

# 2015 エネルギー・環境問題研究会報告書

平成 28 年 4 月

一般財団法人 商 工 会 館  
(エネルギー・環境問題研究会)

## はじめに

エネルギー・環境問題研究会は、一般財団法人商工会館の人材交流プロジェクトの一環として、2008年11月に設置された。その目的は、今後ますます重要性が高まるエネルギー・環境問題について、政府及び企業の関係者が知識を深めるとともに、率直な意見交換を行うことにより、日本のエネルギー・環境保全の健全な発展に資することにある。

原則として隔月の第2木曜日夜に開催することとし、2015年度は第40回から第45回まで計6回の会合と現地見学会を開催した。研究会参加者及び開催日・講演者・講演題目は別掲の通りである。

毎日の業務に追われる政府・企業の中堅層にとって、本研究会は貴重な情報収集・意見交換の場であり、このような場を設定していただいた一般財団法人商工会館の発意に改めて感謝したい。また、多忙な中、研究会に参集し、熱心に議論を交わしていただいた研究会メンバー各位にも深く敬意を表したい。

本報告書には、各回の講演・プレゼンテーションの要旨と質疑応答・意見交換における主なやりとりを収めた。率直な意見交換を促進する観点から、質疑応答・意見交換における質問者・発言者の氏名は記していない。ご講演いただいた上、議事概要の確認までお煩わせた講師各位に心から感謝申し上げたい。

本研究会は2015年度をもって終了することとなった。2011年3月11日の東日本大震災から5年が経過し、その間、大震災とそれに伴う原子力事故の後、原子力の在り方を含め日本のエネルギー・環境政策は大きく見直され、2015年7月の長期エネルギー需給見通し決定によって一区切りついたとの判断からである。

しかし、最終回となった2016年3月の第45回で議論されたように、日本のエネルギー・環境問題においては難題がなお山積している。本研究会に参加された諸氏がそれぞれの立場から、日本のエネルギー・環境問題に引き続き関心を持たれ、可能な限り寄与されることを期待して、7年間半に渡る研究会活動を締めくくることがしたい。

2016年3月

エネルギー・環境問題研究会

座長 入江 一友

((一財)日本エネルギー経済研究所研究理事・

アジア太平洋エネルギー研究センター研究部長)

## エネルギー・環境問題研究会 参加者一覧

### メンバー

氏名	所属	備考
入江 一友 (いりえ かずとも)	(一財)日本エネルギー経済研究所 研究理事 兼 同アジア太平洋エネルギー研究センター 研究部長	座長
木原 晋一 (きはら しんいち)	経済産業省 資源エネルギー庁 長官官房 国際課長	副座長
浅見 昭幸 (あさみ あきゆき)	トヨタ自動車(株) 渉外部 第2 渉外室 担当部長	
野一色 守 (のいしき まもる)	トヨタ自動車(株) 渉外部 渉外室 担当課長	第44、45回のみ (浅見氏の代理)
岩尾 大史 (いわお ひろし)	(株)国際協力銀行 資源ファイナンス部門 企画調整ユニット ユニット長	第40回まで
櫻庭 鉄也 (さくらば てつや)	(株)国際協力銀行 資源ファイナンス部門 企画調整ユニット ユニット長	第41回から (岩尾氏の後任)
上野 貴弘 (うえの たかひろ)	電力中央研究所 社会経済研究所 エネルギー技術政策領域 主任研究員 兼 東京大学公共政策大学院客員研究員	
尾本 准也 (おもと じゅんや)	日本郵船(株) エネルギー輸送本部 LNGグループ LNG統轄チーム	
小杉 健 (こすぎ けん)	新日鐵住金(株) 環境部 環境リレーション室	
近藤 幹浩 (こんどう みきひろ)	東京電力(株) フュエル&パワー・カンパニー 燃料部 燃料計画・調査グループ マネージャー	
佐々木 雅人 (ささき まさと)	経済産業省大臣官房 政策評価広報課 政策企画委員	
佐野 顕吾 (さの けんご)	(株)日立製作所 渉外本部 部長代理	
正田 聡 (しょうだ さとし)	経済産業省資源エネルギー庁 資源・燃料部政策課 課長補佐	
早井 佳世 (はやい かよ)	(一財)省エネルギーセンター 省エネ情報・人材本部 調査・講習部 課長	
早田 豪 (そうだ たけし)	資源エネルギー庁総合政策課 課長補佐(特別会計・政策評価担当)	
寺本 恒昌 (てらもと つねまさ)	経済産業省 産業技術環境局 環境経済室課長補佐(企画調整)	
中 信也 (なか しんや)	三菱商事(株) 経営企画部	第44回まで
山本 雄丈 (やまもと たけひろ)	三菱商事(株) エネルギー事業グループ CEO オフィス 経営戦略ユニット マネージャー	第40、41回のみ (中氏の代理)
小沼 晶 (こぬま あきら)	三菱商事(株) エネルギー事業グループ CEO オフィス 経営戦略ユニット ユニットマネージャー	第45回から (中氏の後任)
西村 喜法 (にしむら よしのり)	JX日鉱日石エネルギー(株) 産業燃料部電力燃料グループマネージャー	
藤澤 秀昭 (ふじさわ ひであき)	経済産業省 産業技術環境局 環境政策課政策企画委員	

松尾 雄司 (まつお ゆうじ)	(一財)日本エネルギー経済研究所 戦略・産業ユニット原子 カグループ 主任研究員	
峯村 直志 (みねむら ただし)	(独)日本貿易振興機構 企画部 主幹	
宗國 修治 (むねくに しゅうじ)	みずほ銀行 産業調査部次長	
村山 徹博 (むらやま てつひろ)	国際石油開発帝石(株) 経営企画本部経営企画グループマ ネージャー	
毛利 亨 (もうり とおる)	パナソニック(株) 渉外本部 渉外グループ 環境ソリュ ーションチーム事業担当 課長	
森 二郎 (もり じろう)	住友化学(株) 気候変動対応推進室	
吉崎 浩司 (よしざき こうじ)	東京ガス(株) 原料部 資源事業企画担当部長	第 40 回から

#### オブザーバー

氏名	所属	備考
秋山 収 (あきやま おさむ)	王子ホールディングス(株) 取締役 (一財)商工会館 評議員	
池山成俊 (いけやま しげとし)	経済産業省 通商政策局 中東アフリカ課長	
岡松 壯三郎 (おかまつ そうざぶろう)	(一財)商工会館 理事長	
日下 一正 (くさか かずまさ)	(一財)商工会館 評議員	
白川 進 (しらかわ すずむ)	(一財)商工会館 評議員	
塚本 弘 (つかもと ひろし)	NPO 法人日本グローバル・コミュニケーション・センター 専務理事	
三浦 聡 (みうら さとし)	経済産業省 商務流通保安グループ 商取引・消費経済政 策課 課長	

#### 事務局

氏名	所属	備考
木村 浩 (きむら ひろし)	NPO 法人パブリック・アウトリーチ	
丸山 剛史 (まるやま たけし)	NPO 法人パブリック・アウトリーチ	
竹中 一真 (たけなか いっしん)	東京大学大学院工学系研究科博士課程 兼 NPO 法人パブ リック・アウトリーチ	

## エネルギー・環境問題研究会 2015 年度開催概要

回次（通算）	開催日	講演者・講演題目
第 40 回	2015 年 5 月 14 日	高嶋 隆太 氏（東京理科大学） 「LNG 海上輸送の経済性とリスクの評価」
第 41 回	2015 年 7 月 9 日	木村 浩 氏（東京大学工学系研究科非常勤講師／NPO 法人パブリック・アウトリーチ） 「原子力をめぐる世論の情勢」
第 42 回	2015 年 9 月 10 日	蓮見 雄 氏（立正大学経済学部教授／ユーラシア研究所事務局長） 「EU のエネルギー同盟と対ロシア交渉力の強化」
第 43 回	2015 年 11 月 12 日	CHEW CHONG SIAN 氏（日本エネルギー経済研究所） 「アジアにおけるバイオ燃料開発の現状及び課題 ～日本のバイオ燃料導入について考える～」
第 44 回	2016 年 1 月 14 日	松尾 雄司 氏（日本エネルギー経済研究所） 「電源別発電コスト評価に関する主要な論点」
第 45 回	2016 年 3 月 17 日	十市 勉 氏（日本エネルギー経済研究所） 「国際エネルギー情勢とわが国エネルギー政策の課題」
現地見学会	2015 年 11 月 20 日	株式会社 DINS 堺

※開催場所：商工会館会議室（現地見学会を除く）

## 目次

はじめに	2
エネルギー・環境問題研究会 参加者一覧	3
エネルギー・環境問題研究会 2015 年度開催概要	5

### 第 40 回 2015 年 5 月 14 日

講演 議事概要 (高嶋 隆太 氏)	7
-------------------	---

### 第 41 回 2015 年 7 月 9 日

講演 議事概要 (木村 浩 氏)	13
------------------	----

### 第 42 回 2015 年 9 月 10 日

講演 議事概要 (蓮見 雄 氏)	20
------------------	----

### 第 43 回 2015 年 11 月 12 日

講演 議事概要 (CHEW CHONG SIAN 氏)	28
-----------------------------	----

### 第 44 回 2016 年 1 月 14 日

講演 議事概要 (松尾 雄司 氏)	35
-------------------	----

### 第 45 回 2016 年 3 月 17 日

講演 議事概要 (十市 勉 氏)	44
------------------	----

### 現地見学会 2015 年 11 月 20 日

現地見学会概要 (株式会社 DINS 堺)	52
-----------------------	----

## LNG 海上輸送の経済性とリスクの評価

講師：高嶋 隆太 氏（東京理科大学）

---

本日は、私がこれまで取り組んできた LNG 海上輸送の経済性とリスクの評価についてお話ししたい。カントリーリスクと輸送リスク、価格リスク、二酸化炭素排出という 3 つの側面から評価を行った。

### 1. カントリーリスクと輸送リスク

まず、カントリーリスクと輸送リスクについて述べる。LNG を輸送する際に、輸送が失敗する可能性を考慮するために、輸入先のカントリーリスクと輸送リスク（チョークポイントと海難事故リスク）を評価することが本研究の目的である。チョークポイントとは、スエズ運河やホルムズ海峡などの要衝を指す。

#### ①モデル

リスクを評価するために、それぞれカントリーリスク評価モデル（CRAM : Country risk assessment model）、輸送リスク評価モデル（TRAM : Transport risk assessment model）を構築した。CRAM は、輸入先のカントリーリスクを考慮することで、輸送コストが現状とほぼ変わらず、リスクが低減できる輸入先・輸入量を出力するものである。CRAM に必要なデータは平均輸送量、輸送距離、輸送コスト、カントリーリスク発生確率である。TRAM は、輸送リスクを低減できる船舶の割り当て（輸送方法）を出力するものである。TRAM に必要なデータは輸送ルートと海賊との遭遇確率、海難事故発生確率である。

CRAM と TRAM を繰り返し、交互に解くことにより、カントリーリスクと輸送コストが最適化された複数の解（最適な輸入先、輸入量および輸送方法）を得ることができる。そして、この複数の解から政策に合致した解を選択することができる。

#### ②分析結果と考察

カントリーリスクが最小となる輸入パターンでは、オーストラリアが最大の輸入量を、インドネシア、ブルネイ、マレーシア、ロシア、アラブ首長国連邦、カタール、オマーンがそれに次ぐ輸入量を持っている。続いて、アルジェリア、ナイジェリア、エジプトなどが輸入先として挙げられる。チョークポイントを通航せずに輸送できるロシアからの輸送には大型のクラス 4 の船舶を多く利用し、チョークポイントを通航する必要があるエジプトやイエメンからの輸送にはクラス 1、2 の小型船舶を利用している。

一方で、輸送リスクが最小となる輸入パターンでは、カントリーリスクが最小となる輸入パターンと輸入先、輸入量に大きな変化は無かったが、クラス 4、5 の大きな船舶をあまり利用しない、という違いが表れた。

また、輸送コストの許容限界（上限値）を上げると、カントリーリスクも線形に減少していくという結果が得られた。つまり、輸送コストが許容できるならば、より安全な国からより多く輸入することでカントリーリスクを低減することが可能であることを示している。一方で、輸送リスクに関しては、輸送コストの上限値 120%程度までは輸送コストに余裕が出た分を小型船舶の利用に回すことで輸送リスクの低減が可能であるが、輸送コストの上限値が 120%以上になると、輸送リスクの低減が難しくなることが明らかになった。これは、輸送コストの許容値を上げると、小型船舶の利用が可能となりリスクをある程度低減できるが、リスクをゼロにすることはできないことを示している。つまり、近年の船舶の大型化は、輸送コストの低減につながるものの、カントリーリスクと輸送リスクの両者を悪化させる可能性がある。

### ③今後の課題

評価において、輸入先と日本との政治・貿易関係の現状が考慮されていない。また、米国のシェールガスの影響により、米国からの天然ガスの輸入が増加すると考えられるため、これらを含めた天然ガス輸入シナリオを検討する必要があるだろう。

## 2. 価格リスク

### ①LNG 価格

続いて、価格リスクについて述べる。日本の LNG 輸入価格は米国の天然ガス価格の約 9 倍という高値である。また、日本の LNG 価格の変動幅はアメリカやヨーロッパと比べても大きい。原因として、遠方に輸送する際に必要な液化施設や LNG 専用船にコストがかかること、原油と違って天然ガスは市場が国際化しづらいことが挙げられる。以上を踏まえ、本研究は、LNG 価格に航海距離がどの程度影響しているかを把握すると共に、最適な輸入先および輸入量を決定することを目的とする。

### ②LNG 価格と航海距離の相関

LNG および C 重油の価格、航行距離および船舶動静データを基に、価格と航海距離の回帰分析を行った。分析範囲は 2006 年から 2014 年、対象国は日本の主要貿易相手国 14 か国である。2008 年までは LNG 価格と航海距離に正の相関（相関係数 0.7~0.9 程度）が見られるが、2009 年~2012 年では相関係数が 0.3~0.4 程度、2013 年には相関係数が 0.25 程度と、航海距離と LNG 価格の相関が年々低くなっている。例えば、航海距離が 14 か国中一番遠いナイジェリアは、2008 年時点では LNG 価格が最も高い国のひとつ（約 9 万円/トン）であったが、2010 年時点では 14 か国中 3 番目の安さになっている（約 4 万円/トン）。これはナイジェリアに仕向地条項が



なく、長期契約に縛られていない LNG の輸出余力があるためだと考えられる。一方で、エジプトのように、国内需要の増加と生産量の停滞により、LNG 価格があまり下がっていない国もある。

### ③輸入先及び輸入量の最適化

まず、船舶の性能を基に各国からの輸送費を導出した。導出された輸送費は CIF 価格（輸送費 + LNG 価格）の 1~3 割程度であり、先行研究とも整合した。導出した国別輸送費と LNG 価格のデータを用いて、分散最小ケースとコスト最小ケースのそれぞれの場合の輸入先と輸入量を計算した。

コスト最小ケースでは、オーストラリアから総量の半分以上を輸入しており、それ以外の輸入先としてはナイジェリア、オマーン、ブルネイなどがある。マレーシアは航海距離が近いが、LNG 価格が高いことからコスト最小ケースにおいては輸入を行わないという結果になった。2014 年 1~10 月の実績では、マレーシアからの輸入量はオーストラリアに次ぎ第 2 位である。現実と大きく異なる結果が得られたと言える。

分散最小ケースでも、オーストラリアからの輸入量が最大である（コスト最小ケースに比べると輸入量は少ない）。また、コスト最小ケースでは輸入しなかったマレーシアやインドネシアからもある程度の輸入を行っている。

両ケースにおいて、ナイジェリアとオマーンからは供給可能量分の輸入を行っている。また、コスト最小ケースも分散最小ケースも貿易統計よりもコスト、分散共に低い値となった。

次に、現在はほとんど輸入を行っていないアメリカを輸入先として追加し、再計算を行った。コスト最小ケース、分散最小ケース共に、アメリカから供給可能量分の輸入を行う、アメリカ追加前よりも分散、コスト共に低い値となる、という結果が得られた。アメリカを追加した場合でも、ナイジェリアとオマーンから供給可能量分の輸入を行っている点に変化は無かった。アメリカからの輸入量を増やすことで、コストや分散を下げることができることが示唆された。なお、アメリカの供給可能量を増加させると、コストは単調に減少していくが、分散は現状の供給可能量の 15 倍程度からは減少しなくなる、という結果も得られている。

