

2016年7月6日 全11頁

# パリ協定と日本のエネルギー資源戦略

## 天然ガスの安定かつ適正価格による調達に向けた課題

経済環境調査部 主任研究員 大澤秀一

### [要約]

- 日本の将来の電源構成とエネルギーミックス（2030年度の見通しであり、あるべき姿）は、ともすると、温室効果ガス（GHG）削減目標という制約条件の下で決められた可能性はある。GHG削減目標を達成するためには、エネルギーの大宗を占める化石エネルギーの安定的かつ適正な価格による調達体制の確保に向けた資源戦略が重要である。
- 資源戦略としては、海外における資源権益の確保・拡大、日本周辺海域に存在するメタンハイドレートの商業生産、LNG（液化天然ガス）供給源の北米等に向けた多角化、国際LNG市場の形成が挙げられる。それぞれに課題はあるが、官民が連携した事業活動が動き始めており、LNGの供給構造の変化を捉えることができれば、日本は貿易量のみならず、地理的にも世界のLNG需給構造の中心に位置できる可能性がある。
- 国際LNG市場の形成には、硬直的な取引条件（仕向地条項付き長期契約と油価連動価格）を需要側に有利な柔軟性のある契約（スポット取引、仕向地自由、市場価格）に移行させるには交渉力を発揮する必要がある。国内の事業者同士が連携する事例はあるが、LNG調達において共通の利害を持つ隣国との戦略的連携にも踏み込むことも考えられる。また、国内のガスインフラ設備への第三者のアクセスを確保して流動性・融通性を高めておくことも一つの前提条件となる。
- 本稿ではLNGだけを取り上げたが、再生可能エネルギーや原子力発電を含め、石炭、石油、LPガスの他のエネルギー源へのアクセスを確保しておくことも、交渉において重要なカードとなる。本稿にまとめた資源戦略が着実に歩みを進めることで、“将来あるべき”電源構成とエネルギーミックスを達成するための礎となり、結果としてパリ協定で国際誓約したGHG削減目標の達成に貢献できることに期待したい。

### はじめに

日本の将来の電源構成とエネルギーミックス（2030年度の見通しであり、あるべき姿）は、ともすると、温室効果ガス（GHG）排出量という制約条件の下で決められた可能性はある。安倍内閣総理大臣は2013年の年頭記者会見で「10年かけて新しい安定したエネルギーミックスに移

行させ」<sup>1</sup>考えを表明していたが、同年末に開催された国連気候変動枠組条約締約国会議（COP）は、COP21（2015年12月）に十分に先立って、2020年以降の温室効果ガス（GHG）削減目標を示すことを招請すると決定した<sup>2</sup>。そこで、政府はこの招請に応じるために、「電力コストを引き下げる」、「エネルギー自給率は震災前の水準を上回る」、「欧米に遜色のない温室効果ガスの削減」<sup>3</sup>を同時に満たすベストミックスとして、2015年夏に、2030年度の電源構成およびエネルギーミックスと、これに整合するGHG削減目標を決定したのである。COP21で採択された「パリ協定」<sup>4</sup>は罰則を伴う法的拘束力はないため、GHG削減目標は一つの自主的な目安と位置付けることはできるが、同協定の採択に合意し、締結に向けた署名までプロセスを進めたからには、目標達成に向けて最大限の努力を払う必要があるし、またそうすべきであると考えられる。

ところで、2030年度の電源構成において過半（56%）を占めるのは、現在（88%、2013年度）<sup>5</sup>と同じく化石エネルギー（石炭、石油、LP（液化石油）ガス、天然ガス）である。世間の耳目を集めるのは再生可能エネルギーの普及策や原子力発電の再稼働あるいは省エネ投資だが、削減目標を達成するためには、エネルギーの大宗を占める化石エネルギーの安定的かつ適正な価格による調達体制の確保に向けた資源戦略も同様に重要であることは明らかであろう。そこで、本稿では、電源構成における化石エネルギーの中で最大の構成比（27%）を持ち、かつ消費時にCO<sub>2</sub>削減効果<sup>6</sup>が最も高い天然ガスに注目し、今後の安定調達に必要な資源開発や供給源の多角化、電力コスト等の低減につながる国際LNG（液化天然ガス）市場の形成を目指す取り組み等について概観し、2030年に向けた課題について考える。

## 1. G7におけるパリ協定の取り扱い ～年内にも発効か～

2020年以降の気候変動対策に係る国際枠組みである「パリ協定」は、COP21の最終日に採択された（2015年12月12日）。同協定の採択後、初めてとなるG7伊勢志摩サミット（2016年5月26、27日）では、「G7は、引き続き指導的な役割を担い、パリ協定の2016年中の発効という目標に向けて取り組みつつ、同協定の可能な限り早期の批准、受諾又は承認を得るよう必要な措置をとることにコミットする」ことや、「自国が決定する貢献を、早期に透明性をもって、かつ、着実に実施することで先導することにコミットする」等と宣言<sup>7</sup>した。

