

**OECD諸国、中国、インドにおける再生可能電力  
に対するインセンティブ：2011/12年**  
**投資・運営に対する支援制度**





**OECD諸国、中国、インドにおける再生可能電力に対する  
インセンティブ: 2011/12年度**  
投資・運営に対する支援制度

London Research International



**OECD諸国、中国、インドにおける再生可能電力に対する  
インセンティブ: 2011/12年度  
投資・運営に対する支援制度**

London Research International

ISBN: 978-0-9567284-2-5

© 2011 London Research International Ltd., London, UK

September 2011. Published in the United Kingdom by  
London Research International Ltd.  
Elizabeth House, 39 York Road, London, SE1 7NQ, United Kingdom  
Tel: +44 (0)20 7378 7300 Fax: +44 (0)20 7183 1899  
E-mail: [info@LondonResearchInternational.com](mailto:info@LondonResearchInternational.com)  
<http://www.LondonResearchInternational.com>  
<http://www.REdatabase.com>

All rights reserved. No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system, or transmitted, in any form or by any means, without prior permission in writing from London Research International Ltd., or as expressly permitted by law, or under terms agreed with the appropriate reprographics rights organizations. Enquiries concerning reproduction outside the scope of the above should be sent to London Research International at the address above.

DISCLAIMER: The information contained in this report is derived from sources we believe are reasonable. While every care has been taken to ensure the accuracy of the information contained therein, London Research International Ltd. does not guarantee its accuracy and nothing in this document shall be construed to be a representation of such a guarantee. London Research International Ltd. accepts no responsibility for any liability arising from the use of this document or of its contents. London Research International Ltd. does not consider itself to undertake Regulated Activities as defined in Section 22 of the Financial Services and Markets Act 2000 and it is not registered with the Financial Services Authority of the UK.

本コピーはお買い上げ企業様の日本のオフィスでの使用に限ります。

## 目次

目次 .....	I
本書掲載表一覧 .....	VIII
本書掲載図一覧 .....	XIV
略語一覧表 .....	XVIII
序章 .....	1
1. オーストラリア .....	4
1.1 政府の目標 .....	4
1.2 発電電力量の構成 .....	5
1.3 発電に対するインセンティブ .....	5
1.3.1 グリーン証書取引制度（TGC） .....	5
1.3.2 REC の価格 .....	8
1.3.3 州政府によるインセンティブ .....	9
1.4 投資に対するインセンティブ .....	11
2. オーストリア .....	13
2.1 政府の目標 .....	13
2.2 発電電力量の構成 .....	13
2.3 発電に対するインセンティブ .....	14
2.4 投資に対するインセンティブ .....	15
3. ベルギー .....	16
3.1 政府の目標 .....	16
3.2 発電電力量の構成 .....	16
3.3 発電に対するインセンティブ .....	17
3.3.1 連邦政府グリーン証書 .....	18
3.3.2 ワロン地域 .....	18
3.3.3 フランダース地域 .....	20
3.4 投資に対するインセンティブ .....	22
3.4.1 連邦政府による投資支援制度 .....	22
3.4.2 ワロン地域の税率と投資支援制度 .....	22
3.4.3 フランダース地域の投資支援制度 .....	22
4. カナダ .....	24

4.1 政府の目標 .....	24
4.2. 発電電力量の構成 .....	24
4.3 発電に対するインセンティブ .....	26
4.3.1 連邦政府による支援制度 .....	26
4.3.2 ブリティッシュコロンビア州(British Columbia) .....	26
4.3.3 オンタリオ州(Ontario).....	28
4.4 投資に対するインセンティブ .....	29
<b>5. チリ .....</b>	<b>31</b>
5.1 政府の目標 .....	31
5.2 発電電力量の構成 .....	31
5.3 発電に対するインセンティブ .....	33
5.4 投資に対するインセンティブ .....	33
<b>6. チェコ共和国 .....</b>	<b>34</b>
6.1 政府の目標 .....	34
6.2 発電電力量の構成 .....	34
6.3 発電に対するインセンティブ .....	35
6.4 投資に対するインセンティブ .....	38
<b>7. デンマーク .....</b>	<b>39</b>
7.1 政府の目標 .....	39
7.2 発電電力量の構成 .....	40
7.3 発電に対するインセンティブ .....	40
7.4 投資に対するインセンティブ .....	42
<b>8. フィンランド .....</b>	<b>44</b>
8.1 政府の目標 .....	44
8.2 発電電力量の構成 .....	45
8.3 発電に対するインセンティブ .....	46
8.4 投資に対するインセンティブ .....	47
<b>9. フランス .....</b>	<b>48</b>
9.1 政府の目標 .....	48
9.2 発電電力量の構成 .....	49
9.3 発電に対するインセンティブ .....	50

9.3.1 FIT 制度（太陽光発電を除く） .....	50
9.3.2 太陽光発電を対象とする FIT 制度.....	51
9.4 投資に対するインセンティブ.....	53
<b>10. ドイツ .....</b>	<b>54</b>
10.1 政府の目標 .....	54
10.2 発電電力量の構成 .....	54
10.3 発電に対するインセンティブ.....	55
10.4 投資に対するインセンティブ.....	58
10.4.1 補助金 .....	58
10.4.2 特別優待ローン .....	58
<b>11. ギリシャ .....</b>	<b>59</b>
11.1 政府の目標 .....	59
11.2 発電電力量の構成 .....	60
11.3 発電に対するインセンティブ.....	60
11.4 投資に対するインセンティブ.....	62
<b>12. ハンガリー .....</b>	<b>63</b>
12.1 政府の目標 .....	63
12.2 発電電力量の構成 .....	64
12.3 発電に対するインセンティブ.....	65
12.4 投資に対するインセンティブ .....	67
<b>13. アイスランド .....</b>	<b>68</b>
13.1 政府の目標 .....	68
13.2 発電電力量の構成 .....	68
13.3 発電と投資に対するインセンティブ .....	69
<b>14. アイルランド .....</b>	<b>70</b>
14.1 政府の目標 .....	70
14.2 発電電力量の構成 .....	71
14.3 発電に対するインセンティブ.....	71
14.4 投資に対するインセンティブ .....	72
<b>15. イタリア .....</b>	<b>74</b>
15.1 政府の目標 .....	74
15.2 発電電力量の構成 .....	74

15.3 発電に対するインセンティブ.....	75
15.3.1.グリーン証書取引制度（TGC） .....	75
15.3.2 マイクロ発電に対するFIT制度.....	77
15.3.3.太陽光発電に対する奨励金制度 .....	77
15.4 投資に対するインセンティブ.....	79
<b>16. 日本 .....</b>	<b>81</b>
16.1 政府の目標 .....	81
16.2 発電電力量の構成 .....	82
16.3 発電に対するインセンティブ.....	83
16.3.1 グリーン証書取引制度（TGC） .....	83
16.3.2 太陽光発電に対するFIT制度.....	84
16.4 投資に対するインセンティブ.....	84
<b>17. 韓国 .....</b>	<b>86</b>
17.1 政府の目標 .....	86
17.2 発電電力量の構成 .....	86
17.3 発電に対するインセンティブ .....	87
17.3.1 FIT制度 .....	87
17.4 投資に対するインセンティブ.....	90
<b>18. ルクセンブルグ .....</b>	<b>91</b>
18.1 政府の目標 .....	91
18.2 発電電力量の構成 .....	91
18.3 発電に対するインセンティブ.....	92
18.4 投資に対するインセンティブ.....	93
<b>19. メキシコ .....</b>	<b>94</b>
19.1 政府の目標 .....	94
19.2 発電電力量の構成 .....	94
19.3 発電に対するインセンティブ .....	95
19.4 投資に対するインセンティブ.....	95
<b>20. オランダ .....</b>	<b>97</b>
20.1 政府の目標 .....	97
20.2 発電電力量の構成 .....	98

20.3 発電に対するインセンティブ.....	98
20.4 投資に対するインセンティブ.....	99
<b>21. ニュージーランド .....</b>	<b>101</b>
21.1 政府の目標 .....	101
21.2 発電電力量の構成 .....	101
21.3 発電に対するインセンティブ.....	102
21.4 投資に対するインセンティブ .....	102
<b>22. ノルウェー .....</b>	<b>103</b>
22.1 政府の目標 .....	103
22.2 発電電力量の構成 .....	103
22.3 発電に対するインセンティブ.....	104
22.4 投資に対するインセンティブ .....	104
<b>23. ポーランド .....</b>	<b>105</b>
23.1 政府の目標 .....	105
23.2 発電電力量の構成 .....	105
23.3 発電に対するインセンティブ.....	106
23.4 投資に対するインセンティブ .....	107
<b>24. ポルトガル .....</b>	<b>109</b>
24.1 政府の目標 .....	109
24.2 発電電力量の構成 .....	110
24.3 発電に対するインセンティブ.....	111
24.4 投資に対するインセンティブ .....	112
<b>25. スロバキア共和国 .....</b>	<b>114</b>
25.1 政府の目標 .....	114
25.2 発電電力量の構成 .....	114
25.3 発電に対するインセンティブ.....	115
25.4 投資に対するインセンティブ .....	117
<b>26. スペイン .....</b>	<b>118</b>
26.1 政府の目標 .....	118
26.2 発電電力量の構成 .....	119
26.3 発電に対するインセンティブ .....	121
26.3.1 FIT 及び奨励金制度 .....	121

26.3.2 太陽光発電に対する FIT 制度.....	124
26.4 投資に対するインセンティブ.....	125
<b>27. スウェーデン .....</b>	<b>126</b>
27.1 政府の目標 .....	126
27.2 発電電力量の構成 .....	127
27.3 発電に対するインセンティブ .....	128
27.4 投資に対するインセンティブ .....	131
<b>28. スイス .....</b>	<b>132</b>
28.1 政府の目標 .....	132
28.2 発電電力量の構成 .....	132
28.3 発電に対するインセンティブ .....	133
28.4 投資に対するインセンティブ .....	135
<b>29. トルコ .....</b>	<b>136</b>
29.1 政府の目標 .....	136
29.2 発電電力量の構成 .....	137
29.3 発電に対するインセンティブ .....	137
29.4 投資に対するインセンティブ .....	139
<b>30. 英国 .....</b>	<b>140</b>
30.1 政府の目標 .....	140
30.2 発電電力量の構成 .....	141
30.3 発電に対するインセンティブ .....	143
30.3.1 グリーン証書取引制度 (TGC) .....	143
30.3.2 マイクロ発電に対する FIT 制度.....	146
30.3.4 英国のインセンティブ制度に対する改定案.....	148
30.4 投資に対するインセンティブ .....	148
<b>31. アメリカ合衆国 .....</b>	<b>150</b>
31.1 政府の目標 .....	150
31.2 発電電力量の構成 .....	151
31.3 インセンティブ .....	152
31.3.1 連邦政府によるインセンティブ .....	152
31.3.1.1 発電に対するインセンティブ .....	152

31.3.1.2 投資に対するインセンティブ .....	153
31.3.2 州政府によるインセンティブ .....	154
31.3.2.1 州政府によるインセンティブの事例 .....	Error! Bookmark not defined.
<b>32. 中国 .....</b>	<b>167</b>
32.1 政府の目標 .....	167
32.2 発電電力量の構成 .....	167
32.3 発電に対するインセンティブ .....	169
32.4 投資に対するインセンティブ .....	170
32.4.1 太陽光発電に対する補助金 .....	170
32.4.2 税優遇制度 .....	171
<b>33. インド .....</b>	<b>172</b>
33.1 政府の目標 .....	172
33.2 発電電力量の構成 .....	172
33.3 発電に対するインセンティブ .....	173
33.3.1 連邦政府の FIT 制度 .....	173
33.3.3 州政府の発電に対するインセンティブ .....	176
33.4 投資に対するインセンティブ .....	181
<b>34. 国別ランキング .....</b>	<b>185</b>
用語集 .....	190

## 本書掲載表一覧

### 1. オーストラリア

表 1.1 : オーストラリアのエネルギー政策.....	4
表 1.2 : オーストラリアにおける 2009 年から 2014 年まで小規模発電設備に適用される倍率	7
表 1.3 : オーストラリアの毎年の大規模再生可能電力発電による目標発電量.....	7
表 1.4 : SRES における 2011 年に予測される再生可能電力に対する報酬金額.....	9

### 2. オーストリア

表 2.1 : オーストリアのエネルギー政策.....	13
表 2.2 : オーストリアの 2011 年開始の新規事業者に対する FIT 買取価格(EUR/MWh) .....	14

### 3. ベルギー

表 3.1 : ベルギーのエネルギー政策.....	16
表 3.2 : ベルギーにおける連邦グリーン証書の最低価格.....	18
表 3.3 : ワロン地域のグリーン証書発行に利用される倍数と収入金額.....	20
表 3.4 : フランダース地域の再生可能電力量の義務率.....	21
表 3.5 : 2010 年におけるフランダースグリーン証書の最低価格（太陽光発電を除く。） ...	21
表 3.6 : 太陽光発電を対象とするフランダースグリーン証書の最低価格.....	21

### 4. カナダ

表 4.1 : カナダのエネルギー政策.....	24
表 4.2 : カナダの 2008 年における州別の再生可能電力発電設備容量(MW) .....	25
表 4.3 : ブリティッシュコロンビア州の 2011 年における Standing Offer Program による買取 価格 .....	27
表 4.4 : 2011 年の Standing Offer Program 基本価格に対する需要変動調整.....	28
表 4.5 : オンタリオ州の再生可能電力事業に対する FIT 買取価格 .....	28
表 4.6 : FIT 制度の対象となる設備に必要とされるオンタリオ州製備品の割合 .....	29

### 5. チリ

表 5.1 : チリのエネルギー政策.....	31
表 5.2 : チリの 2008 年における送電網別の発電設備容量(MW) .....	32

### 6. チェコ

表 6.1 : チェコ共和国のエネルギー政策.....	34
表 6.2 : 小水力事業(10 MW 以上) に対する FIT 買取価格とグリーンボーナス .....	36
表 6.3 : バイオマス事業の平行燃焼及び混合燃焼に対するグリーンボーナス .....	36
表 6.4 : バイオマス事業に対する FIT 買取価格とグリーンボーナス .....	36
表 6.5 : バイオガス事業に対する FIT 買取価格とグリーンボーナス .....	37
表 6.6 : 風力発電事業に対する FIT 買取価格とグリーンボーナス .....	37
表 6.7 : 太陽光発電事業に対する FIT 買取価格とグリーンボーナス .....	37
表 6.8 : 地熱発電事業に対する FIT 買取価格とグリーンボーナス .....	38

**7. デンマーク**

表 7.1 : デンマークのエネルギー政策 .....	39
表 7.2 : デンマークの再生可能電力発電に対する支援制度の価格（2010年） .....	41

**8. フィンランド**

表 8.1 : フィンランドのエネルギー政策 .....	44
表 8.2 : フィンランドの FIT 買取価格（2011） .....	46

**9. フランス**

表 9.1 : フランスのエネルギー政策 .....	48
表 9.2 : 送配電網に接続されている太陽光発電と風力発電の容量の増加（2006年-2010年） （MW） .....	49
表 9.3 : 2011年の太陽光発電を除く発電技術に対する FIT 買取価格 .....	50
表 9.4 : 小規模太陽光発電に対する FIT 買取価格（2010年） .....	52
表 9.5 : フランスの 2011年の太陽光発電に対する FIT 買取価格 .....	52
表 9.6 : フランスの太陽光発電の 3ヶ月間の累積新規導入容量に対する FIT 遅減率 .....	53

**10. ドイツ**

表 10.1 : ドイツのエネルギー政策 .....	54
表 10.2 : 2011年の再生可能電力（太陽光発電を除く）に対する FIT 買取価格 .....	55
表 10.3 : 2011年に運転を開始した設備に対する FIT 買取価格の年間遅減率 .....	57
表 10.4 : 2011年と 2012年の太陽光発電に対する FIT 買取価格と遅減率 .....	58

**11. ギリシャ**

表 11.1 : ギリシャのエネルギー政策 .....	59
表 11.2 : ギリシャに 2011年に導入された発電設備に対する FIT 買取価格(EUR/MWh) .....	61
表 11.3 : 2009年から 2014年までの太陽光発電設備に対する FIT 買取価格 (EUR/MWh) .....	62
表 11.4 : ギリシャ政府により提供される投資に対するインセンティブ .....	62

**12. ハンガリー**

表 12.1 : ハンガリーのエネルギー政策 .....	63
表 12.2: 2011における 2008 年以降に運転を開始した再生可能電力発電事業に対する FIT 買取価格 .....	66
表 12.3 : 2011年における 2008 年以前に運転を開始した再生可能電力発電事業に対する FIT 買取価格 .....	66

**13. アイスランド**

表 13.1 : アイスランドのエネルギー政策 .....	68
-------------------------------	----

**14. アイルランド**

表 14.1 : アイルランドのエネルギー政策 .....	70
表 14.2 : 再生可能電力に対する 2011 年の RE-FIT 参考価格 .....	72

**15. イタリア**

表 15.1 : イタリアのエネルギー政策 .....	74
表 15.2 : グリーン証書取引制度の下で推定される総収入 (2010 年) .....	76
表 15.3 : 2011 年の再生可能電力 ( $\leq 1 \text{ MW}$ ) の市場による義務買取価格 .....	77
表 15.4 : 再生可能電力マイクロ発電 ( $\leq 1 \text{ MW}$ ) に対する FIT 買取価格 (2008 年 1 月 1 日より有効) .....	77
表 15.5 : 太陽光発電に対する FIT 買取価格の予算上限と予測容量 (2011 年 6 月-2016 年) ..	78
表 15.6 : 新規に設置される太陽光発電に対する奨励金額 (2011 年 7 月-2012 年) (EUR/MWh) ..	78
表 15.7 : 新規太陽光発電に対する奨励金額 (2013 年上半期) (EUR/MWh) ..	78
表 15.8 : 新規集光型太陽光発電に対する奨励金額 (2011 年-2013 年上半期) (EUR/MWh) ..	78
表 15.9 : 太陽光発電に対する遞減率 (2013 年-2016 年) ..	78
表 15.10 : 2011 年太陽熱発電に対する奨励金額及び予測総収入金額 ..	79

**16. 日本**

表 16.1 : 日本のエネルギー政策 .....	81
表 16.2 : RPS 制度における再生可能電力消費量の目標 (2010 年 - 2014 年) .....	83
表 16.3 : 2011 年に設置された太陽光発電設備に対する FIT 買取価格 .....	84

**17. 韓国**

表 17.1 : 韓国のエネルギー政策 .....	86
表 17.2 : 韓国の太陽光発電を除く発電技術に対する FIT 買取価格 (2011 年) .....	88
表 17.3 : 韓国の太陽光発電に対する FIT 買取価格 (KRW/MWh) (2011 年) .....	88
表 17.4 : 韓国の太陽光発電に対する FIT 買取価格 (EUR/MWh) (2011 年) .....	88
表 17.5 : グリーン証書取引制度における必要年間再生可能電力量 .....	89
表 17.6 : グリーン証書取引制度における太陽光発電の必要容量 .....	89
表 17.7 : グリーン証書取引制度における技術バンディング .....	90

**18. ルクセンブルグ**

表 18.1 : ルクセンブルグのエネルギー政策 .....	91
表 18.2 : ルクセンブルグの 2011 年における FIT 買取価格 .....	92

**19. メキシコ**

表 19.1 : メキシコのエネルギー政策 .....	94
-----------------------------	----

**20. オランダ**

表 20.1 : オランダのエネルギー政策 .....	97
表 20.2 : オランダ SDE+ 制度における 2011 年の基本額上限および応募受付 .....	99

**21. ニュージーランド**

表 21.1 : ニュージーランドのエネルギー政策 .....	101
---------------------------------	-----

**22. ノルウェー**

表 22.1 : ノルウェーのエネルギー政策.....	103
-----------------------------	-----

**23. ポーランド**

表 23.1 : ポーランドのエネルギー政策.....	105
-----------------------------	-----

表 23.2 : ポーランドの 2010-2017 年における再生可能電力の義務率.....	106
--	-----

**24. ポルトガル**

表 24.1 : ポルトガルのエネルギー政策.....	109
-----------------------------	-----

表 24.2 : ポルトガルにおける 2008 年から 2011 年の FIT の平均基本価格 (EUR/MWh) ...	112
---	-----

表 24.3 : 3.68kW 以下の熱電併給マイクロ発電設備に対する FIT 買取価格.....	112
---	-----

**25. スロバキア**

表 25.1 : スロバキアのエネルギー政策.....	114
-----------------------------	-----

表 25.2 : スロバキアの 10MW 以下の再生可能電力発電事業に対する FIT 買取価格(2011 年) .....	116
--	-----

表 25.3 : スロバキアにおける、欧州連合及び国の補助金に応じた買取価格の減額率 .....	116
--	-----

**26. スペイン**

表 26.1 : スペインのエネルギー政策.....	118
----------------------------	-----

表 26.2 : スペインの 2011 年における再生可能電力発電設備（太陽光を除く）に対する FIT 買取価格及び奨励金額(EUR/MWh).....	121
---	-----

表 26.3 : スペインにおける、集光型太陽熱発電事業者がインセンティブを受け取ることができる年間完全稼働時間.....	124
---	-----

表 26.4 : 2008 年から 2011 年の間に運転を開始した太陽光発電事業に対する FIT 買取価格 .....	125
---	-----

**27. スウェーデン**

表 27.1 : スウェーデンのエネルギー政策.....	126
------------------------------	-----

表 27.2 : スウェーデンの 2010 年から 2035 年における、再生可能電力に対するグリーン証書 買取比率 .....	130
---	-----

表 27.3 : スウェーデンにおける 2003-2010 年のグリーン証書価格及び報酬金額.....	130
---	-----

**28. スイス**

表 28.1 : スイスのエネルギー政策.....	132
---------------------------	-----

表 28.2 : スイスの 2011 年における FIT 買取価格 .....	134
---	-----

**29. トルコ**

表 29.1 : トルコのエネルギー政策.....	136
---------------------------	-----

表 29.2 : トルコの 2011 年における FIT 買取価格 .....	138
---	-----

表 29.3 : トルコ国内で生産された設備に対する奨励金.....	138
------------------------------------	-----

**30. 英国**

表 30.1 : 英国のエネルギー政策 .....	140
表 30.2 : 英国における Renewable Obligation Certificate の発電技術別帯域 .....	144
表 30.3 : 英本国及び北アイルランドにて義務付けられる再生可能電力の割合 .....	145
表 30.4 : 英国 RO 制度における再生可能電力事業への平均報酬金総額（2010 年） .....	146
表 30.5 : 2010-2012 年に英国の FIT 制度に新規参入する発電事業（送配電網に接続済）に対し支払われる発電タリフ .....	147

**31. アメリカ合衆国**

表 31.1 : アメリカ合衆国のエネルギー政策 .....	150
表 31.2 : アメリカ合衆国の再生可能電力発電設備に対する PTC .....	152
表 31.3 : 州政府における規定及び任意の再生可能エネルギーの目標（2010 年 12 月） .....	154
表 31.4 : 2010 年-2021 年におけるカリフォルニアの再生可能電力購入契約の参考市場価値 (MPR) .....	158
表 31.5 : 2011 年に 10 年契約を結んだカリフォルニアの再生可能電力発電事業者に対する買取価格 .....	158
表 31.6 : カリフォルニア州における太陽光発電に対するインセンティブ (USD) .....	159
表 31.7 : カリフォルニア州における太陽光発電に対するインセンティブ (EUR) .....	160
表 31.8 : ケンタッキーとテネシー州における再生可能電力発電に対するインセンティブ .....	161
表 31.9 : 2010 年におけるオレゴン州の 100kW 以下の太陽光発電設備に対する FIT 買取価格 .....	163
表 31.10 : テキサス州の 2015 年までの再生可能電力の目標 .....	164
表 31.11 : ワシントン州の再生可能電力発電に対するインセンティブ .....	164

**32. 中国**

表 32.1 : 中国のエネルギー政策 .....	167
表 32.2 : 2001 年から 2009 年における中国の電力消費量成長率 .....	169
表 32.3 : 発電技術別の再生可能電力に与えられる FIT 買取価格及び奨励金額の比較 .....	170

**33. インド**

表 33.1 : インドのエネルギー政策 .....	172
表 33.2 : 各州の FIT 買取価格に対する CERC のガイドライン .....	174
表 33.3 : インド連邦政府の風力及び太陽光発電に対するインセンティブ .....	175
表 33.4 : インドの 2011 年-2012 年における、REC の最高価格と最低価格 .....	175
表 33.5 : インドの州、2011 年 6 月における RPO 割合基準 .....	176
表 33.6 : インドの複数の州における、風力発電に対する FIT 買取価格 .....	178
表 33.7 : インドの複数の州において、2011 年 3 月 31 日時点でのバイオマス発電と非化石燃料を利用したコジェネレーション発電に対する FIT 制度 .....	178
表 33.8 : 中央政府より太陽光発電設備に提供される補助金制度 .....	183
表 33.9 : インドにおける小水力発電事業に対するインセンティブ .....	184

**34. 国別ランキング**

表 34.1：対象各国の太陽光発電及び風力発電が受取る報酬(収入)金額の比較 (EUR/MWh)  
..... 186

## 本書掲載図一覧

### 1.オーストラリア

図 1.1 : オーストラリアの 2010 年における発電設備総容量(MW) .....	5
図 1.2 : オーストラリアの 2010 年における発電電力量の構成(TWh) .....	5

### 2.オーストリア

図 2.1 : オーストリアの 2009 年における発電設備総容量(MW) .....	13
図 2.2 : オーストリアの 2009 年発電電力量の構成(GWh) .....	14

### 3.ベルギー

図 3.1 : ベルギーの 2008 年における発電設備総容量(MW) .....	16
図 3.2 : ベルギーの 2009 年における発電電力量の構成(TWh) .....	17

### 4.カナダ

図 4.1 : カナダの 2008 年における発電設備総容量(GW) .....	24
図 4.2 : カナダの 2008 年における発電電力量の構成(GWh) .....	25

### 5.チリ

図 5.1 : チリの 2011 年における発電設備総容量(MW) .....	32
図 5.2 : チリの 2011 年における発電電力量の構成(GWh) .....	32

### 6.チェコ共和国

図 6.1 : チェコ共和国の 2009 年における発電設備総容量(MW) .....	34
図 6.2 : チェコ共和国の 2009 年における発電電力量の構成(GWh) .....	35

### 7.デンマーク

図 7.1 : デンマークの 2009 年における発電設備総容量(MW) .....	40
図 7.2 : デンマークの 2009 年における発電電力量の構成(GWh) .....	40

### 8.フィンランド

図 8.1 : フィンランドの 2009 年における発電設備総容量(GW) .....	45
図 8.2 : フィンランドの 2010 年における発電電力量の構成(TWh) .....	45
図 8.3 : フィンランドの FIT 制度以外の再生可能電力に対する補助金 (2011) .....	46

### 9.フランス

図 9.1 : フランスの 2010 年における発電設備総容量(GW) .....	49
図 9.2 : フランスの 2010 年における発電電力量の構成(TWh) .....	49

**10. ドイツ**

図 10.1 : ドイツの 2009 年における発電設備総容量(MW) .....	54
図 10.2 : ドイツの 2010 年における発電電力量の構成(TWh) .....	55

**11. ギリシャ**

図 11.1 : ギリシャの 2009 年における発電設備総容量(MW) .....	60
図 11.2 : ギリシャの 2010 年における発電電力量の構成(GWh) .....	60

**12. ハンガリー**

図 12.1 : ハンガリーの 2009 年における発電設備総容量(MW) .....	64
図 12.2 : ハンガリーの 2009 年における発電電力量の構成(GWh) .....	64
図 12.3 : ハンガリーの 2010 年における再生可能発電電力量の構成(GWh) .....	65

**13. アイスランド**

図 13.1 : アイスランドの 2009 年における発電設備総容量(MW) .....	69
図 13.2 : アイスランドの 2009 年における発電電力量の構成(GWh) .....	69

**14. アイルランド**

図 14.1 : アイルランドの 2010 年における発電設備の総容量(MW) .....	71
図 14.2 : アイルランドの 2009 年における発電電力量の構成(GWh) .....	71

**15. イタリア**

図 15.1 : イタリアの 2010 年における発電設備総容量(MW) .....	74
図 15.2 : イタリアの 2010 年における発電電力量の構成(GWh) .....	75

**16. 日本**

図 16.1 : 日本の 2010 年における発電設備総容量(MW) .....	82
図 16.2 : 日本の 2010 年における発電電力量の構成(GWh) .....	82

**17. 韓国**

図 17.1 : 韓国の 2009 年における発電設備総容量(MW) .....	86
図 17.2 : 韓国の 2009 年における発電電力量の構成(GWh) .....	87

**18. ルクセンブルグ**

図 18.1 : ルクセンブルグの 2009 年における発電設備総容量(MW) .....	91
図 18.2 : ルクセンブルグの 2009 年における発電電力量の構成(GWh) .....	92

**19. メキシコ**

図 19.1 : メキシコの 2009 年における発電設備総容量(MW) .....	94
図 19.2 : メキシコの 2010 年における発電電力量の構成(GWh) .....	95

**20.オランダ**

図 20.1 : オランダの 2009 年における発電設備総容量(MW) .....	98
図 20.2 : オランダの 2009 年における発電電力量の構成(GWh).....	98

**21.ニュージーランド**

図 21.1 : ニュージーランドの 2009 年における発電設備総容量(MW) .....	101
図 21.2 : ニュージーランドの 2010 年における発電電力量の構成(GWh).....	102

**22.ノルウェー**

図 22.1 : ノルウェーの 2009 年における発電設備総容量(MW) .....	103
図 22.2 : ノルウェーの 2009 年における発電電力量の構成 (GWh) .....	104

**23.ポーランド**

図 23.1 : ポーランドの 2010 年における発電設備総容量(MW) .....	105
図 23.2 : ポーランドの 2010 年における発電電力量の構成(GWh).....	106

**24.ポルトガル**

図 24.1 : ポルトガルの 2010 年における発電設備総容量(MW) .....	110
図 24.2 : ポルトガルの 2010 年における発電電力量の構成(GWh).....	110

**25.スロバキア**

図 25.1 : スロバキアの 2010 年における発電設備総容量(MW) .....	114
図 25.2 : スロバキアの 2010 年における電力消費量の構成(GWh).....	115
図 25.3 : スロバキアの 2010 年における電力発電設備総容量(MW) .....	115

**26.スペイン**

図 26.1 : スペインの 2010 年における発電設備総容量(MW) .....	119
図 26.2 : スペインの 2008 年における発電電力量の構成(GWh).....	119
図 26.3 : スペインの 2008 年における再生可能電力発電設備の総容量(MW) .....	120
図 26.4 : スペインの 2009 年における再生可能電力発電量の構成(GWh).....	120

**27.スウェーデン**

図 27.1 : スウェーデンの 2010 年における発電設備総容量 2010 (MW) .....	127
図 27.2 : スウェーデンの 2010 年における発電電力量の構成 (TWh) .....	127
図 27.3 : スウェーデンの 2009 年における再生可能電力発電量の構成 (GWh) .....	128

**28.スイス**

図 28.1 : スイスの 2009 年における発電設備総容量(MW) .....	132
図 28.2 : スイスの 2009 年における、発電電力量の構成 (GWh).....	133

**29.トルコ**

- 図 29.1 : トルコの 2009 年における発電設備総容量 (MW) ..... 137  
図 29.2 : トルコの 2009 年における発電電力量の構成 (GWh) ..... 137

**30.英国**

- 図 30.1 : 英国の 2010-2011 年における発電設備総容量 (MW) ..... 141  
図 30.2 : 英国の 2010 年における電力発電量の構成 (TWh) ..... 141  
図 30.3 : 英国の 2010 年における再生可能電力発電設備総容量 (MW) ..... 142  
図 30.4 : 英国の 2010 年における再生可能電力発電量 (GWh) ..... 142

**31.アメリカ合衆国**

- 図 31.1 : アメリカ合衆国の 2009 年における発電設備総容量 (MW) ..... 151  
図 31.2 : アメリカ合衆国の 2010 年における発電電力量の構成 (GWh) ..... 151

**32.中国**

- 図 32.1 : 中国の 2010 年末期における発電設備総容量 (推測) (GW) ..... 167  
図 32.2 : 中国の 2010 年における総電力発電量の構成 (TWh) ..... 168  
図 32.3 : 中国の 2010 年 6 月における再生可能電力発電設備の総容量 (MW) ..... 168

**33.インド**

- 図 33.1 : インドの 2010 年 12 月における発電設備総容量 (MW) ..... 172  
図 33.2 : インドの 2008 年における発電電力量の構成 (TWh) ..... 173

**34.国別ランキング**

- 図 34.1 : 対象各国の建築物設置型太陽光発電事業 (499kW) が受取る報酬(収入)合計額の比較 (EUR/MWh) ..... 187  
図 34.2 : 2010 年、2011 年における対象各国の陸上風力発電事業 (5.1MW) が受取る報酬(収入)合計額の比較 (EUR/MWh) ..... 188

## 略語一覧表

AD	Anaerobic digestion (biogas) (嫌気消化)
BAPV	Building-attached photovoltaic (建物据付型太陽光発電設備)
BIPV	Building-integrated photovoltaic (建材一体型太陽光発電設備)
CHP	Combined heat and power (コジェネレーション、CHP設備)
CSP	Concentrated solar-thermal power (集光型太陽熱発電)
DSO	Distribution system operator (配電事業者)
EIA	Energy Information Agency (エネルギー情報局)
ETS	(The EU) Emissions Trading Scheme (排出権取引制度)
EU	European Union (欧州連合)
FIT	Feed-in tariff (フィードインタリフ)
FY	Fiscal year (財政年度)
GDP	Gross domestic product (国内総生産)
GHG	Greenhouse gases (温室効果ガス)
IEA	International Energy Agency
Mtoe	Million tonnes of oil equivalent (石油換算百万トン)
OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development
PPA	Power purchase agreement (電力購入契約)
PV	Photovoltaic (太陽光発電設備/太陽光電池)
RE	Renewable energy (再生可能エネルギー)
TGC	Tradable green certificates (グリーン証書取引)
TSO	Transmission system operator (送電事業者)
VAT	Value added tax (付加価値税)

## 序章

全人類が排出する温室効果ガスの三分の一は、エネルギー産業による排出に起因する。OECD 諸国は、温室効果ガス排出量削減対策の一つの柱として、風力、太陽、海洋、地熱等の再生可能エネルギーを利用した発電事業の急速な拡大と普及を推進している。その核となるのが、各国政府が運営する、再生可能電力事業者に対するインセンティブ制度である。

インセンティブ制度は、発電された電力量 1 単位毎に与えられる「発電に対するインセンティブ」と、再生可能電力事業への投資に対して、直接的な補助金、ソフトローン、税額控除の形式で提供される「投資に対するインセンティブ」に大別される。以下、これら 2 種類のインセンティブについての概略を記す。

### 発電に対するインセンティブ

発電に対するインセンティブ制度には、フィードインタリフ（Feed-in-tariff : FIT 制度）、奨励金、グリーン証書取引という 3 種類の制度がある。詳細は異なるが、世界の主要国のはんどの国でこれらの制度のいずれかが導入されている。他に、特定の種類の発電事業を対象に、入札価格で発電電力の購入を保証する入札制度を採用している国もある。

#### フィードインタリフ（Feed-in-tariff）制度

FIT 制度は、発電事業者に対し、発電した電力の買取と買取価格を保証するインセンティブ制度である。同制度は、再生可能電力事業者が送配電網に供給する電力量を、需要の有無を問わず全て固定価格で買取る事を、送配電事業者に義務付けている。買取価格と期間は国によって異なり、通常、発電技術別に設定されている。送配電網に供給される電力のみではなく、発電設備のある場所で消費される再生可能電力に対しても FIT 制度を導入している国もある。

一般的に、各国の FIT 買取価格は定期的に見直されるが、あらかじめ設定された比率で毎年減額していく国もある。これには、再生可能電力の発電技術および機材のサプライチェーンの発展に伴い予測される発電費用の低下を反映させる意図がある。買取価格は各国の発電事情や政策を反映しているため、国により大きく異なる。

FIT 制度は、固定価格と買い手を保証する事で発電事業への投資が生み出す長期的な収入をある程度予測可能とするため、効果的なインセンティブであると言える。実際に FIT 制度を導入している欧州各国では、再生可能電力への投資が急速に進んでおり、同制度の成功を示している。

一方、FIT 制度は、再生可能電力事業が卸電力市場における価格変動の影響を一切受けないため、他のインセンティブ制度に比べ、市場理論にそぐわないとも考えられている。また、送配電事業者は全ての再生可能電力の受け入れを義務付けられているが、その断続的な供給量の増減が送配電網および電力のスポット市場へ及ぼす影響を危惧する声もある。

## 定額及び変額式奨励金制度（Fixed and Variable Premiums）

もう一つのインセンティブ制度は、プレミアムあるいはグリーンボーナスと呼ばれる奨励金制度である。同制度では、再生可能電力事業者は、電力の卸売市場で、他の発電事業者と同じ価格、同じ条件で電力を販売する一方、再生可能エネルギー源の使用による割高な発電費用を補うために、再生可能電力事業者に(売電収入に加えて)販売電力量 1MWh 毎に奨励金が支払われる。FIT 制度のような買取保証は無いが、国によっては優先的な販売権が与えられている。奨励金は該当する政府機関もしくは送配電事業者により支払われ、奨励金にかかる費用は電力売上税もしくは政府の一般予算より支出される。

奨励金には定額と変額式の二種類がある。電力の市場価格に関係なく、一定の奨励金が販売電力量に応じて発電事業者に対し支払われる定額式奨励金に対し、変額式奨励金では、通常政府機関より割高に設定されている保証価格と、売電価格との差額が、発電事業者に対し奨励金として支払われる。以下に、両奨励金の違いを例を用いて説明する。

ある発電事業者が、電力のスポット市場価格 55 ユーロ/MWh に、定額奨励金 33 ユーロ/MWh を上乗せした合計金額、88 ユーロ/MWh の報酬(収入)を得ると仮定する。市場価格が 45 ユーロ/MWh に下落した場合にも、奨励金は定額の 33 ユーロ/MWh のままであるため、発電事業者が得る報酬の合計金額は 78 ユーロ/MWh へ減少することになる。一方、変額式奨励金制度の場合、事前に設定されている保証価格が 88 ユーロ/MWh であれば、電力の市場価格が同様に 55 ユーロ/MWh から 45 ユーロ/MWh に下がった場合、奨励金は 33 ユーロ/MWh から 43 ユーロ/MWh へと増加する。逆に、電力の市場価格が上がった場合は、奨励金は下がることになる。

## グリーン証書取引制度（Tradable Green Certificates – TGC）

グリーン証書取引制度では、再生可能電力事業者は、奨励金制度の場合と同様に、電力卸売市場で、他の発電事業者と同じ価格、同じ条件で電力を販売する一方、送配電網に供給する再生可能電力量に対し、グリーン証書が与えられる。発電事業者は、グリーン証書を供給事業者に直接、またはグリーン証書取引市場を通じて売却し、それを収入とすることができる。電力供給事業者には、年間電力販売量の一定割合 (Quota Obligation と呼ばれる) に相当するグリーン証書の提示が義務付けられており、これによりグリーン証書の需要が生じる。電力供給業者が提示するグリーン証書の数が規定の量に満たない場合、不足分に対し罰金が課せられる。一般的に、獲得したグリーン証書は翌期以降に持ち越し使用することができる。

グリーン証書と電力の価格の両方がそれぞれの需要と供給に応じて変動するため、グリーン証書取引制度は、他のインセンティブと比較し、市場理論に適うと一般的に考えられている。一方、グリーン証書取引制度には次の二つの問題点があると言われている。第一に、発電費用が比較的に低い、既に普及している再生可能電力の発電技術と、発電費用が高い、新たな発電技術を適切に区別していない点が挙げられる。すなわち、前者の発電技術は効果的に支援できるが、後者に対する支援は限定的であると考えられる。この問題を考慮し、国によっては、発電技術別に、発電量 1MWh 毎に与えられるグリーン証書の数を設定している場合がある。

もう一つの問題は、グリーン証書取引市場の安定性に関連する。同制度は、再生可能電力事業者がグリーン証書の売却益により、再生可能電力の割高な発電費用を十分に相殺できるよう、証書の需要の創出、価格の引き上げを意図している。電力供給事業者に課されるグリーン証書獲得数が低過ぎると、

証書の供給が需要を上回り、同証書の取引価格が大きく下落する可能性がある。従って、このようなグリーン証書の価格変動に対する不確実性が、投資家にとって投資リスクとなっている。<sup>1</sup>

このリスクを軽減し、グリーン証書取引価格の暴落を防ぐため、ベルギーやイタリアなどではマーケットメーカーを置いている。マーケットメーカーは、通常国内の送電システム運営事業者(transmission system operator, TSO)であり、グリーン証書を最低価格もしくは参考価格で買い取る。マーケットメーカーにより設定される最低価格は、実際に公開市場で取引されるグリーン証書の平均価格を下回っている。

## 入札制度

未実施の再生可能電力事業に対する電力供給契約が、政府により入札にかけられる場合がある。この契約では、政府機関もしくは送配電事業者が既定量の電力の購入を保証する。発電事業者は、入札に際し、売電の最低価格を競い合う。この制度により、再生可能電力の買取価格は抑えられる。一方で、発電事業者が、実現不可能な低価格を提示する可能性が懸念される。

入札制度は、過去には頻繁に利用されていたが、FIT制度等のインセンティブ制度が導入されてからは減少しつつある。フランスやデンマークは、特に洋上風力等の大規模プロジェクトに限り、現在も入札制度を採用している。しかしながら、全体的な傾向としては、入札制度は特に効果的なインセンティブ制度だとは考えられておらず、再生可能電力普及の効果は低いと見られている。<sup>2</sup>

## 投資に対するインセンティブ

投資に対するインセンティブとは、主として発電事業の初期投資費用の一部を支援するインセンティブである。通常、設備の購入に対する直接的な補助金、ソフトローン、税優遇制度の形式で提供される。欧州では、発電に対するインセンティブに対し、副次的なインセンティブとして提供されている。<sup>3</sup>

各国において導入されている投資に対するインセンティブ制度は、中央政府および地方ごとの政府機関や特殊法人により管理されているため、全てを正確に把握するのは困難である。大抵の場合、補助金は政府予算から支出されるため、対象となる発電事業数や提供される補助金総額には上限が設けられている。補助金総額が規定の上限に達した時点で、いつ再び実施されるかがしらされないままに支援は一旦終了する傾向にある。また、支援を希望する発電事業の詳細が制度の管理機関に提出されるまで、補助金を受け取ることができるのかどうかが不透明な場合もある。

尚、本書は、簡潔性、正確性という観点から、主に国や連邦政府より提供される投資に対するインセンティブに重点を置き、情報を掲載している。

<sup>1</sup> Robert Gross, Philip Heptonstall, and William Blyth, Investment in Electricity Generation: The Role of Costs, Incentives and Risks, UKERC, May 2007. <[www.ukerc.ac.uk/Downloads/PDF/07/0705TPAInvestmentReport/0705InvestmentReport.pdf](http://www.ukerc.ac.uk/Downloads/PDF/07/0705TPAInvestmentReport/0705InvestmentReport.pdf)>.

<sup>2</sup> OPTRES, Assessment and Optimisation of Renewable Energy Support Schemes in the European Electricity Market, February 2007, pp. 1-17. <[www.optres.fhg.de/OPTRES\\_FINAL\\_REPORT.pdf](http://www.optres.fhg.de/OPTRES_FINAL_REPORT.pdf)>.

<sup>3</sup> Commission of the European Communities, The Support of Electricity from Renewable Energy Sources. <[ec.europa.eu/energy/climate\\_actions/doc/2008\\_res\\_working\\_document\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/climate_actions/doc/2008_res_working_document_en.pdf)>

## 1. オーストラリア

### 1.1 政府の目標

オーストラリアは、京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均総排出量を、1990年実績値を基準に8%以内の増加に留める事を目標としている。2009年の排出量は、1990年実績値を2.69%上回った。さらにコペンハーゲン合意に基づき、排出量を2000年実績値を基準に、2020年までに5%～15%（全ての主要国の参加による公平かつ実効性のある国際的枠組みの構築および意欲的な目標の合意を得られた場合は20%）、2050年までに60%削減する目標を示している。<sup>1</sup>オーストラリア政府は2011年7月に、2012年7月よりCO<sub>2</sub>1トン当たり23オーストラリアドルの炭素税を導入し、2015年には同税からキャップアンドトレード制度へ移行すると発表した。炭素税による歳入の半分は、一般家庭への減税措置に充てられる予定である。しかし、この案がいつ法制度化されるかはまだ明らかになっていない。<sup>2</sup>また同国は、2020年までに総消費電力の20%を再生可能電力にてまかうという国家目標を掲げている。

表1.1：オーストラリアのエネルギー政策

温室効果ガス排出	京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均総排出量を、1990年実績値を基準に8%以内の増加に留める事を目標とする。コペンハーゲン合意に基づき、2000年の排出量を基準に、2020年までに5-15%、そして2050年までに60%削減することを目標とする。
再生可能エネルギー	目標なし。
再生可能電力	2020年までに、全国の電力消費量の20%を再生可能エネルギー源からまかう。これは1997年を基準に、さらに4万5,000GWhの再生可能電力を生産することに相当する。

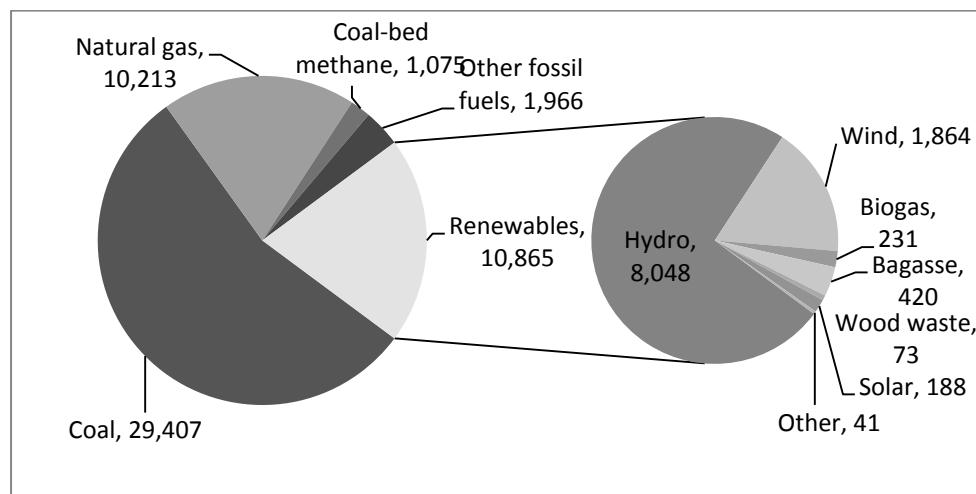
出典: Department of Climate Change, National Targets. <[www.climatechange.gov.au](http://www.climatechange.gov.au)>.

<sup>1</sup> Department of Climate Change. Reducing Australia's Emission. <[www.climatechange.gov.au/en/government/reduce.aspx](http://www.climatechange.gov.au/en/government/reduce.aspx)>

<sup>2</sup> Government of Australia, Clean Energy Future, July 2011. <[www.cleanenergyfuture.gov.au](http://www.cleanenergyfuture.gov.au)>.

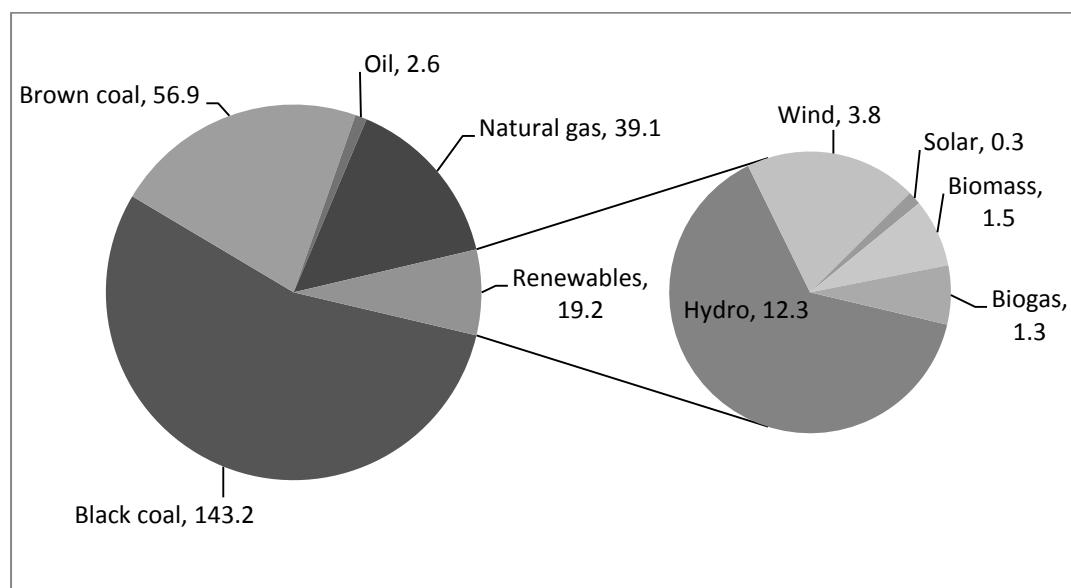
## 1.2 発電電力量の構成

図 1.1：オーストラリアの 2010 年における発電設備総容量(MW)：合計 53,526MW



出展 : Department of Resources, Energy and Tourism, Energy in Australia 2011.  
[www.ret.gov.au/energy/Documents/facts-stats-pubs/Energy-in-Australia-2011.pdf](http://www.ret.gov.au/energy/Documents/facts-stats-pubs/Energy-in-Australia-2011.pdf).

図 1.2：オーストラリアの 2010 年における発電電力量の構成(TWh)：合計 265TWh



出展 : Department of Resources, Energy and Tourism, Energy in Australia 2011.  
[www.ret.gov.au/energy/Documents/facts-stats-pubs/Energy-in-Australia-2011.pdf](http://www.ret.gov.au/energy/Documents/facts-stats-pubs/Energy-in-Australia-2011.pdf).

## 1.3 発電に対するインセンティブ

### 1.3.1 グリーン証書取引制度 (TGC)

オーストラリアでは、各州や準州によって管理運営されている多数の奨励事業の他に、再生可能エネルギー証書 (Renewable Energy Certificates, REC) と呼ばれるグリーン証書取引制度が連邦政府により実

施されている。同制度は、再生可能エネルギー法 (Renewable Energy Act 2000) に基づいている。同法は、再生可能電力の年間発電目標 (Renewable Energy Target、RET) 達成のため、卸売電力の需要家（電力供給事業者及び電力市場から電力を直接購入する大口需要家）に対し、REC 取引市場への参加を義務付けている。

RET は 2008 年に 2 つに分割され、Large-Scale Renewable Energy Target (LRET) が大規模事業向けに、Small-Scale Renewable Energy Scheme (SRES) が小規模事業向けに設定された。これらはそれぞれ、大規模発電証書 (Large-Scale Generation Certificates, LGC) と、小規模技術証書 (Small-Scale Technology Certificates, STC) という異なる証書を発行する。これらの証書に対する需要は、卸売電力の購入者に対して、再生可能電力生産量の目標達成に必要な証書の購入が義務付けられていることから生じる。SRES と LRET はともに再生可能エネルギー規制官事務所 (Office of Renewable Energy Regulator, OPER) により管理されている。従来の RET の参加者は、自動的にこれらの制度に移行した。

### 1.3.1.1 Small-Scale Renewable Energy Scheme (SRES)

小規模発電事業には、新しいグリーン証書取引市場が創設され、以下の設備が SRES の対象となる。

- マイクロ発電設備
  - 発電容量が 10kW 未満、そして年間発電量が 25 MWh 未満の風力発電
  - 発電容量が 100kW 未満、そして年間発電量が 250MWh 未満の太陽光発電
  - 年間発電量が 25MWh 未満の小水力発電
- 太陽熱発電設備
- 廃棄炭鉱ガス発電所

STC の需要は、Small-Scale Technology Percentage (STP) と呼ばれる割合を卸売電力購入者に義務付けることによって生じ、毎年 ORER がこの割合を決定する。尚、電力供給事業者は、義務として定められた数の STC を得るか、不足の STC 1 つにつき 65 オーストラリアドル (44.97 ユーロ<sup>3</sup>) の罰金を支払う必要がある。<sup>4</sup>

電力供給事業者は、2011 年現在、前年の売上の 14.8% に相当する STC を提出しなくてはならない。今後数年間の同比率は確定されていないが、2012 年は 16.75%、2013 年は 10.62% になると予測されている。Solar Credits Scheme の段階的廃止に伴い、2013 年の STP は下がると見込まれている。<sup>5</sup>

小規模発電事業者は、相対取引のもと、STC を直接電力供給事業者に売却することができ、供給事業者はこれにより STC 獲得の義務を果たすことができる。また、発電事業者は、再生可能エネルギー証書交換所 (Renewable Energy Clearing House) に STC を売却することもできる。交換所は、持ち込まれる全ての STC を税込 40 オーストラリアドル (27.67 ユーロ) で購入し、購入した STC は供給事業者を対象としたオークションにかけられる。

Solar Credits Scheme は、太陽光発電、小型風力発電、小水力発電を行っている家庭や、マイクロ発電事業者に対するインセンティブを提供している。新しい TGC 制度への移行により、Solar Credits

<sup>3</sup> 2010 年の為替レート EUR 1 = AUD 1.4455 を使用。

<sup>4</sup> Government of Australia, Renewable Energy Act, Amendments 2010. <[www.comlaw.gov.au/Details/F2010L03206](http://www.comlaw.gov.au/Details/F2010L03206)>.

<sup>5</sup> ORER, Small Scale Technology Percentage. <[www.orer.gov.au/stp/index.html](http://www.orer.gov.au/stp/index.html)>.

Scheme は SRES に統合され、当初の予定の 2015 年より早い 2014 年までに段階的に廃止となる予定である。Solar Credits Scheme の資格を得るための主要な諸条件を以下に列挙する。

- 100kW 未満の太陽光、10kW 未満の風力、6.4kW 未満の水力発電設備
- 住宅、住宅用アパート及び商店等の建物に設置されている発電設備
- 制度申請日から 12 ヶ月以前に完全導入された新設設備
- Solar Homes and Communities Plan, Renewable Remote Power Generation Program (RRPGP), National Solar Schools Program (NSSP)より補助を受けていない設備
- 証書の有効期間（1 年、5 年、15 年）に関係なく、各設備の導入に対する Solar Credit の発行は一度に限る

Solar Credits Scheme は、小規模の発電事業に対するインセンティブであり、実際の発電量の 5 倍に相当する REC を発電事業者に対し発行する。つまり、発電電力量 1MWh 毎に 5 つの REC を発行することになる(表 1.2 参照)。<sup>6</sup>この倍率は、2014 年 7 月 1 日に完全に廃止となるまで徐々に減少していく。

**表 1.2：オーストラリアにおける 2009 年から 2014 年まで小規模発電設備に適用される REC の倍率**

年	2009 年 6 月 9 日から 2010 年 6 月 30 日	2010—2011	2011—2012	2012—2013	2013—2014
倍率	5	5	4	3	2

出典: The Parliament of the Commonwealth of Australia, Renewable Energy (Electricity) Amendment Bill 2010 (No 8).  
<[www.comlaw.gov.au/Details/F2010L03206](http://www.comlaw.gov.au/Details/F2010L03206)>.

### 1.3.1.2 Large-Scale Renewable Energy Target (LRET)

LRET は実質、RET と同じ機能をもつ。RET 同様、1997 年以降に建設された大規模再生可能電力発電所、または 1997 年以前に建設された発電所による再生可能電力生産量 1MWh に対し、1 つの LGC が発行される。該当する発電に対する証書は、ORER によって検証と認定が行われる。卸売電力の購入者は、前年の購入電力のうち再生可能電力の割合 (Renewable Power Percentage, RPP) に相当する証書を取得し、毎年それらを ORER へ引き渡すことを要求される。

RPP は 2010 年に改正が行われ、SRES の排出量削減に関する政府目標達成への貢献度が考慮されることとなった。RPP は、目標の再生可能電力生産量 (GWh) を達成するため (表 1.3 参照)、前年に発電された再生可能電力量をもとに ORER によって毎年見直される。例えば、オーストラリア政府の発電目標量に基づくと、2011 年の RPP は 5.62% となる。つまり、例えば、2011 年に 10 万 MWh の電力を購入する業者は、その年の義務を果たすために 5,620 の REC を提出することになる。

**表 1.3：オーストラリアの大規模再生可能電力事業による発電目標量**

暦年	再生可能電力 (GWh)
2010	12,500
2011	10,400
2012	12,300
2013	14,200

<sup>6</sup> Department of Climate Change and Energy Efficiency, Renewable Energy Target, 2010.  
<[www.climatechange.gov.au/government/initiatives/renewable-target.aspx](http://www.climatechange.gov.au/government/initiatives/renewable-target.aspx)>.

2014	16,100
2015	18,000
2016	22,600
2017	27,200
2018	31,800
2019	36,400
2020-2030	41,000

出典: Renewable Energy (Electricity) Act 2000, Act No. 174 of 2000 as amended (2010), 1 January 2011, Division 2, Part 40.  
[www.comlaw.gov.au/Details/C2011C00012](http://www.comlaw.gov.au/Details/C2011C00012).

LGC の対象となる発電所には以下が含まれる。

- 風力、小水力、埋立ガス、太陽光、波力、潮力、バイオマス、バイオガス、バガス等を利用した再生可能電力発電所
- 既存の廃棄炭鉱ガス発電所

義務を果たすために必要な数の REC を取得できなかった場合は、不足 1REC につき 65 オーストラリアドル (44.97 ユーロ) の罰金が課される。<sup>7</sup>

排出量が多く、国際貿易への依存が大きい産業 (Emissions-Intensive Trade Exposed, EITE) の企業は、REC 取得義務を果たすための支援措置を利用できる。これは、環境負荷税 (Green Levy) を導入する際、企業が課税負担の少ない国へ移転し、オーストラリア経済に悪影響を及ぼすという懸念を考慮し導入されたものである。EITE 産業としての認定は、百万ドルの価値を付加するために生ずる排出量を測定するガス排出係数と、国際市場の競争下での製品原価増額の難易度を評価する、国際貿易依存度の分析結果により判断される。<sup>8</sup> 検査の結果、事業のガス排出係数が非常に高いと判断された場合、既定割合量の 94.5% が、適度と判断された場合は同 66% が無料で支給される。この支援率は、2012 年より毎年 1.3% の割合で減少する予定である。<sup>9</sup>

### 1.3.2 REC の価格

LGC の取引価格は規制されておらず、REC 不足分に対する罰金額である 65 オーストラリアドルを上限とし、需要と供給の関係により市場で決定される。しかし、ORER による STC 購入価格が 40 オーストラリアドル (27.67 ユーロ) であることから、STC には事実上の底値があると言える。

2002 年 12 月 1 日から 2007 年 1 月 31 日の間、REC の平均スポット市場価格は 31 オーストラリアドル (21.45 ユーロ) で、27 オーストラリアドルから 42 オーストラリアドル (18.68 ユーロから 29.06 ユーロ) の範囲で変動した。<sup>10</sup> REC の価格は、2009 年 10 月までの 4 ヶ月間に 23 オーストラリアドル (15.91 ユーロ) 下落した (下落率 54%)。Solar Credits Scheme による REC 発行数の急増が、価格下落の原因だと言われ、これが後に TGC を SRES と LRET に分割する原因にもなった。<sup>11</sup> ORER は、2011 年の LGC の平均市場価格は 38.39 オーストラリアドル (26.56 ユーロ) になると推測している。

<sup>7</sup> ORER, LRET the basics. <[www.orer.gov.au/publications/lret-sres-basics.html](http://www.orer.gov.au/publications/lret-sres-basics.html)>.

<sup>8</sup> ORER, EITE. <[www.orer.gov.au/eites/index.html](http://www.orer.gov.au/eites/index.html)>.

<sup>9</sup> ORER, EITE. <[www.orer.gov.au/eites/index.html](http://www.orer.gov.au/eites/index.html)>.

<sup>10</sup> McLennan Magasanik Associates, Review of REC Market, October 2007.

<[www.orer.gov.au/publications/pubs/modelling-2007.pdf](http://www.orer.gov.au/publications/pubs/modelling-2007.pdf)>.

<sup>11</sup> Department of Climate Change and Energy Efficiency, Renewable Energy Target, 2010.  
[www.climatechange.gov.au/government/initiatives/renewable-target.aspx](http://www.climatechange.gov.au/government/initiatives/renewable-target.aspx).

<sup>12</sup>表 1.4 と 1.5 に、SRES と LRET における、2011 年に推測される再生可能電力の発電事業者に対する報酬金総額（総収入）を示す。

表 1.4 : SRES における 2011 年に予測される再生可能電力に対する報酬金額

地域	2011 年に予測される 地域平均電力料金 (AUD/MWh) <sup>a</sup>	Renewable Energy Clearing House 経由の STCs 價格 (AUD) <sup>c</sup>	予測される報酬金額(/MWh)	
			AUD	EUR
Queensland	34.85	40	74.85	51.78
New South Wales	39.98	40	79.98	55.33
South Australia	52.28	40	92.28	63.84
Victoria	43.05	40	83.05	57.45
Tasmania	60.48	40	100.48	69.51
Western Australia	42.54 <sup>b</sup>	40	82.54	57.10
Northern Territory	42.54 <sup>b</sup>	40	82.54	57.10

注: 表記の数値は州レベルで提供される補助金を含んでいない。

<sup>a</sup>1MWh に対し 1STC と仮定する。発電設備が Solar Credits Scheme に該当する場合はこれより高い割合となる可能性がある。

<sup>b</sup>2010 年の平均市場価格にインフレ率 2.5% (仮定) を加えた数字に基づく。

<sup>c</sup>Western Australia と Northern Territory2 地域の市場価格の情報なし。タスマニアを除くその他オーストラリアの地域の平均値を使用。

出典: <sup>b</sup>Department of Resources, Energy and Tourism, Energy in Australia 2011.

<[www.ret.gov.au/energy/Documents/facts-stats-pubs/Energy-in-Australia-2011.pdf](http://www.ret.gov.au/energy/Documents/facts-stats-pubs/Energy-in-Australia-2011.pdf)>.

### 1.3.3 州政府によるインセンティブ

#### 1.3.3.1 オーストラリア首都特別地域 (Australian Capital Territory)

オーストラリア首都特別地域では、2009 年 3 月 1 日より発電容量が 30 kW 未満の太陽光及び風力発電に対し、FIT 制度を実施している。対象となるのは、既存もしくは新設の太陽光及び風力発電設備を導入している家庭、もしくは小規模の企業であるが、近い将来その他の発電技術も含まれる見通しである。オーストラリア政府は 2011 年、200kW 以下の中規模発電設備を対象とする新しい FIT 制度を導入した。マイクロ発電と中規模発電に対する FIT 制度において、それぞれ合計 15MW の電力が買取制度の対象となる。

2011 年に設置された固定買取料金は、30kW 以下のマイクロ発電設備に対しては 457 オーストラリアドル/MWh (316 ユーロ/MWh) 、30kW 以上 200kW 以下の発電設備に対しては 342.7 オーストラリアドル/MWh (237.08 ユーロ/MWh) と制定されている。尚、新規の事業に対する FIT 買取価格は、毎年新たに設定される。発電事業者が供給事業者と電力の売買契約を結ぶ際、発電事業者には契約時点の FIT 買取価格が 20 年間保障される。オーストラリア首都特別地域の再生可能電力事業は、州と連邦政府が提供する RET 制度の両者を利用する事ができる。消費電力だけでなく、供給電力に対しても FIT 買取価格が支払われる。<sup>13</sup>

#### 1.3.3.2 ニューサウスウェールズ州 (New South Wales)

<sup>12</sup> ORER, 2011 volume weighted average market price for a REC. <[www.orer.gov.au/eites/2011-REC-VWAP-methodology.html](http://www.orer.gov.au/eites/2011-REC-VWAP-methodology.html)>.

<sup>13</sup> ACT Department of the Environment, Feed-in Tariff Scheme. <[www.environment.act.gov.au/energy/fit](http://www.environment.act.gov.au/energy/fit)>.

2009年6月にニューサウスウェールズ政府は、10 kW以下の風力及び太陽光発電を対象とする固定価格買取制度 Solar Bonus Scheme を導入する事を発表した。同制度は、年間消費量が 160 MWh 未満の需要家にのみ適用される。

同制度は、合計 50MW の設備が設置された後に見直しが行われ、その結果、同政府は 2010 年 10 月、新規設備の設置に対する買取価格を 600 オーストラリアドル/MWh (415.08 ユーロ/MWh) から 200 オーストラリアドル/MWh (138.36 ユーロ/MWh) に大きく引き下げた。また、制度適用となる発電容量を 300MW までとする上限が加えられた。同制度は 2016 年 12 月 31 日まで適用される。FIT 買取価格は消費電力だけでなく、供給電力に対しても支払われる。<sup>14</sup>

### 1.3.3.3 クイーンズランド州 (Queensland)

クイーンズランド州は、2008 年 7 月 1 日に Solar Bonus Scheme と呼ばれる FIT 制度を開始した。同 FIT 制度は、発電容量が 10kW 未満の太陽光単相発電、もしくは発電容量が 30kW 未満の太陽光三相発電で、電力の年間消費量が 100 MWh 以下の需要家にのみ適用される。

クイーンズランドの FIT 制度においては、送配電網に供給される電力に対し、440 オーストラリアドル/MWh (304.39 ユーロ/MWh) の買取価格が支払われる。このインセンティブは、2018 年以前に FIT 制度に参加の契約を交わす需要家に対し、2028 年または合計容量 8 MW の導入が達成されるいずれか早い時点まで提供される。クイーンズランド州の再生可能電力事業者は、州と連邦政府が提供する RET 制度の両者を利用する事ができる。<sup>15</sup>

### 1.3.3.4 南オーストラリア州 (South Australia)

南オーストラリア州政府は、2008 年 7 月 1 日、10kW 以下の太陽光発電に対し、FIT 制度を導入した。同制度は、電力消費量が 160MWh 以下の需要家を対象とし、2028 年 6 月まで運営される。

供給電力に対する固定買取価格は、2010 年、440 オーストラリアドル/MWh (304.39 ユーロ/MWh) から 540 オーストラリアドル/MWh (373.57 ユーロ/MWh) に引き上げられた。これは一般家庭が支払う電力料金の 2 倍である。7.5kW 以上の発電設備に対しては、一日に送配電網に供給される電力のうち最初の 54kWh のみが買取制度の対象となり、それ以上の供給電力に対する補償は行われない。同制度への申請は 2011 年 10 月まで受け付けられ、終了後の新たな制度の有無や内容に関しては明らかにされていない。南オーストラリア州の再生可能電力事業者は、州と連邦政府が提供する奨励制度の両者を利用する事ができる。<sup>16</sup>

### 1.3.3.5 タスマニア州 (Tasmania)

2009 年 12 月、タスマニア州政府は、エネルギー政策の中で FIT 制度を導入する見通しを公表した。しかし、FIT 價格の設定基準に関する審議の結果、再生可能電力を送配電網に供給する需要家に対し、

---

<sup>14</sup> NSW Department of Trade and Investment, Regional Infrastructure and Services, Solar Bonus Scheme for NSW. <[www.industry.nsw.gov.au/energy/sustainable/renewable/solar/solar-scheme](http://www.industry.nsw.gov.au/energy/sustainable/renewable/solar/solar-scheme)>.

<sup>15</sup> Queensland Office of Clean Energy, Solar Bonus Scheme, 2010. <[www.cleanenergy.qld.gov.au/solar\\_bonus\\_scheme.cfm](http://www.cleanenergy.qld.gov.au/solar_bonus_scheme.cfm)>.

<sup>16</sup> Renewables SA, Solar Feed-in. <[www.renewablessa.sa.gov.au/news/solar-feed-in-enquiries](http://www.renewablessa.sa.gov.au/news/solar-feed-in-enquiries)>.

補助金を提供しないという結論を下した。従って、電力の買取価格は、家庭向けの電力料金と同じ 193 オーストラリアドル/MWh (133.52 ヨーロ/MWh) に設定されている。<sup>17</sup>

### 1.3.3.6 ビクトリア州 (Victoria)

ビクトリア州は、マイクロ発電を対象とし、標準 FIT とプレミアム FIT と呼ばれる 2 種類の制度を導入している。ビクトリア州における再生可能電力事業者は、州と連邦政府が提供する RET 制度の両者を利用する事ができる。

標準 FIT 制度は、100 kW 以下のマイクロ風力発電を対象に 2004 年から開始され、2007 年以降は 100 kW 以下の太陽光、水力及びバイオマス発電も対象となっている。同制度は、5,000 件以上の顧客を抱える電力供給事業者に対し、マイクロ発電より送配電網に供給される余剰電力を買取り、買取価格を公表する事を義務付けている。買取価格は供給事業者により異なるが、法律により、マイクロ発電事業者に正当で合理的な価格が提供する事が定められている。<sup>18</sup> 買取価格が正当でないと判断した場合、マイクロ発電事業者は Essential Services Commission と呼ばれる機関に調査を依頼することができる。尚、標準 FIT 制度の適用期間に制限はない。

プレミアム FIT 制度は、年間電力消費量が 100 MWh 未満の家庭、地域団体及び小規模商業に設置されている太陽光発電を対象とする。同制度は、発電容量が 5 kW 以下の既存及び新設の発電設備により発電され送配電網に供給される電力に対し、最低 600 オーストラリアドル/MWh (415.08 ヨーロ/MWh) の買取価格を保証するもので、2024 年まで適用される。<sup>19</sup> どちらの FIT 制度も、買取価格は送配電網に供給される電力のみに適用される。

### 1.3.3.7 ウエスタンオーストラリア州 (Western Australia)

2010 年 8 月 1 日より、一般家庭用電力需要家に対する新たな補助制度として、送配電網に供給される余剰電力に対し 400 オーストラリアドル/MWh (276.72 ヨーロ/MWh) の固定買取価格制度が導入された。同制度は、ウェスタンオーストラリア州政府経営の電力供給会社 Synergy または Horizon Power の顧客で、それぞれ 5kW 以下、30kW 以下の太陽光、風力、小水力発電設備を持つ家庭を対象としており、3 年毎、または一度 10MW 容量が設置された時に見直しが行われる。一度制度の適用を受けた需要家には、10 年間買取価格が保障される。ウェスタンオーストラリア州の再生可能電力事業者は、州と連邦政府が提供する RET 制度の両者を利用する事ができる。<sup>20</sup>

## 1.4 投資に対するインセンティブ

オーストラリア政府は、いくつかの投資支援制度を設けており、その全ては 50 億オーストラリアドル (35 億ヨーロ) をかけたクリーンエネルギーイニシアティブ(Clean Energy Initiative, CEI) の一部に

<sup>17</sup> Government of Tasmania, Energy Policy Statement.

<[www.dier.tas.gov.au/\\_data/assets/pdf\\_file/0005/47246/Energy\\_Policy\\_Statement.pdf](http://www.dier.tas.gov.au/_data/assets/pdf_file/0005/47246/Energy_Policy_Statement.pdf)>.

<sup>18</sup> 公平な価格の定義については、以下のウェブサイトを参照。

<[www.dpi.vic.gov.au/DPI/dpinenergy.nsf/LinkView/0D6A69DB0F82172ACA257456001BCF464CAC723B1D538D66CA25740C000D2004/\\$file/Feed-in Tariff Fair and Reasonable Criteria.pdf](http://www.dpi.vic.gov.au/DPI/dpinenergy.nsf/LinkView/0D6A69DB0F82172ACA257456001BCF464CAC723B1D538D66CA25740C000D2004/$file/Feed-in Tariff Fair and Reasonable Criteria.pdf)>.

<sup>19</sup> Department of Primary Industries, Feed-in Tariffs in Victoria, July 2009. <[www.dpi.vic.gov.au](http://www.dpi.vic.gov.au)>.

<sup>20</sup> Government of Western Australia, Office of Energy, Feed-in Tariff: Residential.

<[www.energy.wa.gov.au/2/3654/64/residential\\_pm](http://www.energy.wa.gov.au/2/3654/64/residential_pm)>.

含まれる。2010 年に開始された再生可能エネルギー未来基金 (Renewable Energy Future Fund) もまた、CEI に含まれる。<sup>21</sup>

CEI の一部として、総額 15 億オーストラリアドル（10 億ユーロ）が、2015-16 年度まで Solar Flagships Program に対して割り当てられた。同額は 2010 年の 16 億オーストラリアドルより減額された。同事業は、合計 1,000MW の太陽光発電と集光型太陽熱発電事業 (CSP) に対する支援で、2 つの太陽光発電事業と 2 つの CSP 事業の合わせて 4 つの事業に対する支援の実施が見込まれている。2010 年 12 月、同事業の第一段階においては、150MW の太陽光発電所 1 件と、150MW の CSP 発電所 1 件の建設のために、7 件の申し込みがあった。選択は 2011 年半ばに行われる予定である。<sup>22</sup>

その他の事業には、1.5 億オーストラリアドル（1.04 ユーロ）をかけたオーストラリア太陽光協会 (Australian Solar Institute, ASI) があり、太陽光発電の研究開発を支援している。ASI は 5,000 万オーストラリアドルを、オーストラリアとアメリカの研究者による共同事業に割り当てている。<sup>23</sup>

オーストラリア再生可能エネルギーセンター (Australia Centre for Renewable Energy, ACRE) もまた、CEI の一部である。ACRE は下記の投資事業を行っている。

- 5,000 万オーストラリアドル（3,500 万ユーロ）の地熱掘削事業 (Geothermal Drilling Program, GDP) では、7 つのプロジェクトそれぞれに、700 万オーストラリアドル（500 万ユーロ）の補助金が提供された。
- 1 億オーストラリアドル（6,900 万ユーロ）の再生可能エネルギーベンチャーキャピタル基金 (Renewable Energy Venture Capital Fund) は、新興の再生可能エネルギー技術に投資を行う。
- 新興再生可能エネルギー事業 (Emerging Renewables Programme) は、将来的に再生可能エネルギーとして見込みのある技術への支援を行う。
- その他研究事業、例えば、オーストラリアバイオ燃料調査機関 (Australian Biofuels Research Institute)（2,000 万オーストラリアドル、1,400 万ユーロ）や、再生可能電力送配電網接続調査（200 万オーストラリアドル、140 万ユーロ）の支援を行う。<sup>24</sup>

<sup>21</sup> Department of Resources, Clean Energy Initiative. <[www.ret.gov.au/energy/energy\\_programs/cei/Pages/default.aspx](http://www.ret.gov.au/energy/energy_programs/cei/Pages/default.aspx)>.

<sup>22</sup> Ministry of Resources, Solar Flagships. <[www.ret.gov.au/resources/resources\\_programs/cei/sfp/Pages/default.aspx](http://www.ret.gov.au/resources/resources_programs/cei/sfp/Pages/default.aspx)>.

<sup>23</sup> Department for Resources, CEI. <[www.ret.gov.au/Department/Documents/cei/CEI\\_Fact\\_Sheet.pdf](http://www.ret.gov.au/Department/Documents/cei/CEI_Fact_Sheet.pdf)>.

<sup>24</sup> Department for Resources, CEI. <[www.ret.gov.au/Department/Documents/cei/CEI\\_Fact\\_Sheet.pdf](http://www.ret.gov.au/Department/Documents/cei/CEI_Fact_Sheet.pdf)>.

## 2. オーストリア

### 2.1 政府の目標

オーストリアは、京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均総排出量を、1990年実績値を基準に13%削減する事を目標としている。2009年の排出量は、1990年実績値を1.3%上回った。同国は、コペンハーゲン合意に基づき、欧州連合の排出量取引制度の対象とならない産業部門においては、排出量を2020年までに2005年実績値を基準として20%削減する目標を掲げている。また、2020年までに最終エネルギー消費量の34%を再生可能エネルギーからまかなくというEU目標も課されている。これに対し、2008年の実績は28.5%であった<sup>1</sup>。

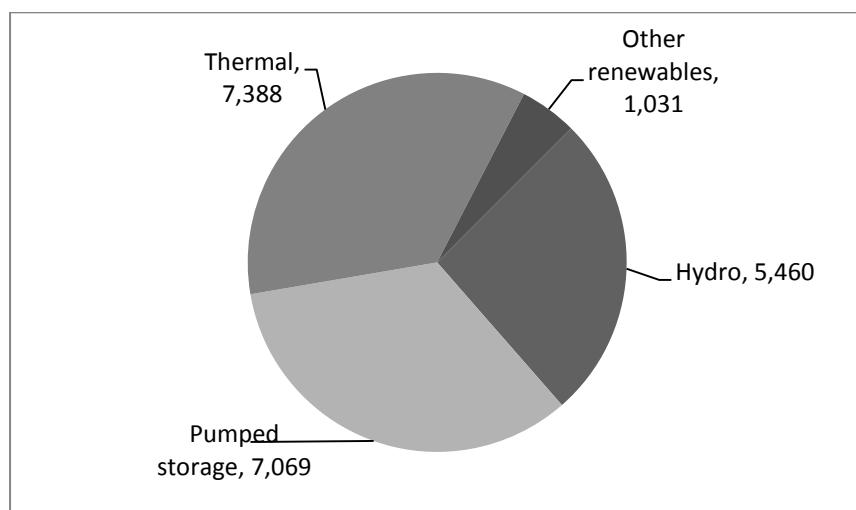
表2.1：オーストリアのエネルギー政策

温室効果ガス排出	京都議定書批准国として、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均総排出量を、1990年実績値を基準に13%削減する事を目標とする。コペンハーゲン合意に基づき、欧州連合の排出量取引制度の対象外となる産業部門では、2020年までに2005年の排出量を基準に20%の削減を目標としている。
再生可能エネルギー	欧州連合加盟国として、2020年までに最終エネルギー消費量の34%を再生可能エネルギーからまかなく。
再生可能電力	目標なし。

出典: European Environment Agency, GHG Trends and Projections, June 2010. <[www.eea.europa.eu/publications/13european-union-greenhouse-gas-inventory-2010](http://www.eea.europa.eu/publications/13european-union-greenhouse-gas-inventory-2010)>; Commission of the European Communities, Energy. <[www.energy.eu](http://www.energy.eu)>.

### 2.2 発電電力量の構成

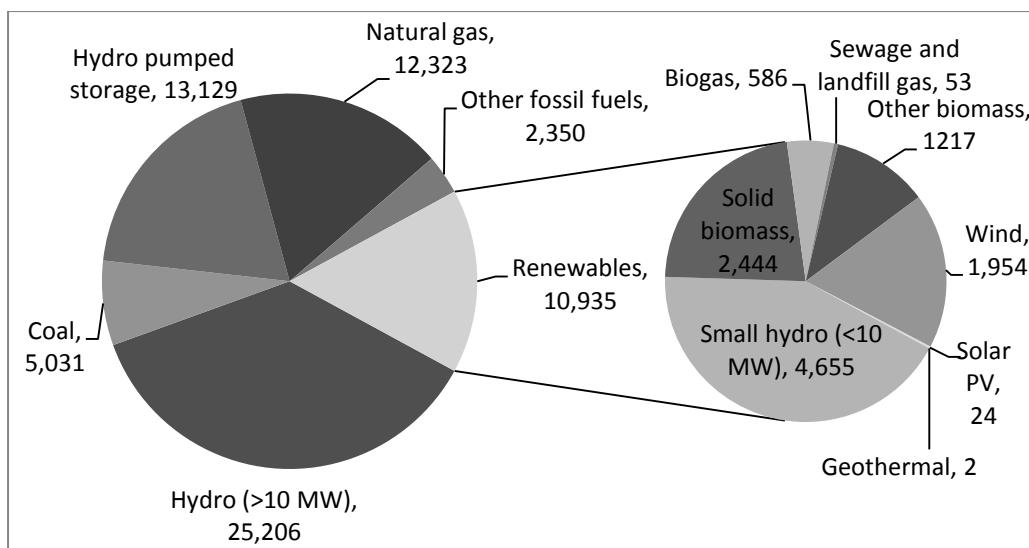
図2.1：オーストリアの2009年における発電設備総容量(MW): 合計 20,948MW



出典: E-Control, Statistikbroschüre 2010, December 2010  
[<www.ecncontrol.at/portal/page/portal/medienbibliothek/publikationen/dokumente/pdfs/e-control-statistikbroschuere-2010.pdf>](http://www.ecncontrol.at/portal/page/portal/medienbibliothek/publikationen/dokumente/pdfs/e-control-statistikbroschuere-2010.pdf).

<sup>1</sup> European Environment Agency, GHG Inventory, May 2011. <[www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011](http://www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011)>.

図 2.2 : オーストリアの 2009 年発電電力量の構成(GWh)：合計 68,974 GWh



出典: E-Control, Statistikbroschüre 2010, December 2010.

<[www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/publikationen/dokumente/pdfs/e-control-statistikbroschuere-2010.pdf](http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/publikationen/dokumente/pdfs/e-control-statistikbroschuere-2010.pdf)>

### 2.3 発電に対するインセンティブ

オーストリアは、再生可能電力開発の主要なインセンティブとして、FIT 制度を導入している。FIT 制度は、2002 年に導入され、2006 年、2007 年、2009 年、そして 2010 年に見直された。現在の FIT 制度の適用期間は、発電技術によって異なる（表 2.2 参照）。尚、FIT 制度の対象となる再生可能電力は、地元の送配電事業者に購入されることが条件となっている。

最新の FIT 制度規定によると、新たな再生可能電力の発電を支援する予算（FIT に対する予算を含む）の割当は、2011 年まで年間 1700 万ユーロと設定されている。この年間予算額は、再生可能電力事業の技術分野別に、バイオマス 30%、バイオガス 30%、風力 30%、そして太陽光発電を含むその他の技術に 10% の割合で配分されている。<sup>2</sup>FIT 制度は、これらの分野別に、それぞれの予算の範囲内で申請順に適用され、事業別予算が全て割当てられた時点で、当該発電事業に対する FIT 制度は終了となる。FIT 制度への申請は新たに予算が設定された時点で再開される。小水力発電による電力の買取価格は、国の卸売価格に基づいており、2010 年における買取価格は 64.4 ユーロ/MWh であった。

表 2.2 : オーストリアの 2011 年運転開始の新規事業者に対する FIT 買取価格(EUR/MWh)

技術分野		FIT 買取価格	期間
固体バイオマス <sup>a</sup>	< 500 kW	149.8	15 年間
	500kW < 1 MW	135.4	
	1 MW < 1.5 MW	131.0	
	1.5 MW < 2 MW	129.7	
	2-5 MW	122.6	
	5-10 MW	120.6	
	> 10 MW	100.0	
液体バイオマス <sup>b</sup>		58	
農業製品から作られたバイオマス <sup>b,c</sup>	< 250 kW	185.0	

<sup>2</sup> European Commission, Austrian Renewable energy Fact Sheet, 2009.

<[ec.europa.eu/energy/energy\\_policy/doc/factsheets/renewables/renewables\\_at\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/doc/factsheets/renewables/renewables_at_en.pdf)>.

	250-500 kW	165.0	13年間
	> 500 kW	130.0	
下水ガス		60.0	
埋立ガス		50.0	
地熱発電		75.0	
風力発電		97.0	
建材一体型太陽光発電	< 5 kW	投資に対する補助金のみ	
	5-20 kW	380.0	
	> 20 kW	330.0	
独立型太陽光発電	< 5 kW	投資に対する補助金のみ	
	5-20 kW	350.0	
	> 20 kW	250.0	

注: a木材、及びおがくずの使用には25%、合板の廃棄物の使用には40%が罰則として買取価格より減額される。

b高効率のコジェネレーション設備には20 EUR/MWhが追加され支払われる。

cバイオガスと廃棄物を混合燃焼する場合、20%が罰則として買取価格より減額される。

出典: E-Control, Einspeisetarife für neue Ökostromanlagen 2010 / 2011, January 2011. <[www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/oeko-energie/dokumente/pdfs/Einspeisetarife%202010%20und%202011\\_0.pdf](http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/oeko-energie/dokumente/pdfs/Einspeisetarife%202010%20und%202011_0.pdf)>.

