

日本にガスパイプ幹線はなぜ必要か

望月 喜市

1. 京都議定書と天然ガス利用
2. エネルギー供給サイドからの検討 (朝倉案の紹介)
3. パイプガス VS LNG: LCA(ライフサイクルアセスメント)の視点
4. 中間的結論
補論) 北海道の視点

キーワード: パイプガス幹線、京都議定書、
北東アジア燃料共同体、LCA

日本における天然ガス利用は、1973年の石油危機を契機に石油代替エネルギーの1つとして、発電用および都市ガス原料用に利用するため拡大した。天然ガスは日本国内でもわずかに採掘されているが、その大部分は東南アジア諸国からのもので、すべてLNG(液化天然ガス)の形で輸入されている。2003年度日本は約5850万トン(810億立方米、760兆Kcal)のLNGを輸入した。

現在、一次エネルギーに占める天然ガスの比率は約13%で、このうち約7割は発電用、残りはほぼ都市ガス用である。今後は、複合サイク

ル発電設備やコージェネレーション設備の増設など、燃料電池、天然ガス自動車、さらに石油化学産業に変わる天然ガス化学産業の需要が増大するものと思われる。21世紀は水素の時代といわれ、天然ガスはその中継的エネルギーとして位置付けられている。

2005年2月、地球温暖化防止のため、CO₂の排出削減を義務付ける京都議定書が発効した。天然ガスは、石油・石炭に比較してCO₂の排出が小さいので、石油・石炭火力発電所の燃料を天然ガスに替えることは、温暖化ガス⁽¹⁾防止対策の有力な手段の1つとして考えられている。

1. 京都議定書と天然ガス利用

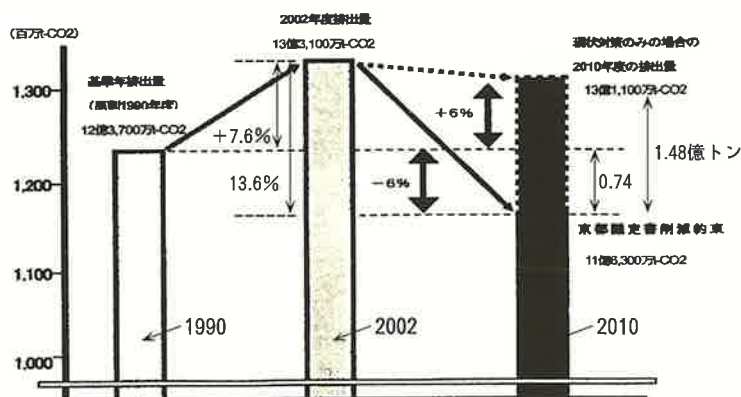
京都議定書が発行したことで、日本の国際的約束を守る政策論議が従来にまして重みをますますようになった(京都議定書は04年11月、ロシアが批准したことで、その発効要件を満たしたので、05年2月16日に発効した)。

日本の基準年(1990年)のCO₂の排出量は12億3700万トンであり、6%削減を達成するた

(1) 温室効果ガス (GHG→CO₂, CH₄(メタン)、N₂O(一酸化二窒素)、HFCs(ハイドロフルオロカーボン)、PFCs(パーフルオロカーボン)、SF₆(六フッ化硫黄)の排出量を08年から2012年までの第一約束期間において先進国全体で基準年(1990年)レベルと比較して少なくとも5%削減(日本は6%の削減、CO₂換算で12億3700万トン)することが定められた。異なる温室効

果ガスについては、地球温暖化係数(Global Warming Potential: GWP)を用いて二酸化炭素排出量に換算する。メタンのGWPは21、N₂Oは310、HFCsは140~11,700、PFCsは6,500~9,200、SF₆は23,900となっている。つまりメタン1トンの排出は、CO₂換算21tの排出に相当する。