同協定の発効時期は、当初、数年先と見込まれていたが、今回のG7で2016年中に前倒しされたことになる。これは、G7以外の主要排出国（中国やインド等）に影響力を持つ米国のバラ

<sup>1</sup> 首相官邸「[安倍内閣総理大臣年頭記者会見](#)」平成25年1月4日

<sup>2</sup> 外務省「[国連気候変動枠組条約第19回締約国会議（COP19）京都議定書第9回締約国会合（CMP9）等の概要と評価](#)」平成25年11月23日

<sup>3</sup> 地球温暖化対策推進本部「[第29回地球温暖化対策推進本部 議事要旨](#)」平成27年6月2日

<sup>4</sup> 外務省「[パリ協定（仮訳文）](#)」

<sup>5</sup> 電気事業連合会「[電力各社の2013年度決算の状況 資料1](#)」2014年5月23日

<sup>6</sup> 化石エネルギーを燃焼して同じ熱量を得るために排出されるCO<sub>2</sub>排出量の比は、おおむね石炭（一般炭）：原油：天然ガス（LNG）＝10：7.5：5.5である（[「特定排出者の事業活動に伴う温室効果ガスの排出量の算定に関する省令 別表第一」](#)）。

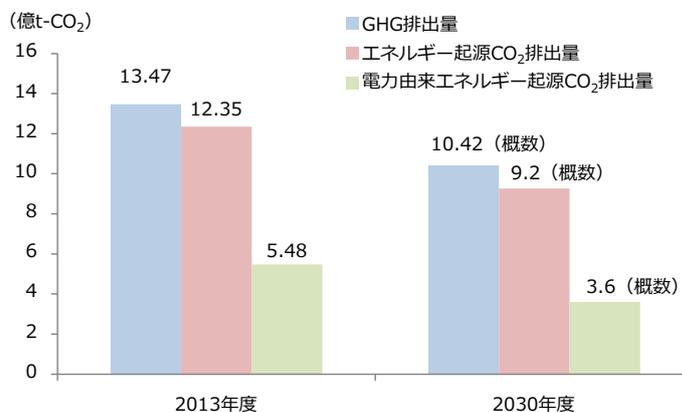
<sup>7</sup> 外務省「[G7伊勢志摩サミット首脳宣言](#)」平成28年5月27日

ク・オバマ大統領（任期終了は2017年1月予定）の主導<sup>8</sup>により、各国が国内批准等への取り組みを加速させていることを示唆している。日本においては、既に同協定への署名は済ませており、丸川珠代環境相が年内の国会承認を念頭において取り組むとしている<sup>9</sup>。このように国内外で同協定の早期発効に向けた動きが確認されたことから、国連を舞台とした国際交渉は一段落したと考えることができ、現在は、各国がUNFCCC（国連気候変動枠組条約）事務局に登録した「自国が決定する貢献」（約束草案）の実行に向けた段階に移行したといえよう。

## 2. 日本の地球温暖化対策 ～エネルギー起源CO<sub>2</sub>の削減～

日本の約束草案（2015年7月17日地球温暖化対策推進本部決定）には、GHG排出量を2030年度に2013年度比▲26.0%の水準（約10億4,200万t-CO<sub>2</sub>）にすると明記されている。GHGには7種のガス（CO<sub>2</sub>、CH<sub>4</sub>、N<sub>2</sub>O、HFCs、PFCs、SF<sub>6</sub>及びNF<sub>3</sub>）<sup>10</sup>があるが、2013年度および2030年度（概算値）のGHG排出量の約9割がエネルギー起源CO<sub>2</sub><sup>11</sup>の排出量で占められるため、GHG排出量の削減は、実質的に、エネルギー需給構造の改善を通じたエネルギー起源CO<sub>2</sub>排出量の削減と言い換えることができる（図表1）。今回の約束草案におけるGHG削減目標が、長期エネルギー需給見通しに大きく影響を与えた理由である。エネルギー需給構造の改善は、まずは、徹底した省エネによるエネルギー需要の低減であり、次に、再エネの最大限の導入によるエネルギー供給構造の低炭素化であるが、政府はこれらの取り組みを「エネルギー革新戦略」（2016年4月18日経済産業省決定）<sup>12</sup>として取りまとめ、各種施策を講じている。

図表1 日本のエネルギー起源CO<sub>2</sub>排出量



（出所）経済産業省「長期エネルギー需給見通し関連資料」平成27年7月から大和総研作成

<sup>8</sup> 米国のバラク・オバマ大統領は、パリ協定の早期発効に向けて、中国の習近平国家主席と“[U.S.-China Joint Presidential Statement on Climate Change](#)”（2016年3月31日）を、またインドのナレンドラ・モディ首相と“[JOINT STATEMENT: The United States and India: Enduring Global Partners in the 21st Century](#)”（2016年6月7日）を、それぞれ共同声明として発表した。

