

參考資料

参考資料 1: EEG進捗報告書 2011 年－太陽光発電背景調査

参照ウェブサイト：進捗報告書EEG2011－太陽光発電に関する資料：

http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_eb_2011_solare_strahlung_bf.pdf

【目次】

1 既存施設および市場開発

- 1.1 ドイツにおける太陽光発電市場の発展
 - 1.1.1 既存施設と発電状況
 - 1.1.2 施設規模のクラス
 - 1.1.3 ドイツにおける2011年太陽光発電市場の展望
 - 1.1.4 地域的な分布状況
 - 1.1.5 投資状況
- 1.2 フリースペース部門における発展
 - 1.2.1 設置数の展開状況
 - 1.2.2 平地の分類と平地の利用需要
 - 1.2.3 技術開発
- 1.3 壁面型設備ボーナスの廃止に関する分析
- 1.4 技術開発
 - 1.4.1 モジュール
 - 1.4.2 インバータ
- 1.5 手工業者アンケート

2 国際的な需要供給市場および市場開発

- 2.1 供給市場
 - 2.1.1 クリスタルシリコン・ベースのモジュール
 - 2.1.2 薄膜型モジュール
 - 2.1.3 電池および薄膜型モジュール設備に係る国際的な生産量
- 2.2 BOS
- 2.3 補説：太陽光発電産業のための製造原料
- 2.4 需要市場
 - 2.4.1 世界の市場開発状況
 - 2.4.2 成長市場

3 費用および経済的枠組み条件

- 3.1 製造コストおよび製造価格
 - 3.1.1 市場参加者の影響範囲の個別表示
 - 3.1.2 バリューチェーンに沿った現状価格とコスト設定
 - 3.1.3 バリューチェーンに沿った今後の価格とコスト設定
- 3.2 融資形態
 - 3.2.1 投資グループ
 - 3.2.2 融資構造

- 3.3 実質発電コスト
 - 3.3.1 実質発電コストに関するインパクトファクター
 - 3.3.2 考察年（2011年）に対する代表的なモデルケースの実質発電コスト表示
 - 3.3.3 施設運用者に対するスケールメリット
 - 3.3.4 2012年へ向けた実質発電コストの展開
- 3.4 地域別に差別化した買取価格モデル
 - 3.4.1 地域別に差別化した買取価格の長所および欠点
 - 3.4.2 地域別に差別化した買取価格のためのモデル例
 - 3.4.3 総括

4 自家消費

- 4.1 枠組み条件
 - 4.1.1 目的と背景
 - 4.1.2 法的側面
 - 4.1.3 EEG第33条2項の買取価格
 - 4.1.4 従来の重要性－実際の自家消費
- 4.2 自家消費の増加へ向けたコンセプト
 - 4.2.1 利用者タイプの定義
 - 4.2.2 付加的なエネルギー管理システムのない自家消費
 - 4.2.3 負荷管理の応用
 - 4.2.4 電力－熱－の応用
 - 4.2.5 電力貯蔵庫の導入
- 4.3 グリッドへの影響
- 4.4 ドイツ国内の負荷要求および太陽光発電電力の供給に対して、自家消費のおよぼす影響
- 4.5 エネルギー経済分野における影響
 - 4.5.1 自家消費規定に基づく負担軽減
 - 4.5.2 自家消費規定に基づく負担
 - 4.5.3 国家経済に関する比較結果
- 4.6 モデルケースに対する経済性の考察
 - 4.6.1 経済性の考察に関する仮定
 - 4.6.2 モデルケースの特徴分類
 - 4.6.3 経済性の考察に関する結果
 - 4.6.4 自家消費に対する適切なインセンティブ額
- 4.7 自家消費規定の効果性の分析
 - 4.7.1 目的：市場の統合
 - 4.7.2 目的：技術革新に対する助成
 - 4.7.3 目的：地域的なグリッドの軽減
 - 4.7.4 目的：鋭敏化／エネルギー供給と需要の調整
 - 4.7.5 その他の効果について
 - 4.7.6 目標評価の総括
- 4.8 おこりうる代替処置の評価
 - 4.8.1 変更のない継続に関して
 - 4.8.2 最適化
 - 4.8.3 構造改革
 - 4.8.4 廃止

4.8.5 推奨処置からの派生

5 グリッドパリティ

5.1 定義

5.2 効果要因

5.2.1 投資コスト

5.2.2 施設の立地場所における照射

5.2.3 最終消費者への電力価格

5.2.4 利用者の負荷プロフィール

5.2.5 貯蔵庫コスト

5.2.6 電力に対する販売利益

5.3 いわゆるグリッドパリティに関する時点

5.4 いわゆるグリッドパリティの効果

5.4.1 基本的な考え方

5.4.2 自家消費負担が僅少であることの問題

5.4.3 解決策オプション

5.4.4 まとめ

5.5 真のグリッドパリティ

5.5.1 エネルギー市場への影響

5.5.2 供給者に対する影響

5.5.3 送電系統運用者への影響

5.5.4 太陽光自家発電設備を持つ消費者への影響

5.5.5 太陽光自家発電設備を持たない消費者への影響

5.5.6 市場投資家への影響の概要

5.5.7 真のグリッドパリティ達成後のビジネスモデル

5.5.8 真のグリッドパリティに対する枠組み条件

5.5.9 コスト分担に関する解決のアプローチ

5.5.10 まとめ

5.6 諸外国におけるグリッドパリティ

6 低減—市場ボリュームの依存性における制御

6.1 増設に左右される逡減の適合に関するツール

6.1.1 背景状況

6.1.2 EEG2009におけるツールの形態

6.2 ツールの効果分析

6.2.1 諸効果との重複

6.2.2 2010年8月11日のEEG法改正に関して、第一次法における規定の改正

6.2.3 EU準拠法に沿った2011年5月1日のEEG法における規定の改正

6.2.4 増設制限の効果性

6.2.5 イノベーション促進効果

6.2.6 差額制限の効果

6.3 手法的基盤および将来的な形式設定に関する推奨処置

6.3.1 習得曲線に沿った形態

6.3.2 引き下げの安定性

7 環境へ及ぼす影響

- 7.1 太陽光発電設備から排出されうる環境への有害物質
 - 7.1.1 契機と前説
 - 7.1.2 太陽光発電における薄膜技術に関する概要
 - 7.1.3 環境に有害物質が排出される可能性について
 - 7.1.4 環境へのリスク評価総括
 - 7.1.5 まとめと推奨処置
- 7.2 フリースペース設置型の太陽光発電施設が自然および環境におよぼす影響
 - 7.2.1 概要
 - 7.2.2 ソーラーパークの環境効果
 - 7.2.3 現在論点となっている効果に対する評価
- 7.3 施設に関連する環境負荷の低下の観点からみた建築工事手続きの分析
 - 7.3.1 アプローチの手法および結果
 - 7.3.2 総括的評価
- 7.4 空間的な制御効果とEEGの目標定位
 - 7.4.1 EEGの買取価格基準
 - 7.4.2 フリースペース型の屋根設置型との比較における割合
 - 7.4.3 分類別の市場受容性の観点から見た、フリースペース型基準の効果性
 - 7.4.4 EEG2009のフリースペース型基準に関する目標定位
 - 7.4.5 軍用転用地に関する自然保護の専門的観点
 - 7.4.6 法学者の視点による自然保護法上、価値の高い土地および土地分類“転用地”
 - 7.4.7 EEG2010の新規土地分類の目標定位
 - 7.4.8 高速道路および鉄道沿いの太陽光発電施設に対する潜在性評価
 - 7.4.9 まとめ、および推奨処置
- 7.5 太陽光発電施設の空間的操作に関する、グローバルな取り組み
 - 7.5.1 問題提起
 - 7.5.2 土地および地域計画における太陽光発電
 - 7.5.3 参照事項および推奨処置
- 7.6 建物およびその他の建設物における太陽光発電設備に関する側面
 - 7.6.1 太陽光発電を優先する建物
 - 7.6.2 太陽光発電および防音設備

8 総括およびEEG適応に対する推奨

- 8.1 セグメント別の市場開発
- 8.2 世界市場開発
- 8.3 コストおよび経済性の枠組み条件
- 8.4 自家消費
- 8.5 グリッドパリティ
- 8.6 逡減—市場ボリュームの依存性における操作
- 8.7 環境へ及ぼす影響

9 添付資料

9.1 習得効果曲線の図表

9.2 第4章“自家消費”に関する添付資料

9.2.1 概念の定義

9.2.2 技術的な前提条件およびメーターの配備

9.2.3 グリッド事例の叙述

第7章“環境効果”に関する添付資料

9.3 審査済みの施設許可に関するデータ

9.4 評価済みの地域計画文書に関するデータ

9.5 地方自治体の立地コンセプトに関する抽出事例の表

9.6 EEGクリアリングハウスによる根拠理由より抜粋

9.7 省略名称リスト

9.8 表一覧

9.9 図一覧

以下、コスト関連箇所を抜粋

第3章 費用および経済的枠組み条件

本章では、様々なバリューチェーンの費用や価格を分析する(3.1.)。投資家の典型的な融資形態を簡略に示す(3.2.)。その上で、5つのモデルケースに対する実質発電コストを算出する(3.3.)。さらに、地域的に固定買取価格を区別するという提案のバリエーションを評価する(3.4.)。主要な結果のコンパクトな総括、および結果から導き出された推奨案は8.3項にまとめる。

3.1 製造コストおよび製造原価

下記の項では、現在入手可能なバリューチェーンに沿ったコストおよび価格に関するエビデンスとデータの概説を行う。これを基に、将来的な価格(卸値)を導き出し、設定したモデルケースの実質発電コストを表示する(3.3.2項)。

3.1.1 市場参加者の個別影響範囲の表示

モジュール製造業者

ドイツのモジュール製造業者は、国内の販売市場での市場占有率を確保するために、モジュール価格を引き下げること切羽詰まっている。アジアの製造業者は、価格的に設置業者に対して利点があることから、(アジア製のものが)まずは有利であり、そのため太陽光発電への固定買取価格の引き下げが実施されても利益マージンは割り込まない。

アナリストは、2011年にはモジュール製造業者が過剰生産に陥るとし、そのため価格競争を予測している。このことから、安定したコスト構造を持ち、ポジティブな利益マージンをもつ企業のみが市場に残ることができるであろう。

インバータ製造業者

アジアの製造業者がまず筆頭にあり、彼らが市場動向および価格展開に影響を及ぼす。なぜなら、満足のいく品質のインバータを製造する新規の製造業者が市場に参入すれば、インバータ価格はさらに下方に変動するからだ。

販売業者

ソーラーモジュールの販売業者は、2011年もモジュールの安定した売れ行きから少々増加の売れ行きを目論むことができる。自己の利益マージンを国内の固定買取価格の引き下げに左右されないようにするには、機械を差し引いたモジュール価格(3.1.2.1.4項を参照のこと)および交渉折衝が、販売業者にとり利益を得るために重要である。中規模の施設規模の増加は、仲介業者を通すことを回避する状況下で、施設の増加が達成されることになる。

手工業者および設置業者

2011年も、手工業者および設置業者にとりポジティブな受託状況が予測される。これは基本的に、どの程度まで卸売商が価格引下げを行うかによる。まだ多くの投資家が発電電力の固定買取価格引き下げ前に設備を設置したいと考えており、新規施設の増加はまだ抑制されているため、年の下期に、上期よりも契約を増加できる可能性がある。

投資家

融資金利率が低いレベルにあり、さらに太陽光発電施設のためのシステム価格がEEGによる固定買取価格よりも早く下落すれば、投資家は高い自己資本利回りを太陽光発電施設で達成するた

めの機会を利用する。3.2.1項において、投資家をグループに分けている。この動向は、2009年12月または2010年6月に生じた状況のように周知の、需要の急増につながる。

3.1.2 バリューチェーンに沿った現状価格とコスト設定

下記の項では、太陽光発電企業の構造および方向性の概要を呈示するものである。考慮すべきは、ウェハの配送を行うモジュール製造業者が存在する一方で、ウェハの製造からモジュールの製造まで全てのバリューチェーンを1社で行う企業があるという点である。製造工程の1過程に特化している企業は（水平統合型製造）、本質的に他の製造者の価格に非常に強く左右される。複数のバリューチェーン工程を含む垂直統合型の太陽光発電企業は、反対に製造コストの下落から直接利益を得る。

バリューチェーンに沿った価格とは、太陽光発電部門の企業が先行投資に対して支払わなければならない価格を意味する。データが存在する場合には、スポット市場価格および契約価格を明記している。最終消費者価格の展開と現時点の詳細情報は、3.3.1.1項で述べている。バリューチェーンに沿ったコストは、純粋な製造コスト（利益なし）のことである。販売業者に対しては、モジュール製造業者の販売価格がコストポジションのメインとなる。図3-1は、クリスタル型モジュールおよび薄膜モジュールのバリューチェーンを図式化したものである。両方のモジュールに関して、後の項で製造コストおよびスポット市場における取引価格を詳細に叙述している。個別のバリューチェーン工程の契約価格（一定の定期的な購入数量を契約上定めた価格）は、データ状況により詳細な叙述はできない。尺度としては、スポット市場価格がほかにあるが、これは通常契約価格よりも高額である。

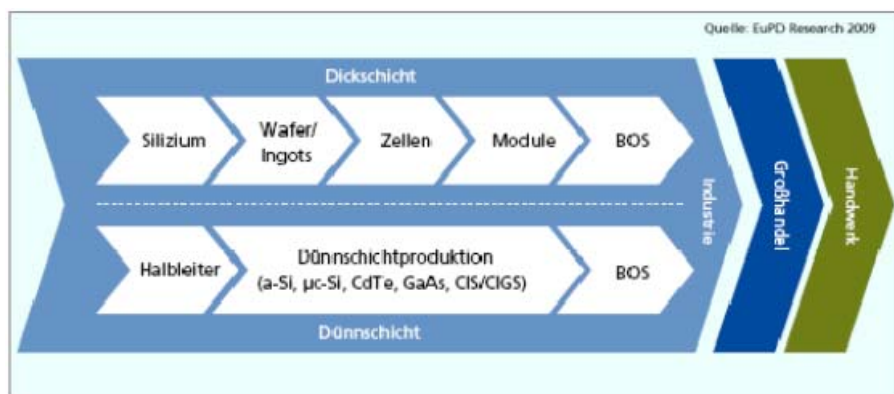


図3-1：クリスタル型モジュールおよび薄膜モジュールのバリューチェーン

ユーロからドルへの換算は、1ユーロあたり2007年は1.50ドル/ユーロ、2008年は1.40ドル、2009年は1.35ドル、2010年は1.30ドル、2011年は1.40ドルにて計算した。2011年初以来、ユーロが上昇していることから、ユーロ圏から製品を輸入する外国企業の優位性は、2009年および2010年に比べて顕著に低下している。

3.1.2.1 クリスタル型モジュール

クリスタル型モジュールは、シリコンから作られ、2つのグループに分類される。このグループは、変換効率および性質から区別される。

1. モノクリスタル型モジュール

変換効率 15から19%（最高変換率：19.3%-サンパワー社製HIT太陽電池）

2. ポリクリスタル型モジュール

変換効率 13から17%

両方の型は、異なる製造工程を経て製造される。モノクリスタル型モジュールは、単結晶シリコン結晶からなり、結晶を坩堝で伸ばす方法で製造される。このように製造することで、個別の太陽電池のセル構造が均質になる。

ポリクリスタル型モジュールは、多結晶シリコンを溶かし、制御しながら固めることで出来上がる。多結晶シリコンをまず、坩堝で溶解し型にながし入れる。溶解物は管理下で冷却され、できるだけ大きく、一方向に伸びるシリコン結晶を形成するようにする。モノクリスタル型モジュールと異なり、ポリクリスタル型モジュールの太陽電池では、それぞれの結晶間の粒子を視覚的に識別できる。図3-2を参照のこと。

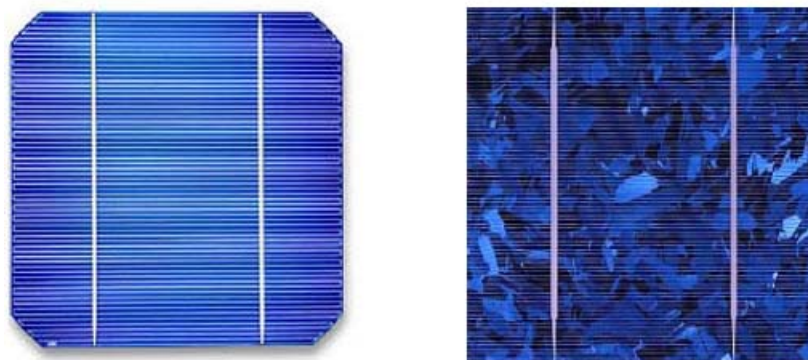


図3-2：モノクリスタル型太陽電池（左）とポリクリスタル型太陽電池（右）

3.1.2.1.1 シリコン価格 製造価格

昨年、2大シリコン製造業者Hemlock（米国、ミシガン）およびWacker（ドイツ、バイエルン州）は高純度ポリシリコンを25ドル/kgから30ドル/kg、19ユーロ/kgから23ユーロ/kgの価格で製造した。小規模の製造業者、PV Crystaloxなどは、35ユーロ/kgから40ユーロ/kg、46ドル/kgから52ドル/kgの価格で製造した。平均的な製造コストは中国で2011年は、41ドル/kg、32ユーロ/kgを予測している。これは結果的に、シリコン市場は従来とおりグローバルなプレイヤーにより決定され、中国企業でさえもその価格に合わせなければならない状況である。PhotonConsulting（フォトン・コンサルティング）の“The True Cost of Solar Power”調査では、シリコン製造に関する費用が公開されている。シリコン製造のコスト調査は、193企業のデータソースとデータ解析による。図3-3では、シリコンに対する平均的および最安値の製造コストを表示している。

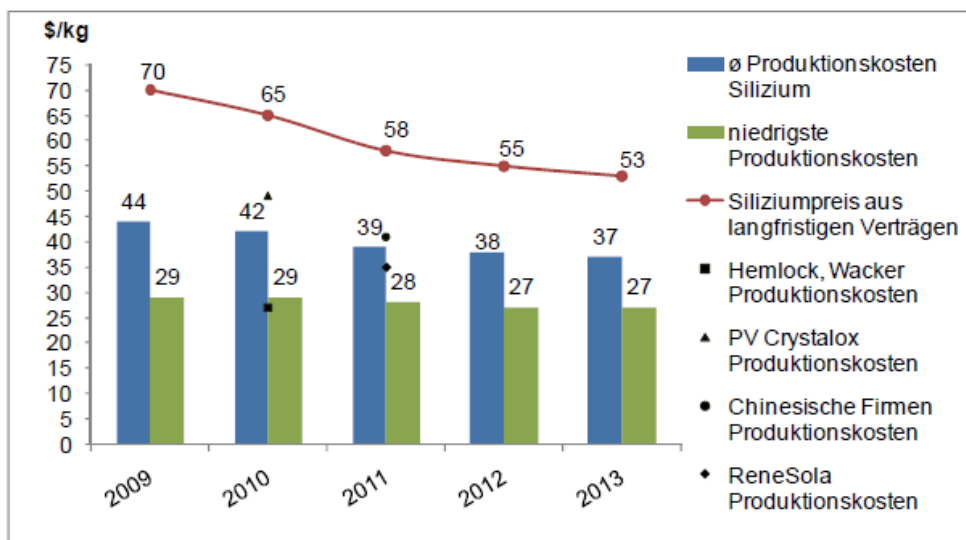


図3-3：シリコン製造コストの変移：予測および長期的契約の価格

冒頭に述べたシリコン製造コストおよび図に表示された製造コストは、フォトン・コンサルティングの調査によるコスト値とほぼ重なる。追加的に、長期的契約のシリコン価格に関する情報は、比較として表示してあり、このデータソースはRoland Berger社の市場調査“Licht und Schatten（光と影）”である。比較として、様々なシリコン製造業者の利益マージンを遡って導き出すことができる。将来的な展開は、シリコン製造に対するコストおよび価格がさらに下落することを前提に想定している。専門家は、ポリシリコンの製造コストは今後5年で20ドル/kg（15ユーロ/kg）に達すると見込んでいる。そのほか（の者）は、製造コストはたった12ドル/kg（9ユーロ/kg）と予測している。このことから、シリコン製造に関するコスト下落傾向は認められる。

コスト下落により、上記の範囲での価格は現実的である。2010年第三四半期には、GCL-Poly社は、シリコンを25.4ドル/kg、19ユーロ/kgで製造した。iSuppli市場調査社は別の意見をもつ。新規の太陽光発電施設が急激に拡大することで、2012年にはすでに需要供給のバランスが均衡する可能性があるとしている。これによりシリコン価格は再度、少し上方へ向くとする。

スポット市場における販売価格

シリコン価格は2008年から2009年末の間、これまでにないほど高額であった。スポット市場では、2008年にソーラーシリコンは1kgあたり500ドル、330ユーロであり、その前年は200ドル、140ユーロであった。太陽光発電部門の予測とは反対に、市場は2009年末に傾き、シリコン価格は100ドル/kgを下回った。シリコンの過剰生産が進み、市場は需要市場から供給市場へと発展した。この原因は、シリコン製造業者の製造容量が大きく拡大していく一方で、スペインでの市場での急落により、少なくとも2009年前半に関して太陽光発電部門でのシリコン需要が減少したことによる。金融危機は、さらに電子部門を通してシリコンの需要の低下に影響した。図3-4では、シリコン価格の展開が表示されている（データソースiSuppli社など）。

