

# 日本のエネルギー市場の状況

## ～サハリン大陸棚天然ガスプロジェクトを視野において～

ERINA調査研究部研究員 新井洋史

### 1. はじめに

1999年夏、「サハリン2」は原油の出荷を開始した。「サハリン1」も近く原油の商業生産を開始する予定である。天然ガスの生産も準備が進んでいる。これらの動きに合わせて、各プロジェクトオペレーターは生産された資源のマーケティングについて調査・検討を進めている。特に天然ガスについては、輸送インフラの整備にコストがかかるため、誰にどのような形で供給するかを検討が重要な意味を持つてくる。地理的近接性及び市場の大きさからすれば、これらサハリンプロジェクトにとって、日本は最も重要な市場の一つである。現実、「サハリン1」のオペレーターを中心とする企業グループはサハリン天然ガスを新潟・東京までパイプラインで輸送する計画のフィージビリティスタディー（F/S調査）を行っており、「サハリン3」の開発権

を持つテキサコは北海道の経済界と協力して北海道への天然ガスパイプライン建設構想に関する調査を行っている。一方、サハリン島南部にLNG（液化天然ガス）基地を建設して、LNGの形態で輸出しようという案もあり、「サハリン2」のオペレーターなどが検討している。このほか、ロシア政府ではロシア大陸部のハバロフスク地方、沿海地方への天然ガスパイプライン建設計画を進めており、このパイプラインを中国まで延長するというアイデアもある。これらの案は、必ずしも相互に排他的ではなく、一部パイプラインの共用や複数方面へのガス供給の分岐が可能である。

本稿では、これらの案のうち、サハリン天然ガスがパイプラインで日本に供給されるケースを念頭において、主な天然ガス需要産業である電力及び都市ガス産業の状況を紹介する。現状では、輸入LNG及び国産天然ガス<sup>1</sup>のほぼ全

図1 地域区分  
fig.1 Regions of Japan



<sup>1</sup> 国内ガス消費に占める国産天然ガスのシェアは3.6%に過ぎない。本稿では、以後、国内で消費されている天然ガスについて述べる場合、特に必要が無い限り、国産天然ガスを区別せずに「LNG」と表記する。

量が電力産業（1997年、67.1%）及び都市ガス産業（同、30.7%）で消費されている。加えて、地域冷暖房産業及び分散型エネルギー供給システムについても、現状整理と考察を行う。将来の天然ガス需要に潜在的に大きな影響を持つと考えられるためである。

なお、本稿では、北海道、東北地方及び関東地方<sup>2</sup>を主な対象地域とし、これらの地域を便宜上「東日本地域」と呼ぶことにする（図1）。東日本を主たる対象とするのは、サハリンからのパイプラインの敷設は、地理的位置関係からして、この地域からスタートすることになるためである。また、北海道及び東北地方は輸入天然ガスの利用が低レベルであり、パイプラインガス、LNGのいずれにとっても、今後の新たな市場となりうる地域である。さらに、電力産業を取り上げる際に、電気の周波数の違いから東日本と西日本との間で系統間の電力融通がほとんど行われていない

という状況も考慮に入れた。

## 2. 東日本地域の概要

東日本の面積は20万平方キロメートルで、日本の国土の53%を占める（表1）。事実上、この地域は3種類の地域に大別できる。すなわち、首都東京を含む大都市圏、地方中枢都市及び地方圏である。首都圏は、世界で最も発達した大都市圏の1つであり、人口は約3,000万人に達する。逆に、北海道は国内でもっとも人口密度が低い。首都圏以北の「百万都市」は、札幌（180万人）、仙台（100万人）の2つである。

経済指標を見ると、首都圏を含む関東とその他の地域の違いがはっきりわかる。北海道並びに東北地方の鉱工業生産及びサービス業生産の全国シェアは、人口のそれに比べてかなり低い。

表1 東日本地域の概要

	面積 Area (1998)		人口 Population (1998)		人口密度 Population Density (1998) per sq.Km	製造品出荷額等 Industrial Output (1997) tn.Yen (%)		サービス業 事業所収入額 Service Industry Sales (1994) tn.Yen (%)	
	Thou.sq.Km	(%)	million	(%)		tn.Yen	(%)	tn.Yen	(%)
全国 Japan Total	377.9	100.0	126.5	100.0	334.7	323.1	100.0	118.7	100.0
東日本 East Japan	199.9	52.9	59.0	46.6	294.9	134.3	41.6	62.9	53.0
北海道 Hokkaido Area	83.5	22.1	5.7	4.5	68.3	6.1	1.9	4.5	3.8
東北地方 Tohoku Area	79.5	21.0	12.3	9.8	155.2	23.5	7.3	8.8	7.4
関東地方 Kanto Area	37.0	9.8	40.9	32.4	1106.5	104.6	32.4	49.6	41.8