<sup>9</sup> 環境省「[丸川大臣記者会見録](#)」平成28年5月31日

<sup>10</sup> CH<sub>4</sub>はメタン、N<sub>2</sub>Oは一酸化二窒素、HFCsはハイドロフルオロカーボン類、PFCsはパーフルオロカーボン類、SF<sub>6</sub>は六フッ化硫黄、NF<sub>3</sub>は三フッ化窒素。

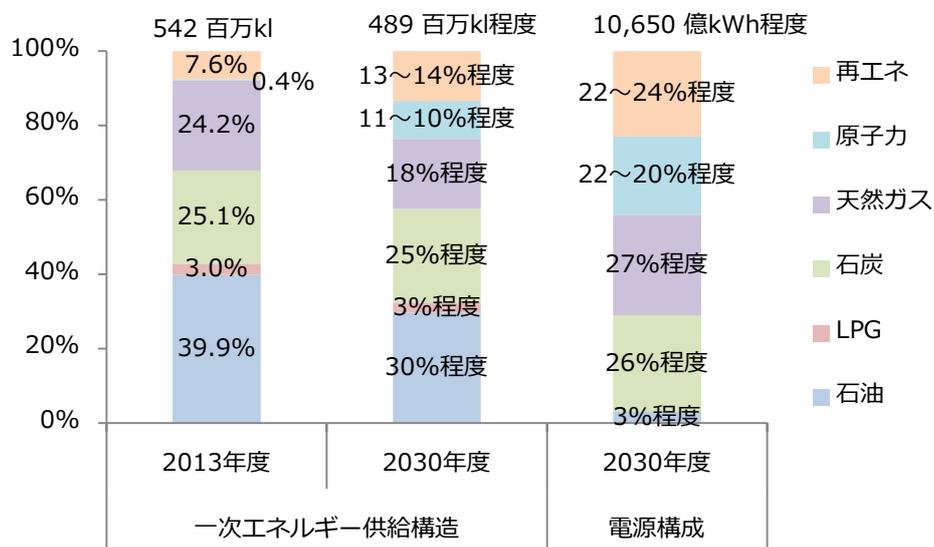
<sup>11</sup> 電気エネルギーや熱エネルギー等を得るために、化石燃料等を燃焼する際に放出されるCO<sub>2</sub>のこと。他方、工業プロセスや廃棄物処理に伴って放出されるCO<sub>2</sub>のことを非エネルギー起源CO<sub>2</sub>という。

<sup>12</sup> 経済産業省「[エネルギー革新戦略](#)」平成28年4月18日

### 3. 2030 年度の電源構成とエネルギーミックス ～化石エネルギーの資源戦略の重要性～

政府が決定した 2030 年度のエネルギーミックスは、エネルギー政策の基本的な方向性に基づいて各種施策を講じたときに実現されるであろう、将来の見通しであり、あるべき姿を示すものである（図表 2）。一次エネルギー供給構造の化石エネルギー依存度は、東日本大震災後に大きく増加し、2013 年度は約 92%まで上昇したが、2030 年度には 76%程度に低減するとしている。また、電源構成の化石エネルギー依存度も 88%から 56%程度に改善される見通しである。ただし、一次エネルギーおよび電源の大半を化石エネルギーに依存している状態は続くと想定している。想定されるエネルギーミックスを実現するには、エネルギー革新戦略にある施策（省エネ関連）の着実な実施に加えて、原子力政策の展開が必要となるが、化石エネルギーの安定的かつ安価な調達に向けた資源戦略に取り組むことも重要な政策課題として挙げられる。特に、2030 年度の電源構成に占める割合（27%程度）が最も高く、また、化石エネルギーの中で最も CO<sub>2</sub>削減効果が高い天然ガスについては戦略的な取り組みが必要である。以下に、天然ガスに関する上流開発、供給源の多角化、国際 LNG 市場の各論点について述べる。