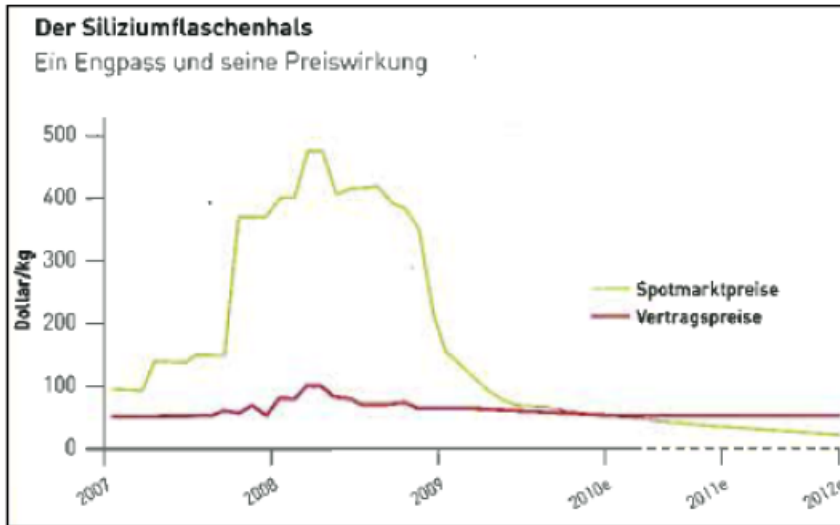


図3-4：スポット市場および契約価格におけるシリコン価格の展開

グラフでは、スポット市場におけるシリコン価格が2008年の需要増により、どれだけ急激に上昇したかを明確に示している。2011年には、スポット市場におけるシリコンは既存の契約価格より安価な価格を下回って購入できる。この効果は、すでに多数の企業がシリコンの製造を発表し、市場になだれ込むことで強化される。約200（の新規参入）社は、2007年から2008年という、つまり不足の年に施設の新設を決定した。シリコン製造に対する新設工場の設立と拡大には約3年かかり、新規（参入）企業の製品は今になり市場に登場。スポット市場では、2010年4月に平均価格55ドル/kgであった。米国Morgan Stanley銀行のアナリストは、シリコンのスポット市場価格を2011年は、40ドル/kg（29ユーロ/kg）と見積もる。将来的なスポット市場価格は、シリコン製造におけるコスト引き下げの潜在性により決定する。PVinsights社も、ポリシリコンのスポット市場価格を同様に描く。図3-5では、2009年9月から2011年3月までの経過を表す。

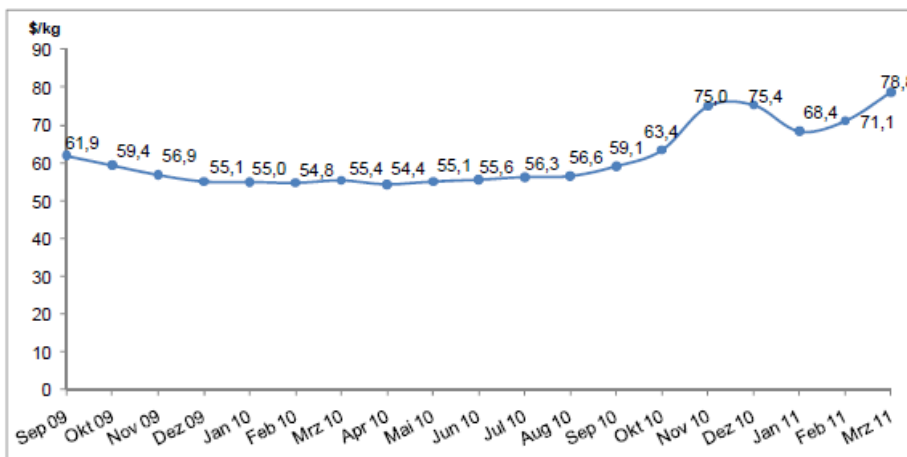


図3-5：スポット市場におけるポリシリコンの販売価格

2009年末に、スポット市場におけるシリコンの価格下落が図3-5から読み取れる。経済危機は、電子部門でのシリコン需要後退を誘発し、呼応してスポット市場におけるシリコン価格も62ドル/kg強から約55ドル/kgと明らかに下落した。2010年5月から12月に、スポット市場価格の軽い上昇が認められる。これは、経済危機が落ち着きを見せたことと太陽光発電部門の需要が上昇したことに起因する。スポット市場におけるシリコンの販売価格は2011年3月には、約79ドル/kgであり、予測と照らし合わせるとこれまでで最も高い水準にある。現在、契約価格とスポット市場におけ

る販売価格の差は、約20ドル/kgである。

3.1.2.1.2 ウェハー価格

ウェハーは、いわゆるインゴットまたはシリコンブロックを削って形成する。ウェハーとは、半導体素子板（モノクリスタルまたはポリクリスタル）を指し、100 μm から200 μm の薄さのものである。このウェハーから、太陽電池やまた複数の太陽電池からさらにソーラーモジュールが製造される。ウェハーは、モノクリスタルウェハーとポリクリスタルウェハーの2種類に分けられる。製造では実際に、2つの（異なる）製造過程がある。図3-6を参照のこと。

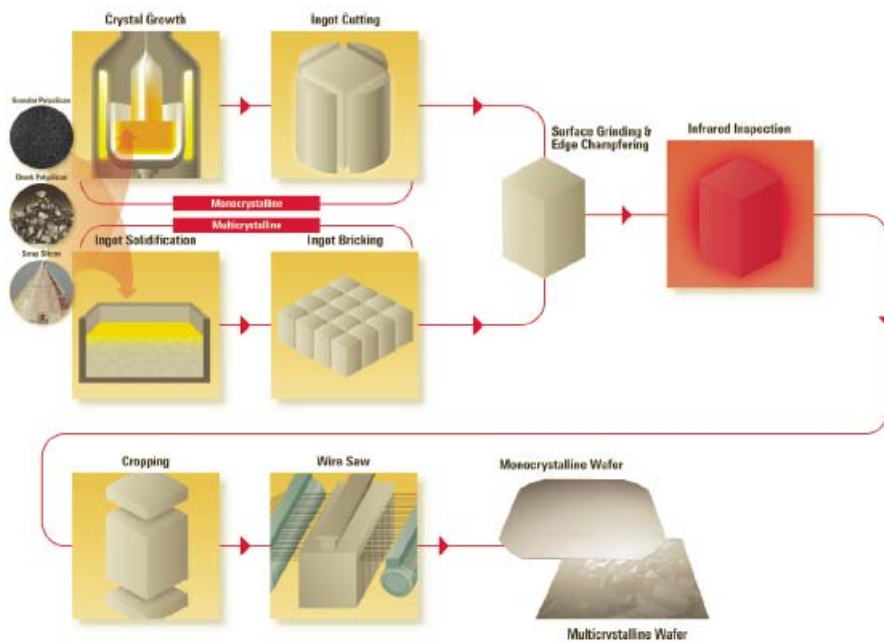


図3-6：ポリクリスタルおよびモノクリスタルウェハーの製造過程

ウェハー製造は、一部はシリコン製造業者のもとで直接行われるか、または逆に太陽電池またはソーラーモジュール製造に特化した企業に製造工程を統合している。概要は2.1.1.2項を参照のこと。

製造コスト

シリコンおよびウェハー製造に対する製造コストは、フォトン・コンサルティングの調査による（図3-7参照）。表記された企業は、ウェハー製造に特化している。これら企業では様々な工程を経て、シリコン原材料からインゴットを加工している。インゴットは、薄いウェハーにスライスされ、その後洗浄工程を経て、販売となる。

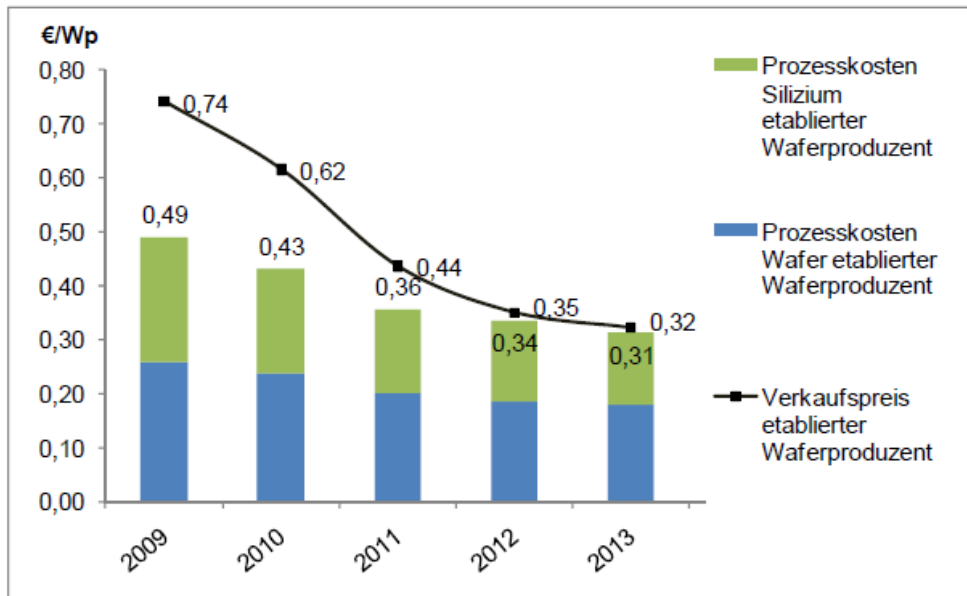


図3-7：ウェハー製造に対する加工コストおよび予測ウェハー販売価格

図3-7は、ウェハーに対する製造コストの発展を示している。製造コストはこの図によると、2009年から2013年に約37%低下する。これは、絶対減少値の0.18ユーロ/Wpと一致する。同時に販売価格の下降も予測されており、これによりウェハー製造業者の利益マージンはさらに縮小する。2013年までは、それに従い製造コストは0.31ユーロ/Wp、販売コストは0.32ユーロ/Wpを見積もる。前述のシリコン製造業者193社のデータと企業の実際のデータを比較するため、調査結果や四半期報告から導き出される、様々な製造業者を対象とした製造コストを表示する。表3-1および図3-8を参照のこと。

表3-1：様々なウェハー製造業者を対象とした製造コストの調査・算出

| Produktionskosten [€/Wp] | 2009 | | | | 2010 | | | | 2011 | | | | Quellen | |
|---------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|-----|-----|---------|------|
| | 1.Q | 2.Q | 3.Q | 4.Q | 1.Q | 2.Q | 3.Q | 4.Q | 1.Q | 2.Q | 3.Q | 4.Q | | |
| Waferhersteller | | | | | | | | | | | | | | |
| Comtec Solar Systems Group Ltd. | | 0,70 | | 0,61 | | 0,44 | | | | | | | | [88] |
| GCL-Poly | | | | | 0,48 | 0,44 | 0,45 | | | | | | | [89] |
| LDK Solar Hi-Tech Co. Ltd. | 1,08 | 1,48 | 0,57 | 0,64 | 0,57 | 0,73 | 0,75 | | | | | | | [90] |
| PV Crystalox Solar | | | | 0,78 | | | | 0,63 | | | | | 0,55 | [91] |
| REC Solar | 0,73 | 0,70 | 0,71 | 0,56 | 0,67 | 0,64 | 0,66 | | | | | | | [92] |
| ReneSola | | | 0,59 | 0,54 | 0,48 | 0,43 | | | | | | | 0,33 | [94] |

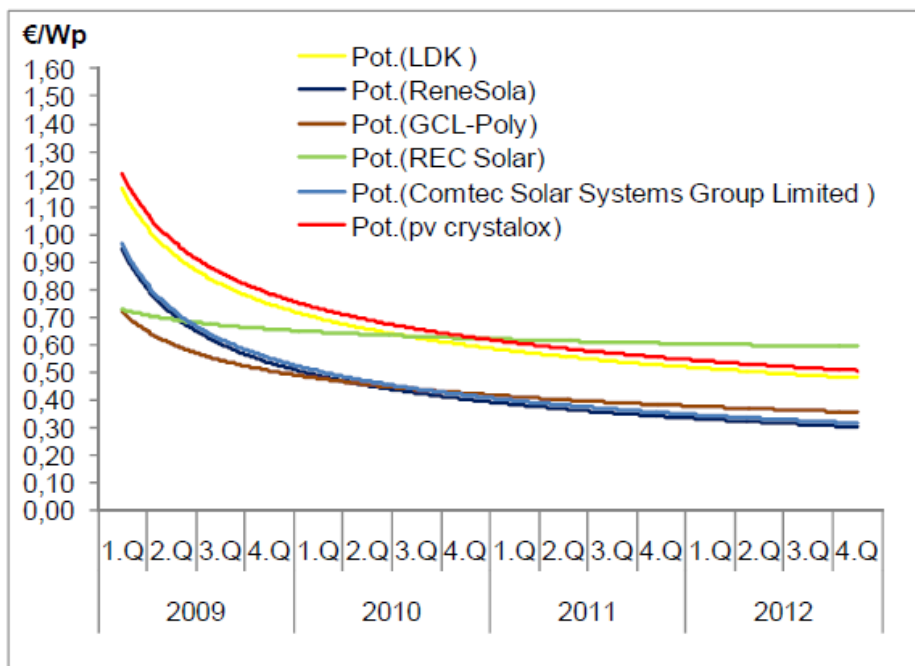


図3-8：定着企業によるウェハー製造の製造コスト

表3-1から得られる製造コストを使い、図3-8にトレンド曲線を見当識のために表示する。

ウェハー製造で世界第一位のLDK Solar Co. Ltd.は(2.1.1.2項を参照のこと)、シリコン製造も統合しており、2009年第四四半期には0.64ユーロ/Wpでウェハーの製造を行った。そしてこれをモジュール製造業者に0.74ユーロ/Wpで販売した。この販売価格は、フォトン・コンサルティング社のデータと重なる。

同様に中国企業ReneSola社のウェハーコストは、2010年第二四半期において0.56ドル/Wp、0.43ユーロ/Wpに下落する。ウェハーコストの下落は、シリコンの価格下落に起因する。2011年末までウェハー製造コストは、0.46ドル/Wpから0.48ドル/Wp間、0.33ユーロ/Wpから0.34ユーロ/Wp間に、さらに下落することもありうるとReneSola社は見ている。

2010年のデータおよび2011年のReneSola社による予測は、図3-7のおおよその範囲に一致する。図3-8には、ReneSola社に対する製造コストのトレンドファンクションが表示されている。これによると、2012年第四四半期にはウェハーコストは約0.32ユーロ/Wpとなる。この展開の場合には、おそらくComtec Solar Systems Group Ltd.、GCL-PolyおよびReneSola社が最も低いウェハー製造コストを達成することになるだろう。

ReneSola社は、太陽光発電モジュールの垂直統合型の製造ラインをもつリード企業に属する。2010年は、総容量1.2GWウェハーを製造し、2011年には1.8GWを予定している。図3-9は、ウェハー製造に対してReneSolaの原価構成を表している。

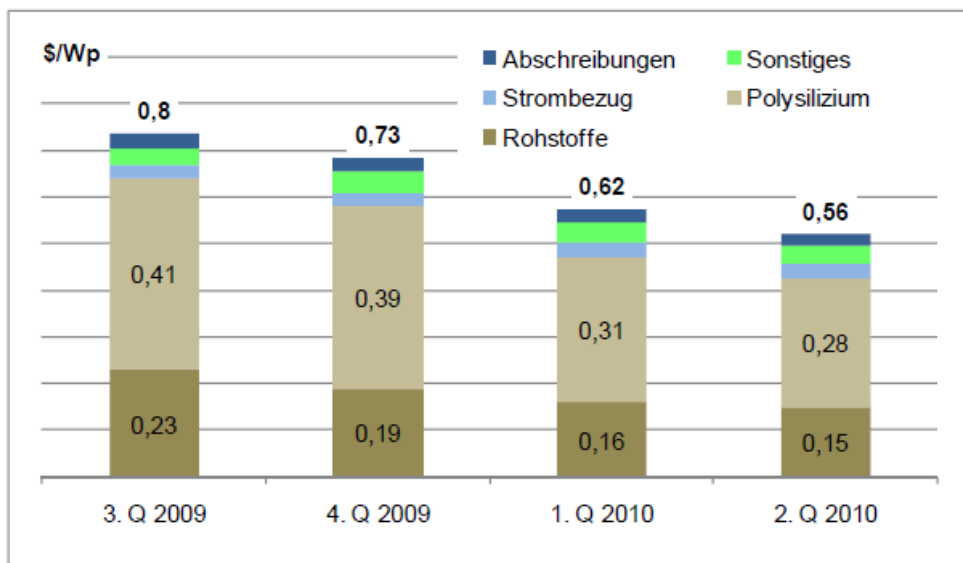


図3-9：ReneSola社のウェハー製造コスト構成の展開

原材料およびポリシリコンの調達、ReneSola社のコスト低下に最も強く寄与している。原材料費は、2009年第三四半期から2010年第二四半期までに35%、0.15ドル/Wpに下がった。ポリシリコンのコスト（2009年第三四半期）は、同時期に約32%低下した。インゴットの切断やウェハーの製造上でのプロセスや新しい方法で、コストはさらに低下するだろう。Kerf-loss（切断損失）方法により、ウェハーを20 μmの薄さで製造することができる。これは、太陽電池の変換効率を上昇させ、同時に製造コストを30%下げる。また超薄型ウェハーの製造もイオン注入によりさらにコストを下げることができるだろう。

スポット市場における販売価格

シリコンウェハー価格は、2008年にはまだ13ドル（8.70ユーロ）、または3.7ドル/Wp（2.5ユーロ/Wp、1ウェハーが3.5Wpの場合）を超えていたが、2009年には約四分の一まで価格は低下した。図3-10は、2009年9月からの単結晶および多結晶・ウェハーに対するスポット市場での販売価格を表示している（PVinsights調べ）。

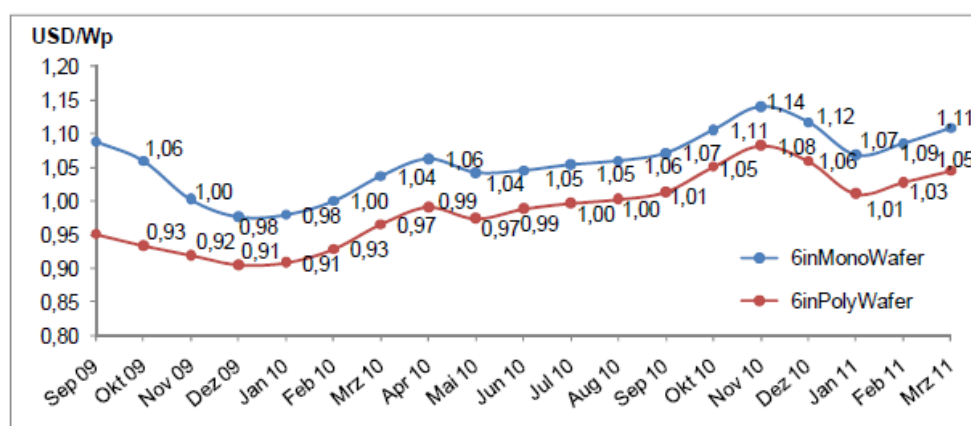


図3-10：スポット市場における多結晶および単結晶ウェハーの販売価格

グラフでは、スポット市場におけるウェハーの販売価格は2010年以内に世界各国で太陽光発電の需要が増加したことが確認できる。これは、この部門でのほかのデータとも重なるものである。2010年に需要が増加したことから、アジアのウェハー製造業者は3.80ドルから4.00ドルへ価格を

引き上げた。この傾向は2010年11月まで立証でき、その後は図3-10では、両タイプのウェハーの販売価格は再度低下すると示している。2011年3月に、多結晶ウェハーは3.66ドル/St.または約1.05ドル/Wp（0.75ユーロ/Wp）でスポット市場で販売された。図3-7に表示された販売価格は、2011年の契約価格0.44ユーロ/Wpより41%低い。

3.1.2.1.3 太陽電池価格

製造コスト

ドイツ最大の太陽電池製造業者、Q-Cells SEは、2009年第二四半期に太陽電池を0.44ドル/Wp（0.33ユーロ/Wp）で製造した。このコストは、電池製造のバリューチェーンに限ったものである。ウェハー価格が平均して約1.0ドル/Wp（0.74ユーロ/Wp）追加すれば（3.1.2.1.2項、図3-10を参照のこと）、太陽電池のおおよその総額費用が算出できる。ウェハー価格はしかし、契約価格によりかなり相違がある。図3-11は、抽出された電池製造業者における2009年第二四半期の直接製造コスト概要を表している。

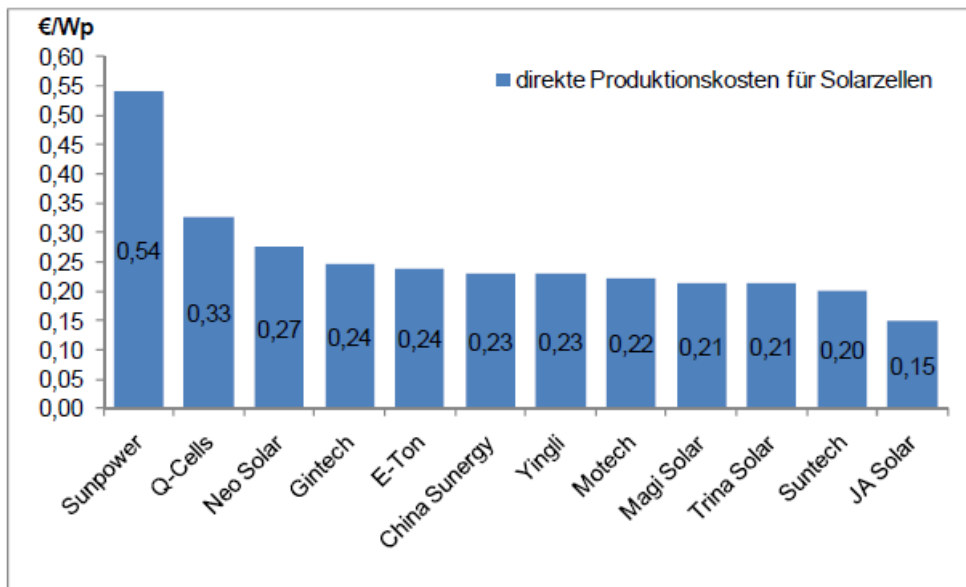


図3-11：抽出された電池製造業者の2009年第二四半期

表示されているドイツ企業は、2009年第二四半期において製造コストは上位部門にあったことがわかる。現時点での類似するコスト比較（2011年4月時点）は入手できなかった。表3-2および図3-12では、最大の太陽電池製造業者Ja Solarのコスト構造を分析する。

