

JPEC 世界製油所関連最新情報

2018年2月号

(2018年1月以降の情報を集録しています)

一般財団法人 石油エネルギー技術センター調査情報部

目次

概況

1. 北米 5 ページ
 - (1) [Petrobras のテキサス州 Pasadena 製油所の売却関連情報](#)
 - (2) [ExxonMobil の 2018 年版エネルギー展望に見るエネルギーミックスについて](#)
 - 1) [産業分野別にみたエネルギー構成及び需要量の変化](#)
 - 2) [エネルギー源の低炭素化へのシフト](#)
 - 3) [電気自動車の普及](#)
 - (3) [CERI のレポートに見るカナダの製油所が国産原油を処理するメリット](#)

2. ヨーロッパ 13 ページ
 - (1) [Gunvor の Rotterdam 製油所における 2020 年 IMO 船舶燃料規制対応情報](#)
 - (2) [Total が La Mède バイオリファイナリーにソーラー発電プラント設置](#)
 - (3) [ロシアの Rosneft がドイツの石油市場への進出を強化](#)
 - 1) [アスファルト事業の強化](#)
 - 2) [Druzhba パイプラインの南端から支線を敷設する検討を開始](#)

3. ロシア・NIS 諸国 18 ページ
 - (1) [カザフスタンの第 4 製油所建設に関わる諸情報](#)
 - (2) [ロシア・TANECO の Nizhnekamsk 製油所における装置類建設状況](#)

4. 中東 20 ページ
 - (1) [アブダビ ADNOC の活発な事業活動](#)
 - 1) [石油製品販売事業\(新規株式上場と国外展開\)](#)
 - 2) [石油・天然ガス事業\(高酸性天然ガス開発、CCUS-原油増進回収、硫黄輸出\)](#)

次ページに続く

| | |
|--|--------|
| (2) トルコの運河と天然ガスパイプラインの建設プロジェクトの近況 | |
| 1) 黒海とマルマラ海を結ぶ運河(Istanbul Canal)の建設計画 | |
| 2) TurkStream 天然ガスパイプラインプロジェクト | |
| 5. アフリカ | 25 ページ |
| (1) アルジェリア Sonatrach が外国企業と共同事業 | |
| 1) Rhoude el Krouf 油田の開発にスペイン CEPSA が参入 | |
| 2) リビア NOC と共同開発 | |
| 3) フランス ENGIE と共同研究に合意 | |
| (2) ナイジェリア NNPC の製油所、パイプライン網整備への取り組み | |
| 1) 製油所改修・新設プロジェクトの状況 | |
| 2) ナイジェリア NNPC が石油・天然ガス・パイプライン事業で PPP を重視 | |
| (3) 南アフリカ共和国が石炭依存度を減らす政策 | |
| 6. 中南米 | 30 ページ |
| (1) ブラジルの 2017 年の原油・天然ガス生産量とプレソルト層 | |
| (2) ウルグアイでバイオ燃料の原料の栽培が認証される | |
| 7. 東南アジア | 33 ページ |
| (1) インドの石油精製事業の状況 | |
| 1) 原油・石油製品の需給状況 | |
| 2) 製油所の状況 | |
| 3) 石油・天然ガス省の政策 | |
| (2) インドネシア・東カリマンタン州の製油所プロジェクトの進捗 | |
| 8. 東アジア | 38 ページ |
| (1) 中国 Sinopec の事業方針 | |
| (2) Hengli Petrochemical が Sinochem・PetroChina と提携 | |
| (3) Sinopec のシェールガス生産状況 | |
| 9. オセアニア | 40 ページ |
| (1) オーストラリアエネルギー省が天然ガス開発を促進 | |

「世界製油所関連最新情報」は、原則として 2018 年 1 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。JPEC のウェブサイトから改訂最新版をダウンロードできます。

http://www.pec.j.or.jp/japanese/overseas/refinery/refinery_pdf.html

下記 URL から記事を検索できます。(登録者限定)

<http://info.pec.j.or.jp/qsearch/#/>

概況

1. 北米

- ・ ブラジル国営 Petrobras は、汚職問題の舞台になった米国テキサス州の Pasadena 製油所と関連資産の売却を進めることを発表した。
- ・ ExxonMobil は 2018 年版のエネルギー展望で、2040 年までのエネルギーミックスを推計している。化石燃料は、主要エネルギー源であり続け、輸送用燃料では石油が最大のシェアを保つ。GHG 排出量削減努力の下で石炭の需要は減少、天然ガスは増加し、再生可能エネルギー・原子力も伸びる見通しである。
- ・ 原油を大量に埋蔵しながら、輸入原油を処理しているカナダで、政府系の研究機関 CERI が、輸入原油を国産原油に代替する効果をケーススタディーしている。国産比率の増加は精製コスト・環境面で効果が認められる。

2. ヨーロッパ

- ・ 大手石油トレーダーの Gunvor は、IMO 船舶燃料規制対応で傘下のオランダ・Rotterdam 製油所にコーカーの設置を検討しているが、ベルギー・ドイツの系列製油所との連携方法も含め、最終判断には至っていない模様である。
- ・ Total はソーラー事業を強化しているが、バイオリファイナリー化を進めている La Mède 製油所内に 8MW ソーラー発電施設が完成した。
- ・ ロシア国営 Rosneft は、ドイツでアスファルト事業を強化する。また、Druzhba 原油パイプラインを延伸し、ドイツ国内の系列製油所への原油供給能力の強化を計画している。

3. ロシア・NIS 諸国(New Independent States)

- ・ カザフスタンのエネルギー相は、2020 年代の国内石油製品需要の想定を示し、4 番目の製油所建設の必要性を改めて表明した。
- ・ ロシア連邦タタールスタン共和国の Tatneft 傘下の新鋭 Nizhnekamsk 製油所でナフサ水素化脱硫装置と異性化装置が稼働した。同製油所では引き続き設備の改良プロジェクトが進行し、新たな投資も予定されている。

4. 中東

- ・ アブダビ国営 ADNOC が販売子会社 ADNOC Distribution の株式をアブダビの証券取引所に上場した。同社は 2018 年に、アブダビ首長国以外に給油所を開設する計画で、ドバイ・サウジアラビアに初めて進出する。
- ・ ADNOC は、ドバイに天然ガスを供給することで、ドバイの DUSUP と合意した。
- ・ ADNOC は高酸性ガスを埋蔵する Hail・Ghasha・Dalm 海底天然ガス田を開発する計画で、プロジェクトの FEED を Bechtel と TechnipFMC に発注した。また、天然ガスから回収した粒状硫黄をモロッコの手肥料メーカー OCP Group of Morocco に供給する長期契約を締結した。
- ・ ADNOC は、製鉄プラントから回収した CO₂ を油田に注入する CCUS-EOR 事業の拡大を計画している。
- ・ トルコ政府は黒海とマルマラ海を結ぶボスポラス海峡と並行する運河 Istanbul Canal の建設計画を発表した。

- ・ ロシア国営 Gazprom 主導の TurkStream 天然ガスパイプラインはロシア内の陸上部分ほぼ完成、黒海部分、トルコのターミナルの建設が進んでいる。更にトルコ政府からトルコ沿岸部の建設許可が下りた。

5. アフリカ

- ・ アルジェリア国営 Sonatrach と資源開発庁は、Rhoude el Krouf 油田の増産プロジェクトで新炭化水素法に基づいてスペインの CEPSA と契約した。
- ・ Sonatrach は、リビア国境近くの石油・天然ガス鉱区の共同開発でリビア国営 NOC と合意した。
- ・ Sonatrach は、フランスの電力会社 ENGIE とエネルギー効率改善、再生可能エネルギー関連の共同研究開発を手掛けることに合意した。具体的には天然ガスフレアの活用、ソーラーエネルギーがテーマに挙げている。
- ・ ナイジェリア国営 NNPC は、傘下の 3 製油所の改修を実行するために、民間企業による製油所操業子会社への出資を計画している。さらにモジュール製油所の新設計画も進んでいる。
- ・ NNPC は、天然ガスインフラの整備や CNG のガソリン代替燃料利用を進める計画である。
- ・ 米国 EIA が南アフリカ共和国の発電エネルギー事情を解説している。同国は自国産の石炭の依存度が高いが、天然ガスへのシフトを輸入増・海底ガス田の開発、さらにシェールガスの開発で取り組む方針である。
- ・ 南ア共和国は、独立系発電業者から再生可能エネルギー発電電力等の購入を促進している。

6. 中南米

- ・ ブラジル石油庁が石油・天然ガスの生産状況を公表している。2017 年にブラジルでは原油・天然ガスの生産量が増加している。プレソルト埋蔵層の原油生産量のシェアが初めて 50%を超えた。
- ・ ブラジルでは、原油・天然ガスの大半が海底石油・天然ガス田で生産されている。
- ・ ウルグアイで栽培する油糧作物 Brassica carinata が、持続可能バイオ燃料原料として RSB から認定された。

7. 東南アジア

- ・ インド石油省の PPAC が発表している最新のデータベースを基に、① インドの原油需給、② 全製油所の精製能力・原油処理実績、③ 会社別の精製マージンの推移を解説した。
- ・ インドの石油省が、今後の精製事業の方針を公表している。需要の伸びに応えるためには、今後 20 年間で、精製能力を 400 万 BPD 拡張することが必要になる。
- ・ カナダの Continental Energy が、インドネシアの東カリマンタン州に、製油所を建設するプロジェクトが前進している。FEED は米国 LSTS が受注した。

8. 東アジア

- ・ 中国国営 Sinopec が、2017 年の成果と 2018 年の事業方針を発表している。2018

年には「拡販」、「効率向上」、「小売り事業の拡大」、「内外市場の調整」、「高付加価値サービス提供」、「収益構造の改革」に重点的に取り組むことを明らかにした。

- ・ 中国の独立系 Hengli Petrochemical が、中国国営化学会社 Sinochem と販売事業で提携する。Hengli は PetroChina の系列各社とも、原油の調達、石油・石油化学・潤滑油製品の販売の共同事業に合意した。
- ・ Sinopec が涪(フ)陵区で、2017年に生産したシェールガスが60.9億m³を記録し、目標を達成した。

9. オセアニア

- ・ オーストラリアの資源相が、天然ガスの国内向け供給力を拡充するための政策 Gas Acceleration Program を発表した。同相はビクトリア州・ノーザンテリトリー政府に天然ガス開発に力を入れるよう提言している。

1. 北 米

(1) Petrobras のテキサス州 Pasadena 製油所の売却関連情報

ブラジルの国営石油会社 Petróleo Brasileiro SA (Petrobras) は、米国子会社の Pasadena Refining System Inc. がテキサス州ヒューストンの東約 15 マイル(約 24Km) に保有・操業している、Pasadena 製油所 (10.6 万 BPD) の売却措置に入ることを明らかにした。Petrobras は、買収企業選定作業の窓口として、ニューヨークに本拠を置く投資銀行の Evercore Group LLC を指定している。Pasadena 製油所はブラジル最大の汚職事件の舞台の一つで、Petrobras の経営に大きな影響を及ぼしている。

Pasadena 製油所は、2005 年 1 月に米国の Crown Central Petroleum Corp. から買収した Astra Holding USA の 100%子会社となった。さらに 1 年半後の 2006 年 9 月には Petrobras America が株式の 50%を買収する契約が調印され、2008 年 12 月には残る 50%を買収する契約が成立し、Petrobras の完全子会社となった。

Pasadena 製油所の買収を巡る取引が、汚職事件に絡んでいるとして、ブラジル国内では大きな問題になっている。本報の 2017 年 6 月号(北米編)第 2 項「Petrobras の Pasadena 製油所売却に関わる情報」で取り上げて詳しく報告している通り、2006 年に Petrobras が Astra に支払った金額が、前年の 2005 年に Astra が Pasadena 製油所を買収した金額の 8 倍以上と、異常に高額であること、金銭の流れが不透明である点がブラジルの連邦検察から問題視され、汚職嫌疑がかけられて、現在もなお捜査案件になっている。

この度、Petrobras が Pasadena 製油所を売却するとの結論に至ったのは、多額の負債に苦しむ Petrobras の 210 億ドルに上る資産売却を計画している「2017 年～2018 年の資産売却計画」に同製油所が組み込まれていること、ブラジル会計検査院の了解が得られたことが背景にある。

売却対象としては、Petrobras の米国子会社 Petrobras America Inc. (PAI) が所有している資産が検討されており、精製子会社 Pasadena Refining Systems Inc. (PRSI) の他、PRSI が保有する販売部門 PRSI Trading LLC (PRST) と不動産部門 PRSI Real Property Holdings LLC (REAL) が含まれる。具体的には、PRSI が操業する Pasadena 製油所の他、貯蔵能力 510 万バレルの貯蔵設備、マリンターミナル、各種流通物流設備、143 エーカーの資材置場が売却対象になる。