図表 2 日本の一次エネルギー供給構造と電源構成



（出所）経済産業省「長期エネルギー需給見通し関連資料」平成 27 年 7 月から大和総研作成

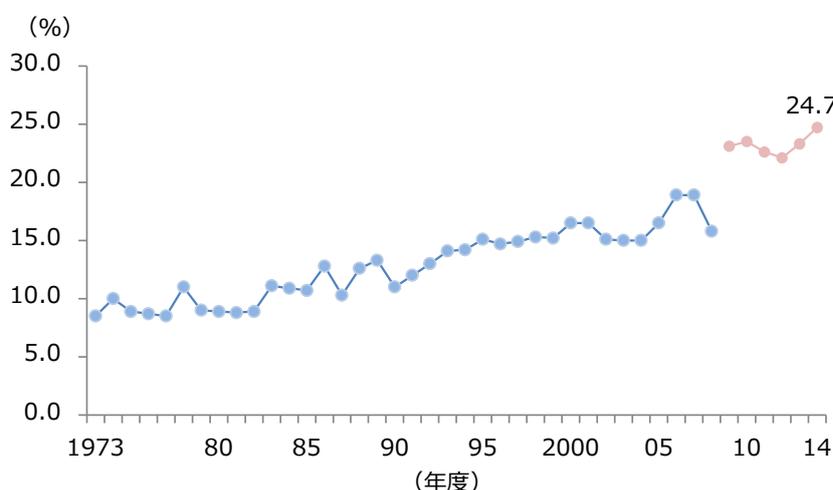
#### 4. 天然ガスの上流開発 ～自主開発比率の向上～

資源に乏しい日本にとって、エネルギーの安全保障と安定供給を維持・強化するためには、海外における資源権益の確保・拡大が必要となる。政府はこれまで国産を含む石油の自主開発比率<sup>13</sup>の引き上げを目指して、日本企業に対して上流権益の確保等の支援を行ってきた。2014年度における石油と天然ガスの自主開発比率は1973年度の計測以来、最高となる24.7%となったが、2030年に40%以上<sup>14</sup>に引き上げるとの目標を掲げている（図表3）。

一般に、石油や天然ガスの開発は、探鉱から生産開始まで十数年以上を要するために大きな資本が必要な上、埋蔵量の多寡に伴う事業化リスクや資源枯渇リスク、さらに地政学リスク等を抱えることが多い。このため、欧米諸国のメジャーや産油・ガス国の国営石油会社と比肩する企業体が存在しない日本（企業）が資源権益を拡大させることは容易ではない。日本では、「特殊法人等整理合理化計画」に伴い石油公団（2005年4月解散）の後継となった、独立行政法人石油天然ガス・鉱物金属資源機構（JOGMEC）がリスクマネーの供給（出資・債務保証）と研究開発支援を担い、同じく石油公団の優良資産を承継した、国際石油開発帝石株式会社（INPEX）が上流開発（海外権益の獲得、油・ガス田操業等）を担う体制が整備されている。

資源権益の獲得には、既存資産の買収や新規権益の獲得等があるが、最近の天然ガスにおける新規権益獲得事例としては、豪州北西部における「イクシス LNG プロジェクト」<sup>15</sup>が挙げられる。同プロジェクトは、INPEX が初めて操業主体となり、国内の大手のガス会社や電力会社の

図表3 自主開発比率の推移



（注）1973年度から2008年度までは石油のみの値。2009年度以降は石油と天然ガスを合算した値。  
（出所）経済産業省ニュースリリース「我が国の自主開発比率（平成26年度）の数値を公表します」平成27年8月24日および「エネルギー白書2016」から大和総研作成

<sup>13</sup> 石油と天然ガスの国内生産量と輸入量の合計に占める、日本企業が権益を持つ石油と天然ガスの取引量の割合。

<sup>14</sup> 総合資源エネルギー調査会資源・燃料分科会「報告書」平成27年7月17日

<sup>15</sup> 国際石油開発帝石株式会社「イクシス LNG プロジェクト」2016年6月23日閲覧

持分を合わせると、日本企業が約 67%の権益を持つ国際プロジェクトである。最初の鉱区取得から 19 年目にあたる 2017 年の生産開始を目指して開発が進んでおり、年間 890 万トンの生産量の中から権益比率に応じた量（約 600 万トン）の LNG が日本に 40 年間にわたり輸入される見込みである。総投資額は 320 億米ドルが見込まれており、JOGMEC は INPEX がプロジェクトファイナンスにおいて負担した債務保証の一部について完工保証（上限 20 億米ドル）を引き受けている。

今後も日本のエネルギー関連企業による上流開発が期待されるが、2014 年後半からの原油および LNG 価格が下落した影響を受けて、日本の上流開発企業<sup>16</sup>は売上高の減少や資産の減損によって利益が大幅に減少し、投資額を二期続けて減少（2014 年度実績は前期比▲12.5%、2015 年度見込みは同▲9.9%）<sup>17</sup>させざるを得ない状況に陥っている。上流開発投資の落ち込みはメジャーを含む世界的な傾向ではあるものの、IEA（国際エネルギー機関）や IEEJ（一般財団法人日本経済エネルギー研究所）等の各種調査機関は、世界的な資源開発の停滞や OPEC の余剰生産能力の少なさ等から、中長期的には原油および LNG の供給が需要に追いつかず、2030 年にはエネルギー価格は下落前（2014 年上期）の水準まで再上昇すると予測<sup>18</sup>している。このため、今後の資源獲得競争を有利に進めるために、国際エネルギー価格が低迷し、産油国が財政面で厳しい状況にある現在の局面でこそ、日本企業の権益取得に対する政策支援を強化する必要があると考えられる。資金支援は JOGMEC を始め、国際協力銀行（JBIC）の資源金融や日本貿易保険の海外投資保険等の活用に加えて、総理大臣を筆頭とするハイレベルな資源外交の促進が求められる。

近年はエネルギー資源に乏しい日本にあっても、日本周辺海域に存在するメタンハイドレートが次世代の非在来型天然ガスとして注目されている。メタンハイドレートは、メタンが低温・高圧の水に囲まれた氷状の物質で、世界各地の沿岸海底や極地方の永久凍土等に広く分布することが知られているが、これまで商業生産された例はない。仮に日本国内（排他的経済水域（EEZ）を含む）で商業化に成功すれば、日本のエネルギー事情を大きく改善する可能性がある。