出所:総務庁統計局、通産省大臣官房

## 3. 電力産業

### (1) 日本の電力産業

日本には、「一般電気事業者」（電力会社）が10社あり、それぞれがきめられた供給区域を持っている。1998年の電力会社10社の発電量（780.8TWh<sup>3</sup>）は全国の発電量（1,046TWh）の74.6%であり、残りはこれら電力会社に電力を販売する「卸電気事業者」及び企業等による「自家発電」によるものであった。

日本の電力産業は、オイルショック以降、石油への依存を低める方向で電源構成の多様化を進めてきた。原子力発電の活用がその大きな柱の1つであり、1998年時点で、電気事業用発電電力量の36%は原発によるものとなった。しかし新規原発建設については、地元交渉が難航しがちである上に、原子力関連施設での相次ぐ事故やトラブルもあっ

て、計画通りに進捗していないプロジェクトが目立つようになってきた。1999年春の時点での電力各社の長期設備投資計画では、全国で2010年までに20基の原発が運転を開始する予定であったが、2000年春の計画では、建設計画の延期や中止に伴い、2010年までの運転開始は13基に留まることとなった。

### (2) 大口電力自由化の影響

従来の電力供給の枠組みでは、電力各社は供給区域内において独占的に電力供給を行う一方で、区域内の住民及び企業需要家に対して安定供給を保証する義務があった。2000年3月21日からは、小売電力供給が一部自由化され、独占供給体制が崩れつつある。自由化されたのは、受電電圧2万ボルト、契約電力2000kW以上の大口需要家で、全

<sup>2</sup> 本稿では、電力会社の供給地域との対応を考え、東北地方（=東北電力管内）に新潟県を含め、関東地方（=東京電力管内）に山梨県を含める地域区分を採用した。

<sup>3</sup> 1TWhは10億kWh。

需要の約3割を占める。これら大口需要家は、電力供給者の選択及び電力料金の両面で自由を得た。すなわち、認可料金によらず、できるだけ安い供給者から電力が購入できるわけで、この分野での価格破壊が大きく進むことが期待されている。さらに、2003年には自由化範囲が見直される予定であり、その際には範囲が拡大するものと見込まれている。

天然ガス開発プロジェクトの視点から見ると、比較的安価な発電方式である高効率の天然ガスコンバインドサイクル発電の優位性が高まり、天然ガス需要の増加という有利な状況が生じることが予測される。しかし一方では、天然ガス開発者のマーケティング戦略は難しくなるとも考えられる。従来の枠組みでは、独占的供給者である電力会社が長期的電力需要見通しに基づいてLNG火力発電所建設計画を決定し、それに基づき長期LNG購入契約（通常20～25年）を締結していた。ところが、電力市場の自由化後は、既存の電力会社、新規参入者のいずれも20年はおろか10年後の自社の供給電力量を想定することも困難となる。当然、電気事業者は天然ガス購入契約の短期化を求めていくことになると考えられ、応じられない場合は、他の発電方式を選択することも考えられる。結果として、天然ガス開発・供給者は長期安定需要家を失い、中短期的な需要変動というリスクを抱えるというシナリオが想定される。

### (3) 東日本の電力事情

東日本の電力会社3社の1998年の発電電力量は353TWhであった。卸電力事業者や自家発電も含む東日本の発電電力量は465TWhで、国内の総発電電力量の44.4%であった（図2）。これは、人口の全国比をやや下回る水準である。

東日本3社はそれぞれ異なる電源構成を持っている。東京電力は、LNG火力発電所の整備で先行している。1999年3月現在、15カ所の火力発電所の47系統において、LNGを利用している。これらの施設はほとんど東京湾に面して立地している。これに対して、東北電力のLNG発電所は3カ所、9系統に過ぎず、北海道電力ではLNG発電は導入さ

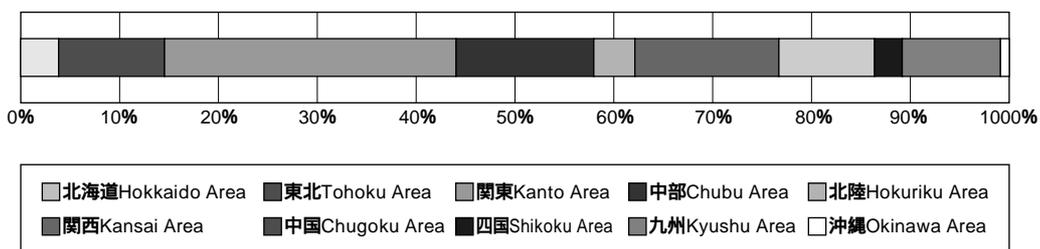
れていない。輸入LNGの需要家構成をみると、東京電力が大きな位置を占めていることが分かる（図3）。

