

# 諸外国におけるガス品質（熱量等）管理について

長谷川 秀夫\* 鈴木 健雄\*\* 小久保 浩\*\*\* 橋本 新太郎\*\*\*\*田中晴久\*\*\*\*\*

わが国では、大阪ガスが 2003 年 3 月より供給ガスの標準熱量を  $46\text{MJ/m}^3$  から  $45\text{MJ/m}^3$  に下げているが、他の事業者（東京ガス、東邦ガス、京葉ガス、静岡ガス）もこの動きに追隨して標準熱量を変更する計画である。

熱量に代表されるガス品質の問題は、ネットワーク（含む貯蔵システム）の安定的な運用、託送や卸等の広域的なガス取引、ガス小売における課金、最終需要家におけるガス機器の安全な作動など関連する事項は多岐にわたっている。

ガス事業の市場制度設計の観点からガス品質の問題をみると、2003 年 11 月に発表された都市熱エネルギー部会（ガス事業の制度設計に関する政府審議会。同部会のガス事業制度設計等小委員会）の取り纏めた報告書「今後の望ましいガス事業制度の詳細設計について」の中で、熱量・物性等の著しく異なるガスを取り扱う場合、託送行為そのものの可否について技術面、保安面、コスト面等の観点から検討を加えることとされている。託送行為の可否は、新設導管建設における利益阻害性判断基準とも関連しており、ガス品質（熱量）の問題は、一つの重要な論点となりうる。

本報告では、まずこうした多様な側面をもつガス品質の問題が諸外国ではどのように取り扱われてきたか、欧州（イギリス、フランス、オランダ）、アメリカを例に各国におけるガス市場の背景の違いも踏まえて整理している。その上でわが国でのガス品質の問題を検討する上で今後取組みが期待される事項について考察を加えている。

## 1. 欧州全体

### 1-1 高カロリー / 低カロリーガス

欧州では、北海ガスとオランダの国産天然ガス（グローニンゲンガス）に代表されるように、熱量の異なるガスが流通しており、フランスやオランダ、ベルギー、ドイツでは高カロリー / 低カロリーガスの供給にあたり、一部で両者の混合（Blending）がおこなわれるものの、原則ネットワークを分ける方式がとられている。両者を熱量で比較した場合、概ね高カロリーガスは  $35 \sim 45\text{MJ/m}^3$ 、低カロリーガスは  $30 \sim 36\text{MJ/m}^3$  の範囲にある。また、機器における安全燃焼度合いをみるための一つの指標であるウオッベ指数<sup>2</sup>でみると高カロリーガスは  $45 \sim 55\text{MJ/m}^3$  程度、低カロリーガスは  $40 \sim 45\text{MJ/m}^3$  程度である（図 1-1 参照）。

参考までに日本のケースについてみると一般ガス事業者大手 4 社の託送約款における受入ガスの熱量の条件は  $44.0 \sim 46.5\text{MJ/m}^3$ （ウオッベ指数で  $52.7 \sim 57.8\text{MJ/m}^3$ ）で、わが国の輸入 LNG についてみるとアラスカ産の様な低カロリーガスを除けば  $43.0 \sim 45.5\text{MJ/m}^3$  程度となっている。ここで日本のデータは、熱量・体積の参照温度が欧州と若干異なるものの（日本の場合は 0 / 1 気圧、前述の欧州の数値は 15 / 1 気圧の条件下）LNG を原料とした熱調 / 未熱調ガスに限って言えば、高カロリーガスの範疇に入るといってよい。

---

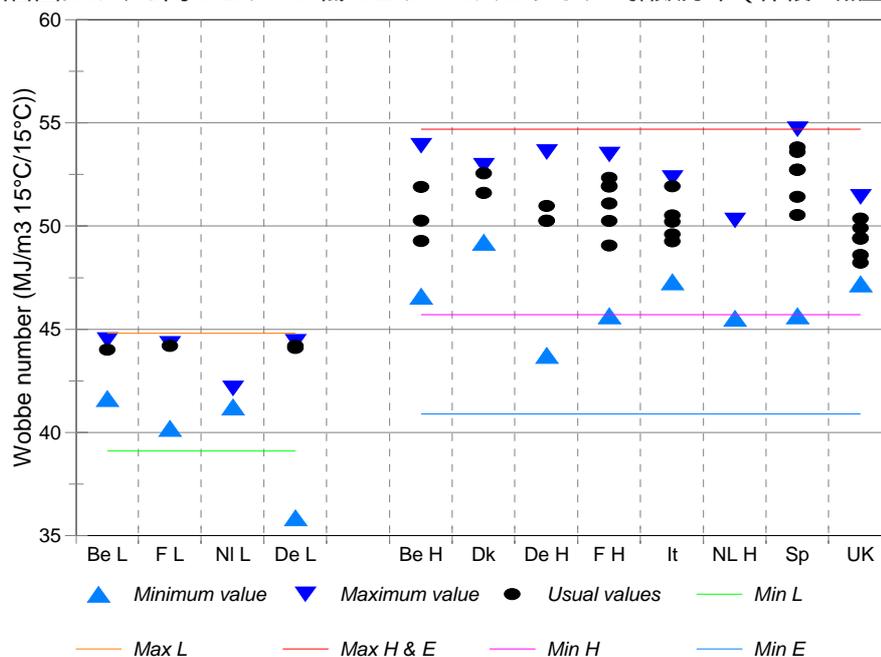
本報告は、平成 15 年度経済産業省資源エネルギー庁電力・ガス事業部ガス市場整備課の委託により実施した受託研究「欧米ガス事業における熱量調整・管理について」の一部に加筆・修正したものであり、同省の許可を得て公表できることとなった。同省ならびに関係事業者の御理解・御協力に謝意を表すものである。

- \* (財) 日本エネルギー経済研究所 産業研究ユニット 石油・ガスグループリーダー
- \*\* (財) 日本エネルギー経済研究所 産業研究ユニット 石油・ガスグループ 研究主幹
- \*\*\* (財) 日本エネルギー経済研究所 産業研究ユニット 石油・ガスグループ 主任研究員
- \*\*\*\* 静岡ガス(株) 総合企画部
- \*\*\*\*\* JFE ソルデック(株) パイプライン技術部 配管設計グループ

1 わが国においては、現在経済産業省およびガス機器検査協会等を中心に、ガス品質変動に伴うガス機器の動作性について調査検討が進められている。

2 熱量を比重の平方根で除した指標。ここでは、体積・熱量の参照温度を 15 としている。

図 1-1 欧州各国における高カロリー／低カロリーガスのウobble指数分布（体積・熱量の参照温度 15℃）



注) 上記グラフにおける各国の略称は次の通り。また、略称の後の L は低カロリーガス、H は高カロリーガスをそれぞれ指す。

Be: ベルギー、F: フランス、NL: オランダ、De: ドイツ、It: イタリア、Sp: スペイン、UK: イギリス

(出所) Marcogaz, "National situations regarding gas quality" (2002)

なお、欧州ではガス指令に代表される「欧州大での統一ガス市場形成」というコンセプトのもとで、各国で個別に整備されてきた天然ガスネットワーク、特に基幹的な輸送導管 (Transmission System) に関する相互利用の議論が「マドリッド・フォーラム」<sup>3</sup>と呼ばれる規制当局、ガスネットワークオペレーター、トレーダーなど、欧州のガス事業に関与する主体が横断的に参加する検討会を中心としておこなわれてきた経緯がある。

その中で、「コミュニケーション・プロトコル」、すなわちガス取引においてネットワーク所有者、託送希望者との間でやりとりするデータフォーマットの統一・標準化や、ガス取引における単位系およびパイプライン容量を託送希望者が予約 (ノミネート) する場合のルールの一貫化、その他、接続するパイプライン間の協調的なオペレーション、といった観点とともに欧州各国のガス品質の問題について検討が進められてきた。

ここでは、欧州大でのガス品質統一に関する検討の流れについて、同検討の推進組織となった EASEE-gas (European Association for the Streamlining of Energy Exchange-gas) のプロフィールも含め概観している。

## 1-2 EASEE-gas について

EASEE-gas は 2002 年 3 月に設立された組織で、設立目的は欧州ガス市場が効率的かつ合理的に機能するために、欧州大での共通のビジネスルール (Common Business Practice) を開発・普及促進することにある。

EASEE-gas は、アメリカにおけるエネルギー基準評議会 (North American Energy Standards、旧ガス事業基準評議会 (Gas Industry Standards Board, GISB)) の成功事例にもとづき、同組織を模倣する形で欧州委員会および欧州各国の規制当局の全面的なサポートのもとで設立された。

EASEE-gas のメンバーは、2004 年 3 月末現在で 70 のフルメンバー (主に欧州各国のガス事業者<sup>4</sup>) および 12 の Associate メンバー (主に関連するガス事業者協会) からなっており、フルメンバーにはガス生産者、ガス輸送事業者、ガス供給者 (サプライヤー)、トレーダー、ガス配給事業者など多岐にわたる事業者が含まれている。

<sup>3</sup> マドリッド・フォーラムは、正式名称は European Gas Regulatory Forum で同フォーラムには法的な拘束力は存在しない。ただし、欧州ガス事業制度の方向性を見る上で、同フォーラムの議論内容は非常に有効である。

<sup>4</sup> 具体的にはガス生産者として NAM (オランダ) BP、Statoil、ガス供給者として Distrigaz、Ruhrgas、ENI、トレーダーおよび shipper として Exxon Mobil International や Centrica、ガス輸送事業者として Gastransport Services、Fluxys、Sham Rete Gas などが加盟している。

## 1-3 欧州ガス品質統一に関する検討の進捗状況

ガス品質に関する検討についての経緯を概観すると、まず 2002 年の 2 月に開催された第 5 回マドリッドフォーラムにおいて、欧州各国の天然ガスネットワークの相互利用にあたってガス品質も含めた技術的な障壁を取り払うことが早急に必要であるとの認識がなされ、基幹的な輸送導管や LNG ターミナルのオペレーター団体である GTE ( Gas Transmission Europe ) に対して、同年 10 月の第 6 回会合において同問題への対応方策について具体的なアクションプランを提示するよう求めた。

GTE はこれを受けて、第 6 回マドリッドフォーラムにおいて高カロリーガス ( H-gas ) の相互互換性の観点について、ガスの上流から下流に至る関係主体が早急に議論を行う必要がある点を指摘している。ここで相互互換性として議論すべきガス品質基準として、GTE は特にガスの燃焼性状 ( Combustion Properties )、GCV ( 総発熱量 )、その他関連指標、具体的には硫黄分、硫化水素、炭化水素露点、酸素、二酸化炭素などを挙げている。

同時に GTE はこのガス品質の議論を行う組織として EASEE-gas が適当であるとし、これ以降 EASEE-gas 内部にワーキンググループを設置して検討が進められてきた<sup>5</sup>。

こうした背景のもとつき、2005 年 2 月、欧州におけるガス品質基準統一化について下記のとおり合意がなされている ( 表 1-1 参照 )

表 1-1 ガス品質基準に関する検討状況

| 指 標                      | 提案内容  |
|--------------------------|---|
| ウオッペ指数                   | 13.60 ~ 15.81 kWh/m <sup>3</sup> ( 48.96 ~ 56.92 MJ/m <sup>3</sup> )<br>ただし、熱量計測の標準状態 25、体積計量の参照状態 0、1 気圧 |
| 比重 ( 対空気 )               | 0.555 ~ 0.700   |
| 硫黄分                      | 30 mg/Nm <sup>3</sup> 以下  |
| H <sub>2</sub> S および COS | S 分について、5 mg/Nm <sup>3</sup> 以下   |
| メルカプタン                   | S 分について、6 mg/Nm <sup>3</sup> 以下   |
| 酸素                       | 0.01 mol % 以下 ( 検討中 )   |
| 二酸化炭素                    | 2.5 mol % 以下  |
| 露点                       | -8 ( 70 bar、すなわち 69 atm の条件下 )  |
| 炭化水素露点                   | -2 ( 1 ~ 70 bar の条件下 )  |

注) COS: Carbonyl Sulphide ( 硫化カルボニル )

( 出所 ) EASEE-gas 資料 " Harmonisation of Natural Gas Quality " Feb. 2005 より作成

## 1-4 欧州ガス器具指令 ( Gas Appliances Directive ) について

ガス機器、特に家庭用ガス機器については、多様なガス品質のもとで安全に作動することが困難であるため、欧州各国は国内のガス機器の実勢 ( 機器種類、運用年数、機器普及レベル ) を考慮して、個別に必要な最低限のガス品質基準を作成してきた経緯がある。これに対して、欧州全体でのガス機器の汎用性を高めることを目的として、1990 年にガス器具指令が発効し、1993 年以降市場に投入されるガス機器は、欧州各国の基準に限定されず、より広い範囲のガス品質に対して使用可能とすべきとされた。

ここで、ガス器具指令が対象としているガス機器は、厨房用、暖房用、給湯用、冷凍・冷蔵用、照明用、洗浄用となっており、産業用のプロセスで利用される機器、および通常の作動条件で取扱う水の温度が 105 を越えるガス機器は同指令の適用除外としている。このため、ガスタービン、ガスエンジン、FC ( 燃料電池 )、マイクロコージェネは適用対象外となる。

また、ここで正常なガス機器作動状況とは、「一酸化炭素を発生しない」「燃焼炎の形状に問題がない」「有毒物質が燃焼にともない発生しない」ことを指す。

実際のガス機器の認定マークは、ガスの種類に応じて 3 種類存在する。すなわち、低カロリーガスのみを前提としたもの ( L-mark )、高カロリーガスのみを前提としたもの ( H-mark )、高カロリーガスおよび低カロリーガス

<sup>5</sup> 本稿に関連して、2004 年 4 月に欧州現地調査を実施しているが、その際にコンタクトした事業者あるいは事業者協会は殆どが EASEE-gas のガス品質の問題に関して直接・間接に関与している。

の一部をカバーするもの (E-mark) ) L-mark はオランダのガス機器が該当し、H-mark はデンマーク、イタリア、イギリス、スペインなどの機器が該当する。ベルギー、ドイツ、フランス、イタリアのガス機器は通常 E-mark が付されており、例えばフランスでは高カロリーガスのエリアから低カロリーガスのエリアに需要家が引越しをしてもガス機器が対応できる仕組みとなっている。

