

世界の電力事情…日本への教訓



RI 電力中央研究所

<http://cripi.denken.or.jp/>

CONTENTS

- 03 【欧州編】** 欧州における自由化・制度改革の概観
自由化は必ずしも電気料金の低下を意味しない
東京工業大学 教授(元電力中央研究所社会経済研究所 上席研究員) 後藤 美香
-
- 07 【英国編】** 自由化・制度改革で先行した英国が抱える課題
低炭素化と安定供給確保のため、市場メカニズムを修正
電力中央研究所 社会経済研究所 上席研究員 丸山 真弘
-
- 11 【フランス編】** 全面自由化後も国の関与が強く残るフランス
規制料金の存続が競争の進展阻む
電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員 佐藤 佳邦
電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員 澤部 まどか
-
- 15 【ドイツ編】** 電力自由化と再エネ急拡大がもたらしたものの
日本はドイツの教訓を活かした議論を
電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員 古澤 健
電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員 澤部 まどか
-
- 19 【北欧編】** 北欧4カ国が一体となって自由化を推進
北欧の全需要家が単一市場から電力購入へ
電力中央研究所 企画グループ 上席 蟻生 俊夫
-
- 23 【南欧編】** 輸入資源に頼るスペイン、イタリア
電気料金の水準は燃料価格とFITなどに依存
電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員 筒井 美樹
-
- 27 【米国編】** 米国の「発送電分離」が示唆する日本への教訓
発電と送電の連携に課題…安定供給に不安も
電力中央研究所 社会経済研究所 上席研究員 服部 徹
-
- 31 【米国カリフォルニア州・テキサス州編】** 米カリフォルニア州・テキサス州における供給力確保
難しい制度設計…供給力の過不足懸念に直面
電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員 山口 順之
-
- 35 【米国北東部編】** 電力市場の整備が進んだ米国北東部
市場運営者と事業者に求められる新たな対応
電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員 遠藤 操
電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員 井上 智弘
-
- 39 【オセアニア編】** 電力小売事業者の変更率が高い豪州とNZ
電気料金の平均水準に低下傾向は見られず
電力中央研究所 社会経済研究所 上席研究員 岡田 健司
電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員 後藤 久典
-
- 43 【韓国編】** 供給力不足の背景に安い料金に基づく需要増
電気からガスへの転換やネガワット活用進める
電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員 筒井 美樹
電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員 古澤 健
-
- 47 【総集編】** わが国の電力システム改革に求められるもの
エネルギー政策との整合性と慎重かつ柔軟な対応
電力中央研究所 社会経済研究所 上席研究員 服部 徹

巻 頭 言

電力の小売りを全面自由化したら、電気料金は安くなるのか。発送電分離が実施された後の電力市場はどうなるのか。こうした疑問を解くヒントは、日本より先に電力市場改革に取り組んでいる海外の国々にあるのではないかと。そして、海外の実施例から日本の電力システム改革への教訓を描き出すことができるのではないかと。

このような思いから、弊誌連載「世界の電力事情…日本への教訓」（2013年11月号～14年10月号）は始まりました。ご多用にもかかわらず原稿執筆を引き受けてくださったのは、電力中央研究所社会経済研究所の総勢13名の研究員の方々でした。1年間（12回）にわたり、欧州編、英国編、フランス編、ドイツ編、北欧編、南欧編、米国編、米国個別地域編①（カリフォルニア州・テキサス州）、米国個別地域編②（米国北東部）、オセアニア編、韓国編、総集編という形で図表を交えながら分かりやすくまとめていただきました。この場を借りまして、改めてお礼を申し上げたいと思います。

1990年代に入ってから電力自由化が進展した米国では、発電と送電の連携に課題があり、電力の安定供給に不安も生じています。電力市場改革から20年が経過した英国では、市場メカニズムの中で必要な火力電源への投資がなされず、供給力に不安を抱えるとともに、小売市場や卸電力市場で6大事業者の寡占化が進み、電気料金などで様々な課題が生じています。フランスでは全面自由化も国の関与が強く、規制料金を残したことが競争の進展を阻んでいます。ドイツは再生可能エネルギーの導入促進と電力市場自由化の狭間で、卸電力市場などに様々な課題が生じています。

電力改革の“先輩たち”が直面する課題を浮き彫りにしたことが、日本の電力システム改革に少しでも役立てば、これほどうれしいことはありません。

研究員の方々の“汗の結晶”を、最新の情報も新たに盛り込みつつ、もっと読みやすい形にまとめようということで、12回連載を1冊の冊子にまとめました。この冊子が多くの方々の手が届き、電力システム改革について考えるきっかけになれば幸いです。

2014年11月

「月刊ビジネスアイ エネコ」編集長 本田 賢一



欧州における自由化・制度改革の概観 自由化は必ずしも電気料金の低下を意味しない

東京工業大学 教授（元電力中央研究所社会経済研究所 上席研究員） 後藤 美香

2013年2月にまとめられた電力システム改革専門委員会の報告書を受け、13年11月には改正電気事業法の第一弾が、14年6月には第二弾がそれぞれ成立した。改正法の第一弾では、全国規模で電力の需給調整を行う「広域的運営推進機関」の設立が決まり、15年4月の運用開始を目指し、運用のためのシステム構築が進められている。一方、第二弾の改正法では、電気事業者を発電、送配電、小売の三つに大別するライセンス制の導入と、家庭用需要家を含む小売の全面自由化の実施が定められた。14年秋の時点では、小売全面自由化に向けた詳細な制度設計と、制度改革の第三段階として予定されている、送配電部門の法的分離に関する議論が制度設計WGにおいて進められている。

そこで本連載の第1回では、わが国の電気事業制度改革でしばしば議

論の参考とされる欧州について、自由化や制度改革の背景と現状について見ていこう。

自由化の流れと送電部門アンバンドリング

欧州では1990年代半ば以降、欧州連合（EU）の政策執行機関である欧州委員会の政策提言に基づき、3度のエネルギーパッケージ（閣僚理事会と欧州議会により承認されたEU法としての指令と規則）に基づくエネルギー市場改革が実施されてきた。エネルギー市場改革の目標は、国境をまたいだ欧州単一エネルギー市場の構築、競争の促進、効率化の促進、供給保障の増大である（図1）。

1996年の電力自由化指令では、小売市場について、加盟国は2003年3月までに市場の1/3を自由化しなくてはならないとされた。また、送電部門のアンバンドリング（分離）

については、会計分離（部門別の会計）と機能分離が求められた。このような送電部門のアンバンドリングの背景には、発電と小売供給には競争の導入により費用低下が期待されるとする一方で、送配電ネットワーク部門については引き続き規制下に置いて効率化を図るべきだという考えがある。そのため、競争部門（発電と小売供給）と規制部門（送配電ネットワーク部門）が一体化している既存事業者の存在は、競争を阻害するとの懸念があった。

2003年の第2次自由化指令では、小売市場に2段階の目標が設定され、まず04年7月までに家庭用以外の自由化を行い、その後07年7月までに家庭用も含めた全面自由化を実施することが決められた。また、送電部門のアンバンドリングについては、TSO（Transmission System Operator＝送電系統運用者）を垂直統合型事業者（発電、送配電、小売りの全部門を有する事業者）とは別の法人とする法的分離の実施が求められた。なお、配電部門については、第2次パッケージ以降、法的分離が求められている。

2009年の第3次自由化指令では、送電部門のさらなるアンバンドリングが焦点となった。欧州委員会は、送電部門の所有権を第3者に売却する所有権分離が好ましいとし、

図1 欧州における自由化の流れ

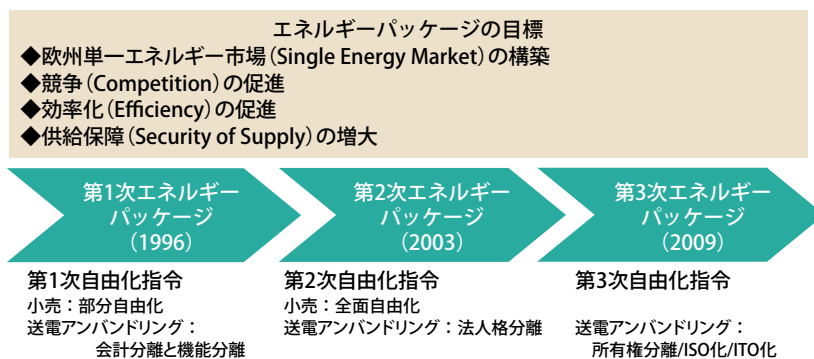


図2 送電部門のアンバンドリングの形態

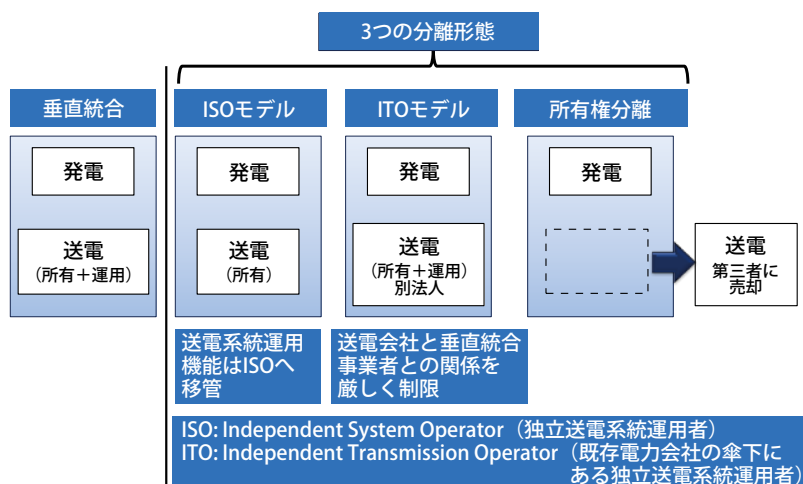


表1 欧州各国における送電のアンバンドリング形態の一例

欧州主要国の事業者の発送電分離の形態			
所有権分離		法的分離	
国	送電事業者名	国	送電事業者名
イギリス(E&W)	National Grid	フランス	RTE
ドイツ	50Hertz、TenneT	ドイツ	Amprion、TransnetBW
イタリア	Terna	オーストリア	APG
スペイン	REE	ギリシャ	IPTO
スウェーデン	Svenska Kraftnät	ハンガリー	MAVIR

(注) イギリスの(E&W)はイングランド・ウェールズ地方を指す

送電システムの運用のみを切り離すISO (Independent System Operator) 化を次善の策としていたが、その後の閣僚理事会での調整により、法的分離をした上で、送電会社と垂直統合事業者との関係をより厳しく制限するITO (Independent Transmission Operator)も選択肢になった。図2は、そのような分離形態について発電と送電にのみ着目して整理したものである。現在のところ、ISOを選択する国はほとんどない。イギリス(イングランド・ウェールズ)や北欧地域などが実施している所有権分離と、ドイツの一部やフランスが実施してい

るITOが主流になっている(表1)。

発電部門と卸電力市場

一方、発電部門が自由化されて競争が導入されても、市場での電力取引が活発化しなければ、競争は有効に機能しないと主張が、各国の規制当局や欧州委員会などによりなされてきた。そのため、市場参加者が自由に電力の売買を行うことができる場としての卸電力取引市場が、国や地域単位で整備されてきた。

卸電力の取引形態は、卸電力取引所での取引と取引所外での取引の2つに大きく分類することができる。

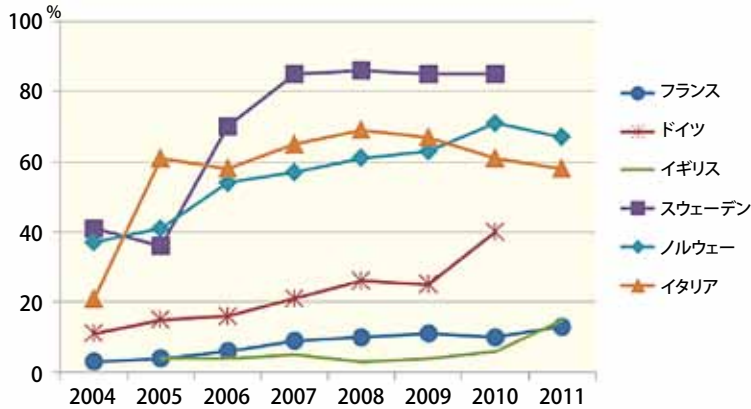
前者では、主に前日や当日のスポット取引や先物取引が行われている。後者では、より長期の取引も含む相対契約取引や、仲介業者を通じた相対取引を端末画面を通じて行う店頭取引が行われている。欧州の主な電力取引所には、ドイツ・オーストリア・フランスのEPEX Spot、北欧地域のNord Pool、イギリスのAPX Power UKやN2EXなどがある。EUは、欧州単一エネルギー市場を2014年までに形成するという目標を示しており、取引所の地域的な統合も進められている。

卸電力取引所での前日スポット取引は、透明な価格指標の発信という役割を担っているため、流動性の動向は自由化の進展の1つの指標として規制当局により注目されてきた。多くの国で依然、相対契約取引が主流となっているが、制度的な工夫や規制による働きかけなどにより、最近では取引所での取引量が増加してきている。図3(次頁)は、電力需要量に対する卸電力取引所での取引量の比率(%)について、2004~11年の主要国の動向を示したものである。例えばドイツでは、04年の11%から10年には40%に上昇している。

スポット取引量の増加の背景には、再生可能エネルギー(再エネ)の増加も関連している。ドイツでは、わが国でも2012年から導入されている再エネ普及支援策の固定価格買い取り制度が早い段階から導入され、風力や太陽光による発電が飛躍的に増加した。それらは卸電力取引所(EPEX Spot)の取引量増加に貢献



図3 需要量に対する卸電力取引所での前日スポットシェア(%)の推移



出所：ACER (2012) を元に作成
 (注) ドイツとスウェーデンは2010年まで

表2 欧州における家庭用需要家の料金規制の状況と年間供給者変更率 (2011年時点)

国	規制された家庭用料金の有無とそのシェア(%, 需要家数)	供給事業者変更率(%, 需要家数)
オーストリア	×	1.5
ベルギー	○	7.7
ブルガリア	○	100
キプロス	○	100
チェコ共和国	×	7.5
デンマーク	○	85
エストニア	○	100
フィンランド	×	7.9
フランス	○	94
ドイツ	×	7.8
イギリスおよび北アイルランド	×	15.45
	○	8.0
ギリシャ	○	98.7
ハンガリー	○	99.6
アイルランド	× (2011年4月まで○)	63.3
イタリア	○	83.3
ラトビア	○	97.3
リトアニア	○	100
ルクセンブルク	×	0.23
マルタ	○	100
ノルウェー	×	11.3
ポーランド	○	99.9
ポルトガル	○	94.5
ルーマニア	○	100
スロバキア共和国	○	100
スロベニア	×	4.22
スペイン	○	74.4
スウェーデン	×	10.2
オランダ	×	9.74

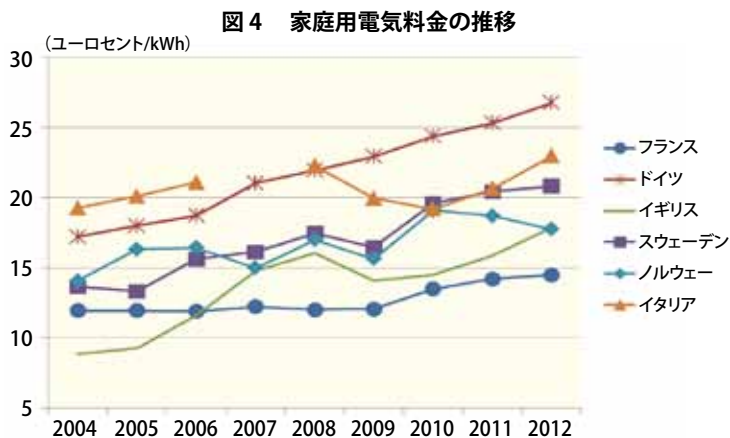
出所：CEER (2013)

している。Eurostatのデータによれば、EU27カ国の合計で見ても再エネの増加傾向は明らかであり、08～11年の間に、従来火力の発電量が6.2%減少する一方で、風力は21.9%の増加、太陽光は459.9%の増加となっている。

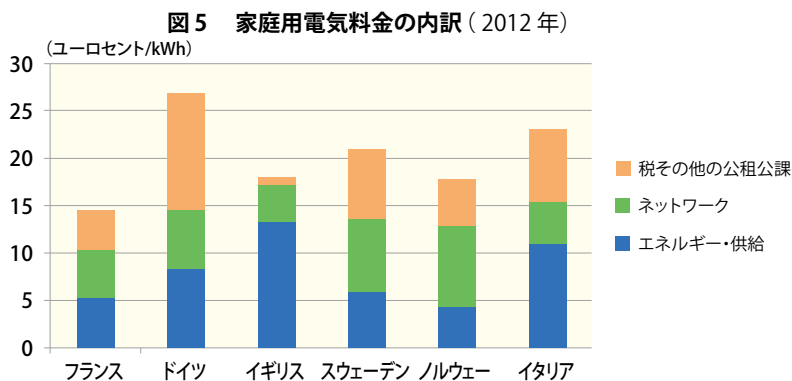
このような増加傾向は今後も続くことが予想されており、そのための送電線投資や普及支援策のための費用負担が課題となってきている。欧州の送電系統運用者の団体であるENTSO-Eの試算によれば、欧州での市場統合のために今後必要とされる超高压送電線の8割は直接ないし間接的に再エネの普及に起因したものである。またその更新・建設の規模は52,300kmに及び、1,040億ユーロ(1ユーロ130円換算でおよそ13兆5,000億円)の資金が必要になるとしている。このような送電線建設のためには資金問題に加え、地元住民の合意や環境問題もあり、計画通りには進んでいないのが現状である。

小売供給市場

小売供給については、既述のように原則として2007年7月までに家庭用までの小売の全面自由化が欧州で実施されている。しかし、実際には表2に示すとおり、家庭用には規制料金が残されている国が多く、11年時点でEU27カ国とノルウェーのうち、50%以上の家庭用需要家(口数)が規制料金による供給を受けている。国別にみると、家庭用需要家の大部分が規制料金により供給を受けている国もあり、例えばフランスでは、11年時点で94%の需要



出所：Eurostat を元に作成
 (注) 年間消費量 2,500～5,000kWh、ただし 2006 年以前は 3,500kWh (内夜間 1,300kWh) のモデル需要家。数値には全ての税その他の公租公課を含む
 (注) イタリアの 2007 年は欠損値



出所：Eurostat を元に作成

家が規制料金で電力の供給を受けている。一方、家庭用以外の需要家(電力消費量)では、EU27カ国とノルウェーでこの比率は14%であるが、国によって大きなばらつきがある。

小売供給市場の競争を評価するための指標にはさまざまなものがあるが、料金水準と供給者変更率がよく用いられている。ACER(欧州各国のエネルギー規制当局の協調を目的としたEUの機関)の最近の評価では、自由化以降も欧州各国間の電気料金格差は縮小しておらず、規制料金の有無にかかわらず料金水準は上昇傾向にあるとされ(図4)、さらに家庭用の供給者変更率

も低水準にあるとされる。ただし年間供給者変更率については、市場が十分に競争的で需要家が現在の状況に満足していれば変更率は低くなるため、変更率が高いほうが競争的な市場と一概には言えない点にも注意が必要である。

また、料金水準を決める要因には各国の電源構成の違いや燃料価格の変動、規制されたネットワーク料金や、税その他の公租公課などの影響があるため、単純な比較はできない。多くの国で、上昇傾向の主な要因は公租公課の増加であり、特に再エネ支援費用は大きな要因となっている。電気料金に含まれる公租公課の

比率が大きいドイツでは家庭用需要家の電気料金のおよそ45%が公租公課である(図5)。

以上のように、欧州では1996年の第1次自由化指令以降、送電部門のアンバンドリング、発電・小売供給市場への競争導入と卸電力市場の整備など、電力市場の制度改革が時間をかけて段階的に行われてきた。このうち卸電力市場については、流動性の増加など一定の成果が見られるものの、単一市場に向けた市場統合は発展段階にあり、目標とされた2014年までの統合はかなりの遅れが予想されている。また再エネ普及に伴う送電線投資の問題や、小売供給市場の競争状況のばらつきなど今後の課題も多い。もちろん、市場改革による新たなシステムの導入には時間も費用もかかり、新しい制度を導入してもそれらがすぐにうまく機能するわけではないため、欧州における電力自由化政策の確定的な評価は時期尚早と言える。ただ、自由化は市場原理に基づく価格設定を指向するものではあるが、電気料金を構成する要素は多岐にわたり、自由化が必ずしも電気料金の低下を意味するものではないという点は、これまでの欧州の経験から示されている。■

参考文献

CEER (2013), 2012 Annual Report of the Council of European Energy Regulators.
 ACER (2012), ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2011.



自由化・制度改革で先行した英国が抱える課題 低炭素化と安定供給確保のため、市場メカニズムを修正

電力中央研究所 社会経済研究所 上席研究員 丸山 真弘

小売自由化や発送電分離といった電力の制度改革議論において、英国は常に先行事例の一つであった。大陸欧州や米国において各種の制度改革が開始されるのに先立ち、英国では1990年代には小売全面自由化や送電部門の所有権分離が実施された。単純に比較するならば、英国の状況は日本から20年以上先行したものと見える(表)。そこで今回は、英国における制度改革の歴史や現状

と課題、さらに課題への対応のために現在進行しているさらなる改革の動きについて概観する^{*}。

制度改革前の状況

制度改革前の英国では国有事業者による垂直統合体制が採られていた。イングランド・ウェールズ地域では中央発電局(Central Electricity Generating Board: CEGB)が発電と送電を、12の地区配電局(Regional

Electricity Boards)が配電と小売供給を担当していた。一方、スコットランド地域では、北部を北スコットランド水力電力局(North of Scotland Hydro Electricity Board: NSHEB)が、南部を南スコットランド電気局(South of Scotland Electricity Board: SSEB)が、それぞれ発電から小売供給まで一貫して担当していた。

1947年に実施された電力国有化は、戦後復興に必要な電源や電力系統を開発するための資金調達を容易にするという目的を持っていた。しかし、1960年代以降、政治介入や非効率性の増大といった、国有企業体制にありがちな問題が指摘されるようになった。改革を行おうとする動きもあったものの、実際の改革は英国経済の競争力強化を公約とし、多くの国有企業の民営化を実施したサッチャー政権の登場を待たなければならなかった。

1987年6月の総選挙に大勝したサッチャー政権は、1988年11月に電力民営化法案を議会に提出した。成立した電力法は1990年3月31日に施行され、国有事業者の民営化が実施されるとともに、電力事業に競争が導入されることになった。

表 英国の電力制度改革年表

年	事 項
1947	電力国有化実施
1983	エネルギー法施行 (国有事業者に対する送配電網の開放と電力買取に関する努力義務)
1987	イギリス総選挙(電力民営化を公約としたサッチャー保守党が大勝)
1990	電気法施行 (国有事業者の分割・民営化、発電部門の全面自由化、送配電網のコモンキャリア化)
1993	国内炭保護政策撤廃
1994	小売自由化範囲拡大(100kW超需要家)
1995	National Grid上場、配電会社などの黄金株制度撤廃(買収自由化)
1996	原子力保護政策撤廃
1999	小売全面自由化(1999年までに順次実施)
2000	公益事業法施行
2001	配電会社の配電部門と営業部門の法的分離(別法人化)
2008	気候変動対策法施行 (2050年までに温室効果ガス排出量を1990年比80%減とすることを法制化)
2010	OfgemとDECC/財務省が市場改革の必要性についての検討を実施
2012	EMRのための改正法案が議会に提出される
2013	EMR関連法案成立
2014	Hinkley Point C 原子力発電所に対する支援策について欧州委員会が国家補助ルールとの整合性ありと判断

^{*}なお、以下では北アイルランド地域を除くグレート・ブリテン地域(イングランド・ウェールズ・スコットランド)を検討の対象としている。

制度改革：民営化と発送電分離

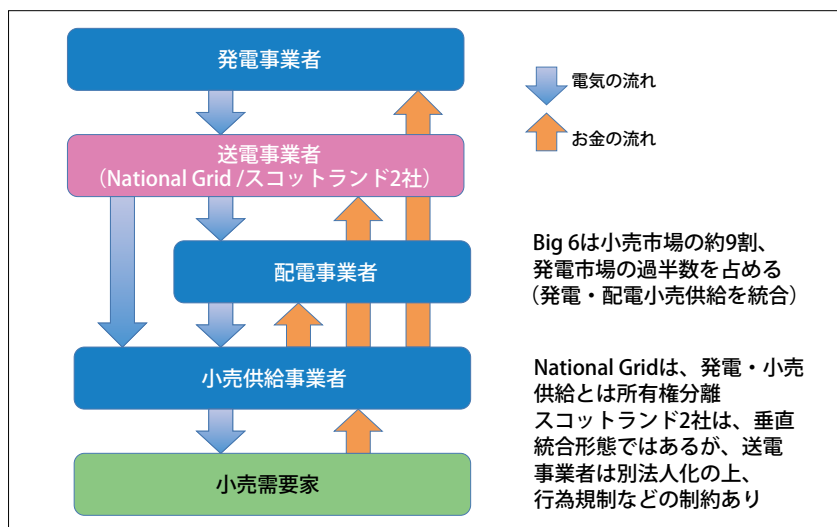
イングランド・ウェールズでは、CEGBが3つの発電事業者 (National Power : NP、PowerGen : PG、Nuclear Electric : NE)と送電事業者のNational Grid (NGC) に分割され、株式会社化された。12の地域配電局はそのまま株式会社化され、12の地域配電事業者 (Regional Electric Companies : RECs) になった。

一方、スコットランドでは、北部のNSHEBと南部のSSEBがそれぞれ株式会社化され、垂直統合事業者であるScottish Hydro Electric (SHE)とScottish Power (SP) となった。SSEBが所有していた原子力発電所については、国有会社のScottish Nuclear (SN)に移管された。

