

経済産業省資源エネルギー庁委託

中東湾岸産ガス国の天然ガス生産及び
輸出能力の現状と増強見通しに関する調査

2007年3月

財団法人 日本エネルギー経済研究所

中東研究センター

序

本報告書は、平成 18 年度に経済産業省資源エネルギー庁から当研究所に委託された、石油産業体制等調査研究（中東湾岸産ガス国の天然ガス及び輸出能力の現状と増強見通しに関する調査）をとりまとめたものである。

世界の天然ガス需要は、アジア地域を始め先行き高い伸びが見込まれており、供給面では、需要の相当部分につき、全世界の天然ガス埋蔵量の約 4 割を占める中東湾岸諸国に依存することが予想されている。

そのような状況下において、LNG の最大輸入国である我が国として、世界の LNG 需要が増加し中東湾岸産ガス国への依存度が高まることを見込まれるなか、中東湾岸産ガス国の生産や輸送能力等の現状及び将来見通しや、我が国の自主開発権益拡大のために中東湾岸産ガス国の投資環境に係る情報収集を行うことは不可欠である。

そこで本調査においては、(1) 中東湾岸の主要な天然ガス生産国の生産・輸送能力について、各国ごとに現状を調査するとともに、(2) 各産ガス国における外資企業の参入状況や、(3) 生産・輸送能力増強計画の内容や実現可能性等について調査を実施した。

調査にあたっては、国内外の関係者から貴重な意見をいただき、また調査の全体を通じて、資源エネルギー庁にはさまざまなご協力をいただいた。ここに記して謝意を表する次第である。

平成 19 年 3 月

財団法人 日本エネルギー経済研究所
理事長 内藤正久

目次

序.....	1
要約.....	6
第1章 カタール	18
1. 天然ガス埋蔵量と生産量・輸出量.....	20
1.1 埋蔵量の推移.....	20
1.2 ガス田の分布状況.....	21
1.3 生産量の推移と生産能力.....	23
1.4 輸出量の推移と輸出能力.....	25
1.5 ガス開発のこれまでの経緯.....	26
2. 天然ガス政策および生産目標.....	28
2.1 国家政策全体における天然ガスの位置づけ.....	28
2.2 天然ガスの上流・下流部門における権益保有の現状.....	28
2.3 国営会社の実態.....	32
2.4 天然ガスの生産および輸出目標.....	33
3. 天然ガス開発の現状と増強計画.....	34
3.1 ノース・フィールド・ガス田開発.....	34
3.2 その他のガス田.....	36
3.3 NGL 回収.....	36
4. 国内のガス処理プラント、パイプライン.....	38
4.1 ガス処理プラントの現状と増強計画.....	38
4.2 国内パイプラインの状況.....	39
5. 国内ガス需要の現状と見通し.....	42
5.1 国内需要の推移.....	42
5.2 用途別の実態と見通し.....	43
5.3 国内需要向けガス・プロジェクトの現状と見通し.....	47
6. LNG プロジェクトの現状と見通し.....	48
6.1 プロジェクトの経緯.....	49
6.2 LNG 輸出契約の現状と見通し.....	52
6.3 LNG サプライ・チェーンへの出資.....	57
6.4 LNG タンカーの保有.....	63
7. パイプライン輸出計画の現状と見通し.....	70
7.1 ドルフィン・プロジェクト.....	71
7.2 モラトリアム宣言により、凍結されたパイプライン・プロジェクト.....	72
8. GTL プロジェクトの現状と見通し.....	74

8.1 プロジェクトの経緯.....	74
9. 課題と展望.....	78
9.1 生産目標達成の見通し.....	78
9.2 目標達成がカタルにもたらすもの.....	78
9.3 モラトリアムの行方.....	80
9.4 今後の課題.....	80
第2章 イラン.....	86
1. 天然ガス埋蔵量と生産量・輸出量.....	88
1.1 埋蔵量の推移.....	88
1.2 ガス田の分布状況（図表 2.2 参照）.....	89
1.3 生産量の推移と生産能力.....	91
1.4 輸出量の推移と輸出能力.....	94
1.5 ガス開発の経緯・歴史.....	95
2. 天然ガス政策および生産目標.....	96
2.1 国家政策全体における天然ガスの位置づけ.....	96
2.2 天然ガスの上流・下流部門における権益保有の現状.....	96
2.3 国営会社の実態（図表 2.7 を参照）.....	97
2.4 エネルギー政策の意思決定過程.....	100
2.5 外資参入の状況.....	100
2.6 天然ガス生産・輸出目標と計画の概況.....	101
3. 天然ガス開発の現状と増強計画.....	102
3.1 サウスパルス・ガス田開発.....	102
3.2 その他のガス田（図表 2.10 参照）.....	108
4. 国内のガス処理プラント、パイプライン.....	112
4.1 ガス処理プラントの現状と増強計画.....	112
4.2 国内パイプラインの状況.....	115
5. 国内ガス需要の現状と見通し.....	117
5.1 国内需要の推移と現状.....	117
5.2 用途別の実態と見通し.....	119
6. LNG プロジェクトの現状と見通し.....	127
6.1 プロジェクトの経緯、進捗状況と完成見通し.....	127
6.2 長期契約など売買状況、価格など.....	131
7. パイプライン輸出計画の現状と見通し.....	132
7.1 対トルコ.....	133
7.2 対アゼルバイジャン（ナヒチェヴァン）.....	134
7.3 対アルメニア.....	134
7.4 対クウェート.....	135
7.5 イラン・パキスタン・インド・パイプライン（IPI パイプライン）.....	136
7.6 対ヨーロッパ（ナブッコ・パイプライン・プロジェクト）.....	137
7.7 対ウクライナ.....	138

8. GTLプロジェクトについて.....	138
9. 課題と展望.....	139
9.1 重点目標の達成度.....	139
9.2 開発計画の進捗度合.....	140
9.3 浮かび上がる問題と今後の課題.....	140

第3章 アラブ首長国連邦 (UAE) 142

1. 天然ガスの埋蔵量と生産量・輸出量.....	144
1.1 天然ガス埋蔵量と推移.....	144
1.2 ガス田の分布状況.....	145
1.3 ガス生産量と推移、現状の生産能力.....	146
1.4 ガス輸出量と推移、現状の輸出能力.....	148
1.5 ガス開発のこれまでの経緯・歴史.....	149
2. 天然ガス政策および生産目標.....	152
2.1 国家政策全体における天然ガスの位置づけ.....	152
2.2 ガス開発・生産の担い手、権益保有の現況.....	152
2.3 国営会社の実態、政府とその関係、エネルギー政策の意思決定.....	154
2.4 天然ガスの生産および輸出の目標.....	155
3. 天然ガス開発の現状と増強計画.....	156
3.1 アブダビ.....	156
3.2 シャルジャ.....	161
3.3 ドバイ.....	162
4. 国内のガス処理プラント、パイプライン.....	163
4.1 ガス処理プラントの現状と増強計画.....	163
4.2 国内パイプラインの状況.....	165
5. 国内ガス需要の現状と見通し.....	165
5.1 国内需要の推移と見通し.....	165
5.2 用途別の実態と見通し.....	168
6. LNGプロジェクトの現状と見通し.....	172
6.1 LNGプロジェクトの経緯.....	172
6.2 LNG輸出契約の現状と見通し.....	173
6.3 LNGタンカー.....	174
7. ドルフィン・プロジェクトなどガス・パイプライン輸入.....	174
7.1 ドルフィン・プロジェクト.....	175
7.2 シャルジャによるイランからの輸入.....	178
8. 課題と展望.....	179
8.1 国内ガス開発の課題.....	179
8.2 周辺国からのガス輸入の課題.....	180
8.3 今後の見通し.....	180

第4章 オマーン 182

1. 天然ガスの埋蔵量と生産量・輸出量	184
1.1 天然ガス埋蔵量と推移.....	184
1.2 ガス田の分布状況.....	185
1.3 ガス生産量と推移、現状の生産能力.....	187
1.4 ガス輸出量と推移、現状の輸出能力.....	189
1.5 ガス開発のこれまでの経緯・歴史.....	190
2. 天然ガス政策および生産目標	192
2.1 国家政策全体における天然ガスの位置づけ.....	192
2.2 ガス開発・生産の担い手、権益保有の現況.....	193
2.3 国営会社の実態、政府とその関係、エネルギー政策の意思決定.....	195
2.4 天然ガスの生産および輸出の目標.....	195
3. 天然ガス開発の現状と増強計画	196
3.1 PDO のガス開発計画.....	196
3.2 PDO 以外との生産分与契約.....	196
4. 国内のガス処理プラント、パイプライン	197
4.1 ガス処理プラントの現状と増強計画.....	197
4.2 国内パイプラインの状況.....	199
5. 国内ガス需要の現状と見通し	200
5.1 国内需要の推移と見通し.....	200
5.2 用途別の実態と見通し.....	201
6. LNG プロジェクトの現状と見通し.....	205
6.1 LNG プロジェクトの経緯.....	205
6.2 LNG 輸出契約の現状と見通し.....	207
6.3 LNG タンカー.....	210
7. 課題と展望.....	210

要約

1. カタール

カタールは、天然ガスの活用により、石油依存経済から脱却することを目指しているが、特に世界最大の単一構造ガス田である沖合ノース・フィールド・ガス田開発へ、積極的に外資を誘致することで、天然ガス生産能力を飛躍的に拡大させている。

カタールの確認埋蔵量は、910.5 兆立方フィート (Tcf) で、ロシア、イランに次ぐ世界第3位に位置し、全世界に占める割合は 14.9% であるが、このうち 99% がノース・フィールドに埋蔵されている。

カタールのガス生産目標は明確であり、2005 年末の 52 億 cf/d を 2012 年までに 240 億 cf/d へ増加させ、以後 100 年間その生産量を維持するものであるが、現在進行中の能力増強プロジェクトおよびノース・フィールド・ガス田の埋蔵量より、目標達成は確実視されている。

天然ガス・プロジェクトは、国内需要向けその他、LNG、パイプライン、Gas-to-Liquid (GTL) による輸出向けに大別される。

輸出向けプロジェクトについては、個別の生産目標が明確に示されており、それぞれ、LNG : 7,700 万 t/y (2010 年)、パイプライン : 20 億 cf/d (2007 年)、GTL : 40 万 b/d (2011 年) となっているが、このうち GTL は、建設コストの高騰で、プロジェクト 1 件が取止めとなったが、同じ理由で更に 1 件が取止めとなる可能性もあり、目標は 17 万 b/d へ下方修正される可能性がある。

一方、カタールはこれら取止めとなる GTL プロジェクト用に割当てていたガスを、国内需要向けプロジェクトに振り向ける計画であり、2012 年までの総生産目標 240 億 cf/d に変更はないと見られる。

ノース・フィールド・ガス田の開発プロジェクトの現状は、以下の通りである。

1. 2006 年末現在、操業中のプロジェクト

① 国内需要

- ・ 第 1 期開発 : 1991 年操業開始、能力 9 億 cf/d
- ・ アル・カリージ第 1 フェーズ : 2006 年、8 億 cf/d (GTL フィード・ガス 3 億 cf/d を含む)

② LNG 輸出

- ・ Qatargas I (第1-第3トレイン) : 1997年・1999年、計1,020万 t/y (2001年-2006年の間の能力増強を含む)
- ・ RasGas I (第1・第2トレイン) : 1999年・2000年、計660万 t/y
- ・ RasGas II (第3・第4トレイン) : 2004年・2005年、計940万 t/y

2. 2007年以降、操業開始するプロジェクト

① 国内需要

- ・ アル・カリージ第2フェーズ : 2009年操業開始予定、能力8億 cf/d
- ・ バルザン・プロジェクト : 2012年、15億 cf/d

② LNG輸出

- ・ Qatargas II (第4・第5トレイン) : 2007年・2008年、計1,560万 t/y
- ・ Qatargas III (第6トレイン) : 2009年、780万 t/y
- ・ Qatargas IV (第7トレイン) : 2010年、780万 t/y
- ・ RasGas II (第5トレイン) : 2007年、470万 t/y
- ・ RasGas III (第6・第7トレイン) : 2008年・2009年、計1,560万 t/y

③ パイプライン輸出

- ・ ドルフィン・プロジェクト : 2007年、20億 cf/d

④ GTL輸出

- ・ Oryx GTL (第1フェーズ) : 2007年、3.4万 b/d
- ・ Pearl GTL (第1・第2フェーズ) : 2010年・2011年、計14万 b/d

カタールがこれらのプロジェクトを完成させ、天然ガス生産量240億 cf/dを達成すると、副生されるコンデンセート、LPGの生産量も増加することになり、それぞれ現在の39万 b/dから100万 b/dへ、280万 t/yから1,600万 t/yへ急増すると見られる。

これに別途進行中の原油生産能力の増強(現在の80万 b/dから110万 b/d)を加えると、カタールの一次エネルギーの総生産量は、原油換算で2005年末の計250万 boe/dから計680万 boe/dへ増加することになり、OPEC12カ国中でもサウジアラビアに次ぐ水準となる可能性もある。

一方、カタールは2005年4月、ノース・フィールド・ガス田の埋蔵量を再評価するため、新規開発プロジェクトを凍結する「モラトリアム」を宣言し、上記以外の全てのプロジェクトを凍結した。

「モラトリアム」の背景には、開発がかつて計画されていた以上に急速である上、規模も拡大したことがあり、埋蔵への影響・損傷が危惧されたためと見られる。また、期間については、当初3年間とされていたが、その後、4-5年間に延長されたとの情報もある上、「モラトリアム」解除後は国内供給が優先されるため、当分、新規輸出プロジェクトはないと見られる。

以上のように、カタールのガス開発プロジェクトは概ね順調に進んでいるが、今後の課題として、総額950億ドルにも達する莫大な投資の回収、供給過剰のマーケットにおける安定したLNGの輸出数量・価格の維持、欧米向けに偏ったLNG輸出計画の修正・アジア向け増販、パイプライン通過に係わるサウジとの関係改善、日本向けLNG輸出拡大のための具体的施策などが挙げられる

2. イラン

イランの2006年末時点の天然ガス埋蔵量は974兆立方フィート（約27.6兆m³）であり、埋蔵量の6割以上を構造的ガスが占めている。イランの埋蔵量はロシアに次ぎ世界第2位につけており、世界全体に占める割合は約16%に上る。

イランの天然ガス開発は1960年代に開始され、1979年の革命と1980年の対イラク戦争の勃発を経て生産量は一時落ち込んだものの、その後徐々に回復し、2002年にはサウスパルス・ガス田の生産も開始され、2005年には1577億m³/yにまで達した。そのうち商業化量は60%にあたる946億m³/y、油田への圧入は282億m³/y（18%）、フレア146億m³/y（9%）、その他ロス203億m³/y（13%）であった。イランでは商業化量の割合が低いことが常々指摘されており、2000年の49%に比べれば改善されてはいるものの、低い数値にとどまっている。

イランで天然ガス開発を担っているのは、イラン国営石油会社（NIOC）とその複数の子会社およびイラン国営ガス会社（NIGC）である。近年の最大規模の発見は、1991年のサウスパルス・ガス田の発見である。

イランのエネルギー政策における天然ガスの位置づけ・目標は、(1) 石油消費の代替、(2) 油田圧入、(3) 世界の天然ガス市場における重要な位置の確保、(4) 石油化学の原料、の4点に集約される。最初の2点は「外貨獲得資源としての石油の節約」というイランのエネルギー政策の根幹にかかわるものであり、天然ガスは石油を代替することでより多く原油輸出を可能とすること、およびガス圧入により原油生産能力の維持・増強を目指すことにプライオリティが置かれている。イランの天然ガス生産目標は、現在の1577億m³/yから2010年には約5割増の2300億m³/y、2020年には4000億m³/yと設定している。

天然ガス開発の上流部門では、バイバック方式による外資の参入を目指している。下流部門では、LNGプロジェクトはNIOC子会社のイラン国営ガス輸出会社（NIGEC）が、ガス処理施設プロジェクトはNIGCが、石化部門は石油省傘下イラン国営石油化学会社（NPC）が管轄している。ガス輸出はNIGECが管轄しているが、2005年の生産量に対する輸出量の割合は5%に過ぎず、現在多数のパイプライン輸出計画をめぐる協議が進行中である。

ガス田別には、サウスパルス・ガス田の開発に最大の重点が置かれている。サウスパルス・ガス田は全30フェーズのうちすでに第1～第5フェーズが生産を開始している。2007

年中旬の生産開始が見込まれている第6～第8フェーズは油田圧入用であり、第11～第14フェーズは輸出向け、それ以外のフェーズは国内消費用との位置づけである。輸出用各フェーズのうち第11～第13フェーズはLNGプロジェクトとリンクしており、第14フェーズはLNGに加えGTLプロジェクトを予定している。

進捗中のLNGプロジェクトは現在Pars LNG、NIOC LNG、Persian LNGの3件があり、生産能力はPars、NIOC LNGが各年間1000万トン、Persian LNGが1600万トンで、合計3600万トンに上る。

サウスパルス・ガス田は現在第19～第24フェーズが応札待ちの段階にあるが、イランが提示するバイバック方式による開発条件の魅力が外資にとっては薄いこと、及び核問題をめぐりイランに課されている各種制裁が、開発のファイナンス・技術面に影響を与えていることなどにより、契約締結は遅れている。

イラン国内のガス需要の動向を見ると、石油代替は着々と進められており、2000年から2004年のガス消費の伸び率は平均約8%と、石油消費の倍以上の伸びを示している。中でも発電用需要が増大しており、2004年の発電の燃料内訳に天然ガスが占める割合は76%に上った。最終消費の中では、特に家庭用消費の伸びが著しい。

石化産業に振り向けられる天然ガスの総量は、家庭用消費優先の方針のもと近年減少しているが、NPCは1997年に始まる意欲的な長期設備計画を策定しており、生産能力を当初の1500万t/yから2013年には3300万t/yに倍増させることを目指している。

イランの天然ガス政策の全体像を見渡すと、政策の整合性の欠如が散見される。天然ガス政策の各重点目標相互間のプライオリティが定まっていなかったことがその一因であろうと思われる。例えば天然ガス輸出と再圧入のどちらを優先すべきかという問題、石油代替の推進による家庭消費の増大と石化産業振興とのバランス、さらには天然ガス開発における外資の位置づけなどの問題をめぐり、イラン国内には意見対立が存在しており、方向性が定まっていない。

さらにイランに対して現在米国および国連安保理から科されている制裁により、複数の輸出プロジェクトもイランを孤立化させようとする圧力にさらされており、開発面あるいはファイナンス・技術面にとどまらない悪影響が生じている。イラン政府の策定する天然ガス開発をめぐる意欲的な諸政策は、時に紆余曲折を経ながら徐々に実現に移されてきているが、国内の意見対立、及び対イラン制裁という制約は、今後とも引き続き、イランの天然ガス開発計画にとっての障害とならざるを得ないであろう。

3. アラブ首長国連邦 (UAE)

UAE の 2006 年末時点の天然ガス確認埋蔵量は 214.4 兆 cf だった。これは、ロシア、イラン、カタール、サウジアラビアに次ぐ世界第 5 位の埋蔵量であるが、世界全体の埋蔵量に占める割合は 3.5% であり、原油（世界全体の 7.4%）ほどの地位は占めていない。

UAE では、1970 年代の前半までは原油生産に伴い産出された随伴ガスについて、国内需要向け以外の大部分をフレアしていた。しかし、1976 年にアブダビでガス国有化法が制定され、天然ガスが国の所有物と規定されたことでガスを容易にフレアすることができなくなり、総生産量に占めるフレアリングの割合は次第に減少していった。

天然ガスを有効利用するために沖合の天然ガスを LNG、LPG、コンデンセートに加工して輸出する ADGAS を 1977 年に設立し、1978 年には、陸上の天然ガスを分離し LPG などに加工する GASCO を設立したことで、随伴ガスを中心とした天然ガスの利用が進み、1980 年代以降次第に天然ガスの生産量は増加していった。

1990 年代に入って、GASCO は 3 つ (OGD-1、OGD-2、AGD-1) の陸上ガス開発プロジェクトを実施し、天然ガス生産量は一段と増加した。現在は OGD-3 および AGD-2 が実施されており、両プロジェクトは 2008 年に完成する予定となっている。また、2009 年完成予定の OAG プロジェクトも実施しており、これらのプロジェクトが完成することでさらに生産量は増加する。

UAE の 2005 年の天然ガス総生産量は 684.9 億 m³ (66.6 億 cf/d) で、そのうち商業生産量は総生産量の 68% にあたる 466.0 億 m³ だった。以下、油田への圧入が 159.0 億 m³ (23.2%)、その他ロスが 50.6 億 m³ (7.4%) で、1980 年に 54% を占めていたフレアリングは 9.3 億 m³ と僅かに 1.3% まで減少した。

UAE の天然ガス輸出は、1977 年に ADGAS が LNG を輸出したことで開始した。その後、1994 年に東京電力との長期売買契約が LNG430 万 t/y、LPG70 万 t/y の 25 年契約に更新されたため、ADGAS の生産能力は LNG540 万 t/y、LPG170 万 t/y、コンデンセート 53.5 万 t/y に増強され、現在に至っている。

ただし、UAE の天然ガス輸出量は 1994 年に倍増されて以降は増加していない。一方で、天然ガス商業生産量は年々増加していることから、UAE の天然ガス開発の中心は国内需要向けであるといえる。

UAE では国内のガス需要の伸びが急激である一方で、発電所などの国内需要向けに使用されるメタンを主成分とする非随伴ガスの埋蔵量が、プロパンやブタン等を多く含む随伴ガスの埋蔵量と比較して少ないことから、アブダビの国内ガス・プロジェクトだけでは需要を賄うことが困難になると見込まれている。そのため、UAE は周辺国からのガス輸入プロジェクトを並行して進めている。

その最大のものがカタールのノース・フィールド・ガス田からのガスを輸入する「ドルフィン・プロジェクト」である。同プロジェクトからは2007年中の輸入開始が見込まれているが、カタールはノース・フィールド・ガス田の新規開発を2010年前後まで凍結すると宣言しており、現状の20億cf/dからの上積みは当面見込めない状況となっている。

その他、シャルジャの民間ガス会社 Dana Gas がイランから天然ガスを輸入するプロジェクトが2007年中の輸入開始を目標としているが、価格交渉が難航している。

このような状況から、アブダビはこれまで開発してきたガスよりも硫黄分が多い「高硫黄ガス」の開発に着手することを2006年に決定した。開発コストが高いことや副産物として大量に生産される硫黄のマーケットが限定されていることなど課題は多いものの、アブダビは2011年以降に国内向けに供給することを目指している。

電力向けを中心としたガス需要の伸びはアブダビのみならず、ドバイ、シャルジャなど UAE 全体の問題となっている。特にドバイでは状況が深刻で、好調な経済のブレーキとなる可能性がある。このことから、UAE の天然ガス確保は、国内ガス開発や周辺国からの輸入に不安がある中で、大きな課題となっている。

4. オマーン

オマーンの2006年末の天然ガス確認埋蔵量は30兆cfだった。これは、イラン、カタール、UAEなどと比較すると遥かに少なく、世界全体の埋蔵量に占める割合も0.5%に過ぎない。同様に原油確認埋蔵量も55億バレルと少ない。これは、中東OPEC加盟国の中で最小のカタールの約3分の1であり、また原油生産量の減退が著しいドバイを少し上回る程度である。

近年衰退傾向にある原油と比較すると、天然ガスの確認埋蔵量は1990年代以降着実に増加している。1980年代後半に本格的に開始したガス田開発により、1991年に有望な構造性ガス田が相次いで発見されると、その後も1990年代を中心に構造性ガス田の発見が続いている。オマーン中央部には多くの構造性ガス田が存在しており、確認埋蔵量に占める非随伴ガスの割合は約9割となっている。

オマーンの2004年の天然ガス総生産量は275億m³で、そのうち商業生産量は総生産量の59.9%にあたる172億m³だった。以下、油田への圧入が68億m³ (24.7%)、その他ロスが27億m³ (9.8%)、フレアリングが8億m³ (2.9%)だった。尚、総生産量のうち非随伴ガスは約7割となっている。

オマーンでガスの国内利用が始まったのは、イバル油・ガス田近郊にGovernment Gas Plant (GGP) が完成した1978年である。同油・ガス田からの随伴ガスおよび非随伴ガスが処理され、マスカット近郊のAl Ghubra 発電・造水施設向けにガスが供給された。

ガスの本格利用が進んだ1980年代以降、1990年代前半に掛けては天然ガスの商業生産量は、なだらかに増加していった。さらに、1991年に、構造性ガス田が相次いで発見されると、商業生産量の増加ペースは加速していった。

この新規構造性ガス田からの非随伴ガスの生産量が十分であったことから、オマーン政府はLNGプロジェクトに踏み切った。1994年にOman LNG社が設立され、2000年に2トレインによるLNG輸出が始まった。さらに、2005年12月にQalhat LNG社による第3トレインが完成し、合計能力は約1,000万t/yとなっている。

また、オマーンはパイプラインによるガス輸出を、2004年1月からUAE向けに開始している。ただし、カタール産のガスをUAEを経由してオマーンに輸入する「ドルフィン・プロジェクト」の操業開始後は、逆にUAEからオマーンへガスを輸入することとなっている。

オマーンの天然ガス開発は、2005年末のLNG第3トレインの完成によってひとまず一つの区切りに到達したといえる。今後は、経済多角化を目指してガス関連産業の立ち上げを進めることとなり、天然ガスはオマーン経済の一つの柱となることが期待されている。

しかし、もう一方の経済の柱である原油の生産量は、EOR（増進回収法）を導入するなどその維持・回復に努めているにもかかわらず、ここ数年減少が続いている。オマーン政府は、原油生産量の維持・回復を「第7次5ヵ年計画（2006-2010）」で重要課題として取り上げており、油田圧入用としての天然ガス消費量はますます増大することが見込まれる。従って、オマーン政府としては、限られた天然ガスをどのようにLNG、発電・造水、産業、油田圧入などに分配するかを検討し、適確な戦略を提示することが求められている。

第1章 カタール

第1章 カタール

1 天然ガス埋蔵量と生産量・輸出量

1.1 埋蔵量の推移

カタールの2006年末の天然ガス埋蔵量は、910.5兆立方フィート（Tcf、25.8兆立方メートル）で、ロシア、イランに次ぐ世界第3位に位置している（OGJ 2006年末号）。

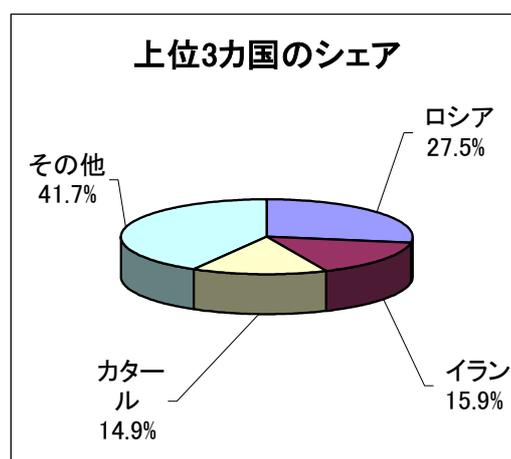
また、カタールの埋蔵量が世界に占める割合は14.9%であるが、上位3カ国のみで世界の埋蔵量の6割近くも占めており（図表1.1参照）、4位以下の国々の埋蔵量を大きく引き離している。

図表1.2は、カタールの埋蔵量の推移であるが、2002年末の509 Tcfに対し、翌2003年末には、前年比79%増となる910 Tcfとなった。これは、2002年中に、世界最大の単一構造性ガス田である沖合ノース・フィールド（North Field）ガス田の詳細な探査活動を行った結果、二度にわたる埋蔵量の上方修正を行ったためであり、以後4年間この水準を維持している。

図表 1.1 国別の天然ガス埋蔵量（2006 年末）

（単位： Tcf）

	国名	埋蔵量	シェア
1位	ロシア	1,680	27.5%
2位	イラン	971	15.9%
3位	カタール	911	14.9%
4位	サウジアラビア	242	4.0%
5位	UAE	214	3.5%
6位	米国	193	3.1%
7位	ナイジェリア	185	3.0%
8位	アルジェリア	161	2.6%
9位	ベネズエラ	151	2.5%
10位	イラク	112	1.8%
11位	インドネシア	98	1.6%
12位	ノルウェー	84	1.4%
13位	マレーシア	75	1.2%
14位	トルクメニスタン	71	1.2%
15位	ウズベキスタン	66	1.1%
	世界計	6,112	



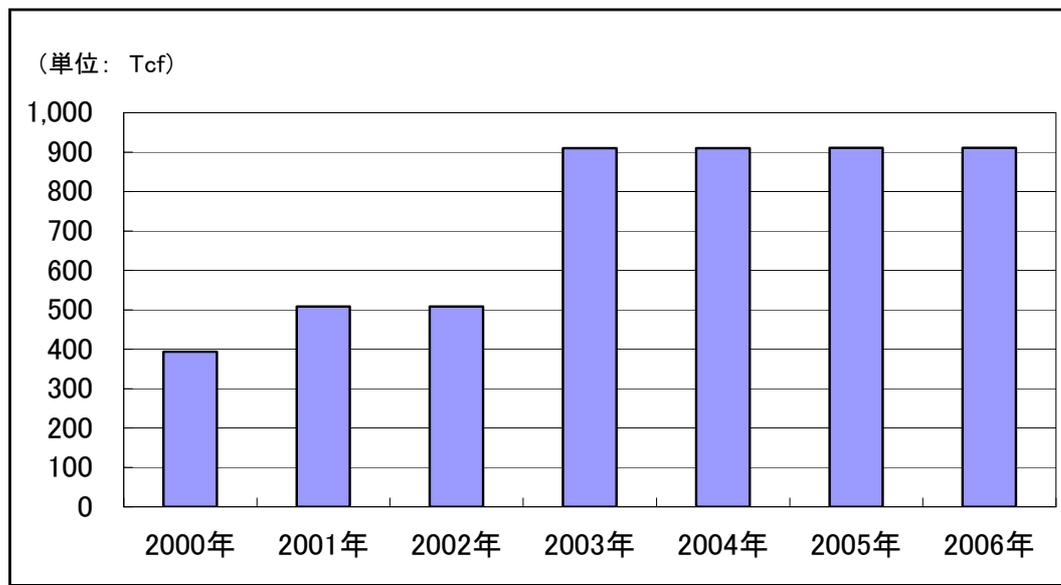
出所： Oil & Gas Journal 2006年末号

図表 1.2 カタールの天然ガス埋蔵量（年末）の推移

(単位: Tcf)

	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年	2006年
埋蔵量	393.83	508.54	508.54	910.00	910.00	910.52	910.52

出所: Oil & Gas Journal各年末号



1.2 ガス田の分布状況

ノース・フィールド・ガス田は、カタール半島の北東沖合 80km に位置し、北端を接するイランのサウス・パルス・ガス田とは海底でつながっている。面積は 6,000km² (茨城県なみ) もある一方、水深は 40m と浅瀬であるため、当初より開発は容易と見られていた。埋蔵量も 900.5 Tcf (25.5 兆 m³) と巨大で、実にカタール全体の埋蔵量の 99% を占める (図表 1.3 参照)。

なお、カタールとイランは 1969 年に大陸棚協定を締結しており、翌 70 年に批准している。これにより、両国間の海上境界線が画定されたが、境界線上にまたがる単一構造の地下資源開発についても、相手方政府の了解なしに境界線から 125m 以内での掘削を禁じること、両国政府の協議を通して開発方法を合意すること等も定められた。

これについて、国営カタール・ガス石油会社 (QP、Qatar Petroleum) の販売部門のハマディ・アシスタントダイレクターは、「イランとは定期的に技術者会議を開催し、意見交換を行っているので、両国間に争いはない」(当研究所ヒアリング 2006/12/19) と断言している (注)。

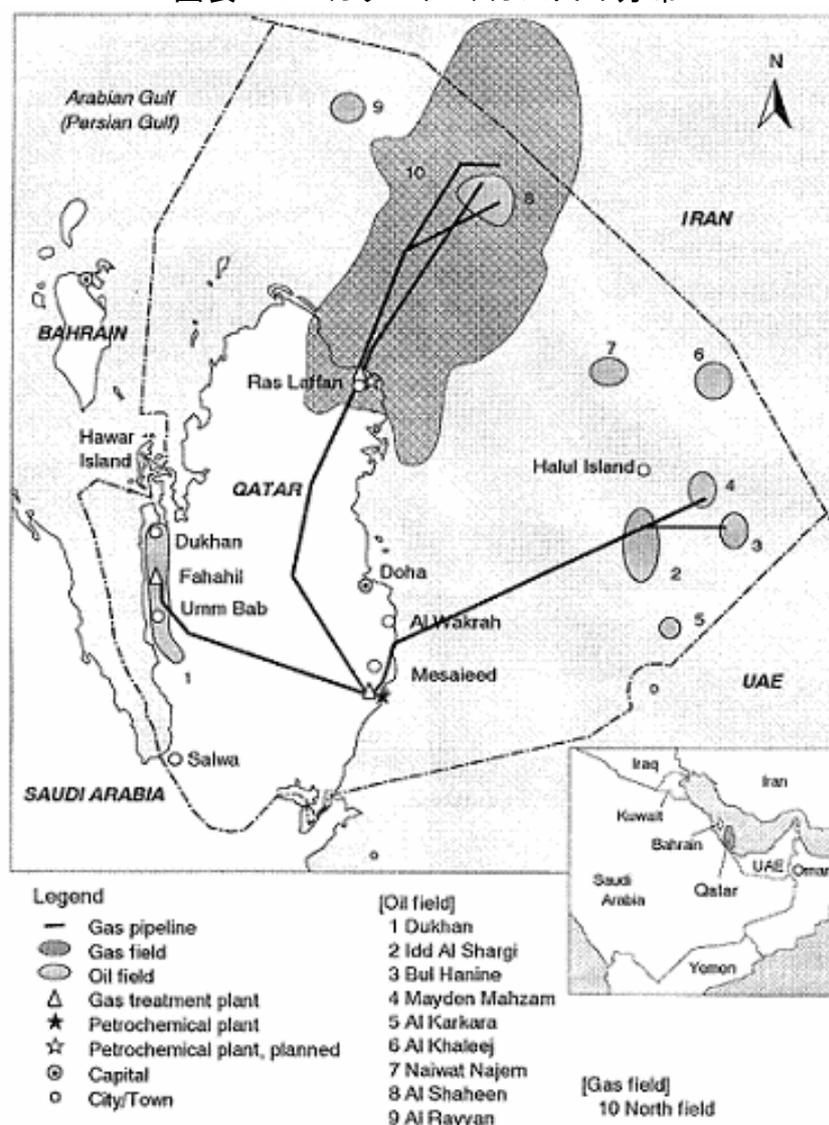
ノース・フィールド・ガス田の他にも、カタールにはもう 1 つの非随伴ガス田として、半島西部陸上に南北に横たわるドハーン (Dukhan) 油田の下層に位置するクフ (Khuff) 層

があるが、埋蔵量は140億 m³にとどまる。

また、随伴ガスの埋蔵量は計2,690億 m³であるが、そのうち1,420億 m³がドハーン油田、1,270億 m³が東部沖合イッド・アルシャルギー (Idd al-Shargi)、マイダン・マハザム (Maydan Makhzam)、ブル・ハニネ (Bul Hanine) の3油田に分布している (図表1.4参照)。

(注) クウェートが2006年1月、サウジアラビアとの中立地帯沖合に位置するドラ・ガス田の開発を発表した際、イラン石油省は、「同ガス田は海上境界線をまたいでおり、クウェート・サウジ側が一方的に開発を行えるはずはない。もし、そのような行動に出た際は、イラン側も開発に着手する」(DJ 2006/06/24) と牽制しており、同ガス田の開発が未だに進んでいない現状と比べても、ノース・フィールド・ガス田開発におけるイランとの問題は、格段に小さいと考えられる。

図表 1.3 カタールのガス田の分布



図表 1.4 カタールの天然ガス田と埋蔵量

(単位: 兆m3)

ガス田名	発見年	ガス層	種別	生産開始年	埋蔵量
陸上ガス田					
Dukhan	1940年	Arab C・D、Uwainat	随伴	1963年	0.142
	1960年	Khuff	非随伴	1978年	0.014
沖合ガス田					
Idd al-Shargi	1960年	Arab C・D、Uwainat	随伴	1979年	0.127
Maydan Mahzam	1963年	Arab D、Uwainat			
Bul Hanine	1970年	Arab C			
North Field	1971年	Khuff	非随伴	1991年	25.500
合計					25.783

出所: Arab Oil & Gas Directory 2006、

中東協力センター「GCCにおける石油・ガス開発の現状:カタール」(ピエール・シャマス著)

1.3 生産量の推移と生産能力

カタールの天然ガス生産量は、当初、随伴ガス生産に限られていたため、生産が開始された1960年代の4億-5億cf/dから一進一退を繰り返しながらの緩やかな上昇であったが、1980年代には6億cf/dとなった。

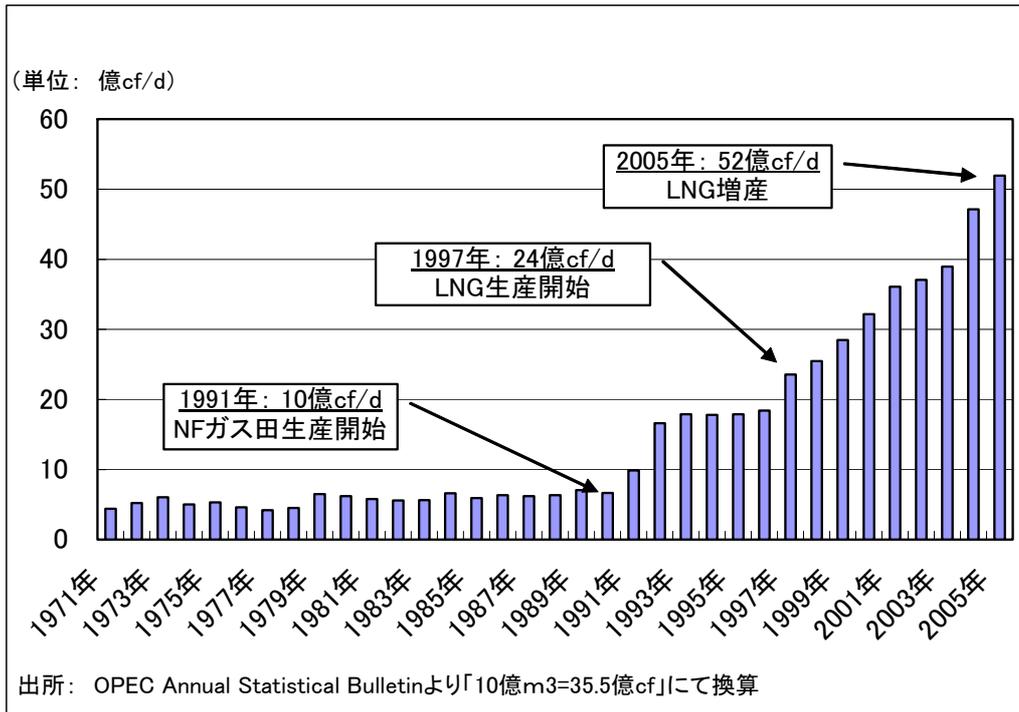
しかし、1991年8月に、ノース・フィールド・ガス田で生産が開始されると、急激な拡大局面に入り、生産量は前年の7億cf/dから、10億cf/dへ48%も増加した。また、LNG輸出を開始した1997年の生産量が24億cf/dであったのに対し、2005年には52億cf/dへと更に倍以上へ増加しているが、この間の生産増は、ほとんどLNGの生産増によるものである(図表1.5参照)。

図表1.6は、カタールの天然ガス生産の内訳であるが、2005年の全体534億m3のうち、商業化量(435億m3、全体の81%)、フレア(3億m3、同0.6%)、油ガス田注入(39億m3、7%)、その他ロス(57億m3、11%)となっている。

一方、天然ガスの生産能力については、公表された統計数値はないものの、2005年の生産量52億cf/dに、2006年中に生産を開始した国内需要およびGTLフィード・ガス供給用のプロジェクトの能力8億cf/dを加えた計60億cf/d程度を保有していると推定される。

図表1.7は、ノース・フィールド・ガス田の開発のうち、2006年末までに生産を開始したプロジェクトの能力をまとめ、これに油田随伴ガスの生産能力(推定)を加えたものであるが、QP販売部門のアクティブ・ダイレクターであるアル・ハマディ氏へのヒアリングで、「おおよそ間違いない」(2006/12/19)とのコメントを得ており、一応の目安になると考えられる。

図表 1.5 カタールの天然ガス生産量の推移

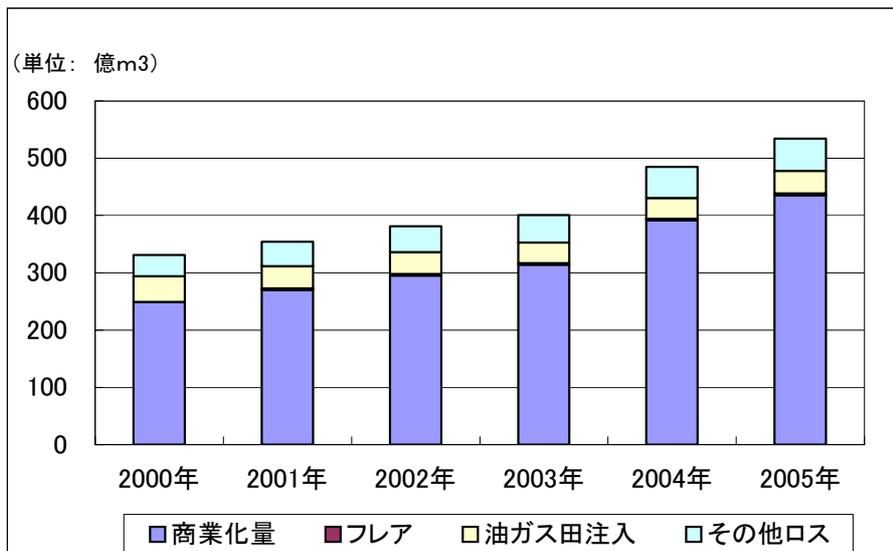


図表 1.6 カタールの天然ガス生産の内訳

(単位: 億m3)

	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年
商業化量	249	270	295	314	392	435
フレア		3	3	3	3	3
油ガス田注入	45	39	38	36	36	39
その他ロス	37	43	45	48	54	57
総生産量	331	354	381	401	485	534

出所: OPEC Annual Statistical Bulletin 2004、2005



図表 1.7 カタールの天然ガス生産能力（2006 年末）

(単位: 億cf/d)

操業開始	上流開発プロジェクト		生産能力
油田地帯のガス開発			
1963年	Dukhan油田随伴ガス	国内需要、油・ガス田再圧入	5
1978-1979年	沖合油田随伴ガス		
ノース・フィールド・ガス田開発			
1991年	第1期開発	国内需要	9 (注1)
1997-2006年	Qatargas I	LNG (1,020万t/y)	38 (注2)
1999年	RasGas I	LNG (660万t/y)	
2004-2005年	RasGas II	LNG (940万t/y)	
2006年	AKG-1	国内需要、GTL	8 (注3)
総合計			60

出所: (注1) 中東協力センター「GCCにおける石油・ガス開発の現状: カタール」(ピエール・シャマス著)

(注2) Simmons Oil Monthly(2006/04/24)、RasGas HP、AOG(2005/12/01)

(注3) 2006年11月操業開始、MEES(2006/07/17)、AOG(2006/11/16)

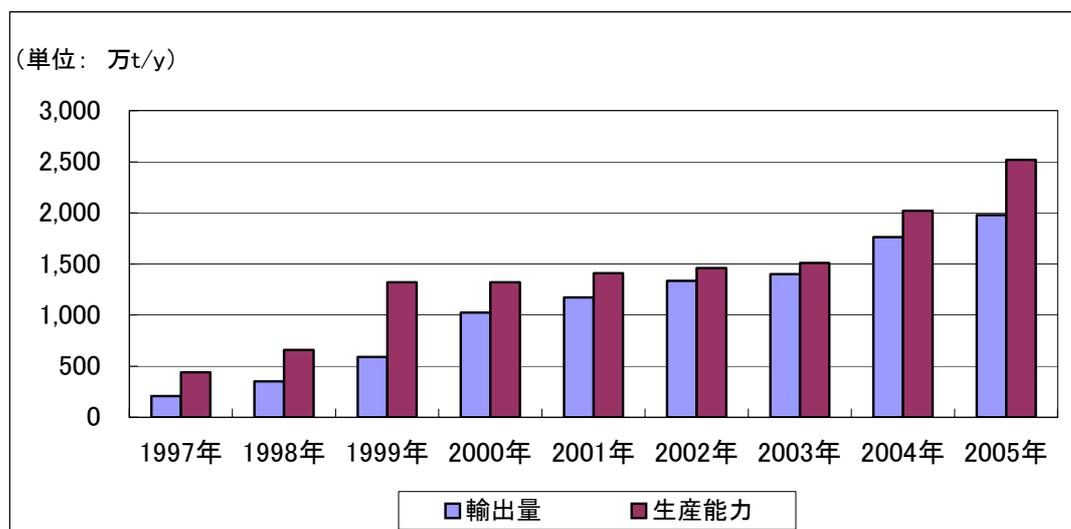
1.4 輸出量の推移と輸出能力

カタールは、パイプラインによる天然ガス輸出の他、ガスを液化して輸出する LNG および Gas-to-Liquid (GTL) のプロジェクトを進めており、そのためのインフラを整備してきているが、2006 年末時点で輸出が実現しているのは、LNG のみである。

LNG は 1997 年 1 月に第 1 船が中部電力向けに輸出されたのを皮切りとし、年々輸出量を増やし、2000 年には 1,025 万 t、2005 年には 1,978 万 t の輸出量を記録した。また、生産能力についても、1997 年末の 440 万 t/y から 2005 年末の 2,520 万 t/y へ、8 年間で約 6 倍へ増強された (図表 1.8 参照)。

なお、Bloomberg (2006/12/27) によると、2006 年のカタールの LNG 輸出量は約 2,600 万 t/y となるのに対し、インドネシアは約 2,260 万 t/y にとどまる見込みであり、マレーシアもインドネシア並みと推計されるため、ついに世界シェアでトップの座についたと報じている。カタールは、30 年間続いたインドネシアの首位の地位を、10 年間で覆したことになる。

図表 1.8 カタールの LNG 輸出量と生産能力の推移 (1997年～2005年)



(単位: 万t/y)

	輸出量	生産能力
1997年	209	440
1998年	351	660
1999年	591	1,320
2000年	1,025	1,320
2001年	1,172	1,410
2002年	1,335	1,460
2003年	1,401	1,510
2004年	1,762	2,020
2005年	1,978	2,520

(注) 生産能力は、各年末

(出所) 輸出量: CEDIGASより「10億m³(気体NG) = 73万トン(LNG)」にて換算

生産能力: Qatar National Bank、Economic Review 2006

1.5 ガス開発のこれまでの経緯

カタールでは1963年に、始めてドハーン油田で随伴ガスの生産が開始された。

その後、同油田深層部の非随伴ガスおよび沖合油田の随伴ガスもそれぞれ、1978年、1979年に生産が開始されたが、1980年代まで、合計10億cf/d以下の小規模生産を国内向けにのみ行っていた。

この時点で、既にノース・フィールド・ガス田は発見されていた(1971年)が、カタールは人口10万人そこそこの小国でもあり、その開発は先送りとされた。

しかし、1980年代には、人口も30万人から40万人へと増加し、それに伴う国内需要が拡大する一方、既存の随伴ガス生産が頭打ちとなったため、政府はノース・フィールド・

ガス田開発に着手した。

QPの前身となるカタール石油公社（Qatar General Petroleum Corporation、QGPC）は、1982年、米Fluorと開発計画立案に関する契約を締結し、これに基づきFluorは、ガス開発を3つのフェーズに分け、第1フェーズで国内需要向け、第2フェーズでパイプラインによる輸出用、第3フェーズでLNG輸出用として、各フェーズ8億cf/d、合計24億cf/dの生産を行う計画を立案した。

政府は1984年、この計画を承認し、1987年に第1フェーズを着工、投資額13億ドルで、天然ガス9億cf/dの上流開発（アルファ・プラットフォーム等）および処理プラントを建設し、1991年にはメタン、エタン、プロパンの生産を開始した。

なお、「第1期開発」に位置づけられる第1フェーズは、「ノース・フィールド・アルファ（North Field Alpha）」プロジェクトとも呼ばれている。

その後、第2フェーズおよび第3フェーズの開発はまとめて行われることが決定され、QGPCは、これを「第2期開発」と位置づけ、パイプラインおよびLNGによるガス輸出計画に着手した。

しかし、実際にはLNG開発が先行して行われることとなり、カタール最初のLNGプラントQatargas（Qatar Liquefied Gas Company）は、上流開発とともに1991年に着工され、1997年には初のLNG輸出を実現した。更にその後、LNGプラントRasGas（Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company）も上流開発とともに着工され、1999年にLNG輸出を開始した。その後も、LNGプラントの能力は増強され、これに伴う上流開発により、2006年末のLNG用フィールド・ガスの生産能力は、38億cf/dに達したと見られる。

一方、QGPCは、LNG開発以外でも、国内需要増に対応しながら、GTLプラント用フィールド・ガスを生産し、更なるパイプラインによるガス輸出を可能にする高度ガス利用（Enhanced Gas Utilization、EGU）プロジェクトを立ち上げ、2000年5月にはExxonMobilと生産分与契約（Production Sharing Agreement、PSA）を締結した。

2003年3月に開発がスタートした「アル・カリージ・ガス（Al Khaleej Gas、AKG）プロジェクト」は、EGUの一環であり、第1フェーズ（AKG-1、能力8億cf/d）は、2006年11月に竣工式を行い、IWPP（Independent Water and Power Project、独立型発電淡水化プラント）への燃料供給の他、カタール最初のGTLプラントであるOryx GTL（能力3.4万b/d）へのフィールド・ガス供給を開始したものの、パイプラインによる天然ガス輸出は、近隣諸国へのパイプライン敷設が進捗していないため、今日まで実現していない。

しかし、EGUとは別に進められていたパイプライン・プロジェクトで、UAEへの海底パイプライン370kmを敷設し、天然ガスを供給する「ドルフィン・プロジェクト」だけが、上流開発とともに2004年に着工され、2007年より25年間にわたり、20億cf/dの輸出を開始する予定となっている。

2 天然ガス政策および生産目標

2.1 国家政策全体における天然ガスの位置づけ

カタールは、1938年に原油生産を開始した古くからの産油国であるが、2006年末の確認埋蔵量152億バーレルが世界全体（1兆2,925億バーレル、OGJ 2006年末号）に占める割合は1.2%に過ぎず、同年生産量81万b/dが世界（8,524万b/d、IEA）に占める割合も1%にも満たない。

このため、カタールは、天然ガス活用を促進することで、石油依存経済から脱却することを目指しており、具体的には以下の政策を採用している。いずれも同国における天然ガスの位置づけの高さを示すものである。

- ・ 国内エネルギー需要の充足、工業化促進、経済の多様化のため、天然ガスを活用する。
- ・ 天然ガスを効率的に採取するため、ノール・フィールド・ガス田の開発に重点を置く。
- ・ 天然ガス輸出価格を可能な限り高く維持するため、原油価格保持は必要不可欠であり、これを実現するため、OPECを支持する。
- ・ 国家並びにハマド首長の自由主義政策の維持のため、世界の有力エネルギー企業を、国内産業並びにノース・フィールド・ガス田開発に誘致する。

このうち、天然資源開発に積極的に外資を導入する政策は、資源ナショナリズムが台頭する他の中東湾岸産油国と比べて対照的であるが、これはカタールが、イラン、イラク、サウジ等の大国に囲まれた小国である上、ハマド首長がハリーファ前首長からクーデターにより権力を奪取したことで、一時、前首長を指示する他のアラブ諸国との関係が悪化し、孤立した経緯があるためともされている。即ち、欧米メジャー等の世界の主要エネルギー企業を積極的に誘致することで、対外関係強化の一助とし、自国の安全保障に結びつけようとする意図があると見られている。

2.2 天然ガスの上流・下流部門における権益保有の現状

図表1.9、図表1.10及び図表1.11は、カタールの主な天然ガスの上流・下流部門プロジェクトにおける権益構成をまとめたものであるが、リスクの高い上流部門が外資の手へ委ねられる動きがあるのに対し、下流部門では反対にカタール資本が依然として支配権を強めている実態が見て取れる。

2.2.1 上流部門

油田開発に伴い、現在4つの油田にて随伴および構造化ガスの生産を行っているが、このうち外資が100%権益を保有しているのは、沖合イッド・アルシャルギー油田のみであ

り、ドハーン、マイダン・マハザム、ブル・ハニネの3油田は全てQPが100%の権益を保有している（図表1.9参照）。

一方、ノース・フィールド・ガス田開発では、「第1期開発」（1991年操業開始）のみがQP単独で開発が行われたが、これを除く全てのプロジェクトへ外資が参画している。LNGプラント（QatargasおよびRasGas）向けの上流開発では、QPが主要な権益を占める（それぞれ65%、63%）が、メジャーや日本の商社も出資している。

一方、高度ガス利用プロジェクト（EGU）、「アル・カリージ・ガス・プロジェクト」（AKG-1、2006年操業開始）およびその第2フェーズとなるAKG-2（同2009年予定）では、ExxonMobilが単独で上流開発を行っており、また天然ガスをパイプラインでUAEへ輸出する「ドルフィン・プロジェクト」（2007年操業開始予定）でも、UAE企業、Total、Occidentalが出資する合弁企業が開発を行っており、外資100%による上流開発が実現している（注）。

この他にも、2006年に着工したPearl GTLプロジェクト（2010年操業開始予定）でも、R/D Shellが単独で上流開発を行っている。

このように、上流部門では、かつてのQPによる単独開発から、1990年代半ばには一部、外資参入を認めることになり、更に2000年代には外資100%による開発が主流となったことが見て取れる。

なお、外資による上流開発では、外資もしくはその合弁企業がQPと開発・生産分与契約（Development and Production Sharing Agreement、DPSA）を締結しているが、外資への開放政策が、カタールの天然ガス生産能力の飛躍的な拡大に寄与していることは明らかである。

（注）アル・カリージ・プロジェクトの2つのフェーズでは、ExxonMobilが千代田化工にEPC（詳細設計、機器調達、建設）契約を発注し、プラントを建設しているが、プラントの操業については、ExxonMobilがRasGasへ委託することで合理化を図っている。

図表 1.9 カタールの天然ガスの上流部門プロジェクトの権益構成

1. 上流部門

開発プロジェクト	操業開始	権益構成		備考
Dukhan油田	1963	QP	100.0%	随伴ガスおよび構造的ガス
Idd al-Shrgi油田	1964	Occidental	100.0%	随伴ガス
Mayden Makhzam油田	1965	QP	100.0%	随伴ガス
Bul Hanine油田	1973	QP	100.0%	随伴ガス
North Field				構造的ガス
第1期開発	1991	QP	100.0%	国内需要（油田再圧入、原燃料）
Qatargas	1996	QP	65.0%	主にQatargas I-IV LNGプラント用
		Total	20.0%	
		ExxonMobil	10.0%	
		三井物産	2.5%	
		丸紅	2.5%	
RasGas	1999	QP	63.0%	主にRasGas I-III LNGプラント用
		ExxonMobil	25.0%	
		Koras（注1）	5.0%	
		伊藤忠	4.0%	
		LNG Japan（注2）	3.0%	
AKG-1 (Al Khaleej Gas-1)	2005	ExxonMobil	100.0%	GTL用、原燃料
Dolphin Project	2007	UAE Offsets Group	51.0%	パイプライン(UAE向け)輸出用
		Total	24.5%	
		Occidental	24.5%	
AKG-2 (Al Khaleej Gas-2)	2009	ExxonMobil	100.0%	国内需要、 パイプライン輸出用（輸出先未定）
Pearl GTL	2009	R/D Shell	100.0%	GTL用
Palm GTL	2010	ExxonMobil	100.0%	GTL用、2007年2月に取止め決定。
Barzan（第1フェーズ）	2012	QP	90.0%	国内需要
		ExxonMobil	10.0%	

(注1) Kogas、三星、現代、SK、LG、Daesung、Hnahwaの7社で構成。

(注2) 双日、住友商事の折半出資による合弁会社。

2.2.2 下流部門

これに対し、下流部門ではカタール側が主要な権益を保有しており、ドハーンおよびメサイード地区のガス処理プラント計6基では、いずれもQPが100%の権益を保有している（図表 1.10 参照）。

建設中を含むLNG生産設備（計14トレイン、能力計7,770万t/y）については、すべてQPが60%-70%の権益を保有しており、GTL生産設備についても、すべてQPが51%の権益を保有している。

また、コンデンセート・リファイナリーやヘリウム・プラントでも、カタール資本が主要な権益を保有している（図表 1.11 参照）。

図表 1.10 カタールの天然ガスの下流部門プロジェクトの権益構成 (1)

2. 下流部門

2-1. ガス処理設備

開発プロジェクト	操業開始	権益構成	備考
Dukhan地区			
Fahahil	1974	QP 100.0%	ドハーン油田随伴ガス処理用
Gas Cap Recycling	1998	QP 100.0%	ドハーン油田キャップ・ガス処理用
Messaid地区			
NGL-1	1974	QP 100.0%	
NGL-2	1980	QP 100.0%	主に沖合油田随伴ガス処理用
NGL-3	1993	QP 100.0%	ノース・フィールド構造ガス処理用
NGL-4	2003	QP 100.0%	

2-2. LNG生産設備

開発プロジェクト	操業開始	権益構成	備考
Qatargas			
Qatargas I (第1トレイン) 同 (第2トレイン) 同 (第3トレイン)	1996	QP 65.0%	能力計1,020万t/y
		ExxonMobil 10.0%	
	1997	Total 10.0%	
	1999	三井物産 7.5%	
		丸紅 7.5%	
Qatargas II (第4トレイン)	2008	QP 70.0%	能力780万t/y
		ExxonMobil 30.0%	
Qatargas II (第5トレイン)	2009	QP 65.0%	能力780万t/y
		ExxonMobil 18.3%	
		Total 16.7%	
Qatargas III (第6トレイン)	2008	QP 68.5%	能力780万t/y
		ConocoPhillips 30.0%	
		三井物産 1.5%	
Qatargas IV (第7トレイン)	2008	QP 70.0%	能力780万t/y
		R/D Shell 30.0%	
RasGas			
RasGas I (第1トレイン)	1999	QP 63.0%	能力計660万t/y
		ExxonMobil 25.0%	
		Koras 5.0%	
同 (第2トレイン)	2000	伊藤忠 4.0%	
		LNG Japan 3.0%	
RasGas II (第3トレイン) 同 (第4トレイン) 同 (第5トレイン)	2004	QP 70.0%	能力計1,410万t/y
	2005		
	2007	ExxonMobil 30.0%	
RasGas III (第6トレイン) 同 (第7トレイン)	2008	QP 70.0%	能力計1,560万t/y
	2009	ExxonMobil 30.0%	

図表 1.11 カタールの天然ガスの下流部門プロジェクトの権益構成 (2)

2-3. GTL生産設備

開発プロジェクト	操業開始	権益構成		備考
Oryx GTL				
第1フェーズ	2006	QP	51%	能力計10万b/d
第2フェーズ	2009	Sasol	49%	
Pearl GTL				
第1フェーズ	2010	QP	51%	能力計14万b/d
第2フェーズ	2011	R/D Shell	49%	
Palm GTL	2011	QP	51%	能力15.4万b/d 2007年2月に取止め決定。
		ExxonMobil	49%	
QP-Sasol Chevron (仮称)	未定	QP	51%	能力13万b/d、 モラトリアム政策で、未着工。
		Sasol Chevron	49%	
QP-Marathon Oil (仮称)	未定	QP	51%	能力12万b/d、 モラトリアム政策で、未着工。
		Marathon Oil	49%	
QP-ConocoPhillips (仮称)	未定	QP	51%	能力16万b/d、 モラトリアム政策で、未着工。
		ConocoPhillips	49%	

2-4. コンデンセート・リファイナリー

開発プロジェクト	操業開始	権益構成		備考
Messaid Refinery	1997	QP	100.0%	能力7.7万b/d
Ras Laffan Refinery	2008	QP	51.0%	能力14.6万b/d、 QatargasおよびRasGasの副生コン ンセート进行处理
		Total	10.0%	
		ExxonMobil	10.0%	
		出光興産	10.0%	
		コスモ石油	10.0%	
		三井物産	4.5%	
		丸紅	4.5%	

2-5. ヘリウム・プラント

開発プロジェクト	操業開始	権益構成		備考
Ras Laffan Helium	2005	Qatargas I	33.3%	能力6.6億cf/d、 QatargasおよびRasGasの副生ヘリウ ムを精製
		RasGas I	33.3%	
		RasGas II	33.3%	

2.3 国営会社の実態

カタールの炭化水素開発は、開発・生産権益を取得した Anglo-Persian Oil (現 BP) が 1931 年に油田探鉱に着手したことに始まるが、政府は 1973 年、国営企業による油田開発への参入を発表し、25% の権益を取得した。

政府は 1974 年、権益保有の受け皿として、国営 QGPC を設立し、保有比率を 60% まで引上げたが、同年末までに石油資源の完全国有化を実現した。これにより、それまで油田の開発・生産権益を保有していた外資は、以後、QGPC と PSA を締結し直すこととなった。その後しばらくの間、QGPC は独自で石油開発を行ったが、1988 年に財務・石油省 (当時) から、石油・ガス関連産業を統括し計画・経営・管理を行う権限を引継いだ後には、再び

外資との PSA による開発で、原油埋蔵量・生産量の拡大を目指した。

1987年に始まるノース・フィールド・ガス田開発は、「第1期開発」のみが QGPC により行われ、その後 1990年代には外資との合弁企業により行われたのに対し、2000年以降では QGPC が外資と PSA を締結するようになったのも、こうした動きに準じている。

なお、QGPC は 2001年1月に、QP へと改称されたが、現在、同社社長は、アッティヤー第2副首相兼エネルギー工業相が兼務している。

また、カタールの石油・ガス・工業全般を直接管轄する機関はエネルギー工業省 (Ministry of Energy & Industry) であるが、2000年にカタール送電水道公社 (Kahramaa, Qatar General Electricity and Water Corporation) が分離され、現在の組織となった。

2.4 天然ガスの生産および輸出目標

カタールは、2010年までに LNG 生産能力を 7,700 万 t/y とする目標を掲げている他、ドルフィン・プロジェクトによる天然ガス輸出 20 億 cf/d (2007年)、GTL プロジェクト 3 件で計 39.4 万 b/d (2011年) の生産能力を達成する目標を発表しているが、アッティヤー・エネルギー工業相は、これに発電・造水・石化等の国内供給を加えた天然ガス総生産量について、「2012年までに 240 億 cf/d の生産を行い、またこの生産レベルを 100 年間維持する」(2005/05/24) と発言しており、同国の生産目標を明確に示している。

また、カタールは、このための開発プロジェクトを着実に進めてきており、プロジェクトの EPC 契約もほとんどが締結済みとなっており、目標達成は確実視されている。

このアッティヤー発言について、World Gas Intelligence 誌 (WGI、2005/06/01) は、「2011年までに、LNG 用に約 113 億 cf/d、GTL 用に 35 億 -40 億 cf/d、ドルフィン・プロジェクト用に 20 億 cf/d、発電・造水・石化等の国内供給に 50 億 cf/d が必要となるので、カタールは天然ガス計 218 億 -223 億 cf/d を生産することになる。これを 100 年間継続すると、ノース・フィールド・ガス田の埋蔵量 900Tcf をほぼ使い尽くすことになる」とも分析している (図表 1.12 参照)。

図表 1.12 カタールの天然ガス生産目標と WGI 誌見通し

天然ガス開発プロジェクト	カタール発表の目標		WGI見通し(注1)
	生産量	達成年	生産量
下流生産			
天然ガス・パイプライン輸出	20 億cf/d	2007年	20 億cf/d
LNG (計14トレイン)	7,700 万t/y	2010年	113 億cf/d
GTL (計3プラント)	40.0 万b/d	2011年	35-40 億cf/d
発電・造水・石化等国内需要	(注2)	2010年	50 億cf/d
上流生産	240 億cf/d	2012年	218-223 億cf/d

(注1) World Gas Intelligence(2005/06/1)

(注2) アッティヤ・エネルギー工業相は、それぞれ以下の目標数値を発表している。

発電出力: 2010年までに8,000mw (Gulf Times 2005/11/28)

造水能力: 数年以内に3億ガロン/日 (Gulf Times 2005/11/28)

石化能力: 2012年までに2,800万t/y (AOG 2006/11/01)

3 天然ガス開発の現状と増強計画

カタールの天然ガス供給源は、ノース・フィールド・ガス田およびドハーン油田深部クフ層の非随伴ガス、同油田の随伴ガス(溶解ガスおよびキャップ・ガス)および沖合油田の随伴ガスに大別されるが、このうちドハーン油田深部のクフ層の非随伴ガス生産は中断されている。