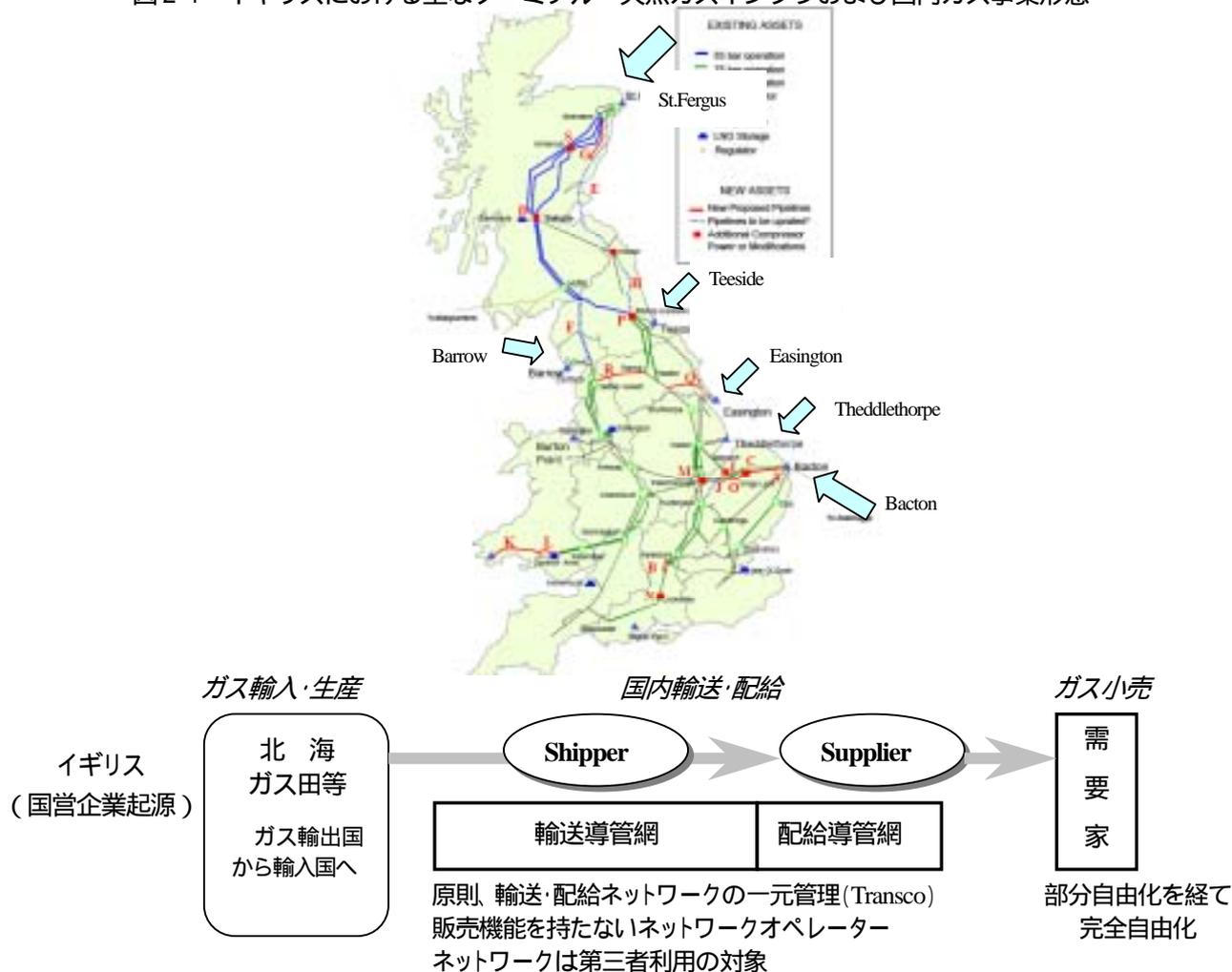
## 2. イギリス

### 2-1 ネットワーク概要

イギリスは北海ガス田および国際パイプラインのインターコネクターを通じて国内へのガス供給がおこなわれている。ガスパイプラインの陸揚げ地点 (ターミナル) の代表的なものとして、St.Fergus、Teesside、Easington、Theddlethorpe、Bacton、Barrow などがある (図2-1 参照)。

イギリス国内の天然ガス供給は、高圧の基幹幹線である NTS (National Transmission System) ) LTS (Local Transmission System) ) および圧力が 7bar (= 約 7kgf/cm<sup>2</sup>) 以下の配給パイプライン網からなっており、主に National Grid Transco (以下、Transco) ) によって所有・運営されている。ガスの付臭は、LTS 以下の段階でなされている。

図2-1 イギリスにおける主なターミナル・天然ガスインフラおよび国内ガス事業形態

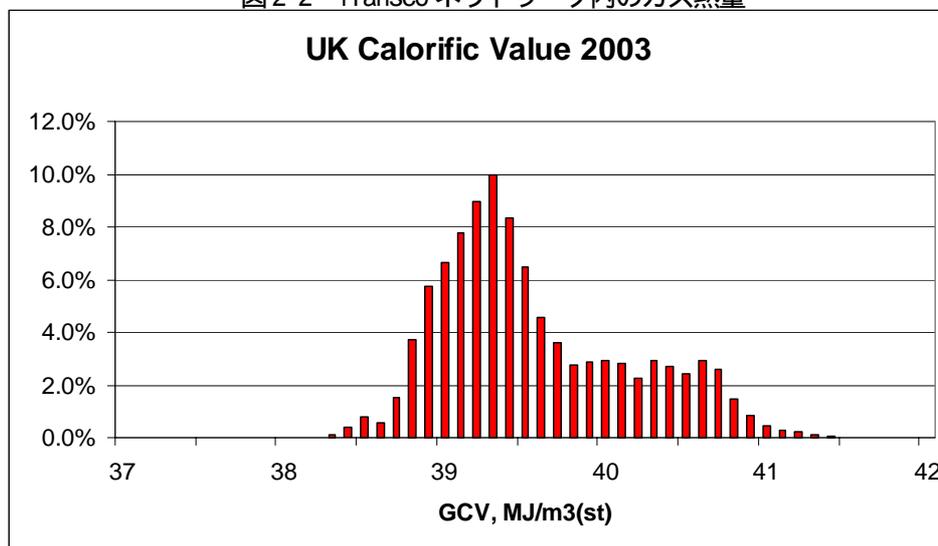


注) ここで、Shipper はパイプラインネットワーク保有者 (Public Gas Transporter と呼ばれる。以下、PGT) と託送契約を締結して Supplier にガスを販売する事業を行っている。Supplier は Shipper から購入したガスを最終需要家へ販売する機能を担っている。なお、Shipper、Supplier はいずれも PGT との兼業は禁止されているが、Shipper は生産者や Supplier との兼業が可能である。(出所) Transco, "Ten Year Statement" などより作成

イギリス国内におけるガスの流れをみると、St.Fergus すなわちイギリス北部から南部に向かうフロー、および Bacton すなわち東部から西部に向かうフローがメインとなっている。

イギリスの天然ガスは熱量ベースで 38.5 ~ 41.5 MJ/m<sup>3</sup> の範囲にあるが（図 2-2 参照）受入ターミナル毎の熱量をみると、St.Fergus : 40 ~ 41.5MJ/m<sup>3</sup>、Easington : 38.1 ~ 38.7 MJ/m<sup>3</sup>、Bacton : 38.2 ~ 38.6 MJ/m<sup>3</sup> となっており、ノルウェー等の北海ガスを受け入れる北部 St. Fergus に比べ南部のターミナルの受入ガス熱量は低くなっている。

図 2-2 Transco ネットワーク内のガス熱量



(出所) Transco 資料

## 2-2 国内ガス品質基準

イギリスでは、1996 年に国内ガス品質基準 GSMR (Gas Safety Management Regulation) が設定され、ウオッベ指数や、すす発生や不完全燃焼に関する指数、硫化水素分、炭化水素露点 (Hydrocarbon Dewpoint)、水素分、酸素分、不純物などのガス組成に関するスペックが規定された。これによって、国営企業であった旧 British Gas による所謂、「業界基準」ではなく国内規制としてガス品質が位置づけられたことになる。

ただし、GSMR の規定で十分というわけではなく、ガスの輸送事業者である Transco は、託送希望者に対して同社のネットワークに導入するガス品質に対して追加的な条件を設定しているのが実情である（表 2-1 参照）。

表 2-1 GSMR と Transco の受入ガス条件の比較

|           | GSMR                             | Transco Safety Limits                           |
|-----------|----------------------------------|---|
| 熱量        |                                  | 36.9-42.3 (MJ/m <sup>3</sup> )                  |
| Wobbe 指数  | 47.20-51.41 (MJ/m <sup>3</sup> ) | 47.20-51.41 (MJ/m <sup>3</sup> )                |
| 硫黄分       | < 50mg/m <sup>3</sup>            | < 50mg/m <sup>3</sup>                           |
| 水素含有量     | < 0.1% (mol)                     | < 0.1% (mol)                                    |
| 硫化水素分     | < 5mg/m <sup>3</sup>             | < 5mg/m <sup>3</sup>                            |
| 酸素含有量     | < 0.2% (mol)                     | < 0.001% (mol)                                  |
| 不完全燃焼指数   | < 0.48                           | < 0.48  |
| すす発生指数    | < 0.60                           | < 0.60  |
| 不純物       | 固形物・液体等が含まれ無いこと                  | 固形物・液体等が含まれ無いこと                                 |
| 炭化水素/水分露点 | 運営に支障が無いこと                       | 炭化水素露点 < 2 水分露点 < 10 (上限 85barg)                |
| 不活性ガス     |                                  | < 7% (CO <sub>2</sub> < 2%・N <sub>2</sub> < 8%) |
| 有機ハロゲン化物  |                                  | < 1.5mg/m <sup>3</sup>                          |
| 放射性物質     |                                  | < 5 ベクレル/g                                      |
| 付臭成分      | 定性的規定                            | 定量的規定   |

(出所) Transco, "Ten Year Statement" および ILEX, "Importing Gas into the UK" (2003.11)より作成

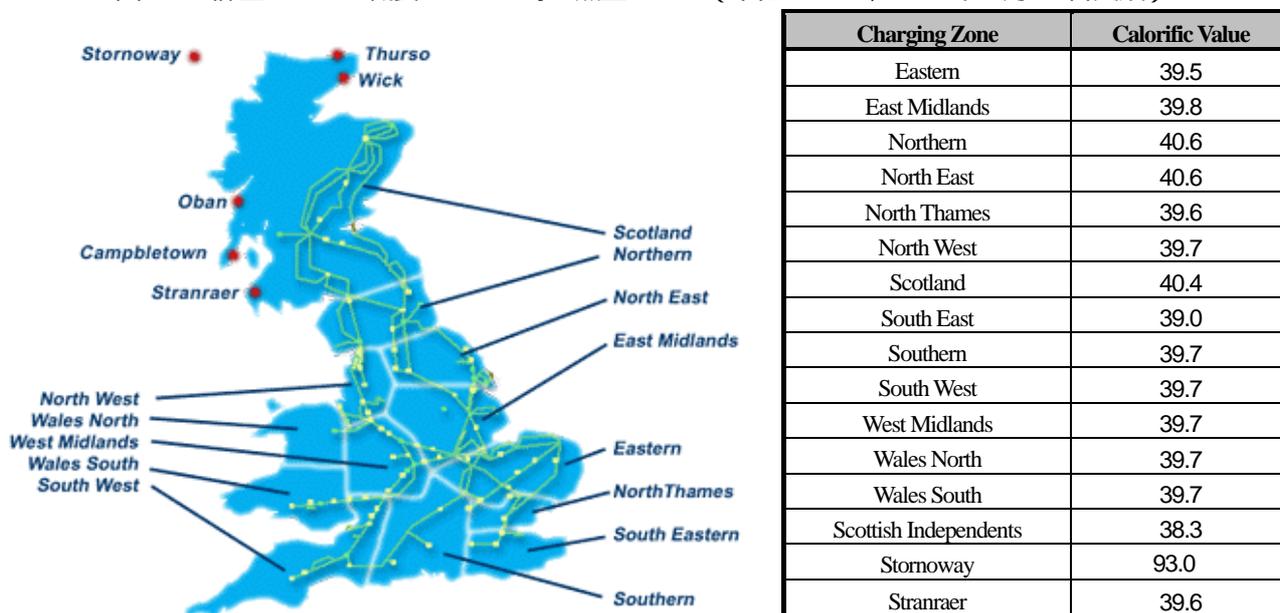
ガス計量に関しては、イギリスの独立規制機関 Ofgas( 現 Ofgem )が 1996 年に規制( The Gas Calculation of Thermal Energy Regulations )を策定し、1997 年には同規制を改定し、後述する「流量加重平均方式」によるエリア毎のガス課金用の熱量特定方式を明記している。

同規制では、その他、ガスの消費エネルギー量の算定方式、事業者のガス計量データの開示・保管方式、罰則規定などについて規定している。

### 2-3 ガス料金課金の考え方

末端需要家へガス料金を課金する際の方式についてみると、Transco ネットワーク管内では 13 の課金エリア (Charging Zone) システムが設定されており、ガスの計量を実際におこなっている Transco から課金用の熱量、正確には体積あたり熱量が Shipper (生産者等からガスを購入しネットワーク託送を通じて Supplier にガスを供給する主体) および Supplier (Shipper よりガスを受取り最終需要家にガスを供給する主体) に毎日に通知されている (図 2-3 参照)。

図 2-3 課金エリアの概要とゾーン毎の熱量データ (単位: MJ/m<sup>3</sup>、2005 年 5 月 25 日実績)



