

限界費用ゼロが引き起こすエネルギー・ゲームチェンジ ～原発か再エネか、ベースロードの確保、電源別コスト…、古典化する日本の議論～

東京財団研究員 平沼光

第三次産業革命のカギとされる限界費用ゼロのエネルギー

駐日ドイツ大使館からの誘いで 2015 年 3 月 26 日から 27 日の二日間にかけてベルリンにて開催された国際会議“Berlin Energy Transition Dialogue（ベルリンエネルギー転換対話）”（以下 国際会議）に参加してきた。

この国際会議は、世界的な気候変動問題への対応の急務、資源の供給リスクの増大など既存の体制では対処しきれない資源エネルギーに係る様々な問題が山積する中、各国はどのように対処することができるかをテーマに、ドイツ外務省およびドイツ経済エネルギー省が主催した会議で、世界約 60 か国から 700 名以上のエネルギー専門家が参加した盛大なものであった。

会議は主催者の基調講演に始まり、ドイツ再生可能エネルギー連邦連合会（BEE）副会長、大手暖房機器メーカーのフィースマングループ（Viessmann Group）社長、経済動向財団（Foundation on Economic Trends）代表のジェレミー・リフキン氏ら 3 名によるプレゼンテーション、そして、欧州（デンマーク、ノルウェー、チェコ）、中東（UAE）、アジア（中国）および IEA（International Energy Agency）からの登壇者によるパネル討議が行われるとともに、より具体的なテーマを考察する 9 つのセッションに分かれて集中的な議論が行われた。各セッションは一日目、二日目とも 3～4 つのセッションが同時に開催されたこともあり筆者は全てのセッションの議論に参加できたわけではないが、会議初日のサマリー、そして最終日に行われたラップアップでは会議全体を通して再生可能エネルギー（以下 再エネ）が様々な課題に対応するための重要なカギ（Key element）として捉えられていた。そのことは、ジェレミー・リフキン氏が行ったプレゼンテーションに会場の参加者が大きな関心を寄せていたことから伺えた。

ジェレミー・リフキン氏は EU 委員会やメルケル独首相をはじめ、世界各国の首脳・政府高官の政策アドバイザーを務めるとともに、米紙ニューヨーク・タイムズのベストセラーリストに入った著作“*The Third Industrial Revolution*”（邦訳 2012 年発行『第三次産業革命：原発後の次代へ、経済・政治・教育をどう変えていくか』）をはじめ数々の著作を出版している米国の著名な文明評論家、作家だ。

リフキン氏のプレゼンテーションは“*The Transition to Zero Marginal Cost Renewable Energy and the Third Industrial Revolution*（限界費用ゼロの再生可能エネルギーと第三次産業革命への転換）”¹というタイトルで行われ、その要点は以下のようなものであった。

¹プレゼンテーション全文は以下参照。

- ・ 昨今、エネルギー転換を促すいくつかの重要な動きが起きている。
- ・ 第一に、固定価格買い取り制度（FIT 制度）により普及が進んだ再エネは、原子力や化石燃料などの大規模集中型で限界費用が高い伝統的なエネルギー源に対し、分散型で限界費用ゼロ、そしてクリーンなエネルギー源として浸透してきている。
- ・ 第二に、かつて高いとされてきた再エネの発電設備、機器のコストも急速に下がってきており誰もが限界費用ゼロの電力を自ら生産・売買（produce）し消費（consume）するプロシューマー（prosumer）になれるようになった。
- ・ 第三に、再エネの余剰電力で水を電気分解し水素燃料に転換する燃料電池などのパワーガス技術（Power to Gas）や高性能蓄電技術、揚水発電技術など再エネの発電余剰や変動性に対応する技術開発が進んできている。
- ・ 第四に、スマートメーターの設置や電力システムのスマートグリッド化はプロシューマー自身による電力管理と地域のプロシューマーから電力システムに送られる多面的なエネルギーの管理を促進した。
- ・ 第五に、スマートグリッドと接続した充電ステーションの駐車場への設置は、プロシューマーからスマートリッドに送られた電力を電気自動車や燃料電池車など電気をエネルギーにする次世代自動車に供給するとともに、次世代自動車からスマートリッドを介して電力を売電することも可能にした。これは車両という運輸・物流に係わる分野がインターネットというデジタル技術を利用したスマートグリッドの導入によりエネルギーのシステムの中に新たに加わったことになる。
- ・ こうした 5 つの重要な動きは、従来の大規模集中型で限界費用の高い原子力や化石燃料などの伝統的なエネルギー源から再エネを主とした限界費用が安い分散型のエネルギー源への転換を進める要因になる。
- ・ これはエネルギー体制の大変革であり、蒸気機関の発明による第一次産業革命、電力による電動機と石油による内燃機関の発明による第二次産業革命に次ぐ第三次産業革命の扉を開くものとなるだろう。
- ・ ドイツではすでに第三次産業革命の動きが始まっている。

こうしたリフキン氏のプレゼンテーションには会場にいる各国の参加者から大きな拍手が送られその関心の高さが伺えた。前述した通り、リフキン氏の話では、原子力や化石燃料よりも再エネのほうが限界コストが安いということだが、多くの日本人にとっては「再エネは原子力他と比べてコストが高い」ということがまず最初に頭に浮かぶのではないだろうか。日本人にとってはコストが高いとされる再エネであるが国際会議の場ではコストが安いということで注目され各国から拍手受けるとはいったいどういうことなのだろうか。

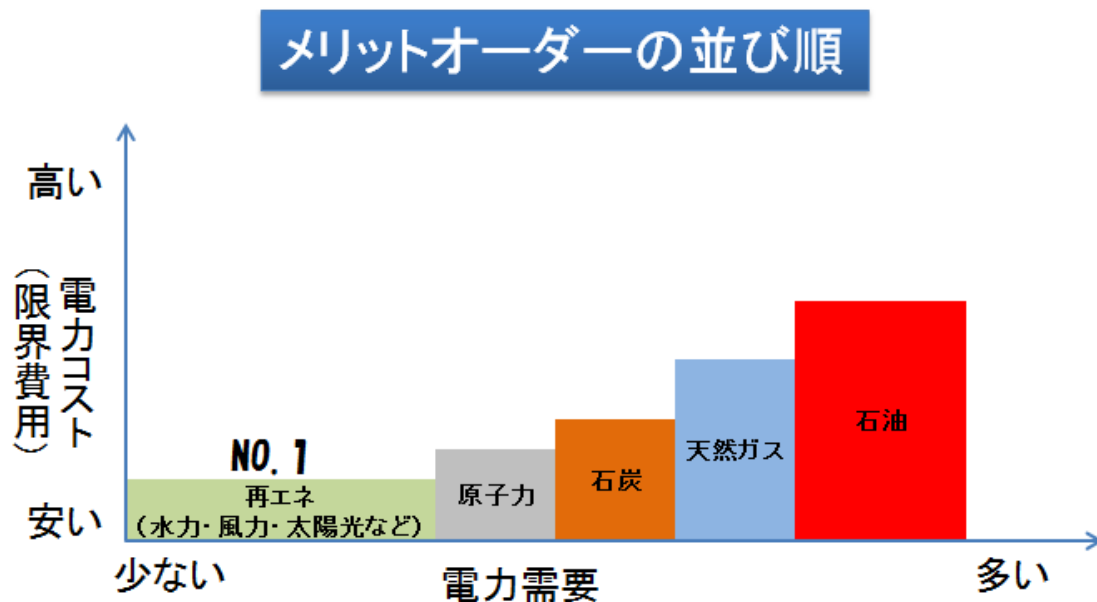
限界費用とメリットオーダー

それを考えるためにはまず“限界費用（マージナルコスト）”とは何かを確認する必要がある。賢明な読者にとっては釈迦に説法ではあるが、限界費用とは生産量の増加分1単位あたりの総費用の増加分で、簡単に言うとある生産物の生産量を1つ増やした時にかかる費用の増加分のことだ。発電で考える場合、発電量を一単位（1kWh）増加させるのに要する増加費用ということになる。例えば、火力発電で考えると発電量を増加させるため火力を焼き増すのに追加する石炭、石油、天然ガスなどの燃料費が限界費用の主なものとなる。原子力発電であれば核燃料費ということになるが、再エネの場合、発電に必要な風や太陽光、地熱などはいくら使ってもタダであり、即ち限界費用はゼロとなるわけだ。

ここでもう一つ理解しておく必要があるのが“メリットオーダー（merit order）”という考えだ。メリットオーダー（merit order）とは、原子力、各種火力、各種再エネなど様々な種類の発電所を限界費用の安い順に並べたものを指す。電力会社からすれば、刻々と変化する電力の需要に対応して供給を行うには、限界費用の安い発電所から順番に運転することが最も経済的である。そのため電力会社は何か特別な理由がない限り限界費用の安い順に発電を行うのが通常である。

実際のメリットオーダーの並びを見ると、まったく燃料費を必要としない限界費用ゼロの風力・太陽光・地熱発電などの再生可能エネルギーが1番目に置かれ、続いて原子力発電→石炭火力→天然ガス→石油火力の順番となる（図表1参照）。

（図表1）



すなわち、まず再エネ発電で可能な限り需要を満たし、それでも需要に追いつかない場合（需要に対し再エネだけでは供給が賄えない）それを満たすために原子力発電→石炭火力→天然ガス→石油火力という順番で供給が行われていくということだ。

