

「輸出入国の満足度を考慮したアジア太平洋LNG取引の エージェントシミュレーター構築」

松尾誠治（東京大学）・岡村宗二（大東文化大）

1. はじめに

昨今では、地球環境に配慮しながら経済成長軌道を描くことがいわば暗黙の国際的コンセンサスになっている。一定の経済成長を達成するには一定の労働、資本、土地、資源・エネルギーの投入が不可欠であるが、経済成長は地球環境の悪化を導くことが知られている。少なくとも、生産および消費過程で排出される二酸化炭素の排出量を抑制し、必要であるならば経済成長率を引き下げ、地球環境の悪化を防がなければならない。各国は物資的豊かさを求める経済活動の拡大が環境負荷となって結局わが身にふりかかる原理を知り、固有の社会背景の下で経済成長と排出量削減の両立というパズルに臨むことになる。このとき、非資源国はどのようなエネルギーを、どのようにして、どれだけ輸入するか意思決定に直面する。他方、資源国は、固有の事情の下で、どのようにしてどれだけ輸出すべきかを見極める。各国は、成長・環境・エネルギーといったいわば3E戦略を立てる。

その点、天然ガスはその優れた環境性や供給安定性から現代社会に不可欠なエネルギー供給源であるとみなされ、今後も消費の伸びが続くと見込まれている。液化天然ガス（LNG）の国際取引もアジア太平洋地域を中心に拡大し、英米のガス自由化などに伴い取引形態も多様化してきた。近年は世界経済の成長拡大とともにガス在庫の懐の浅いアジア市場でLNGが逼迫し、スポット・カーゴによる調達が旺盛になっていたが、2008年9月以降米国に端を発した金融・経済危機が瞬く間に世界中に波及しLNG売り手市場も急速に軟化した。北米のガス供給面でも、従来予想していた以上に非在来型ガスの生産に勢いが見られる^[1]。このためLNGの売り主/買い主間の契約形態やスポット比率の増加に代表される供給形態等にも、見方に変化が生じている。

天然ガスに限らず、広くエネルギー問題を考える際に留意すべきは、安定供給（確保）、環境保護、経済効率の各側面を同時に満足する解を得ることが困難ことである。この問題は3E問題もしくはトリレンマ問題と呼ばれるが^[2]、これら複雑な要因が絡み合った問題の解決方法には、これまで取引国全体の効用関数の最大化を前提にした「最適解」を導く手法がとられてきた。しかし、実際には限られた制約のなか個々が目指す思惑を可能な限り満足させるように意思決定が行われているのが現実である。そのため個々の国、企業に大きな効用の差が生じることもあり得る。そのような現実の状況により近い形でのシミュレーション方法が近年研究されており、マルチエージェントシステムによるアプローチもその一翼として期待され活発に研究が進んでいる。

そこで、本研究ではアジア太平洋地域におけるLNG取引に対し、各国の満足・制約といった

実際の意思決定過程を考慮したエージェントベースのシミュレーターの構築を試みた。ここでは、アジア太平洋地域におけるLNG取引の現状を分析した後、各国の満足度・制約に基づくプロトタイプモデルのシミュレーションを実施した。そして、これを基にアジア太平洋地域LNG取引の今後20年における経済性、安定供給性、環境性などについて解析を行い、この種の問題におけるマルチエージェントシステム・アプローチの有効性を確認したい。

2. マルチエージェントシステム

マルチエージェントシステムとは、「自律した個々の主体（エージェント）が多数集まって相互に依存し合っているシステム」をいう^[2]。この設計では、Fig.1に示すように、従来のトップダウン的なシステム設計法とは異なり多数の自律した主体をボトムアップ的に組み合わせることで全体システムが構成されていく。これにより直接的な相互関係・相互作用のシミュレーションが可能となる。ここでいうエージェントとは、「環境の状態を知覚し、自らの知覚と行動を介して環境と相互作用する自律的な主体」を示し（Fig.2）、その主体には人間や企業や政府などの一つの個体が想定される。また、自律的であるということは、自身の経験とそれが働く環境に組み込まれた知識の双方に基づいて行動できることを示す。エージェントを系の構成要素とし、エージェント間の相互作用を記述することで系全体の振る舞いをシミュレーションによって解析しようとする試みであり、このような試みは、近年エージェントベースシミュレーションとも呼ばれ、経済学などの社会科学でも注目されつつある⁽¹⁾。

3. アジア・オセアニア地域の天然ガス取引

3.1 天然ガス取引の概要⁽²⁾

世界の天然ガス資源は深部の未発見埋蔵量があり膨大とみられている。2008年末に残存する確認埋蔵量は185tcmであり、現在の生産量の約60年分と石油の42年より長い^[3]。ただし、石油同様産ガス国は少数の国々に限られ、ロシア、イラン、カタールのみで世界の埋蔵量の55%を占めている。埋蔵量分布は石油と一致するが多いが、天然ガスはアジア太平洋地域が世界の8.3%の埋蔵量を有し、石油の3.3%よりも多く分布しているのが特徴である。

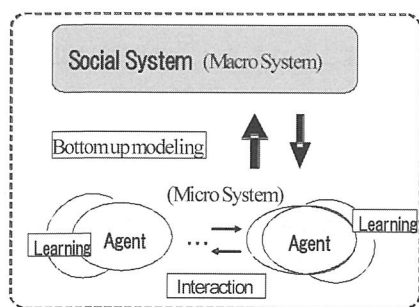


Fig.1 Structure of Multi-Agent System

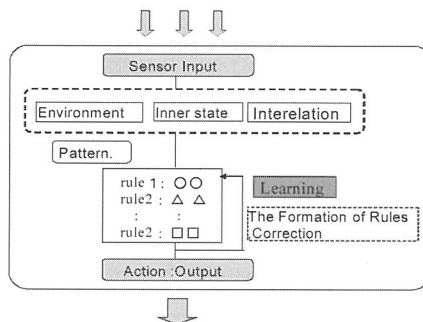


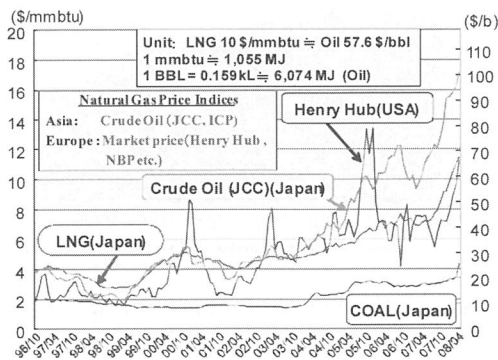
Fig.2 Structure of Agent

LNGの2007年貿易量をTable 1に示した。世界全体の天然ガス商業生産量は年間3066bcmであり、そのうち国際貿易量は26.5%、海上LNG輸送量はそのうち27.8%となっている。貿易国は輸出国、輸入国ともにアジア太平洋地域の割合が高い。また、Fig.3には日本におけるLNG価格の変動を示しており、LNG価格は図に示されるように原油価格に比べ変動が少なくなっていることが分かる。これはLNG価格決定にはFig.4に示すようなSカーブ効果の影響による。カーブとは、原油価格がある一定水準を下回った場合（低油価時）に売主救済としてプラスの調整を行い、逆に原油価格がある一定水準を上回った場合（高油価時）に買主救済としてマイナスの調整を行うように設定されたLNG価格フォーミュラである。このSカーブの効果によって従来の長期契約では原油価格が高騰した場合は、LNG価格の上昇は抑えられたが、最近の油価高止まりや世界的なLNG需要の増加を受けて、売り主側はLNG価格引き上げの要求姿勢を鮮明にして来ている^[9]。なお、後述する短期スポット取引価格はこのSカーブには準じることなく石油取引価格に連動する。

