IEEJ：2008 年 8 月掲載

サマリー

欧州におけるガス事業制度

戦略・産業ユニット	電力・ガス事業グループ	リーダー	久谷　一朗
〃	〃	研究員	野平　健大
〃	〃	研究員	谷　幸次
〃	〃	研究員	池尻　和正

欧州では、わが国よりも一足早くガス事業の自由化を進めており、2003 年に成立した改正 EU ガス指令に基づき、2007 年 7 月から家庭用を含む全面自由化を実施している。

本稿では、ドイツ、イタリア、フランスを対象としてガス市場自由化の経緯・現状、ガス事業制度および自由化の課題について概観し、わが国のガス事業制度との対比を行なった。

調査の結果、3 カ国のガス事業制度の特徴を次のように整理した。

- 一般的に自由化された環境下のガス料金は規制を受けないが、家庭用を含めた全ての需要家を自由化したとはいえ、イタリアでは小口向けに、フランスでは全ての需要家向けに規制料金を残している。対象となる需要家は必ずしも自由料金へと移行する必要がなく、需要家の供給者変更インセンティブを削ぐ結果になっていると考えられる。
  またドイツでは、需要家件数 10 万未満の事業者は法人分離を求められておらず、多くの事業者は自由化前と変わらない形態で事業を継続しており、これらの事業者については第三者アクセスにおける料金等の透明性が確保されていない。
- ドイツ、イタリア、フランスにおけるこういった措置は、需要家の保護や小規模な供給区域では競争が起こりにくいといった実情を考慮したものであると考えられる。実際ガス料金については、規制料金が残っているイタリア、フランスは変動が比較的小さいが、規制料金のないドイツは値上りの傾向が顕著であり、規制料金の存在が価格の安定性に貢献している可能性がある。
- 欧州諸国とわが国で大きく異なる点としてパイプラインの整備状況が挙げられ、EU の自由化は、全国に広がるパイプライン網が整備された後に進められている。
  ここで、自由化された環境下では需要見通しの不確実性が高まり、中長期的な計画が立てづらくなることから、供給インフラに対する投資が行われにくくなると想定される。こういった懸念に対して EU では、供給安定性の向上に資するインフラについては、その整備促進を目的として第三者アクセスの適用を一定期間免除することを認めている。

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp

欧州におけるガス事業制度[1]

戦略・産業ユニット 電力・ガス事業グループ　リーダー　久谷　一朗
〃　〃　研究員　野平　健大[2]
〃　〃　研究員　谷　幸次
〃　〃　研究員　池尻　和正

はじめに

わが国のガス事業は、1995 年の制度改革で年間契約ガス使用量が 200 万 m^3 以上の大口需要家がガス供給者を選ぶことができるようになって以来､段階的に自由化範囲を拡大してきた。2007 年 4 月にその範囲が 10 万 m^3 以上に拡大され、現在、年間契約ガス使用量が 10 万 m^3 未満および家庭用・小規模業務用需要家の自由化について、検討が進められているところである。

一方の欧州では、わが国よりも一足早くガス事業の自由化を進めており、2003 年に成立した改正 EU ガス指令に基づき、2007 年 7 月からの全面自由化を前提として、各国はガス事業に関する国内法の整備・改定作業を進めてきた。

本稿では、わが国に先行して家庭用を含む全面自由化の段階に入っているドイツ、イタリア、フランスを対象として、ガス市場自由化の経緯・現状、ガス事業制度、および自由化の課題について概観し、わが国のガス事業制度との対比を行なった。また、欧州各国のガス事業制度については、規制機関・事業構造、小売料金規制、TPA 制度(Third Party Access：第三者アクセス)、供給区域・導管投資規制・供給義務制度を取り上げている。

※本稿では「輸送」と「配給」という用語を次のように使い分けている。
輸送（Transmission）：高圧の幹線パイプラインによるガスの移送を指す。
配給（Distribution）：需要家に接続する中、低圧パイプラインによるガスの移送を指す。

[1] 本稿は、平成 19 年度天然ガス化導入促進基盤調査（欧州におけるガス事業制度調査）として財団法人日本エネルギー経済研究所が経済産業省　資源エネルギー庁より受託、実施した調査研究内容の一部であるが、この度、経済産業省の許可を得て公表できることとなった。経済産業省関係者のご理解・ご協力に謝意を表するものである。
[2] 現、ＪＦＥエンジニアリング株式会社

1. ドイツ

1.1 自由化の経緯・現状

1998 年に、EUガス指令を受けて、従来のエネルギー経済法（1935 年）を改正した新エネルギー経済法（EnWG）がドイツ連邦議会において可決された。これにより、国内ガス市場の自由化が開始された。この背景には、統一エネルギー市場を目指すEUから、ドイツにおける供給区域設定契約[3]（Demarcation Agreement）や排他的導管敷設契約[4]（Concession Agreement）が自由な取引秩序（TPA）を阻害するものであると指摘されてきたことや、同国産業界からのガス価格低減の要請等があったこと、等が挙げられる。

同年の最大の改正点は、従来から実質的に供給・輸送の独占を容認してきた供給区域設定契約と排他的導管敷設契約の撤廃である。

改正 EU ガス指令（2003 年）を反映した 2005 年 7 月施行の新エネルギー経済法では、パイプライン網の TPA 規定の改正および垂直統合型企業のアンバンドリングに関する規定が盛り込まれた。また、TPA に関する監視を行なう機関として、連邦ネットワーク局（BNetzA）が創設されている。

法令の整備は進んでいるものの、需要家件数 10 万件未満の配給パイプライン事業者はアンバンドル対象外とされており（1.2 項①B参照）、配給パイプライン事業者の多くは依然として配給と販売が一体となった旧来と変わらない形態で、かつ古くからの長期契約によるガス調達をもとに事業を継続しており、新規参入による競争はほとんど進んでいない。2005 年時点の供給者変更数は 302 件で、ガス消費量でみた供給者変更率は超大口が 0.74%、産業用が 0.12%、家庭用が 0.01%と小さな値[5]である。

1.2 ガス事業制度

①規制機関・事業構造

A. 規制機関

ドイツの連邦レベルでのエネルギー政策は、経済・技術省（BMWi）が担当している。また、ガスインフラに対する TPA に関する監督、監視は連邦ネットワーク局（BNetzA）が行っている。さらに、連邦カルテル庁（Bundeskartellamt）が連邦レベルでの競争制限行為や、エネルギー産業の企業合併の監視を行っている。

州レベルでは、州ネットワーク局（Landesregulierungsbehorden）が、州内における需要家件数 10 万未満の配給パイプライン事業者の TPA 料金承認権限を有している。

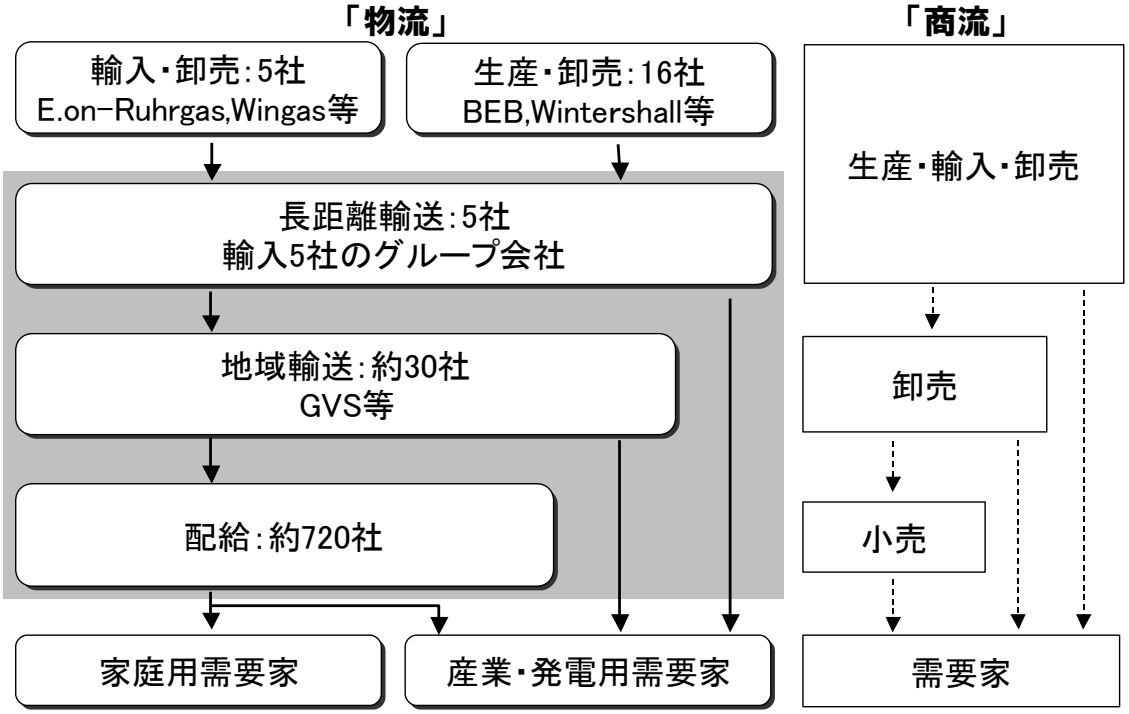
B. 事業者

2005 年の新エネルギー経済法（EnWG）により、ガス事業者の輸送／配給部門は法的に分離（Legal Unbundling）されている。ただし、需要家数 10 万件未満の小規模なガス事業者

