

ワークパッケージ1
最終報告書

IEA Wind Task 26

風力発電の財務コストに
関する各国の事例研究

日本語版

独立行政法人 産業技術総合研究所
一般社団法人 日本電機工業会



ieawind

国際エネルギー機関風力実施協定第 26 分科会
(IEA Wind Task26)

「風力発電の財務コストに関する各国の事例研究」

IEA Wind Task 26
Multi-national Case Study of the Financial Cost of Wind Energy

ワークパッケージ 1 最終報告書

2011 年 3 月

Work Package 1 Final Report

March 2011

主な執筆者 :

Paul Schwabe: National Renewable Energy Laboratory

Sander Lensink: Energy Research Center of the Netherlands

Maureen Hand: National Renewable Energy Laboratory

寄稿者

Athanasia Arapogianni: European Energy Association

Alberto Cena: Spanish Wind Energy Association

Karlynn Cory: National Renewable Energy Laboratory

Markus Geissmann: Swiss Federal Office of Energy

Klaus Hammes: Swiss Energy Agency

Stefan Luxembourg: Energy Research Center of the Netherlands

Angeles Mora Sanchez: Spanish Wind Energy Association

Edweard James-Smith: Ea Energy Analyses

Jan Wallach: Deutsche WindGuard

Paul Wilczek: European Energy Association

The IEA Wind agreement, also known as the Implementing Agreement for cooperation in the Research, Development, and Deployment of Wind Energy Systems, functions within a framework created by the International Energy Agency (IEA). Views, findings, and publications of IEA Wind do not necessarily represent the views or policies of the IEA Secretariat or of all its individual member countries.

IEA 風力実施協定は、「風力発電システムの研究開発および普及の実施協定」とも呼ばれるもので、国際エネルギー機関 (IEA) が構築した枠組み内で機能している。この協定の見解、研究結果および出版物は、必ずしも IEA 事務局もしくはその一切の加盟諸国の見解あるいは方針を表すものではない。

国際エネルギー機関風力実施協定第 26 分科会 (IEA Wind Task26)
「風力発電の財務コストに関する各国の事例研究」
(日本語版)

ワークパッケージ 1 最終報告書

日本語版作成

独立行政法人 産業技術総合研究所
一般社団法人 日本電機工業会

日本語版出版 : 2012 年 11 月

翻訳・校正

金森 恵理 (立命館大学 経営学部、博士(会計学))
木村 啓司 (ひのでやエコライフ研究所、博士(国際関係学))
丸山 康司 (名古屋大学 大学院環境学研究科、博士(学術))
安田 陽 (関西大学 システム理工学部、博士(工学))

本報告書は、

International Energy Agency, Wind Implementing Agreement, Task 26: "Multi-national Case Study of the Financial Cost of Wind Energy" (March 2011)

http://www.ieawind.org/index_page_postings/task26/task%2026%20wp%201%20report.pdf

を翻訳したものである。

本報告書は、独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 委託事業「次世代風力発電技術研究開発（基礎・応用技術研究開発）」の一環として、「次世代風力発電基礎応用技術研究開発・IEA 国内委員会」の承認の元、作成されたものである。

要　旨

風力エネルギー（風力発電）^{訳注1}のライフタイムコストは、投資コスト、運転維持費および資金調達コスト、さらには年間発電電力量量（発電電力量）といった、数多くの要素で構成されている。こういったコストの流れを正確に表すことは、風力発電所の発電コストを見積もる上で不可欠である。このコストの流れが、各プロジェクト期間を通じて常に一定であるとは限らない。風力発電の投資者は、風力発電のライフタイムコストをある程度知った上でプロジェクトを開始している。これは風力発電プロジェクトの設備コストと平均風速が早い段階で明らかにされ、一般に風力発電の運転維持費には変動が少なく、燃料費および二酸化炭素放出に伴うコストがかからないためである。こういった固有の特徴はあるものの、風力発電のコストは各国で異なっているため、本報告ではその点を中心に論じる。

本研究の目的は、7ヶ国の風力発電のコストの差異の原因を、国際エネルギー機関（IEA）風力実施協定第26分科会「風力発電のコスト」の下で、多国の事例研究との比較により理解することである。本研究にはデンマーク、ドイツ、オランダ、スペイン、スウェーデン、スイス、米国が参加している。利用可能なデータが限られているため、ここでは主として陸上風力発電所を扱っているが、海上風力発電所のコストのデータも少數であるが報告されており、そのサンプルを含めている。

本研究は次の2部の構成になっている。まず風力発電のコストの概要と、それに関する多国間の比較分析の結果を論じる。次に各国の事例研究に関し、各国が提示した代表的な風力発電施設のコストを分析する。

この分析では、国によって異なる風力発電のコストを説明するための主要な測定単位として、均等化発電原価（LCOE）を探る。LCOEとは、特定の風力発電プロジェクトがライフタイムに要するコストの総計を現在価値に割引き、年間発電電力量に基づいて均等化した値である。プロジェクトの推定運転年数を越えて生じた残余原価や便益は、LCOEに含めていない。

LCOEの計算方法はいくつかあるが、本報告書では次の2つの代表的な見解およびアプローチを概説する。その1つは高次のシナリオ計画アプローチ、もう1つは高度財務キャッシュフロー分析アプローチである。但し本報告書の分析は主として財務キャッシュフロー分析を中心としている。従ってこの分析は参加諸国の風力発電プロジェクトに関する民間投資家の見解を表したものである。

この分析では、オランダエネルギー研究センター（ECN）がLCOE推定のために開発した、スプレッドシートに基づくキャッシュフローモデルを使用した。このECNモデルは、参加諸国とのさまざまなコスト構造を、風力発電プロジェクトへの国内投資家の視点から表すのに用いた、詳細な割引キャッシュフローモデルである。この分析では、各国の風力発電のインセンティブを排除したECNモデルを用いており、従ってLCOEの推定値は補助金を得ていない場合の値である。

補助金を得ていないLCOEの分析結果は、本研究で扱った諸国間で著しく異なる。表ES-1に示す通り、国別のLCOEは、デンマークの61ユーロ/MWh(85ドル/MWh, 6.1円/kWh)からスイスの120ユーロ/MWh(167ドル/MWh, 12円/kWh)までさまざまである^{原注1, 訳注2}。

訳注1 一般に日本語の「風力エネルギー」という用語は発電用途以外にも動力や推進力利用（揚水用風車、粉挽き用風車、帆船等）も含む風のエネルギーの幅広い利用形態および手段を包含し、一方、「風力発電」という用語は20世紀以降の発電用風車を暗に指す場合が多い。したがって本翻訳書では、原文で“wind energy”とある用語は特に文脈上支障のない限り「風力発電」と訳し、“cost of wind energy”とある用語は「風力発電のコスト」と統一して訳すこととする。

原注1 為替レートは1ユーロ=1.39ドルで計算。

訳注2 本文中の円換算表示は、翻訳者による追加。為替レートは1ユーロ≈100円で計算。

表 ES-1 陸上風力発電の国別 LCOE (2008 年) 註注³

均等化発電原価 (LCOE)	ユーロ/MWh	ドル/MWh	円/kWh
スイス	120	67	12.0
オランダ	94	131	9.4
ドイツ	85	118	8.5
スペイン	83	115	8.3
スウェーデン	67	93	6.7
米国	65	91	6.5
デンマーク	61	85	6.1

補助金を得ていない LCOE は、発電電力量、投資コスト、運転維持費、資金調達コストが国によって異なるため、変動が大きくなっている。予想した通り、各国での LCOE の影響として最も大きいのは、予期される発電電力量であり、これは固有の風況、サイトの選択、風車の設計といった要因に起因する。電力市場の構造化や風力発電プロジェクトへの投資リスクの捉え方といった市場力も、資本的支出と資金調達コストがどちらも大きく変わったことで LCOE に影響している。風力発電プロジェクトの運用に起因するコストは、国によって大きく異なっており、これには LCOE も大きく影響している。但し運転維持費の報告データの解釈には注意が必要である。各国間の LCOE の変動に関する特徴的な要因については、比較分析の章および本報告書の国別の事例研究の章でさらに詳しく探っていく。

最後に、LOCE 計算の代替的アプローチについて簡単に述べる。例えば高次の計画策定シナリオでは、高度な割引キャッシュフロー手法ではなく、単純化した方法で LCOE を推定している。この単純な手法では、明確な資金調達期間とキャッシュフローの経時的变化を想定せずに、資金調達手段の一切の特徴を表すような、一般的な割引率を選んでいる。このより単純な高次計画シナリオの手法では、入力するパラメータの数を最小限にし、詳細さの程度に応じて多種多様な発電の LCOE を容易に比較できるようにしている。従って LCOE の各種の計算では、それに用いた方法やその概念を正確に知る必要があり、その比較およびその解釈は慎重に行うことが望ましい。

註注³ 表中の円換算表示は、翻訳者による追加。為替レートは 1 ユーロ ≈ 100 円で計算。

目 次

要旨	iii
第 1 章 7ヶ国の風力発電の財務コスト	1
1.1 はじめに	1
1.2 目的と方法	1
1.3 風力発電の均等化原価	2
1.3.1 コスト要素	
1.3.2 収入とインセンティブ	
1.3.3 外部性	
1.3.4 LCOE モデルの説明	
1.3.5 モデルの基本的コンセプト	
1.3.6 LCOE と FG の計算	
1.4 参加国の陸上風力発電のコスト	6
1.5 報告されたデータの限界	6
1.6 各国のモデルの想定、LCOE、参照ケース	6
1.7 LCOE の多国間比較	8
1.8 参加国の洋上風力発電のコスト	11
1.9 他の LCOE 計算方法	13
1.10 LECOE 計算に関する割引率の比較	13
1.11 結論	14
第 2 章 デンマーク	16
2.1 デンマークの風力発電の概要	16
2.1.1 設備容量、発電電力量、短期目標	
2.1.2 収入と政策のインセンティブ	
2.2 デンマークにおける 2008 年の代表的な風力発電プロジェクト	19
2.2.1 陸上風力発電	
2.2.2 洋上風力発電	
2.2.3 風力発電の発電コスト	
2.2.4 収入と風力発電政策およびインセンティブ	
2.3 デンマークにおける風力発電プロジェクトのまとめ	25
第 3 章 ドイツ	28
3.1 ドイツの風力発電の概要	28
3.1.1 設備容量、発電電力量、短期目標	
3.1.2 収入と政策のインセンティブ	
3.2 ドイツにおける代表的な陸上・洋上風力発電プロジェクト	30
3.2.1 陸上風力発電	
3.2.2 洋上風力発電	

3.2.3 ドイツの陸上プロジェクト（2008年）と参照ケースのコスト比較	
3.2.4 風力発電の発電コスト	
3.2.5 収入および支援メカニズム	
3.2.6 財務ギャップ	
3.3まとめ	34
第4章 オランダ	36
4.1 オランダの風力発電の概要	36
4.1.1 設備容量、発電電力量、短期目標	
4.1.2 収入と政策のインセンティブ	
4.2 オランダの代表的な風力発電プロジェクト	37
4.2.1 陸上風力発電	
4.2.2 洋上風力発電	
4.3 オランダの風力発電プロジェクトに固有の特徴	39
4.3.1 オランダの風力発電のコストと参照ケースとの比較	
4.3.2 風力発電の発電コスト	
4.3.3 収入と支援メカニズム	
4.3.4 財務ギャップ	
4.4まとめ	41
第5章 スペイン	43
5.1 スペインの風力発電の概要	43
5.1.1 設備容量、発電電力量、短期目標	
5.1.2 収入と政策のインセンティブ	
5.2 スペインにおける2008年の代表的な風力発電プロジェクト	46
5.2.1 陸上風力発電	
5.2.2 洋上風力発電	
5.2.3 風力発電の発電コスト	
5.2.4 収入と風力発電政策およびインセンティブ	
5.2.5 財務ギャップ	
5.3 スペインの風力発電プロジェクトのまとめ	50
第6章 スウェーデン	52
6.1 スウェーデンの風力発電の概要	52
6.1.1 設備容量、発電電力量、短期目標	
6.1.2 収入と政策のインセンティブ	
6.2 スウェーデンの代表的な風力発電プロジェクト	53
6.2.1 陸上風力発電	
6.2.2 洋上風力発電	
6.2.3 スウェーデンの風力発電コストと参照ケースとの比較	
6.2.4 収入と政策のインセンティブ	
6.2.5 財務ギャップ	
6.3 スウェーデンの風力発電プロジェクトのまとめ	57
第7章：スイス	60
7.1 スイスの風力発電の概要	59

7.1.1	設備容量、発電電力量、短期目標	
7.1.2	収入と政策のインセンティブ	
7.2	スイスの代表的な風力発電プロジェクト	60
7.2.1	陸上風力発電	
7.2.2	洋上風力発電	
7.3	スイスの風力発電プロジェクトに固有の特徴	61
7.3.1	コスト比較	
7.3.2	収入と支援メカニズム	
7.3.3	財務ギャップ	
7.3	まとめ	63
第8章 米国		65
8.1	米国の風力発電の概要	65
8.1.1	設備容量、発電電力量、短期目標	
8.1.2	収入と政策のインセンティブ	
8.2	米国における2008年の代表的な風力発電プロジェクト	66
8.2.1	陸上風力発電	
8.2.2	洋上風力発電	
8.2.3	風力発電の発電コスト	
8.2.4	収入と風力発電政策およびインセンティブ	
8.2.5	財務ギャップ	
8.3	米国の風力発電プロジェクトのまとめ	73
付録A 変数の用語解説		76

図一覧

- 図 1-1 風力発電のコスト
- 図 1-2 財務ギャップのみが残る収入とインセンティブによる発電コストの相殺
- 図 1-3 参照ケースに各国の発電電力量（全負荷時間）を加味した結果
- 図 1-4 参照ケースに各国の投資コストを加味した結果
- 図 1-5 参照ケースに各国の運転維持費を加味した結果
- 図 1-6 参照ケースに各国の資金調達コストを加味した結果
- 図 1-7 参照ケースに各国の構成要素を加味した結果
- 図 1-8 各国の主要なコストパラメータの LCOE への影響
- 図 2-1 デンマークの風力発電の累積設備容量および年間導入容量
- 図 2-2 デンマークおよび参照ケースの風力発電のコスト（2008 年）
- 図 2-3 デンマークの連系コストのコスト配分モデル
- 図 2-4 デンマークの収入と風力発電政策およびインセンティブ（2008 年）
- 図 3-1 ドイツの風力発電の累積設備容量および年間導入容量
- 図 3-2 ドイツの風力発電コスト（2008 年）
- 図 3-3 ドイツの風力発電の収入と政策のインセンティブ（2008 年）
- 図 4-1 オランダの風力発電の累積設備容量および年間導入容量
- 図 4-2 オランダと参照ケースの比較図
- 図 4-3 オランダの風力発電の収入と政策のインセンティブ
- 図 5-1 スペインの風力発電の累積設備容量および年間導入容量
- 図 5-2 規制料金スキームの推移
- 図 5-3 市場オプションにおける最終処分（市場価格 + 報奨金）
- 図 5-4 電力卸市場における風力発電の容量（2008 年）
- 図 5-5 平日電力プール価格と変動率の年平均（2003～2009 年）
- 図 5-6 2008 年に設置された風車サイズの内訳
- 図 5-7 スペインおよび参照ケースの風力発電コスト（2008 年）
- 図 5-8 スペインの収入および風力発電政策とインセンティブ（2008 年）
- 図 6-1 スウェーデンの風力発電の累積設備容量および年間導入容量
- 図 6-2 スウェーデンの風力発電のコスト
- 図 6-3 スウェーデンの風力発電の収入と政策のインセンティブ
- 図 7-1 スイスの風力発電の累積設備容量および年間導入容量
- 図 7-2 スイスの風力発電コストと参照ケースとの比較
- 図 7-3 スイスの風力発電の収入と政策のインセンティブ
- 図 8-1 米国の風力発電の累積設備容量および年間導入容量
- 図 8-2 米国および参照ケースの風力発電コスト（2008 年）
- 図 8-3 米国の収入と風力発電政策およびインセンティブ（2008 年）

表一覧

表 ES-1 陸上風力発電の国別 LCOE (2008 年)

表 1-1 風力発電プロジェクトの資本投資のコスト要素

表 1-2 各国および参照ケースの陸上風力発電の技術的パラメータ (2008 年)

表 1-3 各国および参照ケースの陸上風力発電の財務パラメータ (2008 年)

表 1-4 各国および参照ケースの陸上風力発電の LCOE と FG (2008 年)

表 1-5 洋上風力発電のプロジェクト別技術的パラメータ

表 1-6 洋上風力発電のプロジェクト別財務パラメータ

表 1-7 洋上風力発電のプロジェクト別 LCOE および FG

表 1-8 割引率の値と LCOE 方法の比較

表 2-1 デンマークの風力発電の累積設備容量 (MW)

表 2-2 デンマークの風力発電の年間導入容量 (MW)

表 2-3 全負荷時間に基づく FIT を含める前のハブ高さ、ロータ直径、発電機容量が異なる 4 つの風車の相対的価値

表 2-4 全負荷時間に基づく FIT を含めたハブ高さ、ロータ直径、発電機容量が異なる 4 つの風車の相対的価値

表 2-5 デンマークの風力発電プロジェクトの特徴

表 2-6 デンマークの風力発電の資金調達条件

表 2-7 デンマークの風力発電の収入と政策のインセンティブ

表 2-8 2007 年と 2008 年のデンマークにおける風力発電の LCOE のまとめ

表 3-1 ドイツの累積設備容量 (GW)

表 3-2 ドイツの年間導入容量 (GW)

表 3-3 ドイツの風力発電プロジェクトの特徴

表 3-4 ドイツの風力発電の資金調達条件

表 3-5 ドイツの風力発電政策と収入のインセンティブ

表 3-6 ドイツの結果のまとめ

表 4-1 オランダの累積設備容量 (GW)

表 4-2 オランダの正味年間導入容量 (GW)

表 4-3 オランダの風力発電プロジェクトの特徴

表 4-4 オランダの風力発電の資金調達条件

表 4-5 オランダの風力発電政策と収入のインセンティブ

表 4-6 オランダの結果のまとめ

表 5-1 スペインの累積設置備量 (GW)

表 5-2 スペインの年間導入備量 (GW)

表 5-3 スペインの風力発電プロジェクトの特徴

表 5-4 スペインの風力発電資金調達条件

表 5-5 スペインの風力発電政策と収入のインセンティブ (2008 年)

表 5-6 スペインの風力発電プロジェクトのまとめ

表 6-1 スウェーデンの累積設備容量 (MW)

表 6-2 スウェーデンの年間導入容量 (MW)

表 6-3 Lillgrundens プロジェクトの例

表 6-4 スウェーデンの風力発電プロジェクトの特徴

表 6-5 スウェーデンの風力発電の資金調達条件

表 6-6 スウェーデンの風力発電政策と収入のインセンティブ

- 表 6-7 スウェーデンの結果のまとめ
表 7-1 スイスの累積設備容量 (MW)
表 7-2 スイスの年間導入容量 (MW)
表 7-3 資金調達コストの計算
表 7-4 スイスの風力発電プロジェクトの特徴
表 7-5 スイスの風力発電の資金調達条件
表 7-6 スイスの風力発電政策と収入のインセンティブ
表 7-7 スイスの風力発電プロジェクトのまとめ
表 8-1 米国の風力発電の累積設備容量 (GW)
表 8-2 米国の風力発電の年間導入容量 (GW)
表 8-3 米国の風力発電プロジェクトの特徴
表 8-4 米国の風力発電の資金調達条件
表 8-5 米国の風力発電の収入と政策インセンティブ
表 8-6 米国の結果のまとめ

第1章 7ヶ国の風力発電の財務コスト

1.1 はじめに

2009年、欧州連合(EU)は風力発電の設備容量を新たに10,163MW追加し、米国では9,994MWを追加した(EWEA 2010, Wiser and Bolinger 2010)。この2009年における設備容量の増加により、風力発電はEUでは最大の、米国では第2位の新たな電源となっている(EWEA 2010, Wiser and Bolinger 2010)。世界的にも、二酸化炭素排出量削減、化石燃料の安全保障や安定供給の問題といった数々の理由により、風力発電の需要は高くなっている。

しかし、全世界で風力発電開発を開拓していく上で、風力発電の総コストが依然として障害になっている可能性もある。風力発電の投資家は、風力発電所のライフタイムコストに関し、プロジェクトの開発計画に取りかかった時点から比較的確かな知識を持っている。これは風力発電開発プロジェクトの設備コストと平均風速を早い段階で知ることができるからであり、また、風力発電の変動費が一般に少なく、燃料コストがかからず二酸化炭素も排出しないからである。しかしこのような固有の特徴があるにしても、風力発電のコストはひとつの国の中でもプロジェクトごとに、また各国ごと大きく異なっており、本研究ではこの点に焦点を当てている。

1.2 目的と方法

本研究では、国際エネルギー機関風力実施協定第26分科会(IEA Wind Task26)「風力発電のコスト」に基づく各国のケース研究を用いて、7ヶ国における風力発電コストの相違の原因を探る。参加国はデンマーク、ドイツ、オランダ、スペイン、スウェーデン、スイス、米国である。

風力発電コストの見積りでは、投資コスト、運転維持費、資金調達コスト、年間発電電力量（発電電力量）といった数多くの構成要素を評価し、これらのコストの流れがプロジェクト期間全体でどう変化するかを探る必要がある。このプロジェクトでは、風力発電のコストを説明し比較するための主要な測定単位として、均等化発電原価(LCOE)を検討した。LCOEとは、特定の風力発電プロジェクトのライフタイムコストの合計値を現在に割引き、年間発電電力量に基づいて均等化した値である。LCOEは異なる観点に立った各種の方法や手法を用いて計算することができるが、本報告ではこれらの視点およびアプローチのうち、高次シナリオ計画法と高度財務キャッシュフロー分析法の2つを用いる。

本報告における分析の大部分が、主として民間投資家の視点から各国の風力発電のコストを評価したものである。より具体的に言えば、本報告書のLCOE分析結果は、風力発電の国内投資家が各々適用したモデルと方法を用いて、各自のプロジェクトの資金を調達している事例に関しての国別の財務コストを表したものである。留意すべきことは、本研究における財務コストの比較は、風力発電の社会的費用（すなわちこのエネルギーの利用により社会が負担するコスト）を評価したものではない、ということである。

風力発電の財務コストの計算では、風力発電プロジェクトにおける設置、運転、資金調達に必要とされる一切の支出に関する分析結果を表している。この分析では、風力発電の純コストの評価に加えて、各国の風力発電プロジェクトの所有者が利用できる収入と風力発電のインセンティブを説明し、諸国間で生じるコスト要素の違いを明らかにしている。

本報告書ではまずLCOEを構成するコスト要素を簡単に説明し、次に本プロジェクトの下で開発されたスプレッドシートモデルについて説明する。各参加国から提供されたデータに基づき参照ケースを定義し、諸国間に共通する比較のポイントを明らかにする。各国の原価要素を参照ケースと比較し、風力発電のLCOEの差異を生じさせている原因を明らかにする。次のセクションでは、民間投資家の視点から代替的方法を簡単に説明し、風力発電の均等化原価を計算する。次に参照ケースで定義したコスト要素に基づき、LCOE推定値の違いを説明し、用いる方法の違いによってLCOEが変わることを実証する。最後の章で、各参加国の代表的な風力発電プロジェクトのコスト要素をまとめて説明する。以上が本報告書の概要である。

1.3 風力発電の均等化原価

1.3.1 コスト要素

風力発電のコスト要素は、主として資本投資コスト、運転維持費、および資金調達コストである。これら各々に各種のコスト要素が含まれている。本報告書で検討した個々のコスト要素は付録Aに示す通りである。

風力発電プロジェクトは多額の資本投資を必要とし、その構成要素は風車だけでなく多種多様である。しかし表1-1に示すように投資総額の約75%が風車関連のコストであり、残りは表にまとめたように系統連系、基礎、設置、ならびに建設に関するコストである。これらのコストはドイツ、デンマーク、スペイン、英国の一連のデータに基づいている。撤去コストはプロジェクト開始時に確保しておく。このコストを当初の資本投資に含めることを義務付けている国もある。

表1-1 風力発電プロジェクトにおける資本投資のコスト要素

	総コストに占める割合 (%)	他のコストに通常占める割合 (%)
風車（工場渡し）	68-84	—
系統連系	2-10	35-45
基礎	1-9	20-25
電気設備	1-9	10-15
土地	1-5	5-10
財務コスト	1-5	5-10
道路建設	1-5	5-10
コンサルタント	1-3	5-10

資料：The Economics of Wind Energy, EWEA Report 2009

運転維持費は風力発電の総コストの一構成要素で、通常は保険、管理および定期的保守点検サービス契約といった固定費が含まれる。変動費に含まれるのは、一般に計画的あるいは計画外の保守点検や部品交換のコスト等である。これらのコストは年度によって異なるため、プロジェクト期間を通じてキャッシュフローの流れが一定していると仮定して見積りを行うことが多い。風力発電プロジェクトでは年間の燃料費が不要であり、従って運転維持費が年間コストの大半を占めることになる。一部の電力市場では、電力系統サービスに付随して生じる無効電力補償コストなどの運転コストが、風力発電プロジェクトで必要になる場合がある。

LCOEの大部分を占めるのが財務コストである。風力発電プロジェクト建設の基盤となる財務構造の種類、ならびに付随する負債および資本の構成要素も、国によって著しく異なる。また、それに対して期待できる利益についても、負債や資本の投資家によって幅は非常に大きい。さらには各国の法人税構造も、風力プロジェクトに付随する財務コスト総額に影響する。

図1-1は、風力発電のコストの見積りに含めた各種のコスト要素（投資コスト、年間運転維持費、財務変数等）を示したものである。風力発電プロジェクトの最終的生産物は電力であるため、LCOEを年間発電電力量で均等化する必要がある。発電電力量は風車の物理的特徴および特定のプロジェクトサイトの風資源の特徴に左右される。

1.3.2 収入とインセンティブ

電力は風力発電プロジェクト所有者が販売する商品で、電力市場は国によって異なる。このプロジェクトは風力発電に関連するコストに焦点を当て、各電力市場における収入とインセンティブをまとめたものである。発電による収入に加え、各種のインセンティブを使って風力発電のコストを確実に回収できるようにしている。これらのインセンティブには固定価格買取制度(FIT)、生産に応じた税額控除、再生可能エネルギー証書あるいは他のメカニズムがある。

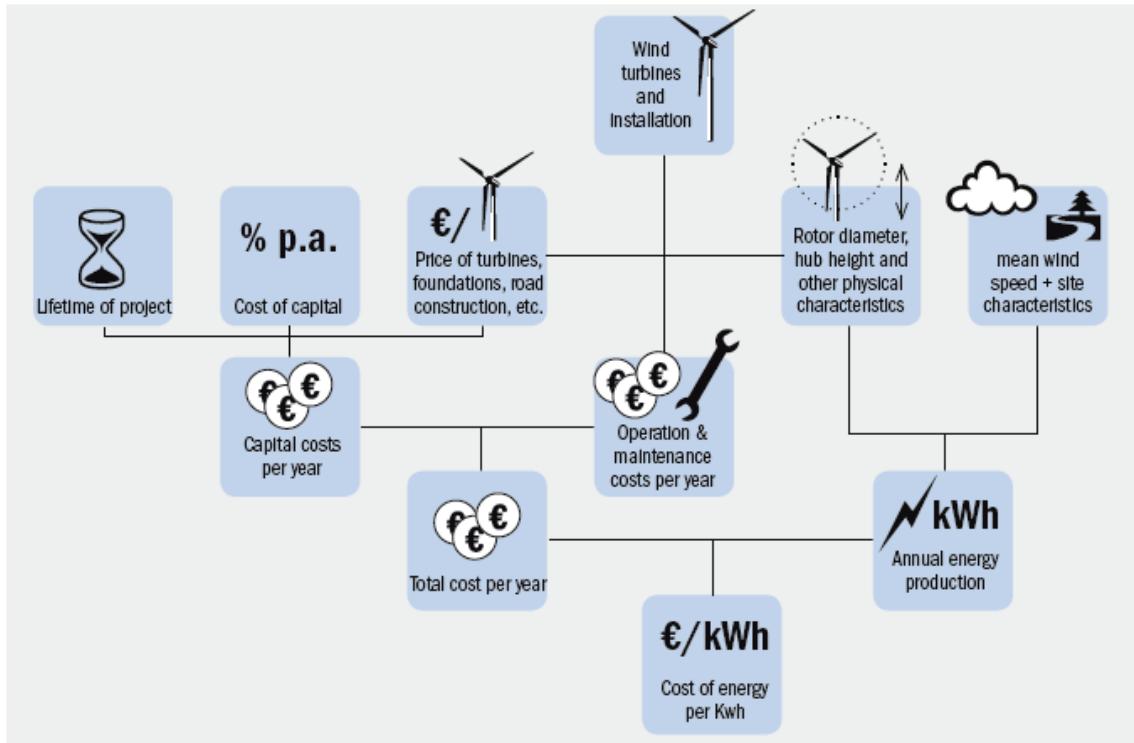


図 1-1 風力発電のコスト

資料 : The Economics of Wind Energy, EWEA Report 2009

1.3.3 外部性

風力発電に関する項目の多くがまだ貨幣化されていおらず、これらは収入やコストの評価に含めていない。これらは発電技術の副次的影響に関連する外部性あるいは社会的費用である。一般に再生可能エネルギーの技術は、従来型電源の技術に比べて外部性の影響が非常に少ない。IEA の “Renewable Energy Costs and Benefits for Society (RECaBS)” プロジェクトでは、透明性の高い方法を用いて従来型電源と再生可能エネルギー源を比較し、発電のコストと便益を推定している (RECaBs 2007)。ReCABS の方法論によれば、この分析には次の 5 つの外部性が含まれる。

- ・ 気候変動、温室効果ガス（特に CO₂ および CH₄）
- ・ 他の大気汚染源 (SO_x, NO_x および粒子)
- ・ 系統連系、主として電力インフラへの追加コスト
(電力需給調整費、風車の容量クレジット^{訳注4}による減額等)
- ・ 燃料供給の安全保障、燃料輸入の国内資源での代用

これらの外部性に加えて、風力発電は燃料の消費やそれに伴う燃料価格の変動に左右されない。風力発電技術への投資リスクは、化石燃料による発電技術のリスクプロファイルと異なる。これら全ての特徴により、風力発電技術と他の発電技術との価値提案における重要な特徴が生じているが、本研究はその比較評価を試みたものではない。

1.3.4 LCOE モデルの説明

オランダ・エネルギー研究センター (ECN) が作成したキャッシュフローモデルは、本プロジェクトにおける

^{訳注4} 容量クレジット (capacity credit): 統一安定度に悪影響を与えない範囲で風力発電によって従来型電源がどれだけ置き換えられるかを示す比率。例えば容量クレジットが 30% の場合、新規の風力発電 1 GW に対して従来型電源を 0.3 GW 減らせることができる。容量クレジットに関する詳細は、例えば下記の文献を参照のこと。

欧州風力エネルギー協会（日本風力エネルギー学会誌）：「風力発電と系統連系～欧州の最前線～」、日本風力エネルギー学会、ISBN: 978-4-906826-00-1, 2012 年 2 月 <http://www.jwea.or.jp/publication/PoweringEuropeJP.pdf>

LCOE と財務ギャップ (FG) の見積りの基盤となっている。この ECN モデルは割引キャッシュフロー モデルで、当初はオランダにおける再生可能エネルギーの補助金としての発電供給報奨金を計算するために作成されたものである。現在 ECN はこのモデルを用いて、オランダ政府に各種再生可能エネルギー選択肢の生産コストをどの程度にすべきか助言している。IEAWind Task26 を発展させていく中で、参加諸国のコスト構造を見積もるため、このモデルを修正・拡大し、風力発電のコストを柔軟かつ詳細に計算できるツールとした。このモデルを構成しているのは、発電所サイズ、運転時間・全負荷時間、耐用年数、投資コスト、運転維持費、プロジェクトの資金調達の特徴といったモデル化のためのパラメータならびに広範な関連パラメータである。各国およびさまざまな規制体制にこのモデルを適用していく中で、その機能と多用途性が改善されてきている。例えばキャッシュフロー モデルを改訂し、風力発電プロジェクトの各規制体制に従い、さまざまな技術的・財務的パラメータに適用できるようにした。このような柔軟なモデルは、投資コスト総額の計算のみならず、各種の運用上の特徴や財務手段ならびに国とウインドファームのインセンティブを説明する上で重要である。

1.3.5 モデルの基本的コンセプト

キャッシュフロースプレッドシートを用いて風力発電のコストを詳細に計算する。その全パラメータを付録 A に示す。このスプレッドシートモデルは 6 つのワークシートで構成され、最初の 3 つのワークシートは、特定の国における風力発電コストの計算に必要な、詳細情報を提供するためのものである。

最初のワークシートは「年次変動のない」変数を定めるものである。これにはプロジェクトの特徴、投資コスト総額、撤去コスト総額^{原注2}、全負荷時間に照らした運転時間、コスト計算の計画対象期間が含まれる。投資コストと撤去コストは、各種の構成要素の総額として表すことができる。これは実際のコストの差異の多国間比較のための情報を提供してくれる。またこのワークシートにより、インフレ（変動コスト増を説明するため）、負債利益率、自己資本利益率、ならびに負債資本比率（プロジェクトに付随する財務リスクを反映させるため）といった各種の財務変数を定めることができる。さらにこのキャッシュフロー モデルは、国や州の法人税を考慮したものである。

「年次変動」ワークシートには、運転維持費、地代、系統関連コストといった年間固定・変動費で構成される各種項目が含まれており、これらを詳しく分類し各国間で比較できるようにしている。またここで電気料金や細かい決定要因（契約コスト、需給調整コスト等）を定義している。

第 3 のワークシート「政策」では、固定価格買取制度 (FIT)、税額控除その他のインセンティブを検討する。このモデルのオプションとして、減税関連の便益をプロジェクトのキャッシュフローに限定したり、無制限^{原注3}にしたりすることができる。この入力パラメータをその次のワークシートに使い、風力発電プロジェクトの LCOE や発電の財務ギャップ (FG) を決定する。「入力一出力」ワークシートは、その結果としての LCOE と FG を表したもので、計算で用いた変数をまとめている。実際のキャッシュフローの計算は、「プロジェクトのキャッシュフロー」および「LCOE キャッシュフロー」ワークシートで行う。

1.3.6 LCOE と FG の計算

LCOE と FG は、民間投資家の視点からキャッシュフローを計算した結果であるため、名目上の税引後資本利益率を、LCOE と FG の割引率として用いている。但し LCOE と FG には、各々の計算に関し異なるキャッシュフローの流れを含めている。これについて以下に概説する。

通常の場合、LCOE の報告には、投資支出、年間コスト、減価償却および選択した割引率が使われる。従ってこの枠組み内における LCOE の計算値は、投資支出の持分割合と全期間の割引税引後キャッシュフロー総額をゼロ正味現在価値 (NPV) とするのに必要な生産依存利益と定義される。LCOE の計算では、発電あるいは風力発電プロジェクトに特別に適用されるインセンティブからの収入関連のキャッシュフローを考慮しない。

