

アブダビ首長国のエネルギー政策
ーアブダビ首長国が抱えるエネルギー問題と我が国への影響ー

戦略研究ユニット 国際情勢分析第1グループ 研究主幹 松本 卓

1. はじめに

2013年1月9日、UAE連邦政府のMohamed bin Dhaen Al-Hamli エネルギー大臣¹は、同国で開催されたEnergy Forumで、次の発言をした。

- i. 2012年末に原油生産能力を300万b/dまで引き上げる計画であったが遅れている。
- ii. ホルムズ海峡を迂回する原油パイプラインを建設したが本格稼働には至っていない。
- iii. このまま国内のエネルギー需要が増え続けると、近い将来に天然ガスの純輸入国になってしまう。

特に3点目は、UAEにおけるガス供給危機が深刻になっている兆候を示すものであるとともに、産油国、産ガス国であっても国内資源だけでは需要に対応できていないことを認めた最初の公式発言であることが注目の的となった。

報道ではAl-Hamli大臣の発言は、UAE全体を指しているのか、アブダビ首長国を指しているのか不明確であるが、1996年6月に制定された連邦憲法において、各首長国が各々の天然資源の権利（所有権・処分権）を保有することを明文化している。このため、連邦にはエネルギー政策、石油・エネルギー関連法規はないとされているため、主語は「アブダビ首長国」と理解することにする。

そこで、本研究では次の疑問を紐解いたうえで、アブダビ首長国が抱えるエネルギー問題が我が国に与える影響を考察することにする。

- ① 天然ガスの開発は順調に進むのか？
- ② 原油生産能力の増強は順調に進むのか？
- ③ その他のエネルギー開発は、エネルギー需給にどの程度の影響があるのか？
- ④ その結果、天然ガス依存の構造を変えて、自給体制を構築できるのか？
- ⑤ これらを通して、現在のエネルギー政策をどのように見ることができるのか？

2. UAEのエネルギー事情

2-1. 主要なエネルギー関連指標

2012年に公表されたBP統計によると、2011年末におけるUAEの原油埋蔵量は978億bb1、天然ガスは6.1兆m³とされており、いずれの埋蔵量も世界第7位となっている。可採年数は原油が80.7年、天然ガスが100年以上となっている。しかし、2013年1月に米国EIAが発表したUAEカントリーレポートによれば、豊富に存在する原油、天然ガスともに94%以

¹ Al-Hamli氏は、2013年3月の内閣改造でエネルギー大臣を退任した。代わって、後任には現Mubadala Oil & Gasの副総裁のSuhail Al-Mazroui氏が就任した。

上がアブダビ首長国に集中しており、原油ではドバイ首長国が4%、天然ガスではシャルジャ首長国が4%、ドバイ首長国が1.5%に留まっている。したがって、アブダビ首長国が石油、天然ガスともにエネルギー政策および需給の根幹を握っていることになる。

UAE が持つエネルギー資源 (2011 年末)

	埋蔵量	生産量	可採年数
原油	978億bbl	332万B/D	80.7年
天然ガス	6.1兆m ³	517億m ³	100年以上

(出所) BP 統計 2012 年版

このような中、IEA が発表する非 OECD 諸国におけるエネルギー・バランス統計 2012 年版によれば、UAE 全体では天然ガスは既に輸入超過となっている。この状態は、2007 年に完成したドルフィン・パイプラインが本格稼動した 2008 年から始まっている。

また、一次エネルギーの供給量を見ると、天然ガスが石油の 4 倍（供給シェアで 81%）と、エネルギー供給バランスのうえでは天然ガスに偏ったものとなっている。

UAE の一次エネルギー供給構成 (2010 年)

(単位: MTOE)

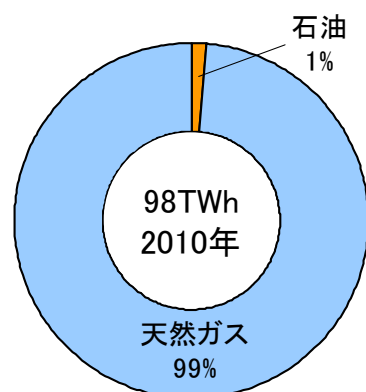
	石油	天然ガス	石炭	原子力	水力	再生可能	合計
国内生産	113	43	0	0	0	0	176
輸入	18	14	1	0	0	0	33
輸出	140	7	0	0	0	0	147
一次供給量	12	51	1	0	0	0	62
シェア(%)	19%	81%	1%	0%	0%	0%	100%

(出所) IEA, Energy balances of Non-OECD Countries 2012 Edition

2-2. 電力需要の見通し

この天然ガスは発電用に供給されており、発電量の 99% を天然ガスに依存している。2010 年における発電電力量は 980 億 kWh であり、この発電量は日本の約 10 分の 1 にあたる。UAE の人口は 500 万人強で日本の約 20 分の 1 なので、UAE 国民一人当りの電力消費量は日本の約 2 倍ということになる。

UAE の発電電力量構成 (2010 年)

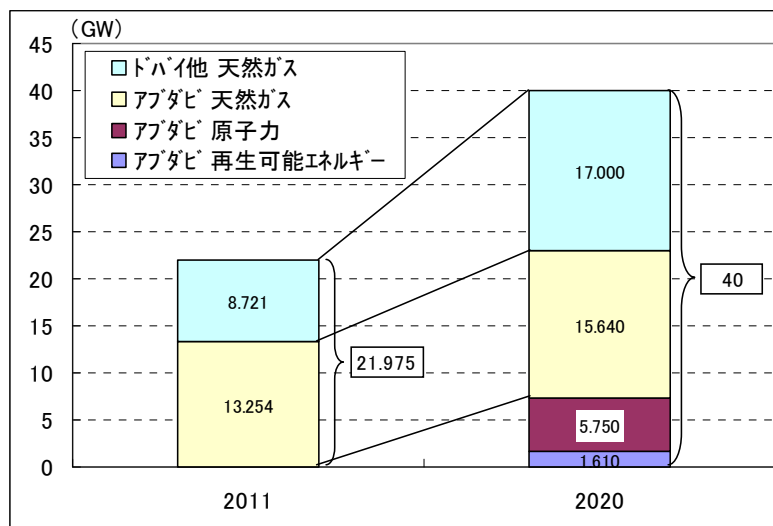


(出所) IEA, Energy balances of Non-OECD Countries 2012 Edition

この電力消費量は、2000年に400億kWh、2005年に600億kWh、2010年には約1,000億kWhと加速度的に増加してきているため、UAEでは電源設備容量の増強を計画している。現在の計画では、2011年末の約22GWから2020年には40GWに増強しようというものである。増強分の18GWは、だいたい原発18基分に相当するといえる。