注: Stornoway の値が高いのは、LPG のため

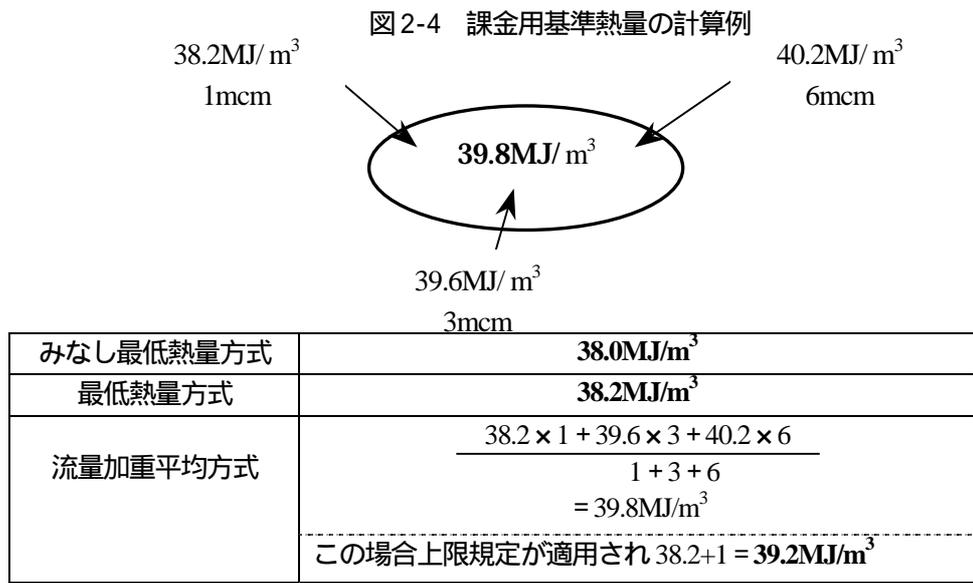
(出所) Transco HP

現在、各課金エリアに流入するソース毎のガス熱量の加重平均値が当該日の課金用熱量として原則用いられている。また、同数値は当該エリアに流入するガスの最低熱量に 1MJ/m<sup>3</sup> を加えた値をこえないこととなっており、いわゆる上限制約がかけられたシステムとなっている。

この課金用熱量を設定する際の流量加重平均方式は、幾度かの修正、すなわちエリア毎に一定の基準みなし熱量 (Declared CV) を定める方式、およびエリア毎に流入するガスソースの最低熱量を基準熱量とする方式 (ガス計量に関する規制策定時点 (1996 年) では、最低熱量による課金方式を規定していた) を経て現在に至っている (図 2-4 参照)。

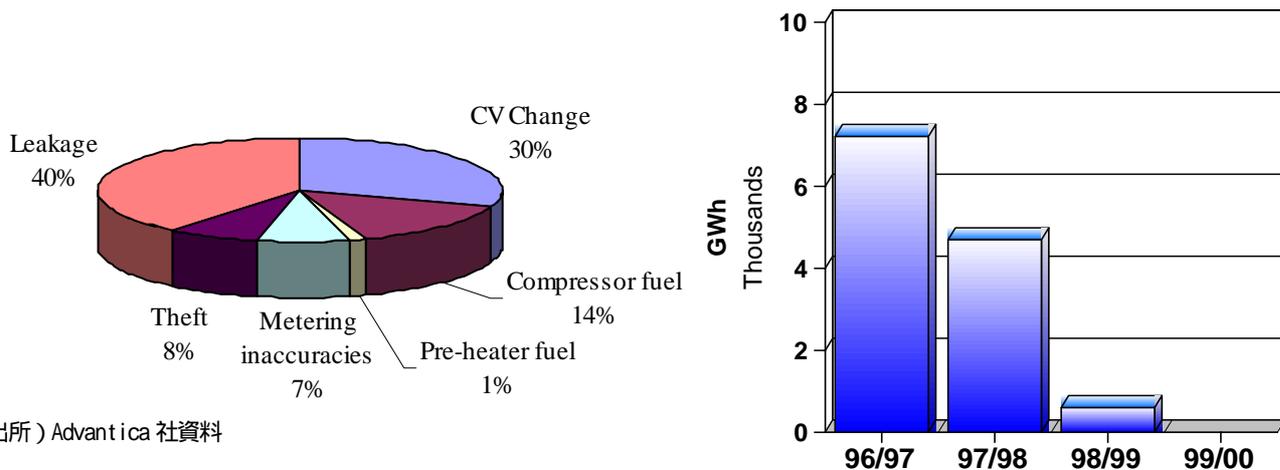
ガスの熱量が時々刻々変動し、かつわが国の一般ガス事業のように標準熱量にもとづく熱量管理がおこなわれていない場合、需要家に供給されるガスのエネルギー量をリアルタイムで把握できればガス料金の課金にあたり理論上問題は発生しないが、それには需要家全てに熱量計を設置する必要があり、設備投資のコストを考えると現実的ではない。このため、課金の前提となる単位体積当たり熱量をある程度簡略化して想定することになるが、この場合、料金回収が困難な「未課金エネルギー」が必然的に発生する。Transco にとって、この未課金エネルギーを削減することが重要課題であり、中でもこの熱量の設定に起因する割合が高かった (図 2-5 参照)。こうした問題意識のもとで、前述の通り、幾つかのプロセスを経て流量加重平均方式が採用されるに至った。

流量加重平均方式を採用するにあたり、クロマトグラフ(ガス物性測定装置)をガス払出地点に 66 箇所増設するなど 1,000 万ポンドの設備投資が発生したが、未課金エネルギーの減少により(=未回収収益の低下)同設備投資の回収年数はわずか 134 日とされている。



(出所) 各種資料をもとに作成

図 2-5 未課金エネルギーの内訳(1996 年データ)と時系列推移



(出所) Advantica 社資料

#### 2-4 今後の課題

イギリスは今後 10 年間でガス自給率が 50~60%低下し、域外からの LNG、パイプラインガス供給への依存度を高めざるを得ない状況にあり、ExxonMobil 等によるイギリス西岸における LNG 基地の建設、オランダの Balgzand とイギリスの Bacton を接続するパイプライン整備の計画が現在進められている(図 2-6 参照)。

この場合に、将来導入が想定されるノルウェー等の域外ガスの品質が問題であり、これらのガスは既存の国内ガス品質基準よりも高いウオッペ指数となっているのが特徴である。つまり、現状の GSMR を遵守する限り、域外ガスの熱量等の調整をせずに国内に導入することは基本的に出来ないことになる。

こうした背景から、イギリス貿易産業省は (Department of Trade and Industry, DTI)、Ofgem および HSE (厚生保安院) と共同で、これらの新たな天然ガスソースの国内導入にあたって生じる影響・問題について「3 Phase Study」といわれる検討を 2003 年 6 月より開始している。

対応策の考え方としては、

既存の GSMR の改定 (ウオッペ指数条件の上限値緩和、あるいはウオッペ指数許容幅の上方シフト など) LNG を窒素で希釈 (=減熱) することにより受け入れ、既存の国内ガス品質基準 (GSMR) を維持する

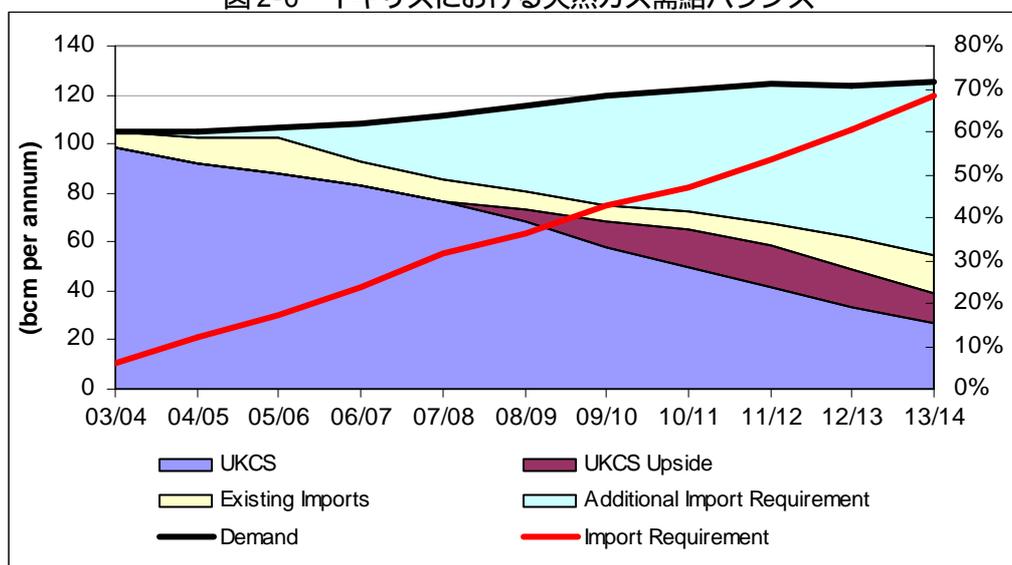
のいずれかが想定されるが、はガス機器の燃焼性状チェックによる客観的なデータをもとにした検討が不可欠で、1991 年以降機器調査を実施していない現状では、経年化した老朽ガス機器などの実態把握が困難な状態にある。参考までに、イギリスでは 4,000 万以上のガス機器が普及しているのに対して、ガス市場の自由化後は需要家のガス機器保有状況などに関するデータベースが整備されていない状態となっている。過去には旧国営企業 British Gas の時代に 1978 年および 1991 年にそれぞれ 1,200 種類、4,200 種類の家庭用ガス機器を対象とした燃焼特性調査を実施している。

こうした状況を勘案すると、当面は窒素減熱により LNG を導入し、老朽ガス機器更新後(10~20 年後)に GSMR 改定を検討するのが現実的と考えられる。

この 3 Phase Study は今後、ガス品質変動に対してその影響を把握しておくべきガス機器のグルーピング、ガス品質変動に対するガス機器の(正常)作動範囲の特定、およびガス品質が変動する場合の設備更新などとするべき対応・調整措置について検討する「Full Study」の段階が残っている。その後、家庭用・業務用・産業用ガス機器の種別普及状況を把握する「Appliance Survey」の段階を経ることになっており、先の「Full Study」および「Appliance Survey」が 2005 年夏までに終了する予定である。

なお、これらの結果を受けて公的な審議(Public Consultation)の段階に入ることになっており、DTI、Ofgem、および HSE がガス品質の問題に対して最終的な政策提言を取り纏めるのは、2005 年末頃とみられている。

図 2-6 イギリスにおける天然ガス需給バランス



注) 上記グラフのうち、「Import Requirement」以外の項目については左軸が具体的な数値を示している  
(出所) Transco, "Ten Year Statement"

### 3. フランス

#### 3-1 ネットワーク概要

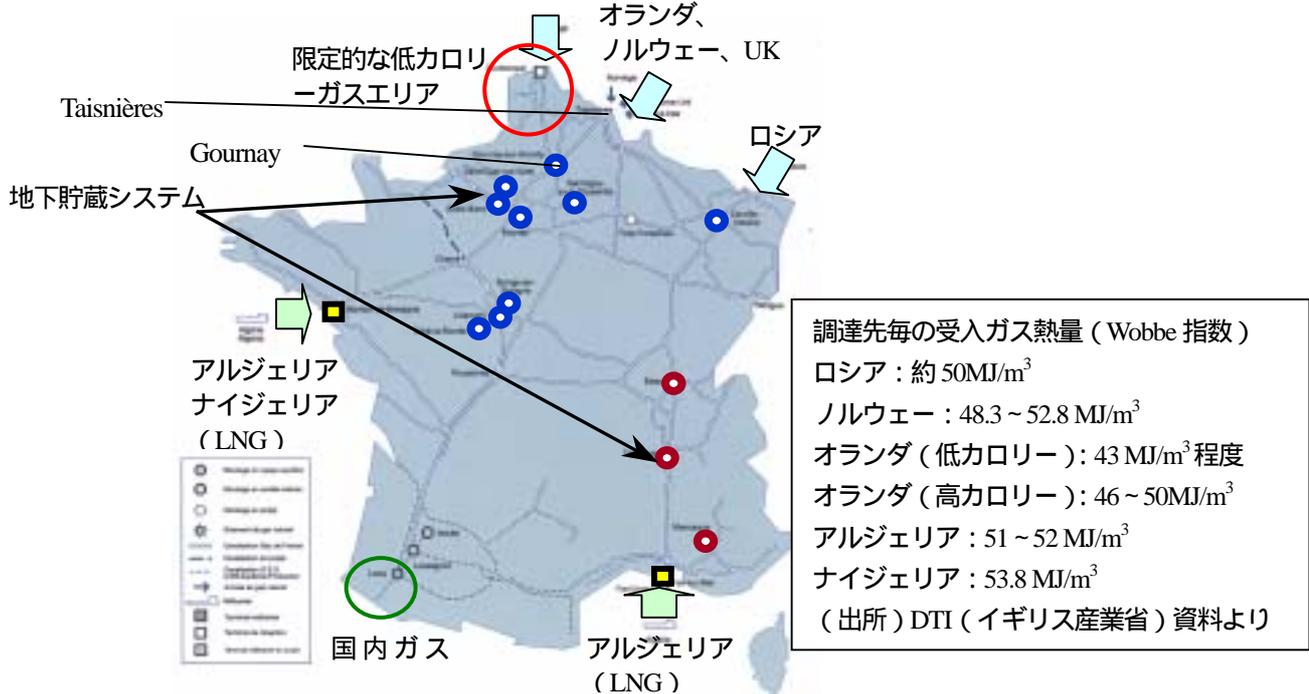
フランスでは国産天然ガスが南西部の Lacq 地方で生産されているが、天然ガスは殆ど域外輸入に依存している。天然ガスの調達先をみると、フランス北部ではオランダ、ノルウェー、ロシア、イギリスからのパイプラインガスを輸入しており、逆に西部および南部から、アルジェリア、ナイジェリアの LNG を輸入している。

パリ付近、フランス中心部および南東部にはガス地下貯蔵設備が計 14 箇所存在し、年間ガス消費量の 1/4 程度をストックできる（貯蔵容量 9.9Bcm、11 箇所は帯水層型（季節間格差対応）3 箇所は岩塩層型（ピーク対応））。

国内ガスのネットワークは、高カロリーガスと低カロリーガスで分離されており、フランス北部では、限定的にオランダの低カロリーガスを導入している（図 3-1 参照）。また、高カロリーガスと低カロリーガスの混合は、北部の Taisnières および Gournay において実施されている。なお、ガスの付臭は国内ネットワークにガスが流入する際におこなわれており、地域配給パイプラインに関してガス品質管理上、特段措置はとられていない。