これら株式会社の株式は、1990年11月(RECs)から1995年3月(NPとPG)にかけて順次公開され、証券取引所に上場された。当初はRECsに割り当てられていたNGC株式も1995年には公開され、RECsは保有していたNGC株式を市場に売却した。これにより、NGCの所有権分離が実現した。

上場当初は、政府による黄金株(株主総会で重要議案を否決できる権利を与えられた特別な種類の株)の制度が導入されていたが、サッチャー政権の下で同様に民営化された空港運営会社BAAに対する黄金株の制度が、2003年に欧州司法裁判所で違

図1 英国の電気事業体制



法と判断されたことを受け、これらの会社の黄金株については2005年をもって償却(廃止)された。原子力事業については1995年に民営化方針が示され、1996年4月に民間会社としてのBritish Energy (BE)が設立された。

民営化された事業者が上場した時期は、小売自由化の範囲が拡大するとともに、国内炭や原子力への保護が撤廃され、競争が激化した時代にあたる。黄金株の廃止により事業者の買収が自由化されたのを受け、12の地域配電事業者は全て発電事業者や欧米の電気事業者に買収された。さらに、欧州大での事業統合の動きや米国事業者の国内回帰の動きを受け、現在では、発電・小売事業者は、RWE npower(独)、E.ON UK(独)、EDF Energy(仏)、Scottish Power(スペイン)、SSE(英)、Centrica(英)の6大グループ (Big 6) に統合されて

いる。Big 6は小売市場で9割以上の、発電市場でも過半数のシェアを占めている。

一方、送電部門では、2002年にNGCとガスパイプライン事業者のTranscoが合併し、電力・ガスの双方のネットワークの運営主体が統合された。現在では、持ち株会社であるNational Gridの傘下に、送電会社のNational Grid Transmission (NGT)と、ガスパイプライン会社のNational Grid Gas (NGG)、フランスとの直流連系線を伝送事業者と共同所有する連系線会社National Grid Interconnector (NGIL)がある(図1)。

規制機関と規制の内容

電気事業を管轄する政府機関は、エネルギー・気候変動省(Department of Energy and Climate Change : DECC)である。同省は2008年10月、ビジネス・企業・規制改革省(Depart



ment for Business, Enterprise and Regulatory Reform) のエネルギー部門と、環境・食料・農村地域省(Department for Environment, Food and Rural Affairs) の地球環境部門が統合して誕生した。

一方、事業規制については独立規制機関であるガス・電力市場委員会(Gas and Electricity Markets Authority: GEMA) が権限を持っている。ガス・電力市場局(Office of Gas and Electricity Markets: Ofgem)は、GEMA の執行機関である。

事業に対する許可は、ライセンスの付与または免除という形で与えられる。ライセンスは、発電・送電・連系・配電・供給の5つが存在する。ライセンス付与の際は、全てのライセンス所有者に共通に課される標準ライセンス条件に加え、個別の条件を課することができる。

低炭素化に向けた対応と電力の安定供給への懸念

英国では、2008年の気候変動対策法により、2050年までに温室効果ガスの排出量を1990年比で80%削減するという目標を法制化している。温室効果ガスの最大の排出源である電力部門には、原子力、再生可能エネルギー、二酸化炭素(CO₂)の回収・貯留(Carbon Capture and Store: CCS)などの方策を活用することで脱炭素化を実現することが求められている。2010年12月の炭素削減計画は、2030年に温室効果ガスの発生量を

1990年比60%削減するという目標を示したが、そのためには原子力、再生可能エネルギー、CCS付きの火力などの電源を30GW新設し、発電電力量に占めるこれら低炭素電源由来の電力の比率を97%とすることが必要とされた。再生可能エネルギーに対する支援策としては、2002年よりRenewable Obligation (RO) と呼ばれるRPSに類似した制度が導入されてきたのに加え、2010年からは、小規模電源を対象に固定価格買い取り制度(FIT)が導入された。しかし、ドイツなどに比べると再生可能エネルギーの導入率はそれほど高くはなかった。

一方、EUの環境規制の強化を受け、既存の火力発電所が閉鎖されるのに加え、2023年までにはSizewell B原子力発電所を除く全ての既存原子力発電所の閉鎖が予定されており、結果として既存電源の約2割にあたる19GWが閉鎖されることになっている。また、風力発電のような間欠性のある電源が大量に導入された場合、これらの電源の出力変動を補う調整力の不足などにより、供給信頼度の低下につながるおそれがある。環境規制対応のためのコストアップに加え、バックアップ目的のため稼働率が低くならざるを得ない火力発電所を誰が建設するのかということが大きな問題となっている。

市場改革の提案

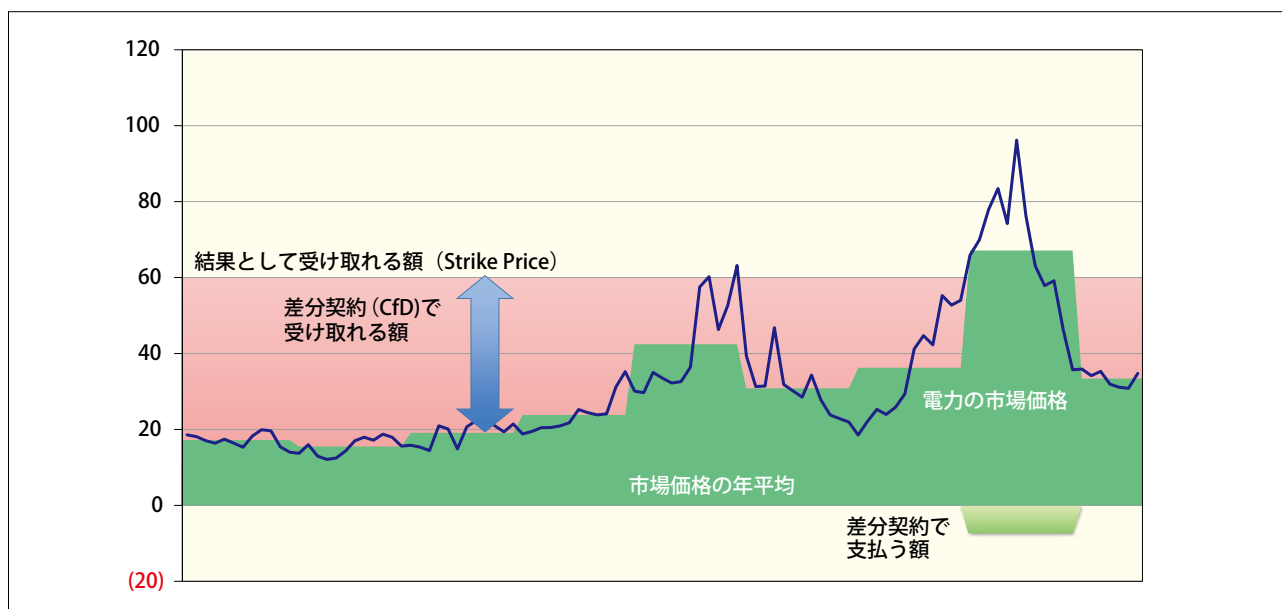
DECCは、市場メカニズムを前提としたこれまでの事業制度の下では電

源建設のための投資を呼び込むことはできないとして、2012年に市場改革(Electricity Market Reform: EMR)のための法案を議会に提出した。法案では、①市場メカニズムとの整合性を保ちつつ、低炭素電源への投資支援を図るための差分契約型FIT(FIT-CfD: 図2) ②供給力確保のための発電容量市場③炭素価格の下支えのための下限価格④電源の低炭素化促進のための火力発電所のCO₂排出基準—の導入などが規定されている。

FIT-CfDは、原子力を含む低炭素電源の投資回収に必要な予想価格(Strike Price)と卸電力市場での市場価格との差を発電事業者に提供する制度であり、対象となる低炭素電源を卸電力市場での取引に含めつつ、発電事業者の投資リスクを回避することを目的としている。原子力発電所も対象となっており、2013年10月には、EDF Energyが計画しているHinkley Point C原子力発電所での160万kW×2の発電所増設計画に対するStrike Priceが89.5ポンド/MWhとされ、35年間の契約がDECCとの間で合意された。欧州委員会は2014年8月までに合意の大枠は、EUの国家補助ルールと整合的であることを確認した。

一方、発電容量市場については、政府が電力の安定供給に必要な発電容量を決定し、送電事業者であるNational Gridが競売の主体となって実施される。落札した発電事業者は、発電容量(kW)に対する支払いを受

図2 FIT-Cfdの概要



ける代わりに、それに見合った電力の供給が義務付けられる。最初の入札は2014年に予定されているが、そもそも需要曲線をどのように設定するかなど、詳細設計において残された課題も多い。

Big 6を巡る課題

英国の小売市場はその9割以上がBig 6と呼ばれる事業者によって支配された状態にある。2013年10月になって、Big 6は物価上昇分の転嫁を理由として、相次いで電気料金の引き上げを発表しているが、価格の引き上げ率が物価上昇率を上回るものになっているとして政府からも批判の声が出ている。Ofgemは、小売事業者が需要家に提供するメニューの数を制限し、個々の需要家にとって最も安価なメニューを提示する義務を事業者

に課すといった小売市場制度改革の提案を2012年10月に行ったが、これについては事業者の反発が強い。このような中、2014年には、Ofgemに加え、競争当局である競争市場局(Competition and Markets Authority: CMA)」が、Big6の寡占化に関する調査を開始した。

一方、卸売市場についてもBig 6による寡占化が市場の流動性を損ねているとして、前日市場や先渡し市場への一定量の売却をBig 6に強制するという提案がOfgemにより行われている。

まとめ

英国では、卸市場と小売市場の全面的な自由化を通じ、旧式の石炭火力など非効率な発電設備が閉鎖され、過度に余裕のあった電源のシェイプアップが行われた。しかし、制

度改革から20年が経過した今、再生可能エネルギーの大量導入という動きの中で、必要とされる火力電源に対する投資がなされないといった問題が現実のものとなっている。

EMRは、このような状況の中、市場メカニズムを一部修正しつつ、投資に対するリスクを軽減するための制度的担保を図ろうとするものである。また、小売全面自由化の中で生まれたBig 6による寡占構造への対応についても、市場と規制の観点から議論が続いている。

これらの点は、英国の20年後を追う形の日本でも参考になるといえる。ただし、供給力が不足している中、再生可能エネルギーの大量導入を図るという点では、日本の現状は既に英国の状況に近いものとなっている。そのことには注意する必要がある。E



全面自由化後も国の関与が強く残るフランス 規制料金の存続が競争の進展阻む

電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員 佐藤 佳邦
電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員 澤部 まどか

これまで、EU（欧州連合）と英国の電気事業の現状を紹介した。以下では、日本と同様、天然資源に乏しく、原子力発電を積極的に推進してきた、フランスを紹介する。

フランスの電気事業体制の概要

フランスでは第二次大戦後、50年以上の長きに渡り、国有会社のフランス電力（EDF）が、発電から小売りまでを手がける垂直統合企業として、電気を独占的に供給してきた。北海油田を有していた英国や、豊富な石炭資源を有するドイツなどと異なり、フランスは天然資源に乏しいため、原子力を積極的に推進してきた。その結果、フランスは現在、発電電力量の約8割を原子力発電に依存している（図1）。そのため、2000年代後

半に化石燃料価格が上昇し、多数の欧州諸国が電気料金高騰を経験するなか、フランスは比較的安定した水準を実現している（図2）。ただし、後述するように、最近では、再生可能エネルギー（再エネ）普及のための費用が電気料金の上昇を招いている。

長年、EDFが独占的に電気を供給してきたフランスでも、2000年代に欧州大で進められた電力自由化の流れの中で、徐々に民営化・競争導入が進められている⁽¹⁾。まず、長らく国有会社だったEDFに関しては、労働組合などによる激しい抵抗があったものの、2005年10月にフランス政府が株式の一部を市場に売却することで、部分的な民営化が実施された。ただし、現在でもフランス政府が発行済み株式の8割以上を保有しており（図3）、政府の強い影響

力の下にあることには変わりがない。

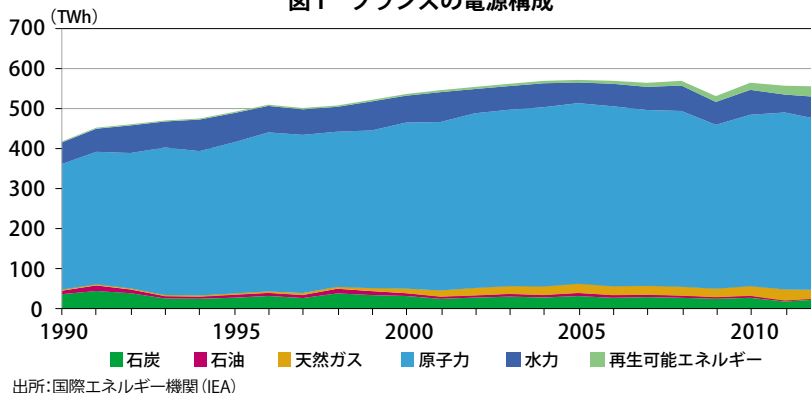
また、EU指令に従い、2000年に大口需要家向けの小売自由化を実施し、新規参入者による電気供給が認められた。2007年7月には自由化範囲が家庭用を含む全需要家へと拡大され、全面自由化された。さらに、送配電線利用の中立性を高めるため、従来、垂直統合企業であったEDFについて、その送電部門が2005年に、配電部門が2008年に、それぞれ別法人化された。

家庭用小売自由化の現状と規制料金の存続が抱える問題

前述のように、フランスは2000年に小売りの部分自由化を開始した。250kW以上で受電する大規模産業用需要家に絞ってみると、EDFの規制料金メニューから新規参入者の自由化された料金メニューへの切り替えが、販売電力量ベースですですに3割を超えている。また、EDF自身が提供する自由化料金のシェアも3割程度に達し、競争が進展しているように見える。しかし、より小規模の需要家、とりわけ家庭用向けの競争については、以下で見るような課題が指摘されている。

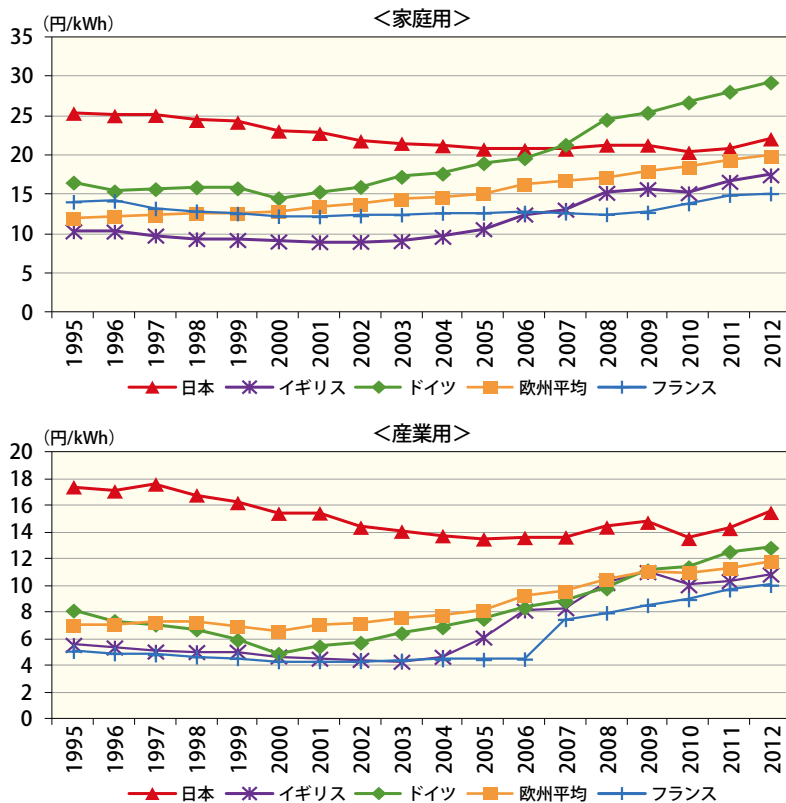
フランスは、EU指令が定めた期限に従い、2007年7月に小売自由

図1 フランスの電源構成



(1) EUレベルでの自由化政策については、【欧州編】を参照。

図2 各国の電気料金(2011年為替換算, 名目値)

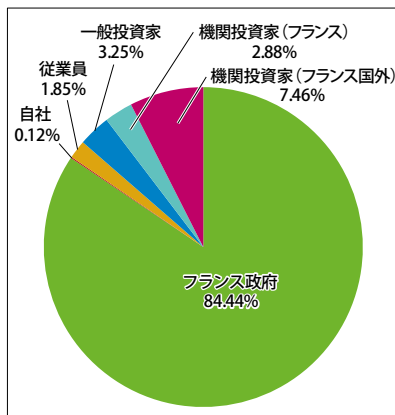


出所：国際エネルギー機関 (IEA) のデータから作成
 ※為替レート79.81円/USドル。2007年に産業用のフランスの電気料金が上昇しているのは、この年からデータの集計方法が変更したため。

化範囲を家庭用需要家まで拡大した。現在、家庭用市場には、EDFのほかにも新規事業者6社が参入し、料

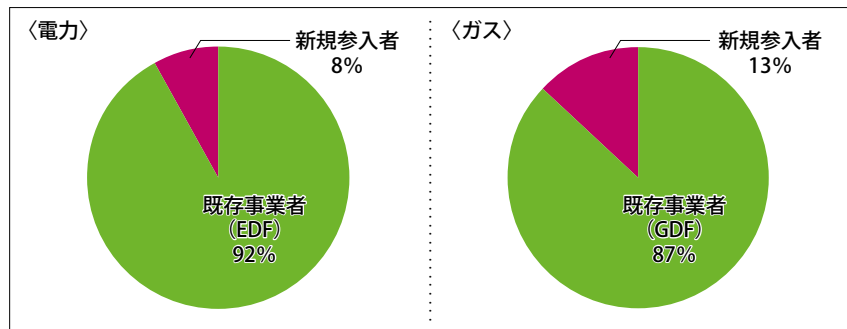
金規制のない自由化料金メニューで電気を供給している。ただ、現状ではその数や規模が十分ではないため、フランス政府は、規制料金メ

図3 EDFの株主構成(2012年)



出所：EDF社ウェブサイト

図4 フランスの家庭用電力・ガス小売市場のシェア



出所：フランスエネルギー規制委員会 (CRE) (2013)

ニューでの供給をEDFに義務付けている⁽²⁾。ところが、全面自由化から6年あまり経った2013年9月末現在、新規参入者へ切り替えた需要家は8%程度に留まっている(図4)。新規参入者へ切り替えた家庭用需要家の多くは、電力市場に相互参入したかつての国有ガス会社、GDFスエズと契約している。したがって、それ以外の事業者の新規参入は、非常に限定的である。なお、同様に自由化された家庭用ガス市場でGDFスエズから最もシェアを奪っているのは、ガス市場へ参入したEDFである。

フランスで家庭用需要家の自由化料金への切り替えが進まない最大の理由は、規制料金が自由化料金よりも安いことである。本来、規制料金は発電などの諸費用を回収可能な水準でなくてはならないが、エネルギー大臣の認可水準が、政治的な思惑から低く抑えられていると言われている。同国のエネルギー規制委員会(CRE)は最近、認可された規制料金が実質的に費用割れになっていると、繰り返し

(2) EDFは自由化料金メニューも提供しているが、規制料金よりも割高なため、これを選択している家庭用需要家はごくわずかである。また、厳密にはEDF以外にも小規模な小売供給事業者が存在しているが、以下ではEDFに絞って述べる。



指摘している。もっとも現行制度では、CREの意見は勧告的なものにすぎず、大臣を法的に縛ることはできない。

仮にCREの指摘が正しいとするならば、本来なら参入できた効率的な事業者が排除された可能性がある。そのため、EUの政策執行機関である欧州委員会は、フランスの小売規制料金が競争を歪曲しているとして、是正を求めている。2012年末、エネルギー担当のエッティンガー欧州委員は、加盟国政府は規制料金を政治的に利用すべきではないとして、フランスを含む規制料金を存続させているEU加盟国を非難する声明を出した。

後述するように、産業用需要家の規制料金はようやく撤廃が決定されたが、家庭用需要家についてはその決定には至っていない。競争が活発化していない現状での規制料金撤廃は困難であるが、その規制料金の存続自体が競争の進展を阻むという状況に、フランスは置かれているのである。

電力市場改革のための「NOME法」とその課題

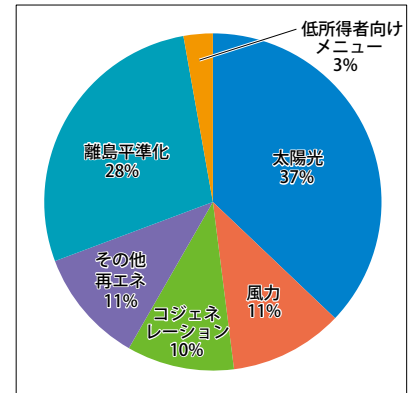
前述したようにフランスは、料金規制を撤廃し、競争を促すことを欧州委員会から強く求められている。こうした要請を背景に、2010年12月、小売市場の競争促進を目的とする「電力市場の新たな構造に関する法律」(通称、NOME法)が成立した。この法律により、2015年を目途に大規模産業用の規制料金を撤廃することが定められている⁽³⁾。また、規

制料金の撤廃に向けて、EDFが原子力発電を主要電源とするのに対し、新規事業者はコストの高い火力発電に依存せざるを得ないという状況を打開し、競争を促すため、同法には、2025年までEDFの原子力発電所の電力を新規事業者に売却することが定められている(通称、ARENH制度)。売却規模は年間で100TWh(テラワットアワー)を上限值とし、売却価格はCREによって設定される⁽⁴⁾。売却先は、フランス国内の需要家向けに供給する小売事業者に限定されている。

NOME法には、小売市場への新規参入を促す効果が期待されるものの、これが中長期的な観点から有効な施策であるかどうかは明らかではない。というのも、ARENH制度によって、EDFの発電所の新設投資に対するインセンティブが停滞するのではないかと懸念されているためである。CREが設定する売却価格は、過去のEDFの原子力発電所の運転費用に基づいている。このため、EDFにとっては、将来発生する運営、投資リスクが考慮されていないため、積極的に新たな設備投資をするインセンティブは働きにくい。

加えて、新規事業者の投資インセンティブも停滞することが指摘されている。通常、発電事業者は発電設備の不測の損傷、市場価格の変動、政府の政策変更など発電所の運営に関わる多数のリスクを負うが、CREが売却価格に含めることを認める費

図5 2013年のCSPEの内訳 (予測値に基づく)



出所: フランスエネルギー規制委員会(CRE)のウェブサイトから作成

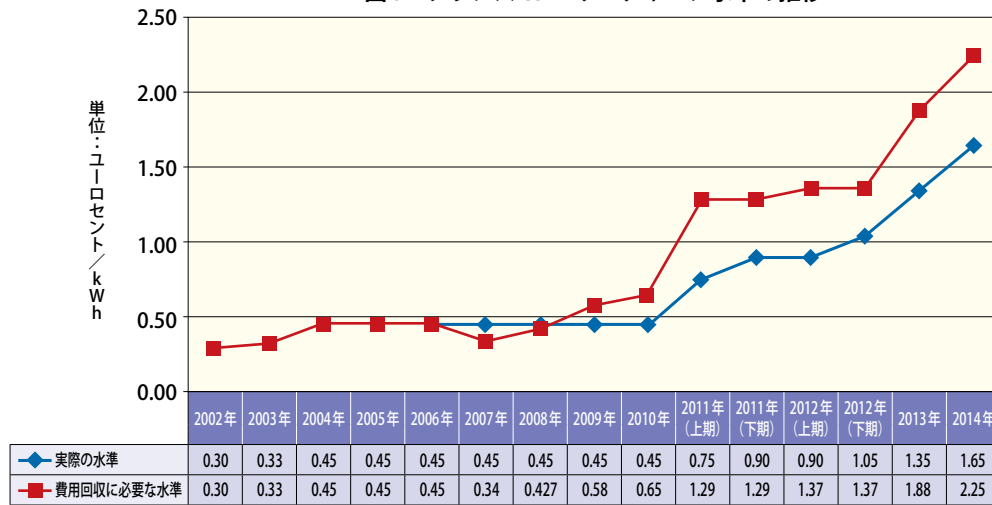
用の中には、こうしたリスクに対応するための費用が入っておらず、EDFがこれを負担することになっている。このため、新規事業者にとっては、自ら電源を新設し、運営するリスクを負担するより、EDFの電源をARENH制度の下で利用することの方が効率的といえる。NOME法は、小売市場における新規事業者の参入を促す目的で設けられたものの、こうした設計では、発電所を保有しようとする新規事業者は増加しにくいと考えられ、中長期的な競争促進策としては課題があると思われる。

ただ、NOME法では、将来の発電容量の確保義務について別途検討することが定められている。この規定に従い、現在、発電容量の確保に向けた詳細な制度設計が進行中である。フランス全体での発電所に対する投資インセンティブは、容量確保制度と競争促進策の双方の影響を受けるため、現時点では未知数と言えよう。

(3) ただし、小規模の産業用需要家向けの規制料金は存置される。

(4) CREは、ARENH制度における2011年と2012年の売却価格を、1MWh(メガワットアワー)あたり、それぞれ40ユーロと42ユーロに設定した。

図6 フランスCSPEサーチャージ水準の推移



出所：フランスエネルギー規制委員会 (CRE) のウェブサイトなどから作成

再生可能エネルギー普及や離島補助などの費用負担の問題

EU大での再エネ普及目標に従い、フランスでも再エネ電力の普及策を採用しているが、近年、その費用負担が課題となっている。

フランスは2000年2月の政令で、EDFに各種再エネ電力の買い取りを義務付けた。同社が買い取りに要した費用は、離島や海外領土での電気料金平準化措置に要する費用や、低所得者向けの電気料金メニュー関連費用などとあわせて、公共電力サービス分担金(通称、CSPE)というサーチャージとして需要家から回収される。

CSPEの内訳を見ると、各種再エネ電力などの買い取り費用が全体の7割近くを占めている。なかでも、太陽光関連費用の伸びが著しく、現在、CSPE全体の4割近くを占めている(図5)。