京都議定書の6%削減約束と我が国の温室効果ガス排出量



めには年平均総排出量を年間11億6300万トン削減することが必要である。ところが、日本の02年度温室効果ガス（GHG：Green House Gas）の総排出量は13億3100万トン・CO₂（基準年比で7.6%増）であり、削減約束との差は13.6%と広がっている。これは、GHGの排出量の9割程度を占めるCO₂の排出量が大幅に増大している（02年度で基準年排出量の10.2%増加）ためである。

従来の様々な対策を継続するとした場合、2010時点でのGHGの総排出見通し（現状対策ケース）は、約13.11億トン・CO₂となり、基準年比で約6%の増加となる。したがって、今後約12%（約1.48億トン・CO₂）相当の追加的排出の達成を図らなくてはならない。（図を参照、京都議定書目標達成計画（案）：対策本部HP p.11）。その具体策は、次の表に示す通りである。

この表では、もっぱら需要側の項目別対策数値を示しているが、これ以外にも、供給側やその他のサイドの対策が次のように考えられている。

①需要側：エネルギーの総需要額をそれぞれの部門（産業部門、民生部門（家庭用、業務用）、運輸部門）で引下げる努力をする。

②供給側：供給に際して発生するCO₂を出来るだけ低減するよう、一次エネルギーの供給燃料：石炭、石油、天然ガス、都市ガス、水力発電、原子力発電、地熱、新エネルギーに関して（安定供給、クリーン度、経済性を考慮した）「ベストミックス」を探す。

③CO₂の吸収効果措置（植林、その他）を講ずる。

④京都メカニズム⁽²⁾を活用する、などとしている。

エネルギー需要を引下げる政策として、炭素税導入が検討されたが、産業界の反対が強く決着はついていない。CO₂吸収技術として海洋にCO₂を吸収させる技術も研究されている。自動車の排ガス対策として、ハイブリッド車や燃料電池自動車が大きな注目を浴びている。

(2) 京都メカニズムには次の3つが含まれる。

①共同実施（JI：Joint Implementation）、②クリーン開発メカニズム（CDM：Clean Development

Mechanism）③国際排出量取引（International Emissions Trading）、詳細は環境庁HP（<http://www.env.go.jp/earth/ondanka/mechanism>）参照。

エネルギー起源と非エネルギー起源のCO₂の排出規制計画

算定結果		基準年 (01990年度)	2002年度実績		2010年度部門別目標	
		A	B	B-A	C	C-B
		百万t-CO ₂	百万t-CO ₂	部門別基準 年との格差	百万t-CO ₂	部門別基準 年との格差
a	エネルギー起源CO ₂	1,048	1,174	126	1,056	-118
	産業部門	476	468	-8	435	-33
	民生部門	273	363	90	302	-61
	業務その他部門	144	197	53	165	-32
	家庭部門	129	166	37	137	-29
	運輸部門	217	261	44	250	-11
	エネルギー転換部門	82	82	0	69	-13
b-a	非エネルギー起源CO ₂	189	157	-32	107	-50
b	総排出CO ₂	1,237	1,331	94 = +7.6%	1,163	-168
a/b	エネルギー起源/総排出	0.85	0.88		0.91	

注：「非エネルギー部門の排出量」は「全体」-「エネルギー起源」で計算した。

2010年の2002年対比節減量は、「達成計画」のp.14-15の数値と若干ズレがある。

とくに「非エネルギー起源」の数値は、「計画」では-70だが、この表では-50になる。

出所：「達成計画」のp.14-15及び、前掲示のグラフ(p.10)から筆者作成。

2. エネルギー供給サイドからの検討（朝倉案の紹介）

「政府計画」では、天然ガスの特性（クリーン度が高い、利用効率が高いなど）を十分考慮しておらず、目標年次での一次燃料に占めるガス比率は、基準年の13%からわずか1ポイント増加させ14%になるに過ぎない。さらに2010年の総発電量に占める天然ガス比率はむしろ低下してさえしているのである。

「温室効果ガス排出量のうち9割近くがエネルギー起源CO₂であるが、その内3割近くは発電所から発生している。つまり温室効果ガスの4分の1近くが発電所の煙突から出ている。

