

LNG火力の燃料調達コスト抑制に向けた課題

調査部 副主任研究員 藤山 光雄

目 次

1. はじめに
2. LNG火力発電への期待
 - (1) 高まる火力発電への依存
 - (2) 足元の電源別発電電力量・燃料費動向
 - (3) 環境・コスト面で優位性を持つLNG火力
3. 世界の天然ガス需給をめぐる変化
 - (1) シェールガス革命と新たなガス田の発見
 - (2) 大幅な増加が見込まれる天然ガス需要
4. わが国のLNG調達コスト抑制に向けて
 - (1) 輸入価格決定方式の見直し
 - (2) 上流権益の取得
 - (3) 調達先の多様化
 - (4) 共同調達の促進
5. おわりに

要 約

1. わが国では東日本大震災後、原発の代替電源として火力発電への依存が高まっている。また、わが国のエネルギー政策が「脱原発依存」に舵を切るなかで、中長期的にも、火力発電に依存せざるを得ない状態となる可能性が高い。
2. 震災後の火力発電の燃料別動向をみると、電力会社はLNG火力による代替を優先的に進め、併せて石油火力を活用してきたことがうかがえる。中長期的にも、環境・コスト面で、石油・石炭火力に対して優位性をもつLNG火力への期待が高まっており、LNG火力の燃料調達コストの抑制が極めて重要な課題となっている。
3. 近年、世界の天然ガス市場では、その需給構造に大きな変化が起こりつつある。供給面では、豊富な埋蔵量や埋蔵地域の多様性などの面から、シェールガスへの期待が急速に高まっている。一方、需要面では、石炭から天然ガスへのエネルギーシフトが進む新興国、とりわけアジア圏を中心に、世界の天然ガス需要は中長期的に大幅な増加が見込まれる。
4. 以上を踏まえ、わが国に求められるLNG調達コスト抑制策として、以下4点が指摘できる。
 - (1) 輸入価格決定方式の見直し
わが国のLNG輸入価格は原則として原油の輸入価格に連動する方式が採られている。同方式では、世界的な天然ガス供給の増加に伴う恩恵を享受できないため、市場価格による価格決定方式の導入を目指すべきであろう。もっとも、天然ガス市場の国際化が不十分である場合、局地的な需給逼迫懸念の高まりが市場価格の高騰を招く恐れがある。天然ガス市場の国際化の進展を慎重に見極めつつ、価格決定方式の多様化を進めていくことが重要といえる。
 - (2) 上流権益の取得
上流権益の取得は、①当該プロジェクトで生産される天然ガスの割安な調達、②天然ガスの価格変動リスクの回避、などの効果が期待できる。一方、上流権益の取得にはリスクも大きく、政府による資金面や外交面からの支援が不可欠といえる。なお、電力・ガス会社による大規模な権益の取得は、ノウハウや資金力の面で困難を伴うとみられ、当面は商社などとの協力関係を一段と深めていくことが肝要である。
 - (3) 調達先の多様化
現在、新たな調達先としてアメリカ産LNGの輸入に向けた動きが注目を集めている。もっとも、アメリカ国内では、エネルギー安全保障や国内ガス価格、環境への影響などをめぐる議論が紛糾しており、過度に傾斜した取り組みはリスクを伴う点に留意が必要である。なお、ロシアなどからの天然ガスパイプラインによる輸入の検討や、わが国自前の資源としてのメタンハイドレードの開発も、調達先の多様化に資するものと期待される。
 - (4) 共同調達の促進
大規模調達によるバイイングパワーの発揮という面からは、電力会社同士、あるいは、電力・ガス会社による共同調達の促進が有効である。一方、大口契約への過度の依存は、交渉が難航した際

に大きな調達先を一度に失うリスクを抱えることになるため、調達先の多様化と併せた取り組みが求められる。

5. 電力市場改革の一環として小売の全面自由化や料金規制の撤廃が進むとみられるなか、電力会社にとって燃料調達コストの抑制は、競争力向上の面からも急務といえる。一方、燃料調達コストの抑制は、わが国のエネルギー政策における課題でもある。政府による適切な支援を通じて、官民一体となったスピード感のある取り組みが求められよう。

1. はじめに

2011年3月11日に発生した東日本大震災と福島第一原子力発電所の事故後、原発の安全性に対する国民の懸念が高まるなか、わが国では定期検査入りした原発を再稼働できない状態が長期化している。2012年7月には、関西電力の大飯原発3、4号機が再稼働に至ったものの、他の原発の再稼働には依然として不透明感が強い。

震災後の企業や消費者の節電・省エネへの積極的な取り組みを受け、わが国の電力需要は減少傾向にあるものの、当然ながら節電・省エネだけでは原発の停止に伴う発電量の減少を埋め合わせることはできない。こうしたなか、代替電源として火力発電への依存が高まっている。この結果、火力発電の燃料となる原油やLNGの輸入が大幅に増加し、資源価格の上昇も相まって、2011年度のわが国の貿易収支は過去最大の赤字に転落した（注1）。

わが国のエネルギー政策が「脱原発依存」へと舵を切るなかで、中長期的にも火力発電への依存度拡大は避けられず、火力発電の燃料コストをいかに抑制していくかが重要な課題となっている。一方、世界のエネルギー市場に目を向けると、近年、天然ガス市場をめぐる需給構造に大きな変化が起きつつある。わが国でも、こうしたグローバル市場の変化を的確に捉え、エネルギー資源の安価かつ安定した調達を模索していく必要がある。

そこで本稿では、まず、火力発電の足元および中長期的な動向を整理したうえで、とくにLNG火力に焦点を当てる理由を説明する。次に、世界の天然ガス市場で起こりつつある需給構造の変化とその影響について述べる。最後に、LNG火力の燃料調達コスト抑制に向け、わが国に求められる施策として、①輸入価格決定方式の見直し、②上流権益の取得、③調達先の多

様化、④共同調達の促進、の4点について検討する。

なお、わが国のエネルギーコストをいかに抑制していくかという観点からは、電力会社の燃料調達コストのみならず、電力制度や電気料金の在り方なども重要な論点となる。また、天然ガスの活用については、電力だけでなくガス市場についても、国内パイプライン網の整備やガス市場の自由化、ガス料金の在り方など、議論すべき論点は多岐にわたる。本稿では、そうした論点のなかでも、上流に位置するエネルギー事業者、とりわけ、電力会社の燃料調達に焦点を当てることとしたい。

（注1）財務省「平成23年度分貿易統計（速報）」によると、2011年度の輸出は前年度比▲3.7%の65兆2,819億円、輸入は同+11.6%の69兆6,920億円となり、差し引き4兆4,101億円の赤字となった。なお、赤字の拡大は海外景気の低迷による輸出減少の影響も受けている。

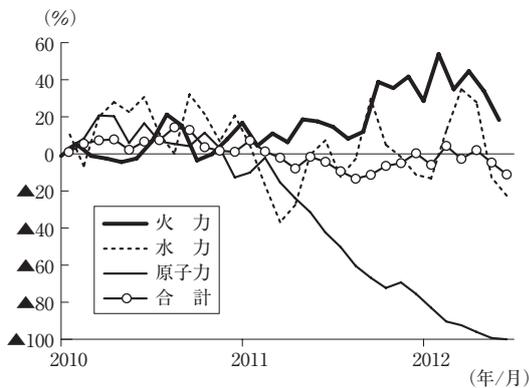
2. LNG火力発電への期待

(1) 高まる火力発電への依存

わが国では東日本大震災後、定期検査入りした原発の再稼働が見送られるなか、原発の発電量が一貫して減少する一方、火力発電の発電量が大幅に増加した（図表1）。この結果、発電電力量全体に占める火力発電の割合は、震災前の6割前後から、足元では9割前後まで高まっている（図表2）。原発の再稼働については、安全性に対する国民の懸念が根強く、当面、わが国の電力供給は、その太宗を火力発電に依存した状態が続くと想定される。

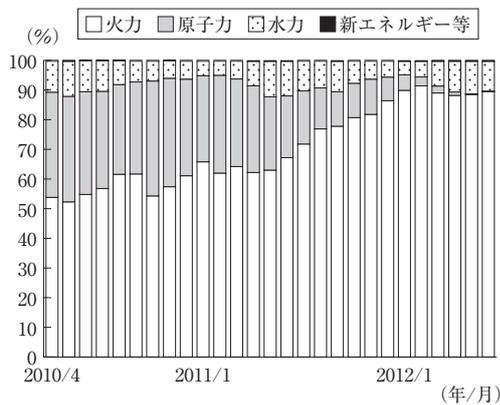
一方、中長期的にも、かなりの割合を火力発電に依存せざるを得ない状態となる可能性が高い。2010年6月に策定されたわが国のエネルギー基本計画では、原発の新增設を推進し、2030年度には火力発電による発電量を2010年度対比

(図表1) 電源別発電電力量 (電力10社、前年比)