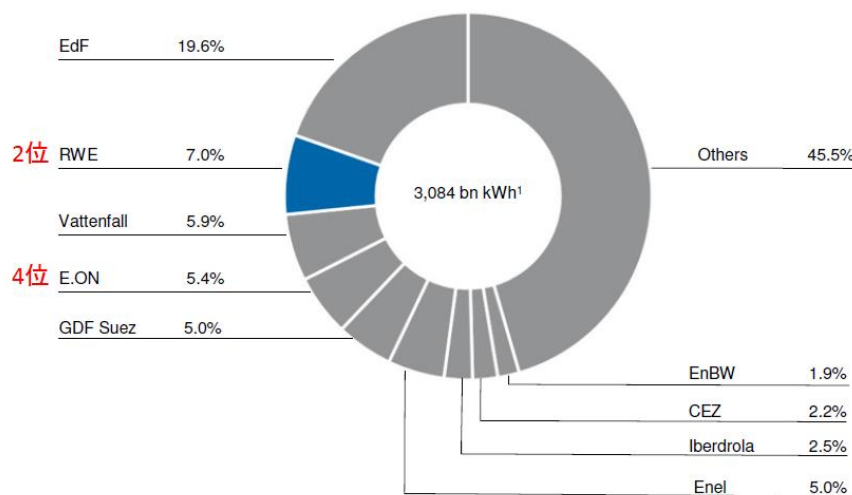
当然、限界費用の安い再エネは自由化が進んだ電力卸市場においても高い競争力を持つことになる。電力自由化がまだ十分に進んでいない日本では電力卸売市場と聞いてもイメージしにくいのが、電力卸市場とは、末端の消費者や需要家が直接電力を買い付けるものではなく、発電を行う電力会社が電力の売り手として売り入札を行い、電力の買い手となる電力小売業者が買い入札を行うことで電力の売買取引を行う卸取引市場のことだ。再エネの普及が進むとメリットオーダーの考えで必然的に電力卸売市場に再エネが多く出回ることになり、原子力、化石燃料発電の電力と市場で価格競争をした場合、限界費用がゼロの再エネは価格競争に勝ち市場価格は安い再エネを中心に形成されていくことになる。まさにこうした動きが再エネの普及が進んだドイツで今起きている。

不採算化する原子力、火力発電を切り離すドイツ大手電力会社

2014年11月30日、ドイツの4大電力会社の一つでありEUでは第4位の発電規模（図表2参照）を誇るE・ON社（エーオン）が、これまで本業としてきた大規模集中型の原子力発電と褐炭や石炭などによる火力発電事業など伝統的な発電事業を本社から切り離して分社化することを発表した²。本社は経営の舵を大きく転換し、再エネと分散型発電の時代に適応するためのスマート・グリッド、そして顧客のニーズに対応する電力供給サービスの3つを基幹事業にするということだ。E・ON社の発表はドイツだけではなく世界各国に衝撃を与えるニュースとなった。なぜE・ON社のような大電力会社はその経営の舵を180度転換するのか。それは前述した限界費用ゼロの再エネの普及が大きな理由と言えるのだ。

（図2表）

EUにおける電力会社の発電シェア(2013)

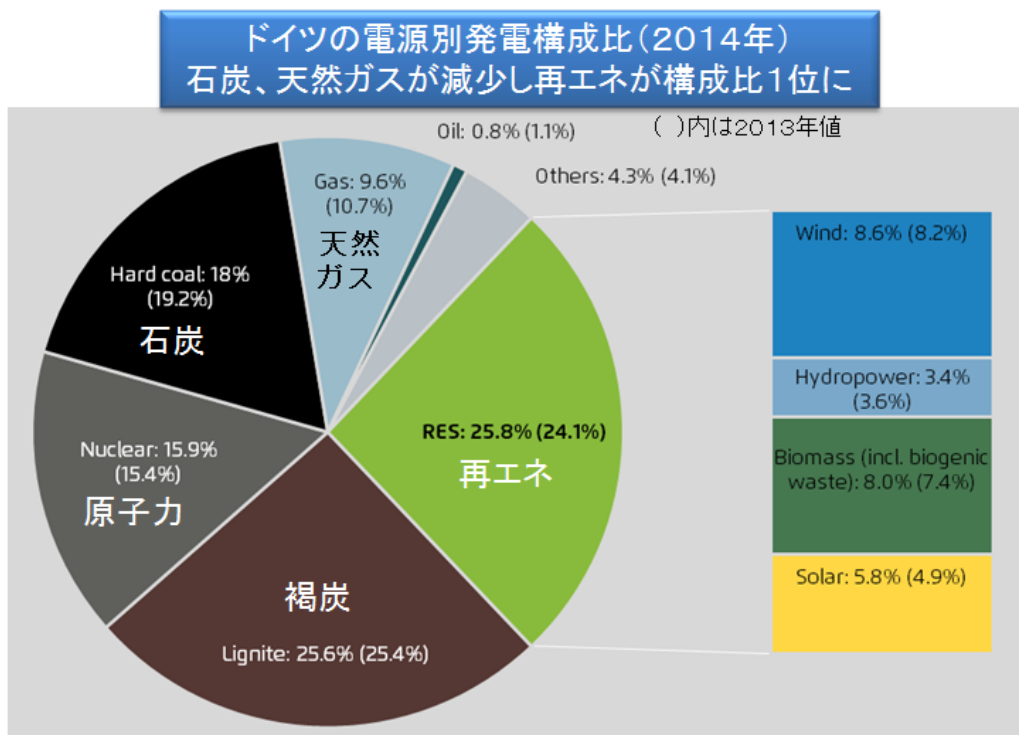


² E・ON社プレスリリース（2014年11月30日）

<http://www.eon.com/content/eon-com/en/media/news/press-releases/2014/11/30/new-corporate-strategy-eon-to-focus-on-renewables-distribution-networks-and-customer-solutions-and-to-spin-off-the-majority-of-a-new-publicly-listed-company-specializing-in-power-generation-global-energy-trading-and-exploration-and-production.html/>

ドイツにおける再エネ普及の本格的な取り組みは、2000年の固定価格買取制度開始から始まっている。2003年には再エネの発電比率（水力も含む）は7.5%だったが、2013年には3.2倍に増えて24%に、そして2014年には25.8%にまで達し電源別発電構成比の1位を占めるまでになっている（図表3参照）。こうした限界費用ゼロの再エネの普及は電力卸売市場にもその影響を及ぼし、2013年の市場価格の平均ではスポット市場、先物市場ともドイツの電力卸市場価格は欧州の中でも安い価格となっている（図表4参照）。³ もちろん、卸売価格の低下は石炭価格の低下なども影響していると言えるが、それでも再エネ普及は市場価格を低下させている大きな要因であることは変わらない。

(図表3)



出典：“The Energiewende in the Power Sector: State of Affairs 2014 - A Review of the Significant Developments and an Outlook for 2015-”(BERLIN, 07 JANUARY 2015, Agora Energiewende)

³ 同様にピークロードの平均価格もドイツは安くなっている。
(出典：EDF Management report 2013)

(図表 4)

独英仏のスポット市場価格(2013年・平均価格)

€/MWh

	ドイツ	フランス	イギリス
ベースロード平均価格	37.8	43.2	59.1
対前年(2012)比	-11.3%	-7.8%	7.1%
ピークロード平均価格	48.7	55.1	67.6
対前年(2012)比	-8.9%	-7.2%	6.8%

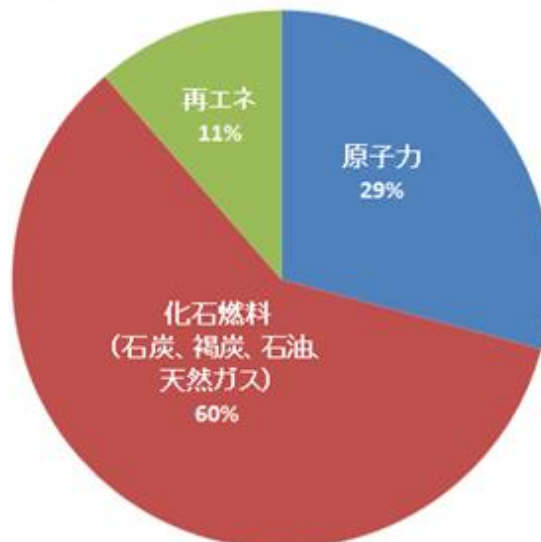
独英仏の先物市場価格(2013年・平均価格)

€/MWh

	ドイツ	フランス	イギリス
ベースロード平均価格	39.1	43.3	61.3
対前年(2012)比	-20.7%	-14.4%	-0.5%
ピークロード平均価格	49.7	56.6	70.5
対前年(2012)比	-18.4%	-11.5%	0.9%

EDF Management report 2013から作成

(図表 5)

E. on社のドイツ国内発電構成(2013年)
原子力、化石燃料火力の依存が高く再エネの比率が低い

E.on社HPデータより作成

一方、E・ON社のドイツ国内の発電電力構成(2013年)は石炭・褐炭、石油、天然ガスなどの化石燃料が約60%、原子力が約29%と双方合わせて発電構成の約9割を占め、再エネはわずか11%の構成になっている(図表5参照)。

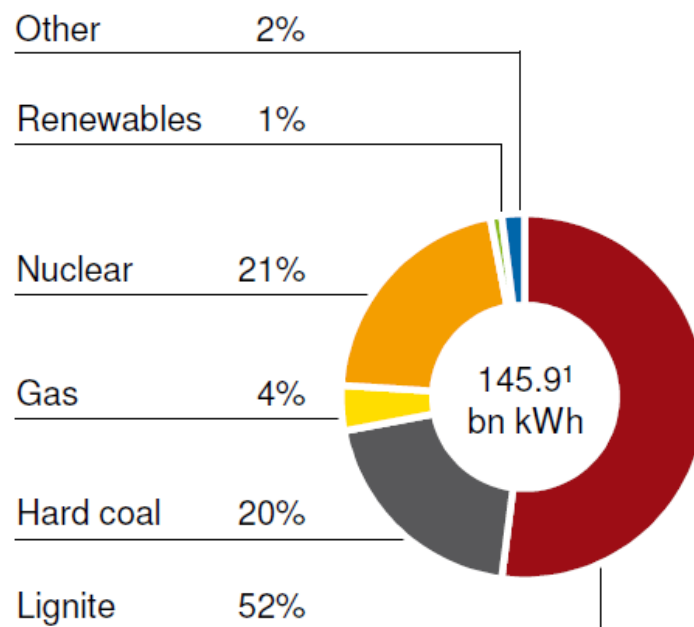
つまり、電力卸市場では限界コストの安い再エネによる電力が取引されているにもかかわらず、E・ON社が作る電力は限界コストが高い原子力、化石燃料によるものがほとんどで市場競争についていけず商売にならなくなってしまったのだ。そのため、E・ON社は不採算部門化しつつある原子力発電、化石燃料による火力発電といった大規模集中型の発電事業を切り離し、エネルギーのトレンドとなりつつある分散型エネルギーへと事業の方針をシフトしたのだ。