3.2 アジア・オセアニア地域の天然ガス取引⁽³⁾

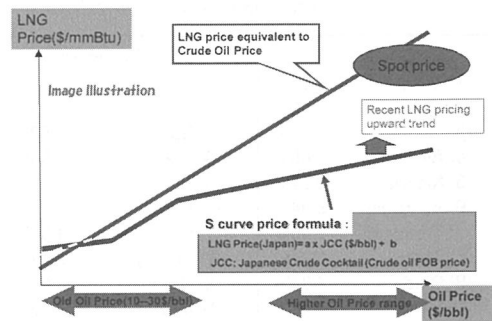
Table 1はCEDIGAZとBP統計による2007年の世界の天然ガスの貿易状況を示す。2007年現在、世界のLNG輸出国は15ヶ国あり、年間1億6350万トン（2,264億m³）を17ヶ国のLNG輸入国に供給している。一方、この地域のLNG輸入国は、筆頭が日本で世界の40%程度を占める。次はSouth Korea、Taiwan、India、Chinaなど5ヶ国にすぎない。現在、アジアLNG市場の規模は世界の65%を占め、LNG相当約100million tonの規模である。IEA(2008)の予測では、世界の天然ガス貿易量は2006年の441bcmから2030年は約1,000bcmへと倍増すると見られている。国際貿易量のこの増加のほとんどはLNG貿易の増加であり、2006年には全貿易量の52%を占めていたが、2030年には69%のシェアすなわち690bcmの規模に増加すると見られている。このLNG需要を満たすためには、2010年までの計画されたLNG液化容量の増加の上に、さらなるLNG施設の投資が必要となる。

Fig.5は、LNG長期契約の実態と日本のLNG需要の将来見通し（日本エネルギー経済研究所：



出典：貿易統計等

Fig.3 LNG Price Compared with Others.



Source: METI's Home Page

Fig.4 S Curve (LNG Price Formula)

IEEJ)を示す。これによると2006年のLNG輸入量は63.3MTPA (Million ton per annum)で、ガス化量は873億m³であるが、そのほとんどが長期契約で輸入されている。世界に先駆けた日本の供給元との長期契約は2011年からごろからインドネシアなど次々に契約更改を迎える中で、LNGの安定調達には新規プロジェクトの獲得が不可欠である。今後原油価格の再度の高騰が起これば、代替のLNG価格も高騰する懸念があり、LNG売り手市場となることが危惧される。IEEJによると2020年での日本LNG需要は69~73MTPAと予測されており、そのギャップ約38MTPAのLNGを新しいLNG長期契約とスポット契約で埋めなければならない。

近年のLNG市場を眺めると、確かにグローバル化の波が部分的には短期契約の増加をもたらしたが、大型のLNG長期契約も安定的なビジネスとして残るであろう。また、天然ガスに付加価値をつける下流部門の市場が世界に拡大するであろうことから、LNG海上輸送量の増強も見込まれる。近年のLNG市場における価格高騰を反映した新しい動きとして、LNGの短期やスポット契約量が確かに増加した。2006年ではLNG取引に占める短期・スポットの割合は米国が32%と多く、欧州で17%、アジアでも14%に成長している。

東南アジア、オセアニア海域では、中小規模ガス田の開発においてFloating LNGを使った1MTPA級の小型プロジェクトが現実化しつつある。近年の原油高騰がLNG生産関連の技術革新のチャンスを生み出しており、供給量の増加が今後期待される。しかし、アジアのLNG将来市場を少なからず左右するのは、中国とインドの動向である。

中国に関して言えば、潜在的LNG需要の拡大を見込むが、供給を可能にする広域パイプライン計画およびその実施動向である。実際、今まで多くのLNG受け入れ基地建設を計画したが、必ずしも順調ではない。また、LNG価格の上昇傾向は、他エネルギーからLNGへの代替利用を思いとどまらせる。国内で設定されている安いガス価格と海外の高いLNG価格との差額を補助する国の政策には限界がある。補助金無しでは、エンドユーザーが高価な多量のLNG消費に対し

Tabel 1 World LNG Trade in 2007

World Natural Gas Production for sales = 3065.6 bcm	
International Gas Trade = 813.8 bcm	
including: Gas Trade by Pipeline = 587.3 bcm	
LNG Trade Gas = 226.5 bcm	
LNG Exporters	LNG Importers
① Qatar 17.52%	① Japan 40.67%
② Malaysia 12.98%	② South Korea 16.14%
③ Indonesia 11.85%	③ Spain 12.68%
④ Algeria 9.66%	④ France 5.56%
⑤ Nigeria 9.07%	⑤ Taiwan 5.33%
⑥ Australia 8.94%	⑥ India 4.76%
⑦ Trinidad&T 7.66%	⑦ US 4.39%
⑧ Egypt 6.21%	⑧ Turkey 2.34%
⑨ Oman 4.81%	⑨ China 1.96%
⑩ Brunei 4.06%	⑩ Mexico 1.59%

出所：CEDIGAZ

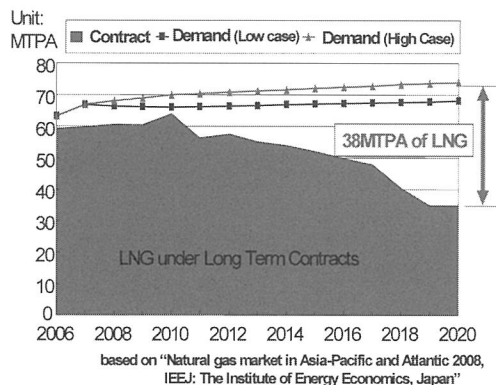


Fig.5 LNG Supply-Demand Projection in Japan

で料金を払えるかという疑問が生じる。2006年、中国はオーストラリアから広州へのLNG輸入を開始したが、2008年の輸入量は4.44MTPAと世界の2%を占めるにすぎなかった。

インドに関しては、2008年のLNG輸入量は世界の4.8%に増加している。しかしながら、インドの東海岸沖のDhirubhai とDeen Dayalに巨大なガス田クリシュナ・ゴダバリ鉱区の開発が進んでおり、西のMumbaiまでガスパイプラインが建設中である。インドのLNGに対する需要は経済成長や環境意識の高まりに伴い旺盛であるが、インド国内のガス田開発・生産供給能力の上昇に伴い、LNGに対する輸入需要の増加には多少の歯止めがかかると予想される。

4. エージェントモデル作成における基礎データ及び「満足度」と「制約」の決定方法

4.1 モデル作成の概要

エージェントシミュレーターの構築では、アジア太平洋地域におけるLNG取引の現状分析結果を踏まえ、LNG取引における各国の満足度・制約といった実際の意思決定過程を考慮したエージェントベースのプロトタイプモデルを構築し、これを基にアジア太平洋地域LNG取引の今後20年における経済性、安定供給性、環境性について解析を行う。ここでは、本シミュレーションに必要な基礎データ及びこのシミュレーションの核となる「満足度」と「制約」の決定法についての概略を述べる。

4.2 エージェントとなる生産国動及び消費国の動向⁽⁴⁾

今回のシミュレーションでは、生産国、すなわち、LNG輸出国エージェントとしてインドネシア、マレーシア、カタール、オーストラリアを想定した。まず、これらの想定する国々の現状及び見通しを簡単に述べる。カタールは、世界第3位の天然ガス埋蔵量を基にLNG輸出量世界一を誇り、今後も大型液化設備の完成が予定されている。取引形態も柔軟性に富み、LNG需給がタイトな期間内に可能な限り高価格で長期契約を結び、残りのflexible LNGカーゴをアジア市場に放出する可能性が高い。インドネシア、マレーシアは、生産量が頭打ちになっており、今後自国の経済発展に伴う需要増も考えると、輸出量が大きく増えることは見込めない^[4]。ただし、これまで採算の取れなかった中小規模ガス田の開発をFloating LNGを用い進めているという可能性がある。他方、オーストラリアは、2014年以降液化能力を拡大し、カタールに次ぐLNG供給大国になると目されている^[1]。これは長らく遅延の続いてきた事業計画〔特に、CBM（コールベッドメタン）案件〕に実現の見通しが立ったことによる⁽⁵⁾。

