

JPEC 世界製油所関連最新情報

2016 年 12 月号

(2016 年 11 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) Tesoro による Western Refining の買収に関わる情報 | |
| (2) カナダで建設が進む Sturgeon 製油所の経済性を評価するレポートについて | |
| (3) 米国上院の委員会における RFS 進捗に関する公聴会情報 | |
| 2. <u>ヨーロッパ</u> | 12 ページ |
| (1) フィンランドの「新国家エネルギー・温暖化防止戦略」に関する情報 | |
| (2) 木質系廃棄物を原料とした St1 のエタノール製造検討情報 | |
| (3) セルビアの Pancevo 製油所のディレドコーカー建設に関わる情報 | |
| (4) Eni が公表した「World Oil and Gas Review 2016」の記載内容について | |
| 1) 原油生産量、需要量および原油性状について | |
| 2) 天然ガス生産量および需要量について | |
| 3) 石油精製について | |
| 3. <u>ロシア・N I S 諸国</u> | 20 ページ |
| (1) カナダの Genoil がロシアの PJ で覚書に調印した情報 | |
| (2) ロシアの石油下流分野についての概説記事 | |
| 1) ロシアの石油下流分野の現状について | |
| 2) 疑似燃料について | |
| 3) 販売市場について | |

次ページに続く

4. <u>中 東</u>	25 ページ
(1) アブダビ ADNOC の石油・天然ガス事業への取り組み状況	
1) 精製・石油化学事業の拡大計画	
2) 天然ガスの石油の増産方針	
3) CO ₂ 回収・利用・貯留技術 (CCUS) の商業化プラントが稼働	
(2) オマーンの Duqm 製油所・石油化学プロジェクトにクウェート KPI が参加	
(3) オマーン Khazzan タイトガスプロジェクトの近況	
(4) Saudi Aramco が Uthmaniyah 天然ガス田でエタン・プロパン・NGL の生産を計画	
5. <u>アフリカ</u>	29 ページ
(1) ナイジェリア NNPC の製油所操業、研究開発への取り組み状況	
1) Kaduna 製油所の改修工事の状況、ニジェールから原油を供給する計画	
2) 研究開発への取り組み状況	
(2) アフリカ各国と関係強化を図る Eni	
6. <u>中南米</u>	32 ページ
(1) Petrobras の事業再編の進捗状況	
1) Total と広範囲な事業分野で提携	
2) Statoil に Santos 海盆 BM-S-8 鉱区の権益を売却	
3) 下流事業の売却交渉の状況	
(2) 米国からメキシコへのパイプライン天然ガス輸出量が増加を続ける	
(3) アルゼンチン YPF の近況、3Q の業績・シェール資源開発	
7. <u>東南アジア</u>	37 ページ
(1) インド政府が原油輸入の削減、天然ガス・エタノール使用を促進する政策	
1) バイオ燃料の利用を促進する政策	
2) 天然ガスの利用を促進する政策	
(2) マレーシアの Satu LNG プロジェクトの進捗状況	
(3) BP がインドネシアの燃料販売事業への進出を目指す	
8. <u>東アジア</u>	42 ページ
(1) ロシア Gazprom と中国が天然ガス事業で関係を強化する動き	
(2) PetroChina の最近の製油所近代化プロジェクトの状況	
(3) 中国陝西省が米国 WellDog と共同で CBM 開発技術に取り組む	
9. <u>オセアニア</u>	45 ページ
(1) オーストラリア Woodside Energy が LNG 事業環境を解析	
(2) ExxonMobil がビクトリア州の Yarraville ターミナルの拡張を計画	

※ この「世界製油所関連最新情報」レポートは、2016 年 11 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。

概 況

1. 北米

- ・米国の独立系精製会社 Tesoro が、製油所、給油所、コンビニエンスストア、流通事業子会社を保有する Western Refining を買収する。
- ・カナダ アルバータ州の Sturgeon 製油所プロジェクトを評価した報告書が公開された。ビチューメンの長期引取り契約、CO₂回収プロセスなどの特徴を評価し、プロジェクトは、経済・雇用・州連邦政府の歳入面に効果があると結論付けている。
- ・米国の再生可能燃料基準(RFS)の最終案に対する上院の公聴会が開かれ、クリーン燃料の導入が期待通りに進んでいないこと、使用義務量を下回った要因が議論された。

2. ヨーロッパ

- ・フィンランド政府は、「新国家エネルギー・温暖化防止戦略」の下で、2020 年までに再生可能エネルギー比率を 50%以上、輸送用燃料中のバイオ燃料の割合を 30%以上に引き上げる目標を発表した。
- ・フィンランド St1 は、木質系廃棄物を原料とする第 2 世代エタノールプラントの FS を始める計画である。
- ・セルビアの Pancevo 製油所のディレドコーカープロジェクトの EPCM 業務が CB&I に発注された。
- ・イタリア Eni が、“World Oil and Gas Review 2016” を公表した。原油・天然ガスの生産量・需要量、石油精製事業などについて世界の状況がまとめられている。

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

- ・カナダの Genoil は、ロシア連邦チェチェン共和国で原油生産、石油精製事業進出する方針である。中国企業技術・資金面で協力することが明らかにされている。
- ・ロシアのメディア PetrolPlaza が、ロシアの燃料市場を分析した結果を発表している。西側諸国の経済制裁下にあっても燃料小売市場は安定した状態にあるがこれには独占禁止監督機関の働きが大きい。
- ・ロシアでは劣質な非課税塔頂油の製造・販売が問題になっている。税収確保や環境面から、品質規格制定や違反企業への罰金などが検討されている。
- ・ロシアでは景気低迷の影響もあり給油所に新設ニーズは低く、既設給油所の近代化計画の動きも緩慢である。

4. 中東

- ・アブダビ国営 ADNOC は 2020-2025 年を見据えてガソリン・石油化学製品を増産し精製マージンの拡大、自給力・輸出余力の維持増強する方針を明らかにした。
- ・ADNOC は国内電力需要の増大に応えるために高硫黄天然ガス田の開発を計画している。また、石油・天然ガス開発に増進回収技術を採用する方針を明らかにしている。
- ・アブダビで、ADNOC と Masdar が開発していた製鉄プラントの CO₂を回収し、原油の増進開発に利用する商業規模の CCUS プロジェクトが稼働を始めた。
- ・オマーンの Duqm 製油所プロジェクトにこれまでのアブダビ IPIC に代わりクウェ

ート KPI が参加することが発表されている。

- ・オマーンの Khazzan タイトガス開発プロジェクトは、第 1 フェーズが 80% 完成し BP とオマーンがフェーズ 2 に向けて開発エリアの拡張に合意している。
- ・サウジアラビア Saudi Aramco は、Uthmaniyah 天然ガス油田の天然ガスから、エタン・プロパン・NGL を分離する計画で、プラントを韓国 Hyundai E&C に発注している。

5. アフリカ

- ・ナイジェリア国営 NNPC は、Kaduna 製油所のアップグレード・拡張プロジェクトを進める方針で、さらに原油の供給保障のためにニジェールの油田からの原油パイプライン敷設計画を明らかにした。
- ・NNPC の研究部門が研究成果と役割期待について報告している。主要国の国営石油企業と共同研究に取り組み、上流・下流で成果を上げている。
- ・Eni は、エジプト沖合の Zohr 天然ガス田の権益の一部を BP に売却することに合意した。
- ・Eni はモザンビークの天然ガス開発、ナイジェリアで上/下流事業、再生可能エネルギー事業、アルジェリアで石油・天然ガス事業の協力関係を強化するなどアフリカとの結びつきを強化する方針を明らかにしている。

6. 中南米

- ・経営の立て直しを図るブラジル国営 Petrobras は、Total との関係を強化することに合意している。また、ノルウェー Statoil に Santos 盆地の BM-S-8 鉱区の権益 66% を売却した。
- ・Petrobras は下流事業の内、LPG 販売子会社 Liquigas Distribuidora、石油化学子会社 Citpe、バイオ燃料事業子会社 Guarani を売却する方針で売却交渉の進展状況が明らかにされている。
- ・メキシコは、米国のシェールガスの増産、メキシコ国内の電力需要の増大、LNG 輸入削減方針のもとで、天然ガスパイプラインの増強を進め米国からの天然ガス輸入が大幅に増大している。

7. 東南アジア

- ・インド政府は原油輸入量の増大を抑制するための施策を発表している。
- ・インドの石油・天然ガス省は原油輸入量削減も絡めてバイオ燃料の導入を促進する方針である。同省は、2017 年のエタノール買取り価格の改訂を発表している。
- ・インドは天然ガスの利用を促進する方針で、発電・肥料製造向けの利用促進やパイプラインなどのインフラを整備する施策を進める計画である。
- ・マレーシアでは小規模あるいは枯渇に向かっている海底天然ガス田を有効利用する目的で導入した PFLNG へ天然ガスの供給が始まり、稼働準備が進んでいる。
- ・BP は、インドネシアの航空燃料事業に進出する目的で AKR と JV を設立する。また、燃料小売り事業に進出する検討を AKR と進めることも明らかにしている。

8. 東アジア

- ・中国とロシア国営 Gazprom が関係を強化している。CNPC とは LNG を欧州-中国間の輸送車両の燃料とすることに合意している。シベリアからの天然ガスパイプライン関連の天然ガス分留プロジェクトで中国開発銀行と連携することにも合意している。
- ・国営 PetroChina は、来年施行される国 V 対応などに関連する西部地域の製油所の近代化工事の進展状況を明らかにしている。
- ・中国は CBM の増産を図る必要があるが、陝西省の研究機関 SPIERCE が米国の非在来型資源開発技術会社 WellDog と提携し、CBM の開発・生産技術を共同研究することが発表された。

9. オセアニア

- ・オーストラリアの Woodside が、LNG 事業の現状を分析する報告を公表している。市況の悪化で LNG プロジェクトの多くが延期されて、短期購入契約の比率が増えているが、巨額な投資を必要とする、長期にわたる LNG プロジェクトには供給者・需要者間の長期的な結び付きが重要との見方を示している。
- ・Mobil Oil Australia が、Altona・Geelong 製油所の製品、輸入製品をビクトリア州と周辺州に供給する拠点ターミナル Yarraville の拡張計画を発表した。

1. 北 米

(1) Tesoro による Western Refining の買収に関わる情報

Tesoro Corp. が Western Refining Inc. を買収することになった。買収対象には製油所、給油所、コンビニエンスストアのほか、流通事業子会社 Western Refining Logistics L.P. の非支配株式持分 6.05 億ドル相当が含まれている。

Tesoro は米国西部を中心に 7 製油所を保有し給油所数は、2,400 ヶ所を超える。Western Refining は国内に 3 製油所のほか給油所を保有し、アリゾナ州、コロラド州、ミネソタ州、ニューメキシコ州、テキサス州、ウィスコンシン州で Giant、Howdy's、SuperAmerica などのブランドを掲げるコンビニエンスストアを展開している。

両社の統合で傘下の製油所数は図 1 に示す通り 8 州で 10 ヶ所、精製能力は計約 110 万 BPD になり、米国で 5 番目に位置する精製企業になる。販売部門では給油所数は 3,000 ヶ所を超える。給油所では Arco、Shell、Mobil、Exxon、Tesoro など様々なブランドを掲げている。なお、買収取引の完了は 2017 年上期を予定している。



図 1. Tesoro & Western Refining の製油所・流通設備およびシェールオイル・プレイ
(出典：Tesoro のウェブサイト掲載の資料)

今回、Tesoro が買収する主な資産の内、Western Refining Logistics L.P. の非支配株式持分以外の資産内容は、以下の内容で報道されている。

- ① テキサス州の El Paso 製油所 (13.1 万 BPD)、ニューメキシコ州の Gallup 製油所 (2.5 万 BPD)、ミネソタ州の St. Paul Park 製油所 (9.8 万 BPD) の 3 製油所、総精製能力 25.4 万 BPD の精製事業。
- ② 米国西部の各製油所へ原油を供給するパイプラインへのアクセス権。46.5 万 BPD の輸送能力を持ち Western Canadian 原油並びにノースダコタ州産原油を St. Paul Park 製油所への輸送する主要パイプラインである「Minnesota pipeline」の権益 17%の取得。
- ③ 製品貯蔵設備と卸売販売店や小売販売店を結ぶ製品パイプライン。
- ④ アリゾナ州、コロラド州、ニューメキシコ州、テキサス州、ミネソタ州、ウィスコンシン州に所在する給油所約 545 ヶ所。

Tesoro 側の買収資産以外のメリットとしては、Permian、San Juan、Bakken、Western Canadian など各種非在来型原油やカナダ産原油へのアクセス環境の改善のほか、天然ガスの購買環境が良好になる点を上げることができ、同社としても原油集積設備や貯蔵設備への投資に加え、天然ガスの集積設備や処理設備への投資も行うことで、物流、ミッドストリーム事業の充実を図ることができるとしている。

情報によると、Tesoro はかつて HollyFrontier Corp. の買収を検討していたが、買収価格の点で諦めざるを得なかった模様である。

HollyFrontier は Western Refining と比較すると、大規模で、製品売上では Western Refining の 77 億ドルに対して 105.2 億ドルと約 1.4 倍、精製能力においても HollyFrontier は 5 製油所合わせて約 45 万 BPD を保有しているのに対して、Western Refining は 3 製油所計 24.6 万 BPD で、HollyFrontier は倍近い能力を持っている。また、HollyFrontier の精製マージンは比較的高く、Tesoro が製油所を保有していない地域に製油所があることなどのメリットが HollyFrontier にはあった。

Western Refining も次善の選択とはいっても、Tesoro にとって悪くはない買収企業とみられている。Western Refining が保有する El Paso 製油所と Gallup 製油所は、それぞれ非在来型原油生産が行われている West Texas および New Mexico の Permian Basin に近く、今後、石油・天然ガス会社の進出・拡張が期待できる。HollyFrontier との比較において劣る点は、Western Refining が保有する給油所の収益性が低いことで、HollyFrontier を選択していればこの点においての心配はなかったと見られている。

<参考資料>

- ・ <http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=79122&p=RssLanding&cat=news&id=2223230>
- ・ <http://www.reuters.com/article/western-refining-ma-tesoro-texas-idUSL1N1DI2A3?feedType=RSS&feedName=rbssEnergyNews>
- ・ <http://www.ogj.com/articles/2016/11/tesoro-western-refining-to-merge.html>
- ・ <http://www.forbes.com/sites/clairepoole/2016/11/17/tesoro-settling-for-second-best-wit-h-4-lb-western-refining-purchase/#4960559f6809>
- ・ <http://phx.corporate-ir.net/External.File?item=UGFyZW50SUQ9NjUyODcyfENoaWxkSUQ9MzU5MDU2fFR5cGU9MQ==&t=1>