(資料) 経済産業省「電力調査統計」
 (注) 合計には、火力、水力、原子力のほか、新エネルギー等を含む。

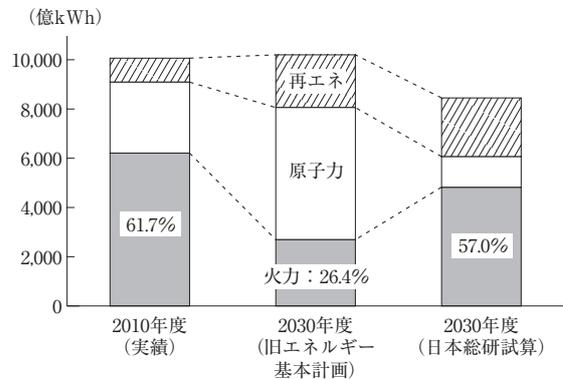
(図表2) 電源別発電電力量割合 (電力10社)



(資料) 経済産業省「電力調査統計」

6割弱減らし、発電電力量全体に占める割合を26%まで低下させることを想定していた(図表3)。もっとも、原発に依存したエネルギー政策の再検討が迫られるなか、原発に替わる電源の確保が急務となっている。新たな電源として、風力や太陽光、地熱などが注目を集めているものの、それら再生可能エネルギーの大規模な導入には相当の時間を要する公算が大きい。日本総研の試算では(注2)、再生可能エネルギーの導入加速、電力需要の2010年度対比約15%の減少を想定した場合でも、2030年度の火力発電の発電量は2010年度対比2割強の減少にとどまり、依然として発電電力量全体の6割弱を占め

(図表3) 発電電力量の電源別構成 (電力10社、受電を含むベース)



(資料) 経済産業省資料等より日本総合研究所作成
 (注1) 火力の数値は全発電量に占める割合。
 (注2) 2030年度(日本総合研究所試算)については、本文(注2)を参照。

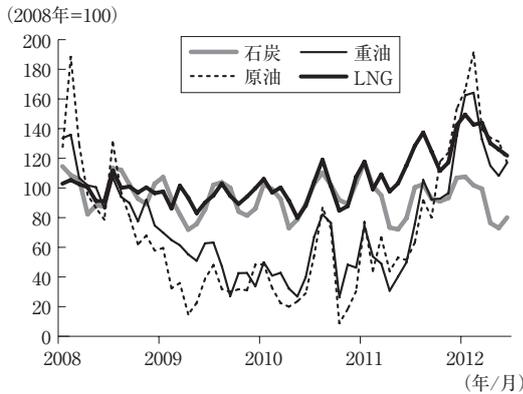
ると見込まれる(前掲図表3)。

(2) 足元の電源別発電電力量・燃料費動向

火力発電は燃料別に主に石油火力、LNG火力、石炭火力の三つに分類できる(注3)。震災後の各火力発電の稼働状況を電力会社の燃料消費実績からみると、重油および原油の消費が大幅に増加しているほか、LNGの消費量も増加傾向にある。一方、石炭はほぼ横ばいで推移している(図表4)。

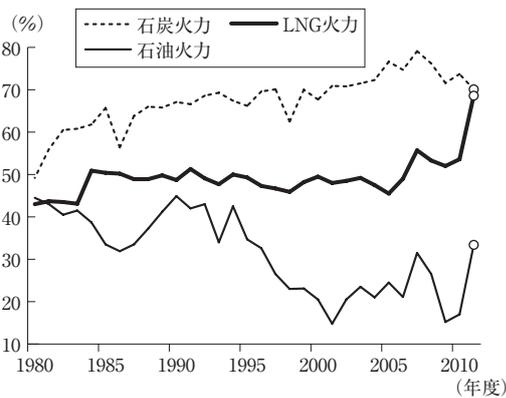
石油火力は他火力に比べ燃料コストが割高なことなどから、発電量は総じて低下傾向にあり、近年は日中の電力需要の変動に応じて発電量を調整するピーク供給力として利用されてきた。このため、設備利用率が相対的に低く、焚き増し余地が大きかったといえる(図表5)。また、LNG火力は、日々の電力需要の変動に応じて発電量を調整するミドル供給力として利用されてきた。燃料コストの面で石油火力に対し優位性があるものの、設備利用率が50%前後と従来から高く、足元ではほぼフル稼働に近い状態にあると推測される(注4)。一方、石炭火力は、燃料調達の安定性や経済性の観点からベース供

(図表4) 火力発電の燃料消費実績 (電力10社)



(資料) 電気事業連合会「発電速報」

(図表5) 火力発電の電源別設備利用率

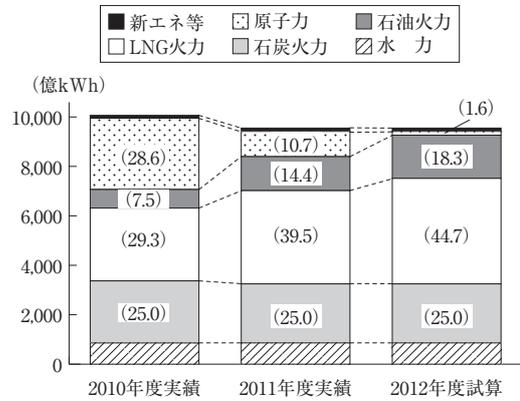


(資料) 資源エネルギー庁、電気事業連合会資料より日本総合研究所作成
 (注) 2011年度 (○) の設備容量は2010年度から横ばいと仮定。

給力として位置付けられる。このため、設備利用率がすでに70%前後と高く、発電量の上積み余地が限られていた。

以上を踏まえると、電力各社は燃料コストの多寡や設備利用率の引き上げ余地を勘案し、LNG火力による代替を優先的に進め、併せて石油火力を活用してきたといえる(注5)。実際に、2011年度の発電電力量をみると、LNG火力が3,772億kWh(2010年度対比+827億kWh)、石油火力が1,267億kWh(同+622億kWh)となり、原発の発電電力量全体に占める割合が約1割まで低下するなか、LNG火力は約4割、

(図表6) 電源別発電電力量の試算 (電力10社、受電を含む)



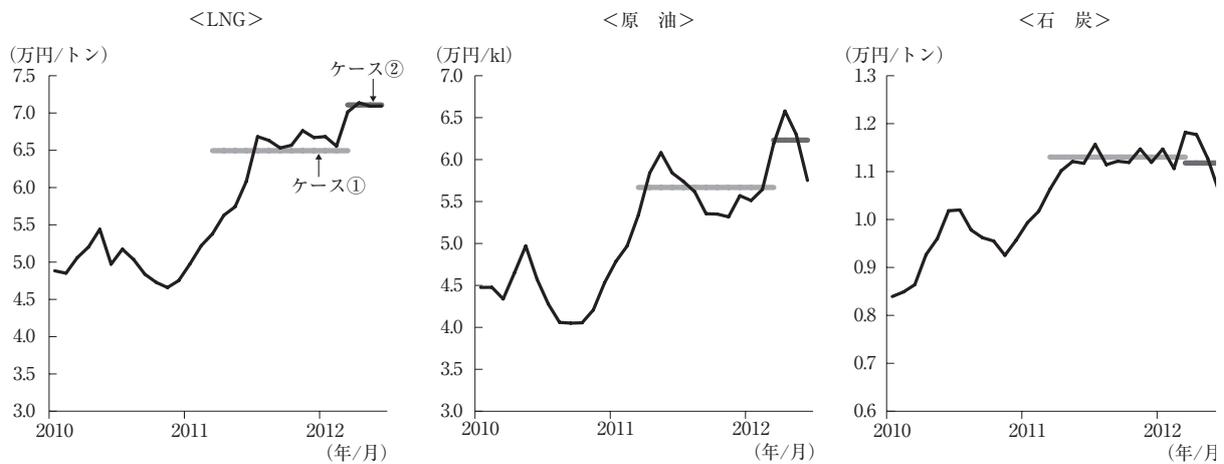
(資料) 経済産業省「電力調査統計」、電気事業連合会資料等より日本総合研究所作成
 (注1) カッコ内は、発電電力量全体に占める割合(%)。
 (注2) 石油火力には、LPG等を含む。

石油火力は1割半ばを担うこととなった(図表6)。

また、2012年度の電源別発電電力量について、①原発の再稼働は大飯原発3、4号機のみ、②電力需要は2011年度並み、③石炭火力・水力・新エネルギーの発電量は2011年度から横ばい、④原発の発電量減少分をLNG・石油火力で代替(2011年度の発電量増加分の比率で案分)、との前提のもと試算すると、LNG火力は2011年度対比496億kWh、石油火力は同373億kWhの焼き増しが必要となる。この結果、LNG火力が発電電力量全体に占める割合は約45%まで高まると予想される(前掲図表6)。

ちなみに、発電電力量と燃料単価(注6)をもとに、2011年度の火力発電燃料費を試算すると、2010年度対比2.6兆円の増加となる。また、2012年度は、資源価格が2011年度から横ばいのケース(ケース①)で2010年度対比3.7兆円、LNGおよび原油の輸入価格が高止まるケース(ケース②)で同4.3兆円と、燃料費負担が大幅に増加する見通しである(図表7、8)。