3.1 ノース・フィールド・ガス田開発

3.1.1 現状と増強計画

図表 1.13 は、各種情報誌等を基にノース・フィールド・ガス田で、現在計画されている2012年までの一連のプロジェクトによる能力増強の見通しをまとめたものである。

ノース・フィールド・ガス田の開発プロジェクトは、国内需要と輸出用の2つに大別されるが、このうち輸出用については、LNG、パイプライン、GTLの3種に分類することができる。

2006年までに、既に国内需要(14億cf/d)、LNG輸出用(38億cf/d)、GTL輸出用(3億cf/d)で、計55億cf/dの生産能力を保有していると見られるが、2012年までに、それぞれ45億cf/d、129億cf/d、19億cf/dまで増強する他、2007年よりパイプライン輸出20億cf/dを開始することで、合計の生産能力は213億cf/dへ達すると推計される。

なお、図表 11 中、2007年2月末時点で着工されていないのは、同月に発表されたばかりの国内需要向けバルザン・プロジェクト(能力15万cf/d)のみであり、それ以外のプロジェクト全てが建設途上にある。

図表 1.13 ノース・フィールド・ガス田の各年末能力の見通し (2006年-2012年)

(単位: 億cf/d)

プロジェクト	2006年まで	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
国内需要							
第1期開発	9 (注1)	9	9	9	9	9	9
AKG-1	5 (注2)	5	5	5	5	5	5
AKG-2				16 (注11)	16	16	16
Barzan							15 (注14)
小計	14	14	14	30	30	30	45
LNGプロジェクト							
Qatargas I (T1-3)	14 (注3)	14	14	14	14	14	14
Qatargas II (T4-5)		14 (注7)	28 (注7)	28	28	28	28
Qatargas III (T6)				14 (注12)	14	14	14
Qatargas IV (T7)					14 (注12)	14	14
RasGas I (T1-2)	10 (注4)	10	10	10	10	10	10
RasGas II (T3-5)	14 (注5)	21 (注8)	21	21	21	21	21
RasGas III (T6-7)			14 (注10)	28 (注10)	28	28	28
小計	38	59	87	115	129	129	129
パイプライン輸出							
Dolphin Project		20 (注9)	20	20	20	20	20
小計	0	20	20	20	20	20	20
GTLプロジェクト							
Oryx GTL	3 (注6)	3	3	3	3	3	3
Pearl GTL (T1-2)					8 (注13)	16 (注13)	16
小計	3	3	3	3	11	19	19
総合計	55	96	124	168	190	198	213

- (注1) 出所: 中東協力センター「GCCにおける石油・ガス開発の現状: カタール」(ピエール・シャマス著)
- (注2) 出所: PON(2006/06/07)、MEES(2006/07/17)
能力8億cf/dのうち、Oryx GTL分の3億cf/dを除く5億cf/dのみを記載。
- (注3) 出所: Simmons Oil Monthly(2006/04/24)、第1-第3トレイン(能力計1,020万t/y)
- (注4) 出所: Simmons Oil Monthly(2006/04/24)、第1・第2トレイン(能力計660万t/y)
- (注5) 出所: Simmons Oil Monthly(2006/04/24)、第3・第4トレイン(能力計940万t/y)
- (注6) 出所: PON(2006/06/07)、フィード・ガス3億cf/dの供給をAKG-1より受けている。
- (注7) 出所: Qatargas Web Site(2005/02/27)
第4トレイン(能力780万t/y)は2007年末、第5トレイン(同780万t/y)は2009年Ⅲ四半期に稼働開始予定。
- (注8) 出所: 中東研究センターにて推計、第5トレイン(能力470万t/y)は2007年3月竣工予定。
- (注9) 出所: PON(2006/09/13)、第1フェーズのみ2007年Ⅲ四半期に稼働開始予定。
- (注10) 出所: RasGas Web Site(2005/09/22)
第6トレイン(能力780万t/y)は2008年末、第7トレイン(同780万t/y)は2009年末に稼働開始予定。
- (注11) 出所: DJ(2006/07/10)
- (注12) 出所: Qatargas Web Site(2005/12/21)
第6トレイン(能力780万t/y)は2009年、第7トレイン(同780万t/y)は2010年末に稼働開始予定。
- (注13) 出所: MEED(2006/07/14-20)、AOG(2007/02/01)
- (注14) 出所: PON(2007/02/21)

3.1.2 開発のモラトリアム宣言

一方、アッティヤー・エネルギー工業相は2005年4月26日、トリニダード・トバゴで開催された「第5回ガス輸出国フォーラム」で、「カタールは、天然ガス埋蔵量の再評価を行うため、未着手の開発プロジェクトを、少なくとも3年間凍結する」とする「新規開発のモラトリアム」を宣言した。

同相は、「カタールは企業ではなく、国家である。このため、生産量をどうやって100年

間維持するかを真剣に考えなければならない」とも述べたが、こうした発言の背景には、天然ガス開発がかつて計画されていた以上に急速である上、規模も拡大したこともあり、ノース・フィールド・ガス田の埋蔵への影響、損傷が危惧されたためである。

この発言が行われた時期より、モラトリウムは2007年末から2008年初まで続くと考えられ、この間の新規プロジェクトの検討はないと見られたが、2006年に入ってからQP幹部は、「2010年以前にノース・フィールド開発を再開する新規プロジェクトの交渉は行わないことを確認する。2010年以降、新規プロジェクトが計画されるにしても、発電・淡水化用を始めとする国内供給が最優先であり、輸出は二の次となる」(QNA 2006/10/18)と発言しており、モラトリウムの延長(注)と国内供給優先の構えを示唆している。

このモラトリウム宣言により、仮契約(Head of Agreement、HOA)段階にあったいくつかのパイプラインやGTLプロジェクトが凍結され、実質的には開発見送りとなったとも考えられているが、一方で、当面の生産・輸出目標(2.4項参照)達成の見通しがつきつつある中、未着手のプロジェクトを見直すことには意義があり、モラトリウム宣言による軌道修正は、カタールのみでなく、ガス消費国にとっても有益なことと歓迎する向きもある。

(注) 一方、アッティヤ・エネルギー工業相は2007年1月、「埋蔵量の調査は2009年中に完了するので、その後LNGやGTL等の新しいプロジェクトを検討する」と述べている。

3.2 その他のガス田

QGPCは1960年、ドハーン油田の油層の下に位置するクフ層で構造的ガス田を発見し、1978年-1994年の間に計1.2 Tcf(平均約2億cf/d)の生産を行った実績があるが、ノース・フィールド・ガス田の生産が開始された後、QPはクフ層の開発を中断した。

その後、QPは1997年にもクフ層で2つのガス田を発見したが、いずれも緊急時以外の生産は行わないとしており、現在はノース・フィールド・ガス田の余剰ガスを注入するなど、戦略備蓄ガス田として利用している。

また、ドハーン油田の随伴ガスについても1949年から生産を開始し、当初、油田への再圧入用のみ使用していたが、ドーハへのパイプラインが完成した1962年以降は発電用にも利用されるようになった。

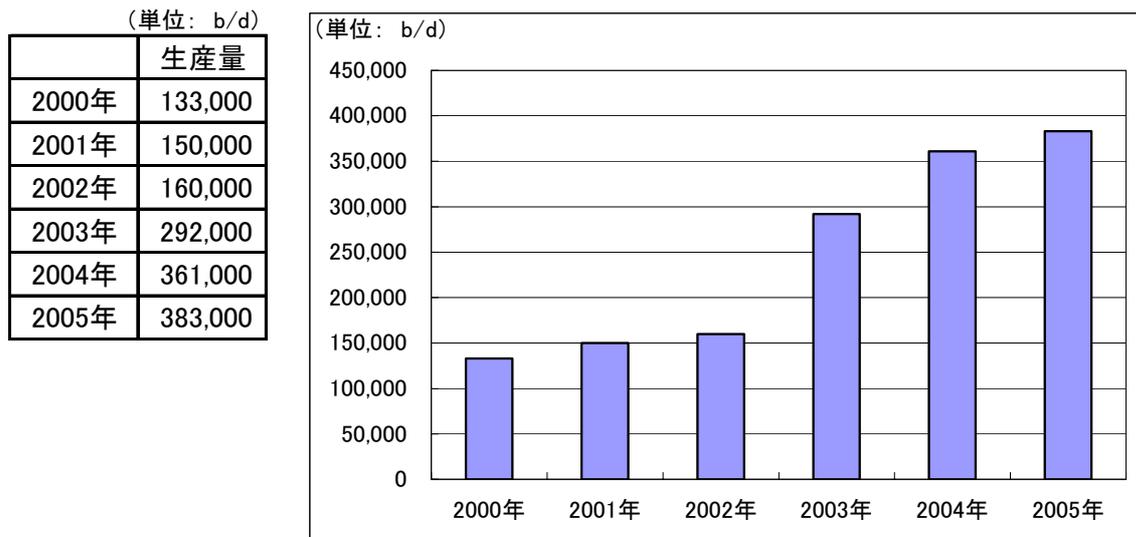
3.3 NGL回収

3.3.1 コンデンセート生産

カタールのコンデンセート生産量は、2000年の13万b/dから2005年の38万b/dへ、3倍近くも増加しているが(図表1.14参照)、このうち油田随伴分は15万b/d程度と見られ、残り23万b/dがノース・フィールド・ガス田からの抽出分と見られる

今後も、ノース・フィールド・ガス田の開発が順調に進み、天然ガス生産能力が増強されるに伴い、副生されるコンデンセートも大幅に増加すると予測されるが、油田随伴分を加えた合計の生産量は、2008年には82万b/dとなり、2013年には125万b/dへ達するとの見通しもある（MEES 2005/08/29）。

図表 1.14 カタールのコンデンセート生産量の推移



出所: IEA Oil, Gas, Coal and Electricity Quarterly Statistics

3.3.2 LPG 生産

2005年のカタールのLPG生産量は、280万t/yと推計されるが、このうち国内需要に充てられる50万t/yを除く230万t/y程度が輸出されたと見られる。

しかし、LPG生産量も、ノース・フィールド・ガス田開発に伴い急増する見込みであり、2011年には1,400万t/yを超える見通しであるが、LPGの国内需要は安定しているため、カタールのLPG生産増が同国の輸出量に与えるインパクトは大きく、世界市場に与える影響も小さくない。

2005年の全世界のLPG輸出量では、サウジが約30%を占める1,300万t/yを輸出しており、圧倒的に高いシェアを確保しており、このため価格においても同国が主導的な地位を占め、毎月発表されるCP（コントラクト・プライス）は、アジア向け価格の指標ともなっている。

現在、日本はLPGの世界最大の消費国であり、サウジはその最大の輸入先（2006年は530万t/y）となっているが、これがカタールにとって替わる可能性も十分にあり、新たな価格構築のプロセスが必要になると見られる（注）。

（注） 国営 Saudi Aramco 東京支社のアル・アルマスード副社長は2007年2月22日-23日に東

京で開催された「LPガス国際セミナー2007」へ出席し、「サウジのLPG生産量は、産油能力増強によるガス・石油分離装置の新規稼働と天然ガスの増産により、2006年の2,100万トンから2009年の2,500万トンへ400万トン増える。一方、内需は、石化原料の需要急増により、2006年の800万トンから2009年の1,900万トンへ倍以上となるため、輸出可能量は2006年の1,300万トンから2009年の600万トンへ激減する」との見通しを示した。

4 国内のガス処理プラント、パイプライン

4.1 ガス処理プラントの現状と増強計画

カタールは、半島西部のドハーン地区にガス処理プラント2基を保有し、東部のメサイード地区にも4基を保有している（図表1.15参照）。

ドハーン地区では、随伴ガスをファハヒール（Fahahil）NGL回収プラントで処理し、メタン（能力2.28億cf/d）および粗NGL（4,100t/d）を生産している。メタンはパイプラインを通して国内燃料販売に充てられるが、粗NGLはメサイードのNGL-1および同2ガス処理プラントで再処理され、輸出用LPG（2,135t/d）と石化用エタン（1,350t/d）に分留される。

また、ドハーン油田のキャップ・ガスは、ガス・キャップ・リサイクリング・プラントで処理され、油田再圧入用メタン（能力8億cf/d）、輸出用コンデンセート（4万b/d）、粗NGL（5,600t/d）を生産している。このうち粗NGLは、メサイードのNGL-4プラントで処理され、輸出用LPG（5,048t/d）、石化用エタン（3,897t/d）、輸出用ライト・ペンタン（369t/y）、同コンデンセート（770t/d）に分留される。

メサイードには、沖合3油田の随伴ガス処理用のNGL-2プラントおよび、ノース・フィールド・ガス田の非随伴ガス処理用のNGL-3プラントがある。

NGL-2プラントは、メタン（能力3,100t/d）および石化用エタン（1,145t/d）、輸出用LPG（1,978t/y）、同コンデンセート（903t/d）を分留する。なお、NGL-2で生産されるメタンは、燃料以外にも、アンモニアやMTBEの原料としても使用されている。

ノース・フィールド・ガス田からの非随伴ガスは、一部はドーハの北約80kmに位置するラス・ラファン工業都市のLNGプラント（QatargasおよびRasGas）やGTLプラント用に処理されるが、残りのガス、コンデンセートおよびLNGプラントからの副生ガスはNGL-3に送られ、メタン（能力9.44億cf/d）、粗NGL（4,170t/d）、輸出用コンデンセート（3,240t/d）に分留される。このうち、メタンはパイプラインでドハーン地区に送られ、油田再圧入に使用されるが、粗NGLは、NGL-4プラントで再処理される。

なお、QPはラス・ラファンにNGL-5プラントの建設を計画中とされるが、操業開始時期、能力等詳細は未だ明らかにされていない。

図表 1.15 カタールの天然ガス処理プラント

<ドハーン地区>

プラント	主なガス供給源	製品	生産能力	供給先・用途	稼動開始	権益構成
Fahahil	Dukhan油田	メタン	2.28 億cf/d	燃料	1974	QP 100%
		粗NGL	4,100 t/d	NGL-1、2		
Gas Cap Recycling	Dukhan油田 (Arab D層)	メタン	8.00 億cf/d	再圧入	1998	QP 100%
		粗NGL	5,600 t/d	NGL-4		
		コンデンセート	40,000 b/d	輸出		

<メサイード地区>

プラント	主なガス供給源	製品	生産能力	供給先・用途	稼動開始	権益構成
NGL-1	Fahahil Plant、 NGL-3	エタン	1,350 t/d	石化 (注1)	1974/ 1980	QP 100%
		プロパン	1,284 t/d	輸出		
		ブタン	851 t/d			
		コンデンセート	588 t/d			
NGL-2	沖合油田、 Fahahil Plant	メタン	3,100 t/d	石化 (注2)	1980	QP 100%
		エタン	1,145 t/d	石化 (注1)		
		プロパン	1,079 t/d	輸出		
		ブタン	899 t/d			
		コンデンセート	903 t/d			
NGL-3	North Field	メタン	9.44 億cf/d	再圧入、燃料	1993/ 1997	QP 100%
		粗NGL	4,170 t/d	NGL-1、4		
		コンデンセート	3,240 b/d	輸出		
NGL-4	Gas Cap Recycling Plant、 NGL-3	エタン	3,897 t/d	石化 (注3)	2002	QP 100%
		プロパン	3,032 t/d	輸出		
		ブタン	2,016 t/d			
		ライト・ペンタン	369 t/d			
		コンデンセート	770 t/d			

(注1) Qatar Petrochemical Co.(QAPCO)のエタン・クラッカー原料

(注2) Qatar Fertilizer Co.(QAFCO)のアンモニア・プラントおよびQatar Fuel Additive Co.(QAFAC)のMTBEプラント原料

(注3) Qatar Petrochemical Co.(QAPCO)およびQatar Chemical Co.(Q-Chem)のメサイード・エタン・クラッカー原料

出所: 「中東の石油化学産業2006」(DRMI)より作成

4.2 国内パイプラインの状況

カタールの国内ガス・パイプライン網は、年々延長され、拡充されているが、ここでは、沖合ガス田・油田から陸上のガス処理設備へ生ガスを結ぶパイプライン 2 本、半島東岸のラス・ラファン、ドーハ、メサイード、西岸のドハーンの各産業都市にあるガス処理設備、発電・淡水化プラント、工場等を結ぶ主要パイプライン 5 本の計 7 本を取上げる (図表 1.16、図表 1.17 参照)。

なお、メサイードは 1949 年にカタール初の原油を積出した港湾都市であり、図表 15 の地図上では、「Umm Said」と記載されている。現在ではコンデンセートを輸出する他、ガスを燃料・原料として消費する工場群が立並ぶ工業都市にもなっている。

以下①～ (7) は個別のパイプラインを説明したものであるが、番号は、図表 1.16 および

図表 1.17 上の番号と一致させている。

- ① ノース・フィールド・ガス田を開発するために建設されたラス・ラファン工業都市は、沖合ガス田と 80km の海底パイプライン 2 本（天然ガス、コンデンセート各 1 本）で連結されている。ラス・ラファンに送られたガスとコンデンセートは、更に全長 130km のパイプライン 2 本で、ドーハの南約 50km に位置するメサイード工業都市へ送られ、ガス処理プラントで精製され、同都市にある石化プラント、製鉄所等で消費される他、輸出もされている。
- ② また、カタール半島の東岸沖合に位置するイッド・アルシャルギー、マイダン・マハザム、ブル・ハニネの 3 油田で生産された天然ガスも、120km の海底パイプラインを通して、メサイードのガス処理プラントへ運ばれる。
- ③ メサイードで処理された非随伴ガスは、45km のパイプラインを通して、中継分岐点となるポイント B へ送られる。
- ④ 一方、ドハーン油田の随伴ガスは、同地区内にあるガス処理プラントで処理された後、一部は油田の再圧入やセメント工場の燃料として同地区で消費される。また、一部は 45km のパイプラインを通して、ポイント B へ送られる。
- ⑤ ポイント B へ集められた上記 (3) および (4) のガスは、更に 46km のパイプラインでドーハ郊外に位置する発電・淡水化プラントへ運ばれる。
- ⑥ また、メサイードで処理されたガスは、半島を横断する別のパイプライン 90km でドハーン地区へ送られ、油田再圧入に使用される。
- ⑦ この他、ドハーン地区で処理されたコンデンセート、LPG をメサイードへ運ぶパイプライン 96km も敷設されている。

図表 1.16 カタールの国内ガス・パイプライン

番号	起点	終点	距離(km)	備考
①	North Field (注1)	Messaid (注2)	206	非随伴ガス、コンデンセート
②	沖合3油田 (注3)	Messaid	120	随伴ガス
③	Messad	Point B	45	ドーハ地区 火力発電用
④	Dukhan	Point B	45	ドーハ地区 火力発電用
⑤	Point B	Doha地区	46	ドーハ地区 火力発電用
⑥	Messaid	Dukhan	90	ドハーン油田再圧入用
⑦	Dukhan	Messaid	96	コンデンセート、LPG

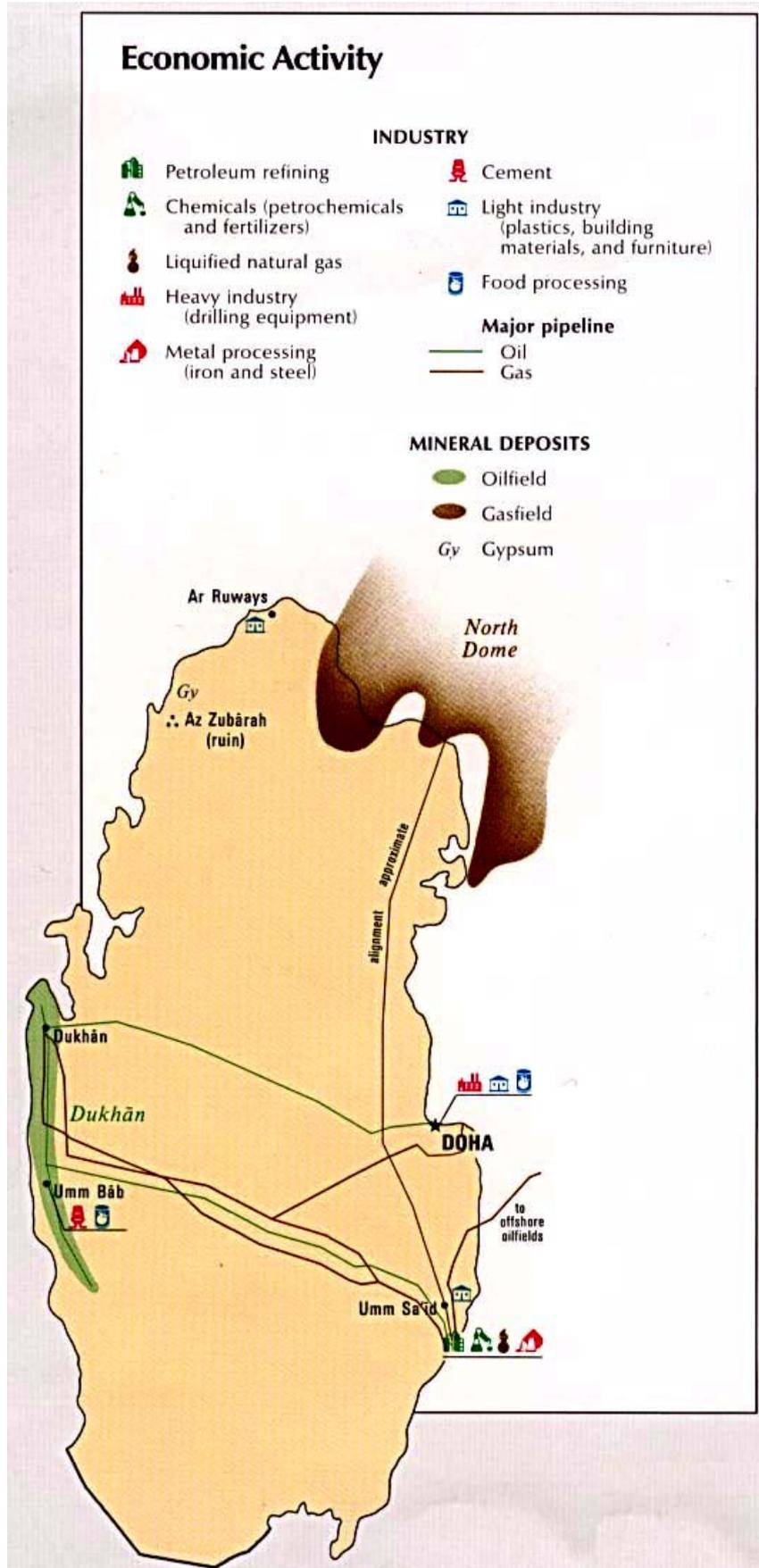
出所: 「OPEC Annual Statistic 2005」、「Arab Oil & Gas Directory 2006」、QPヒアリングを基に作成

(注1) Ras Laffan工業都市経由にて輸送

(注2) 図表1.17上の表記は、「Umm Said」

(注3) Idd al-Shargi、Maydan Makzam、Bul Hanineの3油田

図表 1.17 主な国内パイプライン



5 国内ガス需要の現状と見通し

5.1 国内需要の推移

カタールの一次エネルギーの消費量は、2000年から2004年の間、年率8.6%の伸びで増加してきた（図表 1.18 参照）が、依然として国内消費量が少ないため、石油は生産の82%、天然ガスは同59%が輸出され、石油と天然ガスを合わせると、72%が輸出されたことになる。

また、産業用を含む一次エネルギーの消費に占める天然ガスの割合は、1970年代初め頃までは、ほぼゼロであったが、2004年には78%に達しており、残りの22%が石油となった（図表 1.19 参照）。

しかし、カタールの原油埋蔵量152億バレルは、湾岸産油国の中ではオマーンに次いで少ないため、今後の同国の人口増加および産業の多様化に伴い、一次エネルギー消費に占める天然ガスの割合は、急速に拡大することが確実視されている。

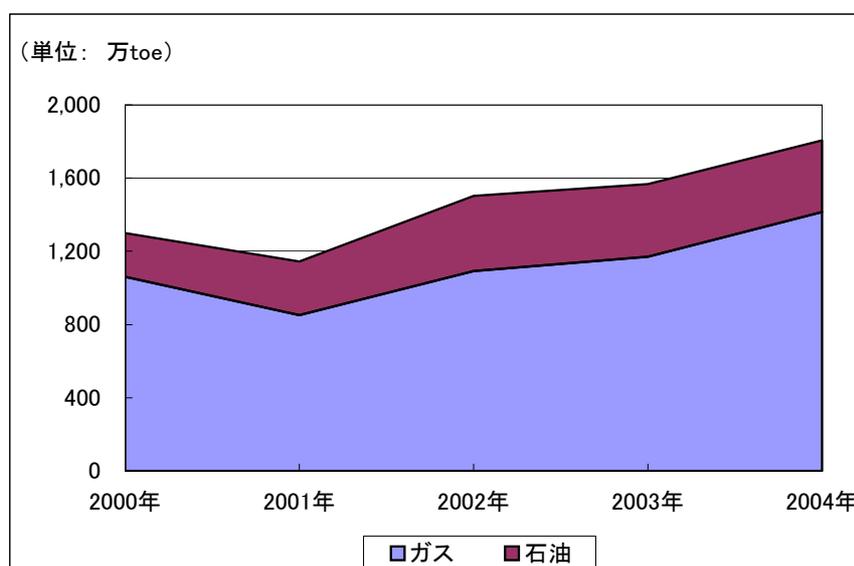
図表 1.18 カタールの一次エネルギー需要の推移

（単位：万toe）

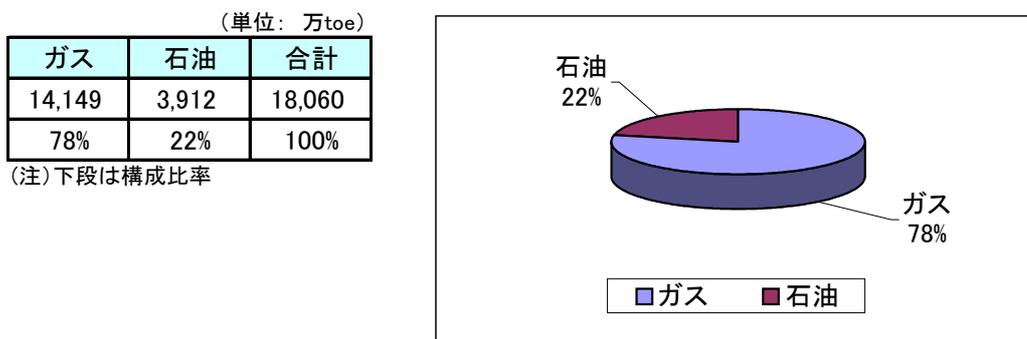
	ガス	石油	合計
2000年	1,061	238	1,299
2001年	851	293	1,144
2002年	1,092	410	1,502
2003年	1,170	398	1,568
2004年	1,415	391	1,806
平均伸び率（注）	7.5%	13.2%	8.6%

（注） 2000年／2004年

出所： IEA、Energy Balance of Non-OECD Countries



図表 1.19 カタールの一次エネルギー供給量 (2004 年)



出所: IEA、Energy Balance of Non-OECD Countries

5.2 用途別の実態と見通し

カタールの発電所の操業は、天然ガスに大きく依存しており、石化・肥料・鉄鋼・アルミ・セメント等を含む産業部門の比率は、今後更に高まる見込みである。

2004 年は、天然ガス生産量 47 億 cf/d のうち約 20 億 cf/d が国内で消費されたが、特に発電用に 5 億 cf/d (国内天然ガス消費量の 26%)、産業用に 4 億 cf/d (同 19%)、その他エネルギー (油田再圧入を含む他エネルギーへの転換、フレア、ロス等) として 8 億 cf/d (同 41%) が消費された他、非エネルギー需要としても 3 億 cf/d (同 15%) が消費された。非エネルギー需要の大部分は石化用原料である (図表 1.20 参照)。

カタール計画省は、同国の人口が今後 2010 年まで、年率 5.3% で増加するとの見通しを明らかにしているが、カタール送電水道公社は、これに伴う電力・水需要の増加について、それぞれ年率 17%、11% と試算しており、発電能力については現在の 3,700mw から 2010 年までに 8,200mw とし、淡水化能力についても現在の 1 億 8,000 万ガロン / 日から 2010 年までに 3 億ガロン / 日とする増強目標を掲げているが、実際にはこれを超えるプロジェクトが進められている (図表 1.21、図表 1.22 参照)。

また、天然ガスをベースとする国内産業の多様化および育成を政策とするカタールでは、アルミ、鉄鋼、石化分野への投資も活発化させているが、このうち石化分野では、エチレン生産能力を 2005 年の 103 万 t/y から 2010 年までに 282 万 t/y へ増強するプロジェクトが進行している (図表 1.23、図表 1.24 参照)。

こうした人口増加および国内産業の発達により、天然ガス需要は 2004 年の 20 億 cf/d から、2010 年までに 50 億 cf/d を越える水準にまで増加すると見られている。

図表 1.20 カタールの天然ガス用途別構成（2004年）

（単位：万toe）

エネルギー消費							非エネルギー消費 (注2)	合計
発電用	他への変換(注1)	産業用						
		鉄鋼	石化	非鉄	その他	小計		
367.4	579.9	22.3	230.7	9.9	0.1	263.0	204.6	1,414.9
26.0%	41.0%	1.6%	16.3%	0.7%	0.0%	18.6%	14.5%	100.0%

(注1) 油ガス田再圧入を含む自家消費、フレア、輸送ロス等の他、統計誤差も含む。

(注2) 主に石化原料

(注3) 下段は構成比率

出所： IEA、Energy Balance of Non-OECD Countries 2003/2004

図表 1.21 カタールの発電・淡水化プラント能力増強の推移

1. 発電能力増強の推移

(単位: mw)

プロジェクト	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年
Ras Abu Fontas A	750	750	750	750	750
Al Saliayah	134	134	134	134	134
Al Wajbah	300	300	300	300	300
Doha South	66	66	66	66	66
Ras Abu Fontas B (RAFB)	618	618	618	618	618
Ras Abu Fontas B1 (RAFB1)	377	377	377	377	377
Ras Laffan A (RLPC)	750	750	750	750	750
Ras Laffan B (Q-Power)	680	680	1,305	1,305	1,305
Ras Laffan C				1,600	2,600
Ras Abu Fontas B2 (RAFB2)		567	567	567	567
Messaid A			1,000	1,000	2,000
Qatalum (注)				1,350	1,350
合計	3,675	4,242	5,867	8,817	10,817

(注) アルミニウム精錬所専用の発電所

2. 淡水化能力増強の推移

(単位: 万ガロン/日)

プロジェクト	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年
Ras Abu Fontas A	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000
Ras Abu Fontas B (RAFB)	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300
Ras Abu Fontas B1 (RAFB1)	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500
Ras Laffan A (RLPC)	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000
Ras Laffan B (Q-Power)	1,500	1,500	6,000	6,000	6,000
Ras Laffan C				2,000	4,000
Ras Abu Fontas B2 (RAFB2)		3,000	3,000	3,000	3,000
Ras Abu Fontas A1				4,500	4,500
合計	15,300	18,300	22,800	29,300	31,300

図表 1.22 カタールの発電・淡水化プロジェクトの権益構成

開発プロジェクト	操業開始	権益構成		備考
Ras Abu Fontas A	1977	QEWC (注)	100.0%	能力750mw、4,000万g/d
Al Saliayah	1980年代	QEWC	100.0%	能力134mw
Al Wajbah	1980年代	QEWC	100.0%	能力300mw
Doha South	1980年代	QEWC	100.0%	能力66mw
Ras Abu Fontas B (RAFB)	1996	QEWC	100.0%	能力618mw、3,300万g/d
Ras Abu Fontas B1 (RAFB1)	2002	QEWC	100.0%	能力377mw、2,500万g/d
Ras Laffan A (RLPC)	2004	米AES Corp.	55.0%	能力750mw、4,000万g/d、 カタール初のIWPP事業、 BOT方式(25年間)、 4社合弁の事業会社名は Ras Laffan Power Company (RLPC)
		QEWC	25.0%	
		QP	10.0%	
		Kuwati Investment House	10.0%	
Ras Laffan B (Q-Power)				
第1フェーズ	2006	QEWC	55.0%	第1フェーズ：能力680mw、1,500万g/d、 第2フェーズ：能力625mw、4,500万g/d、 BOT方式(25年間)、 3社合弁の事業会社Qatar Power Company (Q-Power)によるIWPP
		英International Power	40.0%	
第2フェーズ	2008	中部電力	5.0%	
Ras Laffan C				
第1フェーズ	2009	QEWC	60.0%	能力1,600mw、2,000万g/d
		QP		能力1,000mw、2,000万g/d
第2フェーズ	2010	外資(未定)	40.0%	BOT方式(25年間)
Ras Abu Fontas B2 (RAFB2)	2007	QEWC	100.0%	能力567mw、3,000万g/d
Messaid A		QEWC	40.0%	能力1,000mw(第1フェーズ)、
第1フェーズ	2008	QP	20.0%	能力1,000mw(第2フェーズ)、
				BOT方式(25年間)
第2フェーズ	2010	丸紅	40.0%	
Ras Abu Fontas A1	2009	QEWC	100.0%	能力4,500万g/d
Qatalum	2009	QP	50.0%	能力1,350mw、
		Norsk Hydro	50.0%	アルミニウム精錬所への電力供給用

(注) カタール発電水道公社(Qatar Electric & Water Company)：政府(42.74%)、民間(57.26%)で構成。

図表 1.23 カタールのエチレン能力増強の推移

(単位：千t/y)

プロジェクト	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年
QAPCO	525	720	720	720	720
Q-Chem	500	500	500	500	800
Ras Laffan Ethylene			1,300	1,300	1,300
合計	1,025	1,220	2,520	2,520	2,820

図表 1.24 カタールの石化プロジェクトの権益構成

事業会社名	操業開始	権益構成	備考
Qatar Fertilizers (QAFCO)	1973	IQ 75.0%	アンモニア、尿素
		ノルウェーYara International 25.0%	
Qatar Petrochemical (QAPCO)	1980	IQ (注) 80.0%	エチレン、低密度ポリエチレン (LDPE)、硫黄
		Total PC 20.0%	
Qatar Fuel Additives (QAFAC)	1999	IQ 50.0%	MTBE、メタノール
		台湾CPC 20.0%	
		李長栄化学 15.0%	
		カナダInternational Octane 15.0%	
Gulf Formaldehyde	2004	QAFCO 70.0%	フォルムアルデヒド
		Qatar Industrial Manufacturing 15.0%	
		United Development (UDC) 10.0%	
		Qatar Ladies Investment 5.0%	
LAB Project	2006	QP 80.0%	ノルマル・パラフィン、LAB
		UDC 20.0%	
Qatar Vinyl (QVC)	2007	QP 25.5%	二塩化エチレン (EDC)、塩化ビニルモノマー (VCM)
		QAPCO 31.9%	
		Hydro Polymer 29.7%	
		Total PC 12.9%	
Qatar Chemical (Q-Chem)	2008	QP 51.0%	高密度ポリエチレン (HDPE)
		Chevron Phillips Chemical 49.0%	
Qatofin	2008	QAPCO 63.0%	LDPE
		Total PC 36.0%	
		QP 1.0%	
Ras Laffan Ethylene	2008	Q-Chem 53.3%	エチレン
		Qatofin 45.7%	
		QP 1.0%	
Messaid Petrochemical	2010	Qatar Holding Intermediate Industries 70.0%	エチレン、ポリエチレン (PE)、エチレングリコール (EG) 未着工。
		韓国・湖南石化 30.0%	
Ras Laffan Petrochemical	2012	QP 51.0%	エチレン、LDPE、PE、EG 未着工。
		ExxonMobil 49.0%	

(注) Industries Qatar: 2003年4月、民営化政策の一環で、QPが保有する子会社の株式移管の受皿会社として設立。
IQは、30%をドーハ証券取引市場に上場した。

5.3 国内需要向けガス・プロジェクトの現状と見通し

カタールは現在、沖合ノース・フィールド・ガス田で、第1期開発（能力9億cf/d、1991年操業開始）およびアル・カリージ・ガス・プロジェクトの第1フェーズ（同5億cf/d、2006年、注）で、国内需要向けに合計14億cf/dの生産能力を保有しているが、2006年に

着工した同・第2フェーズにより、能力を2009年までに16億cf/d増強し、合計30億cf/dとする計画が進行中である。

また、2007年2月には、新たにバルザン・ガス・プロジェクトの第1フェーズ（能力15億cf/d、2012年操業開始予定）が発表されたが、今後、更なる開発フェーズが追加されると見られる。

バルザン・ガス・プロジェクトは当初、ExxonMobilおよびQPが進めるPalm GTLプロジェクト向けフィード・ガス18億cf/dを供給するための上流開発として、ExxonMobilが既に投資額6億ドルで、探鉱井2本を掘削していた。

しかし、2007年2月、高コストのためPalm GTLプロジェクトが取止めになると、QPはExxonMobilと国内需要向けプロジェクトとしてバルザン・プロジェクトを進めることとし、両社がそれぞれ90%、10%の権益を保有することとなった（図表1.25参照）。

（注）アル・カリージ・ガス・プロジェクトの第1フェーズの生産能力は8億cf/dであるが、このうち3億cf/dはOryx GTLプラントへフィード・ガスとして供給されるため、国内需要向け数量は5億cf/dとなる。

図表 1.25 カタールの国内需要向けガス・プロジェクト

プロジェクト	操業開始	生産能力	権益構成	備考
第1期開発				投資額13億ドル。
North Field Alpha	1991	9 億cf/d	QP 100%	
Al Khaleej Gas				AKG-1の生産能力8億cf/dのうち3億cf/dは、Oryx GTLへ供給。総投資額40億ドル。
第1フェーズ (AKG-1)	2006	5 億cf/d	ExxonMobil 100%	
第2フェーズ (AKG-2)	2009	16 億cf/d		
Barzan				
第1フェーズ	2012	15 億cf/d	QP 90%	
第2フェーズ	未定	未定	ExxonMobil 10%	
小計(進行中)		45 億cf/d		

6 LNG プロジェクトの現状と見通し

アッティヤ・エネルギー工業相は2005年4月、「数年前、カタールは、2020年までにLNGの生産能力を4,000万t/yとする能力増強を計画したが、実際の開発はこれよりはるかに早いペースで進んでおり、現在の見通しでは、2010年までに7,700万t/yに達する」と述べている。

この頃までは、2015年、あるいは2020年に向けた更なる増強計画を臭わず発言もあったが、現在では、「2010年までの7,700万t/y」が確定した目標であり、当面はこの目標達成を1つの区切りとしている。

6.1 プロジェクトの経緯

カタールでは、QP と外資との合弁会社 Qatargas および RasGas の2社が LNG を生産しており、どちらもラス・ラファン工業都市に生産プラントを保有している。

Qatar National Bank によると、カタールの2006年末の LNG 生産能力は、Qatargas I の第1-第3トレイン、RasGas I の第1-第2トレインおよび RasGas II の第3-第4トレインで、計2,620万 t/y に達するが、これに各社が発表している能力増強計画（Qatargas II-IV のトレイン4基および RasGas II、RasGas III のトレイン計3基）を加えた合計14トレインの生産能力は2010年までに7,770万 t/y へ達する（図表1.26参照）。

能力増強計画のうち、2008年以降に稼働開始するプラントの生産能力は、従来の1トレイン当たり300万-400万 t/y に対し、いずれも780万 t/y と規模を拡大しており、生産コストの削減をも目指している。

また、これらの新規プロジェクトに係わる EPC 契約は全て2005年末までに締結されており（注）、建設は2010年末までに完了する予定で進められているため、アッティヤー・エネルギー工業相発言にある、「生産能力を2010年までに7,700万 t/y とする」目標達成は、ほぼ確実視されている。

なお、2つの LNG 会社のいずれのプロジェクトも、QP が70%程度の権益を保有し、残りをメジャーや日本商社等の外資が出資する合弁会社により進められているが、両社の間に、生産・販売・政策方針等の点で差はなく、あえて違いを指摘すれば、出資比率しかないと説明されている。つまり、Qatargas のプロジェクトでは、Total が主導し、ConocoPhillips、R/D Shell、ExxonMobil 等、バラエティーに富んだメジャーが参加しているのに対し、RasGas のプロジェクトは、ExxonMobil カラーで統一されている。

以下は、Qatargas および RasGas の各プロジェクトの概要である。

（注） Qatargas I-IV、RasGas I-III の LNG プラントの建設では、初期のプロジェクトである Qatargas I の FEED（基本設計）および RasGas I の EPC を除く全ての FEED・EPC 契約を千代田化工（一部は、欧州エンジニアリング会社との合弁）が担当している。

なお、Qatargas I の FEED は、米 M.W.Kellogg（現 Kellogg Brown & Root）が担当したが、RasGas I の EPC は日揮および M.W.Kellogg のチームが担当している。

図表 1.26 カタールの LNG 生産設備

1. Qatargas				2. RasGas			
事業会社	生産能力		稼働開始	事業会社	生産能力		稼働開始
	トレイン	(万t/y)			トレイン	(万t/y)	
Qatargas I (注)	1	220	1997	RasGas I	1	330	1999
	2	220	1997		2	330	2000
	3	220	1999		小計	660	
	増強	90	2001	RasGas II	3	470	2004
	増強	50	2002		4	470	2005
	増強	50	2003		5	470	2007
	増強	40	2004		小計	1,410	
	増強	30	2005		RasGas III	6	780
	増強	100	2006	7		780	2009
	小計	1,020		小計		1,560	
Qatargas II	4	780	2007	RasGas 合計		3,630	
	5	780	2008				
	小計	1,560					
Qatargas III	6	780	2009				
	小計	780					
Qatargas IV	7	780	2010				
	小計	780					
Qatargas 合計		4,140					

(注) 2001年-2005年の間、デボトルネッキング工事で、能力増強。

出所: Qatargas I、RasGas I: Qatar National Bank、Economic Review 2006

Qatargas II: Qatargas HP(2005/02/27)

Qatargas III、IV: Qatargas HP(2005/12/21)

RasGas II・第3-第4トレイン: Qatar National Bank、Economic Review 2006

RasGas II・第5トレイン: MEES(2004/07/12)、DJ(2006/12/05)

RasGas III: RasGas HP(2005/09/22)

6.1.1 Qatargas のプロジェクト

Qatargas Iは1984年、QP、BP、Totalが設立した合弁会社(権益は、85%、7.5%、7.5%)であるが、その後、丸紅、三井物産が各7.5%ずつ株式を取得したため、QPの権益は70%となった。また、1992年にはBPが離脱し、Mobilが参加したが、この時、コンソーシアムは上流部門と下流部門に分けて事業を推進することとなり、上流部門はQP(65%)、Total(20%、オペレーター)、Mobil(10%)、丸紅(2.5%)、三井物産(2.5%)、下流部門はQP(65%)、Total(10%)、Mobil(10%、オペレーター)となった。

上流・下流ともに1991年に着工され、1996年11月には第1トレインが完成し、翌1997

年1月に中部電力向けに輸出を開始した。

その後、1999年に、第2・第3トレインの運転を開始し、更に2001年からはデボトルネッキング工事に着手し、能力は2006年末までに計1,020万t/yに達した。

一方、2002年には、QP（70%）およびExxonMobil（30%）が出資する合弁会社Qatargas IIが設立され、現在、第4・第5トレイン（能力は各780万t/y）をそれぞれ2007年末、2008年第III四半期中に完成させるべく工事を進めているが、2005年には、Totalが第5トレインの権益16.7%を取得することとなった。これにより、第5トレインの権益は、QPが65%、ExxonMobilが18.3%となった。

この他、Qatargas III（QPおよびConocoPhillipsが出資、権益は70%、30%、2003年設立）、およびQatargas IV（QPおよびExxonMobilが出資、権益は70%、30%、2005年設立）は2005年12月、それぞれ第6トレイン、第7トレインの着工を発表した。どちらも生産能力は780万t/yで、それぞれ2009年、2010年末の完成を目指している。

また、2005年12月には、三井物産がQatargas IIIの権益の1.5%取得を発表したため、同プロジェクトにおけるQPの権益は68.5%となった。

更に、2005年7月には、上流開発（ブラボー・プラットフォーム等）とLNG生産トレイン3基の操業を担当するQatargas Iのプロジェクトを引継ぐQatargas Operating Companyが設立され、Qatargas旧I、II、III、IVの全てのプロジェクトを一元管理するとともに、将来の増強計画をも担当することとなった。

同社は、ラス・ラファンのコンデンセート製油所（2008年完成予定、能力14.6万b/d）、脱硫装置、コンデンセート出荷設備等、共用設備の操業を行うとともに、今後のLNG能力増強計画も担当しており、幅広いプロジェクトを管理する立場より、「Qatargas」（ローマ数字を付さない）と呼ばれる一方、引続き旧社名のまま「Qatargas I」と呼ばれることもある。

なお、Qatargasプロジェクトの中で、リッチ・ガス（C2-C6成分に富むガス）を生産しているのは、日本向け輸出を行っているQatargas Iのみであり、Qatargas II-IVはすべてリーン・ガス（C2-C6成分が少ない、水素リッチなガス）となっている。このため、日本の需要家に歓迎されず、日本向け輸出数量が伸び悩む要因となっているとも見られる。

6.1.2 RasGasのプロジェクト

RasGas Iは1993年10月、QP（70%）、Mobil（30%、オペレーター）の権益で設立されたが、1997年には伊藤忠商事が4%、日商岩井が3%、1999年には韓国ガス公社（Korea Gas Corporation、Kogas）が5%の権益を取得したため、QP、Mobilの権益は、それぞれ63%、25%となった。

RasGas Iは、1999年5月に第1トレインの生産を開始し、6月には第1船となる米国向けスポット輸出を行ったが、2000年には、第2トレインの稼動開始により、能力は計660万t/yとなった。

一方、2001年には、QP（70%）、ExxonMobil（30%、オペレーター）が出資する合弁会社 RasGas II が設立され、第3-第5トレイン（能力は各 470 万 t/y、計 1,410 万 t/y）の建設計画が明らかにされた。このうち第3トレイン、第4トレインは、それぞれ 2004年、2005年に稼働を開始したが、第5トレインは 2007年3月の竣工を予定している。

RasGas III は、カタールの一連の LNG プロジェクトで最後となる第6・第7トレイン（能力は各 780 万 t/y）を建設するため、QP（70%）、ExxonMobil（30%、オペレーター）が 2005年設立した合弁会社である。それぞれ、2008年後半、2009年後半の運転開始を目指し建設が進んでいる。

また、RasGas プロジェクトでも、Qatargas 同様、プロジェクトの一元管理を目指し、RasGas Company が設立され、上流開発（チャーリー・プラットフォーム等）を含む RasGas I のプロジェクトを引継いでいるが、やはり旧社名のまま「RasGas I」とも呼ばれている。なお、RasGas プロジェクトの中でも、RasGas I-II の一部でリッチ・ガスを生産しているのを除けば、全てリーン・ガスとなっている。

6.2 LNG 輸出契約の現状と見通し

カタールの LNG 長期契約の合計数量は 2006年11月現在、仮契約分を含み 8,040 万 t/y に達しており、2010年までの生産目標 7,770 万 t/y に対して、既にオーバー・コミットとなっている（図表 1.27 参照）。

また、2008年以降に稼働を開始するプロジェクト（Qatargas II-IV および RasGas III）では、米国向けに約 3,000 万 t/y、欧州向けに約 2,700 万 t/y の LNG が割当てられており、一見すると、日本、韓国を始めとするアジア向けに始まったカタールの LNG 輸出の軸足が、欧米へシフトして行くかのようにも見える。

しかし、QP 幹部は、「Qatargas II-IV および RasGas III では、カーゴを他市場へ振り向ける権利が認められており、米国向けの数量は確定した訳ではない」（2006年6月）と述べており、米国向け数量が流動的であることを示唆している。

プロジェクトごとの契約の現状と見通しは、以下の通りである。

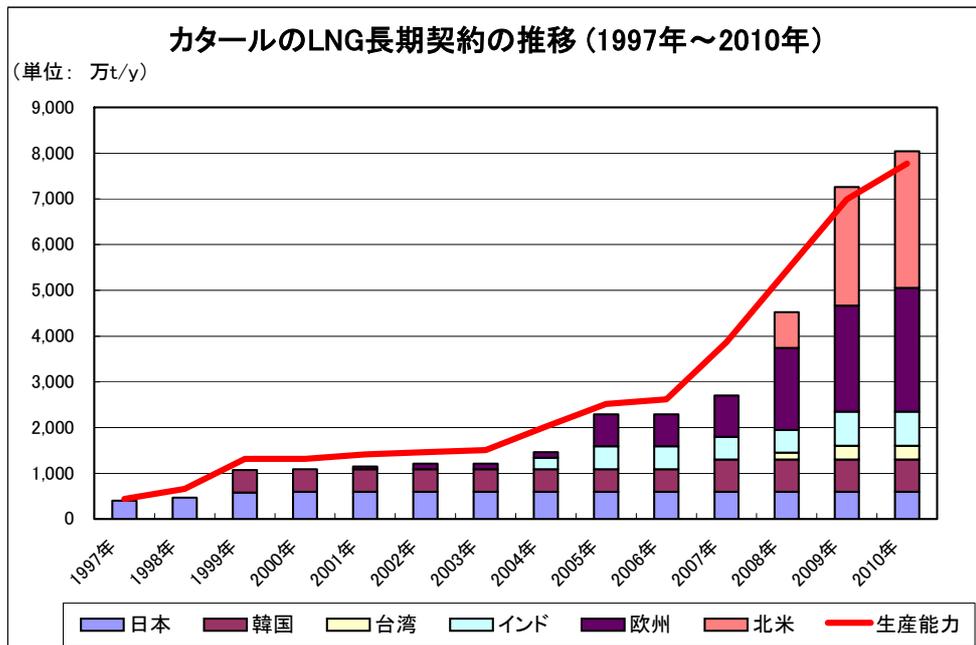
図表 1.27 カタールの LNG 長期契約の推移 (1997年～2010年)

(単位: 万t/y)

	輸出相手国						合計	年末 生産能力
	日本	韓国	台湾	インド	欧州	北米		
1997年	400	0	0	0	0	0	400	440
1998年	470	0	0	0	0	0	470	660
1999年	583	490	0	0	0	0	1,073	1,320
2000年	600	490	0	0	0	0	1,090	1,320
2001年	600	490	0	0	62	0	1,152	1,410
2002年	600	490	0	0	120	0	1,210	1,460
2003年	600	490	0	0	120	0	1,210	1,510
2004年	600	490	0	250	120	0	1,460	2,020
2005年	600	490	0	500	700	0	2,290	2,520
2006年	600	490	0	500	700	0	2,290	2,620
2007年	600	700	0	500	900	0	2,700	3,870
2008年	600	700	150	500	1,790	780	4,520	5,430
2009年	600	700	300	750	2,315	2,595	7,260	6,990
2010年	600	700	300	750	2,705	2,985	8,040	7,770

(注) 年末生産能力は、図表1.26に基づく。

出所: CEDIGAS「LNG Trade and Infrastructure 2004」、AOG(2006/08/16)、Qatargas HP、RasGas HP、Gas Natural HP、Edison Gas HP、ExxonMobil HP、その他情報誌より作成



6.2.1 Qatargas の長期契約

カタール最初となる LNG 輸出契約は、Qatargas I が 1992 年に中部電力と締結した 400 万 t/y (契約期間: 1997 年 - 2022 年) であるが、その後 1994 年にも、日本の電力・ガス会社計 7 社向けに 200 万 t/y を輸出する契約を締結した。

また、2001 年には、スペイン Gas Natural と 2 つの契約 (62 万 t/y、2001 年 - 2009 年およ

び58万t/y、2002年-2007年)を締結したが、両契約とも2004年に、2012年までの契約期間の延長で合意した他、別途150万t/yを2005年-2025年にわたり輸出する契約も締結された。

なお、建設中のプロジェクトについても、Qatargas IIは、ExxonMobilならびにTotal経由で欧米向けに1,560万t/y、Qatargas IIIはConocoPhillips経由で米国向けに780万t/y、Qatargas IVはR/D Shell経由で欧米向けに780万t/yをそれぞれ輸出する合意に達した。このうちTotalおよびConocophillipsとは、売買契約(Sales and Purchase Agreement、SPA)を締結したが、ExxonMobilおよびR/D Shellとは、HOAにとどまっている。

一方、Qatargas I-IVの計7トレインの生産能力が、2010年までに4,140万t/yに達するのに対し、これまでに締結されたSPAおよびHOAの合計数量は、3,990万t/yとなっており、おおむねバランスしている(図表1.28参照)。

しかし、アッティヤ・エネルギー工業相は2006年11月の訪日時に、「日本向け数量を、現在の600万t/yから500万t/y増量し、1,100万t/yとする交渉を真摯に行っている」ことを明らかにしている。

この場合、Qatargas IIおよびQatargas IVが、ExxonMobilと締結したHOAに基づく欧米向け数量計1,750万t/yのうちの一部が、日本向けに転用される可能性が高い。

図表 1.28 Qatargas の LNG 長期契約一覧

事業会社	輸出先	買手	数量 (万t/y)	契約期間 (年)	備考
Qatargas I	日本	中部電力	400	1997 - 2022	SPA: 1992年5月
		東京ガス	35	1998 - 2022	SPA: 1994年12月
		大阪ガス	35	1998 - 2022	
		東北電力	52	1999 - 2022	
		関西電力	29	1999 - 2022	
		東京電力	20	1999 - 2022	
		中国電力	12	1999 - 2022	
		東邦ガス	17	2000 - 2022	
	スペイン	Gas Natural	62	2001 - 2012	
		Gas Natural	58	2002 - 2012	SPA: 2001年5月
		Gas Natural	75	2005 - 2025	SPA: 2004年1月
		Gas Natural	75	2006 - 2026	SPA: 2004年1月
	小計		870		
Qatargas II	英国	未定 (ExxonMobil)	780	2008 - 2033	HOA: 2002年6月
		未定 (ExxonMobil)	190	2009 - 2034	HOA: 2002年6月
	フランス	未定 (Total)	185	2009 - 2034	SPA: 2006年7月
	英国		150		
	米国		185		
	メキシコ		70		
	小計		1,560		
Qatargas III	米国	未定 (ConocoPhillips)	780	2009 - 2034	SPA: 2005年12月
Qatargas IV	欧米	未定 (R/D Shell)	780	2010 - 2035	HOA: 2005年2月
総合計			3,990		
Qatargas 生産能力			4,140		
供給余力			150		

出所:

Qatargas I : Cedigas「LNG Trade and Infrastructure 2004」、Gas Natural HP(2001/05/13、2004/01/20)

Qatargas II-IV : Qatargas HP(2002/07/15、2005/02/27、2005/12/21)、PON(2005/03/01)、AOG(2006/08/16)

6.2.2 RasGas の長期契約

RasGas I は Kogas と 1995 年、および 1997 年に、それぞれ 240 万 t/y、250 万 t/y の輸出契約を締結した。契約期間は、ともに 1999 年より 25 年間であるが、これに加え 2006 年 11 月、2007 年より 20 年間にわたり 210 万 t/y を輸出する基本合意に達したため、韓国向けの輸出数量は 2007 年以降、計 700 万 t/y となる見込みである。

RasGas II は 1999 年、インド Petronet LNG (PPL) 向け 750 万 t/y の契約を締結し、このうち 500 万 t/y については、2004 年より 25 年間にわたり輸出を行っているが、残り 250 万 t/y についても 2006 年の最終合意により、2009 年より 25 年間にわたり輸出することになった。これにより、インド向けの輸出数量は 2009 年以降、計 750 万 t/y となり、PPL はカタール最大の LNG 輸出先となる。

この他にも、RasGas II は、スペインの電力会社 Endesa Generacion 向け 80 万 t/y (2005 年 -2025 年)、イタリアの大手ガス会社 Edison Gas 向け 350 万 t/y (2005 年 -2030 年) および 110 万 t/y (2008 年 -2030 年)、ベルギー向け 200 万 t/y (2007 年 -2027 年) の欧州向け契約を締結し、2005 年にも、台湾・中国石油 (CPC) 向け 300 万 t/y (2008 年 -2033 年) の契約を締結した。

また、RasGas III は 2003 年、ExxonMobil と米国向けに 1,560 万 t/y を輸出する HOA を締結したが、この段階で RasGas I-III の計 7 トレインの生産能力 3,630 万 t/y に対し、420 万 t/y の供給をオーバー・コミットしたことになる (図表 1.29 参照)。

更に、アッティヤー・エネルギー工業相は 2006 年 11 月、アジア諸国歴訪の途上で、「韓国向けに更に 200 万 t/y を輸出することになるだろう」、「インドの 120 万 t/y 追加供給要請を、好意的に受止めている」(注)、「中国向け輸出についても交渉中である」等の発言を行っており、RasGas のアジア向け輸出数量を拡大する構えを見せている。

従って、RasGas III の米国向け輸出数量から 700 万 -800 万 t/y 程度が、アジア向けにシフトされる可能性があると思われる。

(注) インドのアイヤール石油相 (当時) は、「カタールからの LNG 輸入量を 2015 年までに 2,000 万 t/y とする基本合意に達した」と述べ、積極的な姿勢を示したが (Asia Pulse 2005/04/18)、現在、両国間で交渉されているのは、アッティヤー・エネルギー工業相発言にある 120 万 t/y 程度と見られる。

図表 1.29 RasGas の LNG 長期契約一覧

事業会社	輸出先	買手	数量 (万t/y)	契約期間 (年)	備考
RasGas I	韓国	Kogas	240	1999 - 2024	SPA: 1995年10月
			250	1999 - 2024	SPA: 1997年6月
			210	2007 - 2026	HOA: 2006年11月
	小計		700		
RasGas II	インド	Petronet	500	2004 - 2029	SPA: 1999年7月
			250	2009 - 2034	SPA: 2006年8月
	スペイン	Endesa Generacion	80	2005 - 2025	SPA: 2003年7月
	イタリア	Edison Gas	350	2005 - 2030	SPA: 2001年6月
			110	2008 - 2030	SPA: 2003年11月
	ベルギー	Distrigas	200	2007 - 2027	SPA: 2005年3月
	台湾	中国石油(CPC)	300	2008 - 2033	SPA: 2005年9月
小計		1,790			
RasGas III	米国	未定(ExxonMobil)	780	2008 - 2033	HOA: 2003年10月
		未定(ExxonMobil)	780	2009 - 2034	
	小計		1,560		
総合計			4,050		
RasGas 生産能力			3,630		
供給余力			-420		

出所:

Kogas : Cedigas「LNG Trade and Infrastructure 2004」、RT(2007/11/16)

Petronet: Cedigas「LNG Trade and Infrastructure 2004」、RasGas HP(2006/08/03)

Endesa Generacion: RasGas HP(2005/04/01)

Edison Gas: Edison Gas HP(2001/06/25)、ExxonMobil HP(2003/11/20)

Distrigas: MEES(2005/03/07)

中国石油: DJ(2005/09/13)、WGI(2005/09/14)

RasGas III: RasGas HP

6.3 LNG サプライ・チェーンへの出資

カタールは、ノース・フィールド・ガス田での上流開発およびラス・ラファン工業都市での液化設備を建設・操業するのみでなく、タンカー、輸出先ターミナル（貯蔵、再液化設備）を含む LNG サプライ・チェーンで権益を保有する方針で、積極的な投資を行っている。

サプライ・チェーンへの出資目的について、QP 販売部門のアリ・ムハンマド・アシスタントダイレクターは、「需要家をアシストすることで、安定的に販売先を確保できる」（2006/12/19）と述べ、LNG 事業で最大の収益を得ると同時に、自ら関与することで LNG の競争力を高めるためと見られる（注）。

（注）Qatargas のアハド・フライフィ COO へのヒアリングでは、「LNG を安定的に需要家へ届けるため、サプライヤーの義務として権益を保有している。また、その上で個別の事業からの収益も十分に得られると考えている」（2006/12/19）と説明している。

6.3.1 輸出先 LNG ターミナルの権益保有

カタールは、既に欧米で3つの LNG ターミナルの建設を進めているが、これらのプロジェクトでは、いずれも QP が権益を取得した後、2006年3月に海外投資部門子会社として設立された Qatar Petroleum International (QPI) が移管を受け、2007年-2010年間の操業開始を目指している。

また、インドでもターミナルの権益取得に向けた交渉が継続している（図表 1.30 参照）。

図表 1.30 カタールが権益保有する海外 LNG 受入ターミナル

国名	LNG受入ターミナル	操業開始	受入能力	権益構成
			(万t/y)	
イタリア	Isola di Porto Levante LNG Terminal (North Adriatic)			
		2007年	560	Qatar Petroleum Int'l 45.0%
				ExxonMobil 45.0%
				Edison Gas 10.0%
小計			560	
英国	South Hook LNG Terminal (Milford Haven)			
	第1フェーズ	2007年	780	Qatar Petroleum Int'l 67.50%
				ExxonMobil 24.15%
	第2フェーズ	2008年	780	Total 8.35%
小計			1,560	
米国	Golden Pass LNG Terminal (Texas州)			
		2008年	1,560	Qatar Petroleum Int'l 70.0%
				ExxonMobil 30.0%
				ConocoPhillips
小計			1,560	
合計			3,680	

(注) インド・ダヘジ・ターミナルの概要

国名	LNG受入ターミナル	操業開始	受入能力	権益構成
			(万t/y)	
インド	Petronet LNG、Dahej LNG Terminal (Gujarat州)			
	第1フェーズ	2004年1月	500	IOC 12.5%
				GAIL LTD. 12.5%
				ONGC 12.5%
				Bharat Petroleum Corp. 12.5%
	第2フェーズ	2008年6月	750	Gaz de France 10.0%
				アジア開発銀行 5.2%
				Bank、他 34.8%
小計			1,250	

出所:

Isola di Porto Levante: Norway Post (2005/05/05)、DJ(2005/05/02)、MEES (2005/05/09)

South Hook: Gulf Times (2006/09/01)

Golden Pass: DJ(2006/08/01)

Petronet LNG: Petronet LNG HP

6.3.1.1 イタリア

RasGas II は 2003 年、Edison Gas が同国北東部ベネト州ロビーゴ沖合 15km に建設を予定していたイソラ・デ・ポルト・レヴァンテ (Isola di Port Levante) ターミナル (能力 560 万 t/y) の権益取得に合意した。同プロジェクトは、かつては北アドリア (North Adriatic)

ターミナル建設計画とも呼ばれていたものであるが、RasGas IIからの輸入には、基地能力の80%に当たる450万t/yが割当てられる予定となっている。

2005年に、QP（後にQPI）およびExxonMobilが各45%の権益を取得したことにより、Edison Gasの権益は10%となった。また、同2005年には、ノルウェーのAker KvaernerがEPC入札を落札し、現在、2007年中の完成を目指して工事を進めている。

6.3.1.2 英国

Qatargas IIは2002年、ExxonMobilおよびTotalと英国向けに1,000万t/y以上を輸出するHOAを締結した後、英国内のLNGターミナル建設用地の選定に入ったが、翌2003年には、ウェールズ地方ミルフォード・ヘブンにLNGターミナルを2つのフェーズに分けて建設する計画を発表した。

受入能力は、各フェーズとも780万t/yで、計1,560万t/yと巨大であるが、最新の大型タンカー（Q-Max型、LNG積載容量26m³）による受入れが可能となる設備を保有する。

2つのフェーズともChicago Bridge & Iron（CB & I）がEPCを担当し、それぞれ2004年、2005年に着工したが、Qatargas IIの第4、第5トレインの稼動開始に合わせた2007年、2008年に操業を開始する予定である。

権益比率は当初、QPI（70%）、ExxonMobil（30%）であったが、2006年にTotalも権益取得に合意したため、QPI、ExxonMobilおよびTotalの権益は、67.5%、24.15%、8.35%となった。

6.3.1.3 米国

ExxonMobilは2003年、QPとRasGas III設立に関するHOAを締結すると同時に、メキシコ湾岸に3つのLNGターミナルを建設する計画を明らかにした。

これに対し、米連邦エネルギー規制委員会（Federal Energy Regulatory Commission）は2005年までに、テキサス州ポート・アーサー（Port Arthur）の南15kmに位置するゴールデン・パス（Golden Pass）LNGターミナル（GPLT、能力1,560万t/y）および同州San Patricio郡のヴィスタ・デル・ソル（Vista del Sol）LNGターミナル（同860万t/y）の建設を許可した。

その後、ExxonMobilは、CB & IとGPLTの建設に関するEPC契約を締結し、2006年9月に着工する一方、「ヴィスタ・デル・ソルLNGターミナルを建設する権利を第3者に売却する交渉を行っている」（DJ 2006/09/25）と発表し、GPLTプロジェクトのみを進める計画修正を行った。

ExxonMobilは、カタール側の権益保有の意向を受けQPIの出資に合意し、RasGas IIIの第6、第7トレインのLNGを輸入するため、2008年中の操業開始を目指しているが、その後、ConocoPhillipsが出資するQatargas IIIからの輸入にも合意した。

