

日韓の再生可能エネルギー政策の転換とその成果

鄭承衍・李秀澈

目次

- I はじめに
- II 日韓の再生可能エネルギーの普及状況
 - 1. 日韓の再生可能エネルギーの定義と分類
 - 2. 日韓の再生可能エネルギーの普及状況
- III 日韓の再生可能エネルギー政策の展開と転換
 - 1. 日本の政策展開と転換
 - 2. 韓国の政策展開と転換
- IV 日韓の再生可能エネルギー政策転換の成果と課題
 - 1. 日本の政策転換の成果と課題
 - 2. 韓国の政策転換の成果と課題
- V 結びにかえて

I はじめに

本稿では、地球温暖化対策に貢献する低炭素エネルギー源として、また安全でエネルギー利用の持続可能性にも資するエネルギー源として、日韓両国でその重要性が高まっている再生可能エネルギーを取り上げ、近年両国の関連政策転換の背景や目的、そして政策転換による再生可能エネルギーの普及成果を考察する。そして、今後の両国の望ましい再生可能エネルギー普及政策の方向性を示したい。

これまで日本と韓国は、エネルギー源として石炭や石油、そして天然ガスのような化石燃料に頼りながら、経済発展を成し遂げてきた。また、両国はともにエネルギーの安定的な確保や経済性の観点から、原子力発電を増やす方向へと向かっていった。しかし、日本では2011年の東京電力の福島第一原子力発電所事故(以下、福島原発事故と称す)以来、原子力発電に対する国民の信頼が大きく揺らいだ。その結果、原

子力発電を代替するエネルギー源として再生可能エネルギーの急速な普及拡大の必要性が強まった。そこで2012年に、これまで主な再生可能エネルギー支援制度であったRPS(Renewable Portfolio Standard)制度から固定価格買取制度(FIT: Feed in Tariff)への政策変更を行った。従来のRPS制度の下では、再生可能エネルギーの普及拡大はあまり期待できないと判断したためであろう。

一方、韓国では、李明博前政権(2007年～2012年)の下で「グリーン成長戦略」が掲げられ、気候変動問題や再生可能エネルギー普及に積極的に取り組むようになった。そこで2012年に、再生可能エネルギー普及政策に関しては日本とは逆に、従来の発電差額支援制度(制度の仕組みは固定価格買取制度と類似)に代わってRPS制度への変更を行った。と同時に、原子力発電拡大政策を、さらに加速化させる方針を打ち出していた。ただし日本の福島原発事故の影響とともに、2012年入って原子炉関連装置

においての不良部品使用や検査書類改ざん等の発覚が相次ぎ、原発に対する国民の信頼は大きく損なわれた。そこで、現在の朴槿恵政権は、前政権の原発拡大政策の修正を余儀なくされ、その代替エネルギー源として再生可能エネルギーの普及・育成の必要性がさらに大きくなった。

以下、第2節では日韓における再生可能エネルギーの定義と分類、そして普及状況を考察し、第3節では日韓の再生可能エネルギー政策の展開過程や転換状況を比較分析する。第4節では日韓の再生可能エネルギー政策転換の成果と課題について検討し、第5節では本稿のまとめとともに今後両国における再生可能エネルギー普及に向けた望ましい方向性を示す。

II 日韓の再生可能エネルギーの普及状況

1. 日韓の再生可能エネルギーの定義と分類

再生可能エネルギーは、IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) の定義によれば自然界に存在するエネルギーであり、人間が利用する速度で補充されるエネルギー全般を指している⁽¹⁾。韓国では、再生可能エネルギーは1997年に制定された「新エネルギーおよび再生エネルギー開発・利用・普及促進法 (以下「新・再生エネルギー法」と称す) (2004年全文改正) の定義により、一般に「新・再生エネルギー」と呼ばれている。この新・再生エネルギーでは、太陽光、風力やバイオマスのような再生可能エネルギーのほかに、水素、燃料電池、石炭液化ガスの3種の新エネルギー技術が加えられている (表1)。

日本では、韓国の新・再生エネルギーに相当

するエネルギーは、同じく1997年に制定された「新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法 (以下、「新エネルギー法」と称す)」により、「新エネルギー」と定義されている。この法律では、新エネルギーとは、「バイオマス、太陽熱利用、雪氷熱利用、地熱発電、風力発電、太陽光発電など再生可能エネルギーの中で経済性の面における制約から普及が十分でないものであって、その促進を図ることが石油代替エネルギーの普及のために特に必要なもの」として定義されている。また、両国ともに、法律上の定義では、再生可能エネルギーでない廃棄物発電、天然ガスコージェネレーションや燃料電池といったエネルギーの有効利用技術も新・再生エネルギー (韓国)、そして新エネルギー (日本) に含まれている⁽²⁾。

表1には、日本の新エネルギーと韓国の新・再生エネルギーが類型別にまとめられている。この表からも分かるように日本と韓国ともに、新エネルギーと新・再生エネルギーの定義と範囲が、それほど大きな隔たりがない。そして本稿では、用語統一を図るために日本の新エネルギーと韓国の新・再生エネルギーとも「再生可能エネルギー」と統一して呼ぶことにする。

2. 日韓の再生可能エネルギーの普及状況

図1では日韓における1次エネルギーの供給内訳が示されている。この図から、1次エネルギー源として、日韓ともに石油、石炭そして天然ガスのような化石燃料に大きく依存していることが分かる (2012年化石燃料依存度: 日本92.2%, 韓国85.5%)。ただし、韓国は1次エネルギー源の1割以上を原子力に頼っているのに対して、日本の場合には2011年の福島原発

(1) IPCC (2011), p. 164 参照。

(2) ただし、水力において韓国では1万kW以下を小水力、そして日本では1千kW以下を小水力として認めている。

表1 日韓における再生可能エネルギーの分類

		日本	韓国
	定義法令	新エネルギー法	新・再生エネルギー法
	名称	新エネルギー	新・再生エネルギー
韓国：再生エネルギー 日本：供給サイド新エネルギー	太陽エネルギー	太陽熱，太陽電池	太陽熱，太陽光発電
	風力	風力発電	風力発電
	バイオマス	バイオマス燃料製造，バイオマス熱利用，バイオマス発電	バイオディーゼル，バイオエタノール，バイオガス，バイオ液化油・バイオ燃料
	水力	小水力（1千kW以下）	小規模水力（1万kW以下）
	海洋エネルギー	海水・河川水熱源利用	海洋エネルギー
	地熱など	地熱	地熱
		雷・氷熱利用	廃棄物エネルギー
韓国：新エネルギー 日本：需要サイド新エネルギー	クリーンエネルギー自動車，天然ガスコージェネレーション，燃料電池	燃料電池，石炭・中質残渣油の液化ガス，水素エネルギー	