## 2.4 投資に対するインセンティブ

オーストリア研究推進庁 (Austrian Research Promotion Agency, FFG) は、気候変動及びエネルギー基金 (Climate Change and Energy Fund, KLI.EN) を通して、新規再生可能エネルギー事業を支援する補助金の入札を定期的に実施している。<sup>3</sup>2011年現在、補助金の対象となる技術は以下の通りである。

- 太陽光発電：発電設備導入に対し、投資費用の30%を上限とし、1,300ユーロ/kW(建材一体型設備による発電に対しては1,700ユーロ/kW)、一般家庭の太陽光パネル設置に対しては最大5kWまでの補助金。補助金総額は3,500万ユーロ。
- 太陽熱発電：新規発電設備設置のための環境アセスメント費用の最大40%の補助金。
- 建材一体型太陽光発電：建材一体型太陽光パネルを装備した新規住宅の購入に対し、7,250ユーロを上限とし、1,450ユーロ/kWの補助金。<sup>4</sup>

オーストリアの各州においても、発電設備導入費用の66%を上限とする資金援助が実施されている。

<sup>3</sup> Klimafonds website. <[www.klimafonds.gv.at/](http://www.klimafonds.gv.at/)>.

<sup>4</sup> Klimafond, Project Pipeline. <[www.klimafonds.gv.at/home/foerderguide.html](http://www.klimafonds.gv.at/home/foerderguide.html)>

### 3. ベルギー

#### 3.1 政府の目標

ベルギーは、京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均総排出量を、1990年実績値を基準に7.5%削減する事を目標としている。2009年の排出量は、1990年実績値を14.6%下回った。同国は、コペンハーゲン合意に基づき、欧州連合の排出量取引制度の対象とならない産業部門においては、排出量を2020年までに2005年実績値を基準として15%削減する目標を掲げている。また、2020年までに最終エネルギー消費量の13%を再生可能エネルギーからまかうというEU目標も課されている。これに対し、2008年の実績は3.3%であった。

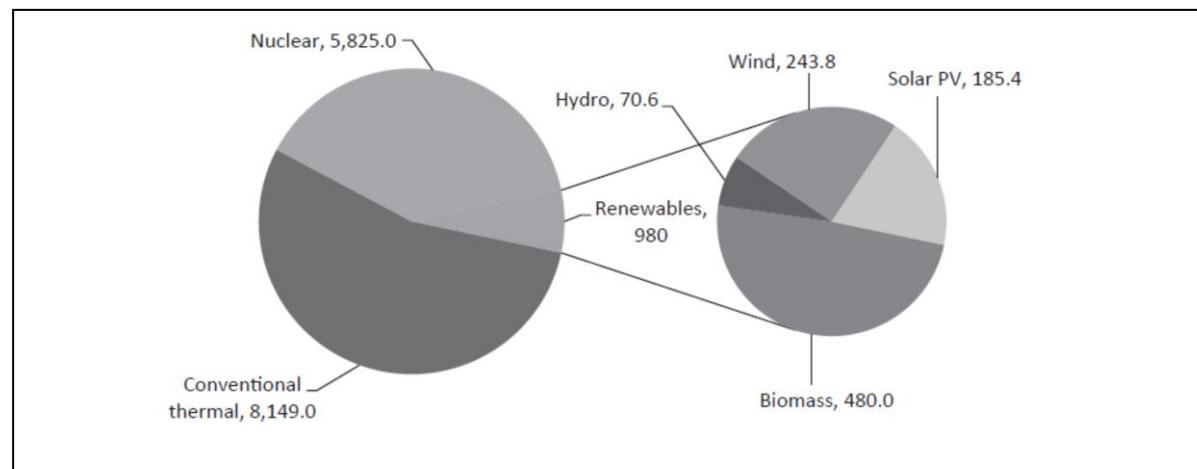
表3.1：ベルギーのエネルギー政策

温室効果ガス排出	京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均総排出量を、1990年実績値を基準に7.5%削減する事を目標とする。コペンハーゲン合意に基づき、欧州連合の排出量取引制度の対象とならない産業部門においては、排出量を2020年までに2005年実績値を基準として15%削減する事を目標とする。
再生可能エネルギー	欧州連合加盟国として、2020年までに最終エネルギー消費量の13%を再生可能エネルギーからまかう。
再生可能電力	<ul style="list-style-type: none"> <li>ワロン地域：2010年までに再生可能電力を全体の8%とする。追加の目標として2010年までに年間4,100GWhをバイオマスから、そして370GWhを風力から発電する。</li> <li>・フランダース地域：再生可能電力を2010年までに全体の6%に、そして2020年までに13%とする。追加目標として、2010年までに風力より年間1,000GWhを発電する。</li> </ul>

出典: European Environment Agency, GHG Inventory, May 2011. <[www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011](http://www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011)>; Commission of the European Communities, Energy. <[www.energy.eu](http://www.energy.eu)>.

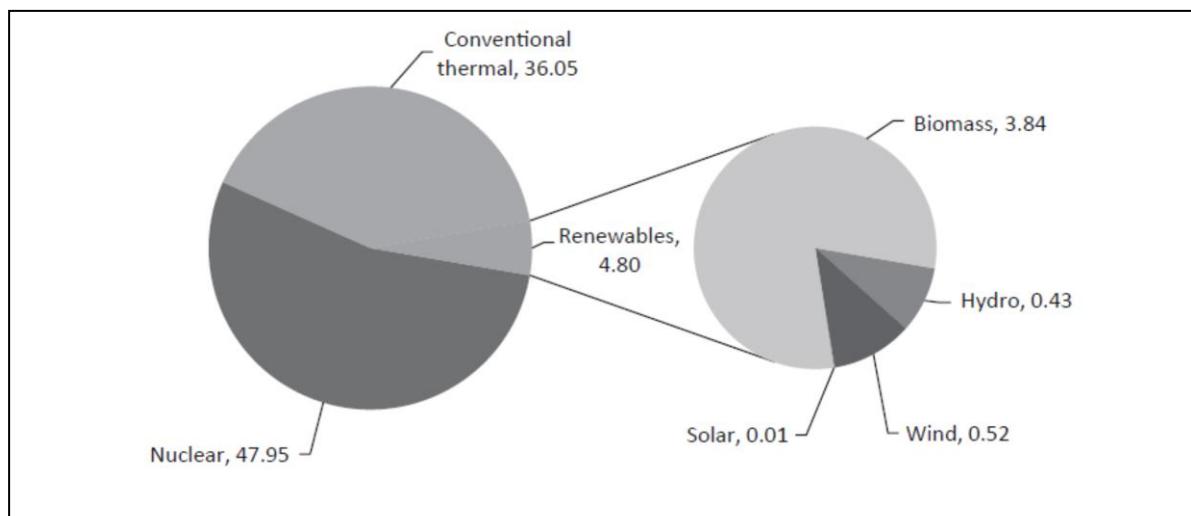
#### 3.2 発電電力量の構成

図3.1：ベルギーの2008年における発電設備総容量(MW): 合計 14,953.7 MW



出典: EIA 及び IEA data, Wallonian Energy Commission, VREG

図 3.2 : ベルギーの 2009 年における発電電力量の構成(TWh)：合計 88.8 TWh



出典 : EIA 及び IEA data, Wallonian Energy Commission, VREG

### 3.3 発電に対するインセンティブ

ベルギーにおける再生可能電力開発の主なインセンティブは、グリーン証書取引制度(TGC)である。証書価格と同制度の詳細は地域ごとに異なり、国内には以下の 4 種類のグリーン証書(取引制度)が存在する。再生可能電力発電事業者は、連邦政府または地域の制度のどちらか一方から証書を受取ることができる。

- 連邦政府グリーン証書
- フランダース地域グリーン証書
- ワロン地域グリーン証書
- ブリュッセルグリーン証書<sup>1</sup>

再生可能電力発電事業者は、グリーン証書の販売による収入に加え、電力市場における電力販売収入をも得ることができる。電力取引市場 Euro PowerNext における 2010 年の平均卸売スポット価格は、47.495 ユーロ/MWh であった。<sup>2</sup>

電力供給事業者にはエネルギー規制機関への証書提示が義務付けられており、これによりグリーン証書への需要が生み出されている。フランダース、ワロン、ブリュッセル地域の事業者は、年間の電力供給量に比例した一定量のグリーン証書を、毎年地域のエネルギー規制機関に提示しなければならない。グリーン証書は地域ごとに管理されており、証書が付与された供給電力が発電された地域内でのみ有効である。このため、連邦政府が発行するグリーン証書を、各地域において証書の提出義務を果たす目的で使用することは認められていない。同証書は、再生可能電力事業者がそれらを送電事業者(TSO)である Elia に販売することにより得るインセンティブ収入としての意味しかもない。

<sup>1</sup> ブリュッセル地域は極めて小さいため、この報告書には同地域のデータを表示しない。

<sup>2</sup> PowerNext. <[www.powernext.fr](http://www.powernext.fr)>.

### 3.3.1 連邦政府グリーン証書

連邦政府により発行されるグリーン証書は、*Commissie voor de Regulering van de Electriciteit en het Gas (CREG)* という連邦政府のエネルギー規制機関より発行される。送電事業者（TSO）である Elia は、連邦政府グリーン証書を既定の最低保証価格で購入することを義務付けられており、全国で証書の公正な取引が行われるよう保証する役割を担う（表 3.2 参照）。

フランダースとワロン地域の再生可能電力発電事業者は、それぞれの地域で発行されるグリーン証書及び売電価格が高額であることから、連邦政府グリーン証書取引より、地域のグリーン証書を選択し、地域内市場で証書取引をする事を好む。しかし、連邦政府グリーン証書制度は、各地域の証書制度とは違い洋上風力発電を対象に含むという点で、重要な役割を担っている。

表 3.2：ベルギーにおける連邦グリーン証書の最低保証価格

発電技術		価格 (EUR/MWh)
洋上風力	216MW 未満	107
	216 MW 以上	90
陸上風力		50
水力		50
太陽光		150
その他 (バイオマスを含む)		20

出典: CWaPE, Groene Elektriciteit. [www.creg.be/nl/greenelec4.html](http://www.creg.be/nl/greenelec4.html)

### 3.3.2 ワロン地域

ワロン地域では、ワロンエネルギー委員会 (*Commission Wallonne pour l'Energie*, CWaPE) がグリーン証書取引制度の管理機関であり、電力供給事業者に対するグリーン証書の提出義務を定めている。

ワロン地域のグリーン証書は、*Certificat Vert (CV)*と呼ばれる。2006 年 11 月、連邦条例 AGW-PEV は、ワロン地方における全ての電力供給事業者に対し、年間供給量に従い設定される一定の割合の数の CV の提出を義務づけた。1 CV は 1MWh に相当し、四半期毎に分割して提出される。提出割合は、以下のように規定されている。

- 2007 年 1 月 1 日から 12 月 31 日の間 : 7%
- 2008 年 1 月 1 日から 12 月 31 日の間 : 8%
- 2009 年 1 月 1 日から 12 月 31 日の間 : 9%
- 2010 年 1 月 1 日から 12 月 31 日の間 : 10%
- 2011 年 1 月 1 日から 12 月 31 日の間 : 11%
- 2012 年 1 月 1 日から 12 月 31 日の間 : 12%

規定されている量の CV を提出できない場合、電力供給事業者は、不足する証書 1 枚に対し 100 ユーロの罰金を支払う必要がある。罰金による収益は、地域の再生可能エネルギー事業の支援に使われる。発電事業者は、発電設備の運転期間に応じてグリーン証書を受領する。2012 年以降の証書の提出割合は、2012 年に設定される予定である。<sup>3</sup>

<sup>3</sup> CWaPE, Quota da CV. <[www.cwape.be/?dir=3.4.02&title=Quota+de+CV+en+RW](http://www.cwape.be/?dir=3.4.02&title=Quota+de+CV+en+RW)>.

太陽光発電を除く再生可能電力発電事業者が受け取る CV の枚数は、発電時に生ずる二酸化炭素排出量が、同量の電力をガス炊きの複合サイクル発電にて生み出す場合の排出量 ( $E_{ref}$ ) と比較して、どの程度削減できているのかに基づき計算される。<sup>4</sup>具体的な CV 発行枚数の計算は、四半期毎の発電量 (MWh)に対し、比率を表す倍数  $\tau$  を掛けて以下のように行われる。

$$\tau = \mathbf{G} \div \mathbf{E}_{ref}$$

この式においてそれぞれの記号が示す意味は以下の通りである。

- **G** (gain) は、1MWh の発電に対し、参考排出値 ( $E_{ref}$ )<sup>5</sup>と該当する発電事業者による二酸化炭素排出量(**F**) (kg)の差である。
- **E<sub>ref</sub>** (参考排出値) は、発電効率 55%の複合サイクル発電で 1MWh 発電する場合のガス燃焼による排出量(CO<sub>2</sub>(kg)/MWh)を指す。

再生可能電力の発電技術が化石燃料も利用する複合燃焼の場合、**G** は以下のようになる。

$$\mathbf{G} = \mathbf{E}_{ref} + \mathbf{Q} - \mathbf{F}$$

この式においてそれぞれの記号が示す意味は以下の通りである。

- **F** は対象となる発電設備により 1 MWh 発電する場合に排出される二酸化炭素量(kg)である。
- **Q** は、同発電設備が 1 MWh 発電する際に生産する熱と、同量の熱を規制当局の定義する参考ボイラで生産した場合に排出される二酸化炭素量 (kg) である。

ワロン地方で発行される CV は、発行後 5 年間有効で、再生可能電力発電事業者は、次の 3 種類の販売方法で CV を取引することができる。それらの方法とは、①ベルギーの送電事業者 Elia の同地方支部に 65 ユーロの固定価格で売却、②前述 3.3.1 の連邦政府の価格制度で売却、③スポット市場で再生可能電力の供給目標義務を果たそうとしている電力供給事業者に対し売却、である。2010 年のスポット市場におけるワロン地域の CV の平均価格は 84.75 ユーロであった。<sup>6</sup>

太陽光発電に対する証書の発行枚数は、発電設備の容量に応じて設定されている倍数を乗じて算出される。表 3.3 にワロン地方における発電技術及び発電容量毎に異なる倍数を記載する。

<sup>4</sup> CWaPE, Le Regime de Certificats Vertes, 2003. <[www.cwape.be/servlet/Repository?IDR=587](http://www.cwape.be/servlet/Repository?IDR=587)>.

<sup>5</sup> 参考値に関する記載は [www.cwape.be/servlet/Repository?IDR=587](http://www.cwape.be/servlet/Repository?IDR=587) を参照。

<sup>6</sup> CWaPE website <[www.cwape.be/xml/themes.xml?IDC=1559](http://www.cwape.be/xml/themes.xml?IDC=1559)>.

表 3.3：ワロン地域のグリーン証書発行に利用される倍数と収入

発電技術	倍数(CV/MWh) (発電容量に応じて 変化)	CV1枚に対する 最低収入 (EUR) <sup>a</sup>	CV1枚に対する 最高収入（理論上） (EUR) <sup>b</sup>
風力	1	65	100
水力 ( $\leq 20$ MW)	1	65	100
バイオマス ( $\leq 20$ MW) <sup>d</sup>	0.1-0.4	6.5-25	10-40
CHP バイオマス ( $\leq 5$ MW)	0.1-2.0	6.5-130	10-200
太陽光	$\leq 10$ kW <sup>c</sup>	6-7	390-455
			600-700

注:

<sup>a</sup> 証書1枚の最低保証価格を65ユーロとし、設備容量に基づく。<sup>b</sup> 不足する証書に対する罰金が100ユーロのため、証書の上限価格を100ユーロと考える。<sup>c</sup> 設備容量が10kW以上の場合、倍数は適用されないため（すなわち単に一倍のため）、最小価格(150ユーロ)が保証されている連邦制度での取引が最適となる。<sup>d</sup> バイオマス発電所は設備容量のうち、最初の20MWのみに対しCVが発行される。

出典: CwaPE, 2009 Rapport Annuel Spécifique sur l'évolution du marché des certificates verts'.

<[www.cwape.be/?dir=0.2&ref=3.4&docid=114](http://www.cwape.be/?dir=0.2&ref=3.4&docid=114)>.

### 3.3.3 フランダース地域

フランダース地域では、電力セクター監督機関 (*Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Electriciteits en Gasmarkt*, VREG) がグリーン証書取引制度を運営している。同地域の電力供給事業者は、毎年、最終需要家に対して規定された量の再生可能電力を供給することを義務付けられており、この義務を果すため、再生可能電力を発電事業者から購入するか、自社で発電する必要がある。グリーン証書取引開始年である2002-2003年は、義務とされるグリーン証書の枚数は総電力供給量の0.8%相当に設定された。この割合は2011-2012年には7%となる予定である（表3.4参照）。<sup>7</sup>

フランダース地域で上記の義務を果たすためには、VREGにより発行されたグリーン証書を利用しなければならず、不足分に対しては1枚125ユーロの罰金が課せられる。1MWhの再生可能電力の発電に対し、1枚のグリーン証書が発行される。同グリーン証書の価格は、過去の実績から見て非常に安定しており、2010年の平均価格は106.67ユーロであった。<sup>8</sup>

連邦グリーン証書取引の最低保証価格制度の下では、フランダース地域の配電事業者(DSO)でもあるEliaは、フランダースグリーン証書をVREGが既定する価格で買取ることを義務付けられている（表3.5参照）。太陽光発電に対するグリーン証書の価格は、他の技術よりも高く設定されている（表3.6参照）。VREGが規定する最低買取価格は、連邦制度によって規定されている価格より高いため、フランダース地域の発電事業者は、同地域の制度を利用する事が多い。Eliaは、購入した証書をその後、グリーン証書の自由市場にて売却する。表3.5に記載されている価格は、2011年に運転を開始する発電事業者に対して10年間保証されている。一方、表3.6にあるように、太陽光発電に対する証書の最低保証価格は、20年間保証されている。同地域の再生可能電力の発電事業者は、フランダースグリーン証書の代わりに、政府から発行される証書を受け取ることもできる。

<sup>7</sup> Federal Department for Economics and Energy. *Verslag van België inzake de uitvoering van de doelstellingen*. (Report on the Realisation of Renewable Energy Targets in Belgium) 18 May 2004, p. 37.

<sup>8</sup> VREG, Statistiken Groen Stroom. <[www.vreg.be/statistieken-groene-stroom](http://www.vreg.be/statistieken-groene-stroom)>.

表 3.4 : フランダース地域の再生可能電力量の義務率

年度末日	義務率 (%)
2008年3月31日	3.75
2009年3月31日	4.50
2010年3月31日	5.25
2011年3月31日	6.00
2012年3月31日	7.00
2013年3月31日	8.00
2014年3月31日	9.00
2015年3月31日	10.00
2016年3月31日	10.50
2017年3月31日	11.00
2018年3月31日	11.50
2019年3月31日	12.00
2020年3月31日	12.50
2021年3月31日	13.00

出典: VREG, Green Certificates. <[www.vreg.be](http://www.vreg.be)>.

表 3.5 : 2010年におけるフランダースグリーン証書の最低保証価格（太陽光発電を除く。）

発電技術	フランダースグリーン証書の最低保証価格(EUR)	
	2010年1月1日前に設置	2010年1月1日以降に設置
水力、潮力、波力、地熱	95	90
風力	80	90
バイオマスと 廃棄物以外から発生するバイオガス	80	90
廃棄物から発生するバイオガス	80	60
太陽光発電を除くその他の技術	N/A	60

出典: VREG, Minimum Steun. <[www.vreg.be/minimumsteun](http://www.vreg.be/minimumsteun)>.

表 3.6 : 太陽光発電を対象とするフランダースグリーン証書の最低保証価格

発行年	最低保証価格(EUR)	適用期間
2006年前	150	発電所の運転開始から 10年間
2006-2009	450	
2010	350	発電所の運転開始から 20年間
2011	330	
2012	310	
2013	290	
2014	250	
2015	210	
2016	170	
2017	130	
2018	90	発電所の運転開始から 15年間
2019	50	
2020	10	

出典: VREG, Welk Bedrag. <[www.vreg.be/welk-bedrag](http://www.vreg.be/welk-bedrag)>.

### 3.4 投資に対するインセンティブ

#### 3.4.1 連邦政府による投資支援制度

ブリュッセルを含むベルギー全地域において、再生可能エネルギーもしくは省エネルギーのための設備投資費用の 13.5%が課税控除の対象となる。太陽光発電および地熱発電については、費用の 40%を所得税と損益通算することが可能である。<sup>9</sup>

#### 3.4.2 ワロン地域の税率と投資支援制度

2005 年より、ワロン地域では持続可能なエネルギーの利用のために投資する企業を対象とし、投資補助金制度と不動産税の一部免税制度がある。対象となる再生可能電力の発電技術には、水力、風力、太陽、地熱及びバイオマスが含まれる。補助金の総額と免税対象の割合は、企業の規模と投資する事業の目的によって異なる。<sup>10</sup>

中小規模事業者に対する支援内容は以下の通りである。

- 小規模事業者は、建設した発電所の不動産税を 5 年間免除される。中規模事業者は 4 年間免除される。
- 不動産税の免除額と投資に対する補助金の総額は投資費用の 50%までとし、100 万ユーロを上限とする。

大規模事業者に対する支援内容は以下の通りである。

- 大規模事業者によって建設された発電所は 3 年間不動産税を免除される。
- 不動産税の免除額と投資に対する補助金の総額は投資費用の 20%、25%、及び 30%（地域によって異なる）までとし、200 万ユーロを上限とする。

この他、風力発電所及び嫌気性消化バイオマス事業の実行可能性調査（プレリミナリーFS）に対し、50%の補助金が提供される。その金額の上限は、それぞれ 5,000 ユーロ（風力）及び 2,500 ユーロ（バイオガス）である。

#### 3.4.3 フランダース地域の投資支援制度

中小企業（従業員 250 人まで）は、再生可能電力の開発に対して、対象となる投資費用<sup>11</sup>の 20%の補助金（上限 150 万ユーロ）を受け取ることができる。<sup>12</sup>大企業は、再生可能電力の開発に対し、対象となる投資費用の 10%の補助金（上限 150 万ユーロ）を利用することができる。この他、市も管轄区

<sup>9</sup> Income Tax Code of 1992, Article 69, § 1, 2, b and c. <[www.fiscus.fgov.be](http://www.fiscus.fgov.be)>

<sup>10</sup> Walloon Ministry of Economics 2010.

<[economie.wallonie.be/02Databases/Prog\\_Midas/index.cfm?fuseAction=details&num\\_aide=324.0](http://economie.wallonie.be/02Databases/Prog_Midas/index.cfm?fuseAction=details&num_aide=324.0)>.

<sup>11</sup> 事業に必然と考えられる投資の詳細は<[ewbl-publicatie.vlaanderen.be/Uploads/EP-call%20Algemene%20infoteksten%2020100115,0.pdf](http://ewbl-publicatie.vlaanderen.be/Uploads/EP-call%20Algemene%20infoteksten%2020100115,0.pdf)>を参照。

<sup>12</sup> Investment Incentives in Flanders. <[www.investinflanders.com/en/doing\\_business/incentives/investment\\_incentives/](http://www.investinflanders.com/en/doing_business/incentives/investment_incentives/)>.

域において、特にマイクロ発電を対象とする様々な補助金を提供している。フランダース地域では各市における助成事業の詳細情報を提供するポータルサイトを用意している。<sup>13</sup>

---

<sup>13</sup> <[www.energiesparen.be/subsidies/subsidiemodule](http://www.energiesparen.be/subsidies/subsidiemodule)>

## 4. カナダ

### 4.1 政府の目標

カナダは、京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均総排出量を、1990年実績値を基準に6%削減する事を目標としている。2009年の排出量は、1990年実績値を29.6%上回った。同国は、コペンハーゲン合意に基づき、排出量を2020年までに2005年実績値を基準として17%削減する目標を掲げている<sup>1</sup>。この他、独自の温室効果ガス排出量削減及び再生可能エネルギー目標を設定している州政府もある。<sup>2</sup>

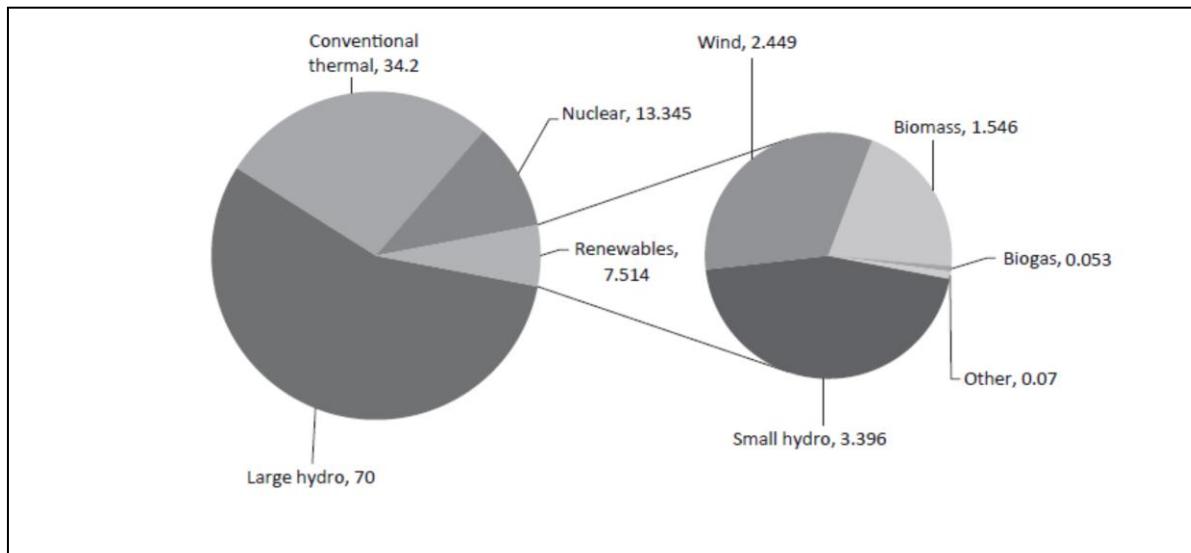
表 4.1：カナダのエネルギー政策

温室効果排出ガス	京都議定書署名国として2008年から2012年の間に、1990年の排出量を基準に6%の削減を目標とする。さらに連邦政府は2020年までに2005年の排出量を基準に、17%の削減を目標とする。
再生可能エネルギー	連邦政府による目標はない。
再生可能電力	連邦政府による目標はないが、複数の州政府は自主的に目標を設定している。

出典: カナダ環境、気候変動ウェブサイトを参照 <[www.climatechange.gc.ca](http://www.climatechange.gc.ca)>.

### 4.2. 発電電力量の構成

図 4.1：カナダの2008年における発電設備総容量(GW): 合計 125.1 GW

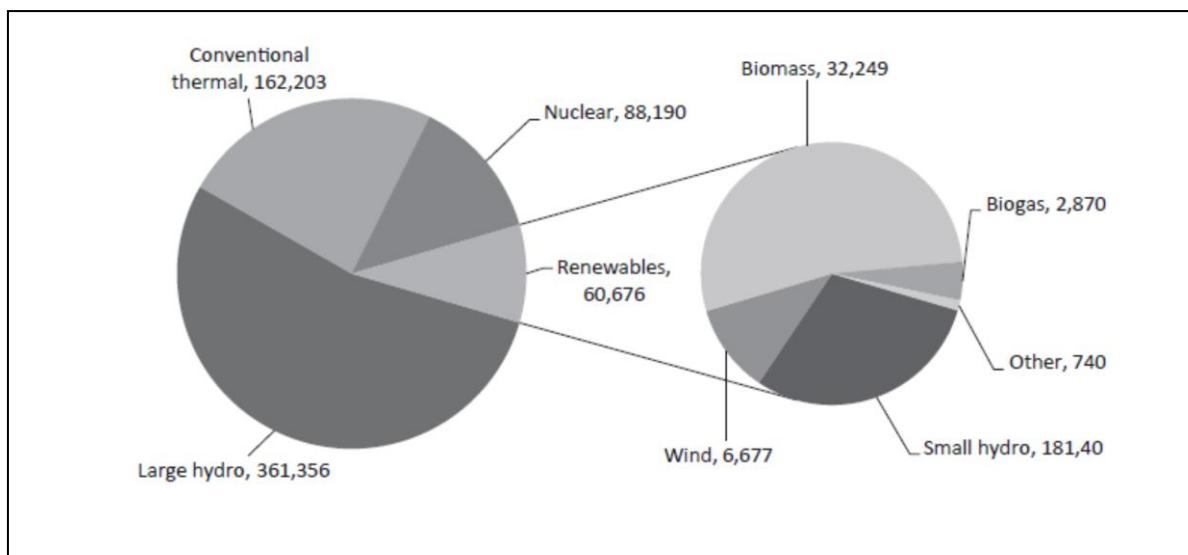


出典: Statistics Canada, Electric Power Generating Stations, 2008. <[www.statscan.gc.ca](http://www.statscan.gc.ca)>.

<sup>1</sup> Environment Canada, Canada's Action on Climate Change. <[www.climatechange.gc.ca/default.asp?lang=En&n=72F16A84-1](http://www.climatechange.gc.ca/default.asp?lang=En&n=72F16A84-1)>.

<sup>2</sup> See Greenpeace, Energy Revolution Canada, 2009. <[www.greenpeace.org/raw/content/canada/en/documents-and-links/publications/energy-revolution-report-2009.pdf](http://www.greenpeace.org/raw/content/canada/en/documents-and-links/publications/energy-revolution-report-2009.pdf)>.

図 4.2：カナダの 2008 年における発電電力量の構成(GWh)：合計 672,425 GWh



出典: Statistics Canada, Electric Power Generating Stations, 2008. <[www.statscan.gc.ca](http://www.statscan.gc.ca)>.

表 4.2：カナダの 2008 年における州別の再生可能電力発電設備容量(MW)

州	再生可能電力の設備容量	総発電設備容量	総発電設備容量に対し、再生可能電力が占める割合	全国の再生可能電力の総設備容量に対する割合
Alberta	1,572.814	11,850.68	13.3%	2.0%
British Columbia	1,2803.58	1,4832	86.3%	16.5%
Manitoba	5,118.573	5,627.423	91.0%	6.6%
New Brunswick	1,168.762	4,534.508	25.8%	1.5%
Newfoundland & Labrador	6,989.885	7,352.535	95.1%	9.0%
Nova Scotia	574.93	2,463.935	23.3%	0.7%
Northwest Territories	56.02	151.078	37.1%	0.1%
Nunavut	0.233	54.275	0.4%	0.0%
Ontario	9,470.03	32,166.19	29.4%	12.2%
Prince Edward Island	55.28	201.11	27.5%	0.1%
Quebec	38,531.61	41,017.82	93.9%	49.7%
Saskatchewan	1,088.485	3,878.79	28.1%	1.4%
Yukon	77.818	110.96	70.1%	0.1%
合計(平均)	77,508.02	124,241.3	62.4%	100%

出典: CIEEDAC, A Review of Renewable Energy in Canada 2008.

<[www2.cieedac.sfu.ca/media/publications/Renewables%20Report%202010%20Final-1.pdf](http://www2.cieedac.sfu.ca/media/publications/Renewables%20Report%202010%20Final-1.pdf)>.

## 4.3 発電に対するインセンティブ

カナダにおける再生可能エネルギーの支援制度は、主に州政府により管理されている。連邦政府は、州政府と協力しながら、再生可能エネルギー開発に対する補助制度を実施している。本書では、例としてブリティッシュコロンビア州とオンタリオ州の支援制度を取り上げる。

### 4.3.1 連邦政府による支援制度

連邦政府による唯一の支援制度で、2008年9月に開始された再生エネルギー発電インセンティブ(ecoENERGY for Renewable Power Program)は、2011年3月付で支援先事業の募集を終了している。2011年5月時点では、連邦政府が新たな制度を導入するかどうかは明らかになっていない<sup>3</sup>。ecoENERGY プログラムは、環境への負担が少ない再生可能エネルギー源(Environment Canada の Environmental Choice Program Criteria Document CCD-003<sup>4</sup>により定義)を利用する発電設備容量4GWの導入、及び14.3 TWhの再生可能電力の生産を目標とする、予算総額15億カナダドル(11億ユーロ<sup>5</sup>)の支援制度で、1MW以上の発電事業者に対しては、10カナダドル/MWh(7.17ユーロ/MWh)の奨励金が、最長10年間提供された。

この奨励金は、電力の卸売市場での売電収入とは別に支払われる。カナダの電力卸売価格は地域により大きく異なる。例えば、オンタリオ州の冬季平均卸売価格は35から45カナダドル/MWh(25.64-32.95ユーロ/MWh)であるが、アルバータ州では50から60カナダドル/MWh(36.63-43.95ユーロ/MWh)である。<sup>6</sup>

### 4.3.2 ブリティッシュコロンビア州(British Columbia)

ブリティッシュコロンビア州における再生可能電力は、2010年4月制定のクリーンエネルギー法(Clean Energy Act)に規定されている。同法の特徴として、非再生可能燃料による発電量の上限と、各地方の電力供給の自給率の目標を設定していることが挙げられる。州政府は、Peace River C地点にダム建設を計画している水力発電事業に加え、環境に優しい再生可能エネルギー源を利用した発電技術の開発により、将来の電力需要を満たす事が必要と認識している。同州は、現在、電力消費量の90%を再生可能エネルギー(大水力を含む)より供給しており、2016年までに電力の自給自足を達成する見通しである。<sup>7</sup>

ブリティッシュコロンビア州では、Standing Offer Program(SOP)と呼ばれるFIT制度が2009年に導入され、2011年1月に同制度の改正が行われた。同制度は、0.05MWから15MW(2011年1月に10MWの上限を引き上げ)の発電容量をもつ設備のみを対象とし、FIT買取価格は一定の基本価格に送配電網の電力の需要(ピーク、オフピーク)により増減する倍数を掛け計算される。再生可能エネルギーの基本買取価格および時間帯別料金の乗数は、それぞれ表4.3および表4.4の通りである。2011年の制度改定により、再生可能電力に対し支払われる奨励金の基本買取価格への上乗せは廃止

<sup>3</sup> カナダ天然資源省への聞き取りによる。

<sup>4</sup> Environmental Choice. <[www.environmentalchoice.com](http://www.environmentalchoice.com)>.

<sup>5</sup> 2010年の平均為替レート1CAD=0.7325EURを使用。

<sup>6</sup> National Energy Board, Energy. <[www.neb.gc.ca](http://www.neb.gc.ca)>.

<sup>7</sup> Province of British Columbia, BC Energy Plan. <[www.energyplan.gov.bc.ca](http://www.energyplan.gov.bc.ca)>.

された。全ての価格はカナダの消費者物価指数に連動している。<sup>8</sup>州政府は、SOP を発電技術別に価格が異なる FIT 制度へ移行させることを検討しており、2012 年に決定する見込みである。<sup>9</sup>

SOP に加え、国有企業の BC Hydro Utility は、Clean Power Call と呼ばれる再生可能電力発電所建設の入札を定期的に実施している。入札の結果選ばれた独立発電事業者は、BC Hydro と長期の相対契約を結ぶ。クリーンエネルギー法の規定に従い、同州の新規の発電所はすべて再生可能エネルギーを発電源としなければならず、入札する事業者は、該当する発電技術を用いて 3 年以上運営している事業を 3 件以上有していることを証明しなくてはならない。年間発電量 5,000 GWh を対象とした 2008 年度発電事業の入札は、2008 年 11 月に予定されていたが、金融危機を受け、BC Hydro は年間発電量を 3,000 GWh に変更し、入札者の選定も延期した。その後 2010 年夏に落札者を決定し発表したが、2011 年 6 月現在、その後の入札は行われておらず、今後の予定も明らかにされていない。<sup>10</sup>

**表 4.3 : ブリティッシュコロンビア州の 2011 年における Standing Offer Program (SOP) による買取価格**

地域	基本価格(CAD/MWh)	基本価格 (EUR/MWh)
Vancouver Island	104.30	76.40
Lower Mainland	105.77	77.48
Kelly/Nicola	98.97	72.49
Central Interior	101.25	74.17
Peace Region	96.77	70.88
North Coast	98.10	71.86
South Interior	100.97	73.96
East Kootenay	104.23	76.35

出典: BC Hydro, Standing Offer Program Rules, Version 2, January 2011.

<[www.bchydro.com/etc/medialib/internet/documents/planning\\_regulatory/acquiring\\_power/2011q1/20110125\\_sop\\_program.Par.0001.File.20110125-SOP-ProgramRules.pdf](http://www.bchydro.com/etc/medialib/internet/documents/planning_regulatory/acquiring_power/2011q1/20110125_sop_program.Par.0001.File.20110125-SOP-ProgramRules.pdf)>.

<sup>8</sup> BC Hydro, Standing Offer Program Rules, Version 2, January 2011.

<[www.bchydro.com/etc/medialib/internet/documents/planning\\_regulatory/acquiring\\_power/2011q1/20110125\\_sop\\_program.Par.0001.File.20110125-SOP-ProgramRules.pdf](http://www.bchydro.com/etc/medialib/internet/documents/planning_regulatory/acquiring_power/2011q1/20110125_sop_program.Par.0001.File.20110125-SOP-ProgramRules.pdf)>.

<sup>9</sup> BC Hydro, Feed-in Tariff. <[www.bchydro.com/planning\\_regulatory/acquiring\\_power/feed\\_in\\_tariff.html](http://www.bchydro.com/planning_regulatory/acquiring_power/feed_in_tariff.html)>.

<sup>10</sup> BC Hydro ウェブサイト参照。 <[www.bchydro.com/planning\\_regulatory/acquiring\\_power/clean\\_power\\_call.html](http://www.bchydro.com/planning_regulatory/acquiring_power/clean_power_call.html)>

表 4.4 : 2011 年の Standing Offer Program 基本価格に対する調整

供給時期 (月)	基本価格の倍数(%)	
	ピーク時 <sup>a</sup>	オフピーク時 <sup>a</sup>
1月	125	106
2月	126	110
3月	114	106
4月	103	95
5月	92	76
6月	90	72
7月	91	72
8月	95	81
9月	96	88
10月	108	97
11月	109	102
12月	122	102

注: <sup>a</sup> ピーク時は祝日を除く月曜日から土曜日の午前 6 時から午後 8 時を指す。オフピーク時はその他の時間帯を指す。

出典: BC Hydro, The BC Energy Plan.

<[www.bchydro.com/etc/medialib/internet/documents/planning\\_regulatory/acquiring\\_power/2011q1/20110125\\_sop\\_program.Par.0001.File.20110125-SOP-ProgramRules.pdf](http://www.bchydro.com/etc/medialib/internet/documents/planning_regulatory/acquiring_power/2011q1/20110125_sop_program.Par.0001.File.20110125-SOP-ProgramRules.pdf)>.

### 4.3.3 オンタリオ州(Ontario)

オンタリオ州政府は 2009 年 10 月、従来の支援制度から、太陽光（10 MW 以下）、風力、小水力（50 MW 以下）、バイオガス及びバイオマスによる発電を対象とした FIT 制度に移行した。買取価格は表 4.5 の通りで、新規導入設備には 20 年間、水力発電には 40 年間保証される。2010 年 8 月に、地上設置による太陽光発電の FIT 買取価格が、802 カナダドル/MWh から 642 カナダドル/MWh へ減額された。また、州政府は 2011 年 2 月に、洋上風力発電を FIT 制度による買取の対象外とし、肥沃な農地への太陽光発電所の建設を認めないことを発表した。対象事業が原住民所有地に所在する、または地域の共同体で実施されている場合は、買取価格が増額される。

バイオマス、バイオガス、埋立ガス及び水力発電業者には、表 4.5 に表記される価格を基準とし、ピーク時（週日 11 時 - 19 時）には 35% 増、その他の時間帯には 10% 減の価格が支払われる。

表 4.5 : オンタリオ州の再生可能電力事業に対する FIT 買取価格

カテゴリー		買取価格 (カナダドル/MWh)	買取価格 (ユーロ/MWh)
風力(陸上)		135	98.89
太陽光（地上設置）	≤ 10 kW	642	470.27
	> 10 kW - ≤ 10 MW	443	324.50
太陽光（屋上設置）	≤ 10 kW	802	587.47
	10kW - 250 kW	713	522.27
水力	250 kW - 500 kW	635	465.14
	> 500 kW	539	394.82
固形バイオマス	≤ 10 MW	131	95.96
	10 MW - 50 MW	122	89.37
バイオガス	≤ 10 MW	138	101.09
	> 10 MW	130	95.23
農産業バイオガス	≤ 500 kW	160	117.20
	500 kW - 10 MW	147	107.68
埋立ガス	> 10 MW	104	76.18
	≤ 100 kW	195	142.84
	100 kW - 250 kW	185	135.51
	250 kW 以上 上記バイオガスと同じ		
埋立ガス	≤ 10 MW	111	81.31

> 10 MW	103	75.45
---------	-----	-------

出典: Ontario Power Authority, FIT Rules, 8 December 2010. <[fit.powerauthority.on.ca/Storage/11196\\_FIT\\_Rules\\_Version\\_1.4.pdf](http://fit.powerauthority.on.ca/Storage/11196_FIT_Rules_Version_1.4.pdf)>.

尚、10 kW 以上の太陽光発電及び風力発電事業は、設備に用いられる部材のうち一定割合がオンタリオ州内で製造されたことを条件に、FIT 制度の対象となる（表 4.6 参照）。

表 4.6 : FIT 制度の対象となる発電設備に必要とされるオンタリオ州製部材の割合

カテゴリー	運転開始	必要とされるオンタリオ州産部材の割合 (%)	
風力発電(> 10 kW)	2009-2011	25	
	2012 以降	50	
太陽光発電	$\leq 10 \text{ kW}$	2009-2010	40
		2011 以降	60
	> 10 kW	2009-2010	50
		2011 以降	60

出典: Ontario Power Authority, Feed-in Tariff Program. <[fit.powerauthority.on.ca](http://fit.powerauthority.on.ca)>.

#### 4.4 投資に対するインセンティブ

連邦政府のエネルギー研究開発室 (Office of Energy Research and Development, OERD) は、エネルギー研究開発プログラム (Program of Energy Research and Development, PERD)、再生エネルギー技術構想 (ecoENERGY Technology Initiative) 及びクリーンエネルギー基金 (Clean Energy Fund) を管理する機関である。PERD は連邦政府省庁などの政府機関にのみ資金を提供するが、こうした機関が民間業界やその他の資金団体と協力し、事業を実施する事も可能である。<sup>11</sup>

クリーンエネルギー基金は、カナダのクリーンエネルギー技術の開発を支援する総額 7 億 9500 万カナダドル (5 億 8200 万ユーロ) の奨励金事業であり、そのうち 2 億カナダドルが小規模の再生可能エネルギー実証事業に割当てられる。2010 年 1 月、同基金の再生可能クリーンエネルギー部門で選ばれた 19 事業が公表された。2010 年 7 月時点で、PERD が近い将来に募集する予定はない。<sup>12</sup>

所得税法付則 2 の条項 43.2 は、納税者に対し、再生可能電力生産のための一定の設備の原価償却を加速償却することにより、課税対象となる資産を減少させ税負担を軽減することを認めている。減価償却率は、通常年率 4–20%、最高 50%まで可能であり、エネルギー効率向上を目的とする設備に対しては、30%の加速償却が認められている。

この他、再生可能エネルギー事業者が開発及び設備導入に伴い負担する費用(Canadian Renewable and Conservation Expenses (CRCE))は、100%免税対象となる。これらの費用には、予備調査、整地費用、送配電網接続料金等が含まれる。開発費用の 50%以上が投資費用として計上されている事業のみが免税の対象となる。<sup>13</sup>

CRCE 及び条項 43.2 の対象となる発電事業は以下の通りである。

- コジェネレーション及び廃棄物燃焼発電（都市ごみ、廃棄木材、埋立ガス及び消化ガス）
- 小水力発電（15 MW 以下）
- 風力発電

<sup>11</sup> 詳細は <[www.ic.gc.ca/eic/site/mib-dgif.nsf/eng/h\\_hu00001.html](http://www.ic.gc.ca/eic/site/mib-dgif.nsf/eng/h_hu00001.html)> を参照。

<sup>12</sup> Natural Resources Canada, Clean Energy Fund. <[nrcan.gc.ca/eneene/science/ceffep-eng.php](http://nrcan.gc.ca/eneene/science/ceffep-eng.php)>.

<sup>13</sup> Natural Resources Canada, Incentives for Industry. <[oee.nrcan.gc.ca/industrial/financial-assistance/tax-incentives.cfm](http://oee.nrcan.gc.ca/industrial/financial-assistance/tax-incentives.cfm)>.

- 太陽光発電（3 kW 以上）
- 地熱発電
- 試験風力原動機<sup>14</sup>

なお、クリーンエネルギー発電への投資に対しては、50%まで加速償却が認められている。<sup>15</sup>

---

<sup>14</sup> Natural Resources Canada, Incentives for Industry. <[oee.nrcan.gc.ca/industrial/financial-assistance/tax-incentives.cfm](http://oee.nrcan.gc.ca/industrial/financial-assistance/tax-incentives.cfm)>.

<sup>15</sup> Invest in Canada 2010. <[investincanada.gc.ca/eng/industry-sectors/renewableenergy.aspx](http://investincanada.gc.ca/eng/industry-sectors/renewableenergy.aspx)>.

## 5. チリ

### 5.1 政府の目標

チリは、2010–2015年の5か年間のエネルギー戦略で、電源の多様化と安定供給の重要性を謳っている。そしてその解決策の一つとして再生可能エネルギーの開発を掲げている。同国はアルゼンチンからの天然ガス輸入が不安定であること、並びに干ばつによる水力発電への影響というエネルギー供給に関する課題を抱えている。

チリは京都議定書を批准したが、付属書I国ではないため、排出量削減の義務は負わない。コペンハーゲン合意に基づき、「現状維持」のシナリオにおける2020年の温室効果ガス排出量予測値を20%削減することを目標としている。また政府は、総エネルギー消費量のうち再生可能エネルギーが占める割合を2020年までに20%とし、2024年までに総発電容量の10%を再生可能エネルギー源とする目標も掲げている。

表 5.1：チリのエネルギー政策

温室効果ガス排出	2002年に京都議定書を批准したが、付属書I国ではないため、排出削減の義務はない。コペンハーゲン合意に基づき、「現状維持」のシナリオにおける2020年排出量予測値の20%削減を目指している。
再生可能エネルギー	2020年までに総エネルギー消費量の20%を再生可能エネルギーからまかなう。
再生可能電力	2014年までに総発電容量の5%を、さらには2024年までに10%を再生可能エネルギー源とする。

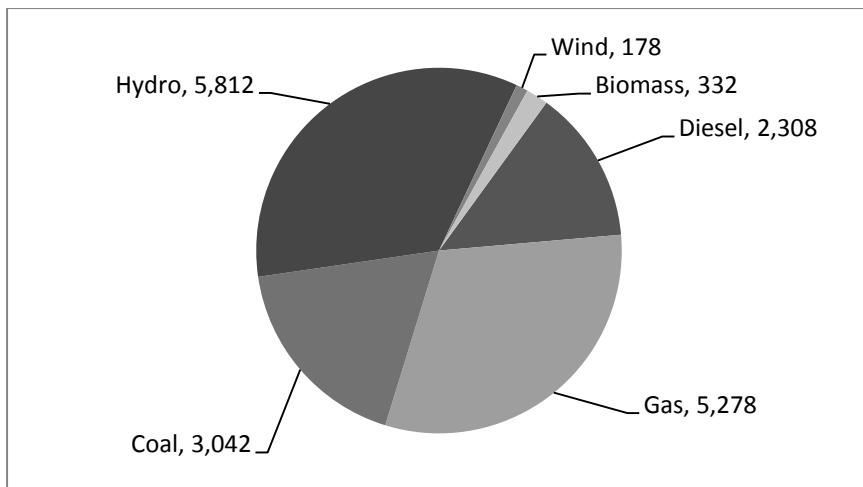
出典: Letter to the UNFCCC, 23 August 2010.

<[unfccc.int/files/meetings/cop\\_15/copenhagen\\_accord/application/pdf/chilecpahaccord\\_app2.pdf](http://unfccc.int/files/meetings/cop_15/copenhagen_accord/application/pdf/chilecpahaccord_app2.pdf)>; Ministry of Energy.  
<[www.minenergia.cl](http://www.minenergia.cl)>

### 5.2 発電電力量の構成

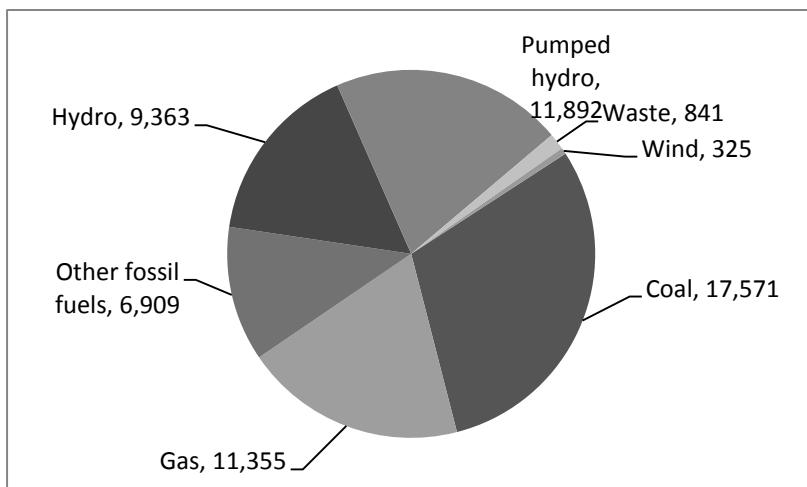
チリの送配電網は、Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)、Central Interconnected System (SIC)、Aysén及びMagallanesの4つから成り立つ。これらは、それぞれ独立した系統である。

図 5.1 : チリの 2011 年における発電設備総容量(MW) : 合計 16,950 MW



出典: Comision nacional de Energia, Energy Statistics. <cne.cl>.

図 5.2 : チリの 2011 年における発電電力量の構成(GWh) : 合計 58,257 GWh



注: SIC 及び SING 送電網のゾーンのみ

出典: Comision nacional de Energia, 2008 Energy Statistics. <cne.cl>.

表 5.2 : チリの 2008 年における電力系統別の発電設備容量(MW)

発電技術/系統	Sistema Interconectado Central (SIC)	Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)	Magallanes	Aysen	合計
火力	6,715	3,788	97	28	10,628
水力	5,778	13	0	21	5,812
バイオマス	332	0	0	0	332
風力	174	0	3	2	179
合計	12,999	3,801	100	51	16,951
再生可能エネルギー源の割合	48.34%	0.34%	3.00%	45.10%	37.30%

出典: CNE Statistics. <www.cne.cl>.

### 5.3 発電に対するインセンティブ

チリの発電に対するインセンティブは、2008 年の再生可能エネルギー (Non-Conventional Renewable Energy, NCRE) 法により規定されている。同法は、地熱、風力、太陽光、波力、バイオマス及び 20MW 以下の水力発電を奨励しており、2010 年以降、200 MW 以上の発電容量をもつ発電事業者に対し、発電量の最低 5% を再生可能電力とする事を義務付けている。2015 年以降、この割合は 0.5% ずつ増加し、最終的に 2024 年には 10% となる予定である。発電事業者が定められた割合を満たすことができなかつた場合、2010 年には、不足分 1 MWh につき 0.4 UTM<sup>1</sup>、およそ 14,849 チリ・ペソ(21.93 ユーロ)<sup>2</sup> の罰金が課せられている。最初の義務不履行から 3 年以内に再度規定割合を満たすことができなかつた場合、罰金は 1 MWh 毎に 0.6 UTM (33.38 ユーロ) へと増額される。<sup>3</sup>

9MW 以下の再生可能電力発電所には、送電網への接続が義務付けられており、送電事業者は発電所と電力購入契約を締結しなければならない。

### 5.4 投資に対するインセンティブ

チリの経済開発公社 (*Corporación de Fomento de la Producción de Chile*, CORFO) は、2004 年より政府機関と協力し、再生可能エネルギー開発の支援に携わってきた。その開発支援は、国内投資誘致 (All-Chile Attracting Investment Programme) と再生エネルギー開発および投資前調査 (Development and Pre-Investment NCRE Programme) により構成されている。

前者は、都市圏外に位置する事業価値が 40 万米ドル以上の再生可能エネルギー事業への投資前の実施可能性調査を対象に、最高 6 万米ドル (4 万 5,240 ユーロ) の補助金を提供する。

CORFO は、都市圏内で実行される事業に対し、事業価値の 2% もしくは 1,700UF<sup>4</sup> (5 万 3158 ユーロ) を上限とし、実施可能性調査の費用の 50% または助言を提供する。

この他、CORFO の主導の開発革新基金 (Development and Innovation Fund, FDI) は、新技術の開発及び改善、チリ企業と関連組織間の情報交換、そして革新的技術の利用を可能とする技術収容力の拡大、という 3 つの分野に対し補助金を提供する。

上述 3 種類の資金提供に加え、チリの電力事業者は、国家環境委員会 (*Comisión Nacional del Medio Ambiente*, CONAMA) により管理されている京都議定書のクリーン開発メカニズム (CDM) をを利用して補助金を申請する事ができる。<sup>5</sup>

<sup>1</sup> 'Monthly Tax Units'の略称。政府によって税金コードの財政障害を避けるためデザインされた物価スライド制会計単位(月間税単位)。2010 年の UTM レートは、UTM 1 = 37,112 チリ・ペソ。右記ウェブサイト参照<[valorutm.cl](http://valorutm.cl)>。

<sup>2</sup> 2010 年の平均為替レート EUR 1 = CLP 677.067 を使用。

<sup>3</sup> NCRE Law 2008. <[www.cne.cl/cnewww/opencms/08\\_Normativas/02\\_energias/renovables.html](http://www.cne.cl/cnewww/opencms/08_Normativas/02_energias/renovables.html)>.

<sup>4</sup> Unidad de fomento – チリにおける物価スライド制の会計単位。2010 年の平均 UF は UF 1 = CLP 21,171.80。

<sup>5</sup> Chilean National Energy Commission, Factsheet. <[http://www.cne.cl/cnewww/opencms/05\\_Public\\_Estudios/publicaciones.html](http://www.cne.cl/cnewww/opencms/05_Public_Estudios/publicaciones.html)>.

## 6. チェコ共和国

### 6.1 政府の目標

チェコ共和国は、京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均総排出量を、1990年実績値を基準に8%削減する事を目標としている。2009年の排出量は、1990年実績値を31.6%下回った。これは、既存の石炭火力発電所を近代的な原子力発電所へと置き換える政策が功を奏した結果といえる。同国は、コペンハーゲン合意に基づき、欧州連合の排出量取引制度の対象となる産業部門においては、排出量を2020年までに2005年実績値を基準として9%削減する目標を掲げている。また、2020年までに最終エネルギー消費量の13%を再生可能エネルギーからまかなくというEU目標も課されている。これに対し、2008年の実績は7.2%であった。同国における総電力消費のうち、再生可能エネルギーから発電された電力の占める割合は2009年には4%であったが、政府はこの割合を2030年までに17%～18%へ引き上げる国家目標を打ち出した。

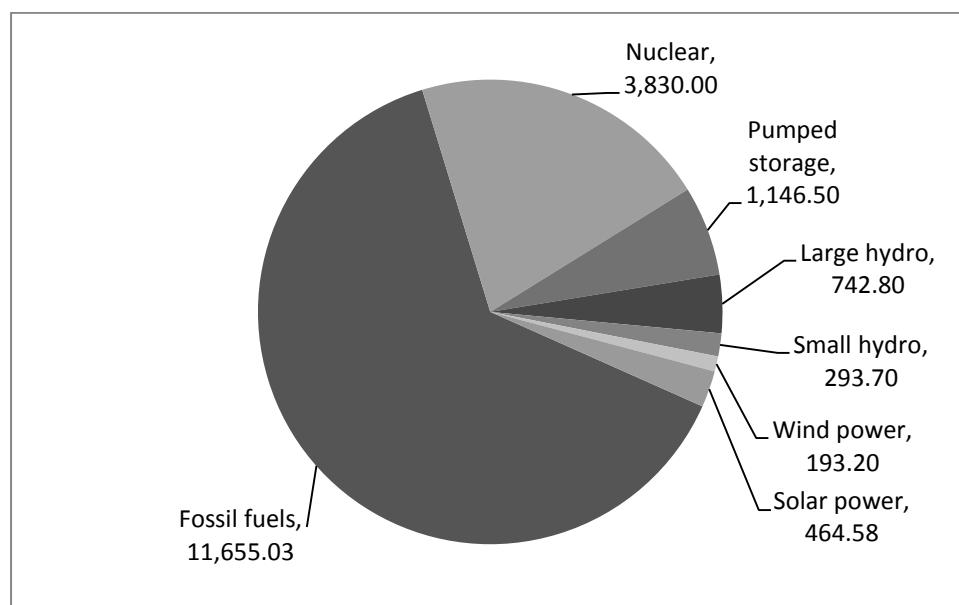
表 6.1：チェコ共和国のエネルギー政策

温室効果ガス排出	京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均総排出量を、1990年実績値を基準に8%削減する事を目標とする。さらに欧州連合加盟国として排出量取引制度の枠外となる産業分野において、排出量を2020年までに2005年実績を基準とし、9%の削減を目標とする。
再生可能エネルギー	欧州連合加盟国として2020年までに最終エネルギー消費量の13%を再生可能エネルギーからまかなくする。
再生可能電力	2030年までに消費電力量の17～18%を再生可能電力とする。

出典: Commission of the European Communities, Energy. [www.energy.eu](http://www.energy.eu); European Environment Agency, GHG Inventory, May 2011. <[www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011](http://www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011)>; Commission of the European Communities, Energy. <[ec.energy.eu](http://ec.energy.eu)>.

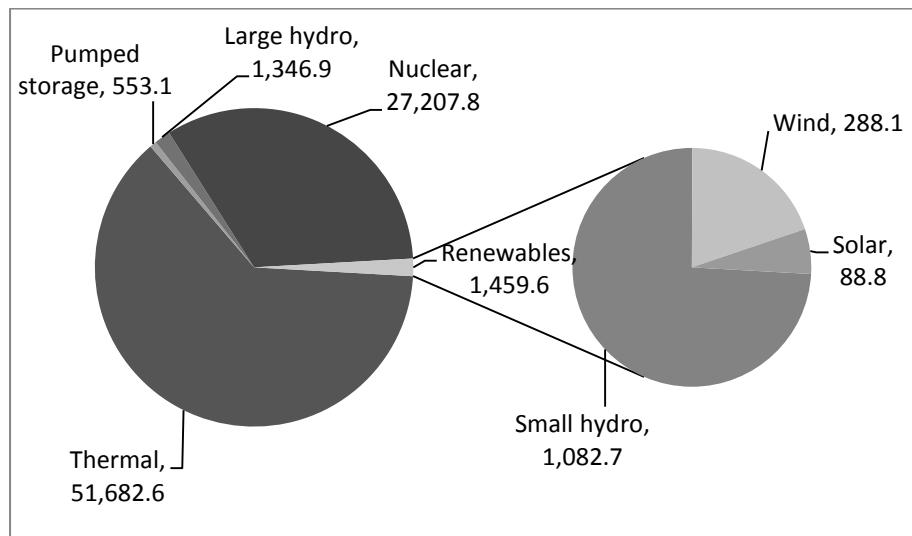
### 6.2 発電電力量の構成

図 6.1：チェコ共和国の2009年における発電設備総容量(MW): 合計 18,325 MW



出典: ERU, Roční zpráva o provozu ES ČR 2009. <[www.eru.cz/user\\_data/files/statistika\\_elektro/rocni\\_zprava/2009/index.htm](http://www.eru.cz/user_data/files/statistika_elektro/rocni_zprava/2009/index.htm)>.

図 6.2 : チェコ共和国の 2009 年における発電電力量の構成(GWh):合計 82,250.0 GWh



出典: ERU, Roční zpráva o provozu ES ČR 2009.

<[www.eru.cz/user\\_data/files/statistika\\_elektro/rocní\\_zpráva/2009/index.htm](http://www.eru.cz/user_data/files/statistika_elektro/rocní_zpráva/2009/index.htm)>.

### 6.3 発電に対するインセンティブ

チェコ共和国の再生可能電力開発のための主要な支援制度は、2002 年に導入された FIT 制度である。その後、政府は 2005 年にグリーンボーナスという一定の奨励金を提供する新たな支援制度も導入し、再生可能電力事業者に FIT 制度と奨励金の選択肢を与えていた。

再生可能電力事業者は、毎年これら 2 種類の支援制度から一つを選択することができるが、年度途中での変更はできない。送配電事業者は、認可を受けた再生可能電力事業者から、FIT 買取価格もしくはスポット市場価格にグリーンボーナスを加えた価格で電力を購入することを法律により義務付けられている。両支援制度は物価に連動し、送配電網に接続した時点から 15 年間、電力の買取価格を保証している。条例 180/2005<sup>1</sup>により、新規事業に対する年一度の FIT 買取価格の減額調整は前年比の 5%までと制限されているが、送配電網の安定性と補助金の費用に関する問題がこの比率の増加を促している。<sup>2</sup>

2011 年の新規太陽光発電設備に対する FIT 買取価格は、発電設備容量に応じて 40%から 50%削減された。さらに、太陽光発電事業者が FIT 制度下において受け取る収入は、26%から 28%の課税対象となる見込みである。この新税制は、2009 年以降に設置された全ての太陽光発電設備に適用される。2011 年 5 月時点で、この新税法に対する異議申し立てが、開発事業者により裁判所に提出されている。<sup>3</sup> チェコ共和国における 2011 年までの FIT 買取価格及びグリーンボーナスは、表 6.2 から表 6.8 の通りである。

<sup>1</sup> Energy Regulatory Agency, Act of 31 March 2005 Promotion of Electricity Production from Renewable Sources, no. 180/2005. <[portal.gov.cz/wps/portal/\\_s.155/701/.cmd/ad/.c/313/.ce/10821/.p/8411/\\_s.155/701?PC\\_8411\\_number1=180/2005&PC\\_8411\\_l=180/2005&PC\\_8411\\_ps=10](http://portal.gov.cz/wps/portal/_s.155/701/.cmd/ad/.c/313/.ce/10821/.p/8411/_s.155/701?PC_8411_number1=180/2005&PC_8411_l=180/2005&PC_8411_ps=10)>

<sup>2</sup> Czech Renewable Energy Exceeds Grid Safety Limit, Reuters, 2010. <[www.reuters.com/article/idUSTRE6293D520100310](http://www.reuters.com/article/idUSTRE6293D520100310)>.

<sup>3</sup> 詳細は Czech Solar Power Association at のウェブサイトを参照。<[czephos.cz](http://czephos.cz)>.

表 6.2 : 小水力発電事業(10 MW 以上)に対する FIT 買取価格とグリーンボーナス

運転開始日	FIT 買取価格		グリーンボーナス	
	CZK/MWh	EUR/MWh	CZK/MWh	EUR/MWh
01/01/2011-31/12/2011	3,000	118.59	2,030	80.25
01/01/2010-31/12/2010	3,060	120.96	2,090	82.62
01/01/2008-31/12/2009	2,820	111.48	1,850	73.13
01/01/2006-31/12/2007	2,660	105.15	1,690	66.81
01/01/2005-31/01/2005	2,400	94.87	1,430	56.53
2005 年以前	1,870	73.92	900	35.58

出典: ERU, Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 2/2010 ze dne 8. listopadu 2010, kterým se stanovuje podpora pro výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných energetických zdroj, 8 November 2010. <[www.eru.cz/user\\_data/files/cenova%20rozhodnuti/CR%20elektro/2\\_2010\\_OZE-KVET-DZ%20final.pdf](http://www.eru.cz/user_data/files/cenova%20rozhodnuti/CR%20elektro/2_2010_OZE-KVET-DZ%20final.pdf)>.

表 6.3 : バイオマス発電事業の平行燃焼及び混合燃焼に対するグリーンボーナス

燃料 a	グリーンボーナス	
	CZK/MWh	EUR/MWh
混合燃焼カテゴリー S1	1,370	54.16
混合燃焼カテゴリー S2	700	27.67
混合燃焼カテゴリー S3	50	1.98
平行燃焼カテゴリー P1	1,640	64.83
平行燃焼カテゴリー P2	970	38.34
平行燃焼カテゴリー P3	320	12.65

注: a カテゴリー S1、P1 はバイオマスバイオマス生産用に育てられた成長の速い植物を指す。

カテゴリー S2、P2 は葉、幹、針などを含む除伐木を指す。

カテゴリー S3、P3 は、おがくず、バイオマスより生産されたバイオ燃料、及び種々雑多バイオマスを指す。

出典: ERU, Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 2/2010 ze dne 8. listopadu 2010, , 8 November 2010.

<[www.eru.cz/user\\_data/files/cenova%20rozhodnuti/CR%20elektro/2\\_2010\\_OZE-KVET-DZ%20final.pdf](http://www.eru.cz/user_data/files/cenova%20rozhodnuti/CR%20elektro/2_2010_OZE-KVET-DZ%20final.pdf)>.

表 6.4 : バイオマス発電事業に対する FIT 買取価格とグリーンボーナス

バイオマスの種類 a	助成制度	通貨	運転開始年	
			2008-2011 年	2008 年以前
1 等級バイオマス	FIT 買取価格	CZK/MWh	4,580	3,900
		EUR/MWh	181.05	154.17
	グリーンボーナス	CZK/MWh	3,610	2,930
		EUR/MWh	142.71	115.82
2 等級バイオマス	FIT 買取価格	CZK/MWh	3,530	3,200
		EUR/MWh	139.54	126.50
	グリーンボーナス	CZK/MWh	2,560	2,230
		EUR/MWh	101.20	88.15
3 等級バイオマス	FIT 買取価格	CZK/MWh	2,630	2,530
		EUR/MWh	103.97	100.01
	グリーンボーナス	CZK/MWh	1,660	1,560
		EUR/MWh	65.62	61.67

注: a 1 等級バイオマスはバイオマス生産用に育てられた成長の速い植物を指す。

2 等級バイオマスは、葉、幹、針などを含む除伐木を指す。

3 等級バイオマスは、おがくず、バイオマスより生産されたバイオ燃料、及び種々雑多バイオマスを指す。

出典: ERU, Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 2/2010 ze dne 8. listopadu 2010, kterým se stanovuje podpora pro výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných energetických zdroj, 8 November 2010. <[www.eru.cz/user\\_data/files/cenova%20rozhodnuti/CR%20elektro/2\\_2010\\_OZE-KVET-DZ%20final.pdf](http://www.eru.cz/user_data/files/cenova%20rozhodnuti/CR%20elektro/2_2010_OZE-KVET-DZ%20final.pdf)>.

表 6.5 : バイオガス発電事業に対する FIT 買取価格とグリーンボーナス

種類	FIT 買取価格		グリーンボーナス	
	CZK/MWh	EUR/MWh	CZK/MWh	EUR/MWh
AF1-クラス エネルギー穀物によるバイオガス	4,120	162.87	3,150	124.52
AF2-クラス 農産業廃棄物によるバイオガス	3,550	140.33	2,580	101.99
1/06/2006 以降に運転を開始した埋立ガス及び汚物ガス	2,470	97.64	1,500	59.30
01/01/2004 から 31/12/2005 の間に運転を開始した埋立ガス及び汚物ガス	2,790	110.29	1,820	71.95
01/01/2004 以前に運転を開始した埋立ガス及び汚物ガス	2,900	114.64	1,930	76.29
コールベッドメタン	2,470	97.64	1,500	59.30

出典: ERU, Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 2/2010 ze dne 8. listopadu 2010, kterým se stanovuje podpora pro výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných energetických zdrojů, 8 November 2010. <[www.eru.cz/user\\_data/files/cenova%20rozhodnuti/CR%20elektro/2\\_2010\\_OZE-KVET-DZ%20final.pdf](http://www.eru.cz/user_data/files/cenova%20rozhodnuti/CR%20elektro/2_2010_OZE-KVET-DZ%20final.pdf)>.

表 6.6 : 風力発電事業に対する FIT 買取価格とグリーンボーナス

運転開始日	FIT 買取価格		グリーンボーナス	
	CZK/MWh	EUR/MWh	CZK/MWh	EUR/MWh
01/01/11 - 31/12/11	2,230	88.15	1,830	72.34
01/01/10 - 31/12/10	2,280	90.13	1,880	74.32
01/01/09 - 31/12/09	2,440	96.45	2,040	80.64
01/01/08 - 31/12/08	2,670	105.55	2,270	89.73
01/01/07 - 31/12/07	2,740	108.31	2,340	92.50
01/01/06 - 31/12/06	2,790	110.29	2,390	94.48
01/01/05 - 31/12/05	3,050	120.57	2,650	104.76
01/01/04 - 31/01/04	3,210	126.89	2,810	111.08
2004 以前	3,550	140.33	3,150	124.52

出典: ERU, Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 2/2010 ze dne 8. listopadu 2010, kterým se stanovuje podpora pro výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných energetických zdrojů, 8 November 2010. <[www.eru.cz/user\\_data/files/cenova%20rozhodnuti/CR%20elektro/2\\_2010\\_OZE-KVET-DZ%20final.pdf](http://www.eru.cz/user_data/files/cenova%20rozhodnuti/CR%20elektro/2_2010_OZE-KVET-DZ%20final.pdf)>.

表 6.7 : 太陽光発電事業に対する FIT 買取価格とグリーンボーナス

運転開始日	FIT 買取価格		グリーンボーナス		
	CZK/MWh	EUR/MWh	CZK/MWh	EUR/MWh	
01/01/11 - 31/12/11	< 30 kW	7,500	296.48	6,500	256.95
	30-100 kW	5,900	233.23	4,900	193.70
	> 100 kW	5,500	217.42	4,500	177.89
01/01/10 - 31/12/10	< 30 kW	12,250	484.25	11,280	484.25
	≥ 30 kW	12,150	480.30	11,180	480.30
01/01/09 - 31/12/09	< 30 kW	13,150	519.83	12,180	481.48
	≥ 30 kW	13,050	515.88	12,080	477.53
01/01/08 - 31/12/08		14,010	553.82	13,040	515.48
01/01/06 - 31/12/07		14,370	568.06	13,400	529.71
01/01/06 以前		6,850	270.79	5,880	232.44

出典: ERU, Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 2/2010 ze dne 8. listopadu 2010, kterým se stanovuje podpora pro výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných energetických zdrojů, 8 November 2010. <[www.eru.cz/user\\_data/files/cenova%20rozhodnuti/CR%20elektro/2\\_2010\\_OZE-KVET-DZ%20final.pdf](http://www.eru.cz/user_data/files/cenova%20rozhodnuti/CR%20elektro/2_2010_OZE-KVET-DZ%20final.pdf)>.

表 6.8：地熱発電事業に対する FIT 買取価格とグリーンボーナス

発電技術	FIT 買取価格		グリーンボーナス	
	CZK/MWh	EUR/MWh	CZK/MWh	EUR/MWh
地熱	4,500	177.89	3,530	139.54

出典: ERU, Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 2/2010 ze dne 8. listopadu 2010, kterým se stanovuje podpora pro výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných energetických zdrojů, 8 November 2010. <[www.eru.cz/user\\_data/files/cenova%20rozhodnuti/CR%20elektro/2\\_2010\\_OZE-KVET-DZ%20final.pdf](http://www.eru.cz/user_data/files/cenova%20rozhodnuti/CR%20elektro/2_2010_OZE-KVET-DZ%20final.pdf)>.

#### 6.4 投資に対するインセンティブ

通商産業省 (MPO)は毎年、再生可能エネルギーの利用及び省エネルギーを推進する ‘Efekt’ 事業の入札を実施する。落札者は、20 万コルナ (7782 ユーロ)を上限とし、投資費用の最高 100%までの補助金を利用する事ができる。2011 年度の Efeket プログラムの予算総額は 3000 万コルナで、応募の締め切りは 2011 年 2 月であった。<sup>4</sup>

なお、チェコ共和国国内で再生可能エネルギー事業の実施を希望する企業は、欧州連合の運営プログラム(Operational Programme)、もしくは インテリジェント・エネルギー・プログラム (Intelligent Energy Programmes 2007-2013) を利用する事ができる。さらに、欧州連合の構造基金 (EU Structural Funds) は、2007 年から 2013 年度にかけ、チェコ共和国における再生可能エネルギー開発に約 6 億 7300 万ユーロの資金を充当している。風力、小水力、地熱、バイオマス発電及び熱生産事業は、最高 30 万ユーロ、または事業費用の上限 90%までの資金提供を受け取ることができる。<sup>5</sup>

各地方自治体も、研究開発のための補助金を提供している。<sup>6</sup>

<sup>4</sup> MPO, Efekt 2011 - Státní Program Na Podporu Úspor Energie A Využití Obnovitelných Zdrojů Energie Pro Rok 2011. <[www.mpo-efekt.cz/cz/programy-podpory/24918](http://www.mpo-efekt.cz/cz/programy-podpory/24918)>.

<sup>5</sup> Operační program Životní prostředí, Prioritní osa 3: Dotace na udržitelné využívání zdrojů energie. <[www.opzp.cz/sekce/369/prioritni-osa-3/](http://www.opzp.cz/sekce/369/prioritni-osa-3/)>

<sup>6</sup> 利用可能な研究開発に対する各種補助金については Enterprise Europe CZ ウェブサイト参照。<[www.enterprise-europe-network.cz/transfer/technologicke-sektory/alternativni-energetika](http://www.enterprise-europe-network.cz/transfer/technologicke-sektory/alternativni-energetika)>.

## 7. デンマーク

### 7.1 政府の目標

デンマークは、京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均総排出量を、1990年実績値を基準に21.0%削減する事を目標としている。2009年の排出量は、1990年実績値を12.0%下回った。同国は、コペンハーゲン合意に基づき、欧州連合の排出量取引制度の対象とならない産業部門においては、排出量を2020年までに2005年実績値を基準として20%削減する目標を掲げている。また、2020年までに最終エネルギー消費量の30%を再生可能エネルギーからまかぬというEU目標も課されている。これに対し、2008年の実績は18.8%であった。デンマークは、2050年までに化石燃料の輸入への依存を断ち切るという国家目標を掲げている。

再生可能電力事業の力強い成長により、2009年のデンマーク国内での総発電電力量のうち、再生可能エネルギー源を利用した電力の割合は27.4%に上った。特に洋上風力は、2009年までの5年間で年間平均70%の著しい成長率を記録している。こうした再生可能エネルギーの成長は、エネルギー税、炭素税及び硫黄税、さらに再生可能エネルギー開発への資金提供を含む環境税パッケージ（Green Tax Package）という制度に後押しされている。<sup>1</sup>

表7.1：デンマークのエネルギー政策

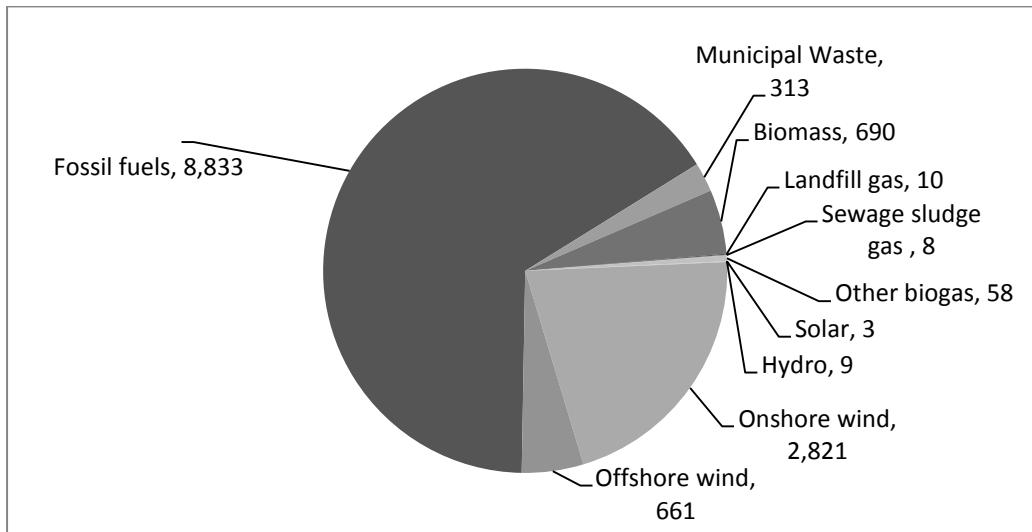
温室効果ガス排出	京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均総排出量を、1990年実績値を基準に21.0%削減する事を目標とする。欧州連合排出量取引制度の対象外となる産業部門において、2020年までに2005年の排出量を基準に20%の削減を目標とする。
再生可能エネルギー	欧州連合加盟国として、2020年までに最終エネルギー消費量の30%を再生可能エネルギーからまかぬ。政府による中間目標では2011年までにエネルギー消費量の20%を再生可能エネルギーとする。2050年までに輸入化石燃料への依存を断ち切る。
再生可能電力	目標なし。

出典: Danish Energy Agency, Danish Plan 1970-2010. <[www.ens.dk/en-us/Sider/forside.aspx](http://www.ens.dk/en-us/Sider/forside.aspx)>.

<sup>1</sup> Danish Energy Agency 2010, The Green Tax Package. <[www.ens.dk/EN-US/CONSUMPTIONANDSAVINGS/INDUSTRY/Sider/TheGreenTaxPackageforIndustry.aspx](http://www.ens.dk/EN-US/CONSUMPTIONANDSAVINGS/INDUSTRY/Sider/TheGreenTaxPackageforIndustry.aspx)>.

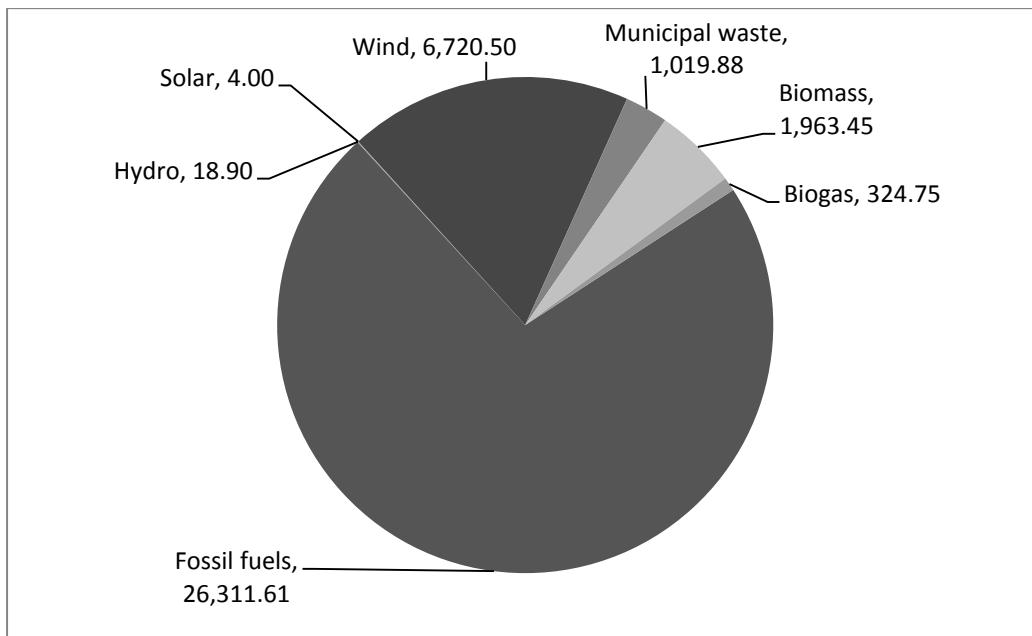
## 7.2 発電電力量の構成

図 7.1：デンマークの 2009 年における発電設備総容量(MW): 合計 13,409MW



出典: Danish Energy Agency, Energy Statistics 2009. <[www.ens.dk](http://www.ens.dk)>.

図 7.2：デンマークの 2009 年における発電電力量の構成 (GWh): 合計 36,363.03 GWh



出典: Danish Energy Agency, Energy Statistics 2009. <[www.ens.dk](http://www.ens.dk)>.

## 7.3 発電に対するインセンティブ

デンマークの再生可能電力事業に対する支援対策は、FIT 制度、奨励金制度、そして洋上風力発電事業の入札制度により構成されている。設備容量に加え、発電技術、設備が送配電網に接続された年度により、適用される支援制度は異なる。事業の存続期間中は、一定額の奨励金の支給が政府により保証される。

デンマークにおける全ての再生可能電力は、送電事業者(TSO)である Energinet.dk に一旦買取られ、その後、卸売市場にて売却される。FIT 買取価格は、通常 20 年間保証されるが、一部の発電技術に対しては、支援制度の対象となる発電量に上限が設けられている。この上限は、完全稼働時間、つまり最大発電容量で稼動している時間数に基づき計算される（表 7.2 参照）。600 kW 以上の陸上風力発電に対しては、FIT 制度ではなく、電力の卸売市場価格に一定額を加えた奨励金制度が適用される。2010 年のこの額は 1MWhあたり 56.61 ユーロであった。<sup>2</sup>ただし、FIT 制度同様、送電事業者には、陸上風力発電に対しても電力購入の義務が生じる。<sup>3</sup>

洋上風力発電施設の設置は、従来の FIT 制度とは別に、政府の入札制度により奨励されている。このため、買取価格は競争入札により決定される。一番最近の入札は、2010 年に DONG Energy が落札した 400MW の Anholt 洋上風力発電所である。DONG は最初の 20TWh の発電につき 1MWh あたり 1,051 クローネ (141.13EUR/MWh)<sup>4</sup>を受け取る。<sup>5</sup>この価格は、これまでの洋上風力発電に対する買取価格に比べ、著しく高い。参考までに、洋上風力発電事業である Horns Rev 2 および Rødsand 2 の FIT 買取価格は、それぞれ 1 MWh あたり 518 クローネ (69.56 ユーロ) および 629 クローネ (84.46 ユーロ) である。これらの買取価格は最初に供給される 10 TWh 分にのみ適用され、系統接続後 20 年間有効である。その後は自由市場での価格競争が求められる。<sup>6</sup>

表 7.2 : デンマークの再生可能電力に対する支援制度の価格（2010 年）

項目	設備容量	支援制度	買取価格/奨励金額		備考
			DKK/ MWh)	EUR/ MWh <sup>a</sup>	
2008 年 2 月 21 日以降に接続された陸上風力	規制なし	奨励金	250	33.57	完全稼働時間のうち、最初の 22,000 時間。
	規制なし	N/A	23	3.09	事業の存続期間中、価格の釣り合いを保証するため、付加金が支給される。
2008 年 2 月 20 日以前に接続された陸上風力	規制なし	奨励金	360	48.34	完全稼働時間のうち、最初の 22,000 時間。
	規制なし	N/A	23	3.09	接続後、20 年間付加金が支給される。
2002 以前に接続された風力発電	<200kW	FIT	600	80.57	完全稼働時間のうち、最初の 25,000 時間。
	201-599kW	FIT	600	80.57	完全稼働時間のうち、最初の 15,000 時間。
	> 600kW	FIT	430	57.74	完全稼働時間のうち、最初の 12,000 時間。
バイオマス、バイオガス	規制なし	FIT	772	103.66	20 年間（毎年調整される）。

<sup>2</sup> Nordpool Spot, Area Price. <[www.nordpoolspot.com](http://www.nordpoolspot.com)>.

<sup>3</sup> Bekendtgørelse af lov om elforsyning 1115/2006 (Act on Electricity Supply), article 27C, April 2005.

<[www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=22613](http://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=22613)> 参照。Danish Energy Agency とのヒアリングによる情報の収集。

<sup>4</sup> 2010 年平均為替レート 1EUR=7.4472DKK を使用。

<sup>5</sup> Danish Energy Authority, Anholt Tender. <[www.ens.dk/en-US/supply/Renewable-energy/WindPower/offshore-Wind-Power/anholt\\_tender/Sider/Forside.aspx](http://www.ens.dk/en-US/supply/Renewable-energy/WindPower/offshore-Wind-Power/anholt_tender/Sider/Forside.aspx)>.

<sup>6</sup> Danish Energy Authority, Invitation to tender for a new offshore wind farm at Rodsand, Denmark, 25 April 2008. <[www.ens.dk/sw63828.asp](http://www.ens.dk/sw63828.asp)>.