このため、ターミナルの権益比率は、QPIが70%と最大シェアとなるが、残り30%については、ExxonMobilとConocoPhillipsが最終的に合意した輸入数量見合いで決定することになった。

GPLTは、最新の大型タンカー（Q-Flex型、LNG積載容量21.5万m³）による受入れが可能となる設備を保有する予定となっている。

また、この他にも、ConocoPhillipsは2009年以降、Qatargas IIIからのLNGを輸入するため、テキサス州フリーポート（Freeport）に建設を予定しているLNG受入ターミナル（受入能力は1,150万t/y、2007年完成予定）の権益を取得しており、R/D Shellも2010年以降、Qatargas IVからの輸入に備え、ジョージア州エルバ島（Elba Island）LNG受入ターミナルと長期契約を締結している。

アッティヤ・エネルギー工業相は、このうち、エルバ島LNGターミナルについて、「R/D Shellと権益取得について交渉中である」（DJ 2006/06/26）と述べ、米国で2番目となるLNGターミナルの権益取得の意向を明らかにしたが、その後の進展は見られていない。

なお、イタリア、英国、米国の既存のLNG受入能力は、それぞれ260万t/y、330万t/y、2,800万t/yであり（図表1.31参照）、2005年の輸入実績もそれぞれ176万t/y、37万t/y、1,259万t/yにとどまっている（BP統計2006）。

一方、カタールがこれらの国々で権益を保有するターミナルの能力は、イタリアが560万t/y、英国および米国が各1,560万t/yと、いずれも巨大であり、カタールが各国におけるLNG需要の増加を見込み、思い切った先行投資に踏切っている実態も浮かび上がって来る。

図表 1.31 イタリア、英、米、インドの LNG ターミナル

(単位: 万t/y)

国名	LNG受入ターミナル	操業開始	受入能力	2005年 輸入実績	主な出資者
イタリア	Panigaglia	1971年	260		Snam
小計			260	176	
英国	Isle of Grain	2005年	330		National Grid Transco
小計			330	37	
米国	Everett, MA	1971年	540		Tractebel LNG
	Cove Point, MD	1978年	770		Dominion
	Elba Island, GA	1978年	340		Southern LNG
	Lake Charles, LA	1982年	770		Trunkline LNG
	West Cameron, LA	2005年	380		El Paso Excelebrate
小計			2,800	1,259	
インド	Dahej	2004年	500		Petronet
	Hazira	2005年	250		R/D Shell, Total
	Dabhol	2006年	500		Petronet, NTPC, GAIL
小計			1,250	425	

出所:

LNG ターミナル概要: Cedigas 「LNG Trade and Infrastructure 2004」、Federal Energy Regulatory Commission HP、National Grid Transco HP

2005年輸入実績: BP統計2006年

6.3.1.4 インド (交渉中)

上記の他にも、カタールはインドとも交渉を行っている。

Petronet LNG 社 (PPL) は、インドの国営ガス GAIL、国営上流企業 ONGC、国営石油 IOC、同 Bharat Petroleum (BPCL) 等が LNG 輸入を目的に設立した合弁会社であるが (図表 1.30 参照)、2004 年に、RasGas II より LNG を輸入するため、西部グジャラート (Gujarat) 州ダヘジ (Dahej) LNG ターミナル (能力 500 万 t/y) の操業を開始した。

RasGas II および PLL は、LNG 長期契約を締結した際、それぞれ株式の 5-10% ずつを持合うことで基本合意したが、その後進展は見られていない。

しかし、アッティヤ・エネルギー工業相は、「ONGC は RasGas II へ出資することになるだろう」(2005/09/26) と述べる一方、インド側も「長期安定的に LNG を供給してくれるパートナーに、PLL の権益 7.5-10% を取得してもらおう予定だが、カタールが最有力候補だ」(AOG 2006/09/01) と発言していることから、交渉は依然として継続していると見られる。

なお、PPL は、ダヘジ LNG ターミナルの能力を 2008 年までに計 1,250 万 t/y とする増強工事を進めている他、南部ケララ (Kerala) 州コチ (Kochi) LNG ターミナル (能力 250 万 t/y) の建設も計画している。

6.4 LNG タンカーの保有

LNG サプライ・チェーンの中で、輸送費の占める割合は 30-50% と高いため、これを低く抑えることは、LNG 需要の安定確保のための重要な要素の 1 つともなっている。

カタールは、LNG タンカーの権益を保有するのみでなく、建造から運航管理、保守までを独自に手掛けることで、コスト削減および利益の最大化を目指している。

6.4.1 海外船会社による LNG タンカーの建造・運航

Qatargas I（1997 年操業開始）および RasGas I（同 1999 年）による LNG 輸出が開始された当初、LNG タンカー運航に関するノウハウを保有しないカタールは、タンカーの新造・運航を全面的に海外船会社に依存せざるを得なかった。

このため、Qatargas I では、日本の船会社が LNG タンカー 10 隻を建造し運航を担当し（図表 1.32 参照）、RasGas I では韓国の船会社が 8 隻の建造・運航を担当した（図表 1.33、図表 1.34 参照）。

しかし、海外船会社のみが出資・保有する LNG タンカーは、これら 18 隻に、2006 年に RasGas II のインド向け輸出増量分のために新造が決定した 1 隻を加えた計 19 隻のみであり、その後の約 70 隻（今後建造されるものも含む）については、全てカタール資本が参入することとなった。

図表 1.32 Qatargas の LNG タンカー

プロジェクト	タンカー保有・運航会社		隻数	備船開始 (年)	向先
	出資比率				
Qatargas I	日本海運会社 (注1)	100.0%	10	1996-2000	日本
	JC4 (注2) + Q-Ship		1	2004	欧州
	JC4	80.0%			
	Q-Ship	20.0%			
計			11		
Qatargas II	OSG Nakilat		4	2007-2008	英国
	米Overseas Shipholding	49.9%			
	Nakilat	50.1%			
	Pronav Nakilat		4	2007-2008	欧州
	独Pronav	49.9%			
	Nakilat	50.1%			
	Nakilat	100.0%	6	2008-2009	米国
計			14		
Qatargas III	Nakilat	100.0%	10	2009	米国
計			10		
Qatargas IV	Nakilat	100.0%	8	2010	欧米
計			8		
Qatargas小計			43		

(注1) 日本海運会社: 商船三井、日本郵船、川崎汽船、飯野海運

(注2) JC4: 商船三井、日本郵船、川崎汽船、三井物産

出所: 各種資料より作成

図表 1.33 RasGas の LNG タンカー

プロジェクト	タンカー保有・運航会社		隻数	備船開始 (年)	向先
	出資比率				
RasGas I	韓国SK Shipping	100.0%	3	1999-2000	韓国
	韓国Korea Line	100.0%	1	2000	韓国
	韓国Hanjin Shipping	100.0%	1	2000	韓国
	韓国Hyundai MM	100.0%	2	1999-2000	韓国
	韓国I.S.Carriers	100.0%	1	2003	韓国
計			8		
RasGas II	India LNG Transport No.1、No.2		2	2004-2005	インド
	日本、インド海運会社 (注1)	85.0%			
	Q-Ship	15.0%			
	Canartina Shipping		1	2004	欧米
	日本、ベルギー海運会社 (注2)	70.6%			
	Q-Ship	29.4%			
	Peninsula LNG No.1 - No.3		3	2005	欧米
	日本、ベルギー海運会社 (注2)	70.6%			
	Q-Ship	29.4%			
	Maersk-Qship		2	2004-2006	欧米
	デンマークA.P. Moller Maersk	75.0%			
	Q-Ship	25.0%			
	Maran Nakilat		4	2005-2008	欧州
	ギリシャMaran Gas Maritime	70.0%			
	Nakilat	30.0%			
	Teekay Nakilat		3	2006-2007	欧州
	カナダTeekay Shipping	70.0%			
	Nakilat	30.0%			
	Peninsula LNG No.4		1	2007	米国
	日本海運会社、商社 (注3)	70.0%			
	Nakilat	30.0%			
India LNG Transport No.3		1	2009	インド	
日本海運会社 (注4)	51.0%				
Shipping Corporation of India	26.0%				
Petronet	23.0%				
		4	2009-2010	台湾	
日本郵船、三井物産 (注5)	29.0%				
台湾CPC	45.0%				
Q-Ship	26.0%				
計			21		

図表 1.34 RasGas の LNG タンカー（続き）

プロジェクト	タンカー保有・運航会社	隻数	備船開始 (年)	向先	
	出資比率				
RasGas III	JC5 Nakilat No.1 - No.8				
	JC5(注6)	60.0%	8	2008	米国
	Nakilat	40.0%			
	Teekay Nakilat				
	カナダTeekay Shipping	40.0%	4	2008	米国
	Nakilat	60.0%			
Nakilat	100.0%	1	2009	米国	
計		13			
RasGas小計		42			

(注1) 商船三井、日本郵船、川崎汽船、Shipping Corporation of India

(注2) 商船三井、日本郵船、川崎汽船、ベルギーExmar

(注3) 商船三井、日本郵船、川崎汽船、三井物産

(注4) 商船三井、日本郵船、川崎汽船

(注5) 現在は、日本郵船、三井物産が100%権益保有しているが、将来、CPC(45%)、Q-Ship(26%)が権益を保有するオプション付き

(注6) 商船三井、日本郵船、川崎汽船、飯野海運、三井物産

出所：各種資料より作成

6.4.2 Qatar Shipping (Q-Ship) による LNG タンカー保有の開始

Qatar Shipping Company (Q-Ship) は 1992 年、QP などの国営企業 (39.5%) および民間企業・個人 (60.5%) の出資で設立された石油・ガス輸送専門の船会社である。

RasGas II のインド向け LNG 輸出の開始に合わせ、日本およびインドの船会社が合弁会社 India LNG Transport を設立し、LNG タンカー 2 隻を建造した際、Q-Ship も 15% を出資した。

その後、Q-Ship は、Qatargas I および RasGas II 向けの計 7 隻で、20%-29.4% を出資し、更に 2006 年には、RasGas II 向けに日本の船会社が建造するタンカー 4 隻についても 26% を出資することで合意した。

これにより、Q-Ship が出資・保有する LNG タンカーは計 13 隻となった。

6.4.3 Qatar Gas Transport Company (QGTC、Nakilat) の設立

一方、7,000 万 t/y を超える LNG 生産目標が設定されると、これに合わせた輸送能力の増強が不可欠となったため、QP は 2004 年、LNG 輸送専門の船会社 Qatar Gas Transport Company (QGTC、Nakilat) を設立した。

Nakilat はカタールの民営化促進政策に則り、QP などの国営企業 (50%) および民間企業・個人 (50%) が出資したが、設立後間もなく、RasGas II 向けに建造中の LNG タンカー 8 隻について 30% を出資すると発表し、更に Qatargas II 向けの 8 隻、および RasGas III 向けの 12 隻でも 40%-60% を出資するとし、海外船会社の出資比率を徐々に引下げた。

そして Nakilat は 2006 年には、Qatargas II 向けの 6 隻、Qatargas III 向けの 10 隻、RasGas III 向けの 1 隻の計 17 隻の建造について 100% 出資で発注し、2007 年に入ってから、Qatargas IV 向け 8 隻を 100% 出資で発注した。

Nakilat はこれまで、計 53 隻のタンカーを発注したが、今後も、RasGas III 向けに 1-2 隻程度を 100% 出資で建造発注すると見られる。

なお、カタール船会社のみによる LNG タンカーの保有に当たりネックとなっていた運航管理のノウハウ取得のため、Nakilat は 2006 年 11 月、Shell International Trading and Shipping Company と LNG タンカーの運航管理を行う合弁会社設立契約を締結した。これにより合弁会社は、25 年間にわたり運航管理の委託を受けるとともに、Shell は 12 年以内に Nakilat に運航管理ノウハウを移管することになっている。

図表 1.35 は、カタールの LNG 輸出用に就航中もしくは建造中のタンカーを、出資比率別にまとめたの一覧であるが、既に輸出を開始している Qatargas I や RasGas I 向けで海外船会社のみがタンカーを保有していたのに対し、RasGas II 向けを境にカタール資本が 15-30% 程度参入し、更に Qatargas II および RasGas III 以降の、今後稼働を開始するプロジェクト向けでは、30% もしくは 40-60% となり、ついには 100% 保有に至る経緯が見て取れる。

図表 1.35 カタール船会社による LNG タンカーへの出資比率一覧

プロジェクト	稼働開始	外資のみ (注1)(0%)	Q-Ship (15%-30%)	Nakilat			合計
				(30%)	(40%-60%)	(100%)	
Qatargas I	1997年	10	1				11
Qatargas II	2007年				8	6	14
Qatargas III	2009年					10	10
Qatargas IV	2010年					8	8
小計(隻数)							43
RasGas I	1999年	8					8
RasGas II	2004年	1	12	8			21
RasGas III	2008年				12	1	13
小計(隻数)							42
合計(隻数)		19	13	8	20	25	85

(注1) ()内数字%は、カタール船会社の出資比率

(注2) 上記に加え、Nakilatは2007年中に、RasGas III向けに1-2隻を発注する見込み。

出所：各種資料より作成

6.4.4 その他の物流コストの削減策

カタールは、この他にも物流コスト削減の一環として、タンカー造船コストの削減、フレート運賃の低廉化、保守費用の削減などで、独自の取組みを行っている。

6.4.4.1 フレート運賃の低廉化

カタールは、アジア諸国のみならず、スエズ運河を経て欧州や米国まで LNG 市場を広げているが、他の LNG 輸出国に比べて、輸送距離の点で有利な消費地を多く保有しているわ

けではない。

図表 1.36 は、主要 LNG 生産国から消費国へのおおよその輸送距離を示したものであるが、インドネシアやマレーシアが、日本、韓国、台湾、中国等のアジアの大規模消費国に有利な立地にあり、また、トリニダード・トバゴやアルジェリアが、欧米諸国に近い位置にあるのに対し、カタールはインドへの輸送で有利な点を除けば、いずれも他の LNG 輸出国とフレート運賃で厳しい競争を強いられることになる。

そこで、カタールはフレート運賃の低廉化を図るため、積載容量の増加によるコスト削減効果を狙っている。

Qatargas I、RasGas I、RasGas II 向けに既に就航しているタンカー 29 隻、RasGas II 向けに建造中の 11 隻が、従来の標準船型（LNG 積載容量 14 万 -15 万 m³）であるのに対し、Qatargas II-IV、RasGas III 向けでは、これまでに Q-Flex 船型（Qatar-Flexible の略、21.5 万 m³）31 隻、Q-Max 船型（26 万 m³）14 隻が発注され、1 隻当たりの LNG 積載容量の増加を図っている（図表 1.37 参照）。

Q-Flex 船型の LOA（Length Over All、全長）は 315m もあり、平均的な原油輸送用の大型タンカー VLCC の LOA 333m に匹敵する大きさであるが、船内に収容する LNG タンクの防熱技術の進歩等により、国際標準船型を維持しながらタンク容量を増加させることに成功しており、Q-Max 船型とも、スエズ運河の航行が可能となっている。

なお、Q-Flex、Q-Max タンカーは、それぞれ 2004 年、2006 年から発注が開始されたが、就航予定はそれぞれ 2007 年、2009 年からとなっており、特に米国・英国等、遠隔地への輸送でコスト削減の効果が期待されている。

また、Nakilat は 2007 年中に、RasGas III 用に更に 1-2 隻程度の LNG タンカーを発注すると見られるが、いずれも Q-Flex、Q-Max タンカーとなる見込みである。

図表 1.36 主要 LNG 生産国から消費国への輸送距離

(単位: km)

	カタール (Ras Laffan)	インドネシア (Bontang)	マレーシア (Bintulu)	トリニダード・トバゴ (Point Fortin)	アルジェリア (Arzew)	オーストラリア (Withnell Bay)
日本 (袖ヶ浦)	12,100	4,800	4,600	25,300	17,800	6,800
韓国 (仁川)	11,500	4,400	4,100	24,700	17,200	6,700
台湾 (永安)	9,700	2,700	2,400	23,000	15,500	4,900
中国 (広州)	9,400	2,900	2,200	22,700	15,100	5,100
インド (Dahej)	2,400	8,400	5,900	18,600	8,800	7,000
米国 (Lake Charles)	18,000	23,900	22,700	4,200	9,300	23,400
スペイン (Barcelona)	8,600	14,500	13,200	7,300	700	14,300
ベルギー (Zbrugge)	11,700	17,500	16,400	7,400	2,900	17,300
イタリア (Panigaglia)	8,400	14,300	12,800	8,000	1,300	14,100
英国 (Milford Hafen)	11,300	17,200	16,000	6,900	2,600	17,000

出所: (財)日本エネルギー経済研究所「世界のLNG船市場等に係わる調査」

(注1) マル印は、5,500kmを目処とした近距離圏内。

(注2) 中東、アジア、オセアニアから米国、欧州諸国へのフローでは、スエズ運河を利用。

(注3) トリニダード・トバゴからアジアへのフローでは、喜望峰経由。

(注4) LNG受入基地名は例として記載しており、必ずしも実際のLNGフローに合致するわけではない。

図表 1.37 カタール LNG の輸出用タンカーの船型別内訳

	標準型 (14万-15万m ³)		Q-Flex (21万m ³)	Q-Max (26万m ³)	合計		向先
	就航済	建造中	建造中	建造中	(隻数)	(万m ³)	
Qatargas I	11	0	0	0	11	160	日本
Qatargas II	0	0	8	6	14	324	欧米
Qatargas III	0	0	7	3	10	225	米国
Qatargas IV	0	0	4	4	8	188	欧米
RasGas I	8	0	0	0	8	116	韓国
RasGas II	10	11	0	0	21	305	インド・台湾・欧米
RasGas III	0	0	12	1	13	278	米国
合計(隻数)	29	11	31	14	85	1,595	

出所: 各種資料より作成

6.4.4.2 造船コストの削減

LNG タンカーの建造費は、1980年代に急騰し、1991年には当時の標準船型(12.5万m³)

で2.8億ドルにまで達したが、その後、韓国の造船会社が市場へ参入したことによる受注競争の激化や技術の進歩に伴う建造コストの低廉化により急落し、2001年には1.4億ドルと、最高値時の半値まで下落した。

しかし、2004年より新規発注の増加および資材コストの急騰等の要因により、LNGタンカーの建造費は、今日の標準船型（14万-15万m³）で2億ドル前後まで上昇している。

カタールのLNG生産能力の増強計画に基づく造船計画では、当初70隻あまりのタンカーを新造しなければならないとされ、従来の国際入札に基づく発注では、造船ヤードおよび資材の不足により、更なる建造コストの暴騰を招くと考えられた。

そこで、アッティヤ・エネルギー工業相は2005年3月、韓国滞在中に同国造船大手の大宇造船、現代重工業、三星重工業と独占的発注に関する包括契約を締結した。これにより、造船3社は2007年-2012年の間に約50隻を就航させるべく、造船能力の増強にも着手した。

図表1.38は、カタールのLNG輸送用に就航、もしくは建造中となっているタンカーの造船所別一覧であるが、韓国の造船3社への発注数は、計69隻に達しているが、このうち38隻が2005年の包括造船契約の締結以降に発注されたものである。

なお、カタールのLNGプラントは2010年までに全て完成する計画であるのに対し、造船ドックが2012年まで確保されているのは、技術的問題等でLNGトレインの稼働開始が遅れる方が一の事態を想定しているためと説明されている。

一方、日本の造船会社への発注は、Qatargas Iの日本向け輸出用に11隻が建造された後、久しく途絶えていたが、2006年にRasGas IIの台湾向けに4隻が発注された。

タンカーの積載容量の増加に伴い、カタールが新造するタンカー数も計70隻より下方修正されたと見られるが、最終的な発注数についての発表は未だ行われていない。

図表 1.38 カタールのLNGタンカーの造船会社別一覧

(単位: 隻)

	Qatargas								RasGas				合計
	I	II		III		IV		I	II	III			
	標	QF	QM	QF	QM	QF	QM	標	標	QF	QM		
三井造船	4												4
三菱造船	4								2				6
川崎造船	3								2				5
韓進造船								1					1
大宇造船			3	3		4		2	10	5			27
現代重工業		4		3				2		3			12
三星重工業		4	3	1	3		4	3	7	4	1		30
合計	11	8	6	7	3	4	4	8	21	12	1	85	

(注)

「標」…… 標準船型 (LNG積載容量: 14万-15m³)

「QF」…… Q-Flex船型 (同: 21.5m³)

「QM」…… Q-Max船型 (同: 26万m³)

出所: 各種資料より作成

6.4.4.3 保守費用の削減

Nakilat は 2006 年 3 月、シンガポール建設大手の Keppel の海洋エンジニアリング子会社である Keppel Offshore & Marine と折半出資による合弁会社を設立し、2009 年までにラス・ラファン港に LNG タンカー修理用ドックを建設することを合意した。

ラス・ラファン港に寄港する船舶数は、LNG の輸出能力の増強とともに増加し、現在の年間 2,400 隻から 2010 年までに 4,000 隻へ増加するとの試算もある（AOG 2006/04/01、注）。

一方、現在、湾岸諸国で船舶用ドックを保有しているのはバハレーンとドバイのみであるが、2009 年以降、ラス・ラファン港での船舶修理が可能となると、メンテナンスによる LNG タンカーの不稼働時間やの短縮や、デビエーションの回避が可能となる。また、一般の船舶より構造が複雑なため割高とされる LNG タンカーのメンテナンスを子会社に行わせることによるコスト削減効果も大きいと期待されている。

（注）Qatargas は 4,000 隻の内訳について、LNG タンカー：1,000 隻、GTL・LPG・硫黄・コンデンセート用船舶：2,000 隻、その他：1,000 隻と試算している。

7 パイプライン輸出計画の現状と見通し

カタールは当初、パイプラインによる天然ガス輸出についても積極的であり、ノース・フィールド・ガス田で生産されるガスをラス・ラファン工業都市のガス・プラントで処理し、製品ガスを海底パイプラインで 5 カ国向けに輸出するプロジェクトを発表していた。また、この他にもカタールを起点とするガス・パイプライン網で GCC 諸国を結ぶ構想もあった（図表 1.39 参照）。

しかし、主に近隣諸国との国境線問題等でパイプライン敷設交渉に時間を要してしまい、計画がまとまらないうちに、「ノース・フィールド・ガス田の開発に関するモラトリアム宣言」が発せられたため、現時点で実現可能と見られているのは、UAE 向けのドルフィン・プロジェクトのみとなっている。

図表 1.39 カタールの天然ガス輸出用パイプライン計画

プロジェクト名	相手国	数量 (億cf/d)	操業開始	投資額 (億ドル)	現状
Dolphin Project	UAE	20	2007	35	パイプライン(能力32億cf/d)敷設完了。 陸上設備も90%完成。
	オマーン	12	未定		
AKG-1、2	クウェート	10	未定	20	計画中止。 カタールは最優先課題として取組み中。 但し、一部報道では、計画中止。
	バハレーン	8	未定		
GUSA Pipeline	パキスタン	16	未定	50	計画中止。但し、一部報道では、交渉 継続中とあるが、進展はない。
		18	未定		
GCC Gas Transmission	GCC諸国間		未定		計画中止。個別2国間交渉での対応 へ切替え。

出所:

Dolphin Project: Arab Oil & Gas Directory 2006、PON(2006/09/13)

AKG-1、2: Arab Oil & Gas Directory 2006、PON(2006/06/07)、MEES(2006/07/17)、DJ(2006/07/10)、
Peninsula(2006/11/25)

GUSA Pipeline、GCC Gas Transmission: Arab Oil & Gas Directory 2006

7.1 ドルフィン・プロジェクト

ドルフィン・プロジェクトは、ラス・ラファンから敷設された海底パイプライン 370km をアブダビのタウィーラで UAE 国内のガス・パイプライン網に接続し、需要家にガスを供給する計画で、事業推進会社である Dolphin Energy Ltd. (DEL、アブダビ国営投資会社 Mubadala Development : 51%、Total : 24.5%、Occidental : 24.5%) は、2007 年から天然ガス 20 億 cf/d を 25 年間にわたり輸入する予定である。

プロジェクトは 1999 年 3 月に、UAE Offsets Group が QGTC との合意に基づき FS に着手しており、2003 年には DEL が QP と PDSA を締結し、その後、投資額 35 億ドルで着工したが、2006 年夏にはパイプライン敷設を完了した。

日揮が EPC を担当しているラス・ラファンのガス処理設備の工事も 90% 完了しており、2007 年夏からの稼働開始を予定している。

一方、DEL は将来、パイプラインをオマーンまで延伸し、ガスの再輸出を計画しているため、能力 32 億 cf/d の海底パイプラインを敷設しており、既にカタール側へも、同プロジェクトの第 2 フェーズとして 12 億 cf/d の増量交渉の開始を要請しているが、カタールはこれに応じる構えを見せておらず、実現は困難と見られている。

なお、2006 年 7 月、サウジ外務省がアブダビのサウジ大使館を通じ、当プロジェクトに係わる 35 億ドルのシンジケート・ローンを主導した National Bank of Abu Dhabi に対し、「サウジは、領海内を通過するパイプラインの建設に同意していない。サウジは自国の統治権、支配権を守るための必要な行動は全て行う」との抗議文を送付しているが、アッティヤー・エネルギー工業相は 9 月、「若干の遅延はあるかもしれないが、プロジェクトはほぼ予定通

りに進んでいる」(PON 2006/09/13) と述べ、サウジ側の抗議を意に介さない姿勢を示している。

7.2 モラトリアム宣言により、凍結されたパイプライン・プロジェクト

この他にも、カタールは、クウェート、バハレーン、パキスタンへのパイプライン輸出の他、GCC ガス・トランスミッション計画でも、豊富な天然ガス資源を背景に、中心的役割を果たそうとしたが、いずれも実現の目処が立つ前に、開発モラトリアムへ入ってしまったため、実現性は大きく後退した。

一方、QP の戦略研究部門のナジ・アビ・アード役員のように、「クウェートおよびバハレーン向けパイプライン・プロジェクトは、2-3 年前に消滅した。モラトリアムも少なくとも 2012 年まで続くので、5-10 年間は何も起きないだろう」と断言する石油・ガス高官もいる (Peninsula 2006/11/25)。

7.2.1 クウェート向けパイプライン計画

カタールは 2000 年 7 月、クウェートと天然ガス 10 億 cf/d の輸出に関する MOU に締結し、同年 5 月に ExxonMobil と締結した高度ガス利用 (EGU、Enhanced Gas Utilization) プロジェクト契約に基づくノース・フィールド・ガス田開発により生産されるガスを、海底パイプラインを通してクウェートのアル・ズール火力発電所向けに供給する計画を明らかにした。

しかし、2005 年より 25 年間にわたりガス取引を行うとする両国の強い意向にもかかわらず、サウジが領海内のパイプライン敷設に合意しなかったため計画は実現していない。サウジは、「カタールとの国境線が確定していないため、敷設には合意できない」ことを表向きの理由としているが、実際には 2002 年にカタールの衛星放送アル・ジャズィーラがサウジ王室を批判する討論番組を放送したことに端を発する両国間の不仲が原因と見られている。

その後、国営クウェート石油 (KPC) のシュアイル計画・財務担当役員は 2006 年 4 月、「近隣諸国からの天然ガス輸入計画は、長期にわたり進展がないが、このうち 1 つは最近、キャンセルになった」(MEES 2006/04/17) と述べたが、カタールからのガス輸入断念を正式に認めた発言と見られる。

また、ExxonMobil が進める EGU プロジェクトは、アル・カリージ・ガス・プロジェクトの第 1 フェーズとして、国内需要および Oryx GTL プラント向け原料ガスを供給するためのガス田開発として実現し、クウェート向けパイプライン除きで、2006 年 11 月より稼働を開始した。

7.2.2 バハレーン向けパイプライン計画

カタールは 2002 年 1 月、バハレーン政府と天然ガス 5 億 -8 億 cf/d のパイプライン輸出

に関するMOUを締結し、クウェート向け海底パイプラインからの分岐ライン敷設を検討したが、クウェート向けパイプライン敷設プロジェクト自体が進まなかった上、カタール・バハレーン間にもハワール島領有権を巡る政治問題があり、1986年には紛争を起こした経緯もあり、バハレーン向け輸出計画も停滞していた。その後、2001年3月には、ハーグの国際司法裁判所で国境線が確定したものの、カタールによるバハレーン漁船の拿捕等、両国間には緊張が続き、パイプライン計画も棚上げされていた。

しかし、2006年6月、両国は同じ理由で棚上げされていたと見られる両国間の連絡橋（通称「友好橋」）プロジェクトの着手を突如発表するとともに、航空機の相互乗入れ協定、第3国における大使館の共同設置に関する合意書も締結し、約20年間にわたり続いたわだかまりが完全に払拭されたことを印象付けた。

なお、アッティヤ・エネルギー工業相は2006年2月、「クウェート向けガス輸出計画は何年もの間、何の進捗もなかった。一方、需要家の長い行列があり、これ以上待たせることは出来ないので、クウェート向けに確保しておいたガス10億cf/dは、他へ回すことにする」（PIW 2006/02/27）と発言しており、また同年4月には、「カタールにとり、バハレーン向けガス輸出こそ最優先課題になっている」（Gulf Times 2006/04/03）とも述べているが、クウェート向けガス輸出を断念する代わりにバハレーン向け供給を行う計画変更を示唆する発言とも見られる。

バハレーン連絡橋プロジェクトは、両国間パイプライン敷設計画を進捗させる好材料とも見られ、一部ではドルフィン・プロジェクトに次ぐパイプライン輸出になるばかりでなく、ノース・フィールド・ガス田の開発モラトリアム解除後の最初のガス輸出プロジェクトになるとの期待もある。

7.2.3 パキスタン向けパイプライン

カタールは1991年、パキスタン政府およびシヤルジャのCrescent Petroleum Company International (Crescent) が中心となるコンソーシアムGulf South-Asia Gas Corporation (GUSA) とパキスタン向け天然ガス16億cf/dの輸出に関するMOUを締結した。

1996年にはパイプライン1,600km敷設に関するFSも完了したが、価格問題で合意できず、計画は進展していない。但し、関係3者とも計画の断念は発表しておらず、交渉継続中の姿勢は崩していない。

7.2.4 GCC ガス・トランスミッション

GCC6カ国石油省の閣僚級会議は2001年7月、GCC諸国間のガス・パイプライン網の事前FSの着手に合意した。

カタールを起点にサウジ、クウェートへパイプラインを敷設し、後にバハレーン、UAE、オマーンへも敷設することにより、カタールの天然ガスを各国へ供給する計画であるが、サウジなど既にガス輸入の必要性がなくなっている国にとり、国境線問題の方が重要であ

り、総意に基づく行動は採りづらく、計画は進展していない。

そこでカタールは、「まず近隣諸国へパイプラインを接続し、ガス輸出を開始する二国間プロジェクトを先行し、その後に将来の GCC 諸国ガス網につなげる」(アッティヤー・エネルギー工業相、Gulf Times 2006/02/14) とする戦術への転換を図り、ドルフィン・プロジェクト (UAE、将来はオマーン)、バハレーンおよびクウェート向けパイプライン計画を取上げたと見られるが、いずれにせよモラトリアム宣言後の動きは停滞している。

8 GTL プロジェクトの現状と見通し

8.1 プロジェクトの経緯

GTL とは、天然ガスを水素と一酸化炭素に分解した後、分子構造を組替えて、硫黄分がほぼゼロの軽油などに相当する液体燃料を製造する技術およびその製品であり、カタールも LNG に続く天然ガス有効利用策として注目している。

アッティヤー・エネルギー工業相は、「GTL 生産で、世界の首都を目指す」と宣言し、2004 年 3 月までに、カタールの GTL 生産能力を「2011 年までに 80.4 万 b/d」とするプロジェクト 6 件を発表し、いずれもラス・ラファン工業都市にプラントを建設するとした(図表 1.40 参照)。

このうち Oryx GTL プロジェクトは 2006 年 6 月に竣工式を行い、Pearl GTL プロジェクトも、プラント建設コストの高騰にもかかわらず順調に計画を進めている。また、Palm GTL プロジェクトについても、2007 年 1 月時点では、コスト低廉化を図ったのちに着工するとしていた。

一方、残りの 3 件につて、アッティヤー・エネルギー工業相は 2005 年 4 月、「開発モラトリアムにより、プロジェクトを凍結する」(PON 2005/04/28) と発表したため、カタールの GTL 生産能力の目標は、2011 年までの 39.4 万 b/d どまりとなった。

しかし、この後 2007 年 2 月に Palm GTL プロジェクトが、建設コストの高騰により取止めることが決定されたため、2011 年までの目標は 24 万 b/d へ下方修正されたが、同じ理由で Pryx GTL プロジェクトの第 2 フェーズも取止めとなる可能性もあり、この場合、目標は更に下方修正され、17.4 万 b/d となる。

また、開発モラトリアムのために凍結されたとされる GTL プロジェクト 3 件についても、アッティヤー・エネルギー工業相は 2006 年 2 月、「GTL は既に手一杯であり、これ以上取上げる余裕は無い。コントラクターや物流能力にも問題がある」(Gulf Times 2006/02/20) と述べ、高コストとなる GTL プロジェクト自体への懸念を示唆しているため、計画の実現性を危ぶむ向きもある。

この他にも、FS 終了後にプロジェクトを中止したのものも 1 件ある。

なお、カタールの GTL プラントの能力はいずれも、これまでに建設された中では最大規

模となる R/D Shell のマレーシアの GTL プラント（能力 1 万 2,500b/d）をはるかに上回る規模であり、注目を集めている。

図表 1.40 カタールの GTL プロジェクト

1. 2011年までの目標プロジェクト

開発プロジェクト	操業開始	生産能力	権益構成	備考
Oryx GTL				下流設備のみ。
第1フェーズ（注）	2006	3.4 万b/d	QP 51%	フィードガス3.3億cf/d は、AKG-1より調達。
第2フェーズ	2009	6.6 万b/d	Sasol 49%	
Pearl GTL				上流・下流を含む一貫 生産設備。
第1フェーズ	2010	7.0 万b/d	QP 51%	
第2フェーズ	2011	7.0 万b/d	R/D Shell 49%	
Palm GTL	2012	15.4 万b/d	QP 51% ExxonMobil 49%	2007年2月に取止めを 決定。
小計（進行中）		39.4 万b/d		

2. 開発モラトリアムにより凍結中のプロジェクト

開発プロジェクト	操業開始	生産能力	権益構成	備考
QP-Sasol Chevron（仮称）	未定	13.0 万b/d	QP 51% Sasol Chevron 49%	2004年、MOU締結。
QP-Marathon Oil（仮称）	未定	12.0 万b/d	QP 51% Marathon Oil 49%	2003年、LOI締結。
QP-ConocoPhillips（仮称）	未定	16.0 万b/d	QP 51% ConocoPhillips 49%	2003年、SOI締結。
小計（凍結）		41.0 万b/d		

合計（進行中 + 凍結）		80.4 万b/d		
--------------	--	-----------	--	--

（注）第1フェーズの竣工式は2006年6月に行われたが、その後、ユーティリティ設備の不具合で、稼働開始が遅れており、運転開始および製品輸出は2007年3月末を予定している。

出所：

Oryx GTL: Oryx GTL Press Release(2006/06/06)、DJ(2006/06/06)、PON(2007/01/31)

Pearl GTL: 国営QP Press Release(2006/07/27)、PON(2006/07/28)、AOG(2007/02/01)

Palm GTL: PON(2007/02/21)

その他: Arab Oil & Gas Directory 2006

8.1.1 進行中の GTL プロジェクト

8.1.1.1 Oryx GTL

QGPC は 1997 年 7 月、Sasol、Phillips と MOU を締結し、GTL プラント建設のための合弁会社設立を発表したが、原油価格暴落により、GTL 燃料の競争力が失われたため、計画は一時停滞した。

その後、2000 年 5 月に、Phillips が離脱したため、2001 年に締結された合弁会社 Oryx GTL の設立協定書では、QGPC（51%）、Sasol（49%）の権益比率が定められた。

油価が再び高騰へと転じる中、Oryx GTL は 2003 年、第 1 フェーズとなるプラント（能力

3.4 万 b/d) を着工し、2006 年 3 月より、段階的な試運転に入った。同年 6 月には、ハマド首長、ソニカ・南アフリカ鉱業エネルギー相らの列席のもと竣工式を行った。

しかし、Oryx GTL は、その後、ユーティリティー設備に不具合が発生したため、稼働開始を半年遅らせ、2007 年第 I 四半期からの製品輸出の開始を予定している。

プラントは、ノース・フィールド・ガス田で ExxonMobil がアル・カリージ・ガス・プロジェクトの第 1 フェーズで生産した天然ガス 3.3 億 cf/d を原料とし、硫黄がほぼゼロの軽油 2.4 万 b/d、ナフサ 0.9 万 b/d、LPG 0.1 万 b/d を生産する。投資額は 9.5 億ドルに達したと見られる。

また、Oryx GTL は 2004 年、更に 10 億ドルを投資し、第 2 フェーズとなるプラント（能力 5.6 万 b/d）を建設する計画を発表したが、コントラクター不足による更なる建設コストの高騰と、GTL プラント稼働の状況を見守りたい QP 側は、「第 1 フェーズの成功を見極めてから第 2 フェーズに着手したい」との意向を明らかにした。

一方、Sasol 側は、「第 1 フェーズは 2 年半 -3 年間でペイ・アウト可能で、Sasol がこれまで手掛けたプロジェクト中、最短で投資回収できる見通しだ。油価が \$15/b になっても、採算は維持される」と強気の姿勢で、第 2 フェーズの早期着工への意気込みを見せており、QP 側の慎重な姿勢との温度差を露にしている。

8.1.1.2 Pearl GTL

R/D Shell は 2002 年 2 月、QP と GTL プラント設立趣意書（Statement of Intent）に調印し、2003 年 10 月にはプラント（能力 14 万 b/d）建設に関する合意書も締結した。その後、両社は 2006 年 7 月にプロジェクト着手の正式発表を行い、EPC 契約も締結したが、2007 年 2 月には、ハマド首長、英チャールズ皇太子らの列席のもと、定礎式を行った。

Pearl GTL プロジェクトでは、R/D Shell が QP との DPSA に基づき、ノース・フィールド・ガス田を開発し、天然ガス 16 億 cf/d を生産するとともに、ガス処理プラント、GTL 生産設備を建設する。なお、計画は 2 つのフェーズに分かれており、第 1 フェーズ（能力 7 万 b/d）、第 2 フェーズ（同 7 万 b/d）のプラントをそれぞれ 2010 年、2011 年までに完成させる予定である。

また、本プラント建設でも、日揮が FEED を担当する他、同社、千代田化工、東洋エンジニアリングが一部設備の EPC を担当する等、日本企業の活躍が目立つ。

なお、投資額については、正式発表はないものの、この間の建設・資材コスト高騰のため、当初見積もられた 50 億ドルに対し、120 億 -180 億ドルに達すると推定される（PON 2006/07/28）。

8.1.1.3 Palm GTL

ExxonMobil は 2001 年 6 月、QP と GTL プロジェクト（当時計画で能力 8 万 b/d）に関する MOU に調印したが、2004 年 7 月には、プラント（能力 15.4 万 b/d）建設に関する HOA も締結し、2011 年中の稼働開始を目指すと発表した。

その後、2005年4月にノース・フィールド・ガス田の開発モラトリアムが宣言された際、本プロジェクトは対象外とされたのにもかかわらず、一向に進展を見せなかった。

これについて、ExxonMobilのティラソンCEOは、「プロジェクト着手の是非は建設コストにかかっている。この点、特にカタール側の見方が厳しい」（Gulf Times 2006/09/14）と遅延理由を説明した。

一方、経済誌「フォーブス」（8月号）は、「ExxonMobilは、GTL特許を保有し、高い技術を誇る企業であるが、パイロット・プラントからいきなり能力15.4万b/dの商業プラントへスケール・アップすることは困難だ」と指摘しており、プロジェクト遅延が同社のGTL技術に起因することを示唆した。

事実、カタールで進んでいる他のGTLプロジェクト2件については、Sasolは、独自のフィッシャー・トロプシュ反応方式で50年以上の歴史を保有するGTLメーカーの老舗であり、R/D Shellも1993年にシェル・プロセスによる世界初の商業プラントとなるマレーシアのビンツル・プラント（能力1万2,500b/d）の操業を開始するなどの実績を保有しており、これらに比べるとExxonMobilの技術は見劣りするとの見方もある。

これに対し、ティラソンは、「ExxonMobilのGTL技術について何かコメントするとすれば、それは高い付加価値を持つ製品である。潤滑油ベース・オイルの得率の高さにより、他社のGTL技術との差別化が図られている」と、むしろ技術の優位性をアピールし、2007年1月にも「2008年中に最終投資判断を下し、2012年中の完成を目指す」と発表した（WPA 2007/01/29）。

しかし、2007年2月20日、QPおよびExxonMobilは、建設コストがHOA締結時の70億ドルから100億ドル（一部情報では最大180億ドル）へ大幅に上昇したことにより、「Palm GTLプロジェクトを取止めることを決定した」と発表した。

8.1.2 開発を凍結したGTLプロジェクト

この他にもQPは2003年、ConocoPhillipsとGTLプラント設立趣意書（Statement of Intent）に調印し、Marathon Oilとも同（Letter of Intent）に調印した。また2004年にはSasol ChevronとMOUを締結したが、QPはいずれのプロジェクトでも51%の権益を保有するとしていた。

当初の計画では、QP-ConocoPhillips（仮称）は2009年-2010年までに能力16万b/dのGTLプラントを完成させ、QP-Marathon Oil（仮称）は同12万b/d、QP-Sasol Chevronは同13万b/dをそれぞれ完成させる予定であった。

しかし、アッティヤ・エネルギー工業相は2005年4月、「カタールは、ノース・フィールド・ガス田の埋蔵量の再評価を行うため、未着手のGTLプロジェクトを、少なくとも3年間凍結する」と発表したため、上記プロジェクト3件（能力計41万b/d）の開発は凍結されることとなった。

油価高騰が続く中、低公害・石油代替燃料としての GTL 燃料に注目が集まる中、世界各地で GTL プラントの建設計画が浮上しているが、カタールのように大量のガスを安価に調達できる場所は限られており、カタールは依然として GTL 開発を進める企業の主戦場としては最適と考えられており、QP と何らかの形で GTL プラントの設立に合意した上記の外資 3 社は、いずれもプロジェクト再開を要望し続けている。

8.1.3 開発を中止したプロジェクト

カナダ Ivanhoe Energy は 2001 年よりカタールでの GTL プロジェクト参画の意向を明らかにし、2003 年 1 月には、能力 18.5 万 b/d のプラント建設で、日本企業による権益取得も計画されていると発表した。しかし、同年 5 月には、QP との交渉打切りを宣言し、カタールの GTL プロジェクトから撤退した。

9 課題と展望

9.1 生産目標達成の見通し

カタールは生産目標達成に向けた投資・建設計画を着実に実行してきており、2012 年までにノース・フィールド・ガス田の生産量約 220 億 cf/d に随伴ガス生産を加え、約 240 億 cf/d の天然ガスを生産する見込みである。

この生産量は、アッティヤ・エネルギー工業相が掲げた天然ガス生産量の目標と一致する上、ノース・フィールド・ガス田の埋蔵量 911 Tcf を合わせ勘案すると、同相の「この生産レベルを 100 年間維持する」とのコミットメントをも裏付けるものであることが判明する (240 億 cf/d × 365 日 × 100 年間 = 約 880 Tcf)。

また、個別の生産目標についても、以下の通り、GTL を除き達成する見込みである。

- ・ LNG： 2010 年までに 7,770 万 t/y (Qatargas および RasGas の計 14 トレイン)
- ・ パイプラインによる輸出： 2007 年までに 20 億 cf/d (ドルフィン・プロジェクト)
- ・ GTL： 2011 年までの目標 40 万 b/d に対し、17.4 万 b/d (進行中のプロジェクト 2 件、注)

(注) 生産能力 17.4 万 b/d は、取止めとなった Palm GTL プロジェクト (能力 15.4 万 b/d) および 2007 年 2 月末現在、未着工の Oryx GTL プロジェクトの第 2 フェーズ (能力 6.6 万 b/d) を除く合計 (8.1 参照)。

9.2 目標達成がカタールにもたらすもの

カタールの 2012 年の天然ガスの生産量見込み 240 億 cf/d は、天然ガス等を石油の価値に熱量換算した原油換算 (boe, barrels of oil equivalent) で、430 万 boe/d に相当する。

また、この間の天然ガス増産に伴う副生コンデンセートの増産も看過できない数字となり、2005年の39万b/dから2012年には約100万b/dに達し、LPGも2005年の280万t/y（約6万boe/d）から2012年には1,600万t/y（約36万boe/d）へと急増する見込みである。

更に、沖合アル・シャヒーエン（Al-Shaheen）油田におけるデンマーク Maersk による能力増強を中心とする一連の産油能力増強プロジェクトにより、カタールの産油能力は現在の80万b/dから2012年の110万b/dへ達する見込みである。

これらを合計した原油換算の生産量は、2005年の約250万boe/dから680万boe/dに達し（図表1.41参照）、カタールは2012年までに、OPEC12カ国中でサウジに次ぐエネルギー大国になることを意味する。

これについて、アッティヤー・エネルギー工業相も、「カタールの原油換算の生産量は、計600万boe/dを超えることになるが、これは、QPが、国営 Saudi Aramco や Gazprom に次ぐ世界第3位の炭化水素生産企業となることを意味する」（2006/01/29）と誇示する発言を行っている。

なお、カタールの2005年の天然ガス生産量は、商業化量のみと比較では、世界第17位に位置しているが、2012年までには200億cf/d以上へ達するとすると、現在世界第1位、第2位の生産量を誇るロシア、米国に次ぐカナダと肩を並べる（あるいは追い抜く）水準にまで達することになり、カタールが一躍世界のトップ産ガス国の仲間入りをするようになる（図表1.42参照）。

図表 1.41 カタールの炭化水素資源の供給能力

	2005年		2012年	
天然ガス （原油換算）	52億cf/d (92万boe/d)	(注1)	240億cf/d (430万boe/d)	(注3)
コンデンセート	39万b/d	(注2)	100万b/d	(注5)
LPG （原油換算）	280万t/y (36万boe/d)	(注3)	1,600万t/y (36万boe/d)	(注5)
原油	80万b/d	(注4)	110万b/d	(注6)
合計(原油換算)	247万boe/d		676万boe/d	

出所:

(注1) OPEC Annual Statistical Bulletin 2006

(注2) IEA Oil, Gas, Coal and Electricity Quarterly Statistics

(注3) 推定

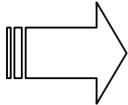
(注4) IEA Oil Market Report

(注5) Qatargas アハマド・アル・フライフィCOOへのヒアリング

(注6) アッティヤー・エネルギー工業相 (DJ 2006/04/17)

図表 1.42 2005年の主要天然ガス生産国の生産量（商業化分）

	国名	生産量
第1位	ロシア	579
第2位	米国	499
第3位	カナダ	179
第4位	英国	85
第5位	アルジェリア	85
第6位	イラン	84
第7位	ノルウェイ	82
第17位	カタール	42



2012年

200億cf/d以上

（注）油アス田注入、フレアー除き
出所：BP統計2006

9.3 モラトリアムの行方

ノース・フィールド・ガス田の埋蔵に係わる調査は正に現在行われている最中であり、調査の結果はもとより、内容、見通しに関する途中経過の発表も皆無である。

また、現在、2009年あるいは2010年以降とも言われるモラトリアム解除後の開発計画についても、国内需要を優先した上で、余裕があればバハレーン向けパイプライン輸出を行うとの方針が、伝えられている数少ない情報となっている。

しかし、RasGasのマルワン・ムスレフ氏は、当研究所のヒアリングに対し、「今後100年間、安定的な生産を行うための調査を行っているが、安定的という言葉の意味は、現状維持ということではない。安定的に生産量を増加させる状態を維持するという意味である」（2006/12/20）とも述べており、カタールのノース・フィールド・ガス田に寄せる信頼と、楽観的な姿勢を示している。

事実、2002年に行われた再評価では、埋蔵量を80%も引上げる結果となっており、今回の調査ではより科学的な方法での回収法も検討課題となっていることから、モラトリアム解除後に埋蔵量が更に増加し、新たなプロジェクト導入の契機となる可能性も十分あると考えられる。

ノース・フィールド・ガス田の埋蔵の調査に関する今後の公式発表が注目される。

9.4 今後の課題

これまで、カタールの天然ガス開発、LNG生産能力の増強等が順調に進んできている実態を見てきたが、急速なプロジェクトの進行による問題点も浮上してきている。

9.4.1 莫大な投資回収

LNG、GTL、パイプライン等を含む天然ガス開発は、莫大な投資を必要としており、リス

クを生む可能性も大きいとされるが、特にカタールのガス開発プロジェクトの着工時期が、世界的な資材およびコンストラクター不足による建設コストの高騰時と重なったため、その額は約950億ドルにも達する。このうち、特にLNG事業が占める投資額は、サプライ・チェーン全体で権益を保有する方針もあり、計680億ドルとなっている（図表1.43参照）。

この投資額は、サウジの2010年までの石油・ガス上流・下流部門全体への投資額690億ドル（注）にほぼ匹敵する規模であることから、カタールのLNG事業の投資額の大きさが窺える。

（注）サウジ大手銀行Smba Financial Groupが2006年8月に発行した「The Saudi Economy at Mid-Year 2006」によるプロジェクト一覧では、以下の内訳となっている。

- ・ 産油能力の増強（現在の1,150万b/dから2009年までに1,250万b/dとする）： 200億ドル
- ・ 外資との天然ガス開発： 110億ドル
- ・ ジュバイルおよびヤンブーの合弁製油所（パートナーはそれぞれ Total、ConocoPhillips）： 120億ドル
- ・ 小規模プロジェクト： 200億ドル
- ・ ジュバイル民間製油所（サウジ民間企業 Nama および Petronas の合弁）： 60億ドル
- ・ 合計： 690億ドル

また、GTL事業についても、Oryx GTLのプラント（下流設備のみ）建設へ約10億ドルが投資されたが、保有する能力は3.4万b/dに過ぎない。一方、QPがラス・ラファン工業都市に建設を予定しているコンデンセート製油所プロジェクト（2008年完成予定）では、投資額8億ドルで、能力14.6万b/dの製油所を建設することになっており、Oryx GTLと比べると、その投資額が80%であるのに対し、生産量は4.3倍となっている。

カタールが天然ガス開発のために行った巨額な投資を回収するためには、プラント建設のみならず、運転・保守でも、一層のコスト削減努力が不可欠になる。

図表 1.43 主なガス・プロジェクトへの投資額

プロジェクト	投資額	備考
LNG	680億ドル	(注1)内訳参照。
GTL	190億ドル	(注2)内訳参照。
ドルフィン	35億ドル	(出所)PON(2007/03/01)
国内需要	53億ドル	(注3)内訳参照。
合計	958億ドル	

(注1) LNGプロジェクトの内訳 (単位: 億ドル)

	既存	計画	合計
沖合・陸上設備	100	280	380
LNGタンカー	30	170	200
LNGターミナル	10	60	70
その他	10	20	30
合計	150	530	680

出所: MEES(2006/09/18)

(注2) GTLプロジェクトの内訳 (単位: 億ドル)

	投資額	備考
Oryx GTL	10	下流設備のみ。フィード・ガスは、AKG-1より調達。
Pearl GTL	180	上流・下流の一貫開発。
合計	190	

出所: Oryx GTL(2006/06/06)、AOG(2006/11/16)

(注3) 国内需要プロジェクトの内訳 (単位: 億ドル)

	投資額	備考
第1期開発	13	
AKG-1	10	
AKG-2	30	
Barzan	不明	2007年2月現在、未着工。
合計	53	

出所: 中東協力センター「GCCにおける石油・ガス開発の現状: カタール」
(ピエール・シャマス著)、KUNA(2006/11/09)、DJ(2006/07/10)

9.4.2 安定した LNG の輸出数量・価格の維持

カタールの2005年末のLNG生産能力2,520万t/yが世界に占めるシェアは15%で、インドネシアに次ぐ世界第2位であったが、2006年中に実施されたQatargas Iのデボトルネッキングによる増強(100万t/y)および2007年3月中に稼働開始を予定しているRasGas IIの第5トレイン(能力470万t/y)を加えると、2007年末の能力は3,090万t/yとなり、この時点で能力ベースでもインドネシア(Badak 2,230万t/y、Arun 650万t/y、合計2,880万t/y)を抜き、世界第1位となる。

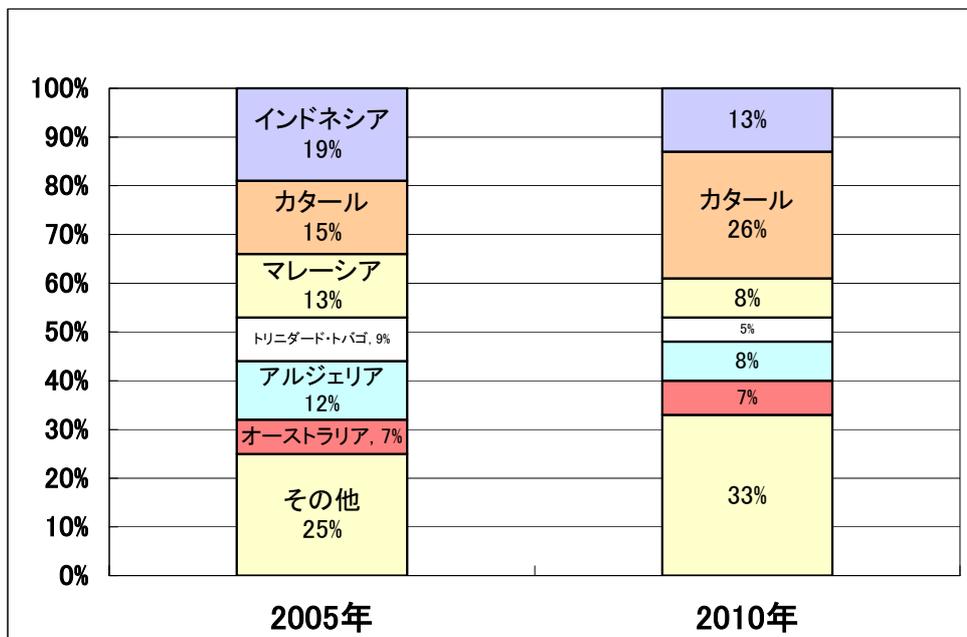
また、能力が2010年までに7,770万t/yまで増強されると、世界に占めるシェアも26%

へと拡大すると予測される（図表 1.44 参照）。

一方、世界の LNG 需要は、2005 年の 1 億 3,900 万 t/y から 2010 年の 1 億 8,800 万 t/y へ、33% 増加すると推定されるが、LNG 供給能力については、2005 年末の 1 億 6,800 万 t/y（MEES 2006/11/06）に対し、現在建設中または仮契約締結済みの LNG プロジェクトが実現すると、2010 年までに 2 億 8,900 万 t/y（72% 増）へ達する可能性がある（図表 1.45 参照）。LNG 供給能力の拡大に伴い、世界の LNG 取引におけるスポット比率（短期契約を含む）も、2005 年の 12% から、10 年以内に 25-30% へ拡大するとの構造的な変化を予測する向きもある（MEES 2006/10/30）。

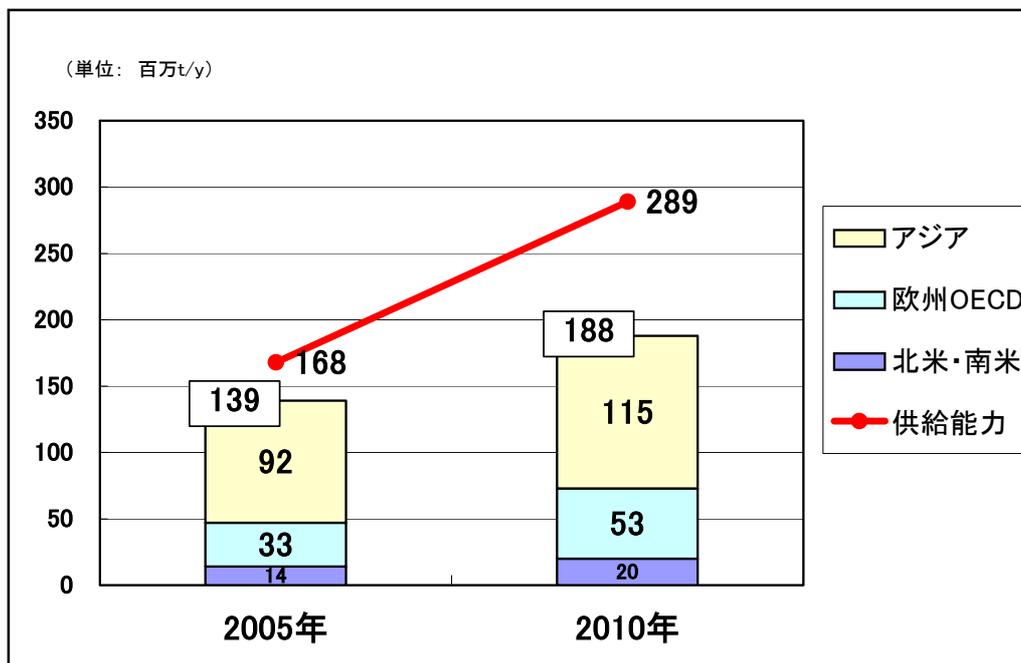
カタールが 2010 年以降も安定した輸出数量を確保してゆくためには、未だ価格や最終需要家との数量が確定していない取引について、早期に SPA を締結するか、安定した需要が見込まれるアジア向け長期契約へシフトするなど早い決断が得策と見られる。

図表 1.44 世界の LNG 生産能力のシェア



出所：MEES(2006/11/06)

図表 1.45 世界の LNG 需給の見通し



出所: 2005年需要および2010年需要・供給能力は(財)日本エネルギー経済研究所、2005年供給能力はMEES(2006/2006/11/06)を基に作成

9.4.3 サウジとの関係改善

ノース・フィールド・ガス田が地下でイランのサウス・パルス・ガス田とつながっていることは、構造上明らかであるが、幸いこれまで両国間でガス開発を巡る問題は表面化していない。

これは、両国が1969年に締結した大陸棚協定を尊重し実行している上、技術者レベルでの会合も定期的に開催しているためと考えられる。

また、両国は2006年12月にも、イランの陸上から沖合にまたがるMobaraku油田を共同開発する合意書にも調印しており、協力関係は極めて良好と言え、両国海上境界線にまたがるガス田開発の問題も首尾よく解決されていると見られる。

これに対し、カタールとサウジ間の問題ははるかに深刻であり、これまでもサウジの圧力により、クウェートへのパイプライン計画は中止を余儀なくされた上、既にパイプライン敷設済みのUAE向けドルフィン・プロジェクト(2007年操業開始予定)でもサウジより抗議を受けている。

カタールは天然ガス開発をより柔軟に行うためにも、サウジとの関係改善が急がれる。

9.4.4 日本向け LNG の輸出拡大

あてにしていた米国向け LNG 輸出数量の思惑がはずれつつある中、カタールは LNG の代替輸出先として日本を始めとするアジア諸国向けの増量を検討せざるを得ないと見られる。

一方、日本の需要家は、インドネシアからの供給の先細りや、サハリン・プロジェクトの遅延等の不安定要因を抱えており、相対的に安定した供給先であるカタールとの利害も一見一致するかのように見られる。

しかし、一般に日本の需要家が一定の燃焼性を確保するため、リーン・ガスの受入に消極的であるのに対し、カタールはリーン・ガス主体の LNG 生産を行っており、双方の思惑は必ずしも一致していない。

LNG の性状問題は、双方に事情があることで、容易には解決し難いが、スワップ取引等の工夫で解決策を模索するのも 1 つの方法と考えられる。

また、カタールが導入を予定している Q-Flex や Q-Max タンカーの着積が可能となる LNG 受入ターミナルが日本にないため、日本の需要家がフレート運賃低廉化のメリットを享受できない状況にあることも、今後の課題となる（注）。

（注）日本の需要家 8 社のうち、中部電力、東京電力、大阪ガス、東京ガスの 4 社が、Q-Flex や Q-Max タンカーによる LNG 輸入を可能にすべく、LNG 受入ターミナルの増強を行うとの報道もある（PON 2007/01/02）。

第2章 イラン

第2章 イラン

1 天然ガス埋蔵量と生産量・輸出量

1.1 埋蔵量の推移

イランの2006年末の天然ガス埋蔵量は974.00兆立方フィート（約27.59兆m³）で、ロシアに次ぐ世界第2位につけている（Oil & Gas Journal）。イランの埋蔵量が世界に占める割合は、約16%である。天然ガス埋蔵量の6割以上が構造的ガスであり、2004年版 Arab Oil and Gas Journal によれば、2004年の全埋蔵量26.5兆m³のうち、構造的ガス田の埋蔵量は約17兆m³、随伴ガスの埋蔵量は約9.5兆m³であった。

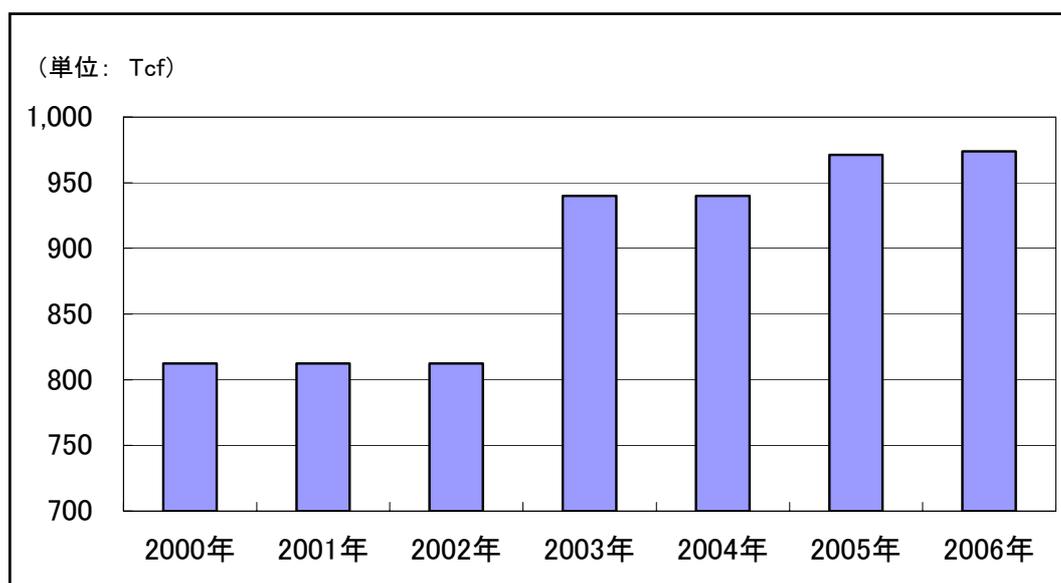
イランの天然ガスの埋蔵量の推移は図表2.1のとおりである。2003年に埋蔵量が940兆立方フィートへ増加したのは、2002年に至るタブナク（Tabnak）、デイ、ホマーなどの新規ガス田の発見を受け、石油省が埋蔵量を上方修正したことによる。また、2005年に埋蔵量が増加しているのは、サウスパルス・ガス田のより詳細な探査活動の結果、同年、それまで12.5兆m³とされていた埋蔵量が、13.5兆m³に上方修正されたこと、及び、新たな沖合ガス田が発見されたことによる。

図表 2.1 イランの天然ガス埋蔵量（年末）の推移

（単位：Tcf）

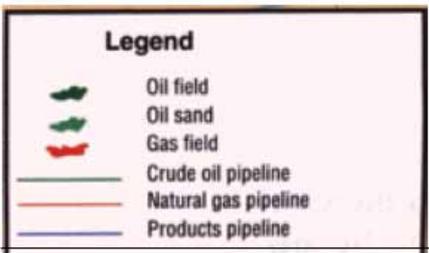
	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年	2006年
埋蔵量	812.30	812.30	812.30	940.00	940.00	971.15	974.00

出所： Oil & Gas Journal各年末号



1.2 ガス田の分布状況（図表 2.2 参照）

図表 2.2 イランの主要ガス田の分布



出所: International Petroleum Encyclopedia

イランのガス田の大半は南部に集中している。サウスパルス・ガス田はペルシア湾の沖合 100km、深度約 70m の大陸棚に位置する海底ガス田である。同ガス田の埋蔵量は 13.5 兆 m³ であり、イランの全埋蔵量の約 2 分の 1 を占めている。同ガス田のコンデンセートの埋蔵量は、30～40 億バレルと推定されている。サウスパルス・ガス田の南端はカタールの

ノースフィールド・ガス田と接しており、両ガス田は地質構造的に連続している。

イラン第2のガス田はサウスパルス・ガス田の北方80kmに位置するノースパルス・ガス田であり、沖合15km、深度2600～4100mの地点に位置する。同ガス田の推定埋蔵量は1.416兆m³である。