出所：日本は資源エネルギー庁統計情報ウェブサイト，韓国はエネルギー管理公団の新・再生エネルギーセンター（2013）により作成。

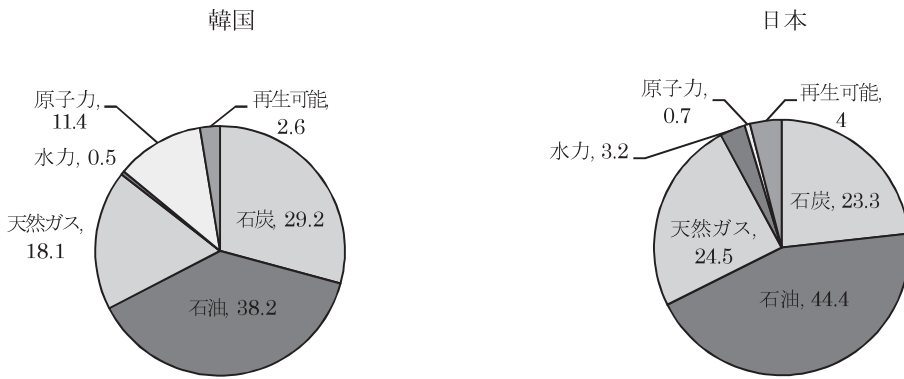


図1 日韓の1次エネルギー供給の内訳

(2012年，単位：%)

出所：日本は資源エネルギー庁統計情報ウェブサイト，韓国はエネルギー管理公団の新・再生エネルギーセンター（2013）により作成。

事故の影響で，ほとんどの原発が稼働停止状態となり，原子力の比重が極めて低くなっている。そして，水力を含めた再生可能エネルギー供給割合においては，日本が7.2%，韓国が3.1%であり日本が韓国より2倍以上の水準になっている。ただし，水力を除いた場合，日本が4.0%，

韓国が2.6%と両国ともに再生可能エネルギーの割合は一段と低くなっている。

図2は，日韓の1次エネルギー供給うち再生可能エネルギーが占める割合の推移を表している。この図では，再生可能エネルギーの供給割合は，この20年間にわたって両国ともに安定

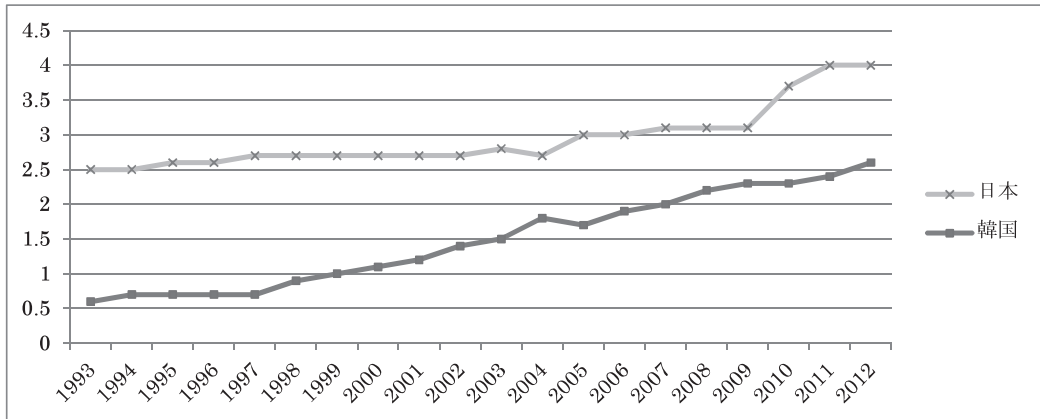


図2 日韓の1次エネルギー供給の中で再生可能エネルギー供給が占める割合の推移

(単位：%)

注：日本の場合、2010年度に再生可能エネルギーの供給割合が急増したのは、電力調査統計で自家用バイオマス発電の項目が新設されたことにより、新たに自家用バイオマス発電の発電量が計上されたことによる。

出所：日本は資源エネルギー庁統計情報ウェブサイト、韓国はエネルギー管理公団の新・再生エネルギーセンター(2013)により作成。

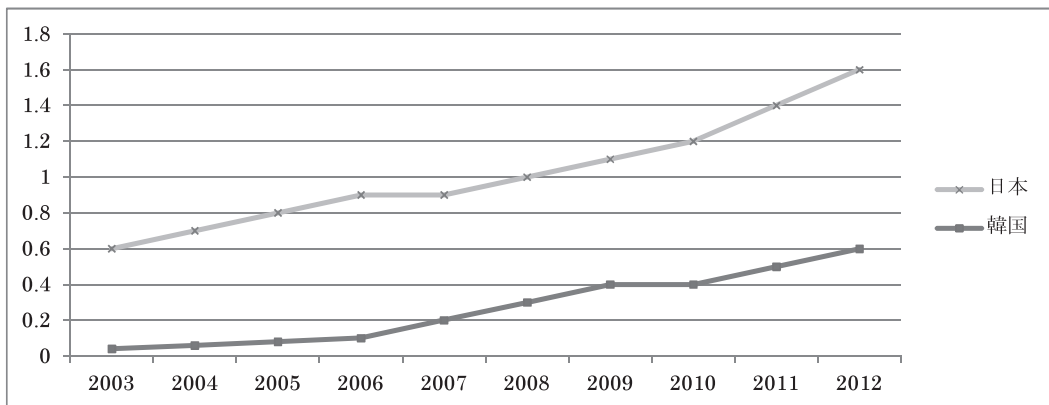


図3 日韓の総発電電力量の中で再生可能エネルギー発電が占める割合の推移

(単位：%)

注：再生可能エネルギーには太陽光、地熱、風力、バイオマスが含まれており、小水力と廃棄物は除かれている。

出所：日本は資源エネルギー庁統計情報ウェブサイト、韓国はエネルギー管理公団の新・再生エネルギーセンター(2013)により作成。

的に増加しているが、その増加速度は1998年以降、2000年代に入ってから韓国が日本を若干上回っていた。

図3では、日韓の総発電電力量の中で再生可能エネルギー発電が占める割合の推移を表して

いる。この図から、日韓ともにその比率が安定的に増加し、2012年に日本は約1.5%、韓国は約0.5%を越えたことが確認できる。しかし、それらの数値は、再生可能エネルギー発電の割合が10%を超えている欧州の先進国に比べる

と、まだかなり低いと言える。

例えば、図4に示されているように、総発電量のうちで再生可能エネルギーが占める割合（2012年）は、日本の場合、水力を除けば1.6%に過ぎず、スペイン（18.5%）やドイツ（14.7%）にはいうまでもなく、アメリカ（4.4%）にも大きく及ばない状況である。そして、図5では、日韓の再生可能エネルギーによる電源別発電量の割合を表している。この図から、日韓ともに水力発電の割合が大きく、また韓国の場合には廃棄物発電の割合が突出して大きいのに対し、太陽光や風力等、今後技術革新の余地が大きく、有望と言われている再生可能エネルギーによる発電の割合がかなり少ないことが分かる。