Pasadena 製油所は Houston Ship Channel 沿いに立地しているため、メキシコ湾岸から米国東部地域に向け石油製品を輸送する「Colonial パイプラインシステム」及びメキシコ湾岸から米国本土中央部を北に向けてシカゴに至る「Explorer パイプラインシステム」へ直接アプローチできる環境になっている。従って、他の石油企業にとって、高い価値を持つと位置付けられている。

なお、製油所の主要装置構成は表 1 の通りで、テキサス州の製油所としては規模が小さく、比較的軽装備な製油所である。

表 1. Pasadena 製油所の主要装置構成

| 装置名称 | 処理能力 (BPD) |
|------------------|------------|
| 常圧蒸留装置 | 110,000 |
| 減圧蒸留装置 | 42,500 |
| FCC | 52,000 |
| ナフサ水素化処理装置 | 26,000 |
| CCR 接触改質装置 | 22,000 |
| リフォーマートスプリッター | 20,000 |
| ガソリン脱硫装置 | 40,000 |
| アルキレーション装置 (2 基) | 各 6,000 |
| 留出油水素化処理装置 | 12,000 |

<参考資料>

- ・ <https://www.reuters.com/article/us-petrobras-divestiture/petrobras-to-sell-pasadena-texas-refinery-idUSKBN1FQ36B>
- ・ http://www.ogj.com/articles/2018/02/petrobras-advances-sale-of-pasadena-refinery.html?utm_source=feedburner&utm_medium=feed&utm_campaign=Feed%3A+latest-news-ogj+%28OGJ+-+Latest+News%29
- ・ <http://www.argusmedia.com/news/article/?id=1621727>
- ・ <https://oilprice.com/Latest-Energy-News/World-News/Petrobras-Ready-To-Sell-Troubled-US-Refinery.html>

(2) ExxonMobil の 2018 年版エネルギー展望に見るエネルギーミックスについて

ExxonMobil は、毎年発行しているエネルギー展望の 2018 年版「2018 Outlook for Energy : A View to 2040」を発表した。今回のレポートは、今世紀末の平均気温の上昇を 2°C未満に抑えるとした COP21 のパリ協定に基づく「2°Cシナリオ」に対する ExxonMobil の分析結果および電気自動車の普及率と、再生可能エネルギーの展開が加えられている点で、これまで Outlook に比較して目新しい内容になっている。

「2°Cシナリオ」の分析では、様々なモデルに基づいて 2010 年から 2040 年までを対象に、主要なエネルギーの年平均増加率を求めて検討を加えている。その結果、

- ・ エネルギーの総需要は、年率約 0.5%で増加する。
- ・ 石炭の需要は年率約 2.4%減少する。
- ・ 石油の需要は年率約 0.4%減少する。
- ・ 天然ガスの需要は年率約 0.9%増加する。
- ・ 原子力の需要は、年率約 3%、再生可能エネルギーは年率約 4.5%増加する。

総合的には、2040 年までは、どのエネルギーも主要エネルギーの重要な位置付けのまま変わらない。しかし、天然資源の枯渇、その他によるエネルギー生産量の減少があるため、経済活動を維持するには、石油および天然ガス開発に何兆ドルも投資し、化石燃料資源の生産量を一定のレベルに維持する必要があるとしている。

「2°Cシナリオ」の下でこれまでと同等水準の成長率を維持するためには、2040 年までに天然ガスの需要量 4,450 億 cf/日まで増加し、石油の需要量は現在の 9,500 万 BPD に対して、7,800 万 BPD とすることが求められる。

以下に 2040 年時点での世界の産業分野別エネルギー需要量、低炭素エネルギー源へのシフト状況、電気自動車の増加に関わる事項をピックアップし、それぞれの事項について、ExxonMobil がエネルギー展望で予測している内容を、レポートの掲載図を転載するとともに、主要事項を列記した。

1) 産業分野別にみたエネルギー構成及び需要量の変化

- ① 図 1 に示されるように、輸送、住宅・商業設備、工業及び発電分野で使用されるエネルギーは、その分野で最も経済的に適合したエネルギーが反映されている。
- ② 発電分野は、世界の電力需要の堅調な伸びを反映し、最大かつ急速に伸びる。
- ③ 発電分野では、天然ガス、再生可能エネルギー、原子力などの多種多様なエネルギーが利用される。

- ④ 天然ガスの需要量は大幅に増加し、全ての分野でシェアを拡大する。
- ⑤ 石油は輸送分野の中でも商業用途、また、化学品原料部門で需要が増加する。

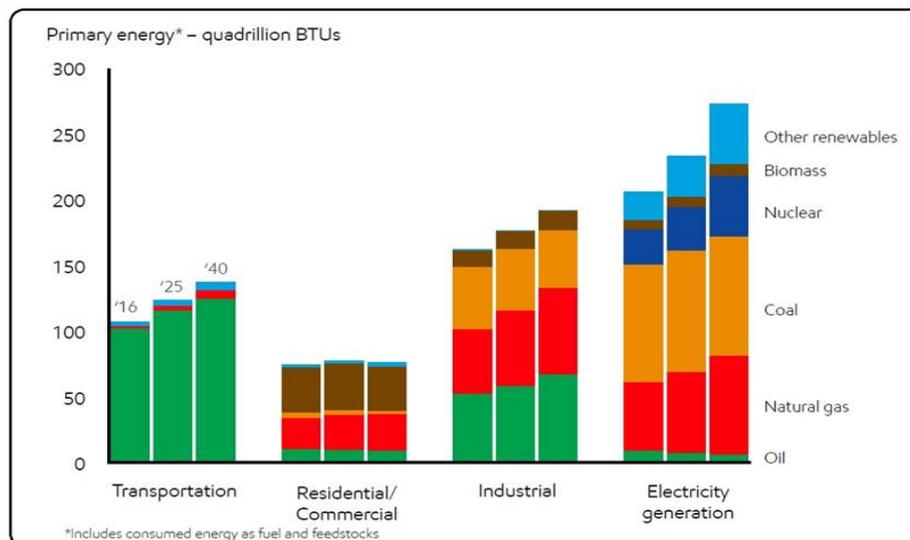


図 1. 世界の産業分野別エネルギー需要量

(出典 : ExxonMobil 「2018 Outlook for Energy : A View to 2040」)

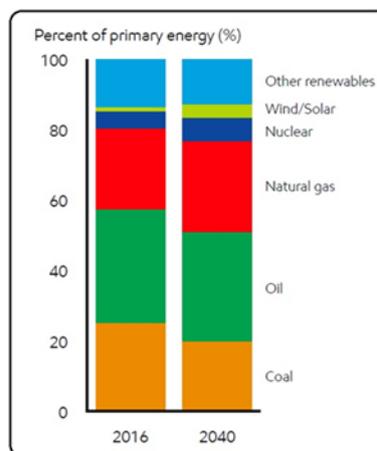


図 2. エネルギー源の低炭素化へのシフト

(出典 : ExxonMobil 「2018 Outlook for Energy : A View to 2040」)

2) エネルギー源の低炭素化へのシフト

- ① 再生可能エネルギーと原子力エネルギーは急速に需要が伸び、エネルギー需要増分の 40% 近くを占めることになる。
- ② 図 2 に示す通り、エネルギー源の中でも天然ガスの成長率は顕著で、全需要量の

約 1/4 に達する。

- ③ 石油は、商業活動における輸送部門のニーズ及び化学分野で原料ニーズが高く、これまでと同様に世界のエネルギーの主流であり続ける。
- ④ 石炭は一部の国々では依然として重要なエネルギー源であり続けるが、GHG 排出量の少ないエネルギー源への移行に伴い、大きくシェアを失うことになる。

3) 電気自動車の普及

- ① 現在、世界中で走行している電気自動車は約 200 万台で、市場シェアは約 0.2% である。将来の自動車販売をハイブリッド(HEV)、プラグインハイブリッド(PHEV)、バッテリー (BEV) など、モーターとバッテリーを搭載した自動車に限定する旨の計画を発表している自動車メーカーや国は多い。
- ② 電気自動車は、バッテリーコストの低下、車種の増加および各国政府による支援が望めるため、急速かつ堅調な成長が見込まれる。
- ③ 実際にはバッテリーコストや政府支援には不確定要素が存在していると考えられ、今後の電気自動車の成長を見通すには、幅広い視点からの検討が必要である。2040 年の予測では、分析機関により ExxonMobil の 2018 年版エネルギー展望に比較して 3 倍近い台数を予測する調査機関もあれば、ExxonMobil に比べて低く見積もる機関もあり、変動幅は大きい。

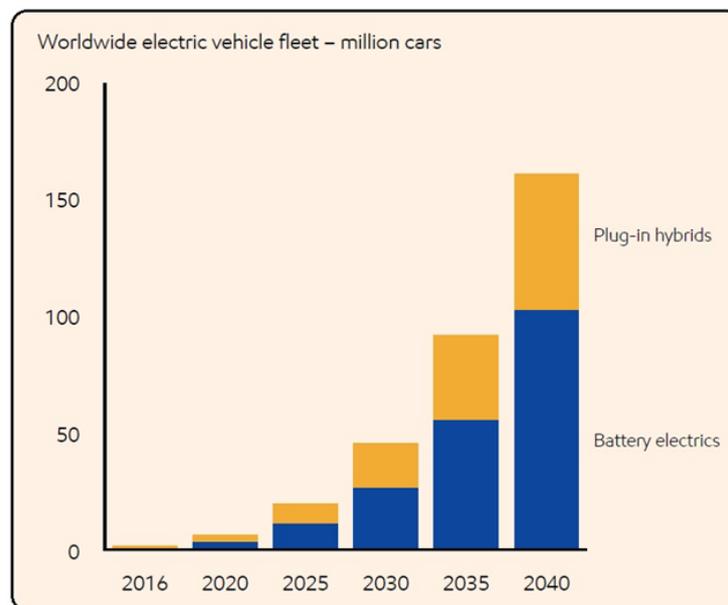


図 3. 電気自動車の成長予測

(出典: ExxonMobil 「2018 Outlook for Energy : A View to 2040」)

ExxonMobil の 2018 年版エネルギー展望における主要内容をまとめると、下記の事項のようになる。

- ① 2040年時点においても、石油・天然ガスは、世界のエネルギー需要の約55%を供給する。石油需要に関しては、小型自動車（light-duty vehicles）が増加することから、石油需要は横ばいか、やや減少すると予測される。しかし、トラック等の大型車両（heavy-duty vehicle）、航空機燃料、船舶燃料向けの石油の需要は増えるため、輸送分野の石油の需要は全体として増加する。また、化学品原料としての需要の増加も予測され、これ等の需要が牽引する形で石油の需要量は約20%上昇し、エネルギーミックスの中でも最大シェアを占める。
- ② 原子力および再生可能エネルギーは、2040年までのエネルギー需要の伸びのほぼ40%を占める。
- ③ 世界の石炭火力発電量のシェアは、2016年時点では約40%であったが、2040年には30%以下に低下する。
- ④ 小型自動車のハイブリッド電気自動車化は、急速に進む。全体的にはハイブリッド車、プラグインハイブリッド車および電気自動車の販売台数は、2016年時点では約3%であったが、2040年には小型自動車分野の販売台数の約40%を占める。

<参考資料>

- ・ <http://corporate.exxonmobil.com/en/energy/energy-outlook/a-view-to-2040>
- ・ <http://cdn.exxonmobil.com/~media/global/files/outlook-for-energy/2018/2018-outlook-for-energy.pdf>
- ・ <https://www.euro-petrole.com/exxonmobil-releases-energy-carbon-summary-and-outlook-for-energy-n-i-16203>

(3) CERI のレポートに見るカナダの製油所が国産原油を処理するメリット

世界有数の資源国であるカナダでは、輸入原油の代替でカナダ産原油を処理することの是非がこれまで幾度となく議論されている。原油の埋蔵量が豊富なカナダが輸入原油を処理するメリットはあるのか、何故国内産原油を処理しないのか、国内産原油を処理するメリットがあるのか、メリットはどの程度か、といった単純な疑問が呈せられてきた。

この課題を取り扱った報告書は多く存在するが、カナダエネルギー研究所（CERI：Canadian Energy Research Institute）が、この度公表した「An Economic and Environmental Assessment of Eastern Canadian Crude Oil Imports」と題したレポートもその一つである。

CERI の調査・検討結果によると、カナダの中部地域および東部の大西洋地域に所在する製油所で、国産原油を処理することで原油の輸入量を47%削減し、製油所経費精製コストを年間2.1億ドル節約することが可能で、地球温暖化ガス（GHG）の排出量も年間200万トン以上（約5.7%）削減することが可能である、という試算結果

になっている。以下のその概要を報告する。

① カナダの原油資源と輸入原油の概況

2017年版のBP エネルギー予測「BP Energy Outlook)」によると、カナダの2016年の原油生産量は、世界の生産量の4.8%を占め、米国(13.4%)、サウジアラビア(13.4%)、ロシア(12.2%)、イラン(5.0%)に次いで世界第5位の生産国である。確認埋蔵量は1,715億バレルで、ベネズエラ(3,009億バレル)及びサウジアラビア(2,666億バレル)に次いで3位を占め、世界シェアの10%に相当している。このような状態にもかかわらず、カナダは依然として原油を輸入している。

