

天然ガス輸送と日本における幹線パイプライン敷設の問題点

山本 純・秋山 雅彦

目次

1. はじめに
2. 天然ガスの輸送形態と輸送手段選択
 - 1) 天然ガス (NG)
 - 2) 液化天然ガス (LNG)
 - 3) Gas to Liquids (GTL)と Natural Gas Hydrates (NGH)
3. わが国における天然ガスパイプライン輸送とその特徴
 - 1) わが国のガス供給・輸送構造の特徴
 - 2) 国内ガスパイプラインの整備展開
 - 3) LNG 結合輸送による内陸展開
4. パイプライン敷設上の問題
 - 1) ライト・オブ・ウェイ
 - 2) 建設許可に関わる制度的問題
 - 3) 安全基準と土木費
5. 社会的共通資本としての幹線パイプライン整備
6. 終わりに

1. はじめに

私たちはすでに、わが国の天然ガス価格設定の仕組みを概観し、家庭用ガスにおける消費者の購入価格の妥当性についての検討を行ってきた(秋山他, 2004)。ガス価格は、日本における天然ガス流通の特殊性、ガス産業構造・消費構造のあり方、各種規制など様々な要因が絡み合って形成される。諸外国に比べて割高であるというガス価格の問題は、保安、安定供給、日本の資源問題から見れば肯定できる一面はあるものの、流通、供給業者の産業構造、規制という面においては、まだ多くの課題を抱えているといわれている。したがって本稿では、その中でもガス調達から末端までのガス輸送において、ガス供給の物流構造問題について焦点を絞り、さらに検討を加えていきたい。

わが国の基本的な天然ガスの流通ルート (LNG チェーンと呼ばれる)、ならびにガス供給上の輸送問題については前稿 (秋山他, 2004) でもふれたところであるが、本稿では国内パイプライン・ネットワークの整備問題についてみていく。というのは、割高といわれるガス

価格の低減には、生活インフラとしての幹線パイプライン網の整備とそれを活用したガス産業の競争促進が、一つの重要な政策課題としてあげられているからである。

先の総合資源エネルギー調査会石油分科会開発部会天然ガス小委員会の報告では、天然ガスの最終販売価格を低減させるための方策の一つに、パイプラインの敷設と関連費用の低減があげられている。さらに石油審議会開発部会基本政策小委員会の中間報告では、その整備について、パイプライン選択の可否は経済性を前提として民間事業者により判断されるべきと提言されている。

私たちはこうした基本提言に全面的に同意することはできない。規制緩和、市場競争原理の導入による経済合理性、事業採算性の重視が、現在の日本経済再生のイデオロギーとして声高に叫ばれて久しい。しかし、隣国の韓国がわが国の行政を反面教師として、公社によるパイプライン敷設を実施していること一つをとってみても、幹線パイプラインの敷設はまさに一次エネルギー供給に関する政策体系の中で、社会資本として整備されなければならない事業であると考えからである。その整備のあり方については、エネルギー政策、環境政策の観点から、さらに検討を加える必要があると考える。

本稿では、わが国における天然ガス輸送構造、パイプライン整備の現況、そしてその整備拡大の問題点について述べ、社会的共通資本としてのパイプライン整備について検討を加えたい。

2. 天然ガスの輸送形態と輸送手段選択

石油に代わる第一次エネルギーとなり得る天然ガスの輸送は、基本的にガス体のままでの輸送と液化天然ガス（Liquefied Natural Gas, 以下 LNG）としての輸送の二つの形態がある。

前者には、パイプライン（導管）による輸送と圧縮ガス（Compressed Natural Gas, 以下 CNG）による輸送があり、後者には、LNG タンカーによる船舶輸送と LNG ローリー・LNG コンテナによる陸上輸送（道路輸送、鉄道輸送、並びにその結合形態）がある。

さらに近年では、液化形態に次の二つの方法が付け加えられる。一つは、天然ガスをメタノールなどのように常温で液体になる化合物に転換する方法で、GTL（Gas to Liquids, 以下 GTL）と呼ばれるものである。第二は、メタンを主成分とする天然ガスの水和物とする方法で、NGH（Natural Gas Hydrates, 以下 NGH）と呼ばれるものである。どちらも、低コスト輸送を可能にする技術として開発中の段階であるが、NGH はさらに固体、粉体、スラリー（半流体）として輸送形態の多様化の研究が進められている。LNG システムのすべてを NGH に置き換えた場合、24%のコストダウンが可能であるという試算もある（奥井, 2001）。

これら輸送形態における輸送手段選択は、ガス供給源と需要地の地理的位置関係と地理的

状況、需要地における需要規模、輸送コストとその特性、各種規制や技術課題、投資負担、ガス利用形態などを考慮することによって行われる。以下、それぞれガス形態別に主な特徴をみていく。

1) 天然ガス (NG)

天然ガスは地下に存在する気体状ガスの総称で、炭酸ガス・窒素ガスを主成分とする不燃性ガスと炭化水素を主成分とする可燃性ガスとがある。狭義には可燃性ガスを天然ガスと称している(石油技術協会編, 1989)。また、石油/天然ガス用語辞典(石油公団, 2002)では「天然に地下から産出し、地表条件では気状を成す物質。通常はメタンを主成分とする低級のパラフィン系炭化水素(C_nH_{2n+2})から成る可燃性天然ガスを指す」と定義されている。本稿では、天然ガスを狭義の天然ガス(Natural Gas)として取り扱う。

気体状での天然ガスの輸送は、もっぱらパイプラインによって行われる。パイプライン輸送の特徴は、①輸送効率の低い気体に適合的であることに加え、②固定的設備により連続供給、大量輸送が可能であること、③輸送量変動に対して柔軟に対応でき大規模な貯蔵施設を必要としないこと、④ネットワークを形成して輸送の面的なカバーができること、⑤輸送のためのエネルギー投入、輸送転換損失が小さいこと、⑥技術体系としてオートメーション化が可能であり省力化が図られること、⑦設備の長期耐用性があること、⑧地下埋設とした場合、輸送保安性、輸送安定性が高いことなどがあげられる。

一方で、建設コストが高く初期投資費用が莫大となること、地形や土地利用による空間利用の制約、種々の技術的・制度的・社会的制約を受けることなどもあげられる。

輸送方法を比較した表1によれば、パイプラインは送ガスのための圧縮によってエネルギー密度が高まる。輸送転換損失は2%と最も小さく、パイプライン径を変えることで少量輸送から大量輸送まで、また中距離輸送に適合的である輸送形態となる。

現在では、以下にみるように、欧米を中心にそのネットワークは広がり、長距離輸送にも利用されている。

わが国では、パイプラインは天然ガス輸送量に対応して、技術的に導管圧力別に三種類に分けられている。①1.0 MPa(10 kg/cm²)以上の圧力を持つ高圧導管、②1.0~0.1 MPa(10 kg/cm²~1 kg/cm²)の中圧導管、③0.1 MPa(1 kg/cm²)未満の低圧導管である。用途別に見れば、高圧導管は天然ガスを供給地点から需要地まで輸送する「幹線パイプライン」であり、中圧導管は幹線パイプラインからの支線として地域への「供給導管」または大規模需要家への「配給導管」であり、低圧導管は地域内での小規模な最終需要家への「配給導管」である。整備主体別に見れば、ガス田開発・輸送・卸供給を主として行う天然ガス供給事業者によるものと、製造ガスの生産、輸送、供給を行う一般ガス事業者(都市ガス事業者)に

よるものに分けられる。

さらに、機能的分類をみれば、表2に示したように、国土幹線(高圧トランスミッション)パイプライン、地域幹線パイプライン、供給ラインに分けることができる。

常温気体のままの天然ガスでは、輸送や貯蔵の効率が低い。その効率を高めるために圧力を加えて圧縮し、耐圧容器に入れて輸送・貯蔵する方式がある。これがCNGで、200気圧で圧縮するとエネルギー密度は200倍になり、パイプライン投資で採算がとれないような分散した個別の小需要地点に対する短距離の陸上輸送を可能にする。一方で、輸送用容器の大きさ・重量、またその容器を運搬する輸送手段の制約を受けることになる。したがって、CNG形態は地域的に限られた範囲内での小規模分散輸送である。

より軽量な高耐圧容器の開発は、CNG自動車に見られるように、単位重量あたりの熱量を高めることができ、石油に代わる移動体燃料として利用の可能性を広げている。

2) 液化天然ガス (LNG)

天然ガスの主成分はメタンガスであるから、常温ではどんなに圧縮しても液化することはない。また、エネルギー密度は常温常圧における0.1、CNGでも20である。しかし、沸点(−161.49℃)以下では1気圧で液体となり、その密度は気体の600倍に上昇する(森島, 2003)。言い換えれば、天然ガスは液化によって体積が600分の1となり、液化天然ガスは大量輸送における輸送効率を飛躍的に高めることができる。

表1 輸送方法の比較 (出所：天然ガス鉱業会, 1998, 336 p, 一部筆者により修正)

輸送方法	エネルギー密度	輸送・転換損失	輸送容器	場 所	適応輸送距離
常温常圧	0.1				
パイプライン (80 bar)	8	2%	小～大	陸上と海底	中～長距離
LNG	60	10～20%	中～大	陸上と海上	中～長距離
CNG (200bar)	20	5%	小～中	陸上	短距離
メタノール転換	50	30～40%	中	主に海上	中～長距離
ガソリン転換	100	45%	中	主に海上	中～長距離
電力転換	>100	50%	中	陸上	中距離

(出典：J. M. Overli の論文中的表を基に作成)

表2 パイプラインの種類 (三菱総合研究所, 2000 を基に作成)

種 類	圧 力	備 考
国土幹線	7 Mpa 以上	国内縦断骨格幹線
地域幹線	1～7 Mpa	国産天然ガス事業者のパイプ径 12 インチ以上 都市ガス事業者の 1 Mpa 以上
供給ライン	1 Mpa 以下	家庭・工場への供給

LNGの場合は、極低温ならびに高圧に関する高度な技術体系が必要となり、LNGチェーンの確立は1960年代末のことであった。大型LNGタンカーの開発建造とLNGプラントの開発整備が進み、長距離大量輸送が可能となった。現状ではパイプラインが建設できない地域間でも天然ガス流通ルートがつくられ、その供給ネットワークは世界に及んでいる。

この輸送方式も、タンカーによる海上輸送コストに加え、供給地における液化プラント、需要地におけるLNGの気化プラントが必要となり、その投資コストが莫大である。ある大手ガス会社の資料によれば、LNGチェーンにおける投資コストは、ガス田の規模、プラント規模により異なるが、標準的な600万トン/年のプロジェクトにおいては、以下のようなものである。