サーチャージの単価は、ある年に必要な費用の額を前年に予測し、そ

れを予測販売電力量で割って計算する。CSPEのサーチャージの引き上げ幅は、需要家への負担を考慮して、1kWh(キロワットアワー)あたり年間0.3ユーロセントに制限されている。サーチャージの水準は、2010年まで1kWhあたり0.45ユーロセントだったが、それ以後、上限値いっぱいの上昇が続いており、2013年は同1.35ユーロセント、2014年からは同1.65ユーロセントになる予定である。これをもとに平均的なフランスの家庭の年間負担額を計算すると、およそ70ユーロになる。

CREの推計によると、サーチャージは2013年時点で、平均的な電気料金(税込み)の9%程度を占めている。しかし現在のサーチャージは、EDFの負担をまかなうのに十分な水準ではない。図6のグラフは、負担額の満額回収に必要なサーチャージの水準と、実際的水準の推移を表しているが、2010年以後、多額の回収不足が発生していることが読み取

れる。その結果、2012年末時点の累積不足額は、金利負担も含めて49億ユーロに達している。

CREの試算によると、過去の回収不足分も合わせて満額回収するには、2014年度のサーチャージを同2.25ユーロセントまでに引き上げる必要がある。未回収分はEDFの財務の健全性に悪影響を与えており、フランスの電気事業が抱える課題となっている。

結語

フランスでは、全面自由化実施後も国の関与が強く残り、市場にすべてを委ねてはいない。また、電気料金には政策的な公租公課が含まれており、それらの水準についても試行錯誤の段階にある。今後、日本でも全面自由化を実施するにあたり、天然資源に恵まれない中でのエネルギーセキュリティの確保や、再エネ推進策と市場原理の活用バランスを十分考慮し、適切な市場制度を構築することが求められる。■



電力自由化と再エネ急拡大がもたらしたものの 日本はドイツの教訓を活かした議論を

電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員 古澤 健
電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員 澤部 まどか

ドイツでは、低炭素社会の実現やエネルギーセキュリティ確保の必要性を背景に、再生可能エネルギー(再エネ)電源の普及が推し進められてきた。今回は、わが国でも今後、システム改革のもと、再エネの普及を進めていく上で参考となるよう、ドイツにおける再エネの大量導入が電力市場や系統に与えている影響について紹介する。

ドイツの電気事業体制と電気料金の概要

ドイツでは、1996年のEU(欧州連合)指令を受けて、1998年にエネルギー事業法(EnWG)を改正し、小売の全面自由化を実施した。小売全面自由化後、エネルギー事業者間の統合・合併を経て、RWE、E.ON、EnBW、Vattenfallが4大電気事業者として発

電・送電・配電・小売を垂直統合型で行って来た。その後、4大電気事業者は2000年代に、部門別に会社を分離してきている。

最近では、2007年のEU指令の影響と競争法違反の疑いを払拭するため、2010年にE.ONが送電部門をオランダの国営送電事業者TenneTに総額約11億ユーロ(約1540億円^{*1})で売却した。続いて、Vattenfallも送電部門(現在の50Hertz)をベルギーの民間送電事業者Eliaとオーストラリアの民間インフラファンドであるIndustrial Funds Managementにそれぞれ株式の60%と40%を総額約8億ユーロ(1120億円)で売却した。

EnBWとRWEの送電部門は法的分離(Independent Transmission Operator化)の状態にある。このうちRWE

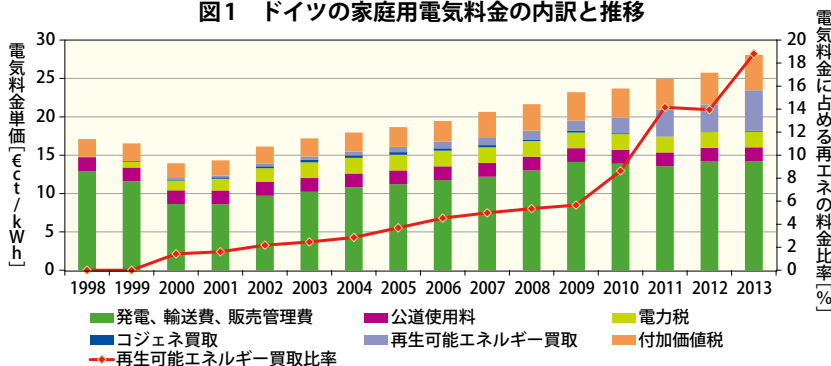
は2011年、送電子会社(Amprion)の株式の大半をドイツのCommerz銀行の投資信託子会社であるCommerz Realやスイスの保険会社Swiss Lifeに売却し、現在の保有比率は25.1%となっている。

こうした経緯を経て、現在のドイツの送電部門は、これら4つの送電系統運用者(Transmission System Operator、以下TSO)によって運用されている。

配電・小売部門では、1998年の小売全面自由化以前から地方公営の小規模な事業者が多数存在してきた。小売全面自由化後、その多くは4大電気事業者の傘下に統合されたものの、現在も約900の事業者が存在している状況である。

ドイツの家庭用電気料金の推移を見ると、小売全面自由化当初は低下傾向にあったものの、2000年代以降、上昇傾向が続いている(図1)。要因の1つは、電源構成の約40%を占める石炭^{*2}と約10%を占める天然ガスの価格上昇である。また、近年の料金上昇要因として最も大きいのは、再エネの固定価格買い取り制度(Feed-in-Tariff、以下FIT)による費用負担である。この結果、電気料

図1 ドイツの家庭用電気料金の内訳と推移



出所: BDEW(ドイツのエネルギー・水道事業者連合)を元に電力中央研究所により作成

※1 本稿では1ユーロ=140円として示す。

金の約20%を買い取り費用が占める状況になっている。

固定価格買い取り制度による再生エネルギーの導入促進

ドイツではFIT導入により、再生エネルギーが急拡大した(図2)。

FITは、再生エネルギー事業者にとって、長期間、固定価格での買い取りが保証されるという利点がある。しかし、電気料金に占めるFITによる費用負担の割合が増大している。これを受

けてドイツ環境省は、このまま再生エネルギーの導入が進めば、需要家の電気料金負担がさらに増加するとして、再生エネルギー導入促進策の抜本的な見直しを提言している。ただし、FITは、20年間一定額で買い取ることを定めているため、制度を見直したとしても、直ちに需要家の負担が軽減するとは限らない。

さらに、急拡大する再生エネルギーは、電気料金以外にも、卸電力市場、系統運用、発電所の稼働状況ないし発電

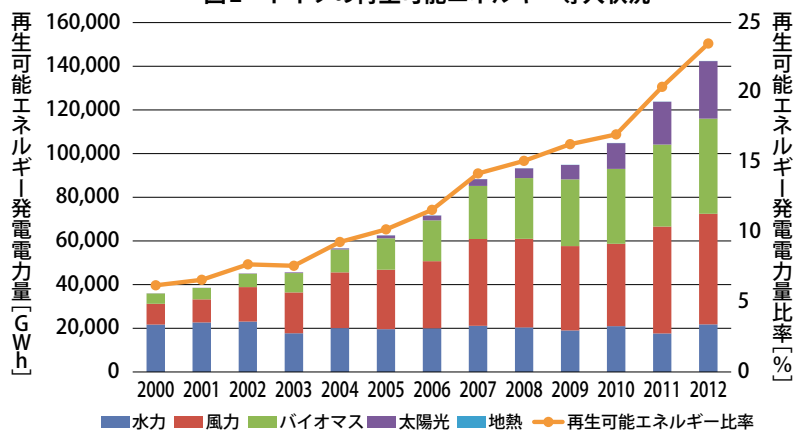
所の投資インセンティブに影響を与えている。以下ではこれらの影響について見ていくことにする。

失われる効率的・合理的な価格形成

ヨーロッパの卸電力取引所の一つであるEuropean Power Exchange(以下、EPEX)では、翌日の電力を取引する前日卸電力市場(以下、前日市場)が運用されている。図3は、2008年9月～2013年8月のドイツの前日市場の価格推移と価格帯別の発生頻度を示している。これを見ると、取引価格が0ユーロを下回る負の値を示しているケースがある。ドイツの前日市場では、再生エネルギー増加に伴う供給電力量の急増を背景に、2008年9月に負の市場価格(需要が少ない時間帯などに発電事業者がお金を払って電力を卸すこと)での取引が認められている。

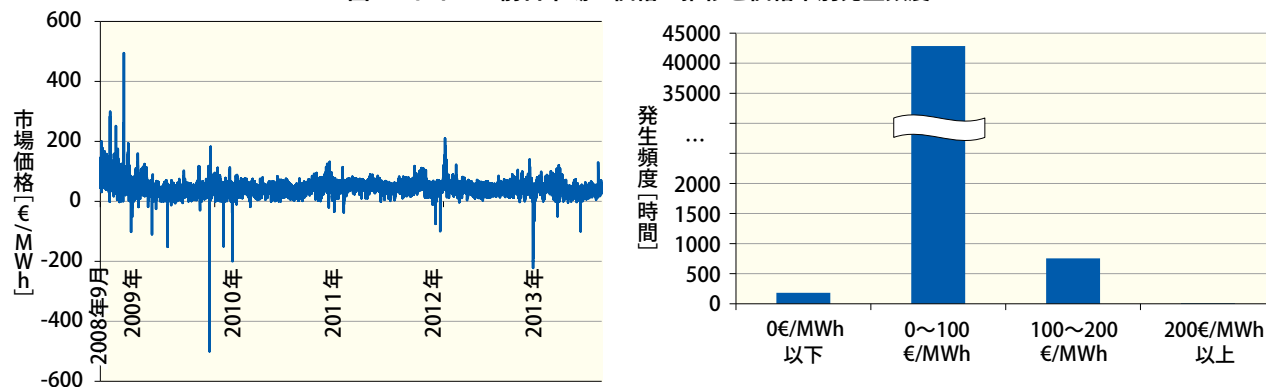
FITの導入により、再生エネルギーによる発電電力は配電系統運用者(Distri

図2 ドイツの再生可能エネルギー導入状況



出所: BMU(ドイツ環境省)を元に電力中央研究所により作成

図3 ドイツの前日市場の価格の推移と価格帯別発生頻度

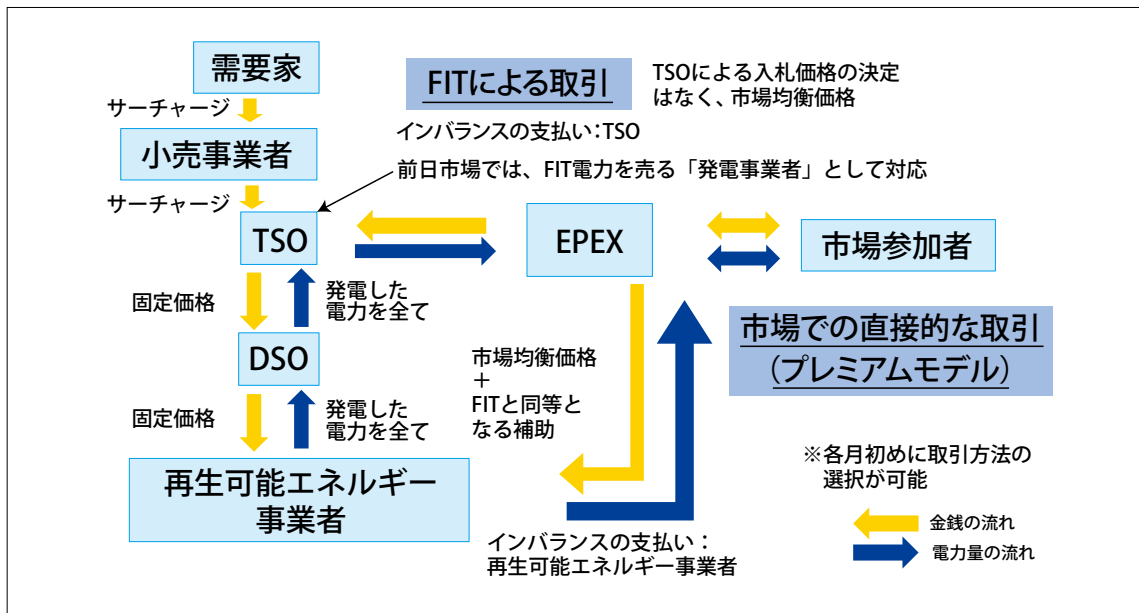


出所: EPEX を元に電力中央研究所により作成

※2 ドイツは、石炭資源が豊富にあり、石炭を政策的に保護してきた歴史がある。



図4 ドイツの再生可能エネルギー電力の前日市場での取引の流れ



bution System Operator、以下DSO)を通して、TSOに固定価格で買い取られている(図4)。2009年以降、TSOは、買い取った再エネに価格をつけずに卸電力市場で売り入札にかけ。そして、TSOはDSOを通して再エネ事業者から買い取った固定価格と卸電力市場で売る価格の差額を全ての需要家からFITサーチャージとして回収する。

他方、再エネ事業者がDSOやTSOを介さずに、直接、卸電力市場で取引することも認められている。さらに、この取引を促進するため、2012年から再エネ事業者がFIT価格と毎月の卸電力市場の平均価格との差額をプレミアムとして受け取ることが可能となっている。2014年の夏からは、法改正により、新設の一定規模以上の再エネはFITではなく、プレミアムモデルでの販売が義務づけられること

になった。プレミアムモデルでの販売が義務づけられる新設の規模は、段階的に引き下げられる。2014年8月からは500kW以上、2016年1月からは250kW以上、2017年1月からは100kW以上となっている。また同時に、各年に買い取り発電枠が設定され、買い取り発電枠に対する導入容量に関連して、プレミアムの引き下げ幅が決まる制度が導入された。

こうしたFITやプレミアムモデルのもと、TSOによって高い価格で買い取られた再エネ電源の電力が、卸電力市場では低価格で取引されるため、発電コストの高い従来型の火力電源の電力が落札されることが難しくなっている。この結果、ガス火力は待機状態を余儀なくされ、稼働率が減少傾向にある。必然的に利益率も低下し、火力発電所の廃止が検討されるようになってきている。

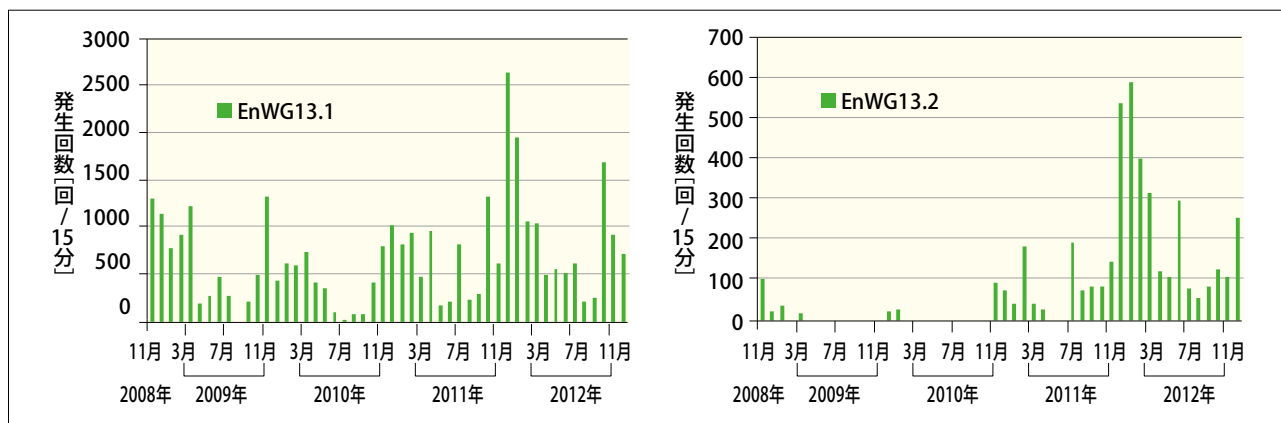
需給調整能力不足による停電リスクの増大

前日市場での発電事業者と需要側の需給計画が決まった後は、TSOが系統制約の違反の解消を行う。しかし、制約違反が残る場合、TSOはやむを得ず、エネルギー事業法13条(1)や13条(2)(以下、EnWG13.1、EnWG13.2)に基づく再給電指令を行う。

まず、EnWG13.1による再給電指令とは、安定供給を阻害するような場合の再エネ電源以外の従来型電源への出力調整の要請を指す。EnWG13.1により発電事業者が出力調整をする場合、調整に要する費用はTSOにより支払われる。この費用は託送料金として最終的に需要家から回収される。

また、EnWG13.2による再給電指令とは、EnWG13.1でも解決できなかった場合の再エネ電源も含めた全電源

図5 再給電指令の増加の推移



出所：50Hertzを元に電力中央研究所により作成

対象の出力調整を指す。実需給までの時間がない場合などは、EnWG13.1による再給電指令と同時、もしくは、EnWG13.2による再給電指令が直ちに行われる。EnWG13.2による再給電指令は、系統指令の最終手段であるため、再給電指令の発動回数に上限はない。この制度のもと、50Hertzのエリア内では、年間2億ユーロ(約280億円)を再給電指令に費やしている。なお、再エネ事業者は、再給電を引き起こす要因になったとしても、そのために必要な費用を支払う義務はない。

近年は、出力変動の大きい再エネの増加に伴う系統制約の課題に対応するため、EnWG13.1やEnWG13.2による再給電指令が増加している(図5)。一方で、先述したような卸電力価格の低下が、新たな電源投資へのインセンティブを削いでいる。供給力確保対策の動向について、以下で紹介したい。

電源への規制導入と将来動向

系統運用を維持するために必要な

供給力を確保するには、ドイツの需要地の中心部である南部にも電源が必要である。しかしながら、卸電力市場の価格が低下していることから、採算がとれない電源が休廃止する傾向にある。そこで、現在のエネルギー市場では採算がとれない電源のうち、系統運用に必要な電源に対して、廃止規制やWinter Reserve (WR) という制度が導入された。廃止規制のもとでは、電源の廃止を望む事業者は、TSOに申請して承認を得た場合のみ電源を廃止できる。廃止規制により、廃止が認められなかった電源と休止していた電源がWRとして、連邦ネットワーク庁の許可のもと、メンテナンス費用をTSOから受け取り、高需要の冬季の緊急時の発電に備える。例えば、2013年から14年にかけての冬季は、2,540MWの供給力が必要とされている。

ただし、WRは相対契約で行われるため、透明性に欠ける点が指摘されている。この課題に対応するため

の代替案として、スウェーデンやフィンランドで導入されている、競争入札制度による、Strategic Reserveという制度がある。この制度は、需給が逼迫した緊急時のみ利用する電源をTSOにより確保するものである。

さらに、将来的には北部の電源も含めてドイツ全体で供給能力不足になる可能性が懸念されており、そのためには、容量市場の導入が必要であるという意見もある。ドイツの容量メカニズムは議論中であり、今後の議論の進展が注目される。

ドイツでは、優遇政策により再エネ電源が想定以上に急増したため、卸電力市場、系統運用、設備投資にまで様々な影響を及ぼしている。また、こうした影響に対応するため、ドイツでは、火力電源の廃止規制や、火力電源投資に対する補助など、自由化と相反する状況も招いている。わが国でも今後、再エネの導入促進と電力市場の自由化を進めていくにあたり、ドイツの教訓を活かした議論をする必要があるだろう。E



北欧4カ国が一体となって自由化を推進 北欧の全需要家が単一市場から電力購入へ

電力中央研究所 企画グループ 上席 蟻生 俊夫

日本の電力システム改革をはじめとする電気事業の制度改革の検討では、自由化を先行的に実施した、英国や北欧などの海外事例を参考にしている。その際、北欧では、「いち早く自由化を実施したノルウェーでは…」「再生可能エネルギーを大量導入しているデンマークでは…」と一国の事例を取り上げることも少なくない。しかしながら、特に北欧の場合、ノルウェーとスウェーデン、フィンランド、デンマークの4カ国が一体となって自由化を進めてきている点も見逃せない。今回は、国を超えて電力を融通し、卸・小売自由化を実践する北欧4カ国について紹介する。

北欧4カ国の電気事業の概要

ノルウェー、スウェーデン、フィンランド、デンマークの人口は、もともと多いスウェーデンで950万人、デンマーク560万人、フィンランド540万人、ノルウェー500万人となっている。北海道の人口が540万人であり、北海道電力の供給エリアが北欧のそれぞれの国に相当する規模と見てとれる。ただし、日本の一般家庭における2000年代の年間平均電力消費量が3,600kWh程度なのに対し、2007年度でノルウェーの家庭は2万6,600kWh、スウェーデンが1万7,000kWh、フィンランドが7,500kWh、デンマークが3,500

kWh程度である。パネルヒーターなどの電気暖房機器の普及率が高いノルウェーやスウェーデンにおける電力消費の多さが特筆される。2011年度で、ノルウェー全体の年間消費量は121TWh、スウェーデンが130TWhとなっている。これらは、中部電力(2013年度127 TWh)や関西電力(2013年度140 TWh)の供給規模に匹敵する。

北欧4カ国の電源構成を見ると、ノルウェーは水力中心、スウェーデンは原子力と水力中心、フィンランドは火力中心、デンマークは火力と再生可能エネルギー(以下、再エネ)中心となっている(図1)。水力や再エネの発電量の過不足を補うため、北欧4カ国間では、隣国のロシアやドイツなども含め、全体の1~3割程度の電力を輸出入している。

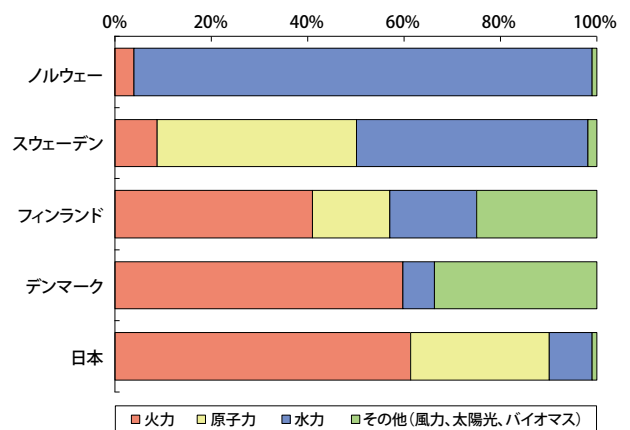
国ごとの電源構成の違いに加え、付加価値税や再エネ支援制度なども関連し、電気料金の水準には大きな違いがある。図2に、北欧4カ国と英独仏の料金水準を示した。デンマークの家庭では、エネルギー

税の影響もあり、ノルウェーの2倍以上の水準になっており、北欧4カ国の間でも相当の開きがある。

電力再編とノルドプール開設

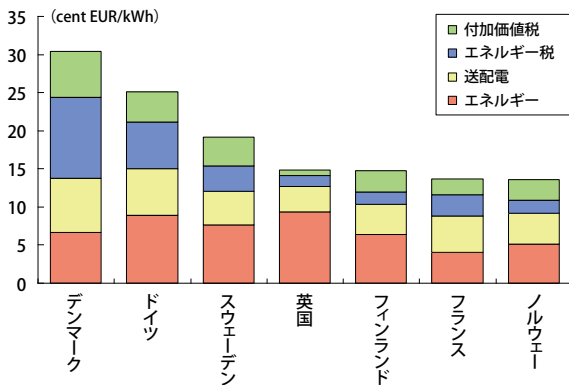
電力消費量の多さを反映し、家庭での電力に対する関心が比較的高いノルウェーが自由化を先導した。同国では1980年代まで、発電・送電・配電・小売の垂直統合型で、国営の電気事業者Statkraftverkeneが電力を供給してきた。1990年代に入ると、ノルウェーの規制当局は、競争促進による電気料金の低減を目指し、電気事業再編や自由化の議論をスタートした。規模の経済が存在する送電部門と、競争可能な発電部門の分離が検討された。1991年のエネルギー法定に伴い、発電会社のStatkraftと送電会社のStatnettが誕生した。

図1 北欧4カ国の電源構成(2010年)



出所:「Impacts and Lessons from the Fully Liberalized European Electricity Market」電力中央研究所報告Y11018

図2 北欧4カ国、英独仏の電気料金



出所：「Impacts and Lessons from the Fully Liberalized European Electricity Market」電力中央研究所報告 Y11018

その後、発電事業では、Statkraftと中小の発電会社との間で公正な競争が確保されるよう、Statnett Marketと呼ばれる電力取引所を1993年に開設した。

一連の改革は他の北欧各国にも波及する。スウェーデンでは1996年に新電気法が成立し、ノルウェーのStatnett Marketと統合した共同の電力スポット市場として、ノルドプールが開設された。その後、1997年にデンマーク西部地域(ユトランド半島、ヒュン島)、1998年にフィンランド、2000年にデンマーク東部地域(ジールランド島など)がノルドプールに加入した。この結果、北欧4カ国の電力需給を調整する国際電力取引市場が実現する(図3)。

その際、ノルウェーのHAFSLUND社、スウェーデンのVattenfall社、フィンランドのFORTUM社、デンマークのDong Energy社など大手電力会社の株式は、いずれも政府や自治体が保有していた。一連の改革が国主導で進めやすい環境にあったことも見逃せない。

ノルドプールの設立により、公正

かつ透明性のある価格が保証され、新規参入者にとって参加しやすい環境が整備された。また、先物や先渡し、オプション取引などにより、発電事業者や電力供給者が常に安価な電力の調達を目的に行動できるという利点もある。

北欧4カ国の場合、相対の電力取引も存在するものの、ノルドプールで取り扱う取引量は2013年時点で全電力需要の77%を占めるという。近年では、エストニアやリトアニアの加入、ドイツや英国など欧州の他の取引市場との統合化も進められている。