Ⅲ 日韓の再生可能エネルギー政策の展開と転換

1. 日本の政策展開と転換

日本は、1973年のオイルショック以来、国のエネルギーセキュリティ確保のために石油代替エネルギーの開発・普及に力を入れてきた。特に、日本は1970年代からのサンシャイン計画やムーンライト計画、1993年からのニューサンシャイン計画を通じて、太陽光や地熱を中心とする再生可能エネルギー発電技術の研究・開発において世界を先導していた⁽³⁾。

また、関連機器メーカーの市場参加を誘導するために、太陽熱温水器（1980～）、太陽光発電（1994～）、風力発電（1995～）に対して設備補

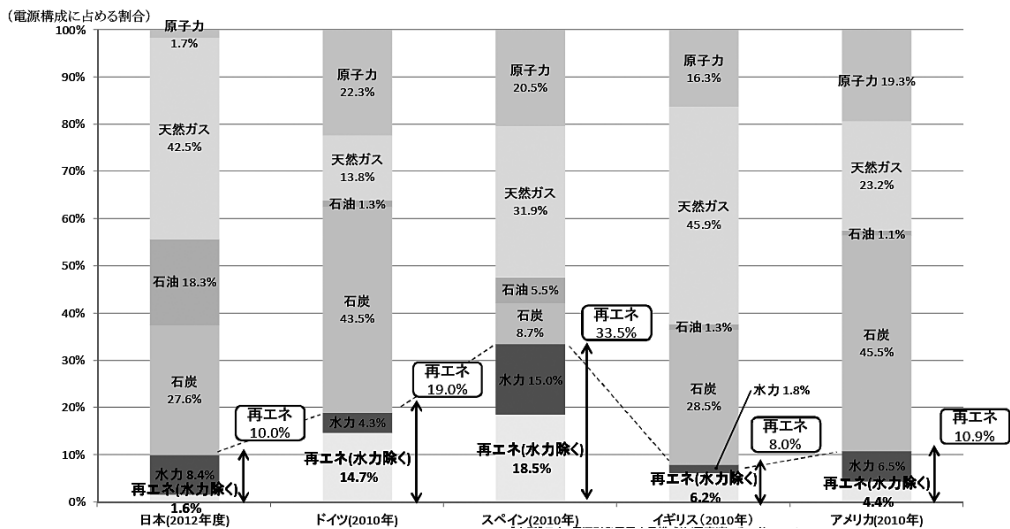


図4 主要国の再生可能エネルギーの電源構成比較

注：□の中の再生可能エネルギー（再エネ）の数字は各国別2020年の普及目標値（水力を除く）である。
出所：日本は電力事業連合会（2013）、その他の国はIEA（2012）により作成。

(3) 当時の通商産業省工業技術院（現独立行政法人産業技術総合研究所）は、第1次石油危機翌年の1974年に新エネルギー技術について「サンシャイン計画」を、1978年に省エネルギー技術について「ムーンライト計画」をそれぞれ発足させ、長期的な視点の下にエネルギー関連技術の研究開発を進めた。1993年に上記の計画・体制を一体化し「ニューサンシャイン計画」を発足させた。2001年1月の中央省庁再編成を契機に、研究開発を総合的・効率的な「研究開発プログラム方式」で実施することとし、ニューサンシャイン計画の名称はなくなった。詳しくは資源エネルギー年鑑編集委員会（編）（2013）を参照。

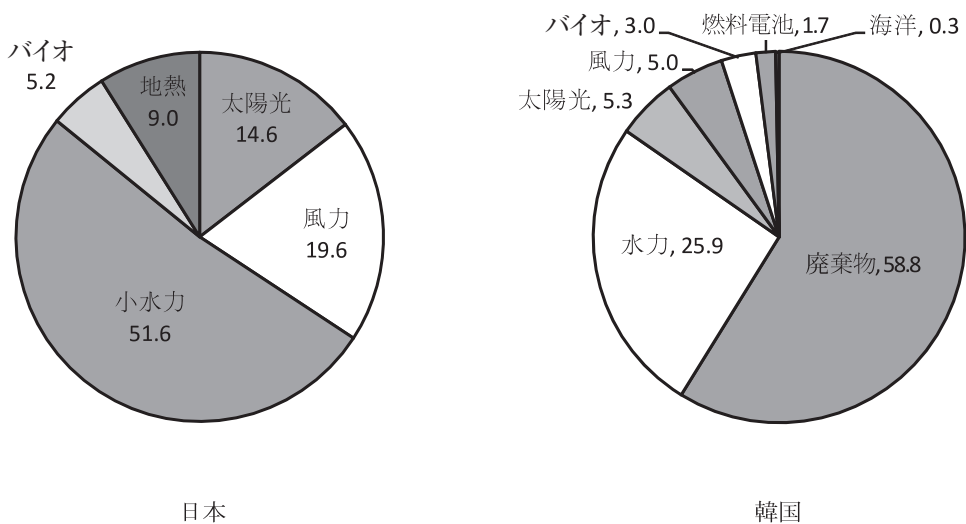


図5 日韓の再生可能エネルギーによる電源別発電量の割合

(2011年, 単位: %)

出所: 日本は環境エネルギー政策研究所 (2013), 韓国はエネルギー管理公団の新・再生エネルギーセンター (2013) により作成。

助金が給付されてきており, これに電力会社による「余剰電力購入メニュー」(電力会社の自主的固定価格買取制度) (1992~) の組み合わせが功を奏し, 太陽光発電の普及実績において2000年代前半までには日本が世界一の地位を保ち続けた。しかし, 2002年に制定された「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法」(いわゆる「RPS法」, 2003年施行)に基づき, 政策の中心はRPS制度⁽⁴⁾となった。同制度は, 電力会社が政策形成過程での強い影響力や, 再生可能エネルギー電力市場での絶対的な交渉力をもったことで, 「系統容量」を理由に風力発電や太陽光発電の普及が阻害されている可能性が高かった(朴・李(2010))。

さらに, 同法の下で2005年に設備補助金が廃止され, 余剰電力購入メニューも普及に十分

な成果を上げることもできなかった。電力会社の余剰電力購入メニューによる固定価格と, 「電気のみ価格 + RPS 証書のみ価格」が混在しており, これらの価格は原則非公表かつ不安定であり, 長期的な価格の安定性は電力会社の提示する契約条件次第であった(朴・李(2010))。こうした事情から2000年代半ばから, 日本の再生可能エネルギー普及は伸び悩み, ドイツなど他の先進国に比べて後れを取るようになった。

ただし, 2011年の福島第一原発事故以来, 原子力発電に対する国民の信頼が大きく揺らぎ, その代替エネルギー源として再生可能エネルギーの普及拡大に政策転換を図る必要性が強まった。そこで紆余曲折はあったが, 2011年に「再生可能エネルギー特別措置法」の成立と,