井戸元と呼ばれるガス採掘設備(生産井、パイプライン、ポンプ等)に1,300~3,300億円、液化基地(港湾、プラント、住宅、病院、学校、空港等)に1,300~3,300億円、LNGタンカー(6~10隻、輸送距離4,000km~12,000km)投資に1,300億円(東南アジア)~2,200億円(中東)、そして受入基地に数百から数千億円の規模になる。

例えば、エクソン・モービルがカタールで建造予定の世界最大級となる780万トン規模プラントの総事業費は2,000億円、ロシア・サハリンの480万トン規模のプラントで3,000億円という(日本経済新聞2004/7/28)。また、仏ガス公社が日本郵船と共同で建造予定の大型タンカー(ノルウェーの大型プラントから欧米LNG基地への輸送用)の建造費は270億円(2億ユーロ)であるという(日本経済新聞、2004/7/18)。

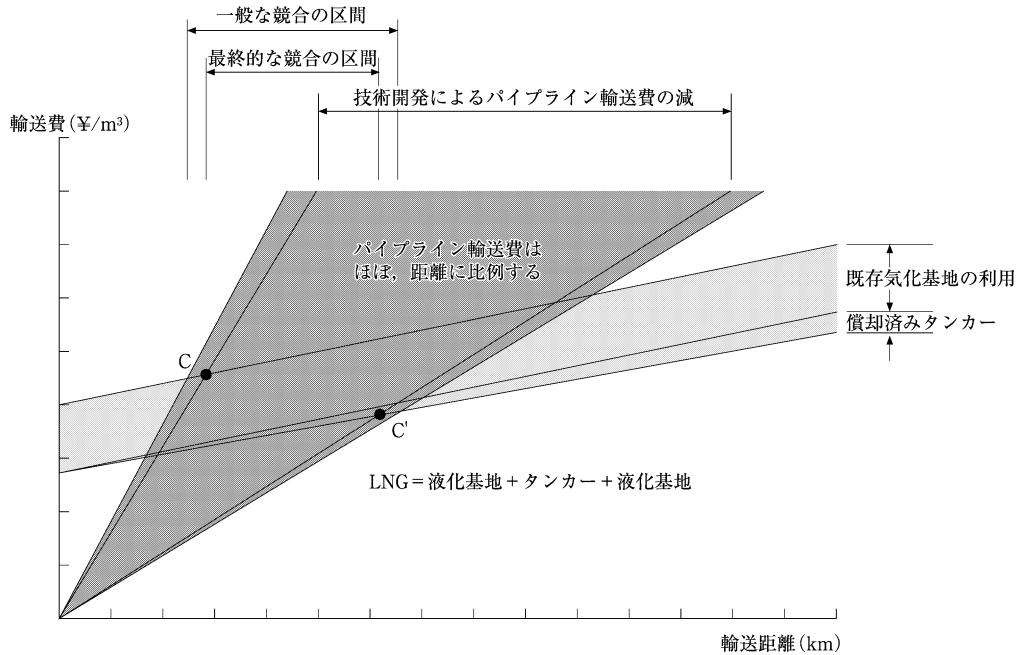
巨額の投資が必要であること、買い主のガス会社は公益事業者として安定供給の義務を負うことなどから、取引は「テイク・オア・ペイ」と呼ばれる長期契約、安定供給、引き取り義務、仕向地制限などの厳しい契約条件が付けられる。

LNGとパイプラインの輸送手段選択は、図1に示されるように、巨額の投資額の回収を含む輸送コストと輸送距離との関係で決められる。輸送コストというものは、いずれにせよ距離比例的なものであるため、その交点が生産手段選択の分岐距離となる。一般的には、陸上では5,500km、海上で3,000kmあたりが分岐距離といわれ、それ以上の距離であれば、LNG輸送の方がパイプライン輸送よりコストは低くなるといわれている。

この図では、技術進歩と施設償却によるコスト減が示されている。従来、図の交点Cにおいて分岐距離が示されたが、パイプライン敷設の技術進歩、LNGチェーンの償却に伴うコスト減によって、図の交点C'に分岐距離が移動し、その間が競合区間となっていることが示されている。

近年のLNGプラント建設における技術発達、またそれに伴う建設コスト削減、LNGタンカーの建造費の低下もあいまって、LNGのコスト優位が高まっており、あるガス事業者の試算では、陸上で3,000km、海底パイプラインでは1,500~2,000kmが分岐距離となりつつあるという。

図1 パイプラインとLNGの輸送費の特性 (出所;天然ガス鉱業会, 1998, 337 p)



技術進歩は、単に建設コストの削減とそれに伴う分岐距離・競争区間の変動をもたらすだけではなく、メタン漏洩などの問題についての改善もみられる。近年では、新日鐵・住友商事など日本企業がロシア・ガスプロムと共同で30年前に敷設された古いパイプライン(全長15万kmのうち西シベリアの600km対象)の改修事業を行い、そこから得られるメタン漏洩削減分を使い温暖化ガスの排出権取引の事業化が行われている(日本経済新聞, 2004/1/30)。排出権取引そのものについては批判もあり(佐々木・金, 2002) 慎重な議論を要するが、技術的な改善が進んでいる証左ではあろう。これは、LNGプラントにおいても同様なことがいえる。

3) Gas to Liquids (GTL)と Natural Gas Hydrates (NGH)

天然ガスをメタノール・エタノール・ジメチルエーテル(DME)などのように常温で液体となる化合物に転換(GTL)して輸送する方法がある。GTLへの転換方法には、直接転換法と間接転換法がある。直接転換法とは、天然ガスから合成ガスを経由せずに、メタンガスを直接酸素と反応させ、メタノールや液体燃料を製造するものである。一方、間接転換法とは、天然ガスをFT(フィッシャー・トロプッシュ)反応と呼ばれる合成反応を用いて、一酸化炭素(CO)と水素(H₂)の混合ガスに変え、そこからメタノール・灯油・軽油などの液体燃料

を製造するものである(鈴木, 2001)。

旧石油公団(現 JOGMEC; 独立行政法人 石油天然ガス・金属鉱物資源機構)のプロジェクトでは、直接転換法を用いて天然ガスに含有されている CO₂ を除去せずに有効利用し、組成 CO : H₂ = 1 : 2 (モル比) の合成ガスを、ルテニウム (Ru) 触媒を使用して製造するというものである。製造コストは US\$ 17.2/bbl (バレル) で、高いセタン価(自己着火性を示す指数)による付加価値が約 US\$ 7.5/bbl とされることから、販売価格は US\$ 25.5/bbl と試算されている(伊原, 2000)。アモコの試算によると、天然ガスの価格が \$ 0.5/MMBtu (1 MMBtu は 25.2 万 kcal, 27 m³) の場合には原油価格に匹敵するコストで生産が可能であるとされている(藤元, 2001)。

現在は、間接転換法が直接転換法より経済的に有利であるといわれている。GTL 化は極低温の液化や気化装置が不要で、低コストの輸送が可能になるという。しかし、天然ガスからの CO₂ 除去には巨額のコストがかかるので、その処理過程をどうするかが課題となっている。ガス田によりガス質が異なるため CO₂ 含有量は多様であり、一方でそれぞれの地域の基準等の制度的要件が異なることもあり、生産コストは大きく変化する。例えば、タイでの CO₂ 契約は基準が甘く、含有量の上限は 23% とされている。国内では新潟の場合は CO₂ 含有量を 7% より低くしている。また、勇払油・ガス田の天然ガスには CO₂ は含まれていない。そこで、GTL 化における CO₂ 処理過程の低コスト化が進めば、LNG 化に代替する方式として注目されるであろう。

GTL プロセスは合成ガス製造プロセスと FT 合成プロセスの 2 段階からなり、合成ガス製造プロセスが 6 割のコストを占めるという。GTL を開発している各企業における開発状況は、表 3 に示したとおりである。多くはパイロット段階であるが、ロイヤルダッチ・シェル(RD/Shell) のように商業段階に達しているものもある。

表 3 GTL プロセスの比較(鈴木, 2001 から改編)

会社名	合成ガス	FT 合成	実績
RD/Shell	部分酸化, 無触媒	多管式, 固定床, Co 系触媒	12,500 bbl/日 規模, 商業段階
Sasol	ATR	スラリー床, Co 系触媒	2,500 bbl/日, セミコマーシャル段階
Exxon/Mobil	ATR	スラリー床, Co 系触媒	200 bbl/日, パイロット段階
Rentech	所有せず	スラリー床, Fe 系触媒	250 bbl/日, パイロット段階
Syntroleum	ATR (空気使用)	スラリー床, Co 系触媒	70 bbl/日, パイロット段階

ATR (Auto Thermal Reforming): 反応器に酸素を供給, 天然ガスの一部を燃焼させ反応熱を水蒸気改質反応に利用

2002 年時点での実績は下記のように伝えられている。

RD/Shell: 12,500 bbl/日 (インドネシアで 70,000 bbl/日を計画中)

Exxon/Mobil: 2,000 bbl/日

Syntroleum: 1,000 bbl/日

Sasol: 33,000 bbl/日 (計画中)

一般には、GTLは原油価格が24～25ドル/bblであれば、採算ベースにのるとされている。エクソン・モービルは、ニュージーランド・マウイガス田において、早い時期からGTLプラントを所有して商業化を図ろうとしてきたが、油価が20ドルを超せば採算ベースにのるといふ。一方、すでに商業段階に達しているロイヤルダッチ・シェルは、2000年カナダで開催された第17回世界石油会議で、原料価格を\$ 0.5/MMBtuとして原油価格が\$ 18/bblでも採算がとれるとしている（森島，2003）。

メジャーは上流から下流までの一貫産業体制をとり豊富な資金力と技術力があるため、このように商業化の可能性が高いといわれている。日本では探鉱・輸送・販売・GTL化などが、メジャーと比較すれば相対的に規模の小さい個別の事業者で行われてきたことから、商業化の可能性は低いとされてきた。しかし、2001年に旧石油公団と民間企業によるパイロットプラントが石油資源開発の勇払鉱場に作られ、実証実験が行われている。石油資源開発、千代田化工建設、コスモ石油、新日本製鐵、国際石油開発など民間5社との共同で技術開発が進められ、商業化の可能性が探られている（石油公団石油開発技術センター，2003）。