ECN の LCOE 計算では、以下の式を用いている。

原注2 本報告書の分析では、撤去コストをプロジェクト建築期間中に確保しておくことを国が義務付けている場合のみこのコストを含めた。

原注3 本報告書の分析では、全ての税制優遇策を「無制限」と仮定した。つまり利用可能な全ての減税の恩恵を完全に受けられるようなキャッシュフローが十分に存在するということである。

LCOE =

$$\text{出資比率} \times \text{投資総額} + \sum_{t=1}^T \frac{(1 - \text{税率}) \times (\text{年間運転維持費}_t) - \text{税率} \times (\text{金利}_t + \text{税務上の減価償却}_t)}{(1 + \text{自己資本利益率})^t}$$

$$\sum_{t=1}^T \frac{(\text{年間発電電力量}_t) \times (1 - \text{税率})}{(1 + \text{自己資本利益率})^t}$$

これとは逆に、現在 FG の計算では、風力発電に固有の発電と金銭的インセンティブのキャッシュフロー（ソフトローン、先行投資、税基盤の投資助成等）を考慮している。この定義に基づき、事実上 FG によって各国の LCOE と、発電ならびに風力発電の金銭的インセンティブにより実現された利益との違いを表している。

ECN モデルの FG 計算では、以下の式を用いている。

$$FG = \frac{\text{出資比率} \times \text{投資総額} - \sum_{t=1}^T \frac{\text{税引後のキャッシュフロー}_t}{(1 + \text{自己資本利益率})^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{(\text{年間発電電力量}_t) \times (1 - \text{税率})}{(1 + \text{自己資本利益率})^t}}$$

上記のように、税引後の年間キャッシュフローには、電力の販売収入、風力発電の補助金、返済しおよびインセンティブ、年間運転維持費、ローン返済、利息支払い、ならびに財務場の減価償却と利子控除の税引後金額からのキャッシュフローが含まれる。

図 1-2 は、LCOE、得られた収入（電力市場収入、FIT、供給報奨金等）、および財務ギャップの関係を示したものである。この図に示すように、FG 値が正の場合はプロジェクト開発者の LCOE を賄うのに必要な収入が得られなかったという意味であり、負の場合は LCOE を賄えるだけの十分な収入が得られたことを示唆する。

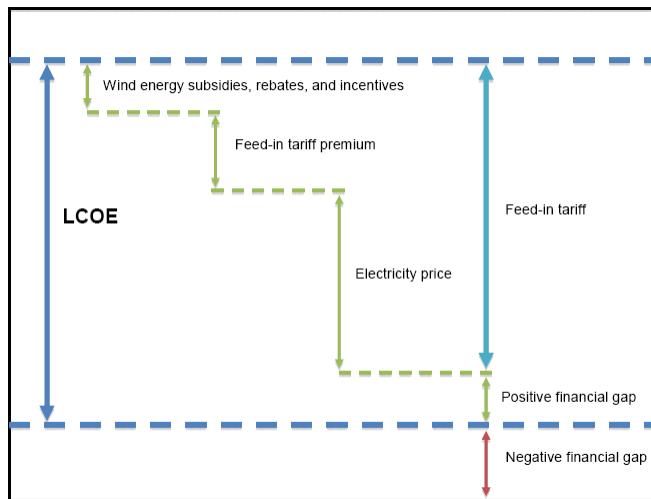


図 1-2 財務ギャップのみが残る収入とインセンティブによるエネルギーコストの相殺

1.4 参加国の陸上風力発電のコスト

次節では、自国のプロジェクトの資金援助をしている国内投資家にとっての陸上風力発電のコストを参加した7ヶ国の国別に示す。これにはECNのモデルと方法論を用いている。主要な風力発電のコストの変数を多国間で比較することにより、各国の違いが分かり、陸上風力発電プロジェクトのベースラインコストが明確になる。利用可能なデータが限られているため、洋上風力発電のコストは詳しく示していないが、報告されたコストデータの少数のサンプルを含めている。

1.5 報告されたデータの限界

この分析では、風力発電のコスト、性能ならびに財務データ全体の正確さと有効性を出来る限り証明しようとしたが、データソースは多種多様であり、報告されたデータの質は国およびデータソースにより異なっている。例えば報告されたコストのデータは、2008年のユーロ額で表すこととしたが、現在価格を表しているのか一定価格かが明確でない事例もある。また以下に挙げるパラメータも、2008年に建設された風力プロジェクトを表すためのものであるが、実際には2008年前に発注され支払われた事例を含めている可能性がある。データが限られているため、こうした潜在的な矛盾を修正することができなかった。さらにIEA Task26は各国の「代表的な」プロジェクトを表すことを意図したものであるが、風力発電の実際のコストはサイトとプロジェクトによって異なる。従って以下のデータは、各国の全般的な状況説明のためのみに示したもので、この点に留意すべきである。

1.6 各国のモデルの想定、LCOE、参照ケース

風力発電の国別のコストが基本としたプロジェクト（ここでは「参照ケース」と呼ぶ）と比較されている。この参照ケースは各国の風力発電の代表的な構成要素を表すもので、技術的パラメータ（プロジェクトの特徴、性能、投資コスト、撤去コスト、運転維持費等）と財務パラメータ（負債資本比率、自己資本利益率、負債利子率、ローン期間、国の税率等）の両方が含まれる。参照ケースでは収入と風力発電政策を除外している。また風力発電を支援する取り組みは国によって異なるため、風力発電政策やインセンティブも含めていない。従って参照ケースではLCOEの計算結果のみを表示している。

国別の技術的パラメータを表1-2に示す^{原注4}。参照ケースでは、この各パラメータを、全ての国におけるプロジェクトの設備容量の加重平均として計算している。参照ケースの技術的パラメータの値もこの表に示しており、2008年の設備容量が比較的大きかったスウェーデンと米国（それぞれ98MW、85MW）で過度重合が大きくなっている。7ヶ国で2008年に実施された代表的なプロジェクトを多少なりとも反映できるように、参照ケースの加重には、国内の総エネルギー容量ではなく、プロジェクトの設備容量を用いている。参照ケースのプロジェクト構築にはさまざまな選択肢があるが、その選択が国別のLCOEあるいはFG計算に影響することはない点を指摘するのは重要である。参照ケースが提供しているのは、2008年の国別の結果を比較するための一般的な点に過ぎない。

表1-3は国別の財務パラメータを示したものである。各々の財務パラメータに関し、全ての国の中間値を参照ケースの値として用いている。先に述べたように、参照ケースの計算値が国別のLCOEやFGの結果に影響することはない。

ECNモデルでは割引率として自己資本利益率を用いているが、資本加重平均コスト(WACC)もこの表に示している。WACCは複数の財務パラメータ（負債資本比率、自己資本利益率、負債利子率、国の税率）を、財務コスト全体を説明する単一測定基準に含めている。

表1-4に国別および参照ケースのLCOEとFGの結果を示す。この結果には、2008年のLCOEと財務ギャップの計算結果を含めている。この結果は国別の陸上風力発電のコスト全体を表すため示したものであるが、どの風力発電プロジェクトでも、実際のLCOEは場所とプロジェクトによって異なっている。

^{原注4} 表1-3のモデル化の仮定のための入力データはユーロのみで示していることに留意。但しLCOEとFGの結果はユーロと米ドルの両方で示している。

表 1-2 各国および参照ケースの陸上風力発電の技術的パラメータ（2008 年）

	デンマーク	ドイツ	オランダ	スペイン	スウェーデン	スイス	米国	参照ケース
風車サイズ(MW) ^{原注5}	2.3	2.0	3.0	2.0	2.4	2.0	1.7	2.1
風車基数	7	5	5	15	41	6	50	34
全負荷時間	2,695	2,260	2,200	2,150	2,600	1,750	3,066	2,628
投資 ^{原注6} (€/kW)	1,250	1,373	1,325	1,250	1,591	1,790	1,377	1,449
撤去コスト (€/kW)	0.0	1.5	0.0	0.0	1.6	0.0	0.0	0.6
他のコスト (€/MWh)	3	0	10	3	0	0	0	1
運転維持費 (固定費) (€/MWh)	0.00	46.33	31.39	0.00	0.01	0.00	8.60	6.29
運転維持費 (変動費) (€/MWh)	12	0	13	20	11	31	5	11
転換運転維持費総額 (€/MWh)	12	21	28	20	11	31	7	13
参照ケース 加重	6.1%	3.8%	5.7%	11.4%	36.6%	4.6%	31.8%	N/A

表 1-3 各国および参照ケースの陸上風力発電の財務パラメータ（2008 年）

	デンマーク	ドイツ	オランダ	スペイン	スウェーデン	スイス	米国	参照ケース
負債利益率 (%)	5.0	5.5	5.0	7.0	5.0	5.0	6.0	5.0
資本利益率 (%)	11.0	9.5	15.0	10.0	12.0	7.0	7.5	10.0
債務の割合 (%)	80	70	80	80	87	70	0	80
資本の割合 (%)	20	30	20	20	13	30	100	20
ローン期間 (年)	13	13	15	15	20	20	15	15
国の税率 (%)	25.0	29.8	25.5	30.0	28.0	21.0	38.9	28.0
WACC (%)	5.2	5.6	6.0	5.9	4.7	4.9	7.5	4.9

表 1-4 各国および参照ケースの陸上風力発電の LCOE と FG (2008 年)

LCOE €/MWh (\$/MWh)		財務ギャップ €/MWh (\$/MWh)	
イス	120 (167)	ドイツ	5 (7)
オランダ	94 (131)	米国	-1 (-1)
ドイツ	85 (118)	スイス	-1 (-1)
スペイン	83 (115)	オランダ	-3 (-4)
スウェーデン	67 (93)	スペイン	-3 (-4)
米国	65 (91)	デンマーク	-6 (-8)
デンマーク	61 (85)	スウェーデン	-8 (-11)
参照ケース	68 (95)	参照ケース	N/A

表 1-4 に示したように、国別の LCOE は、スイスの 120 ヨーロ/MWh (167 ドル/MWh)^{原注7}からデンマークの 61 ヨーロ/MWh (85 ドル/MWh) まで開きがある。参照ケースの LCOE は 68 ヨーロ/MWh (95 ドル/MWh) と推定している。各国の LCOE が異なっているのは、主として国別の発電電力量、運転維持支出、投資コスト、資金調達方法の違いによるものである。次に各国の LCOE にこれらのパラメータが及ぼす影響を探る。

原注5 より詳しい風力発電コスト分析には、ロータ直径、ハブ高さ、平均風速といった重要なパラメータを含む、エネルギー供給に関する明確な仮定を含めることになる。ここに示した推定値は、本書に示した以外の技術や国と容易に比較できるよう、高次の単純な仕様のみを示すものとしている。

原注6 先に述べたように、投資コストおよびプロジェクト建設は 2008 年のものと仮定しているが、実際には投資コスト（風車の発注等）には 2008 年以前の数字が含まれている可能性がある。

原注7 為替レート 1 ドル=1.39 ヨーロで換算

1.7 LCOE の多国間比較

多国間分析では、各国における4つの主要なコストパラメータのLCOEへの影響を探った。国別にLCOEを推定し、ひとつのコストパラメータを国別の値とし、その他のパラメータを参照ケースの値とした。この分析には、ベースライン測定基準（参照ケースのパラメータ値）と比較した国別の入力パラメータの影響を切り離した。この多国間分析で検証した主要なパラメータには、発電電力量、投資コスト、運転維持費、資金調達コストを含めた。次にこの結果を全ての国間で比較した。

一例として、各国の全負荷時間のLCOEへの影響を図1-3に示す。この図は3つの明確な試験ケースを比較したものである。まず、灰色の棒グラフは先に表1-4で示した各国のLCOEを表すもので、全入力パラメータを国別に示している。次に青線は参照ケースを示すもので、ベースラインのLCOEを68ユーロ/MWhとし、全パラメータを参照ケースの値としている。また緑色のプロットは混合ケースを示すもので、全負荷時間を国別の値とし、その他のパラメータを参照ケースの値としている。

図1-3～1-6は、それぞれ発電電力量（上記参照）、投資コスト、運転維持費、資金調達コストを表している。国別のLCOE（灰色の棒グラフ）と参照ケースのLCOE（青線）は、どの図でも一定だが、主要なコストパラメータは各図で異なっており、これをマーカーで分かり易く示している。

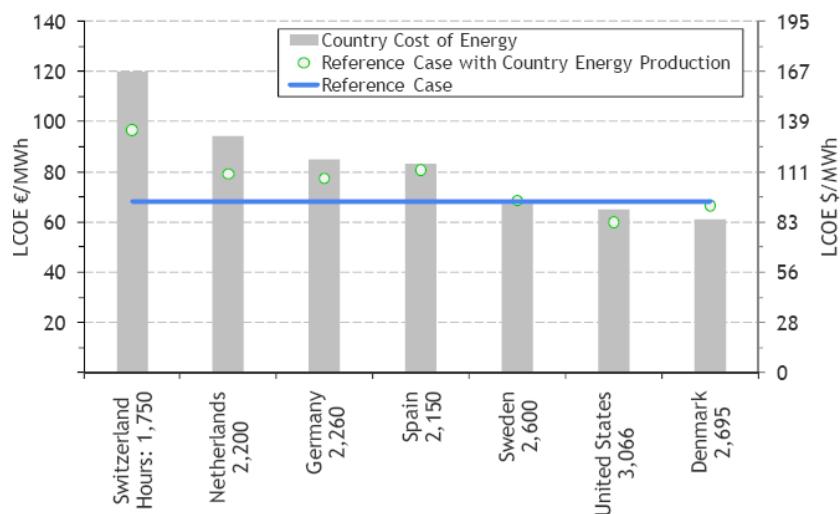


図1-3 参照ケースに各国の発電電力量（全負荷時間）を加味した結果

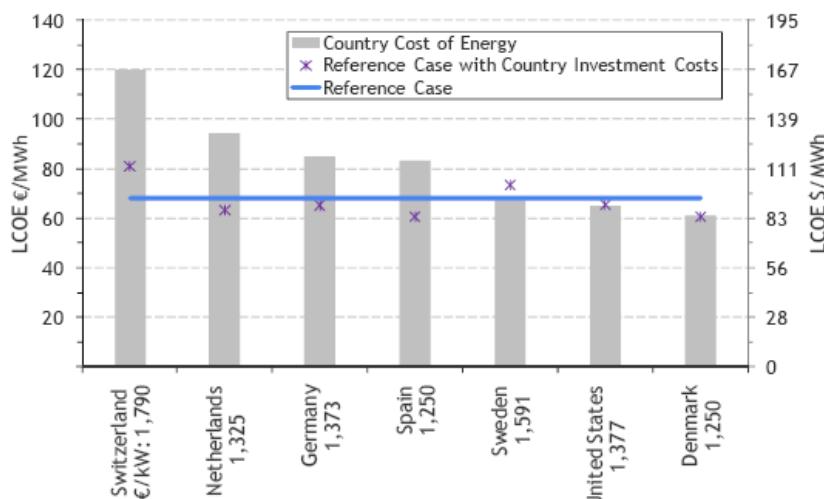


図1-4 参照ケースに各国の投資コストを加味した結果

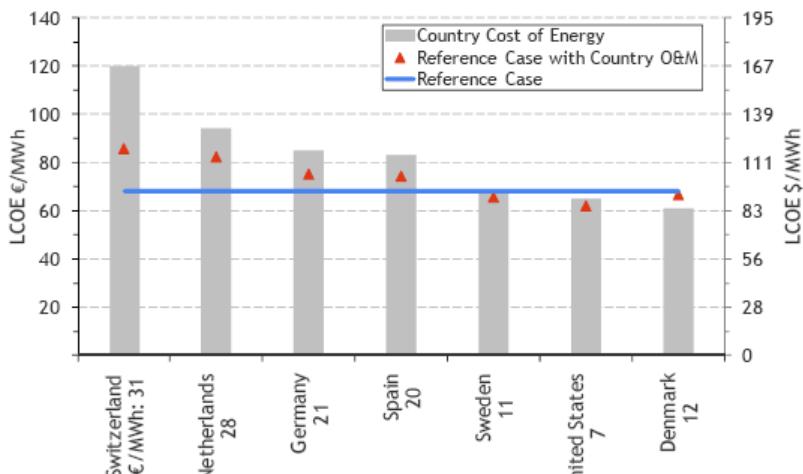


図 1-5 参照ケースに各国の運転維持費を加味した結果

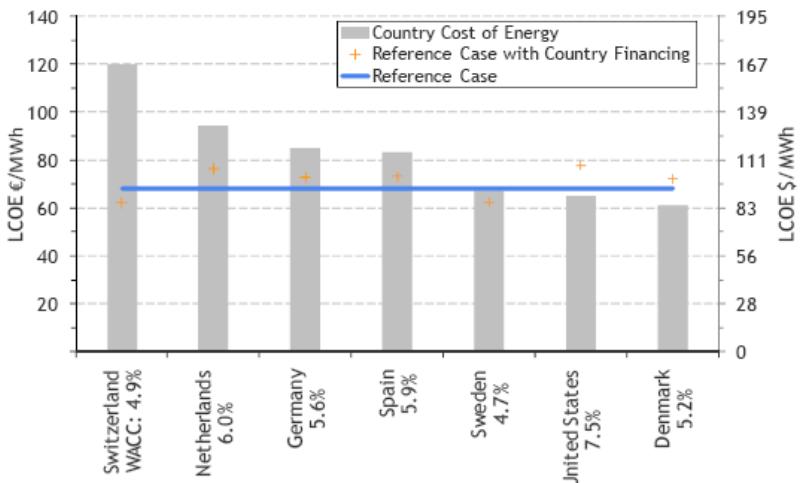


図 1-6 参照ケースに各国の資金調達コストを加味した結果

各国間の主要な風力発電コストのパラメータの違いは以下のように説明できる（ただしこれだけに限らない）。

- 発電電力量（全負荷時間）**：全負荷時間の国による違いには、さまざまな共通および個別の要因が影響している。例えばドイツでは、土地の制約によってプロジェクト開発は風資源量の乏しい南部に押しやられている。デンマークでは、国内の未開発のサイトを開発する前に風車の配置設計によって既存の風力発電サイトの設備更新が促進される場合もあり、その結果として国内の初期の風力発電サイトの一部が2008年に設備更新の対象となっている。スイスでは、山間部のアクセスが限られているため、2008年に実施された開発プロジェクトの数は限定されたものになっている。米国には、充分に良好な風資源量を有するプロジェクトサイトが数多くあるが、送電線へのアクセスと利用可能率が限られているため、プロジェクト用サイト決定には限りがあり、場合によっては発電の出力抑制をせざるを得なくなっている。一方スウェーデンでは、土地の制約は本研究の他の国ほどは問題になっていない。オランダでは、FITの報奨金の上限が全負荷時間の最大値で決められているため、最適なサイトを開発したり最新の技術を適用したりする財務上インセンティブが少なくなっている可能性がある。
- 投資コスト**：投資コストは国によって著しく異なる。デンマークでもオランダでも、全負荷時間に基づく助成金としてのFIT報奨金が風車の選択に影響し、従ってプロジェクトの投資コストに影響している。デンマークでは、全負荷時間あたりの補助金の額を最大にするため、大型の発電機を備えた風車が優先されている。一方オランダでは、補助金を全負荷時間の範囲内としているため、よりコストの安い風車

技術が重視視されている。デンマークでは、電力系統への連系コストといった風力発電プロジェクトの導入コストの一部は、プロジェクト開発事業者ではなくプロジェクトのエンドユーザ（電力消費者）が支払っている。そのためデンマークの連系コストは投資コストに含まれていない。しかしスペイン、ドイツその他のいくつかの国では、連系コストその他の系統増強コストをプロジェクトの開発事業者が支払っており、したがってこれは投資コストに含められている。スウェーデンには、投資コストの削減が可能になるような、単純化された系統連系手順がある。ドイツでは、風力発電が風資源量の乏しい南部に拡大した結果、開発事業者はその補償手段として、多くのプロジェクトでロータ直径の大きな風車をより高い場所に設置せざるを得なくなっている（投資コストはロータ直径およびハブ高さの数値が大きいほど高くなる）。イスでは、山間部の風力発電プロジェクト用サイトへのアクセスが難しく、また規模の経済を欠いているため、投資コストが高くなっている。

米国では、大規模な風力発電プロジェクトの費用便益は特に風車の購入に関係しており、発注規模が大きくなるにつれ価格が割引かれることが証明されている。米国のウインドファームは、参照ケースよりもプロジェクト規模が大きく、投資コストが低いため、米国の開発事業者は数量割引が受けられるという恩恵がある。興味深いことに、スウェーデンではプロジェクトの規模が大きくなても価格の割引の恩恵はない。これは2008年のスウェーデンの設置コストが、モデルとしたプロジェクト容量と比べて少なかったためである可能性がある。

- ・ **運転維持費**：各国が示した運転維持費のデータは、不確実性が高く、容易に信頼できない数値である。デンマークでは、通常風力発電プロジェクトの債権者は5~10年の長期的運転維持サービス契約を必要としており、これは年間約25ユーロ/kWとして報告されている。オランダでは、運転維持費には通常プロジェクト全体で一定の価格とされているサービス契約コスト、および地代が含まれており、報告されているコストは、5~23ユーロ/kWと開きが大きい。ドイツでも最低5年間の完全なサービス契約が必要とされる場合がある。イスでは、運転維持の経験が限られていること、高い労賃、アクセシビリティの問題、ならびに風車の着氷や乱流によって、他の国々より運転維持費が高くなっている。米国の運転維持費は、近年導入された大規模なプロジェクトでは平均して低くなっているようであるが、米国ではギアボックス、ブレードあるいは発電機の部品を交換する時期が早すぎるという証拠も伝えられており、従って報告されているデータの運転維持費は過小評価されている可能性がある。ドイツでも備品の交換が必要とされているため、小規模プロジェクトでは運転維持費が高くなっている。またドイツは全体の運転維持費の重要な構成要素として、高額な定期的現地視察のコストが報告されている。スウェーデンでは、運転維持費がプロジェクトの開発事業者によって著しく異なっている。
- ・ **資金調達コスト**：陸上風力発電プロジェクトの資金調達コストは、米国以外の国では同程度である。デンマーク、ドイツ、オランダでは、風力発電プロジェクトの開発事業者がバランスシートに基づき風力発電プロジェクトの資金を調達している電力会社である場合を除き、通常はプロジェクトそのものによって資金を調達している。デンマークとスウェーデンでは、陸上風力発電プロジェクトは一般的に低リスクの投機と見なされ、それが陸上プロジェクトの資金の決定に反映されている。米国以外のどの国でも、プロジェクトの資金調達の負債比率は高くなっている、通常は60~87%である。

米国の風力プロジェクト資金調達方法はどちらかといえば例外的である。2008年には、米国の多くのプロジェクトが非常に高い自己資本比率（しばしば100%）で資金調達され、プロジェクトに基づく負債はほぼゼロであった。これは連邦政府の財務上の補助金制度のためであり、この制度により「タックスエクイティ」として知られるエクイティ・ファイナンス（株式発行による資本調達）に特化された形態が急増した。タックスエクイティ・ファイナンスが優先されたため、米国では他国よりも資本コストが高くなっている（すなわちタックスエクイティは通常、負債よりも高くつく）。また米国では、負債による資金調達によってプロジェクトの財源を確保したケースでは、プロジェクトではなく法人レベルでの負債を負っている場合があった。

ここまでまとめとして、図1-3~1-6に示した4つの主要なコストの構成要素および各国のLCOEと参照ケースのLCOEを図1-7に示す。

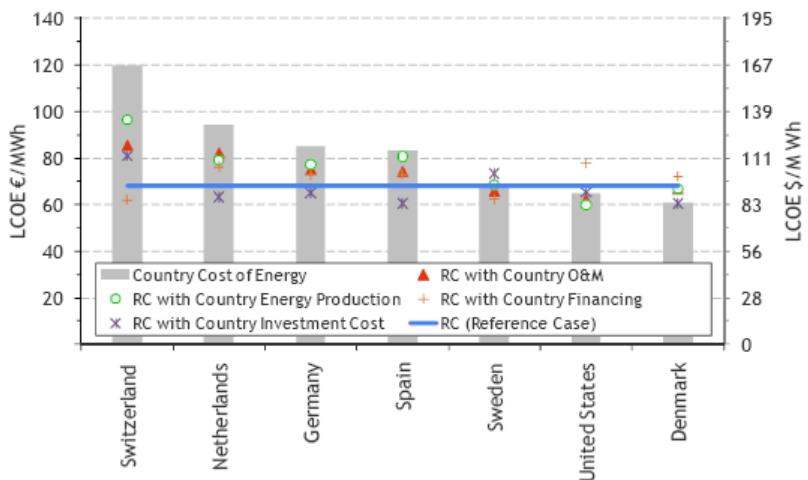


図 1-7 参照ケースに各国の構成要素を加味した結果

図 1-8 は、主要なコスト変数の LCOE への影響をさらに比較検討するために、主要なコストパラメータを国別ではなくグループにしている。この図では、各国のコスト変数の影響、および参照ケースと比較した各国の LCOE の大きさを示している。赤い棒グラフは各国の LCOE を増加させる値を示し、緑の棒グラフは参照ケースよりも各国の LCOE を低下させる値を示す。主要なコストパラメータを、LCOE が参照ケースより増加した程度（赤い棒グラフ）の大きい順に上から下に示している。例えば発電電力量の最小変数はスイスが報告した数値であるが、この国の運転維持費と投資コストよりも LCOE を増加させている。この最低値から最高値までの国別の入力パラメータの範囲から、発電電力量および投資コストが LCOE に最も影響したことがわかる。これは一般に過去の風力発電の LCOE 感度分析と一致している (IEA 2010, Cory and Schwabe 2009)。しかし興味深いことに、報告された運転維持費の範囲は、参照ケースと比較して、投資コストと資金調達コストよりも LCOE 増加に影響している。このことから、運転維持データの不確実性と利用可能性、従って入力パラメータの国による違いの大きさが、LCOE 推定値の正確性を限られたものにした可能性がある。運転維持費に起因する差異を減らすため、さらなる分析が必要であると考えられる。

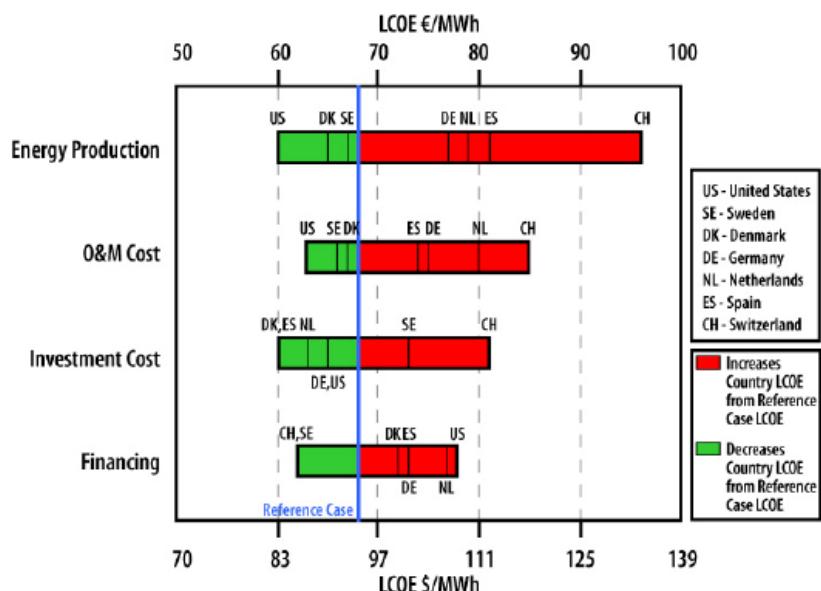


図 1-8 各国の主要なコストパラメータの LCOE への影響

1.8 参加国の洋上風力発電のコスト

ECN のモデルにより、陸上だけでなく洋上に設置された風力発電所の LCOE を推定することができる。但し現時点でも利用できる洋上プロジェクトのデータは限られており、特に国別の LCOE を推定するのに必要な入力変数の完全なデータ一式が不足している。従って洋上風力発電に関する国別の LCOE 比較は行っておらず、その参照ケースも設けていない。以下の表 1-5 および 1-6 に、報告されているコストと資金調達のデータの一部を示す。留意すべきこととして、デンマークでは、系統への連系および海底ケーブルの必要性を社会的費用としているため、プロジェクトの開発業者がこれを負担していないということである。この分析で用いたモデルは、プロジェクトの開発事業者の視点に立ったものであるため、デンマークの投資コストの見積りに反映させていない。モデル化分析では使用しなかつたが、これらの系統連系コストを含めることで、デンマークの投資コストの見積りは約 3,000 ヨーロ/kW になる。図 1-7 に、これらの洋上風力発電プロジェクトに関して見積もった LCOE と財務ギャップを示す。

表 1-5 洋上風力発電のプロジェクト別技術的パラメータ

	2007 年 オランダ Prinses Amalia	2008 年 デンマーク Rødsand II	2008 年 ドイツ 一般的なサイト
プロジェクトの状況	2007 年コストの見積り	2008 年コストの見積り	2008 年コストの見積り
竣工年	2007 年	2010 年後半	特定されず
発電所サイズ (MW)	2.0	2.3	5.0
風車基數	60	90	12
全負荷時間	3,350	3,800	3,700
投資 (€/kW)	3,315	1,883	3,230
撤去コスト (€/kW)	0	0	0
他のコスト (€/MWh)	11	0	0
運転維持費 (固定費) (€/MWh)	149	0	123
運転維持費 (変動費) (€/MWh)	0	24	0
転換運転維持費総額 (€/MWh)	44	24	33
耐用年数	15	25	20

図 1-6 洋上風力発電のプロジェクト別財務パラメータ

	2007 年 オランダ Prinses Amalia	2008 年 デンマーク Rødsand II	2008 年 ドイツ 一般的なサイト
負債利益率 (%)	5.0	4.5	6.5
資本利益率 (%)	12.0	11.2	15.0
負債割合 (%)	50	26	70
資本割合 (%)	50	74	30
ローン期間 (年)	15	13	12
国の税率 (%)	25.5	25.0	29.8
WACC (%)	7.9	9.2	7.7

表 1-7 洋上風力発電のプロジェクト別 LCOE & FG

LCOE €/MWh (\$/MWh)		財務ギャップ €/MWh (\$/MWh)	
Prinses Amalia	166 (231)	ドイツ一般予測	N/A
ドイツ一般予測	156 (217)	Rødsand II 予測	6 (8)
Rødsand II 予測	88 (122)	Prinses Amalia	5 (7)

1.9 他の LCOE 計算方法

LCOE はさまざまな目的、動機および読者のために計算される。一般市民、政策決定者、投資家、プロジェクト開発事業者等が、各々の特定のニーズを満たすべく LCOE を利用している。したがって LCOE に使われる手法は一様ではない。LCOE をどの程度詳しく推定するか、あるいはどの程度の仮定が必要かは、使用する計算方法によってさまざまであり、これが LCOE の結果に著しく影響する。このため別の LCOE 計算方法を、ここまで分析で用いた ECN モデルおよび方法と対比しつつ、以下に説明する。

例えば高次計画シナリオでは、投資コストの現在値、および社会的割引率を用いて割り引いた年間コストの平均に基づき単純化した代表値を用いて LCOE を見積もる場合がある。このアプローチでは、負債資本比率、負債資本コスト、ローン期間、法人税といった明確な財源確保条件の仮定がなされていない。その代わり、この単純な方法では割引率として選んだ値のみを用いており、それによって財務手段の特徴を全て表している。IEA の “Projected Costs of Generation Electricity” (IEA2010) や “IEA World Energy Outlook 2009” (IEA 2009) はこのアプローチを用いており、以下の式により LCOE を計算している。

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^T ((\text{投資}_t + \text{運転維持費}_t + \text{燃料費}_t + \text{炭素コスト}_t + \text{撤去費}_t) \times (1 + \text{割引率})^{-t})}{\sum_{t=1}^T (\text{発電電力量}_t \times (1 + \text{割引率})^{-t})}$$

このアプローチでは、IEA は割引率を「社会的資源コスト」として表している。このコストは社会全体が特定の技術に投資する際に負担すべきコストを表す (IEA2010)。この社会的見地から、IEA は割引率 5~10%を用いており、5%を「比較的安定的な環境における債務不履行リスクの低い投資家ができる率」、10%を「著しい経済的・技術的リスクおよび価格リスクに直面している投資家の投資コスト」としている (IEA2010)。より単純化した高次計画シナリオにより、入力パラメータの数を最小限にし、詳細度によって各種の発電型の LCOE を容易に比較することができる。

これとは逆に、開発業者は ECN モデルのような高度なキャッシュフロー モデルを使って、特定のプロジェクト、各々の LCOE、ならびに正味現在価値、内部収益率、返済期間といった他の財務指標を評価している。このモデルに、複数の所有者、一連の明確な資金調達の前提条件、税金の影響、その他の収入あるいはコストの影響を含めている場合もある。時には、このモデルを用いて一切の潜在的なコストの流れを評価したり、企業の特定のプロジェクトへの投資を可能にする利益が得られるようなエネルギー価格を決定したりする(Harper et al. 2007)。この詳細な方法を用いた場合、投資コストや年間経費だけでなく、数多くの要因が LCOE に影響することになる。プロジェクト建設の最終的な決定権は投資家にあるため、風力発電の継続的な設置を可能にするコストの閾値を理解するには、投資家の視点を理解することが重要である。

一例として、この分析で用いた ECN モデルは、持分投資家に所定の資本利益率 (ROE) を保証しつつプロジェクト毎に LCOE を評価するための高度なキャッシュフロー モデルである。先に述べたように、ECN のキャッシュフロー モデルをさらに詳細なものにすることで、資本および負債利子を持つ資金調達構造を明確に表すことができる。また、風力発電のコストをプロジェクトの開発事業者の視点から表すことで、プロジェクトを進めるための収入の流れで相殺しなければならない風力発電コストを見積ることができる。

1.10 LCOE 計算に関する割引率の比較

表 1-8 は割引率と LCOE 方法を比較したものである。キャッシュフロー分析の単純な方法と高度な方法の両方を用いて、一連の割引率に関して LCOE を見積り、他の一切のコストパラメータを各々の参照ケースに照らして定めた。さらにこれら両者の方法によって、参照ケースの LCOE (68 ユーロ/MWh) を生じさせる割引率を表している。

社会的投資家の視点から選んだ代表的な割引率は、民間のプロジェクト開発事業者あるいは投資家の視点に立った割引率の値より低くなる傾向がある。IEA2010によれば、社会的投資家の割引率が低くなっている理由は、リスクが少数の民間投資家ではなく数多くの個人投資家に分散されるため、直面するリスクと資金調達コストが少なくなるためである。それに伴い、社会的視点からの LCOE の見積りも、民間投資家の見積りよりも低くなる傾向にある。