再エネの普及で経営が苦しくなっているのは再エネ比率が低い電力会社のこと

再エネの普及により経営に大きな影響を受けているのはE・ON社だけではない。ドイツ4大電力会社の一つでEUでは第2位の発電規模を誇るRWE社も自社における再エネ発電比率（図表6参照）が1%と極端に低いことから事業環境が厳しくなり、2010年4月に67ユーロ台であった株価は2015年4月には24ユーロ台に下落している（図表7参照）。2013年には税引後当期利益が創業以来初となる赤字に転落し、2013年度の株主配当は半減すると言う事態に陥っている。

（図表6）

RWE社のドイツ国内発電構成（2013） E・On社と同様に原子力、化石燃料火力への依存が高く再エネ比率が低い

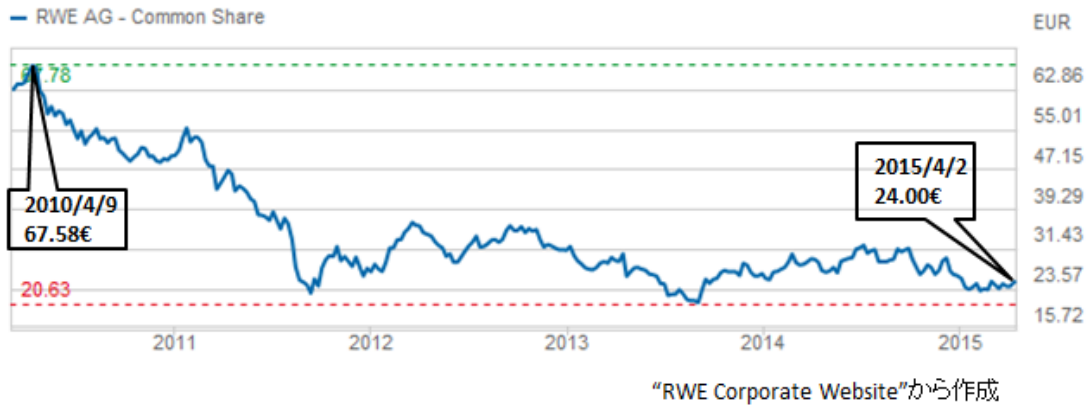


¹ Including electricity from power plants not owned by RWE that we can deploy at our discretion on the basis of long-term agreements. In fiscal 2013, it amounted to 21.8 billion kWh, of which 18.5 billion kWh were generated by hard coal-fired power plants.

出典：RWE FACTS & FIGURES October 2014

(図表 7)

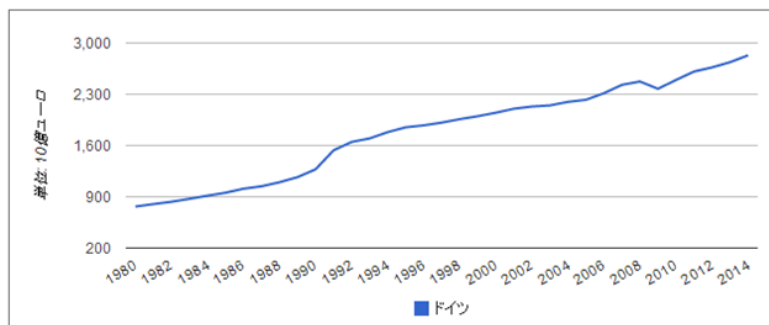
RWE社の株価推移



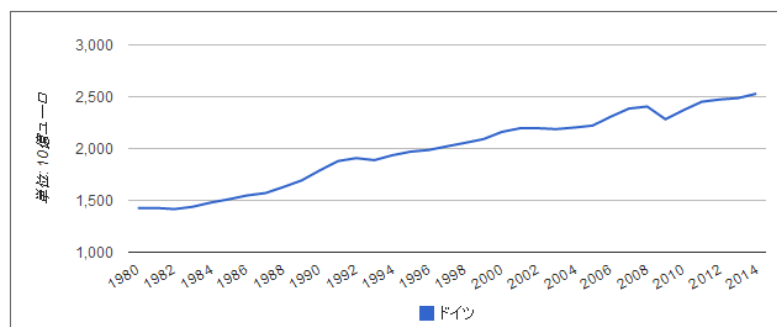
よく、「ドイツでは再エネの普及により企業の負担が増えて経営が大変厳しくなっている」というような話を耳にするが、それは E.on 社や RWE 社のような再エネ比率の低い電力会社にあてはまることでドイツの企業全てが同じ状況というわけではない。実際、ドイツの経済状況を見てみると、実質GDPも名目GDPも再エネの固定価格買取制度（以下 FIT 制度）が始まった 2000 年以降も右肩上がりの状況にある（図表 8 参照）。経常収支もドイツよりも再エネ比率の低い欧州各国と比べてドイツは高い水準にある（図表 9 参照）。失業率についてもドイツよりも再エネ比率の低い欧州各国と比べてみても低くなっている。（図表 10 参照）

(図表 8)

【ドイツの名目GDP推移】

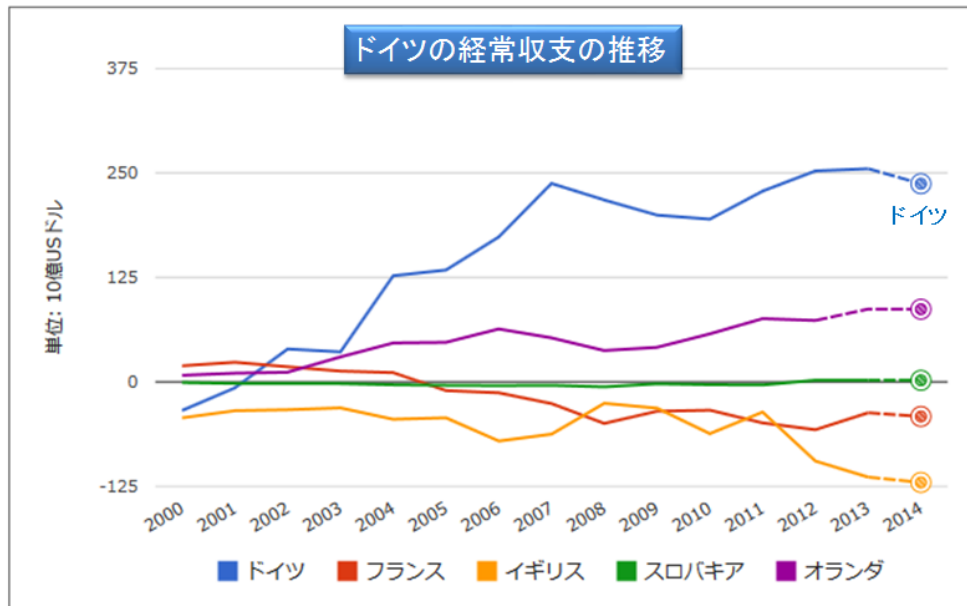


【ドイツの実質GDP推移】



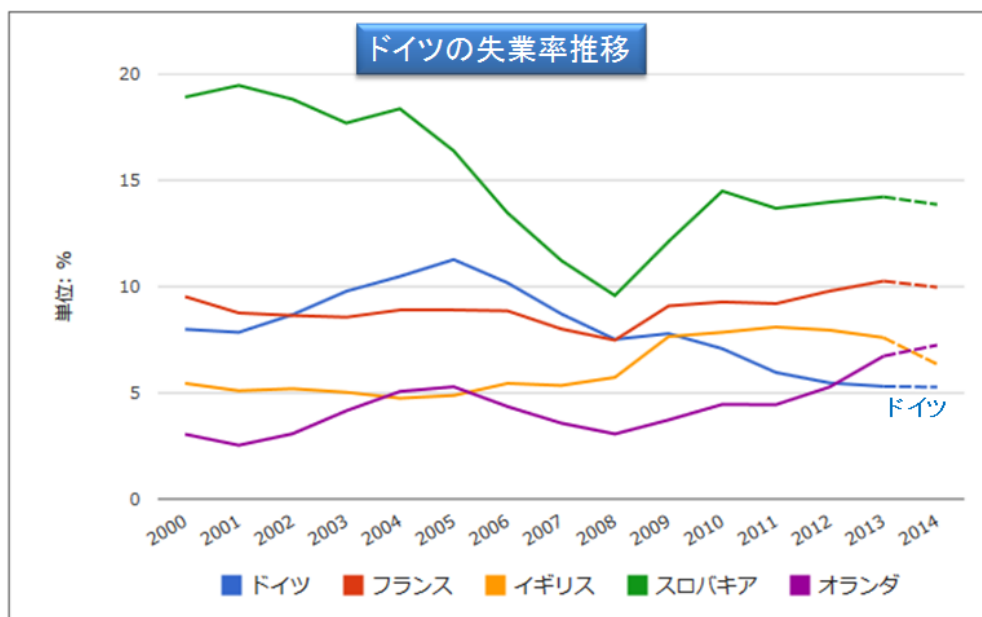
出典:IMF - World Economic Outlookから作成

(図表 9)



出典: IMF - World Economic Outlookから作成

(図表 10)



出典: IMF - World Economic Outlookから作成

また、経済活動の現場の状況として、例えば自動車産業を見てみるとドイツの2014年の乗用車新規登録台数は前年比3.0%増加し303万6,800台と、300万台を突破するとともに、西欧各国市場の活況を受け輸出も伸びるといふ好況にある。⁴

⁴ ジェトロ ニュース・レポート「乗用車の新規登録台数は前年比3.0%増、300万台を突破-2014年のドイツ自動車産業動向(1)-(ドイツ)」2015年2月5日

そうしたドイツの自動車産業の好況から、ノルウェーのオスロに本社を置くアルミニウム関連製品製造の世界的な大手であるノルスク・ハイドロ社（Norsk Hydro ASA）は自動車の車体用アルミ板製造ラインをドイツのノルトライン＝ヴェストファーレン州グレーヴェンブローヒにある工場に増設することを2014年2月25日に公表⁵している。ノルスク・ハイドロ社によれば新しい製造ラインは2016年中ごろに完成しそれにより同工場の生産力は200,000トンに達するとしておりドイツ国内への投資も好況だ。さらに、ドイツの財政は欧州の中でも唯一2015年から歳入が歳出を上回る財政黒字に転化することが見込まれている。このように、再エネの普及により再エネ比率の低い電力会社にとっては厳しい経営環境となっているが、それが全ての業種や企業にあてはまるということではなく、全体としてみるとドイツの経済は好調ということになる。