[3] 1.2 項④A. 供給区域を参照。
[4] 同上
[5] EU 委員会, COM(2006)841 Prospects for the internal gas and electricity market, 2007.1.10

については会計分離を含めて適用を免除されており[6]、約 720 社存在する配給パイプライン事業者のうち 630 社[7]は、従来と変わらず配給と販売が一体となった事業を継続している。

図表 1　ドイツのガス事業構造



※BEB はガス輸入事業者かつ生産者である。

（出所）EU 委員会　2007.1.10　COM(2006)841 Prospects for the internal gas and electricity market 等より作成

②小売料金規制

ドイツでは産業用・発電用需要家向けの大口料金に対する法的な規制はなく、料金は供給者と需要家間の相対交渉によって決定されており、その価格は一般には公表されていない。需要家が「この価格が不当である」として申し立てを行なった場合には、連邦カルテル庁（Bundeskartellamt）による審査が行なわれる。

一方の家庭用料金についても、1998 年の新エネルギー経済法（EnWG）の制定以前は認可の対象であったが、現在は連邦カルテル庁による事後規制のみとなっている。ガス事業者がガス料金を値上げした場合、カルテル庁により同規模ガス事業者の料金との比較およびコスト面から、それが適正なものか否かの監視を行っている。

競争制限行為禁止法（Act Against Restraint of Competition）では、市場を独占している企業はその支配的立場を濫用してはならないとされている。これを拠り所にカルテル庁は、

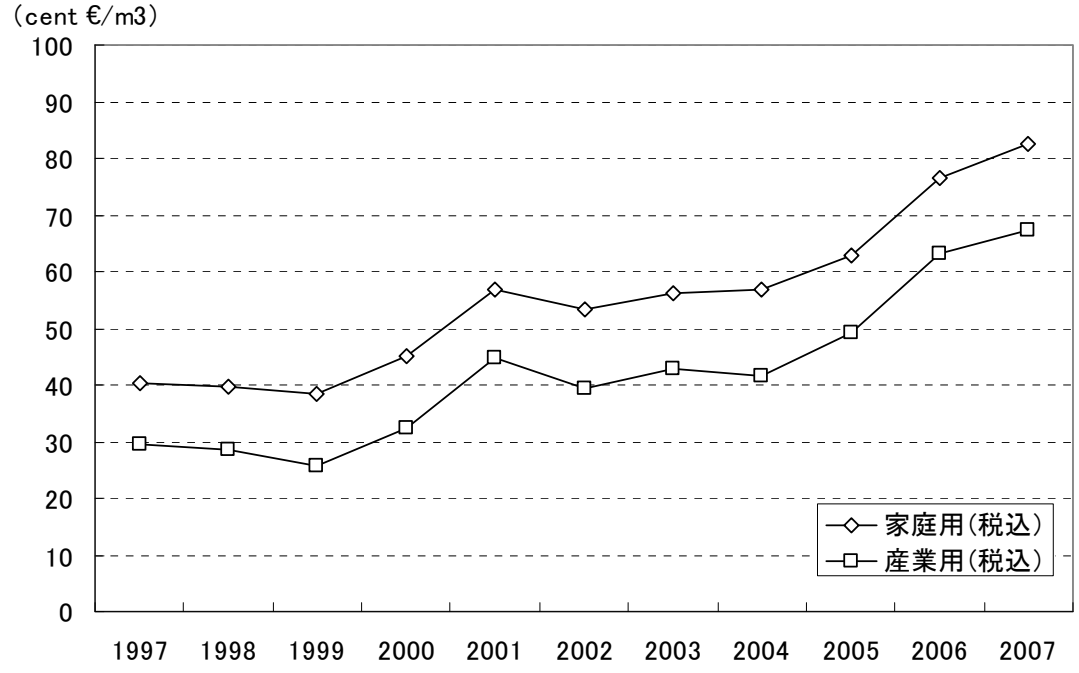
[6] EU ガス指令でも認められている措置。
[7] EU 委員会　2007.1.10　COM(2006)841　Prospects for the internal gas and electricity market

ガス事業者がガス料金の値上げを行い不当な利益を挙げていると判断した場合、ガス事業者に対しガス料金引き下げに関する変更命令および罰金（最高、売上高の 10%）を課している。

また、前述のとおり小売料金は自由化されているため、法令上は原料費調整という概念がない。しかしながら実際の卸売価格や小売価格においては、多くの場合、連邦統計局が毎月発表している家庭用の灯油販売価格の 6 ヶ月平均値を指標とし、3 ヵ月後[8]の四半期に調整額がガス料金に反映される。

なお、ガス価格の推移についてみると、1997 年のガス小売価格は、家庭用が 40.2 セントユーロ/㎥、産業用が 29.5 セントユーロ/㎥であったが、近年の原油価格高騰の影響等から、2007 年には家庭用 82.6 セントユーロ/㎥、産業用 67.3 セントユーロ/㎥にまで上昇している（図表 2）。

図表 2　ドイツにおけるガス価格の推移（1997～2007 年）



（注）家庭用は標準的な D3（83.70 GJ/year=約 1,820 ㎥（46MJ）/year）
産業用は標準的な I3-1（4 万 1,860 GJ/year=約 91 万㎥（46MJ）/year）により算出。
（出所）Eurostat（2008 年 1 月 25 日時点の公表データ）より日本エネルギー経済研究所作成

③TPA制度

ドイツの輸送／配給パイプラインでは、以前は業界の自主規制による交渉型 TPA（Negotiated-TPA）が運用されていたが、EU ガス指令が要求する期日（2004 年 7 月 1 日）から 1 年遅れの 2005 年 7 月に新エネルギー経済法（EnWG）と TPA ルール規定（GasNZV）、TPA

[8] 輸入価格はより短期間で変動するため、小売料金への反映を 1 ヶ月後にするなど短期化の動きがある。

料金規定（GasNEV）を定め、規制型 TPA（Regulated-TPA）へと移行している。

TPA 料金システムには Entry-Exit 方式が採用されている。これは、パイプライン網を幾つかのエリア（バランシングゾーン：需給を調整するエリアの単位）に区分し、エリアの受入地点、払出地点を通過するごとに課金する料金システムである。ただし、ごく小規模なパイプライン網しか有しない事業者は、「郵便切手方式」と言われる、エリア内共通の単一料金の適用が可能となっている。TPA 料金は原価の積み上げによって算定され、連邦ネットワーク局（BNetzA）の承認を受ける。

事業者間の連携などによって Entry-Exit モデルのバランシングゾーンは減少する傾向にあり、2006 年に 19 存在したゾーンは、2008 年 10 月には 8 つになる予定である。エリア数の減少によって、TPA がより利用しやすくなることが期待されている。

地下貯蔵設備に対する TPA では、パイプラインと異なり交渉型 TPA が運用されているが、2005 年に制定された TPA ルール規定（GasNZV）でも、貯蔵設備の TPA に関する具体的な記述はされていない。

なお、供給インフラに対する投資インセンティブとして、以下の条件を満たすような新規の国際パイプライン、LNG 基地、地下貯蔵設備の場合、TPA の適用が免除されている。TPA 適用の免除は、新規設備はもちろん既存設備の能力拡大に対しても、条件を満たすものについては等しく適用される。

- 当該設備によって、ガスの競争環境および供給セキュリティが改善されること。
- 当該設備の投資リスクが極めて高く、TPA 適用の免除なしには成立しないこと。
- TPA の実施なしで、投資の回収が可能であること。
- 当該設備への TPA 適用免除がガス市場の競争環境や機能に悪影響を与えないこと。

④供給区域・導管投資規制・供給義務・最終供給保障

A. 供給区域

ドイツでは自由化以前から、法令では独占権を有する供給区域は規定していなかったが、供給区域設定契約[9]と排他的導管敷設契約[10]によって事実上の供給区域が設定されていた。両者については、1998 年の新エネルギー経済法（EnWG）の制定および 1999 年の競争制限禁止法の改正によって、新規の契約を締結する事が禁止されている。ただし、既存の排他的導管敷設契約は最長 20 年間有効とされ、配給パイプライン事業者には今後も一定期間、地域独占が認められている。

[9] Demarcation Agreement：主にガス事業者間で契約締結され、特定地域でのガス事業者の独占を実質的に認め、事業者同士が互いに相手の供給区域へは進入しないことを約束したものである。この目的は、1970 年代に多大な投資により供給網の拡充を図っていたガス事業者（主に輸送会社）が競争を避け、財務上の安定を確保するためのものであった。

[10] Concession Agreement：配給パイプライン事業者が自治体と結ぶ契約で、契約料を支払う代わりに特定地域における導管敷設や需要家への供給に関する独占権を得るものである。

B. 導管投資規制

ドイツでは、導管投資規制は存在しない[11]。ただし配給パイプライン事業者については、旧来の排他的導管敷設契約が経過措置として残されている。

C. 供給義務

配給パイプライン事業者は、経済合理性の範囲内で、自社エリア内の最終需要家に対して接続義務を負う。また、公表しているアクセス条件に基づき、誰にでも非差別的に配給パイプラインへの TPA を許可しなければならない。