政府は「海洋エネルギー・鉱物資源開発計画」（2009 年 3 月作成、2013 年 12 月経済産業省改訂）<sup>19</sup>の下でメタンハイドレートの商業生産を目指して資源開発を進めている。日本列島の太平洋側に多く存在することが確認されている砂層型メタンハイドレートについては、JOGMEC が実施主体となった伊勢湾沖の試験で、2013 年 3 月に世界初となる洋上でのガス生産実験<sup>20</sup>で少量生産に成功している。また、日本海側に賦存するとされる表層型メタンハイドレートは、隠岐や上越沖等において分布域や資源量等の事前調査<sup>21</sup>が進められている。いずれの取り組みにつ

<sup>16</sup> INPEX、石油資源開発株式会社（JAPEX）、JX ホールディングス株式会社、コスモエネルギーホールディングス株式会社、出光興産株式会社、三菱商事株式会社、三井物産株式会社、伊藤忠商事株式会社、丸紅株式会社、住友商事株式会社

<sup>17</sup> 経済産業省「[資源開発投資（石油、天然ガス、石炭、金属鉱物）の課題について](#)」平成 28 年 3 月 9 日

<sup>18</sup> IEA “[World Energy Outlook 2015](#)”, 10 November 2015. 及び、一般財団法人日本エネルギー経済研究所「[アジア／世界エネルギーアウトック 2015](#)」2015 年 10 月。

<sup>19</sup> 経済産業省「[海洋エネルギー・鉱物資源開発計画](#)」平成 25 年 12 月 24 日

<sup>20</sup> JOGMEC「[メタンハイドレート開発技術](#)」2016 年 6 月 29 日閲覧

<sup>21</sup> 資源エネルギー庁ニュースリリース「[表層型メタンハイドレートの資源量把握に向けた調査を行いました](#)〜

いても、今後も引き続き生産技術の開発や事業性の評価を政府支援の下で行い、2023～2027年の間に民間主導の商業化プロジェクトが開始されることを目指している。

こうしたチャレンジは、米国で起きた技術革新（水平掘削と水圧破碎）がシェールガスの商業生産に結び付いたことを想起させる。日本においては、米国のような生産プラットフォームやパイプライン等の生産・輸送設備が未整備なことから、短期的な成果を期待することはできないが、エネルギー価格等の国際情勢を見ながら、革新的な技術開発と上流開発投資を継続していくことが望まれる。

## 5. 天然ガス供給源の多角化 ～米国からの LNG 輸入～

エネルギーの安全保障と安定供給を維持・強化するためには、自主開発比率の向上と並行して LNG の供給源を多角化し、調達リスクの低減に向けた動きを強化していく必要がある。日本の 2015 年の LNG の輸入量は約 1,180 億 m<sup>3</sup> で世界最大で、全世界の LNG 輸入量の 34.9% を占めた<sup>22</sup>。隣国の韓国、中国、台湾なども大量の LNG を輸入しており、これら 4 国で全世界の LNG 輸入の約 71% を占める。日本の LNG 供給源は、豪州（約 22%）、マレーシア（約 18%）、カタール（約 17%）、インドネシア（約 8%）などであった（図表 4）。LNG の中東依存度は約 26% で、日本の輸入原油の中東依存度（約 82%）<sup>23</sup> に比べれば低いが、マレーシアは内需拡大を背景に既に LNG 輸入国であり、またインドネシアもまもなく LNG 輸入国に転じる見込みであることから、今後も、供給源の多角化に取り組み、ホルムズ海峡やマラッカ海峡等のシーレーン防衛上のチョークポイント（渋滞地点）を經由しない北米等からの調達ルート開拓を急ぐ必要がある。

米国においては、シェール革命による非在来型資源（シェールガス、タイトサンドガス、コールベッドメタン、オイルサンド、シェールオイル等）の生産量が増加し、天然ガスの生産量では 2009 年にロシアを抜いて、また原油では 2013 年にサウジアラビアを抜いて世界最大の生産国となった<sup>24</sup>。しかし、米国ではこれらは戦略物資に位置付けられており、原油については法律で日本への輸出が禁止され、天然ガスについても米国政府による個別承認によって少量が日本に輸入されるにとどまっていた。

現在では、日本政府の資源外交により、天然ガスについては、日本企業が参加する主要 LNG プロジェクト<sup>25</sup>のすべてについて輸出承認が得られており、原油についても輸出を解禁する法律が 40 年ぶりに可決され、日本へは 2016 年 5 月に荷揚げされたことが報道された（日本経済新聞朝刊、2016 年 5 月 11 日）。2016 年 6 月 26 日にはパナマ運河の拡張レーンが運用開始され、北米メキシコ湾や東海岸からアジア向けに新たな輸送ルートとして追加された。翌日には日本