イランのその他のガス田（図表2.3参照）は、比較的規模は小さいものの、その多くは南部に集中している。南部の主なガス田は、タブナク（埋蔵量0.85兆m³）、キャンガーン（Kangan）（同0.81兆m³）、ナール（Nar）（同0.36兆m³）などであり、同じく南部のアサルーイエ（Assaluye）には、埋蔵量0.238兆m³のガス田が位置するほか、石油化学コンビナートが集中し、イラン有数の工業地帯となっている。

イラン北東部、トルクメニスタンとの国境付近には、埋蔵量0.322兆m³のハンギーラーン（Khangiran）ガス田が位置している。また、イラク国境地帯には、キャビール・クー（Kabir Kouh）ガス田（埋蔵量0.16兆m³）、タンゲ・ビージャール（Tang-e Bijar）ガス田（同0.14兆m³）などがある。

その他ペルシア湾の沖合には、対岸の湾岸諸国との境界付近に、いくつかの小規模なガス田が存在している。アブダビのアブ・アル・ブクーシュ（Abu al-Bukhoosh）ガス田の延長上にあるサルマーン（Salman）ガス田は、0.18兆m³の埋蔵量を有する。オマーンのブハ（Bukha）ガス田の延長上に位置するヘンガーム（Hengam）ガス田は、推定埋蔵量0.05兆m³である。また、クウェートとの境界線上に位置するアラシュ（Arash、通称ドラ（Dorra））ガス田は、推定0.14～0.37兆m³の埋蔵量を有し、イラン政府はイラン側にも開発権があることを主張している。ヴァズィーリ・ハーマーネ石油相は2006年8月の時点で、アーラシュ・ガス田についてはクウェートとの交渉が必要であると繰り返している。

図表 2.3 イランの主要天然ガス田と埋蔵量 (2004. 1. 1 時点)

(単位: 兆m³)

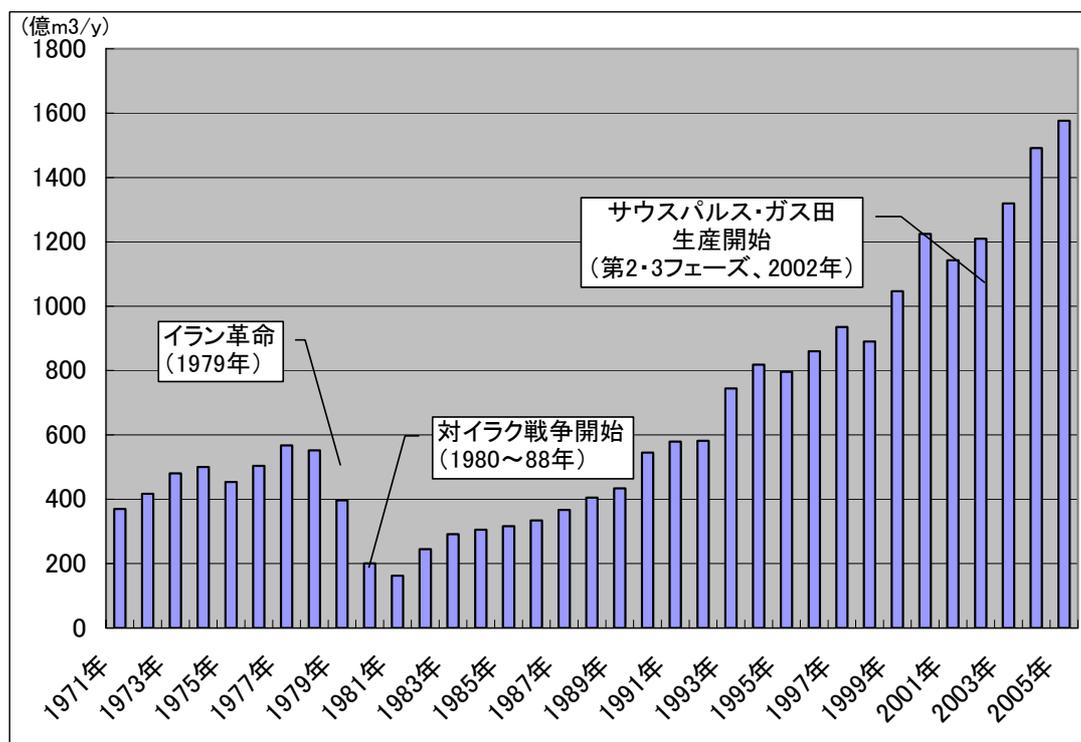
ガス田名	埋蔵量
合計埋蔵量	28.200
随伴ガス	9.500
非随伴ガス	18.700
South Pars	13.500
Nosth Pars	1.416
Tabnak	0.850
Kangan	0.812
Nar	0.364
Khangiran	0.322
Aghar	0.238
Asaluyeh	0.224
South Gashdo	0.208
Sarkhoun	0.179
Kabir Kouh	0.157
Hama	0.133
Dey	0.103
Baba Qir	0.090
Ghordan	0.059
Banbadli	0.045

出所: Arab Oil & Gas Directory 2006

1.3 生産量の推移と生産能力

イランの天然ガス生産量は、1979年の革命前、1977年にはすでに567億m³/yに達していたが、その後革命及びイラン・イラク戦争開始後の混乱を受け、1981年には163億m³/yまで落ち込んだ。しかしその後徐々に回復し、1991年には579億m³/yと革命前のレベルまで到達、生産量はその後も徐々に増加した。その後2002年にはサウスパルス・ガス田の生産が開始され、2003年にはタブナク・ガス田の生産も開始されたことにより、生産量は順調に増加し、2005年には1577億m³/yにまで達した(図表2.4参照)。

図表 2.4 イランの天然ガス生産量の推移



出所:OPEC Annual Statistics各号

イランの天然ガス生産量の推移をガス田別に見てみると、主要な非随伴ガス田のうち最も古くから天然ガスを生産しているのは、南部のキャンガーン・ガス田とナール・ガス田である（生産能力はそれぞれ 5600 万 m³/d、4500 万 m³/d）。1995 年には、アーガール（Aghar）とダーラーン（Dalan）の 2ヶ所の非随伴ガス田で、新たに生産が開始された（生産能力はそれぞれ 1700 万 m³/d、2200 万 m³/d）。両ガス田からは合計 1.5 万 b/d のコンデンセートが生産されている。

2000 年には、ファールス地方に散在するガス田とキャンガーン・ガス田のガス処理施設をつなぐ総延長 250km のパイプラインが完成したことで、生産量は前年比 17% 増加し、1224 億 m³/y に達した。2003 年半ばには、アサルイーエ南部のタブナク・ガス田（生産能力は天然ガス 4500 万 m³/d、コンデンセート 21,000b/d）が、2000 万 m³/d の生産を開始した。

他方、サウスパルス・ガス田は、まず 2002 年 3 月に、その第 2 - 3 フェーズの生産が開始され、2004 年第 1 四半期には第 1 フェーズが完成、生産を開始した。2004 年 10 月には、第 4 - 5 フェーズで試行生産が開始され、2005 年 5 月には正式生産が開始された。サウスパルス・ガス田の各フェーズの生産能力は 2600 万～2800 万 m³/d であるため、2005 年時点の年間生産量は、合計で 450 億 m³/y 前後と推計される。

次に、天然ガス生産量の推移を用途別に見てみると、2005 年の総生産量 1577 億 m³/y に

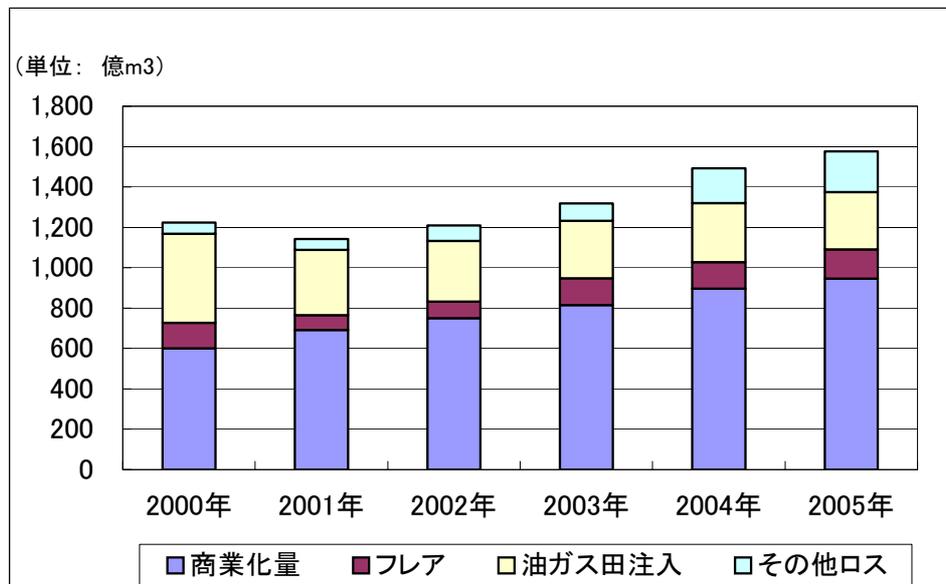
対し、商業化量は946億 m³/y (60%)、フレア146億 m³/y (9%)、油ガス田注入282億 m³/y (18%)、その他ロス203億 m³/y (13%)、となっている(図表2.5参照)。

図表 2.5 イランの天然ガス生産の内訳

(単位: 億m³)

	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年
商業化量	601	691	750	815	897	946
フレア	126	74	82	133	131	146
油ガス田注入	441	324	300	284	293	282
その他ロス	56	53	78	87	171	203
総生産量	1,224	1,142	1,210	1,319	1,492	1,577

出所: OPEC Annual Statistical Bulletin 2004、2005



イランはその他の湾岸産ガス国と比べ、商業化量の割合が低いことが常々指摘されている。たしかに2001年以降、総生産量は着々と増加している一方で、商業化量の割合は60%前後を推移しており、2000年の49%という数値に比べればかなり改善されてはいるが、低い数値にとどまっている。

油ガス田圧入量の割合は、年々減少しつつある。2000年には総生産量の36%が圧入に用いられていたが、2005年の圧入量は18%であった。しかし5.2.4で後述するように、イラン国内において再圧入の重要性に関する議論は高まっている。

フレアリングの割合は、一時減少傾向にあったものの、サウルパルス・ガス田の生産開始とともに再び増加している。2000年には126億 m³/yであったフレア量は2001年には74億 m³/yに低下したが、2003年には133億 m³/y、2005年には146億 m³/yと再び増加した。

生産量を随伴ガス・非随伴ガスの割合で見ると、イランの場合、サウスパルス・ガス田の生産開始以前にすでに、非随伴ガスの割合が70%近くに上った。サウスパルス・ガス田の生産開始によって、非随伴ガスは総生産量の80%以上を占めるようになった。

1.4 輸出量の推移と輸出能力

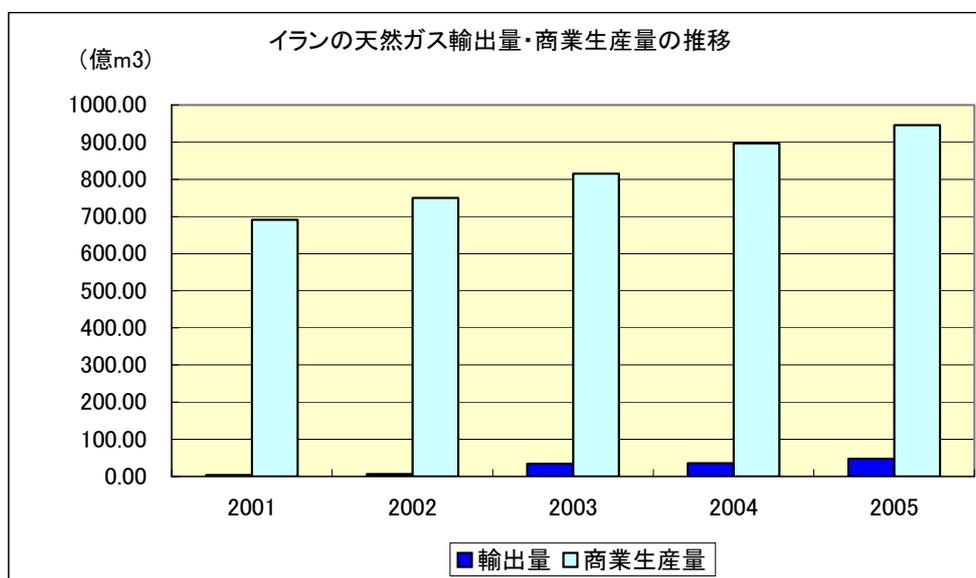
イランはかつて1991年までソ連に天然ガスを輸出していたが、2001年にトルコへのガス輸出を開始し、再度天然ガス輸出国となった。しかしその輸出量は非常に少ない（図表2.6参照）。2005年のイランの天然ガス輸出量は47億m³に上ったが、これは商業生産量の5%を占めるにすぎない。

図表 2.6 イランの天然ガス輸出量・商業生産量の推移

(億m³)

	輸出量	商業生産量
2001	3.58	691
2002	6.70	750
2003	34.13	815
2004	35.60	897
2005	47.35	946

出所: OPEC Annual Statistical Bulletin 2005



イランは現在、トルコとアゼルバイジャンのナヒチェヴァン自治共和国に天然ガスを輸出している。トルコへの輸出契約は1996年に締結され、2001年12月から輸出が開始された。当初、輸出量は2002年には40億m³/y、2003年には50億m³/y、そして2007年には100億m³/yと徐々に増加する予定であった。しかしトルコは2002年半ばに、「天然ガスの組成」が契約と異なることを理由にイランからの天然ガス輸入を停止した。2003年10月、

トルコは価格の再交渉を求め、この交渉が妥結したため、2003年の輸出量は34.1億m³と、2002年の輸出量(6.7億m³)の5倍以上に増加した。しかし2005年のトルコへの天然ガス輸出量は47億m³に留まっており、当初の予定輸出量には及んでいない。

ナヒチェヴァンへのガス供給は2005年に開始され、供給量は初年度の7000万m³/yから2009年には3.5億m³/yに拡大される計画である。

1.5 ガス開発の経緯・歴史

イランで従来からガス開発を請け負ってきたのは、1965年に設立されたイラン国営ガス会社(National Iranian Gas Company: NIGC)である。NIGCの掘削活動により、とくに近年に入り、新規ガス田の発見が相次いでいる。

ただし最大規模のサウスパルス・ガス田は1991年に、イラン国営石油会社(National Iranian Oil Company: NIOC)の子会社であるイラン・オフショア石油会社(Iranian Offshore Oil Company: IOOC)により発見された。IOOCは、カタールのノースフィールド・ガス田がイランの領海内40kmの区域まで広がっているとの探査結果を受け、試掘に成功した。

NIGCは2000年には、ファールス州南部の山脈地帯でタブナク・ガス田を発見した。同ガス田の埋蔵量は推定8500億m³であり、NIGCは2003年半ば、第1フェーズ関連設備の設置を完了した。

2000年にはこのほか、タブナク・ガス田と同じ地域に位置するホマー・ガス田(埋蔵量1330億m³)、及びデイ・ガス田(1030億m³)が発見された。

今日のガス開発においては、サウスパルス・ガス田の開発に最大の重点が置かれている。イランは1995年、仏Totalとのバイバック形式によるスィーリー(Sirri)油田開発契約の締結を皮切りに、革命後初めて、石油・天然ガス開発への外資導入に踏み切った。1997年11月、国内外の関連企業の代表を招きテヘランで開催された「石油・ガス・国際セミナー」の場において、アーガーザーデ石油相(当時)は、11件の石油・ガス関連の大規模プロジェクトを発表し、それぞれへの外資の参入を募った。サウスパルス・ガス田の開発プロジェクトはその筆頭に挙げられ、1997年9月にはTotal、マレーシア国営Petronas、露Gazpromによるコンソーシアム(権益比率は各40%、30%、30%)らがNIOCとの間で、第2・第3フェーズの開発契約を締結した。

その後2000年7月には、伊Eni(60%)とNIOCの完全子会社Nicoが所有するPetropars(40%、後にNicoに20%を譲渡)が、第4・第5フェーズの開発契約に調印した。2002年9月には韓国LG(42%)、国営エンジニアリング企業の石油産業エンジニアリング建設会社(Oil Industries Engineering and Construction: OIEC)およびイラン・オフショア・エンジニアリング建設会社(Iran Offshore Engineering Company: IOEC、NIOCと産業発展革新機構(Industrial Development and Renovation Organization Of Iran: IDRO)が権益を所有)(合計58%)が第9・10フェーズ、10月にはStatoil(40%)とPetropars(60%)が第6-8フェーズの開

発契約に調印し、サウスパルス・ガス田の開発契約は次々と締結されていった。

しかし開発プロジェクトのバイバック方式には2000年に大幅な改正が加えられ、「報酬・ペナルティー」の導入、リターン率の圧縮などが明らかになると、イランにおけるバイバック方式での油ガス田開発の、外資にとっての魅力は薄れた。バイバック方式の見直しは現在もなお進行中だが、未だ決着はついておらず、ガス開発への外資の参入は停滞気味である（バイバック方式に関しては、2.5 参照）。

2 天然ガス政策および生産目標

2.1 国家政策全体における天然ガスの位置づけ

イランのエネルギー政策における天然ガスの位置づけは、(1) 石油消費の代替、(2) 油田圧入、(3) 世界の天然ガス市場における重要性の確保、(4) 石油化学の原料、の4点に集約できる。このうち最初の2点は、「外貨獲得資源としての石油の節約」というイランのエネルギー政策の根幹に関わるものである。すなわち、天然ガスには国内の石油消費を可能な限り代替し、より多くの原油輸出を可能とすることが期待されている。また、天然ガスを油田に圧入し、原油生産能力の維持・増強を目指すことにも、プライオリティが置かれている。これに対して、「世界の天然ガス市場で重要な位置を占めること」も、目標の一つに置かれている。天然ガスはまた、石油化学部門への原燃料として位置づけられており、国内の工業化や中小規模産業の育成・振興の原動力としての役割を果たすことが期待されている。

個別操業計画では、既述のとおりイラン全体の非随伴ガス埋蔵量の約7割を占めるサウスパルス・ガス田の開発が当面の優先課題である。同ガス田は30段階に分けて開発が推進されており、すでに第1～5フェーズが、商業生産に入っている。

2.2 天然ガスの上流・下流部門における権益保有の現状

2.2.1 上流部門

天然ガスの上流部門の開発については、1997年にバイバック方式でサウスパルス・ガス田第2・3フェーズの開発契約がTotal、Petronas、Gazpromによるコンソーシアムに付与されて以降、バイバック方式での外資への開放が一時進んだ。しかしその後、徐々にイラン側の権益比率が増大し、第4・5フェーズにおけるEniの権益比率は60%、第6・8フェーズにおけるStatoilは37%（Statoil社ホームページ、40%との報道もある）、第9・10フェーズにおける韓国LGは42%と、外資の権益比率は5割を切るようになった。

全体の傾向を見ると、1998年にサウスパルス第1フェーズ開発のために設立されたPetroparsが、第4・5フェーズでは権益の20%を確保、その後第6～8フェーズでは権益の

63% を獲得している。その後第 12 フェーズ開発契約を Petropars が単独で受注していることから、Petropars を自立したオペレーター企業となるべく育成しようとするイランの意向を見て取れる。

Petropars は第 12 フェーズの開発にあたり、外国企業の参入をめざしイギリス、イタリア、オーストラリアの企業にアプローチしたと言われている。しかし最終合意には至らなかった。その後 Petropars は第 17・18 フェーズの権益を、ともにイラン企業である IOEC 及び OIEC とともに取得している。

近年締結されたイランの天然ガス上流開発部門に占める外資の割合が低いのは、イラン側の「国内企業優先」の方針のみならず、外資に不利なバイバック方式（2.5 参照）が外資により敬遠されたことにもよるものと見られる。

2.2.2 下流部門

下流部門に関しては、まず現在進行中の LNG プロジェクトに関しては、天然ガス輸出業務を管轄する NIOC 子会社のイラン国営ガス輸出会社（National Iranian Gas Export Company: NIGEC）が主導している。NIGEC は、イラン独自の LNG プロジェクトである NIOC LNG プロジェクトでは権益の 100% を保有し、外資が参入する Pars LNG 及び Persian LNG プロジェクトにおいても、ともに正式契約は未締結であるが、権益の 50% を確保する見通しである。

ガス処理設備に関しては、サウスパルス・ガス田関連設備以外は全て NIGC が管轄している。

石油化学部門に関しては、石油省傘下の国営石油化学 NPC（National Petrochemical Company）が権益の 50% 以上を保有するプロジェクトが大半である。

2.3 国営会社の実態（図表 2.7 を参照）

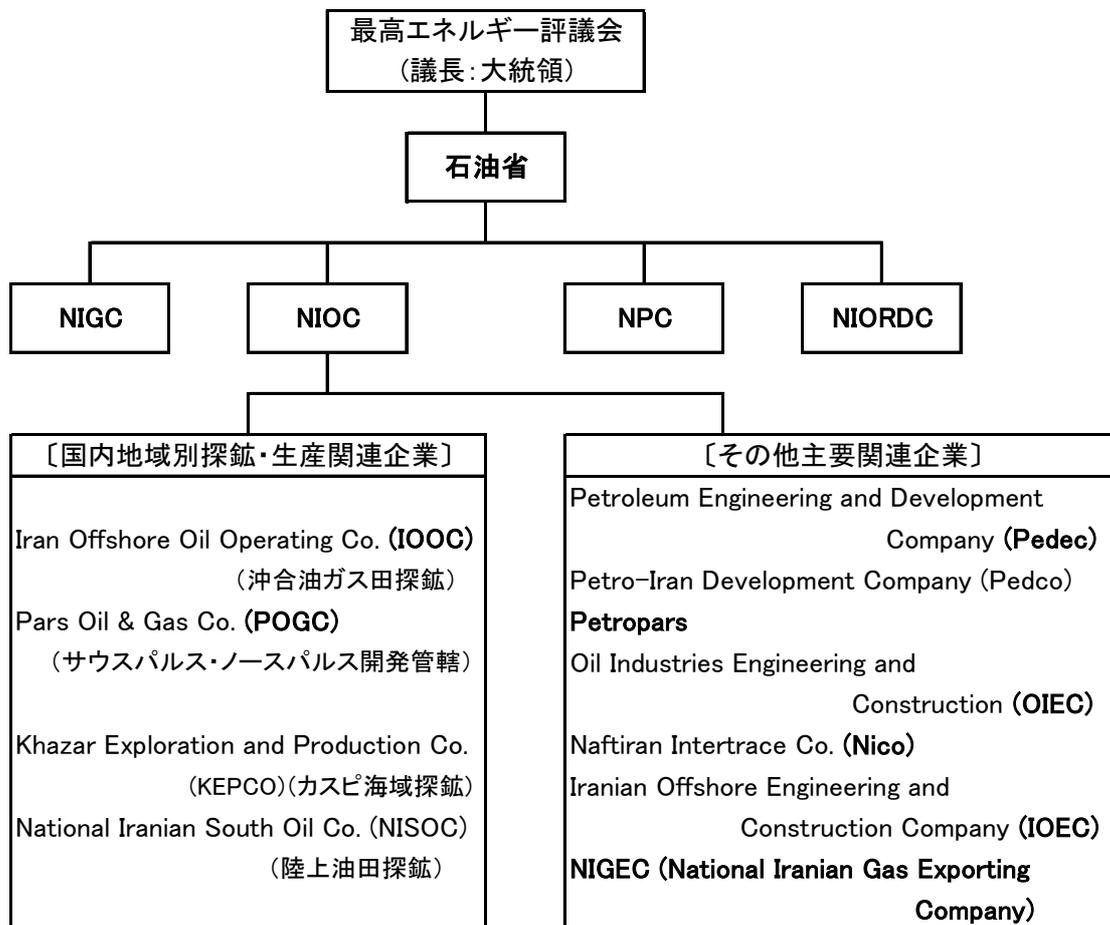
イランでは天然ガスの上流部門操業と輸出業務を NIOC が所管しており、イラン国内のガス輸送・販売業務は NIGC が統括している。NIOC、NIGC はともに、NPC 及び国内の石油精製販売を担うイラン国営精製・製品販売会社（National Iranian Oil Refining and Distribution Company: NIORDC）と並ぶ、イラン石油省傘下の主要 4 会社の 1 つである（図表 2.8 参照）。

図表 2.7 イランの天然ガス産業関連主要組織一覧

組織名	備考
石油省傘下	
NIOC イラン国営石油会社 (National Iranian Oil Company)	1948年設立
NIGC イラン国営ガス会社 (National Iranian Gas Company)	1965年設立
NPC イラン国営石油化学会社 (National Petrochemical Company)	1964年設立
NIORDC イラン国営精製・製品販売会社 (National Iranian Oil Refining and Distribution Company)	1992年設立
NIOC子会社	
IOOC イラン・オフショア石油会社 (Iran Offshore Oil Operating Co.)	沖合油ガス田の探鉱
POGC パルス石油ガス会社 (Pars Oil & Gas Co.)	1994年設立 サウスパルス・ノースパルスの開発を管轄
Pedec (Petroleum Engineering and Development Company)	1994年設立 開発段階の管理・監督を担う
Petropars Limited	1998年設立 Nico(下記)の100%保有
Pedco (Petro-Iran Development Company)	サルマーン石油ガス田開発
OIEC 石油産業エンジニアリング建設会社 (Oil Industries Engineering and Construction)	サウスパルス第9・10、15・16、17・18フェーズ開発
IOEC イラン・オフショア・エンジニアリング建設会社 (Iranian Offshore Engineering and Construction Company)	サウスパルス第9・10、15・16、17・18フェーズ開発
Nico (Naftiran Intertrade Co.)	スイス法人、NIOCの資産管理を担う
NIGEC イラン国営ガス輸出会社 (National Iranian Gas Exporting Company)	2001年設立
その他	
IDRO イラン産業発展革新機構 (Industrial Development and Renovation Organization of Iran)	1967年設立 サウスパルス第21・22フェーズ開発に関心

出所: イラン石油省およびNIOCホームページ他各種資料をもとに中東研作成

図表 2.8 イランの石油・天然ガス産業組織図



出所: 各種資料をもとに中東研作成

2.3.1 NIOC

NIOC は 1951 年、石油産業の国有化を目的として、イラン政府の全額出資により設立された。NIOC は対 OPEC 政策や原油価格政策など、枢要な国家石油戦略シナリオを策定するプロセスに、石油省上層部との緊密な連携の下に深く関わり、単なる国営石油会社以上の役割と責任、発言力を有する。

2.3.2 NIGC

1965 年に設立された NIGC は、天然ガスの探鉱に加え主に処理・輸送・供給を担当している。NIGC 設立の契機となったのは、同 1965 年にソ連との間で締結された、開発部門における相互協力協定である。同協定締結の結果、イランではまず全国各地へのガス・パイプラインの整備と、ビッドボランド (Bidboland) におけるガス精製・処理プラントの建設が開始された。1967 年にはアフワーズのパイプライン製造所が操業を開始し、1970 年にはソ連へのガス輸出が開始された。

現在 NIGC の管轄下には、地域ガス会社 26 社、天然ガス処理会社 7 社および 8 つの天然

ガス幹線地域が存在する。

2.3.3 関連子会社

天然ガス開発関係では、NIOCの子会社としてパルス石油ガス会社（Pars Oil and Gas Company : POGC）が、1994年、サウスパルス・ガス田およびノースパルス・ガス田の開発プロジェクトを管轄する目的で設立された。

1998年には、上記2.2.1のPetropars社が、サウスパルス・ガス田第1フェーズの開発をイラン国内企業に付与するとのも経済最高評議会の決定に基づき、設立された。Petroparsの株式は当初NIOCと産業発展革新機構（IDRO）の年金基金が保有していたが、その後NIOC子会社のNaftiran Intertrade Company（Nico、スイス法人、NIOCの国際市場向けマーケティング担当）の100%保有となった。

また、2001年には、LNGを含む天然ガス輸出業務を担うNIOC子会社として、上記2.2.2のNIGECが設立されている。

2.4 エネルギー政策の意思決定過程

イランの基本的なエネルギー政策は大統領を議長とする最高エネルギー評議会が策定し、国会の承認を経て発効することになっている。最高エネルギー評議会は、国益に即したエネルギー資源の適正利用、石油・天然ガスの生産・消費の適正化、環境汚染防止策などエネルギー全般に関わる政策に関する協議、調整、決定を行う機関として、2001年10月に設置された。最高エネルギー評議会は、大統領のほか、副大統領兼原子力エネルギー庁長官、副大統領兼環境庁長官、副大統領兼運営計画策定庁長官、石油大臣、エネルギー大臣、経済財政大臣、商業大臣、及び鉱工業大臣らにより構成される。

個々のエネルギー政策、指針、核計画を執行、実施する責任と権限については各省庁が分担している。石油・天然ガス・石油化学・肥料の各部門に関しては石油省が、電力・石炭についてはエネルギー省が、原子力は原子力エネルギー庁が所管する。

国会でエネルギー問題を管轄しているのはエネルギー委員会であり、石油・天然ガス事業に関わる大規模な提案や大型合併投資案件を審議し、必要な立法措置を取る。

2.5 外資参入の状況

1990年代後半、イラン政府は、石油・ガス上流部門への外資参入の円滑化に向けて「バイバック投資方式」を導入した。バイバック投資方式の中核となるバイバック契約は、国内の天然資源にかかる権益を外国企業に供与することを禁じるイラン憲法の規定に抵触しない範囲での外資導入を可能とするサービス契約の一形態である。

このバイバック投資方式の下でNIOCとバイバック契約を締結した外国企業は、自らのリスクで上流部門開発を実施し、商業生産移行の段階に投資額（資本費、銀行手数料、操業

コスト)を所定の期間内に自らが開発した生産物(原油、天然ガス)で回収できる他、投資額の15～18%相当の「報酬」を、生産物によって支払われること保証される。契約期間終了後は、NIOCに操業が引き継がれる。

投資に対するリターンが生産物である点で生産物分与契約(Production Sharing Agreement、PSA)に類似しているが、PSAは通常20～30年と長期間であるのに対して、バイバック契約は5～10年と短期間であることが特徴であり、生産物の長期引取りを望む外資にとっては、不利な方式となっている。契約期間が短期間であること以外に現行のバイバック方式で問題視されている点としては、開発費用の超過分が外国企業の負担となる点があげられる。

2000年以降採用された改定バイバック方式では、「ペナルティー/報酬」条項が追加された。これは、操業権移管後のNIOC生産量に基づき外国企業の報酬額が決定されるメカニズムであり、双方合意の目標生産レベルを上回った場合は報酬が上乘せされ、下回った場合は減額されるという規定である。この改定方式は外国企業には自らの報酬額に影響を与えるNIOCの操業に一切関与できないことから不評であり、改定以降、NIOCと外国企業の交渉は依然難航している。

2.6 天然ガス生産・輸出目標と計画の概況

2.6.1 生産目標

イランの2005年の天然ガス生産量は1577億m³/yであったが、NIOCは2010年までの天然ガスの生産目標を約5割増の2300億m³/y、2020年の目標生産量を4000億m³/yと設定している。サウスパルス・ガス田及びそれ以外の非随伴ガス田のさらなる開発による生産量増加が見込まれているほか、随伴ガスに関しても、2005年時点の生産量380～400億m³/yを2010年までに480億m³/yに増加させることが目指されている。この生産増を達成するため、NIOCは2010年までに少なくとも100億ドルの投資が必要であると見積もっており、うち5分の4はサウスパルス・ガス田に割り当てられる。

2.6.2 輸出目標

輸出目標としては、イランはすでに周辺諸国との間で天然ガス輸出契約を締結しているが、2006年初頭、イラン政府は改めて、近隣諸国へのガス・パイプライン輸出計画を積極的に推進するとの方針を打ち出している。パキスタン・インド向けの天然ガス輸出計画、及びサウスパルス・ガス田のLNG輸出計画などが、輸出促進計画の柱となっている。

3 天然ガス開発の現状と増強計画

3.1 サウスパルス・ガス田開発

サウスパルス・ガス田の天然ガス埋蔵量は13.5兆m³（LNG換算約95億トン）と推定され、同ガス田の開発は110億ドル/y、ガス田の寿命全体で7,000億ドルの収益を生み出すと予想（2005年の輸出ガス価格ベース）されている。

サウスパルス・ガス田の開発は、第1次及び第2次バイバック・プロジェクト（第1次：1995年、第2次：1998年に発表）の対象案件とされ、外国エネルギー企業各社と順次契約されている。全部で30フェーズの開発が計画されており、2006年末の時点で、第18フェーズまでの開発契約が締結されている。

1フェーズあたり天然ガス2600万～2800万m³/d及びコンデンセート4万b/dの生産が見込まれているほか、全生産量をカバーする処理設備がアサルーイエに建設されることになっている。第1フェーズから第10フェーズまでの生産分は国内消費と油田圧入に利用され、第11フェーズから第14フェーズの生産分は、LNGプロジェクト（一部GTL）に利用されることになっている。第15フェーズから第18フェーズは国内需要向けである。サウスパルス・ガス田開発のフェーズごとの参加企業とその出資比率、生産規模、プロジェクトの進捗状況等は、図表2.9のとおりである。

図表 2.9 サウスパルス・ガス田の開発状況一覧

フェーズ	参加企業 (出資比率%)	現状および生産量
第1フェーズ	Petropars(100) (Petronasが監督)	1998年契約 2004年11月公式生産開始、国内消費向け 生産能力:天然ガス2800万m ³ /d、コンデンセート8万b/d、
第2・3フェーズ	Total(40) Gazprom(30) Petronas(30)	1997年契約(バイバック方式) 2002年3月公式生産開始、国内消費向け 2003年NIOCに移管 生産能力:天然ガス5600万m ³ /d、コンデンセート8万b/d、
第4・5フェーズ	Agip Iran BV(60) Petropars(20) Nico(20)	2000年契約(バイバック方式) 2005年4月公式生産開始、国内消費向け 生産能力:天然ガス5600万m ³ /d、コンデンセート8万b/d、 プロパン・ブタン100万t/y
第6・8フェーズ	Petropars(63) Statoil(37)	2000年契約(Statoilは2001年に参加)、油田圧入用 生産能力:天然ガス8500万m ³ /d、コンデンセート12万b/d、 LPG3300t/d プロジェクトは遅延、「2007年半ば完成予定」(2006.1.発表)
第9・10フェーズ	LG(42) OIEC/IOEC(58)	2002年Petroparsが受注、LGに再発注、国内消費向け 生産能力:天然ガス5000万m ³ /d、コンデンセート8万b/d、 LPG105万t/y、エタン100万t/y 2007年生産開始予定
第11フェーズ	未定	Pars LNGプロジェクト(1000万t/y、Total、Petronasが参加予定)とリンク Totalとの交渉が進行中 生産能力:天然ガス2600万m ³ /d、 コンデンセート4万b/d
第12フェーズ	Petropars(100)	NIOC LNGプロジェクト(1000万t/y)とリンク Petroparsは外国企業パートナーを模索するも断念 生産能力:天然ガス2600万m ³ /d、 コンデンセート4万b/d
第13・14フェーズ	未定	Shell、Repsolが仮契約(2006.2.)、CNPCも参入意欲 Persian LNGプロジェクト(700万t/y)とリンク 第14フェーズ産出のガスはGTL生産用 生産能力:5200万m ³ /d、コンデンセート8万b/d
第15・16フェーズ	Khatamolanbia IOEC OIEC	(バイバックではなくEPC契約での受注、国内消費向け 当初契約を受注していたAker Kvaernerは2005年5月に撤退 その後入札手続きを経ずに左記のコンソーシアムが受注 生産能力:5600万m ³ /d、コンデンセート8万b/d
第17・18フェーズ	Petropars(29) OIEC(50) IOEC(21)	契約を急いだNIOCがイラン企業の連合体に付与 国内消費向け
第19・20フェーズ		応札待ち
第21・22フェーズ		IDROが関心。パートナーを模索中
第23・24フェーズ		応札待ち

出所:AOG各号及び各種報道をもとに中東研作成

3.1.1 第1フェーズ(国内消費、権益:Petropars(Petronas))

第1フェーズは紆余曲折を経て、2004年11月に公式生産を開始した。同フェーズの生産能力は、天然ガス2800万m³/d、コンデンセート8万b/d、硫黄200t/dである。

第1フェーズの開発プロジェクトは当初NIOC自身が担い、1992年9月に、総額17億ド

ルでイタリアの掘削会社 Saipem 主導のコンソーシアムに付与された。しかし同コンソーシアムは必要なファイナンスを確保することができず、1994年に契約は失効した。その後 NIOC は 100% 子会社の Pedec (Petroleum Engineering and Development Company。1994年に上流部門開発を管轄する目的で設立) と、9億ドルで開発契約を再締結した。しかし Pedec もファイナンスを確保することができず、プロジェクトは 1999年の完成予定にもかかわらず、1998年の時点で2割も進捗していなかった。

このような事態を受けて NIOC は 1998年、新たに Petropars (2.3.3 参照) を設立、同社との間で第1フェーズの開発契約(総額7.8億ドル)を再締結した。

しかし Petropars もスケジュールどおりに開発を進めることができず、NIOC は 1999年、マレーシア Petronas に、同プロジェクトの監督業務を委託した。他方国会は同プロジェクト遂行のための特別ファイナンスを承認し、Petropars は Sirri A 油田と Sirri E 油田(それぞれ 1998年、1999年に操業を開始)から上がる利益を、サウスパルス第1フェーズに回すことが認められた。

1999年以降、Petropars は掘削業務のみを受け持ち、2004年、予定より5年遅れて、第1フェーズの開発プロジェクトは完了した。

3.1.2 第2・第3フェーズ(国内消費用、Total・Petronas・Gazprom)

第2・3フェーズは既述のとおり、1997年9月、仏 Total、マレーシア国営 Petronas、露 Gazprom によるコンソーシアム(権益比率は各 40%、30%、30%)により落札され、2002年3月には生産を開始、2003年第二四半期にはバイバック契約に基づき NIOC に移管された。同フェーズの生産能力は、天然ガス 5700万 m³/d、コンデンセート 8万 b/d、硫黄 400t/d である。

生産開始までに紆余曲折を経た第1フェーズと比較すると、第2・第3フェーズの開発はスムーズに、かつ迅速に進んだ。米国政府は同企業連合体に対し、イランのエネルギー部門から撤退するよう様々な圧力をかけたが、その試みは失敗した。

設備工事についてはアブダビの National Petroleum Construction Company (NPCC) が、アサルーエのガス処理施設とパイプラインは、韓国の Hyundai が受注した。

同フェーズの生産は一部予定量を上回るほど順調であり、2002年末の生産量は、天然ガス 5400万 m³/d(国内市場向け)、コンデンセート 8.5万 b/d(輸出向け)に達した。

同プロジェクトの利益率は 18% であり、コントラクターはコスト回収を含めて、7年間で 36.8億ドルを受け取る。Total の取り分は 14.8億ドル、Gazprom と Petronas はそれぞれ 11億ドルとなっている。

3.1.3 第4・第5フェーズ(国内消費用、Eni・Petropars)

第4・5フェーズの開発は 2000年7月に Agip Iran BV(出資比率は Eni : 60%、Petropars : 40%) が契約総額 19.3億ドルで落札した。後に Petropars は出資比率を 20% に引き下げ、

Nico (NIOC の資産管理子会社、2.3 参照) が 20% を引き継いだ。生産開始は 2005 年半ばを目標としていたが、2004 年 10 月には 1400 万 m³/d の試行生産を開始し、2005 年 5 月には生産量 200 億 m³/y の正式生産の運びとなった。

第 4・5 フェーズの生産能力は第 2・3 フェーズに近い天然ガス 5600 万 m³/d、コンデンセート 8 万 b/d で、上流部門では生産井 24 本が掘削され、生産プラットフォームが 2 基設置された。2 本のパイプライン (総延長 105km) の建設は、Eni と Petropars が担当した。

ガス処理設備の建設は、韓国の Hyundai Engineering & Construction が受注した (総額 12 億ドル)。プラントの生産能力は販売用ガス 200 億 m³/y、プロパン及びブタン 100 万 t/y、コンデンセート 8 万 b/d である。

コントラクターは投資額と決められた利益分を、生産物の形で 8 年間かけて回収する。

3.1.4 第 6 - 8 フェーズ (油田圧入用、Petropars・Statoil)

第 6 - 8 フェーズの開発契約は、まず 2000 年に契約総額 26.5 億ドル (推定) で Petropars が落札 (事業総額は推定 26.5 億ドル)、その後 2001 年に、Statoil が権益 40% およびオペレーター資格を取得し、開発に参加した。第 6 - 8 フェーズの生産能力は、天然ガス 8500 万 m³/d (310 億 m³/y)、コンデンセート 12 万 b/d、LPG3300t/d で、上流部門では生産井 10 本が掘削され、生産プラットフォームが 3 基設置される。また、油田圧入のため、ガス処理設備と Agha-Jari 油田とをつなぐ全長 512km のパイプライン (IGAT-5) が設置される。コストの回収及び利益率には、コンデンセートと LPG の販売対価があてられる。第 6 - 8 フェーズは 2006 年完成予定であったが、Statoil は 2006 年 1 月、計画は遅れており、2007 年中旬まで生産の目途は立たないと発表した。

設備工事およびパイプラインはイラン企業 Sadra (正式名称: Iran Marine Industrial) が、ガス処理施設は、東洋エンジニアリング、日揮、イランの産業発展革新機構 (IDRO)、韓国・大林産業の 4 社連合が、2003 年 5 月に受注した (総額 12 億ドル)。プロジェクト・ファイナンスは、Nico と三井物産が担当している。

Statoil はプロジェクトの遅延を受けて、第 6 - 8 フェーズに同社が保有する権益の帳簿価格を切り下げることを発表した。切り下げ額は、税込みで 3.29 億ドル (税引き後で 2.37 億ドル) であり、Statoil は現在、生産開始の遅れとコスト・オーバーランにより生じた追加コストの負担比率について、Petropars、Sadra、NIOC などと協議中である。

3.1.5 第 9・第 10 フェーズ (国内消費、LG・IOEC・OIEC)

第 9・10 フェーズの権益自体は NIOC が保有するが、その EPC 契約 (設備の設計・機材発注・工事、総額 18 億ドル) は、2002 年 9 月、まず Petropars に付与された。その後 Petropars は同開発契約を、総額 16 億ドルで韓国・LG 主導の企業連合に付与した。権益比率は LG42%、IOEC と OIEC (1.5 参照) が 58% である。契約にはローカルコンテンツ条項が含まれ、イラニアン・コンテンツ採用比率は最低 51% 以上と定められた。

同フェーズの生産能力は、天然ガス 5000 万 m³/d、LPG105 万 t/y、コンデンセート 8 万 b/d、エタン 100 万 t/y、硫黄 400t/y であり、上流部門では生産井 24 本、生産プラットフォーム 2 基が設置される。

2005 年 5 月、総額 2500 万ドルのプロジェクト・マネジメント契約が、パルス石油ガス会社 (Pars Oil and Gas Company: POGC、NIOC の完全子会社、サウスパルス・ガス田の開発を管轄) とノルウェーのエンジニアリング会社 Aker Kvaerner 社及びイランのエンジニアリング会社 Hirbodan との間で締結された。

同プロジェクトは Deutsche Bank 主導のコンソーシアムにより、17.5 億ドルの協調融資を受けている。コンソーシアムに含まれるのは、韓国銀行、BNP Paribas、Commerzbank、ING、Kreditanstalt fuer Wiederaufbau、Natexis Banques Populaires、SG Corporate、Investment Banking である。

第 9・第 10 フェーズも第 6－8 フェーズと同様、2007 年の生産開始が見込まれている。

3.1.6 第 11 フェーズ (Pars LNG 用、Total (交渉中))

第 11 フェーズはサウスパルスで初めての「輸出向け」フェーズであり、LNG 事業とリンクしている。生産能力は天然ガス 2600 万 m³/d、コンデンセート 4 万 b/d、硫黄 200t/d であり、産出されるガスは全て LNG 生産に利用される。LNG 生産能力は 1000 万 t/y (500 万 t/y × 2 トレイン) である。同フェーズは 2008 年の操業開始が目指されていたが、2007 年 1 月末現在、開発契約は未締結である。

第 11 フェーズをめぐる契約についてはこれまで Total の名前がたびたび取り沙汰されており、POGC のトルカーン総裁は 2006 年 7 月、第 11 フェーズのサービス契約をめぐる Total との交渉は最終段階に入っていると述べている。Total は第 11 フェーズから生産されるガスを利用する LNG プロジェクト (Pars LNG) に関する枠組み合意を、2004 年、NIGEC 及び Petronas と締結済みである。

2006 年 3 月、仏国営ガス GdF が第 11 フェーズの開発と Pars LNG プロジェクトへの参画をめぐり、Total/ イラン政府と交渉中であることが報じられた。

3.1.7 第 12 フェーズ (NIOC LNG 用、Petropars)

第 12 フェーズは NIOC LNG プロジェクトとリンクしており、Petropars との間で開発契約が締結されている。第 12 フェーズの生産能力は、天然ガス 2600 万 m³/d、コンデンセート 4 万 b/d、硫黄 200t/d であり、LNG1000 万 t/y (500 万 t/y × 2 トレイン) の生産が計画されている。Petropars は同フェーズの開発への外国企業の参入を企図しており、2005 年 5 月の時点では、ENI、インド国営インディアン・オイル (IOC)、インド国営石油ガス会社 (ONGC) の海外探鉱子会社 ONGC Videsh、英 BG などの名が取り沙汰されていた。このうち ENI については平均 15% の収益率に対し ENI は 17% を要求、これに対し Petropars 側は 12% を提示するなど相違が見られた一方、IOC に関しては第 12 フェーズを Petropars と共同

で開発する MoU を締結済みであった。2007 年 1 月末の時点において、外国企業との正式契約は未締結である。

3.1.8 第 13・第 14 フェーズ (Persian LNG 用、Shell・Repsol 等 (交渉中))

第 13・14 フェーズは Persian LNG プロジェクトとリンクしている。それぞれのフェーズの生産予定量は、第 12 フェーズと同様、天然ガス 2600 万 m³/d、コンデンセート 4 万 b/d、硫黄 200t/y である。LNG の生産能力は 1600 万 t/y (当初は 1000 万 t/y を予定)、さらに LPG100 万 t/y が生産される計画である。

第 13・14 フェーズの開発契約はまだ締結されていないが、2006 年 2 月、R/D Shell、Total 及び Repsol YPF が第 13 フェーズ (12 億ドル)、第 14 フェーズ (15 億ドル) の開発に合意する見込みと報じられた。その後 Persian LNG プロジェクトについては、2007 年 1 月 28 日、Shell および Repsol との間で仮契約が締結されたことが報じられた。権益比率は NIOC50%、Shell・Repsol 各 25% で、ガス田開発を含めた契約総額は 100 億ドルに上る。NIOC のノウザリ総裁によれば、うち 43 億ドルが上流開発にあてられ、正式契約は 2008 年初頭までに締結される見通しである。

他方、2007 年 1 月、イラン政府と中国 CNPC は、第 14 フェーズの開発に関し最終合意に向け交渉中であることが報じられた。報道によると、CNPC は 7 年間にわたり計 36 億ドルを投じる計画である。うち 18 億ドルをガス埋蔵量 3700 億 m³ (LNG 換算約 1300 万トン×20 年) と推定される同鉱区の探鉱へ、残りの 18 億ドルを生産量 450 万 t/y が見込まれる LNG 生産施設の建設に投じる。

3.1.9 第 15・第 16 フェーズ (国内消費、Khatamolanbia・IOEC・OIEC)

第 15 - 16 フェーズの権益は NIOC が保有し、生産予定量は、天然ガス 5600 万 m³/d (国内需要向け)、LPG100 万 t/y (輸出用)、コンデンセート 8 万 b/d、エタン 100 万 t/y、硫黄 800t/y である。2004 年に実施された入札結果は 2005 年 1 月に発表され、Aker Kvaerner、Sadra および革命防衛隊傘下の Khatamolanbia (Ghorb) によるコンソーシアムが EPC 契約を落札した。しかし 2005 年 5 月末、Aker Kvaerner は「プロジェクトの権益比率について合意がなされなかった」ことを理由に、同プロジェクトから撤退した。

Aker Kvaerner の撤退を受け、再度入札が実施される見通しであったが、2006 年 6 月末、入札プロセスを経ずに、Khatamolanbia、IOEC、OIEC によるコンソーシアムとの間で開発契約が締結された。ヴァズィーリ・ハーマーネ石油相はこの発注に際し、「我々は Khatamolanbia の実力は承知しており、新たに入札を実施してプロジェクトの実施をさらに一年近く遅らせるより、速やかに同社にプロジェクトを発注する方が適当である」と述べた。

3.1.10 第 17・第 18 フェーズ (国内消費、Petropars・OIEC・IOEC)

第 17 - 18 フェーズの生産能力は天然ガス 5000 万 m³/d であり、国内需要向けである。ま

た、エタン 100 万 t/y が、NPC のエチレン・プラントの原料に用いられる。NIOC は 2005 年 6 月、Petropars、OIEC、IOEC によるコンソーシアム（権益比率は各 29%、50%、21%）と、事業総額 20 億ドルの開発契約を締結した。

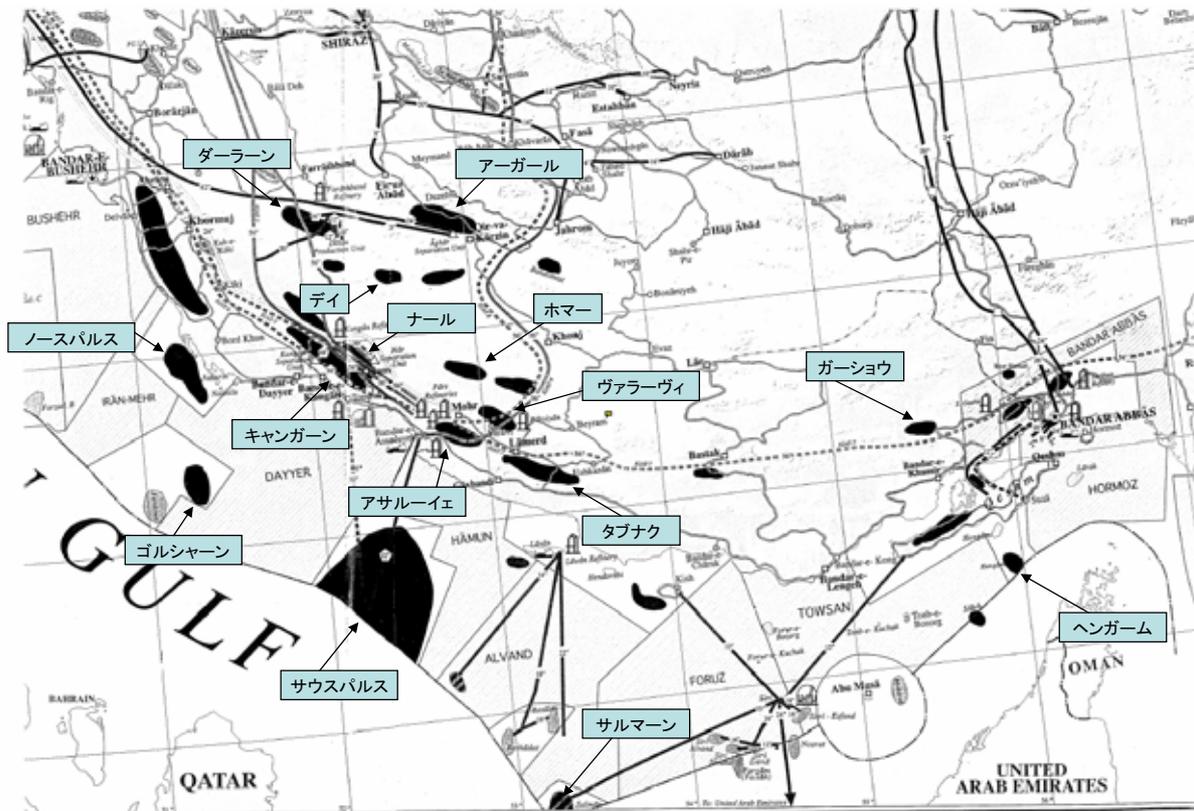
3.1.11 その他のフェーズ

2007 年 2 月の時点で、サウスパルス・ガス田の第 19 から第 24 フェーズは応札待ちの段階にある。第 19・20 フェーズについては、Shell、Eni、Total、Statoil、BHP、Lukoil などが入札関連書類を購入している。第 21・22 フェーズについては 2006 年始め、IDRO（産業発展革新機構）が関心を有し、外国企業のパートナーを模索中と報じられた。第 23・24 フェーズについては 2006 年 7 月、入札が実施され、応札期限は 2006 年 11 月末に設定された。

3.2 その他のガス田（図表 2.10 参照）

サウスパルス・ガス田以外では、ノースパルス、タンゲ・ビージャール（Tang-e Bijar）、西アサルイーエの 3ヶ所の開発が計画されている。また、Pedco（3.1.1 参照）は、2005 年末にヘンガム・ガス・コンデンセート田に試掘井を掘っている。同ガス田はオマーンでは西ブハと呼ばれるガス田の延長上にあるため、その開発が急がれている。NIOC はまた、サルマーン油田の下層に位置するクフ（Khuff）層の開発についても検討している。

図表 2.10 イランの主要ガス田（拡大図）



3.2.1 ノースパルス・ガス田（圧入、LNG 用）

ノースパルス・ガス田は、サウスパルス・ガス田の北、キャンガーンの沖合 15km の地点に位置するガス田であり、深度は 2600 ～ 4100m、推定埋蔵量は 1.416 兆 m³（硫黄分が多いサワー・ガス）である。石油省の発表によれば、ノースパルス・ガス田からは天然ガス 36 億立方フィート / 日 (cf/d) の生産が見込まれ、うち 12 億 cf/d は油田圧入に利用、残りは LNG 生産に用いられる。再圧入用のガスはアサルレーエから 340km のパイプラインでアーガージャリー (AghaJari) 油田まで輸送される。

同ガス田をめぐるのは、NIOC は 1993 年、Shell に FS を委託し、同社が総額 20 億ドルの開発契約を締結すると見込まれていたが、交渉は 1995 年に決裂した。

その後 2005 年 7 月、ノースパルス・ガス田の開発プロジェクトは Petropars とインドの国営 3 社によるコンソーシアム (IOC、Bharat Petroleum、GAIL) に付与することが決定された。

他方、中国国営 CNOOC は 2006 年 12 月、NIOC との間でノースパルス・ガス田の開発および LNG プラントの建設に向けた MoU を締結した。

3.2.2 タンゲ・ビージャール (Tang-e Bijar) ガス田（国内消費用）

タンゲ・ビージャール・ガス田は、イラクとの国境付近、ナフトシャフルの南東 60km の

地点に位置する。同ガス田の可採埋蔵量は1400億m³と推定されており、NIOCは同ガス田から、国内消費用の天然ガス1000万m³/dの生産を見込んでいる。

3.2.3 西アサルイーエ・ガス田（国内消費用）

西アサルイーエ・ガス田はヴァラーヴィ（Varavi）ガス田とキャンガン・ガス田の間に位置し、可採埋蔵量は推定480億～1640億m³であり、NIOCは国内マーケット向けに1400万m³/dの生産を計画している。同ガス田に関しては、1987年以降、新たな掘削は行われていない。

予定では、同ガス田とキャンガンのガス処理施設がパイプラインでつながれ、精製後のガスはそこから幹線パイプラインIGAT-2に送り込まれることになっている。

3.2.4 サルマーン・ガス田（UAE輸出用）

海上ガス田であるサルマーン・ガス田のクフ貯留層は、アブダビのアブ・アル・ブクレーシュガス田の延長上にある。イラン領海内の埋蔵量は1800億m³と推定されており、1400万～2100万m³/dの生産が可能とされている。NIOCは1995年11月、同ガス田開発を入札にかけたが応札者はなく、結局独自に開発する方針を打ち出した。同ガス田から産出される天然ガスに関しては、2001年、UAEのシャルジャ向けに、NIOCとシャルジャ民間Crescent Petroleumとの間で供給契約が締結されている。この契約は現在、NIGECが引き継いでいる。

3.2.5 ヘンガーム・ガス田（オマーン輸出用）

ヘンガーム・ガス田はオマーンのブハ・ガス田の延長であり、埋蔵量は天然ガス480億m³、コンデンセート7800万バレルと推定されている。

ブハ・ガス田は1994年春に操業を開始し、その後、イランとオマーンはヘンガーム・ガス田の共同開発に向けた協議を開始した。1997年6月、両国は開発の基本プランに合意し、2000年、オマーンはヘンガーム・ガス田から天然ガスを輸入することに合意した。これ以降、協議は中断している。

3.2.6 ゴルシャーン/フェルドゥース・ガス田（LNG用）

ゴルシャーン（Golshan）ガス田はイラン南西部ブシェールの南東180kmに位置し、埋蔵量は50兆cf（LNG換算約4700t×20年）超と推定され、生産量は7000万m³/d（LNG換算約1800万t/y）となる見込みである。フェルドゥース（Ferdows）ガス田は同じくブシェールの南東190kmに位置し、埋蔵量は約10兆cf（同約950万t×20年と推定され、2500万m³/d（同640万t/y）の生産が見込まれる。

2007年1月、イラン国営通信は、NIOCがマレーシアの独立系発電事業者（IPP）であるSKS Ventures社が1月7日、両ガス田の開発およびLNGプラントの建設に関するMoUを締

結したと報じた。投資額は160億ドルに上る。NIOCのノウザリ総裁によると、投資額160億ドルのうち110億ドルはLNG施設の建設にあてられ、残り50億ドルは上流開発に投じられる。SKS Venturesは、生産されるLNGの50%を確保する。

3.2.7 ドラ・ガス田開発の問題

クウェートは2006年1月にイランとの海上境界線にまたがる中立地帯沖合に位置するドラ・ガス田の開発着手を宣言し、エネルギー省のアル・オウン次官は8月24日、「海上境界線問題を討議するため、イラン代表が9月にクウェートを訪問する予定」を伝えた。また、「サウジと共同で、既にガス探鉱を開始している」ことも確認した。

3.2.7.1 これまでの開発の経緯

ドラ（イラン名はアラシュ）ガス田は、1967年にアラビア石油により発見されたが、湾岸戦争後にクウェートがR/D Shellに委託した地震探査によると、50億boeのガス・コンデンセート埋蔵が見込まれている。

2000年にはイランが独断で掘削作業を開始したが、クウェート・サウジがこれに抗議したため、掘削を中止した経緯もある。

一方、クウェートおよびサウジは同年7月、ドラ・ガス田周辺の領海画定に合意し、中立地帯の資源として両国が権益を折半し、共同開発することとした。その後、2002年にはガス田開発の計画策定のための共同技術委員会を設立するなど、着々と開発の下準備を進めている。

2006年9月に入って、クウェート国営KPCの中立地帯沖合の開発を担当する子会社Kuwait Gulf Oil Companyは、既存井戸2本での掘削を行うため、クウェート海軍との間で、ガス田周辺地域で、湾岸戦争時にばらまかれた機雷、艦船・砲弾等の残骸を除去する契約の締結を発表した。

開発着手を急ぐクウェートの動きに対し、イラン側はこれまで、「クウェートによる探査開始は、一部イランに帰属する天然ガス資源の採掘を意味する」と強硬な姿勢をとって来た。

3.2.7.2 イランによる共同開発の提案

クウェートは当初、9月下旬開催のイランとの二国間協議で海上境界線問題を解決し、サウジとの共同開発に拍車をかける意気込みを見せていたが、協議終了後、特段の発表も行わなかったことから、十分な成果が得られなかったと推測される。

これに対し、イラン側は、NIOCの子会社IOOCのマフムード社長の発言として、「クウェートとの協議は満足の行くものであった。アラシュ・ガス田の開発で競争をするのではなく、協調することになった。開発はイランとの共同で行われることになるだろう」と伝えた。

協議終了後の両国対応に大きな差があることから、想定外の共同開発提案にクウェート

側が苦慮しているとする向きもある。

3.2.8 NGL 回収

イランでは現在バンドル・イマーム周辺で、2基のNGL回収プラント（NGL1200とNGL1300）が稼動している。これら2基はともに2003年に操業を開始し、ギャチサーラーン（Gachsaran）ガス田のNGL1200の生産能力は2.7万b/d、ビービー・ハキーム（Bibi Hakimeh）のNGL1300の生産能力は2.1万b/dである。NGL1200、NGL1300ともに、バンドル・イマーム石化プラントにNGLを供給している。

NIOCはさらに5ヶ所に、新たにNGL回収プラントを建設する計画を立てている。これらのプラントでは、マールーン（Marun）、キャランジ（Karanj）、マスジェデ・スレイマーン（Masjed-e Suleiman）、アーガージャリー（Agha-Jari）、ビービー・ハキーム、パザーナーン（Pazanan）油田から産出される随伴ガスが処理される。まずアフワーズの第5ガス集積拠点付近にNGL2300の建設が予定されており、2010年の完成が目指されている。NGL2300は、マールーン油田のカーミー（Kahmi）層から産出される500m³/dの天然ガスからNGL1.5万b/dとドライ・スウィート・ガス420万m³/dを生産する。

4 国内のガス処理プラント、パイプライン

4.1 ガス処理プラントの現状と増強計画

2006年2月のNIGCのキャサーイーザーデ総裁の発言によれば、イランは現在約140億cf/d（約4億m³/d、1420億m³/y、図表2.11）の天然ガス処理能力を有し、2007年3月までには能力をさらに4,600万m³/d増強し、国内ガス消費の伸びに備える予定である。

図表 2.11 イランの天然ガス処理設備

場所 プラント名	処理能力 (mcf/d)	操業開始
Assaluyeh		
第1フェーズ	1,000	2004
第2-3フェーズ	2,000	2002
第4-5フェーズ	2,000	2005
(小計)	5,000	
Assalueh以外		
Parsian	740	2003
Bid Boland	800	1970s
Dalan	1,240	na
Vali Asr	3,710	1990
Marun-4	640	na
Queshm		na
Ahwaz	120	1992
Sarkhun (Bandar Abbas)	490	1996
Khangiran	1,240	1990s
(小計)	8,980	
合計	13,980	

出所: 中東の石油化学産業2006(DRMI)、AOG

2005/6年(イラン暦1384年)の消費量は4.11億m³/dに達しており、国内消費の伸びに対処するためには5,500万m³/dの能力増強が必要との見通しである。第4次五カ年計画終了時(2010年3月)までには、ガス処理能力をさらに約200億cf/d(約2100億m³/y)増強する計画であり(図表2.12参照)必要投資総額は30~40億ドルと見積もられている。

図表 2.12 ガス処理設備増強計画

場所 プラント名	処理能力 (mcf/d)	LPG	エタン	コンデンセート	操業開始	用途
		百万t/y		百万b/y		
Assaluyeh						
第6-8フェーズ	2,600	1.2		44	2007	圧入
第9-10フェーズ	2,000	1.0	1.0	29	2007	国内消費
第11フェーズ	2,000			29		Pars LNG
第12フェーズ	2,600			44		NIOC LNG
第13-14フェーズ	2,700			29		Persian LNG /GTL
第15-16フェーズ	2,000	1.0	1.0	29		国内消費
第17-18フェーズ	2,000	1.0	1.0	29		国内消費
小計	15,900					
Assaluyeh以外						
Bid Boland II	2,000	1.4	1.3	0.67kt/y (ナフサ)	2008	国内消費
Parsian Phase 2	1,940		1.4		2008	国内消費
Ilam	350		0.17		2008	国内消費
Kharg	720	1.3	0.78	2.7	2008	
Gashou	490					国内消費
小計	5,500					
合計	21,400					

出所: 中東の石油化学産業2006(DRMI)

4.1.1 サウスパルス関連ガス処理プラント

サウスパルス・ガス田産出のガスを精製するガス処理プラントは、アサルイーエに建設されている。2002年3月にまず20億cf/d(5600万m³/d)の処理能力を有する、第2・3フェーズの処理設備が操業を開始した。精製された天然ガスはIGAT-3パイプラインに送られている。

サウスパルス第1フェーズの能力10億cf/d(2800万m³/d)の処理設備は、2004年に操業を開始した。サウスパルス第4・5フェーズの能力はガス20億cf/d(5600万m³/d)、LPG(プロパン・ブタン)105万t/yであり、2005年5月にはフル稼働を開始した。

4.1.2 その他のガス処理プラント

アサルイーエ以外の場所に建設された天然ガス処理設備の一覧を、図表2.10に示す。ヴァリー・アスル(Vali Asr)処理設備は、キャンガン・ガス田およびナール・ガス田産出の天然ガスを精製する国内最大規模のガス処理設備である。1990年の操業開始時点で、同プラントの精製能力は3400万m³/dであったが、その後1995年に発注された第2フェー