(2) カナダで建設が進む Sturgeon 製油所の経済性を評価するレポートについて

カナダのアルバータ州エドモントン (Edmonton) の北東 45km の Sturgeon County で、North West Redwater Partnership (NWRP) がビチューメン処理製油所を建設中で Phase-1 が完成に近づいている。製油所の名称は Sturgeon 製油所で、軽質油で希釈したビチューメン (dilbit) の処理能力として約 7.9 万 BPD、ビチューメン処理能力としては 5 万 BPD を備え、カナダ・アルバータ州産のビチューメンを原料としてディーゼルを主力製品として製造する製油所である。

なお、NWRP は Canadian Natural Resources Ltd. の完全子会社である Canadian Natural Upgrading Ltd. と North West Refining Inc. (旧称 North West Upgrading Inc.) との均等出資の共同事業体である。

製油所建設に反対する動きもある中で、非営利団体の Conference Board of Canada (CBOC) が、この度「Is There Value in Adding Value? An Assessment of the Sturgeon

Refinery」と題するレポートを公表し、同製油所がカナダの経済活性化に貢献する旨を解説している。

レポートはSturgeon 製油所の建設が経済的に評価できるものであり、アルバータ州の地域経済へ与える影響やカナダ全体の経済へ与える影響として好ましい効果が期待できるとした趣旨でまとめられている。[2015 年 6 月号（北米編）第 3 項](#)で報告した通り、製油所建設に際して処理原料となるビチューメンを長期供給義務並びに長期委託処理契約で取扱っていることが幸いし、これ等の契約が初期投資を抑える重要な契約になっていること、ユニークな契約方式が当該プロジェクトの経済性を有利に導いていることなどを利点として挙げている。

同製油所の特徴は、Phase-1 において製油所で発生する約 120 万トン/年の CO₂ を回収し、[2012 年 12 月号（北米編）第 1 項](#)で報告した通り、Sturgeon 製油所のみならず製油所近隣の Agrium 肥料工場から排出される CO₂ と共に集積し、Enhance Energy Inc. が保有する CO₂ パイプライン「Alberta Carbon Trunk Line」で枯渇油田まで輸送し、原油増進回収剤として注入する方針で製油所の設計が進んでいることである。

試算によると、この方法で原油 10 億バレルの回収が可能で、回収されない場合でも毎年 260 万台の自動車の排出量に相当する 4 万トン/日の CO₂ の地下貯蔵ができると見積っている。このようなユニークな事項が経済効果を生み出していると CBOC はレポート内で分析している。

CBOC の分析によると、製油所の建設が計画され、建設が終了する 2007 年から 2017 年に至る期間での効果として下記事項を上げている（投資総額は約 86 億ドルとして試算）。

- ① カナダ経済全体に及ぼす付加価値（または GDP）効果として総額 79 億ドルに相当する。
- ② 約 7.6 万人分の雇用創出効果がある。
- ③ アルバータ州及び連邦政府への歳入は 19 億ドル（原油のロイヤルティー以外で）。

製油所が完成した後の運転期間（2017 年から 2047 年の 30 年間）では、「製油所プラス原料ビチューメン」を検討範囲とした場合の経済効果を解析した“シナリオ-1”と、製油所のみを検討範囲とした場合の経済効果を解析した“シナリオ-2”の 2 ケースで評価している。

“シナリオ-1”における平均年間事業費は、原料ビチューメンの調達費を含めて 22 億ドルと見積もった上で、波及経済効果を以下の通り解析している。

- ① カナダ経済全体に及ぼす付加価値（または GDP）効果として 23 億ドル/年が期待

できる。

- ② 雇用創出効果は約 6.7 千人。
- ③ 原油のロイヤルティーを除外して、アルバータ州及び連邦政府への歳入効果は 3.85 億ドル。

“シナリオ-2”では原料ビチューメンの調達費を除いた平均年間事業費を 9 億ドルと見積もった上で、効果を以下の通り解析している。

- ① カナダ経済全体に及ぼす付加価値（または GDP）効果として 9 億ドル/年が期待できる。
- ② 雇用創出効果は約 1.8 千人/年。
- ③ 原油のロイヤルティーを除外して、アルバータ州及び連邦政府への歳入効果は 1.45 億ドル。

<参考資料>

- ・ <http://boereport.com/2016/12/05/sturgeon-refinery-project-contributes-to-economic-activity-in-canada/>
- ・ http://www.conferenceboard.ca/temp/dd18f5fc-303b-4823-9502-c8eafc56fa72/8408_valueaddingvalue_rpt.pdf
- ・ <http://www.hydrocarbonprocessing.com/news/2016/12/sturgeon-refinery-project-nears-completion-of-phase-one-in-canada>

(3) 米国上院の委員会における RFS 進捗に関する公聴会情報

本年 12 月 1 日に米国上院・国土安全保障・政府問題委員会（Senate Committee on Homeland Security and Governmental Affairs）の小委員会「規制問題と連邦管理小委員会（Subcommittee on Regulatory Affairs and Federal Management）」で、“Examining Two GAO Reports Regarding the Renewable Fuel Standard.”としたテーマの下で公聴会が開催されている。

直接的には米国会計検査院（GAO : Government Accountability Office）が、今年 11 月 28 日に公表した再生可能燃料基準（RFS : Renewable Fuel Standard）に関する 2 報告書（下記掲載資料参照）の記載内容に関する公聴会で、GAO が、米国環境保護庁（EPA）が再生可能燃料基準に基づいて定めるバイオ燃料の使用義務量では、温室効果ガス（GHG）排出量削減目標値を達成できない可能性が高いとする見通しを報告していることに対する内容聴取である。

GAO の報告書は、「2005 年に初めて RFS が制定されて以来の経過をみると、当初、法案を議決した議会の思惑通りには進んでいないことが問題である。」と指摘してい

る。なお、小委員会が今議会期（第 114 議会）に RFS に関わる公聴会として開催するのは 2 回目である。

2005 年に米国議会は、輸入原油への依存度軽減と GHG 排出量の削減を目的に RFS の導入を決めたが、これは輸送用燃料として使用するバイオ燃料の消費量を、2022 年までに段階的に増加させるもので、当該消費量の達成に向けて EPA が各種バイオ燃料の年毎の使用義務量を提示し、バイオ燃料の普及並びに消費量達成を推進している。

しかしながら、年を経るに従い、燃費規制の厳格化や経済成長の鈍化などから、輸送分野の燃料需要は当初の予測を下回り、シェールオイルブームを契機とする国内原油生産量の増加並びに輸入原油の減少などが加わって、状況は大きく変化した。それにも拘らず議会ではバイオ燃料使用義務量の見直しは行われず、バイオ燃料の総消費量達成に向けた努力を EPA に強いる形になっていた。

法令では、前年の 11 月 30 日までに次年度に使用すべきバイオ燃料の義務量を EPA は提示しなくてはならないとされているが、実際には 2009 年から 2015 年まで EPA はこの期限を守れず、2014 年から 2016 年の期間では、強制力を持つ最終的な使用義務量を 2015 年 11 月 30 日に提示している。

2014 年の使用義務量としては 2 年遅れの提示になっており、2015 年の使用義務量に対しては 1 年遅れになっている。2017 年の使用義務量に対しては、今年の 11 月 23 日に提示されているので、法令は遵守された形になっている。

サブコミティーは、EPA が直面している使用義務量設定に当たっての困難性を認識し、2015 年 4 月 6 日に GAO に対し、RFS の実行可能性を検証すると共に最終的なゴールに到達できるか究明するよう要請している。

この要請を受けて GAO が約 19 ヶ月を費やして米国科学アカデミー（NAS:National Academy of Sciences）と連携し、産業界や学会、その他非営利団体のエキスパートとの会議を重ね、独自に分析し取りまとめた結果が 2016 年 11 月 28 日に GAO から公表された 2 件の報告書になっている。

[報告書（GAO-17-108）](#)では、RFS の使用義務量を裏付けるべき増産目標に対して、先進バイオ燃料の生産量が合致していない事実が検証されている。それと共に先進バイオ燃料を 2022 年まで段階的に増加する RFS の使用義務量に適合するように生産するには、製造コストが余りにも高価になり過ぎていることが指摘されている。

報告書では、政府の研究開発支援金や規則で制定された各種助成金があり、2013 年から 2015 年の 2 年間で先進バイオ燃料向け研究開発費として 11 億ドルが費やされているが、RFS の目標値としての使用義務量には到底達し得ていない、と結論付けている。

二つ目の報告書（GAO-17-94）では、RFS 規則では GHG の削減目標を達成できない可能性が高いと指摘している。GHG 排出量を削減するはずの先進バイオ燃料の生産量は、GHG 排出量削減目標値の達成には、余りに少量過ぎると結論付けている（図2 参照）。例えば、先進バイオ燃料に分類されるセルロース系バイオ燃料の 2015 年における生産量は、僅かに 1.42 億ガロン（約 54 万 KL）に過ぎず、法定目標値である 30 億ガロン（約 1,136 万 KL）の 5%以下である。

GAO の指摘を待つまでもなく、先進バイオ燃料のカテゴリーに分類され、2015 年の使用義務量を達成できているものをみると、バイオマス由来のディーゼルのみであることが分かる。最新の EPA による 2017 年の使用義務量の設定値においても、当初法令で達成目標値として設定されていた数値を上回った値として、EPA が使用義務量を設定できているのはバイオマス由来のディーゼルで、10 億ガロンの 2 倍の 20 億ガロンが提示されている。

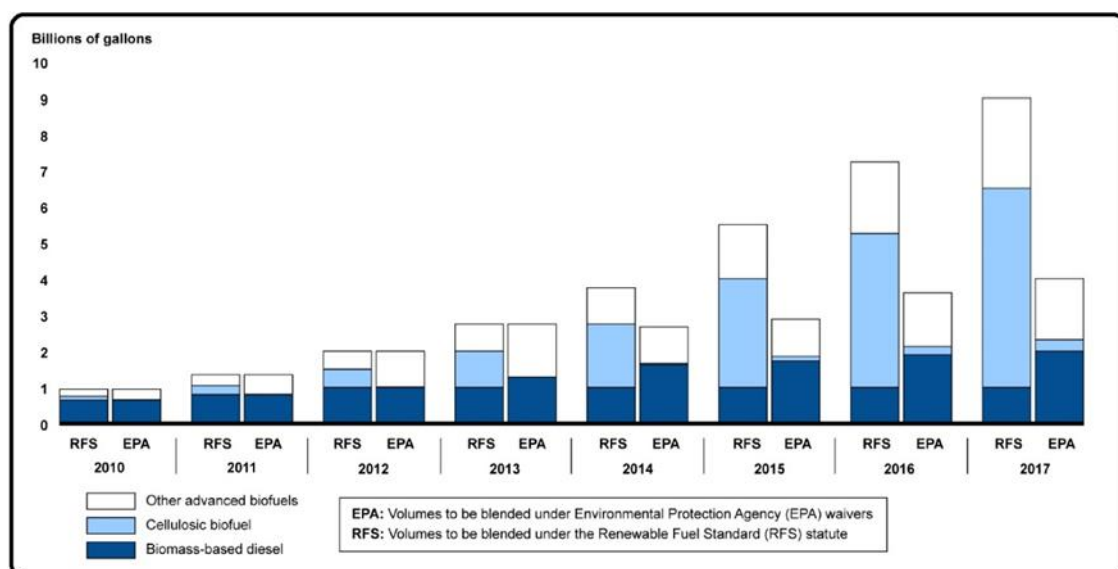


図2. 先進バイオ燃料の法令上で設定された消費量と EPA 設定の使用義務量の比較（2010 年～2017 年）（出典：GAO-17-94）

12 月 1 日に開催された上院の国土安全保障・政府問題委員会の小委員会でのヒアリングでは、GAO の天然資源・環境担当ディレクターの Frank Rusco 氏が、「原油価格の低迷でクリーンエネルギーの導入は期待していたほどには進まなかった。」と証言している。また、「EPA が示した RFS に基づく 2014 年から 2017 年に至るバイオ燃料の使用義務量は、法制化された使用義務量を下回り、特にセルロース系エタノールに期待し過ぎていた。」とも指摘している。

GAO の証言に対し、再生可能燃料協会（RFA: Renewable Fuels Association）では、“GAO のレポートは的外れ”で、計画通りに進展しなかった要因は、「RFS に基づくバイオ燃料使用義務量の設定の遅れ、RFS 規制の無効化に向けた外部団体の取り組みによる不確定要素の存在、石油輸出国機構（OPEC）による“石油市場におけるシェ

ールオイルに対抗した原油価格操作”、経済停滞時を含めバイオ燃料への投資が進まなかったことにある。」など様々な要因を挙げている。

米国石油協会（API:American Petroleum Institute）は、「GAO のレポートが指摘している様に、RFS 規制はもはや有効な手段となっていない、と結論付けている点は我々と同一認識である。RFS 規制が十分に機能していないとする政府の見解は、バイオ燃料の使用量促進を図るプログラムを根本的に見直す必要があるとする我々の主張の正当性を裏付けている。」との声明を発している。

米国においては、丁度、民主党政権からトランプ次期共和党政権に移行する段階で、問題が指摘されている RFS の取扱いが、今後大きく変わることも想定されるので、バイオ燃料の動向と共に注視する必要がある。

<参考資料>

- ・ <https://morningconsult.com/2016/12/01/gao-renewable-fuel-standard-unlikely-meet-emissions-goals/>
- ・ <http://www.gao.gov/assets/690/681252.pdf>
- ・ <http://www.gao.gov/assets/690/681256.pdf>
- ・ http://www.hsgac.senate.gov/download/rusco-testimony_rafm-2016-12-01
- ・ http://www.hsgac.senate.gov/download/mccabe-testimony_rafm-2016-12-01
- ・ <http://ethanolrfa.org/2016/12/rfa-statement-on-senate-hearing-focused-on-gao-rfs-reports/>
- ・ <http://www.api.org/news-policy-and-issues/news/2016/12/01/gao-confirms-renewable-fuel-standard-is>

2. ヨーロッパ

(1) フィンランドの「新国家エネルギー・温暖化防止戦略」に関する情報

2015 年末にフランスで開かれた国連の気候変動に関する会議（COP21）で採択された「パリ協定」の調印式が、ニューヨークで執り行われた。「パリ協定」は、21 世紀後半に温室効果ガス（GHG）の排出量を実質ゼロにすることを目指して、世界が協力することを約束している。

今年 11 月 4 日にパリ協定が発効したことを受けて、フィンランド政府は、2030 年までに輸送分野で使用されている化石燃料の消費量を半減する野心的な目標を立てて、同国の GHG 排出量削減に向けた取り組みを展開する方針である。

現在、フィンランドの陸上輸送分野の GHG 排出量は、国内全 GHG 排出量の約 1/5 を占めているが、同分野の排出量削減の具体的取り組みとして、電気自動車並びにバイオ燃料の導入促進を図る計画である。特にバイオ燃料の消費量拡大は、政府が取り得る有効な手段とみられ、具体策としては化石燃料中に混合する再生可能燃

料の割合を高めることにしている。

このような状況の下で、Juha Sipilä 政権は、11 月下旬に「新国家エネルギー・温暖化防止戦略 (new national Energy and Climate Strategy)」を承認した。