石油公団石油開発技術センター（TRC）で実施している「天然ガス有効利用促進技術に関する5プロジェクト」の中に、先の「GTL技術」と並んで「メタン・ハイドレート」のプロジェクトが含まれている。天然ガスをメタン・ハイドレート（メタンの水和物=NGH）として輸送する方法である。

この方法では、世界のガス田の97%以上を占める5 Tcf（兆立方フィート）以下のガス田が開発の対象となり得る。固体、粉体、スラリー状として、比較的高い -5°C ～ -15°C 程度の保持温度で輸送される。主成分はメタンガス+水である。1 m³のNGHは天然ガス164 Nm³（Nは標準状態の略記号で0[°]C，760 mmHg，水蒸気なしの状態での体積）と0.8 m³の水からなるという「高密度なガスの貯蔵能力」がある（伊原，2000）。つまり、気体としての天然ガスを164分の1の体積で運搬できることになる。

LNGよりエネルギー密度としての効率は低いが、極低温の技術・設備体系、また極低温にするためのエネルギー投入を必要とせず、コストパフォーマンスは高まると考えられている。可採埋蔵量1.2 Tcfのケースで、100 MMScf/日（SはU.S. Standardの略記号，Scf：華氏60[°]，14.73 psia，水蒸気なしの状態での立方フィート），期間20年，輸送距離6,500 kmの試算では、LNG輸送に比べ操業コスト（製造，輸送，受入/気化）は13%削減できるという。400 MMcf/日のプラントから6,000 kmのLNG輸送をNGHに切り替えたときの最終目標は、経済性向上25%，省エネ率向上40%，CO₂排出量削減30%としているという（高沖，2002）。

LNGはTcf規模のガス田でないと採算が取れないが、NGHの場合では0.3 Tcf以上であれば、採算が合うという。世界のガス田では1～0.3 Tcf規模のものが多く、その数は1,400を超すとされており、NGH技術の開発が注目されている。

3. わが国における天然ガスパイプライン輸送とその特徴

1) わが国のガス供給・輸送構造の特徴

2001年世界の天然ガス消費量は2,100,024 ktoe(キロトン,石油換算)で,世界の一次エネルギー総量の23.7%を占めている。ちなみに日本での天然ガス消費量は64,797 ktoeで,世界の天然ガス消費量の3.09%にあたる(IEA, 2004)。

世界の天然ガス供給の9割は,パイプラインによって輸送されている。ヨーロッパでは1970年以降の20年間で,高圧パイプライン敷設の総延長が約21万kmに及んだ。表4に示されているように,1965年に6万1千kmであったヨーロッパの各国内,国際間の高圧パイプライン(幹線パイプライン)は,10年後の1975年に倍増(12万4千km)しており,1990年には西ヨーロッパで4.5倍,東ヨーロッパでも3.4倍へと増加している。

OECD/IEAのデータによれば,表5に示したように,1990年代初めにイギリス,フランス,ドイツ,イタリアのヨーロッパ四カ国で幹線パイプラインは136,000 km,米国では453,000 kmとなっている。それに比べると,わが国の幹線パイプライン(管径300 mm以上の高圧管)の延長は小さく,742 kmにすぎなかった。面積,人口密度との比較でみれば,ガスの総消費量はイギリス,イタリアとそれほど変わらないものの,幹線パイプラインの延長は,国土面積,人口あたりで見ても,極めて少ないことがわかる。一方,供給配給導管(Distribution Pipelines)は,ヨーロッパ4カ国で87万kmを超え,アメリカでは183万kmに達している。

表4 ヨーロッパで1965-93年に進展したガスパイプラインの拡張^a(千km)(出所:J.P.スターン,2000,19p)

	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1993
西ヨーロッパ	47.6	72.2	98.0	121.1	145.3	164.6	178.4
オーストリア	1.2	1.4	2.1	2.8	3.1	3.6	3.9
ベルギー	1.1	2.1	3.1	3.3	3.4	3.3	3.5
フランス	13.5	15.8	19.2	23.6	26.6	30.1	31.1
ドイツ ^b	20.7	32.3	43.6	51.7	66.9	77.2	81.6
イタリア	5.4	8.5	13.2	15.1	19.0	23.1	25.8
オランダ	4.4	8.4	10.1	10.3	10.7	10.8	11.2
スイス	0.8	1.2	1.9	2.2	2.6	3.0	3.3
イギリス	0.5	2.5	4.8	12.1	13.0	13.5	18.0
東ヨーロッパ	13.8	18.5	26.2	31.7	41.2	46.7	51.8
チェコ/スロバキア	4.2	6.2	8.4	9.9	12.6	14.0	14.9
旧ユーゴスラビア	0.5	0.7	1.3	2.0	3.4	3.9	4.0
ハンガリー	0.3	0.6	1.3	1.6	4.2	4.3	4.5
ポーランド	3.8	5.0	8.0	10.5	12.5	14.5	16.4
ルーマニア	5.0	6.0	7.2	7.7	8.5	10.0	12.0
ヨーロッパ計	61.4	90.7	124.2	152.8	186.5	211.3	230.2

a 国内および国際(高圧)トランスミッション・パイプライン。

b 統合後のドイツ。

(出所) Marie Françoise Chabrelie, *Planned Gas Pipelines around the World*, Cedigaz, 1995, Table 7, p. 20.

表5 1992年の主要国ガスパイプライン整備状況（OECD/IEA, 1994を基に作成）

	km ²	千人	km		km			bcm	
	国土面積	人口	幹線パイプライン	m/km ²	m/千人	供給・配給導管	km/km ²	km/千人	総消費量
日本	377,801	126,000	742	2.0	5.9	189,700	502.1	1.5	57.3
イギリス	241,752	58,500	17,900	74.0	306.0	242,900	1004.7	4.2	60.2
ドイツ	357,022	82,200	62,747	175.8	763.3	167,701	469.7	2.0	80.9
イタリア	301,287	57,400	24,669	81.9	429.8	147,000	487.9	2.6	49.8
フランス	543,965	58,600	30,537	56.1	521.1	125,406	230.5	2.1	32.2
アメリカ合衆国	9,809,155	270,000	453,462	46.2	1,679.5	1,380,676	140.8	5.1	553.7

Transmission Pipelines を幹線パイプライン、Distribution Pipelines を供給・配給導管とした。ドイツは High Pressure Pipelines, Other Pipelines となっており、高圧導管を幹線パイプラインとした。イギリスでは他に Offshore Pipelines 4,355 km がある。日本の幹線パイプラインは、パイプライン径 300 mm 以上のもの。

bcm: billion m³ (10 億立方メートル)

日本では 19 万 km 近くに達しており、イギリスの 8 割ほどではあるものの、他のヨーロッパ三国に近い整備状況であった。一人当たり消費量はヨーロッパの半分、米国の四分の一と少ないものの、人口密度の高い都市部を中心に配給導管の整備は進んだ。

今日、西シベリアからヨーロッパに敷設されているパイプラインの口径は 56 インチ (142 cm) で、総延長 5,000 km に及ぶ。このような長距離パイプラインの整備も進められ、2000 年に入り欧州の天然ガスパイプライン・ネットワークは全体で 140 万 km に達し、さらに数千 km の整備が進められているという (Eurogas; European Union of the Natural Gas Industry; <http://www.eurogas.org/site/framnat.htm>)。

アジアにおける幹線パイプラインの整備状況は、中国での総延長が 12,000 km、10 億 m³/年の輸送能力をもつという。さらに、タリム盆地—上海を結ぶパイプライン (西気東輸プロジェクト) は全長約 4,200 km が 2003 年に完成し、供給量 1,200 億 m³/年の事業が進められている。韓国ではすでに KOGAS による 2,451 km のパイプライン (30~20 インチ) が整備されている (<http://www.kogas.or.kr>)。東南アジア諸国では広域 ASEAN パイプライン網の建設がすでに 9,000 km に達し、近い将来にはタイ・マレーシア・インドネシア・フィリピンが天然ガス幹線網で一つに繋がる (石井・藤, 2003)。

大深海底でのパイプラインはシシリー海峡の深度 220 m があるだけである。わが国の海底パイプラインは、1983 年に完成した総延長 40 km の磐城沖石油開発の磐城沖ラインがある。サハリンプロジェクトでは海底の敷設が計画されていることから、日本石油開発のパパアニューギニアプロジェクトにおける 400 km、三井石油開発のタイ沖ガス田からの 425 km に及ぶ海底パイプラインとともに、その敷設のノウハウが注目されている。

一方、わが国の LNG 基地は 23 サイトあるが、米国では 4、欧州大陸部でも 7 サイト (さらに建設中が 4 サイト) にすぎない。90 年代初頭でも日本の LNG 輸入基地は 14 サイトあっ

たが、それに対してイギリスは7サイトあったものの、フランス2、イタリア1、ドイツ0、アメリカ合衆国2サイトであった。

こうしたパイプライン、LNG基地の整備状況の違いは、わが国の地理的状況と天然ガス需要と供給における特殊性、それに基づく特徴的な輸送構造の形成からもたらされたものである。

国内の天然ガス需要の97%が輸入LNGに依存しており、残りの3%が国産ガスである。日本での1999年のLNG総輸入量は5,416万トン(766億m³)で、輸入元はカタール、アブダビ、オマーン、インドネシア、マレーシア、オーストラリア、アラスカなど8カ国からである。輸入量のうち、都市ガス分は1,491万トンで27.6%を占めている。

2002年のある都市ガス会社の資料によれば、日本の購入企業別LNG契約数量(5,475万トン)は、東京電力(29.2%)・関西電力(9.7%)・中部電力(16.2%)、九州電力(4.8%)、中国電力(2.2%)、東北電力(7.4%)の6電力会社で7割を占めており、ほとんどが発電用原料として利用されている。東京ガス(12.8%)、大阪ガス(11.4%)、東邦ガス(2.9%)、西部ガス(0.7%)の大手ガス会社で27.8%を占め、地方ガス会社の合計が1.6%、新日鉄による直接買い付けが1%である。佐野(2002)によれば、国内産天然ガスのシェアはわずかではあるが、都市ガスとしては使用されている量の約10%に相当するという。

このように、①天然ガス資源もわが国では石油資源と同様、その供給を遠隔の海外に依存したこと、②ガス消費がもっぱら発電用原料として利用されたこと、③そして四面を海に隔てられた島国が大量の資源輸入を行う場合、輸送制約から海上輸送に依存せざるを得なかったこと、④そのためLNGによる輸送形態が構築されたこと、⑤物流コスト削減等、その最も効率的な形態として pier to pier (埠頭から埠頭へ)の輸送と臨港における処理・生産加工・消費が行われたことなどが、わが国における天然ガス消費の特徴としてあげられる。