ズで 8500 万 m³/d に、1998 年に完成した第 3 フェーズにより、能力は 1.05 億 m³/d (37.1 億 cf/d) まで増強された。

イラン北部に位置するハーンギーラーン・ガス処理設備も、1990 年代に増強され、生産能力は 2100 万 m³/d から 3500 万 m³/d (12.4 億 cf/d) に引き上げられた。アーガージャリー、ダーラーン・ガス田の開発プロジェクトの一環として建設されたファールス地方のダーラーン処理設備の能力は 3500 万 m³/d (12.4 億 cf/d) である。

パルスィアーン (Parsian) ガス処理設備は、イラン政府の第 3 次五カ年計画 (2000 ~ 2005 年) に明記された 4 件のガス処理設備建設計画のうち、最初に建設された設備である。同設備はタブナク、ホマー、シュジャノル (Shjanol)、ヴァラーヴィ・ガス田産出のガスを精製するため、ファールス地方の Lamerd に建設された。処理能力は天然ガス 2500 万 m³/d (7.4 億 cf/d)、コンデンセート 1.25 万 b/d であり、2003 年に稼動を開始した。

Sarkhoun-2 プラントは 1996 年 3 月に操業を開始し、現在の処理能力は 1400 万 m³/d (4.9 億 cf/d) である。

4.1.3 ガス処理設備増強計画

NIGC の最新の計画では、パルスィアーン・ガス処理設備を増強 (能力を倍増) するほか、ビッドボランド (フェーズ 2、処理能力 5,700 万 m³/d=20 億 cf/d)、ガーショウ (Gashou) (バンドル・アッバース付近、1400 万 m³/d)、イーラーム (Ilam) (1000 万 m³/d) への処理設備の建設が予定されている。同増強計画にかかる費用は 15 億ドルと見積もられている (図表 2.12 を参照)。

NIGC は 2004 年 2 月、ビッドボランド II のガス処理設備のプロジェクト・マネジメント契約を Petropars との間で締結した。ビッドボランド II はビッドボランド I から 14km の地点に建設が予定されており、5700 万 m³/d の原料から販売用ガス 4700 万 m³/d、エタン 148 万 t/y、プロパン・ブタン 152 万 t/y、コンデンセート 83 万 t/y (輸出用) を生産する。同時に生産される酸性ガスは、油田圧入に用いられる。操業開始は 2009 年半ばが予定されている。

4.2 国内パイプラインの状況

イラン国内のガス移送システムの柱となっているのは、かつてソ連へのガス輸出のために建設された、IGAT (Iranian Gas Trunk-line) -1 及び IGAT-2 という 2 本の高圧幹線である。3 本目の高圧幹線 IGAT-3 は、アサルイーエと国内ガス供給の分岐点となっているイスファハンとを結んでいる。さらに、Sarakhs-Neka-Rasht 幹線が国内北東部に、アゼルバイジャン地区の主要 2 幹線が北西部に、ガスを輸送している。

国内のガス供給ネットワークをファールス州にまで行き渡らせる IGAT-4 の建設もすでに開始されており、IGAT-5 の建設も計画中である。国内ガス供給パイプラインは現在延長

1.5 万 km に及んでおり、建設中のものも合わせると、高圧幹線延長は 1.8 万 km に達する (図表 2.13 参照)。

図表 2.13 イランの主要ガス・パイプライン

パイプライン経路	長さ (km)	直径 (inch)	呼称その他
既存パイプライン			
Bid Boland – Qom – Rasht – Astara	1284	40/42	IGAT-1
Kangan – Tabriz – Bazargan	1735	56/40	IGAT-2
Assaluyeh – Kazeroon	241	56	IGAT-3
Bid Boland – Shiraz	275	16	
Tabriz – Miyandoab	153	20	
Khangiran – Mashad	130	16/36	2 lines
Sarakhs – Neka – Rasht	1178	30/36	2 lines
Sarkhun – Bandar Abbas – Kerman	553	24/20	2 lines
Qeshm – Bandar Abbas	71	12	
Shiraz – Fasa	114	16	
Boroujerd – Khoramabad	106	16	
Mobarakeh – Yazd	319	20/24	2 lines
Khooh Namak – Tehran	113	30/36	2 lines
Saveh – Tehran	121/105	30/36	2 lines
Kordkuy – Neka	84	30	
Neizar – Arak – Hamadan	272	30/36	
Omideh – Mahshahr	71	30	
Kordkuy – Korpedzhe (Turkmenistan)	200		
建設/計画中			
Assaluyeh – Shahid Montazeri	1361	56	IGAT-4
Assaluyeh – Aghajari	811	56	IGAT-5
Assaluyeh – (Mahshahr)			IGAT-6
Assaluyeh – Chabahar			IGAT-7
Assaluyeh – Neka			IGAT-8

出所: 中東の石化産業2006、DRMI

4.2.1 IGAT-1

イランは 1966 年、ソ連との間にガス輸出契約を結び、1970 年には輸出が開始された。契約締結を受けて、NIGC はビッドボランド・ガス処理プラント (アーガージャリー、マーロン、アフワーズ・ガス田から生産されるガスを精製) とアゼルバイジャンとの国境地

点にある都市アスタラとを結ぶガス・パイプライン（40/42 インチ、1260km）の建設を開始した。1975年にはIGAT-1の第2ステージ、最終ステージの建設も完了し、輸送能力は当初の2800万m³/dから4500万m³/dまで増強された。

4.2.2 IGAT-2

IGAT-1と並行する第2のガス・パイプラインIGAT-2（56インチ、能力7400万m³/d）の建設は1978年に開始された。

IGAT-2の敷設プロジェクトを受注したのはいずれも外国の3企業である。キャンガーン・イスファハン間（588km）は伊Saipem、イスファハン・コム間（301km）は仏Spie-Capag、コム・アスタラ間の建設は旧ソ連のSoyuz-Zaframが受注した。

IGAT-2はIGAT-1とシャフレ・コルドで分岐し、キャンガーン・ガス田およびナール・ガス田から産出される非随伴ガスをヴァリー・アスル・ガス処理プラントまで運搬する。

4.2.3 IGAT-3

第3のパイプラインは、IGAT-2のヴァリー・アスル北部の分岐点にあたるカーズルーン（Kazeroon）とアサルイーエを結ぶために建設された。総延長は780km、能力は8500万m³/dである。

4.2.4 その他国内パイプライン建設計画

図表2.12に示したとおり、イランでは現在IGAT-8までの建設が予定されている（図表参照）。2006年6月には、アサルイーエを基点とし、バンドル・アッパーズを経てシースターン・バルーチスターンに至るIGAT-7建設プロジェクトが、総額13億ドルで、NIOCから革命防衛隊傘下のKhatamolambiya社に発注された。

5 国内ガス需要の現状と見通し

5.1 国内需要の推移と現状

イランの一次エネルギーの消費量は、2000年から2004年の間、平均5.3%/yの伸びで増加してきた（図表2.14）。このうち石油消費量の伸び率が平均3.15%であったのに対し、ガス消費量の伸び率は平均7.95%と、天然ガスによる石油代替が進んでいることが読み取れる。2.1で既述のとおり、イランはより多くの原油を輸出に振り向けるため、国内の石油消費を可能な限り天然ガスで代替するよう、これまで着々と国内ガス配送網の整備を行ってきた。国内の人口増に伴いエネルギー消費も年々増大しており、さらに天然ガス価格が国家の補助金により低くおさえられていることもあり、2005年の消費量は4.11億m³/dに達した（4.1参照）。2004年の一次エネルギー供給量は石油換算145.84百万トンであり、石油と天然ガスがほぼ二分する構成となっている。（図表2.15）。

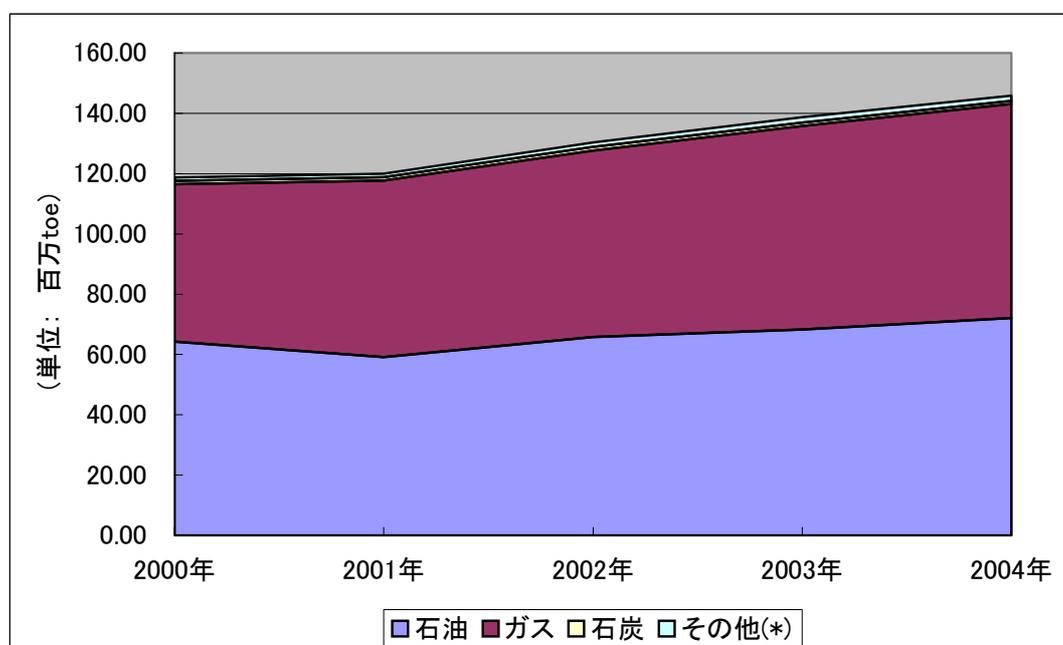
図表 2.14 イランの一次エネルギー需要の推移

(単位: 百万toe)

	石油	ガス	石炭	その他(*)	合計
2000年	64.23	52.22	1.156	1.044	118.65
2001年	59.15	58.56	1.062	1.228	120.00
2002年	65.80	61.86	1.143	1.507	130.31
2003年	68.24	67.53	1.107	1.793	138.67
2004年	72.13	70.93	1.050	1.730	145.84
平均伸び率	3.15(%)	7.95(%)			5.3(%)

出所: IEA、Energy Balance of Non-OECD Countries

(*)その他:再生可能エネルギーを含む



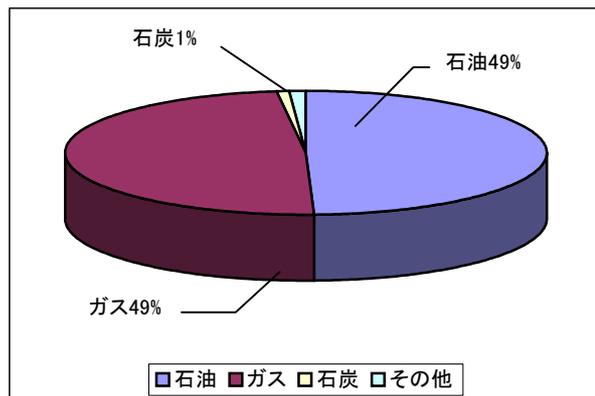
図表 2.15 イランの一次エネルギー供給量（2004年）

（単位：百万toe）

石油	ガス	石炭	その他	合計
72.13	70.93	1.05	1.73	145.84
49%	49%	1%	1%	100%

（注）下段は構成比率

出所：IEA、Energy Balance of Non-OECD Countries



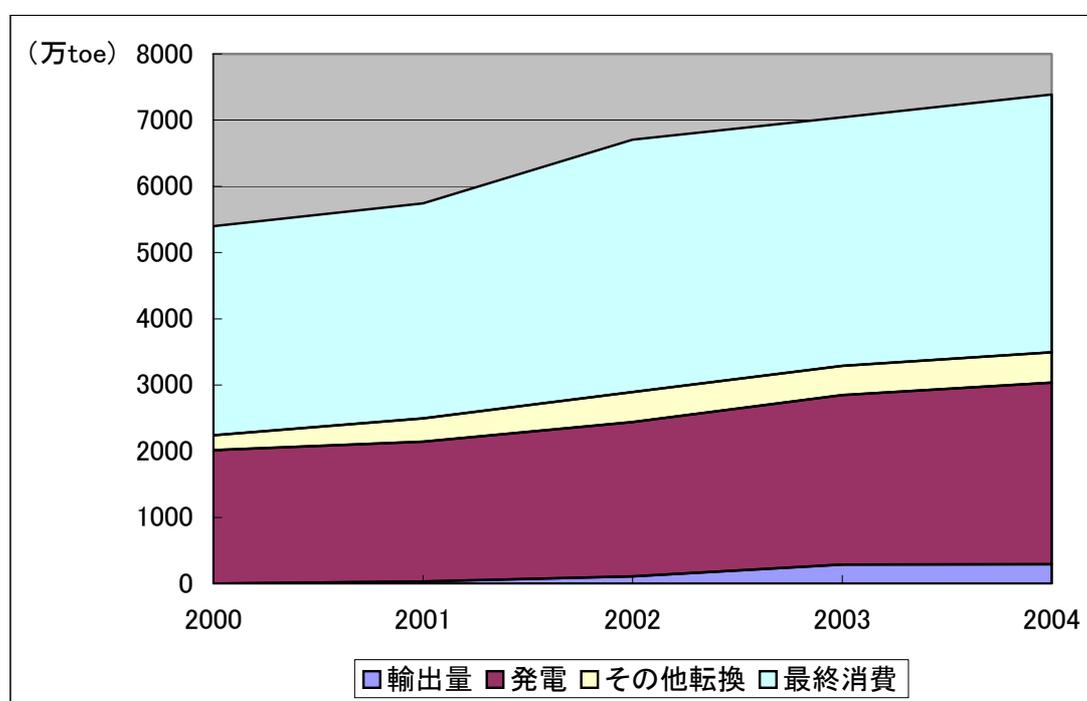
5.2 用途別の実態と見通し

イラン国内の天然ガス消費を用途別に見ると、「最終消費（民生・産業用）」が過半を占めるが、最近は発電用の伸びが顕著である（図表 2.16 参照）。

図表 2.16 イランの天然ガス用途別内訳

		(単位: 万toe)					(%)
		2000	2001	2002	2003	2004	2004年の構成比
生産量		5118	5358	6257	6557	6873	
	輸入量	278	382	446	485	512	
	輸出量		30	108	289	292	
国内供給量		5396	5710	6595	6753	7093	100.00
	発電	2017	2115	2334	2560	2742	38.66
	その他転換	220	352	454	440	462	6.51
	最終消費	3160	3244	3807	3753	3889	54.83

出所: Energy Balances of non-OECD Countries, IEA

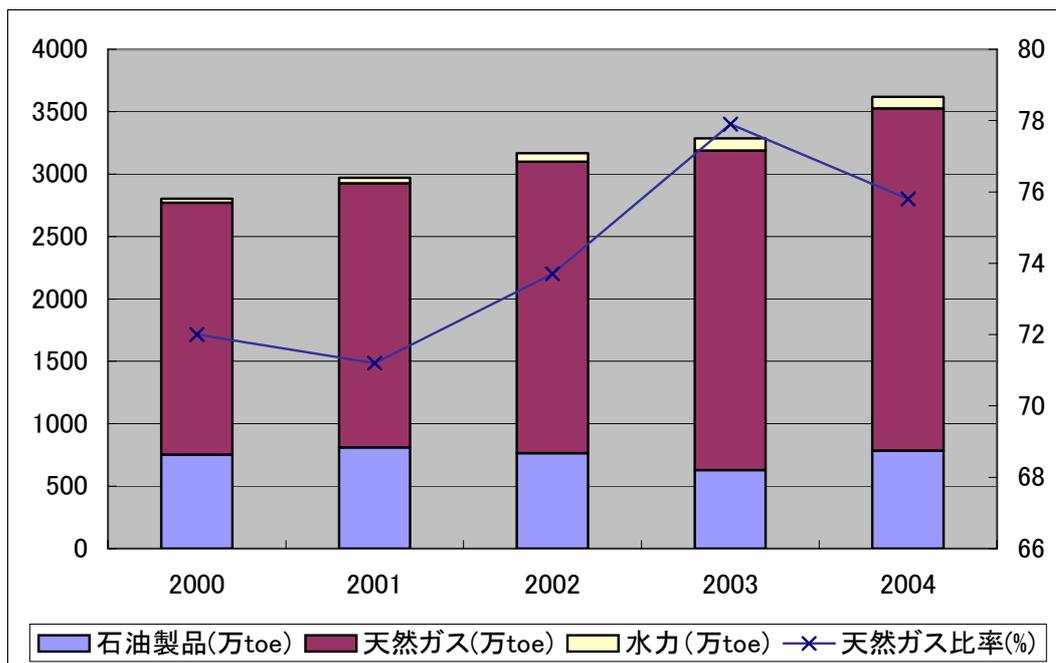


5.2.1 発電用ガス需要

イランの発電燃料の内訳を見ると、天然ガスは2000年に72.0%であったものが2004年には比率は75.8%にまで伸びており、天然ガスの占める割合が徐々に増えている（図表 2.17 参照）。2004年のエネルギー省の発表によれば、イランの過去10年間の電力消費量は年率7.5%で増加してきたが、今後10年間では年率8.6%での増加が見込まれており、今後とも発電能力の大幅な増強が必要とされている。イランでは2010年までに発電能力を53.2GWまで高めていく計画としており、熱効率及び環境負荷の両面で優れるガスを活用しながらの増強が予定されている。

図表 2.17 イランの発電燃料内訳

	2000	2001	2002	2003	2004
石油製品(万toe)	754	811	764	630	785
天然ガス(万toe)	2017	2115	2334	2560	2742
水力(万toe)	32	44	70	95	91
発電量(万toe)	1044	1119	1211	1312	1415
天然ガス比率(%)	72.0	71.2	73.7	77.9	75.8



出所: Energy Balance of non-OECD Countries, IEA

5.2.2 家庭用ガス需要

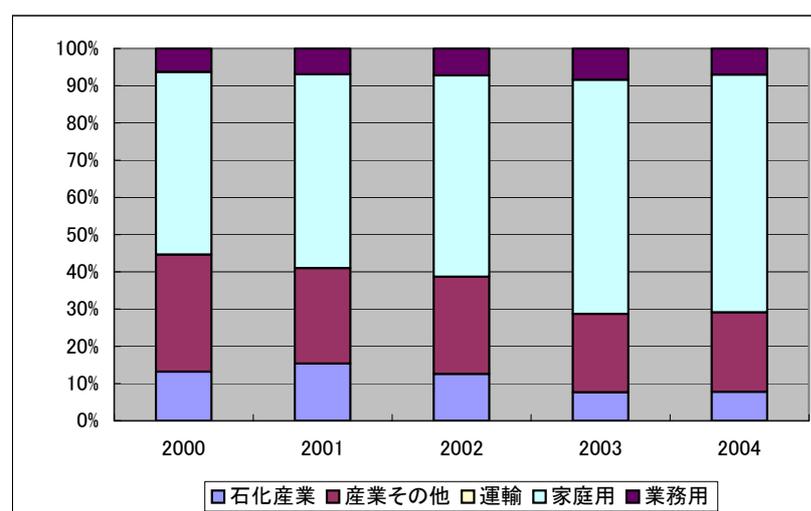
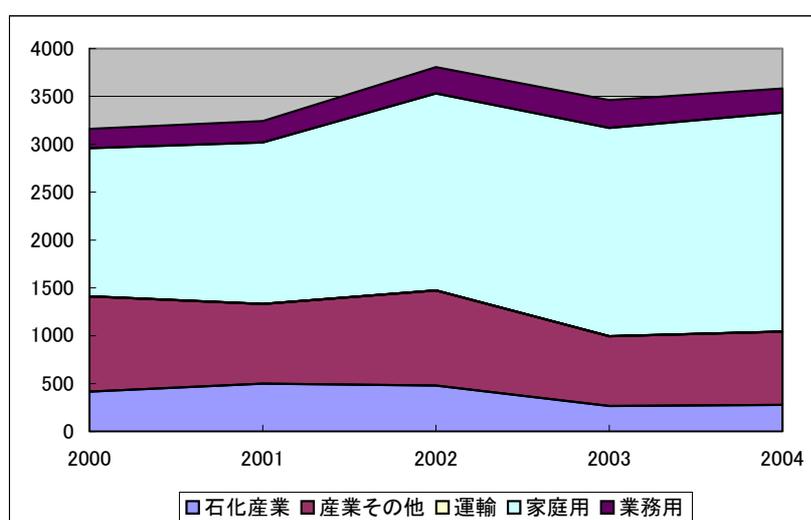
イランの天然ガスの発電用を除く消費内訳を見てみると、特に家庭用消費の伸びが大きいことがわかる。イランは現在 7000 万人超の人口を抱え、インフラ面でも国内ガス・パイプライン網の整備を進めていることから、家庭用の比率が高くなっている。天然ガスの家庭用消費は、2000 年から 2004 年にかけて年率約 10% の割合で増加しており、2004 年の家庭用消費が最終消費分全体に占める割合は、約 6 割に上った (図表 2.18 参照)。

2001 年からは運輸部門で CNG (圧縮天然ガス) の利用が始まっており、消費量はまだわずかだが、ガソリンから CNG への転換も徐々に進められていく計画である。

図表 2.18 イランの天然ガスの消費内訳（発電用除き）

		(万toe)				
		2000	2001	2002	2003	2004
産業		1413	1333	1473	994	1044
	石化産業	418	498	480	266	279
	その他	995	834	993	728	765
運輸			0.4	0.4	0.6	0.6
民生		1747	1911	2334	2467	2538
	家庭用	1548	1687	2060	2177	2287
	業務用	199	225	274	290	251

出所: Energy Balances of Non-OECD Countries, IEA



5.2.3 石油化学用ガス需要

イランは石油化学産業を経済多様化政策の重点の1つに位置づけており、天然ガス資源を石油化学製品など付加価値を高めた商品として輸出することにより外貨獲得を目指している。NPCは1997/8年から2012/13年までを5段階（フェーズ1～5）に分け、生産量を

当初の 1500 万 t/y から 2013 年には 3300 万 t/y に倍増させる意欲的な石化設備増強計画を推進している（総額 206 億ドル）。同計画の概要は図表 2.19 のとおりである。

図表 2.19 NPC の石油設備増強計画

フェーズ名	生産能力 (万t/y)	投資額 (100万ドル)	完成年
第1&2フェーズ	641	3,600	2001～2005
第3フェーズ	726	7,300	
第4フェーズ	358	4,400	
第5フェーズ	183	5,300	
合計	1907	20,600	

出所： Arab Oil & Gas Directory 2006

他方、石化産業に振り向けられる天然ガスの総量は、国内消費優先の傾向のもと、近年減少傾向にある（図表 2.18 参照）。ガス田の開発が進み、上記設備計画が実施に移されることになれば、石化向けの天然ガスは再び増加するものと見られる。

石化設備計画の中心となっているのは、第2次五カ年計画（1995/96～1999/00年）のもと設置されたバンドル・イマーム・ホメイニ石油化学特別経済区（Bandar Imam Petrochemical Special Economic Zone）と、アサルイーエのパルス特別経済・エネルギー区（Pars Special Economic/Energy Zone）である。それぞれの特別区において、大規模な計画が進められており（図表 2.20、21）、順調に進めば、石化製品の生産能力は急増する見込みである。たとえばエチレンは、2005年の生産量は134万t/yであるのに対し、5年後に6倍にあたる約780万t/y、10年後には1330万t/yへの大幅な増強を計画している。

図表 2.20 イラン石油化学部門の設備計画一覧

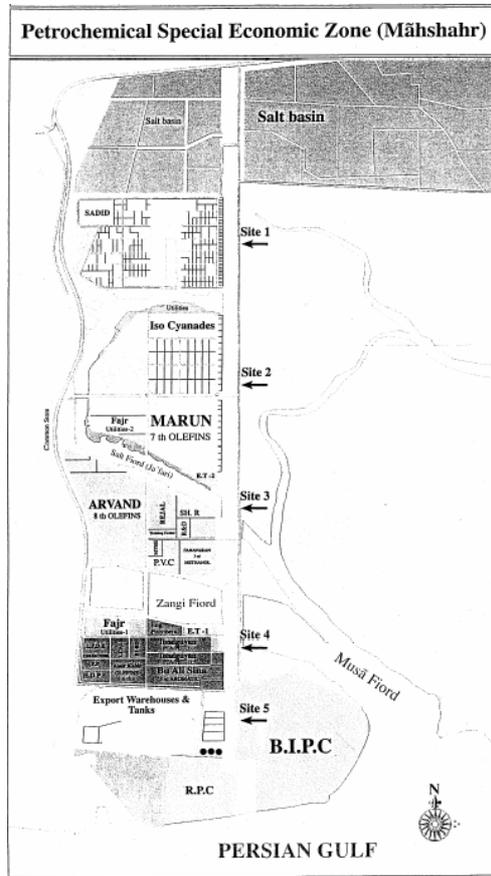
地区	計画名
	<u>バンドル・イマーム石油化学特別経済区における設備計画</u>
	第7次オレフィン計画 (Marun Petrochemical Co.)
	第8次オレフィン計画 (Arvand Petrochemical Co.)
	第1次、第2次PTA/PET計画 (Shahid Tongduyan Petrochemical Co.)
	酢酸・酢酸ビニル計画 (Fanavaran Petrochemical Co.)
	イソシアネート計画 (Karoon Petrochemical Co.)
	<u>パルス特別経済・エネルギー区における設備計画</u>
	第9次オレフィン計画 (Arya Sasol Polymer Co. & Pars Petrochemical Co.)
	第10次オレフィン計画 (Jam Petrochemical Co.)
	HDPE計画 (Mehr Petrochemical Co.)
	第4次芳香族計画 (Borzoyeh Petrochemical Co.)
	第4次メタノール計画 (Zagros Petrochemical Co.)
	Assaluyeh第1次アンモニア・尿素計画 (Ghadir Urea & Anmonia Petrochemical Co.)
	第11次オレフィン計画 (Kavian Petrochemical Co.)
	第12次オレフィン計画 (Persian Gulf Petrochemical Co.)
	第6次メタノール計画 (Zagros Petrochemical Co.)
	Assaluyeh第2次アンモニア・尿素計画 (Ghadir Urea & Anmonia Petrochemical Co.)
	第14次オレフィン計画
	第15次オレフィン計画
	<u>その他の地域の設備計画</u>
	第5次オレフィン計画 (Kharg Petrochemical Co.)
	第13次オレフィン計画 (Ilam Petrochemical Co.)
	第2次メタノール計画 (Kharg Petrochemical Co.)

出所: 中東の石油化学産業2006 (DRMI)

図表 2.21 イランの石油化学特別経済区

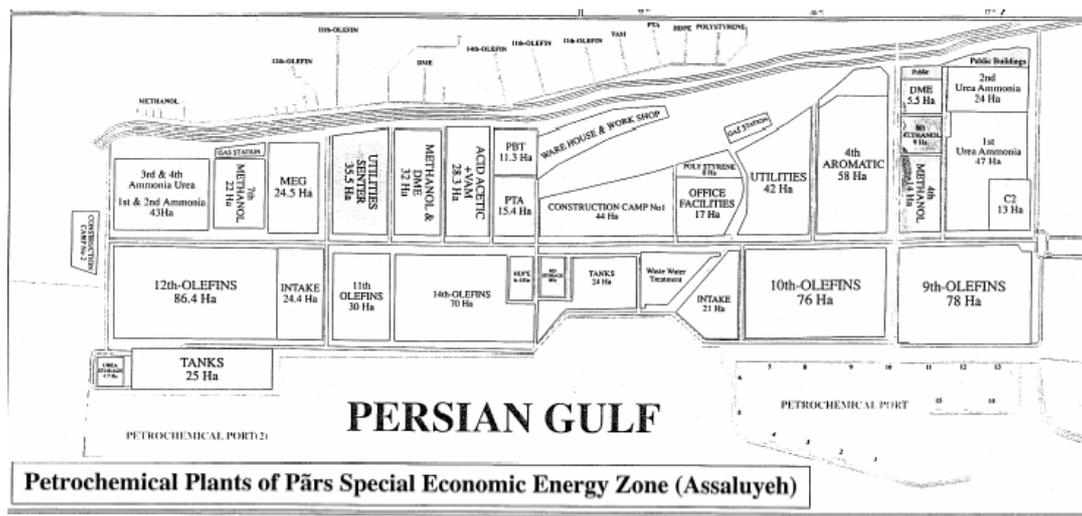
図表 21 イランの石油化学特別経済区

(1) バンダル・イマーム (Mahshahr) 石油化学特別経済区



(出所: IranOilGas (1)、(2)とも)

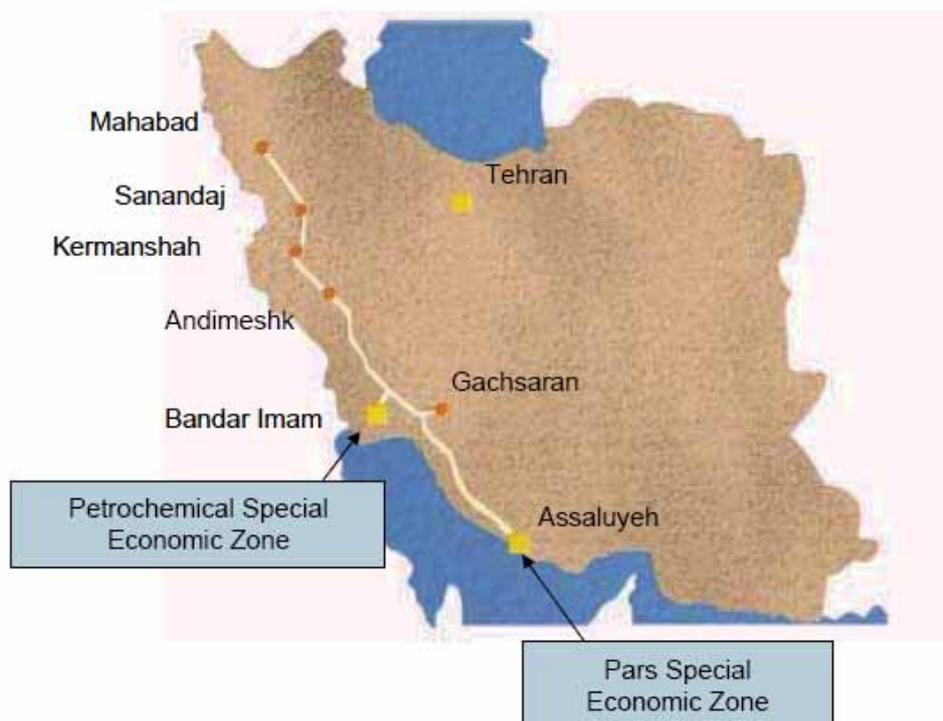
(2) パルス特別経済・エネルギー区



上記2ヶ所の特別区以外でもいくつかの計画があり、たとえばアサルーイエからトルコ国境に近いマハーバードまで総延長約2300kmのエチレン・パイプラインを敷設し、イラン西

部各地に石化プラントを建設することで、地域振興の役割を果たすことも期待されている（図表 2.22 参照）。

図表 2.22 イラン西部エチレン・パイプライン・ルート



出所：NPC ホームページをもとに中東研作成

5.2.4 油田圧入の必要性をめぐる議論

「1.3 生産量の推移と生産能力」で既述のとおり、イランは2005年、天然ガス生産量の18%にあたる282億m³/yを、油ガス田圧入に用いている。イランは産油量の約8割を陸上油田に依存していることもあり、老朽化が進行する油田へのガス圧入による二次回収を図ることで、産油量の維持に努めている。そしてイラン国内には、原油生産量の大幅な低下を回避するため、イランはより多くの天然ガスを圧入に用いていく必要があると主張するグループが存在している。国会エネルギー委員会の委員長を務めるダーネシュヤール議員（フーゼスターン州選出）が、現在イラン国内の「ガス輸出反対」グループを率いている。ダーネシュヤール議員の主張は次のとおりである。

- ・ イランは現在30の油田に対し、120億～140億cf/dのガスを再圧入する必要がある。
- ・ しかし実際にはわずか30億cf/dしか圧入されておらず、石油生産量の低下が進んでいる。

- ・ 生産量の大幅な低下を防ぐには 2010 年までに 200 億 cf/d のガスを圧入する必要がある、これはサウスパルス・ガス田の全生産量（20 フェーズ分）にあたる。

ガス輸出反対グループによれば、2010 年時点で求められる国内需要の内訳は以下のとおりである。

- ・ 発電用：70 億 cf/d
- ・ 商業用 / 民生用 / CNG 生産：100 億 cf/d
- ・ 工業用 / 石油化学部門用：50 億 cf/d
- ・ 再圧入：200 億 cf/d

合計：420 億 cf/d

よってサウスパルス・ガス田の生産量が最大になっても、国内需要を賄うのがやっとであり、ゆえにガス輸出は認められてはならない、とガス輸出反対論者は論じている。

6 LNG プロジェクトの現状と見通し

6.1 プロジェクトの経緯、進捗状況と完成見通し

イランでは現在 3 件の LNG プロジェクトが進捗している。3 件とは Pars LNG、NIOC LNG、Persian LNG の各プロジェクトであり、それぞれサウスパルス第 11 フェーズ、第 12 フェーズ、第 13・第 14 フェーズとリンクしている（図表 2.23 参照）。生産量は NIOC、Pars LNG が各 1000 万トン、Persian LNG が 1600 万トンで、合計 3600 万トンに上る。

図表 2.23 イランの LNG プロジェクトおよび購買契約一覧

プロジェクト名	権益比率(%)	生産能力	現状その他
<進捗中のプロジェクト>			
NIOC LNG	NIOC 100%	LNG1000万t/y (500万t/y ×2トレイン)	サウスパルス第12フェーズとリンク FEEDは仏 Technipと日揮が担当 2007.2.韓国大林産業とKhatamolanbia LNG貯蔵タンク建設契約を受注 ファイナンス面で問題に直面 2004.10. SinopecとLNG供給(1000万t/y)MoU締結 2005.6. インド政府とLNG供給(500万t/y)契約締結
Pars LNG	NIOC 50% Total 30% Petronas 10% (残り10%は未定)	LNG1000万t/y (500万t/y ×2トレイン)	サウスパルス第11フェーズとリンク 2004.3. TechnipにFEEDを付与 2005.12. Petronas、権益比率を20→10%に縮小 CNPCも参入意欲(2007.1.、第14フェーズ開発を交渉中との報道) 2006.6. CNPCとLNG供給(300万t/y)HOA締結 2006.7. タイPTTとLNG供給(300万t/y)MoU締結
Persian LNG	NIOC 50% Shell 25% Repsol 25%	LNG1600万t/y LPG100万t/y	サウスパルス第13-14フェーズとリンク、総投資額100億ドル 2007.1. 2008年初頭にはFID実施と発表 液化技術にはShell独自のDMR方式を採用
<構想段階のプロジェクト>			
Iran LNG	NIOC/ BP/Reliance	LNG800万t/y	FSIは実施、その後中断
North Pars LNG	NIOC/CNOOC		MoU締結済み。当初900万t/yの生産を計画 ノースパルス・ガス田全4フェーズのうち3フェーズを LNG用とする計画、総額160億ドル
Qeshm LNG	NIOC/LNG Ltd	LNG345万t/y	協力協定調印、2010年1Q生産開始との計画
Golshan & Ferdows LNG	NIOC/ SKS Ventures		2007.1. 両油田開発とLNGプロジェクトにかかる MoU締結。総額160億ドル。

LNG売買契約	輸入企業	輸入量	備考
Pars LNG	PTT	300万t/y	2006.7. MoU締結
	PetroChina	300万t/y	2006.12. 25年にわたる購買契約HOA締結
	インド政府	500万t/y	2005.6. 正式契約締結。2009年供給開始予定。
Yadavaran/LNG	Sinopec	1000万t/y	Yadavaran油田権益譲渡と引き換えに25年間のLNG購買契約 上流のリターン率未決着
Yadavaran & Jufeyr/LNG	インド政府	750万t/y	Yadavaran油田権益譲渡と引き換えに25年間のLNG購買契約 合意失効との報道も

出所:各種資料をもとに中東研究センター作成

6.1.1 Pars LNG プロジェクト (サウスパルス第11フェーズ)

Pars LNG プロジェクトについては、2004年2月に株主協定 (shareholder's agreement) が Total および Petronas と締結され、合弁企業 Pars LNG (権益比率は NIGEC50%、Total30%、Petronas20%) の設立が合意された。NIGEC は同年3月に、仏 Technip と FEED (front-end engineering and design、設備等の基本設計) 契約に調印し、その後2004年12月に、NIOC は総額20億ドルの Pars LNG プロジェクトの実施に関する合意書を、Total・Petronas と締結し

た。LNG 生産能力は年間 1000 万トン（500 万 t/y × 2 トレイン）であり、2009 年の輸出開始を目指している。1 基はインド / 欧州向け、もう 1 基は他のアジア市場向けの供給に充てる計画である。プラントはアサルーイエ西方のトンバック（Tombak）に建設される（図表 2.24）。

図表 2.24 ガス液化基地トンバック地図



出所: NIGEC ホームページ

2005 年 12 月になって Petronas は、取引条件への不満から出資比率を 10% に引き下げ、現在では残り 10% は LNG 輸入企業が引き受けると見込まれているが、2007 年 1 月末の時点で未定である。

2006 年 11 月にテヘランで開催されたエネルギー国際研究所（International Institute of Energy Studies: IIES）セミナーの場で、Total の中東副社長は、イラン側との交渉は最終段階にあり、「2007 年の早い段階」に正式契約が締結される見込みと表明している。

6.1.2 Persian LNG プロジェクト（サウスパルス第 13・14 フェーズ）

Persian LNG プロジェクトについては、2004 年 9 月、NIGEC と Shell および Repsol-YPF（事業比率は各 50%、25%、25%）との間で、プロジェクトの枠組みに関する合意書が締結されている。生産能力は LNG1600 万 t/y 及び LPG100 万 t/y であり、プラントは Pars LNG プロジェクトと同様トンバックに建設される。

同プロジェクトの生産開始予定は 2010 年末から 2010 年初めとされており、輸出先としては欧州、アジアなどが見込まれている。同プロジェクトに関しても、日欧のエンジニアリング企業が FEED を実施中である。LNG 技術には Shell 独自の DMR（二重混合冷媒）が利用されることになっている。

同プロジェクトに関しては、3.1.8 で既述のとおり、2007 年 1 月、NIOC のノウザリ総裁

が、Shell、Repsol との間で仮契約が締結されたと発表した。

6.1.3 NIOC LNG プロジェクト（サウスパルス第 12 フェーズ）

NIOC LNG プロジェクトの生産能力は 1000 万 t/y（2 トレイン）であり、やはりトンバックに建設が予定されている。プロジェクトの FEED は Technip 社と日揮が担当し、生産開始は 2010 年が予定されている。

NIOC LNG プロジェクトは当初、NIOC が単独で実施しようと試みた。しかし高いプロジェクトコスト（推定 15 億～20 億ドル）に加え、NIOC がガスのマーケティング・ネットワークを有していなかったことなどから、外資の参入が必須と見なされ、NIGEC は 2002 年末には英 BG と、2003 年 3 月には伊 Agip と、NIOC LNG プロジェクトにかかるパートナーシップ・アグリーメントを締結した。BG は LNG をすでに販売ネットワーク及び LNG 輸入ターミナルを有するインド及び南ヨーロッパ（LNG 輸入ターミナルを建設中）に、Agip はヨーロッパ向けに輸出する予定であったが、ともに正式契約締結には至らず、2007 年 1 月時点で、NIOC LNG は NIOC による単独プロジェクトのままとなっている。

LNG・LPG の貯蔵タンク及び港湾設備の建設に関しては、2007 年 2 月、韓国大林産業および革命防衛隊傘下 Khatamolanbia が 5 億ドルで受注した。

LNG 販売先としては、中国とインドが予定されている。2004 年 10 月には中国 Sinopec（1000 万 t/y）と、2005 年 1 月にはインド政府（750 万 t/y）と LNG 売買に関する MOU をそれぞれ締結している。ともに、LNG 購入の見返りにヤダバラ（Yadavaran）油田の権益付与で合意している。

6.1.4 その他の LNG プロジェクト

イランではこれ以外にも複数の LNG プロジェクトが、これまで取り沙汰されてきた。BP およびインドの Reliance Group は Iran LNG プロジェクトを推進しようとしていた（権益は NIOC50%、BP・Reliance 各 25%、能力 800 万 t/y）。また、BG、Eni、伊 Enel を巻き込んだ、900 万～1000 万 t/y（2 トレイン）のプロジェクトも存在した。しかしこれらのプロジェクトがその後進展したという情報はない。

他方、サウスパルス・ガス田の北方 80km に位置する ノースパルス・ガス田（可採埋蔵量 50Tcf）については、第 1 フェーズは国内需要向けだが、第 2－4 フェーズは LNG 向けとなる可能性が指摘されている。ノースパルス・ガス田の開発に関しては、中国 CNOOC が POGC と交渉中であることが、2006 年 11 月に報じられている。その他 Petronas 等も同ガス田に関心を示しているとの情報もある。

また 2006 年 11 月には豪州の LNG Ltd. の子会社 LNGIQ は、NIOC とゲシム島における LNG プロジェクト向けのガス供給に関する契約締結を発表した。ゲシム LNG の生産能力は 345 万 t/y であり、3 フェーズに分けて建設することが計画されている（第 1 フェーズ 115 万 t/y）。LNG 販売先としてはインド、ケニアが挙げられている。

さらに、3.2.6で既述のとおり、2007年1月にマレーシアSKSがゴルシャーン・フェルドゥース両ガス田開発とLNGプラントの建設に関するMoUを締結した。以上のようにLNGプロジェクトは数多く見られるがいずれも構想段階にあり、実行に移されるとしても、上記3件の完成後となる。

6.1.5 液化技術の入手困難によるプロジェクト延期の可能性

イランは独自のLNG技術を持たず、欧米企業に依存している。そのような中、米国の対イラン制裁により米GE及び独Lindeはそれぞれ、液化プラントに必要な不可欠な冷却用コンプレッサーと液化技術である「混合冷媒カスケード・プロセス (MFCP)」のイランへの提供を拒否したと見られており、MFCPを導入する予定であったNIOC LNGプロジェクトは遅延の危機に瀕している。

他方、イランはPars LNGプロジェクトにはフランス国営石油研究所 (IFP) の100%子会社であるAxensが開発した「Liquefin」ガス液化プロセスを、Persian LNGプロジェクトには、シェルが開発したDMRを導入する予定である。

6.2 長期契約など売買状況、価格など

イランは油ガス田の権益をLNG販売とリンクさせることで、LNG輸出計画の実現を目指そうとしており、これまで中国、インドなどが、(MoUレベルを含め) 関連の契約を締結している。

6.2.1 インドへのLNG輸出

2005年6月、NIGEC (イラン国営ガス輸出会社) は、インド石油天然ガス省の傘下にある複数のインド企業 (国営石油IOC およびBaharat Petroleum、国営ガスGail) と、2009年以降25年間にわたる500万t/yのLNG輸出契約を正式に締結した。NIOC LNGプロジェクト (能力900万t/y) から生産されるLNGがあてられる。

LNG輸出契約の見返りとしては、インド企業がヤダバラ油田のシェア10%を獲得する。また、ノースパルス・ガス田 (可採埋蔵量50Tcf、生産見込み36億cf/d) のうち1フェーズがONGC Videshに付与されることも合意された。

2005年1月に調印されたMoUでは、インドはヤダバラ油田のシェア20%及びジュフェイル油田のシェア100%を獲得することが合意されていた。しかしイラン側は輸出量を750万t/yに引き上げることをねらっており、同年6月の正式契約ではヤダバラのインド側シェアはとりあえず10%と定められた。ジュフェイル油田については、インドが2005年12月までに開発条件を提示する見込みとされた。

2005年1月時点の発表では、LNG輸出価格 (FOBベース) は最初の3年間は\$2.97/百万Btuで固定され、その後はブレント原油価格 (価格帯\$10-31/b) とリンクさせ、固定価格 (\$1.2ドル/百万Btu) に変動価格 (ブレント価格 (ただし\$31/bが上限) の6.25%) を

加えた価格フォーミュラを規定している。

ところがその後油価が高騰、2005年10月、ヴァズィーリ・ハーマーネ石油相代行（当時）は、イランの最高経済評議会はインドへのLNG輸出契約について（価格も含め）審議する予定であることを発表した。

2006年8月、ヴァズィーリ・ハーマーネ石油相は、インドへのLNG輸出契約については「経済最高評議会の承認が得られておらず、未確定である」、と述べた。

6.2.2 中国へのLNG輸出

2004年3月、中国の珠海振戎公司（Zhuhai Zhenrong）はNIGECとLNG輸入に関するMoUを締結した。同MoUによれば、中国は2008年から250万t/yのLNG輸入を開始し、2013年には輸入量を年間500万t/yへ拡大する。

2004年10月、Sinopecは、ヤダバラン油田開発プロジェクトと引き換えに、1000万t/yのLNGを25年間にわたり購入することで合意した。供給開始は2010年と見込まれている。2006年6月、CNPCの子会社であるペトロチャイナはPars LNG社（NIOC/Total/Petronasの合弁）との間で、2011年から25年間にわたりLNG300万t/yを供給する旨の基本合意書（HOA）を締結した。

6.2.3 タイへのLNG輸出

2004年1月、イランとタイの両政府は、イランからタイへのLNG輸出に関するFSの実施、圧縮天然ガス（CNG）及び天然ガスに関する技術・情報交換の支援など資源探鉱・開発活動の協力推進を目的とするMoUを締結した。イランは500万t/yを25年間にわたりタイへ供給する見通しであり、タイにおけるLNGターミナル（1000トン級ターミナル、約20億－30億）への投資も検討中である。

2006年7月にはタイPTTとの間でLNG300万t/yの供給（2011年開始）に関するMOUが締結された。Pars LNGが充てられる見通しである。

6.2.4 その他

LNG輸出に関しては他にも、例えば2005年1月、インドとのLNG輸出合意の発表に際し、NIGECのJavadi総裁が、韓国とも同様の契約交渉が進行中であることを示唆した。

7 パイプライン輸出計画の現状と見通し

NIGECはパイプラインを通じたイラン産ガスの輸出プロジェクトを、「全方位に向けて」推進中である。南方ではUAE、クウェート、オマーンに、東方ではパキスタン・インドに、北方・西方ではアゼルバイジャン、アルメニア、ヨーロッパ、ウクライナ、トルコに向けて、天然ガスを輸出するパイプライン・プロジェクトが計画されている。それぞれのプロ

プロジェクト名、輸出量、開始年および現状などは、図表 2.25 のとおりである。

図表 2.25 主要ガス輸出プロジェクト（パイプライン）

プロジェクト	参加企業	輸出先	取引数量	開始年	備考
トルコ	NIGEC	トルコ	30億～ 100億m ³ /y	2001	1996年、トルコへのガス供給契約締結。 2001年12月、輸出開始(30億m ³ /y)。 2002年6月輸出停止、同11月再開。 供給期間は当初1999年末からの22年間 であったが、その後、25年間へ延長。
ナヒチェヴァン	NIGEC	ナヒチェヴァン	3.5億m ³ /y	2005	ガス供給は2005年末開始(7000万m ³ /y)で、 供給量は2009年までに3.5億m ³ /yと 拡大される計画。供給期間は25年
アルメニア	NIGEC	アルメニア	最大23億m ³ /y	2007	2004年、イラン、アルメニアがパイプ ライン建設に関する合意書を締結。 パイプラインは2004年着工、2006年完工。 ガス供給は2007年開始予定(11億m ³ /y) で、供給量は2019年までに23億m ³ /yへと 拡大される計画。供給期間は20年間。
UAE	NIGEC, Crescent Petroleum他	シャルジャ、 ドバイ	200億 ～250億m ³ /y	2005～2007	2003年、UAEへのガス輸出合意書締結。 NIGECによれば、2004年5月央交渉完了。 ガス供給は2005年開始、供給期間は25年 間を予定。
クウェート	NIGEC,KPC	クウェート	31億m ³ /y	2008	2005年3月天然ガス輸出と海底パイプライン 建設に関するMoUに調印。供給期間25年。
オマーン	NIGEC	オマーン	150億 ～250億m ³ /y	2008	交渉中
インド	NIGEC	インド	315億 ～525億m ³ /y	2011	2006年3月3国間で枠組み協定調印 最終調印は2007年6月までに予定
欧州 (Nabucco)	NIGEC,OMV, Iran Gas Europe	欧州	51億 ～219億m ³ /y	2010～2012	調査は完了。参加企業間で協議継続中。 パイプラインは2010年完工 の予定。輸送能力は200億～250億m ³ /y。

出所：NIGECホームページ、AOG、および各種報道をもとに中東研作成

7.1 対トルコ

対トルコ・ガス供給契約は1996年に締結され、2001年12月、30億m³/yの輸出が開始された(4.1参照)。供給開始予定は当初1999年末であったが、2001年7月末、2001年12月へと順次延期、供給期間も当初1999年末からの22年間が予定されていたが、その後、25年へ延長された。これまで対トルコ・ガス供給は技術的な問題——天然ガス組成の問題、価格問題、爆破によるパイプライン破損——などのため複数回停止されたが、2006年10月、NIGCのキャサーイーザーデ総裁は、トルコには現時点で2000万m³/d(73億m³/y)の天然ガスが輸出されていると発表した。2026年までの対トルコ天然ガス輸出力は、図表2.26のとおりである。

図表 2.26 対トルコ天然ガス輸出量の推移（計画）

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007-2026
輸出量	30	40	50	60	70	90	100

(億m³/y)

出所: NIGECホームページ

7.2 対アゼルバイジャン（ナヒチェヴァン）

2005年末、イラン政府とアゼルバイジャン政府は、アゼルバイジャンの天然ガスをイラン北部に供給し、その見返りにナヒチェヴァンのアゼリ人居住地域にイラン産ガスを供給する「天然ガス・スワップ」を正式に開始した。ナヒチェヴァンはアルメニアとイランの間に存在するアゼルバイジャン共和国の飛び地であり、イランとのみ国境を接している。イランは国境地点アスタラで8050万m³/yのアゼルバイジャン産ガスを受け入れ、「スワップ料金」としての15%を差し引いた7000万m³/yをナヒチェヴァンに供給する。NIGECの発表によれば、2005年から2024年に至るスワップ契約の詳細は図表2.27のとおりである。

図表 2.27 対アゼルバイジャン「天然ガススワップ」計画

	アゼルバイジャンからの輸入量	ナヒチェヴァンへの輸出量
2005	80.5	70
2006	230	200
2007	287.5	250
2008	345	300
2009-2024	402.5	350

(百万m³/y)

出所: NIGECホームページ

7.3 対アルメニア

7.3.1 一連の経緯

2004年5月、イランとアルメニアの間で、天然ガス・パイプライン建設に関する合意書が調印された。合意書によれば、イランは2007年1月から20年間にわたり、アルメニアへ360億m³のガスを輸出する計画としており、イランからのガスは発電用としてアルメニアのYerevan火力発電所に供給される。合意書調印時のアルメニアのエネルギー相の発言によれば、イラン産ガスはアルメニアの発電燃料の20%に相当し、アルメニア国内向けと

もに、イランに対しても、ガス 1m³ あたり 3kW/h の電力が供給される予定となっている。

パイプラインの当初能力は 11 億 m³/y であるが、アルメニア国内へ 200km 延長した後の 2019 年には、23 億 m³/y へ拡大される見通しである。同パイプラインのアルメニア部分（約 40km）の建設工事は 2004 年 11 月に開始され、イラン部分（115km）は 2005 年 1 月に着工した。パイプラインの建設コストは総額 2.1 ～ 2.2 億ドルと推定されており、イランはアルメニア側パイプラインの建設コストの一部（3000 万ドル）をアルメニアへ融資し、アルメニアはイランへの電力供給を通じてこれを返済することになっている。

2006 年 10 月、NIGC のキャサーイーザーデ総裁は、アルメニアへのガス輸出は 2007 年初頭に開始され、300 万 m³/d からスタートして最終的には 1000 万 m³/d まで引き上げられると発表した。

7.3.2 Gazprom との競合関係

イランからアルメニアへのガス輸出に関しては、イランに経済制裁を課す米国が難色を示し、同地域における影響力の低下を懸念するロシアも反対の動きを見せていた。そのためイランとアルメニアによる協議が開始されたのは 1992 年だが、合意書締結に至るまでに 12 年の歳月を要した。そして 2004 年の契約内容にも、ロシア Gazprom の圧力とそれへの妥協が見え隠れしていた。

イランは当初アルメニアを欧州向けパイプラインの経路と位置づけていた。そのためパイプラインの口径を 1200mm と予定していたが、マーケットの一部（グルジア、ウクライナなど欧州向けパイプラインの経由地となる国々を含む）を奪われることを嫌う Gazprom がアルメニアに圧力をかけたため、口径 700mm に変更された。その時点でアルメニア経由での欧州へのガス輸出は棚上げにされたが、その後、イランからアルメニアへの「第二のパイプライン敷設」構想が持ち上がる。しかし欧州へのパイプライン延長を視野に含めたこの第二パイプライン構想に対し、Gazprom は再び介入し、2006 年 4 月、アルメニアの Razdan-5 火力発電所の権利を取得することによって、イラン産ガスの全量を利用する権利を確保し、ヨーロッパへのイラン産ガス供給の道を閉ざした。

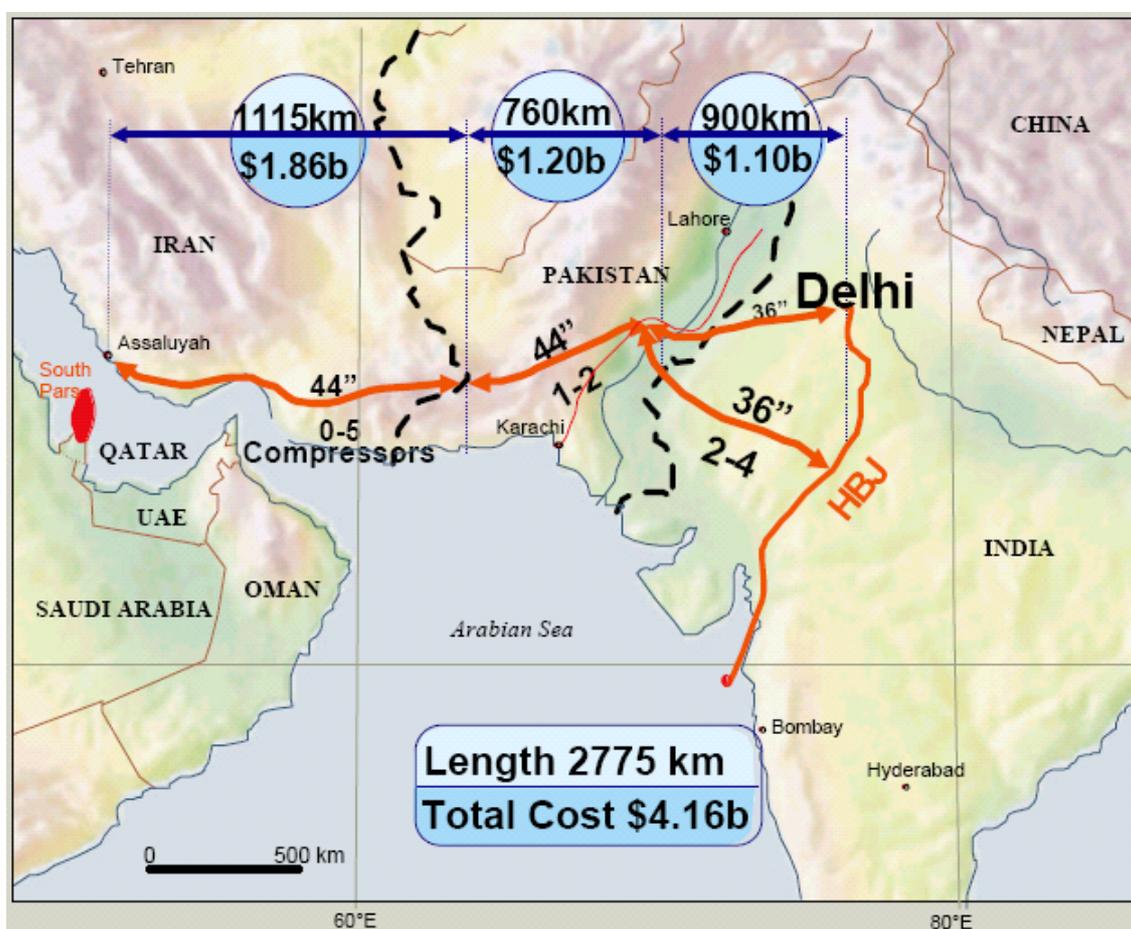
7.4 対クウェート

イランとクウェートは 2005 年 3 月、天然ガス輸出（3 億 cf/d=31 億 m³/y）と、これを輸送する海底パイプライン建設に関する MoU に調印した。パイプラインは、サウスパルス・ガス田からクウェート南部の石油基地があるミナ・アル・アハマディまでの 260km を結ぶ。合意によれば輸出開始は 2007 年の見通しであり、MoU 調印時、クウェートのアハマド・エネルギー相は、クウェートは天然ガス代金とパイプライン建設費の合計として、25 年にわたり 79 億ドルを支払う旨発表した。ただしその後の進捗はみられない。

7.5 イラン・パキスタン・インド・パイプライン (IPIパイプライン)

1990年代半ばより構想されていたIPIパイプライン・プロジェクトは、インド・パキスタン関係の悪化で頓挫していた。しかし2005年初めの印パ外相会談で、プロジェクト推進に向けた意見交換がなされ、ガス供給者であるイランもこの動きを歓迎し、三国間の交渉は進展を見た。全長2775kmの同パイプライン・プロジェクトの予定投資総額は当初41.6億ドルであったが、資機材の高騰で74億ドルへと上昇している (NIGECと共同でPre-FSを行ったBHP Billitonの2002年作成のパイプライン・ルート(案)については、図表2.28を参照)。

図表 2.28 イラン・パキスタン・インド・パイプライン・ルート



(出所)BHP Billiton ホームページ(2002年1月付プレゼンテーション)

その後2006年3月に3国間で枠組み協定が締結されて以降、同プロジェクトをめぐる交渉は政治的論争と価格問題のため長期化していた。しかし2007年2月、イランとパキスタンは予備的な輸出合意に到達し、イランとインドとの間にも同様の合意が成立した場合、イランはこのガス輸出により年間約90億ドルの収入を得ることになる。NIGECはインドへの供給量を315億m³/yから525億m³/y、供給開始は2011年と発表している。

価格フォーミュラについては、イラン側が当初提示していた「ブレント価格の10%+\$1.2/百万BTU」から「6カ月平均のJCC（Japan Crude Cocktail：原油平均CIF価格（※））の6.3%+\$1.15/百万BTU」に変更し、2007年2月現在、インドのデオラ石油大臣は、「提案されたフォーミュラに満足している」と述べている。最終調印は2007年6月までに予定されている。

（※）JCCが\$30～70/bで推移していることが条件

7.6 対ヨーロッパ（ナブッコ・パイプライン・プロジェクト）

イランからヨーロッパへのガス輸出に関しては、オーストリア OMV が主導する、トルコ経由のナブッコ（Nabucco）パイプライン（輸送能力200億～250億m³/y、総延長3300km、総額46億ユーロ（約55億ドル））が計画されている。2004年1月、OMVとNIGECは、イラン産ガスをナブッコ・パイプラインを通じてトルコからオーストラリアまで輸出するMoUを締結した。NIGECは輸出量を51億m³/yから219億m³/yと発表している。パイプライン建設は2008年の開始、2011年の完成が予定されている。パイプラインの経路は、現在イランからトルコ向けのパイプラインの終着点となっているエルズルムを起点とし、ブルガリア、ルーマニア、ハンガリーを経て、オーストリアの天然ガス供給ハブであるBaumgarten an der Marchを終点とするものである。エルズルムにはイラン（タブリーズ）からのパイプライン以外にも、南コーカサス・パイプライン（バクー・トビリシ・エルズルム）及びイラクからのパイプラインも結節される予定である。南コーカサス・パイプラインの延長上には、アゼルバイジャン・トルクメニスタン・カザフスタンを結ぶ「トランス・カスピ海・（海底）パイプライン」が建設される予定となっている（図表2.29参照）。

図表 2.29 Nabucco パイプライン完成予定図



出所:EU ホームページ

ナブッコ・パイプライン計画には OMV の他、トルコ Botas、ブルガリア Bulgargaz、ハンガリー MOL、ルーマニア Transgaz の 5 社が参画しており、FS の完了後、2005 年には出資比率を各 20% とする Nabucco Gas Pipeline International が設立された。

2006 年 1 月、OMV の Musilek 総裁は、「EU 諸国のガス需要は飛躍的に増大することが見込まれ、ロシア以外の供給元を確保することが必須であり、イランを起点とするナブッコ・パイプラインに関する最終決定は 2007 年末までに行われるであろう」、との見通しを示した。2006 年 8 月には、ヴァズィーリ・ハーマーネ石油相がトルコを訪問し、トルコ経由でのイランからヨーロッパへのガス輸出の実現可能性につき協議した。

また NIGEC 総裁は 2006 年 12 月末、スイスとの間にガス輸出に係る HOA を締結したと発表し、2007 年 1 月末には、ヴァズィーリ・ハーマーネ石油相が、イランは 2012 年からスイスとオーストリアに天然ガスを輸出する MoU を両国と締結したと発表した。

7.7 対ウクライナ

2005 年 7 月、イランはウクライナとの間で天然ガス 200 億 m³ ~ 300 億 m³/y を供給する旨の MoU を締結した。供給ルートに関しては、「イラン→アルメニア→グルジア→ロシア→ウクライナ」、「イラン→アルメニア→グルジア→黒海→ウクライナ」の二つの選択肢があり、今後関係国間で各パイプライン建設に関する FS 実施に向けた委員会が設置される予定である。同 MoU 締結時、ウクライナはイラン産ガスの欧州市場向け販売の際に通過国となることに合意している。

8 GTL プロジェクトについて

サウスパルス・ガス田の第 14 フェーズは LNG に加え GTL プロジェクトともリンクされる予定であり、過去数年間にわたり、南アフリカ Sasol がプロジェクトへの出資を検討している。2004 年 7 月には、GTL と第 14 フェーズの上流開発を統合した計画に関し、「Sasol と MoU が締結される」と報道され、また、2004 年 12 月には Sasol と GTL を担当する国営石化 NPC が GTL 価格につき初期合意に達したとの報道も見られた。しかし 2005 年半ばになると、Sasol 関係者は「対イラン投資は米国・イラン関係の展開次第である」と述べており、それ以降、新しい情報はない。

他方、2005 年 11 月、産業発展革新機構 (IDRO) は、生産能力 1000b/d の GTL のパイロット・プラント開発プロジェクト (総額 IR3200 億 (約 3500 万ドル)) を、イランのサルヴ石油ガス開発会社 (Sarv Oil and Gas Development Company) に発注した。

9 課題と展望

9.1 重点目標の達成度

イランの天然ガス埋蔵量は世界2位と大きく、イラン政府も意欲的な天然ガス開発計画を策定している。天然ガスに関しては(1)国内の石油需要を代替し、(2)再圧入により原油生産能力を維持・増強し、(3)輸出を促進することで世界の天然ガス市場で重要な位置を占め、(4)石油化学部門への原燃料として国内の産業振興の原動力となる、との目標が掲げられている。これらの目標のうち、(1)国内の石油需要の代替に関しては、着々と進められている。国内ガス配送網の整備も進み、補助金により供給価格を低く抑えることで、イラン国内の天然ガス需要は順調に増加してきた。2000年から2004年の間、イランの一次エネルギー消費量は平均年率5.3%の割合で増加したが、このうち石油消費量の伸び率が平均3.15%であったのに対し、ガス消費量の伸び率は平均7.95%と、石油消費の倍以上の伸びを示している。これにより2004年の一次エネルギー消費の構成では、石油と天然ガスは同率の49%を占めるに至っている。

(2)の再圧入に関しては、2005年の総生産量1577億m³/yに対し、油ガス田注入は282億m³/yと18%を占めている。油ガス田注入量は2000年には441億m³/yであり、総生産量に占める割合も2000年の36%から2005年には18%と年々低下しつつあるが、2007年に生産開始が予定されているサウスパルス・ガス田第6-8フェーズ(生産能力310億m³/y)は「油田圧入用」と位置づけられており、その割合は再び増加するものと見られる。なお、減衰の著しい陸上油田への再圧入が最優先されるべきであるとする議論もイラン国内では高まっている。

(3)の輸出促進に関しては、イランは周辺各国と、パイプライン輸出計画につき協議している。イランは現在トルコに47億m³/y(2005年)およびアゼルバイジャンの飛び地であるナヒチェヴァン自治共和国に7000万m³/y(同)の天然ガスを輸出しているに過ぎず、輸出量が全生産量に占める割合はわずか5%に過ぎない。これに対し、イランはアルメニア、UAE、クウェート、オマーン、インド、欧州などとの間で天然ガス輸出をめぐる数々のMoUを調印しており、パイプライン輸出計画を進めている。このうちアルメニアに関してはすでにパイプラインも完工しており、2007年前半には供給が開始される予定である。