そこで発電に利用される一次エネルギーの構成のうち、政府計画（温室効果ガス削減目標達成計画案）をベースに石油の一部を天然ガス燃

料に代替することを考える。

政府計画は、脱石油の推進による石油火力発電所への依存度の引下、建設中の3基の原子力発電の稼動開始と、運転管理技術の向上による原発発電量の増加、新エネルギーの大幅導入である。」（朝倉 p.92～94、次表参照）

上記のような発電所の電源転換に関する朝倉案は次のようなコンセプトから構成されている。
①脱石油、原発の着実な建設推進、新エネルギー導入促進については政府原案を踏襲する。②2010年までに予想される省電力分は、石炭火力発電の重点的低減に回す。③以上から出てくる電力供給量と2010時点で予想される電力需要との格差は、天然ガス火力発電の増強で対応する。こうして、次表の2010年度の朝倉案が出来上がる。

ついで、このような電源転換を実現した場合、

電源別発電量の構成における朝倉案の検討（単位：億 KWh）

		2000年度実績		2010年度政府案		2010年度朝倉案	
		実 数	構成比	実 数	構成比	実 数	構成比
1	総発電量(億KWh)	9396	1.000	9454	1.000	9429	1.000
2	石 油	1004	0.107	521	0.055	521	0.055
3	石 炭	1732	0.184	1570	0.166	899	0.095
4	天然ガス	2479	0.264	2282	0.241	2928	0.311
5	原子力	3219	0.343	3872	0.410	3872	0.411
6	水 力	904	0.096	1062	0.112	1062	0.113
7	地 熱	33	0.004	32	0.003	32	0.003
8	新エネルギー	23	0.002	115	0.012	115	0.012

一次エネルギーの供給構成の変化を見たのが次表である。

朝倉案では「2010年度における一次エネルギー供給の天然ガス構成比は19.6%となり、2001年の実績に比較して約7ポイント、2010年の政府計画案と比べても5ポイントの増加になる。」この場合のCO₂排出量は直接効果と間接効果を合わせて48.7百万t-CO₂の削減となり、これは政府計画案における「森林吸収源48百万t-CO₂とほぼ同量となる」。

こうして「1次エネルギーに占める天然ガスの構成比を、現在の欧米主要国なみにすれば、森林吸収源にたよらなくても6%削減目標を達成できる。この実現のためには、国土幹線ガスパイプラインの整備は不可欠である」と結論づ

ける。

なお、パイプの建設コストは、「太平洋ラインの国土幹線」で1兆2100億。それに配送支線5400億円、合計1兆7500億円かかると見積もっている。費用－便益分析では、「40年間で便益/費用が1.0を上回っており、建設投資の国民経済的妥当性が算定される」(p.42)としている。しかし、「プロジェクト主体の財務的内部収益率は2～6%となり、この水準では民間事業として実施するのは困難であるから、何らかの公的支援が欠かせない」(p.46)と結論づける。建設資金の調達、中部国際空港会社(7680億円)に倣って、資本金のほか、国・地方からの無利子借入、政府保証債、政策投資銀行融資＋市中銀行融資などから調達する(建設投資額

一次エネルギー供給での「政府計画」対朝倉案（単位：原油換算万 KL）

区 分	政府計画案(2010年度)		朝倉試案(2010年度)		(参考)2001年実績
	実 数	構成比(%)	実 数	構成比(%)	構成比(%)
総 供 給 量	567	100.0	565	100.0	100
石油	250	44.1	240	42.5	49.2
石炭	101	17.8	82	14.5	19.2
天然ガス	83	14.6	111	19.6	12.5
原子力	87	15.3	87	15.4	16
水力その他	46	8.1	46	8.1	31