一方、消費国、すなわち、LNG輸入国エージェントとしては日本、中国、韓国、インドを想定した。これらの輸入国の現状及び見通しは以下のようなものである。アジア太平洋における天然ガス取引において現在主要な輸入国は日本、韓国である。日本は、すでに経済成熟段階にあり、今後LNG輸入量を大きく増やすことは考えられない。しかし、2011年頃からインドネシアなど次々に契約更新を迎えるため、LNGの安定調達には契約の延長および新規プロジェクトの獲得が必要にある。韓国のLNG需要は特異で、冬期のLNG需要が夏期の2倍以上となっている^[5]。

韓国では備蓄設備が不十分なため、割高なスポット取引や日本との季節間スワップ取引にて冬期LNGを調達している。また今後天然ガス需要が大きく増加すると考えられるのが中国、インドである。中国は、急激な経済成長に伴うLNG需要増が見込まれるが、国内の豊富な石炭資源や、弱い価格負担能力のため当分の間世界のLNG市場に大きな混乱をもたらす可能性は低いと考えられる^[7]。インドでは、近年国内に複数の大規模ガス田が発見されており、しばらくはLNG輸入の増加は見込まれない^[8]。ただし、長期的にはこれらのガス田だけではエネルギー供給が不十分であることから、再び輸入増加に転じる可能性がある。ちなみに、アジア地域ではないが、米国では2008年シェールガスの生産が好調で、需給が緩和し、LNG輸入量が大幅に落ち込んでいる。今後も非在来型ガス生産量は好調に推移すると想定されるため、LNG輸入量は横ばい程度にとどまるとみられている^[12]。このことはアジア天然ガス取引に大きな影響を与える。

4.3 エージェントのLNG取引量の算出

4.3.1 輸入国エージェントのLNG需要量の算出

輸入エージェント国の短期に対応するLNG需要は(1)式に従う。すなわち、GDPに1次エネルギー消費対GDP比を乗じた一次エネルギー需要から一定割合の天然ガス需要を算出し、そのうち各エージェント固有の定数を乗じ決定する。この値から既存長期契約のLNG量を減じたものをLNG輸入量とした。ただし、前期に余った分のLNGは次期に繰り越すことができる。

$$Z_j = a_j \times b_j \times c_j \times GDP_j - (M_{0,j} + \Theta_{j,-1}) \quad (1)$$

ここで、 Z は輸入量、 a は輸入LNG比率、 b は天然ガス比率、 c は一次エネルギー消費/GDP、 GDP は国内総生産、 C_0 は既存長期契約量、 $M_{j,-1}$ は前期余剰量を示す。なお、取引は半年ごとに行われ、LNG輸入量は新規長期契約量 (z_{long}) と短期スポット量 (z_{spot}) で賄われるとした。さらに、GDPは年換算を用い長期取引は一律20年契約、スポット取引はその回のみ契約とした。

ここで、目標長期取引比率 (R_{long}) を以下のように定める。

$$R_{long,j} = (r_{spot,j} - r_{min,j}) \times 0.15 + (1 - r_{spot,j}) = 1 - (0.85 \times r_{spot,j} + 0.15 r_{min,j}) \quad (2)$$

[r_{spot} : 現在のスポット比率 (≤ 0.4)、 r_{min} : 最小のスポット比率 ($=0.1$)]

このとき、新規長期取引量 (z_{long}) は、

$$z_{long,j} = R_{long,j} \times Z_j \quad (3)$$

である。それゆえ、 $Z_{spot} = Z - (R_{long} \times Z)$ である。

取引相手エージェントは、最も安価な取引価格を提示してきたエージェントとする。ただし、新規契約は100万トン以上とし、 $r_{spot} > 0.4$ のときには新規契約を探索する。 $r_{spot} < 0.4$ において、原油価格が下落傾向にあるときは、LNG輸入は全てスポット取引とする。各輸入国エージェントごとに、価格フォーミュラのSカーブ (Fig.4) の傾斜と経年変化は異なる。

4.3.2 輸出国エージェントのLNG貿易量の算出

他方、輸出国エージェントの確認埋蔵量をLNG貿易分の値とし、これは確認可採埋蔵量、LNG輸出量、埋蔵量成長、未発見資源量予想、および未発見資源量の分布予想などをもとに次式のように定めた^[4]。

$$\tilde{Z}_i = \alpha_i \times K_{0,i} \times \exp(n_i \cdot t) \quad (4)$$

ここで、 \tilde{Z} は確認埋蔵量（LNG貿易分）、 α はLNG貿易量比率、 K_0 は天然ガス確認埋蔵量、 n は天然ガス推定埋蔵量成長率（年間）、 t は経過年数を示す。埋蔵量成長に関しては、20年間で世界において2000Tcfと予測し、未発見資源量の分布予想を基に各エージェントの埋蔵量成長を推測した^[9]。

また、天然ガス総生産コストは残存究極可採資源量と究極可採資源量の実績値に基づいて作成した次式に従った^{[9](6)}。

$$\begin{aligned} 0 \leq X_i \leq 0.5 & \quad Y_i = 11.721 X_i^2 - 11.721 X_i + 3.930 \\ 0.5 \leq X_i \leq 1 & \quad Y_i = -3.6244 X_i^2 + 3.6244 X_i + 0.0939 \\ TC_i & = 0.5 + 0.7 \times Y_i \end{aligned} \quad (5)$$

ここで、 Y は相対コスト、 X は究極可採資源量の残存割合 [(究極可採資源量－累計生産量) / 究極可採資源量]、 TC はドル表示生産コスト (\$/mmbtu) を示す。相対コストは、残存資源量が相対的に少ない時は大きく、また残存資源量が相対的に多いときは小さくなる傾向がある。また、 Y は相対コストなので、これに基準となる生産コストを乗じたものが各エージェントの生産コストとなり、今シミュレーションでは(5)式に示す式に基づきドル表示生産コスト (TC) を決定した。なお、短期スポット取引に関しては、どのエージェントも原油等価水準とした。

4.4 エージェントの「満足度」と「制約」の決定方法

本プログラムでは、個々の政策および技術的「制約」のもとで、各国が一定の「満足度」を得るための行動（意思決定）を記述する。今回考慮した「満足度」及び「制約」は下記のようなものである。

4.4.1 輸入国エージェント

1) 〈満足度の決定〉

輸入国エージェントにおける「満足度」には、先ず下記4項目の個別満足度を設定した。

- ・【A：供給安定に関する満足度】
- ・【B：CO₂に関する満足度】
- ・【C：長期取引価格に関する満足度】
- ・【D：経済成長に関する満足度】

そして、これらの個別満足度に各国が重視する項目に重みをかけたものを合計することで最終

的な各国の満足度となるように定めた。輸入国 j の総満足度 U_j は以下で示される。

$$U_j = w_{a,j}A + w_{b,j}B + w_{c,j}C + w_{d,j}D \quad (6)$$

ここで、 A 、 B 、 C 、 D は下記計算式により決定される個別満足度指数、 w_a 、 w_b 、 w_c 、 w_d は各満足度に対する重み係数である。エージェントは、制約の下で達成されるこれらの「満足度」の値をみて、次回この満足度の目標値を達成するような行動パターンを決定する。また、実際に得られた満足度の値によっては、各エージェントはCO₂排出量制約、供給安定性制約の変更することも可能である。