他方、対インド、あるいは対欧州パイプライン輸出計画をめぐることは、米国政府あるいは国連安保理などによる対イラン制裁が暗雲を投げかけている。イランの孤立化をねらう米国政府などはインド政府、あるいは欧州に対しパイプライン計画をめぐる圧力をかけており、計画の実施が危ぶまれている。

イランは現在3件のLNGプロジェクトを進めており、油田権益の譲渡と組み合わせることでLNG供給先を確保しようとしている。しかしLNGプロジェクト自体が、米国及び国連安保理による対イラン制裁が強化される中、著しい遅延の危機に直面している。外資の参

入を得て進めようとしている Pars LNG および Persian LNG プロジェクトに関しては、枠組み合意からすでに3年が経過する中最終契約は締結されておらず、NIOCによる単独プロジェクトである NIOC LNG に関しても、制裁により液化技術が入手困難なことなどにより、計画は遅延している。

(4) の石化部門に関しても、NPC は1997年に始まる意欲的な長期設備計画を推進しており、生産能力を当初の1500万t/yから2003年には3300万t/yに倍増させることを目指している。しかし石化産業に振り向けられる天然ガスの総量は、家庭用消費優先の方針のもと、近年減少傾向にある。2000年には石化産業には418万toeが用いられ、これは最終消費（発電用除き）の13%に相当したが、2004年には最終消費の7%にあたる279万toeが用いられたに過ぎない。

9.2 開発計画の進捗度合

上記4点の目標を達成するための開発計画に関しては、現在イランでは全埋蔵量の約2分の1を占めるサウスパルス・ガス田の開発が中心に進められている。外資への参入も一時積極的に進められ、第2～第8フェーズに関しては外資との間で、バイバック方式に基づく開発契約が締結された。

それぞれのフェーズの開発は、フェーズによっては紆余曲折により遅延を生じさせながら、進捗している。第1フェーズはファイナンスやプロジェクト管理などの問題から予定より5年遅れた生産開始の運びとなったが、Totalがオペレーターを務めた第2・3フェーズ、及びEniによる第4・5フェーズに関しては比較的順調に正式生産に漕ぎ付けた。第6～8フェーズに関しては、イラン企業Sadraによるオフショア部門のプロジェクトが遅延し、生産開始も2007年中旬にずれ込んでいる。

サウスパルス・ガス田以外のガス田の開発も徐々に進められており、相応のガス処理施設、パイプラインの建設も進められている。ガス生産能力の増強とリンクする各種石化プロジェクトについても、着々と進められている。全体像を見ると、例えばガス処理施設が完成している一方生産が開始されていなかったり、エチレン・プラントは完成しているのにエチレンをプラントに運ぶパイプラインは未完成であったりという「齟齬」が散見されるものの、意欲的な諸計画は段階的にも、徐々に実施に移されているということができよう。

9.3 浮かび上がる問題と今後の課題

イランの天然ガス開発計画を概観すると、大きく分けて2点の問題が浮かび上がる。1点目は諸政策の整合性の問題であり、2点目はイランが現在国連制裁下に置かれているという政治的な問題である。

諸政策の整合性の問題は、たとえばバイバック方式をめぐる見解の相違にも現れている。

バイバック方式は外資には評判が悪く、その改定が求められて久しい。これに対しイラン国内では、バイバック方式を外資に有利に改定しないと外資の誘致を図れないと考えるグループと、バイバック方式を外資に「さらに厳しく」改定する必要があると考えるグループとが存在している。2000年に実施された改定では「報酬・ペナルティー条項」という外資にとって厳しい条件が加えられ、外資のイラン・エネルギー産業への参入に二の足を踏ませている。

また、天然ガス輸出をめぐる国内に存在する深刻な対立も、「政策の整合性」に問題を生じさせている。天然ガス資源はむしろ油田圧入に用い、原油生産能力を維持・増強すべきであるとする「天然ガス輸出反対論者」のグループは、現在国会内でも力を持っており、UAEへのガス輸出計画は、「反対派」により今のところ阻止されている。反対派はガス価格が不当に低いことを指摘し、天然ガスの有効活用のための圧入という論陣を張っている。

さらには、石化産業の振興を目指しつつ実際のところは補助金政策によりガス価格を低く抑えることで家庭用ガス需要を増大させ、家庭用需要の大幅な伸びにより石化産業に十分な天然ガスを供給できていないなどという問題も存在している。これらは皆、国内に存在する意見対立を背後に持つ政策の整合性の欠如から生まれる問題であり、改善が望まれる。

2点目の制裁の問題は、天然ガスを含むイランのエネルギー産業の今後には、長期的には重大な影響を及ぼすものと考えられる。2006年12月に国連安保理により採択された対イラン決議のみならず、これに先立ち発動された米国政府による様々な対イラン単独制裁は、イランにおける様々な開発プロジェクトの遅延を生んでいる。開発に不可欠な技術の多くを米国企業が保有し利用できないという問題の他に、米国政府による金融制裁は、大規模プロジェクトのファイナンスにも困難を生じさせている。2006年後半から2007年にかけて、イラン政府は中国、マレーシアなどとガス田開発などに関するMoUを締結しているが、ファイナンス面の問題は解消されていないものと見られる。

イランの天然ガス資源の開発および活用は高いポテンシャルを有している。今後は天然ガス開発をめぐる諸政策の整合性を図りつつ、とくに天然ガス開発に不可欠の外資導入をめぐるコンセンサスを国内で形成していくことを目指しつつ、短期的には制裁の制約の中で、より長期的には外資の資金力・技術力を誘致しつつ、開発を推進していくことが求められよう。

第3章 アラブ首長国連邦 (UAE)

第3章 アラブ首長国連邦 (UAE)

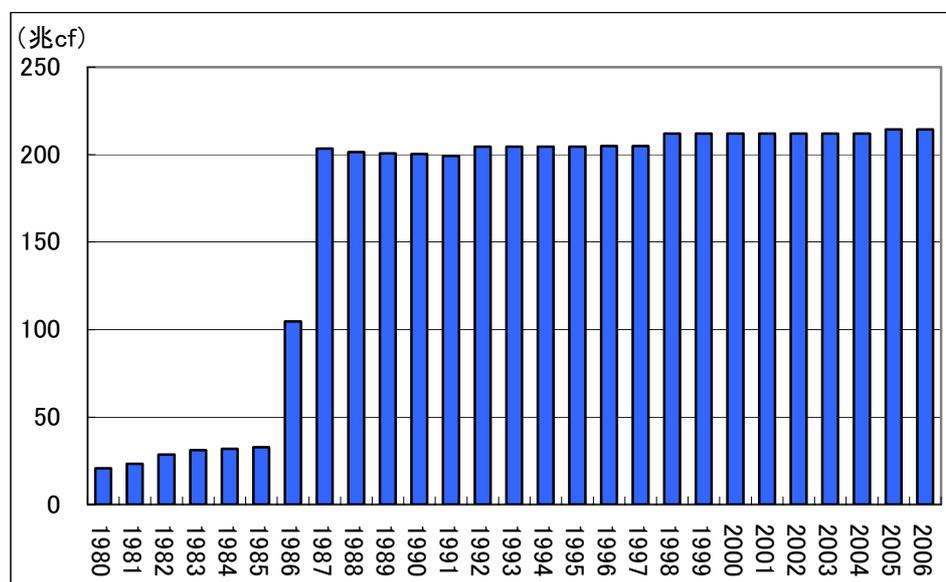
1 天然ガスの埋蔵量と生産量・輸出量

1.1 天然ガス埋蔵量と推移

UAE の 2006 年末時点の天然ガス確認埋蔵量は Oil & Gas Journal によると 214.4 兆 cf だった。これは、ロシア (1,680.0 兆 cf)、イラン (974.0 兆 cf)、カタール (910.5 兆 cf)、サウジアラビア (239.5 兆 cf) に次ぐ世界第 5 位の埋蔵量であるが、世界全体の埋蔵量に占める割合は 3.5% であり、原油 (世界全体の 7.4%) ほどの地位は占めていない。

UAE の天然ガス確認埋蔵量は、1986 年にそれまでの 3 倍に増加し、翌 1987 年にさらに 2 倍に増加し、200 兆 cf を超える水準に達した。ただし、大規模構造的ガス田であるウム・シャイフ (Umm Shaif) 油田下部のクフ層が発見されたのは 1979 年であり、その後大規模な油・ガス田は発見されておらず、埋蔵量の増加理由は明確にされていない。1987 年以降は大きな変化は無く、現在に至っている (図表 3.1)。尚、随伴ガスと構造的ガスの埋蔵量の比率は明らかではない。

図表 3.1 UAE の天然ガス確認埋蔵量の推移



出所: Oil & Gas Journal

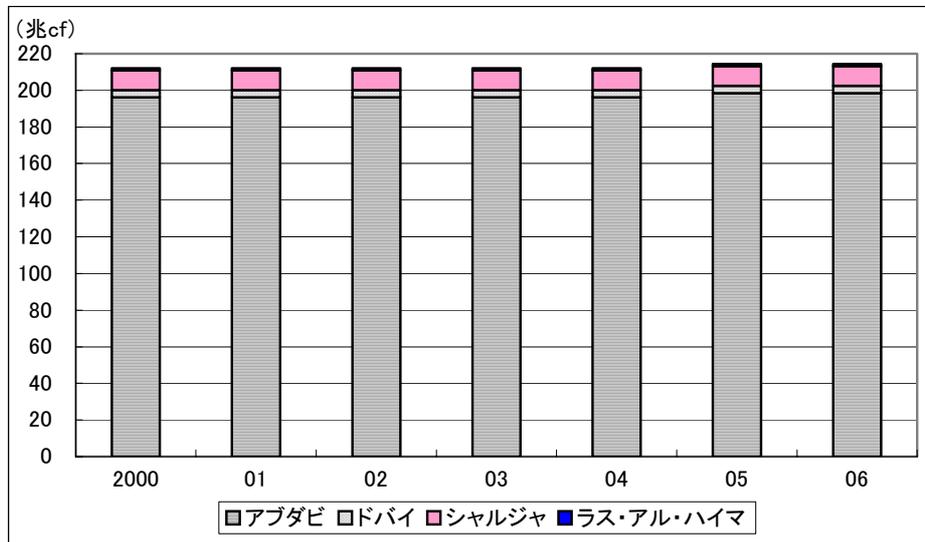
首長国別に確認埋蔵量を見てみると、7つの首長国のうち、アブダビが 198.5 兆 cf と全体の 93% を占めている (図表 3.2)。以下、シャルジャ (10.7 兆 cf)、ドバイ (4.1 兆 cf)、ラス・アル・ハイマ (1.2 兆 cf) までが天然ガス保有国であるが、フジャイラ、アジュマン、ウム・アル・カイワインは天然ガスの商業量発見には至っていない。ただし、ウム・アル・カイワインにおいては、中国中化集団 (Sinochem) の完全子会社 Atlantis がガス田開発を進

めており、詳細は明らかにされていないものの、2007 年末にも同首長国初の天然ガスが生産される可能性がある。

図表 3.2 天然ガス確認埋蔵量の首長国別推移

	(兆cf)				
	アブダビ	ドバイ	シャルジャ	ラス・アル・ハイマ	合計
2000	196.1	4.1	10.7	1.2	212.1
01	196.1	4.1	10.7	1.2	212.1
02	196.1	4.1	10.7	1.2	212.1
03	196.1	4.1	10.7	1.2	212.1
04	196.1	4.1	10.7	1.2	212.1
05	198.5	4.0	10.7	1.2	214.4
06	198.5	4.0	10.7	1.2	214.4

出所: Oil & Gas Journal

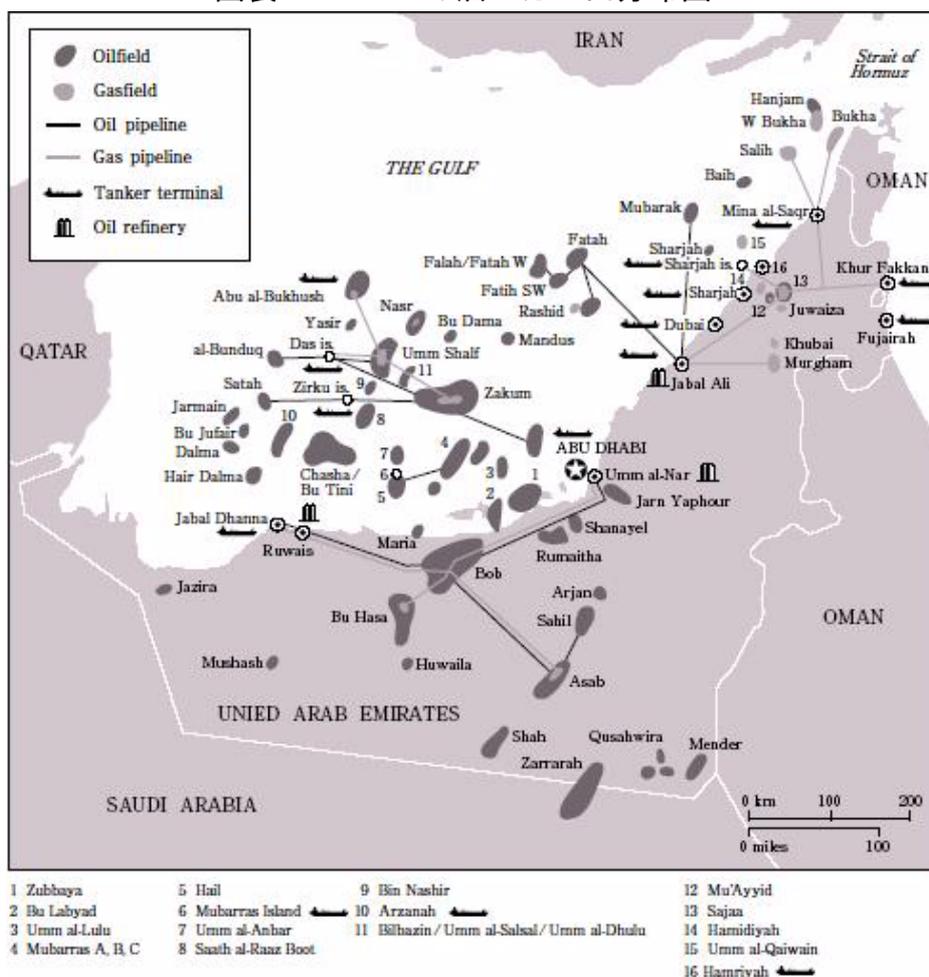


1.2 ガス田の分布状況

アブダビにおける主な構造的ガス田は、陸上のバブ (Bab) 油田およびアサブ (Asab) 油田下部のタママ層、沖合のウム・シャイフ油田およびアブ・アル・ブクーシュ (Abu Al Bukhoosh) 油田のクフ層などが挙げられる。その他、アブダビの天然ガス生産量の大部分を占める随伴ガスは、陸上のバブ、ブ・ハサ (Bu Hasa)、アサブおよび沖合のウム・シャイフ、ザクム (Zakum) などの油田から生産されている (図表 3.3)。

ドバイでは、陸上のマルガム (Margham) ガス田からの天然ガスを国内で使用しており、沖合の 4 油田から生産される随伴ガスは、全て油田に圧入されている。シャルジャには陸上にサジャア (Saja'a)、モベイド (Moveyid)、カハイフ (Kahaif) の 3 ガス田がある他、沖合のムバラク (Mubarak) 油田から随伴ガスが生産されている。また、ラス・アル・ハイマでは非常に小規模ながらサレー (Saleh) ガス田がある。

図表 3.3 UAE の油・ガス田分布図

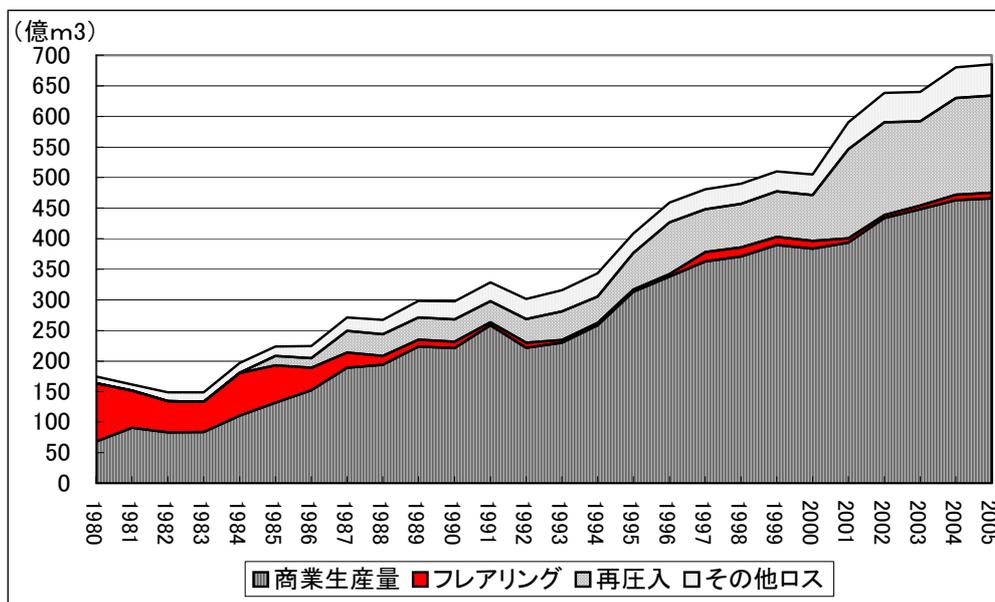


出所：Country Profile (2001), EIU

1.3 ガス生産量と推移、現状の生産能力

UAE では、1970 年代の前半までは原油生産に伴い産出された随伴ガスについて、国内需要向け以外の大部分をフレアしていた。しかし、1976 年にアブダビでガス国有化法が制定され、天然ガスが国の所有物と規定されたことでガスを容易にフレアすることができなくなり、総生産量に占めるフレアリングの割合は次第に減少していった（図表 3.4）。

図表 3.4 UAE の天然ガス生産量の推移



出所: Annual Statistical Bulletin, OPEC

アブダビでは、天然ガスを有効利用するために沖合の天然ガスを LNG、LPG、コンデンセートに加工して輸出する Abu Dhabi Gas Liquefaction Company (ADGAS、出資比率は、国営 ADNOC : 70%、三井物産 : 15%、BP : 10%、Total : 5%) を 1977 年に設立した。また 1978 年には、陸上の天然ガスを分離し LPG などに加工する Abu Dhabi Gas Industries (GASCO、ADNOC : 68%、Total : 15%、Shell : 15%、Partex : 2%) を設立した。これにより、随伴ガスを中心とした天然ガスの利用が進み、1980 年代以降次第に天然ガスの生産量は増加していった。

1990 年代に入って、GASCO は 3 つの陸上ガス開発プロジェクトを実施し、天然ガス生産量は一段と増加した。バブ油・ガス田を開発する 2 つの Onshore Gas Development プロジェクト (OGD-1、OGD-2) およびアサブ油・ガス田を開発する Asab Gas Development プロジェクト (AGD-1) である。1991 年に開始した OGD-1 は 1996 年に完成し、次いで開始した OGD-2 および AGD-1 は 2001 年に完成し、天然ガス生産量は大幅に増加した。現在は OGD-3 および AGD-2 が実施されており、両プロジェクトは 2008 年に完成する予定となっている。また、2009 年完成予定の Offshore Associated Gas プロジェクト (OAG) も実施しており、これらのプロジェクトが完成することでさらに生産量は増加する。

UAE の 2005 年の天然ガス総生産量は 684.9 億 m³ (66.6 億 cf/d) で、そのうち商業生産量は総生産量の 68% にあたる 466.0 億 m³ だった (Annual Statistical Bulletin, OPEC)。以下、油田への圧入が 159.0 億 m³ (23.2%)、その他ロスが 50.6 億 m³ (7.4%) で、1980 年に 54% を占めていたフレアリングは 9.3 億 m³ と僅かに 1.3% まで減少した。

首長国別に生産量を見てみると、2004 年の実績でアブダビが全体の 80.7% を占め、次い

でシャルジャが12.3%、ドバイが6.8%となっている（図表3.5）。全生産量の9割以上を占める原油ほどではないものの、天然ガスの生産においてもアブダビが圧倒的な地位を占めている。

さらに、2004年までの各首長国の生産量の伸び率を見てみると、アブダビが2000年比で56.2%増となっているのに対し、シャルジャは17.6%減、ドバイは8.8%減となっている。UAE全体でガス需要が急増しているにもかかわらずアブダビ以外の首長国のガス生産量が減少していることから、アブダビの占める割合はより一層高まる傾向にある。

図表 3.5 天然ガス生産量の首長国別推移

		(億m3)				
		2000	01	02	03	04
アブダビ	総生産量	351.4	448.0	504.0	521.5	549.0
	商業生産量	275.4	298.0	344.0	360.0	375.0
	再圧入	44.0	117.0	125.0	120.0	132.0
	フレア	11.0	5.0	3.0	8.0	7.5
	その他ロス	21.0	28.0	32.0	33.5	34.5
ドバイ	総生産量	51.0	52.3	48.5	46.5	46.5
	商業生産量	16.0	16.2	14.5	13.5	13.5
	再圧入	31.0	29.0	27.0	26.0	26.0
	フレア	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	その他ロス	4.0	7.1	7.0	7.0	7.0
シャルジャ	総生産量	102.0	89.0	85.0	84.0	84.0
	商業生産量	92.0	79.0	75.0	74.0	74.0
	再圧入	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	フレア	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	その他ロス	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5
ラス・アル・ハイマ	総生産量	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8
	商業生産量	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
	再圧入	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	フレア	0.4	0.4	0.2	0.2	0.2
	その他ロス	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2
合計	総生産量	505.3	590.2	638.3	652.8	680.3
	商業生産量	383.8	393.6	433.9	447.9	462.9
	再圧入	75.0	146.0	152.0	146.0	158.0
	フレア	12.9	6.9	4.7	9.7	9.2
	その他ロス	33.6	43.7	47.7	49.2	50.2

出所: Natural Gas in the World, Cedigaz

1.4 ガス輸出量と推移、現状の輸出能力

UAEの天然ガス輸出は、1977年にADGASがLNGを輸出したことで開始した。当初のADGASの生産能力は、LNGが223万t/y、LPGが107万t/y（プロパン65万t、ブタン42万t）で、東京電力とLNG200万t/yおよびLPG50万t/y、契約期間20年の長期売買契約を締結した。その後、1994年に東京電力との長期売買契約がLNG430万t/y、LPG70万t/yの25年契約に更新されたため、ADGASの生産能力はLNG540万t/y、LPG170万t/y、コンデンセート53.5万t/yに増強された。

UAEの天然ガス輸出量の推移を見てみると、LNG輸出が開始された1970年代後半以降

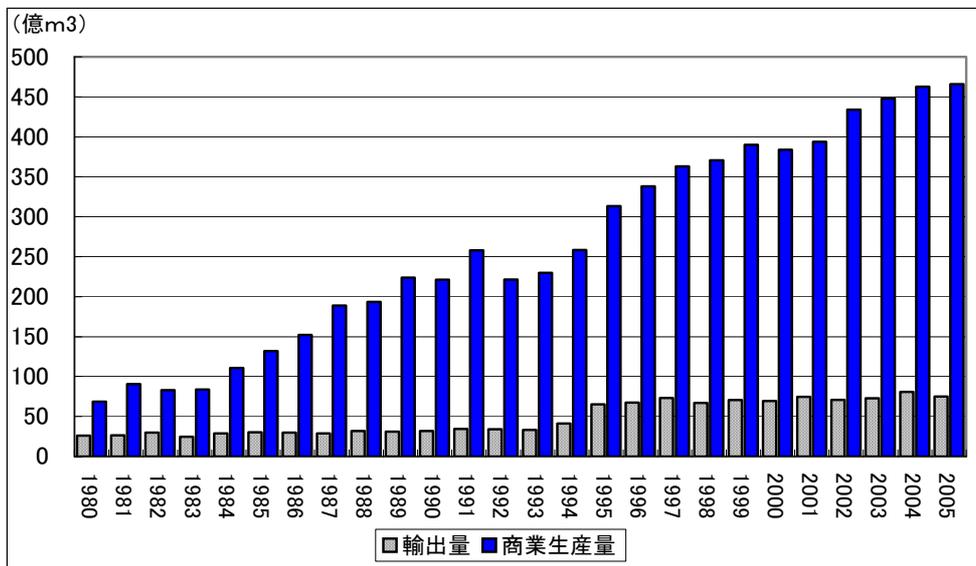
30 億 m³ 前後で推移し、LNG 生産能力が増強された 1994 年以降 70 億 m³ 前後の水準に倍増している（図表 3.6）。その後は大幅な増加は無く、2005 年の実績は 75 億 m³ となっている。

このように、UAE の天然ガス輸出量は 1994 年に倍増されて以降は増加していない。一方で、天然ガス商業生産量は年々増加しており、UAE の天然ガス開発の中心は国内需要向けであるといえる。

図表 3.6 UAE の天然ガス輸出量・商業生産量の推移

	(億m ³)					
	2000	01	02	03	04	05
輸出量	69.50	74.60	71.13	72.97	80.87	74.99
商業生産量	383.80	393.60	433.90	448.00	462.90	466.00

出所: Annual Statistical Bulletin, OPEC



1.5 ガス開発のこれまでの経緯・歴史

アブダビでは 1962 年にウム・シャイフ油田で原油の生産が開始され、それに伴う随伴ガスの生産が開始した。次いで、1963 年にバブ油田、1965 年にブ・ハサ油田、1967 年にローワー・ザクム (Lower Zakum) 油田でも原油生産が開始し、次第に天然ガスの生産量は増加していった（図表 3.7）。当初はこれらの随伴ガスは、マーケットが無く国内利用の用途も限定されていたことから大部分はフレアされていた。

図表 3.7 アブダビの油田一覧

油田名	生産開始	発見年	操業会社
Umm Shaif	1962	1958	ADMA-OPCO
Bab	1963	1954	ADCO
Bu Hasa	1965	1962	ADCO
Lower Zakum	1967	1963	ADMA-OPCO
Mubarraz	1973	1969	ADOC
Asab	1974	1965	ADCO
Abu Al Bukhoosh	1974	1969	TBK
Al Bunduq	1975	1965	BOC
Upper Zakum	1982	1963	ZADCO
Shah	1984	1966	ADCO
Umm Al Dalkh	1985	1968	ZADCO
Satah	1987	1975	ZADCO
Umm Al Anbar	1989	1982	ADOC
Jarn Yaphour	1993	1973	ADCO

出所:「アブダビの石油史」、「Arab Oil & Gas Directory 2006」より作成

しかし、1970年代に入ると、アブダビはこれまでフレアしていたガスを有効利用することを念頭に置いたガス政策へと舵を切った。1976年に制定された「ガス国有化法」がその象徴であり、操業会社が容易にフレアをできなくなったためガスの利用が促された。

ガス国有化法制定前の1972年12月にアブダビは東京電力との間でLNGの長期売買契約を締結し、LNG生産会社ADGAS（当初のADNOCの出資比率は51%）を1977年3月に設立した。ADGASのLNGの原料となるガスは、沖合のウム・シャイフ油田およびローワー・ザクム油田からの随伴ガス並びにウム・シャイフのウェイナット（Uweinat）ガス・キャップからの非随伴ガスが使用された。

また、1978年7月には陸上で生産されたガスを有効利用することを目的にGASCOが設立された。GASCOはルワイス（Ruwais）にガス分離プラントを建設し、1982年に生産を開始した。同プラントでは、陸上のブ・ハサ、バブ、アサブなどの油田から送られたNGLを中心としたガスを分離している。ここで分離されたエタン（C2）は石油化学の原料となり、プロパン（C3）、ブタン（C4）はLPGに加工される。また、ペンタン・プラス（C5+）はコンデンセートとして輸出あるいは国内で精製される。最終的に分離されたメタン（C1）は発電・造水施設などの国内需要家向けに供給されている。

ADGASおよびGASCOの設立によってアブダビにおけるガスの有効利用は急激に進み、1980年代以降、フレアリングは大幅に減少した。

1990年代に入ると、ADGASが東京電力との契約量を倍増させた他、GASCOが陸上油・ガス田を開発する3つのプロジェクト（OGD-1・2、AGD-1）を実施したことで、アブダビ

の天然ガス開発に次の転機が訪れた。

ADGASは1990年に東京電力との長期売買契約を更新し、それまで200万t/yだったLNG販売量を、1994年から430万t/yに倍増させる契約を締結した。これに合わせるために、既存の第1・2トレイン（能力223万t/y）に第3トレイン（能力230万t/y）を追加した。この第3トレイン用に使用されたのが、クフ層からの非随伴ガスである。

アブダビでウム・シャイフ油田の下層に大規模構造的ガス田であるクフ層が発見されたのは1979年であったが、ガス利用がそれほど進んでいなかったことなどからしばらく開発は進められなかった。しかし、ダス島の第3トレインの稼動に合わせるべく、1990年代初めからウム・シャイフのクフ層の開発が実施され、1994年9月にガス生産を開始した。

また、アブ・アル・ブクーシュ油田の下層でもクフ層が発見されており、こちらはウム・シャイフよりも早い1992年に非随伴ガスの生産が開始されている。アブ・アル・ブクーシュで生産された天然ガスは、ウム・シャイフを経由してダス島に送られ、LNGの原料として使用されている。

一方のGASCOのガス開発プロジェクトは、1991年にOGD-1として開始された。OGD-1では主としてバブ油田下層のタママ層の随伴ガスおよび非随伴ガスの開発が実施された。OGD-1は1996年に完成しアブダビのガス生産量は大きく増加したが、翌1997年にはAGD-1が、1998年にはOGD-2が開始され、アブダビのガス開発はさらに拡大していった。2001年に両プロジェクトが完成した後は、OGD-3、AGD-2、OAGなどが実施されており、国内ガス・プロジェクトは目白押しの状況となっている。

しかし、UAE国内のガス需要の伸びが急激であることに加えて、発電所などの国内需要向けに使用されるメタンを主成分とする非随伴ガスの埋蔵量が、プロパンやブタン、ペンタン・プラスを多く含む随伴ガスの埋蔵量と比較して少ないことから、アブダビの国内ガス・プロジェクトだけでは需要を賄うことが困難になると見込まれている。そのため、UAEは周辺国からのガス輸入プロジェクトも並行して進めている。

その最大のものがカタールのノース・フィールド（North Field）ガス田からのガスを輸入する「ドルフィン・プロジェクト」である。同プロジェクトは1999年に始動したプロジェクトで、20億cf/dのドライ・ガスをカタールからアブダビに輸入し、ドバイやその他の首長国、オマーンに再輸出する。現在は、関連施設の建設が最終段階に入っており、2007年中の輸入開始が見込まれている。ただし、カタールは2005年4月にノース・フィールド・ガス田開発の「モラトリウム」を宣言しており、同ガス田の開発再開は2010年あるいは2012年以降に先延ばしされている。そのため、ドルフィン・プロジェクトのパイプラインのガス輸送能力は32億cf/dであるものの、現状の20億cf/dからの上積みは当面見込めない状況となっている。

その他、シャルジャの民間ガス会社Dana Gasがイランから天然ガスを輸入するプロジェクトも進捗しており2007年中の輸入開始が見込まれているが、価格交渉が膠着しており先

行きは不透明な状況となっている。

このような状況から、アブダビはこれまで開発してきた国内ガスよりも硫黄の濃度が高い「高硫黄ガス」の開発に着手することを2006年に決定した。開発コストが高いことや副産物として大量に生産される硫黄のマーケットが限定されていることなど課題は山積であるものの、アブダビは2011年以降に国内市場へ高硫黄ガスを供給することを目指している。

2 天然ガス政策および生産目標

2.1 国家政策全体における天然ガスの位置づけ

「1.4 ガス輸出量と推移、現状の輸出能力」において既述のとおり、UAEの天然ガス輸出量は、LNGの第3トレインが完成した1994年以降ほとんど増加していない。その一方で、発電・造水施設向けを中心とした国内のガス需要は顕著な伸びを見せており、生産量の増大につながっている。

1976年にアブダビがガス国有化法の制定によって天然ガスを国の所有物と位置付け、その有効利用を図ろうとした1970年代の国内需要はそれほど大きくなかった。そのため、中東で初めてLNGを輸出したADGASの功績は非常に大きかったといえる。しかし、1990年代以降は国内での天然ガス利用が促進されたことで国内需要が急激に増大しており、UAEにおける天然ガス開発の最優先事項は国外への輸出ではなく、「国内需要への対応」となっている。

国内需要が大きく、輸出へ振り向けられる天然ガスが少ないことに加えて、原油埋蔵量が非常に豊富（978億バレルで世界第6位、Oil & Gas Journal）であることがこの状況を可能としている。現在のUAEの原油生産能力は280万b/dであり、近年順調に増強されている。ADNOCはさらに2010年頃までに350万b/dにまで増強する計画で、目下のところ先行き原油生産量が打ち止めになる懸念は極めて小さい。豊富な原油生産量に加えて油価高騰の恩恵を受け、2005年には連邦収支が20年ぶりに黒字化した。さらに、連邦収支とは完全に切り離されたアブダビ投資庁（ADIA）の保有資産が2500億ドル以上に上ると見られるなど、UAEの国家財政は非常に潤っている。

このような状況から、カタールやオマーンなど原油生産量が少なく天然ガス輸出に積極的な周辺国とは対照的に、UAEがLNG等の輸出を拡大する計画は無い。むしろ、石油輸出収入を最大化することこそがUAEの炭化水素資源開発における最優先事項となっている。

2.2 ガス開発・生産の担い手、権益保有の現況

図表3.8にある通り、UAEの主な天然ガス関連事業は上流・下流ともに基本的にはアブダビ国営石油会社（Abu Dhabi National Oil Company、ADNOC）が60%以上の権益を保有し、

残りを外資に開放している。

2.2.1 上流部門

UAE のガス生産は、原油生産に伴う随伴ガスか油田下部に存在するガス層からの非随伴ガスを中心に行われている。このため、ガス生産においても油田操業会社である ADCO、ADMA-OPCO、ZADCO の3社が中心的な存在となっている。

ADCO は、アブダビの陸上油田の開発を行っており、バブ、ブ・ハサ、アサブなどの主力油・ガス田を有する。ADCO の前身は、1939 年にアブダビの陸上油田開発の権益を取得した Trucial Coast Oil Development Company で、1962 年に社名を Abu Dhabi Petroleum Company (ADPC) に変更している。1971 年に ADNOC が設立されると、ADNOC は 1973 年に ADPC の権益を取得した。翌 1974 年には ADNOC の権益比率を 60% に引き上げ、現在の権益比率になっている。ADPC が社名を ADCO としたのは 1978 年である。

一方、アブダビの沖合油・ガス田開発の権益は、1953 年に D'Arcy Oil Company が取得したが、1955 年には Total と BP が出資する Abu Dhabi Marine Areas (ADMA) に取って代わられた。ADNOC は、ADCO と同様に ADMA への出資も 1973 年に開始し、1974 年に出資比率を 60% に引き上げて現在に至っている。

尚、ADNOC は ADMA の権益保有分のうちアッパー・ザクム油田を開発することを目的とした ZADCO と、ウム・シャイフやローワー・ザクムなどの油田開発を ADMA から引き継ぐ ADMA-OPCO を 1977 年に設立した。ZADCO の設立当初の権益比率は ADNOC が 88%、ジャパン石油開発 (JODCO) が 12% だったが、2006 年 3 月に ADNOC の 28% 分を Exxon が取得する契約を締結し、ADNOC の権益比率は ADCO や ADMA-OPCO と同様に 60% になっている。

外資が 100% の権益を有する Total Abu Al Bukhoosh Oil Company (TBK) は、油層下部のクフ層に非随伴ガスを有するアブ・アル・ブクーシュ油・ガス田の操業を行っている。TBK の権益比率は Total が 75.5%、国際石油開発 (INPEX) が 24.5% となっている。ただし、クフ層のガス開発は TBK の既存の設備を利用しながら ADNOC が行っている。

2.2.2 下流部門

下流部門についても ADNOC が 60% 以上の権益を保有し、残りを外資に開放している。上流部門で生産された天然ガスを受け入れて処理しているのは、ADGAS および GASCO である。

ADGAS は沖合からの天然ガスをダス島で受け入れて処理し、メタンは LNG として、その他は LPG やコンデンセートとして輸出している。一方の GASCO は陸上からの天然ガスをハブシャン、バブ、ブ・ハサ、アサブの4つのプラントでメタンと NGL に分離し、メタンはパイプラインを通じて国内需要家へ供給されている。NGL はルワイスの分離プラントに集められ、エタン、プロパン、ブタン、ペンタン・プラスに分離された後、国内の石油化

学プラントに供給するか輸出している。

国内向けのメタンは主に発電・造水施設で消費される他、アンモニアの原料として ADNOC が 66.67% を出資する Fertil (Ruwais Fertilizer Company) などで使用されている。エタンは ADNOC が 60% を出資するポリエチレン製造会社 Borouge (Abu Dhabi Polymers Company) 向けに供給され、エタン・クラッカーでエチレンに加工したのちポリエチレン製造の原料として使用されている。また、コンデンセートは輸出されている以外にも ADNOC の完全子会社 TAKREER (Abu Dhabi Oil Refining Company) が保有するルワイスのコンデンセート・リファイナーリーで使用されている。

図表 3.8 UAE の主な天然ガス関連企業

上流部門			
会社名	設立	権益比率(%)	備考
ADCO (Abu Dhabi Company for Onshore Oil Operations)	1979 (ADPCより社名変更)	ADNOC : 60.0	Bab(随伴・非随伴)
		BP : 9.5	Bu Hasa(随伴)
		R/D Shell : 9.5	Asab(随伴・非随伴)
		Total : 9.5	
		Exxon : 9.5	
		Partex : 2.0	
ADMA-OPCO (Abu Dhabi Marine Operating Company)	1977 (ADMAより社名変更)	ADNOC : 60.00	Umm Shaif(随伴・非随伴)
		BP : 14.67	Lower Zakum(随伴)
		Total : 13.33	
		JODCO : 12.00	
ZADCO (Zakum Development Company)	1977	ADNOC : 60.0	Upper Zakum(随伴)
		Exxon : 28.0	
		JODCO : 12.0	
TBK (Total Abu Al Bukhoosh Oil Company)	1973	Total : 75.5	Abu Al Bukhoosh(非随伴)
		Inpex : 24.5	
		Inpex : 24.5	
下流部門			
会社名	設立	権益比率(%)	備考
ADGAS (Abu Dhabi Gas Liquefaction Company)	1977	ADNOC : 70.0	LNG: 530万t/y
		三井物産 : 15.0	LPG: 170万t/y
		BP : 10.0	
		Total : 5.0	
GASCO (Abu Dhabi Gas Industries Company)	1978	ADNOC : 68.0	Habshan Plant: 35億cf/d
		R/D Shell : 15.0	Bab Plant: 1.5億cf/d
		Total : 15.0	Bu Hasa Plant: 5.4億cf/d
		Partex : 2.0	Asab Plant: 3.06億cf/d
			Ruwais Plant: 780万t/y(NGL)
TAKREER (Abu Dhabi Oil Refining Company)	1999	ADNOC : 100.0	コンデンセート: 28万b/d

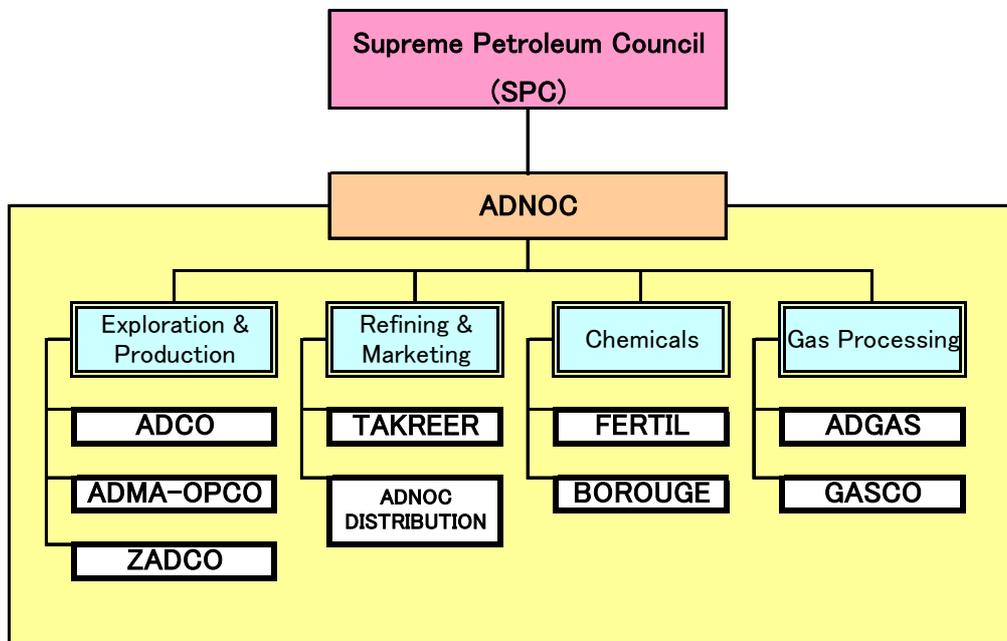
出所: Arab Oil & Gas Directory 2006より作成

2.3 国営会社の実態、政府とその関係、エネルギー政策の意思決定

アブダビの石油・ガス部門は、最高石油評議会 (SPC、議長: ハリーファ首長) が同部門に関する政策の全ての決定権を持ち、ADNOC が SPC の決定に従って上流から下流までの

実務を執り行っている（図表 3.9）。このため、ADNOC は上流・下流ともに自ら 51% 以上を出資する外資との合弁子会社を保有し、国内の石油・ガス部門を統括している。

図表 3.9 アブダビの石油部門の組織図



出所: Arab Oil & Gas Directory 2006より作成

ADNOC は石油・ガス権益にアブダビ自ら乗り出すことを目的として 1971 年 11 月に設立された。既述のとおり ADNOC の設立以前は、陸上は ADPC が、沖合は ADMA が全ての権益を有していたため、アブダビはロイヤルティの徴収という形でしか石油収入の恩恵に預かることができなかった。ADNOC は 1973 年 1 月に ADPC および ADMA の権益の 25% を取得し、翌 1974 年 1 月にそれぞれ 60% まで引き上げた。

最高石油評議会（SPC）の設立は 1988 年である。それまでのアブダビの石油政策は石油鉱物資源省が主導し、石油相が大きな権限を有していた。しかし、SPC を設立して石油・ガス政策の決定権を委譲し、議長にハリーファ皇太子（当時、現首長）を据える事で、石油・ガスの権限は首長家に移ることとなった。これにより、石油鉱物資源省の役割は OPEC 等の対外的な窓口としての機能に限定された。尚、石油鉱物資源省は 2004 年 11 月に電力・水利省と統合し、エネルギー省となっている。現在のアブダビの石油行政は、ハリーファ SPC 議長、ユーセフ ADNOC 総裁、ハミリ・エネルギー相の体制となっている。

ドバイなど他の首長国には ADNOC のような国営石油会社は無いものの、石油・ガスに関する権限は首長家が握っている。

2.4 天然ガスの生産および輸出の目標

UAE で唯一ガスの輸出を行っている ADGAS の LNG 輸出量は、1994 年に第 3 トレインが

建設され、生産能力が 540 万 t/y となって以来増加していない。近年、第 1・2 トレインをリプレースして生産能力を増加するとの話も聞かれたが現在 LNG の増産計画は無い。ADGAS のムハンマド・ラシッド・アル・ザービー氏（Head of Sales、LPG/C5, & Sulphur）へのヒアリングでも「3～4 年前まではリプレースの話はあったが、現在は無くなっている」（2006/12/13）との話だった。パイプライン輸出のプロジェクトも無く、UAE のガス輸出は目下のところ現状維持とされている。

一方で、国内ガス需要への対応は UAE が直面する喫緊の課題となっている。アブダビ、ドバイ、シャルジャなどの各首長国では電力需要の伸びが顕著で、その燃料となる天然ガスの不足が予測されている。アブダビでは OGD-3 や AGD-2 といった陸上ガスの開発プロジェクトを実施しているが、大幅な生産増は見込めない。そのため、アブダビ、ドバイがドルフィン・プロジェクトを通じてカタールからのガス輸入を決定している他、シャルジャもイランからのガス輸入を画策している。

加えて、アブダビではこれまで開発コストが高いなどの理由から生産が見送られてきた高硫黄ガスの生産を開始することを 2006 年に決定した。ADNOC のモハメド・アル・ムハイルビ氏（Gas & Sulphur Division Manager、Marketing & Refining Directorate）へのヒアリングでは、「2011 年まではドルフィン・プロジェクトのガスで国内需要は十分に賄える。高硫黄ガスの国内供給が始まるのは 2011 年以降である」（2006/12/13）との回答を得ており、既存のガス田開発プログラムおよび輸入プロジェクトに加えて、2011 年をターゲットに高硫黄ガスの生産を開始したい意向を持っている。

尚、2006 年 9 月に ADNOC のユーセフ総裁がアブダビの天然ガスについて以下の通り発言しており、これが現在の ADNOC の目標と考えられる。

- ・ 現在 45 億 cf/d の天然ガスを生産しており、2008 年までに 60 億 cf/d に増産する。
- ・ 高硫黄ガスの開発に着手する。現在、複数の企業と話し合いをしており、プロジェクトは急速に進行している。
- ・ LPG の分野でもメジャー・プレーヤーの地位を確保する。現在の 600 万 t/y から 2008 年までに 1,200 万 t/y に増産する。

3 天然ガス開発の現状と増強計画

3.1 アブダビ

アブダビの天然ガス開発は随伴ガスを中心に行われてきたが、1977 年の LNG 輸出開始に合わせて、沖合油田のクフ層からの非随伴ガス開発も始まった。さらに、国内需要が高まった 1990 年代には、OGD や AGD など陸上油田の非随伴ガス開発プロジェクトも開始し

た。さらに2006年には、高硫黄ガス開発の着手を決定している。

3.1.1 OGD-1、OGD-2 および AGD-1（既存プロジェクト）

バブ油・ガス田における天然ガス開発を推進する Onshore Gas Development (OGD) プロジェクトは1991年に開始し、OGD-1 および OGD-2 は既に完了している。また、アサブ油・ガス田における天然ガス開発を推進する Asab Gas Development (AGD) プロジェクトも並行して実施されており、AGD-1 が完成している。

OGD-1プロジェクトは、1991年に開始し1996年に完成した。総投資額は13.5億ドルで、以下のプロジェクトが実施された。

- (1) タママC層の非随伴ガス開発（ドライガス：4.6億cf/d）
- (2) タママF層の非随伴ガス開発
（NGL：6.5億cf/d、メタン留分を主成分とするリーン・ガス：5.25億cf/d）
- (3) タママB層の随伴ガス開発（3.75億cf/d）
- (4) ハブシャン・ガス精製プラントの拡張（5.4億cf/d→18.65億cf/d）
- (5) ガス圧入施設の建設（2.8億cf/d→11億cf/dへ拡張）
- (6) バブ油・ガス田からルワイス・リファイナリーまでのコンデンセート・パイプラインの敷設
- (7) コンデンセート貯蔵・輸送施設の建設
- (8) 硫黄回収施設の建設（3基合計能力：600t/d）

OGD-1のEPC（設計・調達・建設）契約は、1993年に米Bechtelおよび仏Technipが締結した。上記のプロジェクトを通じて、NGLの回収量は130t/dから5,300t/dに、硫黄の回収量は800t/dから2,600t/dに増大した。コンデンセートの生産量も2.2万b/dから13万b/dに増強され、2000年にルワイスのコンデンセート・リファイナリー（能力：28万b/d）が完成するまでは、全量が輸出された。また、タママF層から回収された5.25億cf/dのリーン・ガスは、バブ油田やブ・ハサ油田などへの圧入に利用されている。

OGD-2プロジェクトは、1996年8月にTechnipとFEED（基本設計）契約を締結して開始し、2001年6月に完成した。OGD-1同様、EPC契約はBechtel・Technip連合が獲得し、総投資額13億ドルの契約が1998年4月に締結された。OGD-2では以下のプロジェクトが実施された。

- (1) タママC層（北・南）の開発
- (2) タママD層の開発
- (3) タママ層ユニット6および7の開発
- (4) 250kmのガス・パイプラインの建設（ハブシャン→マクタおよびルワイス）

(5) ハブシャン・ガス精製プラントの拡張 (18.65 億 cf/d → 30 億 cf/d)

OGD-2 の完成により、バブ油・ガス田からの天然ガスの回収量が 11.3 億 cf/d 追加され、国内需要家向けのガス 9.5 億 cf/d を生産することが可能となった。また、コンデンセート 4.5 万 b/d、NGL400t/d、硫黄 1,500t/d が合わせて生産されている。

AGD-1プロジェクトは、OGD-2 とほぼ同時期に実施された。FEED 契約は、1996 年に Pretchard Corporation と締結している。1997 年に締結された EPC 契約は上流・下流に分割され、ADCO が担当する上流部門は独 Mannesmann・米 Flour が獲得し、ADNOC が担当する下流部門は伊 Snamprogetti が獲得した。AGD-1 の総投資額は 6.8 億ドルで、2001 年に完成している。同プロジェクトの概要は以下の通りである。

- (1) アサブ油・ガス田のタママ F 層および G 層の開発 (随伴ガス：8.3 億 cf/d)
- (2) ガス精製プラントの建設
- (3) プロパン、ブタン、硫黄の回収装置の建設
- (4) コンデンセート回収ユニットの建設 (コンデンセート：10 万 b/d)
- (5) アサブからルワイスまでの 200km のコンデンセート・パイプラインの建設
- (6) ガス圧入施設の建設

AGD-1 の完成により、アサブ油・ガス田からの随伴ガス回収量は 7.3 億 cf/d から 15.6 億 cf/d に増加した。分離された 10 万 b/d のコンデンセートはルワイス・リファイナーリーに送られ、硫黄含有率の高い残留ガスは油田に圧入されている。

3.1.2 OGD-3 および AGD-2 (新規プロジェクト)

OGD-1、OGD-2 および AGD-1 の完成後は、OGD-3 および AGD-2 が GASCO によって同時並行で進められている。両プロジェクトとも 2008 年中の完成を予定しており、その概要は以下の通りとなっている。

<OGD-3>

- (1) バブ油・ガス田のタママ F 層の開発
- (2) ハブシャン・ガス精製プラントの拡張 (処理能力：13.1 億 cf/d を追加)

<AGD-2>

- (1) アサブにガス処理プラントを建設
- (2) アサブに NGL 回収プラントを建設
- (3) ルワイスのガス分離プラントを増設

OGD-3 の完成により、ハブシャンのガス処理能力は 13.1 億 cf/d 増加され、ドライ・ガス

12 億 cf/d、NGL11,800t/d およびコンデンセート 13 万 b/d が生産可能となる。また、AGD-2 が完成すると、7.43 億 cf/d のガスが処理され、NGL4,700t/d およびエタン 1,700t/d が生産可能となる。

Flour によって 2000 年から実施されていた事業可能性調査 (F/S) の結果を受けて、OGD-3 および AGD-2 の FEED 契約は 2002 年に Bechtel と締結された。FEED は 2003 年に終了し、EPC 契約に進む段階で GASCO は両プロジェクトを以下の 5 つのパッケージに分類した。

- (1) バブ油・ガス田のハブシャン区域におけるガス回収および圧入施設の拡張
- (2) ハブシャン・ガス処理プラント (能力 13 億 cf/d) の建設、
NGL およびコンデンセート回収施設の建設、
ハブシャンからルワイスまでの NGL 輸送パイプラインの建設
- (3) アサブにおける NGL およびコンデンセート回収施設の建設
- (4) ルワイスの第 3NGL 分離プラントの建設 (能力 24,400t/d)
- (5) ルワイスに 3 基のコンデンセート貯蔵タンクを建設

2004 年 11 月にパッケージ (2) の EPC 契約が総投資額 53.5 億 UAE ディルハム (AED、14.6 億ドル) で Bechtel と締結された。続いて、翌 12 月にパッケージ (4) を Snamprogetti と AED14.3 億で締結し、パッケージ (5) を ADNOC が 70% 出資する NPCC (National Petroleum Construction Company) と AED2.1 億で締結した。また、NPCC は 2005 年 8 月にパッケージ (1) の EPC 契約についても AED11 億で獲得している。パッケージ (3) については、2005 年 7 月に Bechtel が獲得している。

3.1.3 OAG プロジェクト

Offshore Associated Gas (OAG) プロジェクトは、沖合の随伴ガスのうちダス島のガス処理プラントで処理しきれない分を 200km のパイプライン (能力 4.7 億 cf/d) で陸上のハブシャン・プラントに輸送し、処理するプロジェクトである。アブダビの沖合と陸上のガス施設を結ぶ初のプロジェクトとして、2009 年の完成を予定している。

Flour による FEED が 2006 年 1 月に完了し、以下の 3 パッケージの EPC の入札が行われている。

- (1) ダス島のガス関連施設の建設 (ADGAS の管轄)
- (2) 117km の海底パイプラインの建設 (GASCO の管轄)
- (3) 90km の陸上パイプライン、ハブシャンのガス関連施設の建設 (GASCO の管轄)

パッケージ (3) の EPC 契約は 2006 年 9 月に NPCC が獲得しているが、(1) と (2) については契約企業を選定中となっている。

3.1.4 沖合クフ層開発プロジェクト

アブダビ沖合のウム・シャイフおよびアブ・アル・ブクーシュ油田下部のクフ層は、1970年代に発見されていたものの、需要が無かったことなどから当初は開発が進められてこなかった。しかし、1990年にADGASが東京電力との長期売買契約を更新し、LNG販売量を、1994年から430万t/yに倍増させる契約を締結したため、クフ層からの非随伴ガスの開発が開始された。

アブ・アル・ブクーシュのクフ層開発は、同油田の100%の権益を保有するTotal Abu Al Bukhooshの施設を使用してADNOCによって進められ、1992年に3.2億cf/dの非随伴ガスの生産が開始された。アブ・アル・ブクーシュで生産された非随伴ガスは、43kmの海底パイプラインでウム・シャイフに輸送され、さらにダス島に輸送された後LNGに加工されている。

続いて1997年にノルウェーのKvaernerとFEED契約を締結したことで、第2期アブ・アル・ブクーシュ・クフ層開発が開始した。2000年に同プロジェクトの主契約をABB Lummus GlobalおよびNPCCと締結し、2004年に完成した。これにより、アブ・アル・ブクーシュの非随伴ガスの生産量は、5.4億cf/dとなり、全量がダス島に送られている。

一方、ウム・シャイフのクフ層からの非随伴ガスは1994年より生産を開始しており、生産量は6億cf/dとなっている。こちらも全量がパイプラインでダス島に輸送され、LNGに加工されている。

3.1.5 高硫黄ガス開発プロジェクト

アブダビではこれまで、コストなどの問題から硫化水素(H₂S)の含有率が10%以下のガスを開発してきた。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10%～30%に達する「高硫黄ガス(サワー・ガス)」の開発に着手することを2006年に決定した。

高硫黄ガス開発プロジェクトの始まりは、1990年代に遡る。当時既に、国内需要の高い伸びから将来のガス供給不足が懸念されていたため、陸上のバブおよびシャー(Shah)、沖合のハイル(Hail)などの油・ガス田での高硫黄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、高硫黄ガス開発は見送られた。

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、12億cf/dを追加する予定だったドルフィン・プロジェクトの第2フェーズは凍結されてしまった。一方で、アブダビ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る。このような状況から、国内需要を満たすために高硫黄ガス開発を実施せざるを得なくなっている。また、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、高硫黄ガス開発の推進を後押ししている。

進める高硫黄ガス開発プロジェクトの概要は ADNOC が正式に公表していないことから不明であるが、各種報道 (MEED、Dow Jones) によると ADNOC と外国企業とで合弁企業を設立し、陸上のバブおよびシャーから 30 億 cf/d を生産することを目標としている模様である。現在は事前資格を国際石油企業 (IOC) 13 社に付与した段階となっている。この 13 社についても公表はされていないが、MEED は 2006 年 8 月 11 ~ 17 日号において以下の企業が興味を示していると報じている。

(1) 米 Occidental、(2) 米 Exxon、(3) 米 Chevron、(4) R/D Shell、(5) 英 BP、(6) 仏 Total、(7) Petro-Canada、(8) JODCO、(9) 伊 Eni、(10) 露 Lukoil、(11) 印 ONGC、(12) Sinopec、(13) CNPC

尚、ADNOC のユーセフ総裁は 2007 年 1 月に同プロジェクトについて次のように発言している。「事前資格を付与した企業の中から 6 カ月以内に契約企業を決定する。最優先されるのは自国での消費である。高硫黄ガスを輸出する計画は無く、輸出は現状の LNG に限る。ガス開発は拡張していくが、油田への圧入や石油化学の原料などで全て消費される」

また、ADNOC のモハメド・アル・ムハイルビ氏 (Gas & Sulphur Division Manager、Marketing & Refining Directorate) へのヒアリングにおいて以下の回答を得ている (2006/12/13)。

- ・ アブダビでは高硫黄ガスの開発に着手しているが、全て国内向けに使用される。
- ・ シャー油田およびバブ油田で開発が行われる。
- ・ 高硫黄ガスが供給されるのは、2011 年か 2012 年である。
- ・ 現在のサワーガス開発プロジェクトの進捗状況については、興味のある企業のノミネートを募っている段階である。一般的な情報に基づいたものであるが、Exxon、BP、Shell、Total、Occidental などがノミネートしていると理解している。

3.2 シャルジャ

アブダビの次に生産量の多いシャルジャでは、沖合の 3 ガス田からの非随伴ガス開発が続けられている。これまではドバイへも輸出をするなど国内ガス需給には余裕があったが、電力需要を中心とした国内需要が高まる一方で生産量も減少しつつあり、需給の逼迫間が強まっている。

シャルジャでは、1978 年に権益を取得した BP をオペレーターとして陸上ガス田開発が行われ、1980 年にサジャア、1982 年にモベイド、そして 1992 年にカハイフの 3 ガス田が発見されている。最初の 2 つの油田が発見された後の 1988 年に、シャルジャ政府は陸上ガス田権益の 60% を取得したため、BP の権益比率は 40% となっている。3 ガス田からは、5.5 億 cf/d 程度の非随伴ガスが生産されておりシャルジャのガス生産の主力となっているが、1990

年代に生産量は頭打ちとなり、生産量は年々減少している。1990年代以降は新規のガス田の発見は無い。

沖合では、1970年にシャルジャの民間企業 Crescent Petroleum の子会社 Buttes Gas & Oil International (BGOI) が権益を取得し、操業を行っている。1974年からムバラク油田の生産が開始し、1億 cf/d 程度の随伴ガスが生産されている。ムバラク油田は、シャルジャ、イラン、ウム・アル・カイワイン、アジュマンの境界にあるため、イラン（国営石油 NIOC）が 50%、シャルジャが 20%、ウム・アル・カイワインが 20%、アジュマンの各国（首長国）が 10% の比率で収益を分配している。BGOI はサジャアのガス処理プラント向けのガスの増産を目指しており、同油田でのガス生産施設を建設している。尚、ムバラクからサジャアへの 80km のパイプラインは、三井物産、丸紅、伊藤忠によって建設されている。

サジャアのガス精製プラントは Sharjah LPG Company (Shalco、シャルジャ首長国：60%、BP：25%、伊藤忠：7.5%、東京貿易：7.5%) によって運営されている。同プラントの能力は 8 億 cf/d で、プロパンおよびブタンは伊藤忠が、コンデンセートは BP が取り扱っている。また、メタンはシャルジャ電力・水利庁 (SEWA) やドバイ向けに供給される。

Crescent や BP に加えて、2000 年からは米 Matco がガス田開発を行っているが、陸上 3 ガス田および沖合油田以外に有力な油田やガス田は発見されていない。ガス生産量の下落に歯止めが掛けられないため、シャルジャはイランからのガス輸入を推進しており、2001 年に Crescent が NIOC と契約を締結している。ただし、イランからのガス輸入は 2006 年の開始を見込まれていたものの、価格交渉が難航しているため未だに開始の目途が立っていない。その一方で、国内のガス需要は大幅に増加しており、1986 年に開始したドバイへのガス輸出を継続する余裕はなくなりつつあると見られる。

3.3 ドバイ

ドバイの国内ガス需要は、陸上のマルガム・ガス田からの非随伴ガスでは賅いきれず、アブダビやシャルジャからのガス輸入に依存している。沖合の 4 油田からは随伴ガスが生産されているものの、全て原油生産量の維持・増強のために油田に圧入されており、国内ガス開発はマルガム・ガス田のみとなっている。

マルガム・ガス田は 1984 年に非随伴ガスの生産を開始した。それまでは、沖合 4 油田の随伴ガスを国営 Dubai Natural Gas (Dugas、2000 年に国営 ENOC に吸収合併) がジュベル・アリのガス処理施設で精製していた。ジュベル・アリのガス処理プラントではマルガムからの非随伴ガスの受入を求めていたが、当初は将来利用するために同ガス田からのガスは全て再圧入されていた。しかし、1998 年に 1.5 億 cf/d のガスを Dugas 等に供給することで合意し、ジュベル・アリへの輸送が開始された。1992 年には 3 億 cf/d が追加され、マルガムからのガスは合計 4.5 億 cf/d に達した。さらに、シャルジャからのガス輸入も開始されたことから、1993 年以降、沖合 4 油田からの随伴ガスは原油生産量維持のため全て油田に

圧入されることとなった。尚、マルガム・ガス田の全権益は、ドバイ政府が設立した Dubai Margham Establishment (DME) が 2000 年 12 月に BP から譲り受けている。

1980 年代に始まるドバイの経済発展は、電力需要を急激に増加させ、発電燃料としての天然ガスの需要が急速に拡大した。減少しつつある自国の生産量では需要が賅いきれなくなっているため、ドバイのガス供給は近隣国からの輸入に頼らざるを得なくなっている。シャルジャからは 1986 年にサジャア・ガス田から 1.4 億 cf/d で開始し、1987 年に 2.5 億 cf/d に引き上げられた。また、1992 年からは Crescent のムバラク油田からの随伴ガス 1 億 cf/d の輸入を開始し、現在は合計 3 億 cf/d のガスを輸入している。

シャルジャからのガスでは需要が賅えなくなったため、アブダビからの輸入も 2001 年に 5 億 cf/d で開始した。さらに、2004 年からは 9 億 cf/d に引き上げられている。また、ドルフィン・プロジェクトを通じたカタールのガス 7 億 cf/d を 2007 年より輸入する予定となっている。

ドバイのガス輸入は、Dugas、Dubai Electricity and Water Authority (DEWA)、Dubai Aluminium Company (Dubal) の国営 3 企業によって構成される Dubai Supply Authority (Dusup) が行っている。

4 国内のガス処理プラント、パイプライン

4.1 ガス処理プラントの現状と増強計画

アブダビのガス処理事業を行う GASCO は、2001 年に Abu Dhabi Gas Company (Atheer) を吸収し、陸上ガス開発を行う唯一の会社となった。GASCO が保有するガス処理プラントは、陸上油・ガス田から回収した天然ガスをメタン、NGL、コンデンセート、硫黄に分離する 4 つのプラント（ハブシャン・プラント、バブ・プラント、アサブ・プラント、ブ・ハサ・プラント）および、その 4 つのプラントから輸送された NGL をエタン、プロパン、ブタン、ペンタン・プラスに分離するルワイス・ガス分離プラントである（図表 3.10）。

ハブシャン・プラントは、油・ガス田に隣接する 4 つのガス処理プラントで最大のプラントである。同プラントは 1983 年に建設され、当初の処理能力は 4.5 億 cf/d だった。1989 年のデボトルネッキング、1996 年に完成した OGD-1 および 2001 年に完成した OGD-2 を経て、処理能力は 35 億 cf/d まで拡張している。生産能力は、メタン 25 億 cf/d、NGL6,800t/d、コンデンセート 23 万 b/d、硫黄 4,700t/d となっている。加えて、2005 年からは 14 万 t/y のエタンを生産している。メタンはアブダビ国内で使用される他、ドバイにも輸出されている。また、NGL およびコンデンセートはルワイスのプラントに輸送され、それぞれ処理される。

現在進行中の OGD-3 プロジェクトでは、ハブシャンに 13 億 cf/d の新規プラントを建設する予定で、2008 年の完成時には処理能力はさらに拡大する。同じく、2008 年の完成を目