そればかりか、多くのドイツ企業は再エネ普及のおかげで欧州の中でも割安となった電力卸市場から安い電力を調達することができるようになってきている。さらに、ドイツのFIT制度では電力大量消費企業⁶に対し賦課金の軽減措置が取られており、例えば電力消費10GWh～100GWhの企業は賦課金の軽減率が99%、100GWhを超える場合賦課金は0.05ユーロ⁷/kWhに抑えられてきた。こうした軽減措置を受ける企業は2013年に約1720社（電力使用施設：2299ヶ所）、2014年には約20198社（電力使用施設：2779ヶ所）にまで増加し、これらの企業が軽減措置によって毎年支払いを免れる賦課金の総額（2013年の推計）は、約51億ユーロ（約6630億円（1ユーロ＝130円））にも及んでいる。⁷

すなわち、ドイツの多くの企業にとっては再エネが普及したおかげで安い電力を市場から調達できるようになったばかりか、ドイツのFIT制度においては電力大量消費企業は賦課金を軽減されてきたという2重のメリットを享受してきたといえるのだ。

再エネの担い手は誰か？

ドイツの大手電力会社は再エネ比率が低く苦しい状況にある中、市場には再エネによる電力が増えているとなると一体誰が再エネを担っているのだろうか。ドイツ全土の再エネ発電設備の所有者の構成（2012年）を見てみると4大電力会社の構成比率はわずかに5%であり残り95%は4大電力会社以外という構成になっている（図表1-1参照）。

特に大きな比率を占めているのが一般市民の35%でありこれに農家の11%を加えただけで全体構成の4割を超えることになる。さらにその他の構成を見てみると銀行であったり各種産業の企業、プロジェクトファイナンスによる事業体など多種多様な構成になっており、再エネが大規模集中型の4大電力会社ではなく多種多様な市民の手により担われていることがわかる。

⁵ ノルスク・ハイドロ社プレスリリース

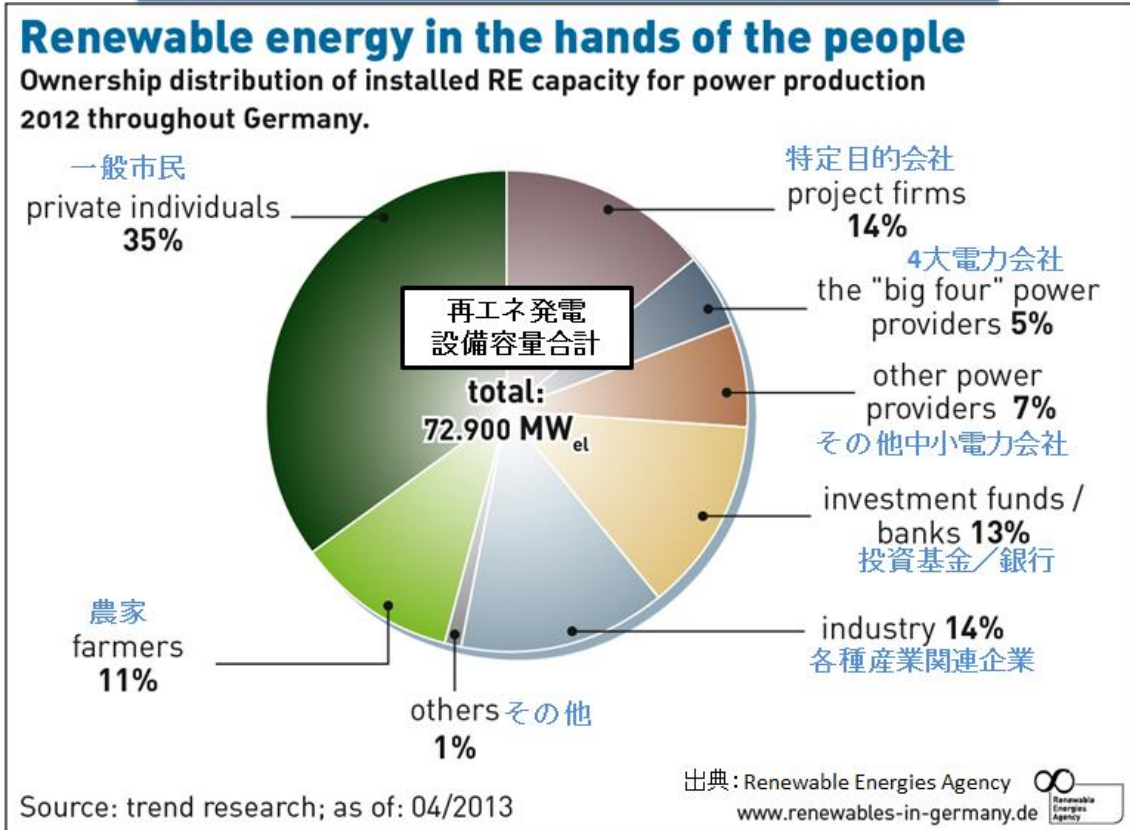
“Hydro boosts capacity for growth market in automotive products” February 25, 2014

⁶ 毎年、少なくとも1GW時の電力を使用する企業。また、収益の中に電力コストが占める比率が14%以上である企業。

⁷ 東京財団資源エネルギーPJ意見交換会（2014年11月21日、於ミュンヘン）熊谷徹氏説明資料「ドイツ・エネルギー革命の行方」

(図表 1 1)

市民の手により担われる再生可能エネルギー
ドイツ全土の再エネ発電設備の所有者構成(2012)



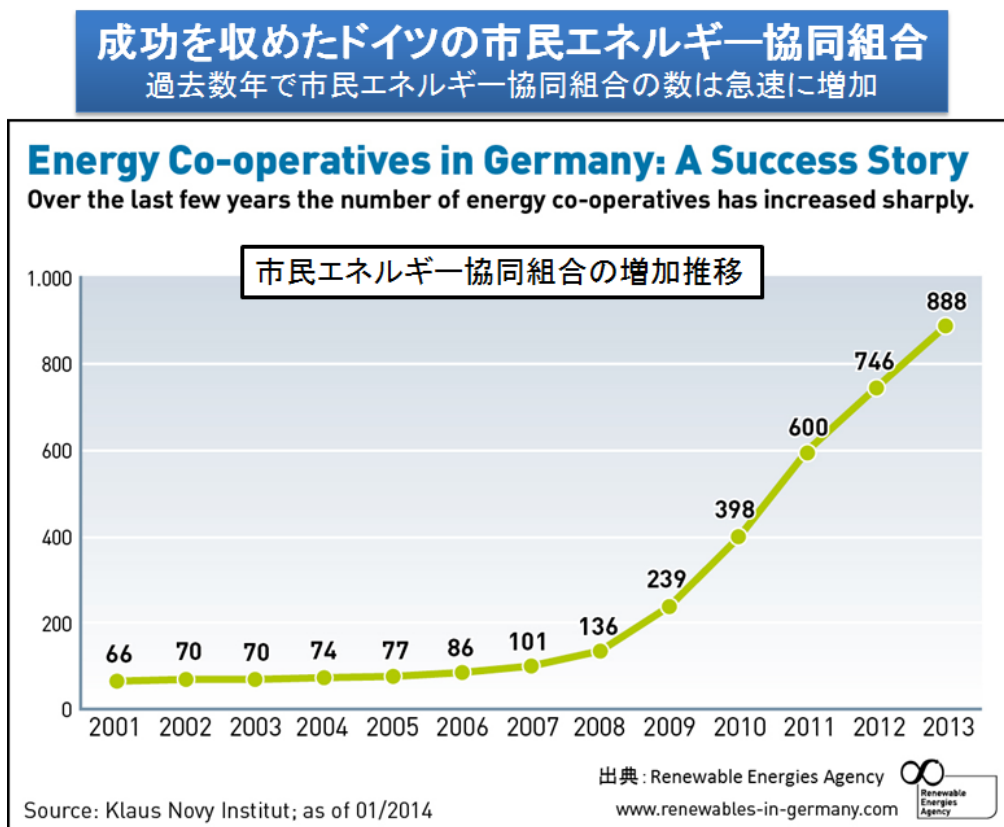
電力 10 社が地域を独占し、自由化市場も未熟で再エネに対するプロジェクトファイナンスもとりにくい日本ではなかなか一般市民が電力事業に参入するのはハードルが高いが、ドイツではなぜ市民が再エネによる発電事業に参入できるのか。その理由の一つとしてドイツには多種多様な担い手が再エネを含めた電力事業に参入できる環境としてドイツ独特のシュタットベルケ (Stadtwerke) や市民エネルギー協同組合の存在がある。

シュタットベルケとは、19 世紀後半以降、水道、熱供給、ガス供給、交通インフラ整備、電力事業 (発電・配電・小売) など個人や民間では手当てできない市内のインフラ整備とその運営を行うために地方自治体などが母体となり発達してきた市民公社的な事業体である。現在でもドイツ全体で 900 程度のシュタットベルケが存在しており、その電力事業は地域で発電を行いつつ需要バランスを見ながら電力卸市場から柔軟な電力調達を行い、価格・量の最適調達を行うとともに、家庭の電気使用についてのコンサルタント、訪問修理、停電損害補償など地域密着のサービスを提供する“地域の電力会社”的な存在となっている。地域の発電を基本とするためその地域で自ら再エネ発電を行ったり、地域で市民が手がけている再エネ発電から電力を調達することも手がけている。

市民エネルギー協同組合は、その地域のエネルギー供給とサービスを市民自らが賄うために設立される地域に根ざした分散型、市民参加型の協同組合だ。「協同組合」はシュタッ

トベルケ同様、19世紀以来から存在する法人形態でドイツ語では” Genossenschaft=仲間で作る組織” と表記され、生活に必要なサービスの確保、地域産業の活性化などをお互いの共助により行っている。FIT 制度の施行により市民エネルギー協同組合による再エネ発電が促進され、その数も 2007 年の 101 組合から 2013 年には 888 組合に急増している（図表 1 2 参照）。

（図表 1 2）



ドイツの再エネ普及について日本ではよく「再エネ普及でボロ儲けしているのは再エネ業者だけだ」というような論調を聞くが、前述したとおりドイツでは大規模集中型の大電力会社ではなく多種多様な市民が分散型のエネルギーとして再エネを担っているというのが実態だ。ボロ儲けしているとされる“再エネ業者”が何を指すのか定かではないが、再エネ発電を手がける主体となっている市民を中心に、再エネ発電設備や機器を製造するメーカー、それを扱う商社、そしてその輸送や設置、メンテナンスを行う業者など様々な人や地域が再エネに携わり利益を得ながら普及が進んでいると理解すべきだろう。