この増強分が2011年実績と同じように、その殆どを天然ガスに依存することになると、天然ガス需要は倍増することになる。このことに強い危機感を抱いているアブダビ首長国では2013年1月、MasdarのSultan Al-Jaber最高責任者²が、2020年までにアブダビ首長国では電力需要（設備容量で23GW）の7%を再生可能エネルギーで、25%を原子力発電で賄う計画であると発言している。

UAEの電力設備容量計画



(出所) 各種情報により作成

Al-Jaber 最高責任者の発言に基づき、2020年にUAEに必要な天然ガスの需要量を試算すると、アブダビ首長国の電力需要の68%と、それ以外の首長国の電力需要の100%を天然ガスで賄うためには、2011年実績の約1.5倍の天然ガスが必要になる。即ち、2011年の約600億m³（約60億cf/d）から2020年には約900億m³（約90億cf/d）へと増えることになる。

3. アブダビ首長国のガス開発プロジェクトの歩みと推進中のプロジェクト

ここまでUAEにおける天然ガス需要の高まりをみてきたが、供給サイドにおける主要な役割を担うアブダビ首長国が、どのようなガス開発プロジェクトを手掛けてきたか、そして現在どのようなプロジェクトを推進しているかを探ることとする。

² Al-Jaber氏は、2013年3月の内閣改造で環境大臣に就任した。

3-1. 既に完了したガス開発プロジェクト

アブダビ首長国の天然ガス開発は、1970年代までは油田からの随伴ガスを中心に行われていた。当時は、天然ガス需要が確立されておらず、そのため随伴ガスは主にフレアーで燃やされていた。しかし、1977年のLNG輸出開始に伴い、海洋油田のクフ（Khuff）層に賦存する非随伴ガスの開発に着目し始めた。更に、1990年代に入ると天然ガスの国内需要も増えてきたため、アブダビ首長国では陸上油田の非随伴ガス開発にも着手することになった。

既に完了したガス開発プロジェクト

プロジェクト名	ステージ	時期	内容
沖合クフ層 ガス開発	第1期 Abu Al Bukhoosh	1990年～ 1992年	生産された3.2億cf/dの非随伴ガスはDas島にPLで輸送され、LNG加工
	第2期 Abu Al Bukhoosh	1997年～ 2004年	非随伴ガスの生産量が5.4億cf/dに増加
	Umm Shaif	1994年	生産された6億cf/dの非随伴ガスはDas島でLNG加工
OGD (Onshore Gas Development)	ODG-1	1991年～ 1996年	タママ層のガス開発、Habshanのガス精製能力増強、ガス圧入能力拡張、NGL回収量が5,300ton/dに増大
	ODG-2	1996年～ 2001年	タママ層のガス開発、HabshanからMaqtaaおよびRuweisまでのPL建設、ガス精製能力の再拡張(30億cf/dへ)
	ODG-3	2003年～ 2008年	Bab油ガス田のタママ層のガス開発、Habshanガス処理能力再拡張(43.1億cf/dへ)
AGD (Asab Gas Development)	AGD-1	1996年～ 2001年	Asab油ガス田のタママ層のガス開発、随伴ガス回収量が7.3億から15.6億cf/dへ
	AGD-2	2003年～ 2008年	Asabガス処理、NGL回収プラント建設、7.43億cf/dのガスが処理され、NGLが4,700ton/d、エタン1,700ton/dの生産が可能に。

(出所) 各種情報により作成

これら一連のガス開発プロジェクトにより、アブダビでは20億cf/d以上の天然ガスの増産が可能となり、UAEの天然ガス供給量がほぼ倍増した。

3-2. 天然ガス輸入

しかし、前述のプロジェクトだけでは天然ガス需要を満たすことが出来ないため、天然ガスの輸入プロジェクトを立ち上げた。いわゆる「ドルフィン・パイプライン」である。

事業主体のDolphin Energy社は、1999年3月に設立されたUAE Offset Group (UOG) とTotalFinaElf社、Enron社によって設立されたが、その後UOGはムバダラ開発社(Mubadala Development)に移行し、またEnron社の破綻によって2002年Occidental社が参加した結果、最終的な株主構成はMubadala Developmentが51%、TotalとOccidentalが各々24.5%となった。

Dolphin Energy 社は 2001 年上半期から工事に着手し、当初は 2003 年初に完成の予定であったが、約 4 年間の遅延の結果、カタール（ラスラファン）と UAE（タウイーラ）まで 370km を結ぶ送ガス能力 32 億 cf/d の天然ガス・パイプラインを約 35 億ドルの建設投資額で 2007 年 7 月に完工した。

このプロジェクトは 2 つのフェーズに分かれており、第 1 フェーズでは 20 億 cf/d を、第 2 フェーズでは 12 億 cf/d を増量して、計 32 億 cf/d の輸入が計画されていた。しかし、2005 年 4 月にカタールがノース・フィールド・ガス田のモラトリウムを宣言したため、第 2 フェーズは凍結されることになり、結局、現在の契約は約 20 億 cf/d の 25 年間（2032 年まで）のままとなっている。

ドルフィン・パイプライン



(出所) JOGMEC, 「ドルフィンガスパイプラインが完成」, 2007 年 7 月 23 日より

3-3. 高硫黄ガス開発プロジェクト

アブダビ首長国では経済多角化の観点から産業誘致を進めており、電力需要を中心としたガス需要が今後大幅に増加することが見込まれていた。その供給を担う筈であったドルフィン・パイプラインの第 2 フェーズによる増量が不可能となったことにより、アブダビ首長国は新たに 2 種類の天然ガス開発プロジェクトを立ち上げることになる。そのひとつの天然ガス開発プロジェクトが、高硫黄ガス開発プロジェクトである。

これまでアブダビ首長国では、技術とコストの問題から硫化水素 (H₂S) の含有率が 10%

以下のガスを対象に開発してきた。しかし、国内需要の急激な伸びに対応するため、H₂Sの含有率が多くて、さまざまな開発の難しさがある「高硫黄ガス（サワーガス）」開発にも着手せざるを得ないとして、2006年に開発着手を決定した。

サワーガス開発プロジェクトの始まりは、1990年代に遡る。既に当時、国内ガス需要の高い伸びから将来のガス不足が懸念されていたため、陸上のBabおよびShah、沖合のHailなどの油・ガス田でのサワーガス開発が検討された。しかし、1999年から始動した「ドルフィン・プロジェクト」によって安価なカタール産のガスを入手することが可能となったため、サワーガス開発は一旦ここで見送られた。