表 1-8 割引率と LCOE 方法の比較

方法&視点	視点	資金調達コストの扱い	適用モデル	割引率の範囲	割引率の範囲における LCOE*	参照ケースの LCOE を生じさせる割引率
高次シナリオ計画の単純計算	公的・社会的投資家の視点	割引率に含める	IEA2010	5~10%	53~70 ユーロ /MWh (IEA の方法)	9.5% (IEA の方法)
高度キャッシュフロー分析	プロジェクト開発事業者あるいは民間投資家	明確に定義	ECN2008	7.5~15% (ROE)**	64~76 ユーロ /MWh	10% (ECN の方法)

*他の全ての変数に参照ケースの前提条件を適用

**本分析で報告された ROE の範囲に基づく

表 1-8 に示すように、どちらのアプローチでも、選んだ割引率の違いが LCOE 値に著しく影響する。9.5%という割引率は、社会の視点を表す簡略な計算法を用いて参照ケースの LCOE (68 ユーロ/MWh) を計算するのに必要な値である。従って本研究の参加諸国が報告したデータに基づくならこの割引率は最大値に近づくはずであり、IEA ではこの範囲を 5~10% としている。これは、簡略化した社会的計画方法を用いて高度キャッシュフロー手法の近似値を明らかにしたものである。

逆に、低い方の割引率（提案された幅の最も低い値）が一般投資家のケースを表ために用いられている。従って LCOE を計算する際には、また風力発電の LCOE を他の電源の LCOE と比較する際には、プロジェクト開発事業者の視点、あるいはより広く電力系統レベルの視点のどちらに立っているかを明確にすることが不可欠である。割引率の選択は、その視点に対応させることが望ましい。LCOE を表す各種の式を用いる場合は、立脚する視点、割引率その他のパラメータの値を明確に解釈することが必要とされる。

1.11 結論

IEAWind Task26 の結果から、LCOE が国によって大きく異なっていることがわかる。この違いの度合いは、発電電力量、投資、運用、資金調達といった各コストの影響によるものとされている。予想通り、国家間の LCOE の差異に最も影響したのは、本質的な風況あるいは風車の技術仕様に基づき予測される発電電力量である。また資本的支出および風力発電プロジェクト資金調達条件が大きく異なることから、市場力も風力発電のコスト全体に著しく影響している。さらに風力発電プロジェクトの運転維持費も各国間で著しく異なり、これが LCOE に大いに影響した。

ひとつの測定基準でエネルギーのコスト全般を表すという LCOE の性質は、国や目的、読者その他の利用者の間で単純な比較ができるように思われる。しかし、LCOE の各種の計算がどの視点から、どのようになされたかを正確に理解する必要がある。LCOE は世界共通でも交換可能な計算でもない。むしろ、特定のニーズに適用される有益で便利なツールである。従って比較およびその結果の解釈には留意することが望ましい。

参考文献

Cory and Schwabe, 2010. "Wind Levelized Cost of Energy: A Comparison of Technical and Financial Variables." <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/46671.pdf>

European Wind Energy Association (EWEA) (2009). "The Economics of Wind Energy A Report by the European Wind

- Energy Association.” March 2009. Available at
http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Economics_of_Wind_Main_Report_FINAL-lr.pdf
- European Wind Energy Association (EWEA). (2010). “Wind in Power: 2009 European Statistics,” The European Wind Energy Association, February 2010. Accessed at
http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/statistics/100401_General_Stats_2009.pdf
- Harper, J.; Karcher, M.; Bolinger, M. (2007). “Wind Project Financing Structures: A Review and Comparative Analysis,” Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory report LBNL- 63434, September 2007. Accessed at
<http://eetd.lbl.gov/ea/emp/reports/63434.pdf>
- International Energy Agency (IEA). (2006). “World Energy Outlook: 2006” International Energy Agency. Accessed at
<http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2006/weo2006.pdf>
- IEA. (2008), “World Energy Outlook: 2008” International Energy Agency. Accessed at
<http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2008/weo2008.pdf>
- IEA. (2009), “World Energy Outlook: 2009” International Energy Agency. Accessed at
<http://www.iea.org/W/bookshop/add.aspx?id=388>
- IEA. (2010), “Projected Costs of Generating Electricity” 2010 Edition.. Accessed at
http://www.iea.org/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=2207
- RECaBs. (2007). “RECaBs Interactive Renewable Energy Calculator” Renewable Energy Calculator. Accessed August 2010, at <http://www.recabs.org/>
- Wiser, R.; Bolinger, M. (2010). “2009 Wind Technologies Market Report,” U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, August 2010, at
http://www1.eere.energy.gov/windandhydro/pdfs/2009_wind_technologies_market_report.pdf

第2章 デンマーク

2.1 デンマークの風力発電の概要

本章では、デンマークの陸上および洋上風力発電プロジェクトの概要ならびにコストの特徴を述べる。ここでは 2008 年の陸上および洋上風力発電技術に関する均等化発電原価 (LCOE) のモデル化に用いた仮定に焦点を当てる。

2.1.1 設備容量、発電電力量、短期目標

2008 年末のデンマークにおける風力発電の設備容量は合計 3,179MW（陸上 2,756MW、洋上 423MW）で、これは 2007 年末の設備容量に対して約 1.25%、2000 年の設備容量よりも 32% 増加している。2001 年から 2008 年までに増加した設備容量の約半数は、洋上風力発電によるものである。2008 年に洋上で建設中の洋上ウインドファームは 3 つあり、うちひとつは 2009 年に完成し、もうひとつは 2010 年秋に運転開始する予定である^{訳注5}。

図 2-1 に示すように、導入の速度は期間ごとにばらつきが大きいことがわかる。2001 年から 2003 年にかけて、設備容量は正味 725MW 増加したが、2004 年から 2007 年までは 8MW 増加したに過ぎない。これは 2003 年に実施された陸上プロジェクトの財政的支援計画が大幅に減額された結果である。これを補うために 2008 年に導入された新たな固定価格買取制度 (FIT) により、陸上風車の建設が新たに注目されることになった。2008 年の FIT 導入後、2010 年 7 月末までに陸上風力発電の設備容量は正味 280MW 増加している (Danish Wind Industry Association, 2010)。2008 年には、風力発電によってデンマークの総電力消費量の約 20% が供給されている。

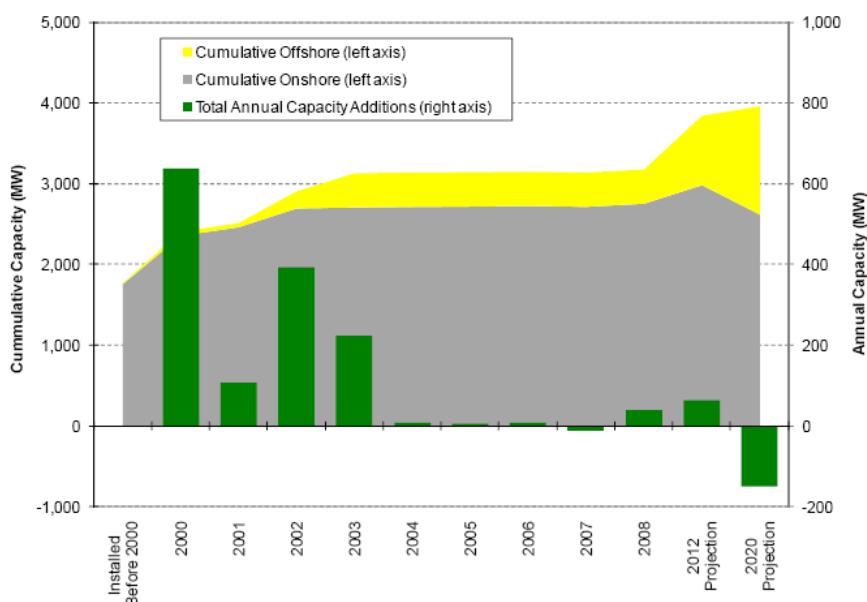


図 2-1 デンマークの風力発電の累積設備容量および年間導入容量

資料 : Danish Wind Industry Association 2010 and European Commission 2010

訳注5 Rødsand II 洋上風力発電所は 2010 年 8 月に運転開始している。

デンマークは風力発電導入の年次目標を定めていないが、EU の要求によれば、デンマークは 2020 年までに再生可能エネルギー源による発電で総エネルギー消費量の 30%を賄うための計画を策定しなければならない。EU では全ての加盟国にこの再生可能エネルギーの目標値を達成するための行動計画の作成を義務付けており、デンマークは 2010 年 6 月に国の行動計画を発表している。この計画では、2020 年までに設備容量を約 4 GW とし、それによって風力発電は 11,000 GWh になると予想されている。また総容量の 3 分の 1 および電力量の約 50%を、洋上に設置する風車から得ることが予想されている (Kemin 2010)。ちなみに、2009 年の発電電力量は約 6,700 MWh である。2010 年および 2020 年の風力発電の設備容量の予測は、各欧州加盟国の中の再生可能エネルギー行動計画 (NREAP) に基づくものである(European Commission 2010)。

短期目標として、2008 年から 2012 年までに洋上風力発電の設備容量 800 MW の追加、ならびに陸上風力発電の設備容量 350 MW の新設が定められている。この目標値の半分は、既存の風力発電所の設備更新によって達成すべきもので、それによって累積容量は 175 MW 増加することになる。地方の計画当局は、2012 年までに 350MW に加えて陸上容量 150 MW を追加するための計画を規定しなければならない。

洋上風力発電の設備容量 800 MW を追加するという短期目標は、3 つの大規模な洋上風力発電所、すなわち Horns Rev II (209 MW、2009 年 9 月運転開始)、Rødsand II (207 MW、2010 年秋竣工予定)、Anholt (400 MW、2012 年 12 月竣工予定) により達成される見込みである。

表 2-1 デンマークにおける風力発電の累積設備容量 (MW)

設備容量	2000 以前	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2012 予想	2020 予想
陸上	1,761	2,358	2,464	2,697	2,708	2,716	2,720	2,728	2,717	2,756	2,985	2,621
洋上	11	50	50	210	423	423	423	423	423	423	856	1,339

資料 : Danish Wind Industry Association 2010 and European Commission 2010

表 2-2 デンマークにおける風力発電の年間導入容量 (MW)

設備容量	2000 以前	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2012 予想	2020 予想
陸上	1,761	597	106	183	12	8	4	8	-11	39	-38	-135
洋上	11	39	0	210	223	0	0	0	0	0	100	-14

資料 : Danish Wind Industry Association 2010 and European Commission 2010

2.1.2 収入と政策のインセンティブ

2008 年に制定された再生可能エネルギー法により、風力発電プロジェクトの新たな報酬制度が導入された。新たな陸上の風力発電プロジェクト、および「オープンドア」洋上プロジェクト^{原注8}では、いずれも全負荷時間が 22,000 時間に到達するまでスポット市場価格に加え 0.25 デンマーククローネ/kW (0.034 ユーロ/kW^{原注9}, 0.047 ドル/kW) の助成金が提供されている^{原注10}。全負荷時間が上記の時間に到達した後は、市場価格を受け取ることになる。

風車に対しては、プロジェクトの技術的耐用年数の期間、需給調整コストの補助金として年間 0.023 デンマーククローネ/kW (0.0037 ユーロ/kW, 0.005 ドル/kW) が補助される。

原注8 「オープンドアプロジェクト」とは、洋上風力発電所の入札手順とは別に建設される洋上風力発電所のプロジェクト、と定義される。1 つの洋上風力発電所が、オープンドア申請プロセスにより建設されている。

原注9 1 ヨーロ = 7,353 デンマーククローネ

原注10 現行の価格補助制度は、風力発電プロジェクトへの助成金を 1 kWあたり 0.10 デンマーククローネ (0.013 ヨーロ)としたプログラムに代わって導入されたものである。

一般的にデンマークでは、風車が全負荷時間で 22,000 時間の発電を行うには、7 年から 10 年かかる。例えば 3 MW 風車を設置するとすれば、FIT は次のように決定される^{原注¹¹}。

$$3 \text{ MW 風車が全負荷時間 1 時間で発電する電力量} = 3,000 \text{ kWh}$$

$$3,000 \text{ kWh} \times 22,000 = 66 \text{ GWh}$$

FIT と需給調整補助金は、3 MW 風車が 66 GWh 発電するまでの期間支払われる。この値は次のようになる。

$$(66 \text{ GWh} \times 0.25 \text{ クローネ}) + (66 \text{ GWh} \times 0.023 \text{ クローネ})$$

$$= 18,064,200 \text{ クローネ}$$

既存の風力発電所の設備更新のための補助金は、老朽化した風車を撤去する新規の風力発電プロジェクトにも適用される。この金額は、撤去された設備容量の 2 倍を生産するための全負荷時間 12,000 時間に對し 0.08 デンマーククローネ/kW (0.01 ヨーロ/kW, 0.0139 ドル/kW) である。例えば 225 kW の風車を購入し、新規の風力発電開発プロジェクトによって撤去する場合、設備更新のための補助金を計算すると、以下のようになる。

$$225 \text{ kW} \times 2 \text{ 基が全負荷時間 1 時間で発電する電力量} = 450 \text{ kWh}$$

$$450 \text{ kWh} \times 12,000 = 5.4 \text{ GW}$$

撤去した 225 kW 風車の設備更新のための補助金は、

$$5.4 \text{ GWh} \times 0.08 \text{ クローネ} = 432,000 \text{ クローネ}$$

この補助金が適用されるのは、450 kW 未満の風車を撤去する場合に限られる。この補助金の恩恵を受けるための新規プロジェクトで撤去する風車の数に制限が設けられてるわけではないが、この補助金が適用されるのは、450 kW 未満の風車を計 175 MW を撤去する場合に限られる。

全負荷時間に基づく FIT では、一定の kWh の発電時間ではなく、一般にハブ高さとロータ直径が大きい風車よりも大型の発電機を備えた風車への投資が優遇される。例えば 3 MW の発電機の全負荷時間あたり発電電力量 (kWh) は、1.5 MW 風車の 2 倍で、従って受け取る補助金の額も倍になる。

次に示す表 2-3 および 2-4 は、FIT が風力プロジェクトにおける風車の選択に及ぼす影響を示したもので、この例は実際のプロジェクトに基づいている。

表 2-3 全負荷時間に基づく FIT を含める前の
ハブ高さ、ロータ直径、発電機容量が異なる 4 つの風車の相対価値^{原注¹²}

発電機の規模 (MW)	ロータ (m)	ハブ高さ (m)	年間発電電力量 (MWh)	風車 1 基あたりのプロジェクトコスト (DKK)	電力販売額 (DKK)	収入／投資	相対的価値
3.0	90	80	7,089	2,220 万	4,960 万	2.23	0.98
3.0	90	90	7,497	2,3430 万	5,250 万	2.24	0.99
3.0	112	94	10,384	3,260 万	7,270 万	223	0.98
1.8	90	80	6,047	1,860 万	4,230 万	227	1.00

(Nielsen et al. 2010)

原注¹¹ この例は他の国の章には含まれていないため、デンマーククローネで報告している。

原注¹² 同上。

表 2-4 全負荷時間に基づく FIT を含めた
ハブ高さ、ロータ直径、発電機容量が異なる 4 つの風車の相対値

発電機 サイズ (MW)	ロー タ (m)	ハブ 高さ (m)	年間発電 電力量 (MWh)	風車 1 基あたりのプロジェ クトコスト (DKK)	電力 販売額 (DKK)	補助金 (DKK)	総収入 (DKK)	収入／ 投資	相対的 価値
3.0	90	80	7,089	2,220 万	4,960 万	1,650 万	6,610 万	2.98	1.00
3.0	90	90	7,497	2,343 万	5,250 万	1,650 万	6,900 万	2.95	0.99
3.0	112	94	10,384	3,260 万	7,270 万	1,650 万	8,920 万	2.73	0.92
1.8	90	80	6,047	1,860 万	4,230 万	990 万	5,220 万	2.81	0.94

(Nielsen et al. 2010)

上記の例から、大型のロータと高いタワーに投資するよりも大型の発電機に投資する方が、全負荷時間に基づく FIT の恩恵を受けやすいうことがわかる。表 2-3 に示されているように、最も経済効率の良い風車は大型ロータを備えた 1.8 MW の比較的小型の風車である。これは全ての風車で一定の発電電力量 kWh を基にした場合の FIT にも当てはまる。表 2-4 から、全負荷時間に基づく FIT からの追加的収入が得られやすいのは、ロータ直径が小さくハブ高さが低い 3 MW の発電機であり、比較的小型の発電機は 3 位に落ちていることがわかる。

FIT の基準として全負荷時間を用いるメリットは、予め規定された設備容量を達成するために設置される風車の数が少なくなることである。またこれにより、ロータ直径とハブ高さの値を高くするメリットも少なくなる。これら 2 つのが、配置計画を策定しプロジェクトを地元で受け入れてもらう際に問題となる場合がある。全負荷時間に基づく FIT は、デンマークの風力発電導入の短期的目標値といった設備容量に基づく政策的目標値が達成されるようにするためのものである。

全負荷時間を FIT の基準とすることのデメリットは、補助金により市場の歪みが生じるため、最も経済的効率の良い風車が必ずしもプロジェクト開発事業者にとって最も魅力的なタービンではなくなるということである。そのため最終的には風力発電が他の電源よりも高くつくことになりかねない。デンマークではこの形式の FIT が使われているため、発電電力量を基準とした目標値達成に関連するコストが高くなる結果となる。

2.2 デンマークにおける 2008 年の代表的な風力発電プロジェクト

以下の項では、デンマークにおける 2008 年の風力発電プロジェクトの特徴を述べる。ここで用いたデータは、2008 年に計画あるいは実施されたプロジェクトの平均値に基づくものである。陸上風車への投資コストはサイトの条件により一定ではないが、デンマークでは発電コストが比較的一定しているようである。設備容量 MW あたりの投資コストには最大で 50% の違いがあるが、初年度の発電電力量 MWh あたり投資コストの変動率は 15% 未満である。

2.2.1 陸上風力発電

(a) プロジェクトの特徴

デンマークの陸上風力発電プロジェクトでは、一般に少ない風車数 (3~12 基) の風車群を用いている。計画ガイドラインでは、少なくとも 3 基の風車を直線状あるいは緩やかな弧を描くようにまとめて配置するとしている。これは、風車を 1 基ずつ分散的に配置すると視覚的印象が弱くなるからである。デンマークには大規模ウインドファームの例がいくつかあるが、スペインや米国ほど大きなものではない。最大規模のケースは風車 20 基を設置している (総容量 63 MW)。

2008 年に設置された風車の平均定格容量は 1.9 MW であり、そのロータ直径は 80 m、ハブ高さは 72 m である。2008 年に設置された風車で最も一般的なのは 2.3 MW の風車であり、そのハブ高さは 80 m、ロータ直径は 93 m である。

(b) プロジェクトの性能

デンマークの風向は一般に西向きであるため、風車のサイトとして理想的なのは北海沿岸ということになる。

一般的に風資源量は東部ほど少なくなっているが、沿岸地帯とその周辺では年間平均風速が 7 m/s を越えている。これは 2 MW 風車（ハブ高さ 80 m）1 基に対し全負荷時間約 2,500 時間に相当する（Danish Energy Agency, 2010）。2008 年に設置された風車の 2009 年度の全負荷時間は平均 2,639 時間であった。2009 年のデンマークの風資源量は通常年の 88%で、2008 年に設置された風車の全負荷時間は全耐用年数平均で約 3,000 時間になると予想される。留意すべきこととして、全負荷時間の推定値はデンマーク全体の風資源ポテンシャルに関するものではなく、2008 年に設置され、2009 年に運用されたプロジェクトに基づき計算したものである。

(c) 投資コスト

2008 年度の代表的なプロジェクト投資コストには、1,100 ユーロ/kW（1,529 ドル/kW）から 1,300 ユーロ/kW（1,807 ドル/kW）まで開きがあり、その平均は 1,250 ユーロ/kW（1,738 ドル/kW）である。価格は 2008 年にピークに達した後、2009 年と 2010 年に大幅に低下しているという特徴がある（Nielsen et al. 2010）。

(d) 運転維持費

デンマークにおける風車の運転維持費は、保険、修理、サービス契約、地代・土地管理の 4 項目で構成されている。これらの項目が、それぞれ風力発電所の生涯運転維持費の約 25%を占めている。2008 年に建設された風力発電プロジェクトに予想される生涯運転維持費は、12 ユーロ/MWh（17 ドル/MWh）である（Nielsen et al. 2010）。

(e) 資金調達コスト

このモデルは、年金ベースの負債 80%で資金を調達するプロジェクトを用いている。デンマークにおける民間所有の風車は、一般に当座借越契約により資金を調達している。一切の収入を当座借越契約に投じており、風車の所有者はこの基金を直接利用することができない。投資に対する利潤への支出と支払いは全て債権者の承認が義務付けられている。

デンマークの理想的なプロジェクトは、100%負債で資金を調達するプロジェクトであるが、通常のプロジェクトでは負債による調達の割合が約 80%となっている。陸上風力発電プロジェクトに対する借入資金回収期間として受け入れ可能なのは 15 年以内である。

2008 年度の当座借越契約の利子は約 5%で、これは 5 年間固定されている。陸上風力発電プロジェクトは、他の投機的事業と比べて流動性が高いと見なされているため、一般に利子が低くなっている。風力発電プロジェクトのリスク要因を管理できる適切な手段があることから、風車への投資はリスクが低いと見なされている。

デンマークにおける新規陸上プロジェクトの場合、純資産率は通常 9~11%である。このため 5~7%のリスクプレミアムが可能になる。このことからも、1983 年から 2002 年までのデンマーク証券株式取引所の OMX20 のリスクプレミアムが平均 7.2%だったのと比べて、陸上風力発電プロジェクトのリスクが比較的低いことがわかる^{原注13}（Saabye, 2003）。

(f) 収入とインセンティブ

陸上風車の主な収入源は、NordPool 市場を通じての電力販売と、FIT という形での価格補助金である。需給調整事業者との陸上風車の固定価格契約を 5 年まで延長することができる^{原注14}。これらの固定価格契約は Nord Pool の先物市場に準じ締結される。

(g) データソース

データは Economy of Wind Turbines, Nielsen et al. 2010、銀行およびプロジェクト開発事業者への聞き取り調査に基づくものである。

2.2.2 洋上風力発電

(a) プロジェクトの特徴

2008 年にデンマークで運転開始した洋上プロジェクトはなく、いずれも計画あるいは建設段階にある。洋上ウインドファーム開発は一般に政府の認可を得て進められることになる。この認可は入札過程を通して与えられるもので、全負荷時間が 50,000 時間に達するまでの発電電力量 kWhあたりの入札に対して最低価格のものに認可が

原注¹³ Saabye, N., *Risikoprämie på aktier*, 2003, National Bank of Denmark

原注¹⁴ 10 年間固定価格を提供する新規の発電も登場している。

出されることになる。Hornz Rev I & II および Rødsand I & II は入札過程を経て実現したプロジェクトである。Anholt の新しい洋上ウインドファームの入札期間は 2010 年 6 月に終了している。その設備容量は 400 MW で、2012 年 12 月 31 日までに運転を開始することになる。

「オープンドア」方式^{原注15} ウィンドファームも認可されている。オープンドア方式ウィンドファームの設置人かが得られれば、陸上風車にも同じインセンティブプログラムが適用されることになる。現在までに 2 つのオープンドア方式のウィンドファームが建設されている。

(b) 投資コスト

デンマークにおける洋上ウンドファーム開発事業者の投資コストは、認可制の入札過程を経た約 200 MW の大規模ウンドファームに対し約 2,700~3,000 ヨーロ/kW (3,753~4,170 ドル/kW) である。

洋上ウンドファームを国内の電力系統と洋上変圧設備に連系するためのコストは、デンマークでは国が負担しているためプロジェクト開発事業者の投資総額が少なくなっている。環境影響評価と事前の海底地質評価のコストも国が負担している。

(c) 運転維持費

洋上ウンドファームの運転維持費は統計データが限られており、また洋上ウンドファーム運用経験曲線が急勾配を成しているために不確実性が高い。デンマークの大規模洋上ウンドファームの生涯運転維持費は、地域の状況により 18 ヨーロ/MWh (25 ドル/MWh) から 20 ヨーロ/MWh (28 ドル/MWh) まで開きがある。

(d) 資金調達コスト

デンマークの大規模ウンドファームの資金調達は、プロジェクト開発事業者の決算期間全体に渡って行われる。ノルディック投資銀行からの借入金が、認可制の洋上ウンドファームに利用されている（但しこれはプロジェクトへの資金調達という形で行われているわけではない）。認可制の洋上ウンドファームは通常 50% 強の資本比率で資金調達されている。

デンマークの電力会社の資本コストは約 11.2%、負債コストは 4.5~5.5% と計算されている (Nielsen et al. 2010)。

(e) 収入とインセンティブ

認可制の洋上ウンドファームは、全負荷時間が 50,000 時間に達するまでの発電電力量の固定価格を受け取っている。固定価格は入札プロセスで決定される。入札価格は調整された指標ではなく、全負荷時間が 50,000 時間に達するまでの収入が Nord Pool 電力取引での販売で得られた後に決定される。Horns Rev II の落札価格は 0.069 ヨーロ/kWh (0.096 ドル/kWh)、Rødsand II は 0.085 ヨーロ/kWh (0.118 ドル/kWh) である。市場価格に対する価格補助は、系統運用事業者が入札価格に応じて提供する。市場価格が入札価格より高い場合、ウンドファームから系統運用者に差額を支払わねばならない。

認可制でない、あるいは「オープンドア」方式の洋上ウンドファームは、全負荷時間が 22,000 時間に達するまで 0.034 ヨーロ/kWh (0.047 ドル/kWh) および陸上風車が利用できる他の補助金を受け取る。

(f) データソース

Horns Rev I & II および Rødsand II の建設コスト総額に関するデータは、利用可能な公的情報、デンマークの洋上ウンドファーム開発の専門家および洋上ウンドファーム所有者、ならびに洋上ウンドファームの資金調達者への聞き取り調査、さらに入札価格に基づく計算から得たものである。

(g) モデル入力の前提条件

以下の表は、デンマークの陸上および洋上風力発電に用いたモデル化の前提条件の概要である。

原注15 「オープンドア」プロジェクトとは、洋上風力発電プロジェクトの入札過程を経ずに行われる洋上建設プロジェクトと定義されている。この 2 つのウンドファームに加えて、1 つの洋上発電所がオープンドア申請プロセスによって建設されている。

表 2-5 デンマークの風力発電プロジェクトの特徴

		陸上 2007 年 ^{原注16}	陸上 2008 年	洋上 2007 年 ^{原注17}	洋上 2008 年 ^{原注18}
発電所サイズ	MW	—	2.3	2.3	2.3
風車基数	基	—	3	91	90
発電	全負荷時間	—	2700	4300	3865
耐用年数	年	—	20	25	25
投資コスト	€/kW (\$/kW)	—	1250	2844	3000
運転維持費（固定費）	€/kW (\$/kW)	—	(1738)	(3953)	(4170)
運転維持費（変動費）	€/MWh (\$/MWh)	—	—	—	—
撤去コスト	€/kW (\$/kW)	—	12 (17)	20 (28)	18 (25)
その他のコスト	€/MWh (\$/MWh)	—	3 (4)	—	—

資料 : Economics of Wind Turbines, Nielsen et al. 2010

表 2-6 デンマークにおける風力発電の資金調達条件

		陸上 2007 年	陸上 2008 年	洋上 2007 年	洋上 2008 年
負債利益率	%	—	5.0%	5.5%	4.5%
資本利益率	%	—	11.0%	11.2%	11.2%
負債の割合	%	—	80%	45%	26%
資本の割合	%	—	20%	66%	74%
WACC	%	—	5.2%	8.8%	9.5%
ローン期間	年	—	13	10	13
法人税率	%	—	25%	25%	25%
FX レート	\$US/€		1.39	1.39	1.39
FX レート	DKK/€	—	7.353	—	7.353

資料 : Economics of Wind Turbines, Nielsen et al. 2010、銀行および輸出信用基金への聞き取り調査

表 2-7 デンマークの風力発電の収入と政策のインセンティブ

		陸上 2007 年	陸上 2008 年	洋上 2007 年	洋上 2008 年
電力市場価格	€/MWh (\$/MWh)	—	44.7 (62.1)	28 (39)	44.7 (62.1)
市場価格証明	€/MWh (\$/MWh)	—	N/A	—	N/A
FIT 収入	€/MWh (\$/MWh)	—	37 (51)	70 (97)	85 (118)
FIT 政策期間	全負荷時間	—	22,000	50,000	50,000
税引前の前払い 補助金（税ベース）	%	—	N/A	N/A	N/A
税引前の補助金 (発電電力量ベース)	€/MWh (\$/MWh)	—	N/A	N/A	N/A
税引前補助金の 政策期間	年	—	N/A	N/A	N/A
減価償却年数	年	—	年間最大 25%	年間最大 25%	年間最大 25%
無効電力報奨金	€/MWh (\$/MWh)	—	N/A	N/A	N/A
LVRT ^{訳注6} 報奨金	€/MWh (\$/MWh)	—	N/A	N/A	N/A

資料 : Nielsen et al. 2010, Danish Energy Agency 2008, Danish Energy Agency 2009

原注16 2007 年にはデンマークで新たに建設された風車はなかった。

原注17 2007 年と 2008 年には洋上に風車は建設されなかつたが、洋上ウインドファーム 3 つが建設中あるいは計画段階にあった。そのうち 2 つは政府の認可計画に基づくもので、残りひとつは「オーブンドア」プロジェクトであった。Horns Rev II の最終的な投資の決定は 2007 年になされたため、この数字は Horns Rev II の推定コストに基づいている。Rødsand II の投資決定は 2008 年になされ、それが同年のコストの根拠となっている。

原注18 ここで用いた例は、2008 年に建設契約が締結された Rødsand II の入札価格に基づき計算している。

訳注6 LVRT (Low Voltage Ride Through): 電圧瞬時にも風車ないし風力発電所の運転を継続し、系統安定度を維持する機能。

2.2.3 風力発電の発電コスト

(a) コストの比較

2008 年のデンマークにおける風力発電への投資データを用いて LCOE を計算し、第 1 章に示した参考ケースの LCOE と比較した。参考ケースは Wind Task26 の全参加国の代表的な風力発電プロジェクトである。

参考ケースの 6 変数の影響をデンマークの事例と比較し、各変数がデンマークの風力発電の LCOE にどう影響するかを明らかにした。参考ケースとデンマークの事例を比較した結果を図 2-2 に示す。デンマークの平均的プロジェクトの LCOE は、2008 年には 61 ユーロ/MWh (85 ドル/MWh) で、これは参考ケースの LCOE (68 ユーロ/MWh) よりも 7 ユーロ/MWh (10 ドル/MWh) 低かった。

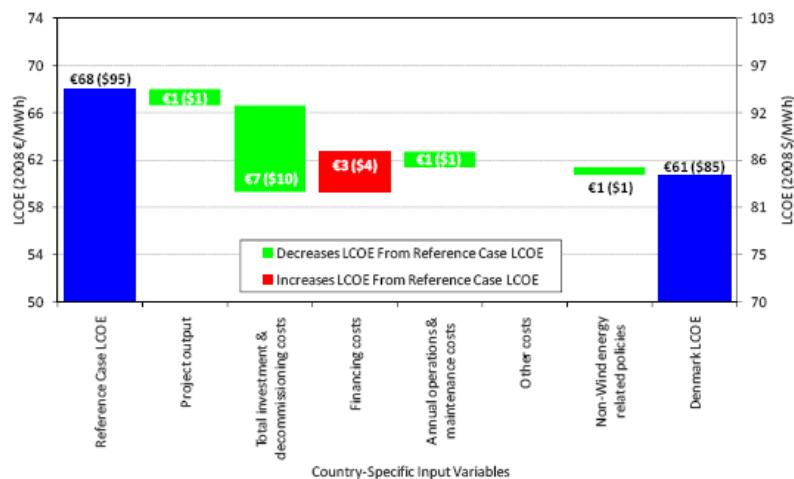


図 2-2 デンマークおよび参考ケースの風力発電コスト（2008 年）^{原注19}

(b) プロジェクトの出力

参考ケースのプロジェクトの出力は、全負荷時間 2,600 時間をやや上回っていた。一方 2008 年に運転開始したデンマークのプロジェクトの 2009 年の平均発電電力量は、全負荷時間 2,700 時間をやや下回った。これは 2009 年の風況が悪く、風力発電の発電電力量が例年の 88% にすぎなかったためである。この点を考慮すると、2008 年度の平均的プロジェクトの年間全負荷時間は約 3,000 時間で、これによりプロジェクトの経済性が高まり、LCOE が約 5 ユーロ/MWh (7 ドル/MWh) 低下したことになる。デンマークの事例の全負荷時間が参考ケースと比較して上昇すればするほど、LCOE は約 1 ユーロ/MWh (1 ドル/MWh) 低下する。

(c) 総投資コスト

2008 年におけるデンマークの投資コストは、参考ケースよりも約 200 ユーロ/kW (278 ドル/kW) 低い。デンマークのプロジェクトコストが 15% 低くなったのは、主としてデンマークの系統連系コストを負担しているのが系統運用者であるためである。

系統運用者は受電点からの連系コストを支払う。このコストには変電所や変圧器のコストが含まれる。このプロジェクトの所有者は風車から受電点までのコストを支払う。もしこのエリアが配置計画規則における風車エリアと見なされる場合、そのエリアの系統運用事業者が受電点まで連系できるように系統を拡張しなければならない。このコストは系統運用者が負担する。この規制により、プロジェクトコスト全体を大幅に減らすことができる。これを図 2-3 に示す。

参考ケースよりも投資コストが低くなっている要因としては、他に建設サイトの地理的条件が適切なこと、地元に強力な風車製造産業および経験豊富なプロジェクト開発部門が存在すること、配置計画と環境影響評価における風車の法規制が十分に整備されていることが挙げられる。

原注19 データラベルは小数点第 1 位で四捨五入している。入力変数の合計値は、四捨五入のため参考ケースと各国 LCOE の差の合計値とやや異なる場合もある。

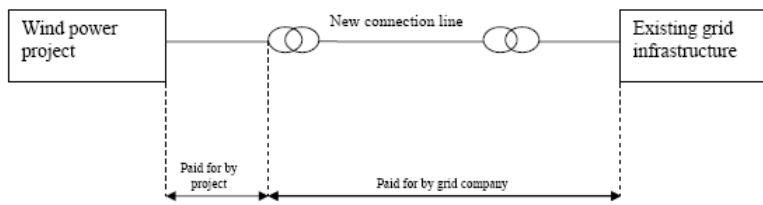


図 2-3 デンマークにおける連系コストのコスト配分モデル

(d) 資金調達コスト

デンマークの資金調達コストは、参考ケースよりも高額である。デンマークのプロジェクトで必要とされている資本利益率は 11.0%（参考ケースでは 10.0%）で、風力発電プロジェクトの負債の平均利率は、参考ケースと比較すると負債による資金調達の割合と同程度である。