### ④今後の課題

保険料や原油価格による変動を控除し、より正確な現地の LNG 価格を求める必要がある。また、船舶の使用可能数や、シェールガス輸入量増加による既存天然ガスの価格変化を考慮する必要があるだろう。

## 3. 二酸化炭素排出

### ①研究の背景

最後に二酸化炭素排出について述べる。世界的に見て新興国の経済発展と国際貿易の拡大に伴い、海運の重要性は増加しており、このまま対策を講じない限り、CO<sub>2</sub> 排出量は 2007 年と比較

し、2030年までに1.7倍、2050年までに3.4倍に増えると予測されている。そのため、昨今、CO<sub>2</sub>排出を抑えることが国際的な義務となっているが、日本では東日本大震災以後、火力発電、特にLNG火力発電の割合が大きくなっており、国内におけるCO<sub>2</sub>排出量は増大されると予測され、国内でのCO<sub>2</sub>排出量削減は望めない。そのため、海上輸送の効率化を図ることで、CO<sub>2</sub>排出量の削減を行う必要がある。本研究は、減速航行によるCO<sub>2</sub>排出量削減効果の推計を目的とする。船舶の燃料消費量は船速の約3乗に比例するため、減速航行による燃料削減効果は大きい。減速航行によるCO<sub>2</sub>排出量の変化と航行コストの変化を算出し、分析する。

## ②モデル

航行コストは、燃料消費に基づくコストと時間に基づくコスト（=船体の減価費用と貨物の金利費用の和）の和とする。航行コストおよびCO<sub>2</sub>排出量は、「船舶のクラス」と「船速」に依存している。本研究では、船舶をLNGの積載可能容量に基づき4つのクラスに分類し、各クラスの船速およびメインエンジンの単位時間あたりの燃料消費量を定めた。

## ③分析結果と考察

ある1航路を事例として挙げる。出発地ムルト（ブルネイ）、目的地千葉（日本）、船舶クラス2の事例で、船速とCO<sub>2</sub>排出量、航行コストの関係を見ると、CO<sub>2</sub>排出量最小ケースでは、排出量が現状と比較して約半分、コストは約2倍となる。航行コスト最小ケースでは、CO<sub>2</sub>排出量は約1.5倍になり、航行コストはわずかに減少するに留まる。また、炭素税を内部化した場合でも、航行コストは現状より低くなるものの、CO<sub>2</sub>排出量は現状よりも多くなる。また、排出枠に制限を掛ける場合は、現状よりも航行コストは高くなる。

しかし、上記の計算には、CO<sub>2</sub>排出枠取引価格が安い場合、ほとんど航行速度削減の余地がない、という問題がある。そのため、LNG輸送時のCO<sub>2</sub>排出量を削減する施策を講じる場合には、炭素税を内部化する手法のみならず、CO<sub>2</sub>排出枠の制約を考慮する手法もとる必要がある。

次に船舶クラス別のCO<sub>2</sub>削減率を見ていく。あるCO<sub>2</sub>削減率を達成するための減速度合いは船舶クラスによる差異はない。CO<sub>2</sub>削減率が大きくなると各クラス共に運行コストが増加する。あるCO<sub>2</sub>削減率を達成するための積載量1トンあたりのCO<sub>2</sub>削減コストを見ると、船舶クラスが大きいほどCO<sub>2</sub>削減コストは小さい。これらの計算結果から、CO<sub>2</sub>排出量に制限を設けて、速度を算出するモデルの場合、すべての船舶クラスについて環境性を向上させることが可能である。特に船舶クラスが大きい船ほど効果的にCO<sub>2</sub>排出量を削減できる。

現状で比較的船速が速い船はCO<sub>2</sub>削減が容易であるのに対し、元々船速が遅い船はCO<sub>2</sub>削減が困難であるため、現状の船速から定まるCO<sub>2</sub>排出量を基準とした削減枠の設定は不公平になる。そのため、全体の削減量を設定した上で、CO<sub>2</sub>排出量を最小とする船速を基準とした規制枠を設定することで、公平性を担保する必要がある。CO<sub>2</sub>最小排出量に基づいた排出枠の設定は、現状で高速運航を行っている船舶への強い規制となる。また、現状で過剰にCO<sub>2</sub>が排出されている地

域における削減につながる。

#### ④今後の課題

減速航行した場合、既存の船舶数では輸送が不可能になる可能性がある（LNG 船の建造コストは非常に大きい：約 200 億円/1 隻）。そのため、船速を決定する際に「現有船で輸送可能」という条件を追加する必要がある。

### 質疑応答

**Q.**日本貿易保険に基づいた各国のカントリーリスク（債務支払い状況、経済・金融情勢等）を「LNG のカントリーリスク」として用いているが、その仮定に問題はないのか？

**A.**課題のひとつである。今回の研究では、具体的な数値を入力するために財政状況を用いているが、イコールではない。より適した値としてどのようなものが考えられるのか、アイデアがあれば伺いたい。

**Q.**チョークポイントのリスクは海賊行為のリスクなのか？（LNG 船は他の船舶に比べて船速が速く、海賊に襲われる可能性が低いと言われている）

**A.**それぞれのチョークポイントで何がリスクになるのかは異なると考えられる。しかし、リスクを定量化するために海賊行為リスクを用いている。場所によるリスクの大小関係は表現できているのではないかと考えている。

**Q.**カントリーリスク、輸入リスク共に、直感的にはオーストラリアから全て輸入することで最小化できるように思われるが、なぜそうならないのか？

**A.**分散を考慮しているため、多様化がパラメータに組み込まれているためである。

**Q.**3 つの軸でそれぞれ独立に分析されていたが、例えば、カントリーリスクと価格リスクの比較は可能なのか？

**A.**カントリーリスクと価格リスクは単位が異なるため、単純比較はできない。将来的には統合して総合的に評価していきたいと考えているが、モデルが数学的に解けるかどうかという課題が生じてくると考えられる。

**Q.**ヨーロッパから見た LNG は、現状のロシアのパイプライン支配から逃れることができる（＝分散化できる）エネルギー源、という意味で着目されている。パイプライン輸送と LNG 輸送のリスク比較はしていないのか？

**A.**興味深い視点である。パイプライン輸送は距離との相関があり、一定以下の距離では利益が出ることがわかっている。つまり、経済リスクと、ロシアのカントリーリスクあるいはロシアとの間の政治的なリスクとのトレードオフ、という考え方をする必要はある。

**Q.**緊急時においては、どこにどれだけの量の LNG があり、それをどう扱うか、を考える必要があるが、現状では難しい。緊急時に活用できるモデルなどのアイデアはあるか？

**A.**計算には詳細なデータ（LNG の輸送量、どの地点でどの量の LNG を下したか等）が必要となる。Lloyd's List Intelligence 社は LNG に保険をかけているため、詳細なデータを持っていると考えられるが、商業秘密として外部には公表しないのではないだろうか。（入手できた「船舶動静データ」で分かったのは、船舶の最大積載量のみ）

**Q.**現在の LNG プロジェクトの進み方は、まず液化プラントの大きさと埋蔵量によって生産量を決め、その生産量に対し LNG 船の必要数を決め、LNG 船をそのプロジェクト専用配備する、という形になっている。そのため、他の産出地に LNG 船を融通する余裕が無い。

**A.**今後、1 つの企業として意思決定をする視点での研究が進められれば、と考えている。例えば、新しく船を建造すべきなのか、レンタルすべきなのか、どの程度の大きさの船が必要か、などの視点で最適化を行う。

また、それぞれの企業がそれぞれ最適化した場合と、日本全体として最適化した場合で、どのような違いが出るのか、ということにも興味がある。

**Q.**小さな船舶で輸送することにより輸送リスクが低減する理由は何か？

**A.**選択肢が多いことが輸送リスク低減に効いていると思われる。小さな船舶は、大きな船舶が通れないルートも通ることができる。一方で、船舶の大きさとカントリーリスクに相関は無い。

## 原子力をめぐる世論の情勢

講師：木村 浩 氏（東京大学工学系研究科非常勤講師／NPO 法人パブリック・アウトリーチ）

---

私はリスク・コミュニケーションを専門としているが、博士課程では社会調査とその分析を行っていた。本日は、リスク・コミュニケーションのベースとなる、（主に原子力の）世論の情勢についてお話ししたい。

### 1. 原子力への認識を形成する要素

科学技術の社会への導入に際して、その摩擦はかつてから大きな研究課題であった。1980 年代から研究が急速に進展し、認知ギャップ（ある科学技術に対する、専門家と市民との認識のずれ）、リスク認知・ベネフィット認知（市民が、その科学技術がどのようなリスク／ベネフィットを持っているか）、信頼や好感度などの要素について研究が行われた。

原子力に関しても同様の研究が実施されている。その結果、原子力への認識や判断を形作るのには、主に「ベネフィット認知」「リスク認知」「信頼」という 3 つの要素だと言われている。例えば、「原子力発電の利用」というような総論の判断にはベネフィット認知が大きく効くが、原子力発電所の立地問題（NIMBY）になるとリスク認知が大きく効いてくる。

### 2. 震災前後の原子力に関する認識

原子力に関わる様々なイベント（JCO 事故、東電問題、中越沖地震、福島原発事故）の前後で、原子力に関する認識は大きく変化するが、ここでは特に、福島原発事故前後の変化についてお話ししたい。（なお、福島原発事故前後の比較が可能な世論調査は非常に少ないということを付記しておきたい。多くの調査は、福島原発事故後に中止している。）

日本原子力学会が 2007 年 5 月、2008 年 12 月、2010 年 1 月、2011 年 1 月、2012 年 1 月、2013 年 1 月、2014 年 1 月に実施した、「エネルギーと原子力に関するアンケート」の結果を紹介する。毎年、首都圏 30 キロ圏内の住民を対象に、割り当て留め置き法で 500 名の回答が得られている。以下に各設問の単純集計結果の概要を述べる。

#### ①原子力発電への関心

関心は、何事も起こらなければ徐々に低下する傾向にある。2007 年 5 月から 2011 年 1 月にかけて、原子力発電への関心はゆるやかに低下していた（40%強→40%弱）。震災後の 2012 年 1 月調査では、非常に関心が高まっている（60%強）。

一般的な世論の動向として、何らかのイベントがあると、直後に関心が高まり、1年ほど経過すると関心が元に戻ることが多い。しかし、東日本大震災から3年経っても、人々の原子力発電への関心は高い水準を保っている。

#### ②原子力発電の利用・廃止

東日本大震災の前は、利用層が約4割、廃止層が約2割、中庸（どちらともいえない）層が約4割であり、経年での大きな変動はなかった。震災後（2012年1月）は、利用2割、廃止5割、中庸3割に変化した。その後、廃止層は年が経つごとに徐々に増加し、中庸層は徐々に減少している。

#### ③原子力発電の有用性

原子力発電の有用性・無用性を問う質問では、「利用」に比べ、「有用」と回答する者は多い。震災後でも、有用と回答する者は約4割である（震災前は約6割だった）。無用層は、震災前は5～9%程度、震災後は約25%であり、年を経るごとに徐々に増加しているように見える。

「原子力発電がなくても、電力は十分に供給できる」に納得できるかどうかを問う質問では、震災前は、約4割が「原発がなければ電力は供給できない」と回答し、「原発がなくても供給できる」と回答した者は2割弱であった。しかし、震災後は、全原発が停止していても電力が供給できている現実もあってか、「原発がなくても供給できる」と回答する者は3割を超え、2014年1月調査では約45%に達している。

「原子力発電は発電の際にCO<sub>2</sub>を出さないので、地球温暖化の防止に貢献できる」については、その効用を肯定する者の割合は4割前後で推移し、大きな経年変化はない。その効用を否定する者は、震災以前は約1割だったが、震災後は約2割に達している。

「原子力発電の技術開発より、新しいエネルギーの開発と育成に重点を置くべきだ」という問いに対しては、震災以前から肯定意見が多かった（約6割）。震災後はさらに肯定意見が増えている（約8割）。

「20年後、発電量の最も多いのはどの発電だと思うか」という質問については、震災以前は「原子力」が40%強、「新エネルギー」が30%弱だったが、震災後は「原子力」が10%程度に低下し、「新エネルギー」は60%弱まで増加した。

この結果を受け、回答者は自身の「希望」を答えているのではないかと予想し、2014年1月調査では、「予想」と「希望」を分けて聞いた。その結果、「希望」では、「新エネルギー」が約80%、「原子力」は2.2%であった。「予想」では、「新エネルギー」が約50%、「火力」が13.2%、「原子力」が12.8%と続く。「予想」はこれまでの調査結果とよく合致する。回答者は、きちんと「予想」をしていたことが分かる。

#### ④原子力発電に対する安心・不安、安全性

元々「不安」と回答する者が多かった（約50%）が、震災後はさらに増加した（約70%）。2014

年 1 月調査では、2012 年 1 月調査に比べ、「不安」がやや低下している。他の調査結果とも照らし合わせると、原子力発電に対する不安は底を打ったのではないかとと思われる（今後も追跡調査の必要はあるが）。

「運転年数が長い原子力発電所が増えているので、安全性は低下している」という質問に対しては、震災以前から安全性低下を危惧する意見が多かった（約 5 割）が、震災を経験し、その意見はさらに増加した（約 7 割）。

東日本大震災以前から、「わが国のような地震国に原子力発電所は危険である」という質問を設けていた。2007 年 5 月調査では、肯定回答は約 5 割だった。2007 年 7 月には中越沖地震が発生しているが、2008 年 12 月調査の結果は前年と大きな差はない。東日本大震災後には、肯定意見が約 7 割に達し、2014 年 1 月調査では 78%まで増えている。

#### ⑤信頼

「原子力に携わる人たちの安全確保に対する意識や努力を信頼している」という質問では、震災以前は、「信頼する」との回答が徐々に増加していた（2007 年 5 月調査で 25%→2011 年 1 月調査で 40%強）。しかし、東日本大震災および福島原発事故によって信頼は失墜し（約 20%まで低下）、「信頼できない」との回答が増加している（約 10%→約 40%）。事故から 3 年経った 2014 年 1 月調査でも、「信頼できない」との回答は約 40%のままである。

2014 年 1 月調査では、「信頼している／していない対象」を聞いている。「家族」「自衛隊」「近所の人」に対する信頼は高い。一方、「政治家」「官僚」への信頼は非常に低い。「科学者・研究者」は、40%強の人が信頼していると回答しているが、「原子力の専門家」と聞くと 2 割を切ってしまう。

### 3. 最近の調査結果から見えること

次に、日本原子力文化財団が 2014 年 11 月に実施した、「原子力利用に関する世論調査」の結果を紹介したい。全国 15～79 歳の男女を対象に、オムニバス調査（様々な調査と抱き合わせ）、割り当て留め置き法で 1200 名の回答が得られている。

以下に各設問の単純集計結果と、「原子力発電への態度」「知識量」「社会性」でのクロス集計結果（社会性や知識量を測るための設問を設け、その結果を基にクロス集計を行っている）の概要を述べる。

#### ①原子力発電の利用

利用・廃止の二項対立ではなく、インタビューなどでよく聞かれる、「今は利用してもいいが、将来的にはなくしてほしい」などの意見をうまく反映させるために、選択肢を工夫した。具体的には、「原子力発電を増やしていくべきだ」「東日本大震災以前の原子力発電の状況を維持していくべきだ」「原子力発電をしばらく利用するが、徐々に廃止していくべきだ」「原子力発電は即時、

廃止すべきだ」「その他」「わからない」「あてはまるものはない」とした。結果は、「しばらく利用するが、徐々に廃止」が約 5 割、「即時廃止」が 2 割弱、「現状維持」が 1 割弱、「わからない」が約 2 割であった（その他の選択肢は数%）。

クロス集計を見ると、知識量が多くなるほど、「わからない」と回答する者が減っている。ただし、知識が増えたからといって、「原発を増やすべき」との回答が増えているわけではない。「知識を与えれば、賛成する人が増える」という考え方は、必ずしも正しくはないということである。

#### ②今後のエネルギー

今後利用していくべきエネルギーを聞いた（複数回答可）。「太陽光（78%）」「風力（60%）」「水力（52%）」「地熱（45%）」と続く。「原子力」は 14%。「石炭火力」「石油火力」は「原子力」よりも低く（いずれも 8%程度）、「天然ガス火力」は 26%と高めである。