しかし、2005年4月にカタールがノース・フィールド・ガス田のモラトリウムを宣言し、ドルフィン・プロジェクトの第2フェーズ（12億cf/dの追加）は凍結されてしまった。一方、アラブ首長国では経済成長と人口増加により、発電を中心としたガス需要の大幅な増加が見込まれていた。このような状況から、国内ガス需要を満たすためにサワーガス開発を実施せざるを得なくなってきた。また、当時は天然ガス価格が上昇していることからプロジェクトの収益性が向上していることも、サワーガス開発の推進を後押ししていた。

▶Shah サワーガス開発プロジェクト

Shah ガス田は、アラブ首長国の南南西 180km の内陸部に位置する。2007年の入札の結果、2009年7月にADNOCが60%、ConocoPhillipsが40%で、約100億ドルのプロジェクトが始まった。このプロジェクトはアラブ首長国のサワーガス開発の草分けとして国内ガス需要への対応策として期待されていたが、2010年にConocoPhillipsが撤退を表明したため、改めてADNOCは2011年2月に同ガス田の開発企業として米国Occidental社を選定した。

Shah ガス田から産出されるサワーガスの成分には、硫化水素が23%、CO₂が10%含まれている。同プロジェクトでは、10億cf/dのサワーガスから5億cf/dの天然ガスと5万b/dのNGL・コンデンセートを分離する。第1フェーズでは、32本の生産井を掘削し、そのうち20本から2014年末を目標に生産を開始する予定である。

▶Bab サワーガス開発プロジェクト

Bab ガス田は、アラブ首長国の南西 150km の内陸部に位置する。2007年にShah ガス田とともに入札にかけられたが、ガス田の上にBab油田が横たわっており開発が難しいこと、人口密集地のLiwaに近く環境面の制約が大きいことなどにより、殆どの企業にとって応札は難しく、この時点での落札は見送られた。

そこで、改めて2012年5月に入札が行われることとなり、2013年4月にShellがTotalを抑えて落札している。Shellは硫黄を販売するという開発計画である一方、Totalは硫黄を地中に埋め戻す開発計画であったとされている。

Bab ガス田から産出されるサワーガス成分は、硫化水素が30-50%、CO₂が15%含まれているといわれている。同プロジェクトでは、10億cf/dのサワーガスの産出を見込んで

いるが、天然ガスの回収量は明確にされていない。

▶Hail サワーガス開発プロジェクト

Hail ガス田は、アブダビの西 100km の海上に位置する。2012 年 5 月に Bab ガス田開発と同時に入札が行われることになったが、同構造の原油開発は 2011 年にコスモ石油に利権が付与されており、入札に招待されている Total、Shell、ExxonMobil は権益の関係と環境問題（浅瀬であるうえに、比較的陸地に近い）で困惑しているという。

Hail 構造から産出されるサワーガスの成分は、硫化水素が 14-15%と言われているが、Bab や Shah より扱いやすいといえる。同プロジェクトでは、4-6 億 cf/d のサワーガスの産出が目標とされている。

現在進行中の高硫黄ガス開発プロジェクト

プロジェクト名		時期	内容
高硫黄ガス開発プロジェクト 【10億cf/d】	Shahサワーガス ・ H2S:23% ・ CO2:10%	2007年～	ConocoPhillipsが落札後に撤退 ⇒ Occidentalを登用 10億cf/dの高硫黄ガスから5億cf/dの天然ガスと5万B/DのNGLとコンデンセートを生産する、100億ドルのプロジェクト。 2014年末の生産開始目標(当初計画では2012年)
	Babサワーガス ・ H2S:50% ・ CO2:15%	2012年～	2013年4月、Shellが落札。 10億cf/dの高硫黄ガスを産出し、これから天然ガスやNGL・コンデンセートを生産する100億ドル以上のプロジェクト
	Hailサワーガス ・ H2S:15%	2012年～	現在、入札中。Total、Shell、ExxonMobilが関心を示しているが同構造がADOC権益とぶつかっていることに困惑。 4～6億cf/dの高硫黄ガスを産出し、天然ガスを生産するプロジェクト

(出所) 各種情報により作成

アブダビ首長国では、陸上の Shah および Bab 等から最終的に 30 億 cf/d のサワーガスを産出し、約 10 億 cf/d の天然ガスの増産を目標としている。しかし、サワーガスを開発するには、次の難点がある。

① 硫黄の販売価格によって、開発プロジェクトの採算が大きく変わること

サワーガスを精製するプロセスで副産物の硫黄がでてくるが、硫黄の販売価格は 2008 年央では\$750-800/ton であったものが、同年末には\$40-50/ton 下落し、最近 (2012 年末) では、英国の肥料コンサルタント会社 Ferticon の調査によると、中東の硫黄販売価格は\$140-150/ton にまで下落している。このため、サワーガス開発プロジェクトは、硫黄の販売価格に大きく左右される。

なお、サワーガスの産出量に対して、販売できるガスの量が少ないことも販売量あたりのコストが高くなる要因となっている。

② サワーガスであるが故に、開発地域における環境維持に配慮しなければならないこと

Bab は人口密集地の Liwa に隣接しており、Hail は海岸線に近い浅瀬であるため、環

境への影響を最小限に抑えなければならず、そのためのコストも時間もかかる。

③ ガス開発時に原油生産に影響を与えてはいけないこと

ガス層は油層の真下にあり、開発方法を間違えると油層にダメージを与えてしまうおそれがあるため、慎重なガス開発を進めなければならない。

近隣国においては、イランの南西部の Bangestan ガス田から硫化水素が 25%のサワーガスを 1,800 万 cf/d 産出し、Amak で処理している事例がある（2007 年～）。また、サウジアラビアでは 2011 年 11 月、カタールに近い南東部 Kidan ガス田から産出されるサワーガスを処理するために、Saudi Aramco は Shell と共同で処理設備を検討しており、2013 年末までに作業を終える予定である。これらの開発規模は Shah や Bab と比べると小規模であるため、Shah や Bab のガス開発プロジェクトの成否は、今後のサワーガス開発の試金石になると言われている。

3-4. Integrated Gas Development (IGD)

もうひとつの天然ガス開発プロジェクトが Integrated Gas Development (IGD) である。

これまでの天然ガス開発プロジェクトは、1社1地域の開発で完結していたが、IGD プロジェクトでは、原油と天然ガスを跨り、アブダビ沖合と陸上ガス施設を結ぶ初の一貫したプロジェクトとして、原油開発会社、ガス精製販売会社を横断的に巻き込み、2009 年 7 月に総額 100 億ドル以上の EPC 契約が行われ、3 パッケージに分けられて同時に進められることになった。