また、東京電力は他の2社と比べ、原子力発電への依存度も高い（図4）。東北電力は1999年時点では、10年間で原子力発電所の設備容量を3倍にする計画であったが、先に述べたように2000年時点で計画を下方修正した。具体的には浪江小高（出力82.5万kW）ならびに巻1号機（出力82.5万kW）の2基分、165万kWが2010年以降に延期された。

2000年春の見直し後の電力各社の原発建設計画も実現性が高いとはいえない。2000年6月にドイツが原発の全廃方針を打ち出したことなどもあり、地元調整等は一層困難になることが予想される。東日本の電力3社の原発建設計画のうち、既に着工している東北電力女川3号機及び東通1号機を除いた原発の計画出力は合計946.7万kWであり、利用率80%として年間約66.3TWhの発電が可能な規模である。仮にこれらの建設をあきらめ、950万kW分のLNG火力発電所建設で代替するとなると、大規模なLNG発電所を2～3ヶ所建設する必要がある。東北電力東新湊火力発電所4号系列（出力80.5万kW）は熱効率50%を超える世界でも最高の熱効率を誇るガスコンバインドサイクル発電設備であるが、利用率を70%として年間LNG消費量は65万トン程度と概算されている。この燃料消費率をそのままあてはめると、3社で計画されている原発計画中止の代替として年間767万トンのLNG需要が発生することになる。

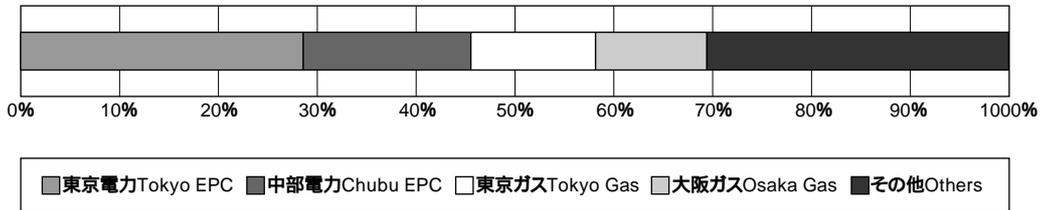
ちなみに、ドイツを含むヨーロッパでは北海、ロシア、北アフリカなどから天然ガスを供給するパイプライン網が発達している。現状では、ドイツの電力生産に占める天然ガス依存度は8.7%（1996年）と、日本の20.3%（同）に比べて低い。国内総エネルギー供給に占める割合では、日本の10.7%（1997年）に対してドイツは20.7%（同）となっている。このことは、主にLNG基地に隣接した発電所という「点」で天然ガスを利用している日本と比べて、ドイツでは幅広い領域での利用が進んでいることを示しており、パイプラインネットワークがその基盤となっていることを示唆している。

図2 発電電力量(1998年度)  
Figure 2. Electric Power Generation (FY1998)



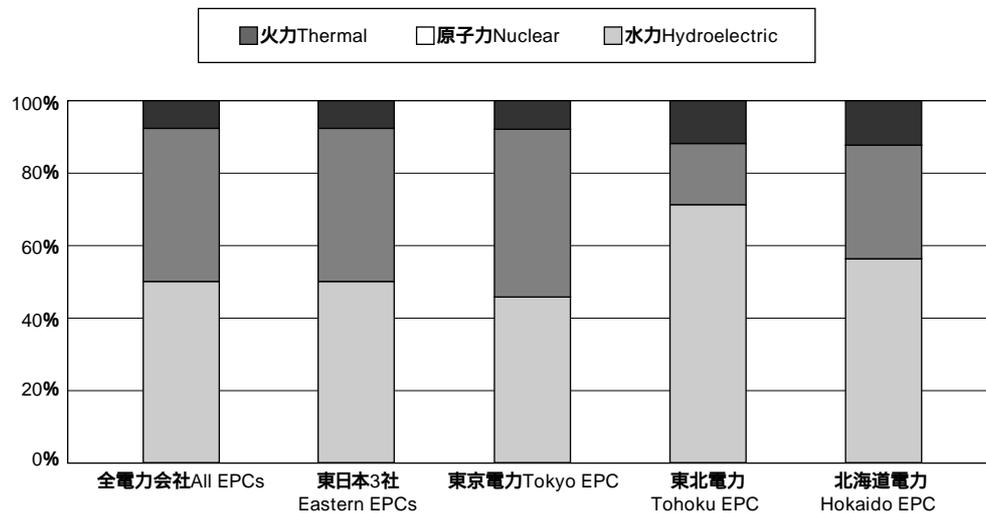
出所:電気事業便覧平成11年版  
(地域区分は同書の地域区分による。)