輸入原油の状況は、西部地域と東部地域とでは大きく様相を異にしている。西部地域では米国からの輸入が殆どで、コンデンセートあるいはオイルサンド由来のビチューメンのパイプライン輸送を容易にするための希釈剤等で使用されている。

一方、CERIの調査によると、東部地域では、原油の製油所処理量は100万BPD強で、その内の56%は輸入原油で44%はカナダ産原油である。2017年のカナダ政府の統計データ「NEB 2017f ; Statistics Canada 2017a」に記載された東部地域の輸入原油量は、2016年実績は対前年比で僅かに増加して60.7万BPDに達しており、輸入先は、米国(25.9万BPD)、サウジアラビア(8.7万BPD)、アルジェリア(8.5万BPD)の順になっている。

カナダの東部地域に輸送されている44%のカナダ産原油の内、西部地域から輸送される量が約39%、ニューファンドランド&ラブラドル州沖合の油田など東部地域から輸送される量が5%になっている。

西部地域および東部地域から輸送される原油を処理するカナダの中部地域と東部地域の製油所は、オンタリオ州(ON)の4ヶ所(合計約39万BPD)、ケベック州(QC)の2ヶ所(合計約37万BPD)、ニューブランズウィック州(NB)(30万BPD)とニューファンドランド&ラブラドル州(NL)(13万BPD)に各1ヶ所の合計8ヶ所(約120万BPD)の製油所である。

② 4種類のシナリオ

CERIのレポートによると、カナダ西部地域に米国から輸入されているビチューメン用希釈剤またはコンデンセートを除くと、輸入原油の大部分がカナダ中部地域および東部地域の製油所で処理されている。

CERIのレポートは、両地域で処理されている輸入原油をカナダ産原油で置き換えた場合に、年間の原油調達費用ならびにGHG排出量がどのように変化するかを、4ケースのシナリオを設定して比較・検討し、輸入原油の国内産原油での代替の可能性を分析している。4ケースのシナリオの概要は以下の通りである。

i) 100%代替 (Made in Canada) ケース……このシナリオでは、カナダ東部地域のパイプラインインフラが拡張済みとした前提の下、輸入原油の全量をカナダ産原油に代替する。

ii) 一部代替 (Expanded Access) ケース……100%代替ケースと同様に、カナダ東部地域のパイプラインインフラが拡張されるとした前提の下、輸入原油の一部を安価なカナダ産原油で代替する。

iii) 現状 (Current Reality) ケース……無理なく輸入原油をカナダ産原油に代替するケースとなるこのシナリオでは、既存のインフラを利用できる範囲内にとどめ、経済的観点からカナダ産原油を最大限選択する。

iv) 特殊ケース

カナダ産原油は、既存のパイプライン及び鉄道で東部地域に輸送されるとの前提を置いており、輸入原油に関しては、国際機関が人権無視や環境に配慮を欠くと認定している国々から、政治的意図をもって輸入し、カナダ産原油と代替する特殊なケースを想定した検討内容。

③ 検討結果の概略

このレポートは、カナダ東部地域 ON、QC、NB 及び NL の各州に所在する製油所において、輸入原油を国内産原油に代替した場合に、製油所コストと GHG 排出量への影響がどの程度になるかを包括的に検討している。

各シナリオにおいては、製油所の装置構成を個別に勘案し、製油所が現在処理している輸入原油性状に、出来るだけ類似した性状の国産原油を処理することを前提に検討している。結果的には4つのシナリオの全てにおいて、GHGの排出量は、現状に比較して年間2～2.8 MTCO₂eq 削減できるとの結果が得られている。

精製コストの削減額を試算すると、「100%代替ケース」で2,300万ドル、「一部代替ケース」で3億1,700万ドルと推定されるが、これ等の両ケース共に原油輸送用の新パイプラインの設置が前提になっているため、輸入原油に代替するカナダ西部産原油の処理量はそれぞれ42.4万BPDおよび24.8万BPDと多くなっている。

輸入原油を安価なカナダ産原油で置き換える比率が57%の「一部代替ケース」では、最大の精製コスト削減が得られる結果になっている。

現実ケースの最大代替率は、輸入原油に代替するカナダ産原油の総量の47%に当たる28万BPDで、製油所コストの削減額は比較的多い2億1,000万ドルと試算されている。

「特殊ケース」では、QCおよびNBの製油所で精製コストが上昇すると考察されている。このケースでは、既存のインフラで輸送可能な原油量の50% (30万BPD) を、

優先的に輸入原油の輸送に使用するために、カナダ西部で 40.6 万 BPD の軽質原油が未輸送・未処理の状態に残ることになることから製油所コストが 7,900 万ドルに増加するとの試算になっている。

表 2. シナリオ別の代替原油量、製油所コスト、GHG 排出量の試算結果

| Category | | Expanded Infrastructure | | Existing Infrastructure | |
|-----------|---|-------------------------|-----------------|-------------------------|-------------------------------|
| | | Made in Canada | Expanded Access | Current Reality | International Social Concerns |
| Flows | Additional western Canadian supply (Mbpd) | 424 | 248 | 120 | 123 |
| | Additional eastern Canadian supply (Mbpd) | 177 | 96 | 160 | 177 |
| | Total additional Canadian crude (Mbpd) | 601 | 344 | 280 | 300 |
| | Substituted foreign oil (%) | 100% | 57% | 47% | 50% |
| Costs | Annual Cost of feedstock (\$ million) | -23 | -317 | -210 | +79 |
| Emissions | Emissions (million tones CO ₂ eq per year) | -2.2 | -2.0 | -2.0 | -2.8 |
| | Change of emissions (%) | -6.2% | -5.7% | -5.7% | -7.9% |

(出典 : CERI Study No. 167)

今回の CERI の検討は、輸入原油に代替してカナダ産原油を処理することを 4 つのシナリオで、原油の輸送量の変化、製油所コスト及び GHG 排出量の観点から、どの程度のメリットが生じるかを試算している。結果は、総じて「輸入原油に代替してカナダ産原油を処理する意義はある」ことを提示している。CERI では、この結果を基に、継続的に分析を加えることで精度を上げる必要があると提案している。なお、検討の前提等の詳細は参考資料に記載の原文を参照願いたい。

<参考資料>

- <https://www.bnn.ca/atlantic-eastern-refineries-could-save-210m-by-using-more-canadian-oil-study-1.977559>
- <http://www.cbc.ca/news/canada/calgary/cei-eastern-refineries-canadian-oil-1.4502037?cmp=rss>
- <http://business.financialpost.com/pmn/business-pmn/eastern-refineries-could-save-millions-by-buying-more-canadian-oil-cei-report>
- https://www.ceri.ca/assets/files/Study_167_Full_Report.pdf

2. ヨーロッパ

(1) Gunvor の Rotterdam 製油所における 2020 年 IMO 船舶燃料規制対応情報

世界的な大手石油トレーダーの Gunvor Group Ltd は、オランダの子会社・Gunvor

Petroleum Rotterdam BV が操業する Rotterdam 製油所 (8.8 万 BPD) で、クリーンバンカー燃料の製造を目的に、設備投資を検討していると報じられている。

Gunvor はコメントを控えており、投資の詳細内容は今のところ不明であるが、オランダの金融関連出版会社・Het Financieele Dagblad は、Gunvor が関係当局へ工事を申請していると報じている。また、海運業界のニュースプロバイダーである Tradewinds の報道では、「この投資は数億ユーロにのぼり、コーカーの導入が見込まれる」との情報を伝えている。

排ガス中の硫黄酸化物の削減を目的に、2020 年から船舶燃料中の硫黄分を 0.5% 以下にしないといけない、と規定する国際海事機関 (IMO: International Maritime Organization) の船舶燃料規則が、Gunvor の投資の背景にあることは間違いない。

Gunvor の状況が詳しく報じられていない理由には、Rotterdam 製油所の改造あるいは新設がどの程度進めば IMO 規則に準拠した燃料を十分に得られるか否かを検討中であるためと思われる。

2016 年 9 月号 (欧州編) 第 1 項「Gunvor の Rotterdam 製油所の近代化工事の動きについて」で報告しているように、2015 年にクウェート国営石油会社 (KPC: Kuwait Petroleum Corporation) から Gunvor が買収した Rotterdam 製油所は、主としてクウェート原油を処理し、分解系装置の装備率は低く、比較的単純な装置構成で重質燃料油の得率が高い。従って、Rotterdam 製油所単独で IMO 規則に対応するには、新規装置の設置が必要になる。

その一方で、Gunvor は Rotterdam 製油所のほかのヨーロッパに、ドイツの Ingolstadt 製油所 (11 万 BPD)、ベルギーの Antwerp 製油所 (10.7 万 BPD) を保有し、これら 3 製油所の融合を図りながら Rotterdam 製油所単独で装置対応を図ることなく、相互に融通させることで、総合的な対応策を追求していくものと思われる。

Gunvor の創業者である Torbjorn Tornqvist 氏は、2017 年 10 月の Reuters とのインタビューで、Gunvor は船舶用燃料の変更を「準備中」と発言しており、「我々は間違いなく製油所を、継続的に稼働させる計画である」と発言していたが、その内容についてはコメントしていない。

また、2018 年 1 月時点で Gunvor の広報担当者の Seth Pietras 氏は、「現在、IMO 規則に対するいくつかの選択肢を検討しているところで、まだコーカーの建設を進めるか否かを決定していない。」と述べるなど、Gunvor が方針を決めかねている様子が窺える。

Rotterdam 製油所のコーカー設置が報道されている中、オランダの規制当局は 2017 年 12 月初めに発表した決定で、ディレードコーカーの建設を進める場合には、環境評価を行う必要がない旨を Gunvor に伝えている、と報じるメディアもある。Reuters

の記事でも、「オランダ当局は Gunvor に Rotterdam 製油所に燃料アップグレード設備の追加を暫定的に承認した。」と報じている。これらの報道を見る限り、ディーゼルコーカーの建設は、ある程度既定路線のようにも受け取れるが、今後、多少の紆余曲折はありそうだ。

<参考資料>

- ・ <https://shipandbunker.com/news/emea/411287-gunvor-mulls-clean-marine-fuel-refinery-investment>
- ・ <https://af.reuters.com/article/africaTech/idAFL8N1PK3LJ>
- ・ <http://seanews.co.uk/gunvor-contemplates-investment-in-clean-marine-fuel-refinery/>

(2) Total が La Mède バイオリファイナリーにソーラー発電プラント設置

フランスの石油メジャーTotal は、本報の2015年5月号（欧州編）第2項「Totalのフランス国内精製事業再構築に関わる情報、2）La Mède 製油所のバイオリファイナリー化計画」および2016年2月号（欧州編）第1項「La Mède 製油所のバイオリファイナリー化計画（経過情報）」において報告した通り、フランス南部のプロヴァンス＝アルプ＝コート・ダジュール地域圏（Provence-Alpes-Côte d'Azur）にあるLa Mède 製油所をバイオリファイナリー化し、種々の廃油を主原料（一部は植物油を使用）としたバイオディーゼルの製造を、2019年から行うべく取り進めている。

Total は、バイオリファイナリー化と並行して建設していた8MW太陽発電プラントをLa Mède 製油所内に完成させている。

フランス政府は、工業地帯における電力供給システムを、ソーラー発電システムによって強化する方針で、Total は、La Mède 製油所での太陽発電プラントの設置は、この政府方針に沿ったものであるとしている。

今回のプロジェクトでは、米国のSunPower Corp. から、高性能Eシリーズソーラーパネル17,000モジュールの供給を受け、SunPowerのOasisソーラートラッカー（太陽光追跡装置）に搭載し、製油所内の12ヘクタールの用地に設置されている。

この設備は運用コストとメンテナンスコストの削減が配慮され、通常のソーラー発電設備よりも効率が高いとされており、La Mède バイオリファイナリーの電力の約50%をカバーすることになっている。

Total は2016年4月に天然ガス、再生可能エネルギー、電力を事業領域とする第4事業セグメントの創設など、包括的な新組織編制計画を発表している。今回、La Mède バイオリファイナリーで採用したソーラーパネルの供給元となるSunPowerの株式も57%を保有し、SunPowerはTotalの太陽光発電事業の中核をなしている。さらに、フランスの再生可能エネルギー会社のEren REの株式の23%を2017年9月末に取得して、ソーラー発電分野の拡充を行ったところである。

Eren REのソーラー発電設備の設置実績を見ると、イスラエル（37.5 MW）、ウガン

ダ (10 MW)、フランス (43.8 MW)、インド (120 MW)、ギリシャ (34.9 MW) など、世界中で 650MW を稼働させているほか、交渉中のプロジェクトも 1.5GW に上るとされている。また、Eren RE はフランス最大の電力会社で、政府系企業である EDF (Électricité de France) の子会社の EDF Energies Nouvelles と共同で、インドのラージャスターン州に 120MW のソーラー発電設備を建設している。