国内最大のガス供給会社である Gaz de France（フランスガス公社 GdF）は新規参入者に対して、高カロリーガスを低カロリーガスに変換するサービスを一年契約で提供しているが、これは物理的なガスの混合あるいは窒素減熱などで対応している訳ではない。実態としては、GdF が国内に供給される高カロリーガスと低カロリーガスの量を、両者のスワップで調節することで、あくまで「みかけ上」の熱量変換をおこなっており、高カロリーガスを保有する新規参入者が低カロリーガスでの市場参入を可能としている（このため「仮想的なガス混合プロセス（Virtual Mixing）」と表現されることもある）。なお、EU 委員会と GdF で協議の結果、2005 年 1 月以降、料金や契約期間などの供給条件についてより透明性の高い / 非差別的な熱量変換サービスの提供が求められている。

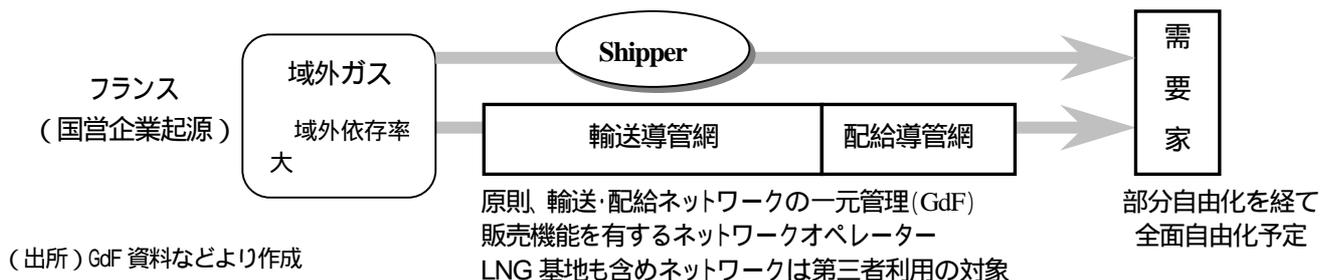
図 3-1 Gaz de France のガスインフラ概要と国内ガス事業形態



ガス輸入・生産

国内輸送・配給

ガス小売



新規参入者による低カロリーガスエリアでの競争という観点では、既述の様に熱量の問題が取り上げられているが、フランス全体のガス市場競争の観点でみると、むしろネットワークにおいて北部・南部・北部・東部・北部・西部の各幹線において設備容量に制約があり、これが北海ガスや Zeebrugge（ベルギー）を経由してイギリスから供給されるガスをフランス国内に供給する上で障害となっている点が問題視されている。このインフラの容量制約が結果として新規参入がフランス北部にのみ集中し、南部でのガス対ガスの市場競争は Fos-sur-Mer 基地等の第三者利用が進むなどの条件がなければ実質的に困難としており、この点は同国の独立規制機関 CRE などが指摘している（図 3-2 参照）。

図 3-2 フランスガス市場における新規参入状況（北部への集中）



(出所) CRE, "Activity Report", 2004.6

### 3-2 国内ガス品質基準

国内ガス品質基準は、規制によりガスの総発熱量、硫化水素分、蒸気露点温度、硫黄分等については基準が存在し、さらに GdF が同規制を補完する形でウオッペ指数、付臭剤成分（THT）について基準を策定している。

国内規制に加え事業者基準で受入ガス品質条件を規定するという点では、イギリスと同様である（表 3-1 参照）。

表 3-1 フランス国内ガス品質基準（法規制および GdF 基準）

|          |         | 国内規制        | GdF 基準      | Unit               |
|----------|---------|-------------|-------------|--------------------|
| 熱量       | H-type  | 10.7 ~ 12.8 | 10.7 ~ 12.8 | kWh/m <sup>3</sup> |
|          | L-type  | 9.5 ~ 10.5  | 9.5 ~ 10.5  | kWh/m <sup>3</sup> |
| Wobbe 指数 | H-type  |             | 13.4 ~ 15.7 | kWh/m <sup>3</sup> |
|          | L-type  |             | 11.8 ~ 13.0 | kWh/m <sup>3</sup> |
| 硫化水素分    | Instant | 15          | 15          | mg/m <sup>3</sup>  |
|          | Monthly | 7           | 7           | mg/m <sup>3</sup>  |
| THT      |         |             | 15 ~ 40     | mg/m <sup>3</sup>  |
| 水分露点     |         | < -5        | < -5        |                    |
| 硫黄含有量    |         | < -150      | < -150      | mg/m <sup>3</sup>  |

(出所) GdF プレゼン資料

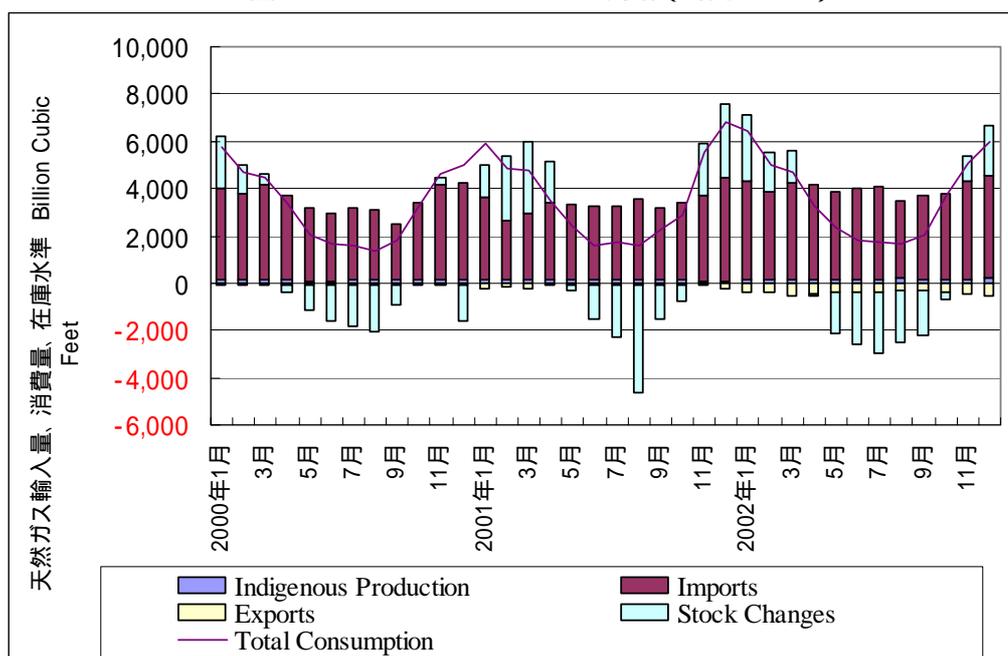
### 3-3 ガス料金課金の考え方

フランスでは、約 60 のガス品質エリア (Gas Quality Area)<sup>6</sup> が設定され、それぞれ熱量計測が行われている。これによって、輸送パイプラインを通じて供給されるガスの熱量が日ベースで特定され課金に反映されている。

このエリアは固定的なものではなく、パイプラインネットワークの拡張あるいはガスフローの変化に応じて適宜エリアを新たに設定する、あるいは逆にエリアを統合することがある。GdF によると、一日あたり熱量の格差が 1MJ/m<sup>3</sup> 以上発生する場合は、このガス品質エリアを新たに設けることとなっている。

ガス品質エリアの数を見ると、GdF によると、フランス全土で 60、パリ市内で 4、イル・ド・フランス (パリ中心部から 100km 圏内) で 20 エリア以上とされており、パリ近傍での数が比較的多い。この理由については、大都市部であるパリ近傍には地下貯蔵システムが多く、特に冬場において不需用期に貯蔵したガスを払出す関係で (図 3-3 参照) エリアによって熱量の変動が顕著になるためにこうした措置が必要になるものと考えられる。

図 3-3 フランスにおけるガス需給 (月間ベース)



(出所) Natural Gas Information より作成

熱量計測の考え方については、イギリスにおいても、British Gas の自主的な運用から、規制 (The Gas Calculation of Thermal Energy Regulations) を制定して流量加重平均方式を明文化したように、今後 2007 年に向け全面自由化の方向性に進むにあたり、ガスの課金のための熱量計測の方法などについて規制が制定される模様である。

### 3-4 今後の課題

ガス機器の観点についてみると、家庭用ガス機器に関しては、フランスの場合、高カロリーガス、低カロリーガスいずれの地域でも使用できる品質となっている (いわゆる E マーク商品。ドイツ、ベルギーも同様)。

産業用ガス機器については、欧州では、欧州ガス事業者協会 (EASEE-gas) を中心に欧州大でのガス品質統一を検討しているが、現在、提案されているウォツベ指数などの範囲 (表 1-1 参照) に関しては、フランスは現行の国内の基準で大きな問題は発生しないと考えられる。

なお、フランスでは LNG に関してアルジェリア産の他にオマーン等の中東やエジプトからの調達を実施・計画しているが、GdF によると特に中東産など熱量の高い LNG の調達にあたり調整措置が必要とされている。

<sup>6</sup> GdF によると、ガス品質エリアの導入理由は、熱量課金の妥当性に関する需要家側の要請にもとづく、とされているが、イギリスのケースと比較して、クロマトグラフ等熱量計測に関する投資対効果をどのように考え、また課金エリアをどのように運用しているか、という点については情報が得られていない。

## 4. オランダ

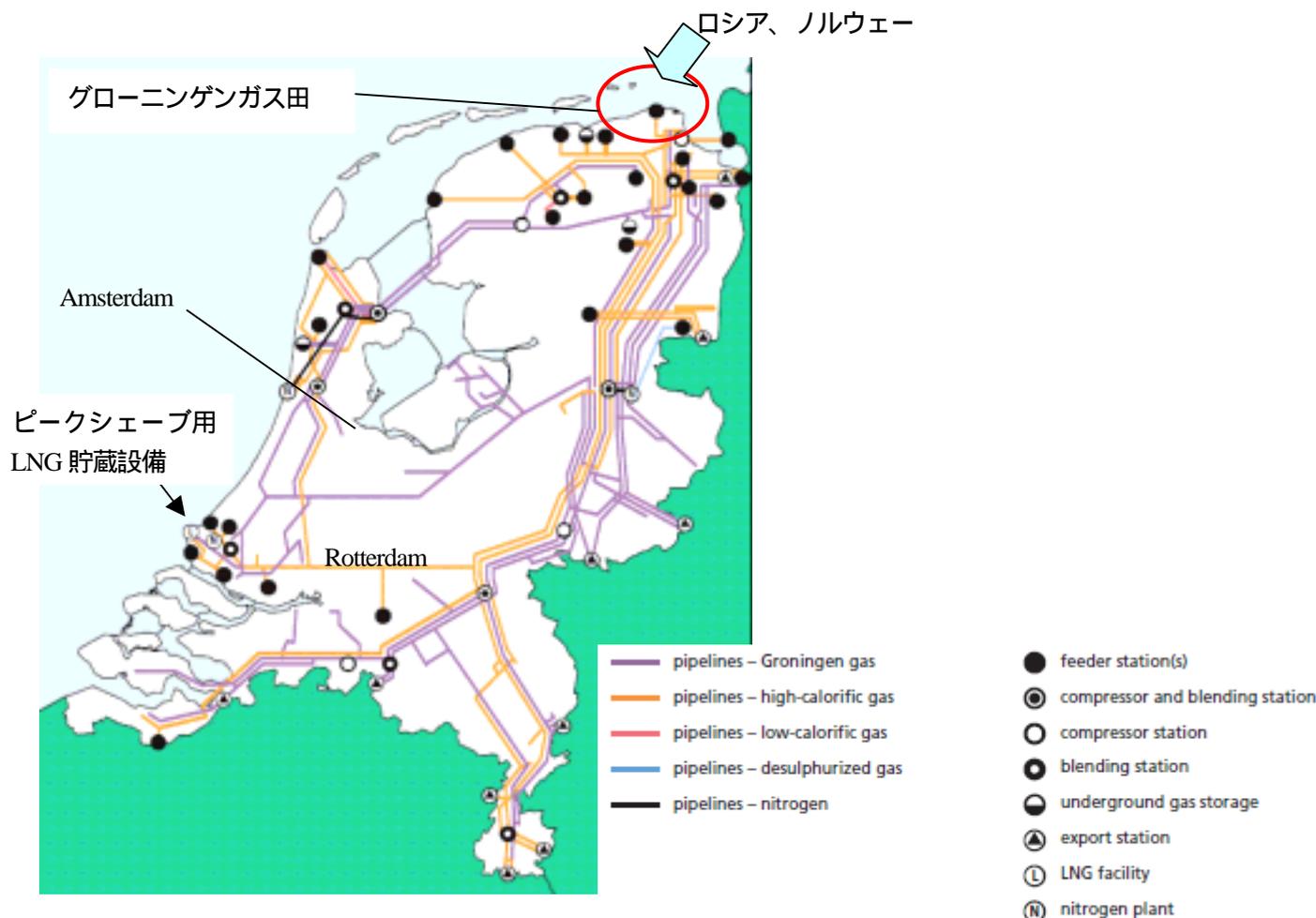
### 4-1 ネットワーク概要

オランダ北部に低カロリーガス(G-gas)を産出するグローニンゲンガス田が存在しており、旧国営会社 Gasunie は、グローニンゲンから南部のアムステルダム等の需要地に向けて低カロリーガス(G-gas)のパイプラインを整備してきた。またその一方で、イギリス、ノルウェー、ロシアから高カロリーガスを輸入するため、低カロリーガスのパイプラインとは別系統の高カロリーガス(H-gas)パイプラインを整備している(図4-1 参照)。こうした2系統のパイプラインの他、短距離のL-gas(グローニンゲンガスよりも更に低カロリーのガス)および窒素ガスのパイプラインが存在する。

現在、オランダ国内の基幹輸送パイプラインは Gasunie から分社した GTS (Gastransport Services) が運用主体となっているが、同社のその他の設備として、ガス減熱用の窒素プラントが3ヶ所、昇圧ステーション(Compressor Station)が8ヶ所、高/低カロリーガスの混合ステーション(Blending Station)が9ヶ所に存在する。また、冬季の需要ピーク時の備蓄用に、150億m<sup>3</sup>規模の低カロリーガス専用のLNG貯蔵設備がロッテルダム近郊に1ヶ所あり、夏に天然ガスが液化貯蔵されているが、貯蔵ガスは昇圧ステーションの異常時に使用される程度で、現状あまり使用されることはない。