掘削調査により地質サンプルを取得～」平成 28 年 1 月 22 日

<sup>22</sup> BP “[Statistical Review of World Energy 2016](#)” 20th June 2016

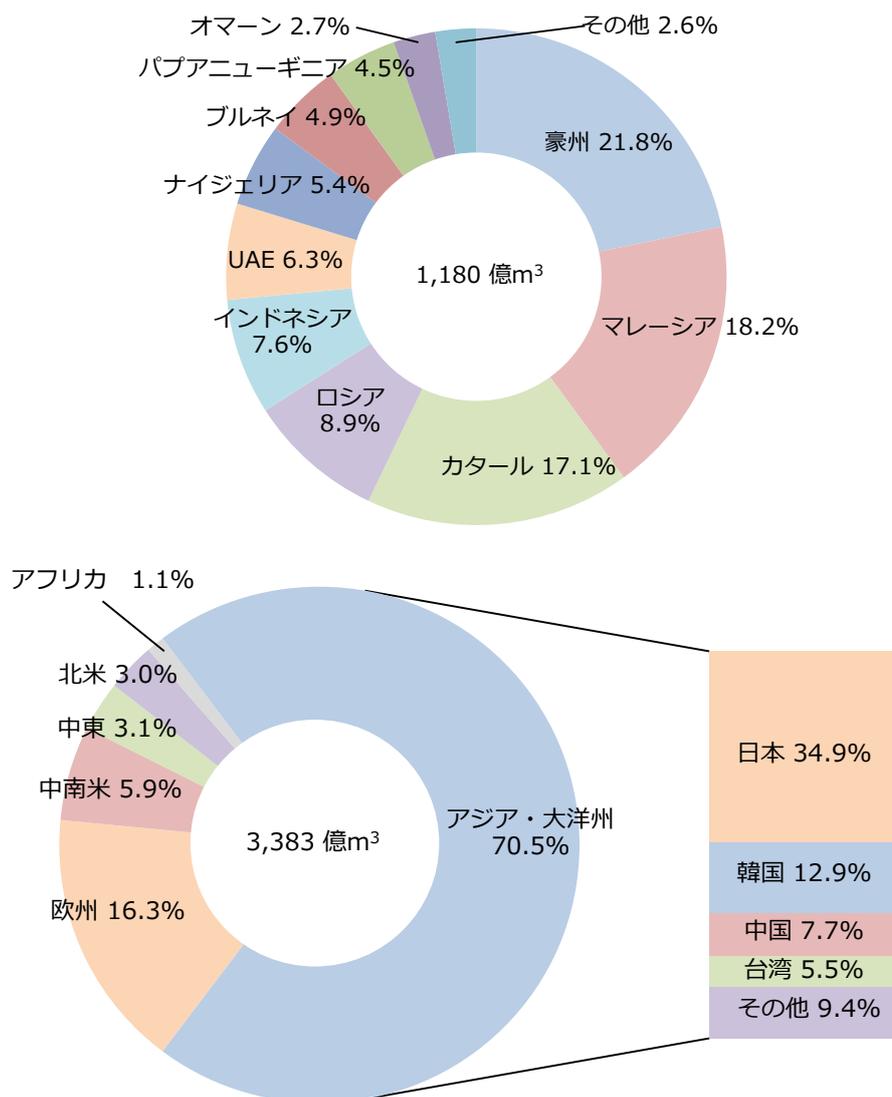
<sup>23</sup> 財務省「貿易統計」

<sup>24</sup> U. S. Energy Information Administration (EIA) “[International Energy Statistics](#)” 2016 年 6 月 23 日閲覧

<sup>25</sup> Freeport LNG（大阪ガス、中部電力、東芝）、Cove Point LNG（住友商事、東京ガス）、Cameron LNG（三菱商事、三井物産）の各プロジェクト。（JOGMEC「[新規 LNG プロジェクトの進捗と見通し（豪州、北米、他）](#)」2015 年 6 月 18 日）

の LPG 大型船がさっそく通航した模様である<sup>26</sup>。今後については、環太平洋パートナーシップ (TPP) 協定が大筋合意 (2015 年 10 月 5 日) に至ったことから、次期以降の国会で承認され、同協定が発効されれば、速やかに国内への輸入が行われると期待される。

図表 4 2015 年における日本への LNG 供給源国別の輸入量 (上) および、世界の LNG 輸入量の地域別割合 (下)



(出所) BP “Statistical Review of World Energy 2016” 20th June 2016 から大和総研作成

<sup>26</sup> 日本郵船ニュースリリース「[新パナマ運河に一番乗り ー日本郵船が運航する大型 LPG 船ー](#)」2016 年 6 月 28 日

## 6. 北東アジアの国際 LNG 市場 ～ガス価格の適正化～

天然ガスの安価な調達方法の確保に関しては、日本の LNG 輸入価格と欧米の天然ガス価格との地域間価格差（プレミアム）の縮小・解消が課題である。もともと、LNG 輸入価格は天然ガスでは必要ない液化作業や海上輸送プロセスの分だけ割高だが、日本を始め韓国や台湾等では価格決定方式が輸入原油価格（JCC）<sup>27</sup>に連動していることと、流動性や取引機会が限られる仕向地条項（契約で規定された仕向地以外では受け渡しをせず、買主が第三者に転売することを認めない）を伴う長期契約等を要因として、欧米の天然ガス価格に対してアジアプレミアムが形成されてきた（図表 5、黒線）。