表3-2 : Ja Solar社を例とした、加工費および総額

| Ja Solar | 2007 | | | | 2008 | | | | 2009 | | | |
|--|------|------|------|------|---|------|------|------|------|------|------|------|
| | 1.Q | 2.Q | 3.Q | 4.Q | 1.Q | 2.Q | 3.Q | 4.Q | 1.Q | 2.Q | 3.Q | 4.Q |
| Prozesskosten [€/Wp] | 0,23 | 0,23 | 0,19 | 0,19 | 0,20 | 0,21 | 0,23 | | | 0,20 | | |
| Gesamte Pro- duktionskosten Solarzelle [€/Wp] | | | | | 2,60 | 2,08 | 1,49 | 2,55 | 1,21 | 1,26 | 0,95 | 0,86 |
| | 2010 | | | | | | | | | | | |
| Ja Solar | 1.Q | 2.Q | 3.Q | 4.Q | Quellen | | | | | | | |
| Prozesskosten [€/Wp] | | | | | Geschäftsberichte von JA Solar [101] | | | | | | | |
| Gesamte Pro- duktionskosten Solarzelle [€/Wp] | 0,83 | 0,94 | 1,04 | | IE-Berechnungen aus Angaben in der Bilanz v. JA Solar [101] | | | | | | | |

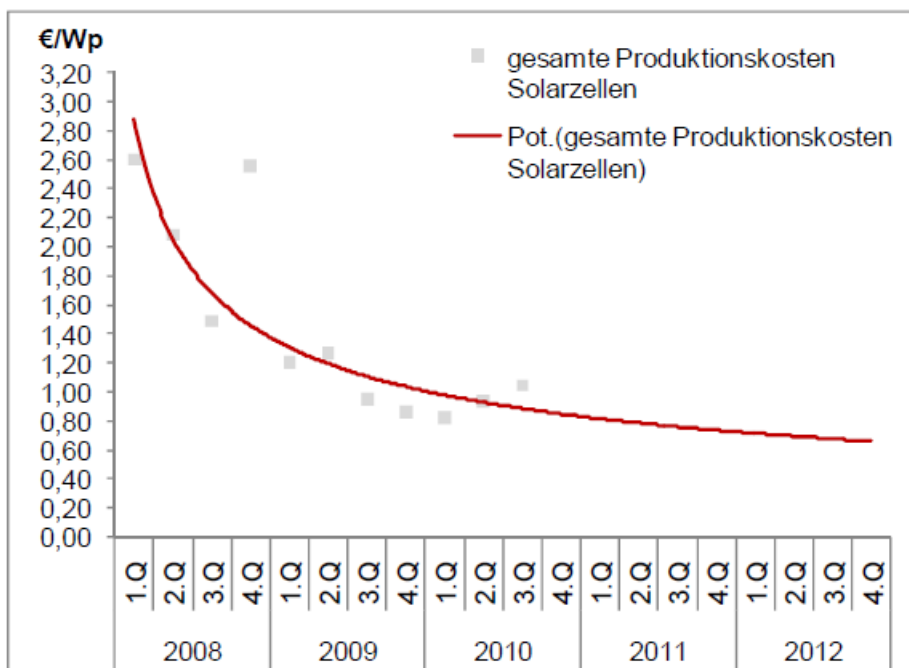


図3-12 : JA Solar社の太陽電池に対する総製造コスト

図3-12のグラフでは、表3-2の総額をポイントで表示している。現時点の市場条件の下で将来的なコストを導き出すため、トレンドを赤線で示す。これによると、電池製造の純粋製造コストは、0.14ユーロ/Wpより低く、電池の総額はJA Solarの場合、2011年第四四半期で0.80ユーロ/Wpの予測となる。台湾および中国企業は、2010年に太陽電池を0.15ユーロ/Wpから0.27ユーロ/Wp、0.20ドル/Wpから0.35ドル/Wpの製造コストで製造した。Q-Cells SE社は、約0.32ユーロ/Wp（約0.42ドル/Wp）で製造した。ここで重要なのは、ウェハーの先行工程に対する調達または製造コストがどの程度（高いか）であるかということだ。

スポット市場における販売価格

図3-13は、単結晶および多結晶の6インチ太陽電池のスポット市場価格展開を表している (PVinsights社による)。

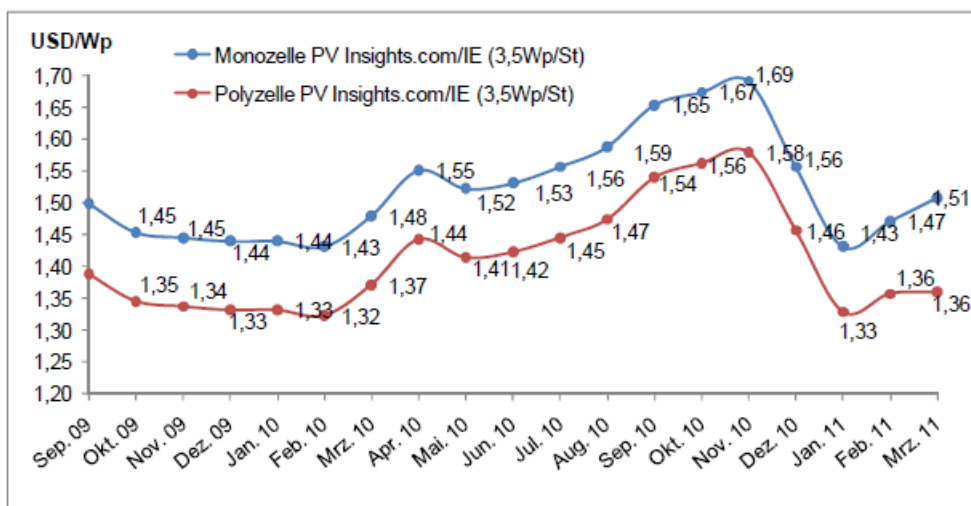


図3-13：スポット市場における多結晶および単結晶太陽電池の販売価格

表示されているのは、多結晶および単結晶太陽電池の、2009年9月から2011年3月までの価格曲線である。2010年は、スポット市場における販売価格は2009年よりも高い位置にあった。2010年11月には、スポット市場における価格では、多結晶（および単結晶）電池は1.58ドル/Wp（および1.69ドル/Wp）が最高額だった。2010年12月および2011年1月には、太陽電池価格は顕著に低下した。その後、価格は再度軽く上昇し、2011年3月には1.36ドル/Wp（および1.51ドル/Wp）であった。電池製造業者およびモジュール製造業者間で約定された価格のレベルに関しては、データがない。ただ、図3-13のスポット市場価格曲線はこの点で根拠点を示す。

3.1.2.1.4 モジュール価格

製造コスト

フォトン・コンサルティング社の調査は、事例として取り上げるクリスタル型モジュールを製造する、中国企業の現在および予測される製造コストを表示している。ここで得られた販売価格、もしくは予測される販売価格およびモジュールの製造コストは、図3-14に2009年から2013年の期間を対照表示されている。

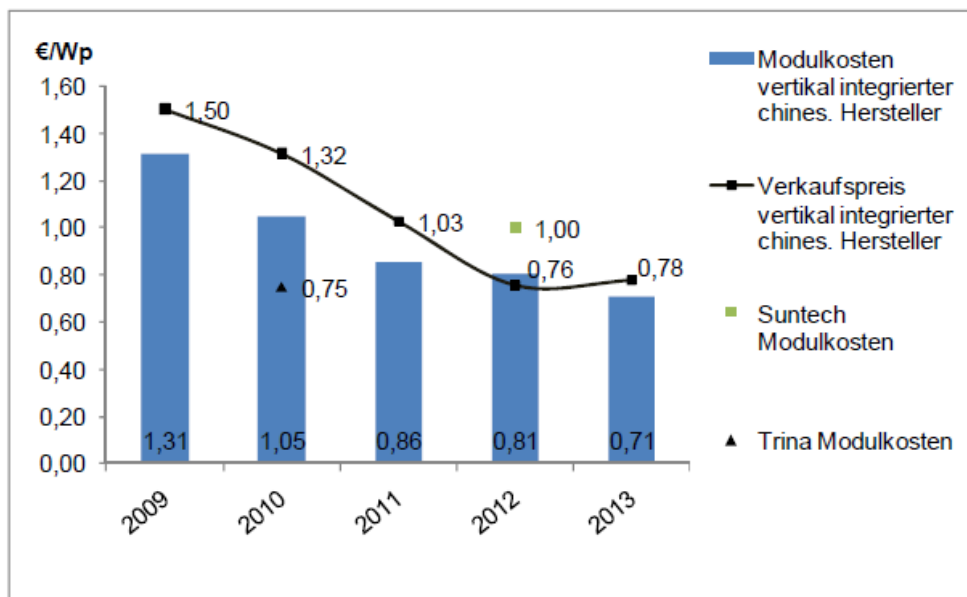


図3-14：中国製造業者のクリスタル型モジュールに対する製造コストおよび販売価格

これから、フォトン・コンサルティングは2011年から2013年まで更なるコスト削減を約17%算出している。2012年は製造コストはモジュールの販売利益よりも高いとする予測に対しては、一方でドイツ国内市場の縮小と他方で新規販売市場の獲得に関して、最安値のモジュール価格をめぐる競争が意味を持つ。2012年は、クリスタル型モジュールに対して確かに1ユーロ/Wpを下回る販売価格が予測されている。Trina Solar Ltd.がすでに2010年末に0.75ユーロ/Wpの価格でモジュールを製造した。Suntech Power Holdings Co. Ltd.は、2012年にはモジュールを1.00ユーロ/Wpで製造することもできると見込んでいる。様々な製造コストがあるのは、主に製造技術が多様であることによる。

pvXchange-価格指標

pvXchangeは、太陽光発電モジュールのオンライン取引市場であり、取引データのベースは月次で更新される。データに関するグラフは、専門誌“Photovoltaik”に毎月発表され、さらにpvXchangeのホームページに掲載される。中間域のモジュール価格曲線に関するグラフは、約1,500件のデータ、販売容量250MWpを収集したものである。

長期供給契約による価格の優位性は、pvXchange側の具体的なモジュール価格のモニタリングではまだ確認されていない。そのため、スポット市場としての取引プラットフォームは、全く最新のモジュール購入価格と捉えることができる。しかし、そこでの価格は契約上定められた卸値価格と異なる。著者は、ドイツ製のクリスタル型モジュール、欧州製（ドイツを含む）、日本、中国製のものの価格曲線を表示し、それぞれ週値（緑）および4週間のトレンド（オレンジ色）で示した。図3-15を参照のこと。

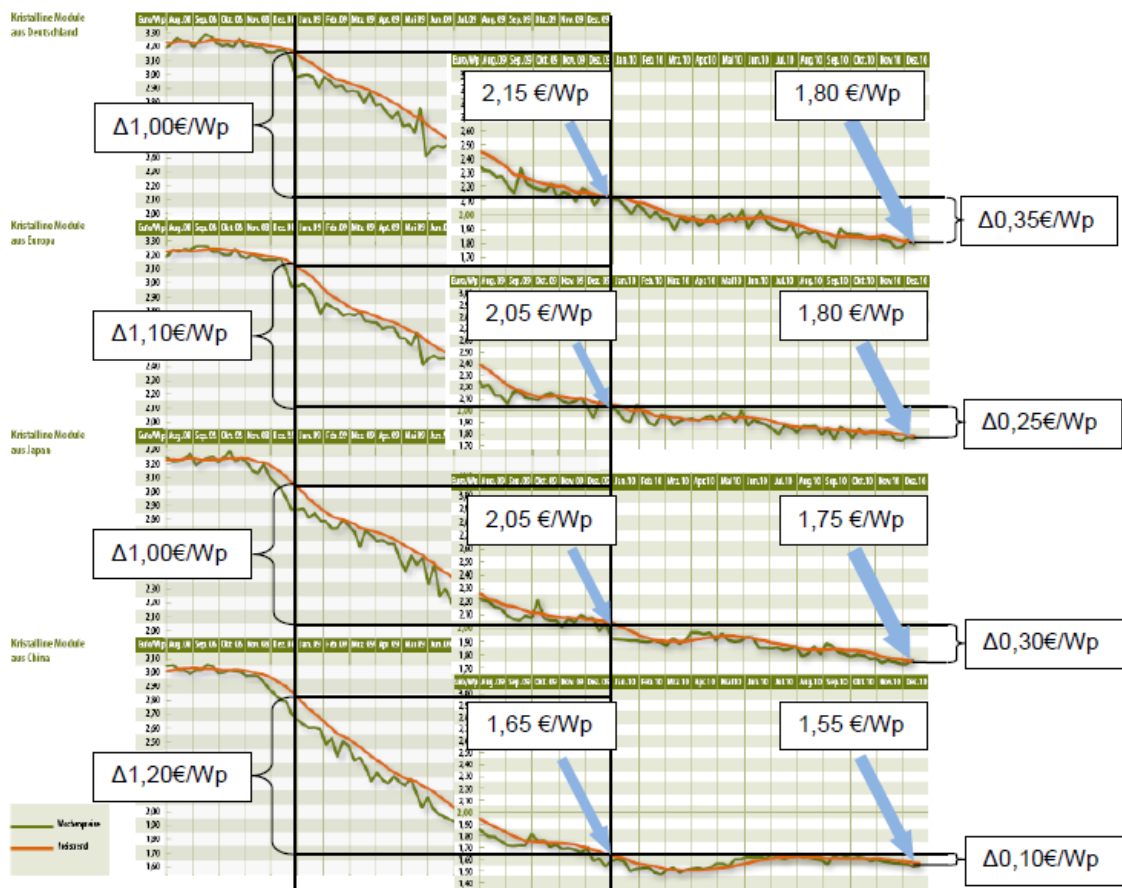


図3-15：ドイツ製、欧州製、日本製、中国製（上から）のクリスタル型シリコンモジュールに対するpvXchangeのモジュール価格指標。2009年1月から2010年12月。

図3-15は、2009年1月から2010年12月の持続的なモジュール価格の上昇を示しており、これはモジュールの製造国の別はない。2009年の価格後退は、しかし2010年のそれよりも強い。ドイツ製造業者のモジュール価格は、2010年1月は2009年1月よりも32%安価だった。2009年12月から2010年12月まで、ドイツ製の太陽光モジュール価格は2.15ユーロ/Wpから1.80ユーロ/Wpに低下、つまり16%下落した。中国製モジュールは、すでに2009年にはドイツ製モジュールよりも安価であったが、2010年の低下率はたった6%であり、そのため2010年末にはドイツ製モジュールとの価格差は0.25ユーロ/Wpとなった。

多様な製造業者の売り出し価格

製造業者およびモジュール技術ごとに区分した、最新の売り出し価格に関する概要は、Photon Profi Magazinが提供している。2010年12月には、安い単結晶モジュールが1.42ユーロ/Wp、多結晶モジュールが1.32ユーロ/Wpで提供された。

手工業者アンケートの解析

2011年2月に、プロジェクトパートナーSOKO（ビーレフェルド市）を介して設置業者562社にアンケートを実施し、2010年末から2011年末の間にクリスタル型モジュールに対する予測可能な価格低下を評価するか質問した（1.5章を参照のこと）。解析は図3-16に表示する。これによると、殆どの設置業者は2011年前半に10%までの価格低下を見込んでいるが、1年全体では過半数の設置業者が、さらに高い率の価格低下を見積もっている。

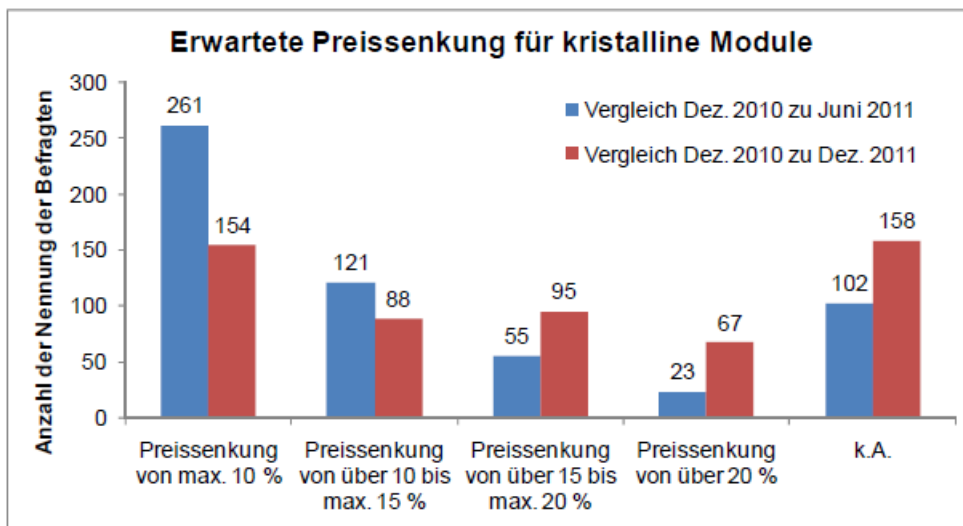


図3-16：手工業者アンケート解析による、クリスタル型モジュールに関する価格低下予測

3.1.2.2 薄膜モジュール

クリスタル技術と比較すると、薄膜モジュールのバリューチェーンの製造工程は少ない。薄膜モジュールでは、下記の種々の技術がある：

1. マイクロクリスタルおよびマイクロモルファス・シリコン

変換効率 8-11%（現時点で製造を達成している）

2. CISまたはCIGS（銅、インジウム、ガリウム、セレンに含有される）

変換効率 11-14%

3. アモルファス・シリコン（a-Si）

変換効率 6-7%

4. カドミウムテルル（CdTe）

変換効率 9-11%

モジュールタイプは、物質の構成により達成可能な変換効率が異なる。以下のコストおよび価格考察に対し、モジュールコストおよびモジュール価格を（ソース別、さらに技術的に個別）表示している。3.1.2.4項で、両方のモジュールタイプ（クリスタル型および薄膜モジュール）とBOS-コンポーネントの価格考察を述べる（2.2章を参照のこと）。

3.1.2.2.1 モジュール価格

製造コスト

CdTe-モジュール

薄膜製造業者（CdTe）最大手のFirst Solar社は、2014年までにモジュール製造コストを0.52ドル/Wp（0.37ユーロ/Wp）に削減する立場にあることを認識している。2010年第二四半期にFirst Solar社は、製造コストを3セント（\$Ct）引き下げ、0.81ドル/Wp（0.62ユーロ/Wp）とすることができた。市場リーダーは、アリゾナの本社にある製造ラインに関して、表3-3に表示された製造コスト展開を発表している。

図3-3：First Solar社製薄膜モジュールの中間域製造コスト

| Produktionszeitraum | Durchschnittliche Produktionskosten in | |
|---------------------|--|------|
| | \$/Wp | €/Wp |
| 2006 | 1,40 | 0,93 |
| 2007 | 1,23 | 0,82 |
| 2008 | 1,08 | 0,77 |
| 2009 | 0,87 | 0,64 |
| 2.Quartal 2010 | 0,76 | 0,58 |
| 3.Quartal 2010 | 0,77 | 0,57 |

表3-3は、売上原価（COGS、Cost of Goods Sold）を示す。さらにこれに、それぞれ研究および開発費用、経営・管理コスト、新規ラインの製造工程コストを追加しなくてはならない。そして、2010年第二四半期には製造コストを約1.06ドル/Wp（約0.82ユーロ/Wp）にて納入。フォトン・コンサルティングは、複数の薄膜モジュール製造業者を分析した（図3-17参照）。さらに、2009年から2013年の中間および最安値の製造コストも含むものだ。

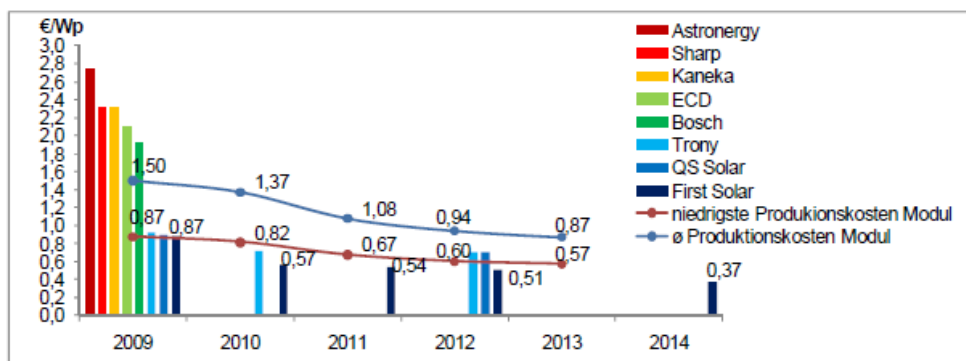


図3-17：製造業者別の製造コストおよび製造コスト曲線

この図から、薄膜モジュールの平均的製造コストは、2009年の1.50ユーロ/Wpから、2013年には0.87ユーロ/Wpに低下することが予測される。これはコスト引き下げ率42%に相当する。グラフでは、さらに現在のコストリーダー、First Solar社、Trony社およびQS Solar社が確認できる。Trony社およびQS Solar社では、2012年には製造コスト0.70ユーロ/Wpを見積もる。First Solar社はすでに、2010年以前にこの値を達成した。

CIGSモジュール

Q-Cells SE社は、2009年にCIGSモジュールの製造コストを2009年末で1.55ユーロ/Wp、2010年末で1.07ユーロ/Wpと呈示した。新規製造ラインには、2010年末で0.78ユーロ/Wpを見積もった。2011年末には、製造コスト0.69ユーロ/Wpを予測した。Manz Automation AGは、CIGSモジュールターンキー製造施設に特化した。この会社は、ドイツ国内の生産拠点での製造コスト、0.85ユーロ/Wpから0.87ユーロ/Wp、またアジアの生産拠点では0.65ユーロ/Wpから0.75ユーロ/Wpを期待している。

単結晶モジュール

Oerlikon Solar AGは、ソーラーモジュール生産設備を製造する。ThinFabとは、変換効率約10%をもつ、アモルファスおよびマイクロクリスタル（マイクロモルファーム）シリコンの薄膜タンデム型モジュール製造のためのターンキー120MWラインのことである。2012年は、そのため製造業者によると製造コストは0.50ユーロ/Wpを達成するという。

