

1. 諸外国における再生可能エネルギーの普及動向調査

1.1 諸外国における再生可能エネルギー（電気、熱）の導入実績及び見通し

1.1.1 世界

(1) 導入実績

1) 電気

再生可能エネルギー電気の導入規模は、直近の5年間は毎年70～90GW程度（前年比約15～30%）の増加を続け、2014年の合計設備容量¹は約660GWとなった。設備容量の伸びは、ほとんどが太陽光と風力の寄与分である（図1-1）。

これに伴い、再生可能エネルギーによる発電量²は、2014年には合計約1,500TWhに達し、世界全体の総発電量に占める再生可能エネルギーの割合³も2014年には約23%となった（図1-2）。特に太陽光発電は設備容量・発電量共に近年著しい拡大傾向にあり、2013年から2014年にかけて設備容量が前年比28%増、発電量は同37%増となっている。なお、風力発電の発電量は2011年の増加率が27%であったが、2014年は13%に留まっている。

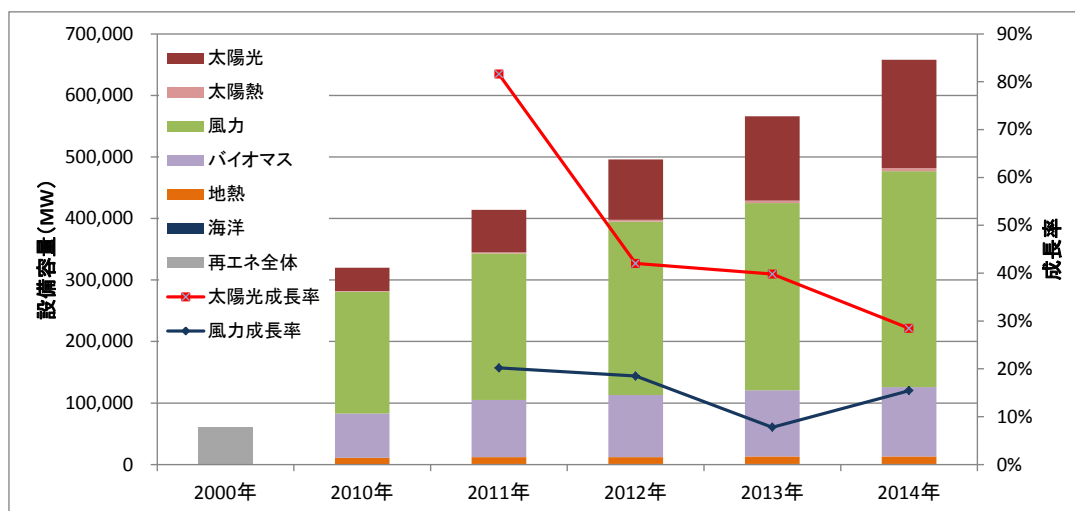


図 1-1 世界の再生可能エネルギー発電設備容量

注) 2000年の設備容量は再生可能エネルギー全体の合計値（水力を除く）。

出所) IEA, “World Energy Outlook”(2015, 2016 他)より作成

¹ 水力を除く。

² 水力を除く。

*本章では「総発電量に占める再生可能エネルギーの割合」のみ水力発電も算入している。それ以外の「設備容量」「再生可能エネルギーによる発電量」に関しては、特に断りのない限り、水力以外の再生可能エネルギー源を対象に集計・分析を行った。

³ 水力を含む。

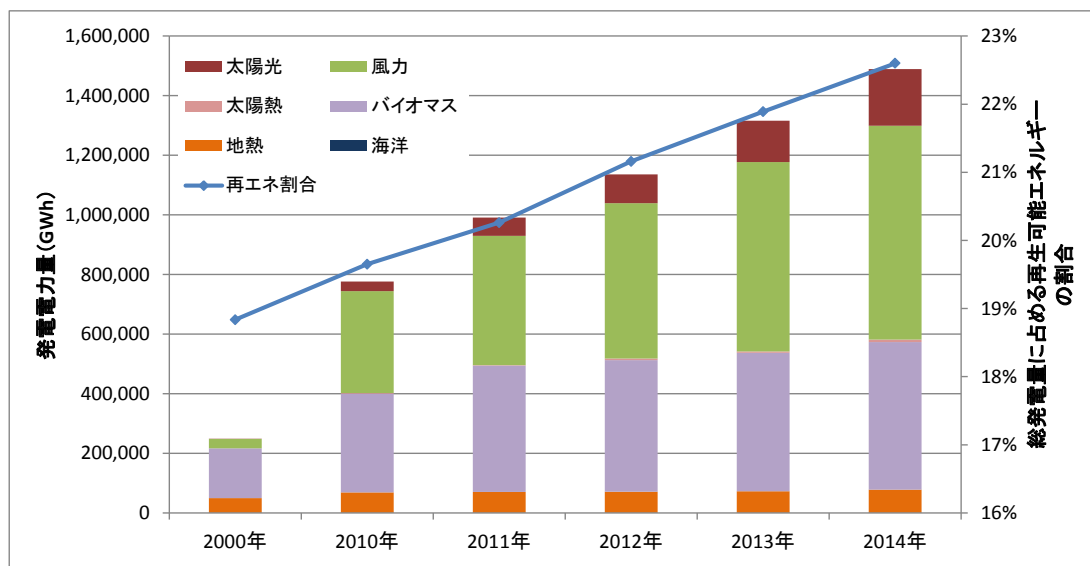


図 1-2 世界の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) IEA, “World Energy Outlook” (2015, 2016 他)より作成

2) 熱

世界全体の熱エネルギー消費量は 2014 年に 212EJ⁴であり、最終エネルギー消費の 54%に相当する。うち、再生可能エネルギーによる熱消費量は 2007～2014 年にかけて 17%増加し、2014 年には 15.2EJ (熱消費量全体の 7%) となった (図 1-3、表 1-1)。熱源の構成を見ると、大半はバイオマスの直接利用であるが、2007～2014 年にかけて、太陽熱の消費量が 3 倍強となっている (表 1-1)。

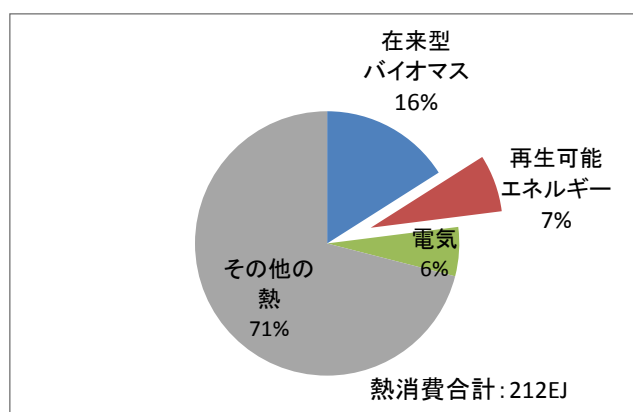


図 1-3 世界の熱消費量構成比 (2014年)

⁴ EJ (エクサジュール) : 熱量の SI 単位。1EJ=23.88Mtoe (石油換算百万トン) である。

⁵ 薪炭、家畜糞尿、作物残渣等の在来バイオマスを除く。

表 1-1 世界の再生可能エネルギー熱消費量内訳と成長率

内訳		2014年 (EJ)	成長率(%) (2007-2014 年)
熱消費量合計		212	N/A
再生可能エネルギー熱消費量		15.2	17
うち商業 ^(注)		0.8	54
うち直接利用	バイオマス	12.8	9
	太陽熱	1.2	213
	地熱	0.3	34
	直接利用小計	14.4	15

注) 「商業」は地域暖房システム等を指す。

出所) IEA, “Medium-Term Renewable Energy Market Report 2016”, 2016より作成



図 1-4 世界の再生可能エネルギー熱消費量及び構成比の推移 (2007~2014年)

出所) IEA, “Medium-Term Renewable Energy Market Report 2016”, 2016より作成

(2) 導入見通し

1) 電気

IEA World Energy Outlook 2016によると、再生可能エネルギー電気の設備容量は2020年に約1,320GWと、2014年からほぼ倍増する見通しになっている(図1-5)。これに伴い、再生可能エネルギーによる発電量も、2020年には約2,900TWhに達し、2014年の約2倍となる(図1-6)。

2020年以降も再生可能エネルギーによる発電は増加を続け2040年には8,000TWhに達する見込みである。電源別では、風力が一貫して約半分を占める。

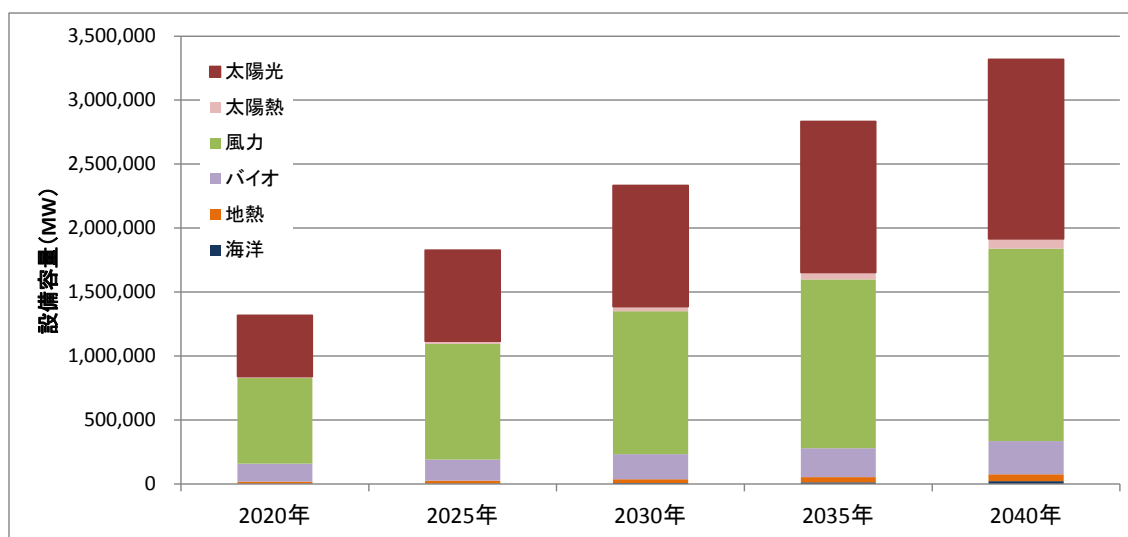


図 1-5 世界の再生可能エネルギー発電設備容量【見通し】

出所) IEA, “World Energy Outlook 2016”, 2016 より作成

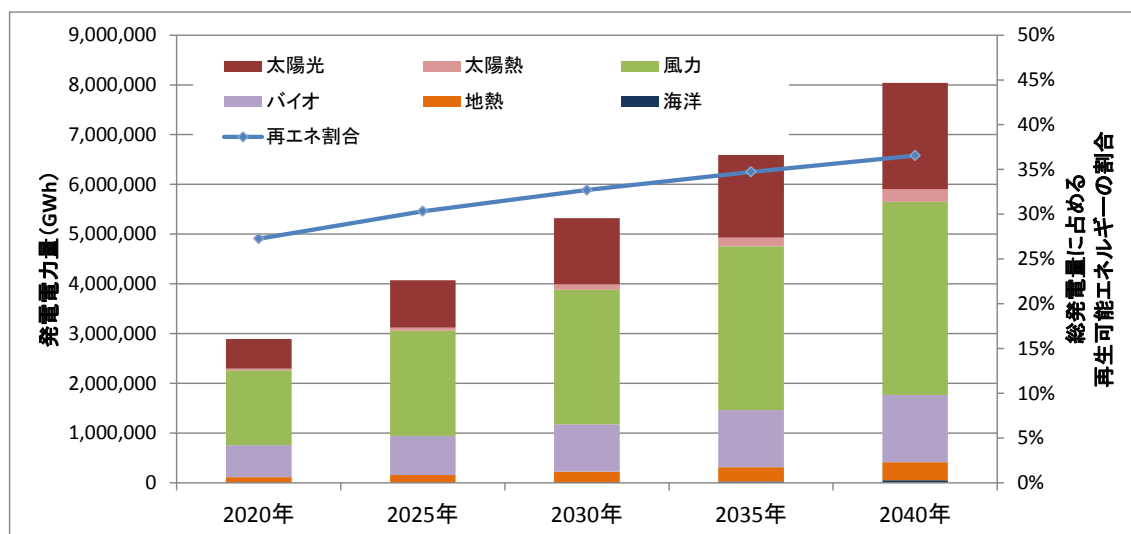


図 1-6 世界の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) IEA, “World Energy Outlook 2016”, 2016 より作成

2) 熱

世界全体の再生可能エネルギー熱消費量は 2014 年から 2021 年にかけて 21%増加し、約 18EJ に達する見込みである。熱源の構成はバイオマスが依然として大半を占めるが、伸びとしては地熱と太陽熱が大きい。(図 1-7 表 1-2)。

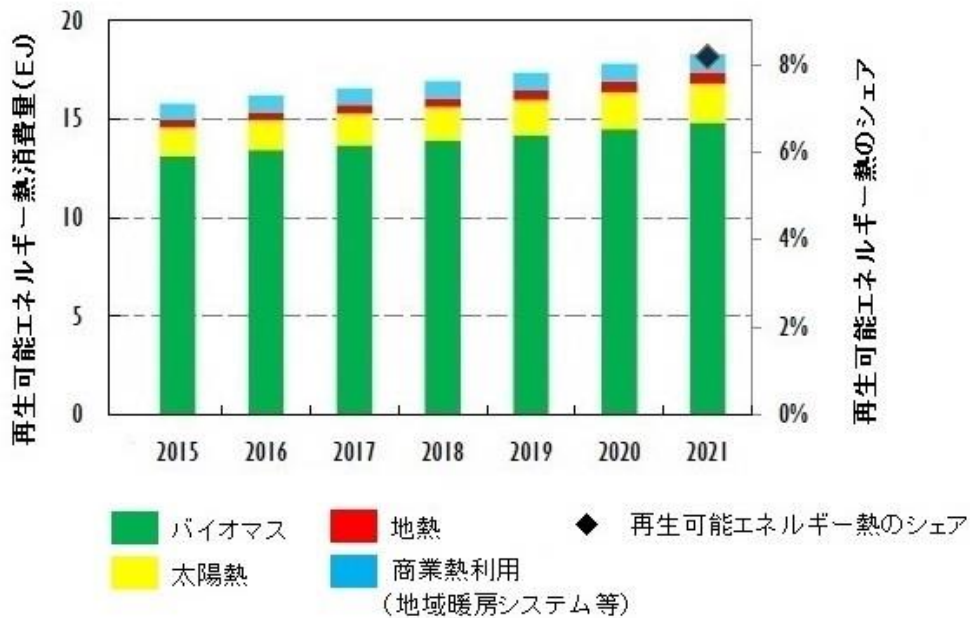


図 1-7 世界の熱消費量及び構成比の推移 (2015~2021 年) 【見通し】

出所) IEA, “Medium-Term Renewable Energy Market Report 2016”, 2016 より作成

表 1-2 世界の再生可能エネルギー熱消費量成長率 (2014~2021 年) 【見通し】

内訳		成長率 (%) (2014-2021 年)	年平均成長率 (%) (2014-2021 年)
熱消費量合計		6.0	0.8
再生可能エネルギー熱消費量		21	2.7
うち商業 ^(注)		13	1.7
うち直接利用	バイオマス	16	2.1
	太陽熱	65	7.4
	地熱	75	8.4
	直接利用小計	21	2.8

注) 「商業」は地域暖房システム等を指す。

出所) IEA, “Medium-Term Renewable Energy Market Report 2016”, 2016 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

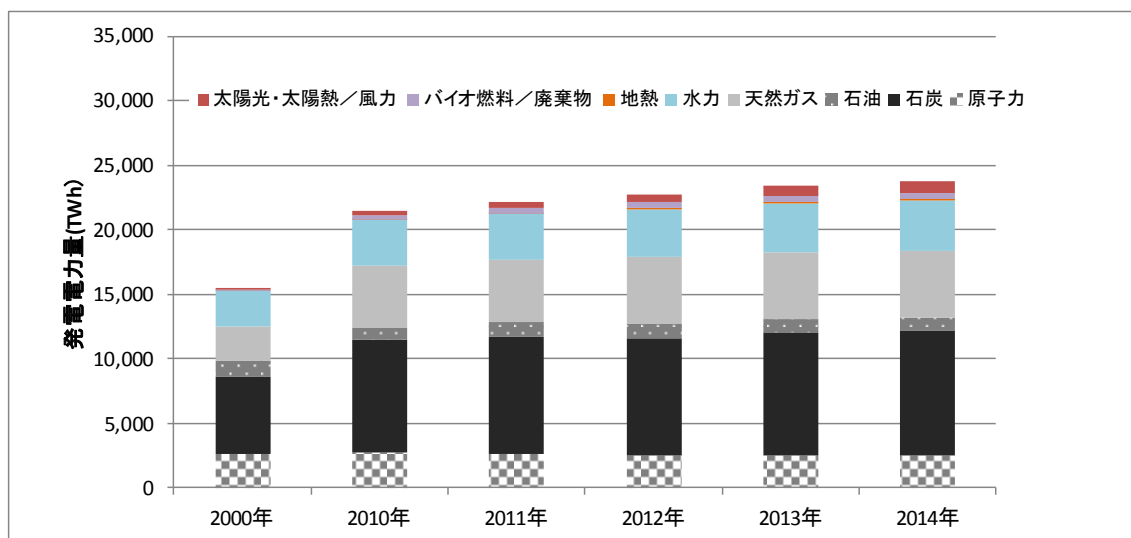


図 1-8 電源別発電電力量の推移 (世界)

注) 水力は揚水発電を含む。

出所) IEA, “Electricity Information” ,2002, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 より作成

1.1.2 OECD

(1) 導入実績

2010年から2014年にかけて、再生可能エネルギー電気の合計設備容量⁶は8割超増加し、2014年は約410GWに達した（図1-9）。2010～2012年までの伸び率は毎年約20%、2013年以降は約10%となっている。

発電量⁷も同期間に毎年10%以上増加しており、2015年には合計約1,100TWhに達した。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合⁸も直近の5年間で着実に増加し、2015年は23%となっている。飛躍的に発電量が増加したのは風力であり、2010年の約30TWhから2015年には約570TWhに達している（図1-10）。

再生可能エネルギーによる熱消費量⁹は、2010年の約6,400PJから2014年には約6,900PJへと1割弱増加した。構成比はいずれの年もバイオマスが90%以上を占めている（図1-11）。

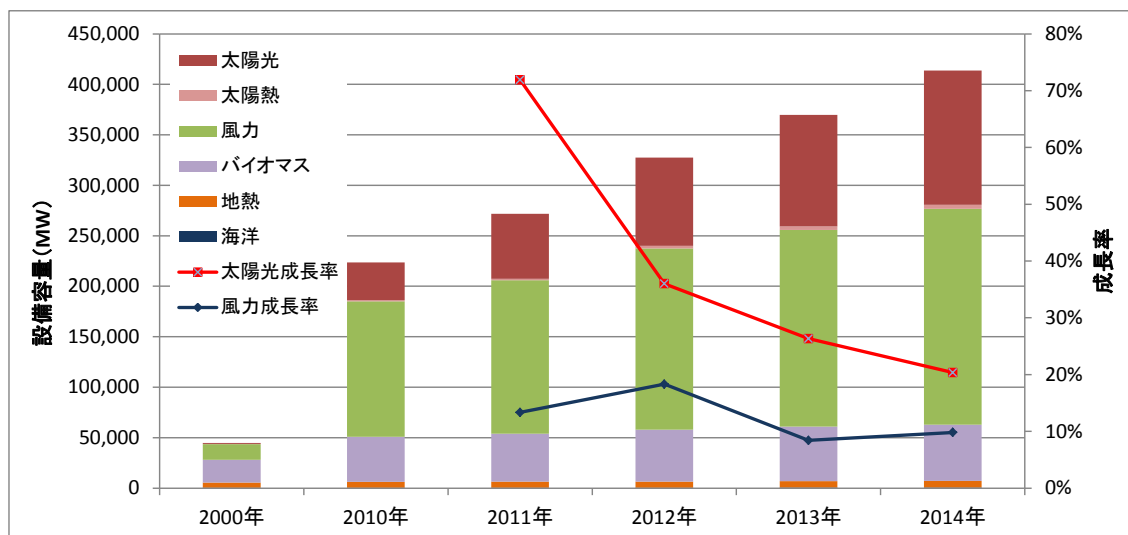


図 1-9 OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

⁶ 水力を除く。

⁷ 水力を除く。

⁸ 水力を含む。

⁹ 一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる発熱量の合計（以下、特に断りのない限り各国・地域共通）。

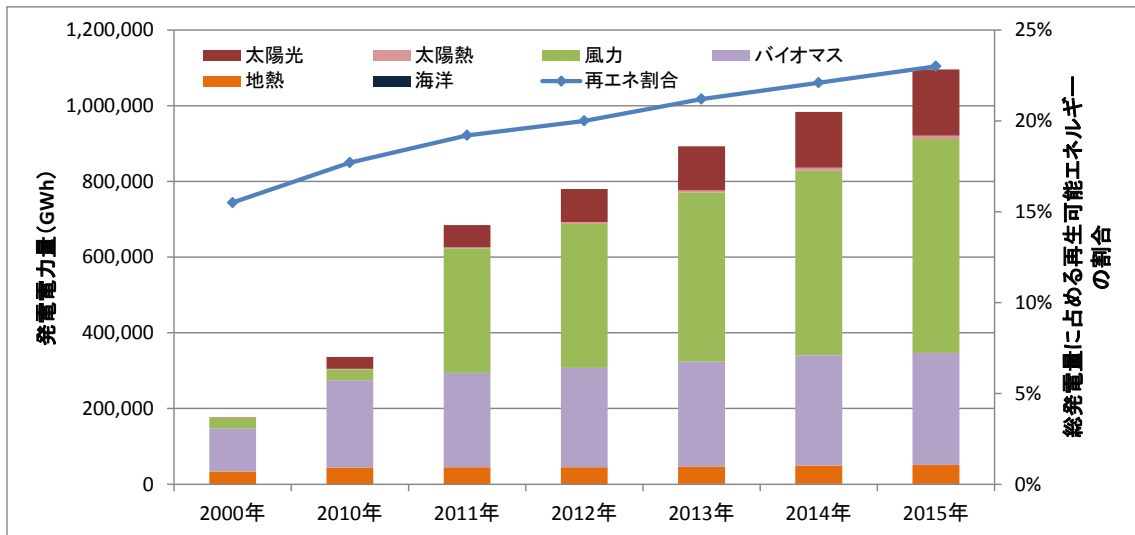


図 1-10 OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2015 年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

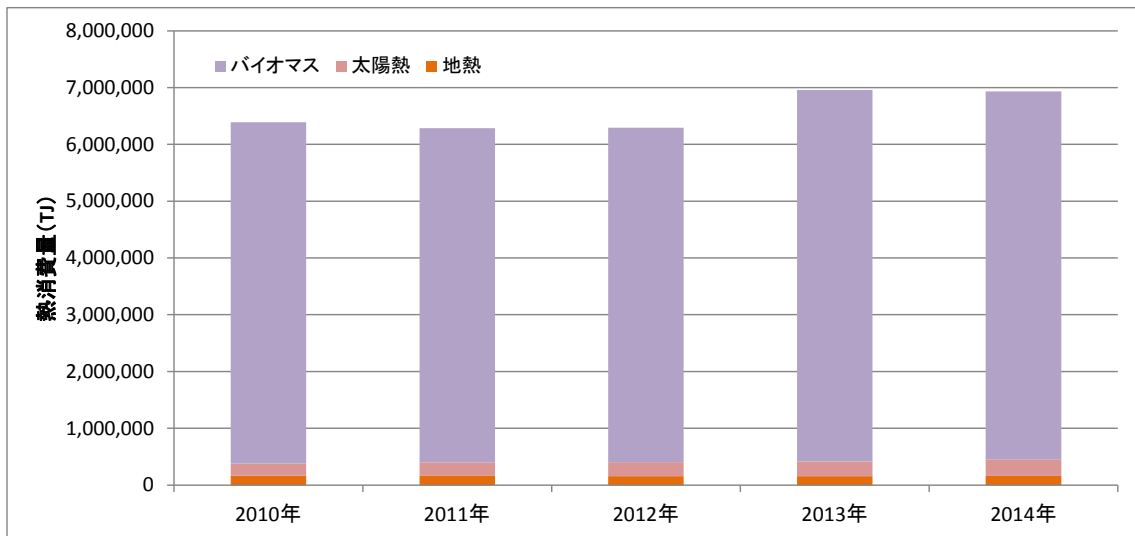


図 1-11 OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA “Renewables Information”, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 より作成

(2) 導入見通し

再生可能エネルギー電気の合計設備容量¹⁰は、2020年の約730GWから2040年には8割増の約1,300GW超に達すると見込まれている（図1-12）。合計発電量¹¹は2020年の約1,700TWhから6割増加して、2040年には約3,400TWhに達する見込みである（図1-13）。再生可能エネルギー電気の構成比¹²を見ると、設備容量・発電量共に風力が約50%で推移する。また、2035年以降は一定量の海洋エネルギー発電も予測されている（図1-12、図1-13）。

再生可能エネルギー熱消費量については、建物部門では2013年の3.75EJから2020年には4EJへと約2%の増加が予測され、特にEU加盟国での導入量拡大が見込まれている。OECDアジア地域では、絶対量は限定的ながら韓国での地熱利用が増加する。産業部門の熱利用は主にバイオエネルギーによるものであり、2013年の3EJから2020年にかけて0.4EJ増加する見込みである¹³。

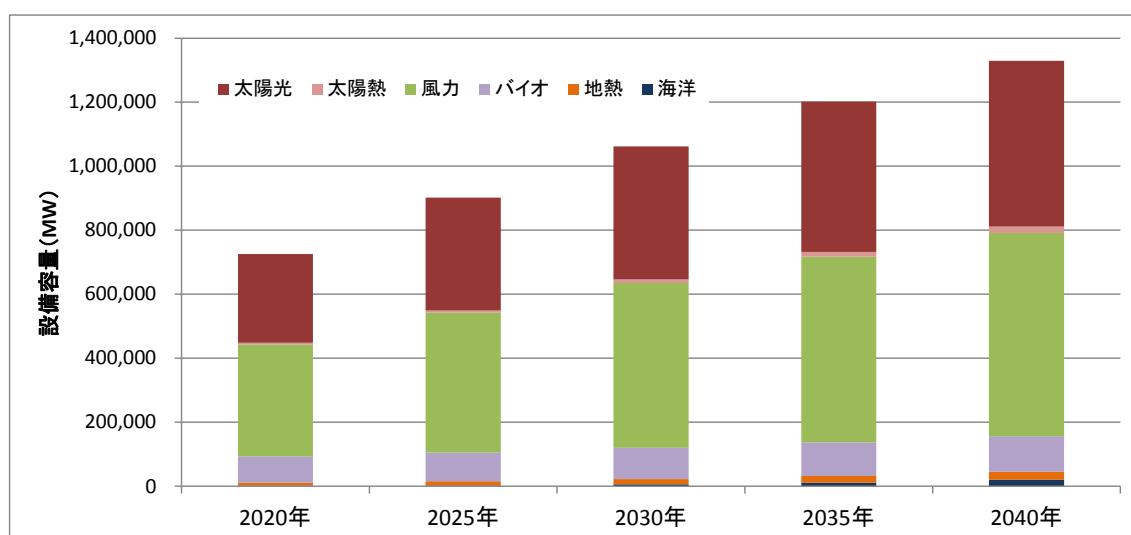


図 1-12 OECD加盟国の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) IEA, “World Energy Outlook 2016”, 2016より作成

¹⁰ 水力を除く。

¹¹ 水力を除く。

¹² 水力を除く。

¹³ IEA, “Renewable Energy Medium-Term Market Report 2015”, 2015, P.244

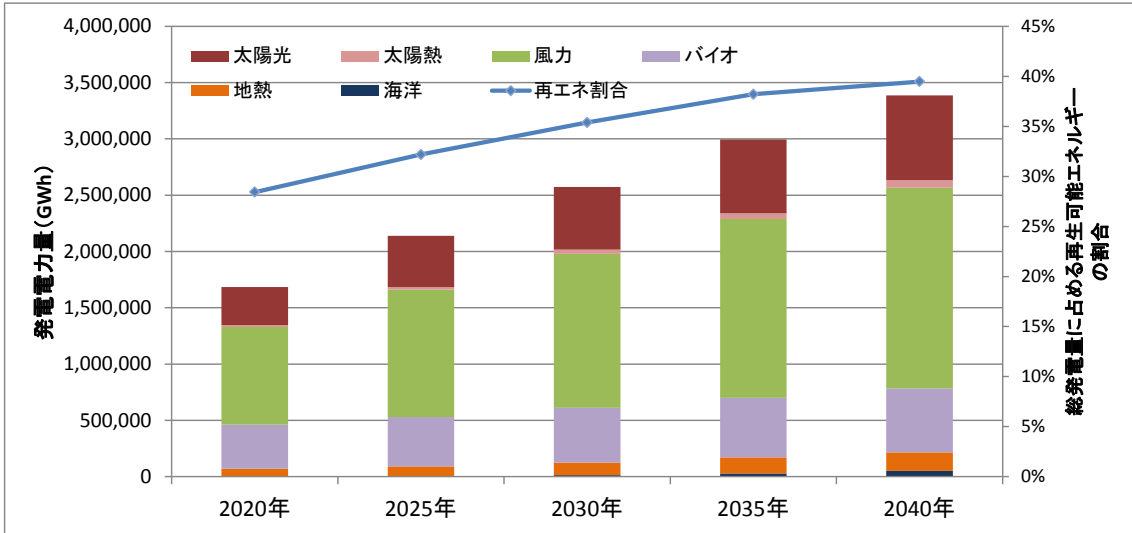


図 1-13 OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) IEA, “World Energy Outlook 2016”, 2016 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

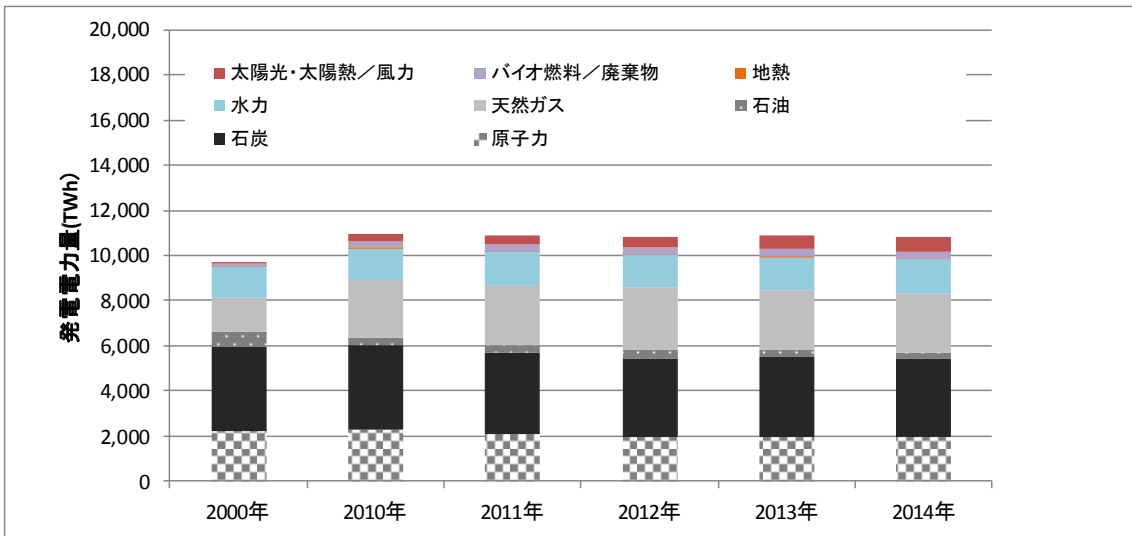


図 1-14 電源別発電電力量の推移 (OECD)

注) 水力は揚水発電を含む。

出所) IEA, “Electricity Information”, 2002, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 より作成

1.1.3 日本

(1) 導入実績

2012（平成24）年7月に固定価格買取制度（FIT）が開始され、再生可能エネルギーによる発電に係る合計設備容量¹⁴は、翌2013年に前年比約6割増、2014年も前年比約5割増となった（図1-15）。中小水力を含めると、制度開始後の累積設備容量¹⁵は約33GWに達している（表1-3）。

これに伴い、再生可能エネルギーによる発電量¹⁶も増加傾向にあり、IEAの統計値によると、2015年は約80TWhとなった（2010年のほぼ2倍）（図1-16）。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合¹⁷は、2010年以降10%台ではあるが徐々に増加し、2015年は16%に達した（図1-16）。設備容量の増加はほとんどが太陽光（非住宅）によるものであり、FIT開始後からの累積導入容量¹⁸は約27GWとなっている（表1-3）。

発電量の構成比¹⁹を見ると、2014年まではバイオマスのシェアが最大であるが、FIT導入後は太陽光が急成長し2015年は45%を占めて最大のシェアとなった（図1-16）。

再生可能エネルギー熱供給量については、千葉大学倉阪研究室・永続地帯研究会の研究によれば、直近の5年間で漸増傾向にあり、2010年の約65PJから2015年には約71PJへとおよそ1割増加している。内訳は一般家庭・業務用の太陽熱直接利用がほぼ4割、温泉熱・地中熱等の地熱利用が約3割、そして木質バイオマスが約2割を占めている（図1-17）。

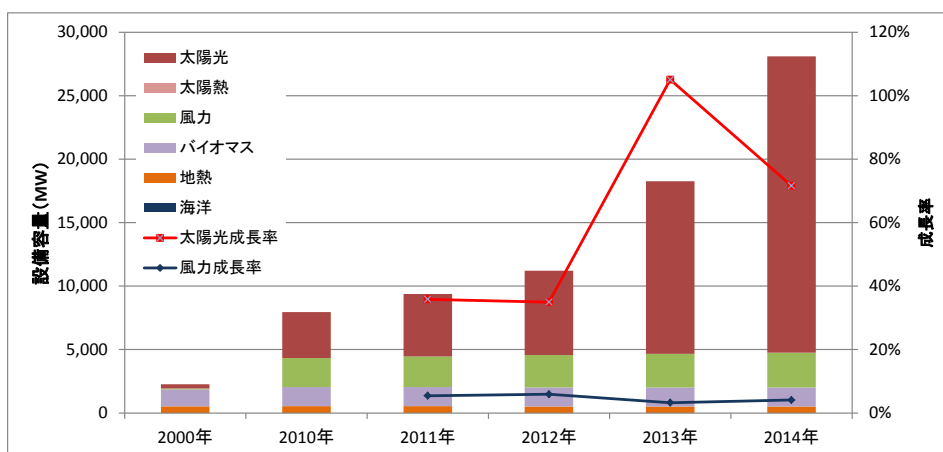


図 1-15 日本の再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

¹⁴ 水力を除く。

¹⁵ 2012（平成24）年7月から2016（平成28）年11月末時点まで。

¹⁶ 水力を除く。

¹⁷ 水力を含む。

¹⁸ 2012（平成24）年7月から2016（平成28）年11月末時点まで。

¹⁹ 水力を除く。

表 1-3 固定価格買取制度開始前後の設備導入容量

	制度導入前	制度導入後
	平成 24 年 6 月末までの 累積導入容量(万 kW)	平成 24 年 7 月～平成 28 年 11 月末ま での累積導入容量(万 kW)
太陽光(住宅)	約 470	446
太陽光(非住宅)	約 90	2,709
風力	約 260	60
中小水力	約 960	23
バイオマス	約 230	76
地熱	約 50	1
合計	約 2,060	3,315

注) 制度導入後の「導入容量」は、制度の下で買取が開始された状態の設備が対象となっている。

注) 内訳ごとに四捨五入しているため、合計とは必ずしも一致しない。

出所) 資源エネルギー庁、「固定価格買取制度 情報公開用ウェブサイト 平成 28 年 11 月末時点の状況 (平成 29 年 3 月 13 日更新)」, 経済産業省,「総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会 第 3 回 配布資料 1」 -- (平成 27 年 10 月 20 日) より作成

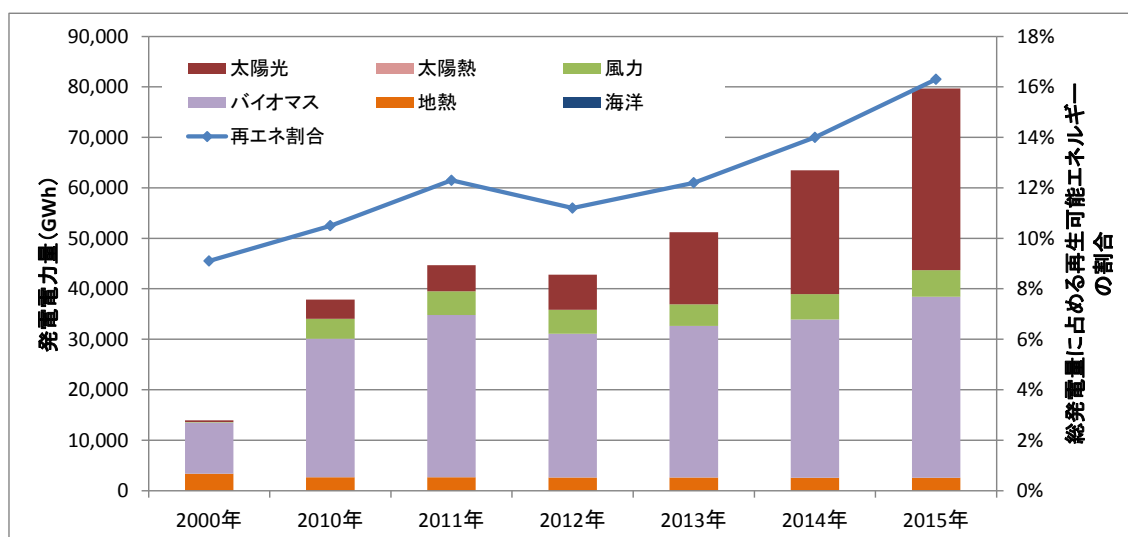


図 1-16 日本の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2015 年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

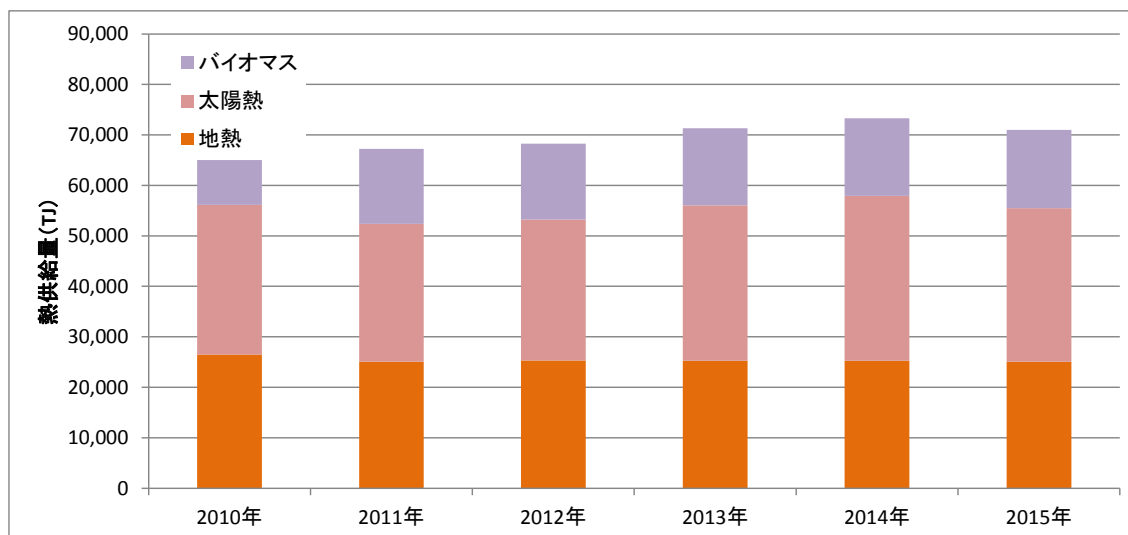


図 1-17 日本の再生可能エネルギーによる熱供給量

注) バイオマスは木質バイオマスに限るほか、コージェネを含む。

出所) 千葉大学倉阪研究室・永続地帯研究会、「永続地帯報告書」(2012年度版、2013年度版、2015年度版)より作成

(2) 導入見通し

2015(平成27)年7月、経済産業省は「長期エネルギー需給見通し」(以下「需給見通し」)を決定した²⁰。これは、「エネルギー基本計画」²¹の方針に沿って政策目標を想定し、日本のエネルギー需給構造のあるべき姿を見通しとして示したものである。

図 1-18 は、政策目標が達成された場合に実現しうる 2030 年度の電源構成(エネルギーミックス)である。需給見通しによると全電源の総発電量は約 1,070TWh、うち 22~24%に相当する電力を再生可能エネルギー電気で供給する。電源別のシェアは、太陽光が総発電量の 7.0%程度、バイオマスが 3.7~4.6%程度、風力が 1.7%程度と見込まれている。

熱については、「廃熱回収・再生可能エネルギー熱を含む熱利用の面的な拡大など地産地消の取組を推進する」²²との前提で、太陽熱 55 万 kl 程度、バイオマス等 667 万 kl 程度の導入量が想定されている²³。

²⁰ 経済産業省、「長期エネルギー需給見通し」,平成27年7月
http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004_2.pdf

²¹ 「エネルギー基本計画」,平成26年4月閣議決定
<http://www.meti.go.jp/press/2014/04/20140411001/20140411001-1.pdf>

²² 経済産業省、「長期エネルギー需給見通し」,平成27年7月,P.11
http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004_2.pdf

²³ 資源エネルギー庁、「長期エネルギー需給見通し関連資料」,平成27年7月,P.60
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/011/pdf/011_07.pdf

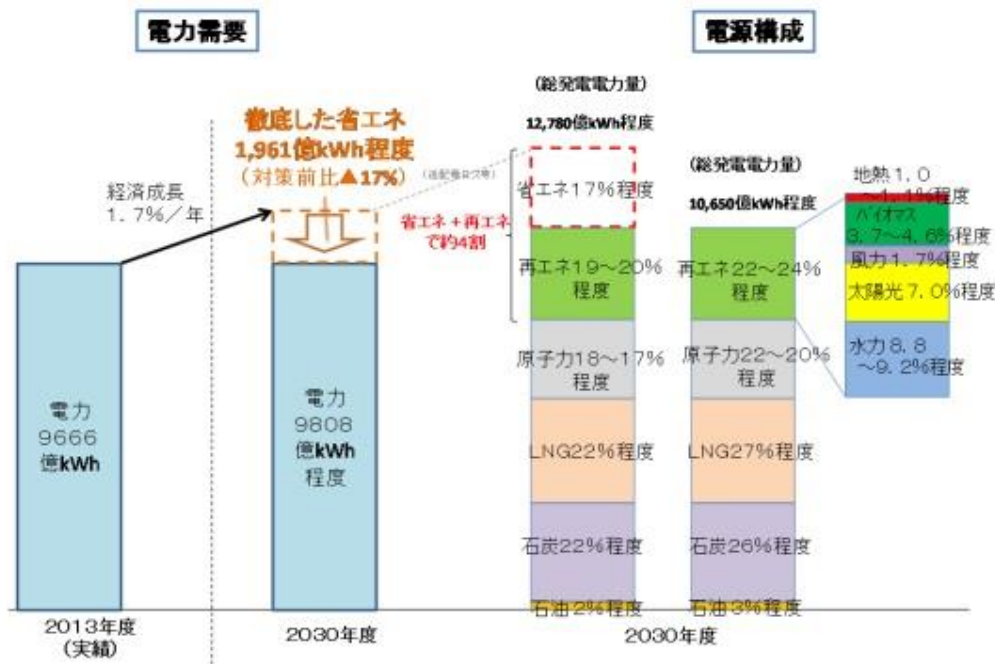


図 1-18 日本のエネルギー需給構造と再生可能エネルギーによる発電量のシェア (2030年度) 【見通し】

出所) 経済産業省, 「長期エネルギー需給見通し」, 2015年7月

なお、IEAによる見通しを以下に示す(図 1-19 図 1-20)。合計設備容量²⁴は、2030年に約90GWへと増加する。これは、2014年実績の約3倍の規模である。発電量²⁵も2030年には約160TWhに達する見込みで、2014年実績値(図 1-16)のおよそ2倍となる。総発電量に占める再生可能エネルギー電気の割合²⁶は、2030年に25%、2040年には30%に到達する(図 1-20)。FIT導入後の実績どおり、設備容量・発電量共に太陽光が最大のシェアを維持する見込みとなっている。また、IEAは2030年代以降、海洋エネルギー発電の規模拡大も予測している(図 1-19 図 1-20)。

²⁴ 水力を除く。

²⁵ 水力を除く。

²⁶ 水力を含む。

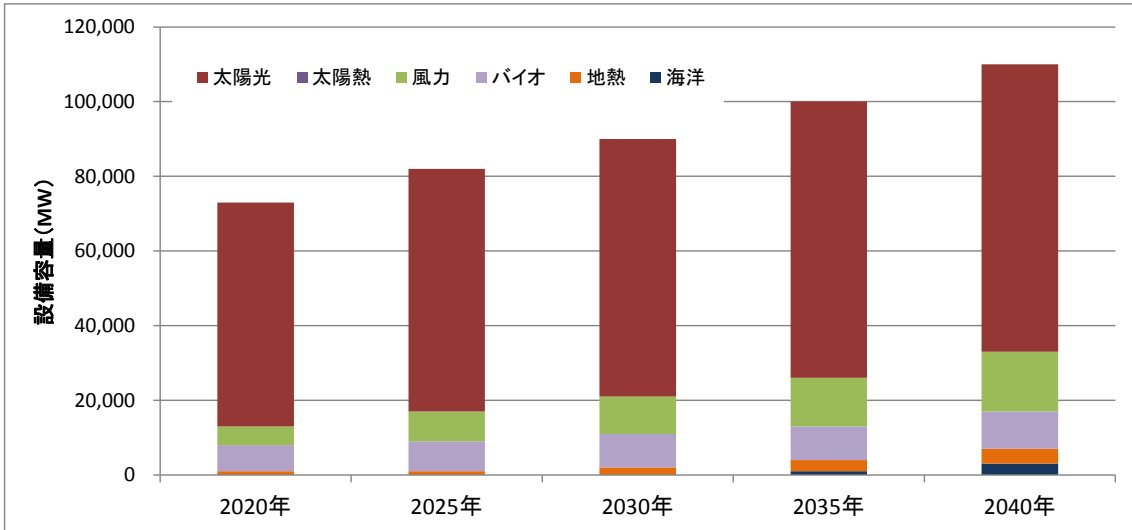


図 1-19 日本の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) IEA, “World Energy Outlook 2016”, 2016 より作成

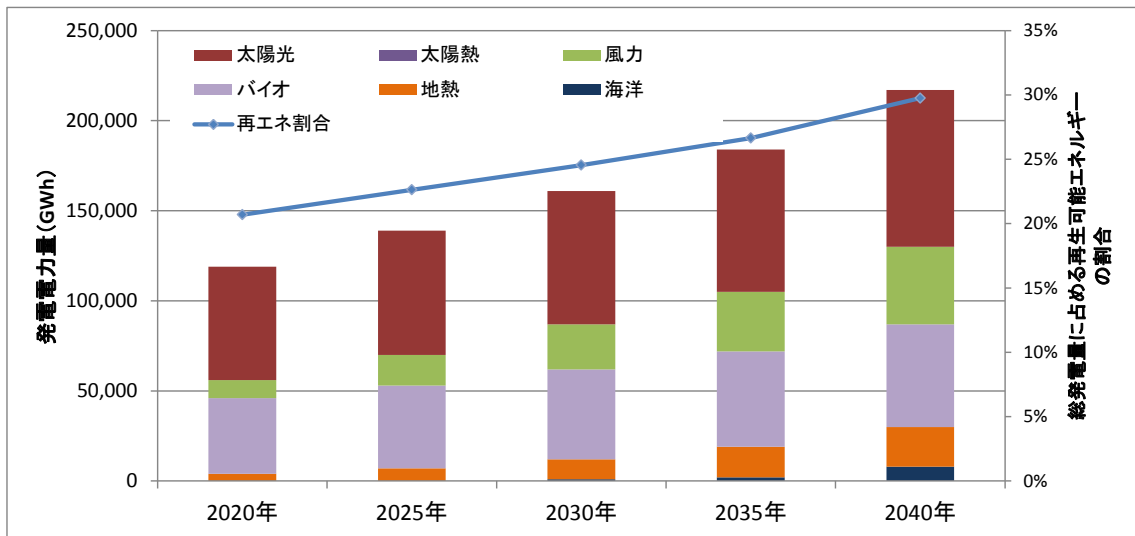


図 1-20 日本の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) IEA, “World Energy Outlook 2016”, 2016 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

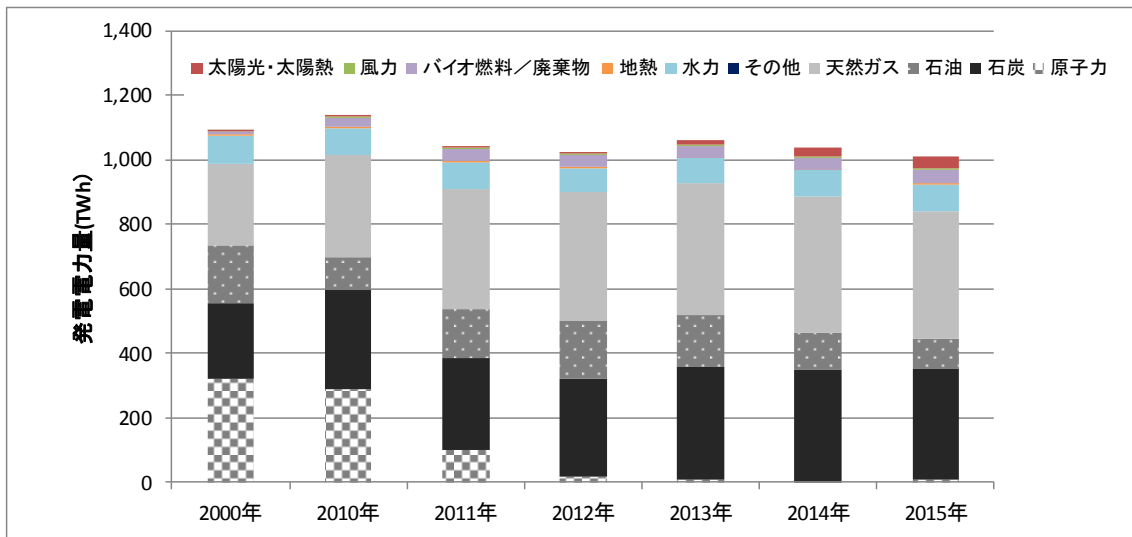


図 1-21 電源別発電電力量の推移 (日本)

注) 水力は揚水発電を除く。

注) その他は海洋、燃料電池等。

注) 2015 年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information” , 2014, 2015, 2016 より作成

1.1.4 ドイツ

(1) 導入実績

再生可能エネルギー電気の合計設備容量²⁷は、2010年以降の5年間で毎年7~10GW増加しており、2014年には86GW超（2010年比約7割増）に達した（図 1-22）。

これに伴い、合計発電量²⁸は、2010年の約84TWhから2015年にはほぼ2倍の180TWhへと増加している。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合²⁹は高く、2015年には30%に達している（図 1-23）。

設備容量の伸びは太陽光の寄与分がほとんどであり、2011年は前年比40%増と大幅に拡大した。ただし、2014年の増加率は前年比5%に留まっている（図 1-22）。

再生可能エネルギーによる熱消費量は2010年以降、地熱を除き大幅な増減はなく、2014年は合計約500PJであった。太陽熱の消費量は、2010年から2014年にかけて約4割増加している（図 1-24）。

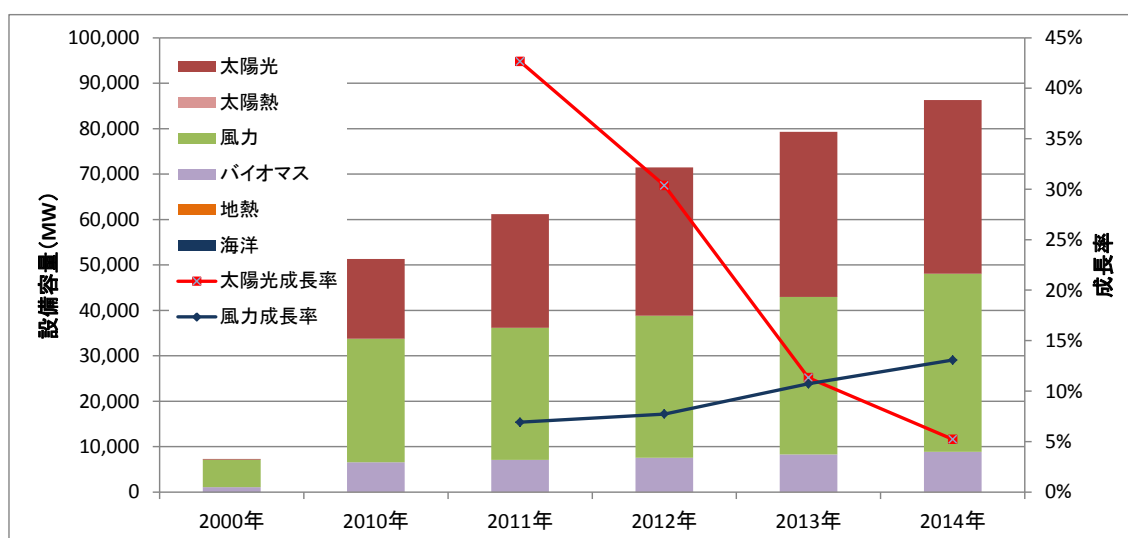


図 1-22 ドイツの再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

²⁷ 水力を除く。

²⁸ 水力を除く。

²⁹ 水力を含む。

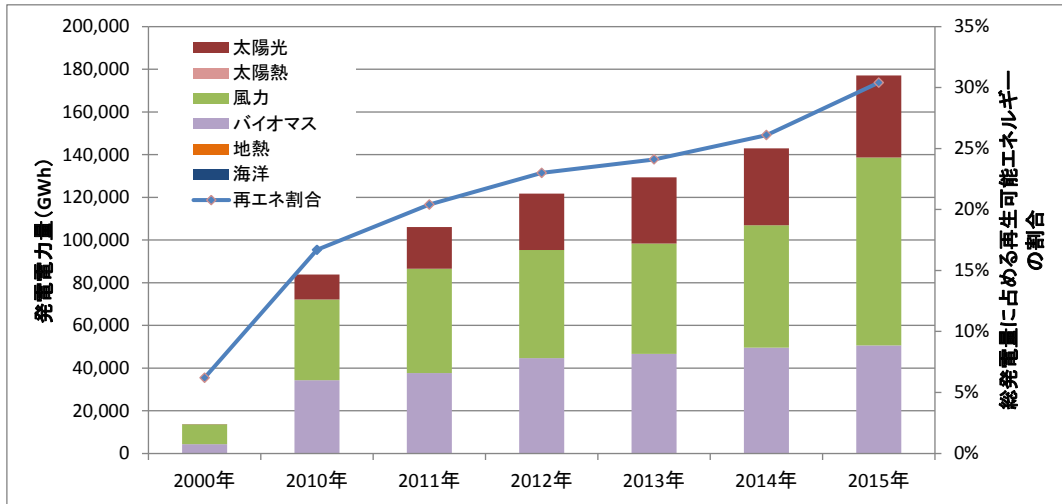


図 1-23 ドイツの再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2015 年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

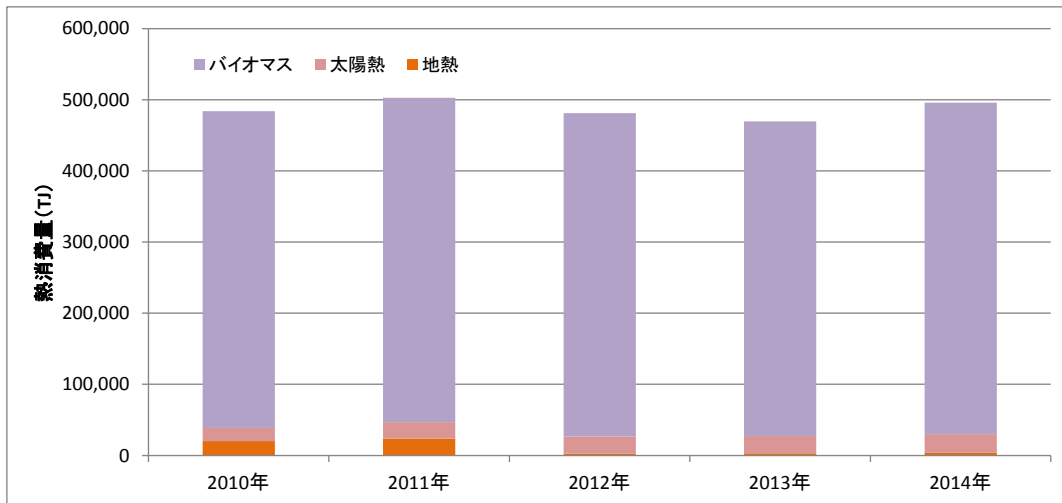


図 1-24 ドイツの再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物 (再生可能エネルギー由来)、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 より作成

(2) 導入見通し

EU 加盟国は、2009 年に制定された「再生可能エネルギー指令 (Directive 2009/28/EC)」に基づき「国家再生可能エネルギー行動計画」(National Renewable Energy Action Plan: NREAP) を 2010 年に策定している。この計画には、2020 年までの再生可能エネルギー導入目標と規

模拡大の見通し、国別目標達成に向けての政策手段が記述されている³⁰。

上記 EU 指令の下、ドイツは 2020 年までに最終エネルギー消費の 18.0%を再生可能エネルギーでまかなうよう義務付けられているが、NREAP ではその数値を超える 19.6%のシェアを達成可能との展望が示されている³¹。

ドイツ政府が NREAP に示した 2016～2020 年の見通しは下図のとおりである³²。計画期間最終年の 2020 年時点において、発電設備容量³³は合計約 110GW となり、太陽光と風力で 9 割を占める（図 1-25）。再生可能エネルギーによる発電量³⁴は 2020 年に合計約 200TWh となり、風力が約 50%、太陽光は約 20%のシェアとなる（図 1-26）。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合³⁵は 38.6%となる（図 1-26）。

再生可能エネルギーによる熱消費量³⁶は、2020 年時点で合計約 600PJ まで増加し、熱最終消費に占める割合は約 16%となる見込みである（図 1-27）³⁷。

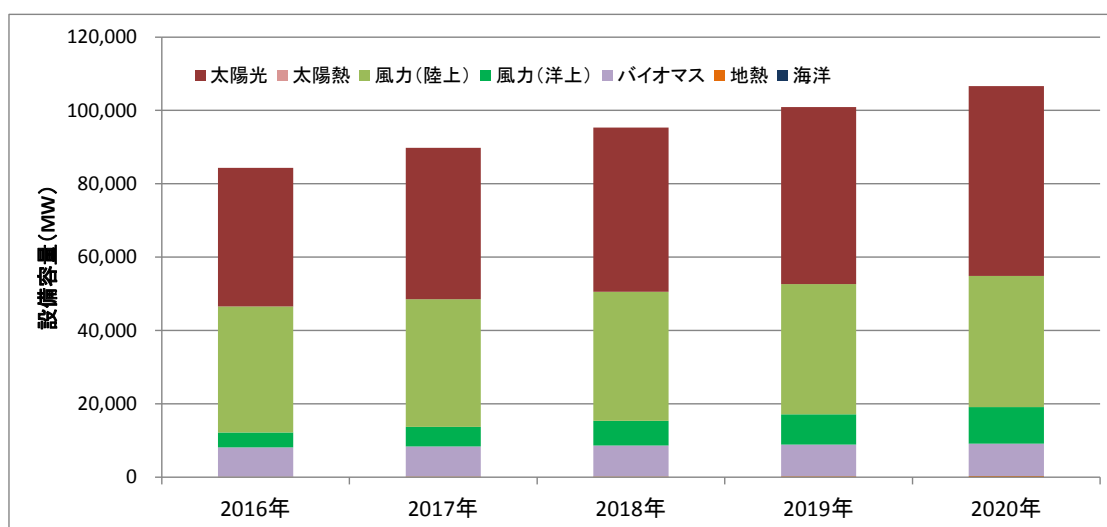


図 1-25 ドイツの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) ドイツ政府,「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」,2010 より作成

³⁰ 欧州委員会ウェブサイト, <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive>
指令本文, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32009L0028>

³¹ EU 加盟国の NREAP は下記サイトに掲載されている。

欧州委員会ウェブサイト,「国家行動計画」

<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans>

³² EU 加盟国が NREAP に記載する 2020 年までの見通し (Indicative trajectory) は、2005 年実績及び 2020 年目標を基に、再生可能エネルギー指令 (Directive 2009/28/EC) Annex 1.B に規定された一律の計算方法により算定されたものである。

³³ 水力を除く。

³⁴ 水力を除く。

³⁵ 水力を含む。

³⁶ 再生可能エネルギー指令 (Directive 2009/28/EC) Article 5.4 によると、加盟国が NREAP に記載すべき熱供給量の定義は次のとおりである。「加熱・冷却 (heating and cooling) に供される再生可能エネルギー資源由来の熱量は、地域冷暖房、産業・家庭・サービス・農林水産業部門における冷暖房及びプロセスに使用する熱量を合計して算定する。」

³⁷ ヒートポンプによる供給分を含む。

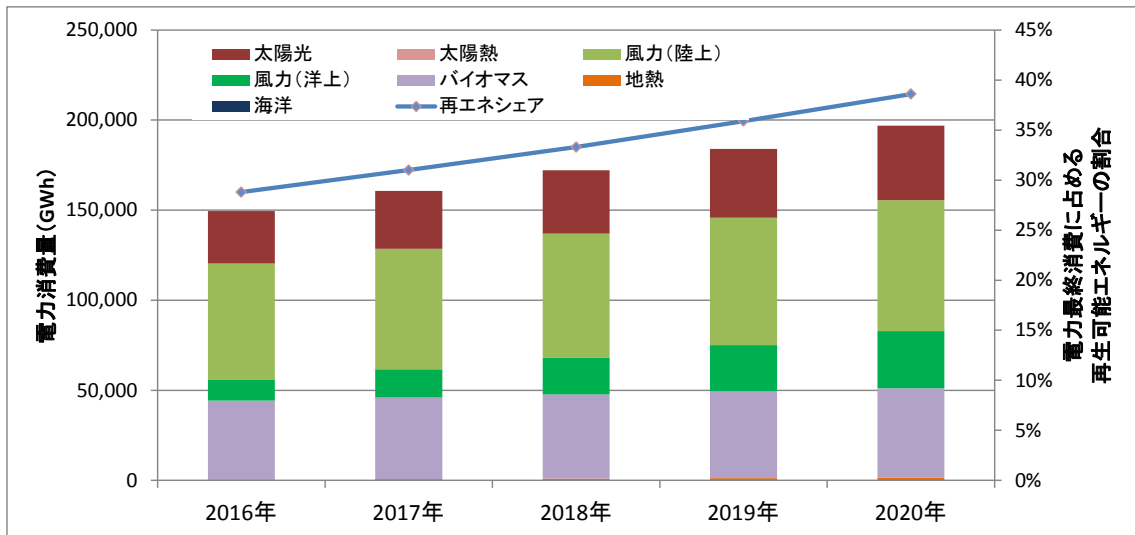


図 1-26 ドイツの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) ドイツ政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

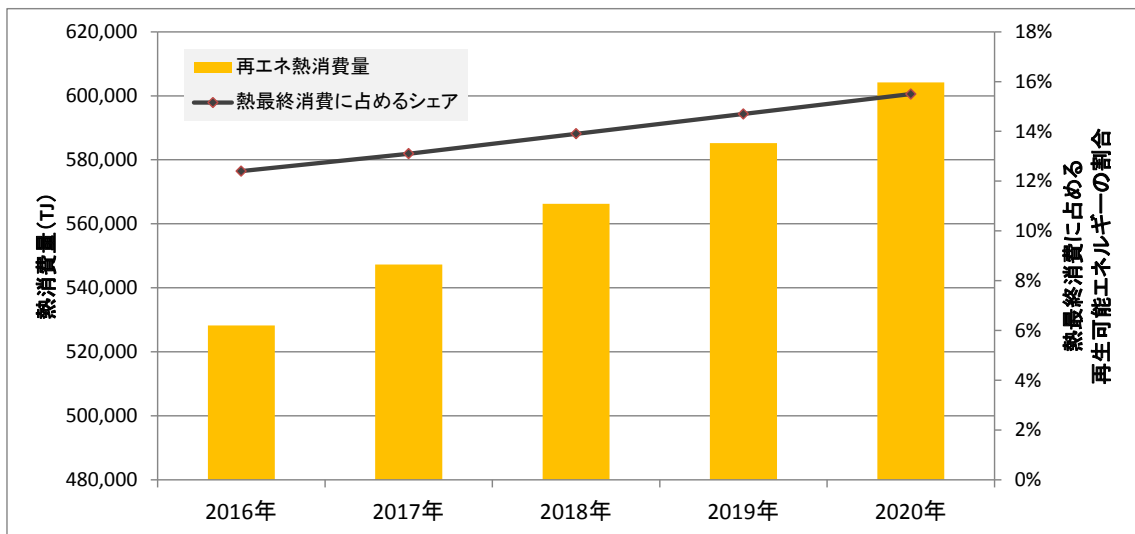


図 1-27 ドイツの再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】

注) 地域冷暖房、産業・家庭・サービス・農林水産業部門の冷暖房及びプロセスに使用する熱量の合計。

注) ヒートポンプによる供給分を含む。

出所) ドイツ政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

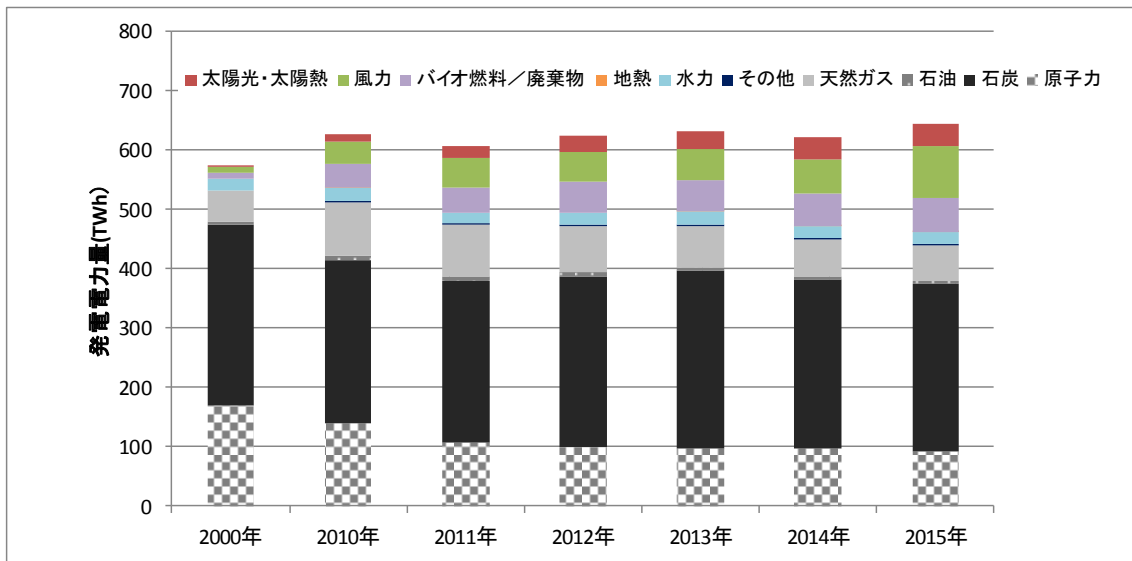


図 1-28 電源別発電電力量の推移（ドイツ）

注) 水力は揚水発電を除く。

注) その他は海洋、燃料電池等。

注) 2015 年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information” , 2014, 2015, 2016 より作成

1.1.5 英国

(1) 導入実績

再生可能エネルギー電気の合計設備容量³⁸は 2011～2014 年にかけて毎年 3～5GW 程度増加し、2014 年には 2010 年比 3 倍増の合計約 23GW となった（図 1-29）。

これに伴い、再生可能エネルギーによる発電量³⁹も毎年 3 割程度の増加率で推移し、2015 年には約 77TWh に達している。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合⁴⁰は、2015 年には 25% へ上昇した（図 1-30）。

英国では風力発電の導入量が他の再生可能エネルギーを大きく上回っているが、直近の 5 年間では太陽光の設備容量が前年比 60～90% 程度と急増している（図 1-29）。

再生可能エネルギーによる熱消費量は 2010 年以降増加傾向にあり、2014 年は前年比約 6 割増の合計約 95PJ となっている（図 1-31）。

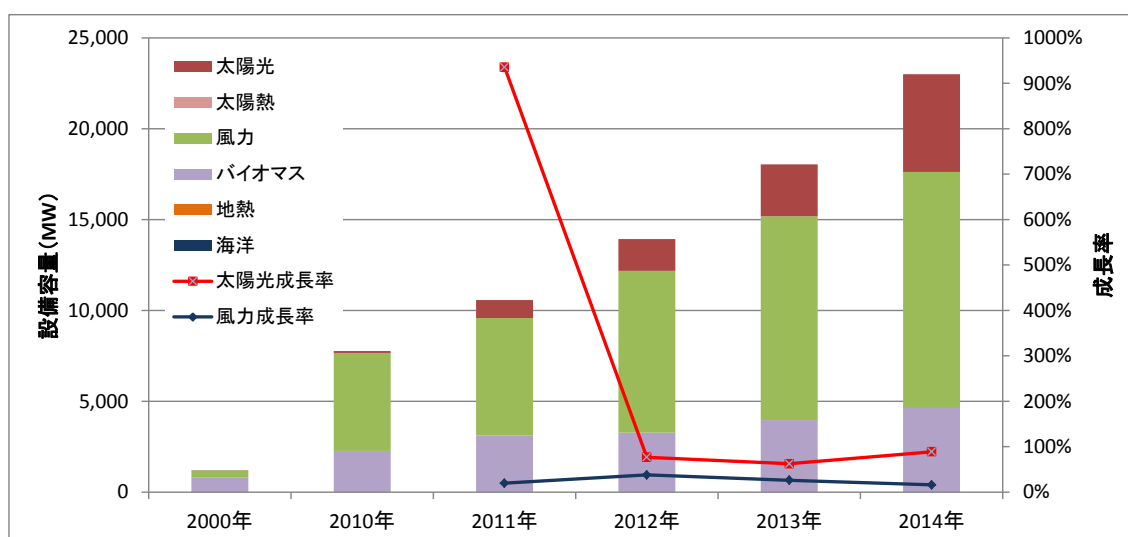


図 1-29 英国の再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

³⁸ 水力を除く。

³⁹ 水力を除く。

⁴⁰ 水力を含む。

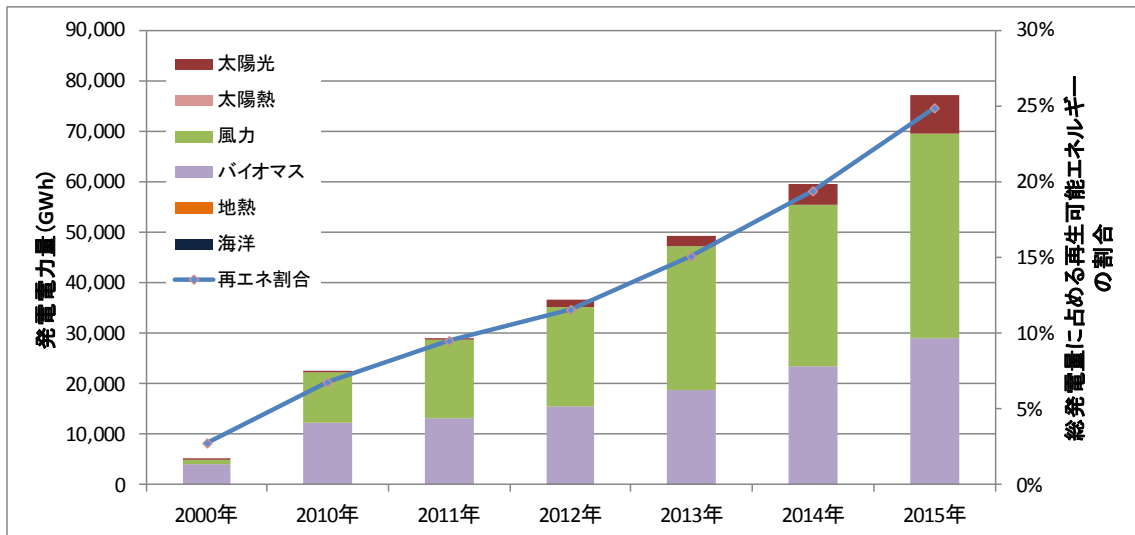


図 1-30 英国の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2015 年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