このプロジェクトでは、まず海上石油開発会社の ADMA-OPCO が操業する Umm Shaif 油田の Khuff 層と Areaj 層から産出される 10 億 cf/d の高圧ガスを回収する。これをパッケージ 1 で、海上ガス精製販売会社の ADGAS が Das 島のガス関連施設でスイートニングする。さらにパッケージ 2 と 3 で同じく陸上ガス精製販売会社の GASCO が Das 島から陸上までのパイプラインを敷設して陸上 Habshan まで送った後、ガス関連設備で天然ガスを精製・分離して販売する、というガス開発である。

なお、パッケージ 2 の海底パイプラインは 2010 年 10 月に完成済みであり、パッケージ 3 も 2012 年 9 月現在で 90%が完成していると公表されているが、パッケージ 1 が計画より遅れ気味のため、2013 年第 3 四半期の稼動開始は遅れるとされている。このプロジェクトにより、10 億 cf/d の天然ガス増産が可能になるとされている。

また、この計画によって 2014 年には Habshan におけるガス処理能力が、現在よりも 20 億 cf/d 拡大することになる。

ただ、このプロジェクトでは、これまで ADMA-OPCO が油田の坑底圧を維持するために使っていた天然ガスが使えなくなるため、同社では代替するガスを手当てしなければならないという問題も出てきている。

IGD プロジェクト

プロジェクト名	ステージ	時期	内容
IGD (Integrated Gas Development) 【10億cf/d】	パッケージ1	2009年～	Das島ガス関連施設の建設
	パッケージ2	2009年～ 2010年	Das島から本土まで117km、 送ガス能力2.11億cf/dの海底PL建設
	パッケージ3	2009年～	陸上部分90kmのPL、 Habshanのガス関連設備の建設

(出所) 各種情報により作成

このほか、現在は評価段階であるが、2012年7月から ADNOC、Wintershall、OMV が共同で Shuwaihat ガス田に評価井を3本掘削し、油ガス田地域の三次元探鉱を実施中である。評価結果が良ければ、今後、生産・開発段階に進むことになる。

その他の現在進行中のガス開発プロジェクト

プロジェクト名	時期	内容
Shuwaihatガス田開発 (Ruweisの西25km)	2012年7月～	・ADNOC、Wintershall、OMV 間で技術評価契約締結 Shuwaihatガス田の評価井3本の掘削、および 油ガス田地域の三次元探鉱実施 ・評価結果が良ければ、ADNOCは生産・開発段階へ進む予定

(出所) 各種情報により作成

3-5. 2020年におけるアブダビ首長国の天然ガス需給バランス

2012年に公表されたBP統計から見ると、2011年におけるUAE全体の天然ガス生産量は約50億cf/dであり、可採埋蔵量の比率に基づき按分して、その94%がアブダビの生産とすると、47億cf/dとなる。更にIGDとサワーガス開発で20億cf/dの増量が見込まれる。即ち、2020年のアブダビ首長国は最大68億cf/dの天然ガスを生産できることになる。

一方、2020年におけるアブダビ首長国の天然ガス需要を、同国の天然ガス発電プラント設備容量から推計すると45億cf/dとなる。この結果、2020年にはアブダビ首長国の天然ガス需要に対して概ね1.5倍を生産品で供給できる計算になる。但し、そのためには、原発建設と再生可能エネルギーの導入を、計画通りに進めることが必要であるし、将来的には発電源の分散化とともにガス開発を着実に進めることが出来なければ、アブダビ首長国といえども天然ガスの「輸入超過国」になる危険性を秘めている。

4. アブダビ首長国の原油生産能力増強プロジェクト

続いて、原油生産能力の増強プロジェクトであるが、そもそもアブダビ首長国の原油開発はUAEの独立(1971年)以前から始まっており、最初に生産が始まった油田は50年以上が経過している。アブダビ首長国では、原油生産量を維持・増産するために、新規油田の開発を進めるのではなく、既存油田の生産減退を抑え、回収率を高める手法を採ってきた。

その手段として、油田の圧力を維持するため、わざわざ純水を製造して水圧入をしたり、生産時に産出される随伴ガスを油田に埋め戻したりしていた。しかし、随伴ガスの再圧入は資源の有効な利用法ではないとして、新たな方法（CO₂の利用）が求められてきている。

このような環境下、アブダビ首長国では2009年3月に「2017年末までにアブダビ首長国の原油生産能力を350万b/d」とする増産目標を掲げている。そこで、その目標に対する進捗状況を、操業会社別に見ていくことにする。

4-1. ADMA-OPCO

Abu Dhabi Marine Operating Company (ADMA-OPCO) では、現状の110万b/dから2020年には175万b/dとする目標を掲げている。同社は、Umm Shaif 油田（アブダビ市の北西120km）と Zakum 油田（アブダビ市北西80km）を中心とした広範な海洋油田を管轄しており、Umm Shaif 油田は1958年に1号井の掘削が開始された。Zakum 油田発見も1963年と古く、同社は油田の寿命延長と、最大限の原油生産を目指して、2000年から両油田に対するガス圧入を開始してきた。

その後、アブダビの原油増産計画に基づき、新規油田の開発に着手することになった。

Umm Al-Lulu 油田（アブダビ市の北西20km）と Sarb 油田（アブダビ市の北西120km）の開発はパッケージ1から4の連続した開発計画で、2013年3月末に一連の入札が完了しており、当初計画では本年第3四半期から建設工事が始まる予定である。

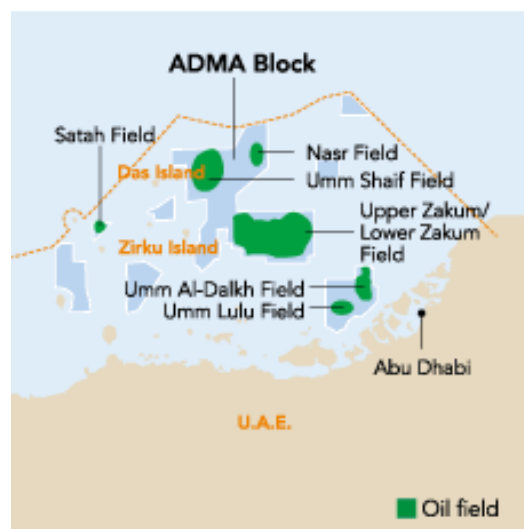
また、Nasr 油田（アブダビ市の北西120km）開発は、2012年までにテスト生産としての Early Production Scheme において、既に、約2.5万b/dの生産を確認している。現在は技術書類の入札中で、2014年初の落札を予定している。