これらの事例に見られるように、Total はソーラー発電事業や風力発電事業に積極的姿勢を示しており、これ等の業界において世界トップ 3 に入るとの声明も出しており、着々と第 4 事業セグメントの拡充を図りつつある。

<参考資料>

- ・ <http://news.sys-con.com/node/4222180>
- ・ <http://www.jwnenergy.com/article/2018/1/total-completes-solarization-refinery-france/>
- ・ <https://www.pv-magazine.com/2018/01/18/total-completes-solar-plant-at-its-biorefinery-in-france/>
- ・ http://www.yourrenewablenews.com/sunpower+oasis+power+plant+begins+operation+at+total%27s+la+m%C3%A8de+refinery_147267.html

(3) ロシアの Rosneft がドイツの石油市場への進出を強化

ロシア国営石油会社の Rosneft が、ドイツの石油市場への進出を強めている。Rosneft の CEO Igor Sechin 氏は記者会見で、「これまで Rosneft はドイツでの石油関連事業に 20 億ユーロを投資してきたが、給油所の開設、ジェット燃料の供給、近隣諸国への石油製品の配送事業等に、今後 5 年間で最低 6 億ユーロを投資する予定である」と語っている。この動きに関連し、Rosneft がドイツへのロシア原油の供給安定、石油製品流通の強化を図るための動きを伝える情報が得られているので、以下に報告する。

1) アスファルト事業の強化

2017 年 6 月号 (ロシア・CIS 編) 第 1 項「Rosneft がドイツの製油所の設備投資を進める方針」で報告しているように、Rosneft は 2017 年初めにドイツ支社 Rosneft Deutschland GmbH を設立し、2017 年 5 月に新社屋をベルリンに開設して、ドイツにおける精製・販売事業を統括させている。

この度、Rosneft Deutschland は、ドイツの土木・建築会社 Basalt-Actien-Gesellschaft の子会社である Bitumina Handel GmbH&Co. と、ビチューメン (アスファルト) の生産およびポリマー変性ビチューメンの製造に関する契約を取り交わした。

契約によると、Rosneft が筆頭株主のコンソーシアム PCK Raffinerie GmbH がポーランドとの国境に近い Schwedt で操業する PCK 製油所 (24 万 BPD) で生産されたアスファルトを原料に、Bitumina Handel の設備でポリマー変性ビチューメン (Alfabit PMB) 生産し、ドイツ国内及び周辺諸国で販売することになる。

Rosneft は、2015 年 7 月号（欧州編）第 3 項「Ruhr Oel GmbH を巡る Rosneft と BP の取り決め」で報告している通り、ドイツ国内の、PCK 製油所（保有株式 54.2%）、Bayernoil 製油所（20.6 万 BPD、25%）及び MiRO 製油所（約 30 万 BPD、24%）の株式を保有している。

なお、Rosneft Deutschland は、3 製油所から原料アスファルトの供給を受け、ドイツおよび近隣諸国で、2018 年 1 月から舗装用アスファルトのマーケティングと販売を開始したところである。

2) Druzhba パイプラインの南端から支線を敷設する検討を開始

Sechin CEO が明らかにしたところでは、Rosneft はロシア原油をヨーロッパに輸送している主要パイプライン Druzhba の南端から支線パイプラインを敷設し、ドイツへの原油供給能力を強化する意向を示している。

Rosneft は過去 7 年間でドイツに原油を 1 億 5,200 万トン供給し、これはドイツの需要量のほぼ 25%に当たっている。最近の実績を見ると、2014 年には 2,100 万トン、2015 年は 2,150 万トン、2016 年は 2,250 万トンと徐々に増加し、2017 年は若干減少したが、それでも 2,100 万トンを供給している。ドイツにおける Rosneft が株式を保有している 3 製油所への供給量は、2016 年のデータでは 17.8%増加し 1,270 万トンで、製品の製造量は 1,370 万トンになっている。

現在、PCK 製油所には Druzhba を経由して原油を供給している。Bayernoil 製油所及び MiRO 製油所へは、イタリア北東部のアドリア海に面した原油入荷港の Trieste と、オーストリアを経由してドイツ南部のバイエルン州及びバーデン-ヴュルテンベルク州を結ぶアルプス横断パイプライン（TAL パイプライン:Transalpine Pipeline）を経由して供給している。

Rosneft がドイツに権益を持つ製油所へのロシア原油の供給ルートは、このように 2 系列あるものの、より信頼性の高い Druzhba パイプラインの拡充を図り、供給安定性の観点から、支線敷設に関する検討・議論が続けられていると考えられる。

支線パイプラインの敷設に関しては、ロシアの日刊紙である Kommersant daily も、Rosneft Deutschland で執行役員を務める Brian Chesterman 氏の話として「プロジェクトはまだ初期段階で、完成までには 3~5 年かかる可能性がある。」と報じている。専門家も「プロジェクトが欧州規制当局の承認を必要とする可能性があることを考慮すると、ある程度時間がかかると思われる。」と述べている。これらの情報から判断して、Druzhba の南端から支線を敷設する工事が実現するまでには、年数を要すると思われる。

<参考資料>

- ・ <https://www.rosneft.com/press/releases/item/189421/>
- ・ <https://www.rosneft.com/press/news/item/189469/>

- ・ <https://neftegaz.ru/news/view/168519-Rosneft-Deutschland-enters-the-market-for-petroleum-products-in-Germany>
- ・ <http://tass.com/economy/986286>
- ・ <https://uk.reuters.com/article/rosneft-oil-pipeline-germany/rosneft-considers-spur-from-druzhba-oil-pipeline-to-german-refineries-idUKL8N1PI1PF?rpc=401&>

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

(1) カザフスタンの第 4 製油所建設に関わる諸情報

カザフスタンの Kanat Bozumbayev エネルギー相は、「同国の石油需給関係を分析すると、国内 4 番目となる製油所の建設が必要である」と述べている。さらに同相は、既にエネルギー省内に検討・作業チームが編成され、2019 年には新製油所建設に向けた FS が終了する予定になっていることや、海外投資機関がプロジェクトに加わる可能性があること、望ましくは建設開始時期を 2019 年にする意向であると述べている。

現在進められている国内 3 製油所の近代化工事が終了すると、精製能力は 3 製油所合わせて 27.6 万 BPD から 33 万 BPD に増加し、製品生産能力はガソリンが 230 万トン/年、ディーゼルは 91.7 万トン/年、ジェット燃料も 53.9 万トン/年増強されることが想定されている。

しかし、これまでの調査結果では、石油製品の需要が順調に伸びており、現在の経済成長率が続くケースでは、ガソリンは 2021 年～2023 年、ディーゼルは 2018 年～2023 年、ジェット燃料は 2026 年以降に需要量が供給量を上回ると予測されている。この様な状況などから総合的に判断すると、2022 年には需要量が既存 3 製油所の製造能力を上回り、輸入せざるを得なくなるとして、その時期までに第 4 製油所を建設し稼働にこぎつけたいとしている。

カザフスタンで 4 番目となる製油所の建設には複雑な側面があり、これまでも第 4 製油所建設の必要性を報じる情報もあれば、既存の国内 3 製油所の充実・拡張で対応できるとする報道もなされていた

例えば、2017 年 12 月 5 日に開催された「第 1 回 Kazakhstan Global Investment Roundtable」の会議に合わせて発言した Kanat Bozumbayev エネルギー相は、「個人的見解ではあるが、カザフスタン国営エネルギー会社 KazMunaiGas 傘下の 3 製油所の近代化工事は最終段階を迎えており、Atyrau 製油所 (約 10 万 BPD) 並びに Pavlodar 製油所 (約 12 万 BPD) は 2017 年末に、Shymkent 製油所 (約 12 万 BPD) に関しても 2018 年初期には工事が完了する予定になっている。順調に工事が進展すれば、検討されている 4 番目の製油所の建設は必要ないと考えられる。」との発言が報道されていた。

これまでもエネルギー相は、「カザフスタンでは、今後数年以内にガソリン、ディーゼル、ジェット燃料等の自給率は100%が望める。2024-2025年には需要量が増加するので、製油所能力を倍増させるか国内で4番目となる製油所の建設が必要になる」と第4製油所の建設が必至であるか否かの明言を避けていたこともある。

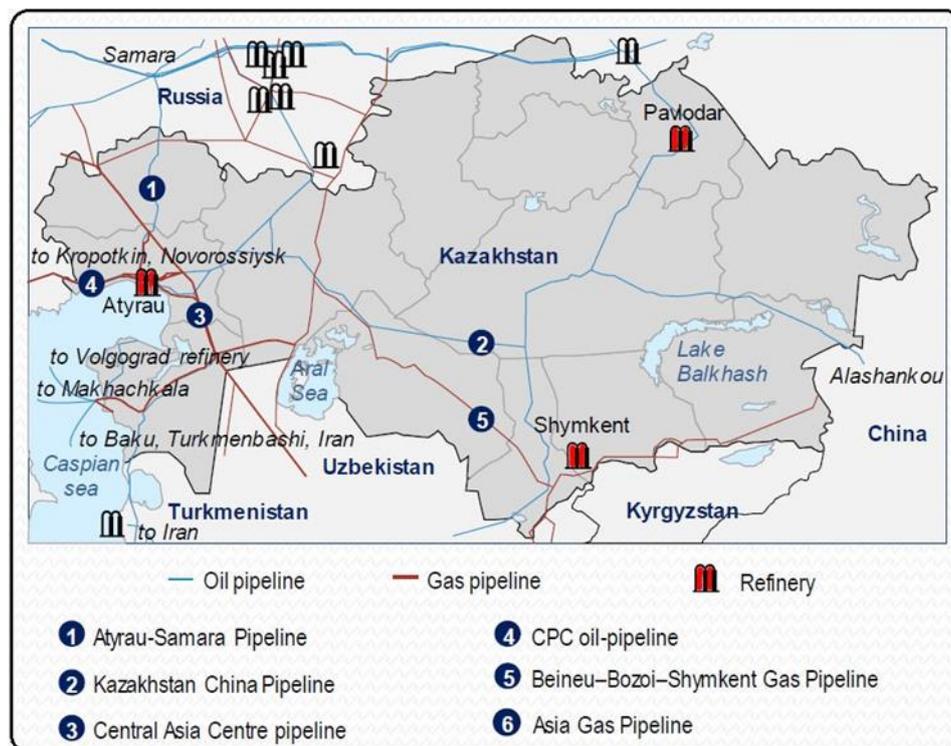


図4. カザフスタンの3製油所位置

(出典：KazMunayGas「Factsheet 2016」)

なお、第4製油所建設計画が前進する場合、海外投資機関がプロジェクトに加わる可能性があることが報じられている。本件に関しては、2018年1月15日にカザフスタンのNursultan Nazarbayev大統領とサウジアラビアのSalman bin Abdulaziz Al Saud国王とが電話会談し、最近の石油事情等について意見交換がなされた際に、カザフスタンにおける石油精製事業や天然ガス事業へのサウジアラビア企業を参入させる要望が伝えられている。

<参考資料>

- ・ http://www.inform.kz/en/kazakhstan-plans-to-build-another-refinery-within-next-4-years_a3112246
- ・ <https://akipress.com/news:600499>
- ・ <https://akipress.com/news:600953>
- ・ <http://www.kaztag.kz/en/news/detail.php?ID=598715>
- ・ <https://en.trend.az/business/energy/2830947.html>

(2) ロシア・TANECO の Nizhnekamsk 製油所における装置類建設状況

ロシア連邦タタールスタン共和国の石油企業 Tatneft の子会社・TANECO が運営するソ連崩壊後初の本格的製油所となる Nizhnekamsk 製油所（18 万 BPD）及び石油化学コンプレックスで、ガソリンの品質向上を目的とするナフサ水素化処理装置（2.2 万 BPD）と異性化装置（8,400BPD）が稼働を始めた。

TANECO の石油精製設備建設のフェーズ 1 が、ほぼ完了し、ナフサと輸出用燃料が製造され始めたのは 2010 年で、2014 年には水素化分解装置、2016 年にはディーゼードコーカーが稼働している。ディーゼードコーカーが稼働したことにより、TANECO コンプレックスは重油の生産が無くなり、軽質製品の得率は 87%に向上し、重油生産を行わないロシア初の製油所になっている。

今回のナフサ水素化脱硫装置と異性化装置の稼働に伴い、Nizhnekamsk 製油所では今年のガソリン製造量を 100 万トンと見込み、ディーゼル製造量も従来の 2 倍に当たる 300 万トン/年に拡大する計画である。

また、今後の計画として、TANECO コンプレックスでは、2018 年中に、灯油・ディーゼル製造用水素化脱硫装置の試運転、ハイオクタンガソリン基材生産用の接触改質装置の着工が予定されているほか、2018 年中に原油処理能力を 28 万 BPD に拡張する予定になっている。拡張後は、タタールスタン共和国内で生産される原油の約半分を処理する体制が整うことになる。