スポット市場における販売価格

図3-18では、スポット市場における価格下落が、アモルファム・シリコンおよびCdTeモジュールに対しても2009年1月から2010年12月に顕著に見られる。ここで表示されているのは、それぞれ5週間のスライド式の平均的なスポット市場価格である。アモルファム・シリコンモジュールは、2009年2月に最高額2.87ユーロ/Wpを達成し、2010年11月には0.87ユーロ/Wpで最安値であった。スポット市場価格は、過去2年の間につまり約70%下落した。CdTeモジュールは、2009年2月に2.18ユーロ/Wpで最高額、2010年12月に1.13ユーロ/Wpで最安値であった。これは、スポット市場におけるCdTeモジュールの価格下落48%に相当する。

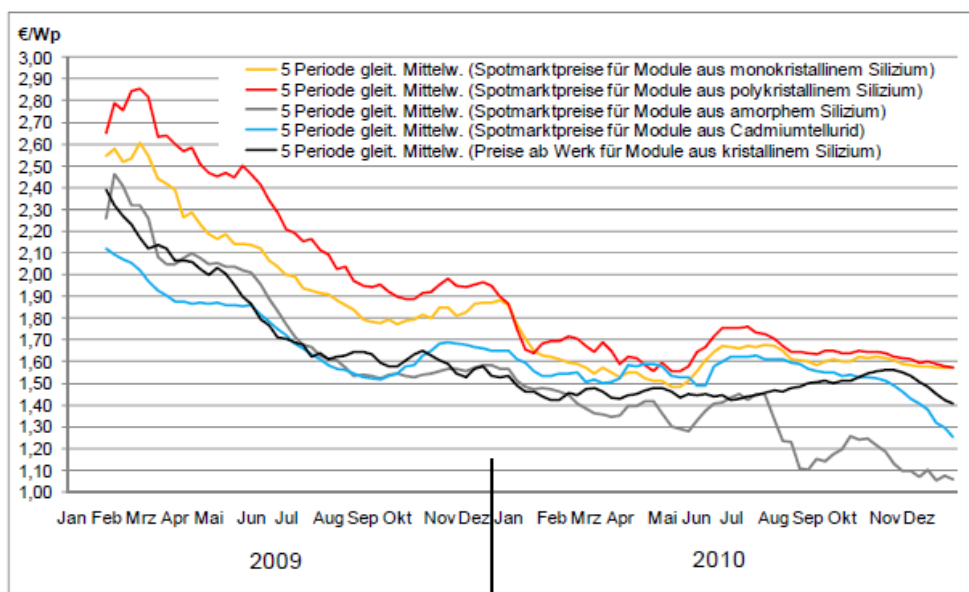


図3-18：全モジュール技術のスポット市場価格比較

製造業者別の売り出し価格

薄膜モジュールに対しても、Photon Profiは業者別の価格を調査した（図3-19参照）。

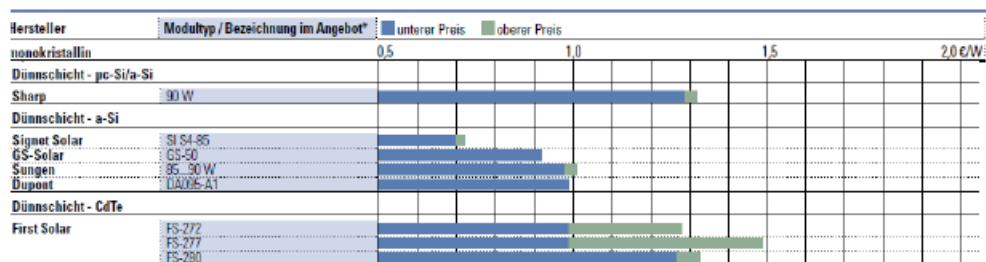


図3-19：薄膜モジュールの売り出し価格（2010年12月時点）

最安値のアモルファム・シリコンモジュールは、Signet Solar社が2010年12月に0.69ユーロ/Wpで売り出した。First Solar社のCdTeモジュールは、調査時点では最高額の売り出し価格であった。

3.1.2.3 モジュール技術別のスポット市場価格比較

図3-18は、Photon Profiのスポット市場価格を含む。これはそれぞれ5週間のフライド式中間値を、2009年から2010年の期間での平滑化した価格曲線を得るために、まとめたものであり、多様

な技術に対して5つのトレンド曲線からなる。これは、モノクリスタル・アモルファース、ポリクリスタル・アモルファース、CdTeモジュールおよびクリスタル型モジュール工場渡し価格のスポット市場価格曲線を示している。

2009年は、CdTeモジュールが殆ど通年で最も安値のモジュール技術であり、秋まではアモルファース・モジュールはさらに安値で入手することができた。2010年末まで、アモルファース・モジュールはCdTeモジュールや他の全てのモジュール技術に比べて、価格の優位性を拡大した。2010年12月に、アモルファース・モジュールは0.87ユーロ/Wpでそれまでの価格底辺に達した。CdTeモジュールは、2009年9月まで価格は下落したが、その後2009年11月まで軽く上昇した。2010年4月から6月まで、CdTeモジュールはそれぞれどこかクリスタル型モジュールよりも高額であった。7月から価格はまた上昇したが、クリスタル型モジュールの価格の下方を維持した。2010年8月から、CdTeモジュールの価格は明らかに下がり、2010年12月に1.13ユーロ/Wpの底値に達した（3.1.2.2.1章を参照）。ポリクリスタル・モジュール価格は、基本的にモノクリスタルよりも終始高額だった。Photon Profilはこの傾向を、アジアのまだ広く周知されていない製造業者から、モノクリスタル型電池が過剰に売り出されていることが価格指標に影響していると理由付けている。

両方の技術の価格は、2009年秋まで強い上昇傾向により、平行する波型動向にあった。ポリクリスタルおよびモノクリスタル・モジュールは2010年末には、スポット市場において1.60ユーロ/Wpを下回り販売された。

両方のクリスタル型技術のスポット市場価格は、工場渡しのクリスタルモジュール価格においては商社（販売者）の収益マージンの判断による。2010年末には、販売価格とスポット市場価格の差は顕著に開く。バリューチェーン全体での製造コストが低下することが明らかになった。工場から大口需要家に受渡しするバリューチェーンの中で、需要が十分にあるためすべてが受け渡しされるわけではないため。しかし、2010年最終四半期では、すべてのモジュールタイプにおいて価格は上昇傾向であった。

3.1.2.4. BOSコスト

BOSコスト（BOS : Balance of System）の定義下では、発電電力の供給に必要なモジュール以外の部品全部が包括される。ここでは特に、インバータ、ケーブル、台、および全ての設置作業を示す。

3.1.2.4.1 インバータ価格

インバータ製造者の一覧（定着企業）および製造容量は、2.2章を参照のこと。

製造コスト

SMASolar Technology AGは、現在インバータ製造業者のリード企業である。SMAは、インバータを原料コスト約11Ct/Wpで製造する。インバータが一時的に逼迫していたことと、製品の品質（変換効率、平均98%）により、SMAは特出した市場ポジションを確立した。Photon Laborsの分析によると、韓国の製造業者Dasstech Co Ltd.は、SMAを市場で猛追している。Photonの価格分析によると、Dasstech社のインバータは3.3kWpであり、原料コスト5.23Ct/Wpにつながるからだ。生産力の上昇と部品の大口需要家がいることから、さらに原料コスト3Ct/Wpまで達成することが可能であるようだ。さらに、大規模なインバータにはスケールメリットがこれに加わる。インバータの購入に際しては、購入者と製造者の保障契約が重要である。なぜなら、市場に新規参入した企業はまだ長期的な経営経験に乏しいからだ。そのため、現在のリード企業の市場ポジションにすぐにとって変わるとは考えにくい。

原料コストのほかに、その他費用（人件費、運営など）も考慮しなければならない点だが、こ

の点における金額はデータがない状態である。

卸売価格

インバータの販売価格の設定には、Solarbuss.comのウェブサイトを使用した。このサイトでは、月次でインバータの価格使用を表示している（図3-20）。2009年5月から2010年9月までの、インバータ取扱企業、平均29社のデータを手に入れた。約950製造業者または事業者、および280のインバータモデルの、上記期間の平均を月次で決定した。

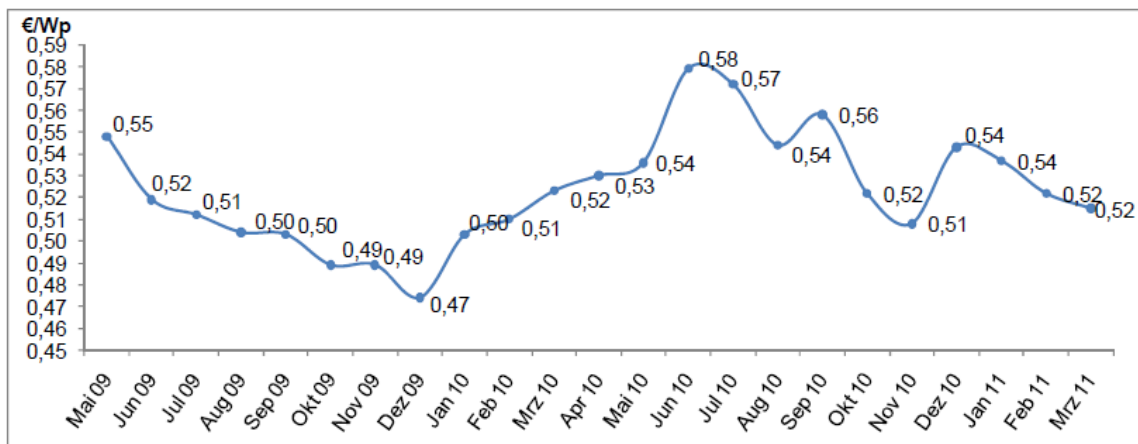


図3-20：Solarbuss社のインバータ価格インデックススポット市場価格

図3-20では、2010年1月から9月のインバータ価格の上昇が、前年に落ち込んだあとで認められる。表記期間における最高価格は、インバータが平均して0.58ユーロ/Wpであった2010年6月に到達した。

売り出し価格

インバータの売り出し価格は規模クラス5kW、5kWから10kW、10kWから100kWごとにPhoton Profi専門雑誌に月次で発表されている。図3-21は、2010年の価格を示す。

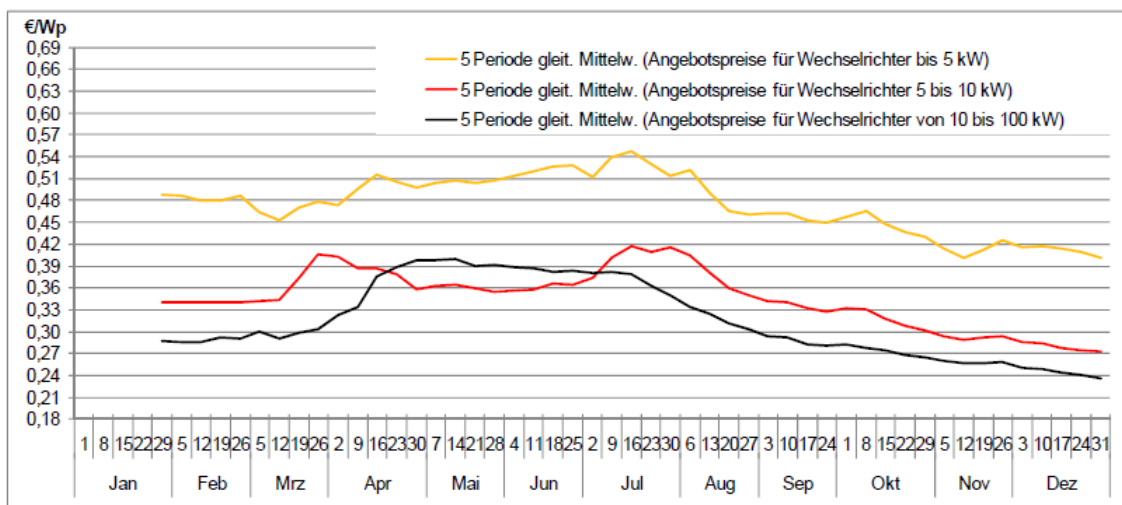


図3-21：規模クラス別インバータ売り出し価格－2010年

ドイツ国内で2010年7月まで需要が高かったことから、価格がほとんど継続的に上昇した後、2010年12月までに、図表上の3規模クラスすべてにおいて、価格は下落した。

売り出し価格は、第三者の意見（プロジェクト推進者や太陽光発電設備者）でも、WRにつき約20–30Ct/Wpを見積もることから認められるものだ。屋根設置型5kWpに対する小さめのインバータ価格は（モデルケース1）、つまり約1,000ユーロから1,500ユーロの間に位置することになる。Solarbuzzにより記録されたスポット市場価格に関する、表示売り出し価格の差は（図3-20）、スポット市場において短期的に入手可能であったことのほかに、為替市場の変動が影響している。これはSolarbuzzインデックスの価格がドルで記録されることによる。

3.1.2.4.2 設置システム価格

過去において、設置システムの項目はコスト算出において、それほど考慮されてこなかった。これは、基礎構造部コストは、200ユーロ/kWpから400ユーロ/kWpであり、モジュールコストが高いことにくらべてシステム価格内でそれほど大きな割合を占めなかったことによる。太陽光発電設備は、（以前より）ずっと安く市場にて入手することができる。つまり、設置システムの費用割合は相対的に上昇し、システムに対するコスト低下の潜在性に対しては関心が高まった。太陽光発電設備の設置システム価格は、設置（場所の）カテゴリーにより大きくことなる。たとえば、切妻屋根、平面型屋根またはフリースペースなどによる。さらに、積雪による負荷や風力負荷などのコストファクターがかかる。設置システム価格は、10Ct/Wpから30Ct/Wpの間である。小規模の屋根設置型設備（モデルケース1）に対しては、設置台コストが約500ユーロから1,500ユーロ。フリースペース施設には、30Ct/kWpの設定が妥当である。これは普通、積み上げが必要になるからである。文献では、価格表示は設置スペース1平方メートルあたりをユーロで示している—たとえばPhotonによると50ユーロ/m²である。新規の設置システムは安くなってきている。新規の数多くは、10ユーロ/m²から20ユーロ/m²である。新規で価格も安い設置台は、約750ユーロ（15ユーロ/m²およびkWpあたり10m²の場合）を見積もることができる。

3.1.2.4.3 設置費用

設置費用には、モジュールを付属する設置システムで施設の立地場所（屋根またはフィールド）に設置するのに必要な人権費が含まれる。これには約20Ct/Wpを計上する。当部門の他のデータによると15Ct/Wpという値もあり、これは基準値の下限値と考えられる。したがって、5kWp設備の設置コストは約750ユーロから1,000ユーロまで低下する。

設置コストの削減効果は、モジュールレイアウトや設置台の開発が迅速に行われ、安価な設置が可能になれば実現される。これは、ドイツ国内の専門的能力をもった人材の報酬コストが、どちらかといえば低下するよりは、上昇するからだ。

3.1.2.4.4 足場コスト

特に屋根の上に設置する設備には、モジュール設置用の足場が必要である。コストは、屋根のタイプにより（切妻屋根、平屋根）5Ct/Wpから10Ct/Wpの間で変動する。

3.1.2.4.5 貨物運賃

様々な部品の輸送には、貨物運賃がかかる。このコストは、金額3Ct/Wpとして計算できる。

3.1.2.4.6 送電網接続コスト

過去において、施設運用者と送電系統運用者間において、送電網接続コストに関して誤解があったため、事前に法的背景を少し詳細に見ていくべきであろう。

法的背景

EEG第13条は、再生可能エネルギーによる発電施設の送電網接続コストの責任を定めている。

送電網接続点（電力供給点）への接続に関してかかるコストは、施設運用者が担う。EEG第14条によると、送電系統運用者は送電網接続点からの送電網拡大のためのコストを担う。送電網接続点は、各施設への電圧範囲で2地点間の最短距離に合わせなくてはならない。送電網接続点の特性に関する詳細への解決法は、EEG第5条1項から5項に述べられている。その際重要なのは、どの点が技術的にまた経済的によりよい接続点であるかということだ。ここでは、連邦裁判所の判断による経済全体の中のコスト比較を実施すべきであろう。

コスト

送電網接続コストは、ケーブル、敷設作業（穴掘作業）、専門技術者による接続などのコストを総合したものである。5kWpまでの小規模設備の場合は、送電網接続コストは11Ct/kWpから24Ct/Wpの間であり、30kWpまでの設備の場合は、規模により約60Ct/kWpからとなっている。規模の大きめな施設に対しては、コストは上がり格差が大きい。より高い電圧範囲での電力供給に関しては、約50,000ユーロの変圧ステーションの装備が必要になるだろう。

リーススペース施設の場合、特に地方では送電網接続点が遠距離にあることもある。これは、ケーブル敷設や必要な穴掘作業コストが施設運用者にかかる結果をもたらす。そのほかの作業や送電網接続点までの導線などに、約30Ct/Wpを見積もればよいだろう。

3.1.2.4.7 保険、賃貸、管理費用

これらの費用には通常、太陽光発電施設の投資コストの0.5%を年間で見積もる。具体的には、5kWp設備の場合、年間約70ユーロまたは1.4Ct/Wpを保険、賃貸、管理にかけている。

3.1.2.4.8 保守費用

保守費用には通常、太陽光発電施設の投資コスト1.0%を年間で見積もる。具体的には、5kWp設備の場合約140ユーロまたは2.8Ct/Wpを保守対策として考慮すべきであろう。保守費用は、故障部品（ソーラーケーブル、設置システムなど）の交換や設備用品の交換などに係るコストであり、事業初年はどちらかと言えば少なく見積もられる。

3.1.2.4.9 その他のコスト

特にリーススペース施設に対しては、柵囲いや監視システム技術などのコストがかかる。さらに土地はまず均して（施設に適切な状態に）準備する必要があることを前提とすることがあるだろう。これは転用地に関して特にいえることであり、太陽光発電リーススペース施設に対する固定買取価格の新規規定を通して、使用される転用地を指す。そのほかにも特に、1MW以上の大規模リーススペース施設に対しては、人件費も計上しなくてはならない。通常は、0.2MAから0.5MAを年間で見積もる。これは、1MW施設の場合は8,000ユーロまたは0.8Ct/Wpの人件費に相当する。

3.1.3 バリューチェーンに沿った今後の価格およびコスト設定

バリューチェーンに沿った現在の、クリスタル技術と薄膜技術の製造コストおよび販売価格を分析した後、今後のコストおよび価格の展開に関する判断を述べる。

3.1.3.1 クリスタル技術および薄膜技術のコスト分配予測

太陽光発電システムは、モジュールとBOSコンポーネントという主要部から成り立っている。クリスタル技術は、モジュールのコストに占める割合を60%、BOSに関しては全体のシステム内で40%。薄膜技術の場合、分配はそれぞれ50%とすることができる。図3-22および図3-23は、両方の技術のコスト分配を表示している。

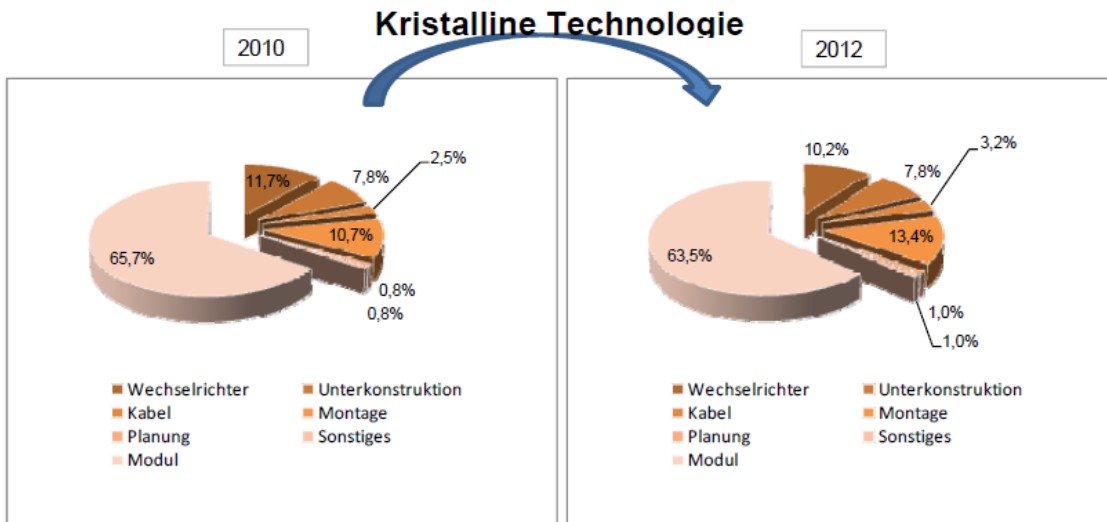


図3-22：クリスタル技術のコスト分配予測（2010年から2012年）

図3-22からは、モジュールの占めるコスト占有率は縮小し（65.7%から63.5%）、BOSコンポーネントのコスト占有率が増加している（34.3%から36.5%）ことが認められる。設置およびケーブルコストは、重要性を増し、インバータおよび基盤構造は相対的に見て、コスト低下が早めであるため、重要性を失うように見える。