混合燃焼バイオマス	規制なし	FIT	405	54.38	再生可能エネルギーによって発電された電力の割合に応じて FIT が与えられる。
固体バイオマス（混合燃焼含む）	規制なし	奨励金	150	20.14	
コジェネレーション（CHP）	規制なし	奨励金	150	20.14	バイオマス使用の場合追加補助金が支払われる。
2004年4月20日以前に接続された太陽光	規制なし	FIT	600	80.57	接続後20年間。
2004年4月21日以降に接続された太陽光(>6kW)、波力、及び水力	規制なし	FIT	600	80.57	最初の10年間。
			400	53.71	その後10年間。
ハイブリッドシステム	規制なし	奨励金	260	34.91	再生可能電力で、最初の10年間のみ。
21/04/2004以降に接続されたその他の再生可能電力事業	規制なし	FIT	700	94.00	最初の10年間。
			500	67.14	

出典: Danish Parliament, *Lov om fremme af vedvarende energi* (Act on the Promotion of Renewable Energy), 27 December 2008.  
<[www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=122961](http://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=122961)>.

公益事業者による再生可能発電事業に対しては、補助金に上限額が設定されている。陸上風力発電事業者の場合、発電量に対して、卸売価格と補助金の合計で最大 600 クローネ/MWh (80.57 ヨーロ/MWh)、バイオマス発電所の場合は、電力価格・補助金の合計で最大 400 クローネ/MWh (53.71 ヨーロ/MWh) を受け取ることができる。

以下に該当する場合、古い風力タービンを更新する際に追加の補助金を利用することができる。

- 1999年3月3日から2003年12月31日の間に更新された150 kW以下の風力タービン。
- 2005年1月1日から2010年12月31日の間に更新された450 kW以下の風力タービン。

2008年以前に設置されたタービンに対しては 1MWhあたり 120 クローネ (16.11 ヨーロ/MWh)、2008年以降設置のタービンに対しては同 80 クローネ (10.74 ヨーロ/MWh) の補助金が提供される。同補助金制度は、新しい風力タービンの最初の 12,000 完全稼働時間の発電に対してのみ支払われる。しかし、1事業に対し支払われる金額の合計（卸売価格、奨励金、補助金）には 1MWhあたり 480 クローネ (64.45 ヨーロ/MWh) の上限が設けられている。<sup>7</sup>

## 7.4 投資に対するインセンティブ

デンマークでは 1990 年後半、再生可能エネルギー事業の建設費及び設備費用の 15%から 50%を補助金として提供する多数の投資支援制度が導入された。<sup>8</sup>これらの制度の多くは 2002 年に廃止され、現在、同国の再生可能電力に対する取組みは発電に対するインセンティブに集中している。

2009年の再生可能エネルギー推進法 (Promotion of Renewable Energy Act) は、風力発電事業における実行可能性調査の費用に対する融資について定めている。例えば、デンマークの送電事業者 Engerginet.dk は、風力タービンの所有者協会及び地域の活動団体への融資保証を行っている。対象となる事業には、土地の事前調査、技術的及び財務的実施可能性調査、複数の風力タービンを導入する

<sup>7</sup> Law Amending the Electricity Supply Law, 2008. <[www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=120361](http://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=120361)>.

<sup>8</sup> World Resources Institute Government Incentives for Renewable Energy in Europe – Denmark.

<[thegreenpowergroup.org/pdf/renewable\\_policy\\_denmark.pdf](http://thegreenpowergroup.org/pdf/renewable_policy_denmark.pdf)>

事業に賛同を示すアンケート調査報告などが含まれる。1事業に対し、50万クローネ(6万7190ユーロ)を上限とする融資が提供される。ただし、導入される風力タービンは自家発電用ではないことを条件とする。<sup>9</sup>

新たなエネルギー技術の開発と実証に対しては、エネルギー技術開発実証計画 (Energy Technology Development and Demonstration Programme, EUDP) による資金の支援があり、2009年には7億5000万クローネ(1億80万ユーロ)が事業者に提供された。2010年以降は、毎年10億クローネ(1億3480万ユーロ)が充当される予定である。<sup>10</sup>

---

<sup>9</sup> Danish Energy Agency, Danish Electricity Reform Bills. <[www.ens.dk/EN-US/INFO/LEGISLATION/DANISH\\_ELECTRICITY\\_REFORM/Sider/Forside.aspx](http://www.ens.dk/EN-US/INFO/LEGISLATION/DANISH_ELECTRICITY_REFORM/Sider/Forside.aspx)>.

<sup>10</sup> Danish Energy Agency, Overview of Support Schemes in Denmark. <[www.energistyrelsen.dk/en-US/supply/Electricity/Conditions\\_for\\_production\\_plants/Subsidies\\_for\\_generation\\_of\\_electricity/Documents/Overview%20of%20support%20schemes%20in%20DK.doc](http://www.energistyrelsen.dk/en-US/supply/Electricity/Conditions_for_production_plants/Subsidies_for_generation_of_electricity/Documents/Overview%20of%20support%20schemes%20in%20DK.doc)>.

## 8. フィンランド

### 8.1 政府の目標

フィンランドは、京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量の増加を、1990年実績値を基準に0%に抑える事を目標としている。2009年の排出量は、1990年実績値を6.6%下回った。同国は、コペンハーゲン合意に基づき、欧州連合の排出量取引制度の対象となる産業部門においては、排出量を2020年までに2005年実績値を基準として16%削減する目標を掲げている。また、2020年までに最終エネルギー消費量の38%を再生可能エネルギーからまかなうというEU目標も課されている。これに対し、2008年の実績は30.5%であった。政府は、最終エネルギー消費量のうち再生可能エネルギーが占める割合を2015年までに25%に、2025年までに40%に増加させる目標を打ち出した。

フィンランドでは、各種燃料の炭素含有量を基準とするエネルギー税が、温室効果ガス排出量削減において主要な役割を果たしている。エネルギー税の収入は年間総額約30億ユーロにのぼり、さらに2011年年始には税率が20%引き上げられた。<sup>1</sup>同国の開発計画によると、2010年から2013年の間に2,000MWの発電容量が新たに送配電網に接続される予定となっている。しかし、追加容量の多くは原子力発電となる見通しである。<sup>2</sup>

表8.1：フィンランドのエネルギー政策

温室効果ガス排出	京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量の増加を、1990年実績値を基準に0%に抑える事を目標とする。コペンハーゲン合意に基づき、2020年までに排出量取引制度の対象となる産業部門において、2005年の排出量を基準に16%の削減を目標とする。
再生可能エネルギー	欧州連合加盟国として、2020年までに、最終エネルギー消費量の38%を再生可能エネルギーよりまかなう。また2015年までに再生可能エネルギー源の占める割合を25%増加、2025年までに40%増加させる。
再生可能電力	2020年までに、風力発電より6TWh(2.5MWの発電容量の増加に相当)及びバイオマス発電より25TWh発電する事を目標とする。

出典: European Environment Agency, GHG Trends and Projections, May 2011.

<[www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011](http://www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011)>; Commission of the European Communities, Energy. <[www.energy.eu](http://www.energy.eu)>.

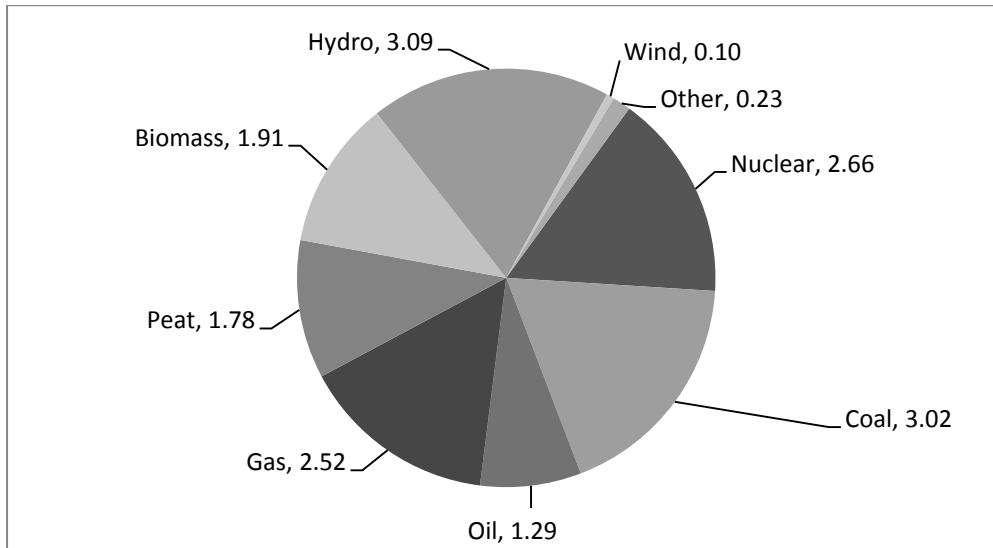
<sup>1</sup> Ministry of the Environment, Environmentally Friendly Taxation in Finland.

<[www.environment.fi/default.asp?contentid=147208&lan=en](http://www.environment.fi/default.asp?contentid=147208&lan=en)>.

<sup>2</sup> Emvi, Annual Report 2010. <[www.emvi.fi/files/AnnuaReport2010\\_SuomenVK.pdf](http://www.emvi.fi/files/AnnuaReport2010_SuomenVK.pdf)>.

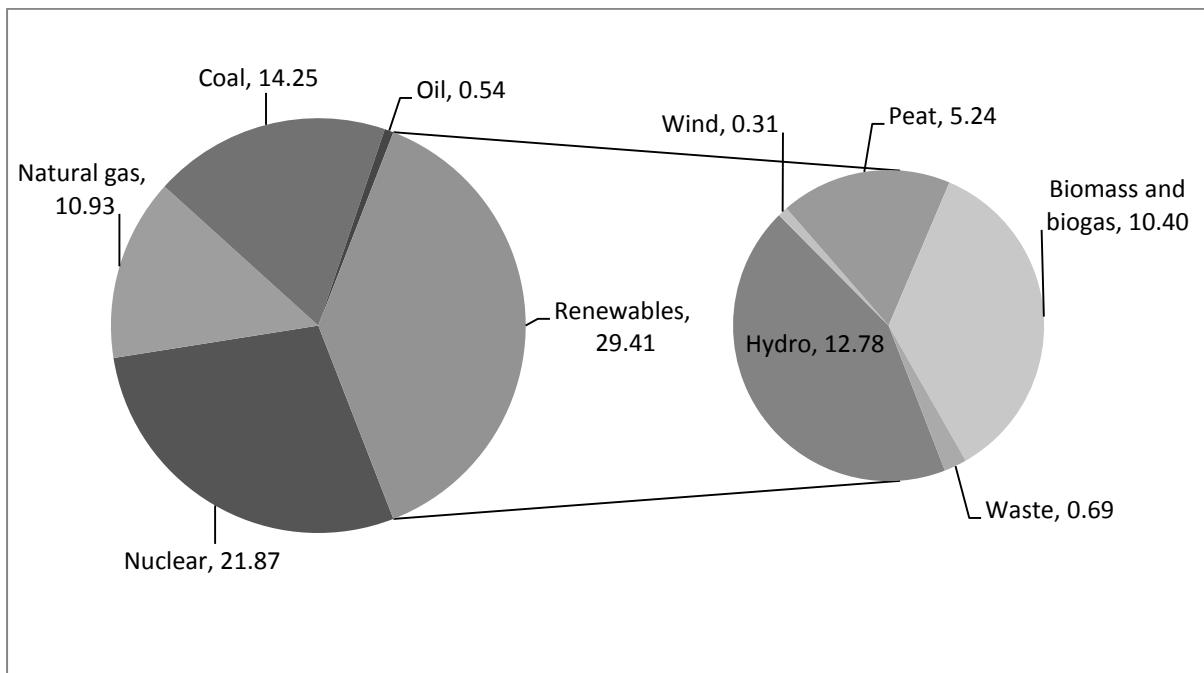
## 8.2 発電電力量の構成

図 8.1：フィンランドの 2009 年における発電設備総容量 (GW): 合計 16.62TWh



出典 : Emvi, Annual Report 2010. <[www.emvi.fi/files/AnnualReport2010\\_SuomenVK.pdf](http://www.emvi.fi/files/AnnualReport2010_SuomenVK.pdf)>.

図 8.2：フィンランドの 2010 年における発電電力量の構成(TWh): 合計 77.0GWh



出典 : Energiateollisuus ry (Finnish Energy Industries), Energy Year 2010.  
<[www.energia.fi/en/news/electricity%20year%202010.html](http://www.energia.fi/en/news/electricity%20year%202010.html)>.

### 8.3 発電に対するインセンティブ

2011年3月25日、フィンランド政府は固体バイオマス、バイオガス、風力発電に対するFIT制度を導入した。FIT買取価格は12年間保障され、制度を受けるための最小発電容量が設定されている。基本価格に加え、特定の条件を満たすバイオマスとバイオガス発電事業者には補助金が提供される（表8.2参照）。FIT制度の対象となる累積発電容量には上限が設けられている。政府は、2014年までに現行のFIT制度の見直しを行う予定である。

表8.2: フィンランドのFIT買取価格（2011）

種類		最小容量 (kVA)	買取価格 (EUR/MWh)	容量上限(MW)
風力発電		500	105	2,500
固体バイオ マス	基本価格	100	83.50	150(全部で50の発 電所)
	補助金	N/A	20	
バイオガス		木質チップ	N/A	なし
バイオガス	基本価格	100	83.50	19
	補助金	コジェネレーション	N/A	

出典：Ministry of Employment and Economy, Sähköntuotannon uusien tukijärjestelmien valmistelu etenee, June 2011. <[www.tem.fi/files/27170/143\\_uusiutuvan\\_tuki-ehdotus\\_100610.pdf](http://www.tem.fi/files/27170/143_uusiutuvan_tuki-ehdotus_100610.pdf)>.

2011年の政府予算では、合計5,535万ユーロがFIT制度に充当された。内訳は風力発電に2,260万ユーロ、バイオガスに200万ユーロ、固体バイオマスに375万ユーロ、木質チップ火力発電に2,700万ユーロである。<sup>3</sup>

FIT買取価格が適用されない風力発電、バイオマス、バイオガス、小水力発電には、従来の戻し減税に代わり定額の補助金が提供される。発電事業者は、電力の卸売販売による収入に加え、補助金を受け取ることができる（表8.3参照）。2010年のフィンランドにおける電力の平均スポット価格は56.64ユーロ/MWhであった。<sup>4</sup>

図8.3: フィンランドのFIT制度以外の再生可能電力に対する補助金（2011）

種類	補助金(EUR/MWh)
風力発電	6.9
森林バイオマス	6.9
リサイクル燃料	2.5
バイオガス	4.2
小水力(<1 MW)	4.2

出典：Ministry of Employment and Economy, Sähköntuotannon uusien tukijärjestelmien valmistelu etenee, June 2011. <[www.tem.fi/files/27170/143\\_uusiutuvan\\_tuki-ehdotus\\_100610.pdf](http://www.tem.fi/files/27170/143_uusiutuvan_tuki-ehdotus_100610.pdf)>.

<sup>3</sup> Ministry of Employment and Economy, Sähköntuotannon uusien tukijärjestelmien valmistelu etenee, June 2011. <[www.tem.fi/files/27170/143\\_uusiutuvan\\_tuki-ehdotus\\_100610.pdf](http://www.tem.fi/files/27170/143_uusiutuvan_tuki-ehdotus_100610.pdf)>.

<sup>4</sup> Nordpool. Elspot Prices at Nordpool Spot in 2010. <[www.nordpoolspot.com/reports/areaprice](http://www.nordpoolspot.com/reports/areaprice)>.

#### 8.4 投資に対するインセンティブ

1998 年以来、フィンランドでは、省エネルギー、エネルギー効率の改善及び再生可能エネルギーの生産を促進する投資事業、また関連する調査に対し、以下の補助金が提供される。

- エネルギー監査、新エネルギー技術を利用した再生可能エネルギー事業、省エネルギー事業への投資に対し、総事業費の最大 40%を補助。
- その他の再生可能エネルギー事業、省エネルギー事業への投資に対し、総事業費の最大 30%を補助。
- エネルギー供給源の保証と用途の拡大を促進する事業への投資に対し、総事業費の最大 25%を補助。<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> Act on Discretionary Government Transfers, 2001. <[www.finlex.fi/en/laki/kaannokset/2001/en20010688.pdf](http://www.finlex.fi/en/laki/kaannokset/2001/en20010688.pdf)>.

## 9. フランス

### 9.1 政府の目標

フランスは、欧州連合、国際協定及び2007年の環境審議会 *Le Grenelle d'Environnement* により設定された、再生可能エネルギー及び温室効果ガス排出削減に関する野心的な目標を掲げている。同国は、京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量の増加を、1990年実績値を基準に0%に抑える事を目標としている。2009年の排出量は、1990年実績値を8.3%下回った。同国は、コペンハーゲン合意に基づき、欧州連合の排出量取引制度の対象とならない産業部門においては、排出量を2020年までに2005年実績値を基準として14%削減する目標を掲げている。また、同国には2020年までに最終エネルギー消費量の23%を再生可能エネルギーからまかなくというEU目標も課されている。これに対し、2008年の実績は11.0%であった。フランス政府は、2020年までに、総発電容量2万5,000MWの風力発電施設、および同3,000MWの太陽光発電施設の保有を目標として掲げている。

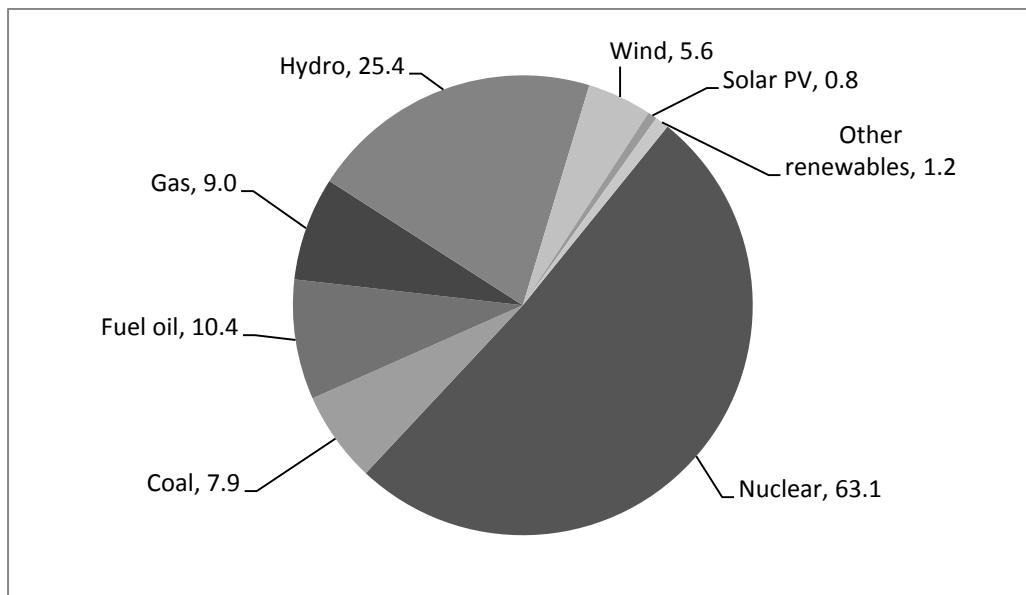
表9.1：フランスのエネルギー政策

温室効果ガス排出	京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量の増加を、1990年実績値を基準に0%に抑える事を目標とする。欧州連合加盟国として、排出量取引制度の対象外となる産業部門において、2020年までに2005年の排出量を基準に14%の削減を目標とする。また、2050年までに2005年の排出量を基準に50%の削減を政府目標とする。
再生可能エネルギー	欧州連合加盟国として、2020年までに最終エネルギー消費量の23%を再生可能エネルギーからまかなく。
再生可能電力	2020年までに風力発電と太陽光発電の導入量を各々2万5,000MW、3,000MWとする。

出典: European Environment Agency, GHG Inventory, May 2011. <[www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011](http://www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011)>; Commission of the European Communities, Energy. <[www.energy.eu](http://www.energy.eu)>; Government of France, Le Grenelle Environnement, Framework Policy. <[www.legrenelle-environnement.fr/grenelle-environnement/](http://www.legrenelle-environnement.fr/grenelle-environnement/)>.

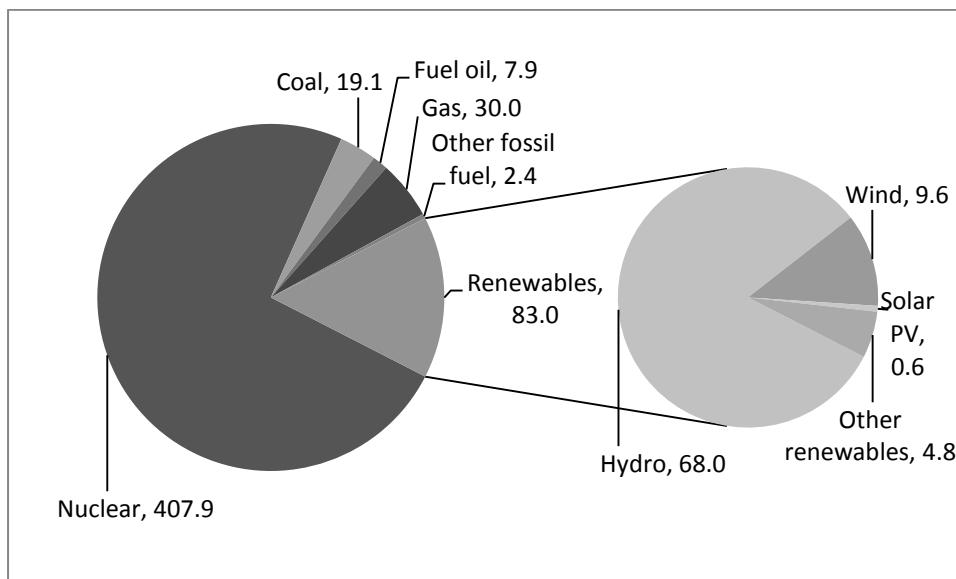
## 9.2 発電電力量の構成

図 9.1：フランスの 2010 年における発電設備総容量(GW): 合計 123.5GW



出典 : Réseau de Transport d'Electricité, Electrical Energy in France: Provisional Numbers in 2010, January 2011.  
[<www.rte-france.com/uploads/media/pdf\\_zip/publications-annuelles/energie\\_electrique\\_en\\_france\\_2010\\_VA.pdf>](http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/publications-annuelles/energie_electrique_en_france_2010_VA.pdf).

図 9.2 : フランスの 2010 年における発電電力量の構成(TWh):合計 550.3TWh



出典 : Réseau de Transport d'Electricité, Electrical Energy in France: Provisional Numbers in 2010, January 2011.  
[<www.rte-france.com/uploads/media/pdf\\_zip/publications-annuelles/energie\\_electrique\\_en\\_france\\_2010\\_VA.pdf>](http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/publications-annuelles/energie_electrique_en_france_2010_VA.pdf).

表 9.2 : 送配電網に接続されている太陽光発電と風力発電の容量の増加 (2006 年-2010 年)  
(MW)

発電技術	2006	2007	2008	2009	2010
太陽光発電	34	70	175	443	1,162
風力発電	1,737	2,455	3,404	4,620	5,660

出典 : EurObserv'ER, Wind Power Barometres. <[www.energies-renouvelables.org](http://www.energies-renouvelables.org)>.

## 9.3 発電に対するインセンティブ

### 9.3.1 FIT 制度（太陽光発電を除く）

フランスの主要なインセンティブは、*l'obligation d'achat de l'électricité produite*（発電された電力の購入義務）と呼ばれる FIT 制度である。同制度は、2001 年に導入され、その後数回に渡り、最も最近では 2011 年に改定された（表 9.3 参照）。FIT 買取価格は、発電技術、設備容量、発電の規則性(稼働時間)、設備の所在地(特に、フランス本土か海外フランス領に位置するか)により大きく異なる<sup>1</sup>。

買取価格は毎年推測される労働費用及び投資費用により調整されるが、通常調整額は僅かである。FIT 制度に加え、フランスには洋上風力や水力などの大規模な発電事業を対象とする公開入札制度がある。これは、政府があらかじめ電力の買取価格を決めた一定量の再生可能電力の発電事業に対し入札を実施し、事業契約を結ぶものである。<sup>2</sup>

洋上風力発電に対する最初の入札は 2011 年 5 月に実施された。入札額は 100 億ユーロに達すると見込まれ、政府により Tréport、Fécamp、Courseulles-sur-Mer、Saint-Brieuc、Saint-Nazaire の 5 つが最初の開発地域に選ばれた。2011 年末か 2012 年初めには入札結果が発表されることになっている。<sup>3</sup>

**表 9.3 : 2011 年の太陽光発電を除く発電技術に対する FIT 買取価格**

発電技術	運転開始日	契約期間 (年)	買取価格(EUR/MWh)
水力	2007 年 3 月以降	20	基本価格 60.7 に、発電の規則性によって、小規模設備には 5-25、冬期は 0-16.8 の奨励金が加えられる。
	2001 年 6 月 - 2007 年 3 月	20	基本価格 54.9-61 に、発電の規則性によって、冬期は 0-15.2 の奨励金が加えられる。
波力・潮力	2007 年 3 月以降	20	150
地熱	2006 年 7 月	15	基本価格 120 (フランス本土) もしくは 100 (海外フランス領) 、効率向上に対し 30 の奨励金が加えられる。
	2002 年 3 月 - 2006 年 7 月	15	基本価格 76.2、効率向上に対して 30 の奨励金が加えられる。
陸上風力	2006 年 7 月以降	15	最初の 10 年間は 82、その後 5 年間は所在地によって 28-82 とする。
	2001 年 6 月 - 2006 年 7 月	15	最初の 5 年間は 83.8、その後 10 年間は所在地によって 30-83.8 とする。
洋上風力	2006 年 7 月以降	20	最初の 10 年間は 130、その後の 10 年間は所在地によって 30-130 とする。
	2001 年 6 月 - 2006 年 7 月	15	最初の 5 年間は 83.8、その後の 10 年間は所在地によって 30-83.8 とする。
固形バイオマス	2011 年 1 月以降	20	基本価格 43.4 に、事業の容量、効率、原料によって 77.1 から 125.3 の奨励金が加えられる。

<sup>1</sup> フランスは 26 の管轄地域に分かれており、22 がコルシカ島を含むメトロポリタンフランス、4 が海外フランス領（仏領ギニア、グアドループ島、マルティニーク島とリュニオン）となる。これらの地域は更に細かな省に分けられ、メトロポリタンフランス (France métropolitaine) に 96、海外フランス領(DOM, départements d'outre-mer) に 4 つの省がある（その他の海外フランス領や地域はここに含まれていない）。

<sup>2</sup> DGEMP, DIDEME, *Les tarifs d'achat de l'électricité produite par les énergies renouvelables et la cogénération.*

<[www.industrie.gouv.fr/energie/renou/f1e\\_ren.htm](http://www.industrie.gouv.fr/energie/renou/f1e_ren.htm)>.

<sup>3</sup> Ministère de l'Énergie, du Développement durable, des Transports et du Logement, Consultation sur l'éolien en mer, 14 February 2011. <[www.developpement-durable.gouv.fr/Focus-Coup-d-envoi-de-l-eolien-en.html](http://www.developpement-durable.gouv.fr/Focus-Coup-d-envoi-de-l-eolien-en.html)>.

	2009年12月- 2010年12月	20	基本価格45に、事業の容量、効率、原料によって80から130の奨励金が加えられる。
	2002年4月- 2009年12月	20	基本価格49に、事業の容量、効率、原料によって0から12の奨励金が加えられる。
畜産廃棄物	2011年1月以降	20	基本価格43.4に、事業の容量、効率、原料によって77.1から125.3の奨励金が加えられる。
	2009年12月- 2010年12月	20	基本価格45に、事業の容量、効率、原料によって80から130の奨励金が加えられる。
	2002年3月- 2009年12月	15	基本価格45-50に、エネルギー効率向上によって30までの奨励金が加えられる。
バイオガスを除く家庭ゴミ	2001年10月以降	15	基本価格45-50に、エネルギー効率向上によって30までの奨励金が加えられる。
バイオガス	2011年5月以降	15	事業の容量、効率、原料によって111.9から133.7の基本価格に、エネルギー効率向上によって40までの奨励金と、125kW以上の肥料を使用する設備に対する奨励金が加えられる。
	2006年7月- 2011年5月	15	容量によって75から90の基本価格に、エネルギー効率向上によって30までの奨励金が加えられる。
	2001年10月- 2006年7月	15	容量によって45-57の基本価格に、エネルギー効率向上によって最高30の奨励金が加えられる。
嫌気消化	2006年7月以降	15	容量によって75-90の基本価格に、エネルギー効率向上によって最高30の奨励金が加えられる。
	2002年4月- 2006年7月	15	基本価格46に、エネルギー効率向上によって最高12の奨励金が加えられる。

注:フランス本土はコルシカ島を含む欧洲内のフランスで、海外フランス領は欧洲外にあるフランス管轄の省や領土。

出典: DGEMP, DIDEME, Les tarifs d'achat de l'électricité produite par les énergies renouvelables et la cogénération.

<[www.developpement-durable.gouv.fr/Les-tarifs-d-achat-de-l\\_12195.html](http://www.developpement-durable.gouv.fr/Les-tarifs-d-achat-de-l_12195.html)>及び  
<[www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000024042984&fastPos=1&fastReqId=85396525&categorieLien=id&oldAction=rechTexte](http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000024042984&fastPos=1&fastReqId=85396525&categorieLien=id&oldAction=rechTexte)>.

### 9.3.2 太陽光発電を対象とする FIT 制度

フランス政府は2011年3月に、2010年に導入された太陽光発電に対するFIT制度を改定した。<sup>4</sup>改定前の制度では、発電技術の種類と設置場所によって、次の4つの異なる買取価格が設定されていた。

<sup>5</sup>

- 建材一体型太陽光発電(BIPV)：太陽光発電設備の設置されている建築物が同設備なしでは機能的に使用できない程度に融合されている場合に適用される価格。
- 建物据付型太陽光発電(BAPV)：建築物に取り付けるタイプの太陽光発電設備に適用される価格。
- フランス本土：地上に直接設置するタイプの太陽光発電に適用される価格。
- 海外フランス領：欧洲外のフランス領における地上に直接設置するタイプの太陽光発電に適用される価格（コルシカ島を含む）。

表9.4に2010年のFIT買取価格を示す。下記の価格は、太陽の照射量に基づき各地域ごとに定められる倍率により変更される。<sup>6</sup>

<sup>4</sup> Le ministère du Développement durable, Énergie solaire photovoltaïque : le nouveau dispositif, March 2011.

<[www.developpement-durable.gouv.fr/Quel-est-le-nouveau-dispositif-de.html](http://www.developpement-durable.gouv.fr/Quel-est-le-nouveau-dispositif-de.html)>.

<sup>5</sup> For more information on the definition of BIPV and BAPV in France, see Le ministère du Développement durable, Détail des conditions tarifaires introduites par l'arrêté du 12 janvier 2010. <[www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/100623\\_JM\\_PV\\_Annexe\\_circulaire\\_nouveaux\\_tarifs\\_final.pdf](http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/100623_JM_PV_Annexe_circulaire_nouveaux_tarifs_final.pdf)>.

表 9.4：小規模太陽光発電に対する FIT 買取価格（2010 年）

種類		FIT 買取価格(EUR/MWh)
BIPV (≤250 kW)	保健、教育施設で、建設後 2 年以内に導入された場合。	580
	住居用建設物に設置されている場合。	580
	その他	500
BIPV (>250 kW)		420
BAPV		420
フランス本土で地上に直接設置されている太陽光発電(≤250 kW)		314
海外フランス領で、地上に直接設置されている太陽光発電		400

出典: Le ministère du Développement durable, Tout ce qu'il faut savoir sur l'énergie solaire photovoltaïque: Tarifs d'achat. <[www.developpement-durable.gouv.fr/Presentation-generale,13614.html](http://www.developpement-durable.gouv.fr/Presentation-generale,13614.html)>.

2011 年 3 月以降の設備導入には、新しい FIT 制度が適用される。新制度では、100kW 以下の屋上に設置された設備のみが FIT 制度の対象となる。100kW より大きい設備や地上に設置された設備に対しては、公開入札が行われる。加えて、新規に設置された太陽光発電設備のうち、FIT 制度の対象となる年間総容量の上限も設けられ、2011 年には合計 500MW と定められた（表 9.5 参照）。この上限は 2012 年に見直しが行われる予定で、800MW まで増加する可能性もある。

表 9.5: フランスの 2011 年の太陽光発電に対する FIT 買取価格

種類			FIT 買取価格 (EUR/MWh)	上限容量 (2011) (MW)	
場所	タイプ	容量			
住居屋上 (≤ 100 kW)	BIPV	0-9 kW	460	100	
		9-36 kW	402.5		
	BAPV	0-36 kW	303.5		
		36-100 kW	288.3		
その他屋上 (≤ 100 kW)	教育・医療施設	BIPV	0-9 kW	100	
		9-36 kW	406		
		BAPV	0-36 kW		
		36-100 kW	288.3		
	その他	BIPV	0-9 kW		
		BAPV	0-36 kW		
大規模屋上			352	120	
> 250 kW			303.5	20	
地上設置			288.3	160	
			合計	500	

出典 : Le ministère du Développement durable, É Quels sont les nouveaux tarifs d'achats?, March 2011.

<[www.developpement-durable.gouv.fr/Quels-sont-les-nouveaux-tarifs-d.html](http://www.developpement-durable.gouv.fr/Quels-sont-les-nouveaux-tarifs-d.html)>; Arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000.

<[www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000023661449&dateTexte=&categorieLien=id](http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000023661449&dateTexte=&categorieLien=id)>.

2011 年 7 月より、住宅向けとその他の 100kW 以下の屋上設置型太陽光発電設備に対する FIT 買取価格に遁減率が適用される。遁減率は、直近 3 ヶ月に設置された新規容量に基づき決定され、容量が大きいほど、遁減率は高くなる（表 9.6 参照）。

<sup>6</sup> Arrêté du 12 janvier 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000, Annexe 3, March 2010.  
<[www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000021673951#LEGIARTI000021706672](http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000021673951#LEGIARTI000021706672)>.

表 9.6: フランスの太陽光発電の 3ヶ月間の累積新規導入容量に呼応する FIT 遅減率

3ヶ月間の各区間における累積導入容量	遅減率(%)
5-0 MW	0
5-15 MW	1.56
15-23 MW	2.08
23-27 MW	2.6
27-35 MW	3.38
35-45 MW	4.42
45-50 MW	5.98
> 50 MW	9.62

出典 : Arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3<sup>e</sup> de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000.  
[www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000023661449&dateTexte=&categorieLien=id](http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000023661449&dateTexte=&categorieLien=id).

#### 9.4 投資に対するインセンティブ

住宅向け再生可能エネルギー設備には付加価値税 5.5%（海外フランス領の場合は 2.1%）の減税が適用される。3 kW 以下の太陽光発電は、2010 年の終わりまで売上税を免除された。<sup>7</sup>さらに、Crédit d'impôt プログラムを通じ、住宅に設置される再生可能エネルギー発電設備の購入費用の 50%が所得税から控除される。この税額控除制度は、2012 年末まで継続され、住宅に設置される 3 kW 以下の太陽光発電及びその他の発電技術に適用される。<sup>8</sup>その他、各地方自治体毎に太陽光発電を推進する政策が展開されている。<sup>9</sup>

<sup>7</sup> Code Général des Impôts, Section 279.

[www.legifrance.gouv.fr/affichCodeArticle.do?jsessionid=A3A25BF47508074DCFA9282EB8C2E83F.tpdjo09v\\_3?idArticle=LEGIArticle000006304368&cidTexte=LEGITEXT000006069577&dateTexte=20080118](http://www.legifrance.gouv.fr/affichCodeArticle.do?jsessionid=A3A25BF47508074DCFA9282EB8C2E83F.tpdjo09v_3?idArticle=LEGIArticle000006304368&cidTexte=LEGITEXT000006069577&dateTexte=20080118).

<sup>8</sup> Introduction Instruction fiscale 5 B-10-09 N°38. [www1.minefi.gouv.fr/boi/boi2009/5fppub/textes/5b1009/5b1009.pdf](http://www1.minefi.gouv.fr/boi/boi2009/5fppub/textes/5b1009/5b1009.pdf).

<sup>9</sup> 地方自治体による投資支援制度の概要是 Enerplan, the Association of Solar Energy Professionals, [www.enerplan.asso.fr](http://www.enerplan.asso.fr), を参照。

## 10. ドイツ

### 10.1 政府の目標

ドイツは、京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量を、1990年実績値を基準に21%に削減する事を目標としている。2009年の排出量は、1990年実績値を25.4%下回った。同国は、コペンハーゲン合意に基づき、欧州連合の排出量取引制度の対象とならない産業部門においては、排出量を2020年までに2005年実績値を基準として14%削減する目標を掲げている。また政府は、2020年までに温室効果ガスの排出量を1990年実績値比で40%削減する目標を打ち出した。さらに同国には、2020年までに最終エネルギー消費量の18%を再生可能エネルギーからまかなくというEU目標も課されている。これに対し、2008年の実績は9.1%であった。この他、ドイツ政府は、総電力消費量のうち再生可能電力の占める割合を2020年までに20%、2050年には80%に上昇させる目標を掲げている。

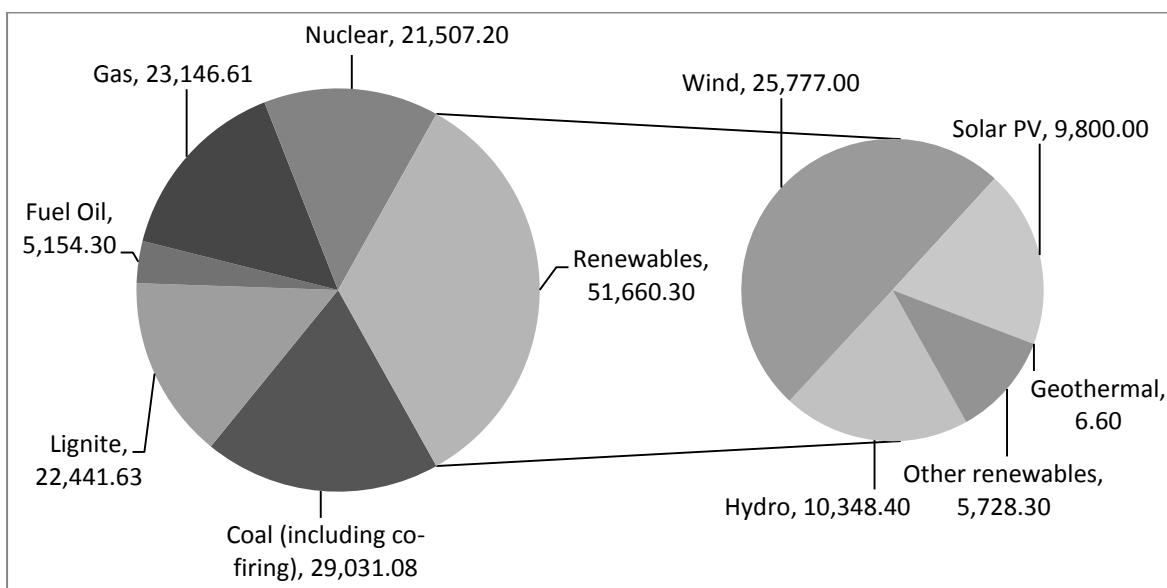
表 10.1：ドイツのエネルギー政策

温室効果ガス排出	京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量を、1990年実績値を基準に21%に削減する事を目標とする。欧州連合加盟国として排出量取引制度の対象外となる産業部門にて2020年までに2005年を基準に14%の排出量削減を目標とする。尚、ドイツ政府は2020年までに1990年を基準に40%の排出量削減を独自の目標としている。
再生可能エネルギー	欧州連合加盟国として2020年までに最終エネルギー消費量の18%を再生可能エネルギーによりまかなく。
再生可能電力	総電力消費量のうち再生可能電力が占める割合を2020年までに20%、2050年までに80%にする。

出典：European Environment Agency, GHG Inventory, May 2011. <[www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011](http://www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011)>; Commission of the European Communities, Energy. <[www.energy.eu](http://www.energy.eu)>.

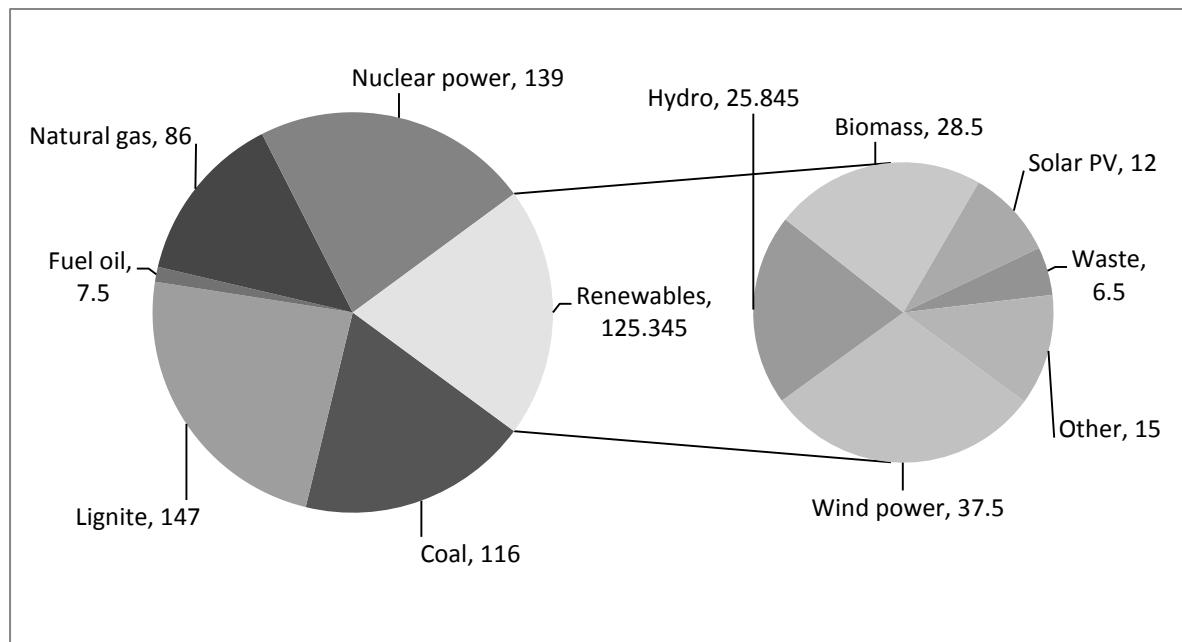
### 10.2 発電電力量の構成

図 10.1: ドイツの2009年における発電設備総容量 (MW) : 合計 152,941.12MW



出典 : BmWI, Aufkommen und Verwendung von Strom, 5 January 2011. <[www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/Energiedaten/energietraeger.html](http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/Energiedaten/energietraeger.html)>.

図 10.2: ドイツの 2010 年における発電電力量の構成(TWh):合計 620.845TWh



出典 : Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Aufkommen und Verwendung von Strom, 5 January 2011. <[www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/Energiedaten/energietraeger.html](http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/Energiedaten/energietraeger.html)>.

### 10.3 発電に対するインセンティブ

ドイツの再生可能電力に対する主要なインセンティブとして、連邦政府が管理する FIT 制度がある。同制度は、基本買取価格と奨励金より構成される。基本買取価格は、各発電技術別の発電設備容量に基づき計算され、革新的な技術あるいは発電効率の高い設備の使用に対しては奨励金が加算される。<sup>1</sup> FIT 買取価格は通常 20 年間、例外として 5MW 以上の水力発電には 15 年間支払われ、設備容量の小さい発電施設に対し、より高い価格が設定されている。2012 年には新しい再生可能電力法が制定される予定であり、政府は、現在高すぎると考えられているバイオガスに対する FIT 買取価格を、この法の下で見直すことを表明した。<sup>2</sup>

2011 年現在の FIT 買取価格、奨励金及び遞減率を表 10.2 と 10.3 に記載する。

表 10.2 : 2011 年の再生可能電力（太陽光発電を除く）に対する FIT 買取価格

発電技術分野			基本買取価格 (EUR/MWh)	奨励金額 (EUR/MWh)	総収入金額 (EUR/MWh)
技術	説明	容量(MW)			
陸上風力	標準	N/A	50.2	0	50.2
	運転開始後当初 5 年間の買取価格	N/A	92.0	0	92.0

<sup>1</sup> 表 10.2 に記載される奨励金は、グリーンボーナスとは異なる。

<sup>2</sup> Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Bundeskabinett bestätigt Anpassung bei Solarförderung und Grünstrom-Privileg, February 2011. <[www.erneuerbare-energien.de/inhalt/46971/4596/](http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/46971/4596/)>.

	一定の技術基準を満たす場合の追加奨励金 (2014年1月1日以前に運転を開始した設備が対象)	N/A	50.2	5.0	55.2
	設備更新した事業	N/A	50.2	5.0	55.2
洋上風力	標準	N/A	35.0	0	35.0
	運転開始後当初12年間の買取価格	N/A	130.0	0	130.0
	2016年1月1日以前に運転開始した設備	N/A	35.0	20.0	55.0
バイオマス、バイオガス	N/A	<0.15	116.7	0	116.7
	N/A	0.15 – 0.5	91.8	0	91.8
	N/A	0.5 – 5.0	82.5	0	82.5
	N/A	5.0 – 20.0	77.9	0	77.9
	コンジエネレーション(CHP)利用	<0.15	116.7	30.0	146.7
		0.15 – 0.5	91.8	30.0	121.8
		0.5 – 5.0	82.5	30.0	112.5
		5.0 – 20.0	77.9	30.0	107.9
埋立ガス	N/A	<0.5	90.0	0	90.0
	N/A	0.5 – 5	61.6	0	61.6
	生産ガスが天然ガスと同等の質の場合	<0.5	90.0	20	110.0
		0.5-5.0	61.6	20	81.6
下水処理ガス	N/A	<0.5	71.1	0	71.1
	N/A	0.5 – 5	61.6	0	61.6
	生産ガスが天然ガスと同等の質の場合	<0.5	71.6	20	91.6
		0.5-5.0	61.6	20	81.6
炭鉱ガス	N/A	<1	71.6	0	71.6
	N/A	1 – 5	51.6	0	51.6
	N.A	>5	41.6	0	41.6
	革新技術奨励金が適用される場合	<1	71.6	20.0	91.6
		1 – 5	51.6	20.0	71.6
		>5	41.6	20.0	61.6
地熱	N/A	<10	160.0	0	160.0
	N/A	>10	105.0	0	105.0
	2016年1月1日以前に運転開始した場合	<10	160.0	40.0	200.0
		>10	105.0	40.0	145.0
	熱利用奨励金が適用される場合	<10	160.0	30.0	190.0
		>10	105.0	30.0	135.0
	ペトロサーマル技術奨励金が適用される場合	<10	160.0	40.0	200.0
		>10	105.0	40.0	145.0
水力	5MW未満の容量	<0.5	126.7	0.0	126.7
		0.5 – 2.0	86.5	0.0	85.5
		2.0 – 5.0	76.5	0.0	76.5
	近代化された設備	<0.5	116.7	0.0	116.7
		0.5 – 5.0	86.5	0.0	86.5
	5MW以上の容量	<0.5	72.9	0.0	72.9
		0.5 – 10.0	63.2	0	63.2
		10.0 – 20.0	58.0	0	58.0
		20.0 – 50.0	43.4	0	43.4
		>50.0	35.0	0	35.0

出典: BMU, EEG – The Renewable Energy Sources Act (2009). <[www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg\\_2009\\_en.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2009_en.pdf)>.

発電技術が発達するに伴い費用が減少することを考慮し、基本買取価格及び奨励金額は政府が設定した遞減率に従い毎年減少する（表 10.3 参照）。递減率は、技術の費用構造と費用遞減の予測に基づき決定される。

**表 10.3：2011 年に運転を開始した設備に対する FIT 買取価格の年間遞減率**

発電技術	年間遞減率
洋上風力	2015 年より 5%
陸上風力	1%
水力 (<5 MW)	1%
地熱	1%
埋め立てガス	1.5%
バイオマス	1%
下水	1.5%
炭鉱ガス	1.5%

出典：BMU, EEG – The Renewable Energy Sources Act (2009).

<[www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg\\_2009\\_en.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2009_en.pdf)>.

政府は、2010 年の新規太陽光発電設備の合計が 7,000MW を超えた後、2011 年 1 月に新規設備に対する FIT 買取価格を引き下げた。2011 年 7 月までに 1,750MW の新規太陽光発電設備が設置された場合、FIT 買取価格はさらに引き下げられる予定であったが、2011 年の当初 5 ヶ月に設置された設備の容量は僅か 1,000MW であった。そのため、次の価格修正は 2012 年 1 月に持ち越された。<sup>3</sup> 30kW 以下の屋上設備による発電で外部に供給されず、その場所で使用される電力に対しては、引き続き 250 ユーロ/MWh の支払いができる。

2004 年の Renewable Energy Sources Act (*Erneuerbare-Energien-Gesetz*, EEG)により、送配電事業者は、再生可能電力の発電所が優先的に送配電網に接続されること、そして再生可能電力を購入し託送することを義務付けられている。但し、設備の所有者は、送配電網に繋ぐための費用を自己負担する必要がある。

<sup>3</sup> Bundesnetzagentur, Kurth: "Daten verschaffen allen Marktakteuren Klarheit", 16 June 2011.

<[www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1932/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2011/110616\\_PhotovoltaikZahlen.html?nn=65116](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2011/110616_PhotovoltaikZahlen.html?nn=65116)>.

表 10.4: 太陽光発電に対する FIT 買取価格と遞減率

年	設置容量	遞減率(%)	屋上				地上	
			< 30 kW	30-100 kW	100 – 1,000 kW	>1,000 kW	平地	汚染土壤、旧軍用地
2010	N/A	N/A	430.1	409.1	395.8	330.0	319.4	
2011	N/A	N/A	287.4	273.3	258.6	215.6	211.1	220.7
2012 年合計	1,500	1.5	283.1	269.2	254.7	212.4	207.9	217.4
	2,000	4.0	275.9	26224	248.3	207.0	202.7	211.9
	2,500	6.5	268.7	255.5	241.8	201.6	197.4	206.4
	3,500	9.0	261.5	248.7	235.3	196.2	192.1	200.8
	4,500	12.0	252.9	240.5	227.6	189.7	185.8	194.2
	5,500	15.0	244.3	232.3	219.8	183.3	179.4	187.6
	6,500	18.0	235.7	224.1	212.1	176.8	173.1	181.0
	7,500	21.0	227.0	215.9	204.3	170.3	166.8	174.4
	>7,500	24.0	218.4	207.7	196.5	163.9	160.4	167.7

出典 : Formulierungshilfe für einen Änderungsantrag zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 17/3629, 17/4233 – Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien – EAG EE), February 2011.  
<http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/46976/4596/>.

## 10.4 投資に対するインセンティブ

### 10.4.1 補助金

ドイツには、二つの主要な投資補助金が存在する。一つは経済技術省が管理する Joint Task Programme で、事業規模に応じそれぞれ 30%、40%、50% の補助金を提供している。明確な補助金額は、事業が実施される地域により異なる。もう一つは、旧東ドイツの地域にて運用されている Investment Allowance と呼ばれる投資補助金で、通常、免税となる現金払い支給されるが、税額控除が適用されることもある。<sup>4</sup>また、ドイツ連邦政府及び欧州連合は、再生可能エネルギー業界に対し、多額の研究開発資金を提供している。ドイツ政府は研究開発費に 2010 年には 1 億 2000 万ユーロ、2011 年には 1 億 2800 万ユーロを提供している。<sup>5</sup>

### 10.4.2 特別優待ローン

政府系金融機関 KfW Mittelstandsbank は、再生可能エネルギー事業への長期ソフトローンプログラムを実施している。太陽光、太陽熱、バイオマス(5MW 未満)、バイオガス、風力、水力、地熱発電が対象となる。事業費の最大 100%、1000 万ユーロまでの融資枠が設けられている(付加価値税を除く)。金利は 2.63% から 3.49% で、発電技術により異なる。また、中小企業はより低い金利での借り入れが可能となる。<sup>6</sup>

<sup>4</sup> Germany Trade and Invest 2010, Cash Incentives for Investment. <[www.gtai.com/homepage/investment-guide-to-germany/incentives-programs/cash-incentives-for-investments/](http://www.gtai.com/homepage/investment-guide-to-germany/incentives-programs/cash-incentives-for-investments/)>.

<sup>5</sup> Ministry of Economics and Technology, Röttgen baut Forschungsförderung für erneuerbare Energien weiter aus, January 2011. <[www.erneuerbare-energien.de/inhalt/46898/4595/](http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/46898/4595/)>.

<sup>6</sup> KfW, Erneuerbare Energien. <[www.kfw.de/kfw/de/Inlandsfoerderung/Foerderberater/Erneuerbare\\_Energien/index.jsp](http://www.kfw.de/kfw/de/Inlandsfoerderung/Foerderberater/Erneuerbare_Energien/index.jsp)>.

## 11.ギリシャ

### 11.1 政府の目標

ギリシャは、京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量を、1990年実績値を基準に25%以内の増加に留める事を目標としている。2009年の排出量は、1990年実績値を14.5%上回った。同国は、コペンハーゲン合意に基づき、EU連合の排出量取引制度の対象とならない産業部門においては、排出量を2020年までに2005年実績値を基準として4%削減する目標を掲げている。また、同国には、2020年までに最終エネルギー消費量の18%を再生可能エネルギーからまかなうというEU目標も課されている。これに対し、2008年の実績は7.8%であった。<sup>1</sup>政府は、総電力消費量のうち再生可能電力の占める割合を2020年までに40%とする事を目指しており、新規の再生可能電力技術の導入に関する目標を打ち出した。

表 11.1：ギリシャのエネルギー政策

温室効果ガス排出	京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量の増加を、1990年実績値を基準に25%以内に抑える事を目標とする。EU連合の排出量取引制度の対象とならない産業部門においては、2020年までに2005年実績値を基準とし排出量4%削減を目標とする。
再生可能エネルギー	EU連合加盟国として2020年までに最終エネルギー消費量の18%を再生可能エネルギーからまかなう。
再生可能電力	2020年までに総電力消費量の40%を再生可能電力とする事を目標とする。 2020年までに再生可能電力発電容量を下記の通り増加させる。 <ul style="list-style-type: none"> <li>• 小水力(&lt;15MW) : 350 MW</li> <li>• 太陽光 : 2,200 MW</li> <li>• 集光型太陽熱 : 250 MW</li> <li>• 風力 : 7,500 MW</li> <li>• バイオマス : 350 MW</li> </ul>

出典: European Environment Agency, GHG Inventory, May 2011. <[www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011](http://www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011)>; RAE, φημερισ Τησ Κυβερνησεωσ Τησ Ελληνικησ Δημοκρατιασ Τευχοσ Δευτερο Αρ. Φύλλου 1630, October 2010.

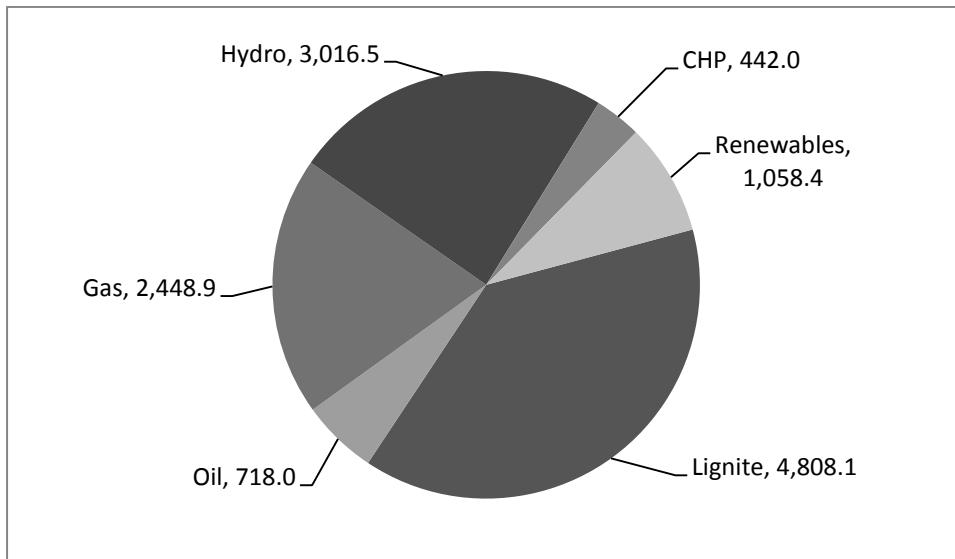
<[www.rae.gr/site/file/categories\\_new/global\\_regulation/global\\_national/global\\_national\\_laws/FEKB1630\\_2010?p=file&i=0](http://www.rae.gr/site/file/categories_new/global_regulation/global_national/global_national_laws/FEKB1630_2010?p=file&i=0)>.

<sup>1</sup> Government of Greece, National Action Plan 2010.

<[ec.europa.eu/energy/renewables/transparency\\_platform/doc/national\\_renewable\\_energy\\_action\\_plan\\_greece\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/doc/national_renewable_energy_action_plan_greece_en.pdf)>.

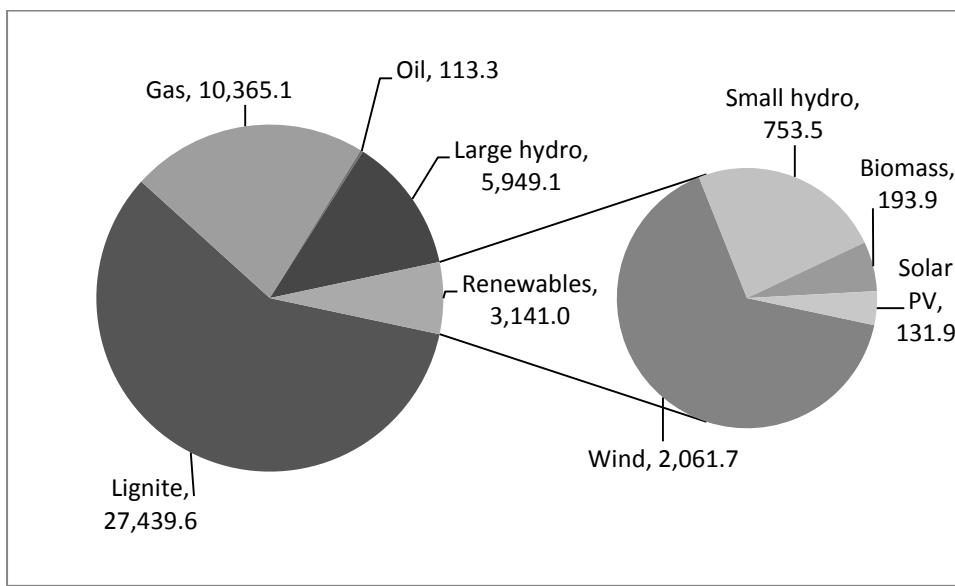
### 11.2 発電電力量の構成

図 11.1: ギリシャの 2009 年における発電設備総容量(MW): 合計 12,491.9 MW



出典 : RAE, 2010 National Report to the EC, November 2010. <[www.energy-regulators.eu](http://www.energy-regulators.eu)>.

図 11.2: ギリシャの 2010 年における発電電力量の構成(GWh): 合計 47,008.1 GWh



出典 : Hellenic Transmission System Operator, Energy Balance Report, December 2010. <[www.desmie.gr](http://www.desmie.gr)>.

### 11.3 発電に対するインセンティブ

ギリシャにおける再生可能電力開発の主要な支援制度は、FIT 制度である。同制度は 1994 年に導入され、最近では 2010 年に見直されている。尚、太陽光発電による電力の買取価格は 2009 年 3 月に改定されている。FIT 制度で規定される買取価格は 2 種類ある。一つはギリシャ本土及び本土の送配電網と連結している島々における発電に、もう一つは本土の送配電網に連結されていない島々における発電に適用される（表 11.2 参照）。

表 11.2 : ギリシャの 2011 年における FIT 買取価格 (EUR/MWh)

発電技術		本土及び連結された島における 買取価格	連結されていない島における買 取価格
陸上風力>50 kW		87.85	99.45
陸上風力<50 kW		250.00	
洋上風力		104.84	
太陽光発電設備	≤ 100 kW	419.46	466.03
	> 100 kW	372.83	419.43
建材一体型太陽光発電設備 (BIPV)		≤ 10 kW	550
太陽熱	通常	264.85	
	蓄熱器付	284.85	
小水力		≤ 15 MW	87.85
地熱	低温	150	
	高温	99.45	
バイオマス	≤ 1 MW	200	
	≤ 5 MW	175	
	> 5 MW	150	
廃棄物・下水からのバイオガス	≤ 2 MW	120	
	> 2 MW	99.45	
バイオマス・農業廃棄物から のバイオガス	≤ 3 MW	220	
	> 3 MW	200	
その他		87.85	99.45

出典 : Ministry of Environment, Energy and Climate Change, Law 3851/2010: Accelerating the development of Renewable Energy Sources to deal with climate change and other regulations addressing issues under the authority of the Ministry of Environment, Energy and Climate Change.

<[www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=qtW90JJLYs%3d&tabid=37](http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=qtW90JJLYs%3d&tabid=37)>; Law 3734/2009, Promotion of co-generation of two or more energy sources, regulation of issues related to Mesochora hydroelectric plant and other provisions.

<[www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=t8OWD9SCE9U%3D&tabid=295&language=el-GR](http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=t8OWD9SCE9U%3D&tabid=295&language=el-GR)>.

さらに、EU からの資金提供のない事業には、表 11.2 に記されている価格より 15 から 20% 高い FIT 買取価格が適用される（太陽光発電設備を除く）。コンジェネレーション事業には追加の奨励金がある。

2010 年 8 月より、建材一体型を除く太陽光発電設備の FIT 買取価格に遞減率が適用されている。表 11.3 に、2015 年までの FIT 買取価格を示す。2015 年 2 月以降は、FIT 買取価格は前年の太陽光発電による電力の平均価格に基づき決定される。建材一体型については、年 5% の遞減率が 2012 年より適用される。

地域の送配電網事業者は、新規且つ認可を受けた再生可能電力生産設備の所有者と 20 年間の購入契約を結ぶことを義務付けられている。この間、FIT 買取価格は保障され、全ての電力は送配電網に供給される。建材一体型と太陽熱発電設備に対する FIT 買取価格は 25 年間保障される。<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> Ministry of Environment, Energy and Climate Change, Law 3851/2010: Accelerating the development of Renewable Energy Sources to deal with climate change and other regulations addressing issues under the authority of the Ministry of Environment, Energy and Climate Change. <[www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=qtW90JJLYs%3d&tabid=37](http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=qtW90JJLYs%3d&tabid=37)>.

表 11.3: 2009 年から 2014 年までの太陽光発電設備に対する FIT 買取価格 (EUR/MWh)

価格開始年月		本土及び連結された島における 買取価格		連結されていない島における買取価格	
年	月	≤ 100 kW	> 100 kW	≤ 100 kW	> 100 kW
2009	2月	450.00	400.00	500.00	450.00
2010	8月	441.05	392.04	490.05	441.05
2011	2月	419.43	372.83	466.03	419.43
2011	8月	394.88	351.01	438.76	394.88
2012	2月	375.53	333.81	417.26	375.53
2012	8月	353.56	314.27	392.84	353.56
2013	2月	336.23	298.87	373.59	336.23
2013	8月	316.55	281.38	351.72	316.55
2014	2月	302.56	268.94	336.18	302.56
2014	8月	293.59	260.97	326.22	293.59

出典 : Law 3734/2009, Promotion of co-generation of two or more energy sources.

<[www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=t8OWD9SCE9U%3D&tabid=295&language=el-GR](http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=t8OWD9SCE9U%3D&tabid=295&language=el-GR)>.

#### 11.4 投資に対するインセンティブ

ギリシャ法 3299/2004 地域選択型投資推進法 (Incentives of Private Investments for Financial Development and Regional Convergence) により、以下の金額を上回る投資に対し（再生可能エネルギー事業に対する投資を含む）補助金が提供される。

- 大企業は 50 万ユーロを超える投資
- 中企業は 25 万ユーロを超える投資
- 小企業は 15 万ユーロを超える投資
- 特に小規模な企業は 10 万ユーロを超える投資

補助金額は、投資対象となる事業が実施される地域により異なる（表 11.4 参照）。

表 11.4 : ギリシャ政府により提供される投資に対するインセンティブ

地域		資本費用に対する 補助率	人件費に対する補助率	減税率
A	アッティカ県及び テッサロニキ県（離島と工業地帯を除く）	20 %	20 %	60 %
B	その他（A の工業地帯を含む）	30 %	30 %	100 %
C	東マケドニア、トラキア、ペロポネソス半島、イピロス、北西エーゲ海諸島及びギリシャ諸島	40 %	40 %	100 %

出典 : Centre for Renewable Energy Studies, 'Source of Financing and Financial Incentives for Energy Investment.'

<[www.cres.gr/cape/epixeiriseis\\_ependites.htm](http://www.cres.gr/cape/epixeiriseis_ependites.htm)>.

尚、再生可能電力事業者は、付加価値税 (23%) の支払いを免除される。<sup>3</sup>これらに加え、2007 年から 2013 年の間に、欧州連合の持続可能な開発のための産業部門別運営プログラムの国家戦略基準枠組み (National Strategic Reference Framework Sectoral Operation Programme for Sustainable Development) から 28 億ユーロ（ギリシャ政府かの 4 億 5000 万ユーロを含む）が、再生可能エネルギーや環境の持続可能性に関する事業に提供される。同融資への応募は年間を通して受け付けられている。<sup>4</sup>

<sup>3</sup> Centre for Renewable Energy Studies, 'Source of Financing and Financial Incentives for Energy Investment.'

<[www.cres.gr/cape/epixeiriseis\\_ependites.htm](http://www.cres.gr/cape/epixeiriseis_ependites.htm)>.

<sup>4</sup> Ministry of Economy, Environment and Sustainable Development. <[www.espa.gr/en/Pages/staticOPEnvironment.aspx](http://www.espa.gr/en/Pages/staticOPEnvironment.aspx)>.

## 12. ハンガリー

### 12.1 政府の目標

ハンガリーは、京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量を、1990年実績値を基準に6%削減する事を目標としている。2009年の排出量は、1990年実績値を42.2%下回った。同国は、コペンハーゲン合意に基づき、欧州連合の排出量取引制度の対象とならない産業部門においては、排出量を2020年までに2005年実績値を基準として10%削減する目標を掲げている。また、同国には、2020年までに最終エネルギー消費量の13%を再生可能エネルギーからまかなうというEU目標も課されている。これに対し、2008年の実績は6.6%であった。この他、2020年までに一次エネルギー供給量の14.6%を再生可能エネルギーからまかなうという政府目標がある。

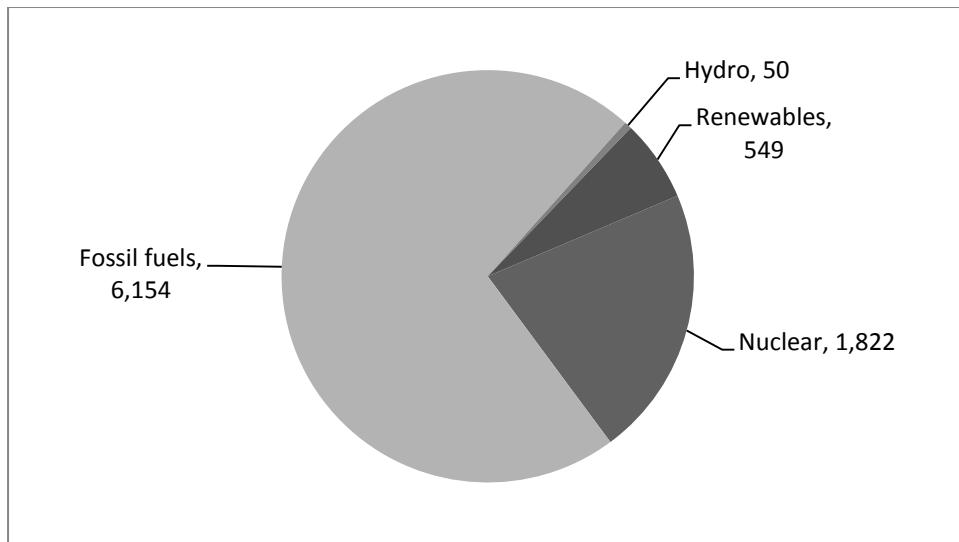
表 12.1：ハンガリーのエネルギー政策

温室効果ガス排出	京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量を、1990年実績値を基準に6%削減する事を目標とする。欧州連合の排出量取引制度の対象外となる産業部門において、2020年までに2005年実績値を基準とし排出量を10%削減する。
再生可能エネルギー	欧州連合加盟国として、2020年までに最終エネルギー消費量の13%を再生可能エネルギーとする。さらに、政府は2020年までに1次エネルギー供給量の14.6%を再生可能エネルギーからまかなう事を目標としている。
再生可能電力	目標なし。

出典：Government of Hungary, National Reform Programme, April 2011.  
 <[www.kormany.hu/download/3/a1/30000/Hungary's National Reform Programme.pdf](http://www.kormany.hu/download/3/a1/30000/Hungary's%20National%20Reform%20Programme.pdf)>.

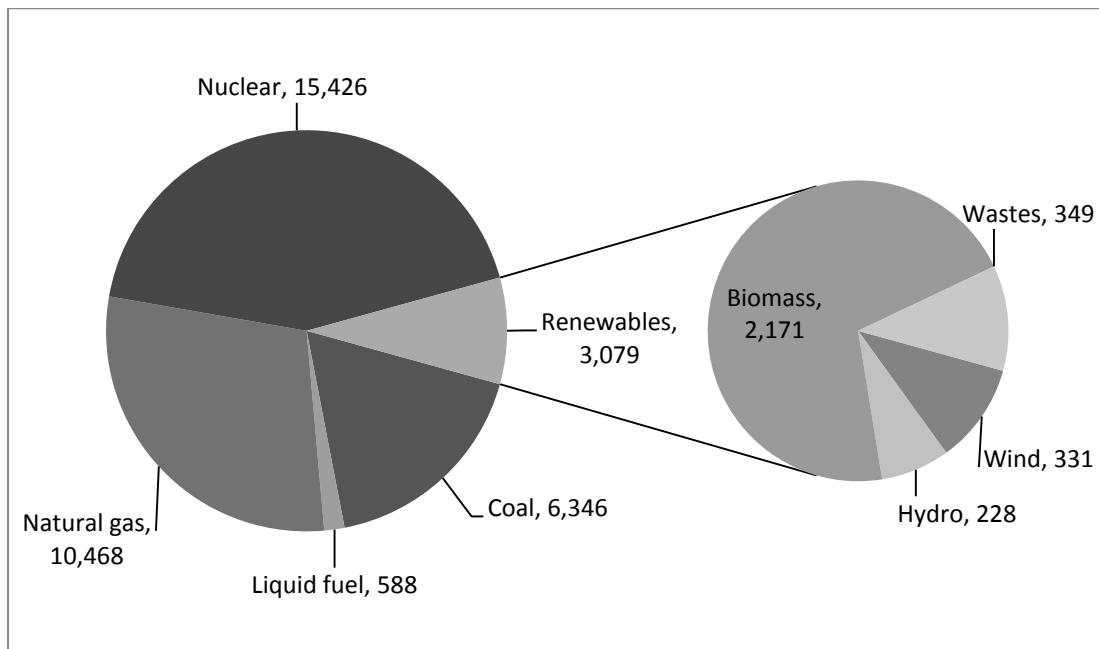
## 12.2 発電電力量の構成

図 12.1: ハンガリーの 2009 年における発電設備総容量(MW): 合計 8,575 MW



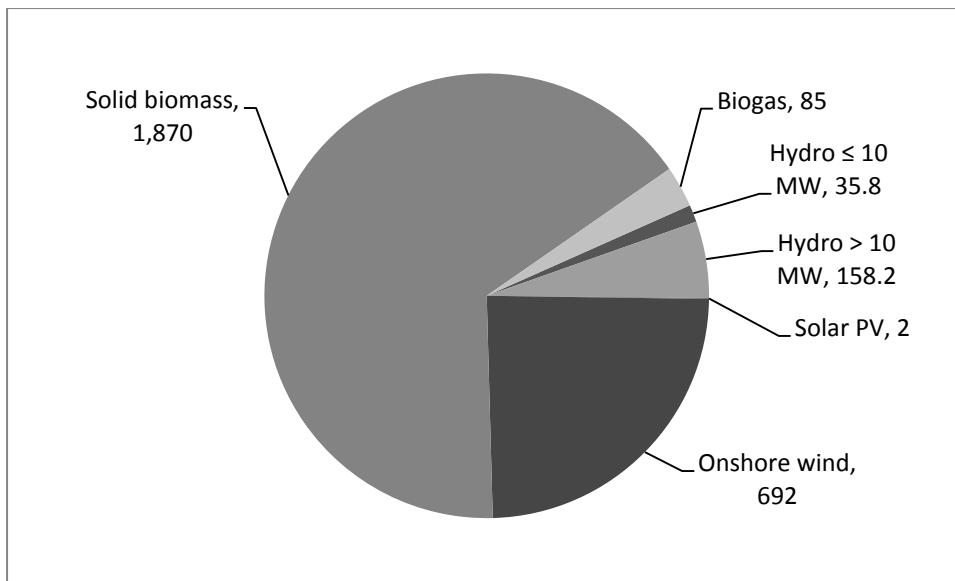
出典 : MAVIR, Statistics Data of the Hungarian Power System, 2009. <[www.mavir.hu](http://www.mavir.hu)>.

図 12.2: ハンガリーの 2009 年における発電電力量の構成(GWh): 合計 35,907 GWh



出典 : MAVIR, Statistics Data of the Hungarian Power System, 2009. <[www.mavir.hu](http://www.mavir.hu)>.

図 12.3: ハンガリーの 2010 年における再生可能発電電力量の構成(GWh): 合計 2,843 GWh



出典 : Government of Hungary, Hungary's Renewable Energy Utilisation Action Plan on Trends in the Use of Renewable Energy Sources until 2020, December 2010.

[ec.europa.eu/energy/renewables/transparency\\_platform/doc/national\\_renewable\\_energy\\_action\\_plan\\_hungary\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/doc/national_renewable_energy_action_plan_hungary_en.pdf).

### 12.3 発電に対するインセンティブ

ハンガリーにおける再生可能電力事業への主要な支援制度は、FIT 制度である。同制度は、電力需要家への電力価格に賦課金を加算することにより、その徴収した資金を利用して、再生可能電力事業者を支援するものである。現在支援を受けている事業者の 3 分の 2 は、バイオマスによるコンジェネレーション (CHP) 事業者である。<sup>1</sup> 同制度は 2008 年 1 月 1 日に施行されたが、後に更新され、2009 年以降に発電を開始する全ての新規設備に適用されている。同制度で設定される FIT 買取価格は毎年、エネルギー規制機関であるハンガリーエネルギー局 (Magyar Energia Hivatal) が、インフレ指標に基づき調整する。2008 年 1 月 1 日以降に発電を開始した再生可能電力発電所、および 2008 年 1 月 1 日以前に発電を開始した再生可能電力発電所に対する 2011 年の FIT 買取価格を、それぞれ表 12.2 と表 12.3 に記載する。ハンガリー政府は、FIT 制度は 2011 年末に修正されると表明したが、2011 年 6 月の時点で修正内容についての発表はない。<sup>2</sup>

<sup>1</sup> MEH, KAT Report 2010. <[www.eh.gov.hu/gcpdocs/201009/2010\\_1\\_kat\\_jelentes\\_\\_2\\_en\\_2\\_.pdf](http://www.eh.gov.hu/gcpdocs/201009/2010_1_kat_jelentes__2_en_2_.pdf)>.

<sup>2</sup> Government of Hungary, Hungary's Renewable Energy Utilisation Action Plan on Trends in the Use of Renewable Energy Sources until 2020, December 2010.

[ec.europa.eu/energy/renewables/transparency\\_platform/doc/national\\_renewable\\_energy\\_action\\_plan\\_hungary\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/doc/national_renewable_energy_action_plan_hungary_en.pdf).

表 12.2: 2008 年以降に運転を開始した再生可能電力事業に適用される 2011 年の FIT 買取価格

発電技術/容量	発電の時間 <sup>a, b, c</sup>	HUF/MWh <sup>d</sup>	EUR/MWh <sup>d</sup>
太陽光	ピーク時	29,840	108.39
	オフ・ピーク時 I	29,840	108.39
	オフ・ピーク時 II	29,840	108.39
その他の再生可能電力源 (<20MW)	ピーク時	33,350	121.14
	オフ・ピーク時 I	29,840	108.39
	オフ・ピーク時 II	23,880	86.74
その他の風力を除く再生可能電力源 (20MW-50MW)	ピーク時	26,670	96.88
	オフ・ピーク時 I	23,880	86.74
	オフ・ピーク時 II	9,740	35.38
風力 (>50MW)	ピーク時	33,350	121.14
	オフ・ピーク時 I	29,840	108.39
	オフ・ピーク時 II	12,180	44.24
大水力 (>5 MW), その他の再生可能電力 (<50 MW)	ピーク時	20,740	75.34
	オフ・ピーク時 I	13,270	48.20
	オフ・ピーク時 II	13,270	48.20
火力 (ゴミ)	ピーク時	31,280	113.62
	オフ・ピーク時 I	21,550	78.28
	オフ・ピーク時 II	11,250	40.86
発熱用の再生可能エネルギー源による 50MWまでのコジェネレーション (CHP)	ピーク時	29,600	107.52
	オフ・ピーク時 I	19,180	69.67
	オフ・ピーク時 II	3,000	10.90
発熱用の再生可能エネルギー源による 50MW-100MW の CHP	ピーク時	20,200	73.37
	オフ・ピーク時 I	12,610	45.80
	オフ・ピーク時 II	3,000	10.90
非発熱用の再生可能エネルギー源による 20MWまでの CHP	ピーク時	20,200	73.37
	オフ・ピーク時 I	12,610	45.80
	オフ・ピーク時 II	3,000	10.90

注: <sup>a</sup> “ピーク時”とは、週日の午前 06:00 から 22:00 を指す。夏季は全てのカテゴリーにて 1 時間繰り上げる。

<sup>b</sup> “オフ・ピーク時 I”とは、週日の 22:00-01:00 及び 05:00-06:00 と休日の 06:00-01:30 を指す。

<sup>c</sup> “オフ・ピーク時 II”とは、週日の 01:30-05:00 と休日の 01:30-06:00 を指す。

<sup>d</sup> HUF は Hungarian Florints の略。2010 年の平均為替レート EUR1=HUF275.303 を使用。

出典: MEH, Feed-in Tariffs 2008-11. <eh.gov.hu/home/html/index.asp?msid=1&sid=0&lng=2&hkl=399>.

表 12.3: 2008 年以前に運転を開始した再生可能電力事業に適用される 2011 年の FIT 買取価格

発電技術/容量	発電の時間 <sup>a, b, c</sup>	HUF/MWh <sup>d</sup>	EUR/MWh <sup>d</sup>
太陽光、風力	ピーク時	30,710	111.55
	オフ・ピーク時 I	30,710	111.55
	オフ・ピーク時 II	30,710	111.55
大水力(>5 MW), その他の再生可能電力 (<50 MW)	ピーク時	20,740	75.34
	オフ・ピーク時 I	13,270	48.20
	オフ・ピーク時 II	13,270	48.20
火力 (ゴミ)	ピーク時	31,280	113.62
	オフ・ピーク時 I	21,550	78.28
	オフ・ピーク時 II	11,250	40.86
その他	ピーク時	34,310	124.63
	オフ・ピーク時 I	30,720	111.59
	オフ・ピーク時 II	12,540	45.55
発熱用の再生可能エネルギー源による 50MWまでのコジェネレーション (CHP)	ピーク時	30,020	109.04
	オフ・ピーク時 I	19,180	69.67
	オフ・ピーク時 II	3,000	10.90
発熱用の再生可能エネルギー源による 50MW-100MW の CHP	ピーク時	20,200	73.37
	オフ・ピーク時 I	12,610	45.80

	オフ・ピーク時 II	3,000	10.90
非発熱用の再生可能エネルギー源による 20MW-50MW の CHP	ピーク時	20,200	73.37
	オフ・ピーク時 I	12,610	45.80
	オフ・ピーク時 II	3,000	10.90

注: a “ピーク時”とは、平日の午前 06:00 から 22:00 を指す。夏季は全てのカテゴリーにて 1 時間繰り上げる。

b “オフ・ピーク時 I”とは、平日の 22:00-01:00 及び 05:00-06:00 と休日の 06:00-01:30 を指す。

c “オフ・ピーク時 II”とは、平日の 01:30-05:00 と休日の 01:30-06:00 を指す。

d HUF は Hungarian Florints の略。2010 年の平均為替レート EUR1=HUF275.303 を使用。

出典: MEH, Feed-in Tariffs 2008-11. <eh.gov.hu/home/html/index.asp?msid=1&sid=0&lng=2&hkl=399>.

## 12.4 投資に対するインセンティブ

ハンガリーの発電事業者は、FIT 制度に加え、環境エネルギー事業に対する運用計画 (Operational Plan for Environment and Energy Programme, KEOP) を通し、欧州連合が提供する投資支援制度を利用することができます。KEOP は、2007 年から 2013 年にかけ、総額 2 億 5,300 万ユーロをハンガリーの再生可能エネルギー事業支援のために提供する。支援の対象となるのは、整地費用、事業管理費用、サービス、無形及び有形資産の取得費用であり、10 億フォリントまたは総事業費の 60% のいずれか低い方の金額を上限として提供される。支援対象となる事業は、バイオマス、ゴミ、バイオガス、地熱、太陽光、太陽熱の発電事業である。<sup>3</sup>

政府は 2010 年、グリーン投資制度 (Green Investment Scheme, GIS) を開始した。この制度は排出量取引制度の排出権販売益により運営され、住宅所有者やビジネスに対し、小規模の再生可能エネルギー設備を設置するための補助金を提供している。2011 年には、政府はバイオマスエネルギー事業の発展のために、農業用のエネルギー事業を導入する意向を表明した。<sup>4</sup>

<sup>3</sup> Government of the Republic of Hungary, *Environment and Energy Operational Plan (KEOP) 2007-2013*. <nfu.hu/download/1783/KEOP\_070628\_ENG.pdf>.

<sup>4</sup> Hungary's RE Utilisation Action Plan on Trends in the Use of RE Sources until 2020, December 2010. <ec.europa.eu/energy/renewables/>.

## 13. アイスランド

### 13.1 政府の目標

アイスランドは、京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量を、1990年実績値を基準に10%以内の増加に抑える事を目標としている。2009年の排出量は、1990年実績値を43%上回った。<sup>1</sup>同国は、コペンハーゲン合意に基づき、欧州連合の排出量取引制度の対象とならない産業部門においては、排出量を2020年までに2005年実績値を基準として15%削減する目標を掲げている。また、2050年までに1990年実績値の50%から70%の排出量を削減するという政府目標を設けている。アイスランドは既に、一次エネルギー消費量の80%を水力と地熱から発電しており、ほとんどの電力が再生可能エネルギーからまかなわれているため、再生可能エネルギーや電力に対する目標をもたない。<sup>2</sup>

表 13.1:アイスランドのエネルギー政策

温室効果ガス排出	京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量の増加を、1990年実績値を基準に10%以内に抑える事を目標とする。コペンハーゲン合意に基づき、2020年までに1990年の排出量を基準に、15%の排出量削減を目標とする。政府は、2050年までに1990年の排出量を基準に、50-70%の排出量削減を目標とする。
再生可能エネルギー	目標なし。
再生可能電力	目標なし。

出典：Ministry of Environment, Iceland's Target under the Copenhagen Accord, February 2010. <unfccc.int/files/meetings/cop\_15/copenhagen\_accord/application/pdf/icelandcpahaccord\_app1.pdf>; Ministry of Environment, 2010 Report to the UNFCCC. <unfccc.int/resource/docs/natc/isl\_nc5\_resubmit.pdf>.

### 13.2 発電電力量の構成

アイスランドでは、送配電網に接続されている発電設備容量は全て、水力もしくは地熱エネルギーにより稼動している。ディーゼルを利用した発電設備も少数あるが、大抵の場合、緊急時の発電に用途が限られるか、送配電網に接続されていないグリムセイ島やフラティー島に設置されている。

<sup>1</sup> Statistics Iceland, Emissions. <[www.statice.is](http://www.statice.is)>

<sup>2</sup> Ministry of Environment, 2010 Report to the UNFCCC. <[unfccc.int/resource/docs/natc/isl\\_nc5\\_resubmit.pdf](http://unfccc.int/resource/docs/natc/isl_nc5_resubmit.pdf)>.