(図表7) わが国の資源輸入価格



(資料) 財務省「貿易統計」
 (注) 横線は2011年度平均(ケース①)、および、2012年4～6月平均(ケース②)。

(図表8) 火力発電の燃料消費量と燃料費の増減

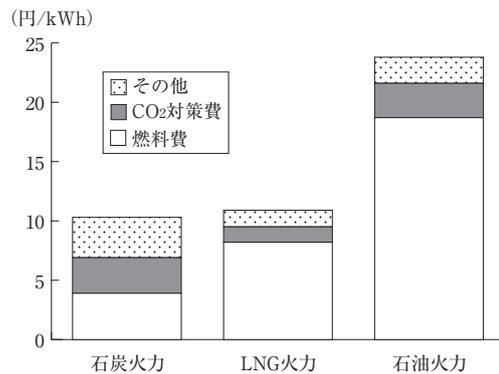
	資源価格の想定	燃料消費量 (2010年度実績対比)			燃料費 (2010年度実績対比)			
		LNG火力 (千トン)	石油火力 (千kl)	石炭火力 (千トン)	LNG火力 (億円)	石油火力 (億円)	石炭火力 (億円)	火力計 (億円)
2011年度	—	12,566	15,147	▲4,303	14,848	10,669	783	26,300
2012年度： ケース①	2011年度 平均	20,099	24,227	▲4,303	19,822	16,001	783	36,606
2012年度： ケース②	2012年4～6月 平均				23,797	18,254	680	42,731

(資料) 電気事業連合会、経済産業省、財務省資料等をもとに日本総合研究所作成

(3) 環境・コスト面で優位性を持つLNG火力

足元でLNG火力への依存が進むとともに、中長期的にもLNG火力への期待が高まっている。これは、前述の通り、LNG火力が石油火力に比べ燃料コストが安価であることに加え、発電に付随して発生するCO₂排出量などの環境面において、石炭および石油火力に対し優位性を有するためである。例えば、国家戦略室のコスト等検証委員会の報告書(注7)によると、LNG火力のCO₂対策費は、石炭火力および石油火力の5割弱と試算されている(図表9)。燃料費などを含めた全体のコストでは、石炭火力がLNG火力をわずかに下回るものの、実質的なCO₂排出量の削減が強く求められる場合には、

(図表9) 火力発電の発電コスト(2030年)



(資料) 国家戦略室「コスト等検証委員会報告書」
 (注1) いずれも、2030年モデルプラント、割引率3%、稼働年数40年、設備稼働率80%、燃料費上昇率にIEA新政策シナリオを採用したケース。
 (注2) 「その他」は、資本費および運転維持費。

石炭火力の競争力は大きく削られる可能性がある。実際に、CO₂排出制約を厳しくみた場合、2030年の石炭火力の電源構成はゼロになるとの試算もある（注8）。

一方、LNG火力は、石炭火力に比べ、発電コストに占める燃料費の割合が約7割と極めて大きい。すなわち、わが国が脱原発依存に舵を切るなかで火力発電、とりわけLNG火力へ中長期的に依存せざるを得ない状況を考えると、LNG火力の燃料調達コストの抑制が、極めて重要な課題として浮上する。

（注2）再生可能エネルギーの導入スピードについては、相対的に導入が進んでいる諸外国の事例をベースとし、電力需要は2030年度に2010年度比約▲15%と想定。また、原発については新增設をせず、稼働から40年を経過したものから順次廃炉にしていくことを想定。詳しくは、松井英章「原子力発電の漸減時の電源ポートフォリオの在り方について」、『Business & Economic Review 2012年2月号』日本総合研究所を参照。

（注3）LNG（Liquefied Natural Gas、液化天然ガス）は、ガス体である天然ガスを-162℃に冷却することにより液体にしたもの。わが国の天然ガス供給は、ほぼ全量がLNGによる輸入でまかなわれている。なお、2010年度の国産天然ガス生産量は、総供給量の約3.3%。

（注4）発電設備の故障や点検による停止、燃料受入能力などを踏まえ、火力発電の設備利用率の最大値は、70～80%程度とされる。

（注5）例えば、関西電力は、電力需要期である2011年7～8月については、「LNG火力のフル稼働・石油火力の稼働増および他社からの追加購入で対応」、2012年1～2月については、「LNGの稼働増の余地はないため、石油火力の稼働増および他社受電の追加購入で対応」したとしている（関西電力「第2回大阪府エネルギー戦略会議後説明資料」P.17、2012年3月12日）。

（注6）燃料単価については、国家戦略室・需給検証委員会の第3回配布資料6「電力コストの抑制策について」（4ページ）を参考に算出。石油石炭税を含む。

（注7）コスト等検証委員会「コスト等検証委員会報告書」（国家戦略室エネルギー・環境会議、2011年12月19日）。

（注8）CO₂の排出制約を2030年に1990年対比3割削減とした場合。「天然ガスエネへの期待と落とし穴・東大の小宮山氏に聞く」日本経済新聞電子版（2012年5月9日）。

3. 世界の天然ガス需給をめぐる変化

わが国で原発代替電源としてLNG火力に注

目が集まるなか、世界の天然ガス市場では、その需給構造に大きな変化が起こりつつある。本章では、供給および需要の両側面に分けて、具体的な動向についてみていきたい。

(1) シェールガス革命と新たなガス田の発見

天然ガスの生産をめぐる、近年、シェールガスに注目が集まっている。シェールガスは、通常ガス田以外から生産される非在来型天然ガスの一種で、頁岩（シェール）と呼ばれる泥岩層から採掘される天然ガスである（図表10）。

（図表10）主な非在来型天然ガス

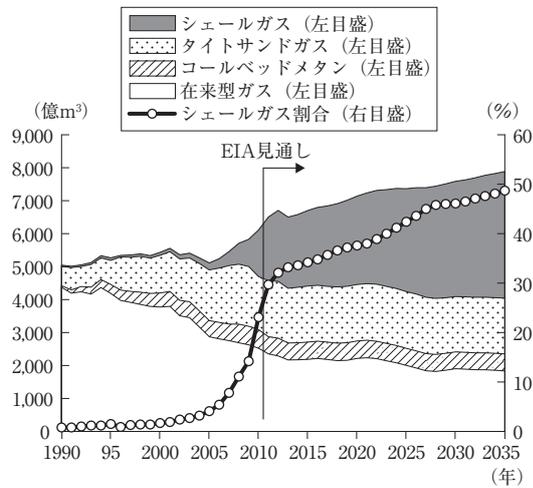
名称	特徴
シェールガス	泥岩のひとつである頁岩（シェール）に含まれる天然ガス。商業生産はアメリカが中心。
コールベッドメタン（炭層メタン、CBM）	石炭の生成過程で生じたメタンガスが、石炭層に貯留した天然ガス。アメリカのほか、カナダ、オーストラリアなどで商業生産が行われている。
タイトサンドガス	浸透率が低い硬質な砂岩に含まれる天然ガス。商業生産はアメリカ、カナダが中心。

（資料）石油天然ガス・金属鉱物資源機構資料等より日本総合研究所作成

シェールガスの生産は従来からアメリカにおいて行われていたものの、技術およびコスト面の制約から生産量は限られていた（注9）。そうしたなか、近年、シェールガスの開発に用いられる技術が大きく進歩し、アメリカにおける生産量が急増している（注10）。実際に、2010年のアメリカの天然ガス生産に占めるシェールガスの割合は2割強に達し、先行きも堅調な増加が見込まれている（図表11）。

現在のところ、シェールガスのアメリカ以外での商業生産は限定的である。もっとも、アメリカで進んだ技術革新の世界的な広がりとともに、アメリカ以外での生産の本格化に期待が高まっている。世界の天然ガス生産において、と

(図表11) アメリカの天然ガス生産

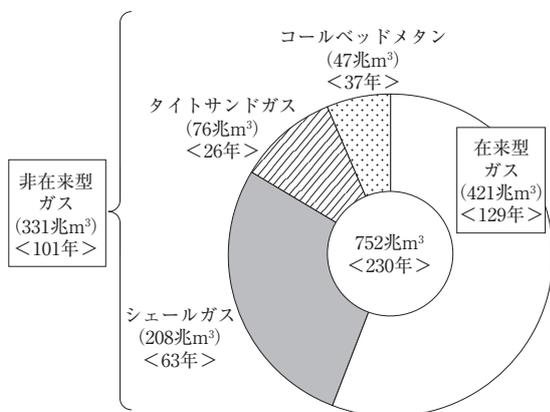


(資料) EIA 「Annual Energy Outlook 2012」

りわけシェールガスに期待が集まる背景として、以下2点が指摘できる。

第1に、豊富な埋蔵量である。国際エネルギー機関 (IEA) によると、2011年末時点で世界の天然ガス可採埋蔵量 (注11) の4分の1をシェールガスが占める (図表12)。採掘技術の向上により、在来型ガスの5割に相当する規模までシェールガスの可採埋蔵量が増加したことになる。先行して開発が進んでいたコールベッドメタンやタイトサンドガスなど他の非在来型天

(図表12) 天然ガスの可採埋蔵量 (2011年末)