(4) RPS (Renewable Portfolio Standard) は電力供給者に, 販売電力の一定比率を再生可能電力で賄うことを義務づけるとともに, 義務量と実際の再生可能電力供給量との差を証書取引の形で融通することを認め, 再生可能電力に証書価格というインセンティブを追加させるものである。

2012年7月からこの法律に基づき、EU諸国を中心に再生可能エネルギーの普及に実績のあった固定価格買取制度⁽⁵⁾を施行することになり、次節で示されるように近年は太陽光発電を中心に普及が急速に進められている。

2. 韓国の政策展開と転換

韓国では、1987年に「代替エネルギー開発促進法」が制定されたことをきっかけに、再生可能エネルギーの技術開発と産業育成への動きがはじまった。1992年に気候変動枠組条約が発効され、世界的に太陽エネルギー等の代替エネルギーのビジネス化が進むにつれて、1997年12月に「代替エネルギー開発および利用・普及促進法」が制定された。これにより、韓国では、大規模のエネルギー事業者に対して再生可能エネルギー利用が促され、また再生可能エネルギー利用に対する補助・融資および税制面での支援制度が整備されるようになった（エネルギー管理公団（2012））。また、2000年の「電気事業法」と2002年の「代替エネルギー開発および利用・普及促進法」が改定され、発電差額支援制度の導入のための法的根拠が整った。発電差額の支援は、再生可能エネルギーによる電力の販売価格と電力市場で取引される既存電力の系統限界価格⁽⁶⁾の差額を公的資金で補填する補助金の性格をもつ。この制度の下で政府は、太陽光、風力、水力、海洋エネルギー（潮力）、LFG（バイオ）、廃棄物、燃料電池の発電につい

て基準価格を算定して支援した。所定の設備容量基準および技術基準を満たした再生可能エネルギーは、支援期間中に固定された基準価格で一般電力事業者に電力を販売することができる。そしてエネルギー類型別に基準価格や基準価格適用容量は年度によって弾力的に運用された（表2～4参照）。

2002年に発電差額支援制度が導入されてから2011年末までに、全国で2,128カ所の再生可能エネルギー発電所に発電差額が支援され、総発電施設容量は1,054 MWであった。また同期間中に同制度によって支援された発電量は約10,112 GWhであり、差額支援金の規模は約1兆1,410億ウォンであった。2004年以後に大規模の風力団地がつけられたことにより、風力発電への支援金と発電電力量が大幅に増えた。これと同時に、技術進歩と設備単価下落等の要因で太陽光発電事業者が急増し、太陽光発電への支援金と発電電力量も大きく増加した。

特に、2008年には太陽光施設の急増により、再生可能エネルギーの発電事業が急成長を成し遂げた。この年に太陽光は738カ所で257 MWに当たる新規の発電設備が建設され、前年に比べて太陽光の発電量と施設容量は9倍も増加した（エネルギー管理公団（2012））。ところで、再生可能エネルギーの急速な成長を成し遂げたこの2008年に、韓国政府は再生可能エネルギーの支援政策を発電差額支援制度からRPSに2012年から変更すると発表した。これにより、

(5) 固定価格買取制度（Feed in Tariff）は一般発電事業者に対して、再生可能電力を有償で買い取る義務を課すとともに、法令によってその買取価格を長期間にわたり電力市場価格よりも高い水準で固定するものである。それだけでは一般発電事業者には多額の負担が発生するので、法定買取価格（基準価格）と電力市場価格との差額分が、政府の財政資金から一般発電事業者に補助金として与えられたり（例えば、韓国の発電差額支援制度方式）、電気料金への上乗せによって電力消費者に薄く広く分担させたり（例えば日本やドイツなどの固定価格買取方式）する方策が明文化される。

(6) 系統限界価格（SMP：System Marginal Price）とは、原子力と石炭火力発電を除いて発電された電力が実時間帯別に市場で取引される発電価格と定義される。ここで発電差額支援金＝（政府の再生可能エネルギー源別支援基準価格－系統限界価格）×電力取引量、として算定される。

表2 再生可能エネルギー電力の基準価格指針の変化推移（2002年～2008年）

	2002年5月	2004年10月	2006年8月	2008年9月
設備容量基準	太陽光：3 kW以上 風力：10 kW以上 小水力：3 MW以下 LFG：50 MW以下 廃棄物：20 MW以下	同左、ただし水力5 MW以下に変更、潮力50 MW以上追加	同左、ただしバイオエネルギーにバイオガスとバイオマス（従来はLFGのみ）、燃料電池を追加 バイオガス：50 MW以下 バイオマス：50 MW以下 燃料電池：200 kW以下	同左
基準価格	太陽光：716.4ウォン/kWh 風力：107.66ウォン/kWh 小水力：73.69ウォン/kWh LFG：20 MW以下は65.20ウォン/kWh、50 M以下は61.80ウォン/kWh 廃棄物：SMP + CP ¹	同左、ただし潮力62.81ウォン/kWh追加	同左、ただし バイオガス：72.73～85.71ウォン/kWh バイオマス：68.99ウォン/kWh 燃料電池：234.53-282.54ウォン/kWh （バイオエネルギーは化石燃料投入比率30%以下のみ）	同左 ただし太陽光については30 kW未満から3 MW超過まで646.96～472.70ウォン/kWhの5段階区分適用（15年固定価格）
適用期間	全対象電源：5年	太陽光：15年 風力：15年 小水力：5年 LFG：5年 廃棄物：5年 潮力：5年	基準価格適用期間を電源区別なく、すべて15年間とする	同左 ただし太陽光については、15年または20年を事業者が選択
基準価格調整	調整された基準価格が告示される以前に商業運転を開始した事業所は調整前の基準価格および期間を適用	1. 同左 2. 2006.10以前に商業運転開始した太陽光、風力発電に対しては適正利潤を保障する範囲内で1回に限って基準価格の調整が可能 3. 石油価格変動、技術水準、商用化水準、電力取引実績などを検討して基準価格と適用期間を調整可能	下記の電源は、一定の猶予期間（太陽光と風力は3年、燃料電池は2年）後、基準価格減少率を適用 —太陽光毎年4% —風力毎年2% —燃料電池毎年3% ただし、設備容量20%までの増設については当初の基準価格を適用	同左
基準価格適用年間容量制限	なし	太陽光：20 MWまで 風力：250 MWまで	太陽光：100 MWまで 風力：1,000 MWまで 燃料電池：50 MWまで	太陽光：500 MWまで 風力：1,000 MWまで 燃料電池：50 MWまで

注：SMP (System Marginal Price) は系統限界価格、CP (Capacity Payment) は一般発電機容量精算金である。
出所：産業資源部（2004）、知識経済部（2008）により作成。