図 13.1: アイスランドの 2009 年における発電設備総容量(MW): 合計 2,579.3 MW

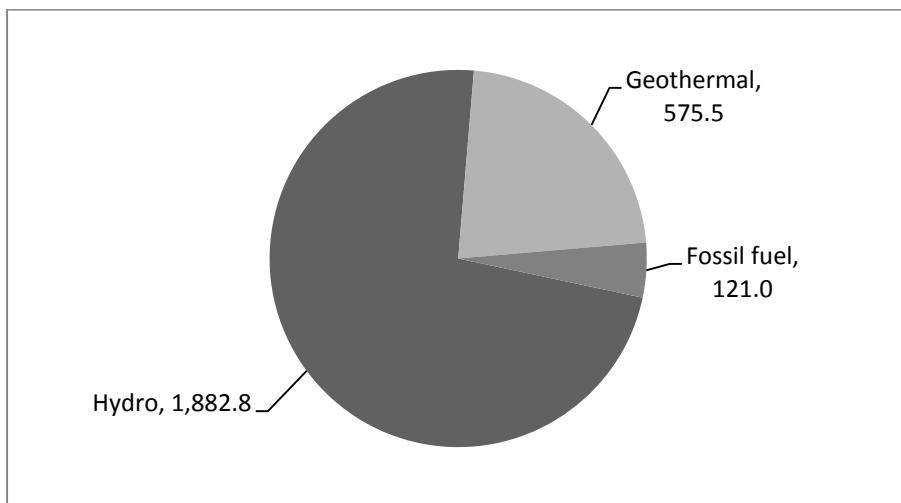
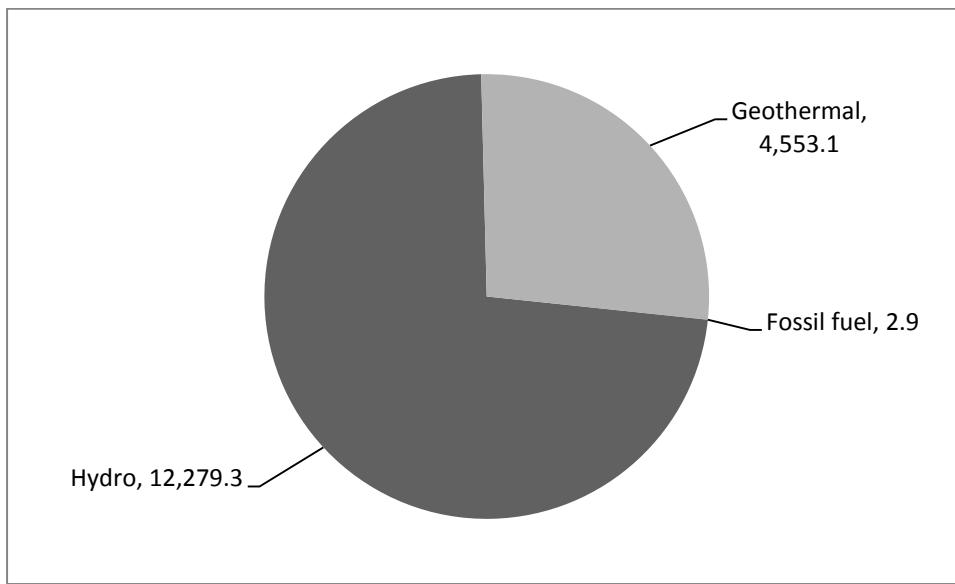
出典: Statistics Iceland, Energy. <[www.statice.is](http://www.statice.is)>.

図 13.2: アイスランドの 2009 年における発電電力量の構成(GWh): 合計 16,835.3 GWh

出典: Statistics Iceland, Energy. <[www.statice.is](http://www.statice.is)>.

### 13.3 発電と投資に対するインセンティブ

アイスランド国内の電力のほぼ全てが再生可能エネルギー源により発電されているため、再生可能電力の推進の必要性が少なく、インセンティブは存在しない。政府は、排出量削減のため、炭素税の導入、欧州連合域内排出取引制度への参加、土地利用と林業の改善といった政策を進めている。<sup>3</sup>

<sup>3</sup> Ministry of Environment, Aðgerðaáætlun í loftslagsmálum (Climate Action), October 2010. <[www.umhverfisraduneyti.is/media/PDF\\_skrar/Adgerdaaetlun-i-loftslagsmalum.pdf](http://www.umhverfisraduneyti.is/media/PDF_skrar/Adgerdaaetlun-i-loftslagsmalum.pdf)>.

## 14. アイルランド

### 14.1 政府の目標

アイルランドは、京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量を、1990年実績値を基準に13%以内の増加に抑える事を目標としている。2009年の排出量は、1990年実績値を12.2%上回った。同国は、コペンハーゲン合意に基づき、EU連合の排出量取引制度の対象とならない産業部門においては、排出量を2020年までに2005年実績値を基準として20%削減する目標を掲げている。同国には、2020年までに最終エネルギー消費量の16%を再生可能エネルギーからまかなうというEU目標も課されている。これに対し、2008年の実績は3.8%であった。また、同国のエネルギー行動計画(National Renewable Energy Action Plan)は、2020年までに総電力消費量の40%を再生可能電力とする目標を定めている。これに対し、2009年の実績は14.4%であった。<sup>1</sup>

表 14.1 : アイルランドのエネルギー政策

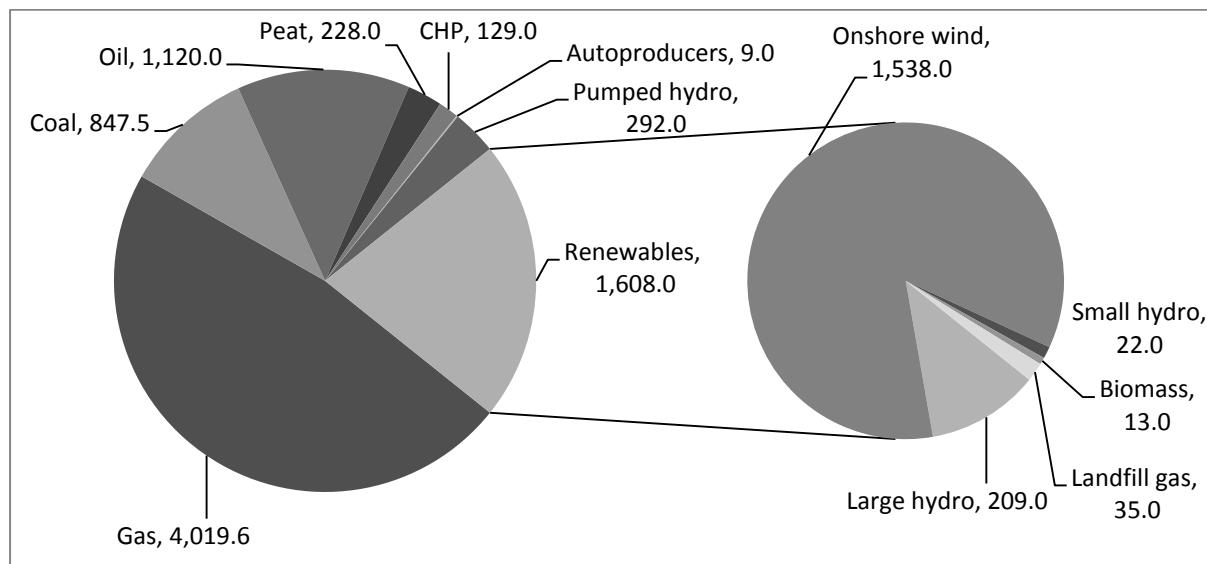
温室効果ガス排出	京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量の増加を、1990年実績値を基準に13%以内に抑える事を目標とする。EU連合加盟国として、2020年までに排出量取引制度の対象外となる産業部門で排出量の20%削減を目標とする。
再生可能エネルギー	EU連合加盟国として、2020年までに最終エネルギー消費量の16%を再生可能エネルギーからまかなう。
再生可能電力	政府は2020年までに電力消費量の40%を再生可能エネルギーとする事を目標としている。 <ul style="list-style-type: none"><li>2020年までに波力発電設備容量500MWを導入する。</li><li>2015年までに公営の3つのピーク発電所で使用する原料の30%をバイオマスとする。</li><li>バイオマスを利用するCHPを中心に、2020年までに800MWのCHP設備容量を導入する。</li></ul>

出典: European Environment Agency, GHG Inventory, May 2011. <[www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011](http://www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011)>; Commission of the European Communities, Energy. <[www.energy.eu](http://www.energy.eu)>.

<sup>1</sup> Department of Energy, Communications and Natural Resources, National Renewable Energy Action Plan. <[www.dcenr.gov.ie](http://www.dcenr.gov.ie)>.

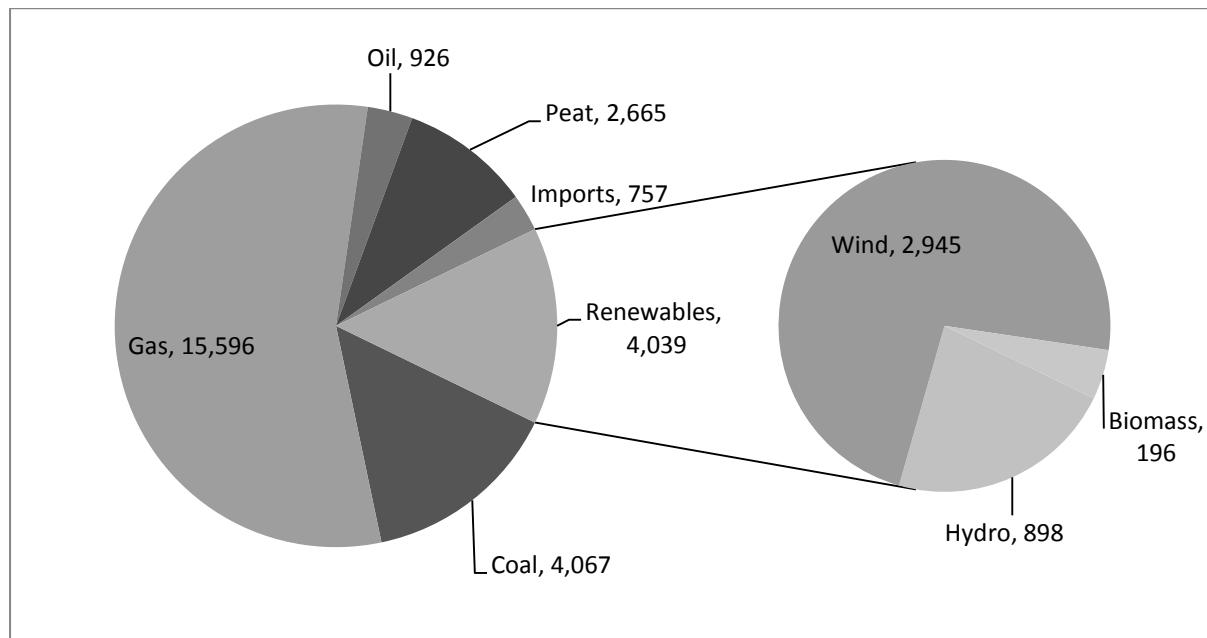
## 14.2 発電電力量の構成

図 14.1: アイルランドの 2010 年における発電設備の総容量(MW): 合計 8462.1 MW



出典 : EirGrid, Generation Capacity Statement 2011-2020. <[www.eirgrid.com/media/GCS\\_2011-2020\\_as\\_published\\_22\\_Dec.pdf](http://www.eirgrid.com/media/GCS_2011-2020_as_published_22_Dec.pdf)>.

図 14.2: アイルランドの 2009 年における発電電力量の構成(GWh): 合計 28,050 GWh



出典 : Sustainable Energy Authority of Ireland, Renewable Energy 2010 Update.  
[www.seai.ie/Publications/Statistics\\_Publications/SEI\\_Renewable\\_Energy\\_2010\\_Update/](http://www.seai.ie/Publications/Statistics_Publications/SEI_Renewable_Energy_2010_Update/).

## 14.3 発電に対するインセンティブ

アイルランドにおける再生可能電力事業の主要なインセンティブは、1995 年から 2003 年までの間、代替エネルギー要件 (Alternative Energy Requirement, AER) と呼ばれる入札制度であった。その後

2006 年に、通信海洋天然資源省 (Department of Communications, Marine and Natural Resources) が運営する再生可能エネルギーFIT 制度 (Renewable Energy Feed-in Tariff, RE-FIT) が、AER に代わる新たなインセンティブとして導入された。

RE-FIT は、一般の電力より割高な再生可能電力を購入するために電力供給事業者が支払う額を補填するという優遇条件を付け、供給事業者と再生可能電力事業者間での売電契約 (Power Purchasing Agreement, PPA) を促し、再生可能電力の普及を促進することを目標としている。他の FIT 制度とは異なり、補助金は発電事業者ではなく、供給事業者が受取る。

エネルギー規制委員会 (Commission for Energy Regulation) は、RE-FIT の価格の計算を一任され、機会費用と技術費用の 2 種類の要素を用いて、各発電技術毎に異なる価格を設定する。機会費用は、基準となる風力発電所の MWh 毎の発電費用と、アイルランド島の統一電力市場 (Single Electricity Market) における電力の標準取引価格との差額から計算される。技術費用は、風力以外の技術を使用した場合の発電費用との差額を反映するように計算される。表 14.2 は、2011 年の RE-FIT 価格である。同価格は、アイルランド消費者物価指数(Irish Consumer Price Index) と連動しており、PPA の契約日から 15 年間電力供給事業者に保証される。RE-FIT は 2030 年以降廃止される可能性がある。<sup>2</sup>

**表 14.2: 再生可能電力に対する 2011 年の RE-FIT 価格**

発電技術	RE-FIT 価格 (EUR/MWh)
大規模風力(> 5 MW)	66.353
小規模風力 ( $\leq 5$ MW)	68.681
洋上風力	162.972
水力(< 5 MW)	83.814
波力、潮力	220
バイオマス	85
バイオマス (エネルギー作物使用)	95
バイオマス (CHP) $\leq 1,500$ kW	140
バイオマス (CHP) $> 1,500$ kW	120
嫌気消化 (CHP なし) $\leq 500$ kW	110
嫌気消化 (CHP なし) $> 500$ kW	100
嫌気消化 (CHP) $\leq 500$ kW	150
嫌気消化 (CHP) $> 500$ kW	130

出典: DCENR, Electricity from REFIT.

<[www.dcenr.gov.ie/Energy/Sustainable+and+Renewable+Energy+Division/Electricity+from+Renewables+inc+REFIT+and+AER.htm](http://www.dcenr.gov.ie/Energy/Sustainable+and+Renewable+Energy+Division/Electricity+from+Renewables+inc+REFIT+and+AER.htm)>.

#### 14.4 投資に対するインセンティブ

アイルランドの持続可能エネルギー推進機構 (Sustainable Energy Authority) は、2007 年に持続可能エネルギー育成 (Sustainable Energy Incubator) 事業を試験的に実施した。これは、アイルランド政府認定のビジネス育成センターの授業料を、最長 2 年間受講者に代わり負担する (1 年目は 1 万ユーロ、2 年目は 5000 ユーロを上限とする) というものである。この他、事業支援活動 (例えば経営学習やビ

<sup>2</sup> Energy Ireland, Energy Yearbook 2010. <[www.mop.ie/publications/Revisiting-RE-FIT.htm](http://www.mop.ie/publications/Revisiting-RE-FIT.htm)>.

ジネスネットワーキング等) として、経営学習のための活動支援金として 1 年目と 2 年目にそれぞれ 8,000 ユーロと 4,000 ユーロ、ビジネスネットワーキングの支援金として 1 年目と 2 年目にそれぞれ 2,000 ユーロと 1,000 ユーロを上限に支給される。尚、1 年に提供される支援金の総額の上限は 2 万 2,000 ユーロとする。次回の支援金申し込み募集は 2011 年に告示される予定である。<sup>3</sup>

コジェネレーションの普及 (Combined Heat and Power (CHP) Deployment) プログラムは、1MW 以下の小規模の化石燃料及びバイオマス燃焼の CHP 設備導入に対する支援をしている。同制度では、実行可能性調査費用の 40% 及び投資支出額の 30% に相当する支援金が提供されている。<sup>4</sup>

---

<sup>3</sup> Sustainable Energy Ireland, Incubator Programme. <[www.seai.ie/Grants/Sustainable\\_Energy\\_Incubator\\_Programme/](http://www.seai.ie/Grants/Sustainable_Energy_Incubator_Programme/)>.

<sup>4</sup> Sustainable Energy Ireland, CHP Deployment Programme. <[www.seai.ie/Grants/CHP](http://www.seai.ie/Grants/CHP)>.

## 15.イタリア

### 15.1 政府の目標

イタリアは、京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量を、1990年実績値を基準に6.5%削減する事を目標としている。2009年の排出量は、1990年実績値を5%下回った。同国は、コペンハーゲン合意に基づき、EU連合の排出量取引制度の対象とならない産業部門においては、排出量を2020年までに2005年実績値を基準として13%削減する目標を掲げている。同国には、2020年までに最終エネルギー消費量の17%を再生可能エネルギー源でまかなうというEU目標も課されている。これに対し、2008年の実績は6.8%であった。<sup>1</sup>

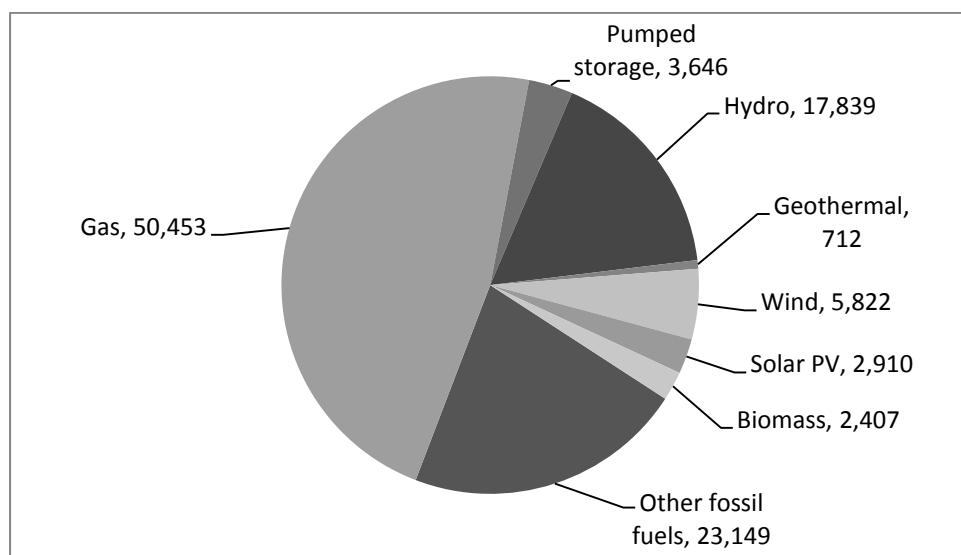
表 15.1：イタリアのエネルギー政策

温室効果ガス	京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量を、1990年実績値を基準に6.5%削減する事を目標とする。EU連合加盟国として、2020年までにEU連合の排出量取引制度の対象外となる産業部門で2005年の排出量を基準に13%の削減を目標とする。
再生可能エネルギー	EU連合加盟国として、2020年までに最終エネルギー消費量の17%を再生可能エネルギーでまかなう。
再生可能電力	目標なし。

出典: European Environment Agency, GHG Inventory, May 2011. <[www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011](http://www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011)>; Commission of the European Communities, Energy. <[www.energy.eu](http://www.energy.eu)>.

### 15.2 発電電力量の構成

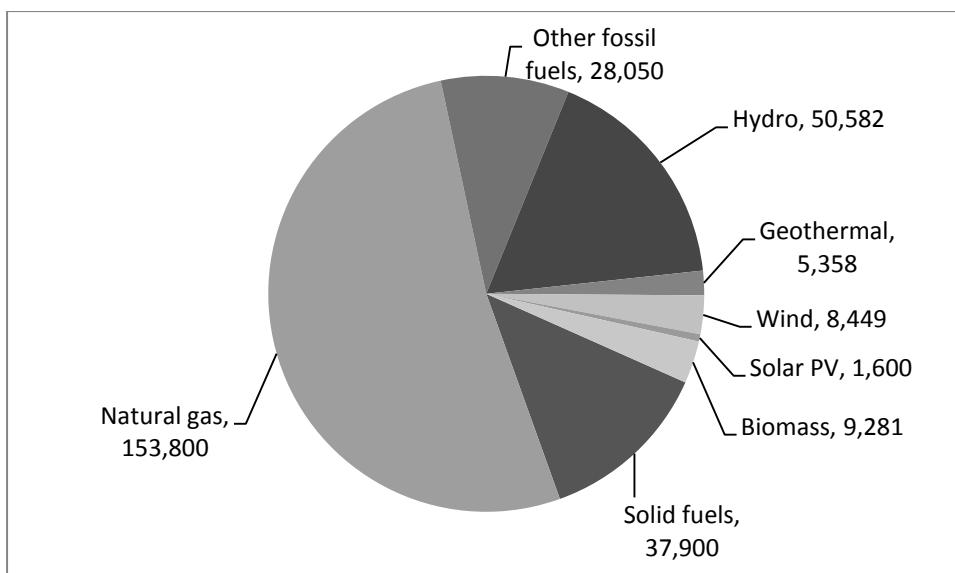
図 15.1: イタリアの2010年における発電設備総容量(MW): 合計 106,938 MW



出典 : Terna, Dati Statistici Sull'energia Elettrica in Italia 2010: Quadro di sintesi al 11 marzo 2011. <[www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=zuvz3fV0FiQ%3d&tabid=649](http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=zuvz3fV0FiQ%3d&tabid=649)>.

<sup>1</sup> Eurostat, Share of Renewable Energy in Gross Final Energy Consumption. <[epp.eurostat.ec.europa.eu](http://epp.eurostat.ec.europa.eu)>.

図 15.2: イタリアの 2010 年における発電電力量の構成(GWh): 合計 295,020 GWh



出典 : Terna, Dati Statistici Sull'energia Elettrica in Italia 2010: Quadro di sintesi al 11 marzo 2011.  
 <[www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=zuvz3fV0FiQ%3d&tabid=649](http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=zuvz3fV0FiQ%3d&tabid=649)>.

### 15.3 発電に対するインセンティブ

イタリアにおける再生可能電力の導入を支援する主な政策は、グリーン証書取引 (TGC)制度であるが、太陽光発電事業とその他の 1MW 以下の再生可能電力の発電事業に対しては、定額補助金と FIT 制度の組み合わせもある。<sup>2</sup>

地方自治体、政府、または国際機関から投資支援を受けた再生可能電力発電所は、発電に対する奨励金を受けられることになっている。但し、例外として、地域のバイオマスやマイクロ発電機を使用する発電所は、投資費用の 40%までを、発電に対する奨励金に加えて受け取ることができる。<sup>3</sup>

#### 15.3.1 グリーン証書取引制度 (TGC)

2002 年より、イタリア政府は、年間 10 万 MWh 以上の発電事業及び電力の輸入事業に対し、販売量の一定割合に対してグリーン証書の提示を義務付けた。同割合は 2008 年に 3.8%に設定され、2012 年に 7.55%に達するまで、年間通増率 0.75%で増加する。2011 年の割合は 6.80%である。

2002 年以降に運転が開始された、あるいは 1999 年以降に発電機を更新した再生可能電力生産所は、発電した再生可能電力に対し、グリーン証書を受取ることが出来る。その期間は、2007 年 12 月 31 日の前に運転を開始した発電事業者には 12 年間、同日以降に運転を開始した発電事業者には 15 年間保証される。<sup>4</sup>元来、再生可能電力の発電事業者には、50MWh の発電量に対し 1 証書が与えられたが、

<sup>2</sup> Ministry of Environment, Renewables and the Market.

<[www.minambiente.it/opencms/export/sites/default/archivio/biblioteca/fonti\\_rinnovabili\\_e\\_mercato.pdf](http://www.minambiente.it/opencms/export/sites/default/archivio/biblioteca/fonti_rinnovabili_e_mercato.pdf)>.

<sup>3</sup> Disposizioni per la formazione del bilancio annual e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2008), Federal Budget 2008, articles 144-157. <[tesoro.it/web/apri.asp?idDoc=18666](http://tesoro.it/web/apri.asp?idDoc=18666)>.

<sup>4</sup> Disposizioni per la formazione del bilancio annual e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2008), Federal Budget 2008, articles 144-157. <[tesoro.it/web/apri.asp?idDoc=18666](http://tesoro.it/web/apri.asp?idDoc=18666)>.

2007 年 12 月 31 日以降、1MWh の発電量に対し、発電技術別に異なる数のグリーン証書が与えられることになった（表 15.2 参照）。例えば、陸上風力発電の場合、1MWh 毎に 1 グリーン証書を受け取るが、埋立ガス発電の場合は、1MWh 毎に 0.8 しか受け取ることができない。

2008 年に制定されたイタリアの予算法(Budget Law)<sup>5</sup>により、エネルギー規制機関(*Gestore Servizi Energetici*、GSE) は、グリーン証書を直近の過去 3 年間の平均スポット市場価格で購入する事を義務付けられた。同法律は、グリーン証書の市場最低保証価格を効果的に誘導することで、投資に対する不安を軽減し、再生可能エネルギーへの投資を促すことを目的としている。

グリーン証書取引制度では、再生可能電力の発電事業者は、発電量に応じて受け取ったグリーン証書の販売収入と送配電網に供給する電力の売電収入という 2 つの収入源をもつ。再生可能電力の発電事業者は、電力を相対取引に基づいて電力供給事業者に販売するか、あるいは卸売市場に販売することになる。イタリアのグリーン証書の平均スポット市場価格は 2010 年には 83.55 ユーロ（付加価値税を除く）であり、2010 年の電力の平均スポット市場価格は 64.12 ユーロ/MWh であった。<sup>6</sup>これらの価格が、表 15.2 に示されている推定総収入算出のベースとなっている。

FIT 制度が適用されない 1MW 以下の小規模の再生可能電力事業者で、発電に対してグリーン証書を受け取っている事業者は、電力を相対取引に基づいて、または *Ritiro dedicato* という制度を通して販売することができる。同制度により、エネルギー規制機関である GSE は、全ての電力をその年の指定された価格で購入することとなる。再生可能電力の年間発電量が 2,000 MWh 未満の場合は、より高い買取価格が適用され（表 15.3 参照）、2,000 MWh 以上の場合は卸売価格のみが適用される。

加えて、GSE は、再生可能電力の発電量の義務を果たせない発電事業者に対し、グリーン証書を前年の平均電力卸売価格より 180 ユーロ低い価格で販売している。2010 年の GSE によるグリーン証書の販売価格は、グリーン証書の平均市場価格を 29.27 ユーロ上回る 112.82 ユーロであった。<sup>7</sup>

表 15.2：グリーン証書取引制度の下で推定される総収入（2010 年）

発電技術	1MWh の発電に対し与えられるグリーン証書数	総収入 (EUR/MWh <sup>a</sup> )
陸上風力	1.0	147.67
洋上風力	1.5	189.445
地熱	0.9	139.315
波力及び潮力	1.8	214.51
水力	1.0	147.67
バイオマス、バイオガス（農業または林業の廃棄物利用）	1.8	214.51
埋立ガス、下水ガス	0.8	130.96
その他バイオマス、バイオガス	1.3	172.735

注: <sup>a</sup> 2010 年のグリーン証書の平均スポット市場価格(EUR 83.55)と電力の平均現物市場価格(64.12 EUR/MWh)の合計。

出典: *Disposizioni per la formazione del bilancio annual e pluriennale dello Stato* (legge finanziaria 2008), Federal Budget 2008, articles 144–157. <tesoro.it/web/apri.asp?idDoc=18666>.

<sup>5</sup> Law no. 244 of December 24, 2007

<sup>6</sup> Gestore Mercati Energetici, <www.mercatoelettrico.org/En/Default.aspx>.

<sup>7</sup> GSE, Certificati Verdi: Fissati, per l'Anno 2010, Il Prezzo Di Offerta Dei Cv Del Gse E Il Prezzo Di Ritiro Dei Cv Di Cui All'articolo 15, Comma 1 Del Dm 18/12/2008, 2010. <www.gse.it/GSE%20Informa/Pagine/CERTIFICATIVERDIFISSATI.aspx>.

**表 15.3: GSE による 再生可能電力(≤ 1 MW)買取価格 (2011 年)**

年間発電量	買取価格(EUR/MWh)
≤ 500 MWh	103.4
500 to 1,000 MWh	87.20
1,000 to 2,000 MWh	76.20
> 2,000 MWh	市場価格

出典 : GSE, Ritiro dedicato dell'energia elettrica. <[www.gse.it/ATTIVITA/RITIRO%20DEDICATO/Pagine/default.aspx](http://www.gse.it/ATTIVITA/RITIRO%20DEDICATO/Pagine/default.aspx)>.

### 15.3.2 マイクロ発電に対する FIT 制度

イタリア政府は 2007 年 12 月 31 日より、再生可能電力のマイクロ発電事業者（設備容量が 1MW 以下、風力は 200kW 以下の発電事業）に対し、グリーン証書取引と発電技術別の FIT 買取価格(表 15.4 参照) の 2 つの選択肢を提供している。FIT 制度は各発電事業に対し 15 年間有効であり、価格は 3 年毎に見直しされる。尚、FIT 買取価格は、送配電網に繋がれている電力にのみ適用される。

**表 15.4 : 再生可能電力マイクロ発電(≤1MW)に対する FIT 買取価格 (2008 年 1 月 1 日より有効)**

発電技術	FIT 価格(EUR/MWh)
風力(≤200 kW)	300
地熱	200
波力及び潮力	340
小水力	220
バイオマス、バイオガス、廃棄物	280
埋立ガス、下水ガス	180

出典: *Disposizioni per la formazione del bilancio annual e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2008), Federal Budget 2008, articles 144–157. <[tesoro.it/web/apri.asp?idDoc=18666](http://tesoro.it/web/apri.asp?idDoc=18666)>*.

### 15.3.3 太陽光発電に対する奨励金制度

2007 年制定のエネルギー法案(*Conto Energia*) により、太陽光発電事業には FIT 買取価格が、集光型太陽熱発電 (CSP) 事業には一定額の奨励金が提供されることとなった。同法案には 2008 年 1 月、2010 年 8 月、そして最近では 2011 年 5 月に変更が加えられた。FIT 買取価格および奨励金は、発電所の運転開始から 20 年間支払われる。奨励金額は、発電所の設備容量により異なり、送配電網に送られる電力にのみ適用される。

2011 年 5 月、イタリア政府は太陽光発電に対するインセンティブ制度を大きく変更した。FIT 買取価格を以前より 10% から 19% 引き下げるに加え、対象となる発電容量の上限の代わりに、予算上限が設けられた (表 15.5 参照)。また、2013 年以降は、発電の行われている場で消費された電力に対しては別の価格が適用される見込みである。表 15.6 と 15.7 に太陽光発電、そして表 15.8 に集光型太陽光発電の新規事業に対する 2011 年 6 月から 2013 年上半期までの奨励金の一覧を記載する。表 15.9 には、2013 年下半期より適用される遞減率を記載する。政府は、グリッドパリティが達成され、奨励金が不要となるであろうという理由から、2016 年に太陽光発電に対する FIT 制度を終了させる予定である。

建材一体型太陽光パネル(BIPV) 発電に対する奨励金は、5 MW までの設備にのみ支払われる。また、薄型フィルムなどの新しい技術を使用した 5 MW までの設備に対しても、BIPV に対する奨励金が適

用される。1 kW を超える太陽光発電設備には FIT 買取価格が適用される。建築物設置型太陽光発電設備 (BAPV) に対する奨励金は以下の通りである。

**表 15.5: 新規太陽光発電に対する FIT 買取価格の予算上限とそれに該当する予測容量 (2011 年 6 月 -2016 年)**

種類	2011 年 6 月 -12 月	2012 年 1 月 -6 月	2012 年 7 月 -12 月	2013 年 -2016 年
予算上限(百万ユーロ)	300	150	120	1,361
予測容量(MW)	1,200	770	720	9,770

出典 : Ministry of Economic Development, Decreto-legge 25 gennaio 2010, n. 3, convertito, con modificazioni, dalla legge 22 marzo 2010, n. 41. <[www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM\\_PV\\_firmato.pdf](http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM_PV_firmato.pdf)>.

**表 15.6: 新規太陽光発電に対する奨励金額 (2011 年 7 月 -2012 年 12 月) (EUR/MWh)**

容量 (kW)	2011 年 7 月 -12 月			2012 年 1 月 -6 月			2012 年 7 月 -12 月		
	BIPV <sup>a</sup>	BAPV	その他	BIPV	BAPV	その他	BIPV	BAPV	その他
1-3	427	387	344	418	274	240	410	252	221
3-20		356	319		247	219		227	202
20-200	388	338	306	380	233	206	373	214	189
200-1,000	359	325	291	352	224	172	345	202	155
1,000-5,000		314	277		182	156		164	140
> 5,000	N/A	299	264	N/A	171	148	N/A	154	133

注: <sup>a</sup>新しい技術を使用しているものも含む。

出典 : Ministry of Economic Development, Decreto-legge 25 gennaio 2010, n. 3, convertito, con modificazioni, dalla legge 22 marzo 2010, n. 41. <[www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM\\_PV\\_firmato.pdf](http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM_PV_firmato.pdf)>.

**表 15.7: 新規太陽光発電に対する奨励金額 (2013 年上半期) (EUR/MWh)**

容量 (kW)	BIPV <sup>a</sup>		BAPV		その他	
	自己消費	送配電網向け	自己消費	送配電網向け	自己消費	送配電網向け
1-3	398	543	230	375	201	346
3-20			207	352	184	329
20-200	361	464	195	299	172	276
200-1,000	334	432	183	281	141	239
1,000-5,000			149	227	127	205
> 5,000	N/A	N/A	140	218	121	199

注: <sup>a</sup>新しい技術を使用しているものも含む。

出典 : Ministry of Economic Development, Decreto-legge 25 gennaio 2010, n. 3, convertito, con modificazioni, dalla legge 22 marzo 2010, n. 41. <[www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM\\_PV\\_firmato.pdf](http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM_PV_firmato.pdf)>.

**表 15.8: 新規集光型太陽熱発電に対する奨励金額 (2011 年 -2013 年上半期) (EUR/MWh)**

容量 (kW)	2011 年 7 月 -12 月	2012 年 1 月 -6 月	2012 年 7 月 -12 月	2013 年 1 月 -6 月	
				自己消費	送配電網向け
1-200	359	352	345	334	437
200-1,000	310	304	298	289	387
1,000-5,000	272	266	261	253	331

出典 : Ministry of Economic Development, Decreto-legge 25 gennaio 2010, n. 3, convertito, con modificazioni, dalla legge 22 marzo 2010, n. 41. <[www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM\\_PV\\_firmato.pdf](http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM_PV_firmato.pdf)>.

**表 15.9: 新規太陽光発電に対する遞減率 (2013 年 -2016 年)**

年	BIPV と集光型太陽光発電		BAPV とその他	
	1 月 -6 月	7 月 -12 月	1 月 -6 月	7 月 -12 月
2013	N/A	3%	N/A	9%
2014	4%	4%	13%	13%
2015	TBD <sup>a</sup>	TBD <sup>a</sup>	15%	15%
2016	TBD <sup>a</sup>	TBD <sup>a</sup>	30%	30%

注: <sup>a</sup>後日決定。2015 年以降の BIPV と集光型太陽光発電に対する遞減率は技術の効率性向上の度合いによって決められる。

出典 : Ministry of Economic Development, Decreto-legge 25 gennaio 2010, n. 3, convertito, con modificazioni, dalla legge 22 marzo 2010, n. 41. <[www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM\\_PV\\_firmato.pdf](http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM_PV_firmato.pdf)>.

FIT 買取価格は、設備が下記の条件に当てはまる場合には引き上げられる。

- 屋上設置型の設備で、設置されている建物にエネルギー効率の向上が見込まれる場合、30%までの価格引き上げ。
- 設備が汚染された工業地帯、炭鉱、埋立地に設置された場合、5%までの価格引き上げ。
- 人口 5,000 人未満の地方自治体所有の地上型設備の場合、5%までの価格引き上げ。
- 設備がアスベストを含む屋根を置き換えて設置した場合、50 ユーロ/MWh の価格引き上げ。
- 設備費用の 60%が EU で製造された機材に支払われた場合、10%までの価格引き上げ。<sup>8</sup>

新規に導入される設備は、該当事業が受けける投資補助金の額が以下に示される上限額を越えない場合にのみ、FIT 買取価格の適用を受ける。

- 建物に設置された 20 kW までの設備の場合、投資費用の 30%を上限とする補助金。
- 公共の建物に設置された設備の場合、投資費用の 60%を上限とする補助金。
- 非営利団体所有の建物に設置された設備の場合、投資費用の 30%を上限とする補助金。
- 汚染された土地に設置された設備の場合、投資費用の 30%を上限とする補助金。
- 集光型太陽熱発電または新技術を利用した設備の場合、投資費用の 30%を上限とする補助金。<sup>9</sup>

2008 年 7 月 18 日以降に運転開始された太陽熱発電設備は、25 年間一定の奨励金を受取ることができる。同奨励金は、太陽熱発電設備を導入した発電所において、太陽エネルギーにより発電された電力と他のエネルギー源により発電された電力の比率に基づき算出される（表 15.10 参照）。尚、2013 年より同奨励金は、毎年 2%づつ減額される見通しである。

**表 15.10 : 2011 年太陽熱発電に対する奨励金額及び推定総収入金額**

発電燃料における太陽エネルギーの割合	奨励金(EUR/MWh)	推定総収入金額(EUR/MWh) <sup>a</sup>
> 85%	280	344.12
85% > 50%	250	314.12
< 50 %	220	284.12

注:<sup>a</sup> 奨励金と 2010 年の電力の平均スポット市場価格の 64.12 ユーロ/MWh から推定。

出典: *Disposizioni per la formazione del bilancio annual e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2008), Federal Budget 2008, articles 144–157. <[tesoro.it/web/apri.asp?idDoc=18666](http://tesoro.it/web/apri.asp?idDoc=18666)>*.

## 15.4 投資に対するインセンティブ

エネルギー地域間運用計画(Interregional Operational Plan for Energy) が、シチリア、カラブリア、アブリア、カンパニア、バジリカータ、モリーゼ、アブルッツォ、サルデーニャ地方での再生可能エネル

<sup>8</sup> Ministry of Economic Development, Decreto-legge 25 gennaio 2010, n. 3, convertito, con modificazioni, dalla legge 22 marzo 2010, n. 41. <[www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM\\_PV\\_firmato.pdf](http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM_PV_firmato.pdf)>.

<sup>9</sup> Ministry of Economic Development, Decreto-legge 25 gennaio 2010, n. 3, convertito, con modificazioni, dalla legge 22 marzo 2010, n. 41. <[www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM\\_PV\\_firmato.pdf](http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM_PV_firmato.pdf)>.

ギーへの投資支援を行っている。同プログラムは、EU とイタリア政府の両方からの資金により運営されている。<sup>10</sup>

企業や個人は、太陽光パネルの設置に関連する費用のうち、6 万ユーロを上限として 55%を課税対象総所得から控除することを認められている。<sup>11</sup>

再生可能エネルギー設備を導入した場合、住居用建築物の所有者は固定資産税の減額を受ける事ができる。減税額は、地方自治体によって異なる。<sup>12</sup>この他、BIPV 設備を対象に、投資資金の補助をはじめとする支援を行っている地方自治体もある。<sup>13</sup>

---

<sup>10</sup> Ministry of the Environment, National Renewable Energy Strategy, 2010.

<ec.europa.eu/energy/renewables/transparency\_platform/doc/national\_renewable\_energy\_action\_plan\_italy\_en.pdf>.

<sup>11</sup> Minambiente 2010. <www.minambiente.it/opencms/export/sites/default/archivio/biblioteca/fonti\_rinnovabili\_e\_mercato.pdf>.

<sup>12</sup> Disposizioni per la formazione del bilancio annual e pluriennale dello stato (legge finanziaria 2008), Federal Budget 2008, Table 3. <www.tesoro.it/web/apri.asp?idDoc=18666>

<sup>13</sup> Salvatore Castello, Anna De Lillo, et al. National Survey Report on PV Power Application in Italy 2007, May 2008.< www.iea-pvps.org/countries/download/nsr07/NSR IT 2007.pdf >

## 16. 日本

### 16.1 政府の目標

日本の再生可能エネルギー戦略の枠組みは、「改正地球温暖化対策の推進に関する法律」に見ることができる。<sup>1</sup>同法律および2009年の「経済財政改革の基本方針」は、京都議定書にて定められる日本の義務および政府の公約に即し、温室効果ガス排出量の削減及び再生可能エネルギー源を利用した発電事業促進のための戦略の概要を示している。<sup>2</sup>

日本は、京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量を、1990年実績値を基準に6%削減する事を目標としている。2009年から2010年にかけての排出量は、1990年実績値を4.1%下回った。<sup>3</sup>コペンハーゲン合意に基づき、全ての主要国の参加による公平かつ実効性のある国際的枠組みの構築及び意欲的な目標の合意を前提とし、日本は排出量を2020年までに2005年実績値を基準として25%削減する目標を掲げている。また政府は、2020年までに1990年実績値を基準とし排出量を60%から80%削減する目標<sup>4</sup>のほか、2020年までに最終エネルギー消費量の20%を再生可能エネルギーからまかなく目標を打ち出している。2010年までに総電力消費量の3%を再生可能電力よりもまかなくという目標も設けられていた(12.2TWhの再生可能電力に相当)。

2011年3月11日の大規模な地震と津波、それらに続く原子力発電所の稼動停止を受け、環境大臣は、削減目標値の25%を見直す必要性を示唆した。<sup>5</sup>

表 16.1:日本のエネルギー政策

温室効果ガス排出	京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量を、1990年実績値を基準に6%削減する事を目標とする。コペンハーゲン合意に基づき、全ての主要国の参加による公平かつ実効性のある国際的枠組みの構築及び意欲的な目標の合意を前提とし、2020年までに2005年実績値を基準とし排出量25%削減を目標とする。また、2020年までに1990年実績値を基準とし排出量の60%から80%の削減を政府目標とする。
再生可能エネルギー	2020年までに最終エネルギー消費量の20%を再生可能エネルギー源でまかない、新車の50%を低炭素車にする事を目標とする。
再生可能電力	2010年までに電力消費量の3%(もしくは12.2TWh)を再生可能電力でまかない、2005年を基準に、太陽光発電設備総容量を20倍に増加させる事を目標とする。

出典: 内閣府 (2009) 「経済財政改革の基本方針 2009」 <[www.kantei.go.jp/jp/singi/keizai/kakugi/090623kettei.pdf](http://www.kantei.go.jp/jp/singi/keizai/kakugi/090623kettei.pdf)>.

<sup>1</sup> EIC Net (2003) 「改正地球温暖化対策推進法」 (Partial amendments to the Law Concerning the Promotion of the Measures to Cope with Global Warming) <[www.eic.or.jp/ecoterm/?act=view&serial=3224](http://www.eic.or.jp/ecoterm/?act=view&serial=3224)>.

<sup>2</sup> 環境省 'Law Concerning the Promotion of the Measures to Cope with Global Warning.' <[www.env.go.jp/en/laws/global/warming.html](http://www.env.go.jp/en/laws/global/warming.html)>.

<sup>3</sup> 2009会計年度は2009年4月1日から2010年3月31日まで。

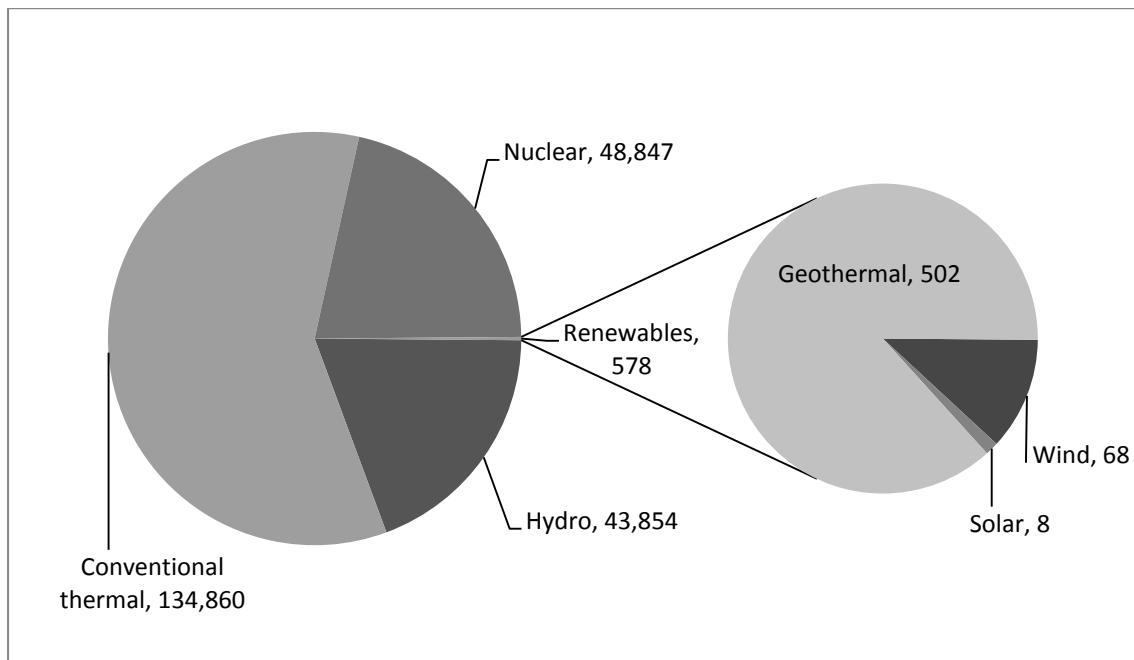
<sup>4</sup> 在ドイツ日本大使館 Letter to the UNFCCC, 26 January 2010.

<[unfccc.int/files/meetings/cop\\_15/copenhagen\\_accord/application/pdf/japanphaccord\\_app1.pdf](http://unfccc.int/files/meetings/cop_15/copenhagen_accord/application/pdf/japanphaccord_app1.pdf)>.

<sup>5</sup> 『朝日新聞』2011年4月5日「松本環境相も見直し示唆。温室効果ガス25%削減目標」<[www.asahi.com/eco/TKY201104050191.html](http://www.asahi.com/eco/TKY201104050191.html)>.

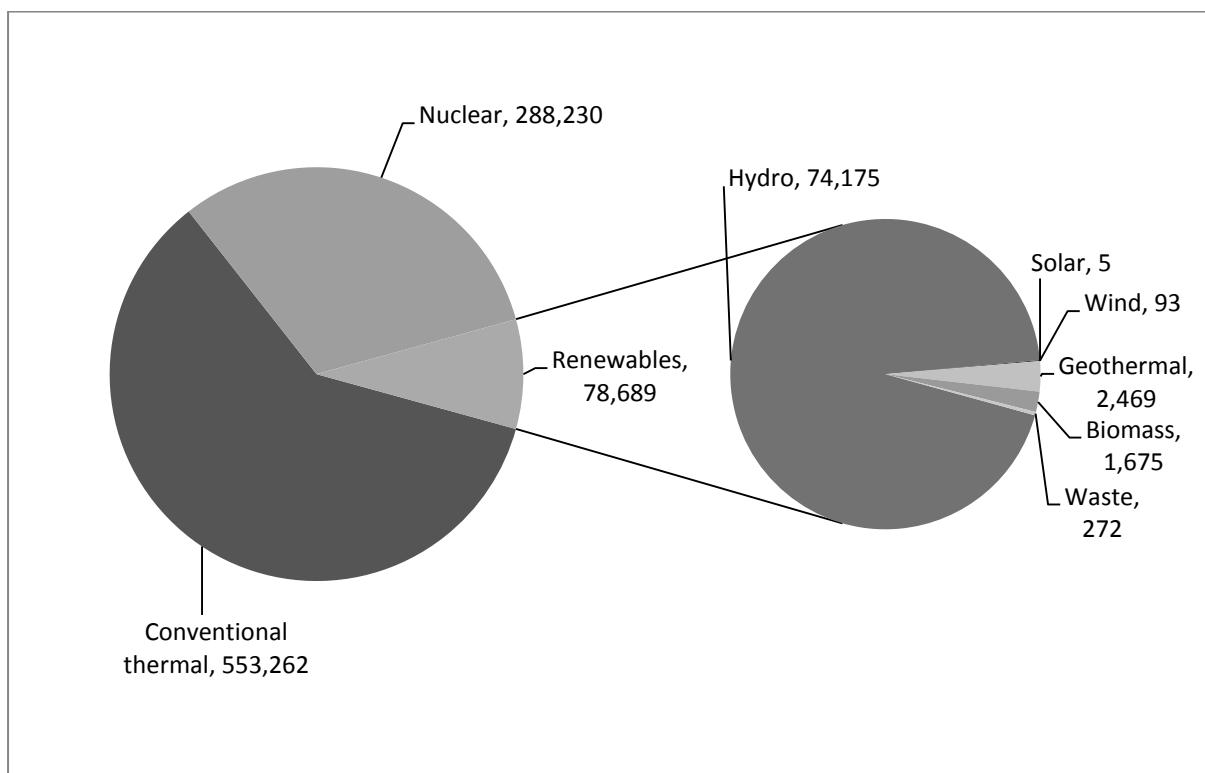
## 16.2 発電電力量の構成

図 16.1: 日本の 2010 年における発電設備総容量(MW): 合計 228,264 MW



出典：経済産業省「平成 22 年 発電所認可出力表」<[www.enecho.meti.go.jp/info/statistics/denryoku/result-2.htm](http://www.enecho.meti.go.jp/info/statistics/denryoku/result-2.htm)>.

図 16.2: 日本の 2010 年における発電電力量の構成 (GWh) : 合計 920,181 GWh



出典：経済産業省「平成 22 年 発電所認可出力表」<[www.enecho.meti.go.jp/info/statistics/denryoku/result-2.htm](http://www.enecho.meti.go.jp/info/statistics/denryoku/result-2.htm)>.

### 16.3 発電に対するインセンティブ

日本政府は、再生可能電力の発電に対し、グリーン証書取引制度と同義である RPS (Renewable Portfolio Standard: 再生可能エネルギーの利用割合の基準) 制度と、太陽光発電に対する FIT 制度という 2 種類のインセンティブ制度を実施している。

#### 16.3.1 グリーン証書取引制度 (TGC)

RPS 制度は 2003 年に導入された。同制度では、経済産業省が認可した再生可能電力設備による発電に対し、新エネルギー等電気相当量 (NEC) と呼ばれるグリーン証書が与えられる。同制度の対象となる再生可能エネルギー源は以下の通りである。

- 太陽熱
- 風力
- バイオマス
- 小水力 (1000kW 未満)
- 地熱<sup>6</sup>

RPS 法は、電力供給事業者に対し、電力販売量の一定割合を再生可能電力とする事を義務付け、再生可能電力及び NEC の需要を創出している。<sup>7</sup>この割合は、当該年の政府の再生可能電力消費量の目標と、前年の電力消費量実績の比率から計算される。表 16.2 に、政府が設定した再生可能電力消費量の目標を記す。日本における 2010 年の電力供給量は 953,565 GWh であり、2011 年に電力供給事業者に義務付けられる割合は、2011 年の年間目標である 13,150 GWh と 2010 年の総電力供給量から計算された 1.4% である。

電力供給事業者は、再生可能電力を自ら発電するか、他社から NEC を購入し、販売電力のうち再生可能電力の占める一定割合を満たす事が可能である。RPS 法により定められる同再生可能電力の割合に対する実績の届け出期限は、毎年 6 月 1 日であるが、年間割当量の 20% までを翌年に持ち越すことが出来る。期日までに割り当てられた義務を果たせない場合、電力小売事業者には、経済産業省より最高 100 万円(8,600 ユーロ)<sup>8</sup>の罰金が課される。

表 16.2 : RPS 制度における再生可能電力消費量の目標 (2010 年 - 2014 年)

年	再生可能電力消費量の目標 (GWh)
2010	12,200
2011	13,150
2012	14,100
2013	15,050
2014	16,000

出典: 「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法」 (RPS 法) <[www.rps.go.jp/RPS/new-contents/pdf/rpsjoubun.pdf](http://www.rps.go.jp/RPS/new-contents/pdf/rpsjoubun.pdf)>.

日本のグリーン証書取引制度が電力供給事業者に課す再生可能電力の発電割合は、他の同様の制度と比べて低く設定されており、証書の供給量は常に電力供給事業者に課される発電義務量を上回っている。そのため、NEC のスポット市場は存在せず、市場価格に関する情報も皆無に近い。RPS 制度

<sup>6</sup> 資源エネルギー庁 「RPS 制度の概要」 <[www.rps.go.jp/RPS/new-contents/top/tomlink-english.html](http://www.rps.go.jp/RPS/new-contents/top/tomlink-english.html)>.

<sup>7</sup> 「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法」 (RPS 法) <[www.rps.go.jp/RPS/new-contents/pdf/rpsjoubun.pdf](http://www.rps.go.jp/RPS/new-contents/pdf/rpsjoubun.pdf)>.

<sup>8</sup> 2010 年の平均為替レート、EUR1=JPY116.24 を使用。

施行からわずか1年後の2004年、NECの供給量は、再生可能電力の発電義務量を57%上回った。<sup>9</sup>太陽熱発電の導入を推進するため、経済産業省は2010年、電力供給事業者が割り当てられた再生可能電力の割合を満たす際、太陽熱発電によるNECを通常の2倍の価値を有するものとして利用可能な旨を発表した。<sup>10</sup>

### 16.3.2 太陽光発電に対するFIT制度

日本政府は2009年11月に、太陽光発電のみを対象とするFIT制度を開始し、その後2011年4月に同制度に改正を加えた（表16.3参照）。<sup>11</sup>FIT買取価格は発電設備の運転開始から10年間固定されている。2011年4月以降、同制度の運営資金は全ての電力需要家から支払われる追加料金によりまかなわれている。<sup>12</sup>FIT買取価格は、設備が太陽光発電のみの設備か、エナファームまたはエネウィルと呼ばれる、小規模の天然ガス燃焼発電設備が太陽光発電と共に設置されているダブル発電というシステムかにより異なる。<sup>13</sup>500kW以上の容量の設備に対するFIT買取価格は、発電事業者と地域の電力会社の交渉によって決められる。

表16.3：2011年に導入された太陽光発電設備に対するFIT買取価格

項目	容量	FIT買取価格		期間
		(JPY/MWh)	(EUR/MWh)	
家庭に設置された設備 <sup>a</sup>	10kWまで	48,000	369	10年
	10~500kW	24,000	185	
家庭に設置されたダブル発電設備	10kWまで	34,000	292.50	10年
	10~500kW	32,000	275.29	
家庭以外に設置された設備	500kWまで	40,000	344.12	
家庭以外に設置されたダブル発電設備	500kWまで	32,000	275.29	

注:家庭とは、家族、個人及び数世帯が占有する住居用及び商業用の不動産を指す。

出典:経済産業省資源エネルギー庁「買取制度の概要」<[www.enecho.meti.go.jp/kaitori/2011april\\_kaisetsu.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/kaitori/2011april_kaisetsu.pdf)>.

2011年8月、太陽光以外の再生可能電力生産技術をも含む新しいFIT法が可決された。この法律は、電力会社は、再生可能エネルギーから発電された全ての電力を20年間固定価格で買い取ることを義務付けるもので、2012年7月より施行される予定である。各電力の買取価格は政府の設ける委員会によって決定される見込みであるが、価格がいつ発表されるかは明らかになつていない。<sup>14</sup>

### 16.4 投資に対するインセンティブ

<sup>9</sup>木村(2006)「日本の再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準制度の初期評価」立命館国際研究19-2, October 2006.  
[www.ritsumei.ac.jp/acd/cg/ir/college/bulletin/vol19-2/kimura.pdf](http://www.ritsumei.ac.jp/acd/cg/ir/college/bulletin/vol19-2/kimura.pdf)自然エネルギー推進ネットワーク「経産省RPS案の問題点とあるべき政策手段の提案」<[www.meti.go.jp/report/downloadfiles/g11219g01j.pdf](http://www.meti.go.jp/report/downloadfiles/g11219g01j.pdf)>.

<sup>10</sup>「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法」(RPS法)<[www.rps.go.jp/RPS/new-contents/pdf/rpsjoubun.pdf](http://www.rps.go.jp/RPS/new-contents/pdf/rpsjoubun.pdf)>.

<sup>11</sup>自然エネルギー庁「太陽光発電の新たな買取制度」<[www.enecho.meti.go.jp/kaitori/index.html](http://www.enecho.meti.go.jp/kaitori/index.html)>.

<sup>12</sup>自然エネルギー庁「太陽光発電促進賦課金」<[www.enecho.meti.go.jp/kaitori/surcharge.html](http://www.enecho.meti.go.jp/kaitori/surcharge.html)>.

<sup>13</sup>ダブル発電<[www.gas.city.sendai.jp/wizgas\\_house/w/w.html](http://www.gas.city.sendai.jp/wizgas_house/w/w.html)>.

<sup>14</sup>‘Feed-in tariff law a boon to renewable energy markets’, Asahi.com, 2 September 2011.

<[www.asahi.com/english/TKY201109010284.html](http://www.asahi.com/english/TKY201109010284.html)>, 経済産業省ウェブサイト

日本では、再生可能電力への投資に対するインセンティブとして、独立行政法人・新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)、経済産業省、農林水産省(MAFF)及び環境省が、定期的に補助金制度及び税優遇制度等を提供している。<sup>15</sup>2011年には、以下の4つの資金提供制度が実施された。

- 新エネルギー等導入加速化支援対策費補助金
- 再生可能エネルギー熱利用加速化支援対策費補助金
- 住宅用太陽光発電導入支援対策費補助金
- 民家用燃料電池導入支援補助金<sup>16</sup>

新エネルギー等導入加速化支援対策費補助金と再生可能エネルギー熱利用加速化支援対策費補助金の2つは、新エネルギー導入推進協議会(NEPC)によって管理されている。これらの制度により、公共団体には、10 kWまでの再生可能エネルギー設備導入費用の半分、最大で40万円/kWの補助金が支払われる。民間セクターには、50 kWまでの再生可能エネルギー設備導入費用の3分の1相当の補助金が支払われるが、支給額には25万円/kW、最大で100万円の上限が設けられている。両制度への応募は2011年6月27日に締め切られた。<sup>17</sup>

住宅用太陽光発電導入支援対策費補助金は、太陽光発電普及拡大センター(J-PEC)によって管理されている。4万8千円/kW(413ユーロ/kW)の補助金が、一般家庭に設置された10 kW以下の容量の発電設備に対し支払われる。容量10 kWを超える設備は、この補助金の対象とならない。また、対象となるのは、設備費用が設置費用を除いて60万円(5,000ユーロ)以下の設備に限られる。この制度は2011年12月まで続けられる。<sup>18</sup>

民用燃料電池導入支援補助金は、燃料電池普及促進協会(FCA)によって管理され、新規の革新的な燃料電池技術の導入を推進している。この支援金制度への申請は、2011年4月8日から2012年1月31日まで受け付けられ、2011年5月6日までに1,751件の燃料電池に対する申請が提出された。同補助金は105万円(9,033ユーロ)を上限とし、新技術の導入費用の半額まで支払われる。また、従来の燃料電池と、補助金の対象である新しい燃料電池の設備費用の差額の最高半額を提供する。<sup>19</sup>

<sup>15</sup> 財団法人新エネルギー財団「バイオ燃料の今」<[www.nef.or.jp/pamphlet/index.html](http://www.nef.or.jp/pamphlet/index.html)>.

<sup>16</sup> 経済産業省「平成23年度新エネルギー等普及促進施策に係る補助事業者の公募結果について」<[www.enecho.meti.go.jp/info/tender/tenddata/1103/110308d/110308d.htm](http://www.enecho.meti.go.jp/info/tender/tenddata/1103/110308d/110308d.htm)>.

<sup>17</sup> 一般社団法人新エネルギー導入促進協議会のウェブサイトによる <[www.nepc.or.jp/](http://www.nepc.or.jp/)>.

<sup>18</sup> 一般社団法人太陽光発電協会太陽光発電普及拡大センター「住宅用太陽光発電導入支援対策費補助事業制度について」<[www.j-pec.or.jp/subsidy\\_system/](http://www.j-pec.or.jp/subsidy_system/)>.

<sup>19</sup> 一般社団法人燃料電池普及促進協会「平成23年度民生用燃料電池導入支援補助金制度の概要について」<[www.fca-enefarm.org/news20110304.html](http://www.fca-enefarm.org/news20110304.html)>. 補助金の対象となる燃料電池の一覧 <[www.fca-enefarm.org/subsidy/outline/page03.html](http://www.fca-enefarm.org/subsidy/outline/page03.html)>.

## 17.韓国

### 17.1 政府の目標

韓国は京都議定書を批准しているが、附属書I国ではないため、温室効果ガス排出量削減目標を設定する義務はない。コペンハーゲン合意に基づき、「現状維持」のシナリオにおける2020年の温室効果ガス排出量予測値を30%削減することを目標としている。この他、2030年までに一次エネルギー供給量のうち11%を再生可能エネルギーからまかないと、さらに総電力消費量のうち再生可能電力の占める割合を2011年までに5%、2022年には11%に増加させる政府目標を掲げている。

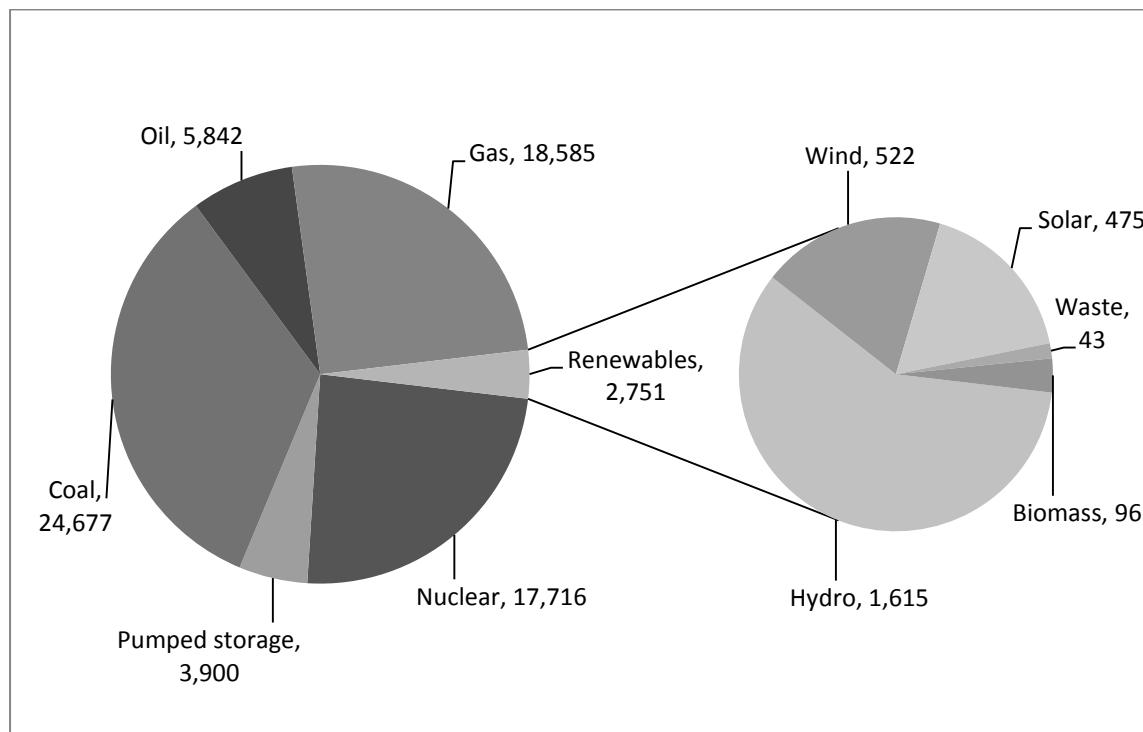
表 17.1：韓国のエネルギー政策

温室効果ガス排出	コペンハーゲン合意に基づき、「現状維持」のシナリオにおける2020年の温室効果ガス排出量予測値を30%削減することを目標としている。
再生可能エネルギー	2030年までに、一次エネルギー消費量の11%を再生可能エネルギーからまかう事を目標としている。
再生可能電力	2011年までに総電力消費量の5%、2022年までに10%を再生可能電力からまかう事を目標としている。

出典: Korean Ministry of the Environment. <eng.moe.go.kr>.

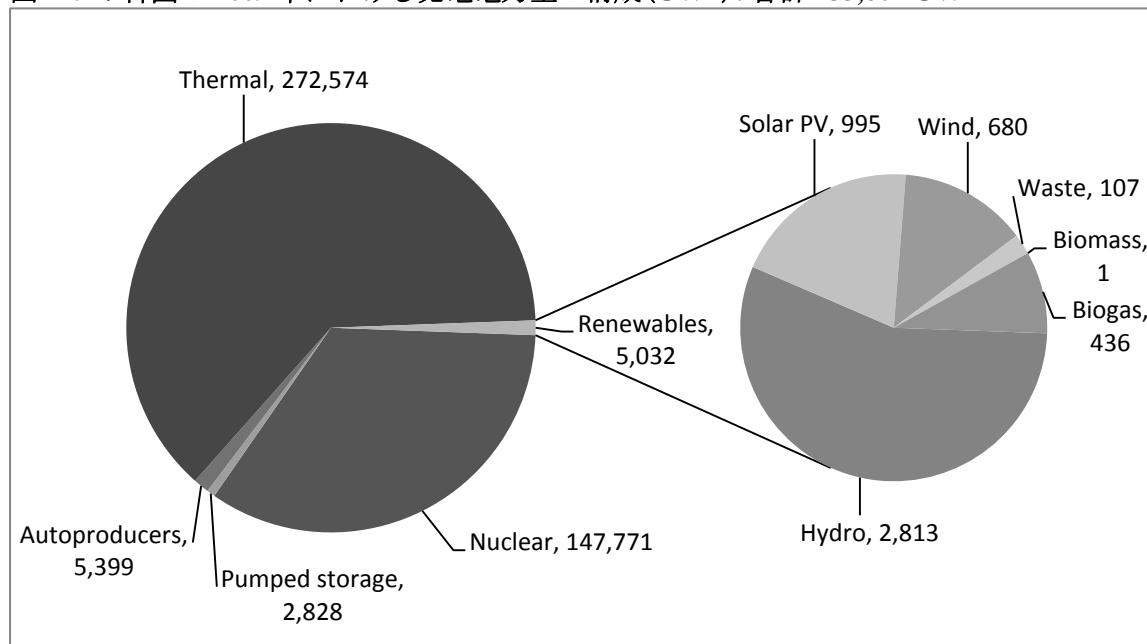
### 17.2 発電電力量の構成

図 17.1：韓国の2009年における発電設備総容量(MW):合計 73,471 MW



出典 : Adapted from Korea Energy Economics Institute, Year Book of Energy Statistics 210. <www.keei.re.kr>; IEA, Renewables Information 2010.

図 17.2 : 韓国の 2009 年における発電電力量の構成(GWh)：合計 433,604 GWh



出典：Adapted from Korea Energy Economics Institute, Year Book of Energy Statistics 210. <[www.keei.re.kr](http://www.keei.re.kr)>; IEA, Renewables Information 2010.

### 17.3 発電に対するインセンティブ

韓国は、再生可能電力の発電に対するインセンティブとして、FIT 制度を導入している。同制度の概要は、2002 年に制定された電力事業法により示され、異なるエネルギーから発電される再生可能電力に対し、買取価格が設定されている。一般的な再生可能電力は、Korean Power Exchange (KPX)で取引され、FIT 制度が適用される再生可能電力の発電事業者には、政府より FIT 買取価格と市場価格の差額が支払われる。政府は 2006 年より、同支援の適用を風力発電は 250MW まで、太陽光発電は 20MW までの発電容量に制限している。<sup>1</sup>FIT 制度は 2012 年、グリーン証書制度に置き換えられる予定となっている。

#### 17.3.1 FIT 制度

政府は FIT 買取価格を、小水力、バイオマス及び廃棄物を燃料とする発電事業に対しては 5 年間、風力発電事業に対しては 15 年間、それぞれ保証している。太陽光発電事業者は、15 年か 20 年の買取期間を選択する事ができる。政府は 2009 年に買取価格制度を変更し、大規模太陽光発電に対する買取価格を削減した。また、FIT 制度の対象となる設備の合計容量に関し、2009 年は 50MW、2010 年は 70MW、そして 2011 年は 80MW と制限を設けたため、関係者の間で物議をかもしている。加えて、2009 年より太陽光発電の FIT 買取価格に年 4%、2010 年より風力発電の同価格に年 2% の遞減率が適用された。<sup>2</sup>表 17.2 と表 17.3 に韓国の再生可能電力に対する FIT 買取価格を記載する。

2012 年にはグリーン証書取引制度の導入が予定されているため、FIT 制度への新規申請は 2011 年末に締切となる。

<sup>1</sup> Ministry of Knowledge Economy <[www.mke.go.kr](http://www.mke.go.kr)>

<sup>2</sup> IEA, 'Korea's Electricity Business Law'. <[www.iea.org/textbase/pm/?mode=re&id=1686&action=detail](http://www.iea.org/textbase/pm/?mode=re&id=1686&action=detail)>.

表 17.2 : 韓国の太陽光発電を除く発電技術に対する FIT 買取価格 (2011 年)

発電技術	設備容量	FIT 買取価格	
		KRW/MWh	EUR/MWh <sup>a</sup>
風力	> 10 kW	103,037	67.16
小水力	< 1 MW	94,640	61.69
	1-5 MW	86,040	56.08
埋立ガス	< 20 MW	74,990	48.88
	20-50 MW	68,070	44.37
バイオガス	< 150 kW	85,710	55.87
	150 kW-50 MW	72,730	47.41
バイオマス	< 50 MW	68,990	44.97
潮力	> 50 MW	90,500	58.99

注: <sup>a</sup>2010 年の平均為替レート EUR 1 = KRW 1534.17 を使用。

出典: Renewable Energy Characteristics of the Korean Electricity Market, 2007. <[www.iedasm.org/Files/Tasks/Task XVII - Integration of Demand Side Management, Energy Efficiency, Distributed Generation and Renewable Energy Sources/Seoul Workshop/Yun.pdf](http://www.iedasm.org/Files/Tasks/Task XVII - Integration of Demand Side Management, Energy Efficiency, Distributed Generation and Renewable Energy Sources/Seoul Workshop/Yun.pdf)>.

表 17.3 : 韓国の太陽光発電に対する FIT 買取価格 (KRW/MWh) (2011 年)

運転開始日	期間(年)	発電容量					
		< 30 kW	> 30 kW				
2008 年 9 月 30 日以前	15	711,250	677,380				
2008 年 10 月 1 日 - 2009 年 8 月 26 日	期間(年)	< 30 kW	30-200 kW	200 kW - 1 MW	1-3 MW	> 3 MW	
	15	646,960	620,410	590,870	561,330	472,700	
	20	589,640	562,840	536,040	509,240	428,830	
2009 年 8 月 26 日 以降	地上設置型	15	544,282	519,763	490,339	465,821	392,275
	20	493,766	471,523	444,835	422,592	355,872	
	建築物取付 型	15	582,374	556,147	524,659	N/A	N/A
		20	528,326	504,528	475,978	N/A	N/A

出典: Renewable Energy Characteristics of the Korean Electricity Market, 2007. <[www.iedasm.org/Files/Tasks/Task XVII - Integration of Demand Side Management, Energy Efficiency, Distributed Generation and Renewable Energy Sources/Seoul Workshop/Yun.pdf](http://www.iedasm.org/Files/Tasks/Task XVII - Integration of Demand Side Management, Energy Efficiency, Distributed Generation and Renewable Energy Sources/Seoul Workshop/Yun.pdf)>.

表 17.4 : 韓国の太陽光発電に対する FIT 買取価格 (EUR/MWh) (2011 年)

運転開始日	期間(年)	発電容量					
		< 30 kW	> 30 kW				
2008 年 9 月 30 日以前	15	463.61	441.53				
2008 年 10 月 1 日 - 2009 年 8 月 26 日	期間(年)	< 30 kW	30-200 kW	200 kW - 1 MW	1-3 MW	> 3 MW	
	15	421.70	404.39	385.14	365.89	308.11	
	20	384.34	366.87	349.40	331.93	279.52	
2009 年 8 月 26 日 以降	地上設置型	354.77	338.79	319.61	303.63	255.69	269.69
	20	321.85	307.35	289.95	275.45	231.96	244.66
	建築物取付 型	379.60	362.51	341.98	N/A	N/A	N/A
		344.37	328.86	310.25	N/A	N/A	N/A

注: 為替レートは LRI による変換

出典 : Renewable Energy Characteristics of the Korean Electricity Market, 2007. <[www.ieadsm.org/Files/Tasks/Task XVII - Integration of Demand Side Management, Energy Efficiency, Distributed Generation and Renewable Energy Sources/Seoul Workshop/Yun.pdf](http://www.ieadsm.org/Files/Tasks/Task XVII - Integration of Demand Side Management, Energy Efficiency, Distributed Generation and Renewable Energy Sources/Seoul Workshop/Yun.pdf)>.

### 17.3.2 グリーン証書取引制度 (TGC)

2012年1月より、FIT制度はグリーン証書取引制度に置き換えられる。グリーン証書取引制度では、500 MWを超える容量を持つ電力供給事業者は、一定以上の割合の再生可能電力の発電を義務付けられ、その比率は2012年の2.0%に始まり2022年の10.0%まで引き上げられていく（表17.5参照）。この義務の履行のため、13の企業が、エネルギー規制当局へのグリーン証書の提出を要求されている。加えて、毎年、一定件数以上の太陽光発電設備を導入し、2016年までに1,200 MWの容量に達することが要求されている（表17.6参照）。

表17.5: グリーン証書取引制度で義務付けられた年間再生可能電力量

年	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
割合 (%)	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0

出典 : EPSIS, RPS to 10% by 2022. <[epsis.kpx.or.kr](http://epsis.kpx.or.kr)>.

表17.6: グリーン証書取引制度で義務付けられた太陽光発電の容量

年	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
新規 (MW)	200	220	240	260	280	0	0	0	0	0	0
累計 (MW)	200	420	660	920	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200

出典 : EPSIS, RPS to 10% by 2022. <[epsis.kpx.or.kr](http://epsis.kpx.or.kr)>.

2012年1月のグリーン証書の価格は、政府により40ウォン/kWh（4万ウォン/MWhまたは26.07ユーロ/MWhと同等）に設定された。しかし、それ以降はグリーン証書の価格は公開市場にて決定される予定となっている。発電事業者が発電量に対して受け取るグリーン証書の数は、使用される発電技術により異なり、この制度を技術バンディングという。同制度では、供給電力量 kWh毎に、発電技術により異なる数のグリーン証書が割当てられる（表17.7参照）。例えば、洋上風力発電事業は毎kWhの発電に対し1つの証書を受け取る一方、建物一体型太陽光発電事業はkWh当たり2つの証書を受け取る。発電事業者はグリーン証書の価格に加え、電力の市場価格をも受け取ることとなる。2009年の電力平均市場価格は66,470ウォン/MWh（43.33ユーロ/MWh）であった。<sup>3</sup>グリーン証書取引制度の詳細は、2011年末に発表される予定である。

<sup>3</sup> Korea Energy Economics Institute, Year Book of Energy Statistics 2010. <[www.keei.re.kr](http://www.keei.re.kr)>.

表 17.7: グリーン証書取引制度における技術バンディング

技術		グリーン証書数 /kWh
風力	地上	1.0
	洋上	2.0
バイオマス		1.0
水力		1.0
渦力		1.0
太陽光	既存の設備	0.7
	$\leq 30 \text{ kW}$	1.2
	$> 30 \text{ kW}$	1.0
	建材一体型	2.0
燃料電池		2.0

出典 : Overview of New and Renewable Energy in Korea, June 2010.

<[www.usea.org/Publications/Documents/fuel\\_cells\\_june\\_21\\_2010/USEA\\_POSCO\\_0621.pdf](http://www.usea.org/Publications/Documents/fuel_cells_june_21_2010/USEA_POSCO_0621.pdf)>.

#### 17.4 投資に対するインセンティブ

2010 年の政府発表によると、公共、民間両セクターから 2010 年から 2015 年の間に 40 兆ウォン（250 億ユーロ）が再生可能エネルギーの生産に投資される見通しで、このうち 22 兆ウォンが、主要産業から出資される。政府は 2010 年の 8 億ウォン（52 万ユーロ）に続き、2011 年には 1 兆ウォン（6 億 4,800 万ユーロ）の投資を予定している。

企業は再生可能エネルギー設備の購入時に 5% の税額控除を受けることができる。2009 年より設備にかかる輸入関税が半減された。また、政府は地方自治体向けに、再生可能エネルギー設備の導入にかかる費用に対して 60% を上限とする補助金を提供している。<sup>4</sup>この他、5 年の支払い猶予期間とその後 10 年の返済期間が設けられた、Korean Energy Management Company (KEMCO)による低金利融資を利用することができる。<sup>5</sup>

さらに政府は、マイクロ発電を対象とする One Million Green Home Programme を通じて、小規模の太陽、風力及びバイオマス発電設備を導入する住居施設に補助金を提供している。戸建住宅に対しては、投資費用の最高 60%、集合賃貸住宅に対しては、最高 100% の補助金を支給する。その他、政府は公共施設に導入する 50kW 以下の太陽光発電設備に対し、投資費用の 60% を上限として資金を提供している。<sup>6</sup>尚、最近の経済刺激策の一環として、70 億米ドルの補助金が、再生可能エネルギー分野の新技術開発に充当される予定である。<sup>7</sup>

<sup>4</sup> South Korea Pumps Up Support for Renewable Energy, Reuters, January 2011. <[www.reuters.com/article/2011/01/06/us-renewable-korea-idUSTRE7050M420110106](http://www.reuters.com/article/2011/01/06/us-renewable-korea-idUSTRE7050M420110106)>.

<sup>5</sup> Young Il Choung, Quick Look: Renewable Energy Development in South Korea, Renewable Energy World, 28 December 2010. <[www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2010/12/quick-look-renewable-energy-development-in-south-korea](http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2010/12/quick-look-renewable-energy-development-in-south-korea)>.

<sup>6</sup> Kyung-Hoon Yoon, Korea Institute of Energy Research (KIER), National Survey Report of PV Power Applications in Korea, 2009, International Energy Agency Co-operative Programme on Photovoltaic Power Systems, May 2010. <[www.iea-pvps.org/countries/download/nsr09/NSR-Korea-2010.pdf](http://www.iea-pvps.org/countries/download/nsr09/NSR-Korea-2010.pdf)>.

<sup>7</sup> UNEP, Global Trends in Sustainable Energy Investment, 2009. <[www.unep.org/pdf/Global\\_trends\\_report\\_2009.pdf](http://www.unep.org/pdf/Global_trends_report_2009.pdf)>.

## 18. ルクセンブルグ

### 18.1 政府の目標

ルクセンブルグは、京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量を、1990年実績値を基準に28%削減する事を目標としている。2009年の排出量は、1990年実績値を11.3%下回った。同国は、コペンハーゲン合意に基づき、欧州連合の排出量取引制度の対象とならない産業部門においては、排出量を2020年までに2005年実績値を基準として20%削減する目標を掲げている。同国には、2020年までに最終エネルギー消費量の11%を再生可能エネルギーからまかなくというEU目標も課されている。これに対し、2008年の実績は2.1%であった。<sup>1</sup>

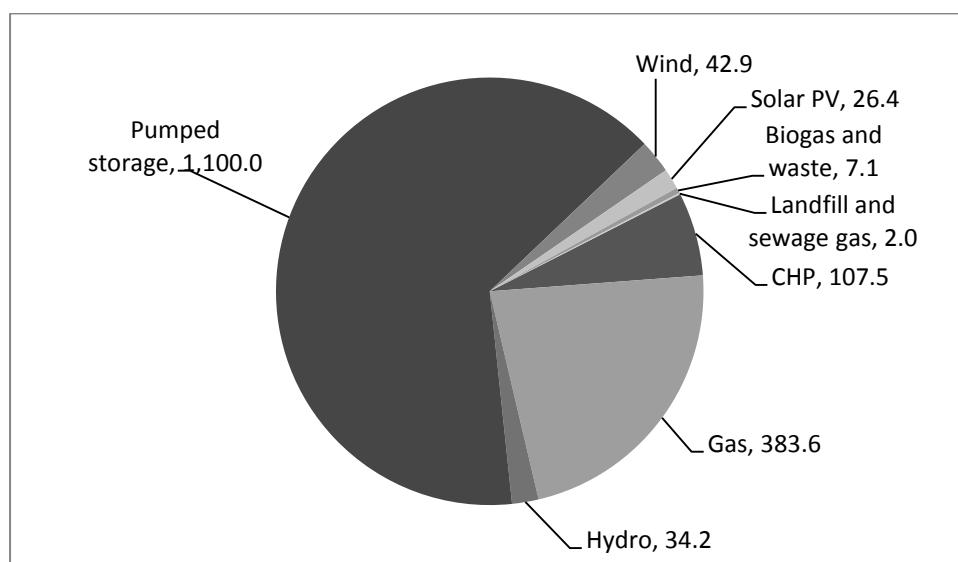
表 18.1：ルクセンブルグのエネルギー政策

温室効果ガス排出	京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量を、1990年実績値を基準に28%削減する事を目標とする。コペンハーゲン合意に基づき、欧州連合の排出量取引制度の対象とならない産業部門においては、排出量を2020年までに2005年実績値を基準として20%削減する事を目標とする。
再生可能エネルギー	欧州連合加盟国として、2020年までに最終エネルギー消費量の11%を再生可能エネルギーとする。
再生可能電力	目標なし。

出典: European Environment Agency, GHG Inventory, May 2011. <[www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011](http://www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011)>; Commission of the European Communities, Energy. <[www.energy.eu](http://www.energy.eu)>.

### 18.2 発電電力量の構成

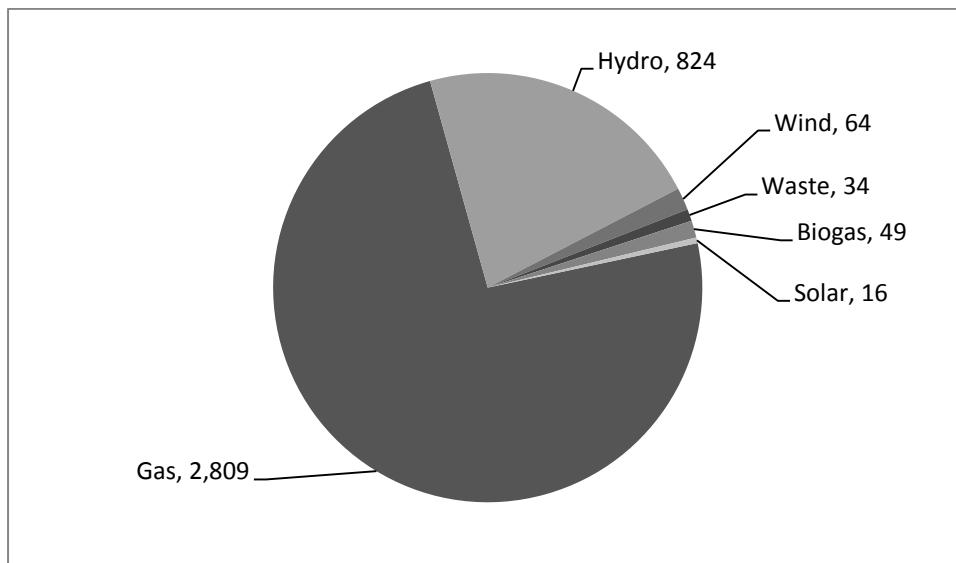
図 18.1：ルクセンブルグの2009年における発電設備総容量(MW): 合計 1703.7 MW



出典 : Ministre de l'Economie, Rapport de l'Institut Luxembourgeois de Régulation sur l'évolution des marchés de l'électricité et du gaz naturel au Grand-Duché du Luxembourg Année 2009, August 2010. <[www.energy-regulators.eu](http://www.energy-regulators.eu)>.

