

## \* フランスとスペインにおける パイプラインガスと LNG の位置づけに関する調査

産業研究ユニット 石油・ガスグループ 研究員 森川 哲男  
産業研究ユニット 石油・ガスグループ 主任研究員 石賀 敬  
産業研究ユニット 石油・ガスグループ 研究主幹 鈴木 健雄

### はじめに

わが国の天然ガス供給は、LNGの形態での輸入に依存しているのに対して、世界の国際天然ガス取引の約4分の3はパイプラインによるものである。特に欧米での取引は、パイプラインによるものが主で、LNGは従であり両者は混在している。本調査は、こうしたパイプラインとLNGの双方による供給が共存するガス市場において、わが国のガス事業者と同様に、原料であるガスを調達、購入し、需要家に供給、販売している事業者の立場の視点から見た場合、両者の相違は何かについて把握すること、また事業者のパイプラインガスあるいはLNGの調達戦略はどのようなものを分析することを目的としたものである。

調査対象国としては、エネルギー輸入依存度の高さおよびガス産業構造に関して日本と類似点の見られるフランス、および、主として発電用途に天然ガスが急速に導入することが見込まれるスペインを採り上げた。両国とも、自国内のエネルギー資源に乏しく、天然ガス供給のほとんどを他国からの輸入に依存している点では、わが国と類似している。

本報告書では、第 1 章においてフランス、スペインの置かれる天然ガス市場の基礎的条件の把握を目的に、西ヨーロッパでの需給構造と EU レベルでの自由化の進捗を整理し、両国の需要の構造、供給源との連結度による相違、市場自由化の進捗、地下貯蔵設備容量などについて、両国間の違いを明らかにした。次に第 2 章において、両ガス市場におけるパイプラインガスあるいは LNG の区別を、天然ガス導入の経緯、規制緩和進展の状況と新規参入の度合いを含めたその影響度など、いくつかの視点から試みた。最後に第 3 章で本書の論旨をまとめてある。本報告書は 2005 年 3 月時点のデータに基づいて作成されている。

---

\* 本報告は、平成 16 年度に東京ガス殿からの委託により実施した調査「フランスとスペインにおけるパイプラインガスと LNG の位置づけに関する調査」の一部である。この度、東京ガス殿より許可を得て公表できることとなった。関係者のご協力に謝意を表すものである。

## 第 1 章. 天然ガス市場の現状分析

### 1-1. 西ヨーロッパ

#### 1-1-1. 西ヨーロッパ<sup>1</sup>における天然ガスの位置づけ

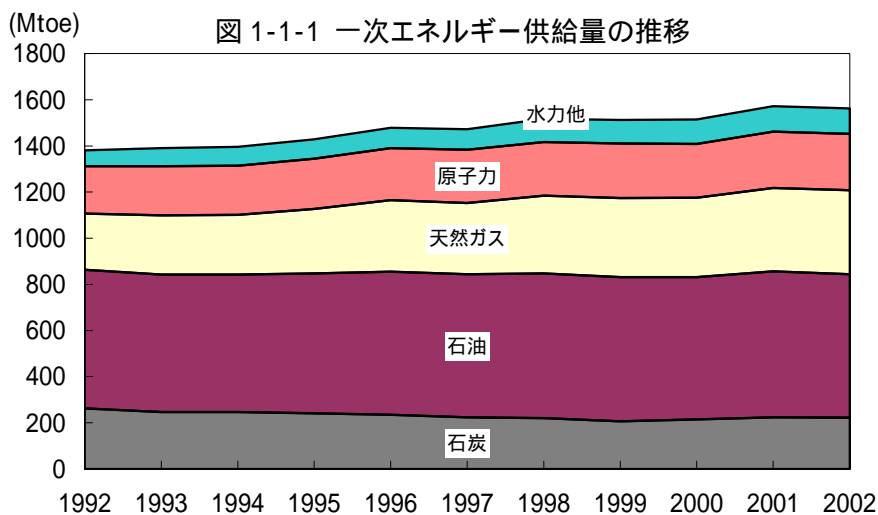
##### (1) 一次エネルギー供給

2002 年の西ヨーロッパにおける一次エネルギー供給量は 1,561.6Mtoe<sup>2</sup>であった。石油のシェアが 39.8%と最も高いものの、供給量の年平均伸び率は最近の 10 年間でほぼ横ばいとどまっている。原子力については、供給量は着実に増加しているが、そのシェアには大きな変化は見られない。一方、天然ガスは、供給量およびシェアとも増加を続けており、2002 年には全体の 23.3%を占めるに至っている。(表 1-1-1、図 1-1-1)

表 1-1-1 一次エネルギー供給量の推移 (Mtoe)

	石炭	石油	天然ガス	原子力	水力他	合計
1992年 (構成比)	263.3 19.1%	600.7 43.5%	243.1 17.6%	204.2 14.8%	69.1 5.0%	1380.3 100.0%
1997年 (構成比)	224.6 15.3%	619.5 42.1%	308.7 21.0%	230.8 15.7%	88.3 6.0%	1,471.8 100.0%
2002年 (構成比)	222.2 14.2%	621.5 39.8%	363.8 23.3%	244.8 15.7%	109.4 7.0%	1,561.6 100.0%
平均伸び率(1992/1997)	-3.1%	0.6%	4.9%	2.5%	5.0%	1.3%
平均伸び率(1997/2002)	-0.2%	0.1%	3.3%	1.2%	4.4%	1.2%
平均伸び率(1992/2002)	-1.7%	0.3%	4.1%	1.8%	4.7%	1.2%

(出所) Energy Balances of OECD Countries, IEA



(出所) Energy Balances of OECD Countries, IEA

<sup>1</sup> 本節において、西ヨーロッパとはオーストリア、ベルギー、デンマーク、フィンランド、フランス、ドイツ、ギリシャ、アイルランド、イタリア、ルクセンブルク、オランダ、ノルウェー、ポルトガル、スペイン、スウェーデン、スイス、英国を指す。また、輸入量はこれら 17 ヶ国以外からの輸入量をさす。

<sup>2</sup> 石油換算百万トン

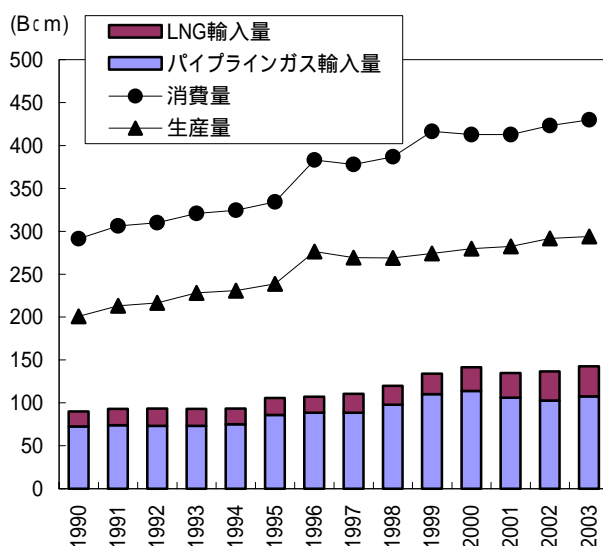
(2) 天然ガス生産量・消費量・輸入量および LNG 輸入量の推移

天然ガス生産量・消費量・輸入量

2003 年時点において、西ヨーロッパの天然ガス生産量は 293.78 Bcm<sup>3</sup>、消費量は 429.91Bcm である。消費量は米国の消費量（634.44Bcm）の 7 割近くに達し、輸入量（142.05Bcm）は米国（112.95Bcm）を越える大消費地域である。1990 年から 2003 年にかけて、生産量は 2.5%/年、消費量は 2.6%/年の割合で伸びている。

輸入量の 76%はパイプラインガスで、2003 年には 107.07Bcm を輸入した。（図 1-1-2）輸入元はロシア（76.72Bcm）およびアルジェリア（30.35Bcm）である。

図 1-1-2 西ヨーロッパの天然ガス生産量、消費量、輸入量推移



(出所) Natural Gas in the World, Cedigaz

2003 年時点で、フランスおよびスペインは西ヨーロッパ全体の天然ガス消費量の 15.5%、天然ガス輸入量の 28.9%を占めるが、天然ガス生産量に占める割合は 0.6%に過ぎない。

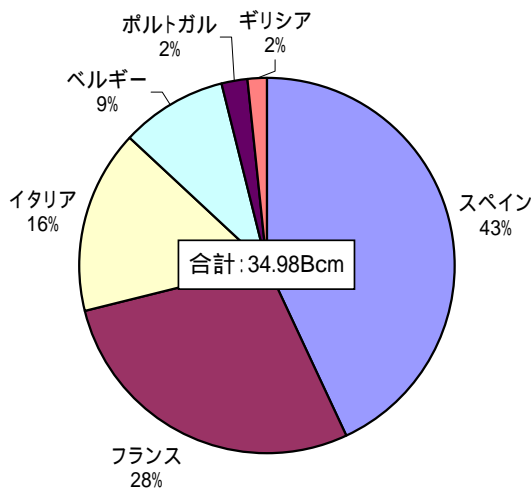
LNG 輸入量の推移

2003 年の LNG 輸入量は 34.98Bcm あり、スペイン、フランス、イタリア、ベルギー、ギリシャ、ポルトガルの 6 ヶ国が、アルジェリア、ナイジェリアなど 8 ヶ国から輸入を行っている。1990 年から 2003 年にかけて、LNG 輸入量は 4.9%/年の割合で伸びた。2003 年の国別輸入量を見ると、輸入量合計である 34.98Bcm のうち、スペインが 43%、フランスが 28%を

<sup>3</sup> 10 億立米

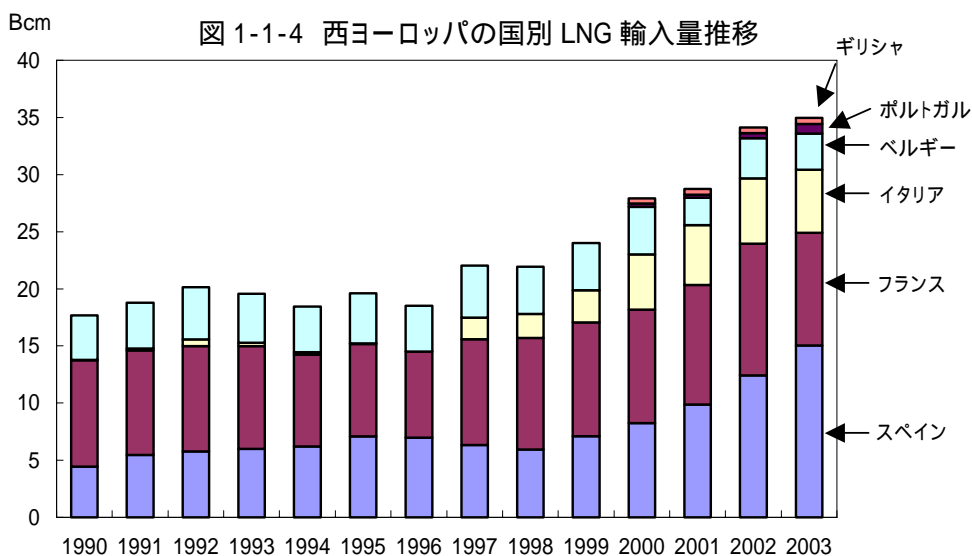
占める。(図 1-1-3)

図 1-1-3 西ヨーロッパの LNG 輸入国 (2003 年)



(出所) Natural Gas in the World, Cedigaz

1990 年以降の国別輸入量推移を見ると、既存の輸入国ではスペインが急速に輸入量を増やしていることが分かる。また、2000 年からはギリシャとポルトガルが新たに LNG を輸入している。(図 1-1-4) ほとんどの年において、フランスとスペインの 2 ヶ国で西ヨーロッパの輸入量全体の 7 割以上を占める。ただし、1990 年以降 2003 年までで、フランスの輸入量の伸びが 0.5%/年であったのに対し、スペインは 9.8%/年に達するなど、西ヨーロッパの輸入量全体に占める両国のシェアは 2002 年に逆転している。



(出所) Natural Gas in the World, Cedigaz

## (3) 天然ガス消費形態

2002 年の天然ガス消費量は 425.71Bcm であった。消費量全体は、1992 年から 2002 年にかけて、年平均 3.3%の増加となっている。用途別に見ると、家庭・業務用の占める割合が 37.2%と最も高く、次いで、産業用（同 27.8%）発電用（同 26.3%）が続いている。特に発電用は、1992 年から 2002 年の 10 年間の年平均伸び率が 10.4%と大幅な増加を示している。

(表 1-1-2)

表 1-1-2 用途別天然ガス消費量の推移

(Bcm)

	発電用	産業用	家庭・業務用	輸送用	その他	合計
1992年	41.77	97.50	125.39	0.29	36.32	308.51
(構成比)	13.5%	31.6%	40.6%	0.1%	11.8%	100.0%
1997年	81.13	113.41	143.68	0.43	39.64	381.42
(構成比)	21.3%	29.7%	37.7%	0.1%	10.4%	100.0%
2002年	111.93	118.54	158.33	0.72	32.21	425.71
(構成比)	26.3%	27.8%	37.2%	0.2%	7.6%	100.0%
平均伸び率(1992/1997)	14.2%	3.1%	2.8%	8.6%	1.8%	4.3%
平均伸び率(1997/2002)	6.6%	0.9%	2.0%	10.7%	-4.1%	2.2%
平均伸び率(1992/2002)	10.4%	2.0%	2.4%	9.6%	-1.2%	3.3%

(注)発電用はコージェネレーションを含む。

(出所) Natural Gas Information, IEA

## (4) 燃料別発電量

2002 年の発電量合計は 2,846TWh であり、1992 年から 2002 年の 10 年間の年平均伸び率は 1.8%であった。燃料別では、原子力が発電量合計の 32.4%と最も大きな比率を占めている。石炭も 25.1%を占めているものの、その全体に占める比率はこの 10 年間で徐々に低下してきている。一方、天然ガス火力の発電量は、2002 年には 498TWh にまで増加し、発電量合計に占める比率も、1992 年の 6.1%から 2002 年には 17.5%に高まってきている。(表 1-1-3)

表 1-1-3 燃料別発電量推移

(TWh)

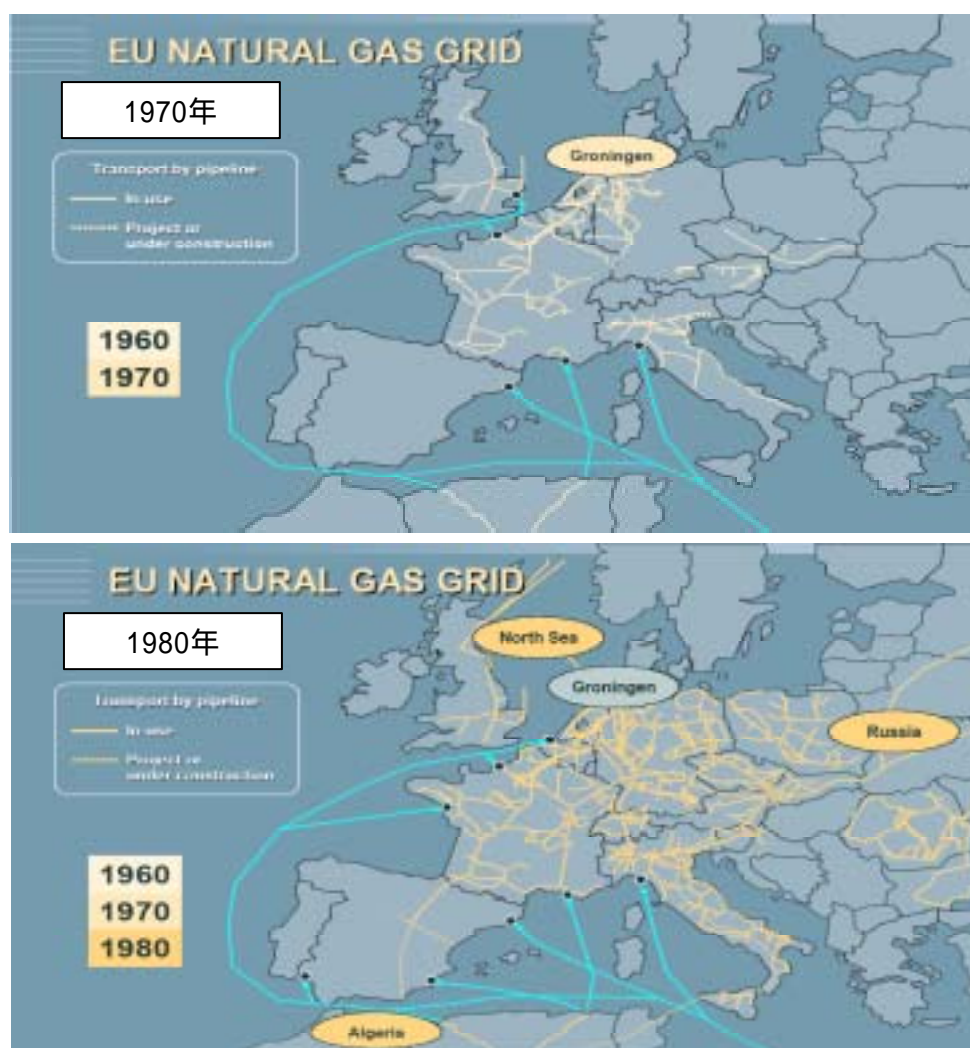
	石炭	石油	天然ガス	原子力	水力他	合計
1992年	767	225	146	783	459	2,381
(構成比)	32.2%	9.5%	6.1%	32.9%	19.3%	100.0%
1997年	680	187	335	885	492	2,580
(構成比)	26.4%	7.3%	13.0%	34.3%	19.1%	100.0%
2002年	713	169	498	921	545	2,846
(構成比)	25.1%	5.9%	17.5%	32.4%	19.2%	100.0%
平均伸び率(1992/1997)	-2.4%	-3.6%	18.0%	2.5%	1.4%	1.6%
平均伸び率(1997/2002)	1.0%	-2.0%	8.2%	0.8%	2.1%	2.0%
平均伸び率(1992/2002)	-0.7%	-2.8%	13.0%	1.6%	1.7%	1.8%

(出所) Energy Balances of OECD Countries, IEA

1-1-2. 天然ガスインフラ

西ヨーロッパ諸国では、西ヨーロッパ域内のガス田(ノルウェー等)からの供給に加え、ロシア、アルジェリアから天然ガスを輸入するための国際パイプライン網が発達している。天然ガスの需要拡大と安定供給を目的に天然ガスの供給システムは各国で発展をとげてきた。(図 1-1-5)

図 1-1-5 天然ガス輸送導管網の拡張(1970、1980 年)



(出所) P.Wailliez, 「TSO Challenges and Performance in a Changing Regulatory Environment」、2004 年 3 月 2～5 日、Flame Conference、Gas Transmission Europe ホームページ([http://www.gte2.be/\\_frameset1.asp](http://www.gte2.be/_frameset1.asp))

ドイツ(旧西ドイツ)の場合、第 2 次世界大戦後におけるパイプライン網の建設は当初より民間企業によって進められた。一方、フランス、イタリアではガス事業が国家事業として推進され、独占的にパイプラインを敷設できた。

西ヨーロッパ規模での天然ガス供給が本格的になったのはオランダの Groningen ガス田が発見（1959 年）されてからであった。1966 年にはドイツの Thyssengas、ベルギーの Distrigas 向けに輸出が開始され、1967 年には Ruhrgas（当時の西ドイツ）、フランスの Gaz de France、1974 年にはイタリアの SNAM へ輸出が行われるようになった。

また 1970 年代からはロシア（旧ソ連）からドイツへの供給も開始された。さらに 1970 年代後半からはノルウェーからドイツ、フランスなどへの天然ガス輸入も開始され、1980 年代前半にはアルジェリア～イタリア間でも天然ガスパイプラインが開設された。

EU15 各国の輸送パイプラインは 2003 年 1 月時点で約 18 万 6,000km に達している<sup>4</sup>。1998 年にはイギリスと欧州大陸をつなぐ Interconnector が開通したほか、スペインやポルトガルでも輸送導管網の整備が進んできている。

LNG 受入基地については、2003 年にはスペインの Bilbao、ポルトガルの Sines が稼働を開始するなど、西ヨーロッパでは、2004 年時点で、ベルギー、フランス、ギリシャ、イタリア、ポルトガル、スペインに計 10 基の LNG 受入基地が存在している。またフランスの Fos-sur-Mer における第 2 の受入基地のほか、多くの LNG 受入基地が建設中また計画中的である。（図 1-1-6）

図 1-1-6 欧州の天然ガス輸送導管網と LNG 受入基地 (2004 年)



(出所) Fritz Gautier, 「Eurogas Spring 2004 Conference」、2004 年 3 月 30 日、Eurogas ホームページ  
[http://www.eurogas.org/index2\\_conf.htm](http://www.eurogas.org/index2_conf.htm)

<sup>4</sup> EURO GAS Annual Report 2002-2003

また、西ヨーロッパ諸国では、一般的に需要がオフピークになる夏場にガスを貯蔵し、ピークの冬場に払い出しを行うなど、ガス需要の季節変動への対応などを目的に、天然ガスの地下貯蔵を行っている。国別に見ると、ドイツ、イタリア、フランスなどで貯蔵可能量が多く、また年間消費量と比較した場合の比率も高くなっている。(表 1-1-4)

表 1-1-4 欧州の天然ガス地下貯蔵設備 (2003 年)

国名	基数	貯蔵可能量 (MMcm)(a)	(参考) 天然ガス年間 消費量(2002年) (MMcm)(b)	(a)/(b)
オーストリア	5	3,020	7,799	0.39
ベルギー(*)	2	578	15,935	0.04
デンマーク	2	700	5,102	0.14
フランス(*)	15	10,800	41,695	0.26
ドイツ	41	19,547	90,739	0.22
イタリア(*)	10	12,747	70,458	0.18
オランダ	3	2,400	50,041	0.05
スペイン	2	2,121	20,530	0.10
イギリス	4	3,285	99,971	0.03
合計	84	55,198	402,270	0.14

- (注) 1. ベルギー、オランダ、イギリスについては、ピークシェーピング用設備を除く。  
 2. (\*)の基数、貯蔵可能量は 2002 年末現在の数値  
 3. MMcm = 百万立米

(出所) IEA, Natural Gas Information

### 1-1-3. EU ガス市場の自由化

1980 年代以降の世界的な規制緩和の潮流の中で、欧州のガス市場においても、規制緩和・自由化が進展を見せた。1987 年に欧州委員会が域内単一市場構想を打ち出したことを端緒とする EU 天然ガス市場の規制緩和は、1998 年 8 月に「域内天然ガス市場の共通規則に関する 1998 年 6 月 22 日付け EU 議会及び EU 閣僚理事会指令 98/30/EC<sup>5</sup>」(以下 EU ガス指令)の発効となり、ガス市場の自由化はこの指令に基づき進められた。さらに 2003 年 6 月の改正指令を経て、現在に至っている。

#### (1) EU ガス指令

1998 年 8 月の EU ガス指令の目的は、それまで独占市場であった輸送・貯蔵・配給・販売

<sup>5</sup> Directive 98/30/EC of The European Parliament and of The Council of 22 June 1998, concerning common rules for the internal market in natural gas



事業を含めた EU ガス市場に競争理念を導入し、市場参入機会の均等化、末端価格の低下へインセンティブを与えることであった。

天然ガス統一市場の創設に向かった背景をさらに詳しく述べると、

- ・ 欧州のガス価格は他の主要先進 7 ヶ国 (G7) のガス価格よりも相対的に高い傾向にあった。
- ・ EU 内の同種の需要家に対するガス価格の大きな差異は EU 内の競争に歪みを来たす可能性がある。
- ・ 市場の統合は、相乗効果と規模の経済性が得られ、供給セキュリティを確保しながらも同時にコストを抑え、ガス市場に効率性をもたらす可能性がある。
- ・ 市場の開放が EU 加盟国内の取引とガス流通を活発にする可能性がある。
- ・ ガス対ガスの競争が導入されることでガス供給者側に競争圧力が増し、可能な限り低価格で可能な限り最高のサービスを提供出来る可能性がある。
- ・ 世界や EU 加盟国の一部で行なわれていた電力・ガスの自由化の経験は肯定的なものであり、競争導入が EU 内に非常に肯定的な効果をもたらすことが期待される。

といったことが挙げられる<sup>6</sup>。

この指令は、1998 年 8 月 10 日に発効し、加盟国は遅くとも 2000 年 8 月 10 日までに実施に移すこととされた。また 2000 年 8 月 10 日までに必要な国内法を整備することが求められた。以下、同ガス指令の主要規定について 6 点に整理する。

#### 自由化範囲の段階的拡大

EU ガス指令では 1998 年から 2008 年の 10 年間で 3 段階にわたって自由化範囲を拡大することを規定した。

1998 年の指令発効時点では、自由化の対象となる最終需要家 (これらの需要家は EU ガス指令内では「適格需要家 (Eligible Customer)」として定義される) は、

- a. ガス火力発電事業者 (年間消費量不問)<sup>7</sup>
- b. 年間消費量 25MMcm 以上のガス火力発電事業者以外の最終需要家

とした。加盟国はこの適格需要家の定義により、実施期限の 2000 年 8 月までに天然ガス市

<sup>6</sup> Launching the single European gas market ; Opening Up to Choice、2000 年 7 月、欧州委員会

<sup>7</sup> ただしコージェネレーション事業者については、電力市場のバランス保護 (供給の安全・安定を図る) のため全てを自由化対象とせず、b の限度内で敷居値 (境界値) の設定可能。

場の総年間消費量の少なくとも 20%相当を自由化しなければならないことが決定された。また加盟国は、その後 2003 年 8 月および 2008 年 8 月の 2 段階にわたって自由化範囲をそれぞれ 28%および 33%にまで拡大することとされた。なお 2000 年の指令実施時点において、自由化範囲が国内ガス市場の年間消費量の 30%を越えると考えられる場合は、自由化範囲を 30%以上に修正することができ、さらに 2003 年および 2008 年に自由化範囲をそれぞれ 38%および 43%にまで拡大することが求められた。

「適格需要家」は、EU ガス指令第 18 条において「第 15 条、第 16 条（第三者アクセス制度に関する条項）に従い、天然ガス購入契約を締結する、または購入する法的な能力を持つ EU 加盟国内の全ての需要家」として定義されている。従って適格需要家は既存のガス事業者からだけでなく、第三者アクセス制度を利用して他の「天然ガス事業者」から天然ガスを購入・輸入・輸送することが可能となり、また自由化範囲が拡大されることでより多くの最終需要家が従前とは異なる天然ガス購入経路を選択肢の一つとして得ることとなった。同時に生産者および国内外のガス事業者等は販路が拡大され新規市場参入機会を得ることとなった。