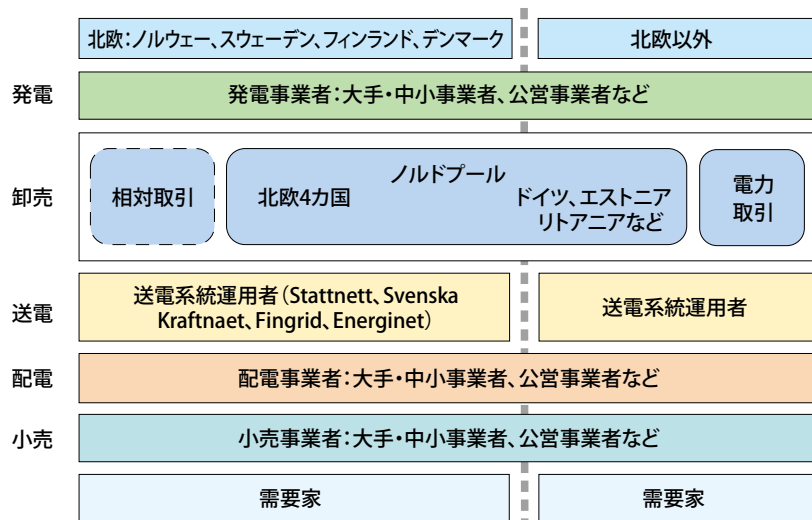
小売自由化の導入

北欧4カ国では卸市場の取引活性化を踏まえ、小売自由化も実施してきた。

まず、ノルウェーは1991年の発送電分離と同時にすべての需要家を対象にした小売自由化を実施した。自由化直後は、供給者変更にあたり246ノルウェークローネ(約4,000円)の手数料と、年4回までの回数制限が存在していた。また、供給者変更の手続きに1カ月以上かかるうえ、変更後に配電会社と供給者から別々に請求書が送付されるという問題もあった。ノルウェーではこうした問題を改善するシステムを構築し、1999年以降、1週間単位での変更受付や、料金支払いの一本化などの改善が行われた。

スウェーデンは、1996年のノルドプール加盟とともに小売全面自由化を導入した。その際、供給者を変更する家庭には、スマートメーターの設置が求められた。設置費用が高額なため、自由化直後は供給者を変更する家庭は少数派だった。その後、1999年の電気法改定に伴い、スマートメーターに関係なくロード・プロ

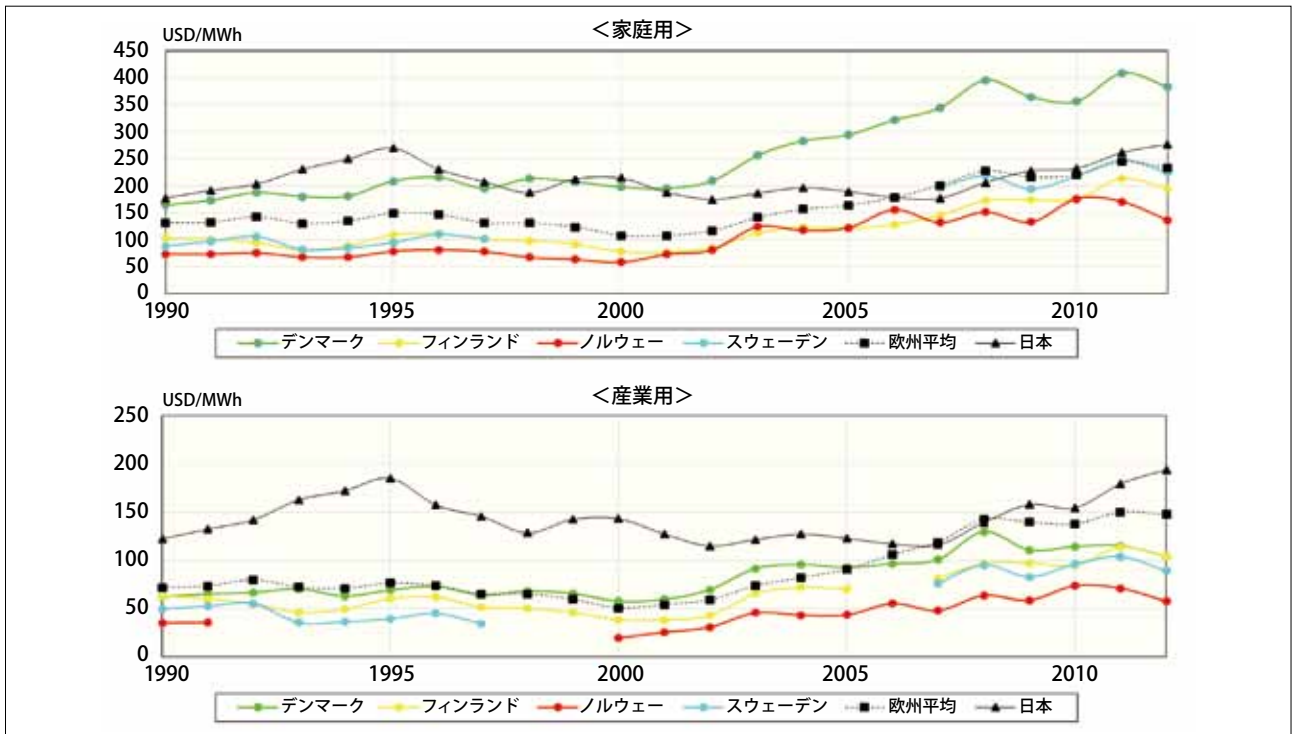
図3 北欧4カ国の電力供給体制



出所：電力中央研究所にて作成



図4 北欧4カ国の電気料金の推移



※家庭用：スウェーデン1998～2006年並びに産業用：フィンランド2006、ノルウェー1992～1999、スウェーデン1998～2006は欠損値 出所：国際エネルギー機関(IEA)のデータにもとづき作成

ファイリング(需要家ごとの消費パターンから消費量を推計する手法)に基づく供給者変更を可能にした。さらに2003年以降、配電会社主導でスマートメーターの普及が進められ、自動検針での供給者変更が実現する。

フィンランドとデンマークは、ノルドプール加入が若干遅れたこともあり、段階的に小売自由化を実施している。フィンランドでは、1995年に契約電力500kW以上の需要家で自由化を開始し、1997年に家庭まで含めた全面自由化を実施した。デンマークでも、1998年に年間使用量100GWh以上、2000年に10GWh以上、2001年に1GWh以上の需要家を対象に自由化し、2003年に家庭も含めた全面自由化を実施した。

北欧4カ国では現在、規制や競争

の効率化、電力需給の補完などの観点から、電力市場を1つにし、規制当局なども1つに統合する計画が検討されている。これが実現すれば、北欧全体で1,500万件の需要家が単一の市場から電力を購入できる見込みである。さらに、欧州大では、域内でエネルギー(電力・ガス)を自由に流通させることを目標にした地域間の市場統合の動きも本格化しつつある。北欧4カ国の市場統合は、欧州大の動きをも先導している。

卸・小売自由化の影響

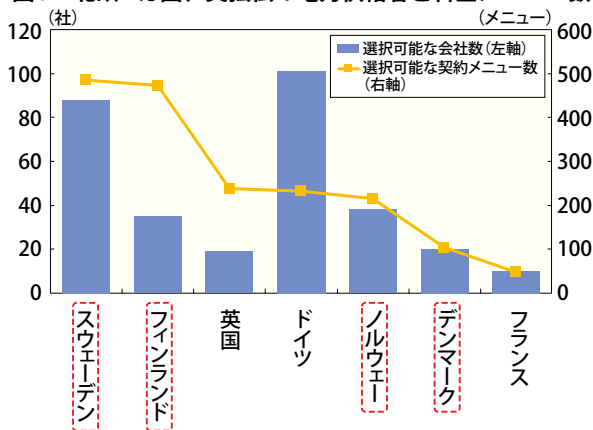
卸・小売市場における競争のメリットは、安価な電力小売料金、事業者による新たな料金メニューやサービスの提供という形で生み出される。1990年以降の電気料金の推移を調

査した(図4)。これを見ると、北欧4カ国の家庭については、欧州でも早い時期に自由化したものの、欧州平均とほぼ同じ傾向で推移している。必ずしも、自由化の先行実施が料金低下につながるとは言えないようだ。

特にデンマークでは、欧州平均と比較しても一段と上昇する傾向も認められる。同国の場合、風力を中心に再エネの拡大を進め、2025年時点で50%の電源構成比率を目標にしている。同国の電気料金の上昇は、自由化よりもこの影響が大きい。他方、産業部門では2005年以降、欧州平均と比べ、低下傾向にある。北欧では、自国の産業振興を優先し、家庭部門に比べ税金を抑えるなど、産業部門の料金水準を低めに設定している。

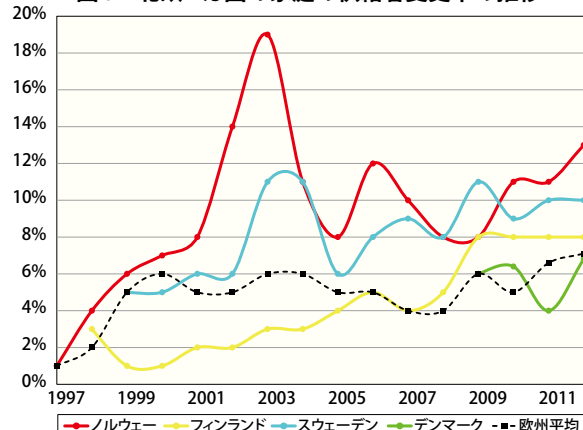
電力の卸・小売自由化に伴い、い

図5 北欧4カ国、英独仏の電力供給者と料金メニュー数



出所：「Impacts and Lessons from the Fully Liberalized European Electricity Market」電力中央研究所報告Y11018

図6 北欧4カ国の家庭の供給者変更率の推移



出所：「Impacts and Lessons from the Fully Liberalized European Electricity Market」電力中央研究所報告Y11018

ずれの国でも新規事業者が参入してきている。同時に、ドイツのE.ON社によるスウェーデンSydkraft社の買収など、電力会社間のM&Aも繰り返された。2010年時点で、ノルウェーで100社、スウェーデンで130社、フィンランドで70社、デンマークで70社程度の小売事業者が存在する。

各国の首都に限定して家庭が選択できる事業者および料金メニュー数を調査してみた。それによると、首都では、国全体に匹敵するほどの選択肢がある(図5)。また、スウェーデンやフィンランドでは500程度、ノルウェーで200程度、デンマークで100程度のメニューから選択できる。

供給者が安い料金や多様なメニュー、良いサービスを提供しようとする動機は、需要家が供給者を積極的に変更することで生じると考えられる。このような供給者間の競争が継続的に機能するためには、需要家が供給者や料金メニューの変更に継続的に関与することが重要である。小売自由化後の家庭の年間の供給者変更率の推移を図6に示す。既存事業

者から他の事業者への変更だけではなく、既存への戻り需要家も含め、年間の変更率を調査している。これを見ると、電気料金が上昇局面にある年で変更率が高くなる傾向が認められる。家庭の場合、2007年以降に上昇傾向にあることもあり、いずれの国でも変更率が10%程度となっている。

自由化後の多様なメニューの出現に伴い、それぞれの家庭にあったメニューの選択を支援するサービスも普及している。例えば、2003年以降の変更率が高いスウェーデンでは、前述のような制度の変更に合わせ、安価なメニューや、再エネだけ、風力100%のメニューなど、供給者から多彩な選択肢が提供されるようになった。

スウェーデンでは、需要家の効率的な選択を支援するウェブサイトCompriser.seの存在も見逃せない。Compriser.seは、民間主体で運営され、電気に加え、保険、住宅ローン、電話などの商品の比較結果を利用者に提供する。電力であれば、自分の郵便番号や居住形態、年間使用量などを入力すると、選択可能な供給者

名、単価、電源種別などの一覧を入手できる。このサービスに対する家庭の評判は良く、供給者選択の重要なツールになっている。小売自由化では、需要家に対する情報提供の充実も大切な要素となる。

結語

日本の電力システム改革でも、発電部門の競争促進や新電力の電源調達の手軽化などを目指し、卸電力市場を活性化させるためのモニタリングの実施、電力先物市場の創設などの改革が検討されている。2014年には、2016年の小売全面自由化を盛り込んだ電気事業法の改正も行われた。北欧4カ国の自由化の経験は、日本にとっても参考になる点が多いと期待される。その際、北欧4カ国全体の電源構成や電力消費量、輸出入の違いなどを念頭に置くことが必要だろう。いずれにせよ、一気に改革を実現するのではなく、さまざまな問題を徐々に克服し、制度改正や改善を重ねながら現在に至っていることだけは忘れないようにしたい。E



輸入資源に頼るスペイン、イタリア 電気料金の水準は燃料価格とFITなどに依存

電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員 筒井 美樹

欧州における電力自由化は、「欧州編」で紹介したように、欧州連合（EU）の政策執行機関である欧州委員会の主導で進められてきた。電力自由化指令は、EUレベルでの大方針を示すものであり、それを各加盟国は独自に国内法に組み込むことになっている。そのため、EU加盟各国の自由化はそれぞれ異なった様相を呈している。

これまでに紹介した英国、フランス、ドイツは欧州における主要国であり、その自由化の実態はわが国の制度改革においてもしばしば参照されてきた。それ以外の加盟国でもそれぞれ自由化が進められており、わが国のシステム改革の参考になる知見が積み重ねられている。前回の北欧に引き続き、今回は南欧のスペインとイタリアについて紹介したい。

のガス会社Gas Natural Fenosa、隣国ポルトガルの電力会社EDPの保有するHidroeléctrica Del Cantábrico、さらにドイツE.ONの子会社E.ON ESPAÑAの5大事業者となっている。

スペインにおける電源構成の変化を図1に示す。スペインは、欧州の中ではエネルギー資源に恵まれていない国であり、わが国と同様に輸入資源に頼っている。特に、天然ガスの輸入については、パイプラインガスが40%、LNGが60%であり、主にアルジェリアや中東などから輸入している^{*1}。しかし、2005年時点で80%近かった輸入依存度が近年下がりつつあり、2012年では74%となっている。その要因の一つが、再生可能エネルギー（再エネ）の急増である。2012年時点の再エネのシェアは、発電電力量ベースで20%

を超えている。スペインは、ゼロエミッション電源を積極的に採用しており、風力発電を中心に導入促進を図った結果、現在では欧州でも有数の再エネ供給国となっている。再エネ導入促進の背景にあるのが、「ドイツ編」でも紹介した固定価格買い取り制度（FIT）である。スペインでは1994年以降、数回にわたる制度改正とともにFITが継続的に実施されている。

電力会社の巨額赤字問題

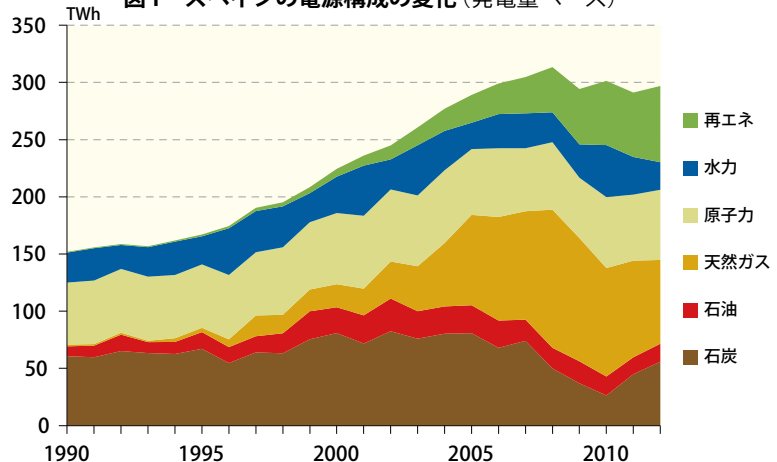
「ドイツ編」では、FITが電気料金上昇の原因となっていたり、卸電力市場の価格の歪みをもたらし、火力電源を廃止に追いやっていることを指摘した。同様の現象は、スペインでも起こっている。しかし、さらに深刻なのが電力会社の巨額赤字である。

【スペイン】

小売自由化と再生可能エネルギーの急増

スペインにおける電力自由化は、1998年より大口需要家を対象に始まった。段階的にその範囲は広げられ、2003年には家庭用も含めた全面自由化に至っている。他の国と同様、自由化後には、事業者の集約化が起こっており、小売市場における主なプレーヤーは、スペインの既存電力会社であるENDESA、Iberdrola、スペイン

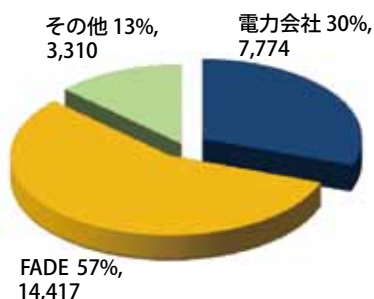
図1 スペインの電源構成の変化（発電量ベース）



出所：IEA World Energy Statisticsを元に電力中央研究所により作成

*1 なお、他の欧州諸国と異なり、ロシアからパイプラインガスの供給は受けていない。

図2 巨額赤字の負担割合 (2012年)



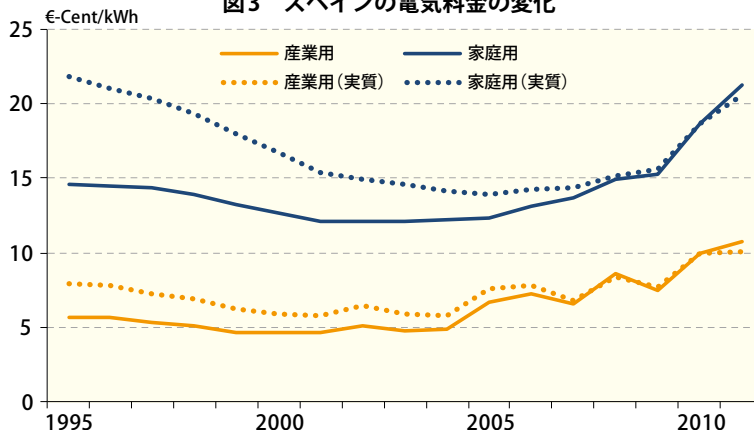
※下段の数字の単位は百万ユーロ
出所：CNE (スペインの規制当局) レポート

スペインでは、自由化後もしばらくの間、規制料金が設定されており、多くの需要家が規制料金に留まっていた。規制料金の一部を構成するエネルギー料金は当初、政府の卸電力価格などの予測を基に計算されていたが、2000年以降の天然ガス価格の上昇を受け、予想以上に卸電力価格が上昇することとなった。しかし、料金を低く抑えたいという政治的な思惑により、「予想以上の上昇」に対して規制(エネルギー)料金の修正は行われなかった。その結果、電力会社の料金収入と供給費用にギャップが生じるようになり、問題の所在が政府の設定する規制料金にあるにもかかわらず、民営である電力会社が赤字を背負うことになった。

燃料価格の上昇とともに自由料金は上昇する一方、規制料金は安価に据えおかれたので、一度自由料金に移行した需要家が、規制料金にもどる現象も見られた。これによって、電力会社の赤字はさらに悪化することとなった。

その後、規制料金のエネルギー料金部分は市場価格を反映する方式に変更され、電力会社は卸電力(燃料)価格の上昇分をある程度回収できる

図3 スペインの電気料金の変化



※実質化には2010年価格を利用。
出所：IEA Energy Prices & Taxesを元に電力中央研究所により作成

ようになったものの、今度は送配電費用が上昇したにもかかわらず、規制料金のうちの送配電アクセス料金が政策的に低く抑えられるようになった。実際には、FITに基づく再エネプレミアムが電力会社の送配電費用を急増させ、その費用は2003年から2012年の間に230%も増大した。一方で、規制(送配電アクセス)料金は82%の増加に留まっている。このような費用と収入のギャップは、電力会社の赤字問題を一層深刻にさせた。

政府も赤字問題解消に向けて、様々な施策をとっている。赤字を証券化したり、その証券が思うように売却できないとわかると、次は政府保証付きの基金(FADE)を作って、その証券を買い取らせたりしている。また、「固定」であるはずのFITの買い取り価格を引き下げたり、買い取りを中止したりするなどして、費用の低下も図っている^{※2}。

しかし、赤字は増え続けるばかりで、2012年12月31日時点で累積赤字は255億ユーロ(約3.6兆円、1ユーロ=141円で換算)に及ぶ。図2は、赤字の負担割合を示している。

FADEがその半分以上を負っているものの、電力会社も30%に当たる約78億ユーロの赤字を抱えている。

例えば、FITによる買い取り費用の増加や、燃料価格の高騰など、電力会社に何らかの費用の増加が発生した場合、それを需要家に転嫁すると電気料金が上昇する。これがドイツのケースである。一方、費用の増加を需要家に転嫁しないと、それは電力会社が赤字として背負うことになる。これがスペインのケースである。つまり、何らかの費用増が発生したら、誰かが負担せざるを得ないのである。特に、政府の政策に基づく費用の増加を、どれだけ民間企業が負担すべきかについては、慎重に検討されなければならないだろう。

自由化と電気料金

図3の実線は、スペインにおける電気料金の推移である。電力会社が費用の上昇分を相当引き受けているにもかかわらず、料金自体もかなり上昇している。スペインは物価上昇も著しく、2000年以降で約40%上昇している。物価を考慮した実質価

※2 買い取り価格の変更や中止は、早期に導入目標である割当量を満たしてしまっただけの一因として指摘されている。



格(2010年価格)を図3の点線で示している。実質価格では、2005年くらいまではむしろ下降傾向が見られるが、それ以降は急激に上昇に転じている。これにはFITに加え、化石燃料価格の上昇などの影響も含まれている。

電気料金の水準は、燃料価格やFITなどの政策といった要因に大きく依存する。たとえ自由化が料金水準に何らかの効果をもたらしたとしても、実際は上記のような要因が料金にもたらす影響の方がはるかに大きい。今後、全面自由化を実施するわが国においても、同様のことがいえる可能性が高い。

【イタリア】

イタリアにおける制度改革

イタリアでの自由化は、1999年から大口需要家を対象に始まり、段階的にその範囲を広げていった。一方、家庭用の自由化は、EU指令の期限とされた2007年に行われている。

小売自由化の動きと同時に、国営電力会社Enelの民営化も進められ、1999年には政府が保有していた株式の一部が民間に放出された。また、2004年から電力取引所(IPEX)での卸電力取引も開始されている。

自由化の初期には、イタリアでも他国と同様に市場集中度が高く、卸電力市場において上位3社の占めるシェアは2001年時点で70%を超えていた。しかし、同国では1社の占める市場シェアを50%未満に抑えるなどの制約を課しており、それに基づいて、Enelは発電設備の分社化・売却を進めた。その結果、市場集中度は下がっていき、2012年時点の上

位3社のシェアは41%程度となっている。

市場の集中度を示すハーフィンダール指標(HHI)をみても、2010年が1097、2011年が953、2012年が884と、着実に下がってきている。Enelが最も大きなプレーヤーであることには変わらないが、その他複数の参入者(Enelから分社した事業者も含む)が市場に現れていることが推察される。また近年では、イタリアで第2位のEdisonの経営権をフランスのEDFが取得しており、今後も市場構造の変化は続くと思われる。

電気料金が高い背景

ただ、卸市場の競争が活性化しているにもかかわらず、市場価格は相対的に割高に推移している。図4にイタリアのIPEX価格の推移を示しているが、近年は低下傾向にあるものの、総じて他の代表的な欧州の市場と比較すると割高であることがわかる。その要因として、イタリアが化石燃料、特に価格が高水準で推移する天然ガスへの依存度が高いことや、イタリア

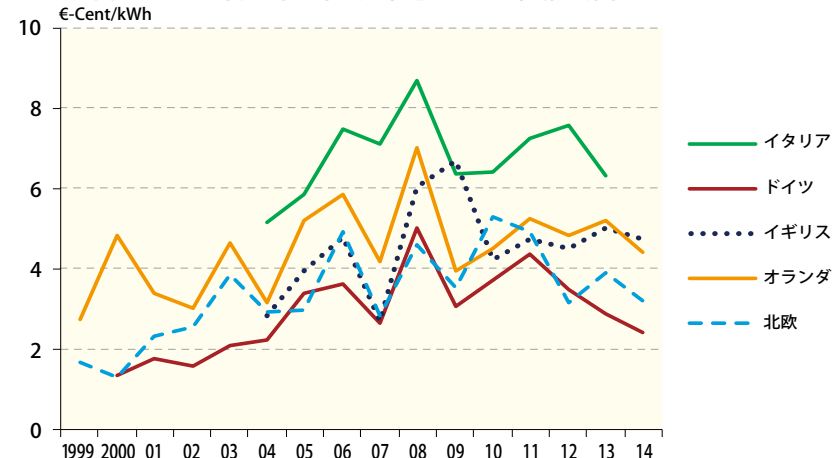
と隣国の送電線容量が十分ではなく、市場が分断されていることが指摘されている。

図5はイタリアの電源構成を示しており、近年は再生可能エネルギーのシェアが増えているものの、基本的に化石燃料、特に天然ガスのシェアが大きいことがわかる。同国は、前述のスペイン以上にエネルギー資源に恵まれていない国であり、エネルギーの輸入依存度が80%を超えている。この水準は、震災前に原子力発電所が稼働していた頃のわが国と同程度である。また、国内に電源が十分でないため、電力の輸入量が多いのも特徴的である。