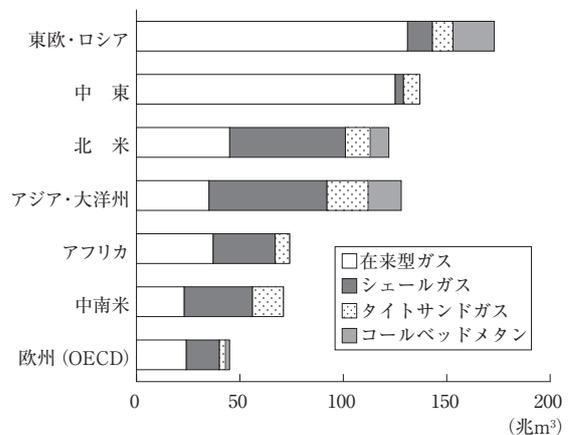
(資料) IEA 「Golden Rules for a Golden Age of Gas」(2012年5月)
(注) < >内は可採年数 (2011年の生産量ベース)。

然ガスと比べても、その埋蔵量の多さが際立っている。

第2に、埋蔵地域の多様性である。在来型天然ガスはロシアを中心とした旧ソ連地域や中東に多く存在する一方、シェールガスはそれら以外の地域で多くの埋蔵量が見込まれている (図表13)。米エネルギー省エネルギー情報局 (EIA) によるシェールガス埋蔵量評価 (ロシア・中東は評価対象外) によると、国別では、すでに生産が本格化しているアメリカのほか、中国やアルゼンチン、メキシコ、オーストラリア、南アフリカなどで豊富に存在するとされる (図表14)。技術面の制約などからアメリカ以外でのシェールガスの本格生産には、なお時間を要するとみられているものの、ロシアや中東に偏在する在来型天然ガスに対し、シェールガスの埋蔵地域の分散は、消費国の資源調達における地政学リスクの軽減や調達先の分散化に寄与するものと期待される。

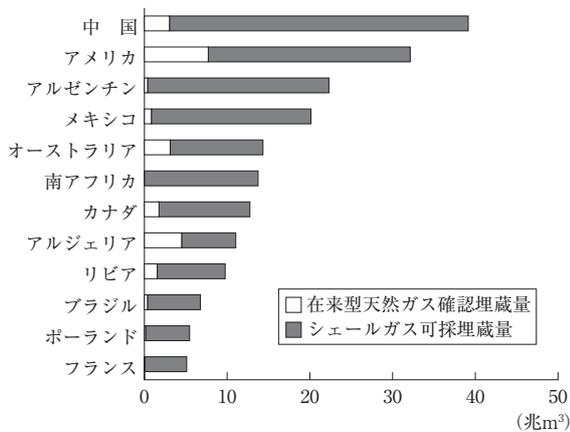
一方、在来型天然ガスについても、近年、新たな地域での巨大ガス田の発見が相次いでいる。例えば、2010~2011年にかけて、東地中海 (イスラエル・キプロス沖) や東アフリカ (モザンビーク・タンザニア沖) において大規模なガス

(図表13) 天然ガスの地域別可採埋蔵量 (2011年末)



(資料) IEA 「Golden Rules for a Golden Age of Gas」(2012年5月)

(図表14) 主要国の天然ガス埋蔵量

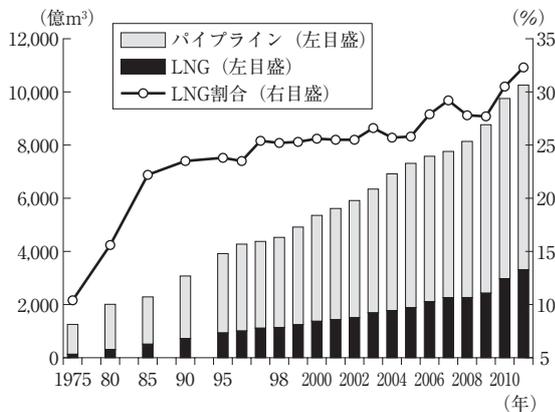


(資料) EIA 「World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States」 (2011年4月)

田が発見された(注12)。いずれも従来は天然ガスの生産が限定的であった地域であり、今回の発見を受け、将来的に前者は欧州、後者はアジアに向けた輸出が検討されている。

以上のような天然ガスの生産地域の広がりは、「天然ガス市場の国際化」の一段の進展につながるものと考えられる。天然ガスは、あくまで原油に対する副次的な資源として位置付けられてきたこと、原油と異なり常温で気体であるため輸送面に制約があることなどから、元来、生産地での自国消費やパイプラインによる近隣諸

(図表15) 天然ガスの形態別貿易量



(資料) BP 「Statistical Review of World Energy」 (2012年6月)

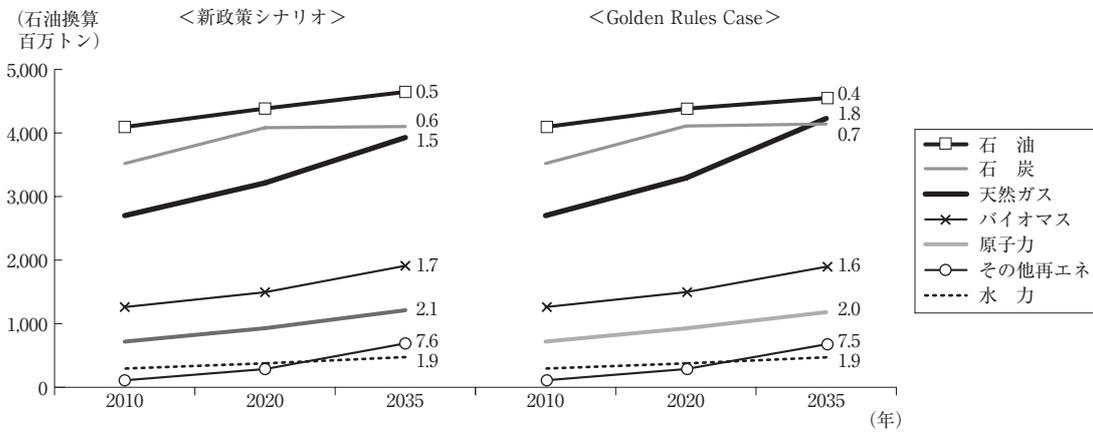
国への輸出が主となってきた。もっとも、1980年代入り後、日本や韓国など近隣に生産地を有しない国の天然ガス需要の増大や液化・輸送技術の発展などを背景に、LNGによる遠隔地貿易が拡大し、近年では天然ガスの全貿易量の3割前後をLNGが占めている(図表15)。これまでにみてきた生産地域の広がりは、こうした動きを一段と加速させ、天然ガスの生産地と消費地の双方の分散化を後押しする可能性が高い。

(2) 大幅な増加が見込まれる天然ガス需要

世界の天然ガス需要は、中長期的に大幅な増加が見込まれている。IEAが2011年11月に公表した「World Energy Outlook 2011」のベースシナリオ(新政策シナリオ、注13)によると、2035年にかけてのエネルギー需要の年平均伸び率は、石油が0.5%増、石炭が0.6%増となる一方、天然ガスは1.5%増と相対的に高い伸びが見込まれている(図表16)。さらに、IEAが2012年5月に発表した「Golden Rules for a Golden Age of Gas」では、シェールガスを中心とした非在来型天然ガスの開発が、適切な政策や規制のもと順調に拡大する場合の見通し(Golden Rules Case)が示された。同見通しでは、天然ガス需要の伸び率は年平均1.8%に達し、2035年には石炭の需要をわずかながら上回ることになる。

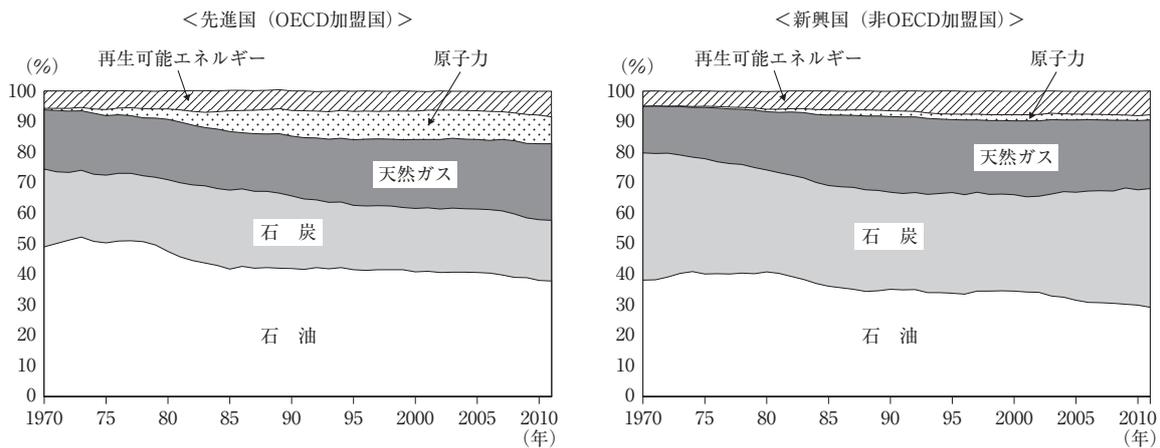
天然ガス需要の伸びを牽引するのは、新興国である。先進国(OECD加盟国)および新興国(非OECD加盟国)におけるエネルギー消費量のエネルギー源別構成比の推移をみると、両地域とも再生可能エネルギーや原子力の割合が徐々に高まるなかで、化石燃料の割合は緩やかに減少してきた(図表17)。その内訳をみると、先進国ではおおむね一貫して石油・石炭の割合が低下し天然ガスの割合が上昇する一方、新興