先に示した個別満足度の定義は以下のようである。

【供給安定に関する満足度】

供給国がどの程度分散しているかを示す満足度を A とする。このとき、 $A \in [0,1]$ とし、0 のとき供給安定性は「なし」、1 のとき供給安定性は「最大」とした。なお、満足度の値によって各エージェントは目標値 \bar{A} の値を変更する。今回は、3 輸出エージェント中最大のLNG輸入相手先となっているエージェントからの輸入量を $\hat{z}_{long,ij}$ 、3 エージェントからの総輸入量を Z_j とし、次式のように満足度を定めた。

$$A_j = \frac{3}{2} \times \left(1 - \frac{\hat{z}_{long,ij}}{Z_j} \right), \quad Z_j = \sum_{i=1}^3 z_{ij} \quad (7)$$

【CO₂に関する満足度】

各期の二酸化炭素排出量と目標排出量の比である。各エージェントの削減目標値 \bar{B} は基準年の排出量に目標削減率を乗じた値である。今回は、各期の排出量を q 、基準年の排出量を Q_0 、目標削減率を \bar{r} とし、次式のように定めた。

$$B_j = \frac{(1 - \bar{r}_j) \times Q_{0,j}}{q_j} = \frac{\bar{B}_j}{q_j} \quad (8)$$

この満足度の値によっては、各エージェントはCO₂排出量制約（すなわち、 \bar{r} ）を次期に変更することも可能である。

【長期取引価格に関する満足度】

新規長期取引の際の輸入コストに対する満足度 C である。3 エージェントのうち最小価格のエージェントと取引した場合 1、最大価格のエージェントと取引した場合 0 となる。ただし、最少価格・最大価格は長期価格、短期スポット価格から選択するものとした。今回はこの満足度を次式のように定めた。

$$C_j = \frac{p_{\max,ij} - p_{\text{long},ij}}{p_{\max,ij} - p_{\min,ij}} \quad (9)$$

ここで、 p_{long} は実際の長期取引価格、は 3 エージェントの長期、短期スポットのうち最大のも

の、 p_{\min} は3エージェントの長期、短期スポットのうち最小のものをそれぞれ示す。なお、この満足度の変動は経済成長に変化を与えるものと考えた。また、新規長期取引を行わない期は前取引の満足度の値を継続し、この場合は経済成長率に変化はないとした。

【経済成長に関する満足度】

経済成長に関する満足度は、目標値として外生的に与えられた経済成長率 \bar{g} とエネルギー制約や満足度効果によって減少を強いられた場合の経済成長率の比で表した指標とした。ただし、経済成長率の変化は微小なため、この影響を反映するようにこの比に対する乗数を比較的大きな値とした。

$$D_j = \left(\frac{\bar{g}_j}{g_j} \right)^{10} \quad (10)$$

この満足度 D の値によっては、各エージェントはCO₂排出量制約、供給安定性制約を変更する場合がある。ただし、一連の操作によって安定性制約が0.35以下や1以上になるときは、改めて0.3、1とし、CO₂排出量制約が0未満や1以上になるときは改めて0、1とした。

2) 〈制約の決定〉

輸入国エージェントに対する「制約」に関しては、以下のような2つの項目を設定した。

各項目の概要は以下のとおりである。

【CO₂排出量制約（上限目標）】

CO₂排出量を下げることが目標とした制約である。0から1の値($\bar{B} \in [0, 1]$)で設定し数値が大きくなるほどCO₂排出を少なくする方向にエージェントの行動を制約する。

このCO₂排出量制約の数値は各エージェントの行動に影響を及ぼす。すなわち、CO₂排出量制約の値に応じて、半年に一度、エネルギー源配分のうち原油分を減らし天然ガス、原子力、再生可能エネルギー分を増やすなどの行動がなされる。また、さらなるCO₂排出量制約の値には省エネの進捗度、さらに排出権取引やCDMの利用が反映される⁽⁷⁾。排出量制約を強めれば、各国の経済成長率が低下する場合も生じる。

【供給安定性制約】

輸入相手先を分散させることでよりLNGの供給を安定化させるための制約である。このとき、「一国からの輸入の全体（全輸出エージェントからの合計輸入量）に対する割合（ $z_{long, ij} / Z_j$ ）」に制限を設ける。つまり、供給安定性基準 $\bar{A}=0.5$ ならば、供給先3エージェント（InMa国、Qa国、Au国）のどれからの輸入量も全体合計輸入量の半分を超えないように行動すると仮定する（ $z_{long, ij} / Z_j \leq 0.5$ ）。

4.4.2 輸出国エージェント

3) 〈輸出国エージェントの満足度の決定〉

一方、輸出国エージェントに関しては、下記2項目の個別満足度を設定した。

- ・【E：供給価格に関する満足度】

・【 F ：売上に関する満足度】

そして、これらの個別満足度に各国が重視する項目に重みをかけたものを合計することで最終的な各国の満足度とした。

$$U_i = w_{e,i} E_i + w_{f,i} F \quad (11)$$

個別満足度の定義は以下のものである。

【供給価格に関する満足度】

供給価格に関する満足度は、長期取引価格 $p_{long,i}$ と取引価格から費用を控除した利潤との比で定義される。すなわち、 AC を単位当費用とすると、以下のものである。

$$E_i = \frac{p_{long,i} - AC_i}{p_{long,i}} \quad (12)$$

ちなみに、輸出先に対して差別価格設定は行わないと仮定する。この満足度 E をもとに、輸出エージェントは次回以降の取引価格を決定する。エージェントは取引価格を上げることで、満足度を上げようとする。

【売上に関する満足度】

売上目標に対し、実際の売上を表した満足度である。すなわち、

$$F_i = \frac{p_{long,i} \times \left(\sum_{j=1}^4 z_{long,ij} \right)}{R_i} \quad (13)$$

のものである。この値をもとに、輸出エージェントは次回以降の取引価格を決定する。売上満足度が長期取引価格に影響する効果は、満足度 $F_i = 1$ のとき変化なし、 $F_i < 1$ のときはエージェントが取引価格を下げることで、輸出量を増やし売上目標を達成しようとするものと仮定する。

5. 満足度を考慮したエージェントシミュレーション

前節までで作成したモデルを用いエージェントシミュレーションを行った。

5.1 シミュレーションの主な条件

1) 輸入国エージェント

輸入国エージェントとしては、日本、中国、韓国、インドの特徴を抽出した j 国、 c 国、 k 国、 i 国とした。尚、必要に応じてそれぞれの国を添字 $j=1, 2, 3, 4$ でそれぞれ示す。また、実際の取引では国内には種々の企業や政府など異なったプレーヤが存在するが、ここではそれらを統合しあかかも一国単位で行動するものと仮定している。

2) 輸出国エージェント

輸出国エージェントとしては、インドネシア+マレーシア、カタール、オーストラリアの特徴

を抽出したInMa国、Qa国、Au国を想定した。それぞれの国は時には添字 $i = 1, 2, 3, 4$ で記述される。

3) 輸出入国基本データ

輸入国の実質GDP、過去4年の経済成長率の推移をTable 2に示す^[3]。各国の一次エネルギー需要、天然ガス需要をTable 3に示す^[4]。また、各エネルギー源の一次エネルギー需要に対する割合をTable 4に示す^[4]。天然ガス確認埋蔵量、および2004~2008年における天然ガス生産量はTable 5に示す^[3]。さらに、現在の各国のLNG輸入の相手国別詳細をTable 6に、そして各輸出国の輸出先と取引量をTable 7に示す。

4) 二酸化炭素排出量、輸送コスト

石炭、石油、天然ガス、原子力、再生可能エネルギー(太陽光、風力、水素、地熱)の発電時、燃焼時の二酸化炭素排出量をTable 8に示す^[5]。輸送コストは輸送距離に応じて変化し、より遠い距離に運ぶ時ほど輸送コストは大きい。日本と諸輸出国との輸送コストは次式で表した。

$$C_{s,ij} = 0.0007 \times L_{ij} + 2.2607 \quad (14)$$

Table 2 GDP and Economic Growth Rate

Country	Japan	South Korea	China	India
GDP(2009, billion US\$)	5049	800	4758	1242
Economic Growth Rate(2006)	2.04	5.18	11.61	9.82
Economic Growth Rate(2007)	2.34	5.11	13.01	9.37
Economic Growth Rate(2008)	-0.71	2.22	9.01	7.35
Economic Growth Rate(2009)	-5.37	-0.99	8.5	5.36

Table 3 Primary Energy Demand, Natural Gas Demand and LNG Imports (2008).