図3 LNG輸入者構成(長期契約ベース、1998年7月現在)  
Figure 3. Import of LNG(Long-term contract base, as of July 1998)



出所:ガス事業便覧平成10年版

図4 電源別発電電力量(1998年度)  
Figure 4. Generation Compisition by Resources(FY1998)



出所:電気事業便覧平成11年版

#### 4. 都市ガス産業

##### (1) 日本の都市ガス産業

1998年3月現在、全国で243社がガス供給事業者の認可を受けており、家庭用、業務用及び産業用合わせて2,460万の需要者に対してガスを供給している。多くのガス事業者は中小規模であり、需要者数が100万を超えるのは22社しかない。中でも、東京ガスは、全需要者の3分の1をカバーする巨大事業者である。同社を含む4大事業者の国内シェアは80%を超えている。

国産天然ガスが非常に少ないことから、都市ガス産業は輸入LNGに大きく依存している。輸入LNG以外の原料としては、国産天然ガスはもちろんであるが、石炭や石油製品も利用している。また、石油精製、石油化学、鉄鋼等の産業から精製済みのガスの購入も行っている。中小のガス供給事業者にとっては、多額の投資資金を必要とするLNGプロジェクトのコンソーシアムに加わることは不可能であり、多くはLNG以外の原料を利用する傾向にある。結果として、都市ガス向けに輸入されるLNGはほとんど大手4社が輸入者となっている。

冒頭で述べたとおり、都市ガス産業は電力産業に続いて第2のLNG消費産業であるが、それ自身は最終消費者ではない。都市ガスの消費構成をみると、家庭用が最大で1997年の供給量の40%を消費している。それに続くのが産業用で36%である。

##### (2) 東日本の都市ガス産業

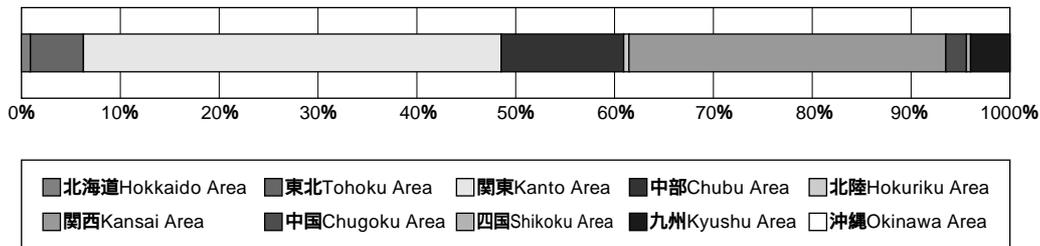
1998年3月現在、東日本のガス事業者は165社であった。この地域に事業者数が多いのは、天然ガス田の立地に関係している。すなわち、近隣の天然ガス田からの短距離のパイプライン建設以外に、大規模なガス製造プラントやガス輸送設備のための投資が不要であり、中小のガス事業者が成立しやすいためである。新潟県には、47都道府県中で最多の34のガス供給事業者が立地している。その多くは、自治体はその行政区域内に供給を行っている公共企業体である。このことは、基幹ガスパイプラインの整備が進めば、この基幹ガスパイプラインにアクセスが可能な地域において、地方自治体あるいは地方の企業家による地域ごとの中小ガス供給事業の起業が促進される可能性を示している。

東京ガスの1998年のガス供給量は81.5兆キロカロリー（全国シェアの36.9%）であり、他のガス供給事業者をはるかに凌駕している。東日本において東京ガスに続くガス会社である京葉ガス、北陸ガス、北海道ガスですら、それぞれ5.2、2.6、2.4兆キロカロリーに留まっている。東京ガスでは、石油製品からLNGへの原料シフトを着実に進めており、1997年にはその比率が91%にまで高まっている。その意味では、これ以上の原料シフトの余地は小さく、将来のLNG需要は最終消費者の需要の伸びに左右されること

になる。

その他のガス事業者に関して言えば、理論的には、原料シフト、供給対象の拡大及び単位消費量の増加によって、LNGの購入量が増加する可能性がある。しかし、既存の原料供給源がある限り、原料シフトを行う可能性は低い。それよりも、ガスの普及率向上によるガス販売量の増加の余地の方が大きいと見込まれる。北海道、東北地方のガス販売量の全国シェアは合計で6.1%に過ぎず、これらの地域は相対的にガス普及率が低いためである。

図5 ガス販売量(1998年)  
Figure 5. Gas Sales in Japan(1998)