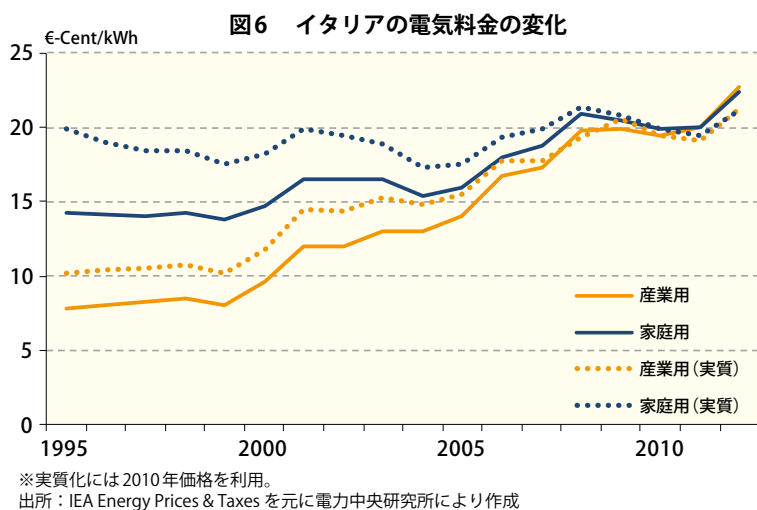
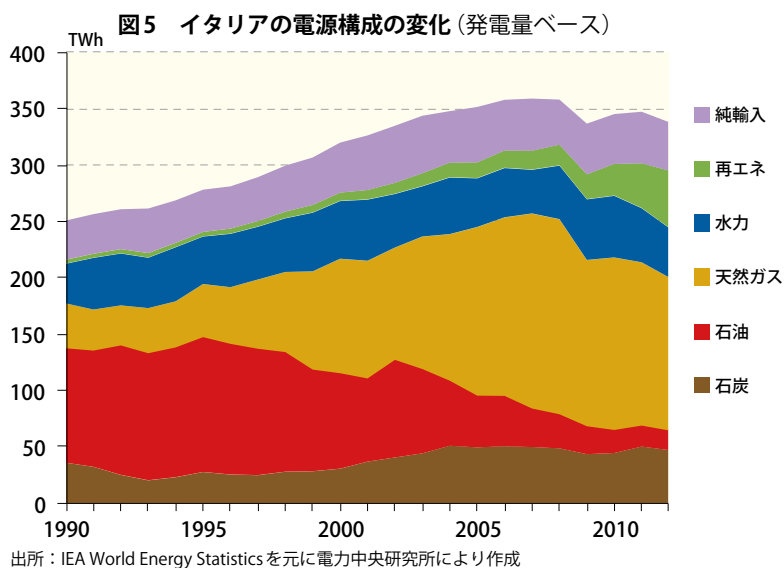
このように主要電源が輸入燃料に依存しており、かつ他の市場からのさらなる(現在の輸入量以上の)電力の流入が限定的であると、必然的に燃料の輸入価格の変動に卸電力価格が影響されやすくなり、結果的に電気料金の水準にも影響が及ぶ。実際、2000年以降の化石燃料価格の高騰を受け、イタリアでは電気料金も大きく上昇している(図6)。

スペインと同様、イタリアでも物

図4 欧州の代表的な卸電力市場における価格の推移



出所：ドイツ、イギリス、オランダ、北欧はロイターで集計しているベースロードの価格。イタリアはIPEXで公表しているベースロードの価格。



価が上昇しているため、物価を考慮した実質値(2010年価格)で評価しても、2005年以降、家庭用で21%、産業用で37%ほど電気料金が上昇している。特に、産業用の伸びが大きく、2010年頃には家庭用の水準とほぼ同程度にまで至っている。一般的に、産業用の需要家の方が、受電電圧が高く送電距離も短いため、送電ロスが生じにくい。かかる費用の違いから、産業用の料金の方が安く設定されている国がほとんどである。しかし、イタリアの場合、両者が一致している。これは、政策的に

家庭用料金の値上げを避けている結果であると指摘されている。

このようにイタリアでは、火力発電シェアおよび化石燃料の輸入依存度が高く、国内の電源も不足気味で、かつ卸電力市場が他地域と分断されている傾向がある。こうした状況は、わが国と多くの点で共通している。もちろん、イタリアの場合は複数の国と陸続きであり、安価な電源が国外から流入することを求め、実際に国際送電線投資計画が進められている。しかし、少なくとも現状の評価については、わが国に重ね合わせる

ことも可能であり、参考となるべき点も多いと思われる。

変化する電源構成と電気料金

近年は、天然ガスのシェアが縮小方向にある一方、再エネシェアが増えているのも特徴的である。イタリアも、ドイツやスペインと同様、FIT制度を導入しており、その結果、特に太陽光発電の割合が増えている。しかし、FITの適用量の上限を定めており、再エネコストが際限なく高くないよう配慮されている。再エネ事業者からはこの上限値を外すよう要請が出ているが、現時点で上限は外されていない。

また、ドイツなどと同様、再エネの優先給電が行われるにつれ、儲からなくなった火力発電所の新設が滞っている。そうした中、石炭火力だけはシェアを維持していることが図5からわかる。イタリアでは石炭も輸入に頼っているが、近年、特に米国からの輸入が急増している。その量は2010年までは全輸入量の10%程度であったのが、2012年には30%を超え、米国が最大の輸入相手国となった。これは、シェール革命によって天然ガス需要が急増した米国において使われなくなった石炭が、欧州に安値で輸出されてきていることに起因する。FITによる再エネの導入は、市場原理をゆがめることになるが、その一方で、安価な米国産の石炭が選択されていることは、再エネ以外については市場原理が働いていることをうかがわせる。しかし、それでも電気料金が上昇していることを鑑みると、自由化の効果より、FITなどによる料金上昇の影響の方が大きいと評価できる。■



米国の「発送電分離」が示唆する日本への教訓 発電と送電の連携に課題…安定供給に不安も

電力中央研究所 社会経済研究所 上席研究員 服部 徹

米国では、欧州と同様、1990年代に入ってから電力の自由化が進展した。卸電力市場の自由化は、連邦エネルギー規制委員会(Federal Energy Regulatory Commission, FERC)が中心となって進められ、電力小売市場の自由化の決定は各州の判断に委ねられていた。現在までに、一部の地域では、発電や小売供給に競争を導入するとともに、発送電分離が実施されている。

米国の電気事業においては、従来、垂直統合された民営の電力会社が中心的存在であったこともあり、その経験はわが国にとっても参考になると考えられる。そこで今回は、米国における発送電分離や、自由化後の電力市場の現状と課題について見ていく。

発電への競争導入と送電の機能分離

米国で発電分野に競争を導入する契機となったのは、一定の基準を満たした分散型電源からの電力購入を電力会社に義務付けた、1978年のPURPA(Public Utility Regulatory Policies Act)である。その後、1992年に成立のEPAct(Energy Policy Act)

は、独立系発電事業者(Independent Power Producers, IPP)の参入を認め、卸電力市場における競争の促進を図ったが、垂直統合型の電力会社が送電網へのアクセスについて、自社の発電部門を優遇するような差別的取り扱いをしているのではないかと懸念が高まった。FERCは1996年に制定した規則(Order 888/889)を通じて、送電網を所有する電力会社に送電事業の別部門化や非差別的なオープン・アクセスを義務付けるとともに、独立系統運用者(Independent System Operator, ISO)の設立

によって送電の運用機能を分離することを促した。

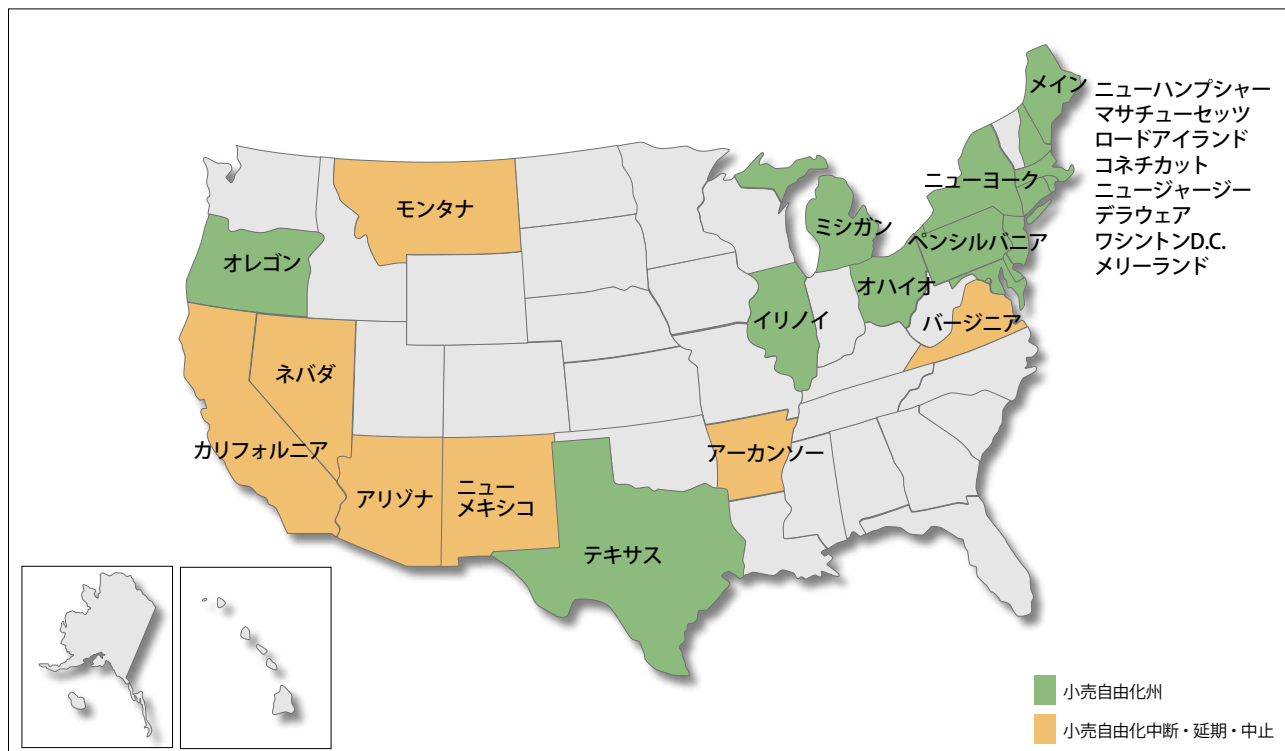
ISOは、主に米国北東部に以前から存在していた協調的なプール制度(一種の卸電力取引制度)を引き継ぐ形でいくつか設立されたものの、そのコントロール・エリアは限られていた。そこでFERCは1999年にOrder 2000を制定し、ISOの概念をやや拡張した地域送電機関(Regional Transmission Operator, RTO)の設立を促した。その結果、米国では現在までに7つのISOもしくはRTO(以下、ISO/RTO)が設立されている(図1参照)。ISO/

図1 米国で設立されているISO/RTOとそのコントロール・エリア



出所：FERCの情報をもとに作成
※7つのISO/RTOは、California ISO、ERCOT(Electric Reliability Council of Texas)、ISO-NE(New England)、MISO(Midcontinent ISO)、NYISO(New York ISO)、PJM Interconnection、SPP(Southwest Power Pool)である。

図2 米国における小売自由化実施状況



出所: 米エネルギー情報局 (Energy Information Administration)
 ※オレゴン州は、大口需要家を対象とする部分自由化である。カリフォルニア州は、大口需要家のみを対象に限定的に小売自由化を再開している。

RTOは、中立的な送電機関として送電システムの運用と計画を担い、その信頼度を維持する役割を担うとともに、卸電力市場の運営も行っている。

小売供給への競争導入と発電の分離

電力会社の小売料金を総括原価方式で規制してきた各州の公益事業委員会は、1990年代半ばから、競争原理に基づく電気事業の効率化のため、小売自由化の検討を始めた。ただ、大半の州で小売全面自由化の検

討や準備がなされたものの、2000年に発生したカリフォルニアの電力危機の影響もあって、それまで小売自由化を検討していた多くの州が自由化の延期あるいは中断、中止などを決めた。現在、小売自由化を実施しているのは15の州とワシントンD.C.にとどまっている(図2参照)。

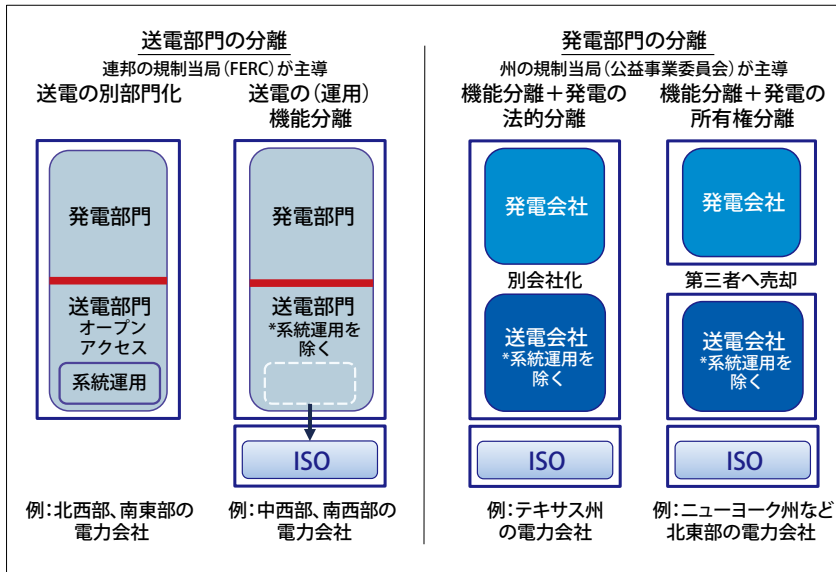
小売自由化を決定した州(自由化州)では、送電設備を持つ既存の電力会社から、その発電部門を分離することが競争を促す上で有効だと考えられていた。しかし、民営の電力会社が所有する発電資産を売却する

ような所有権分離を強制するとなると、財産権の問題に抵触することになる。そのため多くの州では、規制当局と電力会社が交渉を経て契約に至るような形で所有権分離の要件を定めたり、持ち株会社の下で発電会社を別会社化し、そこに発電設備の資産を移管する法的分離を促したりした。また、電力会社が自主的に発電設備の売却を提案し、実行に移したケースも少なくない。

なお、自由化による競争市場への移行においては、既存の電力会社のストランディッドコストの回収が問題



図3 米国における発送電分離の類型化



となった。ストランディドコストとは、規制料金の下で回収が認められていた費用のうち、自由化によって回収が見込めなくなる設備投資などのコストのことである。ストランディドコストについては、多くの場合、原則100%の回収が認められたが、これは競争移行費用として、すべての需要家が規制料金を通じて負担するのが一般的である。

発送電分離の類型化と課題

ISO/RTOが設立された地域においては、送電の運用機能が分離され、さらに小売自由化を実施した州で発電の分離が行われた結果、米国の事業体制は、図3に示すように、概ね4つのパターンに類型化される。北西部や南東部を中心に、現在もほ

ぼ垂直統合を維持する電力会社もある一方で、機能分離に加えて法的分離や所有権分離を行った会社も多い。

米国で発送電分離といえば、少なくとも送電の運用機能が分離されていることが特徴で、これが新規参入を促す上で一定の成果を上げたときされている。しかし、機能分離の下で、発電事業を自由な競争に委ねているだけでは、供給信頼度を維持し、安定供給を続けていくことは難しいことが徐々に明らかになってきた。また、予期せぬ事故停止など緊急時に備えた対応で、発電と送電の連携が必ずしも十分ではないことも認識されてきた。

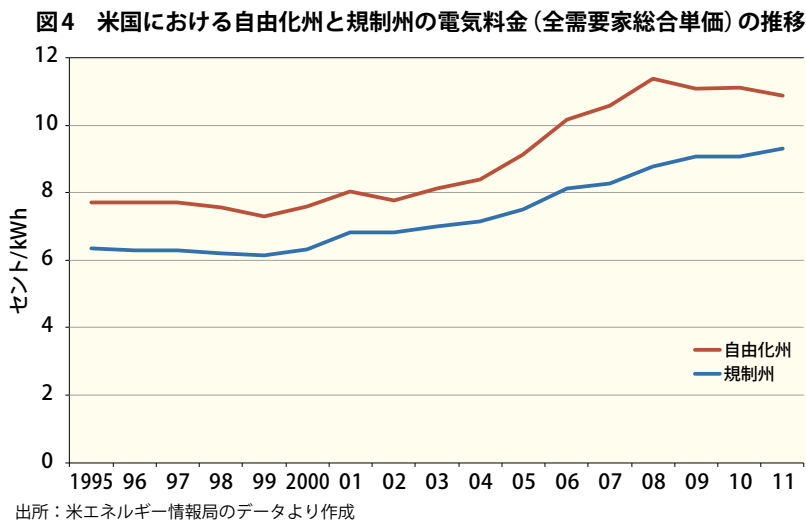
こうした状況を受け、機能分離後の信頼度を維持・向上させていくた

めに進められてきたのが、ISO/RTOの役割や権限の強化である。ただ、資産を持たず、自ら設備投資をしないISO/RTOには、経済性を追求するインセンティブが十分に働きにくいという問題が指摘されている。ISO/RTOは今や送電計画の策定も担っているが、信頼度を過度に重視する意思決定により、長期的に非効率な設備形成となることが懸念されている。

こうした問題によって生じるコストを定量化して評価することは難しいが、発送電分離には安定供給に関わる潜在的なリスクがあり、そのリスクを抑えようとして、かえってコストが増加しうることに注意する必要がある。

卸電力市場における競争と課題

ISO/RTOが運営する卸電力市場では、リアルタイム市場や前日市場といった卸電力を取引するエネルギー市場のほかに、電源を持たないISO/RTOが予備力などを調達するためのアンシラリーサービス市場や、地点別の価格変動リスクをヘッジするための送電権市場といった各種市場がある。これらの制度設計はISO/RTO間で共通化が進んでいる。また、いくつかのISO/RTOは、中長期的な供給力を確保するための容量市場を運



電力小売市場における競争と課題

米国の電力小売市場では、小売事業者の参入は自由化されたものの、既存の電力会社を前身とする送配電事業者が、新たに市場に参入してくる小売事業者をあえて選ばない需要家のために、規制料金の下で供給を続けているケースが多い。しかも、経過措置期間中においては、その規制料金が安く抑えられていたこともあり、特に小口の需要家の間では、供給者変更があまり進まなかった。

2000年代半ば以降になると、多くの自由化州で経過措置期間が終了して規制料金が上昇したため、安い料金を求めて供給者変更をする小口の需要家も徐々に増えてきている。

ただし、図4に示すように、少なくとも現時点では、1990年代の終わり頃から自由化を実施してきた州(自由化州)の電気料金が、自由化をしていない州(規制州)と比較して低下してきたとは言えない状況にある。

自由化のメリットは電気料金が下がることだけではないが、需要家にとって非常に重要な要素であることも事実である。しかし、米国の事例を見る限り、自由化すればただちに料金が下がる、といった安易な期待はできないといえよう。■

営している。

卸電力を取引する前日市場やリアルタイム市場では、系統制約を考慮に入れた、競争入札に基づく地点別限界価格による価格設定がなされている。ただし、こうした卸電力市場では、電力需要の価格弾力性が小さいこともあって、市場支配力の問題、すなわち、一定のシェアを有する発電事業者が価格操作を行うことが懸念されるため、市場監視の役割が重視されている。これまでのところ、米国の卸電力市場は全体的に見れば競争的だと考えられているが、送電制約が生じる一部の地域では、発電事業者の数も限られるため、市場支配力の行使と思われる価格の上昇が見られることもある。そうした送電制約を解消し、競争を一層促すためにも、送電網の増強が必要とされているが、立地制約や費用負担の問題

などから、送電投資がなかなか進まないという現状がある。

また、最近では、市場支配力の行使を抑制しようと設定した入札価格の上限が、本来必要な価格の上昇も抑えてしまうという問題が生じている。実際、発電事業者の多くは、卸電力市場からの収入では固定費を回収できない「ミッシング・マネー」の問題に直面していると言われている。この問題を解決するために設立されたのが容量市場であるが、これは小売事業者に一定の予備力を含む供給力の確保を義務付け、その過不足を市場参加者間で取引できるようにした市場である。しかし、容量市場の制度設計は非常に複雑になることで知られている。2013年の時点でも、その制度設計をめぐるFERCが課題の整理を行うなど、試行錯誤が続いている。



米カリフォルニア州・テキサス州における供給力確保 難しい制度設計…供給力の過不足懸念に直面

電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員 山口 順之

カリフォルニア州とテキサス州は、米国の州のうち人口が1位、2位に位置する大きな州であるとともに、電気事業においても注目される州である。特に近年は、両州の電力の供給力確保の仕組みに対する考え方が注目されている。わが国における電力システム改革で、供給力確保の仕組みとして導入が検討されている容量市場や電源入札制度は、米国北東部のISO/RTO地域で運用されている集中型の容量市場が有名だが、両州はこうした容量市場を持たないことで知られている。

そこで今回は、まず両州の電気事業体制と電力需給について概観し、その後、両州における供給力確保の取り組みと課題を整理する。

電気事業体制と電力需給

カリフォルニア州、テキサス州ともに、電力自由化以前には規模の大きい垂直統合型の私営電力会社と小さな公営電力会社が、定められた地域に電力を供給していた。1990年代の自由化後、発送電分離が行われ、系統運用機能は、それぞれの州のISO(独立系統運用者)であるカリフォルニアISO(CAISO)とテキサス電力信頼度協議会(ERCOT)が担うようになっている。両ISOの供給エ

リアは、地理的にはおおむね各州と一致しているが、州内であってもISOの供給エリアに含まれない地域も存在する。

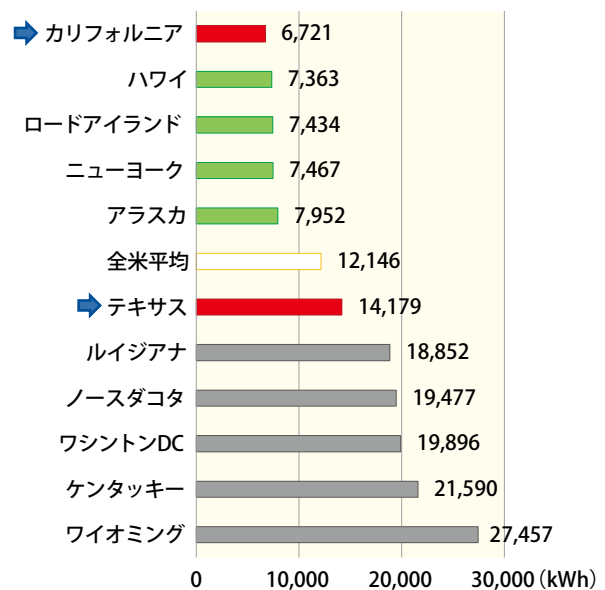
CAISOとERCOTのピーク需要はそれぞれ4735万kW、6759万kWである。人口1人当たりの消費電力量を州別に比較すると、カリフォルニア州が約6,700kWhと全米で最も小さく、テキサス州は全米平均よりもやや多消費の約1万4,200kWh、22位となっている(図1)。なお、わが国は約8,300kWhである。

次に電源構成を図2に示す。両ISOとも天然ガスが6割以上を占めている点と同じだが、CAISOでは水力や太陽(光・熱)が約2割、ERCOTでは石炭が約4分の1とそれぞれに特徴がある。カリフォルニア州は再生可能エネルギー(再エネ)の導入に力を入れて

おり、例えば、2020年に小売電力量の33%を再エネ電源から調達するRPS目標を設定したり、カリフォルニア・ソーラー・イニシアチブにより2017年までに194万kWの太陽光発電を導入することを支援したりしている。また、系統連系エネルギー貯蔵システムを2020年までに約133万kW調達することを計画している。

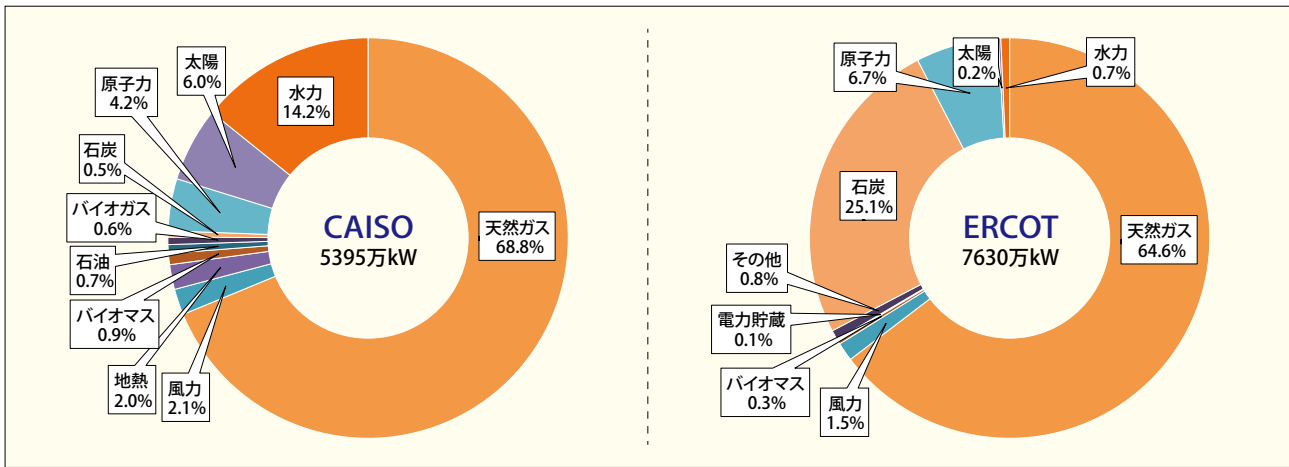
ERCOTにおいては、風力発電はピーク時の供給力として設備容量の8.7%のみを算入しているが、実際の設備容量は約1200万kW(2012

図1 各州における人口1人当たりの消費電力量 (2010年、上位・下位5州、テキサス州、全米平均)



出所：カリフォルニア州エネルギー委員会ウェブサイトより作成

図2 CAISOとERCOTの電源構成(2014年夏期ピーク)



出所：CAISO夏期需要・電源評価報告書ならびにERCOT容量、需要、予備力報告書より作成

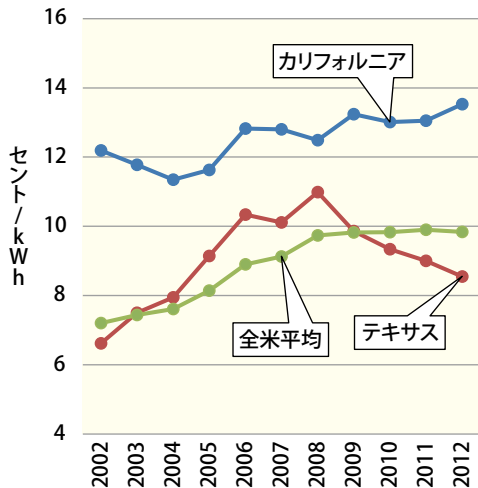
年)とかなり大きい。

カリフォルニア州では、1998年より電力小売市場を全面自由化するとともに、パシフィック・ガス・アンド・エレクトリック、サザンカリフォルニア・エジソン、サンディエゴ・ガス・アンド・エレクトリックの3大電力会社に卸電力取引所から電力を調達することを義務付けてい