これら3油田の開発で、合計30万b/dの増産が可能となるとしている。

この他、現在生産中のUmm Shaif 油田と Zakum 油田の再開発で10万b/dの増産を計画しているが、前述のとおり IGD との関係で油層を維持するために圧入するガス財源を、どのように確保するかが当面の課題となろう。

さらに今後は、2020年の175万b/d達成に向けて、新たな未開発油田への取り組みや、既存の生産油田への増産対策が講じられることになろう。

海上油田の位置図



(出所) INPEX ホームページより

ADMA-OPCO の新規油田開発

油田名	増産目標	投資額	内容
Umm Al-Lulu油田	10.5万B/D (2014年)	・ 5.0億ドル ・ 6.5億ドル	・パッケージ1: Wellhead Tower、パイプライン等 ・パッケージ2: 集中生産施設(ガス処理プラットフォーム、油分離施設、ユーティリティ、アコモデーション)
Sarb油田	10万B/D (2017年)	・ 3.0億ドル ・ 5.0億ドル	・パッケージ3: Wellhead Tower、プラットフォーム等 ・パッケージ4: 主要プロセスプラント
Nasr油田	2.5万B/D 6.5万B/D (2017年)	・10億ドル 以上?	・フェーズ1: テスト生産用設備 ・フェーズ2: 油井、Wellhead Tower、パイプライン、発電機、プラットフォーム、ユーティリティ、アコモデーション等

(出所) 各種情報により作成

4-2. ZADCO

Zakum Development Company (ZADCO) では、現状の 50 万 b/d から 2015 年に 75 万 b/d とする目標を掲げている。同社は、Zakum 油田の上層に横たわる Upper Zakum 油田 (アブダビ市の北西 80km) を中心に、Umm Al-Dhalk 油田 (アブダビ市の北西 20km) と Satah 油田 (アブダビ市の北西 180km) などの海洋油田を管轄しており、Upper Zakum 油田から産出した Upper Zakum 原油は、1983 年に Zirk 島から初出荷されている。

同社でも、油層の圧力を維持するために、Upper Zakum 油田に対しては 1984 年から水圧入を、Umm Al-Dalkh 油田に対しては 1986 年から水圧入を、Satah 油田に対しては 1988 年から頂部ガス圧入と、1998 年から水圧入を実施してきた。

その後、アブダビ首長国の原油増産計画に基づき、ZADCO でも Upper Zakum 油田の新規生産井の掘削に着手することとなった。Upper Zakum 油田の増産プロジェクトでは、広大な油田地帯に海上から 1 本ずつ油井を掘削するのではなく、予め埋め立てて作っておいた 4 つの人工島から集中して掘削するという新たな工法を採用している。

ZADCO の増産プロジェクト

油田名	増産目標	投資額	内容
Upper Zakum油田	第1フェーズ 10万B/D (2015年)	・ 8.0億ドル ・12.0億ドル	・EPC1: 海上部分工事(240kmの海底パイプライン、128kmのファイバーケーブル、7つのWellheadプラットフォーム改修等) ・EPC2: 陸上生産施設工事(4本のCrude Processing Train、フレアー・タワー、測定装置、Zakum Central Complex改修等)
	第2フェーズ 10万B/D (2016年)	・20.0億ドル	・恒久的生産施設の建設に向けた入札手続き中。
Zirk島生産設備増強	100万B/D への対応	未定	・更に2本のCrude Processing Train、Gas Treatment Plant等に向けた入札手続き中。2017年央完成目標。

(出所) 各種情報により作成

ExxonMobil Abu Dhabi の社長 Morten Mauritzen が 2012 年 11 月に報じたところによると、EPC1 と 2 の工事入札に先んじて、数週間以内（12 月初旬）にも拡大プロジェクトの第 1 号井の掘削に着手するとしている。さらに ZADCO は、将来の生産増強に対応した Zirk 島の原油・ガス生産設備の増強も進めている。

4-3. ADCO

Abu Dhabi Company for Onshore Oil Operations (ADCO) では、現状の 130 万 b/d から 2017 年には 180 万 b/d とする目標を掲げている。同社は、アブダビの全ての陸上油田を管轄しており、代表的な油田には Bab 油田（アブダビ市の南西 150km、1960 年発見、同年生産開始）、Bu Hasa 油田（アブダビ市の南西 200km、1962 年発見、1965 年生産開始）、Asab 油田（アブダビ市の南 185km、1965 年発見、1973 年生産開始）、Shah 油田（アブダビ市の南 230km、1966 年発見、1983 年生産開始）、Sahil 油田（アブダビ市の南 120km、1967 年発見）などがある。

同社でも、油層の圧力を維持するために、Bu Hasa 油田に対して 1980 年代から水圧入が、Bab 油田に対して 1990 年代から水圧入が、Asab 油田と Sahil 油田に対して 2000 年代半ばに水圧入が施されている

その後、アブダビの原油増産計画に基づき、ADCO は管轄地域を 4 つに分け、Bu Hasa 油田や Huwaila 油田などを中心とする南西部油田群、Bab 油田単体、Rumaitha 油田や Dhabiya 油田などの未開発油田を中心とする北東部油田群、Asab 油田を中心とする南東部油田群に分類し、それぞれの油田群に対する増産計画を策定した。

ADCO の増産計画

(単位：千 B/D)

地区	油田	現在	2012年末	2016年末	2017年末
Bu Hasa	Bu Hasa / Huwaila	560	560	560	560
	Bida Al-Qemzan	0	20	20	51
Bab & Gas	Bab	300	380	420	450
North East Bab	Rumaitha / Shanayel	40	48	70	80
	Dhabiya	70	70	100	130
South East Asset	Shah	50	70	70	70
	Asab	290	340	340	345
	Sahil	55	100	100	100
	Qusahwira	0	30	30	50
	Mender	0	0	0	16
合 計		1,365	1,618	1,710	1,852

(出所) PIW, 2012. 4. 30

しかし、ADCO では油田ごとの増産計画を明らかにしているものの、油田権益を持つ国際

石油資本は、それ以上の関心事があり、果たして ADCO の増産計画が目標どおり達成できるかは微妙である。即ち、ADCO には 2014 年 1 月に満期を迎える利権更改問題があり、その行方次第では、現在の利権保有者は『更改できないと先行投資が回収できない』という瀬戸際に立たされているからである。

4-4. ADCO の利権更改問題

ADCO 利権は 1939 年 1 月 1 日に当時のアブダビ土侯国と Petroleum Development (Trucial Coast) Ltd.³との間で締結されたことに始まるが、地質学的な探鉱が始まったのは 1950 年 2 月からである。1962 年に Petroleum Development (Trucial Coast) Ltd. は、Abu Dhabi Petroleum Company (ADPC) と改称されたが、当時の「資源ナショナリズム⁴」の流れに乗って、1973 年 1 月 1 日に ADNOC による 25% 事業参加、1974 年 1 月 1 日に 60% 事業参加を経て、1978 年 10 月 8 日の首長令によって Abu Dhabi Company for Onshore Oil Operations (ADCO) となり、利権地域の操業全般を統括することになった。