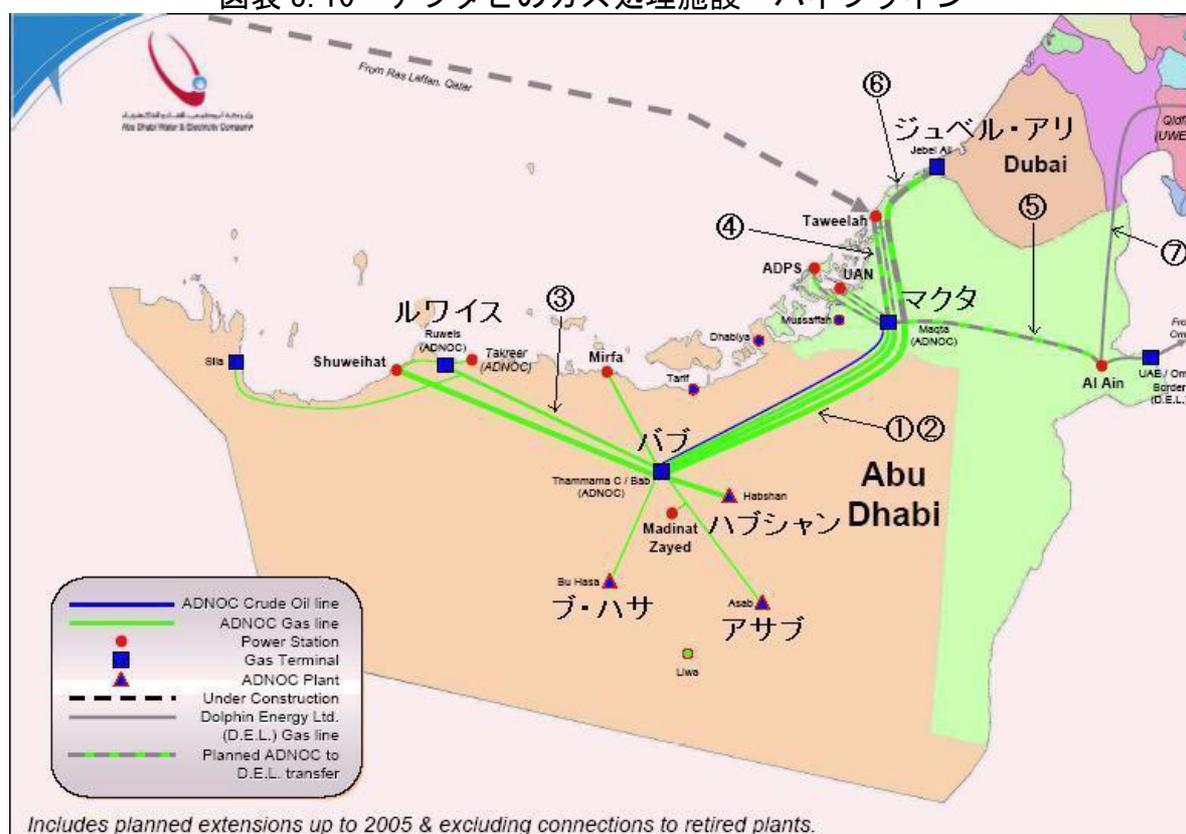
指して Hubshan Gas Complex Expansion (HGCE) プロジェクトも実施されている。同プロジェクトではハブシャンに硫黄処理施設などを建設する他、3.5 億 cf/d のガス処理能力が追加される予定で、両プロジェクトの完成時には、ハブシャン・プラントのガス処理能力は 50 億 cf/d を超えることとなる。

尚、バブ・プラントの処理能力は 1.5 億 cf/d、アサブ・プラントは 11.3 億 cf/d、ブ・ハサ・プラントは 5.4 億 cf/d となっており、回収された NGL は全てルワイスの分離プラントに輸送されている。

ルワイス・ガス分離プラントでは、4 つの陸上ガス処理プラントから輸送された NGL をエタン、プロパン、ブタン、ペンタン・プラスに分離しており、現在の NGL の処理能力は 23,370t/d となっている。生産量は、エタンが 79 万 t/y、LPG が 540 万 t/y、ペンタン・プラスが 212 万 t/y となっている。

現在は OGD-3 や AGD-2 の完成によって増加する NGL を処理するため能力 24,400t/d (生産能力は、エタン 170 万 t/y、LPG 550 万 t/y、ペンタン・プラス 200 万 t/y) の第 3 トレインの建設を進めている。同トレイン建設の EPC 契約は 2005 年に Snamprogetti と締結しており、2008 年の完成を予定している。

図表 3.10 アブダビのガス処理施設・パイプライン



出所：Abu Dhabi Water & Electricity Company より作成

4.2 国内パイプラインの状況

アブダビ国内には1,800kmにも及ぶガス・パイプラインが敷設されており、油・ガス田から精製プラントや発電・造水施設を結んでいる他、東部マクタの中継地点へも結ばれている。マクタ中継点からは、アブダビ市街地やアブダビ第2の都市アル・アインなどへガスが送られている他、ドバイのジュベル・アリへの輸出も行われている。以下は、アブダビの主要な7本のパイプラインであり、図3.10の地図上に示した番号に対応している。

- ① UAE最大のハブシャン・ガス処理プラントで回収されたメタンをマクタ中継地点へ輸送する81kmのパイプライン。マクタからは、アブダビ市街地やドバイへ輸送される。
- ② ①と同様にバブ、アサブ、ブ・ハサなどのガス処理プラントで回収されたメタンをバブからマクタ中継地点へ輸送する83kmのパイプライン。
- ③ ハブシャン、バブ、アサブ、ブ・ハサで回収されたNGLをルワイスに輸送する68kmのパイプライン。ルワイスに集められたNGLは、エタン、プロパン、ブタンおよびペンタン・プラスに分離され、ルワイスから輸出されるか石油化学プラントの原料として使用される。
- ④ マクタ中継地点とタウィーラを結ぶパイプライン。33kmのパイプラインが2本敷設されている。タウィーラには、Taweelah A1、Taweelah A2およびTaweelah Bの3つの発電・造水施設があり、燃料としてのガス需要が非常に大きい。
- ⑤ マクタ中継地点とアル・アインを結ぶ100kmのパイプライン。アル・アインからは北部首長国へのパイプラインが敷設されている他、オマーンとの輸出入の中継地点となっている。
- ⑥ マクタ中継地点からドバイのジュベル・アリへの112kmのパイプラインは2001年に完成し、アブダビからドバイへのガス輸出が行われている。輸送能力は9億cf/dである。
- ⑦ アル・アインからフジャイラのQidfa発電・造水施設への182kmのパイプライン。Qidfa発電・造水施設へは、現在のところオマーンから輸入したガスを輸送しているが、ドルフィン・プロジェクトが開始次第、カタールのガスを輸送することとなる。

5 国内ガス需要の現状と見通し

5.1 国内需要の推移と見通し

UAEの天然ガス生産量は、「1.3 ガス生産量と推移、現状の生産能力」で既述のとおり、2005年においては総生産量684.9億m³、そのうち商業生産量は総生産量の68%の466.0億m³、油田への圧入が159.0億m³ (23.2%)、その他ロスが50.6億m³ (7.4%)、フレアリングが9.3億m³ (1.3%)だった。1980年に54%を占めていたフレアリングが1.3%まで減少した一方で、1983年までゼロだった油田への圧入は年々増加しており、近年では2割以上にまで高まっている。

UAEはLNG輸出能力を1994年以来拡張していないが、国内の天然ガス消費量が年々増

加しているため、商業生産量も大きく増加している（図表 3.11）。特に、アブダビやドバイでは電力需要を中心としたガス需要が高く、消費量は年々拡大する傾向にある。アブダビの電力および水を発電事業者から購入し、配電・配給会社に売却する Abu Dhabi Water & Electricity Company（ADWEC）は、国内需要の見込みを作成することを義務付けられており 2020 年までの見込みを公開している。それによると、最大電力は 2005 年実績で 4,455MW だったが、2010 年には 8,652MW と倍増し、その後も 2015 年に 12,998MW、2020 年に 14,226MW と着実に増加していく（図表 3.12）。同様に天然ガスを燃焼して生産している水の需要も 2005 年に日量 5.97 億ガロン（g/d）だったのが、2010 年に 7.77 億 g/d、2015 年に 8.81 億 g/d、2020 年に 9.57 億 g/d と増加していく見込みとなっている（図表 3.13）。

このような見込みの中で、ガス生産量が増加しているのはアブダビのみで、ドバイやシャルジャでは生産量の低下に歯止めが掛けられなくなっている。このため、ドバイはアブダビおよびシャルジャからのガス輸入を行っており、シャルジャもイランからのガス輸入を画策している。アブダビのガス輸出量は 2004 年の実績で 125.8 億 m³ だった。このうち LNG での輸出量が 75 億 m³ 程度あり、50 億 m³ 程度がドバイなどへ輸出された。シャルジャは 40 億 m³ をドバイ向けに輸出している。これらによりドバイは 82 億 m³ を輸入し、消費量に占める輸入量の割合は 85.8% にも達している。

一方で、天然ガスが豊富なアブダビでも将来のガス不足が見込まれており、カタールからの輸入や高硫黄ガス開発などを開始せざるを得ない状況となっている。

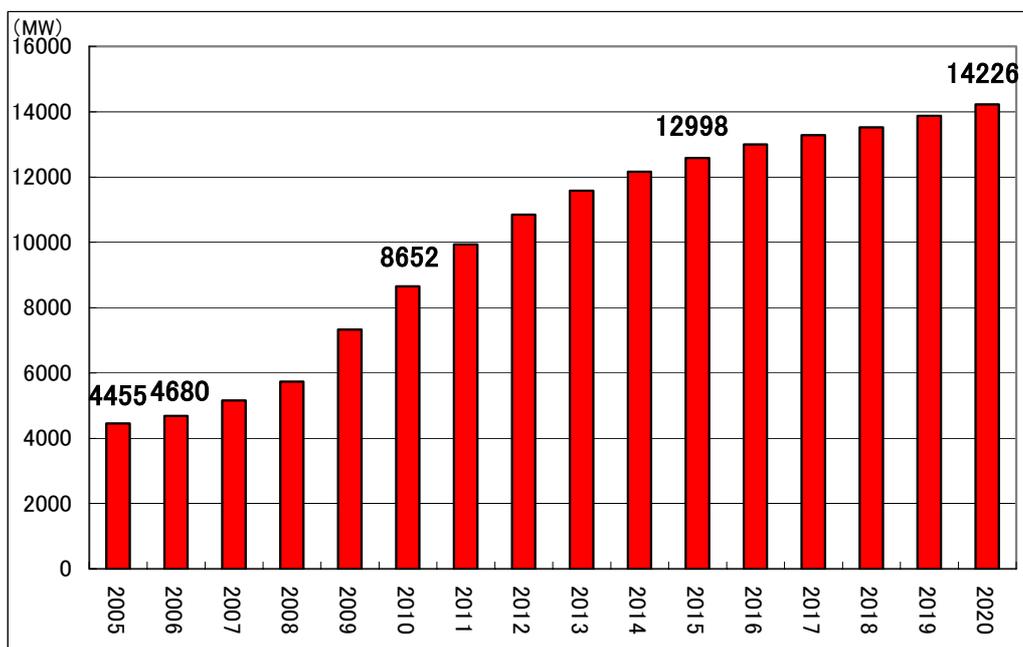
図表 3.11 首長国別天然ガス消費量

(億m3)

アブダビ	商業生産量	輸出量	輸入量	消費量
2000	275.4	69.5	0.0	205.9
01	298.0	88.6	0.0	209.4
02	344.0	119.5	0.0	224.5
03	360.0	119.1	0.0	240.9
04	375.0	125.8	0.0	249.2
05	382.0	123.4	0.0	258.6
ドバイ	商業生産量	輸出量	輸入量	消費量
2000	16.0	0.0	44.0	60.0
01	16.2	0.0	47.8	64.0
02	14.5	0.0	78.0	92.5
03	13.5	0.0	78.0	91.5
04	13.5	0.0	82.0	95.5
05	13.5	0.0	82.0	95.5
シャルジャ	商業生産量	輸出量	輸入量	消費量
2000	92.0	54.0	0.0	38.0
01	79.0	40.0	0.0	39.0
02	75.0	40.0	0.0	35.0
03	74.0	40.0	0.0	34.0
04	74.0	40.0	0.0	34.0
05	70.0	40.0	0.0	30.0
ラス・アル・ハイマ	商業生産量	輸出量	輸入量	消費量
2000	0.4	0.0	10.0	10.4
01	0.4	0.0	10.0	10.4
02	0.4	0.0	10.0	10.4
03	0.4	0.0	12.0	12.4
04	0.4	0.0	12.0	12.4
05	0.0	0.0	24.0	24.0
合計	商業生産量	輸出量	輸入量	消費量
2000	383.8	123.5	54.0	314.3
01	393.6	128.6	57.8	322.8
02	433.9	159.5	88.0	362.4
03	447.9	159.1	90.0	378.8
04	462.9	165.8	94.0	391.1
05	465.5	163.4	106.0	408.1

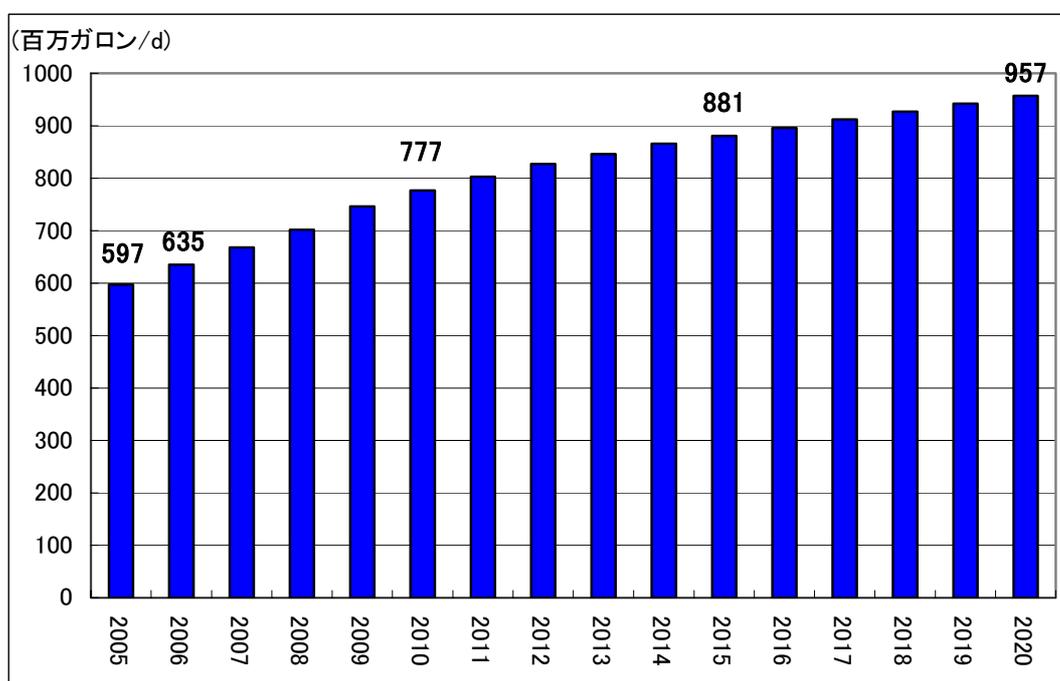
出所: Natural Gas in the World, Cedigaz (2005年は推定)

図表 3.12 アブダビの電力需要の見込み



出所:ADWEC

図表 3.13 アブダビの水需要の見込み



出所:ADWEC

5.2 用途別の実態と見通し

商業生産量の2004年実績を用途別に見てみると、発電用が最も大きく全体の49.15%を占めていた(図表3.14)。次いで最終消費(産業用)が33.35%、輸出(首長国間は除く)が

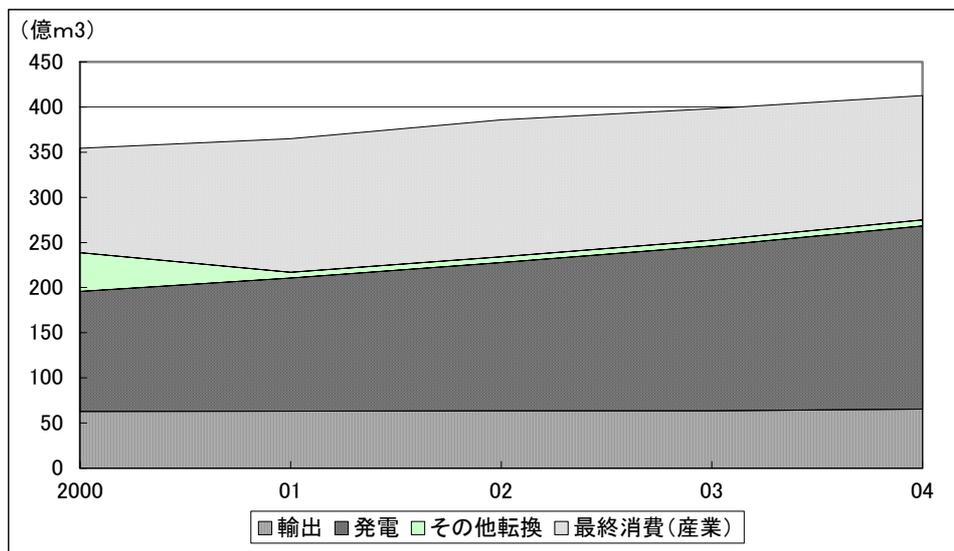
15.91% となっている。

商業用生産量の大部分を発電用燃料および石油化学を中心とした産業で使用していることになるが、発電用需要の伸びは特に顕著である。2004年の発電用消費は2000年比52.8%増となっている。この間の、産業用消費の伸び率は19%増だった(図表3.15)。

図表 3.14 UAE の天然ガス用途別内訳

	(億m3)					(%)
	2000	01	02	03	04	04年比率
生産量	354.42	364.95	386.01	398.46	412.69	100.00
輸出	62.89	62.98	63.60	63.60	65.65	15.91
発電	132.73	147.57	164.08	182.43	202.83	49.15
その他転換	43.22	6.30	6.37	6.37	6.57	1.59
最終消費(産業)	115.57	148.09	151.95	146.05	137.63	33.35

※その他転換には、自家消費、輸送ロス、統計誤差等が含まれる
出所: Energy Balances of non-OECD Countries, IEA



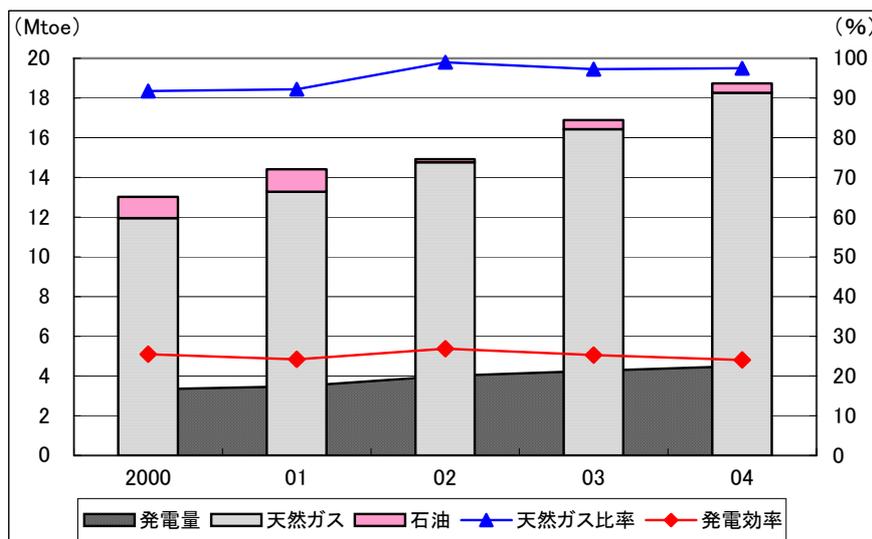
UAEの発電の燃料内訳をしてみると、97.5%が天然ガス発電で、1.5%が石油となっている(図表3.15)。つまり、UAEでは発電需要の伸びがそのまま天然ガス需要の伸びとなっている。

また、UAEの発電効率は25%前後となっている。日本の火力発電所の発電効率は40%前後となっており(電気事業連合会「電気事業便覧」、アブダビの発電効率には改善の余地がある。電力需要が今後も伸び続けることが見込まれ、発電所の建設が続けられる中で、天然ガス消費量抑制の観点からも最新技術の導入などによる発電効率の改善が必要とされている。

図表 3.15 UAE の発電燃料内訳および発電効率

	2000	01	02	03	04
石油(Mtoe)	1.073	1.127	0.150	0.464	0.475
天然ガス(Mtoe)	11.947	13.283	14.769	16.421	18.257
発電量(Mtoe)	3.321	3.486	4.006	4.260	4.508
天然ガス比率(%)	91.8	92.2	99.0	97.3	97.5
発電効率(%)	25.5	24.2	26.9	25.2	24.1

出所: Energy Balances of non-OECD Countries, IEA



アラブ首長国連邦では、効率的に最新技術の発電システムを導入するために、1998年3月にそれまでの水利・電力局（Water & Electricity Department）をアラブ首長国連邦水利・電力庁（ADWEA）へ組織変更し、IWPP（Independent Water and Power Producer：独立造水発電事業者）方式の導入を開始した。現在アラブ首長国連邦にはIWPPが5社あるが、いずれもADWEAが60%出資し、残りの40%を外資に開放している（図表3.16）。また、2006年には第6のIWPP企業の設定に向けて入札が実施され、シンガポールのSembcorpが落札している。

これらのIWPPにおいて、ADWEAは外資企業とBOO（建設・所有・運営）方式の契約を締結しており、発電・造水施設の完成後も外資企業がそのまま運営を行う。生産された電力および水は、ADWEA傘下企業のAbu Dhabi Water & Electricity Company（ADWEC）との長期売買契約に基づいて同社に売却される。

図表 3.16 アブダビの IWPP

IWPP企業	発電・造水施設	契約年	稼動年	発電(MW)	造水(Mg/d)	出資企業
Emirates CMS Power Company	Taweelah A2	1998年	2001年	710	50	ADWEA : 60%
						CMS : 40%
Gulf Total Tractebel Power Company	Taweelah A1	2000年	2003年	1,350	84	ADWEA : 60%
						Total : 20%
						Tractebel : 20%
Shuweihat CMS International Power Company	Shuweihat	2001年	2004年	1,500	100	ADWEA : 60%
						CMS : 20%
						International Power : 20%
Arabian Power Company	Umm Al Nar	2003年	2006年	2,400	160	ADWEA : 60%
						International Power : 20%
						東京電力 : 14%
						三井物産 : 6%
Taweelah Asia Power Company	Taweelah B	2005年	2008年	2,000	160	ADWEA : 60%
						丸紅 : 14%
						Powertek : 10%
						BTU : 10%
						日揮 : 6%
—	Fujairah	2006年	—	850	100	ADWEA : 60%
						Sembcorp : 40%

出所: ADWEA

産業用の中心となっている石油化学でも、原料となるガスの使用量の増加が見込まれている。

エチレン 60 万 t/y、ポリエチレン 58 万 t/y の能力を持つ Borouge は、「Borouge2」プロジェクトとして能力拡張を計画している。同プロジェクトは、2010 年までに以下の設備を建設し、完成後の生産能力をエチレン 200 万 t/y、ポリエチレン 112 万 t/y、ポリプロピレン 80 万 t/y とする計画となっている。

- (1) エタン・クラッカー (140 万 t/y)
- (2) オレフィン・コンバージョン・ユニット (75.2 万 t/y)
- (3) ポリエチレン・ユニット (54 万 t/y)
- (4) ポリプロピレン・ユニット (80 万 t/y)

UAE では、石油化学以外の産業についても経済の多角化の観点から、多額の投資計画を持っており、産業用ガスの消費量の増加が見込まれている。

アブダビ政府は Zonescorp (Higher Corporation for Specialized Economic Zones) を設立し、産業誘致を促進している。Zonescorp が管轄する経済特区「ICAD (Industrial City of Abu Dhabi)」では外資 100% 企業の設立が認められており、ICADI および ICADII に進出する企業へはガスが供給される。同社は、その他に「産業誘致地区」の設置を発表しており、2006 年の発表時には「7 年以内の完成を目指して金属、化学、石油化学、食品加工、建設資材、材木および家具、自動車などの産業を誘致する」と説明した。

また UAE の主力製造業であるアルミニウムの拡大も予定されている。ドバイの Dubal (Dubai Aluminium Company) が 76.1 万 t/y から 86.1t/y まで能力を拡張した他、アブダビ国営 Mubadala Development と Dubal は折半出資で 2010 年までにアブダビの Taweelah に 120 万 t/y の精錬所を建設することで合意した。また、アブダビ国営 General Holding Corporation (GHC) は資源大手 Rio Tinto のアルミニウム部門子会社 Comalco Aluminium と、アブダビに 55 万～60 万 t/y の精錬所を建設することで合意している。

6 LNG プロジェクトの現状と見通し

アブダビは中東地域で最も早い 1977 年に LNG の輸出を開始した。その後 1994 年に能力を 540 万 t/y に倍増させて以来、生産量は増加していない。また、その生産量のほとんどを長期売買契約を締結する東京電力に売却している。現在の生産能力はカタール (約 2,500 万 t/y) やオマーン (約 1,000 万 t/y) などガス輸出に積極的な後発の周辺国に抜かされ、中東地域では第 3 位となっている。

6.1 LNG プロジェクトの経緯

アブダビの LNG プロジェクトは、それまでフレアしていたガスを有効利用する必要性から、当時のザイド首長およびハリーファ皇太子 (現首長、SPC 議長) の指示によって 1960 年代末に開始した。

1972 年に東京電力と LNG200 万 t/y、LPG50 万 t/y、契約期間 20 年の長期売買契約を締結して販売先を確保すると、1973 年 10 月に ADNOC が 20% のシェアを持つ ADGAS がバミューダに登録された。その後 ADNOC のシェアは 1975 年 12 月に 51% に引き上げられ、1977 年に ADGAS はアブダビに設立された。ADNOC のシェアは 1997 年に 70% に引き上げられており、パートナー企業の出資比率は、三井物産が 15%、BP が 10%、Total が 5% となっている。

ADGAS の LNG トレインは、ダス島に建設された。1977 年に完成した第 1・2 トレインの能力は合計で、LNG が 223 万 t/y、LPG が 107 万 t/y、ペンタン・プラスが 32 万 t/y だった。1977 年 4 月 29 日に東京電力向けの初出荷が行われ、袖ヶ浦基地に 5 月 14 日に到着した。

東京電力との契約は1990年10月に1994年から2019年までの25年契約に更新された。更新された契約では、LNGが430万t/y、LPGが70万t/yに引き上げられたため、ダス島にLNG230万t/yおよびLPG25t/yの能力を持つ第3トレインを建設した。その後、デボトルネッキングなどを行い現在の生産能力は、LNGが540万t/y、LPGが170万t/y、ペンタシ・プラスが53.5万t/yとなっている。

今後の能力増強の見込みは、「2.4 天然ガスの生産および輸出の目標」において既述の通りだが、当面は現状維持となっている。LNGトレインのリプレースや新設の計画も現在は凍結されている。国内需要の伸びが顕著であることに加えて、カタールやイランからのガス輸入の将来見通しが明るくないことから、現在はLNG輸出の増産は検討していない模様である。

6.2 LNG 輸出契約の現状と見通し

1977年のLNG輸出開始以来、長期売買契約は東京電力のみと締結してきた。現在ADGASは、1990年に更新され2019年まで続く現在の契約（LNG：430万t/y、LPG：70万t/y）を維持することを事業の最大の目的としており、LNGの増産計画も無いことから東京電力以外と長期売買契約を締結する見込みは無い。

スポットあるいは中期契約でのLNG輸出は1990年代から行われている。1995年1月には初めてヨーロッパ向けのLNG輸出が行われた他、1995年および1996年には中部電力向けに輸出が行われた。また、BPと2002年1月から2005年12月までLNGを75万t/y輸出する中期契約を締結した。

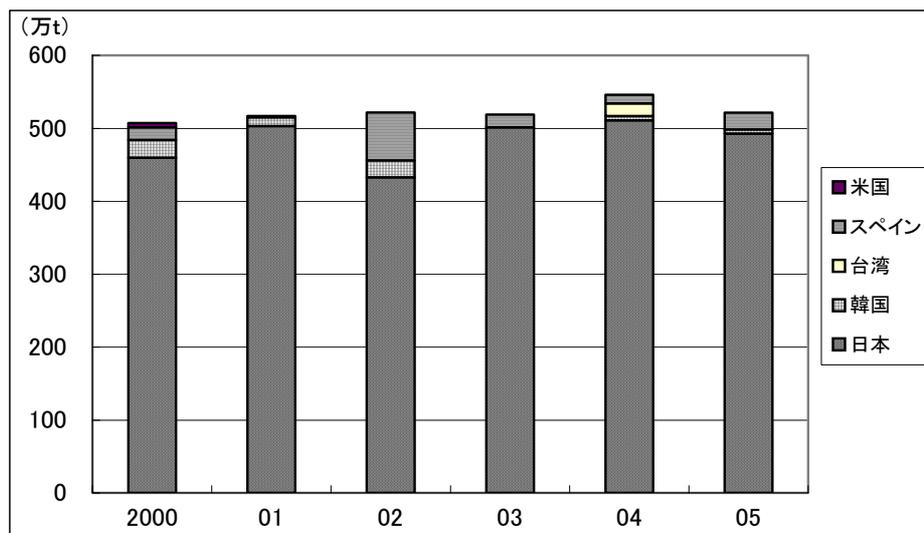
これまで行われたスポットによる輸出先は、Gaz de France（仏）、Distrigaz（ベルギー）、Enagas（スペイン）、Edison（伊）、Kogas（韓）、Duke Energy（米）、Enron（米）などとなっている。

尚、近年のUAEのLNGの輸出先を国別に見てみると、東京電力と430万t/yの長期売買契約を締結していることから、大部分が日本向けとなっている（図表3.17）。BPの中期契約によってスペイン向けに輸出された他、韓国や台湾などがスポットで購入した実績もあるが、近年はほぼ全量が日本（東京電力）向けとなっている。

図表 3.17 UAE の LNG 輸出量の推移

	(万t)					
	日本	韓国	台湾	スペイン	米国	合計
2000	459.90	24.09	0.00	17.52	5.84	507.35
01	502.97	12.41	0.00	1.46	0.00	516.84
02	432.89	23.36	0.00	65.70	0.00	521.95
03	501.51	0.00	0.00	17.52	0.00	519.03
04	511.00	5.84	17.52	11.68	0.00	546.04
05	492.75	5.84	0.00	22.63	0.00	521.22

出所: Natural Gas in the World, Cedigaz



6.3 LNG タンカー

ADGAS が使用する LNG タンカーは、ADNOC の子会社 National Gas Shipping Company (NGSCO) が保有している。同社は 1993 年に設立され、東京電力との長期売買契約更新後の 1994 年から 1997 年の間に 8 隻の LNG タンカー（容量：13.5 万 m³ × 8）を購入し、管理を行っている。NGSCO の出資比率は ADGAS と同じで、ADNOC が 70%、三井物産が 15%、BP が 10%、Total が 5% となっている。アブダビでは当面 LNG 輸出を増加させる計画が無いことから、LNG タンカーを追加する予定は無い。

7 ドルフィン・プロジェクトなどガス・パイプライン輸入

UAE では顕著な国内需要の伸びに自国の生産量だけでは対応できなくなることが予想されており、天然ガスを豊富に有し輸出に積極的な周辺国からガスを輸入するプロジェクトを推進している。

現在は、カタールのノース・フィールド・ガス田から 20 億 cf/d のガスをアブダビ、ドバイなどに輸入する「ドルフィン・プロジェクト」およびイランのサルマン・ガス田から 5 億 cf/d のガスをシャルジャに輸入するプロジェクトが進捗しており、両プロジェクトとも

に2007年中の輸入開始を目指している。

7.1 ドルフィン・プロジェクト

ドルフィン・プロジェクトは、カタールのノース・フィールド・ガス田で生産されたガスをラス・ラファンで精製し、370kmの海底パイプラインを通じてアブダビのタウィーラに送るプロジェクトである。タウィーラで受けた20億cf/dのガスは、陸上パイプラインを通じ、アブダビ、ドバイ、フジャイラ、オマーンなどの需要家に供給される（図表3.18）。

図表 3.18 ドルフィン・プロジェクト概要図



出所：Dolphin Energy

7.1.1 ドルフィン・プロジェクトの経緯

ドルフィン・プロジェクトは、1999年3月にアブダビ国営投資会社 UAE Offsets Group（会長：ムハンマド・アブダビ皇太子）によって設立された Dolphin Energy Ltd. (DEL) によって推進されている。2000年3月に Total および Enron の DEL への出資が決定し、出資比率はアブダビ国営投資会社 Mubadala Development が 51%、Total が 24.5%、Enron が 24.5% となった。Enron が破綻したため、2002年3月に Enron 分の 24.5% を Occidental が 3.1 億ドルで取得し、現在に至っている。

DEL は、2001年12月にカタール国営 Qatar Petroleum (QP) とノース・フィールド・ガス田からの20億cf/dのガスを25年間にわたって輸入することで合意し、Development and Production Sharing Agreement (DPSA) および Export Pipeline Agreement (EPA) を締結した。両契約はカタールのハマド首長が承認し2002年5月に首長国令を公布している。

また、オマーンとの契約が2003年2月に締結された。同契約は、オマーンのガスをアル・アインで受け入れ、Union Water & Electricity Company (UWEC) が保有するフジャイラ

の Qidfa 発電・造水施設に供給するものである。DEL は、オマーンからのガス 1.35 億 cf/d を 2003 年第 4 四半期から 3.5 ～ 5 年間にわたって輸入することで合意し、Oman Oil Company (OOC) および UWEC とそれぞれ Gas Purchase and Sales Agreement (GPSA) を締結した。GCC 域内初のガス取引となるオマーンからの輸入は、2004 年 1 月に開始している。

2003 年 10 月には、ADWEA および UWEC と 25 年間の長期契約を締結し、2004 年 10 月には、ラス・アル・ハイマと短期契約を締結した。ラス・アル・ハイマとの契約は、2005 年 3 月から 2007 年 7 月までの 2 年 5 カ月間、4,000cf/d を供給する契約である。

さらに、2005 年 3 月にドバイのガス供給を管轄する Dubai Supply Authority (DUSUP) と 25 年間の長期契約を締結した。DUSUP との契約は、2007 年から 7 億 cf/d をジュベル・アリに供給する契約となっている。また、同年 9 月には OOC と 2008 年から 25 年間にわたって 2 億 cf/d を供給する契約を締結し、DEL はカタールから輸入する 20 億 cf/d のガスの供給先の確保を完了した。

7.1.2 ドルフィン・プロジェクトの概要

ドルフィン・プロジェクトのガスはノース・フィールド・ガス田で生産され、ラス・ラファンで精製される。ラス・ラファンのドルフィン・プロジェクト・プラントでは、パイプラインで輸送された天然ガスからエタン、プロパン、ブタン、コンデンセートおよび硫黄を分離し、メタンを主成分とするリーン・ガスを生産する。ノース・フィールドのガス生産プラットフォームの EPC 契約は UAE の J Ray McDermott が締結し、ラス・ラファンのガス精製プラントの EPC 契約は日揮が締結している。

ラス・ラファンで生産されたリーン・ガスは、ラス・ラファンとアブダビのタウィーラを結ぶ 370km の海底パイプライン（能力：32 億 cf/d）を通じて輸送される。海底パイプラインの EPC 契約は 2004 年 3 月にイタリアの Saipem と締結し、建設工事は 2006 年夏に完了している。尚、パイプライン建設のためのパイプは三井物産が調達した。タウィーラのガス受入施設は、Technip (Abu Dhabi) & Al Jaber Engineering Services Consortium が建設している。

DEL がこれまで締結した長期ガス供給契約は以下の通りである。合計 18.59 億 cf/d の契約を確保しており、カタールからの 20 億 cf/d の供給には問題がない。

- (1) ADWEA: 2007 年から 25 年間。7.88 億 cf/d。
- (2) UWEC: 2007 年から 25 年間。1.41 億 cf/d。
- (3) DUSUP: 2007 年から 25 年間。7.30 億 cf/d。
- (4) OOC: 2008 年から 25 年間。2.00 億 cf/d。

35 億ドルにも上るドルフィン・プロジェクトのファイナンスは、最終的に 2005 年 9 月に

19社で構成する普通金融 24.5 億ドルと 14社で構成するイスラム金融 10 億ドルのシンジケートと締結した。シンジケートに参加する金融機関は次の通りとなっている。

〈普通金融〉

(1) National Bank of Abu Dhabi、(2) Abu Dhabi Commercial Bank、(3) Barclay's Capital、(4) First Gulf Bank、(5) HSBC、(6) Bayerische Landesbank、(7) Cylon、(8) Export Development Canada、(9) Royal Bank of Scotland、(10) Societe General、(11) Qatar National Bank、(12) Wesdeutsche Landesbank、(13) ABC Banking、(14) Arab Bank、(15) BNP Paribas、(16) Lloyd's TSB、(17) Standard Chartard Bank、(18) 東京三菱銀行 (当時)、(19) 三井住友銀行

〈イスラム金融〉

(1) ABN Amro Bank、(2) BNP Paribas、(3) Citigroup、(4) Dubai Islamic Bank、(5) Gulf International Bank、(6) HSBC Amanah、(7) Barclays Bank、(8) Natexis Banques Populaire、(9) Societe Generale、(10) West LB、(11) Export Development Canada、(12) Sanpaolo IMI、(13) China Construction Bank、(14) Commercial Bank of Qatar

なお、2007年2月27日に Occidental が米証券取引委員会 (SEC) 似提出した年次報告書には、ドルフィン・プロジェクトのプロジェクト総額はおよそ 48 億ドルに達していると記載されている。ただし、48 億ドルには既存のプロジェクトに加えて UAE 国内のガス配給システムおよびアル・アインからフジャイラへのパイプラインの建設・運営への投資額が含まれている。

7.1.3 ドルフィン・プロジェクトの課題

2006年7月にはサウジアラビアがドルフィン・プロジェクトに対して「サウジ領海を通過するパイプラインの建設をサウジの同意無しに行うことはできない」との抗議の文書をアブダビのサウジ大使館を通じてシンジケート・ローンを主導する National Bank of Abu Dhabi に送付し、プロジェクトに対する反対の意思を示した。

これに対して DEL は「UAE およびカタールの領海を完全に通過するパイプラインの建設に関していかなる国からのいかなる抗議も受け取っていない。DEL は 2004 年に UAE およびカタール当局からパイプライン建設に必要な承認を受け取っており、今後数週間で建設工事は完了する」との声明を発表するなど、UAE、カタールともにサウジの抗議への対抗措置はとっていない。

サウジとカタールは以前より確執があるとされており、カタールからクウェートにパイプラインを敷設する計画はサウジの了解を得られずに頓挫している。また、UAE もサウジとの間に国境問題を抱えており、サウジが今後再び領海の問題を主張する可能性もある。

ただ、サウジの抗議問題はプロジェクトの進捗には大きな影響を与えていないようである。2006年11月には DEL のサーイグ CEO が「施設建設の最終段階に到達しており、2007

年の夏に稼動する見込みである」と述べているほか、カタールのアッティヤ・エネルギー工業相も2007年2月5日に「ドルフィン」は2007年7月までにUAE、オマーンへのガス供給を開始する」としており、2007年中に供給開始する可能性は高いといえる。

ドルフィン・プロジェクトのフェーズ1である20億cf/dのガス輸入が完成間近となっている一方で、パイプラインの最大能力である32億cf/dまで輸出量を拡大するフェーズ2は、カタールのアッティヤ・エネルギー工業相が2005年4月に宣言したノース・フィールド・ガス田開発の「モラトリアム」の影響によって凍結されている。

アブダビは、32億cf/dまでの増加に加えて将来的には60億cf/dまで増加させたいとの意向を示しているものの、カタールの「モラトリアム」は少なくとも2010年まで続く見込みとなっており、アブダビの思惑通りの輸入量の増加は当面は難しい状況となっている。

また、カタールが輸出量増加に難色を示しているもう一つの理由として、UAEが提示している価格が低すぎることが挙げられる。DELのサーイグCEOは、2006年5月1日にアブダビで開催された第14回中東石油ガス会議の席上で、「ドルフィン・プロジェクトによる最終需要家への販売価格は\$1.30/mmBTU～\$1.40/mmBTUであり、これはカタールからの輸入価格に輸送費を上乗せした水準である」と述べている。この金額をもとにしたカタールからアブダビへの販売価格は低い水準にとどまっており、世界的にガス価格が上昇している中では、カタールが輸出量を増加するメリットが小さくなっている。

7.2 シャルジャによるイランからの輸入

DELがカタールからガス輸入を進める一方、シャルジャのCrescent Petroleum（シャルジャの民間石油・ガス会社）もイランからのガス輸入を進めている。

Crescentは2001年に、イラン国営NIOC（National Iranian Oil Company）とイランのガスをシャルジャに輸入する契約を締結した。現在この契約は、NIOCのガス輸出を取り扱う部門であるNIGEC（National Iranian Gas Export Company）が引き継いでいる。これにより、イラン沖合のサルマン油田（アブダビのアブ・アル・ブクーシュ油田とつながっている）からパイプラインを通じてシャルジャのサジャア受入施設（処理能力：6億cf/d）に5億cf/dのガスを25年間輸入することが決定した。サルマン油田からのパイプラインは、ムバラク油田を経由してサジャアに到達するが、サルマンからムバラクまでの140kmのパイプラインは完成している。ムバラクからサジャアの108kmのパイプラインについても完成は間近となっている模様である。

また、Crescentは2005年7月に民間ガス供給会社Dana Gasを設立した。Dana Gasは、CrescentやGCC各国からの300を超える個人や機関によって65.67%が出資され、残りはIPOによって公開されている。サルマンのガス受入施設はDana Gasの100%子会社Saj Gasが建設し、2005年11月に完成している。また、需要家への供給はDana Gasが35%を出資するCrescent National Gas Corporation（CNGC）が行うが、同社はこれまでに、連邦電力・

水利庁（FEWA、北部小首長国へ供給）、シャルジャ電力・水利庁（SEWA）、Dubai Natural Gas Company（DUGAS）、Oman Chemicals and Pharmaceuticals と契約を締結している。

イランからシャルジャへのガス輸入は2006年中にも開始するとの見込みだったが、ここに来てイラン側が契約価格が不当に安いとして契約価格の見直しを要求しており、供給開始が遅れている。イラン側の主張は「契約価格の算定に当たって契約当時の原油価格 \$18/b が基準となっており、現在の油価の水準からは安すぎる。また、最初の7年間の価格が固定されていることも問題である」というものである。これに対して、Crescent は、「契約は7年間の専門家交渉を経て2001年に締結されたものであり、両者にとって最終的で国際的履行義務を負うべきものである」と反論している。

現在も価格交渉は継続しており、2007年1月にもイランのヴァズィリ・ハーマーネ石油相が、「契約を修正するために交渉を継続している。しかし、最終結論には達していない」と述べている。

尚、NIGEC のマジド・ザマーニ氏（General Manager LNG Marketing & Sales）へのヒアリングでもシャルジャ向けガス輸出の現状について次のような回答を得ている（2006/12/9）。

- ・ 施設の建設については、ほとんど完成している。
- ・ 価格の問題から折り合いがつかない。
- ・ 初期の7年間の価格が固定されていることも価格の問題の1つである。

8 課題と展望

8.1 国内ガス開発の課題

アブダビの国内ガス開発の成否は、ガス不足に直面する UAE の将来を左右することとなる。そのため、OGD-3 や AGD-2 などに加えて高硫黄ガス開発の成功は必須である。

しかし、高硫黄ガスはこれまで課題とされていたコストの問題以上に副産物として生産される硫黄の処理をどうするかということが、大きな課題となっている。肥料や石膏にするか、あるいはそのまま輸出するなどの選択肢を取らざるを得ないが、限りある硫黄のマーケットをいかに確保できるかということが、高硫黄ガス開発の成否を握っているといえる。

また、これまでドバイにガス輸出をしていたシャルジャでは、生産量が減少している一方で自国のガス需要が伸びていることもあり、ガス輸出の余力が無くなりつつある。このことは、今後も経済拡大が見込まれるドバイにとっては非常に深刻で、ドバイのガス供給源はこれまでのアブダビ以外には、ドルフィン・プロジェクトを通じたカタールのガスしか無くなっている。ドバイは、ドルフィン・プロジェクトによってガスを確保できない場

合には、発電用の燃料の確保が難しくなるという不安を抱えざるを得なくなっている。

8.2 周辺国からのガス輸入の課題

ドバイは、ドルフィン・プロジェクトに頼らざるを得ない状況となっているが、同プロジェクトから長期的に安定的にガス輸入をし、その上輸入量を増加させることができる保証は無い。ドルフィン・プロジェクトはその開始時期が2007年夏にまで延期されている状態であり、また、サウジアラビアが介入の姿勢を示した事は同プロジェクトの今後の拡張にも影響を与える可能性がある。

加えて、カタールがノース・フィールド・ガス田開発を凍結する「モラトリウム」を行っており、少なくとも2010年以前に開発が再開する可能性は低い。また、開発が再開されたとしても、カタールは国内需要向けを最優先と考えており、12億cf/dを追加するドルフィン・プロジェクトのフェーズ2がどの時点で実施されるのか、あるいはフェーズ1で終了となるのか不明である。

もう一方のシャルジャによるイランからのガス輸入も価格交渉が難航しており、開始時期が定まらない状態が続いている。また、開始されたとしてもシャルジャ国内のガス需要が増加していることからドバイへ十分に供給されるかは分からない。

8.3 今後の見通し

上述のような状況から見ると、アブダビがLNG輸出を拡大する可能性は非常に低くなっていると考えられる。また、新たなガス供給源である高硫黄ガスは全てアブダビで消費されるしており、ドバイなど周辺国へのパイプライン輸出を増量する余地も少ない。

その一方で、電力需要を中心としたガス需要の伸びはアブダビのみならず、ドバイ、シャルジャなどUAE国内全体の問題となっている。特にドバイでは状況が深刻で、好調な経済のブレーキとなる可能性がある。

今後は、日本など先進国の技術を導入し、低い発電効率を改善することでガス消費量の拡大を抑制することは可能である。また、政府財政で補填せざるを得ないほど安価な電気料金を改定し、消費電力そのものの抑制も検討しなければならない。その上で、ガスが不足する事態に直面した場合には、ガスを燃料とした発電から重油などを燃料とした発電へと切り換えることも考えられる。

UAEの天然ガス確保は、国内ガス開発や周辺国からの輸入に不安がある中で、電力確保と一体となった非常に大きな課題となっている。

第4章 オマーン

第4章 オマーン

1 天然ガスの埋蔵量と生産量・輸出量

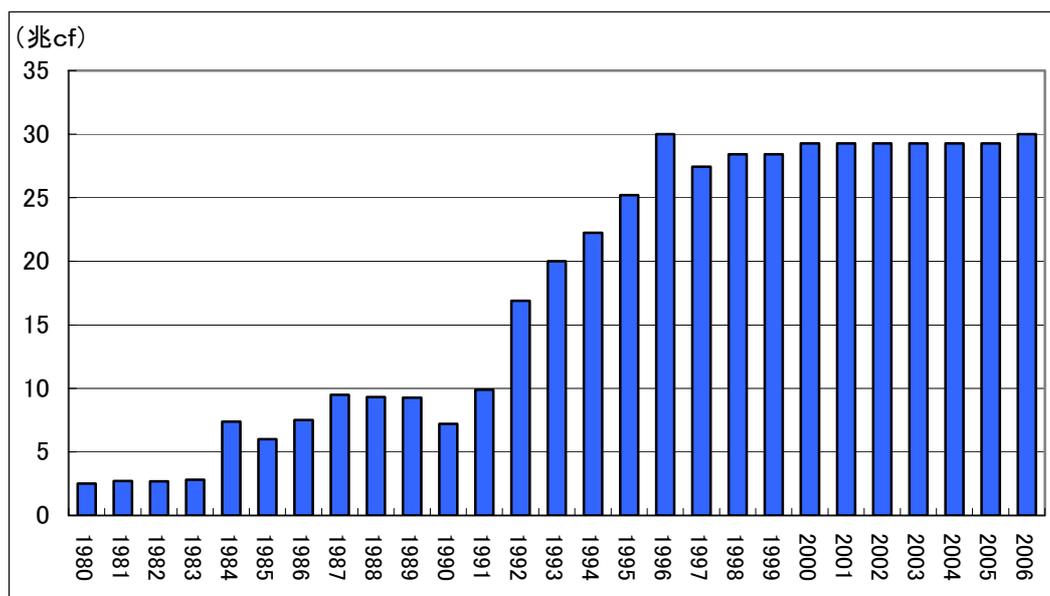
1.1 天然ガス埋蔵量と推移

オマーンの2006年末の天然ガス確認埋蔵量は、Oil & Gas Journalによると30兆cfだった。これは、イランの974兆cf、カタールの910兆cf、UAEの214兆cfなどと比較すると遥かに少なく、世界全体の埋蔵量に占める割合も0.5%に過ぎない。同様に原油確認埋蔵量も55億バレルと少ない。これは、中東OPEC加盟国の中で最小のカタール（152億バレル）の約3分の1であり、また原油生産量の減退が著しいドバイ（40億バレル）を少し上回る程度である。

しかし、近年衰退傾向にある原油と比較すると、天然ガスの確認埋蔵量は1990年代以降着実に増加している。1980年代後半に本格的に開始したガス田開発により、1991年に有望な構造的ガス田が相次いで発見された。その後も1990年代を中心に構造的ガス田の発見が続いたことから、現在の確認埋蔵量は1991年の約3倍となっている（図表4.1）。

尚、オマーン中央部には多くの構造的ガス田が存在しており、確認埋蔵量に占める非随伴ガスの割合は約9割となっている（Arab Oil & Gas Directory 2006）。

図表 4.1 オマーンの天然ガス確認埋蔵量の推移



出所: Oil & Gas Journal

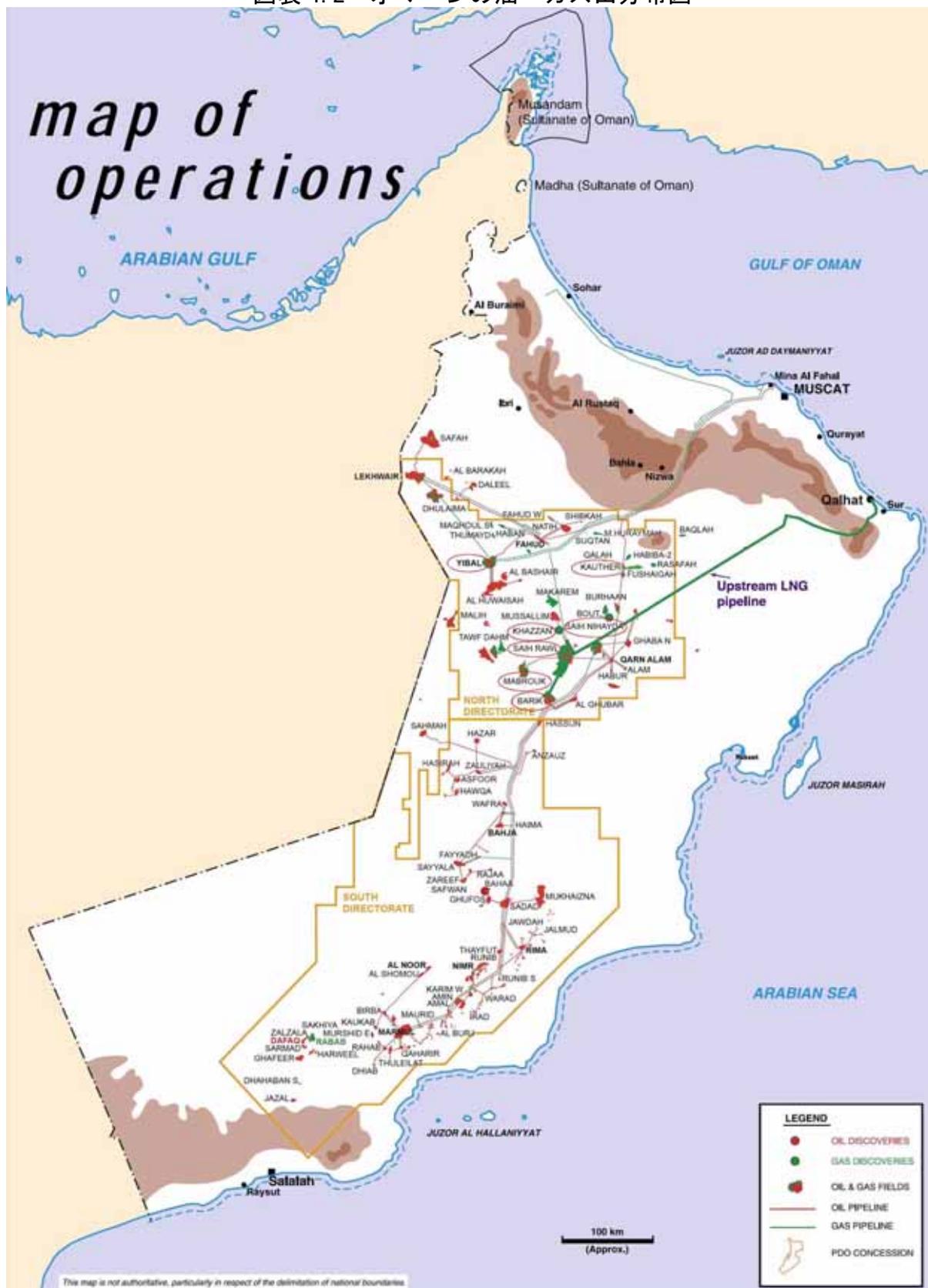
1.2 ガス田の分布状況

オマーンの主なガス田は、油田と同様に中央部に集中している。1962年に発見されたオマーン最大のイバル（Yibal）油田の下層に構造性ガス田が存在し、オマーンの国内向けガス生産の大部分を担っている。また、イバル油田の北西に位置するルクワイル（Lekhwait）油田の下層にも構造性ガス田がありこちらも国内向けに使用されている（図表 4.2）。

1991年には、サイフ・ラウル（Saih Rawl）ガス田、サイフ・ニハイダ（Saih Nihayda）ガス田、バリク（Barik）ガス田、マブルーク（Mabrouk）ガス田などの構造性ガス田が相次いで発見された。さらに、カウサー（Kauther）ガス田、ハッザン（Khazzan）ガス田などの構造性ガス田も発見されている。これらの新規構造性ガス田のうちサイフ・ラウル・ガス田およびバリク・ガス田からの非随伴ガスは、オマーン東部のカルハットにある Oman LNG 社の第1・第2トレインへ供給されている。同様に Qalhat LNG 社が操業する第3トレイン向けのガスは、サイフ・ニハイダ・ガス田から供給されている。

また、オマーン北部の飛び地のムサンダム半島沖合でもガス田が発見されている。1980年代にブハ（Bukha）ガス田がホルムズ海峡で発見され、1994年に生産を開始している。また、その西方に西ブハ（West Bukha）ガス田があるが、これはイランとの国境に位置し、イラン側のヘンジャム（Henjam）ガス田とつながった構造となっている。そのため、オマーンとイランの両国は、同ガス田を共同開発することで1997年に合意しているが、現在のところ開発は進んでいない。

図表 4.2 オマーンの油・ガス田分布図



出所：PDO（Annual Report 2002）

1.3 ガス生産量と推移、現状の生産能力

オマーンでガス生産を行っているのは、オマーン政府が60%を出資し R/D Shell が操業を行う Petroleum Development Oman (PDO、出資比率は、オマーン政府：60%、Shell：34%、Total：4%、Partex¹：2%) である。PDO はオマーン中央部の大部分を占める巨大な第6鉱区の権益を有しており、オマーンのガス生産量のほぼ全量を担っている。また、原油の生産量においても9割以上を占めている。尚、原油とは違い、全ての非随伴ガスの所有権はオマーン政府にあるため、PDO はオマーン政府に代わって天然ガス開発を行うという立場にある。

オマーンで本格的なガス利用が始まったのは、イバル油・ガス田近郊に Government Gas Plant (GGP) が完成した1978年である。GGP でイバル油・ガス田からの随伴ガスおよび非随伴ガスを処理し、マスカット近郊の Al Ghubra 発電・造水施設向けにガスが供給された。ガス供給用のパイプラインは、同じく1978年に完成した GGP とマスカットを結ぶ331km の Government Gas System (GGS) が使用されている。尚、GGP、GGS とともに PDO によって建設され、所有、運営まで同社が行ってきたが、GGS については2002年に国営 Oman Gas Company (OGC、オマーン政府：80%、国営のエネルギー部門投資会社 Oman Oil Company：20%) に所有権が移転している。

ガスの本格利用が開始した1980年代以降、1990年代前半に掛けてはオマーンの天然ガス商業生産量は、なだらかに増加していった。さらに、1991年に、サイフ・ラウル・ガス田、サイフ・ニハイダ・ガス田、バリク・ガス田、マブルーク・ガス田などの構造的ガス田が相次いで発見されると、商業生産量の増加ペースは加速していった。

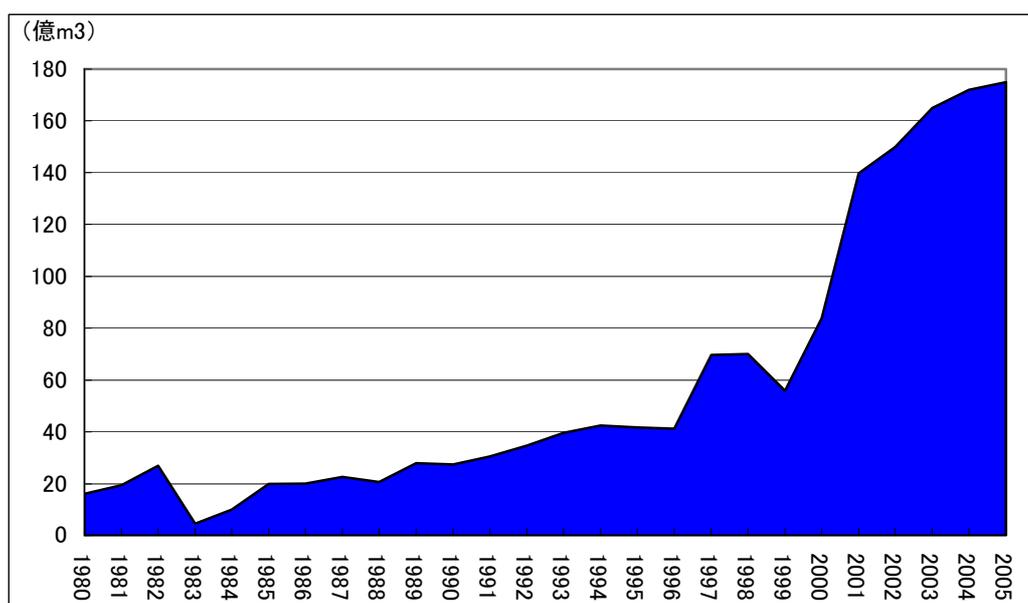
この新規構造ガス田からの非随伴ガスの生産量が十分であったことから、オマーン政府は LNG 輸出の開始を決断し、1994年に Oman LNG (オマーン政府：51%、Shell：30%、Total：5.54%、Korea LNG²：5%、三菱商事：2.77%、三井物産：2.77%、伊藤忠商事：0.92%) を設立した。Oman LNG は能力330万 t/y の LNG トレインを2基建設し、2000年に LNG 輸出を開始した。LNG 輸出が開始したことで、2000年以降、オマーンの天然ガス商業生産量は急激に増加している(図表4.3)。さらに、2005年12月に LNG の第3トレインが完成し、Qalhat LNG (オマーン政府：46.84%、Oman LNG：36.8%、スペイン Union Fenosa Gas：7.36%、三菱商事：3%、伊藤忠商事：3%、大阪ガス：3%) によって LNG 輸出が開始しており、今後さらに商業生産量は増加する。

また、オマーンはパイプラインによるガス輸出を2004年に開始している。これは、カタールから UAE にガスを輸入する「ドルフィン・プロジェクト」を推進する UAE の

-
1. 中東の石油開発の先駆者として有名なアルメニア人グルベンキヤンの資産会社。グルベンキヤンは PDO を設立した「イラク石油」に5%を出資するなど「Mr. Five Percent」の異名を持つ。1938年に設立した Participations and Explorations Corporation が1998年にケイマン島法人 Partex Oil and Gas となり現在に至っている。
 2. 出資比率は、Kogas：1.2%、Samsung：1%、Hyundai：1%、Daewoo：1%、Yukong：0.8%

Dolphin Energy Ltd. (DEL、アブダビ国営投資会社 Mubadala Development : 51%、Total : 24.5%、Occidental : 24.5%) とオマーンが締結した契約によるもので、2004年1月からオマーン産のガス1.25億cf/dをドルフィン・プロジェクトが開始するまでの3.5～5年にかけて輸出する。ドルフィン・プロジェクトの開始後は、逆にUAEからオマーンへガスを輸入することとなっている。

図表 4.3 図表 4.3 オマーンの天然ガス商業生産量の推移



出所: Annual Statistical Bulletin, OPEC

オマーンの天然ガス総生産量の最新データは2004年の275億m³であり、2000年比77%増となっている(図表4.4)。この内訳を見てみると、商業生産量は総生産量の59.9%にあたる172億m³だった。以下、油田への圧入が68億m³(24.7%)、その他ロスが27億m³(9.8%)、フレアリングが8億m³(2.9%)だった。尚、オマーン中央銀行の「Annual Report 2005」によると、総生産量のうち非随伴ガスは約70%となっている。

LNG輸出の開始に伴って、商業生産量が2000年の約2倍と急激に増加しているほか、油田への圧入も2000年比で約2倍と大幅に増加している。オマーンでは近年原油生産量の減少が著しく、EOR(増進回収法)による原油生産量の維持・回復を目指しており、油田への圧入が増加する要因となっている。

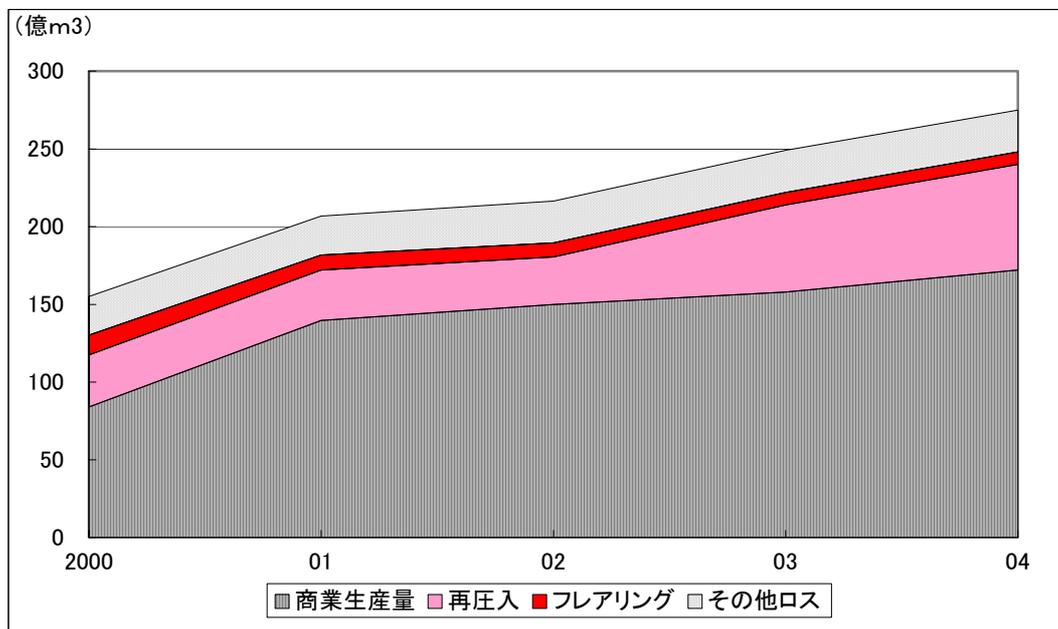
ルムヒ石油・ガス相が2006年4月に「今後5年間(2006～2010年)で100億ドルを石油・ガス部門に投じ、原油生産量を現在の78万b/dから90万b/dに回復させる」との計画を表明していることから、今後も油田圧入用のガスが増加することは確実である。尚、同相は天然ガスの生産量についても2010年までに「7,000万～8,000万m³/dまで倍増させ

る」としている。

図表 4.4 オマーンの天然ガス生産量の内訳

	(億m3)				
	2000	01	02	03	04
総生産量	155.0	206.8	216.5	249.0	275.0
商業生産量	83.9	139.7	150.0	158.0	172.0
再圧入	33.5	32.4	30.5	56.0	68.0
フレアリング	12.8	9.7	9.0	8.0	8.0
その他ロス	24.8	25.0	27.0	27.0	27.0

出所: Natural Gas in the World, Cedigaz



1.4 ガス輸出量と推移、現状の輸出能力

オマーンの天然ガス輸出は、2000年4月に Oman LNG が Kogas 向けに LNG を輸出したことで開始した。当初の Oman LNG の生産能力は、330 万 t/y の LNG トレイン 2 基で合計 660 万 t/y だった。Kogas と 410 万 t/y、大阪ガスと 70 万 t/y をそれぞれ 25 年間販売する長期売買契約を締結したほか、米 Enron がインドに設立した Dabhol Power Company 向けに 160 万 t/y を 20 年間販売する予定だった。しかし、Enron の破綻によって Dabhol Power 向けは白紙となったため、Kogas、大阪ガス向け以外はスポットで輸出している。