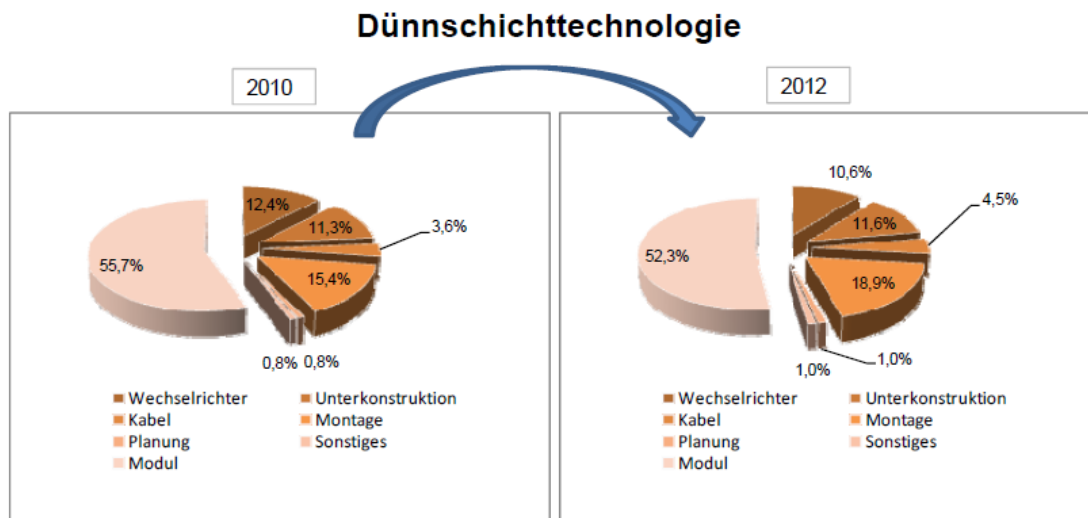


図3-23：薄膜技術のコスト分配予測（2010年から2012年）

図3-23からは、モジュールコストのコスト占有率は、クリスタル技術の場合よりも小さい（約55%）ことが見て取れる。これに対応して、BOSコンポーネントのコスト占有率は高い。インバータに対しては、クリスタル技術の場合と同様にコスト後退を前提として想定できる。プランニングおよびそのほかの費用（保険、貨物運賃、メンテナンス、設備の保守）のための絶対的な占有率は、変化ないが比較的軽めに増加している。総括すると両方の技術において、コスト比重はモジュールから、BOSコンポーネントへ重きを置くかたちになってきているといえるだろう。

3.1.3.2 バリューチェーン内のコスト削減傾向に関するデリバティブ

さらなる生産施設の拡大（2.1章を参照のこと）や太陽光施設建設における技術的な進歩は、図3-24に見られるような、コスト削減の潜在性が非常に異なる形で現れる結果を生み出した。

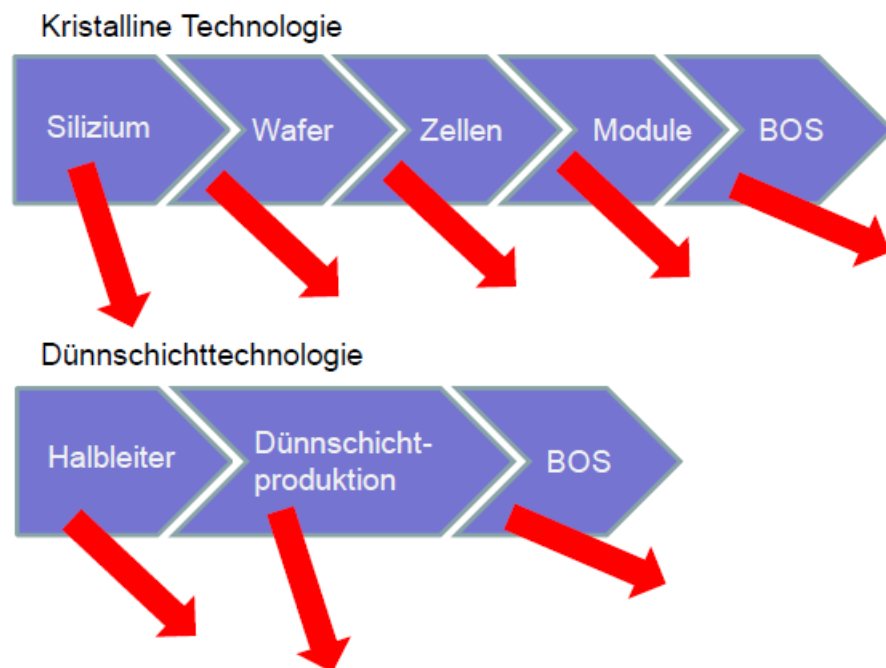


図3-24：クリスタル技術および薄膜技術に対するバリューチェーン内でのコスト削減傾向

矢印は、バリューチェーン内で、個別に異なるコスト縮小の潜在性の度合いを表す。コスト縮小の潜在性はつまり、クリスタル型および薄膜技術でのバリューチェーン全てにおいて存在する（全ての矢印は下方を示している）。最も強い削減の潜在性は、シリコン製造の場合であり、新規工場の設立による過剰生産（2.1.1.1項を参照のこと）および新規製造ラインでの大量生産を通して薄膜製造での過剰生産が起こったことによる。ウェハー、電池、モジュール製造の場合、削減ポテンシャルは低めである。インバータや台の場合の（コスト）削減は、BOS費用縮小の主軸となるであろう。その一方でBOSコンポーネント（設置、ケーブル、プランニング、そのほかの部品）は固定費用として残るため、コスト縮小傾向にブレーキをかけるであろう。

3.1.3.3 2011年および2012年におけるクリスタル型および薄膜技術の価格展開

全システムの今後の価格展開は、コストまたは価格削減の実現の可能性が高い、ボトムアップ段階から示す。3.1.2項および手工業者アンケート結果（3.1.2.1.4項および3.3.1.1項）で示す、両方の技術のバリューチェーンに沿った価格およびコストは、予測に対する基本データとなる。

その際、平均的システム価格に関する見解のみが示され、施設部門ごとに特有の価格に関して見解を述べることはできない。納品者との既存の購入契約により、規模の同じ施設であってもシステム価格に大きな差がでることがある。規模が異なる施設の場合、さらにこの差が大きくなることが予測される。さらに、バリューチェーンにそった価格展開の評価は、太陽光発電市場が非常にダイナミックで新しい市場であることでより厳しいものとなるであろう。2011年および2012年の価格展開の評価は図3-25および図3-26に示す。価格展開は、それぞれ異なる価格展開が予想されるため、技術ラインごとに分ける。

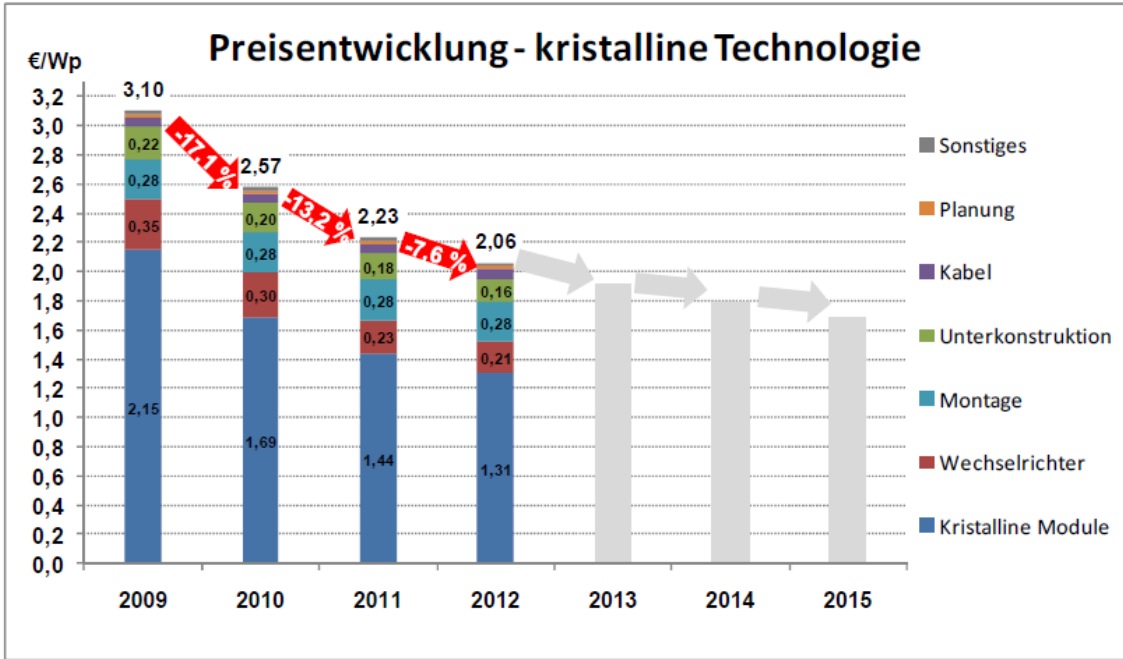


図3-25：クリスタル技術の価格展開（2011年、2012年）

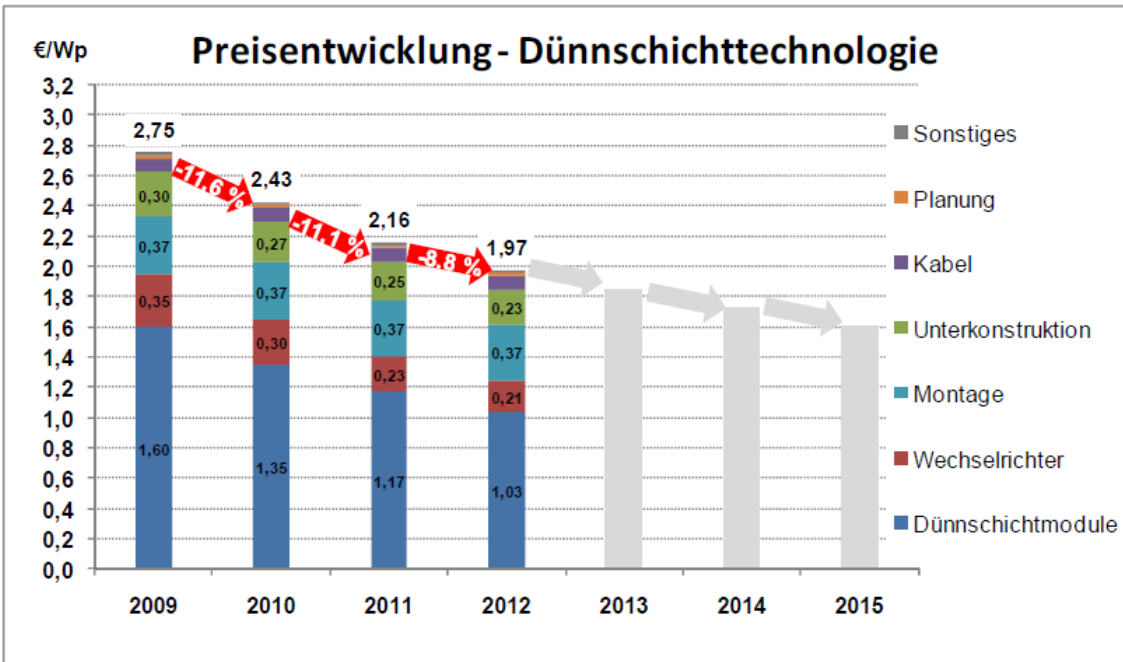


図3-26：薄膜技術の価格展開（2011年、2012年）

設置、ケーブル、プランニング、そのほかの部品の価格は、太陽光発電施設の固定価格を構成する。モジュール、インバータ、基盤構造の価格は変動する。これらの価格コンポーネントは、さらに下落することを前提としている。クリスタル技術の場合、2011年は2010年比約13%の価格低下を予想している。2012年は、さらにコストは低下しさらに約8%の低下を予想している。薄膜技術の場合、2011年にシステム価格平均は2010年比約11%後退した。2012年にはさらなる価格低下を2011年比約9%と見積もる。その翌年に対しては、棒グラフの相当箇所を灰色で示す。これは価格展開がまだ明白に予測できないためである。2011年には、施設の規模によらず、クリスタル型技術の平均的システム価格は2.23ユーロ/Wp、薄膜技術に対しては2.16ユーロ/Wpを見積

もる。2012年には、クリスタル技術に対する平均的システム価格は、2ユーロ/Wp強であり、薄膜技術は2ユーロ/Wpを下回ると予測する。基本的にモジュールおよびインバータ価格の低下がこの低下傾向に拍車をかけたといえる。さらに、欧州の殆どの市場において、固定買取価格の低減が計画されており、このこともコスト低下に圧力をかけることになる。

3.2 融資形態

3.2.1 投資家グループ

太陽光発電設備への投資家は、基本的に2つのグループに分けられる：個人および機関投資家である。この2つのグループには、図3-27に表示された投資家タイプが属する。

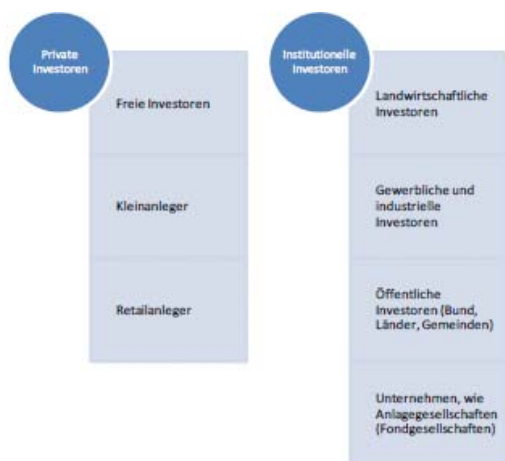


図3-27：太陽光発電設備への投資家グループ一覧

設備容量に様々な投資家グループが配分されている様子や、2009年から2010年にかけての増設に、どのように投資家グループが施設の規模クラスごとに配分されているかは、1.5項から理解できる。資料として、2011年2月に実施されたSOKO（市場調査会社）の手工業者アンケートを利用した。

3.2.2 融資構造

投資家の他人資本が太陽光発電設備の融資に関して、どの程度の割合であるかという点について、SOKO手工業者アンケートは4つの質問を分析した。融資および他人資本の受け入れに関する点の分析結果は、表3-4に表示している。

表3-4：企業のアンケート回答の分析結果－他人資本の太陽光発電設備への融資

| Finanzierung ohne Aufnahme von Fremdkapital (FK) | Landwirtschaftliche Investoren | Private Investoren | Gewerbliche Investoren |
|--|--------------------------------|--------------------|------------------------|
| Anzahl ohne FK | 11 | 28 | 6 |
| Anzahl der Antworten insgesamt | 366 | 504 | 333 |
| Anzahl der möglichen Antworten | 562 | | |
| Anteil der Befragten mit Antworten | 65% | 90% | 59% |
| Anteil der Investoren ohne Fremdkapitalaufnahme | 3% | 6% | 2% |

アンケート回答結果は、図3-28に投資家グループおよび他人資本受け入れ傾向ごとに総括した。

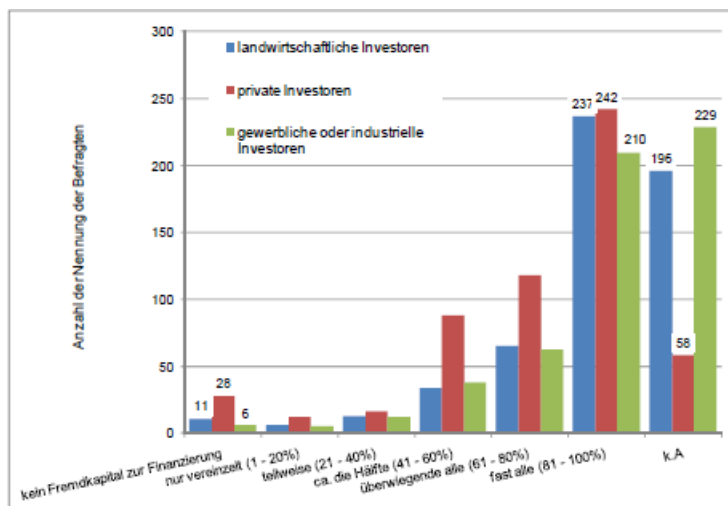


図3-28：他人資本の投資家グループの数（%）

農業投資家に関しては、約65%のアンケート回答者が、殆ど全員が太陽光発電設備の融資に他人資本を投入すると記入した。他人資本の受け入れなしで運用する農業投資家であると回答したのは、回答者の約3%だけだ。

個人投資家に関しては、アンケートを行った設置型設備の約50%が、殆ど全て他人資本を融資に投入すると回答している。他人資本なし、とは回答した個人投資家の約6%である。商業または産業投資家に関しては、約60%が太陽光発電の融資に他人資本を投入することはごく普通だと考えている。他人資本の受け入れなしでも融資するとの回答は2%のみ。

全体的に、他人資本の投入は全ての投資家グループでふつうであるという認識が確認できる。しかし、自己資本の割合についてはアンケートされていない。

3.3 実質発電コスト

以下の章では、実質発電コストを5つのモデルケースに対して算出する。5つのモデルケースは、まず2009/2010年に連邦ネットワーク庁に申請された太陽光発電施設（第1章1を参照のこと）の設備容量の（申請）頻度により選択し、またさらに本研究の委託者との調整により選択した。表3-5は、代表的な太陽光発電施設に対する実質発電コストを算出し、参考にする5つのモデルケースを表示している。

| | モデルケース1 | モデルケース2 | モデルケース3 | モデルケース4 | モデルケース5 |
|---------------|----------------|----------------|---------------|--------------|-------------|
| タイプ | 屋根設置型 | 屋根設置型 | 屋根設置型 | フリースペース | フリースペース |
| 設備容量 (kWp) | 5 | 30 | 1,000 | 1,000 | 20,000 |
| 発電量 (kWh/kWp) | 900 | 900 | 900 | 950 | 950 |
| 使用技術 | モノクリスタル・シリコン電池 | ポリクリスタル・シリコン電池 | 薄膜電池 CdTe 型 | 薄膜電池 CdTe 型 | 薄膜電池 CdTe 型 |
| 施設運用者 | 個人 | 個人 | 事業者（工業屋根の賃借人） | 事業者（農地地の賃借人） | 投資信託会社 |

表3-5：代表的な太陽光発電施設モデル1-5

モデルケース1 - 屋根設置型設備-5kWp

この設備は小規模な屋根設置型設備を代表するモデルであり、典型的なケースでは1世帯または2世帯住宅に取り付けられているものである。このモデル選択基準は、連邦ネットワーク庁に、2009年の第3四半期までに登録された施設（第1章1を参照のこと）の施設規模の配分状況を参考にした。このシステムは、kWあたりの発電設備コストが最高値となっている。これは、設置やプランニングに係る個人的な出費が他と比較した場合、一番高いからである。またここではクリスタル（結晶）型モジュールが利用されている。

モデルケース2 - 屋根設置型設備 30kWp

この設備規模は、中規模設備を代表するモデルであり、典型的なケースでは納屋の屋根、または規模の大きめな住宅区に設置されているものである。選択基準には、上記と同様に連邦ネットワーク庁の統計を基にした。統計上、この設備規模に集中した配分状況が見られた。

このモデルは、固定買取価格第1段階の上限に位置するため、モデル2の設備の選択を魅力的なものにしている。5kW施設と比べて、この規模の設備はプランニング、設置、場合によっては数量割引などの発電設備コストを削減することができるため、システム価格を比較的安く抑えることができる。ここでは、クリスタル型モジュールを利用している。

モデルケース3-屋根設置型設備 1,000kWp

この設備規模は、多数の個別ジェネレータ、または1物件の複数の屋根に設置されている個別システムから構成されている、大規模の屋根設置型設備を指す。このような設備モデルは、薄膜モジュール（CdTe）を敷設する。発電設備コストの削減は、ほかのモデルケース1や2に比べて、モジュール数が多いことや屋根への設置部品などで特出している。

モデルケース4-フリースペース設備 1,000kWp

この設備規模は、小規模のフリースペース設備で薄膜モジュール（CdTe）を利用したものを指す。屋根設置型設備と比較して、システム価格が低いのは大口割引や設置方法および使用したモジュール技術による。

モデルケース5 - フリースペース設備 20,000kWp

この規模のフリースペース設備は、標準化効果を導入している。これは、多様な部品の製造やモジュールテーブル、インバータの設置やケーブルの敷設に際して、標準化を通して非常な削減効果を得られることを意味する。

3.3.1 実質発電コストに関するインパクトファクター

実質発電コストに及ぼされる影響は、モデルごとに特有のものほかに、太陽光発電モジュールの価格動向やシステム価格を分析し下記に類型化する。

3.3.1.1 太陽光発電施設に対する具体的なシステム価格

太陽光発電システム全体の具体的な価格動向の様相は、様々な資料で裏づけされている。これらの資料は、下記に手短かに紹介する。まず1は、完全に設置が完了した屋根設置型設備に対する最終消費者価格で、定期的に設置業者に対して実施したアンケートの結果に基づいた、100kWpまでの稼働力をもつ設置が完全に完了した屋根設置型設備に関連する価格インデックスに関しては、連邦太陽光発電工業協会の価格インデックスがある（図3-29を参照のこと）。