オランダでは、グローニンゲンガス田の生産量を調整することにより、需要の季節変動を吸収してきたため、長らく天然ガス地下貯蔵設備は存在しなかったが、現在は、枯渇したガス田を利用して造られた天然ガス地下貯蔵設備が北部2ヶ所(Norg、Grijpskerk)と中西部1ヶ所(Alkmaar)の計3ヶ所にある。内1ヶ所が低カロリーガス用の設備となっており、容量は3ヶ所合計で24億m<sup>3</sup>である。

図4-1 GTS (Gastransport Service) のインフラ概要





オランダ北西部で算出されるグローニンゲンガス(G-gas)は、N<sub>2</sub>含有率(約15%程度)が高く、CH<sub>4</sub>含有率(約81%程度)が低い点特徴で、総発熱量(GCV)が35.2 MJ/Nm<sup>3</sup>程度、ウオッベ指数が43.9 MJ/m<sup>3</sup>程度(体積標準状態は0、1気圧)であるため、他国においては低カロリーガス(L-gas)として供給されている(以下、オランダでは低カロリーガスをG-gasとして表記する)。

低カロリーガスは、配給事業者(LDC)を通じて主に家庭用に供給される他、農業(温室)用にも供給されており、高カロリーガスは、発電所あるいは産業需要家向けの供給や輸出に利用されている(表4-1 参照)。

表 4-1 オランダのガス需要家の特性

|              | 家庭用   | 大口需要家用 | 農業(温室)用 | 産業用   | 発電用   |
|--------------|-------|--------|---------|-------|-------|
| ガス品質         | G-gas | G-gas  | L-gas   | H-gas | H-gas |
| ガス消費量[Bcm/y] | 14.2  | 4.4    | 4       | 13.2  | 8.6   |

(出所) The Brattle Group, "Wholesale Gas Competition in the Netherlands and Implications for Phase Customers," (2003)

#### 4-2 国内ガス品質基準

GTSは自社のタリフ(託送約款)の中で、ガスの受入ポイント毎にガス品質基準を定めているが、イギリスやフランスにみられるような規制レベルでの国内ガス品質基準は存在しない。GTSのタリフ(託送約款)によると、同社のパイプライン網の受入ガス熱量は、低カロリーガスの場合30.0~36.5 MJ/Nm<sup>3</sup>、高カロリーガスの場合37.0~45.0 MJ/Nm<sup>3</sup>である。GTSのタリフに規定されているガス品質基準は下記の通りである(表4-2 参照)。

表 4-2 GTS (Gastransport Services) の託送時のガス品質基準

| ガス品質                           |          | 基準値                             |
|--------------------------------|----------|---------------------------------|
| 熱量                             | 低カロリーガス網 | 30.0~36.5 (MJ/Nm <sup>3</sup> ) |
|                                | 高カロリーガス網 | 37.0~45.0 (MJ/Nm <sup>3</sup> ) |
| Wobbe 指数                       | 低カロリーガス網 | 38.9~46.5 (MJ/Nm <sup>3</sup> ) |
|                                | 高カロリーガス網 | 47.0~56.7 (MJ/Nm <sup>3</sup> ) |
| O <sub>2</sub> 含有量             |          | ~0.1 (volume %)                 |
| CO <sub>2</sub> 含有量            |          | ~8.0 (volume %)                 |
| 芳香族化合物 (Aromatic Compound) 含有量 |          | ~0.0223 (mol %)                 |
| H <sub>2</sub> S 硫黄成分量         |          | ~5 (mg/m <sup>3</sup> )         |
| Mercaptan 硫黄成分量                |          | ~15 (mg/m <sup>3</sup> )        |
| 全硫黄成分量                         |          | ~20 (mg/m <sup>3</sup> )        |
| 水分露点 (Water Dewpoint)          |          | ~-8 ( )                         |
| 液体炭化水素含有量                      |          | ~5 (mg/m <sup>3</sup> )         |
| 温度                             |          | 0~50 ( )                        |
| 圧力                             |          | ~80.0 (bar)                     |

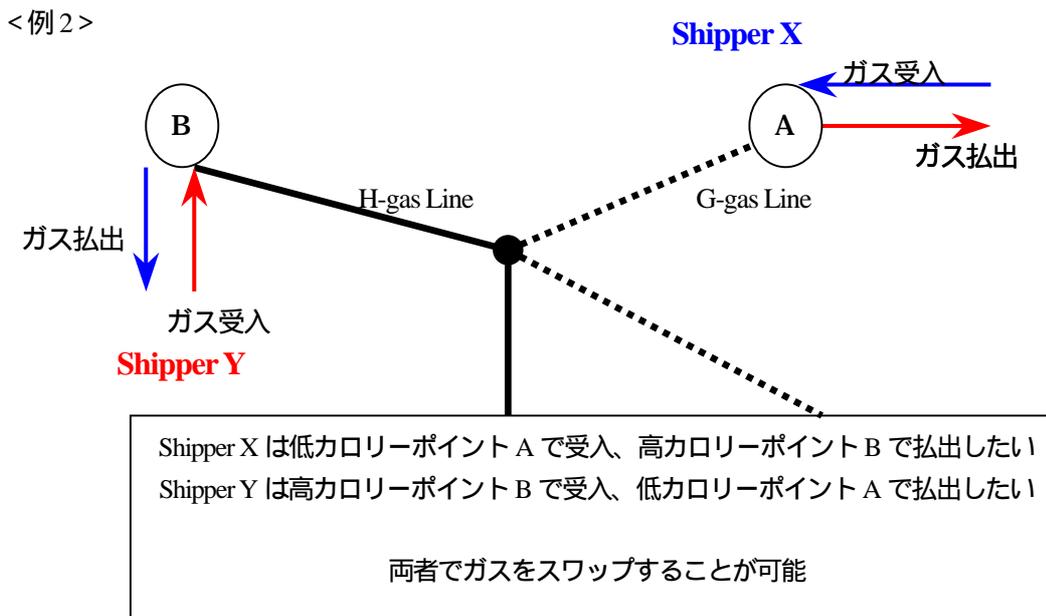
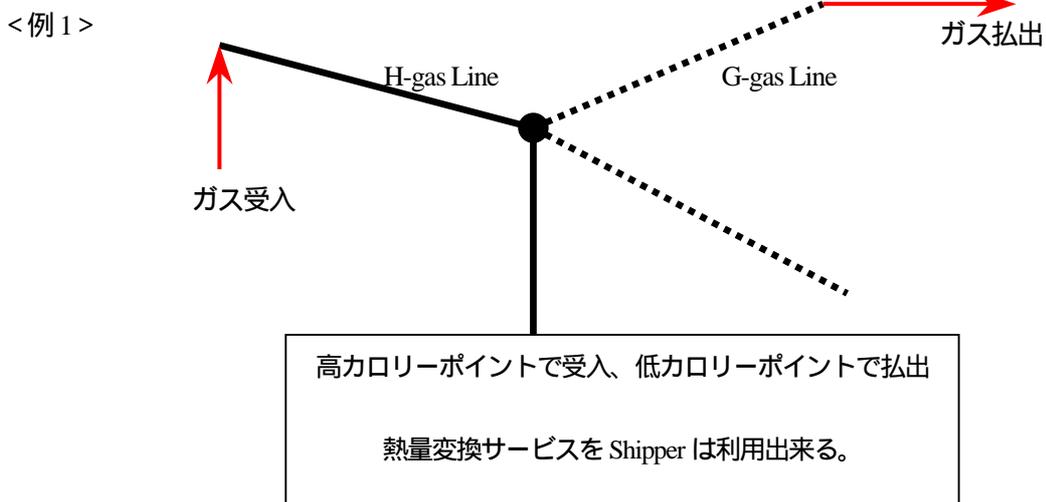
(出所) GTS ホームページより作成

高カロリーガスを調達した Shipper が、託送により低カロリーガスのパイプラインに接続された需要家に供給したい場合、GTS (Gastransport Services) の提供する熱量変換サービスを利用することが出来る。この熱量変換サービスは、高カロリーガスの受入地点から低カロリーガスの払出地点に託送を行う場合に限って提供されているもので、高カロリーガスを窒素で減熱するか、あるいは低カロリーガスと混合 (blending) することによって、熱量を調整している。窒素で減熱するか、低カロリーガスと混合するかは、ケース・バイ・ケースで選択されているが、GTS によると、窒素ガスは価格が高いため、可能な限り低カロリーガスとの混合を選択するとのことである。

GTS は定期的に熱量変換サービスの利用可能容量を公表しているが、通常の本社のオペレーションで殆どが利用されているため、新規参入者である Shipper に対して提供される熱量変換サービスの余力は限定的である。

上述の通り、熱量変換サービスは、高カロリーガスの受入地点から低カロリーガスの払出地点に託送を行う場合に限って提供されるため、逆に低カロリーガスの受入地点から高カロリーガスの払出地点に託送を行う場合には利用出来ない。しかし、図 4-2 に示すように、GTS の提供するサービスとは別に、低カロリーガスの受入地点 A から高カロリーガスの払出地点 B への託送を希望する Shipper X は、高カロリーガスの受入地点 B から低カロリーガスの払出地点 A への託送を希望する Shipper Y が存在する場合には、両 Shipper 間でガスをスワップすることにより、物理的にというよりも商流上の措置によって熱量変換を実現することが可能である。

図 4-2 熱量変換サービスの例



(出所) (財)日本エネルギー経済研究所作成

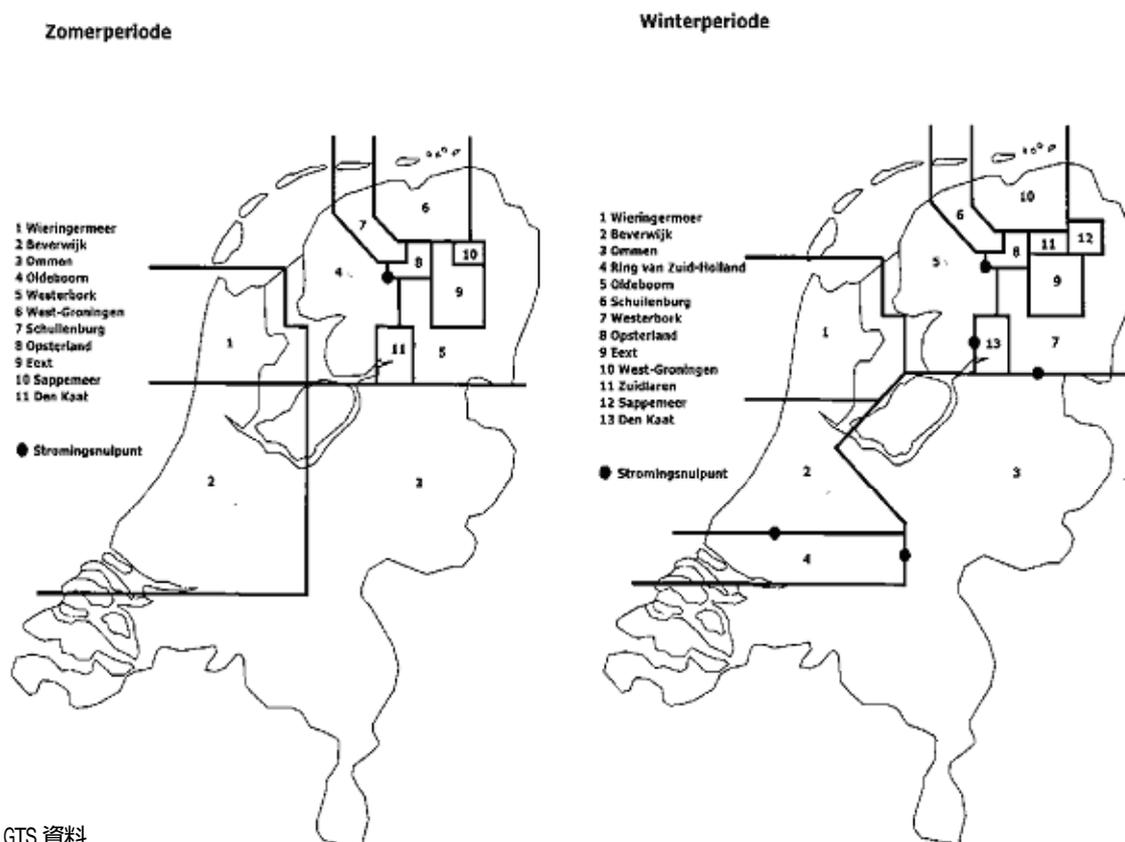
配給事業者は付臭義務を負っているが、実際には、配給事業者は GTS の提供する付臭サービスを利用しており、GTS から配給事業者への払出ポイント（City Gate）で付臭が行われている。

実際のガス熱量計測という点でみると、国内 98 ヶ所にガスクロマトグラフが設置され、ガスの計測が 15 分毎に行われている。計測データは GTS のオンラインシステムにより収集され、需要家は計測データを同社のホームページ上で閲覧することが出来るようになっている。

#### 4-3 ガス料金課金の考え方

ガス料金の課金（毎月課金）については、「課金エリア」が設定されており、計測された熱量を基にエリア毎に課金用の標準熱量が定められる。課金エリアは夏と冬に変更が行われ、下図の通り、夏は 11 エリア、冬は 13 エリアとなっている（図 4-3 参照）。この理由は前述のフランスと同様、需要期 / 不需要期における輸入 / 国内ガスのフローパターンの変動によるものと考えられる。

図 4-3 オランダの課金エリア（左：夏、右：冬）<sup>7</sup>



(出所) GTS 資料

課金は月単位で行われており、課金エリアに流入するガスソースの数等に応じて、下記の 3 つの課金方式が採用されている。

Method 1 - 流入するガスソースが 1 つの場合 -

流入するガスソースが 1 つの場合、1 時間毎の平均熱量 × 流量を元に 1 ヶ月分の加重平均値を計算し、これをその課金エリアの当月の標準熱量としている。3 つの課金方式の中で最も主要な方式である。