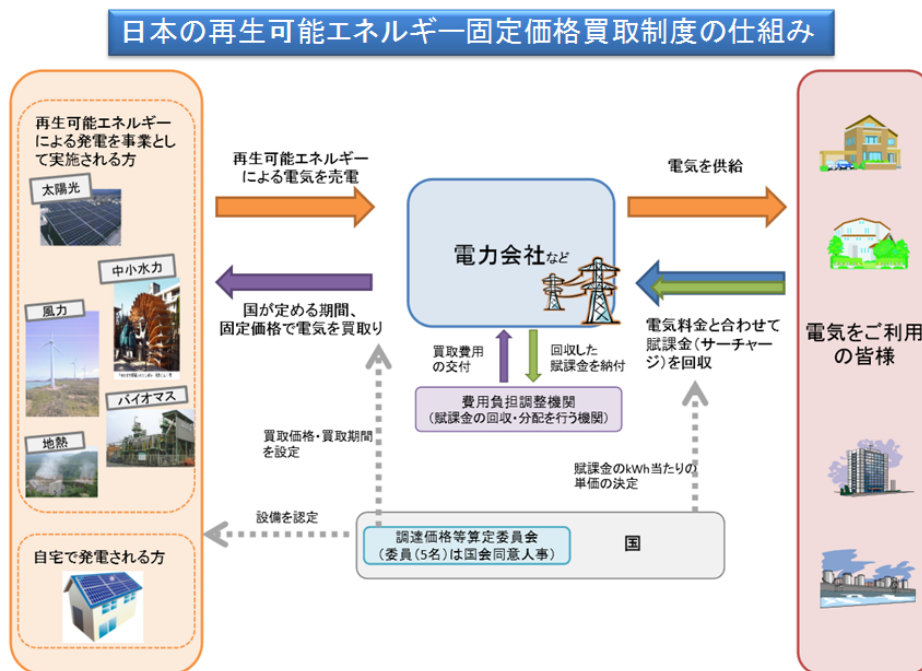
賦課金の増加を招いたドイツの失敗

限界費用ゼロの再エネが市場価格を引き下げている一方、FIT 制度による再エネ買取のための賦課金の上昇が家庭の負担になっていることがドイツの課題として指摘されている。筆者が参加した国際会議 “Berlin Energy Transition Dialogue（ベルリンエネルギー転換

対話”では再エネが様々な課題に対応するための重要なカギ (Key element) として捉えられていたがこうした賦課金の課題はどのように捉えるべきであろうか。それを考えるにはそもそもFIT制度における賦課金がどのように計算されるのかを確認する必要がある。

まず理解しなければいけないのは一言でFIT制度といっても世界共通の定義があるわけではない。国の状況や政策によってその内容は様々で賦課金の計算方法も異なるケースがある。日本における賦課金は、国が決めた買取単価を元に計算された買取費用総額と費用負担調整機関 (図表1.3参照) という賦課金の回収・分配を行う事務機関の事務経費を足したものから回避可能費用と呼ばれる再エネ電力を買い取って利用したことにより電力会社 (主に電力10社) が動かさないですんだ (節約できた) 火力発電、原子力発電の燃料費を差し引いたものとなる。一方ドイツの賦課金は、買取費用総額と事務経費を足したものから回避可能費用として電力卸市場で実際に取引された電力卸価格を差し引いたものとなる。(図表1.4参照)

(図表 1 3)



出典:「再生可能エネルギーの固定価格買取制度について」2011年10月 資源エネルギー庁

(図表 1 4)

ドイツと日本の賦課金計算の違い

【日本】

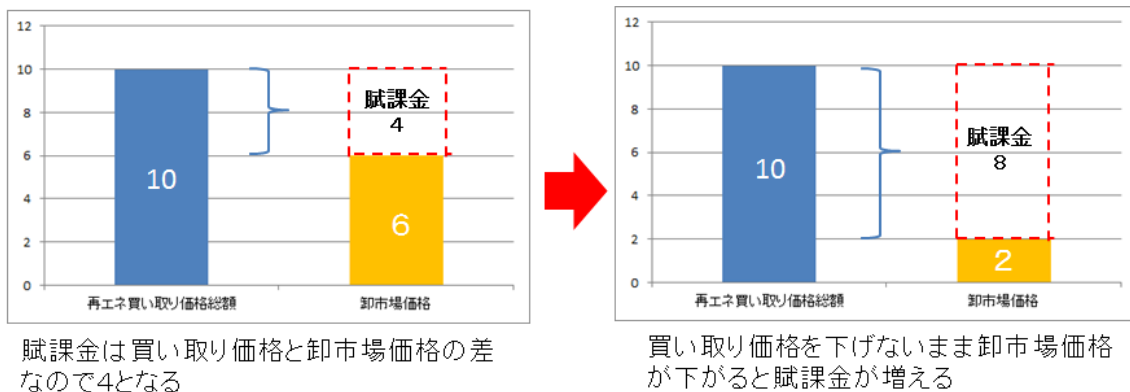
$$\text{再エネ買取費用} + \text{事務経費} - \text{再エネ利用分削減できた燃料費 (回避可能費用)} = \text{賦課金}$$

【ドイツ】

$$\text{再エネ買取費用} + \text{事務経費} - \text{卸売り市場価格 (回避可能費用)} = \text{賦課金}$$

すなわち、ドイツの場合、限界費用ゼロの再エネが電力卸価格を引き下げれば引き下げるほど賦課金が上がってしまうというメカニズムになっている。正確に言うと、電力卸価格の低下にあわせて再エネ買取費用も下げないと賦課金は上がってしまうということだ。わかりやすく理解するため仮の数値で説明した（図表）を参照いただきたい。仮に再エネの買い取り価格総額が10で卸市場価格が6だった場合、賦課金は買い取り価格と卸市場価格の差になるので4となる。再エネの買い取り価格総額が10のまま再エネの市場価格低減効果で卸市場価格が2に低下した場合、差額となる賦課金は8に増えてしまう。

(図表 1 5)



裏返して言うとドイツで賦課金が上がっているということは卸市場価格が安くなっているということで、本来であれば卸市場価格の低下にあわせて買い取り価格も下げるべきであったがそれに失敗し、結果として賦課金の増加を招いているということになる。よく「再エネを導入すると賦課金が増加して電力料金が上がる」と言われあたかも再エネというエネルギー自体に問題があるように思われがちだが、正確には「FIT 制度により再エネを導入した場合、回避可能費用の増減にあわせた買い取り価格のコントロールを行なわないと賦課金が増える」ということで再エネというエネルギーの問題ではなく FIT 制度の運用の問題といえる。つまり、買い取り価格が極端に高くなならないよう卸市場価格（回避可能費用）の増減を考慮した買取価格の設定を行うとともに、新規参入者の参入インセンティブを損なわないようバランスのとれた運用を行っていけば賦課金高騰の問題も回避出来たと考えられる。

IEA が示す賦課金の見通し

ドイツでは FIT 制度運用の失敗で 2000 年の FIT 制度開始時には 0.2ct/kwh だった家庭用電力の賦課金は 2014 年には 6.24ct/kwh となり家庭用電力の負担要因になっている（図表 1 6 参照）。ドイツが FIT 制度の運用に失敗したのは、普及促進のため太陽光発電の買い取り価格を高く設定した一方、太陽光パネル等のコスト削減が予想以上に進みパネルを調達し易くなったことから、それまで約 3,800MW/年だった新規導入量が 2010 年から 2013

年の3年間で7,500 MW/年に急増。あわせて市場価格も急速に下落したが買い取り価格のコントロールが追いつかなかったことが指摘されている。また、買い取り価格が市場原理ではなく政治的に決められていたこともドイツ消費者センター連盟から指摘されている。⁸

こうした失敗を修復するべく、ドイツは2000年のFIT制度発効以降、2004年、2009年、2012年とFIT制度の調整を行ってきた。そして2014年6月にはドイツの『再生可能エネルギー法』(略称 EEG: 再エネ法)の改正法案がベルリンの連邦議会を通過している。この改正により固定価格買取の対象となる発電設備の設置容量に上限を設けるとともに、新規に建設される再エネの発電施設は、固定価格での買い取り助成をする「フィードイン・タリフ (FIT)」ではなく、電力を卸売市場で直接販売することを義務付け、その売上の状況に応じて一定の助成金が上乘せされるという市場メカニズムを積極的に導入した「フィードイン・プレミアム (FIP)」と呼ばれるシステムに切り替えられることになった。

これまで上がり続けてきたドイツの賦課金であるが2015年の家庭用電力価格に課せられる賦課金は2014年の6.24ct/kwhから0.07 ct/kwh 下がった6.17ct/kwh になりFIT制度開始以来上初めて減少している。これは2014年の賦課金額が高めに設定してあったため、徴収済みの賦課金に余剰が生じた分、2015年の賦課金額を下げる事ができたことや、再生エネ法の改正などの影響で賦課金の上昇が抑えられたなどの影響が考えられている。

(図表 1 6)