クロス集計を見ると、原発の利用・廃止で「徐々に廃止」と回答した層は、「原子力」に対するポイントが低い。現在の原子力利用は容認しても、将来に対する期待は低いことが分かる。社会性の有無で見ると、社会性が大きい層は多くの項目を選択するが、社会性がない層は選択する項目が少ない（これは、複数回答の設問ほぼ全てに共通する特徴である）。知識量で見ると、知識量が中程度の層は「太陽光」「風力」に対する期待が高いが、知識量が多くなると「太陽光」「風力」のポイントはやや低下する。また、知識量が多い層は、「原子力」に対する期待がやや高めである。

#### ③ベネフィット認知

ベネフィット認知に関しては、3つの質問を設けた。「原子力発電がなくても、日本は経済的に発展できる」という設問では、肯定層が約 3 割、否定層が約 2 割、中庸層が約 5 割であった。「原子力発電がないと、電気料金が上がる」という設問では、肯定層が約 50%、否定層が約 15%、中庸層が約 35%であった。「原子力発電は発電時に CO<sub>2</sub> を出さないの、地球温暖化防止に有効である」という設問では、肯定層が約 3 割、否定層が 2 割弱、中庸層が約 5 割であった。

クロス集計を見ると、いずれの設問も、社会性が大きく、知識量が多くなるほど、「どちらともいえない」が減り、肯定意見、否定意見が増えている。知識を持つと、態度がはっきりしてくるという傾向は、その他の質問でもよく見られた。原発の利用・廃止で見ると、「即時廃止」層は、意見が 2 つに分かれている。すなわち、「即時廃止」層は、「原子力のメリットは認めるが、それでも即時廃止してほしい」と考える層と、「原子力のメリットも全て否定する」層とに分かれている可能性がある。

#### ④リスク認知

原子力発電のリスク認知に関しては、3つの質問を設けた。「今後、原子力発電の安全を確保することは可能であると思う」という設問では、肯定層が約 2 割、否定層が 4 割弱、中庸層が 4 割強であった。「わが国のような地震国に原子力発電所は危険である」という設問では、肯定層が 6 割強、否定層が 1 割未満、中庸層が約 3 割であった。「原子力発電所の周辺地域の防災体制は十



分でないと思う」という設問では、肯定層が7割弱、否定層が1割未満、中庸層が約3割であった。

クロス集計を見ると、社会性が大きくなり知識量が増えると中庸意見が減るが、肯定・否定に二極化するほどではない。原発の利用・廃止で見ると、「即時廃止」層には、ベネフィット認知であったような意見の二分化は見られない。

放射能・放射線のリスク認知に関しては、3つの質問を設けた。「自分のまわりの土壌や食品・水の放射能汚染のことが心配だ」という設問では、肯定層が約6割、否定層が1割弱、中庸層が約3割であった。「子供たちや将来の世代への放射能や放射線の影響はゼロにしたい」という設問では、肯定層が8割弱、否定層が1割未満、中庸層が約2割であった。「食品を選ぶときは、放射能について気をつけている」という設問では、肯定層が約4割、否定層が2割弱、中庸層が約4割であった。「子供たちや将来世代への影響」を気にしている人が多いため、対話の際は注意が必要であろう。

クロス集計を見ると、社会性が大きい人ほど、食品を選ぶ際に気をつける傾向が見られた。社会性が大きいということは、行動に移しやすいということである。場合によっては不買運動等につながるおそれがある。

#### ⑤信頼／不信とその理由

「原子力の事業者を信頼しているか」と問うと、「信頼している」と回答したのは83名、「信頼していない」は576名、「どちらともいえない」は529名であった。

信頼している／していない理由も聞いている。信頼している理由として挙げられたのは「専門知識を持っているから」「信頼したいから」「熱意をもって携わっているから」などであった。信頼していない理由としては、「情報公開が不足しているから」「正直に話していないから」「管理体制・安全対策が不足しているから」などが挙げられた。「どちらともいえない」層が挙げた理由は、「情報公開が不足しているから」「正直に話していないから」「管理体制・安全対策が不足しているから」などが多く、「信頼していない」層と極めて類似している。すなわち、「どちらともいえない」層は、「信頼していない」層に近い意識を持っていると言える。

#### ⑥情報獲得行動

一般的に、情報を得るメディアは1位「テレビ」、2位「新聞」、3位「インターネット」と言われている。実際に、「ふだん原子力やエネルギーに関する情報を何によって得ているか」と聞いたところ、1位が「テレビ」で86%、2位が「新聞」で56%だった。「インターネット」については、「国や自治体のホームページ」「ニュースサイト」「ツイッター」「メールマガジン」などに細分化して聞いている。その結果、「ニュースサイト」一強という結果が得られた（23%。インターネットに関する他の選択肢は2%前後）。すなわち、「テレビ」「新聞」と同じ内容を別のメディアから受け取っているだけであり、「フェイスブック」「ツイッター」などから情報を得る人は

極めて少ないということである。なお、「家族、友人、知人との会話」が 15%と高ポイントを得ていることにも注目したい。

クロス集計を見ると、社会性がない層は「テレビ」以外のメディアをほとんど利用しないことが分かる。社会性が大きい層は、「家族、友人、知人との会話」のポイントが高い。相手の社会性の程度に応じてメディア戦略を変えていく必要があるのではないだろうか。ただし、原子力の利用・廃止について強固な意見を持っている層（「原子力増加」「即時廃止」）もフェイス・トゥ・フェイスを重視している点は注意が必要である（自分たちにとって心地のいい意見を言ってくれる人たちだけで固まり、その他の意見を聞かない、という傾向があるかもしれない）。

「施設見学会（21%）」「勉強会（15%）」のポイントが高いが、約 6 割が「あてはまるものはない」と回答している。

クロス集計を見ると、社会性がない層はイベントに参加しない。社会性が中程度の層は、「施設見学会」や「勉強会」に興味を示す。社会性が大きい層になると、少人数双方向のワークショップや講演会への参加を希望するようになる。

## 質疑応答

**Q.**新エネルギーに対する期待があまりにも高いように感じる。誰が世論をミスリードしているのか？

**A.**世論調査の結果を見せながらインタビューを行ったことがあるが、多くの人が高期待を持っていると感じた。新エネルギーが多くの割合を占める国（北欧など）があるという情報を得て、イメージだけ（人口規模などは考慮しない）で判断している人が多いのではないかと感じる。

**Q.**新エネルギーへの期待に、地域差はあるか？

**A.**福島から近い地域ほど、新エネルギーへの期待が高い可能性はある。北海道、東北、関東地方は原子力に対して厳しい意見を持っている人が多く、近畿地方はおおらかな意見を持つ人が多いというデータはある。

**Q.**「情報源（メディア）」の結果を見ると、マスメディア（新聞・テレビ）が信頼されているようだが、この状況をどう打破すればいいか？

**A.**マスメディアは、情報に強弱をつけて、センセーショナルに報道する傾向が強い。ただし、最近では原子力があまり話題にならなくなっている。

注意しなければならないのは、この結果は「ふだん原子力やエネルギーに関する情報を何によって得ているか」という質問に対するものだということだ。インターネット上で話題になっ

ている事柄だったら、「フェイスブック」「ツイッター」から情報を得るケースが増えるのではないか。原子力やエネルギーなどの固い話題の場合は、マスメディアから情報を得ることが多いのだろう。

**Q.**原子力発電の有用性の根拠になりうる、コストに関する質問はないのか？

**A.**コストに関する質問はあまり設けていない。「原子力発電がなくても、日本は経済発展できると思うか」「原子力発電がないと、電気料金があがると思うか」の2問程度。アンケート調査では、細かい条件を付帯した上で質問すると、細かい条件の解釈が人それぞれ異なってしまうため、結果が意味をなさなくなってしまうという弱点がある（調査手法の限界）。

**Q.**他国の調査結果と比較して、日本の傾向はどうか？

**A.**東日本大震災が海外にどのような影響を及ぼしたか、という観点で比較をしたことがある。フランス、アメリカ、韓国などは、福島原発事故直後に原子力への信頼や期待がやや低下したが、数か月後には元に戻った。外国にとっては、福島原発事故は対岸の火事のようなものである。

**Q.**男女差、年齢差が大きかった質問項目があれば紹介していただきたい。

**A.**年齢については、若年層は「分からない」と回答する者が多く、高齢層になるほど「分からない」と回答する者が減少する、という全体的な傾向がある。オイルショックを経験している年代は石油の利用を嫌悪する傾向がある。また、高齢になると、徐々に原子力を嫌う人が増える傾向がある。

男女差はほとんど見られなかった。一昔前は、「女性のほうが不安を強く感じる」と言われていたが、今回の調査では、不安に関する男女差はなくなってきている。震災を経験して、男女問わず、原子力に対するリテラシーが上がっている可能性がある。震災以前は「不安だから原子力の利用は嫌だ」というように、感情と判断が直結していたが、最近は感情と判断を別にして、理性的に判断している人が増えているのではないかと。

## EU のエネルギー同盟と対ロシア交渉力の強化

講師：蓮見 雄 氏（立正大学経済学部教授／ユーラシア研究所事務局長）

---

EU のエネルギー政策は、エネルギー大国であるロシアに手綱を握られてしまっているというイメージが一般的にもたれがちである。しかし、実際には EU は供給源の多様化、消費国協力（外交）、エネルギーミックスの多様化とエネルギーネットワークの整備（内政）といったエネルギー政策を進めることで、ロシアをむしろエネルギー安全保障政策のカードとして利用している。EU のエネルギー政策とロシアの現状を見ることで、EU と同様に化石燃料を輸入に依存している日本のエネルギー政策、特に対ロシア政策に関する示唆を得ることができる。

### 1. EU のエネルギー政策の変遷

EU は 2010 年時点で、石油の 84%、天然ガスの 62%を輸入に依存している。北海などの域内エネルギー資源の生産が減少するため、EU は 2030 年には石油の 95%、天然ガスの 85%を輸入に依存するとも予測されている。そして、1990 年以前は、エネルギー輸入に占めるロシアの資源の割合が非常に大きかった。しかし、ソ連崩壊や 2006 年、2009 年のロシア・ウクライナガス紛争、さらにはウクライナ危機を受けて、EU はロシアへの依存度を減らすよう政策転換を行ってきた。その結果、例えば、天然ガス輸入に占めるロシアのシェアは、1990 年には 75%だったものが 2007 年には 32%まで下がっている。

ここでは EU がどのように政策を転換してきたのか、なぜ政策転換にいたったのかを時系列に沿って見ていく。

#### ①ソ連崩壊まで（～1991 年）

ソ連崩壊以前、EU にとってソ連は信頼できるエネルギーの供給国であった。このような信頼関係は、そもそも西ドイツやオーストリアなどが西シベリアの開発やパイプラインの建設に協力し、それに対して安定したエネルギーの輸出をソ連が行い、建設資金を資源で返済するというコンペンセーション形態をとっていたことを発端に形成されている。加えて、エネルギーに関する長期契約、ガスの石油価格連動、仕向地条項、テイク・オア・ペイ条項の存在があり、買い手の EU の利害と売り手のロシアの利害が一致し、安定したエネルギー開発、パイプライン建設、エネルギー供給が行われていた。

しかし、ソ連崩壊から EU とロシアのエネルギー関係は不安定化した。ソ連崩壊により、1 つの国として独立したウクライナは、ロシアから EU へのエネルギー供給の約 80%を占めるパイプ

ラインを保有していた。ところが、ウクライナは政治的・経済的に非常に不安定な国であった。そのため、EU は不安定なウクライナ経由のエネルギーに依存する状況におかれてしまった。

## ②ソ連崩壊～ガス紛争（1992年～2009年）

1990年代後半から、EU はエネルギーに関する市場統合も他の財と同様の形式で推し進めた。この市場統合は 2009 年に最終的な形を整えるが、市場統合をはじめとするエネルギー政策強化を加速化させるきっかけとなったのは、2006 年、2009 年のロシア・ウクライナガス紛争である。

ロシア・ウクライナガス紛争を受け、EU はウクライナ経由のロシアエネルギーを用いるにあたって「備え」が不十分であった点を認識し、改善していく。対策は大きく分けて 3 つあり、1 つ目は EU として共同行動を取ることで、2 つ目はエネルギー輸送のためのインターコネクション（相互接続）を行うこと、3 つ目はウクライナを経由しない代替ルートおよびロシア以外からの供給源を開発することである。

1 つ目の EU としての共同行動は、ロシア・ウクライナガス紛争時には EU 内での需要、供給、備蓄の情報が欠け、域内融通ができなかったことを受けて行われたものである。また、エネルギー市場統合により、EU という 1 つの大口の買い手となることで、ロシアをはじめとする売り手に対する交渉力を高めることにもつながる。

2 つ目のエネルギー輸送のためのインターコネクションは、エネルギーの輸送経路が物理的に限られているため域内融通ができないという問題を解決するために行われた。特に、ソ連崩壊後に EU に加盟したバルト諸国や中東欧諸国は、ロシアのエネルギーへの依存度が高く、天然ガス輸入依存度が 100%の国もあり、他のエネルギー輸送経路の必要性が高い。これに対し、国境を越えるパイプラインへの投資・開発を行い、整備することで、2022 年にはポーランドを除く全ての国がロシアからの輸入依存から逃れることができるという計画が考えられており、実施を検討している。

3 つ目のウクライナを経由しない代替ルートおよびロシア以外からの供給源開発は、ウクライナ情勢あるいはロシア情勢に依存しないエネルギー確保のための供給源の多角化を目的としている。例えば、ドイツは 2005 年にロシアとの間で結ばれた協定に基づき、ドイツーロシア直通の海底パイプライン（ノルドストリーム）を建設し、2011 年に稼働を開始した。こうした複数経路確保により、ウクライナを経由しないルートでのロシアからの天然ガス輸入は、2000 年時点ではロシアからの天然ガス輸入の約 20%だったが、2013 年時点では 60%以上に達している。また、ロシア以外の国からのエネルギー輸入も増え、2007 年時点でガス輸入に占めるロシアの割合が 32%まで低下している。更に、天然ガス・石油エネルギー供給源の多角化だけでなく、エネルギー自体の多様化にも力を入れており、持続可能かつ低炭素経済を目標として掲げ、2020 年にはエネルギー最終消費に占める再生可能エネルギーを 20%、2030 年には 27%にすることを目標値として掲げている。これは気候変動というもう 1 つの課題への対策でもある。

こうしたエネルギー政策の強化が EU 共通のものとして行われる中で、EU の権限自体も強化された。2007 年末に調印され 2009 年に発効したリスボン条約には、エネルギー政策における EU の権限が記されている。リスボン条約では、エネルギー市場機能の確保、エネルギー供給の安全保障、エネルギー効率改善と再生可能エネルギー促進、エネルギーネットワークの相互接続について、EU が加盟国と連帯して進める共有権限であることが定められた。具体的には、開放市場、排出取引、再生可能エネルギーの促進、インフラのインターコネクションなどについて、EU の行政機関である欧州委員会が大きな権限を認められたのである。

### ③ウクライナ危機～現在（2009 年以降）

EU はエネルギー源の多角化を行うために、仕向地条項の撤廃や第 3 者アクセスの義務化、テイク・オア・ペイ条項の緩和を進めた。こういった背景を受け、これまで長期契約が一般的だった天然ガス貿易において、スポット取引が増えていった。これまではロシア依存のため、ロシアとの長期契約に縛られ、石油価格と天然ガス価格が連動していたが、エネルギー源の多角化、スポット取引の増加など EU のエネルギー政策の強化により、より安価な供給源から天然ガスを求めることが可能となってきた。その結果、2012 年～2013 年にかけて、EU はロシアの国営ガス会社ガズプロムに対し、ガス・スポット価格の急落を機に価格値引きや条件緩和を成功させている。これは EU がエネルギーに関して、ロシアとの交渉力を持つようになったことを意味する。市場統合により EU という 1 つの大口の買い手へと変貌しつつあることも、交渉力の強化に大きく関わっている。