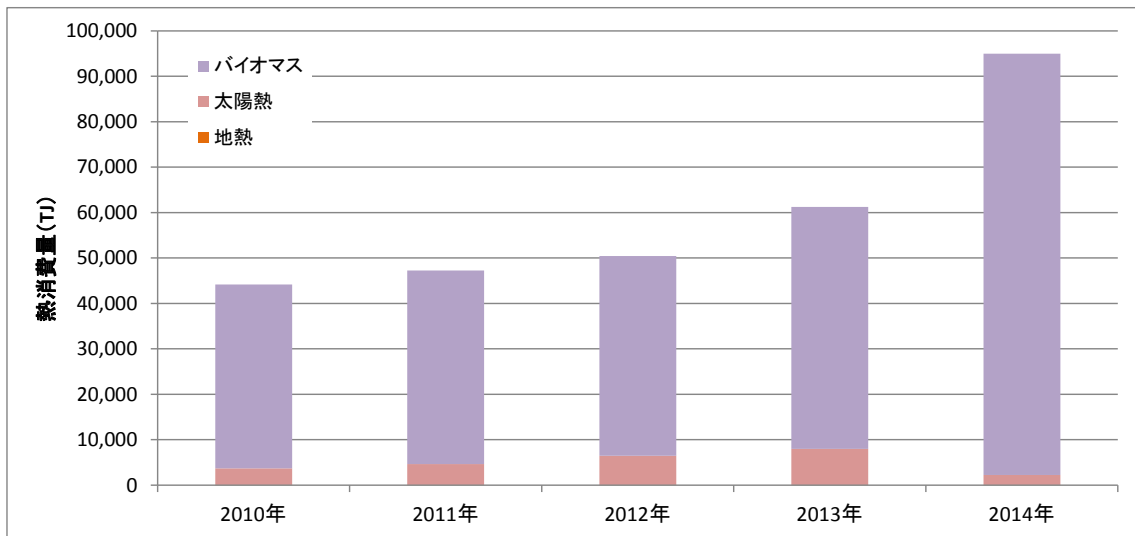


図 1-31 英国の再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 より作成

(2) 導入見通し

英国政府は、2010年に策定した「国家再生可能エネルギー行動計画」(National Renewable Energy Action Plan : NREAP)⁴¹において、2020年の最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合⁴²を15%に引き上げるという目標を掲げている。

この目標に沿った見通し⁴³は下図のとおりである。2020年の時点で、再生可能エネルギー電気の合計設備容量⁴⁴は約36GW、発電量⁴⁵は合計約110TWhに増加し、総発電量に占める再生可能エネルギーの割合⁴⁶は31%に達する。洋上風力の規模拡大が見込まれており、発電量に関しては、2017年以降陸上風力を上回る。また、海洋エネルギー発電の導入も進む見通しで、2020年時点では1,300MWの設備容量がNREAPに盛り込まれている(図1-32、図1-33)。

再生可能エネルギーによる熱消費量については、2020年の時点で合計約170PJに達し、熱最終消費の約8%に相当する見込みとなっている(図1-34)。

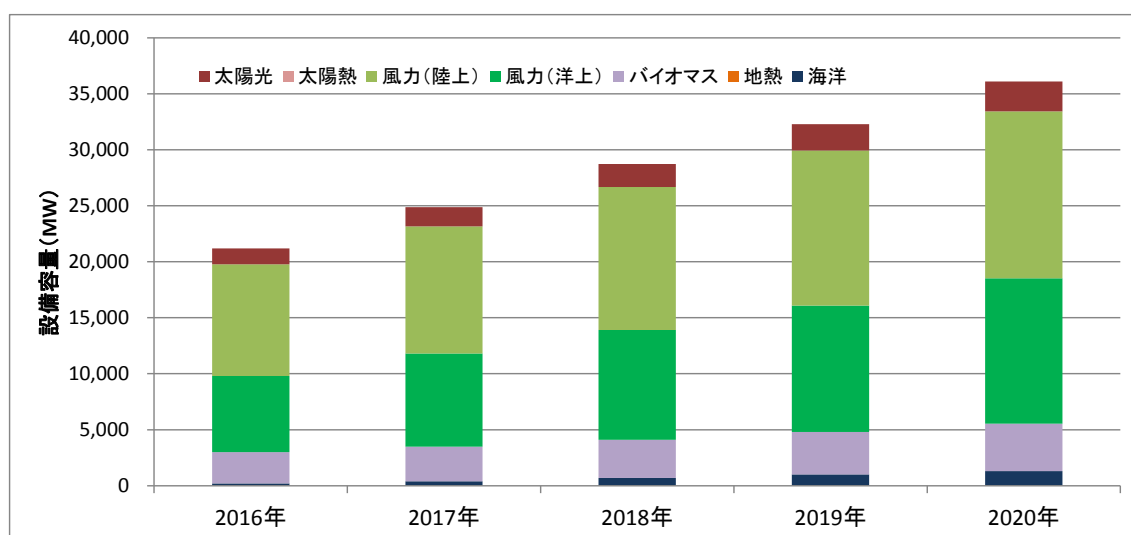


図 1-32 英国の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) 英国政府,「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」,2010より作成

⁴¹ EU加盟国のNREAPは下記サイトに掲載されている。

欧州委員会ウェブサイト,「国家行動計画」

<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans>

⁴² 水力を含む。

⁴³ EU加盟国がNREAPに記載する2020年までの見通し(Indicative trajectory)は、2005年実績及び2020年目標を基に、再生可能エネルギー指令(Directive 2009/28/EC)Annex 1.Bに規定された一律の計算方法により算定されたものである。

⁴⁴ 水力を除く。

⁴⁵ 水力を除く。

⁴⁶ 水力を含む。

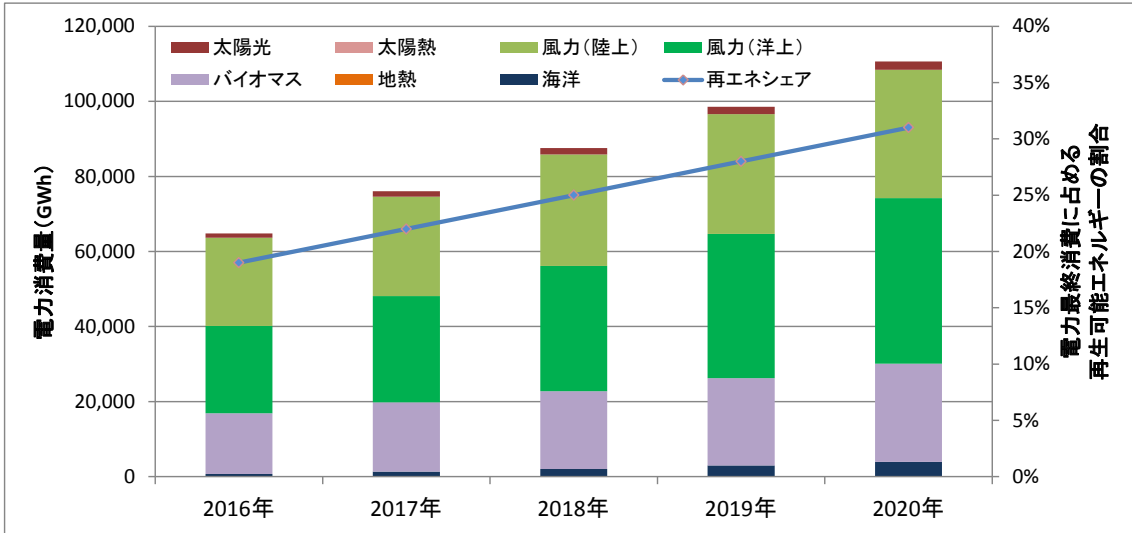


図 1-33 英国の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) 英国政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

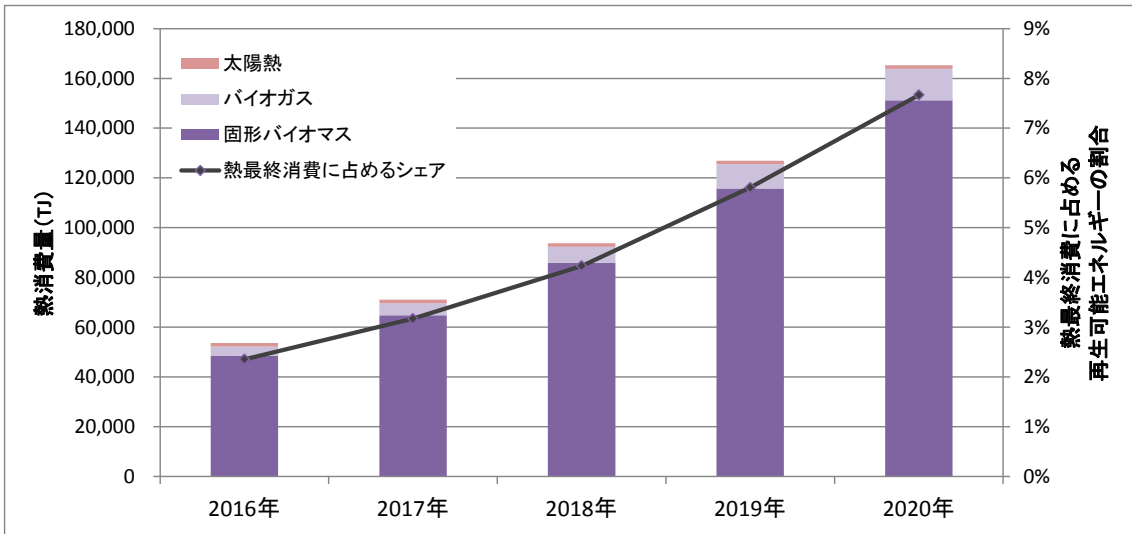


図 1-34 英国の再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】

注) 地域冷暖房、産業・家庭・サービス・農林水産業部門の冷暖房及びプロセスに使用する熱量の合計。

注) ヒートポンプによる供給分は含まない。

出所) 英国政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

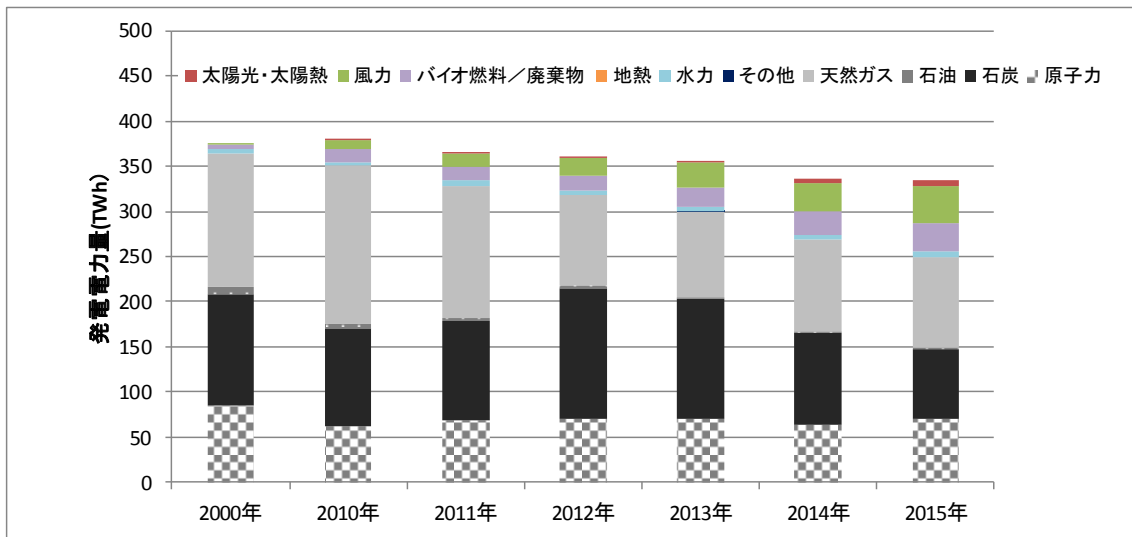


図 1-35 電源別発電電力量の推移 (英国)

注) 水力は揚水発電を除く。

注) その他は海洋、燃料電池等。

注) 2015 年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information” , 2014, 2015, 2016 より作成

1.1.6 スペイン

(1) 導入実績

再生可能エネルギーの合計設備容量⁴⁷は、2012 年以降 30GW の横ばいとなっている。これは、1.2.3 に後述するように、それまでの再生可能エネルギーの急激な増加で電力会社が収益悪化に陥ったのを受け、2013 年に電力市場改革の一環として FIT 制度が廃止されたことによる影響とみられる。（図 1-36）。

再生可能エネルギー電気による発電量⁴⁸は 2015 年に約 70TWh であったが、2013 年をピークに減少に転じているのも同じ理由によると考えられる。なお、総発電量に占める再生可能エネルギーの割合⁴⁹は 2015 年に 35% であった。

また、スペインでは太陽熱発電が一定量導入されており、2013 年以降は毎年 5TWh 程度の発電量を維持している（図 1-37）。

再生可能エネルギーの熱消費量は、2014 年に合計約 170PJ となった。2010 年以降、バイオマスはほぼ横ばいであるが、太陽熱は 2010 年以降、前年比 10% 程度の増加率を維持している（図 1-38）。

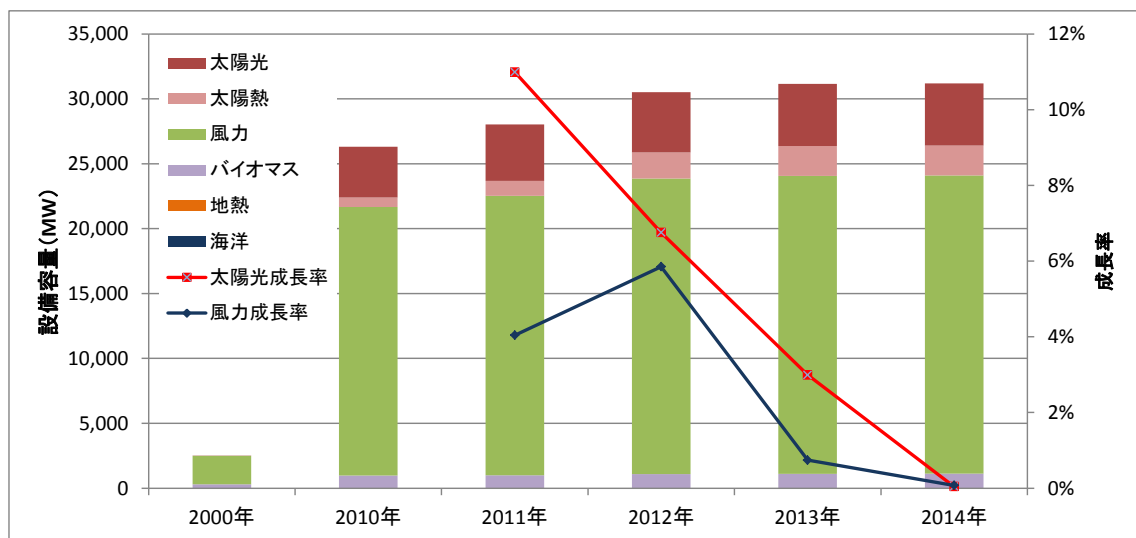


図 1-36 スペインの再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

⁴⁷ 水力を除く。

⁴⁸ 水力を除く。

⁴⁹ 水力を含む。

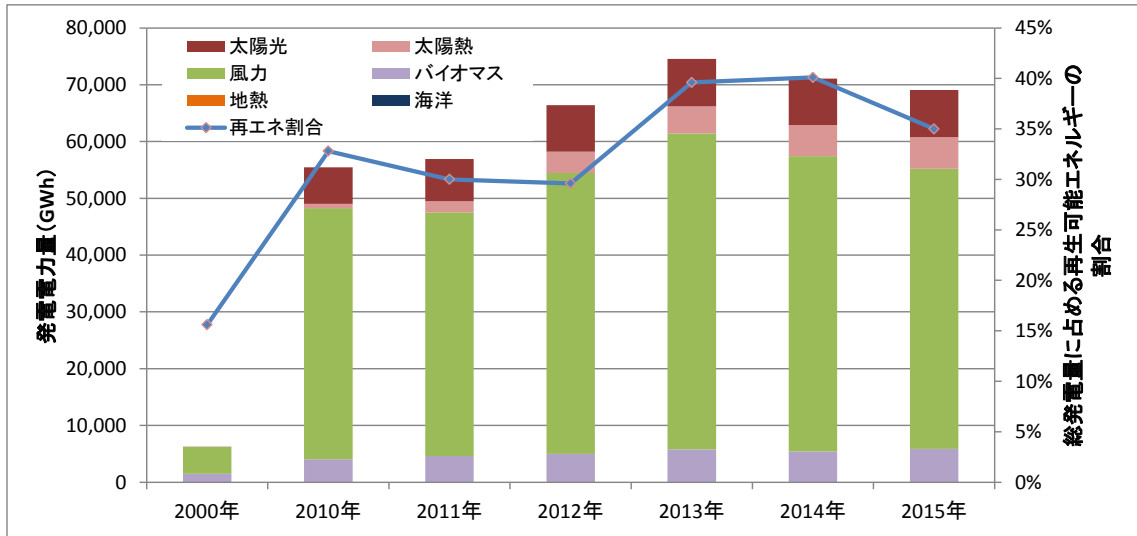


図 1-37 スペインの再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2015年は暫定値。

出所) IEA, "Renewables Information", 2015, 2016 より作成

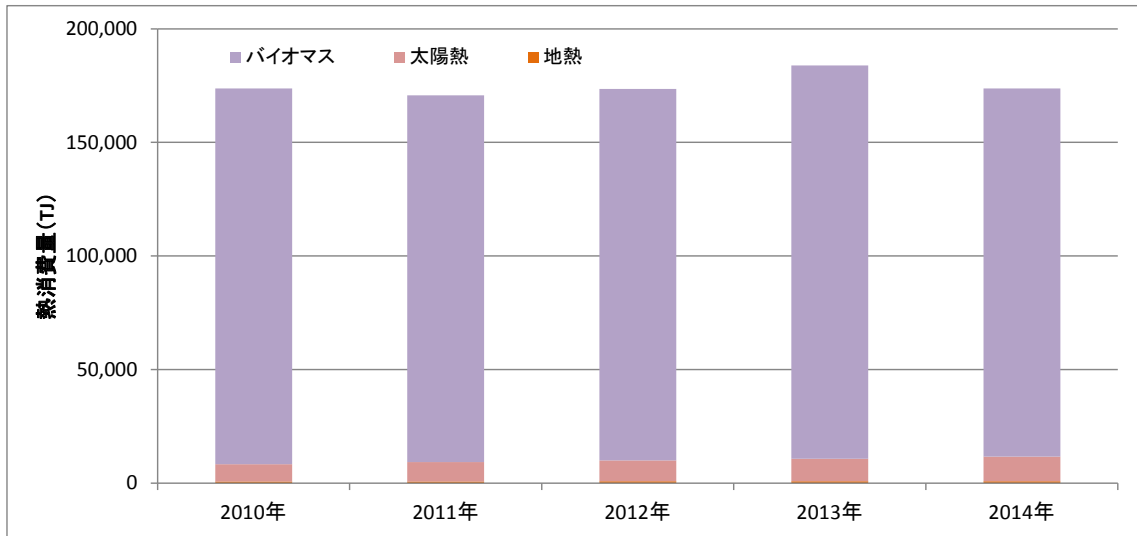


図 1-38 スペインの再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA, "Renewables Information", 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 より作成

(2) 導入見通し

スペイン政府は、2010年に策定した「国家再生可能エネルギー行動計画」(National Renewable Energy Action Plan : NREAP)⁵⁰において、2020年の最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合を20%に高めるという目標を掲げている。これはEU指令(Directive 2009/28/EC)に基づく最低限の目標ラインであるが、スペイン政府は2010年のNREAP策定時に、2020年には22.7%のシェア達成が可能と見込んでいる。

この目標に沿った導入拡大の見通し⁵¹は下図のとおりである。2020年時点で、総発電量の40%を再生可能エネルギー⁵²でまかなう。発電設備容量⁵³は合計約53GW、発電量⁵⁴は合計約120TWhとなる。内訳については、設備容量・発電量共に風力が再生可能エネルギー電気の⁵⁵の7割強を、太陽熱発電が1割程度を占める(図1-39、図1-40)。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2020年時点で合計約230PJに達し、熱最終消費の約19%に相当する見込みである(図1-41)。

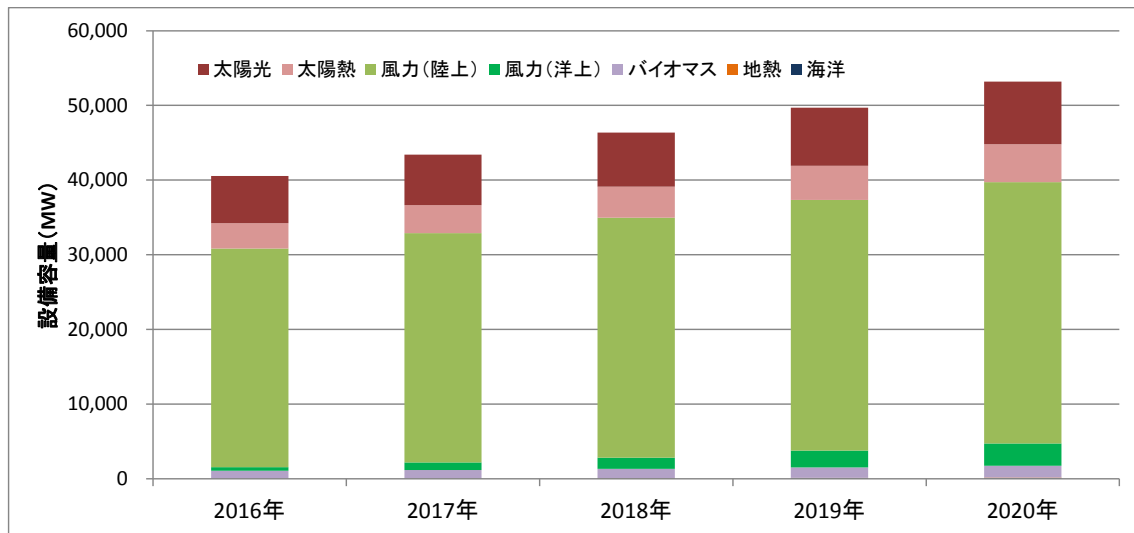


図 1-39 スペインの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) スペイン政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

⁵⁰ EU加盟国のNREAPは下記サイトに掲載されている。

欧州委員会ウェブサイト, 「国家行動計画」

<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans>

⁵¹ EU加盟国がNREAPに記載する2020年までの見通し(Indicative trajectory)は、2005年実績及び2020年目標を基に、再生可能エネルギー指令(Directive 2009/28/EC) Annex 1.Bに規定された一律の計算方法により算定されたものである。

⁵² 水力を含む。

⁵³ 水力を除く。

⁵⁴ 水力を除く。

⁵⁵ 水力を除く。

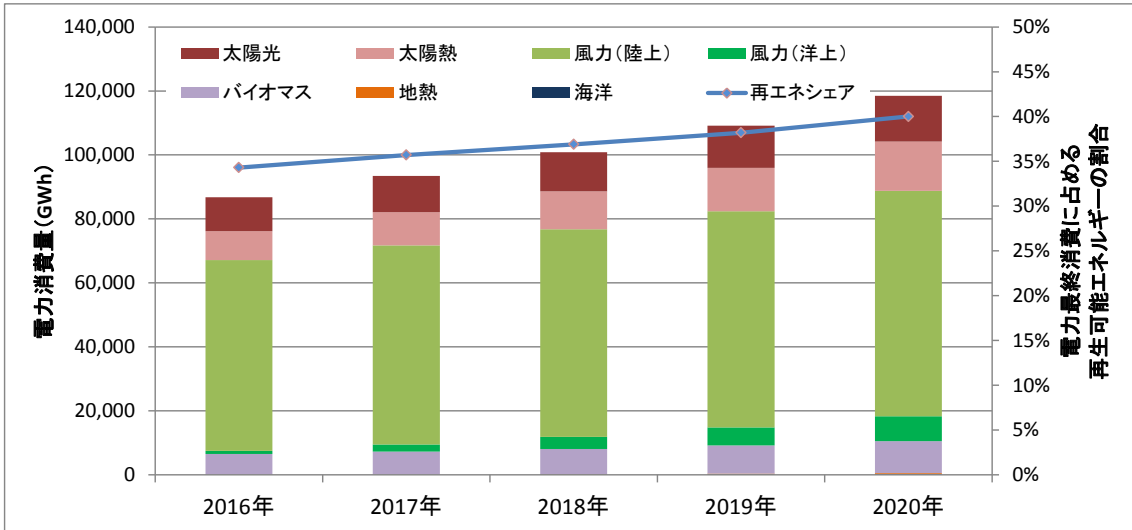


図 1-40 スペインの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) スペイン政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

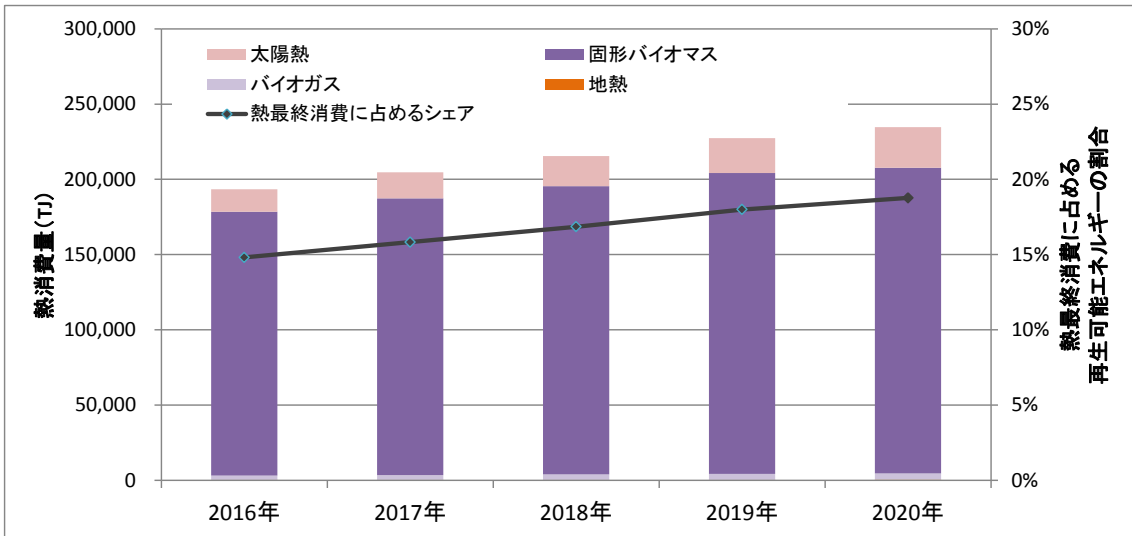


図 1-41 スペインの再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】

注) 地域冷暖房、産業・家庭・サービス・農林水産業部門の冷暖房及びプロセスに使用する熱量の合計。

注) ヒートポンプによる供給分は含まない。

出所) スペイン政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

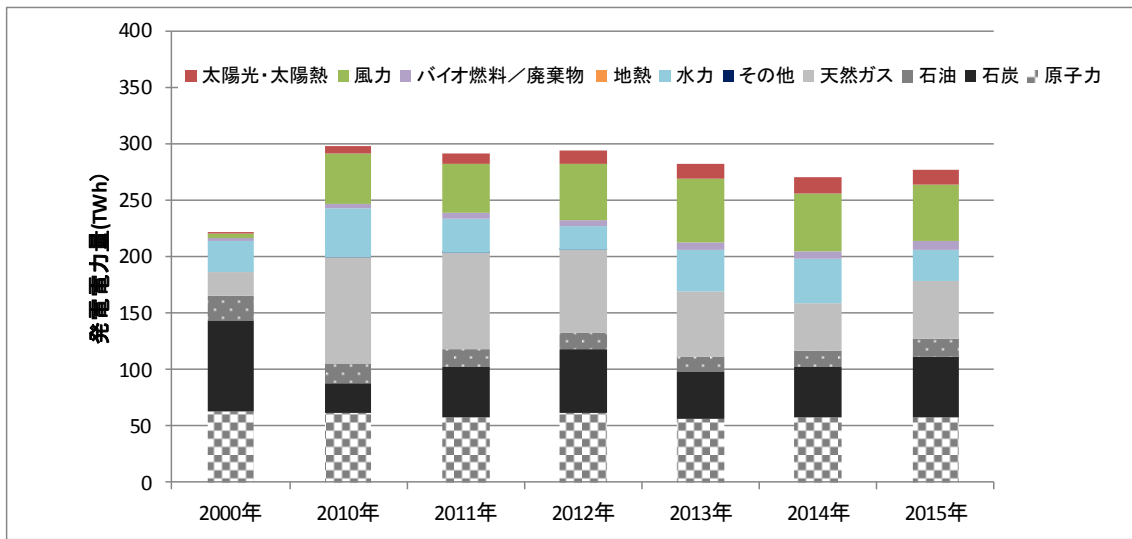


図 1-42 電源別発電電力量の推移（スペイン）

注) 水力は揚水発電を除く。

注) その他は海洋、燃料電池等。

注) 2015 年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information” , 2014, 2015, 2016 より作成

1.1.7 イタリア

(1) 導入実績

イタリアでは、2011年に再生可能エネルギー電気の導入規模が大幅に拡大し、合計設備容量⁵⁶は前年比で約2倍となった。しかし、1.2.4に後述するように、太陽光を中心とした再エネの負担拡大が電力価格の高騰を招いたことを受け、2013年にFIT制度が廃止されたこともあり、以降は横ばいに約32GW程度で推移している（図1-43）。

発電量⁵⁷は2010年の合計約26TWhから2015年には約66TWhに増加した。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合⁵⁸は、世界全体に比べ高めに推移しており、2015年には39%であった。

再生可能エネルギーによる発電量の構成比⁵⁹は直近では太陽光が約4割、次いでバイオマス約3割、風力約2割、地熱約1割となっている（図1-44）。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2014年に約310PJに達し、2010年の約170PJからほぼ8割増となった（図1-45）。

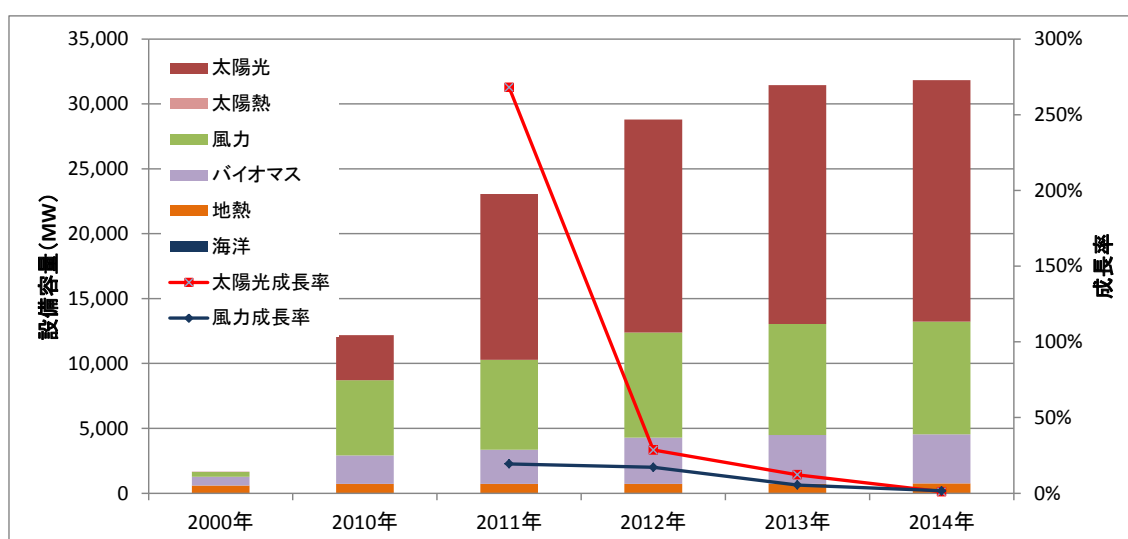


図 1-43 イタリアの再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

⁵⁶ 水力を除く。

⁵⁷ 水力を除く。

⁵⁸ 水力を含む。

⁵⁹ 水力を除く。

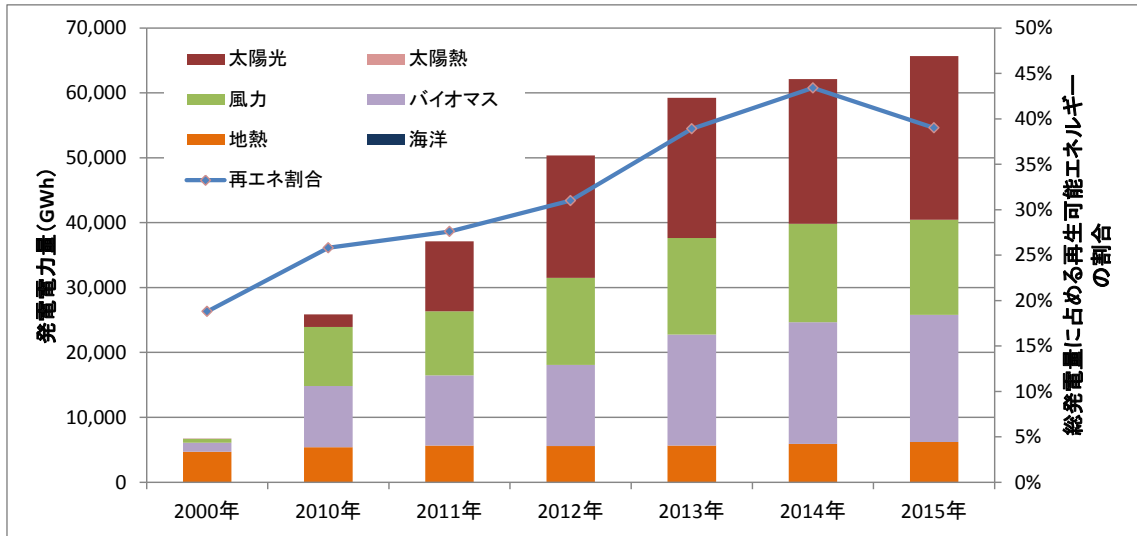


図 1-44 イタリアの再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2015年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

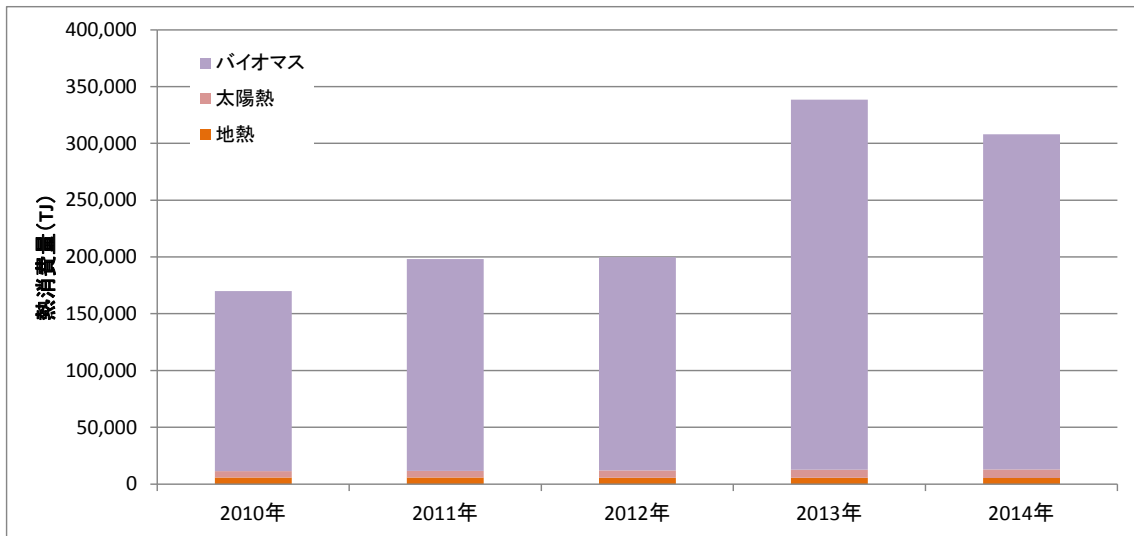


図 1-45 イタリアの再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 より作成

(2) 導入見通し

イタリアで再生可能エネルギーに関する業務を包括的に担う国営の電力サービス管理会社（Gestore dei Servizi Elettrici SpA: GSE）は、2016年12月発表の「2020年までの再生可能エネルギー（Energie rinnovabili al 2020）」において、イタリアにおける2016年から2020年までの再生可能エネルギーの導入量、および2020年時点における最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの比率について予測を示している。図1-46に示される通り、当該期間の太陽光導入量については毎年約0.3GWと見込んでいる⁶⁰。また、風力は当該期間の累積で1.6GWを、同じく水力は0.4GWの増加で、全体で3.7GWの発電設備の追加を予測している。

これらの設備から発電される電力は全体で7.9TWhで、風力がその40%を占めている（表1-4）。

なお、図1-46で太陽光を除く発電設備の新規導入量が2017年をピークに減少傾向にあるのは、1.2.4に後述するように、買取制度等（の認定）が2016年末日に小規模設備などの一部を除き終了しているためと考えられる⁶¹。

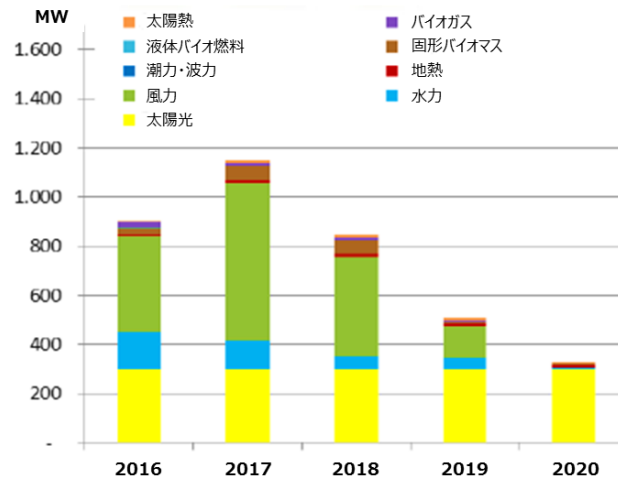


図 1-46 2016～2020年までの再生可能エネルギーによる新規導入発電設備容量の推計

出所) GSE, “Energie rinnovabili al 2020: Scenari tendenziali”, 2016 より作成

⁶⁰ 太陽光の導入量については、固定価格買取制度終了後の2014年、2015年、2016年の新規導入量をベースに推計している。

⁶¹ 2016年6月23日付省令（DM 23/6/2016）太陽光を除く再生可能エネルギーに適用され、2016年12月31日に一部を除き終了している。

表 1-4 2016 年から 2020 年までの累積発電量推計

再エネ種別	2016 年 - 2020 年 導入見込量 (GWh)
太陽光	1,620
水力	1,432
風力	3,224
地熱	385
潮力・波力	0
固形バイオマス	815
液体バイオ燃料	12
バイオガス	323
太陽熱	123
合計	7,934

出所) GSE, “Energie rinnovabili al 2020: Scenari tendenziali”, 2016 より作成

また GSE は、導入見込量の推計をもとに、2020 年における最終エネルギー総消費量に占める再生可能エネルギーの割合を分析している (図 1-47)。同社は複数のシナリオ分析を行っているが、この図はリファレンス・シナリオの結果であり、2020 年における最終エネルギー総消費量に占める再生可能エネルギーの割合は、18.4%と算出されている。

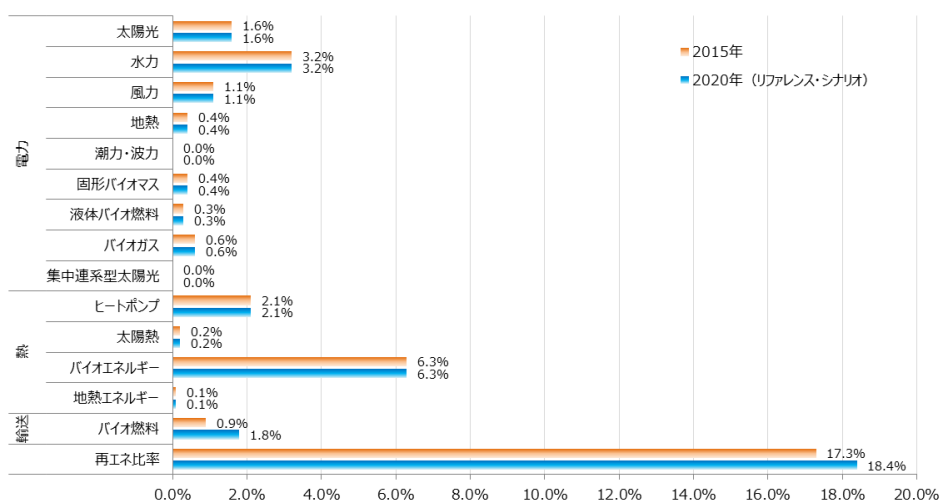


図 1-47 2015 年および 2020 年における最終エネルギー総消費量に占める再生可能エネルギーの割合

出所) GSE, “Energie rinnovabili al 2020: Scenari tendenziali”, 2016 より作成

なお、イタリア政府は、2010年に策定した「国家再生可能エネルギー行動計画」(National Renewable Energy Action Plan : NREAP)⁶²において、2020年の最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合⁶³を17%に引き上げる目標を掲げていた。

この目標達成に向けて、NREAPに示された導入拡大の見通し⁶⁴は以下のとおりである。2020年の時点で、総発電量の約26%を再生可能エネルギー電気⁶⁵でまかなう。発電設備容量⁶⁶は合計約26GW、発電量⁶⁷は合計約57TWhとなる(図1-48、図1-49)。

再生可能エネルギーによる発電量の構成比⁶⁸は、太陽光のシェアが約2割となっており、直近の実績(図1-44)に比べると縮小傾向である(図1-49)。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2020年時点で合計約320PJに達し、熱最終消費量の約12%を占めることが見込まれている(図1-50)。

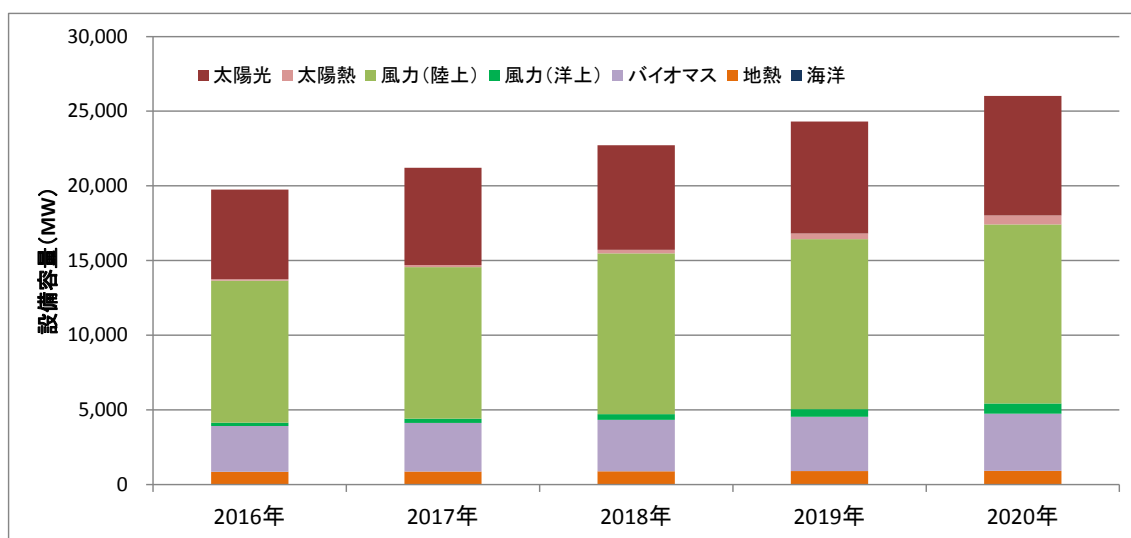


図 1-48 イタリアの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) イタリア政府,「国家再生可能エネルギー行動計画(NREAP)」,2010より作成

⁶² EU加盟国のNREAPは下記サイトに掲載されている。

欧州委員会ウェブサイト,「国家行動計画」

<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans>

⁶³ 水力を含む。

⁶⁴ EU加盟国がNREAPに記載する2020年までの見通し(Indicative trajectory)は、2005年実績及び2020年目標を基に、再生可能エネルギー指令(Directive 2009/28/EC)Annex 1.Bに規定された一律の計算方法により算定されたものである。

⁶⁵ 水力を含む。

⁶⁶ 水力を除く。

⁶⁷ 水力を除く。

⁶⁸ 水力を除く。

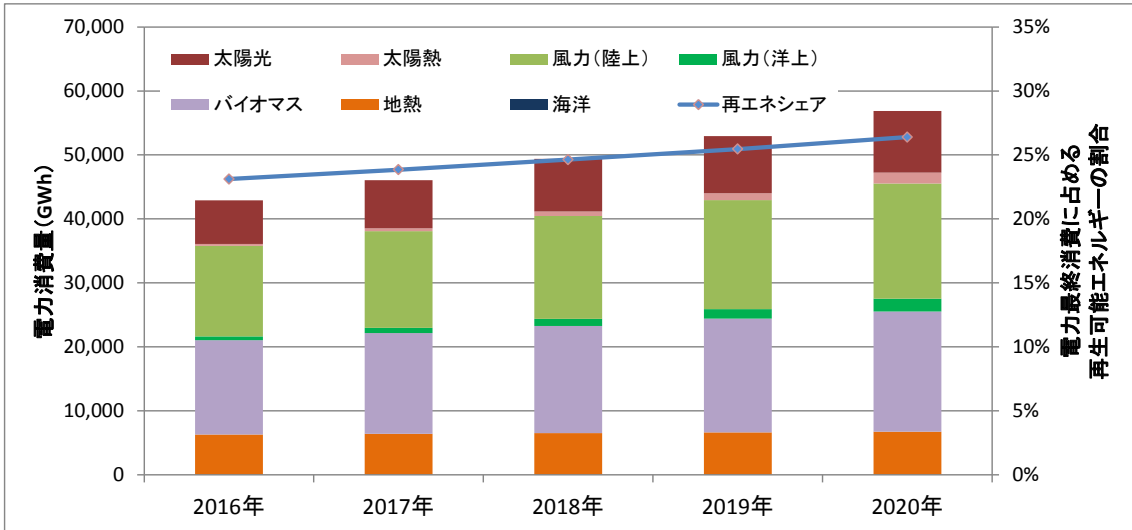


図 1-49 イタリアの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) イタリア政府,「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

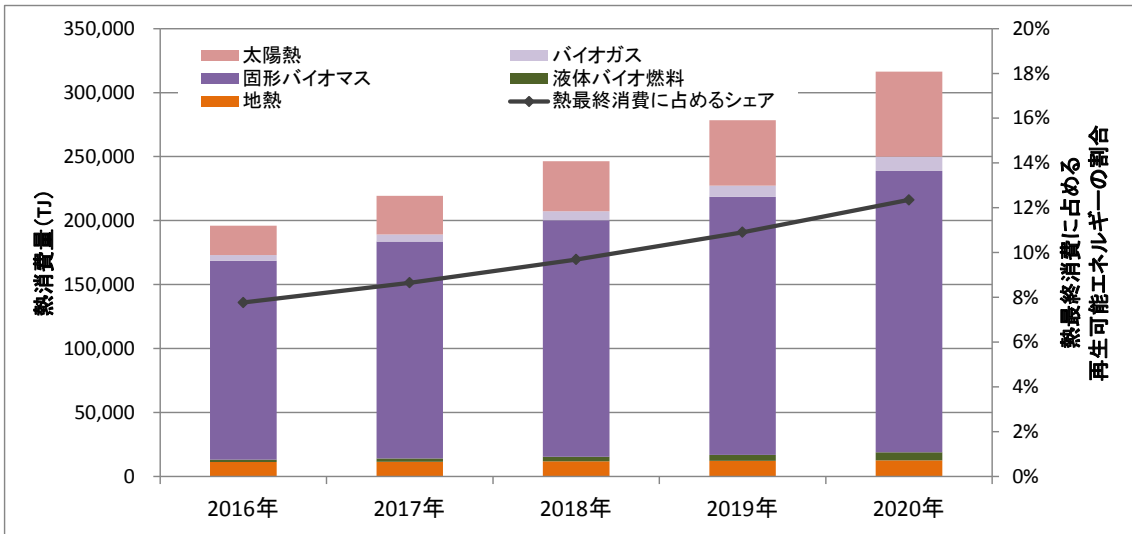


図 1-50 イタリアの再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】

注) 地域冷暖房、産業・家庭・サービス・農林水産業部門の冷暖房及びプロセスに使用する熱量の合計。

注) ヒートポンプによる供給分は含まない。

出所) イタリア政府,「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

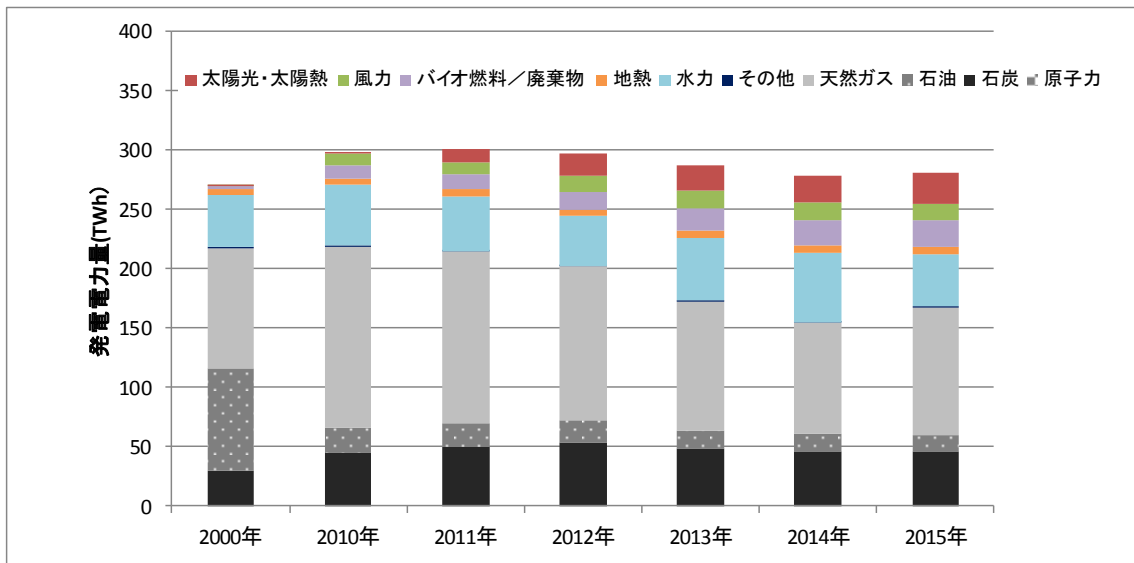


図 1-51 電源別発電電力量の推移（イタリア）

注) 水力は揚水発電を除く。

注) その他は海洋、燃料電池等。

注) 2015 年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information” , 2014, 2015, 2016 より作成

1.1.8 デンマーク

(1) 導入実績

再生可能エネルギー電気の導入規模は、2010年以降確実に増加しており、2014年の合計設備容量⁶⁹は、2010年比約4割増の約7GWとなっている（図 1-52）。

発電量⁷⁰も 2010～2015年にかけて、毎年おおむね 1TWh 程度増加しており、2015年は 18TWh 超となった。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合⁷¹は他国に比べて格段に高く、2014年には 50%を超え、2015年は 61%に達している（図 1-53）。

再生可能エネルギー電気の多くは風力発電によるものであり、2010年以降、設備容量・発電量共に 6～7割のシェア⁷²で推移している（図 1-52、図 1-53）。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2010年以降大幅な増減がなく、2014年は合計約 100PJ となった。（図 1-54）。

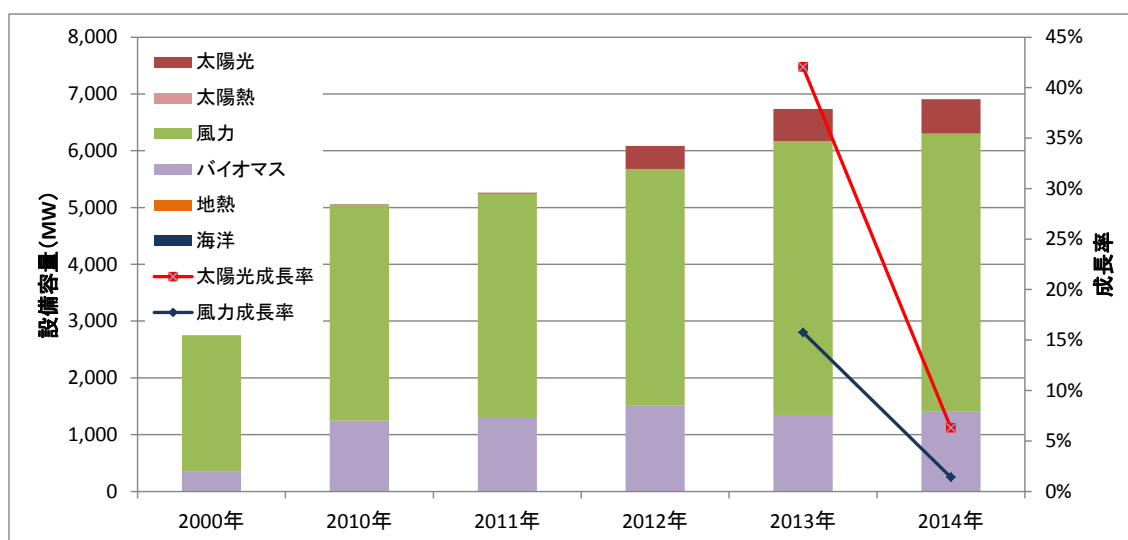


図 1-52 デンマークの再生可能エネルギーによる発電設備容量

注) 太陽光・風力の成長率は 2012 年を起点としている。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

⁶⁹ 水力を除く。

⁷⁰ 水力を除く。

⁷¹ 水力を含む。

⁷² 水力を除く。

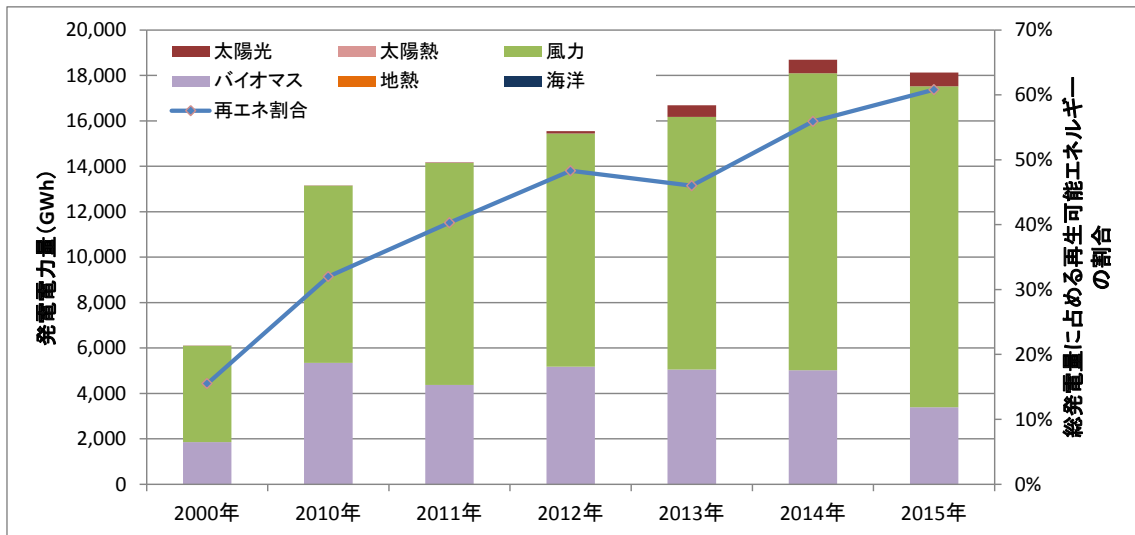


図 1-53 デンマークの再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2015年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

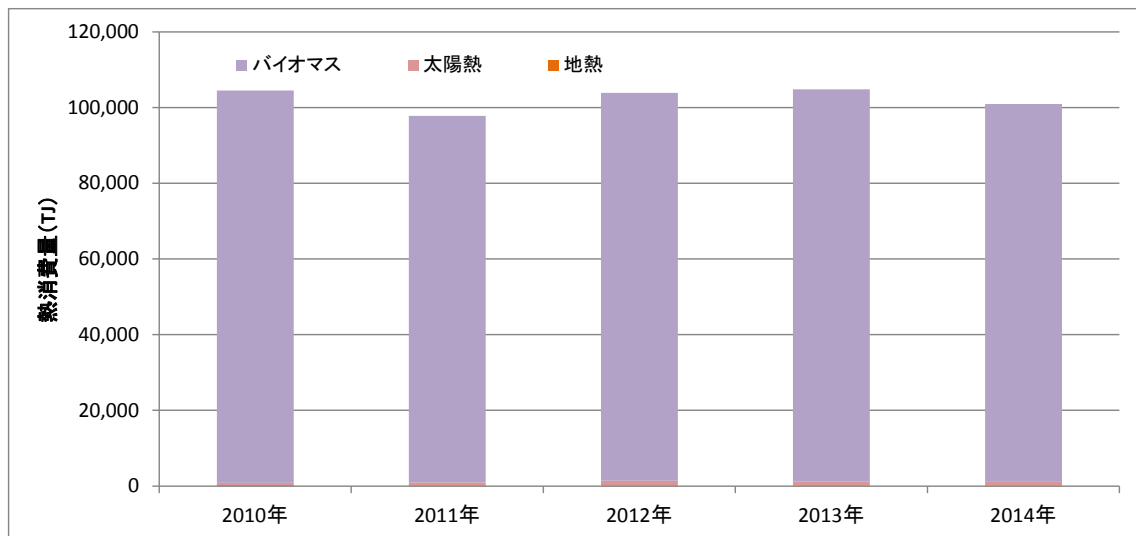


図 1-54 デンマークの再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 より作成

(2) 導入見通し

デンマーク政府は、2010年に策定した「国家再生可能エネルギー行動計画」(National Renewable Energy Action Plan : NREAP)⁷³において、2020年の最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合⁷⁴を30%とする目標を掲げている。

この目標達成に向けて、NREAPに示された導入拡大の見通し⁷⁵は下図のとおりである。計画策定時には、2020年の総発電量に占める再生可能エネルギーの割合⁷⁶を約52%と設定した。同年、発電設備容量⁷⁷は合計約6.7GW、発電量⁷⁸は合計20TWh超となる。設備容量・発電量の構成比⁷⁹を見ると風力とバイオマスが6対4となっている(図1-55 図1-56)。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2020年時点で合計約110PJとなり、熱最終消費の約35%を占めることが見込まれている(図1-57)。

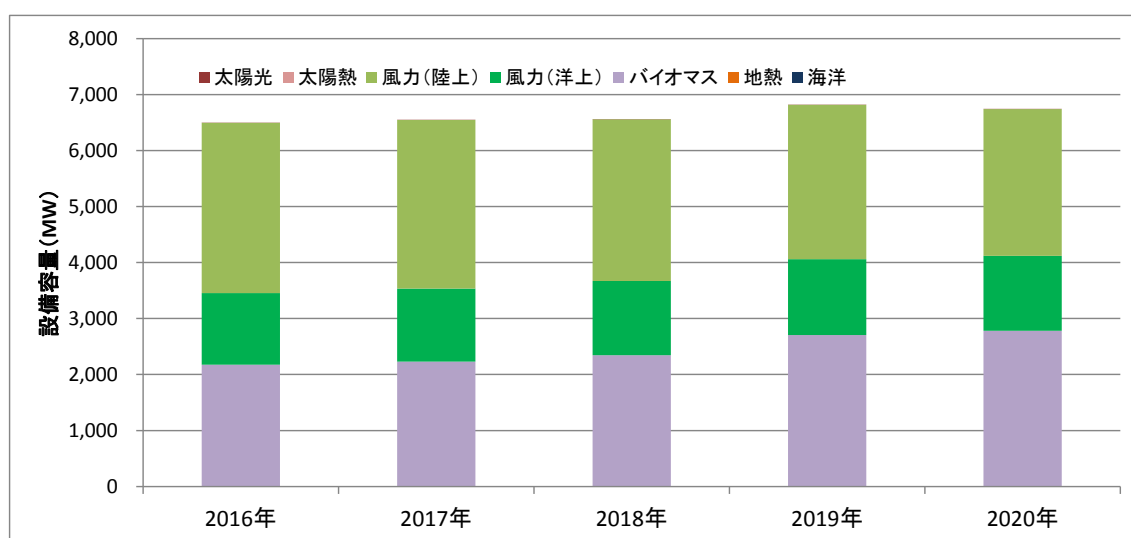


図 1-55 デンマークの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) デンマーク政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

⁷³ EU加盟国のNREAPは下記サイトに掲載されている。欧州委員会ウェブサイト, 「国家行動計画」
<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans>

⁷⁴ 水力を含む。

⁷⁵ EU加盟国がNREAPに記載する2020年までの見通し(Indicative trajectory)は、2005年実績及び2020年目標を基に、再生可能エネルギー指令(Directive 2009/28/EC) Annex 1.Bに規定された一律の計算方法により算定されたものである。

⁷⁶ 水力を含む。

⁷⁷ 水力を除く。

⁷⁸ 水力を除く。

⁷⁹ 水力を除く。

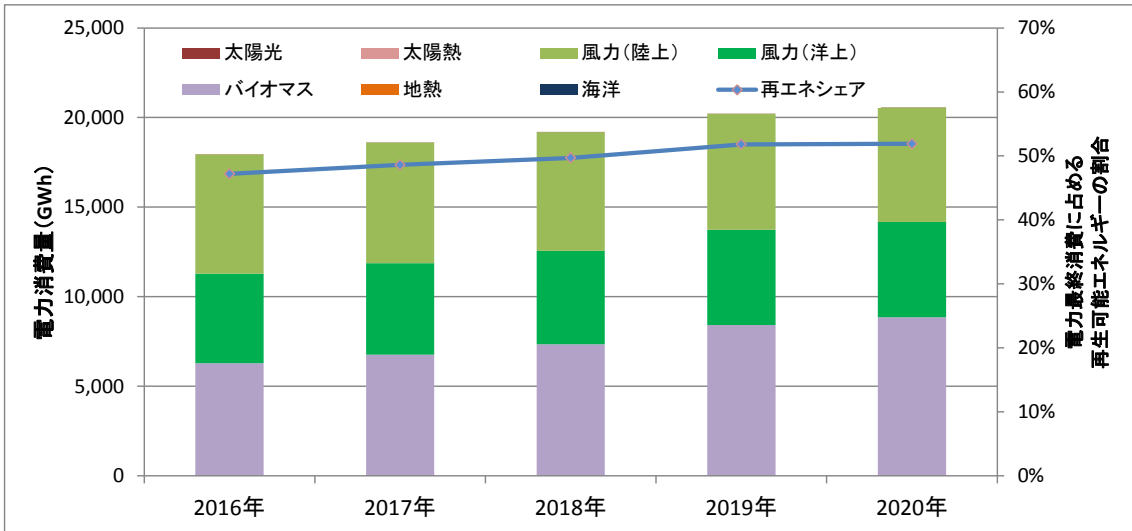


図 1-56 デンマークの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) デンマーク政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

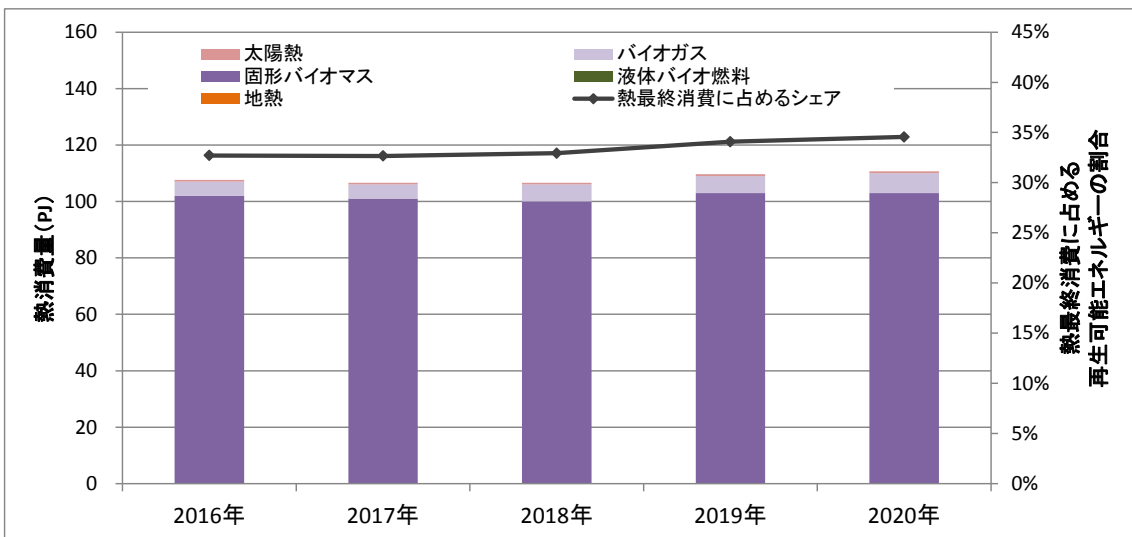


図 1-57 デンマークの再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】

注) 地域冷暖房、産業・家庭・サービス・農林水産業部門の冷暖房及びプロセスに使用する熱量の合計。

注) ヒートポンプによる供給分は含まない。

出所) デンマーク政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

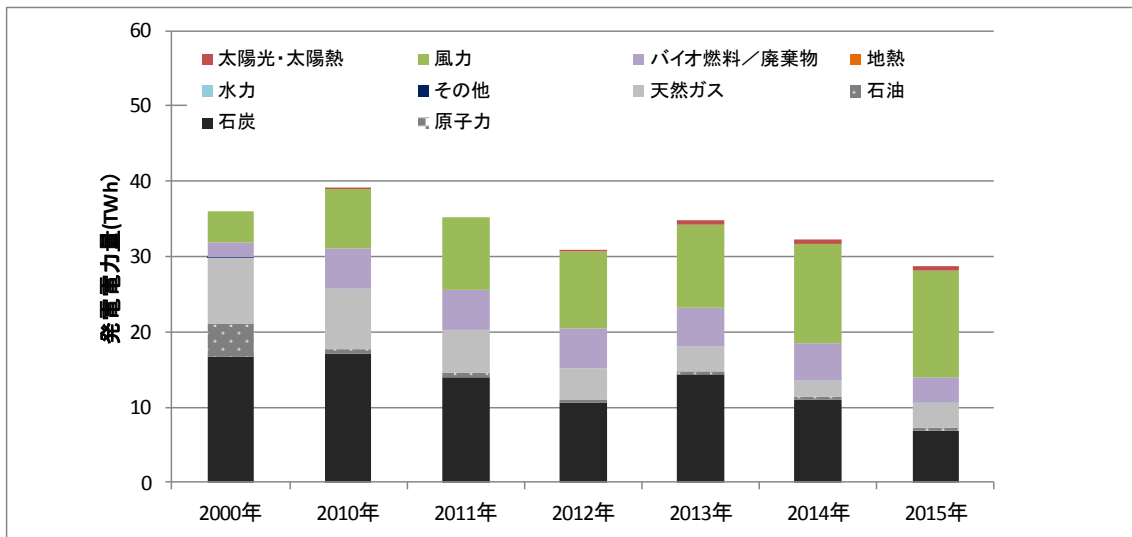


図 1-58 電源別発電電力量の推移 (デンマーク)

注) 水力は揚水発電を除く。

注) その他は海洋、燃料電池等。

注) 2015 年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information” , 2014, 2015, 2016 より作成

1.1.9 フランス

(1) 導入実績

再生可能エネルギー電気の合計設備容量⁸⁰は、直近5年間で年平均約2GW増加し、2014年は2010年比でほぼ2倍の約16.5GWに達している（図1-59）。

これに伴い、発電量⁸¹も2010年の約15TWhから2015年には約35TWhに増加している。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合⁸²は、2015年は約16%であった。これは日本とほぼ同じ割合である。

再生可能エネルギーによる発電量の構成比⁸³については、過去6年間通して風力が60%以上を占めており、海洋エネルギーによる発電も一定量行われている（図1-60）。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2010年を基準にするとやや減少傾向にあり、2014年は前年比16%減の合計約380PJであった。（図1-61）。

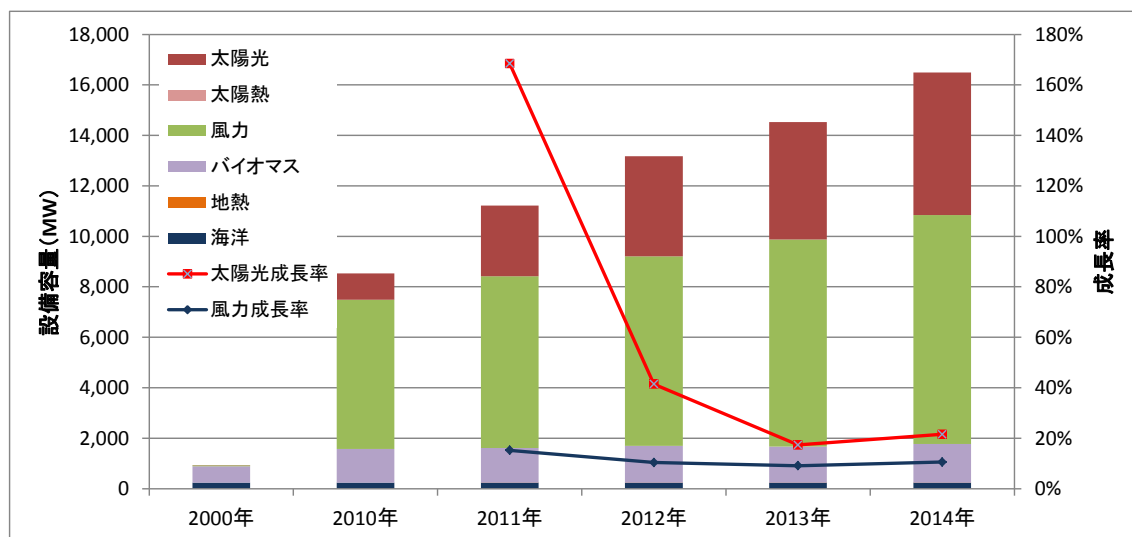


図 1-59 フランスの再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

⁸⁰ 水力を除く。

⁸¹ 水力を除く。

⁸² 水力を含む。

⁸³ 水力を除く。

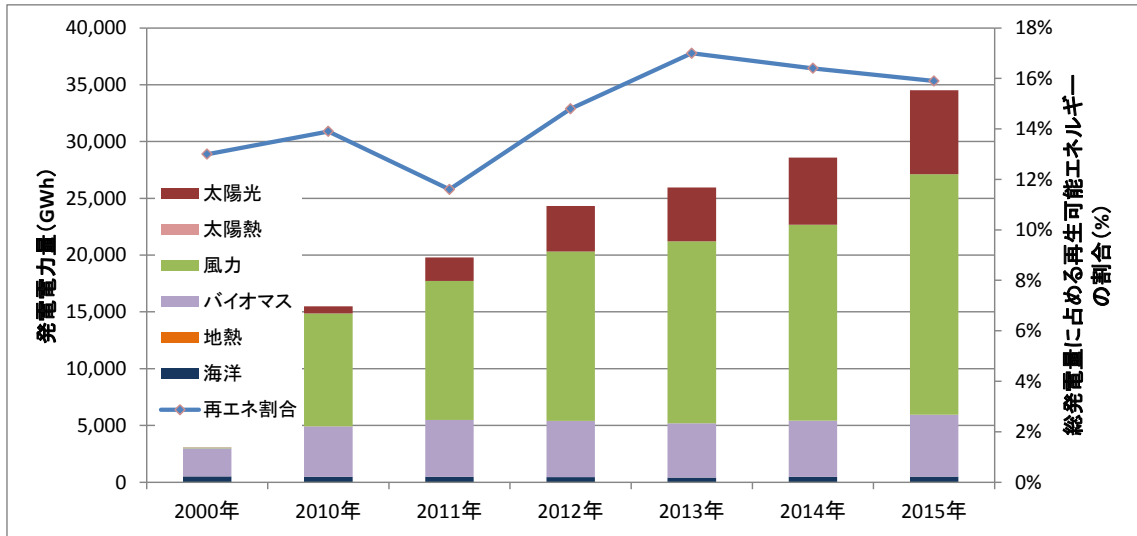


図 1-60 フランスの再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2015年は暫定値。

出所) IEA, "Renewables Information", 2015, 2016 より作成

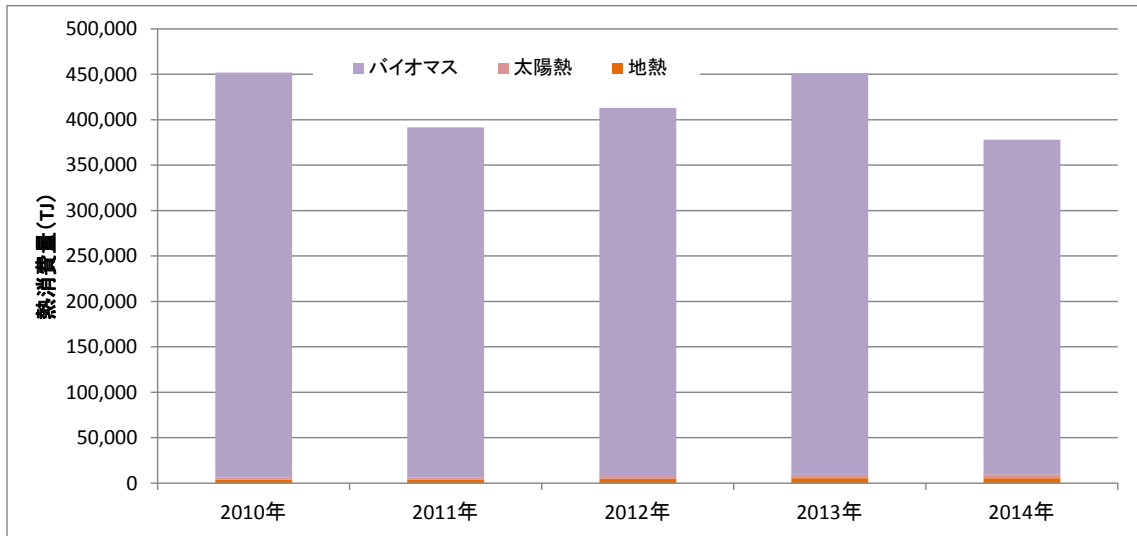


図 1-61 フランスの再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA, "Renewables Information", 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 より作成