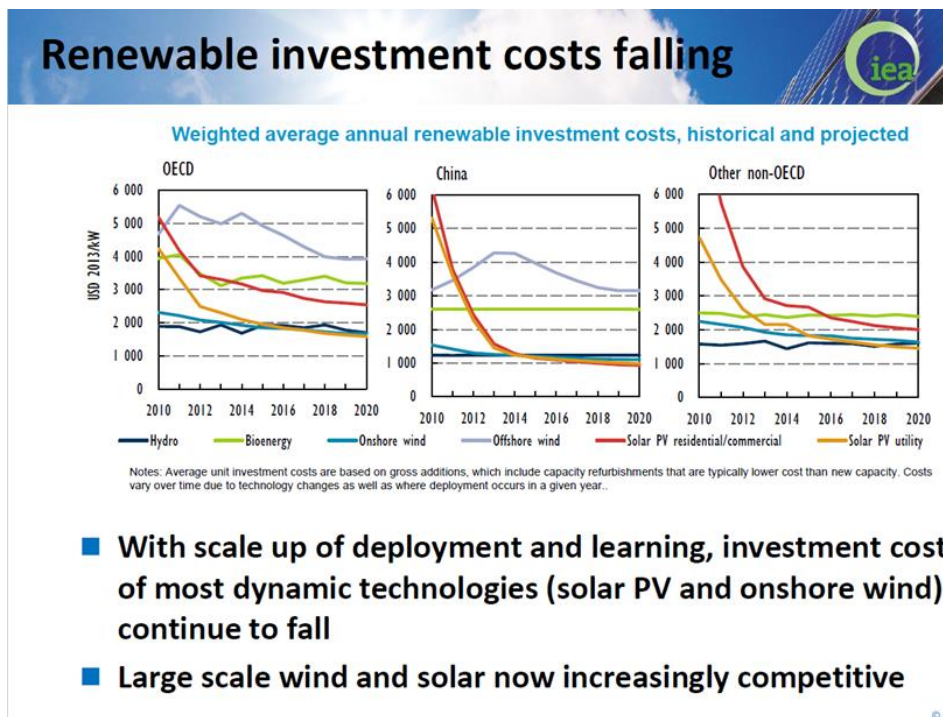
再エネの普及では常についてまわる賦課金の課題であるが世界的にみて今後どのような展開が予測されているだろうか。筆者が参加した国際会議のセッションに登壇した IEA

⁸ 「新エネルギー小委員会 欧州調査報告書」平成 26 年 8 月 8 日 新エネルギー小委員会

(国際エネルギー機関) 再生可能エネルギー部門責任者のパオロ・フランクル博士によれば、「再エネの普及が進んだことでコストの削減も進み、安い石油、天然ガスと比較しても再エネは価格競争力を持つようになってきたことから適切な市場と規制の枠組みが整っている条件下ではもはや再エネに対する高額な補助金は必要がなくなっている。政策として焦点を当てるべき点は、・競争環境の創出 ・技術革新 ・柔軟なエネルギーシステムの構築である。(抜粋仮訳)」ということをプレゼンテーションの結びの言葉として述べている(図表17, 18, 19参照)。

周知の通り IEA (国際エネルギー機関) は 29 カ国が参加する世界的な機関で日本政府は IEA を「エネルギー政策全般にわたる知見で高い国際的評価を得ている IEA は、知識ベースとして、また意見交換の場として重要。」⁹と評価している。日本では未だ再エネのコストは高く賦課金も高くつくという認識にあるが、IEA では再エネの普及が進んだ国際社会では再エネが価格競争力をつけてきておりもはや高額な賦課金の必要性もなくなりつつあるという見解を持っていることになる。日本と国際社会では再エネの普及具合の違いからこのような認識のギャップが生じていると考えられるが、将来日本も再エネの普及が進めば IEA が示した見解と同様の状況となることが十分に考えられることから、再エネの普及やそのコスト、賦課金については現状だけで判断するのではなく、国際動向を視野に入れた柔軟な理解と対応が必要だ。

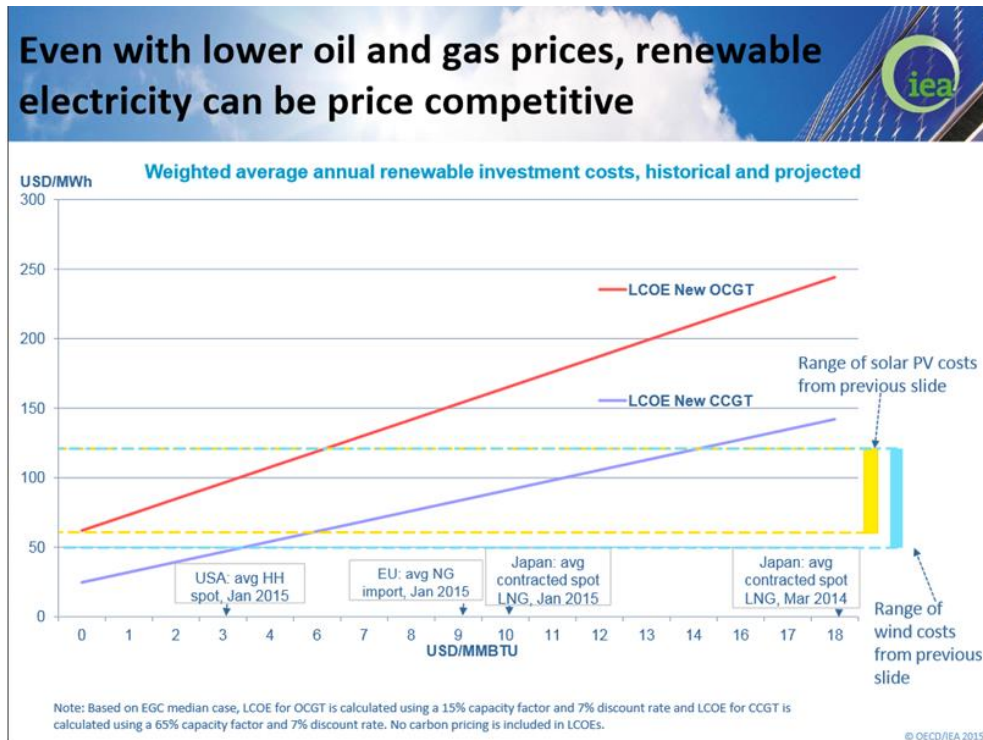
(図表 1 7)



出典: IEA (国際エネルギー機関) 再生可能エネルギー部門責任者のパオロ・フランクル博士のプレゼンテーション資料抜粋
Berlin Energy Transition Dialogue, 26-27 March 2015 "Current Developments and Trends in Energy Markets"
Dr. Paolo Frankl Head, Renewable Energy Division International Energy Agency

⁹ 外務省 HP: <http://www.mofa.go.jp/mofaj/gaiko/energy/iea/iea.html>

(図表 1 8)



出典：IEA (国際エネルギー機関) 再生可能エネルギー部門責任者のパオロ・フランクル博士のプレゼンテーション資料抜粋
Berlin Energy Transition Dialogue, 26-27 March 2015 "Current Developments and Trends in Energy Markets"
Dr. Paolo Frankl Head, Renewable Energy Division International Energy Agency

(図表 1 9)

Concluding remarks

- High levels of financial support no longer required for RE electricity if appropriate market and regulatory framework in place
- Policies should focus on fostering
 - competition,
 - innovation
 - and flexible energy systems
- Electricity market designs sub-optimal today for low-carbon generation
- RE heat and biofuels need more policy attention

出典：IEA (国際エネルギー機関) 再生可能エネルギー部門責任者のパオロ・フランクル博士のプレゼンテーション資料抜粋
Berlin Energy Transition Dialogue, 26-27 March 2015 "Current Developments and Trends in Energy Markets"
Dr. Paolo Frankl Head, Renewable Energy Division International Energy Agency

ドイツの家庭用電力料金を上げているもう一つの理由

前述の通りドイツの家庭用電力価格に課せられる再エネ賦課金が高くなったのは、限界費用の安い再エネの普及により卸市場価格が低下したにもかかわらず、それを反映した買取価格の設定に失敗したのが大きな要因の一つといえる。ドイツの家庭用の電力価格が高くなっている理由についてはよく賦課金の上昇があげられるが、果たしてそれだけが要因であろうか。それを考えるためにはまず電力価格がどのような内訳で構成されているか確認する必要がある。

一言で電力価格と言っても実はその内訳は各国によって様々だ。例えば、日本の電力価格の主な内訳は、電力そのものの価格（発電・調達、送電、販売コスト等）に再エネ賦課金と消費税を合わせたものとなっているが、ドイツの場合、電力そのものの価格（発電・調達、送電、販売コスト等）、再エネ賦課金、消費税（図表 1 6 では付加価値税に相当する）のほかに環境税の一種である電力税、コンセッション料と呼ばれる送配電線敷設のための土地利用料、コージェネ発電を助成するコージェネ促進割増など様々な要素が合わさって構成されている（図表 1 6 参照）。従い、電力価格が上がっているといっても電力価格を構成している何が価格上昇の要因なのかを見ていかないとその原因はつかめない。

FIT 制度が発効された 2000 年から 2015 年までのドイツの家庭用電力価格の推移を要素別に見てみると、一番増加しているのは賦課金で 2000 年比 5.97ct/kWh の増加、次いで電力そのものの価格（発電・調達、送電、販売コスト等）となっておりその 2000 年比増加額は 5.13ct/kWh で賦課金に引けをとらない額となっている（図表 1 6 参照）。すなわち、家庭用電力価格が高くなった要因には賦課金だけでなく電力そのものの価格（発電・調達、送電、販売コスト等）の上昇も要因といえる。但し、本来であれば再エネの普及により卸市場価格が下がることで電力小売業者が市場から安く電力を調達する（仕入れる）ことができ、電力そのものの価格（発電・調達、送電、販売コスト等）は下がるはずであるが実態は上昇していることになる。

2013 年の賦課金と 2012 年の賦課金を比べてみると 2012 年の賦課金 3.592 ct/kWh に対し 2013 年は 5.277 ct/kWh で約 48% の大幅増加している。すなわちそれだけ市場価格が下がっているといえ、ドイツの 2013 年の先物市場におけるベースロード平均価格は 2012 年比 -20.7%、ピークロード平均価格では 2012 年比 -18.4% 下がっている他、スポット市場価格も軒並み下落しているのがわかる（図表 4 参照）。一方、電力そのものの価格、特に市場価格が大きく影響を及ぼす、「発電・調達、販売費」を見てみると 2012 年の 8.16ct/kWh に対し 2013 年は 7.91ct/kWh とその下げ幅は約 -3% に止まっている。市場価格の二桁という大きな下げ幅に対し「発電・調達、販売費」はわずか数% しか下がっていないことになり、電力調達コストが下がっているにもかかわらず、それが小売価格に反映されていないという事態になっている。