なお「天然ガス事業者」とは、「天然ガス（LNG 含む）の生産、輸送、配給、供給、貯蔵といった機能のうち少なくとも 1 つを行い、これらの機能に関して商業的・技術的・メンテナンス業務の義務がある、最終需要家を除く自然人又は法人」として定義されている。

#### 第三者アクセス(Third Party Access: TPA)制度の確立

EU ガス指令では第三者によるガス供給設備への接続を「システムへのアクセス(Access to the System)」として体系化している<sup>8</sup>。そして「システム」とは「天然ガス事業者によって所有、操業されている輸送ネットワーク、LNG 設備」を指し、さらに「附带サービスを提供する設備と輸送、配給へのアクセスを提供する際必要となる関連企業の設備を含む」としている。また「LNG 設備(LNG facility)」を「天然ガスの液化又は LNG の荷揚げ、貯蔵、再ガス化のために使用される基地」と定義している。つまり EU ガス指令では上流部門である天然ガス生産に関連する設備以外は TPA の対象設備として規定している。ただし、この定義では岩塩ドーム、帯水層といった貯蔵設備(Storage Facility)が TPA の対象設備として明確には定義されていない<sup>9</sup>。

#### A. TPA 方式(Regulated TPA / Negotiated TPA)

EU ガス指令第 14 条では TPA 制度を体系化するために、EU 加盟各国は、輸送料金を公表

<sup>8</sup> 当指令では Open Access や Third Party Access (TPA) といった用語は使用していないが、本節では便宜上 TPA という用語を交えて記述する。

<sup>9</sup> 貯蔵設備は附带サービスを提供する設備に含まれる、との見方もある。

し、ネットワークにアクセスする事業者のいずれに対しても同条件のアクセスに対しては同じ料金を適用する規制ベース・アクセス (Regulated Access : RTPA) 料金レベルのガイドラインを公表する必要があるものの、その料金水準に関しては基本的に相対交渉により決定される交渉ベース・アクセス (Negotiated Access : NTPA) のどちらか、または、その両方を選択すること (Hybrid TPA) が可能とされた。そしてその運用に当たっては客観的・非差別的・透明性のある基準に沿ったものでなければならないとし、また EU ガス指令第 15 条から第 16 条で RTPA と NTPA それぞれに関する各加盟国が採るべき措置事項を規定している。(表 1-1-5)

表 1-1-5 EU ガス指令第 15 条・第 16 条概要

	規制ベース・アクセス	交渉ベース・アクセス
加盟国が国内法で整備すべきもの	公表料金 期間 義務要件	主要な商業的条件 2000 年 8 月 10 日から 1 年以内に公表。その後は過去 12 ヶ月のものを公表。
法整備上の留意点	輸送設備等の所有者・操業者・関連事業者とは別の事業者からの天然ガス購入を可能とするような法整備を行う。	TPA 契約は関連した天然ガス事業者と交渉を可能とするような法整備を行う。

(出所) Directive 98/30/EC of The European Parliament and of The Council of 22 June 1998 (98 年 EU ガス指令) 等より日本エネルギー経済研究所作成

#### B. TPA 利用可能者

EU ガス指令では TPA 利用可能者は天然ガス事業者 (生産・輸送・配給・供給・貯蔵事業者) と適格需要家としている。

#### C. TPA 拒否要件

EU ガス指令では第 17 条で TPA 拒否要件について規定をしており、天然ガス事業者は「供給設備の容量不足」、「公共サービスの義務の遂行を妨げる場合」、「テイク・オア・ペイ (Take or Pay) 契約の履行を経済的・財政的に困難にする場合」の 3 点を理由に TPA を拒否できるとしている。

#### 部門別会計分離

EU ガス指令ではアンバンドリング (Unbundling : 分離) について第 5 章「会計の部門別

分離と透明性」の第 12 条から第 13 条で規定している。これによると会計の透明性の観点から「天然ガス事業者はシステムの所有制度あるいは法的形態に係わらず、国内法の規定に従って年次決算を作成し監査を受け公表しなければならず、「年次決算の公表が法的に義務付けられていない事業者は、その事業者の本店で一般公衆が年次決算の写しを自由に閲覧できるようにしなければならない」としている。

そして「部門別会計分離 (Accounts Unbundling)」については、第 5 章の第 8 条および第 11 条で垂直統合された天然ガス事業者は内部補助や競争の歪みを避ける観点から、その内部会計において、輸送・配給・貯蔵別に会計を分離しなければならないと規定している。また適当と判断される場合には非ガス事業部門を含めた連結決算を行わなければならない。RTPA を採用した加盟国が輸送と配給の両部門に関して同一の TPA 料金体系を採用している場合は輸送と配給活動の会計は連結してもよいとしている。

なお加盟国と係争調停機関を含む加盟国が任命した合法的な機関は、その機関が監督をする上で必要とする天然ガス事業者の会計情報へのアクセス権を認められている。従って、EU ガス指令レベルでは、輸送・配給・貯蔵・販売別の会計分離と輸送・配給部門とその他の部門間の情報遮断で非差別的・公平な競争条件の提供を目指している。

#### 独立係争調停機関の設置

EU ガス指令では係争調停機関の設置について、その第 21 条第 2 項で「加盟国は交渉に関する係争を調停するため、当事者から独立した監督機関を任命しなければならない」とし、その機能として「この機関は本指令の中で特に交渉と TPA 拒否に関する係争を調停しなければならない」としている。また監督機関はその調停結果を係争の発生から 12 週間以内に公表する義務があるとしている。加盟国間にまたがる係争については TPA を拒否した、もしくは TPA の申込み手続きを申請した天然ガス事業者等が所在する国の係争調停機関が処理に当たるものとしている。

#### 公共サービスの義務

EU ガス指令では第 3 条で「公共サービスの義務」について規定している。そこでは加盟国は天然ガス事業者に供給の安全（供給保障、安定供給、供給の質、供給料金等）と環境保護といった公共サービスの義務を課すことは可能とし、また公共サービスの義務の遂行が妨げられる場合、加盟各国は EU ガス指令の適用に制限を加えることが可能であるとしている。

#### EU ガス指令適用免除規定

EU ガス指令第 26 条では本指令の実行が加盟国やガス事業者に悪影響を及ぼす事態が予測

される場合、すなわち、

- ・ 原料入手先が限定され、また輸入インフラが整備されていない場合（一供給者が当該国への供給量のうち 75%以上のシェアを占める場合）
- ・ 新興市場の場合（長期天然ガス供給契約による商業的供給が開始されてから 10 年未満の加盟国の場合）
- ・ インフラ未整備地域への開発投資促進に悪影響を及ぼすことが予測される場合

について、第 4 条（天然ガス供給設備の建設・操業の許可基準の判定）、第 18 条（自由化範囲の段階的拡大：TPA 利用者の定義）、第 20 条（専用パイプラインの建設）の暫定的な免除が認められている。

この指令の発効の 2 年後、2000 年 8 月時点で、当時の EU 加盟 15 ヶ国中、フランスなどを除く 12 ヶ国（うち 2 ヶ国は一定期間適用除外国）が法整備を終え、市場の開放を開始した。しかし各国間において履行の足並みが揃わず一元化が求められたこと、また第三者アクセス適用規則および料金体系の実践的な対応が求められたことなどにより、ガス指令の改正が求められることとなった。

## (2) 改正 EU ガス指令

2003 年 6 月の改正 EU ガス指令<sup>10</sup>は、上述の EU ガス指令の修正を図ったものである。（表 1-1-6）改正指令では 2004 年 7 月 1 日までの各国国内法制化が求められている。

表 1-1-6 EU ガス指令における主要変更点

	1998 年旧 EU ガス指令	2003 年 6 月改正 EU ガス指令
市場開放	2000 年 8 月 国内消費の 20%以上 2008 年 8 月 国内消費の 33%以上	2004 年 7 月 家庭用を除く自由化 2007 年 7 月 全面自由化
輸送・貯蔵・配給部門分離	会計分離	法的分離
第三者アクセス (TPA) 制度	交渉ベース・アクセス または規制ベース・アクセス	規制ベース・アクセス
その他		新設ガスインフラの第三者アクセス除外 独立規制機関の設置

（出所） Directive 2003/55/EC of The European Parliament and of The Council of 26 June 2003（改正 EU ガス指令）等より日本エネルギー経済研究所作成

<sup>10</sup> Directive 2003/55/EC of The European Parliament and of The Council of 26 June 2003, concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 98/30/EC

改正ガス指令では、遅くとも 2004 年 7 月 1 日からは家庭用を除く全需要家を、2007 年 7 月 1 日からは全需要家を適格需要家とすることとしている。

さらに旧 EU ガス指令で、非競争部門の特定の活動やサービスに関する会計を分離する会計分離に留まっていた、天然ガス輸送・貯蔵・配給部門と販売部門のアンバンドリングについては、改正 EU ガス指令では、異なる活動やサービスを同一の企業が所有する別法人に分離する「法的 (Legal) 分離」が規定された。非競争部門と競争部門の活動を資本関係のない別法人に分離する所有 (Ownership) 分離には至らなかったものの、これにより旧指令からアンバンドリング措置がさらに強化されているものとなっている。

また、旧 EU ガス指令で交渉ベース・アクセスもしくは規制ベース・アクセスで選択できるとされていた TPA 制度が規制ベース・アクセスによることと変更された。なお、これに加えガス貯蔵施設への TPA を認めることとされ、制度の選択については交渉ベース・アクセスと規制ベース・アクセスのどちらか、又はその両方を選択することができる、とされた。

さらに、改正 EU ガス指令は競争促進・公平性といった面がより強調され、かつ具体化されている。この中で新規インフラ投資については、インセンティブを付与し投資促進を図るという観点から、例外的に第三者アクセスの適用除外措置条項 (第 22 条) を設けているものの、同条 1 項 c では、改正 EU ガス指令の基本概念となっている法的分離をインフラ施設所有者と運営者との間にも義務付けるなど、その例外規定を設定するにあたり、公平な競争を確保するための取引の透明性を必須要件として求めている。

また、非差別的で効率的な競争を確保することなどを目的とする、ガス事業者の利害から独立した規制機関の設立を義務付けている。

その他、加盟国各国が、天然ガスの安定供給のため、需給バランスなどについてのモニタリングを行うことが第 5 条で規定されている。また新興市場およびインフラ未整備地域に対して、一定期間、前述の旧指令の第 4 条および第 20 条の内容にあたる条項 (改正指令第 4 条、第 24 条) のほかにも、輸送事業者、配給事業者、会計の各アンバンドリング、さらに第三者アクセス、市場開放などの項目の適用を受けないことが第 28 条で規定されている。

なお、欧州全体の統一ガス市場の形成を図るにあたり、法的強制力はないものの、これまで述べたガス指令に規定されていない事項で解決すべき問題について検討する場として、1999 年から年に 2 回程度、欧州委員会、関係政府・規制当局・業界団体など関係者等が参加し、マドリッドフォーラム (Madrid Forum) が開催されている。

### (3) 規制緩和の現状

欧州委員会によって 2003 年 4 月および 2004 年 3 月に公表された、第 2 回と第 3 回の

Benchmarking Report<sup>11</sup>から、2003 年上期までの欧州におけるガス指令実施の状況を取りまとめたものが表 1-1-7 である。

この間、市場開放度の点では、デンマークやベルギーにおいて大きな進捗が見られ、またフランスにおいても 20%から 37%へと拡大している。しかし既に 100%を達しているイギリス、ドイツ、スペインはもとより、他の欧州諸国に比較してもフランスの市場開放度は遅れたものとなっている。

また輸送分野のアンバンドリングに関しては、イギリスが所有分離にまで進んでおり、またスペイン、イタリア、ベルギーなどが法的分離を行っている。一方で、フランスでは会計分離にとどまっている。ただし、託送料金制度については、フランスも欧州委員会の推奨する Entry-Exit 方式<sup>12</sup>を 2003 年 1 月より採用している。またスペインでは Postage 方式<sup>13</sup>を採用している。

また規制機関の権限のうち、ネットワークアクセス料金およびアクセス条件について、ほとんどは事前承認 (ex-ante) を採用している<sup>14</sup>。

上記の Benchmarking Report によれば、欧州委員会では、EU 域内の一定の地域で、調達、供給などの面で寡占状態にある既存企業の優越が続いていることが主な障壁となり、未だガス市場の自由化は十分とはいえず、欧州レベルにおいて円滑で機能的な単一市場を形成することが必要であるとの認識を示している。今後、改正ガス指令で示された市場開放の実行、すなわち 2004 年 7 月の家庭用を除く自由化、さらに 2007 年の全面自由化へ向けてさらなるガス市場の自由化が進展することが考えられる。

---

<sup>11</sup> Benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market

<sup>12</sup> ガスを受入、払出す地点ごとに料金が決まる方式。受入地点と払出地点の料金は独立しており、輸送距離には依存しない。短距離の託送料金が原価と比較して高くなるケースもあるが、小規模の Shipper でも参入が可能という長所がある。一方、受入地点と払出地点の距離に比例する方式は“Distance(または Point to Point)”方式という。コストと料金の関係が明確である一方で、託送料金が高くなる傾向がある。

<sup>13</sup> 受入/払出地点、距離に拠らず、ある地域内で託送サービスが均一料金で提供される方式。“Postage Stamp(郵便切手)”方式ともいう。パイプラインネットワークが限定的(広がり小さい/延長が短い)な場合に有効だが、需要家間の内部補助が構造的に生じ、非効率な新規投資を誘因する可能性がある。

<sup>14</sup> EU では、事前承認 (ex-ante approval) でない場合、不確かさや、議論に費やされるコストや時間を生むなど、競争の妨げに繋がるとしている。なお、事後承認/規制(ex-post regulation)とは、料金などを規制機関が監督し、それが不十分なものであると見なした場合、ネットワークオペレーターに必要な改善を要求する場合などを指す。(First Benchmarking Report、欧州委員会、2001 年)

表 1-1-7 EU 主要加盟国の規制緩和の状況

	市場開放度 (%)		TSO(*1)のアンバンドリング		規制機関		託送料金制度	
	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003
オーストリア	100	100	Legal	Legal	ex-ante	ex-ante	検討中	post-distance
ベルギー	59	83	Legal	Legal	ex-ante	ex-ante	distance	entry-exit
デンマーク	35	100	Legal	Ownership	ex-post	ex-post	postalised	postalised
フランス	20	37	Accounts	Accounts	ex-ante	ex-ante	distance	entry-exit
ドイツ	100	100	Accounts	Management(*2)	NTPA	計画中	distance	distance
アイルランド	82	85	Management	Management	ex-ante	ex-ante	entry-exit	entry-exit
イタリア	100	100	Legal	Legal	ex-ante	ex-ante	entry-exit	entry-exit
ルクセンブルク	72	72	Accounts	Management	ex-ante	ex-ante	postalised	postalised
オランダ	60	60	Management	Management	hybrid	ex-ante	entry-exit	entry-exit
スペイン	100	100	Legal(*3)	Legal	ex-ante	ex-ante	postalised	postalised
スウェーデン	47	51	Accounts	Accounts	ex-post	ex-post	postalised	postalised
イギリス	100	100	Ownership	Ownership	ex-ante	ex-ante	entry-exit	entry-exit

(注) \*1 Transmission System Operator

\*2 Management Unbundling(Separation):

ネットワーク部門の上・中級管理職が供給/生産などの他部門を同時に統括することを禁止。

\*3 2003 年 4 月の第 2 回 Benchmarking Report では Ownership と表記されているが、2003 年の Gas Natural Annual Report によると、Gas Natural はスペインの天然ガス輸送事業者である Enagas に 35%出資しているため、本表では Legal と表記した。

(出所) Benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market (2003 年 4 月、2004 年 3 月)、欧州委員会

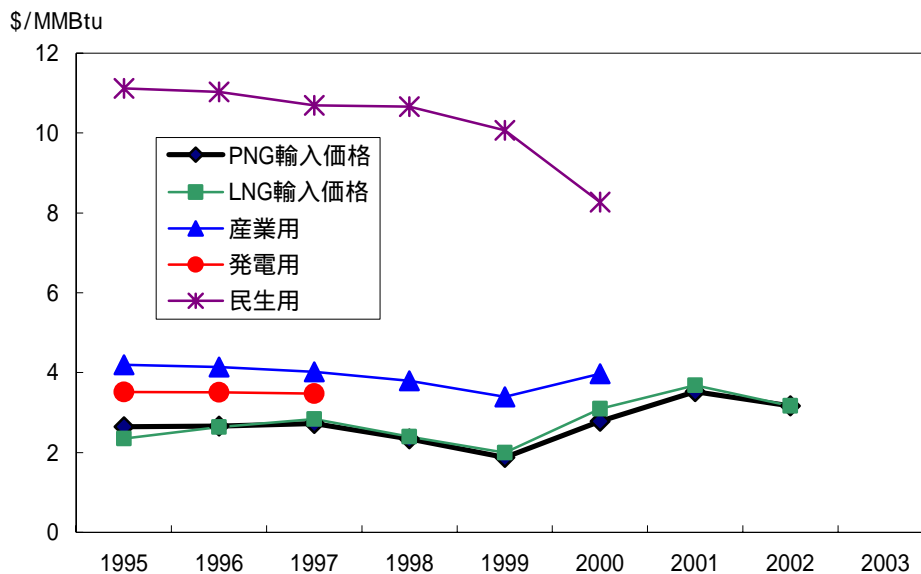
#### 1-1-4. ガス価格

欧州への天然ガス輸入価格は、パイプラインガス、LNG とともにおよそ \$ 2/MMBtu<sup>15</sup>から \$ 3/MMBtu 前半の間で推移している。但し、LNG の場合、別に再気化・貯蔵等のターミナルコストが発生することに留意する必要がある。また、輸入価格はあくまで EU 加盟国の平均価格であり、輸入契約における価格は各々異なることが推測されるので、この図からパイプラインガスと LNG の価格競争力を判断するのは困難である。産業用、民生用のガス価格に関しては、2000 年までの不完全なデータではあるが、産業用で \$ 4/MMBtu 程度、民生用では \$ 8/MMBtu 台から \$ 11/MMBtu 台の間で推移しており、産業用と民生用の間では 2 倍強の開きがある。(図 1-1-7)

<sup>15</sup> 百万英国熱量単位



図 1-1-7 欧州の天然ガス価格



(注) 1. パイプラインガス・LNG 輸入価格は EU 加盟国の平均価格。産業用、発電用、民生用は OECD Europe の価格。

2. LNG の場合、再気化・貯蔵等のターミナルコストが別に発生する。

(出所) Energy Prices & Taxes, IEA

## 1-2. フランス

### 1-2-1. エネルギー需給

#### (1) 一次エネルギー供給

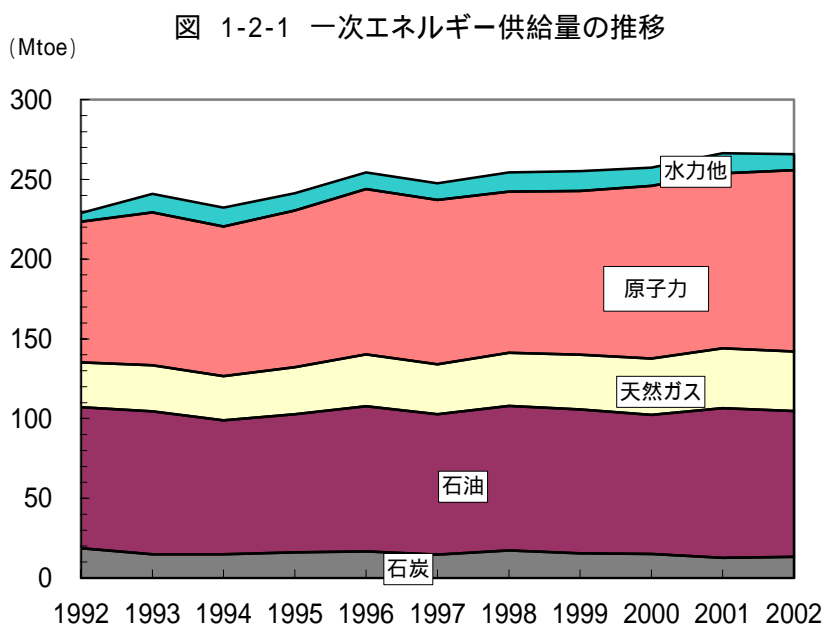
2002 年のフランスにおける一次エネルギー供給量は 265.88Mtoe であり、原子力のシェアが 42.8%と最も大きくなっている<sup>16</sup>。また、天然ガスについては、2002 年のシェアは 14.1%であった。他の欧州主要国の中では比較的低い水準にあるものの、1992 年から 2002 年にかけての年平均伸び率は 2.9%の増加となっており、堅調に推移している。(表 1-2-1、図 1-2-1)

<sup>16</sup> フランスの原子力発電所は、2003 年末時点で 59 基存在し、合計出力は 66.13GW である。運転中の原子力発電所としては、基数、合計出力とも米国 (103 基、102.43GW) に次いで世界第 2 位である。(日本原子力産業会議ホームページ、<http://www.jaif.or.jp/ja/data/npp/w2003.html>)

表 1-2-1 一次エネルギー供給量の推移

	石炭	石油	天然ガス	原子力	水力他	合計
1992年 (構成比)	18.60 8.1%	88.53 38.7%	28.06 12.3%	88.20 38.5%	5.46 2.4%	228.85 100.0%
1997年 (構成比)	14.65 5.9%	88.04 35.6%	31.33 12.7%	103.07 41.6%	10.47 4.2%	247.56 100.0%
2002年 (構成比)	13.33 5.0%	91.27 34.3%	37.47 14.1%	113.82 42.8%	9.99 3.8%	265.88 100.0%
平均伸び率(1992/1997)	-4.7%	-0.1%	2.2%	3.2%	13.9%	1.6%
平均伸び率(1997/2002)	-1.9%	0.7%	3.6%	2.0%	-0.9%	1.4%
平均伸び率(1992/2002)	-3.3%	0.3%	2.9%	2.6%	6.2%	1.5%

(出所) Energy Balances of OECD Countries, IEA

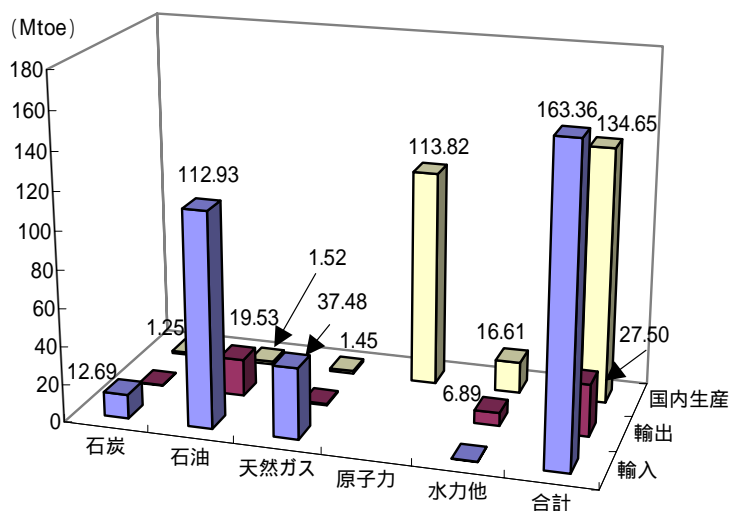


(出所) Energy Balances of OECD Countries, IEA

(2) エネルギーの国内生産と輸出入

2002年のエネルギー国内生産量は、134.65Mtoeであった。国内生産量の大部分は原子力によるものであり、石油・天然ガスは需要のほとんどを輸入に依存している。(図 1-2-2)

図 1-2-2 エネルギーの国内生産と輸出入(2002 年)



	石炭	石油	天然ガス	原子力	水力他	合計
輸入	12.69	112.93	37.48	-	0.27	163.36
輸出	0.32	19.53	0.75	-	6.89	27.50
国内生産	1.25	1.52	1.45	113.82	16.61	134.65

(出所) Energy Balances of OECD Countries, IEA

(3) 最終エネルギー消費

2002 年の最終エネルギー消費量は 169.7Mtoe であった。家庭・業務用が 36.4%と最も高く、次いで輸送用が 31.2%、産業用が 27.2%となっている。過去 10 年間を見ると、家庭・業務用と輸送用の占める割合が増加しているものの、全体として大きな変化は見られない。

(表 1-2-2、図 1-2-3)

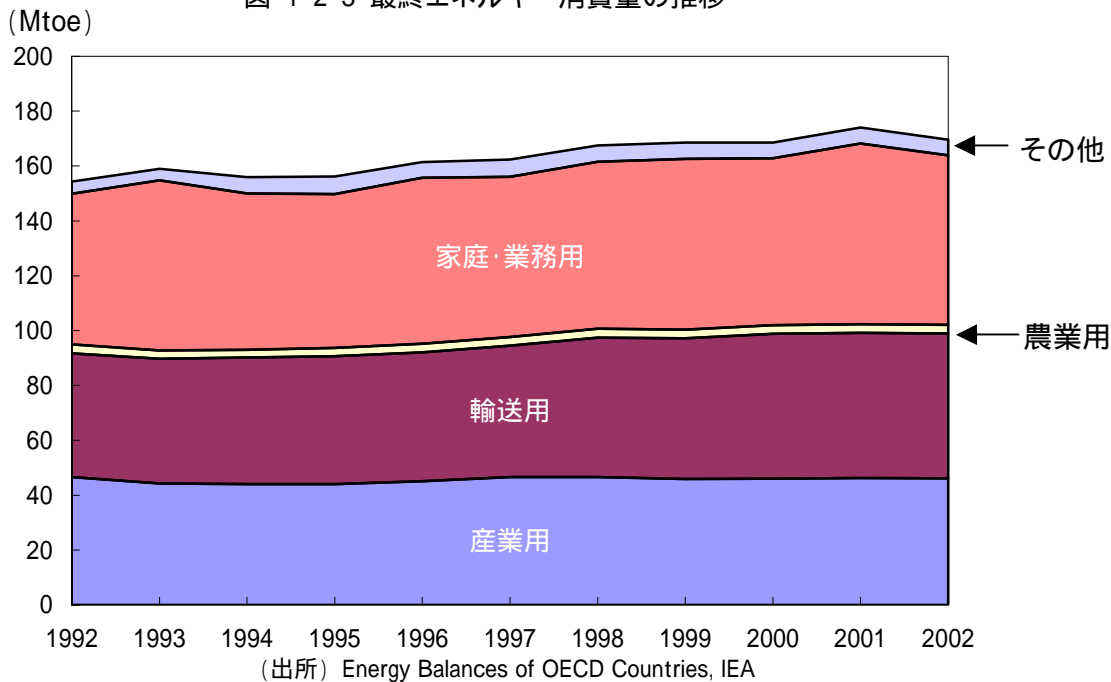
表 1-2-2 最終エネルギー消費の推移

	産業用	輸送用	農業用	家庭・業務用	その他	合計
1992年	46.67	45.05	3.25	54.9	4.4	154.3
(構成比)	30.3%	29.2%	2.1%	35.6%	2.9%	100.0%
1997年	46.56	47.94	3.20	58.4	6.4	162.4
(構成比)	28.7%	29.5%	2.0%	35.9%	3.9%	100.0%
2002年	46.13	52.87	3.08	61.8	5.8	169.7
(構成比)	27.2%	31.2%	1.8%	36.4%	3.4%	100.0%
平均伸び率(1992/1997)	0.0%	1.3%	-0.3%	1.2%	7.6%	1.0%
平均伸び率(1997/2002)	-0.2%	2.0%	-0.8%	1.1%	-1.9%	0.9%
平均伸び率(1992/2002)	-0.1%	1.6%	-0.5%	1.2%	2.8%	1.0%