もっぱら電力会社が商社を介して輸入し、原料が入着したときにその場で生産加工を行う、つまりその場で発電用原料として消費することが、陸上における二次輸送の必要もなく最も効率的な方法であった。また、気化設備や発電設備という装置型・容器型産業の場合、その巨大なプラント用地として、企業の立地政策上、社会資本として整備された臨港用地を利用して公益特権を得ようとすることは当然である。

発電においては臨港LNG基地に隣接しての完結型消費であったが、東京のように莫大な需要のある大都市部では、既存の都市配給導管に接続することによって都市ガスの天然ガス転換への可能性を開くこととなった。規模の経済を求めて都市ガス事業者と電力事業者の共同受け入れも行われるようになり、天然ガスパイプラインのネットワークは、大手ガス事業者による大都市への供給・配給導管を中心に広がった。

さらに、経済産業省主導によるIGF21計画により2010年を目標に地方都市ガスの天然ガス

を原料とする高カロリーガスへの転換政策が進められることになり、周辺地域に LNG 基地をもたず、かつパイプラインを敷設して採算がとれるだけの需要を持たない地方部に対する天然ガス供給として、LNG の陸上輸送、内航タンカーによる LNG 輸送が展開され始めている。

それと平行して、わが国でもガス田の探鉱・開発は進められており、国内の天然ガス供給事業者によるガス田開発とパイプラインの整備が進み、新たなガス輸送構造が構築されつつある。

2) 国内ガスパイプラインの整備展開

国内のガス田開発は、1960 年代前半に新潟県頸城や関原で開始された。1960 年代後半になると、地質年代が中期中新世にあたる女川層（秋田県）や寺泊層（新潟県）層準より下位の層準にあたるグリーンタフ層準からのガス開発が行われるようになった。1970 年代後半になると、4,000 m～5,000 m 深度のガス層が発見され、1980 年に発見された南長岡ガス田は 1984 年から生産が開始された（佐野，2002）。その埋蔵量は 250 億 m³ と推定され、国内最大の規模である。それに次ぐのが北海道の勇払油・ガス田であり、埋蔵量は 200 億 m³ と推定されている。

国内における天然ガスの累計生産量は、2002 年度末で吉井ガス田（SK，略号は表 6 参照）の 10,066 百万 m³ が最大で、茂原（KNG）の 8,462 百万 m³，東柏崎（TOC）の 7,721 百万 m³，東新潟（SK/MGC）の 7,188 百万 m³，南長岡（TOC）の 6,726 百万 m³ と続く。吉井，東柏崎，南長岡の各ガス田はグリーンタフ層からの産出である。南長岡ガス田は今後 20～30 年の生産持続が可能である（佐野，2002）とされているが、北海道の勇払油・ガス田の場合も、30 年以上の供給が可能であるという。

ガス供給事業者による幹線ガスパイプラインは 1962 年に東京ガスへの供給を目的として、帝国石油が東京ライン 310 km（5 MPa）を敷設したのに始まる。さらに、天然ガス需要の増大に伴って、新東京ライン（7 MPa）が敷設され、2000 年 12 月から運用が開始されている。次いで、松本ラインが 2001 年 11 月に完成し、甲府ラインが 2003 年 6 月に整備された。わが国で最大の幹線パイプラインを有する帝国石油が天然ガスを供給している事業所は 42 であり、そのパイプラインの総延長は 1,100 km 超となる。その天然ガス供給量は 8 億 m³（2003 年）であり、国内天然ガス生産量の約 3 割を占めている。

北海道では、石油資源開発が苫小牧の勇払油・ガス田開発に成功し、勇払から札幌近郊、北広島まで 74 km のパイプラインが 1996 年に整備された。北広島からは北海道ガスの市内ガスパイプラインに接続され、現在、札幌市の都市ガスの天然ガスへの転換事業が 2005 年 6 月の完了を目指して進められている。北海道ガスの札幌幹線南部ライン、モエレ幹線、北部ライン、手稲幹線と接続され、同社の石狩工場と日本海側までの幹線ルートが整備された。2003

表6 国内での2002年度の天然ガス生産一覧(出所:天然ガス鉱業会, 2004, 3p)

油・ガス田名 (事業者名)	県名	生産量 (百万 m ³)	増減 (対前年度)	構成比 (%)
南長岡 (TOC)	新潟	662	80	24.1
片貝 (SK)	新潟	318	98	11.6
磐城沖 (ISK)	福島	254	67	9.2
東新潟 (SK*/MGC)	新潟	239	6	8.7
吉井 (SK)	新潟	231	-12	8.4
勇払 (SK)	北海道	219	63	8.0
茂原 (KNG)	千葉	187	16	6.8
岩船沖 (SK/MGK)	新潟	125	12	4.5
合同千葉 (GS)	千葉	110	1	4.0
東柏崎 (TOC)	新潟	76	-14	2.8
その他		331	-32	12.0
合計		2,752	285	100.0

TOC: 帝国石油, SK: 石油資源開発, SK*: 石油資源開発+日本海洋,
ISK: 磐城沖石油開発, MGC: 三菱ガス化学, KNG: 関東天然瓦斯開
発, GS: 合同資源産業(八積ガス田を含む)

年12月には、手稲幹線・星置から小樽築港までの21kmが整備され、2005年には小樽市の天然ガス転換事業が行われる予定である。これにより、幹線延長133.5km(ガス管総延長4,508km, 2003年)の道央圏幹線パイプラインが整備される。また、1996年には、新潟—仙台パイプライン(261km)も整備されており、秋田・新潟県内の中距離パイプラインと合わせ、石油資源開発のパイプラインは812kmにならんとしている(石油技術協会, 2004)。勇払油・ガス田における2002年度の生産量は219百万m³で、国内の油・ガス田での2002年度生産量の8%を占め、第6位に位置づけられている(表6)。

都市ガス事業者である東京ガスが首都圏の945万世帯(2003年3月現在, 石油技術協会, 2004)へ供給している天然ガスは、LNGが主体であり、その量は年90億m³である。そのうちの1/2を供給している袖ヶ浦工場での製造能力は2,631万m³/日であるという。ちなみに、この量は石油資源開発の勇払鉱場での製造能力300万m³の10倍に相当する。供給の内訳は産業用1/3, 家庭用1/3, 病院・商店などの業務用1/3である。袖ヶ浦工場の受け入れ量は、2000年度の実績で都市ガス用313万トン(44億m³), 発電用498万トン(70億m³)の総計811万トンに及ぶ。ガス管は、高圧パイプライン(1MPa以上)551km, 中圧パイプライン(0.1~1MPa)5,570km, 低圧パイプライン(0.1MPa未満)40,913kmで、総延長は47,035km(全体の21.9%)となる(石油技術協会, 2004)。

帝国石油, 石油資源開発, 東京ガスに、東京電力(全長154km)を加えると、東日本にお

ける天然ガス輸送用の幹線パイプライン（高圧導管）の総延長は2,600 kmを超える（図2）。現在、国内全域の天然ガス高圧導管の総延長は3,077 kmであり（表7），その大部分，85%が東日本に整備されていることになる。

天然ガスの導入促進のためにはその需要を増すことも求められるが，大口需要家としての電力業界が天然ガスを使うことで2兆円のマーケットが得られるという。そのため，現在，種々の広域・幹線パイプライン構想が提示されている。主なものをあげれば，エコライン構想（三大都市圏連携パイプライン，日本ガス協会），ナショナルパイプライン構想（広域天然ガスパイプライン研究会），北東アジアパイプライン構想（広域天然ガスパイプライン研究会），サハリンパイプライン事業化調査（日本サハリンパイプライン調査企画）などである。

図2 東日本地域のパイプライン網（出所；石油技術協会，2004，320 p）

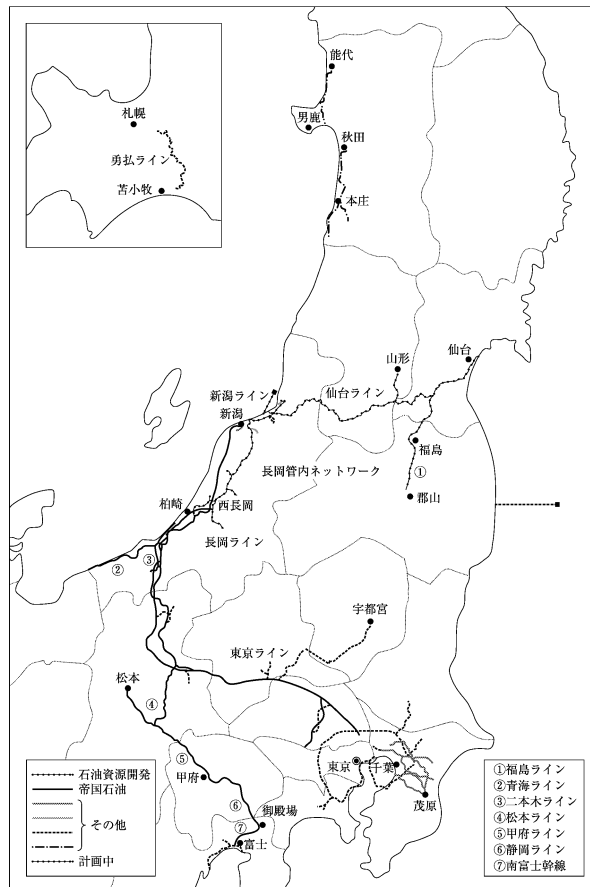


表7 パイプライン敷設状況(資源エネルギー庁ガス市場整備課, 2002を基に作成)

事業者区分	高压導管 (km) (1.0 Mpa 以上)	中压導管 (km) (1.0~0.1 Mpa)	低压導管 (km) (0.1 Mpa 未満)	計 (km)
一般ガス事業者	1,397	27,163	184,017	212,577
電気事業者	186	58	—	244
卸供給事業者	1,494	690	203	2,387
合計	3,077	27,911	184,220	215,208

3) LNG 結合輸送による内陸展開

これまでみてきたように、わが国の天然ガスパイプライン整備の背景としては、天然ガスがもっぱら発電用原料として海外から LNG 形態で輸入されたこと、船舶輸送された臨港部で消費されたこと、その後、都市ガス事業者の都市配給導管への接続によって内陸部へ展開したことがあげられる。もちろん、国内ガス田の開発により、天然ガス供給事業者によるパイプライン網が構築されつつあるが、それは供給地と消費地との二地点間の線的な整備が主であり、東日本地域に集中し全国的なネットワークを形成するには至っていない。