そして、EU は更にエネルギー政策を強化しようとしている。先に述べたように、EU は既に対ロシアの交渉力を手にしつつある。しかし、むしろロシア依存を誇張するような表現を用いることで、EU 内の危機感をあおり、EU 内の連帯を強化しようとする目論みで見られるようにも見える。この動きに拍車をかけたのが 2014 年に起こったウクライナ危機である。ウクライナ危機によって、まだ十分にインフラ整備が整っていない中東欧諸国は大きなリスクにさらされた。これを機に、EU は、加盟国の連帯に基づいて、更なる市場統合や再生可能エネルギーの統合など気候変動対策をも踏まえたエネルギー安全保障強化、電力網及びガス・石油パイプライン網への投資プランなど EU 共通の利益プロジェクト、そして、エネルギー同盟という新たな次元への動きも見られている。

## 2. ロシアのエネルギー政策の現状と今後のビジョン

ロシアにとって EU は絶対に欠かせない貿易相手である。2012 年時点において、ロシアは輸入量の 42%、輸出量の 53%を EU に依存している。特に輸出における石油天然ガスへの依存度は大きく、GDP の 20～25%程度がエネルギー関連部門と非常に大きい。そして、石油輸出の 88%、天然ガス輸出の 70%が EU 向けであり、ロシアは EU へのエネルギー資源基地として経済が成立

し、依存している面が大きい。こうしたロシアと EU の関係は、EU もロシアに依存しているうち、お互いに依存関係にあるため安定していた。しかし、前述のように、ソ連崩壊からの関係の不安定化をきっかけに、EU はロシア依存から脱却を果たしつつある。結果、ロシアは EU に追い込まれてきている、と捉えることができる。

ロシアは対 EU において、地理的にも追い込まれてきていると言える。ロシアから EU へエネルギーを供給する際のリスク地点（EU 諸国と親ロシア国の境）を見ると、コメコン（経済相互援助会議）時代はハンガリーやポーランドをはじめとする中欧諸国とオーストリアやドイツの間に供給リスク地点があった。しかし、ソ連崩壊後、2000 年代に入り、EU 加盟国が増え、バルト諸国やブルガリア、ルーマニアとロシア、ウクライナ、ベラルーシの間に供給リスク地点が移り変わってきた。このような流れを食い止めるためにも、ロシアはウクライナを含む CIS 諸国には、EU 向けより安いエネルギー価格を維持し、「隠れた補助金」として援助することでコントロール下におこうとしてきたが、うまくいかなかった。更に、2014 年からのウクライナ危機により、ロシア国境が供給リスク地点になりつつある。

そのため、これまでのロシアの「受け身」の姿勢による安定した対 EU 外交はもはや望めなくなった。そこでロシアは新たな政策として「東方シフト」を加速化しようとしており、プーチン自身がその旨を様々な場で明言している。東方シフトの背景には、EU のエネルギー市場の需要減と価格低下やウクライナ危機という対 EU 問題に加え、アジア市場の変化（需要増加）、西シベリアの石油減少・枯渇に伴うサハリン・東シベリアの開発の必要性（ロシア内部の資源開発問題）、さらには、約 620 万人しかロシア人が在住していないロシア極東に対し、国境を越えた中国東北三省には 1 億人以上中国人が在住している状況に対する極東開発の必要性（対中国問題）など、様々な要因がある。

東方シフトの具体的な動きの 1 つに、2007 年にロシア政府が承認した東方ガスプログラムがある。ウクライナ危機後の中国との関係強化により、これに「Power of Siberia パイプライン（シベリアの力）」と「Altai パイプライン（シベリアの力 2）」の 2 つのパイプラインでロシア-中国間を直通させる計画が盛り込まれるに至っている。インフラの充実には投資資金問題など懸念もあるが、無理だと言われていた東シベリア・太平洋石油パイプラインは既に開通している。この東方ガスプログラムが実現すると、西シベリアのガスを EU だけでなく、中国にもパイプライン輸出できることになる。

これらを見ると、ロシアの東方シフトはうまく進んでいるように見えるが、ロシアには 1 つの大きな問題がある。それは西シベリアの石油減少・枯渇に伴う資源のリプレース問題である。経済をエネルギー輸出に依存しているロシアが生き残っていくためには、今後もエネルギー生産量を維持しなければいけない。そのためには、エネルギー資源の開発が必要となる。しかし、深海、北極海、シェールガス掘削といったエネルギー開発に必要な機器やサービスの輸出禁止が、欧米

からの経済制裁の焦点となっているのである。もし、こうした経済制裁の結果、ブラウンフィールド（既存施設を生産施設として活用できる場所）が2%減少し、新規開発が2年遅れるとしたら、ロシアが現状を維持していくことが困難となっていく。

しかし、こうした対ロシア経済制裁が行われる中、石油メジャーはなおロシアに注目を寄せている。なぜなら、アジアに対して、もっとも容易に輸送できるのはロシア産エネルギーであり、アジアのエネルギー需要の急増を考えると、石油メジャーは自らの技術でロシアの資源開発に乗り出したいからである。例えば、エクソンモービルは2014年8月にロシア国有石油会社ロスネフチと協力してロシアのカラ海の試掘を開始した（9月の制裁強化により中断）。また、2014年6月には米国製造業者協会会長と米国商工会議所会長の連名で、「一方的な経済制裁は、外交目的を達成する米国の能力を強化する見込みはほとんど無い。そのコストを支払うのは米国の労働者と産業者だ」と、経済制裁を批判する声明が発表されており、それは今でもweb上に残されている。

こうした動きを見ると、ロシアの利害、石油メジャーの利害、アジアの利害が一致している現状において、経済制裁をもってしても、ロシアの新たなエネルギー開発を止めることは難しいと捉えることもできる。

### 3. 日本の選択－「買い手」としての「備え」はあるのか？

前述のロシアの東方シフトに対して、日本が十分に対応できているかという点、そうではない。日本は石油価格低下、ガス価格低下に安堵するのではなく、むしろ今こそ、より有利な条件で資源を確保する可能性を探っていかなければならない。EUと日本のエネルギー政策を対比すると、EUは域内市場統合しているのに対し、日本は国内市場が分断されている。また、EUは国際協力を推進し、国境を越える輸送インフラを整備しているのに対し、日本は韓国や台湾との消費国協力がされておらず、それぞれの相互接続はできておらず、国内インフラさえも分断されている。そして、EUは自立分散型の再生可能エネルギーの実用化を進めているのに対し、日本は集中型電力に依存し、再生可能エネルギーが未発達であり、エネルギーの多様化も進んでいない。EUがロシアに対し優位に立てるように至ったエネルギー政策から、今後ロシアの東方シフトに面する日本は学ぶべきことは多いと考えられる。

また、資源面だけでなく、今後のロシア極東開発において、インフラ開発が行われることになり、この市場を日本が確保し、開発協力していくことも考えなければならない。今すぐの協力が不可能だとしても、事態が好転する際に対応できる準備をしておく必要がある。

最後に、日本とロシアの間には政治・外交問題があり、政経不可分、経済協力はできないのではないかと、という話があるが、そうではないとする理由を示す。1970年代には、日本政府の支援・支持を得て、極東の資源開発をソ連と協力して推進してきた。また、2009年にサハリンが



ら日本に天然ガスが入ってきているが、この契約は、元々は 80 年代の半ばから交渉が始まっていたものである。こうした過去の事例を見ても、領土問題があっても経済協力は可能であり、10 年 20 年先を見て準備する必要があると言えよう。

## 質疑応答

**Q.**ウクライナ危機について、ロシアが政治的にうまくウクライナをコントロールできなかった理由は何か？

**A.**1 つは宗教や言語の問題があった。今問題となっている地域は、「何人か？」と聞くと「ウクライナ人」と答えるが、使っている言語はロシア語、という状況であった。もう 1 つはウクライナの東西分裂が挙げられる。東ウクライナはロシアの安いガスに依存し、鉄鋼業が主産業である。そのため、ロシアから現実的には離れられない。しかし、西ウクライナはその恩恵を受けられず、東ウクライナよりも貧しかった。そのため、西ウクライナにはロシアが嫌いで EU 加盟を望む者も多かった。

また、ウクライナの姿勢も中途半端であり、ロシアから本気で脱却する気持ちがなかった。これはラトビアやリトアニアとは全く異なっている。ロシアからも EU からも貰えるものは貰いたいという姿勢を持っていた。そのため、ウクライナは、ロシアから見ても EU から見ても不安定な国であった。ロシアはウクライナをコントロール下におくために、安価でエネルギーを売っていたが、段々その効果が薄くなり、安価で売ることをやめた。ウクライナがその状況に対応できなかったことから問題が起こった。

**Q.**日本はロシアの天然ガスを交渉力強化のカードとして使うべきだと考えているのか、それとも、実際にロシアの天然ガスを取りにいくべきだと考えているのか？ また、天然ガスを輸入することになった場合、足元を見られ、高く売られる可能性もあるのではないか？

**A.**EU の場合、ロシアのエネルギーを買うことに関してトラブルがあったが、今後もロシアのエネルギーを大量に使う戦略を採っている。このとき、より有利な条件でエネルギーを手に入れるため、ロシアに対する警戒心をうまく使い、域内におけるエネルギー戦略の強化を図った。その結果、EU は消費国協力ができ、1 つの大口の買い手となり、ロシアも値段交渉に応じざるを得なくなっている。

日本がロシアに対し有利に働きかけるためには、中国や韓国の後追いになってはいけない。アジアに入ってくるガスや石油を中国がロシアから安く買うという状況を黙って見ているのではなく、行動を起こさなければいけない。ロシアは、対中国へのカードという面でも使いようがある。

**Q.**EUの経済制裁は、当初、北極海の深海など、ガスよりも石油を対象としていた動きであった。

しかし、最近はサハリンの開発にも影響があるようだが、なぜなのか？

**A.**経済制裁の部分的な強化や延長があるのは事実である。しかし、以前と比べて抜本的な強化されたわけではない。一番の転換点は航空機墜落事件である。この事件以降、EUはアメリカの経済制裁に歩調を合わせざるを得なくなった。

しかし、制裁がいつまでも続くとは考えにくい。EU、アメリカの財界から反発があるし、イランとロシアを比較すると、エネルギー供給元としてイランのほうが危ないという背景もある。エネルギー需要が高まっているアジア市場を考えると、アジアから近距離かつ海賊も出ないロシア資源をメジャーが開発したいという流れは変わらないと考えられる。一部制裁強化をしているが、ウクライナ危機以前と比べて強くなっているとはいえ、むしろ控えているともとれる。

**Q.**中国もロシアから天然ガスの輸入を増やそうとしている。しかし、中国もロシアを一方向的に信用しているわけではないだろう。中国は、どのような理由でロシアからの輸入を増やす戦略を展開しようと考えたのか？

**A.**中国のエネルギー需要増加、大気汚染の原因となっている石炭以外のエネルギーの必要性増加、というシンプルな構図である。また、中国としては、エネルギー輸入の全てを海路に頼っている状態は望ましくない。安全保障上は、陸路、海路の両方を確保したい。ゆえに、中国にとってロシアからの輸入を増やすのは当然の選択である。

中国とロシアの関係では、むしろロシア側が、中国への依存を怖がっている。東シベリア・太平洋石油パイプラインでは、中国が勝手に石油価格の値引きをした、という問題も起きている。中国のみを相手にすることに危険を感じているロシアは、日本との協力を望んでいるのではないか。

**Q.**中国のエネルギー政策が修正され、修正案では、一次エネルギー輸入に占める天然ガスの割合は変化していなかったが、シェールガスの国内生産量は減少しており、その分の補填がどこにあるのかは明記されていなかった。どこからの輸入を増やそうとしていると考えられるのか？

**A.**ロシアと中央アジアからの輸入が増えると考えられる。トルクメニスタンの天然ガスは当初EUも狙っていたが、中国が先にトルクメニスタンとの関係をまとめていった。

**Q.**プーチン・メドベージェフ政権は、今後どの程度続くのか？

**A.**支持率と物価上昇率をあわせたグラフと見ると面白い。支持率は高いが、ロシアの逆制裁により、輸入品が高騰し日常生活にかかわる目に見える形の影響（例えば、輸入のビールが飲めない）が出てきている。GDPも5%ほど落ちており、物価の上昇は大きい。財政的に維持できる期間は2年ほどと言われている。その間にエネルギー価格が上昇しないと本当に厳しくなる。同時に、経済制裁も一般的に2年程度で効果が薄くなると言われている。プーチン自身も2年

だと言っている。そのため、今後 2 年が非常に大切である。次回の選挙でもう一度彼らが政権を取ることは可能だと思うが、その先はわからない。

## アジアにおけるバイオ燃料開発の現状及び課題 ～日本のバイオ燃料導入について考える～

講師：CHEW CHONG SIAN 氏（日本エネルギー経済研究所）

---

日本や EU は温暖化対策という環境の側面からバイオ燃料に目を向けるようになってきた。しかし、日本、韓国を除くアジア諸国の多くは、環境面にはあまり目を向けず、違った側面からバイオ燃料を捉えてきた。本日は、エネルギー安全保障、農業経済、政府の政策とその意図、という3つの観点から、アジア諸国のバイオ燃料の現状を把握する。その上で、日本のバイオ燃料導入の可能性について考察を加える。

### 1. 世界のバイオ燃料導入状況

世界におけるバイオエタノール（燃料）生産量（IEA のデータで、日本は含まれていない）を年度別に見ると、1990 年以前はほぼキューバとブラジルのみで、サトウキビによる生産であった。90 年以降になると、アメリカが導入を始め、2000 年以降に EU 圏、2005 年以降にはアジア諸国が導入に取り組み始めた。2013 年時点では、世界の総生産量の約 67%をアメリカが、約 16%をブラジルが占めている。一方で、アジア諸国は、中国が 3.6%、タイが 1.3%、アジア全域でも 5.5%にとどまっている。なお、これらのバイオエタノールはほとんどが自国で消費されており、輸出されることは少ない。

一方、世界におけるバイオディーゼル（燃料）生産量（IEA のデータで、日本は含まれていない）を年度別に見ると、バイオエタノールとは様相が異なっている。本格的な導入がはじまったのは 2005 年頃からで、ドイツ、フランス、オランダなど EU 主要国での生産量が増えている。これは、EU がバイオ燃料指令の 5%利用を政策として打ち出したためである。2013 年時点での総生産量は、約 21%がアメリカ、約 12%がドイツ、約 8%にフランス、インドネシア、アルゼンチン、ブラジルの各国が並び、約 5.4%がオランダ、約 3.5%がタイ、約 2.1%がマレーシアとなっている。アジア全域では総生産量の約 16.6%を生産している。バイオエタノールと比較すると、インドネシア、タイ、マレーシアをはじめとする東南アジアでも開発が進んでいることが見て取れる。

EU がバイオ燃料を導入し始めた目的は地球温暖化対策の一環であり、バイオディーゼルの原料として菜種を用いている。一方、インドネシアやマレーシアではパームを原料としてバイオディーゼルを生産している。パームの栽培はインドネシアの森林地帯を切り開いて行われるため、環

境破壊につながる。EU は、こうした環境破壊を批判している一方で、菜種の生産が追いつかず、バイオ燃料の目標値を達成できない場合にはインドネシアやマレーシアからパーム油を輸入している。こうした EU (さらにはアメリカ) の姿勢に、インドネシア政府やマレーシア政府は反発し、一時は EU 諸国へのパーム油の輸出を禁止する措置がとられた。

日本では、京都議定書目標達成計画が 2005 年に策定され、2010 年までに原油換算で 50 万 kL のバイオ燃料を導入するという目標が掲げられた。この目標は達成されていないものの、日本石油連盟が目標として設定した 21 万 kL は 2010 年時点で達成された。しかし、その後は統計的に投入量が明示されていない。関係者によると、現在は 26 万 kL 程度ではないか、と言われている。

ここまでの統計データからも伺い知れるが、アジアの中で、バイオ燃料の産業化に興味を持っているのは、インドネシア、タイ、マレーシアである。一方、中央アジアと中東はほとんどバイオ燃料導入に取り組んでいない。インドネシアをはじめとする東南アジアの国々の他に、アジアでバイオ燃料に取り組んでいる国は、中国、インド、日本、韓国、台湾である。インドは 2003 年から、中国とタイは 2005 年から、その他の国々は 2008 年前後に、バイオ燃料導入に取り組むようになった。

## 2. アジア地域におけるバイオ燃料導入のきっかけとその後の動向

アジア地域におけるバイオ燃料導入のキードライバは、「Ⅰ. 石油価格の高騰」「Ⅱ. エネルギー安全保障」「Ⅲ. 輸送部門の燃料需要の上昇」「Ⅳ. 化石燃料への補助金」「Ⅴ. 農村・地域開発」「Ⅵ. 輸出産業の創出」「Ⅶ. 環境対策」の 7 つである。