(注) 産業用には非金属鉱物、食料品、紙・パルプなどを含む。

(出所) Energy Balances of OECD Countries, IEA

図 1-2-3 最終エネルギー消費量の推移

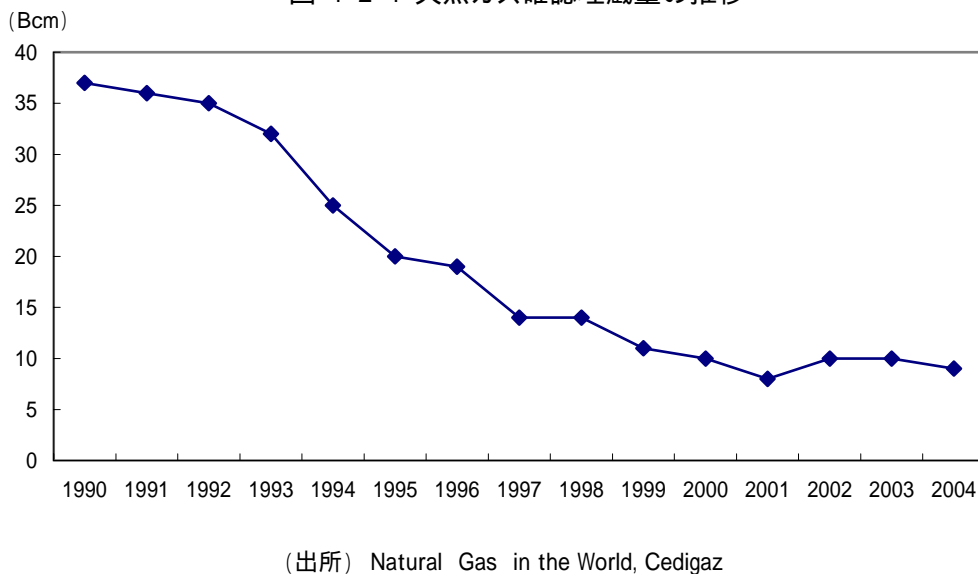


1-2-2. 天然ガス利用の現状と見通し

(1) 天然ガス確認埋蔵量

2004 年 1 月 1 日現在、フランスの天然ガス確認埋蔵量は 9Bcm であった。世界全体の埋蔵量 (179,873Bcm) からみれば非常に僅少量であり、天然ガス資源は乏しい。確認埋蔵量は低下傾向にある。(図 1-2-4)

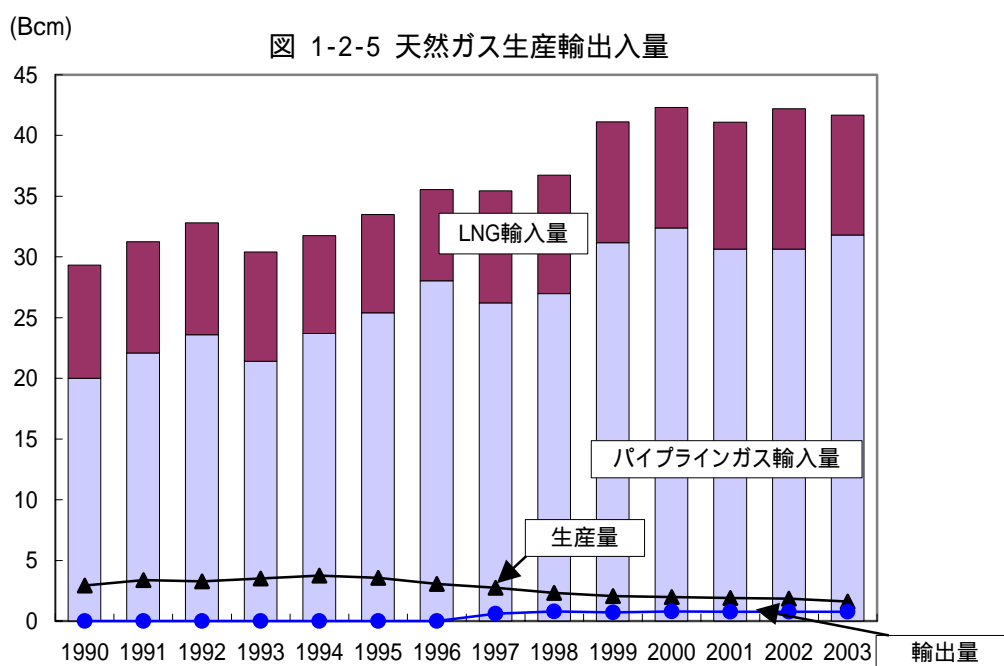
図 1-2-4 天然ガス確認埋蔵量の推移



(2) 天然ガス生産量・輸出入量

フランスにおける国内生産は主に南西部の Lacq 地方にあるガス田で行われているものの、その枯渇が予想されており生産量は年々減少を続けている<sup>17</sup>。生産量は 2003 年時点で 1.61Bcm 程度であり、わが国と同様にガス供給のほとんど国外からの輸入に依存している。

輸入量については、近年、増加傾向を維持しており、特にパイプラインガス輸入が拡大している。また、LNG による輸入は、90 年代末からはナイジェリアなどからの輸入が加わるなど、90 年代を通じ概ね堅調に推移している。(図 1-2-5)



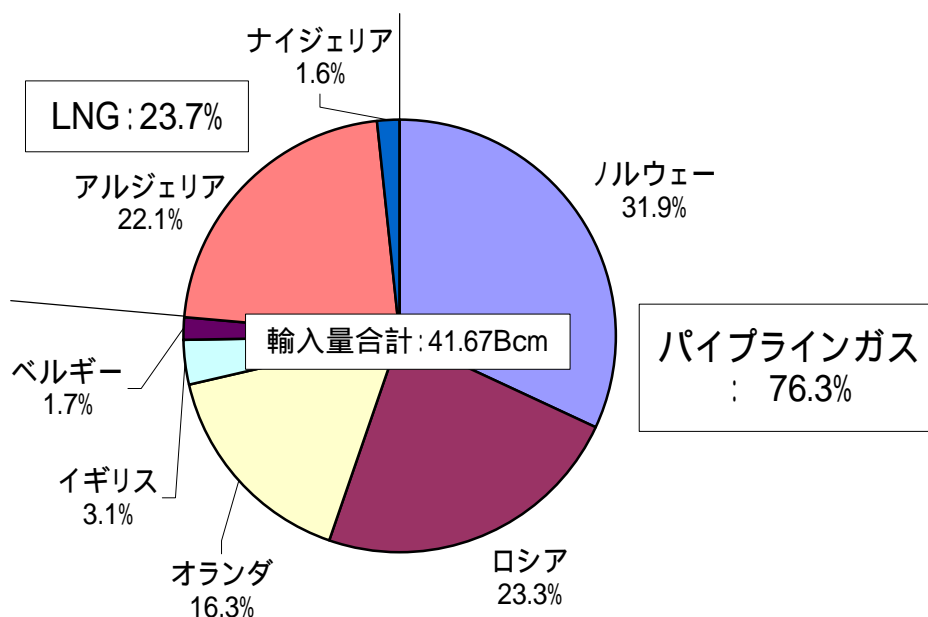
(出所) Natural Gas in the World, Cedigaz

2003 年の天然ガス輸入元を見ると、輸入量 41.67Bcm のうち、パイプラインガスが 76.3%、LNG が 23.7% を占めている。パイプラインガスは、ノルウェー(天然ガス輸入量合計の 31.9%)、ロシア(同 23.3%)、オランダ(同 16.3%) などから輸入されている。主な LNG 輸入元はアルジェリア(同 22.1%) であり、LNG についてフランスは欧州の中でスペインに次ぐ輸入国となっている。(図 1-2-6)

また、わずかではあるが、1997 年以降ハンガリー、スイスに対してほぼ等量の輸出をおこなっている(2ヶ国合計で 0.77Bcm : 2003 年実績)。

<sup>17</sup> 1957 年に生産開始した Lacq ガス田の生産量は 1970 年代に最高水準に達した後、減退期に入った。フランスでは 1960 年代から、将来のガス需要の増加と Lacq ガス田の生産減退、天然ガス処理コストの増加など国内ガス供給能力の限界が認識された。その認識が輸入天然ガスを導入する要因の一つになったと言える。

図 1-2-6 天然ガス輸入元(2003 年)



(出所) Natural Gas in the World, Cedigaz

### (3) 天然ガス消費形態

#### 用途別需要

2002 年の天然ガス消費量は 41,695MMcm であった。消費量全体は、1992 年から 2002 年にかけて、年平均 2.6%の増加となっている。用途別に見ると、家庭・業務用および産業用の分野で合わせて 89.0%を消費しており、発電用については近年増加を示しているものの、現在でも 10%未満にとどまっている(表 1-2-3)

表 1-2-3 用途別天然ガス消費量の推移

(MMcm)

	発電用	産業用	家庭・業務用	輸送用	その他	合計
1992年	471	13,610	17,694	0	591	32,366
(構成比)	1.5%	42.1%	54.7%	0.0%	1.8%	100.0%
1997年	817	15,641	19,677	0	678	36,813
(構成比)	2.2%	42.5%	53.5%	0.0%	1.8%	100.0%
2002年	3,868	17,059	20,056	30	682	41,695
(構成比)	9.3%	40.9%	48.1%	0.1%	1.6%	100.0%
平均伸び率(1992/1997)	11.6%	2.8%	2.1%	-	2.8%	2.6%
平均伸び率(1997/2002)	36.5%	1.8%	0.4%	-	0.1%	2.5%
平均伸び率(1992/2002)	23.4%	2.3%	1.3%	-	1.4%	2.6%

(注)発電用はコージェネレーションを含む。

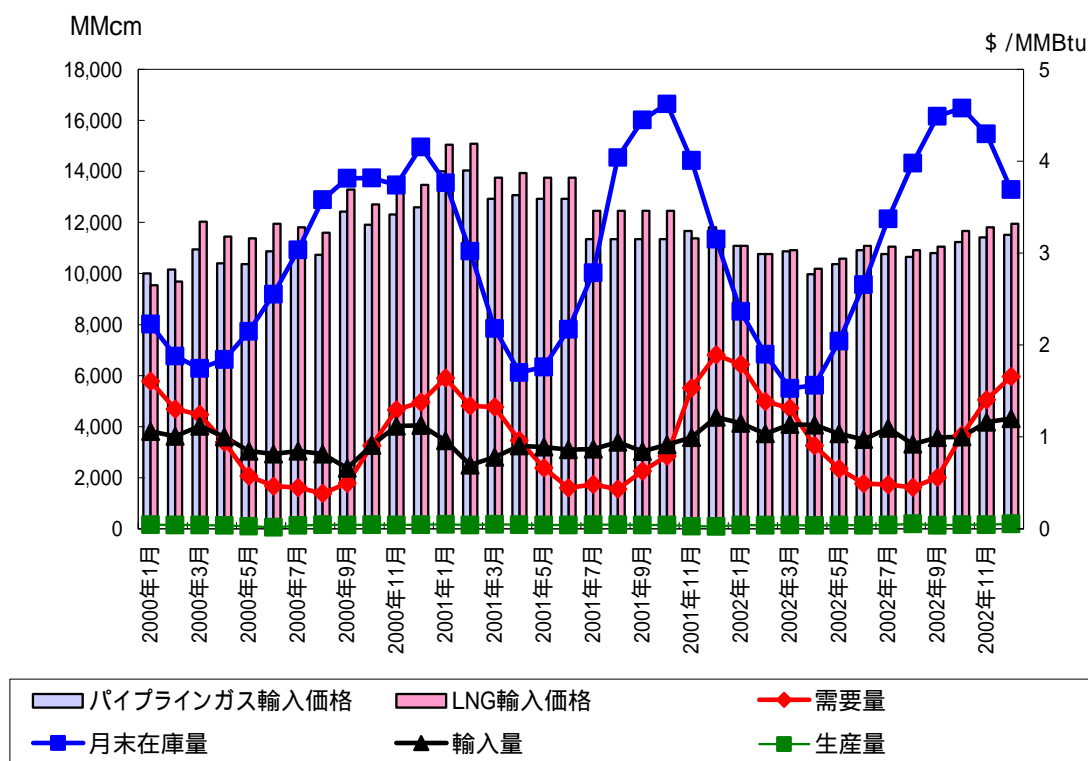
(出所) Natural Gas Information, IEA

季節間需要格差

図 1-2-7 は 2000 年から 2002 年にかけてのフランスの月別需要量、在庫量、輸入量、生産量の変動と天然ガス輸入価格を示したものである。その需要パターンを見ると、需要のボトムは各年とも 8 月に、ピークは 1 月もしくは 12 月に発生している。夏場の需要ボトムが押し上げられる傾向にはあるものの、需要量のボトムとピークでは、2000 年に 4.19 倍、2001 年で 4.39 倍、2002 年には 3.97 倍と、およそ 4 倍の格差がある。

この変動に対応するため、フランスではオフピークとなる夏場にガスを貯蔵し、ピーク需要の冬場に払い出しを行うことのできる貯蔵施設が整備されている。在庫量の季節間の変動は大きく、需要量と在庫量との間にはほぼトレードオフの関係がみられる。天然ガス輸入価格については、2000 年から 2001 年にかけて上昇し、その後低下したものの、2002 年の後半から再び上昇に転じている。価格と需要量との間には、トレンドに若干の類似は見られるものの、強い相関は認められない。

図 1-2-7 月別需要量、在庫量、輸入量、生産量の変動と天然ガス輸入価格



(注)パイプラインガス輸入価格、LNG 輸入価格について:

- 1.パイプラインガスはノルウェー、LNG はアルジェリアからの輸入価格。
- 2.各月末における価格。ただし資料上の制約により一部月中の数値も含む。

(出所) パイプラインガス・LNG 輸入価格: European Gas Markets, PH Energy Analysis

月末在庫量、輸出入量、生産量: Natural Gas Information、IEA

## (4) 燃料別発電量

2002 年の発電量合計は 555TWh であった。1992 年から 2002 年の 10 年間に、年平均 1.9% の伸び率を示している。燃料別では、原子力の占める割合が発電量合計の 78.7% と圧倒的に多い。天然ガス火力の発電量は増加しているものの、発電量全体に占める割合は 4.2% に過ぎない。(表 1-2-4)

表 1-2-4 燃料別発電量推移

	石炭	石油	天然ガス	原子力	水力	合計
1992年 (構成比)	38 8.2%	10 2.1%	3 0.7%	338 73.9%	69 15.2%	458 100.0%
1997年 (構成比)	26 5.2%	8 1.5%	5 1.0%	395 79.2%	65 13.1%	499 100.0%
2002年 (構成比)	25 4.5%	5 0.8%	24 4.2%	437 78.7%	65 11.7%	555 100.0%
平均伸び率(1992/1997)	-7.3%	-4.1%	10.5%	3.2%	-1.3%	1.7%
平均伸び率(1997/2002)	-0.6%	-10.2%	36.8%	2.0%	-0.1%	2.1%
平均伸び率(1992/2002)	-4.0%	-7.2%	22.9%	2.6%	-0.7%	1.9%

(出所) Energy Balances of OECD Countries, IEA

## (5) エネルギー供給見通し

## 一次エネルギー供給見通し

IEA によると、フランスの一次エネルギー供給量は 2001 年の実績値である 265.6Mtoe から、2010 年に 298.8Mtoe、2020 年には 319.9Mtoe に達し、2001 年から 2020 年まで年率 0.8% の割合で増加すると見込まれている。エネルギー源別に見ると、石油と原子力は漸増、石炭はさらに減少するものと見られる。天然ガスについては、エネルギー供給源の多様化や環境問題への対応などを背景に、2001 年実績の 36.7Mtoe (40.8Bcm) から 2010 年に 47.3Mtoe (52.6Bcm)、2020 年には 59.0Mtoe (65.5Bcm) となり、伸び率では 2001 年から 2010 年まで年率 2.1%、2020 年までは同 2.2% と、一次エネルギー供給量全体の伸び率を上回ると予想される。その結果、天然ガスが一次エネルギー供給量に占める割合は、2001 年の 13.8% から 2010 年には 15.8%、2020 年には 18.4% に高まるものと考えられている。(表 1-2-5、図 1-2-8)

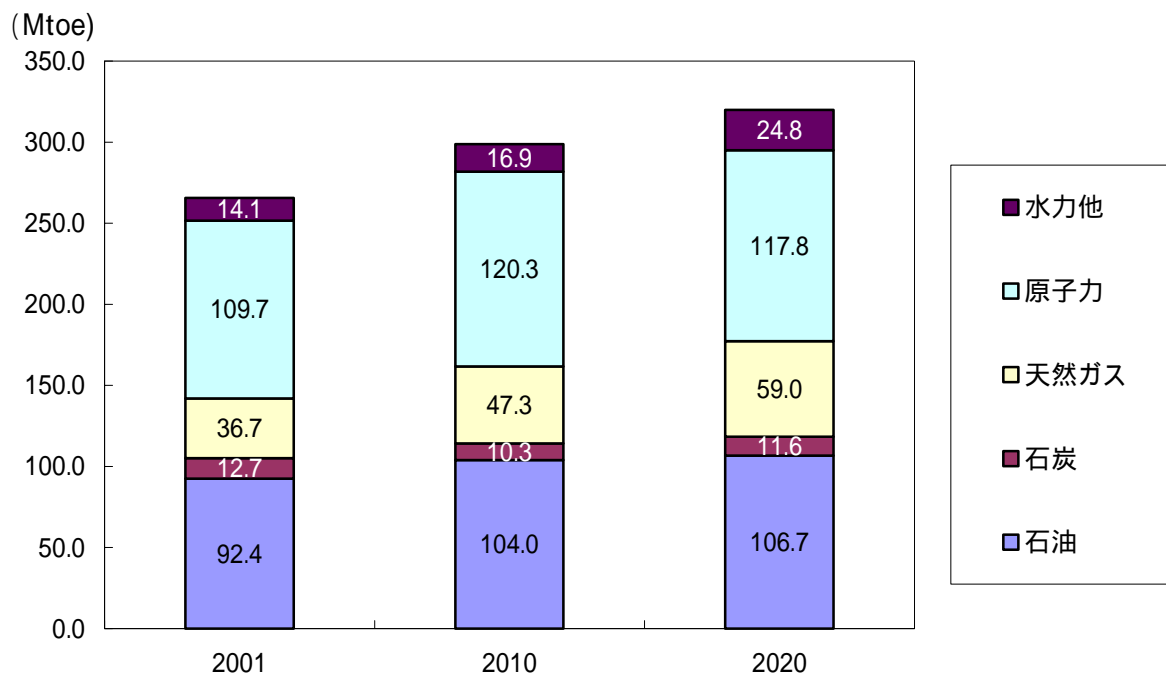


表 1-2-5 一次エネルギー供給見通し

	2001	2010	2020	2001～2010年の 年間伸び率	2001～2020年の 年間伸び率
石油	92.4	104.0	106.7	1.0%	0.7%
石炭	12.7	10.3	11.6	-1.7%	-0.4%
天然ガス	36.7	47.3	59.0	2.1%	2.2%
原子力	109.7	120.3	117.8	0.8%	0.3%
水力他	14.1	16.9	24.8	1.5%	2.6%
合計	265.6	298.8	319.9	1.0%	0.8%

(出所)Energy Policies of IEA Countries-France 2004 Review, IEA

図 1-2-8 一次エネルギー供給見通し

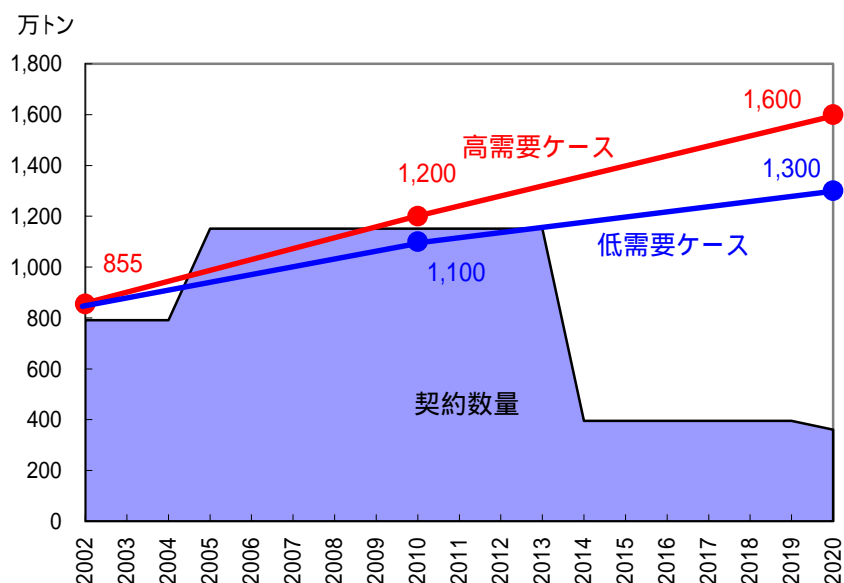


(出所)Energy Policies of IEA Countries-France 2004 Review, IEA

LNG 需要見通し

既に見た通り、2003 年におけるフランスの天然ガス輸入量の 23.7% (721 万トン) が LNG によって賄われている。Cedigaz によると、LNG 需要量は、2010 年に 1,100～1,200 万トン (15.2～15.6Bcm) となり、現契約の多くが契約期限を向かえる 2013 年以降についても、2020 年には 1,300～1,600 万トン (17.9～22.1Bcm) に達するとされている。(図 1-2-9)

図 1-2-9 LNG 需要見通しと契約数量



(注)契約数量は、SPA と HOA の合計値である。契約の詳細は第 2 章で取り扱う。

(出所) LNG Trade and Infrastructure、Cedigaz および各事業者ホームページ等より日本エネルギー経済研究所作成

### 1-2-3. 天然ガス政策

フランスのエネルギー政策は、長期にわたる、安全かつ継続的なエネルギー供給の確保、世界エネルギー市場におけるフランス企業の競争力確保ならびにフランス国内の雇用を確保するための経済効率と低エネルギー価格の推進、気候変動への対応としての、持続可能かつ環境負荷の少ないエネルギーの供給<sup>18</sup>、といったことがその主要政策に挙げられる<sup>19</sup>。

天然ガス政策についても、安定供給の観点から長期契約を基本とした供給源の多様化を基本としており、ノルウェー、ロシア、アルジェリアなどに加え、近年ではイギリスやナイジェリアからの輸入も開始している。

<sup>18</sup> フランスは、2002 年 5 月、他の EU 諸国とともに京都議定書を批准した。京都議定書の目標をそれぞれ個々の加盟国に設定した EU 負担分担メカニズム (EU burden-sharing mechanism) へのコミットメントとして、フランスは 2008 ~ 2012 年期間の終わりまでに 1990 年レベルの CO<sub>2</sub> 排出に留める義務を負っている。

<sup>19</sup> フランス政府は、省エネルギー、再生可能エネルギー、今後更新期を向かえる原子力発電のあり方など、エネルギーに関する国民討論をまとめた「エネルギー白書 (Livre blanc sur les energies)」を 2003 年 11 月に公表した。その中で、フランスのエネルギー消費を 2015 年まで 2003 年レベルで維持する手段を講じる、2010 年までに電力生産の 21%を再生可能エネルギー由来のものとする、将来のエネルギー源を考えたとき、原子力発電をその選択股として維持する、ことなどを提案している。

#### 1-2-4. 規制法規および規制機関

フランスのガス産業の規制法規としては、2003 年 1 月に成立した新ガス法（「エネルギー市場自由化関連法」）<sup>20</sup>がある。これは 1998 年の EU ガス指令を国内法として適用したものである。フランスでは、自由化レベルにおいて他の欧州諸国が 1998 年の旧 EU ガス指令で定めている目標水準（2000 年 8 月に国内消費の 20%以上、2008 年に国内消費の 33%以上）を上回るペースで自由化を進めていたのに対して、市場開放や国内自由化法の整備が遅れた状態になっていた。2002 年 11 月の欧州エネルギー閣僚理事会で 2007 年の全面自由化が合意されるなど、EU ガス指令改正（2003 年 6 月に欧州議会で可決）に向けた動きが最終段階を向える中、フランスは 2003 年 1 月に国内法を整備し、パイプライン等への規制に基づく TPA 制度を導入し、オペレーターは輸送・配給・貯蔵・LNG 設備の会計を分離することとなった。また、オペレーターに対し、安定供給、環境保全などの公共サービス義務を課している。

この国内法では、全 62 条からなる同法第 3 条において、TPA の適格需要家を、

- ・ ガス発電事業者またはコージェネレーション事業者
- ・ 家庭用以外の最終需要家（当法の施行までは「年間消費量 25MMcm 超」という 98 年ガス指令での規定を適用。2003 年 8 月 10 日までに最低 28%の市場開放が行われるよう引き下げ）
- ・ 配給事業者
- ・ 認可を得た供給事業者

としている。

規制機関としては「エネルギー規制委員会（Commission de regulation de l'energie : CRE）」がある。これは、電力市場の円滑な運営を監督し、競争における差別的取扱や内部補助、または妨害を規制する機関として、2000 年 3 月に設立された「電力規制委員会（Commission de regulation de l'electricite）」が、2003 年 1 月の新ガス法成立とともに、現在の名称に改称し、電力・ガス市場双方の独立規制機関となったものである。

同委員会は、天然ガスシステムや LNG 設備の使用料金の勧告、およびそのアクセス契約の受付などを通じ、天然ガスの輸送・配給システムと LNG 設備へのアクセス権を保証し、その正しい運営や適切な発展を確保することを任務とする。また、紛争解決、許認可、制裁、提案、調査、監視、諮問といった大きな権限を有している。