(図表16) エネルギー需要見通し



(資料) IEA 「World Energy Outlook 2011」, 「Golden Rules for a Golden Age of Gas」
 (注) 図表の数値は、2010～2035年の年平均伸び率。

(図表17) 世界のエネルギー消費量のエネルギー源別構成



(資料) BP 「Statistical Review of World Energy 2012」
 (注) 再生可能エネルギーには水力を含む。

国では1990年代以降、天然ガスの上昇が頭打ちとなるなか、石油の割合が低下し、石炭の割合が上昇に転じている。新興国における石炭の利用増加は、急速に経済が拡大した中国などを中心に、豊富な資源量やコスト面の優位性を背景に積極的な開発・生産が進められたためと考えられる。

もっとも、近年は地球温暖化問題への危機感の高まりから、新興国に対しても温室効果ガスの排出抑制や削減を求める声が強まっている。このため、新興国においても、これまで先進国

が辿ってきたエネルギー源のシフト、すなわち、石炭の利用抑制と天然ガスの利用拡大が進む公算が大きい(注14)。実際、IEAの2035年までのエネルギー需要見通しでは、新興国における石炭需要の伸びがこれまでに比べ鈍化する一方、天然ガス需要は高い伸びを維持すると予測されている(図表18)。なかでも、中国を中心としたアジア圏の新興国が、天然ガス需要の伸びを牽引すると見込まれる(図表19)。

以上を踏まえると、わが国を含むアジアにおける天然ガス獲得競争が激化する可能性が高い。

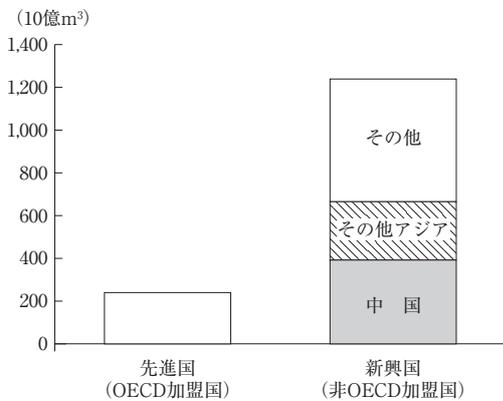
(図表18) エネルギー需要の長期見通し
(IEA・新政策シナリオ)

(年平均伸び率、%)

	先進国 (OECD加盟国)		新興国 (非OECD加盟国)	
	1990 ~2009年	2009 ~2035年	1990 ~2009年	2009 ~2035年
天然ガス	2.1	0.8	2.4	2.4
石 炭	▲0.2	▲1.0	3.6	1.5
石 油	0.2	▲0.7	2.0	1.6

(資料) IEA「World Energy Outlook 2011」

(図表19) 国・地域別天然ガス需要見通し
(2010~2035年の増加幅、IEA・新政策シナリオ)



(資料) IEA「World Energy Outlook 2011」

すなわち、世界の天然ガス供給が拡大するなかでも、わが国の燃料調達環境の厳しさは一段と増していくことが予想される。

(注9) シェールガス以外の非在来型ガスについては、タイトサンドガスは1980年代、コールベッドメタンは1990年代に本格的な生産が開始されている。

(注10) 具体的には、①天然ガスが存在する地層に沿って水平に掘削する水平坑井技術、②硬質の地層に高圧で液体を注入し、人工的にフラクチャー（ガスの通り道である割れ目）を作る水圧破碎技術、③フラクチャーの広がりを観測する微小地震探査技術（マイクロサイミックス技術）、などの技術開発がシェールガスの生産急増に寄与したとされる。

(注11) 「可採埋蔵量」は、ガス田に存在する資源総量（原始埋蔵量）のうち、技術的・経済的に採掘可能な量を表す。

(注12) 各ガス田の推定埋蔵量は、イスラエル沖が16Tcf（兆立方フィート）、キプロス沖が10Tcf、モザンビーク沖が50~80Tcf、タンザニア沖が10Tcf程度とみられている。とりわけ、モザンビーク沖で発見されたRovuma Offshore Area 1 鉱区は推定埋蔵量が最大50Tcfに達し、

世界最大のガス田になるとみられている。ちなみに、日本の2011年度のLNG輸入量は約8,100万トン、気体換算で3.95Tcfである。

(注13) 「新政策シナリオ」は、各国政府がすでに公表している各種政策が実行されることを前提としたもので、IEA見通しの中心シナリオと位置付けられている。

(注14) 例えば、中国が2012年3月に公表した石炭工業発展第12次5カ年計画では、石炭産業の安定的な発展や環境への配慮などを目的に、2015年の国内石炭消費量を39億トン（2010年対比+5.1億トン増、前5カ年の実績は+10.7億トン）に抑制するとしている。

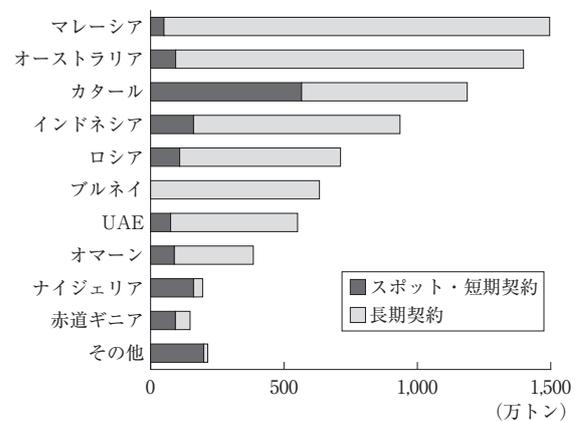
4. わが国のLNG調達コスト抑制に向けて

前章でみた世界の天然ガス需給をめぐる変化を踏まえ、本章では、わが国に求められるLNG調達コストの抑制に向けた施策として、①輸入価格決定方式の見直し、②上流権益の取得、③調達先の多様化、④共同調達の促進、の4点を指摘したい。

(1) 輸入価格決定方式の見直し

わが国のLNG輸入先は、マレーシアやインドネシアなどの東南アジア、カタールやUAEなどの中東、および、オーストラリア・ロシアが太宗を占める（図表20）。東日本大震災後、わが国のLNG輸入が大幅に増加するなか、それらの国々からのLNG輸入価格が、アメリカ

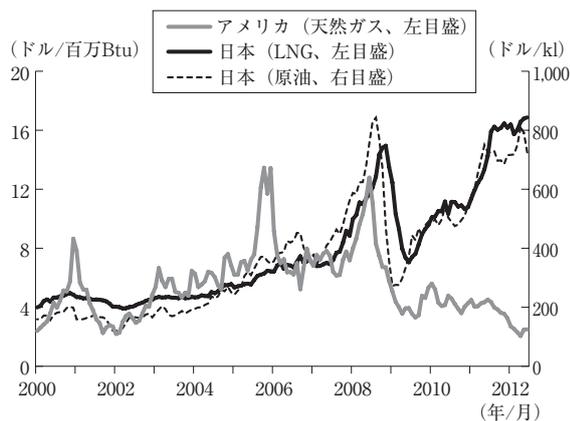
(図表20) わが国のLNG輸入先（2011年）



(資料) 財務省「貿易統計」、GIIGNL「THE LNG INDUSTRY」

の天然ガス価格に比べ大幅に割高であることに注目が集まっている。足元の両者の価格をみると、わが国のLNG輸入価格が百万Btu当たり16ドル台半ばで推移する一方、アメリカの天然ガス価格は同2～3ドルと、5～8倍もの開きがある（注15、図表21）。LNG輸入に必要となる天然ガスの液化および輸送コスト（6～7ドル程度、注16）を勘案しても、その差は極めて大きい。こうした価格差は、天然ガスの国際市場が地域ごとに分断されており、価格決定方式が異なることに起因する。

（図表21）世界の天然ガス・LNG価格



（資料）Boomborg. L.P.、財務省「貿易統計」等をもとに日本総合研究所作成

（注）日本は輸入CIF価格、アメリカはNYMEX・Henry Hub先物価格。

天然ガスは常温で気体であるため、遠隔地への輸送が難しく、大陸を跨ぐような国際的な裁定取引が成り立ちにくい。また、近年はLNGによる遠隔地への輸送が拡大しているものの、LNG取引には天然ガスの液化設備や受入基地の整備などに巨額の投資が必要であり、投資コストの回収を担保しやすい20～30年程度の長期相対契約が主流となっている。このため、天然ガスおよびLNGの国際市場は、天然ガス産地と消費地のパイプライン網が整備されている北