<sup>1</sup> Eurostat, Share of Renewable Energy in Gross Final Energy Consumption. <[epp.eurostat.ec.europa.eu](http://epp.eurostat.ec.europa.eu)>.

図 18.2 : ルクセンブルグの 2009 年における発電電力量の構成 (GWh): 合計 3,796 GWh



出典 : ENTSO-E, Statistical Handbook 2009. <[www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu)>; Creos, Annual Report 2009. <[www.creos-net.lu/index.php?id=253&0=>](http://www.creos-net.lu/index.php?id=253&0=>).

### 18.3 発電に対するインセンティブ

ルクセンブルグは、再生可能電力の発電に対するインセンティブとして、FIT 制度を採用している。配電事業も手がけるルクセンブルグ最大の送電事業者、Creos Luxemburg が、全ての再生可能電力を FIT 価格で買取る。2008 年 2 月に FIT 制度の管理運営は簡易化され、新たに設定された買取価格は 15 年間保証されることとなった(表 18.2 参照)。改定後の買取価格は、2008 年 1 月以降に運転を開始した発電事業者にのみ適用され、毎年 0.25% の遞減率で減額されていく。尚、太陽光発電事業に対する遞減率は 3% である。

表 18.2 : ルクセンブルグの 2011 年における FIT 買取価格

発電技術		FIT 買取価格 (EUR/MWh)
風力発電		82.08
太陽光発電	≤30 kW	382.2
	31 kW – 1,000 kW	336.7
小水力	≤1 MW	104.21
	1-6 MW	84.36
バイオガス	0-150 kW	148.88
	151-300 kW	138.95
	301-500 kW	129.03
	501-2,500 kW	119.1
汚水		64.51
固形バイオマス	0-1 MW	143.91
	1-5 MW	124.06
廃木材	≤1 MW	129.03
	1-5 MW	109.18

出典: Règlement grand-ducal du 8 février 2008 relatif à la production d'électricité basée sur les sources d'énergie renouvelables. <[www.eco.public.lu/documentation/legislation/reglements/2008/02/energies.pdf](http://www.eco.public.lu/documentation/legislation/reglements/2008/02/energies.pdf)>.

## 18.4 投資に対するインセンティブ

ルクセンブルグの環境省は 2008 年 1 月、家庭及び小企業における再生可能エネルギーの普及を推進するため、以下のインセンティブ政策を発表した。

- 太陽光発電設備の導入費用の最大 30% を助成。設備容量 1kW 当たり 1,650 ユーロを上限とする。
- 発電容量が 1–6kW のマイクロコジェネレーション設備の導入費用の最大 25% を補助。3,000 ユーロを上限とする。
- 上記の補助金を受け取るまでの過程に発生したコンサルタント費用を、1 時間当たり 50 ユーロ助成。一家庭につき、800 ユーロを上限とする。<sup>2</sup>

企業は、太陽光、風力、バイオマス、地熱といった再生可能電力設備への投資費用の 45% まで、中小企業の場合は 55% から 65% までの助成金を利用できる。また、バイオマス、バイオガス、コンジェネレーション (CHP) 設備への投資に対しては、費用の 33% を上限とする助成金を受けることができる。<sup>3</sup>

---

<sup>2</sup> Ministry of the Environment, Aides Financiers.

<[www.environnement.public.lu/energies\\_renouvelables/publications/regime\\_aides\\_financieres\\_tc/brochure-subsidien-F-final.pdf](http://www.environnement.public.lu/energies_renouvelables/publications/regime_aides_financieres_tc/brochure-subsidien-F-final.pdf)>.

<sup>3</sup> Government of Luxembourg, Regime Environnement. <[www.mcm.public.lu/fr/aides/regimes/environnement/index.html](http://www.mcm.public.lu/fr/aides/regimes/environnement/index.html)>.

## 19. メキシコ

### 19.1 政府の目標

メキシコは京都議定書を批准しているが、附属書Ⅰ国ではないため、温室効果ガス排出量削減目標を設定する義務はない。コペンハーゲン合意に基づき、「現状維持」のシナリオにおける2020年の温室効果ガス排出量予測値を30%削減することを目標としている。また、「現状維持」のシナリオにおける2050年の排出量予測値を50%削減<sup>1</sup>、さらに総発電容量に占めるクリーンエネルギー源(原子力を含む)を使った発電の割合を、2010年の26%から2024年までに35%に引き上げる<sup>2</sup>政府目標を掲げている。

表 19.1 : メキシコのエネルギー政策

温室効果ガス排出	コペンハーゲン合意に基づき、「現状維持」のシナリオにおける2020年の温室効果ガス排出量予測値を30%削減することを目標とする。政府目標として、「現状維持」のシナリオにおける2050年の排出量予測値の50%を削減する。
再生可能エネルギー	目標なし。
再生可能電力	総発電容量に占めるクリーンエネルギー源による発電の割合を、2024年までに35%にすることを政府目標とする。

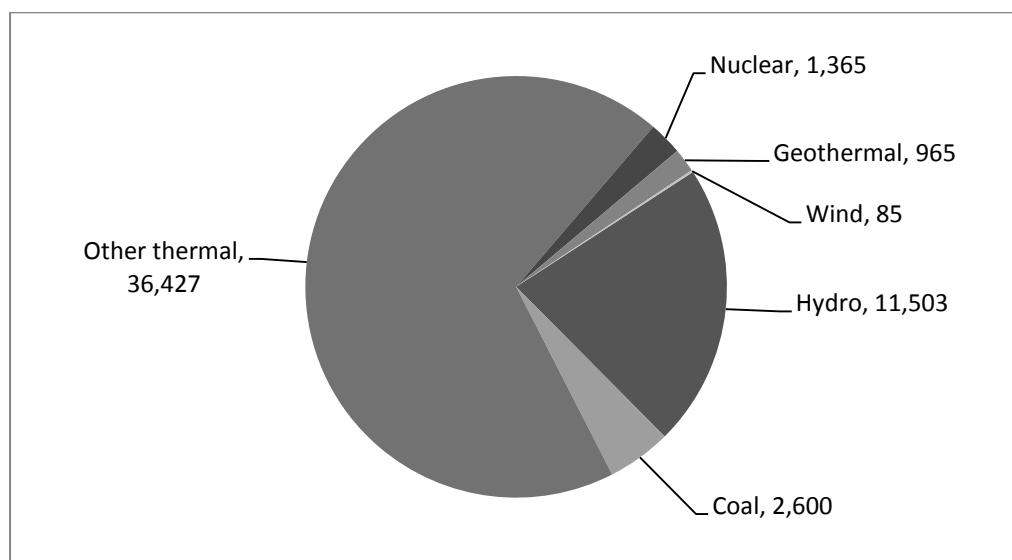
出典: Ministry of Energy, National Energy Strategy 2024, February 2010.

<[www.sener.gob.mx/webSener/res/0/EstrategiaNacionaldeEnergia.pdf](http://www.sener.gob.mx/webSener/res/0/EstrategiaNacionaldeEnergia.pdf)>

Mexico's Letter to the UNFCCC, January 2010. <[unfccc.int/meetings/cop\\_15/copenhagen\\_accord/items/5265.php](http://unfccc.int/meetings/cop_15/copenhagen_accord/items/5265.php)>.

### 19.2 発電電力量の構成

図 19.1 : メキシコの2009年における発電設備総容量(MW): 合計 52,945 MW

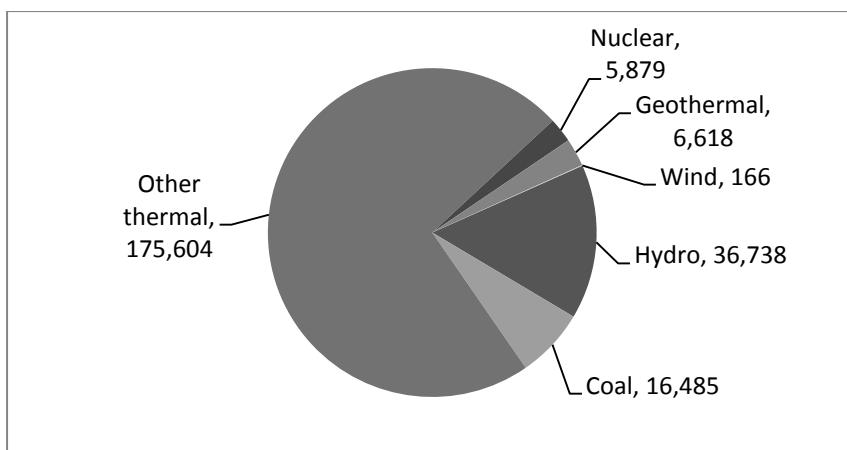


出典: Ministry of Energy, SENER, Electricity Statistics. <[www.sener.gob.mx/](http://www.sener.gob.mx/)>.

<sup>1</sup> Ministry of the Environment, Programa Especial de Cambio Climático 2009 – 2012, October 2009. <[www.semarnat.gob.mx/temas/cambioclimatico/Paginas/pecc.aspx](http://www.semarnat.gob.mx/temas/cambioclimatico/Paginas/pecc.aspx)>

<sup>2</sup> Ministry of the Environment, Programa Especial de Cambio Climático 2009 – 2012, October 2009. <[www.semarnat.gob.mx/temas/cambioclimatico/Paginas/pecc.aspx](http://www.semarnat.gob.mx/temas/cambioclimatico/Paginas/pecc.aspx)>

図 19.2：メキシコの 2010 年における発電電力量の構成(GWh): 合計 241,491 GWh



出典: Ministry of Energy, SENER, Electricity Statistics. <[www.sener.gob.mx/portal/Default.aspx?id=1430](http://www.sener.gob.mx/portal/Default.aspx?id=1430)>.

### 19.3 発電に対するインセンティブ

メキシコでは2011年6月時点で、再生可能電力に対するFIT制度は実施されていない。2008年に制定された再生可能エネルギーの利用及びエネルギー源変換の資金調達に関する法律(*Ley para el Aprovechamiento de las Energias Renovables y el Financiamiento de la Transicidn Energetica*)により、連邦政府および地方政府は、再生可能電力開発を対象とする事業について、公開入札を実施する権限を与えられている。<sup>3</sup>

国営電力事業者である *Comision Federal de Electricidad* (CFE)は、2009年に大規模な風力発電事業の入札を2件実施した。<sup>4</sup>落札すると、開発事業者には、地球環境ファシリティ(Global Environment Facility, GEF)が提供する総額 2500 万ドルの補助金から、5 年間一定の奨励金が付与される。例として、101.5MW の発電容量を有する La Venta III 風力発電所は、入札時に CFE と契約した電力料金に加え、5 年間 11 ドル/MWh(8.28 ユーロ/MWh<sup>5</sup>)の奨励金を受け取る。La Venta III が CFE と契約した電力買取料金は公開されていない。<sup>6</sup>尚、メキシコのエネルギー規制機関は、*Comisión Reguladora de Energía* である。<sup>7</sup>

### 19.4 投資に対するインセンティブ

政府は2009年に、エネルギー源変換及びエネルギーの持続的な利用に対する基金(Fund for Energy Transition and the Sustainable Use of Energy)を創設した。この基金は、2011年後半より運営される見込みで、政府の定める再生可能エネルギー及びエネルギー効率に関する基準を満たす事業に対し、融資または信用保証を提供する。基金の初期総融資額は6000万ドルで<sup>8</sup>、再生可能エネルギー設備に対する全ての投資に対し加速減価償却(初年度に100%)が認められる<sup>9</sup>。

<sup>3</sup> Ley para el Aprovechamiento de las Energias Renovables y el Financiamiento de la Transicidn Energetica, September 2008. <[www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LAERFTE.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LAERFTE.pdf)>.

<sup>4</sup> Ministry of Energy, Renewable Energies for the Sustainable Development of Mexico, 2009. <[www.sener.gob.mx/webSener/res/0/RE\\_for\\_Sustainable\\_Development\\_Mx\\_2009.pdf](http://www.sener.gob.mx/webSener/res/0/RE_for_Sustainable_Development_Mx_2009.pdf)>.

<sup>5</sup> 2010 年の平均為替レート EUR 1 = USD 1.3278 を使用。

<sup>6</sup> World Bank, Project Appraisal. <[www.sener.gob.mx/webSener/res/PE\\_y\\_DT/pe/Mexico GEF LSRDP PAD 7 June 20061.pdf](http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/pe/Mexico GEF LSRDP PAD 7 June 20061.pdf)>.

<sup>7</sup> <[www.cre.gob.mx](http://www.cre.gob.mx)> 参照。

<sup>8</sup> World Bank, Framework for a Green Growth Development Loan, 16 September 2009. <[www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2009/10/16/000350881\\_20091016091956/Rendered/PDF/494910PGD0REVI10Official0Use0only1.pdf](http://wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2009/10/16/000350881_20091016091956/Rendered/PDF/494910PGD0REVI10Official0Use0only1.pdf)>.

<sup>9</sup> Juan Mata, Mexico Large-Scale Renewable Energy Development Project, 2006. <[siteresources.worldbank.org/EXTENERGY/Resources/336805-1137702984816/2135734-1142019089614/JuanMata.ppt](http://siteresources.worldbank.org/EXTENERGY/Resources/336805-1137702984816/2135734-1142019089614/JuanMata.ppt)>.

再生可能エネルギーに対する融資は、国際金融機関によっても提供されている。米州開発銀行は、風力発電事業に対し1億100万ドルを提供しており、同業界におけるメキシコ企業と外国企業とのパートナーシップ構築に貢献している。<sup>10</sup>また、世界銀行は2009年に、グリーン産業の成長のための開発ローンとして、メキシコへの17年間に渡る総額10億5,400万ドルの融資を決定した。メキシコ政府は、この資金を低炭素交通システムとエネルギー事業、及びエネルギー効率の向上のために利用する予定である。<sup>11</sup>さらに、メキシコは2011年5月、集光型太陽熱と天然ガス燃焼による混合式の発電設備であるAgua Prieta II太陽熱混合発電所の建設のため、GEFより4,930万ドルの融資を受けた。この事業に対する入札は2011年後半までに終了し、設備は2012年に完成する予定である。<sup>12</sup>さらに、メキシコにおける再生可能エネルギー事業者はクリーン開発メカニズム（CDM）クレジットを利用することができる。<sup>13</sup>

<sup>10</sup> IDB, IDB to Finance Historic Expansion of Wind Power in Mexico, December 2009. <[www.iadb.org/news-releases/2009-12/english/idb-to-finance-historic-expansion-of-wind-power-in-mexico--6118.html](http://www.iadb.org/news-releases/2009-12/english/idb-to-finance-historic-expansion-of-wind-power-in-mexico--6118.html)>.

<sup>11</sup> World Bank, Framework for a Green Growth Development Loan, 16 September 2009. <[www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2009/10/16/000350881\\_20091016091956/Rendered/PDF/494910PGD0REVI101Official0Use0only1.pdf](http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2009/10/16/000350881_20091016091956/Rendered/PDF/494910PGD0REVI101Official0Use0only1.pdf)>.

<sup>12</sup> GEF, Mexico-Hybrid Solar Thermal Project, May 2010. <[www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2010/05/14/000350881\\_20100514142102/Rendered/PDF/544650PJPR0P061isclosed0May01102010.pdf](http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2010/05/14/000350881_20100514142102/Rendered/PDF/544650PJPR0P061isclosed0May01102010.pdf)>.

<sup>13</sup> UNFCCC ウェブサイト参照。<[unfccc.int](http://unfccc.int)>.

## 20. オランダ

### 20.1 政府の目標

オランダは、京都議定書に基づき、2008 年から 2012 年の間の温室効果ガスの年平均排出量を、1990 年実績値を基準に 6%削減する事を目標としている。2009 年の排出量は、1990 年実績値を 6.6%下回った。同国は、コペンハーゲン合意に基づき、欧州連合の排出量取引制度の対象とならない産業部門においては、排出量を 2020 年までに 2005 年実績値を基準として 16%削減する目標を掲げている。政府は 2020 年までに、1990 年実績値を基準として排出量を 30%削減するという独自の目標を打ち出した。また、同国には、2020 年までに最終エネルギー消費量の 14%を再生可能エネルギーからまかなくという EU 目標も課されている。これに対し、2010 年の実績は 3.8%であった。尚、政府は 2020 年までに EU 目標を上回る 20%を再生可能エネルギー源によりまかなくという、独自の目標を設けている。<sup>1</sup>

表 20.1 : オランダのエネルギー政策

温室効果ガス排出	京都議定書に基づき、2008 年から 2012 年の間の温室効果ガスの年平均排出量を、1990 年実績値を基準に 6%削減する事を目標とする。コペンハーゲン合意に基づき、欧州連合の排出量取引制度の対象とならない産業部門においては、排出量を 2020 年までに 2005 年実績値を基準として 16%削減する事を目標とする。政府目標として 2020 年までに 30%の排出量削減を目指す。
再生可能エネルギー	欧州連合加盟国として、2020 年までに最終エネルギー消費量の 14%を再生可能エネルギーよりまかなく。さらに政府は 2020 年までに、同比率を 20%まで引き上げることを独自の目標としている。
再生可能電力	目標なし。

出典 : Government of the Netherlands, Renewable Energy Action Plan, 2010.

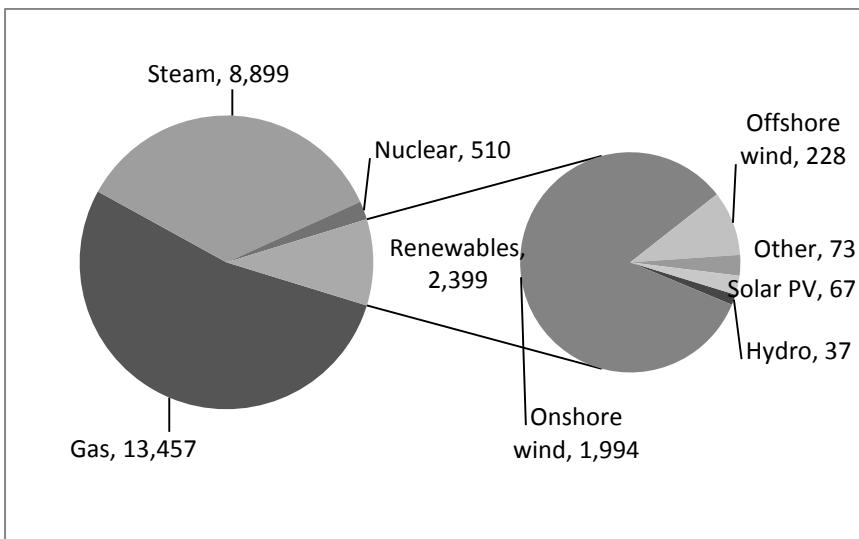
<ec.europa.eu/energy/renewables/transparency\_platform/action\_plan\_en.htm>.

Commission of the European Communities, Energy. <www.energy.eu>.

<sup>1</sup> CBS, Aandeel hernieuwbare energie dealt, 27 April 2011. Available at <www.cbs.nl/nl-NL/menu/themas/industrie-energie/publicaties/artikelen/archief/2011/2011-3381-wm.htm>

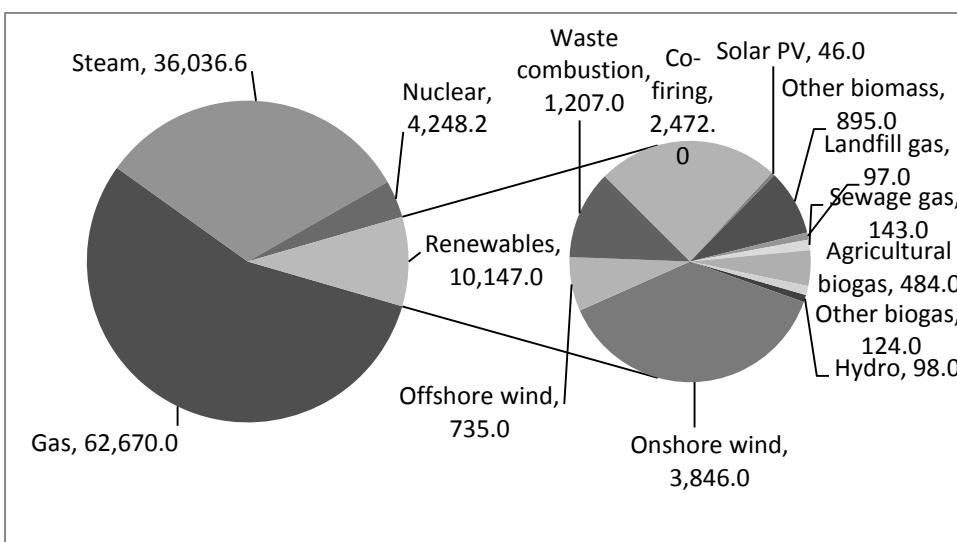
## 20.2 発電電力量の構成

図 20.1：オランダの 2009 年における発電設備総容量(MW): 合計 25,264 MW



出典: CBS Statline. <statline.cbs.nl>.

図 20.2：オランダの 2009 年における発電電力量の構成(GWh): 合計 113,098.8 GWh



出典: CBS Statline. <statline.cbs.nl>.

## 20.3 発電に対するインセンティブ

オランダ政府は 2008 年、再生可能電力生産のための主要なインセンティブ制度として、*Stimulerings Duurzame Energie* (SDE) と呼ばれる奨励金制度を導入した。しかし、同制度は 2011 年 1 月に廃止され、同年 6 月に新たに SDE+ と呼ばれる制度が設けられた。

SDE+制度は、改定前の制度と同様、変額型の奨励金制度である。発電事業者に提供される奨励金額は、電力の市場価格に応じて変動し、電力の卸売販売収入と政府奨励金の合計が「基本価格」と呼ばれる基準額に一致するようになっている。しかし、旧制度と異なり、新制度では全ての発電技術に対する基本価格の上限が定められている。また、新たに同制度に参加する発電事業者に割り当てられる奨励金の予算にも、年度ごとに上限が設けられている。

改定後の SDE+制度においては、申請を希望する業者に対し、年間 4 回の公募が実施される。各回の募集ごとに異なる奨励金の上限額が設定されており、初回の 90EUR/MWh から最終回の 150EUR/MWh まで徐々に上昇する(表 20.2 参照)。事業開発者は、必要な奨励金の額を含む事業提案書を規制当局に提出するが、その際、該当募集回の上限金額またはそれ以下であれば、事業実施に適当であると思われる奨励金の金額を自由に申請できる。ただし、申請時期に関わらず、政府が個別の上限額を設定している(表 20.3 参照) 発電技術もいくつかある。奨励金は最大 15 年間支給される。太陽光発電に関しては、15kW 以上の設備のみが奨励金制度適用の対象となる。

2011 年の新規の再生可能電力開発に対する奨励金の年間予算総額は、1,500 万ユーロである。発電事業者による申請は、原則先着順に受理される。2011 年度予算が全て割り当てられた時点で締め切れ、翌年度まで新規受付は行われない。通常の天然ガスネットワークへのバイオガスの供給事業も、同奨励金を利用することができる。<sup>2</sup>

表 20.2 : オランダの SDE+制度における 2011 年の基本金額上限

事項	応募受付			
	第 1 期	第 2 期	第 3 期	第 4 期
再生可能電力に対する最大基本額(EUR/MWh)	90	110	130	150
応募受付開始	2011 年 7 月 1 日	2011 年 9 月 1 日	2011 年 10 月 1 日	2011 年 12 月 1 日

出典 : Ministry of Economic Affairs, Agriculture, and Innovation, Betreft Openstelling SDE+ 2011, 22 April 2011.  
<[www.agentschapnl.nl/nieuws/invulling-sde-2011-steeds-concreter](http://www.agentschapnl.nl/nieuws/invulling-sde-2011-steeds-concreter)>.

表 20.3 : オランダの SDE+制度における 2011 年の特定発電技術に対する基本額上限 (ユーロ)

発電技術		基本額上限
汚水および埋立ガス		60
陸上風力		96
水力	落差 < 5m	122
	落差 ≥ 5 m	71
コジェネレーション		96
固形バイオマス燃焼		122

出典 : Ministry of Economic Affairs, Agriculture, and Innovation, Betreft Openstelling SDE+ 2011, 22 April 2011.  
<[www.agentschapnl.nl/nieuws/invulling-sde-2011-steeds-concreter](http://www.agentschapnl.nl/nieuws/invulling-sde-2011-steeds-concreter)>.

## 20.4 投資に対するインセンティブ

エネルギー投資手当 (*Energie Investerings-Aftrek*, EIA) は、オランダ企業に対し、再生可能エネルギー設備及び再生可能エネルギー源に対する投資総額の 41.5% を税引前営業利益から控除する事を認めており（2011 年の年間上限控除額は 1 億 5100 万ユーロ）。ただしこの措置は、政府が認可する設備やエネルギー源への投資にのみ適用される。<sup>3</sup> 同制度は、再生可能エネルギー業界における起業活動の奨励を目的としており、以下に示す 5 つの対象への投資に限り適用される。

- エネルギー効率の高い建築物
- エネルギー効率の高い設備
- 再生可能エネルギーを利用した運輸
- 再生可能電力の発電設備

<sup>2</sup> Ministry of Economic Affairs, Agriculture, and Innovation, Betreft Openstelling SDE+ 2011, 22 April 2011.  
<[www.agentschapnl.nl/nieuws/invulling-sde-2011-steeds-concreter](http://www.agentschapnl.nl/nieuws/invulling-sde-2011-steeds-concreter)>.

<sup>3</sup> Agenschap NL, Energy Investment Allowance. <[www.agentschapnl.nl/nl/programmas-regelingen/energie-investeringsaftrek-eia](http://www.agentschapnl.nl/nl/programmas-regelingen/energie-investeringsaftrek-eia)>.

- エネルギーに関する助言<sup>4</sup>

環境投資手当(*Milieu-investeringsaftrek*, MIA)および環境投資に対する非定率減価償却(*Willekeurige afschrijving milieu-investeringen*, VAMIL)の両制度は、再生可能エネルギーの生産およびエネルギー効率の改善を目的とした投資に対する税控除を行っている。MIAは、投資額の最大36%までを課税所得から控除すること、VAMILは、投資額の75%を1年間で償却することをそれぞれ認めており、一件の投資に対し両方の制度を利用することも可能である。<sup>5</sup>

さらに、自宅に省エネルギー・再生可能エネルギー設備を導入する者は、グリーン基金プログラムを通じ、補助金や低金利ローンを利用することができる。<sup>6</sup>

<sup>4</sup> 詳細は SenterNovem, 'Energie Investerings-Aftrek.' を参照。<[www.senternovem.nl/eia/over\\_eia/index.asp](http://www.senternovem.nl/eia/over_eia/index.asp)>。

<sup>5</sup> Belastingdienst, Environmental investment (MIA) / Random depreciation of environmental investments (VAMIL).

<[www.belastingdienst.nl/zakelijk/investeringsregelingen/investeringsregelingen-04.html#P92\\_7248](http://www.belastingdienst.nl/zakelijk/investeringsregelingen/investeringsregelingen-04.html#P92_7248)>。

<sup>6</sup> 詳細は右記ウェブサイト参照。<[www.senternovem.nl/groenbeleggen/veelgestelde\\_vragen/index.asp](http://www.senternovem.nl/groenbeleggen/veelgestelde_vragen/index.asp)>。

## 21. ニュージーランド

### 21.1 政府の目標

ニュージーランドは、京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量の増加を、1990年実績値を基準に0%に抑える事を目標としている。2009年の排出量は、1990年実績値を19.4%上回った。コペンハーゲン合意に基づき、同国は排出量を2020年までに1990年実績値を基準として10%から20%削減する目標を掲げている。この他、2011年に、2050年までに1990年実績値を基準に排出量を50%削減するという独自の政府目標も設けられている。また政府は、2025年までに最終エネルギー消費量の90%を再生可能エネルギーからまかなう目標を打ち出した。<sup>1</sup>これに対し、2010年の実績は74%であった。電力業界は2010年7月1日から、ニュージーランドの排出権取引制度に加えられ、排出クレジットの購入が求められるようになった。<sup>2</sup>

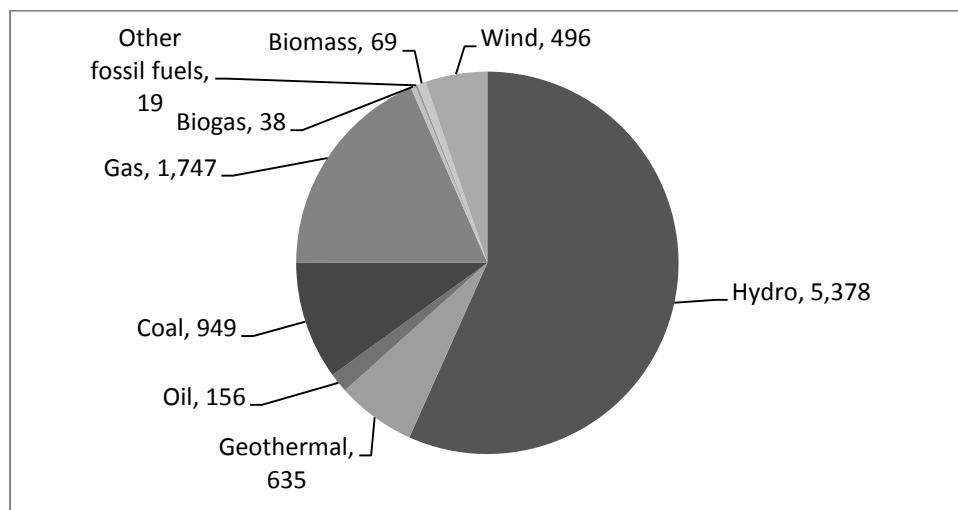
表 21.1：ニュージーランドのエネルギー政策

温室効果ガス排出	京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量の増加を、1990年実績値を基準に0%に抑える事を目標とする。コペンハーゲン合意に基づき、排出量を2020年までに1990年実績値を基準として10%から20%削減、独自の政府目標として2050年までに1990年比で50%の排出量削減を定めている。
再生可能エネルギー	目標なし。
再生可能電力	2025年までに総発電電力量の90%を再生可能エネルギーからまかなう事を目標としている。

出典：Climate Change website <[www.climatechange.govt.nz/reducing-our-emissions/targets.html](http://www.climatechange.govt.nz/reducing-our-emissions/targets.html)>.

### 21.2 発電電力量の構成

図 21.1：ニュージーランドの2009年における発電設備総容量(MW): 合計 9,380 MW

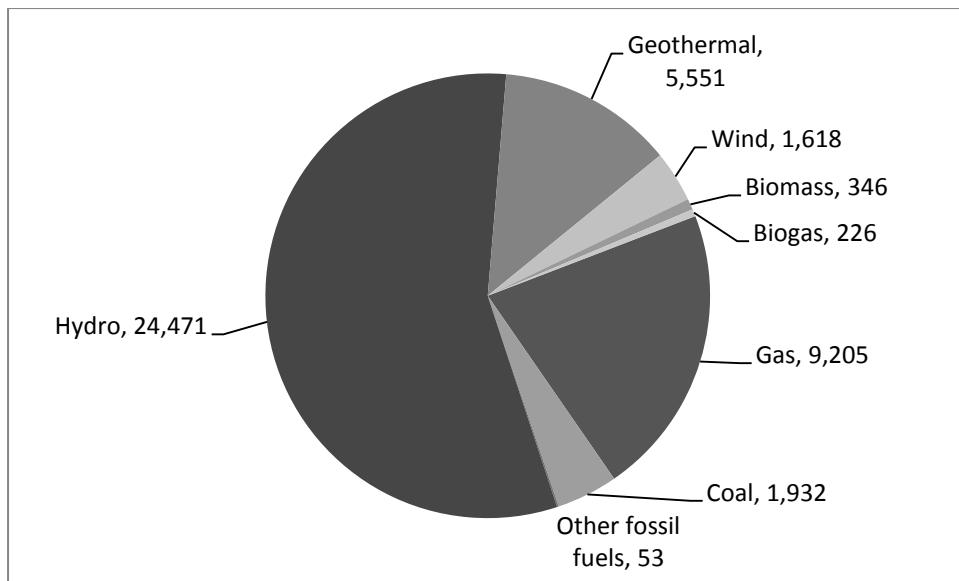


出典: Ministry of Economic Development, Estimated Generating Capacity by Fuel Type December 2009 (MW). <[www.med.govt.nz/templates/MultipageDocumentTOC\\_\\_\\_41155.aspx](http://www.med.govt.nz/templates/MultipageDocumentTOC___41155.aspx)>.

<sup>1</sup> Ministry of the Environment, Government Policies. <[www.climatechange.govt.nz/reducing-our-emissions/government-policies.html](http://www.climatechange.govt.nz/reducing-our-emissions/government-policies.html)>.

<sup>2</sup> Ministry of the Environment, Emissions Trading. <[www.climatechange.govt.nz/emissions-trading-scheme/](http://www.climatechange.govt.nz/emissions-trading-scheme/)>.

図 21.2 : ニュージーランドの 2010 年における発電電力量の構成(GWh): 合計 43,402 GWh



出典: Ministry of Economic Development, New Zealand Energy Quarterly, December 2010.  
[www.med.govt.nz/templates/MultipageDocumentTOC\\_\\_\\_45786.aspx](http://www.med.govt.nz/templates/MultipageDocumentTOC___45786.aspx).

### 21.3 発電に対するインセンティブ

ニュージーランドには、再生可能電力の発電に対するインセンティブは存在しない。政府は、排出取引制度の導入が、再生可能電力の開発に対し必要な支援を提供すると認識している。<sup>3</sup>再生可能電力に関する政策は、省エネルギー庁 (Energy Efficiency and Conservation Authority, EECA) により管轄されている。<sup>4</sup>ニュージーランド全域における平均卸売電力価格は、2009 年は 41.27 ニュージーランドドル/MWh(22.41 ヨーロ/MWh)であったが、2010 年には 62.27 ニュージーランドドル/MWh (33.82 ヨーロ/MWh<sup>5</sup>)へと上昇した。<sup>6</sup>

### 21.4 投資に対するインセンティブ

2007 年 10 月、政府は、波力及び潮力発電の推進を目的として海洋エネルギー開発基金 (Marine Energy Deployment Fund) を設立し、800 万ニュージーランドドル (430 万ヨーロ) を充当した。同事業は 2012 年まで実施されるが、2010 年 11 月に新規応募受付は終了した。<sup>7</sup>

<sup>3</sup> Ministry of Economic Development <[www.med.govt.nz](http://www.med.govt.nz)> 及び GWEC, Wind Power Report 2009. <[www.gwec.net](http://www.gwec.net)>.

<sup>4</sup> <[www.eeca.govt.nz](http://www.eeca.govt.nz)>.

<sup>5</sup> 2010 年の年間平均為替レート EUR 1 = NZD 1.8414 を使用。

<sup>6</sup> Electricity Authority, Market Operation. <[www.ea.govt.nz/industry/market/statistics-reports/market-operation-monthly-reports/](http://www.ea.govt.nz/industry/market/statistics-reports/market-operation-monthly-reports/)>.

<sup>7</sup> EECA, Marine Energy Development Fund. <[www.eeca.govt.nz/node/1300](http://www.eeca.govt.nz/node/1300)>.

## 22. ノルウェー

### 22.1 政府の目標

ノルウェーは、京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量を、1990年実績値を基準に1%以内の増加に留める事を目標としている。2009年の排出量は、1990年実績値を3.1%上回った。<sup>1</sup>同国は、コペンハーゲン合意に基づき、排出量を2020年までに1990年実績値を基準として30%から40%削減し（目標値の2/3をノルウェー国内で達成し、残りはカーボンオフセットにより達成）、長期的には2050年を目指す。ノルウェーには、2020年までに最終エネルギー消費量の20%を再生可能エネルギーからまかなうというEU連合の目標も適用されるが、同国に対し具体的な目標は課されていない。

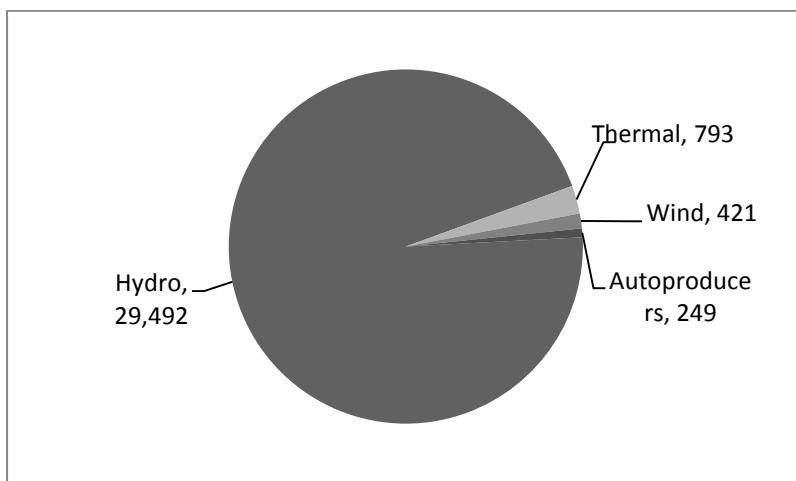
表 22.1：ノルウェーのエネルギー政策

温室効果ガス排出	京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量の増加を、1990年実績値を基準に1%以内に抑える。また、コペンハーゲン合意に基づき排出量を2020年までに1990年比で30から40%の削減、独自の政府目標として2050年までにカーボンニュートラル達成を目指す。
再生可能エネルギー	目標なし。
再生可能電力	目標なし。

出典：Ministry of the Environment. <[www.regjeringen.no](http://www.regjeringen.no)>.

### 22.2 発電電力量の構成

図 22.1：ノルウェーの2009年における発電設備総容量(MW)：合計 30,955MW

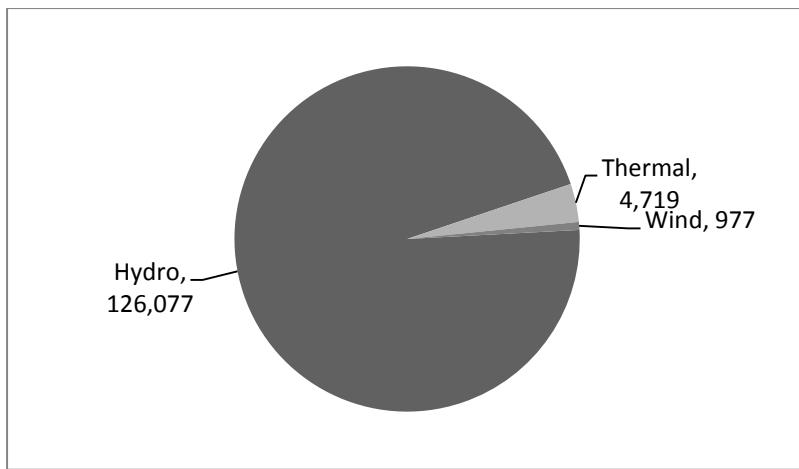


出典：Statistics Norway, Electricity Statistics 2009. <[www.ssb.no/elektrisitetaar\\_en](http://www.ssb.no/elektrisitetaar_en/)>.

<sup>1</sup> European Environment Agency, GHG Inventory, May 2011. <[www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011](http://www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011)>.

<sup>2</sup> Norway Ministry of the Environment. <[www.regjeringen.no](http://www.regjeringen.no)>.

図 22.2：ノルウェーの 2009 年における発電電力量の構成(GWh)：合計 131,773 GWh



出典: Statistics Norway, Electricity Statistics 2009. <[www.ssb.no/elektrisitetaar\\_en/](http://www.ssb.no/elektrisitetaar_en/)>.

## 22.3 発電に対するインセンティブ

ノルウェー政府は 2011 年、2012 年 1 月 1 日より施行されるスウェーデンのグリーン証書取引制度への参加に調印した。このノルウェー・スウェーデン共同グリーン証書取引制度では、2020 年までに年間 26.4TWh の再生可能電力を両国が半分ずつ発電することになっており、これらは両国の 2009 年時点での再生可能電力生産量を上回る。2009 年 9 月 7 日以降に運転を開始した全ての再生可能電力発電所は(1MW 以下の水力発電については 2004 年 1 月 1 日以降)、15 年間に渡り全発電量に対してグリーン証書を受け取ることができる。いずれかの国において発行されたグリーン証書を、もう一方の国で使用することもできる。同制度は、2035 年に終了する予定である。2012 年のノルウェーの電力供給事業者に課されるグリーン証書の数は、2011 年後半に設定されることになっている。<sup>3</sup> 証書の価格は実際に制度が施行されるまで予測が困難であるが、2010 年におけるスウェーデンのグリーン証書の平均価格は、294.70 クローネ(30.86 ユーロ)であった。<sup>4</sup> グリーン証書の販売収入に加えて、発電事業者は卸売市場における電力販売からの収入も得ることとなる。2010 年の卸売市場の平均価格は 54.45 ユーロ/MWh であった。<sup>5</sup>

## 22.4 投資に対するインセンティブ

再生可能エネルギー導入の初期段階にある企業に対しては、国営企業 Enova が融資を行っている。Enova は、政府が 10 年間に渡り総額 50 億クローネ (6 億 2400 万ユーロ<sup>6</sup>) を出資して設立した企業で、再生可能エネルギー推進およびエネルギー効率の向上を目的とした事業に対し、数多くの資金提供を行っている。<sup>7</sup>

<sup>3</sup> Ministry of Petroleum and Energy, Prop. 101 L (2010–2011) Proposisjon til Stortinget (forslag til lovvedtak): Lov om elsertifikater, 15 April 2011. <[www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/prop/2010-2011/prop-101-l-2010-2011.html?id=640977](http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/prop/2010-2011/prop-101-l-2010-2011.html?id=640977)>.

<sup>4</sup> Svenska Kraftnat, Elcertifikat. <[elcertifikat.svk.se](http://elcertifikat.svk.se)>. 2010 年の年間平均為替レート EUR 1 = SEK 9.54973 を使用。詳細は第 27 章を参照。

<sup>5</sup> ノルウェー全域におけるノルドプールのスッポトレート。<[www.nordpoolspot.com/reports/areaprice](http://www.nordpoolspot.com/reports/areaprice)>

<sup>6</sup> 2010 年の平均為替レート EUR 1 = NOK 8.0121 を使用。

<sup>7</sup> 詳細は Enova ウェブサイトを参照。<[www.enova.no](http://www.enova.no)>

## 23. ポーランド

### 23.1 政府の目標

ポーランドの国内産業は、温室効果ガス排出の主要な原因となっている石炭に大きく依存している。京都議定書に基づき、同国は 2008 年から 2012 年の間の温室効果ガスの年平均排出量を、1990 年実績値を基準に 6% 削減する事を目標としている。2009 年の排出量は、1990 年実績値を 33.2% 下回った。同国は、コペンハーゲン合意に基づき、欧州連合の排出量取引制度の対象となる産業部門においては、排出量を 2020 年までに 2005 年実績値を基準として 14% 削減する目標を掲げている。また、同国には、2020 年までに最終エネルギー消費量の 15% を再生可能エネルギーからまかなうという EU 目標も課されている。これに対し、2010 年の実績は 7.9% であった。<sup>1</sup>

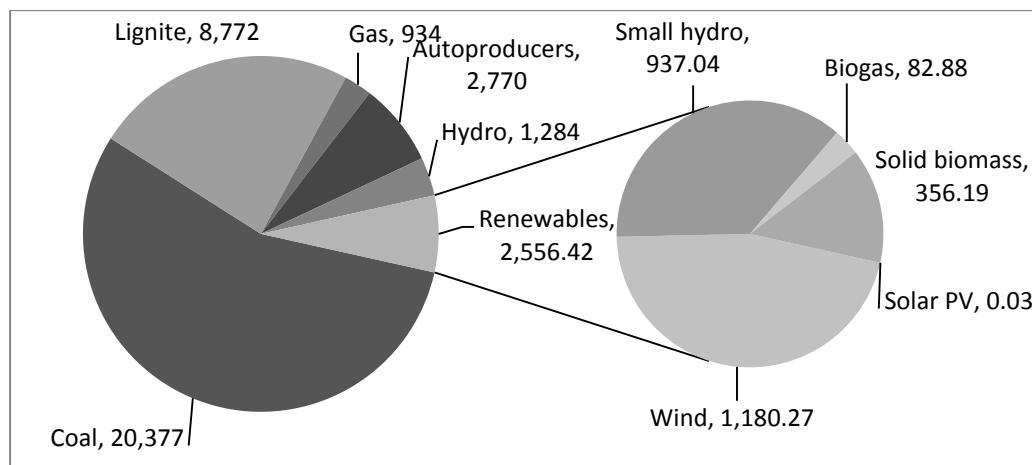
表 23.1：ポーランドのエネルギー政策

温室効果ガス排出	京都議定書に基づき、2008 年から 2012 年の間の温室効果ガスの年平均排出量を、1990 年実績値を基準に 6% 削減する事を目標とする。欧州連合の排出量取引制度の対象外となる産業部門で、排出量を 2020 年までに 2005 年実績値を基準として 14% 削減する事を目標とする。
再生可能エネルギー	欧州連合加盟国として、2020 年までに最終エネルギー消費量の 15% を再生可能エネルギーからまかなう。
再生可能電力	目標なし。

出典：European Environment Agency, GHG Inventory, May 2011. <[www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011](http://www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011)>; Commission of the European Communities, Energy. <[www.energy.eu](http://www.energy.eu)>.

### 23.2 発電電力量の構成

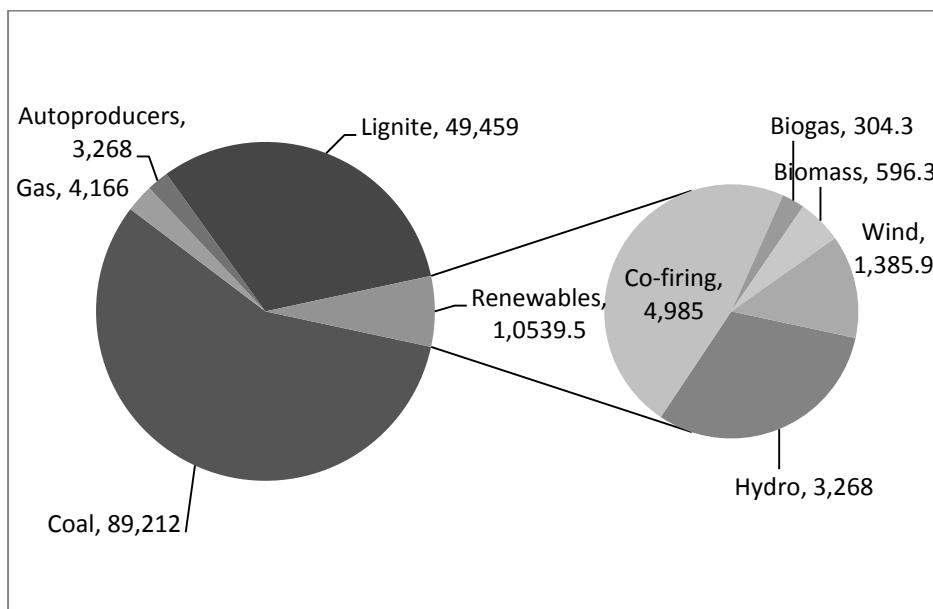
図 23.1：ポーランドの 2010 年における発電設備総容量(MW): 合計 35,756 MW



出典: Energy Regulatory Office, Sprawozdanie z działalności Prezesa URE 2010. <[www.ure.gov.pl/ftp/Biuletyny\\_URE/2011/2010\\_03\\_01-biuletyn\\_nr1\(2\).pdf](http://www.ure.gov.pl/ftp/Biuletyny_URE/2011/2010_03_01-biuletyn_nr1(2).pdf)>.

<sup>1</sup> Eurostat, Share of Renewable Energy in Gross Final Energy Consumption. <[epp.eurostat.ec.europa.eu](http://epp.eurostat.ec.europa.eu)>.

図 23.2 : ポーランドの 2010 年における発電電力量の構成(GWh): 合計 156,644GWh



出典: Energy Regulatory Office, Sprawozdanie z działalności Prezesa URE 2010. <[www.ure.gov.pl/ftp/Biuletyny\\_URE/2011/2010\\_03\\_01-biuletyn\\_nr1\(2\).pdf](http://www.ure.gov.pl/ftp/Biuletyny_URE/2011/2010_03_01-biuletyn_nr1(2).pdf)>.

### 23.3 発電に対するインセンティブ

ポーランドは、再生可能電力生産に対する主要なインセンティブ制度として、グリーン証書取引制度を導入している。再生可能電力の発電事業者は、1MWh の発電に対しグリーン証書 1 枚を受け取る。グリーン証書の受領期間に制限は設けられていない。一方、送配電事業者は、発電事業者から送配電網に供給される全ての電力を購入する事を義務付けられている。<sup>2</sup>

最終電力消費者への電力供給事業者には、供給量に応じて一定割合のグリーン証書を購入する義務が課されている。供給量に対して、義務として定められた再生可能電力が占める割合の推移は表 23.2 の通りである。

表 23.2 : ポーランドの 2010-2017 年における再生可能電力割合義務

年	再生可能電力の割合義務 (%)
2010	10.4
2011	10.4
2012	10.4
2013	10.9
2014	11.4
2015	11.9
2016	12.4
2017	12.9

出典 : Ministry of the Economy, OJ 2008 No 156 item. 969. <[isip.sejm.gov.pl/DetailsServlet?id=WDU20081560969](http://isip.sejm.gov.pl/DetailsServlet?id=WDU20081560969)>

<sup>2</sup> Prawo energetyczne, stawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. <[www.ure.gov.pl/download.php?s=1&id=1373](http://www.ure.gov.pl/download.php?s=1&id=1373)>.

電力供給事業者は、毎年、義務として定められた再生可能電力供給量に相当する数のグリーン証書を、エネルギー規制機関である *Urząd Regulacji Energetyki* (URE) に提示しなくてはならない。十分な数の証書を提示できない場合、証書不足分 1枚につき、274.92ズロチ (68.83ユーロ)<sup>3</sup> の罰金が徴収される (2011年現在)。罰金額は、ポーランド国内の電力スポット市場価格と最終電力消費者の支払う電力料金を考慮し、UREにより算出されている。<sup>4</sup>

送配電事業者には、生産される全ての再生可能電力を、UREにより設定された価格で購入することが義務付けられている。2010年のUREによる設定価格は、197.02ズロチ/MWh(49.33ユーロ/MWh)<sup>5</sup>であった。これに対し、公開市場における2010年の電力卸売平均価格は、195.32ズロチ/MWh (48.91ユーロ/MWh) であった。<sup>6</sup> ポーランドのグリーン証書の2010年の平均価格258.28ズロチ(64.67ユーロ)に<sup>7</sup>、送配電事業者に対する電力販売収入を足すと、再生可能電力の発電に対する2010年の平均報酬金額は455.30ズロチ(114.00ユーロ/MWh) であったことがわかる。

### 23.4 投資に対するインセンティブ

ポーランドは、現行の2007年から2013年の政府予算において、EU構造基金から最も多額の援助を受けている国である。この中には、再生可能電力事業の支援のための約7億8000万ユーロが含まれている。<sup>8</sup> 4000万ズロチ (1000万ユーロ) を上限とし、事業費用の最高70%に相当する補助金が、小規模投資家及び開発が進んでいない地域に重点的に支給される。<sup>9</sup>

環境保護及び水管理に対する国家基金(Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej)は、2007年から2013年の間に支払われたEU支援金のうち15億ユーロを、環境、エネルギー効率の向上と再生可能エネルギーに関する事業への低金利融資制度に利用している。この支援金は、EUのインフラ及び環境整備のための事業の一環として提供されており、2011年4月までに、49の再生可能エネルギー事業が総額3億4900万ズロチの融資を受けている。融資は、総事業費が最低1,000万ユーロ以上の事業を対象とし、総事業費の75%を上限として利用することができる。金利は6%で固定され、ある一定の条件を満たすと、融資の一部は補助金という形で提供される。<sup>10</sup>

環境保護銀行 (Bank Ochrony Środowiska, BOS) は、環境保護及び水管理に関連する活動に対するソフトローンの提供を専門としており、汚水処理、再生可能エネルギーを利用した熱生産と発電事業を支援している。<sup>11</sup>

その他の融資制度としては、1992年に財務省が設立したエコ基金(Ekofundusz)がある。ポーランドと主要債権国は、再生可能エネルギー事業など環境保護を目的とした事業を支援する目的で使用するという条件で、債務の一部を免除する協定を結んでおり、これにより生じる資金を元手にエコ基金は運営されている。支援は通常補助金という形で事業費用の45%を上限に提供される。同基金への新規申請受付は2010年11月に終了しており、2011年末までに全ての事業への融資も完了する予定である。

<sup>3</sup> 2010年の平均為替レート 1 EUR=PLN3.9939 を使用。

<sup>4</sup> Polish Wind Energy Association, Wartość Oplaty Zastępczej W 2011 R. <[psew.pl/wartosc\\_oplaty\\_zastepczej\\_w\\_2011\\_r.htm](http://psew.pl/wartosc_oplaty_zastepczej_w_2011_r.htm)>

<sup>5</sup> Ministry of Economy, Renewable Energy Action Plan, 2010.

<[ec.europa.eu/energy/renewables/transparency\\_platform/doc/national\\_renewable\\_energy\\_action\\_plan\\_poland\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/doc/national_renewable_energy_action_plan_poland_en.pdf)>

<sup>6</sup> URE, Średnia cena sprzedazy energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2010, 31 March 2011. <[www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl)>

<sup>7</sup> Polish Power Exchange, <[www.tge.pl](http://www.tge.pl)>

<sup>8</sup> EU, Cohesion Policy 2007-2013: Indicative Financial Allocations. <[ec.europa.eu/regional\\_policy/policy/fonds/pdf/annexe-recto.pdf](http://ec.europa.eu/regional_policy/policy/fonds/pdf/annexe-recto.pdf)>

<sup>9</sup> International Network for Sustainable Energy, Evaluation – Poland Structural Funds 2007-13.

<[www.inforse.org/europe/Structuralfunds/SF\\_Poland\\_07-13.htm](http://www.inforse.org/europe/Structuralfunds/SF_Poland_07-13.htm)>

<sup>10</sup> 詳細は右記ウェブサイト参照。<[pois.nfosigw.gov.pl/](http://pois.nfosigw.gov.pl/)>

<sup>11</sup> 詳細は右記ウェブサイト参照。<[www.bosbank.pl](http://www.bosbank.pl)>

1992年から2011年の4月の間に、エコ基金は97の再生可能電力事業に対する融資を行った。そのうち70件が、バイオマスまたはバイオガス事業であった。<sup>12</sup>

---

<sup>12</sup> 詳細は右記ウェブサイト参照。<[www.ekofundusz.org.pl](http://www.ekofundusz.org.pl)>

## 24. ポルトガル

### 24.1 政府の目標

ポルトガルは、京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量を、1990年実績値を基準に27%以内の増加に留める事を目標としている。2009年の排出量は、1990年実績値を24.0%上回った。同国は、コペンハーゲン合意に基づき、欧州連合の排出量取引制度の対象とならない産業部門においては、排出量の増加を2020年までに2005年実績値を基準として1%以内に抑える目標を掲げている。また、同国には、2020年までに最終エネルギー消費量の31%を再生可能エネルギーからまかぬというEU目標も課されている。これに対し、2008年の実績は23.2%であった。<sup>1</sup>

2010年にポルトガル政府は、EU目標を達成するための国家エネルギー戦略(Estratégia Nacional de Energia 2020, ENE 2020)を承認した。<sup>2</sup>同戦略は、2020年までに、発電の60%を再生可能資源に基づくというものである。<sup>3</sup>2009年時点に48%であったその割合は、2010年に62%となり、既に目標値は達成された。しかしながら、この目標達成には、天候により大規模水力発電量が88%と大幅に増加したことが寄与している。<sup>4</sup>総電力消費量に占める再生可能電力の割合は、水力発電量に大きく影響される。<sup>5</sup>

表 24.1：ポルトガルのエネルギー政策

温室効果ガス排出量	京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量の増加を、1990年実績値を基準に27%以内に抑える事を目標とする。尚、EUの排出量取引制度の対象外である産業部門では、排出量の増加を2020年時点で2005年を基準として1%以下に留める。
再生可能エネルギー	欧州連合加盟国として、2020年までに最終エネルギー消費量の31%を再生可能エネルギーからまかう。
再生可能電力	2020年までに電力消費量の60%を再生可能電力とする。

出典：European Environment Agency, GHG Inventory, May 2011. <[www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011](http://www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011)>; Government of Portugal, National Renewable Energy Action Plans for Portugal, 2010. <[ec.europa.eu/energy/renewables/transparency\\_platform/action\\_plan\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm)>.

<sup>1</sup> Eurostat, Share of Renewable Energy in Gross Final Energy Consumption. <[epp.eurostat.ec.europa.eu](http://epp.eurostat.ec.europa.eu)>.

<sup>2</sup> Ministry of Economy, Trade and Innovation, ENE 2020, 2010. <[www.renewable.pt](http://www.renewable.pt)>.

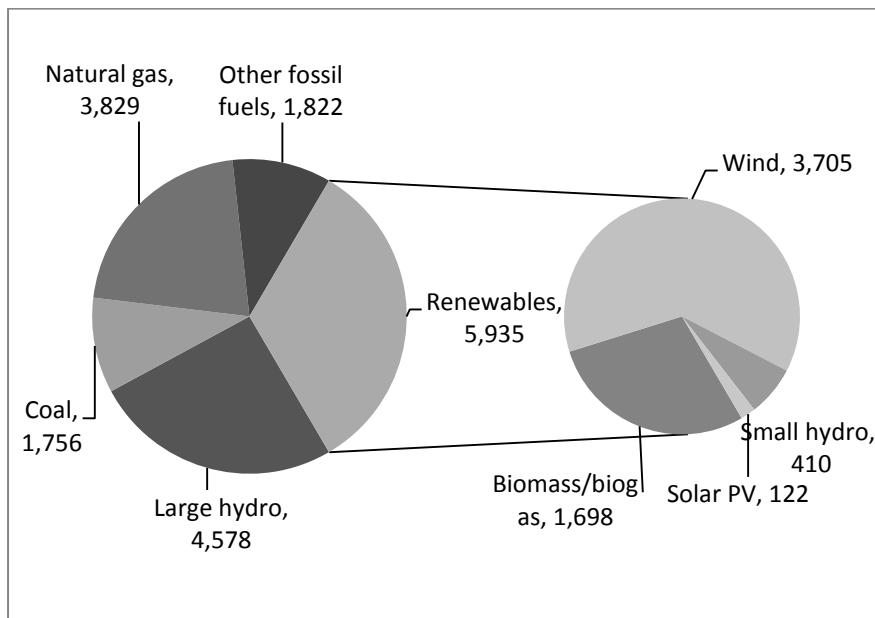
<sup>3</sup> Government of Portugal, National Renewable Energy Action Plans for Portugal, 2010. <[ec.europa.eu/energy/renewables/transparency\\_platform/action\\_plan\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm)>.

<sup>4</sup> REN, Technical Data 2010. Available at <[www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/DadosTecnicos/DadosTecnicos%202010vf.pdf](http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/DadosTecnicos/DadosTecnicos%202010vf.pdf)>.

<sup>5</sup> DGGE, Renovaveis estatisticas rapidas, February 2009. <[www.dgge.pt](http://www.dgge.pt)>.

## 24.2 発電電力量の構成

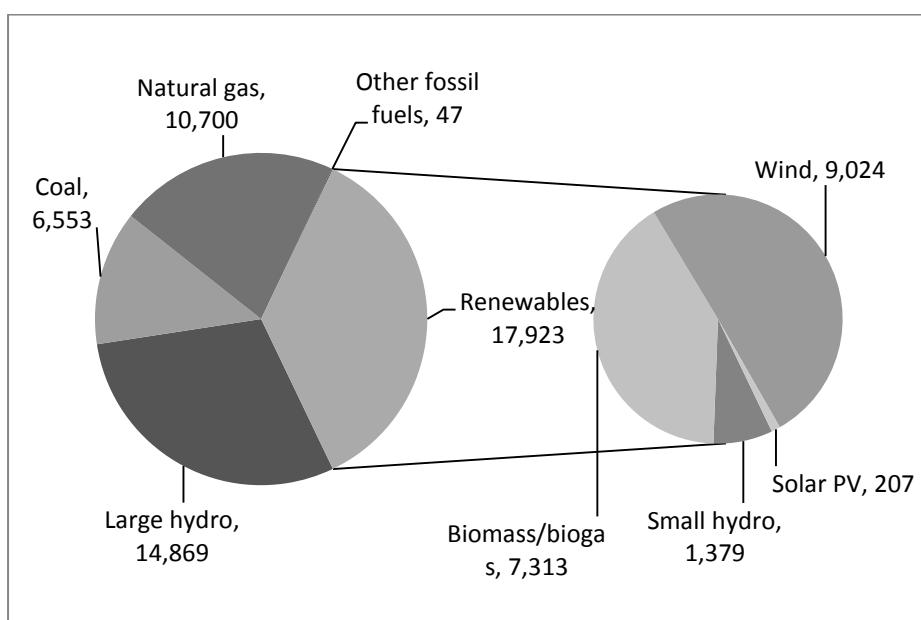
図 24.1：ポルトガルの 2010 年における発電設備総容量(MW): 合計 17,920 MW



出典: REN, Technical Data 2010.

<[www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/DadosTecnicos/DadosTecnicos%202010vf.pdf](http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/DadosTecnicos/DadosTecnicos%202010vf.pdf)>.

図 24.2：ポルトガルの 2010 年における発電電力量の構成(GWh): 合計 50,092 GWh



出典: REN, Technical Data 2010.

<[www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/DadosTecnicos/DadosTecnicos%202010vf.pdf](http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/DadosTecnicos/DadosTecnicos%202010vf.pdf)>.

### 24.3 発電に対するインセンティブ

ポルトガルの再生可能電力に対する主要なインセンティブは、FIT 制度である。<sup>6</sup>同制度は 1998 年に導入されたが、現在は 2008 年以降に運転を開始した発電設備にのみ適用されている。ポルトガル政府は ENE2010 において、技術の進歩を反映させるために、2010 年の後半に FIT 制度を見直す意向であることを発表した。<sup>7</sup>2011 年 5 月時点ではまだ見直しは行われていない。その一方で、政府は 2011 年 5 月 5 日、国際通貨基金（IMF）と欧州連合から 780 億ユーロの経済救済援助を受ける合意に達した。この援助は、新規および既存の発電業者に対する買取金額の引き下げの可能性も含めた、FIT 制度の見直しを条件に実施される。FIT 制度は 2011 年末に見直される見通しである。<sup>8</sup>

FIT 買取価格は、設備の発電容量、発電量、発電時間（ピークまたはオフピーク）、そして電力の市場価格を考慮し設定された基本価格に基づき計算されている。2008 年以降のポルトガルにおける平均 FIT 買取基本価格は、表 24.2 の通りである。再生可能電力事業者は、あらかじめ決められた年数、もしくは稼働時間に基づいて買取価格の支払いを受ける。風力発電と小水力発電以外の発電技術に対しては、FIT 制度の対象となる発電容量の上限が発電技術別に設定されている。ある発電技術を使った発電容量の累積がこの上限に達した場合、同じ発電技術を用いる新規事業は、FIT 制度を利用できない。

コジェネレーションによる発電所もインセンティブ制度の対象となる。大規模風力、水力、バイオマス発電設備の建設には公開入札が行われ、入札者は該当施設で発電される電力の買取価格を入札する。政府は 2010 年 11 月、2MW 容量の太陽光発電設備 75 件と 1MW 容量の集光型太陽光発電設備 5 件の建設の入札を募った。2011 年 6 月の時点で、入札結果はまだ明らかになっていない。<sup>9</sup>

設備容量 3.68kW 以下の熱電併給のマイクロ発電設備に対しては、特別な FIT 制度がある（表 24.3 参照）。累積発電容量が 10MW 増加する毎に、買取価格が毎年 5% 引き下げられる。各設備は、年間最高 2.4MWh の電力を FIT 買取価格で売却する事ができるが、それ以上の発電量に関しては FIT 買取価格は適用されない。

ポルトガルでは、FIT 制度の恩恵を受ける再生可能電力事業者は、全て「特別制度発電事業者 (special regime generators)」と呼ばれ、化石燃料等を使用する「通常制度発電事業者(ordinary regime generators)」と比較される。特別制度発電事業者によって発電された電力は、通常の電力市場で取引されず、EDP-Serviço Universal が購入する。EDP-Serviço Universal は、元国営電力事業者である EDP (Energías de Portugal)の再編により創設された電力供給事業者である。<sup>10</sup>

<sup>6</sup> ポルトガルの国土はポルトガル本土の他に、自治権を持つアゾレス諸島及びマデイラ島の 3 地域に分かれている。これらの島々は小さく、国のエネルギー消費及び発電に多く貢献していないため、本レポートは、本土の再生可能エネルギー事業に関する情報のみを記載する。

<sup>7</sup> National Renewable Energy Action Plans for Portugal, 2010. <ec.europa.eu/energy/>

<sup>8</sup> Expresso revela documentos com programa do FMI/BCE/CE, Expresso, 4 May 2011. <aeiou.expresso.pt/expresso-revela-memorando-com-programa-do-fmibcece=f646842>

<sup>9</sup> EPIA, Global Market Outlook for Photovoltaics until 2015, May 2011. <www.epia.org>

<sup>10</sup> REN, 'National Electricity System. <www.ren.pt/vEN/Electricity/NationalElectricitySystem/Pages/electricidade\_national-electricity-system.aspx>.

表 24.2 : ポルトガルにおける 2008 年から 2011 年の FIT の平均基本価格 (EUR/MWh)

発電技術	基本価格	有効期間	合計設備容量 上限
風力	74-75	15 年間、もしくは最初の 33GWh	上限なし
小水力 ( $\leq 10$ MW)	75-77	20 年間、もしくは最初の 52GWh	上限なし
太陽光パネル	$\leq 5$ kW	450	50 MW
	$> 5$ kW	310-317	
太陽熱	$\leq 10$ MW	267-273	50 MW
	$> 10$ MW	150-200 <sup>a</sup>	
屋上設置型太陽光	$\leq 5$ kW	470	50 MW
	$> 5-150$ kW	355	
固形バイオマス	林業廃棄物	107-109	250 MW
	家畜排泄物	102-104	
バイオマス	嫌気消化	115-117	15 年間
	埋立ガス	75	15 年間
都市固形ゴミ	$\leq 5$ MW	53-54	25 年間
波力 (トレード前)	実証事業	260	4 MW
	商業化前事業	191	
風力 (商業事業)	最初の 100 MW	131	300 MW
	次の 150 MW	101	
	それ以上	76	

注 : <sup>a</sup>FIT 価格は該当する分野のエネルギーを担当する大臣が決める。

出典 : Ministry of Economy and Innovation, Decreto-Lei n.o 225/2007 de 31 de Maio 2007. <[www.iapmei.pt/iapmei-leg-03.php?lei=5499](http://www.iapmei.pt/iapmei-leg-03.php?lei=5499)>. ポルトガル再生可能エネルギー実行計画 <[ec.europa.eu/energy/renewables/transparency\\_platform/action\\_plan\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm)>

表 24.3 : 3.68kW 以下の熱電併給マイクロ発電設備に対する FIT 買取価格

発電技術	設備容量(MW)	FIT 買取価格(EUR/MWh)
太陽光	FIT 制度の適用下にある総容量の最初の 10MW まで	380
風力	FIT 制度の適用下にある総容量の最初の 10MW まで	266
バイオマス CHP	FIT 制度の適用下にある総容量の最初の 10MW まで	114
水力	FIT 制度の適用下にある総容量の最初の 10MW まで	114

出典: Ministry of Economy and Innovation, Decreto-Lei n.o 363/2007 de 2 de Novembro 2007

<[dre.pt/pdf1sdip/2007/11/21100/0797807984.PDF](http://dre.pt/pdf1sdip/2007/11/21100/0797807984.PDF)>、 Despacho DGEG, de 30 de Dezembro de 2010.

<[www.renovaveisnahora.pt/c/document\\_library/get\\_file?uuid=383f7e42-3876-4229-ad3b-4f3791b3b2d4&groupId=13360](http://www.renovaveisnahora.pt/c/document_library/get_file?uuid=383f7e42-3876-4229-ad3b-4f3791b3b2d4&groupId=13360)>.

#### 24.4 投資に対するインセンティブ

2009年以降、再生可能電力発電のパイロット事業は、技術革新及び研究開発の推進を目的として設定された国家戦略基準枠組み (Quadro de Referência Estratégico Naciona, QREN) の融資の対象となり、特定の事業費用の35%から55%に相当する補助金を受けることが可能になった。<sup>11</sup>同枠組みの予算の一部は、ヨーロッパ地域開発基金(European Regional Development Fund) より資金提供を受けている。

ポルトガル政府は2007年、再生可能エネルギーへの投資を対象とした財務的インセンティブに関する新しい法律を制定した。この法律は、中小企業を対象とし、25万ユーロを上限として、各事業への投資資本の最高35%までを援助するというもので、2013年まで有効である。この他、中小企業には、再

<sup>11</sup> Government of Portugal, National Renewable Energy Action Plans for Portugal, 2010. <[ec.europa.eu/energy/renewables/transparency\\_platform/action\\_plan\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm)>.

生可能エネルギー事業に対して受けた融資に対する利子の減額が施される。ただし、減額は総利子の35%、または7万5千ユーロを上限とする。

再生可能エネルギーに関する機材及び備品購入に対する付加価値税は、2008年に21%から12%へと軽減された。<sup>12</sup>

---

<sup>12</sup> Portuguese Government. Portaria 1463/2007. <[www.qren.pt/download.php?id=440](http://www.qren.pt/download.php?id=440)>.

## 25. スロバキア共和国

### 25.1 政府の目標

スロバキアは、京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量を、1990年実績値を基準に8%削減する事を目標としている。2009年の排出量は、1990年実績値を39.8%下回った。同国は、コペンハーゲン合意に基づき、欧州連合の排出量取引制度の対象とならない産業部門においては、排出量を2020年までに2005年実績値を基準として13%削減の目標を掲げている。また、同国には、2020年までに最終エネルギー消費量の14%を再生可能エネルギーからまかなうというEU目標も課されている。これに対し、2008年の実績は8.4%であった。<sup>1</sup>

表 25.1：スロバキアのエネルギー政策

温室効果ガス排出	京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量を、1990年実績値を基準に8%削減する。コペンハーゲン合意に基づき、欧州連合の排出量取引制度の対象とならない産業部門においては、排出量を2020年までに2005年実績値を基準として13%削減する。
再生可能エネルギー	欧州連合加盟国として、2020年までに最終エネルギー消費量の14%を再生可能エネルギーとする。
再生可能電力	目標なし。

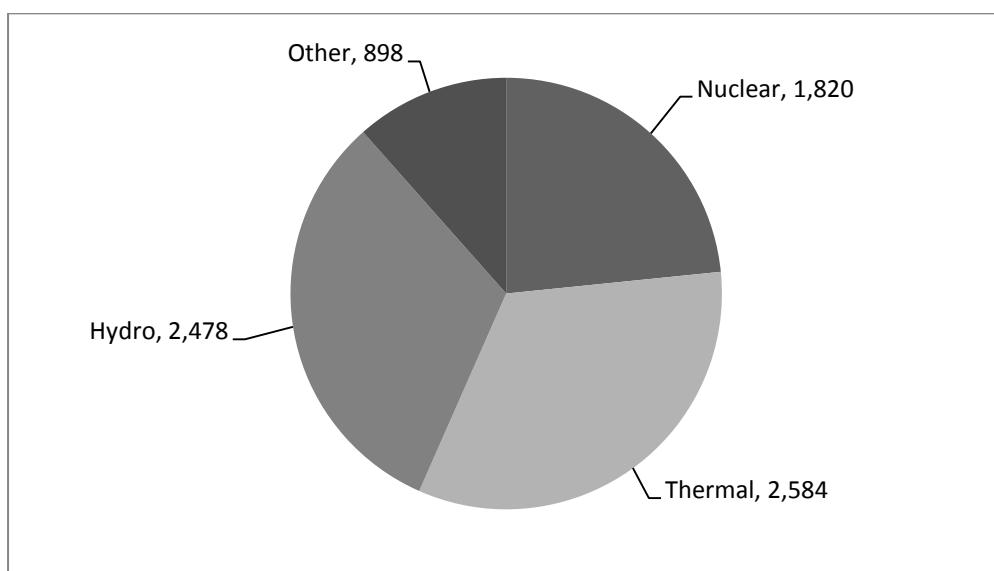
出典：Source: European Environment Agency, GHG Inventory, May 2011.

<[www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011](http://www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011)>; Government of the Slovak Republic, National Renewable Energy Action Plan, October 2010.

<[ec.europa.eu/energy/renewables/transparency\\_platform/action\\_plan\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm)>.

### 25.2 発電電力量の構成

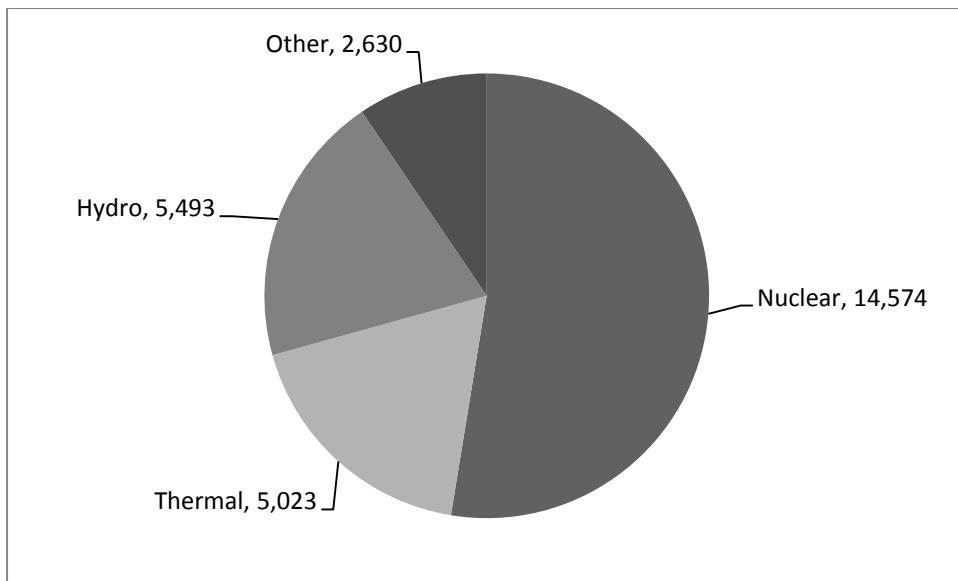
図 25.1：スロバキアの2010年における発電設備総容量(MW): 合計 7,780 MW



出典: SEPS, Annual Report 2010, 2011. <[www.sepsas.sk/seps/dokumenty/RocenkySed/Rocenka\\_SED\\_2010.pdf](http://www.sepsas.sk/seps/dokumenty/RocenkySed/Rocenka_SED_2010.pdf)>.

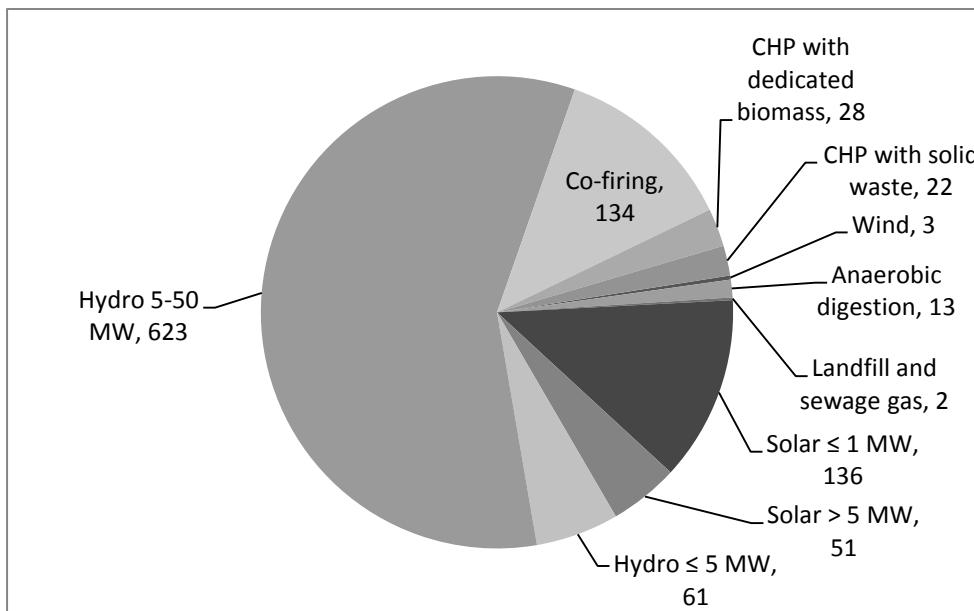
<sup>1</sup> Eurostat, Share of Renewable Energy in Gross Final Energy Consumption. <[epp.eurostat.ec.europa.eu](http://epp.eurostat.ec.europa.eu)>.

図 25.2 : スロバキアの 2010 年における電力消費量の構成(GWh):合計 27,720 GWh



出典 : Source: SEPS, Annual Report 2010, 2011. <[www.sepsas.sk/seps/dokumenty/RocenkySed/Rocenka\\_SED\\_2010.pdf](http://www.sepsas.sk/seps/dokumenty/RocenkySed/Rocenka_SED_2010.pdf)>.

図 25.3 : スロバキアの 2010 年における発電設備総容量(MW): 1,074 MW



出典: URSO, Prehľad o zariadeniach na výrobu elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou. <[www.ursos.gov.sk/doc/dokumenty/Prehľad\\_výroba\\_elektriny\\_OZE\\_VUKVET\\_2010.pdf](http://www.ursos.gov.sk/doc/dokumenty/Prehľad_výroba_elektriny_OZE_VUKVET_2010.pdf)>.

### 25.3 発電に対するインセンティブ

スロバキアは、発電に対する主要なインセンティブとして、2005 年に FIT 制度を導入したが、同制度は 2009 年に抜本的に見直され、2010 年には更なる修正が加えられた。現行の FIT 制度では、再生可能電力事業者に優先的に送配電網への接続権が与えられる。配電事業者は、10MW 以下の再生可能電力事業、及び高効率のコジェネレーション設備（風力発電に対しては 15MW 以下）により発電される電力の全てを、固定買取価格で買取る義務を負う（図 25.2 参照）。また、125MW 以下の発電所により発電される電力は FIT 買取価格ではなく、電力系統の需要と供給のバランスを維持するための電力の価格にて購入しなければならない。125MW 以下の発電事業者は、発電設備容量 10MW 分（風

力発電は 15MW 分) に対してのみ、FIT 買取価格の適用を受けることができる。規制機関である *Urad pre Regulaciu Sietovych Odvetvi* (URSO) が新規発電事業者に対する FIT 買取価格を毎年設定し、その価格が 15 年間適用される。既に FIT 制度に参加している発電事業者に対する買取価格は、インフレ率を反映し、URSO の自由裁量で変更される可能性がある。<sup>2</sup>政府は 2011 年 2 月に、100kW 以上の発電容量をもつ太陽光発電所に対する FIT 制度を打ち切った。<sup>3</sup>一方で、大規模風力、太陽光発電事業への一般入札制度の可能性を検討している。<sup>4</sup>欧州連合及び国より補助金を受けている発電事業者に対する FIT 買取価格は、総投資費用のうち補助金の受給額が占める割合に応じて減額される（表 25.3 参照）。

表 25.2 : スロバキアの 10MW 以下の再生可能電力発電事業に対する FIT 買取価格（2011 年）

発電技術		EUR/MWh
太陽光	≤ 100 kW	387.62
風力(≤ 15 MW)		80.91
固体バイオマスによるコジェネーション	特定のエネルギー作物から	113.10
	残渣から	125.98
固体バイオマスによる混焼		126.14
バイオマスガス化		159.85
バイオマス	通常	114.88
	埋立もしくは下水	96.36
	嫌気性消化≤ 1 MW	148.72
	嫌気性消化> 1-10 MW	132.45
水力	≤ 1 MW	109.08
	> 1-5 MW	97.98
	> 5-10 MW	61.72
地熱		195.84

出典 : URSO, Výnos Úradu pre reguláciu sietových odvetví z 23. júna 2010 č. 2/2010, ktorým sa mení a doplnia vynos Úradu pre reguláciu sietových odvetví z 28. júla 2008 č. 2/2008, ktorámu sa ustanovuje regulácia cien v elektroenergetike v znení neskôrších predpisov, June 2010. <[www.urso.gov.sk/doc/legislativa/vynos\\_02-2010\\_sk.pdf](http://www.urso.gov.sk/doc/legislativa/vynos_02-2010_sk.pdf)>.

表 25.3 : スロバキアにおける、欧州連合及び国の補助金に応じた買取価格の減額率

補助金率	減額率
30% 以内	4%
40% 以内	8%
50% 以内	12%
50% 以上	16%

出典 : URSO, VÝNOS Úradu pre reguláciu sieťových odvetví z 9. septembra 2009 č. 7/2009 <[www.urso.gov.sk/doc/legislativa/vynos\\_07-2009\\_sk.pdf](http://www.urso.gov.sk/doc/legislativa/vynos_07-2009_sk.pdf)>.

<sup>2</sup> URSO, Výnos Úradu pre reguláciu sietových odvetví z 23. júna 2010 č. 2/2010, June 2010.

<[www.urso.gov.sk/doc/legislativa/vynos\\_02-2010\\_sk.pdf](http://www.urso.gov.sk/doc/legislativa/vynos_02-2010_sk.pdf)>.

<sup>3</sup> ZÁKON z 15. decembra 2010, ktorým sa mení a dopĺňa zákon č. 309/2009 Z. z. o podpore obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnej kombinovanej výroby a o zmene a doplnení niektorých zákonov a ktorým sa dopĺňa zákon č. 276/2001 Z. z. o regulácii v sieťových odvetviach a o zmene a doplnení niektorých zákonov v znení neskôrších predpisov, 15 December 2010.

<[www.urso.gov.sk/doc/legislativa/z\\_558-2010\\_sk.pdf](http://www.urso.gov.sk/doc/legislativa/z_558-2010_sk.pdf)>.

<sup>4</sup> Government of the Slovak Republic, National Renewable Energy Action Plan, October 2010.

<[ec.europa.eu/energy/renewables/transparency\\_platform/action\\_plan\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm)>.

## 25.4 投資に対するインセンティブ

欧洲地域開発基金（European Regional Development Fund）は、スロバキア国内で人口一人当たりのGDPが全国平均を下回る地域での再生可能電力の開発事業者に対し、補助金を提供している。<sup>5</sup>補助金額は事業が施行される地域により異なり、2万ユーロから500万ユーロと幅がある（事業費用の50%を上限とする）。一人当たりのGDPが低い地域ほど、補助金額は高額になる。この制度は風力を除く全ての再生可能エネルギー技術を対象とし、2013年まで継続される。<sup>6</sup>この他、ブラチスラバを含む地域では、風力を含む再生可能エネルギーを利用した事業を実施する中小企業を対象に、20万ユーロを上限とする補助金制度が実施されている。<sup>7</sup>再生可能電力の発電事業者は、2010年以降1.32ユーロ/MWhのエネルギー消費税が免除されている。<sup>8</sup>

<sup>5</sup> <[www.opbk.sk/download.php?FNAME=1232627062.upl&ANAME=Sch%C3%A9ma+%C5%A0P+OPBK.pdf](http://www.opbk.sk/download.php?FNAME=1232627062.upl&ANAME=Sch%C3%A9ma+%C5%A0P+OPBK.pdf)>.

<sup>6</sup> Ministry of the Economy, Schéma DM – 7/2008 Schéma na podporu trvalo udržateľného rozvoja.

<[www.sea.gov.sk/strukturalne\\_fondy/schemy\\_07\\_13/schemy/schema\\_2\\_1\\_dm.pdf](http://www.sea.gov.sk/strukturalne_fondy/schemy_07_13/schemy/schema_2_1_dm.pdf)>.

<sup>7</sup> Ministry of Regional Development, Programový manuál pre Operacný program Bratislavský kraj (Implementing document).<[www.opbk.sk](http://www.opbk.sk)>.