---

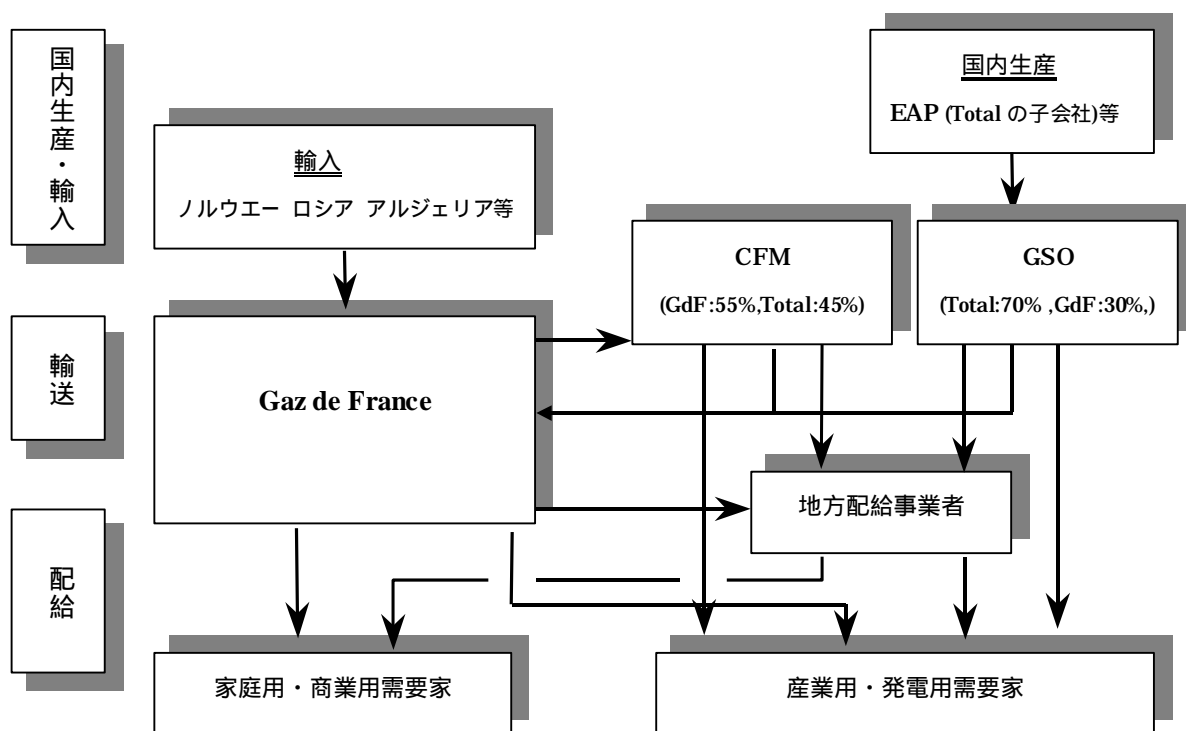
<sup>20</sup> “LOI n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marches du gaz et de l'electricite et au service public de l'energie” - The law relative to the electricity and gas markets and public service energy

1-2-5. 産業構造

フランス・ガス産業は、1946 年の電気・ガス国有化法により全国約 150 社の民営・公営ガス事業が国有化され設立された垂直統合型事業者（輸入・輸送・配給・販売）である Gaz de France を中心にガス事業が行われてきた。（図 1-2-10）

フランスにおける天然ガスの国内生産は、民営石油・ガス会社である Total<sup>21</sup>の子会社 EAP（Elf Aquitaine Production）が行っており、同じく Total の子会社である GSO（Gaz du Sud-Ouest）に卸売する形をとっている。天然ガス輸入は国営ガス事業者である Gaz de France が独占してきた。

図 1-2-10 フランスのガス産業構造(2003 年現在)



(注) ここでは、CFM、GSO に関する Gaz de France、Total の出資比率は改正(後述)前の状態で記述している。

(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

輸送ネットワークについては、Gaz de France がフランスの幹線パイプラインの 88%を所有しているほかは、GSO が南西部にパイプラインを保有しており、さらに中央フランスにお

<sup>21</sup> 1999 年 3 月、Total とベルギー石油企業 Petrofina の合併により TotalFina が誕生。2000 年 2 月に TotalFina は同じフランスの石油企業 Elf を買収し TotalFinaElf となる。2003 年 5 月、会社名を再び Total に戻した。

ける Gaz de France のネットワークを、Gaz de France と Total の子会社である CFM (Compagnie Francaise du Methane) が運営している。これらの事業者により、約 20 の地域配給会社 (公営事業者および国有化法の対象外となった民営事業者が混在)、Gaz de France のガス配給網および一部の産業用需要家へガス販売をおこなってきた。

なお輸送事業は「国有会社または準国営企業が国から委託を受けて行う」という形式をとり、輸送事業者は国との間に 20~30 年のリース契約 (Concession) を締結し、パイプライン所有者は「国」となっていた。しかし、高圧幹線パイプラインの所有権については、ガス市場の自由化に対応し、2002 年には Gaz de France にその所有権が認められている。

Cedigaz によると、2000 年実績での輸入は 100%が Gaz de France の独占であった。また輸送段階での市場シェアは、Gaz de France が 77.9%、CFM が 15.7%、GSO が 6.4%であり、小売段階では Gaz de France が 76.3%、CFM が 16.7%、GSO が 6.9%となっており、やはり Gaz de France が大きな地位を占めている<sup>22</sup>。

2003 年 12 月には、フランスにおけるガス事業構造の合理化と競争力の向上を目的に、CFM と GSO に関する Gaz de France と Total の出資関係について整理し、CFM については Gaz de France が、GSO については Total がそれぞれ 100%傘下に置くことで両者が合意し、CRE もこれを承認した。その他、Gaz de France と Total との協議によって、現在 Gaz de France が自社の Fos-sur-Mer LNG 受入基地に隣接して計画している Fos-sur-Mer 2 受入基地の所有権の 1/3 を Total が確保する予定である。

#### 1-2-6. 天然ガスインフラ

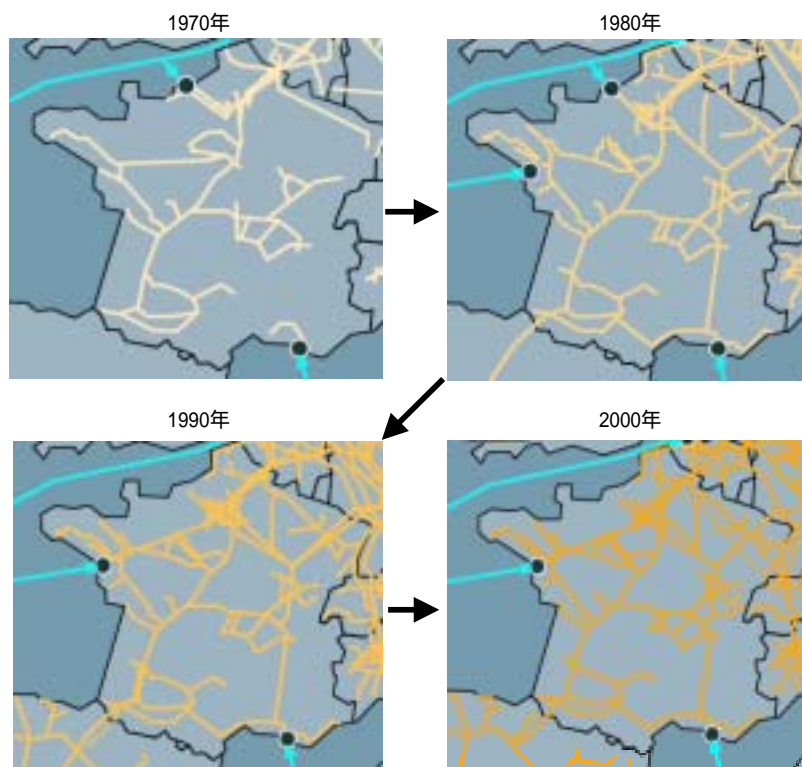
##### (1) パイプライン

フランスでは南西部地域での Lacq ガス田発見を期に、Gaz de France および GSO により幹線パイプライン網の整備が進められていった。この Lacq ガス田の開発により、地域的な供給網から全国的な供給網整備が図られたものの、フランスにおける天然ガスパイプライン網が本格的に整備される契機となったのは、1959 年のオランダの Groningen ガス田発見である。その後 1965 年のアルジェリア産 LNG、1967 年のオランダ産パイプラインガス、1976 年のロシア産パイプラインガス、1977 年のノルウェー産パイプラインガスがそれぞれ輸入開始されるにつれて、それぞれのエントリーポイントから需要地に向けてのパイプラインが建設されていった。1970 年代の半ばには北部、東部で Groningen ガスを供給源として約 5,000km のパイプライン網が整備され、南部、西部、南東部、東中央部、パリ近郊では国内 Lacq ガス田およびアルジェリア LNG を中心とした供給地域として、約 10,000km のパイプライン網が完成した。そして 1980 年までには Fos-sur-Mer LNG 受入基地と北部からのパイプ

<sup>22</sup> The European Gas Market Players 2001 Edition、Cedigaz

ラインが接続され、第二の LNG 受入基地として Montoir-de-Bretagne が運開した。1990 年までには Montoir-de-Bretagne 受入基地からパリへのパイプラインも開通し、フランスのパイプライン網はほぼ現在の構成になっている<sup>23</sup>。(図 1-2-11)

図 1-2-11 フランスの天然ガスパイプライン網の発達



(出所) P.Wailliez, 「TSO Challenges and Performance in a Changing Regulatory Environment」、2004 年 3 月 2  
~ 5 日、Flame Conference、Gas Transmission Europe ホームページ

1990 年代前半まではロシアからの輸入比率が最も高かったが、政情の不安定な国からの供給を相対的に減少させるため、ノルウェーからの輸入量を増加させてきている。ノルウェーからは、Norpipe または Statpipe ~ Norpipe によりドイツの Emden に受け入れられたガスを輸入している。またフランスは 1998 年には輸入におけるトランジット国の影響を軽減するためノルウェー産ガスをフランス本土北海沿岸の Dunkerque に直接受け入れる Norfra Pipeline (Franpipe) が建設された。ロシアからは Transgas ライン (チェコ、スロバキア) ~ WAG ライン (オーストリア) を経由する MEGAL ライン (ドイツ) により輸入を行っている。

<sup>23</sup> 1965 年、アルジェリアからの LNG 輸入に伴い、主としてノルマンディー地方からパリに至る地域にガスを供給するため、Gaz de France により北西部の Le Havre に LNG 受入基地が建設されたが、施設規模が小さいこと、および老朽化のため 1989 年に運転停止された。

(表 1-2-6) Norfra Pipeline は Statoil、Norsk Hydro、Shell 等 11 の企業からなる共同企業体によって計画されたものであり、MEGAL は、旧ソ連の天然ガスをドイツ、フランスに輸送するため、Ruhrgas、OMV (オーストリアのガス開発・輸送会社)、Gaz de France が敷設したものである。

最近では、ノルウェー産ガスをイタリアへ輸送する Nord-Est Pipeline が 2001 年から 2002 年にかけて完成したほか、Gaz de France および Total はアルジェリア～スペインを結ぶ海底パイプライン計画 (Medgaz) へも参加している。

表 1-2-6 フランス向け国際ガスパイプライン

パイプライン名	操業開始年	ルート	距離 (km)	輸送能力 (Bcm/年)	ガス販売者	パイプライン所有者	ガス購入者
Norfra Pipeline (Franpipe)	1998	Draupner E Platform(北海) -Dunkerque(フランス)	840	15.0	Gassled	Gasled (Statoil 20.379%、 Petro 38.293%、Norsk Hydro 11.136%、他)	Gaz de France、 Snam、Energias、 Enagas
MEGAL	1980	Waidhaus(チロル・ドイツ国境) -Obergaibach (ドイツ・フランス国境)	1087	22	Gazprom	RUHRGAS 50%、 Gaz de France 43%、 OMV 5%、 MEGAL ADMINISTRATIVE FOUNDATION 2%	Gaz de France

(出所) Cedigaz 等より日本エネルギー経済研究所作成

Gaz de France は欧州において最も広範囲な天然ガスの輸送・配給ネットワークを運営する事業者のひとつであり、2003 年において、国内の輸送導管延長は 31,185km、配給導管延長は 169,244km、供給する地方自治体数はフランスの人口の 75%に相当する 8,770 におよんでいる。また、南西部に GSO が 4,290 km (2000 年時点) のパイプラインを保有している。輸入されるパイプラインガスは、ベルギー国境の Taisnieres、ドイツ国境の Obergaibach、および Dunkerque の 3 ヶ所のエントリーポイントで受け入れられている。

## (2) LNG 受入基地

フランスの LNG 受入基地は、Gaz de France が所有する 2 ヶ所 (Montoir-de-Bretagne、Fos-sur-Mer) が稼働中、Gaz de France および Total が建設している 1 ヶ所 (Fos-sur-Mer2/Fos Cavaou) の計 3 ヶ所である。稼働中基地の受入能力は 1,400 万トン/年 (19.32Bcm/年)、貯蔵能力は 51 万 kl である。(表 1-2-7)

表 1-2-7 フランスの LNG 受入基地

	基地名	出資者	受入能力 (万トン/年)	貯蔵容量 (万kl)	稼働開始 (年)
既存	Fos-sur-Mer	Gaz de France	580	15.0	1972
	Montoir-de-Bretagne	Gaz de France	820	36.0	1980
新規	Fos-sur-Mer 2	Gaz de France, Total	600	N.A.	2007

(出所) Gaz de France ホームページ等より日本エネルギー経済研究所作成

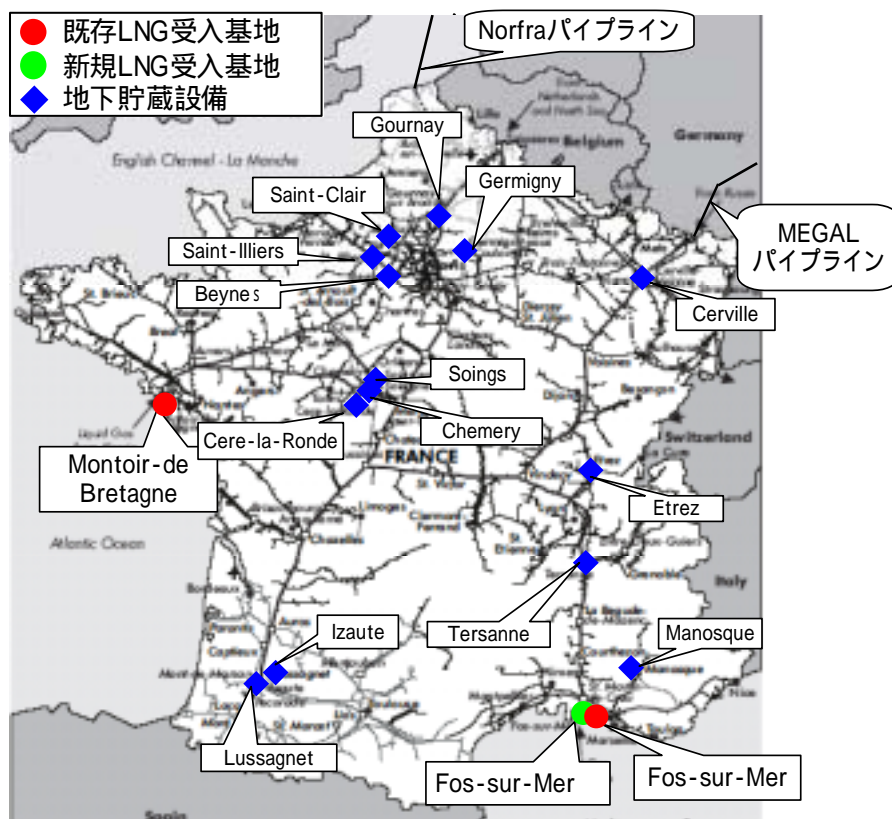
Montoir-de-Bretagne 受入基地はフランス西部の Nantes 近郊にあり、1980 年から稼働している。LNG 受入基地としては欧州で最大の規模である。LNG はアルジェリアの Sonatrach、ナイジェリア の Nigeria LNG との長期契約に基づく輸入に加え、スポット取引でカタール、アブダビ、オマーンからの受入実績がある。

1972 年から稼働している Fos-sur-Mer 受入基地は地中海を臨む Marseilles 近郊にあり、主としてアルジェリア Skikda からの LNG を受け入れている。しかし既存の Fos-sur-Mer 基地では、送出能力上限まで稼働しているうえ、受入可能な LNG 船の容量も大きくない。

新規の Fos-sur-Mer 2 基地に関しては、2003 年 12 月には地元自治体から建設、操業の許可を与えられた。この基地は 2007 年前半に稼働開始を予定しており、Gaz de France が 2/3、Total が 1/3 出資する予定である。



図 1-2-12 フランスの天然ガスインフラ



(出所) Energy Politics of IEA Countries-France, IEA に日本エネルギー経済研究所加筆

### (3) 地下貯蔵設備

フランスの地下貯蔵基地建設は、石炭ガスを利用していた 1950 年代から始まり、パイプラインの敷設とともに 1960～80 年代にかけて進んできた。フランスは、15ヶ所という欧州諸国の中でも比較的多くの地下貯蔵システムを有しており、貯蔵可能量は 11Bcm 程度とされる。(表 1-2-8) これは、同国の天然ガス消費量の 1/4 近くに相当し、またパリ近郊の北部に多く設置されている<sup>24</sup>。これによりフランスでは、2002 年時点で年間ガス消費量の 26% を地下貯蔵として備蓄することができ、季節供給格差の平準化や、いずれかの天然ガス供給ソースの途絶にも対応できる仕組みになっている。この他、貯蔵設備設置の理由には、供給ソースの遠隔化などによって生じた、需要に合わせた供給調整の困難化への対応や、製造ガスから天然ガスへの全面的転換により、各地に存在した多数の製造ガスプラントが無くなったこと、などが挙げられる。

<sup>24</sup> 立地理由としては、地質的理由が中心であり、当初からの戦略的なものではなかった、とされている(「西欧の主要四ヶ国における天然ガスの受入・流通システムの状況に関する調査報告書」、平成 7 (1995) 年 3 月、天然ガス検討会 受入・流通システム分科会)。

表 1-2-8 フランスのガス地下貯蔵設備

	名称	所有者	区分	貯蔵可能量 (MMcm)	稼動開始年
既存	Beynes superieur	Gaz de France	帯水層	190	1956
	Lussagnet	Total	帯水層	-	1957
	Saint Illiers	Gaz de France	帯水層	580	1965
	Chemery	Gaz de France	帯水層	3,450	1968
	Tersanne	Gaz de France	岩塩ドーム	200	1970
	Cerville-Velaine	Gaz de France	帯水層	650	1970
	Beynes Profond	Gaz de France	帯水層	350	1975
	Gournay/Aronde	Gaz de France	帯水層	850	1976
	Etrez	Gaz de France	岩塩ドーム	430	1979
	Saint-Clair Sur Epte	Gaz de France	帯水層	380	1981
	Izaute	Total	帯水層	-	1981
	Soings	Gaz de France	帯水層	220	1981
	Germigny	Gaz de France	帯水層	760	1982
	Manosque	Geomethane	岩塩ドーム	210	1993
	Cere-la-Ronde	Gaz de France	帯水層	350	1993
	合計			10,800	
新規	Landes de Siougos	N.A.	帯水層	N.A.	N.A.
	Trois-Fontaines	Gaz de France	廃ガス田	N.A.	2004 - 2005
	Saint Martin de Bossenay	Gaz de France	油田	N.A.	N.A.

(注)貯蔵可能量は IEA による 2002 年末の数値。ただし Cedigaz によれば、Total 所有の Izaute、Lussagnet の貯蔵可能量はそれぞれ、1,400 および 820MMcm であり、特に Izaute は、Gaz de France の Chemery に次ぐ容量である。

(出所) Natural Gas Information、IEA および Cedigaz

#### 1-2-7. ガス市場の自由化

フランスでは、フランス産業の国際競争力向上を図るため、1985 年から 1993 年にかけて、年間消費量 5GWh (約 0.45MMcm) 以上の需要家に対する料金規制が撤廃される等一部規制の緩和が行われたが、その後、EU において自由化論議が高まる中で、1994 年 1 月にはマンディール報告<sup>25</sup>が発表され、EU の自由化路線に対するフランスの立場が表明された。

1998 年 6 月、EU ガス指令が正式に成立し同年 8 月発効したことに伴い、産業省は新たな国内法の整備に向けた白書 “Vers la future organisation gaziere francaise (将来のフ

<sup>25</sup> 1993 年以降、欧州委員会の国営エネルギー会社の独占に対する批判やフランス産業界からの自由化に向けた圧力を受けて、フランス産業省は、同省エネルギー資源局長マンディール氏を委員長としたワーキンググループを設置した。同報告にはガス供給における海外依存度の高さなどフランスの実情を踏まえた上で、EU のエネルギー政策に関する見解やフランス国内の規制緩和に関する提言が盛り込まれた。

ランス・ガス産業組織に向けて)”を 1999 年 6 月に発表した。これを受けエネルギー大臣の要請によりブリック議員を中心とする委員会が立ち上げられている。同委員会は、1999 年 10 月に報告書<sup>26</sup>を政府に提出し、Gaz de France の将来像と、同社の運営方法の抜本的な改革を提案した。その内容のうち、労働組合が強く反対した Gaz de France の株式会社化を除く内容を盛り込んだ法草案が 1999 年 11 月に発表され、2000 年 5 月に閣議で採択された。しかし上院・下院での審議が難航し、2000 年 8 月の EU ガス指令で規定された期限までに法整備を終えることはできなかった。

フランス政府は供給セキュリティと公共サービス義務の確保を優先しており、急速な自由化には消極的であった。フランスにおける競争の阻害要因としては、ほとんどの輸入のエントリー・ポイントが北フランスにあるため、南フランスでの競争が存在しない、発電用燃料のほとんどを原子力が占めており、発電部門での天然ガスの使用が限定されている、現在フランスの需要を満たしているのは長期のテイク・オア・ペイ契約であり、競争の余地がほとんど残されていない、手続きが複雑なため小規模なオペレーターの市場参入の意欲が高まらない、ことなどが、規制機関 CRE により指摘されている<sup>27</sup>。

結局 EU 指令の内容をフランス国内に適用するための国内法が制定されたのは、前述のとおり 2003 年 1 月である。この法案の成立により、Gaz de France は輸出入に関するその法的独占を失った。

フランスにおいては、法規制ではなく、事業者の自主的な措置によりガス市場の自由化を実施してきた点で欧州の中でも特徴的な例といえる。2000 年 8 月には、Gaz de France は国内法の整備を待たず、TPA 条件・料金を自主的に公表し、年間消費量 25MMcm 以上の最終需要家を対象に供給業者の自由選択を認めるとともに、供給ネットワークへの第三者アクセスをガス市場の 20%まで拡大した。2003 年 8 月、適格需要家の敷居値が約 7.5MMcm 以上に引き下げられ、天然ガスの供給先を選択できるフランスの需要家数が 2000 年の 150 から 1,000 以上に拡大した。2003 年時点では市場の 37%が開放され、自由化市場のうち 20%の需要家(全消費量の 6%相当)が Gaz de France 以外の供給者(Distrigas、BP、Centrica、Ruhrgas など)に切り替えたといわれている。2004 年 7 月 1 日には家庭用以外の需要家が自由化対象となった。Gaz de France では同グループ売上の 70%にあたる 50 万件がそのガス供給者を変更することが可能となるとしている。

2004 年近傍の動きでは、2002 年 6 月に発足し、民営化・自由化による「小さな政府」路線を掲げる保守・中道のラファラン内閣の下で、2004 年 5 月、フランス内閣は Gaz de France と電力公社、Electricite de France の部分民営化案<sup>28</sup>(「電力・ガス公益事業と電力・ガス

<sup>26</sup> Mission de reflexion et de concertation sur la transposition de la directive Europeenne sur le marche interieur du gaz (国内ガス市場への EU ガス指令受容協議委員会からの報告書)”

<sup>27</sup> EIA, Country Analysis Report - France 2004, <http://eia.doe.gov/emeu/cabs/france.html>

<sup>28</sup> LOI n° 2004-803 du 9 aout 2004 relative au service public de l'electricite et du gaz et aux entreprises electriques et gazières

事業者に関する法案」)を承認した。労働組合の激しい反対はあったものの、同法案は同年 7 月 22 日に議会で採択され、翌 8 月 9 日に公布されている<sup>29</sup>。Gaz de France は遅くとも 2004 年 12 月末までには、有限責任会社 (limited liability company) にその姿を変える予定である<sup>30</sup>。

また、Gaz de France と Total の子会社 GSO は、規制機関 CRE の要請に応じ、現在競争状態のないフランス南部に新規の競争事業者を参入させるため、2005 年 1 月から 3 年間、自社のガスを入札を通じ市場に開放する「ガスリリースプログラム」を実行することとなった。Gaz de France は年間 15TWh (約 1.4Bcm)<sup>31</sup>、3 年間で計 45TWh (約 4.1Bcm)、GSO は同じく 1.1TWh (約 0.1Bcm)、3 年間で計 3.3TWh (約 0.3Bcm) のガスをリリースする。これは時限的なものではあるが、これにより新規参入者は、2007 年に稼働開始予定の Fos-sur-Mer 2 受入基地、およびフランスとスペインとを連結する新しいパイプライン (Euskadour : 2005 年稼働開始目途) など、競争に必要なインフラ整備を待つことなくフランス南部での市場競争に参画できるものと見込まれている。

さらに、Gaz de France の託送料金は従来、ガスの受入地点と払出地点との距離に応じて設定されてきたが、これが新規参入の障壁となっているとの指摘を受け、2003 年 1 月より欧州委員会等が推奨している Entry-Exit 方式の託送料金を採用している。ただし、パイプラインネットワークの受入・払出ポイントに対して一律に Entry 料金 Exit 料金を割り振る場合、近距離の託送において過剰な託送料金を徴収される一方、遠距離の託送において過小な託送料金を徴収される可能性がある等の考慮から、Gaz de France のネットワークを複数のゾーン (Balancing Zone) に分割して、各ゾーンで Entry、Exit ポイント別の料金体系を設定している。(図 1-2-13) しかしながら、ゾーンをまたぐ託送を行なうと追加的に料金が加算される、いわゆるパンケーキ問題が生じる。

---

<sup>29</sup> しかし、株式については、70%以上は国が保持し続けることとなっている。また事業の透明性を高めるため、Gaz de France 内に置かれている輸送部門を法的分離することが規定された。

<sup>30</sup> Gaz de France ホームページ (<http://www.gazdefrance.com/public/page.php?idossier=414#4>)、ただし同ホームページでは “Gaz de France must change its structure to that of a limited liability company (SA - Societe Anonyme : 株式会社).” と表記されており、「Gaz de France の株式会社化」ともいえる。