デンマークでは風車の流動性が高く、風力発電プロジェクトの効率的なリスクマネジメント商品が市場で利用できるため、風車の資金調達に関するリスクのレベルが低いと見なされていることが、デンマークのプロジェクトの負債利子に表れている。デンマークでは資本コストが高くなっているのは、電力市場における価格リスクに晒される確率が高いためである。これは FIT によって返済を保証するというより市場価格を補っているためであり、FIT を導入する他の国でもほぼ例外なく同じ状況になっている。デンマークには、財務コストを下げる可能性のあるソフトローン等に利用できる支援スキームは存在しない。

資金調達コストによって、デンマークの LCOE は参考ケースよりも約 3 ヨーロ/MWh (4 ドル/MWh) 高くなっている。

(e) 運転維持費

デンマークの運転維持費は「変動費」としてのみ表示されている。2009 年および 2010 年の包括的研究 (Nelson et al, 2010) によれば、2008 年に建設された風車の運転維持費は、プロジェクトの技術的耐用期間全体で 12 ヨーロ/MWh (17 ドル/MWh) になる。運転維持費によって、デンマークのプロジェクトの LCOE は参考ケースよりも 1 ヨーロ/MWh (1 ドル/MWh) 低くなっている。

(f) その他のコスト

デンマークにおける他のコストには需給調整コストがある。デンマークには 3 ドル/MWh (4 ドル/MWh) の需給調整コストの助成制度があり、この額は実際の風車の需給調整コストに等しいと想定されている。他のコストは参考ケースと比較して LCOE にほとんど影響しない。

(g) 風力発電以外のエネルギー政策

デンマークの場合、風力発電以外のエネルギー政策とは、法人税および課税所得の利子支払の減額に関する政策である。デンマークは参考ケースよりも法人税率が低く、従って課税所得から支払う利子を大幅に減額することができる。また風力発電プロジェクトの負債資本比率が高くなっているため、デンマークの LCOE は参考ケースよりも 1 ヨーロ/MWh (1 ドル/MWh) 低い。

計算では減価償却に関するデンマークの規則を反映していない。デンマークでは風車を含む工業設備の価値が、その残余価値の最大 25%まで年間に減価償却され、これにより風力発電以外のエネルギー政策のコストは線形的に低下する。この低下率は計算していない。

2.2.4 収入と風力発電政策およびインセンティブ

モデルの財務ギャップ計算により、デンマークの収入変数を風力発電政策とインセンティブの変数と比較している。財務ギャップはまず収入も風力発電政策およびインセンティブも考慮せずに計算した。次に収入変数のみを含めて財務ギャップを再計算し、最後に風力発電政策とインセンティブの変数を含めた値を再び計算した。この漸増過程により政策とインセンティブの変数に対する収入の相対的価値を明らかにした。

図 2-4 は、収入変数を政策とインセンティブの変数と比較したものである。またこれらが共にデンマークの LCOE をどのように構成しているかを示している。61 ヨーロ/MWh (85 ドル/MWh) のうち、約 43 ヨーロ/MWh

(60 ドル/MWh) を収入源（電力販売）で賄い、24 ヨーロ/MWh (33 ドル/MWh) をプロジェクトの耐用期間中の FIT 補助という形でのインセンティブで賄う。比率で言えばデンマークの LCOE の約 3 分の 2 を収入の構成要素で、残りの 3 分の 1 を FIT で賄うことになる。

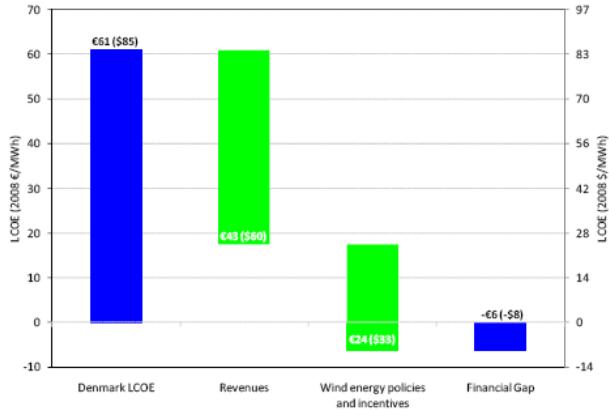


図 2-4 2008 年のデンマークの収入と風力発電政策 & インセンティブ^{原注20}

デンマークのモデル分析における財務ギャップは、あたり約 -6 ヨーロ/MWh (-8 ドル/MWh) である。これは、平均してデンマークの風力発電事業者と投資家が、風力発電プロジェクトの開発と投資の財務要件を満たすのに十分なキャッシュフローを、電力収入と風力発電政策のインセンティブから得ていることを示唆している。

2.3 デンマークにおける風力発電プロジェクトのまとめ

2008 年に風車の報償制度が新たに導入されて以来、陸上風車への投資ならびにその導入への関心が再燃している。陸上風力発電が関心を集め一方で、政府が力を入れているのは洋上ウインドファームの導入である。2008 年には、2012 年末までに洋上の風力発電の設備容量を 800 MW にするという短期目標が設定された。陸上ベースの目標値は、新規の陸上風力の設備容量が 175 MW、既存の風力発電所を設備更新することによって得られる設備容量が 175 MW とされている。

デンマークの風力発電のコストは、主として投資コストが定額であるために参考ケースよりも低くなっているが、財務コストと運転維持費の低さもそれに寄与している。陸上風力発電のコストは、風車の価格の低さのために近い将来下がる見込みである。この見込みのため、風力発電の LCOE が 2008 年に 61 ヨーロ/MWh(85 ドル/MWh) だったのに対し、早くも 2009 年には 59 ヨーロ/MWh (82 ドル/MWh) になっている。これは主として風車のコストが低くなっているからであるが、電力価格が低いため、風車の安さによる財務利益は少なくなっている。2009 年に設置された風車の財務ギャップは -5 ヨーロ/MWh (-7 ドル/MWh) と推定されている。それでもやはり、デンマークの陸上風力発電は、現在の FIT の下では引き続き魅力的な投資となっている。

洋上風力発電の LCOE は、各プロジェクトの落札価格に基づき計算されている。デンマークの 2008 年の洋上風力発電コストは、2007 年と比較して 15% 増加している。これはおそらく風車のコストの上昇、洋上建設船舶の供給におけるボトルネック、ケーブル、鋼鉄および必需品の価格上昇のためであると考えられる。以下の表 2-8 は 2007 年と 2008 年の風力発電コストをまとめたものである。

^{原注20} データラベルは小数点第 1 位で四捨五入している。このため収益総額、風力発電政策およびインセンティブ、ならびに財務ギャップは各国 LCOE の差とやや異なる場合もある。

表 2-8 2007 年と 2008 年のデンマークにおける風力発電の LCOE のまとめ^{原注21}

		陸上 2007 年	陸上 2008 年	洋上 2007 年	洋上 2008 年
均等化発電原価 (LCOE)	€/MWh (\$/MWh)	—	61 (85)	70 (97)	81 (113)
総収入および 風力発電政策と インセンティブ	€/MWh (\$/MWh)	—	67 (93)	67 (93)	79 (110)
開発事業者の 財務ギャップ (FG)	€/MWh (\$/MWh)	—	-6 (-8)	3 (4)	2 (3)

2008 年から洋上風車が多く市場化されるにつれ部品と原材料の価格が下がっているが、デンマークにおける洋上風力発電のコストは増加すると予想されている。これはひとつには英国とドイツで補助金の額が高くなっているからで、その結果デンマークの洋上プロジェクトへの投資の機会コストが高くなつたからである。また、デンマークの洋上風力発電の市場が欧州の主要な市場と比べて小規模であること、洋上プロジェクト政策により次の入札までの間隔を比較的長くしているために入札者の取引コストが高くなっていること、また入札過程の競争レベルが低い（デンマークの洋上風力部門の主要な市場に参加しているのは 2 業者のみ）といったことも、価格を上昇させる可能性がある。デンマークの認可制度によりリスクが分散されていることが、デンマークの洋上風力発電のコストを高くし、投資家がデンマークの洋上電力市場にさほど魅力を感じなくなっていることの、主な原因と思われる。

デンマークの洋上風力発電のコストを高くしているもう一つの理由として、企業が損益分岐価格で入札していることが考えられる。あるいは洋上風力発電の経験を積むには収入のレベルが低すぎるため、英国のように魅力的な市場を経験することで恩恵が得られるわけではない、という事実も影響している可能性もある。このため表 2-8 の LCOE の予想は実際よりも低くなっている。

洋上のウインドファームの予算の組み方に問題があり、多くの場合当初予算を上回っているという指摘もある。仮にそうであれば、当初の入札価格に基づき LCOE を計算することで、その値が実際よりも低くなる可能性もある。

400MW の Anholt 洋上ウインドファームの落札価格は 141 ヨーロ/MWh (196 ドル/MWh) である。これは、洋上風力発電に対して国の支払う価格が 2007 年の 2 倍になっていることを示している。

建設サイトが海岸から離れたり深くなつたりすることで技術的問題が生じ、これがまた今後の投資コストに影響する可能性があるが、これは技術的改良や学習曲線によって解決できる場合もある。

今後洋上への投資者の大部分が、洋上風力発電の実施に関する政府の認可制度を利用するようになると予想される。「オープンドア」方式の洋上発電所の経済学は、沿岸部および浅瀬での建設プロジェクトでない限り、一般にそれほど魅力的なものではない。従つてこれは「feet in the water」プロジェクトと呼ばれている。

参考文献

Danish Wind Industry Association, http://windpower.org/en/knowledge/statistics/the_danish_market.html, September 2010
(Danish Wind Industry Association, 2010)

Danish Energy Agency, Energy Statistics 2007, 2008 (Danish Energy Agency, 2008) Danish Energy Agency, Energy Statistics 2008, 2009 (Danish Energy Agency, 2009)

European Commission, National Renewable Energy Action Plans of the European Member States, June 2010 (European Commission 2010), at http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm

Ministry of Climate and Energy, National handlingsplan for vedvarende energi i Danmark, 2010 (In English: National Action

原注²¹ 先に述べたように、データラベルは小数点第 1 位で四捨五入している。このため収益総額、風力発電政策&インセンティブおよび財務ギャップは国の LCOE とやや異なる場合もある。

Plan for RE in Denmark) (Kemin, 2010)

Nielsen et al, Economy of Wind Turbines, 2010, EUDP (Nielsen et al, 2010) (Original title, Vindmøllers Økonomi)

Saabye, N. Risikopræmie på aktier, 2003, National Bank of Denmark (Saabye, 2003)

第3章 ドイツ

3.1 ドイツの風力発電の概要

3.1.1 設備容量、発電電力量、短期目標

ドイツにおける風力発電開発は1990年代初頭に開始された。それ以来、陸上風力発電の設備容量は23.9GW以上になった。年間導入容量は2002年に3.2GWに達した後わずかに減少した。陸上風力発電の設備容量は2012年までに合計で30.6GWに上昇すると見込まれている。2012年および2020年の風力発電の設備容量は、欧州加盟国の国別再生可能エネルギー行動計画(NREAP)に基づくものである(European Commission 2010)。

2009年、洋上ウインドファームの第1号となったAlpha Ventusが竣工した。これにより洋上の開発が近い将来始まるものと期待されている。ドイツ政府は2015年末までに洋上風力発電の累積設備容量を約2.5GWにするという目標を発表している。

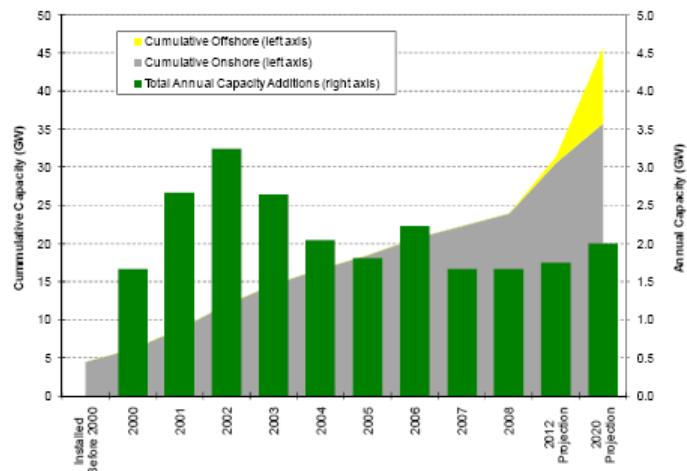


図3-1 ドイツの風力発電の累積設備容量および年間導入容量

資料：BMU, Leitszenario 2009 and European Commission 2010

2000年、ドイツの風力発電の発電電力量は国内総発電電力量の1.6%を占め、以来この割合は大幅に上昇し、8年後には6.2%となっている。予想される風力発電の設備容量の増加と、ドイツ政府による省エネルギーの取り組みを考慮すると、この割合は今後も上昇を続けると予想される。表3-1はドイツの風力発電の過去および将来の累積設備容量を示したものである。また、表3-2は過去および将来の年間容量追加を示したものである。

表 3-1 ドイツの累積設置容量 (GW)

設備容量	2000以前	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2012予想	2020予想
陸上	4.4	6.1	8.8	12.0	14.6	16.6	18.4	20.6	22.2	23.9	30.6	35.8
洋上	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	10.0

資料：BMU, Leitszenario 2009 and European Commission 2010

表 3-2 ドイツの年間導入容量 (GW)

設備容量	2000以前	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2012予想	2020予想
陸上	4.4	1.7	2.7	3.2	2.6	2.0	1.8	2.2	1.7	1.7	1.4	0.3
洋上	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	1.7

資料：BMU, Leitszenario 2009 and European Commission 2010

3.1.2 収入と政策のインセンティブ

ドイツの風力発電は、2000 年から再生可能エネルギー法 (EEG) によって支援されている。この法律は 2004 年と 2008 年に改訂されている。以下に EEG の概要を説明し、各改訂版の内容を簡単に述べる。

(a) 概要

EEG は陸上および洋上風力発電を含む全ての再生可能エネルギー電源の支援を規制する法律である。生産されたエネルギーは固定価格買取制度 (FIT) により販売される。

陸上 FIT は 2 つの段階（低額の基本料金方式と高額の報奨金方式）で構成されている。割増買取価格の適用期間はプロジェクトサイトの性質に左右される。風車の種類別に年間発電電力量の参照値（決まった参照サイトに参考し計算した値^{原注22)}が発表される。運用開始から 5 年後に、この参照サイトの値を風車がプロジェクトサイトで実際に発電した値と比較する。このプロジェクトサイトの発電電力量が参照地の発電電力量の 150% を下回った場合、その割合が 0.75%ごとに割増買取価格が適用される期間が 2 ヶ月に延長される。このプロジェクトを EEG の適用対象とするには、その年間発電電力量が参照サイトの発電電力量の 60%以上にならなければならない。

洋上プロジェクトの買取制度も同じく 2 段階になっており、高い買取価格を少なくとも 12 年受け取ることができる。洋上ウインドファームが 20 m 以上の深水域にある場合やその海岸からの距離が 12 カイリ以上であれば、割増買取価格の適用期間は長くなる。水深が 20 m より 1 m 深くなるごとに、割増買取価格が適用される期間は 1.7 ヶ月延長される。また海岸からの距離が 12 カイリより 1 カイリ離れるごとに、割増買取価格の期間は半月延長される。

(b) EEG2004

陸上風力発電の基本料金は 55 ユーロ/MWh (76 ドル/MWh)、割増買取価格は 87 ユーロ/MWh (121 ドル/MWh) とされた。EEG2004 の枠組み内では、どちらの料金も年間 2%ずつ低くなり、新たに開発されるサイトの割増買取価格の適用期間は、上記の仕組みに基づいて決定される。既存サイトを設備更新するプロジェクトでは、実際の発電電力量が参照サイトの発電電力量の 150% を下回るように、この期間は 0.60%ごとに継続される。

洋上風力発電の基本買取価格は 62 ユーロ/MWh (86 ドル/MWh)、割増買取価格は 91 ユーロ/MWh (127 ドル/MWh) とされた。洋上発電の割増買取価格は、上記の EEG の仕組みに基づき決定された。

(c) EEG2009

2009 年の EEG では、陸上風力発電の基本買取料金が 50.2 ユーロ/MWh (69.8 ドル/MWh)、割増買取価格が 92

原注22 ドイツの参照サイトは、本報告書で用いた「参照ケース」のことではないことに注意。

ユーロ/MWh (128 ドル/MWh) に改訂された。どちらの買取額も、ウインドファームの建設年から年率 1%で低下していく。従って 2009 年の建設プロジェクトが受け取る割増買取価格は 92 ユーロ/MWh (128 ドル/MWh) になるが、2010 年の建設プロジェクトでは 91 ユーロ/MWh (126 ドル/MWh) になる。既存サイト設備更新プロジェクトであれば、さらに 5 ユーロ/MWh (5 ドル/MWh) の割増買取価格が加算される。風車が電力系統のサポート（例えば周波数調整）ができる場合は、2014 年までに設置される新規プロジェクトと同じ 5 ユーロ/MWh (7 ドル/MWh) の報割増買取価格の対象となる。風車が 2010 年までに最適化された場合、既存のプロジェクトに対するこの割増買取価格は 7 ユーロ/MWh (10 ドル/MWh) に増加する。

洋上ウインドファームには 35 ユーロ/MWh (49 ドル/MWh) の基本買取価格が適用される。洋上ウインドファームの割増買取価格は 130 ユーロ/MWh (181 ドル/MWh) で、これが 12 年間支払われる。2016 年より前に建設されたプロジェクトであれば、さらに 2 ユーロ/MWh (3 ドル/MWh) の割増買取価格が支払われることになる。割増買取価格の期間延長は EEG の一般的な仕組みに準じる。

3.2 ドイツにおける代表的な陸上・洋上風力発電プロジェクト

3.2.1 陸上風力発電

ドイツにおける風力発電プロジェクトの陸上サイトの風況は著しく異なる。風況のよいサイトは北海とバルト海沿岸である。南部のサイトほど風況が低下するが、主なサイトはドイツ南部に集中している。以下に 2007 年の代表的なドイツの風力発電プロジェクトについて述べる。これは同年度に開発された平均的なサイトと比較して好風況のサイトに立地するプロジェクトである。このサイトの全負荷時間は 2,260 時間程度になると予想されている。

(a) プロジェクトの特徴

2007 年と 2008 年に設置された風車の平均定格出力は約 2 MW であり、約 65% の風車が 2 MW ちょうどの定格出力であった。2007 年と 2008 年にドイツでウンドファーム建設に適していた地域は比較的少なく、そのため風車の数が少ない小規模のウンドファームが多数建設されることになった。2007 年と 2008 年には、設置された最大規模のウンドファームの定格出力は 30 MW であり、風車が単独で設置される事例が非常に多かった。風車 5 基で構成されるウンドファームをモデルケースとした。

近年はドイツ南部のサイトで風力発電プロジェクトの開発が進められている。これらのサイトはドイツの参照エリアと比較して風況が劣っているため、ドイツの参照エリアの 90% の風況の場所をプロジェクトサイトに選んでいる。

(b) 投資コスト

投資コストは定格出力、風車のロータ直径、ハブ高さ、ならびに風車の一般的な設計コンセプト（定格出力とロータ直径の比率）によって異なる。ドイツの風力プロジェクトの風車は定格出力 2 MW、ハブ高さ 100m、ロータ直径 75 m である。2007 年におけるこの風車への投資総額は 1,259 ユーロ/kW (1,750 ドル/kW) で、これには基礎、系統連系といった追加的投資コストが含まれていた。2008 年は価格上昇のため、これと同じ風車への投資コストが 1,100 ユーロ/kW (1,529 ドル/kW) から約 1,370 ユーロに増加した。

(c) 運転維持費

運転維持費には風車の製造業者その他の第三者サービス提供業者の保守管理コスト、外部専門家による定期的検査、保険、技術管理、経済管理、エネルギー消費に関わるコスト、地代その他のコストが含まれる。年間の運転維持費は 2007 年に 45.71 ユーロ/kW (63.5 ドル/kW) で、2008 年は 46.33 ユーロ/kW (64.4 ドル/kW) であった。

(d) 資金調達コスト

このモデルに選んだ資本率は 30%、負債率は 70% だった。市町村の参加は想定していない。自己資本利益率と負債利益率はそれぞれ 9.5%、5.5% だった。優遇的な FIT によって系統へのアクセスが保証されており、また FIT からの定額支払いも保証されているため、収入のリスク評価が低くなり、その結果金利も低くなっている。

(e) 収入と政策のインセンティブ

収入はエネルギーの FIT および関連する料金から得られる。2007 年に建設されたプロジェクトの報奨金は 81.9 ヨーロ/MWh (113.84 ドル/MWh) で、基本料金は 5.18 ヨーロ/MWh (72 ドル/MWh) である。プロジェクトサイトの質に基づき、この報奨金制度は 18.3 年間適用される。

(f) データソース

データは EEG (2004), DEWI Magazine Nos. 32 (2008) and 34 (2009) 、および Deutsche WindGuard GmbH が ZSW のために作成した EEG(2008)の廃止に関する科学的報告書から得た。法人税の値は Destatis (2009)に基づく。

3.2.2 洋上風力発電

以下の情報は、2008 年以降に建設される予定の洋上ウィンドファームに基づくものである。

(a) プロジェクトの特徴

洋上プロジェクトにより、洋上に設置した風車 12 基の設備容量から累計で 60 MW を発電できると想定している。このプロジェクトサイトは Borkum にある East Frisian 島の約 40 km 沖合の北海に位置し、水深約 30 m である。この海岸からの距離と水深の経済的便益を得るために、定格出力約 5 MW の洋上風車が必要になる。このサイトの全負荷時間は 3,700 時間になると予想される。

(b) 投資コスト

ドイツの洋上ウィンドファームを陸上から離れた場所に、および深水域に建設するための投資コストは、世界平均よりも高い (3,230 ヨーロ/kW, 4,490 ドル/kW)。このコストの内訳は、風車、基礎、変電所、送電ケーブル等である。陸上系統への連系は、系統運用事業者の責任であるため、プロジェクトの投資コストには陸上系統への連系コストは含まれない。

(c) 運転維持費

洋上風力発電の運転維持費は、陸上の運転維持費よりも著しく高くなっている。海岸から離れていることで、本土から洋上の風車までの物資と人員の輸送コストが高くなる。さらに運転維持費には内部および外部のスタッフの人事費、および必要な視察や保険、経済管理や技術管理、船舶交通の監視といったコストが含まれる。ドイツの洋上風力発電プロジェクトの年間運転維持費は、123 ヨーロ/kW (171 ドル/kW) になると予想される。

(d) 資金調達コスト

洋上のプロジェクトの投資家には、陸上の場合よりも高い利益率が必要になる。洋上の資本利益率 (12%) も負債利益率 (6.5%) も、陸上の場合よりも高くなる。負債資本比率 (7 対 3) は、想定された陸上プロジェクトと比較して一定であるが、実際にはプロジェクトの資金調達構造によって少々違ってくる（例えば、プロジェクト自体で賄う、あるいはバランスシートにより資金調達する、など）可能性もある。

(e) 収入と政策のインセンティブ

洋上風力発電の電力は、EEG の FIT によって払い戻される。想定したモデルに関して言えば、EEG2004 に基づく割増買取価格は 91 ヨーロ/MWh (127 ドル/MWh、基本料金は 61.9 ヨーロ/MWh (86.0 ドル/MWh) である。このため割増買取価格は、海岸からのプロジェクトサイトの距離、ならびに水深に基づき 14.5 年間支払われることになる。

(f) データソース

データは EEG(2004)および Deutsche WindGuard GmbH が ZSW のために作成した EEG(2008) 廃止に関する科学的報告書に基づく。

(g) モデルの入力の前提条件

表 3-3～5 は、以下に述べる LCOE 分析に用いたモデル化の前提条件を表す。

表 3-3 ドイツの風力発電プロジェクトの特徴

		陸上 2007 年	陸上 2008 年	洋上 2007 年	洋上 2008 年
発電所サイズ	MW	2	2	N/A	5
風車基数	基	5	5	N/A	12
発電	全負荷時間	2,260	2,260	N/A	3,700
耐用年数	年	20	20	N/A	20
投資コスト	€/kW (\$/kW)	1,259 (1,750)	1,373 (1,908)	N/A	3,230 (4,490)
運転維持費（固定費）	€/kW (\$/kW)	45.71 (63.5)	46.33 (64.4)	N/A	123 (171)
運転維持費（変動費）	€/MWh (\$/MWh)	—	—	N/A	—
撤去コスト	€/kW (\$/kW)	1.49 (2.07)	1.52 (2.11)	N/A	—
その他のコスト	€/MWh (\$/MWh)	—	—	N/A	—

資料 : Deutsche WindGuard

表 3-4 ドイツの風力発電の資金調達条件

		陸上 2007 年	陸上 2008 年	洋上 2007 年	洋上 2008 年
負債利益率	%	5.5	5.5	N/A	6.5
自己資本利益率	%	9.5	9.5	N/A	12.0
負債の割合	%	70	70	N/A	70
自己資本の割合	%	30	30	N/A	30
WACC	%	5.6	5.6	N/A	6.8
ローン期間	年	13	13	N/A	15
法人税率	%	29.8	29.8	N/A	29.8
FX レート	\$US/€	1.39	1.39	N/A	1.39

資料 : Deutsche WindGuard, Destatis

表 3-5 ドイツの風力発電政策と収入のインセンティブ

		陸上 2007 年	陸上 2008 年	洋上 2007 年	洋上 2008 年
電力市場価格	€/MWh (\$/MWh)	—	—	N/A	—
市場価格証明	€/MWh (\$/MWh)	—	—	N/A	—
平均 FIT 収入	€/MWh (\$/MWh)	79 (110)	78 (108)	N/A	84 (117)
FIT 政策期間	年	20	20	N/A	20
税引前の前払い補助金 (税ベース)	%	—	—	N/A	—
税引前の補助金 (発電電力量ベース)	€/MWh (\$/MWh)	—	—	N/A	—
税引き前補助金の 政策期間	年			N/A	
減価償却期間	年	16	16	N/A	16
無効電力報奨金	€/MWh (\$/MWh)	—	—	N/A	—
VRT 報奨金	€/MWh (\$/MWh)	—	—	N/A	—

資料 : Deutsche WindGuard

3.2.3 ドイツの陸上プロジェクト（2008 年）と参照ケースのコスト比較

図 3-2 から、ドイツの LCOE (85 ユーロ/MWh, 118 ドル/MWh) が、本報告書で先に述べた参照ケースよりも著しく高いことが分かる。その理由を以下に図示する。

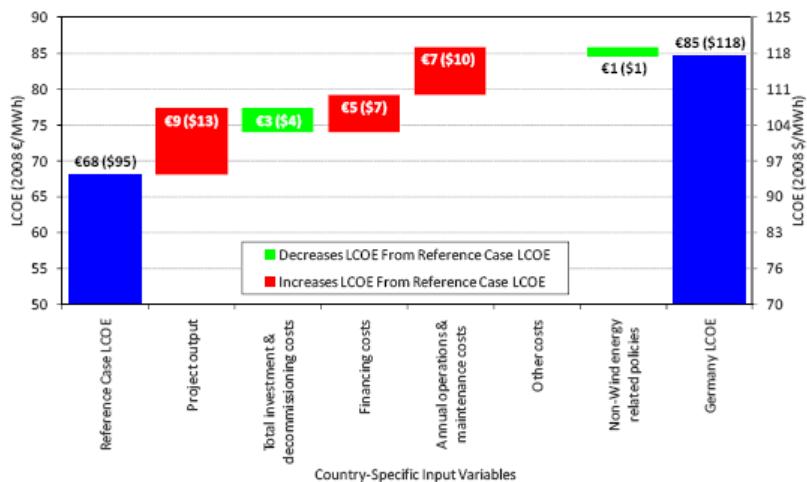


図 3-2 ドイツの風力発電コスト（2008 年）^{原注23}

3.2.4 風力発電の発電コスト

(a) プロジェクトの出力

主として LCOE の違いをもたらしているのは、プロジェクトの運転実績であると考えられる。参照ケースの容量は年間全負荷時間 2,630 時間近くだが、ドイツの基本プロジェクトの全負荷時間は年間 2,260 時間と、それよりもはるかに低い。

(b) 投資コスト

ドイツの 2008 年の風力発電の投資コストは 1,373 ユーロ/ kW (1,908 ドル/ kW) で、参照ケースよりも 76 ユーロ/kW (106 ドル/kW) 低かった。LCOE に関して言えば、これは約 3 ユーロ/MWh (4 ドル/MWh) 減に相当する。

(c) 運転維持費

ドイツの風力発電プロジェクトの運転維持費は参照ケースよりも約 7 ユーロ/MWh (10 ドル/MWh) 高い。これは定期点検の実施、ウインドファームが小規模なことによる予備部品の保管コストの上昇、といった理由による。

(d) 資金調達コスト

ドイツの陸上プロジェクトと参照ケースとの差異は、約 5 ユーロ/MWh (7 ドル/MWh) で、これは資金調達構造の違いに起因する。

(e) その他のコスト

他のコストは想定していない。

3.2.5 収入および支援メカニズム

風力発電による発電には、EEG に基づき FIT が適用される。ドイツの風力発電プロジェクトが EEG2004 あるいは EEG2009 の下で扱われる限り、それ以外の収入は見込まれない。さらに、ドイツの風力発電プロジェクトを支援するための他のインセンティブを導入することは意図されておらずその予想もない。

^{原注23} データラベルは小数点第 1 位で四捨五入している。入力変数の合計値は、四捨五入のため参照事例と国の LCOE との差の合計値とやや異なる場合もある。

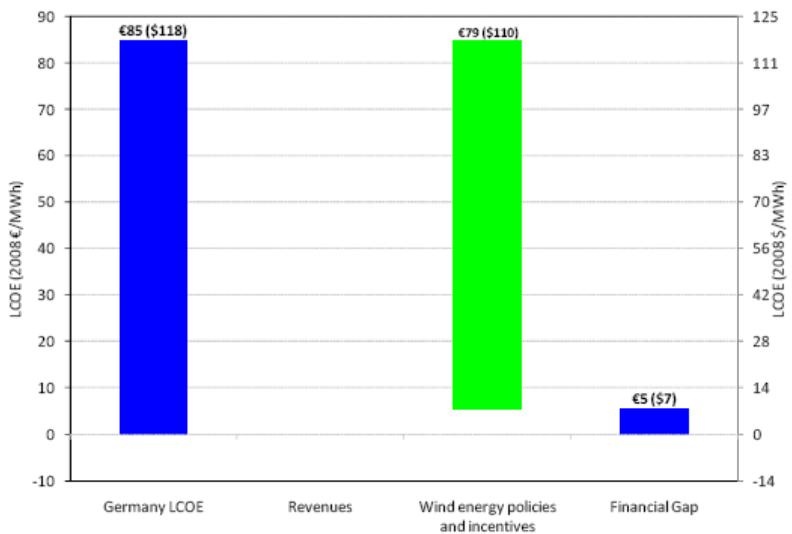


図 3-3 ドイツの風力発電の収入と政策のインセンティブ (2008) 原注²⁴

3.2.6 財務ギャップ

図 3-3 に示したように、5 ユーロ/MWh (7 ドル/MWh) の財務ギャップが生じており、これは主として全負荷時間と運転維持費の差異によるものである。

3.3 まとめ

ここで選んだドイツの陸上ウインドファームの例は、定格出力 2MW の風車 5 基で構成されている。プロジェクトの全負荷時間は 2,260 時間と想定している。このモデルの想定に基づき、LCOE は 85 ユーロ/MWh(118 ドル/MWh) と推定された。提供された FIT により、プロジェクト開発時業者の財務ギャップがあたり約 5 ユーロ/MWh (7 ドル/MWh) になる。料金の値は EEG で規定されている。

表 3-6 ドイツの結果のまとめ^{原注²⁵}

		陸上 2007 年	陸上 2008 年	洋上 2007 年	洋上 2008 年
均等化発電原価	€/MWh (\$/MWh)	79 (110)	85 (118)	N/A	135 (188)
総収入および 風力発電政策と インセンティブ	€/MWh (\$/MWh)	79 (110)	79 (110)	N/A	84 (117)
開発事業者の 財務ギャップ	€/MWh (\$/MWh)	-2 (-3)	5 (7)	N/A	46 (64)

参考文献

BMU, Leitszenario 2009 – Bundesministerium für Umwelt; Naturschutz und Reaktorsicherheit, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland – Leitszenario 2009 (2009)

Destatis: Statistisches Bundesamt; www.destatis.de (last access December 2009)

原注²⁴ データラベルは小数点第 1 位で四捨五入している。入力変数の合計値は参照事例と国の LCOE との差の合計値とやや異なる場合もある。

原注²⁵ 先に述べたように、データラベルは小数点第 1 位で四捨五入している。このため総収入、風力発電の政策とインセンティブ、財務ギャップは、国の LCOE とやや異なる場合がある。

Dewi Magazin: - Deutsches Windenergie-Institut, DEWI Magazin No. 32; Wind Energy Use in Germany – Status 31.12.2007 (2008)

Dewi Magazin: - Deutsches Windenergie-Institut, DEWI Magazin No. 34; Wind Energy Use in Germany – Status 31.12.2008 (2009)

Deutsche WindGuard: Deutsche WindGuard GmbH on behalf of Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW); Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 20 EEG (2008)

EEG 2004 - Deutscher Bundestag; Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (2004)

EEG 2009 - Deutscher Bundestag; Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften (2008)

European Commission, National Renewable Energy Action Plans of the European Member States, June 2010 (European Commission 2010), at http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm

第4章 オランダ

4.1 オランダの風力発電の概要

4.1.1 設備容量、発電電力量、短期目標

風力発電の設置容量は、2000年の447MWから2008年末の2,121MWに増加し、このうち228MWが海上風力発電の容量となっている。風力発電による年間の発電電力量は、2000年の0.8TWhから2008年の4.3TWhに増加している。一方、2008年のオランダの総消費電力量は119TWhであった。陸上風力発電の短期目標は、2008年から2012年までに設置容量を2,000MW追加することである。この目標の達成により、設置済みあるいは建設中の風力発電プロジェクトの総容量は約4,000MWになる。2009年には、950MWの海上風力発電の入札が開始される。海上風力発電の目標値は、2020年までに設置容量を6,000MWにすることである。但しEUの再生可能エネルギー指令の義務を満足するための目標値は、2020年までの目標値は、5,178MWである。

図4-1および表4-1、4-2は、陸上および海上風力発電の累積設備容量および年間導入容量、ならびに各年度の短期的および長期的目標値の予測である。全ての容量データは各年末のデータである点に留意すべきである。オランダは既存風車の設備更新に関しては目標値を定めていない。