(2) 導入見通し

フランス政府は、2010年に策定した「国家再生可能エネルギー行動計画」(National Renewable Energy Action Plan : NREAP)⁸⁴において、2020年の最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合⁸⁵を23%に引き上げる目標を掲げている。

この目標達成に向けて、NREAPに示された導入拡大の見通し⁸⁶は下図のとおりである。2020年時点で、総発電量に占める再生可能エネルギー電気の割合⁸⁷は27%となる。発電設備容量⁸⁸は合計約34GW、発電量⁸⁹は合計約84TWhに達し、設備容量・発電量共に風力の割合は約7割となる(図1-62、図1-63)。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2020年時点で合計約750PJに増加し、熱最終消費の約30%を占めることが見込まれている(図1-64)。

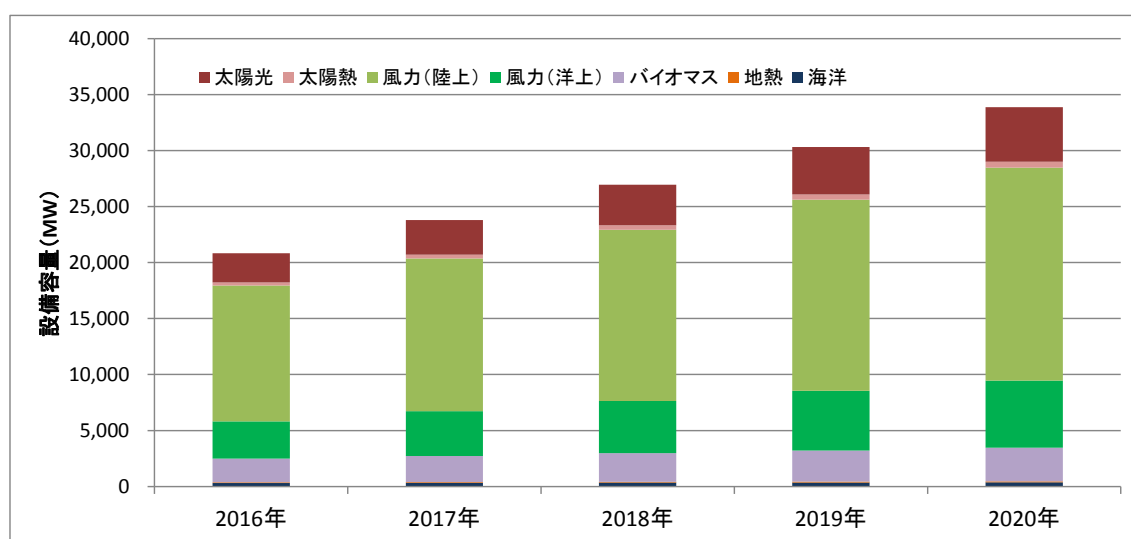


図 1-62 フランスの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) フランス政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

⁸⁴ EU加盟国のNREAPは下記サイトに掲載されている。欧州委員会ウェブサイト, 「国家行動計画」, <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans>

⁸⁵ 水力を含む。

⁸⁶ EU加盟国がNREAPに記載する2020年までの見通し(Indicative trajectory)は、2005年実績及び2020年目標を基に、再生可能エネルギー指令(Directive 2009/28/EC) Annex 1.Bに規定された一律の計算方法により算定されたものである。

⁸⁷ 水力を含む。

⁸⁸ 水力を除く。

⁸⁹ 水力を除く。

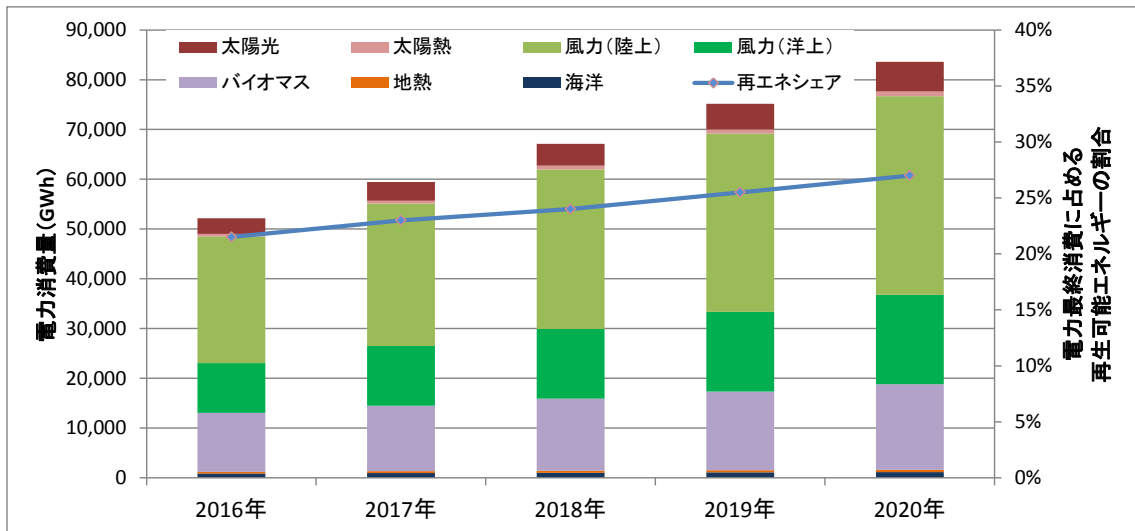


図 1-63 フランスの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) フランス政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

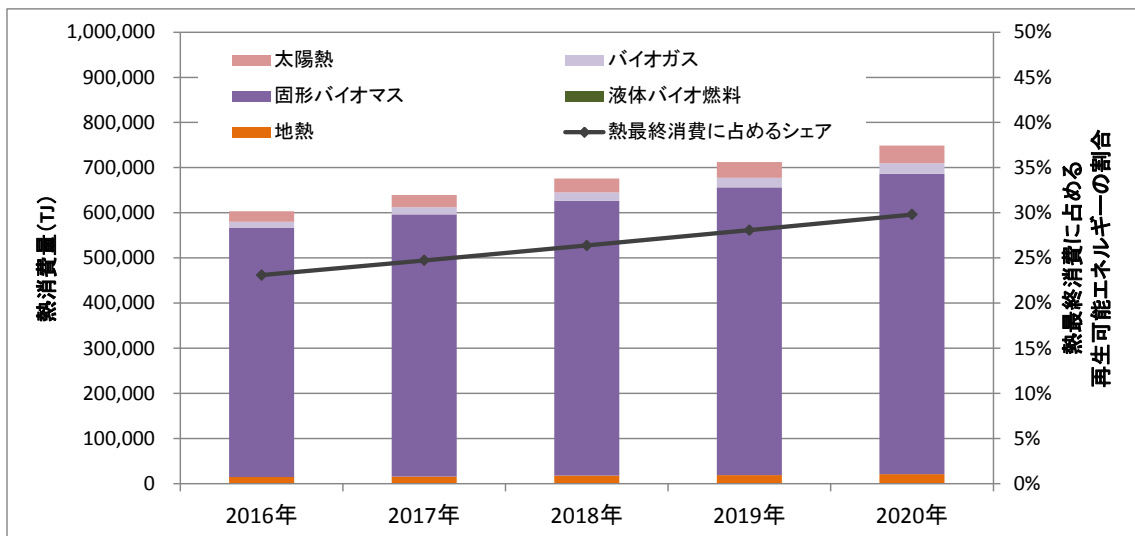


図 1-64 フランスの再生可能エネルギーによる熱供給量【見通し】

注) 地域冷暖房、産業・家庭・サービス・農林水産業部門の冷暖房及びプロセスに使用する熱量の合計。

注) ヒートポンプによる供給分は含まない。

出所) フランス政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

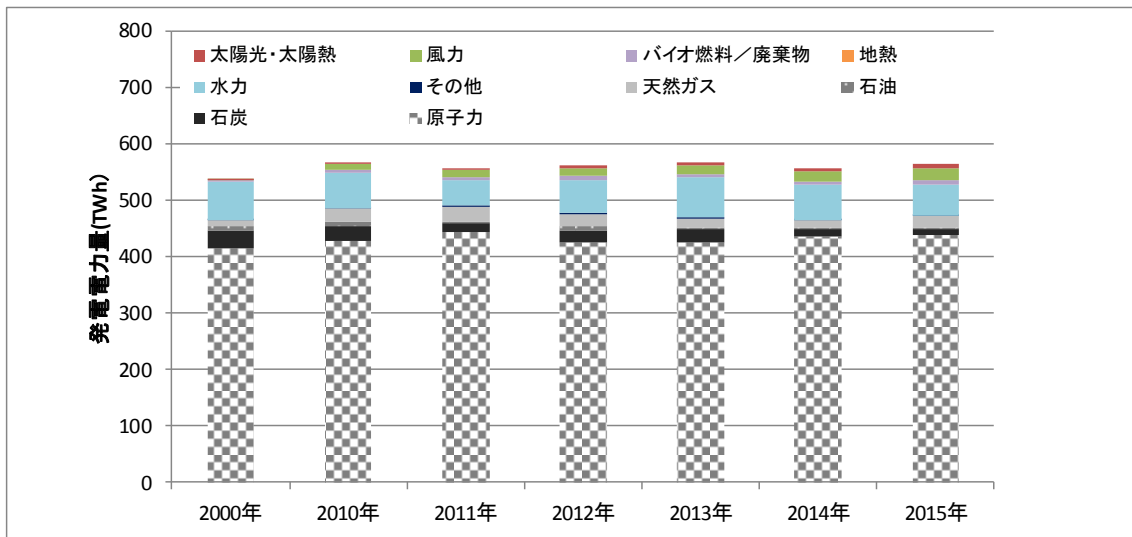


図 1-65 電源別発電電力量の推移 (フランス)

注) 水力は揚水発電を除く。

注) その他は海洋、燃料電池等。

注) 2015 年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information” , 2014, 2015, 2016 より作成

1.1.10 米国

(1) 導入実績

再生可能エネルギー電気の合計設備容量⁹⁰は、2010年の約56GWから2014年には約97GWに増加した。直近の5年間では2012年の増加率が最も高く、前年比約3割増であった（図1-66）。

これに伴い、発電量⁹¹も毎年10～16%程度増加し、2015年は約310TWhに達している。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合⁹²は、2010年の約10%から2015年には13%へと上昇している（図1-67）。

米国では、再生可能エネルギー電源⁹³の中で風力の規模が最大であるが、太陽光も成長を続けており、2014年の設備容量は2010年の約5倍、発電量は約8倍となっている（図1-66 図1-67）。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2010年の合計約1,900PJから1割程度増加して、2014年には約2,100PJとなった。いずれの年もバイオマスが97～98%を占めているが、太陽熱の消費量も伸びており、2014年は2010年比約6割増の約93PJに達している（図1-68）。

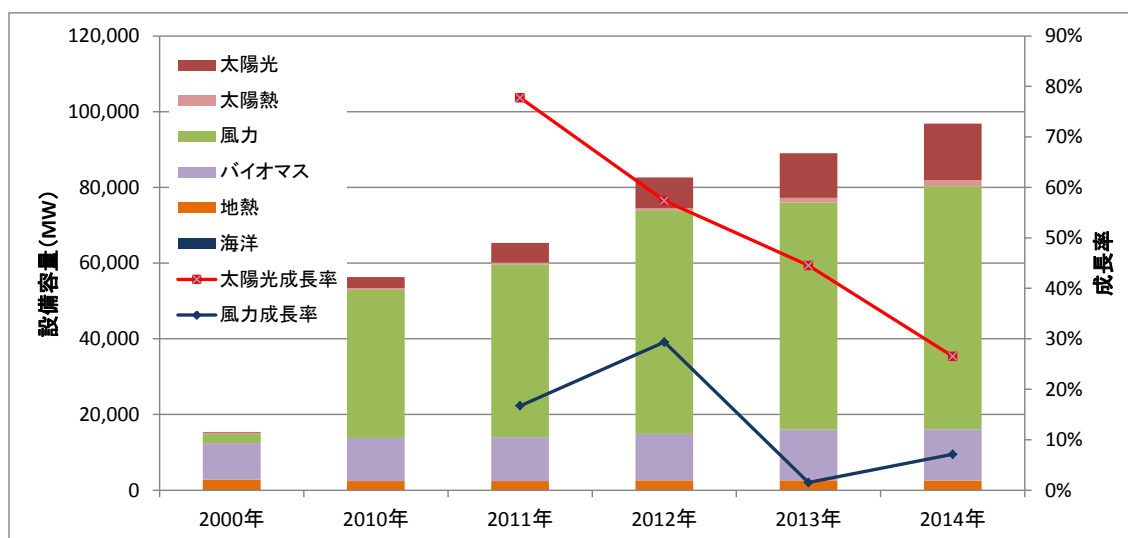


図 1-66 米国の再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

⁹⁰ 水力を除く。

⁹¹ 水力を除く。

⁹² 水力を含む。

⁹³ 水力を除く。

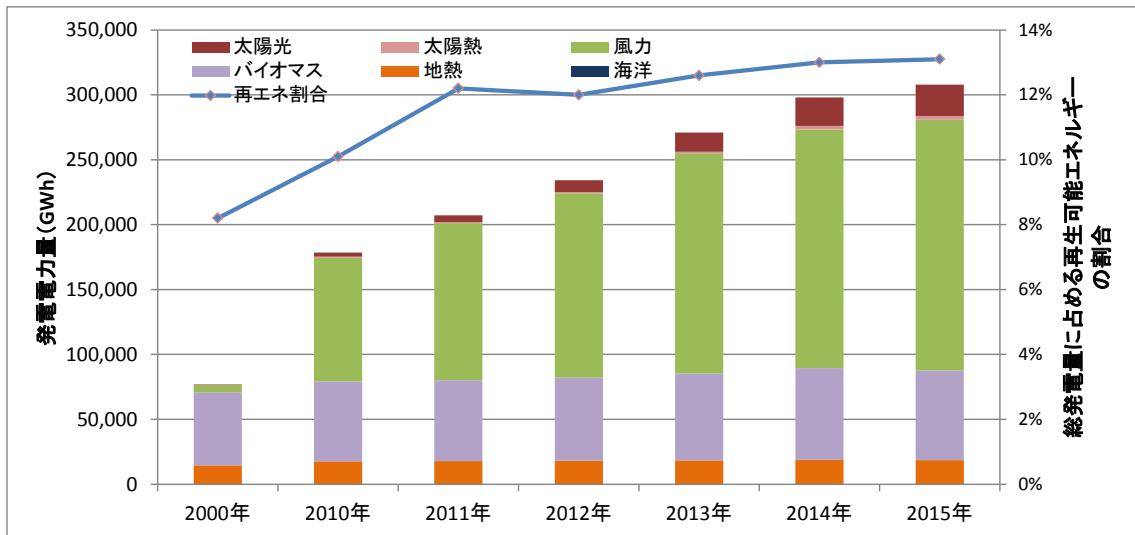


図 1-67 米国の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2015年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

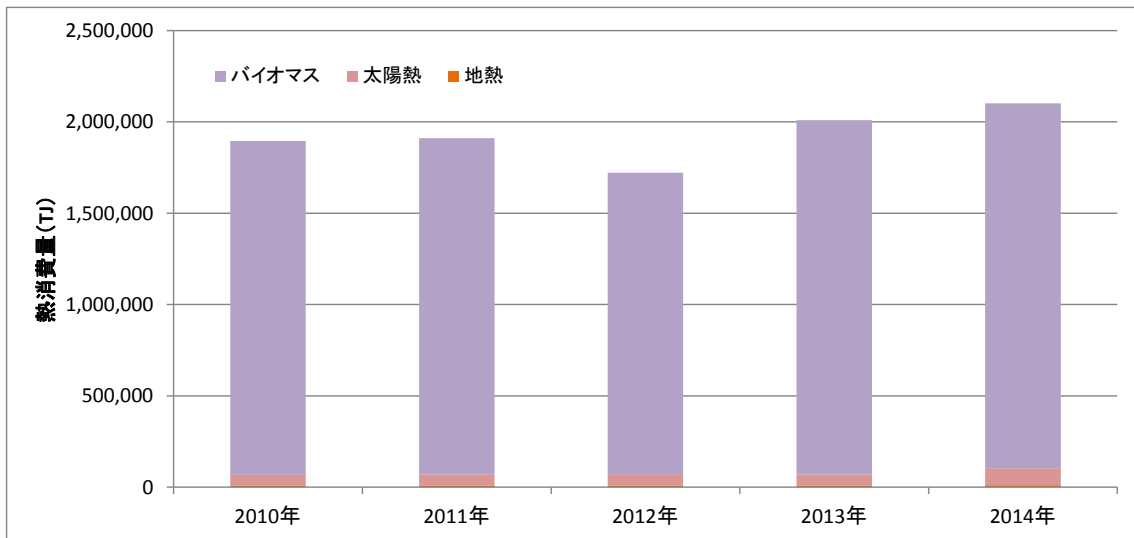


図 1-68 米国の再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 より作成

(2) 導入見通し

IEA World Energy Outlook によれば、再生可能エネルギー電気の合計設備容量⁹⁴は、2040年には約420GWに達する見込みである。これは、2014年実績値の約4.5倍に相当する（図1-69）。

発電量⁹⁵も2020年から倍増して2040年には約1,150TWhに達し、2015年の約3.5倍となる。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合⁹⁶は2030年に25%、2040年には30%までの上昇が予測されている。（図1-70）。

再生可能エネルギー熱に関しては、米国エネルギー情報局（EIA）が2040年までの見通しを部門別に公表している。再生可能エネルギーによる熱消費量は、2020年から2040年にかけて約13%増加し、2040年には合計約2,300PJとなる。内訳を見ると、産業及び住居部門におけるバイオマスが大半を占める（図1-71）。

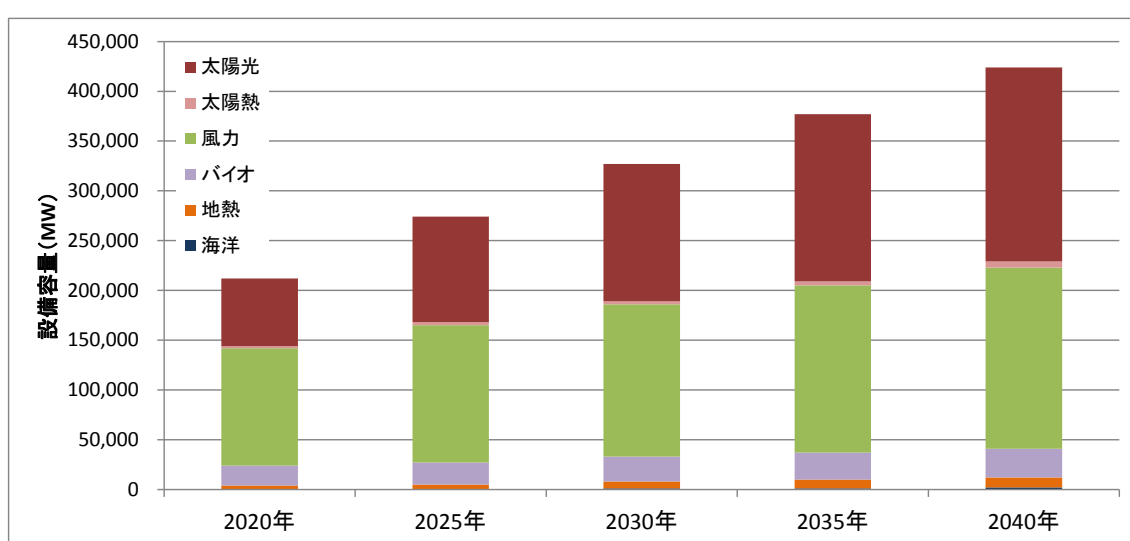


図 1-69 米国の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) IEA, “World Energy Outlook”, 2016, 2015 より作成

⁹⁴ 水力を除く。

⁹⁵ 水力を除く。

⁹⁶ 水力を含む。

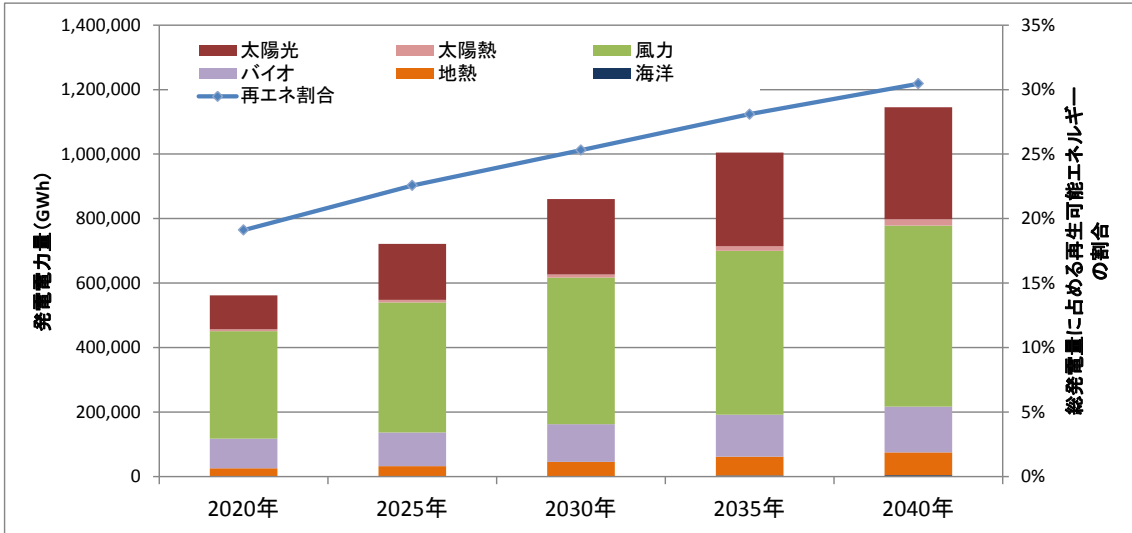


図 1-70 米国の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) IEA, “World Energy Outlook”, 2015, 2016 より作成

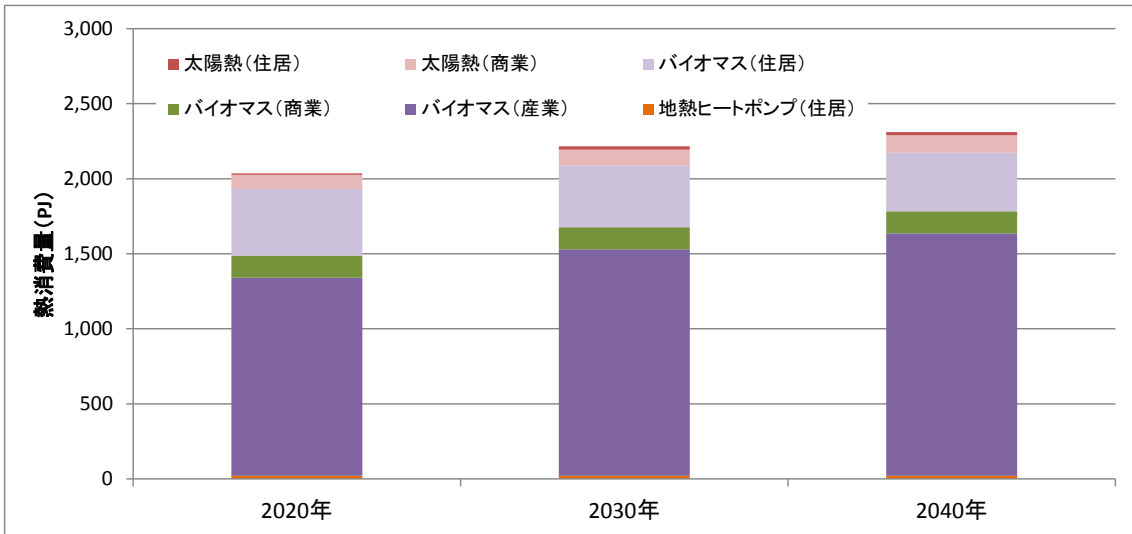


図 1-71 米国の再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】

出所) EIA, “Annual Energy Outlook 2016”, 2016 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

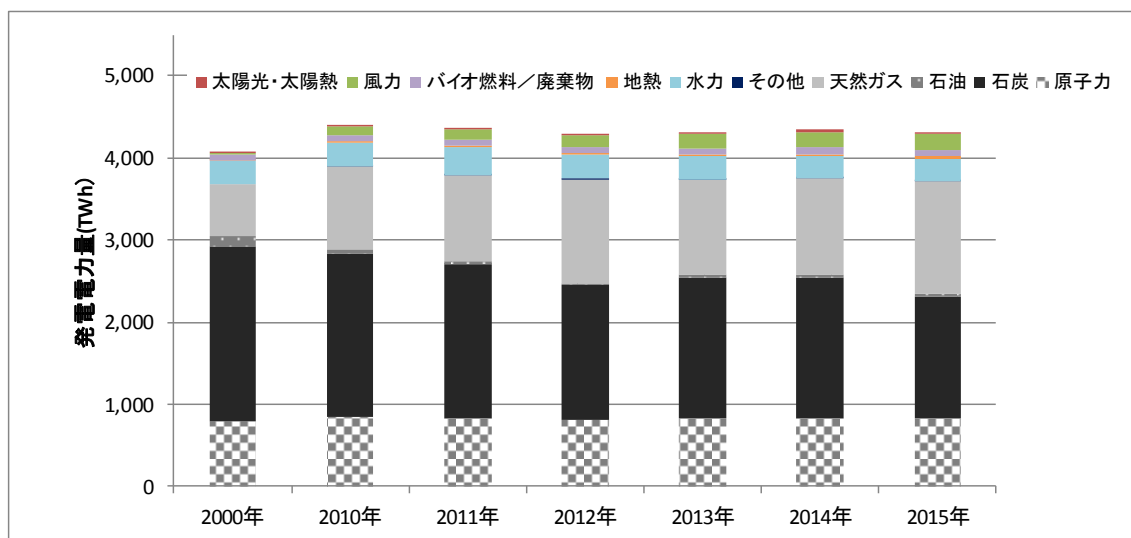


図 1-72 電源別発電電力量の推移 (米国)

注) 水力は揚水発電を除く。

注) その他は海洋、燃料電池等。

注) 2015 年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information” , 2014, 2015, 2016 より作成

1.1.11 中国

(1) 導入実績

再生可能エネルギー電気の合計設備容量⁹⁷は、2010年以降毎年20～30GW程度増加し、2014年は約130GWに達した。これは2010年の約4.5倍に相当する（図1-73）。

これに伴い発電量⁹⁸も2010年の約74TWhから2014年には約220TWhとなっている。総発電量に占める再生可能エネルギー電気の割合⁹⁹は、2010年の18%から2014年には23%へと増加した（図1-74）。

水力を除くと風力が最大の再生可能エネルギー電源であるが、太陽光の普及が近年急速に進んでいる。2014年には合計設備容量の約2割、合計発電量の約1割を占めた（図1-73、図1-74）。

再生可能エネルギー熱については、太陽熱および地熱エネルギーの熱供給実績を表1-5に示す。太陽熱による熱供給量は2010～2014年にかけておよそ2倍増加して、約1,400PJとなった。地熱については、中低温（90～150℃）のエネルギーが熱供給に利用されており、同期間の供給量は100PJ前後で推移している。

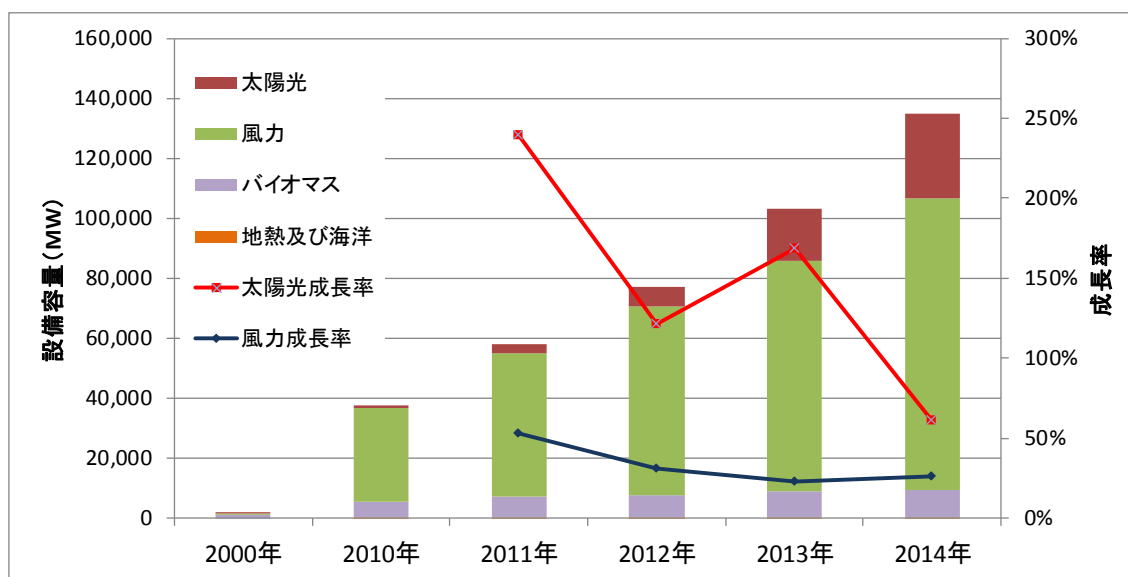


図 1-73 中国の再生可能エネルギーによる発電設備容量

注) 2000年は地熱及び海洋の該当データなし。

出所) 文献 A, B, C, D, E (本項末尾を参照)

⁹⁷ 水力を除く。

⁹⁸ 水力を除く。

⁹⁹ 水力を含む。

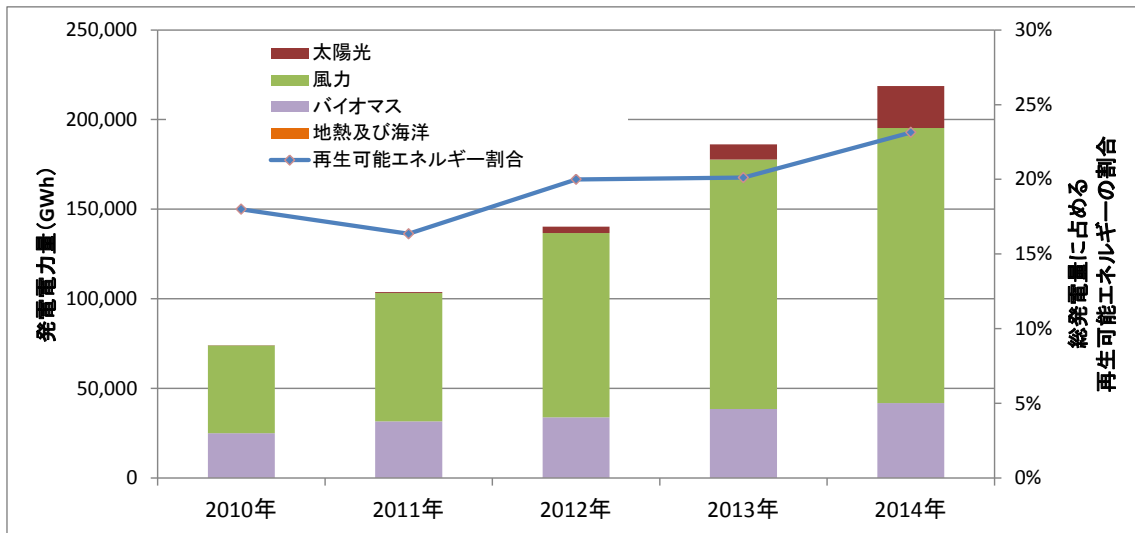


図 1-74 中国の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力を含む。

出所) 文献 A, B, C, D, E, F, G, H (本項末尾を参照)

表 1-5 中国における太陽熱および地熱エネルギーの熱供給実績 (TJ)

	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年
太陽熱	747,150	913,574	1,088,788	1,262,537	1,393,508
地熱	134,780	134,780	98,741	98,741	98,741

出所) 国家能源局新能源和可再生能源司, 国家可再生能源中心, 中国可再生能源学会风能专委会, 中国循環経済協会可再生能源委員会, 「再生可能エネルギーハンドブック 2015」 (可再生データ能源手冊 2015), 2015年7月より作成

(2) 導入見通し

中国政府 (国家能源局) は、2016年12月に「再生可能エネルギー発展第13次5カ年計画 (正式版)」¹⁰⁰を公表した。表 1-6 は、計画に盛り込まれた再生可能エネルギー電気に関する2020年の達成目標である。水力を除く再生可能エネルギー発電設備の合計設備容量はおよそ340GWと設定されている (2014年実績値は図 1-73 のとおり約130GW)。発電以外の再生可能エネルギーについても目標値が公表され、太陽熱・地熱・バイオマスの直接利用は合計約5,000PJの規模を目指すこととなっている (表 1-7)。

¹⁰⁰ 詳細は 1.2.10 参照。

表 1-6 再生可能エネルギー第 13 次 5 年計画目標（電気）（MW）

電源の種類	2020 年目標(MW)
水力発電(揚水発電以外)	340,000
揚水発電	40,000
風力発電(陸上)	160,000
風力発電(洋上)	50,000
太陽光発電(発電所)	105,000
太陽光発電(分散型)	
太陽熱発電	5,000
バイオマス発電	15,000
合計(水力を除く)	335,000

出所) 国家発展改革委員会,「再生可能エネルギー発展に関する第 13 次 5 年計画」(可再生エネルギー発展“十三五”规划)(正式版),2016 年 12 月より作成

表 1-7 再生可能エネルギー第 13 次 5 年計画目標（発電以外）（TJ）

熱源の種類	2020 年目標(TJ)
太陽熱温水器	2,812,800
地熱	1,172,000
バイオガス	281,280
バイオマス固形燃料	439,500
バイオエタノール燃料	111,340
バイオディーゼル	87,900
合計	4,904,820

注) 「バイオエタノール燃料」及び「バイオディーゼル」については、運輸部門用途も含む。

出所) 国家発展改革委員会,「再生可能エネルギー発展に関する第 13 次 5 年計画」(可再生エネルギー発展“十三五”规划)(正式版),2016 年 12 月,国家発展改革委員会,「バイオマス発展の第 13 次 5 年計画」(生物質能発展十三五规划),2016 年 12 月より作成

また、2050 年までの中長期予測については、2014 年 12 月に国家発展改革委員会エネルギー研究所等の主導で「中国再生可能エネルギー発展ロードマップ 2050」¹⁰¹が作成されている。ロードマップの基本シナリオ・積極シナリオに基づく見通しを表 1-8～表 1-10 に示す。

2020～2050 年にかけて、中国で最も規模拡大が見込まれる再生可能エネルギー電源は太陽光であり、基本シナリオでは 30 年間で設備容量・発電量共に約 10 倍増となる。次いで、風力の設備容量と発電量は 5 倍増と見込まれている。

熱供給量については、太陽熱の直接利用が 2020 年から 2050 年にかけておよそ 2.5 倍（基本シナリオ）、バイオマスは 1 割の増加が見込まれている。

¹⁰¹ このロードマップは、中国・デンマーク二国間の共同プロジェクト（Sino-Danish Renewable Energy Development Programme : SAD）により作成された。デンマークの所管庁はエネルギー庁（Danish Energy Agency）である。

表 1-8 中国における再生可能エネルギー電気（発電設備容量）の見通し（MW）

	シナリオ	2020年	2030年	2035年	2040年	2045年	2050年
太陽光	基本	100,000	400,000	-	-	-	1,000,000
	積極	200,000	800,000	-	-	-	2,000,000
太陽熱 （高温）	基本	5,000	30,000	-	-	-	180,000
	積極	10,000	60,000	-	-	-	500,000
風力	基本	200,000	400,000	-	-	-	1,000,000
	積極	300,000	1,200,000	-	-	-	2,000,000
バイオマス	—	53,000	-	-	-	-	59,000

注）地熱は設備容量の情報なし、バイオマスはシナリオの区別なし。

出所）中丹可再生資源発展項目管理弁公室、「中国再生可能エネルギー発展に関するロードマップ 2050」
（中国可再生資源発展路线图 2050），2014年12月より作成

表 1-9 中国における再生可能エネルギー電気（発電量）の見通し（GWh）

	シナリオ	2020年	2030年	2035年	2040年	2045年	2050年
太陽光	基本	140,000	420,000	-	-	-	1,400,000
	積極	280,000	840,000	-	-	-	2,800,000
太陽熱 （高温）	基本	10,000	90,000	-	-	-	720,000
	積極	20,000	180,000	-	-	-	2,000,000
風力	基本	400,000	800,000	-	-	-	2,000,000
	積極	600,000	2,400,000	-	-	-	4,000,000
バイオマス	—	368,000	-	-	-	-	972,000
地熱	積極	-	-	30,000	90,000	90,000	90,000

注）地熱は積極シナリオのみ、バイオマスはシナリオの区別なし。

出所）中丹可再生資源発展項目管理弁公室、「中国再生可能エネルギー発展に関するロードマップ 2050」
（中国可再生資源発展路线图 2050），2014年12月，国家發展改革委員会エネルギー研究所，「2050年まで中国の高比率再生可能エネルギーの発展シナリオ及びロードマップ研究」（中国 2050 高比例可再生資源発展情景暨路径研究），2015年4月より作成

表 1-10 中国における再生可能エネルギー熱供給量の見通し（TJ）

	シナリオ	2020年	2030年	2035年
太陽熱 （中低温）	積極	3,223,836	4,689,216	7,825,129
	積極	4,484,063	7,561,361	15,152,029
バイオマス	—	2,000,000	-	2,200,000

注）バイオマスはシナリオの区別なし。運輸部門用途も含む。

出所）中丹可再生資源発展項目管理弁公室、「中国再生可能エネルギー発展に関するロードマップ 2050」
（中国可再生資源発展路线图 2050），2014年12月より作成

なお、再生可能エネルギー電気に係る IEA の見通しを図 1-75～図 1-76 に示す。合計設備容量¹⁰²は、2014 年実績の約 130GW（図 1-73）から 2020 年には約 390GW と 3 倍に達する。その後も導入規模は拡大し、2040 年には約 1,100GW になる見込みである（図 1-75）。

発電量¹⁰³も同様に増加し、2020 年には約 720TWh、2040 年の時点では約 2,300TWh となる。総発電量に占める再生可能エネルギー電気の割合¹⁰⁴は、2020 年の 28%から 2040 年には 38%への上昇が見込まれている（図 1-76）。

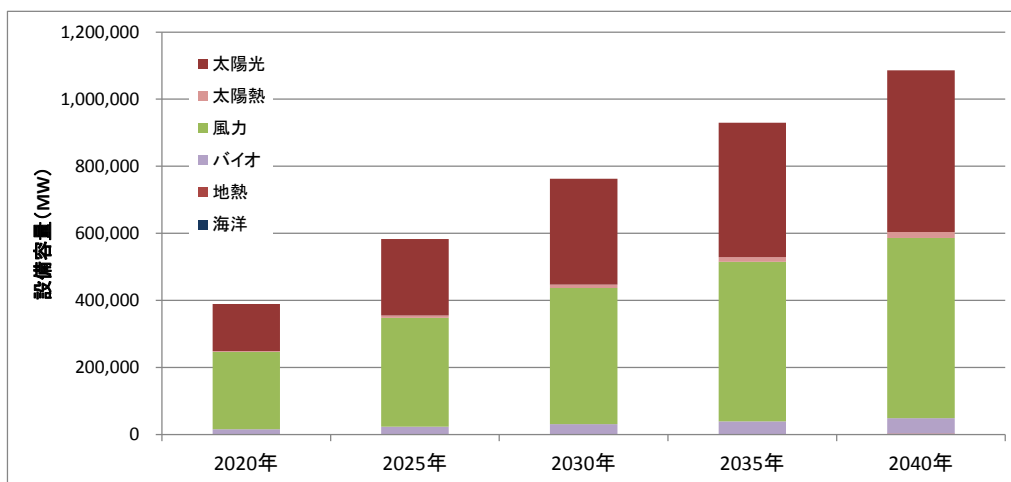


図 1-75 中国の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) IEA, “World Energy Outlook 2016”, 2016 より作成

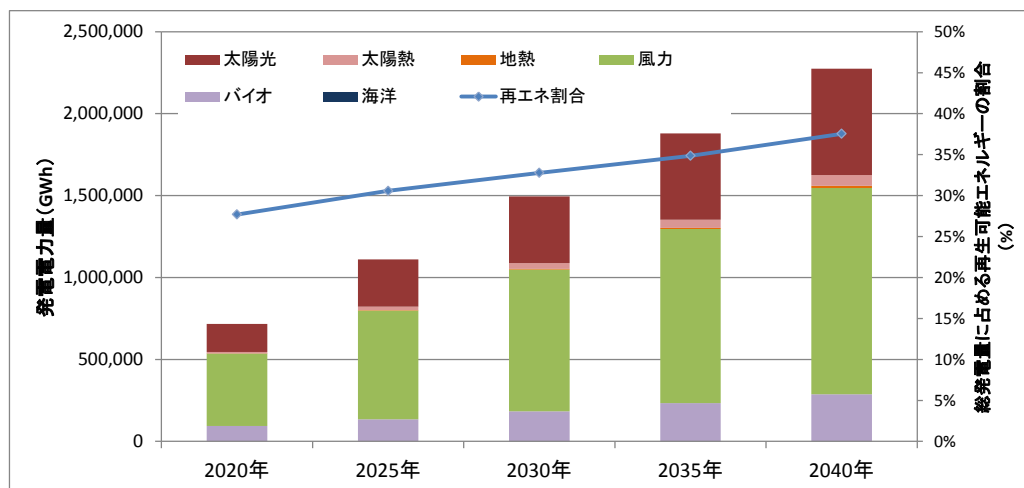


図 1-76 中国の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) IEA, “World Energy Outlook 2016”, 2016 より作成

¹⁰² 水力を除く。

¹⁰³ 水力を除く。

¹⁰⁴ 水力を含む。

なお、2020年時点の中国の再生可能エネルギー発電設備容量（水力を除く）について、見通しの比較を表 1-11 に示す。「中国再生可能エネルギー発展に関するロードマップ 2050」の積極シナリオ以外は各機関の見通しに大きな差異はないが、ロードマップ 2050 では、バイオマス発電の顕著な規模拡大を予測している点が特徴的である。

表 1-11 中国の再生可能エネルギー電気発電設備容量【2020年見通しの比較】（MW）

電源	IEA World Energy Outlook 2016	再生可能エネルギー 第 13 次 5 年計画	ロードマップ 2050	
			基本シナリオ	積極シナリオ
太陽光	140,000	105,000	100,000	200,000
太陽熱	3,000	5,000	5,000	10,000
風力	230,000	210,000	200,000	300,000
バイオマス	16,000	15,000	53,000	53,000
地熱	0	-	-	-
海洋	0	-	-	-

出所) IEA, “World Energy Outlook 2016”, 2016, 国家発展改革委員会, 「再生可能エネルギー発展に関する第 13 次 5 年計画」（可再生エネルギー発展“十三五”规划）, 2016 年 12 月, 中丹可再生エネルギー発展項目管理弁公室, 「中国再生可能エネルギー発展に関するロードマップ 2050」（中国可再生エネルギー発展路线图 2050）, 2014 年 12 月より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

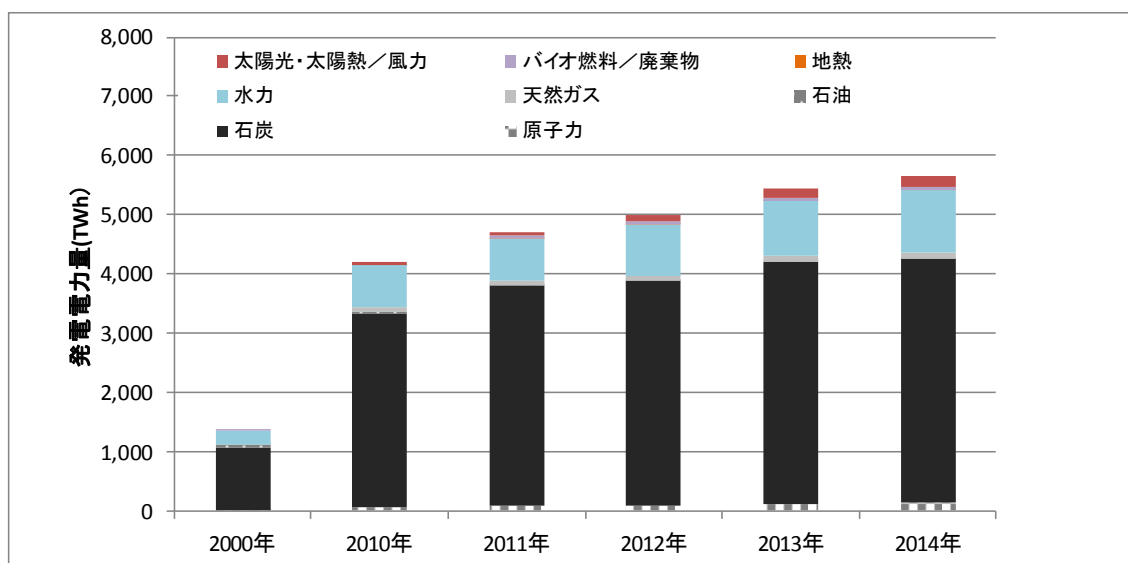


図 1-77 電源別発電電力量の推移（中国）

注) 水力は揚水発電を除く。

注) 2015 年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information”, 2014, 2015, 2016 より作成

【中国図表出所対照表】（図 1-73～図 1-74）

記号	発行元	文献・資料名	発行年
A	国家能源局新能源和可再生能源司、国家可再生能源中心、中国可再生能源学会風能专委会、中国循環經濟協會可再生能源委員会	「可再生数据能源手册 2015」 (再生可能エネルギーハンドブック 2015)	2015 年 7 月
B	国家能源局	「2015 年太陽光発電関連統計データ」 (2015 年光伏发电相关统计数据)	2016 年 2 月 5 日
C	中国電力企業聯合会	「全国電力工業統計快報データ一覧表」	2010～2015 年
D	国家能源局	「2015 年風力発電産業の発展状況」 (2015 年风电产业发展情况)	2016 年 2 月 2 日
E	国家可再生能源中心	「中国再生可能エネルギー 2012」 (中国可再生能源 2012)	2013 年 12 月
F	中国水力発電工程学会	「全国水力発電の設備容量及び発電量 1980-2001」	2009 年 6 月 5 日
G	国家能源局	「2015 年全社会電力消費量」 (2015 年全社会用电量)	2016 年 1 月 15 日
H	国家能源局	「水力発電第 13 次 5 力年計画発表稿」 (水电发展“十三五”规划发布稿)	2016 年 11 月 29 日

1.1.12 韓国

(1) 導入実績

韓国は、他の調査対象国に比べ再生可能エネルギーの絶対的な導入規模が小さい。しかしながら、合計設備容量¹⁰⁵は過去5年間で順調に増加しており、2014年は2010年の約3倍に当たる約3.8GWとなった（図 1-78）。

発電量¹⁰⁶も増加傾向にあり、2010年の約2.5TWhから2015年には約5.5TWhに達している。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合¹⁰⁷は小さく、2010年以降も1%台で推移している（図 1-79）。

このような状況で、近年規模拡大がめざましいのは太陽光であり、2014年の設備容量は前年比約6割増となった。また、2013年以降は海洋エネルギー発電の導入も進んでいる。

再生可能エネルギーによる熱消費量は大幅に増加しており、2014年は、2010年の約3倍に相当する合計約110PJとなった。絶対量は多くないが地熱が着実に伸びており、2010年の約1.4PJから2014年は約4.5PJへと増加している（図 1-80）。

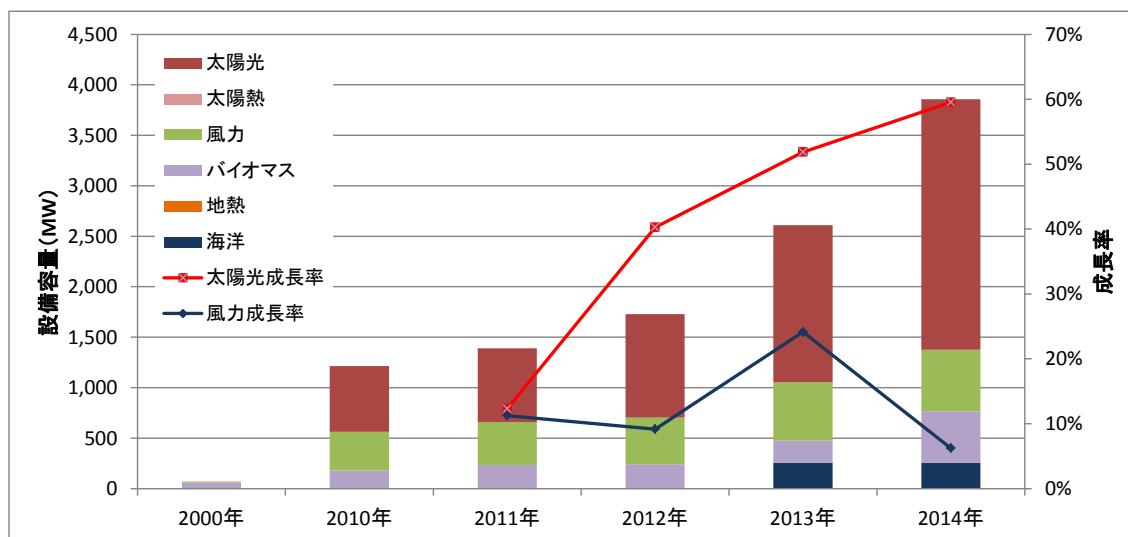


図 1-78 韓国の再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

¹⁰⁵ 水力を除く。

¹⁰⁶ 水力を除く。

¹⁰⁷ 水力を含む。

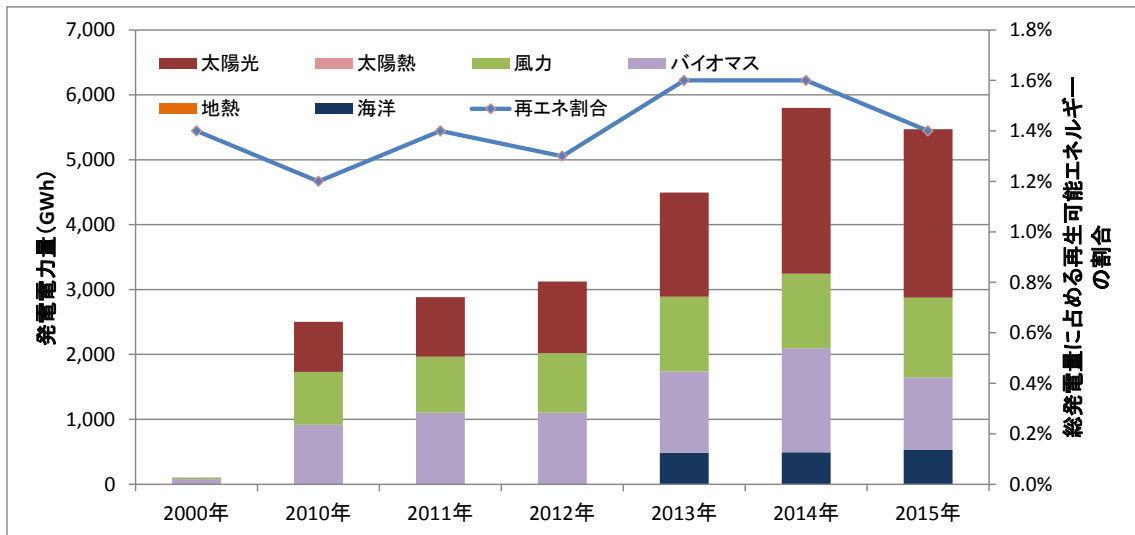


図 1-79 韓国の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2015年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

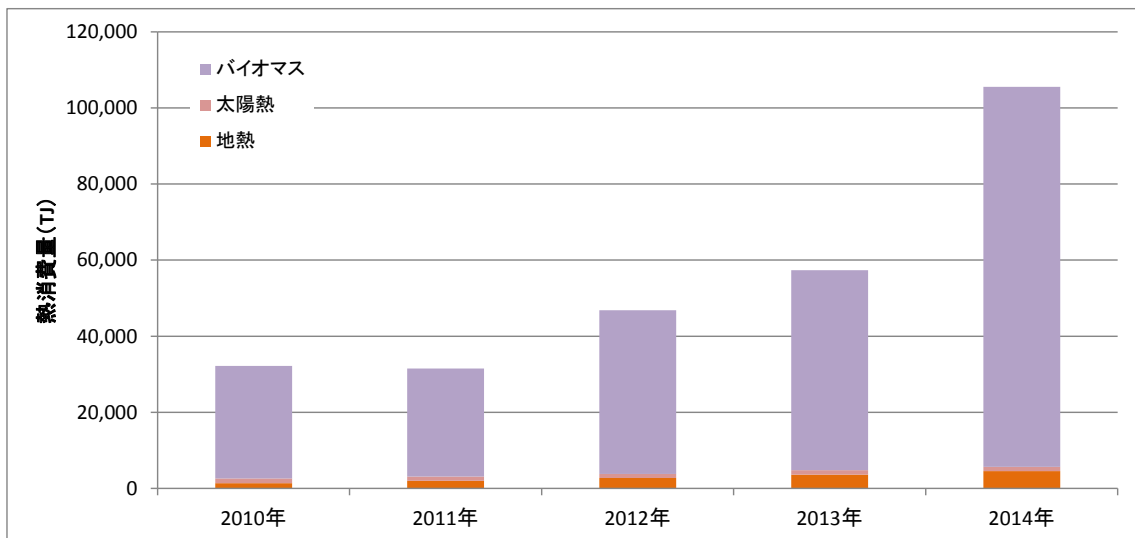


図 1-80 韓国の再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 より作成

(2) 導入見通し

韓国政府は、「低炭素グリーン成長基本法」¹⁰⁸ならびに「エネルギー法」¹⁰⁹に基づき、20年間を見通した「エネルギー基本計画」を5年毎に策定している。現在は「第2次エネルギー基本計画（2013～2035年）」の期間中であり、2035年には一次エネルギー供給に占める新・再生可能エネルギー¹¹⁰の比率（以下、普及率）を11%に高めるという目標も掲げられている。

2014年、韓国産業通商資源部は本計画を踏まえて「第4次新再生可能エネルギー基本計画（2014～2035）」を決定した。この計画では、新・再生可能エネルギーの普及率を2020年には5.0%、2025年には7.7%、2030年には9.7%、2035年には11%へと段階的に引き上げる目標が設定されている。

また、「低炭素グリーン成長基本法」¹¹¹に基づく「第2次グリーン成長5カ年計画（2014～2018年）」では、2018年までに新エネルギー及び再生可能エネルギーの普及率を4.7%に拡大する目標が設定されている。

【参考】電源別発電電力量の推移

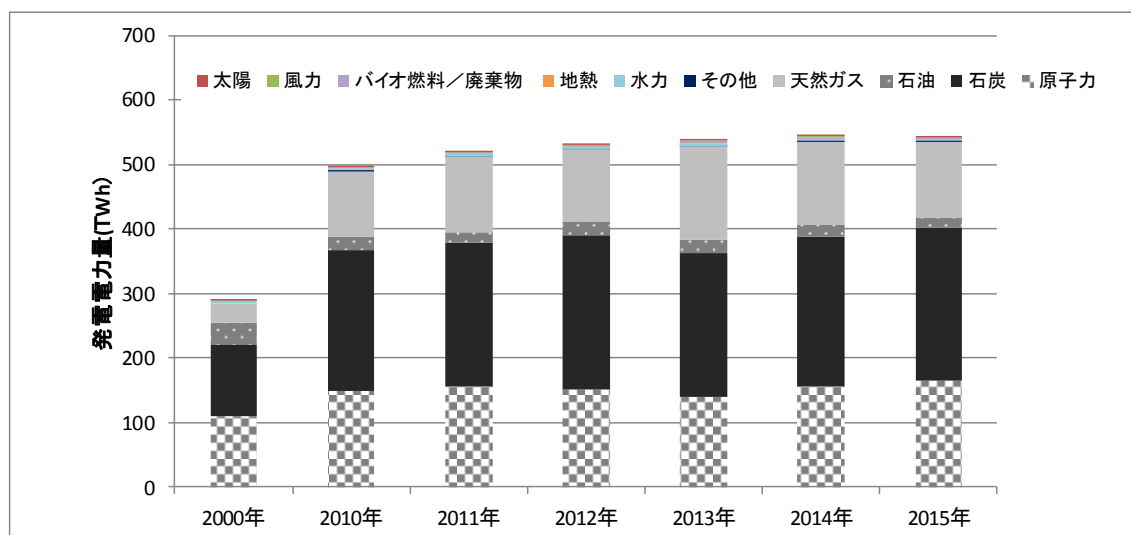


図 1-81 電源別発電電力量の推移（韓国）

注) 水力は揚水発電を除く。

注) その他は海洋、燃料電池等。

注) 2015年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information”, 2014, 2015, 2016 より作成

¹⁰⁸ 第41条

¹⁰⁹ 第10条

¹¹⁰ 韓国では「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」に基づき、新エネルギーと再生可能エネルギーを定義している。再生可能エネルギーは、太陽、バイオ、風力、水力、海洋、廃棄物、地熱の各エネルギーを指す。新エネルギーは、燃料電池、石炭液化/ガス化エネルギー、水素エネルギーを指す。

¹¹¹ 第9条1項

1.1.13 各国の再生可能エネルギー電気導入実績の比較

各国の2015年（中国のみ2014年）における再生可能エネルギーによる発電量¹¹²、ならびに総発電量に対する再生可能エネルギーの割合¹¹³を図1-82に示す。再生可能エネルギーによる発電量は米国が突出しており、次いで中国、ドイツが多い。総発電量に占める再生可能エネルギーのシェア（水力を含む）を見ると、デンマークの61%を筆頭に欧州諸国で高い割合となっている。なお、欧米諸国・中国は風力の割合が大きいのに対し、我が国は太陽光・バイオマスの比率が高い。

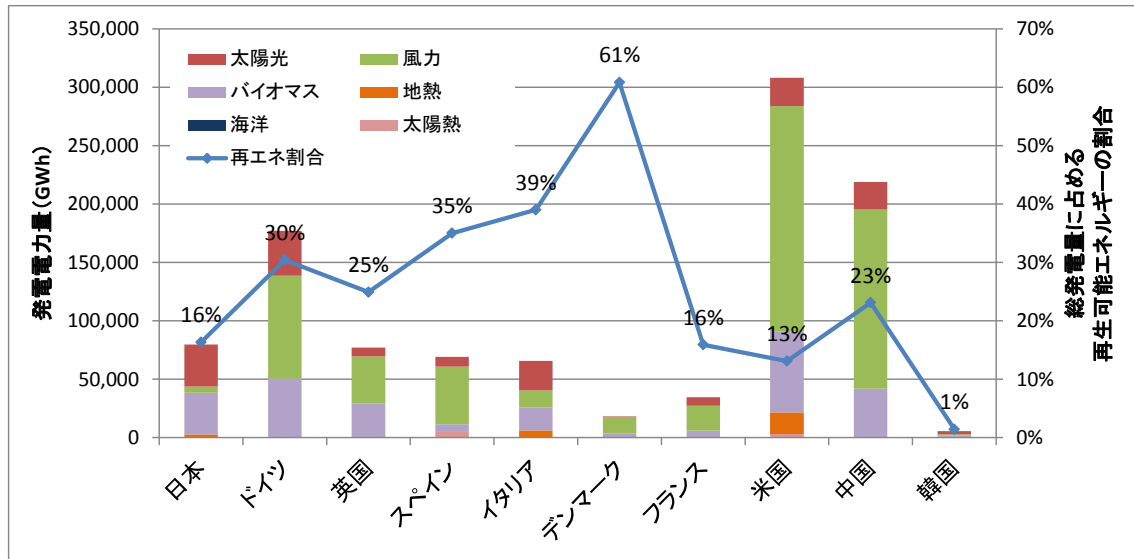


図 1-82 各国の再生可能エネルギーによる発電実績の比較

注) 中国のみ2014年の発電実績である。

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 中国については文献 A, B, C, D, E, F, G, H (「中国図表出所対照表」参照) より作成

¹¹² 水力を除く。

¹¹³ 水力を含む。

1.2 諸外国における再生可能エネルギーの政策動向

1.2.1 ドイツ

(1) 政策の概観

1) 「エネルギー転換」政策の概要

ドイツ政府は、2010年、エネルギー供給構造の改革に向けた長期的な指針「エネルギーコンセプト (Energiekonzept)」を公表した。この中では、原子力の継続利用を前提としていたが、2011年、東日本大震災の原発事故を受けて、脱原子力へと変更したエネルギー政策方針を閣議決定した。この2つが、現在ドイツが進める「エネルギー転換 (Energiewende)」政策の基本的枠組みとなっている。

その政策の目標は、国家の気候保護目標の達成 (表 1-12)、2022年末までに原子力利用の廃止、エネルギー安定供給と競争力の確保にある。今後、ドイツが長期にわたって温室効果ガスを削減していくための方策として、再生可能エネルギーを大幅に拡大すること、エネルギー効率を高めてエネルギー消費量を減らすことに重点をおいている。

表 1-12 エネルギー転換の数値目標と現状 (2015年)

		2015年	2020年	2030年	2040年	2050年
GHG	温室効果ガス排出量 (1990年比)	-27.2% ^(注1)	-40%以上	-55%以上	-70%以上	-80~-95%
	再生可能エネルギー					
	最終エネルギー消費量に占める割合	14.9%	18%	30%	45%	60%
	総電力消費量に占める割合	31.6%	35%以上	50%以上 EEG: 2025年 40~45%	65%以上 EEG: 2035年 55~60%	80%以上
	熱消費量に占める割合	13.2%	14%			
	交通部門に占める割合	5.2%	10% ^(注2)			
省エネと消費量	一次エネルギー消費量 (2008年比)	-7.6%	-20%	—	—	-50%
	エネルギーの経済効率性 (年)	1.3%/年 (08~15年)	2.1%/年 (2008~2050年)			
	総電力消費量 (2008年比)	-4.0%	-10%	—	—	-25%
	建物部門における一次エネルギー需要 (2008年比)	-15.9%		—	—	-80%
	建物部門における熱需要 (2008年比)	-11.1%	-20%			
	交通部門における最終エネルギー消費量 (2005年比)	1.3%	-10%	—	—	-40%

注1) 推定値、注2) **EU目標

出所) BMWi, "Fuenfter Monitoring – Bericht zur Energiewende, Die Energie der Zukunft – Berichtsjahr 2015",
2016より作成

2016年に実施した「エネルギー転換」のための主な施策は以下のとおりである¹¹⁴。

- ① 再生可能エネルギー法改正（EEG 2017）
 - ✓ 再生可能エネルギー発電設備への支援に入札制度を導入

- ② 電力市場改革
 - ✓ 変動する再生可能エネルギーの大量導入に適した電力市場へ
 - ✓ 容量リザーブ導入
褐炭火力発電所の全設備容量の13%を容量リザーブに移行し、需給逼迫時のみ、送電事業者の指示で運転する。なお、これは2014年の「気候保護行動プログラム2020（Aktionsprogramm Klimaschutz 2020）」のCO2排出削減策の一つでもある。
 - ✓ エネルギー転換のデジタル化法制定
スマートメーターの導入による柔軟かつ効率的な電力システムの運用（電力部門のデジタル化）に向けた技術面及びデータ保護に関する枠組みを整備。

- ③ 系統の増強
 - ✓ 地域の理解を得るため、地下ケーブルの優先敷布決定（2015年）
 - ✓ 配電網用のインセンティブ規制（レベニューキャップ）の改正

- ④ 省エネの推進
 - ✓ 「国家行動計画 省エネ（NAPE）」（2014年）の継続実施
 - ✓ ディスカッションペーパー「グリーンブック 省エネ」を公表し、今後討論

2) 再生可能エネルギー法

a. 再生可能エネルギー法の概要と改正動向

再生可能エネルギー法（Erneuerbare-Energien-Gesetz : EEG）は、再生可能エネルギーにより発電された電力を促進し、環境へ負荷をかけない電力供給へ移行するための法である。2000年から施行され、国が再生可能エネルギー電力を固定価格で買い取り、系統事業者がその電力を優先して供給することを保証した。これにより、施行当初は、総電力消費量に占める再生可能エネルギーの割合は約6%しかなかったが、2016年には32.3%（推定値）にまで成長した¹¹⁵。

¹¹⁴ 参照）連邦政府ウェブサイト、

<https://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/0-Buehne/ma%C3%9Fnahmen-im-ueberblick.html> , 2017年1月16日取得

¹¹⁵ BMWi “Fit fuer den Strommarkt. Fit fuer die Zukunft. Alle wichtigen Fakten zum neuen EEG 2017”(2016)、BMWi ウェブサイト <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/erneuerbare-energien-auf-einen-blick.html>

2017年1月1日、新たに改正された再生可能エネルギー法（EEG 2017）が施行された。

表 1-13 再生可能エネルギー法の改正動向

年	法の名称	概要
1990年	「電力供給法」制定	EEGの前身。再生可能エネルギー電力の買取を電力供給事業者に義務化。
2000年	EEG 制定	再生可能エネルギー導入拡大のためにインセンティブ付与。再生可能エネルギー電力の国による固定価格での買取を保証。長期目標：持続可能なエネルギー供給、気候・環境保護、再生可能エネルギー発電の技術開発を推進。
2004年	初の EEG 改正	初めての大きな改正。買取価格の見直し。
2009年	EEG 改正 (EEG 2009)	全 22 条から全 66 条に。買取価格に関する規定の詳細な改正。
2010年	EEG 改正	太陽光の買取価格を引き下げ。
2012年	EEG 改正 (EEG 2012)	再生可能エネルギーの市場統合への道を開く(卸電力市場での直接販売が可能に)。太陽光の買取価格を引き下げ(2回目)。
2014年	EEG 改正 (EEG 2014)	再生可能エネルギーの発電量が供給量の 25%を越え、2番目に多いエネルギー供給源となる。再生可能エネルギー種別に導入目標を設定。卸電力市場への直接販売を義務化(100kW 超)。
2016年	EEG 改正 (EEG 2017)	電力の約 3 分の 1 が再生可能エネルギー由来になり、最大のエネルギー供給源となる。再生可能エネルギーの支援の決定に競争入札を導入。また、再生可能エネルギーの導入拡大を系統の増強と同調させる。

出所) BMWi, “Fit fuer den Strommarkt. Fit fuer die Zukunft. Alle wichtigen Fakten zum neuen EEG 2017”, 2016
国会図書館調査及び立法考査局, 「ドイツの再生可能エネルギー法」, 2005, 2009, 2012, 2014 より作成

b. 2017年再生可能エネルギー改正法（EEG 2017）

2016年7月、連邦議会にて、EEGの改正案が議決された。欧州委員会の承認を経て、2017年1月1日より施行されている。

EEG 2017では、太陽光、陸上風力、洋上風力、バイオマスへの支援の決定に入札制度を導入する。これは、再生可能エネルギーが、もはや、固定価格の買い取りで守られるべき未熟なテクノロジーでなくなったためである¹¹⁶。今後は、競争の下、計画性をもって、費用効率よくエネルギー転換が進められる。EEG 2017のコンセプトは以下の通りである。

① 再生可能エネルギーの導入目標（コリドー）の順守

EEG 2014より再生可能エネルギーの導入目標が掲げられている。今後も、入札において導入量を管理する。

¹¹⁶ BMWi, “Fit fuer den Strommarkt. Fit fuer die Zukunft. Alle wichtigen Fakten zum neuen EEG 2017”, 2016

- ② 再生可能エネルギーの導入拡大を費用効率良く推進
入札制度の導入により、再生可能エネルギーの導入拡大にかかる費用を抑える。
- ③ 入札制度において、全ての事業者は公平なチャンスを得る
参加事業者の多様性を維持することは、エネルギー転換が国民に容認され続けるために重要である。

また、現在、頻繁に系統混雑が発生し、再生可能エネルギー電力が出力抑制されていることから、再生可能エネルギーの導入拡大を系統の増強と同調させていく規定が新たに追加された。

EEG 2017 の主な改正点を表 1-14 に示す。

表 1-14 EEG 2017 の主な改正点

項目	主な改正事項
導入目標	再生可能エネルギー種別の導入目標を改訂 【陸上風力】2017～2019年:2,800MW/年(グロス) 2020年以降:2,900MW/年(グロス) 【洋上風力】総設備容量を2020年までに6.5GW、2030年までに15GW 【太陽光】2,500MW/年(グロス) 【バイオマス】2017～2019年:150MW/年(グロス) 2020～2022年:200MW/年(グロス)
再生可能エネルギーの入札	新規設備による発電電力に適用する支援水準を入札により決定する制度を導入 ✓ 設備容量750kW超の陸上風力、洋上風力、太陽光 ✓ 設備容量150kW超のバイオマス(既存設備も参加可能)
系統の増強と同調	送電線の増強が進むまで、送電事業者による再給電指令(欄外注参照)にかかる費用を減らすため、下記の措置を実施 ✓ 出力抑制を減らすため、余剰電力を熱分野に使用 ✓ 系統混雑の地域において、陸上風力の建設を制限 ✓ 洋上風力の建設管理 2021年:500MW/年(バルト海のみ建設可) 2022年:500MW/年(バルト海・北海) 2023～2025年:700MW/年(バルト海・北海) 2026年以降:840MW/年(バルト海・北海)
国境を越えた入札	年間に新設される再生可能エネルギー設備容量の5%をEUの協定国へ開放
その他の入札	✓ 陸上風力と太陽光の合同入札実施(2018～2020年)400MW/年 ✓ 系統・安定供給のための革新的技術の入札実施(2018～2020年)50MW/年
今後、施行規則で制定可能な事項	✓ 貸家の太陽光設備による電力を利用する賃借人に、自家発電者と同様に、再エネ賦課金減額を適用

注) 再給電指令: 電線の過剰負荷を避けるために、供給発電所を変えるよう、送電事業者が市場ベースの発電計画に介入することである。一つ以上の発電所の供給出力を下げ、同時に他の一つ以上の発電所の供給出力を上げるにより、全体の供給出力合計は変わらない。送電事業者の管轄地域を越えても適応される。(出所) BNetzA, "Monitoring Bericht 2016", 2016

出所) "EEG 2017", BMWi, "EEG-Novelle 2017", 2016より作成

c. 再生可能エネルギーの導入目標（コリドー）について

EEG 2017 では、EEG 2014 同様、総消費電力に占める再生可能エネルギーの割合を 2020 年までに 35%以上、2035 年までに 55～60%にする目標に従って、再生可能エネルギーの種別の導入目標(コリドー)を掲げている。

表 1-15 再生可能エネルギー設備の導入目標

	EEG 2017 の導入目標	EEG 2014 の導入目標
陸上風力	2017～2019 年:2,800MW/年(グロス) (注) 2020 年以降:2,900MW/年(グロス)	2,500MW/年(ネット) ^(注)
洋上風力	総設備容量を 2020 年までに 6.5GW、2030 年までに 15GW 【年間導入量】 2021、2022 年 :500MW/年 2023～2025 年:700MW/年 2026 年以降:840MW/年	総設備容量を 2020 年までに 6.5GW 2030 年までに 15GW
太陽光	2,500MW/年(グロス)	2,500MW/年(グロス)
バイオマス	2017～2019 年:150MW/年(グロス) 2020～2022 年:200MW/年(グロス)	100MW/年(グロス)

注) グロス=年間に増加した設備容量、ネット=年間に増加した設備容量から当該年に運転を終了した設備容量を引いた純増分

出所) ”EEG 2017”、”EEG 2014”より作成

(2) 再生可能エネルギーへの支援施策

1) 入札制度

a. 制度概要

新設される再生可能エネルギー設備の発電量の 80%に入札制度を導入する。具体的には、設備容量が 750kW を超える新規の陸上風力、洋上風力、太陽光発電設備と、設備容量が 150kW を超える新規のバイオマス設備が対象となる。(バイオマスのみ、既存設備の参加も認められる。)

ドイツでは、2000 年から、固定価格買取制度 (Feed-in Tariff : FIT) に基づき、再生可能エネルギー電力を固定価格で買い取ってきた。EEG 2012 以降、FIT の他に、市場プレミアム制度 (Feed-in Premium : FIP) による支援が選択可能となり、EEG 2014 では、最終的に 100kW を超える設備に FIP を義務づけた。