この間、国際石油資本側は 1939 年当時に権益を所有していたアングロペルシャ石油（現在の BP）、フランス石油（現在の Total）、アングロサクソン石油（現在の Shell）、近東石油会社（米国コンソーシアムで、現在の ExxonMobil）、Partex（カルースト・グルベンキアン個人所有の法人）から変わっていない。

この 70 年以上も続いたコンソーシアムが、2014 年 1 月に満期を迎える利権更改で変化するかもしれないのである。ADNOC は 2012 年 6 月、事前審査 (Pre-Qualification) を行ない、入札資格を持つ石油会社を 10 社に絞った。この時、篩いにかけて落とされたのが BP と Partex で、新規参入の候補者に上ったのが、Occidental (米)、CNPC (中国)、KNOC (韓国)、INPEX (日本)、Statoil (ノルウェー)、Eni (伊)、Rosneft (露) といわれている。落とされた BP はキャメロン首相を担ぎ出して何とか復活し、2013 年 3 月の Qualification (最終審査) を経て、本年 9 月末までに入札書類を提出することになっている。当初 BP が落ちた理由として、メキシコ湾の原油流出事故における安全操業意識の欠如、事故補償のための権益売却（ロシアの TNK-BP など）、2011 年に UAE で言論の自由を求めた団体の拘束に対して英国が非難したことへの反発など、多々あげられているが、真偽の程は定かではない。

今後は、本年 9 月の入札書類提出を経て、審査、ADNOC 決定、SPC による審査・決定の手順を踏まねばならないが、到底 2014 年 1 月の満期までには間に合いそうもないため、ADNOC は 2013 年 1 月に、現行権益のまま 2014 年期限の暫定的な 1 年間延期を SPC (最高石油評議会) に申請している。しかし、SPC はこれを否決したと報じられており⁵、ADCO 利権更改問題は混沌としてきている。

³ 1912 年に設立されたトルコ石油 (1929 年にイラク石油と改称) が、中東に進出するため、各地に設立した 100% 子会社の石油会社のひとつ。

⁴ 1962 年に国際連合で「天然資源に対する恒久主権の権利」が採択され、この考え方をもとに自国に存在する資源を自国で管理・開発しようとする動きをいう。

⁵ MEES, 2013 年 5 月 17 日

利権更改時期については、SPCからはっきりとした意思表示が出たが、過去のガス精製販売会社 GASCO の利権更改の時には、更改期限は 2008 年 10 月であったが、決着が 2009 年 3 月までずれ込み、決着後に当初の利権期限まで契約を遡ったことがあった。今回も、この手法が採られることになるのであろう。つまり、形式的な利権更改日は既存の基準日に従うのであろうが、実質的な利権更改はずれ込むことになる。

期限の面では、応札する側にも厳しい条件が見られる。ADNOC は、応札書類に ADCO 油田の開発計画を添えるよう要求しているようだが、新規参入者には油層構造の詳細データがないため、既存権益者が有利といわれている。一般的には、油層構造に基づき開発計画を立案するまでには最短でも 1 年から 2 年かかるといわれているからである。この他、ADNOC は応札者に対して CO2 を使った EOR (増進回収) を求めているが、これは応札者全員にとってパイロットプラントを使った具体的な試験もせずに CO2EOR の計画を提出せよというのは危険というものである。更に、経済性の観点からは、地中に圧入する CO2 を誰がいくらで買うのかすら決まっていない状況にある。

また、2013 年 3 月末に入札書類を配布したが、利権の財務条件を改定する模様である。現在はロイヤリティとして月次収入の 20%、残りの収益に対して 85%の Tax がかけられ、操業会社には 1%のマージンが残るよう保証されていたが、改定後のロイヤリティは変わらないが TAX 率がやや引き上げられ、1%のマージン保証が無くなるという情報がある⁶。

ADCO 利権応札の候補者

	会社名	権益率	その他の権益・資本参加(率)	3/26招待
現 利 権 保 有 者	ADNOC	60.0%		
	BP	9.5%	ADMA (14.67%)、ADGAS (10%)	△→○
	Total	9.5%	ADMA (13.33%)、ABK (75%)、GASCO (15%)、ADGAS (5%)、FERTIL (33.33%)	○
	Shell	9.5%	GASCO (15%)	○
	ExxonMobil	9.5%	ZADCO (28%)	○→欠席
	Partex	2.0%	GASCO (2%)	△→×
新 規 参 入 候 補 者	Occidental (米)		* Shahガス田開発 (40%)	○
	CNPC (中国)		* 未開発鉱区の共同調査実施中	○
	KNOC (韓国)		陸上2鉱区 (40%)、海上1鉱区 (40%)	○
	INPEX (日本)		ADMA (12%)、ZADCO (12%)	○
	Statoil (ノルウェー)		* 海洋深層ガス田の探鉱・開発・生産のMOU締結	○
	ENI (伊)			○
Rosneft (露)			○	

(出所) 各種資料により作成

ADCO 利権応札の候補者をみると、既に何らかの形でアブダビ首長国での権益や資本参加

⁶ PIW, 2013 年 4 月 8 日

している企業が多く、これら 11 社の中から ADNOC は、主に

- ① CO2 を使った増進回収技術を持つ企業
 - ② 原油を安定的に調達してくれる国の企業
 - ③ 国家安全保障の観点から、有事の際に軍事力を提供してくれる国の企業
- という観点からの選択結果を最高石油評議会（SPC）に上程すると考えられる。

何れにしても、現在の利権保有者にとって、不安定な期間が 1 年延びるとともに、財務条件の改悪となる内容の更新を控えて、原油生産能力増強の機運は削がれるものと考えられる。

5. その他のアブダビ首長国におけるエネルギー関連プロジェクト

アブダビ首長国では、石油や天然ガスのほかに様々なプロジェクトを展開している。

5-1. 原子力発電設備建設

2006 年 12 月の湾岸協力会議（GCC）で、「国際基準・システムに調和した平和目的の原子力技術利用とそのため共同計画」が決定された。これを受け、UAE では 2008 年 11 月、原子力国際シンポジウムで原子力利用の検討を開始した。2009 年には UAE 原子力法を制定、さらに同年、原子力発電事業推進母体の Emirates National Energy Corporation（ENEC）と、原子力安全規制機関の Federal Authority for Nuclear Regulation（FANR）が設立され、原発建設がスタートした。