Method 2 - 流入するガスソースが 2 つ以上の場合 -

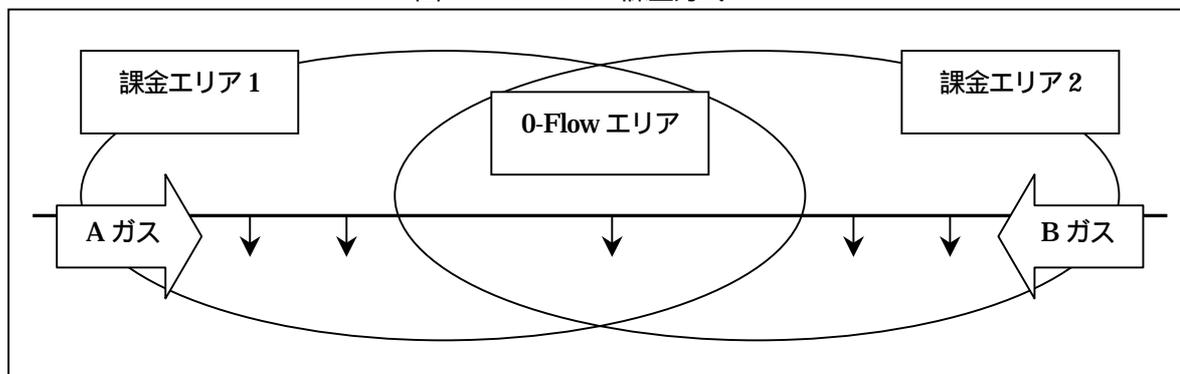
流入するガスソースが 2 つ以上の場合も、Method 1 と考え方は共通で、1 時間毎の平均熱量 × 流量を元に 1 ヶ月分の加重平均値を計算するが、熱量については、流入するガスの 1 時間単位での最低熱量を計算に用いる。

<sup>7</sup> ここで、GTS は LDC やバイパス供給の対象となる一部の大口需要家に（卸）供給等をおこなう主体であり、配給事業者ではないため、この課金エリアの考え方が配給事業者の供給対象需要家に対してどのように適用されるかについては、今後調査が必要である。

Method 3 - 隣接する課金エリアのそれぞれに異なるソースのガスが流入する場合 - (図 4-4 参照)

課金エリアが隣接し、それぞれに異なるソースのガスが流入するケースでは、まず、それぞれの課金エリアで上記 Method 1 または Method 2 のいずれかの課金方式により課金される。ただし、こうして計算された各課金エリアの標準熱量が、実際に流入しているガスの熱量  $\pm 0.4\%$  を超える場合には、「0-Flow エリア」と称される新たな課金エリアが割り当てられ、0-Flow エリアには新たに標準熱量が設定されることになっている。

図 4-4 Method 3 課金方式



(出所) GTS (Gastransport Services) 資料より作成

#### 4-4 今後の課題

オランダでは、家庭用には低カロリーガスが供給されており、低カロリーガスの品質は安定していることから、ガス品質の変動と家庭用ガス機器への影響については特に問題がなく、これまで検討されることもなかった。

EASEE-gas で議論される欧州大でのガス品質の統一化についても、低カロリーガスは欧州の一部で部分的に流通しているに過ぎないことから、低カロリーガスの品質は検討の対象とはされていない。

従って、オランダでは EASEE-gas での議論の行方は、家庭用ガス機器には何ら影響はなく、影響があるとすれば、高カロリーガスが供給されている産業用需要家のガス機器のみである (図 1-1 参照)。

現在、オランダではガス市場が全面自由化の段階に入っているが、全面自由化以前から低カロリーガスに関する設備資産を事実上独占しているのが Gasunie であるため、小規模需要家を自由化しても実際の新規事業者の参入には困難が予想されている。

こうした問題意識を背景に、オランダのエネルギー規制局 (Office of Energy Regulation; Dte) は熱量等ガス品質の問題を含め、小規模需要家を自由化するにあたっての問題点についての調査をイギリスのコンサルタント会社 Brattle Group に委託している。同社は、2003年6月にレポート "Wholesale Gas Competition in the Netherlands and Implications for Phase III Customers" を提出しており、その中で次のような指摘をおこなっている。

H-gas (高カロリーガス) を減熱して G-gas (低カロリーガス) を供給することは可能であるが、小規模需要家の需要は季節間により、あるいは1日の中でも大きく変動するため、こうした需要変動に応じて H-gas の調達を行うことは難しい。さらに、GTS のパイプライン網を通じて調達したガスの託送を行う場合、需要変動によりインバランスペナルティが発生する等、コスト高となる可能性も考えられる。

G-gas から H-gas への変換もガス機器側の改良や供給圧低減等によって対応可能であるが、小規模需要家にとっては、変換コスト負担が大きくなるため、実際的でない。また、配給事業者としても、そもそも G-gas の生産と輸送がそれぞれ Gasunie と GTS により独占されている中であって、競争的な条件で G-gas を調達すること自体が難しいという問題がある。

G-gas から H-gas への変換についてはさらに、配給事業者が投資して H-gas に転換するインセンティブがないことや、少数需要家の反対があった場合に調整が難航するといった問題もある。

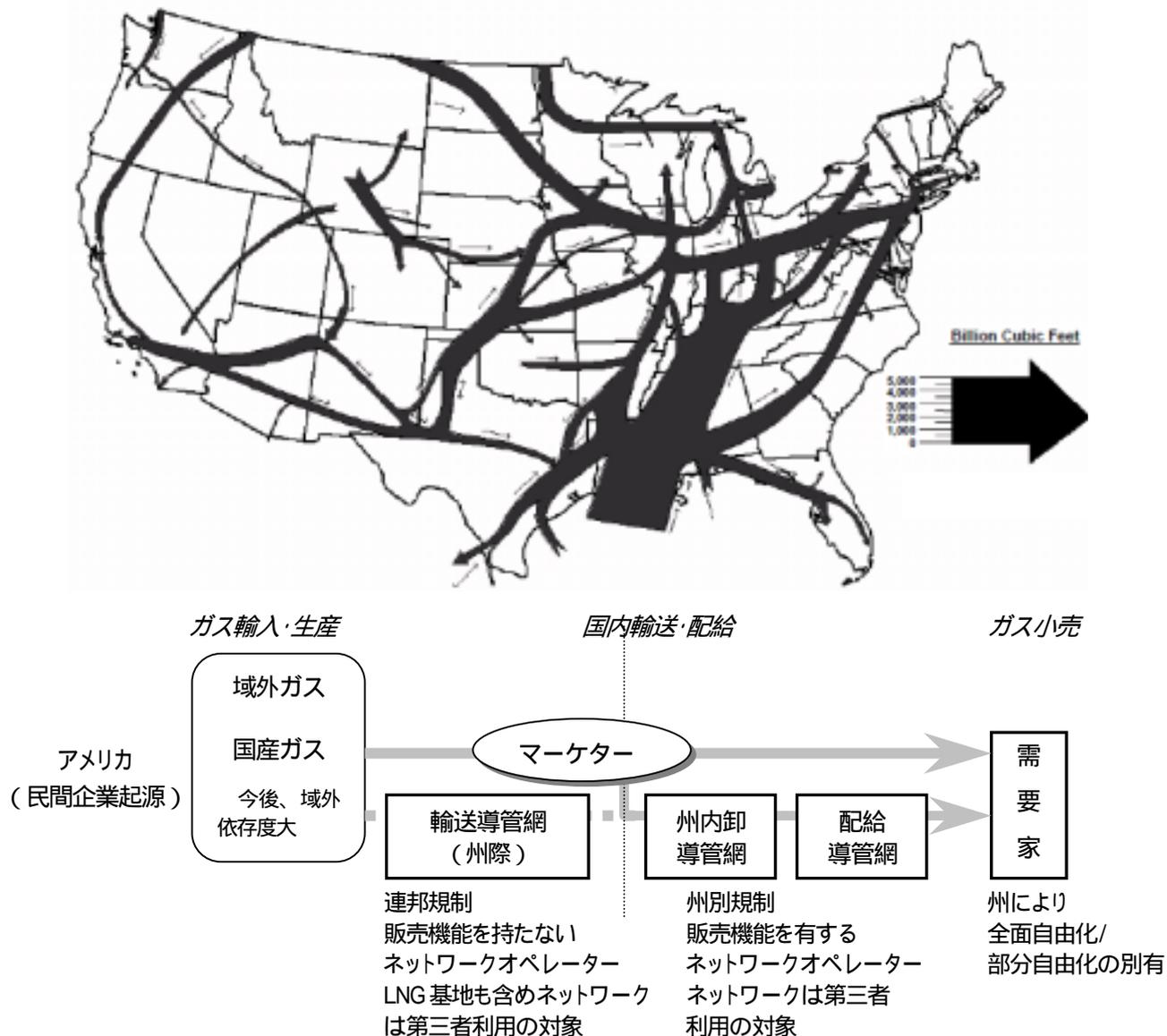
小規模需要家は、大規模需要家に比して、エネルギーの安定供給を重視する傾向にあるが、新規参入者は、G-gas 供給あるいは H-gas 供給のいずれの場合にしても、万一のバックアップ供給手段を有していない。

## 5. アメリカ<sup>8</sup>

### 5-1 ネットワーク概要

アメリカでは、国内ガス田を基点として州をまたぐ州際パイプラインが発達してきたが、ANR( El Paso 子会社)、NGPL ( Natural Gas Pipeline Company of America )、Texas Eastern、Transcontinental パイプライン等を通じてメキシコ湾岸から北東部の需要地間への供給がガスの基幹的なフローとなっている ( 図 5-1 参照 )

図 5-1 州際パイプラインの主なガスフロー ( 2003 年ベース ) および国内ガス事業形態



(出所) EIA, " Natural Gas Annual 2003 ", Dec.2004

<sup>8</sup> アメリカについては、州際パイプライン事業者が 150 以上、最終需要家にガスを供給する配給会社 (Local Distribution Company 以下、LDC) が 1,300 以上とプレーヤーの数が極めて多く、全体像を掴むことは困難である。このため、ここでは主にジョージア州の Elba Island LNG 受入基地と接続している州際パイプライン事業者 Southern Natural Gas Co. とイリノイ州に位置する Nicor Gas を例にとり記述している。

5-2 国内ガス品質基準

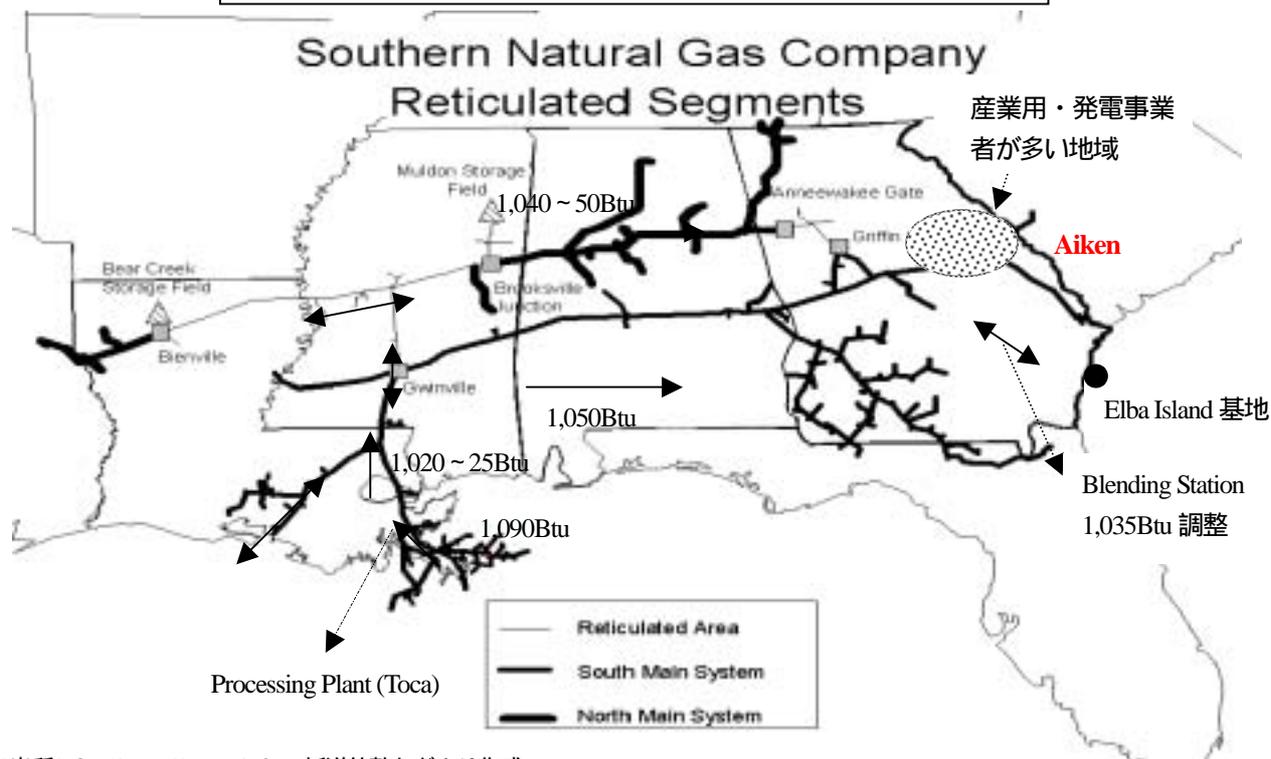
アメリカの場合、連邦大での統一的なガス品質基準は存在しない。1990 年代の自由化以前に州際パイプラインが販売機能を有していた時代に、生産者と契約していたガス品質基準が、自由化以降は州際パイプラインのタリフ（託送約款）の中で規定されるようになった（図 5-2 参照）。

実際、州際パイプラインから配給会社（LDC）への引渡し地点である City gate においては、州際パイプライン事業者はガスの圧力・温度を制御して流量等をモニターしているが、ガス品質上の調整はおこなっていない。

アメリカ東南部（ルイジアナ、ミシシッピ、アラバマ、フロリダ、ジョージア、サウスカロライナ、テネシー州）のを主な事業領域とする Southern Natural Gas Co.を例に、同社ネットワーク東端部分 Aiken 地方（図 5-2 参照）の熱量をみると 10～20Btu/scf 程度（=0.37～0.74MJ/m<sup>3</sup>）の変動となっており、比較的安定している。