2030 年までに独自に、また EU 加盟国の一員として達成すべき目標を定めた計画で、2020 年台に国内消費エネルギー中の 50% 以上を再生可能エネルギーにする目標が掲げられている。特に輸送分野においては、GHG 排出量削減の観点から 2030 年までに、消費燃料中のバイオ燃料の割合を 30% 以上にするとしている。

EU では、バイオ燃料消費義務量の積算において、木質系バイオ燃料を含む多くの先進バイオ燃料は、EU 指令に基づき“ダブルカウント (消費量を実消費量の 2 倍にカウントすること)” することが承認されている。

この規則を適用すれば、木質系バイオ燃料の消費量が多いフィンランドの場合、ダブルカウント以外のバイオ燃料を考慮すると、「消費燃料中のバイオ燃料の割合を 30% 以上にする」との内容が意味するところは、バイオ燃料の消費量が数値上で実際には 53% 以上になる事と同義になる。

同国の昨年時点での輸送用燃料として消費されたバイオ燃料は、平均して 13% であることや、以前、同国で掲げられていた目標値は 2020 年までに 20%、2030 年までに 40% とされていることを勘案すると、今回の戦略で示された数値は、これらの数値を上回る野心的な目標となっていることが分かる。

フィンランドの労働・経済産業省 (Ministry of Economic Affairs and Employment) は、新戦略に掲げられた目標の達成には、バイオリファイナリーを 3 基以上新設する必要があると推測している。バイオリファイナリーの新設には巨額の投資を必要とする反面、多くの雇用の創出や税収につながる可能性もあると見て、意欲的に取り組むことにしている。

ここでフィンランドにおけるバイオ燃料製造企業をみると、次世代バイオ燃料製造技術としての NExBTL[®]を開発した Neste、製紙企業でパルプ製造の際に副産する樹脂性の油である粗トール油 (crude tall oil) を原料とした、世界初となる商業ベースのバイオ燃料工場を最近稼働させている UPM-Kymmene および St1 (後述) の 3 企業がバイオ燃料製造に携わっている。

これら 3 企業以外にも、2016 年 3 月号 (欧州編) 第 1 号「中国企業によるフィンランドのバイオリファイナリー建設情報」でも報告した通り、中国の Sunshine Kaidi New Energy Group Co., Ltd. が、フィンランドの最北県となる Lapland 南部の都市 Kemi の Ajos で、木質系バイオディーゼル製造設備の建設を計画している。

労働・経済産業省では、更なるバイオリファイナリーの設置を検討していること

も手伝って、フィンランドの主要産業である林業と結びついたバイオ燃料製造が、今後も積極的に展開されていくものと思われる。

<参考資料>

- ・ <http://www.reuters.com/article/finland-energy-biofuels-idUSL8N1DP2F8>
- ・ http://biofuels-news.com/display_news/11422/Finland_to_implement_30_biofuel_mandate_by_2030/
- ・ <http://www.oil.fi/en/traffic/biofuels-transport>
- ・ http://yle.fi/uutiset/osasto/news/finland_to_shift_biofuel_and_electric_vehicle_usage_into_high_gear/9274568

(2) 木質系廃棄物を原料とした St1 のエタノール製造検討情報

今月度、フィンランドのバイオ燃料企業の St1 が新たにエタノール製造プラントの設置を検討しているとの情報を入手したので以下に紹介する。

St1 は、フィンランド中西部のボスニア湾に面した港町 Pietarsaari の Alholma 工業団地内に、木質系廃棄物を原料とする 5 万 KL/年の能力を持つバイオエタノール製造工場を設置すべく、Alholmens Kraft Ab 及び UPM と覚書に調印し、共同で経済性評価を進めることにしている。

なお、St1 は製油所など現場装置を運転管理する St1 Group と、主にスカンジナビアでバイオ燃料などのマーケティング活動を行っている St1 Nordic Oy を傘下に持ち、バイオエタノール製造工場の完成後は、St1 Group が同工場の運転管理を行うことにしている。

また、プラントの建設計画は、石油並びにバイオ製品の販売企業である North European Bio Tech Oy (NEB) の依頼を受けた形になっているが、NEB は各種サービス企業の SOK と St1 Nordic Oy の共同事業体(前者の株式持分 51%、後者の持分 49%)である。更に、Alholmens Kraft はバイオマスを燃料とする世界最大の発電設備を持つ企業で、UPM はバイオ燃料やバイオケミカルなどを取扱うバイオ素材関連企業である。いずれの会社もフィンランドの企業である。

バイオエタノール製造で採用される技術は St1 が保有する「Cellunolix®プロセス」で、原料は木屑やリサイクル木材などの木質系廃棄物になる。Alholmens Kraft と UPM は、原料提供を行うと共に、工場副産物の利用も検討することになる。

Cellunolix®技術を利用した工場建設は今回のケースが初めてではなく、フィンランド中央部にある NEB の Kajaani プラントで採用されており、現在、1 万 KL/年の能力を持つプラントの建設がほぼ完成を迎えており、計画より若干遅れたものの 2017 年初めに稼働することになっている。

なお、今回 St1 が Alholmens Kraft および UPM と共同で経済性評価を進めること

になった Pietarsaari 工場の建設は、2018 年に最終投資決定（FID）が下され、約 2 年の建設期間ののち 2020 年に稼働させる計画を立てている。

St1 が保有するバイオエタノールの製造技術は、上記した木屑やリサイクル木材などの木質系廃棄物を原料とする Cellunolix®技術以外に、シュガーやでんぷんを含む食品廃棄物を原料とする Etanolix®技術および都市廃棄物や工場廃棄物を原料とする Bionolix®技術があり、Etanolix®技術を採用したプラントは、スウェーデンの Gothenburg 製油所（8.5 万 BPD）、フィンランド国内に多くの実績を持っている。また、Bionolix®技術と Cellunolix®技術を利用した工場は各 1 ヶ所である。

<参考資料>

- ・ <http://www.stlbiofuels.com/company/news/stls-and-soks-joint-venture-neb-plans-50-million-litre-cellunolix-bioethanol-plant-at-upm-site-in-finland>
- ・ <http://biomassmagazine.com/articles/13921/st1-plans-50-million-cellunolix-ethanol-plant-at-upm-site-in-finland>
- ・ <http://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2016/11/15/st1-to-develop-sawdust-based-ethanol-plant-with-upm-and-alholmens-kraft/>
- ・ http://biofuels-news.com/display_news/11361/St1_plans_50_million_litres_per_year_sawdust_based_ethanol_plant_in_Pietarsaari_Finland/

(3) セルビアの Pancevo 製油所のディレドコーカー建設に関わる情報

CB&I がセルビアの Naftna Industrija Srbije (NIS) 傘下の Pancevo 製油所（9.6 万 BPD）に、ディレドコーカーを建設するプロジェクトの設計・調達・建設・管理（EPCM）業務を受注した。CB&I はライセンス供与、基本設計業務を 2015 年 3 月に受注しているので、その業務に続くものとなる。

NIS はロシア国営石油会社の Gazprom Neft が株式の 56.15%を所有し、29.9%をセルビア政府が所有する会社で、傘下に Novi Sad 製油所と Pančevo 製油所を持ち、合計精製能力は 10.6 万 BPD と言われている。同社は上流事業の原油及び天然ガス開発・生産から下流事業の石油精製・製品流通及び販売までを事業範囲とする総合石油会社である。

今回の CB&I へのディレドコーカー建設に関わる EPCM 業務発注に先立ち、NIS は約 7.8 億ドルを投資して Pancevo 製油所のアップグレード工事並びに保守・点検工事を今年 9 月に終了させたところであるから、この工事に続く矢継ぎ早の発表になっている。

9 月に終了した工事では、エネルギー効率の向上、高品質製品の生産量拡大、装置類の安定運転の確保を目的に進められており、製油所内のほぼ全ての主要装置がエネルギー効率の向上や安定運転の確保の観点から見直され、電力供給設備の安定運転安定供給確保、プラットフォーマーの熱交換器の最新型への取り換えなどの工事が行われている。

中でも 4 年間の運転で今回が初めての運転停止及び保守点検工事となったマイルド水素化分解装置/留出水素化脱硫装置（MHC/DHT）コンプレックスでは、触媒の交換など Euro-5 基準のディーゼル増産に向けた工事が行われている。

因みに、MHC/DHT コンプレックスのライセンサーは CB&I で、2015 年 3 月時点で進められた基本設計業務の中で、新設するディレドコーカーをどのような形で製油所に組み込むことがベストであるかが検討されており、その結果、既存の FCC 装置や水素化分解装置と組み合わせることになったと報道されている。

<参考資料>

- ・ <https://seenews.com/news/serbias-nis-wraps-up-further-upgrade-of-pancevo-oil-refinery-545639>
- ・ <http://www.ogj.com/articles/2016/12/serbia-s-nis-lets-contracts-for-pancevo-refinery.html>
- ・ <http://investors.cbi.com/news/press-release-details/2016/CBI-Announces-Award-for-Delayed-Coker-Unit/default.aspx>

(4) Eni が公表した「World Oil and Gas Review 2016」の記載内容について

イタリアの政府系石油エネルギー会社の Eni が、第 15 版となる年次報告書「World Oil and Gas Review 2016」を発表した。石油並びに天然ガスに関する世界の埋蔵量、生産量、生産原油性状、需要量のほか、これらについての統計データをまとめた報告書で、原油性状や精製分野に関する記載もなされている。

Eni は同資料の中で、2015 年の特徴を一言で表すなら“天然ガス埋蔵量は減少し、原油埋蔵量は増加した”である、としている。以下に同資料の記載内容から、主だった事項をピックアップして概要を報告する。

1) 原油生産量、需要量および原油性状について

同資料によると、中東や北米の増産が牽引する形となって、原油生産量はこれまでの記録を更新し、対 2014 年比で 2.9%増加した。生産大国 10 位以内の国の位置づけは 7 年間連続して変わっていないが、イラクが生産量を急増させ、対 2014 年比 19.3%となっている。原油生産量は、米国がサウジアラビアを抑えて 1 位になっている。また、リビア、シリア及びイエメンに関しては、依然として地政学的環境がこれらの国の原油生産量に大きな影を落としている。

世界の石油需要は、2014 年後半に始まった原油価格の急落が、2015 年も継続したことが大きく影響して、世界の原油需要は近年に無く高まり、原油需要量は 2014 年より 180 万 BPD 増加し、2014 年に比べ 2%増と過去に無い大幅な伸びを示した。

石油需要の主だった変化を見ると、原油価格の低下を背景に OECD 加盟国での需要減少が一段落した形で、2014 年に比較して約 40 万 BPD の増加(対前年比プラス 1.0%)を示している。ラテンアメリカやロシアなどの産油国での原油需要をみると、対前

年比マイナスを示して需要に陰りが観察されている。OECD 非加盟国の原油需要は 2014 年に比較して、140 万 BPD の増加（前年比+3.0%）になっている。

原油性状に関しては、2015 年 6 月からイラクの「Basrah heavy」が商業化されたこと、“重質高硫黄 (heavy sour)” に分類される原油が対前年比 12%増加したこと、シェールオイル・コンデンセートが含まれる “超軽質 (ultra light)” に分類される原油が対前年比 6%増加したこと、“重質低硫黄 (heavy sweet)” に分類される原油が対前年比 8%増加したこと、を挙げることができる。

注) 重質高硫黄原油 : $10^{\circ} \leq \text{API} < 26^{\circ}$ 、 $S \geq 1\%$

超軽質原油 : $\text{API} \geq 50^{\circ}$ 、低硫黄

重質低硫黄 : $10^{\circ} \leq \text{API} < 26^{\circ}$ 、 $S < 0.5\%$

2) 天然ガス生産量および需要量について

2015 年の天然ガス生産量も米国並びにイランの生産量増加に牽引される形で、対 2014 年比 1.6%の増加を示した。因みに、米国並びにイランの天然ガスの 2014 年に対する増産割合は、それぞれ 5%と 5.3%であった。ヨーロッパについては、EU 全体の生産量は対 2014 年比 8.5%の減少を示したが、ノルウェーは 8%の増産となった。ロシアは 2014 年の生産量は 2013 年に比較して減少したが、2015 年は 2014 年に比べ 1.3%の増加を示している。

天然ガス需要についてみると、2014 年には対前年比 0.2%の減少を示していたが、2015 年は新興の成長市場とも言うべき中東と北アフリカを合わせた市場である所謂 MENA (Middle East & North Africa) 地域での対前年の伸びが 4.8%であったほか、既存市場の北米やヨーロッパでもそれぞれ対前年比 2.2%の需要の伸びがあり、世界全体としては対前年比 1.7%の伸びを示している。

これまでアジアでの天然ガス需要は継続的に増加し、中国の需要が 2014 年は 9.4%の伸びが観察されていたが、2015 年は対前年比 3.1%と落ち込み、且つ日本と韓国では発電分野で原子力発電の再開や石炭、再生可能エネルギーの発電比率が増加した。日本では、対前年比マイナス 6.0%、韓国においては対前年比マイナス 8.8%と大きな減少があったために、アジア太平洋地域での需要はマイナス 0.9%を示し、前年までの需要の伸びが止まった形になっている。

3) 石油精製について

最近の 5 年間の世界の石油精製能力は、主としてアジア地域、特に中国が牽引し、これに北米や中東が続く形で増加し、世界全体では 2014 年に比較して 400 万 BPD 以上の増加があった。しかし、ヨーロッパでは地域内需要の減少や外国との競合関係が増加し、精製能力は落ち込んでいる。

表 1. 2010 年と 2015 年における地域別精製諸元の比較（出典：Eni の WOGP-2016）

2010						2015						
Refineries (no.)	Primary Capacity (mmtons)	Primary Capacity (kbb/d)	Conversion Capacity (FCC eqv.) (mmtons)	Complexity Ratio		Refineries (no.)	Primary Capacity (mmtons)	Primary Capacity (kbb/d)	Conversion Capacity (FCC eqv.) (mmtons)	Complexity Ratio		
				FCC eqv. (%)	NCI					FCC eqv. (%)	NCI	
129	841	16,817	309	37	8.9	115	773	15,471	313	40	9.2	Europe (**)
66	379	7,619	81	21	6.9	71	409	8,249	94	23	7.1	Russia & Central Asia
57	394	8,006	79	20	6.0	57	433	8,793	116	27	6.9	Middle East
46	159	3,191	27	17	5.7	49	171	3,440	31	18	5.8	Africa
270	1,477	29,628	797	54	8.3	276	1,648	33,082	1,037	63	9.2	Asia
187	983	19,677	606	62	8.7	191	1,126	22,595	810	72	9.7	North East Asia
83	495	9,951	192	39	7.7	85	522	10,487	227	43	8.1	Asia and Pacific
242	1,353	27,075	873	65	10.5	239	1,370	27,434	916	67	10.8	Americas
167	1,033	20,676	721	70	11.5	164	1,074	21,501	771	72	11.7	North America
75	319	6,399	153	48	7.4	75	296	5,933	145	49	7.7	Latin America
810	4,602	92,336	2,166	47	8.7	807	4,804	96,469	2,507	52	9.1	World