また 2009 年 12 月、原発建設の入札が行われた結果、韓国電力公社（KEPCO）を中心とする韓国企業連合が 2 基分の原発建設を 204 億ドルで落札した。

その後、2011 年 3 月に福島第一原発の事故が起きたが、原子力安全規制局のトレバー事務局長は「福島原発事故の推移を注視し、事態の詳細を完全に把握し、そこからの教訓を原発計画に活かす」として、計画が変更されることはなく、計画通りに 1 号機の建設が続いている。

この原発建設では、2020 年までに 4 基の原発を完成させる予定であり、合計 5.6GW はアブダビ首長国の電力需要の 25% を原発で賄う数字と符合している。

なお、確実な計画ではないが、ENEC は将来的に 14 基の原発で 20GW を賄いたいとの構想を持っている。その中には、ドバイも 2030 年までにドバイ首長国の電力需要の 20% を原子力発電で賄いたいとする構想（2010 年 11 月）を含んでいるようだが、今のところ建設に向けた具体的な動きは見られない。

原発建設の内容

建設地	サウジ国境に近いブラカ(Braka)
原発規模	1.4GW級×4基 (=5.6GW)
稼動時期	1号機：2017年
	2号機：2018年
	3号機：2019年
	4号機：2020年

（出所）各種資料により作成

5-2. Masdar の再生可能エネルギー開発

Masdar 計画は、2008 年 1 月、150 億ドルを拠出して、長期的なエネルギー供給構造の変化への対応や、自国の石油・天然ガス資源の枯渇への布石を打つため、先進エネルギー技術（太陽光・太陽熱、風力、水素、CCS : CO₂ の地中貯留）を核とした、持続可能な社会の構築を進める経済開発プログラム作成を目的とした「Masdar Initiative」が立ち上げられた。

Masdar での具体的な案件として、2013 年 3 月にアブダビ市から南西 120km のマディナ・ザイードで 6 億ドルを投じて 100MW の発電能力を有する太陽熱発電プラント（Shams 1）の運転を開始した。この発電で、一般家庭 2 万戸分の電力を賄えるとしている。

現在、並行して同様の Noor 1 を建設中であり、将来的には Noor 2、Noor 3 の建設も検討している。

また、アルミニウム等の工場から排出される CO₂ を集め、地下に埋める CCS 計画も遂行しているが、CO₂ の価格設定で ADNOC と協議中である。

Shams 1 の完成イメージ



5-3. TAQA の Waste to Energy 計画

アブダビ国営エネルギー会社（TAQA）では、8.5 億ドルを投じて「ゴミから発電する」プラント建設プロジェクト（Waste to Energy 計画）を展開しており、現在 Pre-Qualification のための審査書類を 4 月 15 日までに提出させ、事前審査中である。

計画では、年間で 100 万トンのゴミ（Solid Waste）を回収し、そこから 100MW の電気を生み出すものである。

現在進行中の太陽熱発電プラントやゴミ発電プラントを使った再生可能エネルギーによる発電容量は、現在のところ 300MW しかなく、アブダビ首長国が目標としている 7%を達成するためには、現在の 5 倍の設備容量が必要となっている。

5-4. フジャイラ活用計画

ホルムズ海峡の外（インド洋側）に位置するフジャイラ首長国の首都フジャイラに、エネルギー関連の施設建設が進んでいる。これは、エネルギー安全保障を兼ねたもので、有事の際の対策であるとともに、アブダビ首長国のエネルギー政策を推進するうえでの要衝ともいえる。

▶ホルムズ海峡迂回パイプライン

アブダビ首長国は、International Petroleum Investment Company (IPIC) の資金を活用して、2008 年から陸上油田地域の Habshan から Fujairah までの全長 370km、送油能力 150-180 万 b/d の原油パイプラインを総工費 42 億ドルで建設した。現在の陸上油田の生産量は約 130 万 b/d であり、2017 年の陸上油田からの生産量 180 万 b/d の全量を Fujairah から出荷できる能力を有している。工事は、2012 年央に一応完成しており、現在は完成検査（コミッショニング）中とのことで、ADNOC に引き渡されるのも間近である⁷。将来的には海洋油田（ADMA-OPCO と ZADCO）から生産される原油を出荷するため、2 本目の原油パイプラインの建設も検討中である。

▶フジャイラ LNG 輸入基地

アブダビ首長国は、IPIC と Mubadara Development（ムバダラ開発）の共同出資で、2012 年に Emirates LNG 社を設立し、アブダビがフジャイラに供給する天然ガスを海外から輸入した LNG で代替するプロジェクトを推進している。第 1 フェーズでは、LNG450 万 ton/年（=天然ガス 6 億 cf/d）の受入設備能力を 2014 年までに完成させる予定である。なお、時期は未定であるが、第 2 フェーズで更に同規模の設備建設を検討している。

▶フジャイラ製油所

アブダビ首長国は、IPIC の資金を活用して 20 万 b/d の製油所建設計画を推進している。せつかく原油を Fujairah までパイプラインで運ぶのであるから、ここに製油所を建設し、石油製品も Fujairah から輸出しようという目論見であろう。建設費は 35 億ドルで、2016 年の完成目標である。

▶フジャイラ石油ターミナル

フジャイラ首長国は、同首長国の王族が所有する Gulf Petroleum 社による石油製品タンク群を建設させた。2013 年 1 月に 1.3 億ドルを投じた第 1 期工事が完了している。貯油能力は 41 万 2,000kl（約 250 万バレル）である。

6. まとめ

これまで、アブダビ首長国による各種プロジェクトを見てきたが、冒頭で触れた疑問に対する検証結果をまとめてみることにする。

① 天然ガスの開発は順調に進むのか？

答えは『必ずしも思わしくない』といえる。

⁷ Dow Jones Newswires、2013 年 4 月 24 日の報道によると、4 月に 600 万バレルの原油をフジャイラから積み出したとしている。

なぜなら、これからアブダビ首長国が進めようとしている開発のひとつは『サワーガス』であるため、「硫黄の販売価格」「環境対策」「開発時に原油生産に影響を与えてはいけない」等のハードルを乗り越えなければ、プロジェクトは推進できないからである。

② 原油生産能力の増強は順調に進むのか？

結論として、2017年までに350万b/dを達成するのは非常に厳しいといえる。

なぜなら、ADMA-OPCOについては油層圧を高めるための財源（随伴ガスからCO₂への切替）の確保の問題、ZADCOについては新しい生産井の掘削方法を採用していること、ADCOについては2014年の利権更改を控えて、更改後に利権を獲得できない場合のリスク（先行投資が無駄になる）の問題を抱えているからである。既にADNOCはSPCに対してADCO利権の現状のままの1年延長を申請しており、現行の利権保有者にとっては利権更改結果が明らかにならないと原油生産能力増強に身が入らない期間が長引き、結果として能力増強を期限内に達成できない可能性が高くなっていく。また、仮に更新時に新規参入者がいた場合、地層に対する経験値の違いによるプロジェクト遅延も考えられるからである。