表3 太陽光発電の発電容量等別発電差額支援金（2010年～2011年）

（単位：ウォン/kWh）

適用時期	設置場所	買取適用期間	30 kW以下	30 kW超過200 kW以下	200 kW超過1 MW以下	1 MW超過3 MW以下	3 MW超過
2010年	土地	15年	566.95	541.42	510.77	485.23	408.62
		20年	514.34	491.17	463.37	440.20	370.70
	建築物	15年	606.64	579.32	546.52	-	-
		20年	550.34	525.55	495.81	-	-
2011年	土地	15年	484.52	462.69	436.50	414.68	349.20
		20年	439.56	419.76	396.00	376.20	316.80
	建築物	15年	532.97	508.96	480.15	-	-
		20年	483.52	461.74	435.60	-	-

注：買取適用期間（15年もしくは20年）は基準価格とセットとして、再生可能エネルギー発電事業者が選択することができる。

出所：エネルギー管理公団の新・再生エネルギーセンターウェブサイトより作成。

表4 太陽光発電以外の発電容量等別発電差額支援金（2010年～2011年）

（単位：ウォン/kWh）

電源	適用対象設備	区分	基準価格（ウォン/kWh）			備考	
			固定料金	変動料金（'11.1.1以前）	変動料金（'11.1.1以降）		
風力	10 kW以上	-	107.29	-	-	減少率2%	
水力	5 MW以下	一般	1 MW以上	86.04	SMP+15	SMP+15	
			1 MW未満	94.64	SMP+20	SMP+20	
		その他	1 MW以上	66.18	SMP+5	SMP+5	
			1 MW未満	72.80	SMP+10	SMP+10	
バイオ	LFG	50 MW以下	20 MW以上	68.07	SMP+5	SMP+5	化石燃料投入割合30%未満
			20 MW未満	74.99	SMP+10	SMP+10	
	バイオガス	50 MW以下	150 kW以上	72.73	SMP+10	SMP+20	
			150 kW未満	85.71	SMP+15	SMP+25	
バイオマス	50 MW以下	木質系バイオマス		68.99	SMP+5	SMP+15	
		廃棄物焼却	20 MW以下	-		-	
RDF	50 MW以下			-		-	
		海洋エネ	潮力	50 MW以上	最大潮差8.5 m以上	防潮堤有	
防潮堤無	76.63					-	-
最大潮差8.5 m未満	防潮堤有			75.59	-	-	
	防潮堤無			90.50	-	-	
燃料電池	200 KW以上	バイオガス利用		227.49	-	-	減少率3%
		その他燃料利用		274.06	-	-	

注：減少率は、基準価格（固定価格）が開始してから毎年自動的に減少されるレートであり、新規事業者のみに適用される（稼働中の事業者には適用されない）。

出所：エネルギー管理公団の新・再生エネルギーセンターウェブサイトより作成。

2012年からは発電差額支援の対象としての新規参入は不可能になるが、既存の支援対象への支援は予定通り15～20年間続けられる見通しである（エネルギー管理公団，2012）。

それでは、どういう背景で、韓国政府は再生可能エネルギーの普及に効果的であった発電差額支援制度に代わってRPS制度への変更を決めたのだろうか。それについては、次の3つの要因が言われている⁽⁷⁾。

第1に、RPS制度の下では市場原理に基づく競争が起こりやすいため、再生可能エネルギーにおける技術革新と費用節約が可能であろうという考え方である。電力事業者が供給する電力の一定部分を再生可能エネルギーで賄うよう義務化するRPS制度の下では、その供給義務者が自ら再生可能エネルギー発電により電力を供給するか、あるいは再生可能エネルギー発電事業者から供給認証書（renewable energy certificate, REC）を購入することによって供給義務量を達成できる。そこで供給認証書の取引市場が成立し、その市場で起こる事業者間の競争が技術革新と費用節約をもたらすという論理である。

第2に、RPS制度に基づく再生可能エネルギー市場の拡大を通じて、韓国政府が気候変動枠組条約への対応を強化するということである。李明博前大統領は、2009年12月の第15次国連気候変動枠組条約締約国会議への参加を目前にして、温室効果ガスの非削減義務国である韓国が自発的に温室効果ガスを削減するという

ことを表明した。それは、2020年の韓国のBAU（Business as Usual）比30%削減という目標値であった。韓国政府は、その目標値の達成のためには再生可能エネルギーのより速い普及が不可欠であると判断し、目標達成の確実性が保障されるRPS制度の導入を決めた。

第3に、既存の発電差額支援制度では、再生可能エネルギーの発電電気基準価格と市場で販売される電気の系統限界価格との差額を政府管理の会計である電力産業基盤基金⁽⁸⁾の予算から支援したため、再生可能エネルギーの普及が進むにつれて政府の財政負担が重くなったのであるが、RPS制度の導入によってその負担が大きく緩和されるということである。つまり、韓国政府はRPS制度の下では、低費用で再生可能エネルギーの普及目標が達成できると判断した。RPS制度の施行によって、韓国では設備規模500MW以上の発電設備を保有する事業者⁽⁹⁾は、2022年には総供給量の10%を再生可能エネルギーで賄わなければならない。それを通じて、韓国政府は財政負担を膨らませずに、再生可能エネルギーの供給目標を確実に達成できると期待したのである。

IV 日韓の再生可能エネルギー政策転換の成果と課題

1. 日本の政策転換の成果と課題

日本では、前述のように2011年に「再生可能エネルギー特別措置法」が成立しており、この

(7) 李・朴（2008）、朴・李（2010）、李・李（2010）、キム・チェ（2012）を参照。

(8) 電力産業基盤基金とは、電気事業法第48条により電力産業の基盤造成や持続的な発展に必要な財源を確保するために政府が設置した基金であり、基金の原資は電気料金に3.7%の料率で賦課される電力産業基盤基金負担金である。この基金は代替エネルギーの生産支援や電力需要管理等に使用されるように規定されており、2013年の予算規模は、1兆8,922億ウォンとなっている。電力産業基盤基金について詳しくは、李・李（2010）を参照。

(9) 韓国でこの設備規模に該当する発電事業者は、発電公企業6社を含む13社であり、これらの事業者による発電量は韓国の総発電量の98.7%を占めている（エネルギー管理公団の新・再生エネルギーセンターのウェブサイト）。

法律を根拠とした再生可能エネルギーの固定価格での買取が2012年7月からスタートした。この法律により、最初の3年間で集中導入期間として位置づけられ、再生可能エネルギー発電事業者の利潤に特別な配慮が加わるように規定された。これを踏まえ、再生可能エネルギー発電事業者の収益が適正な水準で保障されるように、再生可能エネルギー発電に対する調達価格が決定された（調達価格等算定委員会、2012）。例えば、導入初年度である2012年には太陽光（10kW以上）は42円/kWh、風力（20kW以上）は23.1円/kWhと決められたが、2013年には太陽光は37.8円/kWh、風力は22円/

kWhと引き下げられている⁽¹⁰⁾。このような特別措置により、日本で再生可能エネルギーの導入は急速に伸び始めた。表5に示されているように、太陽光を中心に再生可能エネルギーの発電設備が急増しており、年間基準では2011年の総発電量に占める再生可能エネルギーの割合が1.4%から2012年には1.6%に増加した。