更に、TANECO の石油精製施設の設備建設計画は 2023 年まで続く予定であるが、Tatneft は、TANECO の 2017-2025 年のアップグレードプロジェクトに約 2,000 億ルーブル（36 億ドル）を投資する計画で、将来は製油所に 3 番目の生産ラインを建設することも検討している。

<参考資料>

- ・ <http://www.tatneft.ru/press-center/press-releases/more/5640/?lang=en>
- ・ <https://af.reuters.com/article/commoditiesNews/idAFL8N1PK5QY>
- ・ <https://www.oilandgaseurasia.com/en/news/tatneft-puts-two-installations-operation-taneco-refining-complex>
- ・ <http://www.en.special.kremlin.ru/events/president/news/56713>

4. 中東

(1) アブダビ ADNOC の活発な事業活動

アラブ首長国連邦のなかで最大の首長国であるアブダビの国営石油会社 Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) の活発な事業活動を伝える情報が発信されているのでまとめて紹介する。

1) 石油製品販売事業(新規株式上場と国外展開)

・ 販売子会社 ADNOC Distribution の株式上場

ADNOC は、2017 年に上場の方針を発表していた販売子会社 Abu Dhabi National Oil Company for Distribution PJSC (ADNOC Distribution) の新規株式上場 (IPO) を実施した。

ADNOC Distribution は、アブダビ証券取引所 (Abu Dhabi Securities Exchange : ADX) に、略号 “ADNOCDIST” で上場され、12 月 13 日に上場を祝う記念式典が執り行われた。ADNOC Distribution の 12 月 8 日の株価は、2.50AED/株 (0.68 ドル/株) で、発行株式の総額は 313 億 AED (2.86 億ドル) になる。株主の構成は、適格 (機関) 投資家 (qualified investors) が 90% で、クウェート国内の株主が 60%、外国の株主は 30%、残りの 10% は個人投資家等となっている。

ADNOC Distribution は、1973 年に創立され、アラブ首長国連邦 (UAE) を構成する 7 首長国の内でドバイを除く、6 首長国 (アブダビ、シャールジャ、アジュマーン、フジャイラ、ラアス・アル=ハイマ・ウンム、アル=カイワイン) に進出し、360 ヶ所の小売店を運営し、UAE 市場で 67% のシェアを占めている。この内、アブダビ・シャールジャでは唯一の燃料販売会社である。また、コンビニエンスストア ADNOC Oasis を 235 店舗展開している。

2016 年の業績は、売上高 48 億ドル、EBITDA (支払金利前税引前利益) は 5.74 億ドル、純利益は 4.85 億ドルと発表されている。

・ 小売店網の拡大、国外展開

ADNOC Distribution が、UAE 内で手広く事業を展開していることは前項で紹介したとおりであるが、同社は 2018 年 1 月下旬に、今後の小売店の出店計画を公表している。

2018 年の出店計画には、UAE 内のドバイとサウジアラビアに初めて小売店を設置することが含まれている。ドバイへの出店件数は 3 店で、サウジアラビアには、最低 1 店舗の開設を予定している。

そのほかでは、アブダビ、アジュマーンとフジャイラに 9 店を計画し、アブダビでは 3 店で拡張工事が予定されている。

ドバイ関連では、ADNOC は、ドバイの Dubai Supply Authority (DUSUP) との間で天然ガスの供給契約を 2 月上旬に締結した。契約内容は ADNOC が DUSUP に天然ガスを 15 年間に亘って供給するもので、ADNOC は UAE のエネルギー需要を満たすことに貢献する姿勢を改めて表明している。

< 参考資料 >

- ・ <https://www.adnoc.ae/en/news-and-media/press-releases/2017/adnoc-successfully-completes-the-ipo>

[of-adnoc-distribution](#)

- <https://www.adnocdistribution.ae/en/about-us/adnoc-distribution/>
- <https://www.adnocdistribution.ae/en/investor-relations/investor-relations/financial-information/fact-sheet/>
- <https://www.adnocdistribution.ae/en/investor-relations/investor-relations/our-investment-case/message-from-our-ceo/>
- <https://www.adnocdistribution.ae/en/media/press-releases/2018/adnoc-distribution-station-opening-statement/>
- <https://www.adnoc.ae/en/news-and-media/press-releases/2018/adnoc-signs-new-15-year-gas-sales-agreement-with-dubai-supply-authority>

2) 石油・天然ガス開発事業(高酸性天然ガス開発、CCUS-原油増進回収、硫黄輸出)

・ 高酸性天然ガス田の開発プロジェクト

イランとカタールを除く中東産油国では、需要の増加に見合うだけの、十分な量の天然ガスを生産することができず、天然ガス増産への取り組みが課題となっている。UAEは世界7位の215兆cfの天然ガスが埋蔵されているが、産出された天然ガスの多くが油田に再注入に回っていること、電力需要の急増で天然ガス発電プラント向けの天然ガス需要量が急増していることから、天然ガスの輸入国に転じている。こうした状況から脱却するためにUAEは、天然ガスの増産に取り組む方針を明らかにしていた。

ADNOCは、高酸性天然ガスを埋蔵するHail・Ghasha・Dalm海底天然ガス田の開発プロジェクトの基本設計業務(FEED)を、エンジニアリング会社と1月上旬に契約している。プロジェクトでは、2020年台後半にはUAEの天然ガス需要の20%を満たすことが期待されている。

FEEDの契約先は、GhashaとDalmaはBechtel(UK)、DalmaはTechnipFMC(UAE)。さらにADNOCは、天然ガス処理プラント・硫黄回収プラント・NGL分離プラント・コンデンセート分離プラント・水素プラントのライセンサーを選定し、FEEDに反映させることを予定している。

<参考資料>

- <https://www.adnoc.ae/en/news-and-media/press-releases/2017/adnocs-sour-gas-hail-ghasha-and-dalma-project>

・ CCUSによる原油増進回収(EOR)

ADNOCは、CO₂回収利用貯留(Carbon Capture, Use and Storage:CCUS)を利用した、原油増進回収(Enhanced Oil Recovery:EOR)の拡大を計画している。

これまでADNOCは、アブダビの製鉄コングロマリットEmirates Steel Industries(ESI)の製鉄プラントから回収したCO₂(24万トン/年)を、Rumaiha・Bab油田に注入し原油の増産を図っていたが、今後さらに規模の拡大を計画している。

ADNOCは、CO₂の回収・利用量を2027年までに2.5億Scf/日に拡大する計画である。天然ガス処理プラントからのCO₂回収量を増やし、Rumaiitha・Bab油田以外の陸上油田でもEORを展開することを目指している。

EORにCCUSを活用することで、これまで油田に再注入していた天然ガスを、発電プラント・海水淡水化プラント向けのクリーン燃料に回すことが可能になり、CO₂排出量の削減と大気環境の改善を実現することになる。

CCUSは、① CO₂を発生源で回収、② 圧縮・液化、③ 脱水、の各工程を経て、液化CO₂をパイプラインで油田に輸送し、油田に注入するプロセス。

原油の一次、二次(水注入)回収による回収率は、一般的に30-35%程度であるが、ADNOCは原油回収率50%を実現している。CCUS-EORでは、回収率70%を目指している。

このCCUS事業に関して、ADNOCは、アブダビの先進エネルギー会社MasdarからCCUS企業Al Reyadahの株式49%を買収することに、1月中旬に合意している。これによりADNOCはAl Reyadahを100%子会社化することになる。Al Reyadahは、2016年からCCUSによるEORを担ってきた。

ADNOCは、CCUS-EORのパイロットプロジェクトを国営会社として初めて2009年に着手していた。その後、Al Reyadahは、ESIのプラントからCO₂を80万ト/年回収するプロジェクトを2016年にスタートさせていた。

<参考資料>

- ・ <https://www.adnoc.ae/en/news-and-media/press-releases/2018/adnoc-to-expand-carbon-capture>
- ・ <https://www.adnoc.ae/en/news-and-media/press-releases/2018/adnoc-acquires-remaining-49pc-share-of-ccus-pioneer-al-reyadah>

・ 粒状硫黄の輸出契約

ADNOCは、硫黄含有率の高い石油・天然ガスを生産していることから、世界最大級の硫黄輸出会社に位置付けられている。

2017年12月下旬にADNOCは、世界最大級の硫黄輸入会社であるモロッコのOCP Group of Morocco(OCP)との間で、粒状硫黄を25年間に亘って供給する長期売買契約を締結した。ADNOCは、OCPへの供給量を徐々に増やしていく。因みに、2016年はモロッコに粒状硫黄を200万トン輸出していた。

モロッコはリン鉱石の産地として知られているが、同国ではリンを原料とする肥料工業が発達してきた。OCPは2008年に鉱業部門の生産能力を3倍、肥料の生産量を倍増する大型投資を開始し、世界最大級の肥料会社に成長することを目指してい

る。OCP は、原料の硫黄を確保するために、ADNOC との関係を強化している。

ADNOC は、酸性ガスの処理工程で副産する硫黄を年間 600 万トン生産し、Ruwais に最新式のプラントから硫黄を輸出している。ADNOC は、2030 年までに天然ガスの自給体制の確立を目指して、酸性ガスの処理を増やしていくことから、今後 10 年間に硫黄の生産能力は大幅に増加することが見込まれている。

<参考資料>

- ・ <https://www.adnoc.ae/en/news-and-media/press-releases/2017/adnoc-and-ocp-sign-long-term-sulphur-sales-agreement>

(2) トルコの運河と天然ガスパイプラインの建設プロジェクトの近況

1) 黒海とマルマラ海を結ぶ運河 (Istanbul Canal) の建設計画

黒海とエーゲ海の間には、ボスポラス海峡とダーダネルス海峡を介してマルマラ海が存在している (図 5 参照)。両海峡は、ロシアやカスピ海沿岸諸国とヨーロッパ・北アフリカ・中東を結ぶ重要な航路であるが、最も狭い部分は、半マイルに過ぎないことから、海上輸送上のチョークポイントに数えられている (2017 年 8 月号中東編第 4 項参照)。

トルコ政府は、海運輸送力とセキュリティー確保の観点から、黒海とマルマラ海を結ぶ Istanbul Canal (Kanal İstanbul) の建設プロジェクトを検討してきたが、2018 年 1 月半ばに Armet Arslan 運輸海事通信相から、運河のルートが発表された (図 5 参照)。



図 5. Istanbul Canal の位置

図5に示すように Istanbul Canal のルートは、イスタンブール県 Arnavutköy (28.6 km)、Kucukcekmece (7 km)、Basaksehir (6.5 km)、Avcılar (3.1 km) を結ぶ経路が選ばれ、全長は 45km になる。ルートの決定には 5 本のルートが比較検討された模様である。建設プロジェクトは、トルコで最大規模になると見られているが、投資額は現時点では明らかにされていない。建設工事は 2018 年中に開始される予定である。

Istanbul Canal プロジェクトは、2011 年にエルドアン (Erdoğan) 大統領 (当時は首相) により発表され、当時は “crazy project” と受け止められていた。

<参考資料>

- ・ <http://www.bik.gov.tr/kanal-istanbulun-guzergahi-aciklaniyor/>
- ・ <https://sputniknews.com/middleeast/201801151060765021-turkey-istanbul-canal/>

2) TurkStream 天然ガスパイプラインプロジェクト

トルコは、欧州と西アジア・ロシア・中東地域を結ぶ、石油・天然ガスの貿易の要衝としての重要性を増している (2017 年 8 月号中東編第 8 項参照)。トルコを經由する複数の天然ガスパイプラインプロジェクトは特に注目されている。

ロシアは、天然ガス供給元としての地位の維持・拡大を目指して、多数の天然ガスパイプラインプロジェクトに力を入れているが、欧州向け南方ルートのパイプライン建設を一步前進させている。

ロシア国営 Gazprom は、TurkStream 天然ガスパイプラインプロジェクトの進捗状況を公表している。それによると、ロシア・トルコの陸上部分、黒海部分を並行して建設しており、海洋部分では 760km が完成した。ロシアの陸上部分は大部分が完成し、トルコでは受け入れターミナルの建設が始まっている。

さらに 1 月中旬に、トルコ政府は Gazprom に対して、トルコ領海内のパイプライン建設を認可した。この結果、TurkStream パイプラインは、予定通り 2019 年末までに稼働する見通しである。

<参考資料>

- ・ <http://www.gazprom.com/press/news/2018/january/article398360/>
- ・ <http://www.udhb.gov.tr/aciklama-118-kanal-istanbul-guzergahinda-karar-zamani.html>

5. アフリカ

(1) アルジェリア Sonatrach が外国企業と共同事業

アルジェリアでは、石油・天然ガス開発に関連する法律が改正され、外国企業の参入が容易になった。こうした中で国営石油・天然ガス企業 Sonatrach が、外国企業との関係を深めているのでその事例を紹介する。