ドイツが陥ったもう一つの失敗

なぜ電力調達コストが下がっているにもかかわらず、それが小売価格に反映されないのか。それを考えるためにはドイツの電力自由化の歴史を紐解く必要がある。ドイツでは1998年から電力卸売の全面自由化と小売全面自由化が始まっている。それまで主流を占めていた大手電力会社8社¹⁰に加え、自由化により約100社の電力販売会社が新規参入者として誕生している。市場自由化と新規参入者の出現により市場では競争原理が働くようになったとともに、2000年には再エネの固定価格買い取り制度（FIT制度）もはじまり再エネ発電事業者が市場に参入しやすくなったこともあり自由化当初は17.11 ct/kWh あった家庭用電力価格は2000年には13.94ct/kWh にまで急速に下落することになった。しかし、その後価格は上昇に転じ、2003年には17.19 ct/kWh にまで上がり自由化当初よりも価格が高くなってしまっている（図表16参照）。なぜ一度下がった価格が再び上がってしまったのか。それは送電事業を独占していた大手電力会社が新規の参入者を排除するため新規参入者に対し高い託送料（送電線利用料等）を課し利益を得る一方、小売では競争排他的な価格設定（不当廉売）を行い寡占化を進めたことが大きな原因として指摘されている¹¹。1998年の自由化により大手電力会社間においても集約化が進み8社あった大手電力会社は2004年までにRWE社、E.ON社、EnBW社、Vattenfall社の4大電力会社に集約され大きな力を持った一方、送電事業をもたない新規の参入者はそのほとんどが廃業に追い込まれることになった。その結果、大手電力会社による小売のシェアは自由化前は約50%であったが、自由化後の4大電力会社のシェアは2004年には実に約70%にまで達している（図表20参照）。

こうした小売の寡占化により小売市場の競争原理は損なわれ、一旦安くなった価格も再び上昇するという事態になっている。こうした事態を重く見たドイツ政府は新規参入者の参入障壁となっている大手電力会社による送電網の独占を排除すべく2009年に発送電分離を実施し送電網の公平中立化を図ったが、時すでに遅く小売市場の寡占化を改善できなかった。このように、電力調達コストが下がっているにもかかわらず、それが小売価格に反映されていないのは、大電力会社による小売の寡占化を防げなかったことが原因で、家庭用電力料金を高くしてしまっているドイツの二つ目の失敗と言える。

¹⁰ RWE社、VEW社、EnBW社、BEWAG社、HEW社、VEBA社、VIAG社、VEAG社

¹¹ 公益財団法人東京財団 資源エネルギーPJ研究会 熊谷徹氏講演（2014年11月21日、於ミュンヘン）、経済産業省 資源エネルギー庁 電力改革推進室「平成25年度電源立地推進調査等事業 電力システム改革の電気料金への影響の詳細分析最終報告書」（2014年3月）、公益財団法人 自然エネルギー財団「ドイツ視察報告書」（2012/10/17）等様々指摘されている。

(図表 20)

ドイツの電力自由化前と自由化後の各分野の市場構造

	自由化前	自由化後	
	1997	1999	2004
発電分野 Generation (not capacity)	- 8 network energy supply companies with 79% of electricity production: RWE, VEW, EnBW, BEWAG, HEW, PreussenElektra AG, BayerwerkAG, VEAG - Others with 21%: - regional energy supply companies with 10%; - municipal utilities with 11%	- 6 network energy supply companies with 73.8%: RWE: 28.4%; E.ON: 24.7% EnBW: 7.2% VEAG: 8.9% HEW: 2.6% Bewag: 2.1 % - Others with 26.2%: - municipal utility - regional producers - new local producers	- 4 network energy supply companies with 95.6%: RWE: 38.7% E.ON: 26.5% EnBW: 13.8% Vattenfall Europe: 16.2% - Others with 4.4 %: - municipal utility - regional producers - new local producers
送電分野 Transmission	- 8 network energy supply companies with 100% in their territories	- 100% share by 6 network energy supply companies	- 100% share by 4 network energy supply companies
配電分野 Distribution (low voltage power supply)	- 80 regional energy supply companies - 900 municipal utilities	- regional energy supply companies - municipal utilities	- 50 regional energy supply companies - 700 municipal utilities
小売分野 Sales to end consumers	5 network energy supply companies (RWE, VEW, EnBW, BEWAG, HEW) are also active in sales (51%-59% in 1995 (!) including by capital shares concerning regional energy supply companies) - 80 regional energy supply companies - 900 municipal utilities	- 6 network energy supply companies with 61.6%: RWE: 29.1% E.ON: 18.5% EnBW: 6.1% VEAG: no data HEW: 4.8% Bewag: 3.1% - Others with 38.4% - municipal utility - regional producers	4 companies with 72.8%: RWE: 16.8% E.ON: 22.1% EnBW: 19.5% Vattenfall Europe: 14.4% - Others with 27.2 % - 700 municipal utilities - regional producers

出典：“Liberalisation, privatisation and regulation in the German electricity sector,” Torsten Brandt
Wirtschafts- und Sozialwissenschaftliches Institut (WSI) (2006.11)

二つの失敗を防ぐには

ドイツの家庭用電力料金が上昇したのは前述したとおり再エネ賦課金の上昇と電力そのものの価格（発電・調達、送電、販売コスト等）の上昇を抑えられなかったのが主な失敗要因である。こうした失敗に陥らないようにするためにはどのような対処が必要だったのだろうか。

再エネ賦課金の上昇については既に前項で述べたとおり市場価格の増減にあわせた買い取り価格の設定を柔軟に行えばよかったということに他ならない。また、電力多消費企業の賦課金減免分を家庭用電力料金が負担していると言う点においても過度な負担が家庭に生じないようにさじ加減を考えるべきであったということで、解決不可能な課題ではなく FIT 制度の運用の改善を図ることで賦課金上昇リスクの回避、低減が可能であると言える。

電力そのものの価格（発電・調達、送電、販売コスト等）の上昇を抑えるという点においては、本来、電力市場の自由化で働くはずだった市場の競争原理が大電力会社による市場の寡占化を許してしまったことで十分に働かず、結果として価格の上昇を招いたしまったことが原因である。大電力会社による市場の寡占化を許してしまった最大の原因は、送電事業を大電力会社が独占していたため新規の参入者にとって中立・公正な送電網へのアクセスが確保されず実質的な参入障壁となっていた点にある。即ち、大電力会社による自由化市場の寡占化を防ぐには、市場自由化の前にまず発送電の分離を行うことで電力会社から送電事業を切り離し、送電網へのアクセスの中立・公正性を確保した上で市場自由化を行うことが何よりも重要であり、発送電分離→市場自由化の順番を間違えていなければ電力そのものの価格（発電・調達、送電、販売コスト等）の上昇リスクの回避、低減が可能であったと言える。

限界費用ゼロが生み出すエネルギーのゲームチェンジ

ドイツのエネルギー政策についてはとかく再エネの普及により家庭用電力料金が上昇したことでその政策は失敗しているのではなかという点に注目されがちだが、それは家庭用電力料金が上昇した要因を分析し同じ轍を踏まなければリスクの回避、低減が可能であると言える。それ以上に、ドイツの事例を見るにあたっては自由化された電力市場を持つ国において再エネという限界費用ゼロのエネルギーを普及することは、その国の電力需給システムを大規模集中・独占型の体制から多元・分散型の体制へと移行させる大きなきっかけとなることを実証した点に注目すべきである。

ドイツの事例から自由化された電力市場を持つ国において再エネを普及した場合に起こる事象をまとめるとおよそ以下のとおりになる。

- ① 普及が拡大したことによる再エネの投資コストの急速な低下により、電力の新たな担い手として大規模集中型ではない分散型の再エネによる電力を自ら生産・売買 (produce)、消費 (consume)、するプロシューマー (prosumer) が登場。
- ② プロシューマー (prosumer) の登場により限界費用ゼロの再エネ電力がメリットオーダーにより電力卸市場で多く取引されるようになる。
- ③ その結果、卸売市場価格は再エネ電力が主導することになりその他の電力（原子力、石炭、天然ガス、石油）は淘汰されていく。
- ④ 卸売市場の変化により再エネ発電比率が低く大規模集中型の発電に依存していた大電力会社は経営方針の転換が必要になり再エネを中心とした分散型発電へとシフトする。
- ⑤ 大規模集中型発電から分散型発電へのシフトが加速するとともに、分散型発電を効率的に活用するための技術開発（高効率発電技術、高効率蓄電技術、気象予測を含めた電力需給コントロール技術、省エネ技術等）が促進される。
- ⑥ 技術開発の進展により、高効率大容量蓄電池や燃料電池などの新しい蓄電・エネルギー貯留機器、戸建・ビル・工場などのエネルギーマネジメントシステム、電気自動車など

- 蓄電・放電機能を備えた次世代自動車と充電インフラ、LEDなどの省エネ機器といった様々な製品とそれに伴うサービスが生まれ新たなエネルギー産業市場を構築する。
- ⑦ 新たなエネルギー産業市場の獲得に向けて、各国は自国のエネルギー市場構造を多元・分散型エネルギー需給構造へとさらに転換を進め、新しい技術、サービスを生み出すマーケットを自国内に構築するとともに、それを足掛かりにグローバルマーケットの獲得に邁進するようになる。

限界費用ゼロの再エネの普及により引き起こされるこうした動きは、これまでの大規模集中・独占型のエネルギー市場構造から多元・分散型のエネルギー市場構造へ大転換させるとともに新たなエネルギー産業市場を生み出すものであり、そのメインプレイヤーも従来の大電力会社からプロシューマーへ移行していくというこれまでのルールとまったく異なるエネルギーのゲームチェンジをもたらすものと言える。

こうしたゲームチェンジの動きは既に技術の国際標準化という舞台で始まっている。新たなエネルギー産業市場が生み出されそれがグローバルに広がっていくという過程においては、新たに開発される様々なエネルギー技術が各国バラバラのものでは国を越えた普及・流通において障壁となりかねない。そのため、技術の国際標準化が必要となってくるが、WTO（世界貿易機構）のTBT協定（貿易の技術的障害に関する協定）では、「WTO加盟国は強制／任意規格を必要とする場合において、関連する国際規格が存在する場合は、その国際規格を自国の強制／任意規格の基礎として用いなければならない」としており、原則としてISO（国際標準化機構）やIEC（国際電気標準会議）など公的な国際機関で作成された国際規格を自国の国家標準においても基礎とすることが義務付けられている。そのため自国で開発したエネルギー技術を他国に先駆けISOやIECにおいて国際標準化し、自国の技術の国際普及を図りグローバルマーケットを獲得しようという動きが既に様々な技術分野で始まっている。それは、これまでエネルギー関連分野では劣勢にあった国でも、多元・分散型のエネルギー市場構造への大転換というトレンドの中で、自国で開発したエネルギー技術を国際標準化できれば国際競争の中で優位な立場に立てるというゲームチェンジにつながることから国際標準化の獲得競争は今後ますます活発化することが考えられている。¹² そのことは、国際会議にWTO TBT委員会（技術障壁委員会）委員長のFilipe Ramalheira氏が参加していたことから伺えた。Filipe Ramalheira氏のプレゼンテーションでは、再エネをはじめとする環境、エネルギー関連製品とサービスの市場は2020年までに1.9兆ドル（国連環境計画（UNEP）2014年見込数値）にまで成長することが報告されており、市場の成長とともに国際標準化の獲得競争も活発化することが予測される。