(**) Belarus and Ukraine aren't included in Europe but in Russia and Central Asia

表 2. 2010 年～2015 年における地域別精製諸元の増減値

地 域	製油所数	処理量 (kbb/d)	転化能力 (FCC eqv.) (mmtons)	NCI (ネルソン 指数)
Europe	-14	-1,346	4	0.3
Russia & Central Asia	5	630	13	0.2
Middle East	0	787	37	0.9
Africa	3	249	4	0.1
Asia	6	3,454	240	0.9
North East Asia	4	2,918	204	1.0
Asia and Pacific	2	536	35	0.4
Americas	-3	359	43	0.3
North America	-3	825	50	0.2
Latin America	0	-466	-8	0.3
World	-3	4,133	341	0.4

表 1 に示されている通り、世界の製油所数をみると、2010 年以降 2015 年までの 5 年間で 810 ヶ所から 807 ヶ所に総合的には 3 製油所で運転が停止されているが、逆に精製能力はこの 5 年間で 46.02 億トンから 48.04 億トンに約 2 億トン（約 413 万 BPD）増加している。

中でも製油所数の減少が著しかった地域はヨーロッパで、14 ヶ所の製油所が運転を停止しており、精製能力も 134.6 万 BPD が失われている。経済活動の停滞などから、石油需要の減退があったことを考え合わせても、失われた精製能力分の市場が無くなったとは考えられないので、その分他地域からの製品流入が活発であったと解釈することが出来る。

製油所数の増加した地域はアジアとロシア・中央アジアで、それぞれ 6 ヶ所と 5 ヶ所になっている。両地域の精製能力の増減を見ると、ロシア・中央アジア地域の増加は 63 万 BPD で、製油所数の増加の割には精製能力の増加は少なかったと言える。

アジア地域について見てみると、精製能力の増加は 345.4 万 BPD と大きな数値を示している。この地域の製油所総数が 2015 年時点で 276 ヶ所と多く、近代化工事等により個々の製油所の精製能力増強がこの 5 年間で進められたと考えられる点を考慮しても、6 ヶ所で 345.4 万 BPD の増加は、大規模製油所の新設が行われたことをうかがわせている。

また、アジア地域を北東アジアとアジア太平洋地域に分けてみると、北東アジアの製油所増加数は 4 ヶ所で、精製能力の増加も 291.8 万 BPD と大きな数値を示しており、北東アジアにおける精製事業の動きが活発であったことを示している。

中東地域に関しては、製油所数の増減は無く処理量が増加していることから、既存製油所の近代化・拡張、老朽製油所の運転停止と新製油所の稼働が進められた結果、処理量が増加していると解釈することが出来る。

北米に関して見てみると、5 年間で製油所が 3 ヶ所減少したにも拘わらず、精製能力は 82.5 万 BPD 増加しており、既存製油所の精製能力の拡張が進められたことをうかがわせている。これに対してラテンアメリカの状況は、製油所数の増減は無く 46.6 万 BPD の精製能力の減少が観察され、中東や北米など他の地域とは逆に個別製油所の稼働率の低下が起こっていたものと思われ、ラテンアメリカにおける精製事業の近代化の遅れが懸念される状況を物語っている。

また、製油所が保有する転化能力 (Conversion Capacity (FCC eq.)) や製油所の精製能力に対する二次装置の装備率を表わすネルソン指数 (NCI : Nelson Complexity Index) を指標として、2010 年から 2015 年の 5 年間ににおける世界の地域別精製状況の変化を示すと上掲の表 2 の通りである。

表中の転化能力 (Conversion Capacity (FCC eq.)) とは、製油所が保有する重質油を軽質油に転換する能力を表す一つの指標で、製油所に設置された個別分解装置につき FCC 等価換算で同装置の能力を重量ベースで算出した上で、構成する全分解系装置の算出値を積算した値を同製油所の転化能力として表している。一般的には、高い転化能力値を持つ製油所ほど、高品質で付加価値の高い製品を製造する能力を持つことになる。

なお、FCC 等価換算値の算出に当り使用する等価係数 (equivalent factors) は、例えば熱分解 (コーカーなど) や水素化分解などの分解系装置の種類や分解系装置のタイプ (残油処理か留出油処理かなど) を基にして、FCC 装置の等価係数を「1」としてプロセス毎に決められている値であり、具体的な個別数値については[下記掲載の資料](#)中に記載されているので参照願いたい。

上掲の表 2 を見ると、転化能力の点で顕著な向上を示している地域はアジアで、特に北東アジアの変化が著しい。同地域は前述した通り、新製油所数及び精製量増加の点においても大きく変化していることと考えあわせると、大きな分解能力を備

えた新設製油所の稼働が続いたことが分かる。

ヨーロッパ地域に関しては、14 ヶ所で運転が停止されたにも拘わらず転化能力の変化が少ない。この点が意味するところは、分解系装置を持つ製油所が運転停止しているのではなく、概して分解系装置を持たない製油所の運転が停止されており、残った製油所において、近代化工事などによる分解系装置の新設も進んでないことを示していると解釈できると思われる。

ロシア・中央アジアに関しては、製油所数が増加している割には転化能力も NCI もそれほど増加していない。これに対して、中東地域は転化能力と NCI 値の増加が認められ、分解系装置の設置が進められたことを裏付けている。

南北アメリカを見ると様相を異にしている。北米に関しては、前述の通り製油所数の減少があったにも拘らず精製量も転化能力も増加しており、既存製油所の改造・改修工事により蒸留装置等の増設（と分解系装置の近代化が進められた状況を見て取ることが出来る。これに対しラテンアメリカにおいては、製油所数の増減は無く、精製量および転化能力ともに減少しており、製油所の拡大も分解系装置の設置も進んでいない状況がうかがえる。

<参考資料>

- ・ http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/147541/Oil_Reserves_Increasing_Gas_Reserves_In_Decline_Says_Eni_Report
- ・ https://www.eni.com/en_IT/media/2016/11/eni-presents-the-15th-edition-of-the-world-oil-and-gas-review
- ・ https://www.eni.com/docs/en_IT/enicom/company/fuel-cafe/WOGR-2016.pdf
- ・ https://www.eni.com/docs/en_IT/enicom/media/press-release/2016/11/Eni_presents_15_edition_World_Oil_and_Gas_Review.pdf

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

(1) カナダの Genoil がロシアの PJ で覚書に調印した情報

カナダのクリーン技術のエンジニアリング会社である Genoil Inc. が、ロシア連邦北カフカース連邦管区に属するチェチェン共和国の官営石油会社 Grozneft との間で、総額 500 億ドルに上る関心表明書 (LOI : letter of intent) を取り交わした。同 LOI の業務対象範囲内には高硫黄、高酸性、超重質原油の油田開発、アップグレーダーの設置検討からビチューメンや各種残渣油などを製油所処理して脱硫製品を得るまでの一連のプロジェクトとして受注したものであるとされている。

Genoil の発表では、350 万 BPD の原油生産や 600 万トン/年 (約 12 万 BPD) の製油所をチェチェン共和国に新設することが対象範囲に入るとしており、Genoil はプロジェクトの全段階で関与し、個別プロジェクトの展開において元請けになると報じ

られている。もともと各種重質油の脱硫処理技術で、Genoil の専有技術である Genoil Hydroconversion Upgrading System (GHU®) をチェチェン共和国で展開させる意図が背景にあり、今回の調印に繋がったと思われる。

また、LOI の遂行に当り Genoil は中国のエンジニアリング会社、サービス会社からなるコンソーシアムを形成し業務に当り、個別プロジェクトの展開は、原則として中国企業から設計業務、融資、与信が得られることになっており、ロシア政府の支援も受けられることになっている。なお、当該プロジェクトで生産される燃料油の一部は 30 年を上限とする長期契約を締結し、中国向けに輸出する条件が付加されている。つまり形式上はロシアと中国の間の貿易協定の形を取り、製品類は長期契約に基づく中国向けの輸出となっている。

今回、Genoil は専有技術である GHU®の適用を図りながら原油開発から製品生産まで、一貫した技術提供プロジェクトとして業務受託する内容で報道がなされているが、同社が GHU®の適用を図る覚書に調印したのは 2 度目になる。

Genoil が最初の覚書に調印した対象プロジェクトは、国際海事機関（IMO : International Maritime Organization）の MARPOL 条約に基づき、一般海域における船舶排出ガス中の硫黄分が 2020 年以降 0.5%以下に規制される事を睨み、Shaanxi Yanchang Petroleum Group Co. の子会社の Beijing Petrochemical Engineering Co. Ltd (BPEC) と Genoil が中東での脱硫に関わるプロジェクトに対して、中国の銀行の融資の適用を受けるために覚書が今年 4 月に調印されている。

このような記事を目の当たりにすると、記事内容があまりにも整理され過ぎており、受け入れ難い気持ちになる。それは、Genoil があまり知られていない企業である上に、取扱う投資金額がロシアの燃料・エネルギー分野の年間資金とほぼ同額で巨額であること、更に中国とロシアの両国は、既に天然資源開発及び各種事業展開において緊密な関係にあり、ロシアへの事業進出にはカナダの企業を介する必要性が無いと考えることができるからである。

しかし一方では、1999 年に勃発し 10 年続いた「第二次チェチェン紛争」の最中に破壊された Grozny-former Lenin 製油所（約 39 万 BPD）に代わり、チェチェン共和国は新製油所建設に向けた動きを取っており、長年、新製油所建設課題が共和国とロシア連邦政府の間の政治的緊張の一つであったことは事実である。

2013 年 11 月のチェチェン共和国政府の発表によると、当時 Rosneft は 2018 年末までの完成並びに稼働を目指し、同共和国内に 2 万 BPD の製油所を建設すべく入札を行ったことがあるが、建設費用の上昇が続いていた時期であることや、ロシア原油の輸出に向けた経済環境が好転したこともあって、共和国産原油の自国内精製に向けた製油所建設は実現しなかった。

2015 年に至って、連邦政府がチェチェンの精製会社 Chechenneftekhimprom の管轄

を共和国に委ねることで合意した後、政治的緊張も緩和し、共和国が税収、雇用の創生、石油産業の隆盛、地方の活性化を目指し、同社に対して新製油所の建設を呼び掛けるようになっている。

チェチェン共和国政府としては、民間資本を導入してでも共和国の首都グロズナイ (Grozny) に製油所を新設することが 2015 年 12 月以降今年の 11 月に至るまで変わらない意向であると、同共和国政府のサイトでも明らかにされている。

今回、Genoil が国営石油会社 Grozneft との間で調印したとされる覚書記載の業務範囲の内の製油所建設に関わる部分が、上記記載のチェチェン共和国内に製油所を建設するとした従来の動きとつながるものであるのか、関係を明確にするには至らず、更には、当該内容を取り上げたインターネット記事は多く、依然として今回取り上げた「Genoil と Grozneft との間の覚書」の真偽のほどは不明で、今後の開示情報を待たなくてはならない。

<参考資料>

- ・ <http://genoil.ca/genoil-signs-us50-billion-letter-of-intent-to-develop-and-construct-upgrading-and-energy-projects-in-russia-and-chechnya/>
- ・ <http://www.maritime-executive.com/article/major-refinery-project-will-trim-down-hfo-output>
- ・ <http://genoil.ca/images/stories/genoil/PDF/hydroconversion20upgrader20for20heavy20oil20and20refinery20residue.pdf>
- ・ <http://www.rferl.org/a/caucasus-report-chechnya-oil-refinery/27472661.html>
- ・ <http://in.reuters.com/finance/stocks/companyProfile?symbol=GNOLF.PK>

(2) ロシアの石油下流分野についての概説記事

石油下流分野のインターネット情報サイトの PetrolPlaza が、ロシアの燃料販売市場の現状について、疑似燃料の存在、乗用車販売台数の減少傾向、主要都市における環境状況を交えた内容を、11 月 29 日付の記事にして報道している。ロシアの燃料販売市場を概観した記事として大変有用であると見られるので、同記事に基づきロシアの現状を紹介する参考情報として以下に記す。

1) ロシアの石油下流分野の現状について

現在、ロシアはウクライナ問題で西欧諸国から経済制裁を受けている状況下にあるが、それにも拘らず国内の小売販売市場は安定した状況にあり、ここ数年大きな変化打撃を被るようなことは無かった。このように安定した状況を保てるのは、独占禁止法の監督機関であるロシア連邦反独占局 (FAS: Federal Antimonopoly Service) による規制活動が大きく貢献している。

FAS が取り進めた健全な競争を育むためのメカニズムとして多くの施策があるが、中でもロシア連邦石油製品取引所 (Russian Oil Products Exchange) の開設が、燃料市場に好ましい効果を及ぼしている。この他にも燃料価格の安定、需要に適合し

た供給量やニーズに合った品質の製品の提供、国内製油所の近代化を促す要因ももたらしめている。

その石油精製部門の近代化に関しては、プーチン大統領の強力な指示の下、過去数年に亘り続けられている FAS を含めた政府機関の各施策が功を奏し、2016 年 1 月より国内製油所では Euro-5 基準の品質の製品製造が可能となってきた。このようなクリーン燃料製造は、もともと厳しい環境汚染に苦しめられてきたロシア西部の大都市を念頭に進められてきた施策であったとも言われている。

西欧諸国からの経済制裁を受けている現状でロシアの経済は停滞気味で、燃料の生産量は需要を上回り、実際には大規模石油企業は余剰分を輸出に回す検討を進めている。

予想がつかない課税率の変更も多くの問題を含んでいると言われている。政府は 2016 年上期だけでも 2 回にわたりガソリンの消費税 (gasoline excise duty) を上げている。景気後退が深刻化している中で、当初、政府は燃料税の軽減を計画したが、この税は石油業界の主要な収入源の 1 つを構成していることから受け入れられなかった。そこで財務省は、2016 年下期は現在のガソリンの消費税水準を維持することにして、2017 年に入ってから若干上げる方針である。

また、特定地域に限られた状況と受け止められているが、国営石油会社 Rosneft と同じく国営石油会社 Gazpromneft の対立があり、憂慮すべき事態を生じさせていると言われている。特定地域とは、ロシア連邦中南部のシベリア連邦管区に属するノヴォシビルスク地域 (Novosibirsk Region) とアルタイ地方 (Altai Territory) であるが、これ等の地域では両社が同時に物議を醸すような方針を進めたり、燃料価格のダンピングを行ったり、独自のロイヤルティーを設けたりしているため、これらの地域の独立系小売販売業者の収益性を損なう結果になっている。

このような特定地域での事例は、大規模石油会社と独立系燃料給油所ネットワークとの長期的な対立を呼び起こす結果になっている。大規模石油会社にとっては、単に会社の良好なイメージの維持、市場での存在価値、一定の販売量維持が主要目的であるに過ぎないが、“その日暮らし” 的な運営をしている後者の独立系の小売販売業者にとっては死活問題である。