1) Rhoude el Krouf 油田の開発にスペイン CEPSA が参入

Sonatrach と資源開発庁(National Resources Development Agency: Alnaft)は、スペインの石油会社 Compañía Española de Petróleos, S. A. U. (CEPSA) との間で、アルジェリアの石油生産関連の改正炭化水素法 05-07 に基づいた最初の契約に調印した。

契約は、19 年間生産を続けた成熟油田 Rhoude el Krouf (RKF) 油田の新鉱区の新開発プロジェクトで、最新の生産技術を駆使して、原油の大幅な増産を図るとともに、初めての LPG の生産を手掛けることになる。

プロジェクトでは、30 井の掘削が予定され、処理能力 24,000BPD の原油処理プラント、LPG 回収能力 10,000BPD の LPG 分離設備が建設されることが公表されている。

CEPSA との契約期間は 25 年間で、投資額は 10 億ドル、1,000～1,500 名の雇用創出効果が期待されている。

<参考資料>

- ・ http://www.sonatrach.dz/index.php?option=com_content&view=article&id=271:sonatrach-alnaft-et-cepsa-signent-un-nouvel-accord-d-exploitation-pour-le-champ-de-rkf&catid=9:actualites&Itemid=144
- ・ <https://www.cepsa.com/en/press/press%E2%80%93releases/Cepsa-and-Sonatrach-sign-a-new-Exploitation-Contract-with-Alnaft-for-the-RKF-field-in-Algeria>

2) リビア NOC と共同開発

Sonatrach は、隣国リビアの国営石油・天然ガス会社 NOC との間で石油・天然ガスの共同開発に合意している。

対象の鉱区は、アルジェリアとリビアとの国境付近に広がり、アルジェリア側のワルグラ県(Ouargla Province)の Alrar 天然ガス田とリビアのトリポリタニアにある Wafa 石油・天然ガス田の 2ヶ所になる。両鉱区の資源埋蔵の状態に関しては、コンサルタントの DeGolyer and MacNaughton (D & M) が、2006 年に調査を実施していた。

この度 Sonatrach と NOC は、D & M とともに、2006 年の調査結果を 2008 年以降のデータを用いてアップデートし、最適な開発計画を策定することに合意している。

なお、Sonatrach と NOC は、前記以外でも炭化水素事業を中心に、共同事業に取り組むことに合意している。

<参考資料>

- ・ http://www.sonatrach.com/index.php?option=com_content&view=article&id=265:sonatrach-et-noc-libye-signent-un-accord-cadre-de-cooperation&catid=9:actualites&Itemid=144

3) フランス ENGIE と共同研究に合意

Sonatrach とフランスの電力会社 ENGIE は、研究開発に共同で取り組むことに合意し、2018年2月初めに MOU に調印している。

対象分野は、エネルギー効率の改善と再生可能エネルギー開発と公表されている。具体的には、「天然ガスフレアの有効利用」、「ソーラーエネルギー」で、両者は石油・天然ガスの増産や探査活動に活用することなどを計画している。

なお、Sonatrach は3件に先立つ2017年12月に、インドネシア国営 Pertamina との間でも上流事業・下流事業部門の連携強化で合意に達している。

<参考資料>

- ・ http://www.sonatrach.com/index.php?option=com_content&view=article&id=288:sonatrach-signe-avec-engie-un-protocole-d-entente-dans-le-domaine-de-la-recherche-et-developpement&catid=9:actualites&Itemid=144
- ・ http://www.sonatrach.dz/index.php?option=com_content&view=article&id=255:signature-d-un-accord-d-e-cooperation-entre-sonatrach-et-pt-pertamina-persero&catid=9:actualites&Itemid=144

(2) ナイジェリア NNPC の製油所、パイプライン網整備への取り組み

ナイジェリアでは、石油・天然ガスの生産・物流インフラの整備が遅れ、燃料供給に支障を来すなど、エネルギーの供給保障上の問題となっている状況が長く続いている。この状況に対して、石油省や国営 Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC) が、繰り返し対策を発表する構図になっている。

1) 製油所改修・新設プロジェクトの状況

NNPC は、3 製油所を運営する傘下の精製子会社 Port Harcourt Refining Company Limited (PHRC)・Warri Refining and Petrochemical Company Limited (WRPC)・Kaduna Refining and Petrochemical Company Limited (KRPC) に対する、出資企業の選定が最終段階にあることを、2018年1月下旬に明らかにしている。

3 製油所は、メンテナンス投資不足による実効精製能力の大幅な低下で、製品供給力が大幅に低下している。自社では設備改善に必要な資金を手当できない NNPC は、投資資金を確保するために、外国企業に精製子会社への出資を認める方針を明らかにしていた。

ナイジェリアの製油所の名目精製能力は、ほぼ国内消費量に見合うものであるが、最近の稼働率は50%を割り込み、一時は20%を割り込むまで低下していた(2016年1月号アフリカ編第1項、2017年5月アフリカ編第2項などで紹介済)。NNPC の Baru 社長は、2019年末までに、製油所の稼働率を設計能力の90%までに引き上げることを目指していると述べ、現在、出資候補の企業との協議が最終段階に来ていることを明らかにした。

既存の製油所の改修とは別に、2つのコンソーシアムが Warri 製油所・Port Harcourt 製油所に、新規の精製プラントを併設することも並行して検討中されている模様である。NNPC は、必要に応じて新設プラントに対し、電力・スチーム・水・建設用地を提供することを表明している。

これまで述べてきた以外に、NNPC が関与している新設製油所プロジェクトの建設地は、① カドゥナ州の Kaduna 製油所近傍（州政府と共同）、② 北部のカノ州、③ ニジェールデルタ地域(モジュール式製油所)がある。このなかで、①、②のプロジェクトは設計が終わっており 2018 年内にも着工できる見込みである。

ナイジェリアでは、石油資源省(Department of Petroleum Resources:DPR)がモジュール式製油所を複数新設するプロジェクトを主導している。これまでに、35 件が正式に提案され、DPR は 13 件に認可を与えている。

このようにナイジェリア政府と NNPC は、製油所の改修・新設プロジェクトに民間の資本を活用する方針である。Dangote Group が 2019 年の稼働を目指している、ラゴス州 Lekki の精製能力 65 万 BPD の製油所も、民間資本であることから、NNPC が独占してきたナイジェリアの石油精製事業は、大きく変容することになる。

製油所関連のプレスリリースで、Baru 社長は、現在、自給できていないガソリンの代替燃料として、クリーンな圧縮天然ガス(CNG)を自動車や 2 輪車で使用することは有望であると見ている。既に、南部エド州の Benin City では、3,000 台で CNG が利用されていることを称賛している。CNG の利用拡大を目指して、NNPC は、鉄道・水路を利用する CNG インフラ拡張を進めることを明らかにしている。

天然ガス関連では、連邦政府が Abuja-Kaduna-Kano 天然ガスパイプラインの建設を承認したことで、Abuja(1,350MW)、Kaduna(900MW)、Kano(1,350MW)の天然ガス火力発電プラントに対する天然ガス供給が可能になっている。

<参考資料>

- ・ <http://www.nnpcgroup.com/PublicRelations/NNPCinthenews/tabid/92/articleType/ArticleView/articleId/947/NNPC-Inches-Towards-Selecting-Financiers-for-Refineries.aspx>

2) ナイジェリア NNPC が石油・天然ガス・パイプライン事業で PPP を重視

Baru 社長は、子会社の Nigerian Pipeline Storage Company(NPSC)に対して、今後 10 年間でパイプライン網を倍増させることを求めた。その手段として民間企業と共同で、既設パイプラインと並行して新たなパイプライン増設することを提案している。Baru 社長は、官民パートナーシップ(Public Private Partnership:PPP)によるパイプラインの運営が NPSC に利益をもたらすとの見方を示している。

<参考資料>

- ・ <http://www.nnpcgroup.com/PublicRelations/NNPCinthenews/tabid/92/articleType/ArticleView/articleId/954/NNPC-Mulls-PPP-Arrangements-for-Corporations-Oil-Gas-Pipelines.aspx>

(3) 南アフリカ共和国が石炭依存度を減らす政策

南アフリカ共和国(以下、南ア共和国)が、エネルギーミックスの見直しに動いている様子を米国エネルギー情報局(EIA)が、2018年1月下旬に発表したショートレポート(EIA, Today in Energy)で報告している。

南ア共和国のエネルギーミックスの状況を、国際エネルギー機関(IEA)のデータからまとめたものが表3で、同国のエネルギー源は石炭に大きく依存していることが分かる。

表3. 南アフリカ共和国のエネルギーバランス

(IEA、2015年)

千ト(原油換算)

| | 石炭 | 原油 | 天然 | 原子力 | 水力 | 地熱 太陽光 | バイオ等 |
|------------|---------|--------|-------|-------|----|-----------|--------|
| 生産量 | 146,246 | 308 | 1,025 | 3,189 | 69 | 496 | 16,078 |
| 輸入量 | 584 | 19,757 | 3,228 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 輸出量 | 50,509 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 296 |
| 一次エネルギー供給量 | 96,339 | 20,065 | 4,253 | 3,189 | 69 | 496 | 15,782 |

2017年のデータでは南ア共和国は、一次エネルギーの70%を石炭が占めている。発電エネルギーを豊富に産出する国産炭に依存しているものの、石炭火力発電プラントが旧態化していること、送電インフラへの投資不足で、2013-2015年には繰り返し停電が発生する状態に陥り、経済成長に悪影響を及ぼす結果になった。

政府は、旧式な石炭火力発電プラント10GW分を、超臨界圧(Ultra Super Critical)石炭火力発電プラント(supercritical coal units)に置き換えることを計画している。さらに、政府は、天然ガス火力発電プラントや再生可能エネルギー発電能力の拡大を目指しているが、その手段として、発電事業への民間資本の参入を促している。

・ 天然ガス

表3に示すように、南ア共和国は、原油のみならず天然ガスの生産量も少ない。天然ガス需要量の3/4以上はモザンビークからのパイプライン輸入に頼っている。天然ガスの多くは、Mossel Bayにある国営PetroSAのGTL(Gas to Liquid)プラントに供給されている。

天然ガスの供給量を増やす目的でエネルギー省は、2020年からLNGを南東部のRichards Bayと南部東ケープ州のPort Coegaの浮体式ターミナルに受け入れるこ

とを前提に、発電能力 4GW 分の天然ガス火力発電プラントの建設計画を発表している。

政府は天然ガスに関して、① 海底天然ガス田の開発(2013年1月号アフリカ編第1項参照)、② 隣国のモザンビークからのパイプライン輸入の増加(2015年10月号第3項)、③ シェールガスの開発(2016年11月号第2項)に力を入れている。

南ア共和国の天然ガスは、Ibhubesi 海底天然ガス田に可採埋蔵量で 5,400 億 cf 分が埋蔵している。シェールガスは EIA のデータによると、資源量で 1,559 兆 cf、技術的可採埋蔵量が 390 兆 cf と大量に埋蔵していると見られている(シェールガスの埋蔵量については、より少ない数値も伝えられている)。

・ 再生可能エネルギー

政府は、独立系発電業者からの再生可能エネルギー、有害物質発生量の少ない発電プラントからの電力購入を進めており、現在までに 3.3GW 分のソーラー・風力発電プラントが、国内電力網に接続されている。一方、国営電力会社 Eskom は、風力・水力発電能力で 3.5GW 分の再生可能エネルギーによる発電能力を保有している。

今後、政府は、2030年までに電力網に 17.8GW 分の再生可能エネルギー発電プラントを接続することを目標に置いている。

<参考資料>

- ・ <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=34752>
- ・ https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/South_Africa_2013.pdf?zscb=86557055
- ・ <https://www.ipp-projects.co.za/Publications>
- ・ <http://www.eia.gov/beta/international/country.cfm?iso=ZAF>

6. 中南米

(1) ブラジルの 2017 年の原油・天然ガス生産量とプレソルト層

米国エネルギー情報局(EIA)のレポートに基づいて、ブラジルの原油生産にプレソルト層が大きく寄与している状況を、先月号で紹介した(2018年1月号中南米編第2項)。続いて2018年1月末には、ブラジル石油庁(Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis:ANP)が、同国の石油・天然ガスの生産状況を発表している。

・ 原油・天然ガス生産量

2017年12月の石油・天然ガスの総生産量は、332.5万BOED(原油換算)。原油の生産量は、9.37億バレル(262.2万BPD)で、2016年12月比で4%増加した。12月の天然ガス生産量は1.13億m³/日で、11月に比べて0.03%減少、2016年12月に比べて1.4%増加した。通年では400億m³(1.1億m³/日)で、2016年に比べて6%増加した。

フレア燃焼された天然ガスは、全体の0.35%に当たる390万m³/日で、1月に比べ8.4%増、2016年12月に比べて11.1%減少した。

・ プレソルト

12月のプレソルト埋蔵層の石油・天然ガス生産量は、168.5万BOEDで全体の50.7%を占めた。ブラジルでプレソルト層の生産量が、初めて全体の半分以上を超えたことになる。内訳は、原油135万BPD、天然ガスが5,200万m³/日。