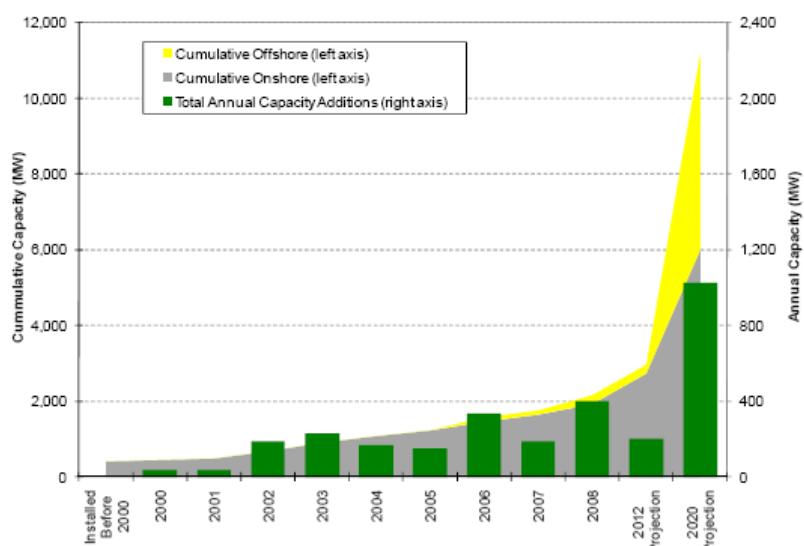


図4-1 オランダの風力発電の累積設備容量および年間導入容量

資料：Statistics Netherlands, 2010 and Rijksoverheid, 2010

2000年の年間導入容量は、同年末の累積設備容量と同じ容量に設定された。表4-2に示す正味年間導入容量は、撤去した風力発電プロジェクトの正味設備容量を含んでいる。表4-2に示した、2009年から2012年までと2012年から2020年までの各期間中の正味年間導入容量は、各々の期間の平均年間導入容量を示している。以下の表に示す設備容量は、オランダ政府の再生可能エネルギー行動計画に基づく設備容量の予測である（Rijksoverheid, 2010）。

表 4-1 オランダの累積設備容量 (GW)

設備容量	2000以前	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2012予想	2020予想
陸上	0.409	0.447	0.485	0.672	0.905	1.075	1.224	1.453	1.641	1.921	2.727	6.000
洋上	0	0	0	0	0	0	0	0.108	0.108	0.228	0.228	5.178

資料 : Statistics Netherlands, 2010 and Rijksoverheid, 2010

表 4-2 オランダの正味年間導入容量 (GW)

設備容量	2000以前	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2012予想	2020予想
陸上	0.409	0.038	0.038	0.187	0.233	0.170	0.149	0.229	0.188	0.280	0.202	0.409
洋上	0	0	0	0	0	0	0	0.108	0	0	0	0.619

資料 : Statistics Netherlands, 2010 and Rijksoverheid, 2010

4.1.2 収入と政策のインセンティブ

2008 年に新たな FIT 報奨金計画である SDE^{訳注7}が導入された。この SDE スキームの下で、風力発電の実際の発電コストに見合う割増買取価格が電力卸価格に加えて支払われている。さらに再生可能エネルギー技術への投資にソフトローンと税制優遇措置を適用するメリットが、SDE 割増買取価格の枠組み内で検討されている。

4.2 オランダの代表的な風力発電プロジェクト

以下の項で、オランダの代表的な陸上および洋上風力発電プロジェクトを説明する。

4.2.1 陸上風力発電

(a) プロジェクトの特徴

オランダは2003年に全負荷時間ベースで風力発電プロジェクトを支援する FIT 制度を導入した。2006年までは、全負荷時間 18,000 時間までのプロジェクトに対し、最長で 10 年間 FIT が提供された。2008 年から、この FIT による支援は全負荷時間 2,200 時間以上のプロジェクトに対して行われることになった。平均全負荷時間は年間約 2,000 時間で、その一般的な範囲は年間 1,600～2,800 時間である。

オランダの陸上風力発電プロジェクトでは、FIT 支援の計算に用いた参照プロジェクトを示している^{原注26}。このプロジェクトでは、そのイニシアティブの大半が財政的に実行可能なコストのレベルを設定している。代表的なのは 15 MW の小規模ウインドファームで、風力発電プロジェクトの大半が 2～3 MW の風車（ロータ直径 90 m、ハブ高さ 60～80 m）を使っている。一部の地域では高さ制限が設けられており、これらの地域ではハブ高さ 40～60 m の 450～800 kW 風車が一般的である。

(b) 投資コスト

プロジェクトの代表的な投資コストは 1,000 ヨーロ/kW (1,390 ドル/kW) から 1,600 ヨーロ/kW (2,224 ドル/kW) まで開きがあり、一般に投資コストが高いと全負荷時間も多くなっている。

訳注7 SDE (stimulerend duurzame energie): オランダ政府の再生可能エネルギーおよび熱電併給に関する支援スキーム

原注26 「参照プロジェクト」は本分析で用いた「参照ケース」を指すものではないことに注意。

(c) 運転維持費

運転維持費の内訳は、発電電力量によって変動するもの 9~12 ヨーロ/kWh (13~17 ドル/kWh) (通常は運用開始から 5 年間のサービス契約による) と、設備容量によって変動するもの 25 ヨーロ/kW (35 ドル/kW) (地代と系統連系コストを含む) である。後者の値はプロジェクトによって著しく異なる。実際の運転維持費は年間 2% の割合で増加すると想定される。

(d) 資金調達コスト

このモデルでは、プロジェクト開発事業者の投資を反映した、年金ベースの負債 80% で資金調達するプロジェクトを用いている。(補助金の提供者である) 政府は、自己資本率 15% および負債率 6% を適正と想定している。電力会社は主としてバランスシートに基づき資金調達を行っている。法人税は 25.5% である。

(e) 収入と政策のインセンティブ

主な収入源は、主として先物市場での長期契約による電力販売で、FIT 割増買取価格制度によって財務ギャップを賄っている。包括的な追加インセンティブが、ソフトローンとエネルギー投資割引によって提供されている。この税制優遇策は、課税可能な収入源を持たない開発事業者を含め、さまざまな事業体に適用されており、中にはこの制度により所得税 42% に対して利益を得ている開発事業者もいる。

(f) データソース

ここで用いたデータは、オランダの FIT 割増買取価格制度の計算で用いた参照プロジェクトの公表データである (Lensink et al., 2009, Cleijne et al., 2010)。

4.2.2 洋上風力発電

(a) プロジェクトの特徴

オランダの洋上風力プロジェクトでは、建設認可を得て最大 50 m² 規模のウインドファームを建設することができる。従って代表的な洋上プロジェクトの設備容量は 100~300 MW であり、系統に提供される正味発電電力量は全負荷時間 3,300~4,000 時間相当である。2008 年に Prinses Amalia ウインドファームが完成したが、ここに示すデータにはそのコスト構造は必ずしも含まれていない。

(b) 投資コスト

投資コストは 2,500~3,500 ヨーロ/kW (3,475~4,865 ドル/kW) である。2008 年に完成したプロジェクトは、その数年前におりた認可の制限条件のため、比較的小型の V90 型 2 MW 風車を用いている。

(c) 運転維持費

運用事業者の運用実績の少なさにより、運転維持費には大きな不確実性が存在する。年間運転維持費は 90 ヨーロ/kW (125 ドル/kW) と推定されている。

(d) 資金調達コスト

このモデルでは、プロジェクトベースの資金調達構造を用いており、その負債の割合は 50% である。Princes Amalia ウインドファームの資金調達はプロジェクト毎に行っている。WACC の想定値は、需給調整コストの資本コストの近似値で、これは Nuon/Shell が所有する OWEZ という別の既存の洋上ウインドファームに用られた値である。

(e) 収入と政策のインセンティブ

既存のウインドファームは旧 MEP 計画に基づき補助金を受けており、97 ヨーロ/MWh (135 ドル/MWh) の固定 FIT 報奨金を得ていた。ソフトローンとインセンティブとしての補助金が適用されている。

(f) データソース

このデータは報道発表その他の公的に利用できる情報に基づくもので、情報に差異がある場合は、開示された情報に基づくモデリングで補っている。

(g) モデルの入力の前提条件

以下の表に各年に関し想定した陸上および洋上風力発電の値を示す。2007年のプロジェクトコストは2008年時点のレートにおけるユーロで示している。**表 4-5** の電力の市場価格には、取引コストと需給調整コスト、長期契約の割引率が含まれている。

表 4-3 オランダの風力発電プロジェクトの特徴

		陸上 2007 年	陸上 2008 年	洋上 2007 年	洋上 2008 年
発電所サイズ	MW	1	15	120	N/A
風車基数	基	1	5	60	N/A
発電	全負荷時間	2,000	2,200	3,350	N/A
耐用年数	年	20	20	15	N/A
投資コスト	€/kW (\$/kW)	1,120 (1,557)	1,325 (1,842)	3315 (4,608)	N/A
運転維持費（固定費）	€/kW (\$/kW)	40 (56)	24 (33)	92 (128)	N/A
運転維持費（変動費）	€/MWh (\$/MWh)	N/A	11 (15)	N/A	N/A
撤去コスト	€/kW (\$/kW)	N/A	N/A	N/A	N/A
その他のコスト	€/MWh (\$/MWh)	N/A	N/A	N/A	N/A

表 4-4 オランダの風力発電の資金調達条件

		陸上 2007 年	陸上 2008 年	洋上 2007 年	洋上 2008 年
負債利益率	%	5	5	5	N/A
自己資本利益率	%	15	15	12	N/A
負債の割合	%	80	80	50	N/A
自己資本の割合	%	20	20	50	N/A
WACC	%	6.0	6.0	7.9	N/A
ローン期間	年	10	15	10	N/A
法人税率	%	25.5	25.5	25.5	N/A
FX レート	\$US/€	1.39	1.39	1.39	N/A

表 4-5 オランダの風力発電政策と収入のインセンティブ

		陸上 2007 年	陸上 2008 年	洋上 2007 年	洋上 2008 年
電力市場価格	€/MWh (\$/MWh)	58 (81)	56 (78)	59 (82)	N/A
市場価格証明	€/MWh (\$/MWh)	N/A	N/A	N/A	N/A
平均 FIT 収入	€/MWh (\$/MWh)	6.63 (9.22)	28 (39)	97 (.135)	N/A
FIT 政策期間	年	10	15	10	N/A
税引前の前払い補助金（税ベース）	%	37	20	44	N/A
税引前の補助金（発電電力量ベース）	€/MWh (\$/MWh)	N/A	N/A	N/A	N/A
税引き前補助金の政策期間	年	N/A	N/A	N/A	N/A
減価償却年数	年	10	15	10	N/A
無効電力報奨金	€/MWh (\$/MWh)	N/A	N/A	N/A	N/A
LVRT 報奨金	€/MWh (\$/MWh)	N/A	N/A	N/A	N/A

4.3 オランダの風力発電プロジェクトに固有の特徴

オランダの風力発電プロジェクトは、主として必要な認可を得るのが難しいため、リードタイムが長くなっている。

4.3.1 オランダの風力発電のコストと参照ケースとの比較

(a) コストの比較

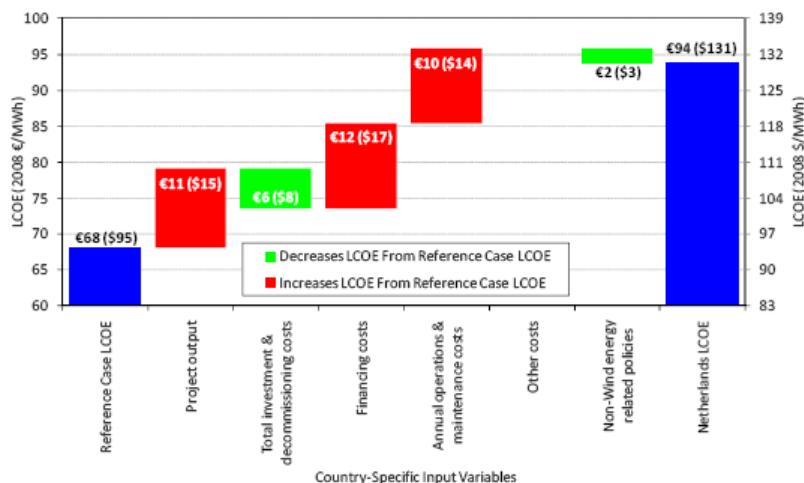


図 4-2 オランダと参照ケースの比較図^{原注27}

(b) プロジェクトの出力

オランダの風車の負荷率は約 25%であり（全負荷時間 2,200 時間）、参照ケースの 30%よりも低い。FIT による補助は全負荷時間 2,200 時間を上限としている（あるいは SDE 規制の詳細を考慮してそれよりも低く設定されている）ため、2,200 時間よりも多く発電するためのインセンティブは限定されている。さらに重要な要因はやはり風況である。

4.3.2 風力発電の発電コスト

(a) 投資コスト

投資コストの総額は過去の問題に関係している可能性がある。全負荷時間 2,200 時間以上を発電するインセンティブは限定されている。風車の設計がそれぞれやや異なっており、従って価格が安くなる可能性は排除できない。例えば同じ発電機を使っても、ロータブレードが小さい場合、投資コストが低下し、全負荷時間が増加する。

(b) 運転維持費

運転維持費が高くなっている一因は地代の高さであり、年間約 10 ヨーロ/kW (15 ドル/kW) である。

(c) 資金調達コストとその他のコスト

参照ケースと比較すると、オランダの風力発電は法人税が比較的低い (25.5%) という利点もある。撤去コストは考慮していない。

4.3.3 収入と支援メカニズム

オランダの風力発電事業者は、3種類のインセンティブ制度の恩恵を受けることができる。その主なものは FIT 割増買取価格制度で、2007 年までにこれを要求したプロジェクトに対し、MEP^{訳注8}により 10 年間固定割増買取価格が提供され、2008 年以降にこれを要求したプロジェクトの場合は、SDE により 15 年間変動割増買取価格が提供される。この FIT 制度に加えて、陸上プロジェクトの場合は、最大投資コスト 600 ヨーロ/kW (834 ドル/kW) に対し、投資コストの 44%の税控除としての投資補助金 (EIA)、および割引率 1%のソフトローンを利用するこ

原注27 データラベルは小数点第 1 位で四捨五入している。入力変数の合計値は参照事例と国の LCOE との差の合計値とやや異なる場合もある（四捨五入のため）。

訳注8 MEP (Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie): オランダの電力生産に関する法律

とができる。

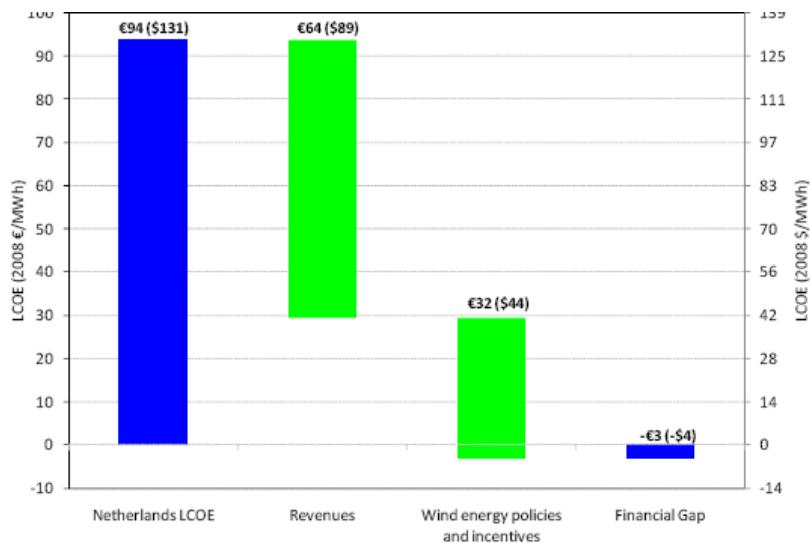


図 4-3 オランダの風力発電の収入と政策のインセンティブ（2008 年）^{原注28}

4.3.4 財務ギャップ

オランダの財務ギャップは、2007 年に開始されたプロジェクトについて言えば（表 4-6 参照）、約 -36 ヨーロ/MWh (-50 ドル/MWh) とマイナスの値になっている。これは過去の MEP の FIT 割増買取価格制度の設計上の欠陥によるもので、補助金額の基盤となった電力価格を 2~3 ヨーロ/MWh (3~4 ドル/MWh) と低く想定したことによる。電力価格が 6~8 ヨーロ/MWh に上昇するにつれ、少なくとも電力価格が高い間は、風力プロジェクトは非常に魅力的なものになった。後継制度である SDE の FIT 制度に基づき 2008 年に開始されたプロジェクトに関しては、この欠陥が取り除かれ、財務ギャップは -3 ヨーロ/MWh (-4 ドル/MWh) と、ややマイナスの値になっている。各種プロジェクトの発電コストの幅は、-3 ヨーロよりもはるかに大きい点に注意する。このため -3 ヨーロ/MWh (-4 ドル/MWh) というマイナスの値は、ゼロを大きく下回るものではない。

洋上風力発電のプラスの財務ギャップは引き続き 5 ヨーロ/MWh (7 ドル/MWh) だった。これは直接得た財務情報に基づくものではないが、Princes Amalia ウィンドファームの決算において困難が生じたことは明らかである。

4.4 まとめ

オランダは近い将来についても 2020 年に関しても、陸上および洋上風力発電の有望な目標値を定めている。現在の SDE の FIT 制度は、これを実現するための最も重要なツールである。4.3 節の分析結果から、オランダの事例における財務ギャップは顕著ではないことがわかる。補助金を得た発電電力量は、全負荷時間 2,200 時間までに制限されている。この数値はオランダの風況に即したものであるが、2,200 時間以上の発電に対するインセンティブは限定されており、これも投資コストが低いことの一因である可能性がある。運転維持費は地代のため比較的高くなっている。

原注28 データラベルは小数点第1位で四捨五入しているため、総収入、風力発電政策とインセンティブ、財務ギャップは国の LCOE とやや異なる場合もある。

表 4-6 オランダの結果のまとめ^{原注29}

		陸上 2007 年	陸上 2008 年	洋上 2007 年	洋上 2008 年
均等化発電原価	€/MWh (\$/MWh)	91 (126)	94 (131)	166 (231)	N/A
総収入および 風力発電政策と インセンティブ	€/MWh (\$/MWh)	127 (177)	96 (133)	161 (224)	N/A
開発事業者の 財務ギャップ	€/MWh (\$/MWh)	-36 (-50)	-3 (-4)	5 (7)	N/A

参考文献

Cleijne, J.W., S.M. Lensink and C.J. Faasen (2010): SDE Wind op land met vollasturen en differentiatie [SDE wind onshore with full load hours and differentiation], ECN-E--10-001, Petten, January 2010.

Lensink, S.M., J.W. Cleijne, M. Mozaffarian, A.E. Pfeiffer, S. L. Luxembourg and G.J. Stienstra (2009): *Eindadvies basisbedragen 2010 [Final advice SDE premium base rates 2010]*, ECN/KEMA, ECN-E--09-058, Petten, November 2009.

Rijksoverheid (2010): Nationaal actieplan voor energie uit hernieuwbare bronnen, Richtlijn 2009/28/EG [National Renewable Energy Action Plan, Directive 2009/28/EG], Den Haag, June 2010.

Statistics Netherlands (2010): *online databank* <http://statline.cbs.nl>, Voorburg/Heerlen August 2010

原注29 先に述べたように、データラベルは小数点第 1 位で四捨五入している。このため総収入、風力発電の政策とインセンティブ、財務ギャップは、国の LCOE とやや異なる場合がある。

第5章 スペイン

5.1 スペインの風力発電の概要

本章では、スペインの風力発電の発展について述べる。また特定のEUの目標に基づくCO₂排出量削減のために2020年と2030年に想定されている目標値を示す。さらに規制の枠組みを説明する（但しその主な構成要素を一部見直す交渉が、電力小売料金における報奨金のコストの影響を少なくするために、現在行われている）。

さらに2008年におけるスペイン市場の代表的なウインドファームの均等化発電原価(LCOE)を説明し、その仮定を他国における風力発電のコストと比較する。

5.1.1 設備容量、発電電力量、短期的目標

2009年末時点での風力発電の発電電力量は19,149MWに達し、スペインの電力系統において3番目に大きな電源となっている。スペインの風力発電開発は90年代半ばに始まり、2001年以降は新規の風力発電の設備容量が年間平均で約1,800MW追加された。規制が改正された2004年と2007年には（国王令436/2004および661/2006）、この容量が大幅に増加した。この規制の改正により、それを利用した新規プロジェクトの立ち上げが促進された。風力発電による発電電力量は、2009年のスペインのエネルギー総需要の約14%を占めている。

図5-1は、多国間比較の対象年である2008年までに、スペインに設置された風力発電のこれまでの累積設備容量と年間導入容量を示している。2012年と2020年の風力発電の設備容量のデータは、欧州加盟国のエネルギー行動計画(NREAP)に基づくものである(European Commission 2010)。2020年の予測は、エネルギー需要の20%を再生可能エネルギーで賄うというEUの目標達成に向けた数値である。

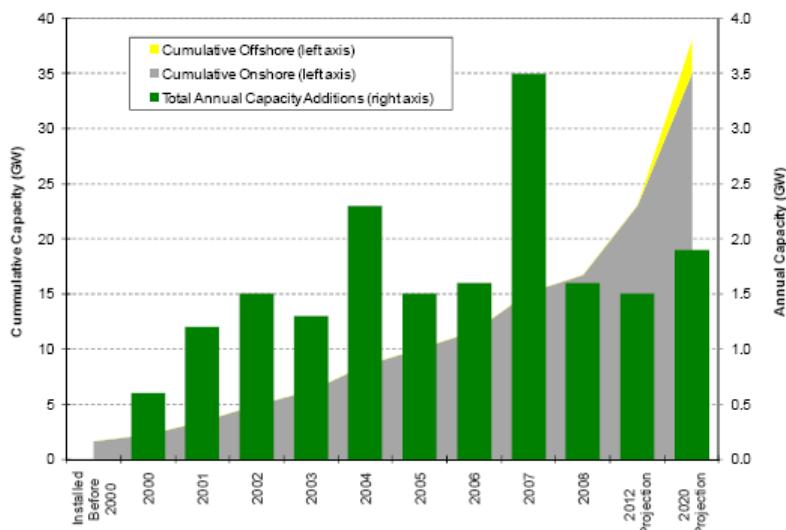


図5-1 スペインの風力発電の累積設備容量および年間導入容量

図5-1はスペインでこれまでに設置された風力発電の設備容量および今後設置されると見込まれる設備容量を示している。また年間導入容量を図5-2に示す。2009年、スペイン政府は2010年から2012年までの各年に設置するMW容量を制限するための割当て量を定めることにした。また、電力小売料金における報奨金の影響を減じるための計画を今後の法令に組み込んでいくと発表した（全ての再生可能エネルギーとコージェネレーションの合計容量6,000MWは総電力取引高の25%を占め、これは経済危機下では特にコスト高である）。

スペインにおける洋上風力発電の主な障壁は大陸棚がないことであり、このため沿岸部の水深が50mになっている。従って洋上風力発電では、高額な基礎が重要となり、そのためこれらのプロジェクトの実行可能性は制限されている。さらに共通連系点では、液化天然ガス基地近くに設置されるコンバインドサイクルガスタービンの発電によるボトルネックが存在するため、アクセス容量が限られたものになっている。

表5-1 スペインの累積設備容量 (GW)

設備容量	2000以前	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2012予想	2020予想
陸上	1.6	2.2	3.4	4.9	6.2	8.5	10.0	11.6	15.1	16.7	23	35
洋上	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3

資料：Spanish Wind Energy Association (AEE) and European Commission 2010

表5-2 スペインの年間導入容量 (GW)

設備容量	2000以前	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2012予想	2020予想
陸上	1.6	0.6	1.2	1.5	1.3	2.3	1.5	1.6	3.5	1.6	.15	1.4
洋上	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.5

資料：Spanish Wind Energy Association (AEE) and European Commission 2010

5.1.2 収入と政策のインセンティブ

法的に予想されている便益を受けるためには、風力発電プロジェクトを「特別の制度」に分類する必要がある(米国の資格認定制度と同様)。これは、風力発電プロジェクトが系統に優先接続できる(小売事業者が余剰電力を買い取らねばならない)ため、また価格が規制されているためである。国王指令661/2007で表明されたように、風力発電の支払いスキームには、規制料金スキームと市場原理の2つがある。

- 規制料金スキームは、ウインドファーム所有者が選択した期間中における風力発電の義務的な固定引価格である(図5-2の数値)。
- 最終的な価格が1時間ごとの限界価格と電力量インセンティブに基づく電力卸市場価格の組み合わせで決まるところの市場原理は「報奨金」とも呼ばれる。従って風力発電事業者が受け取る料金は、プール価格に左右されることになり、この価格が非常に低い場合は下限が、最低価格以上であれば上限が設けられる。図5-3は規制料金、下限、上限の参考値を示している。

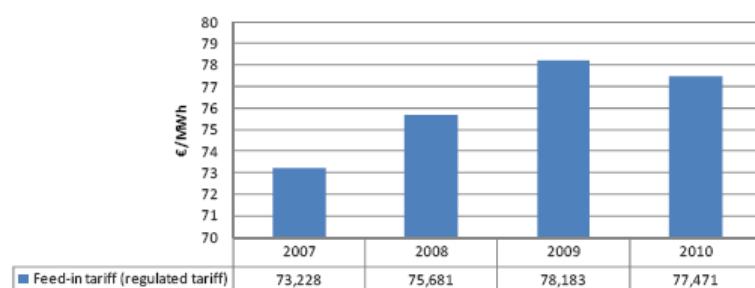


図5-2 規制料金スキームの推移

資料：Spanish Wind Energy Association (AEE)

風力発電事業者は前日市場の発電計画を提出し、予測を用いてこの計画と実際の発電電力との予測誤差を減らすようにする。さらに、さまざまな地域に建設されたウインドファームが相互に補償ことで誤差を少なくするために、さまざまなプロジェクトがグループ化されている。このシステムにより、アンシラリーシステムの活用と需給調整を最適化することができ、そのコストの一部は風力発電事業者が支払っている。2008年は約1.5ユーロ/MWh (2.05ドル/MWh) であった。

上記の値は国王指令661/2007によって消費者価格指数(CPI)に基づき更新され、2012年12月31日までは補正率25ベーシスポイント、その後は50ベーシスポイントと定められた。

図5-3は、国王指令661/2007の施行以後のFIT料金制度の変動を示したものである。2007年、国王指令661/2007によりCPIに沿ってFITが改訂されることになり、2012年12月31日までは補正率25ベーシスポイント、その後は50ベーシスポイントと定められた。2010年には更新された値がマイナスになり、前年を下回った。これはCPIがゼロに近かったためである。

スペインの送電系統運用者であるRed Electrica de Espana(REE)によれば、設備容量の9%は固定価格買取オプションによって運用されるため、卸電力市場価格の変動に影響されない(図5-4)。

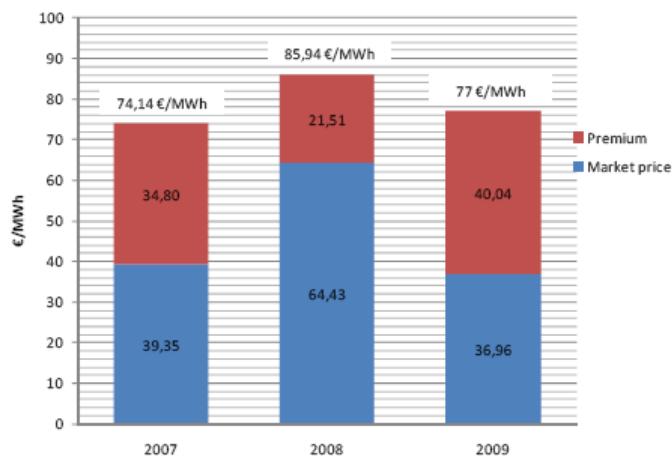


図5-3 市場オプションにおける最終処分(市場価格+報奨金)

資料: Spanish Wind Energy Association (AEE)

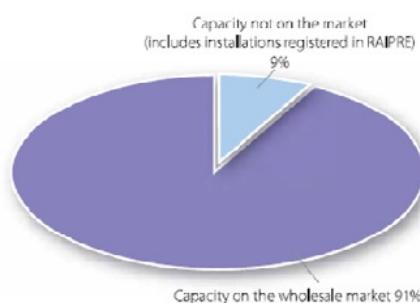


図5-4 電力卸市場における風力発電の容量(2008年)

資料: Spanish TSO (REE)

風力発電の大部分は卸市場で直接販売されるため、報酬はプール価格に大きく左右され、天然ガス価格、水力発電の状況、ならびに国際市場におけるCO₂価格がこの価格に影響する。このため2008年には、平日プール価格は64.43ユーロ/MWh (89.56ドル/MWh)となり、2007年の39.35ユーロ/MWh (54.70ドル/MWh)を64%上回った。これは現在までに記録された価格で最も高い額である。

風力発電の市場取引価格を図5-3に、電力卸価格を図5-5に示す。先に述べたように、国王指令661/2007の事例では、この価格は、下限から上限までの範囲内における平日電力卸価格に基づく価格と報奨金の合計値である。

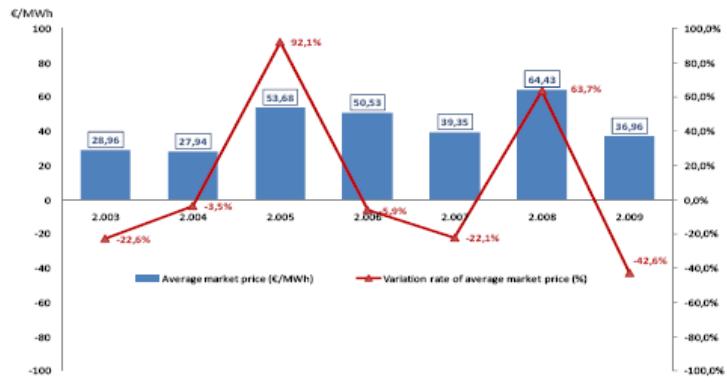


図 5-5 平日電力プール価格と変動率の年平均 (2003~2009 年)

資料 : OMEL and Spanish Wind Energy Association (AEE)

5.2 スペインにおける 2008 年の代表的な風力発電プロジェクト

以下の項で、2008 年におけるスペインの風力発電プロジェクトの特徴を述べ、これを他の参加国における風力発電開発の各種モデルと比較する。

5.2.1 陸上風力発電

(a) プロジェクトの特徴

「特別体制」システムを利用するためには、スペインの陸上ウインドファームの規模が 50 MW を越えてはならない。設置したウインドファームの平均規模は約 25 MW で、計算上ウインドファームの設備容量を 2007 年も 2008 年も 30MW と仮定する。

名目上の運用時間は、定格出力で年間 1,700 時間から 2,350 時間までさまざまである (2008 年の全国平均は 2,085 時間)。またプロジェクトの参照値は 2007 年で 2,200 時間、2008 年で 2,150 時間であった。

スペインで用いられている全ての経済モデルでは、プロジェクトの運用期間は 20 年としている (但しこれはウインドファームの実績とは限らない)。2007 年と 2008 年に関しては、プロジェクトのライフサイクルを 20 年とする。

2008 年に設置された風車の平均規模は 1,985 kW で、2007 年の 1,621 kW からわずかに増加した。このモデルで検討するのは 2,000 kW の風車 (すなわちこのウインドファームでは 2 MW の風車 15 基) である。

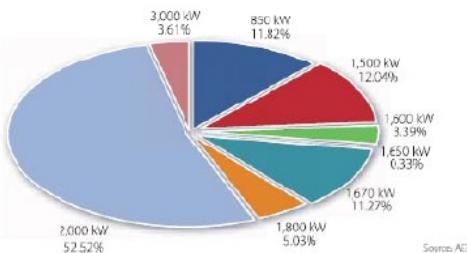


図 5-6 2008 年に設置された風車サイズの内訳

資料 : Spanish Wind Energy Association (AEE)

(b) 投資コスト

近年の投資総額が高くなったのは主としてクラス III および IV^{訳注9} の大型風力発電装置が設置されたからであり、当初から高圧系統への連系や各種税金が予測されていたわけではない。

それにもかかわらず、近年は原材料コストの低下により風車のコストが減少している。また財政危機と規制の変更により風車の需要も低下した。ウインドファームへの投資総額に占める風車のコストは約 70~73% である。このコストは原材料の価格と現在のグリッドコードに準じた必要な技術的複雑性に密接に関係している。

2007 年に設置されたプロジェクトに関しては、投資コストは 1,233 ヨーロ/kW (1,714 ドル/kW)、2008 年に関しては 1,250 ヨーロ/kW (1,738 ドル/kW) と推定されている。

(c) 運転維持費

運転維持費も出力抑制、構内電力消費のための電力料金、設備の技術的複雑性が増したことにより増加している。運転維持費は 2007 年 19.10 ヨーロ/MWh (26.55 ドル/MWh)、2008 年 19.63 ヨーロ/MWh (27.29 ドル/MWh) と推定されている (100% 変動費)。これらのコストは、賃金レベルの変動性、代替部品の利用可能性、必要とされる熟練技術者や機械装置といった要因に関連している。

風力発電機のサイズは拡大しているが、風況の最もよいサイトはすでに利用されてるため、定格時間は減少することになる。

(d) 資金調達コスト

歴史的にスペインでは、風力発電プロジェクトの開発資金をスペイン国内の銀行の財力および安定した法的枠組みに基づくプロジェクトの財務体制によって調達してきた。それにもかかわらず、流動性を欠いた資金調達制度のためにこの 2 年間で状況が変化し、何らかの担保による保証が必要になっている。

資金調達コストは、2007 年に関しては自己資本利益率 10%、負債利益率 7% に設定されている。2007 年、2008 年とも資本と負債の比率は 2 対 8 である。2008 年に関しては、自己資本利益率 10%、負債利益率 7% である。

(e) 収入と政策のインセンティブ

市場への売電による収入は、2007 年に 39.4 ヨーロ/MWh (54.8 ドル/MWh)、2008 年に 64.4 ドル/MWh (89.5 ドル/MWh) であった。この収入に対して、2007 年に 34.8 ヨーロ/MWh (48.3 ドル/MWh)、2008 年には 21.5 ヨーロ/MWh (29.9 ドル/MWh) と評価された FIT 割増買取価格が追加されている。FIT 政策期間はどちらのケースも 20 年に固定されている。

(f) データソース

ここに示したデータは、スペイン風力発電協会 (AEE) および Intermoney が実施した研究に基づくものである。

5.2.2 洋上風力発電

(a) プロジェクトの特徴

スペインの洋上風力発電エリアは 62 エリアに分割され、これらのエリアでは風力発電が規制されている。これらのエリアに対して入札が行われることになる。いくつかの実験的イニシアチブを除けば、予測されるウインドファームの規模は約 1,000 MW である。

(b) 投資コスト

データなし。

(c) 運転維持費

データなし。

訳注9 クラス III は二重給電誘導発電機 (DFIG) および部分定格のコンバータを用いた風車、クラス IV は同期発電機およびフル定格コンバータからなる風車、と分類される。この分類方法の詳細は、例えば下記の文献を参照のこと。