<sup>8</sup> Ministry of Finance, Act No. 609/2007 on the Excise Duty on Electricity, Coal, and Natural Gas supplementing Act No. 98/2004 on the Excise Duty on Mineral Oil... Article IX of Act No. 465/2008.

<[www.finance.gov.sk/en/Documents/Material/2009/7/73/Sobot190209/Electricity/Electricity\\_Coal\\_Natural\\_Gas\\_465\\_2008\\_Art\\_I\\_X.pdf](http://www.finance.gov.sk/en/Documents/Material/2009/7/73/Sobot190209/Electricity/Electricity_Coal_Natural_Gas_465_2008_Art_I_X.pdf)>.

## 26. スペイン

### 26.1 政府の目標

スペインは、京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量を、1990年実績値を基準に15%以内の増加に抑える事を目標としている。2009年の排出量は、1990年実績値を26.8%下回った。同国は、コペンハーゲン合意に基づき、欧州連合の排出量取引制度の対象となる産業部門においては、排出量を2020年までに2005年実績値を基準として10%削減する目標を掲げている。また、同国には、2020年までに最終エネルギー消費量の20%を再生可能エネルギーからまかなうというEU目標も課されている。これに対し、2008年の実績は10.7%であった。<sup>1</sup>政府は再生可能エネルギー行動計画2011–2020(National Renewable Energy Action Plan 2011-2020)に基づき、2020年までに総発電量の38.2%を再生可能電力とする目標を掲げている。

表 26.1：スペインのエネルギー政策

温室効果ガス排出	京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量の増加を、1990年実績値を基準に15%以内に抑える事を目標とする。尚、欧州連合の排出量取引制度の対象外となる産業部門において、2020年までに2005年の排出量を基準に10%の削減を目標とする。
再生可能エネルギー	欧州連合加盟国として、2020年までに最終エネルギー消費量の20%を再生可能エネルギーからまかなう。
再生可能電力	2020年までに総発電量の38.2%を再生可能電力とする。

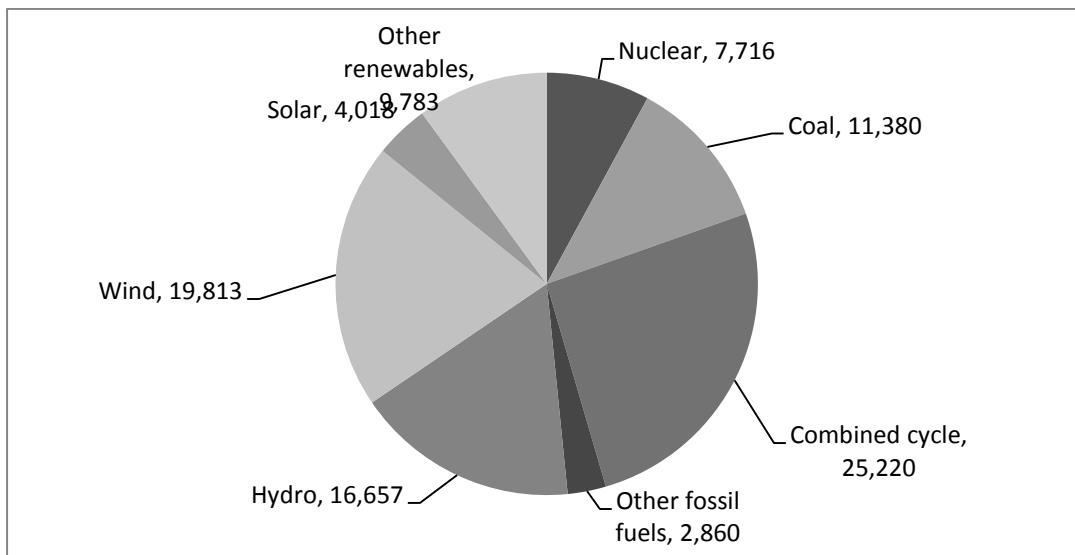
出典：MITY, National Renewable Energy Action Plan 2011-2020, June 2010.

<ec.europa.eu/energy/renewables/transparency\_platform/action\_plan\_en.htm>.

<sup>1</sup> Eurostat. <epp.eurostat.ec.europa.eu>.

## 26.2 発電電力量の構成

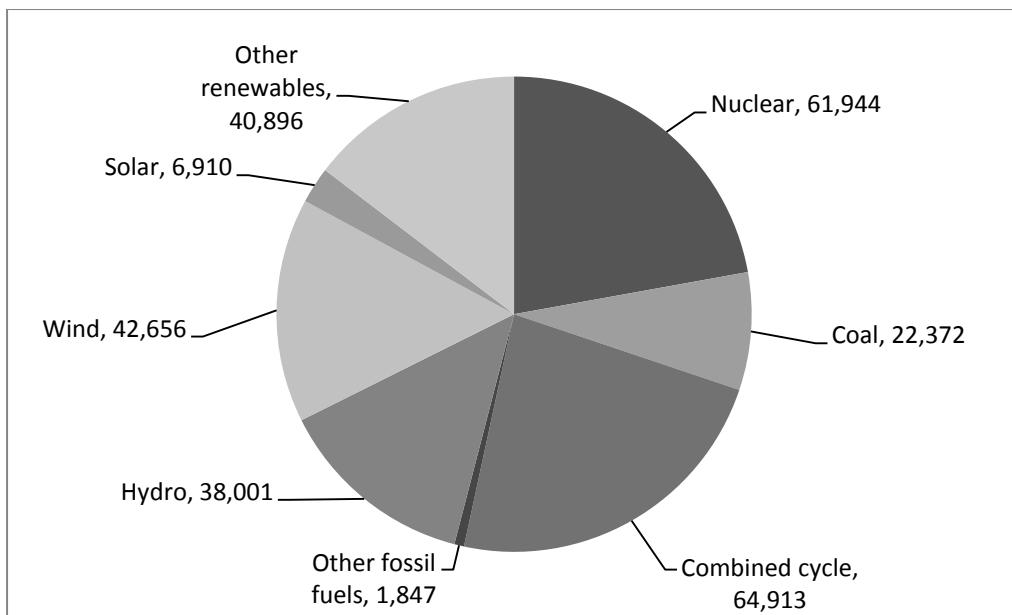
図 26.1：スペインの 2010 年における発電設備総容量(MW): 合計 97,447 MW



注：図の中に示された数値はスペイン本土における発電設備の電力容量であり、送電網に接続されていない島々の発電設備は含まれない。

出典：REE, Preliminary Report 2010. <[www.ree.es](http://www.ree.es)>.

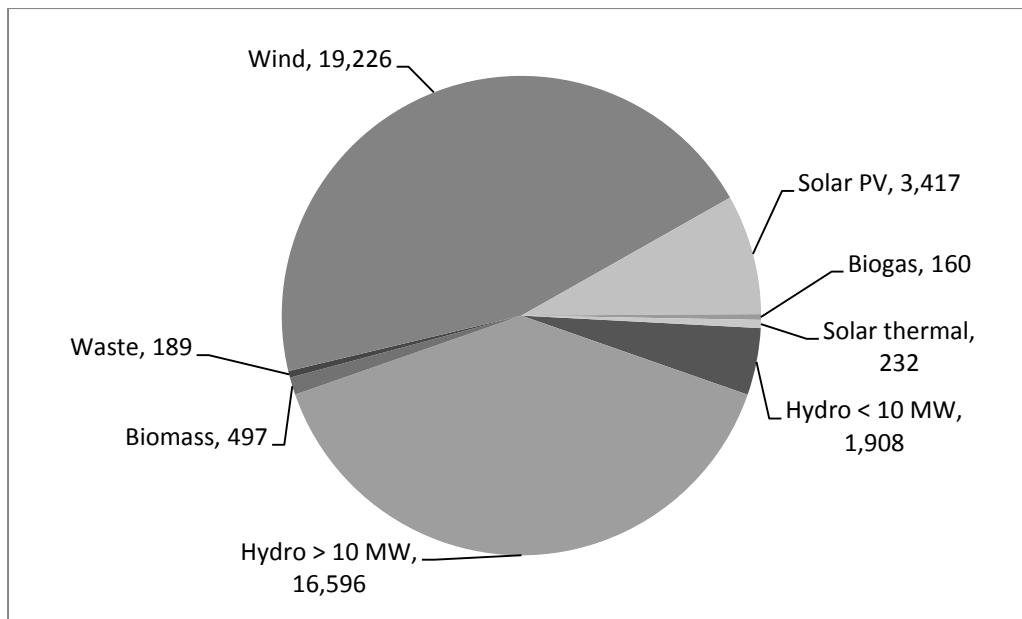
図 26.2：スペインの 2008 年における発電電力量の構成(GWh): 合計 279,539 GWh



注：図の中に示された数値はスペイン本土における発電設備の発電電力量であり、送電網に接続されていない島々の発電設備は含まれない。

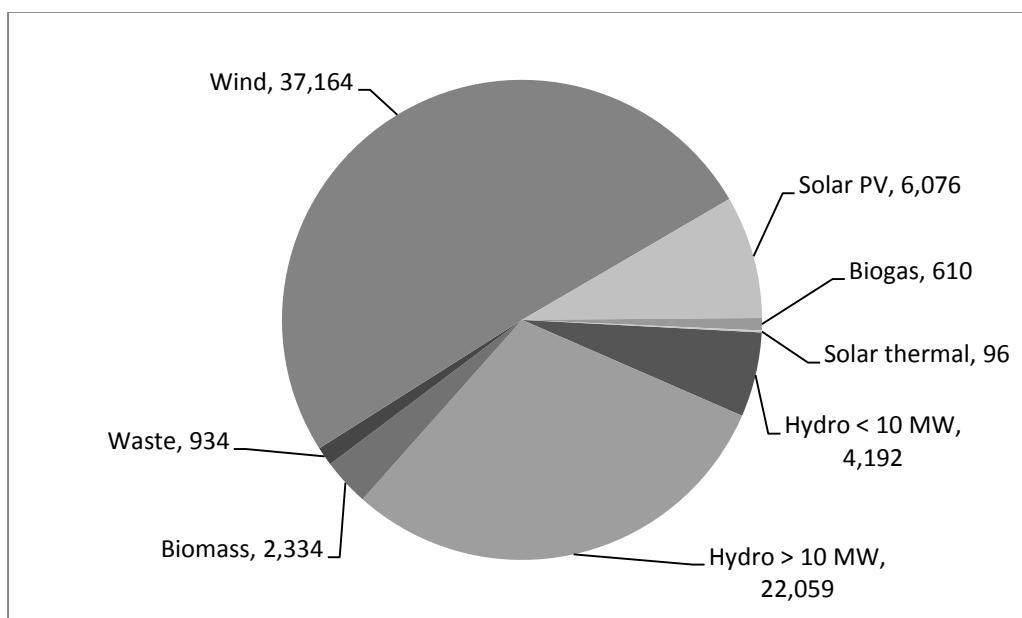
出典：REE, Preliminary Report 2010. <[www.ree.es](http://www.ree.es)>.

図 26.3：スペインの 2008 年における再生可能電力発電設備の総容量(MW): 合計 39,040 MW



出典：Ministry of Industry, Tourism and Commerce, La Energia en Espana 2009.  
<[www.mityc.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia\\_2009.pdf](http://www.mityc.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia_2009.pdf)>.

図 26.4：スペインの 2009 年における再生可能電力発電量の構成(GWh): 合計 73,465 GWh



出典：Ministry of Industry, Tourism and Commerce, La Energia en Espana 2009.  
<[www.mityc.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia\\_2009.pdf](http://www.mityc.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia_2009.pdf)>.

## 26.3 発電に対するインセンティブ

### 26.3.1 FIT 及び奨励金制度

スペインの再生可能電力に対するインセンティブは、1997年に導入され、2008年と2010年に改正されている。現行の制度では、太陽光発電を除く50MW以下の再生可能電力事業者は、FITまたは奨励金制度のいずれかのインセンティブを選ぶことができる（太陽光発電事業者にはFIT制度のみが適用される）。前者の場合、配電事業者は全ての再生可能電力を一定の買取価格で購入することを義務付けられる。後者の場合、発電事業者は卸売市場での電力販売から得た利益に加え、政府から一定の奨励金を受け取る（表26.2参照）。

奨励金を選択すると、発電事業者は市場価格に加えて、それぞれの発電技術に応じ定められた固定買取価格、参考奨励金を受け取ることができる。一般市場での電力の価格が変動すると、奨励金の額はその変動に応じて、政府が定めた奨励金額の価格帯に収まるように調整され増減する。例えば、陸上風力発電事業に対する奨励金が20.142ユーロ/MWhだとして、卸売市場での価格が60ユーロ/MWhだとすると、発電事業者は80.142ユーロ/MWh受け取ることになる。電力の卸売価格が40ユーロ/MWhに減少すれば、奨励金は36.975ユーロ/MWhに増加し、発電事業者が最終的に受け取る奨励金額は76.375ユーロ/MWhとなり、政府が定めた最低額を上回ることになる。各再生可能エネルギーへの奨励金および最終奨励金の最高額と最低額は、図26.2に示される通りである。

発電容量が50MWから100MWの発電事業者は奨励金制度のみを利用でき、発電容量が大きいほど奨励金額は反比例して減額される。50MW以上の水力発電、またその他の100MW以上の発電設備に対するインセンティブは存在しない。<sup>2</sup>

発電事業者は毎年、FIT制度と奨励金制度のどちらかを選ぶことができる。設備の運営開始から15年から25年経過した後、FIT買取価格及び奨励金額は、事前に設定された金額へ減額される。多くの場合、発電技術ごとに、インセンティブが適用となる総発電容量に上限が設定されている。よって、政府がこの上限を見直さない限り、ある技術に対する総発電容量がインセンティブの対象となる制限量に達した場合、同じ技術を用いた新規事業者はインセンティブを利用できない。また、政府は、洋上風力発電所と太陽熱発電所の建設に向けた公開入札の開催を検討している。

**表26.2：スペインの2011年における再生可能電力発電設備（太陽光を除く）に対するFIT買取価格及び奨励金額(EUR/MWh)**

発電技術	運営年数	FIT	奨励金額			合計設備容量の上限(MW)
			参考奨励金額	最高額	最低額	
太陽光(b.1.2)	>25年間	290.916	274.312	371.483	274.353	500
	<25年間	232.731	219.449			
風力	陸上(b.2.1)	>20年間	79.084	20.142	91.737	20,155
		<20年間	66.094	0.000		
	洋上(b.2.2.)	>20年間	N/A	91.041	177.115	N/A
地熱、潮力、波力(b.3)	>20年間	74.410	41.518	N/A	N/A	N/A
	<20年間	70.306	33.047			

<sup>2</sup> Article 45, Royal Decree 661/2007, of 25 May, Regulating the Activity of Electricity Production under the Special Regime. <[www.cne.es/cne/doc/publicaciones/NE004\\_09.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/NE004_09.pdf)>.

小水力	< 10 MW (b.4)		>25 年間	84.237	27.047	92.013	70.414	2,400		
			<25 年間	75.814	14.519					
大水力	10-50 MW (b.5)		>25 年間	注 <sup>a</sup>	22.727	86.397	66.094	N/A		
			<25 年間	注 <sup>b</sup>	14.519					
バイオマス (b.6)	エネルギー 一作物 (b.6.1)	$\leq 2 \text{ MW}$	>15 年間	171.596	129.361	179.599	166.423	250		
			<15 年間	127.362	0.000					
		$>2 \text{ MW}$	>15 年間	158.312	113.885	162.967	154.111			
			<15 年間	133.344	0.000					
	農業残渣 (b.6.2)	$\leq 2 \text{ MW}$	>15 年間	135.763	93.527	143.744	130.568			
			<15 年間	91.529	0.000					
		$>2 \text{ MW}$	>15 年間	116.140	71.712	120.848	112.090			
			<15 年間	87.110	0.000					
	林業残渣 (b.6.3)	$\leq 2 \text{ MW}$	>15 年間	135.763	93.527	143.744	130.568			
			<15 年間	91.529	0.000					
		$>2 \text{ MW}$	>15 年間	127.754	83.333	132.404	123.548			
			<15 年間	87.111	0.000					
家畜糞尿や ガス(b.7)	埋め立てガス (b.7.1)		>15 年間	86.311	45.652	96.765	80.350	250		
			<15 年間	70.306	0.000					
	嫌気性消 化(b.7.2)	$\leq 500 \text{ kW}$	>15 年間	141.141	110.355	165.559	133.376			
			<15 年間	70.306	0.000					
		$>500 \text{ kW}$	>15 年間	104.541	67.241	119.120	103.137			
			<15 年間	70.306	0.000					
	家畜糞尿(b.7.3)		>15 年間	57.886	38.158	89.961	55.078			
			<15 年間	57.886	0.000					
産業からの 残渣による バイオマス (b.8)	農業残渣 (b.8.1)	$\leq 2 \text{ MW}$	>15 年間	135.763	93.527	143.744	130.568	250		
			<15 年間	91.529	0.000					
		$>2 \text{ MW}$	>15 年間	116.140	71.712	120.849	112.090			
			<15 年間	87.111	0.000					
	林業残渣 (b.8.2)	$\leq 2 \text{ MW}$	>15 年間	100.221	57.996	108.213	94.929			
			<15 年間	70.306	0.000					
		$>2 \text{ MW}$	>15 年間	70.248	25.857	74.950	66.094			
			<15 年間	70.284	0.000					
	黒液（ 製紙業 等） (b.8.3)	$\leq 2 \text{ MW}$	>15 年間	100.221	60.677	108.213	94.929			
			<15 年間	70.306	0.000					
		$>2 \text{ MW}$	>15 年間	86.397	39.621	97.197	80.998			
			<15 年間	70.284	0.000					
都市ゴミ燃焼(c.1)			N/A	67.351	34.364	N/A	N/A	N/A		
その他ゴミ燃焼(c.2)			N/A	67.351	34.364	N/A	N/A	N/A		
バイオマス とバイオガ スによる CHP (a.1.3)	エネルギー 一作物 (b.6.1)	$\leq 2 \text{ MW}$	>15 年間	172.917	130.780	N/A	N/A	N/A		
			<15 年間	128.343	0.000					
		$>2 \text{ MW}$	>15 年間	158.313	113.885					
			<15 年間	133.344	0.000					
	農業廃棄 物(b.6.2)	$\leq 2 \text{ MW}$	>15 年間	138.233	96.258	N/A	N/A			
			<15 年間	87.110	0.000					
		$>2 \text{ MW}$	>15 年間	116.140	71.712					
			<15 年間	87.110	0.000					
	林業廃棄 物(b.6.3)	$\leq 2 \text{ MW}$	>15 年間	138.233	96.258	N/A	N/A			
			<15 年間	93.195	0.000					
		$>2 \text{ MW}$	>15 年間	127.754	83.333					
			<15 年間	87.110	0.000					
	埋め立てガス (b.7.1)		>15 年間	88.884	48.897					
			<15 年間	72.402	0.000					
	嫌気性消	$\leq 500$	>15 年間	144.147	113.753					

化(b.7.2)	kW	<15年間	71.803	0.000			
	>500 kW	>15年間	107.563	70.735			
		<15年間	72.337	0.000			
家畜糞尿(b.7.3)		>15年間	57.887	38.158			
		<15年間	57.887	0.000			
農業残渣 (b.8.1)	$\leq 2 \text{ MW}$	>15年間	138.233	96.258			
		<15年間	93.195	0.000			
	$>2 \text{ MW}$	>15年間	118.253	73.772			
		<15年間	88.695	0.000			
林業残渣 (b.8.2)	$\leq 2 \text{ MW}$	>15年間	102.385	60.564			
		<15年間	71.824	0.000			
	$>2 \text{ MW}$	>15年間	77.053	37.202			
		<15年間	88.695	0.000			
黒液(製紙業等) (b.8.3)	$\leq 2 \text{ MW}$	>15年間	102.385	63.374			
		<15年間	71.824	0.000			
	$>2 \text{ MW}$	>15年間	100.437	58.398			
		<15年間	81.705	0.000			

注：N/A は設定がないことを示す。

<sup>a</sup> 大水力(<50 MW), 運営開始後 25 年間の FIT 價格は以下の方式を使用する：  $6.60 + 1.20[(50 - P)/40]$ ,  $P$  は設備容量である。

<sup>b</sup> 大水力(<50 MW), 運営開始後 26 年以降の FIT 價格は以下の方式を使用する：  $5.94 + 1.080[(50 - P)/40]$ ,  $P$  は設備容量である。

<sup>c</sup> 発電技術はスペインの法律により、3種類のカテゴリーに分類されている。“a”は化石燃料とのコジェネレーション、“b”は再生可能エネルギー源、そして“c”はゴミである。CHPについては再生可能資源のみここに記載。

出典：MITY, Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, 28 December 2010.

<[www.omel.es/files/orden\\_itc\\_3353-2010\\_de\\_28\\_de\\_diciembre.pdf](http://www.omel.es/files/orden_itc_3353-2010_de_28_de_diciembre.pdf)>; MITY, Corrección Abril 2011.

<[www.mityc.es/energia/electricidad/Tarifas/Instalaciones/Documents/categoría\\_b\\_abril\\_2011\\_corrección.pdf](http://www.mityc.es/energia/electricidad/Tarifas/Instalaciones/Documents/categoría_b_abril_2011_corrección.pdf)>.

スペイン政府は再生可能エネルギー産業協会との協議の結果、予算削減を目的とし、風力と集光型太陽光発電に対するインセンティブ制度を 2010 年に改定した。これにより、2008 年 1 月 1 日以降に発電を開始した全陸上風力発電設備事業者に対する FIT 及び奨励金額は、2013 年までに 35% 減額された他、インセンティブの利用は最初の年間完全稼働時間 2,589 時間（30%相当の稼働率）に限られ、残りの発電量に関しては市場価格が適用されることとなった。インセンティブ制度に 2010 年 5 月までに登録し、同日までに発電を開始しなかった風力発電所は、2012 年までは市場価格のみを受け取り、その後は FIT 價格もしくは奨励金を受け取ることとなる。<sup>3</sup>

集光型太陽熱発電事業者 (CSP) は、FIT 價格か奨励金のいずれかを受け取ることができる。その価格は、発電施設で使用されている技術を参考に定められた、一定の年間完全稼働時間に対してのみ適用される（図 26.3 参照）。残りの発電量に対しては、市場価格のみを受け取ることとなる。

<sup>3</sup> Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica, 7 December 2010.  
<[www.boe.es/aeboe/consultas/bases\\_datos/doc.php?id=BOE-A-2010-18915](http://www.boe.es/aeboe/consultas/bases_datos/doc.php?id=BOE-A-2010-18915)>.

表 26.3: スペインにおける、集光型太陽熱発電事業者がインセンティブを受け取ることができる年間完全稼働時間

技術	FIT または奨励金を受け取ることのできる年間完全稼働時間	稼働率
トラフ式 (記憶装置なし)	2,855	32.6%
トラフ式 (9 時間の記憶装置)	4,000	45.7%
トラフ式 (7 時間の記憶装置)	3,950	45.1%
トラフ式 (4 時間の記憶装置)	3,450	39.4%
タワー式 (記憶装置なし)	2,750	31.4%
タワー式 (15 時間の記憶装置)	6,450	73.6%
フレネ式	2,450	28.0%
ディッシュ式	2,350	26.8%

出典: Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica, 7 December 2010.  
<[www.boe.es/aeboe/consultas/bases\\_datos/doc.php?id=BOE-A-2010-18915](http://www.boe.es/aeboe/consultas/bases_datos/doc.php?id=BOE-A-2010-18915)>.

### 26.3.2 太陽光発電に対する FIT 制度

太陽光発電事業者は、FIT 制度による支援のみを受けることができる。従来の太陽光発電に対する FIT 制度が想定外の予算超過となった過去の経緯を受け、2008 年 9 月 29 日に新 FIT 制度が導入された。改定後の 2010 年 11 月に、地上設置型太陽光発電設備に対しては 45%、大規模屋上太陽光発電設備に対しては 20%、小規模屋上発電設備に対しては 5% の FIT 買取価格削減を行った。欧州太陽光発電工業協会 (EPIA) によれば、この新しい FIT 制度は屋上発電設備の発展にのみ有効であると言われている。<sup>4</sup>

太陽光発電設備に対する FIT 制度には毎年、新たにインセンティブの対象となる新規導入施設の総設備容量に上限が設定されている。2011 年の太陽光発電全般に対する上限は 487MW であった。今後数年に渡り、地上設置型の大規模太陽光発電設備については上限が下げられる一方、小規模の建材一体型設備については引き上げられる。2011 年 6 月の時点では、次年度以降の設備容量の上限は発表されていない。

表 26.4 に、2008 年 9 月から 2010 年 10 月の間と、2011 年 1 月以降に稼動を開始した太陽光発電事業者がそれぞれ受け取る FIT 買取価格と、年次の設備容量の制限を示す。

FIT 買取価格の遞減率は、毎四半期に導入された新規発電容量により決定される。毎年、いずれかの四半期に同年の容量制限の 75% を上回った場合、FIT 買取価格は 2.5% 減額され、容量制限が 2.5% 増加される。年次の制限量を超過した場合、FIT 買取価格は、年間最高 10% まで減額される。

<sup>4</sup> EPIA, Global Market Outlook for Photovoltaics until 2015, May 2011. <[www.epia.org](http://www.epia.org)>.

表 26.4 : 2008 年から 2011 年の間に運転を開始した太陽光発電事業に対する FIT 買取価格

種類		有効期間	FIT 買取価格 (ユーロ/MWh)		容量制限(MW)		
			2008年9月-2010年12月	2011年1月以降	2009	2010	2011
タイプ 1 (屋上)	タイプ 1.1: ≤20 kW	28 年間	340	288.821	27	30	33
	タイプ 1.2: >20 kW		320	203.726	240	265	292
	タイプ 2 (その他)		320	134.585	233	207	162

出典 : Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre 2008. <[www.cne.es/cne/doc/legislacion/RD-fotovoltaica-Sept08.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/legislacion/RD-fotovoltaica-Sept08.pdf)>; Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. <[www.boe.es/aeboe/consultas/bases\\_datos/doc.php?id=BOE-A-2010-17976](http://www.boe.es/aeboe/consultas/bases_datos/doc.php?id=BOE-A-2010-17976)>; MITY, Registro de pre-asignación de retribución para instalaciones fotovoltaicas. <[www.mityc.es](http://www.mityc.es)>.

## 26.4 投資に対するインセンティブ

インセンティブ制度は、スペインにおいて再生可能電力の普及を促す上で主要な手段である。2006 年に導入された再生可能電力への投資に対する減税措置は、2011 年 1 月に撤廃された。また、太陽光発電事業の開発に対し、独自の資金援助を行っている地域もある。<sup>5</sup>

<sup>5</sup> MITY, National Renewable Energy Action Plan 2011-2020, June 2010.  
<[ec.europa.eu/energy/renewables/transparency\\_platform/action\\_plan\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm)>.

## 27.スウェーデン

### 27.1 政府の目標

スウェーデンは、京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量を、1990年実績値を基準に4.0%以内の増加に抑える事を目標としている。2009年の排出量は、1990年実績値を16.9%下回った。同国は、コペンハーゲン合意に基づき、欧州連合の排出量取引制度の対象とならない産業部門においては、排出量を2020年までに2005年実績値を基準として17%削減する目標を掲げている。この他、2020年までに排出量を40%削減し、長期的には2050年までにカーボンニュートラルを目指すという政府目標を別途設けている。<sup>1</sup>また、同国には、2020年までに最終エネルギー消費量の49%を再生可能エネルギーからまかなうというEU目標も課されており、政府はさらにこの目標値を50%に引き上げた。これに対し、2008年の実績は44.9%であった。<sup>2</sup>その他、2020年までに再生可能電力の年間発電量を2002年実績比で25TWh増加させるという政府目標を掲げている。

表 27.1 : スウェーデンのエネルギー政策

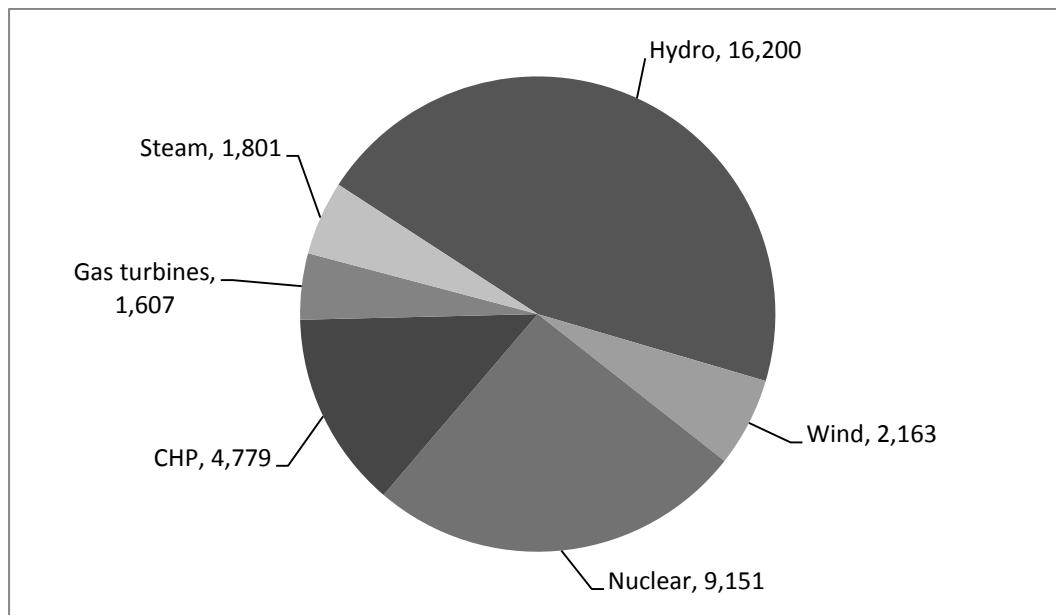
温室効果ガス排出	京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量の増加を、1990年実績値を基準に4.0%以内に抑える事を目標とする。欧州連合加盟国として、2020年までに排出量取引制度の対象外となる産業部門において、排出量を2005年比で17%削減する。政府目標として、2020年までに排出量40%の削減、2050年までにはカーボンニュートラルを目指す。
再生可能エネルギー	欧州連合加盟国として、2020年までに最終エネルギー消費量の49%を再生可能エネルギーからまかなう。政府はこの目標を50%に引き上げた。
再生可能電力	2020年までに再生可能電力の年間発電量を2002年比で25TWh増加させる。

出典 : Swedish Energy Agency. Energy in Sweden 2010. <energimyndigheten.se>.

<sup>1</sup> European Environment Agency, GHG Inventory, May 2011.  
<[www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011](http://www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2011)>.  
<sup>2</sup> Eurostat. <[epp.eurostat.ec.europa.eu](http://epp.eurostat.ec.europa.eu)>.

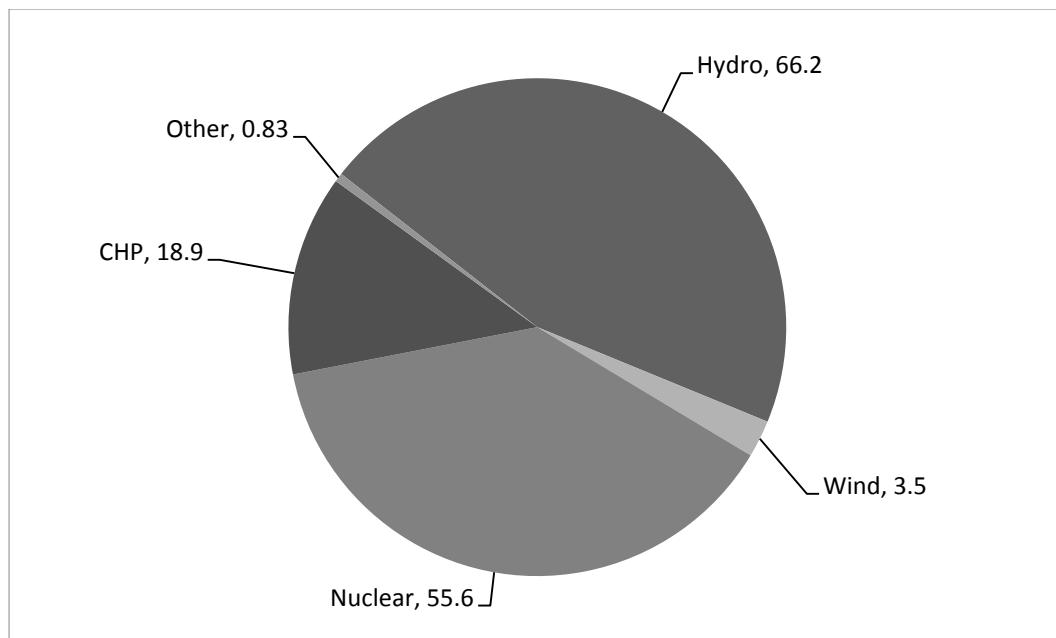
## 27.2 発電電力量の構成

図 27.1：スウェーデンの 2010 年における発電設備総容量 2010 (MW)：合計 35.701MW



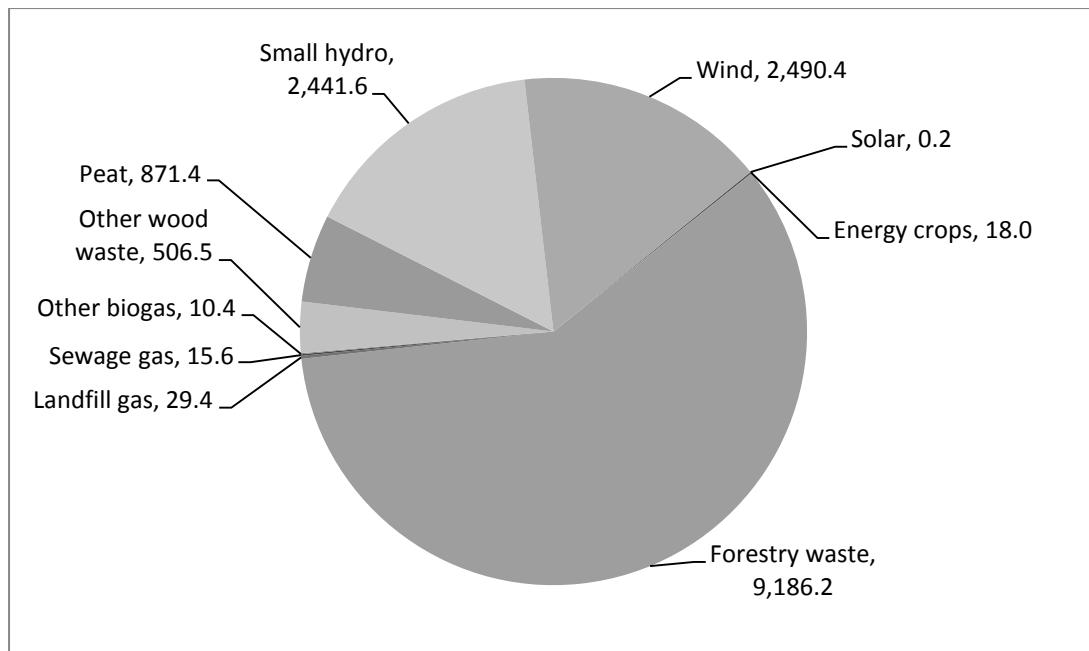
出典: Svensk Energi, Elåret 2010, 11 April 2011. <[www.svenskenergi.se/sv/Om-el/Statistik/Elaret/](http://www.svenskenergi.se/sv/Om-el/Statistik/Elaret/)>.

図 27.2：スウェーデンの 2010 年における発電電力量の構成 (TWh)：合計 145.03 TWh



出典: Svensk Energi, Elåret 2010, 11 April 2011. <[www.svenskenergi.se/sv/Om-el/Statistik/Elaret/](http://www.svenskenergi.se/sv/Om-el/Statistik/Elaret/)>.

図 27.3：スウェーデンの 2009 年における再生可能電力発電量の構成(GWh)：合計 15,569.7 GWh



注：Only the plants that receive the tradable green certificate are included.

出典：Swedish Energy Agency, The Electricity Certificate System 2010. <[www.energimyndigheten.se](http://www.energimyndigheten.se)>.

### 27.3 発電に対するインセンティブ

スウェーデンは、再生可能電力に対する主なインセンティブとして、グリーン証書取引制度を導入している。現行のグリーン証書取引制度は 2003 年に導入され、2035 年に終了する予定である。スウェーデン政府は 2010 年、グリーン証書取引制度が目標とする再生可能電力生産量を引き上げ、2002 年を基準として 2016 年までに 17TWh、2020 年までに 25TWh 増加させる目標を設定した。さらに、スウェーデンとノルウェーの政府間合意により、2012 年 1 月 1 日よりノルウェーがスウェーデンのグリーン証書取引制度に参加することが決まった。再生可能電力事業者に発行されたグリーン証書は、発行された国に関係なく 2 国間での取引が可能になり、各国が 2020 年までに 13.2TWh の再生可能電力の発電を目標とする。この新しいグリーン証書制度の詳細は、2011 年末に公開される予定である。

制度の対象となる再生可能電力の発電事業者には、15 年間グリーン証書が発行される。ただし、2003 年以前に稼動していた施設に対する証書の発行は 2012 年で終了する。同制度の対象となるエネルギー源には、風力、太陽、波力、地熱、バイオマス及び CHP 設備に使用されるピート等が含まれる。水力発電事業は、以下の条件を満たした場合にのみ、グリーン証書を受けられる。

- 最大出力が 1.5MW 未満で、2003 年 4 月以前に稼動を開始した設備
- 2003 年 1 月 1 日以降に建設された設備
- 2001 年 7 月 1 日以前に閉鎖され、2002 年以降に再稼働された設備
- 改修により、出力が増加した設備（グリーン証書認証の上限は、15MW）
- “コンセッション(Concession)” 発電所（公権力の規制又は大幅改修の必要性により商業価値がない設備）<sup>3</sup>

<sup>3</sup> Department of Industry, Ladda ner En ny lag om elcertifikat-regelförenkling och en gemensam elcertifikatmarknad med Norge, 17 March 2011. <[www.regeringen.se/sb/d/14218/a/163707](http://www.regeringen.se/sb/d/14218/a/163707)>.

2003 年以前に建設された 1.5MW 以上の水力発電所は、2012 年以降グリーン証書取引制度の対象外となる。<sup>4</sup>

グリーン証書取引制度により、電力供給事業者及び産業用大口需要家は、政府が設定する電力販売量もしくは消費量の一定割合に相当するグリーン証書を買取る事を義務付けられている。2011 年の同割合は、総販売量もしくは消費量の 17.9%である。2003 年以前に運転を開始していた発電施設がグリーン証書取引制度の対象外となることで、市場に出回るグリーン証書の数が減るため、2013 年には買取比率は 13.5%に引き下げられるが、2020 年には再度 19.5%に引き上げられる予定である（表 27.2 参照）。尚、この買取比率は、2012 年にノルウェーがスウェーデンのグリーン証書取引市場に参加する際に変更される予定であるが、2011 年 6 月時点では、変更点については発表されていない。<sup>5</sup>

グリーン証書の価格は毎年変更される。2010 年のスウェーデンでのグリーン証書の平均価格は、294.70 クローナ（30.86 ヨーロ）であった。<sup>6</sup>同年、同国の電力スポット市場価格は 56.82 ヨーロ/MWh であり、再生可能電力の発電事業者は供給した電力に対し、合わせて 87.68 ヨーロ/MWh を受取ったことになる。この値は 2009 年の 67.71 ヨーロ/MWh より増加しており、これは電力の市場価格の高騰によるものと考えられている。表 27.3 に、グリーン証書取引制度が開始された 2003 年以降のスウェーデンにおけるグリーン証書の平均価格、電力の平均市場価格及び発電に対する平均報酬金総額を記す。

<sup>4</sup> Ministry of Sustainable Development, *Fact Sheet: Renewable Electricity with Green Certificates*, May 2006.  
<[www.sweden.gov.se/content/1/c6/06/47/22/2c000830.pdf](http://www.sweden.gov.se/content/1/c6/06/47/22/2c000830.pdf)>.

<sup>5</sup> Department of Industry, Ladda ner En ny lag om elcertifikat-regelförenkling och en gemensam elcertifikatmarknad med Norge, 17 March 2011. <[www.regeringen.se/sb/d/14218/a/163707](http://www.regeringen.se/sb/d/14218/a/163707)>.

<sup>6</sup> The SEK-EUR conversion rate used is EUR 1 = SEK 9.54973 (the average in 2010).

表 27.2 : スウェーデンの 2010 年から 2035 年における、再生可能電力に対するグリーン証書買取比率

年	割合(%)	推定される累積再生可能電力生産量(TWh)
2010	17.9	10.81
2011	17.9	11.84
2012	17.9	12.94
2013	13.5	14.80
2014	14.2	16.26
2015	14.3	17.71
2016	14.4	19.17
2017	15.2	20.63
2018	16.8	22.09
2019	18.1	23.54
2020	19.5	25.00
2021	19.0	25.00
2022	18.0	25.00
2023	17.0	25.00
2024	16.1	25.00
2025	14.9	25.00
2026	13.7	25.00
2027	12.4	25.00
2028	10.7	25.00
2029	9.2	25.00
2030	7.6	25.00
2031	6.1	25.00
2032	4.5	25.00
2033	2.8	25.00
2034	1.2	25.00
2035	0.8	25.00

出典: Swedish Energy Agency, The Electricity Certificate System 2010. <[www.energimyndigheten.se](http://www.energimyndigheten.se)>.

表 27.3: スウェーデンにおける 2003-2010 年のグリーン証書価格及び報酬金額

事項	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
グリーン証書平均価格 SEK	201.01	230.98	216.01	190.96	195.00	247.21	293.20	294.70
	EUR	21.05	24.19	22.62	20.00	20.42	25.89	30.70
電力の Nordpool スポット市場平均価格(EUR/MWh)	36.49	28.08	29.76	48.12	30.25	51.12	37.01	56.82
平均補助金総額 (EUR/MWh)	57.54	52.27	52.38	68.12	50.67	77.01	67.71	87.68

注: 2010 年の平均為替レート、EUR 1 = SEK 9.54973 を使用。

出典 : Electricity certificate prices from Svenska Kraftnat, Elcertifikat. <[elcertifikat.svk.se](http://elcertifikat.svk.se)>; Nordpool スポット市場平均価格は、スウェーデンを含む地域での年間平均価格。<[www.nordpoolspot.com](http://www.nordpoolspot.com)>.

## 27.4 投資に対するインセンティブ

2009年から2011年12月までの間、スウェーデンのエネルギー庁は屋上設置型太陽光発電設備に対し、各建物につき200万クローナ（21万ユーロ）を上限として、全投資額の60%（商業施設に対しては55%）に相当する補助金を出資している。<sup>7</sup>

風力発電事業者には、様々な税制優遇措置が施されている。例えば、不動産税は発電所の価値の0.2%に設定され、他の発電所の0.5%と比べて低い。さらに、エネルギー税の免税措置も適用される。免税率は、風力発電事業が商業用であるか否か、また発電所の所在地、発電された電力の需要家の種類によって異なる。小規模の非営利風力発電事業及び洋上風力発電事業には、その他の風力発電所より低い免税率が適用される。不動産税の減税、およびエネルギー税の免除は、風力発電事業にのみ適用される。<sup>8</sup>

エネルギー研究への投資総額は、2011年には12億5千万クローナ（1億3千万ユーロ）、2012年には9億クローナ（9400万ユーロ）におよぶ見通しで、あらゆる形態の再生可能エネルギーの研究へ重点を置き、今後は風力発電とバイオマス開発の全国研究ネットワークの創設に利用される予定である。<sup>9</sup>

<sup>7</sup> Swedish Energy Agency, Stöd till solceller. <[www.energimyndigheten.se/sv/Hushall/Aktuella-bidrag-och-stod-du-kan-soka/Stod-till-solceller/](http://www.energimyndigheten.se/sv/Hushall/Aktuella-bidrag-och-stod-du-kan-soka/Stod-till-solceller/)>.

<sup>8</sup> Lag (2006:2) om fastighetsskatt avseende vissa elproduktionsenheter vid 2007-2011 års taxeringar (Lag 2006:2) (Act (2006:2) on the real estate tax regarding certain electricity generation systems in the tax assessment years 2007-2011).

[www.riksdagen.se/webbnav/index.aspx?nid=3911&bet=2006:2](http://www.riksdagen.se/webbnav/index.aspx?nid=3911&bet=2006:2);

<sup>9</sup> Swedish Energy Agency, Energy in Sweden 2010. <[www.energimyndigheten.se](http://www.energimyndigheten.se)>.

## 28. スイス

### 28.1 政府の目標

スイスは、京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量を、1990年実績値を基準に8%削減する事を目標としている。2009年の排出量は、1990年実績値を2.7%下回った。<sup>1</sup>同国は、コペンハーゲン合意に基づき、他国が更なる排出量削減の目標を設定することを条件に、排出量を2020年までに1990年実績値を基準として30%削減する目標を掲げている。<sup>2</sup>さらに政府は、再生可能電力の発電量を2030年までに2010年比で5,400GWh増加させるという独自の目標も設けている。

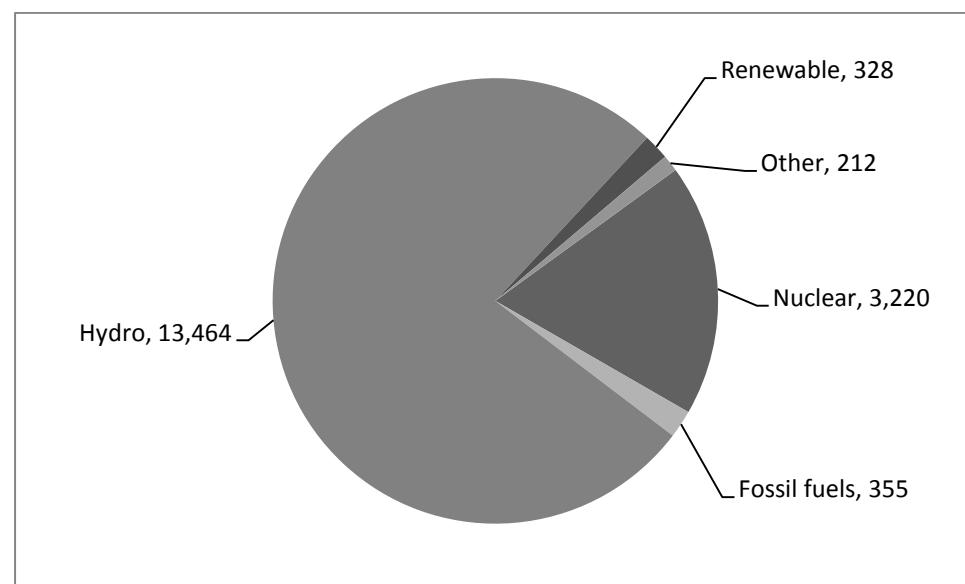
表 28.1：スイスのエネルギー政策

温室効果ガス排出	京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量を、1990年実績値を基準に8%削減する事を目標とする。コペンハーゲン合意に基づき、2020年までに1990年実績値を基準とし排出量を30%削減する。
再生可能エネルギー	目標なし。
再生可能電力	2030年までに、再生可能電力の発電量を2010年比で5,400GWh（2010年の電力消費量の10%相当）増加させる。

出典：Federal Energy Office. <[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)>.

### 28.2 発電電力量の構成

図 28.1：スイスの2009年における発電設備総容量(MW): 合計 17,579MW



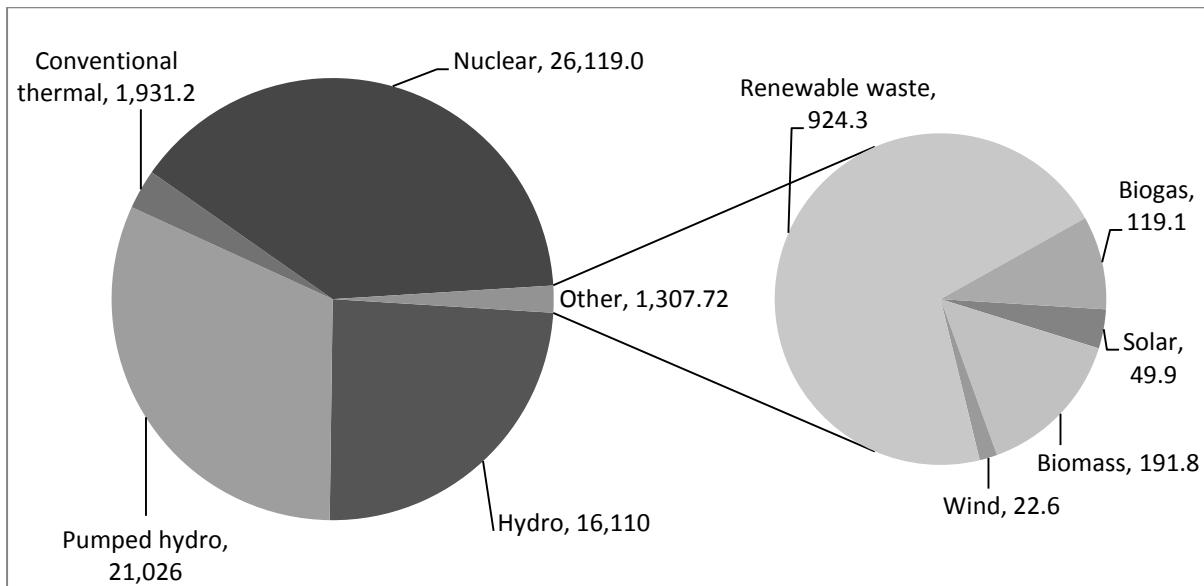
出典：ENTSO-E, Statistical Yearbook 2009, 2010.

<[www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/entsoe/Statistical\\_Yearbook/101124\\_SYB\\_2009.pdf](http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Statistical_Yearbook/101124_SYB_2009.pdf)>.

<sup>1</sup> Federal Environment Office, Swiss Climate Policy, 2010. <[www.bafu.admin.ch/publikationen/publikation/01530/index.html?lang=en](http://www.bafu.admin.ch/publikationen/publikation/01530/index.html?lang=en)>

<sup>2</sup> United Nations Framework Convention on Climate Change. <[unfccc.int/meetings/cop\\_15/copenhagen\\_accord/items/5264.php](http://unfccc.int/meetings/cop_15/copenhagen_accord/items/5264.php)>

図 28.2 : スイスの 2009 年における、発電電力量の構成 (GWh) : 66.494GWh



出典 : : Energy Office, Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, October 2010.  
[www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00543/index.html?lang=en&dossier\\_id=00772](http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00543/index.html?lang=en&dossier_id=00772).

### 28.3 発電に対するインセンティブ

スイスは、再生可能電力のインセンティブとして、2008 年に FIT 制度を導入した。発電技術別の買取価格、年間遞減率、遞減率の適用が開始される年等を表 28.2 に記載する。

風力発電事業に対する買取価格は、政府が設定する「典型的な」風力発電所の平均的発電量を基準とし算出される。全ての風力発電所は、発電開始日から 20 年間 FIT 買取価格を受取ることが出来る。ただし、基準となる発電量の 80%以上を発電する設備は、特定の期間にのみ基本価格を受取り、その後 20 年間は減額された買取価格が適用される。尚、買取価格は 5 年毎に再評価され、適宜改定される。太陽光発電事業に対する FIT 買取価格は、2011 年 1 月に 18%減額した。<sup>3</sup>

導入後まもなく FIT 制度には多数の応募があり、新規の再生可能電力の発電施設の設立のために設けられた予算は、募集開始後 1 ヶ月足らずの 2009 年 2 月に完全に割当が終了した。これ以降の申請分は現在順番待ちであり、2013 年までには全ての申請者に資金が提供される予定である。<sup>4</sup>

<sup>3</sup> BFE, Kostendeckende Einspeisevergütung: Vergütung für Solarstrom sinkt - „Deckel“ steigt, December 2010.  
[www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=36702](http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=36702).

<sup>4</sup> BFE, Kostendeckende Einspeisevergütung: Vergütung für Solarstrom sinkt - „Deckel“ steigt, December 2010.  
[www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=36702](http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=36702).

表 28.2 : スイスの 2011 年における FIT 買取価格

発電技術	有効期間 (年)	FIT 買取価格		年間遞減率	通減率 開始年
		CHF/MW h	EUR/MWh <sup>a</sup>		
小規模風力(≤10 kW)	20	200	144.90	1.50%	2013
大規模風力 (>10 kW)	基準発電量の 60%	20	200	144.90	1.50%
	基準発電量の 70%	20	200	144.90	
	基準発電量の 80%	20	200	144.90	
	基準発電量の 90%	18.3	200	144.90	
	基準発電量の 100%	16.1	200	144.90	
	基準発電量の 110%	13.9	200	144.90	
	基準発電量の 120%	11.7	200	144.90	
	基準発電量の 130%	9.4	200	144.90	
	基準発電量の 140%	7.2	200	144.90	
	基準発電量の 150%	5	200	144.90	
太陽光発電	有効期間終了後	To year 20	170	123.16	
	地上設置型				
	≤ 10 kW	25	437	316.60	8%
	≤ 30 kW		388	281.10	
	≤ 100 kW		357	258.64	
	> 100 kW		332	240.53	
	屋上設置型				
	≤ 10 kW	25	504	365.14	8%
	≤ 30 kW		459	332.54	
	≤ 100 kW		430	311.53	
	> 100 kW		406	294.14	
地熱	建材一体型				
	≤ 10 kW	25	605	438.31	8%
	≤ 30 kW		534	386.87	
	≤ 100 kW		476	344.85	
	> 100 kW		422	305.73	
	≤ 5 MW	20	400	289.79	0.50%
	≤ 10 MW		360	260.81	
	≤ 20 MW		280	202.85	
	> 20 MW		227	164.46	
小水力 (≤10 MW)	≤ 10 kW	25	260	188.36	0%
	≤ 50 kW		200	144.90	
	≤ 300 kW		145	105.05	
	≤ 1 MW		110	79.69	
	≤ 10 MW		75	54.34	
	圧力に対するボーナス(導水路の有効落差)				
	≤ 5 メートル		45	32.60	N/A
	≤ 10 メートル		27	19.56	
	≤ 20 メートル		20	14.49	
	≤ 50 メートル		15	10.87	
バイオマス	> 50 メートル		10	7.24	N/A
	最高補助金額		350	253.57	
	下水ガスが受取れる最高額	20	240	173.88	0%
	ゴミより発生するガスが受取れる最高額		200	144.90	
	その他				
	≤ 50 kW	20	280	202.85	N/A
	≤ 100 kW		250	181.12	
	≤ 500 kW		220	159.39	
	≤ 5 MW		185	134.03	
	> 5 MW		175	126.78	
農業ゴミに対する発電ボーナス	材木燃焼に対するボーナス		30	21.73	0%
	≤ 50 kW	20	180	130.41	N/A
	≤ 100 kW		160	115.92	
	≤ 500 kW		130	94.18	
	≤ 5 MW		45	32.60	
	> 5 MW		0	0.00	

注: a 2010 年の平均為替レート、EUR 1 = CHF 1.3803 を使用。

出典: Energieverordnung (EnV) vom 7. Dezember 1998 (Stand am 1. Januar 2010). <[www.admin.ch/ch/d/sr/7/730.01.de.pdf](http://www.admin.ch/ch/d/sr/7/730.01.de.pdf)>.

## 28.4 投資に対するインセンティブ

スイス連邦政府は、再生可能エネルギーによる発電を推進する手段として、FIT制度に期待を寄せている。FIT制度への参加を待っている太陽光発電事業者は、2,500から3,500スイスフラン/kWの補助金を、最高3万5,000スイスフランまで受け取ることができる。<sup>5</sup>地域政府は、バイオマスのコジェネレーション設備や小水力発電、太陽エネルギー発電設備へ補助金を支給するなど、家庭における再生可能電力導入を推進するためのインセンティブ事業に取り組んでいる。

---

<sup>5</sup> BFE, Solar Grants. <[www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/index.html?lang=en](http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/index.html?lang=en)>.

## 29. トルコ

### 29.1 政府の目標

トルコは 2009 年に京都議定書を批准したが、附属書 I 国ではないため、温室効果ガス排出量削減の目標は設けられていない。同国の温室効果ガスの排出量は 1990 年から 2008 年の間にはほぼ倍増し、農業以外全ての産業分野において上昇が見られた。これは、経済発展及び人口増加に起因する。2010 年 5 月、トルコ政府は気候変動戦略 2010-2020 年 (National Climate Change Strategy 2010-2020) において、排出量の GDP 原単位を 2023 年までに 2008 年比で 20% 削減することを目標とした。トルコはコペンハーゲン合意に基づく目標は表明していない。政府は 2023 年までに、総発電量の 30% を再生可能エネルギーからまかなうことを目指し、風力、地熱、水力発電の開発に関しても個別の目標を設けている。

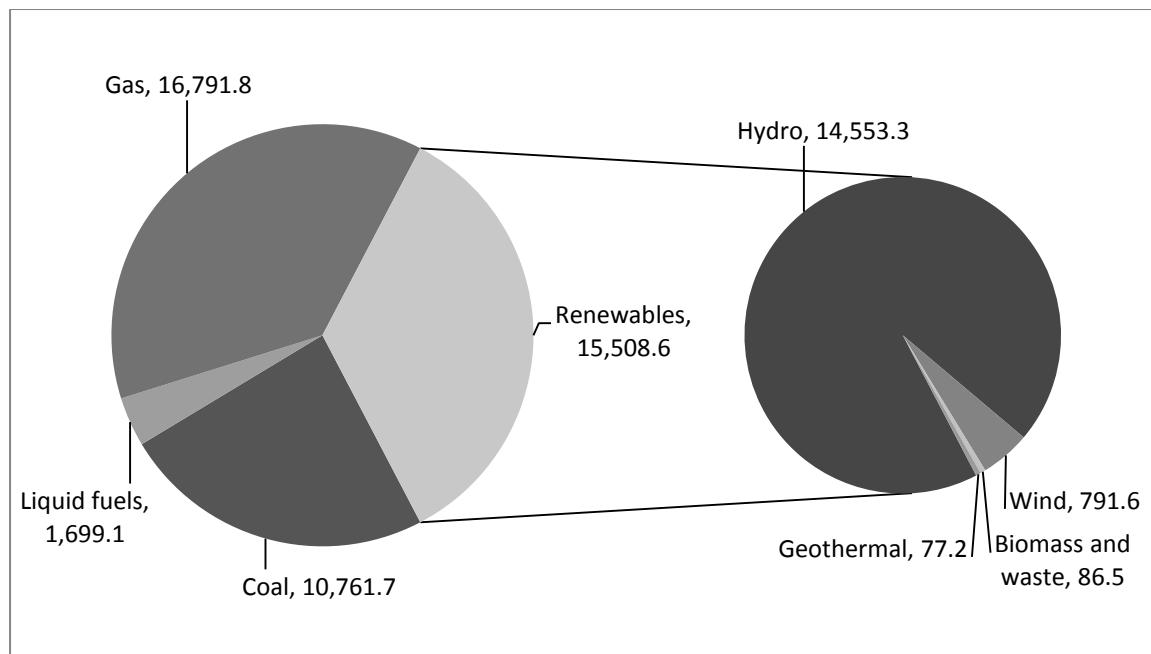
表 29.1 : トルコのエネルギー政策

温室効果ガス排出	2030 年までに、GDP 当たりの温室効果ガス排出量を 2008 年比で 20% 削減する。
再生可能エネルギー	目標なし。
再生可能電力	2023 年までに、発電電力量の 30% を再生可能エネルギーからまかなう。これに伴い以下を目標に含む。 <ul style="list-style-type: none"><li>• 風力発電設備容量 20,000MW の導入</li><li>• 地熱発電設備容量 600MW の導入</li><li>• 国内における商業用水力発電が可能な土地の全てを開発</li></ul>

出典 : Ministry of the Environment, National Climate Change Strategy 2010-2020, May 2010.  
<iklim.cob.gov.tr/iklim/Files/Stratejiler/National%20Strategy.pdf>.

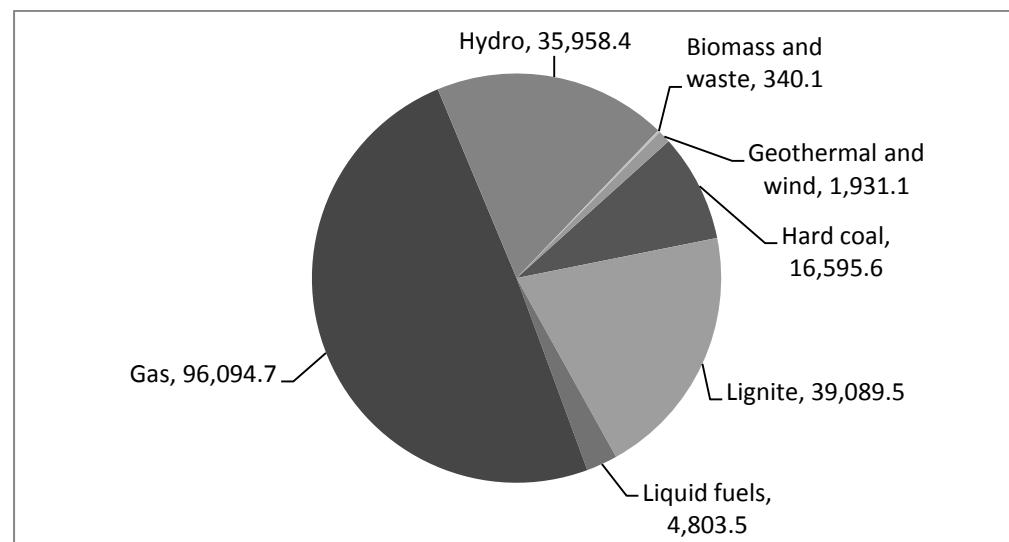
## 29.2 発電電力量の構成

図 29.1：トルコの 2009 年における発電設備総容量 (MW) : 合計 44,761.2MW



出典：TEIAS, Istatikler. <[www.teias.gov.tr/istatistik2009/index.htm](http://www.teias.gov.tr/istatistik2009/index.htm)>.

図 29.2：トルコの 2009 年における発電電力量の構成 (GWh) : 合計 194,812.9 GWh



出典：TEIAS, Istatikler. <[www.teias.gov.tr/istatistik2009/index.htm](http://www.teias.gov.tr/istatistik2009/index.htm)>.

## 29.3 発電に対するインセンティブ

トルコは、再生可能電力のインセンティブとして 2005 年に FIT 制度を導入し、2010 年 12 月に同制度を改正した。新制度では、再生可能電力発電事業者は、US ドル建ての FIT 買取価格を 10 年間受け取ることができる（表 29.2 参照）。さらに、国内で製造された発電設備を使用している場合、稼動開

始後最初の 5 年間は奨励金が支給される（表 29.3 参照）。FIT 買取価格に加え、複数の奨励金が用意されている。例えば、トルコ国内で製造、組立てられた設備を使用している太陽光発電事業者は、133US ドル/MWh (100.32EUR/MWh) の FIT 買取価格に加え 5 つの奨励金を受ける事ができ、これにより受け取る総額は 199USD/MWh (150.11 EUR/MWh<sup>1</sup>) になる。<sup>2</sup>

合計 600MW の太陽光発電が、2013 年まで FIT 制度による支援を享受すると見込まれる。2015 年までには、FIT 制度全体が見直される予定である。送配電事業者は、再生可能電力事業者が発電する全ての電力を購入する義務を負う。<sup>3</sup>

**表 29.2：トルコの 2011 年における FIT 買取価格**

発電技術	FIT 買取価格	
	USD/MWh	EUR/MWh
水力	73	55.07
風力	73	55.07
地熱	105	79.20
太陽光	133	100.32
バイオマスと埋め立てガス	133	100.32

出典：Kanun No. 6094 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun, 29/12/2010. <[www2.epdk.org.tr](http://www2.epdk.org.tr)>.

**表 29.3: 国内で生産された設備を使用することに対する奨励金**

設備・機材	奨励金		
	USD/MWh	EUR/MWh	
水力	タービン	13	9.81
	発電機とパワーエレクトロニクス	10	7.54
風力	ブレード	8	6.03
	発電機とパワーエレクトロニクス	10	7.54
	塔	6	4.53
	全ての機械部品	13	9.81
地熱	タービン	13	9.81
	発電機とパワーエレクトロニクス	70	52.80
	インゼクタとガス圧縮機	70	52.80
太陽光	パネルの集積	8	6.03
	モジュール	13	9.81
	モジュール内のセル	35	26.40
	インバータ	5	3.77
	追尾型	5	3.77
集光型太陽光	ヒートパイプ	24	18.10
	鏡	6	4.53
	追尾型	6	4.53
	蓄熱器の機械部品	13	9.81
	集熱器の機械部品	24	18.10
	スターリングエンジン	13	9.81
	パネルの集積と建設	60	45.26
バイオマスと埋め立てガス	蒸気ボイラ（軸受付）	8	6.03
	液体またはガスによる蒸気ボイラ	4	3.02

<sup>1</sup> 2010 年平均為替レート EUR 1 = USD 1.3257 を使用。

<sup>2</sup> Ministry of Energy, Law on Utilization of Renewable Energy Resources for the Purpose of Generating Electrical Energy, Law No. 5346, 2005. <[www.eie.gov.tr/duyurular/YEK/LawonRenewableEnergyResources.pdf](http://www.eie.gov.tr/duyurular/YEK/LawonRenewableEnergyResources.pdf)>.

<sup>3</sup> Ministry of Energy, Law on Utilization of Renewable Energy Resources for the Purpose of Generating Electrical Energy, Law No. 5346, 2005. <[www.eie.gov.tr/duyurular/YEK/LawonRenewableEnergyResources.pdf](http://www.eie.gov.tr/duyurular/YEK/LawonRenewableEnergyResources.pdf)>.

	ガス化またはガス洗浄器具	6	4.53
	蒸気またはガススタービン	20	15.09
	内燃機関またはスターリングエンジン	9	6.79
	発電機とパワーエレクトロニクス	5	3.77
	コジェネレーション設備	4	3.02

出典 : Kanun No. 6094 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun, 29/12/2010. <[www2.epdk.org.tr](http://www2.epdk.org.tr)>.

## 29.4 投資に対するインセンティブ

2001 年以降、新規の再生可能電力発電施設の設立に関連する許可証取得費用は 99% 減額されている。また、再生可能エネルギー源による発電施設は、許可証発行から 8 年間は年間の更新費用が免除される。再生可能エネルギーの開発を目的とし使用される国有地の借地や利用権にかかる費用も、10 年間は 85% 減額される。ただし、これらの特典は 2015 年 12 月 31 日までに工事が完成している施設にのみ適用される。さらに、環境庁からの許可を得れば、自然保護区に再生可能電力の発電所を建設することも可能である。<sup>4</sup>

欧州復興開発銀行 (The European Bank of Reconstruction and Development, EBRD) は 2010 年、トルコにおけるエネルギー効率の向上と再生可能エネルギー事業に融資を行う、持続可能なエネルギーのための融資機関 (Sustainable Energy Financing Facility, SEFF) の設立を発表した。その規模は 9 億ユーロにのぼり、世界銀行のクリーン・テクノロジー基金 (Clean Technology Fund) により一部出資されている。

<sup>5</sup>

<sup>4</sup> Kanun No. 6094 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun, 29/12/2010. <[www2.epdk.org.tr](http://www2.epdk.org.tr)>.

<sup>5</sup> EBRD, EBRD and Turkey Sign Sustainable Energy Plan, March 2011. <[www.ebrd.com/pages/news/press/2011/110316.shtml](http://www.ebrd.com/pages/news/press/2011/110316.shtml)>.

## 30. 英国

### 30.1 政府の目標

英国は、京都議定書に基づき、2008年から2012年の間の温室効果ガスの年平均排出量を、1990年実績値を基準に12.5%削減する事を目標としている。2010年の排出量は、1990年実績値を25.2%下回った。同国は、コペンハーゲン合意に基づき、欧州連合の排出量取引制度の対象とならない産業部門においては、排出量を2020年までに2005年実績値を基準として16%削減する目標を掲げている。政府は、温室効果ガス排出量削減に関し法的拘束力をもつ目標を議会で可決し、2050年までに1990年比で80%削減、中間目標として2020年までに同34%の削減を目指している。<sup>1</sup>また、英国には、2020年までに最終エネルギー消費量の15%を再生可能エネルギーでまかなうというEU目標も課されている。これに対し、2009年の実績は3%であった。<sup>2</sup>尚、スコットランド、ウェールズ、北アイルランドの各政府は、排出量削減および再生可能電力の発電に関し、それぞれ独自の目標を設けている。

表 30.1：英国のエネルギー政策

温室効果ガス排出	京都議定書署名国として、2012年までに1990年の排出量を基準に12.5%の削減を目標とする。欧州連合域内排出量取引制度に含まれていない産業部門において、2020年までに16%の削減を目標とする。政府目標として、1990年比で2020年までに34%、2050年までに80%の削減を目指す。スコットランド、ウェールズ、北アイルランドはそれぞれ独自の目標を掲げている。
再生可能エネルギー	欧州連合加盟国として、2020年までに、最終エネルギー消費量の15%を再生可能エネルギーとする。
再生可能電力	地域別に以下のような独自の目標をもつ。 <ul style="list-style-type: none"> <li>• スコットランド：2020年までに電力消費量の80%を再生可能電力とする。</li> <li>• 北アイルランド：2024年までに電力消費量の40%を再生可能電力とする</li> <li>• ウェールズ：2025年までに電力消費量の100%を再生可能電力とする。</li> </ul>

出典：Information from DECC, Targets. <[www.decc.gov.uk](http://www.decc.gov.uk)>.

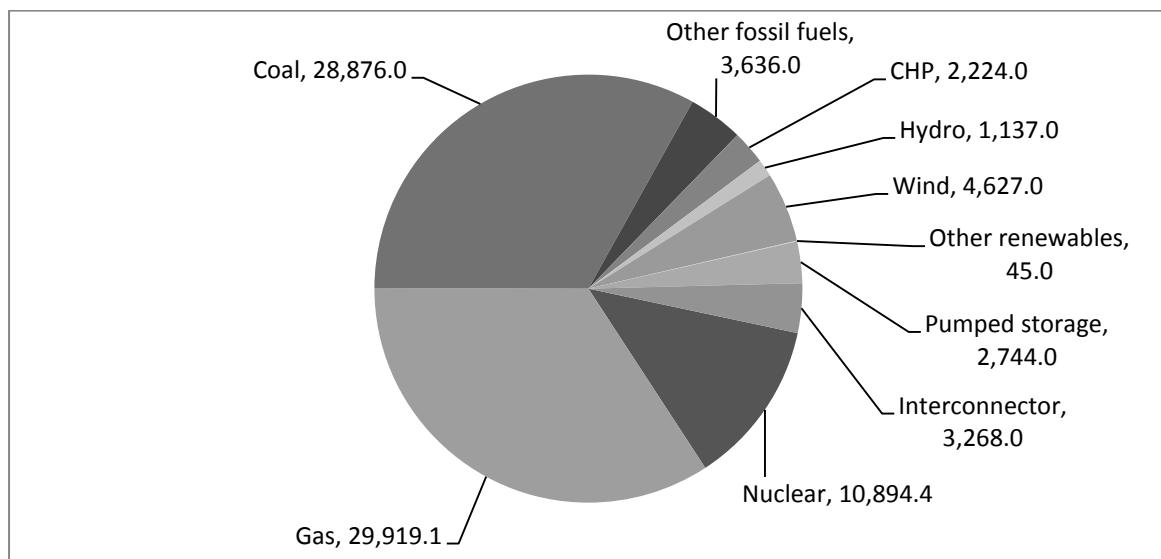
<sup>1</sup> DECC, UK Greenhouse Gas Emissions 1990-2010 (provisional), 31 March 2011.

<[www.decc.gov.uk/en/content/cms/statistics/climate\\_change/gg\\_emissions/uk\\_emissions/2010\\_prov/2010\\_prov.aspx](http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/statistics/climate_change/gg_emissions/uk_emissions/2010_prov/2010_prov.aspx)>

<sup>2</sup> DECC, Statistics. <[www.decc.gov.uk](http://www.decc.gov.uk)>.

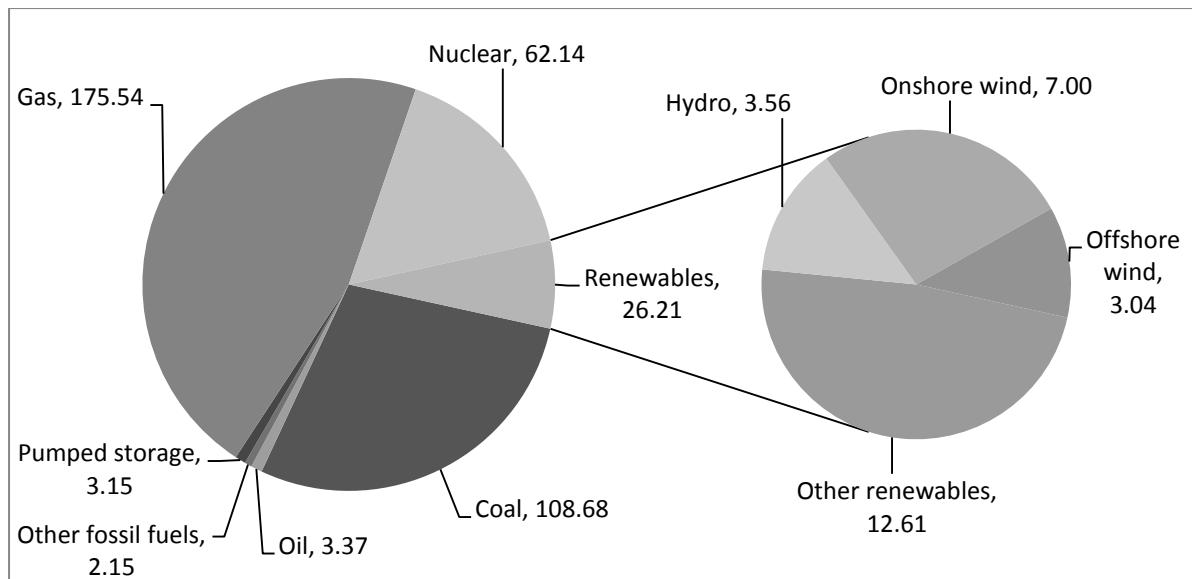
### 30.2 発電電力量の構成

図 30.1：英国の 2010–2011 年における発電設備総容量(MW)：合計 84,102.5 MW



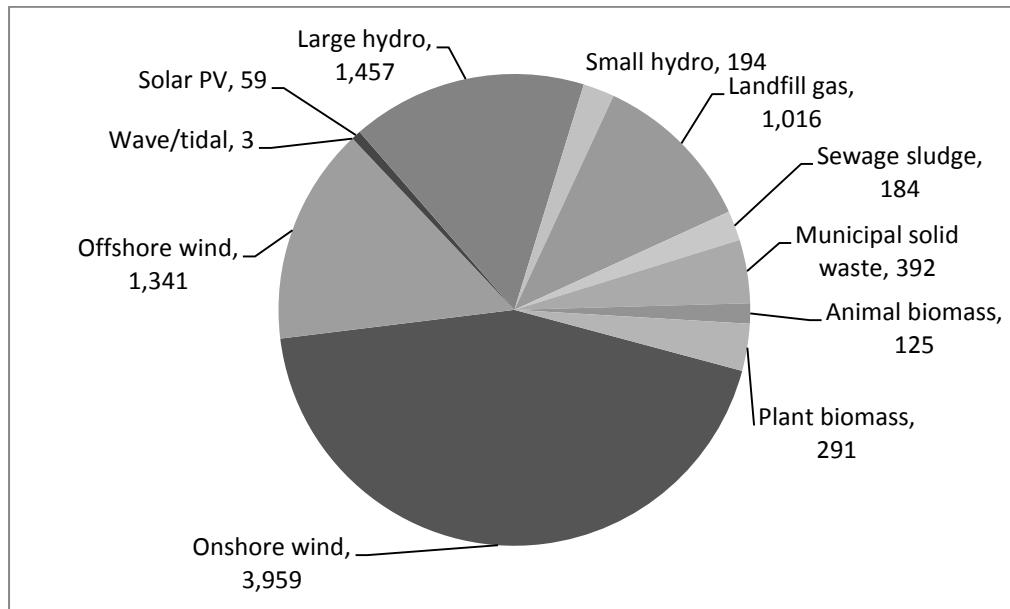
出典：National Grid, Seven Year Statement 2010/11. <[www.nationalgrid.com/uk/Electricity/SYS/current/](http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/SYS/current/)>.

図 30.2：英国の 2010 年における電力生産量の構成(TWh)：合計 381.25 TWh



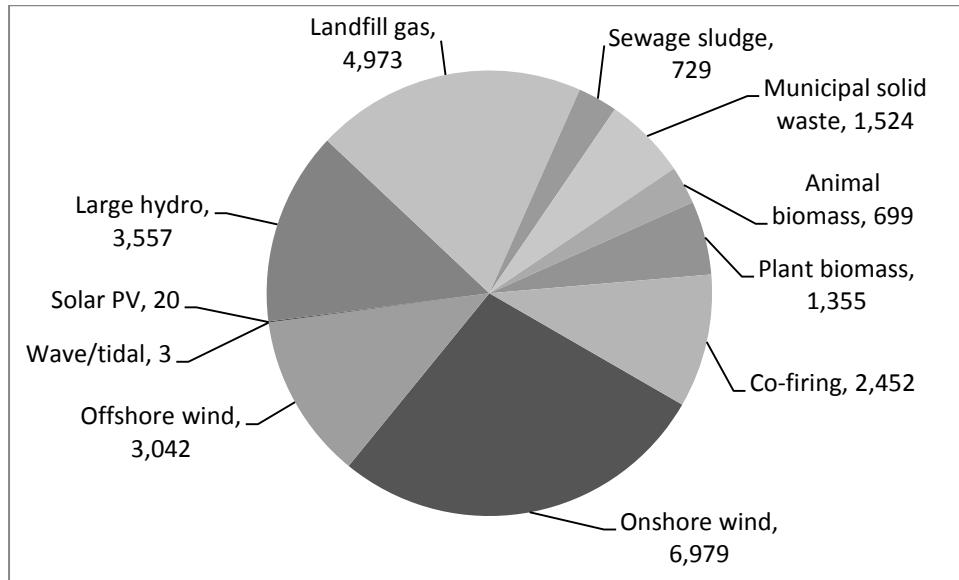
出典：DECC, Energy Trends, March 2011. <[www.decc.gov.uk](http://www.decc.gov.uk)>.

図 30.3：英国の 2010 年における再生可能電力発電設備総容量 (MW)：合計 9,021 MW



出典：DECC, Energy Trends, March 2011. <[www.decc.gov.uk](http://www.decc.gov.uk)>.

図 30.4：英国の 2010 年における再生可能電力発電量 (GWh)：合計 25,335 GWh



出典：DECC, Energy Trends, March 2011. <[www.decc.gov.uk](http://www.decc.gov.uk)>.

### 30.3 発電に対するインセンティブ

#### 30.3.1 グリーン証書取引制度（TGC）

英国は、再生可能電力の発電に対する主要なインセンティブとして、再生可能エネルギー義務 (Renewable Obligation, RO) と呼ばれるグリーン証書取引制度を導入している。イングランド及びウェールズにおける RO 法令 (RO Order for England and Wales) とスコットランドにおける RO 法令 (RO Order for Scotland) は 2002 年 4 月より、北アイルランドにおける RO 法令 (RO Order for Northern Ireland) は 2005 年 4 月より、それぞれ施行されている。

RO 制度の下、1990 年以降に運転を開始した再生可能電力事業者は、送配電網に供給される電力量ならびに発電設備のある場所で消費された電力量に応じ、再生可能エネルギー証書 (Renewable Obligation Certificate, ROC) を受取る。2008 年 4 月以降に運転を開始した事業者は、2037 年までの間に最長 20 年間 ROC を受取ることができる (北アイルランドは 2033 年まで)。政府は電力供給事業者に対し、供給する電力量の一定割合に相当する証書の提示を義務付け、これにより証書の需要が生まれる。ROC は、2009 年 3 月 31 日までは、送配電網に供給される電力量 1MWh 毎に 1 つ発行されていた。しかし、政府は同年 4 月 1 日以降、商業展開が未だ難しい発電技術により手厚い補助を行うために、ROC の発行数を発電技術別に異なるようにした。この制度は 2006 年 7 月以降に運転を開始した全ての事業者に適用される (表 30.2 参照)。

例えば、埋立ガスによる発電 1MWh は 0.25ROC、潮力発電 1MWh は 2ROC を得る。スコットランドは 2009 年 4 月、特定の発電技術を推進するため、波力及び潮力に与える ROC の数をそれぞれ 5ROC/MWh 及び 3ROC/MWh へと増加した。政府は、エネルギー市場改定法案の一環として、RO 制度の見直しを行っている (30.3.4 参照)。北アイルランドも、ROC 交付に関し独自の規定を設けている。

表 30.2：英国における発電技術別 Renewable Obligation Certificate (ROC) の発行数

技術	発電技術	ROC/MWh
既成技術 1	埋立ガス	0.25
既成技術 2	下水ガス	0.5
	バイオマスとの混合燃焼	
参考技術	水力 ( $\leq 20$ MW)	1
	陸上風力	
	地圧	
	CHP を利用したゴミエネルギー	
	エネルギー作物との混合燃焼	
	CHP を利用した混合燃焼	
実証済み技術	CHP を利用したエネルギー作物との混合燃焼	1.5
	特定バイオマス	
洋上風力	2014 年 4 月 1 日以前に運転開始	2
	2014 年 4 月 1 日以降に運転開始	1.5
発展中技術	波力	2
	潮力 (タイダル・ストリーム)	
	潮力 (タイダル・ダム)	
	潮力 (タイダル・ラグーン)	
	太陽光パネル	
	地熱	
	ガス化/熱分解 (ピロリシス：バイオマスを気体及び液体へ転化するプロセス)	
	埋立ガス及び下水ガス以外を利用した嫌気消化	
	特定のエネルギー作物とのバイオマス燃焼	
	CHP を利用した特定バイオマス	
スコットランドにおける波力及び潮力	スコットランド水域における波力(補助金無)	5
	スコットランド水域における潮力(補助金無)	3

出典 : Ofgem, Renewables Obligation: Guidance for Generators, 1 April 2010.

<[www.ofgem.gov.uk/Pages/MoreInformation.aspx?docid=236](http://www.ofgem.gov.uk/Pages/MoreInformation.aspx?docid=236)>.

電力供給事業者に課される再生可能電力量の義務は、供給した電力量 100MWh 毎の ROC の数で定義され、グレートブリテン島（イングランド、ウェールズ、スコットランド）と北アイルランドでは異なる（表 30.3 参照）。電力供給事業者は、いずれの地域においても、義務として定められた供給電力量相当の ROC を RO 管理機関に提示しなければならない。RO 管理機関は、グレートブリテン島は The Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem)、北アイルランドは The Northern Ireland Authority for Utility Regulation (NIAUR) である。一方の地域において付与された ROC を、もう一方の地域で使用することもできる。また、義務とされる ROC 数の最高 25%を、前年度に発行された ROC で満たすことができる。しかし、バイオマスとの混合燃焼に対し付与された ROC は、義務とされる供給電力量の最高 10%までにしか充当することができない。2009 年と 2010 年には、政府により義務として定められた発電量全体の 71%が ROC により満たされた。

英国政府は、2011年以降毎年、全電力供給事業者に課される ROC 数の合計を、翌年発行される予定の ROC 数と比べ、最低 10%高く設定する事を保証している。<sup>3</sup>これにより、ROC の需要を常に維持することができる。

表 30.3：英本国及び北アイルランドにて義務付けられる再生可能電力の割合

期間(4月-3月)	グレートブリテン島の電力供給量 100MWh 每に必要とされる ROC の数	北アイルランドの電力供給量 100MWh 每に必要とされる ROC の数
2002-2003	3.0	N/A
2003-2004	4.3	
2004-2005	4.9	
2005-2006	5.5	2.5
2006-2007	6.7	2.6
2007-2008	7.9	2.8
2008-2009	9.1	3.0
2009-2010	9.7	3.5
2010-2011	10.4	4.0
2011-2012	11.4	5.0
2012-2013	12.4	6.3
2013-2014	13.4	6.3
2014-2015	14.4	6.3
2015-2016	15.4	6.3
2016-2037 (北アイルランドでは 2033 年 まで)	2016-2037 年時点における英國の再生可能エネルギーの状況によって、ヘッドルーム <sup>a</sup> を基 準に最低 20% 増率される。	

注: N/A: 適用しない。<sup>a</sup> ヘッドルームとは、2016年に発行された ROC の数に 20%が足される事を意味する。

出典: Ofgem, Renewables Obligation: Guidance for Licensed Electricity Suppliers, April 2010. <[www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk)>.