<sup>31</sup> ただし Gaz de France が実際に入札にかかる数量は、CRE との合意の最低限度である、そのうちの 6TWh (約 0.6Bcm)/年である。残りについては非公開 (privately) での販売となる。(EU ENERGY、Platts、2004 年 8 月 13 日ほか) また、CRE では、Gaz de France、Total および両社の子会社が、自社の入札に参加すべきではない、としている。(CRE プレスリリース、2004 年 4 月 20 日)

図 1-2-13 輸送ネットワークのオペレーターとバランシングゾーン(2004 年)



(出所)CRE プレスリリース、2004 年 10 月 18 日 (<http://www.cre.fr/>)

なお、CRE によると、将来の欧州のガス市場の開放には、イギリスの NBP (National Balancing Point)<sup>32</sup>やベルギーの Zeebrugge のような、ガス市場の柔軟性を高め、契約における価格リファレンスを創出するハブ (Hub: 取引集積地) の発展が重要とされている。またフランスにおいても今後ハブが形成され、北フランスが欧州北部の大規模なガス市場の一部となり、また現在競争状態のない南フランスとスペイン、ポルトガルのあるイベリア半島との連結を強化することが必要であるとの認識を示している<sup>33</sup>。

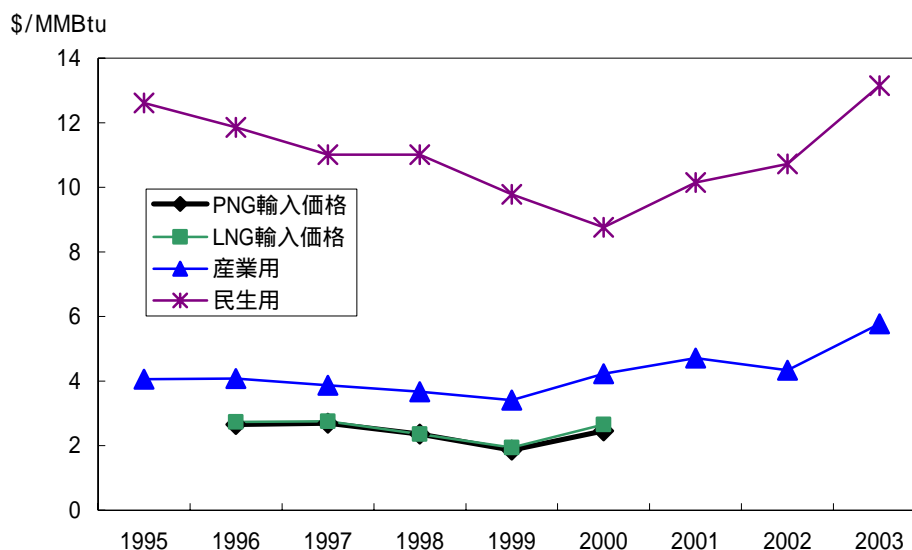
#### 1-2-8. ガス価格

フランスの天然ガス輸入価格は EU 諸国の平均的なレベルで推移している。但し、LNG の場合、1-1-4 で述べた通り、別に再気化・貯蔵等のターミナルコストが発生することに留意する必要がある。また、輸入契約における価格は各々異なることが推測されるので、この図からフランス向けのパイプラインガスと LNG の価格競争力を判断するのは困難である。また産業用の小売価格も他の欧州諸国に比較し安価なレベルにある。一方、民生用については欧州諸国の中でも高い水準にあり、2000 年までは低下傾向にあったものの、原油価格の高騰などの要因を背景に 2001 年より再び上昇に転じている。(図 1-2-14) 民生用にのみ 17.2%の消費税が課税されている。

<sup>32</sup> ガス輸送オペレーター-Tracso により管理され、取引数量を日々調整する。価格がリアルタイムでスクリーン上に表示されるため、透明性が確保されている。

<sup>33</sup> Patrice de Vivies、CRE、「Regulation dealing with access to supply in liberalised markets」、IEA、Outcome of the Workshop with Gas Regulators on Security of Supply in Liberalised Markets、2003 年 6 月 27 日。ただし、ハブ形成の必要性、見通しについては短期的には実現しないとの見解が多い。

図 1-2-14 フランスの天然ガス価格



(注) LNG の場合、再気化・貯蔵等のターミナルコストが別に発生する。

(出所) Energy Prices & Taxes 2004, IEA

### 1-3. スペイン

#### 1-3-1. エネルギー需給

##### (1) 一次エネルギー供給

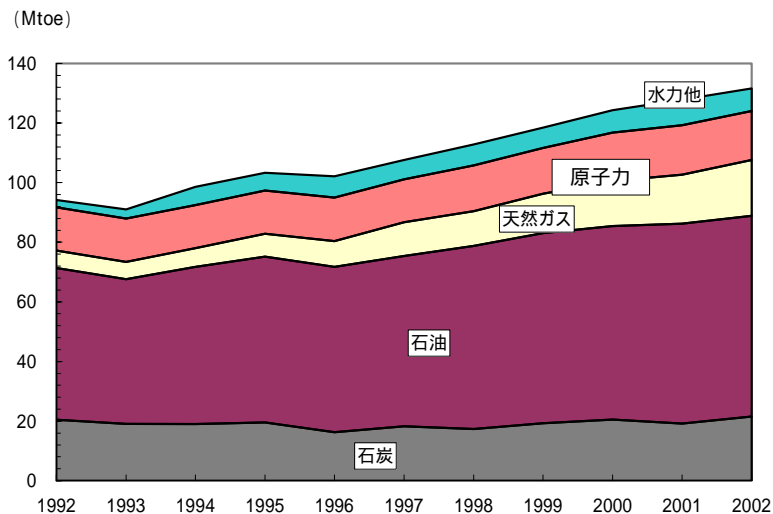
2002 年のスペインにおける一次エネルギー供給量は 131.6Mtoe であった。石油への依存度が高く、一次エネルギー供給量全体の 51.1%を占めている。天然ガスの占める割合は、1992 年の 6.2%から 2002 年には 14.3%に増加した。(表 1-3-1、図 1-3-1)

表 1-3-1 一次エネルギー供給量の推移

	石炭	石油	天然ガス	原子力	水力他	合計
1992年	20.44	50.93	5.85	14.54	2.41	94.2
(構成比)	22%	54.1%	6.2%	15%	3%	100.0%
1997年	18.26	57.12	11.30	14.41	6.47	107.6
(構成比)	17%	53.1%	10.5%	13%	6%	100.0%
2002年	21.58	67.27	18.75	16.42	7.54	131.6
(構成比)	16%	51.1%	14.3%	12%	6%	100.0%
平均伸び率(1992/1997)	-2.2%	2.3%	14.1%	-0.2%	21.8%	2.7%
平均伸び率(1997/2002)	3.4%	3.3%	10.7%	2.6%	3.1%	4.1%
平均伸び率(1992/2002)	0.5%	2.8%	12.4%	1.2%	12.1%	3.4%

(出所) Energy Balances of OECD Countries, IEA

図 1-3-1 一次エネルギー供給量の推移

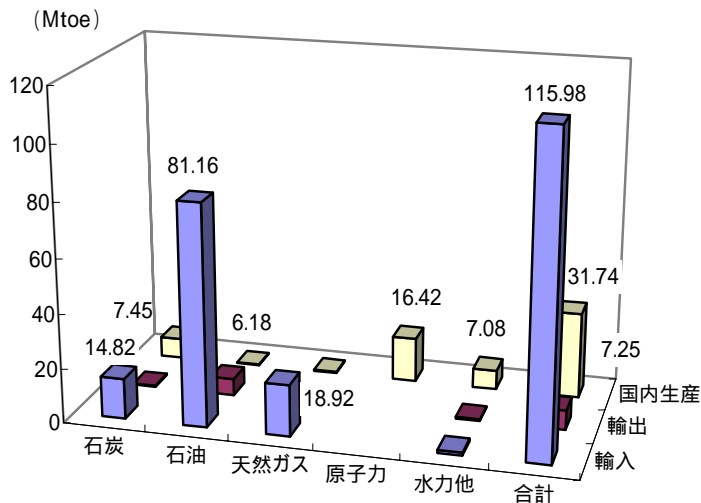


(出所) Energy Balances of OECD Countries, IEA

(2) エネルギーの国内生産と輸出入

2002 年のエネルギー国内生産量は、31.74Mtoe であった。石油と天然ガスは、需要のほとんどを輸入に依存している。(図 1-3-2)

図 1-3-2 エネルギーの国内生産と輸出入(2002 年)



	石炭	石油	天然ガス	原子力	水力他	合計
輸入	14.82	81.16	18.92		1.08	115.98
輸出	0.45	6.18			0.62	7.25
国内生産	7.45	0.32	0.47	16.42	7.08	31.74

(出所) Energy Balances of OECD Countries, IEA

(3) 最終エネルギー消費

2002 年の最終エネルギー消費量は 94.72Mtoe であった。輸送用と産業用の占める割合がそれぞれ 37.7%、34.2%と高い。消費量は 1992 年から 2002 年にかけて年率 3.9%で増加している。同期間において用途別割合に大きな変化は見られない。(表 1-3-2、図 1-3-3)

表 1-3-2 最終エネルギー消費量の推移

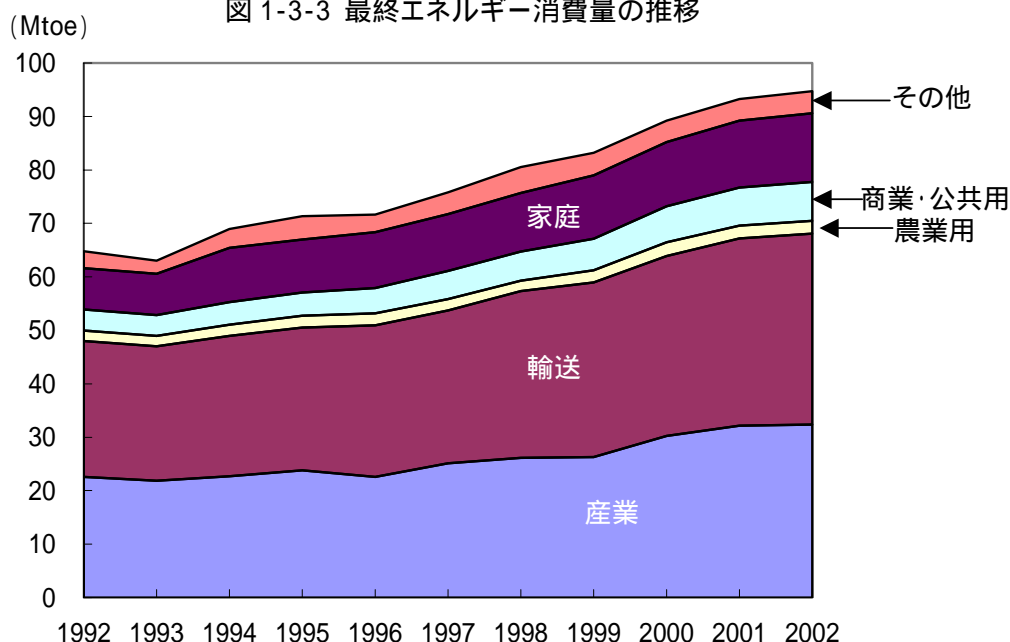
(Mtoe)

	産業用	輸送用	農業用	商業用	家庭用	その他	合計
1992年 (構成比)	22.57 34.8%	25.44 39.2%	1.94 3.0%	3.96 6.1%	7.74 11.9%	3.17 4.9%	64.82 100.0%
1997年 (構成比)	25.14 33.2%	28.57 37.7%	2.13 2.8%	5.28 7.0%	10.65 14.1%	4.02 5.3%	75.79 100.0%
2002年 (構成比)	32.39 34.2%	35.67 37.7%	2.39 2.5%	7.28 7.7%	12.89 13.6%	4.10 4.3%	94.72 100.0%
平均伸び率(1992/1997)	2.2%	2.3%	1.9%	5.9%	6.6%	4.9%	3.2%
平均伸び率(1997/2002)	5.2%	4.5%	2.3%	6.6%	3.9%	0.4%	4.6%
平均伸び率(1992/2002)	3.7%	3.4%	2.1%	6.3%	5.2%	2.6%	3.9%

(注)その他には、揮発油、パラフィン、潤滑油等のエネルギー用途以外で利用される石油製品が含まれる。

(出所)Energy Balances of OECD Countries, IEA

図 1-3-3 最終エネルギー消費量の推移



(出所) Energy Balances of OECD Countries, IEA

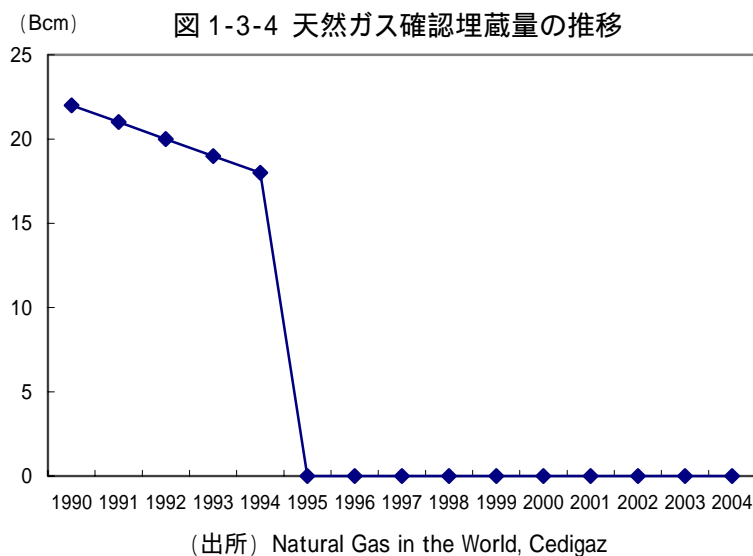
1-3-2. 天然ガス利用の現状と見通し

(1) 天然ガス確認埋蔵量

スペインの天然ガス確認埋蔵量は、Cedigaz の統計上 1994 年の 18Bcm を最後に存在して

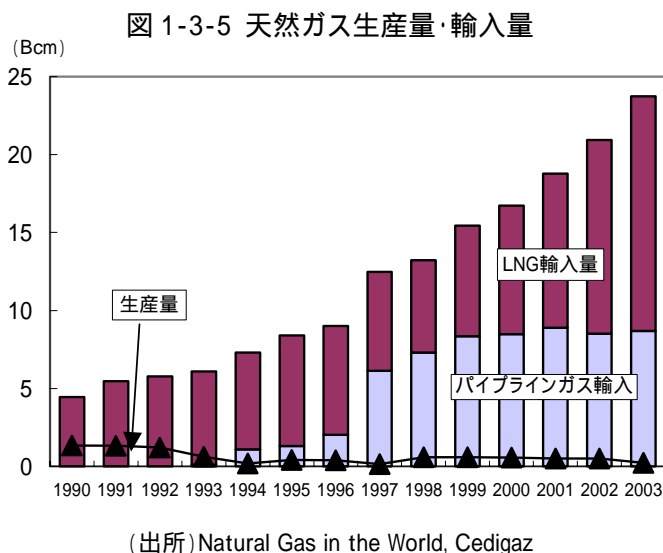


いない<sup>34</sup>。(図 1-3-4)



(2) 天然ガス生産量・輸入量

スペインでは僅少量の天然ガス生産が行われている。生産量のほとんどは、Repsol-YPF が操業する Poseidon ガス田によるものである<sup>35</sup>。天然ガス需要の伸びは輸入によって賄われており、アルジェリアからの GME パイプライン完成後の 1997 年以降はパイプラインによる輸入量が増大した。また特に近年においては LNG 輸入量の伸びが著しい。(図 1-3-5)

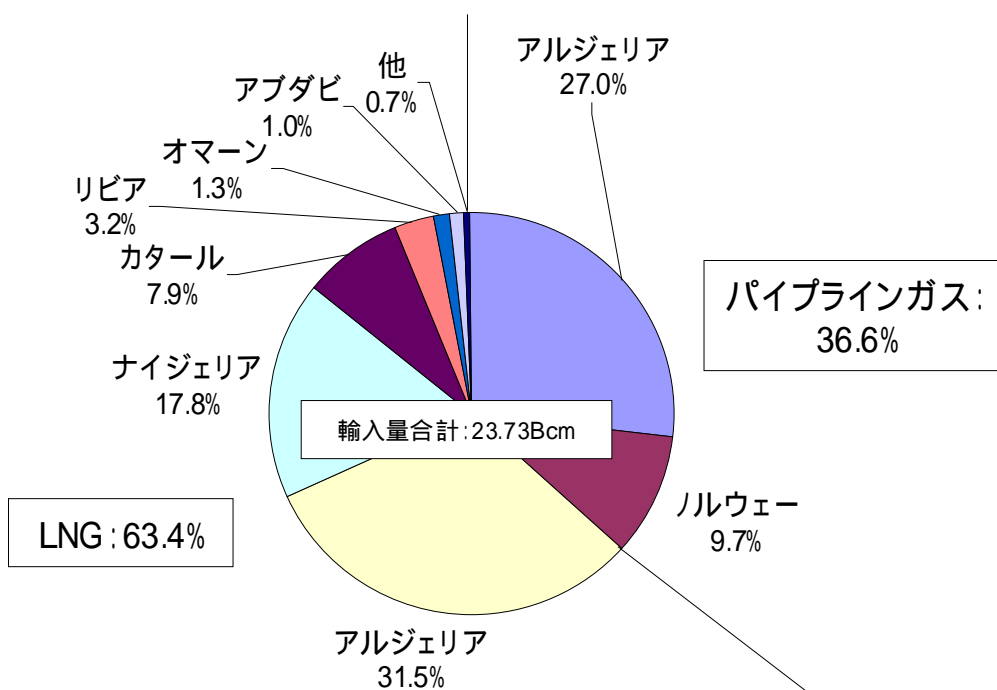


<sup>34</sup> 但し、アメリカの EIA (Energy Information Administration) によると、2004 年初時点の天然ガス埋蔵量は 94Bcf (2.6Bcm) とされている。

<sup>35</sup> EIA、Country Analysis Brief、<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/spain.html>

2003 年の天然ガス輸入元を見ると、輸入量 23.73Bcm のうち、パイプラインガスが 36.6%、LNG が 63.4%を占めている。パイプラインガスは、アルジェリア（天然ガス輸入量全体の 27.0%）、ノルウェー（同 9.7%）から輸入されている。主な LNG 輸入元はアルジェリア（天然ガス輸入量合計の 31.5%）、ナイジェリア（同 17.8%）、カタール（同 7.9%）等である。（図 1-3-6）

図 1-3-6 天然ガス輸入元(2003 年)



(出所) Natural Gas in the World, Cedigaz

### (3) 天然ガス需要形態

#### 用途別需要

2002 年の天然ガス需要量は 20,530MMcm であった。需要量全体は、1992 年から 2002 年にかけて、年平均 12.3%という「Dash for Gas<sup>36</sup>」と呼称し得るペースで増加している。用途別に見ると、産業用の占める割合が 57.6%と圧倒的に高く、発電用が 24.0%、民生用が 13.4%で続いている。発電用は 1992 年から 2002 年にかけて 30.6%という高い伸び率を示している。（表 1-3-3）

<sup>36</sup> 元来は 1990 年代以降にイギリスで起こった発電部門での急激な天然ガス利用の拡大を指す用語であるが、ここでは急激な天然ガス需要拡大という意味で用いている。

表 1-3-3 用途別天然ガス消費量の推移

	(MMcm)					
	発電用	産業用	民生用	輸送用	その他	合計
1992年 (構成比)	342 5.6%	4,634 75.9%	795 13.0%	0 0.0%	679 11.1%	6,450 100.0%
1997年 (構成比)	3,048 32.2%	7,230 76.4%	1,334 14.1%	0 0.0%	769 8.1%	12,381 100.0%
2002年 (構成比)	4,928 24.0%	11,818 57.6%	2,751 13.4%	1 0.0%	1,032 5.0%	20,530 100.0%
平均伸び率(1992/1997)	54.9%	9.3%	10.9%	-	2.5%	13.9%
平均伸び率(1997/2002)	10.1%	10.3%	15.6%	-	6.1%	10.6%
平均伸び率(1992/2002)	30.6%	9.8%	13.2%	-	4.3%	12.3%

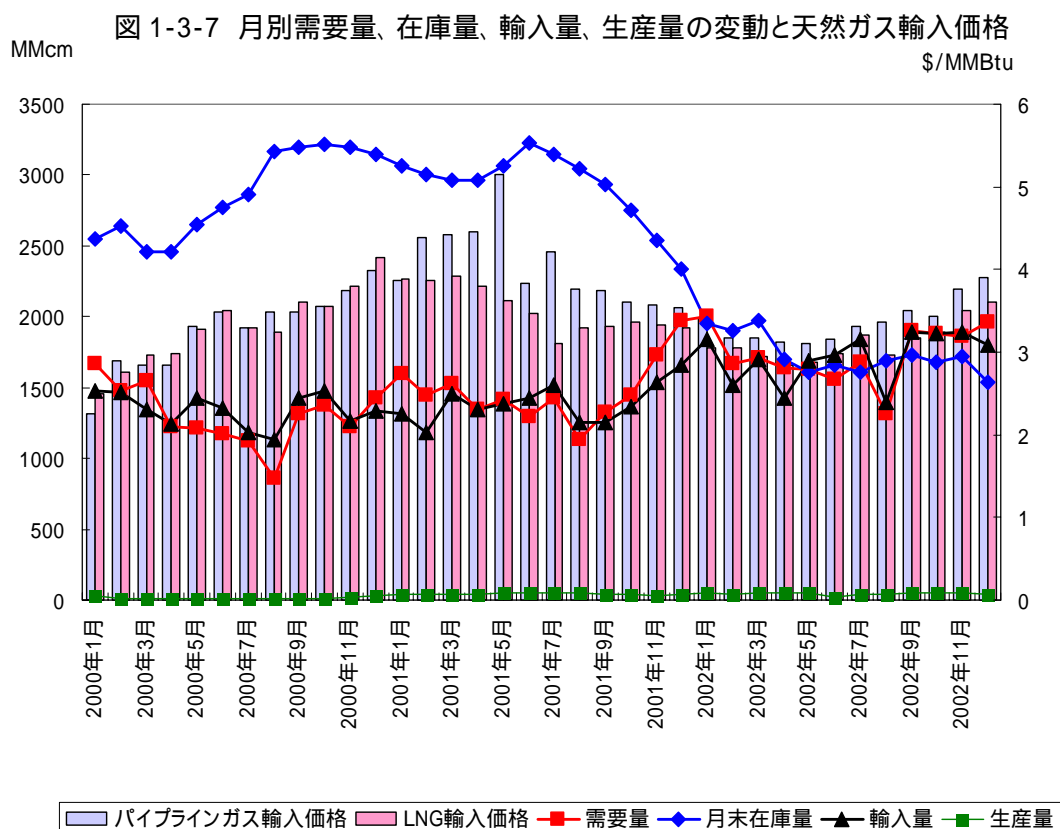
(注) 発電用はコージェネレーションを含む。

(出所) Natural Gas Information, IEA

#### 季節間需要格差

図 1-3-7 はスペインの月別需要量、在庫量、輸入量、生産量の変動と天然ガス輸入価格を示したものである。2000 年から 2002 年にかけての天然ガス需要パターンを見ると、需要のボトムは各年とも 8 月に、ピークは 1 月もしくは 12 月に発生している。但し、表 1-3-3 で示した通り、発電用途での天然ガス利用が拡大するにつれて、夏季の天然ガス需要が増加しており<sup>37</sup>、季節間需要格差はフランスほど明確ではない。需要量のボトムとピークの格差は、2000 年に 1.93 倍であったのが、2001 年で 1.74 倍、2002 年には 1.52 倍となっている。在庫量は天然ガス需要の高まりとともに、2001 年より顕著な低下傾向が見られる。後述する Hydrocarbon Act によって、スペインの事業者は天然ガス需要量の 35 日分を備蓄することが義務付けられているが、2002 年でこの備蓄量を満たしたのは 8 月のみであった。この図を見る限り、天然ガス輸入価格と需要量とに明確な関係は見られない。

<sup>37</sup> スペインのエネルギー規制機関である Comision Nacional de Energia(CNE)が発行する Boletin Mensual de Estadisticas de Gas Natural によると、2001 年から 2003 年にかけての発電用途における天然ガス需要のピークは 7～9 月に発生している。



(出所) Natural Gas Information, IEA および Platts

#### (4) 燃料別発電量

2002 年の発電量合計は 243TWh であった。1992 年から 2002 年の 10 年間に、年平均 4.5% と高い伸び率を示している。燃料別では、2002 年に石炭が発電量合計の 34.0%、原子力が 26.0%を占めている。1992 年にはほとんど存在しなかった天然ガス火力の発電量は、2002 年には 32TWh にまで増加し、発電量合計に占める割合は 13.3%に達している。(表 1-3-4)

表 1-3-4 燃料別発電量推移

(TWh)

	石炭	石油	天然ガス	原子力	水力	合計
1992年	65	14	2	56	20	156
(構成比)	41.6%	9.2%	1.1%	35.6%	12.5%	100.0%
1997年	64	14	18	55	38	189
(構成比)	33.8%	7.5%	9.6%	29.2%	19.9%	100.0%
2002年	82	29	32	63	36	243
(構成比)	34.0%	11.8%	13.3%	26.0%	14.9%	100.0%
平均伸び率(1992/1997)	-0.4%	-0.3%	60.4%	-0.2%	14.1%	3.9%
平均伸び率(1997/2002)	5.2%	15.2%	12.3%	2.6%	-0.8%	5.1%
平均伸び率(1992/2002)	2.4%	7.2%	34.2%	1.2%	6.4%	4.5%