③ その他のエネルギー開発はどのように進んでいるのか？

結論からいうと、再生可能エネルギーを使った開発は目標を達成するのが困難であるといえる。

2020年までに、再生可能エネルギーを使って1.6GW相当の電力設備容量を確保しなければならないが、現段階では完成が0.1GW、建設中が0.1GW、入札の前段階が0.1GW、全部足しても0.3GWであり、目標の5分の1というところである。今後7年間で1.2GWを稼働させるのは非常に厳しいといえる。

一方、原発建設は計画通りに2020年までに4基（5.6GW）の建設が進む可能性が高い。しかし、将来的に計14基という計画は、建設場所などの選定とともに、投資額の大きさからして、かなりの困難を伴うのではないかと考えられる。

フジャイラの活用については、これはアブダビの死活問題のみならず、アラビア湾の奥の国々にとっても地理的に重要な場所であり、今後さらなる活用が進むものと考えられる。

④ アブダビ首長国も天然ガスの純輸入国に転じてしまうのか？

結論として、当面は問題ないといえる。

統計から見ると、2011年におけるアラブ首長国連邦全体の天然ガス生産実績は約50億cf/dであり、可採埋蔵量の比率に基づき、その94%がアブダビの生産とすると、47億cf/dとなる。更にIGDとサワーガス開発で20億cf/dの増量が見込まれる。

一方、2020年におけるアブダビの天然ガス需要を天然ガス発電プラント設備容量から必要量を計算すると45億cf/dとなるため、現在の天然ガス生産量で2020年の需要を賄うことはできる。但し、そのためには、原発建設と再生可能エネルギーの導入を、計画通り

に進めることが必要であるし、将来的には発電源の分散化とともにガス開発を着実に進めることが出来なければ、アブダビ首長国といえども天然ガスの「入超国」になる危険性もある。

- ⑤ これらを通して、現在のアブダビ首長国のエネルギー政策をどのように見ることが出来るのか？

▶歳入の確保

アブダビ首長国では、石油輸出の最大化による歳入の確保が大前提であり、そのために各種の増産プロジェクトを遂行している。2008年11月に発行された Abu Dhabi Economic Vision 2030 においても、原油は輸出、天然ガスは発電分野向けを中心とした国内利用と色分けしている。

▶電力供給の確保と多様化

電力需要は、近年の経済成長や人口増加に伴う発電用・造水用電力需要が拡大しており、そのため電力設備容量の増強が必須となっている。そのためアブダビ水電力庁を中心として2020年までに23GWの電力設備容量を保有する計画となっている。そこで、ADNOCグループやMasdarではサワーガス開発や油田へのガス圧入に代わりCO₂を圧入する試みがなされ、天然ガスの生産能力拡大や有効利用の検討が進んでいる。更に、その発電を天然ガスだけに依存するには限界があるため、ENECによる原発建設、Masdarによる太陽熱発電、TAQAによるゴミ発電など、新たな電源として原子力発電や再生エネルギーの導入および拡大を目指している。

▶エネルギー安全保障、国家安全保障の確保

エネルギー安全保障の観点から、ホルムズ海峡の外側に位置する地理的に有利なフジャイラの活用を進め、有事の際の対応策として安定した輸出を確保しようとしている。同時にLNG輸入の面では安定した輸入も確保できることになる。

国家安全保障の観点からは、国家の大事な財産である「油田」「ガス田」を守る必要がある。そのため、油ガス田開発で外資を呼び込む際には、①軍事力を持った国の企業、②販売先の確保に繋がる国の企業、③油・ガス田開発の先進技術を持った国の企業を重視していくことになると考えられる。そして、こうした観点でADCO利権の行方が決まるとも言えるのではないだろうか。

7. 考察

最後に、アブダビ首長国が抱えるエネルギー問題が我が国に与える影響、我が国との関わりについて考察することにする。

① 天然ガス関係

アブダビ首長国の天然ガス需給バランスは、当面（2020年ころ）は問題ないのだが、UAE全体でみると、国内需要の増加によって、天然ガス開発による国内生産の増加があっても、現在の輸入超過が更に進むものと想定される。したがって、アブダビ首長国と日本との間には2019年まで430万ton/年のLNG売買契約を有しているが、将来的にアブダビ首長国と日本との間のLNG売買契約は減量、解消される可能性があるため、我が国は同首長国による減量や契約終了を視野に入れた対策（代替の手配）を講じておく必要がある。

② 原油・石油製品関係

アブダビ首長国における原油生産能力の増強は、遅れることがあっても徐々に増えていくと考えられる。我が国は、ジャパン石油開発がADMA-OPCOやZADCOといった大型油田の一部権益を有しているうえ、アブダビ石油、インペックスABK、合同石油開発が中小油田の操業に携わっている。したがって我が国は、アブダビ首長国の計画達成のため、今後とも官民を挙げて油田の安全操業と開発に傾注していく必要がある。

一方、アブダビ原油の輸出先は、将来的に石油需要が増加するアジア諸国と考えられる。我が国ではアブダビ首長国からの輸入がサウジアラビアに次いで第2位であり、将来的な石油需要は漸減していくと見られているが、UAEではホルムズ海峡を経由せずにフジャイラを基点としての原油・石油製品輸出の道が備わりつつあり、我が国のエネルギー安全保障の観点から、総石油輸入量に見合ったアブダビ首長国からの輸入量を、今後とも維持しておく必要がある。

③ 原子力・再生可能エネルギー関係

アブダビ首長国では、2020年までにアブダビの電力需要の25%を原発で、7%を再生可能エネルギーによって賄う計画である。原発の建設計画は、UAE全体で将来的には14基を検討しており、ドバイ首長国も2030年までに電力需要の20%を原発で賄いたいと考えている。そこには日本製品あるいは日本のノウハウを使った提案が出来る市場がある、ということであり、5月初旬の安倍総理の訪UAE時における二国間原子力協定への署名は、原子力における両国のビジネス展開の基礎を築いたといえる。

また、太陽熱発電をはじめ、再生可能エネルギーの利用はMasdarを中心に進められており、商業的協力だけでなく、学術的な協力も含めたUAEと我が国の協力関係を展開する基盤は存在している。将来的には、このような関係を踏まえて日本製品の販売に繋がる市場としての魅力も大きいと考えておく必要がある。

（了）