そうした問題に対処するため、天然ガスの内陸部への展開、また LNG 基地が近くにない地域への供給に、独自の輸送形態が構築されている。LNG タンクコンテナが開発され、LNG 受入基地から LNG 形態のまま、トラック輸送、並びに鉄道輸送を利用した結合輸送を行い、消費地に LNG サテライト(小規模な気化施設)を設け、そこに輸送するというものである。LNG サテライトから配給導管を通じて各需要家に供給され、パイプライン建設の採算がとれないとされる中小規模の需要地域への天然ガス転換が進められている。

LNG 出荷量の規模が大きな東京ガスの袖ヶ浦工場の場合、福島県磐城向け(距離 200 km)の出荷が行われており、ローリー32台で年間延べ6,000台が使われているという。

パイプライン輸送に比べ、最低限トラック1台につきドライバーが1名、しかも高压ガス取り扱いのできる資格がなければならないため、人件費コストは高くなる。また道路輸送であるため、事故、道路混雑、道路工事や気象変動による通行途絶など、リスク、安定輸送に問題を抱える。積雪寒冷地や山岳地を経由する場合、さらに輸送不安は高まる。

ローリーの車両は全長11.5mで重量は20トン、積載量は6.3~6.5トンである。道路貨物輸送においては規制緩和で総重量25トンが許可されているが、車両は35度の傾きで転覆しないことが義務づけられている上に、安全性を確保するために二重のタンクで、一般の車両から比べると重量が大きくなり、輸送上は非効率な車両であることなどから、実際は7~8トンが限界であろうといわれていた。しかし、1999年の鳥取ガスにおける天然ガス転換事業において、全長16.1m、最大積載量9.8tのトレーラー形式の国内最大のLNGローリーが開発され、規制緩和による許可重量の拡大に合わせてこの車両が導入された(山口, 2000)。

一方、高圧ガス保安法に基づく一般高圧ガス保安規則第 49 条、移動にかかる保安上の措置の中に距離規制があり、計算式 $(\text{高速道の距離}/340 \text{ km}) + \text{一般道}/200 \text{ km}$ の値が 1 を超す時には、運転手が 2 名必要であると規定されている。

例えば、北陸の小松ガスの場合は、供給を受ける新潟の LNG 基地からの距離が 370 km もあるので、運転手は 2 名体制となり労務費のアップで一層コスト高となる。そこで、運転手のコスト削減ができないかとの観点で、輸送手段として鉄道 (JR) 利用が考えられた。しかし、LNG 輸送では -162°C という極低温の保持が必要であり、低温保持の問題解決がネックとなった。そこで開発されたのが、LNG タンクコンテナである。JR の側でも、昨今の貨物輸送量減という経営環境に対応して、市場開拓として取組みに積極的であったので、安全性確認のための数ヶ月の運行実証試験を経て、貨車輸送の早期開始が可能となった。積載量は 10 トンで、総重量 20 トンになるタンクコンテナによる結合輸送技術が開発された (石油資源開発, 日本石油輸送, JR 貨物による)。ただ、小松駅では 20 トンのトップリフター (大型の荷役機械) の配備ができず、金沢駅での積み替えとなり、鉄道輸送のコスト減を十分に吸収できていないという問題もある。

鉄道貨車輸送は距離が通常は 200 km を超えるところで優位になるとされているが、それ以下の距離でも採用されたケースがある。

北海道旭川市 (旭川ガス・永山工場) は勇払油・ガス田の液化基地から 187 km の距離にあり、いわば鉄道輸送とローリー輸送とほぼ同額のコスト地点にあった。旭川ガスは、高カロリー化事業を LPG (P13A) か SNG (Substitute Natural Gas; LPG より合成する代替天然ガス) のいずれかを採用しようと、1992 年から検討を開始した。SNG による転換に決まりかけていたが、石油資源開発による勇払産天然ガスの LNG 供給提案があり、設備・機械のオペレーションが相対的に容易なことに加え、最終的には価格の問題で LNG サテライト供給による天然ガス転換を決定した。

そもそも鉄道貨車輸送の発想は北海道の気候条件から出てきたもので、冬季の道路事情が最大の要因であった。冬季の方が燃料の需要は高まり輸送量は増すことになり、輸送安定性・安全性が常に心配される。JR は冬場に強く、たとえ遅れはあっても連日運行が停止になることはほとんどない。

この場合の輸送上の採算性における重要な関連要素は、輸送手段の回転率の問題であった。結合輸送では LNG タンクコンテナを使用し、ヘッド (動力車)、トレーラー (台車)、タンクコンテナの三つの輸送手段によって構成される。例えば、10 台で 1 回転といえ、ローリー輸送では車両が 10 台、ドライバーも 10 名必要である。しかし、近距離でのピストン輸送のように回転率を上げる事ができれば、タンクコンテナは 10 台としても、ヘッド・トレーラー・ドライバーの数は軽減できることになる。北海道の燃料ガスはもともと石炭から作られてい

たので、ガス事業者の工場が駅から数キロの範囲といった、駅に近接していることが多い。したがって、トレーラー輸送の回転率を高くすることができる。駅から遠距離にあると、むしろローリーによる直行輸送の方がよいということになる。ヘッドの回転率が高いことでコスト削減が可能となったことが、旭川への貨車輸送導入の大きな要因であった。

旭川市へは2003年秋から、エアウォーター社製のタンクコンテナを使って実際に供給されている。エアウォーターは液体窒素や液体酸素などの工業用ガスを取り扱っており、 -162°C の液体ガスタンクの技術があった。

コンテナの大きさはトレーラーや鉄道貨物車両に無駄なく積めるように、最大積載のもので30ft、総重量20トン以内という条件で製作された。鉄道適合的なコンテナ形態にすることで、貨車一両当たり2台の積載が可能であり、他の石油製品のタンクや一般貨物のコンテナと混在させて貨車に積載できる。そこで、鉄道側としても特別のダイヤ編成やそのための車両を新たに作る必要がなく、チャーターではなく定期貨物列車での輸送が可能となったことで、LNGの結合輸送形態をとることができた。

LNGの場合には断熱材が重要になる。これまで使用していたパーライト(含水ガラス質火山岩を高温で焼成した多孔質断熱材)では重く、輸送の際の振動で圧縮されてしまう。そのため上部に隙間ができ、充填が必要となる。そこで、コンポジット真空断熱(グラスウールにアルミ箔)で軽量化し、ここでも輸送コスト減が可能となった。

旭川向けの天然ガスは、転換事業終了時点でLNG換算では年間約3万トン、13Aガスでの需要量は約3,700万 m^3 となるという。旭川市の場合、190km程度のパイプライン敷設と考えれば、km当たりの輸送量は534 m^3 /日となる。勇払から札幌へのパイプライン輸送では、14インチ管の高圧パイプラインで300万 m^3 /日の輸送能力があり、年間10億 m^3 の輸送が可能である。分岐して旭川へのパイプライン輸送を考えれば、インチ/m当たり約1万円、12インチ管として概算すれば、旭川向けパイプラインの建設投資額は228億円となる。総資産127億3千万円、総売上高77億9千万円、経常利益5億8千万円(ガスエネルギー新聞、2003)の旭川ガスが投資をすることは難しいだろう。

北陸電力、中部電力の電力会社も、2001年に岩谷産業、日石三菱とLNG販売会社「北陸エルネス」を設立し、三重県川越町にある中部電力の出荷基地からタンクローリーでLNGの陸送を行うことで、北陸の都市ガス事業者への供給計画を打ち出した。鳥取ガスにおけるサテライト供給の導入(秋山他、2004)も同様であるが、LNGローリー輸送、鉄道タンクコンテナ輸送による天然ガス国内輸送構造が構築されつつある。

こうした特徴的な陸上輸送における結合輸送形態の展開は、わが国のパイプライン整備の未発達に対する事業者の対応として、開発・構築されているものである。道路輸送における事故の危険性、安定輸送に対するリスク、また結合輸送における積み替えコスト、労働力確

保、輸送や LNG 化による転換損失、CO₂ 排出などを考えると、パイプライン輸送が環境負荷低減的な輸送形態である。しかし、投資効率、事業採算性によりパイプライン・ネットワークの展開が進んでいないわが国において、上述したような小規模の輸送形態が展開されている。環境問題に対応した天然ガス転換という国家政策が進められる中、こうしたインフラ整備における政策不備の隙間を埋める事業者の努力を、どのように認識し、作りあげられる構造に今後どのように対応していくかが問題となろう。

4. パイプライン敷設上の問題

現在のわが国の幹線パイプラインは、これまで見てきたように、欧米の整備状況と比較すれば、なお貧弱なものである。その整備の遅れをカバーするかのように、ガス事業者によって陸上結合輸送形態の開発が行われている。欧米に比べ、何故わが国での幹線パイプラインの整備が立ち遅れたのか、ここではその要因についてさらに検討を加えていきたい。

パイプライン建設は、一般に次のような順序で進められる。

建設計画の検討（需要予測、輸送能力検討、設計条件確定）→基本設計（ルート、工法、仕様等の検討）+官庁/地元協議（計画説明、道路使用承認、地元協議、道路占用許可、保安施設設置認可、民有地取得）→工事発注/施工となる。

この整備、建設過程において、わが国固有の制度的諸規制があり、パイプライン建設コストを高いものとし、その結果、なかなか整備展開が進まないという。建設の技術・保安基準、パイプライン関連規制法規は、多くの諸規制が絡み複雑である。基本的には、鉱業法、ガス事業法、鉱山保安法、高圧ガス保安法に基づき建設が進められる。その他法規として、道路法、河川法、農地法、都市計画法、自然公園法、森林法等が関連する。

1) ライト・オブ・ウェイ

まずあげられるのは、パイプライン用地の取得に関わる問題である。こうした複雑化した諸規制を受ける必要のない欧米のような「ライト・オブ・ウェイ」(Right of Way) の制度が、わが国にないことが障害の最大の一つと指摘されている。

「ライト・オブ・ウェイ」というのは、IGE/TD/1（イギリスのガス技術者協会規格）で、「パイプラインまたは付属設備の建設・運転のために使用が必要な帯状の土地」と定義される。パイプライン建設にあたって、地上権とは関係なく、ある一定の範囲内で自由に敷設する権利が国から与えられるというものである。その範囲は、パイプラインの径などにより異なるが、4 m から 24 m に及ぶものもある。定義は国によって若干の違いがあるものの、諸外国ではパイプラインの径、本数、運転等のレベルの違いによりロケーション・クラスと呼ばれる地域分類が設定され、基本的にこの「ライト・オブ・ウェイ」によって、パイプライン