(出所) Energy Balances of OECD Countries, IEA

(5) エネルギー需給見通し

一次エネルギー供給見通し

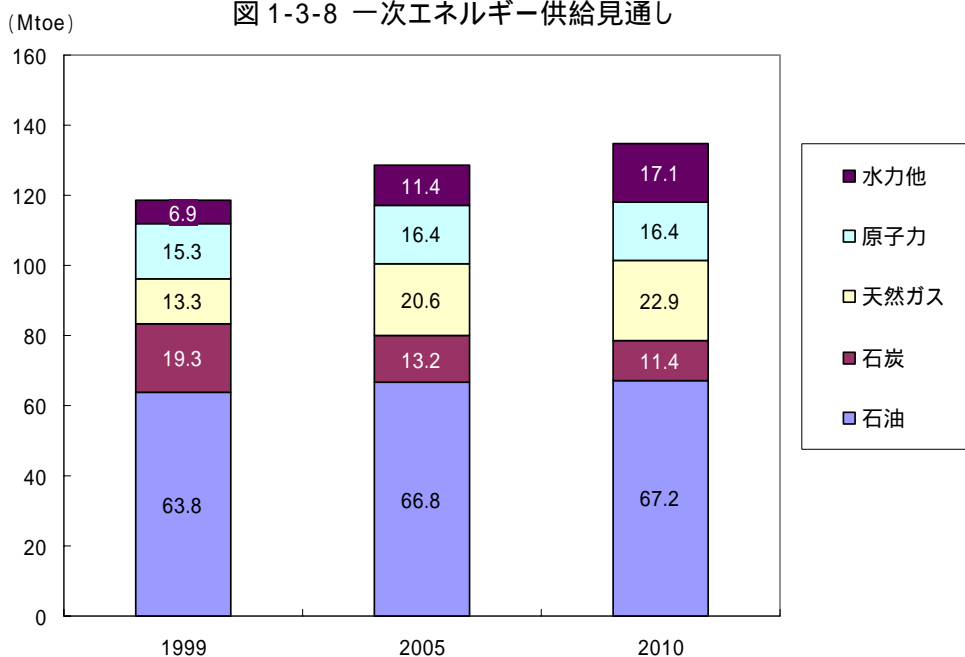
IEA によると、スペインの一次エネルギー供給量は 1999 年の実績値である 118.6Mtoe から年率 1.2%の割合で増加し、2005 年に 128.4Mtoe、2010 年には 135Mtoe に達するとされている。エネルギー源別に見ると、石油と原子力は漸増、石炭は絶対量および一次エネルギー供給量全体に占めるシェアとも大幅に減少する。その中で天然ガスは、1999 年実績の 13.3Mtoe ( 14.8Bcm ) から一次エネルギー供給量全体の伸び率を大きく上回る年率 5.1%の割合で増加し、2005 年に 20.6Mtoe ( 22.9Bcm )、2010 年には 22.9Mtoe ( 25.4Bcm ) に達する見込みである。その結果、天然ガスが一次エネルギー供給量に占める割合は、1999 年の 11.2% から 2010 年には 17.0%に高まるとされている。(表 1-3-5、図 1-3-8)

表 1-3-5 一次エネルギー供給見通し (Mtoe)

	1999	2005	2010	1999～2010年の 年間伸び率
石油	63.8	66.8	67.2	0.5%
石炭	19.3	13.2	11.4	-4.7%
天然ガス	13.3	20.6	22.9	5.1%
原子力	15.3	16.4	16.4	0.6%
水力他	6.9	11.4	17.1	8.6%
合計	118.6	128.4	135	1.2%

(出所) Energy Policies of IEA Countries-Spain 2001 Review, IEA

図 1-3-8 一次エネルギー供給見通し

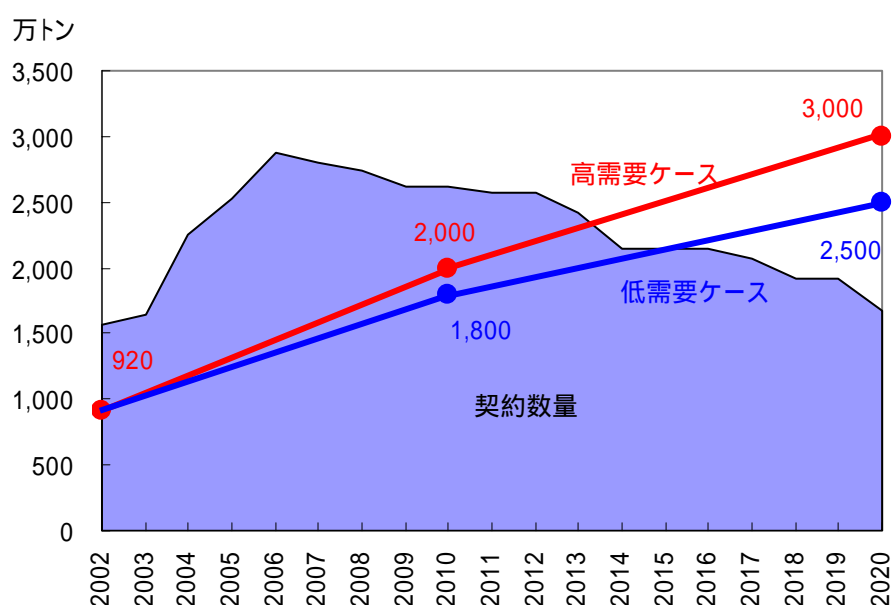


(出所) Energy Policies of IEA Countries-Spain 2001 Review, IEA

LNG 需要見通し

図 1-3-9 に示した通り、2003 年におけるスペインの天然ガス輸入量の 63.4% (1,098 万トン) が LNG によって賅われている。Cedigaz によると、LNG 需要量は 2010 年に 1,800~2,000 万トン (24.8~27.6Bcm)、2020 年には 2,500~3,000 万トン (34.5~41.4Bcm) に達するとされている。一方、現在締結されている LNG 契約量は 2012 年頃まで需要見通しを大幅に上回っている。

図 1-3-9 LNG 需要見通しと契約数量



(注) 契約数量は、SPA と HOA の合計値である。契約の詳細は第 2 章で取り扱う。

(出所) LNG Trade and Infrastructure、Cedigaz および各事業者ホームページ等より日本エネルギー経済研究所作成

1-3-3. 天然ガス政策

2001 年まで、スペインのエネルギー政策は、定期的に「国家エネルギー計画 (PEN)」という形で実行されてきた。1991~2000 年期間の PEN91 は 1992 年に開始となった。この計画の主要なエネルギー政策は、供給保障、国内エネルギー資源の価値向上、供給先の分散化、コストの最小化、効率化、EU ルールへの適合および環境配慮などである。PEN91 を受けて 1998 年に制定されたのが Hydrocarbons Act である。この法律では、供給セキュリティ上、1 国からの天然ガス供給シェアの上限を 60% と規定し、ガス配送業者やトレーダー等は販売量の 35 日分の備蓄が義務付けている。しかし、全体の輸入量が増大する中、シェ

アは同じ60%でもアルジェリアからの絶対量は増加しているのが現状である。

#### 1-3-4. 規制機関および規制法規

スペインのガス産業を管轄あるいは規制する政府機関は経済省 (Ministerio de Economía) と Comision Nacional de Energia (以下 CNE) である。経済省は 2000 年に行われた省庁改変に伴い、それまでガス産業を規制していた産業エネルギー省から名称変更及び一部機能の変更が行われた。経済省はガス事業全般に関する政策の策定や料金規制を行い、CNE は EU ガス指令で規定されている係争調停機関として機能している。

スペインのガス産業に対する規制法規は上述した Hydrocarbon Act で、EU ガス指令の内容が折り込まれている。なお、この法規は 1999 年 4 月と 2000 年 6 月に一部改正が行われている。TPA 制度については 1997 年 12 月に公布された Third Party Access Royal Decree (天然ガス受入設備、再ガス化設備、貯蔵設備及び輸送設備への TPA 条件を規定する 12 月 19 日付勅令 1915/1997: 以下 Royal Decree) により運用がなされている。但し 2000 年 3 月、2000 年 8 月の 2 度にわたって、TPA 料金算定フォーミュラについて見直しが行われている。

#### 1-3-5. 産業構造

スペインのガス事業では、Gas Natural が中心的な存在である。Gas Natural はもともと 1991 年に Catalana Gas および Madrid Gas の合併により誕生した。1994 年にガス供給およびパイプライン・貯蔵システムの運用をおこなう国営企業 Enagas が民営化された際に、その株式を取得し、傘下におさめている。同時に、Enagas は保有していた配給ラインを Gas Natural に譲渡し、Gas Natural 保有の輸送パイプラインを Enagas に売却している。これにより、Enagas は配給・販売機能をもたないガス輸送事業者という位置づけとなった。

2003 年末時点で発効しているスペイン向けの天然ガス輸入契約の約 7 割が Gas Natural を輸入者とするものである。その他には電力会社 (Endesa、Iberdrola)、石油会社 (Repsol-YPF、Cepsa)、海外企業 (Shell、BP、BG) 等が輸入を行っている。

ガス配給事業者は 2004 年 3 月時点で 29 社となっているが、その内 10 社については Gas Natural が株式の過半数を保有している<sup>38</sup>。Gas Natural グループとしての都市ガス販売シェアは、2003 年で 80%となっている<sup>39</sup>。

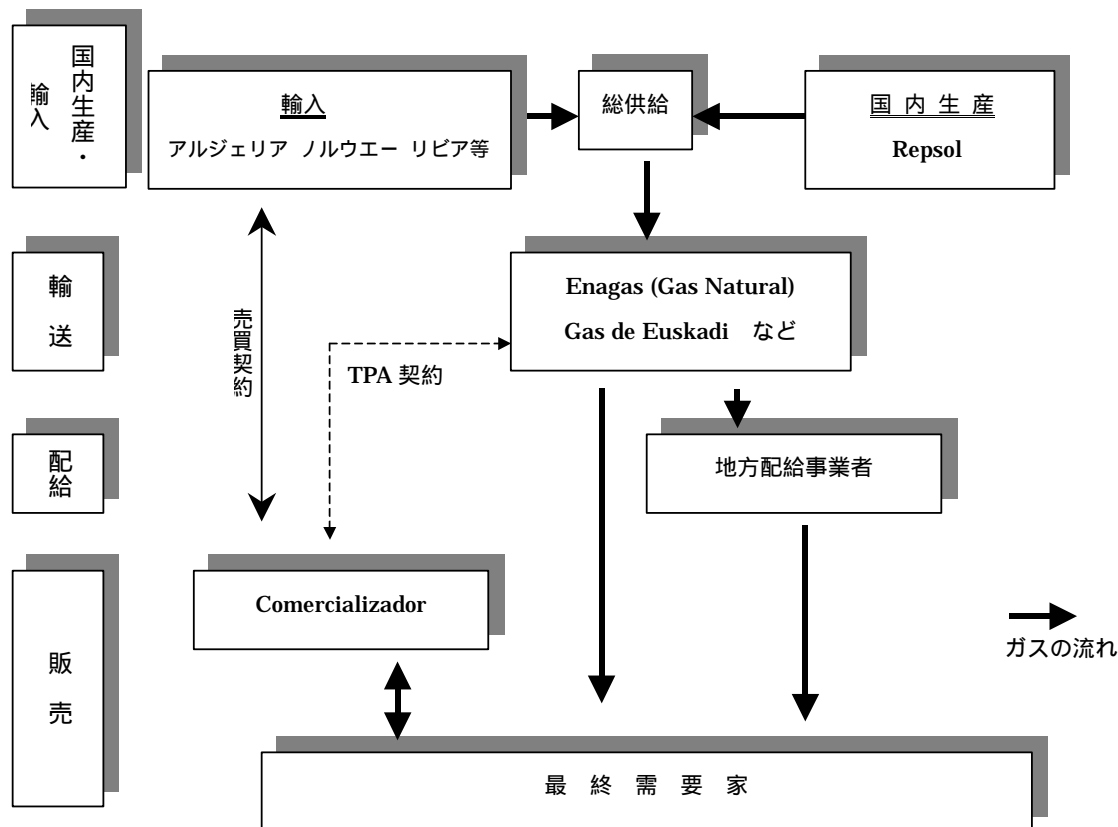
この他、設備を保有せず輸送事業者・配給事業者の設備を利用して最終需要家にガスを供給するトレーダー (Commercializador と呼称) が存在する。Commercializador は 2004 年 2 月現在で 14 社存在するが、ここでも Gas Natural グループは 58%のシェアを保持して

<sup>38</sup> Gas Natural Annual Report 2003

<sup>39</sup> Comision Nacional de Energia, Natural Gas Monthly Statistics Bulletin, 2004 年 4 月、[http://www.cne.es/pdf/IAP\\_gas.pdf](http://www.cne.es/pdf/IAP_gas.pdf)

いる。(図 1-3-10)

図 1-3-10 スペインのガス産業構造



(出所) Comision Nacional de Energie ホームページ等より日本エネルギー経済研究所作成

### 1-3-6. 天然ガスインフラ

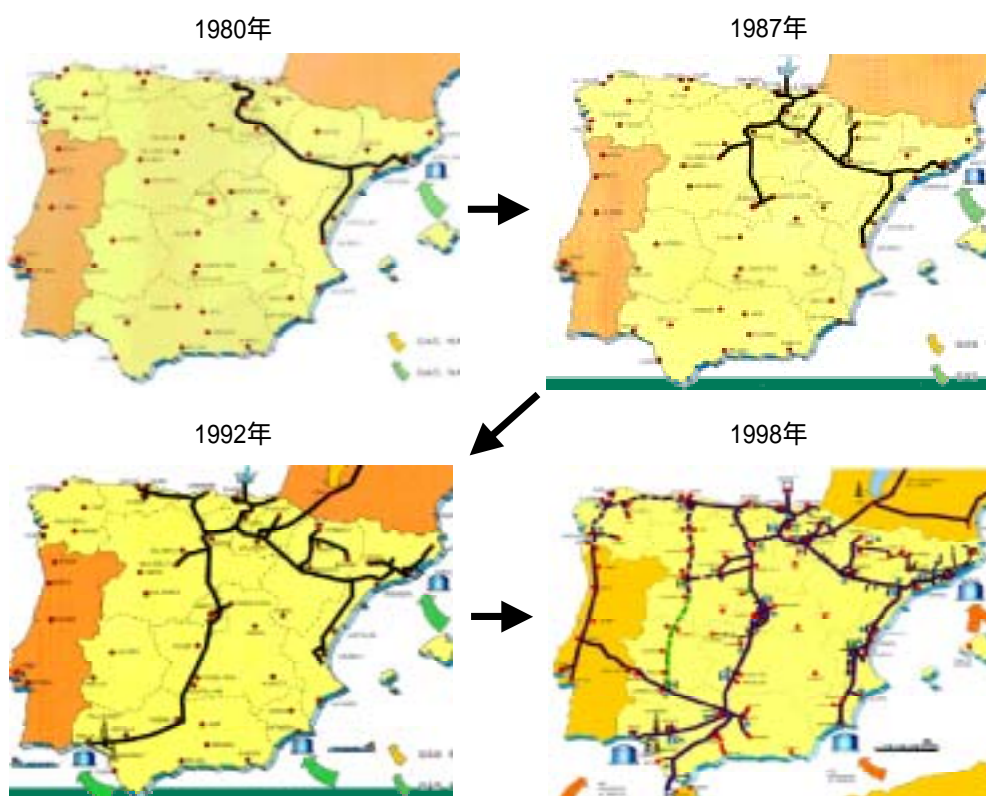
#### (1) パイプライン

スペインでは、1963年に天然ガス生産が開始されたが、1970年にリビア産 LNG が導入されるまで天然ガスパイプラインはほとんど存在しなかった。バルセロナ（東部地中海沿岸）を擁するカタルーニャ地方の産業（特にセラミック工業）用として導入された LNG は、1980年には北東部のビルバオや中部地中海沿岸のバレンシアでも利用されるようになっている。1987年時点では、ビルバオ沖で天然ガス生産が開始されており、パイプラインがマドリードにまで到達した。1980年代の末には、Huelva、Cartagena の両 LNG 受入基地が稼働を開始し、1992年になると Huelva 受入基地からマドリードへのパイプラインが完成している。また、フランスとパイプラインの接続がされ、ノルウェーからの天然ガス輸入が開始された。その後、GME パイプラインが完成したことで、1996年よりアルジェリアからのパイプラインガスが導入されている。同時期に Cartagena 受入基地からバレンシアへのパイプ



インも建設され、1998 年にはスペインのパイプライン網は現在の姿に近づいている。パイプライン整備において中心的な役割を果たしてきたのは、バスク地方においては Gas de Euskadi、それ以外の地域については以前は国営企業であり現在は Gas Natural 傘下の Enagas である。(図 1-3-11)

図 1-3-11 スペインの天然ガスパイプライン網の発達



(出所) Comision Nacional de Energia

現在スペインはノルウェーとアルジェリアよりパイプラインガスを輸入している。ノルウェーからのガスはベルギー、フランスを、アルジェリアからのガスはモロッコをそれぞれ経由してスペインに到達する。フランス～スペイン間を結ぶ Lacal パイプラインは、Total の子会社である GSO が、またアルジェリア～モロッコ～スペイン～ポルトガルを結ぶ GME パイプラインは、スペインとポルトガル内については Gas Natural の子会社である Sagune およびポルトガルのガス輸送事業者である Transgas が建設・所有している。新規の国際パイプライン計画は、2 ルート計画されており、双方ともアルジェリアをガス供給源とする。(表 1-3-6)

表 1-3-6 スペイン向けの国際ガスパイプライン

	パイプライン名	操業開始年	ルート	距離 (km)	輸送能力 (Bcm/年)	ガス販売者	パイプライン所有者	ガス購入者
既存	GME (Gazduc Maghreb- Europe Pipeline)	1996	Hassi R Mel(アルジェリ ア)～モロッコ～Cordoba (スペイン)～ポルトガル	2,100	8.5	EMPL	EMPL (Sagane 72.6%、 Transgas 27.4%)	Enagas、 Transgas
	Lacq (Lacq-Calahorra)	1993	Lacq(フランス)～ Calahorra(スペイン)	203	2.5	GFU等	Gaz du Sud-Ouest	Enagas
新規	Medgaz	2007	Hassi R Mel(アルジェリ ア)～Almeria(スペイン)	750	8	Medgaz	Medgaz (Sonatrach 20%、 Cepsa 20%、 BP 12%、Endesa 12%、Iberdrola 12%、 Gaz de France 12%、 Total 12%)	Distrigaz、 Cepsa、Total
	Algeria-Spain (via Sardinia and Corsica)	2008	El Kala(アルジェリア)～ Piombino or La Spezia (イタリア)～スペイン	1,000～ 1,200	8～15	Sonatrach	Galsi joint venture consortium	Edison Gas、 Enel、Eos Energia

(出所)Cedigaz 等より日本エネルギー経済研究所作成

国内の幹線パイプライン総延長は約 12,000km である。スペイン北東部バスク地方の供給システム<sup>40</sup>を除いて Enagas が所有・運営している。

## (2) LNG 受入基地

2003 年現在で、LNG 受入基地は 4 ヶ所が稼働中であり、3 ヶ所で建設中または計画中となっている。稼働中基地の受入能力は 1,180 万トン(16.28Bcm)、貯蔵容量は 61 万 kl である。

(表 1-3-7)

<sup>40</sup> 同地域の供給は、Sociedad de Gas Euskadi, S.A. が担っており、同社はバスク地方エネルギー局と Enagas が株式保有者である(保有比率は約 8:2)。

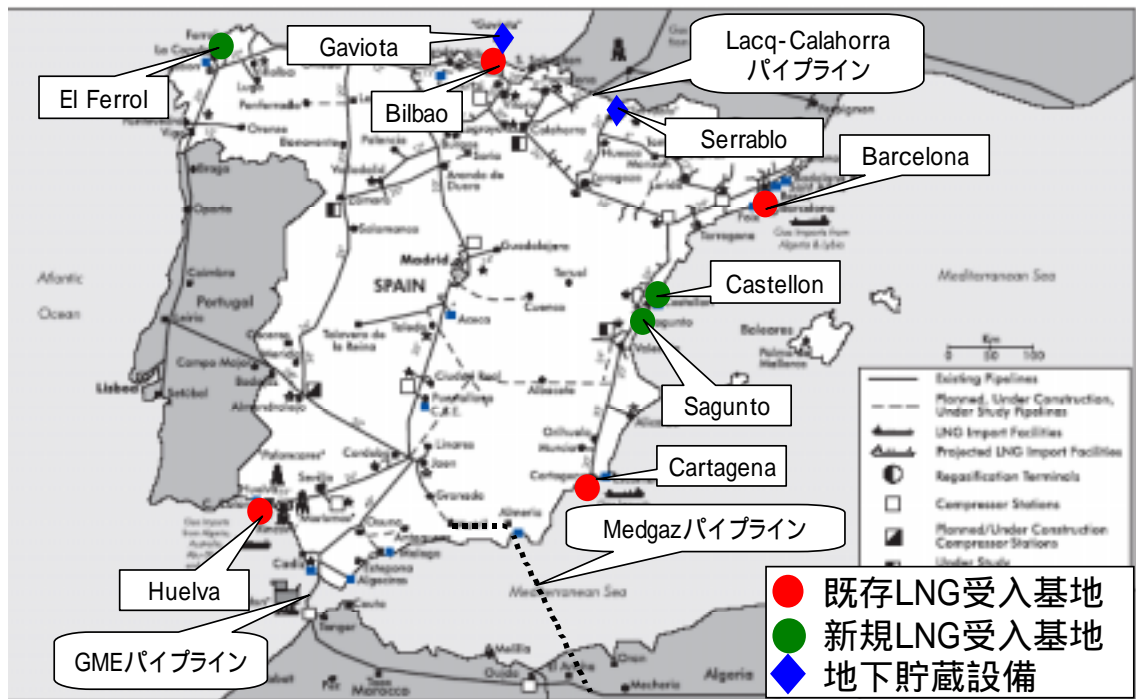
表 1-3-7 スペインの LNG 受入基地

	基地名	出資者	受入能力 (万トン/年)	貯蔵容量 (万kl)	稼働開始 (年)
既存	Barcelona	Enagas	620	24.0	1969
	Cartagena	Enagas	90	5.5	1989
	Huelva	Enagas	270	16.5	1988
	Bilbao	BP, Respol, Iberdola, EVE	200	15.0	2003
新規	Puerto de Sagunto	Union Fenosa, Iberdrola, Endesa	360	N.A	2004
	EL Ferrol (Reganosa)	Endesa, Union Fenosa, Sonatrach	N.A	N.A	2004
	Castellon	Iberdrola, Endesa	440	N.A	2006

(出所) Cedigaz 等より日本エネルギー経済研究所作成

2003 年にはスペイン第四の基地として Bilbao 受入基地が稼働を開始している。新規の受入基地として、バレンシア近郊の Sagunto と北西部の Ferrol が計画されている。

図 1-3-12 スペインの天然ガスインフラ



(出所) Energy Policies of IEA Countries-Spain, IEA に日本エネルギー経済研究所加筆

## (3) 地下貯蔵設備

ガスの地下貯蔵システムは、2ヶ所存在し、石油会社である Repsol-YPF が両設備を所有している。(表 1-3-8) 貯蔵可能量は 2,121MMcm であり、これは 2002 年の年間の天然ガス需要量に対し 10.3%に相当するが、フランスと比べ低い水準にある。

表 1-3-8 スペインのガス地下貯蔵設備

	名称	所有者	区分	貯蔵可能量 (MMcm)	稼動開始年
既存	Gaviota	Repsol-YPF	廃ガス田	1,346	1992
	Serrablo	Repsol-YPF	廃ガス田	775	1994
	合計			2,121	
新規	Yela	N.A.	廃ガス田	N.A.	N.A.

(出所) Natural Gas Information、IEA および Cedigaz 資料より作成

## 1-3-7. ガス市場の自由化

スペインガス事業の自由化への動きは、EU ガス指令の発効以前から着実に進められてきた。1996 年には Royal Decree (王令) 2033 が出され、パイプラインおよび LNG ターミナルの交渉ベースでの TPA および、1.2MMcmd 以上消費する需要家を自由化することとされている。

更に、1997 年には王令 1914 により規制に基づく設備の TPA および自由化範囲の拡大(年間 25MMcm 以上消費する主体)が規定されている。

1998 年の EU ガス指令発効に伴い、上述した通り Hydrocarbon Act が成立し、ガス市場の自由化あるいは天然ガスの供給セキュリティなど天然ガス全般の政策を規定された。また、自由化に関する進捗を加速させる目的で、スペイン政府は 2000 年に Real Decreto (法令) 23 を発効している。

同王令では、下記の点が規定されている。

- ・全面自由化を 2003 年より実施する(2008 年の予定を早期化)。
- ・2003 年から、いかなるガス供給者も国内販売シェアが 70%を超えないこととする。
- ・ガスネットワークオペレーターは Enagas とし、いかなる株主も同社の株式保有シェアにつき 35%をこえてはならない。なお、Enagas はガス輸送、LNG ターミナル、貯蔵システムにつき会計分離をおこなうこととする。
- ・GME パイプラインを通じて供給されるアルジェリア産ガスについて、75%は非自由化対象需要家向けとし、残り 25%は Commercializador に配分されるものとする(ガスリリース)。

- ・ Gas Natural による排他的な配給パイプライン建設の権利を 2005 年で終了する（2008 年の予定を早期化）。
- ・ 設備の TPA 料金は原価積み上げプラス適正利潤で決定する。
- ・ 規制部門の需要家にかかわる供給者の紛争調停機能は CNE が担う。

2001 年 8 月には王令 949 が出され、輸送・配給パイプライン、LNG ターミナル、地下貯蔵設備に関する新たな TPA 料金体系が設定された。ここでの大きな変化として、従来パイプラインについては距離比例型の料金体系であったが、輸送距離に依存しない Postage 方式になったことである。これは需要家の地理的位置によって料金水準の差異を招かないようにすることが Hydrocarbon Act の基本理念としてあったためと考えられる。

自由化範囲については、幾度かの王令の設定により自由化対象需要家の条件が 1999 年 1 月から年間 10MMcm 以上、2000 年 6 月より年間 3MMcm 以上（含む発電事業者）、2002 年 1 月より年間 1MMcm 以上、と徐々に緩和され、2003 年から全面自由化に移行した。スペインの自由化において特徴的な点として、市場は 100%自由化されているが、需要家は規制市場と称される政府が価格を管理する市場にとどまることも出来ることが挙げられる。産業用等に天然ガスを使用する大口需要家は、自由化市場において供給者同士で価格を競合させて天然ガスを購入するケースが多い。CNE によると、2003 年時点で需要量の 71%が自由化市場で取引された。

また、透明性の高いガス取引を促進するため、CNE はフランスの CRE と同じくガスハブの創設を計画している。Zeebrugge のようにパイプライングリッドの特定地点をベースにするものか、NBP のように観念的なものかは決定されていない<sup>41</sup>。