Country	Japan	South Korea	China	India
Primary Energy Demand(Mtoe)	508	240	2003	433
Natural gas Demand(Mtoe)	84	36	73	37
LNG imports(Bcm)	92	37	4	11

Table 4 Ratio of Energy Resources

Country	Japan	South Korea	China	India
oil	0.44	0.47	0.19	0.24
natural gas	0.18	0.15	0.03	0.06
coal	0.22	0.29	0.64	0.39
nuclear energy	0.10	0.06	0.01	0.01
renewable energy	0.06	0.03	0.13	0.30

Table 5 Proved Reserves (2008) and Production (Japan, South Korea 2008, China, India 2006)

Country	Qatar	Indonesia	Malaysia	Australia
Proved reserves(Tcm)	25.46	3.18	2.39	2.51
Production(2004,Bcm)	39.2	70.3	53.9	35.3
Production(2005,Bcm)	45.8	71.2	59.9	37.1
Production(2006,Bcm)	50.7	70.3	59.7	38.9
Production(2007,Bcm)	63.2	67.6	60.8	40.0
Production(2008,Bcm)	76.6	69.7	62.5	38.3

Table 6 LNG Imports Detail (2008, Bcm)

Country	Japan	South Korea	China	India
US	0.97			
Trinidad&Tobago	0.67	0.84		0.24
Belgium		0.08		0.09
Norway	0.17			0.08
Oman	4.25	6.04		0.35
Qatar	10.91	11.62		7.98
UAE	7.41			0.13
Algeria	1.12	0.47	0.17	0.65
Egypt	2.21	2.13	0.25	0.26
Equatorial Guinea	1.64	1.33	0.16	0.44
Nigeria	2.36	0.16	0.24	0.41
Australia	15.94	0.53	3.61	0.16
Brunei	8.22	0.98		
Indonesia	18.79	4.06		
Malaysia	17.47	8.31	0.01	

Table 7 LNG Export (2008, Bcm)

Country	Japan	South Korea	China	India
US	0.97			
Trinidad&Tobago	0.67	0.84		0.24
Belgium		0.08		0.09
Norway	0.17			0.08
Oman	4.25	6.04		0.35
Qatar	10.91	11.62		7.98
UAE	7.41			0.13
Algeria	1.12	0.47	0.17	0.65
Egypt	2.21	2.13	0.25	0.26
Equatorial Guinea	1.64	1.33	0.16	0.44
Nigeria	2.36	0.16	0.24	0.41
Australia	15.94	0.53	3.61	0.16
Brunei	8.22	0.98		
Indonesia	18.79	4.06		
Malaysia	17.47	8.31	0.01	

ここで L は輸送距離 (mile)、 C_s は輸送コスト (\$/boe) を示す。

Table 8 Emission of CO₂

	gCO ₂ /kWh		gCO ₂ /kWh		gCO ₂ /kWh
Coal	975	Oil	742	Natural gas	519
Nuclear	22	Renewable	10-50		

5.2 設定したエージェントの特徴

各エージェントの特徴をまとめると以下のようになる。

【j国】日本を想定しており、多量にLNGを輸入していることと経済成長率が低いことが最も大きな特徴である。また、省エネが進んでおり今後の大幅な一次エネルギー消費対GDP比の改善は見込めない。しかし、先進国として二酸化炭素削減の義務があり、1990年比25%削減を目標としている。これはエネルギー源のシフトや使用量抑制の他に、排出権取引やCDMを駆使することによって達成されうる。これら取引(制度)を用いる相手国はc国とする。

【k国】韓国の特徴を抽出したエージェントで、j国に次ぐLNG輸入国であり、経済成長率はj国以上だがc国やi国にはおよばない。また、j国と同じく供給安定を目指しているため輸入先はある程度分散している。

【c国】中国の特徴を抽出したエージェントである。現在のLNG輸入量は4エージェント中最

少だが、今後の高経済成長により、大幅に増えることが予想される。天然ガス需要が増えることもさることながら、国内資源が限られていることを考えると総天然ガス供給中の輸入LNG供給の比率が上がってくると考えられる。一次エネルギー消費対GDP比は非常に悪いが、今後は減少していくと思われる。これは環境対策により加速されうる。

【i国】インドを想定したもので、c国に次ぐ高度経済発展エージェントである。また地理的に近いQa国からのLNG輸入が多く、現在のLNG輸入量はc国を上回っている。だが、輸入先はQa国に偏っている。c国と同じく一次エネルギー消費対GDP比が悪いため、今後改善されていく。また、c国と同様にバイオマスをメインとする再生可能エネルギーの生産が大きいが、これは今後の経済発展に伴い低下していくと考えられる。

〈輸出国エージェント〉

【InMa国】インドネシア、およびマレーシアの特徴を抽出したエージェントである。今後、LNG輸出は自国のLNG需要の増加によって大幅に拡大されるとは予想されない。したがって、売り上げ目標の伸びも低めに設定した。価格フォーミュラは他エージェントより高めの設定となり、比較的S字カーブに近い形をとる。また、時間が経過するほど輸出余力が抑えられることを踏まえ価格を高水準とした。

【Qa国】カタールの特徴を抽出したエージェントであるが、相次ぐプラント建設、豊富な埋蔵量から今後LNG最大輸出国と目されているため、売り上げ目標も3エージェント中最大とした。ただし、埋蔵量成長はアジア太平洋地域に劣ることから、売り上げ目標の伸びはAu国に劣るとした。また、価格フォーミュラが原油価格にほぼ連動すること、スポット取引の割合が高いことが特徴である。

【Au国】オーストラリアの特徴を抽出したエージェントである。Qaに次ぐ大LNG輸出国と予想されているが、大幅な輸入開始は2015年以降となっている。したがって現時点での売上目標は3エージェント中最少、伸びは最大に定めた。長期契約価格フォーミュラはS字カーブに従うものとし、時間が経過するほど大輸出国としての傾向を強めるものとした。

以下、今回想定した輸入エージェントのエネルギーに関する条件をTable9、そして輸出エージェントに関する条件をTable10とTable11に示した。

Table 9 Exogenous Variables

	j country	c country	k country	i country
Oil price(\$/b)	$70+2 \times \text{passed yrs} + 5 \times \text{random}(0-1)$			
Economic Growth Rate	1.50%	6.20%	3.50%	6.10%
Constraints at first(supply stability)	0.4	0.8	0.8	0.4
Constraints at first(CO ₂ emission)	0.6	0.1	0.3	0.1
Swap trade amounts(Mton)	0.2	0	0.2	0

Table 10 Conditions of Importer Agents

	In/Mn country	Qa country	Au country
reserves(for LNG,million ton)	$1500+120 \times \text{passed yrs}$	$9000+50 \times \text{passed yrs}$	$1000+200 \times \text{passed yrs}$
desired sales (billion\$)	$15+0.25 \times \text{passed yrs}$	$20+0.75 \times \text{passed yrs}$	$10+1 \times \text{passed yrs}$
production adjustment factor	1.15	1.3	1