の建設、運転が強力に保護されている(高梨他, 1991)。

アメリカ機械学会(American Society of Mechanical Engineers; ASME)規則、国際標準化機構(ISO)の規定でも、地権者との交渉に基づく合意の成立を条件とはしているものの、ガスパイプラインは公共設備と認識され、こうした公共的な設備に対しては、私権の制限・建設の優先・その強力な保護という環境が成立している。

もちろん、公共的インフラ=社会資本として無限定にその優先を認めることには問題がある。例えば、同様の社会資本整備として、わが国の交通政策に固有の政治介入という問題を除いたとしても、公共の利益に基づく強制収用が地域に大きな問題を残すことは、成田空港整備の問題を見るまでもなく、明らかであろう。わが国では私権の制限が極めて難しく、「ライト・オブ・ウェイ」の制度確立は困難であろうとの考えも根強い。政策体系の国民的なコンセンサスづくりと、地域住民との交渉に基づく合意形成の努力は続けられなければならないし、環境問題における公的規制に対する市民の自律的・自覚的な意識高揚も必要であろう。

2) 建設許可に関わる制度的問題

この用地取得に関わる制度上の問題は、もちろんわが国ではその地勢と深く関わり、ルート設定に諸外国との違いをみせている。人口密度が高く、土地の占有・取得に関して私権の制限が極めて困難であり、また狭隘な国土から地価の高いわが国においては、公道や公有地が優先されて計画される。しかし、この公道の占有許可に関しても、諸規制が複雑に絡み、パイプライン整備事業者の負担を大きなものとしている。

わが国では、設置許可の手続きが面倒で、一つのパイプラインの敷設許可を得るために、数多くの窓口に行かなければならない。また道路占有の際に、道路管理者から道路占有許可を得るためには、地域の住民の同意書をもっていかなければならないという行政指導がある。その場合、なかなか地域住民の理解が得られないということが起こりうる。道路管理者が住民への啓蒙活動や説得活動に対して積極的に協力してくれない、というケースもあるという。ルート設定については、最短距離というよりは、施工性(狭い道路、広すぎる道路、混雑する道路は避けられる)、完成後のメンテナンス(付帯道路をつけなければならない)の利便性を考えることになる。

パイプライン敷設の道路占有については、基本的に道路法32条で「道路管理者の許可を受けなければならない」となっている。天然ガス供給事業者によるパイプライン敷設が規制される鉱山保安法に関わっては、この32条に基づく。しかし、ガス事業法に関わっては、特例措置として道路法36条があり、そこでは「工事を実施しようとする日の1月前までに、あらかじめ当該工事の計画書を道路管理者に提出しておかなければならない」とされてはいるものの、その占有許可申請が基準に適合している場合には、道路管理者は「許可を与えなけれ

ばならない」となっている。ガス事業法に基づく都市ガス事業者が整備する導管と、鉱山保安法に基づき天然ガス供給事業者が整備する導管について、同じ社会インフラでありながら、その展開に事業者間の負担に大きな差を生むことになる。

こうした問題を少しでも回避するために、高速道路の側道の利用が行われている。高速道路については、道路法によって公団の敷地内での敷設はできないが、側道が利用可能な用地となり、自動車の往来が少ない、将来的にルート変更・道路付け替えなどの発生の可能性が少ない、メンテナンスの容易さなどの理由で利用が進んでいる。

しかし、高速道路の側道は、道路完成後は公団から市町村の管理となる。したがって、パイプライン敷設にあたっては、高速道路の側道を利用する際にも、市町村の許可を取ってから公表することになる。側道を利用できても、トンネル部分では迂回することになるので、民有地に入ることになる。また、側道ぎりぎりに民有地が入り込んでいる場合もあり、地権が錯綜していることがある。

地元にとっては、ガスパイプラインは通過するためだけの施設であることから、迷惑施設と捉えられやすい。生活道路の一定期間の閉鎖、工事中の騒音・安全性などの問題があり、合意が得られずルートを変更せざるを得ないこともある。地域の許可を取る必要から、パイプライン敷設は上流から順次というわけにはいかない。後述するバルブステーションの用地を除き、用地取得は借り上げとなる。借地料はパイプラインを所有する企業が、メートル当たりで決められている単価で年毎に支払うことになる。

河川を横切る必要がある場合は、河底横過トンネルによる。河川では河川法により、河床下5メートルに埋設が義務付けられている。ある事業者の場合には、河川横断ルートの計画は建設省からの許可はすぐ下りたが、地元県河川課との調整が難航したという。河川の場合には申請してから認可までに1年はかかる。町村道では申請後1カ月、ただし地元との事前の協議が必要で、区長・役員・住民の同意に数ヶ月を要するという。規制上、橋梁に取り付けることは可能であるが、通常はパイプラインの重量が20インチ管の場合、1メートル当たり180kgの荷重となり、橋梁の強度はその荷重に耐えられないことから、橋梁下敷設は不可能である。

遺跡のある場合には、文化財保護法も関係し、工事中断や迂回など、工事の実施がさらに面倒になる。

このように、その他関連法規としても道路法、河川法、農地法、都市計画法、自然公園法、森林法等に加え、建築基準法、地すべり等防止法、農業振興地域の整備に関する法、消防法、労働基準法、公害対策基本法、電気事業法、景観条例など24にもわたる複雑な諸規制の中、それらが錯綜した環境下で建設しなければならないことが整備に時間がかかることの要因の一つとなっている。

3) 安全基準と土木費

上記の諸規制の錯綜により計画段階から多くの時間を要するが、さらにわが国では諸外国に比べて厳しい安全基準規制による工期の長期化と土木費の上昇が、問題の一つと指摘されている。パイプライン敷設費の6割が土木工事費であるという。

基本的に陸上パイプラインはすべて地下埋設であるが、まずその埋設深度に諸外国との大きな違いがある。

わが国では、石油パイプライン事業法と高圧ガス保安法、並びに鉱山保安法によって、パイプラインの埋設深度が規定されている。市街地の道路下の場合、路面下1.8m(防護構造物に防護された場合は1.5m)以下としない、市街地以外の道路下の場合、1.5m(舗装道路での、導管の外表面と路盤最下部の距離は0.5m)以下としないとなっている。防護構造物に防護された場合は市街地で0.9m、市街地以外で0.6mなどとなっている。

一方、米国を例にとれば、ASMEによって埋設深度が規定されている。人口密度によって四つのクラスで地域が分けられ、工法、管径によりそれぞれの埋設深度を規定している。クラス1(荒地、砂漠、牧草地等の過疎地帯)で通常掘削の場合24インチ、岩盤掘削の場合、管径20インチ以下で12インチ、管径20インチ以上で18インチの土被りが必要とされている。クラス2(市街地外周地区、工業地帯)で30~18インチとなり、クラス3(郊外の住宅発展地区)、クラス4(高層建築物が多く交通量、その他埋設物の多い市街地)で30~24インチとなっている。公道・鉄道横断面では、すべてのロケーション・クラスにおいて36~24インチである。このように米国では、0.6~0.75m、公道下で0.9mという埋設深度が一般的である(高梨他, 1991)。

安全性を確保するための土木技術基準であるが、この埋設深度の深さが土木費に大きく影響し、わが国のパイプライン建設コストを高めている要因の一つとなっている。鋼管材料等の技術発展により強度・安全性は以前より高まっており、埋設深度の技術基準の緩和が求められている。一部、規制緩和が進められ、2004年10月には、国土交通省局長通達で、1.2mの浅所埋設が認められることとなった。

国内における道路下での一般的な建設事例をみれば、埋設は深度1.5mで、16インチ管の場合は2m掘って埋設することになる。高速道路を横切るときは、カルバートンボックスを使用して、さらに深く埋設しなければならない状況もある。工事のスピードは1日に24m(12m管を2本埋設)程度である。管溶接には3時間を要し、溶接開先部の全数検査、X線透過試験等が義務づけられている。12m管を繋ぎ続けるというのも、道路交通法上、パイプを運搬するトラックの車長制限があるためであり、日本の地勢、狭隘な道路状況によるところでもある。

「ライト・オブ・ウェイ」が認められている米国の場合、ロケーション・クラスによって技

術基準は異なるが、抜き取り検査、超音波探傷試験などが認められており、地域によっては1マイル/日(約1,600m)のスピードで工事が進められるという。工期が長いことは、当然建設コストの上昇に大きく影響している。高速自動溶接技術や高速自動探傷技術などの発達により、工期短縮は行えるものと考えられており、技術基準の見直しは必要であろう。

またバルブステーション(緊急遮断弁、ガス放散塔、各種データ伝送設備)は、表8に示したように、アメリカではクラス1で20マイル、クラス2で15マイル、クラス3で10マイル、クラス4で5マイルとなっている。わが国の場合、天然ガスパイプラインは基本的に10km毎に、市街地では必要箇所毎に設置されている。参考までに、石油パイプライン事業法に基づく石油パイプラインの場合をみれば(表8)、人家密集地区で1km毎、河川等横断、山などの勾配地域・鉄道・道路の切り通し部の横断部分ではその地点毎に必要性に応じて、その他地域として市街地では4km、市街地外では10km毎にと、細かく緊急遮断弁を設置することが義務づけられている。保安上必要な施設ではあるが、10km毎にと多くの遮断弁を設置しなければならず、またこの用地は借り上げではなく取得している。地権者に問題がなくても、直接利益を得られない周辺住民、自治体・地区レベルでの反対がある。帝国石油の松本ラインの場合、伝統的建造物保存地区に隣接するところがあり、景観上の理由から反対され、ルート変更を余儀なくされたケースもある。

さらに、土地の用途変更からパイプライン移設工事を余儀なくされる場合が多い。帝国石油の東京ライン(309km)、新潟県内の幹線ライン(302km)のケースでは、平成5～12年の7年間で、圃場整備、土地区画整理、公共下水道工事、河川改修、道路改良、建物建設などの理由で、150件近くにも及ぶ移設工事が発生した。

表8 バルブステーション(遮断装置)の設置間隔(出所;高梨他,1991,p.172の表に追加,改編)