エリア内で家庭用[12]の需要家件数が最大の小売事業者（既存事業者）が、需要家に対する供給義務を有する。市場占有率の小さい小売事業者（新規参入者）に供給義務はない。

D. 最終供給保障

需要家は、小売事業者との供給契約を継続できなかった場合、最終供給保障者による緊急避難的な代替供給を受ける。この代替供給は最大 3 ヶ月に制限され、料金は一般需要家に対するものを超えてはならないとされている。

なお、エリア内において家庭用の需要家件数が最大の小売事業者が最終供給保障者となる。最終供給保障者は家庭用の販売件数のみを判断基準として機械的に選定されるため、最終供給保障者不在の状況は生じない。

1.3 自由化の課題

前述のとおり（1.1 項参照)、ドイツでは新規参入による実質的な競争（供給者変更）はほとんど進んでいない。

しかしながら、従来は長期の卸売契約によるガス調達が主流であったものが、近年は卸売り契約の短期化や取引市場での売買等、ガス調達手法の多様化を試みる動きがみられる。

以下に、ガスリリース・プログラムおよび供給契約短期化の事例を紹介する。

①E.Onとの合併に伴うRuhrgasのガスリリース・プログラム

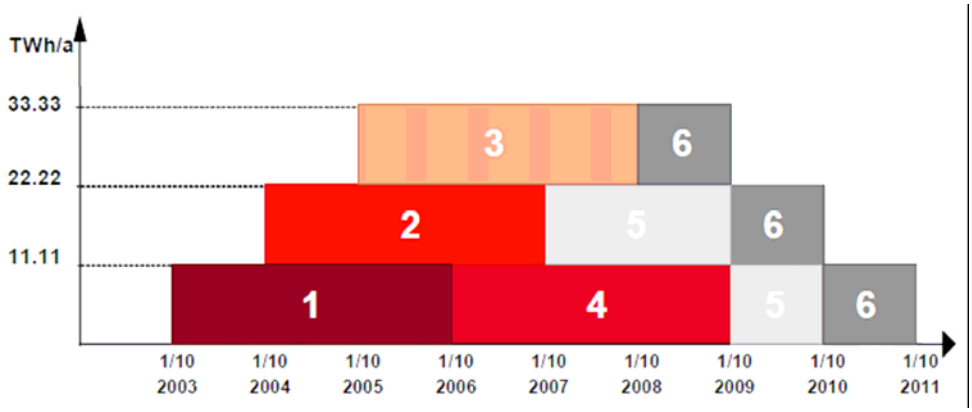
2002 年の、電気事業者 E.On によるガス事業者最大手 Ruhrgas の買収に関する経済・労働省（当時）の承認に際し、市場の寡占化に対する懸念が数多く寄せられていた。このため経済・労働省は、Ruhrgas が輸入しているガスの一部を第三者に開放することを買収承認の条件の一つとした。これによると、同社は 2003 年 10 月から 6 ヶ年にわたり、定期的に調達ガスを市場参入者に開放する入札を行なうこととし、一回の入札では、3 年分の調達ガスが新

[11] 導管投資規制に関する具体的な事例として、1997 年に運開した Wingas の WEDAL パイプラインに対する行政判断がある。Wingas が Ruhrgas(当時)の既設パイプラインと競合する WEDAL パイプラインを計画した際に、行政は「パイプライン建設は事業者の経営判断によるものであり、投資の効率性（二重導管投資）について関与すべきではない。」との立場をとったものである。

[12] 家庭用とは、年間消費量 783m³/h（10MWh）未満の一般家庭、業務、農業用の需要。

規参入者に開放される仕組みとなっている。

図表 3　E.on Ruhrgas[13]のガスリリース・プログラム



注：図表中の番号 1 に相当するブロックは、2003 年 10 月においてリリースされるガス（11.11TWh×3 年分）を表す（以降、同様で番号 2 は 2004 年 10 月にリリースされるガスとなる）。
33.33TWh は 2003 年の E.on Ruhrgas によるガス供給量の約 5%に相当。

（出所）E.on Ruhrgas, E.on Ruhrgas Gas Release Programme 2007, 2007.2.15

②ガス供給契約の短期化

従来、卸売あるいは小売の供給契約は長いものでは 20 年などの長期に渡るものが中心であったが、長期契約は新規参入を妨げるとの見方があり、独占禁止の観点から連邦カルテル庁が供給契約の短期化を推奨している。

連邦カルテル庁は法的拘束力を持たせた形での供給契約短期化を図り、2005 年から 2006 年にかけてE.on Ruhrgas との間で論争を繰返した。この論争は合意に至らなかったものの、係争中の 2005 年 10 月に E.on Ruhrgas は「自主的に」契約の短期化を進めると発表し、その内容は連邦カルテル庁の主張に沿ったものであった。すなわち、次のとおりである。

- 2006 年 10 月以降の新規契約は、次の条件とする。
  - 供給先の総需要の 50～80%を供給する場合、契約期間は最長 4 年間とする。
  - 供給先の総需要の 80%以上を供給する場合、契約期間は最長 2 年間とする。
- 既存契約は、総需要量の最大 50%をキャンセルすることが可能とする。
- 全ての既存契約は、2008 年 10 月以降無効とする。

このような判断を自主的に行ったE.on Ruhrgasの真意がどこにあるのかは不明であるが[14]、RWE、VNG等他の事業者もこれに追従している。

このように、法的裏づけのないまま、事実上のガスリリースが徐々に進んでいる。

[13] E.on 社と Ruhrgas 社合併後の社名。
[14] 2008 年から 2009 年にかけて既存契約の 4 割が更改時期を迎えることや、ガス輸入価格の変動が以前よりも早く大きくなり、既存の契約では輸入価格の転嫁が追いつかなくなっている可能性が指摘されている。

2.イタリア

2.1 自由化の経緯・現状

イタリアのガス産業は、自治体公営事業に関する法律である法律 2578 号（1925 年）と Eni（元国営石油会社）創設に係る法律 136 号（1953 年）によって規制されてきた。法律 2578 号は市町村に対して地域内の民生用ガスに関する配給の独占権を付与するものであり、市町村が事業者に対して一定期間の独占権の譲渡を可能とすることを規定していた。また、法律 136 号は Eni 及び Agip にポー川流域及びその隣接する大陸棚において、ガスの探鉱、生産、輸送及び販売の権利を付与するものであった。

長年に渡りこれらの法律によるガス産業の規制が行われていたが、1990 年代に入って自由化に向けた幾つかの法律が施行された。まず法律 9 号（1991 年）によって限定的な TPA 制度が定義され、法律 359 号（1992 年）で Eni の民営化が行われた。また、法律 481 号（1995 年）によって新規制機関である電力・ガス規制局の設立が決定されている。さらに法律 625 号（1996 年）によって、ポー川流域における Agip の開発、生産、貯蔵における独占の終了が決定された。その後、1998 年 8 月に EU ガス指令が発効したことに伴い、イタリア国内においても新法制定のための審議が開始された。そして 1999 年 5 月に法律 144 号が制定され、その第 42 条で EU ガス指令への対応の方向性が示され、2000 年 5 月 19 日に法律 164 号が正式に議会で成立している。

この法律 164 号（2000 年）に基づき段階的にガス市場の自由化が開始され、2003 年 1 月 1 日から家庭用を含む全ての需要家が自由化されている。また、2003 年 6 月に改正EUガス指令が承認された後、イタリア国内では 2004 年 8 月にTPA免除などを規定した法律 239 号(通称 Marzano law)が制定されている。その後も電力・ガス規制局によりTPA制度に関する裁決[15]が定められ、市場の自由化に関する制度整備が進められている。

なお、自由化の進捗状況についてみると、年間ガス消費量 20 万㎥未満の需要家による供給者変更率は低迷している。特に年間ガス消費量 5,000 ㎥未満の需要家(主に家庭用需要家)の変更率はわずか 1%に止まっている。

図表 4　需要家による供給者変更状況（2000 年～2005 年）

年間ガス消費量	供給者変更率	
	需要家数	消費量
200,000㎥以上	23%	53%
5,000㎥以上200,000㎥未満	3%	6%
5,000㎥未満	1%	1%

（出所）電力・ガス規制局, Annual Report to the European Commission on the state of the services and on the regulation of the electricity and gas sectors, 2006.7.31