電力供給事業者が義務として定められる ROC 数を獲得できなかった場合、不足する ROC1 つにつきバイアウト価格 (buyout price) と呼ばれる罰金が生じる。2010年から 2011年の同罰金額は、ROC1 つに対し 36.99 ポンド (43.12 ユーロ<sup>4</sup>) である。罰金による歳入は貯蓄され、同年に提出された全ての ROC 数に占める各電力供給事業者が提出した ROC 数の割合に応じ、それぞれに返金される。このような方法で、ROC 制度は十分な ROC を提出しなかった事業者に罰金を課し、その一方で、義務を履行した事業者の負担を軽減している。

2010年4月から 2011年3月の間の競売における ROC の平均価格は 48.67 ポンド<sup>5</sup> (56.75 ユーロ) であり、罰金額を上回った。罰金の歳入を提出された ROC の数で除した額が 2009-2010 年と同額 (15.17 ポンド/ROC) だと仮定すると、電力供給事業者が支払う ROC の実際の価格は 33.50 ポンド (39.05 ユーロ) であり、2010-2011 年の罰金額を下回る。<sup>6</sup>

<sup>3</sup> Ofgem, Renewables Obligation: Guidance for Licensed Electricity Suppliers (NI and GB), 22 March 2010.

<[www.ofgem.gov.uk/Pages/MoreInformation.aspx?docid=229&refer=Sustainability/Environment/RenewablObl](http://www.ofgem.gov.uk/Pages/MoreInformation.aspx?docid=229&refer=Sustainability/Environment/RenewablObl)>.

<sup>4</sup> 2010 年の平均為替レート EUR 1 = GBP 0.85784 を使用。

<sup>5</sup> Non-Fossil Fuel Purchasing Agency, E-Roc. <[eroc.co.uk/trackrecord.htm](http://eroc.co.uk/trackrecord.htm)>.

<sup>6</sup> Ofgem, RO Annual Report 2009-10, February 2011. <[www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk)>.

英国における 2010 年の電力の平均スポット市場価格は、41 ポンド/MWh (47.80 ヨーロ/MWh)<sup>7</sup>であった。表 30.4 は、ROC の平均価格 49.31 ポンドを基に計算された 2010 年の発電技術別の平均報酬金額を示す。

表 30.4：英國 RO 制度における再生可能電力事業の平均報酬金（2010 年）

発電技術	帯域	ROC 販売による収入 (GBP/MWh) <sup>a</sup>	電力販売による収入 (GBP/MWh)	2010 年の報酬金総額	
				GBP/MWh	EUR/MWh <sup>b</sup>
埋立ガス（英本国）	0.25	12.17	41	53.17	61.98
バイオマスとの混合燃焼	0.5	24.34	41	65.34	76.16
下水ガス	0.5	24.34	41	65.34	76.16
小水力	1	48.67	41	89.67	104.53
陸上風力	1	48.67	41	89.67	104.53
CHP を利用したエネルギー作物との混合燃焼	1.5	73.01	41	114.01	132.90
特定バイオマスの燃焼	1.5	73.01	41	114.01	132.90
洋上風力発電 (2014 年以前に運転開始)	2	97.34	41	138.34	161.27
嫌気消化 (下水及び埋立ガスを除く)	2	97.34	41	138.34	161.27
エネルギー作物を利用した特定バイオマス	2	97.34	41	138.34	161.27
ガス化	2	97.34	41	138.34	161.27
波力及び潮力（イングランド、ウェールズ及び北アイルランド）	2	97.34	41	138.34	161.27
スコットランドにおける波力	5	243.35	41	284.35	331.47
スコットランドにおける潮力	3	146.01	41	187.01	218.00

注：<sup>a</sup>2010 年の平均 ROC 価格 (GBP 48.67) より計算。

<sup>b</sup>2010 年の平均為替レート EUR 1 = GBP 0.85784 を使用。

### 30.3.2 マイクロ発電に対する FIT 制度

政府は 2010 年 4 月、イングランド、ウェールズ、スコットランドにおいて、設備容量が 5MW 以下の小規模発電を対象とする FIT 制度を導入した（北アイルランドには FIT 制度は存在しない）。5 万件以上の需要家を抱える電力供給事業者は、同制度の対象となる再生可能電力事業者に対し、FIT 買取価格を支払うよう義務付けられている。

FIT 買取価格は、小規模発電事業者に 5-8% の初期投資に対する利益率をもたらすよう計算されており、インフレ率に応じて調整される。買取価格は利用される再生可能エネルギーと設備容量によって異なる。英國の FIT 買取価格は、発電価格と供給価格の 2 つの要素により構成されている。前者は、発電設備のある場所で消費された電力に対して支払われる価格（表 30.5 参照）である。後者は、送配電網に供給された電力に対する料金で、発電価格に加えて支払われる。全ての発電技術を対象とした 2011 年度の供給料金は 31 ポンド/MWh (34.97 ヨーロ/MWh) である。

<sup>7</sup> RWE, Annual Report 2010, p. 63. <www.rwe.com/web/cms/mediablob/en/543512/data/543274/4/rwe/investor-relations/Annual-report-2010-PDF-Download-.pdf>.

例として、2011年にFIT制度に参加した風力発電事業者（250kWの設備容量）が、電力を全て送配電網に供給する場合、FIT買取価格は228ポンド/MWh（発電料金197ポンド/MWhに供給価格31ポンド/MWhを加算）となる。設備容量が50kW以上の発電事業は、FIT制度とRO制度の2つからインセンティブを選択し利用する事が出来るが、一旦選択した後、インセンティブを切り替えることは出来ない。

英国政府はFIT制度を導入した当初、2013年に制度の見直しを予定していた。しかし、大規模太陽エネルギー発電事業への申し込みが多数あったため、2011年3月に50kW以上の太陽光発電事業と嫌気性消化事業へのFIT買取価格の見直しを行った。その結果、2011年6月に、同年8月1日以降、50kW以上の太陽光発電事業に対するFIT買取価格を減額し、嫌気性消化事業のそれを増額すると発表した。改定後のFIT買取価格は、新規参入事業者にのみ適用され、既にFIT買取価格の支払いを受けている発電事業者には適用されない。<sup>8</sup>

FIT制度による電力の買取は20年間（太陽光発電は25年間年間）保証され、価格は毎年インフレ率に応じて調整される。しかし、例外として、従来RO制度からFIT制度への切り替えが許可されていた既存のマイクロ発電事業は、2027年以降はFIT買取価格の受給資格を失う。また、送配電網に供給される電力に支払われる供給価格は、毎年規成当局により変更される可能性がある。FIT制度は2013年に見直される予定である。政府はマイクロCHP試験事業を開始しており、3万箇所に設備が導入され次第、同事業の見直しを行う予定である。<sup>9</sup>

**表30.5：2010-2012年に英国のFIT制度に新規参入する発電事業（送配電網に接続済）に対し支払われる発電価格**

発電技術		発電価格			
		GBP/MWh		EUR/MWh	
		2010-2011	2011-2012 <sup>a</sup>	2010-2011	2011-2012
風力発電	≤1.5 kW	345	362	402.17	421.99
	1.5-15 kW	267	280	311.25	326.40
	15-100 kW	241	253	280.94	294.93
	100-500 kW	188	197	219.16	229.65
	500 kW-1.5 MW	94	99	109.58	115.41
	1.5 MW-5 MW	45	47	52.46	54.79
太陽光発電	≤4 kW(新築建設物)	361	378	420.82	440.64
	≤4 kW(既存の建築物への追加導入)	413	433	481.44	504.76
	4-10 kW	361	378	420.82	440.64
	10-50 kW	314	329	366.04	383.52
	50-100 kW		190		221.49
	100-150 kW	293	190	341.56	221.49
	150-250 kW		150		174.86
	250 kW-5 MW		85		99.09
	地上設置型		85		99.09
嫌気消化	≤250 kW	115	140	134.06	163.20
	<250-500 kW		130		151.54
	>500 kW	90	121	104.91	141.05
小水力	≤15 kW	199	209	231.98	243.64
	15-100 kW	178	187	207.50	217.99
	100 kW-2 MW	110	115	128.23	134.06

<sup>8</sup> DECC, New Feed-In Tariff Levels for Large Scale Solar and Anaerobic Digestion Announced Today, 9 June 2011. <[www.decc.gov.uk/en/content/cms/news/pn11\\_046/pn11\\_046.aspx](http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/news/pn11_046/pn11_046.aspx)>.

<sup>9</sup> Ofgem, Feed-in Tariff Scheme: Information for Licensed Electricity Suppliers, 14 May 2010. <[www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk)> and Statutory Instruments 2010 No. 678 Electricity: The Feed-in Tariffs (Specified Maximum Capacity and Functions) Order 2010, 1 April 2010. <[www.opsi.gov.uk/si/si2010/pdf/uksi\\_20100678\\_en.pdf](http://www.opsi.gov.uk/si/si2010/pdf/uksi_20100678_en.pdf)>.

2 MW-5 MW	45	47	52.46	54.79
マイクロ CHP 試験事業 (バイオマス) $\leq 2 \text{ kW}$	100	105	116.57	122.40
RO 制度から FIT 制度へ切り替える既存のマイクロ発電事業	90	94	104.91	109.58

注：送配電網に供給される電力には供給価格 GBP 31 (EUR34.97) を加える。

\*FIT 買取価格は 2011 年 8 月 1 日から適用される。

出典：Ofgem, Feed-in Tariff Payment Table, 1 April 2011. <[www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk)>; DECC, New Feed-In Tariff Levels for Large Scale Solar and Anaerobic Digestion Announced Today, 9 June 2011. <[www.decc.gov.uk/en/content/cms/news/pn11\\_046/pn11\\_046.aspx](http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/news/pn11_046/pn11_046.aspx)>.

### 30.3.3 気候変動税

気候変動税 (Climate Change Levy) は、化石燃料と原子力による発電を含むエネルギーの商業用使用（運送業界を除く）に対して課され、エネルギー供給業者が支払う。再生可能電力及びコジェネレーション発電事業者は同税を支払う必要はない。2009 年以降、電力に課される気候変動税率は 4.85 ポンド/MWh(5.65 ヨーロ/MWh)であり、税金は電力供給事業者によって徴収される。

再生可能電力とコジェネレーション事業者は、規制機関 Ofgem によって発行される気候変動税免除許可証 (Climate Change Levy Exemption Certificate) を RO と共に受け取る。許可証はその後、電力供給事業者へと売却され、供給事業者は許可証を現金化する事により税金の減額を申請する事が出来る。許可書の売却により得られる収入は、再生可能電力事業者にとってさらなるインセンティブとなる。気候変動税制度は 2013 年まで継続される予定である。<sup>10</sup>

### 30.3.4 英国のインセンティブ制度に対する改定案

英国政府は 2011 年 6 月、一連の電力市場改革法案を提出した。これは、現在の RO 制度を奨励金制度に置き換え、全ての再生可能電力事業に適用させようというもので、政府内の意見は奨励金制度の導入に対し前向きである。政府は 2012 年に電力市場改革のための法律を施行する予定で、インセンティブ制度への変更は 2014 年から実施される見込みである。尚、混乱を避けるため、RO 制度は 2017 年まで継続される。<sup>11</sup>

## 30.4 投資に対するインセンティブ

英国政府は 2008 年 4 月に、英国内及び海外における再生可能エネルギー事業に対し 12 億ポンドを提供する 3 年間に渡る事業、環境変革基金(Environmental Transformation Fund, ETF) を創設した。以下の政府による既存の投資事業は、全て ETF に統合された。

- 水素燃料電池及び炭素削減実証事業
- 海洋再生可能エネルギー開拓基金
- バイオエネルギー補助金及びバイオエネルギーインフラ計画
- 洋上風力補助金事業
- カーボントラストによる研究推進、技術推進、及びインキュベーターに対する革新事業
- カーボントラストによる低炭素技術への投資
- カーボントラストによる中小企業に対する省エネルギー融資計画

<sup>10</sup> HMRC, Climate Change Levy.

<[customs.hmrc.gov.uk/channelsPortalWebApp/channelsPortalWebApp.portal?\\_nfpb=true&\\_pageLabel=pageVAT\\_ShowContent&propertyType=document&columns=1&id=HMCE\\_PROD1\\_029570](http://customs.hmrc.gov.uk/channelsPortalWebApp/channelsPortalWebApp.portal?_nfpb=true&_pageLabel=pageVAT_ShowContent&propertyType=document&columns=1&id=HMCE_PROD1_029570)>.

<sup>11</sup> DECC, Electricity Market Reform. <[www.decc.gov.uk/en/content/cms/legislation/white\\_papers/emr\\_wp\\_2011/emr\\_wp\\_2011.aspx](http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/legislation/white_papers/emr_wp_2011/emr_wp_2011.aspx)>.

ETF は定期的に基金への応募を募っており、通常、事業費用の 25%から 50%の補助金を提供する。2011 年から 2012 年にかけ、同基金へ約 2 千万ポンドの出資が予定されている。<sup>12</sup>

2011 年に政府により設立された独立団体であるカーポントラスト(The Carbon Trust) の子会社も、事業費用の 50%を上限とし、概ね約 25 万ポンドから 400 万ポンドの補助金を事業や企業に投資している。<sup>13</sup>投資先は、投資利益率を考慮して選択される。

2010 年 4 月、英国政府は低炭素事業に資金調達の支援を提供するグリーン投資銀行 (Green Investment Bank) の設立を提議した。政府は 2011 年の予算案にて、グリーン投資銀行の元入資本は 30 億ポンドであり、2012-2013 年度から運営が開始される旨を発表した。同行は、早くとも 2015-2016 年度までは債券の発行などを通じての資金調達ができず、政府予算に依存することとなる。環境関連のあらゆる事業が出資の対象となる予定だが、出資先や額に関する詳細は 2012 年までは最終決定されない見通しである。<sup>14</sup>

新たな低炭素技術の開発と導入に対しては、エネルギー技術協会 (Energy Technologies Institute) と呼ばれる政府及び民間企業 6 社 (BP, Caterpillar, EDF Energy, E.On, Rolls-Royce 及び Shell) による官民共同のイニシアティブが、資金提供を行っている。初期段階での支援対象は、主に洋上風力、海洋エネルギー、二酸化炭素の回収・貯蔵、そして電気自動車である。<sup>15</sup>

また、企業は研究・開発費に対し、事業の規模に応じて税額控除、還付金などの税金に関する優遇措置を受ける事ができる。<sup>16</sup>

<sup>12</sup> ETF の詳細は以下のウェブサイトを参照 :

<[www.decc.gov.uk/en/content/cms/what\\_we\\_do/lc\\_uk/lc\\_business/lc\\_economy/env\\_trans\\_fund/env\\_trans\\_fund.aspx](http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/what_we_do/lc_uk/lc_business/lc_economy/env_trans_fund/env_trans_fund.aspx)>.

<sup>13</sup> Carbon Trust, Venture Capital. <[www.carbontrust.co.uk/emerging-technologies/venture-capital/pages/venture-capital.aspx](http://www.carbontrust.co.uk/emerging-technologies/venture-capital/pages/venture-capital.aspx)>.

<sup>14</sup> BIS, Green Investment Bank. <[www.bis.gov.uk/greeninvestmentbank](http://www.bis.gov.uk/greeninvestmentbank)>.

<sup>15</sup> Energy Technologies Institute website, <[www.energytechnologies.co.uk](http://www.energytechnologies.co.uk)>.

<sup>16</sup> 詳細は HMRC, Research and Development Tax Credits, <[www.hmrc.gov.uk/randd/](http://www.hmrc.gov.uk/randd/)>. を参照

## 31. アメリカ合衆国

### 31.1 政府の目標

アメリカ合衆国は、京都議定書を批准しておらず、温室効果ガス排出量の削減目標も掲げていない。2009年の排出量は、1990年の実績値を7.3%上回った。<sup>1</sup>コペンハーゲン合意に基づく、排出量を2020年までに2005年実績値を基準として17%削減するという目標は、2011年9月の時点で上院議会にて可決されていない。排出量削減目標設定のための法案は、以前にも下院を通過した後、上院にて否決された。<sup>2</sup>連邦政府は2010年1月、全政府機関に対し、2005年を基準として排出量を2020年までに28%削減し、総電力消費量の5%を再生可能エネルギーからまかなうことを命じた。

州政府が独自の排出量削減目標を設定している場合もある。2009年1月1日、地域温室効果ガスイニシアティブ (Regional Greenhouse Gas Initiative) と呼ばれるキャップアンドトレード制度が北東部の10州で開始され、2005年を基準に2018年までに排出量10%削減を目指している。一方、西部地方6州とカナダの4州は、西部気候イニシアティブ (Western Climate Initiative) 呼ばれるキャップアンドトレード制度を2012年より導入する予定である。同制度は、2020年までに2005年を基準として排出量の15%削減を目指とする。合衆国全体では、合計21州が2010年末までに排出量削減目標値を設定した。<sup>3</sup>

再生可能エネルギーに関して、全国的な目標はない。オバマ政権は2011年、低炭素資源（再生可能資源、原子力、クリーン・コール等）による電力生産を2035年までに80%増加させるという目標を提案し、新しい環境政策の方向性を示した。さらに政府は、公益事業に一定額のクリーンエネルギーへの投資を課す、クリーンエネルギー使用基準 (Clean Energy Standard) の設定を提案している。<sup>4</sup>しかし、この提案がいつ法制度化されるのか、またそれが可能であるかは明らかではない。2010年末時点で、30州及びコロンビア特別区において、再生可能エネルギーの利用割合の基準 (Renewable Portfolio Standard, RPS) と呼ばれる、一定割合の再生可能エネルギーの導入に関する目標が可決された。そして、7つの州が任意の自主的な目標を掲げている。

表 31.1：アメリカ合衆国のエネルギー政策

温室効果ガス排出	連邦政府は2020年までに2005年を基準に17%の排出量削減を目指す。 多くの州は独自の目標をもつ。
再生可能エネルギー	目標なし。
再生可能電力	連邦政府による目標はない。 30州とコロンビア特別区が、再生可能電力義務化の目標を設定している。

出典：Environmental Protection Agency, US Climate Action Report 2010, June 2010.

<unfccc.int/resource/docs/natc/usa\_nc5.pdf>

州別の排出量削減の目標はPew Climateを参照<www.pewclimate.org/what\_s\_being\_done/targets>.

<sup>1</sup> EPA, 2011 Greenhouse Gas Inventory Report. <www.epa.gov>.

<sup>2</sup> Communication of the US to the UNFCCC, 28 January 2010.

<unfccc.int/files/meetings/cop\_15/copenhagen\_accord/application/pdf/unitedstateschaccord\_app.1.pdf>.

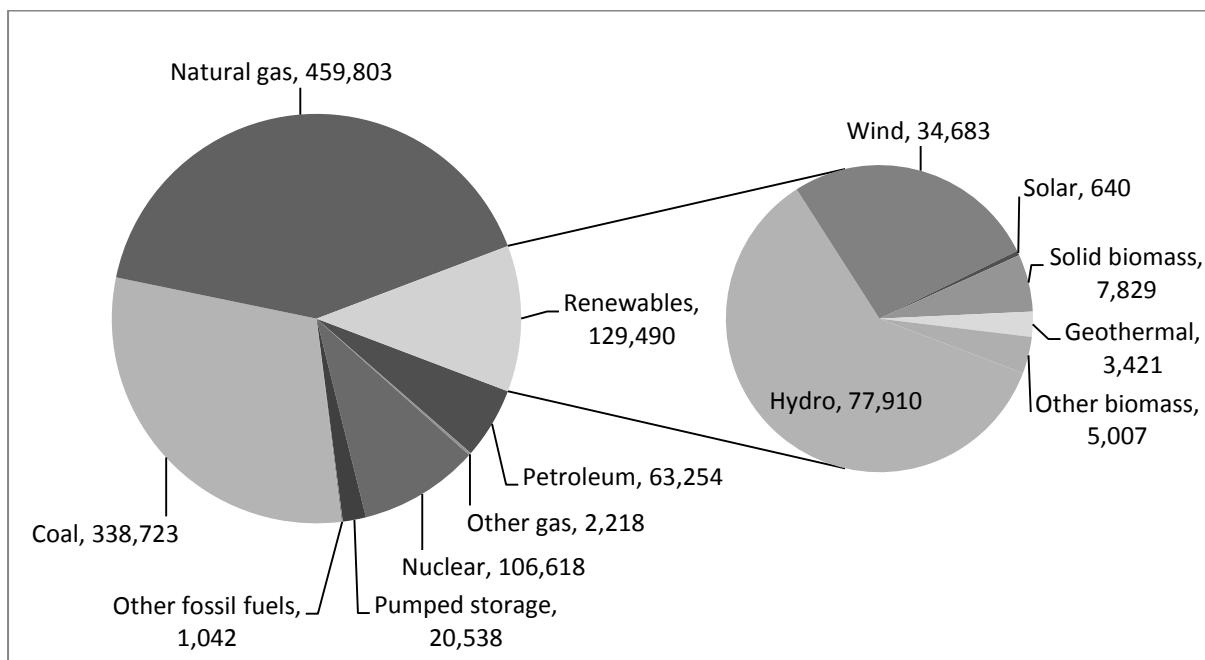
<sup>3</sup> 各州及び連邦政府の削減目標についてはPew Climate aを参照<www.pewclimate.org/what\_s\_being\_done/targets>.

<sup>4</sup> Executive Office, Blueprint for a Secure Energy Future, 31 March 2011.

<www.whitehouse.gov/sites/default/files/blueprint\_secure\_energy\_future.pdf>.

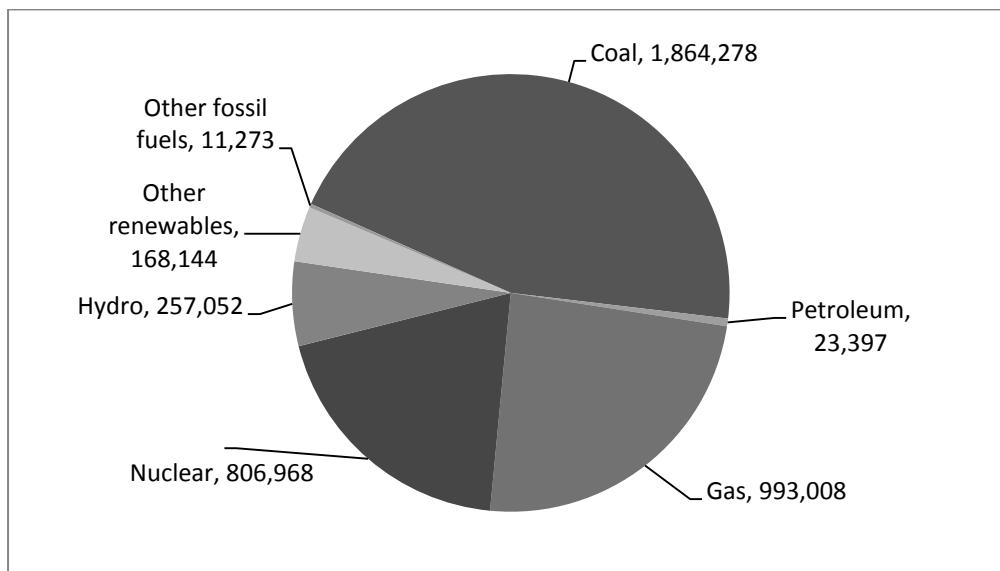
### 31.2 発電電力量の構成

図 31.1：アメリカ合衆国の 2009 年における発電設備総容量(MW):合計 1,121,686 MW



出典：EIA, Annual Electric Generator Report 2009, November 2010. <[www.eia.gov/electricity/data.cfm](http://www.eia.gov/electricity/data.cfm)>.

図 31.2：アメリカ合衆国の 2010 年における発電電力量の構成(GWh): 合計 4,124,120 GWh



出典：EIA, Power Plant Report, May 2011. <[www.eia.gov/electricity/data.cfm](http://www.eia.gov/electricity/data.cfm)>.

### 31.3 インセンティブ

インセンティブ制度は、主に州政府が主体となり導入している。現在、連邦政府と州政府はエネルギー政策の制度化に関して連携しておらず、結果として各州が運用する多様なインセンティブが混在している。

#### 31.3.1 連邦政府によるインセンティブ

##### 31.3.1.1 発電に対するインセンティブ

連邦政府の発電に対する主要なインセンティブは、生産税控除 (Production Tax Credit, PTC) である。PTC は、再生可能電力の発電に対し発行される譲渡可能な税額控除権である。通常、発電設備の所有者が納税義務を軽減するために利用するが、他の納税者に売却する事も可能である。PTC は 1992 年に法制度化されて以来、その後数回に渡り失効と再施行を繰り返している。現行の PTC は 2008 年 11 月に施行され、2009 年 1 月に見直されている（表 31.2 参照）。再生可能電力発電所は、操業開始から 10 年間 PTC を受け取ることができる。

表 31.2 : アメリカ合衆国の再生可能電力の発電設備に対する PTC

発電技術	イン・サービス期限 <sup>a</sup>	PTC 價格	
		(USD/MWh)	(EUR/MWh) <sup>b</sup>
風力発電	2012 年 12 月 31 日	22	16.57
閉回路バイオマス	2013 年 12 月 31 日	22	16.57
開回路バイオマス	2013 年 12 月 31 日	11	8.28
地熱発電	2013 年 12 月 31 日	22	16.57
埋立ガス	2013 年 12 月 31 日	11	8.28
都市ゴミ（固形）	2013 年 12 月 31 日	11	8.28
水力発電	2013 年 12 月 31 日	11	8.28
海洋エネルギー（波力/潮力、150kW 以上）	2013 年 12 月 31 日	11	8.28

注:<sup>a</sup> イン・サービス期限（英訳は in-service deadline）とは、再生可能電力の発電設備が、PTC の対象とされるために必要とされる商業用運営開始の最終期限である。<sup>b</sup> 2010 年の平均為替レート EUR 1 = USD 1.3278 を使用。

出典: IRS, Renewable Electricity, Refined Coal, and Indian Coal Production Credit, 2009. <[www.irs.gov/pub/irs-pdf/f8835.pdf](http://www.irs.gov/pub/irs-pdf/f8835.pdf)>.

再生可能電力事業者は、卸売市場価格での電力の販売で得た利益に加え、PTC を受け取ることができる。アメリカ合衆国には複数の電力取引所が存在するため、電力の卸売価格は地域によって大きく異なる。

カリフォルニア州の 2010 年の電力のオフピーク時のスポット価格、29.52 米ドル/MWh (22.23 ユーロ/MWh)<sup>5</sup> を参考価格とすると、風力、地熱、エネルギー作物を利用したバイオマス発電事業者は同年、平均で 51.52 米ドル/MWh (38.80 ユーロ/MWh) の発電報酬金を受け取ったと計算される。他の再生可能発電事業者が受け取ったであろう報酬金は 40.52 ドル/MWh(30.52 ユーロ/MWh) である。

新規参入事業者は、PTC の代わりに、財務省から出資されるビジネスエネルギー投資税額控除 (Business Energy Investment Tax Credit, ITC) や補助金に申し込むことができる（以下参照）。

<sup>5</sup> FERC, Regional Spot Prices: 2008-2010, January 2011. <[www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/overview/elec-ovr-3yr-regional-elec-pr.pdf](http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/overview/elec-ovr-3yr-regional-elec-pr.pdf)>.

### 31.3.1.2 投資に対するインセンティブ

#### 投資税額控除 (ITC)

新規の発電事業者は、PTC の代わりにビジネスエネルギー投資税額控除 (ITC) を利用することもできるが、利用を申請する事業者が納税者であることが条件となる。同税額控除は 2016 年まで有効で、以下の費用を控除対象とする。

- 太陽光発電事業の設備購入及び導入費用の 30%（上限金額無し）
- 燃料電池に対し、容量 0.5kW 毎に 1500 ドルを上限とする設備購入及び導入費用の 30%
- 小規模風力タービン ( $\leq 100\text{kW}$ ) の設備購入及び導入費用の 30%（2013 年まで）（上限金額無し）
- 地熱発電の設備購入及び導入費用の 10%（上限金額無し）
- コジェネレーション ( $\leq 50\text{MW}$ ) 設備の購入及び導入費用の 10%<sup>6</sup>（上限金額無し）

#### 連邦政府による奨励金プログラム

ITC および PTC 制度の利用資格を有する事業の開発者は、それらに代わり補助金を受け取ることもできる。対象となるのは、2011 年 12 月 31 日までに工事が開始された施設に限る。以下が補助金に関する制限である。

- 太陽エネルギー発電事業の設備購入及び導入費用の 30%（上限金額無し）
- 燃料電池に対し、容量 0.5kW 毎に 1500 米ドルを上限とする設備購入及び導入費用の 30%
- 小規模風力タービン ( $\leq 100\text{kW}$ ) に対し、200 米ドル/kW を上限とする設備購入及び導入費用の 30%
- コジェネレーション ( $\leq 50\text{MW}$ ) の出資全額の 10%（上限金額無し）
- その他の技術に対し、出資全額の 10%<sup>7</sup>（上限金額無し）

#### クリーン再生可能エネルギー債券 (Clean Energy Renewable Bonds, CERB)

公営事業者が再生可能エネルギー事業資金を調達する際、クリーン再生可能エネルギー債券 (Clean Energy Renewable Bond, CERB) を利用することができる。借入者（公営事業者）は、債権に対する利子を免除され、債権者は本来支払われる利子の代わりに連邦政府から税額控除を受ける。尚、CERB を利用する発電事業者は、PTC と ITC を利用することはできない。2011 年 6 月の時点で、10 年間の債権に対する利子率（税額控除の価値に相当する）は年 4.39% である。CERB は、内国歳入庁 (Internal Revenue Service, IRS) により管理されている。<sup>8</sup>

#### 米国ための地方エネルギープログラム (Rural Energy for America Program, REAP)

米国ための地方エネルギープログラム (Rural Energy for America Program, REAP) は、農業生産者および農村部の小企業による、省エネルギー及び再生可能エネルギー事業を対象に、補助金もしくは融資保証を提供する支援制度である。補助金は、事業費の 25% または 50 万米ドルを上限とし、融資保

<sup>6</sup> IRS, Energy Provisions in ARRA, 2009. <[www.irs.gov/newsroom/article/0,,id=206871,00.html](http://www.irs.gov/newsroom/article/0,,id=206871,00.html)>; DSIRE, ITC. <[www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive\\_Code=US02F&re=1&ee=1](http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=US02F&re=1&ee=1)>.

<sup>7</sup> Treasury, Grant Aid 1603. <[www.treasury.gov/initiatives/recovery/Pages/1603.aspx](http://www.treasury.gov/initiatives/recovery/Pages/1603.aspx)>.

<sup>8</sup> US Treasury, Clean Renewable Energy Bond Rates. <[www.treasurydirect.gov/GA-SL/SLGS/selectCREBDate.htm](http://www.treasurydirect.gov/GA-SL/SLGS/selectCREBDate.htm)>.

証は事業費用の 75%を上限として利用が可能である。同制度はアメリカ合衆国農務省（US Department of Agriculture- USDA）により管理され、資金は 2012 年まで提供される。<sup>9</sup>

### アメリカ合衆国エネルギー省による融資保証

アメリカ合衆国エネルギー省（US Department of Energy, DoE）は、低炭素エネルギー事業を対象とする融資保証を提供している。2011 年 6 月の時点で、保証された融資額は約 307 億米ドルに上った。<sup>10</sup>

#### 31.3.2 州政府によるインセンティブ

合衆国のほぼ全州が、再生可能エネルギー源の開発を支援する事業や政策を実施している。憲法上、州政府は、電力の規制や税制を含む数々の重要な政策課題を手がける権限を有する。州ごとに大きく異なる財政状況や地理的条件を考慮し、再生可能エネルギーの開発を推進する取り組みは多岐に渡る。

2010 年 12 月の時点では、30 の州とコロンビア特別区において RPS 制度が導入されており、法的拘束力をもつ再生可能エネルギー導入目標値が設定されている。さらに 7 つの州が、任意の自主目標を設けている（表 31.3 参照）。

**表 31.3：州政府における法的及び任意の再生可能エネルギーの目標（2010 年 12 月）**

州	再生可能エネルギーの目標	目標年	備考	規定管理機関
<b>法律により規定された目標</b>				
Arizona	15%	2025	目標の 30%はマイクロ発電より達成する事。10MW 以下の水力発電を含む。州内で製造された技術を使用した事業には奨励金が支払われる。	Arizona Corporation Commission
California	33%	2020	30MW 以下の水力発電を含む。ごみ燃焼発電は含まれない。	California Energy Commission and California Public Utilities Commission
Colorado	20%	2020	大規模民間電力事業を対象とする。目標の 4%は太陽エネルギーにより達成する事。10MW 以下の水力発電を含む。	Colorado Public Utilities Commission
	10%	2020	自治体及び農村地帯の電力事業を対象とする。	
Connecticut	27%	2020	目標の 20%は風力、太陽、小水力、バイオマス、波力、潮力を含む高度の再生可能エネルギーより達成する。	Connecticut Department of Public Utility Control
DC	20%	2020	2020 年までに、全ての発電を太陽、風力、バイオマス、地熱、海洋、及び燃料電池を含む先進再生可能エネルギーよりまかなう。	DC Public Service Commission
Delaware	20%	2019	最終エネルギー消費量の 2%は太陽エネルギーにより提供すること。2017 年以前に操業を開始した洋上風力発電事業者には奨励金が支払われる。30 MW 以下の水力発電が含まれる。	Delaware Energy Office

<sup>9</sup> 詳細は<[www.rurdev.usda.gov/rbs/busp/9006grant.htm](http://www.rurdev.usda.gov/rbs/busp/9006grant.htm)>を参照。

<sup>10</sup> <[www.lgprogram.energy.gov](http://www.lgprogram.energy.gov)>.

Hawaii	40%	2030	風力、太陽、地熱（海底）、波力、バイオマスを対象とする。	Hawaii Strategic Industries Commission
Illinois	25%	2025	目標の75%は風力発電により達成する。水力発電は対象外とする。	Illinois Commerce Commission
Kansas	20%	2020	目標はピーク時の需要量を参考とする。10MW以下の水力発電のみを対象とする。	Kansas Corporation Commission
Maine	10%	2017	風力発電以外は100MW以下の設備より達成すること。	Maine Public Service Commission
Maryland	20%	2022	電力供給量の18%を高度な再生可能電力技術で達成し、そのうちの2%を太陽エネルギーで発電すること。2018年までは、30MW以下の水力とごみ燃焼発電が対象となる。	Maryland Public Service Commission
Massachusetts	15%	2020	先進再生可能エネルギーのみが対象となる（風力、太陽、海洋、地熱、小水力）。25MW以下の水力も含まれる。2020年以降毎年1%ずつ増率。	Massachusetts Division on Energy Resources
	5.0%	2020	代替エネルギーポートフォリオ（CHP、ごみ、記憶装置及び高効率な蒸気技術）により達成する。2020年以降は毎年0.25%ずつ増率予定。	
Michigan	10%	2015	再生可能エネルギー、クリーン・エネルギー（CHPとクリーン・コール）とエネルギー効率の向上を目指す。Detroit Edison and Consumer Energyが新たな600MWと500MWの再生可能電力発電施設を建設予定。	Michigan Public Service Commission
Minnesota	25%	2025	Xcel Energy電力事業以外の全供給者対象を対象とする。	Minnesota Department of Commerce
	30%	2030	Xcel Energy電力事業を対象とする。目標の25%は風力発電より達成する。	
Missouri	15%	2021	総発電量の0.3%を太陽エネルギー、残りは他の再生可能エネルギーから発電。15MW以下の水力発電も対象に含まれる。	Missouri Public Service Commission
Montana	15%	2015	公営の電力事業は最低75MWを地域の再生可能エネルギー事業から購入する事。15MW以下の水力発電も対象に含まれる。	Montana Public Service Commission
New Hampshire	23.8%	2025	2006年以降に操業を開始したバイオマス、バイオガス、風力発電により16%、2006年以前に操業を開始した太陽光発電により0.3%、2006年以前に操業を開始したバイオマスにより6.5%、2006年以前に操業を開始した水力発電により1%を達成する。	New Hampshire Office of Energy and Planning
New Jersey	22.5%	2021	先進再生可能電力で17.88%、太陽光で2.12%、水力で2.5%を達成する。30MW以下の水力発電は対象に含まれる。	New Jersey Board of Public Utilities
New Mexico	20%	2020	投資家運営の電力事業を対象とする。目標の最低20%は風力、20%は太陽、10%はその他の再生可能エネルギーそして3%はマイクロ発電より達成する。水力発電は含まれない。	New Mexico Public Regulation Commission
	10%	2020	協同組合運営の電力事業を対象とする。	
Nevada	25%	2025	消費量の6%は太陽エネルギーより発電する。最高25%までは、エネルギー効	Public Utilities Commission of Nevada

			率改善により達成する。30MW以下の水力発電は対象に含まれる。	
New York	30%	2015	目標の7%は分散電源を通して達成すること。	New York Public Service Commission
North Carolina	12.5%	2021	民営の電力事業を対象とする。目標の最高25%までは州外で発電される再生可能電力もしくはエネルギー効率の向上により達成する。	North Carolina Utilities Commission
	10%	2018	協同組合及び自治体運営の電力事業を対象とする。割り当ての30%を水力で、25%を州外で発電された再生可能電力にて達成する。	
Ohio	12.5%	2025	最低50%は州内で発電された再生可能電力で達成する。1998年以降に建設された水力発電事業は全て対象となる。	Public Utilities Commission of Ohio
Oregon	25%	2025	大規模事業対象。	Oregon Department of Energy and Oregon Public Utility Commission
	10%	2025	小規模事業対象。	
	5%	2025	州内の事業対象。	
Pennsylvania	18.5%	2020	目標の8%を最新の再生可能資源（風力、太陽光、嫌気性消化）で達成し、10%は他の再生可能資源とクリーン・コールで達成する。水力発電は全て対象となる。	Pennsylvania Public Utility Commission
Rhode Island	16%	2019	1997年以前に建設された設備が占める割合は最高2%とする。30MW以下の水力発電を対象に含む。	Rhode Island Public Utility Commission
Texas	5,880 MW	2015	風力を除く500MWの設備容量を導入。任意の目標として2025年までに1万MWの設備容量を導入する。	Public Utility Commission of Texas
Vermont	20%	2017	新たに建設された設備を優先する。水力は200MW以下を対象とする。	Vermont Public Services Board
Washington	15%	2020	2005年以降に建設された設備、及びマイクロ発電を優先する。	Washington Utilities and Transportation Commission
West Virginia	25%	2025	マイクロ発電を優先し、自流式水力発電のみ対象とする。	West Virginia Public Service Commission
Wisconsin	10%	2015	水力発電は60MW以下を対象とする。大規模な公営機関は2011年末より電力消費量の20%を再生可能電力とする。	Public Services Commission of Wisconsin
<b>任意の自主目標</b>				
Alaska	50%	2025	自主的な目標。	Alaska Energy Authority
Iowa	2,015 MW	2015	風力発電のみを対象とする。	Iowa Utilities Board
North Dakota	10%	2015	2007年以降に建設、もしくは出力増加のため改造を実施した設備のみを対象とする。	North Dakota Public Service Commission
Oklahoma	15%	2015	目標の25%をエネルギー効率の向上により達成する。	Oklahoma Corporation Commission, Public Utility Division
South Dakota	10%	2015	省エネルギー事業を含む。	South Dakota Public Service Commission
Utah	20%	2025	最終エネルギー消費量を対象とする。	Utah Public Service Commission
Virginia	15%	2025	風力及び太陽エネルギーを優先する。	Virginia Department of Mines, Minerals and Energy

出典 : Pew Center on Global Climate Change, Detailed Tables of State Policies, December 2010.

<[www.pewclimate.org/what\\_s\\_being\\_done/in\\_the\\_states/rps.cfm](http://www.pewclimate.org/what_s_being_done/in_the_states/rps.cfm)>. Cited with permission.

各州で定めた RPS 目標を達成するため、州政府はそれぞれ独自の発電及び投資に対する支援を組み合わせ導入している。そのため、合衆国の再生可能電力の発電に対する支援制度の全貌は複雑で、最新情報を詳細に渡り提供するのは難しい。再生可能及び省エネルギーに対する州のインセンティブのデータベース(Database of State Incentives for Renewables and Efficiency, DSIRE) が、合衆国または州政府による支援制度の概要を提供している。<sup>11</sup>

例として、12 の州政府が提供する代表的なインセンティブを以下に紹介する。

### カリフォルニア州 (California)

カリフォルニア州は、大規模公益事業とマイクロ発電事業に対し、再生可能電力生産を促す制度をいくつか導入している。

州の RPS 制度により、地域のエネルギー市場を独占する民間 3 大電力事業者 (Pacific Gas and Electricity、Southern California Edison、San Diego Gas and Electric) は、2020 年までに、3 者の合計発電量の合計の 33% を再生可能エネルギー源からまかなうことを求められている。RPS 制度は、民間企業でかつ市場を独占する事業者にのみ適用される。上記の 3 大事業者は、再生可能電力を購入時、再生可能エネルギークレジット (Renewable Energy Credits, REC) を付与され、受け取った REC を規定管理機関であるカリフォルニア州公益事業委員会 (The California Public Utility Commission, CPUC) に提示しなければならない。2011 年 1 月以降、3 大事業者に課せられた再生可能電力発電の割合の上限 25% を、市場で取引可能な再生可能エネルギークレジット (Tradable RECs, TREC) にて充当することが認められている。2013 年以降はこの 25% の上限は撤廃され、電力事業者は発電事業者から必要な限りの TREC を購入することができるようになる。TREC の価格には 2011 年 12 月まで 50 米ドル/MWh (37.66 ヨーロ/MWh) の上限が定められ、2012 年以降は市場取引を通じ決定される。<sup>12</sup> 大規模再生可能電力事業者は、電力と REC の売買価格を公益事業者と直接交渉する。決定した取引価格は CPUC による承認を要する。

3MW 以下の発電事業に対しては、2006 年から FIT 制度が適用されている。前述の 3 大電力事業者は、州全体で合計 750MW の発電設備容量が導入されるまで、再生可能電力を自ら設定した固定買取価格で購入しなければならない。同制度は 2007 年と 2009 年 10 月に更新された。現行の制度は 2010 年 1 月から試行され、3 大発電事業者は再生可能電力事業の種類に応じ 10 年、15 年あるいは 20 年間に渡り FIT 固定買取価格を受け取ることができる。

FIT 買取価格は、毎年設定される CPUC の参考市場価格表 (Market Price Referent Table, MPR) を基準に設定される (表 31.4 参照)。3 大電力事業者は、電力供給ピーク時の高値とオフピーク時の安値を買取価格に反映するため、MPR に時間帯別の調整を加える事を義務付けられている。買取価格は電力事業者によって異なり、CPUC による承認を受ける。例として、2011 年度に 3 大電力事業者と 10 年間の電力購入契約を結んだ場合の、再生可能電力事業者に適用される買取価格を表 31.5 に示す。契約期間と開始日により異なる MPR (表 31.4 参照) を、表 31.5 にて使用された MPR (88.43 米ドル/MWh) と置き換え、異なる契約条件に応じた FIT 買取価格が算出される。FIT 制度は、RPS 制度にて定められた目標を 3 大電力事業者が達成するための支援である。それ故、発電事業者が得た REC は 3 大電力事業者へと譲渡され、それ以外に個別に売却されることはない。同制度を利用し売電する発電事業者には、州政府が実施するその他の支援事業の利用は認められない。

<sup>11</sup> <[www.dsireusa.org](http://www.dsireusa.org)> 参照。

<sup>12</sup> CPUC, CPUC Approves the Use of TRECS, January 2011. <[docs.cpuc.ca.gov/PUBLISHED/NEWS\\_RELEASE/129475.htm](http://docs.cpuc.ca.gov/PUBLISHED/NEWS_RELEASE/129475.htm)>.

表 31.4 : 2010-2021 年のカリフォルニア州の再生可能電力購入契約の参考市場価 (MPR)

契約年	10 年契約		15 年契約		20 年契約		25 年契約	
	USD/MWh	EUR/MWh	USD/MWh	EUR/MWh	USD/MWh	EUR/MWh	USD/MWh	EUR/MWh
2010	84.88	63.46	90.66	68.11	96.74	72.68	100.20	75.27
2011	88.43	66.43	94.65	71.11	100.98	75.86	104.42	78.44
2012	92.08	69.17	98.52	74.01	105.07	78.93	108.52	81.52
2013	95.43	71.69	102.23	76.80	108.98	81.87	112.45	84.48
2014	98.72	74.16	105.93	79.58	112.86	84.79	116.36	87.41
2015	101.68	76.39	109.44	82.22	116.47	87.50	120.02	90.16
2016	104.88	78.79	113.13	84.99	120.2	90.30	123.78	92.99
2017	108.34	81.39	116.95	87.86	124.04	93.18	127.66	95.90
2018	112.04	84.17	120.9	90.83	128	96.16	131.65	98.90
2019	115.98	87.13	124.99	93.90	132.09	99.23	135.75	101.98
2020	120.18	90.28	129.22	97.08	136.3	102.39	139.94	105.13
2021	124.65	93.64	133.59	100.36	140.64	105.65	144.24	108.36

参照 : CPUC, Resolution E-4298, 17 December 2009. <docs.cpuc.ca.gov/PUBLISHED/FINAL\_RESOLUTION/111386.htm>.

表 31.5 : 2011 年に 10 年契約を結んだカリフォルニア州の再生可能電力事業者に対する買取価格

発電の日時			乗数	2011 年の 10 年間の MPR (USD/MWh)	2011 年の買取価格	
					USD/MWh	EUR/MWh
<b>Pacific Gas and Electricity (PCE)</b>						
6月 -9 月	ピーク時(週日、13 時から 20 時)	2.20490	88.43	194.98	146.84	
	中間ピーク時(週日 7 時から 12 時、8 時から 23 時、週末 7 時から 23 時)	1.12237		99.25	74.75	
	オフピーク時(その他)	0.68988		61.01	45.95	
10月 -2 月	ピーク時	1.05783		93.54	70.45	
	中間ピーク時	0.93477		82.66	62.25	
	オフピーク時	0.76384		67.55	50.87	
3月 -5 月	ピーク時	1.14588		101.33	76.31	
	中間ピーク時	0.84634		74.84	56.37	
	オフピーク時	0.64235		56.80	42.78	
<b>Southern California Edison (SCE)</b>						
6月 -9 月	ピーク時(週日 12 時から 18 時)	3.13	88.43	276.79	208.45	
	中間ピーク時(週日 8 時から 12 時、18 時から 23 時)	1.35		119.38	89.91	
	オフピーク時(その他)	0.75		66.32	49.95	
10月 -5 月	ピーク時(週日 12 時から 18 時)	1.00		88.43	66.60	
	中間ピーク時(週日 8 時から 12 時、18 時から 23 時)	0.83		73.40	55.28	
	オフピーク時(その他)	0.61		53.94	40.63	
<b>San Diego Gas and Electric (SDGE)</b>						
7月 -10 月	ピーク時(週日 11 時から 19 時)	1.6411	88.43	145.12	109.30	
	中間ピーク時(週日 6 時から 11 時、週日 7 時から 22 時)	1.0400		91.97	69.26	
	オフピーク時(その他)	0.8833		78.11	58.83	
11月 -6 月	ピーク時(週日 13 時から 22 時)	1.1916		105.37	79.36	
	中間ピーク時(週日 6 時から 13 時、週末 21 時から 22 時)	1.0790		95.42	71.86	
	オフピーク時(その他)	0.7928		70.11	52.80	

注 : 週末は祝日を含む。

出典 : CPUC, Resolution E-4298, 17 December 2009. <docs.cpuc.ca.gov/PUBLISHED/FINAL\_RESOLUTION/111386.htm>.

この他、カリフォルニア州には、太陽光発電奨励金 (The California Solar Initiative, CSI) と呼ばれる、以下の 2 つの補助金制度により構成される支援事業が存在する。

- 期待されるパフォーマンスに基づいた購入 (Expected Performance-base Buydown, EPBB) は、50kW 以下の設備導入に対し、発電容量 1W 毎に投資奨励金を提供。
- パフォーマンスに基づいた奨励金 (Performance-based Incentive, PBI) は、50kW 以上の設備に対し、5 年間の固定買取価格を提供。

これらの補助金は、前述の州内 3 大電力事業者により支払われる。補助金額は、各電力事業者が担当する地域における、各部門（家庭用または商用施設、政府機関、非営利団体を含む非家庭用）の太陽光発電設備容量の導入状況により異なる。

電力事業者は、家庭用と非家庭用の両部門において、それぞれ 350MW の発電設備容量の導入を目指している。EPBB および PBI の価格は、太陽光発電設備の総発電容量が増すにつれ減額される。<sup>13</sup> 太陽光発電の設備容量毎に該当する補助金価格を表 31.7（単位米ドル）と 31.8（単位ユーロ）に記載する。2011 年 6 月時点における、3 大電力事業者の目標に対する達成状況は以下の通りである。

- Pacific Gas and Electricity は家庭用、非家庭用ともに 250MW 以上の設備容量を導入済みである。
- Southern California Edison は家庭用に 190MW 以上、非家庭用には 250MW 以上の設備容量を導入済みである。
- San Diego Gas and Electricity は家庭用、非家庭用ともに 250MW 以上の設備容量を導入済みである。<sup>14</sup>

従って、Southern California Edison と契約するある家庭が、50kW 容量の太陽光発電設備導入に対し補助金を申請した場合、投資補助金は 55,000 米ドル (45,650 ユーロ)、または発電に対する奨励金 150 米ドル/MWh が付与される。発電に対する奨励金の代わりに、送配電網への電力供給に対し消費者消費タリフを受け取ることもできる。この制度はネットメータリング (net metering) と呼ばれ、50kW 以下の発電施設にも適用される。

表 31.6 : カリフォルニア州における太陽光発電に対するインセンティブ (USD)

各地域における太陽光発電の総設備容量 (MW)	予測実績ベースのインセンティブ(EPBB) (USD/W)			実績ベースのインセンティブ(PBI) (USD/MWh)		
	家庭用	非家庭用	非営利	家庭用	非家庭用	非営利
130	1.90	1.90	2.65	260	260	370
160	1.55	1.55	2.30	220	220	320
190	1.10	1.10	1.85	150	150	260
215	0.65	0.65	1.40	90	90	190
250	0.35	0.35	1.10	50	50	150
285	0.25	0.25	0.90	30	30	120
350	0.20	0.20	0.70	30	30	100

<sup>13</sup> CPUC, California Solar Initiative. <www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Solar/aboutsolar.htm>.

<sup>14</sup> California Solar Initiative website. <www.csi-trigger.com/>.

出典 : California Solar Initiative website. <[www.csi-trigger.com/](http://www.csi-trigger.com/)>.

**表 31.7 : カリフォルニア州における太陽光発電に対するインセンティブ (EUR)**

各地域における太陽光発電の総設備容量 (MW)	予測実績ベースのインセンティブ(EPBB) (USD/W)			実績ベースのインセンティブ(PBI) (USD/MWh)		
	家庭用	非家庭用	非営利	家庭用	非家庭用	非営利
130	1.425	1.425	1.9875	195	195	278
160	1.1625	1.1625	1.725	165	165	240
190	0.825	0.825	1.3875	113	113	195
215	0.4875	0.4875	1.05	68	68	143
250	0.2625	0.2625	0.825	38	38	113
285	0.1875	0.1875	0.675	23	23	90
350	0.15	0.15	0.525	23	23	75

上記に加え、州政府は、5MW 以下の風力、バイオガス、燃料電池及びエネルギー貯蓄事業を対象とした自家発電インセンティブ (Self Generation Incentive Program, SGIP) という事業を実施している。これは、前述の 3 大電力事業者に The Southern California Gas Company を加えた 4 社の顧客のみを対象とし、容量 5MW 以下の事業への投資に補助金を提供するものである。設備容量が大きいほど補助金額は減額される。<sup>15</sup>2010-2011 年の SDIP の運営資金は 8,300 万米ドルである。<sup>16</sup>

### ケンタッキー及びテネシー州 (Kentucky and Tennessee)

テネシー州を拠点とする政府開発機関兼電力事業者である Tennessee Valley Authority (TVA) は、2010 年 10 月に、Renewable Standard Offer という再生可能電力に対する新しいインセンティブ制度を導入した。同制度は、200kW から 20MW の設備を有する風力、太陽光、バイオマス（混燃を含む）、バイオマスガス化、バイオガスの発電施設により発電された全ての再生可能電力を、TVA が 10 年から 15 年に渡り、固定買取価格で買い取るというものである。発電事業者が受け取る固定買取価格は、発電の時間帯により異なるが、発電技術を問わず一律である（表 31.8 参照）。同制度は、合計 100MW の発電容量が導入されるまで継続される。

20MW 以上の再生可能電力開発事業に対しては、TVA が公開入札を取り仕切る。200kW 以下のプロジェクトにはグリーン・パワー転換発電パートナー・プログラム (Green Power Switch Generation Partners) が適用される。これは、配電事業者が 10 年間に渡り、送配電網に供給される全ての再生可能電力を、電力料金に一定奨励金を加算した価格で買取るという制度である。太陽光発電に対する奨励金は、120 米ドル/MWh (90 ユーロ/MWh) で、その他の再生可能エネルギー源に基づく電力に対する奨励金は 30 米ドル/MWh (23 ユーロ/MWh) である。支払いは、発電設備を所有する家庭や事業体に送付される毎月の消費電力請求料金から買取金を差し引く形で決済される。再生可能エネルギークレジットの権利は全て、配電事業者が所有し、売買取引することはできない。尚、同制度に新たに加入する発電事業者は、設備導入費用に充当するため 1,000 米ドルの補助金を受け取ることができる。

<sup>17</sup>

<sup>15</sup> CPUC, SCGIP Handbook, May 2010. <[www.cpuc.ca.gov/NR/rdonlyres/F47DC448-2AEB-473F-98D8-CC0CC463194D/0/2010\\_SGIP\\_Handbookr4100506.pdf](http://www.cpuc.ca.gov/NR/rdonlyres/F47DC448-2AEB-473F-98D8-CC0CC463194D/0/2010_SGIP_Handbookr4100506.pdf)>.

<sup>16</sup> CPUC, Decision Adopting Self-Generation Incentive Program Budget for 2010 and 2011. <[docs.cpuc.ca.gov/PUBLISHED/FINAL\\_DECISION/111738.htm](http://docs.cpuc.ca.gov/PUBLISHED/FINAL_DECISION/111738.htm)>.

<sup>17</sup> TVA, Green Power Switch. <[www.tva.com/greenpowerswitch](http://www.tva.com/greenpowerswitch)>.

表 31.8 : ケンタッキーとテネシー州における再生可能電力生産に対するインセンティブ

	日時	USD/MWh	EUR/MWh
7月・8月	平日 12.00-20.00	159.66	120.24
	平日 06.00-12.00, 20.00-00.00	64.20	48.35
	週末 06.00-12.00	64.20	48.35
	その他	40.78	30.71
6月・9月	平日 12.00-20.00	81.39	61.30
	平日 06.00-12.00, 20.00-00.00	52.63	39.64
	週末 06.00-12.00	52.63	39.64
	その他	39.63	29.85
1月・2月	平日 06.00-22.00	59.37	44.71
	平日 22.00-00.00	48.68	36.66
	週末 06.00-12.00	48.68	36.66
	その他	42.78	32.22
12月・3月	平日 06.00-22.00	55.96	42.14
	平日 22.00-00.00	47.17	35.52
	週末 06.00-12.00	47.17	35.52
	その他	41.51	31.26
4月・5月 10月・11月	平日 06.00-22.00	56.16	42.30
	平日 22.00-00.00	44.31	33.37
	週末 06.00-12.00	44.31	33.37
	その他	37.93	28.57

出典 : TVA, Renewable Standard Offer. <[www.tva.com/renewablestandardoffer/index.htm](http://www.tva.com/renewablestandardoffer/index.htm)>.

### ネバダ州 (Nevada)

ネバダ州政府による RPS 制度により、電力事業者は、電力消費量の一定割合を再生可能エネルギー源から発電することを義務付けられている。同州は、2025 年までに、電力消費量の 25%を、6%の太陽光発電を含む再生可能電力からまかなうことを目指しており、この年次目標を果たすため、電力事業者は、再生可能電力事業に付与される Portfolio Energy Credits (PEC) を購入することを求められる。通常、再生可能エネルギー源による 1kWh の発電に対し（省エネルギーを含む）1 つの PEC が与えられる。ただし、太陽光発電については、1kWh の発電に対し PEC が 2.40 与えられる。

州内唯一の太陽光発電事業者である NV Energy は、小規模の発電設備には PEC と引換に設備容量 1W 毎の奨励金を提供しており、大規模な発電事業者とは、公開入札を通じ、発電ならびに PEC の買取を含む相対契約を結ぶ。<sup>18</sup>このため、PEC が市場で取引されることはない。

この他、州政府は、再生可能電力事業者に対し、売り上げ税の減税や最高 35%の不動産税の減税措置を施している。これらの減税率は発電事業の所在地により異なる。<sup>19</sup>

### ニュージャージー州 (New Jersey)

<sup>18</sup> 詳細は The Nevada State Office for Energy <[energy.state.nv.us](http://energy.state.nv.us)> 及び NV Energy のウェブサイト <[www.nvenergy.com](http://www.nvenergy.com)> を参照。

<sup>19</sup> <[renewableenergy.state.nj.us/TaxAbatement.htm](http://renewableenergy.state.nj.us/TaxAbatement.htm)>.

ニュージャージー州は 2001 年より再生可能エネルギー奨励事業 (Renewable Energy Incentive Program, REIP) の一環として、再生可能エネルギークレジット (Renewable Energy Credits, REC) と呼ばれるグリーン証書取引制度を実施している。同州は 2020 年までに電力生産量の 30% を再生可能エネルギー源からまかぬ事を目標としている。このうち、2.2% は太陽エネルギーから発電し、水力発電の占める割合は 2.5% (最高 30MW) を上限とする。

電力事業者は、エネルギー規制機関に対し一定量の REC を提示する事が義務付けられている。REC は、通常、電力事業者自身の発電により獲得されるか、他の再生可能電力事業者より購入してまかねられる。REC の取引市場は存在せず、政府は電力事業者と発電事業者との相対契約を推奨している。太陽エネルギーによる発電量を満たすためには、競売により取引される再生可能太陽エネルギークレジット (Solar Renewable Energy Credits, SREC) と呼ばれる別の証書制度を利用することもできる。2010 年 7 月から 2011 年 4 月の間の SREC の平均価格は、608 米ドル/MWh (457 ヨーロ/MWh) であった。<sup>20</sup>

家庭用の小規模設備を対象とする風力、太陽及びバイオマス発電事業者は、投資費用の戻し減税を利用する事ができる。<sup>21</sup>

## ニューヨーク州

ニューヨーク州の公共サービス委員会 (Public Service Commission) は、電力総消費量のうち再生可能電力の占める割合を 2013 年までに 25%、2015 年までに 30% に上昇させる目標を掲げ、2004 年に RPS 制度を導入した。ニューヨーク州の電力事業者は、電力需要家に追加料金を課す事で 2013 年までに 7 億 1450 万米ドルの集金を要求された。その収入は、ニューヨーク州エネルギー研究開発機構 (New York State Energy Research and Development Authority, NYSERDA) を通じ、再生可能電力開発事業の推進に役立てられる。NYSERDA は、前述の再生可能電力に関する目標を達成すべく、新たな大規模再生可能電力発電設備を建設するため、競争入札事業を 6 回実施している。入札者は、電力の市場価格に加え、必要とされる奨励金の最低金額を提示する。落札されると、奨励金は通常 20 年間支払われる。<sup>22</sup>

2011 年 6 月に実施された 6 回目の入札、Sixth Main Tier において、RPS 制度にて定められる再生可能エネルギーの割合を満たすために発電事業者に提供される平均奨励金額は、22.01 米ドルであった。すなわち、発電事業者は、供給する電力に対し、電力の卸売価格に加えて 22.01 米ドル/MWh (16.58 ヨーロ/MWh) を受け取る。尚、奨励金額は対象となる発電設備、そして入札事業の結果によって異なる。6 回目の入札の平均奨励金額は、2010 年 5 月に実施された 5 回目の入札の平均額 (21.17 米ドル) 及び 2007 年 11 月に実施された 3 回目の入札の平均額 (14.92 米ドル) よりも高額であった。6 回目の入札では 17 つの発電事業 (風力発電事業 4 件、水力発電事業 3 件(内、2 つは既存する事業のリパワリングである)、バイオマス事業 3 件、埋立てガス事業 7 件、農業残渣による嫌気性消化事業 2 件) が落札され、これにより、新たに合計 315MW の再生可能電力の設備容量が生み出された。<sup>23</sup> 入札は今後、2013 年まで少なくとも 1 年に一度のペースで開催される予定である。<sup>24</sup>

<sup>20</sup> NJ Clean Energy. <[www.njcleanenergy.com/renewable-energy/programs/solar-renewable-energy-certificates-srec](http://www.njcleanenergy.com/renewable-energy/programs/solar-renewable-energy-certificates-srec)>.

<sup>21</sup> Renewable Energy Incentive Program Incentives <[www.njcleanenergy.com/re](http://www.njcleanenergy.com/re)>.

<sup>22</sup> NYSERDA, RPS Programme Review 2009, May 2009. <[www.nyserda.org/Energy\\_Information/NY\\_Renewable\\_Portfolio\\_Standard\\_Program\\_Evaluation\\_Report\\_\(2009\\_Review\)-FINAL.pdf](http://www.nyserda.org/Energy_Information/NY_Renewable_Portfolio_Standard_Program_Evaluation_Report_(2009_Review)-FINAL.pdf)>.

<sup>23</sup> NYSERDA, Main Tier Solicitations. Available at <[www.nyserda.org/rps/PastSolicitations.asp](http://www.nyserda.org/rps/PastSolicitations.asp)>.

<sup>24</sup> NYSERDA, Solicitation Schedule. Available at <[www.nyserda.org/rps/PastSolicitations.asp](http://www.nyserda.org/rps/PastSolicitations.asp)>.

RPS 制度により、供給される電力に関する証書等は全て NYSERDA に譲渡され、発電事業者は PTC 等の連邦政府の発電に対するインセンティブを利用する出来ない。また、Main Tier の他、Customer-sited Tier と呼ばれるマイクロ発電の開発を対象とする補助金制度も存在する。<sup>25</sup>

### オレゴン州 (Oregon)

オレゴン州は、2010 年に太陽光発電を対象とする FIT 制度を導入した。同制度は、25MW 以下の太陽光発電事業者に、15 年間 FIT 買取価格が支払われる。100kW 以下の太陽光発電設備には、規定の買取価格が適用される（表 31.9 参照）。この価格には、電力の消費者価格が含まれるため、自家発電事業者は表 31.9 に示される価格から自身の消費電力の価格を差し引いた額を受け取ることとなる。一方、100kW から 200kW までの発電設備に対する買取価格は、入札により決定される。2010 年後半に行われた入札では、100kW から 200kW 間の発電事業は 350 USD/MWh から 390 USD/MWh の間の価格で落札された。<sup>26</sup>

オレゴン州は、同州に拠点をもつ企業による再生可能エネルギー事業への投資に対し、ビジネスエネルギー税金控除 (Business Energy Tax Credit, BETC) を提供している。税金控除額は事業規模及び使用される技術により異なり、2011 年 6 月 30 日まで実施される予定である。<sup>27</sup>

**表 31.9 : 2010 年におけるオレゴン州の 100kW 以下の太陽光発電設備に対する FIT 買取価格**

郡	地域の電力事業者	設備容量 10 kW 未満		設備容量 10-100 kW	
		USD/MWh	EUR/MWh	USD/MWh	EUR/MWh
Benton, Clackamas, Clatsop, Columbia, Lane, Lincoln, Linn, Marion, Multnomah, Polk, Tillamook, Washington, and Yamhill	Pacific Power 及び PGE	650	488	550	413
Coos, Douglas, and Hood River	Pacific Power 及び PGE	600	451	550	413
Gilliam, Jackson, Josephine, Klamath, Morrow, Sherman, Umatilla, Wallowa, and Wasco	Pacific Power	600	451	550	413
Baker, Crook, Deschutes, Jefferson, Lake, Malheur, and Harney	Pacific Power 及び Idaho Power	550	413	550	413

出典 : Public Utility Commission of Oregon, Investigation into Pilot Programs to Demonstrate the use and effectiveness of Volumetric Incentive Rates for Solar Photovoltaic Energy Systems, 28 May 2010. <apps.puc.state.or.us/orders/2010ords/10-198.pdf>.

### テキサス州 (Texas)

テキサス州は、2008 年より Tradable Renewable Energy Credits (REC) と呼ばれるグリーン証書取引制度を実施している。1MWh の再生可能電力の発電につき、REC が 1 つ与えられる。テキサス州の再生可能電力の目標は発電容量にて表示され、発電量の目標は、発電容量に 8,760 時間をかけて計算する（表 31.10 参照）。このようにして算出した目標発電量が、テキサス州内の電力供給事業者に、州内での電力販売量の割合に応じて割り当てられる。REC の公開取引が確立されていないため、その市

<sup>25</sup> New York State Energy Research and Development Authority (NYSERDA), New York State Renewable Portfolio Standard, September 2008. <www.nyserda.org/rps/RPSPerformanceReportWEB.pdf>.

<sup>26</sup> PUC, Solar Photovoltaic Volumetric Incentive Rate Pilot Program: Report to the Legislative Assembly, January 2011. <www.puc.state.or.us/PUC/123010finalsolarreport.pdf>.

<sup>27</sup> For more information see Oregon Department of Energy, BETC. <www.oregon.gov/ENERGY/CONS/BUS/tax/BETC-Renewables.shtml>.

場価値は不明であるが、2009 年の REC の平均取引価格は、1 つ 2~5 米ドルと推測されている。<sup>28</sup>テキサス州での再生可能電力生産への投資を推進する上で、REC の価値は低すぎると考えられている。連邦政府の PTC 制度と、同州の有する豊富なエネルギー資源が、投資を促すより有力な原動力と考えられている。<sup>29</sup>

発電事業を手がける企業は、課税対象となる資本から発電設備の費用を、また収益から設備費用の 10%を差引くことができる。この他、州政府は、太陽光、風力、バイオマス発電設備にかかる不動産税を 100%免税とする措置を施している。<sup>30</sup>

**表 31.10 : テキサス州の 2015 年までの再生可能電力の目標**

年(1月1日時点)	設備容量の目標(MW)	発電量の目標(MWh) <sup>a</sup>
2007	2,280	19,972,800
2009	3,272	28,662,720
2011	4,264	37,352,640
2013	5,256	46,042,560
2015	5,880	51,508,800
2015 以降	5,880	51,508,800

注：<sup>a</sup>発電量の目標は発電容量の目標に 8,760 時間を掛けて計算。

出典 : Public Utility Commission of Texas, Goal for Renewable Energy, Section 25.173, 2 January 2009.

<[www.puc.state.tx.us/rules/subrules/electric/25.173/25.173.pdf](http://www.puc.state.tx.us/rules/subrules/electric/25.173/25.173.pdf)>.

### ワシントン州 (Washington State)

ワシントン州は、2020 年までに電力消費量の 15%を再生可能エネルギー源からまかぬ目標を設定している。2006 年、州政府は太陽光、風力及びバイオガスを利用した嫌気消化による再生可能電力の発電を対象とする支援制度を設けた。同制度は、ワシントン州の 3 大電力事業者(Avista、PacifiCorp、Puget Sound Energy) に、需要家（同制度に参加するには、主要な発電事業者ではなく、電力の一般的な消費者であることが条件となる）から再生可能電力を購入する FIT 制度を導入する事を義務付けている。電力事業者には、再生可能電力の購入費用を課税対象から控除すること、また購入した再生可能電力を再生可能エネルギー導入目標の達成に充当することが認められている。表 31.11 は 3 大電力事業者による再生可能電力の FIT 買取価格である。FIT 制度はワシントン州で製造された備品を使用する発電事業者に対し、より有利な価格を提供している。同制度は 2014 年まで継続される。<sup>31</sup>電力事業者は通常、FIT 制度により定められる再生可能電力の目標を達成するため、発電事業者と長期相対契約を結んでいる。<sup>32</sup>

**表 31.11 : ワシントン州の再生可能電力発電に対するインセンティブ**

発電技術	買取価格		
	USD/MWh	EUR/MWh	
太陽光	ワシントン州製の発電モジュール及びインバーターを利用して いる場合	540	406.69
	ワシントン州製の発電モジュールを利用して いる場合	360	271.13

<sup>28</sup> ERCOT. <[www.ercot.com](http://www.ercot.com)>.

<sup>29</sup> Center for Energy Economics, Lessons Learned from REC Trading in Texas, July 2009. <[www.beg.utexas.edu/energyecon/transmission\\_forum/CEE\\_Texas\\_RPS\\_Study.pdf](http://www.beg.utexas.edu/energyecon/transmission_forum/CEE_Texas_RPS_Study.pdf)>.

<sup>30</sup> State Energy Conservation Office Texas Tax Code Incentives for Renewable Energy. <[www.seco.cpa.state.tx.us/re\\_incentives-taxcode-statutes.htm](http://www.seco.cpa.state.tx.us/re_incentives-taxcode-statutes.htm)>.

<sup>31</sup> Washington State Legislature, Renewable Energy Cost Recovery, WAC-458-20-273. <[apps.leg.wa.gov/WAC/default.aspx?cite=458-20-273](http://apps.leg.wa.gov/WAC/default.aspx?cite=458-20-273)>.

<sup>32</sup> WUTC, Energy. <[wutc.wa.gov](http://wutc.wa.gov)>.

	ワシントン州製のインバーターを利用している場合	180	135.56
	ワシントン州製ではない設備をを利用している場合	150	112.97
風力	ワシントン州製のインバーターを利用している場合	180	135.56
	ワシントン州製のブレードを利用している場合	150	112.97
	ワシントン州製ではない設備を利用している場合	120	90.38
	嫌気消化を利用したバイオガス	150	112.97

出典 : Washington State Legislature, Renewable Energy Cost Recovery, WAC-458-20-273.  
 <[apps.leg.wa.gov/WAC/default.aspx?cite=458-20-273](http://apps.leg.wa.gov/WAC/default.aspx?cite=458-20-273)>.

### ウェストバージニア州 (West Virginia)

2009年6月、ウェストバージニア州は、2万件以上の需要家を抱える全ての電力供給事業者に対し、2025年までに電力小売販売量の25%を代替エネルギーまたは再生可能エネルギーからまかなうことを義務付ける法律を施行した。ウェストバージニア州が定義する代替エネルギーとは、クリーンコールテクノロジー、炭層メタン（コールベッドメタン）、天然ガス、石炭ガス化設備及び石炭液化設備より生産された燃料、合成ガス、石炭ガス化コンバインドサイクル技術、石炭ゴミ、廃タイヤ燃料、揚水発電事業である。全体のうち、再生可能エネルギーに起因する割合の目標は定められていない。電力供給事業者は、代替エネルギーもしくは再生可能エネルギーからまかなう割合を段階的に増やしていく事を求められており、その割合は2010年から2015年の間は10%、2015年から2019年には15%、そして2025年1月までに25%に増加する見通しである。

電力供給事業者は、代替エネルギークレジット(Alternative Energy Credit)を規制機関に提示する事で、上述の義務を果たすことが出来る。同クレジットは、以下の要領で獲得することができる。

- 代替エネルギーから発電された電力の供給に対し1クレジット（電力供給事業者の再生可能電力販売義務のうち、天然ガスに由来する電力は10%以内に定められている。）
- 再生可能エネルギーから発電された電力の供給に対し2クレジット
- ウェストバージニア州の廃炭鉱に設置された発電設備を使用し、再生可能エネルギーから発電された電力の供給に対し3クレジット

電力事業者は、省エネルギー事業を通じてクレジットを獲得する事もできる。<sup>33</sup>

風力発電事業者には、他の種類の発電事業者に適用される40%に対し大幅に低い12%の税率が適用される他、固定資産税も25%減税される。<sup>34</sup>

### ウィスコンシン州 (Wisconsin)

ウィスコンシン州の政府機関は、電力消費量の10%（92,400MWh）を再生可能エネルギー源から供給する事を求められている。同目標は、2011年末までに20%に増加される見込みである。この目標を達成するため、州政府は公開入札事業を開催し、再生可能電力の発電事業者と電力購入契約を結んでいる。州政府は電力購入時、公開入札で契約した電力購入価格に加え、平均10米ドル/MWhの“Adder”とも呼ばれる追加料金をえた金額を支払う。<sup>35</sup>また、州政府は小規模（20kW以下）の非商業用再生

<sup>33</sup> West Virginia Legislation, Alternative and Renewable Energy Portfolio Standard.

<[www.legis.state.wv.us/WVCODE/ChapterEntire.cfm?chap=24&art=2F](http://www.legis.state.wv.us/WVCODE/ChapterEntire.cfm?chap=24&art=2F)>.

<sup>34</sup> Business and Generating Electricity. <[www.legis.state.wv.us/WVCODE/ChapterEntire.cfm?chap=11&art=13&section=2O#13#13](http://www.legis.state.wv.us/WVCODE/ChapterEntire.cfm?chap=11&art=13&section=2O#13#13)>.

<sup>35</sup> Wisconsin Department of Administration, Press release. <[www.wisgov.state.wi.us/docview.asp?docid=14241](http://www.wisgov.state.wi.us/docview.asp?docid=14241)>.

可能電力の発電設備の導入およびバイオマスの開発に対し、投資費用の最高25%に相当する補助金を提供している。<sup>36</sup>

---

<sup>36</sup> Office of Energy Independence, Financial Incentives for the Production of Clean Energy.  
<energyindependence.wi.gov/docview.asp?docid=14070&locid=160>.

## 32. 中国

### 32.1 政府の目標

中国は京都議定書署名国であるが、附属書 I 国でないため、同議定書による温室効果ガス排出量の目標は設定されていない。中国政府は 2010 年 1 月、コペンハーゲン合意に基づき、排出量の GDP 原単位を 2020 年までに 2005 年レベルを基準として 40-45% 削減する事を目標として掲げた。さらに政府は、第 12 次五カ年計画において、一次エネルギー消費量に占める非化石エネルギーの割合を、2008 年の 9% から 2015 年までに 14%、最終的に 2020 年までに 15% に引き上げる事を目標としている。尚、再生可能エネルギーの利用割合の基準を定めた法律（Renewable Portfolio Standard: RPS 法）により、5GW 以上の発電容量を持つ発電事業者には、2020 年までに発電量の 8% を、水力を除く再生可能エネルギー源からまかぬ事が義務付けられている。

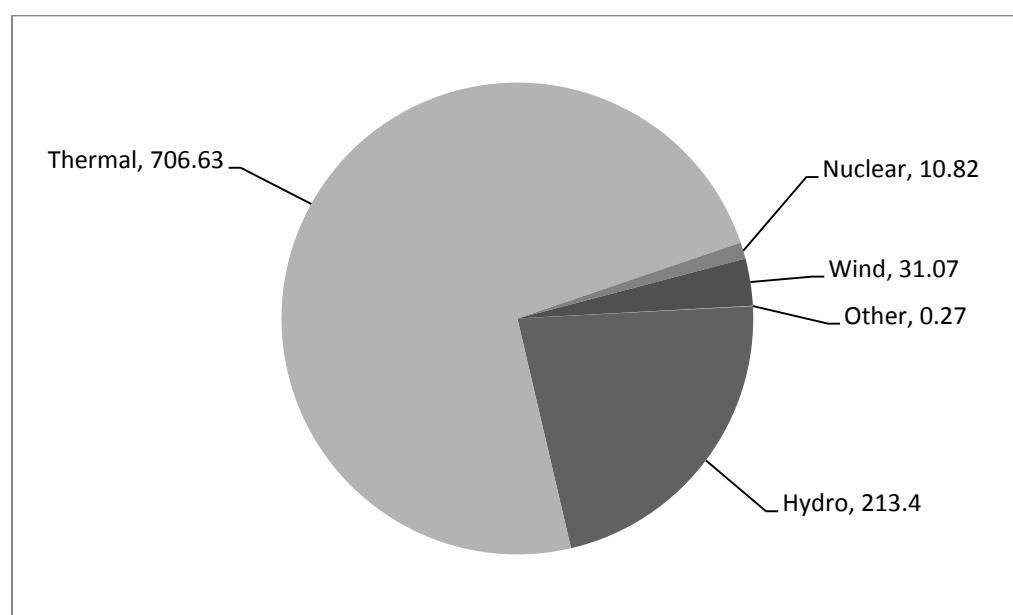
表 32.1：中国のエネルギー政策

温室効果ガス排出	コペンハーゲン合意に基づき、2020 年までに、2005 年レベルを基準に温室効果ガス排出量 GDP 原単位の 40-45% 削減を目標とする。 <sup>a</sup>
再生可能エネルギー	2020 年までに、エネルギー消費量の 15% を非化石エネルギーからまかぬ。 <sup>a</sup>
再生可能電力	5GW 以上の発電事業者は、2020 年までに、総発電設備容量の 8% を水力を除く再生可能エネルギー源からまかぬ。 <sup>b</sup>

出典：<sup>a</sup>China Amends Law to Boost Renewable Energy Law, 26 December 2009. <[english.gov.cn/2009-12/26/content\\_1497233.htm](http://english.gov.cn/2009-12/26/content_1497233.htm)>; <sup>b</sup>Medium and Long-Term Development Plan for Renewable Energy in China 2007. <[www.chinaenvironmentallaw.com/wp-content/uploads/2008/04/medium-and-long-term-development-plan-for-renewable-energy.pdf](http://www.chinaenvironmentallaw.com/wp-content/uploads/2008/04/medium-and-long-term-development-plan-for-renewable-energy.pdf)>.

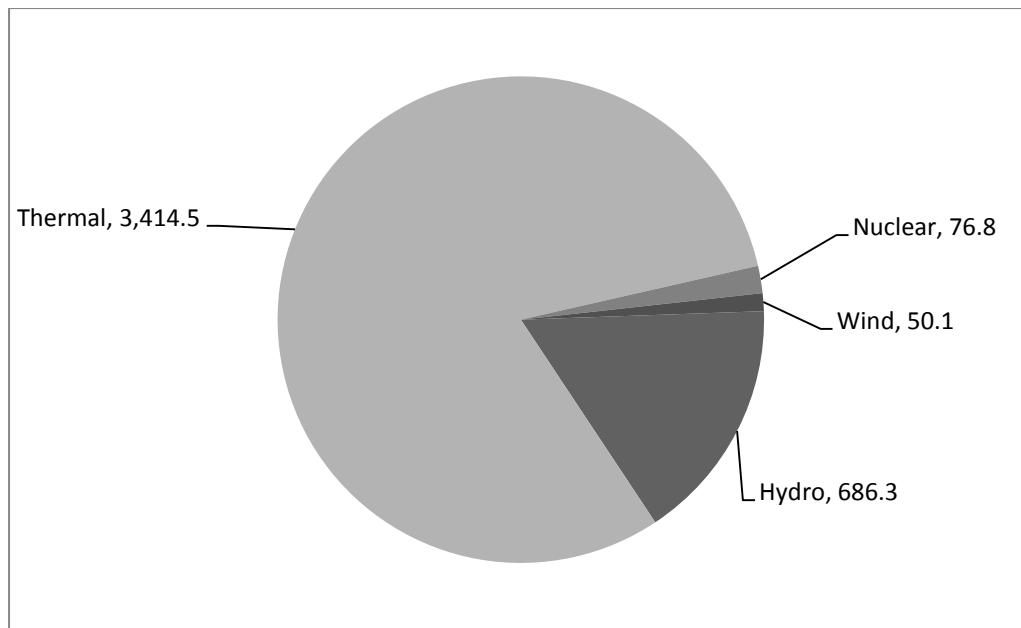
### 32.2 発電電力量の構成

図 32.1：中国の 2010 年末期における発電設備総容量（推測）（GW）：合計 962.19 GW



出典：State Electricity Regulatory Commission, 电力监管年度報告 (2010).  
<[www.serc.gov.cn/zwgk/jggg/201105/W02011050556026456619.pdf](http://www.serc.gov.cn/zwgk/jggg/201105/W02011050556026456619.pdf)>.

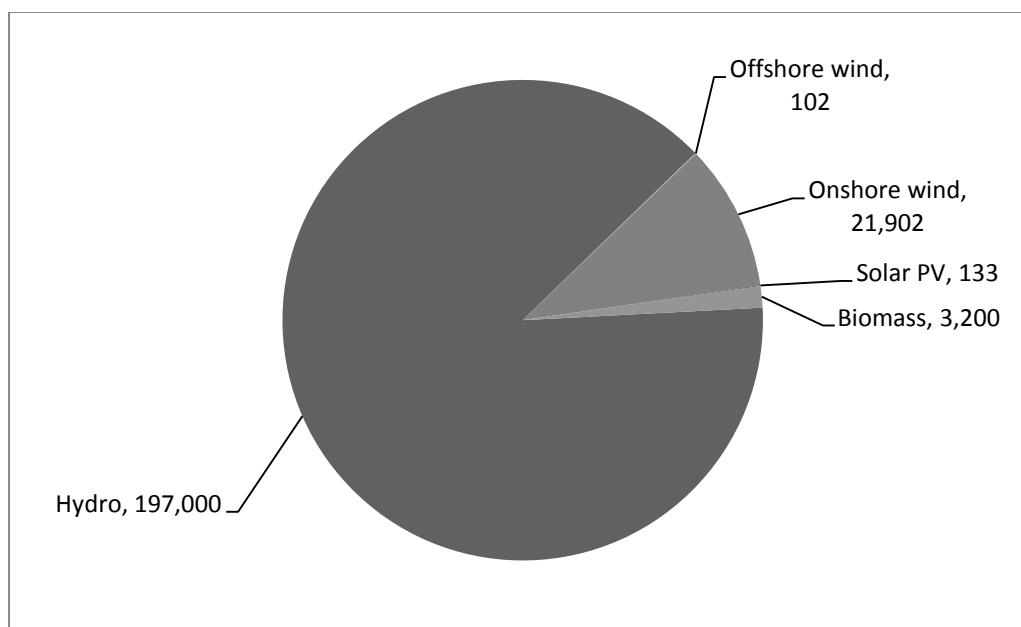
図 32.2：中国の 2010 年における総電力発電量の構成(TWh): 合計 4,227.7 TWh



出典 : State Electricity Regulatory Commission, 电力监管年度報告 (2010).

<[www.serc.gov.cn/zwgk/jggg/201105/W020110505560626456619.pdf](http://www.serc.gov.cn/zwgk/jggg/201105/W020110505560626456619.pdf)>.

図 32.3：中国の 2010 年 6 月における再生可能電力発電設備の総容量(MW): 合計 222.337MW



出典 : Ren21, Global Renewable Energy Status Report.

<[www.ren21.net/pdf/Background\\_Paper\\_Chinese\\_Renewables\\_Status\\_Report\\_2009.pdf](http://www.ren21.net/pdf/Background_Paper_Chinese_Renewables_Status_Report_2009.pdf)>; SERC, 风电、光伏发电情况监管报告. Available at <[www.serc.gov.cn/ywdd/201102/W020110211528940195724.pdf](http://www.serc.gov.cn/ywdd/201102/W020110211528940195724.pdf)>.

表 32.2 : 2001 年から 2009 年における中国の電力消費量増加率

年	消費量 (TWh)	成長率(%)
2001	1463.35	9.3
2002	1633.15	11.8
2003	1903.16	15.6
2004	2197.14	15.4
2005	2,494	13.5
2006	2,858.8	14.6
2007	3,271.18	14.4
2008	3,426.8	5.23
2009	3,658.7	6.44
2010	4,192.3	14.6

出典 : National Bureau of Statistics of China, China Statistical Yearbook 2008. <[www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2008/indexee.htm](http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2008/indexee.htm)>; State Electricity Regulatory Commission, 电力与经济形势分析小组 (Power and Economic Analysis), March 2010. <[www.serc.gov.cn/jgyj/ztbg/201004/t20100419\\_12935.htm](http://www.serc.gov.cn/jgyj/ztbg/201004/t20100419_12935.htm)>.