冒頭で紹介したジェレミー・リフキン氏のプレゼンテーション“The Transition to Zero Marginal Cost Renewable Energy and the Third Industrial Revolution（限界費用ゼロの再生可能エネルギーと第三次産業革命への転換）”が多くの人から拍手で迎えられたのは、限界費用ゼロの再エネの普及がエネルギーのゲームチェンジをもたらし、第三次産業革命

¹² 「次世代エネルギーシステムに係る国際標準化に向けて」経済産業省 次世代エネルギーシステムに係る国際標準化に関する研究会（2010年1月）等で予測されている。

と形容されるような新たな市場とビジネスチャンスを生み出すことが、国際会議に参加した多くの専門家の視野に入っていたからと言える。

ちなみに、日本では、2013年6月14日に安倍政権下で閣議決定された「日本再興戦略」において、再エネをはじめとするクリーンエネルギー分野¹³のグローバル市場は2030年には約160兆円にまで成長することが見込まれている。160兆円といえば実に自動車産業に迫る規模である。新たに生み出されるこうした大きな市場を日本が獲得できるかどうかは、世界のトレンドとなりつつある多元・分散型のエネルギー市場構造への転換の動きに合わせ日本もエネルギー需給体制の改革を迅速に行い、自国の中に新しい技術、サービスを生み出すマザーマーケットを構築できるかどうかにかかっていると見える。

古典化するこれまでの日本のエネルギーの議論

限界費用ゼロの再エネが重要なカギ（Key element）となり、大規模集中・独占型のエネルギー市場構造から多元・分散型のエネルギー市場構造へと転換していく動きが世界のトレンドになりつつある中、日本の動きはどうであろうか。

現在、政府ではエネルギーミックスと呼ばれる将来の電源別発電構成を検討しており、4月28日には経済産業省から2030年度の全発電電力量に占める原子力発電の割合を20-22%程度、再生可能エネルギーの割合を22-24%とする構成比率の骨子案が公表されている。一方、政府方針として決定されている「電力システム改革」では2016年を目途に電力市場の全面自由化が行われる予定にある。ドイツの事例からわかるように電力市場の自由化という条件下ではその構成比率は市場競争の結果が反映されるものとなり、大手電力会社が原発や大規模火力発電を不採算部門として分社化するドイツと同様に、再エネの普及を促進している日本においても市場自由化後には限界費用ゼロの再エネが市場をリードし発電構成比率にも大きく影響してくることが考えられる。この点は、経済産業省の総合資源エネルギー調査会原子力小委員会においても市場の全面自由化による競争が進むと、メンテナンスや安全対策にコストがかかる原発はその維持が難しくなるという指摘もされており、日本においてもドイツと同様な事態が起こることが予測できる。

各電源のコストの考え方についても2014年4月に決定されたエネルギー基本計画では、

- 1) 発電（運転）コストが、低廉で、安定的に発電することができ、昼夜を問わず継続的に稼働できる電源となる「ベースロード電源」として、地熱、一般水力（流れ込み式）、原子力、石炭。
- 2) 発電（運転）コストがベースロード電源の次に安価で、電力需要の動向に応じて、出力を機動的に調整できる電源となる「ミドル電源」として、天然ガスなど。
- 3) 発電（運転）コストは高いが、電力需要の動向に応じて、出力を機動的に調整できる

¹³「日本再興戦略」におけるクリーンエネルギー分野とは、再生可能エネルギー、高効率火力発電、蓄電池、次世代デバイス・部素材、エネルギーマネジメントシステム、次世代自動車、燃料電池、省エネ家電、省エネ住宅・建築物等の省エネ技術関連製品・サービス、を示す。

電源となる「ピーク電源」として、石油、揚水式水力など。

という順番で位置付けられているが、実際の自由化市場では前項で紹介した限界費用を基にしたメリットオーダーの考え方による順番で取引が行われることになる。

また、電源別発電構成比を考えるうえで日本では原発か再エネかという二者択一的な考え方で議論されがちだが、これも自由化市場ではメリットオーダーの順番で取引が進み需要が満たされていくことになり、どちらか一方を選ぶのではなくどちらが順番として先に来るのか、即ちどちらが市場において競争力があるのかが論点となる。

こうしたことから、電力市場の自由化が進みメリットオーダーが働く条件下では、これまでの日本のようなベースロード電源を確保して、その上にミドル電源、ピーク電源と積み上げていくという考え方はあまり現実的ではなくなっている。

このように、エネルギーミックスを含めこれまでの日本のエネルギーに関する議論は、限界費用ゼロの再エネの普及がもたらすインパクトや電力自由化市場における競争原理の影響といった点あまり考慮されておらず、多元・分散型のエネルギー市場構造へと転換しつつある諸外国と比べると日本の議論は大規模集中・独占体制時代の古典的なものであり時代遅れと言わざるを得ない。

そればかりか、エネルギーの将来見通しという点についても日本は国際的な予測からはずれた捉え方をしている。今後 20 年程度のエネルギー需給構造の将来像を検討する経産省の長期エネルギー需給見通し小委員会では、ベースロード電源が発電構成比に占める割合について「国際的な水準の 60%以上にするべきでは」という議論がなされている一方、国際エネルギー機関（IEA）では欧米のベースロード電源の割合について、現在は 60%台の水準にあるものが、2030 年までには 50%前後になり、2040 年には 40%台にまで低下すると予測¹⁴しており、日本は国際的な水準どころか国際的な予測からはずれた議論を展開しているといえる。

日本はエネルギー・ゲームチェンジに対応できるか

古典的な議論を繰り返し、エネルギーの将来見通しについてもずれた議論を展開している日本が、多元・分散型のエネルギー市場構造へとゲームチェンジしつつある世界のトレンドに対応し、諸外国と対等に渡り合うことが果たしてできるだろうか。それを占うポイントは、重要なカギ（Key element）である再エネをドイツの失敗から学び、同じ轍を踏まらずに国内普及を拡大出来るかという点と、電力市場の自由化による公平な競争がきちんと確保されるかという点にあるが、残念ながら今のままでは楽観できない。

現在、経産省のワーキンググループでは再エネ賦課金の計算方法の見直しが議論されている。ワーキンググループの議論では計算根拠となる回避可能費用を現在の燃料費ベースから電力市場の自由化を視野に入れスポット市場価格にすることも検討されているが未だ

¹⁴ IEA, World Energy Outlook 2014

明確にはなっていない。また、回避可能費用をスポット市場価格とした場合でも、ドイツが失敗した市場価格を考慮した買取価格の柔軟な調整をどのようにして行うかという点は十分な議論と運用に失敗しない制度設計が必要で油断はできない。

また、「電力システム改革」により電力市場の完全自由化、および発送電分離を行うことが決まっているが、その実施スケジュールでは 2016 年を目途に電力小売市場の全面自由化が行われるのに対し、発送電分離は 2018 年から 2020 年までを目途に行われるとされている。これでは市場の自由化が先で発送電分離は後回しというドイツでの失敗を繰り返し、送電網を独占している電力十社の優位性が継続されてしまうことが懸念される。送電網の公正・中立な利用が確保されなければたとえプロシューマーが新規事業者として参入してきても競争原理が働きにくく、結果として小売りにおける電力十社の寡占化が進み再エネの普及も電力料金の引き下げもままならなくなるであろう。それは相変わらずの大規模集中・独占型の体制が続くことを意味し、世界が多元・分散型の市場構造とエネルギー需給システムへとゲームチェンジしつつある中、日本の市場構造とエネルギー需給システムはガラパゴス化していくことになる。その結果、160 兆円とされる新たなマーケットの獲得競争は、多元・分散型のエネルギー市場構造への転換に成功した国の独壇場となり、日本は指を咥えて見ているほかなくなるリスクがある。

これまでも日本は第 2 世代 (2G) の携帯電話でガラパゴス化という苦い経験をしている。第 2 世代 (2G) の携帯電話の規格について欧州をはじめとする各国が「GSM」という統一規格の採用を進めているにもかかわらず、日本は「PDC」という独自の規格に執着したため、日本の携帯電話が海外でまったく売れないガラパゴス化に陥った。その結果、最大の成長市場であった中国をはじめ世界各国の携帯電話マーケットから徹底せざるを得ないという憂き目にあっている。携帯電話における日本のガラパゴス化は今でもその影響を残し、日本は未だ携帯電話の世界シェアで海外メーカーに大きく差をつけられている。携帯電話のガラパゴス化は携帯電話という限られた分野に起きたものと言えるが、エネルギー需給システムのガラパゴス化はそれに接続される発電設備、次世代自動車と充電施設、家・ビル・工場等の需給管理システム、家電機器、高効率蓄電池等あらゆる分野に影響を及ぼすため日本経済にとって深刻なリスクとなりかねない。

こうしたリスクを日本が回避するためには、大規模集中・独占型の体制をベースにした古典的なエネルギーミックスの議論から早急に脱し、限界費用ゼロの再エネの普及がもたらすインパクトや電力自由化市場における競争原理の影響を考慮したエネルギーミックスと電力需給システム構築の検討をはじめざるを得ない。

「電力システム改革」により戦後およそ 60 年間続いた日本の大規模集中・独占型の電力需給システム体制と総括原価方式という電力価格決定メカニズムは終わりを迎え、電力市場の完全自由化が行われるのは時間の問題である。そして、再エネの普及を政策的に妨げたり、事業者間における公正な競争が妨げられない限り、好むと好まざるとにかかわらず再エネは市場に参入してくる。ドイツの E.on 社の事例で実証されたように、限界費用ゼロという再エネが起爆剤となりエネルギーのゲームチェンジが起きるといふ現実をもはや無視することは出来なくなっている。