た。しかし、2000年夏期に卸電力価格が高騰し、その年の冬期には大規模な輪番停電が発生した。当時はまだ経過措置期間中で小売電力料金が規制された状態だったため、高値をつける卸電力取引所から電力を調達せざるを得ない3大電力会社は大きな損失を被った。その後は、州政府が卸電力事業者から電力を購入

年に小売全面自由化が実施され、同時に、経過措置期間中は新規参入者に対抗する安価な小売価格の提示を禁止したり(Price to Beatと呼ばれる基準価格による販売のみを認可)、電源利用権の売却などを義務付けたりするといった、競争促進を目的とした既存電力会社に対する規制も行われた。現在は新規参入も多く、テキサスの小売電力市場は、全米で最も競争的とも言われている。

図3 カリフォルニア州とテキサス州の電気料金(全需要家総合単価)の推移



出所：米国内閣エネルギー情報局データより作成

し、それを電力会社が需要家に供給するという事態に陥った。こうした電気事業の混乱を受け、小売自由化は中断されている(現在は一部大口需要家を対象に再開されている)。

一方、テキサス州では2002

両州の電気料金を図3に示す。テキサス州の電気料金は、2002年の自由化以前は全米平均を下回る電気料金であったが、自由化後は全米平均を大きく上回る時期もあった。しかし最近ではそれを下回っており、さらに低下傾向にある。一方、カリフォルニア州の電気料金は全米平均と比較しても1.3~1.7倍程度と高くなっている。こうした事実により、競争的な市場を整備し、価格の低下を



もたらしたと見なされる場合がある。

なお、両州では、スマートメーターの導入も進んでおり、特にテキサス州では「スマートメーターテキサス」と呼ばれるプロジェクトによるメーターの統一的な運用・管理が目ざされている。

供給力確保の仕組みと課題

カリフォルニア州では2000～2001年の電力危機の経験と、全米平均を上回る人口増加傾向(将来の電力需要の増加をもたらす可能性が高い)から、供給力確保に対する関心が高まっていた。現在、カリフォルニア州で系統大の供給力を確保する仕組みとしては、以下の3つがある。

1つは、3大電力会社が2年ごとに、10年先までの電力調達計画をCPUC(カリフォルニア州公益事業委員会)に提出する、長期調達計画(Long-Term Procurement Plan, LTPP)という仕組みである。これにより、長期的な需給の状況を明らかにするとともに、地域の配電事業者による入札を通じた新規電源の調達が行われる。

次に、1年先までの期間を対象としている供給力評価(Resource Adequacy, RA)という枠組みを設けている。これは、小売事業者に対し、予備力を加えた供給力を確保することを求める制度である。CPUCは毎年、RA報告書を発行し、系統全体や、サンフランシスコ近辺のベイエリアやロサンゼルス地域など5つのエリアに対する供給力確保の状

況を公表している。

さらに、最後の砦(Backstop)として、CAISOが短期的な電源調達をする容量調達メカニズム(Capacity Procurement Mechanism, CPM)という制度がある。CPMは、前述したRAの後に、供給力不足が明らかになった場合に実施されるもので、調達された電源は契約期間中、容量に対する支払いが得られる。

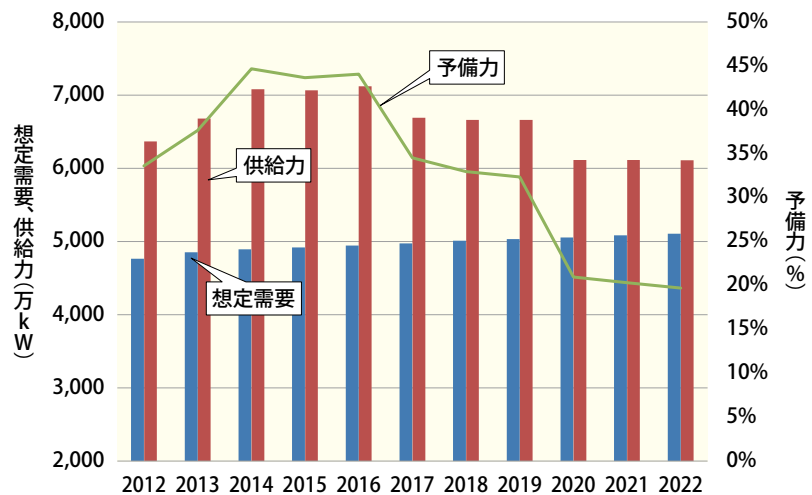
CPUCは、現在の枠組みにおいて、いくつかの問題を指摘している。1つは、供給力が過剰になっていることである。10年先までの計画であるLTPPでは、2014年で44%、2022年においても20%の系統大の予備率が予想されている(図4)。その理由として、近年の景気後退により想定需要が引き下げられたことや、以前に電源の代替(新設と廃止)を計画していたものの、廃止予定の電源を廃止せず、RAを通じて収入源になる供給力を維持したほうがよいと電源

所有者が判断し、結果として廃止が進まなかったことなどが指摘されている。

2つ目の問題は、すでに建設された後、数十年かけて収益を得るといふ電源に対して、RAの契約が短期的で、電源所有者にとって安定的な収入が得られないのではないかという懸念である。最後の問題は、増大する再エネ電源の出力変動に対する調整力のある電源が十分に調達できる仕組みになっていないことである。

一方、テキサス州では、カリフォルニア州とは異なり、将来の供給力を確保するための特別な仕組みは設けられていない。ERCOTはエネルギー市場のみの市場(Energy-only Market)として知られており、必要な供給力は、エネルギー市場の価格の動きと市場参加者の反応で確保できると考えられている。つまり、供給力不足が生じればエネルギー市場

図4 カリフォルニア州3大電力会社の長期需給見通し(夏季)



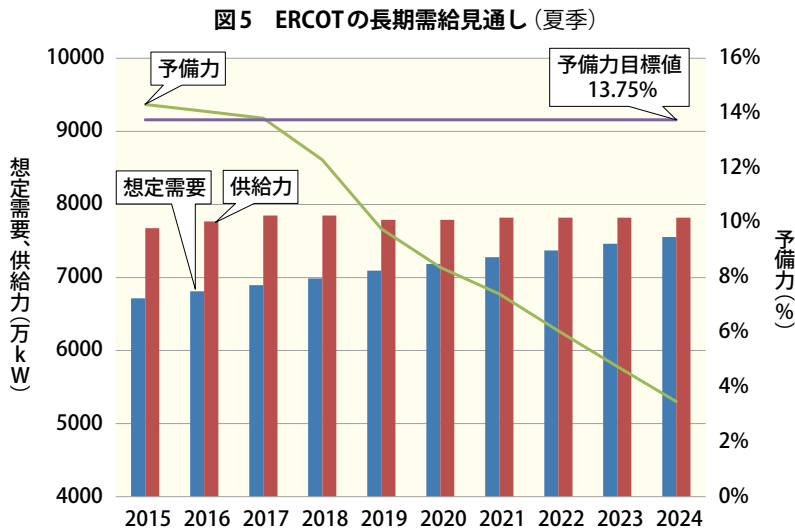
出所：CPUC資料より作成

の価格が高騰し、新たな電源投資を生み出すという仕組みである。ただし、エネルギー市場価格の高騰は、電気の売り手が電力不足に乗じて電力価格を吊り上げるという市場支配力を行使した結果かもしれない、市場の動きとして好ましくない可能性もある。

他のISO/RTOでは、卸電力価格の異常な高騰を防ぐため、1000ドル/MWhのプライスカップ（入札価格の上限）を設けている。しかしERCOTでは、供給力確保のため、ある程度のエネルギー市場価格の高騰は必要であることから、プライスカップ（ERCOTでは、System Wide Offer Cap, SWOC）を他のISO/RTOよりも高く設定し、しかも年々引き上げてきた。2011年に3000ドル/MWhだったプライスカップは、2015年には9000ドル/MWhとなる予定である。

ただ、エネルギー価格の高騰が続けば、それは新規の供給力投資のためではなく、市場支配力が行使されていると考えられるため、このような価格高騰を抑制できるようになっている。具体的には、市場価格の高値が累積すると、プライスカップは2000ドル/MWhまで（2012年以降の値）引き下げられる（翌年になると高い方の上限に戻る）。

市場価格の高値の累積とは、具体的には、リアルタイム市場の価格とピーク電源相当の電源運転費用の推計値の差を年頭から累積したものであり（翌年の年初に0に戻る）、ピーク電源正味マージン（Peaker Net



出所：ERCOT 容量・需要・予備力報告書（2014年5月）より作成

Margin, PNM）と呼ばれている。このPNMが、あらかじめ設定した^{しきい}閾値を超えた時に、プライスカップが引き下げられるが、その閾値は、2012年と2013年は30万ドル/MW、2014年以降は新規電源の取得費用（Cost of New Entry, CONE）の3倍となっている。

一方、最近のPNMの実績値は、2010年、2011年、2012年でそれぞれ5万2,840ドル/MW、11万9,720ドル/MW、3万3,060ドル/MWと閾値と比べてかなり小さい。

テキサスのような卸電力市場の価格高騰に頼る仕組みについては、結果として長期の供給力確保ができないのではないかと懸念がある。ERCOTの需給長期見通しでは、予備力目標値である13.75%に対して、想定される予備力は2018年以降下回る見込みである（図5）。制度設計面では、プライスカップの値やPNMの閾値、その基準となるピーク電源相当の電

源運転費用などの設定の難しさが課題である。

おわりに

これまで見てきたように、カリフォルニア州・テキサス州には集中的な容量市場はないが、複雑な制度を設計・運用し、供給力確保を行なってきた。今後も、各州の制度における様々な数値の設定や需給調整のための容量の確保に向けた制度変更などの検討が継続するとみられる。

わが国においても容量市場や電源入札制度の議論が活発になってきているが、カリフォルニア州では供給力が過剰となる一方、テキサス州では供給力不足が懸念されるなど、それぞれに制度設計の難しさに直面していることを改めて示す状況となっている。供給力不足が顕在化すれば、直ちに対応できる手段は限られている。そうした事態に陥ることのないような制度設計が求められる。■



電力市場の整備が進んだ米国北東部 市場運営者と事業者に求められる新たな対応

電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員 遠藤 操
電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員 井上 智弘

米国北東部は、国内でも比較的早くから電力の自由化が進んだ。1990年代後半に、電気事業者から送電系統の運用機能が分離され、ISO(独立系統運用者)やRTO(地域送電機関)が中立的な送電機関として設立された。そのISO/RTOが卸電力市場も運営している。

米国北東部の代表的なRTOであるPJM(PJM Interconnection)は、欧米で最も整備が進んでいるとされる卸電力市場を運営している。わが国の電力システム改革では卸電力市場を活用した市場メカニズムの導入が1つの柱となっており、その議論において、PJMの制度設計が参照されることも多い。そこで以下では、PJMの事例を中心に、米国北東部に

おける卸電力取引の現状と課題について紹介する。

PJM地域の歴史と現状

PJMは、ペンシルバニア(P)、ニュージャージー(J)、メリーランド(M)の3つの州を表しており、1927年にこの地域で電力供給を行っていた電気事業者3社によって形成された、世界初の協調的なプール制度を前身とする。その後、周辺各州の電気事業者が参加し、FERC(連邦エネルギー規制委員会)によって、1997年にISOとして認可された。さらに2001年には、ISOの機能を拡張したRTOとして認可されている。現在、その範囲は13の州とワシントンD.C.にまで及び、米国を代表するRTOとなっ

ている。

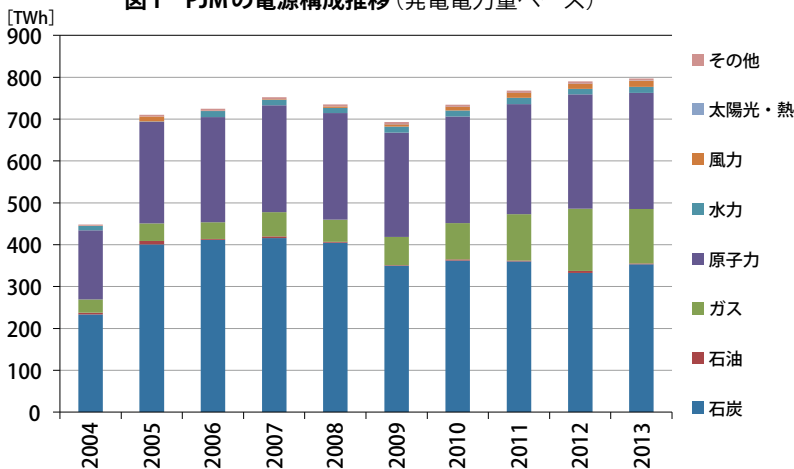
米国ISO/RTOの卸電力市場では、卸電力を取引するための前日市場・リアルタイム市場といったエネルギー市場、ISO/RTOが周波数調整電源や予備力を調達するためのアンシラリーサービス市場、送電混雑によって生じる地点別の価格変動リスクをヘッジするための金融的送電権市場の3つが運営されている。それに加えてPJMでは、供給力確保を目的とする容量市場が運営されている。

PJM地域のシステムを利用する発電事業者は、原則としてPJMが運営するエネルギー市場に売り手として入札(スポット取引)に参加するか、前日までに自社供給ないしは相対契約に基づいた運転スケジュールをPJMに提出する義務がある。2013年の取引データを見ると、その比率は、スポット取引が約24%、自社供給が約66%、相対契約が約11%となっている。

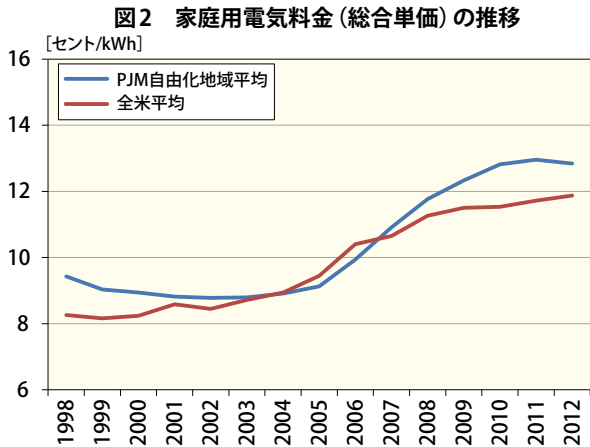
図1はPJMの過去10年間の電源構成を表す。2005年に石炭火力と原子力の発電電力量が顕著に増加しているが、これはPJM地域の範囲拡大による影響が大きい。

また、直近5年間でガス火力が増加している。これは、2000年代半

図1 PJMの電源構成推移(発電電力量ベース)



出所：PJM State of the Market Report を元に電力中央研究所作成



出所：米国エネルギー情報局データを元に電力中央研究所作成

ばに高騰していた天然ガス価格が2009年以降は低下し、ガス火力の燃料費が下がったためと考えられる。なお、再生可能エネルギーは、風力を中心に若干の増加傾向が見られるものの、水力を含めても全体の10%未満である。

このような電源構成は、PJM地域内の発電事業者の経済合理的な行動の結果として形成されたものである。発電事業者は、発電コストを考慮して卸電力市場への入札や小売事業者との相対契約を行い、燃料や卸電力の市場価格によって変動する将来の発電事業収入を予測して将来の電源開発計画を立てる。そのため、卸電力市場が整備され、信頼性のある価格シグナルが広く発信されることは、競争促進による電気料金の低廉化のためだけでなく、供給力確保の観点からも重要となる。

現在のPJM地域のうち、7つの州とワシントンD.C.では、2000年代前半までに小売全面自由化も行われている。当該地域は米国の他の地域

に比べて電気料金が高かったため、小売分野への競争の導入によって電気料金の抑制を図ったと考えられる。しかし、当該地域の電気料金は、2000年代半ばに一時的に全米平均を下回ったものの、現在は再び全米平均を上回っている(図2)。

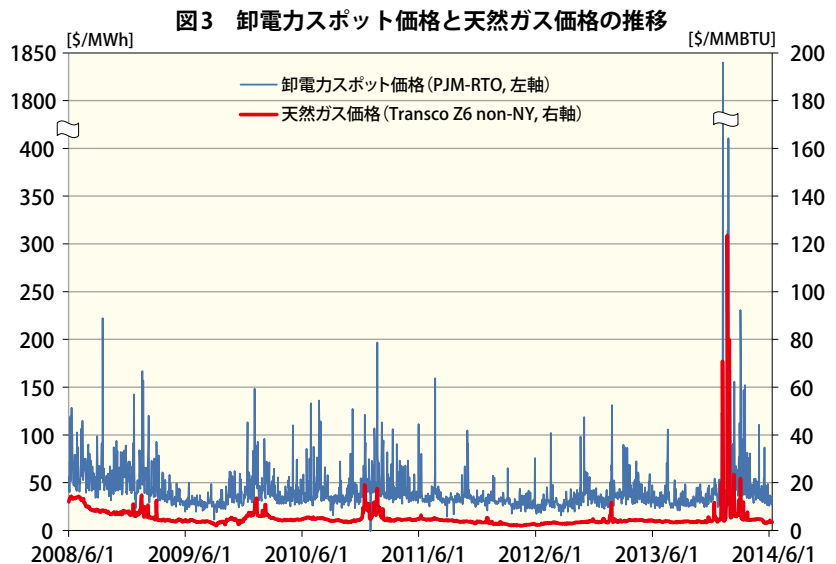
卸電力スポット価格の変動

図3に卸電力スポット価格(エネルギー市場における市場価格)と北東部の代表的な天然ガス価格の推移を示す。スポット価格の変動には2つの特徴がある。

①長期的には天然ガス価格に連動している。スポット価格は市場に入

札された電源の発電コストによって決まっており、その限界電源(落札された電源のうち、最も価格が高い電源)は一般に天然ガス火力であることが多い。さらに、発電コストの中で最も大きな要因は燃料費であるため、結局、スポット価格は天然ガス価格によって決まることになる。ただし、近年の米国では、シェールガス革命により天然ガス価格が大きく低下したことから、石炭火力とガス火力の発電コストの優劣はなくなってきており、燃料の市況に応じて発電燃料のスイッチングが頻繁に起きている。

②スポット価格は、短期的には非常に不規則な変動をしており、時折、平常時の数十倍にもなるスパイクと呼ばれる価格上昇が起きている。2014年1月には、記録的な寒波の影響で、平常時であれば40~50ドル/MWh程度のスポット価格が、上限で



※卸電力スポット価格はリアルタイム市場における8:00-9:00の平均システムプライス
出所：PJM、トムソン・ロイターを元に電力中央研究所作成



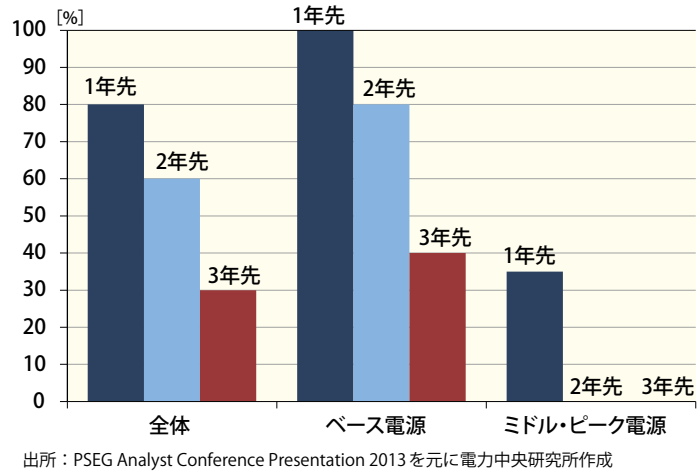
ある1000ドル/MWhを超える値を付けた*。

一般的に、電力取引に市場メカニズムが導入されると、その価格変動は不安定になることが多い。電力は貯蔵できないため、市場全体で供給力を柔軟に調整できず、その時その時の需給逼迫、送電制約、燃料価格上昇などの影響を受けてしまうからである。これはまさに価格シグナルが機能するということでもある。ただし、この性質を利用して発電事業者が不当に価格を引き上げる可能性もあるため、入札価格に対して一定の規制が課されている。

スポット価格の上限規制

自由競争の下では発電事業者が自由に価格を設定できるが、競争が働かなければ、事業者が市場への入札量を減らして、スポット価格を不当に引き上げる可能性がある。多様な事業者が存在し、市場で取引される供給量が需要水準に比べて十分に多ければ、一部の事業者による供給抑制は、他の事業者の供給増加に取って代わられるため、市場価格には影響しない。しかし、需給逼迫時には供給力の余剰分が少なくなるため、供給抑制によって価格が引き上げられてしまう可能性が大きくなる。したがって、事業者が不当に価格を引き上げられないような制度設計を施し、シグナルとして信頼できる市場価格を形成することが重要となる。

図4 PSEG Power社のヘッジ戦略



そこで、市場運営者であるPJMでは、発電事業者の入札価格に2種類の上限規制を課している。1つは、全事業者に対して課される1000ドル/MWhの上限規制である。もう1つは、供給信頼度維持の要となる電源を持つ事業者の一部に対して課される、電源ごとの上限規制である。

要となる電源は、入札価格を不当に引き上げても、落札される可能性が高いため、特別な上限規制が必要となる。規制の対象となる電源は、所定の費用計算ガイドラインに従って発電コストを計算し、それに基づいた価格で入札しなければならない。この発電コストは、燃料費、運営維持費、人件費といった可変費によって構成され、固定費を含まない。

市場価格と事業者の発電コストなどに基づく四半期ごとの市場競争評価を見ると、特に2つ目の上限規制がエネルギー市場における競争の維持に寄与しており、有効に機能して

いると考えられている。ただし、2014年1月に、天然ガス価格の高騰を主な原因としてスポット価格がスパイクしたことを受け、燃料価格の高騰にどう対応するかが課題となっており、現在の上限価格が必ずしも最適なものとは限らない。

上限価格を引き上げればこのような事態は回避できるものの、発電事業者が不当に価格を引き上げる余地が生じるため、スポット価格が全体的に上昇してしまう恐れもある。したがって、上限価格を適切な水準に設定することは容易ではなく、上限規制によって、公正な競争を促進し、不当な価格上昇を抑制することは困難であるということに留意しなければならない。

先物市場を用いたリスク管理

仮に適正な上限価格が設定されたとしても、市場価格は様々な要因により変動する。発電事業の収益は市

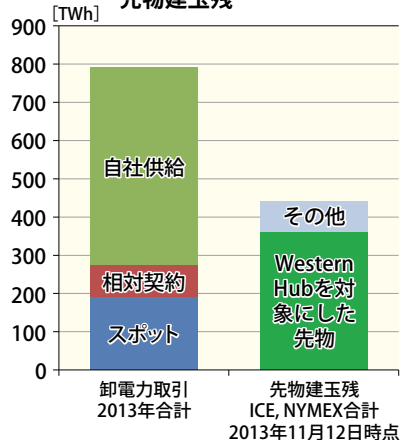
* PJMにおけるスポット価格の上限は1000ドル/MWhであるが、電源の計画外停止などによって、予備力が不足する時間帯での運転が求められる電源については、それを上回る価格での入札が時限的に認められている。

場価格に左右されるため、事業者にとっては市場リスクの管理が重要となる。市場リスクを回避したい事業者は、長期契約や先物取引を活用してヘッジ取引(将来収益の確定)を行うようになる。例えば、ニュージャージー州の発電事業者であるPSEG Power社は3年先までのヘッジ取引を行っており、そのヘッジ比率は直近になるほど高い(図4)。

すでに見たように、スポット価格は長期的に天然ガス価格に連動しており、事業者は、卸電力価格だけでなく、天然ガス価格との価格差(スパーク・スプレッド)に着目したヘッジ取引を行う必要がある。これは、電力先物を売り、天然ガス先物を買うことで、発電事業におけるキャッシュ・フローの一部を事前に固定するものである。

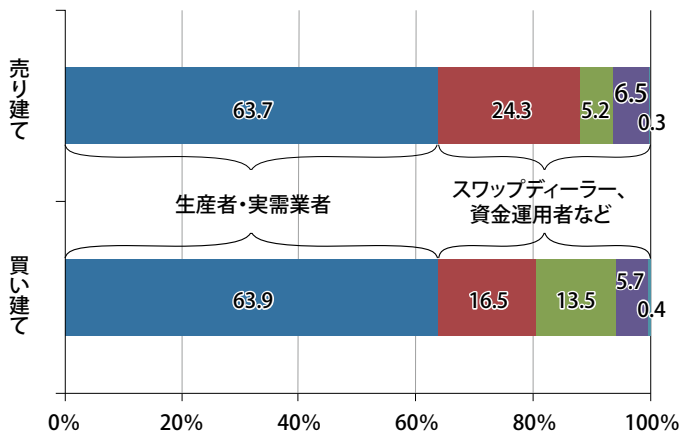
その一方で、ヘッジ後の卸電力・燃料の市況変化によっては、自社発電するよりも卸電力市場から調達したほうが経済的な場合もある。その場合には、買電による安価な電源調

図5 PJM地域の卸電力取引量と先物建玉残



出所：PJM State of the Market Report, CFTC Commitments of Traders Reportsを元に電力中央研究所作成

図6 PJM地域の電力先物建玉残の内訳



出所：CFTC Commitments of Traders Reportsを元に電力中央研究所作成

達と燃料の転売によって、収益拡大の機会を追求している。

PJM地域を対象にした電力先物は、NYMEX (New York Mercantile Exchange) やICE (Intercontinental Exchange) に上場されており、ICEの流動性が圧倒的に高い状況である。両市場を合わせると、スポット取引量に対して2倍強の建玉残(先物取引においてまだ決済されてない契約数量)があり、その市場流動性は欧州市場などと比べても十分に高いと言える(図5)。ただし、先物市場の取引が活発なのは3~4年先までで、より長期のリスクをヘッジするための市場とはなっていない。