FIP は、設備事業者が、再生可能エネルギー電力を電力市場に直接販売する際、卸電力価格に上乗せして、市場プレミアムが支援される制度である。

今回導入された入札制度では、FIP による市場プレミアムを算出するための支援水準を競争入札において決定する。

落札に成功した設備への支援期間は、以前同様、20年である。但し、既存のバイオマス設備が入札に参加する場合、支援期間は10年である。

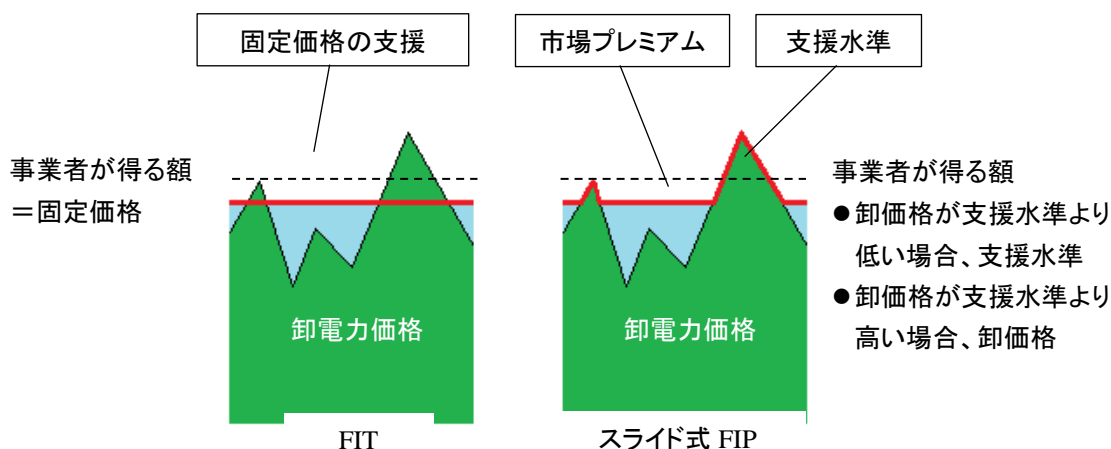


図 1-83 FIT とスライド式 FIP による再生可能エネルギーの支援

注) 現在も FIT の選択は可能だが、FIT による太陽光・陸上風力・洋上風力の支援は、FIP の支援水準より 0.4ct/kWh 低く、水力・バイオマス・地熱等の支援は、0.2ct/kWh 低く設定されている。

出所) 各種資料より作成

表 1-16 入札制度、FIP/FIT の対象設備

	入札制度の対象	FIP/FIT の対象
陸上風力	750kW 超の新規設備	<ul style="list-style-type: none"> 750kW 以下の新規設備 プロトタイプ(年間 125MW 以内) (経過措置) 2016 年末までに汚染防止法 (BlmSchG) に基づく認可を得、2017 年 1 月末までに連邦ネットワーク庁の登録簿に登録し、2018 年末までに稼働開始する設備
洋上風力	2021 年以降に稼働開始する設備	<ul style="list-style-type: none"> プロトタイプ(年間 50MW 以内) (経過措置) 2016 年末までに系統接続許可を得、もしくは接続容量を割り当てられ、2020 年末までに稼働開始する設備
太陽光	750kW 超～10MW の新規設備	<ul style="list-style-type: none"> 750kW 以下の新規設備
バイオマス	150kW 超～20MW の新規設備 (現在の支援期間が残り 8 年以内の 20MW 以下の既存設備も参加可能)	<ul style="list-style-type: none"> 150kW 以下の新規設備 (経過措置) 2016 年末までに汚染防止法、連邦法、建築法のいずれかの認可を得、2018 年までに稼働開始する 20MW 以下の設備

注) FIT による支援は 100kW 以下の設備のみ選択可能

出所) "EEG 2017"、EnergieDialog.NRW ウェブサイトより作成

また、2015 年から実施した地上設置型太陽光のパイロット入札で Pay-as-bid 方式と

Uniform-pricing 方式を試した結果、今後の入札は、Pay-as-bid 方式で実施する。但し、陸上風力の入札に参加する市民エネルギー組合と、バイオマスの入札に参加する 150kW 以下の既存設備に対しては、Uniform-pricing 方式を適用する。

- ✓ Pay-as-bid: 低価の参加者から順番に入札量に達するまで。応札した価格での支払いを実施。
- ✓ Uniform-pricing: 最後に（一番高く）落札した参加者の応札価格を、他の落札者にも適用。

① 太陽光

太陽光の年間導入目標 2,500MW の内、600MW を入札にかける。

2015 年から 2016 年まで計 6 回、地上設置型太陽光発電設備を対象に、パイロット入札を実施してきた。（結果は、3）「地上設置型太陽光発電設備のパイロット入札」参照。）今回の入札制度は、それをほぼ踏襲する。主な変更点は以下の通りである。

- ✓ 地上設置型だけでなく、建物屋上、防音壁、ゴミ処理場等の建造施設上も対象
- ✓ 入札対象設備を、設備容量 100kW から 750kW 超に引き上げ
- ✓ 入札量は、600MW/年

また、2017 年 2 月 1 日、本制度に基づく初回の入札が行われた。（入札結果は、1.2.1(2)1d「EEG 2017 に基づく太陽光発電設備の初回入札結果」参照。）

表 1-17 太陽光の入札制度概要

項目	内容
対象設備	750kW~10MW の新規設備 ✓ 地上設置型 ✓ 建物屋上、防音壁 ✓ その他の建造施設(ゴミ処分場等)
日程と入札量	毎年 2/1、6/1、10/1(各 200MW) 前年設置の入札以外で支援される地上設置型設備容量を差し引く 応札のなかった容量や落札時の保証金不支払の容量を次回入札に追加
参加条件	✓ 土地の所有者である、もしくは、所有者から許可を得ていること ✓ 地上設置型に利用可能な土地区分 <ul style="list-style-type: none"> • 高速道路又は鉄道の沿線で、外縁から 110 メートル以内 • 既に舗装されている敷地 (駐車場等) • 産業・交通・住宅・軍用地からの転用地 • 連邦不動産庁の土地 • 自然環境条件の悪い地域の耕地 (管轄の州に許可された場合のみ) • 2010/1/1 以前に商業・工業地に指定されていた土地等
応札上限額	8.91ct/kWh (750kW 以下の地上設置型、屋上、防音壁 PV への FIP の支援水準) (FIP 同様、過去の導入量に応じて逡減)
保証金	応札時: 5€/kW 落札時: 45€/kW (地区詳細計画に建設が決定している場合、20€/kW)
稼働期限	24 か月
罰則	落札時に保証金を支払わない場合、権利失効と応札時の保証金徴収。 24 か月を経過後、権利失効と落札時の保証金徴収。(延長措置なし。) 建設容量が 5%以上少ない場合、未建設容量 × 50€/kWh
支援の対象	落札した事業者は他の場所への設備設置も可能。支援水準の減少なし。 自然環境条件の悪い地域の耕地は、同カテゴリー内でのみ設置場所の変更可能。
入札対象外	750kW 以下の新規設備

出所) ”EEG 2017”、BMW 各種資料、Energie Dialog.NRW ウェブサイトより作成

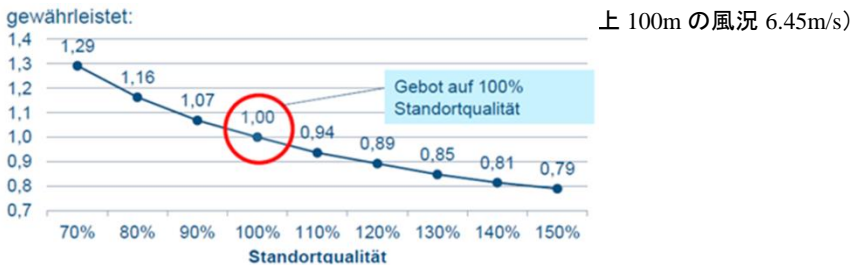
② 陸上風力

設備容量が 750kW を超える新規の陸上風力設備に入札制度を導入する。

また、地域によっては導入量を制限する。近年、陸上風力の導入が進んだために、ドイツ北部で頻繁に系統混雑が起り、近隣国へも影響を与えている。それを緩和するために、該当地域においては、導入量を、その地域の 2013~2015 年の年間導入量平均の 58%以内に制限する。(「3)系統の増強状況に応じた再生可能エネルギーの拡大導入」参照)。

さらに、参加事業者の多様性を確保するため、地元の市民エネルギー組合への優遇措置を実施する。

表 1-18 陸上風力の入札制度概要

項目	内容
対象設備	750kW 超の新規設備
日程と入札量	【2017 年】5/1(800MW)、8/1(1000MW)、11/1(1000MW) 【2018~2019 年】2/1、5/1、8/1、10/1(各 700MW) 【2020 年以降】2/1(1,000MW)、6/1(950MW)、10/1(950MW)
参加条件	環境汚染防止法(BImSchG)に基づく認可の取得
支援水準	<p>基準立地に換算した価格で応札し、風況や設備の高さに応じた支援水準を適用。 今までは最初の 5 年とそれ以降に分けた 2 段階の支援水準であったが、今後は、20 年間同一。</p>  <p>出所) BMWi “ EEG-Novelle 2016 Eckpunkt”</p>
応札上限額	7.0ct/kWh(100%基準立地換算値) 2018 年以降は、直近 3 回の入札の最高落札価格の平均に 8%上乗せした額
保証金	応札時: 30€/kW
稼働開始期限	24 か月
罰則	<p>応札容量の 5%以上の建設遅延: 2 カ月 10€/kW、3~4 カ月 20€/kW、4 カ月以上 30€/kW 権利は落札後 30 カ月で失効するが、訴状により一回延長可能。但し、30 カ月から支援開始とみなされ、実質的な支援期間が短縮</p>
支援の対象	落札した支援の権利は、応札時に提示した認可証をもつ設備にのみ適用され、他の設備や認可証への適用は不可。
系統混雑地域での導入制限	系統混雑地域での建設を 2013~2015 年の年間導入量平均の 58%に制限 (「h. 「再生可能エネルギーの導入拡大と系統の増強」参照)
市民エネルギー組合への優遇措置	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 応札までに、汚染防止法に基づく認可を取得出来ていなくてもよい ✓ 保証金の半分は、汚染防止法に基づく認可取得後に納入 ✓ Uniform-Pricing 方式の適用。支援水準には、応札額でなく最高落札価格を適用 ✓ 建設期限を最大 2 年延長可
市民エネルギー組合への条件	<ul style="list-style-type: none"> ✓ プロジェクトの規模は、合計 18MW 以内、6 基まで ✓ 10 人以上の個人からなる組合で、半数以上の議決権が個人にあること。会社は 10%以上の議決権を持たない。 ✓ 設置場所の地方公共団体が 10%出資していること
入札対象外	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 750kW 以下の新規設備 ✓ プロトタイプ(年間 125MW 以内) <p>(経過措置)</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 2016 年末までに環境汚染防止法に基づく認可を得、2017 年 1 月末までに連邦ネットワーク庁の登録簿に登録し、2018 年末までに稼働開始する設備
経過措置	<p>入札移行前の駆け込み建設を防ぐため、</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 2017 年 3~8 月の間、毎月、支援水準を 1.05%低減 ✓ 直近一年で 2,500MW の導入量を上回った場合、2017 年 10 月以降、

項目	内容
	四半期ごとに、支援水準を最大 2.4% 逡減

出所) ”EEG 2017”、BMW i 各種資料、Energie Dialog.NRW ウェブサイトより作成

③ 洋上風力

洋上風力の入札制度については、EEG の改正と同時に、新たに制定された「洋上風力法：Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG)」に定められている。

洋上風力設備の建設には長い準備期間が必要なため、2021 年以降に稼働する設備が入札の対象となる。

2021 年から 2025 年までの導入については、過渡期として、2016 年 8 月以前から計画中もしくは認可取得済みの設備のみを対象に入札を実施する。

2026 年以降の導入には、「中央モデル (zentrale Modell)」を適用する。「中央モデル」とは、連邦海運・水路庁 (BSH) と連邦ネットワーク庁 (BNetzA) が、予め、場所の事前調査を行い、その結果定めた洋上風力サイトに対して入札を実施することである。

また、洋上風力の導入を、国内の系統増強のスピードと合わせるため、2021 年から 2025 年までの年間導入量を定める。2021 年に稼働する設備は、バルト海側のみに建設される。

表 1-19 洋上風力の入札制度概要

項目	内容
対象設備	(過渡期)2021 年以降に稼働開始する設備 (中央モデル)2026 年以降に稼働開始する設備
日程と入札量	(過渡期) 【2017 年】4/1 (1,550MW) 【2018 年】4/1 (1,550MW) (年別導入容量:2021~2022 年:500MW/年、2023~2025 年:700MW/年) (中央モデル) 【2021 年~】9/1 (平均 840MW/年)
参加条件	(過渡期)2016 年 8 月以前に計画中もしくは必要な認可取得済みの設備
応札上限額	(過渡期)12ct/kWh (中央モデル)2018/4/1 の入札における最低落札価格
保証金	(過渡期)100€/kW (中央モデル)200€/kW
支援の対象	落札した支援の権利は、他の場所に設置される設備へは適応不可。
入札対象外	✓ プロトタイプ(年間 50MW 以内) (経過措置) ✓ 2016 年末までに系統接続許可を得、もしくは接続容量を割り当てられ、 2020 年末までに稼働開始する設備

出所) ”WindSeeG”, 2017、BMW i・BnetzA 各種資料、Freshfields Bruckhaus Deringer ウェブサイトより作成

④ バイオマス

新規と既存のバイオマス設備に対して、入札制度を導入する。

今回、既存の設備も対象としたのは、2000 年から始まった FIT の支援期間がもうじき終了する設備の経済性を考慮してのことである。

既存の設備に適用される主な特別措置は以下の通りである。

- ✓ 支援期間が残り 8 年以下の既存設備も入札に参加可能 (設備容量の下限なし)

- ✓ 落札に成功した 150kW 以下の既存設備の支援水準には、応札価格ではなく最高落札価格を適用（Uniform-pricing）。
- ✓ 落札価格に関係なく、支援水準は、その設備が受けた直近 3 年の支援水準平均を越えない。
- ✓ 支援開始日は、落札公表後 1～3 年以内で選択可能
- ✓ 支援期間は 10 年
- ✓ 支援開始から 6 か月以内に、需要に応じた柔軟な運転が技術的に可能なことを証明する環境監査人の証明書の提示が必要

表 1-20 バイオマスの入札制度概要

項目	内容
対象設備	150kW 超～20MW の新規設備 (現在の支援期間が残り 8 年以内の 20MW 以下の既存設備も参加可能)
日程と入札量	【2017～19 年】9/1 (150MW) 【2020～22 年】9/1 (200MW) 前年に設置された入札以外で支援される容量を差し引き、また、落札されなかった容量を次回の入札に追加
入札方式	(新規) Pay-as- bid: 支援水準＝応札価格 (既存) Uniform-pricing: 支援水準＝最高落札価格
補償期間	(新規) 20 年 (既存) 10 年
参加条件	(新規) <ul style="list-style-type: none"> ✓ 汚染防止法による許可証もしくは建設許可証の取得 ✓ バイオガス設備の場合、年間投入されるバイオマスの量(重量)に占めるトウモロコシ、穀粒の割合が、 2017～18 年: 50%以下、2019～20 年: 47%以下、2021～22 年: 44%以下 (既存) <ul style="list-style-type: none"> ✓ 支援期間の残りが 8 年以下 ✓ 柔軟な運転が技術的に可能なことを証明する環境監査人の証明書の提示
応札上限額	(新規) 14.88ct/kWh (既存) 16.9 ct/kWh(但し、落札価格に関係なく、支援水準は、その設備の直近 3 年の支援水準平均を越えない) 2018 年以降、年ごとに 1%ずつ逓減
支援対象の発電量	バイオガス: 設備容量 50%の発電量 バイオマス: 設備容量 80%の発電量 (需要に基づく運転を促進するため)
保証金	応札時: 60€/kW
稼働期限	24 か月
罰則	(新規) <ul style="list-style-type: none"> ✓ 提訴係属中等で延長申請が認められる場合以外、24 カ月経過後権利失効 ✓ 応札容量の 5%以上の稼働開始が落札公表後 18 か月以上: 20€/kW、20 カ月以上: 40€/kW、22 カ月以上: 60€/kW ✓ 24 カ月から支援期間開始とみなされ、実質的な支援期間が短縮 (既存) <ul style="list-style-type: none"> ✓ 環境監査人による証明書の提示が、支援期間開始から、7 カ月以降:

項目	内容
	20€/kW、9 カ月以降:40€/kW、11 カ月以降:60€/kW
支援の対象	落札した支援の権利は、応札時に記載した設備(許可書含む)にのみに適用され、他の設備や許可書への適用は不可。
入札対象外	<ul style="list-style-type: none"> ・ 150kW 以下の新規設備 (経過措置) ・ 2016 年末までに汚染防止法、連邦法、建築法のいずれかの認可を得、2018 年までに稼働開始する設備

出所) ”EEG 2017”、BMW 各種資料、Energie Dialog.NRW ウェブサイトより作成

b. 地上設置型太陽光発電設備のパイロット入札

EEG 2017 に入札制度を導入するための試験として、2015 年 4 月より、年に 3 回、1MW 超の地上設置型太陽光発電設備に対してパイロット入札を実施した。

2016 年以降は、以下の土地も、利用することが可能となった。

- ✓ 自然環境条件の悪い地域にある耕地 (年間 10 件まで落札可能)
- ✓ 国有地、連邦不動産庁管轄の土地

① パイロット入札結果

入札結果について、第 1 回の入札 (2015 年 4 月 1 日) の平均落札額は 9.17ct/kWh であったが、回を重ねるごとに値が下がり、第 6 回目の入札 (2016 年 12 月 1 日) の平均落札額は、6.90ct/kWh であった。

第 1 回から第 6 回までのパイロット入札結果を表 1-21 に示す。

表 1-21 地上設置型太陽光発電設備のパイロット入札結果

	第 1 回	第 2 回	第 3 回	第 4 回	第 5 回	第 6 回
締切日	2015/4/15	2015/8/1	2015/12/1	2016/4/1	2016/8/1	2016/12/1
入札量	150MW	150MW	200MW	125MW	125MW	160MW
参加件数(容量)	170 件(715MW)	136 件(558MW)	127 件(562MW)	108 件(540MW)	62 件(311MW)	76 件(423MW)
書類不備による失格件数	37 件	15 件	13 件	16 件	9 件	5 件
応札価格	8.48 - 11.29ct/kWh	1.00 - 10.98ct/kWh (平均 8.65ct/kWh)	0.09 - 10.98ct/kWh	6.94 - 10.98ct/kWh (平均 7.97ct/kWh)	6.8 - 10.98ct/kWh (平均 7.84ct/kWh)	6.26 - 8.45ct/kWh (平均 7.32ct/kWh)
落札件数	25 件(157MW)	33 件(159MW) (最終的に 32)	43 件(204MW)	21 件(128MW)	25 件(130MW) 最終的に 22 件	27 件 (162.554MW)
落札価格	8.48 - 9.43ct/kWh (平均 9.17ct/kWh)	8.49ct/kWh	8.00ct/kWh	6.94 - 7.68ct/kWh (平均 7.41ct/kWh)	6.89 - 7.77ct/kWh (平均 7.25ct/kWh)	6.89 - 7.17ct/kWh (平均 6.90ct/kWh)
方式	Pay-as-bid	Uniform-pricing	Uniform-pricing	Pay-as-bid	Pay-as-bid	Pay-as-bid
支援水準上限額	11.29ct/kWh	11.18ct/kWh	11.09ct/kWh	11.09ct/kWh	11.09ct/kWh	11.09ct/kWh
その他	入札量の 41%以上を某企業の複数の子会社が落札	第1回と同じ設置場所での応札が 55 件(約 213MW)。内、大半が前回と同じ応札者。	初めて、個人、共同組合の落札者が数件あり。	最少落札容量 264kW。今回から、自然環境条件の悪い地域の耕地、国有地も利用可。但し、耕地は年間 10 件までで今回で全て落札。対象地での応札は 31 件(185MW)。落札 70MW。また、耕地での最高落札額は 7.41ct/kWh。	落札権利の辞退者 3 件あり。内 1 件は、最低応札額 6.8ct/kWh を入れた者。補欠審査なし。最少入札容量 250kW。組合・個人の入札なし。入札容量の約半数は、地区計画策定決定段階(地区計画の最初の段階)のもの。	最少応札容量 320kW。最少落札容量 560kW。失格数が初めて 10%を下回った。辞退者なし。前回(第 6 回)の入札で 3 件辞退がでたため、入札量を 150MW から 160MW に増やした。

出所) BnetzA 公表の各種入札結果資料より作成

なお、パイロット入札実施後も、100kW 以下の地上設置型、その他屋根上等の太陽光発電設備等は入札対象外であり、引き続き、FIP/FIT で支援された（2017 年 1 月 1 日以降は、EEG2017 により 750kW 以下の全太陽光設備が FIP/FIT の支援対象）。FIP/FIT の支援水準は、直近 1 年の導入量に応じて、毎月-2.80～+0.25%の幅で、自動で逓減・逓増する仕組みである。（EEG2017 による逓減・逓増率は-2.80%～+3.00%）。

下図に、パイロット入札実施以降の、入札、FIP/FIT による支援水準の遷移を示す。

パイロット入札では、回を重ねるごとに、地上設置型太陽光の支援水準が大幅に下がっていった。それとは対照的に、FIP/FIT で支援される入札対象外の設備の導入量は少なかったため、直近 1 年半の支援水準は、ほぼ横ばいであった。そのため、パイロット入札対象設備と、対象外設備の支援水準の差が開く結果となった。

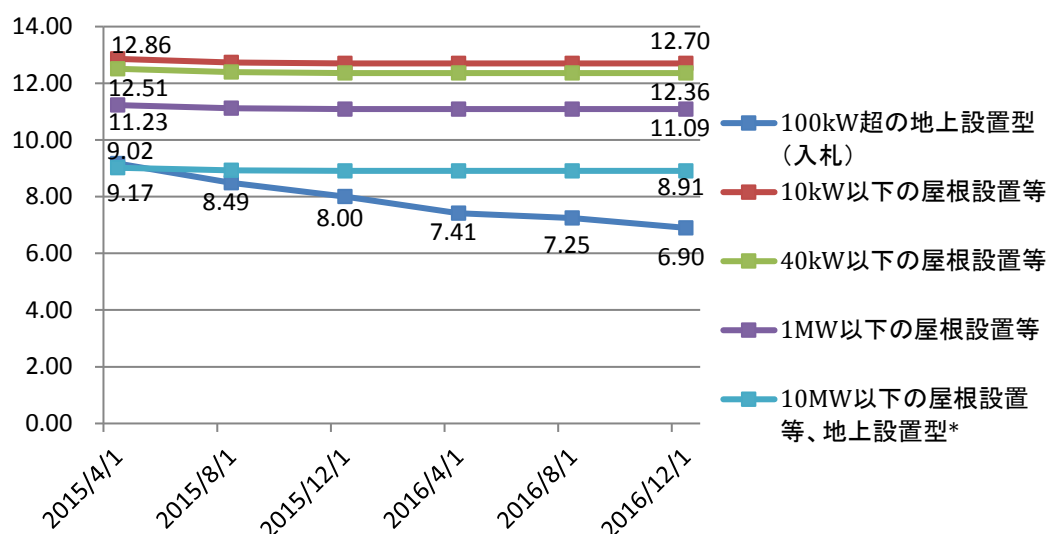


図 1-84 パイロット入札、FIP/FIT による太陽光発電設備の支援水準の遷移

注) 2015 年 9 月 1 日以降は、10MW 以下の屋根設置等、100kW 以下の地上設置型に適用
出所) BnetzA 公表の各種入札結果資料より作成

② 落札設備の稼働率

2016 年 12 月 9 日までに、パイロット入札で落札できた事業者が建設し、稼働を開始した設備数を、表 1-22 に示す。稼働開始期限は、落札公表から 2 年以内である。また、落札公表から 18 カ月目の月末経過後に稼働を開始した場合、支援水準が、落札価格から 0.3ct/kWh 減額される。

表 1-22 地上設置型太陽光発電設備のパイロット入札における落札設備の稼働率

	第 1 回目 2015/4/15	第 2 回目 2015/8/1	第 3 回目 2015/12/1	第 4 回目 2016/4/1
落札件数	25 件(157MW)	33 件(159MW)	43 件(204MW)	21 件(128MW)
2016/12/9 時点での稼働件数	12 件(76.1MW)	9 件(49.2MW)	6 件(28.3MW)	5 件(24.5MW)
稼働開始期限	2017/5/6	2017/8/20	2017/12/18	2018/4/18

出所) BnetzA, “Bericht Flächeninanspruchnahme für Freiflächenanlagen nach § 36 Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV)”, 2016 より作成

c. 地上設置型太陽光発電設備の国境を越えたパイロット入札

ドイツとデンマークは、太陽光の入札に関する協定を締結し、ドイツ側で2016年11月、デンマーク側で2016年12月、地上設置型太陽光発電設備の国境を越えた入札を試験的に実施した。

入札は、入札実施国の入札ルールに従って行われるため、ドイツは、2016年6月、「国境を越えた入札指令(GEEV)」を制定した。通常の国内の入札と異なり、支援額の決定に、統一価格方式(uniform-pricing)を採用した。落札に成功したデンマークの設備による電力は、物理的にドイツへ輸入される必要がある。

ドイツは、入札の一部を国外へ開放することで、EUの環境・エネルギーの国家支援に関するガイドラインを実行し、EEGをEU法に同調させる。2017年以降は、年間に新設される再生可能エネルギー設備容量の5%を協定国へ開放し(年間250MW)、EU加盟国と再生可能エネルギーの導入に関する協力関係を強化していく。

表 1-23 ドイツ・デンマーク間の地上設置型太陽光発電設備の国境を越えた入札結果

	ドイツ実施	デンマーク実施
実施日	2016/11/23	2016/12/8
方式	Uniform-Pricing	Uniform-Pricing
入札量	ドイツ・デンマーク設備:50MW	デンマーク設備:20MW ドイツ設備:内2.4MW
応札件数	ドイツ26件(143MW) デンマーク17件(154MW)	ドイツ0件 デンマーク36件(79.45MW)
応札額	5.38 ct/kWh - 10.00 ct/kWh	不明
落札件数	ドイツ0件、デンマーク5件(50MW)	ドイツ0件、デンマーク9件 (21.6MW)
落札額	5.38 ct/kWh	12.89 øre/kWh
その他	全て、デンマークの設備が落札(5件とも設備容量10.MW、農地設置)。デンマークでは、利用地の制限がないため、有利だったとみられる。(現在、ドイツでは、農地利用は認められていない。但し、自然環境の悪い農地は年間10件まで可。)	ドイツの設備の入札参加なし(1kr(クローネ)=100 øre(オーレ)、1kr=16.2円(2017年1月現在))

出所) BMWi, "Öffnung des EEG für Strom aus anderen EU-Mitgliedstaaten im Rahmen der Pilot-Ausschreibung für Photovoltaik Freiflächenanlagen", 2016、BnetzA, "Ergebnisse der geöffneten Ausschreibung für Solaranlagen mit dem Königreich Dänemark vom 23. November 2016", 2016、BnetzA ウェブサイト、Danish Energy Agency ウェブサイトより作成

d. EEG 2017 に基づく太陽光発電設備の初回入札結果

2017年2月1日、EEG 2017 に基づく設備容量750kWを超える太陽光発電設備を対象とした初回の入札が実施された。落札平均は6.87 ct/kWhで、2016年12月に実施された地上設置型のパイロット入札の落札平均6.90 ct/kWhを下回る結果となった。

今回、新たに入札の対象となった主なカテゴリーは、屋根上・建物内・壁面の設備と、そ

の他の建造設備（ゴミ処理場等）である。その他の建造設備による応札は 26 件、落札は 9 件あったが、建物内・屋根上・壁面の設備による応札は 0 件だった。また、自然環境条件の悪い地域の耕地は、EEG2017 に関連した州の指令がまだ未制定のため、対象外とされた。

表 1-24 EEG2017 に基づき実施された太陽光発電設備の入札結果

	第 1 回目
締切日	2017/2/1
入札量	200MW
参加件数(容量)	97 件(488MW)
書類不備等による失格件数	9 件(27MW)
応札価格	6.00 – 8.86ct/kWh (平均 6.87 ct/kWh)
落札件数	38 件(200MW)
落札価格	6.00- 6.75ct/kWh (平均 6.58ct/kWh)
支援水準上限額	8.91ct/kWh

出所) BnetzA, “Hintergrundpapier Ergebnisse der EEG Ausschreibung für Solaranlagen vom 01. Februar 2017”, 2017 より作成

表 1-25 設置場所の種類別の入札参加状況

設置場所の種類	応札件数	応札量(MW)	落札件数
転用地(元産業・交通・住宅・軍用地)	33	185,172	16
高速道路・鉄道沿線	28	137,858	11
その他建造設備(主に、ゴミ処理場)	26	125,048	9
国有地	1	2,800	0
自然環境条件の悪い地域の耕地	1	3,341	対象外
建設法典第 38 条の規定による計画確定手続きを実施した土地	1	5,500	1
2003/8/31 以前に土地詳細計画が作成され、以後未変更の土地	2	4,201	0
2010/1/1 以前に商業・工業地に指定されていた土地	5	24,296	1
屋根上・建物内・壁面	0	0	—

注) 建物内、屋根上、壁面以外は、全て地上設置型の設置場所

出所) BnetzA, “Hintergrundpapier Ergebnisse der EEG Ausschreibung für Solaranlagen vom 01. Februar 2017”, 2017 より作成

2) FIP /FIT

入札制度対象外の新規小型設備、プロトタイプは、引き続き、市場プレミアム制度（Feed-in Premium : FIP）、及び、固定価格買取制度（Feed-in Tariff : FIT）による支援を受けることができる。但し、FIT を選択できるのは、100kW 以下の設備のみである。また、FIT を選択した場合、太陽光・陸上風力・洋上風力は 0.4ct/kWh、水力・バイオマス・地熱等は 0.2ct/kWh、FIP の支援水準から減額される。再生可能エネルギーの種類に関わらず、支援期間は、以前同様、20 年である。

以下に、EEG 2017 に基づき 2017 年 1 月 1 日より適用された FIP の支援水準を示す。支援水準は、稼働開始時期に応じて逡減する。

バイオマス、洋上風力、水力、地熱、埋立地・下水・鉱山ガスには、予め規定された逡減率を適用する。例えば、バイオマスの場合、支援水準が年 2 回 0.5% ずつ逡減する。太陽光、陸上風力の場合、以前同様、過去の導入量に応じて、逡減率が四半期毎に自動的に調整される。直近 6 カ月の導入量が多い程、支援水準の逡減率が引き上げられる仕組みである。

① 太陽光

750kW 以下の新規設備が対象である。支援の逡減率については、直近 6 カ月の導入量に応じて、2017 年 2 月 1 日、5 月 1 日、8 月 1 日、11 月 1 日に、自動的に向こう三ヶ月について毎月の逡減率が決まる。一例を挙げると、2016 年 7 月～12 月の 6 か月間に、1,012.599MW の太陽光発電設備が導入された。直近 1 年の導入量相当に換算するために、2 を掛けて、2,025.197MW。よって、下表のとおり、2017 年 2～4 月の毎月の逡減率は 0% となる。

表 1-26 太陽光の FIP/FIT による支援水準と逡減率

設備の種類	設備容量	支援水準(ct/kWh)
居住用建物の中・屋上、防音壁以外	750kW 以下	8.91
居住用建物の中・屋上、防音壁	10kW 以下	12.70
	40 kW 以下	12.36
	750kW 以下	11.09

年間総導入量(直近 6 カ月の導入量 × 2)	毎月の逡減・逡増率
7,500MW 超	-2.80%
6,500~7,500MW	-2.50%
5,500~6,500MW	-2.20%
4,500~5,500MW	-1.80%
3,500~4,500MW	-1.40%
2,500~3,500MW	-1.00%
2,300~2,500MW	-0.50%
2,100~2,300MW	-0.25%
1,700~2,100MW	0%
1,300~1,700MW	+1.50%
1,300MW 以下	+3.00%

出所) ”EEG 2017”より作成

② 陸上風力

FIP/FIT の対象となるのは以下の設備である。

- ✓ 750kW 以下の新規設備
- ✓ プロトタイプ（年間 125MW 以内）
- ✓ 経過措置として、2016 年末までに汚染防止法（BImSchG）に基づく認可を得、2017 年 1 月末までに連邦ネットワーク庁の登録簿に登録し、2018 年末までに稼働開始する設備

経過措置に該当しない設備（2019 年以降に稼働開始する 750kW 以下の新規設備、プロトタイプ）には、入札と同様、20 年間、一律の価格で支援する。支援水準は、一昨年前に実施した各入札の最高落札価格の平均である。

経過措置に該当する設備には、2000 年の EEG 制定時から導入されている、二段階の支援を適用する。稼働開始から最初の 5 年の支援は、高額に設定されている。また、風況の悪い場所に設置された設備には、以前同様、高額の支援期間を延長する仕組みも適用する。

2018 年末までに稼働する設備への支援水準は、入札移行前に駆け込みの建設を防ぐため、2017 年 3 月 1 日～8 月 1 日に、毎月 1.05% ずつ逡減する。それ以降は、太陽光と同様の仕組みで、2017 年 10 月 1 日、2018 年 1 月 1 日、4 月 1 日、7 月 1 日、10 月 1 日に、6～17 カ月前の 1 年間の総導入量に応じて、支援水準が逡減する。但し、太陽光と異なり、毎月ではなく、四半期ごとに逡減する。

表 1-27 2018 年末までに稼働開始する陸上風力の FIP/FIT による支援水準と逡減率

対象期間	支援水準(ct/kWh)
稼働開始から 5 年間	8.38
以降、残りの期間	4.66

直近 1 年の総導入量	四半期ごとの逡減・逡増率
3,500MW 超	-2.4%
3,300~3,500MW	-1.2%
3,100~3,300MW	-1.0%
2,900~3,100MW	-0.8%
2,700~2,900MW	-0.6%
2,500~2,700MW	-0.5%
2,400~2,500MW	-0.4%
2,200~2,400MW	-0.3%
2,000~2,200MW	-0.2%
1,800~2,000MW	0%
1,600~1,800MW	+0.2%
1,600MW 以下	+0.4%
特別措置(2017 年 3~8 月)	毎月 1.05%逡減

出所) ”EEG 2017”より作成

③ 洋上風力

FIP/FIT の対象となるのは、以下の設備である。

- ✓ プロトタイプ（年間 50MW 以内）
- ✓ 経過措置として、2016 年末までに系統接続許可を得、もしくは接続容量を割り当てられ、2020 年末までに稼働開始する設備

2021 年以降に稼働開始するプロトタイプの支援は以下の通りである。逡減率についての規定は今のところない。

表 1-28 2021 年以降に稼働する洋上風力プロトタイプの FIP/FIT による支援水準

プロトタイプの稼働開始時期	支援水準
2021 年～2025 年末に稼働開始する設備	12 ct/kWh
2026 年以降に稼働開始する設備	2018/4/1 の入札における最低落札価格

出所) "WindSeeG", 2017 より作成

2020 年末までに稼働開始する設備への支援は、EEG2014 までの陸上風力同様、二段階構造で、稼働まもない期間の支援を高額に設定している。最初の 12 年間の支援は、12 海里を 1 海里超えるごとに 0.5 カ月ずつ、水深 20 メートルを 1 メートル超えるごとに 1.7 カ月ずつ延長される。また、2019 年末までに稼働する設備は、稼働開始から 8 年間 19.40 ct/kWh、以降 3.90 (ct/kWh) の支援を選択することも可能である。

逡減率については、2018 年、2019 年に、0.50ct/kWh (19.40ct/kWh の支援の場合、1.00ct/kWh) ずつ逡減し、2020 年に 1.00 ct/kWh 逡減する。

表 1-29 2020 年末までに稼働開始する洋上風力の FIP/FIT による支援水準と逡減率

支援水準	稼働開始から 12 年間 (もしくは 8 年間)	15.40 ct/kWh (19.40 ct/kWh)
	以降	3.90 ct/kWh
年間逡減率	2018、2019 年 (19.40 ct/kWh の支援)	0.50 ct/kWh 逡減 (1.00 ct/kWh 逡減)
	2020 年	1.00 ct/kWh 逡減

出所) "EEG 2017"より作成

④ バイオマス

FIP/FIT の対象となるのは、以下の設備である。

- ✓ 150kW 以下の新規設備
- ✓ 経過措置として、2016 年末までに汚染防止法、連邦法、建築法のいずれかの認可を得、2018 年までに稼働開始する 20MW 以下の設備

バイオマスの支援水準は以下の通りである。また、支援水準は、年 2 回 (4 月 1 日、10 月 1 日) に 0.5% ずつ逡減する。

表 1-30 バイオマスの FIP/FIT による支援水準

	設備容量	支援水準 (ct/kWh)
バイオマス	150kW 以下	13.32
	500 kW 以下	11.49
	5MW 以下	10.29
	20MW 以下	5.71
有機廃棄物の発酵	500kW 以下	14.88
	20MW 以下	13.05
家畜ふん尿の発酵	75kW 以下	23.14

出所) ”EEG 2017”より作成

⑤ 水力

水力の支援水準は以下の通りである。支援水準は、2018年1月1日以降、毎年0.5%ずつ逡減する。

表 1-31 水力の FIP/FIT による支援水準

設備容量	支援水準 (ct/kWh)
500 kW 以下	12.40
2MW 以下	8.17
5MW 以下	6.25
10MW 以下	5.48
20MW 以下	5.29
50MW 以下	4.24
50MW 超	3.47

出所) ”EEG 2017”より作成

⑥ 地熱

地熱の支援水準は、設備規模に関係なく、一律 25.20 ct/kWh である。支援水準は、2021年1月1日以降、毎年5%ずつ逡減する。

⑦ 埋立地・下水・鉱山ガス

埋立地・下水・鉱山ガスの支援水準は以下の通りである。支援水準は、2018年1月1日以降、毎年1.5%ずつ逡減する。

表 1-32 埋立地・下水・鉱山ガスの FIP/FIT による支援水準

	設備容量	支援水準(ct/kWh)
埋立地ガス	500kW 以下	8.17
	5MW 以下	5.66
下水ガス	500 kW 以下	6.49
	5MW 以下	5.66
鉱山ガス	1MW 以下	6.54
	5MW 以下	4.17
	5MW 超	3.69

出所) ”EEG 2017”より作成

3) 系統の増強状況に応じた再生可能エネルギーの拡大導入

現在、ドイツでは、系統混雑が頻繁に発生している。その原因は、自動車産業等の需要地が南部にあるが、脱原子力政策により、南部の原子力発電所が閉鎖したこと、また、近年、北部を中心に、導入目標を上回る風力設備が建設されたこと、北部から南部に送電するための系統の建設が遅延していることにある。そのため、系統の増強状況に合わせて、再生可能エネルギーを導入するよう、以下の3つの措置を実施する。

① 出力抑制される再生可能エネルギー電力を熱分野に利用する

連邦ネットワーク庁 (BnetzA) により規定された系統混雑が多く発生する「系統拡張地域」において、出力抑制される再生可能エネルギー電力を熱分野に使用するよう、送電事業者は、合計 2GW のコージェネレーション (CHP) と契約できる。2GW に達しない場合は、他の技術との契約も可能にする指令の制定を提案できる。(エネルギー事業法第 13 条の追記・変更)

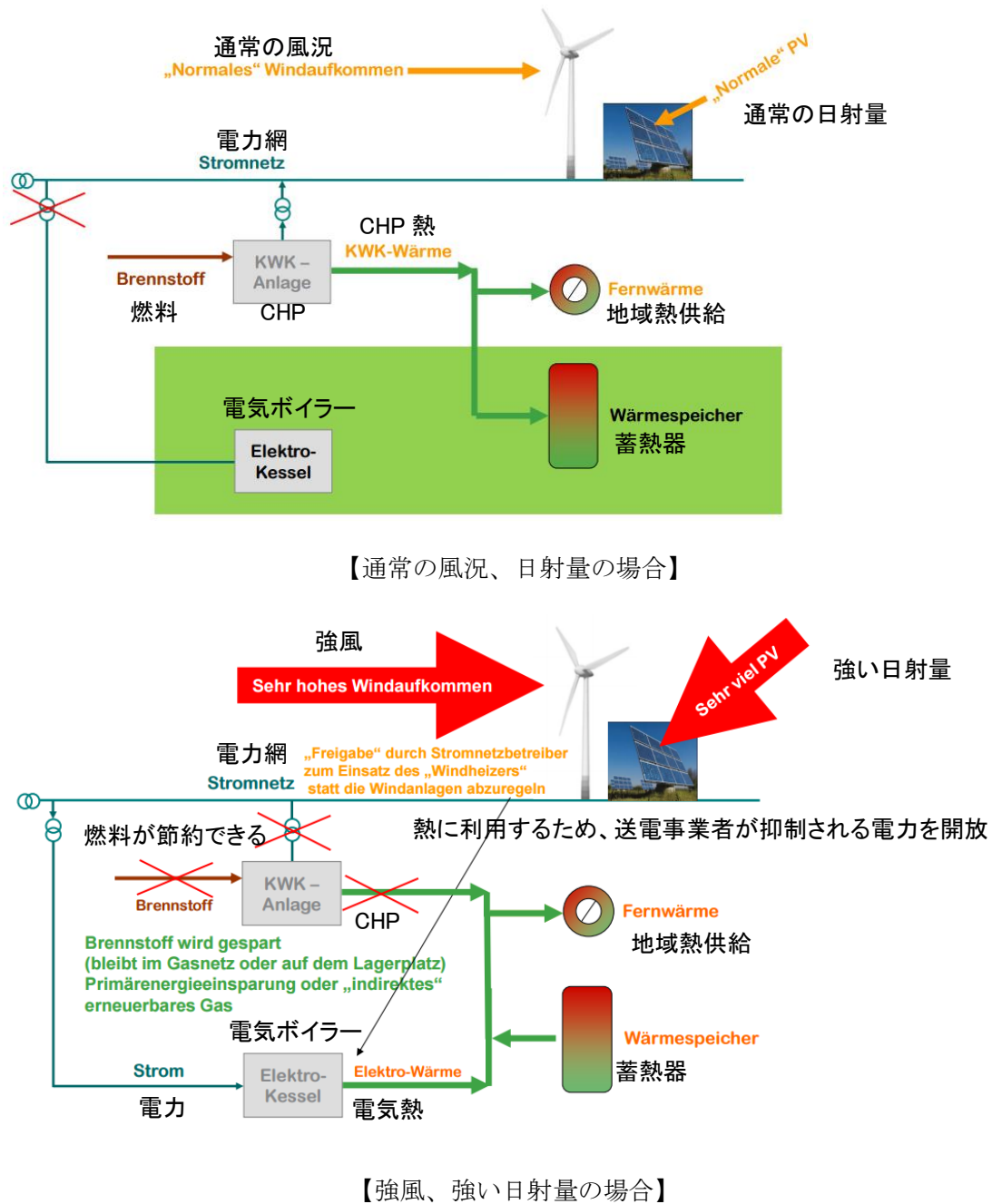


図 1-85 出力抑制される再生可能エネルギー電力の熱分野への利用方法

出所) Vattenfall Europe Wärme AG, “Integration Erneuerbarer Energien in das Strom-Wärme-System”, 2015

② 系統増強地域における陸上風力の建設を制限する

連邦ネットワーク庁 (BnetzA) は、EEG2017 において付与された制定権限により、「系統増強地域指令」を定めた。図 1-87 に示す通り、「系統増強地域」では、陸上風力の年間導入量を、その地域の 2013 年～2015 年の年間導入平均の 58%にあたる 902MW 以内に制限し、系統混雑の緩和を図る。再生可能エネルギーの出力抑制に対する損失補償の規定は変更なし。

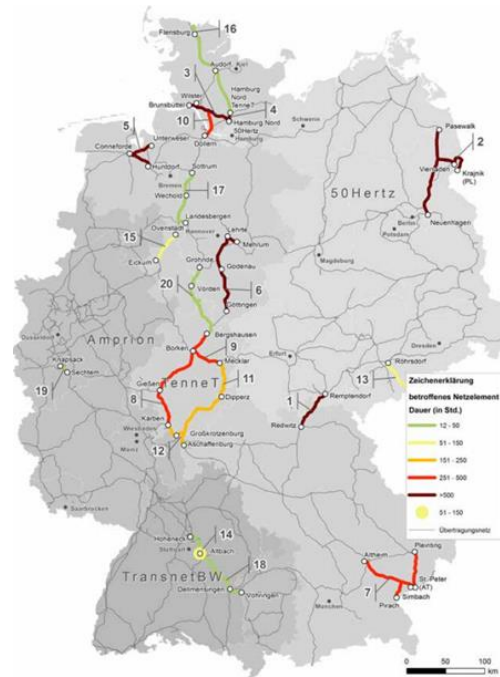


図 1-86 系統混雑解消のための再給電措置が実施された系統 (2015 年)
出所) BnetzA, “Monitoring Bericht 2016”, 2016



図 1-87 陸上風力の導入を制限する「系統増強地域」
 出所) BnetzA ウェブサイト,
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Netzausbaugebiete/NetzausbauGV_node.html, 2017 年 2 月 21 日取得

③ 洋上風力の導入量と導入地域を管理する

表 1-33 洋上風力の年別導入計画

年	導入量	導入地域
2021 年	500MW/年	バルト海のみ
2022 年	500MW/年	バルト海と北海
2023～2025 年	700MW/年	バルト海と北海
2026 年以降	840MW/年	バルト海と北海

出所) BMWi, “EEG-Novelle 2017”, 2016 より作成

(3) 中・長期的な気候変動対策

1) 気候保護計画 2050 (Klimaschutzplan 2050)

a. 概要

2016年11月14日、連邦政府は「気候保護計画 2050 (Klimaschutzplan 2050)」を採択した。これは、気候変動政策の長期的な方針を定めるため、環境・自然保護・建築・原子力安全省 (BMUB) が管轄となって、2015年より策定を進めてきたものである。

エネルギー産業、建物、産業・商工業、交通、農業・土地利用という5つの部門に対して、州、自治体、関連団体、国民が、対話プロセスを通じて提案を行い、専門家の分析・シナリオ評価をベースに草案が作成された。

草案は、経済・エネルギー省 (BMWi)、交通省 (BMVI)、農業省 (BMEL) の反対に合い、数か月かけて大幅に変更された後、採択された。

連邦政府は、2010年の「エネルギーコンセプト」で、2050年までに温室効果ガス排出量を1990年比80から95%削減することを定めており、「気候保護計画 2050」の中では、それを達成するために必要な、各部門の2050年のビジョン、また、中間地点である2030年に向けたマイルストーンと措置について記載している。

この計画は、テクノロジーニュートラルとオープンイノベーションによって、ドイツの競争力を維持することに焦点を置いている。内容は、状況に応じて継続的にアップデートされる。

また、初めて、2030年の温室効果ガスの具体的な削減目標についても合意した。今後、影響評価を行い、2018年に最初の措置プログラムを決定し具体化していく。

表 1-34 各部門における2030年の温室効果ガス削減目標

	GHG 排出量 (1990年) ^(注)	GHG 排出量 (2014年) ^(注)	GHG 排出量目 標(2030年) ^(注)	GHG 削減率 (1990年比)
エネルギー産業	466	358	175 - 183	61 - 62%
建物	209	119	70 - 72	66 - 67%
交通	163	160	95 - 98	40 - 42%
産業	283	181	140 - 143	49 - 51%
農業	88	72	58 - 61	31 - 34%
その他	39	12	5	87%
合計	1248	902	543 - 562	55 - 56%

注) 単位=百万CO₂換算トン

出所) Bundesregierung, "Klimaschutzplan 2050", 2016より作成

b. エネルギー産業部門

① 2050年のビジョン

再生可能エネルギーが、今後、重要な一次エネルギー源となる。全ての部門で、徹底した省エネルギー (Efficiency First) を行い、残りの需要については、再生可能エネルギー、もし

くは、再生可能エネルギー由来の電力で賄う。2030年以降は、交通部門や建物の熱供給の電化により、今日よりも電力需要が増えると予想される。長期的には、再生可能エネルギーがほぼ全ての発電を担う。安定供給を確保しつつ、再生可能エネルギーをベースにした電力供給に転換することは、技術的に実行可能である。バイオマスについては、主に廃棄物由来のものを、熱源として使用する。

転換期には、CO2排出の少ない天然ガス発電所と既存の最新の石炭(褐炭)火力発電所が、暫定的に重要な役割を担う。特に、電力市場向けのコージェネレーションは、太陽光・風力発電の出力に応じで、柔軟に対応できる。

気候保護目標は、石炭・褐炭火力発電を段階的に減らしていくことでのみで達成できる。しかし、褐炭産業からの段階的な撤退について具体的に決定する前に、該当地域の将来の具体的な見通しを確立させる必要がある。

連邦政府は、「成長、構造転換、地域開発」委員会を設置し、2018年より始動させる。委員会は、構造転換をサポートするための、経済的發展、構造転換、社会的容認、気候保護をもたらす手段を組み合わせる。

世界的に見ても、今日の再生可能エネルギーに対する投資は、化石燃料火力発電所に対する投資を大幅に上回っている。特に、エネルギー産業で、温室効果ガスを最も多く排出している石炭・褐炭火力発電所には、新設計画の頓挫、投資からの撤退等、転換期の兆しが見える。連邦政府も、国際協力において、石炭火力発電所の新設と既に廃止された石炭火力発電所の改修への支援をほぼ提供していない。(近代化は例外。)

② 2030年におけるマイルストーンと措置

連邦政府の決定したエネルギー産業における主な国内措置は、再生可能エネルギー・コージェネレーションの導入拡大、電力網の拡張、電力市場法で導入された褐炭火力の容量リザーブである。また、「省エネ国家行動計画 (NAPE)」で省エネを促進する。ヨーロッパレベルでは、排出量取引が重要である。

表 1-35 エネルギー産業部門における措置

措置	内容
「グリーンブック 省エネ (Grünbuch Energieeffizienz)」	連邦経済・エネルギー省発行の「グリーンブック 省エネ」で、今後の省エネ戦略について、現在、検討中。
再生可能エネルギーの導入拡大	競争入札による再生可能エネルギーへの支援と導入量管理。システムの増強。事業者の多様性の確保。
「2030年の電力 (Strom 2030)」	連邦経済・エネルギー省発行の「2030年の電力」で、今後のエネルギーシステムを検討中。省エネ、再生可能エネルギーの直接利用(太陽熱、地熱)、再生可能エネルギー由来の電力の熱・交通・産業分野における効率的利用が重要。
部門連携の推進	熱、交通部門との連携。
再生可能エネルギーの支援資金となる租税公課の改革	再生可能エネルギーを供給するための資金負担を改善し、再生可能エネルギー発電電力の競争力を強化。
研究・開発支援	再生可能エネルギー技術、電力網、蓄電、部門連携の技術 (Power to Gas, Power to Liquid 等)、省エネ技術への支援を増やす。
「成長、構造転換、地域開発」委	委員会は、2018年より始動し、転換により影響を受け

措置	内容
委員会設置	る分野や地域をサポートするよう、経済的発展、構造転換、社会的容認、気候保護を一緒にもたらしことのできる手段を開発する。
排出量取引制度(EU-ETS)の強化	ヨーロッパレベルでの主要な気候変動策

出所) Bundesregierung, "Klimaschutzplan 2050", 2016 より作成

c. 建物部門

気候ニュートラルな建物基準にする計画が収められている。主に、包括的な近代化により、新設・既存建物のエネルギー基準を段階的に改善する。また、再生可能エネルギーを利用した暖房システムを推進する。

d. モビリティ（交通）部門

乗用車・商用車における、温室効果ガス排出のない動力エネルギーの供給、そのために必要なインフラストラクチュア、部門連携の課題に取り組む。

また、近距離公共交通と鉄道交通、自転車・歩行による交通を支援する。

e. 産業・経済部門

連邦政府は、産業界とともに、今まで回避不可だった生産工程での排出を削減するための研究・開発・市場導入プログラムに取り組む。例えば、CO2 回収・利用（CCU）等。

f. 農業部門

連邦政府は、過剰な肥料使用による一酸化二窒素の排出を削減する。肥料に関する指令を制定し、2028 年から 2032 年の間に 70kg 窒素/Ha を達成する。また、2021 年までに、反芻動物からの排出を削減する包括的戦略を作成する。

g. 土地利用・林業部門

土地利用・林業部門には、目標値は設定されていないが、森林の炭素吸収量の保持と向上が重要である。よって、ドイツの森林面積の拡大に尽力する。また、連邦と州の共同課題「農業構造及び海岸保全の改善（GAK）」の「森林」支援で、気候保護を考慮するよう連邦政府は努めている¹¹⁷。

(4) 今後の課題

ドイツは、2000 年に再生可能エネルギー法（EEG）を制定し、固定価格買取制度（FIT）のもと、再生可能エネルギーの導入を急速に増やしてきた。その結果、2016 年の総消費電

¹¹⁷参照) Bundesregierung, "Klimaschutzplan 2050", 2016

力量に占める再生可能エネルギーの割合は、32.6%にまで成長した。

脱原子力政策を進めるドイツで、再生可能エネルギーが市民の支持を得る一方、支援にかかる費用が増大し、賦課金を通して、需要家の負担が急増した。

そのため、2014年の EEG 改正では、再生可能エネルギーの種別に導入目標を定めて、導入量を管理した。また、新規設備には、FIT でなく、卸市場に電力を直接販売する市場プレミアム制度 (FIP) を義務付け、試験的な入札も実施し、市場への統合を推進した。EEG 2017 では、風力、太陽光、バイオマスに入札制度を導入し、費用効率の改善に取り組んでいく。

また、近年において、陸上風力の導入が進んだために、一部地域で系統混雑が頻繁に発生しており、国内だけでなく、近隣国にまで影響を与えている。

そのため、EEG 2017 では、入札制度を通して、導入量や導入地域をより細かく管理していく。また、出力抑制されている風力電力を、熱源としてコージェネレーションで利用する新たな試みを実施する。

以下に、普及拡大にあたっての課題と対応方針を整理する。

- ✓ 再生可能エネルギーの導入量の管理
入札制度を通して、導入量を細かく管理し、かかる費用を制限する。但し、入札制度で落札した設備が、実際に建設されるかどうかを注視していく必要がある。
- ✓ 費用効率の改善
入札制度を通じて、費用効率のよいプロジェクトのみが実現される。
- ✓ 系統混雑の緩和
主に、北部の風力発電設備により、頻繁に系統混雑が起こっており、その対策費用(再給電措置、抑制された再生可能エネルギーへの賠償費用)も増大している。入札制度を通じて、導入量と導入地域を管理して、混雑の緩和を図る。また、出力抑制される再生可能エネルギー電力を、熱源としてコージェネレーションで利用する措置を新たに導入する。
- ✓ 系統の増強
系統の増強と再生可能エネルギーの導入をシンクロさせていく。南北の送電線建設については、一部を地下ケーブルにすることでバイエルン州の了承を得、実施可能か試験中。

1.2.2 英国

(1) 政策の概観

英国では、気候変動対策として 2008 年に施行された Climate Change Act において、温室効果ガスを 2050 年までに 1990 年比 80% とする削減目標を掲げている。この目標を達成するために、英国政府は 2009 年に The UK Low Carbon Transition Plan を、2011 年に The Carbon Plan: Delivering our low carbon future を策定した。すべての省庁が一丸となって排出削減に取り組むこと、そのために各省庁が排出削減のための予算を確保することが求められている（図 1-88）。

セクター別では、排出量の多い電力及び重工業における排出削減に力点を置いている。特に電力部門では、①原子力、②再生可能エネルギー、③CCS 付帯火力、の 3 つの低炭素電力を導入促進し、その一方で老朽火力はバックアップ電源として位置付けている。

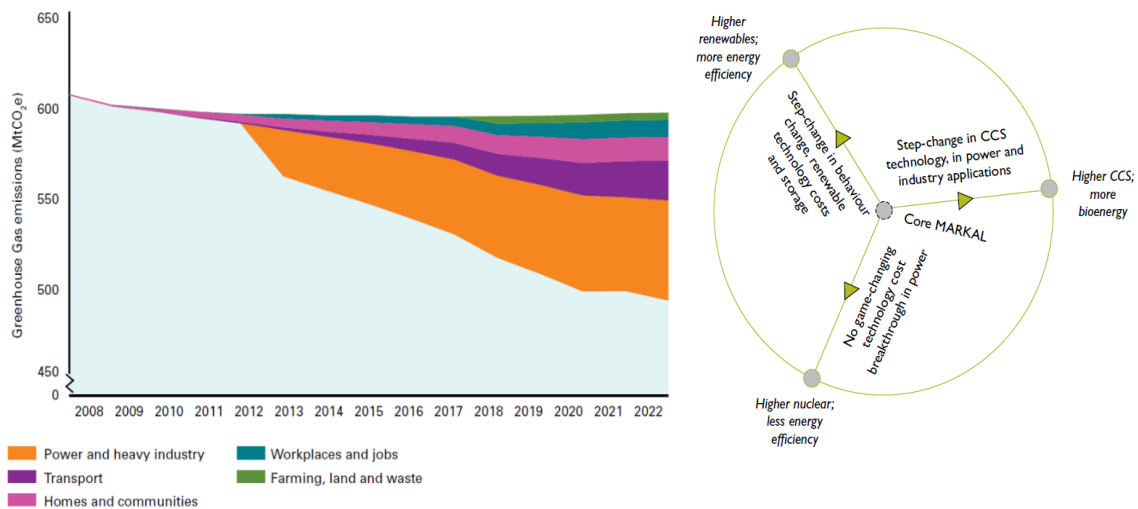


図 1-88 英国の GHG 排出削減計画及び低炭素電力導入促進

出所) UK government, “The UK Low Carbon Transition Plan”, 2009

UK government, “The Carbon Plan: Delivering our low carbon future”, 2011

再生可能エネルギーについては、2009 年の EU 指令に基づき、同年の 2009 年に策定した National Renewable Energy Action Plan にて、2020 年までに最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合を 15% と設定した（図 1-89）。

再生可能エネルギー導入の推移と将来目標を図 1-90 に示す。風力が主要な再生可能エネルギーとなっており、2020 年時点では総容量 38,210MW の 4 分の 3 を占め、バイオマス、太陽光がそれに続くが見込まれている。太陽光は 2015 年頃からの増加が著しい。2020 年には更に新規の再生可能エネルギー電源として潮力、波力が加わっている。英国北部のスコットランド地域は、これら海洋エネルギーの導入及び研究開発の先進地域として世界から注目されている。

再生可能エネルギー導入目標の部門別内訳を見ると、電力、熱、運輸の各部門でそれぞれ 49%、30%、21% を占める（図 1-91）。各部門における再生可能エネルギーの割合を見ると、電力部門の 30% が再生可能エネルギーであり、同様に熱部門の 12%、運輸部門の 10% がそ

れぞれ再生可能エネルギーである。

英国政府は電力市場の規制緩和を進め、その一環として2013年に電力市場改革実施計画 (Electricity Market Reform Delivery Plan) を公表しており、再生可能エネルギーの種類別の導入見通しを提示している。陸上風力、洋上風力、太陽光が上位を占めている (表 1-36)。

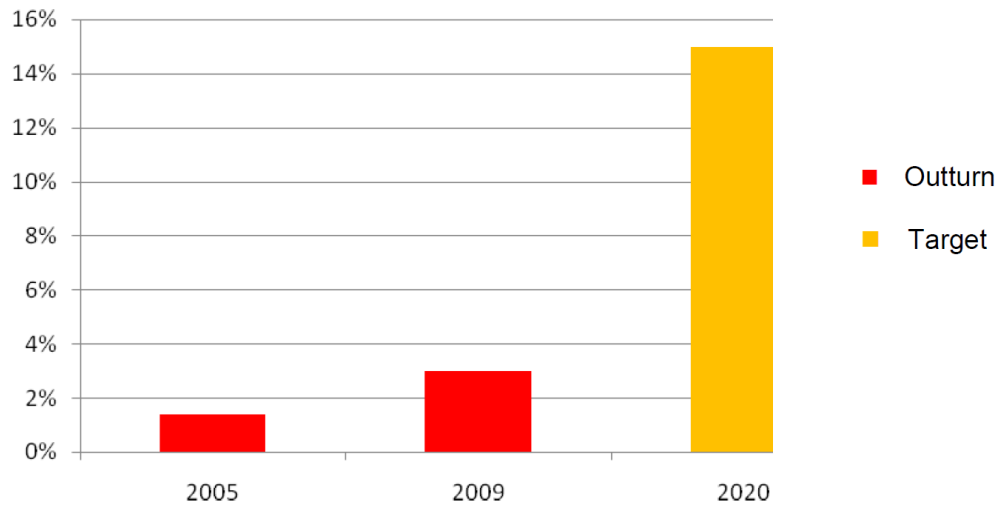


図 1-89 英国の再生可能エネルギーの導入目標

出所) UK government, “National Renewable Energy Action Plan”, 2009

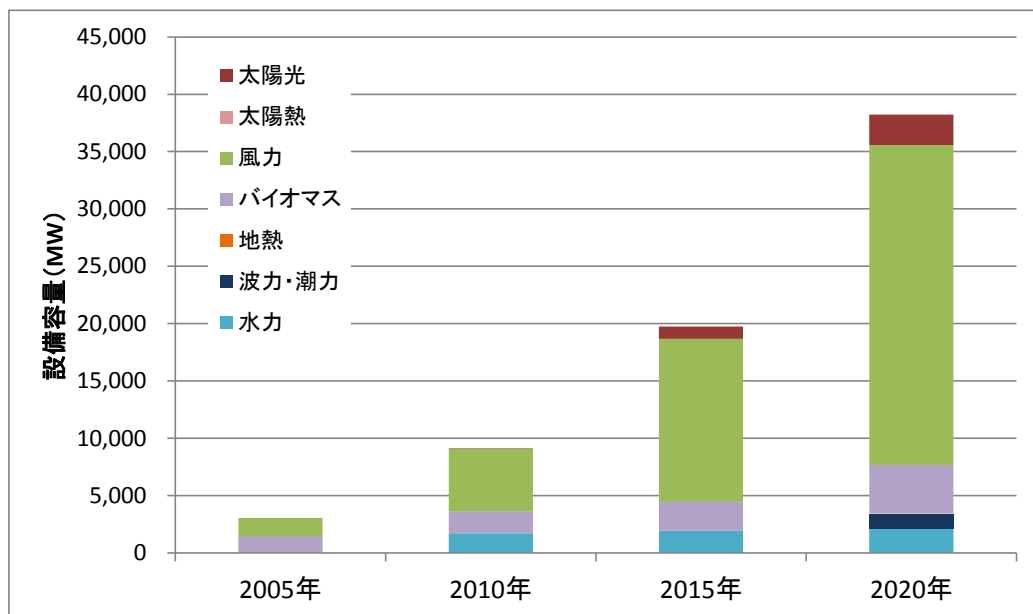


図 1-90 英国の再生可能エネルギー導入推移と目標

出所) UK government, “National Renewable Energy Action Plan”, 2009

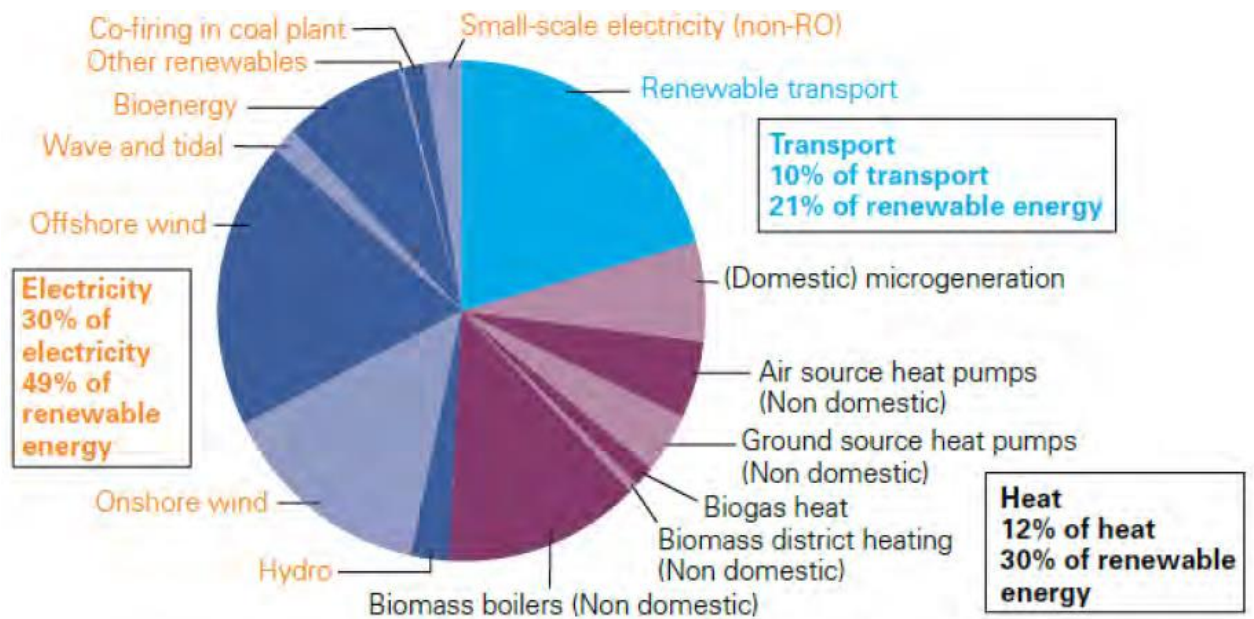


図 1-91 英国の 2020 年再生可能エネルギー導入目標の部門別内訳

出所) UK government, “National Renewable Energy Action Plan”, 2009

表 1-36 英国の 2020 年再生可能エネルギー導入目標のエネルギー種類別内訳
単位 : GW

Technology	2020
Advanced Conversion Technologies (with or without CHP)	c.0.2-0.3
Anaerobic Digestion (with or without CHP) (>5 MW)	c.0.3-0.4
Biomass Conversion	1.7 – 3.4
Dedicated Biomass (with CHP)	c. 0.3-0.6
Energy from Waste (with CHP)	c. 0.4
Geothermal (with or without CHP)	< 0.1
Hydro (>5 MW)	c. 1.7
Landfill Gas	c. 0.9
Offshore Wind ³⁹	8 – 15
Onshore Wind (>5 MW)	11-13
Sewage Gas	c. 0.2
Large-Scale Solar Photo-Voltaic (>5 MW)	2.4 – 4
Tidal Stream	c. 0.1
Wave	

出所) UK government, “Electricity Market Reform Delivery Plan”, 2013

英国では図 1-92 に示すように、再生可能エネルギーの導入支援制度として 2002 年度から RO (Renewable Obligation) 制度を導入した。発電事業者に対して、販売電力量の一定割合 (RO 義務量) について、再エネ発電事業者から再エネ証書 (ROC: Renewable Obligation

Certification) の購入を義務付けた制度である。

RO は制度が複雑であること等の理由により、小規模電源の導入が進まなかった。そこで英国政府は、小規模再生可能エネルギーを奨励するために、2010 年度から FIT(Feed in Tariff) 制度を導入した。FIT の適用対象は設備容量が 5MW 未満の再生可能エネルギー設備である。50kW 以上 5MW 未満の設備は RO と FIT の選択制となっている。

また、RO 及び FIT により英国では再生可能エネルギーの導入が順調に伸びている一方で、再生可能エネルギー導入による国民負担が増大している点が課題となっている。この問題点を克服するために、RO の後継となる制度として 2013 年より市場メカニズムが働く CfD(Contact for Diffrence、差額決済契約)を導入し、主要な促進政策に位置付けている。

移行措置として 2027 年までは RO と CfD が併存する形を取っている。そのうち 2017 年までに運開する設備については RO と CfD のいずれかを選択することが可能であり、2017 年には RO が廃止されるため、それ以降の新規設備には CfD が適用される。

英国政府は 2013 年に電力市場改革の実施を盛り込んだエネルギー法 (Energy Act) を制定した。そこでは上記の CfD に加えて、EPS (火力発電所に対する排出性能基準)、Capacity Market Mechanism (容量市場メカニズム)、CPF (CO2 排出枠価格下限値) が導入された。

以上の再生可能エネルギー発電設備への支援制度と並行して、2011 年には、再生可能熱設備に対する世界初の FIT 制度として位置付けられる RHI(Renewable Heat Incentive、再生可能熱インセンティブ制度)が導入された。

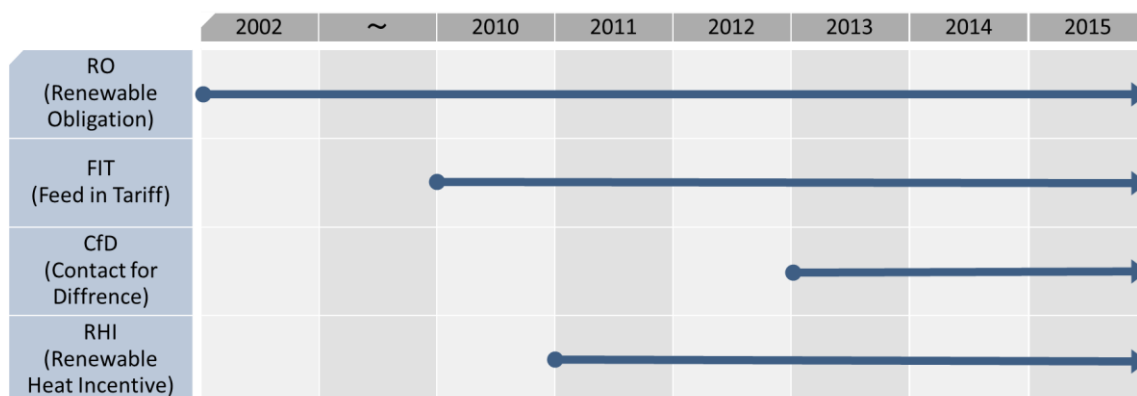


図 1-92 英国の主な再生可能エネルギー導入支援策の経緯

(2) 再生可能エネルギーへの支援施策

英国の再生可能エネルギーの主要な導入促進政策として、発電分野の CfD 及び FIT、熱利用分野の RHI の内容を以下に説明する。さらには、関連する火力発電関連の状況を以下に示す。

1) CfD(Contract for Diffrence、差額決済契約)

CfD は市場競争原理を導入し、RO や FIT 等と比較して制度コストを抑えることを狙いと

している。再生可能エネルギー発電事業者は、競争入札を通じた電力事業者との長期契約や電力市場での取引など、通常の市場ルートを通じて電力を販売することが求められる¹¹⁸。

CfD は、図 1-93 に示すように、政府が決定する基準価格 (Strike Price) と、日々変動する卸電力市場価格 (Reference Price) との差額を精算する方式である。この差額が再生可能エネルギー発電による環境価値に相当する。契約期間は 15 年間である。市場価格が基準価格を下回る場合は、再生可能エネルギー発電事業者はその差額を CfD 締結組織 (CfD Counterparty) から受け取ることができる (図 1-94)。その逆に、市場価格が基準価格を下回る場合には、超過分を CfD 締結組織に返還する。基準価格は競争入札により決定され、選定された再生可能エネルギー発電事業者へ CfD 締結が割り当てられる。なお、CfD 締結組織は系統運用事業者 (National Grid) であり、CfD の申請受付、資格審査、CfD 締結等の業務を担当する。参考まで、CfD と類似の制度として、ドイツ等で導入されている FIP (Feed in Premium) 制度がある。市場価格が基準価格を下回る際の差額を政府等が補助する仕組みは CfD と同様である。一方、市場価格が基準価格を上回る場合は、その差額を発電事業者が返還する必要がある点が FIP と異なる。

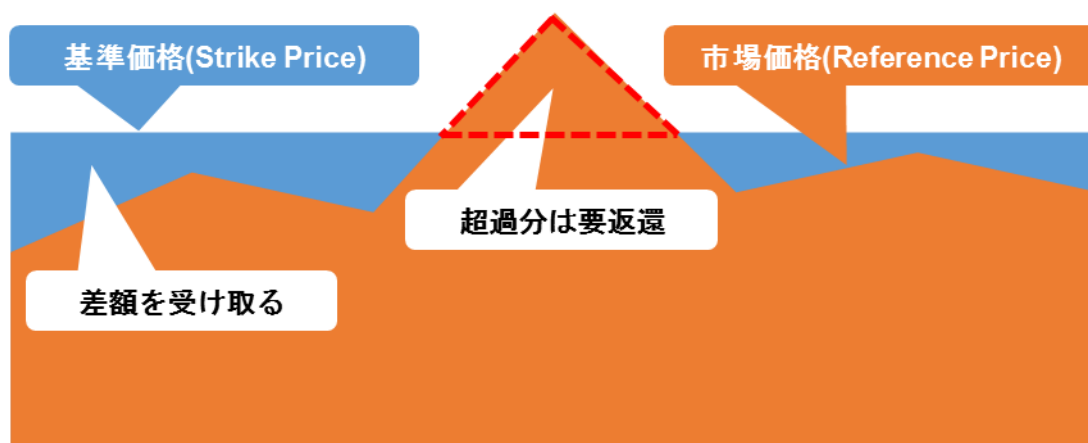


図 1-93 CfD のメカニズム

¹¹⁸日本エネルギー経済研究所、「海外における再生可能エネルギー政策等動向調査 諸外国における最新の再生可能エネルギー政策動向編」, 2016年2月

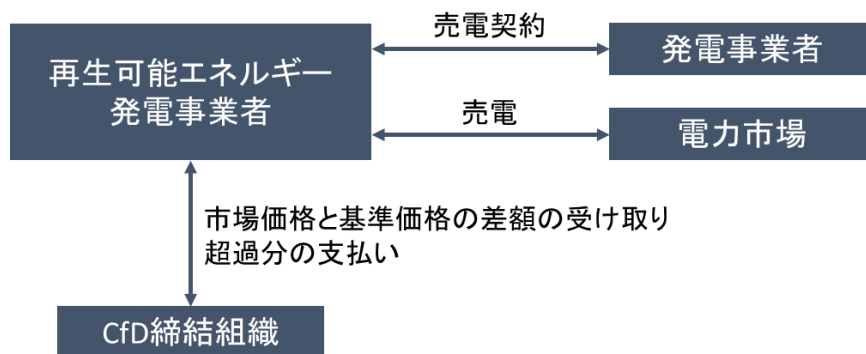


図 1-94 CfD の仕組み

CfD では対象とする再生可能エネルギーは、陸上風力や太陽光などの成熟技術と、洋上風力や波力、潮力などの非成熟技術に分類されている（表 1-37）。

表 1-37 CfD の対象となる再生可能エネルギーの種類

成熟技術	陸上風力(5MW 以上)、太陽光(5MW 以上)、廃棄物エネルギー(CHP 付)、水力(5MW~50MW)、埋立地ガス、下水ガス
非成熟技術	洋上風力、波力、潮力、先進的転換技術、嫌気性分解、特定バイオマス(CHP 付)、地熱