そして、固定価格買取制度導入後に新たに認定された発電設備容量は約2,291万kW（2012年7月～2013年6月）となり、すでに固定価格買取開始前までの累積容量約2060万kWを超えている。2012年度以降2013年6月までに運転を開始した容量は約354万kWを記録する

表5 固定価格買取制度導入前後の再生可能エネルギー発電設備の導入状況

(単位：万kW)

	太陽光 (住宅)	太陽光 (非住宅)	風力	中小水 力 ¹	中小水 力 ²	バイオ マス	地熱	合計
固定価格買取制度導入前								
2012年6月までの累 積導入量	470	90	260	940	20	230	50	2060
固定価格買取制度導入後								
2012年7月～2013年 3月の運転開始設備	96.9	70.4	6.3	0	0.2	3.0	0.1	176.9
2012年4月～2013年 6月の運転開始設備	41.0	129.2	0.3	0	0	6.7	0	177.1
上記累計値	137.9 (14647)	199.6 (429673)	6.6 (8)	0 (0)	0.2 (0)	9.7 (22)	0.1 (1)	354.0 (344487)
2012年7月～2013年 6月末までに設備認 定を受けたがまだ運 転開始されていない 設備	163.3 (23537)	1975.5 (494033)	80.5 (78)	6.5 (10)	1.4 (60)	63.9 (73)	0.4 (0)	2291.4 (517797)

注1：中小水力1は1000kW以上設備であり、中小水力2は1000kW未満設備である。

2：() 中は設置件数である。

出所：資源エネルギー庁（2013）より作成。

(10) 一方、韓国の旧発電差額支援制度における発電源別調達価格（1,100ウォン=100円に換算）を見ると、太陽光は導入初年度である2002年には約71.6円/kWh（3kW以上）であり、2010年時点で太陽光は約37.0円（3MW超過）～約56.6円（30kW以下）の水準であり、風力の場合には導入初年度から2010年までに約10.8円（20kW以上）となっていた。こうした事実から、日本に比べて韓国の発電差額支援制度においては、太陽光発電に対して相対的に高く、風力に対しては相対的に低い調達価格を適用していたことが分かる。

など、再生可能エネルギーの普及が飛躍的に伸びている。現段階で、日本では固定価格買取制度の施行は、再生可能エネルギーの普及拡大に大きく貢献していると言える。ところで、再生可能エネルギーの普及が進むにつれて、最近その仕組みを支えるための課題もいくつか浮上している。

前述のように、2011年までに発電差額支援制度を導入した韓国の場合には、高い調達価格を政府が財政的に負担することになったため、制度維持が難しくなった。それに比べて、日本の固定価格買取制度の場合には、再生可能エネルギー発電の高い調達コストが電力料金として国民に広く賦課される仕組みとなっている。2012年度の場合、固定価格買取制度維持のために標準家庭（1月当り300kWh使用課程）の電気料金に転嫁される賦課金は、既存の太陽光発電余剰購入制度の付加金を合わせると1月当り約87円となっている。こうした仕組みは、政府の補助に頼る必要がないため制度運用の持続可能性の側面からは韓国のケースより優れているとはいえ、将来的に再生可能エネルギー普及が増えるにつれて賦課される賦課金も増えることで、国民の負担増加が懸念されている⁽¹¹⁾。

再生可能エネルギー普及に伴う急激な負担増大を抑えるために、固定価格設定の弾力化など政策的な工夫を加える方法がある。日本政府は、前述のように電力会社に買取を義務づける太陽光発電の価格（10kW以上級）を2012年度の1kW当り42円、2013年度の37.8円から2014年度にはさらに30円台前半まで下げる計画である⁽¹²⁾。その一方で、風力発電の価格（20

kW級以上）は、2013年の1kWh当り22円から2014年には洋上浮力を中心に30～40円台まで引き上げる予定である。この計画の目的は、高コストの発電が増えすぎて利用者の負担が重くなるのを抑えるとともに、風力や地熱の拡大に軸を移すためだと言われている。今後、日本政府は再生可能エネルギーの普及と国民の負担増大を見極めながら、ある程度弾力的に政策調整を行う必要がある。

現在の固定価格買取制度は、再生可能エネルギー発電事業者に利益を保証する制度であるため、既得権益の発生と競争の阻害、価格の高まりが生じると指摘する意見もある。例えば、山口（2013）は、固定価格買取制度の対象発電施設が増えるに伴い益々価格維持に向けて政治に対する働きかけが強くなる可能性が高くなるということで、現在の再生可能エネルギー支援制度の見直しを含めた総合的なエネルギー制度改革を進める必要があると述べている。

2. 韓国の政策転換の成果と課題

既述のように、韓国で2012年に導入されたRPS制度の下で再生可能エネルギーの供給義務者は、再生可能エネルギー設備を除外した設備規模が500MW以上の発電設備を保有している既存の6つの発電事業者（公企業）および韓国水資源公社、韓国地域暖房公社等、全部で13社である。そして、再生可能エネルギーの供給義務量は再生可能エネルギーを除外した前年度の発電量に基づいて設定され、義務供給量比率は2012年の2%から目標年度の2022年には10%を目標としている⁽¹³⁾。

(11) 日本政府（経済産業省）の試算によると、太陽光発電容量が2012年の727万kWから2020年には2,800万kWへと、3.9倍増大する場合、2015年以降に太陽光発電の価格30円が維持された場合でも、再生可能エネルギー普及に伴う家庭の月平均負担額は2012年の66円から276円と、4.2倍上昇することが予想されている（日本経済新聞、2013年11月18日字記事参照）。

(12) 日本経済新聞2013年10月26日字報道資料を参照。

ところで、RPS 導入前後の再生可能エネルギーの設備導入実績を見てみると、過去 10 年間にわたる発電差額支援制度の下で建設された発電設備容量の約 80% に当たる新規設備が 2012 年の RPS 施行 1 年で増設されたことが分かる（表 6）。こうした傾向は、発電全体の半分近くを占める太陽光においても確認できる。

このように、RPS 制度の下で新規設備の急速な増設が行われた背景としては、「アナウンスメント効果」が考えられる。つまり、韓国政府が 2012 年からの RPS 制度への移行をその 4 年前の 2008 年に公表したため、大手の電力事業者を中心にその移行に備えて発電設備を増設し、それらを RPS 移行初年の 2012 年に登録したのである⁽¹⁴⁾。