2) 疑似燃料について

標準化を担当する政府機関の技術規制・計量庁 (Federal Agency on Technical Regulation and Metrology : “Rosstandart”) の検査結果により検出された問題として、“疑似燃料” に関する事項がある。

現在、ロシアにおけるオーバーヘッド留出油の量は、製油所の平均的な稼働率が 74% と低い状態であるにも拘わらず、全燃料生産量の約 30% を占めている。仮に、ロシアの製油所運転の管理や稼働率が西欧諸国並みになるなら、オーバーヘッド留

出油の割合は5%に減少すると指摘されている。

このオーバーヘッド留出油、硫化水素など硫黄含有量の多い留出油やガスコンデンセートとして分類され、加熱炉用燃料などとして使用されるオーバーヘッド留出油が、課税対象外となっていることが背景にある（現在課税対象となっている燃料を除く）。この結果に関する問題の本質は、通常の燃料の代わりに疑似燃料を販売することで大きな経済的利益を享受できることにある。

更に事態を複雑にしているのは、ロシアの車両の半数以上、特に貨物輸送や建設用車両、製造機械のエンジンが、殆どの場合に安価な低品質燃料でも稼働可能であることから疑似燃料のような低品質燃料の需要が非常に高い。

Rosstandard の検査で指摘された他の重要な問題として、現行の技術規制の“不明瞭性”が指摘されている。Rosstandard が検査に際して燃料品質証明書の提出を要求しても、多くの製油所では現在の技術基準で提出が義務づけられていないことを理由に、燃料品質証明書の提出を拒否するところがあり、裁判沙汰にまでなったケースもある。

疑似燃料を市場から追い出すためには、2000 年代初めに“直留ガソリン”の市場からの締め出しに成功した事例と同様に、統一性のある技術ガイドラインや標準を定めて実施すべきであり、高硫黄含有のオーバーヘッド留出油にも消費税を課すべきであると考えている業界の専門家は多い。このような対策で経済的利益がもたらされるだけでなく、疑似燃料による環境問題も軽減すると専門家は述べている。

当該問題を解決するために、Rosstandard は疑似燃料を製品として生産している製油所に対し、年間売上額に 15%の罰金を課す法案を発表している。だが、ロシア連邦産業商務省（Ministry of Industry）は、1%の罰金で良いのではないかととして、Rosstandard の法案の実現可能性に対する疑念を表明しているなど、疑似燃料に関わる問題解決には、今しばらく時間が掛かるように思われる。

3) 販売市場について

現在ロシアには約 23,000 ヶ所の給油所が存在し、自動車保有台数は約 5,000 万台で、新しく給油所を設置しなくてはならない強いニーズは無い。背景には新車販売台数がマイナス 40%と顕著な落ち込みを見せていること、経済活動が弱まっていることが相まって燃料需要が極端に落ち込んでいることなどが上げられる。

このような状況下ではあるが、5 年前に運輸省では道路交通インフラの近代化を掲げて推進しようとしている。中でも際立っていた施策が多機能給油コンプレックスの設置で、実現に向けた法的措置や予算措置が議論されたが、結果的には予算の目途が立たず実現は立ち消えになっている。

既存給油所ネットワークの近代化や改修を求める声は大きくなってきており、フ

ランチャイズの形成が市場のカギを握るようになってきている。経済が低迷している環境下、大手石油会社並びに独立系販売会社や流通会社など市場関係企業の双方は、フランチャイズを進めることで収益を分け合い、また恩恵も受けるべく模索している。

総括すると、多くの問題を内包しつつもロシア石油市場はかなり安定しており、景気の低迷を背景にしているにも拘らず、政府当局側と燃料小売分野の大・中規模企業側の双方に、近い将来を見据えた新規改革または野心的プロジェクトが企画されている様子は見えない。

<参考資料>

- ・ <http://www.petroplaza.com/news/industry/MiZlbiYyMDc0MCYmMSYzMCYx>
- ・ <http://www.maxconf.ru/en/event/59/>

4. 中 東

(1) アブダビ ADNOC の石油・天然ガス事業への取り組み状況

1) 精製・石油化学事業の拡大計画

11月10日、アラブ首長国連邦のアブダビでは、石油事業関連の国際会議・展示会“Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference (ADIPEC)”が開催されたが、その場で Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) は、下流事業部門を強化する経営方針を発表している。

ADNOC は長期経営計画に掲げる“2030 Strategy”に基づいて、今後5年間に精製・石油化学事業を拡大する方針を明らかにしている。とりわけ、燃料製品・石油化学製品需要の倍増が予測されているアジア市場を見据えて、ガソリン・アロマ・ポリオレフィンを増産するプロジェクトを立ち上げ、これらの高付加価値製品の増産を通じて処理原油当たりのマージン拡大を目指す計画である。

数値目標を見ると、ガソリンの国内需要量が増大するとの予測の下で、自給力を確保しながら2022年までにガソリンを1,020万ト/年に増産し、石油化学品に関しては、世界最大級の混合原料型クラッカー (mixed feed liquid cracker) を建設する計画で、製造量は2016年の450万ト/年に対して、2025年には1,140万ト/年とする目標値を提示している。

2) 天然ガス・原油の増産方針

ADNOC は、内外で需要が増大している天然ガスの供給保障を確立するための基本計画“Gas Master Plan”を公表している。天然ガスの供給能力の拡大を図るために、硫化水素含有量の高い天然ガス田の開発に着手し、一方で採算性を確保する目的で天然ガス価格制度の見直しにも着手する。

ADNOC は、小規模油田や地層構造が複雑な油田からの原油回収率の向上に、新規技術の導入を進める方針で、原油増進回収技術（Enhanced Oil Recovery : EOR）、大偏距掘削技術（Extended Reach Drilling: ERD）を適用することを計画している。同社は 1990 年代の初めから、ERD 技術の採用を始め陸上・海底油田に応用し、また、成熟・枯渇油田を延命する目的で CO₂・天然ガス注入法による EOR を実施している。

最近承認された 2030 年までの長期計画及び中期 5 ヶ年計画によると、ADNOC は今後 2 年間で原油を 40 万 BPD 増産し、2018 年末までには原油生産量を 350 万 BPD に引き上げる計画を実行中である。

ADNOC は、競争力のある原油開発を効率的かつ経済的に展開する方針で、経営面でも財務能力や市場対応能力を強化する目的で、海底油田開発事業の子会社 Abu Dhabi Marine Operating Company (ADMA-OPCO) と陸上油田開発の Zakum Development Company (ZADCO) の統合を 10 月に発表している。

3) CO₂回収・利用・貯留技術(CCUS)の商業化プラントが稼働

ADNOC とアブダビの先進エネルギー会社 Masdar が、CO₂回収技術の開発を目的に設立した JV プロジェクト Al Reyadah の CO₂回収・利用・貯留（CCUS）商業化プラントが計画通りに稼働したことが 11 月初めに発表されている。

プロジェクトの概要を、表 3 に示すが Al Reyadah CCUS は、アブダビの製鉄会社 Emirates Steel Industries (ESI) のプラントから排出される CO₂を回収し、油田に注入して原油を増進回収（EOR）する目的で 2013 年 7 月に建設が始まった。Masdar の資料によると、現在世界で 15 基の CCS プラントが稼働し 7 基が建設中。Al Reyadah プラントは、CCUS の商業化プラントは中東地域では初めてのもので、製鉄プラントからの CO₂回収プロジェクトでは世界初と見做されている。なお、Masdar の今回のプレスリリースには ESI の製鉄プラントから排出される CO₂の内、CCUS プラントに供給される割合、ランニングコストについての記載は無い。

表 3. Al Reyadah CCUS プロジェクトの概要

設置場所	Mussafar
CO ₂ 供給源	Emirates Steel Industries の製鉄プラント(I, II)
CO ₂ 回収能力	800,000 トン/年、4,100 万 cf/日
CO ₂ 供給先	Rumaitha 油田、BAB 油田の EOR
付帯設備	パイプライン(42km)、CO ₂ 計量システム、管理棟
投資額	4.50 億 AED(1.22 億ドル)

2) 項で示したように、天然ガス増産と EOR 技術の導入を進めている ADNOC にとって、CO₂による EOR は、再注入に使用する天然ガスを燃料として利用することができるという点で有利である(最大 4,100 万 cf/日分)。今後の展開には経済性評価の結果が、CCUS プロジェクトの拡張・展開の判断基準になるものと考えられることから、稼

働後の情報に注目していきたい。

- ・ <https://www.adnoc.ae/en/news-and-media/press-releases/2016/adnoc-to-invest-in-downstream-business-to-meet-growing-demand-for-refined-and-petrochemical-products>
- ・ <https://www.adnoc.ae/en/news-and-media/press-releases/2016/adnocs-integrated-gas-master-plan-to-meet-growing-energy-needs-for-abu-dhabi-and-overseas-customers>
- ・ <https://www.adnoc.ae/en/news-and-media/press-releases/2016/adnoc-to-expand-use-of-eor-and-erd-technologies-to-maximise-value-of-resources>
- ・ http://www.masdar.ae/assets/downloads/content/268/al_reyadah.pdf
- ・ <http://www.masdar.ae/en/media/detail/menas-first-carbon-capture-utilisation-storage-ccus-project-now-on-stream>

(2) オマーンの Duqm 製油所・石油化学プロジェクトにクウェート KPI が参加

オマーンの大規模投資プロジェクトである新設 Duqm 製油所・石油化学プロジェクトで、新たな進展があった。

Duqm 製油所・石油化学プロジェクトは、オマーンのウスタ行政区 (Al Wusta Governorate) の東部沿岸の Duqm 経済特区に、精製能力 23 万 BPD の製油所を建設し石油製品を国内外に供給することを目指している。Duqm は、ホルムズ海峡の外側のアラビア海に面し、インド洋からアラビア海の国際航路に位置していることから中東地域からアジア、アフリカ地域への輸送面で競争力が高い。

オマーンの石油・天然ガス事業投資を統括している国営 Oman Oil Company S. A. O. C. (OOC) は、クウェート国営石油 Kuwait Petroleum Corporation (KPC) の国際事業子会社 Kuwait Petroleum International Ltd. (KPI) との間で、Duqm 製油所・石油化学プロジェクトの共同開発に合意した。

Oman Oil Company (OOC) とアラブ首長国連邦アブダビ首長国の International Petroleum Investment Company (IPIC) は 2012 年に、Duqm 製油所・石油化学プロジェクトを運営する Duqm Refinery and Petrochemical Industries Company を設立し、プロジェクトの検討を進めていた。しかしながら、IPIC は、石油化学部分が自社の投資方針と整合しないと判断したことから、プロジェクトからの離脱を決断するに至っていた。

今回の動きは、アブダビの IPIC に代わってクウェートの国営企業がプロジェクトに加わることを意味している。クウェートの湾岸協力会議 (GCC) 加盟諸国との協力関係を強化する政策を進める KPC は、オマーンの Duqm 地区がエネルギー関連のハブとして中東地域内外で重要な地位を占めると評価したことが、Duqm 製油所プロジェクト参画を決断した背景にあると説明している。また KPI は、クウェート国外で大規模な製油所・石油化学プロジェクトで蓄積してきた経験を Duqm のプロジェクトに反映させることができるとの見方を示している。

- ・ <http://www.oman-oil.com/News.php>

2016. 11. 9, “Oman Oil Company signed a MoU with Kuwait Petroleum International for the later to invest in Duqm Refinery and Petrochemical Complex project”、

(3) オマーン Khazzan タイトガスプロジェクトの近況

オマーンの Khazzan 天然ガス（タイトガス）開発プロジェクトは、オマーンのエネルギー開発事業の中で最も重要なプロジェクトの一つで、本報（サイト）でも注目してきた（[2014 年 3 月号\(中東編\)第 4 項](#)参照）が、11 月に新たな動きが発表されている。

オマーン国営石油天然ガス開発会社 Oman Oil Company Exploration & Production と BP は、Oman Block 61 鉦区* の Khazzan 天然ガス田の探査・開発プロジェクトの対象エリアを拡大することに合意し、11 月上旬に探査・開発権分与契約（exploration and production sharing agreement:EPSA）に調印した。

EPSA では、新たに従来 Block 61 の 2,700km²に加えて、フェーズ 2 分として探査地域を南方と西方に 1,000km² 拡大することが合意されている。このフェーズ 2 の開発は、2017 年にオマーン政府と BP の双方から正式に認可される見通しである。

Khazzan 埋蔵層は Block 61 鉦区にあり、可採埋蔵量は 10.5 兆 cf と中東で最大規模のタイトガス埋蔵層で、今後数十年に亘って天然ガスを供給可能と期待され、オマーンの国内供給分の 40%を賄うことができると試算されている。

今回のプレスリリースによると、2013 年 12 月に認可が下りた Khazzan プロジェクトのフェーズ 1 は、工事の 80%が完了し、天然ガスの生産開始は計画通り 2017 年末の予定である。フェーズ 2 は、最終投資判断（FID）の時期に左右されるが、2020 年頃に完了する見込みである。天然ガス生産量は、フェーズ 1・2 合わせて 15 億 cf/日に達する予定である。

プロジェクトは、15 年間に約 300 井を掘削し、天然ガス中央処理プラントを 3 トレイン、天然ガス集積施設、輸送インフラを建設することになっている。なお、フェーズ 1 では埋蔵層の生産性の改善、掘削技術の向上を達成し、掘削井の数を当初の計画に比べて約 100 井削減することを実現している。

* Block 61 の権益配分は、オペレーターの BP が 60%、Oman Oil Company Exploration & Production 40%。

<参考資料>

- ・ <http://www.bp.com/en/global/corporate/press/press-releases/bp-and-oman-sign-extended-licensing-agreements-paving-the-way-for-second-phase-of-khazzan-gas-field-project.html>

(4) Saudi Aramco が Uthmaniyah 天然ガス田でエタン・プロパン・NGL の生産を計画

近年、中東湾岸諸国は天然ガスの増産に力を入れているが、サウジアラビア国営 Saudi Aramco が天然ガスからメタン以外の軽質炭化水素類を回収するプロジェクトで韓国 HYUNDAI E&C と契約に調印したことが発表されている。

プロジェクトは Uthmaniyah 油田で産出する天然ガスのうち、市場に供給される分からエタン・プロパン・NGL（ここでは C4 以上の炭化水素）を回収する天然ガス処理プラントを建設するもので、プラントの建設は HYUNDAI E&C が受注した。

プラントは、首都リヤドから 350km 東の Uthmaniyah 油田内に設置される。天然ガス処理能力は 14 億 scf/日で、プラントは、メタン分離装置・エタン分離装置・プロパン分離装置・NGL 分離装置で構成されている。投資コストは 7 億 3,570 万ドル、工期は 37 ヶ月で、2019 年末までに完成させる計画と発表されている。

HYUNDAI E&C は、これまでにサウジアラビアで Karan 天然ガス処理プラント（2012 年完成）、Kurais 天然ガス処理プラント（2009 年完成）を建設した実績がある。