[15] 後述の電力・ガス規制局が定める規則。

2.2 ガス事業構造

①規制機関・事業構造

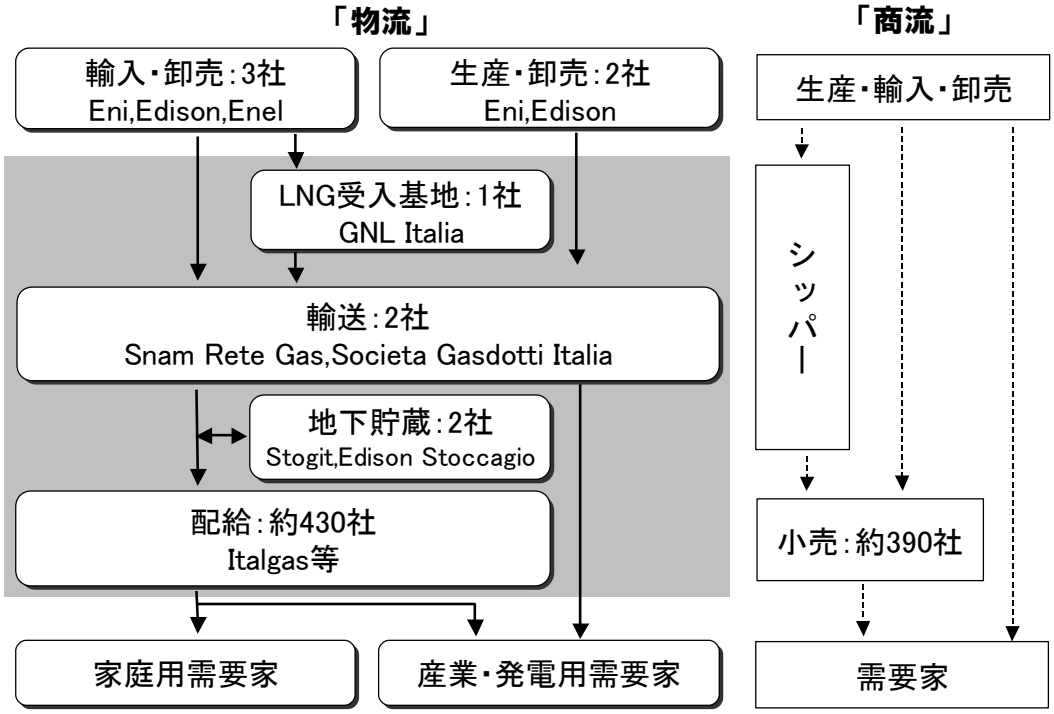
A. 規制機関

イタリアにおけるエネルギー政策は、経済開発省（MSE）が任を負っている。また、政府とは独立した組織である電力・ガス規制局（AEEG）があり、政府が定める目標を達成するための施策等を策定している。具体的には電力・ガス市場の監視、競争促進に関する政府への助言、係争、紛争の調査が挙げられる。さらに、1990 年 10 月の競争法を強化するために、反トラスト機関である競争・市場保護委員会（AGCM）が設立され、市場支配力の濫用並びに M&A の監視を行っている。

B. 事業構造

ガス産業は生産（Agip)、輸送（Snam）から配給（Italgas等）に至るまでEniの系列企業による独占状態となっていたが、法律 164 号（2000 年）により各事業の法人分離が求められた[16]。以降、Eniの輸送事業をSnam Rete Gas、地下貯蔵事業をStogit、配給事業をItalgasが担っている。Eni以外では、Enel（元国営電力公社)、Edison[17]がガスの輸入、卸売を行っている。

図表 5　イタリアのガス事業構造



（出所）電力・ガス規制局、Snam Rete Gas ホームページ等より日本エネルギー経済研究所作成

[16] ただし輸送事業については、地下貯蔵事業との会計分離が求められている。
[17] 電力・ガス規制局によると Eni、Enel、Edison の大手 3 社で卸売市場の 87.6%のシェアを占めている。

②小売料金規制

前述の通り、2003 年 1 月 1 日以降のガス市場の全面自由化に伴い、イタリアのガス料金は自由料金となっている。ただし電力・ガス規制局は年間ガス消費量 20 万㎥未満の需要家を対象に、価格競争が行われにくい地方都市の需要家保護などを目的として、自治体単位の供給エリアごとに参照価格（reference price）を設定しており、小売事業者は提供するガス料金メニューの一つにこの参照価格を設定することが義務付けられている[18]。

参照価格は消費量別に 7 段階に区分された需要家群に対して設定されており、供給エリアごとの条件を勘案して 3 ヶ月ごとに改定されている。参照価格は主に固定費、原材料費、税金から構成されており、その内訳は図表 6 の通りとなっている。また、参照価格の原料費は石油製品価格にリンクして調整され、近年の原油価格上昇に伴い参照価格の全国平均値も高値圏で推移している。

図表 6　参照価格の構成

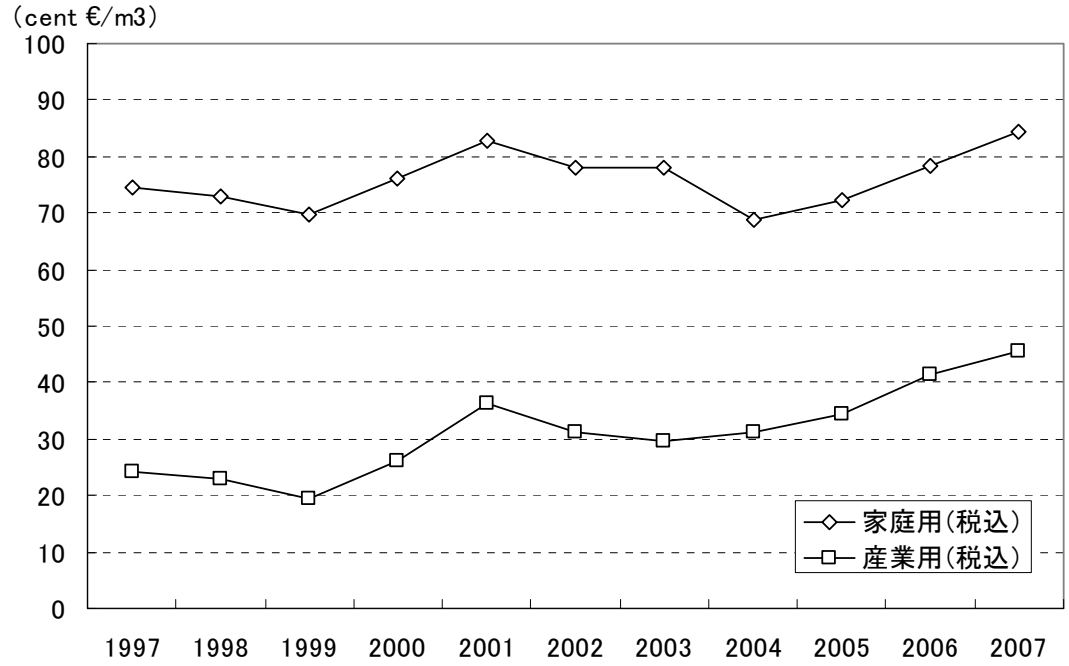
構成	内訳
固定費	営業費（卸売、小売） インフラ利用・メンテナンス費（貯蔵費、輸送費、配給費）
原材料費	原材料費
税金	消費税、地域付加税、付加価値税

（出所）電力・ガス規制局, Annual Report to the European Commission on the state of the services and on the regulation of the electricity and gas sectors, 2007.7.31

イタリアのガス小売価格の推移をみると、家庭用と産業用共に 2004 年以降上昇傾向にある。2007 年の家庭用ガス小売価格は対前年比 8%上昇し 84.3 セントユーロ/㎥、産業用ガス小売価格は同 10%上昇し 45.4 セントユーロ/㎥となっている。（図表 7）

[18] フランスとは異なり、自由料金へと移行した後に、再び参照価格でガス供給を申し込むことが可能。

図表 7　イタリアにおけるガス価格の推移（1997～2007 年）



（注）家庭用は標準的な D3（83.70 GJ/year=約 1,820 ㎥（46MJ）/year）
産業用は標準的な I3-1（4 万 1,860 GJ/year=約 91 万㎥（46MJ）/year)により算出。
（出所）Eurostat（2008 年 1 月 25 日時点の公表データ）より日本エネルギー経済研究所作成

③TPA制度

前述の通り、ガス事業は輸送、配給、地下貯蔵、LNG 受入基地が法人分離されている。TPA 制度は規制型 TPA（Regulated-TPA）を採用していることから、各サービスの利用料金は電力・ガス規制局による認可の対象である。

輸送事業のTPA料金にはEntry-Exit方式を採用しており、使用するパイプライン容量や、輸送するガスの受入地点および払出地点毎に定められた料金単価などからTPA料金が算定される。輸送パイプライン事業者であるSnam Rete Gasは、TPA料金算定に関する諸係数、すなわち料金単価等を会計年度[19]ごとに発表している。

配給事業の TPA 料金は､物価上昇率及び生産性上昇率等の変動要因を考慮した売上高キャップに基づき毎年調整が行われる。TPA 料金は配給エリアごとに定められ、エリア間の料金格差を減らすために国内全域で標準となる料金が設定されている。標準 TPA 料金は 30 ユーロ（需要家/年間）の基本料金と、消費量別に 7 段階に区分された従量料金から構成されており､配給パイプライン事業者は標準料金を参照して設定した TPA 料金を毎年度電力･ガス規制局に申請する。

[19] Thermal year とよばれ、10 月 1 日から翌年 9 月末日までが一年の単位となる。

④供給区域・導管投資規制・供給義務・最終供給保障

A. 供給区域

輸送事業については、法的な独占権や国とのコンセッション契約の締結等はなく、供給区域という概念はない。従来は事実上 Snam Rete Gas の独占状態（シェア 96%）であったが、近年 Società Gasdotti Italia S.p.A などの新規参入者による輸送パイプラインの敷設が行われている。