しかし、以上の発電設備の実績にもかかわらず、2012 年における実際の RPS 義務履行実績を見ると、供給義務者 13 社は義務供給量に比べて 64.7% の実績しか履行していない⁽¹⁵⁾。そのうち太陽光発電の履行率は 95.7% であった

のに対して、非太陽光発電の履行率は 63.3% で低調であった（表 7）。こうした韓国の実績は、2012 年の固定価格買取制度導入以来太陽光発電の急速な普及を見せている日本と類似な状況である。

太陽光と非太陽光の発電実績の間での深刻な不均衡の原因としては、再生可能エネルギー発電事業者の非太陽光設備の建設がだいぶ遅れたことが指摘されている。産業通商資源部（2013a）によれば、非太陽光部門に属する民間発電事業者は、環境部（日本の環境省に相当）や国防部（日本の防衛省に相当）等による立地・環境規制⁽¹⁶⁾ や地域住民の反対が、風力施設等の建設を遅らせたと言っている。

現在の RPS 制度に対しては、その導入以前から韓国内の専門家たちの間で反対の声があった。反対の主な理由としては、再生可能エネルギーの普及実績や関連産業の発展、電力販売価格の水準等の様々な面において、RPS 制度が発電差額支援制度より劣っているということ

表 6 発電差額支援制度と RPS における発電設備の増設実績の比較

	全体の発電設備容量 (MW)		うち太陽光の発電設備容量 (MW)
発電差額支援制度期間 (2002年～2011年)	1,028		497
RPS制度期間 (2012年)	設備容量	842	337
	設置件数 (件)	1,145	1,087

出所：産業通商資源部（2013a）より作成。

- (13) 再生可能エネルギーの供給義務者 13 社は、施行初年度である 2012 年は再生可能エネルギーの供給義務率が 2% となり、2013 年から 2016 年までには毎年 0.5% ポイント、そして 2017 年から 2020 年までには毎年 1% ポイントずつ、供給義務率を上げることになっている。
- (14) 以上は、2013 年 11 月 4 日に筆者らが韓国エネルギー管理公団の新・再生エネルギーセンターの担当者にインタビューした内容に基づいている。
- (15) そのため、これらの 13 社は義務供給量の未達成に対して 250 億ウォンに上る課徴金を支払わなければならない見通しである。2013 年 5 月 16 日連合ニュースを参照。
- (16) 例えば、2013 年 8 月現在、風力発電の場合に、政府の立地・環境規制のため、累積の設備容量 (500 MW) の 3 倍を超える 1,800 MW (53 カ所) の団地建設が遅延されている。

表7 2012年におけるRPS義務履行実績

(単位：REC)

	義務供給量	履行	履行延期	不履行
太陽光	276,000	264,180 (95.7%)	11,820 (4.3%)	0 (0.0%)
非太陽光	6,144,279	3,890,047 (63.3%)	1,674,343 (27.3%)	579,889 (9.4%)
全体	6,420,279	4,154,227 (64.7%)	1,686,163 (26.3%)	579,889 (9.0%)

注：RECは、供給証明書の発行および取引単位として供給証明書発行対象設備から供給されたMWh基準の再生エネルギー電力量に対して加重値をかけて算出している。その際に、加重値を決める基準では、太陽光の場合、設置類型（建築物、駐車場など）、地目類型（牧場、田、林野など）、容量基準により0.7から1.5まで賦課される。例えば建築物など既存施設を利用する場合には最も高い加重値である1.5が与えられて1.5 REC=1 MWh×1.5（加重値）となる。

出所：産業通商資源部（2013）により作成。

あった⁽¹⁷⁾。こうした事実は、すでにEUや日本の経験からも示唆されていた（朴・李（2010））。

そのために、RPS制度が導入された場合でも、韓国政府は太陽光や風力等の発電単価の高いいわゆる設備型再生可能エネルギーに対する別途の支援策を模索するか、RPS割当量を技術もしくは規模別に細分化・差別化する方法をつくる必要があるという見解があった⁽¹⁸⁾。さらには、韓国の再生可能エネルギーをめぐる立地環境条件を考慮すると、RPS制度とは別途に10kW以下の電力生産を担える住宅所有者や中小企業等に対して固定価格買取を認めさせるMicro-FIT制度を導入すべきであるという指摘もある⁽¹⁹⁾。

こうした中で、近年、ソウル市が、固定価格

買取制度を復活させようとする動きが注目を集めている⁽²⁰⁾。いわゆる「ソウル型固定価格買取制度」と呼ばれるこの制度は、50kW以下に当たる小規模の太陽光発電施設を対象に、電力生産量の規模に合わせてソウル市が補助金を与える制度である⁽²¹⁾。このようなソウル市の動きは、現在のRPS制度が再生可能エネルギーの供給認証書の入札方式を採択し、規模の経済が働く大規模再生可能エネルギー発電事業者に偏っているという現状を踏まえての産物である。これを受けて、他の自治体もソウル市と類似の固定価格買取制度を検討しようとする動きが現れている⁽²²⁾。

(17) 例えば、チェ（2009）を参照。

(18) 李・朴（2008）を参照。

(19) キム・チェ（2012）を参照。

(20) 電気新聞、2013年5月13日号報道。

(21) この計画によると、ソウル市は発電量1kWh当たり50ウォンを支援し、一度選定された発電事業者は商業運転の開始以降5年間この支援を受けることができる。ソウル市は財政状況等を考慮して、選定された発電事業者を対象に2013年末まで累積発電量基準で20MWまで支援する計画である。そうなれば、現在ソウル市の小規模発電施設の平均発電量が20kWであることを考えると、最大1,000つの発電施設がソウル市の支援対象となることが予想される。また、ソウル市は2013年の支援成果を見据えてから、2014年以降の支援対象と範囲を決める方針である。

(22) 電気新聞、2013年5月13日号報道。

V 結びにかえて

近年、日韓両国は、低炭素エネルギー源として、またグリーンビジネス育成の要として、場合によっては原発の代替エネルギー源として、再生可能エネルギーの普及拡大のための政策転換を図った。日本は福島原発事故の後、再生可能エネルギーの急速な普及を目標に、2012年に従来のRPS制度からFIT制度へ政策転換を行った。韓国では、2022年総電源の10%を再生可能エネルギーから賄うという目標を確かなものにするために、日本と同じ年に逆に従来のFIT制度に相当する発電差額支援制度からRPS制度へ政策転換を行った。政策転換後、両国ともに再生可能エネルギーによる発電量は急速に伸びているが、日本は電気料金の上昇など政策コストの負担増加、韓国は中小再生可能エネルギー発電事業者の衰退の課題を抱えている。