7000億円) (p.63)。

3. パイプガス VS LNG : LCA(ライフサイクルアセスメント)の視点

以上の議論では、パイプガスと LNG とを分離しなかった。日本の天然ガス利用はほとんど100%海外からの LNG による輸入である。しかし幹線パイプが必要な理由は、LNG でなく生ガスでの利用比率を上げたいからである。LNG と比較した、生ガスのメリットは、①LNG よりコストが安いこと、②LNG 輸送タンカー、LNG 液化工場などの巨大投資を必要としないこと、③LNG 化にともなう、エネルギーロスや CO₂ の排出が皆無である、④その他の間接効果、などをあげることができる。

注目すべきは、LNG 化にともなう CO₂ の排出は、出荷地点で LNG 化するため、出荷国の CO₂ 排出としてカウントされ、日本の排出とならないことである。個別企業の立場からすれば、何の不都合も生じないが、地球視点から見れば看過できない問題だ。長期的・地球の視野で政策を主導すべき政府の燃料政策としては当然、日本起源の CO₂ に配慮し、それを減少させる「ガスパイプによる輸入」を燃料政策の 1 つとして採用すべきである。

LNG 化にともなう CO₂ 排出は、生ガスのままでの利用に比較してどの程度大きくなるのかを、LCA で計算したデータを次に掲げる。

天然ガスの採掘 (10.6) → ガス液化 (104.5) → LNG の海上輸送 (22.7) → LNG 気化・送ガス (1.8) → 天然ガスの消費 (758.9) = 合計 898.5 : 単位は kg-CO₂/t-LNG : LNG 1 トン当たり排出 CO₂ kg)。このうち、生ガスでの消費の場合は「最初の採掘時の排出」と「最後の消費時の排出」だけであるから、こちらの合計は 769.5 となり、LNG の CO₂ 排出は生ガスと比較して約 1.2 倍大きい。

このほか、ガスパイプのもつ外部効果も大きい。このように考えると、ガスパイプは、高速道路のような公共財であって、市場経済の枠内では処理できない対象物である。

4. 中間的結論

日本は今後、GDP の高い成長を望むことは出来ないから、必要な天然ガスは LNG で輸入すれば十分で、日本縦貫ガスパイプ幹線を造ってまで天然ガスの輸入拡大を図る必要はない、とする議論があるが、これには次のように反論したい。

(1) エネルギーに関する国家行政では、LCA の視点が必要である。LNG の製造は、天然ガスの産出地で行われるので、液化に伴う CO₂ の排出分は、日本の排出量にはカウントされない。これは地球規模での CO₂ 排出抑制の視点からみて不合理である。さらに現在は LNG 運搬船の建設ラッシュである。そのため世界的な鋼材不足を招き、鋼材生産に伴うエネルギーの浪費と余計な CO₂ の排出をもたらしている。

(2) 日本の国際競争力の維持。LNG はパイプガスに比較してコストが高い。中国や韓国など日本の近隣諸国が一斉にガスパイプ幹線の敷設を進めているなかで、日本だけがガスパイプ幹線をもたず LNG による輸入に依存する状況を今後も継続すれば、日本産業全体が相対的に高い燃料を利用することになり、競争力維持の上で不利である。

(3) 燃料セキュリティの確保。日本は天然ガスの大部分を東南アジア地域から LNG タンカーで輸入している。サハリングスのパイプ輸入が実現すれば、それだけ海上輸送リスクを軽減できるだけでなく、供給先の多元化が実現するので燃料確保の安全性が増加する。日本の中東石油の輸送路に当たるマラッカ海峡は危ない。04 年国際海事局に報告された海賊行為は 325 件

(ほとんど毎日)。そのうち実に4割がマラッカ海峡とインドネシアの海域で起きている。(朝日050316)

(4) 北東アジアでの燃料共同体への参加。

日本が縦貫ガスパイプラインの建設を実現すれば、サハリン大陸棚と東シベリアのガス源を起点とし、極東ロシア、モンゴル、中国、南北朝鮮、日本をつなぐ国際パイプ網を建設する可能性が増大する。とくに環日本海を取り巻く環状ガス幹線は、事故時のガスストップを防止する大きな手段になる。