一方の配給事業については、従来は垂直統合された配給事業者と自治体[20]間でコンセッション契約を結ぶことで、事業者には各自治体により定められた供給区域内での独占が保証されていた。しかし、法律 164 号（2000 年）でアンバンドリングが規定されたことにより[21]、配給パイプライン事業（配給網の建設・維持管理）については引続きコンセッション期間中の地域独占が認められるが（供給区域維持）、小売事業については供給区域が廃止された。

なお、配給パイプラインの所有権は、事業者が有している場合と自治体が有している場合の二形態があるが、通常コンセッション契約には「ライセンスの期限経過後に配給網を自治体へ返還する」という条項が含まれている。

B. 導管投資規制

輸送パイプライン事業者に対する導管投資規制は制度上存在しない。

一方の配給事業については、コンセッション契約によって配給パイプライン事業者は自治体ごとに一事業者に限定されており、二重導管投資規制が存在する。

C. 供給義務

配給パイプライン事業者は、輸送容量が充分かつ需要家へのパイプライン接続が技術的・経済的に可能であるという条件の下で、需要家に対するパイプラインの接続義務を負っている。需要家への接続が技術的・経済的に可能か判断する基準は電力・ガス規制局によって定められている。

なお、配給パイプライン事業者が接続希望需要家への接続を拒否した場合、需要家は電力・ガス規制局へ異議を申し立てることができる。配給パイプライン事業者が電力・ガス規制局の定める基準に反して接続を拒否している場合、電力・ガス規制局は配給パイプライン事業者に対して需要家へのパイプライン接続を命じることができる。

一方の小売事業者は、需要家の供給要望に応じる義務はなく、需要家との契約に則った義務のみを負う。供給契約に関しては、「契約に関する規則（commercial code of conduct)」において、小売事業者と年間ガス消費量 20 万㎥未満の需要家との契約について、需要家保護の観点から情報の透明性、ガス料金の比較、契約の簡素化等が規定されている。

---

[20] 配給パイプライン事業者とコンセッション契約を締結するのは主に自治体であるが、中には複数の自治体から構成される行政組織が配給パイプライン事業者とコンセッション契約を締結するケースもある。

[21] 配給事業は 2003 年 1 月 1 日までに配給部門（配給パイプライン事業者）と販売部門（小売事業者）とに法人分離を求められた。

D.最終供給保障

最終供給保障者は、「既存事業者がいかなる理由であれ供給事業を継続することが困難になった場合のバックアップ供給事業者」として定められている。小売事業者の入札により年度ごとに選定され、最終供給対象者向けのガス料金等の条件が選定基準となる。なお、最終供給保障者への応札がない場合は、電力・ガス規制局が最終供給保障者を指名する。実際に、2006 年 10 月にいくつかのエリアで最終供給保障者が決定しない事態が発生した際には、Eni が暫定的に最終供給保障者を担った[22]。

最終供給保障者の入札に関して、電力・ガス規制局はイタリア全土を 5 エリアに分け、各エリアにおける入札資格を以下の様に定めている。なお、現在の最終供給保障者は Eni、Enel Energia、ASM Energia e Ambiente Srl の 3 社である。

- EU 加盟国以外の事業者の場合は加盟国の事業者と同等の条件下にあること
- 前年度の欧州における最終需要家へのガス供給量が 2 億㎥以上であること
- 最終供給保障期間（10 月 1 日から翌年 9 月 30 日まで）におけるガス供給量を最低 5 億㎥/年以上確保できること
- 最終供給事業の責務を果たすことを保証するために保証金を支払うこと

1.3 自由化の課題

電力・ガス規制局は、ガス市場の自由化と共に新規事業者の参入を促進する制度改革に取り組んできた。その一つに法律 164 号（2000 年）で定められた Antitrust Ceilings 条項がある。この条項により 2002 年から、単一企業（グループ企業を含む）による国内ネットワークへのガス送出量が国内全送出量の 75%に制限され、2003 年からは国内販売量についても、国内全販売量の 50%に制限されている。

① ガス供給量の制限
2002 年 1 月 1 日から 2010 年 12 月 31 日まで、いかなる企業も直接またはグループ企業を通じて、年間国内供給量の 75%以上の天然ガス（国産、輸入）を国内に供給することができない。この上限は毎年 2%ずつ引き下げられ、2009 年までに 61%となる。
② ガス販売量の制限
2003 年 1 月 1 日から 2010 年 12 月 31 日まで、いかなる企業も直接またはグループ企業を通じて、年間国内消費量の 50%以上の天然ガスを最終需要家に販売できない。
③ 共通事項
この制限値には、企業グループ内における自己消費分及び損失分を計上しない。また自家発の消費分も計上しない。

[22] Regulator Invites Italian Utilities to Re-Bid for Role of Supplier of Last Resort、Global Insight、2007 年 1 月 24 日。

このように、競争環境整備への取り組みが行なわれているものの、全面自由化後の供給者変更率をみると、年間ガス消費量 20 万㎥未満の需要家の供給者変更が進んでいない。また、イタリアガス市場は未だに Eni を始めとする大手 3 社の寡占状態にあり、市場への新規参入が進んでいない。

競争が活性化しない理由の一つとして、供給インフラ（輸送、配給、地下貯蔵、LNG受入基地）間の法人分離が不十分であることが挙げられる。例えば、EniによるSnam Rete Gas（輸送パイプラインの約 90%を所有）の株式保有率は 50%を超えており[23]、Snam Rete Gasは独自の判断でパイプラインの投資決定を行なえず、パイプライン容量に余力が生まれていないという指摘がされている。

LNG受入基地については、イタリアで唯一稼動しているPanigaglia受入基地は貯蔵能力が 10 万㎥と欧州の中では最も小さく、Eni、Enelの 2 社による使用が 90%を超えている[24]。既存のLNG調達契約の多くが長期契約であることやテイク・オア・ペイ条項[25]を含んでいることから、新規参入者による利用の可能性は非常に小さくなっている。また新規LNG受入基地に関しても、基地建設の促進を目的として基地容量の 80%についてはTPAの適用が免除されるが、このことは逆に、競争促進の観点からみると新規参入者に対する基地利用の制限であり、新規参入の阻害要因となる。

また家庭用部門については、需要家保護の為の参照価格が、逆に供給者変更のインセンティブを削ぐ結果となっている可能性が考えられる。

[23] 電力・ガス規制局によると、Eni による Snam Rete Gas の株式保有率は、2010 年までに 20%まで下げることが定められている。
[24] Snam Rete Gas、Annual Report 2006 より
[25] 引き取り保証の一種。買主がガスを引き取れない場合でも一定の金額を支払う義務を買主に課すもの。

3. フランス

3.1 自由化の経緯・現状

フランスでは、2000 年 8 月に年間ガス使用量が約 1,855 万 m^3（237GWh）以上の需要家、および年間ガス使用量に関わりなく発電事業者、コージェネ事業者へのガス供給が自由化された。2003 年 8 月に年間ガス使用量約 650 万 m^3（83GWh）以上の需要家へのガス供給が自由化され、2004 年 7 月には、家庭用を除く全ての需要家へのガス供給が自由化された。さらに、2007 年 7 月には家庭用を含めた全ての市場が自由化されている。

CRE（3.2 項①A 参照）によると 2007 年 12 月 31 日時点で、自由化権利を行使した（3.2 項②参照）家庭用需要家は 11 万 4,000 件で、その内供給者を切替えた家庭用需要家は 5 万 4,000 件であり、全家庭用需要家 1,080 万件に対して約 0.5%となっている。

一方、非家庭用の需要家については約 24%の需要家が自由化権利を行使し、うち供給者を切替えた需要家は約 11%となっており、2005 年 10 月 1 日時点（約 1%）、2006 年 10 月 1 日時点（約 5.6%）と比較して増加している。また、ガス消費量ベースの新規参入者のシェアは約 16%である[26]。（図表 8）

図表 8　需要家による供給者変更状況（2007 年 12 月末時点）

区分	自由化権利行使		供給者変更率	
	需要家数	消費量	需要家数	消費量
非家庭用	24.0%	56.4%	10.6%	16.2%
家庭用	1.1%	1.1%	0.5%	0.4%

（出所）CRE, Electricity and gas market observatory 4th Quarter 2007

3.2 ガス事業制度

①規制機関・事業構造

A. 規制機関

エネルギー政策を担当しているのは経済・財政・雇用省（MINEFE）であり、同省内のエネルギー・資源担当局（DGEMP）が政策立案を行っている。

また、独立したエネルギー規制機関としてCRE[27]が設置されている。同機関はガス市場の管理・監督を行っており、規制料金及びTPA料金の許認可、紛争解決、事業者に対する制裁・提案・調査・監視・諮問等の幅広い権限を有する。