出所:ガス事業便覧平成11年版

## 5. 地域冷暖房

### (1) 日本の地域冷暖房

ロシアやヨーロッパ諸国で見られるような地域集中暖房システムは、日本では歴史的に発達してこなかった。理由の一つには、物理的な都市構造がある。日本の都市化の過程では、郊外に向かって一戸建て住宅が拡大していった。特に、都市化初期の段階では、規制が十分ではなく、「スプロール現象」といわれる無秩序な開発が行われたため、生活インフラの整備が追いつかない状況となった。日本の主要都市では冬が短いこともあって、熱供給は他の水道、電力、下水道よりも後回しとなった。日本で最初の地域熱供給は、日本初の計画的住宅地開発である大阪の千里ニュータウンで1970年に始まった。

地域冷暖房産業はこの30年間に着実に発達してきてはいるものの、依然として小さい産業である。1999年6月時点で、全国に82社があり、137の供給区域をカバーしている。しかし、1997年の熱供給量は4,410Tcalで、民生用及び業務用エネルギー消費の0.5%を占めるに過ぎない。熱源としては、地域や事業者の事情に合わせて、都市ガス、重油、電気などのほか、コージェネレーション、ごみ焼却等の廃熱も利用されている。

### (2) 東日本の地域冷暖房

全国137の熱供給区域のうち、95区域が東日本にあり、他の地域に比べて地域冷暖房の利用が多い。需要面から見

れば、多くのオフィスビルが集中する首都圏があることが一因である。供給面から見れば、東京電力あるいは東京ガスといった巨大なエネルギー供給事業者があって、その技術力・資金力を生かして、地域冷暖房システムの開発をリードしてきたという面もある。さらに、東京に次ぐ市場として寒冷地である北海道もある。

家庭の暖房を考えた場合、従来の灯油ストーブに比べて、より快適かつ安全な暖房に対するニーズが高まっており、地域冷暖房市場の拡大が期待される。人口集中地区を持つ地方の中心的な都市では事業として成り立つ可能性も高く、これらの地区における都市再開発事業等が地域冷暖房の導入を促進する機会となりうる。しかし、都市以外の地方部までを含めると、事業化のインセンティブは低く、地域冷暖房導入のプロセスはゆっくりとしたものとならざるをえないであろう。人口密度が低い地域では、次に述べる分散型エネルギー供給システムの実用化、特に一般家庭レベルの小型機の開発・普及の方が可能性が高いかもしれない。

## 6. 分散型エネルギーシステム

分散型エネルギーシステムとは、燃料を各利用者サイドまで輸送した上で、その場で電力（動力）及び熱を取り出して利用するシステムである。大規模発電所で発電し、長距離送電を行う現状のシステムでは、発電所の廃熱及び送電ロス等の形でエネルギーの無駄が生じている。これに対して、利用者サイドで発電を行えば、送電ロスが生じない

のはもちろん、発電時に発生する熱を利用することで全体としてのエネルギー利用効率を高めることができる。省エネルギー、二酸化炭素排出削減の観点からも有利なシステムである。

このようなエネルギー消費形態は、産業分野では、自家発電・熱供給のコージェネレーションシステムとして広く実用化されている。また、地域冷暖房事業のうち発電も行うタイプは、分散型エネルギーシステムの一つといえる。例えば、小樽市では、再開発事業地区において、LPGガスタービンを組み入れたコンバインド発電施設を利用した地域冷暖房事業が既に立ちあがっている。更に小規模の一般家庭レベルの需要に対応した「マイクロコージェネレーション」についても、実用化・商品化に向けた開発が進められている。マイクロコージェネレーションを構成する発電機関については、マイクロガスタービンも候補となっているほか、燃料電池が注目を集めている。

燃料電池は、水の電気分解の逆の反応、すなわち水素と酸素が結合して水ができる過程から電力を得るものであり、発電と同時に熱も発生するため熱供給も可能である。これまでにさまざまなタイプの燃料電池が開発されているが、実用に至っているのはそのうちの一部、200kW級などの比較的規模の大きいものが中心である。現在、小型化及び低コスト化等を通じた実用化に向けた技術開発が続けられている。特に、自動車向けの燃料電池に関しては、トヨタを始めとする国内各社やダイムラー・クライスラーなど海外自動車メーカーが開発にしのぎを削っており、各社とも数年のうちには実用化することを目標としている。

家庭用の燃料電池も開発が進んでいるが、現実に燃料電池が各家庭レベルに普及するためには、原料となる水素の供給体制構築も必要になる。水素そのものの輸送は現実的ではなく、他の燃料を改質して利用することが考えられている。天然ガスは、その有力候補の1つであり、その場合は都市ガスの配管網を通じた供給がなされ、それを燃料電池に組み込まれた改質器を利用して水素を取り出す形が想定される。