また、先物取引は実物受け渡しを伴わず差金決済できることから、実際に電力を扱わない金融プレーヤーの参入が価格変動を不安定にするという懸念がある。しかし、PJM地域を対象とする電力先物では、建玉残の6割以上が実際に電力を扱う生産者・実需業者のものであり(図6)、金融プレーヤーなどが8~9割を占

めるWTI(West Texas Intermediate)原油先物と比べて、生産者・実需業者が主体の市場と評価できる。

米国で柔軟なリスク管理が可能になっている背景には、流動性の高い天然ガス市場の存在がある。米国には豊富なガス資源があり(そのポテンシャルは、シェールガス革命によりさらに増大)、生産地と消費地を結ぶ広範な天然ガスパイプライン網が整っている。事業者は市況に応じた機動的な燃料調達・売却が可能であり、そのことが、自社発電か、市場からの買電かの選択を通じた柔軟なリスク管理を可能にしている。

しかしながら、日本の主要な発電燃料であるLNG(液化天然ガス)は、液化や輸送のための巨額設備投資を確実に回収するため、硬直的な長期売買契約が結ばれることが多く、柔軟な取引からは程遠い状況にある。自由化後に、わが国の電気事業者が市場リスクを適切に管理できるようになるためには、LNG取引の柔軟性向上が重要である。■



電力小売事業者の変更率が高い豪州とNZ 電気料金の平均水準に低下傾向は見られず

電力中央研究所 社会経済研究所 上席研究員 岡田 健司
電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員 後藤 久典

本連載ではこれまでに、英国やドイツなどの欧州諸国や米国の電気事業の現状を紹介した。今回は、石炭や水力などの国内エネルギー資源に恵まれたオーストラリアやニュージーランドの卸電力市場の特徴や小売自由化の動向を紹介する。

豪州とNZの電力事情

世界の石炭の確認可採埋蔵量の約9% (2012年末時点) を有するオーストラリアにおいて、2011年の石炭の生産量は4億1500万トンで世界第4位である。同国の2011年の1次エネルギー消費は、石油換算で約2億2300万トンであり、そのうち石炭が39%を占める。

図1に示すように、2000年以降、ピーク電源向けとしてガス火力発電が増加しているものの、石炭資源に恵まれているオーストラリアの電力供給の主力は石炭火力発電である。また、同国は2020年までに国内電力供給の20%を再生可能エネルギー(再エネ)で賄う目標を掲げており、再エネへの投資とイノベーション促進などにより、2000年以降、風力発電の普及が拡大している。

一方、豊富な水力資源を有するニュージーランドは、水力発電が総発電電力量に占める割合が、減少傾向にあるものの、5割以上を占める。2000年以降は風力発電が増加傾向

にあり、図1に示すように、水力発電に加えて地熱発電や風力発電などの再エネ資源の比重が大きい。なお、同国では、主要電源である水力発電所の約3分の2が南島に所在しているのに対し、電力需要は北島に集中している。北島と南島は、1965年以前に敷設されたクック海峡の海底送電線約40kmを含め約610kmの高圧直流送電線で連系されている。なお、既存の送電線には1950年代に建設されたものが多く、電力需要への対策と合わせて老朽設備の更新や増強が喫緊の課題となっている。

豪州とNZ 卸電力市場の特徴

オーストラリアでは州ごとに、発電・送電・配電・小売の各部門を一貫して担う州営の垂直統合型電気事業者が独占的に電力を供給していた。しかし1990年代になると、多くの州の電気事業者が巨額負債を抱える中、生産性向上を目的とした連邦政府のエネルギー政策などにより、電気事業の再編が実施された。その結果、多くの州で、州営の垂直統合型電気事業者が民営化されるとともに、送配電部門の別法人化が進められた。

連邦制を採用するオーストラリアでは、原則として、州をまたぐ卸電力市場や送電系統への規制は連邦政

府、配電・小売部門の規制は州政府が分掌している。

オーストラリアでは1998年から、全国電力市場運営会社(National Electricity Market Management Company: NEMMCO)による全国電力市場(National Electricity Market: NEM)の運営が始まった。NEMMCOは、全国電力市場価格の算定、市場参加者間の清算、需給バランスの維持、各種指標の公表など、全国電力市場の管理・運営を担う。現在、NEMには、ニューサウスウェールズ州、ビクトリア州、クイーンズランド州、南オーストラリア州、オーストラリア首都特別区、さらにタスマニア州が参加している。

2009年7月、NEMMCOは、電力・ガスのネットワーク関連機関と統合され、卸電力市場の管理・運営に加え、送電設備ならびにガス輸送設備計画の策定も担う全国的なエネルギー市場運営者AEMO (Australian Energy Market Operator) に改編された。現在、発電事業者と小売事業者は、NEMを通じて卸電力を取引することが義務付けられている。

例えば、各発電事業者は、取引前日昼の12時30分までに、発電電力量と価格を組み合わせた入札を行う。AEMOは、この入札内容に基づき、州間送電線の運用容量などを考慮し、需給バランスを保ちつつ供給

コストが最小となる翌日の給電計画と卸電力価格を算定する。実際の卸電力価格は、地域参考価格(Regional Reference Price：RRP)と呼ばれ、州間送電線の運用容量などを考慮して州ごとに算定される。

ニュージーランドでは、発電・送電はエネルギー省の電力部、配電は地方自治体の事業部(配電局)が行っていたが、1987年に発送電事業者のニュージーランド電力公社(Electricity Corporation of New Zealand：

ECNZ)が設立された。それ以降、段階的に電気事業の再編が進められ、1994年にECNZの送電子会社Transpowerが国有会社として分離独立し、1996年にプール型の卸電力市場が創設された。その後、ECNZの分割や配電事業の企業化などを経て、現在、送電・配電部門は、発電・小売部門から完全に分離されている。

ニュージーランドでは、相対取引や先物などの金融取引により卸電力を取引することが可能だが、10MW以

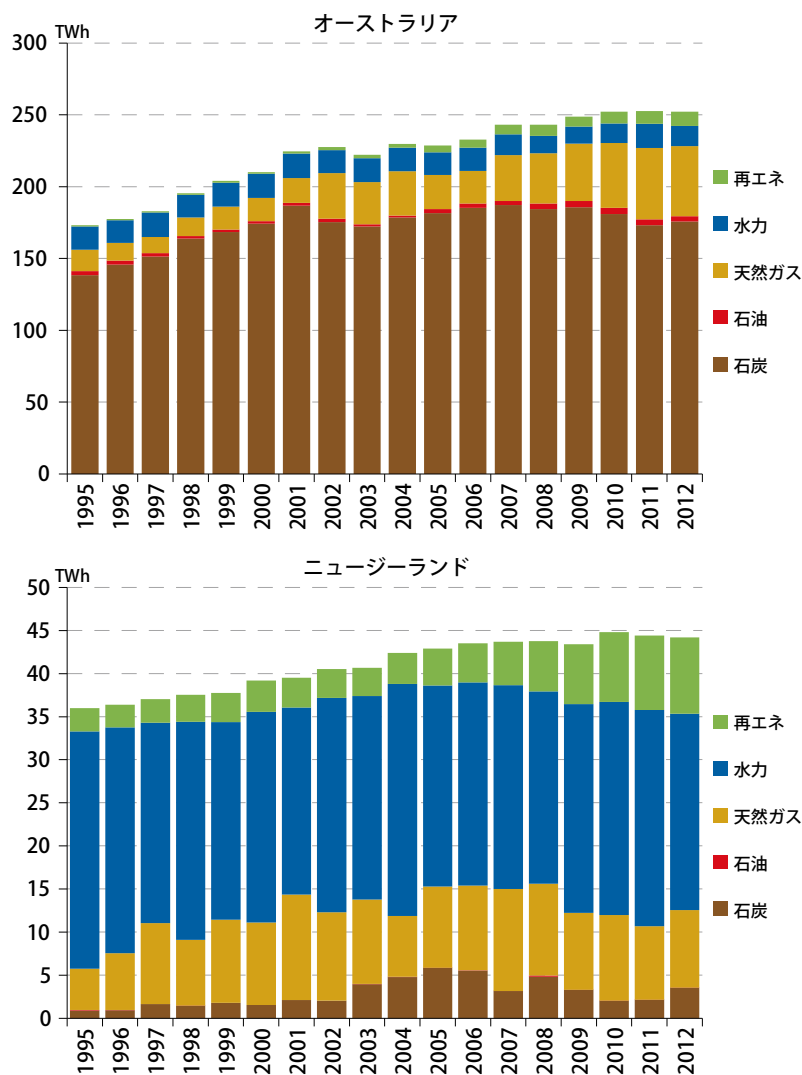
上の発電設備を保有する発電事業者には卸電力市場を通じた電力取引が求められている。例えば、発電事業者などは、実運用時の36時間前から、卸電力取引情報システム(Wholesale Information and Trading System：WITS)と呼ばれるシステムを通じて30分単位で発電電力量と価格を組み合わせた入札を行う。これら入札情報を基に、系統運用者であるTranspowerは、電力系統運用時の技術的な制約(送電容量など)を考慮し、需給バランスを保ちつつ、供給コストが最小となる30分単位の翌日給電計画と地点別の卸電力価格を算定する。

オーストラリアやニュージーランドで導入されているプール型の卸電力市場では、予定外の発電所の停止や電力需要の急増により需給が逼迫すると、卸電力価格が高騰する可能性が高い。

例えば、ニュージーランドでは、2013年夏季(2～3月)に渇水の影響で水力発電の供給量が低下し、1日平均の卸電力価格が5NZセント/kWh(約4円/kWh、1NZドル≒88円で換算)から35NZセント/kWh(約30円/kWh)を超える水準まで高騰した。同国では渇水などの影響を受けて卸電力価格が大きく変動することから、1990年代から天然ガス火力発電所の開発が進められている。

オーストラリアのNEMでは、卸電力価格に対し極めて高い上限価格が設けられている。卸電力価格が上限価格に達した場合、AEMOは、需給バランスを確保するため、あらかじめ契約していた大口需要家や小売事業者などに需要遮断を命じることが

図1 オーストラリアとニュージーランドの電源構成の変化(発電量ベース)



※「再エネ」には、太陽光発電・風力発電に加えバイオマス発電や地熱発電なども含む
出所：IEA World Energy Statisticsを元に電力中央研究所により作成



できる。上限価格は、オーストラリアエネルギー市場委員会 (Australian Energy Market Commission: AEMC) により適宜見直されている。

例えば、2013年には、12.9豪ドル/kWh(約1,226円/kWh、1豪ドル≒95円で換算)から、13.1豪ドル/kWh(約1,245円/kWh)に引き上げられた。2013年の南オーストラリア州の年平均卸電力価格(年平均RRP)は約7豪セント/kWh(約6.8円/kWh)なので、この上限価格は極めて高い水準であると言える。しかし、AEMOによる需要遮断の判断基準として利用されることから、上限価格の水準は慎重に決定する必要がある。

オーストラリアの卸電力市場で上限価格に達するような価格高騰が生じるのは稀で、月平均もしくは年平均で見ればそれなりの水準に取れんすとはいえ、小売事業者にとっては卸電力価格の変動リスクへの対応が必要になると思われる。さらに、同国では近年、地球温暖化対策の影響により、石炭火力電源の新增設が難しい状況にある。AEMOは、今後の電力需要の増加や発電設備増強の状況によっては、早ければ2016年にもクィーンズランド州で供給力不足が発生する可能性がある」と報告している。

先に述べた上限価格の引き上げによる発電設備の建設促進も期待できるものの、強制的なプール型の卸電力市場の下、発電事業者に対し長期的な供給力確保に関するインセンティブを付与する仕組みを検討する余地はあると思われる。特に、電源構成が特定の燃料種別に偏っているオーストラリアやニュージーランド

では、供給コストの増大を抑えつつ電力の安定供給を実現するための工夫が必要と言える。

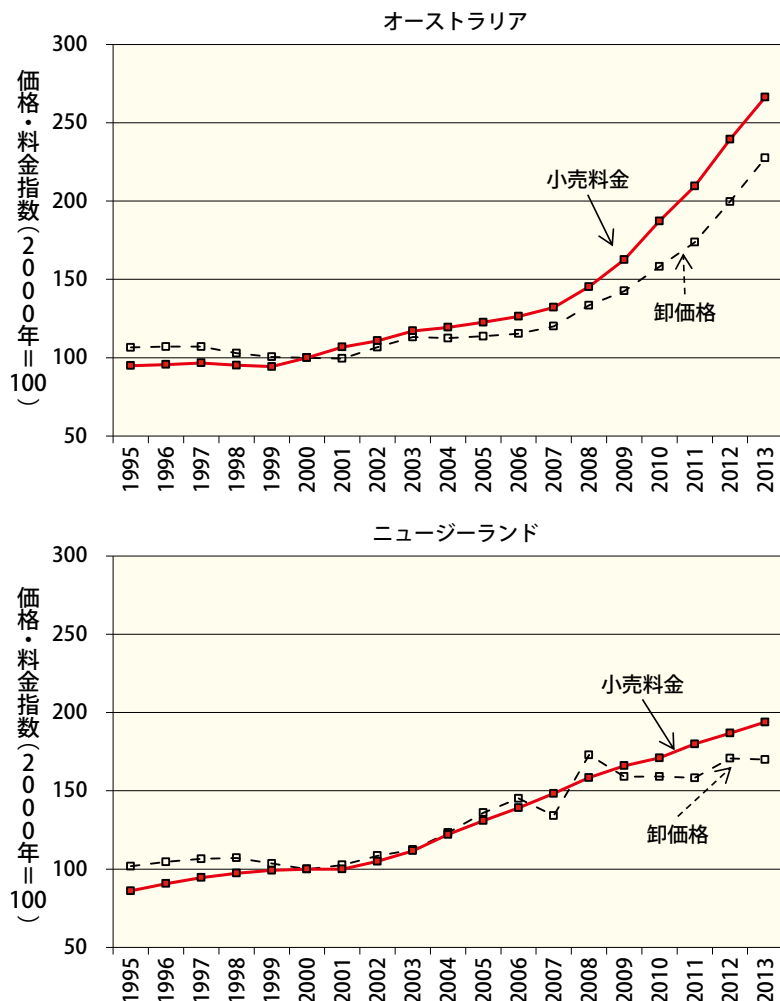
豪州とNZ 小売電気料金の動向

オーストラリアでは、小売自由化に関しては各州が管轄しており、1990年代から段階的に自由化が進められている。2014年現在、ニューサウスウェールズ州、ビクトリア州、クィーンズランド州、南オーストラリア州、オーストラリア首都特別区

で家庭用需要家まで含めた小売全面自由化が実施されている。一方、ニュージーランドでは1993年に小売自由化が開始され、1994年には家庭用需要家も含めた全面自由化が実施された。

図2に示すように、1990年代はほぼ横ばい状態だったオーストラリア全体の小売電気料金(産業用・家庭用の年平均)は、2000年代後半から上昇傾向にある。小売自由化が実施された州・地域の小売電気料金についても同様の傾向にある。また、

図2 オーストラリアとニュージーランドにおける小売電気料金(産業用・家庭用の全国平均)の推移



出所：IEA Energy Prices and Taxesを元に電力中央研究所により作成

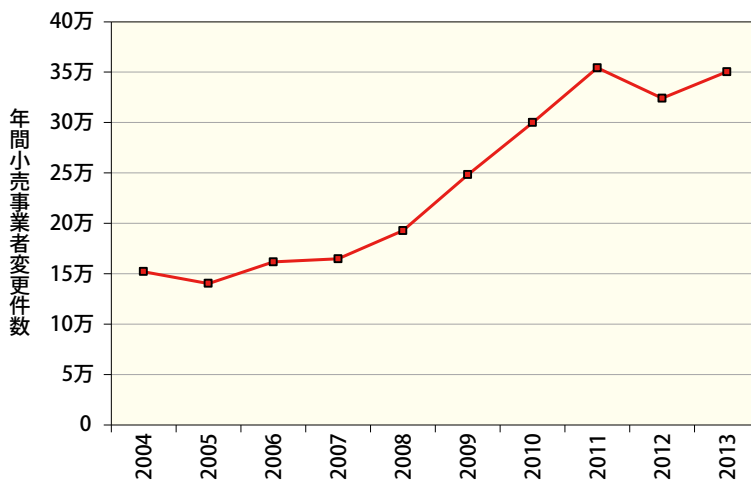
ニュージーランドの小売電気料金は、同じく図2に示すように、1990年代から上昇傾向にあり、2000年代からは上昇の度合いが強くなっている。料金上昇の理由は、卸電力価格の上昇や、ピーク需要の増加に伴う送配電設備の増強や老朽設備の更新などによる費用増加などが挙げられる。さらに、オーストラリアでは2012年より実施されている炭素価格制度も影響していると思われる。ただし、2007年の提案以来、政治的対立を生み、3人の同国首相が失脚する一因となった炭素税により光熱費や生活費の増加を招いているとの国内の反発も多く、オーストラリア連邦議会上院は2014年7月16日に炭素税の廃止を可決した。今後、オーストラリアでは、小売電気料金の負担を抑制しつつ、安定供給や温暖化対策を実現するための工夫も必要と言えよう。

また、オーストラリアとニュージーランドにおける最新(2013年時点)の家庭用需要家を含めた小規模顧客向けの小売市場は、寡占状況にある。オーストラリアでは州により異なるものの、全国で見ると大手の小売事業者3社で7割以上、小売全面自由化を実施しているニューサウスウェールズ州、ビクトリア州、クイーンズランド州、南オーストラリア州の4州では、大手3社で6~9割のシェアを占める。

ニュージーランドでも大手の小売事業者3社で8割以上、大手4社で9割以上の市場シェアを占めている。

オーストラリアとニュージーランドの小売自由化に関する特徴の1つに、家庭用需要家による小売事業者の変更率が米国や欧州と比べて高い

図3 ニュージーランドにおける家庭用需要家の小売事業者変更件数の推移



出所：Electricity Authority (ニュージーランド) Electricity market performance 2013 year in review を元に電力中央研究所により作成

ことが挙げられる。欧州のシンクタンクの調査によれば、オーストラリアとニュージーランドの年間の小売事業者変更率は、2000年代後半から2010年代前半にかけて、およそ1~3割程度である。小売事業者変更率が高い代表例として指摘されることの多い米国テキサス州や英国などと比べても、同程度かそれ以上の水準にある。小売事業者や料金メニューによって料金水準に格差が見られ、電気料金の節約余地が残されていることが、変更率の高さの一因になっていると言えそうだ。

ニュージーランドでは、安い電気料金を提供する小売事業者や契約を需要家に選択してもらうために、興味深い取り組みがなされている。同国の電気事業規制当局は2009年度より、“Consumer Switching Fund”と呼ばれる1,500万NZドル(約13億2,000万円)の予算を投じ、小売事業者間の料金比較や料金節約額の試算、小売事業者変更に関する情報提供、変更手続きなどを行うことができるウェブサイトを構築し、2011年

5月から運用を始めた。サイトには改良が加えられ、広告宣伝活動も行われている。

この結果、図3に示すように、小売事業者を変更した家庭用需要家数は増え、小規模な小売事業者の顧客数が増加したとの分析結果が報告されている。しかし、世界で最も小売事業者の変更が活発であるといっても、1年間に7割以上の家庭用需要家は小売事業者を変更していない。さらに、図3のように小売事業者変更件数は増加したものの、電気料金の平均水準の低下にはつながらなかったとの分析結果も報告されている。

わが国でも、2016年に小売全面自由化が実施される予定である。特に、小売全面自由化による電気料金低下への期待は高いが、燃料価格の動向やその他の要因が複雑に影響し合い、期待どおりに料金が低下しない可能性がある。さらに、選択する小売事業者や料金メニューによって需要家間の料金格差が拡大する可能性があることも認識しておく必要があるのではないだろうか。■



供給力不足の背景に安い料金に基づく需要増 電気からガスへの転換やネガワット活用進める

電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員 筒井 美樹
電力中央研究所 社会経済研究所 主任研究員 古澤 健

韓国は、わが国と同じ東アジアに位置する工業国であり、エネルギー資源に乏しく、その多くを輸入に頼っていること、送電網が国外と連系していないことなど、わが国との類似点も多い。そのため、電気料金水準の国際比較などに際し、わが国の比較対象として挙げられることの多い国でもある。そこで今回は、韓国の電力市場に目を向け、制度改革の状況を概観した上で、現状の課題や、その解決に向けた最近の取り組みについて紹介する。

韓国の電力事情

韓国の国土面積は約10万km²であり、日本のおよそ4分の1の広さ

である。一方、人口は約5000万人と日本のおよそ3分の1強で、人口密度はわが国よりも高い。また、電力需要は日本の2分の1程度であり、1人当たりの電力消費量はわが国の1.3倍ほど多い。電力需要は年々増加し、2000年から12年間で1.8倍になっている(図1)。

電源構成に着目すると、7割弱が火力、3割弱が原子力で、水力と再生可能エネルギーはともに1%程度に留まっている。火力の中でも石炭の比率が高いが、近年は天然ガスの比率が伸びている。

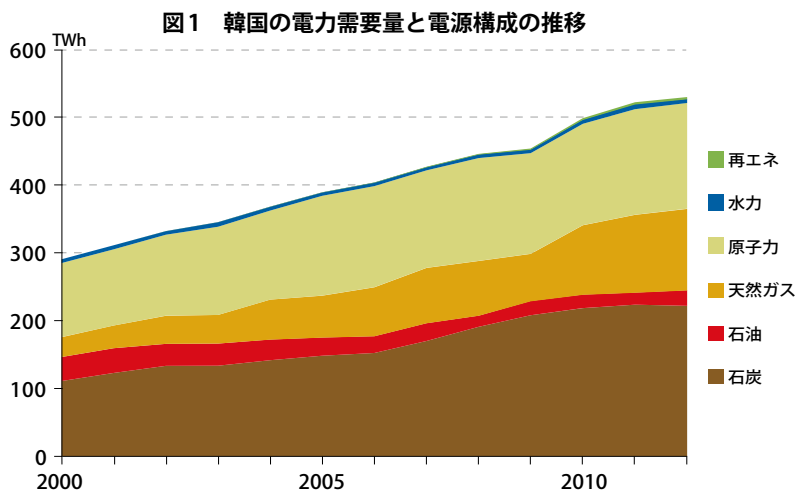
韓国はわが国と同様、エネルギー資源に恵まれておらず、一次エネルギーの輸入依存度は80%を超える。

石炭・石油・天然ガスについては、ほぼ100%に近い。つまり、年々増加する電力需要の多くを火力発電でまかない、その燃料のほとんどを輸入に頼っているということである。

韓国における電力改革

韓国ではもともと、韓国電力公社(Korea Electric Power Corporation: KEPCO)が発送配電の全ての機能を担い、独占的に電力供給を行ってきた。同社は1989年に株式の一部が公開され、後述のKEPCOの改革プロセスにおいてもさらなる民営化が進められたものの、現在もなお株式の51%は政府が保有しており、実質的な国有会社である。

1990年代後半に起きたアジア通貨危機の折、国際通貨基金(IMF)による経済支援をきっかけに、韓国では産業改革が行われた。その一環として電力産業、およびKEPCOの改革も行われた。2001年には発電市場が自由化され、卸電力の取引を行う韓国電力取引所(Korea Power Exchange: KPX)が設立されるとともに、KEPCOの発電機能の分離も行われた。これによりKEPCOの100%子会社として、6つの発電事



出所：IEA World Energy Statisticsを元に電力中央研究所作成

図2 韓国の電力市場構造



※ KHNPが水力と原子力の発電事業者であり、それ以外の5社は火力と再生可能エネルギーの発電事業者

業者が誕生した(図2)。

これらの事業者が発電した電力は全て、コストベースでKPXに売られることになっており、同時に小売事業者であるKEPCOも、全ての電力をKPXから調達しなければならない。「コスト・プール」と呼ばれるこの仕組みの下では、KPXの価格は各時点の電力需要に対応して稼働する発電所の中で、最もコストの高いプラント(限界プラント)の発電コストに基づいて決定される。そのため、需給が逼迫した場合でも価格はスパイク(極端に高騰)しないという特徴がある。一方、この市場においては、発電事業者はスパイクによってもたらされる利益は得られないものの、コスト割れの心配はない。すなわち、発電事業者がコスト効率化のインセンティブを持ちにくい仕組みといえる。

なお、発電市場の自由化以降は、段階的に配電部門の分離や小売自由化が予定されていたものの、政権交

代などを背景に、いまだに実施に移されていない。

安価に設定される電気料金とKEPCOの赤字

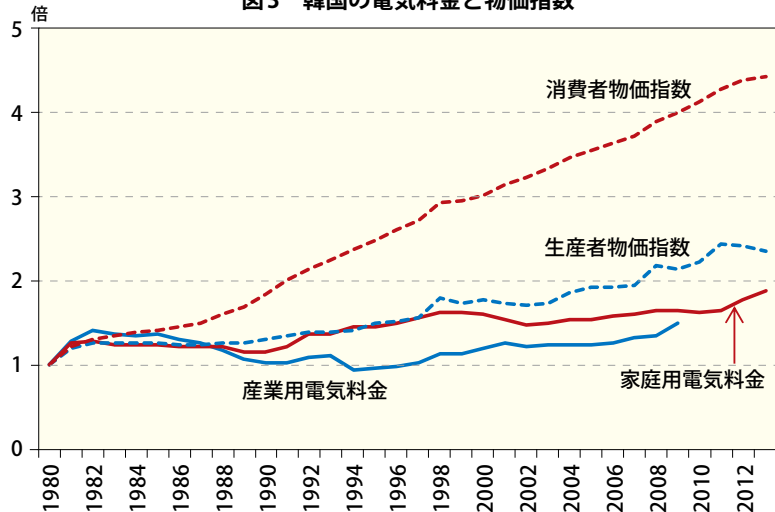
このように、韓国では制度改革が途上となっており、発電市場については市場メカニズムが導入されているものの、小売については自由化が進んでいない。特に、電気料金の決

定には、今でも政府の意向が強く反映され、KEPCOが電力供給に要したコストよりも安い水準に料金が設定されている。図3は、韓国の物価指数と電気料金の変化を比較したもののだが、物価上昇に比べて、電気料金の上昇が抑えられていることがわかる。