2008 年前後に、東南アジア諸国がバイオ燃料導入に取り組み始めた最も大きなきっかけは「Ⅰ. 石油価格の高騰」である。「Ⅱ. エネルギー安全保障」にも関係するが、東南アジア諸国のほとんどは石油を輸入に依存しているため、石油価格変動の影響を受けやすい。加えて、1997 年のアジア通貨危機では、原油価格の上昇と各国の通貨切り下げとが相まって、東南アジア諸国の経済は、実際の石油価格変動以上のインパクトを被った。その後も、原油価格は上昇し続けている。同時に、東南アジア諸国では「Ⅲ. 輸送部門の燃料需要の上昇」があり、石油価格高騰の影響が更に強くなっていったという背景もある。加えて、東南アジア諸国には「Ⅳ. 化石燃料への補助金」を出している国もあり、特にインドネシアは国家予算の 3 割以上を燃料への補助金に充てており、財政を圧迫している。そのため、東南アジア諸国では、国産のエネルギー生産の必要性が高まり、1997 年以降に再生可能エネルギー開発、2008 年頃からはバイオ燃料導入に乗りだしたのである。

また、東南アジア諸国には、「Ⅴ. 農村・地域開発」のためのバイオ燃料導入という異なる政策的側面もある。特に、フィリピン、タイ、インドネシアは、農村・地域開発としてのバイオ燃料

の栽培・利用に力を入れている。また、マレーシアは、国内のエネルギーとしてだけでなく、「Ⅵ. 輸出産業の創出」を目的としてバイオ燃料の生産を行っている。

一方で、「Ⅶ. 環境対策」を目的としてバイオ燃料導入を行っているのは、日本、韓国、台湾のみと言える。その他のアジア諸国は「Ⅶ. 環境対策」を導入の直接要因としていない。なお、台湾は、バイオ燃料導入に関して、義務量を課していない。

以上のようなキードライバがあって、アジア地域はバイオ燃料導入に乗りだしたわけであるが、アジア諸国のバイオ燃料に関わる動向および現状を把握するためには、大きく分けて、「①エネルギー安全保障」「②農業経済」「③政府の政策とその意図」の3つの観点から分析する必要がある。以下では、それぞれの観点からの分析・考察を記述する。

### 3. エネルギー安全保障の側面から見たアジア地域のバイオ資源のポテンシャル

先に述べたように、アジア地域、特に東南アジアでは、国産のエネルギー開発の必要性が高まっていた。アジア地域において、バイオマス資源は非常に高いポテンシャルを持っている。バイオマス資源のポテンシャルを地域ごとに見ると、アジアは約 85EJ ものポテンシャルを持っている。これは、ヨーロッパや北米、南米、アフリカに比べ、2 倍以上の値である。特に、赤道付近に位置している熱帯地域ではバイオマス資源が豊富である。また、アジア地域の各国は、国土に占める農業開発面積の割合が、他国に比べ高いという特徴がある。

バイオエタノールの原料作物であるサトウキビ、とうもろこし、キャッサバ、(比較対象として)米のトップ 10 生産国を見ると、アジアの国々が軒を連ねている。サトウキビ、とうもろこし、キャッサバは世界の全生産量の 30~40%をアジアが、米にいたっては 90%以上がアジアで生産されている。これらの作物は、主に食料利用のために生産されている。同様に、バイオディーゼルの原料作物であるパーム油、菜種、大豆、ココナッツのトップ 10 生産国を見ると、パーム油とココナッツは世界の全生産量の 80%以上がアジア熱帯地域で生産されている。特にパーム油に関しては、インドネシアが 40.0%、マレーシアが 35.9%であり、世界シェアの 80%近くが 2 カ国で生産されている。中国とインドは大豆、菜種の主要生産国であるが、主に食用で作られていて、ほとんどバイオディーゼルの原料にはなっていない。

アジア諸国(韓国と日本を除く)の食料自給率は高く、ほとんどの東南アジア諸国は、これらのエネルギー作物の自給率が 100%を超えており、輸出に回している。特にタイは、サトウキビ、キャッサバ、米の主要輸出国であり、マレーシアとインドネシアのパーム油輸出は国際市場の 8 割以上のシェアを持つ。このような輸出エネルギー作物に付加価値をつける意味でもバイオ燃料開発に乗り出したのである。

さて、主要油糧作物の単位面積あたりの生産効率を比べると、パーム油の生産効率が圧倒的に良い(4~5 トン/Ha)。加えて、パームは植え替えが必要ないため、生産コストも低く抑えられ

る。また、生産効率はかなり落ちるが、他の油糧作物に比べると、ココナッツも効率が良いと言える（1～1.5 トン/Ha）。また、以前はジャトロファの生産効率が高いと言われていたが、実際に私が現地で3年間データを取り続けた結果、生産効率は、高くても1トン/Ha程度であることが判明した。ジャトロファは荒地でも育ち、乾燥にも強いが、管理された農場での収穫を考えると、パームよりも効率は落ちる。さらに、ジャトロファは食料にならないため、保険も効かない。現在は、エネルギー政策としてジャトロファ栽培に取り組んでいる国はほとんどない。一方で、バイオエタノールの原料としては、サトウキビが圧倒的な生産効率を誇る。原油スポット価格を30～60ドル/バレルと設定し、バイオ燃料の生産コストと比較すると、原油価格が最安値のときでもコスト競争力があるのはブラジルのサトウキビ、インドネシアとマレーシアのパーム油のみ、という結果が見られる。

東南アジア諸国には、豊富なバイオマス資源を用いて、化石燃料の代替となる国産エネルギーを創出することへの高い期待がある。加えて、作物は毎年育ち、石油などのように可採年数に悩まされることもない。バイオ燃料の持続可能な再生可能エネルギーとしての側面にも高い期待が寄せられている。

#### 4. アジア諸国の政策と農業経済

先に述べたように、アジア地域、特に東南アジア諸国がバイオ燃料開発に乗り出した1つの大きな要因は、エネルギーとしてのバイオ燃料への期待である。しかし、東南アジア諸国の政府がバイオ燃料開発を促進するには、もう1つ大きな要因がある。それは農業経済、特に農村の貧困対策の側面から見たバイオ燃料への期待である。

東南アジア諸国は、これまでエネルギー作物を1次生産品として輸出してきた。これは、代替品等の国際価格変動により、利益幅、あるいは損益幅が大きく左右され、不安定な収益をもたらす結果となる。例えば、マレーシアのパーム油は、これまでは生の油のまま輸出されていた。そうすると、他の油（特に石油）の国際価格に連動して、パーム油にも価格変動が起こってしまう。これを受け、近年は、国内需要にも対応させ、収益の不安定性をなくし、かつ1次生産品に付加価値をつけることを目的として、パーム油のバイオ燃料化に取り組んでいる。タイにおけるキャッサバのバイオ燃料化にも同様の背景が見られ、補助金をつけて生産量を上げようとしている。フィリピンでは、これまで国内市場に向けられていたサトウキビをバイオ燃料化することにより、国際市場へ輸出し、新たな換金作物市場を作ろうとする目論みもある。

パーム栽培は、小規模農園で比較的低コストで実施することが可能であるため、貧困対策につながる。なぜなら、パームは、25年程度植え替えの必要がないため、コストがかかるのは収穫収集のみだからである。小規模自営業（小作農）と大規模農場を比べてみても、家族経営などで収穫収集のコストを抑えることにより、単位重量あたりの収入を増加させることで、単位面積あた

りの収量が劣る分をカバーすることができる。実際に、マレーシアではパームの生産量の2割が小作農によるものである。

また、農村で生産したエネルギー作物をバイオ燃料化することにより、その農村へのエネルギー供給を確保する、いわゆる「自立農村」を作るという目的もある。特にインドネシアではその期待が大きく、一部農村では、バイオ燃料により農村のディーゼル機器を動かす、などの成功事例が見られるようになってきた。しかし、全体で見ると、成功している事例はほとんどない。

## 5. 東南アジア諸国における政府の役割と課題

アジア諸国のバイオ燃料の開発・導入には、政府の石油代替エネルギーへの期待と農村貧困対策という2つの理由があった。つまり、バイオ燃料は、需要に応じて開発・導入されたわけではない。そのため、成功事例が少なく、現在成功事例と言えるのは、コスト競争力を持つインドネシアとマレーシアのパームぐらいである。

こうした状況において、バイオ燃料政策が成功に向かうか、あるいは失敗に向かうかは、政府の果たす役割次第である。適切な補助促進政策を打てるか、食料品価格の上昇に伴う所得配分を適切にできるか、国内・国際的な需要を創出できるか、など、政府の役割は大きい。国内需要という意味では、例えばインドネシアは、2025年までにB25（軽油に25%のバイオディーゼルを混合）を導入する、という目標を掲げている。国際需要という面では、これまで東南アジア諸国があまり目を向けてこなかった環境対策という側面も重要になってくる。

現在、東南アジア各国は、石油代替エネルギーへの期待と農村貧困対策への期待を持ち、継続的に政策を打ち出しているため、こうした状況が続けば、徐々にバイオ燃料導入が定着していくと考えられる。しかし、一方で課題も多く残っている。

環境面では、例えば、インドネシアでは、森林を焼いてパーム農園を作る動きがある。乾季に森林火災を起こし、2カ月ほど燃やし、森林跡地でパームを栽培するのが効率的だからである（一種の焼畑農業）。しかし、こうした動きはインドネシア政府の政策ではない。インドネシアの農園の4割が外資（マレーシアとシンガポールが半々）であるため、マレーシア、シンガポールの財閥がこうした森林破壊を主導している、という論が多い。しかし、事実が確認できないため、責任問題の決着がつかず、泥沼の様相を呈している。インドネシアでは、地方分権後、土地の所有権を地方政府が持っている。中央政府は土地の権利を持っていないため、上記の動きを止められない。一方、地方政府は土地を譲渡する対価として財閥からお金を受け取っており、癒着が強い。インドネシアの森林破壊には、こうした問題が背景にあると考えられている。また、森林消失に伴い、水害等が生じる可能性もある。

政策面では、休耕地・未利用地を有効利用できるか、バイオ燃料の価値を上げることができるか、食料自給率を維持しながらバイオ燃料化を進められるか、などの課題がある。



技術面では、バイオ燃料の生産コストを下げるのが求められる。

これらの課題はすぐに解決するわけではなく、ずっと向き合っていかなければならない。

## 6. 日本のバイオ燃料導入についての考察

2005年の「バイオマスニッポン」をはじめ、日本では、2005年以降、バイオ燃料の導入政策が毎年のように打ち出されてきた。2010年までに、原油換算で21万kLのバイオ燃料の導入が達成されている。2017年までに50万kLという目標が設定されている。一方で、現在国内でエネルギー作物の栽培からバイオ燃料化までを行っている商業事例はほとんど見当たらない（研究面での試行事例は見られる）。

例えば、「宮古島エコアイランド事業」では、宮古島にE10（ガソリンに3%のエタノールを混合）仕様自動車を導入しているが、バイオ燃料が商業的に成り立つ見込みはほとんど無く、補助金を用いてデモンストレーションしているという側面が強い。

また、2010年のエネルギー供給構造高度法では、バイオエタノールの導入促進を掲げ、ETBE（エチル *tert*-ブチルエーテル）と直接混合のE3はいずれも認可する、等の制度を作っている。しかし、そもそも日本にはバイオエタノールをETBEに変換する装置がない。そのため、バイオエタノールの導入目標達成のために、ブラジルで生産したバイオエタノールを、アメリカを経由させ、ETBEに変換し、日本に輸送する、という手段が採られている。当然、輸送費は膨大となるため、コスト度外視で行われていると思われる。

一方で、研究事例は多く見られている。例えば、JXと東京大学で、草本バイオマスの研究に関する技術開発が行われている。

しかし、こうした技術開発が成功したとしても、国産のバイオ燃料導入が順調に進むわけではない。なぜなら、エネルギー作物の収穫量は基本的に太陽光の量により増減するため、同じ技術を使って熱帯地域で生産することで、同コストでも数倍の収穫量が得られるためである。実際に、日本の中では南方に位置する宮古島のサトウキビの生産コストは、ブラジルのサトウキビ生産コストの約6倍である。また、そもそも日本には作物を生産する農地が少ないという問題もある。

こうした現状を踏まえると、日本では、国産エネルギー作物を原料として供給する可能性は低いと言える。一方で、技術開発を基にバイオ燃料の低コスト化が進めば、東南アジア諸国からのバイオ燃料輸入によって石油代替エネルギーを獲得するという道筋は考えられる。ただし、輸送コストも考えると、大幅な低コスト化が必要となる。

一方で、新しい技術開発、技術の輸出という側面では、日本におけるバイオ燃料開発の可能性は残っていると考えられる。

## 質疑応答

**Q.**日本へのバイオ燃料導入におけるネックは、気候なのか？ それとも、政策なのか？

**A.**気候である。パームなどの植物は植え替えが必要なく、25~30年生産し続けられるが、日本の場合、このような長期作物は鹿児島以南でしか作れない。また、同じ作物を作ったときに、収穫量は太陽の光量で決まる。例えば、ブラジルでは、日本の6分の1のコストでサトウキビを作ることができる。藻の活用も検討されているが、同様に太陽光量が問題となる。そのため、コスト競争力を持たない。

**Q.**石油とパーム油の価格が連動するのはなぜか？

**A.**全世界のパーム生産量のうち、4割は食用ではなく加工品の原料となっている。加工品として最も多いのが洗剤とせっけんである。これらは石油原料製品でもある。パーム油は石油代替品として使われるため、石油価格と連動する。パーム油は劣化しにくく、価格が安いので、チェーン店等で使われているが、実は食用油として利用する先進国は少ない。食品として多く使っているのはロシア、中国、パキスタンなど途上国が中心である。

**Q.**ブラジルでは、バイオ燃料を自動車の燃料として使うと、エンジンの耐用年数が減ってしまうという話を聞いたことがあるが。

**A.**ブラジルでは、バイオ燃料対応のエンジンが開発されている。E85まで対応可能な車種もある。新車は問題なく対応できる。

しかし、自動車メーカーが東南アジアに進出する際に、E10程度でも保証をしないという話もあり、どこかに問題があるのかもしれない。また、東南アジアでは相当古い自動車が現在も使われている。古い自動車のエンジンにバイオ燃料を混ぜたガソリンを入れると問題が起こる。そうした場合に誰が補償するのか、というのが、現在の自動車産業の問題である。

バイオエタノールを使用する際に、もっとも劣化しやすいのは、エンジン内部のゴムのようなものである。

## 電源別発電コスト評価に関する主要な論点

講師：松尾 雄司 氏（日本エネルギー経済研究所）

---

総合資源エネルギー調査会・発電コスト検証ワーキンググループ（2015 年）に委員として関わった立場から、電源別発電コスト評価の主要な論点について説明したい。

### 1. 電源別発電コスト評価の概要

発電コストの試算方法は、大きく分けて 2 つある。

1 つは、モデルプラントを用いる方法である。1 つのモデルプラントの建設から廃止措置が終わるまでのライフサイクルコストを平均して計算する方法で、均等化発電原価（LCOE）の評価手法として、世界的に広く用いられている。国内ではコスト等検証委員会（2011 年）、発電コスト検証 WG（2015 年）、海外では MIT（2009 年）、OECD/NEA（2015 年）などの例がある。

もう 1 つは、有価証券報告書を用いる方法である。この方法では過去のある時点での実績値としての発電コストを評価する。多くの限界はあるものの、モデルプラントによる評価を補完する有益な情報が得られる。2010 年に立命館の大島教授がこの手法で分析を行い、話題になった。1999 年に電力中央研究所が分析をしており、日本エネルギー経済研究所では 1992 年からこの方法により評価を行っている。

#### ①発電コスト検証ワーキンググループによる評価（2015 年）

最近 20 年の間に政府機関で行われてきたコスト評価は、総合資源エネルギー調査会・原子力部会（1999 年）、総合資源エネルギー調査会・コスト等検討小委員会（2004 年）、コスト等検証委員会（2011 年）、総合資源エネルギー調査会・発電コスト検証ワーキンググループ（2015 年）のものがあるが、2011 年の東日本大震災を受けて、2011 年試算以降は、狭義の発電コスト以外の国民負担（当時「隠れたコスト」と呼ばれたもの）も含めて総合的に評価するようになった。計算に用いたエクセルシートをそのまま公開することで、透明性も確保した。