欧洲風力エネルギー協会（日本風力エネルギー学会誌）：「風力発電と系統連系～欧洲の最前線～」、日本風力エネルギー学会、ISBN: 978-4-906826-00-1、2012 年 2 月 <http://www.jwea.or.jp/publication/PoweringEuropeJP.pdf>

(d) 資金調達コスト

データなし。

(e) 収入と政策のインセンティブ

データなし。

(f) データソース

データなし。

(g) モデルの入力の前提条件

表 5-2～5-5 は、以下の LCOE 分析で用いたモデリングの前提条件を示すものである。コストの仮定は全て 2007 年と 2008 年の風力発電プロジェクトを表すもので、2008 年レート時のユーロで表示している。

表 5-3 スペインの風力発電プロジェクトの特徴

		陸上 2007 年	陸上 2008 年	洋上 2007 年	洋上 2008 年
発電所サイズ	MW	30	30	N/A	N/A
風車基數	基	15	15	N/A	N/A
発電	全負荷時間	2,200	2,150	N/A	N/A
耐用年数	年	20	20	N/A	N/A
投資コスト	€/kW (\$/kW)	1,233 (1,714)	1,250 (1,738)	N/A	N/A
運転維持費（固定費）	€/kW (\$/kW)	0	0	N/A	N/A
運転維持費（変動費）	€/MWh (\$/MWh)	19.1 (26.6)	19.6 (27.2)	N/A	N/A
撤去コスト	€/kW (\$/kW)	0	0	N/A	N/A

表 5-4 スペインの風力発電の資金調達条件

		陸上 2007 年	陸上 2008 年	洋上 2007 年	洋上 2008 年
負債利益率	%	9	10	N/A	N/A
自己資本利益率	%	6	7	N/A	N/A
負債の割合	%	20	20	N/A	N/A
自己資本の割合	%	80	80	N/A	N/A
ローン期間	年	15	15	N/A	N/A
法人税率	%	30	30	N/A	N/A
FX レート	\$/€	1.39	1.39	N/A	N/A

表 5-5 スペインの風力発電政策と収入のインセンティブ

		陸上 2007 年	陸上 2008 年	洋上 2007 年	洋上 2008 年
電力市場価格	€/MWh (\$/MWh)	53 (74)	54 (75)	N/A	N/A
FIT 収入	€/MWh (\$/MWh)	34 (47)	35 (49)	N/A	N/A
FIT 政策期間	年	20	20	N/A	N/A
税引前の補助金 (税ベース)	%	0	0	N/A	N/A
税引前の補助金 (発電電力量ベース)	€/MWh (\$/MWh)	0	0	N/A	N/A
税引き前補助金の 政策期間	年	—	—	N/A	N/A
減価償却期間	年	20	20		N/A
無効電力報奨金	€/MWh (\$/MWh)	3.6 (5.1)	3.7 (5.2)	N/A	N/A
LVRT 報奨金	€/MWh (\$/MWh)	0	0	N/A	N/A
市場証書	€/MWh (\$/MWh)	—	—	N/A	N/A

5.2.3 風力発電の発電コスト

(a) コストの比較

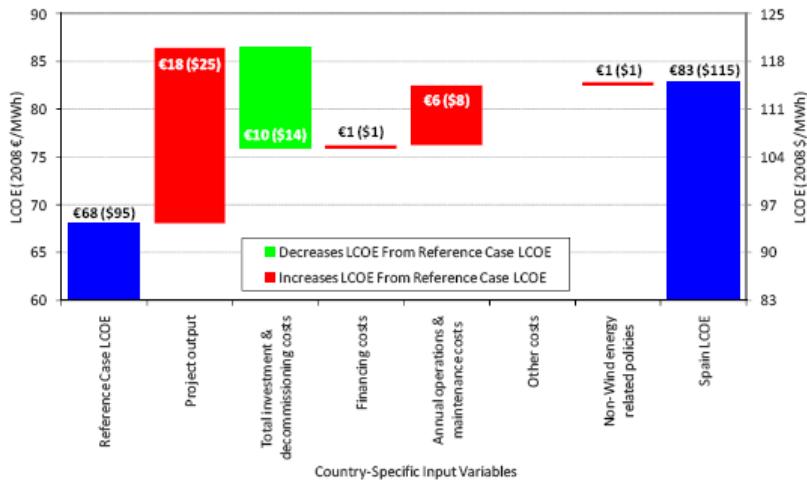


図 5-7 スペインおよび参照ケースの風力発電コスト（2008 年）^{原注30}

(b) プロジェクトの出力

スペインの風力発電プロジェクトは、参照ケースよりも設備利用率が低い。風況がスペインの全負荷時間に影響しているため、スペインの LCOE は参照ケースの LCOE よりも 18 ユーロ/MWh (25 ドル/MWh) 高くなっている。参照ケースの平均負荷時間が推定 2,680 時間であるのに対し、スペインは 2,150 時間となっている。

全負荷時間は、スペインの LCOE と参照ケースの LCOE の差異に関しての最も重要な変数である。風況に加えて運転維持費も参照ケースを上回っており、これには地代および地域や自治体が要求する利益率も含まれている。

LCOE の高さの説明となる第 3 の要因は資金調達コストであり、この額はプロジェクトの WACC および最終的に各々の投資に要求される投資収益率 (ROI) を増加させる。

(c) 投資コスト

スペインの投資コストの総額は約 1,250 ユーロ/kW (1,738 ドル/kW) で、これは参照ケースよりも約 200 ユーロ/kW (278 ドル/kW) 安い。スペインでは投資コストが低いため、LCOE は 10 ユーロ/MWh (14 ドル/MWh) 低くなる。

撤去コストは、ウインドファームの耐用年数が終了したときの発電設備の解体コストを含めた額で、総投資コストの約 3% を占める。

(d) 資金調達コスト

スペインの事例における財務状況に関し、自己資本利益率と負債利益率は参照ケースよりも高くなっている。

(e) 運転維持費

スペインでは運転維持費が参照ケースよりも高くなっている。スペインの運転維持費総額には、税金、地代、管理コストを含めたすべての変動費が含まれている。今後の経費削減、電力自家消費料金の上昇、設備の技術的複雑性の高まりにより、運転維持費も増加する見込みである。

平均して、スペインの運転維持費は約 19.6 ユーロ/MWh (27.2 ドル/MWh) で、これは参照ケースよりも約 7 ユーロ/MWh (10 ドル/MWh) 高い。

^{原注30} データラベルは小数点第 1 位で四捨五入している。入力変数の合計値は参照事例と国の LCOE との差の合計値とやや異なる場合もある（四捨五入のため）。

5.2.4 収入と風力発電政策およびインセンティブ

先に述べたように、スペインには FIT 制度（風力発電の固定価格買取制度）と市場制度（市場価格+風力発電の報奨金）という 2 つの支払い体系がある。2008 年には、風力発電の約 91% を市場制度により販売した。これは開発業者がより多くの収入を得られるためである。

図 5-8 は収入の変数（電気料金）と風力発電政策ならびにインセンティブの変数（スペインにおける市場制度の報奨金）を比較したものである。

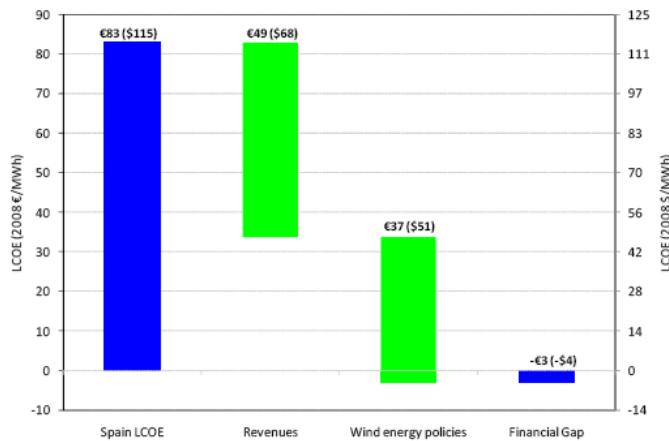


図 5-8 スペインの風力発電の収入と政策のインセンティブ（2008 年）^{原注31}

5.2.5 財務ギャップ

スペインのモデル分析における財務ギャップは、約 -3 ユーロ/MWh (-4 ドル/MWh) である。このことから、平均してスペインの風力発電開発事業者は収入と風力発電政策ならびにインセンティブから、プロジェクト開発の財務要件を満たすことができるだけの十分なキャッシュフローを得ていることがわかる。

5.3 スペインの風力発電プロジェクトのまとめ

表 5-6 スペインの風力発電プロジェクトのまとめ^{原注32}

		陸上 2007 年	陸上 2008 年	洋上 2007 年	洋上 2008 年
均等化発電原価	€/MWh (\$/MWh)	76 (106)	83 (115)	N/A	N/A
総収入および 風力発電政策と インセンティブ	€/MWh (\$/MWh)	87 (121)	86 (120)	N/A	N/A
開発事業者の 財務ギャップ	€/MWh (\$/MWh)	-11 (-15)	-3 (-4)	N/A	N/A

参考文献

AEE, Spanish Wind Energy Association (2009). “Eólica 09. Todos los datos, análisis y estadísticas del sector eólico (Julio 2009)”, at <http://www.aeeolica.es/userfiles/file/ANUARIO%20COMPLETO%5B1%5D.pdf>

原注31 データラベルは小数点第 1 位で四捨五入しているため、総収入、風力発電政策とインセンティブ、財務ギャップは国の LCOE とやや異なる場合もある。

原注32 先に述べたように、データラベルは小数点第 1 位で四捨五入している。このため総収入、風力発電の政策とインセンティブ、財務ギャップは、国の LCOE とやや異なる場合がある。

AEE, Spanish Wind Energy Association (2008). “Eólica 08. Todos los datos, análisis y estadísticas del sector eólico (Junio 2008)”, at http://www.aeeolica.es/userfiles/file/aee-publica/AEE_anuario_ingles08.pdf

AEE – Intermoney (2006) “Estudio de costes del sector eólico. Realizado por Intermoney para AEE (2006)”, at <http://www.aeeolica.es/userfiles/file/aee-publica/060612-Gen-EolicaEsp- PRAL.pdf>

Comisión Nacional de la Energía (CNE). www.cne.es

European Commission, National Renewable Energy Action Plans of the European Member States, June 2010 (European Commission 2010), at http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm

Red Eléctrica de España (REE), Spanish TSO. www.ree.es Royal Decree 661/2007.

http://www.cne.es/cne/doc/legislacion/RD_661-2007-RE.pdf Royal Decree 436/2004.

[http://www.cne.es/cne/doc/legislacion/\(36\)RD436_2004.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/legislacion/(36)RD436_2004.pdf) Spanish Market Operator (OMEL). www.omel.es

第6章 スウェーデン

6.1 スウェーデンの風力発電の概要

本章では、スウェーデンの陸上および洋上風力発電プロジェクトとコストの特徴、ならびに2008年の陸上風力発電技術の均等化発電原価（LCOE）を説明する。

6.1.1 設備容量、発電電力量、短期目標

スウェーデンの陸上風力発電の設備容量は、2004年に474MWだったのが2008年末には937MWとなっている（図6-1）。スウェーデン南部の洋上ウインドファームの設備容量は2007年には110MWであった。また「ニアショア」の湖での開発も進められている。2012年と2020年の風力発電予測は、EU加盟国の各国再生可能エネルギー行動計画（NREAP）のデータに基づくものである（European Commission 2010）。

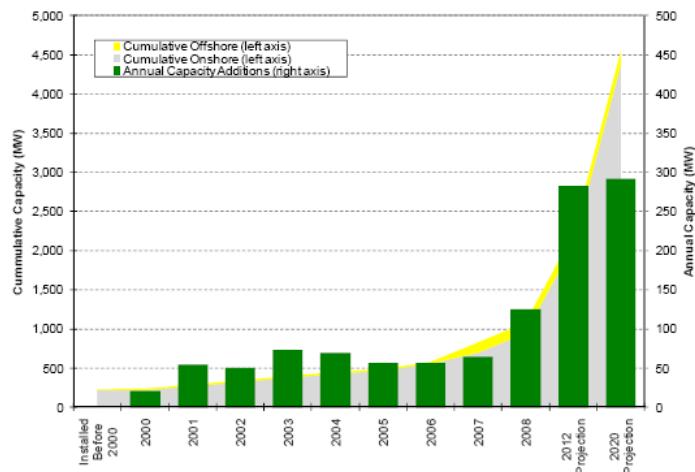


図6-1 スウェーデンの風力発電の累積設備容量および年間導入要領

資料：Vinkraft Statistik 2009, Vindkraft Statistik 2007, and European Commission 2010

表6-1は、スウェーデンにおける過去および今後予想される風力発電累積設備容量を示したものである。また、表6-2は、過去および将来の年間追加容量を示したものである。

表6-1 スウェーデンの累積設備容量 (MW)

設備容量	2000以前	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2012予想	2020予想
陸上	220	220	272	322	381	429	470	560	698	951	2,065	4,365
洋上	10	20	23	23	23	23	23	23	133	133	150	182

資料：Vinkraft Statistik 2009, Vindkraft Statistik 2007, European Comission 2010

表 6-2 スウェーデンの年間導入容量 (MW)

設備容量	2000以前	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2012予想	2020予想
陸上	—	0.5	51	50	59	48	41	90	138	253	278	288
洋上	—	10	2.5	0	0	0	0	0	110	0	4	4

資料 : Windkraft Statistik 2009, Windkraft Statistik 2007, European Comission 2010

6.1.2 収入と政策のインセンティブ

スウェーデンでは、再生可能エネルギーによる発電の支援策として、取引可能なグリーン証書制度 (TGC) を導入している。その目的は、2016 年までに再生可能エネルギー電源による発電を 17 TWh に増やすことである。この目標値を、2020 年までに可能エネルギー電源による発電を 25 TWh にするというさらに高い値とするため、現在この制度の改正が検討されている。またスウェーデンとノルウェーの共通システムの構築に向けた交渉が行われている。

2008 年までは、電力証書制度と並行して、「環境報奨金」とも呼ばれる固定価格買取制度 (FIT) が陸上風力発電に適用されていた。この「環境報奨金」は、洋上風力発電に関しては 2009 年まで利用可能であった。また 2003 年にパイロットプロジェクトの支援計画が開始された。洋上風力発電、寒冷気候、森林地帯での風力発電といった、興味深いと見なされたプロジェクトに関し、2008 年から 2012 年までの期間中に 3,710 万ユーロ (5,160 万ドル) の予算が割当てられている。

2006 年秋、政府の環境影響分析に関する規則、ならびに新規風力発電プロジェクトの認可プロセスが簡略化され、25 MW までのウインドファームは自治体に届け出れば設置できることとなった。

風資源の利用に関する情報を広く伝えるため、スウェーデン政府の主導の下、風力発電の利用に関する国内ネットワーク^{原注33}が構築された。このネットワークにより、風力発電の計画策定および認定過程、労働力、事業の発展、維持管理面に関する知識を深め、スウェーデンの風力発電開発プロジェクトを促進していくこととされている。

さらに、風力発電のコーディネータを雇用し、発電事業者、関係当局ならびに地元、地域、国の各レベルにおける関係者の交流促進を図っている。

6.2 スウェーデンの代表的な風力発電プロジェクト

6.2.1 陸上風力発電

(a) プロジェクトの特徴

スウェーデンでは、陸上のプロジェクトの全負荷時間は 2,600~3,050 時間と報告されているが、通常スウェーデンの風力発電マップに示されている全負荷時間は、風力プロジェクトの開発事業者が提出した数字を下回っている。このため計算では、スウェーデンのプロジェクトの最終的な風力発電時間を、報告された範囲の下限 (2,600 時間) としている。

(b) 投資コスト

スウェーデンの陸上プロジェクトは、2008 年に導入された陸上プロジェクトのコストおよび発電電力量が反映された代表的プロジェクトと定義された。資本コストはあたり 1,217 ユーロ~1,915 ユーロ/kW (1,692~2,662 ドル/kW) まで開きがあり、モデル分析では 1,591 ユーロ/kW (2,212 ドル/kW) と仮定した。

(c) 運転維持費

運転維持費の固定費部分は平均 0.004 ユーロ/kW (0.006 ドル/kW)、変動費部分は約 11 ユーロ/MWh (15 ドル

原注33 <http://www.natverketforvindbruk.se/> 参照。

/MWh) と推定しているが、この変動費は 7 ユーロ/MWh (10 ドル/MWh) から 24 ユーロ/MWh (33 ドル/MWh) まで開きがあり、パイロットプロジェクトにおける運転維持費は非常に変動が大きく、開発事業者によって著しく異なっている。

(d) 資金調達コスト

表 6-5 に示すように、モデル分析では負債利子を投資家が通常報告している 5%と見込んでいる。風力発電に投資している企業の会計報告の分析では、20%強という高い負債コストが示されている。スウェーデンの企業分析から導き出した必要な自己資本利益率と結び付けて、負債利子率を 5%と推定した場合、風力発電のコストを過小評価することになりかねない。

(e) 収入と政策のインセンティブ

風力発電プロジェクトは、長期契約による市場への電力販売と、導入されている取引可能なグリーン証書制度という、2つの収入の流れによって資金を得ている。どちらの収入源も不確実性が非常に高い。2008 年まで、FIT 報奨金制度も適用されており、陸上風力発電プロジェクトは 2 ユーロ/MWh (3 ドル/MWh) という少額の報奨金を受けていた。

(f) データソース

LCOE 計算のデータは、上記のような運用支援計画の結果、および国内のユーザのためにスウェーデンエネルギー局がまとめたデータといった、複数の情報源に基づくものである。撤去コストは Svensk Vindenergi (2009) のデータを使用した。スウェーデンの風力発電計画に関する統計値は、スウェーデンエネルギー局が毎年発表している報告書 ES2010:3 “Vindkraft statistic 2009 (Wind power statistics 2009)”および Vindkraft Statistik 2008 に基づいている。2008 年の風力発電時間は電力証書制度のデータを使用している。さらに風力発電の開発業者から非開示データの提供を受けた。また関係する割引率を明らかにするため会計資料を参照した。さらには補足資料として O2 ならびに Arise という株式市場の導入に関する事業出版物から専門家の意見を引用した。

6.2.2 洋上風力発電

2008 年時点で導入されていたスウェーデン最大の洋上プロジェクトは、Lillgrundens の 11 MW のプロジェクトであった。このプロジェクトは Vattenfall が 2004 年に引き継ぎ、2007 年に系統に連系された。Lillgrundens プロジェクトでは Siemens の 2.3 MW 風車 MKII が 48 基使用されているが、そのうち 13 基は 2004 年以前に系統に連系されている。スウェーデンの最新プロジェクトは 3 MW の風車 10 基を備えた Gåsslingegrund プロジェクトで、これは Vänern 湖の周辺 7~13m に基礎を設置した「ニアショア」のプロジェクトである。

表 6-3 Lillgrundens プロジェクトの例

Lillgrundens データ	
高さ :	基準海面より 115 m 高
ロータ直径 :	92.4 m
総面積 :	6,734 m ²
制御方法 :	可変ピッチおよび可変速度
ロータ速度 :	6~16 rpm
最大先端速度 :	280 km/h
ロータ重量 :	60 t
ナセル重量 :	82 t
タワー重量 :	110 t
推定年間発電電力量 :	6,875,500 kWh
設備利用率 :	35%
平均風速 :	8.5 m/s

表 6-4 スウェーデンの風力発電プロジェクトの特徴

		陸上 2007 年	陸上 2008 年	洋上 2007 年	洋上 2008 年
発電所サイズ	MW	—	2.35	N/A	N/A
風車基数	基	—	41	N/A	N/A
発電	全負荷時間	—	2,600	N/A	N/A
耐用年数	年	—	20	N/A	N/A
投資コスト	€/kW (\$/kW)	—	1,591 (2,212)	N/A	N/A
運転維持費（固定費）	€/kW (\$/kW)	—	0.004 (0.006)	N/A	N/A
運転維持費（変動費）	€/MWh (\$/MWh)	—	11 (15)	N/A	N/A
撤去コスト	€/kW (\$/kW)	—	1.6 (2.22)	N/A	N/A
その他のコスト	€/MWh (\$/MWh)	—	—	N/A	N/A

表 6-5 スウェーデンの風力発電の資金調達条件

		陸上 2007 年	陸上 2008 年	洋上 2007 年	洋上 2008 年
負債利益率	%	—	5	N/A	N/A
自己資本利益率	%	—	12	N/A	N/A
負債の割合	%	—	87	N/A	N/A
自己資本の割合	%	—	13	N/A	N/A
WACC	%	—	4.7	N/A	N/A
ローン期間	年	—	20	N/A	N/A
法人税率	%	—	28	N/A	N/A
FX レート	SEK/€	—	9.42	N/A	N/A
FX レート	\$US/€	—	1.39	N/A	N/A

表 6-6 スウェーデンの風力発電政策と収入のインセンティブ

		陸上 2007 年	陸上 2008 年	洋上 2007 年	洋上 2008 年
電力市場価格	€/MWh (\$/MWh)	—	50 (70)	N/A	N/A
市場価格証明	€/MWh (\$/MWh)	—	25 (35)	N/A	N/A
平均 FIT 収入	€/MWh (\$/MWh)	—	2 (3)	N/A	N/A
FIT 政策期間	年	—	1	N/A	N/A
税引前の前払い 補助金（税ベース）	%	—	0%	N/A	N/A
税引前の補助金 (発電電力量ベース)	€/MWh (\$/MWh)	—	—	N/A	N/A
税引き前補助金の 政策期間	年	—	—	N/A	N/A
減価償却年数	年	—	20	N/A	N/A
無効電力報奨金	€/MWh (\$/MWh)	—	0	N/A	N/A
LVRT 報奨金	€/MWh (\$/MWh)	—	0	N/A	N/A

6.2.3 スウェーデンの風力発電コストと参照ケースとの比較

図 6-2 に示すように、スウェーデンの LCOE は参照ケースより約 1 ユーロ/MWh (1 ドル/MWh) 低くなっている。

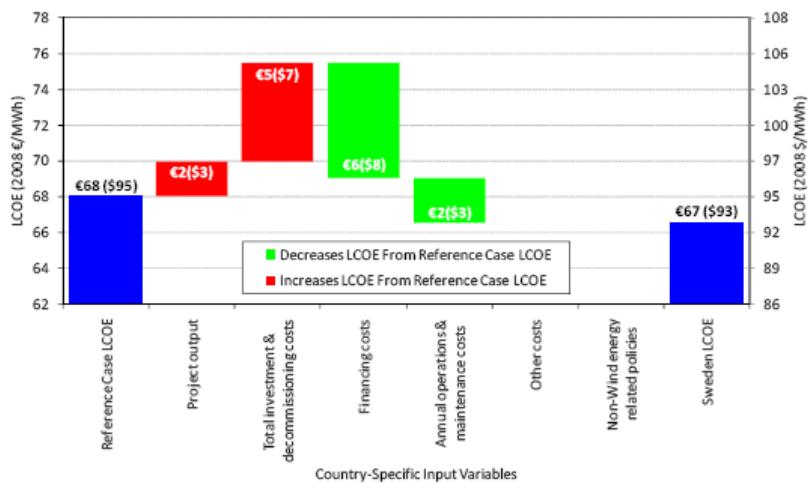


図 6-2 スウェーデンの風力発電のコスト^{原注34}

(a) プロジェクトの出力

スウェーデンの全負荷時間は参照ケースよりも高い。これは、風力発電プロジェクトに利用できる土地面積が、サンプリングした他の欧州諸国よりも大きいため当然のことである。

(b) 投資コスト

スウェーデンの投資は、電力開発プロジェクト、TGC システム（2001 年から導入）ならびに既存の NordPool 系統（1995 年から電力取引）のために、参照ケースよりもやや高くなっている。

(c) 運転維持費

参照ケースとスウェーデンの運転維持費の差異は最小限のもので、これはサンプルによる可能性が高く、顕著ではない。

(d) 資金調達コスト

スウェーデンの資金調達コストは参照ケースよりも低い。これは主としてスウェーデンの風力発電への投資に関するリスクのレベルが低いからであり、スウェーデンの風力発電開発における経験から当然のことと言える。

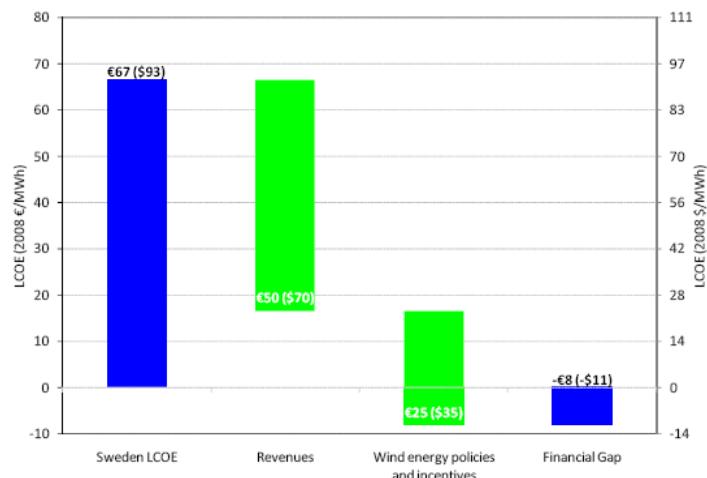


図 6-3 スウェーデンの風力発電の収入と政策のインセンティブ^{原注35}

^{原注34} データラベルは小数点第 1 位で四捨五入している。入力変数の合計値は参照事例と国の LCOE との差の合計値とやや異なる場合もある（四捨五入のため）。

6.2.4 収入と政策のインセンティブ

収入は1) 電力販売による収入、2) グリーン証書販売による収入、3) FITからの少額の収入(2009年に廃止)の3つで構成される。

収入は市場からの資金の流れであるため、不確実性が大きい。身近なケースでは、電気料金は50ユーロ/MWh(70ドル/MWh)で安定していると見なされ、グリーン証書価格は約25ユーロ/MWh(35ドル/MWh)だったが2009年に値上げされた。

6.2.5 財務ギャップ

平均的なプロジェクトに関しては、電力の市場価格とTGC制度の補償を組み合わせることで、十分にコストを賄うことができているようである。

表 6-7 スウェーデンの結果のまとめ^{原注36}

		陸上 2007年	陸上 2008年	洋上 2007年	洋上 2008年
均等化発電原価	€/MWh (\$/MWh)	—	67 (93)	N/A	N/A
総収入および 風力発電政策と インセンティブ	€/MWh (\$/MWh)	—	75 (104)	N/A	N/A
開発事業者の 財務ギャップ	€/MWh (\$/MWh)	—	-8 (-11)	N/A	N/A

6.3 スウェーデンの風力発電プロジェクトのまとめ

表 6-7 に示したように、スウェーデンの風力発電プロジェクトは、自己資本コストおよび負債コストが低いために資本加重平均原価(WACC)が比較的低くなっているようである。プロジェクトの資金供給は負債による資本調達によるもので、貸付資金の調達期間は20年である。それよりも貸付期間が短い場合もおそらくあるが、融資期間の終了時に繰り越されている。

スウェーデンの風力発電は歴史が長く、また近年急速に成長しつつある。2020年までに再生可能エネルギー電源を25TWhにするという目標を達成するためには、風力発電をさらに発展させていく必要がある。

参考文献

Dagens Industri, www.di.se, 2010-03-16, Storm kring vindkraftsbolag

European Commission, National Renewable Energy Action Plans of the European Member States, June 2010 (European Commission 2010), at http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm

E24, www.e24.se, 2010-03-16, Vindkraftsbolagen anklagas för glädjekalkyler. Nationellt nätverk för vindbruk (national network for winduse), <http://www.natverketforvindbruk.se/>

Svensk Vindenergi, 2009, Vindkraftverk, – kartläggning av aktiviteter och kostnader vid nedmontering, återställande av plats och återvinning

Vinkraftstatistik 2009, ES 2010:3, 2010, Swedish Energy Agency, available at

原注35 データラベルは小数点第1位で四捨五入しているため、総収入、風力発電政策とインセンティブ、財務ギャップは国のLCOEとやや異なる場合もある。

原注36 先に述べたように、データラベルは小数点第1位で四捨五入している。このため総収入、風力発電の政策とインセンティブ、財務ギャップは、国のLCOEとやや異なる場合がある。

<http://www.energimyndigheten.se/Global/Press/Pressmeddelanden/Vindkraftsstatistik%202009.pdf>

Vindkraftsstatistik 2007, ES 2008:2, 2008, Swedish Energy Agency, available at
<http://www.energimyndigheten.se/en/>

第7章 スイス

7.1 スイスの風力発電の概要

本章では、スイスの陸上および洋上風力発電プロジェクトとコストの特徴、具体的には2008年の陸上風力発電技術の均等化発電原価（LCOE）のモデル化に用いた仮定について述べる。スイスは内陸国であるため洋上プロジェクトは存在しない。景観保護のため、湖沼地域は現在風力発電サイトから除外されている。

7.1.1 設備容量、発電電力量、短期目標

陸上風力発電の設備容量は、1996年の2MWから2008年末の14MWに増加した。風力発電による年間発電電力量は2000年の1.8GWhから2008年の20.20GWhに増加した。これに対し2008年の総需要電力量は58.7TWhである。現在計画が進められているプロジェクトによって、2012年には65MWの発電が可能になると推定されている。連邦政府のエネルギー政策では2030年に44MWを発電するという目標を掲げている。

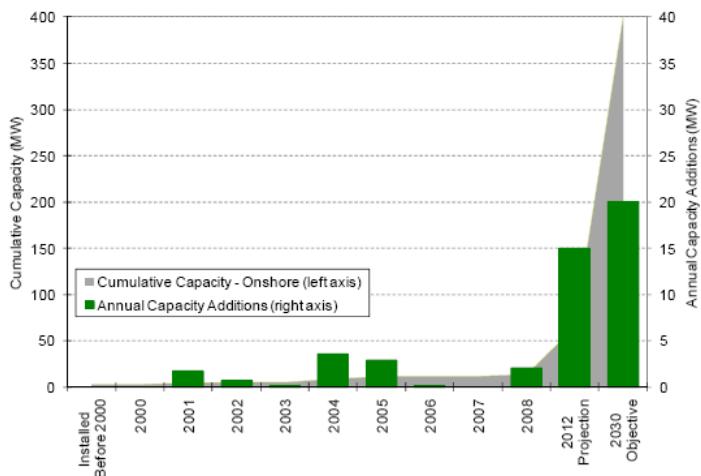


図 7-1 スイスの風力発電の累積設備容量および年間導入容量

資料：wind-data.ch and Federal Office of Energy

表7-1はスイスにおける過去および今後予想される風力発電の累積設備容量を示したものである。また、表7-2は、過去および今後予想される年間追加容量を示したものである。

表 7-1 スイスの累積設備容量 (MW)

設備容量	2000以前	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2012予想	2020予想
陸上	2.8	2.8	4.51	4.55	4.56	8.66	11.6	11.6	11.6	13.6	17.6	65	400

資料：wind-data.ch and Federal Office of Energy

表 7-2 スイスの年間導入容量 (MW)

設備容量	2000以前	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2012予想	2020予想
陸上	2.8	0.0	1.70	0.65	0.01	3.50	2.90	0.02	0.00	2.00	4.00	15.0	400

資料 : wind-data.ch and Federal Office of Energy

7.1.2 収入と政策のインセンティブ

スイスでは 2008 年にドイツと同様の固定価格買取制度 (FIT) を導入した。このシステムは推定される LCOE を賄うためのものである。FIT に含まれるのは、電力市場価格とグリーン電力の値である。風力発電に関しては、スイスの FIT は 110 ヨーロ/MWh (153 ドル/MWh) ~130 ヨーロ/MWh (181 ドル/MWh) に固定されている。

7.2 スイスの代表的な風力発電プロジェクト

7.2.1 陸上風力発電

(a) プロジェクトの特徴

スイスの原価計算に用いた参考プロジェクトは、2 MW の風車 6 基を備えた Jura 山脈 (標高 1,000~1,200 m) の ウィンドファームである。スイスにおける風力プロジェクトのほとんどが、2 MW の風車 (ロータ直径 82 m、ハブ高さ約 80m) を用いている。一部の地域では、アクセスが制限されているためにロータ直径とタワーの高さに上限が設けられており、定格出力 800~1,000 kW、ハブ高さ 40~60 m の風車を利用している。

(b) 投資コスト

スイスにおける代表的なプロジェクトの各々の投資コストは、あたり 1,790 ヨーロ/ kW (2,488/ kW) である。欧州における風車への投資コストの割合は平均約 76%だが、スイスでは 55~68%になっている。この違いはスイスの風力発電サイトへのアクセスが厳しく制限されているため、またスイスでは人件費が非常に高いためである。このため発電所の経費が比較的高くなっている。

(c) 運転維持費

運転維持費に関しては、スイスでは実績が少ないため、EWEA が公表した運転維持費との比較に基づき、スイスの運転維持費を 31 ヨーロ/MWh (43 ドル/MWh) と仮定した。

(d) 資金調達コスト

以下の表は、スイスの原価計算に用いた資金調達コストを示している。

表 7-3 資金調達コストの計算

市場金利	5%
必要な資本利益率	7%
資本の割合	30%
耐用年数	20 年
減価償却期間	20 年
インフレ	0%
ローン期間	20 年
法人税率 (OECD)	21%

(e) 収入と政策のインセンティブ

スイスには、再生可能エネルギー発電の事業主が利用できる独立の収入システムが 2 種類ある。

ひとつは FIT システムで、これは以下のコスト計算の基盤となるもので、資金の返済を受けられるのは水力発電（10 MW 以内）、太陽熱発電、風力発電、バイオマス、ならびにバイオマス廃材である。再生可能エネルギー電源（グリーンパワー）による発電に適用可能なこの料金システムは、発電方式と出力別に参照設備に基づき具体的に規定され、各技術の LCOE を賄うことができる仕組みになっている。返済金は発電方式によって 20~25 年の期間に適用される。予想される技術プロセスならびにこれらの技術の市場化促進により、これらの料金システムでは金額の段階的低下が予想される。料金の減額が適用されるのは、登録した発電設備のみであり、これらの設備は返済期間を通じて一定した料金システムにより返済金を受ける。発電事業者が FIT システムを選んだ場合、それと同時に電力市場でグリーン電力を販売することはできなくなる。

第 2 の収入システムは、グリーン電力市場である。発電事業者が FIT システムを利用できない場合は市場で電力を販売することになる。通常その収入は、発電事業者と電力会社との交渉によって決定される電力報奨金を電力の市場価格に加えた額である。

(f) データソース

風力発電の設備容量データは Swiss Wind Energy Association “Suisse Eole”によるものである。投資コストと運転維持費のデータは 2008 年に計画された風力発電プロジェクト調査によるものである。資金調達コストは FIT 計算および Swiss Federal Office of Energy のモデル入力の仮定に基づくものである。