米および欧州、LNGによる輸入が主であるアジアの三つの地域に分断されており、地域ごとに独自の価格決定方式が採用されてきた。

例えば、わが国のLNGは全輸入量の8～9割が相対による長期契約であり、その価格は原則として原油の輸入価格に連動する方式が採られている（前掲図表20、21）。ちなみに、わが国が原油価格連動方式を採用している背景としては、①元来、天然ガスは石油代替燃料と位置付けられていたこと、②近傍に大規模な天然ガス産出地がなく、パイプライン天然ガスとの競争がなかったこと、③安定調達を志向したこと、などが指摘できる。わが国の原油輸入価格は、リーマン・ショック後の急落を境に大きく上昇しており、LNG輸入価格も併せて上昇してきた。一方、アメリカの天然ガス価格は、パイプラインの集積地であるHenry Hubと呼ばれる地域で形成される市場価格により決定される。前述の通り、アメリカではシェールガスの生産が急増しており、需給が大幅な緩和状態にあることから、天然ガス価格が大きく低下している。

わが国でも天然ガスが単なる石油代替燃料ではなく主要なエネルギー源となりつつあること、現状の原油価格連動方式では世界的な天然ガス供給の増加に伴う恩恵を享受できないこと、などを踏まえれば、わが国においても、LNG輸入価格の決定に天然ガス自体の需給が反映される仕組みの導入を目指すべきであろう。また、安価な市場価格をベースとしたLNG輸入が実現すれば、他のLNG購入契約における価格抑制効果も期待できる（注18）。実際に、2011年末から2012年初めにかけて、アジア市場に属するインドのGAIL（インド天然ガス公社）や韓国のKOGAS（韓国ガス公社）が、アメリカのCheniere Energy Partnersと、Henry Hub価格をベースとした契約価格でSabine Pass LNG基

地よりアメリカ産LNGを購入することで合意している（注17）。両社の契約価格は、「Henry Hub価格+固定費（輸送費を除く）」とされており、足元のHenry Hubの価格水準を前提とすると、インド・韓国のLNG輸入価格は輸送費を含めても百万Btu当たり10ドルを下回るとみられる。

もっとも、市場価格によるLNG輸入価格の決定は、あくまで天然ガスの需給に応じて価格が決まることを意味するものであり、必ずしも価格の低下を意味するものではない。例えば、アメリカでは2005年後半に天然ガスの生産設備がハリケーンの被害を受けたことから供給懸念が高まり、天然ガス価格が急騰した。また、天然ガス市場の国際化が不十分である場合、局地的な需給変動の影響を大きく受ける可能性がある。とりわけ、大幅な天然ガス需要の増加が見込まれるアジアでは、後述する調達先の多様化が併せて実現できていなければ、需給逼迫懸念が大きく高まる恐れがある。

以上を踏まえると、原油価格連動方式と市場価格方式のメリット・デメリットや、天然ガス市場の国際化の進展を慎重に見極めつつ、価格決定方式の多様化を進めていくことが重要といえる。既存契約については、契約期間内の価格決定方式の抜本的な見直しは困難と考えられることから、価格見直し時に既存契約条件下での価格引下げを模索していく必要がある（注19）。一方、既存契約の更新時や新規調達では、価格決定方式の抜本的な見直しも視野に入れるべきである。具体的な価格決定方式としては、調達地域の天然ガスの需給動向等を踏まえ、市場価格に完全に準拠した方式のほか、原油価格と市場価格の両要素を加味した方式の採用なども検討すべきであろう。

なお、LNG調達における価格交渉力の向上に

は、次項以降で述べる上流権益の取得や調達先の多様化などが不可欠といえる。LNG調達の価格交渉は民間企業が主体となるものの、価格決定方式の見直しを後押しする取り組みとして、上流権益の取得や調達先の多様化に向けた政府による積極的なバックアップが求められよう。

(2) 上流権益の取得

天然ガスの調達コスト抑制には、価格決定方式の見直しに加え、ガス田の上流権益の取得が有効と考えられる。わが国は国内に大規模な天然ガス田を有しておらず、上流権益の取得は安定的な資源調達にも資する施策となる。

上流権益の取得による天然ガスの調達コスト抑制効果として、以下2点が指摘できる。第1に、当該プロジェクトで生産される天然ガスの割安な調達である。前述の通り、わが国のLNG輸入価格は他の地域に比べ割高となっている。権益の取得により売主として一定の発言力が確保できれば、価格決定方式を含めた取引契約の内容について、わが国に有利な条件を引き出せると期待される。第2に、天然ガスの価格変動リスクの回避である。天然ガス価格が上昇すると、調達コストが上昇する一方、保有するプロジェクト権益から得られる配当も増加する。このため、調達コスト上昇による収益への影響を一定程度相殺することができる。

上流権益の取得にはこれらのメリットが期待できる一方、資源開発には多額の投資、期間が必要であり、リスクも大きい。一般的な天然ガス開発では、鉱区の取得から生産の開始まで5～10年程度が必要とされており、規模の大きな案件ではさらに長期間にわたる場合もある。例えば、2012年1月に最終投資決定を発表したオーストラリアのイクシスLNGプロジェクト（注20）では権益の取得から生産開始まで18年を要

し、開発投資額は340億ドルに上る（図表22）。

こうしたなか、近年、新興国の政府系エネルギー企業が、国内エネルギー需要の急増に対応するため、政府のバックアップを受け世界的な資源権益の取得を加速させている。これらのエネルギー企業は概して規模が大きく、政府方針に沿った迅速な投資決定が行われている（図表

（図表22）天然ガス開発の流れ

一般的な流れ		例：イクシス LNGプロジェクト
1. 鉱区の取得	5～10年程度	1998年： 権益取得 2012年1月： 最終投資決定 (340億ドル) 2016年末： 生産開始予定
2. 探鉱		
・地質調査、物理調査などの実施 ・試掘井の掘削		
3. 評価		
・評価井の掘削、埋蔵量規模の評価 ・商業生産の可否判断		
4. 開発		
・生産井の掘削 ・生産、貯蔵、出荷施設などの建設 ・顧客の確保		
5. 生産		

（資料）国際石油開発帝石、JXホールディングス資料より日本総合研究所作成

（図表23）エネルギー関連企業ランキング
（2011年末の時価総額順）

	企業名	本社所在地
1	ExxonMobil	アメリカ
2	PetroChina	中国
3	Royal Dutch Shell	オランダ
4	Chevron	アメリカ
5	Petrobras	ブラジル
6	BP	イギリス
7	Gazprom	ロシア
8	TOTAL	フランス
9	Sinopec	中国
10	ConocoPhillips	アメリカ
11	Schlumberger	アメリカ
12	Ecopetrol	コロンビア
13	Eni	イタリア
14	Statoil	ノルウェー
15	CNOOC	中国
16	Occidental	アメリカ
17	Rosneft	ロシア
18	BG	イギリス
19	GDF SUEZ	フランス
20	Suncor	カナダ
57	国際石油開発帝石	日本
91	関西電力	日本
94	中部電力	日本

（資料）PFC「PFC Energy 50」

（注）網掛けは政府系企業。

23）。上流権益の取得では、これらの政府系エネルギー企業に競り勝っていく必要があり、わが国においても、政府による資金面や外交面からの支援が不可欠といえる（注21）。

一方、上流権益の取得にあたって、留意すべき点として以下2点があげられる。

第1に、権益取得のメリットを最大限に享受するためには、電力・ガス会社などの天然ガス需要家自身による権益取得が求められる。足元では、ガス会社による大規模なシェールガス権益の取得などの動きがみられるものの（注22）、これまで電力・ガス会社が取得する権益比率はおおむね数%にとどまってきた。わが国では主に大手商社による権益の取得が活発に行われているものの、需要家以外が権益を有する場合は、取引相手として多くの需要家が存在し、価格引下げのインセンティブが働きにくい可能性がある。一方、電力・ガス会社による大規模な権益の取得は、ノウハウや資金力の面で困難を伴うのも事実である。とりわけ、火力発電燃料費の増加を受け経営悪化が避けられないわが国の電力会社には、大規模な投資余力が乏しい。このため、直接の権益取得を模索しながらも、当面は安価な天然ガスの獲得に向けて商社との協力関係を一段と深めていくことが肝要であろう。

第2に、多額の財政資金を投入し、政府主導で進められた石油公団による資源開発が、大きな成果を得られないまま廃止に至った反省を十分に踏まえる必要がある。石油公団の処理方針の検討を目的に経済産業省に設置された委員会では、それまでの資源開発体制について、「政府と石油公団は、石油・天然ガスの安定的な供給の確保を目指すなかで、『量的確保』を最大の目標にあげるあまり、資金の効率的運用に関する配慮に欠けていた」、「石油・天然ガス開発企業の側も、（中略）事業資金の多くを公的制

度に依存するとともに、量的確保という目標にこだわったため、個々のプロジェクトの事業遂行や撤退判断などの点で適切さを欠く面があった」と指摘している（注23）。今次局面においても、資源獲得競争の激化が予想されるなか、「量的確保」を追及する動きが強まることも考えられる。過去の反省を活かし、同様の失敗を繰り返してはならない。