発電コスト検証ワーキンググループの評価（以下、2015 年評価）の結果を簡単に示したい。割引率（後述）は 3%で示している。2 種類のモデルプラント（2014 年モデルプラント、2030 年モデルプラント）に基づいた算出を行った。2014 年モデルプラント（2014 年に運転を開始して、例えば原子力であれば 40 年間で運転を終了する）の場合、原子力発電のコストは 10.1 円/kWh 以上（8.8 円/kWh 以上）となる。福島原発事故の被害額が確定していないので、コストが増えるかもしれないという意味で、「以上」という評価になっている。また、括弧内は政策経費を除い

た値である。

政策経費とは、原子力発電の場合は、立地に係る交付金、研究開発費用などが該当する。もんじゅの研究開発費用も含まれており、0.4 円/kWh 程度である。再生可能エネルギーも、研究開発費用が政策経費として計上されている。また、FIT による買い取り価格上昇分も含まれる。

2015 年評価の主要な目的の 1 つは、2011 年評価に最新のデータを反映することであった。具体的には、福島事故の被害額（5.8 兆円以上/回→9.1 兆円以上/回）、追加的安全対策費用（新規規制基準；194 億円/基→601 億円/基）、再生可能エネルギー発電コスト（調達価格等算定委員会の最新データ）などを更新した。また、2011 年評価では、研究開発費用が発電コストに含まれていたのは原子力のみだったが、再生可能エネルギーも研究開発しているのにコストに含まれないのはおかしいということで、整理を行った。FIT に係る追加的負担分も考慮するようにした。その他にも、再生可能エネルギーの系統安定化費用の評価、資本費の計算方法の修正を行っている。

風力・太陽光などの自然エネルギーが大量に導入された場合、火力発電等の調整費用や再生可能エネルギー発電に係る地域関連系統線の増強費等、各種の系統安定化費用が追加的に必要になる。OECD の評価（2012 年）では、例えば、ドイツにおいて太陽光発電を 30%導入すると、82.9 ドル/MWh（8 円/kWh 程度）だけ追加のコストがかかると見積もられている。日本においても、2015 年評価で、風力・太陽光を合計で全発電電力量の 12%導入すると、系統安定化費用が追加的に 7000 億円（風力+太陽光の発電量で割ると 5.6 円/kWh）かかると見積もっている。これは暫定的な結果であり、今後も分析が必要であると考えている。今後、太陽光や風力の発電コストは下がっていくだろうが、系統安定化費用が別途かかり、それが再生可能エネルギー発電の大幅な拡大の障害となり得る。

次に、将来のコストを評価する際に重要になる「割引率」という概念を説明したい。簡単に言えば、「現在の 100 万円」と「10 年後の 100 万円」は等価ではない、ということである。仮に（実質）利子率が 3%だとすると、現在の 100 万円は 10 年後の（実質）134.4 万円に相当する。逆に、10 年後の 100 万円は現在の 74.4 万円に相当する。異なる時点での金額を比較する場合は、必ず一定の（実質）割引率、この場合は年率 3%を用いて価値換算する必要がある。発電コスト試算は、全て「実質値」で議論するのが一般的である。すなわち、インフレ率などを控除した価格を示している。

「割引率」が重要なのは、発電方式によって、コストのかかる時期が異なるためだ。火力発電は、運転維持費、燃料費が継続的に必要になるが、割引率を用いて価値換算を行うと、将来の燃料費が低下する。原子力や再生可能は初期投資が大きく、運転維持費、燃料費が小さいため、将来のコストの下げ幅が小さい。

平準化発電原価（LCOE）の計算にも割引率が用いられる。将来の費用も、将来の収入も、割引率に従って割り引かれる。1kWh の電力が P 円の収入をもたらすと想定し、ライフサイクル全体

の費用と収入（割引率で現在価値に換算後）が等しくなるように設定された P が、LCOE と呼ばれる。再生可能エネルギーや原子力は、初期投資が大きいので、「費用」は割引率でほとんど変化しないが、「収入」は割引率によって変化する。すなわち、割引率が大きいほど、発電コスト（単価）が高くなる。割引率が高いほど、相対的に火力発電は有利、再生可能エネルギーや原子力発電は不利、ということである。

2011 年評価では、初期投資ではなく減価償却費を割引計算することにより資本費を計算していたが、2015 年評価では、OECD など海外の LCOE 評価と手法をそろえる形で、初期投資費用をそのまま用いる方法とするように修正を行った。

### ②実績値の評価（有価証券報告書による評価）

1970～2011 年度の一般電気事業者 9 社の平均発電単価（実績値）を比較すると、水力が最も安く 6.2 円/kWh、火力は 9.3 円/kWh、原子力は 7.0 円/kWh、新エネルギーは 9.3 円/kWh であった。水力の単価が安いのは、減価償却済みの設備が多いことに起因する。仮に 1970 年度以降運転開始のみに限定すると、単価は 15.3 円/kWh 程度になると推計される。原子力は、日本では実際に今までは安価であったと言える。しかし、これは低い金利で借入れが行えたためであって、今後の原子力発電の経済性は、これまでと同じように資金調達できるかどうか大きく依存する。

### ③海外の試算例

OECD/NEA 及び IEA の評価（2015 年）では、割引率 3%、7%、10%の条件で試算を行っている。試算対象とした多くの国の中での中央値をとって原子力、石炭火力、ガス火力を比較すると、割引率 3%では原子力が最も安価だが、割引率 10%では火力よりも高くなる、という結果となっている。

## 2. 発電コスト評価に係る主要な論点

### ①政策経費の扱い

どこまでを発電コストに含むのかには、様々な考え方があり。狭義の発電コストは、発電事業者の費用負担分に相当する。OECD の評価では、政策的に重要であるからという判断の下、CO<sub>2</sub> 対策コストを発電コストに加えている。日本においては、2011 年以降の評価では、系統対策コスト、事故リスクコスト、その他の外部コストも発電コストに含めるようになった。OECD では、これらの項目を評価はしているが、発電コストには含めていない。

その他の費用負担として、導入促進のための費用（FIT のための追加負担、原子力の立地交付金など）、研究開発費用、気候変動による被害額などが該当する。本来、発電コスト（単価）として費用を発電量で割ったものを評価する場合、分子の費用としては、分母の電力量に応じて変化するもののみを算入すべきである。その意味で、研究開発費は、その電源の発電量が増減しても

変わるものではないので、本来の意味での発電コストに入れるべきではない。また FIT による追加負担分はまさしく国民全体の負担なので適切に評価はすべきであるが、しかし一般的な用語法としては、FIT 制度の買取価格は「発電コスト」に「適正な利潤」を加えたものと考えられている。この意味において、FIT の追加負担分も本来は「発電コスト」の中に算入すべきではない。このようなことから、政策経費や FIT による追加負担分といった「政策経費」は他のコストとは別枠で評価され、最終的な結果としても「政策経費除く」「政策経費含む」両方の数字が記載されている。

2015 年の試算では、「政策経費」の中身についても改めて整理を行っている。発電と明らかに関係のない要素は、評価に含まないこととした。高速増殖炉の研究開発費用（もんじゅ等）は発電コストに含まれているが、ここは議論の多いところでもあった。一方で核融合や宇宙太陽光は、現在の発電形式との連続性が低いという理由で、含まれていない。再生可能エネルギーについては、研究開発費等の他に、上述の通り別途 FIT 制度による上積み分を計上している。CO<sub>2</sub> 対策費用は、政策経費とは別のものとして、「発電コスト」の一部として評価している。

IEA の World Energy Outlook では、3 つのシナリオごとに 2030 年の CO<sub>2</sub> 価格を想定している（現行政策シナリオ：0 ドル/tCO<sub>2</sub>、新政策シナリオ（EU）：37 ドル/tCO<sub>2</sub>、450 シナリオ：100 ドル/tCO<sub>2</sub>）。新政策シナリオは、世界の平均気温上昇を 2 度未満に抑える目標を達成できないシナリオであると整理されており、これをそのまま受け取ると、追加的な適応費用、もしくは被害額がかかることになる。このため 2 度目標を達成できるシナリオ（450 シナリオ）相当の CO<sub>2</sub> 価格を想定すべきだ、という議論もあるが、適応策で対処したほうが結果的にトータルの費用はかなり安価になるという評価もあることから、今回は暫定的に新政策シナリオ相当を想定している。しかし、この問題についてはまた次回には議論になると思う。

## ②再生可能エネルギー発電コストの低減

2015 年評価の目的の 1 つに、再生可能エネルギーのコスト低減の反映がある。しかし、日本は、太陽光・風力ともに、建設単価が諸外国に比べて高い水準にある。FIT で高い価格で買い取ってくれるため、建設価格が高止まりしている可能性は十分に考えられる。

日本における太陽光発電・風力発電の建設単価の推移を見ると、住宅用太陽光のコストは下がっている（実績値は、1994 年 350 万円/kW→2012 年 50 万円/kW：NEDO）。一方、風力は、コストが上昇傾向に見える（実績値は、1997～2005 年で 15～20 万円/kW→2008 年で約 30 万円/kW：NEDO。ただし世界的にも、日本と同時期に風力発電所の建設単価は上昇している：IEA, IRENA）。

2015 年評価では、例えば住宅用太陽光発電の設備費用は今後下がってくると見積もられているが、依然、国内価格と国際価格に差があるので、将来的に国際価格に収斂するシナリオと、差があるままのシナリオというように、幅をもって評価している。

### ③高レベル放射性廃棄物処分

高レベル放射性廃棄物処分のコストは、誤解されることが非常に多い。エネルギー問題の専門家と称する人でも明確に誤った発言をしていることがあるので、注意が必要である。

高レベル放射性廃棄物の処分方法は、廃棄物をガラス固化し、キャニスターに入れ、ベントナイトで覆って、地中深く（300m 以深）に埋めることになっている。将来世代に負担をかけないため、一度埋設したら、超長期の管理をしなくとも済むように設計し、処分する方針である。世上、多く的人是漠然と「廃棄物の管理に数十万年もかかるのだから、膨大なコストがかかる」と考えているが、上記の観点からは、数十万年の管理費用はそもそもかからない。

2015 年評価では、処分場の建設・操業費用は 2.8 兆円であると見積もられている。発電単価への寄与は 0.04 円/kWh 程度であり、コスト面ではほとんど影響しない。また、仮に毎年 10 億円の管理費用が超長期にわたってかかり続けたとしても、割引率が 3%と仮定すると、100 年後は管理費用が（現在価値換算後で）ほぼ 0 円になり、以後、数十万年間の費用を全て累積しても 330 億円である。これは 2.8 兆円に比べて有意に小さい。即ち、仮に「数十万年間」の費用を全てそのまま算入したとしても、発電単価への寄与は 0.04 円/kWh からほとんど大きくなる。不正確な言い方だが、初期に 330 億円を出資し、実質利率 3%なら、永遠に運用費用が捻出できるということである。仮に年間 10 億円の費用が数倍になり、また実質割引率が 3%よりも小さかったとしても、何らかの数字で割引計算を行う限りにおいて結果は同様になる。

以上から、高レベル放射性廃棄物処分のコストは問題にならない。数十万年管理しなくても大丈夫なように、どうやって安全性を確保するのか、という議論自体のほうがかつに重要である。安全性の評価に関する研究は長年されていて、仮に数十万年後に地表に放射性物質が漏出したとしても、その放射線レベルは自然放射線レベル以下であるため、大きな影響はないだろう、という評価がされている。今後も引き続き検討・議論が望まれる。

### ④事故リスク対応費用

2011 年に評価を行った時点では、福島原発事故の被害額が 5.8 兆円とされていたので、5.8 兆円「以上」と想定した。2010 年度の原子力発電の発電量は 2,722 億 kWh。40 年の相互扶助を想定した（40 年ごとに事故が起きてもいいように、事故対策費用を積み立てていくという考え方）。その結果、事故リスク費用は、 $5.8 \text{ 兆円} \div 40 \text{ 年} \div 2,722 \text{ 億 kWh} = 0.5 \text{ 円/kWh}$ 「以上」となった。

2014 年 6 月 27 日付の朝日新聞にて、「原発コストは火力より割高に 専門家が試算、発表へ」という記事が掲載された。ここではまず、5.8 兆円の被害額を再推計し、11.1 兆円とされた。そして、40 年廃炉となると、プラントが減っていくので、発電量は減っていくだろう、という仮定を設け、その小さな電力量を分母として事故リスク対応コストを計算したため、0.5 円/kWh が膨らんで 3 円/kWh 程度となった。その結果、原子力の発電単価は 11.4 円/kWh となり、火力発

電（石炭 10.3 円/kWh、LNG10.9 円/kWh）を上回った。ここでは発電量が減ることで事故対策単価が上がる、という計算になっているわけだが、それは一般的な感覚に照らして不合理である。実際には発電量が減る（つまり原子力発電が稼働しない）ならばその分だけリスクが減るので、単価（発電量当りの事故リスク対応コスト）は当然変化しないはずである。

事故リスク対応コストの試算は、世界的にも行われているが、大きく 2 つの考え方がある。1 つは、損害期待値による方法である。事故発生頻度×事故被害額（+プレミアム分）により算出される。この方法で試算を行うと、低い金額ですべてコストがかかる場合と、とてつもなく大きな金額が一度にかかる場合とでは、頻度と額を掛け合わせたリスクの大きさが同じだとしても、後者のほうがリスク大だろう、という話が必ず出てくる（それをプレミアム分として評価する必要がある）。また、原子力事故の発生頻度を定量的に評価することは實際上難しいという問題もある。

もう 1 つは、積立による方法である。ある一定年限（10 年、40 年、100 年など）までに事故被害額相当の金額が積み上がるように発電単価を決めていく方式である。期待値の話をする、先述のリスクの大きさの問題が生じるため、2011 年評価ではこちらの方法を用いた、という整理になっている。

概念的には、前者の方法では潜在的な事故被害額が発電と同時に発生するため、割引率を考慮する必要がない。後者の方法は、一定年限を設けて積み立てを行う、すなわち時差があるので、割引計算が必要になる。ただし、これはあくまでも原則論であり、海外の諸試算でも評価する人の流儀に応じて割引計算がされたりされなかったりしている。

2015 年評価は、2011 年評価をベースとした評価を行っている。2015 年評価では、2011 年評価を「損害費用を 50 基×40 年の発電量で割ったもの」＝「損害費用を 2000 炉・年（＝「算定根拠」）と 1 基あたりの年間発電量で割ったもの」とみなして計算している。ただ、追加的安全対策が施されたため、確率論的安全評価の結果を参考に、2011 年時と比較して事故のリスクは少なくとも 0.5 倍になるものとして、算定根拠を 4000 炉・年としている。そのため、2015 年の計算では、前回より事故リスク対応コストが下がり、0.3 円/kWh 以上という評価になっている。

世界的にも事故リスク対策費用の評価が行われているが、各試算で想定している「炉・年」数の幅が大きく、最大で 5 億倍程度の単価の違いが表れている。独 IER（シュトゥットガルト大学）は、「福島は明らかな設計ミスであるため、必要な安全対策を講じた場合には同様の事態は起こらない」ため、10～1000 万炉・年に一度という低い事故発生頻度を用いることが妥当であると主張している。一方で、ライプチヒ保険フォーラムは最大 10 炉・年に一度と、ものすごい高頻度で発生すると想定した計算を行っている。ただしこれらのような極端な例を除き、近年の計算例を見ると、概ね  $10^4$  炉・年程度に一度という値が使われることが多く、また、この辺りが妥当で



あろうと考えている。日本の 2015 年評価の 4000 炉・年は、議論も多いが、相場観としては適当だったのではないかと考えている。

#### ⑤廃止措置

原子炉の廃止に伴う費用は、電気事業者が毎年、当該施設からの発電電力量に応じて「原子力発電施設解体引当金」として積み立てている。概ねこれに相当する金額として、2015 年評価では、廃止措置に伴う費用を 716 億円/基（発電単価への寄与は、0.1 円/kWh）と評価した。一方で、アメリカでは廃炉が実際に進んでおり、580 億円程度で完了した実績もある。

#### ⑥再処理

2011 年評価では、六ヶ所村施設の操業・廃止費用を 11.7 兆円と評価した。発電コストへの寄与は 0.46 円/kWh 程度となる。廃止措置費用に比べると高いが、これが例えば倍以上に膨らんだとしても、原子力の経済性そのものを大きく変えるものではない。