出所) UK government, “Implementing Electricity Market Reform”, 2014

送電系統運用者（Nationa Grid 社）による発電事業者への割当（Allocation）について、その第 1 回割当ラウンドが 2014 年 10 月に実施され、結果が 2015 年 2 月に公表された。第 2 回割当ラウンドは 2015 年 10 月に予定されていたもののキャンセルされた。さらに割当ラウンドを 2020 年までに合計 3 回実施することが 2015 年 11 月に発表された¹¹⁹。2016 年 5 月に割当ラウンドの諸条件に関する協議が行われて、2016 年 11 月には、第 2 回割当ラウンドへの申し込みが 2017 年 4 月に実施されることが公表された¹²⁰。

政府が定めた Strike Price の上限値と、第 1 回割当ラウンドの結果を表 1-38 に示す。

表 1-38 Strike Price の上限値と第 1 回割当ラウンドの結果（太陽光と風力）

再エネ種	Strike Price 上限値	Strike Price 第 1 回割当ラウンド結果(例)
大規模 太陽光	①120£/MWh (2014/15) ↓ ②115£/MWh (2016) ↓ ③110£/MWh (2017/18)	✓ Wick Farm Solar Park (2015/16 稼動開始) 50.00 £/MWh ✓ Carity Farm (2016/17 稼動開始) 79.23£/MWh ✓ Royston Solar Farm (2015/16 稼動開始) 50.00 £/MWh
陸上	①95£/MWh (2014/16)	✓ Dorenell Wind Farm (2018/19 稼動開始) 82.50

¹¹⁹ IEA ウェブサイト, <http://www.iea.org/policiesandmeasures/renewableenergy/?country=United%20Kingdom>, 2017 年 2 月 3 日取得

¹²⁰ ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）ウェブサイト, https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/566307/Draft_Budget_Notice_FINAL.pdf, 2017 年 2 月 3 日取得

風力	↓ ②90£/MWh (2017/18)	£/MWh ✓ Kype Muir Wind Farm (2018/19 稼動開始) 82.50 £/MWh
洋上 風力	①155£/MWh (2014/15) ↓ ②150£/MWh (2016) ↓ ③140£/MWh (2017/18)	✓ EA1 (2017/18 稼動開始) 119.89£/MWh ✓ Neart na Gaoithe (2018/19 稼動開始) 114.29£/MWh

出所) UK government, “Investing in Renewable Technologies: CfD contracts terms and strike prices”, 2013

UK government, “Contracts for Difference (CFD) Allocation Round One Outcome”, 2015

2) FIT(Feed in Tariff)

英国政府は小規模の再生可能エネルギー発電を奨励するために FIT を 2010 年 4 月に導入した。その後 2012 年に制度改定が行われた¹²¹。

FIT の適用対象となるエネルギー種、設備、買取期間を表 1-39 に示す。

表 1-39 FIT の対象となる再生可能エネルギー

エネルギー種	✓ 太陽光、風力、嫌気性消化、水力、マイクロコジェネ
設備	✓ 50kW 未満の設備 ✓ 2009 年 7 月 15 日以降に稼動開始した 50~5,000kW の設備 ✓ 対象は小規模発電設備であり、主な参加者は個人家庭、コミュニティを想定。 ✓ そのため信頼性の高い技術を対象として、未成熟な技術は対象外
買取期間	✓ 20 年間

出所) 東京海上日動リスクコンサルティング, 「海外における再生可能エネルギー政策等動向調査 再生可能電力分野の促進施策動向編」, 2016 年 2 月

3) RHI (Renewable Heat Incentive、再生可能熱インセンティブ制度)

英国では、再生可能熱の導入促進政策として、住宅と非住宅に対して、再生可能エネルギー熱設備で生成した熱量に応じて、長期間に渡り固定価格を支払う RHI (Renewable Heat Incentive、再生可能熱インセンティブ制度) を 2011 年に導入した。2011 年 11 月に非住宅部門、2014 年 4 月に住宅部門に導入された。RHI は、再生可能熱に対する世界初の FIT 制度として注目されている。

RHI の助成対象エネ種と助成単価を表 1-40 に示す。支払い期間は 20 年間である。

英国政府は 2015 年後半に、RHI を 2020/21 年まで延長することを発表した。RHI 向け予算を 2015/16 年の 4 億 3,000 万ポンドから、2020/21 年には 11 億 5,000 万ポンドにまで増加させる予定である。

¹²¹日本エネルギー経済研究所, 「海外における再生可能エネルギー政策等動向調査 諸外国における最新の再生可能エネルギー政策動向編」, 2016 年 2 月

表 1-40 RHI の助成対象エネ種と助成単価

<非住宅用>

エネルギー種	適格設備	適格規模	支援額
小型商業用バイオマス	固形バイオマス (固形廃棄物由来のバイオマス含む)	200kWh 未満	7.6p/kWh (Tier 1) 2.0p/kWh (Tier 2)
中型商業用バイオマス (2013年7月1日以降に認可された設備)		200kWh 以上 1MWth 未満	5.1p/kWh (Tier 1) 2.2p/kWh (Tier 2)
大型商業用バイオマス (2013年1月21日以降に認可された設備)		1MWth 以上	2.2p/kWh
固形バイオマス CHP システム (2013年12月4日以降に認定された設備)	固形バイオマス CHP システム	制限なし	4.1p/kWh
地中熱ヒートポンプ (2013年1月21日以降に認可された設備)	地中熱ヒートポンプ及び 水熱ヒートポンプ	制限なし	8.7p/kWh (Tier 1) 2.6p/kWh (Tier 2)
大気熱ヒートポンプ	大気熱ヒートポンプ	制限なし	2.5p/kWh
大深地熱	大深地熱	制限なし	5.0p/kWh
全ての太陽集熱設備 (2013年1月21日以降に認可された設備)	太陽集熱	制限なし	10.0p/kWh
バイオメタン燃焼	バイオメタンガス	制限なし	7.5p/kWh
小型バイオガス燃焼	バイオガス燃焼設備	200kWh 未満	7.5p/kWh
中型バイオガス燃焼		200kWh 以上 1MWth 未満	5.9p/kWh
大型バイオガス燃焼		1MWth 以上	2.2p/kWh

注) Tier 1 は設備稼働時間 1,314 時間までの熱量に対して支払われる価格を指し、Tier 2 は設備稼働時間 1,315 時間以降の熱量に対して支払われる価格である。

<住宅用>

再生可能エネルギー熱技術	単価
固定バイオマス	12.2p/kWh
大気熱ヒートポンプ	7.3p/kWh
地熱・水熱ヒートポンプ	18.8p/kWh
太陽熱パネル(給湯用平板または真空管)	19.2p/kWh

出所) 三菱総合研究所,「グリーンエネルギー熱に関する市場動向等に関する調査」,2015年2月

4) 火力発電関連

2013年から運用を開始した EPS (Emissions Performance Standard) にて、新設火力の CO2 排出基準値を 450g-CO2/kWh に規定した (表 1-41)。

また、既設火力については、英国政府は EU-ETS における炭素の取引価格が低迷し、低炭素技術への投資インセンティブが低いことを問題視して、2013年4月より炭素の下限価格 (CPF: Carbon Price Floor) を電力部門へ導入した。当初は CPF を約 16 £/t-CO2、2020年に 30 £/t-CO2、2030年に 70 £/t-CO2 とすることを目標とした。しかしながら、産業界が寄せられた競争力低下を懸念する声を反映させて、2016~2019年度までの課金水準を引き下げ、

最高 18 £/t-CO₂ に固定することとした。

なお、再生可能エネルギーの導入拡大等により火力発電の経済性が悪化し、供給量が不足した場合に対応する電力容量市場（Capacity Market）が 2014 年に導入された。電力供給が不足する際には、電気事業者が一定期間にわたり発電容量の供給を約束する制度である。

表 1-41 EPS の対象プラントと排出基準

対象プラント	<ul style="list-style-type: none">✓ 化石燃料またはガス化プラントで製造された燃料を使用する、50MW 以上の新設の化石燃料プラント✓ 完全な CCS システムを持つプラントは対象外<ul style="list-style-type: none">➢ 「完全な」とは、発電で発生する CO₂ の一部または全部の回収、回収された CO₂ の輸送、永遠の貯留を含む。➢ 対象外となる期間は、運転開始から 3 年後または 2027 年末の、いずれか早い日まで
排出性能基準 (EPS)	<ul style="list-style-type: none">✓ CCS の導入を前提に、排出基準を設定<ul style="list-style-type: none">➢ 基準値: 450g-CO₂/kWh (2044 年まで: 2013 年から 30 年程度の投資回収を想定して設定)

出所) 英国政府ウェブサイト, http://www.legislation.gov.uk/ukxi/2015/933/pdfs/ukxiem_20150933_en.pdf, 2017 年 2 月 3 日取得

1.2.3 スペイン

(1) 政策の概観

スペイン政府は 2010 年に National Renewable Energy Action Plan 2011-2020(NREAP)を策定した。将来への温室効果ガス排出削減を実現するために、石油、石炭を減少させていくとともに、天然ガス、再生可能エネルギーを増加させていく計画である（図 1-95）。

再生可能エネルギーの導入目標については、2009 年の EU 再生可能エネルギー促進指令（2009/28/EC）で定められた 2020 年の目標（全体で 20%）を受けて、NREAP では 2020 年に 22.7%と設定していた。その後 2011 年に策定された再生可能エネルギー導入計画 2011-2020（PER）では、目標値を 20.8%と下方修正している。

電力供給については石炭と石油火力を減少させて、再生可能エネルギーと天然ガス火力特に CCGT を増加させる計画を立てている（図 1-96）。

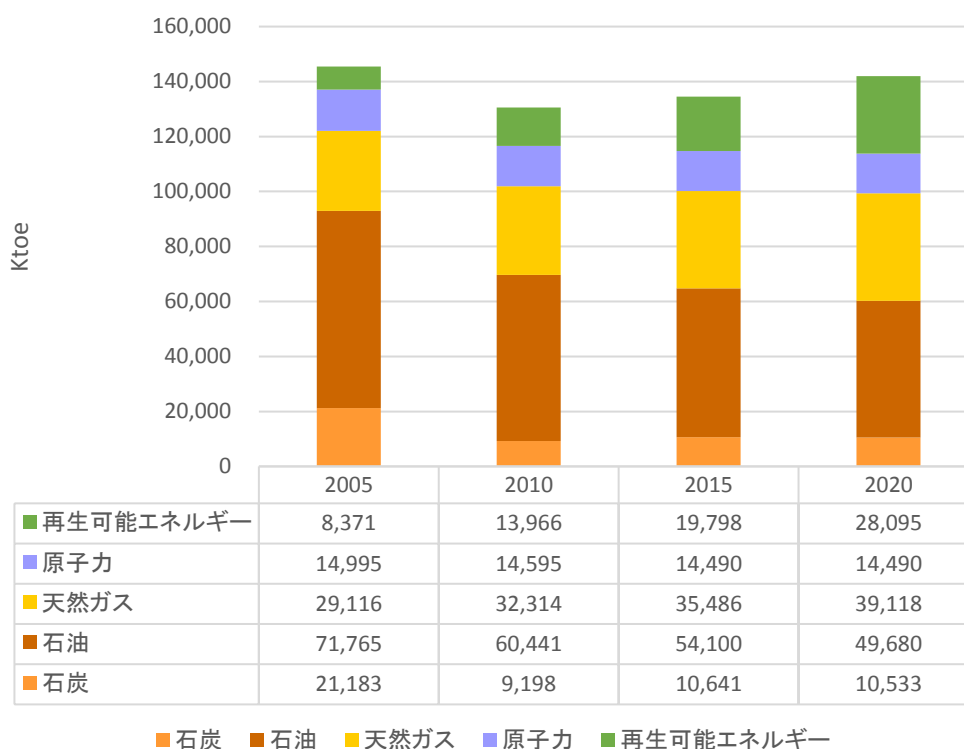


図 1-95 スペインのエネルギーミックスの将来計画

出所) 産業・エネルギー・観光省, “Spain’s National Renewable Energy Action Plan 2011-2020”, 2010

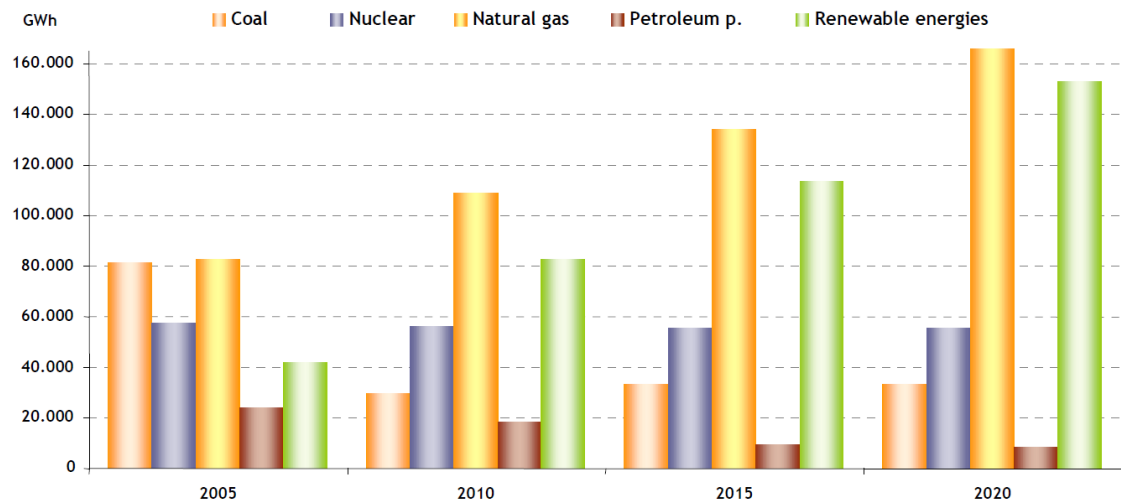


図 1-96 スペインの電力供給計画

出所) 産業・エネルギー・観光省, “Spain’s National Renewable Energy Action Plan 2011-2020”, 2010

スペインにおける再生可能エネルギー導入の推移と将来目標を図 1-97 に示す。水力、太陽光、風力が主要な再生可能エネルギーとなっており、2020 年時点では総容量 75,544MW のうち約半分を風力、残りを水力と太陽光が占めている。近年では太陽光と風力の増加率が著しい。2020 年には新規の再生可能エネルギー電源として地熱、潮力、波力が加わっている。

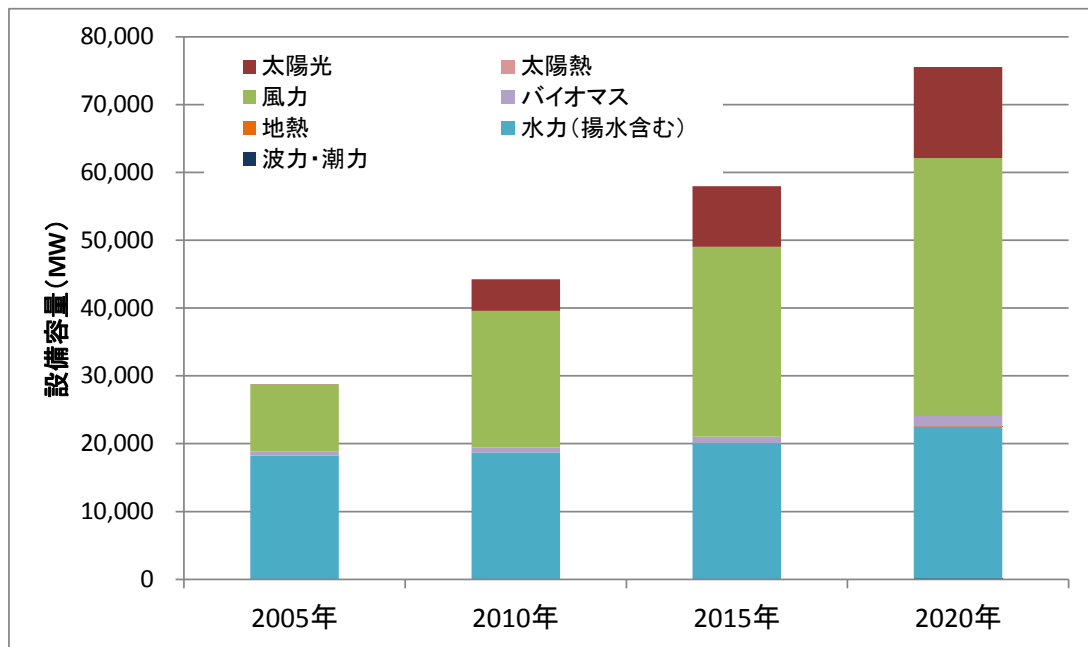


図 1-97 スペインの再生可能エネルギー導入推移と目標

出所) 産業・エネルギー・観光省, “Spain’s National Renewable Energy Action Plan 2011-2020”, 2010

(2) 再生可能エネルギーへの支援施策

スペインは 1980 年代以降、EU の中でも積極的に再生可能エネルギーの導入促進に取り組んできた。図 1-98 に示すように、1994 年に開始された FIT (Feed in Tariff) 制度により、風力発電を中心として再生可能エネルギーが急激に増加し、さらには 1999 年からは FIT に加えて FIP (Feed in Premium) 制度を選択できるようになって導入に拍車をかけることとなった。これにより 2000 年代までに、スペインはドイツ等とともに世界に冠たる再生可能エネルギー大国の位置を占めることとなった。

その後 2010 年代に入り、スペインでは再生可能エネルギーの急激な増加により、電力会社の収益が悪化する事態に陥った。そのためスペイン政府は、2013 年 7 月 13 日に、電力市場改革の一環としてそれまでの FIT 制度を廃止し、新制度に移行することを公表した。2014 年 6 月 6 日には、王令 Real Decreto 413/2014 により、既存設備も含めて従来の FIT が廃止された^{122,123}。

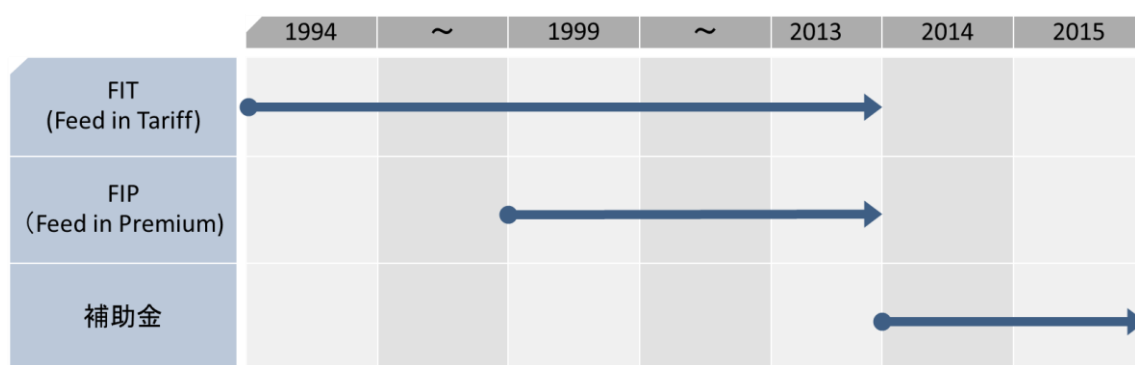


図 1-98 スペインの主な再生可能エネルギー導入支援策の経緯

1) FIT/FIP

スペインにおける FIT と FIP の概念及び対象電源を図 1-99 に示す。再生可能エネルギー事業者は、いずれかを選択することができる。

再生可能エネルギー発電所からの電力を規定された固定価格で売電するのが FIT である。電気価値に加えて、再生可能エネルギーの価値を合わせて、固定価格により電気事業者へ販売する方式である。

これに対して、自由市場で売電し規定のプレミアム価格を受け取るのが FIP である。電力市場において電気価値部分を販売し、それに加えて再生可能エネルギーの固定のプレミアム価値を上乗せして販売する方式である。

¹²² BOE Real Decreto-ley 9/2013 ウェブサイト, https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2013-7705, 2017 年 2 月 3 日取得

¹²³ BOE Real Decreto 413/2014 ウェブサイト, https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-6123, 2017 年 2 月 3 日取得

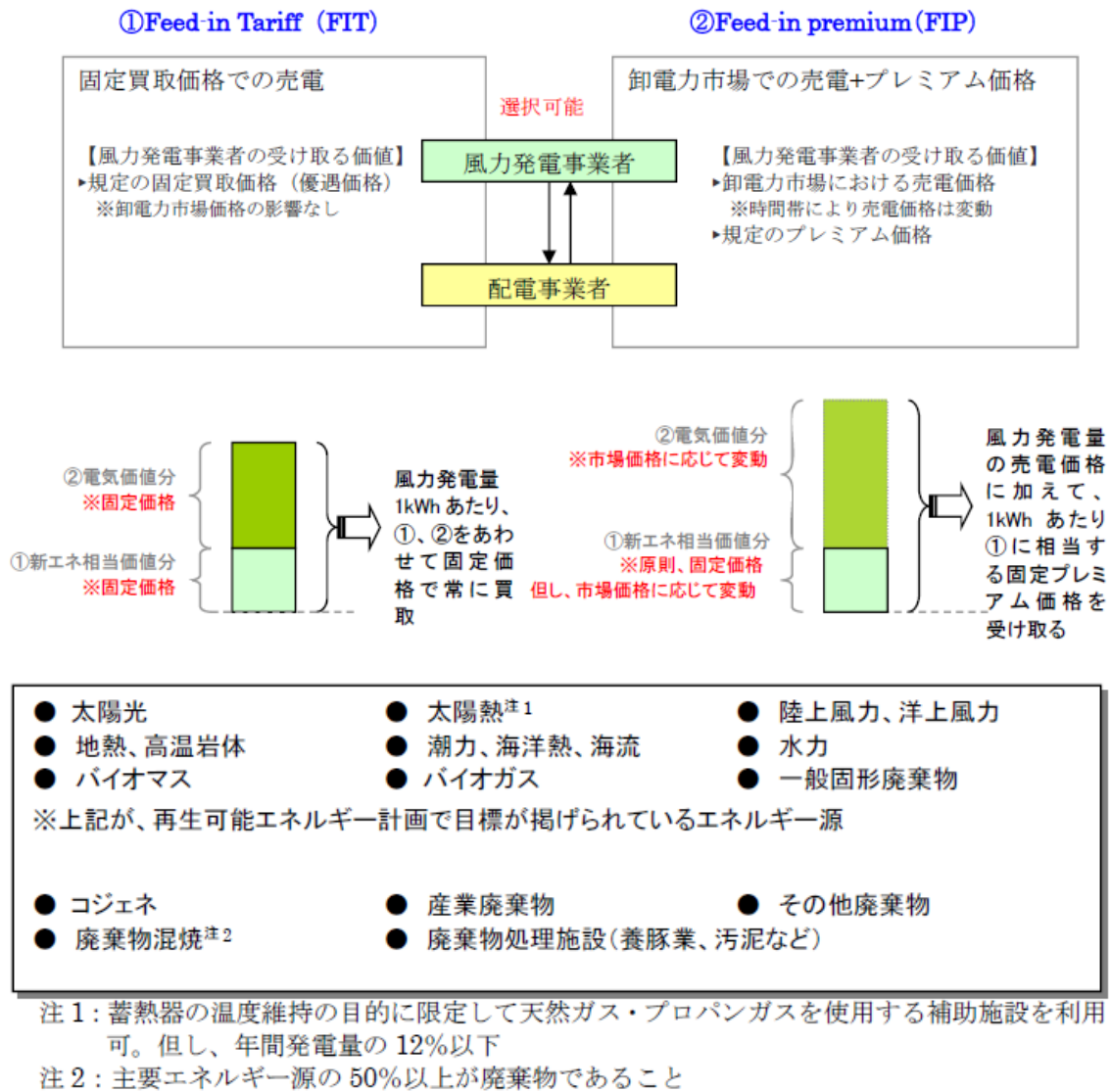


図 1-99 スペインの FIT と FIP の概念及び対象電源

出所) 東京海上日動リスクコンサルティング、「海外における再生可能エネルギー政策等動向調査 再生可能電力分野の促進施策動向編」, 2016年2月

2) 補助金

スペインでは FIT と FIP により再生可能エネルギーの導入が急激に拡大した。その結果、電気事業者が FIT の固定価格、FIP のプレミアム価格を買い取るための費用が急増し、再生可能エネルギーを受け取るために必要な電力系統インフラの拡充に要する費用も増加することとなった。

その一方で、スペインでは電力小売市場の自由化における制度設計の問題等により、電気事業者による電力料金の徴収不足が続いており、その結果として累積赤字が拡大し、大きな社会問題となっていた。

そのため 2010 年代に入り、スペイン政府は電力市場改革を進め、その一環として 2013 年に FIT 及び FIP 制度を廃止し、それに代わる形で 2014 年に補助金制度を導入した。

新制度としての補助金制度の概要を表 1-42 に示す。再生可能エネルギー発電事業の適切

な IRR として 7.4%を設定している点が特徴である。

さらに、新規設備に加えて、既存設備に遡及して適用されている点が特色である。つまり FIT/FIP の制度により導入された再生可能エネルギー発電事業者が、これまで保証されてきた固定価格、あるいはプレミアム価格の受け取りを、制度の廃止と共に打ち切られることとなった

新制度は電気事業者の収益性改善を主眼としている。2000 年代以降赤字が続いていた電気事業者において、2014 年に黒字に転じたため、新制度の施行は赤字対策として一定の効果をもたらしたものと考えられる。

表 1-42 スペインの再生可能エネルギー補助金制度の概要

目的	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 産業・エネルギー・観光省が、発電システムの安定化・低コスト化を図り、従前の FIT 制度で年々増大した累積負債を食い止め、投資家に安心をもたらすための制度改革を実施。
対象設備	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 新制度は、再生可能エネルギー、コジェネ、廃棄物発電の既存設備に遡及して適用されるとともに、新規設備を対象とする。 ✓ 従来制度における支援対象とする設備の容量上限(100MW)を撤廃。
支援水準	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 妥当な投資利益の確保を重視し、設備の閉鎖までの期間の投資収益率(IRR)として約 7.4%を想定。 ✓ 市場価格で妥当な収益が得られないと判断された設備には「特定(支援)料金」が支払われる。 ✓ 「特定(支援)料金」は、設備運営コストをより正確に考慮・反映させ、固定支援額(投資額、運転・維持費)と、変動支援額(燃料費、運転・維持費)とを分けて盛り込む。 ✓ 既存設備のうち、これまでの投資収益率が 7.5%を超過していると判断された設備には、インセンティブの付与を打ち切り。 ✓ 各設備の支援水準の評価条件も規定され、6 年ごと、3 年ごと、または毎年の修正を想定。

出所) 東京海上日動リスクコンサルティング, 「海外における再生可能エネルギー政策等動向調査 再生可能電力分野の促進施策動向編」, 2016 年 2 月

3) その他の促進政策

その他の再生可能エネルギー促進政策を表 1-43 に示す。

表 1-43 スペインの再生可能エネルギー補助金制度の概要

エネルギー多様化・省エネルギー基金	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 2014 年より、エネルギー多様化・省エネルギー研究所(IDAE: Instituto para la Diversificacion y Ahorro de la Energia)および欧州地方開発基金(European Regional Development Fund, ERDF)の出資で、1 億 2,300 万ユーロからなる基金が発足 ✓ 補助の対象は新築・既設建物における省エネルギー対策や太陽光、太陽熱、バイオマスといった再生可能エネルギー ✓ 支援対象となる経費の最大 70%分の融資を受けることが可能 ✓ 公共利益のためのプロジェクトに対しては最大 100%かつ無利子の融資
PAREER-CRECE プログラム	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 2013 年から産業・エネルギー・観光省および IDAE によって、PAREER プログラムを実施 ✓ 住宅およびホテルでエネルギー効率の向上もしくは再生可能エネルギ

	<p>一熱(バイオマス、太陽熱、地熱)利用機器を導入する場合に、その資金を融資する制度</p> <p>✓ 2015年にこの制度は強化され、対象は住宅とホテルに限らない全ての既設建物となり、支援も施工内容に応じて最大で費用の30%を支給したうえで、最大で費用の70%の融資を受けることも可能</p>
ソーラーオブリゲーション	<p>✓ 新築・改築建物に対する太陽熱使用義務が建築基準法に盛り込まれた。</p> <p>✓ これによって、家庭用温水需要の一定割合(30-70%)を太陽熱により供給することが義務付けられている。</p> <p>✓ ただし、当該建築物が日陰に設置されている場合や、温水需要を他の再生可能エネルギーまたはコジェネレーション(熱電併給)によって満たしている場合などは例外とされる。</p>

出所) 日本エネルギー経済研究所, 「海外における再生可能エネルギー政策等動向調査 諸外国における最新の再生可能エネルギー政策動向編」, 2016年2月

(3) 今後の課題

かつて世界に冠たる再生可能エネルギー大国に位置を占めていたスペインだが、FIT/FIPの廃止以降の近年においては、以下に示す様々な課題が噴出しており、再生可能エネルギー導入の踊り場を迎えている。

第一はIRRの設定値である。補助制度については、再生可能エネルギー発電事業の適切なIRRとして7.4%を設定している点が問題として指摘されている¹²⁴。旧制度の段階で事業者が得ていたIRRは10%以上の水準であったとされており、新制度は事業者のインセンティブを低下させるものである¹²⁵。

第二はFIT制度廃止の遡及措置である。つまり、既存設備に対するFIT買取価格の支払いを停止する遡及措置が問題視されている。その結果、スペインの再生可能エネルギー政策・市場への国際的な信頼性は低下した。投資家の反発は大きく、300件を超える訴訟案件が最高裁に持ち込まれる事態に陥っている¹²⁶。

第三は太陽税である。太陽光発電に対する税制について新たな問題が巻き起こっている。スペイン政府は2015年に、自家用太陽光発電に対して、「太陽税」と呼称される新たな税を課した。これによると、太陽光発電の所有者は、その容量及び自家消費した電力に応じた金額を支払う必要がある。このような抑圧的な税制に対して、既に国民の多数から批判が寄せられている。スペインの再生可能エネルギー発電事業者協会は既に、税制の廃止を求めた行政訴訟を起こしている¹²⁷。

¹²⁴ PV-Tech ウェブサイト, http://www.pv-tech.org/news/spain_passes_retroactive_solar_investment_caps, 2017年2月3日取得

¹²⁵ Windpower Monthly ウェブサイト, <http://www.windpowermonthly.com/article/1298015/spain-passes-retroactive-subsidy-cut-law>, 2017年2月3日取得

¹²⁶ PV Magazine ウェブサイト, http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/spanish-supreme-court-paves-way-for-lawsuits-against-solar-fit-cuts_100016907/#axzz4S0mxPTp5, 2017年2月3日取得

¹²⁷ 日本エネルギー経済研究所, 「海外における再生可能エネルギー政策等動向調査 諸外国における最新の再生可能エネルギー政策動向編」, 2016年2月

1.2.4 イタリア

(1) 政策の概観

イタリアは再生可能エネルギーの利用を積極的に進めており、世界有数の電力量を誇る太陽光発電を含め、再生可能エネルギーが国内の全発電量の3分の1を上回る。温暖化対策としての側面に加え、国内資源が乏しいためエネルギーの海外依存度が非常に高い同国にとって、エネルギー安全保障の観点からも、再生可能エネルギーは重要な手段である。特に2005年に太陽光に対する固定価格買取制度を導入して以降の10年程度は、再生可能エネルギーによる発電量が着実に伸長してきた。

2010年にイタリア政府は、「2009年EU再生可能エネルギー促進指令(2009/28/EC)」に基づく国内実施法として、「国家エネルギー計画(Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili: PAN)」を策定した。この中で、2020年の最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギー比率をEU指令と同じ17%と設定しているが、イタリアで再生可能エネルギーに関する業務を包括的に担う国営の電力サービス管理会社(Gestore dei Servizi Elettrici SpA: GSE)によると、2014年に17.1%、2015年に17.3%と既に目標達成している(図1-100)¹²⁸。

そこで、2012年には新たなエネルギー政策の枠組みとして「国家エネルギー戦略(Strategia Energetica Nazionale: SEN)」が策定され、2013年から施行されている。SENでは、2050年までの競争力、環境、安全、成長に対して個別に目標を設定しており、再生可能エネルギーについては、2020年における最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率19~20%を目標として掲げている^{129、130}。

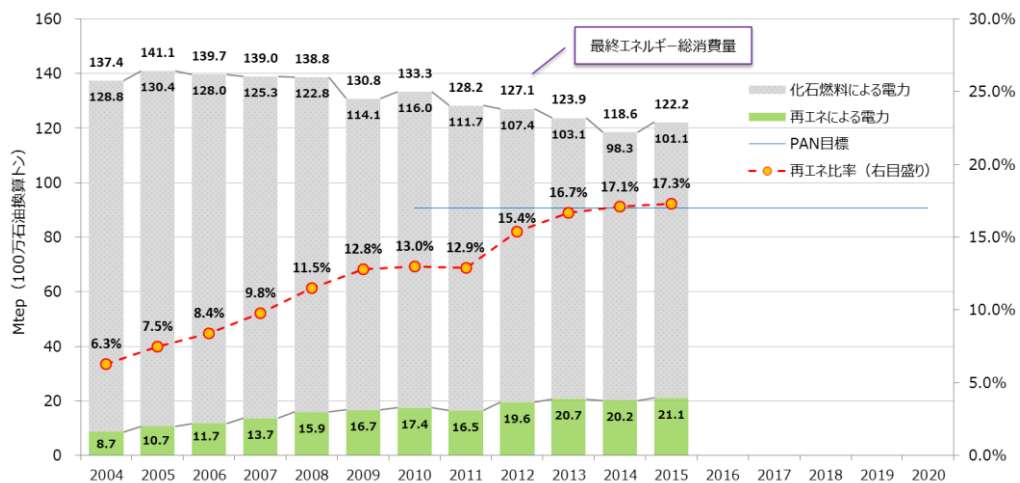


図 1-100 最終エネルギー総消費量に占める再生可能エネルギーの割合

出所) GSE, “Energie rinnovabili al 2020”, 2016 より作成

¹²⁸ 各部門における再エネ比率は、電力部門が17.09%、冷暖房部門が26.39%、運輸部門が10.14%である。

¹²⁹ イタリア経済開発省, “Italy’s National Energy Strategy”, 2013 より作成

¹³⁰ Deloitte ウェブサイト, “European energy market reform: Country profile: Italy”, 2015

一方、普及が進むにつれ、太陽光発電を中心とした再生可能エネルギーに対する負担の拡大が電気料金を押し上げていった（図 1-102）。イタリアでは後述の固定価格買取制度を含め、再生可能エネルギー普及を促進する業務は国営企業の電力サービス管理会社（GSE）が担っている¹³¹。発電事業者に支払われる買取価格（インセンティブ）は、再生可能エネルギー賦課金（A3 料金）¹³²として電気料金に上乗せし、GSE が配電事業者を介して電力の消費者である需要家から徴収する仕組みとなっている¹³³。つまり、固定価格で買取られる電力量の増加に伴い、それに比例して需要家の負担も増すことになるのである。

イタリアの再生可能エネルギー支援策がもたらした電気料金の高騰は、他の主要国と比べ、特にイタリアの産業用電気料金をを突出して高いものとし（図 1-102）、同国経済にとってもマイナス要因になっている。太陽光発電に対する固定価格買取制度は、法律に規定された予算制限枠に達したため 2013 年 7 月に終了している。しかし、それまでに導入された再生可能エネルギー発電に対して一定期間（主に 20 年間）支払われ続ける買取価格、賦課金として今後も同国の電気料金を押し上げ続けることになる。

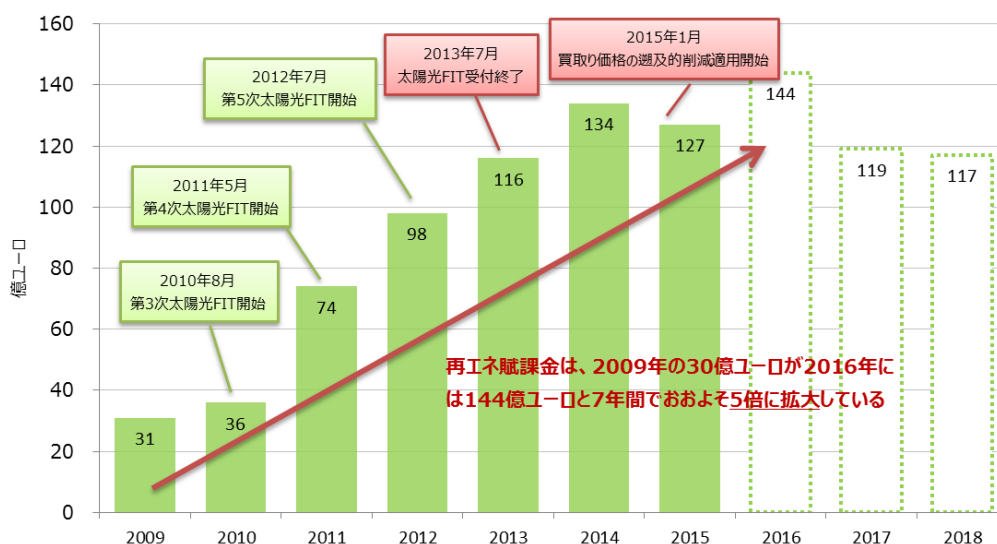


図 1-101 再生可能エネルギー賦課金の推移と 2018 年までの見通し

出所) GSE, “Speciale Energia Rinnovabile”, 2016 より作成

¹³¹ GSE ウェブサイト, GSE はイタリア経済・財務省が 100%株式を保有する国営企業で、再生可能エネルギーによる発電した電力に財政的インセンティブを与え、また同電力を買取りし、電力市場での再販売も行う。一方、インセンティブ対象の発電事業者は手数料（管理費用）を設備容量などに応じて GSE に支払う。

¹³² GSE の年次報告書”Rapporto delle attività del GSE”によると、年間消費電力 2,640kWh の家庭需要家が負担した A3 料金は、2013 年は 89 ユーロ（10,680 円）、2014 年は 94 ユーロ（11,280 円）、そして 2015 年は 102 ユーロ（12,240 円）であった。括弧内の金額は 1 ユーロ 120 円換算の金額。

¹³³ 徴収される費用には GSE の運営費なども含まれる。

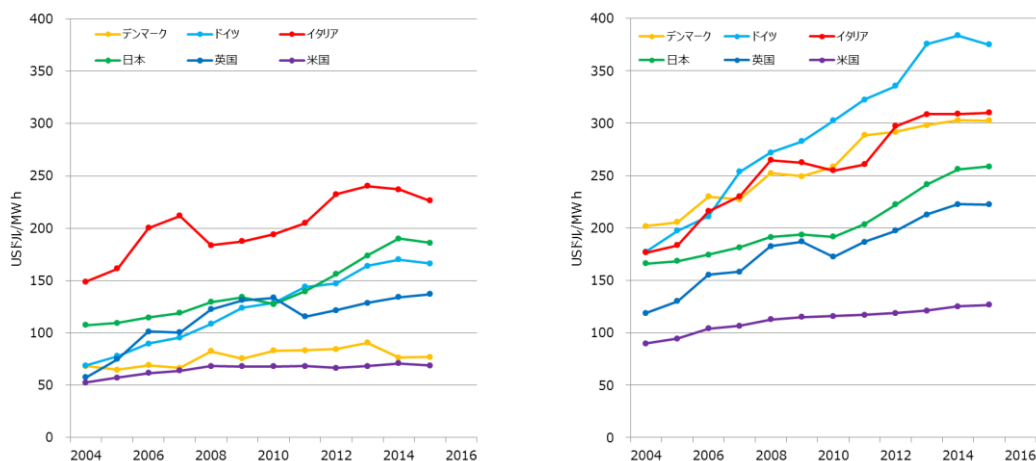


図 1-102 主要国の PPP 換算後の産業用（左）、家庭用（右）電気料金比較

出所) IEA, “Energy Prices and Taxes Volume 2016”, 2016 より作成

そのような状況の中イタリア政府は、産業界への負担の軽減を目的として、発電容量が 200kW を超える太陽光発電設備に対する固定の買取り価格を遡及的に引き下げる法律¹³⁴を 2014 年 8 月に可決し、翌年 1 月から施行している。本法律は、太陽光発電設備の運転開始から 20 年間、保証されていた固定買取価格を削減するもので、発電事業者や投資家を含め、関係者の反発を招いている。また、欧州委員会は再生可能エネルギーに関する政策文書において、既存の投資がもたらす利益に対する投資家の正当な期待を擁護し、「FIT の遡及的な減額や事前の通知を伴わない変更は避けるべきだ」としている¹³⁵。なお、イタリア憲法裁判所は 2017 年 1 月 24 日に、当該法律の第 26 条 2 項、および 3 項についてその合法性を認める決定（第 16/2017）を下している¹³⁶。

当該法律では、太陽光発電事業者は次の中から何れか 1 つの条件を選択する。条件の選択申請がない場合には自動的に一番目の条件が適用される。

- 発電設備の規模に応じて、6～9%の固定買取価格削減を受け入れる（表 1-44）
- 17～25%の固定買取価格削減を受け入れ（表 1-45）、引き換えに買取り期間を 20 年から 24 年に延長する
- 2019 年まで大幅な削減を受け入れ、2020 年以降は削減幅を減らす¹³⁷

¹³⁴ イタリア経済開発省, “Decreto Legge 24 giugno 2014, n.91 (the Spalma-Incentivi provision)”, 2014

¹³⁵ European Commission ウェブサイト,

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com_2013_public_intervention_swd04_en.pdf

¹³⁶ McDermott Will & Emery ウェブサイト, [https://www.mwe.com/en/thought-](https://www.mwe.com/en/thought-leadership/publications/2017/01/italian-const-court-backs-feed-in-tariff-cuts)

[leadership/publications/2017/01/italian-const-court-backs-feed-in-tariff-cuts](https://www.mwe.com/en/thought-leadership/publications/2017/01/italian-const-court-backs-feed-in-tariff-cuts)

¹³⁷ 日本エネルギー経済研究所ウェブサイト, <http://eneken.ieej.or.jp/data/5666.pdf> 太陽光フィード・イン・タリフの遡及的削減を決定

表 1-44 発電容量に応じた削減率

設備容量	削減率
200kW～500kW	6%
500kW～900kW	7%
900kW 超	8%

出所) イタリア経済開発省, “Decreto Legge 91/2014 Spalma-Incentivi”, 2017 より作成

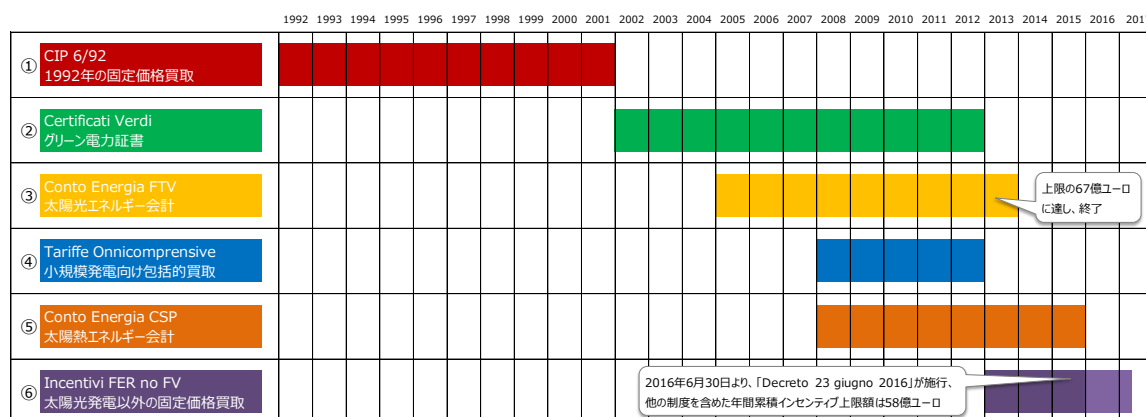
表 1-45 インセンティブの買取り残存期間と削減率

インセンティブの 残存期間(年)	削減率
12	25%
13	24%
14	22%
15	21%
16	20%
17	19%
18	18%
19 年以上	17%

出所) イタリア経済開発省, “Decreto Legge 91/2014 Spalma-Incentivi”, 2017 より作成

本法律の施行に加えて、魅力的な固定価格買取り制度がなくなり、2015 年の太陽光の新規導入容量は前年比で 25%低下した¹³⁸。現在のイタリアは、電力価格を適正なレベルまで下げて経済を立て直しながら、さらに再生可能エネルギー普及を促進するという大きな転換点を迎えている。

なお、これまでに再生可能エネルギー普及を図るために導入された固定価格買取り制度（現在継続している制度については後述）について振り返ってみる。図 1-103 は、イタリアではこれまでに実施されてきた施策の変遷をまとめたものである。



¹³⁸ export.gov ウェブサイト, <https://www.export.gov/article?id=Italy-Renewable-Energy>, 2015 年の新規導入容量は 290MW (うち 51%は住宅部門)。

図 1-103 再生可能エネルギー普及を目的として導入された固定価格買取制度

出所) GSE, “Decreto F.E.R. non FV del 23.06.2016”, 2016 より作成

① 1992年の固定価格買取制度 (Cip 6/92)

この制度は、1992年に実施されたイタリア最初の固定価格買取制度である。1992年4月に、新エネルギー・コジェネレーション設備などの類似エネルギー源による電力の ENEL 販売価格が、物価問題に関する関係閣僚会議 (Comitato Interministeriale dei Prezzi: CIP) において定められた (CIP 6/92)¹³⁹。この CIP6 が定める販売価格は、発電設備が新たに運転を開始した時から 8 年間優遇料金が適用されるのもであった。優遇料金による収益性への期待に加え、1999 年 4 月に電力市場自由化暫定措置 (Decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 “Decreto Bersani”) に基づいて 37 年間続いた ENEL の独占が終了したため、多くの民間企業がコジェネレーション設備や風力発電設備の建設し、同市場への参入を果たした。しかし、太陽光発電に関しては、当時発電コストが非常に高かったため、CIP6 制度の効果は表れなかった。

② グリーン電力証書 (Certificati Verdi)¹⁴⁰

この制度は、2002年に開始した再生可能エネルギー電気の導入義務制度 (Renewables Portfolio Standard) である。グリーン電力証書は、再生可能エネルギー発電事業者に対して発行される、再生可能エネルギー電力売買を証券化したものである¹⁴¹。化石燃料資源による発電事業者、および輸入業者は、送電網に再生可能エネルギー由来の電力を一定量流すよう義務付けたものである。事業者は、自らの再生可能エネルギー設備により発電するか、またはグリーン電力証書を保有する発電事業者が市場に流通させた同証書を購入することにより、この義務を果たすことができた。取引は、相対、または後述のイタリア電力市場管理会社 (GME) が管理する取引市場において行われた。再生可能エネルギー電力比率は当初の 2% から段階的に引き上げられ、2012 年には 7.55% に達したが、2011 年 3 月 3 日付政令 (Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28) に基づき、本制度の対象を 2015 年中の発電実績分までとし、2015 年には比率は 0% になった。現在グリーン電力証書制度は廃止されている。

③ 小規模発電向け包括的買取制度 (Tariffa Omnicomprensiva: TO)

再生可能エネルギーによる小規模発電事業者 (1MW 未満、ただし風力は 200kW 未満) に対して適用される固定型の電力買取料金保証制度である。買取期間は 15 年で、料金は利用する技術により異なる。

¹³⁹ IEA ウェブサイト, <https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/italy/name-22520-en.php>, interministerial Price Committee CIP 6/92

¹⁴⁰ GSE, “Decreto legislativo 16 marzo 1999”

¹⁴¹ 発電事業者、および電力輸入業者は、前年度に生産あるいは輸入した電力量を毎年 3 月 31 日までにイタリア電力網管理会社 (GRTN) に報告。同社が報告に基づき発行する「グリーン証明書」と呼ばれる、再生可能エネルギーによる電力生産証明書を取得する権利を与える。

④ 太陽光エネルギー会計 (Conto Energia FTV)

2005年の省令 (DM 28/7/2005) によって太陽光発電を対象とした FIP が導入された。本制度は第 1 次から第 5 次まで 5 回にわたりインセンティブ価格、および対象とする設備の容量上限などが変更された。2012年に FIT と FIP が併存する支援制度となったが、2013年 7 月、法令で規定された予算上限額に達したため、新たに建設される太陽光発電設備に対する本制度の適用を停止した。

⑤ 太陽熱エネルギー会計 (Conto Energia CSP) ¹⁴²

2008年 4 月 11 日付省令の省令 (DM 11/4/2008) により、買取期間 25 年間の太陽熱発電による電力の買取価格に、プレミアムを加算する FIP が導入されたものである。設備容量による設備容量によるプレミアム価格の変動はないが、併用する太陽熱以外の補助熱源の割合によって価格が変動する。2012年 7 月 6 日付省令 (DM 6/7/2012) により、集光設備の面積によってもプレミアム価格が変動するよう内容が改定された。現在は、後述の 2016 年 6 月 23 日付省令 (DM 23/6/2016) により、太陽熱発電に対する買取価格などは変更されている。

(2) 再生可能エネルギーへの支援施策

1) 太陽光以外の再エネに適用する固定価格買取制度 (Incentivi FER no FV)

先にも述べたとおり、2013年 7 月に太陽光発電普及を促進する固定価格買取 (補助金) 制度である「Conto Energia FTV (太陽光エネルギー会計)」が終了し、現在イタリアでは太陽光発電に対する固定価格買取制度はない。現在実施されている固定価格買取制度は、太陽光以外の再生可能エネルギーを促進する「Incentivi FER no FV (太陽光を除く全電源に対する固定価格買取)」である。

2012年 7 月 6 日付省令 (DM 6/7 2012) で、2013年 1 月 1 日以降に新たに稼働する 1kW を超える太陽光を除く再生可能エネルギー発電設備を対象に新たな固定価格買取制度が導入された¹⁴³。本制度の内容を一部改正する、2016年 6 月 23 日付省令 (DM 23/6 2016) が 2016年 6 月 30 日から施行されている。

支援対象となる設備は図 1-104 で示す通り、再生可能エネルギーの種類や設備容量により異なる。㊦登録手続きを免除して制度の対象となる設備 (直接申請: Accesso diretto)、㊧登録手続きを経て対象となる設備 (登録: Registro)、㊨入札を経て対象となる設備 (入札: Aste)、の 3 種類があり、それぞれ定められた方法で制度が適用される。

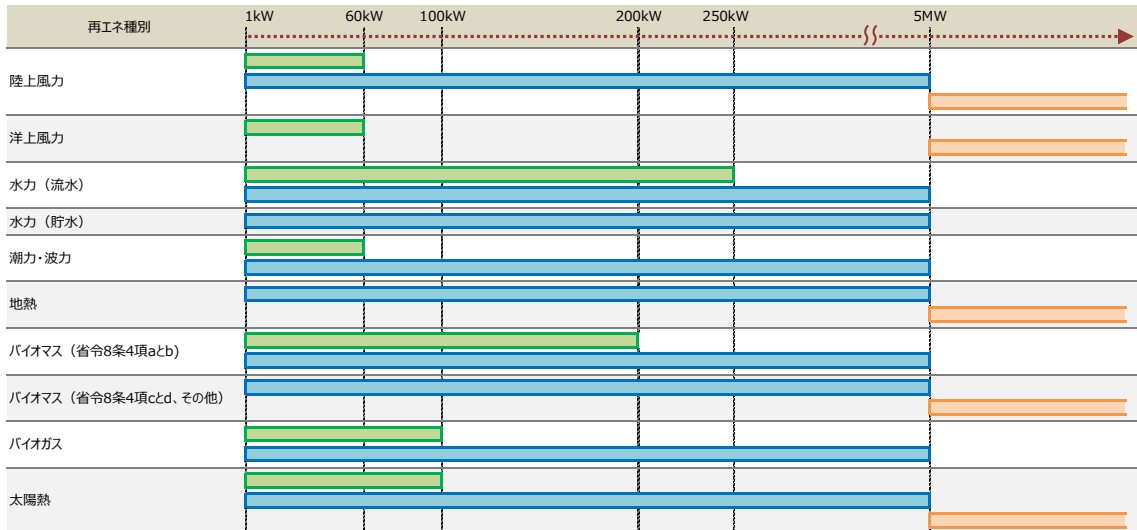
本制度では、系統に流された発電電力量全量が固定価格買取制度の対象となる。図 1-105 は発電設備の属性 (新設/改修等、設備容量の規模区分) に応じた買取価格 (包括的買取価格: TO、インセンティブ: I) の算出方法を図示したものである。設備容量が 500kW 以下の小規模発電設備には包括的買取価格が適用される。これは、発電した電力を GSE が 2016年 6 月 23 日付省令で定められた固定買取価格 (表 1-46) で買取るものである。該当する設備

¹⁴² イタリア経済開発省, “Gazzetta Ufficiale N. 101 del 30 Aprile 2008”

¹⁴³ グリーン電力証書対象の設備も Incentivi FER noFV に移行に関する手続きが規定されている。

については、同省令で定められたプレミアムが買取価格に上乗せされる¹⁴⁴。一方、500kW を超える設備については、発電した電力を市場で直接売電し、固定買取価格から当該設備がある地域の時間帯別市場価格（prezzo zonale orario）を差し引いた額を GSE がインセンティブとして支払うものである。

新規、再稼働、全改修、出力増強設備



改修設備

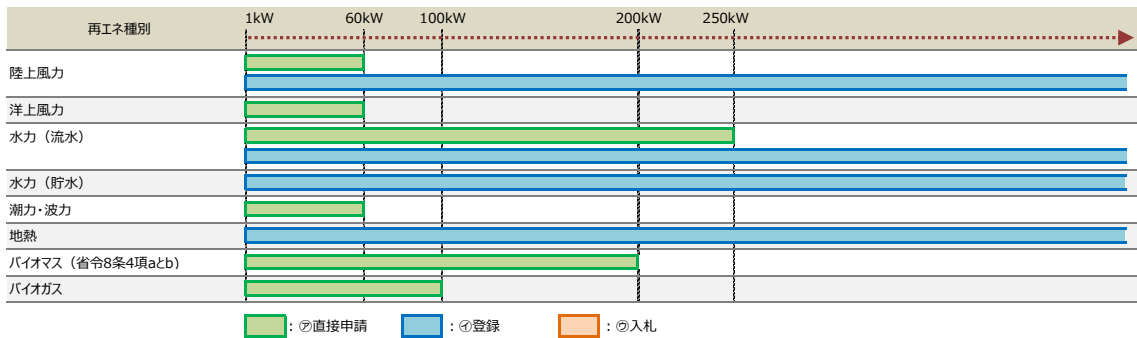


図 1-104 電源種別によるインセンティブ申請体系¹⁴⁵

出所) GSE, “Decreto F.E.R. non FV del 23.06.2016”, 2016 より作成

¹⁴⁴ 洋上風力、地熱、バイオガス、バイオマス、液体バイオ燃料による発電設備で省令に示されている条件にあった設備にプレミアムが付与される。例えば洋上風力の場合、発電設備の系統連系に必要な費用を自己負担した場合に 40 ユーロ/MWh が、またバイオガスの場合は、要件により異なるプレミアムが規定されているが、その一つとして設備の窒素回収と高効率コジェネレーション化で 30 ユーロ/MWh が加算される。

¹⁴⁵ 省令 8 条 4 項 a は主に植物、b はワラ、もみ殻など利用可能な副産物。省令 8 条 4 項 c と d は廃棄物、その他には、埋立地ガス、下水汚泥処理ガス、液体バイオ燃料である。

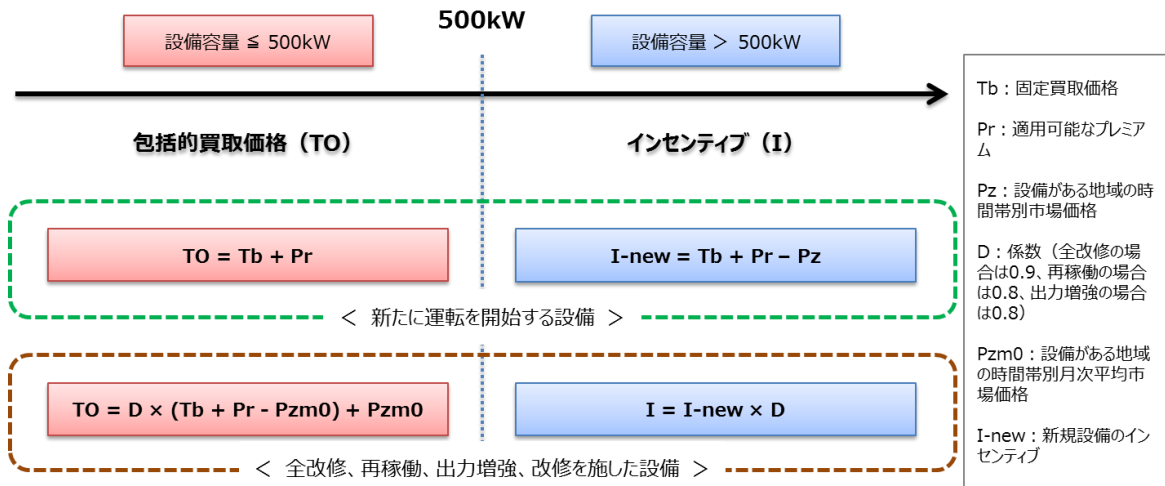


図 1-105 太陽光以外の固定価格買取価格の算出方法

出所) GSE, “Decreto F.E.R. non FV del 23.06.2016”, 2016 より作成

表 1-46 固定買取価格の比較

再エネ種別	DM 6/7/2012			DM 23/6/2016			増減率	
	設備容量 (kW)	対象期間 (年)	固定買取価格 (€/MWh)	設備容量 (kW)	対象期間 (年)	固定買取価格: Tb (€/MWh)		
風力	陸上	1<P≤20	20	291	1<P≤20	20	250	-14%
		20<P≤200	20	268	20<P≤60	20	190	-29%
		200<P≤1,000	20	149	60<P≤200	20	160	-40%
	洋上	1,000<P≤5,000	20	135	200<P≤1,000	20	140	-6%
		P>5,000	20	127	1,000<P≤5,000	20	130	-4%
		1<P≤5,000	25	176	P>5,000	20	110	-13%
水力	流水	1<P≤250	20	257	1<P≤250	20	210	-18%
		250<P≤500	20	219	250<P≤500	20	195	-11%
		500<P≤1,000	20	155	500<P≤1,000	20	150	-3%
	貯水	1,000<P≤5,000	25	129	1,000<P≤5,000	25	125	-3%
		P>5,000	30	119	P>5,000	30	90	-24%
		1<P≤5,000	25	101	1<P≤5,000	25	101	0%
潮力・波力	P>5,000	30	96	P>5,000	30	90	-6%	
地熱	1,000<P≤5,000	15	300	1,000<P≤5,000	15	300	0%	
	P>5,000	20	194	P>5,000	-	-	-	
	1<P≤1,000	20	135	1<P≤1,000	20	134	-1%	
太陽熱	1,000<P≤5,000	25	99	1,000<P≤5,000	25	98	-1%	
	P>5,000	25	85	P>5,000	25	84	-1%	
	1<P≤5,000	25	200	1<P≤5,000	25	200	0%	
バイオガス	1<P≤250	-	-	1<P≤250	25	324	-	
	250<P≤5,000	-	-	250<P≤5,000	25	296	-	
	P>5,000	-	-	P>5,000	25	291	-	
バイオマス	省令表1-Bにある植物 (アカザ、ケナフ、ベンガル麻など)	1<P≤300	20	180	1<P≤300	20	170	-6%
		300<P≤600	20	160	300<P≤600	20	140	-13%
		600<P≤1,000	20	140	600<P≤1,000	20	120	-14%
		1,000<P≤5,000	20	104	1,000<P≤5,000	20	97	-7%
	省令表1-Aにある利用可能な副産物 (ワラ、もみ殻、削りくずなど)	P>5,000	20	91	P>5,000	20	85	-7%
		1<P≤300	20	236	1<P≤300	20	233	-1%
		300<P≤600	20	206	300<P≤600	20	180	-13%
		600<P≤1,000	20	178	600<P≤1,000	20	160	-10%
	2012年7月6日付省令付属書2にある廃棄物	1,000<P≤5,000	20	125	1,000<P≤5,000	20	112	-10%
		P>5,000	20	101	P>5,000	-	-	-
		1<P≤300	20	216	-	-	-	-
		300<P≤1,000	20	216	-	-	-	-
バイオマス	省令表1-Bにある植物 (アカザ、ケナフ、ベンガル麻など)	1,000<P≤5,000	20	109	-	-	-	
		P>5,000	20	85	-	-	-	
		1<P≤300	20	229	1<P≤300	20	210	-8%
		300<P≤1,000	20	180	300<P≤1,000	20	150	-17%
	省令表1-Aにある利用可能な副産物 (ワラ、もみ殻、削りくずなど)	1,000<P≤5,000	20	133	1,000<P≤5,000	20	115	-14%
		P>5,000	20	122	P>5,000	-	-	-
		1<P≤300	20	257	1<P≤300	20	246	-4%
		300<P≤1,000	20	209	300<P≤1,000	20	185	-11%
2012年7月6日付省令付属書2にある廃棄物	1,000<P≤5,000	20	161	1,000<P≤5,000	20	140	-13%	
	P>5,000	20	145	P>5,000	-	-	-	
	1<P≤300	20	174	1<P≤300	-	-	-	
	P>5,000	20	125	P>5,000	20	119	-5%	
埋立地ガス	1<P≤300	20	99	1<P≤300	20	99	0%	
	1,000<P≤5,000	20	94	1,000<P≤5,000	20	94	0%	
	P>5,000	20	90	P>5,000	-	-	-	
下水汚泥処理ガス	1<P≤300	20	111	1<P≤300	20	111	0%	
	1,000<P≤5,000	20	88	1,000<P≤5,000	20	88	0%	
	P>5,000	20	85	P>5,000	-	-	-	
液体バイオ燃料	1<P≤300	20	121	1<P≤300	20	60	-50%	
	P>5,000	20	110	P>5,000	-	-	-	

出所) GSE, “Decreto F.E.R. non FV del 23.06.2016”, 2016 より作成

また、㊶、および㊷の設備については、容量にそれぞれ年間の上限が設けられている。㊶については、陸上風力 60MW、水力 80MW、地熱 30MW、バイオマス¹⁴⁶・バイオガス・下水汚泥処理ガス・埋立地ガス・液体バイオ 90MW、潮力・波力 6MW、太陽熱 20MW である。㊷の入札については、陸上風力 800MW、洋上風力 30MW、地熱 20MW、バイオマス 50MW、太陽熱 100MW となっている。

㊶、および㊶に関しては、2017年6月29日までに新たに運転を開始する設備は、2012年7月6日付省令で定められた固定買取価格(表 1-46)を申請することができる。本制度は、2017年12月31日(㊶と㊷については2016年12月31日)、または他の制度を含めた年間

¹⁴⁶ ㊶、㊷のバイオマスについては、DM 23/6/2016 の第 8 条 4 項

累積買取額が 58 億ユーロに達した日から 30 日後、の何れか早く到達した日に終了する¹⁴⁷。

2) 簡易売電制度 (Ritiro Dedicato : RID)

RID とは、2007 年 11 月の決議に基づき、GSE が発電容量 1MW に満たない小規模発電事業者と契約した上で電力を買取り、市場で販売する制度である¹⁴⁸。発電事業者は GSE との契約において年間 2GWh (2 milioni di kWh) を上限に、電力・ガス・水規制局 (Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico : AEEGSI) が定めた最低保証価格 (prezzi minimi garantiti) か、発電設備がある地域の時間帯別月次平均市場価格 (prezzi medi mensili per fascia oraria e zona di mercato)¹⁴⁹での売電かを選択する。ただし、年間買取り電力量の上限を超えた部分については、後者の市場価格での買取りとなる。発電事業者は、RID の適用を受ける場合、後述のネット・メータリング (Scambio sul Posto)、および他の再生可能エネルギー促進のインセンティブ制度との併用はできない。

最低保証価格 (及び年間買取上限) は、AEEGSI により毎年改定され、その計算方法は決議で定められている (表 1-47)¹⁵⁰。また、2014 年 12 月の省令 (DM 24/12/2014) により、RID の制度を適用する発電事業者は、表 1-48 に示す通り、電源、および設備容量に応じて GSE に手数料を支払うこととなった。本省令は 2015 年 1 月 1 日から適用されており、単価は毎年見直しが行われる。すべての電源種別について年間の上限額は事業所あたり 10,000 ユーロと定められている。

表 1-47 GSE 買取り最低保証価格の推移

単位：ユーロ/MWh

電源	年間買取上限	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年
バイオマス、バイオガス	2.0GWh	92.3	92.5	92.4	92.3
埋立ガス	1.5GWh	48.9	49.0	49.0	49.0
風力	1.5GWh	48.9	49.0	49.0	49.0
太陽光	1.5GWh	38.9	39.0	39.0	39.0
水力	0.25GWh -	153.2	153.5	153.4	153.3
	0.25GWh - 0.5GWh	105.4	105.6	105.5	105.4
	0.5GWh - 1.0GWh	66.5	66.6	66.6	66.6
	1.0GWh - 1.5GWh	57.6	57.7	57.7	57.7
地熱	1.5GWh	51.2	51.3	51.2	51.1
その他	1.5GWh	38.9	39.0	39.0	39.0

出所) GSE, “Prezzi minimi garantiti”より作成

¹⁴⁷ GSE によると 2017 年 1 月 31 日現在、年間累積買取額は 53 億 9,600 万ユーロである。

¹⁴⁸ AEEGSI, “Deliberazione AEEG n.280/07”, 2007

¹⁴⁹ 2017 年 1 月の平日 8 時から 6 時の平均市場価格は、中央北部が 85.88 ユーロ/MWh、中央南部が 66.64、北部が 95.43、サルデーニャ島が 65.92、シチリア島が 65.12、南部が 63.83 であった。平均して前年同月比で 1.5 倍の価格であった。

¹⁵⁰ Deliverazione 618/2013/R/EFR により現在の計算方法、およびバイオマス、バイオガスを除き、年間買取り電力の上限が改正されている。最低保証価格=前年の最低保証価格×(1+前年の消費者物価指数/100)

表 1-48 電源、および発電容量別 RID 手数料

単位：ユーロ/kW

発電容量(P)	太陽光	風力	水力	その他
1<P≤20kW	0.7	0.9	1.1	1.2
20kW<P≤200kW	0.65	0.8	0.9	1
200kW<P	0.6	0.7	0.8	0.9

出所) GSE, “Decreto 24/12/2014”, 2014 より作成

3) ネット・メータリング (Scambio sul Posto : SSP)

SSP とは、発電電力のうち自家消費量を超えた分を、必要となった時に消費することができる、ネット・メータリング制度のことである。2008 年 6 月の決議により、2009 年から対象となる発電事業者（後述）は、SSP を利用することができるようになった¹⁵¹。事業者は SSP を契約することにより、発電された電力が自家消費量を上回る場合には、その超過分はクレジットとして繰り越しするか、年度ごとに所定の価格で支払を受けることができる。一方、発電された電力が自家消費を下回る場合は、発電設備がある地域の月次平均市場価格 (prezzi medi mensili per fascia oraria e zona di mercato) で送電コストが算出される。SSP は、前述の RID、および他の再生可能エネルギー促進のインセンティブ制度との併用はできない。

SSP は、2012 年 12 月の決議 (Deliberazione 570/2012/R/EFR)、および 2014 年 12 月の省令 (DM 24/12/2014) で改正されている。現行 SSP 制度で対象になるのは次の通りである。

- 再生可能エネルギーによる発電設備か、再生可能エネルギー以外による発電割合が 5%以下のハイブリッド発電設備で、2007 年 12 月 31 日までに運転を開始した 20kW に満たない設備
- 2008 年 1 月 1 日から 2014 年 12 月 31 日に運転を開始した 200kW に満たない設備
- 2015 年以降に運転を開始した 500kW に満たない設備
- 200kW までの発電が可能な高効率 CHP 発電設備

2013 年 7 月に太陽光発電に対するイタリアの支援制度である太陽光エネルギー会計 (Conto EnergiaFTV) が終了しているので、SSP は太陽光発電の新規導入を促す唯一の支援制度となる¹⁵²。

なお、2014 年 12 月の省令 (DM 24/12/2014) で、発電容量が 3kW を超える設備で発電する事業者は、その容量に応じた手数料 (表 1-49) を毎年 GSE に支払うことになった。本改定は、2015 年 1 月 1 日から適用されている。

表 1-49 SSP の手数料

発電容量(P)	固定費	変動費
---------	-----	-----

¹⁵¹ AEEGSI, “Deliberazione ARG/elt 74/08”, 2008

¹⁵² Renewable Energy World ウェブサイト, <http://www.renewableenergyworld.com/articles/2016/02/solar-pv-provides-7-8-percent-of-italy-s-electricity-in-2015.html>

	(€/年)	(€/kW)
$P \leq 3\text{kW}$	0	0
$3\text{kW} < P \leq 20\text{kW}$	30	0
$20\text{kW} < P \leq 500\text{kW}$	30	1

出所) GSE, “Decreto 24/12/2014”, 2014 より作成

4) 熱エネルギー会計 2.0 (Conto Termico 2.0)

Conto Termico は、既存の建物に対する冷暖房や給湯を目的としたバイオマス・ボイラー、太陽熱システム、ヒートポンプなど小規模の再生可能エネルギー熱利用を促進するための補助金制度である¹⁵³。2012年12月28日付省令 (DM28/12/2012) に基づき2013年6月から Conto Termico (CT 1.0) が実施されていたが、2016年2月16日付省令 (DM 16/2/2016) により、申請の簡略化や支払いまでの期間の短縮、太陽熱システムの設置面積を1,000 m²から2,500 m²に拡大するなど、改定された新たな Conto Termico (CT 2.0) が2016年5月31日より施行されている。CT 2.0 では、購入、および設置に係る費用の65%を上限に、その内容により2年、または5年間で払い戻す仕組みとなっている。本制度の対象は、学校などの公的機関 (public administrations) に対するものと、個人、企業、社会的協同組合などいわゆる民間 (private) に対するものに分かれており、それぞれ年間累積額の上限は2億ユーロ、7億ユーロと定められている。上限に到達した日から60日後に新規の受付は終了する。上限に達しない場合、施行から2年後に上限の見直しが行われる。なお、制度の運営はGSEによって行われるが、前出の制度と異なり、支援金として費やされた分は賦課金としてガス料金に上乗せされる。

(3) 今後の課題

イタリアにおいて再生可能エネルギー電力普及の拡大に大きな役割を果たしてきた固定価格買取制度であるが、2011年を境に調整局面を迎え、2012年には制度全般に対する抜本的な見直しの方向が打ち出されるに至った。これは、買取価格が当時の設備設置費用を考慮すると合理的な補助水準を大きく上回っており、その結果として電気料金の高騰を招いたことによる¹⁵⁴。

特に、イタリアの産業用電気料金は欧州で最も高い。2014年2月に発足したマッテオ・レンツィ政権はビジネス環境を改善するため、これまで放置されていた電気料金の上昇を抑制するという方針のもと、買取価格を適時的に引き下げるという方針を実施した¹⁵⁵。しかし、GSEによれば2016年に143億ユーロに達してピークとなるが、2026年まで100億ユーロを超える重い費用負担が続く見通しである (図 1-106)。

¹⁵³ 当該制度は、エネルギー消費効率改善を目的とした既存の建物に対する改修 (intervention) も対象となるが、申請できるのは公的な建物を管理する行政機関のみである。

¹⁵⁴ IRENA, “Renewable Power Generation Costs in 2014”によると、2010年～2014年の5年間に世界の太陽光コストは概ね半分になり、火力発電のコストと競争的な水準にあるといえる。

¹⁵⁵ The Wall Street Journal, 2014年9月1日付 “Italy Powers Down Energy Subsidies”では次のように記載している。“Italy has many economic problems, but one of the most significant is also one of the least discussed: high electricity prices.”