さらに、オマーン政府は 2002 年 5 月に第 3 トレインの建設を決定し、同トレインの運営を行う Qalhat LNG を 2003 年に設立した。第 3 トレインの能力は第 1・2 トレインと同じ 330 万 t/y で、2005 年 12 月に完成している。これによってオマーンの LNG 生産能力は 990 万 t/y (実際の生産能力は 1,000 万 t/y を超えている模様) となった。

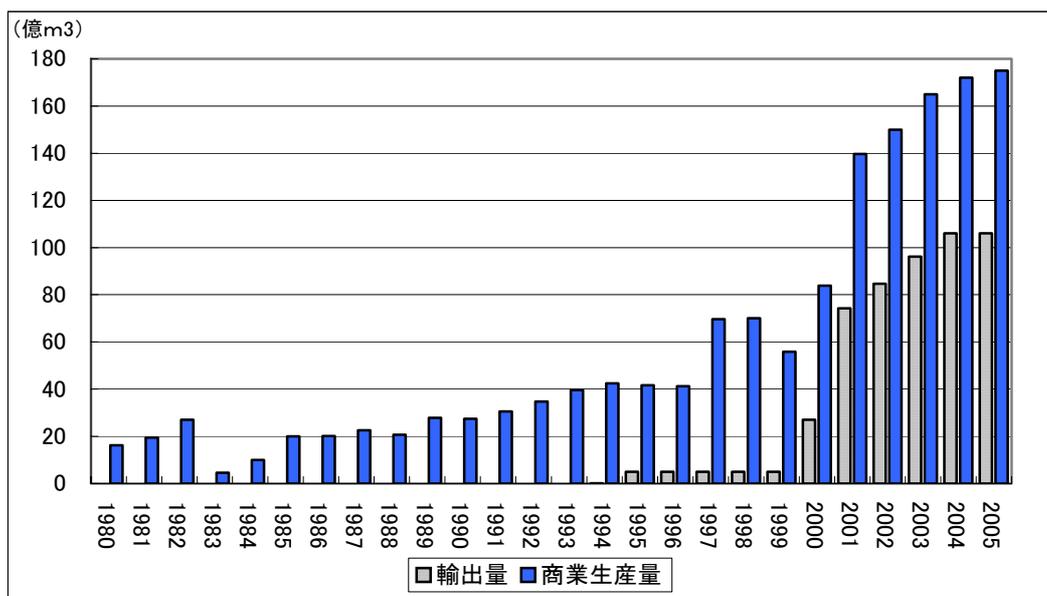
また、2004 年 1 月からはアブダビの DEL との契約によって、アブダビ首長国のアル・ア

インで両国のパイプラインを接続し、UAE 向けにガス輸出を行っている。契約期間は 3.5～5 年間と短期のもので、ドルフィン・プロジェクトの稼動開始によってカタールのガスが UAE に輸入されるようになると同契約は終了し、逆に UAE からオマーンにガスが輸入される予定となっている。

オマーンの天然ガス輸出量は、LNG 輸出が開始した 2000 年に 27.1 億 m³ となり、LNG 輸出が本格化した 2001 年には 74.3 億 m³ と約 3 倍になった。その後も UAE への輸出開始などにより輸出量は増加し続け、2005 年は 106 億 m³ となっている（図表 4.5）。2006 年には Qalhat LNG 分が加わるため、さらに輸出量は増加することとなる。

尚、商業生産量も 2000 年以降急激に増加しているが、この増加の大部分は輸出によるものである。LNG 輸出が開始したことで、現在のオマーンの天然ガス開発の中心は LNG プロジェクトの維持・拡大となっている。

図表 4.5 オマーンの天然ガス輸出量・商業生産量の推移



出所: Annual Statistical Bulletin, OPEC

1.5 ガス開発のこれまでの経緯・歴史

オマーンのガス生産の大部分は PDO によって行われている。PDO は 1937 年に Iraq Petroleum によって Petroleum Development (Oman and Dhofar) Limited (Shell : 23.75%、BP : 23.75%、Total : 23.75%、ExxonMobil : 23.75%、Partex : 5%) として設立され、オマーン政府から 75 年間の開発権を取得した。しかし、開発が思うように進まなかったことから 1960 年に BP、Total、Exxon の 3 社が撤退し、Shell (85%) と Partex (15%) が残った。Shell はその後も開発を継続し、1962 年にオマーン最大のイバル油・ガス田を発見すると、次々と油

田を発見し、1967年7月27日にミナ・アル・ファハル（Mina Al Fahal）港からオマーン初の原油輸出を行うに至った。

Totalは初の原油輸出が行われる1カ月前に復帰し、社名をPetroleum Development Oman（Shell：85%、Total：10%、Partex：5%）とした。その後、1974年にオマーン政府が60%を出資し、現在の出資比率（オマーン政府：60%、Shell：34%、Total：4%、Partex：2%）となっている。ただし、オマーン政府は開発技術などを有していなかったことから、Shellはオペレーターとしての立場を維持している。

イバル油・ガス田周辺からの随伴・非随伴ガスを有効利用することを目的に、PDOは1978年5月にガス処理施設「Government Gas Plant（GGP）」をイバルに建設した。この当時の天然ガスの利用は全て国内向けで、GGPで処理されたガスはPDOが建設した331kmのガス・パイプライン「Government Gas System（GGS）」を通じてマスカット近郊のAl Ghubra発電・造水施設に供給された。この1978年のGGPおよびGGSの完成によってオマーンでのガス利用が開始した。

1991年にサイフ・ラウル・ガス田、サイフ・ニハイダ・ガス田、バリク・ガス田、マブルーク・ガス田などの構造的ガス田がPDOによって発見され、十分な量の非随伴ガスの生産が可能であることが確認されると、オマーン政府はLNGプロジェクトの開始を決断し、1994年にOman LNGを設立した。同社は2000年にLNG輸出を開始し、オマーンでのガス開発の中心は国内向けからLNG輸出向けへと変遷していった。このLNG輸出のためにPDOはガス処理施設Central Processing Plant（CPP、能力4,000万m³/d）をサイフ・ラウルに建設し、同時にサイフ・ラウルからLNGプラントのあるカルハットまでの350kmを結ぶパイプラインを建設した。

Qalhat LNG用の第3トレインが2005年12月に完成し、LNG輸出量はさらに増加している。PDOはサイフ・ニハイダ・ガス田からの天然ガスをQalhat LNG向けのガスに供給するため、Saih Nihayda Gas Plant（SNGP）を建設し、2005年3月に完成している。また、PDOがカウサー・ガス田にも第4のガス処理プラントの建設を計画しているほか、オマーン政府は第4LNGトレイン建設の検討も行っている模様である。

PDOは現在、サイフ・ラウル、バリク、カウサー、サイフ・ニハイダなどのガス田の調査を行っているほか、ハバン（Haban）ガス田周辺のガス田群の調査も行っており、さらなる生産量の増加を目指している。

上記の通り、オマーンでのガス開発の中心は、有力な油田やガス田のほとんどが存在する巨大な第6鉱区の権益を有するPDOであるが、PDO以外にも数社が僅かながらガス開発および生産を行っている。

ホルムズ海峡に存在するブハ・ガス田は、豪Novusによって1994年から天然ガスの生産が開始している。同ガス田からの天然ガスは、UAEのラス・アル・ハイマ首長国にあるKhor Khwairガス処理施設で精製された後、ドライ・ガスが同首長国のRas Al Khaima Gas

Commission (Rakgas) 向けに供給されている。

1976年に仏 Elf によって発見された西ブハ・ガス田は同社が1984年に撤退して以来開発が進んでいない。同ガス田は、イランのヘンジャム・ガス田とつながっていることから、オマーン、イラン両国は1997年に共同開発することで合意した。さらに、2001年には生産されたガスの配分比率をオマーン20%、イラン80%とすることが決められている。

また、2006年に入ってタイ国営 PTT の上流部門子会社 PTTEP が、2002年に権益を取得した第44鉱区においてガス生産を開始すると発表した。2007年2月11日に天然ガス140万 m³/d、コンデンセート4,000b/dの生産が開始しており、将来的には天然ガス280万～330万 m³/d、コンデンセート1万 b/dにまで増産したいとしている。

2 天然ガス政策および生産目標

2.1 国家政策全体における天然ガスの位置づけ

オマーンは石油依存経済からの脱却を目指して経済の多角化を図っているが、石油部門が経済全体に占める割合は依然として大きい。2005年の名目 GDP に占める石油部門の比率は49%、輸出に占める比率は84.2%、政府歳入に占める比率は79%だった (Annual Report 2005, Central Bank of Oman)。

このことから、オマーン経済にとって原油および天然ガスの生産量の維持、拡大は非常に重要であるが、原油生産量は1999年の90万 b/dをピークに急激に生産量を減少させている (図表 4.6)。原油価格の上昇によって、石油輸出収入は増加しているものの、原油生産量の回復を図ると同時に、原油以外の収入源を確保することが急務となっている。

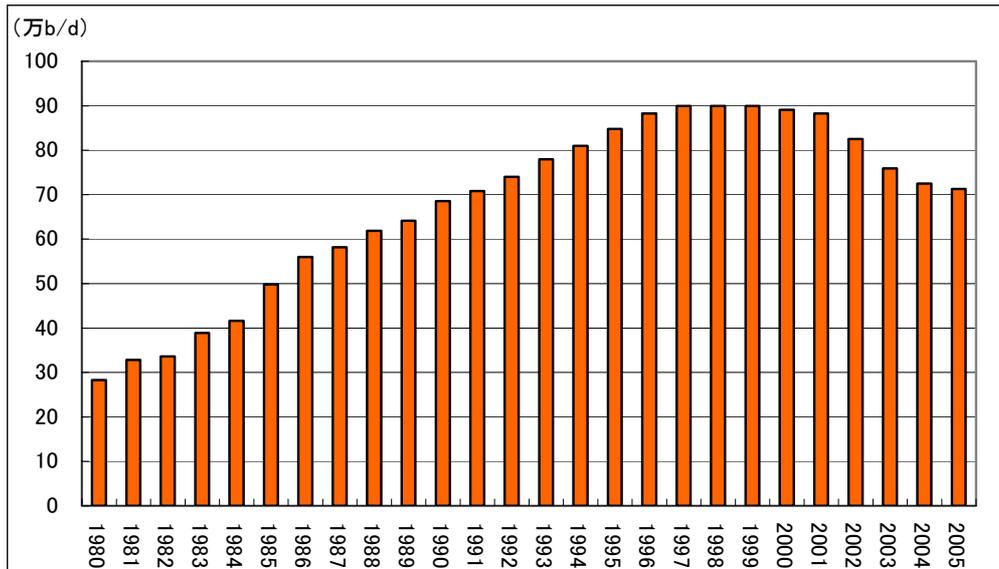
このような中で、オマーンは2000年に LNG 輸出が開始した天然ガス部門を、今後の経済発展の柱の一つに据えようとしている。2005年の名目 GDP に占める天然ガス部門の比率は3.6%とまだ低い、その金額は2002年の1.678億オマーン・リヤルから4.216億オマーン・リヤル (約11億ドル) へ2.5倍になっている。2006年からは Qalhat LNG の第3 LNG トレインも稼働していることから、今後さらに天然ガス部門が拡大することは確実である。

一方で、原油生産量の維持・回復のための油田へのガス圧入も増大している。圧入に使用されたガスの量は、2004年には2000年比で倍増しており、総生産量に占める比率も約25%となっている。ルムヒ石油・ガス相が2010年までに原油生産量を90万 b/dまで回復させる計画を表明しており、油田への圧入に使用される天然ガスの量も増加することが見込まれる。

また、経済多角化を目指して、肥料、アルミニウム、セメント、石油化学など、ガスを原料あるいは燃料とした産業を育成する計画が多数ある。これら、ガスに関連した産業のプロジェクトは具体的に進行しており、マスカット北方のソハール (Sohar) 工業団地内に順次建設される予定となっている。

このように、原油生産量の維持・回復のための油田への圧入、LNG 輸出、天然ガス関連産業などでの天然ガス消費量のさらなる増大が見込まれている。ルムヒ石油・ガス相は、天然ガスの生産量を 2010 年までに倍増させるとしており、天然ガス開発はオマーン経済の中心になりつつある。

図表 4.6 オマーンの原油生産量の推移



出所: Annual Statistical Bulletin, OPEC

2.2 ガス開発・生産の担い手、権益保有の現況

図表 4.7 にある通り、オマーン政府は直接権益に参加するか、政府 100% 出資の Oman Oil Company (OOC、国内外のエネルギー部門への投資を目的に 1992 年に設立) を通じて上流・下流の各種プロジェクトに権益を有している。

図表 4.7 オマーン的主要天然ガス関連企業

上流部門			
会社名	設立	権益比率(%)	備考
PDO (Petroleum Development Oman)	1937	オマーン政府 : 60.0	オマーン最大の第6鉱区の権益を有し、ほぼ全てのガス田開発を担当。 2005年の商業生産量: 4,310万m ³ /d。
		R/D Shell : 34.0	
		Total : 4.0	
		Partex : 2.0	
下流部門			
会社名	設立	権益比率(%)	備考
Oman LNG	1992	オマーン政府 : 51.00	LNG生産能力: 330万t/y × 2基 <長期売買契約> Kogas: 410万t/y 大阪ガス: 66万t/y 伊藤忠商事: 70万t/y <Korea LNGの内訳> Kogas: 1.2%、Samsung: 1%、Hyundai: 1%、Daewoo: 1%、Yukong: 0.8%
		R/D Shell : 30.00	
		Total : 5.54	
		Korea LNG : 5.00	
		三菱商事 : 2.77	
		三井物産 : 2.77	
		Partex : 2.00	
伊藤忠商事 : 0.92			
Qalhat LNG	2003	オマーン政府 : 46.84	LNG生産能力: 330万t/y <長期売買契約> Union Fenosa Gas: 165万t/y 三菱商事: 80万t/y 大阪ガス: 80万t/y
		Oman LNG : 36.80	
		Union Fenosa Gas : 7.36	
		三菱商事 : 3.00	
		伊藤忠商事 : 3.00	
		大阪ガス : 3.00	
OGC (Oman Gas Company)	2000	オマーン政府 : 80.00	2002年1月よりガス・パイプライン「GGS」を所有・運営(それまではPDOが所有)
		Oman Oil Company(OOC) : 20.00	

出所:「Arab Oil & Gas Directory 2006」、「中東の石油化学産業 2006」、各社Websiteより作成

オマーンの天然ガス部門は、同国のガス生産量の大部分を占める PDO が圧倒的なポジションを有する。PDO にはオマーン政府が 60% を出資しているものの、34% を出資する Shell が操業を行っており、実質的には Shell の会社だといえる。ただし、原油と違ってオマーンの前伴ガスは全て国の所有物と定められていることから、PDO はオマーン政府に代わってガス開発を行うという立場にある。

ここでいうガス開発とは、ガス田開発などの上流部門のみならず、ガス処理施設やガス・パイプラインの建設・運営などの下流部門まで含まれている。そのため、PDO は国内需要向けガス開発として、まず 1978 年にイバル油・ガス田近郊に「Government Gas Plant (GGP)」を建設し、併せて同プラントからマスカット近郊の Al Ghubra 発電・造水施設までの 331km のガス・パイプライン「Government Gas System」を建設した。

また、PDO は 1990 年代以降、LNG プロジェクト向けのガス開発にも力を注いでいる。1994 年に Oman LNG が立ち上がり、LNG 輸出プロジェクトが本格始動すると、1999 年にサイフ・ラウルおよびバリク・ガス田にそれぞれ 2,000 万 m³/d のガス集積施設を建設し、サイフ・ラウルにガス処理施設「Central Processing Plant (CPP)」を建設した。また、CPP から LNG トレインがあるカルハットまでの 355km のガス・パイプラインを併せて建設した。

さらに、第 3LNG トレインの Qalhat LNG が立ち上がると、サイフ・ニハイダ・ガス田の開発を開始し、2005 年に「Saih Nihayda Gas Plant (SNGP)」および SNGP からカルハットまでの 250km のガス・パイプラインを建設した。

このように PDO はオマーンのカス開発の中心的存在であり、生産、精製、供給までを政府に代わって担当している。

2.3 国営会社の実態、政府とその関係、エネルギー政策の意思決定

オマーンには、カタールやイラン、UAE などのような国営石油会社は無く、石油・ガス省を中心としたオマーン政府が石油部門を統括している。

オマーン政府は、オマーンでほぼ独占的な巨大鉱区の権益を保有する PDO に 60% 出資することで炭化水素資源を支配している。

PDO は「1.5 カス開発のこれまでの経緯・歴史」で既述の通り、1937 年に Iraq Petroleum によって Petroleum Development (Oman and Dhofar) Limited として設立され、1967 年に PDO となり現在に至っている。PDO は 1956 年に掘削を開始したものの目立った成果が得られなかったことから 1960 年に BP、ExxonMobil、Total が撤退し、Shell (85%) および Partex (15%) の 2 社の時代を経て 1967 年に Total を含めた 3 社体制 (Shell : 85%、Total : 10%、Partex : 5%) となった。

1970 年代に入って、オイル・ブームが到来したためオマーン政府は自ら炭化水素資源の権益を保有することを決断し、1974 年 1 月に PDO の 25% を取得した。さらに同年 6 月にオマーン政府の出資比率を 60% に引き上げ、現在の出資比率となっている。尚、PDO の第 6 鉱区の利権は 2012 年までとなっていたが、2004 年 12 月に現在の権益比率を維持したままでの 2044 年までの延長で合意している。

PDO の社長は Shell のジョン・マルコルム (John Malcolm) が務めている。一方、12 名の取締役委員は、ルムヒ石油・ガス相を筆頭としたオマーン政府関係者が 7 名を占め、続いて Shell が 3 名、Total および Partex が 1 名ずつとなっている。

オマーンのカス部門は、1997 年に就任したルムヒ石油・ガス相が多くのカス権を握っているが、同国ではカブス国王が首相および外務相、財務相、国防相を兼務するなど絶対的な権力を有しており、石油・ガス部門においても最終的な決定権は国王にある。

2.4 天然ガスの生産および輸出の目標

オマーンのカス政策は、1995 年に発表された 2020 年までの長期計画「Vision 2020」をベースとし、5 年ごとに策定される「5 年計画」に基づいている。

「Vision 2020」によると、名目 GDP に占める石油部門の比率が 2020 年には 10% を切るとしているのに対し、当時 1% に満たなかったガス部門の比率は 10% 程度まで上昇すると見込んでいる。また、2006 年から 2010 年までの「第 7 次 5 年計画」においては、原油生産量 (コンデンセート含み) を 5 年平均で 82.7 万 b/d にまで回復させるとしている。

尚、2006 年 4 月 9 日にルムヒ石油・ガス相は「第 7 次 5 年計画」の期間と重なる 2010 年までの目標を次のように述べており、これがオマーンのカス現在の目標と考えられる (Arab

Oil & Gas, 2006/5/1)。

- ・ 2010年までの5年間で石油・ガス部門に100億ドルを投資する。
- ・ 原油生産量は、2010年に現在の78万b/dから90万b/dに回復させる。
- ・ 天然ガス生産量は、2010年に7,000万～8,000万m³/dまで倍増させる。

3 天然ガス開発の現状と増強計画

オマーンの天然ガス開発は、これまで国内全ての非随伴ガスの所有権を有するオマーン政府に代わってPDOが開発するという形を取ってきた。国内の天然ガス埋蔵量の大部分を有するPDOが今後も天然ガス開発の中心である事は間違いないが、近年ではShell以外の外資企業にガス田鉱区権益を付与し生産分与契約の締結を行う事例が増加しており、オマーン政府は生産量拡大計画の目標に向けて、より効果的なガス開発の方策を模索している。

3.1 PDOのガス開発計画

2010年までの目標を達成する上で中心となるのはやはりPDOである。PDOのマルコム社長も「第7次5ヵ年計画」に合わせて開発を行うとしている。

PDOは「Hydrocarbon Maturation」と称したプロジェクトを炭化水素資源開発の中心に据えている。これは、国内全ての油・ガス田の調査を行い、短期・中期・長期において安定的に炭化水素資源を開発することを目的としたプロジェクトである。

同プロジェクトによって、2005年にはサイフ・ラウル、バリクおよびカウサー・ガス田の調査が行われた他、サイフ・ニハイダ・ガス田やハバン・ガス田周辺のガス田群の調査も開始している。

3.2 PDO以外との生産分与契約

オマーン政府は、PDO以外にもガス田開発の権益を付与しており、生産分与契約を締結するなどしている。

2002年に第44鉱区の権益を取得して開発を進めてきたタイ国営PTTEPは、2007年2月11日よりシャムス・ガス田にて天然ガス140万m³/d、コンデンセート4,000b/dの生産を開始した。生産量は今後、天然ガスが280～330万m³/d、コンデンセートが10,000b/dまで増加する見込みとなっている。

2006年4月30日には、英国ガスBGが第60鉱区の権益を取得し、オマーン政府と生産分与契約を締結した。同鉱区はもともと第6鉱区の一部で、PDOが権益を放棄した鉱区である。1998年にアブ・ブタブル（Abu Butabul）ガス田が発見されている。BGは今後、地震

探鉱や掘削などによって正確な埋蔵量の評価を行い、5年間で1.5億ドルの投資を行うとしている。

さらに、2007年1月22日には、BPがオマーン中央部の2,800km²の鉱区の権益を取得し、オマーン政府と生産分与契約を締結した。同鉱区には、1993年に発見されたハッサン・ガス田およびマカレム（Makarem）ガス田が存在しており、オマーンの天然ガス生産量の増大が期待されている。

両ガス田はその構造の複雑性からこれまで開発が進められてこなかった。そのため、BPは当面はガス田の調査を行いガス層の構造の理解を進めるとしている。また2010年頃に初期段階の生産を開始したいとしている。ルムヒ石油・ガス相は「BPは最初の6年間に7億ドルを投資する。最新技術が開発の鍵を握っており、結果を楽しみにしている」としており、2010年までの段階での生産開始を期待している。

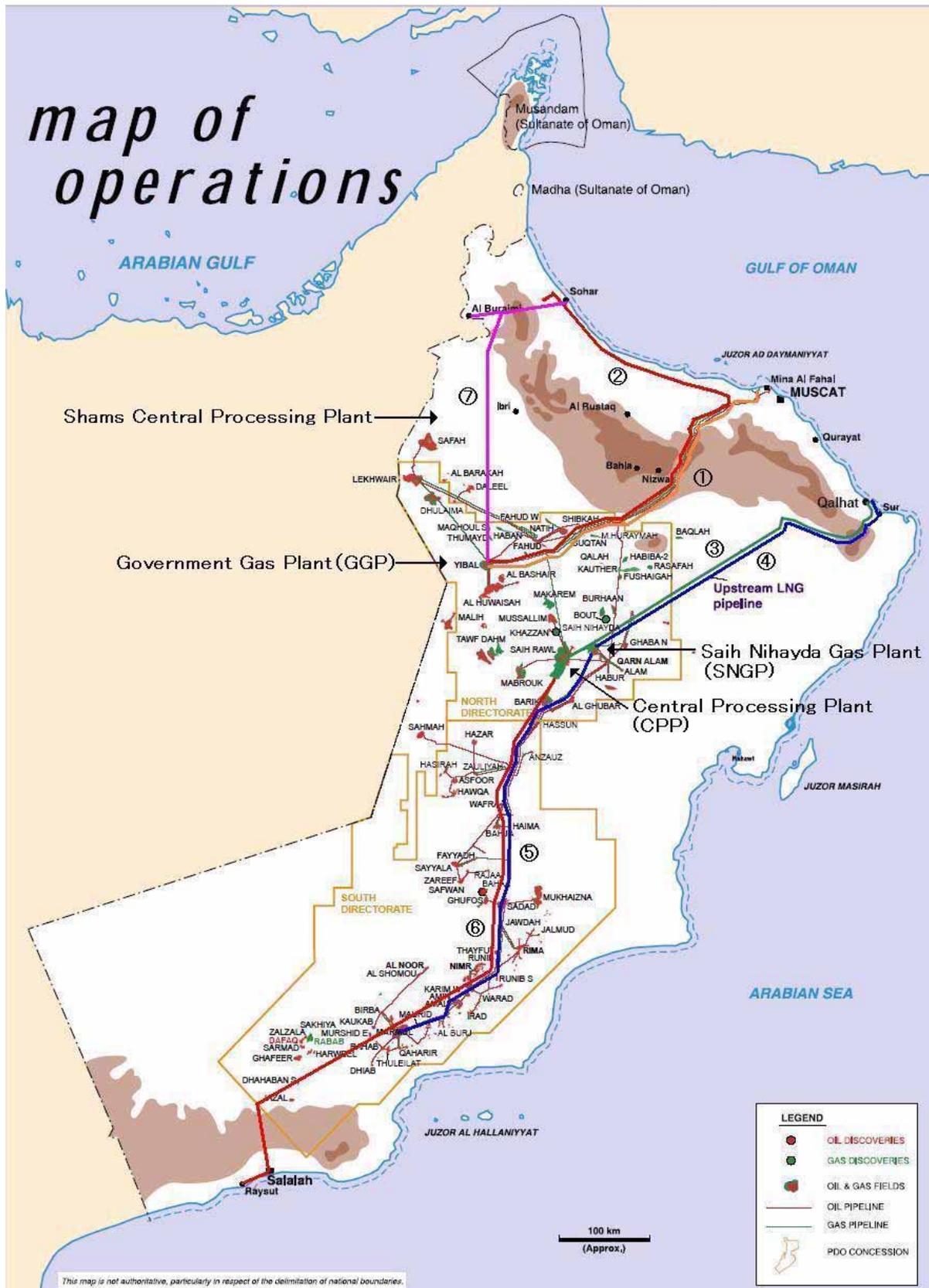
4 国内のガス処理プラント、パイプライン

4.1 ガス処理プラントの現状と増強計画

「2.2 ガス開発・生産の担い手、権益保有の現況」で既述の通り、オマーンではPDOがオマーン政府に代わって上流から下流までのガス開発事業を行っている。オマーンにはこれまで Government Gas Plant（GGP）、Central Processing Plant（CPP）、Saih Nihayda Gas Plant（SNGP）が建設されているが、いずれもPDOが所有・運営している。

ただし、近年はガス権益を外資企業に付与して生産分与契約を締結する事例も出てきており、2007年2月11日に開所式が行われた Shams Central Processing Plant は、タイ国営PTTEPが所有・運営する（図表4.8）。

図表 4.8 オマーンのカス処理施設・パイプライン



出所：「Annual Report 2000～2005, PDO」、「Arab Oil & Gas Directory 2006」を基に作成

GGP は、1978年にイバル油・ガス田近郊に建設されたオマーン最初のガス処理プラントである。処理能力は2,300万 m³/dで、イバル油・ガス田やルクワイル油・ガス田などからの随伴ガスおよび非随伴ガスを処理し、発電・造水施設や産業用などの国内需要向けのガスを精製している。

1999年にサイフ・ラウルに建設された CPP は、Oman LNG の第1・第2トレイン向けのガスを精製している。処理能力は4,000万 m³/dで、サイフ・ラウル・ガス田およびバリク・ガス田からの非随伴ガスを処理する。

また、2005年に完成した SNGP は、サイフ・ニハイダにあった220万 m³/dのガス処理施設をリプレースしたもので、能力は2,000万 m³/dとなっている。サイフ・ニハイダ・ガス田からの非随伴ガスを処理し、Qalhat LNG の第3トレイン向けのガスを精製している。

PDO はさらに、2008年の完成を目指してカウサー・ガス田近郊に第4のガス処理プラントを建設している。

4.2 国内パイプラインの状況

オマーンでは1978年に Government Gas System (GGS) を建設した PDO がガス・パイプラインの建設から運営までを担っており、カルハットの3つの LNG トレイン向けのパイプラインなども所有している。ただし、GGS の所有・運営は2002年1月に国営 Oman Gas Company (OGC、オマーン政府：80%、OOC：20%) に移譲されている。OGC はオマーン国内のガス・パイプラインを国が直接管理することを目的に設立されており、GGS 以外にも GGP 近郊のファドからオマーン北のソハール工業団地までのパイプラインや、サイフ・ラウル・ガス田からオマーン南のサララ工業団地までのパイプラインを建設している。

以下はオマーンの主要な7本のガス・パイプラインであり、図表4.8の地図上に示した番号に対応している。

- ① 1978年に PDO が建設。GGP からマスカット近郊の Al Gubra 発電・造水施設を結ぶ331km のパイプライン。2002年1月より OGC の管轄。
- ② ①とともに GGS を形成するパイプライン。GGP からマスカット近郊のムラヤット (Murayat) を経由してソハールまで結ぶ。2002年1月より OGC の管轄。
- ③ サイフ・ラウルの CPP からカルハットを結ぶ355km のパイプライン。Oman LNG の第1・2トレイン向けのガスを供給する。1999年に完成し、PDO が管轄している。
- ④ サイフ・ニハイダの SNGP からカルハットまでの250km のパイプライン。Qalhat LNG の第3トレイン向けのガスを供給する。2005年に完成し、PDO が管轄している。
- ⑤ South Oman Gas Line (SOGL)。サイフ・ニハイダからオマーン南のマーマル (Marmal) を結ぶ670km のパイプライン。カルン・アラム (Qarn Alam) 周辺の随伴ガスおよび非随伴ガスを輸送し、油田への圧入や発電に使用する。PDO の管轄。

- ⑥ サイフ・ニハイダとオマーン南のサララ工業地区を結ぶ 676km のパイプライン。OGC が建設し、2002 年に完成している。
- ⑦ GGP 近郊のファフドとオマーン北のソハール工業団地を結ぶ 305km のパイプライン。OGC が建設し、2002 年に完成している。同パイプラインは、マフダ (Mahda) で分岐して UAE のアル・アインで両国のパイプラインが接続されている。2004 年 1 月からドルフィン・プロジェクトを推進する DEL との契約により、フジャイラ首長国の Qidfa 発電・造水施設向けにガスを供給しているが、ドルフィン・プロジェクトの開始後は逆にカタールのガスがアル・アインを経由してオマーンに供給される。

5 国内ガス需要の現状と見通し

5.1 国内需要の推移と見通し

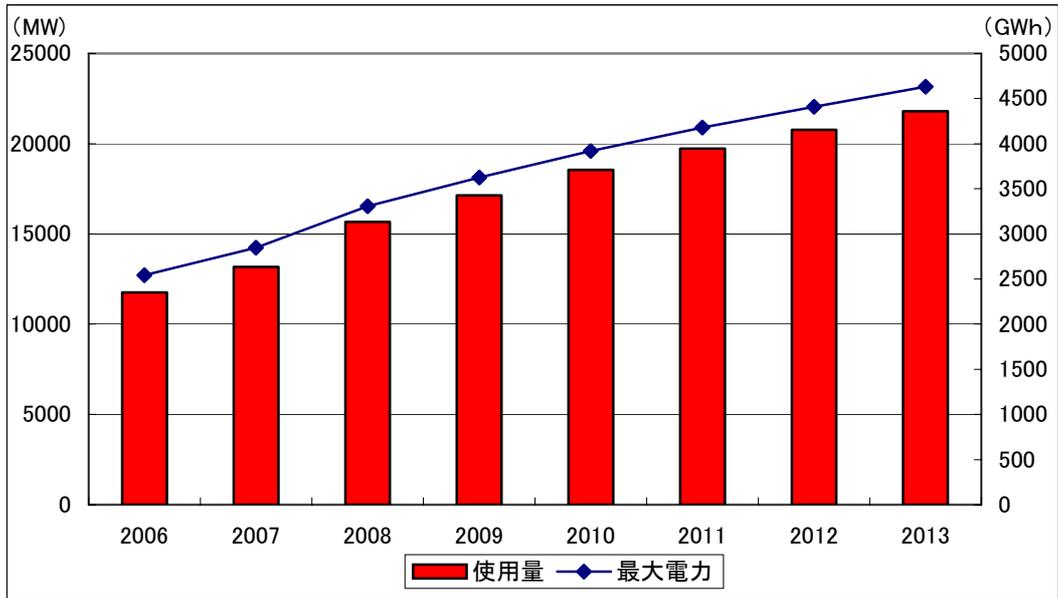
オマーンの天然ガス生産量は、「1.3 ガス生産量と推移、現状の生産能力」で既述の通り、2004 年においては総生産量 275.0 億 m³ で、そのうち商業生産量は総生産量の 59.9% にあたる 172 億 m³、油田への圧入が 68 億 m³ (24.7%)、その他ロスが 27 億 m³ (9.8%)、フレアリングが 8 億 m³ (2.9%) だった。LNG 輸出の開始に伴って、商業生産量が 2000 年の約 2 倍と急激に増加しているほか、減少を続ける原油生産量を維持・回復する必要性から、油田への圧入も 2000 年比で約 2 倍になっている。

2000 年以降、LNG 輸出が軌道に乗るとともに輸出向けガス需要が増加していったが、LNG プロジェクトは Qalhat の第 3 トレインまでとなっており、第 4 トレイン以降のプロジェクトは始動していない。このことから輸出用のガス需要は当面は安定的に推移すると見込まれる。しかし、オマーンでは経済多角化の観点から様々な産業の育成を行っており、「2.2 ガス開発・生産の担い手、権益保有の現況」で既述のようにガス関連産業のプロジェクトが多数進行している。このことから産業用のガス需要は増加が見込まれる。

加えて、産業部門が成長することにより、電力・水の需要も拡大することが見込まれる。オマーンでは発電燃料の 8 割を天然ガスで賄っており、電力需要の増大はガス需要の増大に直接つながってくる。オマーンで電力・ガスを調達する Oman Power and Water Procurement (OPOC) が 2007 年 1 月に発表した 2007 年から 2013 年までの見込みによると、最大電力は 2006 年の 2,544MW から 2013 年には 4,634MW と倍増し、電力使用量も 2006 年の 11,757GWh から 2013 年には 21,806GWh へと倍増する (図表 4.9)。同様に水の需要も 2006 年の 0.86 億 m³/y から 2013 年には 1.97 億 m³/y に達する見込みとなっている (図表 4.10)。

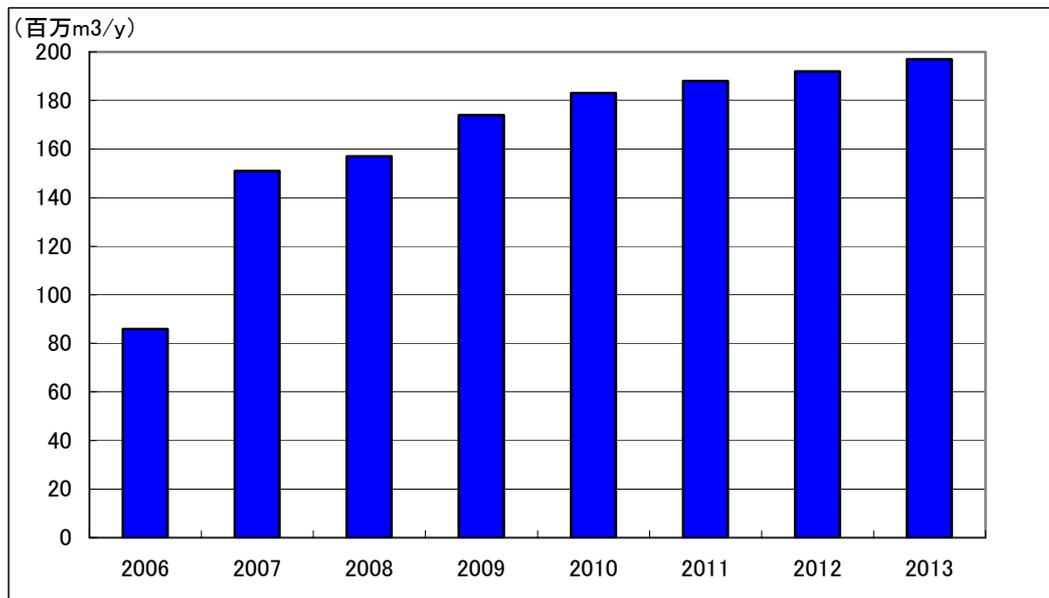
このように各分野でのガス需要は今後も増大する傾向となっており、天然ガス生産量の増大は非常に重要な課題となっている。

図表 4.9 オマーンの電力需要の見込み



出所:OPWP (OPWP's 7-YEAE STATEMENT For The Years 2007-2013)

図表 4.10 オマーンの水需要の見込み



出所:OPWP (OPWP's 7-YEAE STATEMENT For The Years 2007-2013)

5.2 用途別の実態と見通し

5.2.1 用途別内訳

商業生産量の2004年実績を用途別に見てみると、輸出が最も大きく全体の52.67%を占めていた(図表4.11)。次いでその他転換が24.05%、発電が21.32%、最終消費(産業)が

1.95%となっている。2002年以降、最終消費が減少し、その他転換が増加しているが、これは最終消費に加算されていた産業部門の不特定分がその他転換に加算されたためだとみられる。

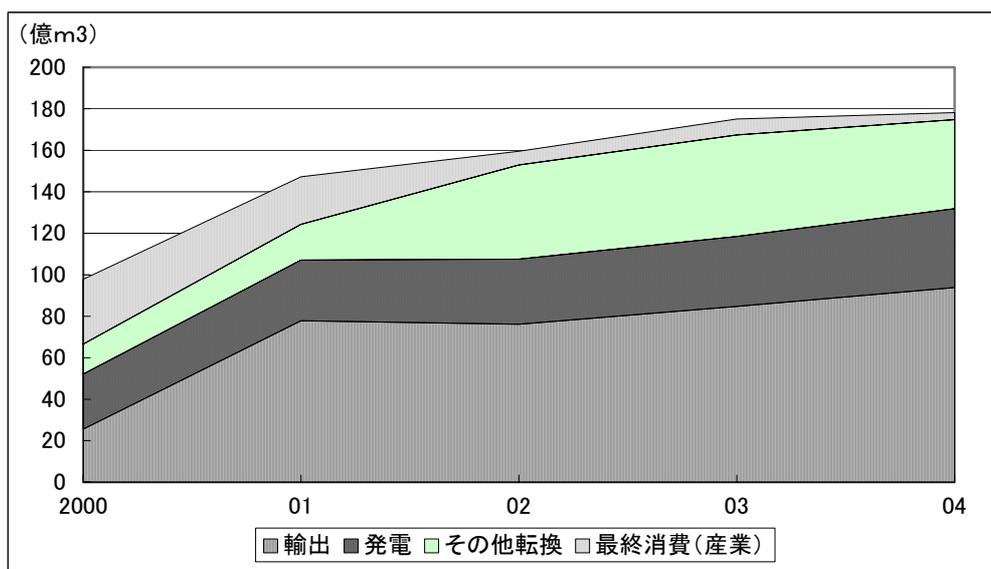
LNGプロジェクトの立ち上げによって2004年の「輸出」は2000年比で3.7倍となっている。また、「発電」も堅調に伸びており2000年比で43%増となっている。一方、主に産業で使用されている「その他転換」と「最終消費」の合計は、ほぼ横ばいとなっている。

図表 4.11 オマーンの天然ガス用途別内訳

	(億m3)					(%)
	2000	01	02	03	04	04年比率
生産量	97.78	147.24	159.60	175.12	178.23	100.00
輸出	25.56	77.90	76.15	84.70	93.88	52.67
発電	26.62	29.17	31.41	33.79	38.00	21.32
その他転換	14.39	17.28	45.31	48.86	42.87	24.05
最終消費(産業)	31.22	22.87	6.73	7.78	3.47	1.95

※その他転換には、自家消費、輸送ロス、統計誤差等が含まれる

出所: Energy Balances of Non-OECD Countries, IEA



5.2.2 発電向け消費

オマーンの発電の燃料内訳を見てみると、82.8%が天然ガスで、17.2%が石油となっている（図表 4.12）。8割以上を天然ガス発電が占めていることから、発電需要の伸びは天然ガス需要に大きく影響を与えることとなる。

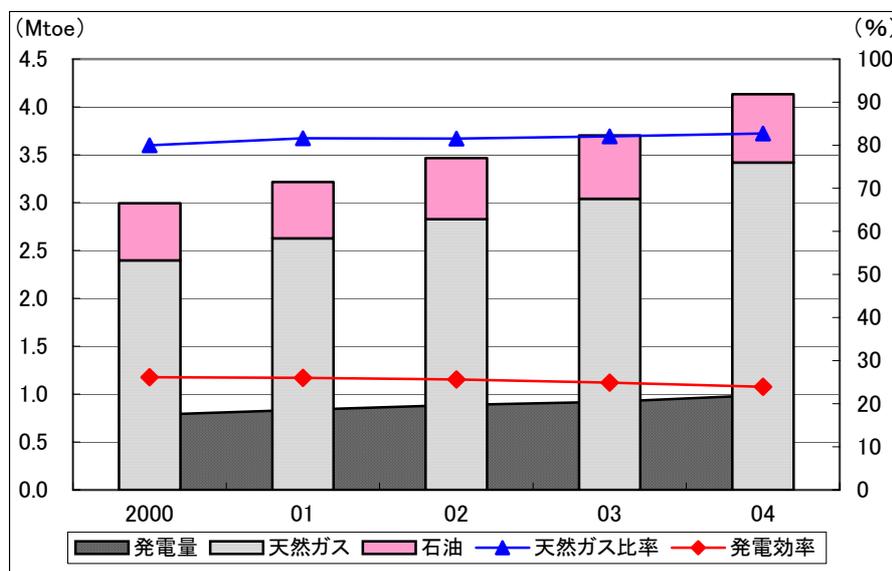
また、オマーンの発電効率は25%前後となっている。日本の火力発電所の発電は40%前後となっており（電気事業連合会「電気事業便覧」）、オマーンの発電効率には改善の余地がある。オマーンは油田への圧入、産業、LNGなど多様な用途で天然ガスが必要とされており、天然ガスの最大限の有効利用を図る必要がある。そのため、天然ガス消費量抑制の

観点からも最新技術の導入などによる発電効率の改善は必須である。

図表 4.12 オマーン発電燃料内訳および発電効率

	2000	01	02	03	04
石油(Mtoe)	0.599	0.592	0.640	0.663	0.712
天然ガス(Mtoe)	2.396	2.626	2.827	3.041	3.420
発電量(Mtoe)	0.784	0.837	0.888	0.921	0.989
天然ガス比率(%)	80.0	81.6	81.5	82.1	82.8
発電効率(%)	26.2	26.0	25.6	24.9	23.9

出所: Energy Balances of Non-OECD Countries, IEA



オマーンは、最新技術の導入などを目的に、1994年から発電事業の民営化を進めており、既存発電所の民営化あるいは、IPP (Independent Power Producer: 独立発電事業者) や IWPP (Independent Water Power Producer: 独立発電造水施設) による新規発電・造水施設の建設のいずれかの実施している (図表 4.13)。

オマーン政府は IWPP には出資せず、BOOT (建設・所有・運営・移転) 方式の契約を締結し、稼働開始から 15 年～20 年後にオマーン政府に所有権が移転することとなっている。尚、電力および水は電力・水購入契約 (PWPA) に基づき、Oman Power and Water Procurement (OPWP) に売却される。

2009 年夏の稼働開始を目指して、サララに IWPP による発電・造水施設 (発電: 400MW、造水: 0.15 億ガロン/d) を建設する計画が進行しており、増大する電力・水需要に対応するため、今後も同様のプロジェクトが多数実施されると考えられる。

図表 4.13 オマーンの IPP および IWPP

発電・造水施設	形態	契約年	稼動年	発電(MW)	造水(億 ガロン/d)	出資企業
Al Manah	IPP	1994	1996	280	-	United Power Company (Tractebelが主導)
Al Kamil	IPP	2000	2002	275	-	Al Khamil Power Company (National Power: 100%)
Barka	IWPP	2000	2003	427	0.2	AES Corporation Multitech
Salala	IPP	2001	2003	196	-	Dhofar Power Company (PSEG Global: 81%、Omani Founder Group: 19%)
Sohar	IWPP	2004	2006	585	0.33	Sohar Power Company (Tractebelら6企業連合)
Barka II	IWPP	2006	2008	550~ 700	0.3	SMN Power Holding Co. (Suez-Tractebel、 Mubadala、National Trading の3社連合)

出所:「Arab Oil & Gas Directory 2006」、OPWPのWebsiteを基に作成

5.2.3 化学向けその他消費

ガス関連産業の育成はオマーンの経済多角化の一つの柱と位置づけられており、今後大きく成長することが見込まれている。

インド企業との合弁肥料製造企業「Oman India Fertilizer Company (Omifco)」のアンモニア・尿素プラントは2005年に完成し、既に生産が開始している。その他、オマーンの民間企業によるアンモニア・尿素プラントや Oman Methanol Company などによる2つのメタノール・プラント、Oman Polypropylene (OPP) によるポリプロピレン・プラント、Oman Petrochemicals Industries (OPIC) によるエチレン・プラントなどのガスを原料としたプラントの建設計画が多数ある。また、SAC (Sohar Aluminium Company) が能力32.5万t/yのアルミニウム精錬所の建設を計画している。これら計画中のプロジェクトは、それぞれ2007年～2010年の完成予定となっており、国内ガス需要が増加することが見込まれている(図表4.14)。

各プラントは、マスカット北方のソハール(Sohar)工業団地、カルハット南方のスール(Sur)工業団地およびオマーン南端に位置するサララ(Salala)工業団地などに建設されており、各工業団地へはオマーン中央部のガス処理施設からのガス・パイプラインが敷設されている。

図表 4.14 オマーンの天然ガス関連産業

会社名	設立	権益比率(%)	備考
Omifco (Oman India Fertilizer Company)	2002	OOC : 50.0	2005年稼働 原料ガス:400万m ³ /d アンモニア:25万t/y 尿素:165万t/y
		Indian Farmers Fertilizer : 25.0	
		Krishak Bharati : 25.0	
SIUCI (Sohar International Urea and Chemical Industries)	2004	Suhail Bahwan Group : 100.0 (オマーンの民間企業)	2008年稼働予定 アンモニア:2,000t/d 尿素:3,500t/d
OMC (Oman Methanol Company)	2003	Oman Methanol Holding : 50.0	2007年稼働予定 メタノール:3,000t/d
		Methanol Holding(Trinidad) : 30.0	
		Ferrostaal Methanol Holding : 20.0	
Salalah Methanol	2005	OOC : 30.0	2008年稼働予定 メタノール:3,000t/d
		Mubadala Development : 30.0	
		Resources : 30.0	
		Vitol : 10.0	
OPP (Oman Polypropylene)	2002	OOC : 60.0	2007年稼働開始 ポリプロピレン:34万t/y
		Gulf Investment Co. : 20.0	
		LG International : 20.0	
OPIC (Oman Petrochemicals Industries)	2004	オマーン政府 : 25.0	2010年稼働予定 エチレン:100万t/y
		OOC : 25.0	
		Dow Chemical : 50.0	
SAC (Sohar Aluminium Company)	2005	OOC : 40.0	2008年稼働予定 アルミニウム:32.5万t/y
		ADWEA : 40.0	
		Alcan : 20.0	

出所:「Arab Oil & Gas Directory 2006」、「中東の石油化学産業 2006」、各社Websiteより作成

6 LNG プロジェクトの現状と見通し

オマーンは1991年に構造型ガス田が相次いで発見され、LNGプロジェクトの実施に踏み切り、2000年4月に第1・2トレインから輸出を開始した。また、2005年末には第3トレインが完成し、合計生産能力は約1,000万t/yに達している。

2000年代に入って、原油生産量の減少が続いており、オマーンはLNG輸出を拡大することで原油輸出の減少を補いたい考えである。現状では1,000万t/yの生産量の維持が眼前の目標ではあるが、第4トレインの建設も視野に入れている模様である (Country Analysis Briefs, EIA)。

6.1 LNG プロジェクトの経緯

オマーンのLNGプロジェクトは、1991年にサイフ・ラウル・ガス田、サイフ・ニハイダ・ガス田、バリク・ガス田、マブルーク・ガス田などの構造型ガス田が相次いで発見されたことをきっかけに始まった。

オマーン政府は1992年にSellと覚書(MoU)を締結して事業化調査に乗り出した。そして、1993年に株主間協定(Shareholder's Agreement)を締結し、1994年にOman LNGを設

立した。Oman LNG への出資比率は、オマーン政府が 51%、Shell が 30%、Total が 5.54%、Partex が 2%、三菱商事が 2.77%、三井物産が 2.77%、伊藤忠商事が 0.92%、Korea LNG が 5% (Kogas : 1.2%、Samsung : 1%、Hyundai : 1%、Daewoo : 1%、Yukong : 0.8%) となっている。

1996 年 10 月に Kogas と長期売買契約 (410 万 t/y を 2000 年から 25 年間) を締結しプロジェクト実施の目途が立つと、同年 11 月に千代田化工建設と Foster Wheeler の合弁会社 Chiyoda-Foster Wheeler と LNG トレイン建設の EPC (設計・調達・建設) 契約を締結した。同契約は、総投資額 12 億ドルで、能力 330 万 t/y の LNG トレイン 2 基をカルハットに建設するという内容である。

能力が 660 万 t/y となることから、Oman LNG は Kogas 以外との長期売買契約を進め、1998 年 10 月に大阪ガスと契約 (66 万 t/y を 2000 年から 25 年間) を締結した。さらに同年 12 月には、Enron がインドに設立した Dabhol Power Company と長期売買契約 (160 万 t/y を 2002 年から 20 年間) を締結し、合計 636 万 t/y 分の契約を確保したが、Enron が 2001 年 12 月に破綻したため Dabhol Power Company との長期売買契約は白紙となってしまった。このため Oman LNG は 160 万 t/y 以上の新たな契約を締結せざるを得なくなり、多様な短期契約を締結することとなる。また、後に Qalhat LNG が従来よりも柔軟な契約条件での契約を締結した事は、買主確保を優先した結果だと考えられる。Oman LNG の初出荷は、2000 年 4 月に Kogas 向けに行われた。また、大阪ガス向けには同年の 10 月に出荷された。

第 3 トレインの建設計画がこの頃立ち上がり、Chiyoda-Foster Wheeler が 2000 年 10 月に基本設計 (FEED) 契約を、2002 年 5 月に EPC 契約を受注した。総投資額 7 億ドルの第 3 トレインは 2005 年 12 月に完成し、Qalhat LNG によって Union Fenosa Gas のウエルバ (Huelva) 基地向けに初出荷された。

オマーン第 2 の LNG 生産会社である Qalhat LNG は、2003 年に設立された。2004 年 9 月に合意した従来の出資比率は、オマーン政府が 55.84%、Oman LNG が 36.8%、Union Fenosa Gas が 7.36% だったが、2006 年 5 月に三菱商事、伊藤忠商事および大阪ガスの日本企業 3 社が 3% ずつ、合計 9% をオマーン政府から取得したため、オマーン政府の出資比率は 46.84% となっている。ただし、オマーン政府の出資比率は Oman LNG による間接出資分も含めると約 66% であり、過半数を維持している。

Qalhat LNG は 2002 年 5 月に Union Fenosa Gas と長期売買契約 (2006 年から 165 万 t/y を 20 年間) を締結しているほか、2004 年 6 月に三菱商事 (2006 年から 80 万 t/y を 15 年間)、伊藤忠商事 (2006 年から 70 万 t/y を 20 年間)、大阪ガス (2009 年から 80 万 t/y を 17 年間) の日本企業 3 社とも長期売買契約を締結している。尚、伊藤忠商事分の 70 万 t/y は Oman LNG からの出荷に切り替えられており、Qalhat LNG は合計 325 万 t/y の契約を確保している。

6.2 LNG 輸出契約の現状と見通し

6.2.1 長期契約

Oman LNG は、1996 年に Kogas 向けに 2000 年から LNG410 万 t/y を 25 年間にわたって販売することで合意し、オマーン初であり最大の長期売買契約（SPA）を締結した。続いて、1998 年 10 月に大阪ガスと長期売買契約（66 万 t/y を 2000 年から 25 年間）を締結し、同年 12 月に Enron がインドに設立した Dabhol Power Company と長期売買契約（160 万 t/y を 2002 年から 20 年間）を締結した。しかし、Enron が 2001 年 12 月に破綻したため Dabhol Power Company との長期売買契約は白紙となっている。

また、Qalhat LNG が 2004 年 6 月に三菱商事、伊藤忠商事、大阪ガスと締結した契約のうち、伊藤忠商事と締結した 2006 年から 70 万 t/y を 20 年間にわたって販売する契約について、Qalhat LNG の設備容量を超過することから Oman LNG との契約に切り替えられている。

一方、2005 年 12 月に出荷を開始した Qalhat LNG の長期契約は、2002 年 5 月に Union Fenosa Gas と締結した契約（2006 年から 165 万 t/y を 20 年間）が最大である。その他には、上述の三菱商事（2006 年から 80 万 t/y を 15 年間）および大阪ガス（2009 年から 80 万 t/y を 17 年間）との契約があり、ほぼ設備容量分の契約締結が完了している（図表 4.15）。

尚、三菱商事および伊藤忠商事が 2004 年に LNG の長期売買契約を締結した事は、従来の電力・ガス会社などのような需要家ではなく、売主と買主を仲介する中間企業が直接 LNG の購入を行うという点で特筆すべきものである。

伊藤忠商事の契約分は、2005 年 12 月に中国電力と長期契約を締結し、2006 年 4 月より 15 年間にわたって 70 万 t/y を同社の水島基地向けに供給することが決定している。一方の三菱商事の契約分は、より柔軟性のある契約内容となっている。同社は Qalhat LNG の LNG を販売するにあたって、2006 年 3 月に東京電力と折半出資でセルト社を設立し、両者による共同購入・販売の形態をとることとなった。

セルト社は三菱商事からオマーン産の LNG を購入し、需給動向を勘案した上で東京電力に販売するか三菱商事が使用权を持つ米国（テキサス州）のフリーポート（Freeport）LNG 基地向けに投入するかを決定する。三菱商事は 2005 年 1 月にフリーポート基地の 2009 年 1 月から 17 年間の使用权を取得している。

尚、セルト社は 2006 年 8 月および 10 月にロシアの Gazprom と契約を締結し、それぞれ中部電力および Kogas にオマーン産 LNG を販売している。

図表 4.15 オマーンの LNG 長期契約一覧

売主	輸出先	買主	数量(万t/y)	購入開始	契約年数
Oman LNG (660万t/y)	韓国	Kogas	410	2000	25
	日本	大阪ガス	66	2000	25
	日本	伊藤忠商事	70	2006	20
	小計		546		
Qalhat LNG (330万t/y)	スペイン	Union Fenosa	165	2006	20
	日本	三菱商事	80	2006	15(+5)
	日本	大阪ガス	80	2009	17
	小計		325		
合計			871		
生産能力			990		
余剰能力			119		

出所: Oman LNGのWebsiteおよび各社プレスリリースを基に作成

6.2.2 短期契約

Oman LNG の Dabhol Power Company 向けの 160 万 t/y の長期売買契約が、Enron の破綻によって白紙となってしまったことから、オマーンは短期契約によって販路を確保せざるを得なくなった。そのため、図表 4.16 にあるとおり大阪ガスおよび Kogas が長期契約を締結している日本、韓国以外にも台湾、インド、スペイン、フランス、ベルギー、米国、プエルトリコなど販売先は多様である。

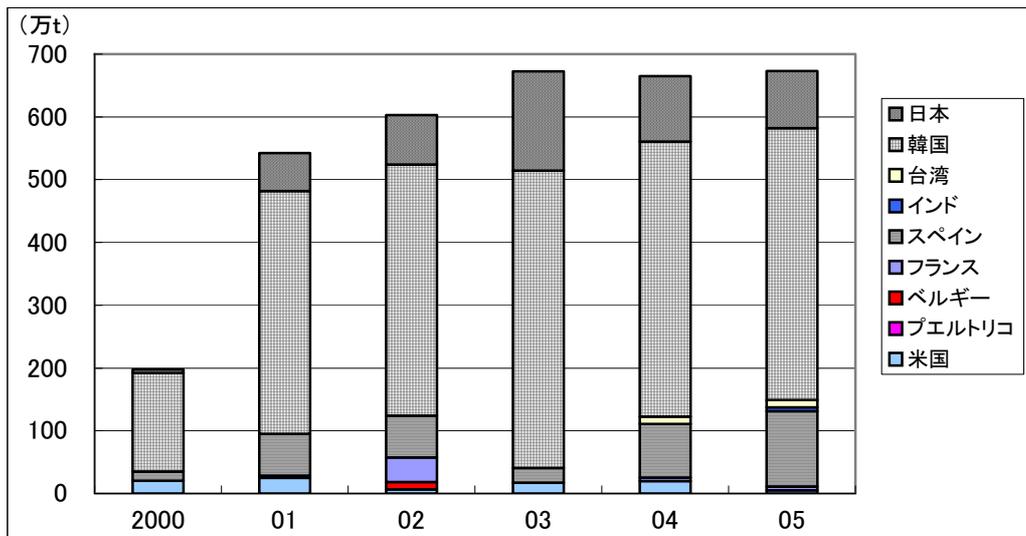
近年のスポットによる LNG の販売先を見てみると、スペイン向けが 2004 年に 89.4 万 t、2005 年に 62.79 万 t と最も多い（図表 4.17）。次いで日本向けが多いが、特に火力発電用の燃料需要が高まった 2003 年および 2004 年の輸入量が多くなっている。

中期契約も締結しており、2002 年 3 月に Shell Western と 5 年間の契約を締結した他、2003 年 11 月には BP と 2004 年から 6 年間にわたって合計 360 万 t を販売することで合意した。BP は主にスペイン向けに販売している。

図表 4.16 オマーンの LNG 輸出量の推移

	日本	韓国	台湾	インド	スペイン	フランス	ベルギー	米国	プエルトリコ	合計
2000	5.84	156.95	0.00	0.00	14.60	0.00	0.00	20.44	0.00	197.83
01	60.59	386.90	0.00	0.00	66.43	0.00	0.00	24.82	3.65	542.39
02	78.84	400.04	0.00	0.00	66.43	39.42	11.68	6.57	0.00	602.98
03	157.68	473.77	0.00	0.00	23.36	0.00	0.00	17.52	0.00	672.33
04	104.39	438.00	11.68	0.00	85.41	5.84	0.00	19.71	0.00	665.03
05	91.25	432.89	11.68	5.84	120.45	5.84	0.00	5.11	0.00	673.06

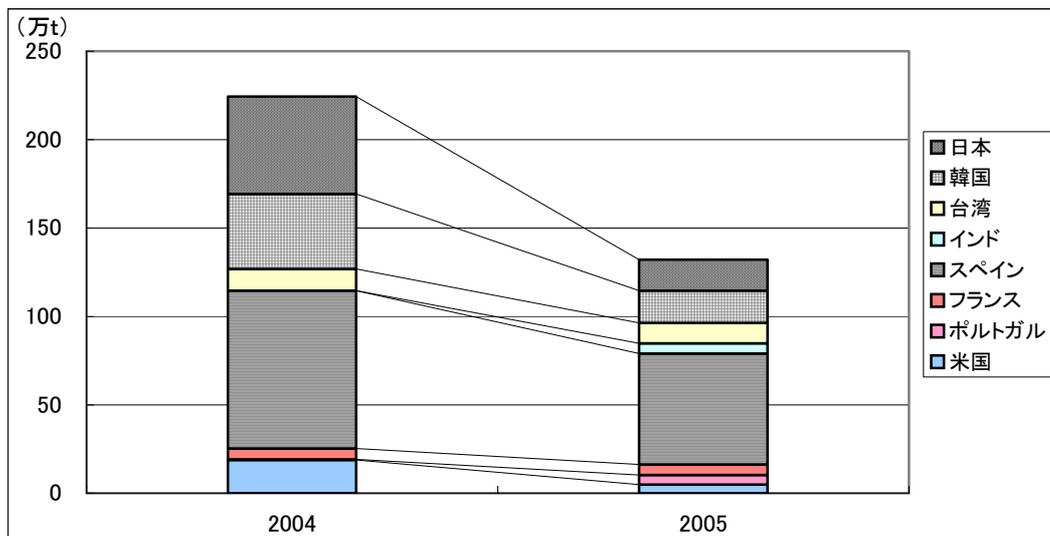
出所: Natural Gas in the World, Cedigaz



図表 4.17 オマーンの LNG スポット販売実績

	日本	韓国	台湾	インド	スペイン	フランス	ポルトガル	米国	合計
2004	55.05	42.46	12.27	0.00	89.40	6.00	0.46	18.73	224.37
2005	17.40	18.27	11.63	5.68	62.79	6.00	5.45	4.85	132.09

出所: The LNG Industry 2004および2005, GIIGNL



6.3 LNG タンカー

オマーン政府は海運事業にも力を入れており、LNG 船の建造・所有を順次進めている。

オマーンは、2001年11月にLNG船Lakshmi (Sohar LNGに名称を変更)を保有するGreenfield Holding Company (GHC、当初の出資比率は、商船三井：60%、Enron：20%、Shipping Corporation of India：20%)への資本参加という形で初めてLNG船を保有した。出資比率は、オマーン政府が40%、商船三井40%、インド国営Shipping Corporation of Indiaが20%とされた。GHCは、もともとインドのDabhol Power Company向けのLNG船を運航することを目的に設立した会社だったが、Enronが破綻し資本を撤退したことから商船三井がオマーン政府に資本参加を呼びかけ、オマーンのLNG船保有が実現した。商船三井は2002年に第2船「Muscat LNG」の建造でオマーン政府と合意し(三井物産が資本参加)、2003年5月に「国営海運業の育成支援に係わる包括的業務提携契約」を締結するなど、オマーン政府と緊密な関係を築いている。

オマーン政府は2003年にOman Shipping Company (OSC、オマーン財務省：80%、OOC：20%)を設立し、LNG船事業に本格的に参入した。OSCは2004年にさらに4隻のLNG船の建造・所有について商船三井ら日本企業と合意し、現在合計6隻のLNG船を所有している(図表4.18)。

図表 4.18 オマーンのLNG船一覧

船名	出資企業	建造企業	竣工年	タンク方式	容量(m ³)
Sohar LNG	OSC	三菱重工	2001	モス	137,000
	商船三井				
Muscat LNG	OSC	川崎造船	2004	モス	145,000
	商船三井				
	三井物産				
Nizwa LNG	OSC	川崎造船	2005	モス	145,000
	商船三井				
	三菱商事				
Salala LNG	OSC	三星重工	2005	メンブレン	147,000
	商船三井				
Ibri LNG	OSC	三菱重工	2006	モス	145,000
	商船三井				
	伊藤忠商事				
Ibra LNG	OSC	三星重工	2006	メンブレン	147,000
	商船三井				

出所：商船三井プレスリリース、「The LNG Industry 2005, GNIINL」を基に作成

7 課題と展望

1978年に天然ガスの国内利用が始まり、1991年の構造型ガス田の発見によって加速した

オマーンの天然ガス開発は、2005年末のLNG第3トレインの完成によってひとまず一つの区切りに到達したといえる。今後は、経済多角化を目指してガス関連産業の立ち上げを進めることとなり、天然ガスはオマーン経済の一つの柱となることが期待されている。

しかしながら、オマーンの天然ガス確認埋蔵量は30兆cfと、カタール、イラン、UAEなどと比較して圧倒的に少なく、今後安定的に天然ガスが供給されるかどうかという不安がつきまとう。LNGの長期契約は2025年まで続き、ガス関連プラントは2010年までに次々と立ち上げられる。また、天然ガスを主な燃料として生産する電力や水の需要も、経済発展や人口増加を背景に今後も増大することが見込まれている。

さらに、もう一方の経済の柱である原油の生産量は、EOR（増進回収法）を導入するなどその維持・回復に努めているにもかかわらず、ここ数年減少が続いている。原油生産量の減少は経済への直接的な悪影響のみならず、油田への圧入需要としての天然ガスの消費の増加を招くことから、天然ガス生産にも悪影響をおよぼすこととなる。

オマーン政府は天然ガス確認埋蔵量の積み増しを期待し、Shell以外の外資企業にガス田権益を付与するなどガス田の開発を積極的に行っているが、新規ガスの発見に過剰に期待する事はできない。また、2008年からは「ドルフィン・プロジェクト」によってカタール産のガスが輸入されることになるが、同プロジェクトはこれ以上の拡張計画を凍結しており、こちらも多くを期待することはできない。

オマーン政府はこのような状況の中で、限られた天然ガスをどのようにLNG、発電・造水、産業、油田圧入などに分配するかを検討することが必要となっている。発電についてはIWPPによって日本など先進国の最新技術を導入することで、低い発電効率を改善し需要増を相殺する事は可能であるが、他部門については消費量を抑制する余地は限られている。

特に、原油生産量の維持・回復は、「第7次5カ年計画（2006-2010）」で重要課題として取り上げられていることから、油田圧入需要としての天然ガス消費量はますます増大することが見込まれる。今後、天然ガスの需給が均衡点に近づく過程で、「原油増産」と「天然ガスの有効利用」という二律背反のジレンマに陥ることも考えられ、オマーン政府による適確な戦略の提示が求められる。