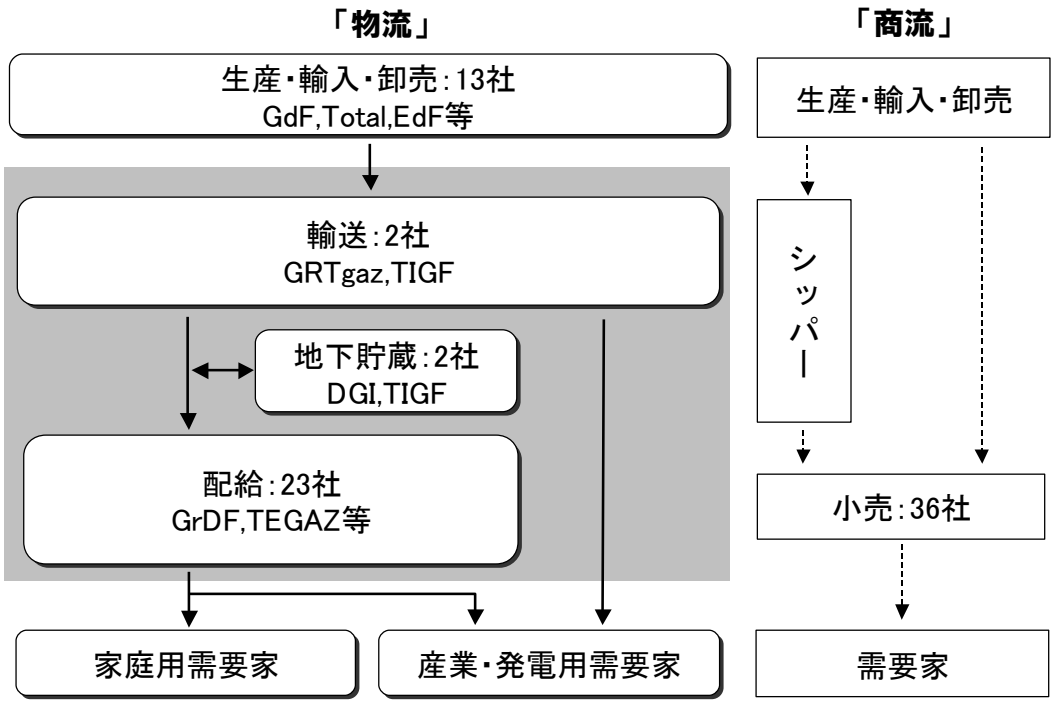
B. 事業構造

フランスでは、1946 年の電力・ガス国有化法により全国約 150 社の民営・公営ガス事業者を国有化することで設立されたGaz de France（GdF）を中心にガス事業が行われてきた。

[26] Electricity and gas market observatory 4th Quarter 2007、CRE、2008 年 2 月 29 日。
[27] 2000 年 3 月に設立された「電力規制委員会」が 2003 年 1 月の「エネルギー市場自由化関連法」の成立とともに改称し、電力・ガス市場双方の独立規制機関となったものである。

現在、輸送部門と配給部門は法人分離されており、輸送部門はGRTgaz、配給部門はGaz reseau Distribution France（GrDF）によって行われている[28]。また、天然ガスの輸入に関してはGdFが約 95%のシェアを占めている。

図表 9 フランスのガス事業構造



（出所）日本エネルギー経済研究所作成

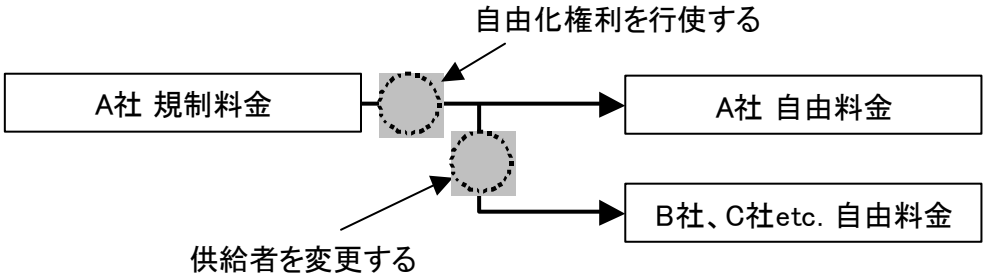
②小売料金規制

ガス料金は自由料金と規制料金に分かれており、自由化権利を行使した需要家には自由料金が適用される。一方、自由化権利を行使していない需要家は、従来どおり規制料金による供給を受ける。供給者変更は、自由化対象の需要家が「自由化権利を行使する」ことではじめて可能となる[29]。規制料金は大口料金・小口料金ともに、供給に要する原価の積み上げに利益を加えたものとなっており、売上や料金に対するキャップはかけられていない。

[28] ただし一部の配給事業者は、従来と同じく垂直統合型の事業形態で配給及び小売を行っている。

[29] ただし、一度自由化権利を行使すると規制料金に戻る事はできない。
一般的に、需要家は価格の低減を目的として自由料金を選択すると考えられるが、自由料金は変動幅が大きく、場合によっては規制料金よりも割高になる可能性もある。実際に、自由料金移行後に自由料金が高騰し、割安な規制料金への復帰を望む需要家が存在すると報じられている。

図表 10　自由化権利の行使と供給者について



※自由化権利を行使する ＝ 規制料金から自由料金へ移行
※自由料金への移行と、供給者変更は別の選択。

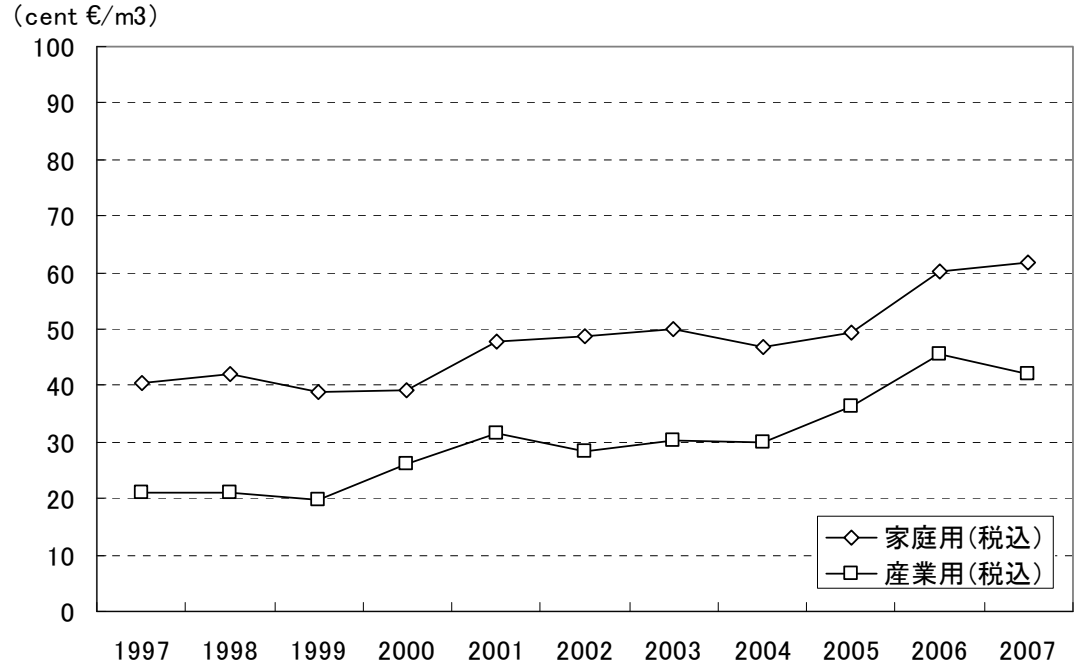
（出所）日本エネルギー経済研究所作成

規制料金の原料費は、ロッテルダムで取引されている石油製品のバスケット価格、Zeebrugge のガス取引価格や為替レート等によって調整されている。算定式は 1 年ごとに見直されるが、その詳細は公表されていない。原料費調整に用いる指標は事業者によって異なり、例えば GdF では、重油価格、家庭用他燃料価格、ドル・ユーロ為替レートを指標として組み込んでいる。一方の TEGAZ（Total グループの配給・小売事業者）は 2006 年 1 月に規制料金を改定した際に、供給費用見直しの結果を受けて、重油価格、家庭用他燃料価格に加えて Zeebrugge の天然ガス卸売価格を指標として追加している。

ガス小売価格は、近年の原油価格高騰の影響により上昇傾向にある。従来、小売価格は産業用が概ね 20 セントユーロ/㎥前後、家庭用が概ね 40～50 セントユーロ/㎥の水準で推移していたが、2007 年は産業用が 41.9 セントユーロ/㎥、家庭用が 61.9 セントユーロ/㎥であった（図表 11）。直近では、GdFの規制料金値上げ申請に対してCREは、2008 年 1 月 1 日から家庭用は 4%、産業用は 10%の値上げを認可した[30]。

[30] GdF, New rates for natural gas on January 1st, 2008, 2007.12.30 及び AFX International Focus, Gaz de France to raise prices for industrial clients by 10 pct on Jan 1, 2007.12.29。家庭用は 6.1%の値上げを申請。標準家庭（1,330㎥@46MJ）で月 2.90 ユーロの負担増の見込み。

図表 11　フランスにおけるガス価格の推移（1997～2007 年）



（注）家庭用は標準的な D3（83.70 GJ/year=約 1,820 ㎥（46MJ）/year）
　　産業用は標準的な I3-1（4 万 1,860 GJ/year=約 91 万㎥（46MJ）/year）により算出。
（出所）Eurostat（2008 年 1 月 25 日時点の公表データ）より日本エネルギー経済研究所作成