(5) 燃料輸入で日ロ貿易は飛躍する。

現在、対ロシア・プロジェクトの日程にあがっているロシアからの燃料(石油・天然ガス・石炭)の輸入が実現されると、日ロ貿易は飛躍的に増大する。その規模について紙上計算をしてみよう。

①原油：東シベリア原油(太平洋ライン)の日本の買付期待量は5千万トンである。買取価額をバレル当たり40ドル(現在は60ドルレベル)と仮定すれば、その輸入額は約150億ドルである。

②LNG：LNGに関して、東電、東ガス、関西電力、九州電力、広島電力などがサハリン2と締結したLNG買取量は総額1千万トンに近い。現在の輸入価格で計算すると、総額は30億ドルを超える(05年8月現在、日本の輸入LNG価格はトン当たり3万6千円、ここでは約3万円として計算)。

③石炭：ネリュングリ炭田(サハ共和国)からの原料炭の輸入は、現在も継続している(2000年に契約期間が10年間延長された。最初の5年は年間300万トンの枠内で購入する。2000年には225万トンが輸入された)。ポスト・ネリュングリ炭の開発輸入プロジェクトは、すでに着手

された。原料炭を年平均で250万トン今後長期にわたり輸入すれば(トン当たり8000円として)輸入総額は200億円になる(約2億ドル弱)。

以上3種類の燃料輸入額の合計は182億ドルである。現在(2004年)の対ロ輸入額56.9億ドルにこれを上乗せすると238.9億ドル(約4倍)になる。日本の輸入総額(04年：4547億ドル)における相手国別ランキングにこの数字をあてはめると、韓国(220億ドル)を抜き、中国(942億ドル)・米国(624億ドル)に次ぐ第3位(現在21位)に飛躍する。

対ロ輸入がこのように増加すれば、その見返りとして対ロ輸出も増加することが期待できる。それを内輸に見積もって100億ドルの増加と仮定し、2004の対ロ輸出31億ドルに上乗せすると、131億ドルとなり、その輸出ランキングは第11位(現在25位)となる。

(6) 先進国はすべて高速道路をもち、パイプ幹線を持っている。日本も国際的 престиж からもパイプ幹線をもつべきだ。

21世紀を展望した国家が主導するエネルギー政策が日本には絶対に必要である。これなしには(市場経済に任せておいたのでは)、幹線ガスパイプは決して建設できないし、国際競争力を維持できないのだ。

補論) 北海道の視点

サハリンからパイプで天然ガスを導入すれば、北海道は日本におけるエネルギー先進地域に変貌する大きな可能性を秘めていると考えるのだが、この意見に必ずしも賛成ではない消極論も存在する。消極論の論拠は次の通りである。

「北海道には勇払ガス田があり⁽³⁾、泊り原発の稼働開始も近く予定されるので、サハリン産

(3)石油資源開発(東京)が所有する勇払ガス田(苫小牧)の2004年度の天然ガス生産量は、これまでの最高であった03年を約7%上回る3億立方メートルに達し1996年

の供給開始以来最高となった。勇払ガス田のガスの約90%は北ガスに供給されている。天然ガスの消費がこのような伸びているのは、札幌市内の一般家庭の燃料

の天然ガスをパイプで導入する大型の長期需要を道内で見つけるのは困難である。さらに将来、十勝沖や三陸沖、南海沖の大陸棚に眠るメタンハイドレート（NGH）を商業的に開発する技術が可能になれば、国産ガスだけで日本のガス需要は十分満たされる（十勝沖、三陸沖、南海沖など日本近海の NGH の資源量は 7 兆 m^3 = 137 年分といわれている：By 三井造船研究部）。したがって現在のところでは、サハリンガスは LNG をタンカー輸入すれば十分で、ガスパイプを造るまでもない」（ただし北海道におけるガスの大口需要家である北海道電力や北海道ガスは現在のところサハリン産 LNG を独自に買い付ける契約はしていない）。