家庭用燃料電池がどれだけ普及するかについては、既存のエネルギー消費形態である電力、都市ガス、灯油等の組み合わせに比べて、どれだけのコスト競争力を持つかにもか

かっており、現段階で判断するのは困難である。しかし、二酸化炭素や他の汚染物質の排出削減の観点からも大きな意義のある技術であり、今後の普及が大きく期待されている。普及が進んだ場合には、天然ガスに対する新規の需要が発生するものと予想される。ただし、ここでも他の燃料との競合も予想される。

## 7. 結び

将来的に新エネルギーの開発が進むまでの間、環境への負荷が比較的小さい天然ガスへの需要は高まることが予想される。既存の主要需要者である電力産業、都市ガス産業とも天然ガス需要を増加させることが見込まれる。加えて、地域冷暖房あるいは燃料電池やマイクロガスタービンなど、天然ガスを燃料とする新たなエネルギー供給形態の発展の可能性もある。

一方で、電力自由化に伴い電力会社がこれまでのような長期固定的な燃料（天然ガス）購入を続けることは困難となり、また新規需要として想定される新しいエネルギー供給形態の今後の普及率、普及速度は予測が難しい。したがって、サハリンプロジェクトも含めた天然ガスの開発・供給者は、需要の変化に柔軟に対応できるような体制を構築することが必要となる。これは、開発者にとって、自らのリスクが高まることを意味する。ただし、天然ガスの長期的な需要増大と需要変動の短期化の同時進行は、恐らく世界的な動向であり、それへの対応は今後の天然ガス開発プロジェクトにとって避けては通れない課題であろう。

### 参考文献：

- 資源エネルギー庁監修 「1999/2000資源エネルギー年鑑」、1999年1月、通産資料調査会
- 武石礼司 「電力自由化の動向とその課題」FRI研究レポートNo.80、2000年5月、富士通総研経済研究所
- 電気事業連合会統計委員会編 「電気事業便覧平成11年版」、1999年9月、日本電気協会
- 日本ガス協会 「ガス事業便覧平成11年版」、1999年12月
- 平田賢 「分散型エネルギーシステムとインフラ整備の展望」、2000年2月、三菱総合研究所セミナー資料

# *An Overview of the Energy Market in Japan: with a view of Gas Development Projects on the Sakhalin Shelf*

(Summary)

Hirofumi Arai, Researcher, ERINA

## 1. Introduction

In the summer of 1999, the "Sakhalin-2" project started to ship crude oil. The "Sakhalin-1" project also plans to begin commercial production soon. Commercial gas production is expected in the near future. These developments call on project operators to adopt more active and practical considerations in the marketing of the extracted oil and gas. The operators are conducting feasibility studies into some options for gas pipeline and LNG (Liquefied Natural Gas) projects for the transportation of Sakhalin gas. Given their geographical location, it may be said that Japan is among the most important markets for the Sakhalin projects.

With consideration of a gas pipeline to Japan among the proposed options, this paper focuses on the electric power industry and gas utilities as major users of natural gas in Japan. In 1997, almost all imported LNG and domestic natural gas<sup>1</sup> was consumed as a resource by the electric power industry (67.1%) and the gas utility industry (30.7%). Also, some information on and consideration of district heating industries and diversified energy systems is provided, because they seem to affect local energy demands considerably.

This paper targets three economic-administrative areas of Japan: Hokkaido, Tohoku and Kanto (Fig. 1). This region, eastern Japan, is the first target area of the Sakhalin gas pipeline project, because it is geographically comparatively close to Sakhalin.

## 2. Eastern Japan: General information

Eastern Japan covers 200,000 km<sup>2</sup>, or 53% of the total territory of Japan (Table 1). Actually, eastern Japan is comprised of three categories of area; the metropolitan area, a few regional-center cities and the less-developed rural areas. The capital city, Tokyo, is surrounded by one of the most developed metropolitan areas in the world. Tokyo's metropolitan area has some 30 million people. Hokkaido is characterized by the lowest residential population density in Japan. To the north of Tokyo (outside the Tokyo metropolitan area), there are only two cities with a population of more than one million; Sapporo (1.8 million) and Sendai (1.0 million).

Some economic indicators show more clearly the differences between the Tokyo metropolitan area and the rest of eastern Japan. Industrial output and service sales in the Hokkaido and Tohoku areas consist of a much smaller share than that of population.

## 3. The Electric power industry

### (1) The electric power industry in Japan

There are 10 'general electric power companies' in Japan

(EPC) with their own service areas. In the fiscal year 1998, these companies produced 780.8TWh<sup>2</sup> or 74.6% of the total electricity produced in Japan (1,046TWh). The rest was generated by 'whole-sale electric companies'; which sell electricity to the 10 EPCs, and 'self-generation facilities'; which are installed by consumers for their own use.