価格インデックスは、100名の代表的に抽出された設置業者からのアンケート結果に基づく。

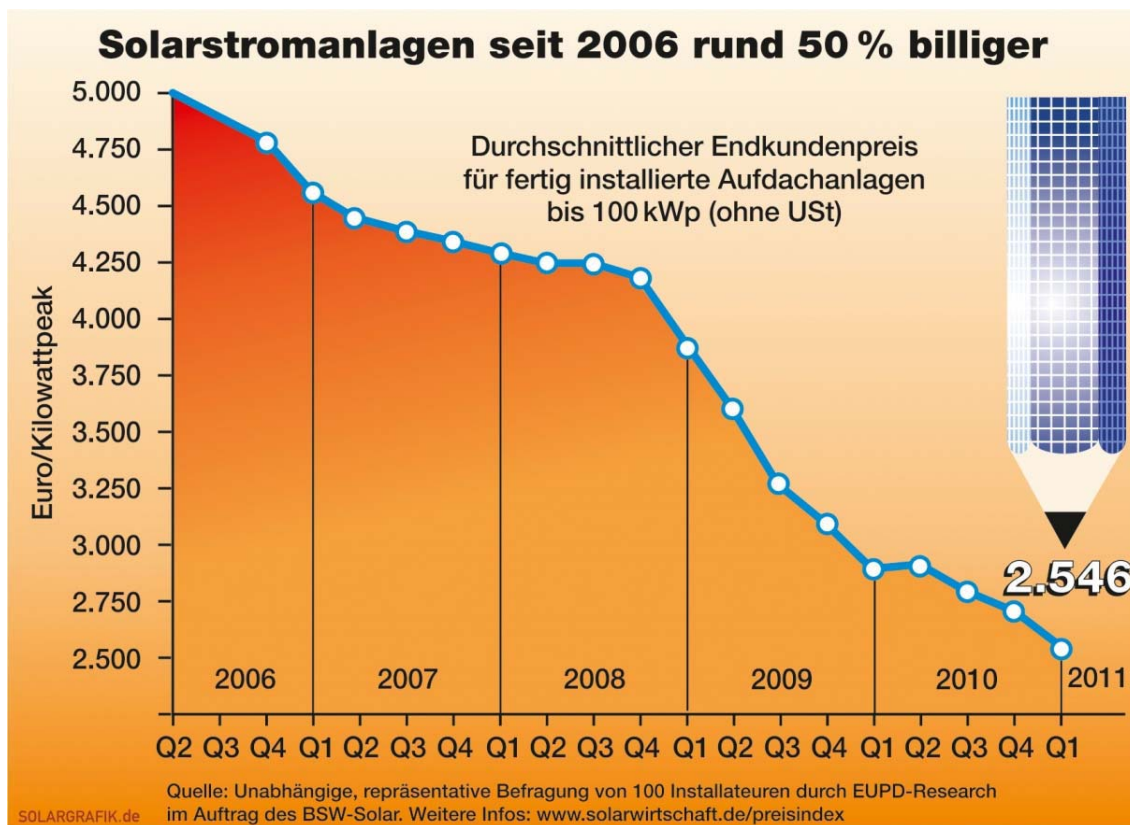


図3-29：連邦太陽光発電工業協会、2006年から2011年第一四半期の価格インデックス

平均して、2006年時点ではまだ約5,000ユーロ/kWpをシステム価格として（モジュール価格に BOSコストを加算したもの）支払わなくてはならなかった。2008年末から急激に価格が下落した後、2011年初には100kWpまでの太陽光発電施設のシステム価格として、約2,500ユーロ/kWpが見積もられるようになっている。つまり価格は約50%低下した。

モジュール価格は、3.1.3.3項の見識から、太陽光発電施設の総コストの約65%を占める。図3-6では、2010年末のシステム価格を州ごとに比較して表示したものである。モジュール価格の根拠は、3.1.2.1.4項に表示した太陽光Xチェンジ（為替相場）のモジュール価格インデックスである。

表3-6：電力卸売市場におけるドイツ、欧州、日本、中国の平均的なモジュール価格、およびシステム価格

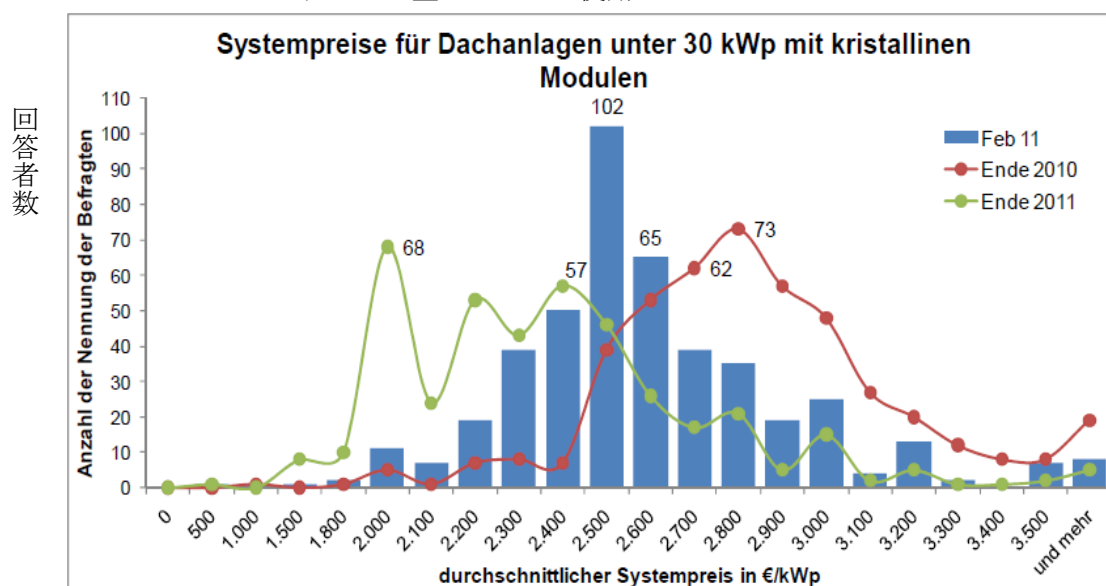
| 比較月 | モジュール価格 (ユーロ/kWp) | | | kopあたりのユーロ、システム価格 (BOSコスト35%、モジュールコスト65%) | ドイツ製システム価格との比較 | |
|-----------|-------------------|---------|---------|---|----------------|------|
| | 12/2008 | 06/2009 | 12/2009 | | | |
| ドイツ製モジュール | 3,200 | 2,550 | 2,200 | 1,800 | 2,769 | 100% |
| 欧州製モジュール | 3,200 | 2,500 | 2,100 | 1,800 | 2,769 | 100% |
| 日本製モジュール | 3,200 | 2,450 | 2,100 | 1,750 | 2,692 | 97% |
| 中国製モジュール | 3,000 | 2,150 | 1,700 | 1,550 | 2,385 | 86% |

PvXchangeインデックスの評価では、ドイツの太陽光発電施設は、現在上場している中で、もっとも高額な太陽光施設となっている。中国の太陽光発電施設は、この評価によるとドイツのシステムと比べて約14%格安である。BSW - 価格インデックス (図3-29) と表3-6の値を比較すると、格安に購入できる外国製のモジュールが、市場に占める割合がドイツでは高いことが確認できる。

システム価格の動向に関する、設置業者の評価

2011年2月のSOKO - 手工業者アンケートの内容は、2010年末、現在 (2011年2月) および2011年末 (予測) に対する平均的なシステム価格の見積もり価格に関する質問から成り立っており、図3-30にその結果がグラフで表示されている。

30kWp未満の屋根設置型設備のシステム価格、
クリスタル型モジュール使用



平均的なシステム価格 (ユーロ/kWp)

図3-30：屋根設置型設備のシステム価格に関する見積もり (30kWp未満でクリスタル型モジュールを使用する設備)

殆どのアンケート回答者は、2010年末に30kWp以下の設備のシステム価格として2,800ユーロ/kWpを挙げた。2011年2月には、殆どの会社で総設備に2,500ユーロ/kWpでの価格が提供可能であった。年末には、過半数の手工業会社がすでに2,000から2,400ユーロ/kWpのシステム価格を予測している。もしこの予測通りであれば、中間に位置するシステム価格は2011年末までに約20%下落する。

3.3.2 考察年 2011 年に対する代表的なモデルケースの実質発電コスト表示

EEG進捗報告書の計画Iでは、実質発電コストの証明に関する基本的な算出モデルが詳細に述べられている。このモデルでは、実質発電コストがNPVメソッドに基づく元利均等方法で計算されている。その際、このモデルはVDIガイドライン 2067（“建築技術施設の経済性。基礎とコスト計算”）の基準を満たすものとなっている。初期パラメーターは表 3-7 で表示している。

表 3-7： モデルケースの実質発電コスト算出に関する基本データ

| モデルケース | | 単位 | I | II | III | IV | V |
|--------------|-----------------------|---------|-------|-------|-------|---------|---------|
| 設備タイプ | | | 屋根 | 屋根 | 屋根 | リーススペース | リーススペース |
| 設備容量 | | kWp | 5 | 30 | 1,000 | 1,000 | 20,000 |
| 資本配分 | | 自己/他 | 10/90 | 10/90 | 30/70 | 30/70 | 70/30 |
| 他人資本利率 | | %/a | 4.0 | 4.0 | 4.0 | 4.0 | 4.0 |
| 計算上のコンポジット利率 | | %/a | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 |
| インフレーション率 | | %/a | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 |
| 保守費用 | | 投資コストの% | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 |
| そのほかの費用 | 特殊費用： 保険、管理、 賃貸 | 投資コストの% | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 |
| | 人件費用 | スタッフ | 0.0 | 0.0 | 0.2 | 0.2 | 0.5 |

設備モデルの資金調達

実質発電コストの証明には、現実には実務において現在慣習的である、自己資本および他人資本の配分がもとにされている。

現在（2010/2011）、太陽光発電施設の資金調達は自己資本がなくとも可能である。できる限り実務に近い資金調達ケースを再現するために、施設運用者にとって典型的な資本構造から資本配分を表3-5から選択する。設備モデルVは、そのほか全てのモデルケースと異なり、自己資本の割り合いが高い。これはこのモデルに投資信託会社を想定しているからだ。投資信託会社は、資金割合を獲得する投資家の施設から主に必要な資本を得ている。それでもなお混合資本であるのは、投資家の自己資本70%に対し、30%の他人資本を借り入れているからだ。他人資本金利は、全てのモデルケースに対し4%を想定している。現時点では、もう少し低い他人資本金利率も可能であるが、金利が上昇傾向にあるため4%は現実的といえる。環境投資家向けのkWfWスタンダード

融資プログラムでは、金利は信用度に左右される。そのため信用度クラスが“A”である場合は、kfWでの金利は名目金利の3.15%となる（2011年4月現在）。

経営コスト

経営コストとしては、太陽光発電施設のメンテナンスと保守費用が挙げられる。通常、メンテナンスおよび保守対策には太陽光発電施設の投資費用の1%が求められる。モデル施設に対する保守費用の算出にも、同様に1%の投資費用を設定した。保険、管理および賃貸に対しては年間で投資費用の0.5%を全モデルケースに適用した。

さらに、施設規模が増大するにつれて、発電の個人負担費も増加することを想定してコスト計算することもできる。モデルケースIおよびIIに対しては、報酬支払いの件数は考慮していない。モデルケースIIIおよびIVに対しては、個人負担費として0.2スタッフを計算している。これは、給与費用40,000ユーロの場合、1スタッフあたり年間8,000ユーロとなる計算である。モデルケースVに対しては、個人負担費として0.5スタッフを計算している（年間20,000ユーロ）。

さらに年間の価格上昇（インフレーション）率2%を考慮する。その際、インフレーションコストおよびその他のコストにさらに、価格ダイナミクスのアニユイティ係数を乗じる。つまり、アニユイティ係数をバリューファクターと掛け合わせることで、年間一定の価格ダイナミクス・アニユイティ係数1.18がはじきだされる。この係数は、分析期間内に経営コストに対する価格変更があることを見越したものである。これにより、20年の間に例えばインバータの交換が必要になった際のケースもカバーされる。

発電電力

3つの施設（モデルケースI～III）の発電電力は、施設の総稼動時間（EEGによる固定買取期間20年）に対して年間900kWh/kWpを設定した。この設定は、モデル施設が日照時間の長い南ドイツのゾーンに立地していない場合も考慮したものである。ちなみに南ドイツでは、過去年間平均950kWh/kWpを発電している。その一方で、EEG買取価格の支払い期間に対する、モジュールの遞減はこの方法では考慮されない。さらに小型設備に関しては、（太陽光受光に理想的な）南側への取り付けや最適な傾斜度も考慮しているわけではない。しかし、フリースペース設備では最適な立地および東西南北の向きが選択されていることにより、高い発電量を達成している。全てのモデルケースの発電設定電力量は、表3-8に表示した。

表3-8：5つのモデル施設の発電電力量

| | Dachanlage | Dachanlage | Dachanlage | Freiflächen-anlage | Freiflächen-anlage |
|-------------------------------|------------|------------|------------|--------------------|--------------------|
| | 5 kWp | 30 kWp | 1.000 kWp | 1.000 kWp | 20.000 kWp |
| spezifischer Ertrag [kWh/kWp] | 900 | 900 | 900 | 950 | 950 |

モデル施設のシステム価格

全てのモデルケースに対して、次の項では2011年実質発電コストを表示した。最新の資料として、BSW-Solarの価格工程表、フォトン・コンサルティング社の最新調査結果およびモデルケースI、IIには、システム価格に関して2011年2月に実施した手工業者アンケートの結果を使用した。さらにシステム価格をまとめた、ほかの調査資料も利用した。モデルケースIからVに関しては表3-9のシステム価格が適用される。

表3-9：モデルケースIからVのシステム価格

| | Modellfall | I | II | III | IV | V |
|---------------------|-------------------|-------|-------|-------|------------|------------|
| | Anlagentyp | Dach | Dach | Dach | Freifläche | Freifläche |
| | Leistung [kWp] | 5 | 30 | 1.000 | 1.000 | 20.000 |
| Systempreis [€/kWp] | oberer Grenzfall | 2.610 | 2.560 | 2.100 | 1.950 | 1.840 |
| | Basisfall | 2.490 | 2.440 | 2.000 | 1.830 | 1.750 |
| | unterer Grenzfall | 2.370 | 2.320 | 1.900 | 1.720 | 1.660 |

3.3.2.1 モデルケース 1-5kWp - 屋根設置型設備

基本ケースのシステム価格は、表3-9に表示されているとおり2,490ユーロであり、2010年の価格に対して利用したソースの中間域に因っており、その値から2011年の価格下落を約12%見積もる。最も小規模な設備タイプは、その際の予測ではもっとも高い固有システム価格となる。この推測は、例えばBSW-Solarの発表した100kWpまでの屋根設置型設備に対する価格指標でも証明されている：ここでは2011年第一四半期のシステム価格は2,546ユーロ/kWpと表示している。

3.3.1.1項および図3-15からも、2010年12月には、卸売市場において1.80ユーロ/Wpから1.55ユーロ/Wpでモジュールを購入できたと理解できる。システム総額のうち、モジュールの占める割合はクリスタル型のシステムでは現在、約65%であり、残りの35%はBOS費用が占めている

(3.1.3.1項を参照のこと)。このことから計算上、2,540ユーロ/kWpというBSWが2011年第一四半期に呈示したシステム価格は、非常に近い値といえる。

上限域および下限域には、それぞれ5%上または下のシステム価格を設定した。上限域のシステム価格は、2,370ユーロ/kWpとなり、下限域の場合は2,610ユーロ/kWpとなる。このように算出した、5kWpの屋根設置型施設の実質発電コストは、図3-31に表示した。

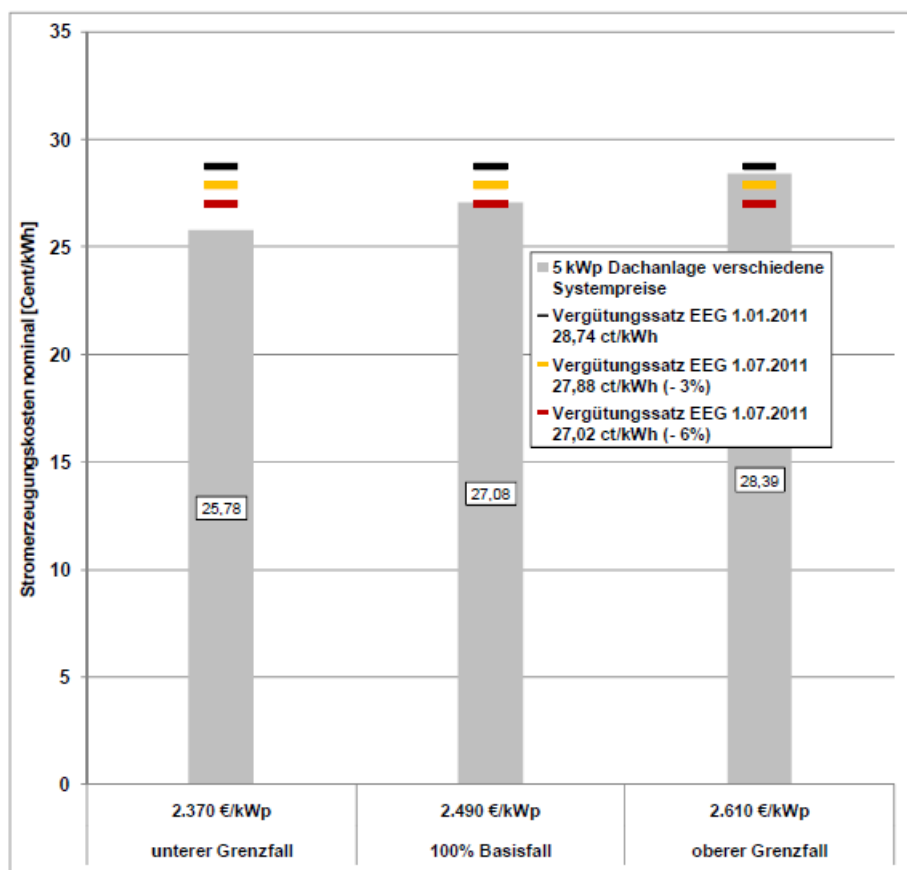


図3-31：5kWpの屋根設置型設備の実質発電コスト - 考察年 2011年のシステム価格3ケース比較

図 3-31 は、表記の 3 つのシステム価格全てに対して、現在の固定買取価格額で経営が可能なことを示している。10%の自己資本率および自己資本金利率 14%の場合、2011 年 1 月以降に固定買取価格が適用されると、システム価格のゆれ幅は付加的にさらに上方にあることになる。約 2,640 ユーロ/kWpまでのシステム価格では、基盤となるパラメーターの前提条件のもと（表 3-7 を参照）5kWpの屋根設置型設備の経営が可能である。年内に固定買取価格が 3%または 6%引き下げられた場合も、経営の継続はできるが、プロジェクト金利率は引き下げと対応して減少する（6.3.2 項を参照）。表は、年内の固定買取価格の引き下げというふたつの変動に限定。これは 2011 年 3 月から 5 月に 1,375MW以上、新規稼働容量が増設される場合に限り、固定買取価格の引き下げ率が上昇することによる。この期間中のさらなる増設は、ありそうにないとみなされており、（増設が）記録的な年であった 2010 年においても、非常に徹底した議論があり強い影響があったにもかかわらず、この 3 ヶ月の期間中に（1,375MWに）到達しなかった。

3.3.2.2 モデルケース 2-30kWp - 屋根設置型設備

表 3-9 に表示されるベーシックケース 2,440 ユーロのシステム価格は、5kWpの屋根設置型設備と同様の方法で算出されている。ベーシックケースは 2,440 ユーロ/kWpとする。上限域および下限域は、ベーシックケースより 5%上方または下方に変動する。図 3-32 では、30kWpの屋根設置型設備に対する実質発電コストを計算し、表示した。

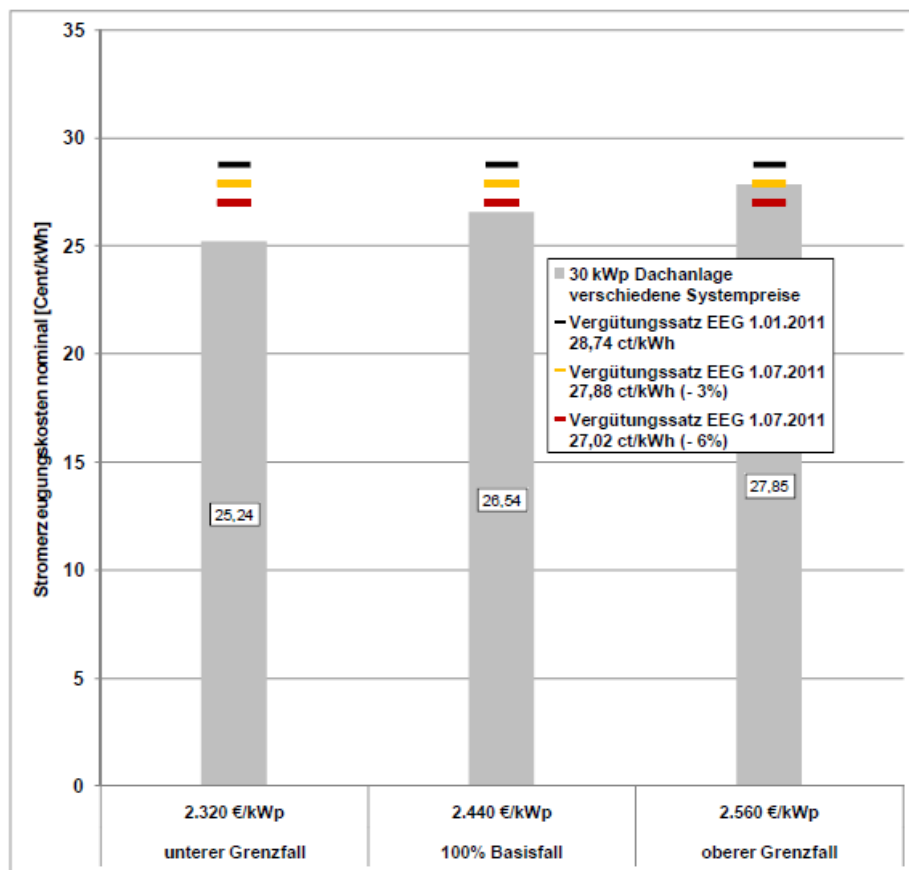


図3-32：30kWpの屋根設置型設備に対する実質発電コスト—考察年2011年のシステム価格3件

この部門における 3 件全てのシステム価格に対して、2011 年 1 月 1 日以降適用される固定買取価格での経営が可能である。小規模の屋根設置型設備に比べてコスト特有の長所があるため、下限域に対して、システム価格のマージンは上方に大きめにとることが可能である。

システム価格 2,640 ユーロ/kWpが費用効果性として、計算上設定されているとおりに限界となっている。年内の3%または6%の引き下げは、下限域に対して、およびベーシックケースに対して、システム価格に対するマージンが残っている。それに対応して、上限域に関しては自己資本利回りは小さくなる。しかし経営は継続可能である。

3.3.2.3 モデルケース 3 - 1,000kWp-屋根設置型設備

1MWpの屋根設置型設備は、モジュールが大量に購入されることとその他のコストが削減されることから、30kWpの屋根型設置設備に比べてさらなる削減効果を達成する。ベーシックケースには、2,000 ユーロ/kWpのシステム価格を設定した。大規模な屋根設置型設備では、これは現時点でごく普通のシステム価格である。つまり 30kWpの屋根設置型設備と比較して、約 18%低いベーシックプライスが結果として生じる。上限域は、2,100 ユーロ/kWpのシステム価格で5%の偏差で計算し、下限域は 1,900 ユーロ/kWpで計算した。図 3-33 では、1,000kWpの屋根設置型設備に対する実質電力コストを算出し表示している。