これに対してパイプ建設必要論の論拠はつぎのようである。「勇払の天然ガスだけでは北海道全体の潜在的必要量を満たすためには規模が小さすぎる⁽⁴⁾。現在勇払の天然ガスは、日量 240 万 m^3 の生産施設規模（年間 8.8 億 m^3 ）である（埋蔵量は約 200 億 m^3 といわれている）。一方 2003 年度、日本全国の国産天然ガスの生産量は、28 億 1400 万 m^3 であり、同年の輸入量は 5850 万トン（810 億 m^3 、760 兆 Kcal）であった。つまり、北海道の国産天然ガスの生産規模は全国生産の 30% であるが、全国の供給比率から見れば 1% 程度でしかない。北海道人口の対全国人口比では 4.4%、対面積比では 22% あるから、全国平均なみに天然ガスを消費するとすれば、35 億 m^3 （人口比）～178 億 m^3 （面積比）が必要である。道内生産高が 8.8 億 m^3 とすると、必要輸入額は

最小 26.2 億～最大 143 億 m^3 となる。北海道が寒冷地であり、面積比率から考えても、50 億 m^3 程度（LNG 350 万トンに相当）の輸入量をこなす潜在需要はあるとみてよい。

ちなみに、北日本パイプライン開発機構（JPDO）⁽⁵⁾の事業計画では、フェーズ 1（2010 年目途、名寄まで）5 億 m^3 /年、フェーズ 2（2012 年目途、青森まで）約 30 億 m^3 /年、合計約 35 億 m^3 /年を予定している。

このように供給システム全体が小規模である上、もう 1 つ勇払ガスの弱点は、旭川向けには LNG の形でコンテナトレインで供給しているので、供給コストがサハリン産パイプガスに比較してかなり高くなると予想されることである。

というわけで、北海道にパイプでサハリン産ガスを導入する必要性は十分にあってだけでなく、ガスのパイプ導入により、北海道はガス先進地区として日本の後進経済地区から抜け出し、国際貿易収支の万年赤字を解消するチャンスをつかむことができると思われる。

その理由はつぎの通り：

(1) 北海道は天然ガス産業を発達させる絶好のロケーションに位置している。というのは、巨大なガス産地サハリンに隣接し（日本のなかでは北海道がサハリンに一番近い）、大きなガス市場である東京への中継地の役割を果たすことが可能である（東京向けガスパイプは、北海道を通らざるをえない、パイプを海底に敷設するならば、北海道をバイパスできるが、この場合は漁業補償交渉に長い時間がかかるうえ、補償金が輸送価格に上乗せされる）。

、が、LPG から天然ガスへ転換が進んでいるからで、2004 年現在、札幌市の天然ガス化比率は約 95.1% になった。（道新 050420）

(4) 日本における国産ガスの確定埋蔵量は 505 億立方メートルである。これに対し、北海道に隣接するロシア・サハリン州では、サハリン 1 からサハリン 5 までの合計埋蔵量は 2 兆 5430 億立方メートルである。日本の埋蔵量はサハリンの埋蔵量の約 2% でしかない。

サハリン・プロジェクト別のガス埋蔵量はつぎの通

り：サハリン 1 = 約 4850 億立方メートル、サハリン 2 = 約 4080 億立方メートル、サハリン 3 = 約 9000 億立方メートル、サハリン 4 = 2500 億立方メートル、サハリン 5 約 5000 億立方メートル。（公式統計より）

(5) 北日本パイプライン開発機構（JPDO、代表 小川英郎）1998 年に発足し、現在、サハリンー北海道ー青森をつなぐローカルレベルのガスパイプを敷設する運動を展開している。