Table 11 Detail of Importer Agents

	j country	c country	k country	i country
basic information				
GDP at the start(1000 billion yen)	505	476	80	124
economic growth rate(%)	1.5	6.2	3.5	6.1
primary energy consumption/GDP	0.746	$3-0.03 \times \text{passed yrs}$	1.9	$2.67-0.02 \times \text{passed yrs}$
ratio of import LNG	1	$0.075(1+0.1 \times \text{passed yrs})$	1	$0.25(1+0.025 \times \text{passed yrs})$
seasonal variation of the LNG demand	summer:5% ↑ winter:5% ↓	none	summer:40% ↑ winter:40% ↓	none
spot contracts ratio at the start	0.18	0.18	0.18	0.18
ratio of other countries	0.3	0.2	0.35	0.25
Energy ratio at the start				
oil	0.44	$0.19+0.01 \times \text{passed yrs}/20$	0.47	$0.24+0.02 \times \text{passed yrs}/20$
coal	0.22	$0.64+0.01 \times \text{passed yrs}/20$	0.29	$0.39+0.08 \times \text{passed yrs}/20$
natural gas	0.18	$0.03+0.01 \times \text{passed yrs}/20$	0.15	$0.06+0.01 \times \text{passed yrs}/20$
nuclear	0.1	$0.01+0.01 \times \text{passed yrs}/20$	0.06	$0.01+0.01 \times \text{passed yrs}/20$
renewable	0.06	$0.13-0.04 \times \text{passed yrs}/20$	0.03	$0.3-0.12 \times \text{passed yrs}/20$

5.3 エージェントシミュレーションの計算アルゴリズム

本シミュレーションにおける各エージェントの計算アルゴリズムは以下のようになる。

- ①シミュレーション条件の確認
 - ・経済成長率、供給国分散性係数、CO₂制限、スワップ取引量、他
- ②満足度の目標値、制約の決定
 - ・供給安定、環境(CO₂)、長期取引価格、経済成長
 - ・CO₂制限の影響、分散性
- ③エネルギー需要量の算出
 - ・エネルギー消費量、天然ガス需要量
 - ・エネルギー源形態(石油、石炭、原子力、再生可能+バイオ)
- ④エネルギー取引
 - ・長期取引の確認、新長期契約量、取引価格、取引相手、
 - ・スポット短期取引、スワップ取引
- ⑤評価
 - ・供給国分散性、CO₂、コスト、エネルギー総供給コスト
 - ・国別合計輸出货量、輸出货量内訳、現埋蔵量、取引価格
- ⑥満足度の計算
 - ・満足度(コスト) 満足度(売上)
- ⑦次ステップの行動の決定 (②へ)

一例としてj国を取りアルゴリズムを示す。先ず今期GDP(通年換算)よりLNG需要を算出する。このうち既存長期取引量と前期の余剰量を引いたものが今期の輸入で必要なLNG量となる。LNG必要輸入量の一定割合を新規長期取引、残りをスポット取引にて輸入する。ただし、j国とk国はスワップ取引量も加算する。油価が下落傾向にあるときはスポット取引による契約で全LNGをまかなうが、スポット比率が設定した最大値を超えている場合は新規長期取引にてまかなう。新規長期取引は供給安定性制約を考慮したうえで、最も安価なLNG取引価格を提示してきた輸出国エージェントから輸入を行う。スポット取引は、3エージェントから価格によって重みづけされた量を輸入する。取引後j国は、供給安定満足度、長期取引価格満足度、CO₂満足度を計算し、これらを元に次回取引における行動を決定する。その場合、満足度が設定値に達成しない場合は次回取引時において供給安定性制約とCO₂排出量制約を変更する場合も生じる。

Fig.6にシミュレーションの様子を示す。シミュレーション結果はグラフにて定性的な変化が把握できるようにし、エクセルにて詳細な定量データ分析が行えるようモデルを作成した。

6. シミュレーション結果および考察

以上のように構築された今回のエージェントシミュレーションによって得られた結果の一例を以下に示す。

1) 輸入国エージェント

Fig.7にはj国における既存長期契約の減少と新規長期取引の増加の様子、スポット取引比

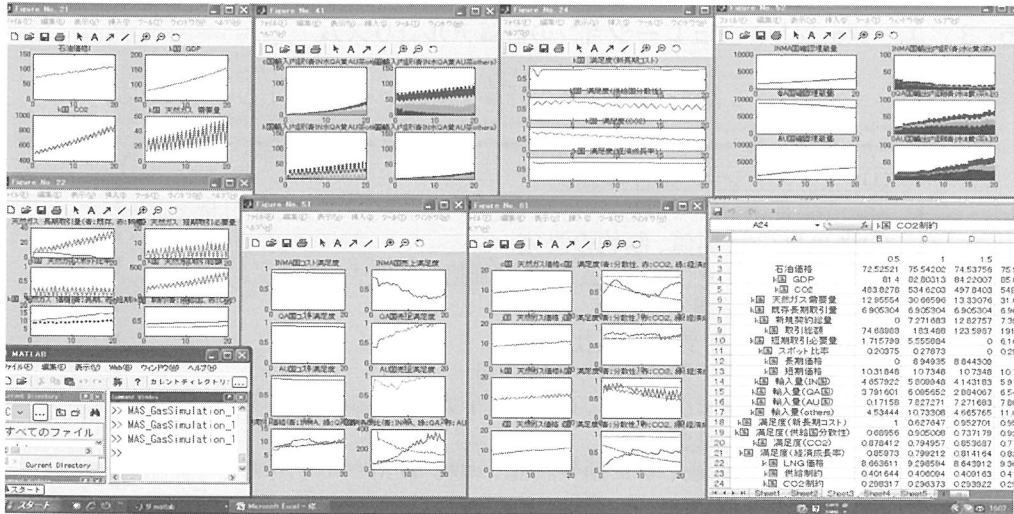


Fig.6 Developed Multi-Agent Simulator.

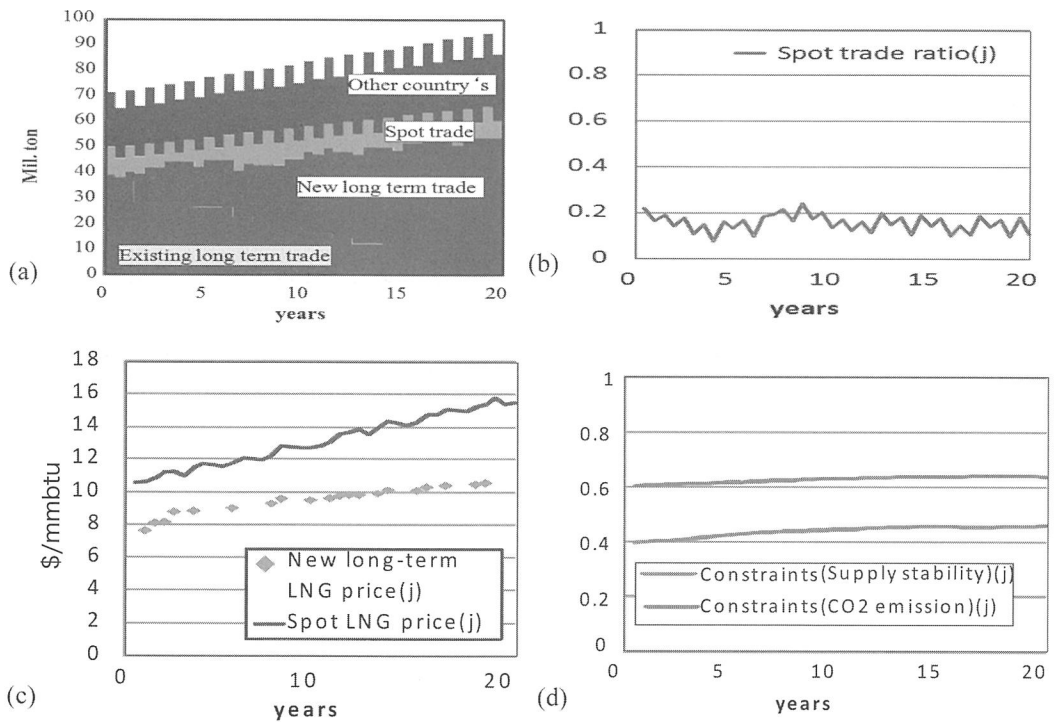


Fig.7 LNG Trade Volume, Spot Ratio and LNG Price, Constraints of j country ((a)(b)(c)(d))