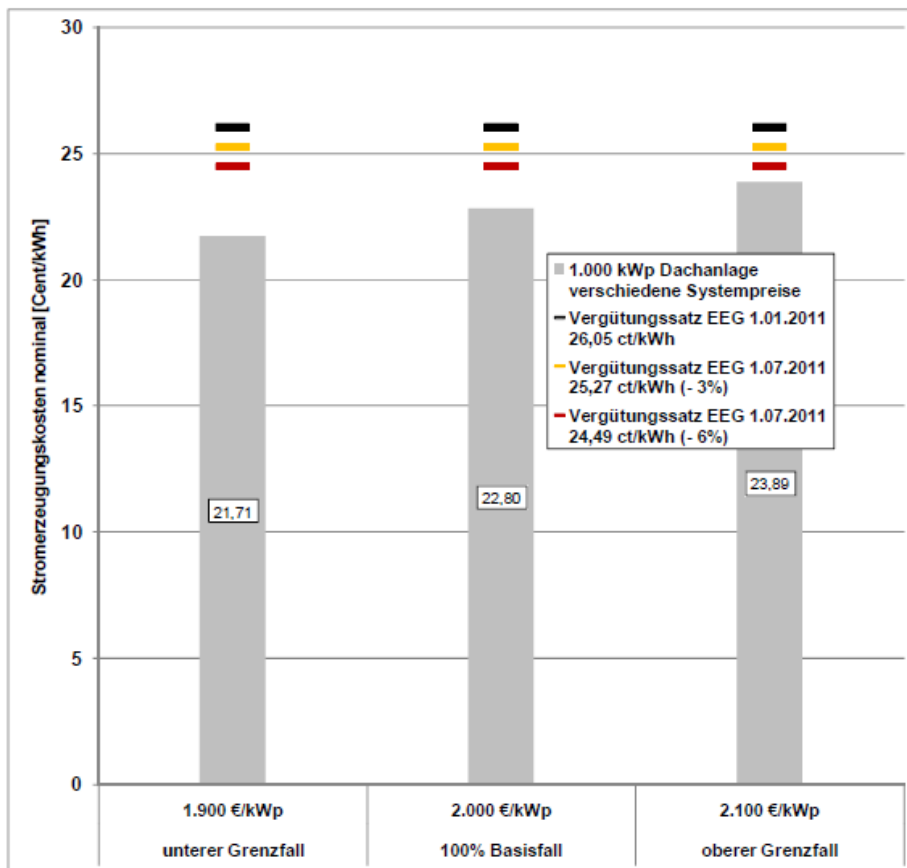


図3-33 : 1,000kWpの屋根設置型設備に対する実質発電コスト—考察年2011年のシステム価格3件

1MWp規模の屋根設置型設備は、全ての屋根設置型設備の中で実質発電コストが最も低い。つまり、この設備部門におけるシステム価格の上限に大きくぶれが発生することになる。年内の6%の引き下げでも、ぶれが発生する。

3.3.2.4 モデルケース 4-1,000kWp フリースペース設置施設

配送ロジスティックの工程を簡素化することにより、また組み立ての際に、フリースペース設置施設では、1MWpの屋根設置型設備と比べて価格の引き下げが達成できる。同時に大規模な屋根

設置型設備の場合と同様に、大量のモジュールおよびBOS部品の購入による価格引下げが生じる。ベーシックケースに対しては、1,830 ユーロ/kWpのシステム価格を設定した（表 3-9 を参照のこと）。両端の限界は、1,950 ユーロ/kWpおよび1,720 ユーロ/kWpとなる。1,000kWpのフリースペース設備に関して、算出された実質発電コストは、図 3-34 に表示した。

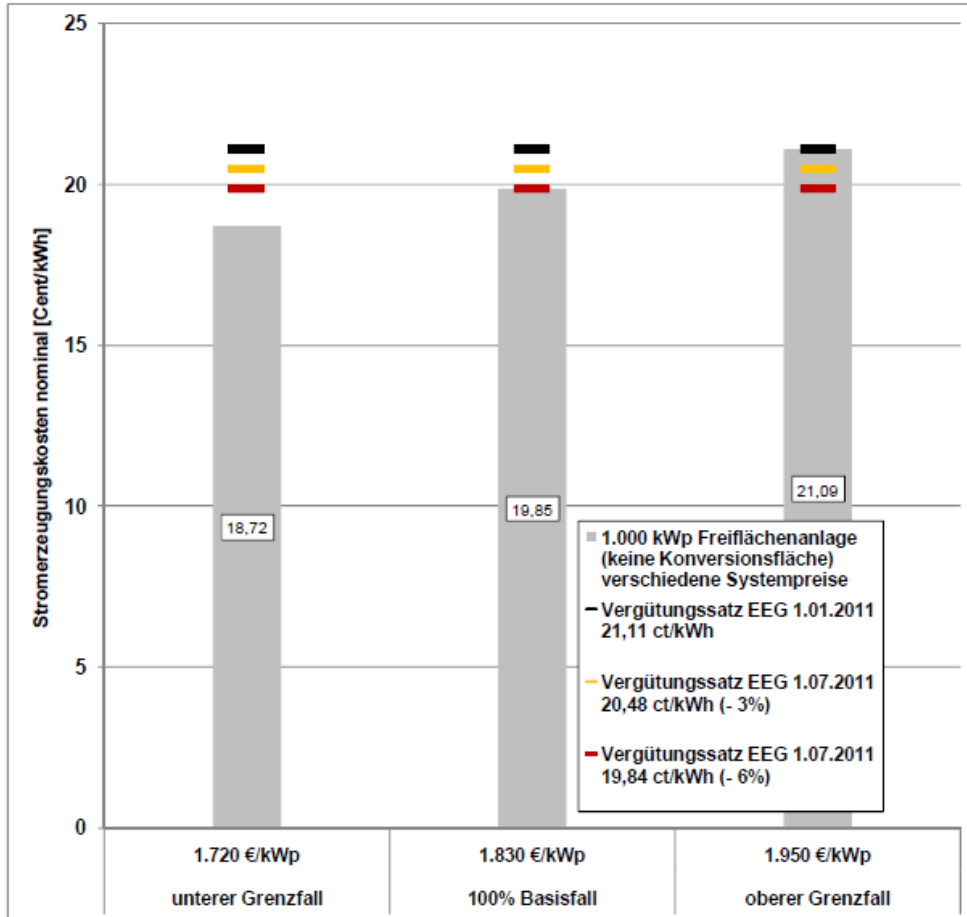


図 3-34: 1,000kWpフリースペース設備に対する実質発電コスト—考察年 2011 年のシステム価格 3 件

上記の全 3 ケースは、現在の固定買取価格率での経営が可能である。しかしシステム価格が 1,950 ユーロ/kWp以上となると経済性はなくなる。この下限域に対しては、年内の（価格）引き下げによりシステム価格のぶれ幅がある。そのほかの 2 つのケースに関しては、システム部品の価格がさらに引き下げられない場合、経済性は制限されることになる。

3.3.2.5 モデルケース 5 - 20,000kWp フリースペース施設

20MWpのフリースペース施設では、データ上 1MWpのフリースペース施設と比較して、平均約 80 ユーロ/kWpの価格引下げが生じている。ベーシックケースとして、システム価格 1,750 ユーロ/kWp が設定されている。上限域は 1,840 ユーロ/kWp、下限域は 1,660 ユーロ/kWpに設定している。図 3-35 には、20,000kWpのフリースペース施設に対する実質発電コストを算出し表示した。

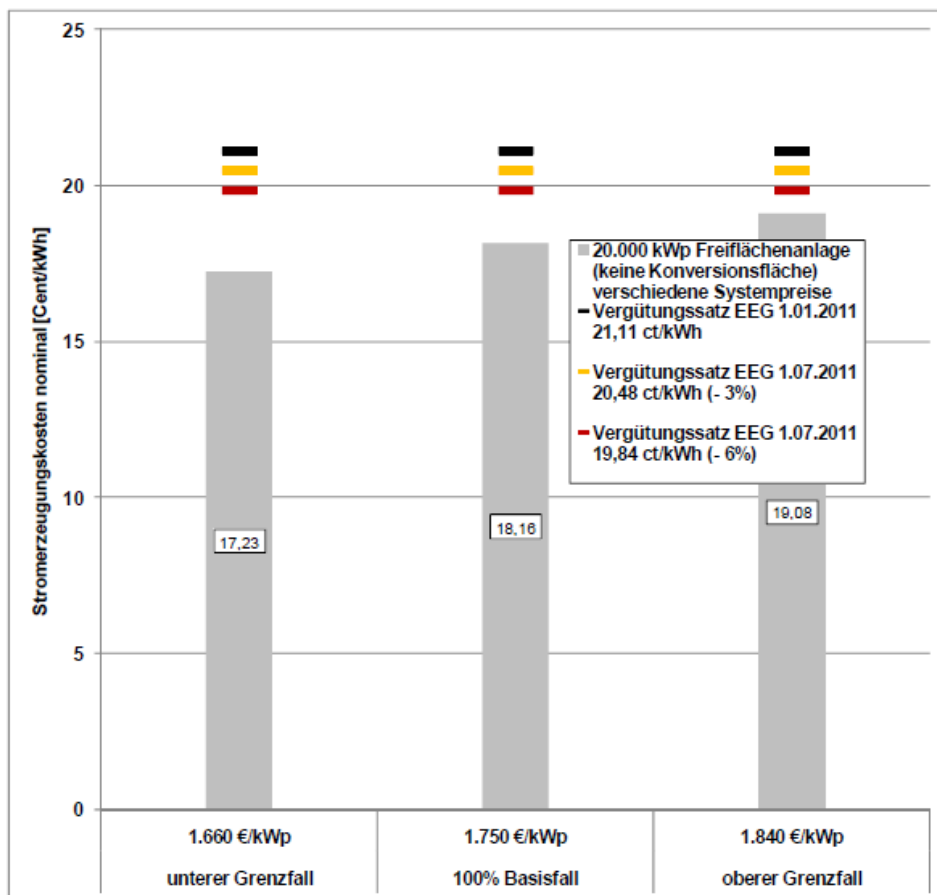


図 3-35 : 20,000kWpの実質発電コスト—考察年 2011 年のシステム価格 3 件

上限域に至るまで、部品の購入における潜在的な削減性が高いため、20MWpのフリースペース施設はシステム価格のぶれが幅広い。この傾向は、年内の供給固定買取価格の引き下げ 6%までに対してもいえることである。CdTeモジュールのインストールに対する経済性はどのような場合でもあるといえる。

3.3.2.6 考察年 2011 年の実質発電コストに関する総括的な表示

全てのモデルケースを対照比較することにより、図 3-36 に表示されるように規模の増加により安価になるという傾向が認められる。

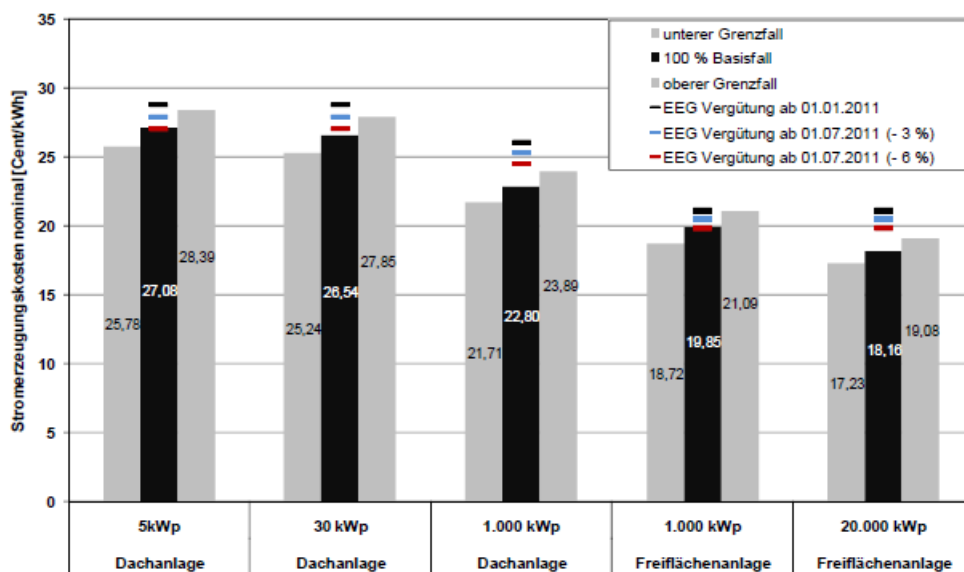


図 3-36： モデルケース 5 件（2011 年）の実質発電コスト一括表示

3.3.3 施設運用者に対するスケールメリット

太陽光発電設備に対する特別固定買取価格は、2000年の第一次EEGでは統一的に規定されていた。買取価格は、フリースペースの100kW規模の施設と建物設置型の5MWまでの設備に制限されていた。

2004年初以来、フリースペース施設（最も低いタリフ）、建物や騒音壁設置型の設備30kWまで（最も高いタリフ）、100kWまで（2番目に高いタリフ）、100kW超（3番目に高いタリフ）に分けられている。壁面型設備にはさらにボーナスがあった。2009年のEEG改正において、壁面型設備に対するボーナスは廃止され、1MW容量以上の建物設備に対する規模クラスが追加的に導入された。この1MW容量の設備への固定買取価格は、100mWから1,000kWの施設のレベルよりも明らかに下方である。

3.2.2項に詳細を述べたモデルケースで表示できるのは、市場の一部についてのみであり、規模クラスの域値が基本的に正しく設定されているのかという問題や、域値におけるスケールメリットは規模の大きな設備の価格引下げにつながることへの理由付けが問われる。

そのため、海外では大規模クラスの域の設定が異なる：例えばイタリアでは3kW、20kW、200kW、1MWおよび5MWまたはフランス語域のベルギーでは5kWおよび10kWである。

これに関して2010年夏に、専門家へのアンケートを実施した。このアンケートから、表3-10に挙げられた、既存のおよび何度か議論が交わされた潜在的な規模クラス分類に関する内容が導き出される：

図3-10： 太陽光発電の規模クラス分類に対する賛否

| 境界設定 | 賛成意見 | 反対意見 |
|--|---|--|
| 30kWpの下、約5kWpのあたり | <ul style="list-style-type: none"> • VDEW ガイドラインによると、4.7kW 未満の設備容量の生産者は、単相で送電網に接続されるため • 設置費用（交通費、足場の組み立てなどは、小規模設備の場合、影響が大きい • 5kW までの小規模設備の割合は、過去数年において非常に減退傾向にある • 小規模設備に対する分類は、1世帯および2世帯住宅部門を強化する • 3.2.2項のモデル算出の結果 | <ul style="list-style-type: none"> • 発電に特有のコスト差異は、最低限のレベルであり、単相から3相の接続の違いはコスト面に殆ど影響しない • 規模クラスの数は、EEG をこれ以上複雑にしないためにも、増加させるべきではない • 規模クラスの代わりに、1世帯および2世帯住宅は自家消費規定など別のツールを介して支援できる |
| 30kWp | <ul style="list-style-type: none"> • 技術ガイドラインは、30kW まで既存の住宅接続の使用を許可している • 境界設定は2004年から存在する • 殆どのアンケート回答者が、維持に賛成している | <ul style="list-style-type: none"> • 発電コストの差異は、この領域において僅少である • 下方に境界を引く場合（例えば5kWp または10kWp）、30kWp の境界はなくすることができる |
| 100kWp | <ul style="list-style-type: none"> • 約100kW以上は、モジュール数が多く、仲介業者を削減することができる。特にコンテナ単位で配送される輸入製品 • 境界設定は2004年から存在する | <ul style="list-style-type: none"> • 市場構造は、仲介業者を通さない傾向が強まっており、賛成意見の主張は通らない • 発電コストの差異は、この規模クラスでは僅少である |
| 1,000kWp | <ul style="list-style-type: none"> • 境界設定は、この規模の屋根設置型設備がコスト構造において freespace 設備に類似するため、2009年に導入された • 送電系統運用者は、予測の際に1MWp を下回り、1MWp 以上の屋根設置型設備を統計上分けなければならない | <ul style="list-style-type: none"> • 発電コストの差異は、この規模クラスでは最低限レベルである • この規模クラスに対する明らかに低い固定買取価格は、特に大きな製造所や倉庫を持つ産業が降りである • 自家消費設備に対する境界設定は、500kWp で設定された。この境界は、現在のクラス区分境界の中間に位置している |
| 大規模 freespace 施設と小規模 freespace 施設間の境界、約 10MWp のあたり | <ul style="list-style-type: none"> • 約10MWp で、全ての製造ライン（たとえばフレーム）を大規模施設に需要を合わせることで、顕著なスケールメリットが生じる（3.2.2項のモデル計算を参照のこと）。 | <ul style="list-style-type: none"> • freespace 施設の費用に対しては、規模は平地分類にくらべて重要性は低い。この点は、転用に優遇性を持たせることですでに考慮した。 • 農地の施設（分類）がなくなったことで、広大な規模の freespace 施設はすでに重要性を失っている。 |

総括して、規模クラスごとによる分類に関して、スケールメリットが頻繁に一定の閾値に影響することが明確でない実質発電コストの、相違だけに係る問題ではないという点と、どの対象グループがとくに利益を得るべきかという問題を明確にすることができる：1世帯住宅、2世帯住宅、多世帯住宅、農業経営および様々な大きさの屋根をもつ工場は、固定買取価格および規模クラスの積算により、固定買取価格とはそれぞれ異なる範囲で利益を得ているからだ。

これとは別に、リースペース設備の場合は平地の面積分類による差や、自家消費の促進すでに規定が導入されたものなど別の測定ツールを介して、規模クラス分類と平行して実質発電コストを表示する、または様々な対象グループの実質発電コストの差異をそれぞれきちんと出すことも考慮しなければならない。EEGの複雑性を局限するために、規模クラス数を増加させることは意味がないように見え、それよりもこの数を減少させるほうがよいと考えられる。アンケートを行った専門家の中では、規模クラス分類の線引きをちょうど100kWpやちょうど1MWpで行うことに対して適切な理由を見出した者は少なかった。

そのため、リースペース設備の分野では規模クラスでの分類分けは導入せず、屋根設置型設備の分野では100kWpおよび1MWpの線引きをなくし、そのかわりに500kWpでの線引きを導入することを提案する。

規模クラス間の相対性は、現時点では以下のとおりである：30kWpまでの屋根設置型設備の固定買取価格を100%とすると、100kWpまでの屋根設置型設備は95.1%を得ることになり、1MWpまでは90%、1MWp超はこの値の75%となる。リースペース施設は、2009年および2010年の前半期（半年）でこの値の72.6%を得、2010年夏の改正以降は転用地とそのほかの平地により区別されるようになっている。その際、封鎖地や転用地は2010年10月1日以来まだ25.37Ct/kWhであり（小規模の屋根設置型設備の値の76.8%）、その他のリースペースは24.27Ct/kWh（小規模の屋根設置型設備の値の73.5%）を得ている。それぞれさらに小さい稼働負担に対して、屋根設置型設備の場合まだ、相当する稼働容量クラスに適用された固定買取価格を得られるため、実際のところ、線引きはスライド式である。1MWpまでの規模クラスにおける固定買取価格は、差異が非常に僅少であり、しかしその上（1MWpより上）では明確な変化がある事実は、上方の規模クラスにおいて差異が僅少であると認識されたコスト曲線と一致しない。

システム簡素化の一環で、屋根設置型設備は30kWpから500kWpまでの規模の場合、最上限の固定買取価格の90%、屋根設置型設備の500kWpを超える規模のものは、最上限の固定買取価格の80%を認めることが提案されている。リースペースに対しては、相対性はこれまでとおり、転用地には77%、そのほかの平地には最上限の固定買取価格の74%となっている。

3.3.4 2012年へ向けた実質発電コストの展開

考察年2012年における実質発電コストの展開に対しては、付加価値ステージに沿って、予測された価格引き下げの潜在性に関して3.1.3項を参照にする。モデルケースIからIIIの2012年のシステム価格に対しては、2011年と比べて約9.8%の価格割引がクリスタル型システム、また薄膜モジュール（モデルケースIVおよびV）使用システムに対しては10.2%が計上されている。閾値のぶれ幅は、ベーシックケースに関して±5%を再度設定した。この推定から、図3-37に表示された2012年の予測システム価格が導き出される。

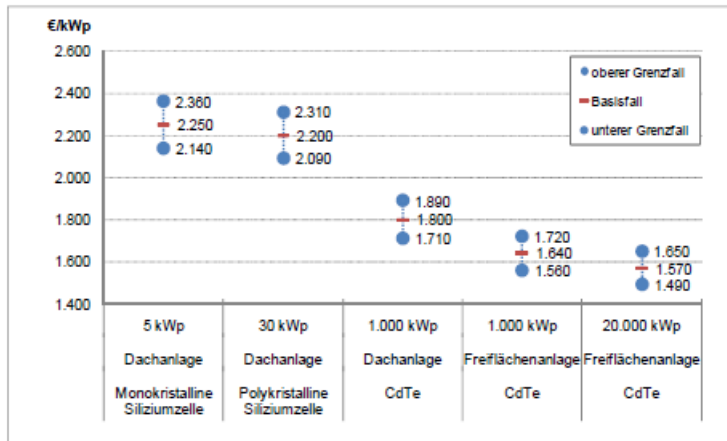


図 3-37 : 2012 年へ向けた 5 つのモデルケースの予測システム価格

モジュールの価格展開に関して、またそれに伴いシステム価格は 2011 年内には重要な意義が生じる。なぜなら進捗報告書の作成時点でちょうど、2011 年の第一四半期が終了するからだ。全ての予測が、世界市場の需要供給を俯瞰した場合にまだ数多くの不安材料がある状態であれば、さらに高い不安定性を呈することになる。2012 年に対して予想システム価格をもとに、5 つのモデルケースの実質発電コストは 2011 年のものと同様に計上されている。モデルケース I から V の予測実質発電コストの概要は、図 3-38 に表示している。