After the oil crisis, Japanese electric companies made efforts to diversify their energy sources for power generation, thereby reducing oil consumption. In 1998, 36% of commercial electric power was generated in nuclear plants. However, tough negotiations with local populations and social concerns provoked by a series of recent accidents in Japanese nuclear facilities have apparently slowed some nuclear power station construction projects. EPCs revised their long-term investment plan by the end of March 2000. According to the plans, the companies will start to operate 13 new nuclear plants by year 2010, the targeted number reduced by 7 compared with the former plans of a year before.

### (2) Effects of the liberalization of the large consumer market

EPCs have enjoyed the exclusive supply rights to their service areas, while they have been obliged to supply a steady stream of electricity to all the residents and companies within them. In March 2000, the electricity market for large-scale consumers purchasing high power (2MW and over) in high voltages (20 kV and over) was liberalized. The liberalized market occupies approximately 30% of the total electricity consumption of Japan. Reduction of electric rates is expected through market competition. A review of the consequences of the liberalization is scheduled in 2003, and specialists foresee an extension of the liberalization target.

From the viewpoint of natural gas developers, these actions could bring favorable results, because they give advantages to the gas-firing-combined-generation system, with high thermal efficiency and relatively low costs. On the other hand, natural gas developers might face difficulties in marketing, because buyers, i.e. electric companies, will prefer shorter term gas purchasing contracts to the existing 20 or 25 year contracts, as they can hardly forecast their own electric supply volume for such a long period in the competitive market. In this scenario, gas developers would lose steady consumers and be required to manage the risk of fluctuations in demand.

### (3) Electric energy in Eastern Japan

Three eastern electric power companies; Tokyo, Tohoku and Hokkaido EPCs cover eastern Japan and

<sup>1</sup> domestic natural gas, if not otherwise specified.

<sup>2</sup> 1TWh = 10<sup>9</sup> kWh

generated 353 TWh in 1998. Total output in eastern Japan, including the whole-sale companies and self-generation facilities, was 465 TWh, or 44.4% of the total generated electricity in Japan (Figure 2).

The three companies show different energy resource compositions. The Tokyo EPC leads in the introduction of LNG-based thermal plants in Japan. At the end of March 1999, it had 15 thermal power stations with LNG firing boilers or turbines, the total number of which reached 47 units. Almost all facilities are located in the Tokyo Bay area. In contrast, the Tohoku EPC operates only 3 stations, with 9 LNG firing generation units, and the Hokkaido EPC works without LNG. The dominant position of the Tokyo EPC is clear in terms imports of LNG (Figure 3).

Compared with other EPCs, the Tokyo EPC is highly dependent on nuclear power plants (Figure 4). Tohoku EPC had an ambitious plan to triple its nuclear generation capacity by 2010. However, as mentioned before, it revised its nuclear development plan in 2000 and postponed some projects.

Even the revised nuclear plant construction plans seem to be unrealistic. The whole capacity of the planned nuclear plants of the three eastern EPCs accounts for 9,467 MW, which could generate 66.3TWh a year at an assumed utilization rate of 80%. If they give up all the projects and substitute the losses with LNG generation, 2 or 3 large-scale LNG power stations would be needed. The volume of additional LNG demands in this scenario could reach 7.67 million tons per year.

#### 4. The Gas industry

##### (1) *The Gas industry in Japan*

At the end of March 1998, 243 gas utilities were licensed in Japan and supplied gas to 24.6 million customers for residential, commercial and industrial use. Most gas utilities are small and medium scale enterprises. Only 22 utilities serve more than 100,000 customers, including the Tokyo Gas Company, which covers one third of the total customers. The share of the top 4 companies exceeds 80% of the domestic market.

Because of the small production volumes of domestic natural gas, Japanese gas utilities mainly depend on imported LNG. Other sources are coal, petroleum products and domestic natural gas. They also purchase gas products from other industries such as the oil-refining, petrochemical and steel industries. As LNG projects require a substantial volume of investment, smaller gas utilities are unable to join in consortiums and tend to work on the other resources. Consequently, the major 4 utilities purchase almost all LNG for the gas industry.

As mentioned in the introduction, the gas industry is the second largest consumer of LNG in Japan. However, it is not a final user. The residential sector is the largest user of gas utilities and consumed 40% of the total supply in 1997, followed by industrial users, which purchased 36 %.