アメリカの規格(ANSI/ASME B31.8)			参考例;日本の石油パイプライン事業法に基づく規格	
区分	設置間隔	備考	設置間隔	備考
クラス1	約32km(20マイル)	荒地,砂漠,牧草地等の過疎地帯	必要箇所	河川横断など
クラス2	約24km(15マイル)	町や市の外周地区,工業地帯	10km	市街地以外
クラス3	約16km(10マイル)	郊外の住宅発展地区	4km	市街地
クラス4	約8km(5マイル)	市街地(高層建築物が多く交通量大)	1km	人家密集地区*

注) *50ha以下のおおむね整形の土地の区画毎に算定した場合における人口密度が,40人以上/haである土地の区域が連たんしている土地の区域で,人口が5,000人以上である区域。

5. 社会的共通資本としての幹線パイプライン整備

天然ガス普及の主要な問題の一つは、開発のリスク負担とパイプライン等インフラ整備における巨額の投資である。開発のリスク負担については、これまで国のエネルギー政策の観点から旧石油公団等、公共的な観点での技術支援、財政支援が行われてきた。現在の規制緩和の推進、行財政改革の中で、「公と私」の関係、民間の活用が様々に議論されているが、ここでは、わが国におけるパイプライン整備について、社会的共通資本として整備される必要があるとの観点で、さらに検討を進めたい。

国内パイプラインの敷設費の例を表9に示した。一般に、北海道のように原野の多い地域では、敷設パイプの単位あたり(/インチ/m)の価格が1万円ないしそれ以下といわれているが、表9から分かるように、市街地の多い地域ではその4~8割増の額になっている。

勇払油・ガス田からのパイプライン敷設では、工事の進捗状況は一日で12m管一本のみという時があれば、50m程度の敷設が可能であった場合もあったという。荒地の場合と市街地の場合では費用は大きく異なってくる。特に、河川の横断があるときには費用は跳ね上がる。概算で1億円/kmといわれているが、その値は最もコストのかからないルート地点の場合である。敷設の費用は6割が建設土木工事費で、他はパイプの材料費などである。工事自体は直線も多く施工性もよかったといわれる勇払—札幌の場合でさえ、直線で50kmであるが、パイプライン長は迂回して74.8kmとなっている。

天然ガスの価格には、パイプラインの敷設だけではなく、ガス田の開発費用を上乗せする必要がある。石油坑井の掘削価格は1坑井あたり25億円~30億円が必要であるといわれている。

海外からLNGとして運搬した場合は、LNG輸入プロジェクトへの投資に加え、さらにガス化のための設備投資を考えなければならない。LNGを利用する東京ガスのパイプライン敷設は市街地が中心で、コストはもっと高くなる。このことは都市部における地価の問題ではなく、①市街地でルートが取りにくい、②工事期間が分散する、③敷設に時間がかかる、④

表9 日本における主要なパイプラインの敷設コスト

パイプライン	径(inch)	距離(km)	金額	/km	/インチ/m
新長岡ライン(越路原—頸城)	16	66	102億円	1.55億円	0.97万円
新東京ライン(頸城—軽井沢)	20	142	403億円	2.84億円	1.4万円
松本ライン(東部—松本)	12	101	221億円	2.19億円	1.8万円
甲府ライン(諏訪—甲府)	16	67	168億円	2.51億円	1.6万円
山形ライン(予定価格で概算)	8	30	40億円	1.3億円	1.7万円

保安基準の違い，などの理由による。

これら事例は，大都市近傍であり，大きな需要が見込めることから，事業者による投資が可能となっている。しかし，小需要地を含め地方にネットワークを広げていくことは，関東周辺のように需要地が東京に連続して存在する場合を除いては，困難であろう。また独立の事業者毎の投資であるから，最初からそれぞれのパイプラインを結合して全国的なネットワークを作るには至らない。事業者による投資では，大都市近郊，あるいは大規模需要家にのみ供給される。その問題を解消するために，地方ガス事業者の工夫と努力による陸上結合輸送が開発され，新たなガス輸送構造が作られつつある。

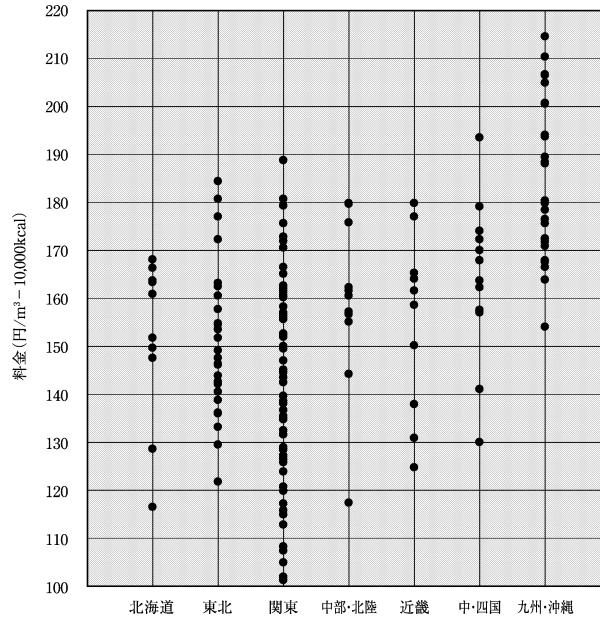
これまでみてきたように，国内ではパイプライン・ネットワークの存在量が不足している。それはまた，敷設事業者における負担がかなり大きく整備展開に限界があることを意味している。整備されつつある地域は，大都市近傍，国内ガス田と結ぶことのできる地域，そして関東を中心とする東日本地域に偏り，全国的なネットワーク形成には至っていない。

それ故に，ガス利用の選択に地域格差の問題も生じている。天然ガスを利用できない地域があり，かつまた利用できても高い価格でしか利用できない状態が生じている。地方ガス事業者は，国策による転換事業の展開において大きな負担を負わされている。私たちが前稿（秋山他，2004）でみたような，欧米に比しての高い国内のガス価格の問題は，さらに都市部と地方部での地域間価格差としても現われている。

ここに，地方ガス会社が作成した興味深いグラフ（図3）がある。地区別の料金水準をまとめたものであるが，そこにはガス価格の幾つかの地域格差の特徴がみてとれる。10,000 kcal換算で，月間使用量 55 m³ の場合の m³ あたりのガス料金は，最も高い地区で 222.51 円（九州）であり，最も安い地区で 101.16 円（関東）と二倍以上の開きがある。大都市部の東京ガス（114.93 円），大阪ガス（124.78 円）は相対的に低く，地方部は高い。もちろん地方部でも，相対的に低く抑えられている地区もある。地方同士の比較では，北海道，東北の東日本地域と中・四国，九州の西日本地域では，西日本地域が高い傾向にあることが明瞭にみてとれる。これらの価格差の要因を明らかにするためには，さらに詳細な実態調査を重ねていかなければならないが，ガス利用とその選択に，大きな地域間格差があることは明らかであろう。

ガス供給の施設は，ライフラインと呼ばれる電力，上下水道，交通とならんで，市民が最低限の生活を送るために必要なサービスを生み出すための生活関連資本（宇沢，1977）といえる。だからこそ，これまでガス事業は公益事業として，地域独占・市場分割が認められてきた。しかし，今日のエネルギーの多様化，技術進歩により，代替可能なサービスが増大するにつれ，規制下における地域独占を正当化する経済学でいうところの「自然独占」の性格が失われ，公共財ではなく私的財として市場機構を通じて供給されることが望ましいとされ，

図3 地区別料金水準 月間使用量=55 m³ (10,000 kcal 換算)
(旭川ガス(株)転換センター, ヒアリング資料より)



規制緩和が進められている。

しかしながら、天然ガス供給というサービスの場合には、もう一つ重要な問題が付け加わる。環境負荷低減的なエネルギーの利用は、社会全体にとって望ましいものである。市民が良好な環境のもとで生活できるということ、さらに今日の環境問題に直面し、その生活様式において市民が自覚的に環境負荷低減的な財、サービスを選択し、大気、河川、土壌などの自然的資本を保護しつつ環境適合的な生活を送ることができるか否かということは、市民の基本的権利に関わる問題となる。

これまでみてきた天然ガス供給の問題に関わっていえば、市民が環境負荷低減的な生活様式を選択しようとしても、現状の日本では、すべての市民が同様に選択できない環境におかれていることを示している。市民の自覚的な環境適合的な生活様式を選択に対して、天然ガスは一つの重要な資源となっている。

代替性に乏しい希少資源が市場機構を通じて配分されるとき、実質的な所得の分配に好ましくない影響を及ぼし、地域独占的に供給される傾向を持ち、その結果、供給量は適正な水準より低くなって、その価格は高くなる傾向を持つという(宇沢・高木, 1992)。この宇沢の指摘は、天然ガスが相対的に環境負荷の低い代替性に乏しい希少資源であるということを考えた場合、天然ガス供給の問題にも同様に当てはまることと考えられる。

幹線ガスパイプラインの整備不足が、天然ガス供給の地域間不均衡を招き、その問題解消として、より環境負荷の大きな輸送構造が構築され、最終消費価格が押し上げられる。パイプラインは、経済学で一般的にいわれるところの「私的な動機による投資のみにゆだねているときには、国民経済社会の必要性から見て、その存在量が不足するか、あるいは著しく不均衡になる等の望ましくない状態におかれると考えられる性質を有する資本」(宇沢・高木, 1992) であるといえよう。

つまり、一次エネルギー供給の問題として、また環境負荷低減的なエネルギー供給の多様化、選択の幅を広げるという観点で考えるならば、幹線ガスパイプラインは社会的共通資本としての性格を持つといえる。

こうした社会的共通資本としての性格を強めていることは、規制緩和の流れの中でも、「オープンアクセス」という制度的対応が進められているということからも窺い知ることができる。

1995年のガス事業法の改正では、大口(200万 m^3)需要家への供給自由化によって、①大口需要家のガス供給者選択機会の拡大、②一般ガス事業者の設備稼働率の向上、③新規参入者の出現、新たなビジネスチャンスの提供、④規模の経済、コストダウン、価格の低廉化・安定化、⑤その結果としての経営の安定化、などの効果が期待できるとされている。さらに、1999年になると、大口の基準が100万 m^3 (中圧管中心の業者)に引き下げられた。

その中で、オープンアクセスの制度とは、大手都市ガス事業者が保有するパイプラインを公共的なインフラとして、新規参入ガス事業者へ利用させるものである。現在、東京ガス・大阪ガス・東邦ガス・西部ガスなどの各社が、その規制緩和政策に基づき託送事業を行っている。さらに、天然ガス供給事業者である帝国石油等の事業者も対象となり、現在オープン化に向けての作業が進められている。