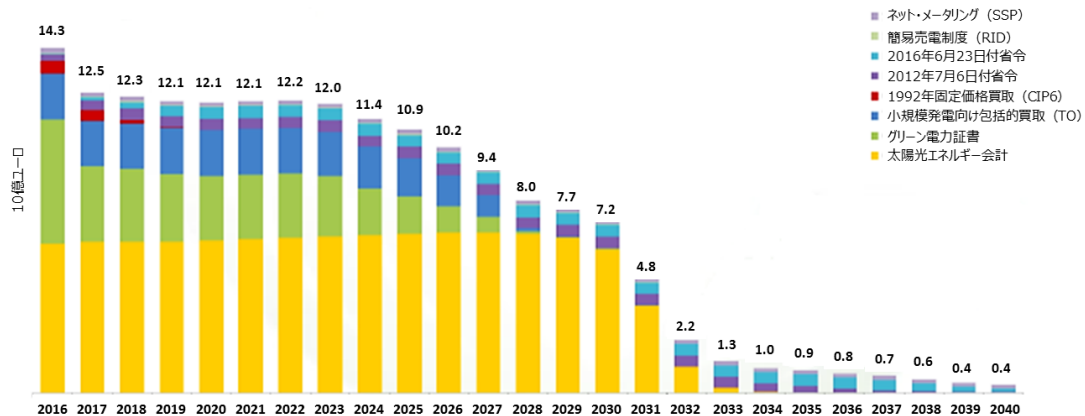


図 1-106 A3 料金の今後の見通し

出所) GSE, “Energie rinnovabili al 2020”, 2016 より作成

加えて、同国経済は2008年の世界金融危機以降停滞している。経済の立て直しは最重要課題であり、中でも失業率や顕在化している不良債権問題対策は喫緊の課題である。IMFは2016年7月11日に発表した報告書で、イタリアの経済活動が2008年の世界金融危機前の水準に戻るのには2020年代半ばになるとの見通しを示し、低成長がほぼ20年に及ぶ可能性がある」と警告している¹⁵⁶。2017年2月、イタリア経済開発省は2017年の同国の経済成長率を0.6~1.0%との予測を発表した。民間消費と貿易が低調となり、英国のEU離脱問題の影響を大きく受けると予想している¹⁵⁷。

また温暖化対策という側面において、二酸化炭素の排出量が最も多い石炭火力については、最新技術による環境対策を行っても地元の了解を得ることが困難で、新鋭火力の導入が大幅に遅れ、また中止に追い込まれる状況である。今後、COP21のパリ協定合意と石炭火力に対する経済協力開発機構(OECD)規制を支持するEUの方針に歩調を合わせ、石炭火力はフェーズアウトしていくと考えられる¹⁵⁸、¹⁵⁹

現在実施されている固定価格買取制度は遅くとも2017年末には終了する。イタリア政府は今後、経済を立て直しつつ、再生可能エネルギー普及の拡大を進めるため、事業者の収益と需要家の電気料金の負担のバランスを考慮しながら、補助金なしで発展する新たな再生可能エネルギー普及政策を模索する段階にある。

¹⁵⁶ IMF, “ITALY: IMF Country Report No. 16/222”, July 2016

¹⁵⁷ JETRO ウェブサイト, <https://www.jetro.go.jp/>, 世界のビジネスニュース「イタリア 2017年の経済成長見通し」

¹⁵⁸ Energy Review Center, 『月刊 エネルギー・レビュー2016年11月』, 「イタリアのエネルギー現状と原子力」

¹⁵⁹ E3G, 「歴史的な脱炭素化宣言を実現する石炭の段階的な廃止に向けたG7のパリへの道」でも示されている通り、イタリア大手電力会社のEnel SpAは2030年までに石炭火力発電所を閉鎖する必要性を認めている。

1.2.5 デンマーク

(1) 政策の概観

1) 再生可能エネルギー2020年導入目標

デンマークは、EUの「再生可能エネルギー利用促進指令（2009/28/EC）」で、2020年までに最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの導入比率を30%まで引き上げる目標が設定されている。これに対して、デンマークは2010年の「国家再生可能エネルギー行動計画（National Action Plan for renewable energy in Denmark）」で、2020年までに最終エネルギー消費の30%を再生可能エネルギーで賄うと同時に、分野別では電力の約52%、熱・冷房の約40%、輸送用燃料の約10%を再生可能エネルギー由来にする目標を発表した。その後、2012年に合意された「エネルギー協定（Danish Energy Agreement of March 2012）」では、より積極的な再生可能エネルギー導入方針を打ち出し、2020年における再生可能エネルギー導入目標を35%に引き上げた。

表 1-50 デンマーク：2020年までの再生可能エネルギー導入目標

2020年の最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー		割合
【2009年 再生可能エネルギー利用促進指令】		30.0%
【2012年 エネルギー協定】		35.0%
【2010年 国家再生可能エネルギー行動計画】		30.0%
	電力	51.9%
	熱・冷房	39.8%
	輸送用燃料	10.1%

出所) Ministry for Climate and Energy, “National Action Plan for renewable energy in Denmark” 2010、Ministry of Climate, Energy and Building, “DK Energy Agreement, March 22 2012” 2012より作成

2) 再生可能エネルギー2050年導入目標

2011年に新たに発足したデンマーク政府は2011年2月に「エネルギー戦略2050」を発表し、「2050年までに全てのエネルギーを100%再生可能エネルギーで賄う」という目標を示した。その後、「エネルギー戦略2050」の考え方に基づきデンマーク内閣が2011年11月に発行した「Our Future Energy」において、グリーン成長を加速させるための具体的な戦略や2050年の目標達成に向けた中間目標が設定された。また、2012年にデンマーク政府と野党との間で締結された「エネルギー協定」では、「エネルギー戦略2050」で示された長期目標が改めて確認されたほか、長期目標達成のための中間目標について与野党が合意した。

デンマークは、電力と熱に関しては、2035年に100%再生可能エネルギーで賄うことを掲げている。また、石炭火力発電を段階的に廃止し、2020年に石炭の消費量を2011年比65%削減して2030年までに石炭の利用から脱却することを目指している。重油ボイラーについても、2030年までの脱却を目標としている。

表 1-51 デンマーク：100%再生可能エネルギーに向けた中・長期目標

デンマーク政府目標	2020 年の“Our Future Energy”
2050 年に 100%再生可能エネルギー	化石燃料の総消費量を 2010 年比 26%削減
2035 年までに電力と熱で 100%再生可能エネルギー	電力と熱のための化石燃料の消費量を 2010 年比 50%削減
2030 年に石炭から脱却	石炭の消費量を 2011 年比 65%削減
2030 年までに重油ボイラーから脱却	重油ボイラーの数を 2010 年比で半減
2020 年に電力消費の半分を風力で賄う	電気消費量の 52%を風力発電で賄う
EU 目標	2020 年の“Our Future Energy”
2020 年に最終エネルギー消費の 30%を再生可能エネルギー	最終エネルギー消費の 36%を再生可能エネルギー
2020 年に輸送用燃料の 10%を再生可能エネルギー	輸送用燃料の 10%以上を再生可能エネルギー

出所) The Danish Government, “Our Future Energy” 2011 より作成

(2) 再生可能エネルギーへの支援施策

1) 再生可能エネルギー電気の導入支援施策

a. プレミアム価格買取 (FIP) 制度

2004 年に固定価格買取制度が廃止された後、風力発電への投資停滞時期を経て、2009 年から開始された再生可能エネルギーのプレミアム価格買取制度 (FIP) が 2016 年末時点も続いている。FIP では、卸市場での電力販売価格に、プレミアム価格 (上乘せ価格) が再生可能エネルギー発電事業者に支給される。プレミアム価格の原資は、公共サービス義務 (PSO: Public Service Obligation、以下 PSO とする) として電気料金に賦課され、全ての電力需要家が負担する。PSO には、FIP 等の気候変動・環境対策費用のほかに、エネルギーセキュリティに係る費用や、研究開発に係る費用が織り込まれている。

デンマークでは 1970 年代から風力発電に対する補助制度が開始され、これまでに様々な形で政府による導入支援策が講じられてきた。現在は、陸上風力、洋上風力ともに FIP の対象であるが、大型洋上風力については入札制度を導入している。

① 陸上風力発電

2014 年 1 月 1 日以降に稼働開始した陸上風力設備の買取価格は下表のとおり。例えば、出力が 25kW 未満の設備についてはプレミアム価格と市場価格の合計が上限 0.58DKK/kWh と設定されているため、市場価格が 0.33DKK/kWh を超えた時点でプレミアム価格は減額される。なお、2017 年 1 月 1 日以降に買取制度を利用する陸上風力発電設備は、プロジェクトごとの補助額の合計が 1,500 万ユーロを超えてはならないとされている。

表 1-52 デンマーク：陸上風力発電の買取価格

対象設備	支援形態	支援価格 (DKK/kWh)	備考
>25 kW	FIP	0.25 (+市場価格)	・定格出力運転時間 6,600 時間まで ・ローター面積 5.6MW/m ² 相当 ・市場価格との合計の上限は 0.58 DKK /kWh
		+0.013	・balancing費用として加算(接続開始から 20 年間)
電力会社出資	固定	0.33	・買取価格の設定は接続開始から 10 年間
		売電価格+0.10	・無期限で売電価格にボーナスとして付加
10-25kW	固定	1.32	・自家消費の場合 ・系統接続から 12 年間 ・補助決定から 2 年以内に系統連系が必要
≤10kW	固定	2.12	・自家消費の場合 ・系統接続から 12 年間 ・補助決定から 2 年以内に系統連系が必要

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017 年 3 月 2 日取得

②洋上風力発電

デンマークでは、入札により大規模洋上風力の事業者が選定されるが、一部の洋上風力については入札対象外で固定の買取価格が設定される。入札対象外の洋上風力発電の買取価格は下表のとおり。出力が 25kW 未満の設備の買取価格は、25kW 未満の陸上風力の仕組みと同様である。

表 1-53 デンマーク：入札対象外の洋上風力発電の買取価格

対象設備	支援形態	支援価格 (DKK/kWh)	備考
電力会社出資	固定	0.353	・定格出力運転時間 42,000 時間まで
		売電価格 +0.10	・無期限で売電価格にボーナスとして付加 ・発電事業者が系統利用料金を支払う場合は追加で 0.007 DKK /kWh 支給
領海・EEZ 内の 実証試験	固定	0.70	・定格出力運転時間 15,000 時間まで ・ローター面積 12.7MW/m ² 相当 ・総設備容量は 50MW ・2016 年末に終了 ・市場価格がマイナスの場合は支給されない

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017 年 3 月 2 日取得

入札対象の洋上風力発電の買取価格は、入札結果によって下表のとおり異なる。なお、入札への参加資格要件として、事業者の財政および技術に関する基準が設定されている。財政能力は、年間売上高（過去 3 年間の平均値）150 億 DKK 以上、株主資本比率 20% 以上、長期債務格付け BBB-または Baa3 以上等が必須要件となっている。技術要件は、10 年以内に 100MW 以上の類似洋上風力案件を最低 1 件開発・管理したこと、10 年以内に 25MW 以上の風力発電設備を最低 1 件維持・管理したこと等が基準となっている。

表 1-54 デンマーク：入札対象の洋上風力発電の買取価格

対象設備	支援形態	支援価格 (DKK/kWh)	備考
Horns Rev 2	固定	0.518	・2004年6月7日に決定 ・発電量 10TWh まで適用(接続開始から 20 年以内)
Rødsand 2	固定	0.629	・2008年2月7日に決定 ・発電量 10TWh まで適用(接続開始から 20 年以内)
Anholt	固定	1.051	・2009年4月30日に決定 ・発電量 20TWh まで適用(接続開始から 20 年以内) ・市場価格がマイナスの場合は支給されない(ただし年間最大 300 時間まで)
Horns Rev 3	固定	0.77	・2013年12月6日に決定 ・発電量 20TWh まで適用(接続開始から 20 年以内) ・市場価格がマイナスの場合は支給されない
Vesterhav Syd	固定	0.475	・2015年2月20日に決定 ・発電量 8.5TWh まで適用(接続開始から 20 年以内) ・市場価格がマイナスの場合は支給されない
Vesterhav Nord	固定	0.475	・2015年2月20日に決定 ・発電量 9TWh まで適用(接続開始から 20 年以内) ・市場価格がマイナスの場合は支給されない
Kriegers Flak	固定	0.372	・2015年5月6日に決定 ・発電量 30TWh まで適用(接続開始から 20 年以内) ・市場価格がマイナスの場合は支給されない

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017年3月2日取得

③バイオマス発電

バイオマスを原料とするスターリングエンジンや、その他の特殊な発電プラントで生産された電力の買取価格は下表のとおり。プレミアム価格は、2007年に対する前年の物価指数の変化率の60%をベースとして毎年1月1日に改定される。

表 1-55 デンマーク：バイオマス発電の買取価格

対象設備	支援形態	支援価格 (DKK/kWh)	備考
専焼	固定	0.793	
混焼	FIP	0.431 (+市場価格)	・市場価格との合計の上限は 0.793 DKK /kWh ・バイオマス利用相当の発電量のみ適用
≤6kW	固定	0.793 または 1.30	・2012年11月20日以降に系統接続 ・1.30 DKK /kWh は系統接続から 10 年間のみ ・2014年1月1日以降に接続開始した設備は、2018年1月1日まで毎年 0.14 DKK /kWh ずつ支援価格を引き下げ ・2017年1月1日以降は補助総額が最大 1,500 万ユーロ

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017年3月2日取得

④バイオガス発電

バイオガス発電による電力の買取価格は下表のとおり。プレミアム価格は、2007年に対する前年の物価指数の変化率の60%をベースとして毎年1月1日に改定される。専燃、混

焼ともに、プレミアム価格に加えて 0.26 DKK /kWh のボーナス価格が支給される¹⁶⁰。

また、出力が 6kW 未満のバイオガス専燃設備（2012 年 11 月 20 日以降に系統接続）は、1.3 DKK /kWh のプレミアム価格を選択することができる。ただし、この場合はプレミアム価格の適用期間が 10 年間に限定され、2014 年 1 月 1 日以降に系統接続した設備についてはプレミアム価格が 2018 年 1 月 1 日まで毎年 0.14 DKK /kWh ずつ減額される。

表 1-56 デンマーク：バイオガス発電の買取価格

対象設備	支援形態	支援価格 (DKK/kWh)	備考
専燃	固定	0.793	
		+0.26	・ボーナス価格として加算
		+0.10	・2016 年から年 0.02 DKK /kWh ずつ減額され 2019 年末に終了
混焼	FIP	0.431 (+市場価格)	・バイオガスによる発電量のみ適用
		+0.26	・ボーナス価格として加算
		+0.10	・2016 年から年 0.02 DKK /kWh ずつ減額され 2019 年末に終了
≤6kW	固定	0.793 または 1.30	・2012 年 11 月 20 日以降に系統接続 ・1.30 DKK /kWh は系統接続から 10 年間のみ ・2014 年 1 月 1 日以降に接続開始した設備は、2018 年 1 月 1 日まで毎年 0.14 DKK /kWh ずつ支援価格を引き下げ

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017 年 3 月 2 日取得

⑤太陽光発電

太陽光発電については、2013 年から 5 年間に、年間 20MW 分の太陽光発電向け予算を確保する。太陽光発電による電力の買取価格は下表のとおり。

なお、2017 年 1 月 1 日以降に買取制度を利用する設備については、プロジェクトごとの合計補助額が 1,500 万ユーロを超えてはならない。

表 1-57 デンマーク：太陽光発電の買取価格

対象設備	支援形態	支援価格 (DKK/kWh)	備考
≤6kW 住宅 (自家消費)	固定	1.30	・系統接続から 10 年間 ・2014 年 1 月 1 日以降に系統接続した設備は支援価格が毎年 0.14 DKK /kWh ずつ引き下げられる(2016 年: 0.88 DKK /kWh、2017 年: 0.74 DKK /kWh)
公共施設 (太陽光設置を目的としていない建物に設置))	固定	1.45	・系統接続から 10 年間 ・2014 年 1 月 1 日以降に系統接続した設備は支援価格が毎年 0.17 DKK /kWh ずつ引き下げられる(2016 年: 0.94 DKK /kWh、2017 年: 0.77 DKK /kWh)
公共施設 (自家消費なし)	固定	0.90	・系統接続から 10 年間 ・2014 年 1 月 1 日以降に系統接続した設備は支援価格が毎年 0.06DKK/kWh ずつ引き下げられる(2016 年: 0.72 DKK /kWh、2017 年: 0.66 DKK /kWh)

¹⁶⁰ このボーナス価格は、前年の天然ガス価格が 53.2DKK/GJ を上回った場合に、その差 1DKK/GJ につき 0.01DKK/kWh 引き下げられ、下回った場合は同じ割合で引き上げられる。

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017年3月2日取得

⑥水力・波力発電

水力発電、波力発電による電力の買取価格は下表のとおり。水力・波力ともに、2016年1月1日以降に系統接続された設備は500kW未満が支援対象となる。また、2017年1月1日以降の設備はプロジェクトあたりの補助総額が最大1,500ユーロである。

表 1-58 デンマーク：水力・波力発電の買取価格

対象設備	支援形態	支援価格 (DKK/kWh)	備考
水力	FIP	0.10 (+市場価格)	・系統接続から20年間
波力 (>6kW)	固定	0.60	・運転開始後10年間
		0.40	・運転開始後11~20年目
波力 (≤6kW)	固定	1.30	・系統接続から10年間 ・2014年1月1日以降に系統接続した設備は2018年1月1日までプレミアム価格を毎年0.14 DKK /kWh ずつ引き下げられる (2016年: 0.88 DKK /kWh、2017年: 0.74 DKK /kWh)

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017年3月2日取得

b. ネットメータリング制度

ネットメータリング制度は、発電事業者が発電量の全てまたは一定量を自家消費する場合、PSO が免除または一部免除される制度である。地熱発電以外の全ての再生可能エネルギーがネットメータリング制度の対象であり、免除の範囲は再生可能エネルギーの種類や出力規模によって異なる。

表 1-59 デンマーク：ネットメータリング制度の対象設備と条件

対象設備	条件
風力	・>25kW: 私有の供給システムに接続されているか、エネルギー消費地に立地 ・≤25kW: 私有の供給システムに接続されている
太陽光	・>50kW: 私有の供給システムに接続されているか、エネルギー消費地に立地 ・≤50kW: 私有の供給システムに接続されている
バイオガス 水力 バイオマス	・>11kW: エネルギー消費地に立地 ・≤11kW: 私有の供給システムに接続されている

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017年3月2日取得

PSO が免除される範囲は、下表のとおり。

表 1-60 デンマーク：ネットメータリング制度による PSO 免除

免除の範囲	対象設備
全ての PSO の免除	<ul style="list-style-type: none"> ・$\leq 50\text{kW}$ の太陽光発電設備 ・$\leq 25\text{kW}$ の風力発電設備 ・$\leq 11\text{kW}$ のバイオガス、水力、バイオマス発電設備
PSO のうち再生可能エネルギー導入支援費の免除	<ul style="list-style-type: none"> ・$> 50\text{kW}$ の太陽光発電設備 ・$> 25\text{kW}$ の風力発電設備 ・$> 11\text{kW}$ のバイオガス、水力、バイオマス発電設備

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017 年 3 月 2 日取得

c. 陸上風力発電の導入促進策

2009 年に施行された「再生可能エネルギー促進法」において、主に陸上風力発電の導入促進のために下記の支援策が打ち出された。

①不動産価値補償 (Loss of value scheme)

高さが 25m 以上の陸上風力発電設備を建設する際、不動産価値が 1%以上減る場合に、土地の所有者は減額分の補償を受けることができる。

②地域住民の出資優先権 (Purchasing right scheme)

高さが 25m 以上の陸上風力発電設備または入札対象外の洋上風力発電設備を建設する事業者は、最低 20%の株式を地域住民に売却しなければならない。株式の購入権利を持つのは、立地自治体かつ建設地から半径 4.5km 以内に居住する 18 歳以上の全ての住民である。

d. バイオガス発電の導入促進策

デンマークは、2020 年に国内で発生する家畜排泄物の 50%をバイオガス発電プラントの原料として利用する目標を掲げている。特に風力発電が盛んなデンマークでは、再生可能エネルギーのポートフォリオの中で天候に左右される風力発電を補うものとして、バイオガス発電が有効だと考えられている。

バイオガスの役割としては、分散型 CHP の燃料、天然ガスパイプラインへの混入、産業分野のプロセス燃料、輸送燃料などが期待され、下表のような支援策が発表されている。

表 1-61 デンマーク：バイオガス発電の導入促進策

2020 年に向けたバイオガス発電の導入拡大のための施策(抜粋)

- CHP を利用するバイオガス発電プラントへの支援の継続
- 家畜糞尿由来のバイオガス発電プラントへの追加補助(天然ガス価格に応じて補助額は引き下げられる可能性あり)
- 天然ガス導管に接続して売電するバイオガス発電プラントへの新たな補助制度

- バイオガスが商業利用または輸送に使用される場合の補助(39 DKK/GJ)
- バイオガス発電プラント導入時の初期投資への補助率 20%から 30%への増加
- 自治体への債務保証

出所) The Danish Government, “Our Future Energy” 2011 より作成

(3) 再生可能エネルギー熱の導入支援施策

デンマークにおける再生可能エネルギー熱の導入促進にかかる施策は、「熱供給法 (The Heat Supply Act)」に基づく自治体の熱電供給 (CHP : Combined Heat and Powe) 及び地域暖房 (DH : District Heating) 導入義務と、CHP への補助金やエネルギー税等の経済的インセンティブが柱となる。

「熱供給法」は 1970 年代の石油危機を背景として 1979 年に制定され、1982 年に施行された後、2000 年に改正された。「熱供給法」が制定された当初の主な目的は、国産の天然ガスを輸入石油に代わる地域暖房の燃料として普及させることと、大規模火力発電所における CHP の排熱を有効活用することであった。ただし、現在デンマークは 2050 年までに化石燃料から完全に脱却することを目標としているため、地域暖房の燃料についても天然ガスを含む化石燃料からバイオマス原料への転換を推進している。

デンマークでは、下図のとおり、2014 年の地域熱供給の約 50%が再生可能エネルギーによって生産された。再生可能エネルギーの原料は、バイオマス (木材、廃棄物、わら、バイオ燃料)、バイオガス、太陽熱、地熱、ヒートポンプである。

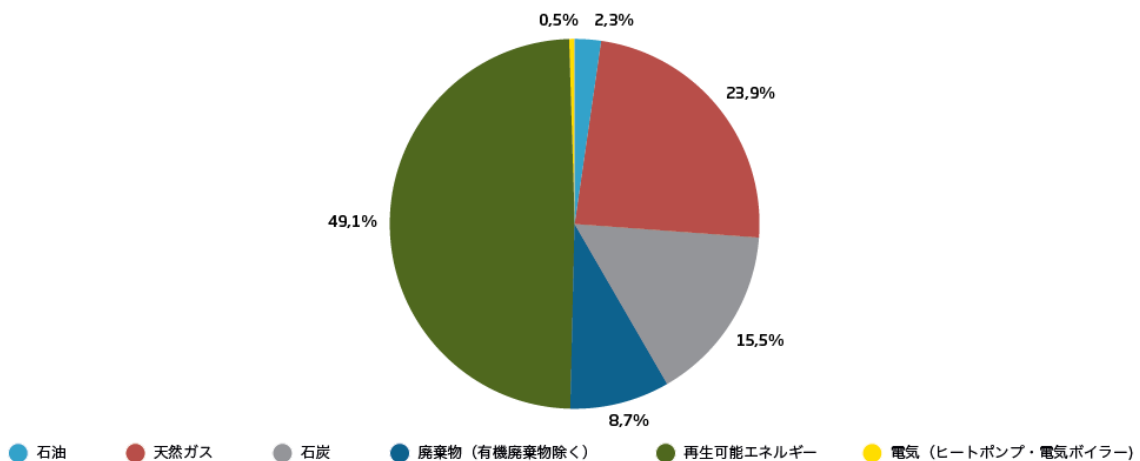


図 1-107 デンマーク : 地域熱供給の熱源の割合 (2014 年)

出所) State of Green, “Think Denmark” 2016, P.19

a. 熱電併給 (CHP) 導入支援

①補助金

1981 年にバイオマスを利用している地域暖房設備および CHP への投資に対する補助金を初

めて導入し、1984年、1992年にもそれぞれ CHP への投資に対する補助金を投入した。1994年には、バイオ燃料を原料とする地域暖房設備または天然ガスを利用した CHP の導入・拡大時の補助を実施した。

②税制優遇

1991年に地域暖房のための化石燃料に対する課税（エネルギー税および CO₂ 税）が強化され、再生可能エネルギーによる CHP を活用した熱供給システムへの投資を促進した。2002年には地域暖房設備の CHP 化を進めるため、暖房に利用する燃料への税金を高く設定する一方で発電用の燃料を非課税とする仕組みを導入し、熱単体の生産から CHP への移行を促進した。

b. バイオマスおよびバイオガス CHP のプレミアム

バイオガス CHP による熱供給に対して、下表のプレミアム価格（2013年1月1日以降）が支払われる。プレミアム価格は、天然ガス価格が 53.2 DKK /GJ を上回った場合にはその差額を引き下げ、下回った場合にはその差額を引き上げる。上限価格は、物価指数に連動して毎年改定される。なお、加算して支払われる 10DKK/GJ のボーナス価格は、2016年以降、0.02 DKK /GJ ずつ引き下げられて、2019年に廃止される。

表 1-62 デンマーク：バイオガス CHP の熱供給プレミアム（2017年2月10日時点）

燃料	プレミアム価格	備考
バイオガス	26 DKK /GJ (2013年1月1日以降)	<ul style="list-style-type: none"> 前年の天然ガス価格が 53.2 DKK /GJ を上回った場合に、その差額が引き下げられる 前年の天然ガス価格が 53.2 DKK /GJ を下回った場合に、その差額が引き上げられる
	+10 DKK /GJ (2016年1月1日以降)	<ul style="list-style-type: none"> ボーナス価格として上記のプレミアム価格に加算される 毎年 2DKK /GJ ずつ引き下げられ、2019年末までに終了

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017年3月2日取得

c. 税制優遇（エネルギー税）

1970年代、また1980年代に、熱供給のために使用する化石燃料へのエネルギー税が導入される一方で、バイオマスおよびバイオガスは適用を除外された。1980年代に石油と天然ガスの価格が下落したが、消費者がエネルギー消費を抑える動機を確保すべく、これらのエネルギーへの税率は維持された。さらに、1991年に地域暖房のための化石燃料に対する課税（エネルギー税および CO₂ 税）が強化され、地域暖房システムにおける再生可能エネルギーの利用が促された。下図は2002年1月1日時点の地域暖房のための燃料コストである。例えば、石炭の燃料代自体は最も安いのが、主にエネルギー税および VAT により総コストが高くなっていることが分かる。

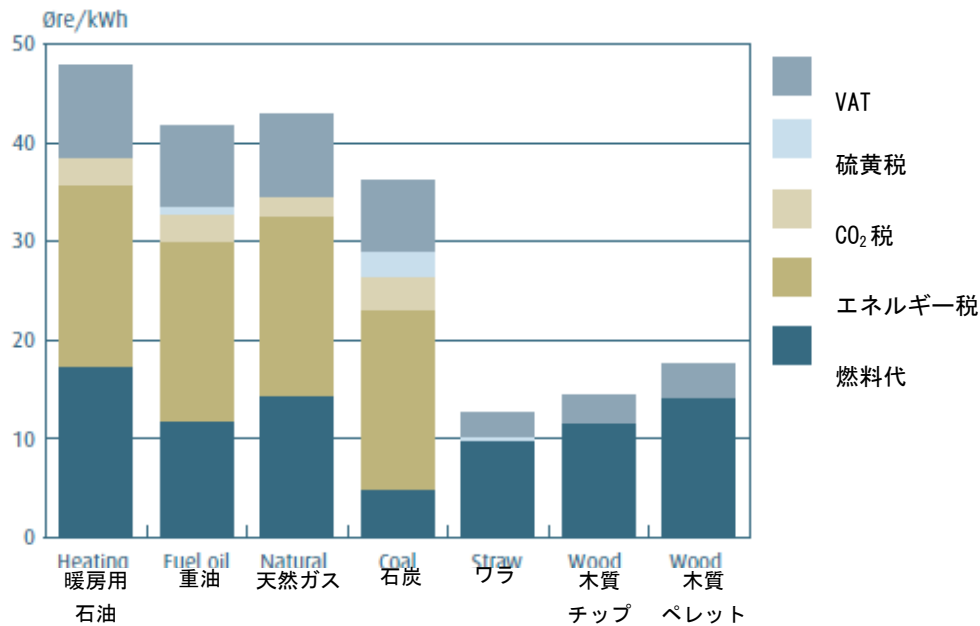


図 1-108 デンマーク：地域熱供給における燃料コスト（2002年）

出所) Danish Energy Agency, “Heat Supply in Denmark” 2005, P.9

その後、2009年の税制改革において、再生可能でない電気、天然ガス、石炭、石油への課税額が増加した際、熱供給のために使用される再生可能でない電気および化石燃料に対する税金も15%増額された。一方、再生可能エネルギー（大気熱、水力、バイオマス、バイオガス、地熱、太陽熱）を原料とする熱供給に関しては、燃料税が課されない。

2014年の熱供給のためのエネルギー税は下表のとおり。

表 1-63 デンマーク：熱供給におけるエネルギー税（2014年）

単位：DKK/GJ

燃料	エネルギー税	CO ₂ 税	NOx税	SO ₂ 税	合計
石油	71.8	12.3	1.3	0.0	85.4
天然ガス	71.8	9.5	1.0	0.0	82.4
石炭	71.8	15.9	2.6	2.3	92.6
わら、木材など	0.0	0.0	2.3	1.8	4.1

出所) Danish Energy Agency, “Use of solid biomass for heat and electricity in Denmark” 2016, P.13 より作成

(4) 火力発電に対する規制の動向

1) 大型火力発電所における石炭からの脱却

1993年に結ばれたバイオマス協定では、大型石炭火力発電所に対して石炭利用の許可を継続して与えた代わりに、バイオマス資源の混焼が義務付けられた。また、2005年には、もともと電気のみを生産していた集中型CHPがバイオマスおよびバイオガスを燃料とする場合にプレミアムを受けることができる制度が導入された。（(3)b参照）その後、2008年のエネルギー協定では、大型木質バイオマス混焼発電所においても麦わらや木質チップの利

用拡大が促進された。

2) 地域暖房における石炭からの脱却

1976年に発表された「エネルギー計画」では、天然ガスの利用拡大と同時に、熱供給計画における石油から石炭への切り換えが目指された。しかし、1980年代以降は環境負荷の大きい石炭から他の燃料への転換が強く推奨されてきた。熱生産のために利用される燃料は天然ガス、石炭、廃棄物、バイオマスなど様々であるが、1986年に発表された「コージェネレーション協定」では、天然ガス、ワラ、木質チップ、廃棄物やバイオガスなどの国産燃料を利用して合計450MWの小規模CHPプラントを建設することが約束された。

その後、1991年に地域暖房のための化石燃料に対するエネルギー税が強化されたことを受けて、エネルギー税およびVATを含めた石炭の燃料コストは割高となった。

(5) 今後の課題

デンマークでは、1990年代から徐々に再生可能エネルギーの導入が進み、2000年代に入り再生可能エネルギーの普及が一層拡大した。ただし、「2035年までに電力と熱を100%再生可能エネルギー由来とする」または「2050年にエネルギー消費を100%再生可能エネルギーとする」といった野心的な目標を達成するためには課題も存在している。以下で、デンマークにおける再生可能エネルギーの導入状況と、導入拡大に伴って発生している課題について述べる。

1) 公共サービス義務コストの上昇

再生可能エネルギーの普及に伴い、デンマークでは電力料金に上乗せされる公共サービス義務（PSO）に係るコストの上昇が問題となってきた。下表は過去5年間のPSOの推移である。近年、デンマークでは風力発電による発電量が増加する一方、卸電力価格が低下している。例えば2015年の電力価格は、2014年と比べ約25%低下した。そのため、FIP制度において上限価格と卸電力価格との差によって決まるプレミアム価格は上昇し、Energinet.dkのPSO支出が増加している。

表 1-64 デンマーク：PSOの電力料金への上乗せ単価の推移

年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年
DKK/kWh	0.077	0.155	0.174	0.216	0.225

出所) Energinet.dk, “Annual Report 2015” P.30 より作成

下図は、過去5年間の再生可能エネルギーに対する補助金額の推移である。2015年は総額7,981百万DKKのうち、56%にあたる4,480百万DKKが洋上、陸上を合わせた風力発電への支出であり、29%にあたる2,322百万DKKがCHPプラントへの補助であった。

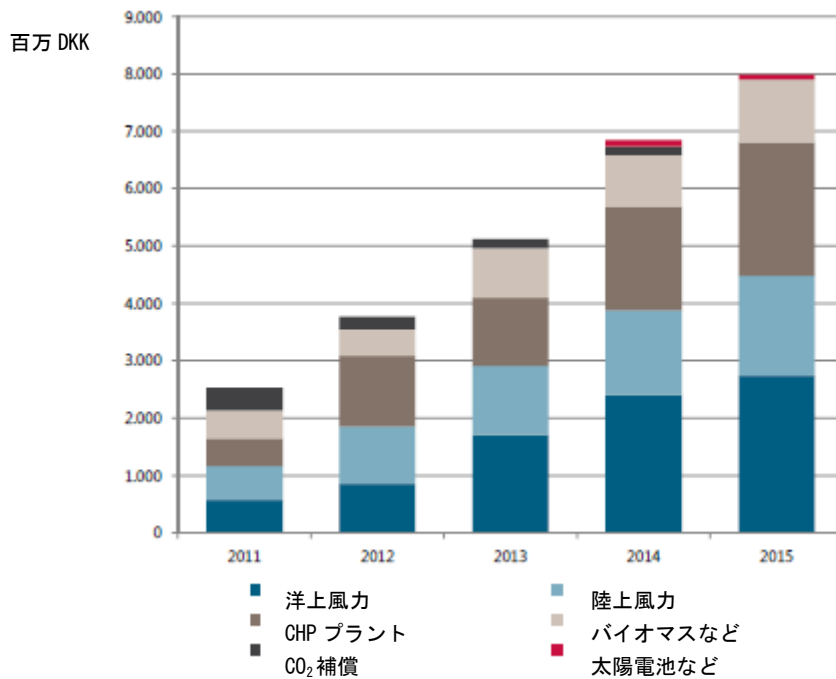


図 1-109 デンマーク：再生可能エネルギーへの補助の推移

出所) Energynet.dk, “Annual Report 2015”2016, P.30

PSO コストの上昇が続く中、2014 年に欧州委員会は「デンマークの PSO の仕組みは輸入される電力に対して不公平である」との見解を示した。これは、デンマークで消費されるあらゆる電力が PSO の賦課の対象となるのに対し、国内で生産された電力のみが PSO を原資として支給されるプレミアム価格の恩恵を受けるためである。

PSO に対する内外からの批判を受けて PSO のありかたに関する議論が進み、2016 年にデンマーク政府は、PSO を 2017 年から 2022 年にかけて段階的に廃止する決定をした。2022 年以降、再生可能エネルギー普及のための補助は消費者の電力料金ではなく、政府の予算によって賄われることになる。

なお、デンマークでは大型洋上風力発電に対して入札制度が導入された結果、大型洋上風力発電の買取価格単価が減少し、プロジェクトの総コストが政府の想定よりも低くなっているものの、PSO の段階的な廃止により 2017 年以降の歳入の減少は政府にとって新たな課題である。

2) バイオマス利用の促進

バイオマス利用に関する分析が実施された結果、デンマークエネルギー庁は 2014 年、デンマークにおける持続可能なバイオマスの利用は気候変動に好影響を与えるとして、バイオマスの利用促進について産業界へ協力を求めた。これに対して、産業界は政府の要請に応える形で 2014 年末に「持続可能なバイオマスのための産業協定」を結び、大規模 CHP プラントでのバイオマス利用の促進について合意した。

こうした背景もあり、近年、特に固形バイオマスの消費量が増加している。ただし、下表

のとおり、国内におけるバイオマスエネルギーの生産量については、ここ数年で特筆すべき変化は見られない。

表 1-65 デンマーク：バイオマスエネルギーの国内生産量

単位：TJ

バイオマス種類	2005年	2010年	2012年	2013年	2014年
ワラ	18,485	23,323	18,301	20,296	18,409
木質チップ	6,082	11,352	12,425	11,149	10,842
薪	17,667	23,779	19,660	18,612	15,634
木質ペレット	3,262	2,407	1,749	1,843	1,951
木質廃棄物	6,500	8,500	6,996	7,191	7,053
再生可能廃棄物	20,786	20,959	20,539	20,606	21,296
バイオ燃料	761	1,949	940	829	725
バイオマス合計	73,542	92,268	80,611	80,527	75,911

出所) Danish Energy Agency, “Energy Statistics 2014” P.5

他方、輸入バイオマスによるエネルギー消費量は下図のとおり増加傾向にある。デンマークエネルギー庁によれば、固形バイオマスの消費量は今後も顕著に増加し、2020年には現在と比較して約2倍にまで増える見込みである。これは、上述のバイオマス協定の影響もあり、主に大規模 CHP プラントでの木質ペレットや木質チップの消費量が増加していることが大きな原因である。こうした中、価格が変動するバイオマスをいかに安定的に確保するかが今後の重要な課題である。

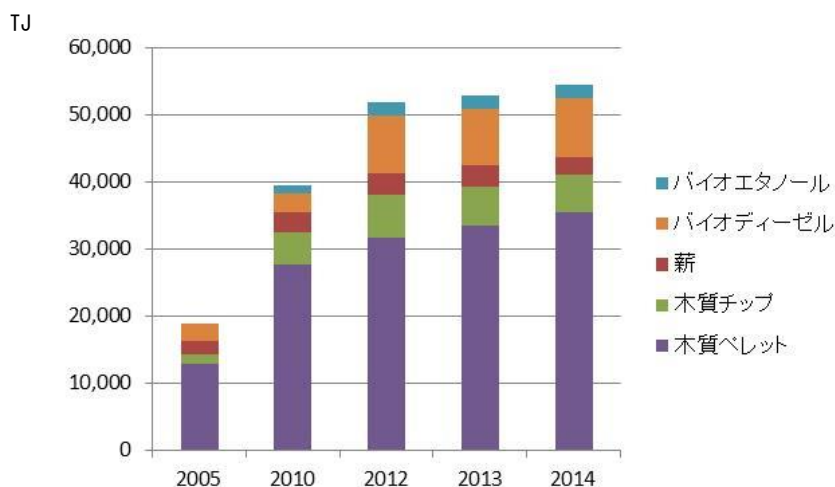


図 1-110 デンマーク：輸入バイオマスによるエネルギー生産量の推移

出所) Danish Energy Agency, “Energy Statistics 2014”, 2015, P.5 より作成

3) 風力発電の導入拡大を支えるための送電網の構築

近年、デンマークでは風力発電からの余剰電力が発生している。特に、国内の風力発電設備の大部分が存在するデンマーク西部では、2015年の年間発電時間 8,760 時間のうち 16% に相当する 1,460 時間で発電量が余剰となっていた。現在、デンマークは風力発電からの余剰電力がある際に、ノルウェー、スウェーデン、ドイツの需要家に電力を販売している。逆に、デンマークは主に風が少ない時には、価格に応じてノルウェーの水力発電、ドイツの太

陽光発電、スウェーデンの水力発電またはバイオマス発電等から電力を購入している。

下図は 2015 年のデンマークの電力輸出入量であり、プラスの値は輸入量、マイナスの値は輸出量を表している。2015 年はノルウェー、スウェーデンからの輸入量が多く、ドイツへの輸出量が多い。デンマーク国内の電力システムは比較的小さいが、近隣諸国と連系することで、北欧やドイツを含めた大きな電力システムへの統合を推進している。

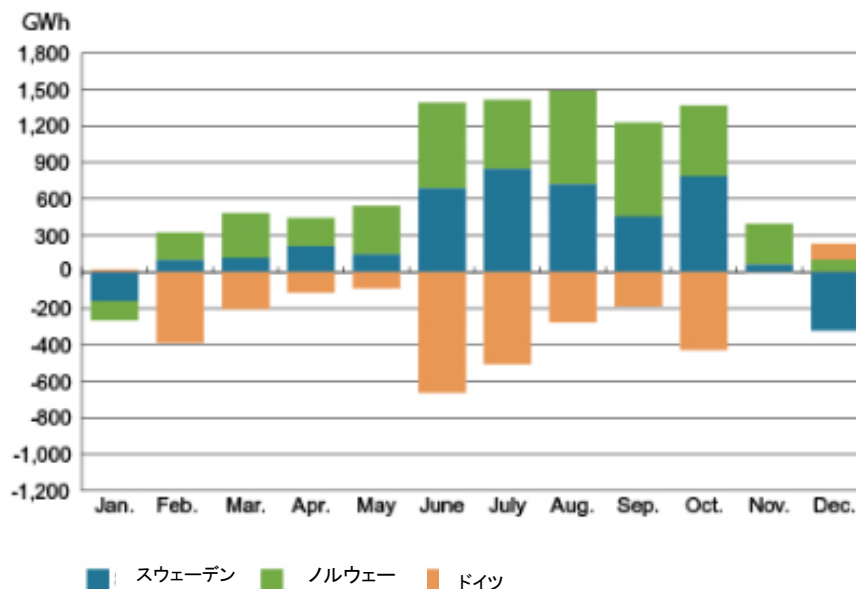


図 1-111 デンマーク：電力の輸出入量（2015 年）

出所) Energynet.dk ウェブサイト, <http://energinet.dk/EN/KLIMA-OG-MILJOE/Miljoerapportering/VE-produktion/Sider/Vind.aspx>, 2017 年 3 月 1 日取得

こうした中、風力発電による電力のより広範な販売機会を確保すべく、デンマークは隣国との国際連系を計画している。完成すればデンマーク最大の洋上風力設備となる **Kriegers Flak** ではドイツとの連系が計画されており、この国際連系は世界で初めて洋上風力を經由するものとなる。なお、EU は **Kriegers Flak**—ドイツ間および **Endrup**—オランダ間の国際連系に対して 17 億 DKK の資金援助を表明している。

1.2.6 フランス

(1) 政策の概観

1) EU 指令に基づく 2020 年導入目標達成に向けた進捗状況

フランスでは、2009 年 8 月に官報に公布された「環境グルネルの実施に関するプログラム法（第 1 法）¹⁶¹」の第 2 条において、2020 年までに最終エネルギー消費の少なくとも 23% を再生可能エネルギーとする目標が掲げられている。

この 2020 年再生可能エネルギー導入目標に対して、2015 年実績は 14.9%となっており、2009 年の「EU 再生可能エネルギー利用促進指令（2009/28/EC）¹⁶²」に基づきフランスが策定した「国家再生可能エネルギー行動計画（national renewable energy action plan）」の計画値と比較しても進捗が遅れており、2020 年目標値達成には遠い状況にある。

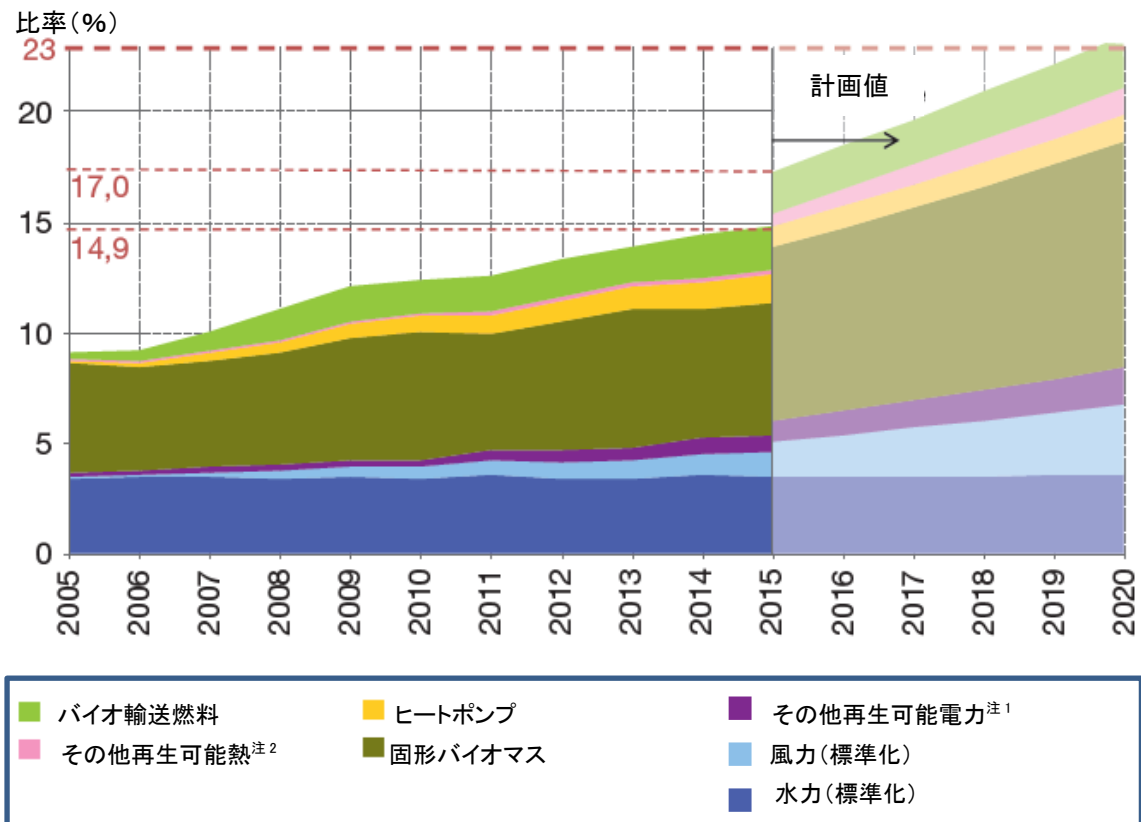


図 1-112 フランス：最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率の実績と計画値

注 1) 太陽光、海洋エネルギー、地熱、バイオマス（木材、バガス、バイオガス）、廃棄物発電

注 2) 太陽熱、地熱、バイオガス

¹⁶¹ Loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement (1)

¹⁶² Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC

2) 再生可能エネルギー2030年導入目標

2015年に「エネルギー転換法¹⁶³」が成立し、2030年までに再生可能エネルギーの利用比率を32%に引き上げることなど、2020年より先の目標が決定された。

分野別の導入目標は下表のとおり。

表 1-66 フランス：エネルギー転換法に基づく2030年再生可能エネルギー導入目標

最終エネルギー消費	2020年に23%、2030年に32%まで再生可能比率を引き上げ
発電分野	2030年までに再生可能発電比率40%を達成
熱分野	2030年までに最終消費量に占める再生可能熱比率38%を達成
輸送燃料分野	2030年までに最終消費量に占める再生可能燃料比率15%を達成
ガス分野	2030年までに最終消費量に占める再生可能ガス比率10%を達成

出所) エネルギー転換法,2015より作成

エネルギー転換法におけるこれらの目標を達成するため、政府は、「複数年エネルギー計画（PPE：programmation pluriannuelle de l'énergie、以下PPEとする）」と呼ばれる新たな計画ツールを導入した。エネルギー法典（Code de l'énergie）141条で規定されるこのPPEは、需要管理、エネルギー源の多様化、供給の確保、エネルギー貯留および系統の拡張といった複数の分野をカバーしている。エネルギー法典では、定量的な目標を定める初回の期間を2016～2018年度としており、以降5年を1期とし、2期分が策定される。2018年に実施予定の第1回の見直し以降、5年毎の見直しとなる。

再生可能エネルギー分野については、このPPE策定に先立って、2016年4月24日に、Ségolène Royal 環境エネルギー大臣が、上述の2030年までの導入目標に対応した新たな再生可能エネルギー「投資複数年計画（PPI：Programmation Pluriannuelle des Investissements）」に関連するアレテ¹⁶⁴に署名した。本アレテでは、発電分野だけでなく、熱分野、輸送燃料分野においても、2023年までの再生可能エネルギー源別の導入目標を設定している。

風力発電、特に洋上風力の導入遅延と太陽光発電の予測を上回るコスト削減を考慮し、上記のアレテでは風力発電目標を後ろ倒しにする一方、太陽光発電目標を2018年の5,400 MWを10,200 MWに、2023年には20,200 MWへと引き上げた（2008年にフランスは、2020年度に洋上風力を6 GW、陸上風力を19 MWとする目標を掲げていた）。

その後、従来型エネルギー源の目標も含めた第1回PPEが2016年10月27日付のデクレ¹⁶⁵で導入され、先行して公表されたアレテによる再生可能エネルギーの数値目標を反映さ

¹⁶³ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

¹⁶⁴ Arrêté du 24 avril 2016 relatif aux objectifs de développement des énergies renouvelables

フランスのアレテ（arrêté）は大臣、県知事、コミューン（市町村）の長およびその他の行政機関が制定する命令。日本の施行規則に相当する規定がアレテで制定されている。

¹⁶⁵ Décret no 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

デクレ（décret）は大統領および首相が制定する命令。フランスのデクレには日本の政令に相当するものと、国务院（コンセイユ・デタ）の議決を経て成立し法律と同等の効力を持つデクレ・アン・コンセイユ

せている。なお、この複数年エネルギー計画（PPE）では「低・エネルギー消費＋高・再エネ開発」と「高・エネルギー消費＋低・再エネ開発」の2つのシナリオが示されており、2023年末の目標は幅を持った形で示されている。

発電分野におけるエネルギー源別の2018年、2023年における目標は以下のとおり。

表 1-67 フランス：複数年エネルギー計画（PPE）での発電分野の源別目標

エネルギー源	2018 年末	2023 年末	備考
陸上風力	15,000MW	21,800～26,000MW	
洋上風力	500MW	3,000MW	500～6,000 MW 追加の可能性有り (第1回のプロジェクト実施からの知見、地域の意思決定プロセスや助成条件次第で異なる)
海洋エネルギー	—	100MW	200～2,000 MW 追加の可能性有り (パイロットファームからの知見、地域の意思決定プロセスや助成条件次第で異なる)
太陽光	10,200MW	18,200～20,200MW	1年あたり平均で約1.5GWの増設に相当
水力 (発電量)	25,300MW (61 TWh)	25,800～26,050MW (63～64 TWh)	
バイオマス	540MW	790～1,040MW	
メタン発酵	137MW	237～300MW	
地熱	8MW	53MW	

出所) “Décret no 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie”2016より作成

(2) 再生可能エネルギーへの支援施策

1) 再生可能エネルギー電気の導入支援施策

フランスでは、再生可能電気のための主な導入促進施策として、固定価格買取制度と競争入札制度による支援を行っている。2015年のエネルギー転換法施行以前は、2000年電力自由化法¹⁶⁶（現行のエネルギー法典）に基づく発電分野における投資複数年計画（PPI）の目標設備容量の未達成分について、補完的にエネルギー源別を実施する仕組みとして競争入札制度を活用し、導入目標達成の確実性担保を図っていた。エネルギー転換法施行後は、エネルギー法典311-10条に基づき、所管省庁が、2016年10月24日付のデクレで設定されたPPEの目標設備容量未達成分について入札を募集することができるとされている。

エネルギー転換法施行前後の主要促進制度の適用対象を整理すると以下のとおり。

表 1-68 フランス：再生可能発電設備支援制度の適用範囲（エネルギー転換法施行前）

	陸上風力発電	太陽光発電	左記以外
設備容量 12MW 超	固定価格買取 または 競争入札	競争入札	競争入札
設備容量 100kW～12MW	固定価格買取 または 競争入札	競争入札	固定価格買取 または 競争入札
設備容量 100kW 以下	固定価格買取 または	固定価格買取 または	固定価格買取 または

ユ・データ（décret en Conseil d'Etat）の2種類があり、本デクレは前者に該当。

¹⁶⁶ Loi no 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

	競争入札	競争入札	競争入札
--	------	------	------

出所) 各種資料より作成

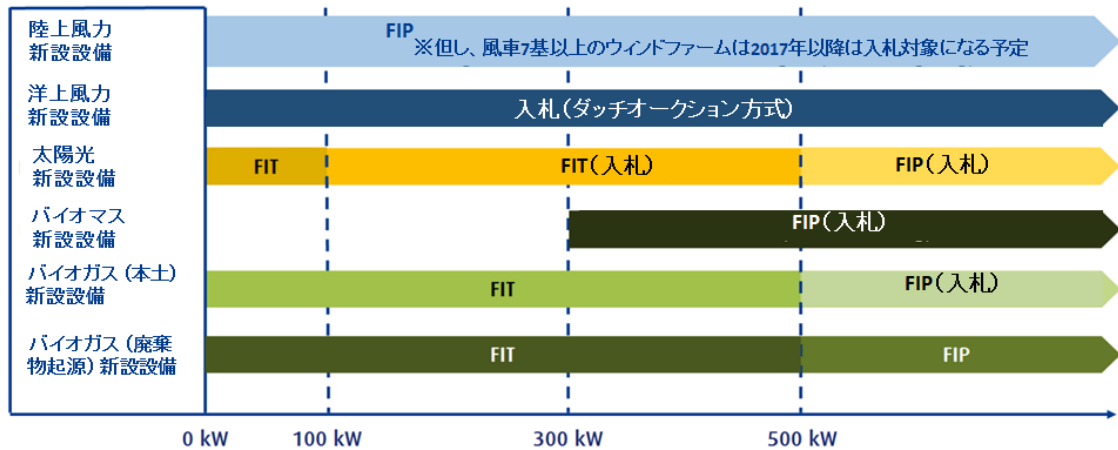


図 1-113 フランス：再生可能発電設備支援制度の適用範囲（エネルギー転換法施行後）

注) バイオガス発電は 12MW 以下の設備が支援対象

出所) Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW), “Neuordnung der Fördermechanismen für erneuerbare Energien in Frankreich Stand: Februar 2017” P.6, 2017 より作成

a. 固定価格買取制度（エネルギー転換法以前）

フランスでは、2000 年電力自由化法で固定価格買取制度が導入され、エネルギー源別の買取価格や要件は、下位法令（アレテ等）により別途規定された。配電系統運用者である EdF（現在は配電部門子会社である Enedis 社）およびその他の小規模配電事業者が、15 年間もしくは 20 年間にわたって、支援対象となる発電設備からの電力の買電契約を固定価格で締結することが義務付けられた。

支援対象とする再生可能エネルギー発電設備は、12 MW 以下のプロジェクトに限定されている。但し、陸上風力発電は、2005 年 7 月に施行された「エネルギー政策基本法¹⁶⁷」で、原則として「風力発電開発区域（ZDE：zone de développement de l'éolien）」に立地する設備のみを支援対象とする一方、上記の 12MW という設備容量上限を撤廃した。

本土に設置される再生可能エネルギー発電設備に適用される買取価格は以下のとおり。なお、太陽光については、2011 年 3 月のアレテ施行以降、四半期ごとに新規設備に適用する買取価格を調整する仕組みに改定された。

表 1-69 フランス：本土における再生可能エネルギー源別の買取価格【太陽光以外】

エネルギー源	買取期間	本土の新規設備に適用される 1kWh あたりの買取価格	
陸上風力	15 年間	最初の 10 年間	8.2 ユーロセント
		以降 5 年間 ^注	2.8 ユーロセント *年間稼働時間 3,600 時間以上 ～ 線形補間法により決定
			6.8 ユーロセント *年間稼働時間 2,800 時間 ～ 線形補間法により決定
			8.2 ユーロセント *年間稼働時間 2,400 時間以下

¹⁶⁷ Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique

エネルギー源	買取期間	本土の新規設備に適用される 1kWh あたりの買取価格	
洋上風力	20 年間	最初の 10 年間	13.0 ユーロセント
		以降 10 年間 ^注	3.0 ユーロセント *年間稼働時間 3,800 時間以上 ～ 線形補間法により決定
			9.0 ユーロセント *年間稼働時間 3,200 時間 ～ 線形補間法により決定 13.0 ユーロセント *年間稼働時間 2,800 時間以下
水力	20 年間	6.07 ユーロセント 出力規模に応じて 0.5～2.5 ユーロセント/kWh のボーナス + 冬季は、出力規模に応じて 0～1.68 ユーロセント/kWh の追加ボーナス	
海洋エネルギー (波力、潮力など)	20 年間	15.0 ユーロセント	
地熱	15 年間	20.0 ユーロセント エネルギー効率に応じて 0～8 ユーロセント/kWh のボーナス	
バイオマス混焼 (植物性、動物性)	20 年間	4.34 ユーロセント エネルギー効率、利用資源に応じて 7.71～12.53 ユーロセント/kWh のボーナス	
バイオガス	15 年間	8.121～9.745 ユーロセント 技術種類に応じて 0～4 ユーロセント/kWh のボーナス	
メタンガス化	15 年間	11.19～13.37 ユーロセント 技術種類に応じて 0～4 ユーロセント/kWh のボーナス + メタンガス化により 0～2.6 ユーロセント/kWh のボーナス	
一般固形廃棄物 (バイオガス除く) ※新規設備が対象	15 年間	4.5 ～5.0 ユーロセント エネルギー効率に応じて 0～0.3 ユーロセント/kWh のボーナス	

注) 11 年目以降の買取価格は当該設備の年間稼働時間によって決定。例えば、年間稼働時間が 3,000 時間の陸上風力の場合、上記の 3,600 時間と 2,800 時間の価格をもとに線形補間法により価格を決定
出所) エネルギー規制委員会 (CRE) ウェブサイト、<http://www.cre.fr/operateurs/producteurs/obligations-d-achat>, 2017 年 3 月 2 日取得より作成

表 1-70 フランス：新規太陽光発電に適用される買取価格 (2013 年 2 月～)

単位：ユーロセント/kWh

種類	建物用途	出力	2013 年				2014 年			
			2 月	4 月	7 月	10 月	1 月	4 月	7 月	10 月
建物一体	住宅	～9kW	31.59	30.77	29.69	29.10	28.91	27.94	27.38	26.97
建物部分一体		～36kW	18.17	16.81	15.21	14.54	14.54	14.16	13.95	13.74
		36～100kW	17.27	15.97	14.45	13.81	13.81	13.81	13.25	13.05
その他設置		～12MW	8.18	7.96	7.76	7.55	7.36	7.17	6.98	6.80

種類	建物用途	出力	2015 年				2016 年		
			1 月	4 月	7 月	10 月	1 月	4 月	7 月
建物一体	住宅	～9kW	26.57	26.17	25.78	25.39	25.01	24.63	24.27
建物部分一体		～36kW	13.46	13.95	14.70	14.40	13.82	13.27	13.01
		36～100kW	12.79	13.25	13.96	13.68	13.13	12.61	12.36
その他設置		～12MW	6.62	6.45	6.28	6.12	5.96	5.80	5.66

出所) 各種資料より作成

b. プレミアム価格（FIP）制度（エネルギー転換法以降）

2016年5月29日、30日の官報で、2015年エネルギー転換法104条で導入が規定されていたプレミアム価格（FIP）制度の施行に関するデクレ¹⁶⁸が公布された。新たなFIP制度では、再生可能発電事業者が自ら電力を市場等で販売して得る売電収入に、エネルギー源別にアレテで定められたプレミアム価格が上乘せされる。

FIP制度に関するデクレの公布以降、フランス電力会社（EdF）等と電力購入契約を締結した設備は、以下を除きFIP制度の対象となる。なお、FIP制度に係るデクレの施行前にFIT制度に基づく電力購入契約の権利を得ていた事業は、引き続き現行のFITが適用される（但し、当該デクレの施行後18ヶ月以内とする期限が設定されている。）。

表 1-71 フランス：FIP制度の適用が除外される対象設備要件

水力発電	・設備容量 500kW 以下
太陽光発電	・設備容量 100kW 以下の屋根設置型設備 ・簡易入札による設備容量 100～500kW の屋根設置型設備
バイオガス発電	・設備容量 500kW 未満(フランス本土に立地する無害廃棄物及び生野菜類メタン化によるバイオガスを使用したプロジェクト)
洋上風力発電	・浮体式洋上発電設備

出所) 各種資料より作成

ここで、300kW超のバイオマス発電設備、500kW超の太陽光発電設備、500kW以上のバイオガス発電設備、洋上風力発電（浮体式等の助成を受けたものを除く）は、入札により支援対象設備を決定するとともに、入札の仕様で落札後の支援形態をFIP制度とすることが規定される。

既にFIT制度での売電契約を締結している再生可能発電設備についても、FIP制度の適用対象となる要件を満たしている設備は、FIP制度に支援形態を切り替えることができる。但し、こうした既存設備は、FIP制度に切り替えてから3年以内であれば、FIT制度に支援形態を戻すことが認められている。

FIP制度での支援を受ける再生可能発電事業者は、卸電力取引市場（EPEX spot）の前日市場/当日市場や、電力供給事業者/アグリゲーターとの電力購買契約に基づき、売電を行う。この売電収入に加えて、エネルギー源別の基準価格（現状の固定買取価格に相当）と事後的に算定された市場平均価格¹⁶⁹の差分に相当する市場販売プレミアム額をEdFから得る。なお、2017年に運用を開始予定の容量市場で得られる収益は、市場販売プレミアムから差し引かれる。

¹⁶⁸ Décret n° 2016-682 du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération prévus aux articles L. 314-1 et L. 314-18 du code de l'énergie et complétant les dispositions du même code relatives aux appels d'offres et à la compensation des charges de service public de l'électricité、及び

Décret n° 2016-691 du 28 mai 2016 définissant les listes et les caractéristiques des installations mentionnées aux articles L. 314-1, L. 314-2, L. 314-18, L. 314-19 et L.314-21 du code de l'énergie

¹⁶⁹ 価格指標としては、前日市場での市場価格平均、フランス市場での先物価格平均、上記二つのコンビネーションのいずれかによることとされている。

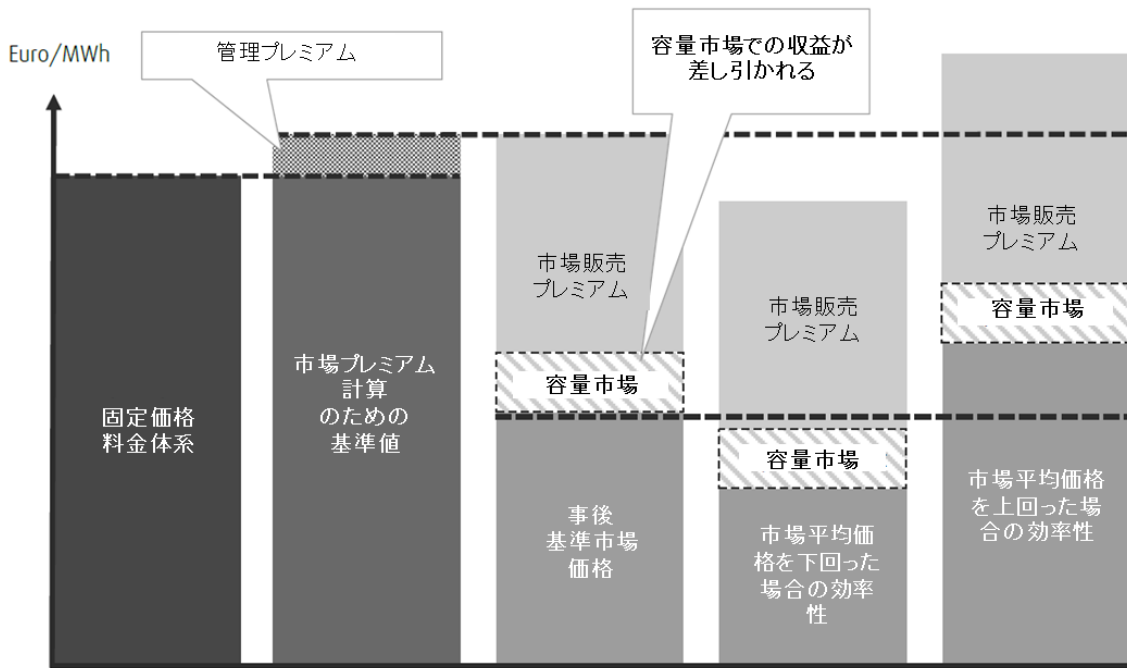


図 1-114 フランス： FIP 制度の市場販売プレミアムの仕組み

出所) Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW), “Die Direktvermarktung von erneuerbaren Energien in Frankreich Eckpunkte der Verordnungen zur Einführung der Direktvermarktung mit Marktprämie” 2016 より作成

デクレでは、FIP 制度を選択したものの、売電先が見つからない再生可能発電事業者向けに「ラストリゾート」として EdF が買取をする制度が設けられている。但し、このラストリゾートサービスを利用した場合の売電価格は、基準価格の 80%を超えてはならないと規定されている。

卸電力取引市場の取引価格がマイナスになった場合には、当該時間帯の発電量に対して市場販売プレミアムは支給されない。但し、年間を通してバイオマス発電は 70 時間、太陽光発電は 15 時間を超過して市場価格がマイナスになった場合には、市場販売プレミアムを受け取ることができる。

c. 競争入札制度

フランスでは、固定価格買取制度と並行して、特定の再生可能エネルギー源を対象とした競争入札制度を実施している。上述のとおり、エネルギー政策を所管する大臣が、エネルギー転換法の施行以前は 2000 年電力自由化法に基づく再生可能エネルギー源別の投資複数年計画 (PPI)、施行以降はエネルギー法典に基づく PPE の目標が達成されていない場合、当該再生可能エネルギー源による発電設備を対象とした入札を行うことが可能となっている。

2016 年末までに公表されている競争入札のスケジュールは下表のとおり。

表 1-72 フランス：再生可能エネルギー発電を対象とした競争入札の実施状況

エネルギー源	募集容量	募集締切
陸上風力	500MW	2005年1月30日
洋上風力	500MW	2004年8月13日
(第1回)バイオマス、バイオガス	250MW	2004年4月19日
(第2回)バイオマス、バイオガス	300MW	2007年8月9日
(第3回)バイオマス	250MW	2009年7月15日
(第4回)バイオマス(12MW超)	200MW	2011年2月28日
太陽光(地上設置型)	300MW	2010年1月25日
洋上風力	95MW	2011年5月30日
太陽光(250kW超)	450MW	2012年2月8日
太陽光(100-250kW)	30MWずつ 計150MW	第1期:2012年1月20日 第2期:2012年3月31日 第3期:2012年6月30日 第4期:2012年9月30日 第5期:2012年12月31日 ※第6期、7期はキャンセル
洋上風力	5サイト計 2,400~3,000MW	2012年1月11日
太陽光(250kW超)	400MW	2013年9月16日
洋上風力	2サイト計 960~1,000MW	2013年11月29日
太陽光(100-250kW)	40MWずつ 計120MW	第1期:2013年10月31日 第2期:2014年2月28日 第3期:2014年6月30日
太陽光(250kW超)	800MW (当初400MW注)	2015年6月1日
太陽光(100-250kW) (屋根置き型・ソーラーカーポート)	80MWずつ 計240MW (当初40MW計 120MW)	第1期:2015年9月21日 第2期:2016年1月21日 第3期:2016年5月20日
バイオマス	60MWずつ 計180MW	第1期:2016年8月22日 第2期:2017年9月1日 第3期:2018年8月31日
水力		2016年12月19日
太陽光(500kW-17MW、地上設置型)	500MWずつ 計3,000MW	第1期:2017年2月3日 第2期:2017年6月1日 第3期:2017年12月1日 第4期:2018年6月1日 第5期:2018年12月3日 第6期:2019年6月3日
太陽光(100kW-8MW、建物設置型、温室、営農型、カーポート)	150MWずつ 計1,350MW	第1期:2017年3月10日 第2期:2017年7月7日 第3期:2017年11月6日 第4期:2018年3月9日 第5期:2018年7月6日 第6期:2018年11月5日 第7期:2019年3月8日 第8期:2019年7月5日 第9期:2019年11月4日
バイオマス CHP	40MW	2017年6月2日

注) この内訳は、地上設置型に200MW、屋根設置型に150MW、ソーラーカーポートに50MW
出所) エネルギー規制委員会(CRE)ウェブサイト, <http://www.cre.fr/operateurs/producteurs/appels-d-offres>,
2017年3月15日取得より作成

特に太陽光発電については、2011年3月4日付アレテにより、100kW超の新規設備は、競争入札により支援設備を決定する方式に移行した。フランスの太陽光発電を対象とした入札制度では、価格だけでなく太陽光モジュールのカーボンフットプリント評価等を含めた総合評価方式が採用されている。

2) その他の再生可能エネルギー電気の導入支援政策

a. エネルギー転換に向けた投資額還付制度（CITE）

フランスでは、2005年1月から、各個人家庭における再生可能エネルギー機器やヒートポンプ、省エネ機器等への投資に対して、投資額の最大40%を税額控除の形で払い戻す「エネルギー投資額還付制度（CIDDD : Le crédit d'impôt dédié au développement durable）」を開始した。本制度は、築2年以上で、日常的に居住している建物のエネルギー改修を行う際に、その費用を所得税から控除する制度で、再生可能電力・熱の両方を対象にしており、当初は家庭におけるバイオマス、太陽光、太陽熱温水器を主な対象としていた。なお、太陽光発電設備は、2014年1月1日以降、税額控除の対象から除外されている。

その後、数次の改正を経て、2014年9月以降は「エネルギー転換のための投資額還付制度（CITE : Le crédit d'impôt pour la transition énergétique、以下CITEとする）」となり、新築・改築住戸における設備投資額の30%の税額控除を通じ、再生可能エネルギーを使用した機器購入を促進している。2017年2月末時点で、本税額控除を2017年12月31日まで延長することが決定している。

b. 付加価値税の減免

フランスでは、消費財の購入に付加価値税（VAT）が課されるが、「2000年財政法（Loi n° 99-1172）」によって、再生可能設備の購入・設置に賦課されるVATが7%に減免された。このVAT軽減税率の対象となるテクノロジーは、風力、太陽エネルギー、水力及びバイオマスである。2014年1月1日以降は、フランス本土の風力、水力及びバイオマスのVAT軽減税率が5.5%に変更となり、太陽光（3kW以下まで¹⁷⁰）は10%に引き上げられた。

(3) 再生可能エネルギー熱の導入支援政策

フランスにおける主な再生可能エネルギー熱支援制度は、熱基金（Le fonds chaleur）と一般家庭向けの3つの制度、エネルギー投資額還付制度、エネルギー供給者に対する省エネルギー証書制度、および無利子のエコローン制度（Eco-PTZ : écoprêt à taux zéro）で構成されている。

a. 熱基金

熱基金（Le fonds chaleur）は、再生可能エネルギー及び廃熱回収による熱生産を支援する

¹⁷⁰ 3 kW を超えた分には、標準税率が適用される。

目的で、2008年12月に設立された。環境・エネルギー管理庁（ADEME：Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie）が、管理・執行を行う。

熱基金は、大規模バイオマスとそれ以外のプロジェクトの2つのプログラムに分かれている。

大規模バイオマス（年1ktoe以上）を対象とした、「産業・農業・公共サービス業向けバイオマス熱（BCIAT）」プログラムでは、環境・エネルギー管理庁が年に1回公募入札を実施し、そこで選定されたバイオマス設備に対し、FIPを供与する。プレミアムの額は、対象となる設備の規模により異なる。

また、これ以外のセクターおよび上記基準に該当しないバイオマス小規模設備プロジェクトに関しては、地域ごとに当該地域を担当する環境・エネルギー管理庁が、公募によりプロジェクトを選定する。

公共部門および農業・産業部門に対するプレミアム価格（FIP）は、下表のとおりとなっている。

表 1-73 フランス：熱基金に基づくプレミアム価格

エネルギー生産 (年間 toe)	公共部門に対する 地方交付金(ユーロ/toe)	農業・産業部門に対する 地方交付金(ユーロ/toe)
0~250 toe	1,750	1,100
250~500 toe	1,250	(木材業界は 650)
500~1,000 toe	600	600
>1,000 toe	300	BCIAT による公募入札対象

注) 例えば年間エネルギー生産量が 1,100 toe である公共部門の設備に対するプレミアムは、 $1,750 * 250 + 1,250 * 250 + 600 * 500 + 300 * 100 = 1,080,000$ ユーロとなる。

出所) ECOFYS 社サイト, “Renewable Energy Policy Country Profiles 2011 version”

http://www.ecofys.com/files/files/ecofys_re-shaping_country_profiles_2011.pdf, 2017年3月2日取得

b. エネルギー転換に向けた投資額還付制度（CITE）

フランスでは、2005年1月から、「2005年財政法」に基づき、各家庭における再生可能エネルギー機器やヒートポンプ、省エネ機器等への投資に対して、投資額の一定比率を税額控除の形で払い戻す「エネルギー投資額還付制度（CIDD）」を開始した。この制度は、再生可能電力・熱の両方を対象にしている、家庭におけるバイオマス、太陽熱温水器を主な対象としていた。

その後、2014年9月1日に本制度は、「エネルギー転換に向けた投資額還付制度（CITE）」に改正された¹⁷¹。

主な対象機器及び技術仕様、性能要件等は、次ページ表のとおり。

この他にも、ガラス窓用断熱材、壁/床/玄関ドアの断熱、暖房/給湯用の生産/供給設備の断熱等も税額控除の対象となる。

¹⁷¹ 住宅については2015年1月1日以降、省エネ改築の際に所定の技術基準を満たす認証業者を利用することが税額控除の条件となっている。認定業者は RGE（Recognized Guarantor of the Environment）と呼ばれる。