このような契約は、需給が逼迫した際に安定取引等ができることが代表的なメリットだが、流動性が乏しいことに加えて、国際原油価格の上昇局面（2009 年 1 月～2014 年 6 月）においては、東日本大震災後に発生した、火力発電所の LNG 燃料費の増大と通貨安等を背景に電気料金を押し上げ（2010 年度比家庭用で約 25%上昇、産業用で約 30%上昇、2014 年度）<sup>28</sup>、国民生活や企業活動に大きな経済負担を生じさせる要因になったことは記憶に新しい。他方、2014 年 7 月以降の国際原油価格の下落局面においては、アジアプレミアムが縮小し、電気料金は家庭用で約 5%、産業用で約 6%低下した。

アジアプレミアムの縮小・解消に向けては、これまでの長期安定的な資源量の確保から、流動性の確保と市場の活用に方向性を変えていく必要がある。この点においては、発達した天然ガス市場が運用されている欧米が参考になる。米国における天然ガス市場は、豊富な生産量と消費量を背景に自律的市場が形成されており、価格はマーカンタイル取引所におけるヘンリーハブ先物価格が指標になっている。2004 年から原油価格が上昇した影響で在来型の天然ガス価格も上昇したが、相対的に価格優位となった非在来型のシェールガスの生産量が増加したことから需給が緩み、いわゆる天然ガス価格は今日まで原油価格の変化とは無関係に低位を維持している（図表 5、赤線）。

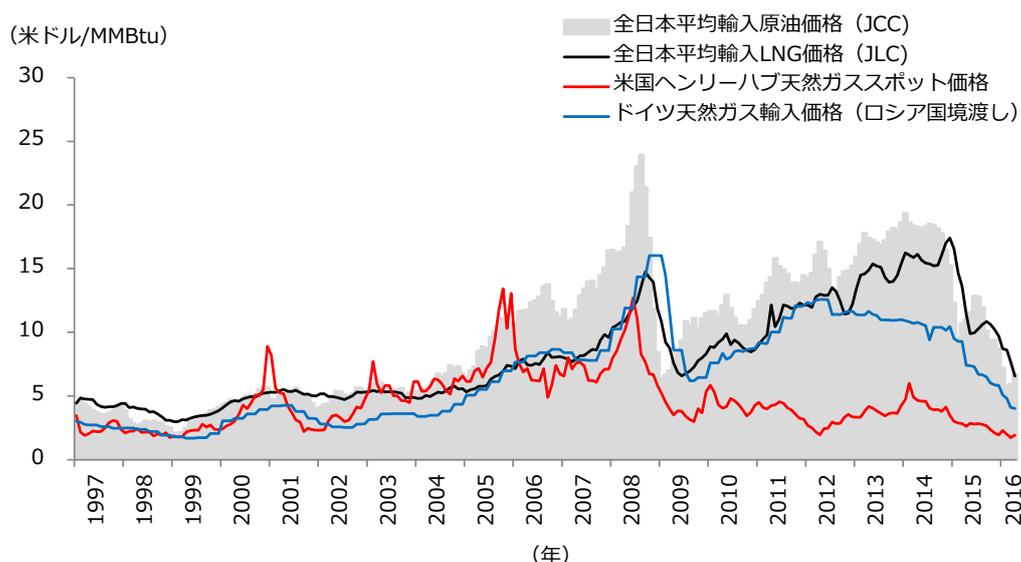
大陸欧州を代表するドイツの天然ガス価格の決定方式は原油に連動する方式であったが、米国産石炭の輸入増によって天然ガスが価格競争力を失い始めた 2009 年頃からロシア産天然ガスの一部に需給を反映させるスポット取引が導入された。2012 年からは天然ガスの供給源に中東も加わったことなどを背景に需給緩和が進んだことから、価格は原油価格から独立する形になっている（図表 5、青線）。日本ではスポット取引が一部、導入されているものの、油価連動が継続していることとは大きく異なる。また、ICE 取引所には英国等のガス事業の自由化を背景に形成された National Balancing Point（NBP）先物<sup>29</sup>が上場しており、欧州の天然ガスの需給を反映した価格が決定されている。

<sup>27</sup> Japan Crude Cocktail（全日本平均原油輸入 CIF 価格）

<sup>28</sup> 経済産業省「総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力基本政策小委員会（第 6 回） - 配布資料 資料 3 小売全面自由化に関する進捗状況」平成 28 年 5 月 25 日