③TPA制度

TPA 制度は Law no. 2003-8 dated January 3, 2003 により規定されていたが、2007 年 12 月 8 日に改正されている。輸送パイプライン、配給パイプライン、LNG 受入基地、貯蔵設備が TPA の対象設備となっている。このうち貯蔵設備については交渉型 TPA が、他の対象設備については規制型 TPA が適用されている。また規制型 TPA の料金認可は CRE が行っている。

パイプラインの TPA 料金には Entry-Exit 方式を採用している。ネットワークを複数のバランシングゾーンに分割して、各バランシングゾーンで受入地点、払出地点別の料金及びバランシングゾーンをまたがる場合の料金を設定している。

④供給区域・導管投資規制・供給義務・最終供給保障

A. 供給区域

輸送事業については、自由化以前は安定供給の観点から輸送パイプラインの所有権を国とし、輸送パイプライン事業者と国との間で事業委託契約であるコンセッション契約が締結され、供給区域が設定されていた。しかし、輸送パイプラインの所有権が国から輸送パイプライン事業者に委譲されると同時に、輸送事業の供給区域は撤廃されている。

配給事業については、各自治体に配給権が付与され、配給パイプラインの所有権は自治体

にある。配給パイプライン事業者は各自治体とコンセッション契約を結び、事業を遂行している。コンセッション契約は自治体から配給パイプライン事業者への事業委託契約であり、通常の契約期間は 25 年間である。また、この契約によって配給パイプライン事業者には供給区域が設定され、各事業者が区域内の配給パイプライン網を管理・運営している。

これまでは、配給事業は事実上GdFの独占であったため、コンセッション契約は自動更新されることが一般的であった。しかしながら、アンバンドルによって配給と小売が分離されたことで、GdFグループ以外の配給パイプライン事業者を選択する自治体が現れている[31]。

B. 導管投資規制

輸送パイプラインについては二重導管投資規制が存在しないが、配給パイプラインについては地方自治体と配給パイプライン事業者の間でコンセッション契約を締結しており、当該配給パイプライン事業者以外の導管投資は認められない。

需要家は配給パイプライン事業者のパイプライン網を経由せずに直接輸送パイプラインと接続することもできるが、その場合は、CREと配給パイプライン事業者の許可を得る必要があると同時に、配給パイプライン事業者は当該需要家に対して課金をすることができる[32]。

C. 供給義務

配給パイプライン事業者は接続義務を有し、（ⅰ）技術的な要因により供給の安定性または長期契約履行を阻害する恐れがある（ⅱ）環境に悪影響を与える恐れがある（ⅲ）需要家が財政的に契約を履行できない恐れがある、の何れかに該当する場合は需要家からの接続申込みを断ることができるが、パイプラインの供給能力不足を理由に供給申込みを断る場合はCRE の認可が必要となる。一方で CRE は、既存ネットワークの供給能力改善あるいは新規導管投資を命じることができる。

既存パイプラインに供給余力がなく、新規供給申込みに対して新たにパイプラインを敷設する場合は、配給パイプライン事業者は需要家に対して建設費用を請求することができる。ただし、その建設費用は人口密度に応じて設定された係数に基づいて計算され、人口密度が低いほど係数が小さくなり、請求できる建設費用も相対的に安くなる。これらの措置の影響によって、フランスでは新規導管の敷設が進みにくいとの指摘もある。

一方の小売事業者は、需要家の供給要望に応じる義務はないが、契約を結んだ需要家に対して供給を継続する義務を負っている。義務の対象は家庭用需要家及び、非家庭用需要家のうち医療施設･学校･行政等のような公共性を有する特定需要家である。また小売事業者は、直接的あるいは間接的に複数の供給源からガスを調達する必要があり、市場のシェアに応じて以下の条件を満たす必要がある。

---

[31] Antargaz はフランス東部の Haut-Rhin 県の Schweighouse-Thann 市とコンセッション契約を締結した。これは、フランスの地方自治体で初めて GdF、Total グループ以外の私企業がコンセッション契約を締結した例である。 French News Digest, French Antargaz To Supply Gas to Commune in Eastern France, 2008.3.3

[32] この料金については CRE が設定することになっているが、現行法では詳細は規定されていない。

- 国内市場シェアが 5%以上の場合 ：2 地点以上からガスを受入れる。
- 国内市場シェアが 10%以上の場合：3 地点以上からガスを受入れる。

D. 最終供給保障

最終供給保障義務の対象は非家庭用需要家のうち医療施設・学校・行政等のような公共性を有する特定需要家である。最終供給保障者は、小売事業者の中から行政が指名する。

小売事業者が特定需要家に対して供給できなくなった場合は、当該地域の輸送パイプライン事業者が 5 日間ガスを供給する義務を負う。5 日間経過の後も新たな小売事業者と契約できなかった場合は、担当大臣が最終供給保障者と指定する小売事業者から供給を受けることができる。最終供給保障者は、下記の条件を満たす必要がある。

なお、現在の最終供給保障者は GdF、Gaz de Strasbourg、Gaz de Bordeaux、Vialis の 4 社であるが、実際に最終供給保障が履行された例はない。

- 国内市場シェアが 5%以上の場合 ：2 地点以上からガスを受入れる。
- 国内市場シェアが 10%以上の場合：3 地点以上からガスを受入れる。
- 小売事業者は、主要なガス購入源からの供給が最大 6 ヶ月間停止した場合でも需要家に対して充分なガス供給が可能でなければならない。
- 小売事業者は、過去 50 年間で最も寒い年または過去 50 年間で最も寒い日が連続して 3 日続くような厳冬においても、需要家に対してガス供給が可能でなければならない。

3.3 自由化の課題

競争の程度が特に低いフランス南部に新規参入を促すことを目的として、CREの要請に応じてGdFとGSO（Gaz du Sud-Ouest、Totalの子会社、現TIGF）は、2005 年 1 月から 3 年間、自主的に自社のガスを入札によって市場に開放する「ガスリリース・プログラム」を実行することとなった。GdFは年間 14 億m^3（15TWh）[33]、3 年間で計 41 億m^3（45TWh）、GSOは年間 1 億m^3（1.1TWh）、3 年間で計 3 億m^3（3.3TWh）のガスを市場に放出する。時限的ではあるが、これらの措置によって新規参入者は、2009 年に稼働開始予定のFos-Cavaou受入基地[34]、およびフランスとスペインとを繋ぐ新規パイプライン（Euskadour：2006 年運開済）等、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の市場に参入できることとなった。

GdF と GSO のガスリリースに対する入札は 2004 年 10 月に行われた。GdF のリリース分には 16 社が応札し、Distrigas（ベルギー）、Gas Natural（スペイン）、Total が落札し、さらに相対交渉で BP（イギリス）、Distrigas、Gas Natural が合計年 8 億 6,000 万 m^3（9TWh）購入したとされている。GSO のリリース分には 8 社が応札し、売却予定量の半分を EdF（フランス、電気事業者）、Iberdrola（スペイン）が Total の定める最低落札価格で購入し、

[33] GdF が実際に入札にかける数量は、CRE との合意の最低限度である 5 億 6,000 万 m^3（6TWh）/年であり、残りは非公開で相対交渉による販売である。
[34] ガスリリースプログラムを始めた 2005 年時点では、同受入基地は 2007 年に稼働開始予定だった。

残りは相対交渉で 2005 年初頭に Distrigas が購入したとされている。

TotalとGdFは、2008 年以降のガスリリース・プログラムは実施しないとの発表を行った。その理由として、「ガス市場の自由化に反対している訳ではないが、既存の顧客に冬季も安定してガスを供給することの方が重要だ」、「Fos-Cavaou受入基地も稼働開始予定のため、ガスリリース・プログラムを行わなくても十分に競争できる条件は整っている」[35]等の意見を述べているが、CREは、競争が依然不十分であるとしてこれを批判している[36]。

自由化の進展についてみると、家庭部門の供給者変更率は 2007 年 12 月 31 日で 0.5%である。この要因として、需要家に対する広報活動の不足や、規制料金の存在が考えられる。規制料金を値上げする際には CRE の認可が必要となるため、現在のような原料価格の上昇局面にあっては自由料金に移行するよりも規制料金に留まっている方が割安となることもあり、消費者団体も安易に自由料金に移行しないように呼びかけている状況である。

また LNG 受入基地の TPA に関して、2008 年 4 月に発表されたワーキンググループの報告書によると、安定供給に資するとの観点から、規制型 TPA が適用される既存 LNG 受入基地に対しては 15～20 年程度の長期の容量確保を認め、新規 LNG 受入基地に対しては TPA の適用を除外するよう提言している。これらの措置は特定の事業者による長期に渡る容量確保を認めるものであるため、逆に新規参入を阻害する要因になるとも考えられ、今後の動きが注目される。

[35] Gas release programs in southern France to end、EU Energy、2008 年 1 月 11 日。
[36] French regulator attacks Total, GDF gas supply move、Reuters、2007 年 12 月 21 日。

4. わが国ガス事業制度との対比

4.1 わが国ガス事業制度の自由化の経緯

1954 年に制定されたガス事業法は、1970 年の簡易ガス事業の創設などを除き、大きな改正はなく 1990 年代まで維持されてきたが、社会経済全体の規制緩和傾向に沿う形で、同法は 1995 年以降、ほぼ 4 年毎の改正が行われている（図表 12 参照）。