筆者らが2013年9月28日に行った韓国のエネルギー管理公団へのヒアリング調査によれば、2012年のRPS供給義務量の中で再生可能エネルギー発電設備容量832MWの場合、設置件数が、1,145件であり、1件当たり発電設備容量は約735kwである。これに比べて日本の場合は、2012年7月～2013年6月に運転開始された再生可能エネルギー設備容量354万kwは、344487カ所の発電設備からなっており（表5参照）、1設備あたり約10kwの小規模設備となっていることがわかる。ただし韓国では、太陽光発電の場合、小規模事業者の保護のため5GW以上の発電設備を保有している供給義務者は供給義務者でない事業者から義務供給量の50%以上を購入しなければならないが（産業通商資源部（2013b））、小規模再生可能エネルギー事業者の保護には不十分であると言える。

エネルギー選択の際にはエネルギーの経済性に加え社会的費用と社会的便益を同時に考慮す

る必要がある。例えば、原発は、原発安全基準の強化とともに原発のリスク算定と損害賠償責任法の見直し、原発の建設や稼働に係る政策費用と使用済み燃料の処理処分費用の科学的算定などを通じて、原発のコストを厳正に評価する体制をつくることが緊要である。そして化石エネルギーは、CO₂費用や大気汚染費用など環境コストを適正に評価し、そのコストを化石エネルギーの市場価格に内部化する制度的仕組みを整備する必要がある。一方で再生可能エネルギーの地域密着性（地域の共有資源）、安全性と持続可能性、そしてグリーンイノベーションの創出など社会的価値を適正に評価し、公的支援の当為性や支援水準について社会的合意が得られる方向で議論が行われる必要がある。

日韓両国で抱えている課題に取り組むためには、メガソーラーや洋上風力など大型事業の場合にはRPS制度を適用する一方で、一定容量以下の地域資本中心の中小型事業は固定価格買取制度で支援するという、RPSと固定価格買取制度の並行制度を導入する必要があると言えよう。すなわちRPS制度により、大規模再生可能エネルギー発電事業者の競争促進を促し、固定価格買取制度により中小規模再生可能エネルギー発電事業者の収益性を保障することにより、再生可能エネルギー発電の経済性と社会的便益を同時に満たす方向へ制度設計を図ることである。

こうした中、自治体を中心に小規模の太陽光発電事業者を増やすための固定価格買取制度が再導入される中、韓国政府は、現状のRPS制度の維持に拘っている。こうした中央政府と地方政府の間の政策不調和は、今後自治体の財政悪化が進む中、地域密着型再生可能エネルギーの安定的な普及の障碍要因と言える。結局、今後韓国政府がRPS制度をどのように補完していくか、場合によってはRPSを中心としながらも固定価格買取制度を部分的に再導入する政策

転換に踏み切れるかが²³⁾、韓国の再生可能エネルギー普及において大きいポイントとなりつつある。

参考文献

〈日本語〉

- 李秀澈・李炳旭 (2010) 「韓国の再生可能エネルギー支援政策—発電差額支援制度の現状と課題を中心に」 李秀澈 (編) 『東アジアの環境賦課金制度—制度進化の条件と課題—』 昭和堂, 333~348 ページ。
- 環境エネルギー政策研究所 (2013) 『永統地帯 2012 年版報告書』。
- 資源エネルギー庁 (2013) 『再生可能エネルギー発電設備導入状況』。
- 資源エネルギー庁統計情報ウェブサイト <http://www.enecho.meti.go.jp/info/statistics/index.htm> (2014 年 1 月 3 日最終アクセス)
- 資源エネルギー年鑑編集委員会 (編) (2013) 『2012 資源エネルギー年鑑』 通産資料出版会。
- 調達価格等算定委員会 (2012) 『平成 24 年度調達価格および調達期間に関する意見』。
- 朴勝俊・李秀澈 (2010) 「東アジアの再生可能エネルギー政策—日中韓道の普及促進措置の現状と課題—」 李秀澈 (編) 『東アジアの環境賦課金制度—制度進化の条件と課題—』 昭和堂, 302~332 ページ。
- 山口光恒 (2013) 「日本の再生可能エネルギー固定価格買取制度の制度設計」 環境経済政策学会 2013 年大会 (2013 年 9 月 21 日) 報告論文。
- 〈韓国語〉
- エネルギー管理公団 (2012) 『新・再生エネルギー白書』 (에너지관리공단 (2012) 『신재생에너지백서』)
- エネルギー管理公団・新・再生エネルギーセンターのウェブサイト, <http://www.knrec.or.kr/knrec/index.asp> (2014 年 1 月 3 日最終アクセス)。
- エネルギー管理公団・新・再生エネルギーセンター (2013) 『2012 年新・再生エネルギー普及統計』 (에너지관리공단 / 신재생에너지센터 (2013) 『2012년 신재생에너지보급통계』)

- 産業資源部 (2004) 『基準価格改定案』 産業資源報告書 第 2004-104 号 (산업자원부 (2004) 『기준가격개정안』 산업자원부고시 제 2004-104 호)。
- 産業通商資源部 (2013a) 『再生可能エネルギーの活性化方案』 (산업통상자원부 (2013a) 『재생가능에너지활성화방안』)。
- 産業通商資源部 (2013b) 『RPS, 2012 年の義務履行費用の精算基準価格の確定』 (산업통상자원부 (2013b) 『RPS, 2012년의 의무이행비용의 정산가격의 확정』)。
- キムジョンイン・チェゾンスク (2012) 「韓日の新・再生エネルギー政策の比較を通じた政策方向の提示」 『東北亜経済研究』 第 24 卷第 1 号, 79~105 ページ。(김정인 / 최종석 (2012) 「한일 신재생에너지 정책 비교를 통한 정책방향 제시」 『동북아경제연구』 제 24 권 제 1 호, 79~105 페이지)。
- クォンテヒョン (2012) 「新・再生エネルギー支援政策の地代発生効果と規制—RPS 制度を中心に」 『エネルギー経済研究』 第 11 卷第 2 号, 141~163 ページ。(권태형 (2012) 「신재생에너지 지원정책의 지대발생 효과와 규제-RPS 제도를 중심으로」 『에너지경제연구』 제 11 권 제 2 호, 141~163 페이지)。
- 知識經濟部 (2008) 『太陽光発電差額支援制度改善案』 (지식경제부 (2008) 『태양광 발전차액지원제도 개선안』)。
- 李秀澈・朴勝俊 (2008) 「韓国の新・再生エネルギー電力の支援政策—EU と日本の制度比較分析を通じた支援政策の現状と課題」 『環境政策研究』 第 7 卷第 4 号, 1~34 ページ。(이수철 / 박승준 (2008) 「한국의 신재생에너지전력 지원정책-EU 와 일본의 제도 비교분석을 통한 지원정책의 현상과 과제」 『환경정책연구』 제 7 권 제 4 호, 1~34 페이지)
- 〈英文〉
- Intergovernmental Panel on Climate Change (2011), *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*.

²³⁾ イギリスの場合には、RPS 制度を中心としながら、2011 年から 5 MW 以下の太陽光発電に対して固定価格買取制度を導入している。