表 1-74 フランス：エネルギー転換に向けた投資額還付制度の主な機器の対象要件

対象機器	特徴及び性能
個別・集合ボイラー	コンデensingボイラー
ガスマイクロ CHP ボイラー	電気容量 3kVA 以下
ヒートポンプ	<ul style="list-style-type: none"> ・空気熱/水冷式ヒートポンプ(暖房/給湯用):COP3.4 以上 ・地中熱ヒートポンプ(暖房/給湯用):COP3.4 以上 ・ヒートポンプ給湯器:テスト標準 EN16147 に従って下記を満たすもの <ul style="list-style-type: none"> - 室内/室外の空気をエネルギー源:COP2.4 以上 - 排気をエネルギー源:COP2.5 以上 - 地中熱をエネルギー源:COP2.3 以上
家庭用太陽熱温水器、及び太陽光との複合システム	<ul style="list-style-type: none"> ・CSTBat、Solar Keymark、または同等の認定の太陽熱集光器システム ・但し、太陽熱集熱パネルの税込 1,000 ユーロ/㎡を上限
風力/水力/バイオマス発電設備	・太陽光発電パネルは除外
木材またはその他バイオマスで稼働する暖房/給湯設備	
熱供給網への接続設備	

出所) 環境・エネルギー管理庁 (ADEME) サイト¹⁷²より作成

2017年2月末時点で、本税額控除は2017年12月31日まで延長されることが決定している。

c. 省エネルギー証書

省エネルギー証書 (CEE : Certificats d'économies d'énergie) 制度は、エネルギー供給業者 (電力、ガス、LPG、冷暖房、燃料) に対し、消費者の省エネ促進を義務づけるものである。本制度は、2006年に導入され、2015年より第3期 (1期は3年) に入っている。エネルギー販売量に応じて省エネ量に係る複数年目標が供給事業者間に配分され、事業者は消費者に省エネを促進するという仕組みとなっている。ヒートポンプや太陽熱設備、木材使用ボイラーを設置することにより省エネを達成した場合も、省エネルギー証書の発行対象となる。

d. 無利子エコローン (Eco-PTZ)

Eco-PTZ とは、30,000 ユーロまでの無担保・無利子ローン (原則 10 年間) を所定のエコリノベーション¹⁷³を行う住宅 (マンションを含む) の占有者又は大家に対し供与するものである。2014年9月1日以降、RGE (Recognized Guarantor of the Environment) 企業によって、施工された工事のみが本ローンの対象となる。上限は一種類の工事当たり 10,000 ユーロ (全体では 30,000 ユーロ) である。

¹⁷² 環境・エネルギー管理庁の関連サイトアドレスは以下のとおり。 <http://www.ademe.fr/particuliers-eco-citoyens/financer-projet/renovation/dossier/credit-dimpot/credit-dimpot-transition-energetique-0>

¹⁷³ 例えば、屋根・外壁等の断熱や、再生可能エネルギーを使用した暖房ないし給湯の導入などについて、複数の工事を同時に行うことが要件となっている。

(4) 火力発電に対する規制の動向

2015年時点で、石炭火力発電の発電量は8.5TWhとなり、フランス国内の発電端発電量の約1.6%となっている。フランス政府は、2023年までに石炭火力発電から脱却することを目標としている。

表 1-75 フランス：エネルギー源別の設備容量、発電量の推移（2013～15年）

エネルギー源	設備容量 (GW)			発電量 (TWh)			
	2013年末	2014年末	2015年末	2013年	2014年	2015年	
合計	128.1	128.9	129.3	550.9	540.6	545.1	
原子力	63.1	63.1	63.1	403.7	415.9	416.8	76.5%
水力	25.4	25.4	25.4	75.7	68.2	58.7	10.8%
化石燃料火力	25.6	24.4	22.6	44.7	27.0	33.2	6.1%
石炭	6.3	5.1	3.0	19.8	8.3	8.5	1.6%
燃料油	8.8	8.9	8.6	5.4	4.4	2.8	0.5%
ガス	10.5	10.4	10.9	19.5	14.3	21.9	4.0%
再生可能(除く水力)	14.0	16.0	18.2	26.8	29.5	36.4	6.7%
風力	8.1	9.1	10.3	15.9	17.0	21.1	3.9%
太陽光	4.3	5.3	6.2	4.6	5.9	7.4	1.4%
再生可能火力	1.5	1.6	1.7	6.3	6.6	7.9	1.4%

出所) エネルギー規制委員会 (CRE) , “Report 2015-2016, Functioning of the wholesale electricity, CO₂ and natural gas markets”2016 より作成

(5) 今後の課題

以下では、2016年に国際エネルギー機関 (International Energy Agency、以下 IEA とする) が公表した報告書「Energy Policies of IEA Countries, France 2016 Review」で指摘されている再生可能エネルギー導入促進に向けた課題を中心に、その課題の概要と対応策の状況を整理する。

1) 許認可等の管理手順の複雑さ

上述の IEA による報告書では、フランスにおける許認可手続きについて、以下のような課題を指摘している。

表 1-76 フランス：再生可能エネルギー発電設備の許認可に関する課題

- 管理業務の煩雑さは、風力導入の主な障壁の1つであった。2013年に認可申請から陸上風力発電の建設までの期間は、ドイツの3倍の時間がかかっている。かなりの数のプロジェクト、特に風力発電が系統連系待ちとなっている。プロジェクトは導入までに通常7年から10年かかる。この遅延は主に、プロジェクトが地域で受け入れられないことで生じる、不服申し立てと訴訟手続きによるものである。

- 2013 年及び 2015 年の国別進捗報告書によれば、バイオマス及び風力発電プロジェクトの市民による受け入れは物議を醸す問題であるようだ。多くの数のプロジェクトが許認可取得後に異議を申し立てられる。訴訟はさらなる遅延と不確実性につながる。
- 領土的な構造を考慮すると、フランスのプロジェクトは、様々な政府レベルの複数の許認可が求められる。これにより、多種多様のレベルの協議、申し立て、レビューの機会が多く与えられる。障壁としては、レーダー規則（気象または軍事レーダー）、地域の風力発電スキームと風力タービン開発地域との重複、および環境保護設備としての風車の分類が挙げられる。

出所) International Energy Agency, “Energy Policies of IEA Countries, France 2016 Review”2016 より作成

同報告書では、「再生可能エネルギー（主に風力発電）のゆったりした進展は、風力及びバイオマスの社会的な認知度が掛けていることとあわせて、風力発電で平均 7 年間かかる許認可に対する異議申し立て処理終了までの様々な管理・法的手続きといった非経済的障壁の結果」と評価している。

2015 年に、こうした課題に対してフランス政府は、風力発電で著しい発展余地がある地域において、単一許可（一括手続き及び認可付与）を伴う明確な改善方針を打ち出した。

具体的には、2016 年 5 月 30 日施行のデクレ No.2016-687 により、設置許可が必要となる再生可能エネルギー発電所のしきい値を 50 MW に引き上げた（従来はエネルギー源別に 4.5 ～30 MW）。

2) 再生可能エネルギー導入費用の拡大

フランスでは、需要家の支払う電力公共サービス賦課金（CSPE : contribution au service public de l'électricité）¹⁷⁴により、固定価格買取に係る追加費用（買取価格と回避可能原価の差額）を賄っていた。

2014～2016 年における電力公共サービス賦課金の実績額及び予測額は下表のとおり。

表 1-77 フランス：電力公共サービス賦課金の実績額・予測額（2014～16 年）

単位：100 万ユーロ

エネルギー源		2014 年(実績)	2015 年(予測)	2016 年(予測)
風力	本土	814.8	966.5	1,184.3
	海外領土	5.9	7.3	5.0
太陽光	本土	2,202.5	2,239.7	2,447.2
	海外領土	235.7	270.3	277.4
その他再エネ	本土	477.7	545.3	793.9
	海外領土	12.5	12.2	12.3
再生可能エネルギー合計		3,749	4,041	4,720
FIT(再エネ除く)	本土	480.8	465.0	601.6
CHP	本土	450.5	460.1	533.6
CHP(12MW 超)	本土	24.3	0.0	65.6
その他 FIT	本土	6.0	4.9	2.4

¹⁷⁴ 電力公共サービス賦課金には、買取義務に係る追加費用の補てんに加えて、i) 非連系地域における追加的費用、ii) 社会保障（必需品特別料金）、iii) 自由化市場への移行に伴う市場調整暫定料金（TaRTAM : Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement du Marché）の費用等も含まれている。

近年は、太陽光発電を中心とした再生可能エネルギーの導入拡大で、電力公共サービス賦課金の負担額が増加している。2015年に電力需要家に課せられる単価は1.95ユーロセント/kWh、平均的な一般家庭の電力料金の12%となった。

但し、フランスでは、エネルギー法典の規定により、賦課金を一定以上引き上げる場合に別途省令で定めが必要であることも背景となり、近年は費用回収に必要な賦課金単価を設定しない状態が続き、累積赤字が拡大していく状況にあった。2012年末における電力公共サービス賦課金徴収の累積赤字額は、フランスのエネルギー規制委員会の試算では、35億ユーロとされており、これはフランスの国内総生産（GDP）の0.18%に相当する。

こうした事態を受けて、2013年1月に、フランス電力会社（EdF）の抱える未収費用を政府が弁済することとなった。

また、こうした電力公共サービス賦課金の負担増に対して、政府は、①2016年以降、電力公共サービス賦課金を国内電力最終消費税（TICFE : *Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité*）に一本化するとともに、②2017年からは電力需要家だけでなく化石燃料需要家にも負担を求める制度改正を行った。

1.2.7 米国（総論）

(1) 連邦政府の政策の概観

1) 連邦政府による再生可能エネルギー促進の契機^{175、176}

米国において、再生可能エネルギー利用促進の最初の契機となった法律は、1978年に国家エネルギー法の一部として制定された公益事業規制政策法（Public Utility Regulatory Policy Act: PURPA）である。

PURPA 第 210 条では、規制当局の定めた特定の基準を満たす小規模再生可能エネルギー及びコージェネを認定施設（Qualifying Facility: QF）として定め、QF によって発電された電気を電力会社が回避可能原価（Avoided Cost）で買い取ることが義務付けられた。これは、その後の固定価格買取制度（Feed-in Tariff: FIT）のモデルと言われている。

1980年代当初は、認定施設（QF）の活用が、米国の再生可能エネルギーの導入拡大をもたらした。しかし、その後、1980年代後半からの卸売電力市場の規制緩和と矛盾することから、PURPA は、2005年エネルギー政策法（Energy Policy Act of 2005）によって改正されることとなった。当該改正によって、地域内の認定施設（QF）が競争的卸電力市場に差別なくアクセスできる場合には、電力会社は、認定施設（QF）からの電力買取義務を免除されることになった。

近時は、競争的卸電力市場が形成されていない米国北西部や南東部を中心に、認定施設（QF）が増加している。これは、再生可能エネルギー利用割合基準（詳細は(3)1参照）を導入した州では再生可能エネルギーの新規導入の余地が乏しいため、開発業者が新たな市場を求めていることが背景にある。

2) 近年の連邦政府の政策方針

オバマ政権は、2009年初めから、風力・太陽光といった再生可能エネルギーの利用促進や環境関連技術への投資を、景気回復・雇用創出の柱の一つとして位置づけるために、グリーン・ニューディール政策を掲げた。さらに、風力・太陽光に加えて、原子力・天然ガス・クリーンコールを含み、総称してクリーンエネルギーと呼ぶようになり、2035年までに国内供給電力の80%をクリーンエネルギーにより達成するという目標も設定された。

その後、第二期オバマ政権におけるエネルギーの基本方針は、グリーン・ニューディール政策から、全方位的エネルギー戦略（All-of-the-above Energy Strategy）に変わり、国内で利用可能なあらゆるエネルギー資源を活用してエネルギー自給率を高め、海外から輸入する石油の依存を軽減していく方向を目指してきた。

¹⁷⁵ 飯沼芳樹、「米国の再生可能エネルギーの導入状況と開発促進政策」植田和弘・山家公雄編『再生可能エネルギー政策の国際比較』181-182頁、2017

¹⁷⁶ Utility Dive ウェブサイト, <http://www.utilitydive.com/news/purpas-puzzle-ferc-workshop-revisits-1978-law-embattled-as-ever/423005/>, 2017年3月15日取得

3) 連邦政府の気候変動に関する政策動向

オバマ政権では、2009年以降、包括的な気候変動法案の制定を目指してきたが、野党の反対もあり制定には至らなかった。そこで、大統領の権限の範囲内で実施可能な政策を打ち出すこととし、大気浄化法（Clean Air Act）に基づき、温室効果ガス削減に向けて取り組むようになった。

2013年6月、オバマ政権は気候変動行動計画（Climate Action Plan）を発表した。この行動計画自体には法的拘束力はないものの、国内のCO₂排出削減、再生可能エネルギーの導入、エネルギー効率性の増加、国際的な気候変動対策への協力等に関する定めが盛り込まれている。

2015年8月、オバマ大統領と連邦環境保護庁は、気候変動行動計画を受け、既設及び新規火力発電所からのCO₂排出規制の規則となるクリーン・パワー・プラン（Clean Power Plan: CPP）を発表した。ただし、2016年2月の連邦最高裁判所決定により、クリーン・パワー・プランの合法性について最終的な判断が下されるまでは、執行が停止されている。また、クリーン・パワー・プランでは、各州のCO₂排出削減目標は示されているが、目標達成に向けた各州の具体的な計画は、それぞれの電源構成状況を踏まえて州毎に策定することとされている。

(2) 連邦政府による再生可能エネルギーへの支援施策

米国では、連邦政府による再生可能エネルギーの生産・消費に関する包括的な法律は制定されていない。しかし、連邦政府・州政府は、税制優遇措置（Tax Credit）、融資（Loan）、補助金（Grant）等の様々な再生可能エネルギー導入支援策を講じてきた。

本節では、連邦政府による、再生可能エネルギー導入支援のための主な施策の概要を紹介する（なお、州政府の施策については、次節(3)を参照）。

1) 税制優遇措置¹⁷⁷

連邦政府では、発電税額控除（Renewable Electricity Production Tax Credit: PTC）や、再生可能エネルギーの設備投資を対象とした投資税額控除（Business Energy Investment Tax Credit: ITC）によって、風力発電や太陽光発電の開発が大きく促進された。

a. 発電税額控除（Renewable Electricity Production Tax Credit: PTC）¹⁷⁸

発電税額控除（PTC）は、企業が、特定の再生可能エネルギー電源を用いて発電・売電した場合、10年間にわたり、年間発電量 1kWh あたり一定額の法人税を控除する制度である¹⁷⁹。

¹⁷⁷ 飯沼芳樹、「米国の再生可能エネルギーの導入状況と開発促進政策」植田和弘・山家公雄編『再生可能エネルギー政策の国際比較』187頁、2017

¹⁷⁸ DSIRE ウェブサイト, <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/734>, 2017年3月15日取得

¹⁷⁹ なお、米国再生・再投資法により、本制度の対象者は、税控除の変わりに事業エネルギー投資税控除または財務省の再生可能エネルギーグラントのいずれかを受給することも可能となった。

- 風力・地熱・バイオマス（閉ループ）：\$0.023/kWh
 - なお、2015年・2016年は旧来の控除額\$0.023/kWhが据え置かれたが、その後は旧来の控除額と比較して段階的に引き下げられ(2017年には80%、2018年には70%、2019年には40%)、最終的には完全に廃止される予定である。
- その他の適用対象：\$0.012/kWh

b. 事業エネルギー投資税額控除（Business Energy Investment Tax Credit: ITC）¹⁸⁰

事業エネルギー投資税額控除（ITC）は、太陽光発電システムを含む再生可能エネルギーの設備投資額の一定割合について、法人税を控除する制度である。控除回数は1回限りだが、特に初期投資費用が高い太陽光発電事業にとって恩恵が大きいといわれてきた。

- 太陽光・熱、燃料電池、小型風力（100kW以下）：投資額の30%
- 地熱、マイクロタービン、コージェネ：投資額の10%

なお、当初は2016年末に終了予定だったが、5年間の延長が議会で可決された。2017年以降は、2017年～2019年の3年間は30%の控除が維持されるものの、2020年以後は、表1-78のとおり漸減する仕組みになっている。

表 1-78 投資税額控除の対投資額比率

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	以降
太陽光発電、太陽熱温水器、太陽冷暖房、太陽プロセス熱	30%	30%	30%	30%	26%	22%	10%	10%
ハイブリッド太陽光照明システム、燃料電池、小型風力	30%	—	—	—	—	—	—	—
地熱ヒート・ポンプ、マイクロタービン、熱供給システム	10%	—	—	—	—	—	—	—
地熱発電	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
大型風力	30%	24%	18%	12%	—	—	—	—

出所) DSIRE ウェブサイト, <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/658> より作成

2) 融資

連邦政府では、米国エネルギー省（Department of Energy: DOE）による融資保証プログラム（Loan Guarantee Program）が再生可能エネルギーの投資に積極的に活用されてきた（概要は表 1-79 のとおり）。

例えば、2013年には、大気汚染物質・温室効果ガスを削減する先端エネルギープロジェクトに80億ドルの債務保証が行われた。また、2014年には、温室効果ガス排出削減に向けた革新的再生可能エネルギー・エネルギー効率プロジェクトのために、40億ドルの債務保

¹⁸⁰ DSIRE ウェブサイト, <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/658>, 2017年3月15日取得

証が発表されている¹⁸¹。

表 1-79 米国エネルギー省融資保証プログラムの概要

項目	内容																				
管轄機関	財務局																				
概要	以下のエネルギープロジェクトの米国での早期商用化を促進するために、連邦政府による債務保証を実施。 (1) 大気汚染物質、人為的な温室効果ガス排出を回避、削減、隔離するプロジェクト (2) 保証発行時に、米国で利用されている商用技術と比較して、新しいもしくは、大幅に改良された技術を用いたプロジェクト また、2011年に1705条を制定し、再生可能エネルギーと送電システムの急速な発展を促すために対象を拡大して、臨時の債務保証を実施。																				
根拠法	2005年エネルギー政策法(EPA) 2009年復興・再投資法 2009年包括歳出法 2011年歳出法																				
2005年EPA1703条 革新技術債務保証プログラム	2005年制定 【対象】 バイオマス、水力、太陽光、風力・水素、原子力、石炭先進技術、炭素隔離実証・技術、電力安定供給、代替燃料車、産業省エネ、汚染防止設備 【年間予算(万ドル)】 <table border="1"> <thead> <tr> <th>2008</th> <th>2009</th> <th>2010</th> <th>2011</th> <th>2012</th> <th>2013</th> <th>2014</th> <th>2015</th> <th>2016</th> <th>2017</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>450</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>16960</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>790</td> <td>1700</td> <td>1700</td> <td>1000</td> </tr> </tbody> </table> *2014~2017年の毎年の行政費は4200万ドル(年間予算+貸付先からの回収金)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	450	0	0	16960	0	0	790	1700	1700	1000
2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017												
450	0	0	16960	0	0	790	1700	1700	1000												
2005年EPA1705条 臨時債務保証プログラム	2009年制定(時限措置) 【対象】 ・再生可能エネルギーシステム、送電システム、先進バイオ燃料 ・2011年9月30日までに建設が開始されるプロジェクト 【予算】 250万ドル																				

出所) 米国議会調査局, “Renewable Energy and Energy Efficiency Incentives: A Summary of Federal Programs”, 2016, <https://fas.org/sgp/crs/misc/R40913.pdf>; 米国エネルギー省ウェブサイト, <https://energy.gov/savings/us-department-energy-loan-guarantee-program> より作成

3) 連邦におけるその他の施策

連邦政府は、税制優遇措置・債務保証・補助金等の金銭的なインセンティブのほかにも、公共用地を用いた再生可能エネルギー発電設備への投資が可能となるように、公共用地の使用許可・賃貸に関する各種制度も整備しており、例えば、次のようなものがある。

¹⁸¹ Beveridge & Diamond PC, “Getting the Deal Through – Environment & Climate Regulation 2017: United States”, p215, 2016

a. 西部ソーラー計画 (Western Solar Plan) ¹⁸²

2012年10月に、米国内務省 (Department of the Interior: DOI) が始めた施策である。

米国内務省は、西部6州 (アリゾナ州、カリフォルニア州、コロラド州、ネバダ州、ニューメキシコ州、ユタ州) において、商業用太陽光発電プロジェクトを優先的に開発する地域として、約285,000エーカーの公共用地を太陽エネルギー地域 (Solar Energy Zones) に指定した。もし当該地域内に太陽光発電・送電設備の建設が進めば、約800万世帯に電力を供給するのに十分な27,000MWの太陽エネルギーが生産可能と想定されている。

(3) 州政府による主な支援施策

本節では、州政府による再生可能エネルギー導入支援のための主な施策を説明する。

1) 再生可能エネルギー利用割合基準 (RPS)

再生可能エネルギー利用割合基準 (Renewable Portfolio Standard: RPS) 制度は、米国の再生可能エネルギーの導入のための数量目標であり、導入推進政策の中心的制度を果たしてきた。

RPSは、再生可能エネルギーの導入量を決定して、電力小売業者に対し一定割合の再生可能エネルギー電気の販売を義務付けるものであり、州ごとに導入目標が定められている。州政府は導入量のコントロールを行うが、調達価格等の決定は市場が行う¹⁸³。RPSは、アイオワ州が1983年に導入したのが最初といわれており、2000年に開始されたテキサス州が成功事例として知られている。

2016年現在、29州及びワシントンDCでは拘束力のあるRPSを制定しており、その他8州では、拘束力のない自主的な数値目標を設定している (図 1-115) ¹⁸⁴。

¹⁸² 米国内務省土地管理局ウェブサイト, https://www.blm.gov/wo/st/en/prog/energy/solar_energy.html, 2017年3月15日取得

¹⁸³ 伊藤葉子, 「カリフォルニア RPS 制度にみる再生可能エネルギーの導入促進と費用抑制の両立に向けた取組」, 2015, <http://eneken.ieej.or.jp/data/5927.pdf>, 2017年3月15日取得

¹⁸⁴ Berkeley Lab, “U.S. Renewables Portfolio Standards 2016 Annual Status Report”, 2016.

<https://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-1005057.pdf>, 2017年3月15日取得

Beveridge & Diamond PC, “Getting the Deal Through – Environment & Climate Regulation 2017: United States” p214, 2016

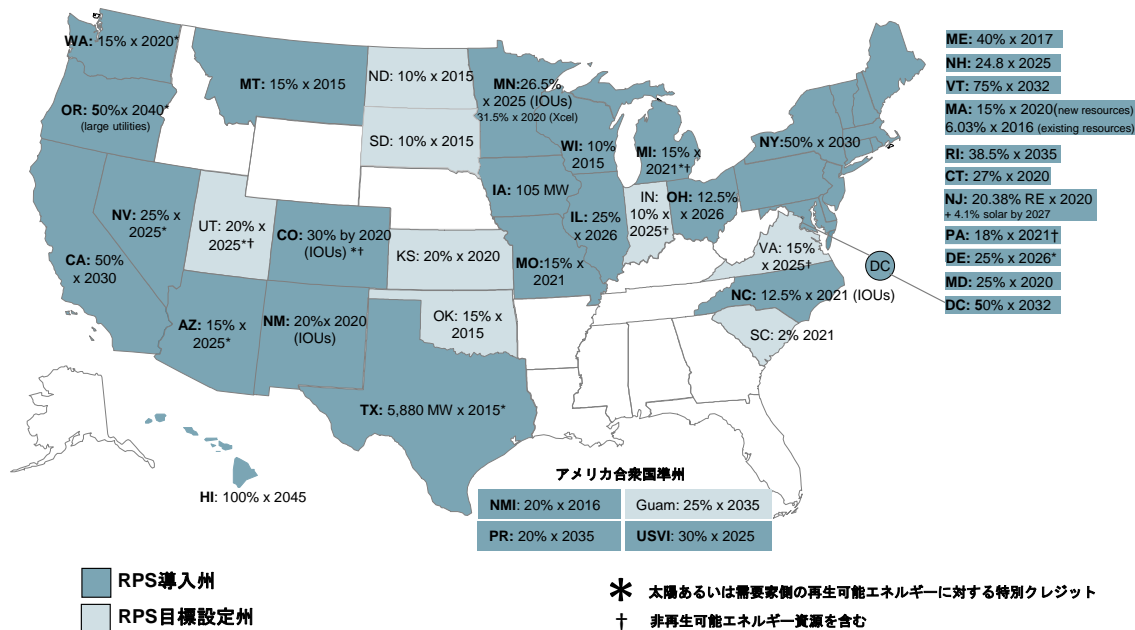


図 1-115 米国における再生可能エネルギー利用割合基準の設定状況（2017年2月現在）

出所) DSIRE ウェブサイト, <http://www.dsireusa.org/resources/detailed-summary-maps/> より作成

RPS の設定目標は州ごとに異なるが、おおむね 10%から 25%である。2015 年以降、複数の州で RPS の設定目標を引き上げる動きが出ている。具体的には、ニューヨーク州及びカリフォルニア州は 2030 年までに 50%、オレゴン州は 2040 年までに 50%（大規模発電所に関して）、バーモント州は 2032 年までに 75%、ハワイ州は 2045 年までに 100%達成を目標としている。

RPS の履行のために、電力小売業者は、自らによる発電、相対取引による他社からの購入、市場での購入等を通じて、再生可能エネルギー電気を調達することになる。多くの州のプログラムでは、RPS の履行は、主に再生可能エネルギー証書 (Renewable Energy Certificates: RECs) を通じて図られる。具体的には、適格対象となる再生可能エネルギーなどの発電量に応じて再生可能エネルギー証書が発行され、電力小売業者は、購入した証書を州政府に提示することで、RPS の義務を履行する設計となっている場合が多い。RPS の割当目標を超過している義務履行者は、RPS を満たせない義務履行者に対して、電力そのものまたはクレジットを売却することが可能である¹⁸⁵。

2015 年の再生可能エネルギー証書の価格は、州ごとに異なるが、概ね\$1-50/MWh にわたる。また、太陽光発電に特化した太陽光再生可能エネルギー証書 (Solar Renewable Energy Certificates: SRECs) の価格については、概ね\$20-500/MWh にわたる¹⁸⁶。

¹⁸⁵ 西川珠子, 「米国の再生可能エネルギー発電推進策」, みずほ総研論集 2011 年 III 号, 2011

¹⁸⁶ Lawrence Berkeley National Laboratory, “U.S. Renewables Portfolio Standards 2016 Annual Status Report”, pp28-29, 2016. <https://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-1005057.pdf>, 2017 年 3 月 15 日取得
太陽光再生可能エネルギー証書とは、太陽光発電設備の所有者による太陽光発電量の価値を証書化したものである。州の需給バランスや太陽光代替遵守支払金 (Solar Alternative Compliance Payment: SACP。太陽エネルギーに関する RPS を遵守できない場合に、オプションのひとつとして、州政府に支払うことが認

2) 固定価格買取制度 (FIT)

固定価格買取制度 (Feed-in Tariff: FIT) とは、米国の再生可能エネルギーの導入促進のために、電力事業者等の義務履行者に対して、政府などの運営主体があらかじめ決定した買取価格で、適格発電事業者から再生可能エネルギー電気を全量買い取ることを義務付ける制度である。

米国では、主に太陽光発電を中心に実施されているが、2016年現在実施されているのは、6州の7プログラムのみにとどまる。これは、米国においては、FITによって、(発電を行う)最終需要家が電力会社に一定の価格で売電する行為は卸取引とみなされ、連邦エネルギー規制委員会 (Federal Energy Regulatory Commission: FERC) の規制権限が及ぶ可能性があるため、州当局は消極的にならざるを得ないからだと考えられている¹⁸⁷。

3) ネットメータリング (Net Metering)

ネットメータリングとは、住宅用等の分散型太陽光発電システムの発電量から、自家消費量を差し引いて余剰電力 (Net Excess Generation: NEG) が発生した場合、余剰分を電気事業者に特定の価格で販売できる仕組みであり、2016年現在、米国の41州及びワシントンDCで導入されている。

ネットメータリングの対象となる設備規模の上限は州によってはかなり差があり、いわゆる屋根置太陽光パネル¹⁸⁸だけではなく、メガソーラークラスの大規模太陽光発電も対象としている州もかなり存在する。

また、余剰電力の取扱いも州により異なり (図 1-116)、小売料金と同等の価格で販売を認める州があれば、小売料金以下での価格 (例えば回避可能原価 (Avoided Cost) 等) での販売しか認めない州もある。

ネットメータリングの経済効果は大きく、太陽光の普及促進に重要な役割を果たしてきたが、普及が進むにつれ、電気料金支払い時に生じる経済的不公平への懸念が、米国で議論されるようになってきた。現在は、ネットメータリング制度の改正と電気料金制度の変更が、電力会社と太陽光発電産業の間で大きな論点となっている¹⁸⁹。

められている費用) の相違等が要因となり、太陽光再生可能エネルギー証書は、通常の再生可能エネルギー証書よりも、価格が高い傾向にある。

¹⁸⁷ 飯沼芳樹, 「米国の再生可能エネルギーの導入状況と開発促進政策」 植田和弘・山家公雄編『再生可能エネルギー政策の国際比較』184頁, 2017

なお、米国の電力規制は、卸電力取引・送電線の利用等の州際取引は連邦エネルギー規制委員会 (FERC) の権限下にあるが、小売は各州の規制機関の権限である。

¹⁸⁸ 日本と異なり、米国の場合、屋根置太陽光パネルや蓄電池等の電力需要家の電気メーターの背後に設置される発電設備 (Behind the Meter) から生じる発電電力であっても、直接、家庭内配線等に接続し、自家消費した上で余剰分のみを売電することが可能となっている。Behind the Meter の太陽光パネルによる自家消費分は、系統からの供給電力の減少に寄与するという意味で、米国では省エネの一種として扱われている (参照: 内藤克彦, 「欧米の再エネ政策の実態と日本が向かうべき方向」, 化学経済 2016年12月号, 24頁, 2016)。

¹⁸⁹ 飯沼芳樹, 「米国の再生可能エネルギーの導入状況と開発促進政策」 植田和弘・山家公雄編『再生可能エネルギー政策の国際比較』190頁, 2017

自家消費を促進する分散型太陽光発電システムの導入が増えるにつれ、電力会社の販売する電力の総量は減り、従量料金に係る収入が減る。それゆえに、送配電網のメンテナンスなどを含む固定費を回収するた

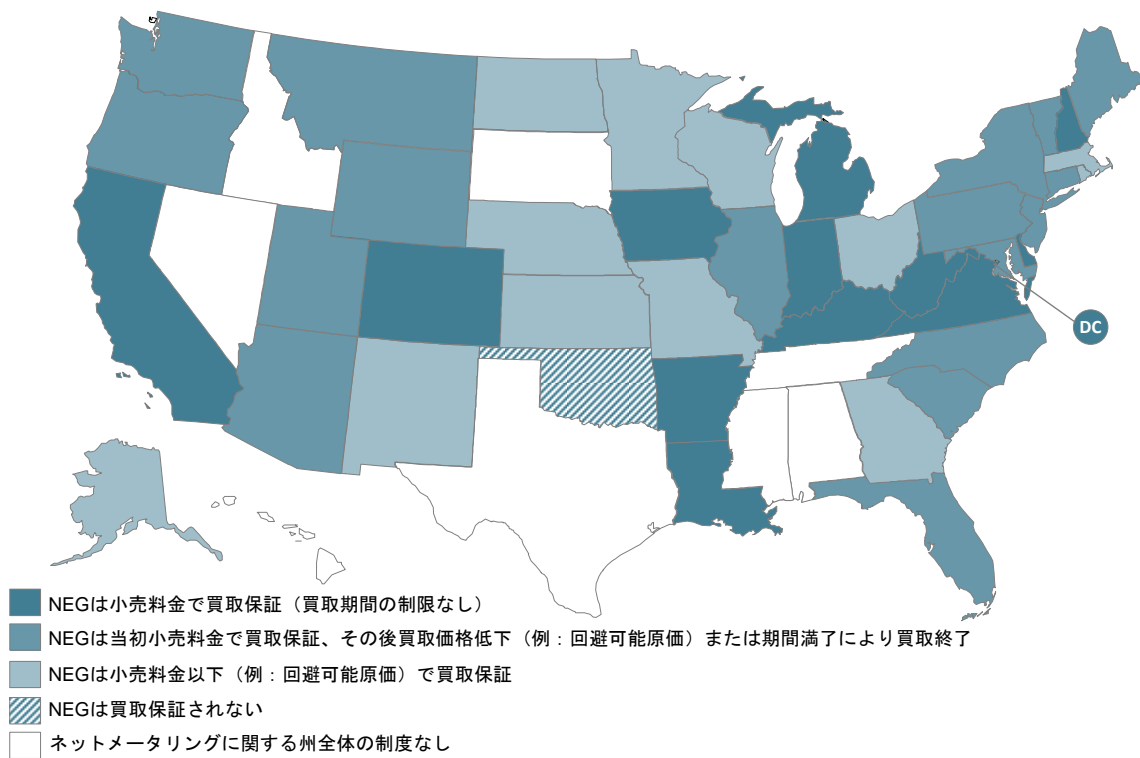


図 1-116 ネットメータリングにおける電力の余剰分の取扱状況（2016年7月現在）

出所) DSIRE ウェブサイト, <http://www.dsireusa.org/resources/detailed-summary-maps/> より作成

め、電力会社が電気料金の値上げに踏み切った場合、太陽光発電を所有しない電力需要家の負担が相対的に大きくなるという懸念がある。このような懸念から、固定費回収のための値上価格、またはネットメータリングの買取価格を小売料金と同等とするのではなく、需要と供給に合わせた時間帯別単価を採用すべきではという議論があがっている。

1.2.8 米国（カリフォルニア州）

(1) 政策の概観¹⁹⁰

カリフォルニアでは、2006年、カリフォルニア州地球温暖化対策法（California Global Warming Solutions Act of 2006: AB32）¹⁹¹が制定された。これは米国で初めて制定された州独自の温暖化規制の州法であった。AB32では、温室効果ガス（GHG）¹⁹²を2020年までに1990年度と同水準まで削減する目標が設定された。

さらに、2016年には、法案 Senate Bill 32（SB32）と法案 Assembly Bill 197（AB197）が可決され、2006年の州地球温暖化対策法が修正された。SB32では、2030年までにカリフォルニア州の温室効果ガスを1990年比で40%削減することが新たな目標として設定された。同じく2016年に制定されたAB197は、大気汚染が深刻なコミュニティへの被害拡大を防ぐことを目的として、カリフォルニア州大気環境管理局（California Air Resources Board: CARB）に対し、影響を受けているコミュニティへの監視をより一層強化し、改善に向けた取り組みを実施することを求めている。

なお、カリフォルニア州ブラウン知事は、2050年までにカリフォルニア州の温室効果ガスを1990年比で80%削減することを目指している。

(2) 再生可能エネルギーへの支援施策

1) 再生可能エネルギー利用割合基準（RPS）¹⁹³

カリフォルニア州では、2002年9月に、州の再生可能ポートフォリオ基準（RPS）が設けられた。これは、2000年の電力危機を受け、電力源の4割を占める天然ガスの価格高騰が懸念されたことが背景にあり¹⁹⁴、2003年1月から実施されている。

カリフォルニア州の再生可能エネルギー利用割合基準の制定経緯は、表 1-80 のとおりである。

¹⁹⁰ カリフォルニア州エネルギー諮問委員会ウェブサイト, <http://www.energy.ca.gov/renewables/history.html>, 2017年3月15日取得

Go Solar California!ウェブサイト, <http://www.gosolarcalifornia.ca.gov/>, 2017年3月15日取得

¹⁹¹ カリフォルニア州環境保護庁ウェブサイト, <https://www.arb.ca.gov/cc/ab32/ab32.htm>, 2017年3月15日取得

¹⁹² AB32では、温室効果ガス（GHG）には、二酸化炭素（CO₂）・メタン（CH₄）・窒素酸化物（N₂O）炭化水素（HFCs）・ペルフルオロカーボン（PFCs）・六フッ化硫黄（SF₆）が含まれるものと定義された。また、排出量は、CO₂を基準として、温室効果ガスが地球温暖化に与える影響を相対的に示すものとされた。

¹⁹³ 米国エネルギー省ウェブサイト, <https://energy.gov/savings/renewables-portfolio-standard-1>, 2017年3月15日取得

宮田智之, 「米国における州の再生可能エネルギー法制—RPSを中心に—」, 外国の立法 225号, 2005. <http://www.ndl.go.jp/jp/diet/publication/legis/225/022503.pdf>, 2017年3月15日取得

¹⁹⁴ 山家公雄, 「カリフォルニア州の再エネ普及政策 現状と対策」, 2016. http://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/wp-content/uploads/2016/02/20160712ppt.pdf, 2017年3月15日取得

表 1-80 カリフォルニア州再生可能エネルギー利用割合基準の制定経緯

年	概要
2002	Senate Bill 1078 の採択により RPS を導入 目標:小売電力に占める再生可能エネルギーの割合を 2017 年までに 20%
2003	Energy Action Plan I :目標を前倒し、2010 年までに 20%を提言
2005	Energy Action Plan II :2020 年までに 33%を提言
2006	Senate Bill 107:2010 年までに 20%を採択
2008	シュワルツェネッガー州知事が行政命令 S-14-08 を発令し、2020 年までに 33%を要請
2009	シュワルツェネッガー州知事が、カリフォルニア州大気資源局 (the California Air Resources Board) に対し、行政命令 S-21-09 を発令。「カリフォルニア州地球温暖化対策法」(AB 32)を踏まえて、2010 年 7 月 31 日までに、2020 年 33%に見合う規制を設けるよう要請
2011	Senate Bill X1-2:ブラウン州知事の署名により、2020 年までに 33%を採択
2015	Senate Bill 350:ブラウン州知事の署名により、2030 年までに 50%を採択

出所) カリフォルニア州エネルギー諮問委員会ウェブサイト, <http://www.energy.ca.gov/renewables/> より作成

また、カリフォルニア州の再生可能エネルギー利用割合基準の制度の概要は、表 1-81 のとおりである。

表 1-81 カリフォルニア州再生可能エネルギー利用割合基準の制度の概要

項目	内容
監督機関	・カリフォルニア州エネルギー諮問委員会 (California Energy Commission: CEC) ・カリフォルニア公益事業委員会 (California Public Utilities Commission: CPUC)
目標比率・目標年	・2030 年までに 50% (2015 年法案 Senate Bill 350)
規制対象者	・私営電力会社 (Investor Owned Utilities: IOU) ¹⁹⁵ ・公営電力会社 (Publicly Owned Electric Utilities: POU) 自ら RPS 制度を作り、達成状況を監督機関である CEC へ報告することが義務付けられている
対象となる再生可能エネルギー源	・太陽光、風力、バイオマス、廃棄物焼却、3 万 kW 以下の水力、地熱(制限あり)、再生可能エネルギー使用の燃料電池 ・大規模水力発電は含まない。 ・分散型電源は全発電量が認証可能であることが必要であるため、実質的に家庭用発電は対象外
柔軟性措置	・初年度は小売発電量の 1%の義務量達成の繰延が可能 ・未達成分の将来達成への繰延が、義務量の 25%まで可能(後に小売電力量の 0.25%に変更)
罰則	・未達成量につき 5 セント/kWh (罰金は消費者の電気料金に転嫁できないこととされている)
CPUC によ	・株式上場電力会社による入札依頼手続 (Utility Scale Request for Offer: RFO) CPUC が義務対象者の調達計画を承認し、その後 IOU が調達活動を行なう。IOU

¹⁹⁵ カリフォルニア州には、主な私営電力会社として Pacific Gas & Electric (PG&E)、San Diego Gas & Electric (SDG&E)、Southern California Edison (SCE) の 3 つがある。

項目	内容
る分散型電源の調達支援策	<p>は落札者と調達契約を締結し、当該契約締結後に CPUC から契約認証を得る。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・再生可能オークションメカニズム (Renewable Auction Mechanism: RAM) 3,000kW-20,000kW の再生可能分散型電源のオークション ・固定価格調達計画 (RPS Feed-in Tariff Program: ReMAT Program)¹⁹⁶ 固定価格で最大 20 年、3,000kW までの再生可能エネルギーを購入する仕組み ・SB1122: Bio MAT 3,000kW 以下のバイオマス資源の固定価格買取制度 ・Utility Solar Rooftop (SPVP) 太陽光発電購入計画に特化したプログラム

出所) カリフォルニア州公益事業委員会ウェブサイト, <http://www.cpuc.ca.gov/rps/> より作成

カリフォルニア州の再生可能エネルギー利用割合基準の達成状況について、カリフォルニア州公益事業委員会 (California Public Utilities Commission: CPUC) は、2016 年後半に、私営電力会社の 2016 年の再生可能エネルギー導入 25%の達成を見込んでおり、さらに、2020 年に導入 33%も達成可能と予測している¹⁹⁷。

2) ネットメータリング (Net Metering) ¹⁹⁸

カリフォルニア州では、ロサンゼルス市水道電力局 (LADWP) を除く全ての電力会社を対象に、設備容量 1MW 以下の太陽光発電および風力発電について、ネットメータリングの導入が義務付けられてきた。なお、私営電力会社については、バイオガス利用の発電システムおよび燃料電池についてもネットメータリングの導入が義務付けられている。

¹⁹⁶ DSIRE ウェブサイト, <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/5665>, 2017 年 3 月 15 日取得

¹⁹⁷ カリフォルニア州公益事業委員会, “2016 年第四半期 RPS 報告書 (The 4th Quarter Renewables Portfolio Standard Report)”, p4, 2017.

http://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC_Website/Content/Utilities_and_Industries/Energy/Reports_and_White_Papers/Q4_2016_RPS_Report_to_the_Legislature_FINAL.pdf, 2017 年 3 月 15 日取得

¹⁹⁸ ネットメータリングとは、住宅用等の分散型太陽光発電システムの発電量から、電力消費量を差し引いて余剰電力が発生した場合、余剰分を次の月に繰り越せる仕組みである。

カリフォルニア州のネットメータリング政策については、以下に概要が説明されている。

- ・カリフォルニア州公益事業委員会ウェブサイト, Net Energy Meeting (NEM) Successor Tariff.

<http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=3934>, 2017 年 3 月 15 日取得

- ・Go Solar California!ウェブサイト, Net Energy Metering in California.

http://www.gosolarcalifornia.ca.gov/solar_basics/net_metering.php, 2017 年 3 月 15 日取得

また、カリフォルニアの三大私営電力会社のネットメータリングについては、以下に概要が説明されている。

- ・Pacific Gas & Electric ウェブサイト, Understanding Net Energy Metering and Your Bill.

https://www.pge.com/en_US/residential/solar-and-vehicles/green-energy-incentives/solar-and-renewable-metering-and-billing/net-energy-metering-program-tracking/understand-net-energy-metering.page, 2017 年 3 月 15 日取得

- ・San Diego Gas & Electric ウェブサイト, Net Energy Metering Program. <http://www.sdge.com/clean-energy/overview/overview>, 2017 年 3 月 15 日取得

- ・Southern California Edison ウェブサイト, Net Energy Metering.

<https://www.sce.com/wps/portal/home/residential/generating-your-own-power/net-energy-metering/>, 2017 年 3 月 15 日取得

ネットメータリングの適用をうける設備容量は1MW以下なので、屋根置太陽光発電システムに限られず、Behind the Meterでも構わない。

余剰電力（Net Excess Generation: NEG）の取扱いとしては、2010年に施行されたAB920に基づき、月々の無期限繰越か、または残金の返金のいずれかを選択できる（なお余剰電力の価格は小売料金と同等の価格である）。なお、需要家が選択を放棄した場合、電力会社は需要家への返金をすることなく、12カ月ごとにNEGを自らの収益とすることができる。

2016年1月、カリフォルニア州公益事業委員会は、新たなネットメータリングプログラムとしてNEM2.0を制定した¹⁹⁹。NEM2.0における電気料金の設計については、太陽光発電を引き続き促進すると同時に、太陽光発電の導入拡大に伴う系統対策の負担を、太陽光発電を導入していない消費者に転嫁することを避けることを目指している²⁰⁰。

- ネットメータリングの設備容量には、各電力会社のピーク需要の5%に相当する上限が設けられている。各電力会社は、当該上限を容量キャップに換算し、分散型電源の導入量が容量キャップに達した時点で、NEM2.0へ移行することとなる。
- NEM2.0の対象者は、系統連系接続料金（75-150ドル）及び連系消費電力料金（0.02-0.03/kWh）を支払わなければならない。
- NEM2.0に参加する需要家は、時間帯別料金（Time-of-Use Rates: TOU）への移行が求められる。

3) 分散型電源促進のための助成プログラム²⁰¹

a. カリフォルニア・ソーラー・イニシアチブ（California Solar Initiative）²⁰²

カリフォルニア州公益事業委員会（CPUC）によって、2007年から2016年末にかけて実施された助成金制度である。太陽光発電、太陽熱暖房、太陽熱温水器などのソーラーシステムを対象としており、受給機関・受給施設によって助成金額は異なっていた。また、ソーラーシステムの設置による累積発電容量が増大するにつれ、助成金額は減額される仕組みであった。2016年末の制度終了後は、需要家はネットメータリングを活用するようにと周知されている。

現在、太陽光発電設備を設けた低所得者層の需要家と、太陽熱温水器を設置した需要家を対象にしたプログラムのみが継続されている。

¹⁹⁹ カリフォルニアのネットメータリングの有効期限は、2013年10月に法案化されたAB327によって、2014年末から2017年7月1日に延長された。

²⁰⁰ 特にカリフォルニアの電力会社側は太陽光発電を導入していない消費者への転嫁を避けるという観点から、小売レートの削減を要請していた。

²⁰¹ 1998年から2006年までは、カリフォルニア州エネルギー諮問委員会（CEC）による新興再生可能プログラム（Emerging Renewable Program）が実施されていた。その後、太陽光発電に関する助成プログラムは、カリフォルニア州エネルギー諮問委員会（CEC）による新規ソーラー住宅パートナーシップと、カリフォルニア州公益事業委員会（CPUC）のCalifornia Solar Initiativeに分かれて実施されるようになった。

²⁰² カリフォルニア州公益事業委員会ウェブサイト、<http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=6043>, 2017年3月15日取得

b. 新規ソーラー住宅パートナーシップ (New Solar Homes Partnership) ²⁰³

カリフォルニア州エネルギー諮問委員会 (CEC) によって、2007 年 1 月から 2016 年末までの 10 年間にわたり実施された、新築住宅 (含集合住宅) への太陽光発電システム導入に対する助成金制度である。助成金は住宅の種類や発電量等によって異なり、受給対象者は、特定の私営電力会社 (Pacific Gas and Electric Company、Southern California Edison Company、San Diego Gas and Electric Company、Bear Valley Electric Service) の利用者であることが必要であった。

c. ゴー・ソーラー・カリフォルニア (Go Solar California!) ²⁰⁴

ゴー・ソーラー・カリフォルニア (Go Solar California!) は、カリフォルニア州公益事業委員会 (CPUC) と、カリフォルニア州エネルギー諮問委員会 (CEC) による共同キャンペーンである。2016 年末までの家庭用・業務用に 3000MW の太陽エネルギーシステムの導入と、2017 年末までの 58,500 万 therms (ガス) の導入を目標としている。

4) 税制優遇措置

a. 太陽光・太陽熱システム設備の固定資産税免除 (California Property Tax Exclusion for Solar Energy System) ²⁰⁵

2024 年 12 月 31 日までに設置される特定の太陽光・太陽熱システム設備を対象に、該当設備の価格の 100% (デュアルユースの設備²⁰⁶の場合は 75%) を固定資産税から免除する措置である。対象となるシステムには、太陽光発電、太陽熱発電、太陽熱温水器、太陽熱暖房、ソーラーエネルギーシステム等が含まれる。

²⁰³ Go Solar California! ウェブサイト, <http://www.gosolarcalifornia.ca.gov/about/nshp.php>, 2017 年 3 月 15 日取得

²⁰⁴ Go Solar California! ウェブサイト, <http://www.gosolarcalifornia.ca.gov/about/index.php>, 2017 年 3 月 15 日取得

²⁰⁵ 米国エネルギー省ウェブサイト, <https://energy.gov/savings/property-tax-exclusion-solar-energy-systems>, 2017 年 3 月 15 日取得

カリフォルニア州査定平準局ウェブサイト, <http://www.boe.ca.gov/proptaxes/gase.htm>, 2017 年 3 月 15 日取得

²⁰⁶ デュアルユースの設備とは、例えばダクトや貯湯槽等の、太陽熱システムと補助熱源の両方で共通して使う設備を指す。当該設備の価値のうち 75% のみが太陽熱システムと換算される。

1.2.9 米国（ニューヨーク州）

(1) 政策の概観

1) エネルギービジョン改革（Reforming the Energy Vision: REV）²⁰⁷

2014年4月、ニューヨーク州クオモ知事は、エネルギービジョン改革（Reforming the Energy Vision: REV）を発表した。エネルギービジョン改革（REV）は、分散型エネルギー資源の普及や、配電会社のビジネスモデル改革、電力システムを分散型へ変革することで効率を上げること等を主要な目的としている。

具体的には、2030年に向けて、以下の3つが目標として掲げられた。

- 温室効果ガス排出量を2030年に1990年比40%削減
- 再生可能エネルギーによる電力を2030年に消費電力の50%にする
- 建物のエネルギー消費量を2030年に2012年比23%削減

また、上記目標達成のために、ニューヨーク州公共事業委員会（New York Public Service Commission: PSC）、ニューヨーク州エネルギー研究開発局（New York Energy Research and Development Authority: NYSERDA）、ニューヨーク電力公社（New York Power Authority: NYPA）、ロングアイランド電力公社（Long Island Power Authority: LIPA）が連携して取り組むよう指示された。

2) ニューヨーク州エネルギー計画（New York State Energy Plan）

2015年6月には、エネルギービジョン改革（REV）公表後初となるニューヨーク州エネルギー計画（New York State Energy Plan）が制定された²⁰⁸。これは、全てのニューヨーク市民に、クリーンで、レジリエンスのある、手ごろな価格のエネルギーシステムを構築する包括的なロードマップとして、エネルギービジョン改革（REV）を具体化する機能を果たすものとして、主に3つの活動の柱を掲げている。

- 規制改革
 - クリーンエネルギー市場の発展を支援するため、電気事業者、クリーンエネルギー製品、サービスプロバイダーの新しい役割とビジネスモデルを奨励することを目標としている。
- 市場活性化
 - 毎年、ニューヨーク州はクリーンエネルギー経済を推進するために10億ドル以上を費やしてきたが、そのうち80%が再生可能エネルギーとエネルギー効率に関連

²⁰⁷ エネルギービジョン改革ウェブサイト, <https://rev.ny.gov/>, 2017年3月15日取得

²⁰⁸ 2015年より以前のニューヨーク州エネルギー計画（New York State Energy Plan）は、2009年に制定されたものにさかのぼる。2009年のエネルギー計画では、投資を促進し、雇用を創出し、住民やビジネスのニーズに応えるような、堅強で革新的なクリーンエネルギー経済の実現に向けた10年計画が打ち出されていた。

する一時的な補助金とインセンティブであったため、この克服のために、大規模で自立的な民間セクターが運営するクリーンエネルギー市場を推進する。

- 先例による先導
 - ▶ ニューヨーク電力公社 (NYPA) などの州の重要な公共エネルギー資産を活用して、クリーンエネルギーソリューションの導入を先導する。

(2) 再生可能エネルギー導入支援のための具体的施策

1) クリーンエネルギー基準 (Clean Energy Standard) ^{209, 210, 211}

2016年8月、クリーンエネルギー基準 (Clean Energy Standard: CES) が制定された。

クリーンエネルギー基準は、温室効果ガス削減目標を2030年までに1990年比40%削減、さらに2050年には1990年比80%削減として設定しており、ニューヨーク州に新たな投資、経済発展、雇用を生み出すものと期待されている。制度の概要は表 1-82 のとおりである。

表 1-82 ニューヨーク州クリーンエネルギー基準の制度概要

項目	内容
監督機関	・ニューヨーク州公共事業委員会 (New York Public Service Commission: PSC)
目標比率・目標年	・2030年までに50% (2016年公益事業委員会令 (Order Adopting a Clean Energy Standard))
規制対象者	・需要家に電力供給を行う小売事業者 (Load Serving Entity: LSE) (例)・私営電力会社 (Investor Owned Utilities : IOU) ・ESCO 事業会社 (Energy Service Companies: ESCOs) ・ESCOs 以外のコミュニティ・チョイス・アグリゲーションプログラム (Community Choice Aggregation programs: CCAs) ・公営 (市町村営、組合営) 小売供給事業者
対象となる再生可能エネルギー源	・バイオガス、バイオマス、液体バイオ燃料、燃料電池、水力発電、太陽エネルギー、風力、潮力、海洋エネルギー ・なお、ポートフォリオには、原子力発電が含まれる ²¹² 。

²⁰⁹ エネルギービジョン改革ウェブサイト、

<https://static1.squarespace.com/static/576aad8437c5810820465107/t/57ffb900b3db2b5fba128147/1476376832464/CES-ov-fs-1-v4.pdf>, 2017年3月15日取得

²¹⁰ ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト、<https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Programs/Clean-Energy-Standard>, 2017年3月15日取得

²¹¹ クリーンエネルギー基準 (CES) 以前は、2004年9月にニューヨーク州公共事業委員会によって、再生可能ポートフォリオ基準 (RPS) が導入され、2005年4月に実施規則 (implementation rules) が発令されていた。ニューヨーク州の再生可能ポートフォリオ基準 (RPS) は、当初、民間電力企業の再生可能エネルギーによる電力供給量を2013年までに25%にするとの目標を掲げていたが、2010年1月には、民間電力企業の再生可能エネルギーによる電力供給量を2015年までに30%にするという目標に強化された。

²¹² 原子力発電はCO2排出削減に貢献していると評価され、クリーンエネルギー基準のポートフォリオに組み込まれた。原子力発電維持のメカニズムとしては、ゼロエミッション・クレジット (Zero-emissions credit: ZEC) が用意されている。これは、電力供給小売事業者が、ニューヨーク州エネルギー研究開発局 (NYSERDA) から購入を義務付けられているクレジットであり、各小売事業者の年間の購入義務は、州全体における電力負荷やエネルギー需要に比例して決定される。

項目	内容
基準達成に向けた主なメカニズム	<p>・再生可能エネルギークレジット(Renewable Energy Credits: RECs) クリーンエネルギー基準の一部である再生可能エネルギー基準(Renewable energy standard: RES)の達成のために、需要家に電力供給を行う小売事業者(LSE)が、ニューヨーク州エネルギー研究開発局(NYSERDA)から購入できるクレジットである。もし各小売事業者が RECs を調達できない場合には、代替遵守支払金(Alternative Compliance Payments: ACPs)を支払う。 *2017年の RECs の価格(Tier1)は \$21.16/MWh、ACP の価格は \$23.28/MWh</p>

出所) ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト, <https://www.nyserdera.ny.gov/All-Programs/Programs/Clean-Energy-Standard>; エネルギービジョン改革ウェブサイト, <https://static1.squarespace.com/static/576aad8437c5810820465107/t/57ffb900b3db2b5fba128147/1476376832464/CES-ov-fs-1-v4.pdf> より作成

また、2016年8月のクリーンエネルギー基準(Clean Energy Standard: CES)の制定とあわせて、ニューヨーク州公共事業委員会(PSC)では、以下の事項が決定された²¹³。

- クリーン電化製品の州認定制度の導入
- 最大限の省エネの促進
- 洋上風力促進、研究開発支援
- 送配電設備や蓄電池の整備について、ニューヨーク独立系統運用者(New York Independent System Operator: NYISO)と連携
- 3年毎の目標(2017年 26.31%、2021年 30.54%)と進捗の検証

2) ネットメータリング(Net Metering)

ネットメータリングは、州の主要な民間電力会社の需要家が先着順に利用可能である。なお、本来、公営電力会社(Publicly-owned utilities: POU)にはネットメータリング提供の義務はないが、ロングアイランド電力公社(Long Island Power Authority: LIPA)は、州法の定めと同様の条件で、ネットメータリングを提供している。ニューヨーク州のネットメータリングでは、表 1-83 のとおり、エネルギー源の種類や用途によって、設備容量の上限に違いがある²¹⁴。

²¹³ ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト, <https://www.nyserdera.ny.gov/About/Newsroom/2016-Announcements/2016-08-01-Governor-Cuomo-Announces-Establishment-of-Clean-Energy-Standard>, 2017年3月15日取得

²¹⁴ DSIRE ウェブサイト, <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/453>, 2017年3月15日取得

表 1-83 エネルギー源別設備容量の上限

太陽光	住宅用 25kW、農業用 100kW、 非住宅用(商業用・産業用)2MW
風力	住宅用 25kW、農業用 500kW、非住宅用 2MW
小水力	住宅用 25kW、非住宅用 2MW
燃料電池	住宅用 10kW、非住宅用 1.5MW
バイオガス	2MW(農場用のみ)
マイクロ熱電併給	10kW(住宅用のみ)

出所) DSIRE ウェブサイト, <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/453> より作成

さらに、2015 年からは、ネットメータリングの拡充として、コミュニティ分散型発電 (Community Distributed Generation) プログラムが作られた。これは、太陽光発電に関心はあるが設備を所有できない需要家が、10 人以上でスポンサーに資金提供をすることで、スポンサー経由でオフサイトの太陽電池パネルを購入し、購入した太陽電池パネルの発電量を毎月の電気料金に充当できるクレジットが付与される仕組みである (制度の詳細については 3)e 参照)。

3) 分散型電源の促進のための助成プログラム

a. ニューヨーク・サン (NY-Sun) ²¹⁵

ニューヨーク・サン (NY-Sun) は、クオモ知事のもとで 2012 年から始まった官民連携のパートナーシップである。ニューヨーク州エネルギー研究開発庁 (NYSERDA)、ニューヨーク電力公社 (NYP&A)、ロングアイランド電力公社 (LIPA) 等が所管する既存の太陽光発電に関するプログラムを統合・拡張することを目指している。

NY-Sun では、2023 年までに、40 万世帯の電力供給量に相当する 3GW の太陽光発電の実現を目標としている。2014 年には、市場の活性化と今後 10 年間にわたっての太陽光発電システムの普及のために、約 10 億ドルの資金提供が知事によって公約された。これは、エネルギービジョン改革 (REV) における、再生可能エネルギーによる電力を 2030 年に消費電力の 50%にするという目標に資するものだと考えられている。

2017 年 2 月、クオモ知事は、2016 年末までに 64,926 件のプロジェクトにより約 744MW の太陽光発電 (電気代としては 121,000 世帯の需要に相当) が導入されたと発表した (表 1-84)。太陽光の設備容量は 2011 年 12 月から 2016 年 12 月までに 795%増加し、約 15 億ドルの民間投資が活用されている²¹⁶。

²¹⁵ ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト, <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Sun/About>, 2017 年 3 月 15 日取得

²¹⁶ ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト, <https://www.nyserda.ny.gov/About/Newsroom/2017-Announcements/2017-02-21-Governor-Cuomo-Announces-Nearly-800-Percent-Growth-of-New-York-Solar-Power>, 2017 年 3 月 15 日取得

表 1-84 ニューヨーク州における太陽光発電の拡大

	2011年までに インストールされた総数		2016年までに インストールされた総数		設備容量の 増加率	プロジェクトの 増加率
	メガワット	プロジェクト数	メガワット	プロジェクト数		
セントラルニューヨーク	1.75	185	23.56	1,731	1,246%	836%
合計	83.06	9,079	743.65	64,926	795%	615%

出所) ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト,

<https://www.nyserdera.ny.gov/About/Newsroom/2017-Announcements/2017-02-21-Governor-Cuomo-Announces-Nearly-800-Percent-Growth-of-New-York-Solar-Power> より作成

上記の太陽光発電の拡大を促進した主な施策として、ニューヨーク・サンによる助成プログラム (NY-Sun Incentive Program) がある²¹⁷。同プログラムでは、導入設備容量に係る目標を、州の特定の地域ごとに割り当て、さらにブロックごとに区分してインセンティブを付与している。対象地域は、Long Island、Con Edison の管轄地域、Upstate の3つに分かれており、助成の基準は、商業・産業用²¹⁸と、居住用及び小規模商業用²¹⁹の用途でそれぞれ異なる。

b. K ソーラー (K-SOLAR) ²²⁰

ニューヨーク電力公社 (NYPA) とニューヨーク州エネルギー研究開発庁 (NYSERDA) が実施する制度であり、州内の学校が太陽光発電設備を導入するにあたり、無償で専門家を派遣し、設備導入に必要な機材等を提供する。

c. 「手ごろな」太陽光プログラム (Affordable Solar Program) ²²¹

低所得層から中所得層の住宅所有者を対象に、太陽光発電設備の設置費用を下げるために追加の助成金を提供する制度である。具体的には、住宅所有者のうち、州の平均収入の80%未満の総家計収入である者に対して、通常の2倍の助成金を支給するものである。

²¹⁷ ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト, <https://www.nyserdera.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Sun/Customers/Available-Incentives>, 2017年3月15日取得

²¹⁸ 商業用・産業用建物で200kWを超える新設の太陽光発電システムを対象とする。

ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト, <https://www.nyserdera.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Sun/Project-Developers/Commercial-Industrial-MW-Block>, 2017年3月15日取得

²¹⁹ 住宅用の場合は最大25kW、非住宅用(大型マルチユニットビル、学校、非営利団体、政府)の場合は最大200kWまでの太陽光発電システムを対象とする。

ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト, <https://www.nyserdera.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Sun/Project-Developers/Residential-Small-Commercial-MW-Block>, 2017年3月15日取得

²²⁰ ニューヨーク州電力公社ウェブサイト, <http://www.nypa.gov/k-solar/>, 2017年3月15日取得

²²¹ ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト, <https://www.nyserdera.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Sun/Customers/Available-Incentives/Affordable-Solar>, 2017年3月15日取得

d. 小型風力タービンプログラム (Small Wind Turbine Program) ²²²

小型風力タービンプログラムは、ニューヨーク州の風力発電の発電量増加を目的とした助成金制度である。2018年末までに約600万ドルの予算が確保されており（予算額は州内の風力エネルギーシステムの予想年間出力に基づき算定されたものである）、Behind the Meterやオンサイトの風力発電システムの設置支援のために申請が可能である。

その他の主な条件は以下のとおりである。

- 助成額は、1施設/需要家ごとに最大100万ドルである。ただし、総設置費用の50%を超えてはならない。
- 設備の大きさは、1施設/需要家あたり最大2MWである。

e. コミュニティ分散型発電 (Community Distributed Generation) プログラム

コミュニティ分散型発電 (Community Distributed Generation) プログラムは、太陽光発電、小型風力発電、その他分散型電源に関心はあるが発電設備を所有できない住宅所有者・事業者等が、メンバーシップを組み、スポンサー経由で、オフサイトの太陽電池パネルを購入し、購入した太陽電池パネルの発電量を毎月の電気料金に充当できるクレジットが付与される仕組みである（図 1-117）。太陽光発電用のプログラムは、共有ソーラープログラム (Shared Solar program) ²²³と呼ばれる。

2016年10月には、NY州イサカの太陽光発電事業者であるRenovus Solarによって、初の共有ソーラープログラムのプロジェクトが実施されることが公表された²²⁴。

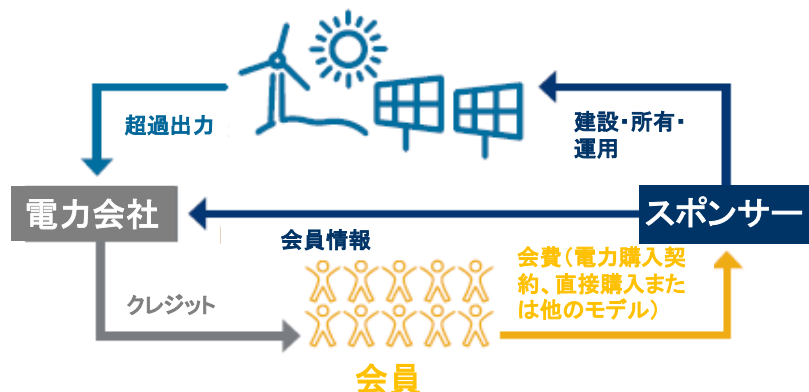


図 1-117 コミュニティ分散発電プログラムの役割と機能

出所) ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト, <https://www.nysersda.ny.gov/-/media/NYSun/files/Contractor-Resources/Community-Distributed-Generation-Project-Developers.pdf> より作成

²²² ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト, <https://www.nysersda.ny.gov/All-Programs/Programs/Small-Wind-Program>, 2017年3月15日取得

²²³ ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト, <https://www.nysersda.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Sun/Communities/Shared-Solar>, 2017年3月15日取得

²²⁴ ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト, <https://www.nysersda.ny.gov/About/Newsroom/2016-Announcements/2016-10-18-NYSERDA-Announces-Completion-of-States-First-Shared-Solar-Project>, 2017年3月15日取得

4) 税制優遇措置²²⁵

a. 再生可能エネルギーシステムの固定資産税減免 (Real Property Tax Exemption for Properties) ^{226, 227}

再生可能エネルギーシステムの導入によって、固定資産の価値が上昇した場合、当該価値増加分について、15年間にわたり、固定資産税を減免する制度である。ただし、当該減免制度は、州内の各市町村及び学校区域がそれぞれ採否を選択できるため、地域により存否が異なる。

b. 太陽光・太陽熱システム設備の地方消費税免除 (Local Sales and Use Tax Rates on Sales and Installations of Residential Solar Energy Systems Equipment) ^{228, 229}

2005年より開始された、居住用住宅および複数世帯住宅に設置されるパッシブ太陽熱暖房機、太陽熱温水器、ソーラースペース熱、太陽光発電装置等の設置費用について、州の地方消費税を免除する制度である。

近時は免除対象が拡大しており、2013年からは、非住居用のソーラーシステムも、2015年からは、居住用・商業用需要家に対して太陽光発電を提供している第三者所有のソーラーシステムも対象に含まれている。

c. 住居用太陽光・太陽熱システム設備の所得税額控除 (Solar Energy System Equipment Credit) ²³⁰

複数世帯住宅を含む住居用太陽光・太陽熱システム設備導入にあたり、設備購入費用・賃貸費用、または10年以上にわたる太陽エネルギーシステム由来の電力購入契約費用を対象に、当該費用の25%について所得税額控除(最大5,000ドル)を行う制度である。

²²⁵ ニューヨーク州環境保護局ウェブサイト, <http://www.dec.ny.gov/energy/43231.html>, 2017年3月15日取得

²²⁶ ニューヨーク州税務・財務局ウェブサイト, https://www.tax.ny.gov/research/property/assess/manuals/vol4/pt1/sec4_01/sec487.htm, 2017年3月15日取得

²²⁷ ニューヨーク州税務・財務局ウェブサイト, https://training.ny-sun.ny.gov/images/PDFs/SUN-GEN-taxlaw487-fs-1-v1_FINAL.PDF, 2017年3月15日取得

²²⁸ ニューヨーク州税務・財務局ウェブサイト, <https://www.tax.ny.gov/pdf/publications/sales/pub718s.pdf>, 2017年3月15日取得

²²⁹ ニューヨーク州税務・財務局ウェブサイト, https://www.tax.ny.gov/pubs_and_bulls/publications/sales/solar_energy.htm, 2017年3月15日取得

²³⁰ ニューヨーク州税務・財務局ウェブサイト, https://www.tax.ny.gov/pit/credits/solar_energy_system_equipment_credit.htm, 2017年3月15日取得

1.2.10 中国

(1) 政策の概観

2009年9月、第15回気候変動枠組条約締約国会議（COP15）の開会式において、胡錦濤主席（当時）は「中国の一次エネルギー消費に占める非化石エネルギーの割合を2020年までに15%へ引き上げる」という目標を公表した。また、2014年11月12日に公布された米中の気候変動対策共同声明では、一次エネルギー消費に占める非化石エネルギーの割合を2030年までに20%まで拡大するという目標が明らかにされた。

中国政府は「第13次5カ年計画（2016年～2020年）」にCOP15で表明した目標を盛り込み、再生可能エネルギーの普及拡大を積極的に推進している。以下、関連法令と国家計画に規定された再生可能エネルギー導入規模拡大の目標・方向性を概観する。

1) 再生可能エネルギー法

中国政府は2006年、「再生可能エネルギー法」を正式に公表し、2009年には同法を改訂した。この法律によって再生可能エネルギーの総合目標政策、再生可能エネルギー電気の強制的な系統連系及び全量買取保障政策、地域の実情に合わせた買取価格の設定と補助政策など諸制度が確立された²³¹。

2) 計画・目標

a. エネルギー発展戦略行動計画2014-2020年に関する国務院弁公庁の通知(国弁発(2014)31号)

2014年6月7日に公布された本行動計画では、第13次5カ年計画期間中（2016～2020年）における再生可能エネルギーの発展の方向性と目標が正式に提示された（表 1-85）。また、一次エネルギー消費に占める非化石エネルギーの割合を2020年までに15%へ引き上げる目標も再確認されている。

²³¹ 中国国務院及び関連部門は、同法の施行に合わせて「再生可能エネルギー発電に関する管理規定（可再生エネルギー発電管理規定）」、「再生可能エネルギーの買取価格及び費用均等分担に関する暫定方法（可再生エネルギー上网电价及費用分攤管理试行办法）」、「電力会社による再生可能エネルギー発電量の全量買取に関する監督管理方法（电网企业全额收购可再生能源电量监管办法）」などの政策規定を公布している。

表 1-85 中国の再生可能エネルギーに関する計画

対象電源	内容	2020年目標
水力	<ul style="list-style-type: none"> ● 西南地域の金沙江、雅礮江、大渡河、瀾滄江等の流域を重点地域として大型発電所を開発 ● 揚水発電所の建設拡大 	設備容量:3.5 億 kW(揚水発電を除く)
風力	<ul style="list-style-type: none"> ● 酒泉、内モンゴルの西部、内モンゴルの東部、冀北、吉林、黒竜江、山東、クムル市、蘇州等で9ヵ所の大型風力発電基地及び送電システムを重点的に建設 ● 南部及び中東部地域において、分散型風力発電・洋上風力発電の導入拡大を推進 	設備容量:2 億 kW 価格:石炭火力発電に相当する電力価格
太陽光	<ul style="list-style-type: none"> ● 太陽光発電基地及びモデルプロジェクトの実施 ● 屋上型等分散型太陽光発電の推進 	設備容量:1 億 kW 価格:石炭火力発電に相当する電力価格
地熱 バイオマス	<ul style="list-style-type: none"> ● 地熱エネルギーの全面調査及び地熱発電モデルプロジェクトの実施 ● バイオマス・地熱の熱供給応用を推進 	利用量:5,000 万トン標準炭換算値

出所) 国務院弁公庁、「エネルギー発展戦略行動計画 2014-2020 年に関する国務院弁公庁の通知」(国務院办公厅关于印发能源发展战略行动计划 2014-2020 年的通知) 国弁発(2014)31号, 2014年6月7日より作成

b. 「再生可能エネルギー発展第13次5カ年計画」

2016年2月、国家能源局は本計画(パブリックコメント版)を公表し、第13次5カ年計画期間中(2016~2020年)に、再生可能エネルギー分野に対し2.3兆元²³²の追加投資を行うことを明らかにした²³³。

また、本計画では2020年までの再生可能エネルギー電気の導入目標(設備容量)と戦略の方向性が定められた。前出の「エネルギー発展戦略行動計画」の目標値に調整が施され、水力発電は1,000万kW縮小される一方で、太陽光及び風力発電を大幅に拡大することとなった。今後、中国西南部では大型水力発電基地、東北・華北・西北では風力発電基地の建設を進めるとともに、太陽光発電の半分以上を分散型にする見通しである。

9ヶ月後の2016年11月7日、国家能源局は記者会見を開き「電力発展第13次5カ年計画」に関する説明を行った。同計画では、再生可能エネルギーの発展目標がさらに調整され、いずれの電源(揚水発電を除く)も目標が下方修正された(表1-86)。水力発電については開発に伴う生態環境・移住措置への配慮、風力・太陽光に関しては需給アンバランス(いわゆる「棄風」・「棄光」問題)²³⁴への対応が目標値調整の背景にある。また、風力・太陽

²³² 1元=17円

日本銀行「基準外国為替相場及び裁定外国為替相場」(2017年2月20日)による。

https://www.boj.or.jp/about/services/tame/tame_rate/kijun/kiju1703.htm

²³³ 王璐、「今後5年間に再生可能エネルギーに2.3兆元を新規投資」(可再生エネルギー五年新投2.3万亿) 経済参考報, 2016年1月29日

http://www.jjckb.cn/2016-01/29/c_135055225.htm

²³⁴ 「棄風」「棄光」問題については、1.2.10(3)で詳述する。

光共に電力の「地産地消」重視が戦略の方向性となっている。さらに、同年11月末、国家能源局は「水力発電第13次5カ年発展計画発表稿」を公表し、水力発電の規模拡大に向けて具体的な設備容量・発電量の数値目標を示した(表1-87)。また、発電用途以外の再生可能エネルギーについても表1-88のとおり計画目標が公表されている。