<参考資料>

- ・ <http://www.saudiaramco.com/en/home/news-media/news/hyundai-and-saudi-aramco-sign-contract-for-uthmaniyah-ethane-rec.html>
- ・ http://www.hdec.kr/KR/Business/BusinessView.aspx?idx=882&scroll=1451&pageNo_=2&returnUrl=/KR/Issue/IssueMain.aspx#.WD009tKLS70

5. アフリカ

(1) ナイジェリア NNPC の製油所操業、研究開発への取り組み状況

1) Kaduna 製油所の改修工事の状況、ニジェールから原油を供給する計画

ナイジェリア国営 NNPC の Dr. Maikanti Baru 社長は、精製子会社 Kaduna Refining and Petrochemical Company Limited (KRPC) が操業する Kaduna 製油所（公称精製能力：11 万 BPD）のアップグレード・拡張プロジェクトに取り組むことを改めて表明している。

この度、製油所の設備増強以外で、西隣のニジェール共和国から原油を調達する目的で、新たな原油パイプラインを敷設する計画も明らかにされている。ニジェール南東部の Agadem 油田を起点に、Kaduna 製油所までの全長 1,000km のパイプラインを敷設する計画である。この計画にはナイジェリアの Muhammadu Buhari 大統領が個人的に関与していることも明らかにされている。ナイジェリア石油相は、ニジェールで油田を開発している中国側との交渉が始まっていることも明らかにしている。

ナイジェリアでは、国内のパイプラインが反政府勢力の攻撃に晒されているが、

妨害工作を防ぐ有効な策を講じることができず、製油所の稼働が安定的に継続できない状態が長期間に亘って続いていることが背景にある。大産油国でありながら、主力国営製油所の稼働を隣国の原油に頼るという異例なものになる。

Kaduna 製油所では、FCC プラントが 6 月に再稼働、灯油水素化脱硫装置では改修工事が進んでいる。稼働後は、稼働率を 60%とした場合でもジェット燃料・灯油の精製マージンで、数百万 NGN(数十万ドル)の収益改善をもたらすと見積もられている。

なお Baru 社長は、Kaduna 周辺の工業地帯への電力供給能力を確保するために、天然ガスパイプライン Ajaokuta-Abuja-Kaduna-Kano (AKK) を完成させることを約束している。

2) 研究開発への取り組み状況

NNPC の研究部門 “Collaborative Research” のマネジャー David Akpan 氏が研究開発の成果を、Baru 社長に報告した内容が 11 月中旬に公表されている。

Collaborative Research では、産油国の国営石油会社マレーシア Petronas、ブラジル Petrobras、ノルウェー Statoil、サウジアラビア Saudi Aramco とディーゼルの脱硫技術、新規のアップグレード技術に取り組んでいる。

また、上流事業関連では、地震探査・地球化学・地球物理学・掘削技術など、中流事業関連では環境モニタリング・環境規則遵守状況の監視・環境影響評価などが研究テーマになっている。また下流事業のサブセクションでは、原油評価・水質試験・製品品質試験などを実施している。

説明を受けた Maikanti Baru 社長は、研究開発部門は市場の競争力を求める組織にとって、欠かすこのできない重要なツールであるとの見方を示しながら、一方で、研究開発部門の研究スタッフや管理スタッフが株式会社の組織の一員であるという自覚を持って業務に向かうよう意識改革を促している。

Baru 社長は、スタッフのコストは NNPC の本社が与えるものではなく、R&D 自体で利益を生み出し、本社をサポートすることを望み、多くの成果を期待しているとも述べており、厳しい見方を示している。

- ・ <http://www.nnpcgroup.com/PublicRelations/NNPCinthenews/tabid/92/articleType/ArticleView/articleId/687/NNPC-To-Upgrade-Expand-Refineries.aspx>
- ・ <http://www.nnpcgroup.com/PublicRelations/NNPCinthenews/tabid/92/articleType/ArticleView/articleId/684/NNPC-Moves-to-Improve-Diesel-Quality.aspx>

(2) アフリカ各国と関係強化を図る Eni

11 月にイタリア Eni がアフリカ諸国との関係を深める動きが数件報じられているので紹介する。

アフリカで近年最大級の天然ガス埋蔵の発見として注目されるエジプト沖地中海の Zohr 天然ガス田に関しては、発見者でオペレーターである Eni が、権益の一部を売却する方針を発表している。

Eni は 11 月下旬に、エジプトの地中海沖合の Shorouk 鉱区 (Concession) の権益 10% を、BP に売却することに合意した。Shorouk 鉱区には、Zohr 天然ガス田が含まれており Eni は子会社 IEOC を通じて権益を 100% 保有している。契約条件は、売却額 3 億 7,500 万ドルとこれまでの投資分の約 1 億 5,000 万ドルで、BP には同条件で 5% を買い増すオプションが付与されている。今回の売却で Eni は、Zohr 天然ガス田からの資金回収を早期に実現することを目指している。

Zohr 天然ガス田は 2015 年 8 月に Eni が発見した地中海で過去最大の天然ガス田で、原始埋蔵量は 8,500 億 m³ (30 兆 cf)。2016 年 2 月に開発認可プロセスが完了しており、2017 年末には生産が始まる見通しである。Eni が Shorouk 鉱区/Zohr 天然ガス田の権益売却をさらに進める見方も伝えられているので、開発の進展状況と合わせて注目していきたい。

Eni は、モザンビークの天然ガス事業の進展について Claudio Descalzi CEO がモザンビークの Filipe Jacinto Nyusi 大統領と沖合 Area 4 鉱区の開発で協議したことを 11 月下旬に発表している。これに先立って Eni の役員会が、モザンビーク Rovuma 海盆の Area 4 鉱区 Coral 深海天然ガス田の開発を認可し、10 月には LNG の全量を BP に売却することに合意している。

Eni は従来からモザンビークの天然ガス資源開発に力を入れており 2015 年 10 月に、モザンビーク国営 ENH、ノルウェー Statoil、南アフリカ共和国 Sasol と共同で Zambezi 川北部の深海部の Angoche 地域に位置する A-5A 鉱区の探査・開発権を取得している。

次いで Eni は、アルジェリア国営 Sonatrach との間で上流事業部門・天然ガス供給事業及び新規分野で協力関係を強化することに合意したことを明らかにしている。そのなかで、再生可能エネルギーの開発で協力することや、研究開発分野の協力も確認している。

Eni の Descalzi CEO は、アルジェリアに進出した最初の外国企業として、石油天然ガス事業分野での協力関係を継続することに加えて、再生可能エネルギー・技術移転を通じてアルジェリアに貢献していく意向を示している。

因みに、Eni は 2010-2015 年の間にアルジェリアの石油・天然ガス開発に 115 億ドルを投資したが、この額は同国への外国企業の全投資額の 26% に相当している。Eni のアルジェリアの石油権益は 10 万 BPD 分、今年の天然ガス輸入量は約 97 億 m³ でイタリアの全需要量の 16% を賄っている。

<参考資料>

- ・ https://www.eni.com/docs/en_IT/enicom/media/press-release/2016/11/Zohr-BP_PR.pdf
- ・ https://www.eni.com/docs/en_IT/enicom/media/press-release/2016/11/PR_meeting_Nyusi_Des_calzi.pdf
- ・ https://www.eni.com/docs/en_IT/enicom/media/press-release/2016/11/PR_Agreement_Eni_SONATRACH.pdf

6. 中南米

(1) Petrobras の事業再編の進捗状況

ブラジル国営 Petrobras の経営状況と事業計画については、本報(サイト)10月号で紹介したが、その後も国際石油会社との連携強化や事業売却など事業再編の動きが次々と報じられている。

1) Total と広範囲な事業分野で提携

Petrobras の Pedro Parente CEO と Total の Patrick Pouyanné 会長兼 CEO は、上流・下流事業部門で戦略的な提携関係を結ぶことに合意し、10月下旬に MOU に調印している。

両社の協力関係は、ブラジルに止まらずグローバルな展開を目指すもので、初期段階では、上流事業・天然ガス事業・発電事業部門に重点的に取り組む予定である。上流事業では、Petrobras は Total に対してブラジル国内の事業に参画することを求め、一方 Total はブラジル国外で Petrobras と組むことを視野に入れている。両社がこれまで経験を積んできた深海石油・天然ガス田の開発技術を、世界の海底油田・天然ガス田の開発に生かすとともに、高コストで難度の高いプロジェクトのコスト・開発リスクを分散して負担することになる。

下流事業部門では、両社は先ずブラジル国内の天然ガス・発電事業に共同で取り組み、さらに第2段階では、ブラジルの下流事業部門の全分野を対象に広範囲に取り組むことで合意されている。

因みに、Petrobras と Total は既に世界で探査・開発プロジェクト 15 件に共同で参加しており、その内 9 件はブラジルの案件で、6 件はブラジル国外のプロジェクトとなっている。

この中で重要なプロジェクトとして、ブラジル沖のプレソルト油田開発で初の生産分与契約(PSC)を締結した Santos 海盆 Libra 鉱区の開発、米国メキシコ湾の Chinook 油田、ナイジェリア Akpo 深海油田、ボリビアの San Alberto・San Antonio/Itau 天然ガス田、Bolivia-Brazil 天然ガスパイプラインなどを挙げることができる。

2) Statoil に Santos 海盆 BM-S-8 鉱区の権益を売却

Petrobras は、ノルウェー Statoil に Santos 海盆の BM-S-8 鉱区の権益を売却する手続きを 11 月下旬に完了している。売却された権益は 66% で、売却額の半分の 12.5 億ドルが支払われ、残りは今後の開発の進捗状況に応じて支払われることになる。

BM-S-8 鉱区の埋蔵量には、Carcará 埋蔵層 (discovery and exploration prospects) の可採埋蔵量 7 億～13 億バレル (原油換算) と同層の周辺の埋蔵量が含まれる。

因みに、Statoil が保有する Petrobras の鉱区は表 4 のとおりである。

表 4. Statoil が保有する Petrobras の鉱区

埋蔵盆地	鉱区	権益比率(%)	埋蔵量	生産量
Campos 海盆	Peregrino	60% (オペレーター)	3-6 億バレル	69,500BPD (2016/3Q)
	Peregrino Phase II	60% (オペレーター)	2.55 億バレル	2020 年から 60,000BPD の計画
Santos 海盆	License BM-C-33	35% (オペレーター)		探査/開発段階
Espírito Santo	探査 8 鉱区、内 4 鉱区は Statoil がオペレーター、4 鉱区は Petrobras がオペレーター			

3) 下流事業の売却交渉の状況

① Liquigás Distribuidora の Companhia Ultragaz への売却

Petrobras の役員会は、LPG 販売事業の 100% 子会社 Liquigás Distribuidora S. A. を Companhia Ultragaz S. A. に売却することを承認した。Liquigás の評価額は 28 億 BRL (8.2 億ドル) であるが売却額は、在庫資産と負債額により最終的に決定されることになる。この取引は、Petrobras の 2015-2016 年の事業売却計画の一部に位置付けられる。

Liquigás Distribuidora は、LPG のボンベ充填・配送・販売を手掛ける事業会社で、ブラジルのほぼ全州に展開し、オペレーションセンター 23 ヶ所、倉庫 19 ヶ所、陸送・鉄道配送基地を 1 ヶ所、販売店 4,800 ヶ所を所有している。一方、売却先の Ultragaz はブラジル初の LPG 配送業者で、ボンベ充填ガスを 1,100 万世帯に、大口顧客 50,000 件に LPG を供給している。

② PetroquímicaSuape と Citepe の売却交渉が継続

Petrobras はメキシコの石油化学会社で PTA (高純度テレフタル酸)・PET 樹脂の世界的なメーカである Alpek との間で Companhia Petroquímica de Pernambuco (PetroquímicaSuape) と Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco (Citepe) の売却交渉が進展していることを、11 月の初めに明らかにしている。

PetroquímicaSuape と Citepe の売却は 2015-2016 年の事業売却対象に挙がっており 7 月末に、Petrobras の役員会は両社を Alpek に売却することで交渉することを承認していた。その際に交渉期限として 60 日 (30 日間の延長オプション) が設定され、

最終合意に向けた交渉を継続するために9月下旬に30日の交渉延長が発表されていた。

交渉が妥結した場合、売却成立には両社の役員会の承認と独占禁止法監督機関CADE (Administrative Council for Economic Protection) の認可が必要になる。

③ バイオ燃料事業関連会社 Guarani の株式の売却交渉

Petrobras は新規事業計画の中の事業再編成方針で、バイオ燃料事業の縮小を明らかにしていたが、バイオ燃料事業部門の Petrobras Biocombustível がサトウキビ企業 Guarani S.A. に保有する株式 45.9% を Tereos Internacional S.A. へ売却する交渉を開始したことを10月下旬に公表している。

発表の時点では、交渉は結論に達しておらず、Petrobras の役員会などの承認も済んでいない段階にある。

< 参考資料 >

- ・ <http://www.total.com/en/media/news/press-releases/petrobras-and-total-form-strategic-alliance-upstream-and-downstream>
- ・ <http://www.statoil.com/en/NewsAndMedia/News/2016/Pages/BM-S-8.aspx>
- ・ <http://www.investidorpetrobras.com.br/en/press-releases/stage-negotiations-alpek-sale-petroquimicasuape-and-citepe>
- ・ <http://www.investidorpetrobras.com.br/en/press-releases/approval-signing-contract-sale-liquigas>
- ・ <http://www.investidorpetrobras.com.br/en/press-releases/negotiations-sell-interest-guarani#>

(2) 米国からメキシコへのパイプライン天然ガス輸出量が増加を続ける

米国の2016年の天然ガスのパイプライン経由の輸出量は、2009年に比べて倍増し、米国は間もなく天然ガスの純輸出国に転じると見られている。2015年4月以降は全輸出量の半分以上をメキシコ向け輸出量が占めている。メキシコ向けの天然ガスパイプライン輸出量は2016年8月が420万cf/日で、2016年1-8月では、360万cf/日で2015年1-8月に比べて25%高く、2011-2015年平均に比べると85%増えている。

表5に、2014年以降の米国からメキシコへの天然ガスのパイプライン輸出量の推移を示す。カナダ向け輸出が減少し、メキシコ向け輸出が増加し2015年にメキシコ向け輸出がカナダ向けを上回り、1位と2位が入れ替わった。これには、カナダ向け天然ガス輸出量が減少、同国の天然ガス増産も要因に挙げることができる。

LNG 輸入とパイプラインの関係をみると、Los Ramones Phase I パイプライン (21億cf/年) が2014年に稼働し、Altamira LNG ターミナルの LNG は、Eagle Ford のシェールガスに置き替わり、Altamira LNG ターミナルの2016年1-10月の輸入量は2015年1-10月に比べ半分以上の1億cfになっている。Los Ramones Phase II South パ