率、LNG新長期価格、スポット価格、そして、j 国の制約（供給安定性とCO₂ 排出量）の推移を示した。このようにシミュレーションにより j 国の新たな契約が結ばれている様子が分かる。これよると、取引におけるスポット比率は若干ではあるが減少しており、またLNG新規長期価格はスポット価格よりも低めの水準で設定され、その上昇もスポット価格のそれよりも緩やかとなっていることが分かる。（一方、供給安定制約をみると初期の0.4から0.05ほど上昇、そして、CO₂ 排出量制約は初期の0.6から0.64なっている、これは、設定した他の満足度を達成するためにこれら制約が緩和されたことを示している。

Fig.8には、全輸入エージェントのLNG取引量とその相手国別詳細を示した。これより、j 国は供給安定を目指し比較的分散が取れた相手国編成となっている。しかしInMa国からの輸入は年々減少傾向が認められる。c 国は急激な輸入量上昇を見せ、20年後には現在の10倍以上である4500万トン弱の輸入を行う様子が窺える。その場合、ほとんどはAu国とQa国からのLNGであるが、詳しく見ると10年後近くでそれまで多量の輸入を行っていたQa国からAu国へとメインの輸入相手先が変わっていることが分かる。また、k 国は季節間需要差のためLNG輸入の季節差も大きく、冬期の増加分の多くをQa国からのスポット輸入でまかなっている。また20年後のLNG輸入量は平均で年4000万トン強と、c国よりも少なくなっている。i 国はc 国ほどではないが大きな輸入増を示し、20年後は2500万トン程度の輸入となっている。また輸入相手先は現在と同じくQa国が多くなっている様子が示された。

一方、Fig.9は輸入国エージェントの満足度（供給安定、CO₂、経済成長）とLNG価格の推移

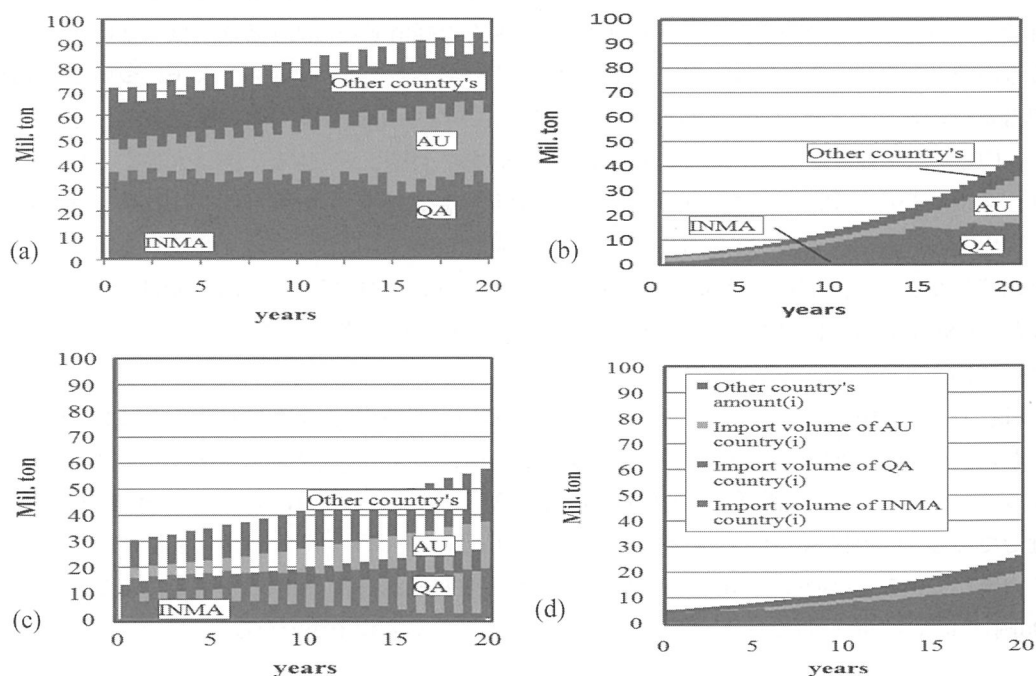


Fig.8 LNG Trade Detail of Importers ((a)(b)(c)(d))

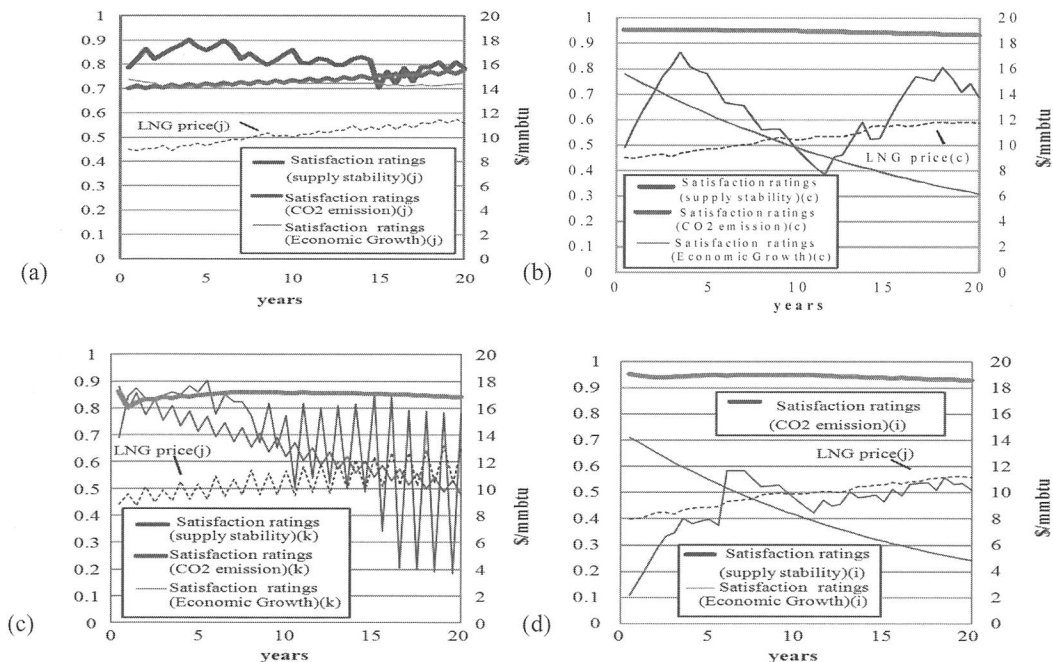


Fig.9 Satisfaction ratings and LNG price of importers [(a)(b)(c)(d)]

を示している。これを見ると、先ずj国に関しては想定した満足度（供給安定）を高い水準で維持できている様子が分かる。c国とi国は最も重視した経済成長に関する満足度は維持されているものの、その他全般的には中程度の満足度に甘んじていることが窺える。k国については季節間需要差の影響で大きく異なる値をとっているが、平均すると約0.5と中程度であると考えられる。CO₂に対する満足度はj国のみが0.7から0.8弱まで上昇し、c国とi国は大きく下がっており、k国も0.9から0.5程度まで低下している。経済成長に関する満足度は、j国が0.7強で推移しているのに対し、c国・i国は0.9から1、k国は0.8から0.9と思惑通り比較的高い。これらを比較したところ、k国（10.55）>c国（10.50）>j国（10.17）>i国（9.84）となった。なお、LNG価格はk国は季節間の変動が激しいため20年間の平均とした。

2) 輸出国エージェント

Fig.10には、輸出国エージェントのコスト（あるいは収益性）、売上に対する満足度の推移を示した。コスト・収益性満足度に関してはどのエージェントとも減少は極小さく、ほぼ0.9となっている。一方売上満足度は変動が大きく、InMa国では減少傾向にあり、10-20年後では0.4近傍である。Qa国とAu国では大きく上昇しており、両エージェントとも15年後位には売上目標を突破している。その後はAu国が大きく伸び、満足度は1.2近傍、Qa国は1前後である。また、Qa国は短期（季節）間での満足度の変化が大きくなっている様子が分かる。

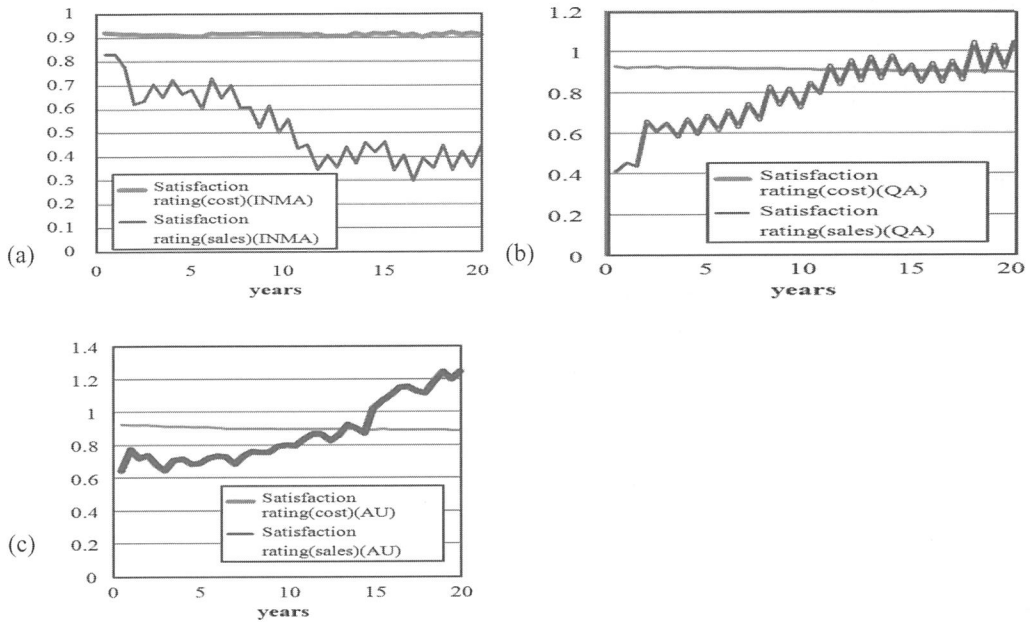


Fig.10 Satisfaction ratings and LNG price of exporters [(a)(b)(c)]

7. おわりに

本研究で得られた結果をまとめると以下の通りである。まず、アジア太平洋LNG取引の現状・見通し分析では、以下のことが明らかになった

- (1) カタールは豊富な資源量から今後最大のLNG輸出国となり、マレーシアとインドネシアは国内のLNG需要の増加などから今後輸出国としての地位を下げる事が予想される。オーストラリアはCBM事業などにより今後輸出量を増やすことが見込まれる。
 - (2) 中国は今後LNG輸入の大きな増加が予想されるが、依然として石炭が主要エネルギー源として用いられるとみられる。インドは、相次ぐ国内ガス田の発見から当分の間LNG輸入を伸ばすことは考え難いが、長期的には輸入を増やす方向と見込まれる。アメリカは、国内非在来型ガスの生産が好調なことから、今後LNG輸入を伸ばす可能性は低いと思われる。
- 一方、マルチエージェントのシミュレーションでは、以下のことが明らかになった。
- (3) 20年後j国が9000万トン弱のLNG輸入で最大、続いてc国(4500万トン)、k国(4000万トン強)、i国(2500万トン)となった。j国の二酸化炭素削減は初年比で1億トンとなった。
 - (4) k国とQa国において設定した満足度の達成度が劣る結果が一部みられたが、k国の安定供給、Qa国の売上満足度は高水準であるため、LNG取引の現状維持という観点から見れば今後も輸入国、輸出国のWin-Winの関係が継続すると期待される。

このように、われわれのマルチエージェントシステム分析は、アジア太平洋地域における輸出

入国の個々の条件と意思決定をベースにしたLNG取引の動態を簡潔に示すことができた。これは、敷衍して他のエネルギー問題にも適用することができ、将来的に国家間や企業間の意思決定およびその相互作用の解析に有効な手法となることが期待される。

注

- (1) たとえば、[12]を参照。尚、Fig.1とFig.2には、マイクロ・エージェント間における相互作用が示されている。しかし、本分析では、エージェント間での協調、説得、追随、模倣、対立、強迫、強制、共同行為など、主体同士の直接交渉は想定しない。その点、[12]では、期待形成において、他エージェントの見解やマスメディア世論を参考にし影響される主体の意思決定とその社会的作用が分析されている。
- (2) 本節は主に [1] に従う。
- (3) 本節における現状把握は [2] に依る。
- (4) 以下は文献 [10] に従う。
- (5) CBM (coal-bed methane) は、石炭地層中に閉じ込められているメタンで、最近ではエネルギー資源としてその利用が注目されている。
- (6) 累計生産量を x 、相対総費用を $Y(x)$ ($Y'(x) > 0$) とするとき、経済学でよく用いられるU字型の平均費用曲線 (Y/x) に対応するものである。最小平均費用が0.5になるように設定している。
- (7) CDMとは、途上国の温室効果ガス排出削減を支援した先進国が達成量の一部を自国の削減分として充当できる制度のことである。

参考文献

- [1] 坂本茂樹 (2009) 「アジア太平洋LNGはどこへ向かうか」、石油天然ガス・金属鉱物資源機構『石油天然ガスレビュー』Vol.43 No.1、23-36頁。
- [2] 大内東・山本雅人・川村秀憲 (2002) 『マルチエージェントシステムの基礎と応用』コロナ社。
- [3] BP (2009), *Statistical Review of World Energy*.
- [4] Cedigaz (2008), *Natural gas in the world*.
- [5] IEA (2009), *World Energy Outlook, 2009*.
- [6] 松山義之 (2005) 「韓国の天然ガス需給動向について」、日本エネルギー経済研究所。
- [7] 竹原美佳 (2009) 「中国のLNG輸入トレンドをよむ」、石油天然ガス・金属鉱物資源機構『石油天然ガスレビュー』Vol.43 No.2、33-56頁。
- [8] 坂本茂樹 (2007) 「大きく変貌を遂げるインドのガス産業」、石油天然ガス・金属鉱物資源機構『石油天然ガスレビュー』Vol.41 No.3、1-15頁。
- [9] 寺崎大二郎、藤井光 (2004) 「北米における非在来型天然ガスの最適供給割合の予測」、日本エネルギー学会『日本エネルギー学会誌』vol.83 No.11、916-923頁。
- [10] 寺崎大二郎、松尾誠治、藤田和男 (2007) 「アジアにおけるCBM生産が在来型天然ガス供給に与える影響の予測」、日本エネルギー学会『日本エネルギー学会誌』vol.86、94-101頁。
- [11] Kazuo Fujita, Seiji Matsuo, Daijiro Terasaki (2009), "A Preliminary Study on the Multi-lateral Trades of Natural Gases with Multi-Agent Method Considering the Satisfaction Level and Cooperative Approach of Each Agent," 24nd World Gas Conference, pp. 23-34.
- [12] Soji Okamura and Seiji Matsuo (2010), *How Do Human Conformity and Tenacity Affect Expectations?: A MA System Approach*, Tokyo: Economic Institute of Daito-Bunka University, Discussion Paper No. 10-1, December.