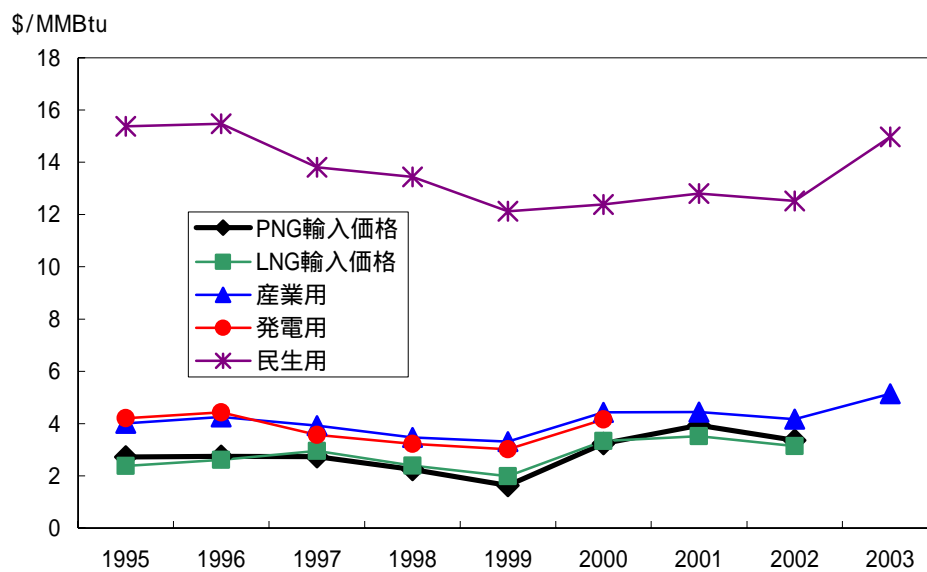
#### 1-3-8. ガス価格

1995 年以降、スペインの天然ガス輸入価格は概ね EU 平均のレベルで推移している。（図 1-3-13）但し、LNG の場合、前述した通り、別に再気化・貯蔵等のターミナルコストが発生することに留意する必要がある。また、輸入契約における価格は各々異なることが推測されるので、この図からスペイン向けのパイプラインガスと LNG の価格競争力を判断するのは困難である。1999 年からは、原油価格や石油製品価格高騰の影響を受け、天然ガス輸入価格も上昇に転じている。民生用にのみ 16%の間接税がかかる。

---

<sup>41</sup> なお、2004 年 9 月に行なったヒアリング調査によると、市場が 100%自由化されて間もないこと、インフラ面での制約があること、既存企業が必ずしもガスハブ構想に対して賛同していないこと等の理由で、短期的にスペインでガスハブが出来る可能性は低いという見解が多かった。

図 1-3-13 スペインの天然ガス価格



(注) LNG の場合、再気化・貯蔵等のターミナルコストが別に発生する。

(出所) Energy Prices & Taxes, IEA

## 第 2 章. パイプラインガスと LNG の位置づけ

本章では、第 1 章で述べたフランスとスペインにおけるガス市場の基本構造を踏まえて、両国でのパイプラインガスと LNG の区別あるいは関係について、2004 年 9 月に行なった海外調査を基に考察する。以下、パイプラインガスと LNG の輸送方法に係わる相違と LNG コストの低減、地域、需要セクター、輸入契約、需要変動への対処、エネルギー政策の点からパイプラインガスと LNG の区別を試みる。

### 2-1. パイプラインガスと LNG の輸送方法に係わる相違と LNG コストの低減

パイプラインガスと LNG の基本的あるいは物理的な相違とは、輸送方法としてパイプラインを用いて天然ガスを気体のまま輸送するのか、もしくは液化してタンカーで輸送するのかということである。この輸送形態の相違によって、輸出者や輸入者にとってパイプラインガスと LNG とで異なった硬直性や柔軟性が生じる。

パイプラインガスの場合、パイプラインを敷設すると、市場はパイプライン沿線に限定されるという点では硬直的である。輸出者にとっては、天然ガスの販売をある一定の地域や特定の需要家群に依存することになる。また、輸入者にとっては輸入パイプラインが他国あるいは他地域に接続されていなければ、物理的な輸入天然ガスの譲渡は不可能になる。しかし、契約書で合意される範囲で、年単位のみならず月や日単位で供給量の調整が可能になるという点では柔軟性が高い。

一方、LNG の場合、仕向地条項や LNG インフラの制約を考慮しなければ、競争力を持ちえる限り、市場は地理的に限定されないという点では柔軟性がある。輸出者は保有する天然ガスの販売先として複数の市場が想定出来ることになる。また、輸入者にとっても、輸入した LNG の譲渡は可能である。さらに、緊急時には LNG 受入基地インフラ能力の範囲内でスポット LNG 輸入を大幅に増やすことも出来る。しかし、1 カargo 単位で供給され、一般的に引取量が年単位で設定されるという面も併せ持つ。

また、IEA によると、導入する際にパイプラインガスと比べて少ない需要量で済むこと、液化プラントや LNG タンク等を追加することによって追加需要にも柔軟に対応（モジュラータイプの開発）が出来ることが LNG のメリットとして認識されるようになっている。

価格競争力を見ると、LNG チェーン（液化設備、LNG 船、受入基地）の大幅なコスト低減が成されている。例えば、LNG チェーンの中で一般的に最も大きな投資を要する液化設備への投資額は、1970～1980 年代のトン当たり 350 ドル程度から 1990 年代末には 250 ドル程度、現在では 200 ドルを切るレベルになっている<sup>42</sup>。また Shell によると 2007 年に LNG 生産開

---

<sup>42</sup> M Valais, TotalFinaElf, M. F. Chagrelie, Cedigaz, T. Lefevre, Gaz de France, 「World LNG Prospects: Favourable Parameters for a New Growth Area」, 2001 年 10 月 21-25 日、World Energy Congress, Buenos Aires

始予定のサハリン 2 プロジェクトにおける単位量あたりの投資額は、1972 年に生産を開始したブルネイ LNG のそれより 60%程度低下している。また、LNG 船が増加したここ数年、新規受注を巡る造船会社間の競争により、LNG 船建造費も低下している。1993 年には約 2 億 5,000 万ドルした建造費は、2000 年には 1 億 5,000 万ドル程度にまで下落した。一方、パイプラインガスコストの低減は、LNG コストのそれを下回るペースであり、過去 10 年間においてパイプラインガスコストと LNG コストが拮抗する輸送距離 (Breakeven Distance) は低下している<sup>43</sup>。従って、LNG のパイプラインガスに対する価格競争力は向上している。特にスペインにおいて、近年 LNG 輸入量が急速に増加している大きな要因には、LNG の価格競争力の向上や上述した LNG のメリットがあると言える。

## 2-2. 地域

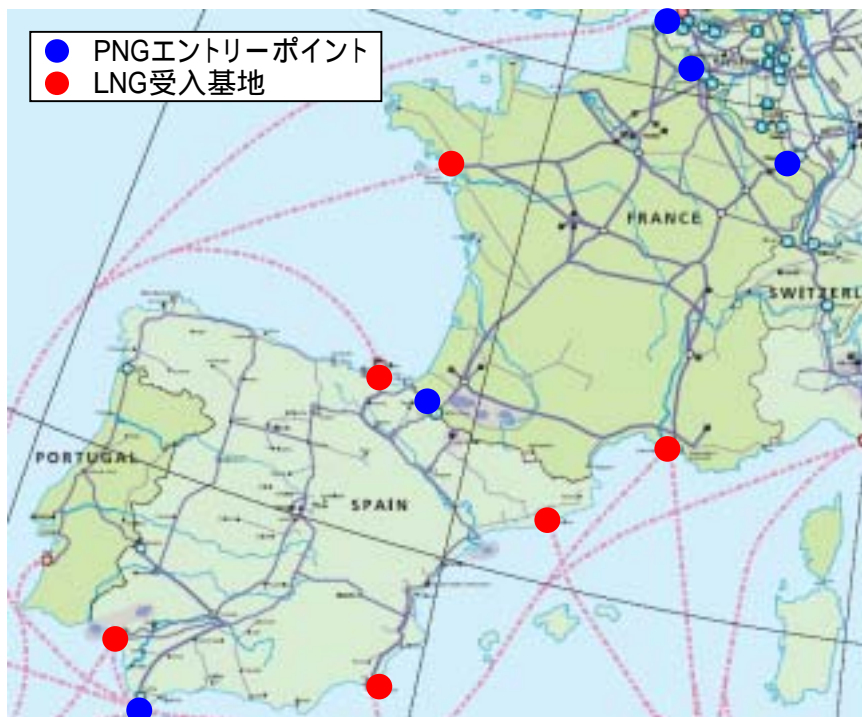
フランスとスペインにおけるパイプラインガスと LNG の区別を試みる上で、地域による区分が最も容易である。両国とも、輸入された天然ガスは、少なくとも物理的にはパイプラインのエントリーポイントもしくは LNG 受入基地から一定の範囲で消費されることが多いと思われる。すなわち、フランスの場合、ロシア、ノルウェー、イギリス、オランダから輸入されるパイプラインガスは北部や東部、Montoir-de-Bretagne で受け入れた LNG は西部から北部、Fos-sur-Mer で受け入れた LNG は南部を中心に供給されているものと思われる。スペインの場合でも、アルジェリアからのパイプラインガスは中南部、ノルウェーからのパイプラインガスは北中部、LNG はそれぞれの受入基地の周辺から中部を中心に供給されていると思われる。

---

<sup>43</sup> IEA、「Security of Gas Supply in Open Markets」、2004 年、152 ページ



図 2-2-1. フランスとスペインの輸入天然ガスエントリーポイント



(出所) Gas Transmission Europe に加筆

しかし、実際のガス市場における取引にどの程度地域差があるかは、輸送に係わるインフラの整備状況や託送制度を含むその運用によるところが大きい。フランスでは北部と南部を結ぶパイプラインの容量が少ない。また、託送制度がゾーン制の Entry-Exit 方式であることから、ゾーンをまたぐ託送を行なうと追加的に料金が加算される、いわゆるパンケーキ問題が生じる。これらの要因およびエントリーポイント数の差から、フランス南部では北部と比較して天然ガス供給者が限られ競争が進展していない<sup>44</sup>。南部での競争を促進するために、規制機関である CRE は 2005～2007 年にかけてガスリリースプログラム<sup>45</sup>を南部の 2 つの供給ゾーンにおいて導入する予定である。また、Fos-sur-Mer 2 受入基地等の新規インフラが、フランス南部での競争を促進することになるとと思われる。

スペインでもインフラ面での制約はあるものの、競争における地域差という観点では、託送制度として Postage 方式を採用していることの影響が大きい。託送料金が距離に係わ

<sup>44</sup> 但し、北部でもオランダからの低カロリーガスが供給されているゾーンでは、供給ソースが単一であることから競争が進展していない。

<sup>45</sup> ガスリリースプログラムとは、新規参入者のガス調達を容易にし、当該市場での競争を促進することを目的に、既存事業者が保有するガスを強制的に市場に放出させる制度である。フランスのガスリリースプログラムは 2005～2007 年にかけて導入される予定となっており、Gaz de France および Total はそれぞれ 15TWh (約 1.4Bcm)、1TWh (約 0.1Bcm) を放出する。

らず均一であるため、全国的に競争が進展している<sup>46</sup>。

### 2-3. 需要セクター

フランスおよびスペインにおいて、パイプラインガスすなわち国際パイプラインで輸送される天然ガスであれ LNG であれ、需要セクターによる区別は一般的にされていない。

但し、政策的に天然ガスの用途に制限が加えられたことはある。例えば、第一次オイルショック以後、欧州における天然ガス資源温存の必要性を認識した当時の EC は、1975 年に所謂 Gas Burn Directive (指令 75/404/EEC) によって加盟国における発電用の天然ガス使用を制限した。すなわち、発電用には原子力や石炭等を高価になり過ぎた石油の代替燃料にすべきであり、天然ガスは発電用で消費するには貴重すぎるとするとみなされた<sup>47</sup>。発電用の天然ガス使用を抑制する上で、この指令がどの程度効果をもったかを検証するのは困難である。しかし、フランスの発電用天然ガス消費量は、1973 年時点で 2.5Bcm であったが、1980 年には 1.3Bcm、1990 年には 0.05Bcm にまで減少している。スペインの場合、1986 年に EC に加盟した時点では年間 0.5Bcm の天然ガスが発電用に消費されていたが、1990 年には 0.2Bcm にまで消費量が減少している。もう一つの例は、スペイン国内における GME パイプラインからの天然ガスである。CNE によると、相対的に価格競争力があることから、Gas Natural は GME パイプラインからの天然ガスは規制市場を中心に供給しなければならない。スペインでは、2003 年 1 月よりガス市場が 100%自由化されているが、需要家は規制市場と称される政府が価格を管理する市場にとどまることも出来る。産業用等に天然ガスを使用する大口需要家は、自由化市場において供給者同士で価格を競合させて天然ガスを購入するケースが多い。従って、GME パイプラインからの天然ガスは、規制市場での主たる需要セクターである小口需要家の多い民生用に供給されていると思われる<sup>48</sup>。

また、スペインでは電力会社が発電用に LNG を輸入するケースが多く見られる。スペインの三大電力会社である Endesa、Iberdrola、Union Fenosa はそれぞれ大規模な CCGT 建設計画を持ち、主として自社の発電用に使用する LNG の輸入契約を締結している<sup>49</sup>。(表 2-3-1)

<sup>46</sup> BP は自身が出資する Bilbao の CCGT で使用するガスを隣接する LNG 受入基地ではなく、南部の Huelva 受入基地から供給する場合もある。これは、航海日数を短縮し、コストを削減するために、Postage 方式の託送制度を利用した例である。

<sup>47</sup> Estrada, Moe, Martinsen, 「The Development of European Gas Markets」, John Wiley & Sons Ltd, 1995 年、34 ページ。なお、その後の天然ガス供給源の増加や 1980 年代半ば以降の石油価格下落により、指令 75/404/EEC は 1991 年に廃止されている。

<sup>48</sup> Cedigaz によると、2003 年の GME パイプラインからの輸入量は 6.4Bcm である。一方、CNE によると同年の規制市場の規模はガス市場全体の 29%にあたる 6.9Bcm である。

<sup>49</sup> 輸入した LNG が全量発電用に消費されるわけではない。各社ともガス事業を行なう子会社を保有しており、産業用や民生用にも LNG は供給される。Union Fenosa の場合、輸入する LNG の 50～60%を発電用に消費する。また、Andy Flower 氏によると、BP が出資する Bilbao 受入基地プロジェクトの場合、2.9Bcm の LNG を受入れるが、CCGT で消費されるのはその内の 1.2Bcm である。

表 2-3-1. スペインの電力会社による CCGT 建設計画と LNG 契約量

	Endesa	Iberdrola	Union Fenosa
CCGT建設計画	2004～2008年の間で 2,800MW	2002～2007年の間で 5,600MW	2004～2006年の間で 2,800MW
既存LNG契約量	75万トン/年 (アルジェリア)	75万トン/年 (アルジェリア)	なし
		375万トン/年 (トリニダード・トバゴ)	
新規LNG契約量	75万トン/年 (ナイジェリア)	36万トン (ナイジェリア)	320万トン (エジプト)
		120万トン (ノルウェー)	160万トン (オマーン)

(出所)各社 Annual Report、Cedigaz

また、Union Fenosa は、LNG を自社輸入するだけでなく、液化基地、LNG 船、受入基地に投資し LNG の一貫プロジェクトのビジネスモデルを実現させつつある。

スペインの新規参入者がパイプラインガスではなく LNG を選択した理由として、第一には、輸入パイプラインガスのエントリーポイントがジブラルタル海峡とフランス国境の Col de Larrau に限られ、パイプラインの容量が Gas Natural およびポルトガルの Transgas との契約で占められている

ことが考えられる<sup>50</sup>。そして、1 国からの天然ガス輸入量が全輸入量の 60%を超過してはならないことを規定した Hydrocarbon Act の存在から、新規参入者はアルジェリア以外からの LNG 輸入を推進した。第二には、2-1 で述べた LNG のメリットが、特に発電用に天然ガスを使用する事業者にとって都合が良いことが挙げられる。ガス火力発電所（現在のスペインの場合で言えばほとんどが CCGT）が一つ運転を開始すると、需要量は（民生用のように連続的ではなく）飛躍的に伸びる。スペインの電力会社や Gas Natural は短中期的に CCGT を数多く建設することを考慮すれば、発電用にはモジュラータイプの発電所開発への対応がより可能な LNG が適していると言えよう。そして恐らく最も重要な要因として、第三には、2-1 で述べた LNG のコスト低減によるパイプラインガスに対する価格競争力の向上が挙げられる。

<sup>50</sup> 現在の GME パイプラインの公称容量 8.5Bcm に対して、Gas Natural は 6Bcm/年、Transgas は 2.3Bcm/年の天然ガスを購入する契約を Sonatrach と締結し、2003 年それぞれ 6.4Bcm および 2.5Bcm の天然ガスを輸入している。また、Lacal パイプラインの公称容量 2.5Bm に対して、Gas Natural は 1.92Bcm/年の契約を締結し、2003 年は 2.29Bcm の天然ガスを輸入している。

## 2-4. 輸入契約

## 2-4-1. フランス

## (1) パイプラインガス契約

表 2-4-1 に示す通り、フランスはオランダ、ノルウェー、ロシア、イギリスおよびベルギーと計 41.79Bcm のパイプラインガス契約を締結している。ほとんどの契約で Gaz de France が輸入者となっている<sup>51</sup>。契約期間を見ると、既存インフラを利用した供給契約では比較的短期なものも存在するが、20 年以上の長期契約が中心である。

表 2-4-1. フランスのパイプラインガス契約

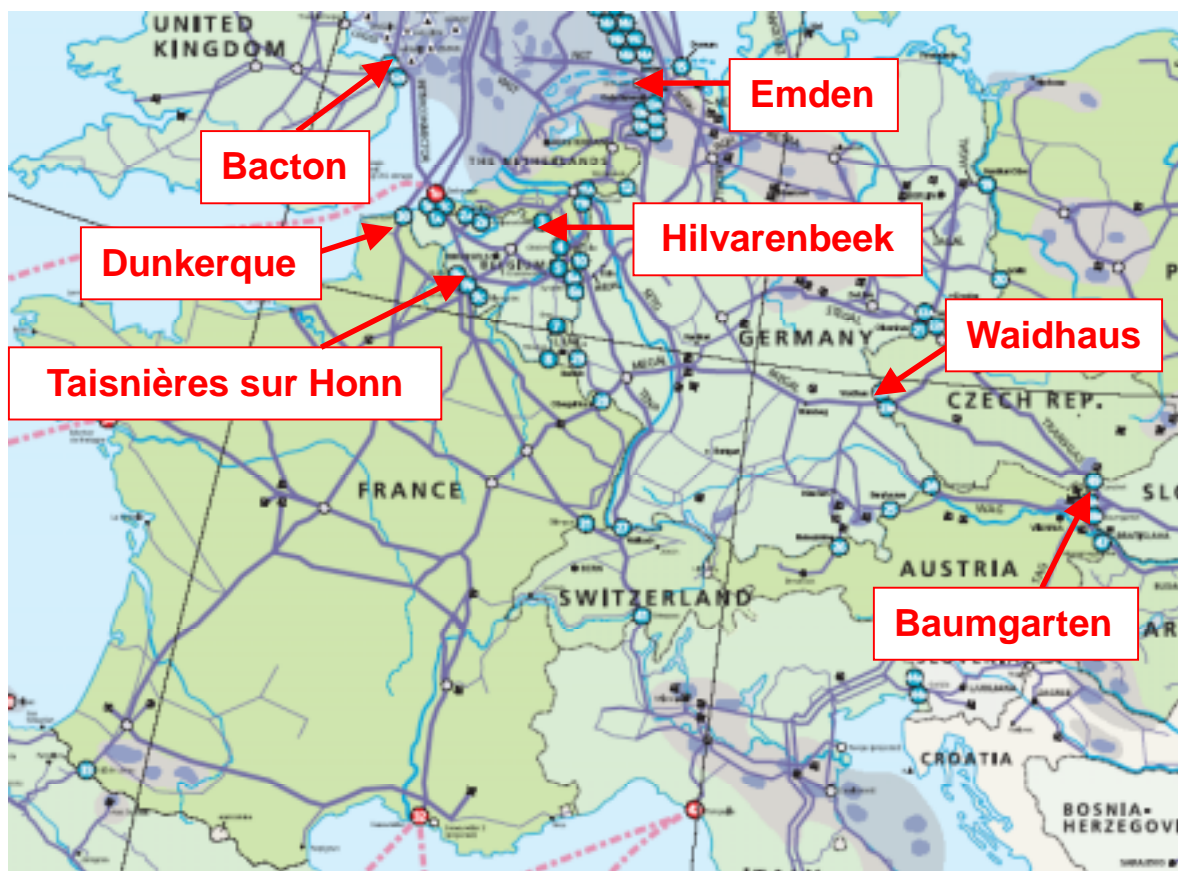
輸出国	輸出者	輸入者	数量 (Bcm/年)	数量 (LNG換算万トン/年)	契約期間	受け渡し地点
オランダ	Gasunie	Gaz de France	5.70	422	1967～1986 (19年)	Hilvarenbeek (オランダ・ ベルギー国境)
					1987～2024 (37年)	
			2.50(最大)	185	2003～2013 (10年)	
ノルウェー	PPCO (ConocoPhillips, BP、Norsk Hydro, Shell)	Gaz de France	2.95	218	1977～2011 (34年)	Emden (ドイツ北東部沿岸)
			2.00	148	1985～2011 (26年)	
	GFU		8.00	592	1993～2023 (30年)	Dunkirk (フランス北部沿岸)
			4.00	296	1996～2018 (22年)	
			2.00	148	2001～2021 (20年)	
ロシア	Gazexport	Gaz de France	4.00	296	1976～2012 (36年)	Baumgarten (オーストリア・ スロバキア国境)
			8.00	592	1984～2008 (24年)	Waidhaus (ドイツ・チェコ国境)
イギリス	EFOG (Total, Gaz de France)	Gaz de France	1.60	118	2001～2024 (23年)	Bacton (Interconnector イギリス側起点)
	Ruhrgas AG		0.19	14	2001～2024 (23年)	
	ENI-Agip		0.30	22	2001～2024 (23年)	
ベルギー	Distrigaz	Rhodia	0.55	41	2002～2006 (4年)	Taisnieres sur Hon (ベルギー・ フランス国境)
既存契約合計			41.79	3,092		

(出所) Cedigaz、Gaz de France

<sup>51</sup> ベルギーの Distrigaz と契約している Rhodia は化学品製造業者である。

ガスの受け渡し地点は、オランダ、ベルギー、ノルウェーの一部についてはフランス国境もしくは沿岸となっている。一方、ノルウェーの 2 契約（計 4.95Bcm/年）については、Norpipe の終着点であるドイツの Emden、ロシアとの契約については、旧共産主義国とオーストリアあるいはドイツとの国境、さらにイギリスとの契約については、Interconnector のイギリス側起点である Bacton がそれぞれ受け渡し点である。（図 2-4-1）

図 2-4-1. フランス向けパイプラインガス契約のガス受け渡し地点



(出所) Gas Transmission Europe, Gaz de France

フランス国境が受け渡し点でない場合、ガス輸出者に支払われる金額は、個々の契約フォーミュラによって計算される価格からフランス国境までの輸送費を引いたものになる。

## (2) LNG 契約

表 2-4-2 に示す通り、フランスはアルジェリアおよびナイジェリアと合計 791 万トン/年の LNG 輸入契約を締結している。これらの契約における輸入者は全て Gaz de France である。ナイジェリアの Nigeria LNG には Total が出資している。契約期間を見ると、Sonatrach との 7 年契約を除き、20 年程度の長期となっている。

表 2-4-2 フランスの既存 LNG 契約

輸出国	所有者・参加企業	輸入者	数量 (Bcm/年)	数量 (万吨)	契約期間	受け渡し条件
アルジェリア	Sonatrach	Gaz de France	5.00	370	1982～2002 (20年)	FOB
					2003～2013 (10年)	
			3.44	255	1976～1997 (21年)	
					1998～2013 (15年)	
			1.76	130	1992～1999 (7年)	
					2000～2013 (13年)	
ナイジェリア	Nigeria LNG (Total, NNPC, Shell, ENI)	Gaz de France	0.49	36	1999～2019 (20年)	Ex-Ship
合計			10.69	791		

(出所) Cedigaz

フランスはエジプトの Egyptian LNG プロジェクトとノルウェーの Snohvit プロジェクトから LNG を購入する契約を締結している。両プロジェクトで 2005～2006 年より年間 485 万トンの LNG を輸入する予定となっている。Egyptian LNG プロジェクトからの輸入者である Gaz de France、Snohvit プロジェクトからの輸入者である Gaz de France および Total は各々のプロジェクトに出資している。契約期間は、Egyptian LNG とは 20 年間となっている。Snohvit との契約期間は公表されていないが、プロジェクト出資者であること、新規プロジェクトであることを考慮すると長期である可能性が高い。(表 2-4-3)

表 2-4-3 フランスの新規 LNG 契約

輸出国	所有者・参加企業	輸入者	数量 (Bcm/年)	数量 (万吨/年)	契約期間	受け渡し条件
エジプト	Egyptian LNG Train 1 (BG, Petronas, EGAS, EGPC, Gaz de France)	Gaz de France	4.86	360	2005～2025 (20年)	FOB
ノルウェー	Snohvit (Statoil, Petoro, Total, Gaz de France, Amerada Hess, RWE-DEA)	Gaz de France, Total	1.69	125	2006～	FOB
新規契約合計			10.7	485		

(出所) Cedigaz

## 2-4-2. スペイン

## (1) パイプラインガス契約

表 2-4-4 に示す通り、スペインはアルジェリアおよびノルウェーから合計 11.92Bcm のパイプラインガスを輸入する契約を締結している。既存契約は 2 契約とも Gas Natural が輸入者となっている。既存契約のガス受け渡し地点は、アルジェリアからの供給がスペイン・モロッコ国境、ノルウェーからの供給がスペイン・フランス国境の Col de Larrau となっている。

表 2-4-4 スペインのパイプラインガス契約

輸出国	輸出者	輸入者	契約数量 (Bcm/年)	契約数量 (LNG換算万トン/年)	契約期間	受け渡し地点
アルジェリア	Sonatrach	Gas Natural	6.00	444	1996～2021 (25年)	Gibraltar海峡 (スペイン・モロッコ国境)
ノルウェー	GFU	Gas Natural	1.92	142	1993～2023 (30年)	N.A.
既存契約合計			7.92	586		
アルジェリア	Sonatrach	Gas Natural	3.00	222	2004・5～	Gibraltar海峡 (スペイン・モロッコ国境)
		Iberdrola	1.00	74	2007～	N.A.
新規契約合計			4.00	296		

(出所) Cedigaz

## (2) LNG 契約

表 2-4-5 に示す通り、スペインはアフリカ、中東、中米から計 1,842 万トン/年の LNG を輸入するための契約を締結している。契約量の 56%は Gas Natural によるものであるが、Endesa、Iberdrola といった電力会社や、BP、Shell といったメジャーも近年 LNG を輸入し始めている。輸入者のうち、Repsol-YPF は Atlantic LNG に、BP は Atlantic LNG と Adgas に、Shell は Oman LNG と Nigeria LNG にそれぞれ出資している。