(3) 調達先の多様化

わが国のLNGの輸入先を地域別にみると、中東が約30%、アジアが約35%、オーストラリアが約16%と、中東に過度に依存する原油に比べ、相対的に分散している（図表24）。もっとも、地政学的リスクを抱える中東や、自国需要の増加が見込まれるアジアに少なからず依存していることを踏まえると、今後も調達先の多様化を図っていくことが重要といえる。

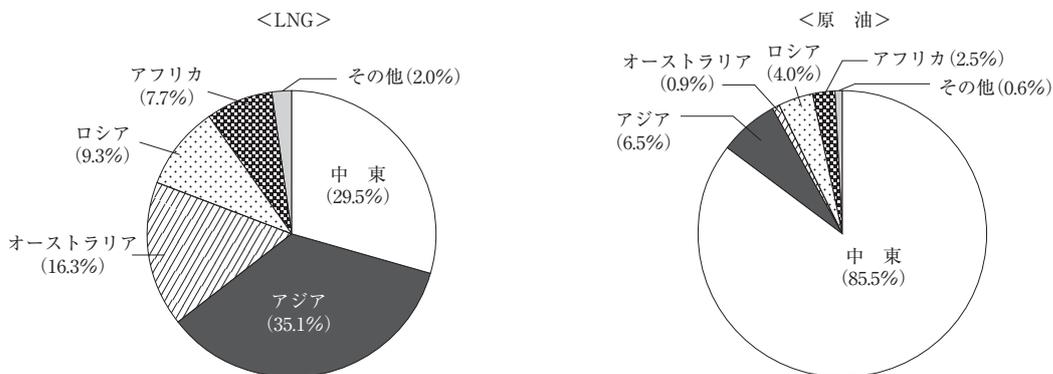
とりわけ、第3章で触れた天然ガス供給地域の広がりや踏まえ、わが国による新たな調達先として期待されるのが、アメリカである。

アメリカではシェールガスの生産拡大による需給緩和を受け、LNG輸出に向けた機運が高まっている。米エネルギー省（DOE）によると、現在計画が進行中のLNG輸出プロジェクトの

最大輸出能力は、年間1.4億トン超に達する（注24）。前述の輸入価格決定方式の見直しの面からも、Henry Hub価格に準拠したアメリカ産LNGのわが国への輸出は大きな意味を持つ。

もっとも、アメリカのLNG輸出には課題も多い。第1に、エネルギー安全保障上の問題である。アメリカではエネルギー資源の戦略物資としての位置付けが強く、資源輸出には極めて慎重な姿勢を採っている。このため、LNGの輸出に際してもDOEの認可が必要となる。DOEの認可は、アメリカとのFTA締結国向けと非締結国向けに分かれており、現在申請がなされている15件のプロジェクトのうちFTA締結国向けは12件で輸出が認められている一方、非FTA締結国向けの承認を得ているプロジェクトは1件にとどまる（注25）。第2に、国内ガス価格の上昇懸念である。天然ガスを原料や燃料として利用する化学や電力産業を中心に、LNG輸出の拡大によりアメリカ国内の天然ガス需給が逼迫し、価格の上昇を招くとの懸念が高まっている。第3に、環境保護に関する問題である。具体的には、シェールガス開発に利用される薬剤による地下水の汚染や、掘削井周辺からのガス漏れに伴う大気汚染などが懸念されている。環境汚染に対する懸念はシェールガス

(図表24) わが国のLNG、原油の輸入先 (2011年度)



(資料) 財務省「貿易統計」

の生産手法そのものにかかわる問題であり、環境規制の強化がアメリカにおけるシェールガス開発コストの上昇や開発自体の停滞を招く可能性がある（注26）。これらの課題は、アメリカのエネルギー政策や国民の生活と密接にかかわるものであり、すでに政治的な争点となっている。とりわけ、足元では11月の大統領選を前に、米議会でもLNG輸出の推進派と慎重派の対立が鮮明となっており、当面、非FTA締結国向けの輸出は認可されないとの見方が強い（注27）。アメリカからのLNG調達は、地政学リスクの低減や調達コストの抑制などの面から、最も注力すべき案件といえるが（注28）、上記の課題を踏まえれば、過度に傾斜した取り組みはリスクを伴う点を忘れてはならない。

一方、新たな天然ガスの調達先としては、タンザニアやモザンビークなどの東アフリカで進められているLNG事業に対する期待も高い（注29）。現在、わが国のアフリカからのLNG輸入は、ナイジェリアや赤道ギニアなど西アフリカが中心であり、アフリカ内での調達の分散化にも資すると期待される。もっとも、東アフリカでは開発施設や輸送インフラなどの設備面、あるいは資源開発ノウハウや人材などの面で課題が多い。政府による途上国支援の枠組みも活用しつつ、必要に応じて、わが国の持つ技術やノウハウなどを提供していくことが求められる。

また、調達手法の多様化という観点からは、LNGではなくパイプラインによる天然ガスの輸入についても検討すべきである。わが国の地理的制約を踏まえると、サハリンや東シベリアなどロシアからの輸入が有望と考えられる。パイプラインによる輸入の実現には、国境をまたぐ国際海上パイプラインの施設や、国内パイプライン網の整備など解決すべき課題も多いものの（注30）、パイプライン天然ガスはLNGに対

して相対的に安価な調達が見込めるほか、安価なパイプライン天然ガスの調達はLNG取引におけるわが国の価格交渉力の向上にも資すると考えられる（注31）。

さらに、わが国自前の資源としてメタンハイドレードへの期待が高まっている。メタンハイドレードは、天然ガスの主成分であるメタンを多く含む物質で、深海底などの地中に分布する。太平洋側を中心とする日本近海に豊富な埋蔵量が見込まれており、2012年2月中旬には経済産業省の委託を受けた石油天然ガス・金属鉱物資源機構が、愛知県沖の東部南海トラフ海域で世界初となる採掘試験を開始した。商業生産の実現は早くとも2020年代以降とみられることに加え（注32）、①商業化に向けた採掘コストの一段の低減、②採掘時のメタンガスの漏洩防止や海洋の生態系への配慮など環境負荷の軽減、など課題も多いものの、天然ガスの国際市場の動向を見極めつつ、貴重な国産資源として着実に開発を進めることが求められる。

(4) 共同調達の促進

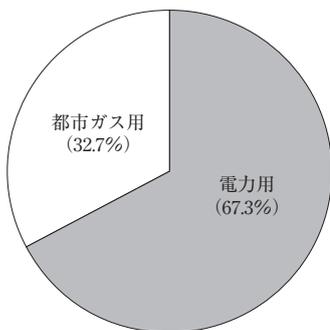
現在、わが国の電力・ガス会社によるLNGの調達は、各社が個別に交渉・契約を行うことが多い。もっとも、過去を振り返ると、電力・ガス会社がコンソーシアムを形成し、共同で調達することが一般的に行われていた。しかしながら、1990年代後半以降、①電力・ガス市場の自由化の進展、②電力・ガス会社間の競争の拡大、③LNG市場の買い手市場化、などを背景に、そうした取り組みは減少していった。また、電力会社とガス会社の間で、LNG調達において重視する要件が異なることが共同調達の妨げになっているとされる。具体的には、電力会社にとってLNGは複数ある火力発電燃料の一つであり、必要なときに必要な量を得られる安定調

達を志向する一方、ガス会社にとってLNGは唯一の燃料であるため、低価格を志向する傾向が強いとされる。

もっとも、電力会社においてもLNGの調達コスト抑制が厳しく求められるようになりつつあることに加え、LNG市場が再び売り手市場化していることを踏まえると、バイイングパワーの発揮を目的とした電力会社同士、あるいは、電力・ガス会社による共同調達を促進すべき環境にあるといえる。さらに、わが国の中長期的なエネルギー政策を考えるうえで、エネルギー全体での効率的な利用を検討する必要性が高まっている。とりわけ、電気と熱を一体的に活用する天然ガス・コージェネレーションについては、原発への依存割合にかかわらず今後の大幅な利用拡大が想定されており（注33）、電力・ガス会社の連携を後押しするものと期待される。

ちなみに、わが国のLNG輸入量の内訳をみると、電力会社が7割弱、ガス会社が3割強を占める（図表25）。一方、個社別にLNG受入量をみると、上位2社は電力会社が占めるものの、3位および4位にはガス会社が位置している（図表26）。すなわち、バイイングパワーの発揮という面からは、大手電力・ガス会社の連携が有効といえる。わが国に次ぐLNG輸入国であ

（図表25）LNG輸入量の内訳（2010年度）



（資料）日本ガス協会

（図表26）電力・ガス会社のLNG受入量

	会社名	LNG受入量（千トン）	
		2010年度	2011年度
1	東京電力	20,788	24,088
2	中部電力	10,445	13,123
3	東京ガス	10,692	12,889
4	大阪ガス	8,233	7,193
5	関西電力	4,794	6,703
6	東北電力	3,033	5,090
7	九州電力	2,680	4,140
8	東邦ガス	3,029	3,010
	その他	6,869	6,947
	日本計	70,563	83,182
参 考	韓国ガス公社	31,202	33,570