イプライン（14 億 cf/日）が稼働すると、Manzanillo LNG ターミナル分が米国産シェールガスに置き替わっていく見通しである。

表 5. 米国からメキシコへの天然ガスのパイプライン輸出量の推移

百万 cf

	2014	2015	2016. 8	2016. 9	2014. 1-9	2015. 1-9	2016. 1-9
パイプライン輸出量	1, 497, 771	1, 754, 918	185, 265	185, 458	1, 127, 869	1, 287, 868	1, 559, 131
LNG 輸出量	16, 255	28, 381	26, 768	16, 764	13, 295	19, 471	109, 040
カナダ向けパイプライン	769, 258	700, 647	55, 012	61, 499	581, 762	523, 353	555, 900
メキシコ向けパイプライン	728, 513	1, 054, 271	130, 253	123, 959	546, 107	764, 515	1, 003, 231

米国 EIA, September 2016, “Natural Gas Monthly” より

メキシコのエネルギー省は、発電需要の増加と天然ガスの減産に対応する一方で LNG 輸入量削減を図る方針で、米国からの天然ガス輸入拡大を前提にパイプライン網を拡張する 5 ヶ年計画を 2015 年に発表していた。計画では 12 本のパイプラインを新設し輸送能力を拡張し、国内パイプライン網を 3, 200 マイル延伸することになっている（[2015 年 5 月号\(中南米編\) 第 2 項](#)などを参照）。

2016 年時点で、12 プロジェクトのうち 7 プロジェクトが契約されている。その中で最大のプロジェクトは米国テキサス州南部からメキシコ湾側のタマウリパス州とベラクルス州とを海底を含めて結ぶ Sur de Texas-Tuxpan パイプライン（全長 500 マイル、26 億 cf/日）である。

なお、メキシコの国内電力市場の拡大には、近年米国でシェールガスなどの増産で天然ガスの輸出余力が増え、輸入し易くなったことも要因になっている。こうした環境の下で、メキシコでは天然ガス火力発電プラントが新設されている。

メキシコの天然ガス輸入量は予想を超えたペースで増加し、2016 年 8 月時点で 41 億 cf/日に達している。この量は、2013 年時点で 2018 年に到達すると予測されていた水準に相当する。

米国からメキシコへの天然ガス輸出量は、短期的な見方では増加が続く見通しで、2010 年代末までは、国内の天然ガス生産量と需要のギャップが拡大すると予測されている。不確定要素として、原子力発電・再生可能発電能力と天然ガス火力発電の競合の行方、国産天然ガスの増産が挙げられている。

<参考資料>

- ・ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28932>
- ・ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28972>

(3) アルゼンチン YPF の近況、3Q の業績・シェール資源開発

本報（サイト）では、アルゼンチンのシェールオイル・ガスの開発に注目しているが、開発の主体であるアルゼンチン国営 YPF が 2016 年第 3 四半期の業績報告で、シェール開発の状況に触れているので、業績概要と合わせて紹介する。

YPF の 2016 年第 3 四半期の業績は、売り上げが 558 億 Ps（37.48 億ドル）で前年同期比 39.4%増（ドルベースで 13.9%減少）、支払金利前税引前利益（EBITDA）は 146 億 Ps（9.81 億ドル）で、9.3%増（32.5%減少）、営業利益（減損処理除き）は 16 億 Ps（1.08 億ドル）で 71.4%減少した（82.2%減少）。

売上は増加したものの、販売コストの上昇、ドルベースの購入額の上昇、減価償却費の増加分を相殺することができなかった。

原油生産量は 24.71 万 BPD で前年同期比 0.9%の減産、天然ガス生産量は 4,490 万 m³/日で 1.1%の増産を記録した。また、燃料の販売シェアは、ディーゼルが 4.2%低下し、ガソリンも 2.5%低下した。総投資額は上流事業部門の投資が減り、総額は 149.97 億 Ps で 4.7%の減少（ドルベースでは 41.1%減少）している。

表 6. YPF の 2016 年 3Q の業績

	2016 年 3Q	対 2015 年 3Q
売上	37.48 億ドル	43.53 億ドル
営業利益	1.08 億ドル	6.12 億ドル
EBITDA	9.81 億ドル	14.52 億ドル
投資額	149.97 億 Ps	157.30 億 Ps
原油生産量	24.71 万 BPD	24.93 万 BPD
天然ガス生産量	4,490 万 m ³ /日	4,440 万 m ³ /日
総生産量	57.93 万 BOED	57.19 万 BOED
原油処理量	29.2 万 BPD	29.7 万 BPD
石油製品生産量	425.9 万 m ³	430.8 万 m ³
シェールオイル・ガス生産量	5.82 万 BOED	4.62 万 BOED
タイトガス生産量	1,170 万 m ³ /日	810 万 m ³ /日

2016 年第 3 四半期の原油処理量は、Luján de Cuyo 製油所のメンテナンス工事などの影響で、前年同期比で 1.7%減少し 29.2 万 BPD に、国内石油製品販売量は需要の減少を受けて前年度に比べて 1.1%減少し 425.9 万 m³に止まった。内訳は、ガソリンは 2.5%減少、ディーゼルは 4.2%の減少を記録している。

注目しているシェールオイル・シェールガスの生産量は、2016 年第 1 四半期に前期（2015 年第 4 四半期）を下回った以外、2014 年第 1 四半期以降は、四半期毎に増加を続け 5.82 万 BOED（原油換算）に増加した。2016 年第 3 四半期の新規掘削井は 24

井増え、生産井は 522 井に達している。

シェールオイル・シェールガス開発の特記事項として、① 掘削コストが低下した、② Loma Campana と La Amarga Chicas の水平掘削井でシェールオイル増産、③ El Oregano の天然ガス処理能力が 250 万 m³/日に増加した、④ El Oregano 井の増強で 40 万 m³/日の増産、を挙げている。

パイロット事業としては La Amarga Chica・Bajada de Añelo プロジェクトが 2019 年 12 月まで、Bandurria Sur プロジェクトは 2020 年 7 月までの予定で進められている。ネウケン州立の石油会社 Gas y Petroleo del Neuquén (GyP) との 11 プロジェクトは、2016-2017 年に 2 件が 35 年契約の開発段階に、9 件が 4 年契約の探査段階に移る予定で、これらは全てネウケン州から GyP とは独立して認可されている。また 14 プロジェクトは 2016-2017 年に GyP に返還される予定である。

タイトガスの生産量は順調に増加し 2016 年第 3 四半期は 1,170 万 m³/日で、天然ガスの全生産量の 21%を占めた。

<参考資料>

- ・ <http://www.ypf.com/enu/InversoresAccionistas/Lists/InformacionFinanciera/YPF-Q3-2016-Earnings-Webcast-Presentation.pdf>

7. 東南アジア

(1) インド政府が原油輸入の削減、天然ガス・エタノール使用を促進する政策

11 月にインド政府は原油輸入量を削減する方針を改めて表明し、それに続いて天然ガスの利用促進、バイオ燃料の普及策が発表されている。

インドの Shri Dharmendra Pradhan 石油・天然ガス相は、2015-2016 年のインドの原油輸入量が 2 億 285 万トン、輸入額が 41 兆 6,579 億 9,000 万 Rs (6,114 億ドル)、LNG 輸入量は、1,438 万トン、4,378 億 2,440 万 Rs (64 億ドル) に上ったことを明らかにした。

石油・天然ガス省は、原油・LNG (天然ガス) の輸入量・輸入額の急増を受けて、原油輸入量を 10%削減することを目指すロードマップを作成しているが、取り組むべき課題として、

- ・ 原油・天然ガスの国内生産量の拡大
- ・ エネルギー効率の改善、省エネルギーの促進
- ・ エネルギー需要構造の変革の推進
- ・ バイオ燃料他の代替燃料の可能性の追求
- ・ 精製プロセスの改良

を挙げている。

1) バイオ燃料の利用を促進する政策

2015年にインド政府は、石油販売会社(Oil Marketing Companies : OMCs)に対して可能な限り多くの州でガソリンにエタノールを10%配合(E10 ガソリン)することを指示し、OMCsは、2015-2016年度(2016年7月11日まで)にエタノールを103万KL製造した。これによりインドは、輸入代金3億5,300万ドルに相当を節減できたと試算されている。

バイオディーゼルに関しては2005年に買い取り政策を発表し、2015年8月には配合率100%のバイオディーゼル(B100)を民間業者から大口消費先へ販売を許可している。また、国営OMCsは、2015年8月10日からバイオディーゼルの販売を開始している。

また、内閣の経済委員会が10月下旬に燃料用エタノール価格の見直しを認可している。これは、国営OMCsがエタノール配合プログラム(Ethanol Blended Petrol Programme : EBP)に基づいて、エタノール価格を見直すもので、

- ・ 2016年12月1日から2017年11月30日までの、2016-2017年の砂糖生産シーズン(sugar season)のエタノール価格を3Rp引き上げ39Rs/L(65円/L、57セント/L、215セント/ガロン)に設定した。税金(消費税、VAT/GST)、輸送料金は、OMCsが負担する。
- ・ 税金(消費税、VAT/GST)、OMCsが支払、輸送代はOMCsが決めて負担することになる。
- ・ 国営OMCsが、ガソリンの販売価格を改訂する必要が発生した場合でも、エタノール価格は固定される。
- ・ 政府はエタノール価格を経済状況や他の要因に応じて12月1日から11月30日の間に見直すことができる。

等が示されている。

今回のエタノール価格改訂(値上げ)には、製造業者にとって魅力ある価格を設定することで、エタノールの生産事業の安定化を図る意図がある。

今回の石油相のリリースでは、インドのエタノール燃料政策を振り返り、今後の価格改訂の経緯を説明している。インドでは、2003年にEBPプログラムが始まり、現在24州、4連邦直轄領(Union Territory)に拡大している。その目的として、環境対策と原油輸入量の削減が挙げられている。

しかしながら 2006 年以降 OMCs は、州毎の事情、価格条件などによる供給業者側の事情でガソリンの配合に必要なエタノールの確保が不可能になっていた。こうした事態を受けて 2014 年 12 月に、政府は OMCs の配送所におけるエタノール価格を 48.50Rp/L-49.50Rp/L（連邦/州税、輸送コスト込み）に設定した。

この政策は、エタノールの供給事情の改善に功を奏し、2014-2015 年の供給量は 64.7 万 KL に増加し、2016-2017 年には 120 万 KL に達すると予想され、価格固定の効果が確認されている。今回、砂糖の価格の調査、原油価格の下落を受けて OMCs によるコスト回収ができていないことを併せて検討した結果、今回の価格改訂に至っている。

参考として、インドのバイオエタノール・バイオディーゼルの生産量の推移を、ガソリン、ディーゼルの消費量と合わせて、米国農務省が発行している“India, Biofuels Annual, 2016”から抜粋して表 7 に示す。

表 7. インドのガソリン・ディーゼル・エタノール・バイオディーゼルの消費量

単位：千 KL

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
ガソリン消費量	15,368	17,606	19,563	20,716	21,842	23,749	25,848	29,651	-	-
ディーゼル消費量	61,491	66,390	71,041	75,866	82,238	82,256	82,674	87,064	-	-
エタノール消費量	280	100	50	365	305	382	350	685	600	700
配合率 (%)	1.8	0.6	0.3	1.8	1.4	1.6	1.4	2.3	1.9	2.0
エタノール製造能力	1,500	1,500	1,500	1,500	2,000	2,000	2,000	2,000	2,050	2,050
バイオディーゼル消費量	-	-	26	30	35	38	40	45	50	60
配合率 (%)			0.06	0.07	0.07	0.08	0.08	0.08	0.09	0.10
バイオディーゼル製造能力	-	-	450	450	460	465	480	480	500	500

表 7 の数値は、前述の石油・天然ガス省のプレスリリースの数値とは差異があるものの、2008-2010 年にかけて消費量が低迷し、2015 年（暦年）に消費量が急増している様子を見ることができる。

また、ガソリンへのエタノール配合率をガソリン消費量と燃料エタノールからインド全体で単純に計算してみると 2015 年にようやく平均で 2%を超えたところで、バイオディーゼルでは、配合率は 0.1%にも届いていないことが分かる。

2) 天然ガスの利用を促進する政策

Pradhan 石油・天然ガス相は、石炭・石油に比べて、天然ガスが GHG 排出量、環境汚染物質の排出量が極めて少ないことから、インド政府が天然ガス利用を促進する方針であることを表明している。

天然ガス利用促進策として、

- ・ 国内の天然ガス資源の探査・開発活動あるいは LNG 輸入拡大による供給量の確保。
- ・ 天然ガス輸送主幹パイプラインおよび配送網の整備。
- ・ 肥料・発電・輸送・工業分野の天然ガス利用拡大。

を挙げている。

2015-2016 年度は、天然ガスの消費量の 60%を肥料製造業・発電部門が占めているが、政府は既存の肥料工場の稼働率を上げるために、国産の天然ガスと LNG をプールし、一定価格で、肥料プラント向けに天然ガスを供給することを目指す仕組み Fertilizer Gas Pooling Scheme を立ち上げている。

発電に関しては、国産天然ガスの供給不足で停止している天然ガス火力発電プラントを LNG で稼働させることを計画している。計画では停止中の 16,000MW 分の発電プラントを再稼働し、不良資産化から救い出すことを目指している。

インドでは、発電用の天然ガス消費量は、新政策施行前の 2015 年 4 月の約 300 万 m^3 /日に対し 2016 年 3 月には、ほぼ最大量の 1,140 万 m^3 /日に増加している。

政府は、国産天然ガスの増産策として、① 新発見の天然ガス田からの資金回収までの期間を短縮するための認可プロセスの緩和と統一、② 深海・超深海天然ガス田で生産した天然ガスの販売の自由化、③ 新規探査ライセンス方針 (New Exploration and Licensing Policy : NELP) の対象鉱区向けの試験評価方法の設定、などに取り組むことが明らかにされている。

通常、インド政府はパイプラインの敷設に対して資金援助を行っていないが、国営天然ガス会社 GAIL のパイプラインプロジェクトに対して資金提供を与えることを決定している。

対象のパイプラインは、インド東部とインドの天然ガス網(National Grid)を結ぶ Jagdishpur(西ベンガル州)-Haldia(西ベンガル州)-Bokaro (ジャールカンド州) - Dhamra(オリッサ州) Gas Pipeline(JHBDPL)プロジェクトで、全長 2,539km、投資額は 1,294 億 Rp(19 億ドル)で、完成は 2020 年の予定。政府は投資額の 40%に相当する 517 億 6,000 万 Rp(7.6 億ドル)を援助する。

JHBDPL に関しては、GAIL がウッタル・プラデーシュ州の Phulpur からビハール州の Dobhi を結ぶ天然ガスパイプライン(345km)の建設を承認し、JSIW Infrastructure Pvt. Ltd. と IL&FS Engineering & Construction Co. Ltd. が建設を請け負ったことが 10 月に発表されている。

因みに、2015-2016 年度にインドの国営企業が天然ガスパイプラインと石油製品パイプラインインフラに投資する額は、296 億 2, 000 万 Rp (4. 4 億ドル) になる見込みである。