表 2-4-5 スペインの既存 LNG 契約

輸出国	輸出者	輸入者	契約数量 (Bcm/年)	契約数量 (万トン/年)	契約期間	受け渡し条件
アルジェリア	Sonatrach	Gas Natural	3.78	280	1978 ~ 2013 (35年)	FOB
	Sonatrach	Endesa	1.01	75	2002 ~ 2017 (15年)	N.A.
	Sonatrach	Iberdrola	1.01	75	2002 ~ 2017 (15年)	N.A.
リビア	Sirte Oil	Gas Natural	1.49	110	1971 ~ 2008 (37年)	FOB
ナイジェリア	Nigeria LNG	Gas Natural	1.61	119	1999 ~ 2019 (20年)	Ex-Ship
	Nigeria LNG	Gas Natural	2.70	200	2002 ~ 2022 (20年)	Ex-Ship
トリニダード・トバゴ	Atlantic LNG	Gas Natural	1.62	120	1999 ~ 2019 (20年)	FOB
	Atlantic LNG	Repsol-YPF, Iberdrola, Gas de Euskadi	5.06	375	2002 ~ 2022 (20年)	FOB
アブダビ	ADGAS	BP	1.01	75	2002 ~ 2005 (3年)	FOB
オマーン	Oman LNG	Shell	0.95	70	2002 ~ 2007 (5年)	FOB
	Oman LNG	BP	0.81	60	2004 ~ 2010 (6年)	Ex-Ship
カタール	Qatargas	Gas Natural	2.03	150	2001 ~ 2012 (11年)	N.A.
	Qatargas	Gas Natural	0.78	58	2002 ~ 2012 (10年)	N.A.
	Qatargas	BP	1.01	75	2003 ~ 2006 (3年)	N.A.
既存契約合計			24.87	1,842		

(出所) Cedigaz

堅調な LNG 需要の伸びが予測されているスペイン向けには、既に年間 1,286 万トンもの LNG 輸入契約が締結されている。(表 2-4-6) これらの契約では、Endesa、Iberdrola、Union Fenosa の三大電力会社、石油会社 Cepsa といった新規参入者による契約量が 82%に上る<sup>52</sup>。また、Union Fenosa はエジプトの Damietta LNG プロジェクト、オマーンの Qalhat LNG プロジェクト双方に出資している。

<sup>52</sup> これら新規参入者は、規模の差はあれ各々 CCGT 建設計画を持つが、発電用にパイプラインガスではなく LNG を選択した理由は 2-3 で述べた通りである。



表 2-4-6 スペインの新規 LNG 契約

輸出国	輸出者	輸入者	契約数量 (Bcm/年)	契約数量 (万トン/年)	契約期間	受け渡し条件
アルジェリア	Sonatrach	Cepsa	0.61	45	未定	N.A.
ナイジェリア	Nigeria LNG	Iberdrola	0.49	36	2005～2025 (20年)	N.A.
	Nigeria LNG	Endesa	1.01	75	2006～2016 (10年)	N.A.
エジプト	Damietta LNG	Union Fenosa	4.32	320	2004～2029 (25年)	N.A.
	Damietta LNG	Segas	3.24	240	2004～2029 (25年)	N.A.
ノルウェー	Snohvit	Iberdrola	1.62	120	2006～2025 (19年)	N.A.
オマーン	Qalhat LNG	Union Fenosa	2.16	160	2006～2026 (20年)	N.A.
カタール	Qatargas	Gas Natural	2.03	150	2005～2025 (20年)	N.A.
	RasGas	Gas Natural	1.08	80	2005～2025 (20年)	N.A.
新規契約合計			16.56	1,286		

(出所) Cedigaz

## 2-4-3. 契約条項

パイプラインガスであれ LNG であれ、天然ガス輸入プロジェクトには巨額の投資が必要になる。その投資に対するファイナンスの確保と資金回収を確実にするため、前項で見た通り 20 年以上にわたる長期契約が中心になっていることや、Take or Pay 条項が輸入契約において含まれていることはパイプラインガスと LNG 輸入契約で共通している<sup>53</sup>。しかし、契約期間については、パイプラインガスも LNG も短期化が進展している部分もある。Gasnie と Gaz de France の 10 年契約、Distrigaz と Rhodia の 4 年契約、Sonatrach と Gaz de France の 7 年契約、Adgas と BP の 3 年契約、Oman LNG と BP や Shell の 5～6 年契約、Qatargas と BP との 3 年契約等がその例である<sup>54</sup>。BP によると、輸入者と最終需要家との契約も短期化している。BP はその状況に対応するために様々な契約期間のポートフォリオを持つことに

<sup>53</sup> Andy Flower 氏によると、パイプラインガス契約が LNG 契約のモデルとなった場合が多い。但し、ヨーロッパにおける最初のパイプラインガス輸出は 1966 年（オランダから当時の西ドイツ向け）LNG 輸出は 1964 年（アルジェリアからイギリス向け）であり、LNG 輸入開始年の方が早い。

<sup>54</sup> 但し、輸出者がこれらの相対的に短期な契約期間に同意した理由はそれぞれ異なると推測される。Gasnie や Sonatrach の場合は、1960 年代からのプロジェクトであるから既存インフラの償却が進んでいたことが考えられる。Distrigaz の場合は、天然ガスを自国の Zeebrugge ハブで調達することから、上流への投資が必要ない。中東諸国とメジャーとの契約の場合は、余剰液化キャパシティを利用するために短中期契約を締結したものであろう。

よって、季節間需要格差や離脱需要の発生等、需要の不確実性に対応している。

Take or Pay 条項の適用程度、すなわち引取柔軟性については、ヒアリング先によって差があった<sup>55</sup>。これは、各々の契約の多様性を反映したものである。しかし、LNG 契約では年単位でしか引取量が決められないのに対して、パイプラインガス契約では年/月/日単位で引取量の調節が出来るという点で柔軟性が高い。また、時代によって引取柔軟性に差があることも事実である。初期の天然ガス輸入契約における Take or Pay レベルは 100%もしくは 100%に近かった<sup>56</sup>。その後、新規ガス供給源の出現や、ヨーロッパ内のパイプライン・ネットワークの整備等によって輸入者の交渉力が高まり、Take or Pay レベルは一般的に緩和される方向にある。但し、IEA によると、例えばロシアからフランス向けのような長距離パイプラインの場合、投資額がより大きく、パイプラインの最大キャパシティで運用するインセンティブが働くことから、引取柔軟性が低い。

価格フォーミュラについては、パイプラインガスでも LNG でも原油価格や石油製品価格にリンクすることが一般的である。Andy Flower 氏によると、石油製品価格リンクの場合は Gas Oil が 30~40%、Fuel Oil が 60~70%のリンク率が一般的とされている。表 2-4-7 にロシアからドイツ向けの価格フォーミュラ例を示す。

表 2-4-7. ロシアからドイツ向けのパイプラインガス価格フォーミュラ例

$$P = P_o + 60\% \times f_1 \times k_1 (KEL - KEL_o) + 40\% \times f_2 \times k_2 (HSL - HSL_o)$$

$P_o$  = 基準値。一般的に Rotterdam 市場における Fuel Oil (硫黄分 1%以下) と Gas Oil (硫黄分 0.2%以下) 価格の平均値。

KEL = ドイツ国内の Gas Oil 税抜き価格

HSL = ドイツ国内の Fuel Oil (硫黄分 1%以下) 税抜き価格

$P_o$  = 基準係数

$f$  = Delivery Point 調整係数

$k$  = 熱量換算係数

(出所) Cedigaz

リンク率の設定は、当該市場において用途別の天然ガス需要割合に基づいている。すなわち、上表の場合、天然ガスの 60%が Gas Oil を競合燃料とする民生・商業用で、40%が Fuel

<sup>55</sup> Andy Flower 氏や Gas Natural によると、パイプラインガス契約の方が引取柔軟性は高い。一方、BP Espana、Total、Gaz de France によると両者の引取柔軟性は同レベルである。

<sup>56</sup> Jonathan P Stern, 「European Gas Markets」, The Royal Institute of International Affairs, 1990 年、15 ページ

Oil を競合燃料とする産業用で消費されていることを意味する<sup>57</sup>。

但し、LNG の場合には、石油製品価格よりブレント原油価格にリンクすることが多い可能性がある<sup>58</sup>。リンク先をブレント価格にする理由としては、IPE ( International Petroleum Exchange ) 等で価格ヘッジが容易に、従って低コストで出来ること、また原油輸出者でもある中東の LNG 輸出者が原油価格リンクを好む傾向にあることが挙げられている。

石油製品価格や原油価格へのリンクの他に、市場によっては新たな価格決定方式が出現している。スペインの場合、トリニダード・トバゴ、ナイジェリア、エジプトからの供給の一部では電力プール価格にリンクしている<sup>59</sup>。輸入した LNG を発電用に消費する場合、LNG の価格フォーミュラを電力プール価格にリンクさせるのは買主にとっては非常に合理的な方法である。また、ヨーロッパ全体で見ると、天然ガスの需給自体で価格を決定する市場価格方式や石炭価格にリンクさせるという例もある。これら非伝統的な価格決定方式は、買主にとっては合理的であるが、売主にとっては当該市場ニーズに限定した価格決定方式であり、ファイナンス面で問題が起こる可能性もある。従って、売主の立場としては概して、原油や石油製品価格にリンクする現在のフォーミュラ形態を変更するのは比較的消極的とされている。

## 2-5. 需要変動への対応

第 1 章の図 1-2-7 および図 1-3-7 で見た通り、フランスでは 4 倍、スペインでは 1.5 倍の季節間需要格差が存在する。ヒアリング結果を概観すると、需要変動への対応といった基準によっては、天然ガスの輸入形態をパイプラインガスとするか LNG とするかという直接的な区別や判断はなされていないように思われた。

フランスの場合、需要変動への対処法として豊富な地下貯蔵設備を第一に利用する<sup>60</sup>。基本的には非需要期に調達した天然ガスを地下貯蔵設備に入れ、需要期に順次放出するというオペレーションを行なう。その際に、特定のソースからのパイプラインガスもしくは LNG を地下貯蔵設備に貯蔵するのではなく、パイプラインガスであれ LNG であれ相対的に安くガスが存在すれば、地下貯蔵設備用に購入することもある。2003 年の非需要期にあたる 4 ~ 8 月に、ノルウェーやイギリスからの天然ガスのエントリーポイントである Taisnières の流入量が上がっている。(図 2-5-1)

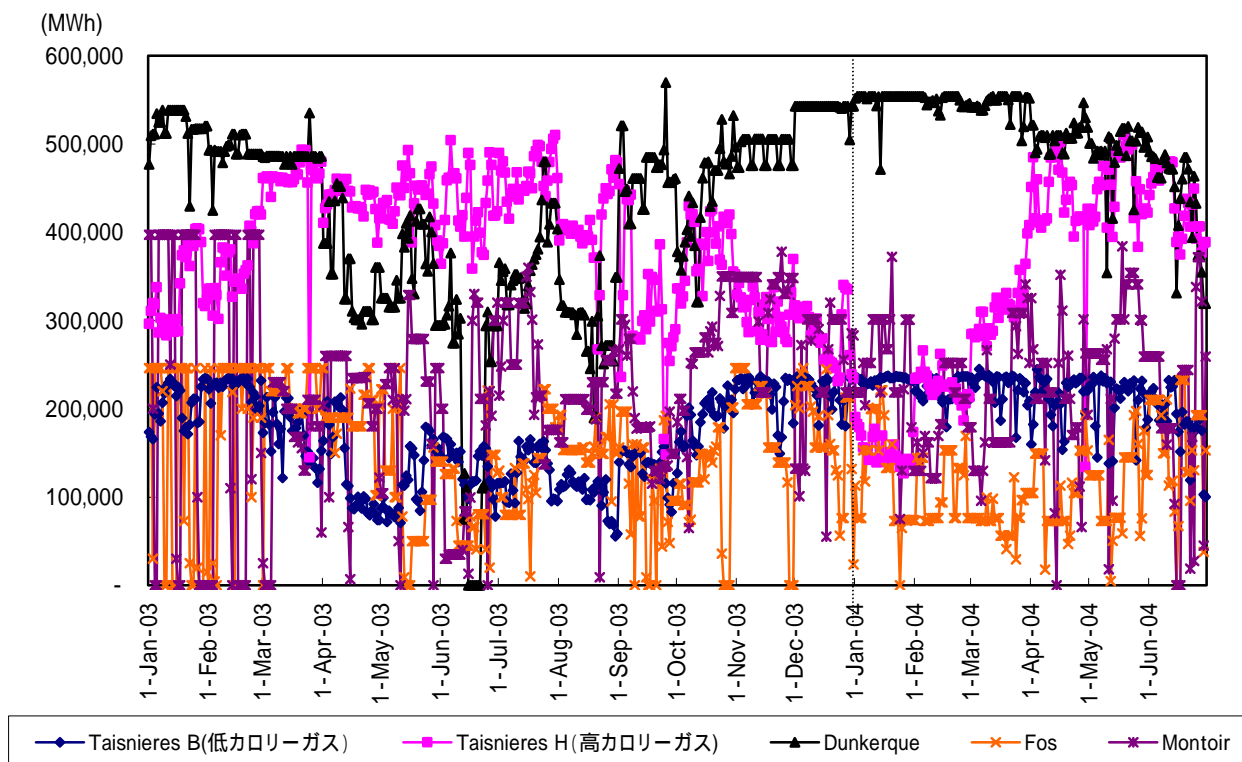
<sup>57</sup> 2002 年時点で、フランスの民生・商業用および産業用の天然ガス消費割合はそれぞれ 48.1%および 40.9%、スペインではそれぞれ 13.4%および 57.6%である。従って、石油製品価格にリンクする価格フォーミュラの場合、両国で Gas Oil および Fuel Oil へのリンク率が異なる可能性が想定出来る。

<sup>58</sup> この場合もリンク率は様々である。Andy Flower 氏によると、40~65%程度とされている。

<sup>59</sup> Jonathan Stern 氏、Andy Flower 氏、IEA、Total と行なったヒアリングによる。

<sup>60</sup> フランスの天然ガス地下貯蔵設備容量は、2002 年時点で年間需要量の 26%に相当する。

図 2-5-1 フランスのエントリーポイントごとの輸入天然ガス流入量



(出所)Gaz de France Transport ホームページ

<http://www.gazdefrance-transport.com/offre/FluxsurlereseauGazdeFrancejuillet2004-1.xls>

Gaz de France によると、これは Zeebrugge ハブで調達したガスの流入量が反映されている。従って、長期契約で購入するガスの価格よりも Zeebrugge のスポット価格の方が安価であったため、Zeebrugge でのガス調達量を増加させたということになる。つまり、天然ガスを調達する判断基準としての価格競争力の優位性を示す事例である。

地下貯蔵設備に加えて、オランダからのパイプラインガス引取量のスウィングも需要変動に対処する方策となっている。オランダの主要ガス田である Groningen の持つ地質的特性と相対的な市場への近さが、オランダの大きな輸出入変動を可能にする重要な要因となっている<sup>61</sup>。

一方、スペインの場合、地下貯蔵設備が季節間需要変動に対処する上で重要なことは変わらない<sup>62</sup>。CNE によると、4～9 月にかけてガスを貯蔵し、11～3 月にかけて送出している。より短期的な需要変動の対処としては、GME パイプラインからの供給量のスウィングが挙げ

<sup>61</sup> IEA、「Flexibility in Natural Gas Supply and Demand」、2002 年、60 ページ

<sup>62</sup> 但し、スペインの地下貯蔵設備容量は 2002 年で年間需要量の 10.3%であり、フランスと比べて需要量に対する設備容量は乏しい。

られる。Gas Natural によると、ガス需要の減少する週末には GME パイプラインの引取量を減らして対処している。但し、ヒアリングにおいて、緊急時には Interruptible Contract（供給断絶を可能にする契約）を締結している顧客へのガス供給を停止せざるを得ないという見解も多く聞かれた。これは、地下貯蔵設備容量の不足による、スペインの相対的な需要変動対応能力の脆弱性を反映したものと思われる。

## 2-6. エネルギー政策

フランスおよびスペインはエネルギーの輸入依存度が高く、エネルギー安全保障は両国のエネルギー政策において非常に重要な項目となっている。エネルギー安全保障を強化する上で、天然ガスについては両国とも輸入源多角化が主要な方策となっている。

天然ガスの供給安定性を強化する上で、パイプラインガスと LNG はエネルギー政策において区別はされていない。但し、天然ガス供給国の選定や輸入プロジェクト実現のための枠組み等において、政府が一定の役割を果たした例がヒアリングでは指摘されている。IEA によると、フランスがアルジェリアからの LNG 輸入が決められた際には、旧宗主国としてのフランスが旧植民地としてのアルジェリアとの関係改善を図ったことが影響している。また、GME パイプラインを実現するためには、天然ガス輸出国のアルジェリア、トランジット国のモロッコ、輸入国のスペインの政府がパイプライン建設に合意することがプロジェクト実現には必要であった。また、パイプライン建設費の約半分を欧州投資銀行 (European Investment Bank : EIB) が負担しており、EU レベルでの支援が存在したと判断出来る。しかしながら、天然ガスを輸入するか否かは、基本的には事業者による経済性評価によって決められるものであって、政府が首尾一貫に主導して各々の天然ガス輸入プロジェクトが進展したとは考えにくい。

### 第 3 章. まとめ

フランスとスペインのガス市場の基礎的条件、すなわち需給構造、政策および産業構造は類似点と相違点があり、それらが両市場のパイプラインガスおよび LNG を区別するに際して大きな要因となってきた。

第 1 章では、天然ガス市場の現状分析として、西ヨーロッパでの需給構造と EU レベルでの自由化の進捗を参照して、調査対象国であるフランスとスペインの天然ガス市場の基礎的条件を把握した。現在、両国とも一次エネルギー供給量に占める天然ガスの割合は、西ヨーロッパの平均を下回る 14%程度である。フランスの場合には発電部門に占める原子力の割合が高く、Dash for Gas が起こる余地に乏しいこと、スペインの場合には地理的および過去における政治的孤立が影響して天然ガスの導入が遅れたことが両国の天然ガス利用が進んでいない理由として挙げられよう。また、両国はエネルギー資源に乏しいという点でも共通している。そのため、伸び続けるエネルギー需要を満たすためには輸入に頼らざるを得ない。天然ガスについても例外ではなく、両国とも天然ガス供給のほとんどを他国からの輸入に依存している。

天然ガス需要の構造を見ると、両国でかなりの相違点があることが分かる。フランスでは原子力発電に対する政策的な優先度が高く、発電部門での天然ガスの利用が限られている。スペインでは 1990 年代初めにはほとんど存在しなかったガス火力発電量が、2002 年には全発電量の 13%を占めるに至っている。また、季節間のガス需要格差は、フランスが 4 倍に達するのに対し、スペインでは 2 倍以下と差がある。これは、気候が温暖なスペインでは冬季の暖房需要が相対的に少ないことが主な要因である。

一方、供給面では、ヨーロッパのガスグリッドとの連結度が高く、多くの供給源からパイプラインガスを輸入できるフランスと、主として地理的背景からパイプラインガスのエントリーポイントが限られるスペインとで差がある。天然ガス輸入量のうち、フランスはパイプラインガスの割合が 76%に達するのに対して、スペインでは LNG の割合が 63%を占める。

両国の天然ガス市場を比較する上で、最も大きな違いの一つは市場自由化の進捗度である。2003 年に発表された改正 EU ガス指令では、2007 年の全面市場自由化を加盟国に義務付けている。スペインでは、2003 年時点で既に全面市場自由化を実施しているのに対し、フランスでは現時点で市場の 70%の自由化にとどまっている。

インフラ面での大きな相違点は、地下貯蔵設備容量であろう。2002 年時点での年間需要量に対する地下貯蔵設備容量の割合は、フランスの 26%に対しスペインは 10%に過ぎない。そのため、季節間需要格差がフランスよりも少ないにもかかわらず、スペインの季節間需要変動対応能力の脆弱性が指摘出来る。

第 2 章では、第 1 章で把握した両ガス市場の基本構造を基に、両ガス市場におけるパイプラインガスと LNG の区別をいくつかの視点から試みた。まず、パイプラインガスと LNG の輸送方法に係わる相違と LNG コストの低減という点では、輸送方法としてパイプラインを用いるパイプラインガスと、タンカーを用いる LNG とでそれぞれに硬直性および柔軟性が確認出来る。また、LNG のメリットとしてプロジェクト立ち上げに必要な需要量が相対的に少なく済むこと、モジュラータイプの開発が出来、発電所開発への対応がより可能なこと、また近年では LNG 開発コストが低減していることを指摘した。

パイプラインガスと LNG の使い分けとしては、地域および需要セクターという視点から分析した。スペインに比べてフランスでのパイプラインガスと LNG の使い分けが容易に区別出来るが、それはインフラ要因だけではなく、両国の託送制度の相違によることもある。また、現時点において、両国では需要セクターによるパイプラインガスと LNG の区別は一部の例外を除いてされていない。しかし、スペイン市場における電力会社が LNG に天然ガス供給源を求めた理由は、インフラ要因や Hydrocarbon Act で定められた供給源多角化政策を遵守することの他に、上述した LNG のメリットが認識された結果であろう。

輸入契約の面では、天然ガス開発プロジェクトに要する巨額の投資やパイプラインガス契約が LNG 契約のモデルとなったことから、Take or Pay 条項の付いた長期契約が中心という点では共通している。引取柔軟性、すなわち Take or Pay の適用レベルでは、一般的に LNG の方が高いとする見方と同程度であるとする見方に大別出来る。但し、長距離パイプラインになると供給の柔軟性が低くなる可能性がある。価格フォーミュラについては、伝統的に当該市場における競合燃料価格にリンクしているという点では共通している。しかし、価格ヘッジの容易さから LNG ではプレント原油価格リンクが増えつつある。新たな価格フォーミュラ形式としての電力プール価格リンクは、輸出者の合意を得るのが難しい。

需要変動対応やエネルギー政策について、両国ガス市場でパイプラインガスと LNG が区別されているという事実は確認出来ない。両国とも需要変動対応は第一に地下貯蔵設備の利用で行なうが、貯蔵設備容量が相対的に少ないスペインでは、事業者は最終的な手段として Interruptible Contract に依存せざるを得ないことを認識している。また、天然ガス輸入における政府の役割は、あくまでガス需要の伸びや事業者の経済性評価等による判断に基づく、補助的なものであったと思われる。

フランスとスペインにおいてパイプラインガスと LNG が競合関係にあるか補完関係にあるか、また両国の事業者がパイプラインガスあるいは LNG を選択する際の基準は、時代背景やガス市場構造の相違によって大きく異なる。経済合理性、自由化の進展、技術面、場合によっては政治面から、それぞれの時代においてパイプラインガスと LNG の関係は変化し、両国の事業者は最適な天然ガス供給源を選択してきたと言えよう。

フランスの場合、Groningen ガス田発見を契機にして天然ガス化が進んだが、パイプライ

ン網が整備されていなかった南部では LNG を選択するのが合理的であった。つまり、LNG 導入時点では、パイプラインガスと LNG の関係は地理的な使い分けという点で補完的であった。その後、天然ガス需要が増加するにつれて、エネルギー安全保障の観点から供給源を多角化した。供給国の選択に際しては、経済的、技術的のみならず、社会的、政治的要因も検討の対象になったであろう。過去のプロジェクトにおける輸入天然ガスプロジェクトの検討において、パイプラインガスと LNG の選択は副次的な問題にとどまっていたと思われる。現在では、発電部門において原子力に政策的優先度が置かれていることから、発電部門における天然ガス利用を拡大する必要性に乏しい。

また、エネルギー市場の自由化進展が遅いこと、ゾーン制の Entry-Exit 方式という託送制度がパンケーキ問題を生じさせること、インフラ面での制約があることから、フランスのガス市場では競争が進んでいない。従って、フランスのガス市場は現在のところ既存事業者である Gaz de France に有利な構造であると言える。このような市場環境では、新規参入者にとっては特に発電用燃料として LNG の持つメリットを生かす余地が少なく、産業用等の限られた競争市場のためのガス調達先としてはエントリーポイントの多いパイプラインガスの方が容易である。一方、Gaz de France にとっては既にインフラの整ったパイプラインガスで需要の多くを満たし、南部や西部に限定された量の LNG を供給すれば良いことになる。つまり、フランスでは現在でもパイプラインガスと LNG は補完的な関係が強いと言うことが出来る。長距離を輸送されるパイプラインガスの場合、パイプラインを常時フル・キャパシティで稼働させようとするインセンティブが働き、輸入者は需要の増減に拘らず一定量のガスを引き取らざるを得ない可能性がある。しかし、豊富な地下貯蔵容量で対処出来ることから、この点は Gaz de France にとって必ずしもパイプラインガスのデメリットとは認識されていないと思われる。

一方、スペインの場合、最初の輸入天然ガスとして地中海沿岸に LNG を導入した時は、政治面でもパイプラインインフラ面でもヨーロッパからは孤立していた。その後、フランスと同じく天然ガス需要が伸び、供給源多角化が図られたが、ヨーロッパからのパイプラインガスを北中部に導入するには、フランスのパイプライングリッド整備が、スペインへのトランジットを可能にする程度まで進むまで待たねばならなかった。また、1980 年代まで、技術的な問題から海底パイプラインを敷設することは非現実的であった。1990 年代に入ると、技術面での問題が克服され、かつ LNG のコストが高かったためアルジェリアからのパイプラインガス輸入が実現し、中南部の天然ガス化が進展する。つまり、エネルギー市場の自由化が進展する以前においては、パイプラインガスと LNG の直接的な競争関係は見出し難く、フランスと同じく両者の関係は補完的であったと思われる。1990 年代後半になると、LNG コストが低減され、エネルギー市場自由化が急速に進展したことが、スペインにおける LNG の地位を高めるのに寄与した。現在では、新規参入者はコスト競争力があり



モジュラータイプの開発が出来る、すなわち、特に発電用といったバルク的な新規需要に対しては、即応的かつ自由度に富んだ調達が可能であるという点で有利な LNG を、自社の CCGT 用途に輸入するというビジネスモデルが確立している。それは、第 2 章で示したスペインの LNG 契約数が近年急増し、既存事業者である Gas Natural 以外による新規契約数量が多くを占めていることから確認出来る。つまり、スペインの新規参入者にとっては、天然ガス調達先を LNG に求めることが有利であると判断したことになる。自由化が進展している現在では、現在のところ (LNG 輸入も行なっているが) パイプラインガス輸入を独占している Gas Natural と新規事業者の競争関係を反映して、パイプラインガスと LNG の関係は競争的な側面が強くなっていると言えよう。また、地下貯蔵容量が相対的に比べて乏しいスペインでは、低需要期においても一定量のパイプラインガスを輸入し地下貯蔵設備に貯蔵するというフランス型のオペレーションを取る余地が少ない。つまり、スペインの事業者にとっては、地下貯蔵容量の乏しさも LNG を選択するインセンティブになっていると言えるかも知れない。

お問い合わせ: [report@tky.ieej.or.jp](mailto:report@tky.ieej.or.jp)