（資料）各電力・ガス会社、韓国ガス公社資料等より日本総合研究所作成

（注1）網掛けはガス会社。

（注2）韓国ガス公社は暦年販売量。

る韓国では、KOGASが国内の電力・ガス会社が利用するLNGに調達を一手に引き受けており、その調達規模は東京電力を大きく上回る（前掲図表26）。実際に、2012年1月にKOGASが米Cheniere社とアメリカ産LNGの購入に合意できたのは、KOGASの購入規模の大きさが有利に働いたとの見方が強い。

一方、共同調達の促進によるリスクについても、十分に配慮していくことが求められる。例えば、大口契約への過度の依存は、交渉が難航した際に大きな調達先を一度に失うリスクを抱えることになる。とりわけ、売り手の立場が有利となる需給逼迫時にはそうしたリスクが強まりやすく、調達先の多様化と併せた取り組みが求められる。

（注15）Btu（British thermal unit、イギリス熱量単位）は、熱量を表す単位。1 Btuは、1ポンドの水の温度を華氏1度上げるのに必要な熱量を示す。

（注16）アメリカメキシコ湾から東アジアに輸送する場合（2012年4月17日付け日経産業新聞）。

（注17）GAILは2011年12月11日、KOGASは2012年1月30日に合意を発表。いずれも、輸入開始予定は2017年。

（注18）実際に、GAIL幹部は、安価なアメリカ産LNGの輸入合意を受け、他の供給会社との価格交渉で有利な条件を得られる可能性があるとは指摘している（The Wall Street Journal、2012年6月11日）。

- (注19) 長期契約であっても、一定期間（5年程度）ごとに価格の見直しを行う規定が設けられていることが多い。ただし、一般的には、原油価格に乗じる係数の調整などが行われるもので、価格決定方式自体を見直すものではない。
- (注20) イクシスLNGプロジェクトでは、年間840万トン（わが国の年間LNG輸入量の約1割に相当）のLNG生産を予定。国際石油開発帝石が操業主体となっており、わが国企業が主導する初の大型LNG開発プロジェクトとなる。
- (注21) 経済産業省や外務省などが2012年6月27日に公表した、政府やエネルギー企業に求められる今後の取り組みの方向性を示す「資源確保戦略」においても、官民一体となった資源国への働きかけや日本主導のLNGプロジェクトの積み上げの推進が明記されている。
- (注22) 大阪ガスが2012年6月22日に、アメリカ・テキサス州のピアソール・シェールガス・オイル開発プロジェクトの権益35%を、2億5,000万ドル（約200億円）で取得すると発表している。なお、同プロジェクトでは、LNG換算で約2,000万トンの産出量が見込まれている。
- (注23) 石油公団資産評価・整理検討小委員会「石油公団が保有する開発関連資産の処理に関する方針」（2003年3月）より。なお、同報告書では他に、「支援案件の選定や業務の遂行において、エネルギー安全保障上のバランス（エネルギー供給源の多様化・多角化、案件の地政学的分散など）を追求する姿勢が十分でなかった」ことが指摘されている。
- (注24) U.S. Department of Energy 「Summary of LNG Export Applications」（2012年6月15日）。
- (注25) 非FTA締結国向け承認を得ているのは、インドや韓国がLNGの購入で合意したCheniere Energy Partnersが運営するSabine Pass LNGプロジェクトのみ。なお、プロジェクトのうち6件は、非FTA締結国向け輸出について未申請。ちなみに、世界の主なLNG輸入国のうち、アメリカとFTAを締結しているのは韓国のみである（2012年3月15日発効）。
- (注26) 実際に欧州では、フランスやブルガリアなど、地下水汚染への懸念などから水圧破砕によるシェールガス開発を一時的に禁止する国や地域が出てきている。
- (注27) LNG輸出の認可に向けたわが国からの協力要請に対し、オバマ政権はアメリカ産天然ガスの購入計画について推進をしばらく見合わせるよう伝えたとの報道もある（The Wall Street Journal、2012年5月31日）。
- (注28) 「資源確保戦略」（経済産業省など、2012年6月27日）でも、「北米からのLNG輸入ルートの構築」が、今後注力すべき取り組みの一つとして挙げられている。
- (注29) モザンビーク沖で進むRovuma Offshore Area 1鉱区のLNG事業には、三井物産が権益の20%を取得し参画している。
- (注30) 国内天然ガスパイプライン網の整備については、経済産業省・総合資源エネルギー調査会総合部会「天然ガスシフト基盤整備専門委員会」において、2012年6月に、今後わが国が天然ガスシフトを進めていくうえでの供給基盤整備の在り方という観点から報告書が取

りまとめられている。同報告書では、現在のわが国の天然ガスパイプラインネットワークは需要地毎に分断されており、今後の天然ガスシフトを見据えれば、それを支える広域天然ガスパイプラインネットワークという供給基盤をできるだけ早期に構築していく必要があると指摘している。

- (注31) 実際に、韓国ではこれらのメリットを踏まえ、ロシアからのパイプラインによる天然ガス調達を検討している。パイプラインが北朝鮮を経由することから、3カ国間の交渉が難航しているものの、現在も協議が続けられている。
- (注32) 現在は、2018年度をめどに、商業生産に向けた基盤技術の整備が進められている。一方、政府は5年ごとに実施する海洋基本計画に見直しのなかで、メタンハイドレードの商業生産の目標年次について、2018年からの前倒しを検討するとの報道もある（ロイター、2012年6月19日）。
- (注33) 経済産業省・総合資源エネルギー調査会基本問題委員会第27回配布資料「エネルギーミックスの選択肢の原案について」（2012年6月19日）より。なお、同案ではいずれの選択肢においても、発電電力量全体に占める天然ガス・コジェネレーションの割合は、2010年度の2%から2030年には12%へ引き上げることが想定されている。

5. おわりに

東日本大震災以前、わが国のエネルギー政策は、原発への依存拡大と火力発電への依存低減を前提に策定されていた。そうした前提が、電力会社の積極的な燃料調達戦略を躊躇させてきた側面もある。さらに、電力会社の電気料金は、燃料費や人件費など電力の発電・送電・販売等に必要費用と電力の販売収入が等しくなるように決定される総括原価方式により定められているほか、短期的な資源価格の変動についても、毎月自動的に電気料金に反映される燃料費調整制度が導入されている。これらの制度が、電力会社の燃料調達コスト抑制へのインセンティブを弱め、安定的な調達への傾斜を促してきた面も否めない。

もっとも、火力発電への依存度の高止まりが避けられないなか、電力会社は燃料調達戦略の抜本的な見直しを迫られている。加えて、足元で電力料金引き上げにあたっての原価の抑制や

経営の効率化に対する厳しい世論が強まっている。また、今後、電力制度改革の一環として小売の全面自由化と総括原価方式による料金規制の撤廃が進むとみられるなか（注34）、電力会社は否応なく厳しい市場競争にさらされることになる。

一方、燃料調達コストの抑制は、わが国のエネルギー政策における課題でもある。新興国のエネルギー需要の増加などを背景に激しさを増す資源獲得競争に、わが国は競り勝っていかなければならない。政府による適切な支援を通じて、官民一体となったスピード感のある取り組みが求められよう。

（注34）経済産業省「第5回電力システム改革専門委員会」（2012年5月18日）では、電力小売の全面自由化や料金規制の撤廃で大筋合意した。移行期間の設置などを踏まえ、2014年以降の実施が見込まれている。

(2012. 7. 18)

参考文献

- ・ Deloitte [2012]. 「Oil and Gas reality check 2012」
- ・ 日本エネルギー経済研究所 [2011]. 「原発依存低下に伴うLNG調達の課題と解決策」 2011年12月13日
- ・ 鈴木健雄 [2005]. 「LNG取引条件の変化に関する調査」 日本エネルギー経済研究所、2005年10月
- ・ 市原路子 [2012]. 「米国：ガス価格の低廉化を受けて強まるLNG輸出と資産放出の動き」 石油天然ガス・金属鉱物資源機構、2012年3月27日
- ・ 大貫憲二 [2011]. 「イスラエル・キプロスにおける大規模ガス発見と東地中海地域を取り巻く情勢」 石油天然ガス・金属鉱物資源機構、

2011年11月25日

- ・ 竹原美佳 [2012]. 「東アフリカLNGを巡る動き」 石油天然ガス・金属鉱物資源機構、2012年3月21日
- ・ 坂本茂樹 [2012]. 「実現に近づく次世代LNG供給地域・プロジェクト」 石油天然ガス・金属鉱物資源機構、2012年1月20日
- ・ 大場紀章 [2012]. 「『そもそも』から考えるエネルギー論」 日経ビジネスONLINE
- ・ 本村眞澄 [2012]. 「拡大する北東アジアのエネルギーフロー」 石油天然ガス・金属鉱物資源機構『石油・天然ガスレビュー』2012年3月号
- ・ 石井彰 [2011]. 『エネルギー論争の盲点』 NHK出版、2011年7月
- ・ ダニエル・ヤーギン [2012]. 『探求－エネルギーの世紀（上・下）』 日本経済新聞出版社、2012年4月
- ・ 橘川武郎 [2012]. 『電力改革』 講談社、2012年4月