図 5-2 Southern Natural Gas 社の託送約款におけるガス品質基準および同社主要ネットワーク

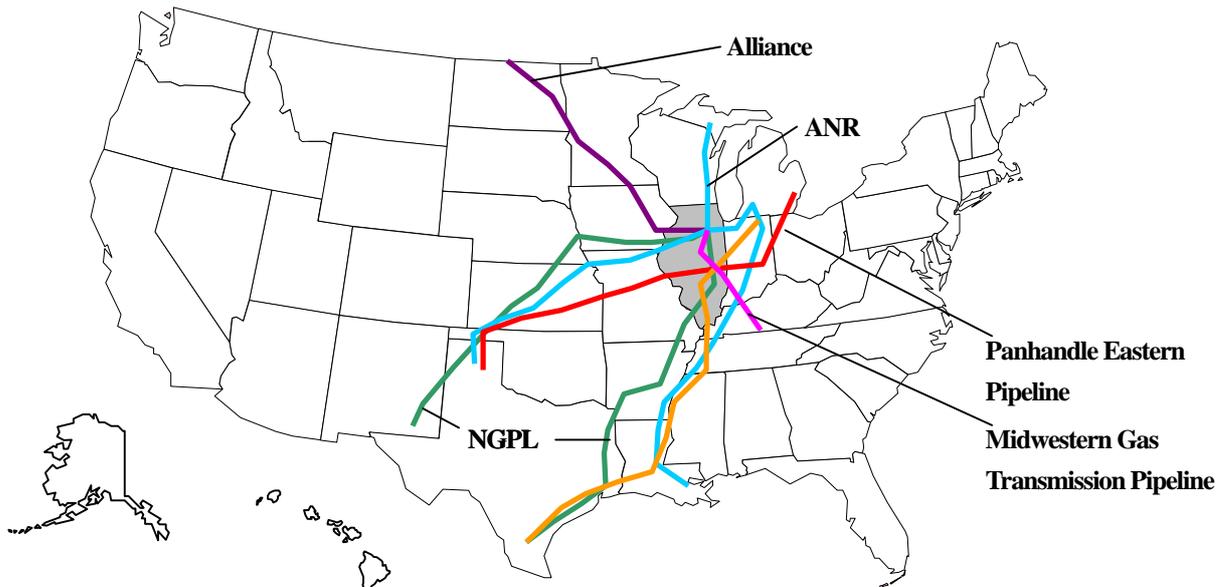
|                     |                                 |
|---------------------|---------------------------------|
| 硫黄分                 | : 200 グ레인 (= 13.0g) /Mcf 以下     |
| 硫化水素                | : 10 グ레인 (= 0.65g) /Mcf 以下      |
| CO <sub>2</sub> 含有量 | : 3%以下 (体積比率)                   |
| 窒素含有量               | : 3%以下 (体積比率)                   |
| 水分                  | : 7 ポンド (= 3,180g) /1,000Mcf 以下 |
| 炭化水素露点              | : 華氏 5 度以上                      |
| 熱量                  | : 950Btu/ft <sup>3</sup>        |



（出所）Southern Natural Gas 託送約款などより作成

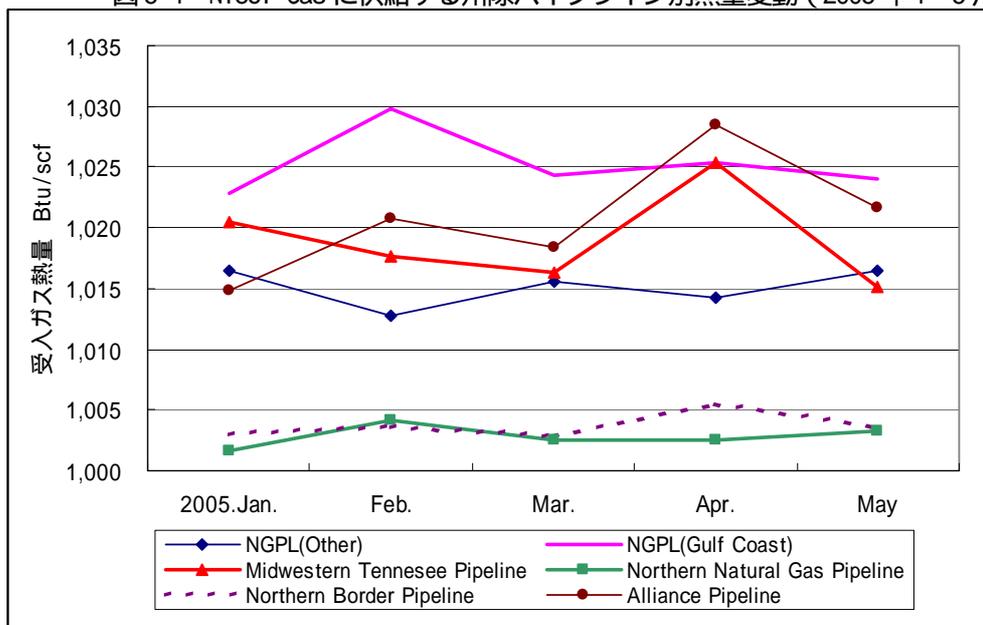
LDC の例として、南北方向のみならず東西方向からも州際パイプラインの結節ポイントとなっているイリノイ州に注目し、その中で代表的な LDC である Nicor Gas が Citygate で受け取る州際パイプラインのガスの熱量変動をみている。2005 年 1～5 月までのデータでみると、州際パイプラインどうしで 20～26Btu/scf（=0.75～1.0MJ/m<sup>3</sup>）程度熱量の差があるが、先の Southern Natural Gas の場合と同様、安定したガス品質といえる（図 5-3、5-4 参照）。

図 5-3 イリノイ州に接続する主な州際パイプライン



(出所) (財)日本エネルギー経済研究所作成

図 5-4 Nicor Gas に供給する州際パイプライン別熱量変動 (2005 年 1~5 月)



(出所) Nicor Gas データより作成

### 5-3 ガス料金課金の考え方

ガス配給事業者は、欧州にみられるような課金エリアを設定しておらず、供給区域内は原則として単一の課金用熱量を用いている。例えば、イリノイ州 Nicor Gas の場合、課金用熱量 (原単位 Btu/scf) は前月までの 12 ヶ月平均値が算出され毎月更新される<sup>9</sup>。

<sup>9</sup> ただし、Nicor Gas でも一部の需要家に対してはより正確な熱量をもとに課金するよう (=クロマトグラフ等を設置するよう) 州規制当局から要請されるケースもある。

## 5-4 今後の課題

天然ガス価格高騰の中、価格抑制策として供給力確保・調達ガスソースの多様化が重点課題となっており、LNG が供給オプションとして非常に重要視されてきている。その際にガスの相互互換性 (Interchangeability、特に LNG と国産天然ガスの互換性) が一つの問題となっている。その他、ガス品質に関連して、高カロリーのガスを市場で販売するにあたって「炭化水素露点 (Hydrocarbon Dewpoint、HDP)」などが懸念事項と位置づけられている。

連邦エネルギー規制委員会 (FERC) は、2004 年 2 月に「Natural Gas Interchangeability Conference」を開催し、国内ガス生産者、LNG 供給者、州際パイプライン事業者、LDC、およびこれらに関連する業界団体、技術研究所 (Gas Technology Institute、GTI) 等を召集し広範な意見収集を図っている (表 5-1 参照)。

このガス品質の問題については、同コンファレンス以降も様々な主体が意見表明をおこなっており、LNG を導入する事業者が実際の影響について個別検討をおこなうなどの動きがあるが、特に米国ガス事業者団体から構成される天然ガス委員会 (Natural Gas Council)<sup>10</sup> は検討ワーキンググループを組織し、2005 年 2 月には、「Natural Gas Interchangeability and Non-Combustion End Use」および「Liquid Hydrocarbon Drop Out in Natural Gas Infrastructure」と題する 2 つのホワイト・ペーパーを作成してガス品質の問題に対して総括的な見解を下している。

本稿では、その議論の詳細まで整理していないが、両者のうち国内ガスと LNG の相互互換性の問題についてみると、幾つかの提案事項が整理されており、例えば、「ガス組成に関する地域別・時系列的データの収集」「機器メーカーおよび機器認証機関による諸検査 (将来的に同国に供給されるガスの組成を留意したもの)」「ガス組成 (メタン以外の炭化水素分、不活性ガス) に関する許容限界範囲の設定」「ガスの相互互換性に関する暫定ガイドラインの導入」などが項目として挙げられている。

参考までに、炭化水素露点の問題は、天然ガスと重質炭化水素の市場価格バランスの変化が問題の発端といえる。すなわち従来、重質炭化水素 (プロパン、ブタンなど) は生産者によって井戸元 (ガス田) で抽出して天然ガスと別個に販売するのが経済的に有利だったが、最近の天然ガス価格高騰により、天然ガスと重質炭化水素の市場価格の関係が逆転し (天然ガス市場価格 > 重質炭化水素価格) 重質炭化水素分を含んだままの高カロリーの天然ガスが市場で販売されるようになったのが契機となっている。単位熱量の高い天然ガスを取引できるという点で事業者 (生産者、州際パイプライン事業者) の収益拡大というメリットが見込めるものの、重質炭化水素分がパイプラインで液化析出 (Dropout) することによってコンプレッサーやメーターへ悪影響を及ぼす懸念がある。

表 5-1 アメリカにおける天然ガス品質の問題への取組み

| 検討主体                         | 検討内容   |
|------------------------------|--|
| FERC                         | 2004 年 2 月に Natural Gas Interchangeability Conference を開催し、ガス品質の問題について関係主体から広範な意見収集を図っている。   |
| Natural Gas Council (事業者協議会) | ワーキンググループを設置し、個別事業者、技術研究所 (GTI)、機器メーカーとともにガス品質問題の検討をおこない、2005 年 2 月にホワイト・ペーパーを作成している。  |
| 事業者団体                        | FERC が開催した Natural Gas Interchangeability Conference 以降、随時意見表明をおこなっている。これらの意見項目は、FERC の Docket (審議資料) として公開されている。  |
| 個別事業者                        | LNG 導入を検討している事業者、受入基地オペレーターは個別に末端需要家とワークショップを開催するとともにガス機器への影響について検討中である。例えば、ジョージア州に位置する Elba Island LNG 受入基地の場合、4%程度の窒素減熱を検討しており、末端需要への影響も含め基地所有者である Southern LNG は同基地の容量をコミットしている Shell と共同で検討を実施しており、最終的に既存のターミナルの約款における熱量上限について緩和することを目指している。 |
| GTI (技術研究所)                  | 2001 年 4 月から 2002 年末にかけて Phase 1 として LNG 導入に伴う家庭用を中心としたガス機器 (温水ヒーター、ガスオープン、レンジトップなど) への影響を検討している。産業用バーナー・ボイラー、発電用タービンなどのガス機器に対して LNG と国産天然ガスの燃焼互換性を Phase 2 Study として検討する予定となっている。   |

(財) 日本エネルギー経済研究所作成

<sup>10</sup> 具体的には、アメリカガス協会 (American Gas Association)、アメリカ石油学会 (American Petroleum Institute)、州際ガス事業者協会 (Interstate Natural Gas Association of America)、独立石油事業者協会 (Independent Petroleum Association of America)、天然ガス供給者 (生産者) 協会 (Natural Gas Supply Association) などから構成されている。

## 6. 欧米事例のまとめと日本におけるガス熱量等品質管理の今後の考え方

欧米における天然ガスの受入における熱量等品質管理について概略を整理してきたが、海外事例については下記の事項が指摘できる。

(欧米とわが国におけるガス品質(特に熱量)調整の方向性の違い)

- ・欧米で取り上げられているガス品質の問題の一つに、イギリス、アメリカでみられるように、国内の天然ガス供給力低下に伴う域外依存の拡大とそれに伴うガス品質変動への対応がある。今回調査したアメリカの例では、州際パイプラインあるいは LDC を通じて現在供給されるガスが比較的品質(熱量)が安定している中で、将来的な天然ガス供給力確保のためにガス品質変動の影響を考慮しなければならない状況にあり、背景の違いはあれ部分的にわが国と類似する部分がある。ただし、イギリス、アメリカともに問題となるのは現行と比較してより高い熱量のガス受入に関する対応であり、熱量調整の方向性はわが国と必ずしも一致しない。
- ・欧州ガス基準統一の動きがある中、天然ガス域外依存を高める傾向にあるイギリスは、ガス品質基準、特にウオッベ指数について他の欧州諸国と差があり、3 Phase Study をはじめ今後の対応について注目されている。当面の措置としては、ガス品質基準の改定にはガス機器の安全性を証明する客観的な検査にもとづくデータが必要であり、早期の実現は困難と考えられる。このため、窒素減熱による LNG 導入を前提とし、将来的に(10~20 年程度)老朽ガス機器の更新と共にガス品質基準(GSMR)の改定を図るのが妥当と考えられている。

(費用対効果の視点)

- ・多様なガス品質を受け入れるにあたり、ガスソースの多様化というメリットに対して必要コスト、例えば計量システム、ネットワーク・ガス機器保安対応コストの発生があり、両者はトレードオフの関係にある。これらの費用・便益分析は、イギリスの例でみると 3 Phase study の今後の検討項目となっている(ただし、明確な分析結果は得られるかという点については異論も多い)。この他、EASEE-gas を中心とした欧州全体のガス品質統一化の検討にあたり、必要に応じて費用-便益分析を行うこととしており、わが国においても新たなガスの熱量管理システムへの移行を検討するに当たり、同様の分析を実施することが有用である点は明らかである。
- ・課金エリア(Charging Area)システムについては、イギリスをはじめとして、フランス、オランダなどで導入されているが、イギリスについては、未回収エネルギーの削減という明確な費用対効果が得られている。一方、他の国では、需要家への課金の公平性・妥当性の観点などが課金エリアシステムの導入理由として挙げられているが、クロマトグラフなどの投資に対して得られる定量的メリットについては明らかでない。

(新規参入者に対する熱量変換サービス)

- ・新規参入者に対する、熱量変換サービス(高カロリー→低カロリー)はフランス・オランダなどで提供例があるが、これらはいくまでネットワークのガスブレンド能力といったネットワーク上の制約、あるいはネットワークに導入される高/低カロリー毎のガス調達契約数量に依存する面があり、新規参入者のニーズに全て対応できている訳ではない。

(ガス品質変動に伴う消費機器への影響の評価・対応)

- ・ガス品質の変動による業務用・産業用機器への影響に関する検討例は、イギリス、アメリカでみることができ、イギリスについては家庭用ガス機器、特に老朽ガス機器の安全性チェックが一つの課題となっている。アメリカについては、家庭用ガス機器に加え、産業用ボイラー・発電用機器などに関して技術研究所(GTI)を中心に今後検討が進む予定であり、GTI 以外にも、ガス品質変動に伴う環境排出上の影響など、LNG 受入基地オペレーター、LNG サプライヤーなどを中心として個別具体的な対応策が検討されつつある。

次に、わが国において将来想定される天然ガス熱量管理方式について次ページ以降、考察を加える。想定するオプションとしては、主に一般ガス事業者のパイプラインにおける天然ガスの熱量管理が中心となっているが、「現状維持ケース(現行、複数の事業者において実施・計画されている標準熱量を下げるケースを含む)」

「未熱調ケース」

「熱量調整サービス提供ケース(ガスの受入地点で実施、あるいはパイプラインの結節点で実施する)」の計 3 ケースを挙げている。

ここで、これらのケースについて費用 - 便益という観点でみると、費用としては、ガス品質変動に対応する機器調整コスト、パイプライン容量低下対応コスト、(LNG 受入基地側ではなくより需要側で熱量調整するための)熱量調整設備新設コストなどが挙げられ、一方、便益としては(標準熱量を現状より下げることによる)熱量調整コスト(LPG 費用等)の低減、およびそれに伴う競争的なガスコスト設定による天然ガス普及メリットなどが該当する(表 6-1「まとめ表」参照)。ただし、実際問題としてこの便益部分を定量的に示すことは、天然ガス普及効果が仮想的な前提によらざるを得ないため、非常に困難かつデータとしての不確実性が高くなる。

なお、未熱調のシステムを選択する場合、日本の場合、LNG を原料とした場合には、原則的にプロパンガスによる増熱をおこなわなくてもガスの規格として現在標準とされている 13A<sup>11</sup>の範疇に入るものと考えられる。ただし、ガス機器の環境排出(NO<sub>x</sub>、SO<sub>x</sub>)あるいは省エネ性、など性能低下が予想されるとともに、エンジン系機器などはガスの成分あるいは熱量変動の速度・変動範囲によってはノッキングなどの懸念がある他、燃焼性状が製造過程に大きな影響を与えるガラス工芸などの一部産業においては、個別の調整が必要と考えられる。

また、従来の標準熱量にもとづく流量課金方式から、より変動範囲の大きいガス熱量の受入を許容する方式を選択する場合には、需要家への課金に関する厳密性は、一部の需要家については従来よりも損なわれる可能性がある。この問題については、欧州の事例でみられるように個々の需要家に熱量計を設置するのではなく、何らかの想定のもとで課金用熱量を設定することが予想されるため、課金用熱量設定のためのネットワークシミュレーション<sup>12</sup>などによってどの程度、課金の精度を維持しうるかという点が検討課題となろう。

LNG を原料とする都市ガス事業の場合、受入基地側で一元的に熱量管理をおこなっており、パイプラインネットワークの特性上、限定的なエリアでのみ供給ガスの熱量変動幅を試験的に広げる、というパイロットプログラムの考え方は、適用が困難である。

このため、移行過程の検討に当たっては、まず機器側の安全性を担保した上で、機器側の調整コスト、および(LNG 受入基地側でなく)より需要端側での熱量等のモニタリング・シミュレーションを実施するにあたり必要とされる諸設備投資などを考慮しつつ、ガス料金の低下およびそれに伴う天然ガス普及拡大効果がどの程度見込まれるか、という費用対効果の評価・検証が重要と考えられる。

これらの 3 ケースのいずれかについて、規制的な措置として位置づける、あるいは先に述べた費用対効果の検証にもとづき事業者個々の自主的な選択に任せる、といういずれの方式をとるにせよ、末端の消費ガス機器の安全性・あるいは既定性能の担保、および一部の末端需要家における課金の厳密性・公平性が損なわれる可能性があることに対する広範な理解の醸成あるいは啓蒙活動について、行政の果たすべき役割は大きいと考えられる。

また、わが国の制度設計における基本思想である「天然ガスインフラの整備促進」を図るに当たって、未熱調・熱調のパイプラインの別をどのように捉えて設備の二重投資を判断するか、という点については、LNG の熱調/未熱調というレベルにおいていえば、欧米からみれば基本的に同じ H-gas のカテゴリーにあるため、欧米のガス品質(熱量)管理の事例から参考点を見出すことは困難と考えられる。むしろ、諸外国の事例で今後検討の余地があるとすれば、輸送導管から配給導管を経由せずに大口需要家等に接続されるいわゆるバイパス供給に対する、LDC あるいは LDC を所管する規制当局(アメリカの例では公益事業委員会)の対応策であろう。

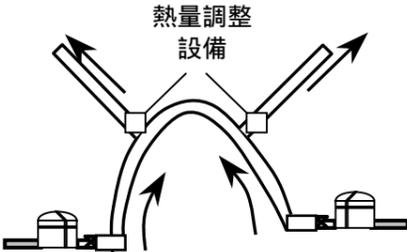
その他、増熱については現在わが国で原則として LNG 受入基地側で LPG によりおこなっているが、逆のパターンとして欧州で新規参入者に対して一部実施されているような託送における高カロリーから低カロリーガスへの変換サービスの可否・実効性などについて、天然ガスを供給する主体である都市ガス事業者、国産天然ガス事業者、電気事業者、石油事業者などを含めた広範な議論が次回の制度改正に向けて必要といえる。

<sup>11</sup> 都市ガスの物性分類として、L3、L2、5C、6A、L1、12A、13A などがあり、これらはウオツベ指数と、当該ガスの燃焼速度指標(Maximum Combustion Potential)によって規定される。

<sup>12</sup> 本稿の調査対象国ではないが、ドイツの文献では熱量課金に関連したネットワークシミュレーションが紹介されている(関連資料: Jens Passern (VNG), Gunter Wagner, "Determination of Gas Compositions by Network Simulation for Legally Approved Billing Use")

表 6-1 天然ガスネットワークにおけるガス受入熱量等に関する検討事項（まとめ）

|         | わが国において将来想定される熱量管理方式   | 想定されるメリット   | 想定されるデメリット   | 実施に向けての課題・検討すべき事項   | 参考になる欧米の事例   |
|---------|--|---|--|---|--|
| 現状維持ケース | (完全現状維持ケース)<br>国内天然ガス生産、および再気化 LNG 払出においてガス性状・熱量を一定に管理する( 現行の都市ガス事業者を中心としたオペレーション )。<br>標準熱量 = 設定する<br>熱量変動 = 管理する | <ul style="list-style-type: none"> <li>現在の供給体制と大きく変わらないので、熱量管理のための追加的な投資や機器対応コストは発生しない。</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>熱調ガス、未熱調ガスは異なるガスとして扱われる可能性がある。そのため、例えば未熱調ガスの場合はバイパス供給が可能など、ネットワークの有効利用とは合致しないケースが出てくる可能性がある。</li> </ul>   |   |  |
|         | (標準熱量を下げるケース)<br>熱量管理幅の緩和を図り、標準熱量を下げる<br>標準熱量 = 設定する<br>熱量変動 = 管理する  | <ul style="list-style-type: none"> <li>熱量変動の管理幅を現在より緩和する (= 標準熱量下) ことにより、熱調コストが下がりガス料金を低減することができる。</li> <li>未熱調ガスと熱調ガスの相互流通が可能になるケースが増え、既存ネットワークの有効利用、託送の活性化に繋がる可能性がある。</li> </ul>  |  | <ul style="list-style-type: none"> <li>熱量管理、性状管理を緩やかにした場合、現在よりも大きなガス性状・熱量変動が機器の安全性・省エネ性・排出ガスの面でどのように影響するか、機器調整等対応が必要な場合の対応コストを定量化する必要がある。</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>イギリス DTI 等：GSMR のウォッペ基準変更の影響を検証するための機器影響評価試験</li> <li>アメリカ GTI：産業用機器を中心とした効率・排出ガス評価試験( Phase 2 Study )</li> </ul> <p>いずれも今後実施される予定</p>  |
| 未熱調ケース  | ガスの受入基準は一定程度の緩やかな熱量・性状管理だけにとどめて、基本的に熱量・ガス性状の異なるガスを流通・供給できるように受入基準の改定、必要な措置を行う。<br>標準熱量 = 固定化しない<br>熱量変動 = 管理しない    | <ul style="list-style-type: none"> <li>熱調コストが下がり、ガス料金を低減することができる( 標準熱量を下げる場合との差異について定量評価が必要 )</li> <li>多様なガスソースを利用した託送や相互流通が可能になるので既存ネットワークの有効利用につながる( バイパス管建設にはディスインセンティブになる )</li> <li>国産天然ガスの利用促進、新規 LNG プロジェクトの活用等による原料調達多様化により、天然ガス調達コストが下がる効果が期待できる。</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>標準熱量を下げる場合と比較して、機器の性状変動の影響( 熱量・性状が常時変化することに伴う影響 ) を定量評価するコストが発生。産業用機器の中にはオンサイト熱調システムを必要とし、それらの機器の競争力が減少する。</li> <li>産業用、コジェネ機器の高効率・低 NOx 機器がガス品質の変動により当初期待・想定していた低環境排出性・高効率性能を達成できず、競争力の低下とともに、日本全体の排出ガス削減の流れと逆行する場合は有り得る。</li> <li>単位体積あたりのガス熱量低下に伴いパイプライン輸送能力が低下する。</li> <li>熱量が場所、時間により変化するため、課金のための月間標準熱量( 大口の場合は日間熱量 ) 確定のための熱量計・流量計の設置コスト、変化する標準熱量に対応する課金システムの変更コストがかかる。</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>熱量管理、性状管理を緩やかにした場合、現在の変動よりも大きなレベルでの性状変動が常時発生することの影響の調査、機器対応コストを定量化する必要がある。なかでも産業用機器、特にガスタービン、ガス炉などの排出ガスの面、省エネ性、あるいはガスエンジンのノッキングなど影響の調査が必要。</li> <li>( 個別に熱量計を設置する大口需要家以外の需要家向けに ) 標準熱量確定のための熱量計・流量計の設置場所の特定、熱量の確定方式を策定する必要がある。ガスの調達量、託送対象の需要家の場所、ガスフローなどによりエリア毎の熱量が変化するので、標準熱量の設定・管理は複雑になる。</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>イギリス DTI 等：GSMR のウォッペ基準変更の影響を検証するための機器影響評価試験</li> <li>アメリカ GTI：産業用機器を中心とした効率・排出ガス評価試験( Phase 2 Study )</li> </ul> <p>イギリスの課金ゾーン、フランス熱量ゾーンの設定方法、ゾーン内の熱量の管理方法、需要家との熱量取引・熱量課金の方式</p> |

|   |  |   |   |   |
|---|--|---|---|---|
| 熱<br>量<br>調<br>整<br>サ<br>ー<br>ビ<br>ス<br>提<br>供<br>ケ<br>ー<br>ス | (受入地点における熱量調整サービス提供ケース)<br><br>ガスの受入基準は、先の未熱量調整ケースと同様に一定程度の緩やかな性状管理にとどめて、多様なガスの調達が可能になるようにする。<br><br>しかし流通・供給するガスはネットワークの受入場所において一定の熱量・性状管理を行う。導管事業者は新規参入者に対しても熱量調整を行うサービスを提供する。<br><br>標準熱量 = 設定する<br>熱量変動 = 管理する   | <ul style="list-style-type: none"> <li>・さまざまなガスソースを利用した託送が可能になるので既存ネットワークの有効利用につながる(バイパス管建設は困難になる)</li> <li>・国産天然ガスの利用促進、新規 LNG プロジェクトの活用等による原料調達多様化により、天然ガス調達コストが下がる効果が期待できる。</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>・新たに熱調サービスを行うためのステーションが必要になる。熱量調整はガスの製造に該当するため、製造所として初期投資がかかるだけでなく、運営・保守費用がかかる。</li> <li>・熱調サービスのニーズの調査、実際に発生する熱調サービスの量、熱調サービスを開始するための投資規模の策定を行う。</li> <li>・熱調設備の追加投資の意思決定ができないような需要規模の場合は既存ネットワークの対応能力の範囲で熱量取引(熱量スワップ)による商流上の流通を行うことが考えられる(この場合、例えば託送用のガスは物理的には既存ネットワークを保有するガス事業者の LNG 受入基地に卸すことなどが想定される)。</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>・オランダ、ベルギー、フランスにおけるパイプライン事業者の熱量変換サービス(窒素減熱、ガスのプレンドイング、スワップによる商流上の対処)</li> <li>・欧州パイプライン事業者の場合、既存ネットワーク能力の範囲内において熱調サービスを行うが、託送サービスのために新規に熱調設備を投資するようなケースは稀である。</li> </ul>   |
|   | (ネットワーク結節点における熱量調整サービス提供ケース)<br><br>ネットワークの結節点からより下流への供給に関して一定の熱量・性状管理を行う。導管事業者は新規参入者に対しても熱量調整を行うサービスを提供する。<br><br><br>標準熱量 = (ネットワークの結節点以降で)設定する<br>熱量変動 = (ネットワークの結節点以降で)管理する | <ul style="list-style-type: none"> <li>・さまざまなガスソースを利用した託送が可能になるので既存ネットワークの有効利用につながる(バイパス管建設は困難になる)</li> <li>・国産天然ガスの利用促進、新規 LNG プロジェクトの活用等による原料調達多様化により、天然ガス調達コストが下がる効果が期待できる。</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>・新たに熱調サービスを行うためのステーションが必要になる。熱量調整はガスの製造に該当するため、製造所として初期投資がかかるだけでなく、運営・保守費用がかかる。</li> <li>・パイプライン結節点に至るまで未熱調区間を設定することに伴い、当該区間に位置する需要家について、需要家規模によっては、機器の性状変動の影響(熱量・性状が常時変化することに伴う影響)を定量評価するコストが発生。</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>・熱調サービスのニーズの調査、実際に発生する熱調サービスの量、熱調サービスを開始するための投資規模の策定を行う。</li> <li>・パイプライン結節点に至るまでの未熱調区間に位置する需要家について、需要家規模によっては、その機器に関して、現在の変動よりも大きなレベルでの性状変動が常時発生することの影響の調査、機器対応コストを定量化する必要がある。<br/>なかでも産業用機器、特にガスタービン、ガス炉などの排出ガスの面、省エネ性あるいはガスエンジンのノッキングなどの影響調査が必要。</li> </ul> |

(出所) 平成 15 年度地方都市ガス事業天然ガス化導入条件整備調査総括報告書「欧米ガス事業における熱量調整・管理について」

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