表4. ブラジルの2017年12月の原油・天然ガス生産量

| | | ブラジル全体 | プレソルト層 |
|---------|--------------------|--------|--------|
| 原油 | 万BPD | 261.2 | 135 |
| 天然ガス | 億m ³ /日 | 1.13 | 0.52 |
| 原油+天然ガス | 万BOED | 332.5 | 168.5 |

・ 石油・天然ガス生産井

Santos BasinのLula石油・天然ガス田の生産量が最大で、原油が80.3万BPD、天然ガスが3,310万m³/日。ブラジルでは、海底石油・天然ガス田で、原油の95.5%、天然ガスの79.8%が生産されている。生産井戸数は、陸上が7,247井、海洋が743井で総数は、7,990井。Potiguar BasinのEstreito 鉱区に最大の1,102井が開発され、Campos Basinの海底Campos Basin Marlim Sulが、海洋では最大の95井になる。

成熟陸上油田(Espírito Santo、Potiguar、Recôncavo、Sergipe、Alagoas盆地)の石油・天然ガス生産量は、12.22万BOED(原油9.96万BPD、天然ガス360万m³/日)。

ブラジルでは、国営Petrobrasが石油・天然ガス全体の93.7%を生産しているが、2017年12月時点で、オペレーター26社が304の採掘権権益を保有している。その内、海洋が79、陸上が227である。

ブラジルで生産される原油の平均API(ANP分類)は27°で、軽質原油(≧31°API)は全体の35.9%、中質原油(≧22API、<31API)は49.2%、重質原油(<22API)は14.9%。

<参考資料>

- ・ <http://www.anp.gov.br/wwwanp/noticias/anp-e-p/4282-producao-petroleo-e-gas-pre-sal-supera-pos-sa>
1

(2) ウルグアイでバイオ燃料の原料の栽培が認証される

南米のバイオ燃料は、ブラジル、アルゼンチンでバイオエタノールやバイオディーゼルが大量に生産されているが、ウルグアイの次世代バイオ燃料に関する情報が発表されている。

フィンランドの大手木材企業 UPM のバイオ事業子会社 UPM Biofuels は、ウルグアイでエネルギー作物を栽培し、バイオ燃料を生産するプロセス“UPM BioVerno”を評価していたが、持続可能なバイオ原料円卓会議 Roundtable for Sustainable Biomaterials:RSB から認証されたことを 2018 年 1 月半ばに公表している。

UPM は、ウルグアイで油糧種子作物の *Brassica carinata*(アブラナ属アビシニアガラシ)の改良品種を南米向けのバイオ燃料原料として評価していた。*Brassica carinata* は、ウルグアイの気候・農業条件に適合することが明らかになった。さらに、既存の作物の耕作地で、休耕期の冬季に栽培可能な点も評価され、現地の農家により試験栽培が行われてきた。

今回の認証は、ISCC (International Sustainability and Carbon Certification) と RSB の UPM BioVerno バイオ燃料生産に続いて、ウルグアイにおけるバイオ燃料原料の生産に対して与えられたもので、UPM BioVerno バイオ燃料をウルグアイで生産する道を拓くものになる。

RSB は、① 合法性(Legality)、② 計画性、モニタリング、継続的改良(Planning, Monitoring & Continuous Improvement)、③ 温室効果ガス(GHG)排出量の削減(Greenhouse Gas Emissions)、④ 人権・労働基本権(Human and Labour Rights)、⑤ 地域・社会開発(Rural and Social Development)、⑥ 食糧供給保障(Local Food Security)、⑦ 生物多様性・生態系の保護(Conservation)、⑧ 土壌分解防止・健全性維持(Soil)、⑨ 地表水・地下水の保護(Water)、⑩ 大気汚染防止(Air Quality)、⑪ 生産性向上・社会開発・環境改善・廃棄物管理技術の適用(Use of Technology, Inputs, and Management of Waste)、⑫ 地権保護(Land Rights)、の 12 項目の判断基準で、バイオ燃料原料を評価している。

因みに、UPM Biofuels が最初に手掛けたバイオ燃料の生産工程は、製紙プラントの副産物であるトール油を原料に、前処理・水素化処理・分留プロセスを経て、バイオディーゼル・バイオナフサを生産するプロセスであった。現在、UPM Biofuels は、フィンランド南東部の南カルヤラ県の Lappeenranta (Lappeenranta, South Karelia) でバイオリファイナリーを操業している。

<参考資料>

- ・ <http://www.upmbiofuels.com/whats-new/all-news/Pages/UPM-Biofuels-receives-Uruguay's-first-RSB-sustainability-certification-for-biofu-001-Mon-15-Jan-2018-14-03.aspx>
- ・ <http://rsb.org/2018/01/15/upm-biofuels-receives-uruguays-first-rsb-sustainability-certification-for-biofuel-feedstock/>
- ・ <http://rsb.org/2018/01/15/upm-biofuels-receives-uruguays-first-rsb-sustainability-certification-for-biofuel-feedstock/>
- ・ <http://www.upmbiofuels.com/products/upm-bioverno-naphtha/Pages/Default.aspx>

7. 東南アジア

(1) インドの石油精製事業の状況

世界の石油消費量の伸びは、アジア地域、なかでも中国とインドが牽引しているが、いずれインドが中国・米国を上回り、世界第一の消費国になると予測されている。インドは原油の多くを輸入に依存しているが、現在主力燃料の自給を達成し、製品輸出向けの製油所が稼働するなど、現時点で必要な精製能力は十分に備えていると見ることができる。

しかしながら、今後の需要増に応えるために、精製能力の拡大が、同時に新しい燃料品質基準を満たすために、精製装置のグレードアップが必要である。この状況に対して、インドの石油・天然ガス省は、精製能力作業部会を設置するなど対策を講じてきている(2016年9月号東南アジア編第1項参照)。また、国営精製企業3社(IOC、BPCL、HPLC)が共同で、西岸のマハーラーシュトラ州に世界最大級の大型製油所(120万BPD)を建設するプロジェクトも公表され、サウジアラビア国営 Saudi Aramco の参加も取り沙汰されている。

1) 原油・石油製品の需給状況

インド石油省の統計管理部門 Petroleum Planning & Analysis Cell (PPAC) が、定期的に更新・発表している石油・天然ガスのレポート “Reckoner Snapshot of India, December, 2017” をベースに、直近の石油精製事業の状況をまとめて紹介する。

表 5. 原油・石油製品の需給

単位:百万トン

| | 2015年度* | 2016年度 | 2017.4-12(予) | 2016.12 | 2017.12(予) |
|-----------|---------|--------|--------------|---------|------------|
| 原油生産量 | 36.9 | 36.0 | 26.9 | 3.1 | 3.0 |
| 原油輸入量 | 202.9 | 213.9 | 164.4 | 18.0 | 19.6 |
| 製品生産量 | 231.9 | 243.5 | 188.9 | 21.2 | 22.5 |
| 製品消費量 | 184.7 | 194.6 | 152.3 | 16.2 | 17.4 |
| 製品輸入量 | 29.5 | 36.3 | 27.0 | 2.8 | 3.0 |
| 製品輸出量 | 60.5 | 65.5 | 50.3 | 5.3 | 5.9 |
| 製品純輸出量 | 31.0 | 29.2 | 23.3 | 2.5 | 2.9 |
| (LNG 輸入量) | 67 億ドル | 61 億ドル | 53 億ドル | 5 億ドル | 7 億ドル |

* インドの会計年度は4-3月

インドでは処理原油の85%を輸入原油が占めている。なお、インドには Reliance Industries の Jamnagar 製油所など、輸入原油を処理し石油製品を輸出する目的の大型製油所が稼働していることから、石油製品純輸出国になっている。製品純輸出量は、国産原油の生産量に近い値を示していることが注目される。

国産原油から生産される石油製品の自給率は、2015-2016年度が19.4%、2016-2017

年度が18.3%、2017年4-12月(予測)が17.3%、2017年12月(予)が17.2%と徐々に低下している。

2) 製油所の状況

- ・ 精製能力と稼働状況

表 6. インドの精製会社の精製能力(国営精製企業)

| | 会社 | 製油所 | 精製能力 | | 2016年度 原油処理量 |
|--------------------|--------|------------------|--------------------|--------|-----------------|
| | | | 万トン/年 | 万BPD | 万トン |
| 国 営 | IOC | Barauni(1964) | 600 | 12.0 | 650 |
| | | Koyali(1965) | 1,370 | 27.4 | 1,400 |
| | | Haldia(1975) | 750 | 15.0 | 770 |
| | | Mathura(1982) | 800 | 16.0 | 920 |
| | | Panipat(1998) | 1,500 | 30.0 | 1,560 |
| | | Guwahati(1962) | 100 | 2.0 | 90 |
| | | Digboi(1901) | 65 | 1.3 | 50 |
| | | Bongaigaon(1979) | 235 | 4.7 | 250 |
| | | Paradip(2016*) | 1,500 | 30 | (820*) |
| | | IOC 合計 | 6,920 | 138.4 | 6,520 |
| | CPCL | Manali(1969) | 1,050 | 21.0 | 980 |
| | | CBR(1993) | 100 | 2.0 | 50 |
| | | CPCL 合計 | 1,150 | 23.0 | 1,030 |
| | BPCL | Mumbai(1955) | 1,200 | 24.0 | 1,350 |
| | | Kochi(1966) | 1,550 | 31.0 | 1,180 |
| | BORL | Bina(2011) | 600 | 12.0 | 640 |
| | NRL | Numaligarh(1999) | 300 | 6.0 | 270 |
| | | BPCL 合計 | 3,650 | 73.0 | 3,440 |
| | ONGC | Tatipaka(2001) | 10 | 0.2 | 0.09 |
| | MRPL | Mangalore(1996) | 1,500 | 30.0 | 1,600 |
| | | ONGC 合計 | 1,510 | 30.2 | 1,610 |
| | HPCL | Mumbai(1954) | 750 | 15.0 | 850 |
| | | Visakh(1957) | 830 | 16.6 | 930 |
| | HMEL | Bathinda(2012) | 1,130 | 22.6 | 1,050 |
| | | HPCL 合計 | 2,710 | 54.2 | 2,830 |
| | | 国営合計 | 15,940 | 318.8 | 15,430 |
| | 民 営 | RIL | Jamnagar DTA(1999) | 3,300 | 66.0 |
| Jamnagar SEZ(2008) | | | 3,520 | 70.4 | 3,740 |
| RIL 合計 | | | 6,820 | 136.4 | 7,020 |
| EOL | | Vadinar(2006) | 2,000 | 40.0 | 2,090 |
| | 民営合計 | 8,820 | 176.4 | 9,110 | |
| | インド合計 | 24,760 | 495.2 | 24,540 | |



図 6. インドの製油所の配置図

インドの国営製油所(JV含む)の精製能力は合計 15,940 万ト/年(318.8 万 BPD)、民間精製会社 Reliance Industries Ltd. (RIL) と Essar Oil (EOL) の精製能力は合計 8,820 万ト/年(176.4 万 BPD) で、インド全体では 24,760 万ト/年(495.2 万 BPD) となる。この内、RIL の Jamnagar SEZ(輸出)製油所の精製能力は 70.4 万 BPD(3,520 万ト/年)と示され、これまで報告されていた 58.0 万 BPD に比べて約 20% 高くなっている。

表 6 を見ると、2016 年の精製量は、2016 年に稼働した IOC の Paradip 製油所等や小規模製油所を除くと、多くの製油所がフル稼働あるいは公称能力以上で稼働していることが分かる。

・ 精製マージン

PPAC は、精製マージン(Gross Refining Margins:GRM)も公表しているので、会社別に表 7 にまとめる。

表 7. インドの精製会社の精製マージン

単位：ドル/バレル

| | 2014 年度 | 2015 年度 | 2016 年度 | 2017 年 4-9 月 |
|-------|---------|---------|---------|--------------|
| IOC | 0.27 | 5.06 | 7.77 | 6.08 |
| BPCL | 3.62 | 6.59 | 5.26 | 6.48 |
| HPCL | 2.84 | 6.68 | 6.20 | 6.75 |
| CPCL | 1.97 | 5.27 | 6.05 | 5.67 |
| MRPL | -0.64 | 5.20 | 7.75 | 6.30 |
| NRL* | 16.67 | 23.68 | 28.56 | 29.13 |
| BORL | 6.10 | 11.70 | 11.80 | 10.60 |
| RIL | 8.6 | 10.80 | 11.00 | 11.90 |
| Essar | 8.37 | 10.81 | 9.14 | - |

* NRL には税制優遇分が含まれている

表7から容易に読み取ることができる事項は、

- ・ 2014年以降の原油高から原油安への急激な変化、2017年に原油価格が徐々に上昇したことを受けて、2015年度と2016年度にGRMが急上昇し、2017年に減少に転じた。
- ・ 民間のRILとEssarは、2014年も高い精製マージンを確保し、2015年度、2016年度は、10ドル/バレルに到達している。