図表 12　ガス事業制度改革の流れ

1995 年　3 月	電気・ガス事業法改正
1997.5～	都市ガス事業構造改革研究会
1998.10～	総合エネ調都市熱部会
1999 年 11 月	ガス事業法一部改正
2000.2～	総合エネ調都市熱部会都市ガス料金制度分科会
2001.1～	ガス市場整備基本問題研究会（私的諮問機関）
2002.9～	総合エネ調都市熱部会
2003 年　6 月	電気事業法およびガス事業法の一部を改正する等の法律案成立
2003.7～	制度設計等小委員会（託送・適正取引に関する詳細制度設計）
2004 年　4 月	改正電気・ガス事業法施行
2005.10～	ガス政策小委員会
2006.5～	総合エネ調都市熱部会
2007.10～	制度改革評価小委員会

（出所）日本エネルギー経済研究所作成

1995 年の改正によって 200 万m^3/年以上の大口部門が自由化されて以降、段階的に自由化範囲が拡大されており、現在は 10 万m^3/年以上の需要家が供給者を選択できるようになっている。大口部門の自由化と同時に託送制度が導入され、現在では原則的に全ての事業者に対して約款の作成が義務付けられており[37]、LNG基地についても相対交渉によるTPAが可能となっている。

料金については、1995 年の改正で原料費調整制度とヤードスティック的査定制度が導入され、1999 年の改正以降は、料金の値下げについては届出でよいこととされている。

年間契約ガス使用量が 10 万 m^3 未満および家庭用・小規模業務用需要家の自由化については、これまで進められてきた段階的自由化の評価、他エネルギー分野の自由化状況、海外事例等を踏まえた上で検討することとされ、2007 年 10 月から制度改革評価小委員会においてその検討が行なわれた。

[37] 適用除外規定があり、実際に託送約款を制定しているのは一般ガス事業者 67 社（全 213 社）、ガス導管事業者 5 社（全 18 社）。2008 年 4 月 1 日時点。

表 13　ガス事業法改正のポイント

	1995 年 3 月改正	1999 年 11 月改正	2003 年 6 月改正
自由化範囲*1	200 万 m³/年以上	100 万 m³/年以上	50 万→10 万 m³/年以上
大口 料金・区域	自由交渉料金 区域外供給可	自由交渉料金 区域外供給可	自由交渉料金 区域外供給可 許可制から届出制へ
自由化割合*2	45%	50%	53% → 60%
託送ルール	大手 3 社 (東京,大阪,東邦) 託送ガイドライン作成	大手 4 社 (東京,大阪,東邦,西部) 託送約款作成義務	原則、全ての事業者に 託送約款作成義務
LNG 基地	規定なし	規定なし	相対交渉による 第三者利用
小口料金	許可制	届出制（値下げのみ）	届出制（値下げのみ）
卸供給制度	許可制	届出制	届出制の時限的廃止
その他	・原料費調整制度 ・ヤードスティック的査定制度導入	―	・ガス導管事業者創設

*1　自由化範囲の要件は、年間契約ガス使用量。自由化範囲が 10 万 m³/年以上となったのは 2007 年 4 月。
*2　2004 年度における需要家件数上位 10 社のデータによる自由化割合。販売量ベース。
（出所）日本エネルギー経済研究所作成

4.2 ガス事業制度の比較

今回の調査対象 3 カ国と、わが国のガス事業制度を比較してみた。(図表 14 参照)

自由化範囲がわが国とは異なり、ドイツ、イタリア、フランスでは家庭用を含む全ての需要家が適格需要家となっている。ただし小売料金については、イタリア、フランスでは規制料金が制度上残されている。

また事業構造の違いと、そのことから生じる供給区域・供給義務制度の相違も大きな特徴である。わが国では導管網の所有・運用とガスの販売が一体となった事業が行なわれているが、ドイツ、イタリア、フランスでは両者が法人として分離されており、各々が負う義務も異なっている。つまり、配給事業者は自由化前と同じく供給区域に基づいた事業を行なっており、区域内の需要家に対して導管を接続する義務を有するが、一方の小売事業者は供給区域を持たず、特定の事業者以外は最終供給保障義務からも解放されている。

TPA については、方式に違いはあるものの、いずれの国においても制度が整備されている。また、EU および各国では、天然ガスの安定供給に資するインフラの整備を重視しており、促進策の一つとして、条件を満たすインフラに対しては一定期間の TPA の適用除外を認めている。

図表 14　ガス事業制度の比較

	日本	ドイツ	イタリア	フランス
アンバンドル	会計分離	法人分離 ※需要家件数 10 万件未満の事業者は適用除外。	法人分離	法人分離
自由化範囲	10万m^3/年以上の需要家	全ての需要家	全ての需要家	全ての需要家
小売料金	10万m^3/年未満は規制料金	自由料金	20万m^3/年未満は規制料金並存	規制料金並存
TPA				
パイプライン	規制型 郵便切手方式	規制型 Entry-Exit 方式 ※小規模な導管網は郵便切手方式	規制型 Entry-Exit 方式	規制型 Entry-Exit 方式
地下貯蔵設備	N.A.	交渉型	規制型	交渉型
LNG 基地	交渉型	N.A.	規制型	規制型
供給区域・供給義務				
輸送事業者	供給区域、導管投資規制ともあり。 供給区域内の需要家に対する供給義務あり。	供給区域、導管投資規制ともなし。	供給区域、導管投資規制ともなし。	供給区域、導管投資規制ともなし。
配給事業者		供給区域、導管投資規制ともなし。 ※制度廃止時点の導管投資規制は最長 20 年有効。 接続義務あり。	供給区域、導管投資規制ともあり。 接続義務あり。	供給区域、導管投資規制ともあり。 接続義務あり。
小売事業者		供給区域なし。 地域内で家庭用販売件数 1 位の事業者が供給義務を負う。	供給区域なし。 需要応諾義務なし。	供給区域なし。 需要応諾義務なし。 供給継続義務あり。
最終供給保障		地域内で家庭用販売件数 1 位の小売事業者が負う。	入札によって選定された小売事業者が負う。 20万m^3/年未満の需要家のみ対象。	行政が指名する小売事業者が負う。 公的機関のみ対象。

注)網掛け部は、わが国との相違点。

（出所）日本エネルギー経済研究所作成

4.2 まとめ

①自由化の実態

一般的に自由化された環境下のガス料金は規制を受けないが、家庭用を含めた全ての需要家を自由化したとはいえ、イタリアでは小口向けに、フランスでは全ての需要家向けに規制料金を残している。対象となる需要家は必ずしも自由料金へと移行する必要がなく、需要家の供給者変更インセンティブを削ぐ結果になっていると考えられる。

またドイツでは、需要家件数 10 万未満の事業者は会計の分離すら不要であり、多くの事業者は自由化前と変わらない形態で事業を継続しており、これらの事業者については TPA における料金等の透明性が確保されていない。

このようにドイツ、イタリア、フランスの自由化には、主に小規模な需要家/事業者向けの適用除外措置が講じられており、実態としては、わが国の自由化の現状と大差ないと見ることも出来る。

②自由化の効果

ドイツ、イタリア、フランスにおけるこういった適用除外措置は、需要家の保護や小規模な供給区域では競争が起こりにくいといった実情を考慮したものであると考えられる。実際ガス料金については、規制料金が残っているイタリア、フランスは変動が比較的小さいが、規制料金のないドイツは値上りの傾向が顕著であり、規制料金の存在が価格の安定性に貢献している可能性がある。

わが国においても、大手ガス事業者と中小では規模はもちろん置かれた環境が大きく異なる。事業者によっては、ガスの調達ルートが限られているために卸段階での競争が働かないことや、供給区域内に新規参入者にとって魅力的な大口需要家が存在しないことなどから、構造的に新規参入の可能性が極めて小さい事例が存在すると考えられる。

従って、今後わが国において自由化範囲の拡大を検討するうえでは、自由化によって新規参入/競争は起こるのか、需要家は利益（料金低下）を享受できるのかといった点を慎重に検討する必要がある。

③自由化とインフラ整備

欧州諸国とわが国で大きく異なる点としてパイプラインの整備状況が挙げられ、EU の自由化は、全国に広がるパイプライン網が整備された後に進められている。

ここで、自由化された環境下では需要見通しの不確実性が高まり、中長期的な計画が立てづらくなることから、供給インフラに対する投資が行われにくくなると想定される。こういった懸念に対して EU では、供給安定性の向上に資するインフラについては、その整備促進を目的として TPA の適用を一定期間免除することを認めている。

わが国では供給区域を跨ぐような都市間を接続するパイプラインの整備が未だ不十分であるが、これらの整備によってガス調達ルートの多様化やガスの融通が可能となり、供給安

定性の向上はもちろん、競争環境の整備といった効果を得ることができる。従って、こういった供給インフラの整備が滞ることがないように留意する必要があり、自由化範囲の拡大に先立って供給インフラの整備を優先的に推し進める、あるいは EU に見られるような TPA の適用除外などといった措置を検討すべきである。

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp