

シェールガスのアジア市場進出に対する韓国電力産業の対応

Response of Korea Electric Power Industry to Expansion of Shale Gas into Asia Market

経済学研究科経済学専攻博士後期課程在学

徐 明 玉

Seo MyungOk

I. はじめに

2011年3月11日に発生した東日本大震災と原子力発電所の事故により、「脱原発」への要請が国の内外で高まってきた。原発の停止に伴う電力不足の問題を解決するために、最も注目を集めているのが、LNG（液化天然ガス）による火力発電である。天然ガスは温室効果ガスであるCO₂（二酸化炭素）の排出量が、石炭や石油に比べて少なく、硫酸分などの有害物質を除去して利用されているので、比較的環境負荷の少ないエネルギーである。

ここ数年、非在来型天然ガスの開発が米国やカナダで急速に行なわれている。非在来型天然ガスとは、①シェールガス（薄片状にはがれやすい性質をもつ頁岩に含まれている天然ガス）、②タイトサンドガス（浸透性の低い砂岩に含まれている天然ガス）、③炭層メタン（石炭に吸着した形で存在し、石炭層に含まれている天然ガス）などである。この非在来型天然ガスの可採埋蔵量に関して、Holditch（2006）は驚くべきデータを発表した。表1は、世界の地域別の非在来型ガスの埋蔵量を示している。ただし、原文では単位を兆立方フィートで示しているが、ここではメートル法に修正している。シェールガスが456兆m³、タイトサンドガスが210兆m³、炭層メタンが256兆m³であり、世界の非在来型ガスの埋蔵量は922兆m³ということになる。BPのStatistical Review of World Energy 2012によると、2011年の在来型天然ガスの埋蔵量は208兆m³であるから、非在来型天然ガスと合わせると、1130兆m³となる。2011年の世界の天然ガス生産量は年間約3.28兆m³であったことから、在来型天然ガスの可採年数は約63年であり、非在来型天然ガスの可採年数は約281年ということになる。したがって、天然ガス全体の可採年数は約344年となる。特に、北米地域の非在来型天然ガスの埋蔵量は233兆m³と推定され、世界の在来型天然ガスの埋蔵量を上回っている。また、非在来型ガスの中でもシェールガスの埋蔵量は多く、北米地域では実際に開発および生産が行なわれてきた。

表1. 世界の非在来型天然ガスの推定量

地域	炭層メタン	シェールガス	タイトサンドガス	計
北米	85	109	39	233
中南米	1	60	37	98
西欧州	4	14	10	29
中央・東部欧州	3	1	2	7
旧ソ連	112	18	26	155
中東・北アフリカ	0	72	23	95
サハラ以南アフリカ	1	8	22	31
中央アジア・中国	34	100	10	144
太平洋 (OECD)	13	65	20	99
他のアジア・太平洋	0	9	16	24
南アジア	1	0	6	7
世界	256	456	210	922

(出所) Holditch (2006), 「Tight Gas Sands」

そのシェールガスの供給の増加は、世界的な LNG 価格の値下げの安定化に寄与するかもしれない。また、こうしたシェールガスの開発の進展は、市場の国際化を通じて LNG 契約の価格フォーミュラにも変化をもたらすかもしれない。これらの変化は、天然ガス生産者にとって、競争の場を地域から世界へと規模を変えていくことになる。さらに、全面的に輸入に依存してきた東アジア地域(日本・韓国・台湾)は、これまで東南アジアやオーストラリアからのアジア地域内貿易が中心であったが、最近では地域外からの輸入のシェアも徐々に増えている。

これらの動向から、本稿では、(1) 非在来型天然ガスであるシェールガス生産の開発の進展と増加がアジア地域の LNG 市場の構造をどのように変化させていくのか、(2) 東アジア地域における長期契約ガス価格の形成に構造変化をもたらすのか、さらに、(3) 石油の需要から LNG の需要へのシフトが大幅に行われるのか、(4) シェールガスの進出に伴い、韓国電力産業にどのような影響を与えるのか、これらの4点に関して考察する。

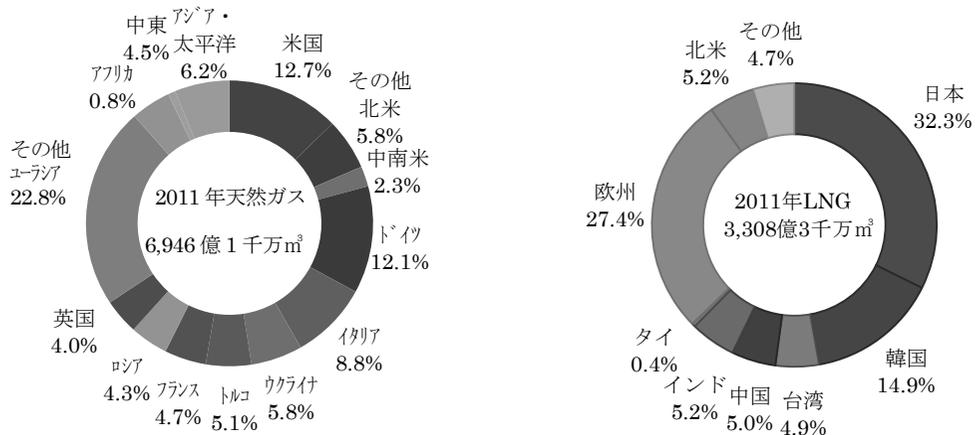
II. 世界の天然ガス市場

世界の天然ガス市場は、北米、欧州、アジアと大きく3地域に分けられる。2011年の世界の天然ガスの総輸入量は1兆254億4千万 m^3 となる。図1は、パイプラインとLNGによる輸入とに分けて国あるいは地域別輸入割合を示している。天然ガスは、他の化石燃料である石油や石炭と比べて輸送や貯蔵が困難であるため、陸域ではパイプライン輸送を行い、海外へは天然ガスの主成分であるメタンをマイナス162 $^{\circ}C$ で液化することによって貯蔵を可能にし、専用のLNGタンカーで輸送される。パイプラインによる世界の天然ガスの輸入量は6,946億1千万 m^3 であり、国別輸入割合が大きい順に、米国12.78%、ドイツ12.1%、イタリア8.8%、ウクライナ5.8%、トルコ5.1%、フランス4.7%、ロシア4.3%、英国4.0%、カナダ3.8%、ベルギー3.3%となる。また、地域別輸入割合が大きい順は、

シェールガスのアジア市場進出に対する韓国電力産業の対応

欧州 53.2%、北米 18.6%、旧ソ連 14.4%、アジア・太平洋 6.2%、中東 4.5%、中南米 2.3%、アフリカ 0.8%となる。世界のLNG輸入量は 3,308 億 3 千万m³ であり、国別輸入割合が大きい順に、日本 32.3%、韓国 14.9%、英国 7.6%、スペイン 7.3%、インド 5.2%、中国 5.0%、台湾 4.9%、フランス 4.4%、米国 3.0%、イタリア 2.6%となっている。また、地域別輸入割合が大きい順は、アジア 62.7%、欧州 27.4%、北米 5.2%、中南米 3.3%、中東 1.4%となる。

図 1. 天然ガス（パイプライン）および LNG の国・地域別輸入割合



(出所) BP, STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY 2012 より作成

アフリカ地域にはパイプラインによる輸入国は僅かに存在するが、LNG 輸入国は存在しない。また、中南米地域や中東地域はパイプラインによる輸入量も LNG 輸入量も比較的小さいので、北米、欧州、アジア地域を天然ガスの 3 大市場と呼んでいる。これまでパイプラインによる輸入量も LNG 輸入量も右肩上がりに増加してきた。2002 年における天然ガス全体の貿易量に占めるパイプラインと LNG の割合は、パイプラインが 74.2%、LNG25.8%であったのに対して、2011 年にはパイプライン 67.7%、LNG32.3%となっており、この 10 年間に LNG の輸入割合が大きくなっている。このような傾向は、LNG 市場が地域内市場から国際市場に進展してきていることを物語っている。

まず、北米の LNG 市場では、米国が天然ガスの生産において 2009 年以来ロシアを抜いて世界 1 位になった。米国の最近の天然ガス生産の拡大は、「シェールガス革命」と呼ばれているシェールガス開発の進展を反映したものである。2011 年の生産量と消費量はそれぞれ 6,513 億 m³ と 6,901 億 m³ であり、不足量はパイプラインと LNG で輸入している。この不足量も年々減少してきているので、近い将来に生産余剰が発生し、大幅な輸出への転換が行なわれる可能性が高い。米国エネルギー省は 2012 年 1 月に、米国が 2016 年には LNG の純輸出国になるという予測を発表した。特に、シェール

ガスの生産の輸出先は、欧州・東アジアになることから東アジアの LNG 市場における影響も予想される。増産を背景に米国の天然ガスの市場価格は過去 2 年間で半値以下に急落しており、2012 年 5 月においては 100 万 BTU（英国熱量単位）当たり 2 ドル前後であった。その当時の東アジアの LNG 輸入価格が 16～18 ドルであったことと比べてもかなり安いと言える。

米国の天然ガス価格の決定方式であるが、米国には競争的なガス市場が存在しているため、天然ガス価格は一般的にヘンリー・ハブ（Henry Hub）の市場価格とリンクしている。ヘンリー・ハブとは 17 系統のパイプラインが交差しているルイジアナ州にあるガス集積地の名前であり、そこで天然ガスの売買が行われている。米国全土で行われているガス価格は、ヘンリー・ハブ価格との格差で表示される。ヘンリー・ハブ価格との格差はその時の需要パターンや最終需要者までの輸送距離の遠近によるものが多い。米国への LNG 輸出においては、スポット販売、及び長期契約に基づく販売の 2 種類があるが、LNG はパイプラインガスと競合しているため、LNG 価格はヘンリー・ハブ価格にリンクしている。

次に、欧州の LNG 市場では、パイプラインによる天然ガス輸入が全輸入量の約 84%と極めて高く、LNG は補助的な利用に留まっている。欧州内消費地へはロシア、アルジェリア、オランダ、ノルウェーなどから大型パイプラインにより天然ガスが供給され、LNG は中東やアフリカからの海上輸送といった多様な供給源により市場が形成されている。ただし、パイプラインネットワークがまだ不十分であることから、北米ほどの競争的な統一市場には至っていない。

欧州の天然ガス価格の決定方式は、天然ガスが原油や石油製品と競合しているため、天然ガス価格は石油製品の価格水準を尺度として決められているので、石油価格連動方式ということになる。LNG もヨーロッパ全土に網羅されているパイプラインによる天然ガスと競合しなければならないので、LNG 価格も石油価格連動方式となる。また、欧州にはロンドンの Henry Energy Ltd.社が発表する天然ガス価格の指標である NBP（National Balancing Point）がある。欧州では LNG・天然ガスのスポット価格と石油価格連動方式の長期契約価格の乖離が大きく広がり、需要家を中心に石油価格連動方式の廃止を求める声が起こっている。

Ⅲ. アジアの LNG 市場

2015 年のアジア地域の LNG 輸入量は 2,386 億万 m³ であり、国別輸入割合を見ると、日本 34.9%、韓国 12.9%、中国 7.7%、インド 6.4%、台湾 5.5%、タイ 1.1%である。アジア市場の輸入割合が 70.5%、欧州市場の割合が 16.3%、北米市場は 3.0%であるからアジア LNG 市場は最も高い割合を占めている。アジア LNG 市場の中では、東アジアの日本、韓国、台湾が主要輸入国であるが、これらに加えて、中国やインドの LNG 輸入量が増加傾向にある。さらにシンガポールやタイなど、他のアジア諸国でも今後大きく需要が伸びると予想されている。

主要輸入国である日本と韓国はともに自国でのガス産出量が乏しいことから、東南アジア、オース

トラリア、そして中東から LNG を輸入してきた。そのため、高額な輸送設備を必要とし、その投資債務返済に必要なキャッシュフローを確保するため、長期相対契約が主流となっている。つまり、日本、韓国、台湾は、天然ガスの輸入を全て LNG に依存しているため、基本的には長期契約により安定的に LNG を輸入しており、欧米に比べるとスポット取引は少ない。

アジアにおける LNG 輸入価格は、JCC (Japan Crude Cocktail) という日本向け原油の平均 CIF 価格に連動している。天然ガス価格は、原油価格が比較的安定していた 1980 年代後期から 2004 年までは、天然ガス価格も安定していたが、近年では新興国の需要増加などを背景とした原油価格上昇の影響で高騰している。その結果、需要増加が見込まれる新興国では、日本、韓国、台湾のような長期契約に従わないようにしている。

東南アジア市場では、インドネシアやマレーシアは石油および天然ガスの生産・輸出国であったが、LNG 輸入を僅かではあるが開始している。その原因は、坂本 (2012) によると、①電力需要増加に伴うガス消費量の増加、②ガス生産量の伸び悩みであり、補助金を使う安価なエネルギー価格設定である。

まず、インドネシアは、LNG 輸出量を大幅に減少してガスを国内市場向けに優先する政策をとっている。インドネシア国内市場で供給されるガスの価格は百万 BTU あたり 2 ドルから 6 ドルで、LNG 輸出価格 (百万 BTU あたり 13 ドルから 18 ドル) と比べると極めて安い価格であることがわかる。それ故に、2010 年から 2011 年に LNG 輸出契約数を大幅に削減している。次に、マレーシアも 2012 年に LNG 輸入と国内市場での消費を開始した。LNG の輸入は、人口と経済活動が集中するマレー半島部において、増加する電力需要に対して、主要な発電燃料である天然ガスを供給することを目的にしていると言われている。また、タイ国営石油会社 (PTT) は、2011 年 5 月末に Map ta Phut LNG 受入基地に試運転カーゴを受け入れ、同年 9 月上旬に商業操業を開始した。最後に、シンガポールは、マレーシアとインドネシアから長期契約でパイプラインによる天然ガスを購入している。しかし、マレーシアやインドネシアは自国市場向けガス供給の政策をとっているため、安定的なガス供給のため、2010 年南西部ジュロン地域に LNG 受入基地建設を開始している。

今後、アジア地域の LNG 輸入の増加や非在来型天然ガスの供給量の増加は、LNG 輸入契約期間の短縮や LNG 供給国の多様化といった趨勢を加速化させることになり、アジア LNG 市場の構造変化をもたらすと考えられる。東南アジアの LNG 供給力が低下していることから、オーストラリアがアジア LNG の最大供給地域として台頭する可能性がある。3 つのプロジェクト (NWS、ダーウィン、Pluto) から成るオーストラリアの LNG 供給力は、2015 年から 2020 年にかけて飛躍的に増加し、カタールに取って代わり、世界最大の LNG 供給国になり、さらに 2010 年末から 2020 年代には、北米や東アフリカ地域も新規 LNG 供給国として登場してくると予想される。

IV. 北米シェールガス増産の影響

ここ数年、米国やカナダで非在来型天然ガスの開発や生産が急速に行なわれているが、1970 年代に米国における天然ガス消費量が増加していく中で、将来の天然ガスの需要増加や既存のガス田の減少をカバーするために、非在来型天然ガスが注目されるようになった。この頃から米国では非在来型天然ガスの開発が開始され、それ以降、1980 年代はタイトサンドガス、1990 年代は炭層メタン、2000 年代はシェールガスと、非在来型天然ガスの生産量は増加の一途をたどってきた。非在来型天然ガスは、ガスの流れやすさが劣る岩石に残留または吸着した状態のため、地下に穴を開けた状態で自然に地上に噴き出してくる在来型天然ガスと違って、地下から取り出しにくい弱点がある。しかし、水平掘削・水圧破碎といった技術の進展により、非在来型天然ガスの可採埋蔵量増加につながっていることからシェールガスの生産量が増加するようになった。このようなシェールガスの開発の単価も 2007 年 \$73/千 m^3 から 2010 年には \$31/千 m^3 に下落し、在来型天然ガスの平均開発単価 \$46/千 m^3 よりも低い水準に達成している。

米国におけるシェールガスの生産量を見ると、1998 年の天然ガス生産量のうちシェールガスは 1.9% (2,800 万 m^3) にすぎなかったが、2010 年には 24.1% (4 億 8,000 万 m^3) と急速に成長してきた。EIA (2010) によれば、米国の 2025 年の LNG 輸入量は 2005 年の予想では 1,800 億 m^3 だったが、2010 年の予想では 360 億 m^3 と大幅に下方修正している。このように、米国のシェールガスの開発は米国に天然ガス需給緩和の効果をもたらしたといえる。

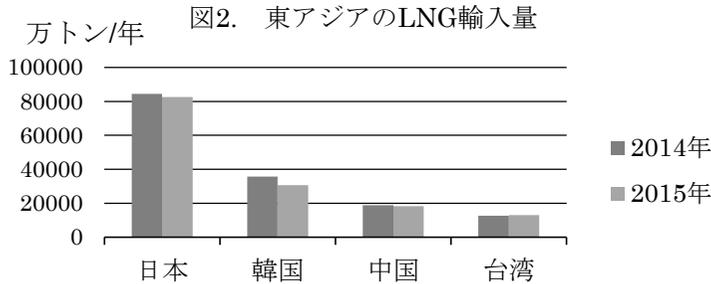
一方、カナダもシェールガスの資源量が豊かで、米国と共にシェールガス開発に必要な技術を保有している国である。シェールガスの可能性は、ブリティッシュコロンビア州北東部、アルバータ・サスカチュワン州、ケベック州、ノバスコシア・ニューブラウンズ州に広がりを見せている。

ロイター (2012 年 5 月 29 日) によると、シェルと中国石油天然ガス (Petro China)、韓国ガス公社 (KOGAS)、三菱商事は 2012 年 5 月、カナダ西海岸に LNG 生産基地を建設する計画を明らかにした。また、読売新聞 (2011 年 7 月 8 日) によると、三菱商事と、東京ガス、大阪ガス、中部電力などが、カナダのペン・ウェスト・エナジー社と共同でカナダの太平洋岸に LNG の大規模プラントを建設する方向で調整に入ったことが分かった。カナダ北西部のブリティッシュ・コロンビア州の内陸部で採取したシェールガスを、1000km 離れた太平洋岸にパイプラインで運び、プラントで液化して輸出する計画である。ガス開発の事業費は約 4000 億円、プラントの建設費は 1 兆円規模に達すると見られ、2010 年代後半から日本などへの輸出開始を目指している。1000 万トン規模の LNG プラントは、日本が関わる最大のエネルギープロジェクトであるロシアの「サハリン 2」に匹敵する大事業である。

V. 東アジアの LNG 市場の構造変化

1. 東アジアへの今後の LNG 供給予測

東アジア全体の LNG の輸入量は増加の一途をたどってきている。しかし、2015 年の国別の前年度比増加率を見ると、台湾 3.3%、日本-2.2%、中国-3.3%、韓国-14.9%である。台湾を除く国は輸入量が減少した。これは、天候・気象の要因と火力発電用としての LNG 需要が急減したことと、景気低迷が原因であると言われている。



(出所) BP統計2014, 2015より作成

世界 1 位の LNG 輸入国である日本は、多くの原発が停止している中、その代替エネルギーである LNG を調達しなければならないという状況である。LNG 輸入の長期契約を結べる新規の供給先を探すことは容易ではなく、不足分はこれまでの輸入先からの増量や欧州や南米などの新たな輸入先からのスポット取引で対処している。また、これまで最大の LNG 供給地であった東南アジア地域の供給率は徐々に減少してきた。このような厳しい需給を反映して価格は高止まりしてきた。2015 年からオーストラリアの新規プロジェクトが順次生産を開始しているため、東アジア向け長期契約供給量が豊富になってスポット価格は欧州水準に近づいていくと考えられる。また、オーストラリアのファーガソン元資源相が言及したように（ロイター、2012 年 5 月 14 日）、シェールガスの探査は最近商業化されたばかりであるが、国内の天然ガス資源の規模を倍増させる潜在性があるとし、世界最大の LNG 輸出国カタールを 2020 年までには追い越すと予想している。この結果、オーストラリアの LNG 供給力は、2015 年から 2020 年にかけて飛躍的に増加すると思われる。

米国からの LNG 輸出に関しては、現在、天然ガスの液化基地がアラスカにしか存在していないので、大量の LNG 輸出を行なうことはできない。米国は 2000 年代前半には将来的に LNG の輸入大国になると見ていたので、米国で整備されたのは液化設備ではなく、輸入 LNG の受入基地であった。AEI のマイケル・マッザとゲイリー・シュミットによる論説（ウォール・ストリート・ジャーナル、2012 年 6 月 10 日）では、米国は、ポスト福島原発停止で大量の天然ガスを輸入せざるを得なくなっている日本に、アラスカ産天然ガスを輸出すべきだが、米国内にはこれを阻む勢力があると述べている。特に、日本のような FTA（自由貿易協定）を締結していない国向けの輸出は政府の許可が義務付けられているので、日本向けの新たな LNG 輸出業者への輸出許可証を出すのは時間がかかると見

られたが、2013 年、米国エネルギー省は「ケース・パイ・ケース」の形で審査した後、承認することを決めた。これにより、同年 11 月、日本は 3 つのプロジェクトの LNG 輸入承認を得た。

米国では、現時点で唯一新規事業として LNG の輸出が認められているのは Cheniere 社だけであり、アジアにおいては、インドの GAIL 社と韓国の KOGAS 社が Cheniere 社と長期契約（20 年間）を締結している。その結果、2017 年にメキシコ湾岸のサビンパス基地からアジアに向けて LNG 供給が開始される予定である。パイプラインの天然ガスを LNG に加工するための液化コストは百万 BTU あたり 3 ドル程度（後述の韓国 KOGAS 向け契約価格）である。輸出が想定されるメキシコ湾から日本や韓国までの LNG 船の輸送コスト（FOB）は百万 BTU あたり 4 ドル程度と想定される。これに LNG 設備までのパイプライン使用料、海上輸送保険料などを加味すると、米国のパイプラインガスを LNG にして日本や韓国に輸出するまでにかかるコストは百万 BTU あたり 8 ドルから 9 ドル程度になるとみられる。

次に、将来の東アジア向け LNG 供給地として注目されているのが、モザンビークやタンザニアなどの東アフリカである。天然ガスの液化事業が計画通り進めば、アフリカ最大の LNG 輸出国であるナイジェリアを上回ることになる。LNG 輸出が始まるのは 2020 年以降と考えられる。

2. 東アジアにおける LNG 価格の予測

これまで東アジアの LNG 価格は原油価格を指標として決定されてきたが、新たな LNG 価格フォーミュラが期待されている。きっかけとなったのは、米国の Cheniere 社がサビンパス基地から東アジア向けに LNG 価格をヘンリー・ハブ市場価格による原料価格に固定タリフを加えたもので長期契約を締結したことによる。

欧州では市場価格によるガス取引比率が上昇しているように、今後東アジアでも市場価格による取引を望む声は大きくなるに違いない。東アジア向け LNG 供給は長期的契約が中心であり、事業採算と価格フォーミュラを確定してからプロジェクトが成立する。2015 年 5 月の時点では、東アジア市場での新規 LNG 契約のほとんどがオーストラリアからの輸入なので、供給形態は、原油価格を指標とする長期契約フォーミュラになる。他の既存 LNG 供給地域（東南アジア、中東）と新規 LNG 供給地域（東アフリカ、カナダ）の供給形態も、基本的には原油価格を指標とする長期契約である。しかし、米国の LNG 輸出価格フォーミュラは、ヘンリー・ハブ市場価格を基本としているので、米国でどれだけの LNG 輸出が認可され、どの程度東アジアへの輸出供給力が確保できるかによって新たな LNG 価格フォーミュラへの変更が可能になるかである。

VI. 韓国電力産業の対応

1. 韓国の LNG 輸入および契約状況

韓国は 1986 年 10 月にインドネシアから LNG を輸入し始めた。2015 年の LNG 輸入量は 31,410 千トンである。具体的には、カタール 12,604 千トン、オマーン 4,090 千トン、マレーシア 3,717 千トン、インドネシア 2,409 千トン、ロシア 2,309 千トン、オーストラリア 1,635 千トン、ブルネイ 1,228 千トン、ナイジェリア 1,058 千トン、赤道ギニア 713 千トン、その他 1,647 千トンである。

LNG の導入期間は 15 年から 20 年以上と長期契約がほとんどである。最近の長期契約はアメリカとの 20 年の LNG 購買契約であり、2037 年から 2038 年に満了する予定である。

KOGAS は Sabine Pass Phase II と 350 万トン/年、SK E&S は Freeport LNG と 220 万トン/年の液化容量契約を締結し、GS EPS は日本の三井を通じ、60 万トン/年を輸入する予定である¹。このように、今までの長期契約から、非在来ガスの開発後は、契約構造や条件などの変化により、柔軟な契約構造に変わってきた。またアメリカの LNG 輸出開始により長期契約への移行が進んでいる。このように非在来ガスの輸入が活性化された場合、輸入先国が変化する可能性もある。例えば、カタールの場合、2024 年に KOGAS (韓国ガス公社)²と約 5 百万トン/年の契約が終了する予定であるが、契約延長の可能性は低いと予想されている。

韓国における LNG 契約期間の状況は、2014 年 1 月の開始であるインドネシアからの 40 万トンは 2 年の短期契約であり、2014 年 4 月の開始であるオーストラリアからの 220 万トンも 3 年の短期契約であるが、その他は長期契約であることがわかる。かつて LNG 契約においてはほとんど長期契約であったが、最近では少しずつ契約の形式が変わってきている。ここで注目すべき点は、インドネシアの 1994 年から 2014 年までの長期契約が延長されずに満了したことである。このようなケースはこれから相次いで発生すると予想される。2016 年のオーストラリア、2017 年のインドネシア、2018 年のマレーシアなどの契約がどのようになるのかも注目に値する。

かつて LNG 取引は硬直的であった。シェールガスの輸入と共に求められるのは、LNG 取引を柔軟にするということである。日本の経済産業省は 2016 年 5 月 2 日に LNG 市場戦略を発表した。その中では、長期契約がほとんどである取引方式を短期契約やスポット取引へと分散すること、また目的地条項などを緩和することの必要性が挙げられている。

2. 韓国電力産業の対応

(1) 韓国電力の状況

2013 年度、韓国の電力におけるエネルギー源別の発電量は 517,148 GWh である。その割合は、火

¹ 李ホム (2015) 『天然ガス市場メガトレンドの波及効果および対応戦略研究：地域内の取引活性化を通じた LNG 交易の改善法案』エネルギー経済研究院、65 頁～66 頁。

² KOGAS (Korea Gas Corporation：韓国ガス公社) は 1986 年 11 月に 発電部門にガス供給を開始し、1987 年 2 月には都市ガス用にガス供給を開始した。現在ガス販売は KOGAS の独占販売である。

力発電の石炭が 200,444 GWh の 38.8% で一番高い割合であり、次は原子力で 138,784 GWh の 26.8%、火力発電の LNG が 127,724 GWh の 24.7%、火力発電の石油が 15,751 GWh の 3.0%、集団が 14,633 GWh の 2.8%、代替エネルギーが 11,267 GWh の 2.2%、水力発電量が 8,543 GWh で 1.7% である。石炭による火力発電量は、2009 年の 44.6% の最高の割合を記録した後、僅かの差であるが、約 40% に近い発電量となったことがわかる。韓国は 2013 年基準で、CO₂ の排出量が 582 百万トンと OECD の内第 7 位であるが、2030 年までに BAU 対比³37% (851 百万トン) 減縮を目標としている。これは温室効果ガス排出量の削減に対する認識が高いことを示しているといえる。この意味からも、CO₂ の排出量が多いエネルギー源を減らす必要があるといえる。

表 3. エネルギー源別の発電量

(単位：GWh)

区分	水力	原子力	集団	代替	火力			合計
					石炭	石油*	LNG	
2012 年	7,652	150,327	13,061	10,563	198,831	15,156	113,984	509,574
	1.5%	29.5%	2.6%	2.1%	39.0%	3.0%	22.4%	100.0%
2013 年	8,543	138,784	14,633	11,267	200,444	15,751	127,724	517,146
	1.7%	26.8%	2.8%	2.2%	38.8%	3.0%	24.7%	100.0%

出所：2015 エネルギー統計年報 注)*石油は重油と軽油の合計である。

石炭は、CO₂ や NO_x (窒素酸化物) や SO_x (硫黄酸化物) などの排出量が多いことから環境に優しくないエネルギー源である。また、2 番目に高い割合のエネルギー源である原子力は、3・11 東日本大震災の経験からもリスクが高いエネルギー源であることがすでに知られているとおり、安全性が高いエネルギー源ではあるとは言いがたい。ここで、安全でありながら環境問題にも考慮したエネルギー源を拡大する必要があると考え、4 つのシナリオを提案したい。

(2) シナリオおよび分析

まず、環境問題に対応するために石炭発電量をどのくらい減らしたほうが良いかについて、シナリオ A とシナリオ B を提案し、続いて、原子力発電による様々なリスクから安全性を確保するためにシナリオ C とシナリオ D を提案する。ここでの提案はどれも現在の主な発電源による電力量を最大 20% 削減することを目標としており、減らした分を補うために LNG による発電量を増やすことを考え、どれだけ LNG 量が必要になるのかを検討する。

— シナリオ —

A. CO₂ 排出量を減らすために、石炭発電量を 10%削減する。

B. CO₂ 排出量を減らすために、石炭発電量を 20%削減する。

³ BAU (Business As Usual) 対比とは特段の対策のない自然ケースに比べての効果をいう。

シェールガスのアジア市場進出に対する韓国電力産業の対応

C. CO₂ を減らすと共に原子力による様々なリスクを最小化するため、石炭発電量を 20%、原子力発電量を 10%削減する。

D. CO₂ を減らすと共に原子力による様々なリスクを最小化するため、石炭発電量を 20%、原子力発電量を 20%削減する。

シナリオ A では、石炭火力発電を 10%削減する。2013 年基準では、石炭の発電量は 200,444GWh であり、全体の 38.8%となっている。この発電量を 10%に削減するのは、全体の 3.8%である 20,444GWh を削減することである。シナリオ B では石炭火力発電を 20%削減するため、全体の 7.7%である 40,088GWh を削減することとなる。シナリオ C は石炭を 20%、原子力を 10%削減する案であるので、石炭の発電量 40,088GWh と原子力の発電量 13,878GWh を削減する。シナリオ D では、石炭を 20%、原子力を 20%削減するものであり、石炭の発電量 40,088GWh と原子力の発電量 27,756GWh を削減することとなる。これらにより削減された発電量は LNG へと移行させることを提案する。4つのシナリオにより、増加すべき LNG 量を算出してみた結果、シナリオ A の場合は 7,434 千トンが必要であり、シナリオ B は 14,577 千トン、シナリオ C は 19,624 千トン、シナリオ D は 24,670 千トンとなった。いずれの場合も、大量の LNG が必要となる。シェールガスの開発により、天然ガスが豊かな資源であるのは間違いない。アジアにおけるシェールガス市場がアメリカやカナダなどのような競争市場になる可能性が高い。この競争により、短期契約などの柔軟な契約形式が増えると予想される。これは市場価格であるスポット価格が適用され、安い価格で天然ガスを輸入することができるということで大きな意味がある。安い価格で LNG が供給され、CO₂ 排出量の削減と共に原子力による様々なリスクを最小化することができるという一石二鳥の結果となる。

一般的に LNG 価格は 5 ヶ月前の原油価格に影響されると言われている。ここで、実際にどの時点になるのかを分析してみた。表 4 は、原油価格と LNG 価格を 2013 年 4 月を基準時に指数化し、それらの相関関係を分析した結果である。同時点 t の両資源の価格の相関係数は 0.92348 であるが、t 時点の LNG 価格と 3 ヶ月前(t-3 時点)の原油価格の相関関係は 0.987326 で一番高いことがわかる。一般的に言われている 5 ヶ月前の原油価格 (t-5 時点) との相関係数は 0.950114 となり、t-3 時点の原油価格との相関係数より低い値となった。この分析から実際に原油価格が LNG 価格に反映されるのは約 3 ヶ月前の価格であることが確かになった。

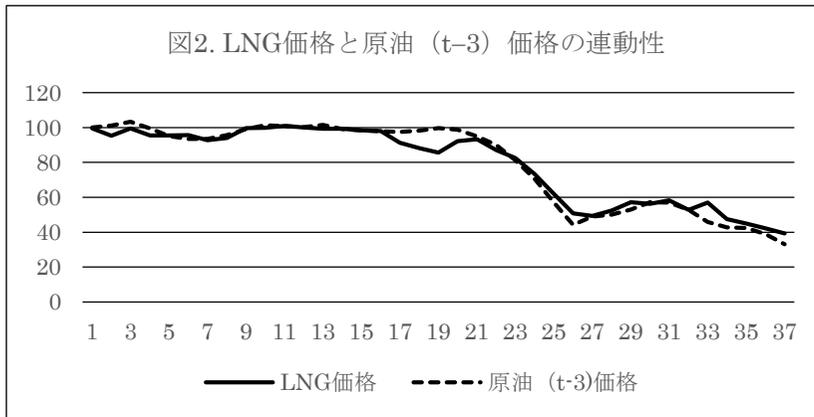
表 4. 原油価格と LNG 価格の相関関係を分析した結果

t	t-1	t-2	t-3	t-4	t-5	t-6
0.92348	0.949133	0.97205	0.987326	0.981468	0.950114	0.900169

注) t は同じ期間を意味する。t-1 は 1 ヶ月前の原油価格を意味する。

t-2 は 2 ヶ月前の原油価格を反映することになる。

それをグラフにして連動性をみると（図2）、LNG 価格の動きと3ヵ月前の原油価格の動きが似ていることがわかり、この時点で連動していることが確かであることがわかった。



以上の分析の結果から LNG 価格は原油価格に連動するが、すぐではなく約3ヵ月遅れて反映される結果となる。

次に、原油価格と LNG 価格の変動性を確認するため、変動係数の分析を行った。変動係数 CV (coefficient of variation) は、標準偏差 s を算術平均 \bar{X} で割ったものであり、100 を掛けると値が求められる。式の以下の通りである。

$$CV = \frac{s}{\bar{X}} \times 100 (\%)$$

s : 標準偏差

\bar{X} : 算術平均

この変動係数により、異なる種類のデータの散らばりの程度を、直接比較することができる。過去3年間の毎月の原油価格と LNG 価格の変動係数を分析した結果、原油価格の変動係数は 37.15% であり、LNG の変動係数は 27.53% となった。一般的に、変動係数が小さいとリスクが小さいと判断される。この分析では、LNG 価格の変動係数が原油価格の変動係数よりも小さいので、原油よりも LNG は価格が安定したエネルギー源であるといえる。

VII. 終わりに

世界中どの国にも電力は必要不可欠なものである。そのため、電力に必要な発電のエネルギーを慎重に選ぶのは最も大事なことである。地球温暖化対策への関心が高まる中、温室効果ガスの排出量が少ない燃料として遜色がない天然ガスは、原子力発電によるリスクも避けられる安全性が高いエネルギー源であるともいえる。この天然ガスの一つであるシェールガスが、その開発により世界中の天然ガス市場に大きい影響を与えているのは間違いない。かつての LNG 貿易は長期契約をはじめ、購入者に不利な様々な条件があったのは事実である。しかし、シェールガスの開発と商業化により、LNG

市場の構造が変わっている今日、今までの発電エネルギー源の割合に変化を起こす必要があると考えられる。したがって、CO₂ 排出量を減らすため、また、原子力による様々なリスクを最小化するため、4つのシナリオを挙げ、どのくらい LNG 量を増やすべきかを検討した。また、一般的に LNG 価格は原油価格に 5 ヶ月遅れで連動していると言われていたが、実際の分析により、3 ヶ月遅れで反映されるという結果を得た。さらに、原油価格と LNG 価格の変動係数の測定した結果、LNG 価格は原油価格よりも変動係数が約 10%小さいことがわかった。これは石油価格が上昇しても LNG 価格に同程度の影響はなく、LNG 価格は比較的安定したエネルギーであることを示す。

ロイター（2016年2月25日）によると、アメリカ産のシェールガスが2017年に本格的に輸入される見込みであるという。韓国はアメリカと FTA を締結しており、それはアメリカ産のシェールガスを輸入するには有利な条件となる。さらに、市場価格が適用されると安い価格で LNG を輸入することができるから、石炭や原子力などを減らした分を、LNG で賄うことが最適であると考えられる。しかし、大量の LNG を輸入する際、貯蔵施設が不足しているという問題があるため、LNG の貯蔵施設を迅速に増設する必要があると思われる。最近、日本で発表された「LNG ハブ」が実現できれば、ガスセキュリティの問題や価格などにも大きい影響が与えられると期待される。これらの変化は、韓国電力産業にとっては明るいニュースであり、環境問題や原子力発電によるリスクも下げられるエネルギー源である LNG が確保できると考えられる。

参考文献

英語文献

- Amagai, H. and Sharma S.(1990), "Future Patterns of Electricity Development in Japan: Implications for ASEAN Hydrocarbon Exports," *ASEAN Economic Bulletin*, Vol.7,No.1,pp.96-105.
- BP Statistical Review of World Energy 2002-2016.
- EAI, Annual Energy Outlook 2010.
- GHIGNL, *The LNG Industry 2014*.
- Gilardoni, A.(2008), *The World Market for Natural Gas*, Springer, Heidelberg, Germany.
- Gkonis Konstantinos G., and Harilaos N. Psarftis(2009) "The LNG market: a game theoretic approach to competition in LNG shipping." *Maritime Economics & Logistics* 11.2, pp.227-246.
- Holditch, S. (2006), "Tight Gas Sands," *Journal of Petroleum Technology*, 58(6), pp.86-93.
- International Energy Agency(IEA) (2013), *IEA Statistics: Energy Prices and Taxes*, OECD/IEA.
- Kawata, Y and Fujita K. (2001), "Some Predictions of Possible Unconventional Hydrocarbon Availability Until 2100," Paper SPE 68755 prepared for presentation at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Jakarta, 17-19, April.
- Rogner, Hans-Holger. (1997), "An Assessment of World Hydrocarbon Resources," *Annual Review of Energy and the Environment*, Vol .22, pp.217-262.

日本語文献

- 石井彰 (2008) 『天然ガスが日本を救う』日経 BP 社。
- 伊原賢 (2011) 『シェールガス争奪戦』日刊工業新聞社。
- 岩間剛一 (2010) 「アジアをはじめとした世界の天然ガス需要増と中東の天然ガス供給の重要性」『中東協力センターニュース』26 頁～35 頁。
- ウォール・ストリート・ジャーナル (2012 年 6 月 10 日) 「米国発「シェールガス革命」日本の期待と根強い輸出反対論」
- 橘川武郎 (2012) 「なぜ日本の天然ガスの価格は、アメリカの 9 倍も高いのか」PRESIDENT 2012 年 7 月 16 日号。
- 経済産業省 (2011) 『エネルギー白書 2011』経済産業省・資源エネルギー庁。
- 経済産業省 (2016) 『LNG 市場戦略—Strategy for LNG Market Development～流動性の高い LNG 市場と“日本 LNG ハブ”の実現に向けて～』。
- 小山堅 (2011) 「2012 年の国際石油・ガス情勢の展望」『第 408 回定例研究報告会』(財) 日本エネルギー経済研究所。
- 坂本茂樹 (2012) 「東南アジアの LNG 輸入開始、東アジア市場向け LNG フローの変化」『アナリシス』第 46 巻、第 4 号、15 頁～30 頁。
- 石油エネルギー技術センター (2012) 「アジア市場めざすカナダの LNG プロジェクト～シェールガス開発計画の進むカナダも新たな LNG 供給国に」『JPEC レポート』第 26 回。
- 読売新聞 (2011 年 7 月 8 日) 「カナダの「シェールガス」、日本に初輸出へ」。
- ロイター (2012 年 5 月 14 日) 「オーストラリア、潜在的なシェールガス資源で国内ガス資源規模倍増も」。
- ロイター (2012 年 5 月 29 日) 「カナダ、LNG 産業の強化を急ぐべき」。
- ロイター (2016 年 2 月 25 日) 「米シェールガス輸出開始へ、2017 年にも日本向け本格化」。

韓国語文献

- 李ホム (2015) 『天然ガス市場メガトレンドの波及効果および対応戦略研究：地域内の取引活性化を通じた LNG 交易の改善法案』エネルギー経済研究院。
- エネルギー経済研究院 (2012) 「国際天然ガスの価格動向および向後展望と示唆点」。
- エネルギー経済研究院 (2012) 「LNG 取引力量の強化法案研究」。
- エネルギー経済研究院 (2015) 『2015 エネルギー統計年報』。
- 都ヒョンジェ (2015) 「アメリカ産 LNG 導入環境と国内ガス市場の波及効果分析」『基本研究報告書 15-16』エネルギー経済研究院。
- 対外経済政策研究院 (2012) 「主要国のシェールガス開発動向と示唆点」『KIEP 今日の世界経済』第 12 巻、第 11 号、1 頁～21 頁。