(2)国産ガス田勇払をもち、ガス事業が拡大しているから、ガス事業のノウハウを持っている。

(3)ガス高度利用の技術研究の蓄積と発展があり、この分野の研究者の層が厚い(北大・室蘭工大・旭川工大がこの分野の研究で先駆的)。

(4)北海道の緯度は約41度から45度で、シベリア寒気団の影響で冬はかなり寒い。この気候条件は、21世紀の花形技術である(寒さに強い)燃料電池(自動車)の技術開発適地である⁽⁶⁾。

(5)人口集落が広く分散しているので、長距離送電を必要とする従来型発電方式は電力ロスが(他地域に比較して)大きくなる。したがって、天然ガスを利用する分散型コージェネ装置の特徴を有効に活用できる。

(6)環境保全問題が今後益々深刻化するにつれ、石炭火力発電のガス化、ガス利用の温室栽培や冷暖房、燃料電池自動車や圧縮天然ガス(CNG)自動車の利用、ガスコージェネ分散型発電、石油化学製品に替るガス化学製品の必要性が高まるので、今後天然ガス需要は莫大なものになると考えられる。

(7)北海道を「天然ガス特別区」に指定せよ。現在、小泉内閣は道州制の導入を提案しており、北海道でもこの問題に特別の関心を持っている。上記したように北海道は天然ガス導入

の先進地域になる潜在的可能性を持っている。

この道州制を利用し「天然ガス特別区」の指定を獲得すれば、パイプ敷設に伴う複雑で多岐にわたる法的・制度的改正を北海道に限って全国に先駆け実現できる。北海道にガスパイプが実現すれば全国的なデモ効果が大きい⁽⁷⁾。

本稿は「日ロ北海道極東研究学会」での研究報告に加筆したものである。

Why is the natural gas trunk pipeline necessary for Japan?

The natural gas with nuclear power makes the center of the oil alternative energy after the oil crisis, and the use has expanded rapidly for power generation and for the city gas raw material. The majority is imported from Southeast Asian nations in the form of LNG (liquefied natural gas) though the natural gas is being slightly mined by Japan. Japan is drinking LNG about 54 million ton in 2000. (58.5 million ton, 81 billion CM, and 760 trillion Kcal in 2003).

Japanese major dealers have the development import strategy of LNG from every place in the world without intention to build a gas trunk line pipe..

(6)北ガスは2008年をメドに燃料電池を使ったコージェネシステム(熱電併給)の実用化実験に乗り出す。コージェネシステムとは、天然ガスから取り出した水素と空気中の酸素を反応させて発電するとともに、排熱を暖房や給湯に利用するシステムのことである。このコージェネシステムのエネルギー利用効率は、70-85%である。コージェネのエネルギー効率が大きいので潜在需要は大きい(一般的な火力発電の場合、排熱や送電ロスがあり、最終需要段階でのエネルギー効率は37%にとどまる)。しかし、現在のところ、このシステムを設置するには、1千万円程度の費用がかかるので急速な普及は困難である。現在、コージェネを使う家庭は日本全国の約5千万世帯の1%以下に過ぎない。今後、大量生産が行われるようになれば、最終的には50万円程度にまでこのシステムのコストを引下げること

とが出来る見通しである。そうなれば、このシステムの普及率は飛躍的にたかまるものと予想される。(日経050411、道新050317、道新050419など)

(7)パイプ敷設に関しては「土地収用法などの大きな法律上の問題がある。たとえば勇払から北広島まで直線距離では50キロしかないのに、パイプの延長距離は80キロになった。パイプを敷設するためには(1996年現在)7つの省庁と最低23の法律が絡んでいる。」(三井サハリン開発 KK 森茂生)。道州制を利用して北海道全体をガス優先利用特区とすれば、このような省庁間の管理権や法律問題を全国規模でなく特区内で迅速にクリア出来、日本の他地域への大きなデモ効果を期待できる。

11月10日の道州制副大臣会議では、「北海道」を対象に議論を進めることが提案された(道新051111)。

The outlook to build a gas pipe trunk line in Japan isn't made in this. We should express the direction of the pipe construction clearly under the government leadership.

Japan can't win international competition in the 21st century without a trunk line pipe.