##### (2) *The Gas industry in Eastern Japan*

There were 165 utilities in eastern Japan at the end of

March 1998. High density in this area is due to the location of domestic natural gas sites, which encourages small enterprises to start-up without a large amount of initial investment, because there is no need to install huge production and/or transportation facilities, except for pipelines from the nearest gas sites. Niigata prefecture accounts for 34 of the gas supply companies, which is the largest number among the 47 prefectures. Many of them are small-scale public utilities and supply their towns or villages with local natural gas through pipelines. This suggests that a trunk gas pipeline could open possibilities for local municipalities or companies to develop small-medium gas supply networks.

The Tokyo Gas Company, which sold 81.5 trillion kcal (36.5% of the national total) in 1998, is much larger than other local utilities. For example, the supply volume of the Keiyo, Hokuriku and Hokkaido Gas Companies, which follow behind Tokyo Gas, accounted for 5.2, 2.6 and 2.4 trillion kcal respectively. The Tokyo Gas Company has successfully shifted resources from petroleum products to LNG and the share of LNG in its resources reached 91% in 1997. Therefore the future increase of LNG demand will be bound to the dynamics of demand set by the final consumers.

The other gas utilities have the potential to increase their LNG purchase, theoretically, by shifting resources and expanding supply networks, along with the possible basic increase as a result of growth in per capita consumption. However, the effect of resource shift might be less, because many small utilities use local natural gas and may not shift to LNG. On the other hand, they have a greater chance to obtain new customers, as the gas consumption in the Hokkaido and Tohoku area is less than the average of Japan.

#### 5. The District-heating industry

##### (1) *The District-heating in Japan*

Historically, Japanese cities have not developed central heat supply systems that are common in Russia and other European countries. This is partly due to the physical urban structure. In the first stage of urbanization, Japanese cities expanded outwards too fast, which made it difficult to develop urban infrastructures sufficiently. Heating does not have priority compared with such key utilities as water, lighting and sewage, considering the short winter in the Japanese major metropolitan areas. The first heat supply system was established in 1970 in Osaka. The district heating industry is still underdeveloped in spite of steady development in the last 30 years. In June 1999, 82 companies had licenses to supply heat in 137 service areas. However, each area is small, most less than 50 ha, and total heat supply recorded only 4,410 Tcal or 0.5% of the residential and commercial energy consumption in FY 1997.

##### (2) *The District-heating in eastern Japan*

Out of 137 service areas, 95 are located in eastern Japan, which means that the district heating system is utilized more widely in eastern Japan than in other parts of

Japan, partly because the large number of office buildings in the Tokyo metropolitan area creates a huge market on the demand side. On the supply side, major utilities like the Tokyo Electric Power Company and the Tokyo Gas Company play leading roles in the development and introduction of the district heating system, mobilizing their advanced technologies and financial resources. Also, it is not surprising that Hokkaido is the second largest market next to the Tokyo metropolitan area, considering its cold winter.

We can expect market growth in these areas, as Japanese people prefer a more comfortable and safe heating system to the individual kerosene stove that is so popular at the moment. There are enough perspectives in regional-center cities, which have densely inhabited districts. Redevelopment projects in these districts are expected to facilitate the wider-scale introduction of the district heating system. However, the process will be slow, if we consider eastern Japan as a whole, including rural areas.

### **6. Diversified Energy Systems**

In a diversified energy system, fuel is supplied to consumers, and they generate and utilize electricity and heat on their site. It can reduce energy loss in transmission and waste heat, compared with the existing system based on large-scale power stations and long-distance transmission lines.

Such co-generation systems are widespread among large industrial users with huge plants. Some district heating companies also employ co-generation plants. As far as 'micro-co-generation' systems for households are

concerned, companies are developing a variety of prototype products for practical use in households. Systems utilizing a fuel cell or a micro gas turbine are among the most realistic options. Their introduction into residential use could open a new market for gas suppliers, because either can work on gas fuel. However, it is difficult to know how fast the diversified energy systems will become common and how much gas they consume.

### **7. Conclusions**

Natural gas affects the environment modestly and is expected to be more popular in the period before new and more ecological energy resources are developed. The power industry and the gas supply industry, the existing major consumers of natural gas, will increase their natural gas consumption. In addition, new energy systems based on natural gas, including district heating, fuel cell and micro gas turbines, have future prospects.

On the other hand, power companies will hardly continue to contract for long-term natural gas purchases as they have done so far, and there are difficulties in estimating the speed of implementation of new energy supply systems that will become new consumers of natural gas. Therefore, natural gas developers/suppliers, including Sakhalin projects operators, have to develop flexible systems for demand fluctuation, which brings them additional risks in project operation. Nevertheless, simultaneous changes in natural gas demands structure, i.e. long-term demand increase and shortened demand cycle, may be considered as a world trend, and no natural gas developer could not resist adapting to the new market situation.