#### ⑦各種団体等による評価例

最後に、各種団体等の発電コスト評価の例を示したい。

自然エネルギー財団（2013 年）の試算では、原子力の発電コストは 17.3 円/kWh となっている。彼らは、近年フランスやフィンランドで原子力発電所の建設コストが上昇しているので、建設単価を 2 倍にしたと述べている（2011 年政府試算の建設単価は 35 万円/kW→70 万円/kW へ）。この 2 倍の妥当性そのものに議論があり得るが、それ以前に問題なのは、この評価では政府試算で公開されたエクセルシートに 70 万円/kW の建設単価をそのまま入れているため、それに比例して、運転維持コストも上昇している（実際にはこのエクセルシートの計算式は、「70 万円/kW」といった建設単価の高い場合においても運転維持コストを正しく算出するには作られていない）。このため運転維持コストは実績値から想定される水準を遥かに上回る 6.2 円となっており、明らかに過大評価となっている。

大島教授による有価証券報告書を用いた発電コスト評価（2010 年）を私が推計した実績値と比較すると、推計方法の差によって特に原子力において大きな差が見られる。どちらの方法が妥当であるのかについては仮に議論があり得るとしても、それ以前の問題として、大島教授は、1970～2007 年の「名目」発電単価をそのまま加重平均している（その影響によって原子力が更に高くなっている）。たとえるならば、1970 年にコーヒー 1 杯の価格は 400 円だった、2007 年は 700 円になった、だから 1970～2007 年のコーヒーの価格はその平均を取る、という計算をしていることになる。本来は、物価の上昇も考慮して計算しなければならないはずである。

日本経済研究センター（2013 年）は、原子力発電所の防護地域が 10km から 30km に拡大されたため、電源立地交付金が 6.7 倍になると仮定している。実際には、防護地域が広がっても、交付金は増額されない。また電源立地交付金のうち周辺自治体に支払われる金額は 3 分の 1 未満であり、その他の地元自治体に交付される部分は、そもそも防護地域の変更によって影響される

はずがない。

#### ⑧まとめ

2011年の評価方法の見直しと、最新データの反映を目的に、2015年の評価は行われた。

政策経費の考え方、FITの追加負担分の評価方法、原子力に係る事故リスク対応費用、系統安定化費用など、検討すべき項目は多く残されている。

原子力発電所の経済性は、個別の費用項目よりも、資金調達環境（割引率）に依存する。今後、電力自由化状況の中で長期にわたる原発の維持・継続を目指すならば、政府の主体的な取り組みが必要になるだろう。

再生可能エネルギー、特に太陽光発電のコストは急速に低下しているが、国内では未だ高い水準にある。今後は、コスト低下の動向の見極め、系統安定化費用に関する分析の強化が求められる。

### 質疑応答

**Q.**発電事業者にとって、経営リスクは何なのか？ ひとつは燃料費だと思うが、他にはどのようなリスクがあると思われるか？ また、発電所建設時の借入れは、変動金利なのか、固定金利なのか？

**A.**電力会社にとってのリスクは、金利だろうと思う。今までは、電力会社は、政策的措置のおかげで、非常に安い金利で借入れを行うことができた（固定金利）。今後、今までと同じように低い金利で借入れられるかどうかは電力の自由化や政策の動向に依存する。

**Q.**運転維持費の具体的な中身は何か？

**A.**人件費もあるが、機器の補修費用が大きな割合を占めている。他に、試験・研究費などが含まれる。

**Q.**原子力のモデルプラントはどのような想定になっているのか？

**A.**最新のいくつかのサンプルプラントの平均値を用いている。また、新規規制基準に基づいた追加的安全対策が行われているため、それも加えた値になっている。

**Q.**日本はコスト評価に割引率を用いているが、IAEAはWACCを用いていると聞いている。どのような考え方で割引率を用いたのか？

**A.**割引率とWACCを比較すると、割引率のほうがよりシンプルな方法であるとは言える。OECDは割引率で試算している。

**Q.**発電コストの試算には、国民負担まで含まれているのか？

**A.**2011年以降は、国民負担も評価するようになった。

**Q.**COP21 のパリ協定で、世界の平均気温上昇を 2 度未満に抑えるという目標が定まった。今後、コストの再検証を行う際に炭素価格はどうなると思うか？

**A.**新政策シナリオ (37 ドル/tCO<sub>2</sub>) 相当で目標が達成できない場合、だからといって 450 シナリオ (100 ドル/tCO<sub>2</sub>) はコストがかかりすぎるので、適応策で対応することになると思う。しかし、それが今回のパリ協定の合意内容とどう関わるかは、よく分からない。ただし現実的な線としては、37 ドルと 100 ドルの間のどこかに、妥当な水準があるのだと思う。

**C.**政策経費には FIT が含まれているので、炭素価格は実質的には下がっている。FIT と炭素価格の両方をコストに入れるのはおかしい、という説明は成り立ちうるか。

**Q.**自然エネルギーの系統安定化費用は、モデルプラントによるコスト評価に含まれているのか？

**A.**モデルプラントによる発電単価の評価結果として、電源別に〇〇円/kWh と示されている数字の中には、系統安定化費用は入れていない。系統安定化費用は、モデルプラントによる評価コストとは別に、2030 年時点で太陽光・風力を 12%導入しようとする、日本全体で 7000 億円 (自然変動電源の発電量で割ると 5.6 円/kWh) かかる、という意味である。

**Q.**原子力発電のコスト試算に、損害賠償保険は入っているのか？

**A.**損害賠償保険という項目は入れず、代わりに事故コストとして算出している。(実績値の場合は、損害賠償保険を入れるが)

**Q.**割引率 3%の根拠は何か？ この数値は変動していないのか？

**A.**2011 年以降は、基本的に 3%の試算結果を示している。1999 年頃は、割引率 0%、1%、2%、3%でマトリックスを作って評価していたと思う。割引率は決定できないものなので、あくまでも一例として 3%で示している、と理解していただきたい (国際的に見ると 3%は低めの値であることも付記しておく)。実際には計算シートを公開しているので、割引率の欄を変更させることにより他の値での評価結果も容易に得ることができる。

## 国際エネルギー情勢とわが国エネルギー政策の課題

講師：十市 勉 氏（日本エネルギー経済研究所）

---

### 1. 原油の国際情勢

#### ①急落する原油価格とその推移

原油は、2014 年夏から価格が下がり始め、一時は 30 ドル/バレルを切ったが、現在は 40 ドル/バレル程度に戻っている。サウジアラビア、ロシア、カタール、ベネズエラによる 4 か国協議（増産競争はしないと取り決めた）が、価格の安定に寄与したのだと思われる。2016 年 4 月中旬には、産油国約 15 か国が集まり、協議が行われる予定となっている。原油価格は、すぐには回復しないものの、回復傾向にあると言えるだろう。

#### ②シェール革命

原油価格下落のひとつの原因として、供給過多が挙げられる。米国は、シェール革命により、2014 年にはサウジアラビアの生産量を抜き、世界最大の産油国となった（米国の原油・NGL 生産量年平均は約 1170 万バレル/日、サウジアラビアは約 1150 万バレル/日）。原油価格低下に伴い、シェールオイルの生産量も大幅に低下するだろうとの予測があったが、技術開発による生産性向上がそれを覆す結果となった。

米国 Eagle Ford の 1 油井あたりの平均産油量を見ると、初期の数か月は産油量が多いが、減退のスピードも速い（2～3 年後には産油量が 1/5 から 1/10 程度まで下がってしまう）。しかし、1 油井あたりの産油量は、年を追うごとに増えてきている。2007～2009 年は、100 バレル/日以下だったが、2015 年では 400 バレル/日を超えている。技術革新により大幅に生産性が上がっており、従来の石油・ガス産業の構造を大きく変えたとも言える。

シェールオイルの生産コストは、2014 年時点では平均 50 ドル/バレル程度であった。原油価格低下に伴い、掘削装置のコスト低下、生産性向上など、様々なコスト要因が変動し、生産コストは低下しているとみられる。（2015 年は 2014 年に比べ、2 割以上も低下している）

2016 年 2 月の BP の見通しによると、米国シェールオイルは長期的に生産量を伸ばし、2030 年には 700 万バレル/日に到達すると見込まれている。シェールガスも同様に、長期的に生産量を伸ばしていく見通しである。IEA の中期的な見通しにおいても、同様の結果が得られている。

#### ③世界の情勢

イランは、経済制裁により生産実績が落ち込んでいるが、今後は回復が予想されている。2015 年実績は 290 万バレル/日未満であるが、2016 年の生産能力は 350 万バレル/日を超えると予想

され、その後は、制裁以前の 400 万バレル/日程度の水準を維持すると見通されている。

2014 年 BP 統計などを基に、原油価格の長期変動を見ると、オイルショックにより、原油価格は 2~3 ドル/バレルから 40 ドル/バレル程度まで急騰した。その後、サウジアラビアが高価格維持によるシェア喪失を恐れ、1986 年には価格が急落し、瞬間的には 10 ドル/バレルを下回るときもあった。その後約 15 年間、原油価格は低い水準を維持することになる。2000 年代に入ると、需要拡大と非 OPEC の油田減退により、原油価格が上がり始めた。その結果、シェールオイルの開発が進み、生産量を増やしてきた。そのため、現在は需給のバランスが崩れていると言える。2010 年頃には原油価格が 100 ドル/バレルを超えていたが、これは持続可能な水準ではないと言われていた。産油国、輸入国の双方にとって望ましい価格帯は、60~70 ドル/バレル程度だと思われる。現実には市場の影響を受けるので、価格の不安定な動きを避けることはできないが、今後は、30~70 ドル/バレルの幅で変動するのではないかと見られる。

原油価格が下落すると、油田への大規模投資が少なくなるので、短期的には少数の生産者に負の影響を及ぼす。一方で、メリットはその他多くの輸入国が受けることになるが、その効果が目に見えるようになるには時間がかかる。もう少し時間が経てば、世界経済の成長などの効果が表れるかもしれない。

産油国は、高い原油価格を背景に、今まではある意味で「傲慢」に振る舞っていたと言える。IMF の 2015 年の試算によれば、サウジアラビアの財政均衡に必要な原油価格は約 100 ドル/バレル。また、現状の低油価が続けば、外貨準備高は 5 年程度で底をつくと思われている。一方イランは、10 年程度は余裕があると見通されている。イランは今までも経済制裁を受けてきたし、財政に占める産油収入の割合が低いためと考えられる（サウジアラビアは 8 割強、イランは 5 割程度）。

サウジアラビアは、内政面では、高齢のサルマン国王（80 歳）の治世がいつまで続くのかという課題を抱えている。副皇太子（30 歳）の地盤固めには時間が必要である。経済面では、当面原油価格上昇の可能性が低い中、思い切った経済改革案が打ち出されているが、その成否は不透明である。治安面では、シリア・イエメン情勢の混乱は続き、テロの脅威は今後も高い。アメリカは再び大産油国へと復活したため、中東での警察的な関与は少なくなると思われる。アラブ地域最後の安定勢力であるサウジアラビアが不安定化すれば、周辺国家へ影響が波及していく可能性は高い。混乱の中で、イランの影響力が強くなるのは避けられないだろう。今後、中東の情勢が原油価格に影響を及ぼす可能性は高い。

## 2. 天然ガスの情勢

日本の LNG 輸入価格（平均値）は、2011 年から上昇し、2012 年から 2013 年にかけてのピークでは 16~18 ドル/MMBtu であった。現在はその半分以下になっている（電力会社も多少余

裕が出ただろう)。原油価格の変動とは多少タイムラグがあり、原油価格が上昇すれば、LNG 価格も遅れて上昇することになる。今後は新規のプロジェクトが相次いで稼働を始めるため、少なくとも 2020 年くらいまでは、世界的に LNG の供給過剰が続くと思われる。

日本の LNG 需要の推移を見ると、震災直前は年間約 7000 万トンを入力していた。震災後は、原発停止等の影響もあり、9000 万トン近くまで需要が伸びている。一方で、日本買主の長期契約は、2017 年に約 8600 万トンのピークを迎える。2020 年以降に満了する今の契約をそのまま延長すると、年間約 7500 万トンの輸入量となるが、今後の原子力発電の再稼働、技術進展などによっては、供給過剰になる可能性もある。今後は、長期契約のリスクも考え、数年の短期契約やスポット契約など、柔軟な対応が必要になるだろう。

### 3. 気候変動問題と温室効果ガス

2015 年 12 月のパリ協定 (COP21) では、産業革命前からの気温上昇を 2 度未満に抑えること、全ての国が目標を設定し、それに向けて政策をとらなくてはならないこと、目標や関連情報を 5 年ごとに報告することなどが合意された。温室効果ガスの削減は、今後、国際的に大きなプレッシャーになるだろう。

日本は、2030 年までに CO<sub>2</sub> 排出を 2013 年比で 26%削減、長期的には 2050 年の 80%削減を目標に掲げている。これらは、エネルギー政策への大きなドライビングフォースになりうる。

### 4. 日本の電力システムと課題

#### ①大震災以降の電源種別の発電量と CO<sub>2</sub> 排出量

日本の電源種別の発電量を見ると、2010 年は、原子力 28.6%、石炭火力 25.0%、LNG 火力 29.3%、石油火力 7.5%、水力 8.5%、地熱及び新エネルギー 1.1%であった。2013 年は、原子力 1.0%、石炭火力 30.3%、LNG 火力 43.2%、石油火力 14.9%、水力 8.5%、地熱及び新エネルギー 2.2%である。原子力が止まった分は、LNG 火力、石油火力、石炭火力で補った形となっている。省エネルギーが進み、発電総量は少し減っているものの、発電分野における CO<sub>2</sub> 排出量は 30%も増えている (2010 年 3.7 億トン CO<sub>2</sub>→2013 年 4.8 億トン CO<sub>2</sub>)。日本全体でも CO<sub>2</sub> 排出量は 9%も増えている。

#### ②日本の 2030 年の発電構成の見直し

エネルギー基本計画の方針に基づき、2015 年には「長期エネルギー需給見通し」が策定された。安全確保を大前提にしたエネルギーのベストミックスが謳われており、2030 年の発電構成は、原子力 20~22%、石炭火力 26%、LNG 火力 27%、石油火力 3%、再生可能エネルギー 22~24%となっている。この計画の実現可能性は、原子力発電の稼働状況に左右される面が大きい。

### ③原子力発電

経済産業省資源エネルギー庁主催で、「資源のない日本、将来のエネルギーの姿に関するシンポジウム」が各地で開催されている。3月16日には福井市で行われ、私はパネリストとして参加した。エネルギー全体に関するシンポジウムだったが、高浜原発の運転差し止めもあり、原子力発電に関する議論が多くなった。

高浜原発は、福井地裁で再稼働の許可が下りたにも関わらず、70キロ離れた滋賀県の大津地裁で、「新規基準を満たしたからといって、安全を満たしているとは言えない」という理由で運転差し止めとなった。安倍首相は、「規制委員会の審査に合格した原子力発電所は再稼働する」としか発言していない。規制委員会は、「世界で最も厳しい基準に合格したからといって、安全とは言えない」と述べている。国も、規制委員会も、安全を保証していないことになる。規制委員会は、「審査に合格した原子力発電所は、そのリスクが、社会として許容可能なレベル以下になっている」と述べるべきである。その保証がなかったために、司法の介入が起こってしまい、非常に遺憾である。

司法の介入で原子力発電が停止するという前例ができてしまった。国のエネルギー政策が、1人の裁判官の考えで左右されるということである。その背景には、原子力業界への不信、国への不信などの国民の世論がある。司法リスクが大きいと、投資もしにくい。高裁や最高裁で国としての方針を示さないと、收拾がつかなくなるおそれもある。

このような状況下で、4月からは電力の自由化が始まる。世界的にも、電力自由化と原子力発電は両立しにくいと言われている（核廃棄物処分費用の積み立ての問題がある）。

### ④固定価格買取制度（FIT）

2030年での再生可能エネルギーの導入水準（22～24%）の達成のために、固定価格買取制度（FIT）の見直しも行われている。また、大規模な再生可能エネルギー開発が実施されたことで、問題点も明らかになってきた（太陽光パネル設置のために土手を削った鬼怒川の決壊等）。現在はFIT認定量の約9割が事業用太陽光発電であるが、再生可能エネルギーの中でのベストミックスの実現や、国民負担の軽減を目指して見直しがなされている。