### 32.3 発電に対するインセンティブ

中国政府は、2006 年制定の再生可能エネルギー法に基づき、再生可能電力生産に対する支援を行っている。同法律は、2009 年 12 月に改正されるまでは、地域の送配電事業者に全ての再生可能電力を正当な価格で購入することを義務付けていたが、一般的な FIT 制度とは異なり、固定買取価格は設定されていなかった。代わりに、認可された発電事業者は、電力の購入価格を競う入札制度と似た形式で、国家発展改革委員会 (National Development and Reform Commission, NDRC) とその都度価格交渉を行っていた。合意価格は通常 20 年間保証された。

2009 年の再生可能エネルギー法改正により、中国政府は再生可能電力に対して固定買取価格を導入できることとなった。これに伴い、政府は風力発電に対して、20 年間保証される地域別の基準 FIT 価格を定めた。さらに 2011 年 6 月には、太陽光発電事業に対して国家基準 FIT 価格を設定した。風力および太陽光発電事業に対しては公開入札が行われるが、FIT 価格は入札により建設された発電所には適用されない。また、入札により決定される最終価格は基準 FIT 価格を上回ってはならない。<sup>1</sup>

バイオマスとバイオガス発電施設に対しては、15 年間有効な販売価格、750 中国元/MWh (83.60 ユーロ/MWh<sup>2</sup>) が政府により定められた。<sup>3</sup>

表 32.3 に、風力発電（地域によって価格は異なる）、太陽光発電、前述のバイオマスに基づく発電に対する FIT 買取価格基準の比較を示す。

<sup>1</sup> National Development and Reform Commission, 全国风力发电标杆上网电价表 (Benchmarks for National Wind Power Rates), 2009. <[www.sdpc.gov.cn/zfdj/jggg/dian/W020090727546284276176.pdf](http://www.sdpc.gov.cn/zfdj/jggg/dian/W020090727546284276176.pdf)>.

<sup>2</sup> 2010 年の平均為替レート EUR 1 = CNY 8.9712 を使用。

<sup>3</sup> CEIRA, 国家发展改革委完善农林生物质发电价格政策, July 2010. <[www.creia.net/?Infors/detail/t/0/id/489.html](http://www.creia.net/?Infors/detail/t/0/id/489.html)>.

表 32.3：発電技術別の再生可能電力に与えられる FIT 買取価格及び奨励金額の比較

項目		CNY/MWh	EUR/MWh
風力発電に対する FIT 買取価格基準 <sup>a</sup>	内モンゴル、新疆ウイグル自治区の一部	510	56.85
	河北省の一部、内モンゴルの 4 市、甘肃省の一部	540	60.19
	吉林省の 2 市、黒竜江省の 5 市、寧夏回族自治区、甘肃省の大部分、新疆ウイグル自治区の大部分	580	64.65
	洋上風力及びその他	610	68.00
太陽光発電事業に与えられる FIT 価格基準 <sup>b</sup>		1,150	128.19
バイオマスを使った発電事業に与えられる最低奨励金額 <sup>c</sup>		750	83.60

出典：<sup>a</sup>National Development and Reform Commission, 全国风力发电标杆上网电价表 (Benchmarks for National Wind Power Rates), 2009. <[www.sdpc.gov.cn/zfdj/jggg/dian/W020090727546284276176.pdf](http://www.sdpc.gov.cn/zfdj/jggg/dian/W020090727546284276176.pdf)>; <sup>b</sup>National Development Reform Commission, 国家发展改革委关于完善 太阳能光伏发电上网电价政策的通知(Improving PV National Price Policy), 24 July 2011. Available at <[www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/2011tz/t20110801\\_426501.htm](http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/2011tz/t20110801_426501.htm)>; <sup>c</sup>CREIA, 国家发展改革委完善农林生物质发电价格政策, July 2010. Available at <[www.creia.net/?Infors/detail/t/0/id/489.html](http://www.creia.net/?Infors/detail/t/0/id/489.html)>.

2006 年制定の再生可能エネルギー法に基づき、中国政府は発電容量を基準とする RPS 制度を導入した。同制度は 5GW 以上の発電容量をもつ事業者に対し、2010 年までに発電容量の最低 3% を水力以外の再生可能電力の発電容量とする事を義務付けており、2020 年に同比率は 8% に引き上げられる。尚、全ての送配電事業者に対し、2010 年度に送配電網が運ぶ電力の 1% は常に水力以外の再生可能電力にすることを義務付けており、2020 年に同比率は 3% に引き上げられる。<sup>4</sup>

## 32.4 投資に対するインセンティブ

### 32.4.1 太陽光発電に対する補助金

中国政府は、Solar Roofs Programme を通じ、50kW 以上の屋上設置型太陽光発電設備に対し、最高 6 中国元/W (2.20 ユーロ/W) の補助金を提供している。<sup>5</sup>

更に政府は、大規模な地上設置型太陽エネルギー発電設備を対象とする Golden Sun Programme を実施している。同事業は、300kW 以上の太陽光発電設備に対し、各省において合計 20MW が導入されるまで、投資費用の最大 50% に相当する補助金を提供する（送配電網に接続されていない設備に提供される補助金は 30% 減額される）。2009 年 11 月、中国政府は合計 642MW 相当の 294 件の事業に対し、補助金の支給が承認されたことを発表した。そのうち、232 件 (290MW) は産業・商業地域に設置され、電力は発電設備のある場所で消費されており、27 件 (46MW) は送配電網設備の無い地域へ電力を供給するため設置され、残りの 35 件 (360MW) は送配電網へ電力を供給している。全ての事業は 2013 年までに完成する予定である。<sup>6</sup>この他、政府は地方の電化事業に対しても補助金を提供している。

<sup>4</sup> Medium and Long-Term Development Plan for Renewable Energy in China 2007.

<[www.chinaenvironmentallaw.com/wp-content/uploads/2008/04/medium-and-long-term-development-plan-for-renewable-energy.pdf](http://www.chinaenvironmentallaw.com/wp-content/uploads/2008/04/medium-and-long-term-development-plan-for-renewable-energy.pdf)>; NRDC, 刘琦副局长在《可再生能源法》（修订）实施座谈会的讲话 (Liu Qi, deputy director on the "Renewable Energy Law" (revised): Speech at the Forum on the Implementation, 16 March 2010.

<[nyj.ndrc.gov.cn/hyzj/t20100427\\_343167.htm](http://nyj.ndrc.gov.cn/hyzj/t20100427_343167.htm)>.

<sup>5</sup> Ministry of Housing, On the Organisation of the Solar Buildings, January 2011.

<[www.mohurd.gov.cn/zcfg/jswj/jskj/201101/t20110130\\_202265.htm](http://www.mohurd.gov.cn/zcfg/jswj/jskj/201101/t20110130_202265.htm)>.

<sup>6</sup> Ministry of Finance, 加快实施“金太阳”示范工程 促进光伏发电产业发展 (Accelerating the Implementation of the Golden Sun Programme), 13 November 2010. <[www.mof.gov.cn/pub/mof/zengwuxinxi/caizhengxinwen/200911/t20091113\\_232469.html](http://www.mof.gov.cn/pub/mof/zengwuxinxi/caizhengxinwen/200911/t20091113_232469.html)>; Solar PV Sources. <[www.solarpvsources.cn/Chain/Chain60716970.html](http://www.solarpvsources.cn/Chain/Chain60716970.html)>.

中国では、世界で最も多くのクリーン開発メカニズム（CDM）事業が実施されており、2011年6月の時点でその数は全 CDM 事業の 44.95%（1424 件）に及ぶ。<sup>7</sup>

### 32.4.2 税優遇制度

風力発電による電力の購入に課税される付加価値税は、他のエネルギーから発電される電力にかかる税率の半分に設定されている。<sup>8</sup>さらに、再生可能電力事業を手がける企業は、法人税を 3 年間免除され、さらに 3 年間は 50% の減税措置を受けられる。<sup>9</sup>再生可能エネルギー技術の輸入に対し課される関税は、1-5% に減税されているが、該当技術が再生可能電力事業に必須だと実証できる場合には全額免除される。<sup>10</sup>尚、風力発電設備に不動産税を課税している地方政府はほとんどない。

<sup>7</sup> UNFCCC, CDM in Numbers. Available at <[cdm.unfccc.int/Statistics/index.html](http://cdm.unfccc.int/Statistics/index.html)>

<sup>8</sup> 尽快出台可再生能源税收优惠细则, New Policies on Renewable Energy Incentives, August 2009. <[www.nengyuan.net/200908/26-202290.html](http://www.nengyuan.net/200908/26-202290.html)>.

<sup>9</sup> Renewable Energy World, A New Revolution, October 2009. <[www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2009/10/a-new-revolution-china-hikes-wind-and-solar-power-targets](http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2009/10/a-new-revolution-china-hikes-wind-and-solar-power-targets)>.

<sup>10</sup> 财政部关于“我国风电事业亟待发展”提案的答复（摘要）Ministry of Finance on Renewable Energy, December 2007. <[unn.people.com.cn/GB/134673/141758/141760/8567045.html](http://unn.people.com.cn/GB/134673/141758/141760/8567045.html)>.

## 33. インド

### 33.1 政府の目標

インドは、コペンハーゲン合意に基づき、温室効果ガス排出量の GDP 原単位を、2020 年までに 2005 年実績値を基準として 25% 削減する事を目標としている。2011 年 2 月に発行されたインドの新・再生可能エネルギー戦略計画 2011-2017 年 (Strategic Plan for New and Renewable Energy for the Period 2011-17) において、政府は 2022 年までに、一次エネルギー消費量の 6% を再生可能エネルギーからまかなうという目標を設定した。同計画は、2011 年から 2017 年の間に、合計 21,700MW の送配電網に接続された発電施設の導入を目指し、年間目標を設定している。さらに 2017 年までには、送配電網から独立した合計 6,000MW (うち 2,000MW は太陽エネルギー発電) の発電施設建設の構想を掲げている。

表 33.1 : インドのエネルギー政策

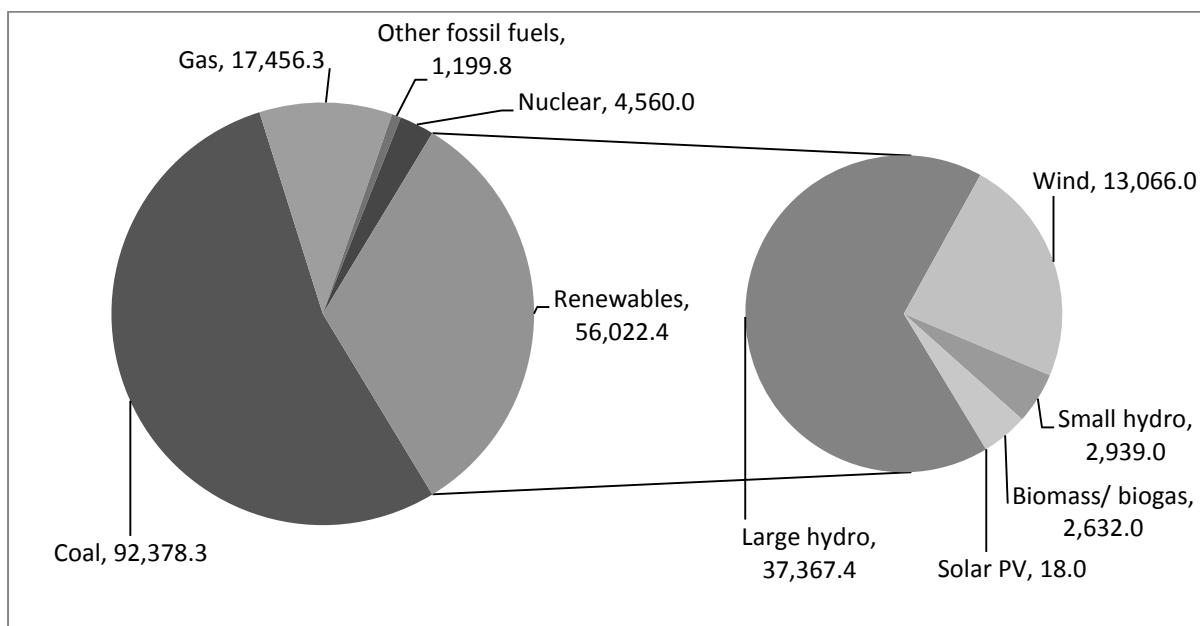
温室効果ガス排出量	コペンハーゲン合意に基づき、温室効果ガス排出量の GDP 原単位を、2020 年までに 2005 年実績値を基準とし 20% から 25% 削減する。
再生可能エネルギー	2022 年までに、一次エネルギー消費量の 6% を再生可能エネルギーからまかなう。
再生可能電力	2011 年から 2017 年にかけて、合計 21,700MW の送配電網に繋がれた再生可能電力発電施設を設立、稼動させる。

出典: Ministry of the Environment, Letter to the UNFCCC, January 2010.

<[unfccc.int/files/meetings/cop\\_15/copenhagen\\_accord/application/pdf/indiacphaccord\\_app2.pdf](http://unfccc.int/files/meetings/cop_15/copenhagen_accord/application/pdf/indiacphaccord_app2.pdf)>; MNRE, Strategic Plan for New and Renewable Energy Sector for the Period 2011-17. <[www.mnre.gov.in/policy/strategic-plan-mnre-2011-17.pdf](http://www.mnre.gov.in/policy/strategic-plan-mnre-2011-17.pdf)>.

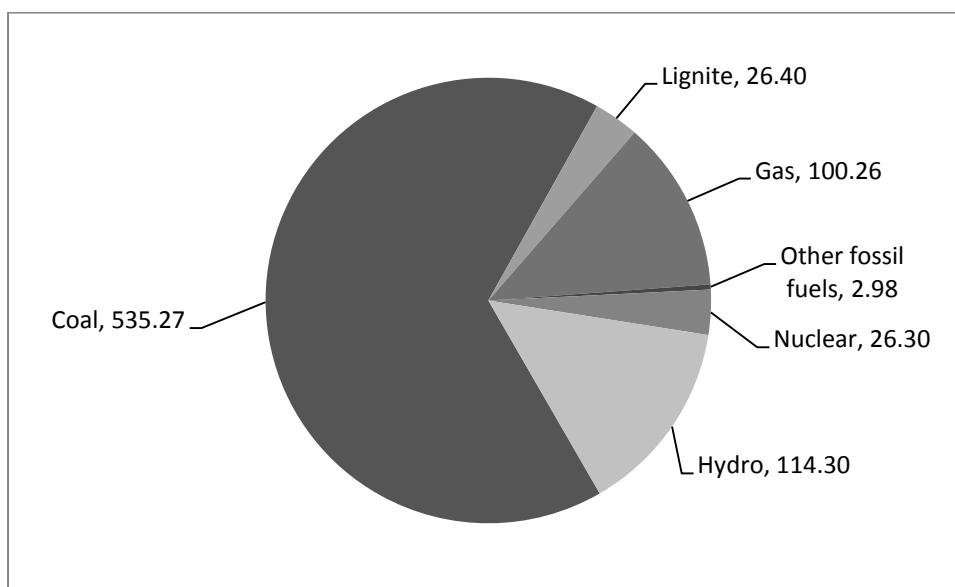
### 33.2 発電電力量の構成

図 33.1 : インドの 2010 年 12 月における発電設備総容量(MW): 合計 171,616.8MW



出典 : Central Electricity Authority, Installed Generating Capacity in India. <[www.cea.nic.in](http://www.cea.nic.in)>; MNRE, Strategic Plan for New and Renewable Energy Sector for the Period 2011-17. <[www.mnre.gov.in/policy/strategic-plan-mnre-2011-17.pdf](http://www.mnre.gov.in/policy/strategic-plan-mnre-2011-17.pdf)>.

図 33.2 : インドの 2008 年における発電電力量の構成(TWh): 合計 774.38 TWh



注: 25 MW 以上の発電容量をもつ発電事業者のみ含まれる

出典: Central Electricity Authority, Operation Performance of Generating Stations in the Country During the Year 2010-11.  
[<www.cea.nic.in/reports/yearly/energy\\_generation\\_10\\_11.pdf>](http://www.cea.nic.in/reports/yearly/energy_generation_10_11.pdf).

### 33.3 発電に対するインセンティブ

#### 33.3.1 連邦政府の FIT 制度

2009 年、連邦政府の中央電力規制委員会 (Central Electricity Regulatory Commission, CERC) は、各州向けの FIT 制度策定の指針を以下の通り発表した。

- 全ての再生可能電力技術を対象とする。
- 買取価格は 13 年間有効であるが、以下を例外とする。
  - 太陽光及び太陽熱 : 25 年間
  - 小水力 (5MW 以下) : 35 年間
- 各州の電力規制機関が最終的な買取価格を決める。
- 太陽光及び太陽熱発電の買取価格は毎年、その他の再生可能電力の買取価格は 3 年に 1 度見直される。<sup>1</sup>

CERC は、FIT 買取価格の指針も発表しているが、あくまでも指標であり、各州は自由に価格を修正することができる（表 33.2 参照）。CERC は 2010–2011 会計年度（4 月 1 日から 3 月 31 日）に新たな基本価格を導入した。その基本価格は、事業者が投資費用の加速償却（初年度の事業費用の 50% に対し 80% の減価償却）を利用すると引き下げられる。この償却法は一般的に用いられている。<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Central Electricity Regulatory Commission, RE Tariff regulations.

<[www.cercind.gov.in/Regulations/Final\\_SOR\\_RE\\_Tariff\\_Regulation\\_to\\_upload\\_7\\_oct\\_09.pdf](http://www.cercind.gov.in/Regulations/Final_SOR_RE_Tariff_Regulation_to_upload_7_oct_09.pdf)>

<sup>2</sup> CERC, Petition No. 256/2010 Determination of generic levellised generation tariff (FY 2011-12) under Regulation 8 of the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Tariff determination from Renewable Energy Sources) Regulations, 2009 and Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Tariff determination from Renewable Energy Sources) (First Amendment) Regulations, 2010., 21 November 2010. <[www.cercind.gov.in/2010/November/Signed\\_Order\\_256-2010\\_RE\\_Tariff\\_FY\\_11-12.pdf](http://www.cercind.gov.in/2010/November/Signed_Order_256-2010_RE_Tariff_FY_11-12.pdf)>.

表 33.2：各州の FIT 買取価格に対する CERC の指針

項目		FY2009-2010	FY2010-2011	FY 2010-2011				
				参考価格	遞減率	最終価格		
		INR/MWh		INR/MWh		INR/MWh	EUR/MWh <sup>a</sup>	
風力	20%の稼働率	5,630	4,290	5,330	800	4,530	74.78	
	23%の稼働率	4,900	3,730	4,630	690	3,940	65.04	
	27%の稼働率	3,750	2,860	3,950	590	3,360	55.47	
	30%以下の稼動率			3,550	530	3,020	49.85	
小水力	ヒマー チャル 州、ウ ッタラ ーカン ド州、 及び北 東の州	5 MW 以下	3,900	3,900	3,780	470	3,310	54.64
		5-25 MW	3,350	3,350	3,220	420	2,800	46.22
	その他 の州	5MW 以下	4,620	4,620	4,490	550	3,940	65.04
		5-25 MW	4,000	4,000	3,840	500	3,340	55.13
太陽光		18,440	18,440	15,390	2,450	12,940	213.61	
太陽熱		13,450	13,450	15,040	2,340	12,690	209.48	
バイオマス		3,930-5,520	3,160-4,430	3,780-4,940	190	3,590-4,740	59.26-78.25	
非化石燃料によるコジ エネレーション		3,930-5,520	3,160-4,430	3,930-5,210	250-330	3,650-4,940	60.25-81.55	

注：<sup>a</sup>2010 年の平均為替レートの EUR 1 = INR 60.5878 を使用。

出典：

a 2009–2010 年度および 2010–2011 年度の買取価格は加速償却法利用による減額を考慮。

出典: CERC, Petition No. 256/2010 Determination of generic levellised generation tariff (FY 2011-12) under Regulation 8 of the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Tariff determination from Renewable Energy Sources) Regulations, 2009 and Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Tariff determination from Renewable Energy Sources) (First Amendment) Regulations, 2010., 21 November 2010.

<[www.cercind.gov.in/2010/November/Signed\\_Order\\_256-2010\\_RE\\_Tariff\\_FY\\_11-12.pdf](http://www.cercind.gov.in/2010/November/Signed_Order_256-2010_RE_Tariff_FY_11-12.pdf)>.

インド政府は 2009 年 11 月に、Jawaharlal Nehru National Solar Mission (JNNSM) を承認した。JNNSM は 2022 年までに、合計 20,000MW 相当の、送配電網に接続された太陽エネルギー発電施設の建設を計画している。この一環として、CERC は太陽光発電に対する FIT 買取価格を、2013 年までは変更しない見込みである。<sup>3</sup>政府は 2010 年に、送配電網に接続されている太陽光発電事業に対しての公募入札を行い、37 件が落札された。その内訳は、合計 470MW の集光型太陽熱発電事業 (CSP) 7 件、150MW の太陽光発電事業 30 件である。これらの事業は、発電量に対し以下の奨励金を 25 年間受け取ることができる。

- 集光型太陽熱発電事業: 11,360 ルピー/ MWh (187.50 ユーロ/ MWh)
- 太陽光発電事業: 11,850 ルピー/ MWh (195.58 ユーロ/ MWh).<sup>4</sup>

<sup>3</sup> Ministry of New and Renewable Energy, Jawaharlal Nehru National Solar Mission.  
<[mnre.gov.in/pdf/mission-document-JNNSM.pdf](http://mnre.gov.in/pdf/mission-document-JNNSM.pdf)>.

<sup>4</sup> MNRE, Jawaharlal Nehru National Solar Mission, Annual Report 2010-11.  
<[www.mnre.gov.in/annualreport/2010\\_11\\_English/Chapter%206/chapter%206.htm](http://www.mnre.gov.in/annualreport/2010_11_English/Chapter%206/chapter%206.htm)>.

連邦政府は 2008 年、民営の風力及び太陽エネルギー発電事業者に対するインセンティブを導入した。このインセンティブは Generation Based Incentive (GBI)と呼ばれる奨励金であり、発電事業者がそれぞれ課された再生可能電力生産の割合を達成するための支援である（図 33.3 参照）。対象となる 5MW 以上の風力発電事業者は、一般電力市場での収入に加え、GBI 奨励金を受け取ることになる。1MW から 5MW の太陽エネルギー発電事業者も、国・州からのインセンティブに加え、GBI 奨励金を受け取ることができるが、奨励金額の上限は 13,000 ルピー/MWh (214.57 ユーロ/MWh) に定められている。太陽光発電事業に対する奨励金は、州ごとに、また売電契約によって異なるが、発電された電力が配電事業者に売却されることを前提とし、一般的には 4 年から 10 年間利用可能である。この GBI 制度は 2011 年の 12 月まで継続される予定である。<sup>5</sup>

表 33.3：インド連邦政府の風力及び太陽光発電に対するインセンティブ

発電技術	INR/MWh	EUR/MWh
風力発電に対する奨励金（固定）	500	8.19
太陽光発電に対する奨励金（変動）	12,410	204.83
集光型太陽熱発電に対する奨励金（変動）	10,000	163.86

出典：Ministry of New and Renewable Energy, Major Initiatives in 2008. <[mnre.nic.in/press-releases/press-release-29122008.pdf](http://mnre.nic.in/press-releases/press-release-29122008.pdf)>.

### 33.3.2 グリーン証書取引制度

政府は 2010 年 11 月、再生可能エネルギー証書 (Renewable Energy Certificate, REC) と呼ばれる、グリーン証書取引制度を施行した。同制度では、再生可能電力事業者は発電に対し REC を受け取り、電力会社は国が定めた再生可能電力供給の割合である再生エネルギー購入義務 (Renewable Purchase Obligation, RPO) を果たすために、この REC を買い取る。FIT 制度を採用している州では、発電事業者は FIT 価格もしくは REC を選ぶことができる。<sup>6</sup>

承認を受けた発電事業者は、配電事業者に販売した電力量に応じて、政府の機関である再生可能エネルギー証書登録所 (Renewable Energy Certificate Registry) から REC を受け取ることができる。REC は電力会社に売却されるか、CERC 公認の電力取引所で販売される。CERC は初年度である 2011-2012 年度、REC 取引の最低価格と最高価格を定めた（図 33.4 参照）が、翌年以降は REC の価格は市場により決定される。発電事業者は REC の価格に加え、卸売市場での電力販売による収入も得ることができる。ある州で発行された REC は、他の州の RPO を満たすために使用する事ができる。

表 33.4: インドの 2011 年-2012 年における、REC の最高価格と最低価格

事項	太陽光発電に対する REC		その他に対する REC	
	INR/MWh	EUR/MWh	INR/MWh	EUR/MWh
最高価格	17,000	280.58	3,900	64.37
最低価格	12,000	198.06	1,500	24.76

出典: CERC, Determination of Forbearance and Floor Price for the REC Framework.

<[www.recregistryindia.in/index.php/general/publics/ReferenceDocuments](http://www.recregistryindia.in/index.php/general/publics/ReferenceDocuments)>.

<sup>5</sup> MNRE, Policy Incentives for Wind and Solar Power. <[mnre.gov.in/gbi/Amulya%20Charan.pdf](http://mnre.gov.in/gbi/Amulya%20Charan.pdf)>.

<sup>6</sup> Information from the Renewable Energy Certificate Registry of India.  
<[www.recregistryindia.in/index.php/general/publics/ProcedureRegistration](http://www.recregistryindia.in/index.php/general/publics/ProcedureRegistration)>.

2011年5月の時点では、71の発電事業者（発電容量の合計は446MW）がRECの受取を許可されている。その大多数は風力発電事業者で、次に小水力、バイオマス、バイオマス・コジェネレーション発電事業者が続く。現時点で、RECの受取を許可されている太陽エネルギーを用いた発電事業者はいない。<sup>7</sup>

### 33.3.3 州政府の発電に対するインセンティブ

全ての州は、法律によりRPOの設定を義務付けられている。2011年6月時点で、インドの全29州のうち18州がRPOを導入しており（表33.5参照）、その他4州（ケララ、パンジャブ、タミル・ナードゥ、ウッタラカンド）がRPOの草案を作成中である。RPOは、RECの需要を促す規制的枠組みである（上記33.3.2参照）。

表33.5：インドの州、2011年6月におけるRPO割合基準

州	資源	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16
Assam	太陽エネルギー	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	
	その他	1.35	2.7	4.05	5.4	6.75	
	合計	1.4	2.8	4.2	5.6	7.0	
Bihar	太陽エネルギー	0.25	0.5	0.75	1	1.25	
	その他	1.25	2.0	3.25	3.5	3.75	
	合計	1.5	2.5	4.0	4.5	5.0	
Chhattisgarh	太陽エネルギー	0.25	0.25	0.25			
	バイオマス	3.75	3.75	3.75			
	その他	1.0	1.25	1.75			
	合計	5.0	5.25	5.75			
Gujarat	太陽エネルギー	0.25	0.5	1.0			
	風力	4.5	5.0	5.5			
	その他	0.25	0.5	0.5			
	合計	5.0	6.0	7.0			
Haryana	太陽エネルギー	0.25	0.5	0.75	1.0		
	その他	1.25	1.0	1.25	2.0		
	合計	1.5	1.5	2.0	3.0		
Himachal Pradesh	太陽エネルギー	0.1	0.1	0.1			
	その他	10.0	11.0	12.0			
	合計	10.1	11.1	12.1(改定されるまでは同割合)			
Jammu and Kashmir	太陽エネルギー	0.02	0.10	0.25			
	その他	0.98	2.9	4.75			
	合計	1.0	3.0	5.0			
JERC (Goa and UT)	太陽エネルギー	0.25	0.30	0.40			
	その他	0.75	1.70	2.60			
	合計	1.0	2.0	3.0(改定されるまでは同割合)			
Jharkhand	太陽エネルギー	0.25	0.5	1.0			
	その他	1.75	2.5	3.0			
	合計	2.0	3.0	4.0			
Karnataka (based on utility)	BESCOM/ MESCOM/ CESC	太陽エネルギー	0.25				
		その他	10.00				
		合計	10.25(改定されるまでは同割合)				
	HESCOM/ GESCOM/ Hukkeri	太陽エネルギー	0.25				
		その他	7.00				
		合計	7.25(改定されるまでは同割合)				
Madhya Pradesh		太陽エネルギー	0.0	0.4	0.6	0.8	1.0

<sup>7</sup> Renewable Energy Certificate Registry of India, Accredited Generators.  
<www.recregistryindia.in/index.php/general/publics/accredited\_regs>.

	その他	0.8	2.1	3.4	4.7	6.0	
	合計	0.8	2.5	4.0	5.5	7.0	
Maharashtra	太陽エネルギー	0.25	0.25	0.25	0.5	0.5	0.5
	その他	5.75	6.75	7.75	8.5	8.5	8.5
	合計	6.0	7.0	8.0	9.0	9.0	9.0
Manipur	太陽エネルギー	0.25	0.25	0.25			
	その他	1.75	2.75	4.75			
	合計	2.0	3.0	5.0			
Mizoram	太陽エネルギー	0.25	0.25	0.25			
	その他	4.75	5.75	6.75			
	合計	5.0	6.0	7.0			
Meghalaya	太陽エネルギー	0.2	0.3	0.4			
	風力	0.1	0.15	0.2			
	その他	0.2	0.3	0.4			
	合計	0.5	0.75	1.0 (改定されるまでは同割合)			
Nagaland	太陽エネルギー	0.25	0.25	0.25			
	その他	14.75	15.75	16.75			
	合計	15	16	17.0			
Orissa	太陽エネルギー	0	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
	コジェネレーション	3.5	3.7	3.95	4.2	4.45	4.7
	その他	4.0	1.2	1.4	1.6	1.8	2.0
	合計	4.5	5.0	5.5	6.0	6.5	7.0
Rajasthan	バイオマス	1.75	2.0				
	風力	6.75	7.5				
	その他	0.0	0.0				
	合計	8.5	9.5				
Uttar Pradesh	太陽エネルギー	0.25	0.5	1.0			
	その他	3.75	4.5	5.0			
	合計	4.0	5.0	6.0 (改定されるまで同割合)			

出典 : Renewable Energy Certificate Registry of India. Renewable Purchase Obligation and its compliance (RPO Regulations) by SERCs. <[www.recregistryindia.in/index.php/general/publics/ReferenceDocuments](http://www.recregistryindia.in/index.php/general/publics/ReferenceDocuments)>.

## 風力発電

2010 年末時点では、11 の州において、風力発電を対象とし、手厚い FIT 價格が適用されている（図 33.6 参照）。これらのほとんどの州では、風力発電事業者に対し送電料金、エネルギー税、託送料金の減額を施している。<sup>8</sup>

**表 33.6：複数の州における、風力発電に対する FIT 買取価格及びその他のインセンティブ**

州	FIT 買取価格		送電・託送・電力量料金	備考
	ルピー /MWh	ユーロ/MWh		
Tamil Nadu	3,390	55.95	5%(HV/EHV にのみ適用) もしくは 7.5% (LV) の送電・託送料金減額	5 年間固定
Gujarat	3,560	58.76	4.4% ( $\geq 66\text{kV}$ ) もしくは 10% ( $< 66\text{kV}$ ) の送電料金減額	20 年間固定
Rajasthan	3,870 – 4,080	63.87 – 67.34	50% の送電料金減額	特になし
Karnataka	3,700	61.07	5% の電力量料金減額	10 年間固定
Madhya Pradesh	4,350	71.80	2% の電力量、送電料金減額	毎年 170 ルピー /MWh 減額
West Bengal	最高 4,870	最高 80.38	3 分の 1 の託送料金、もしくは 7.5% の電力量料金 (どちらか高い方) と 3 分の 2 の送電料金減額	
Kerala	3,140	51.83	5% の電力量料金減額	20 年間固定
Maharashtra	3,500	57.77	7% の送電料金減額	毎年 150 ルピー /MWh 増額
Andhra Pradesh	3,500	57.77	5% の送電料金減額	10 年間固定
Haryana	4,080	67.34	2% の電力量料金減額	毎年 1.5% 増加
Punjab	3,660	60.41	2% の送電料金減額	2012 年までに 5% に増加

出典 : MNRE, Policies Introduced by the State Governments for Wind Power, December 2011.

<[www.mnre.gov.in/annualreport/2010\\_11\\_English/Chapter%205/chapter%205.htm](http://www.mnre.gov.in/annualreport/2010_11_English/Chapter%205/chapter%205.htm)>.

## 太陽光発電

連邦政府の FIT 制度の他に、太陽光発電を対象とする州レベルの支援制度はない。しかし、オリッサ州政府は、開発中の 5MW の発電設備に対し、3,000 ルピー /MWh の補助金を提供した。これに政府が提供する 1 万 2,000 ルピー /MWh が加算され、同事業の補助金総額は 1 万 5,000 ルピー /MWh(247.57 ユーロ /MWh)となる。<sup>9</sup> 太陽光発電事業の多くは、JNNNSM に基づき国から提供されるインセンティブを利用している。

## バイオマス

2011 年 3 月 31 日時点では 16 の州が、バイオマス発電と非化石燃料源を利用したコジェネレーションに対しての FIT 價格を定めている（図 33.7 参照）。

**表 33.7：インドにおけるバイオマス発電と非化石燃料を利用したコジェネレーションに対する FIT 制度（2011 年 3 月 31 日時点）**

<sup>8</sup> Ministry of New and Renewable Energy, Annual Report 2010-2011.  
<[www.mnre.gov.in/annualreport/2010\\_11\\_English/Chapter%205/chapter%205.htm](http://www.mnre.gov.in/annualreport/2010_11_English/Chapter%205/chapter%205.htm)>.

<sup>9</sup> Orissa Electricity Regulation Authority. <[www.orierc.org/Orders/2009/C-97-2009.pdf](http://www.orierc.org/Orders/2009/C-97-2009.pdf)>.

州	技術	FIT 補助金		備考
		ルピー/MWh	ユーロ/MWh	
Andhra Pradesh	バイオマス	4,280	70.64	第三者への売電は許可されていない。
	コジェネレーション	3,480	57.44	
Chattishgarh	バイオマス	3,930	64.86	
Gujarat	バイオマス	4,440	73.28	加速償却を利用した場合。20年間有効
	コジェネレーション	4,550	75.10	加速償却を利用した場合。
Haryana	バイオマス	4,000	66.02	1年につき、3%の補助金増額。
	コジェネレーション	3,740	61.73	
Karnataka	バイオマス	4,130	68.17	10年間
	コジェネレーション	4,140	68.33	
Kerala	バイオマス	3,300	54.47	1年につき5%の保証金増額。
Maharashtra	バイオマス	4,980	82.19	15年間
	コジェネレーション	4,790	79.06	
Madhya Pradesh	バイオマス	3,330-5,140	54.96-84.84	20年間
Punjab	バイオマス	5,050	83.35	1年につき5%の補助金増額。
	コジェネレーション	4,570	75.43	
Rajasthan	水冷式	4,720	77.90	なし
	空冷式	5,170	85.33	
Tamil Nadu	バイオマス	4,500-4,740	74.27-78.23	1年につき2%の補助金増額。
	コジェネレーション	4,370-4,490	72.13-74.11	
Uttaranchal	バイオマス	3,060	50.51	なし
	コジェネレーション	3,120	51.50	
Uttar Pradesh	既存技術	4,290	70.81	なし
	最新技術	4,380	72.29	
West Bengal	バイオマス	4,360	71.96	10年間

Bihar	バイオマス	4,170	68.83	
	既存コジェネレーション	4,250	70.15	
	最新コジェネレーション	4,460	73.61	
Orissa	バイオマス	4,090	67.51	なし

出典 : MNRE, Biomass Power, 31 March 2011. <[www.mnre.gov.in/prog-biomasspower.htm](http://www.mnre.gov.in/prog-biomasspower.htm)>.

### 33.4 投資に対するインセンティブ

#### 33.4.1 一般税と投資に対するインセンティブ

再生可能電力事業に対し、事業者は加速償却を利用することができる（初年度の総事業予算 50%に対し 80%の減価償却）。加速償却が用いられる場合、一般的にはその事業に対する FIT 買取価格は減額される。<sup>10</sup>

インド再生可能発電開発庁 (The Indian Renewable Development Agency, IREDA) は、事業者にソフトローンを提供し、以下の事業への投資に対しては、利子率を 1.75 から 10.50%にて、総事業費の最高 70%までを出資している。

- 水力発電
- 風力発電
- バイオマスによるコジェネレーション
- 送配電網に接続されている太陽エネルギー発電
- エネルギー効率改善<sup>11</sup>

The Power Finance Corporation (PFC)、Rural Electrification Corporation (REC)，及び国家農業農村開発銀行 (National Bank for Agricultural and Rural Development, NABARD) は、主に送配電網から独立している発電事業や農村での事業に対し金銭的支援を行っている。<sup>12</sup>2010 年、連邦政府は国家クリーンエネルギー基金 (National Clean Energy Fund) の設立を発表した。この基金は、発電に使用される石炭に課される 1 トンにつき 50 ルピーの加算金が財源となっている。2010–2011 年には、政府は 312 億ルピーを加算金から徴収したが、2011 年 6 月時点において、その資金を利用する計画は立てられていない。<sup>13</sup>

新・再生可能エネルギー省(The Ministry of New and Renewable Energy)は、2010 年に Special Area Demonstration プログラムを導入した。これは、遺産地域や宗教上重要な地域など、国内または国際的に重要な地域における再生可能電力の試験事業に、最高で 1 千万ルピー (16 万 5,000 ヨーロ) の助成金を提供するというものである。2010–2011 年には、4 の世界遺産地域における 20 件の事業に対し、支援が行われた。<sup>14</sup>

インドは中国に次いで、世界で 2 番目にクリーン開発メカニズム (CDM) 事業数が多い国である。2011 年 6 月の時点では、全 CDM 事業の 21.11%に当たる 671 件がインドで実施されている。<sup>15</sup>

<sup>10</sup> CERC, Petition No. 256/2010 Determination of generic levellised generation tariff (FY 2011-12) under Regulation 8 of the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Tariff determination from Renewable Energy Sources) Regulations, 2009 and Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Tariff determination from Renewable Energy Sources) (First Amendment) Regulations, 2010., 21 November 2010. <[www.cercind.gov.in/2010/November/Signed\\_Order\\_256-2010\\_RE\\_Tariff\\_FY\\_11-12.pdf](http://www.cercind.gov.in/2010/November/Signed_Order_256-2010_RE_Tariff_FY_11-12.pdf)>.

<sup>11</sup> REN21, India Renewable Energy Status Report, October 2010.

<[www.ren21.net/Portals/97/documents/Indian\\_RE\\_Status\\_Report.pdf](http://www.ren21.net/Portals/97/documents/Indian_RE_Status_Report.pdf)>; See the website at <[www.ireda.in/incentives.asp](http://www.ireda.in/incentives.asp)>.

<sup>12</sup> MNRE, Financing of Renewable Energy Project, January 2011. <[pib.nic.in/newsite/pmreleases.aspx?mincode=28](http://pib.nic.in/newsite/pmreleases.aspx?mincode=28)>.

<sup>13</sup> Government of India, Proactive Environment Responses, April 2011. <[pib.nic.in/newsite/erelease.aspx?relid=58419](http://pib.nic.in/newsite/erelease.aspx?relid=58419)>.

<sup>14</sup> MNRE, Annual Report 2010-2011. <[www.mnre.gov.in/annualreport/2010\\_11\\_English/Chapter%2010/chapter%2010.htm](http://www.mnre.gov.in/annualreport/2010_11_English/Chapter%2010/chapter%2010.htm)>.

<sup>15</sup> UNFCCC, CDM in Numbers. <[cdm.unfccc.int/Statistics/index.html](http://cdm.unfccc.int/Statistics/index.html)>.

### 33.4.2 風力発電への投資に対するインセンティブ

風力タービン及び充電器 (30kW 以下)の輸入関税は、通常の 30%から大幅に減税され 5%である。州によっては、風力発電設備の売上税にも減税措置が適用されている。<sup>16</sup>風力発電事業に対する投資補助金は、タミル・ナードル、西ベンガル、グジャラット、ラジャスタン州で利用可能である。<sup>17</sup>通常、総事業費用の一定割合（通常 15–30%）相当の補助金が支給されるが、北東地域やシッキム州、ウッタランチャル州など特定の州では 3000 万ルピー (49 万 2 千ユーロ)、その他の州に対しては、2500 万ルピー (41 万ユーロ) の補助金の上限が設定されている。<sup>18</sup>また、5 年間の電力税の免税が適用されることが多い。

### 33.4.3 バイオマス発電への投資に対するインセンティブ

バイオマス発電事業は以下のインセンティブの対象となる。

- 所得税免除（5 年間の免税、その後 5 年間 30%の減税が適用される）。
- 機材や設備の初期投資にかかる関税及び売上税の免除。
- 特定の州では、一般売上税の免除。<sup>19</sup>

バイオマスを燃料とするコジェネレーション施設が農業処理場に設置されている場合は、最高で 2000 万ルピー/MW (33 万ユーロ/MW) の助成金を受け取ることができる。さらに燃料としてバガスが使われている場合、補助金の上限は 3000 万ルピー/MW (49 万ユーロ/MW) まで増加する。地域で共同保有されている施設に対しては、優先的に助成金が支払われる。<sup>20</sup>

木片、穀殻、ひよこ豆の茎、綿花の茎や農業残渣等、地域で入手可能なバイオマスを利用したバイオガス、ガス化による発電所（上限 2MW）も、支援の対象となる。支給額は 1,500 から 1 万 5,000 ルピー/ MW とされ、事業の規模や電力のみか、またはコジェネレーションかによって異なる。<sup>21</sup>

送配電網に接続されているバイオガスを使用した 250kW 以下の発電施設には、以下の助成金が投資費用の最高 40%まで提供される。

- 3-20 kW の発電容量をもつ施設: 4 万ルピー/W (660 ユーロ/W)
- 20-100 kW の発電容量をもつ施設: 3 万 5,000 ルピー/W (578 ユーロ/W)、上限 2 万ルピー
- 100-250 kW の発電容量をもつ施設: 3 万 ルピー/W (495 ユーロ/W)、上限 10 万ルピー

送配電網に接続されている残渣を基にしたバイオガス発電施設には、以下の助成金が提供される。

<sup>16</sup> Wind Power India. <[www.windpowerindia.com/govtcentinc.html](http://www.windpowerindia.com/govtcentinc.html)>.

<sup>17</sup> For information see the Ministry of New and Renewable Energy website. <[mnre.nic.in](http://mnre.nic.in)> and the Indian Renewable Energy Development Agency at <[www.ireda.in/incentives.asp](http://www.ireda.in/incentives.asp)>.

<sup>18</sup> Ministry of New and Renewable Energy, CFA Finance Available. <[www.mnre.gov.in/cfa-schemes-programmes.htm](http://www.mnre.gov.in/cfa-schemes-programmes.htm)>.

<sup>19</sup> Ministry of New and Renewable Energy. <[www.mnre.gov.in](http://www.mnre.gov.in)>.

<sup>20</sup> MNRE, Annual Report 2010-2011. <[www.mnre.gov.in/annualreport/2010\\_11\\_English/Chapter%204/chapter%204.htm](http://www.mnre.gov.in/annualreport/2010_11_English/Chapter%204/chapter%204.htm)>.

<sup>21</sup> MNRE, Annual Report 2010-2011. <[www.mnre.gov.in/annualreport/2010\\_11\\_English/Chapter%204/chapter%204.htm](http://www.mnre.gov.in/annualreport/2010_11_English/Chapter%204/chapter%204.htm)>.

- 都市部における家畜排泄物を利用したバイオガス発電施設: 投資費用の 50%を上限とし、3,000 万ルピー/MW (49 万ユーロ/MW)
- 非都市部における動物・植物廃棄物を利用したバイオガス発電施設: 投資費用の 30%を上限とし、2,000 万ルピー/MW
- 下水処理場からのバイオマスを利用した発電施設: 投資費用の 40%を上限とし、2,000 万ルピー/ MW (33 万 ユーロ/MW)<sup>22</sup>

全国バイオガス及び排泄物管理プログラム (National Biogas and Manure Management Programme) は、有機肥料の生産に使用される家庭用バイオガス設備の導入を支援している。大概の設備に対し、補助金額は 4,000 ルピー(66 ユーロ)と上限が設定されているが、2–3m<sup>3</sup> の規模の設備に対しては、補助金額は 1 万ルピー (146 ユーロ) に増額される。北東地域への補助金は通常より高く、シッキム州の場合は 1 万 4,700 ルピー (214 ユーロ) 、さらに平地にあるアッサム州では、9,000 ルピー (131 ユーロ) が提供される。設備導入が衛生トイレの普及に貢献していれば、1,000 ルピーの特別手当が支給される。<sup>23</sup>

### 33.4.4 太陽エネルギー発電への投資に対するインセンティブ

連邦政府は 2009 年、Jawaharlal Nehru National Solar Mission (JNNSM)を立ち上げた。これに則り、合計 2,000MW の送配電網から独立した太陽エネルギー発電施設に加え、20,000MW の太陽エネルギー発電所が 2020 年までに送配電網に接続される予定である。太陽光と太陽熱発電に使用される設備は、関税、物品税、売上税を免除される。送配電網に繋がれた太陽光発電設備の導入数を増やす上で、政府からの発電インセンティブは主要な手段である。<sup>24</sup>家庭用太陽光発電機や太陽光街灯など、送配電網から独立した太陽光発電施設には、投資補助金が提供される。発電設備の所在地によって支援は 2 種類に大別される。一般的に投資費用の 50%の補助を受けるのに対し、シッキム州を含む北東地域等、他の地域と比べて貧しい特別地域として知られる地域にある設備には、投資費用の 90%が提供される。また、太陽光発電を利用した水ポンプ設備も支援の対象となっている。補助金は、非商業用の事業にのみ付与される。さらに支援の一環として、補助金を差引いた設備費用の最高 90%に相当する低利融資も提供される。融資期間は最長 5 年間におよび、利子率は 5-7% である。表 33.8 は、太陽光発電設備に対し中央政府が提供する財務支援制度の概要を示している。

表 33.8：中央政府より太陽光発電設備に提供される補助金制度

太陽光発電設備	補助金
角灯	特別地域及び北東地域のみ2400ルピー を提供。
家庭用照明システム	特別地域及び北東地域には4500-8600ルピーを提供。 その他の地域には種類によって2500-4800ルピーを提供。
街灯設備	特別地域及び北東地域には1万7300ルピーを提供。 その他の地域には種類によって9600ルピーを提供。
独立型の発電設備>1 kW	特別地域及び北東地域には22万5000ルピー/kWの提供。 その他の地域には種類によって1万2500ルピー/kWを提供。
独立型の発電設備>10 kW	特別地域及び北東地域には27万ルピー/kWの提供。 その他の地域には種類によって15万ルピー/kWを提供。
市街地にて適用される太陽光発電設備	

<sup>22</sup> MNRE, Opportunities: Policy Development Requirements for Biogas Upscaling in India, October 2010. <[www.direc2010.gov.in/pdf/Policy%20Development%20Requirements%20for%20Biogas%20Upscaling%20in%20India.pdf](http://www.direc2010.gov.in/pdf/Policy%20Development%20Requirements%20for%20Biogas%20Upscaling%20in%20India.pdf)>.

<sup>23</sup> India Development Gateway, National Biogas and Manure Management Programme.

<[www.indg.in/rural-energy/schemes/national-biogas-and-manure-management-programme-nbmmp](http://www.indg.in/rural-energy/schemes/national-biogas-and-manure-management-programme-nbmmp)>.

<sup>24</sup> MNRE, Jawaharlal Nehru National Solar Mission. <[mnre.gov.in/pdf/mission-document-JNNSM.pdf](http://mnre.gov.in/pdf/mission-document-JNNSM.pdf)>.

街灯管理設備	5000ルピーを上限とし、費用の25%を提供。
街灯、公園の灯り (74 もしくは75 Wのモジュール)	11Wの灯りは1万ルピー、18Wの灯りは1万2000ルピーをそれぞれ上限とし、費用の50%を提供。
電源(最高 1 kWのモジュールを対象とする)	10万ルピー/kWを上限とし、費用の50%を提供。

出典 : Ministry of New and Renewable Energy, CFA Finance Available. <[www.mnre.gov.in/cfa-schemes-programmes.htm](http://www.mnre.gov.in/cfa-schemes-programmes.htm)>.

### 33.4.5 小水力発電への投資に対するインセンティブ

小水力発電事業 (25MW 以下) に対し支給される補助金額は、北東の特別地域 (シッキム、ジャンムルー、カシミール、ヒマンチャル・プラデシュ、ウッタラカンド州) において高く、100kW 以下のマイクロ水力発電事業に対してはインセンティブがさらに追加される (図 33.9 参照)。

表 33.9 : インドにおける小水力発電事業に対するインセンティブ

種類	所在地	100-1,000 kW	1-25 MW	上限
新しい政府保有の施設	特別地域	50,000 INR/kW (825 EUR/kW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>最初の 1 MW に対し 5 億ルピー/MW (830 万 ユーロ/MW)</li> <li>それ以降の各 MW に対し 500 万 ルピー /MW (8 万 3000 ユーロ /MW)</li> </ul>	投資費用の 90%
	その他	25,000 INR/kW (422 EUR/kW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>最初の 1 MW に対し 2 億 5000 万ルピー /MW (420 万ユーロ/MW)</li> <li>それ以降の各 MW に対し 400 万ルピー /MW (6 万 6000 ユーロ/MW)</li> </ul>	
新規の民間保有の施設	特別地域及び北東地域	20,000 INR/kW (400 EUR/kW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>最初の 1 MW に対し 2 億ルピー/MW (330 万ユーロ/MW)</li> <li>それ以降の各 MW に対し 300 万ルピー /MW (5 万 ユーロ/MW)</li> </ul>	投資費用の 50 %
	その他	12,000 INR/kW (211 EUR/kW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>最初の 1 MW に対し 1 億 2000 万 ルピー /MW (200 万ユーロ/MW)</li> <li>それ以降の各 MW に対し 200 万ルピー /MW (41 万 5000 ユーロ/MW)</li> </ul>	
公共施設のリパワリング	特別地域及び北東地域	25,000 INR/kW (412 EUR/kW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>最初の 1 MW に対し 2 億 5000 万 ルピー /MW (400 万 ユーロ/MW)</li> <li>それ以降の各 MW に対し 500 万ルピー /MW (8 万 3000 ユーロ/MW)</li> </ul>	投資費用の 50%
	その他	15,000 INR/kW (248 EUR/kW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>最初の 1 MW に対し 1 億 5000 万 ルピー /MW (250 万ユーロ/MW)</li> <li>それ以降の各 MW に対し 350 万ルピー /MW (5 万 8000 ユーロ/MW)</li> </ul>	

出典 : MNRE, Power from Renewables, Annual Report 2010-2011.

<[www.mnre.gov.in/annualreport/2010\\_11\\_English/Chapter%205/chapter%205.htm](http://www.mnre.gov.in/annualreport/2010_11_English/Chapter%205/chapter%205.htm)>.

## 34. 国別ランキング

本書は、OECD 諸国 31 カ国、及び中国とインドの政府が提供する再生可能電力発電事業に対するインセンティブを主に考察している。最終章では、結論として、各国の発電事業者が得ることができる発電電力量 1MWh 当たりの報酬(収入)を比較する。その結果は表 34.1 にある通りである。例として、各国の 499kW の建築物取付型の太陽光発電事業及び 5.1MW の陸上風力発電事業の報酬を比較している。尚、事業は 2011 年に運転を開始したものと仮定している。

499kW の建築物取付型の太陽光発電事業は、一般家庭にとっては規模が大き過ぎる一方、通常大規模商業設備の屋上スペースを必要とする事から、商業用太陽光発電事業の代表例として考察対象に選んだ。また、建築物取付型の発電事業は、地上設置型よりも、多くの国で支援の対象となっていることから、それを考察の対象とした。

陸上風力発電については、今後代表的な商業用規模になると思われる 5MW の発電事業を取り上げた。ただし、5MW 以下の発電事業をマイクロ発電と定義し、通常のインセンティブとは別のインセンティブを提供している国もあることから、便宜上 5.1MW の規模とした。

本書で調査した政府によるインセンティブは、発電電力 1 単位に対し与えられるインセンティブ（発電に対するインセンティブ）と、認可された事業の投資時に与えられるインセンティブ（投資に対するインセンティブ）の 2 種類に大別することができる。殆どの国において、発電に対するインセンティブは長期（通常 20 年間）に渡り提供されるため、発電事業者が受け取る金額は、投資に対するインセンティブに比べ、はるかに高額である。また、投資に対するインセンティブは、発電事業の投資総額を大幅に軽減するが、支援総額に上限があるため、短期間（時には制度導入から数ヶ月間）で終了または打ち止めになる事が多い。従って、発電事業への投資を決断する際、発電事業者は、投資に対するインセンティブよりも、発電に対するインセンティブを重視する傾向にあると言える。このため、国別ランキングは、発電に対するインセンティブのみを評価の対象としている。

発電に対する主要なインセンティブには、FIT 制度、奨励金制度、そしてグリーン証書取引制度 (TGC) という 3 種類の制度が存在する。FIT 制度を導入している国では、FIT 買取価格が発電事業の唯一の報酬となっているため、同買取価格がランキングの対象となる。奨励金制度を導入している国では、奨励金額と電力の卸売市場での取引価格の合計が報酬となる。同様に、グリーン証書取引を導入している国では、グリーン証書の取引価格と電力の卸売市場での取引価格の合計が報酬となる。本書におけるランキングでは 2011 年のグリーン証書の取引価格と電力卸売市場での取引価格として、2010 年のグリーン証書の平均価格あるいは参考価格と、2010 年の電力の平均卸売価格を使用した（詳細は該当する国の章を参照）。

図 34.1 と図 34.2 は、本書で考察された国々において、該当する太陽光発電と陸上風力発電の事業者が発電電力に対して受け取る報酬金を比較したものである。2011 年における太陽光発電、そして陸上風力発電のナンバーワンは、それぞれカナダ(オンタリオ州)そしてベルギー(フランダース地方)である。太陽光と陸上風力の両方に対して高額な報酬金が期待できる国はベルギーのみで、他には見あたらない。

2010 年から 2011 年にかけて、各国における該当する陸上風力発電事業者に対する報酬金額に大きな変化は見られない。その例外として、グリーン電力証書を導入しているベルギー、スウェーデン、オ

ーストラリア等を挙げることができる。これらの国々では報酬の一部である電力の市場価格が上昇したために報酬が増加している。

該当する太陽光発電事業に対する報酬は、FIT制度を導入している国において大幅に減少した。減額の幅が特に大きかった国は英国（64%減）、チェコ共和国（55%減）、スペイン（36%減）、ドイツ（22%減）である。こうした減額に加え、多くの国においてインセンティブに年間上限額と高い通減率が設けられた。更に、スロバキアでは、100kW以上の太陽光発電事業者に対する支援は完全に廃止された。フランスでは、200kW以上の太陽光発電事業に対する補助金は全て入札により決定される。FIT買取価格の減額は、概ね50kW以上の太陽光発電事業に対して実施され、小規模設備や建物一体型太陽光発電設備に対しては削減は見られない。

再生可能電力事業に対する補助金の削減は、各国の発電設備の新規導入に影響を与えている。例えばドイツでは、2011年1月のFIT買取価格減少後の5ヶ月間で新たに建設された太陽光発電施設はわずか1,000MWで、前年の同期間中の実績1,700MWを大きく下回った。また、2011年中に新設される総容量は2,800MW程度の見通しで、2010年の7,000MWから6割程度減少すると予測されている。

興味深い点は、太陽光発電事業に対する報酬金額の上位10各国のうちの多くの国で、インセンティブ制度が生みだした投資需要にそれを受け入れる電力系統が対応しきれなくなっているという点である。ギリシャとイスラエルでは、接続の認可を待っている太陽光電力事業件数が増加し処理が追いついていない。また、チェコ共和国では、送配電網の容量制限が新規事業開始への更なる制約や延期につながると予想されている。こうした事実は、発電に対するインセンティブは極めて重要ではあるものの、他の要因も再生可能電力への投資に影響を与えていた事を示している。

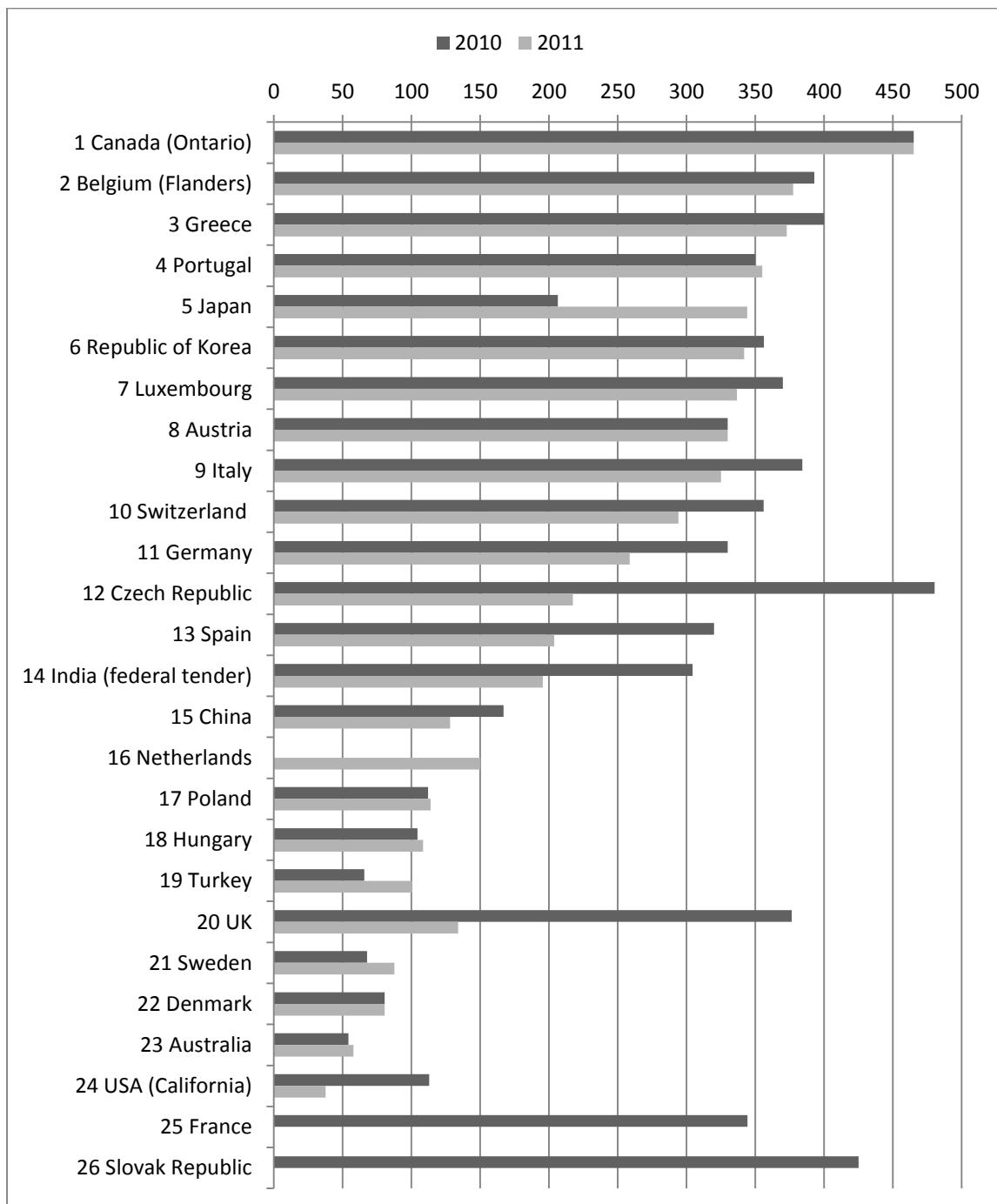
表34.1：太陽光及び陸上風力発電事業者が受取る報酬(収入)金額の比較 (EUR/MWh) : 2011年

国	電力卸売 市場価格	太陽光発電 (建物一体型、 499 kW)		陸上風力発電 (5.1 MW)		インセンティブの 種類
		インセン ティブ	報酬 合計	インセン ティブ	報酬 合計	
Australia	31.20	26.56	57.76	26.56	57.76	TGC
Austria	N/A	330	330	97	97	FIT
Belgium	Flanders	47.50	300	377.50	106.67	TGC
	Wallonia	47.50	150	197.50	84.75	
Canada	Federal	35.05	0	35.05	0	N/A
	Ontario	N/A	465.14	465.14	98.89	FIT
	BC	N/A	74.20	74.20	74.20	FIT
Chile	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Czech Republic	N/A	217.42	217.42	88.15	88.15	FIT
Denmark	N/A	80.57	80.57	33.57	80.57	FIT (太陽エネルギー)、奨励金(風力)
Finland	N/A	N/A	N/A	105	105	FIT
Germany	N/A	258.6	258.6	92	92	FIT
Greece	Connected to main grid	N/A	372.83	372.83	87.85	FIT
	Non- connected island		419.43	419.43	99.45	
Hungary	N/A	108.39	108.39	121.14	121.14	FIT (ピーク時)
Iceland	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Ireland	N/A	N/A	N/A	66.35	66.5	FIT

Italy		64.12	325	325	83.55	147.67	FIT(太陽エネルギー)、TGC(風力)
Japan		N/A	344.12	344.12	N/A	N/A	FIT
Republic of Korea		N/A	341.98	341.98	67.16	67.16	FIT
Luxembourg		N/A	336.70	336.70	82.08	82.08	FIT
Mexico		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Netherlands		N/A	N/A	150	N/A	96	変額式奨励金制度
New Zealand		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Norway		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Poland		49.33	64.67	114.00	64.67	114.00	TGC
Portugal		N/A	355	355	74	74	FIT
Slovak Republic		N/A	N/A	N/A	80.91	80.91	FIT(100 kW以上の太陽エネルギーは対象外)
Spain		N/A	203.73	203.73	79.08	79.08	FIT
Sweden		56.82	30.86	87.68	30.86	87.68	TGC
Switzerland		N/A	294.14	294.14	144.90	144.90	FIT
Turkey		N/A	100.32	100.32	55.07	55.07	FIT(奨励金が加算されない場合)
UK		47.78	99.09	99.09	56.75	104.53	FIT(太陽エネルギー)、TGC(風力)
USA	Federal	22.23	N/A	N/A	16.57	38.80	税額控除権(PTC)
	California	22.23	37.66	37.66	16.57	38.80	FIT(太陽エネルギー)、税額控除権(風力)
	New Jersey	27.65	457.90	485.55	N/A	N/A	TGC
	New York	27.65	16.58	44.50	16.58	44.50	入札制度
China		N/A	128.19	104.78	61.58	61.58	FIT価格基準(風力と太陽エネルギー)
India	Federal	N/A	195.85	195.85	55.47	55.47	入札制度(太陽光) FIT(風力)
	Tamil Nadu	N/A	N/A	N/A	55.95	55.95	州政府のFIT

注：数値の詳細は該当する国の章を参照。

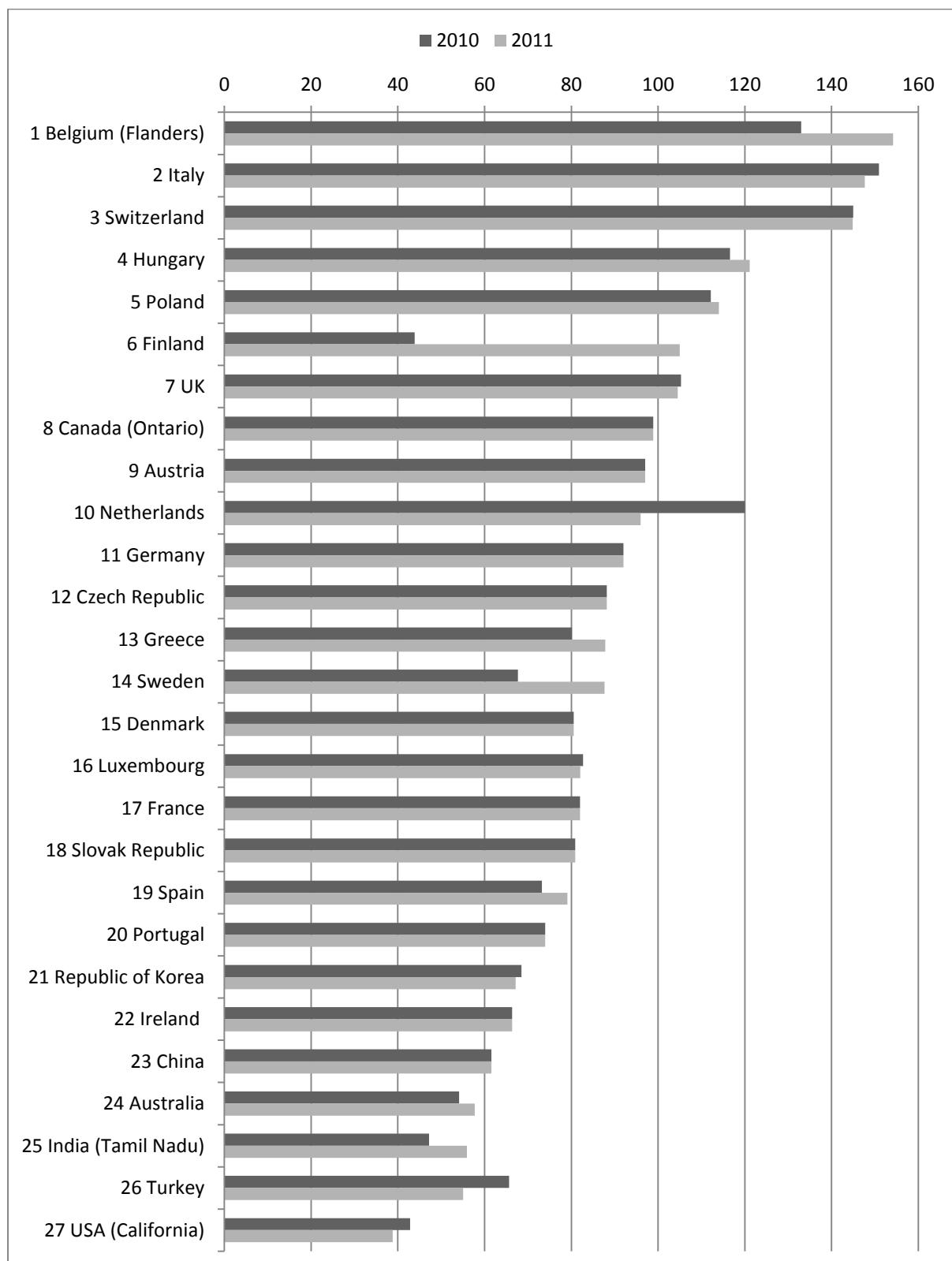
図 34.1：建築物設置型太陽光発電事業（499kW）が受け取る報酬(収入)の比較(EUR/MWh)：  
2010 年と 2011 年



注：発電に対するインセンティブが無い国は除外する。各通貨の 2010 年の平均為替レートを使用。米国はカリフォルニア州、ベルギーはフランダース、そしてカナダはオンタリオ州のデータを使用。インドでは、州政府による太陽光発電への補助が限られているため、連邦政府からの支援が提供される。

出典：表 34.1 を参照。

図 34.2：陸上風力発電事業（5.1MW）が受け取る報酬(収入)の比較(EUR/MWh)：2010年と2011年



注：発電に対するインセンティブが無い国は除外する。各通貨の2010年の平均為替レートを使用。米国はカリフォルニア州、カナダはオンタリオ州、インドはタミル・ナードゥ州、ベルギーはフランダースのデータを使用。

出典：表 34.1 を参照。

## 用語集

亜炭	石炭の一種で、褐炭とも呼ばれ、黒炭や無煙炭より環境への負荷が大きい低品質の石炭。
一次エネルギー	基本的に自然界に存在するままの形でエネルギー源として利用されているもので、石油・石炭・天然ガス等の化石燃料、原子力の燃料であるウラン、水力・太陽・地熱等の自然エネルギー等自然から直接得られるエネルギーのことをいう。これに対し、電気・ガソリン・都市ガス等、一次エネルギーを変換や加工して得られるエネルギーのことを二次エネルギーという。通常、原油換算万トン、万キロリットル（万 KL）として表示される。
インセンティブ	政府より再生可能エネルギーの開発を促進するために提供されている支援事業。
インターフェクター	電力の輸出入を可能とする他の国やグリッドへの接続設備。
オフピーク時	電力の需要が低い時間帯（通常は夜）。
温室効果ガス	大気中の二酸化炭素やメタンなどのガスは太陽からの熱を地球に封じ込め、地表を暖める働きがある。これらのガスを温室効果ガスという。1997年の第三回気候変動枠組条約締約国会議（COP3）で採択された京都議定書では、地球温暖化防止のため、二酸化炭素、メタン、一酸化二窒素のほかHFC類、PFC類、SF6が削減対象の温室効果ガスと定められた。
稼働時間	ある発電設備が電力を生産した合計時間。完全稼働時間は発電設備が理論的に最大限発電した場合の時間である。
火力発電	石油、石炭、天然ガス、廃棄物などの燃料を燃焼し発電する方法。尚、バイオマスやバイオガス燃焼、混合燃焼、CHPも火力発電として取り扱う場合は、注釈を記載している。
グリーン証書取引	再生可能なエネルギー源による電力に政府が証明書（グリーン証書）を発行し、これを電力供給者が買い取る仕組み。再生可能エネルギーの普及を目指すいわゆるRPS法の核心部分をなすものである。グリーン証書は再生可能電力発電により生じた環境価値を証券化したもので、再生可能電力発電者は発電量に応じてグリーン証書を付与される。
削減率	再生可能電力買取価格に毎年適用される一定の減額率。
鉱油	ガソリン、ディーゼル、灯油等の液体の化石燃料。
固体バイオマス (固体バイオマス)	燃焼する事によってエネルギーの生産に使用される固体の有機物質。例として、廃木材などが挙げられる。
固体燃料	石炭や石炭の派生製品。
コジェネレーション	発電時に発生した排熱を利用して、冷暖房や給湯等の熱需要に利用するエネルギー供給システムで、総合熱効率の向上を図るもの。
コンバインドサイクル 発電方式	コンバインドサイクル発電方式（combined cycle power generation）は燃料を燃焼させて高温の燃焼ガスにしてガスタービンを回すとともに、その排ガスの熱から排熱回収ボイラーで発生させた高温・高圧の蒸気により、蒸気タービンも回して発電することで、総合効率を向上させる方式。
最終エネルギー消費量	産業、農業、林業、漁業、運送業、家庭等の最終需要家に供給されたエネルギーの量のことをいう。発電、及び送配電時の損失量も含まれ、通常、石油換算百万トン（Tonnes of oil equivalent-toe）で記載される。EU連合の再生可能エネルギーの目標は最終エネルギー消費量を基準とする。
再生可能エネルギー	有限で枯渇の危険性を有する石油・石炭などの化石燃料や原子力と対比して、自然環境の中で繰り返しこる現象から取り出すエネルギーの総称。太陽光や太陽熱、水力（ダム式発電以外の小規模などを言うことが多い）や風力、バイオマス（持続可能な範囲で利用する場合）、地熱、波力、温度差などを利用した自然エネルギーと、廃棄物の焼却熱利用などのリサイクルエネルギーを指し、いわゆる新エネルギーの事を指す。
再生可能電力	再生可能エネルギー源から発電された電力。
集光型太陽光発電	レンズや鏡等の反射板を利用する事によって、太陽光を集光する、より高効率の太陽光発電。
集光型太陽熱発電	レンズや鏡や反射板を利用する事によって、太陽光を集光し、その熱で蒸気タービンを稼動させる発電方式。
奨励金制度（プレミアム）	再生可能電力の発電に対するインセンティブであり、グリーンボーナスともよばれる。FIT制度と違い、発電した電力が必ずしも購入される保証はない。奨励金制度は「定額」と「変動額」の2種類ある。
奨励金制度（定額方式）	再生可能電力の卸売市場価格に加算される一定額の支援金。
奨励金制度（変動額方式）	再生可能電力に対し、参考価格が設定されており、この参考価格と電力の卸売市場価格の差額が奨励金として支払われる。従って、奨励金額は卸売市場価格の変動に伴い隨時変動する。
水力発電所	発電容量により、大規模水力発電（一般的に水力発電と呼ばれる）小水力発電、ミニ水力発電等の区別がある。公式の定義は存在しないが、本書では、10MW以下を小水力、1MW以下をミニ水力とする。
設備容量 (Installed Capacity)	Wattsを単位とする発電の容量。
送電事業	高電圧で電力を配電事業者、もしくは大規模の需要家に電力を供給する事業。
送配電網	送電網と配電網両者を含む電力ネットワークを指す。グリッド、もしくは電力ネットワークとも呼ばれる。
太陽光パネル	太陽光を電力へ変換する発電機材。

電力卸売市場	発電事業者のための電力売買市場。
電力供給事業者	電力を最終需要家に売る事業者。小売事業者とも呼ばれる。
電力購入義務 (Obligatory Purchase)	送配電事業者に対し、再生可能電力の発電事業が供給する電力を、需要にかかわらず、全て購入する事を義務付ける政策。通常、フィードインタリフ制度に付随する。
配電事業	低電圧もしくは中電圧で需要家に配電する事業。小規模の発電事業は配電網に直接接続する事ができる。欧州連合の規制によると、配電事業は発電事業と供給事業から法的に独立した事業でなければならない。
発電に対する総報酬 (Generating Compensation)	発電事業者が発電した電力に対し受取る収入の合計額。電力の卸売市場価格、発電に対するインセンティブ等を含む。
バイオガス	再生可能エネルギーであるバイオマスのひとつで、有機性廃棄物（生ゴミ等）や家畜の糞尿などを発酵させて得られる可燃性ガス。主な成分はメタン（CH <sub>4</sub> ；60～70%）と二酸化炭素（CO <sub>2</sub> ；30～40%）で、その他微量の窒素（N）や酸素（O）、硫化水素（H <sub>2</sub> S）及び水（H <sub>2</sub> O）等を含む。
バイオガスの嫌気消化 (嫌気性処理法)	嫌気性処理法は、し尿、下水汚泥や食品工場廃水などの高濃度で含まれる有機性物質を嫌気状態にして、嫌気性微生物群によって分解し低級脂肪酸の生成過程を経て、メタンと二酸化炭素に分解する方法で、メタン発酵法あるいは嫌気性消化法ともいう。発生したメタンガスは燃料として有効利用できる。一般に30～37°Cで行う中温法であるが、50～57°Cで行う高温法も使用される。温度が高い程消化速度が速い反面、エネルギー消費が大きい。
バイオマス	再生可能な、生物由来の有機性エネルギーや資源（化石燃料は除く）。基本的には草食動物の排泄物を含め1年から数十年で再生産できる植物体を起源とするものを指す。エネルギーになるバイオマスの種類としては、木材、海草、生ゴミ、紙、動物の死骸・糞尿、プランクトンなどの有機物がある。
バイオマス混合燃焼	バイオマスと化石燃料（通常、石炭もしくは天然ガス）を同時に燃焼する事。化石燃料のみの燃焼より環境汚染の影響が少ない。大規模な改築などをせず、従来の火力発電所を利用できる利点がある。
ピーク時	電力需要が最大の時期を指す。
フィードインタリフ制度 (固定価格買取制度)	Feed-in Tariffs (FIT、固定価格買取制度)とは、電気の買取価格（タリフ）を法律で定める方式の助成制度である。主に再生可能エネルギー（自然エネルギー）の普及拡大の目的で用いられる。再生可能電力発電事業者は、その電力の電力会社による買取価格を決まった期間（20年など）にわたり保証される。この価格は、普及量や生産費用の推移に従って定期的に見直され、計画的に削減していく。適切に運用されることにより、費用当たりの普及促進効果が最も高くなるとされる。
平均発電費用 (Levelised generation cost)	発電所の発電にかかる平均費用。事業の投資運営期間のすべての費用を現在価値にして計算する。送電網の接続費用は含まれない。本レポートの平均発電費用の出典は、注記されていない限り、欧州連合のレポートである。 <sup>1</sup>
マイクロ発電	主に自家発電用の小規模発電。余剰電力が配電網に供給される場合がある。英国では50kW以下の発電容量をもつ設備。
揚水発電	オフピーク時（電力需要が低い時間帯）に、上部貯水池へ汲み上げておいた水をピーク時に排出し、発電する水力発電方式。
CHP	コジェネレーションを参照。
EU ETS (欧州連合 排出権取引制度)	欧州連合で運営されている排出量取引制度。

出典：EIC ネット<<http://www.eic.or.jp/ecoterm/>> ; Energy Information Agency, Glossary of Terms. <[www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epav1/glossary.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epav1/glossary.html)>

<sup>1</sup> 詳細は Commission of the European Communities, "Levelised Generation Costs in 2007 (under High Fuel Scenario), Second Strategic Energy Review: Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport, November 2008"を参照。

<[ec.europa.eu/energy-strategies/2008/doc/2008\\_11\\_ser2/strategic\\_energy\\_review\\_wd\\_cost\\_performance.pdf](http://ec.europa.eu/energy-strategies/2008/doc/2008_11_ser2/strategic_energy_review_wd_cost_performance.pdf)>.

# The Asia-Pacific Renewable Electricity Sector 2010/11:

## A Country Comparison of Risks and Opportunities

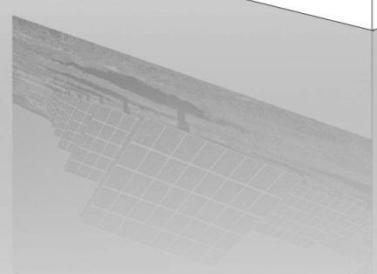
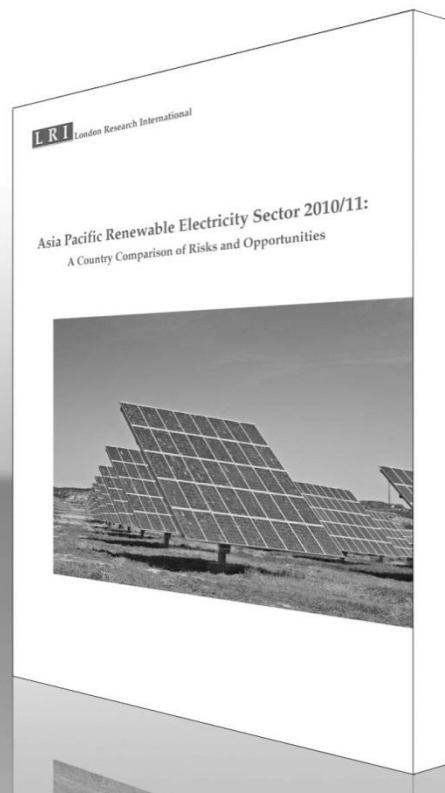
The Asia-Pacific region is becoming increasingly important as a driver for world economic growth and as an investment destination. Renewable power is not yet viewed as the solution to rapidly rising energy demand by most governments in the region; however, they are aware of the importance of reducing their dependence on energy imports and of participating in the international effort to reduce greenhouse gas emissions. Renewable energy also represents a low-cost solution to the problem of rural electrification. For these reasons, countries in the region have established legal frameworks to support renewable electricity deployment—both by improving incentives on offer, and by restructuring their power sectors.

This report, similar to London Research International's pioneering report for 20 European countries, provides detailed analysis of the renewable electricity sector of 11 key countries in the Asia Pacific region. Involving a spectrum of geopolitical considerations and market factors, the analysis assigns numerical scores to each country in terms of both risks and opportunities involved in investing in renewable electricity development.

---

**LRI publications in the  
renewable energy sector can be  
found in the Renewable Energy  
Database at:**

**[REdatabase.com](#)**



# The European Renewable Electricity Sector 2009/10: A Country Comparison of Risks and Opportunities

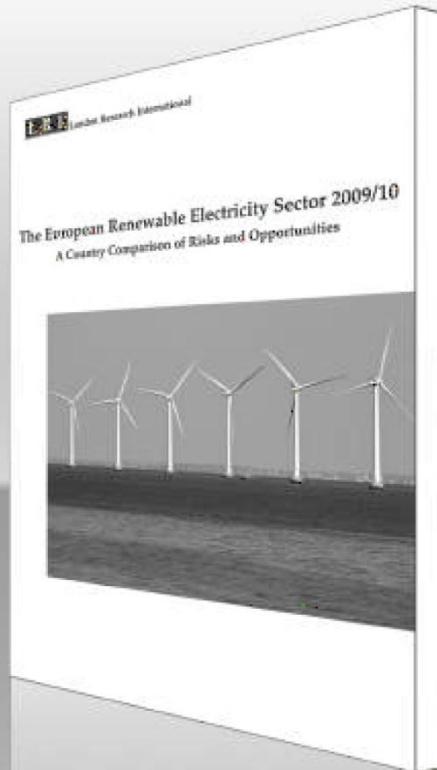
The European renewable electricity sector is experiencing rapid development as EU member states aim to meet the 2020 GHG emission reduction and renewable energy targets. The financial crisis and economic recession of 2008/2009 brought about dramatic changes in the renewable electricity sector in the EU. Investment, which slowed in early 2009, is starting to return to the sector and there is an urgent need for an accurate means of assessing the opportunities and risks associated with renewable electricity development.

This expanded and updated 2009/10 edition of London Research International's original pioneering report provides a greater depth and range of analysis covering 20 EU member states, and it includes a year-on-year comparison of the changes to the risks and opportunities in each EU member state.

---

**LRI publications in the  
renewable energy sector can  
be found in the Renewable  
Energy Database at:**

**[REdatabase.com](#)**



## ORDER FORM

CUSTOMER INFORMATION			
Name of contact:			
Organisation:			
Address (for delivery):			
Postcode:		Country:	
Telephone:		E-mail:	

ORDER					
Publication title	Format	Quantity	Price per item	Total	
Renewable Electricity Incentives in the OECD, China and India, 2010/2011: Investment and Operating Support Programmes	Digital version		£149.00	£	
	Hard copy version				
OECD諸国、中国、インドにおける再生可能電力に対するインセンティブ:2010/11年 投資・運営に対するサポートプログラム	Digital version only		£250.00	£	
The Asia-Pacific Renewable Electricity Sector 2010/11: A Country Comparison of Risks and Opportunities	Digital version only		£499.00	£	
The European Renewable Electricity Sector 2009/10: A Country Comparison of Risks and Opportunities	Digital version		£499.00 (originally £1,500)	£	
	Hard copy version				
(Extra digital/hard copies: 50% discount)			<b>Subtotal:</b>	£	
VAT for digital version orders: add 17.5% for all UK orders* (and EU non-business orders)			<b>VAT</b>	£	
Delivery charge for hard copy orders only: UK £10; outside UK £15			<b>Delivery</b>	£	
<i>*EU businesses (not including UK) and rest of world do not need to pay VAT</i>				<b>Total:</b>	£

PAYMENT									
<b>Please select one of the following two payment options:</b>									
(Payment by Pay Pal can also be made through <a href="http://www.REdatabase.com">www.REdatabase.com</a> or by calling LRI at +44-20-7378-7300 during UK business hours.)									
1	I enclose a cheque/postal order made payable to London Research International Ltd. for the sum of:								£
2	I will pay by credit card for the sum of:								£
<b>Card Type:</b> (please tick)	Master Card		Visa		Switch		Solo		American Express
<b>Name of Card:</b>									
<b>Card Number:</b>									
<b>Start Date:</b>				<b>Expiry Date</b>					
<b>Security Number:</b>		(Last 3 digits of the security strip)							

Please mail or fax the completed form to:

**London Research International Ltd. Elizabeth House, 39 York Road, London, SE1 7NQ, United Kingdom**  
**Fax: +44-(0)20-7183-1899 Tel: +44-(0)20-7378-7300**

**Thank you. We will contact you within 48 hours from receipt of your order.**

*Company registration: 05004849 (England and Wales). Registered at company address. VAT registration GB 839 504 312*

# London Research International



E-mail: [info@LondonResearchInternational.com](mailto:info@LondonResearchInternational.com)  
<http://www.LondonResearchInternational.com>

---

**Renewable Energy Database**  
*Global Renewable Energy Solutions*  
[www.REdatabase.com](http://www.REdatabase.com)