表 7-4~7-6 は、スイスの陸上風力発電の LCOE 推定に用いたモデル化における仮定を示したものである。

表 7-4 スイスの風力発電プロジェクトの特徴

		陸上 2007 年	陸上 2008 年	洋上 2007 年	洋上 2008 年
発電所サイズ	MW	—	2	N/A	N/A
風車基数	基	—	6	N/A	N/A
発電	全負荷時間	—	1,750	N/A	N/A
耐用年数	年	—	20	N/A	N/A
投資コスト	€/kW (\$/kW)	—	1,790 (2,488)	N/A	N/A
運転維持費（固定費）	€/kW (\$/kW)	—	—	N/A	N/A
運転維持費（変動費）	€/MWh (\$/MWh)	—	31 (43)	N/A	N/A
撤去コスト	€/kW (\$/kW)	—	—	N/A	N/A

表 7-5 スイスの風力発電の資金調達条件

		陸上 2007 年	陸上 2008 年	洋上 2007 年	洋上 2008 年
負債利益率	%	—	7	N/A	N/A
自己資本利益率	%	—	5	N/A	N/A
負債の割合	%	—	30	N/A	N/A
自己資本の割合	%	—	70	N/A	N/A
ローン期間	年	—	20	N/A	N/A
法人税率	%	—	21	N/A	N/A
FX レート	CHF/€	—	0.67	N/A	N/A
FX レート	\$US/€	—	1.39	N/A	N/A

表 7-6 スイスの風力発電政策と収入のインセンティブ

		陸上 2007 年	陸上 2008 年	洋上 2007 年	洋上 2008 年
電力市場価格	€/MWh (\$/MWh)	—	—	N/A	N/A
市場価格証明	€/MWh (\$/MWh)	—	125 (174)	N/A	N/A
FIT 政策期間	年	—	20	N/A	N/A
税引前の前払い 補助金（税ベース）	%	—	—	N/A	N/A
税引前の補助金 (発電電力量ベース)	€/MWh (\$/MWh)	—	—	N/A	N/A
税引き前補助金の 政策期間	年	—	—	N/A	N/A
減価償却年数	年	—	20	N/A	N/A
無効電力報奨金	€/MWh (\$/MWh)	—	—	N/A	N/A
LVRT 報奨金	€/MWh (\$/MWh)	—	—	N/A	N/A
市場証書	€/MWh (\$/MWh)	—	変動*	N/A	N/A

* 発電業者と購入業者間で交渉

7.3 スイスの風力発電プロジェクトに固有の特徴

スイスの風力発電の発電コストは、約 120 ユーロ/MWh (167 ドル/MWh) で、参照ケースよりも 58 ユーロ/MWh (81 ドル/MWh) 高くなっている。

7.3.1 コスト比較

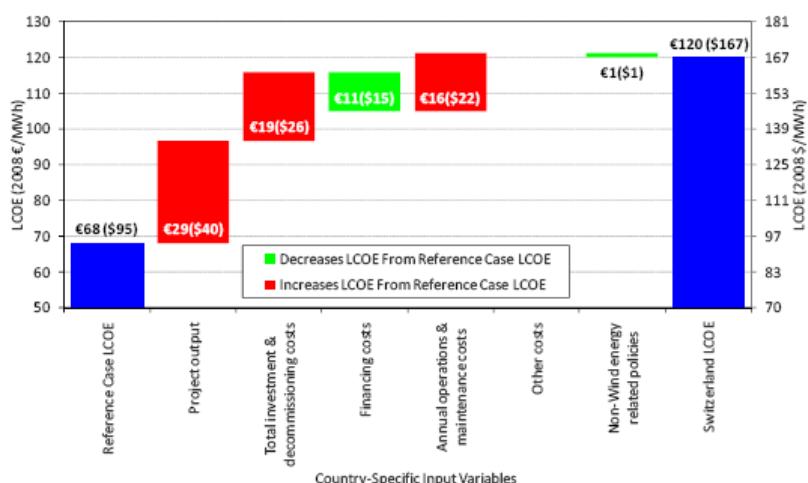


図 7-2 スイスの風力発電コストと参照ケースとの比較^{原注37}

(a) プロジェクトの運転実績

スイスで発電された電力量は、参照ケースよりも著しく少なくなっている。これは風力発電が中程度であるためである（全負荷時間 1,750 時間）。

原注37 データラベルは小数点第 1 位で四捨五入している。入力変数の合計値は参照事例一各国 LCOE の差の合計値とやや異なる場合もある（四捨五入のため）。

(b) 投資コスト

スイスの投資コストと撤去コストの総額は参考ケースよりも高い。これは多くのサイトへのアクセスが困難かつ複雑であること、および人件費が高いためである。スイスのプロジェクトは小規模なので、大規模なプロジェクトと比較して風車購入時の割引率が低くなっている。

(d) 運転維持費

スイスの運転維持費は参考ケースよりも高い。発電所では着氷と乱流が問題になっており、そのため維持管理コストが高くなっている。スイスでは運転維持費に関する実績はほとんどない。

(d) 資金調達コスト

スイスの資金調達コストは参考ケースよりも低い。自己資本利益率は7%とされている。但しどとのプロジェクトは、財務上の理由により投資していない電力会社が資金調達している。電力会社はグリーン電力の需要の高まりに関心を寄せている。

7.3.2 収入と支援メカニズム

スイスにおける風力発電のFITは110~130ユーロ/MWh(153~181ドル/MWh)で、モデル化分析では125ユーロ/MWh(174ドル/MWh)を用いている。収入のより詳しい説明は7.2.1項(e)を参照のこと。連邦レベルではそれ以外の財務支援システムはない。

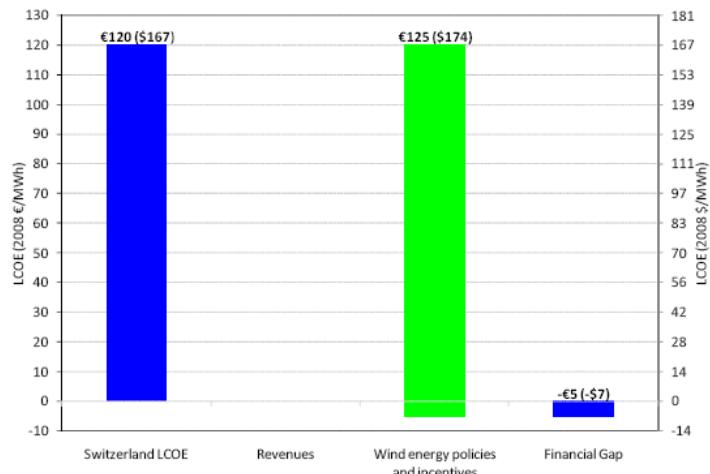


図7-3 スイスの風力発電の収入と政策のインセンティブ^{原注38}

7.3.3 財務ギャップ

スイスでは政策インセンティブによりLCOEを賄っている。図7-3から、スイスの代表的な風力発電プロジェクトではFITによりLCOEを補っていることがわかる。

原注38 データラベルは小数点第1位で四捨五入しているため、総収入、風力発電政策とインセンティブ、財務ギャップは国のLCOEとやや異なる場合もある。

7.3 まとめ

表 7-7 スイスの風力プロジェクトのまとめ^{原注39}

		陸上 2007 年	陸上 2008 年	洋上 2007 年	洋上 2008 年
均等化発電原価	€/MWh (\$/MWh)	—	120 (167)	N/A	N/A
総収入および 風力発電政策と インセンティブ	€/MWh (\$/MWh)	—	125 (174)	N/A	N/A
開発事業者の 財務ギャップ	€/MWh (\$/MWh)	—	-5 (-7)	N/A	N/A

参考文献

Die Website für Windenergie-Daten der Schweiz, Accessed at www.wind-data.ch

Erläuternder Bericht zur Revision der Anhänge EnV, Bundesamt für Energie, 2.10.2009

Swiss Energy Act of June 26, 1998, http://www.admin.ch/ch/d/sr/c730_0.html

Swiss Energy Ordinance of December 7, 1998, http://www.admin.ch/ch/d/sr/c730_01.html

^{原注39} 先に述べたように、データラベルは小数点第 1 位で四捨五入している。このため総収入、風力発電の政策とインセンティブ、財務ギャップは、国の LCOE とやや異なる場合がある。

第8章 米国

8.1 米国の風力発電の概要

本章では、米国における陸上および海上風力発電プロジェクトに関し、そのコストの特徴、特に2008年の陸上風力発電技術の均等化発電原価(LCOE)のモデル化に用いた仮定を説明する。海上風力発電については、米国ではまだその開発に関する実績が乏しいため、ごく簡単に触れるのみとする。また第1章に示した参考ケースと比較した、2008年の米国のコスト分析結果を説明する。

8.1.1 設備容量、発電電力量、短期目標

米国における累積設備容量は、2000年の約2.5GWから2008年末の25GWに増加した(図8-1)。2005年以降、各年度の年間設備容量は記録を更新し続け、2008年には新たに8.5GWが追加された^{原注40}。2008年には、新規発電容量全体の42%を風力発電が占めている。平均的な年では風力発電の累積設備容量により米国の総消費電力量の約1.9%を供給できるとされている(Wiser and Bolinger 2009)。2008年の米国の風力発電設備容量は全て陸上の風力発電所に関する数値であるが、海上風力発電プロジェクトもいくつか計画されており、現在はその認可取得段階にある。

図8-1は、米国の風力発電の過去の累積設備容量および年間導入容量、ならびに2012年の予測および2030年の潜在的シナリオを示している。

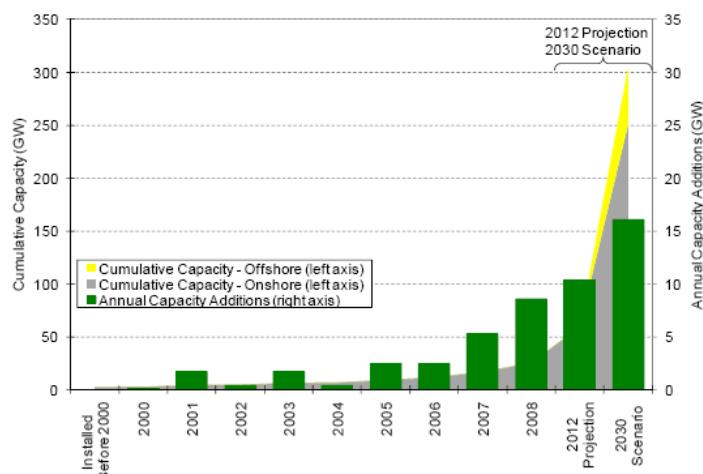


図8-1 米国の風力発電の累積設備容量および年間導入容量

資料：AWEA 2009 (2000-2008), DOE 2008 (2030 scenario), EIA 2009 (2012 projection)

米国は明確な風力発電の目標値を設定していない。従って図8-1は、風力発電の国家目標値の代わりのデータ点を示したものである。エネルギー情報局(EIA)の短期予測によれば、2012年に新たに約10GWが追加されるため、設備容量は2008年よりもある程度増加する見込みである(EIA 2009)^{原注41}。長期予測に関する近年の研究で

原注40 実際のところ米国では2009年もこの傾向が続いており、新たに追加された風力発電設備容量は10GW強に過ぎない(AWEA 2010)。本報告書で検討した風力発電設備容量は、多国間比較の対象とされた2008年に関するものである。

原注41 先に述べたように、2009年に開発された風力発電の設置容量は10GW強に過ぎない(AWEA 2010)。

は、潜在的な風力発電シナリオの分析に基づき、2030年までに米国で見込まれる電力需要の20%を風力発電で満たすことができるとしている(DOE 2008)。この研究の推定によれば、20%というマイルストーンに達するためには、風力発電の設備容量305GWが必要になる(陸上および洋上風力発電の合計)。またこの研究では、2018年までに年間設備容量が約16GWに増加すると推定している。

表8-1は、米国における過去および今後予測される累積設備容量を示したものである。また、表8-2は、過去および今後予測される年間導入容量を示したものである。

表8-1 米国の風力発電の累積設備容量(GW)

設備容量	2000以前	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2012予想	2020予想
陸上	2.5	2.6	4.3	4.7	6.4	6.8	9.2	11.7	16.9	25.5	59.5	251
洋上	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54

資料:AWEA 2009 (2000-2008), DOE 2008 (2030 scenario), EIA 2009 (2012 projection)

表8-2 米国の風力発電の年間導入容量(GW)

設備容量	2000以前	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2012予想	2020予想
陸上	N/A	0.1	1.7	0.4	1.7	0.4	2.4	2.5	5.2	8.6	10.3	16
洋上	N/A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

資料:AWEA 2009 (2000-2008), DOE 2008 (2030 scenario), EIA 2009 (2012 projection)

8.1.2 収入と政策のインセンティブ

米国における風力発電の主たる収入源は、電力販売と再生可能エネルギー市場証明(REC)である。電力の経済価値とRECの売上高は、地域、市場その他の条件によりプロジェクト毎に異なっている。

米国における風力発電は、主として連邦政府の税制上の優遇措置によって支えられている。2008年の風力発電技術に関しては、この優遇措置としてインフレ調整生産税額控除(PTC)と特定の資本設備の加速償却が適用可能であった(Schwabe et al. 2009)。

PTCは2004年までに何度か満期に達したが、いずれの場合も更新された。2000年から2004年までにも開発が大いに促進されたが、2004年以降はPTCが常時適用できるようになったため、2005年から2009年にかけて米国の年間導入容量は記録的に増加した(AWEA 2010)。

連邦政府の政策減税は、その対象となる再生可能エネルギー技術に重要な経済的便益をもたらしている。現在価値に基づく風力発電プロジェクトに関しては、PTCと加速償却の二重の便益により、基準プロジェクトの設置コストの35%を貯える見込みである(Bolinger 2010)。場合によっては、PTCと加速償却の複合的な経済効果が、電力の売上高とRECの収入に等しくなる、あるいはそれを上回ることになる(Harper et al. 2007)^{原注42}。

8.2 米国における2008年の代表的な風力発電プロジェクト

本節では、2008年の米国における代表的な風力発電プロジェクトの特徴を述べる。本報告書の他の国との比較のため、米国の平均的あるいは代表的なプロジェクトの特徴を以下に説明する。但し正確な風力発電のプロジェクトコストと特徴は地域によって異なり、設備容量も違いが大きい。

原注42 これは、風力発電の電力量、電気料金、地元のREC価格といった、地域によって異なる数多くの要因に左右される。

8.2.1 陸上風力発電

(a) プロジェクトの特徴

米国における陸上の風力発電プロジェクトの平均設備容量は 1998～1999 年の約 35 MW から 2007 年の 120 MW まで開きがあり、2008 年には 83 MW であった (Wiser and Bolinger 2009)。米国に設置された風車の定格容量は 0.5 MW 未満から 3 MW まで開きがあり、2008 年に設置されたプロジェクトでは平均 1.67 MW であった (Wiser and Bolinger 2009)。米国の最も一般的な風車は定格出力 1.5 MW、ロータ直径 77 m、ハブ高さ 80 m (GE2010, Wiser and Bolinger 2009) である。

(b) プロジェクトの性能

風資源の質はプロジェクトによって大いに異なっているが、全体的には米国では理想的な風況になっている。米国の陸上プロジェクトの全負荷時間は約 1,800～4,400 時間と変動が大きく、2008 年には容量加重平均 3,066 時間が観察された (Wiser and Bolinger 2009)^{原注43}。全負荷時間の推定値は 2007 年に設置され 2008 年に運用されていたプロジェクトに基づくもので、米国全体の風資源量の潜在性をベースにしたものではない点に留意すべきである。

(c) 投資コスト

米国の陸上風力発電プロジェクトの投資コストは、近年着実に増加している。2008 年に導入されたプロジェクトに関しては、投資コストは最低約 1,000 ユーロ/kW (1,400 ドル/kW) から 1,800 ユーロ/kW (2,500 ドル/kW) 強まで開きがあり、容量加重平均は 1,378 ユーロ/kW (1,9195 ドル/kW) である (Wiser and Bolinger 2009)^{原注44}。しかし報告によれば、風車の取引価格も近年上昇傾向にあったが、2008 年の金融危機ならびにそれに伴う景気後退による需要低下の影響で、風車の価格および供給量の低下が生じている (Wiser and Bolinger 2009, Bolinger 2010)。

(d) 運転維持費

米国の運転維持費には、固定費と変動費の両方が含まれ、どちらで表してもよい。容量ベースのコスト (ユーロ/kW) には、保険、財産税その他の施設コスト、設備交換・改変、電力量ベースの地代等が含まれる。米国で利用可能な質の高い運転維持費のデータは限られている。このため本報告書に示す運転維持費は推定値に過ぎず、聞き取り結果が示唆しているように時期尚早の部品交換を含めた運転維持費が報告されたデータに十分反映されていない可能性がある。さらに今後は、風車の老朽化や保証期間の終了により運転維持費の推定値が上昇する可能性がある。

2000 年代に設置された風力発電プロジェクトに関して、Wiser と Bolinger は 2000～2008 年の容量加重平均運転維持費を 5.8 ユーロ/MW (8.0 ドル/MW) と見込んでいる (Wiser and Bolinger 2009)。

但しこの運転維持費には、一般的に財産税が含まれていない。このコストを含めるために、Wiser と Bolinger の推定値に、年間平均 5.0 ユーロ/kW (7.0 ドル/kW) の財産税の推定支払金額^{原注45}が加算される。財産税を含めた運転維持費総額は変動費で表せば 7.4 ユーロ/MWh (10.3 ドル/MWh)、固定費では年間 22.6/kW ユーロ (31.4 ドル/kW) である^{原注46}。“20% Wind Energy by 2030” の研究では、2010 年までの運転維持費を約 6.9 ユーロ/MWh (9.6 ドル/MWh) とやや低く見積もっている (DOE 2008)^{原注47}。

(e) 資金調達コスト

2008 年の米国における風力発電開発プロジェクトの資金調達では、自己資金の割合を高くし、プロジェクトベースの負債をほぼゼロとしてきた。自己資金の割合が高くなっているのは、1 つには、歴史的に生産税控除が断続的に行われてきたためである。負債による資金調達は、風力開発プロジェクトの資金調達期間を長引かせ、また複雑にする可能性があり、さらには経済的価値のある連邦 PTC 期限を守れなくなる恐れがある (Harper et al. 2007)。

負債による資金調達を少なくする方向性が生じたのは、プロジェクト開発チームがシステム（エネルギーおよび時には環境要素を含む）の出力の「上限能力」を維持することを望んだためで、そのためエネルギー契約料金

原注43 設備利用率 35%に基づく。

原注44 コストは全て 2008 年度のユーロおよびドルで表示。2008 年 12 月 31 日以降のドル—ユーロ換算に用いた為替レートは 1 ユーロ=1.39 ドル (Federal Reserve 2010)。

原注45 NREL の内部データベースから推定した財産税支払い金額の平均。

原注46 2008 年の米国のプロジェクト容量ならびに全負荷時間入力仮定に基づく。

原注47 米国のプロジェクト容量ならびに 2008 年度の全負荷時間入力推定値に基づき 2008 年ドルに変換した推定値。

に固定することはなかったからである。米国の負債の貸手は、通常システムの全出力に対しエネルギー契約価格を事前に決定しておくことを要求する (Cory and Schwabe 2009)。さらには 2008 年後半の風力発電プロジェクトの負債による資金調達は、国際金融市場の融資活動とリスク回避のため、金融危機の前と比較して著しく困難になっている (Schwabe et al. 2009)。

モデル分析では 100% 資本投資を仮定している。この資金調達は 2008 年に米国において排他的ではなく繰り返し行われた (海外ではそれほど一般的ではなかった)。モデル化分析では、2008 年に必要とされた自己資本利益率を 7.5% と仮定している (Chadbourne and Parke 2009)。この自己資本利益率は、2008 年 10 月の金融危機 (その際に 100~200 ベーシスポイントと報告されている資本による資金調達コストが大幅に増加した) の影響を受けたことに留意すべきである (Chadbourne and Parke 2009, Wiser and Bolinger 2009)。

(f) 収入と政策のインセンティブ

米国の陸上風力発電プロジェクトの主要な収入源は、1) 長期契約あるいは市場ベースの価格に基づく電力および再生可能エネルギー証書の売上、2) 連邦生産税控除の貨幣化、3) 特定の資本設備の加速償却の 3 種類である。米国では、電力と REC 販売による収入が、地域および市場によって著しく異なっている (電力に関しては規制されているかされていないか、REC に関しては自発的か再生可能エネルギー割当義務を遵守しているか)。モデル分析では、均等加重平均風力発電価格の推定値は、長期的契約価格 (電力と REC の両方を含む) と、卸市場価格 (電力のみ) に REC を別途加えた価格の中間値になると仮定している^{原注48}。2008 年の風力発電価格の平均は、約 41.9 ユーロ/MWh (58.2 ドル/MWh) と推定される^{原注49}。インフレ調整生産税控除は、2008 年には約 15.1 ユーロ/MWh (21.0 ドル/MWh) とされた (Wiser and Bolinger 2009)。一定の資本コストの加速償却は 6 年計画で行われ、モデルでは 1~6 年目にそれぞれ 20%、32%、19.2%、11.5%、11.5% の割合で償却される^{原注50}。

(g) データソース

陸上風力発電のモデル化分析ではさまざまなデータソースを用いたが、特に利用可能な公的資料を優先した。ここに示した全てのデータソースのリストを本章の参考文献に示す。プロジェクトの特徴、プロジェクトの性能、投資コスト、運転維持費といった変数については、Wiser and Bolinger 2009 の別表に、さらに詳しい説明がある。

8.2.2 洋上風力発電

今までのところ、米国では商用規模の洋上風力発電プロジェクトの運用例はなく、建設中のプロジェクトもない。“20% Wind Energy by 2030” の報告では、まず 2012~2018 年に商用洋上風力発電の開発プロジェクトが浅水域技術を用いて東海岸沖で集中的に行われることになる、と期待されている。参考のためここでは予想される洋上風力発電プロジェクトの特徴を示したが、米国で運用されている洋上風力発電プロジェクトはまだ存在しないため、これらの推定値は LCOE モデル分析に含めていない。

(a) プロジェクトの特徴

米国の洋上風車は、陸上ベースのプロジェクトよりも大規模なものになり、より良好な風況を利用した運転が可能になるとしている。例えばマサチューセッツ州で検討されている Cape Wind 洋上風力発電プロジェクトでは、風車のサイズを 3.6 MW とするという発表がなされた (Cape Wind 2010)。全負荷時間の範囲は 3,000 時間から約 4,800 時間と推定されている (DOE 2008)。

(b) 投資コスト

洋上風力発電の投資コストは変動が大きく、2000 年代半ばからは上向き傾向にある。米国と欧州で提案されている洋上風力発電プロジェクトの投資コストに関する近年の調査によれば、投資コストは約 3,100 ユーロ/kW

原注⁴⁸ 2008 年に導入された風力発電の設備容量の 43% のプロジェクト所有者は、ある程度の商業リスクを負うことになる。また電力マーケティング担当者もこのリスクを負う可能性があるが、これらの担当者は 2008 年に風力発電設備容量を新たに 7% 購入した (Wiser and Bolinger 2009)。この分析では、2008 年の新規風力発電の 50% を市場ベースの価格 (すなわち商業価格)、残りの 50% を長期的契約価格と仮定している。

原注⁴⁹ 2008 年の価格に関する以下の仮定は、Wiser and Bolinger 2009 に基づくもので、以下の通り仮定している。(1)長期的風力発電契約価格 (電力+REC) = 51.5 ドル/MWh、(2)卸売スポット市場価格 = 5 ドル/MWh、(3)再生可能エネルギー証書 = 5 ドル/MWh。

原注⁵⁰ この償却計画は年半ばの慣例に基づくもので、2008 年と 2009 年に利用可能だった 50% 報奨金償却は考慮していない。

(4,300 ドル/kW) で、これは今後数年間に建設が予定されているプロジェクトに関する値である^{原注51}。これに対し U.S. Offshore Wind Collaborative では、洋上風力発電プロジェクトは 3,300 ヨーロ/kW (4,600 ドル/kW) になると予測している (USOWC 2009)。

(c) 運転維持費

米国では洋上風力発電プロジェクトがまだ運用されていないため、運転維持費の予想は著しい不確実性がある。発表されているデータはないが、米国と欧州で提案されている洋上風力発電プロジェクトの運転維持費に関する最近の見積りによれば、総コストは約 13.7 ヨーロ/MWh (19 ドル/MWh) になる^{原注52}。

(d) 資金調達コスト

米国では洋上風力発電の開発および運用に関しリスクが見込まれており、また開発や運用の経験もないため、当初のうちは洋上風力発電プロジェクトの資金調達コストが、陸上プロジェクトよりもはるかに高くなると予想される。洋上風力プロジェクトの資金調達では、陸上風力発電プロジェクトの伝統的な投資手段（すなわち保険会社）ではなく、リスク許容度の高い投資手段（すなわち民間の自己資本）が利用されると思われる。例えば民間の自己資本投資に必要とされる利益率は、実証する技術に関して 25~35%となると予想される (Justice 2010)。また米連邦政府は、商用および革新的再生可能エネルギー技術のそれほど高額でない負債による資本調達を支援するための連邦融資借入保証を提供している（どちらも洋上技術に適用できる可能性もある）。但し現行法では、融資保証計画の資金調達の利用可能性ならびに申請者の資格が限られている (DOE 2010)。

陸上風力発電プロジェクトに適用可能な連邦レベルと州レベルのインセンティブは、洋上風力発電プロジェクトにも利用できると仮定されている。連邦政府のインセンティブには、主として上記の PTC と特定の資本設備の加速償却が含まれる。特に東海岸沖と五大湖地域の州は、各々の管轄区における洋上風力開発プロジェクトを促進するためのさまざまな方法を利用し、これらのプロジェクトを主導している (USOWC 2009)。

(e) データソース

洋上風力発電の特徴に関する主要なデータ源は、“20% Wind Energy by 2030: Increasing Wind Energy’s Contribution to U.S. Electricity Supply”という報告書 (DOE 2008)、U.S. Offshore Wind Collaborative の “U.S. Offshore Wind Energy: A Path Forward”ならびに米国の洋上風力開発に関する各種の報道発表等である。但し最後のものに関しては注意が必要である。

表 8-3 米国の風力発電プロジェクトの特徴

		陸上 2007 年 ^{原注53}	陸上 2008 年	洋上 2007 年 ^{原注54}	洋上 2008 年
発電所サイズ	MW	1.65	1.67	—	—
風車基数	基	73	50	—	—
発電 ^{原注55}	全負荷時間	2,891	3,066	—	—
耐用年数	年	20	20	—	—
投資コスト	€/kW (\$/kW)	1,241 (1,725)	1,378 (1,915)	—	—
運転維持費 (固定費) ^{原注56}	€/kW (\$/kW)	5.0 (7.0)	5.0 (7.0)	—	—
運転維持費 (変動費) ^{原注57}	€/MWh (\$/MWh)	5.8 (8.0)	5.8 (8.0)	—	—
撤去コスト	€/kW (\$/kW)	0	0	—	—
その他のコスト	€/MWh (\$/MWh)	0	0	—	—

資料 : Wiser and Bolinger 2008, Wiser and Bolinger 2009

原注51 NREL 内部分析に基づく推定値

原注52 NREL 内部分析に基づく推定値

原注53 先に述べたようにコストは全て 2008 年ヨーロおよびドルで表示

原注54 一連の洋上風力発電プロジェクトの特徴は前節に示しているが、洋上風力開発は米国の LCOE 分析には含めていない。

原注55 利用率 2007 年 33%、2008 年 35%と仮定している (Wiser and Bolinger 2008, Wiser and Bolinger 2009)。

原注56 利用できる年間データが限られているため、容量ベースの運転維持費は 2007 年と 2008 年で等しいと仮定している。

原注57 利用できる年間データが限られているため、発電電力量ベースの運転維持費は 2007 年と 2008 年で等しいと仮定している。

(f) モデル入力の前提条件

表 8-3～8-5 は、次に述べる LCOE 分析に用いたモデル化の仮定を示している。コストの仮定はどれも 2007 年と 2008 年の風力発電プロジェクトに関するもので、2008 年度のユーロとドルで表している。モデルおよび方法の詳しい説明は、第 1 章を参照されたい。

表 8-4 米国の風力発電の資金調達条件

		陸上 2007 年	陸上 2008 年	洋上 2007 年	洋上 2008 年
負債利益率	%	N/A	N/A	—	—
自己資本利益率	%	6.5	7.5	—	—
負債の割合	%	0	0	—	—
自己資本の割合	%	100	100	—	—
WACC	%	6.5	7.5	—	—
ローン期間	年	N/A	N/A	—	—
法人税率 ^{注58}	%	38.9	38.9	—	—
FX レート ^{注59}	\$US/€	1.39	1.39	—	—

資料 : Chadbourne and Parke 2009, Harper et al. 2007, Schwabe et al. 2009

表 8-5 米国の風力発電政策と収入のインセンティブ

		陸上 2007 年	陸上 2008 年	洋上 2007 年	洋上 2008 年
電力市場価格 ^{注60}	€/MWh (\$/MWh)	38.2 (53.1)	41.9 (58.2)	—	—
市場価格証明 ^{注61}	€/MWh (\$/MWh)	上記に 含まれる	上記に 含まれる	—	—
平均 FIT 収入	€/MWh (\$/MWh)	N/A	N/A	—	—
FIT 政策期間	年	N/A	N/A	—	—
税引前の前払い 補助金（税ベース）	%	N/A	N/A	—	—
税引前の補助金 (発電電力量 ベース) ^{注62}	€/MWh (\$/MWh)	14.4 (20.0)	15.1 (21.0)	—	—
税引き前補助金の 政策期間	年	10	10	—	—
減価償却年数	年	6	6	—	—
無効電力報奨金	€/MWh (\$/MWh)	N/A	N/A	—	—
LVRT 報奨金	€/MWh (\$/MWh)	N/A	N/A	—	—

資料 : Harper et al. 2007, Wiser and Bolinger 2009

原注⁵⁸ 推定された連邦政府と州政府の税率はそれぞれ 35% と 6% である点に留意 (Harper et al. 2007)。州税は連邦収入から控除されるため、複合実効税率は 38.9% である。

原注⁵⁹ 全てのコストは 2008 年ユーロおよびドルで表示しているため、2007 年も 2008 年も 2008 年末の為替レートを用いた (Federal Reserve 2010)。

原注⁶⁰ 2007 年の風力発電の価格設定における仮定も、Wiser and Bolinger 2009 に基づき解釈した。

原注⁶¹ 再生可能エネルギー証書の推定金額を電力の市場価格の計算に含めている。

原注⁶² PTC ユーロ換算値は 1 の位で四捨五入

8.2.3 風力発電の発電コスト

(a) コストの比較

米国の風力発電入力パラメータを用いて、2007年と2008年のLCOEを計算した。2008年の米国LCOE（2008年の米国の仮定を全て使用）を、参照ケース（2008年の参照ケースの全仮定を使用）と比較した。その結果は以下の通りである。

国別の各入力変数を、各々の参照ケースの仮定から米国の仮定へと増分的に代入し、参照ケースと米国のLCOEの差異への各変数の影響を推定できるようにした。米国のLCOEは3ユーロ/MWh（4ドル/MWh）で、参照ケースのLCOEよりも低い（図8-2参照）。

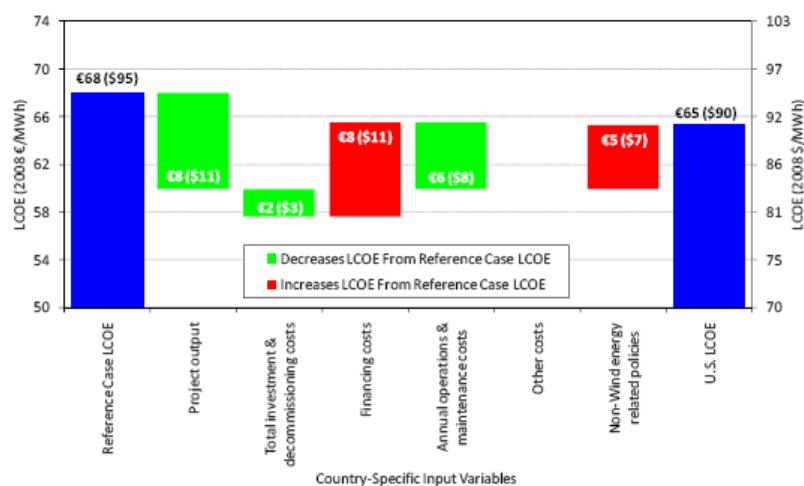


図8-2 米国および参照ケースの風力発電コスト（2008年）^{原注63}

(b) プロジェクトの出力

米国の風力発電プロジェクトでは、平均して良好な風況の恩恵を受けることができる。2008年の米国ベースの陸上プロジェクトでは、平均3,066時間の全負荷時間が期待される（参照ケースでは2,628時間）。米国では、プロジェクトの出力が高くなるとLCOEが参照ケースよりも約8ユーロ/MWh（11ドル/MWh）低くなる。

(c) 投資コスト

米国の投資コストと撤去コストの総額は、参照ケースよりも約72ユーロ/kW（100ドル/kW）低くなっている。2008年の平均投資コストは、参照ケースが1,449ユーロ/kW（2,029ドル/kW）であるのに対し、米国では1,378ユーロ/kW（1,9195ドル/kW）である。撤去コスト（風力発電設備の撤去コストと、プロジェクトサイトの復元コストが含まれる）は、全て込みの投資コストに含まれていると仮定されている。従って米国では投資コストが低下するにつれ、LCOEが参照ケースよりも約2ユーロ/MWh（3ドル/MWh）低くなる。

(d) 資金調達コスト

2008年度の米国の資金調達コストは、自己資本レベルが高いため（2008年は100%）、また参照ケースでは主として負債による資金調達を用いているため、参照ケースよりも高くなっている。2008年の米国における風力発電プロジェクトの自己資本利益率（7.5%）は、参照ケースの負債利益率（5.5%）よりも200ベーシスポイント高くなっている。

米国では、自己資本利益率が2007年から2008年にかけて増加した。これは財政危機により従来の資本投資家

^{原注63} データラベルは小数点第1位で四捨五入している。入力変数の合計値は参照事例と国のLCOEとの差の合計値とやや異なる場合もある（四捨五入のため）。

を失ったためである (Schwabe et al. 2009)。これはまた、手頃な価格の住宅といった他の租税控除投資も同様の恩恵を得られるようにする米国の再生可能エネルギーの税控除政策の性質によるもので、この政策により 2007 年に約 6% の利益が提供され、これが株式投資利益率の下限を定めることになった (Chadbourne and Parke 2007)。米国の資金調達コストが高くなると、米国の LCOE は参考ケースよりも 8 ユーロ/MWh (11 ドル/MWh) 高くなる。

(e) 運転維持費

米国の運転維持費は参考ケースよりも低くなっている。運転維持費は固定費あるいは変動費で表すことができる。このため参考ケースとの比較では、変動条件で表した換算単一料金の推定値とした。米国の運転維持費の推定額は 7 ユーロ/MWh (10 ドル/MWh) と、参考ケースの 13 ユーロ/MWh (18 ドル/MWh) をはるかに下回った。但し報告によれば、米国の風力発電産業は維持管理コストの見積りにおける重要課題に現在も直面しており、報告されたデータは時として不完全であるため、この推定値は慎重に解釈する必要がある。