実際、KEPCOによる値上げ申請は、政府によって何度か見送られており、例えば、2012年6月にKEPCOは13.1%の値上げを申請したものの却下され、その後、4.9%の引き上げが承認されている。

図1に示したように、韓国は火力発電への依存度が高い。そのため、わが国や欧州の一部の国と同様に、2000年代の燃料価格上昇の影響を韓国も受けている。特に、近年の天然ガス(LNG)火力の比率増加は、発電事業者に対して燃料費の上昇をもたらし、KPXの価格も上昇してい

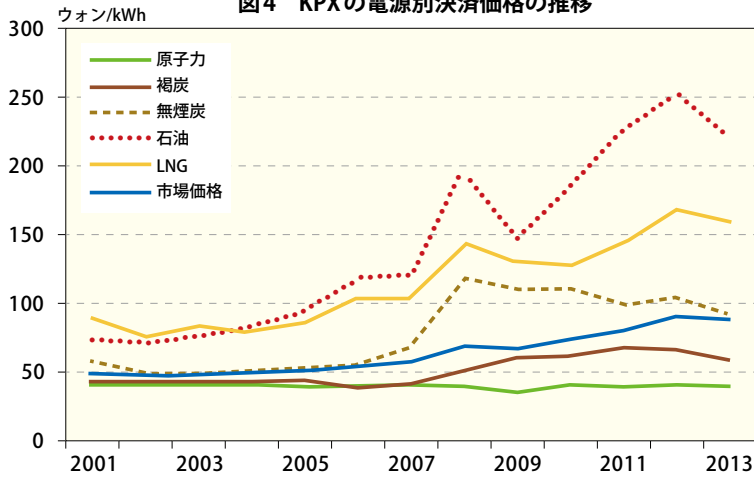
図3 韓国の電気料金と物価指数



※対1980年伸び率。なお、2010年以降の産業用電気料金についてはデータの記載なし。
出所：IEA Energy Prices & Taxesを元に電力中央研究所作成

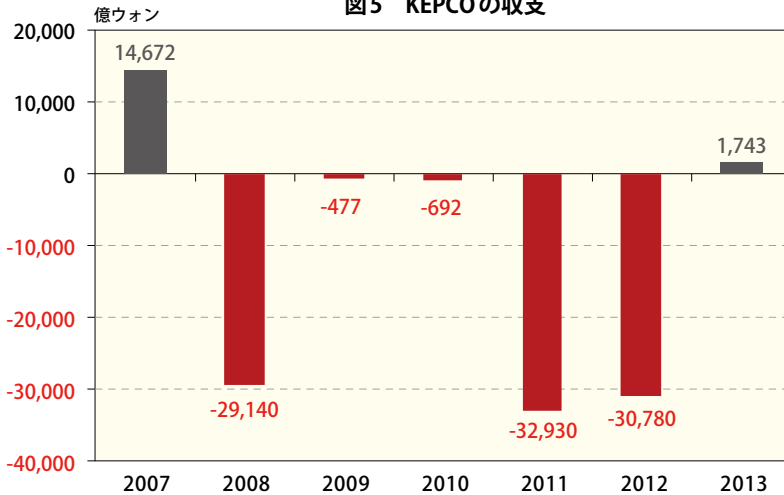


図4 KPXの電源別決済価格の推移



出所：KPXのデータを元に電力中央研究所作成

図5 KEPCOの収支



出所：KEPCO提供のデータを元に電力中央研究所作成

る(図4)。プールシステムに基づきKEPCOはKPXから電力を調達しなければならぬため、市場価格の上昇は、KEPCOによる電力購入費用の増加を意味する。しかし、韓国には燃料費調整制度もなく、その上、電気料金が政策的に安価に抑えられてきたため、KEPCOはコストを回収できず、その結果、大きな赤字を抱えることになった

※1(図5)。燃料価格をはじめ、諸々の

物価が上昇する中、電気料金が据え置かれることのひずみを、KEPCOが負っているのである。このような構造は、「南欧編」で示したスペインと同様といえる。また、発電事業者がコスト・プール制度により、コストの回収が担保されていることとも対照的である。

供給予備力不足と計画停電

電力自由化を実施した国々におい

て、安定供給をいかに確保するかは重要な課題の一つである。特に、発電投資が滞ることで、供給力不足が生じる可能性が指摘されており、各国で予備力を確保するための仕組みが検討されている。

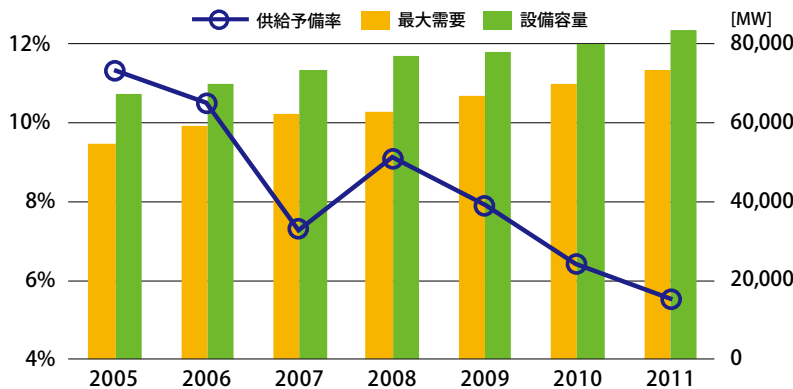
韓国ではコスト・プール制度を採用しているため、需給が逼迫しても、KPXの価格が極端に高騰することはなく、発電事業者が投資して供給力を増やすインセンティブは小さい。その一方で、電気料金が政策的に安価に設定されているため、他のエネルギー源と比較して電気の消費量が多い傾向にあり、その量は年々増加している。需要の増加に対して発電設備増強が追いつかず、その結果、韓国では供給予備力が年々減少し(図6)、2011年には供給予備率不足に基づく計画停電が行われた。

この年は供給予備力の減少に加え、異常気象の影響で気温が高く、需給逼迫が生じる可能性があったため、知識経済部(現在の産業通商資源部)は、「非常電力需給期間」として、6月27日～9月9日まで※2節電を訴える期間を設定していた。この期間終了後の9月15日に、運用予備力が400MW(最大需要の5%)を下回り、計画停電が実施されることとなった。計画停電は、午後3時から約5時間続き、負荷削減は全体で約4000MWであった。周波数は

※1 なお、2013年には2回ほど値上げを認められており、その結果、2014年についても赤字を回避できる見込みであるという。

※2 この非常電力需給期間は、開始当初、9月2日に終了予定であったが、9月になっても気温が下がらなかったため、1週間延期された。

図6 韓国の最大需要、設備容量、供給予備率の推移



出所：KEPCOとKPX提供データを元に電力中央研究所作成

西日本と同じ60Hzを基準周波数として運用されていたが、最も周波数が下がったときは59.2Hzだった。

需給逼迫が生じた直接的な原因は3つ考えられている。

- (1) 需要抑制の期間を終えた後のリバウンドの効果で、需要の増加は予測されていたが、その予想を大きく上回る需要増加があった。
- (2) 例年は、秋の連休^{※3}以降、需要の減少が見られていた。そのため、この年も同様の需要の変化を想定し、冬の需要ピークに備えて、発電事業者が発電設備の定期点検作業を行ったことにより、供給可能な電源が減少していた。
- (3) 2011年は気温が高かったため、発電所の蒸気の冷却が想定よりもうまく行えなかった。その結果、発電できるエネルギーが小さくなり、供給力が減少した。そのため、運用や待機していた火力電源の出力が想定よりも小さくなってしまった。

この経験を糧に、韓国では運用面で確保する供給予備力の見直しや、電源の出力の監視強化に努め、長期的には需要家の節電意識の向上を図っている。

燃料転換による電力需要抑制策

供給力不足の解消に向け、韓国政府が近年進めている政策の一つが燃料転換である。先にも述べたように、韓国では電気料金が安価であるため、家庭用・産業用ともに電気の消費量が多い。これは、冒頭に示した人口1人当たりの電力需要量が、わが国よりも大きいこと背景にもなっている。例えば、通常、石油製品やガスが利用されるような暖房などについても、電気が利用されている傾向が強いという。このような状況に対し、韓国政府は近年、ガス料金を安価にすることで、電気からガスへの燃料転換を需要家に促している。

ネガワットの活用

また、韓国には、需給逼迫の緊急時に需要家の節電、いわゆる「ネガワット」を活用する仕組みがある。負荷管理や効率性の向上といったデマンドサイドマネジメント(DSM)は以前から行われてきているが、電力市場の設立やIT技術の進歩を背景に、2008年には「需要資源市場」が設立された。同市場では、「1カ月前」、「1週間前」、「1日前」、「1時間前」の需要の調整分について取引が行われている。例えば、1日前の調整分に関しては、実際に需要を削減する日の前日の午後3時～同4時に入札を受け付ける、といった具合である。

韓国政府はこれらの市場を活用して、年間40時間のピーク需要カットを目指している。実際、需要資源市場による需要削減効果により、2008年には197MW、2009年には364MWの削減に成功したと報告されている。

2014年末には、需要資源市場に関連する新たな法律が制定される見込みであり、ネガワットを積極的に活用する韓国の取り組みは着々と進行中である。韓国の場合は、他のエネルギーよりも電力の需要が大きいことが、電力需要を抑制しようとする背景にある。わが国とは状況が異なっているものの、このような需要側の調整を活用した様々な対策については、今後とも注目に値するであろう。■

※3 2011年は9月11日～13日が旧暦の御盆に相当する秋夕(チュソク)という連休であった。



わが国の電力システム改革に求められるもの エネルギー政策との整合性と慎重かつ柔軟な対応

電力中央研究所 社会経済研究所 上席研究員 服部 徹

本連載では1年にわたり、主に海外の先進国を対象に、電力自由化の動向や電力の需給をめぐる様々な課題について紹介してきた。この間、日本では、電力システム改革の第1段階、第2段階の法案が可決され、詳細制度設計の議論が進むとともに、エネルギー基本計画が閣議決定され、省エネルギー(省エネ)や再生可能エネルギー(再エネ)、そして原子力のあり方についての議論が進んできた。最終回となる今回は、総集編として、わが国の電力システム改革やエネルギー政策における電力の問題について、諸外国の経験から何を学ぶべきかを振り返っておきたい。

広域系統運用の拡大と 送電網の整備

電力システム改革の第1段階では、広域的な電力融通を促進するため、「広域的運営推進機関(広域機関)」が2015年を目途に設立される。欧米でも、供給信頼度の向上や競争の促進、そして近年では、再エネの導入を積極的に進めていくことを目的に、電力会社(送電会社)の従来の供給区域を超えた電力の取引を拡充していくことが重視され、送電会社などが共同で参画する組織の役割が

大きくなっている。

北米(米国・カナダ)では、1960年代から電力会社が任意に設立した北米電力信頼度協議会(NERC)の機能が強化されるとともに、1990年代後半以降は、多くの電力会社が送電の機能分離を行い、独立系統運用者(ISO)や地域送電機関(RTO)が設立されるようになった。欧州では、送電線の所有者で運用者でもある送電事業者など(TSO)が、2009年に創設されたENTSO-E(European Network of Transmission System Operators for Electricity)に参加している。

これら広域的な性格を有する組織の位置づけや業務内容の詳細は、北米と欧州で異なるが、現在、設立準備中の広域機関にとって参考となるであろう。

広域的な電力融通を促すには、中長期的には、巨額の設備投資を伴う連系線などの整備を進める必要があり、広域機関も一定の役割を果たすことになっている。欧米では、費用配分の問題などもあり、国や地域を超えた送電線の建設はなかなか進まなかった。そのため、米国では連邦エネルギー規制委員会(FERC)が、「FERC Order 1000」によって、地域間連系線の計画策定プロセスの構築をISO

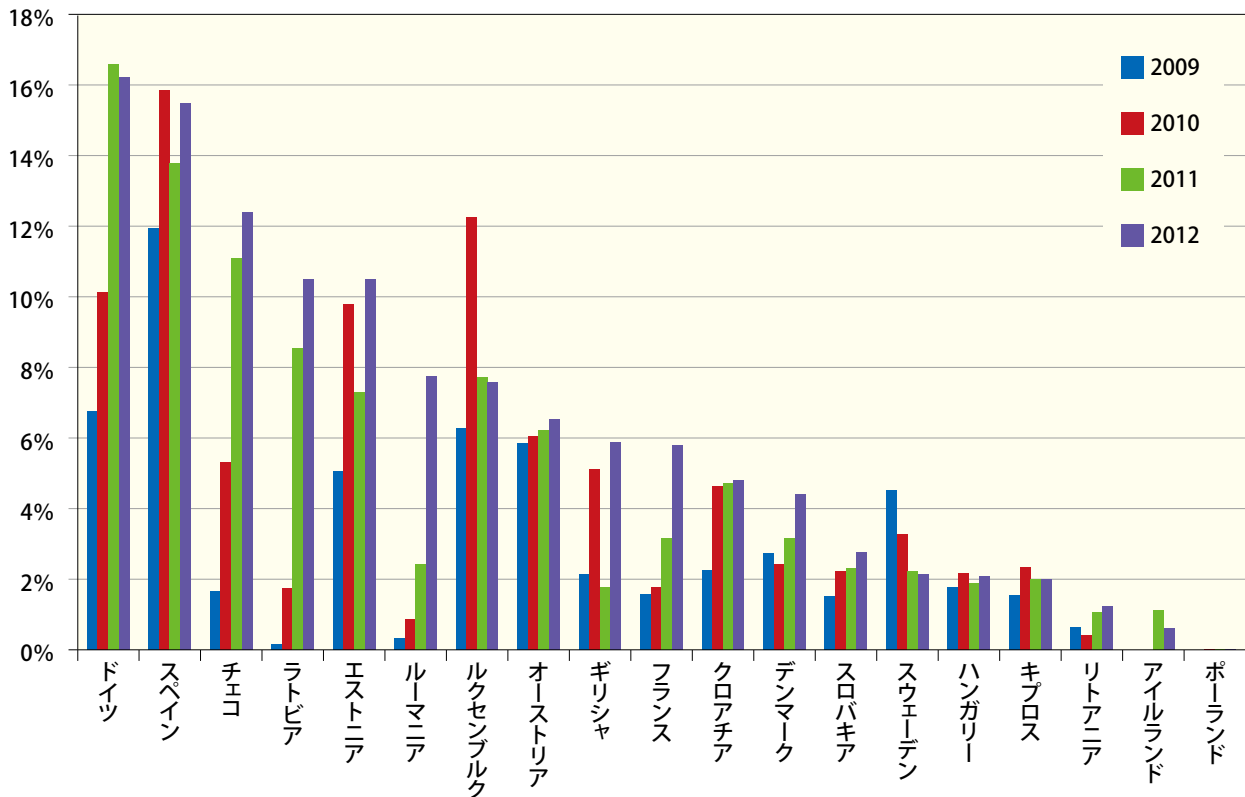
やRTOに義務付け、連系線の建設における費用配分ルールの設定を促している。欧州では、欧州の共通の利益の観点から優先して整備するエネルギーインフラプロジェクトを定め、財政支援も行うこととなっている。わが国でも、東西を結ぶ連系線が「重要送電設備等の指定」を受け、国が建設を後押しすることになっている。

このように、国や規制当局がある程度関与して、連系線などの建設を促そうとすることは、世界的なトレンドのように見える。しかし、国や広域機関の役割や権限に依存しすぎて、民間の事業者が自ら経済合理性を判断する機会を失わないように留意する必要がある。

小売全面自由化と 競争促進の課題

電力システム改革の第2段階では、需要家の選択肢の拡大を目指して、電力小売りへの参入が全面的に自由化され、2016年を目途に家庭用需要家も電力会社を選べるようになる。この小売りの全面自由化は、海外の先進国の多くですでに実現しており、長いところでは15年以上の経験が蓄積されている。

図1 欧州各国の電気料金に占める再エネ賦課金の割合



出所：欧州委員会 (2014) “Energy prices and costs report”

ただし、家庭用の需要家にとって、選択の自由が与えられたとしても、小売自由化のメリットが実現したと言えるかどうかは定かではない。特に電気料金が競争を通じて低下することが期待されたものの、実際には自由化以外の様々な要因で料金が上昇してきた国が多い。自由化が料金にある程度抑制したとしても、その効果を実感しにくい状況がある。例えば欧州では、再エネの大量導入で卸電力価格は低下したが、再エネ導入を支援するための賦課金の負担が増加し、小売料金の1割以上を占める国もあって(図1)、料金の上昇につながっている。また、新しいサー

ビスも期待されてきたが、多くの需要家が求めるようなサービスはまだほとんどない。

そもそも家庭用需要家の市場では、競争が十分に進んでいないとされることも多い。その要因として特に問題視されているのは、安価に抑えられた規制料金の存在が競争の機会を奪っていることである。わが国でも、小売りの全面自由化後しばらくは、経過措置期間として規制料金が残され、その撤廃は第3段階を目的に行われることになっている。

海外でも、全面自由化当初に、4～5年の経過措置期間を設けて規制料金を残すことは珍しくないが、結

局、政治的な理由で安価な規制料金を撤廃できていない国や地域は多い。小売りの競争が活発なイギリスや米テキサス州では、当初の予定通り経過措置期間を終了して、規制料金を撤廃している。わが国でも経過措置期間終了後の需要家保護策や競争促進策は慎重に検討した上で、あらかじめ定めた期間が経過したら規制料金の撤廃に踏み切ることも検討すべきである。

発送電分離と分離後に克服すべき課題

電力システム改革の第3段階では、一般電気事業者の送配電部門を別の

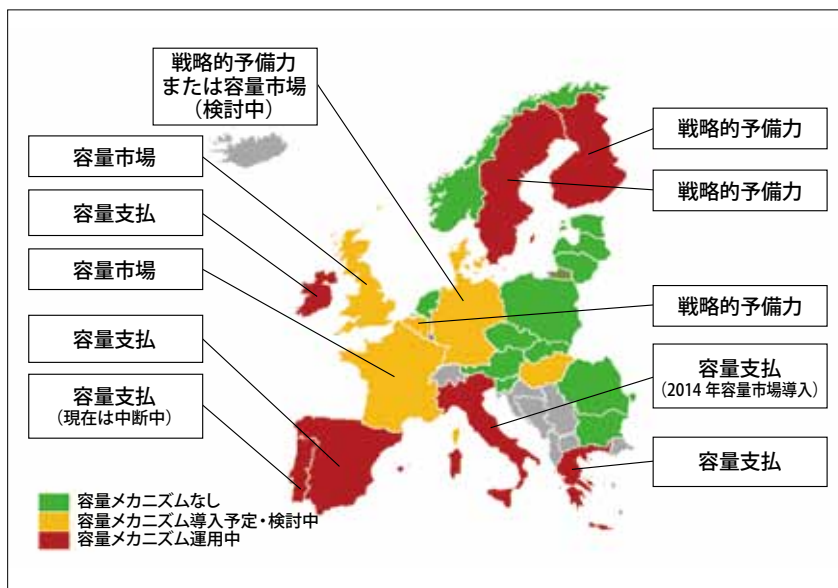


会社に分離する「法的分離」の形で発送電分離が行われる予定だ。現在は、法案の提出に向けた準備が進められている。発送電分離については、米国では送電の機能分離と、発電の法的分離や所有権分離を組み合わせる形で進められ、欧州では、送電の所有権分離や厳格な法的分離が進められてきた。

発送電分離は、送配電部門の中立性を高め、発電や小売供給の競争を促すための手段である。実際、欧米では、発送電分離が競争促進に一定の役割を果たしたという評価もされている。しかし一方で、電力会社が発電、送配電、小売りのすべてを有する垂直統合体制には費用を抑制するメリットがあるとの評価もなされてきた。競争が進むのは発電・小売供給部門であり、こうした競争事業における効率化が垂直統合のメリットを上回るほどでなければ、最終的に需要家のメリットとはならない。しかし、競争を最大限に促し、加えて政策的に再エネの導入を進めるためには、必然的に垂直統合の時よりも送配電網が増強される必要があり、その分コストは増加する。

海外では、発送電分離で、新規参入や再エネに必要な送電線の建設が進みやすくなるとされていた。ところが、実際に送電線の建設を困難にしてきたのは迷惑施設問題（送電設備が周辺住民には迷惑施設になってしまう問題）などで、発送電分離

図2 欧州における容量メカニズムの導入・検討状況



出所：ACER (2013) に一部加筆
 ※「戦略的予備力」は、緊急時に稼働できる電源を確保しておくための制度で、競争入札を通じて特定の電源に必要な費用を負担する仕組みである。「容量支払」は、事前に容量当たりの金額を決めて、一部またはすべての電源に、容量に応じた収入が与えられる仕組みである。

で解決できる問題ではない。分離後も送電線の建設費用を低減できる見込みはない。

なお、今後、発送電分離とともに留意すべきなのは、配電と小売り(営業)の分離(営配分離)である。配電も小売りも需要家との接点を有しており、これらが別々になることで、需要家にとっての利便性がいったん失われることになる。また、海外では、これまで電力会社が一元的に管理していた需要家関連のシステムを分離して、新たなシステムを構築するため、少なくとも一時的には大きなコストが発生しているという。営配分離は、競争環境の整備に必要だとしても、需要家にも直接影響があることを考慮して、わが国でも慎重に進める必要がある。

容量メカニズムの選択と導入の課題

電力システム改革では、自由化後も十分な供給力を中長期的に確保するため、発電所が、発電能力(容量)に応じた収入を得られるようにする、「容量メカニズム」の導入を検討することになっている。また、最終手段としては、広域機関による電源入札制度も検討されている。

容量メカニズム導入をめぐる議論は海外でも盛んである。原則、発電所への設備投資は、卸電力市場での価格シグナルによって促されると考えられていたが、実際には様々な制約で問題が生じたためである。電力の入札価格に上限が設けられて、ピーク時に十分な収入を得られないため、

設備投資がなかなか進まなかったり、欧州などでは政策的に再エネが大量導入された結果、既存の火力発電所の稼働率が低下し、本来は再エネの増加とともに必要なバックアップ電源も収益悪化で廃止を余儀なくされたりして、安定供給の観点から懸念されるような事態になっている。

わが国で検討される容量メカニズムとしての「容量市場」は、発電能力に市場で価値をつけて取引する市場である。こうした市場は、米国北東部を中心に長年運用されてきたほか、欧州ではイギリスやフランスで年内の導入が予定されている。欧州のほかの国では、容量市場以外の容量メカニズムを導入もしくは検討している(図2)。

ただ、海外でも、これら容量メカニズムの有効性に対する評価は定まっておらず、むしろ問題が多いため不要とする意見も根強い。特に、容量市場については、取引される容量(発電能力)の定義や確保期間の設定、確保期間中の容量の確認方法など、制度設計であらかじめ多くの手続きを決めておく必要がある特殊な市場である。それゆえ、導入時よりもより、導入後も詳細制度設計において試行錯誤が予想される。

わが国では、最終手段として電源入札制度も提案されているが、これに過度に依存してしまうようだと、効率的な設備形成ができないリスクが大きくなる。制度自体がリスク要因ともなる容量メカニズムの導入につ

いては、メリットとデメリットを見極めながら柔軟に対応できるような計画で進めることが重要と思われる。

エネルギー政策と電力自由化の整合性

わが国では、電力システム改革の制度設計の議論と並行して、2014年4月に閣議決定されたエネルギー基本計画の具体化に向けた各分野(省エネ、再エネ、原子力)の議論が進んでいる。

海外では1990年代以降、電力の自由化が進んだが、2000年代以降は、低炭素社会への移行が各国で主要な政策課題となり、省エネや再エネの導入に向けた取り組みが積極的に進められてきた。しかし近年、特に再エネの導入支援を強力に推し進める国で、自由化された電力市場やネットワークの運用に様々な問題が生じている。電力の自由化自体も非常に難しいとされていたが、そこに再エネの導入支援という、本来自由化とは相容れない政策が加わって、混迷を深めているのが実情である。

電力システム改革の各段階で打ち出される個別の施策と、エネルギー基本計画の具体化に向けた各分野での検討内容は、それぞれの目標達成のためには合理的なように見えても、全体として整合性がとれたものになっているかどうか、十分に注意しなければならない。電力システム改革を進めることと、エネルギー政策の個別目標を達成することが、う

まく結びつくこともあるが、これまでに紹介した海外の事例を見ても、実際には互いに足を引っ張りあうような状況も多い。

また、個別の施策に対する市場の反応が予想以上に早く、問題が生じると分かっているにもかかわらず、その拡大を防げなかったり、後戻りできなくなってしまったりしていることも多い。日本でも固定価格買い取り制度(FIT)の下での再エネの認定容量がすでに7000万kWを超え、仮にその大部分が導入されると、電力供給の設備形成でも早急に大きな変革が求められる。こうした局面においては、広域的な視点とともに、発電と送電の投資計画の整合性を図って信頼度を確保しつつ、コストを抑制することが重要になる。広域機関の設立によって広域的な視点は強化されるかもしれないが、投資の整合性を図ることについては、発送電分離を進めることで難しくなるだろう。

電力、そしてエネルギー供給のあり方を常に全体で注意深く考えていかなければ、個別の施策の組み合わせで複雑な問題が生じるリスクが高い。それが海外の事例から日本が学べる教訓なのかもしれないが、問題はもう目の前に迫ってきている。いま一度、政策の優先順位を確認した上で、差し迫った問題を解決し、重要な目的を着実に達成していくためには何が必要なのかを明確にすべきだろう。本連載の執筆者一同、今後の調査研究を通じてそれらを明らかにし、情報発信していく所存である。■



世界の電力事情…日本への教訓

RI 電力中央研究所

発行：一般財団法人 電力中央研究所 広報グループ

〒100-8126 東京都千代田区大手町 1-6-1 (大手町ビル7階)

TEL: 03-3201-6601 FAX: 03-3287-2863 <http://criepi.denken.or.jp/>

本誌は環境に優しい再生紙とインクを使用しております。



古紙パルプ配合率100%再生紙を使用

2014年11月発行