### ⑤日本の電力システム改革とその課題

日本では、震災後、エネルギーに関する様々な仕組みが制定されていった（原子力発電の再稼働方針、FIT、エネルギー基本計画の見直しなど）。また、今後も電力小売の全面自由化（2016年4月開始）、送配電の分離（2020年頃）、日米原子力協定の見直し（2018年）などが控えている。個々の取り組みの方向性は正しいのかもしれないが、エネルギー政策の全体最適が図られているか疑問である。

例えば、長期エネルギー需給見通しでは2030年の原子力の比率が20～22%となっているが、電力自由化と原子力発電との両立は難しいと言われている。バックエンド（放射性廃棄物処理等）

の費用は、現在、各電力会社が個別に積み立てているが、自由化によって電力会社が破産した場合、それが成り立たなくなってしまう。現在は、資金を管理する機構を作り、そこに拠出してもらう仕組みを作ろうとしている。

温暖化対策と自由化もバランスがとりにくい。自由化すれば、競争力確保のため、電力事業者はコストの安い電源を選ぶだろう。実際に、コストの安い石炭火力発電所の建設計画が相次いで出ていたのだが、COP21 に対応できないという理由で環境省がストップをかけていた。

電力事業者の自主的な取り組み目標として、2030 年度の CO<sub>2</sub> 排出を 2013 年度比 35%削減するというものがある。政府としては、電力の自主的な取り組みだけに頼るのではなく、強制力のある制度（省エネ法、供給構造高度化法）を導入しようとしている。

省エネ法は、現在審議中であるが、新設時の設備単位での効率基準の設定（石炭火力は USC 並み、LNG 火力は最新鋭のコンバインドサイクル並とする）、既設含めた事業者単位の効率基準の設定（火力発電効率 44.3%以上）などが盛り込まれている。火力発電効率 44.3%以上の達成は、石炭火力だけでは困難である。複数事業者による共同での目標達成も認めているが、石炭火力に対するブレーキとなる。

供給構造高度化法は、現在検討が始まったところであるが、全小売事業者を対象に、2030 年度に非化石電源の割合を 44%（長期エネルギー需給見通しにおける原子力+再生可能エネルギーの数値）以上にすることを義務化しようとしている。こちらも共同での目標達成を認めている。

これら 2 つの法律と自由化とは両立しないのではないか。個別企業に対する規制を進めた形となっているが、市場原理も考慮した制度設計にする必要があるだろう。もしくは、政府は、電力ガス産業の業界再編を狙っているのかもしれない。

電力自由化により、電力事業者には、短期的なコスト最小化と、中長期的な供給力の確保の両面が求められるようになる。特に後者は、現在の電力システム改革の制度設計が不十分であると思われる。電力会社は、古い火力発電所が余剰設備として残っている。現在は原油価格が安いため、余剰火力を活用すると、短期的には発電コストが非常に安くなる。一方で、長期的に固定費をどう回収するかという問題がある。今後、電力会社は、余剰の火力発電所を閉鎖することになるだろう（効率が低いので、競争力が落ちるため）。

以上のように、電力自由化には様々な課題がある。原子力の再稼働が安定的に進めば、多少の余裕があったのだが、高浜原発の事例もあり、先行きは不透明である。柏崎刈羽原発の再稼働はますます難しくなるだろう。原子力事業体制は大きな課題であるが、電力会社間でも温度差がある。

複雑に絡み合う様々な問題をいかに解きほぐして、長期的なエネルギーミックスを考えていくかが今後の課題だろう。政治がリーダーシップを取る必要があるが、政治は世論の動向に左右されやすく、エネルギー問題には取り組みにくい（取り組んでも、人気獲得に寄与しにくい）とい



う面もある。

## 質疑応答

**Q.**電力システム改革の意義はどこにあるのか？

**A.**電力自由化は、新しいプレイヤーの参入が期待できるという利点がある。ただし、欧米の方法をそのまま導入してもうまくいかないだろう（欧米は国をまたいだ送電網がある）。日本の条件に適した制度を構築する必要がある。

**C.**何が政策目的なのかを考え、その目的に最も適した方法を取る必要があろう。

**A.**法律は細かく見直すことになっているが、一度走り出してしまうと、軌道修正は非常に難しいと思う。現状では、デメリットをいかに小さくするか、という詳細な制度設計ができていない。

**C.**個別のパッチワーク的な規制と電力自由化との両立は難しいか。どの国でも、規制当局の能力不足が露呈している。その中でどうするかを考えていく必要があるだろう（すべてを規制するのか、すべて市場に任せるのか）。

政治のリーダーシップを期待するのはないものねだりだろう。安倍政権は、原子力反対の世論の中で再稼働に進めているだけでも十分役割を果たしていると言えるのではないか。世論が5分5分ならば、政治家は、自身の思う方向に政策を進められる。世論と逆行することを政治家に求めることはできない。政治家が判断できるレベルまで世論を変える努力をして、その上で政治家にリーダーシップを発揮してもらわなければならない。

世論を変える努力をするのは、関係する分野の専門家か。専門家を社会として大切に育てることが大切だ。そして、その分野に対する共通的な認識は全員が共有できる状況にしておく必要がある。

**A.**原子力については、規制委員会がきちんと役割を果たすべきだ。現状は、規制委員会が信用されていないから、誰も信用できない状況になっている。規制委員会は、「規制を満たしたからといって、安全とは言えない」ではなくて、「社会的に許容できるレベルでは安全が確保されている」と述べるべきだ。現在は、規制委員会に物を申す人がおらず、「世論」がすべてを支配している状況になっている。（福島の避難がまだ続いているのは事実なので、仕方がない面もあるが）

**Q.**今年5月には、第42回先進国首脳会議が開かれる。日本は、エネルギーについて、世界に向けてどのようなメッセージを発信すべきだと思うか？

**A.**日本は、これまではアジア経済で中心的な役割を担ってきた。今後、エネルギー需要が増えるのはアジアだ。また、中東の政情が不安定になれば、最も影響を受けるのもアジアだろう。エネルギー安全保障や温暖化について、アジアで協力して取り組む仕組みを作りたい、というメ

ッセージを出すことが大切なのではないか。例えば原子力については、今後、中国やインドで原子力発電所が増えていくが、その安全確保や事故時の協力メカニズムなど、日本が果たせる役割は大きい。石油に関しては、備蓄メカニズムをアジアに広めることができるだろう。

カギとなるのは中国だろう。昨年6月のボアオ・アジア・フォーラムでは、中国は、エネルギーのネットワークを作りたいというコンセプトを披露していた（一帯一路構想）。欧米の既存の制度的な枠組みではなく、中国から見てアジアに適した枠組みを作りたいという考えである。

日本がそれにどこまで踏み込むかはともかく、欧米に対して、アジアで協力して取り組んでいくというのは大きなカードになりうるのではないか。

**C.**中国は2016年G20の議長国である。「グローバル・エネルギー・ガバナンス」という話も聞かれる。

**A.**「グローバル・エネルギー・ガバナンス」は、いずれもっと具体的な形で出てくるだろう。日本としては、それに対立する形ではなくて、アジアをうまく巻き込む形で、協力して取り組んでいく必要がある。

**Q.**世界のエネルギー情勢の中で、ロシアはどのように位置づけられるのか？

**A.**欧州は、ロシアとの経済的関係が強いため、直接的な対立はできない。アメリカは、ロシアとはあまり利害関係がない。

日本においては、領土問題、サハリンの資源などもあるので、ロシアとの関係改善はプラスに働く。中国・アメリカとのバランスを見ながら、適度に関係改善をしていく形がいいのではないか。長い目で見れば、ロシアとの関係は大切である。

**Q.**先ほど、中国と協力してはどうかとの話があったが、一方で、配布資料ではシーレーンの安全確保の問題を指摘されている。中国と手が組める点と、組めない点は、どのように考えられるか？

**A.**中国は、一時のような爆発的な成長は止まったとはいえ、今後も経済成長が続いていく。経済力を持つと、政治的影響力も高まっていく。ただ、力を持つと傲慢にもなりがちである（南シナ海埋め立てはやりすぎだと思う）。中国は、国際的なルールを守らないとうまく物事が進まない（世界からあまりにも反発が大きい）ということ、自らが学ばないといけない。中国の経済成長の落ち込みや国内の環境問題等は自省のいい機会になるのではないか。

中国は、様々な取り組みを同時並行で進めているが、すべてがうまくいくかどうかは疑わしい。例えば、原子力発電所の国内・国外建設を進めているが、何か問題があったら国際的信頼が失墜する。日本の立場としては、福島を経験を踏まえて、中国に不足している面を助けつつ、いかに国際ルールの順守に誘導するか、が求められるのではないか。また、日本1国だけの呼びかけでは効果が薄いので、複数の国家で呼びかけていくことも大切だろう。

**Q.**アメリカはシェール革命で内向きになり、中東への関心が減るといった話があったが、実際はど

うなのか？

**A.**内向きになっていると思われる。中東が政情不安定になったとしても、単独での軍事介入はしないと思う。国連軍に一部参加する程度で、リーダーシップも取らないのではないかと。欧州も内向きになっている。今後、この傾向はますます強まるのではないかと。

中国がどこまで関与するかが問題になるが、かつてのアメリカのような警察官的な役割はしないと思われる。

中東において、サウジアラビアとイランがどうリーダーシップを取って、地域を安定化させることができるかがカギとなろう。

**Q.**エネルギーの将来予測をする際は、30年、50年先のことを考えるが、30年前に行った予想的中率はどの程度か？

**A.**1980年代には、化石燃料は今後ローカーボン化が進むだろうと予想されていた。その予想は的中していたし、今後もそうなるのではないかと。ただし、インフラ整備に時間がかかるので、変化はスローペースではある。

エネルギー需要は、省エネルギー等の取り組みもあって、予想より低めの伸びになっている（足りなくなると困るよりは、多めに見積もっておくという考えもあるが）。エネルギー需要の増加抑制には、省エネ分野の技術革新の余地が大きいだろう。

ICT技術がこれほど爆発的に発達・普及するとは思っていなかった。活字を読む機会が減り、映像で情報を得ることが増えているので、難解な話は理解を得づらく、イメージ先行になりやすいのではないかと。また、個人の情報発信が社会的に大きなインパクトを持つようになったので、世論の影響が大きくなるのではないかと。

技術発展にはメリットもあるが、メリットを伸ばすのと同時にデメリットを抑える努力が必要だ。技術発展が先行して、規制が追いついていないのが現状か。

バッテリーの技術革新が進めば、エネルギー市場の将来は大幅に変わると思う。しかし、小さなスペースに電気を大量に蓄えるのは非常に難しい。当面は、大規模な蓄電システム（揚水発電など）と小容量の分散型システムの併用が続くのではないかと。

総括すると、将来予測が困難なのは、技術革新と人間の行動と言える。

## 株式会社 DINS 堺

エネルギー・環境問題への取り組み等の現場を学ぶことを目的として、2015年11月20日、株式会社 DINS 堺（大阪府堺市）において、現地見学会を実施した。

DINS 堺は大栄環境グループの1社として、RAC 事業所とバイオエタノール事業所を持ち、2つの事業を行っている。これらは、大阪府エコタウンプランの事業としても位置づけられている。RAC 事業所では、独自の選別技術により、高品質なリサイクル資源を精製している。バイオエタノール事業所では、木くずを再利用し、バイオエタノールを精製している。

### 1. RAC 事業所

RAC 事業所では、廃棄物を分類し、再利用可能なものを取り出す事業を行っている。このような事業には、行政から許可が必要となり、RAC 事業所では「破碎選別」の許可を得ている。破碎選別では、建築作業や工場などで生じた、様々な物質が混在した廃材を、選別技術を用いることで、廃プラスチック、木くず、廃石膏等、複数の物質へと分類し、リサイクル資源とごみに分類している。



図1 分類された廃材

これらの分類には、人間の手による選別と機械設備による選別という2つの工程がある。

手選別では、まず、破碎機が壊れるような廃材の除去を行い、その後、有価物（価値があるもの、商品として原型をもっているもの等）や再生原料（プラスチック等）を選別している。手選

別は、人の力がその精度を上げ、熟練工の存在が大切となる。

その後、破碎機にかけられた廃材は、合計7つの機械選別工程を経て、図1のように細かく分類される。

分類後は、金属や再生原料等は原料として販売し、可燃物は燃やしたときのカロリーを適切に調節することで、焼却炉などで使われることになる。それ以外の再生不可能な不燃物はごみとして埋め立てることになる。



図2 RAC 事業所の中央制御室で説明を受けている様子

### 質疑応答

**Q.**廃木材の出所はどこか？

**A.**最も多いのは、住宅や建物の解体や建築廃材。その他は工場のペレットなどがある。

**Q.**廃棄物の入荷はコンスタントにあるのか？

**A.**かつては廃材を比較的容易に手に入れることができたが、近年は、木くずが取り合いになっている。震災以降、木くずを発電に用いることが増え、価値が上がったため、企業も木くず等の価値のあるものをより分けて、自社で売却し、その他の使えないごみを廃棄物として捨てる、という取り組みをするようになったためである。DINS 堺の強みは、大栄グループの一員であるため、グループが、木くずだけでなく混合廃棄物という形で収集しており、その中で中間処理を終えた廃棄物が RAC 事業所に送られる点である。

**Q.**リサイクルが良いという声もある一方で、リサイクルに必要なエネルギーを考えると、割が合わないという声も聞かれるが、どうなのか？

A.プラントの電気代、重機の燃料代等かかるエネルギーも大きいため、そのまま捨ててしまうのが廃材処理としては最もコストが低い。ただし、それだと処分場がすぐに埋まってしまい、処分場を新たに作るためのコストが非常に大きくかかる。それを考えると、多少のコストはかかっても、リサイクルが必要となる。そのため、行政から補助金も出ている。

## 2. バイオエタノール事業所

バイオエタノール事業所では、主に廃木材（他には廃ジュースや廃油、廃棄されるお酒など）からバイオエタノールの精製を行っている。作られたバイオエタノールはガソリンに混合して用いることができ、また、処理過程で生じる残さ（リグニン：図4参照）はバイオマス燃料として出荷されている。

図3に示すように、バイオエタノール事業所には、原料である廃木材が集められる。廃木材には、バイオエタノール化に適さない木材（ペンキが塗ってある、防腐処理が施されている等）が含まれている。こうした木材は、分別し、ボイラー燃料として用いることで、工程中の熱として利用している。



図3 処理前の廃木材

エタノール原料用に分別された木材は、破碎機により、細かいチップにする。これにより、加水分解を行いやすくしている。加水分解・糖液回収設備では、硫酸を用いることにより、木材チップを糖と残さ（リグニン）へと分解する。この糖がエタノールの原料となる。

回収された糖液は、遺伝子組換え菌「KO11」を加えることにより発酵する。「KO11」は、こ

れまで難しいとされてきた C5 糖の発酵を可能にした。この工程で、糖液はエタノールが含まれる発酵液に変わっている。

最後に、発酵液を濃縮、蒸留、脱水することにより、純度 99.8%以上のエタノールが抽出される。



図4 各工程における内容物の変容



図5 木材破碎施設周辺で説明を受けている様子

## 質疑応答

**Q.** バイオエタノールに適しているかどうかの判断はどのようにしているのか？

**A.** 例えば、腐っている木は発酵しないため、バイオエタノール化に適さないなど、適している木材、適さない木材は存在する。しかし、契約において、廃棄物の処理の方法まで決めて、委託されているため、その分別はしていない。分別で行っているのは、ペンキがついていたり、防腐処理が施されていたりする木材を取り除く作業である。

**Q.** 防腐処理している木材はどのように処理するのか？

**A.** 防腐処理されていると発酵工程において発酵菌を殺してしまうため、エタノール用ではなくボイラー用に分別される。

**Q.** 防腐処理された木材を燃やすのも環境に良くない、という話も聞くが。

**A.** 有害物質は少量であるため、環境測定を行い、基準値以下であることを確認し、燃やしている。

**Q.** バイオエタノールは飲用可能なのか？

**A.** 廃棄物から作られていること、遺伝子組換え菌で発酵させていることから、飲料としては取り扱わない。また、エタノールには酒税がかかるため、一般向けに販売しようとする、非常に高い価格になってしまう。そのため、一般向けには販売しておらず、事業者には燃料用利用という形で販売・出荷している。