また運転維持費はプロジェクトの規模が小さくなるにつれ低下するという証拠もある (Wiser and Bolinger 2009)。これも米国の運転維持費の推定額が、参考ケースと比較して低くなっていることの一因である（米国のプロジェクトの規模は参考ケースよりも大きいため）。また米国の運転維持費は、新規プロジェクトに関してはまだ有効保証期間内であるために緩和されている可能性がある。米国の運転維持費が低くなると、米国の LCOE は参考ケースよりも約 6 ユーロ/MWh (8 ドル/MWh) 低くなる。

(f) その他のコスト

その他のコストは資本コスト、資金調達コストあるいは全て込みの運転維持費に含まれていると想定されるため、米国の分析では別途モデル化していない。他のコストには、系統運用者による低電圧ライドスルー (LVRT) 要件、あるいは無効電力コスト等がある。アンシラリーサービス料金は、通常は風力発電プロジェクトに直接課金されることはない。

(g) 風力発電以外の関連政策の影響

風力発電以外の関連政策により、米国の風力発電コストは参考ケースよりも高くなっている。これらの政策には、1) 法人税率、2) 法人課税所得からの利子支払い控除が含まれる。米国の有効法人税率 (38.9%) は参考ケース (30%) よりも高く、そのため LCOE が高くなっている。さらに資本による 100% 資金調達を見込んでいるため、米国の LCOE が課税所得の利子支払い控除によって減額されることはない。米国の風力発電以外の関連政策により、米国の LCOE は参考ケースよりも約 5 ユーロ/MWh (7 ドル/MWh) 高くなっている。

8.2.4 収入と風力発電政策およびインセンティブ

モデルの財務ギャップの計算により、米国の収入変数（電力と REC）の値を、風力発電政策およびインセンティブの変数と比較している。財務ギャップはまず収入政策も風力発電政策およびインセンティブの変数を含めずに計算し、次に収入変数のみを含めて再計算する。最後に再び風力発電政策とインセンティブの変数を含めて計算する。この増分仮定により、風力発電政策とインセンティブの変数に対する収入の相対的価値を明らかにした。

図 8-3 は、風力発電政策とインセンティブの変数と収入の変数を比較し、これら 2 つがどのように米国の LCOE を構成しているかを示したものである。2008 年度の米国の LCOE 約 41 ユーロ/MWh (57 ドル/MWh) は収入源（電力と REC の売上）で賄われているが、約 24 ユーロ/MWh (33 ドル/MWh) は、特定の風力発電政策とインセンティブで賄われている (PTC と償却計画の加速)。割合で表すなら、米国の LCOE の約 3 分の 2 は収入で、残りの 3 分の 1 は風力発電政策とインセンティブで賄われている。

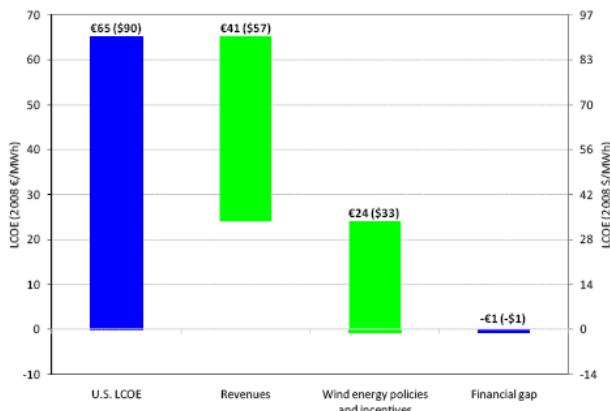


図 8-3 米国の収入と風力発電政策およびインセンティブ (2008) 原注⁶⁴

8.2.5 財務ギャップ

米国のモデル化分析における財務ギャップは約 -1 ユーロ/MWh (-1 ドル/MWh) である。このことから、米国の風力プロジェクトの開発事業者は、プロジェクト開発に必要とされる財務要件を満たすのに十分なキャッシュフローを、収入および風力発電政策とインセンティブ（資格がある場合）から得ていることになる。このことは、PTC が當時有効であった 2005～2009 年の年間風力設備容量の連続的記録からも明らかである。これとは逆に、年間導入容量は PCT コストが無効になった時に著しく減少している (AWEA2009)^{原注⁶⁵}

8.3 米国の風力発電プロジェクトのまとめ

米国の風力発電設備容量は近年急速に拡大している。これは風況が非常に良好で、コストが比較的低く、収入源が十分にあり、また場合によっては有益な政策インセンティブを利用できるからである。米国における現在までの風力発電開発プロジェクトはいずれも陸上で実施されたが、米国初となる洋上風力発電プロジェクトの開発が進められている。米国の風力発電のコストは一般に参照ケースよりも低い。これは主としてエネルギー出力が大きいこと、資本コストと運転維持費が低いことによる。風力発電に関する連邦政府の政策インセンティブが正式に認定されたことで、国内の多くの（全てではないにしても）の開発プロジェクトが促されることになったからである。収入と政策のインセンティブの相乗効果により、風力発電開発事業者の財務ギャップはほぼゼロになっている。

表 8-6 米国の結果のまとめ^{原注⁶⁶}

		陸上 2007 年	陸上 2008 年	洋上 2007 年	洋上 2008 年
均等化発電原価	€/MWh (\$/MWh)	58 (81)	65 (90)	—	—
総収入および 風力発電政策と インセンティブ	€/MWh (\$/MWh)	60 (83)	65 (90)	—	—
開発事業者の 財務ギャップ	€/MWh (\$/MWh)	-2 (-3)	-1 (-1)	—	—

原注⁶⁴ データラベルは小数点第1位で四捨五入しているため、総収入、風力発電政策とインセンティブ、財務ギャップは国の LCOE とやや異なる場合もある。

原注⁶⁵ 図 8-1 参照。

原注⁶⁶ 先に述べたように、データラベルは小数点第1位で四捨五入している。このため総収入、風力発電の政策とインセンティブ、財務ギャップは、国の LCOE とやや異なる場合がある。

参考文献

- AWEA, (2010). "U.S. Wind Energy Industry Breaks All Records, Installs Nearly 10,000 MW in 2009, *Manufacturing Investment, Jobs Still Lag,*" American Wind Energy Association (AWEA) news release, January 26, 2010, at http://www.awea.org/newsroom/releases/01-26-10_AWEA_Q4_and_Year-End_Report_Release.html
- AWEA. (2009). "American Wind Energy Association Annual Wind Industry Report. Year Ending 2008," American Wind Energy Association (AWEA), at <http://www.awea.org/publications/reports/AWEA-Annual-Wind-Report-2009.pdf>
- Bolinger, M. (2010). "Revealing the Hidden Value that the Federal Investment Tax Credit and Treasury Cash Grant Provide to Community Wind Projects," Lawrence Berkeley National Laboratory technical report LBNL-2909E, January 2010, at <http://eetd.lbl.gov/EA/EMP/reports/lbnl-2909e.pdf>
- Capewind (2010). "Cape Wind Signs Agreement to Buy Siemens 3.6-MW Offshore Wind Turbines", Cape Wind (Capewind) news release, March 31, 2010, at <http://www.capewind.org/news1086.htm>
- Chadbourne and Parke (2009). "Trends in Tax Equity for Renewable Energy," Project Finance NewsWire, Chadbourne and Parke, January 2009, at <http://www.chadbourne.com/files/Publication/810dde60-3c78-4a9a-9c5d-a5fae8014b4f/Presentation/PublicationAttachment/51fc06c5-1407-48ac-9dff-a605de0f58e1/pfn0109.pdf>
- Chadbourne and Parke (2007). "The Tax Equity Market," Project Finance NewsWire, Chadbourne and Parke, April 2007, at <http://www.chadbourne.com/files/Publication/572b04b4-905e-48e1-8f6b-0f520c4f2615/Presentation/PublicationAttachment/573bcd6c-ff85-4f99-b4d0-25a845907bcc/pfn0407.pdf>
- Cory, K.; Schwabe, P. (2009). "Wind Levelized Cost of Energy: A Comparison of Technical and Financing Input Variables," National Renewable Energy Laboratory Technical Report NREL/ TP-6A2-46671, October 2009, at <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/46671.pdf>
- DOE (2010). "General Loan Guarantee Program Frequently Asked Questions", U.S. Department of Energy (DOE), accessed April 2010, at <http://www.lgprogram.energy.gov/faq2.htm>
- DOE (2008). "20% Wind Energy by 2030: Increasing Wind Energy's Contribution to U.S. Electricity Supply," U.S. Department of Energy (DOE), Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, July 2008, at <http://www.20percentwind.org/>
- EIA (2009). "Annual Energy Outlook 2010 Early Release with Projections to 2030," U.S Department of Energy, Energy Information Administration (EIA) website, accessed February 2010, at http://www.eia.doe.gov/oiaf/aoe/excel/aeotab_16.xls
- 102Federal Reserve (2010). "Historical Rates for Euro Area", Board of Governors of the Federal Reserve System website, accessed February 2010, at http://www.federalreserve.gov/releases/h10/hist/dat00_eu.htm
- GE (2010). "1.5 MW Wind Turbine Technical Specifications", GE Energy (GE) website, accessed April 2010, at http://www.gepower.com/prod_serv/products/wind_turbines/en/15mw/specs.htm
- Harper, J.; Karcher, M.; Bolinger, M. (2007). "Wind Project Financing Structures: A Review & Comparative Analysis," Lawrence Berkeley National Laboratory technical report LBNL- 63434, September 2007, at <http://eetd.lbl.gov/ea/ems/reports/63434.pdf>
- Justice, S. (2009). "Private Financing of Renewable Energy – A Guide for Policymakers," UNEP Sustainable Energy Finance Initiative, Bloomberg New Energy Finance, Chatham House, December 2009, at http://www.chathamhouse.org.uk/files/15542_1209_financeguide.pdf
- Schwabe, P.; Cory, K.; Newcomb, J. (2009). "Renewable Energy Project Financing: Impacts of the Financial Crisis and Federal Legislation," National Renewable Energy Laboratory technical report NREL/TP-6A2-44930, July 2009, at

<http://www.nrel.gov/docs/fy09osti/44930.pdf>

USOWC (2009). “U.S. Offshore Wind Energy: A Path Forward,” U.S. Offshore Wind Collaborative (USOWC), October 2009, at <http://eetd.lbl.gov/EA/EMP/reports/63434.pdf>

Wiser, R.; Bolinger, M. (2009). “2008 Wind Technologies Market Report,” U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, July 2009, at <http://eetd.lbl.gov/ea/ems/reports/2008-wind-technologies.pdf>

Wiser, R.; Bolinger, M. (2008). “Annual Report on U.S. Wind Power Installation, Cost, and Performance Trends: 2007,” U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, May 2008, at <http://www1.eere.energy.gov/windandhydro/pdfs/43025.pdf>

付録 A—変数および用語解説

年次に関係しない変数ワークシート

プロジェクトの特徴		
変数	定義	具体的な構成要素
プロジェクトのタイトル Project title	プロジェクト名。他国のウインドファームと比較するため。	例：「ドイツ陸上の参考ウインドファーム」
プロジェクトの種類 Project type	調査対象のウインドファームの種類	陸上もしくは海上
風車基數 Number of wind turbines	調査対象のウインドファームの風車総数(おそらく各国の理論上の平均的ウインドファーム)	発電所サイズと全負荷時間の計算に使用
定格出力 Rated power	風車1基の定格出力	発電所サイズと全負荷時間の計算に使用
ロータ直径 Rotor diameter	風車のロータ直径 (m)	計算には使用しない参考情報
受風面積 Swept area	ロータが風を受ける全面積	m^2 で表す。計算には使用しない参考情報
ハブ高さ Hub height	調査対象のウインドファームの中心地点の高さ平均 (m)	計算には使用しない参考情報（但しハブ高さの平均風速と年間発電電力量とは直接関係している）。
ハブ高さでの長期的平均風速 Long term average wind speed at hub height	ハブ高さでの長期的平均風速	計算には使用しない参考情報
正味発電電力量 Net electricity production	ウインドファームの年間平均正味発電電力量	全負荷時間の計算に使用
担税力 Tax capability	制限／無制限	単独のプロジェクトとすべきか（この場合は税制優遇策を全て利用できる）、あるいは親会社を持つべきか（この場合は親会社が当該年度の税控除を全て有効に利用できる）は、ユーザが選択。この税制優遇策は国税／連邦税のみに適用される（州税や地方税は除外）。
通貨 Currency	全コスト、収入、インセンティブ等の通貨	2007暦年と2008暦年のそれぞれ代表的な日付（それぞれ2007年12月3日と2008年12月31日）の比較に基づきユーロに設定。
固定年間コスト単位 Fixed annual costs unit	固定運転維持費に使用した測定単位	ユーロ/kW
変動年間コスト単位 Variable annual costs unit	年間運転維持費に使用した測定単位	ユーロ/kWh

投資コスト総額		
変数	定義	具体的な構成要素
風車 Wind turbine	風車および発電装置の先行投資コスト	タワー、ロータハブ、ロータ軸受、主軸、ドライブトレインを指示するメインフレーム、ギアボックス、ヨー・システム、ピッチシステム、ブレーキシステム、ナセルハ

		ウジング、発電機、ロータブレード、風車用変圧器、ネジ。但し基礎あるいは系統接続は含まず（他で扱う）。
風車の輸送 Wind turbine transportation	風車を製造工場からプロジェクト開発サイトに輸送し、そこに設置できるようにするためのコスト。	風車のプロジェクトサイトへの輸送を完了させるために用いられる運賃、鉄道／トラック輸送コストおよびクレーンのコストを含む。
風車の設置 Wind turbine installation	プロジェクト建設期間中の風車の設置コスト	建設中のクレーンのコストを含む。
小計：風車のコスト Sub-total: wind turbine cost	風車3基以上のコストの小計	上記項目のコストの内訳が利用できない場合、総額で表す。
基礎 Foundations	ウィンドファームに必要な基礎の総コスト	鉄鋼、コンクリートその他ウィンドファームの各風車を支えるのに必要な構造支柱を含む
構内系統 Internal grid	ウィンドファームの変電所への接続に必要なウィンドファーム内の電気系統	ウィンドファーム内の全ての電線（ウィンドファームの変電所まで、および変電所間の電線を含む）。変電所において連系点より前に系統連系変圧器がある場合は、その変圧器までの全ての電線を含む。1次制御（発電システムをバルブ制御するために設置された制御装置）のコストを含む。所有者および風車製造事業者に故障や警告を伝えたり、風車を遠隔操作により起動および停止させたり、運用統計値を把握するための遠隔監視制御システム（SCADA）、あるいはウィンドファーム監視システムの設置を含む。
系統連系、グリッドコードの準拠 Grid connection, grid code compliance	ウィンドファームの系統連系に必要な、変圧器と既存の電力系統間で必要とされる電気系統	ウィンドファームから送電系統までの電線など、グリッドコード準拠のために求められる一切の追加的装置が含まれる。ウィンドファームが系統連系変圧器を含め複数の変電所を有している場合、系統連系変圧器と系統間の電線のみを含む。
系統増強 Grid reinforcement	脆弱な系統では、ウィンドファームの連系のため、系統の他の部分の電圧階級を上げることにより系統を増強する可能性がある。	既存の送電系統の増強に必要な装置（送電増強、追加的制御その他の付加的装置を含む）。
変電所 Substations and transformer station	系統連系変圧器自体、およびそれまでの区間を含めたウィンドファームの系統内部にある全ての変電所のコスト	系統への連系地点まで。遮断器および断路器を含む。変圧器は電圧を昇降圧する電気機器であるが、ほとんどの風車は出力を系統電圧に昇圧する変圧器を有している。
小計：電気系統 Sub-total electrical net/grid	電気系統に関する上記4項目の小計	上記項目のコストの内訳が利用できない場合、総額で表す。
認証 Certification	系統連系するにあたってウィンドファームを認証するためのコスト	認証された設計図のコストおよびウィンドファームの実際の建設をこの設計図と比較するコストを含む。
環境調査 Environmental survey	ウィンドファームの開発段階で必要になる環境調査の総額。これは各国の環境影響評価書の具体的な要件に見ることができる。	<ul style="list-style-type: none"> ・汚染の可能性（潤滑剤等） ・騒音レベルの推定 ・景観への視覚的影响 ・野生生物および生態系への建設および運転の影響 ・特定の野鳥・蝙蝠の監視 ・シャドウフリッカの働き
インフラ以外の開発コストの小計 Non-infrastructure development subtotal	上記のインフラ以外のプロジェクト開発の上記2項目の総計	上記項目のコストの内訳が利用できない場合、総額で表す。

運転維持設備 O&M facilities	運転維持業務の遂行に必要な道路および施設を新たに建設するコスト	風車の建設に関しては、プロジェクトの耐用年数中の運転維持費、ロータブレードの点検コストおよび大型部品の交換コスト。
その他 Miscellaneous	上記のプロジェクト開発コストに含まれていないその他一切のコスト	近隣の土地所有者への補償
運転前の利子支払い Interest payment before operation	プロジェクト運転開始前に支払いが必要になる利子の総額	通常は建設段階の負債、および風車の頭金支払いのためのローン。この変数は1~2年内の財務変数であるが、このキャッシュフロー モデルが開始される運用初年度については、前金で支払うコストとする。
他のプロジェクト開発コストの小計 Sub-total other project development costs	上記項目の合計	上記下位項目のコストの内訳が利用できない場合、総額で表す。
プロジェクト投資コストの総額 Total project investment costs	上記開発項目小計の合計	上記項目のコストの内訳が利用できない場合、総額で表す。

撤去コストの総額		
変数	定義	具体的な構成要素
撤去（スクラップ価額を除く） Decommissioning, excl scrap value	基礎を含めウインドファームを土地から撤去するのに要するコスト	ウインドファームおよび一切の関連インフラ（クレーン等）の解体、撤去、物資輸送その他一切の必要な政府証明書の作成コスト。
土地の自然状態への回復 Returning the land to the natural state	土地の現状回復のためのコスト	プロジェクトが完了したときに発生。
スクラップ価額 Scrap value	撤去時のスクラップ材料の売却価値	銅線、鋼鉄等、再利用あるいはスクラップして売却できる可能性のあるウインドファームの材料。
正味撤去コスト Net decommissioning costs	上記項目の総額	上記項目のコストの内訳が利用できない場合、総額で表す。

プロジェクトの運転		
変数	定義	具体的な構成要素
運転時間、全負荷時間（ディレートを除く） Operational time / full load hours, excluding derate	全負荷時間とは、ウインドファームの平均年間発電電力量をその定格出力で除した値である。	これは全負荷時間の合計であり、計画的および計画外の維持管理のための停止時間を含む。全負荷時間が多いほど選定したサイトにおけるウインドファームの発電電力量も増加する。
全負荷時間のディレート Derate of full load hours	ウインドファームが稼働していない時間	着氷等による運転停止のための発電電力量の損失を含む。
正味運転時間、正味全負荷時間 Net operational time/full load hours	運転時間、全負荷時間からディレートを引いた時間	正味運転時間の合計を含める（すなわちディレートを含める）
耐用年数 Economic life	想定されるプロジェクトの耐用年数(この期間中プロジェクトコストの総額を回収しなければならない。)	例えプロジェクトを継続運用することができ、想定された耐用年数以上に十分稼働できる状態にあったとしても、プロジェクトの残存耐用年数は一切含めない。
コスト計算のための計画対象期間 Time horizon for cost	LCOE 計算の対象となる期間	ユーザが値を入力しない場合はデフォルト設定により耐用年数に設定する。

calculations		
--------------	--	--

財務変数		
変数	定義	具体的な構成要素
ローン期間 Loan duration	ローン返済期間の合計	頭金および利子支払いを含む。
ローン — 市場金利 Loan - market interest rate	金利の値はローンの貸手によって変わる。	借入金の割合で表すコスト
ソフトローンの利益 Soft loan advantage	ソフトローンの利益とは、負債利子率の漸増割引総額である。	ソフトローンにより現行市場金利より低い金利のローンが得られる。
負債利益率 Return on debt	ローン期間中に毎年得られる金利	毎年得られる金利
必要とされる資本利益率（市場の予想変動率リスク加算を除く） Required return on equity, excl market volatility risk adder	ウインドファームの資本投資家が求める利益率	資本に関する利益の割合
市場の予想変動率リスク加算 Market volatility risk adder	競争的市場に参加し資本利益率を超える追加リスクを把握することを目的としたもの。	市場における予想外の変動リスクを考慮するために加算する割合。
必要とされる投資資本の正味利益率 Net required return on investment equity	開発事業者ではなくプロジェクト投資家への資本利益率(資本投資家が求める市場変動性のリスクを含む)。	資本利益率と市場の変動性を考慮する。
地元の資本所有権 Local equity ownership	地元の所有権に関する一切の要件を把握するため。	デンマークで適用可能 (最低 20%)。数値は別途入力する。
資本の割合（地元資本の所有権を除く） Equity share, excl local equity ownership	総投資コストと資金調達コストを賄うために拠出する資本の割合。	風車、支持装置、インフラ、管理、資金調達等のコストを賄うために投資する資本の総額。
資本の割合の合計 Total equity share	地元の資本の所有権ならびに総投資コスト・資金調達コストを賄うために拠出する資本の割合の合計	地元および地元以外の投資家が提供した資本の総額
負債の割合の合計 Debt share	総投資コストと資金調達コストを賄うための負債の割合	入力する資本の割合に基づく計算値 (プロジェクトの総コスト 100%から資本の割合を引いた値)
国あるいは連邦政府の法人税率 Corporate tax rate – national or federal	連邦・中央政府がプロジェクトに課す税率の合計	%で表示。この値は別途入力する。
市町村あるいは州政府の法人税率 Corporate tax rate- municipal or state	地方自治体がプロジェクトに課す税率の合計	%で表示。市町村、県、州等を含む。数値は別途入力する。
正味税率 Net tax rate	連邦政府と地方・州政府の法人税率の合計	%で表示。連邦政府、市町村、県、州等を含む。
償却期間 Depreciation period	プロジェクトの備品を資金調達、会計および税金対策として償却する年数の合計	数値は別途入力する。

年次によって変わる変数のワークシート

年間コスト		
変数	定義	具体的な構成要素
製造業者が提供する維持管理コスト Manufacturer-provided maintenance	初年度あるいはその後に追加コストなしで製造業者が提供する維持管理コスト	このコストは通常ウィンドファームの設置コストに含まれているため、初期はゼロになるはずである。
内部スタッフによる計画的維持管理コスト Scheduled maintenance by internal staff	プロジェクト所有者のスタッフによる定期的なウィンドファームの維持管理コスト	スタッフによるウィンドファームの定期的サービスとして予想される具体的なコスト。固定ベース (ユーロ/kW) あるいは変動ベース (ユーロ/kWh) で表示。
外部サービス契約 External service contracts	他の請負業者による定期的なウィンドファームの維持管理コスト	請負事業者によるウィンドファームの定期的サービスとして予想される具体的なコスト。固定ベース (ユーロ/kW) あるいは変動ベース (ユーロ/kWh) で表示。
運転コスト Operation costs	ウィンドファームの運用に必要な年間コスト	SCADA を含むウィンドファームの技術的運用のためのコストで、管理コストではない (これについては別途説明)。数値気象予測のコストを含む。
点検 Inspections	風車点検のため請負業者を雇う (自社でも上記のサービス請負業者でもない場合)。	ロータブレードの報告 (2~4 年毎)、部品の技術点検 (風車 1 基あたり 2 年毎に 1 日) を含む。点検の時間枠はユーロ/kW ベースで設定。
計画外の修理 Unscheduled repairs	計画外の修理と維持管理	装置の故障、天気状況その他の外因による。
運転維持費 (固定) 小計 O&M costs, fixed subtotal	上記の固定運転維持費の小計	上記項目のコストの内訳が利用できない場合は総額で表す。
運転維持費 (変動) 小計 O&M costs, variable subtotal	上記の変動運転維持費の小計	上記項目のコストの内訳が利用できない場合は総額で表す。
管理 Administration	ウィンドファーム運転の管理および監督のコスト	給与、建物、自動車 (および燃料) 等を含む
保険 Insurance	ウィンドファームとその運転のリスクおよびその影響に備えるために支払うべき年間保険料	動産保険、損害賠償、労災補償および環境、車両といったウィンドファームに直接関係する一切の保険
系統料金 Grid charges	系統への連系ならびに運用を支援するのに必要とされる年間料金	ユーザはこれを容量ベースのコストとして、あるいはエネルギーコストとして入力することができます
系統のコスト (固定費) Grid costs, fixed	上記の系統料金	
系統のコスト (変動変動) Grid costs, variable	上記の需給調節コスト	
サイトの賃貸 Site lease	ウィンドファームを設置した土地の所有者に支払う総額	風車 1 基に付き支払う場合もユーロ総額で支払う場合も総コストとしてユーロで入力する。
容量ベースの税金 Capacity-based taxes	プロジェクト容量 (年間ユーロ/kW)に基づきプロジェクトが支払う年間税額	%ベースの税金は上記のワークシートで年次変動のない変数として入力していることに注意。ここでは容量ベースの税金を示すが、その値は別途入力する。
消費電力量 Electricity consumption	電力の自己消費	系統との同期および発電所の起動等のため。ユーザはこれらを容量ベースあるいはエネルギーコストとして入力することができます。
環境測定、評価等 Environmental measurements, evaluations, etc.	ウィンドファームの認可ならびに運転を維持するのに必要な年間環境測定と評価	ユーザはこれらを容量ベースあるいはエネルギーコストとして入力することができます。

他の年間コスト（固定費）小計 Other annual costs, fixed subtotal	上記の固定環境測定料金	
運転維持費（変動費）小計 Other annual costs, variable subtotal	上記の電力消費コスト	
年間コスト（固定費） Annual costs, fixed	上記項目の合計	上記項目のコストの内訳が利用できない場合は総額で表す
年間コスト（変動費） Annual costs, variable	上記項目の合計	上記項目のコストの内訳が利用できない場合は総額で表す

他の収入とコスト		
変数	定義	具体的な構成要素
年間市場参加コスト Annual market participation fee	競争的電力市場に参加するための年間コスト	市場運用者・系統運用者に支払う。
需給調整コスト Balancing costs	風力発電を各時間ごとに電力系統に接続するためのコスト総額。出力予測に関する実際の増分コスト。	ユーロ/kW。コストは正式な需給調整市場を通して、あるいはこのコストが電力の市場価格に含まれているため、分離するのが困難な場合もある。ユーザはこれらのコストを容量ベースのコストとして、あるいはエネルギーコストとして入力することができる。
契約コスト（取引料金等） Contract costs (transaction fees, etc)	契約の維持に必要な年間支払額	ユーロ/kWh で表す取引料金
他のコストの総額 Subtotal other costs	市場参加コスト、需給調整コスト、契約コストの合計	
無効電力報奨金 Reactive power	系統の電圧調整を容易にする報奨金	ユーロ/kWh。数値は別途入力する。
LVRT 報奨金 Low voltage ride through	系統の安定性確保のための報奨金	ユーロ/kWh。数値は別途入力する。
市場電力価格 Market price electricity	ウインドファームに支払われる年間平均市場電力価格	ユーロ/kWh。
市場証書価格 Market price certificates	ウインドファームに支払われる再生可能エネルギー属性・証書の年間平均市場価格。	ユーロ/kWh。政策により、あるいは市場ベースで設定される場合がある。数値は別途入力する。
FIT 収入 Feed-in tariff revenue	FIT による収入。通常はプロジェクトコストの支払いのための増分支払いと、妥当な資本利益率を確保するのに使う。電力の市場価格を含む場合もある	具体的な立地、プロジェクトの規模、ウインドファームが商業運転を開始した年度に左右される。電力の市場価格（報奨金）あるいは固定価格合計（電気料金を含む）に加えてもよい。数値は別途入力される。
他の収入の総額 Subtotal other revenues	上記の他の収入の合計	

政策 — 年次に関係しない変数および関係する変数

年次に関係しない変数		
変数	定義	具体的な構成要素
税引前控除としての、税ベースの前払い補助金 Upfront tax-based investment subsidy – as a before-tax credit	税引前の税控除に対する前払い補助金。従ってこの金額は税引前ベースでプロジェクトに適用される。	プロジェクト投資総額の割合として示す、運用初年に適用される税ベースの前払い補助金の割合。これと同じ割合がプロジェクトの総額（ドル）あるいは設備容量あたりのコスト（ドル/kW）に適用される。この税

		ベースのインセンティブはプロジェクトによる税引前に適用される。従ってプロジェクトに対し価値が高い（プロジェクトの初年の課税金額を効果的に下げる）。すべての税制優遇を受け単独プロジェクトとするか、あるいはプロジェクト所有者が同年の税控除を有効に利用できる親会社を持つかは、ユーザが選択できる。税控除は国・連邦税にのみ適用される（従って州・市町村レベルではない）。
税引後控除としての、税ベースの前払い補助金（例：償却） Upfront tax-based investment subsidy – as an after-tax deduction (e.g. depreciation)	税引後の税控除に基づく前払い補助金。従ってこの金額は税引後ベースでプロジェクトに適用される。	プロジェクト投資総額の割合として示す、運用初年に適用される先行税控除。これと同じ割合がプロジェクトの総額（ドル）あるいは設備容量あたりのコスト（ドル/kW）に適用される。この税ベースのインセンティブはプロジェクトによる税引後に適用される。すべての税制優遇を受け単独プロジェクトとするか（あるいはプロジェクト所有者が同年の税控除を有効に利用できる親会社を持つかは、ユーザが選択できる。税控除は国・連邦税にのみ適用される（従って州・市町村レベルではない）。
前払い補助金 Upfront cash investment subsidy	プロジェクト全体に占める割合として示す、前払い補助金の総額	プロジェクト投資コスト総額に占める割合として示す、前払い補助金の総額。
ソフトローンの利益 Soft loan advantage	ソフトローンの利益とは、負債利子率の漸増割引総額である。	ソフトローンにより現行市場金利より低金利でのローン返済が可能。
地元の資本所有権 Local equity ownership	地元の所有権に関する一切の要件を捉えるため。	デンマークで適用可能（最低 20%）
償却期間 Depreciation period	プロジェクトの備品を資金調達、会計および税金対策として償却する年数の合計	
国あるいは連邦政府の法人税率 Corporate tax rate – national or federal	連邦・中央政府がプロジェクトに課す税率の合計	%で表示
市町村あるいは州政府の法人税率 Corporate tax rate – municipal or state	地方自治体がプロジェクトに課す税率の合計	%で表示。市町村、県、州等を含む。

年次変動する変数		
変数	定義	具体的な構成要素
容量ベースの税 Capacity-based taxes	ユーロ/kW で示される年間税額	毎年支払うべき、および年次変動する容量ベースの税額
FIT 収入（例：発電電力量ベースのインセンティブ） Feed-in tariff revenue (e.g. production based incentives)	FIT あるいは発電電力量ベースのインセンティブによる収入。通常はプロジェクトのコストを適うのに要求される増分支払いに、妥当な資本利益率を加えた値。電力の市場価格を加える場合もある。	具体的な立地、プロジェクトの規模、ウインドファームが商業的運用を開始した年度に左右される。電力の市場価格（報奨金）あるいは固定価格合計（電気料金を含む）に加えてもよい。時間依存料金制度を適用している国（ドイツ等）は、年間の数値（例えそれが年間を通じて一定していなくても）を入力する。
FIT 政策期間 Feed-in tariff policy period	FIT あるいは発電補助金が支払われる総時間	プロジェクトに想定される経済的從妙期間を越えない範囲。この期間が異なれば FIT の支払いレベルも異なってくる可能性がある

		る。FIT 政策期間の合計値をここに入力する。
発電電力量ベースの税引前控除 Production-based before-tax credits	風力発電を助成するための発電電力量ベースの (すなわち kWhあたりの) 税控除 (税引前に適用される)。従ってこれは税引前ベースでプロジェクトに適用される。	プロジェクトの税金支払い前に税引前ベースで適用される発電電力量ベースの税控除 (ユーロ/kWh)。従ってプロジェクトに対し価値が大きい (プロジェクト初年の課税金額を効果的に下げる)。すべての税制優遇を受ける単独プロジェクトとするか、あるいはプロジェクト所有者が同年の税控除を有効に利用できる親会社を持つかは、ユーザが選択する。税控除は国・連邦税にのみ適用される (従って州・市町村レベルではない)。
発電電力量ベースの税引前控除の政策期間 Production-based before-tax credit: policy period	年間税引前控除が適用される期間の合計	想定されたプロジェクトの耐用年数以内とする。
発電量ベースの税引後控除 Production-based after-tax deductions	風力発電を助成するための発電電力量ベース (すなわち kWhあたりの) 税控除 (税引後に適用される)。従ってこれは税引後ベースでプロジェクトに適用される	プロジェクトの税金支払い後に税引前ベースで適用される電力量ベースの税控除 (kWh ユーロ)。すべての税制優遇策を受ける単独プロジェクトとするか、あるいはプロジェクト所有者が同年度の税控除を有効に利用できる親会社を持つかは、ユーザが選択する。税控除は国・連邦税にのみ適用される (従って州・市町村レベルではない)。
生産基盤の控除 (税引き後) 政策期間 Production-based after-tax deductions: policy period	年間税引き前控除が適用される期間の合計	想定されたプロジェクトの耐用年数以内とする。
無効電力報奨金 Reactive power bonus	系統の電圧調整を促進するための報奨金	ユーロ/kWh
LVRT 報奨金 Low voltage ride through	系統の安定度確保のための報奨金	ユーロ/kWh
市場価格証書 Market price certificates	市場あるいは政府の政策によって設定された、ウインドファームの再生可能エネルギー属性・証書の年間平均市場価格。	ユーロ/kW。ユーザは異なる市場で (すなわち各種の市場価格で) 販売したすべての証書の混合加重平均市場価格を入力する。
加速償却 Accelerated Depreciation	備品の金額を資金調達、会計および税金対策として償却する計画	各年度の償却額は資産の耐用年数の初期よりやや高い。年間ベースで初期投資総額の%として設定する。
償却期間 Depreciation period	プロジェクトの備品を資金調達、会計および税金対策として償却する年数の合計	このモデルでは、ユーザがプロジェクトの価値を償却する年度とその償却率を定義する。次年度以降毎年残額を償却する方法を用いている国では、ユーザが償却計画と価額を代理権行使によって見積る。

出力の変数

変数	定義	具体的な構成要素
財務ギャップ Financial gap	プロジェクトの資金調達に必要とされる財務ギャップ	総コスト (資金調達コスト) から、必要とされる資本利益率への投資に必要な収入とインセンティブを引いた値
均等化発電原価 Levelized electricity generation cost	ウインドファームの耐用年数中にウインドファームで生産された kWh の現在の日平均コスト	全てのコストを含む (投資、再投資、運転維持)、収入、インセンティブ、資金調達コスト。均等化原価は割引率と風車の耐用年数を用いて計算。