<参考資料>

- ・ <http://pib.nic.in/newsite/erelease.aspx?relid=0> Ministry of Petroleum & Natural Gas
2016. 11. 21 “Ethanol blending programme being implemented “
2016. 10. 13 “Cabinet approves revision of ethanol price for supply to Public Sector Oil Marketing Companies ”
2016. 11. 21 “Steps being taken to make India a Gas based economy
2016. 11. 16 “Roadmap prepared for reduction of import of crude oil dependence”
- ・ http://gain.fas.usda.gov/Recent%20GAIN%20Publications/Biofuels%20Annual_New%20Delhi_India_6-24-2016.pdf
- ・ http://www.gailonline.com/final_site/pressrelease-10-10-16.html

(2) マレーシアの Satu LNG プロジェクトの進捗

マレーシア国営 Petronas にとり初の浮体式 LNG プロジェクトである PFLNG SATU プロジェクトで、稼働に向けた準備が進んでいる。11 月 14 日、Kanowit 海底天然ガス田の天然ガス処理プラント KAKG-A から天然ガスが PFLNG SATU に送られ、フレアが点火されている。

PFLNG SATU プロジェクトは、サラワク州 Bintulu の沖合 180km にある孤立した Kanowit 海底天然ガス田の天然ガスを開発するもので、天然ガス井は水深 200m、FLNG の全長は 365m、LNG 生産能力は 120 万^ト/年と公表されている。

韓国 Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering (大宇造船海洋) で建造された PFLNG SATU は、韓国の Okpo 造船所から 2, 120 海里を航行して 2016 年 5 月 14 日に Kanowit 天然ガス田に到着し、洋上の工事に入った。PFLNG SATU は、水深 70-200m のガス井からフレキシブル配管で天然ガスを取り込み、液化・貯蔵・LNG タンカーへの洋上積み込み設備を備えている。

PFLNG SATU は、ドック入りすることなく 20 年間使用することが可能な仕様で設計・建造され、マレーシア沖合を移動させながら小規模天然ガス田や生産を停止した天然ガス田で LNG の生産・出荷を行うことができる。

<参考資料>

- ・ <http://www.petronas.com.my/media-relations/media-releases/Pages/article/FIRST-GAS-FOR-PETRONAS%E2%80%99-FIRST-FLOATING-LNG-FACILITY,-PFLNG-SATU.aspx>
- ・ <https://www.petronasofficial.com/floating-lng/project>
- ・

(3) BP がインドネシアの燃料販売事業への進出を目指す

スーパーメジャーの BP が、マレーシアのジェット燃料事業に進出することが 11

月中旬に発表されている。マレーシアでは、これまでにスーパーメジャーExxonMobil、Shell、Phillips 66(ConocoPhillips)が精製事業に進出している。その後、Phillips 66はMalaysian Refining Companyの株式をPetronasへ売却している。BPは精製拠点を保有していないが、Port Klangに潤滑油ブレンダーを操業し、Castrolブランドの潤滑油事業を展開している。

BPの航空燃料事業部門で世界最大級の航空燃料会社の一つであるAir BPは、インドネシアの石油・化学品販売会社PT AKR Corporindo TbkとJV企業PT Dirgantara PetroIndo Rayaの設立で合意文書に調印している。

Dirgantara PetroIndo Rayaは、Air BP-AKR Aviationの名称でインドネシアの航空燃料事業を展開することになる。BPによるとインドネシアの国内旅客数は、米国・中国・日本・ブラジルに次ぐ世界第5位で、年率15%で増加を続け2021年には、1億8,000万人に達すると見込まれている。

BPは、インドネシアの燃料小売り事業への進出を検討することでもAKRと合意し、PT AKR Corporindo Tbkの子会社PT Anugerah Krida RetailindoとBP Global Investments Limitedが基本合意書(HOA)に調印した。両社は、インドネシアに燃料製品の小売網を展開することを検討することになる。

<参考資料>

- ・ <http://www.bp.com/en/global/bp-air/press/air-bp-and-akr-sign-joint-venture-agreement-in-indonesia.html>
- ・ <http://www.akr.co.id/upload/news-release/211.pdf>

8. 東アジア

(1) ロシア Gazprom と中国が天然ガス事業で関係を強化する動き

中国国営CNPC、中国開発銀行(China Development Bank Corporation)とロシア国営天然ガス会社Gazpromが連携を強化することで合意している。11月上旬にサンクトペテルブルクで、ロシアのメドヴェージェフ首相、中国の李克強首相の臨席の下で合意文書の調印式典が行われた。

具体的な取り組みの一つとして、天然ガス自動車(NGV)事業が挙げられ、ヨーロッパと中国間の貨物輸送にLNG燃料を利用する可能性を検討することでGazpromとCNPCは合意している。

また、GazpromのAlexey Miller会長と中国開発銀行の鄭志傑社長は、Amur Gas Processing Plant(Amur GPP)プロジェクトなどで協力することに基本的に合意したことが明らかにされている。

Amur GPP プロジェクトは、ロシアから中国に東方ルートで天然ガスを輸送するための Power of Siberia プロジェクトの一部で、天然ガスはヤクーチヤ（Yakutia）とイルクーツク（Irkutsk）の天然ガス生産拠点から Power of Siberia 天然ガスパイプライン経由で GPP に供給される。

GPP では、天然ガスからエタン・プロパン・ブタン・ペンタン/ヘキサン・ヘリウムを分離回収し、工業用途で利用することになる。エタンなどを回収した後の天然ガス（メタン）は中国向けに輸送される。GPP プラントの処理能力は 490 億 m³/年で、ヘリウム分離装置は 6,000 万 m³/年で世界最大級の施設になる。

GPP プラントは、2015 年 10 月にロシアの極東管区アムール州 Svobodnensky 地区で建設工事が始まり、2016 年 1 月に GPP プラントにドイツの Linde Group のプロセスの採用が決まり、Linde は主要設備の冷却分離機器の供給や設計業務を請け負っている。

<参考資料>

- ・ <http://www.gazprom.com/press/news/2016/november/article291129/>

(2) PetroChina の最近の製油所近代化プロジェクトの状況

中国国営 PetroChina の製油所・パイプラインの近代化プロジェクトの最近の事情を、PetroChina の 11 月から 12 月前半にかけてのプレスリリースからまとめて紹介する。2017 年 1 月からの「国 V」基準の発効を控えて、中国の西部地方での設備改造が進んでいる様子が伝えられている。

表 8. PetroChina の最近の製油所関連動向

施設名	省、地域	プロジェクトの概要
Yumen	甘肅省玉門市	常圧・減圧蒸留装置の処理能力を 5.9%増強、DSC システムのアップグレード
Dushanzi	新疆ウイグル自治区独山子区	軽油水素化脱硫装置（100 万トン/年）建設 国 V 基準対応
Tahanan	新疆ウイグル自治区	ガソリン・ディーゼル水素化脱硫装置新設 国 V 基準ガソリン・ディーゼル製造開始
Jinxi	遼寧省葫錦西（芦島市）	LTAG RFCC プロセス（高ガソリン選択性、高オクタン価、低水素消費） アルキレーションプラント（24 万トン/年、硫酸法）
Lan Zheng Long パイプライン		陝西省部分の更新工事、国 V 基準燃料が通油

中国西部の甘肅省玉門市（Yumen City、Gansu）の Yumen 製油所では、劣質原油の処理能力向上のための蒸留系の改造、全系で効率改善が図られた。新疆ウイグル自治区の独山子区（Dushanzi District、Xinjiang Uyghur Autonomous Region）にある Dushanzi 製油所（12 万 BPD）では、軽油水素化脱硫装置（100 万トン/年）が完成し

試運転に入り、国Ⅴ基準対応の準備が整いつつある。新疆ウイグル自治区では、Tahanan (Taxinan) 製油所でのガソリン・ディーゼル水素化脱硫装置が新設され、国Ⅴ規格の燃料の製造が始まっている。遼寧省葫蘆島市 (Huludao, Liaoning) の Jinxi 製油所では、高ガソリン収率、高オクタン価、低水素消費留分を製造する LTAG FCC 装置が導入されている。

また、中国中部の主幹燃料製品パイプラインである Lan Zheng 石油製品パイプラインの陝西省部分の更新工事が完了し、国Ⅴ規格の製品が渭南市 (Weinan) のポンプステーションに送られたことが、11月下旬に報告されている。

<参考資料>

- ・ <http://news.cnpc.com.cn/system/2016/11/15/001620801.shtml>
- ・ <http://news.cnpc.com.cn/system/2016/11/15/001620802.shtml>
- ・ <http://news.cnpc.com.cn/system/2016/11/25/001622502.shtml>
- ・ <http://news.cnpc.com.cn/system/2016/11/10/001619897.shtml>
- ・ <http://news.cnpc.com.cn/system/2016/12/06/001624218.shtml>
- ・ <http://news.cnpc.com.cn/system/2016/11/10/001619897.shtml>

(3) 中国陝西省が米国 WellDog と共同で CBM 開発技術に取り組む

石炭代替を目的に天然ガスの供給量の拡大を目指している中国では、在来型天然ガスの開発と共に、炭層メタン (coal bed methane:CBM)、シェールガスの開発に力を入れている。最近シェールガスの開発に関心が高まっているが、CBM は既に本格商業段階にある。CBM の生産に関しては、米国やオーストラリアに比べて、中国の開発コストが高いといった指摘もなされている状況にある ([2015 年 10 月号\(東アジア編\) 第 3 項参照](#))

中国の CBM の原始埋蔵量は 40 兆 m³、可採埋蔵量は 10 兆 m³ で、過去数 10 年間に CBM 開発への投資を大幅に増やし、5 ヶ年計画毎に生産目標を引き上げてきたが、目標達成は果たせていない。

11 月中旬、中国北西部の内陸にある陝西省 (Shaanxi province) の公的研究機関 (工科大学) Shaanxi Provincial Institute of Energy Resources and Chemical Engineering (SPIERCE) は、米国の石油天然ガス資源の開発技術会社 WellDog と CBM 開発の研究を進める目的で JV を設立することに合意し、基本合意書 (letter of intent) に調印している。JV は、陝西省の CBM 天然ガス田で採算性の高い CBM 生産を実現するために、埋蔵層の地質、開発・生産技術などの分野で研究・技術開発を実施する予定である。

WellDog の John Pope 社長兼 CEO は、自社の技術とノウハウで中国の CBM 開発を大きく前進できるとの自信を示している。一方 SPIERCE の Zhou Lifa 理事は、WellDog の技術が中国の CBM 開発のみならず非在来型石油・天然ガスの開発技術の向上に寄与すると期待を示し、中国の第 13 次 5 ヶ年計画の天然ガス生産目標 200 億 m³/年の達

成に陝西省が貢献するとの意欲を示している。

<参考資料>

- ・ <http://www.welldog.com/joint-venture>

9. オセアニア

(1) オーストラリア Woodside Energy が LNG 事業環境を解析

オーストラリアクイーンズランド州の Curtis Island の LNG プロジェクト 3 件のプラント建設が完了したことを本報(サイト)の 11 月号で報告したが、オーストラリアの Woodside Energy は、Peter Coleman CEO が 11 月下旬に東京で行った講演“Pathways to Develop a Flexible and Liquid LNG Market”の内容をリリースし LNG プロジェクト推進企業の視点で世界の LNG 事情を分析している。

2014 年以降の原油価格の下落の影響で (LNG 価格が原油価格と連動で決まるものが多いことから) LNG 供給事業者は難しい市場環境に直面している。その結果 LNG プロジェクト推進企業は、信用格付け機関によるランクが下げられ、資金難を蒙っている。

直近の LNG 供給過剰状態を受けて、2014 年時点で 2016 年末までに FID が予定されていた世界の LNG プロジェクト 117 件の内 93 件が延期され、FID にこぎつけたものは 24 件に止まっている。なお、延期されたプロジェクトは投資額で 900 億ドル分、生産能力で 9,300 万^ト/年に上ると見ている。

LNG のビジネスモデルは、消費側が価格・供給先・期間の柔軟性を契約条件に求める方向に向かっている。その結果、大半の契約は供給先条項を含まないものになっている。

契約期間を見ると、2015 年には全体の 26%、6,600 万トン分が短期契約になっている。2015 年はエジプトを筆頭に、再ガス化能力を急速に拡大した国が現れたが、エジプトは全量 (これまで約 100 船) を短期契約で調達し、中国もスポット・短期契約の比率が 20%増加している。

Coleman CEO は、供給過剰時のスポット取引の増加で新規顧客が参入しやすくなり、従来からの顧客と競合することになり、LNG プロジェクトへの投資が減少している中で需給均衡に向かった場合、長期契約比率が高い従来からの顧客には不利な状況を生み出すと見ている。

LNG プロジェクトは巨額な投資が必要であることから、長期間の売買契約締結がプロジェクトの実行の条件になるのは勿論であるが、昨今の市場環境からも 20 年間などの長期契約は供給・需要双方にとり好ましい契約であるとの考えを示した。

なお Coleman CEO は、Woodside が LNG 燃料船の運用を始めることに関連して、世界の船舶燃料需要、LNG 2 億ト/年に相当するとの数値を示して、LNG の船舶燃料向け利用が増加した場合の需給への影響は大きいとの見方に触れている。

<参考資料>

- ・ <http://www.woodside.com.au/Investors-Media/announcements/Documents/24.11.2016%20CEO%20METI%20Speech%2024%20November%202016.pdf>

(2) ExxonMobil がビクトリア州の Yarraville ターミナルの拡張を計画

オーストラリアでは製油所の閉鎖が一段落し、製油所自体の情報が減り、物流・販売関連の情報の比率が増している。

ExxonMobil のオーストラリア子会社 Mobil Oil Australia は、オーストラリアの輸送用燃料需要の増加に応えるために、ビクトリア州のメルボルン近郊に設置された Yarraville 石油ターミナルを拡張することを計画している。プロジェクトは、無鉛ガソリンとジェット燃料タンクの各 1 基を増設し、隣接する Holden ドックからの出荷能力を増強するもので、建設工事を 2016 年内に開始し、2018 年の完成を目指すとして発表されている。

今年 Mobil は、Altona 製油所の増産のための工事、Yarraville ターミナルと Somerton ジェット燃料パイプラインを結ぶ 3km のパイプラインの建設計画を発表しているが、今回の貯蔵能力増強への投資はこれらの投資を補強するものに位置付けられている。

ExxonMobil は BP と共同で、Yarraville ターミナルの貯蔵設備とトラック荷役設備を保有し、Altona 製油所、Viva Energy (Vitol、Shell 系) の Geelong 製油所で製造した製品、パイプラインで受け入れた製品、輸入製品を取り扱っている。現在の貯蔵能力は 12 万 KL、年間取扱量は 3,000 万 KL で、ガソリン・エタノール配合ガソリン・ディーゼル・ジェット燃料・暖房油をビクトリア州、さらに南オーストラリア州とニューサウスウェールズ州の一部に供給している。

<参考資料>

- ・ <http://corporate.exxonmobil.com.au/en-au/company/news-and-updates/news-releases-and-alerts/yarraville-tanks?parentId=1cebbb9b-beed-4e5f-9cdd-de9af04ce13a>

編集責任：調査情報部 (pisap@pecj.or.jp)