表 1-86 再生可能エネルギー第13次5カ年計画目標

電源種類	2020年の目標 (設備容量:億kW)	戦略方向
水力発電(揚水発電以外)	3.4	大型水力発電を優先
揚水発電	0.4	
風力発電(陸上)	1.6	陸上の風力発電を優先 地産地消、「棄風」 ²³⁵ を改善
風力発電(洋上)	0.5	
太陽光発電(発電所)	1.05	分散型の発展を優先 地産地消、「棄光」 ²³⁶ を改善
太陽光発電(分散型)		
太陽熱発電	0.05	モデル事業を実施
バイオマス発電	0.15	地(県)級市で着実に発展

出所) 国家発展改革委員会,「再生可能エネルギー発展に関する第13次5カ年計画」(可再生エネルギー発展“十三五”规划),2016年12月10日より作成

表 1-87 第13次5カ年計画期間における水力発電の発展目標

種別	新規設備容量 (万kW)	2020年までの 設備容量 (万kW)	2020年までの 年間発電量 (億kWh)
水力発電所	4,349	34,000	12,500
(うち大型・中型)	3,849	26,000	10,000
(うち小型)	500	8,000	2,500
揚水発電所	1,697	4,000	—
合計	6,046	38,000	12,500

出所) 国家能源局,「水力発電第13次5カ年計画発表稿」(水电发展“十三五”规划发布稿),2016年11月29日より作成

表 1-88 再生可能エネルギー第13次5カ年計画の目標(発電を除く)
(単位:1万標準炭換算トン)

太陽熱 温水器	地熱	バイオガス	バイオマス 固形燃料	バイオエタノ ール燃料	バイオ ディーゼル
9,600	4,000	960	1,500	380	300

出所) 国家発展改革委員会,「再生可能エネルギー発展に関する第13次5カ年計画」可再生エネルギー発展“十三五”规划(正式版)2016年12月,国家発展改革委員会,「バイオマス発展の第13次5カ年計画」(生物質エネルギー発展十三五规划),2016年12月より作成

²³⁵ 1.2.10(3)参照

²³⁶ 同上

c. 省別の導入目標

2016年2月29日、国家能源局は「再生可能エネルギーの開発利用における目標誘導制度に関する国家能源局の指導意見」（国能新能（2016）54号）を公布した。本指導意見では、1次エネルギー消費に占める非化石エネルギー源（水力を除く）の割合について、省別の目標値が設定されている（図1-118）。全国平均は10%程度であるが、再生可能エネルギー資源の利用可能性に応じて、内モンゴル自治区、東北三省（遼寧省、吉林省、黒龍江省）等は13%と高め、上海市、江西省及び一部の西南部地域（雲南省、重慶市、四川省、貴州省）等は5%と低めの設定になっている。

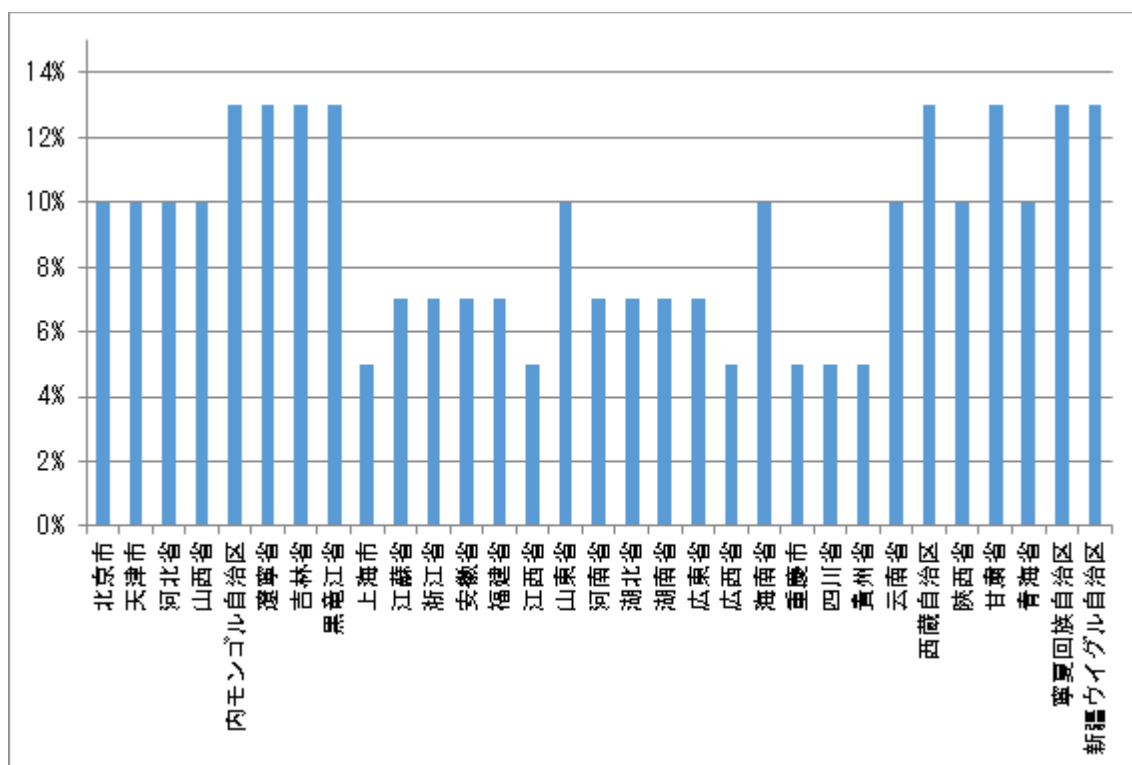


図 1-118 一次エネルギー消費に占める非化石エネルギー源（水力を除く）の省別目標

出所) 国家能源局, 「再生可能エネルギーの開発利用目標の目標誘導制度に関する指導意見」 (关于建立可再生新能源开发利用目标引导制度的指导意见) 国能新能 (2016) 54 号, 2016 年 2 月 29 日より作成

(2) 再生可能エネルギーへの支援施策

1) (大型) 太陽光発電への支援（全量固定価格買取制度）

2011年7月24日、国家発展改革委員会は「太陽光発電の買取価格制度の改善に関する通知」（発改価格（2011）1594号）を公表し、固定価格買取制度が導入された。本通知では、2011年7月1日までに建設が許可され、かつ2011年12月31日までに稼働できる太陽光発電所について固定買取価格を1.15元/kWhに設定した。

しかしながら、国土の広い中国では地域によって日射量が大きく異なるだけでなく、発電所の建設コスト及びランニングコスト、発電量にも開きがある。2013年8月26日、国家発

展改革委員会は「価格によるレバレッジ発揮と太陽光発電産業の健全な発展促進に関する通知」（发改価格（2013）1638号）を公表し、買取価格を3つのエリア別に設定する方式を採用した（図 1-119）。なお、買取期間は原則20年間である。

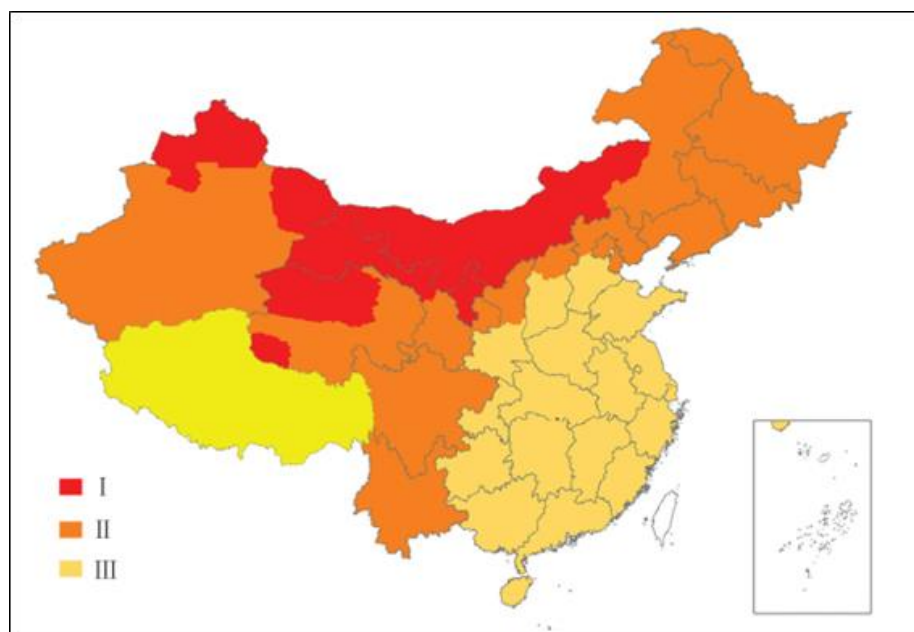


図 1-119 太陽光発電の買取価格に関するエリア区分

注) チベット自治区（上図左下・濃い黄色の部分）は、1～3類エリアに該当せず、買取価格を別途設定することとなっている。

出所) 国家能源中心、「中国再生可能エネルギー産業発展に関する報告 2015」（中国可再生能源产业发展报告 2015）中国经济出版社, 2015年9月より作成

その後2回にわたり買取価格の引き下げが実施され、2017年1月1日以降は「新エネルギーの固定買取価格の調整に関する通知—パブリックコメント版」²³⁷に基づく価格が適用されている。エリア方式が採用された2013年9月1日以降の買取価格の変遷を表 1-89 に示す。

²³⁷ 2016年9月29日に国家发展改革委員会が公布した。

表 1-89 (大型) 太陽光発電所からの買取価格 (単位: 元/kWh)

区分	2013年9月1日以降	2016年1月1日以降	2017年1月1日以降
1 類エリア	0.90	0.80	0.55
2 類エリア	0.95	0.88	0.65
3 類エリア	1.00	0.98	0.75
適用対象	<ul style="list-style-type: none"> ● 2013年9月1日～2015年12月31日に建設を許可された発電所 ● または2013年9月1日以前に建設許可されたが、2013年12月31日までに稼働開始していない発電所 	<ul style="list-style-type: none"> ● 2016年1月1日～2016年12月31日に建設を許可された発電所 ● または2015年12月31日以前に建設許可されたが、2016年6月30日までに稼働開始していない発電所 	<ul style="list-style-type: none"> ● 2017年1月1日以降に建設を許可された発電所 ● または2016年12月31日以前に建設許可されたが、2017年6月30日までに稼働開始していない発電所

注) 2013年9月1日まではエリア区分がなく、買取価格は1.00元/kWh、または1.15元/kWhとなっていた。

出所) 国家発展改革委員会、「太陽光発電の買取価格制度の改善に関する通知」(关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知) 发改価格(2011)1594号, 2011年7月24日より作成

国家発展改革委員会、「価格によるレバレッジ発揮と太陽光発電産業の健全な発展促進に関する通知」(关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知) 发改価格(2013)1638号, 2013年8月26日,

国家発展改革委員会、「陸上風力発電及び太陽光発電の固定買取価格の改善に関する通知」(关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知) 发改価(2015)3044号, 2015年12月22日,

国家発展改革委員会、「新エネルギーの送電網接続価格の調整に関する通知—パブリックコメント版」(关于调整新能源标杆上网电价的公告—征求意见稿), 2016年9月29日より作成

2) 分散型太陽光発電への支援 (全量買取制度/余剰買取制度)

国家発展改革委員会は2015年12月22日、「陸上風力発電及び太陽光発電の固定買取価格の改善に関する通知」(发改価(2015)3044号)を公表し、分散型太陽光発電の基準買取価格を従来より細かく規定した。分散型太陽光発電の適用範囲は、①10kV以下の電圧で系統連系され、かつ合計導入容量が6MW以下の太陽光発電プロジェクト²³⁸、②35kV(東北地域では66kV)及び以下の電圧で系統連系され、かつ合計導入容量が20MW以下の太陽光発電プロジェクト²³⁹である(他はすべて大型太陽光発電となる)。

買取価格には「自産自消、余剰買取」、及び「全量買取」という2つの選択肢があり、買取期間は20年間である。「全量買取」方式の場合、買取金額は大型太陽光発電所の基準価格と同額である。「自産自消、余剰買取」方式を選択する場合は、所在地にある火力発電基準買取価格²⁴⁰に所定の補助金(表1-90)が加算される。

²³⁸ 国家电网, 「分散型太陽光発電の系統連系に関する意見及び規定」(关于印发分布式光伏发电并网方面相关意见和规定) 国家电网弁1560号, 2012年 http://www.gs.sgcc.com.cn/html/main/col7/2013-04/23/20130423173754646557564_1.html

²³⁹ 国家能源局, 「分散型太陽光発電に関する政策を一層確実に実行させる通知」(关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知) 国能新能(2014)406号, 2014年9月2日 http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201409/t20140904_1837.htm

²⁴⁰ 火力発電の基準買取価格は、国家発展改革委員会が設定する。2016年1月1日以降の価格は2015年12月27日付の通知(2015)3105号による。

表 1-90 分散型太陽光発電の補助金（単位：元/kWh）

区分	2013年9月1日以降	2016年1月1日以降	2017年1月1日以降
1類エリア	0.42	0.42	0.20
2類エリア			0.25
3類エリア			0.30
適用対象	2015年12月31日までに稼働を開始した分散型太陽光発電システム	2016年1月1日～2016年12月31日の間に稼働を開始した分散型太陽光発電システム	2017年1月1日より稼働開始した分散型太陽光発電システム

注) エリア区分は2017年1月1日より開始。

出所) 国家発展改革委員会、「価格によるレバレッジ発揮と太陽光発電産業の健全な発展促進に関する通知」(关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知) 发改価格(2013)1638号, 2013年8月26日, 国家発展改革委員会, 「陸上風力発電及び太陽光発電の固定買取価格の改善に関する通知」(关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知) 发改価(2015)3044号, 2015年12月22日, 国家発展改革委員会, 「新エネルギーの送電網接続価格の調整に関する通知—パブリックコメント版」(关于调整新能源标杆上网电价的通知—征求意见稿), 2016年9月29日より作成

分散型太陽光発電所については、2013年6月以降、一部の地方政府で独自の補助金政策も実施されている。中央政府の補助金と併用できるため、太陽光の日射量が比較的少ない中部及び東部の太陽光発電所にとっては、経済性を左右する要因となっている。中央政府・地方政府の補助金合計額の例を図1-120に示す。

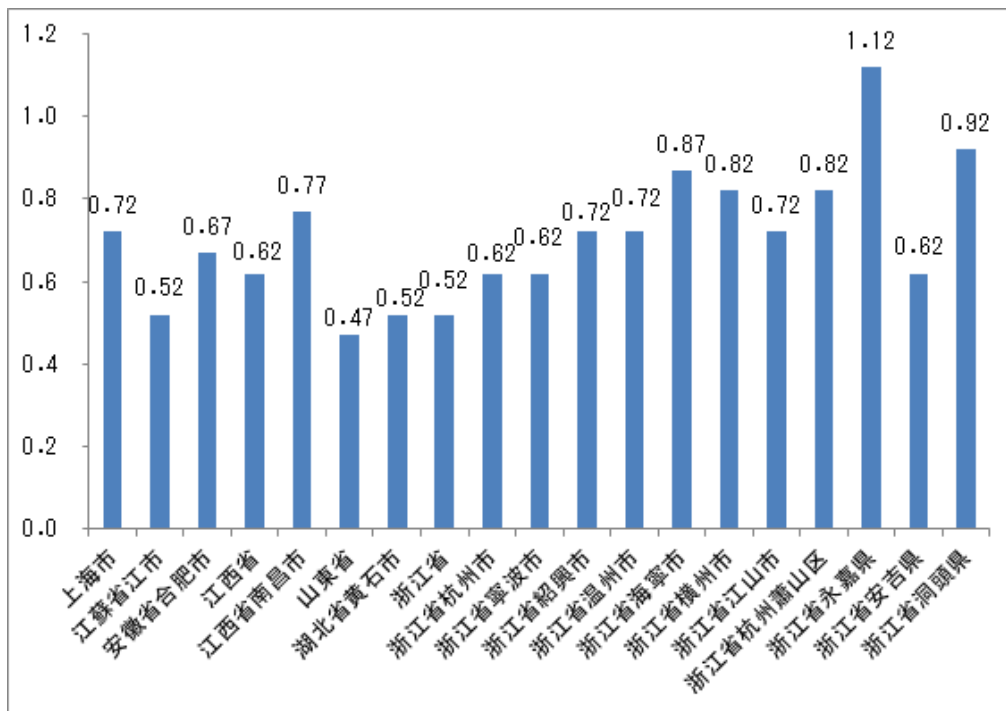


図 1-120 中央政府及び地方政府の補助金合計額（単位：元/kWh）

出所) 国家可再生能源中心, 「中国可再生能源産業発展報告 2015」, 中国経済出版社, 2015年9月より作成

3) 風力発電への支援（固定価格買取制度）

風力発電についても、2009年にはエリア別（第1類～第4類）の価格設定による固定価格買取制度が導入されている。太陽光同様、買取価格は段階的に引き下げられている。買取期間は原則20年間である。エリア区分と買取価格の変遷を表1-91と表1-92に示す。

表 1-91 風力発電の買取価格エリア

区分	範囲
1 類エリア	内モンゴル自治区(赤峰市、通遼市、ヒンガン盟、フルンボイル市を除く)、新疆ウイグル自治区の一部(烏魯木斉市、イリ・カザフ自治州、昌吉回族自治州、カラマイ市、石河子市)
2 類エリア	河北省承德市、河北省張家口市、内モンゴル自治区(赤峰市、通遼市、ヒンガン盟、フルンボイル市)、甘肅省の一部(張掖市、嘉峪関市、酒泉市)
3 類エリア	吉林省(白城市、松原市)、黒竜江省(鶏西市、二鴨山市、七台河市、綏化市、伊春市大興安嶺地区)、甘肅省(張掖市、嘉峪関市、酒泉市を除く)、新疆ウイグル自治区の一部(烏魯木斉市、イリ・カザフ自治州、昌吉回族自治州、カラマイ市、石河子市)、寧夏回族自治区
4 類エリア	1 類エリア、2 類エリア、3 類エリア以外の地域

出所) 国家發展改革委員会、「風力発電の買取価格制度の改善に関する通知」(关于完善风力发电上网电价政策的通知) 発改価格(2009)1906号, 2009年より作成

表 1-92 陸上風力発電の買取価格(単位:元/kWh)

区分	2009年	2015年)	2016年)	2018年
1 類エリア	0.51	0.49	0.47	0.44
2 類エリア	0.54	0.52	0.50	0.47
3 類エリア	0.58	0.56	0.54	0.51
4 類エリア	0.61	0.61	0.60	0.58
適用対象	<ul style="list-style-type: none"> ● 2009年8月1日～2014年12月31日に建設が許可され、かつ2016年1月1日までに稼働した発電所 ● 2009年8月1日以前に許可された発電所は従来の買取価格が適用される。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 2015年1月1日～2015年12月31日に建設が許可された発電所 ● または2015年1月1日以前に許可されたが、2016年1月1日までに稼働していない発電所 	<ul style="list-style-type: none"> ● 2016年1月1日以降に建設が許可され、許可期間中(2年間)に稼働した発電所 ● または2015年1月～2015年12月31日に許可されたが、2017年1月1日までに稼働していない発電所 	<ul style="list-style-type: none"> ● 2018年1月1日以降に建設が許可され、許可期間中(2年間)に稼働した発電所

出所) 国家發展改革委員会、「風力発電の買取価格制度の改善に関する通知」(关于完善风力发电上网电价政策的通知) 発改価格(2009)1906号, 2009年,

国家發展改革委員会、「陸上風力発電の固定買取価格の調整に関する通知」(关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知) 発改価格(2014)3008号, 2015年1月,

国家發展改革委員会、「陸上風力発電及び太陽光発電の買取価格政策の改善に関する通知」(关于完善陆上风电光伏上网标杆电价政策的通知) 発改価格(2015)3044号, 2015年12月22日より作成

なお、洋上風力発電については、国家發展改革委員会が2014年6月5日に公表した「洋上風力発電の買取価格に関する通知」((2014)1216号)において買取価格が設定されてい

る。本通知では、発電所を設置する場所によって、買取価格を「潮間帯」²⁴¹と「近海洋上」の2種類に分けて設定している。

表 1-93 洋上風力発電の買取価格（単位：元/kWh）

種類	買取価格
潮間帯風力発電	0.75
近海洋上風力発電	0.85

出所) 国家発展改革委員会,「洋上風力発電の買取価格に関する通知」(关于海上风电上网电价政策的通知)(2014) 1216号, 2014年6月5日より作成

4) 地熱エネルギーへの支援

2013年1月10日、国家能源局、財政部、国土資源部、住宅と城郷建設部の四部委は、「地熱エネルギーの開発利用促進に関する指導意見」(国能新能(2013)48号)を公表した。同指導意見では、商業化された地熱エネルギープロジェクトに対する優遇策を決定した。具体的には、需要側でのESCOを活用した省エネと絡めた地熱利用プロジェクトへの税制優遇や、熱供給・冷房プロジェクトに対する買取価格の優遇措置である。

5) バイオマス発電への支援（固定価格買取制度）

国家発展改革委員会は2006年1月4日、「再生可能エネルギー発電の買取価格及び費用分担管理に関する暫定方法」(发改価格(2006)7号)を公表し、バイオマス発電・バイオマスガス化発電を対象とする固定価格買取制度が開始された。買取期間は15年である。以降、2010年には農林バイオマスが、2012年には生活廃棄物を原料とする廃棄物燃焼発電も制度対象に加えられた。買取価格は表1-94のとおりである。

表 1-94 バイオマス発電の買取価格（単位：元/kWh）

実施開始日	対象	買取価格 ^(注)
2006年1月1日	バイオガス	ベース価格+0.25
2006年1月1日	ガス化発電	ベース価格+0.25
2010年7月1日	農林バイオマス	0.75
2012年4月1日	廃棄物燃焼	0.65

注) ベース価格は各地域の2005年の石炭火力発電買取価格(脱硫)とする。

出所) 国家発展改革委員会,「再生可能エネルギーの買取価格及び費用分担管理の暫定方法」(可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法的通知)(发改价格(2006)7号),2006年1月4日,
国家発展改革委員会,「農林バイオマス発電の買取価格政策改善に関する通知」(关于完善农林生物质发电价格政策的通知)(发改価格(2010)1579号),2010年7月18日,
国家発展改革委員会,「廃棄物燃焼発電の買取価格政策の改善に関する通知」(关于完善垃圾焚烧发电价格政策的通知)(发改価格(2012)801号),2012年3月28日より作成

²⁴¹ 潮間帯とは、海と陸の境界にあたる部分で、大潮の時の最高高潮面から最低高潮面までの範囲を指す。

6) 太陽熱発電への支援（モデル事業・固定価格買取制度）

中国は第 12 次 5 カ年計画期間中に合計 1GW 規模の太陽熱発電事業の開発を計画していた。しかしながら、計画最終年の 2015 年までに設置が完成した設備容量は 18MW と計画目標を大幅に下回った²⁴²。

そこで、太陽熱発電のモデル事業を推進するとともに、モデル事業からの電力買取については、従来の入札方式を改め、2016 年 8 月 29 日に国家発展改革委員会が公表した「太陽熱発電の基準買取価格政策に関する通知」（发改価格（2016）1881 号）により、全国一律で 1.15 元/kWh と決定された。なお、この価格は 2016 年～2018 年 12 月 31 日に実施するモデル事業が適用対象である。

7) 火力発電に関する規制

近年、中国政府は火力発電に対する多数の規制を公布している。特に、小型火力発電所は効率が低いことに加えて汚染物質や温室効果ガスの排出量も多いため、第 11 次 5 カ年計画（2006 年～2010 年）期間中には多数の小型火力発電所を閉鎖し、大型火力発電所の建設を促進する「上大圧小」政策を実施してきた。2007 年以降に公布された規制とその概要を表 1-95 に示す。

²⁴² 国家能源局ウェブサイト, http://www.nea.gov.cn/2016-09/07/c_135668622.htm

表 1-95 火力発電に対する規制政策の一覧（2007～2015年）

政策	公表日	主な内容
小型火力発電所の閉鎖加速に関する意見 国発(2007)2号(注)	2007年1月20日	小型火力発電機の廃止を加速し、再生可能エネルギー発電を優先する。
大気汚染防止に関する行動計画通知 国発(2013)37号	2013年9月10日	石炭ボイラーや石炭火力発電所の廃止を進め、2017年までに再生可能エネルギーの利用拡大を促進することで吸入性粒子状物質の濃度を低減する。
エネルギー発展戦略に関する行動計画 2014-2020 国弁発(2014)31号	2014年6月7日	一次エネルギー消費に占める非化石エネルギーの割合を2020年に15%まで拡大し、2030年には20%まで拡大する。
石炭火力発電の省エネ排出削減に関するグレードアップ及び改造行動計画 発改能源(2014)2093号	2014年9月12日	2020年までに、一次エネルギー消費に占める石炭消費の比率を62%以下に抑える。
重点地域における石炭消費量削減及び代替管理に関する暫定方法 発改環資(2014)2984号	2014年12月29日	2017年まで北京市で石炭消費量を1,300万トン、天津市で1,000万トン、河北省で4,000万トン、山東省で2,000万トン削減する。
工業における石炭のクリーン高効率利用に関する行動計画 工信部聯節(2015)45号	2015年2月2日	石炭消費量を2017年までに8,000万トン以上、2020年までに1.6億トン以上を節約する。
石炭火力発電からの買取価格及び一般工業用・商業用電力の価格引き下げに関する通知 発改価格(2015)3105号	2015年12月23日	2016年1月1日より、石炭火力発電所からの買取価格を0.03元/kWh引き下げる。買取価格の引き下げにより節約した資金を再生可能エネルギーの発展に使用する。

注) 下記小型火力発電機は廃止対象になる。

- ・単機容量が5万kW以下の火力発電機
 - ・単機容量が10万kW以下で、且つ稼働期間が20年以上の火力発電機
 - ・単機容量が20万kW以下で、且つ設計寿命が到達している火力発電機
 - ・その他、エネルギー消費基準や環境基準を満たしていない火力発電機
- 出所) 各種公開情報より作成

(3) 今後の課題：「棄光・棄風・棄水」（出力抑制）について

1) 現状と要因

再生可能エネルギーの普及拡大について中国が直面している大きな課題は、需給アンバランスに起因する出力抑制、いわゆる「棄光」・「棄風」・「棄水」の問題である。資源の

偏在や電力需要の地域差、送電インフラ不足などが要因となり、発電が可能でありながら発電所を稼働できない状況が各地で発生している。この課題の現状と要因を表 1-96 に示す。

表 1-96 「棄光」・「棄風」・「棄水」問題の現状と要因

電源	現状	要因	
		エネルギー資源・電力需要の偏り	インフラ不足
太陽光	2015 年の棄光率 ● 甘肅省:31% ● 新疆ウイグル自治区:26%	● 西北地域、西南地域:太陽光資源は豊富だが、電力需要が少ない。 ● 東部と中部:電力需要が多いが、太陽光発電所からの距離が遠い。	● 送電線不足により送電能力が低下している。
風力	中国全体の棄風量(億 kWh) ● 2013 年:162 ● 2014 年:133 ● 2015 年:339	● 「三北」地域(東北・華北・西北):風力資源が豊富だが、電力需要が少ない。	● 大規模蓄電設備が設定されていないため、電力需要のピークカット能力が不足している。 ● 地域間の連系線不足により、地域外での電力消化という課題を短期間には解決できない(送電インフラの整備は発電施設より2~3年遅れている)。
水力	四川省の棄水量(億 kWh) ● 2013 年:25.8 ● 2014 年:96.8 ● 2017 年予測:190~200 ● 2020 年予測:350	● 西南地域:水力資源が豊富で設備容量は増加し続けているが、中部・東部に比べ電力消費量が少ない。	● 一部の需要地域において送配電網の構成が弱く、特高圧送電網等の建設が遅れている。

出所) 国家能源局,「2015 年太陽光発電関連統計データ」(2015 年光伏发电相关统计数据)2016 年 2 月 5 日,国家能源局,「2015 年風力発電産業発展状況」(2015 年风电产业发展情况),2016 年 2 月 2 日,国家发展改革委员会国家可再生能源中心,「中国再生可能エネルギー産業発展報告 2015」(中国可再生能源产业发展报告 2015),2015 年 9 月,国家能源局,「水力発電基地の棄水問題に関する四川駐在監察管理報告」(水电基地弃水问题驻点四川监管报告)(2015 年第 10 号(総第 27 号)),2015 年 4 月 16 日より作成

具体例として風力発電所の「棄風」の実態を以下に示す。2015 年、中国全土の棄風率は 15%程度であったが、甘肅省・新疆ウイグル自治区等、30%を超える地域もあった(表 1-97)。

表 1-97 全国・地域別の棄風の状況(2015 年)

地域	発電量 (億 kWh)	棄風量 (億 kWh)	棄風率 (%)	利用時間 (h)
河北省	168	19	10.2%	1,808
内モンゴル自治区	408	91	18.2%	1,865
吉林省	60	27	31.0%	1,430
甘肅省	127	82	39.2%	1,184
新疆ウイグル自治区	148	70	32.1%	1,571
全国	1,863	339	15.4%	1,728

出所) 国家能源局,「2015 年風力発電産業発展状況」(2015 年风电产业发展情况),2016 年 2 月 2 日より作成

2) 対応策

a. 全量買取制度（太陽光・風力）における買取保証

中国政府は棄光・棄風問題の深刻化を受け、2016年6月1日には「風力発電、太陽光発電の保障的全量買取の管理に関する国家能源局の通知」（発改能源（2016）1150号）を公表した。太陽光発電の場合、対象地域を1類エリア、2類エリアに分け、買取保証時間を設定している。棄光率の高い甘肅省や新疆ウイグル自治区は1類エリアに区分されており、買取保証時間が他のエリアより長く設定されている（表 1-98）。

表 1-98 太陽光発電重点地域の買取保証時間

区分	地域	買取保証時間 (h/年)
1 類エリア	寧夏回族自治区、青海省海西モンゴル族チベット族自治州、甘肅省嘉峪関市、武威市、張掖市、酒泉市、敦煌市、金昌市、新疆ウイグル自治区の一部(哈密市、タルバガタイ地域、アルタイ地域、カラマイ市)、内モンゴル自治区の一部(赤峰市、通遼市、ヒンガン盟、フルンボイル市を除く)	1,500
2 類エリア	青海省(1 類エリア以外)	1,450
	甘肅省(1 類エリア以外)	1,400
	新疆(1 類エリア以外)	1,350
	赤峰市、通遼市、ヒンガン盟、フルンボイル市	1,400
	黒竜江省	1,300
	吉林省	1,300
	遼寧省	1,300
	河北省承德市、張家口市、唐山市、秦皇島市	1,400
	山西省大同市、朔州市、忻州市	1,400
陝西省榆林市、延安市	1,300	

出所) 国家能源局,「国家能源局より風力発電、太陽光発電の全量買取保証の管理作業に関する通知」(国家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知) 発改能源(2016)1150号,2016年6月1日より作成

同様に、風力発電についてもエリアを4つに分け、各地域の買取保証時間を定めた(表 1-99)。棄風率の高いエリアは買取保証時間が長めに設定されている。

表 1-99 風力発電重点地域の買取保証時間

区分	地域	買取保証時間 (h/年)
1 類エリア	内モンゴル自治区(赤峰市、通遼市、ヒンガン盟、フルンボイル市を除く)	2,000
	新疆ウイグル自治区の一部(烏魯木斉市、イリ・カザフ自治州、昌吉回族自治州、カラマイ市、石河子市)	1,900
2 類エリア	内モンゴル自治区(赤峰市、通遼市、ヒンガン盟、フルンボイル市)	1,900
	河北省張家口市	2,000
	甘肅省(嘉峪関市、酒泉市)	1,800
3 類エリア	甘肅省(嘉峪関市、酒泉市を除く)	1,800
	新疆ウイグル自治区(烏魯木斉市、イリ・カザフ自治州、昌吉回族自治州、カラマイ市、石河子市を除く)	1,800

区分	地域	買取保証時間 (h/年)
	吉林省白城市、松原市	1,800
	黒竜江省鶏西市、二鴨山市、七台河市、綏化市、伊春市、大興安嶺地区、	1,900
	寧夏回族自治区	1,850
4 類エリア	黒竜江省のその他地域	1,850
	吉林省のその他地域	1,800
	遼寧省	1,850
	山西省忻州市、朔州市、大同市	1,900

出所) 国家能源局,「国家能源局より風力発電、太陽光発電の全量買取保証の管理作業に関する通知」(国家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知) 发改能源(2016)1150号,2016年6月1日より作成

b. 発電所の新規建設抑制(風力)

中国政府は、風力発電所の新規建設をコントロールする対策を講じている。2015年5月21日、国家能源局は「風力発電の年間開発計画の管理改善に関する通知」を公布し、棄風率が20%を超えた地域、または年度開発計画の完成率が80%を下回った地域では、発電所の新規建設を禁止すると規定した。

さらに、2016年3月11日には「2016年風力発電の消化作業指示に関する通知」が公表された。同通知では、特に2015年に棄風率の高かった地域、または棄風率が急速に増加している地域²⁴³において、2016年の新規建設を停止する方針を示した。

c. 送電インフラ整備

再生可能エネルギー資源が豊富にある地域から、電力需要の多い地域への送電能力増強のため、2015年、国家電網が該当地域間に特高压送電線を増設する「四交四直」²⁴⁴事業を開始した。

「四交四直」とは、淮南—南京—上海、錫盟—山東、内モンゴル西部—天津南部、横榆—濰坊の各地域、ならびに寧東—浙江、晋北—江蘇、錫盟—泰州、上海庙—山東の四つの地域間を結ぶ特高压直流送電線を指す。本事業の投資総額は1,737億元であり、国家发展改革委員会より2015年10月に許可を取得し、同年12月に建設を開始した。2017年までの完成・稼働が予定されており、電力需要の多い中部と東部地域へ送電量は年間1,100億kWhに上る見通しである。

d. 夜間電力の活用(風力)

2016年2月5日に公布された「三北地域(東北、華北、西北)における再生可能エネルギーの消費促進に関する国家能源局の通知」(国能監管(2016)39号)では、風力発電による熱供給を積極的に推進する方針が決定された。特に、冬期の夜間風力を活用して石炭火力ボイラーを代替することにより、棄風量の削減を進めている。

²⁴³ 内モンゴル自治区、吉林省、黒竜江省、甘肅省、寧夏自治区及び新疆ウイグル自治区等

²⁴⁴ 新華社,「大气污染防治行动计划“四交四直”特高压工程全部启动」,2015年12月15日

1.2.11 韓国

(1) 政策の概観

韓国政府は、1997年に策定した「第1次代替エネルギー技術開発・普及基本計画（1997～2006年）」を端緒に、一連の国家計画に再生可能エネルギーの導入規模拡大目標を盛り込み、様々な施策を実施している。現在は「第4次新・再生可能エネルギー基本計画（2014～2035年）」の期間中である。

世界的に見ると韓国の再生可能エネルギーの普及率は高くない。IEAの統計によると、一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの割合は1.5%であり、OECD加盟国34ヶ国中最下位に留まっている²⁴⁵。

韓国の特徴としては「再生可能エネルギー」とは別途に、燃料電池、石炭液化・ガス化エネルギー、水素エネルギーを「新エネルギー」と定義づけ²⁴⁶、再生可能エネルギーと一体的な推進政策を講じていること、また再生可能エネルギーの中でも廃棄物資源の割合が高いことが挙げられる。

法体系については、韓国のエネルギー関連法のうち「低炭素グリーン成長基本法」（法律第9931号）、「エネルギー法」（法律第14079号）、「新エネルギーおよび再生可能エネルギー開発・利用・普及促進法」（法律第14079号）の3法が再生可能エネルギー政策を明文化している。以下、各法律の内容と中・長期の国家計画及び目標設定を概観する。

1) 関連法令

a. 低炭素グリーン成長基本法（法律第9931号）

「低炭素グリーン成長基本法」は、2010年1月に施行されたエネルギー分野の上位法である。この法律の目的は、経済と環境の調和のとれた低炭素社会の実現に必要な社会的基盤を整備し、グリーン技術と産業を新たな成長原動力として育成することである。立法の背景には、李明博大統領（当時）による環境重視の政策転換があった²⁴⁷。第39条では、政府が新・再生可能エネルギーの開発と普及等に関する計画を作成し、実施しなければならないと定めている（表 1-100）。

²⁴⁵ “Renewable Information 2016” (IEA) による 2014 年確定値。OECD 加盟国全体の数値は 9.4% である。

²⁴⁶ 「新エネルギーおよび再生可能エネルギー開発・利用・普及促進法」による（後述）。再生可能エネルギーは、太陽、バイオ、風力、水力、海洋、廃棄物、地熱の各エネルギー源と定義づけられている。

²⁴⁷ 駐日大韓民国大使館、「第 63 周年光復節（独立記念日）及び大韓民国建国 60 周年の李明博大統領祝辞②」, 2008 年 8 月 15 日

<http://japanese.korea.net/NewsFocus/Business/view?articleId=76182>

表 1-100 低炭素グリーン成長基本法における新エネルギー関連規定

第 39 条(エネルギー政策等の基本原則) 政府は、低炭素グリーン成長を推進するために、エネルギー政策及びエネルギーと関連した計画を次の各号の原則により策定し、施行しなければならない。

1. 石油、石炭等の化石燃料の使用を段階的に削減し、エネルギー自立度を画期的に向上させる。
2. エネルギー価格の合理化、エネルギーの節約及びエネルギー利用効率の向上等エネルギー需要管理を強化して地球温暖化を予防し、環境を保全してエネルギー低消費及び資源循環型の経済社会構造に転換する。

(中略)

3. 環境と調和したエネルギーである太陽エネルギー、廃棄物バイオエネルギー、風力、地熱、潮力、燃料電池、水素エネルギー等の新・再生可能エネルギーの開発、生産、利用及び普及を拡大し、エネルギー供給源を多角化する。

注) 法律の和訳は、諸橋 邦彦・遠藤 真弘、「韓国「低炭素グリーン成長基本法」— 経済と環境が調和した発展に向けて」、外国の立法 243 (2010.3) を参照

<http://www.ndl.go.jp/jp/diet/publication/legis/pdf/024302.pdf>

出所) 저탄소녹색성장기본법 (低炭素グリーン成長基本法) より作成

b. エネルギー法 (法律第 14079 号)

2006 年の施行当時、同法の名称は「エネルギー基本法」であった。2010 年に「低炭素グリーン成長基本法」が上位法として施行されたため、「エネルギー法」として改定されている。安定的、効率的かつ環境にやさしいエネルギー需給構造の実現を目標に、エネルギー関連計画の策定・実施に関する基本事項を定めている。

c. 新エネルギーおよび再生可能エネルギー開発・利用・普及促進法 (法律第 14079 号)

新・再生可能エネルギー政策に関する個別法である。新・再生可能エネルギーの普及に関わる諸制度(規制制度、補助金制度等)のほか、関連技術の開発や普及に関する事項も定めている(概要は表 1-101 のとおり)。

同法は、新エネルギーと再生可能エネルギーを整理し、区別を行った。ここでいう再生可能エネルギーとは、太陽、バイオ、風力、水力、海洋、廃棄物、地熱の各エネルギー源を指す。新エネルギーは、燃料電池、石炭液化・ガス化エネルギー、水素エネルギーの 3 種類と定義した。

表 1-101 新エネルギーおよび再生可能エネルギー開発・利用・普及促進法の概要

(ア) 新・再生可能エネルギー技術の開発および利用・普及に関する基本計画の策定(法第 5 条)
産業通産資源部長官は 5 年ごとに以下の内容を含む基本計画を策定・発表する。

- ① 新・再生可能エネルギー源別の技術開発および利用・普及に関する目標、実施方法
- ② 全発電力量に占める新・再生可能エネルギー発電の割合目標、実施方法
- ③ 温室効果ガス排出量削減目標、実施方法

(イ) 公共機関による新・再生可能エネルギーの消費義務(第 12 条)

新・増・改築を行う国、地方公共団体および公共機関の建築物に対し、一定割合の新・再生可能エネルギーの受け入れを義務付ける制度。

(ウ) 発電事業者の新・再生可能エネルギー供給義務

以下の発電事業者は、産業通商資源部長官の指定を経て、一定割合の新・再生可能エネルギーの発電・供給義務を負う。

- ① 電気事業法に定めのある発電事業者
- ② 集団エネルギー法及び電気事業法に従い発電事業者として許可されたと見なされる事業者
- ③ 大統領命令によって指定された公的機関

(エ) 新・再生可能エネルギー設備認証(第 13 条)

新・再生可能エネルギー設備を製造し、または、輸入販売しようとする者は、「産業標準化法」第 15 条に基づく製品認証を受けることができる。

(オ) 新・再生可能エネルギー技術の国際標準化および設備・部品の汎用化(第 20 条、21 条)

産業通商資源部長官は、設備認定機関に対し、標準化基盤の構築、国際プロモーション活動等について必要な支援を提供することができ、新・再生可能エネルギー設備とその部品を汎用化品目として指定・運用することができる。

(カ) 新・再生可能エネルギー燃料のブレンドに関する義務化

産業通商資源部長官は、新・再生可能エネルギーの利用・普及を促進し、かかる産業を活性化させるために必要と認める場合、「石油および石油代替燃料事業法」第 2 条に従い、石油精製業者または石油輸出入者に一定割合以上の新・再生可能エネルギーを輸送用燃料に混合することを命ずることができる。

(キ) 新・再生可能エネルギーの普及事業(第 27 条)

産業通商資源部長官は新・再生可能エネルギーの利用・普及を促進するため、以下のような普及対策を推進することができる。

- ① 新技術の普及事業
- ② 環境にやさしい新・再生可能エネルギー集約化団地およびモデル団地の造成事業
- ③ 地方公共団体との連携に基づく普及事業
- ④ 実用化された新・再生可能エネルギー設備の普及に関する支援事業

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」より作成

2) 計画・目標

a. グリーン成長 5 カ年計画

「低炭素グリーン成長基本法」第 9 条 1 項を根拠とする中期計画である。2009 年に策定が開始され、現在は第 2 次 5 カ年計画 (2014～2018 年) の施行期間中である。①温室効果

ガス削減目標、②持続可能なエネルギー体系の構築、③グリーン創造産業の基盤造成、④持続可能なグリーン社会の実現の4分野で構成されており、新・再生可能エネルギーの普及に関する政策目標は④で明文化されている。具体的には、2018年までに一次エネルギー供給に占める新・再生可能エネルギーの割合を4.7%まで高める目標を設定した（表 1-102）。

表 1-102 「持続可能なエネルギー体系の構築」の政策目標

核心成果目標		目標値	
		2012年	2018年
エネルギー原単位目標	(toe/百万ウォン)	0.252	0.233
新・再生可能エネルギー普及率	(%)	3.18	4.7
分散型電源の比率	(%)	5.0	12.5

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」より作成

b. エネルギー基本計画

韓国では「低炭素グリーン成長基本法」第41条、「エネルギー法」第10条に基づいて、5年ごとに20年スパンの長期計画を策定している。2008年に「第1次エネルギー基本計画(2008~2030)」が公表され、現在は「第2次エネルギー基本計画(2013~2035)」の施行期間中である。

第2次計画では「需要管理中心のエネルギー政策の推進」、「分散型発電システムの構築」、「エネルギー政策の持続可能性向上」、「エネルギー安全保障の強化」、「エネルギー源別の安定供給システム構築」、「国民と共同で推進するエネルギー政策」の6つの政策領域を重点課題として取り上げた。また、明示的な目標として、2035年までに電力消費量を15%削減し、さらに2035年までに総発電量の15%以上を分散型発電で供給すると規定した。新・再生可能エネルギーについては、その割合を11%まで引き上げるという目標を掲げている。

第1次計画と第2次計画の差異は以下のとおりである(表1-103)。

表 1-103 第1次/第2次エネルギー基本計画の比較

項目	第1次エネルギー基本計画	第2次エネルギー基本計画
公表時期	2008年	2013年
計画期間	2008年~2030年	2013年~2035年
成立までのプロセス	エネルギー委員会による審議を中心に推進	エネルギー委員会 → グリーン成長委員会 → 国務会議の審議
需給基調	供給中心型	需要管理型
需要マネジメント	規制重視	ICT + 市場基盤
発電所の配置	大型・集中型の発電所を重視	分散型発電システムを重視 (分散型発電の割合を5%から15%に拡大)
新・再生可能エネルギーの割合	11%	11%

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (2016 韓国エネルギー便覧 2016)」より作成

c. 新・再生可能エネルギー基本計画

「第2次エネルギー基本計画(2013~2035)」に定めた目標を実現するため、韓国の産業通商資源部は2014年、新・再生可能エネルギーに関する中長期基本計画である「第4次新・再生可能エネルギー基本計画(2014~2035)」を決定した。

本計画では、韓国の一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの割合が OECD 加盟 34 ヶ国中最下位であることを確認したうえで、今後大幅にこの割合を引き上げる目標を設定した。具体的には、2020 年に 5.0%、2025 年には 7.7%、2030 年には 9.7%、2035 年には 11% に拡大することを目指す。この目標を実現する手段として、太陽光、風力の導入規模を拡大する方針である。

また、本計画において韓国政府は、研究開発を通じて再生可能エネルギーによる発電単価の大幅な削減を目指している。下図に示すように、太陽光については 2013 年の 246.75 ウォン/kWh から 2035 年には 60.9 ウォン/kWh まで減らす計画である (図 1-121)²⁴⁸。発電単価削減に向けて、本計画には下表のような技術が例示されている (表 1-104)。

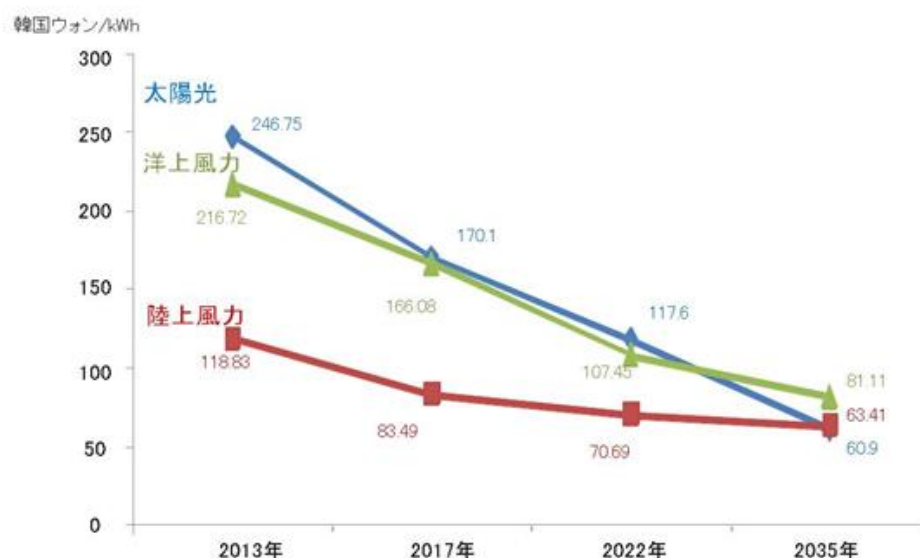


図 1-121 発電単価削減シナリオ

出所) 韓国産業通商資源部, 「제 4 차 신재생에너지 기본계획 (第 4 次新・再生可能エネルギー基本計画)」より作成

表 1-104 発電単価低減に関する技術例

種類	発電単価低減に繋がる技術例
太陽光	<ul style="list-style-type: none"> ➢ セル製造時の工程簡素化技術 ➢ インバータ直交流変換効率向上技術 ➢ 太陽光照射時のセル乱反射抑制技術
風力	<ul style="list-style-type: none"> ➢ タービン容量拡大技術 ➢ 団地最適設計技術 ➢ 洋上風力系統連系技術(海底ケーブルなど)
燃料電池	<ul style="list-style-type: none"> ➢ スタック高効率化技術・大型化技術

出所) 韓国産業通商資源部, 「제 4 차 신재생에너지 기본계획 (第 4 次新・再生可能エネルギー基本計画)」より作成

²⁴⁸ 100 ウォン=0.08 米ドル (9.2 円)

日本銀行, 「基準外国為替相場及び裁定外国為替相場」, 2017 年 2 月 20 日による。

円価は 1 米ドル 115 円で換算。

https://www.boj.or.jp/about/services/tame/tame_rate/kijun/kiju1703.htm/

(2) 再生可能エネルギーへの支援施策

1) 新・再生可能エネルギー供給義務制度（RPS）

本制度は、従来の新・再生可能エネルギー発電差額支援制度（FIT）を発展解消する形で2012年1月1日に導入された。新・再生可能エネルギー発電設備の普及促進と同時に、関連産業のさらなる育成強化と関連対策の財政負担軽減を目的としている。

a. 制度の概要

本制度は、500MW以上の発電設備（再生可能エネルギー設備は除く）を保有している発電事業者（供給義務者）を対象に、総発電量の一定割合以上を新・再生可能エネルギーで供給する義務を課す制度である。

2016年を基準にすると、韓水原発電、南東発電、中部発電、西部発電、南部発電、東西発電、地域暖房公社、水資源公社、SKE&S、GSEPS、GSパワー、ポスコエネルギー、MPCユルチョン電力、平沢エネルギーサービス、DAERYUN 発電、エスパワー、Pocheon Power²⁴⁹、DONGDUCHEON DREAM POWER²⁵⁰等18の発電事業者が規制対象となっている²⁵¹。

義務供給量は法令によって定められ、義務供給比率が年々増える仕組みとなっている（表1-105）。制度導入当初、2022年までに総発電量における新・再生可能エネルギー発電割合を10%に拡大する計画だったが、大型発電事業者の負担を軽減する目的から、目標達成年度を2023年以降まで延期し、年間目標も相応の調整を行った。

なお太陽光発電については、義務供給比率の適用とは別に、政府が別途供給量を指定する手法が採られていた（表1-106）。これは、政府による太陽光優先施策である。ただし、2016年1月1日以降は制度が一本化され、他の電源同様に義務供給比率が適用されている。

表 1-105 年度別義務供給比率

年	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023~
比率(%)	2.0	2.5	3.0	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0

出所)「新エネルギー及び再生可能エネルギー開発利用普及促進法」別表3より作成

表 1-106 太陽光発電義務供給量

年度	2012	2013	2014	2015~
義務供給量(GWh)	276	723	1,353	1,971

出所) 韓国エネルギー公団,「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」,「新エネルギー及び再生可能エネルギー開発・利用・普及促進法」別表4より作成

b. 新・再生可能エネルギー供給認定書制度（REC : Renewable Energy Certificate）

本制度は、前項のRPSを支える重要な仕組みとして2012年に施行された。RECとは、発

²⁴⁹ Pocheon Power ウェブサイト, <http://www.pocheonpower.com/front/korean/pr/test>

²⁵⁰ DONGDUCHEON DREAM POWER ウェブサイト, <http://www.iddp.co.kr/>

²⁵¹ 韓国エネルギー公団 新・再生可能エネルギーセンターウェブサイト,「RPS制度の説明と案内」
http://www.knrec.or.kr/knrec/12/KNREC120700_02.asp

電事業者が新・再生可能エネルギー設備を利用して電気を生産・供給したことを証明する認定書のことである。RECは、新・再生可能エネルギー発電設備（対象設備）によって供給された電力量に認定係数を乗じた数量について、対象設備の保有者に対し発行される。概要は以下のとおりである。

表 1-107 REC 制度の概要

項目	内容
認証対象	RPS 制度対象設備からの売電量
申請期限	電力供給があった翌月の 1 日から 90 日間
発行方法	REC 単位にて発行(小数点以下の残量は翌月発行分として繰り越される。) ※REC=電力取引量(MWh)×認定係数
申請方法	オンライン申請のみ(RPS 総合支援システム:rps.energy.or.kr)
罰則	義務供給量の不履行に対する罰則 義務不履行の理由や回数等を考慮し、不履行 REC 相当量について平均取引価格 150%以内の課徴金を賦課する。また、義務供給量の 20%に限り義務履行の延期が許されるが、期限は 3 年間までとなる。ただし、2014 年までは、義務供給量の 30%が義務履行の延期が認められる。

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」より作成

表 1-108 REC 制度認定係数

区分	REC 認定係数	対象エネルギー・基準	
		設置類型	基準
太陽光発電	1.2	一般敷地に設置	100kW 未満
	1.0		100kW 以上
	0.7		3,000kW 以上
	1.5	建築物等既存施設物を利用して設置	3,000kW 以下
	1.0		3,000kW 以上
	1.5	池等の水面に浮遊させる方法で設置	
	1.0	自家用発電設備を通じて電力を取引する場合	
	5.0	ESS 設備 ²⁵² (太陽光発電設備に接続)	2016 年、2017 年
その他新・再生可能エネルギー	0.25	IGCC、腐敗ガス	
	0.5	廃棄物、埋立ガス	
	1.0	水力、陸上風力、バイオエネルギー、RDF 全焼発電、廃棄物ガス化発電、潮力(防波堤あり)、自家用発電設備を通じた電力取引の場合	
	1.5	木質バイオマス全焼発電、海上風力(接続距離 5Km 以下)、熱水発電	
	2.0	燃料電池、潮力発電	
	2.0	海上風力(接続距離 5km 以上)、	固定型
	1.0~2.5	地熱、潮力発電(防波堤なし)	変動型
	5.0	ESS 設備 (風力設備接続)	2015 年
	5.5		2016 年
4.5	2017 年		

注) 認定計算係数は環境、技術開発および産業活性化への影響、発電コスト、開発ポテンシャル、温室効果ガス排出削減効果などを考慮し、産業通商資源部長官が決定・告示する。認定計算係数は 3 年ごとに見直される(必要な場合、再検討の期間を短縮可能)。

出所) 韓国エネルギー公団ウェブサイトより作成

²⁵² エネルギー貯蔵システム (Energy Storage Systems の略)。リチウムイオン電池、NAS 電池等が該当する。

c. RPS 制度の実績

RPS 制度施行後の義務履行率を表 1-109 に示す。罰金制度の存在にも関わらず、初年度（2012 年度）は 64.7%にとどまった。政府は供給義務量未達成の 7 事業者に対し、合計 254 億ウォンの課徴金を課した。2 年目以降は罰金制度の効果も表れ始め、2014 年度には義務履行率が 78.1%に向上した。2015 年度について正式な公表はないが、88%以上に達するとの報道がある²⁵³。

表 1-109 RPS 制度の義務供給量と実績及び義務履行率

区分	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年
供給義務量 (REC)	6,420,279	10,896,557	12,905,431	12,375,282
実績 (REC)	4,154,227	7,324,861	10,078,351	-
義務履行率 (%)	64.7	67.2	78.1	-

出所) Journal of the Electric World, 「신재생에너지공급의무화제도(RPS) 이행실적 대폭 개선 (新・再生可能エネルギー供給の義務化の履行実績は大幅に改善)」, 2015 年より作成

実績を電源別の発電量ベースで見た場合、太陽光発電の拡大が顕著である（表 1-110）。その背景には、政府の太陽光優遇政策として、前述のとおり 2015 年末まで PRS に係る供給義務の一部を太陽光発電のみ単独で達成するよう課されていた点が挙げられる。

表 1-110 RPS 制度導入後の発電量等実績（太陽光と他電源の比較）

区分		2013 年	2014 年	増減 (%)
供給義務量 (REC)	太陽光	734,820	1,390,359	89.2
	非太陽光	10,161,737	11,515,072	13.3
	合計	10,896,557	12,905,431	18.4
義務履行量 (REC)	太陽光	697,461	1,332,922	91.1
	非太陽光	6,627,400	8,745,429	32.0
	合計	7,324,861	10,078,351	37.6
義務履行率 (%)	太陽光	94.9	95.9	1.0 p
	非太陽光	65.2	75.9	10.7 p
	全体	67.2	78.1	10.9 p

出所) Journal of the Electric World, 「신재생에너지공급의무화제도(RPS) 이행실적 대폭 개선 (新・再生可能エネルギー供給の義務化の履行実績は大幅に改善)」, 2015 年より作成

d. RPS 制度に関連する民間主導型施策

RPS 制度の義務達成に活用できる民間主導の政策として、2013 年に導入された「太陽光レンタル事業」がある。仕組みとしては、レンタル事業者が個人住宅に太陽光発電設備を設置し、住宅所有者に貸与する。事業者は、住宅所有者が支払う発電設備のレンタル料金と REP (Renewable Energy Point) と呼ばれる REC 類似のクレジットの収益によって投資資金を回収する。その上で、REP は RPS の供給義務者である電力会社 18 社に販売できるというものである。住宅所有者にとってのメリットは、設備投資と運用コストの負担なく太陽光発電設備を利用し、電気料金を節約できることである。

²⁵³ 에코뉴스 (エコニュース), 「신재생 RPS 이행실적, 공공부문 저조」 (新・再生 RPS 履行実績、公共部門低調), 2016 年 9 月

2) 小規模発電事業者に対する支援策

a. 系統接続費用の軽減措置

韓国産業通商資源部は2015年4月、「気候変動対応エネルギー産業育成政策」の一環として、小規模発電事業者の接続費用を軽減する制度改革を実施した²⁵⁴。これは、小規模発電事業者の中でも特に太陽光発電事業者にとって、系統接続費用が大きな負担となっていたためである²⁵⁵。2015年4月1日の制度改革によって、接続費用の免除対象が500kW未満の発電事業者まで拡大された。これにより、発電事業者一社当たり約3,000万ウォンのコスト削減効果が期待できる。

b. 太陽光販売事業者選定制度

小規模太陽光発電事業者に対する他の支援策としては、2012年に施行された「太陽光販売事業者選定制度」が挙げられる。これは、RPS制度に係る18社の供給義務者と供給契約を結ぶ小規模太陽光発電事業者の事業採算性や安定性を向上させるための制度である。具体的には、政府が供給義務者に対し、毎年一定量の太陽光発電量を小規模発電事業者から調達することを義務付ける。同制度を利用するために、小規模発電事業者は選定審査を受けなければならない。売買契約は入札方式を採用している。契約が成立すると事業者は12年間固定価格で電力を供給できる。本制度による実績を表1-111に示す。

表 1-111 太陽光販売事業者選定制度の推進実績

区分	2011年 下半期	2012年 上半期	2012年 下半期	2013年 上半期	2013年 下半期	2014年 上半期	2015年 上半期	2015年 下半期
選定容量 (kW×認定 係数)	32,300	16,000	114,500	61,000	101,000	162,000	160,000	183,000
申込容量 (発電所数)	95,808 (448)	114,046 (633)	290,004 (1,585)	268,308 (1,475)	499,330 (3,022)	685,097 (4,530)	1,797,095 (9,817)	1,228,508 (7,115)
選定容量 (発電所数)	32,583 (88)	16,017 (93)	115,308 (765)	61,254 (211)	101,036 (375)	162,090 (843)	160,063 (1,002)	182,976 (1,275)
平均価格 (ウォン)	219,977	156,634	158,660	136,095	128,539	112,591	70,707	73,275

注) 2014年下半期の実績は、韓国政府から公表されていない。

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」より作成

²⁵⁴ 韓国産業通商資源部発表資料, 「축산농가 등 신재생발전사업자의 접속비용 대폭감소로 사업활성화 박차 (畜産農家等新・再生発電事業者の接続費用の大幅減少で事業活性化に拍車)」, 2015年4月

²⁵⁵ 투데이에너지 (トゥディエナジー), 「소규모 신재생발전사업자 계통연계비 지원 (小規模新・再生可能エネルギー発電事業者の接続費用の支援)」, 2015年7月

<http://www.todayenergy.kr/news/articleView.html?idxno=105530>

3) 公共機関に対する再生可能エネルギーの導入義務化制度

a. 制度の概要

本制度は、公共機関²⁵⁶を対象とする再生可能エネルギー導入促進施策である。2004年3月に開始され、2020年までに公共機関における新・再生可能エネルギー電気の供給比率を30%以上に高めることを目標としている（表 1-112）。

現行の制度では、建物延べ面積 1,000 m²以上の新・増・改築を公共機関が行う際、想定されるエネルギー使用量の一定以上の割合を、建物内に設置する新・再生可能エネルギー発電設備によって供給することを義務付けている。

2012年1月の制度改正前までは、新築の公共建築物のみが対象であり、基準面積は 3,000 m²であった。また、算定基準はエネルギー使用量ではなく設備投資金額がベースとなっており、「総建築費の 5%以上を新・再生可能エネルギー発電設備の設置に投資する」と規定されていた。

表 1-112 公共機関新・再生可能エネルギー発電設備設置目標
(エネルギー使用量に対する再生可能エネルギーによる供給の比率)

年	2011~12	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
供給義務率(%)	10	11	12	15	18	21	24	27	30

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」より作成

b. 制度の実績

本制度の実績を以下に示す（表 1-113 表 1-114）。2004~2015年に、審査を受けた設置計画は計 4,174 件であった。投資金額が算定基準となっていた 2011年4月までに、全対象建築物の建築総工費（積算）の 5.92%に相当する 8,302 億ウォンが、新・再生可能エネルギー発電設備に投資された。一方、規制基準がエネルギー使用量ベースに変更された 2011年4月から 2015年末まで、全対象建築物のエネルギー使用量の 13.04%が、建物内に設置された新・再生可能エネルギー発電設備によって供給されたと見込まれている。

表 1-113 公共機関義務化制度の実績 (2004~2011年)

年	【基準】新・再生可能エネルギー設備投資金額			
	設置計画箇所	総建築 工事費(A) (億ウォン)	投資額 (B) (億ウォン)	比率 (B) / (A) (%)
~2005	147	11,388	699	6.13
2006	123	12,601	678	5.38
2007	107	10,627	553	5.21
2008	146	11,250	647	5.75
2009	391	39,385	2,337	5.93
2010	386	40,390	2,519	6.24
2011	112	14,565	869	5.96
合計	1,412	140,206	8,302	5.92

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」より作成

²⁵⁶国家機関及び地方公共団体の他に、出資金額が 50 億ウォン以上の法人なども制度対象となる。

表 1-114 公共機関義務化制度の実績（2011～2015 年）

年	【基準】予想エネルギー使用量			
	設置計画箇所	予想エネルギー使用量 (A) (万 kWh/年)	発電量 (B) (万 kWh/年)	比率 (B)／(A) (%)
2011	195	174,466	21,250	12.18
2012	595	321,269	37,725	11.74
2013	783	352,205	44,434	12.62
2014	590	226,862	30,996	13.66
2015	599	230,963	35,836	15.52
合計	2,762	1,305,765	170,240	13.04

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」より作成

4) 新・再生可能エネルギー燃料混合義務制度 (RFS)

本制度は、2013 年の「新エネルギー及び再生可能エネルギー開発・利用・普及促進法」によって義務化され、2015 年から施行された。輸送用燃料供給事業者に対し、提供する燃料に一定割合のバイオディーゼルの混合を義務付けている。規制対象事業者は、「石油及び石油代替燃料事業法」第 2 条に規定された石油精製業者（と石油輸出業者）のうち、輸送用燃料を生産・供給する事業者である。2020 年までの混合義務割合は表 1-115 のとおりである。

表 1-115 RFS 制度の混合義務割合

年	2015	2016	2017	2018	2019	2020
混合義務率(%)	2.5	2.5	2.5	3.0	3.0	3.0

注) 年度別の混合比率は、再生可能エネルギー技術の開発水準、燃料の普及状況等を考慮し、2015 年 7 月 31 日を基準日として、3 年ごとに見直す。ただし、義務履行実績と国内外の市場変化等を考慮し、義務率の再検討期間を短縮することがある。

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」より作成

5) 住宅部門支援制度 (補助金制度)

本制度は、エネルギーコストの低減や化石燃料使用量の削減を目的に、対象住宅に太陽光、太陽熱、地熱、燃料電池などの新・再生可能エネルギー発電設備を設置する際、設置費用の一部を政府が支援する補助金制度である。政府は、2020 年までに全世帯数の 10% に相当する 100 万世帯に再生可能エネルギー発電設備を段階的に設置する目標を掲げている。

支援対象は、一戸建て住宅、共同住宅の所有者及び住宅新築中の所有予定者、農村地域申請事業²⁵⁷の申請者が含まれる。2016 年以降は、島嶼地域と共同住宅を優先的に支援する予定となっている。本補助金制度の支援基準を表 1-116 に示す。

²⁵⁷ ここでいう申請事業には、該当地域の最小行政区域単位である里、洞において、10 世帯以上の住民に新・再生可能エネルギー設備を設置する事業のほか、連絡橋が整備されていない島嶼地域（5 世帯以上）の設備設置事業が含まれる。申請には地方自治体の推薦が必要となる。

表 1-116 住宅部門支援制度の支援基準

区分	設備または容量(性能)区分		助成金支援単価 (千ウォン)	島嶼支援単価 (千ウォン)	
太陽光 (固定式)	単一世帯用住宅	2.0kW 以下	800/kW	960/kW	
		2.0kW～3.0kW	670/kW	800/kW	
	共同住宅	～30kW/戸	800/kW	960/kW	
太陽熱	平面型 真空管型	～7m ²	10.0MJ/m ² ・日以上	580/m ²	700/m ²
			7.5MJ/m ² ・日～ 10.0MJ/m ² ・日	540/m ²	650/m ²
			7.5MJ/m ² ・日以下	490/m ²	590/m ²
		7～ 14m ²	10.0MJ/m ² ・日以上	510/m ²	610/m ²
			7.5MJ/m ² ・日～ 10.0MJ/m ² ・日	470/m ²	560/m ²
			7.5MJ/m ² ・日以下	420/m ²	500/m ²
		14～20m ²	10.0MJ/m ² ・日以上	460/m ²	550/m ²
			7.5MJ/m ² ・日～ 10.0MJ/m ² ・日	420/m ²	500/m ²
			7.5MJ/m ² ・日以下	380/m ²	460/m ²
		循環型の温水器	6.0m ² 級	2,620/台	3,140/台
地熱	垂直密閉型	10.5kW 以下	660/kW	790/kW	
		10.5kW～17.5kW	500/kW	600/kW	
燃料電池	1kW 以下		21,990/kW	26,390/kW	

注) 国土運輸部指定のゼロ・エネルギー住宅モデル事業、環境フレンドリ・エネルギー・タウン事業は優先支援

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」より作成

6) 建築部門（住宅以外）設備支援事業（補助金制度）

2009 年から導入された補助金制度であり、居住用を除く一般建築物に設置する新・再生可能エネルギー発電設備の費用の一部を政府が支援する。新・再生可能エネルギー関連新技術の商業化や実用技術の普及を通じ、新規市場の創出と拡大を促すことが目的である。

支援の方法は下表のとおり二種類ある。一つは、実用化済みの技術を広範囲に普及させることを目指す「建物サポート事業」である。この補助事業では、関連企業の中長期投資の拡大、雇用創出効果が期待できる。二つ目は、新技術の実用化を目的とした「モデル普及事業」に対する設備支援であり、設置費用の最大 80%まで支援可能である。本事業の対象者は、指定公募と自由公募によって募集される。

表 1-117 建築部門（住宅以外）設備支援事業の支援基準

区分				予算額 (百万 ウォン)	補助金単価 (千ウォン)	
建物サポート 事業	太陽光 (注1) (固定 式)	一般	50kW 以下	4,000	1,090/kW	
		納屋及び 動物飼育 設備		2,000	1,640/kW	
	太陽熱(注2) (平面型・真空管型・ 自然循環型)	1,500 ㎡ 以下	10.0MJ/㎡・日以上	3,000	460/㎡	
			7.5MJ/㎡・日以上～10.0MJ/ ㎡・日以下		420/㎡	
			7.5MJ/㎡・日 以下		370/㎡	
			温水器 6㎡ x 台数		2,440/台	
			冷暖房 (新設)		1,000	780/㎡
	地熱 (垂直密閉型)	1,000kW 以下	3,000	360/kW		
	燃料電池	-	2,000	21,810/kW		
	その他(注3)	-	2,000	別途検討		
小計	-	17,000				
モデル普及事業				-	5,000	別途検討
合計				22,000		

注) 国土運輸部指定のゼロ・エネルギー住宅モデル事業、環境フレンドリ・エネルギー・タウン事業は優先支援

注1) 系統接続基準

注2) 深夜電力使用設備は除く

注3) 太陽光（追光式、BIPV）、風力発電、水力発電など

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016년 신재생에너지 보급사업 현황 (2016年新・再生エネルギー普及事業の現況)」, より作成

7) 地域支援事業（補助金制度）

本制度は、1996年に導入された補助金制度である。地方公共団体が所有・管理する建築物²⁵⁸に太陽光、太陽熱、地熱、燃料電池等の新・再生可能エネルギー発電設備を設置する際、費用の一部を国が支援する。

公的機関における新・再生可能エネルギーの利用活性化や関連市場の創出に貢献することを目的としており、地域エネルギー需給バランスの改善や地域経済発展に寄与する効果も期待されている。

²⁵⁸ 地方自治体が所有・管理する建物・施設や社会福祉施設（施設所有者より本事業の申請を地方公共団体に委託した施設）が対象施設となる。その他、初・中等学校（小・中学）教育法第3条2号による公立学校も含まれる。

8) 石炭火力発電に関する規制

a. 関係法令と政策目標

「低炭素グリーン成長基本法」第39条は、「石油、石炭など化石燃料の使用を段階的に縮小し、エネルギー自立度を画期的に向上させる」と規定している。

また、発電部門における石炭消費量を段階的に縮小するための具体的な政策目標は、電力事業法25条7項を根拠とする「電力需給基本計画」の中で制定される。韓国政府は、これまでに7つの基本計画を策定し、2016年に「第7次電力需給計画（2015年～2029年）」を公表した。

本計画では、2029年までに石炭火力発電の電源構成比を32.3%とする目標を掲げている。政府は、この数値が「第6次電力需給基本計画」の34.7%（2027年まで）に比べれば野心であると評価しているが²⁵⁹、世論²⁶⁰や環境保護団体²⁶¹からは「韓国の石炭火力発電規制は時代に逆行したものである」との批判の声もある。

b. 石炭火力発電所に対する新たな規制動向

2016年7月6日、韓国産業通商資源部は「石炭火力発電対策会議」において、韓国電力公社発電子会社の社長らと今後の規制方針について合意に至った²⁶²。まず、現在建設中の石炭火力発電所全20基については、超々臨界発電効率（効率43%）の設備導入を求める。このうち工事進捗率90%以上の11基については、既存の排出基準に比べ2～3倍厳格な基準を適用する。その後2030年までには、これら11基が排出する汚染物質について、さらに40%上乘せした削減を求める。また、今後は原則として新規発電設備の導入は認めず、低炭素・低環境負荷型の電源によって新規電力需要を賄う。

韓国産業通商資源部は、石炭火力発電設備容量の総量削減に関する中長期計画を検討する予定である²⁶³。

(3) 今後の課題

「政策の概観」でも述べたように、韓国は再生可能エネルギーの普及率が低い。また、国家計画の目標達成状況も順調とは言えず、「第1次代替エネルギー技術開発・普及基本計画（1997年～2006年）」から「第4次新・再生可能エネルギー基本計画（2014年～2035年）」に至るまで、普及実績に合わせる形で計画数値の下方修正を繰り返して来た経緯がある。

²⁵⁹ 韓国産業通商資源部, 「제 4 차 장기 전력수급계획 확정 공고 (第4次長期電力需給計画の確定に関する公告)」, 2016年

²⁶⁰ エネルギー経済, 「'말로만 규제' 늘어나는 석탄화력발전 (口ばかりの規制: 増え続ける石炭火力発電)」, 2016年

<http://www.ekn.kr/news/article.html?no=223536>

²⁶¹ グリーンピース, 「殺人免許: 新規発電火力発電所の健康被害」, 2016年

²⁶² 韓国産業通商資源部, 「30년 이상 노후 석탄발전 10기 폐지 (30年以上を経過した老朽石炭火力発電所10基廃止)」, 2016年

²⁶³ 韓国産業通商資源部, 「30년 이상 노후 석탄발전 10기 폐지 (30年以上を経過した老朽石炭火力発電所10基廃止)」, 2016年

その要因としては、第一に厳格な環境基準が挙げられる。特に、風力や潮力発電の場合、厳しい環境基準によって新・再生可能エネルギー設備の設置許可が得られにくいという制度間の矛盾が依然として存在する。太陽光発電に関しては、RPS 制度実施に際して政府の優遇措置も講じられ、環境規制も比較的厳しくないために規模拡大が実現したが、風力発電については、RPS 制度のみで十分な成果が得られたとはいえない。

第二に、韓国では再生可能エネルギーの普及について、市民の理解を得ることが難しい側面がある²⁶⁴。環境破壊を懸念する市民の反対が各地で起きており、これまでに 5 ヶ所の潮力発電事業（総計画設備容量 2.7GW）が頓挫した²⁶⁵。

第三に、電気料金政策が新・再生可能エネルギーの普及を妨げている。韓国では国策として、税制措置等を通じ電気料金の上昇を抑制する政策を進めている。その結果、韓国の電気料金は日本他 OECD 加盟国の 3 分の 1 程度と、燃料単価より安い事態が発生している。したがって、現状ではグリッド・パリティの実現が困難である。コストの低い火力発電や原子力発電への依存度が高まると共に、産業部門を中心に電力需要が継続的に増加しているため、新・再生可能エネルギーの普及効果が相殺されてしまうという課題がある。

²⁶⁴ 韓国エネルギー公団、「2016 年度新・再生可能エネルギー政策の方向」, 2016 年

²⁶⁵ 이상훈 (イ・サン・フン), 「한국에서 재생에너지 확대를 위한 정책적 과제 (韓国におけるエネルギー拡大政策の課題)」, 環境法と政策, 第 12 卷, 2014 年