しかし、この場合、複雑な問題が横たわっている。それぞれの山元で性質の異なったガスが生産されているため、熱量の違うガスを繋げるには、それぞれを同一熱量に調整した上で供給しなければならない。海外では生ガスを混ぜて送り、熱量調整は取り出したところの事業者がそれぞれ行っている。日本では販売単位が m^3 であるのに対し、海外では熱量単位(MMBtu)で販売されている。熱量の調整コストを考えると、それほどオープンアクセスが広がるかどうかは疑問であるといわれている。また、各パイプラインに余力がどれほどあるのか、オープンアクセスに対応できるほどの量を送っているのかも疑問視されている。

また、パイプライン保有事業者の投資回収を託送料金にどのように反映させるのか、価格設定は複雑な問題となる。事業者としての利害も絡んでくるから、単純に既存のパイプラインがあるから使えばいい、そうすれば効率的だということにはならないであろう。規制緩和で競争が激化すれば、都市ガス事業者や天然ガス供給事業者も競争対抗上、それなりの価格設定をするであろう。その場合、パイプライン利用の公共性、新規参入事業者の保護とい

う観点で託送料金を公的に決めていくとすれば、それは規制強化となり、そもそもの規制緩和政策の展開に逆行するものとなる。米国や、それに追随したわが国の航空輸送産業における規制緩和政策がもたらした現状をみても明らかなように、規制緩和が理論どおりの現実世界を生み出すわけではないのである。

十分な統合型の国内パイプライン・ネットワークが完成していないにもかかわらず、こうした規制緩和を導入し始めたことは、パイプライン建設の基本的条件を危うくする可能性があり、ひいてはわが国のエネルギーセキュリティに悪影響を及ぼす可能性があるとの指摘もある(朝倉, 2002)。

ここで、我々はもう一度、幹線パイプラインは社会的共通資本としての性格を有しているということを認識し、その建設と管理、投資主体、費用と負担の関係を見直さなければならぬと考える。

6. 終わりに

一次エネルギーとしての天然ガスは、CO₂ 排出、NO_x 排出、SO_x 排出、総合熱効率等を考えると環境負荷低減的エネルギーである。また、原油を超える埋蔵量が確認されており、中東に偏在して産出する原油とは違って、地域的な偏在が少ないことも特徴としてあげられ、主要な代替エネルギーの一つとしてその利用が重視されている。しかしながら、欧米と比較してわが国のガス価格の高さがいわれ、またその利用に遅れをとっている(秋山他, 2004)。

その理由の一つが、わが国における天然ガスパイプラインの普及の遅れであるとされているが、その輸送構造、パイプライン整備状況の諸問題については、これまでにみてきたとおりである。

こうした問題を反面教師として、韓国は1983年に韓国ガス公社(KOGAS)を設置し、国策で全国を結ぶナショナルパイプライン網の建設を始めた。すでに述べたように、その総延長は2,451 kmになるという。反面教師という観点からは、1999年にこの公社の分割民営化のためのガス産業構造改革案が提出されたことも見逃せない。また欧米諸国でも、公共的な性格付けが強力になされ統合的なパイプライン・ネットワークの整備が進んだところで、規制緩和によるパイプラインの開放や水平分業的産業構造の解体、安定供給、市場範囲、規制機関の位置づけの問題など、ガス産業構造のあり方や公的機関の関わり方が大きく変化している(植草他, 1994)。

わが国の整備状況は、「需要に応ずるという形での経済的必然性を持った」整備展開であるということが出来る。しかし、それはパイプライン・ネットワークの広がりや初期の状態であって、競争状態を生み出すためには、高圧パイプラインのインフラの成熟がその基礎を形成するという指摘もある(J. P. スターン, 2000)。

このような状況の中で、上にみたように、一般ガス事業者による新たな天然ガス輸送構造が構築されている。さらには、九州 LNG 基地から四国地域への供給、東京から函館地区への供給などのように、内航 LNG タンカーの利用による地方部への展開が進められている。陸上結合輸送による内陸部の展開に加え、内航海運を利用しての地域展開、国内天然ガス流通のネットワーク展開が進んでいる。

今日、欧米でも環境特性による天然ガスの需要増加に原油価格の高騰も加わり、LNG 輸送体系の構築・拡大が、急速に進められている。陸上におけるパイプライン・ネットワークの整備と同時に、こうした新たな調達・輸送構造が構築されている。

現在大きな注目を浴びている二つのサハリンプロジェクトの内、LNG としてタンカー輸送によるサハリン2 プロジェクトでは、供給量がすべて日本国内で消費する目処がたったと伝えられた。サハリン1 プロジェクトについては、日本へのエネルギー安定供給を確保するためにパイプライン(総延長、約1,500 km)による供給・調達が検討されていた。しかし、様々な問題からその整備は進まず、サハリン1 で生産される天然ガス全量を中国へ供給するとの検討を石油会社が始めたという(日本経済新聞、2004/11/2)。

現在の石油業界での主流は LNG であり、まずパイプラインありきということには問題があるとして、中川経産相は「自由経済だから経済主体が判断するのが基本だ」と述べたと報道されている(朝日新聞、2004/11/3)。このように、わが国のエネルギー政策を全面に打出さずに、民間任せといった政治姿勢に対しては、わが国のエネルギー政策がどのようなものであるのかという点で疑問を投げかけざるを得ない。事業採算性を重視し、経済性を前提とした民間事業者によるパイプライン整備を期待するという素朴な市場経済観にとらわれた政策の展開は、長期的に見れば、我が国のエネルギー・環境問題、そして現実の実態進行において、大きな課題を残すことになるのではないだろうか。

国全体の一次エネルギー供給、そして環境問題に関する政策体系の再構築と、その中の国土幹線パイプラインを含めた幹線パイプライン整備とその位置づけの再検討が重要な課題になっている。

謝辞 この研究は、札幌学院大学研究促進奨励金(共同研究)2002年度「エネルギー転換と地域の社会・経済—天然ガス開発・導入が北海道の経済・社会に与えた影響について—(研究代表者 山本 純)」と2004年度「我国における天然ガス幹線パイプライン整備の問題点と政策課題(研究代表者 山本 純)」による研究費の助成を受け、実施されたものの一部である。本研究を進めるにあたって、多くのエネルギー関連企業各社の担当者にお世話になった。とくに、旭川ガス株式会社、北海道ガス株式会社、JOGMEC、小松ガス株式会社、三菱総合研究所、石油資源開発株式会社、帝国石油株式会社、東京ガス株式会社(ABC順)から

は、ヒアリング調査に快く対応していただくとともに、この小論で引用した貴重な資料・情報を提供していただいた。JOGMECの平井明夫氏には文献調査にご協力いただいた。また、石油技術協会からは国内パイプライン網の図を掲載する許可を頂いた。お世話くださった各位に、厚く御礼申し上げます。

引用・参考文献

- 秋山雅彦・山本 純・平澤亨輔・光武 幸・中澤秀雄・小内純子・谷沢弘毅(2004)
天然ガスの国内価格の現状とその課題, 札幌学院大学『商経論集』20巻4号
- 朝倉堅五(2002) エネルギー自由化時代の国土幹線ガスパイプライン, エコ&エナジー
- 藤元 薫(2001) GTL (Gas To Liquid) 技術の展望, 石油技術協会誌 66, 151-159.
- ガスエネルギー新聞(2003) 日本の都市ガス事業者'03, 8.
- 伊原 賢(2000) ガスの有効利用技術の促進, 石油技術協会誌, 65巻6号, 524-537.
- International Energy Agency (IEA) (2004) Energy balances of OECD countries (2003 Edition); <http://earthtrends.wri.org>
- 石井 彰・藤 和彦(2003) 世界を動かす石油戦略, ちくま新書 385, 222 pp.
- 三木季雄(2002) パイプライン立国のすすめ～エネルギー新時代に向けての国土づくりの大計, 日本工業出版, 96 pp.
- 三菱総合研究所(2000) 国土幹線ガスパイプライン, 東洋経済新報社, 158 pp.
- 森島 宏(2003) 天然ガス新世紀～持続可能なエネルギーシステムに導く究極の化石燃料, ガスエネルギー新聞, 303 pp.
- OECD/IEA (1994) Natural Gas Transportation - Organisation and Regulation, 208-287.
- 奥井智治(2001) ガスハイドレート輸送技術への期待, 石油技術協会誌 66, 168-174.
- 佐野正治(2002) E & P 事業の現在と将来—帝国石油の現状と課題. 石油技術協会誌, 67巻2号, 164-171.
- 佐々木 毅, 金 泰昌(2002) 公共哲学9 地球環境と公共性, 東京大学出版会, 40-42.
- 石油技術協会編(1989) 石油地質・探鉱用語集, 石油技術協会, 314 pp.
- 石油技術協会(2004) 石油・天然ガス資源の未来を拓く—最前線からのメッセージ—. 創立70周年記念, 492 pp.
- 石油公団企画調査部(2002) 石油/天然ガス用語辞典 (<http://www.jnoc-rp.jp/glossary>)
- 石油公団石油開発技術センター(2003) TRC NEWS, No.95, 1 p.
- 資源エネルギー庁ガス市場整備課(2002) ガス市場整備基本問題研究会報告書; <http://www.meito.jp/report/data/g20430aj.html>
- J. P. スターン, 山藤泰訳(2000) エネルギー市場の競争条件, 白桃書房, 22.
- 鈴木信市(2001) 天然ガスの液体燃料化技術と将来性, 石油開発情報センター ICEP ニュース, no.35, 13-23.
- 高梨洋治, 武政茂夫, 当麻純一, 山本正受(1991) 新体系土木工学96・パイプライン, 技法堂出版, 9, 94, 172.
- 高沖達也(2002) 天然ガスハイドレート (NGH) の事業化, 北海道国産天然ガス利用促進協議会講演資料.
- 天然ガス鉱業会(1998) 日本の石油と天然ガス, 438 pp.
- 天然ガス鉱業会(2004) わが国の石油・天然ガスノート, 20 pp.
- 植草 益, 横倉 尚(1994) 講座・公的規制と産業2 都市ガス, NTT 出版, 50-98.
- 宇沢弘文(1977) 近代経済学の再検討—批判的展望—, 岩波新書, 178.
- 宇沢弘文, 高木郁朗(1992) 市場・公共・人間—社会的共通資本の政治経済学, 第一書林, 36, 67.
- 山口正康(2000) LNG チェーン物語, ガスエネルギー新聞, 303-314.

(やまもと じゅん 札幌学院大学商学部)
(あきやま まさひこ 元札幌学院大学社会情報学部)
(2004年11月8日 受理)