<sup>29</sup> ICE “UK NATURAL GAS FUTURES” 2016 年 7 月 1 日閲覧

図表5 日本、米国、ドイツにおける天然ガス（LNG）価格の推移



(注) MM Btuは百万英国熱量単位 (British thermal unit) の略。

(出所) JCCおよびJLCは日本エネルギー経済研究所「EDMC統計情報」、米国ヘンリーハブ価格はEIA「[Natural Gas Spot and Futures Prices \(NYMEX\)](#)」、ドイツ輸入価格はIMF「[IMF Primary Commodity Prices](#)」から大和総研作成

先行する欧米の市場構造や経験を基に、日本を含む北東アジアに国際LNG市場を導入することは、スポット取引の拡大による売買の機動性の確保や、リスクヘッジのための先渡市場や先物市場<sup>30</sup>等における価格指標の形成を通して、アジアプレミアムを縮小・解消させることにつながる可能性がある。

政府はG7エネルギー大臣会合（2016年5月1日、2日）の場で、LNG取引における柔軟な契約と透明性の高い価格指標の確立等を目指して、日本に国際的なLNG市場を創設する「LNG市場戦略」を公表した<sup>31</sup>。世界最大のLNG消費国として、LNGの取引集積と価格の形成・発信の拠点（ハブ）の地位を2020年代前半に実現する目標を掲げている。民間が主導することが基本原則だが、政府や関係機関も国際協調や政策支援で後押しする取り組みである。日本では電気事業に続き、2017年4月には改正ガス事業法が施行され、天然ガスを主成分とする都市ガスの小売全面自由化が開始される。同法の施行により、ガスインフラ設備への第三者のアクセスが担保されることや、事業者の貯蔵設備容量や貯蔵量の情報開示が義務付けられることになるため、柔軟なLNG市場の構築に欠かせない利用環境が整うことになると期待される。ただし、都市ガスの供給区域が国土全体の5.8%<sup>32</sup>にとどまっていることや、貯蔵設備の容量が乏しいことが指摘<sup>33</sup>されるなど、設備面での課題は残されている。

<sup>30</sup> 先行事例として、Japan OTC Exchange 株式会社 (JOE) がLNG (Non-deliverable Forward) 市場を開設した。(JOE プレスリリース「[『LNG Non-deliverable Forward』市場の開設](#)」2014年9月11日)

<sup>31</sup> 経済産業省ニュースリリース「[『LNG市場戦略』をG7エネルギー大臣会合の場で発表しました～流動性が高いLNG市場と日本の『LNGハブ』化に向けた対応～](#)」平成28年5月2日

<sup>32</sup> 経済産業省「[電気事業法等の一部を改正する等の法律について \(概要\)](#)」平成27年6月17日

<sup>33</sup> 経済産業省「[ガスシステム改革小委員会](#)」平成25年11月設置

## まとめ

IEA の見通し（前掲脚注 18）によれば、2040 年に向けて世界の LNG 需要は引き続き北東アジアを中心にアジアが牽引する構図は変わらないものの、供給についてはこれまでのアジア・中東から豪州・北米等にシフトしていくことが見込まれている。このことは、日本が貿易量のみならず、地理的にも世界の LNG 需給構造の中心に位置できる可能性があることを示唆しており、国際 LNG 市場の形成と日本への LNG 供給源の多角化には追い風になると考えられる。

国際 LNG 市場の形成における課題等については既に記述したが、硬直的な取引条件（仕向地条項付き長期契約と油価連動価格）を需要側に有利な柔軟性のある契約（スポット取引、仕向け地自由、市場価格）に移行させていくには交渉力を発揮する必要がある。そのためには、ガス会社や電力会社等が大きな販売力を背景とした大きな購買力を発揮することが重要となる。国内の事業者同士が連携する事例<sup>34</sup>はあるが、LNG 調達において共通の利害を持つ隣国との戦略的連携にも踏み込むことも考えられる。

LNG 供給源の多角化については、交渉時に価格が折り合わなければ買わないという選択肢を残しておくことが強い交渉力につながるが、国内のガスインフラ設備への第三者のアクセスを確保して流動性・融通性を高めておくことも一つの前提条件となる。また、本稿では LNG だけを取り上げたが、再生可能エネルギーや原子力発電を含め、石炭、石油、LP ガスの他のエネルギー源へのアクセスを確保しておくことも、交渉において重要なカードとなろう。

本稿にまとめた資源戦略の中には長期的な取り組みが必要なものも含まれるが、着実に歩みを進めることで、“将来あるべき”電源構成とエネルギーミックスを達成するための礎となり、結果としてパリ協定で国際誓約した GHG 削減目標の達成に貢献できることに期待したい。

---

<sup>34</sup> 東京電力株式会社、中部電力株式会社プレスリリース「『株式会社 J E R A』（呼称：ジェラ）の設立について～世界で戦うグローバルなエネルギー企業を目指して～」2015 年 4 月 15 日、東京ガス株式会社、関西電力株式会社プレスリリース「東京ガスと関西電力による LNG 調達および発電所運営にかかる戦略的連携について」平成 28 年 4 月 11 日