原油価格が上昇した2017年通年、さらに年初から原油価格が高水準で推移している2018年の精製マージンが、どの程度に収まるかが注目される。

<参考資料>

- ・ http://ppac.org.in/WriteReadData/Reports/201801230259506777139SnapshotofIndiasOilandGasData_Dec-2017.pdf
- ・ <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=INDIA&product=oil&year=2015>

3) 石油・天然ガス省の政策

インドの精製部門の状況は、現時点では国営企業、民間企業とも、精製能力は需要を満たしており、輸出量も多く、好ましい状況にあると見ることができる。国内需要がさらに増加する今後の対応については、2018年1月中旬に、政府の報道機関 Press Information Bureau が Dharmendra Pradhan 石油・天然ガス相の方針を公表している。

これは、Pradhan 大臣を始めとする石油・天然ガス省の幹部が、ハイテクセンター (Centre for High Technology : CHT) と国営 IOC の共催で2018年1月13日～15日に開催された “22nd Refinery Technology & Petrochemicals Meet (RPTM)” に出席した際のスピーチで明らかにしたもので、その要点を列記すると、

- ・ インドは、内需を満足し輸出能力を確保するために、今後20年間に、精製能力を2億ト/年(400万BPD)拡大することが必要になる。これは現在の約2.5億ト/年と比較して倍増に近いものになる。
- ・ インドでは、石油化学事業の飛躍が期待される。
- ・ 今後は、GHG 排出量の少ない持続可能なエネルギーを経済的に調達することが重要になる。
- ・ インドのエネルギー消費量は2035年までに世界の9%を占め、世界3位となる。インドの精製業は、持続可能なエネルギー生産、原料の輸入依存率の抑制を図ることが重要になる。

<参考資料>

・ <http://pib.nic.in/PressReleaseDetail.aspx?PRID=1516640>

(2) インドネシア・東カリマンタン州の製油所プロジェクトの進捗

インドネシアは、産油国であるものの製油所の整備が遅れていることから、石油製品の自給を実現できておらず、精製能力の拡張に向けた取り組みが提案されている。また、領土が広範囲におよび、地域毎に自給の条件が異なることもインドネシアの特有の事情で、ローカル製油所の必要性も高い。

精製能力の拡大を目指すインドネシアでは、国営 Pertamina を中心に製油所の新設・拡張が計画され、外国企業の参加も検討されている(2017年1月号東南アジア編第1項参照。さらに、政府は民間企業のプロジェクトにも期待している(2016年1月号東南アジア編第2項参照)。

最近、東カリマンタン州に外国の民間資本が、製油所を建設するプロジェクトの進展状況が公表されている。カナダの Continental Energy Corporation は、インドネシア投資調整庁(Badan Koordinasi Penanaman Modal: BKPM)の認可に基づいて、製油所を建設・保有・操業する現地法人の PT Kilang Kaltim Continent を設立したことを2018年1月末に公表した。なお、出資比率は Continental Energy Corporation が85%、同社のインドネシア子会社 PT Continental Hilir Indonesia が15%になる。

東カリマンタン州政府は、Continental Energy に対し、子会社の PT Continental Hilir Indonesia がクタイ県(Kutai Timur Regency、East Kalimantan)の KUPI Maloy に製油所を建設・操業するプロジェクトを、2017年11月に認可していた。

2018年2月に上旬には、PT Kilang Kaltim Continental が米国のエンジニアリング会社 Lone Star Technical Solutions Group(LSTS)に製油所の基本設計業務を発注したことが発表されている。

LSTS は、設計業務以外に Continental のエンジニアリング部門の役割を請負、米国内で組み立てるモジュール式設備の建造を管理することになる。さらに LSTS は、現地 KUPI Maloy の建設業者の選定、試運転も担当する予定である。

これまでの情報を基にプロジェクトの概要を、表8に示す。製品は東カリマンタン州内の事業所向けの直販、販売業者への卸し売り、小売りを予定している。処理原油は、長期契約で輸入することを目指しているが、稼働初期は、東カリマンタン州内から供給を受けることを想定している。

表 8. Continental Energy の製油所プロジェクトの概要

| | |
|-----------|---|
| 建設地 | 東カリマンタン州クタイ県 KIPI Maloy 港・工業団地 (SEZ 内) |
| 精製能力 | 24,000BPD フェーズ 1 : 6,000BPD、フェーズ 2 : 18,000BPD |
| オフサイト | 原油タンク、製品タンク |
| 製品 | フェーズ 1 : ディーゼル、B30 ディーゼル (バイオディーゼル 30%)、LPG、ナフサ、船舶燃料、重油 |
| 基本設計業務発注先 | Lone Star Technical Solutions Group |

KIPI Maloy の製油所は、精製能力は小規模であるがフルレンジの製品を生産する計画で、KIPI Maloy の工業団地・経済特区で重要な役割を果たすものと予想される。因みに、東カリマンタン州には南部沿岸の Balikpapan に国営 Pertamina の大規模製油所 (26 万 BPD) が操業している。

<参考資料>

- <https://www.continentalenergy.com/news-media/press-releases/detail/95/continental-establishes-refinery-operating-company>
- <https://www.continentalenergy.com/news-media/press-releases/detail/96/continental-unit-awards-refinery-engineering-contract>
- <https://www.continentalenergy.com/news-media/press-releases/detail/91/continental-receives-in-principal-approval-of-first-refinery>
- <http://www.pertamina.com/id/news-room/news-release/pertamina-gandeng-konsorsium-oog-dan-coi-bangun-kilang-bontang>
- <https://kppip.go.id/en/priority-projects/refinery/oil-refinery-in-bontang/>

8. 東アジア

(1) 中国 Sinopec の事業方針

2018 年 1 月 31 日に、中国国営 Sinopec 主催の精製・化学会議が北京で開催され、2017 年の成果と今後の方針が議論された。

Dai Houliang 社長は、会議に向けて送った書簡で、2017 年の業績に対して、「安全」、「環境保護」、「操業の最適化」、「効率向上」、「市場拡大」、「コスト削減」などを達成したことを評価している。さらに、今後の方針として、品質重視・高度な開発・実用性の追求などに重点的に取り組むことを求めている。

また、会議に出席した Ling Yiqun 副社長は、「安全」・「環境保護」を基盤に生き残り発展を目指すことを求めている。

具体的な課題としては、石油製品の需要と供給の整合の課題を挙げている。また、

国営会社としての矜持の下で、グループ全体の力を活用することが重要であることを指摘している。

一方、販売事業部門の Sinopec Oil Marketing Company が、1月31日～2月1日に開催した営業会議では、現状分析と2018年の事業計画が議論された。2017年の事業に対しては、「拡販」、「効率改善」、「新規事業の発展」、「油槽所網の進展」、「綿密なマネジメント」などで成果を上げたと評価している。

2018年に対しては、「拡販」、「効率の向上」、「小売り事業の規模の拡大」、「内外市場の摺合わせ」、「高付加価値サービスの提供」、「収益構造の改革」などへの取り組みを求めている。

Houliang 社長は、経営のクリーン化の方針を確認し、不正追放に厳しく取り組む姿勢を表明している。

- ・ http://www.sinopecgroup.com/group/en/Sinopecnews/20180202/news_20180202_493610605253.shtml
- ・ http://www.sinopecgroup.com/group/xwzx/gsyw/20180202/news_20180202_354041293901.shtml
- ・ http://www.sinopecgroup.com/group/xwzx/gsyw/20180202/news_20180202_354825820153.shtml

(2) Hengli Petrochemical が Sinochem・PetroChina と提携

中国国営(中央企業)化学系コングロマリット Sinochem Corporation が、独立系の大手石油会社 Hengli Petrochemical (Dalian) Refinery Co., Ltd. と販売事業分野の提携に合意したことが、2018年1月上旬に発表された。両社は、石油製品の流通・販売事業全般で協力することになる。

Hengli Petrochemical の親会社の Hengli Group は、遼寧省の石油化学工業団地 Dalian Changxing Island Petrochemical Industrial Park に、精製能力2,000万トン/年(40万BPD)の大型製油所と石油化学プラントを建設中で、2018年7月に完成、10月に試験生産の開始を予定している。

Sinochem とは別に、Hengli Petrochemical (Dalian) Refinery は、国営 PetroChina 傘下の PetroChina Northeast Sales Company (販売会社)・China Petroleum International Business Co., Ltd. (国際事業)・PetroChina Lubricant Company (潤滑油)・PetroChina Fuel Oil Co., Ltd. (重油)とも共同事業で合意している。

Hengli Petrochemical と PetroChina は、原油の調達、石油製品・潤滑油・石油化学製品の販売で全面的に協力することになる。これは、Hengli Petrochemical が PetroChina のシステムに依存することを意味する。

Hengli Petrochemical は、新設製油所・石油化学コンプレックスの稼働後は、原料の調達、ガソリン・ディーゼル・ジェット燃料の販売、石油化学製品の販売など広範囲で、PetroChina の力を利用することになる。

なお、国務院と中国国家発展改革委員会(NDRC)は、原油から、アロマ、PTA、PET、合成繊維までを生産する“原油-芳香族-PTA-聚-紡糸-紡績”の一貫事業を目指す Hengli Petrochemical のプロジェクトへの支援を表明している。

<参考資料>

- ・ <http://www.hengli.com/news/groupnews/201801232454.html>
- ・ http://xinhuanet.com/english/2018-01/17/c_136902996.htm
- ・ http://www.china.org.cn/china/Off_the_Wire/2018-01/17/content_50237975.htm
- ・ http://www.stats.gov.cn/tjsj/sjjd/201801/t20180119_1575488.html

(3) Sinopec のシェールガス生産状況

本報では、米国・カナダ以外のシェールオイル・シェールガスの生産国として、アルゼンチンとともに中国に注目し、開発状況を追ってきた(2017年4月号東アジア編第2項など参照)。

Sinopec Group のプレスリリースによると、シェールガスの埋蔵地の涪(フ)陵区を拠点とする子会社 Fuling Shale Gas Company は 2017 年に、シェールガス 60.9 億 m³、原油 57.63 億 m³(9.38 万 BPD)を生産し、目標の数値を達成した。シェールガス・原油とも 2016 年に比べ 20%増加した。

天然ガス田では、集積基地 49 ヶ所、中央制御施設 4 ヶ所が操業している。設備には、データロガー、遠隔通信設備、井戸元(well head)自動遮断装置などが設置され、効率操業、省力化が図られている。

中国では民生用の天然ガスが不足していることから、Fuling Shale Gas Company は、供給量の増加に取り組んでいる。2017年12月の天然ガス販売量は1,600万m³/日を記録した。

<参考資料>

- ・ <http://www.sinochem.com/s/1375-4612-116069.html>

9. オセアニア

(1) オーストラリアエネルギー省が天然ガス開発を促進

本報では、オーストラリアの天然ガスについて、大量の埋蔵量・生産量、大規模な LNG プロジェクト、国内の需給バランスなどを紹介してきたが、本号では政府による天然ガス増産計画について紹介する。

オーストラリアの Matt Canavan 資源相兼北部相 (Minister for Resources and Northern Australia) は、国民と産業にとり、天然ガス事業に投資を続けることが重

要であるとの認識を示し、陸上天然ガス田からの供給を促進する目的で、予算額 2,600 万 AUD の “Gas Acceleration Program (GAP)” を発表し、プロジェクトの公募を開始した。

オーストラリア政府は、天然ガスの供給保障・信頼性向上・価格の適正化に 9,000 万 AUD を投資する方針を明らかにしているが、GAP に重要な役割が期待されている。

今回の発表は、イノベーション・産業・科学・研究省 (Department of Industry, Innovation and Science) のウェブサイトリリースされたものである。その中で、ビクトリア州には未開発の天然ガスが 40 年間分埋蔵され、ノーザンテリトリーには 200 年分以上が埋蔵されていることを示し、その上で、ビクトリア州政府が、非在来型のみならず、天然ガスの生産を全面的に禁止していることを指摘(非難)している。

Matt Canavan 氏は、ビクトリア州やノーザンテリトリーが、天然ガスの大生産地のクイーンズランド州に依存し続けることは適切でないとの見方を示している。さらに、クイーンズランド州が、輸出プロジェクトで炭層メタン (Coal Seam Gas: GSG) の生産を進めることに成功したとし、他州や地域もそれに続いて、産業の成長や雇用拡大を図るべきであるとの見解を示している。

なお、この議論の背景には、オーストラリア連邦は保守連合 (Malcolm Turnbull 首相)、ビクトリア州は労働党 (Linda Dessau 総督) が、政権を担っていることが開発方針の相違の背景にあると見ることができる。

<参考資料>

- ・ <http://minister.industry.gov.au/node/1611>

編集責任：調査情報部 (pisap@pecj.or.jp)