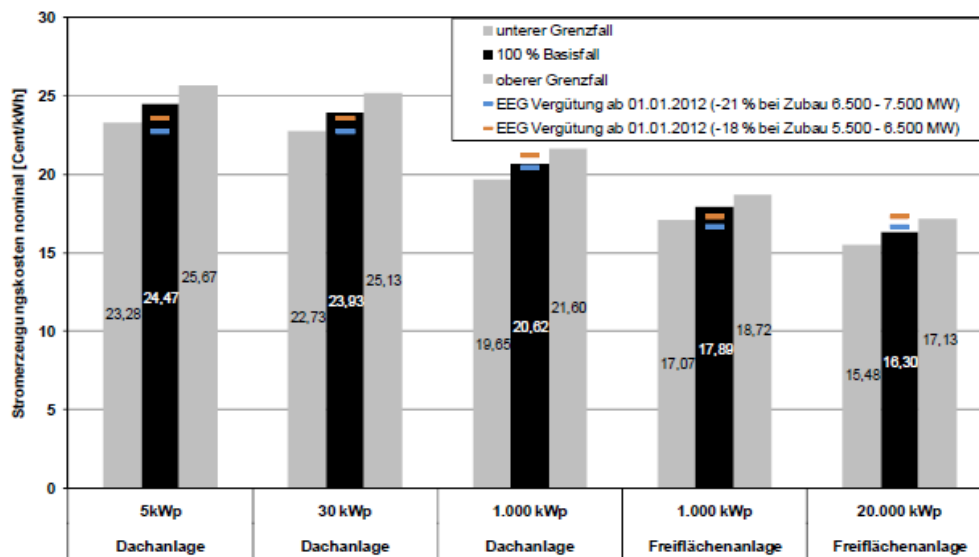
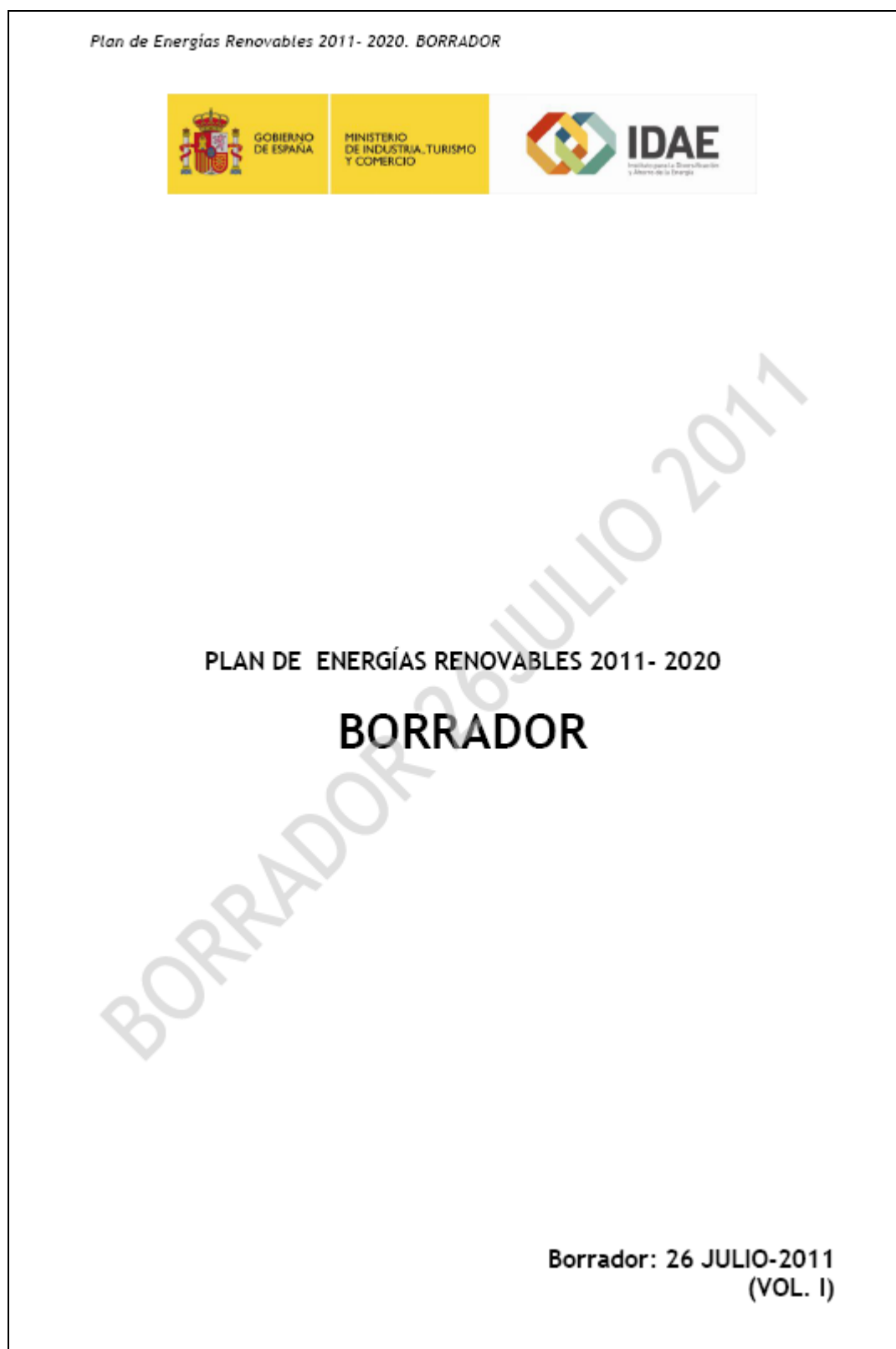


図 3-38 : 2012 年におけるモデルケース 5 件の実質発電コスト概括

2012 年の実質発電コストに追加して、異なる 2 つの増設シナリオに対して期待できる EEG 固定買取価格を表示している。システム価格の引き下げが、表示のとおりであれば、それぞれの施設セグメントの利回りは小さくなる。しかしその場合でも、施設の経営は可能である。

参考資料 2: スペインにおける発電原価調査(太陽光発電)



出典) <http://www.idae.es/index.php/id.670/mod.pags/mem.detalle>

4 各技術の分析、4.9 太陽光部門より抜粋

4.9.4 コスト分析

テクノロジーの未来に関する研究で、現状に照らして、様々な再生可能テクノロジーに対するコストの推移が計算された。太陽光発電分野に関する最も一般的な**類型区分**は、**屋上設置設備**、**陸上設置設備**、太陽追尾システムの有無、結晶シリコン・モジュール付属型である。

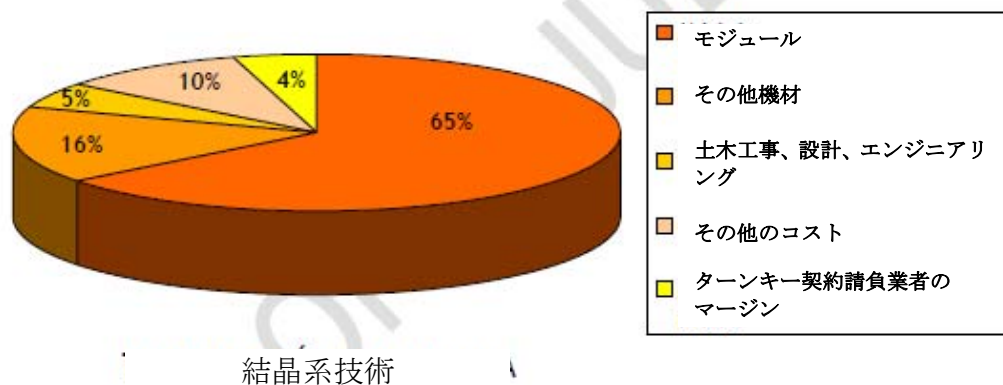
屋上設備

ターンキー契約（一括受注契約）方式で提供される屋上設備については、2010年の投資コストは下極限がワットピーク当たり2.59ユーロ（2010年）、上極限が3.19ユーロの範囲と推計された。同分野の別の情報源によれば、ワットピーク当たり3.00ユーロ（2010年）から3.68ユーロの範囲に及ぶ。

これらの比率に対して、ワットピーク（Wp）で表された**最大出力**は、以下の幾つかの具体的条件—放射（1,000W/m²）、セルの温度（25°C）、大気総量の質（AM1.5）のもとで測定された発電領域の出力と考えられている。名目出力は投資家発表による出力であり、系統利用や料金割当等を目的として、記録リストへ登録するために参照値として取得された出力である。

投資項目の内訳は、概ね以下の数値となるだろう。項目のうち、その他のコストには、主にライセンス、料金、接続コストが含まれる。

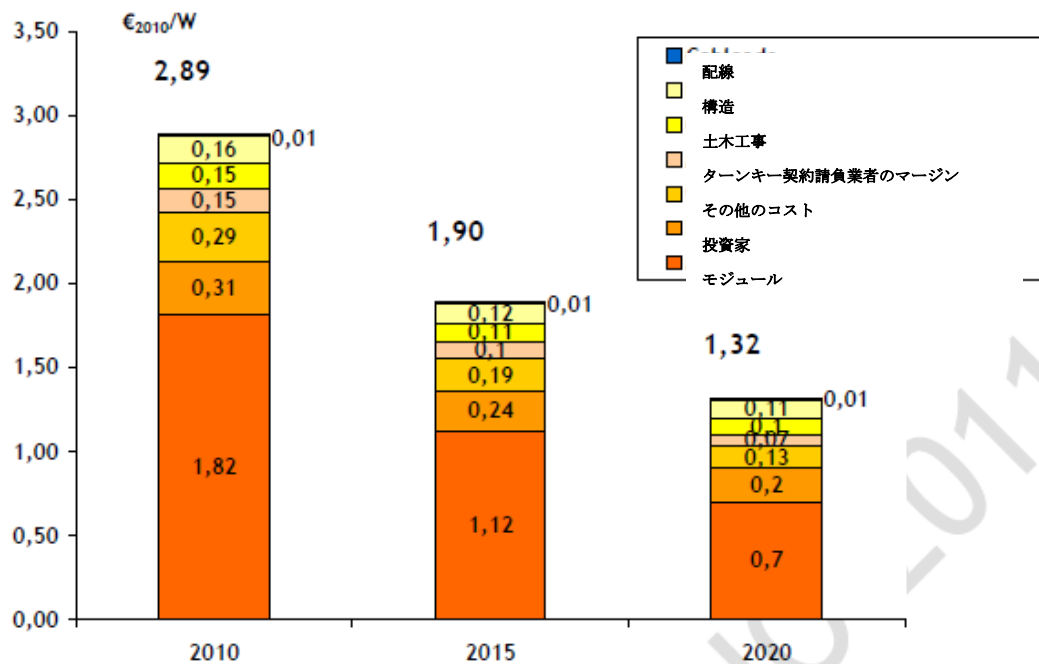
図 4.9-17: 屋上設置型太陽光発電設備の2010年における投資コスト



出典： BCG 及び IDAE

屋上設置太陽光発電設備への投資コストの推移については、今後数年間に大幅なコスト削減がみられると想定される。セルの生産性向上、生産プロセスの最適化、および実際の市場化により、この技術を用いた発電コストの削減は助長されるだろう。以下の図で示されるように、2020年までに約50%の全般的な低下が予見されている。

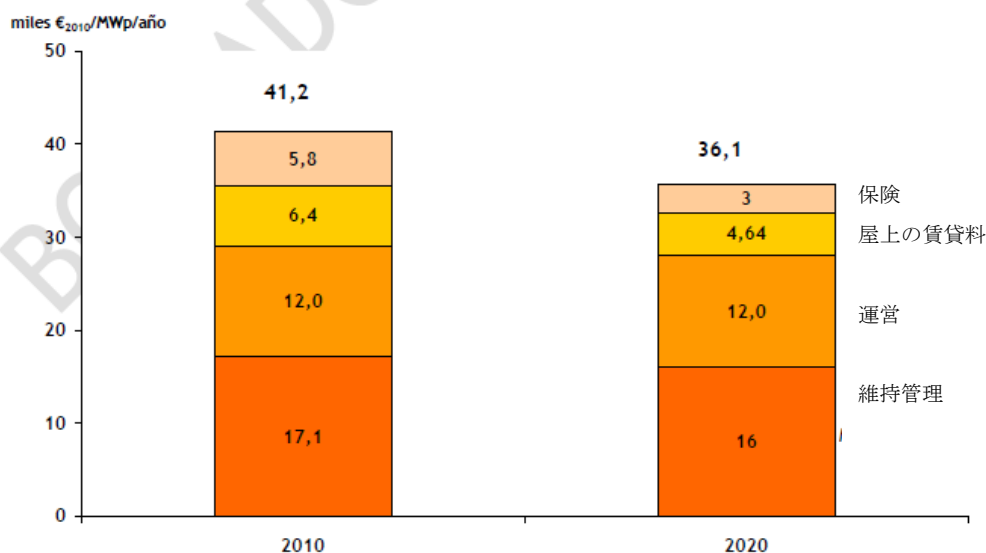
図 4.9-18: 屋上設置型結晶系技術設備への投資コストの推移



出典：BCG 及び IDAE

運営及び維持管理について、IDAEが作成したテクノロジーの未来に関する研究によると、2010年にはコストは約41,200ユーロ/MWpである。同分野の別の情報源によれば、運営及び維持管理の年間コストは50,000ユーロ/MWpから80,000ユーロ/MWpである。コストは、モジュール技術とは無関係とみなされてきた。2020年までのその内訳及び推移は以下の図に示されている。

図 4.9-19: 屋上設置設備の運営及び維持管理コスト



出典：BCG 及び IDAE

運営、維持管理、開拓コストの削減については、投資コストで見込まれている対2010年比マイナス13.5%削減ほどの急激な削減は生じないだろう。

陸上設置設備

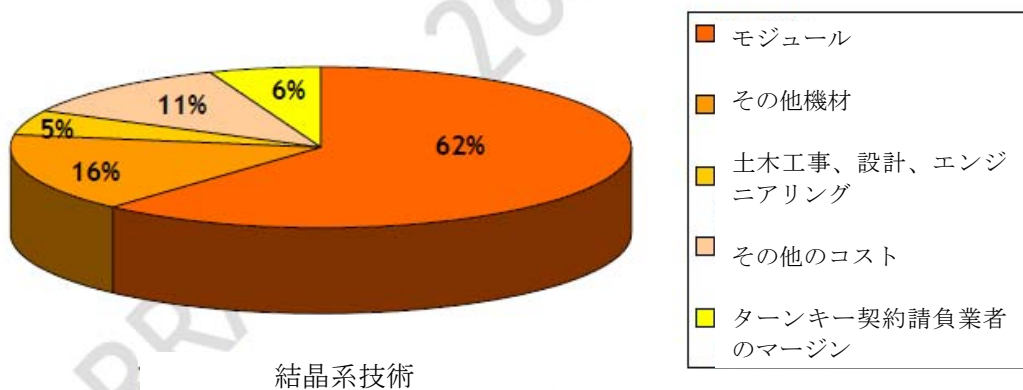
投資コストはモジュール価格に応じて変動するだろうが、それは設備に付属している追尾システムの場合についても同様である。

結晶系技術（太陽追尾システムなし）の固定設備に対して、投資コストは2.27～2.77ユーロ/Wpと推計される。追尾が一軸式の場合、2010年の推定コストは、約0.2ユーロ/Wp増加し、追尾が二軸式の場合、0.25ユーロ/Wp増加する可能性がある。

同分野の他の情報源によれば、追尾システムが一軸式の場合は0.5ユーロ/Wp、二軸式の場合は0.90ユーロ/Wp増加し、2.80ユーロ/Wp～3.35ユーロ/Wpの範囲のコストとなる。

ターンキー契約請負業者にとってのこの投資コストの内訳を以下の図に示す。

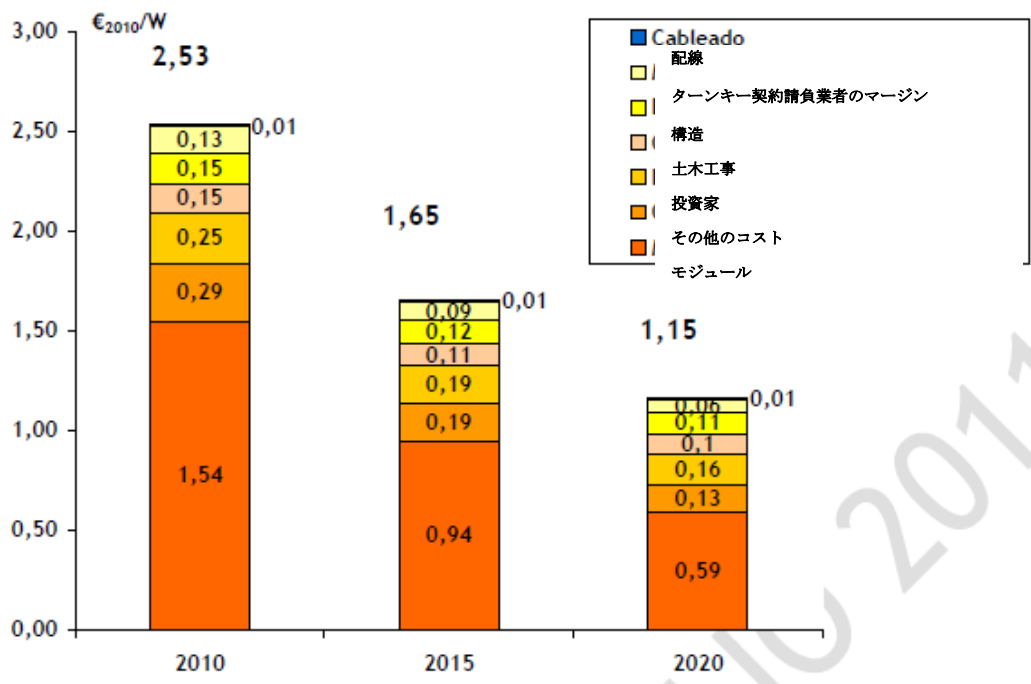
図 4.9-20: 追尾システムなしの陸上設置型太陽光発電設備に対する投資コスト



出典：BCG

テクノロジーの未来に関する研究において、IDAEが算定したところ、結晶系技術による地上設置設備の推移は約55%の減少となり、詳細は以下のグラフに示される。

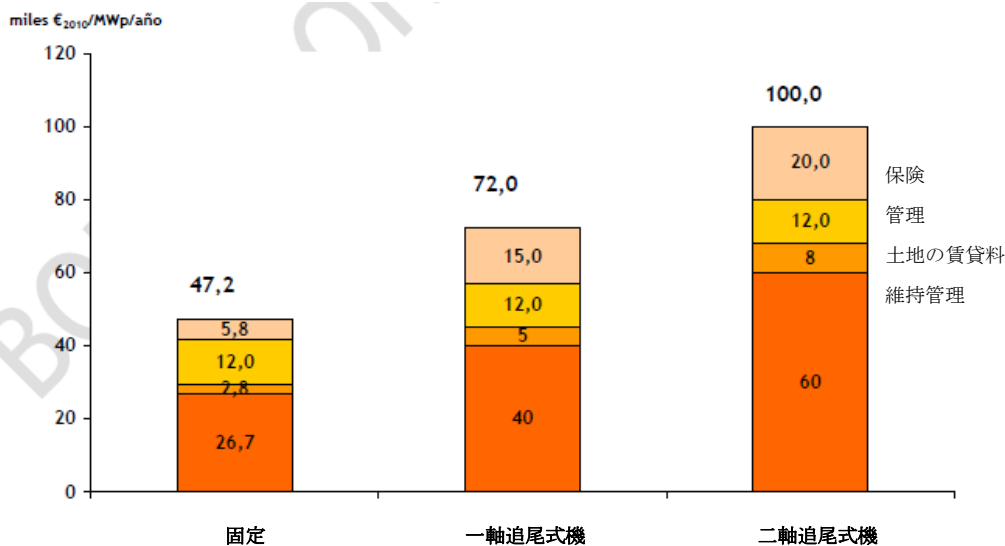
図 4.9-21: 結晶系技術の陸上設置型設備の投資コストの推移



出典: BCG

陸上設置設備の場合、**運営・維持管理費用**は、追尾システムの有無により異なる。太陽追尾の類型別のこれらのコストの内訳を以下の図に示す。

図 4.9-22: 陸上設置設備向け運営・維持管理コスト



出典: BCG

追尾装置がひとつあれば、維持管理コストが年間15,000ユーロ/MW~20,000ユーロ/MW上昇する。この分野の連関分析は、一軸式追尾システムがつくと25,000ユーロ/MWp、二軸式追尾システムがつくと55,000ユーロ/MWp増加することを示している。

参考資料 3: イギリスにおける発電原価調査(太陽光発電)

Department of Energy and Climate
Change

**Review of the generation costs and
deployment potential of renewable
electricity technologies in the UK**

Study Report

REP001

Final | June 2011

Ove Arup & Partners Ltd
13 Fitzroy Street
London
W1T 4BQ
United Kingdom
www.arup.com

This report takes into account the particular
instructions and requirements of our client.

It is not intended for and should not be relied
upon by any third party and no responsibility is
undertaken to any third party.

Job number 215030

ARUP

出典) http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/meeting_energy/renewable_ener/renew_obs/renew_obs.aspx

9 太陽光 9.8 プロジェクト原価より抜粋

9.8 プロジェクト原価

9.8.1 アプローチと重要な前提条件

DECCは、最近の太陽エネルギーの原価データについて、次の範囲を指定している：

<50kW

50kW－5MW

5MW－10MW

>10MW

収集された多様なデータを分析すると、設備については2つの規模で明確に分類（50kW以上・以下）ができるため、データはこれに基づいて表されている。大規模に特化したイギリスのデータが不足しているため、この規模の事業は国内では行われていない。

収集したデータには、太陽光の様々な事業タイプが含まれており、家庭用屋上設置型、複数の家庭用屋上設置型の集合体（portfolios of domestic rooftop）、商業用屋上設置型、地上据置き型、及び両シリコン薄膜太陽光が含まれる。

太陽光の原価データは、公に入手可能な産業レポート、製造業者及び事業開発者によるアンケート回答から集められた。イギリス国内では、太陽光産業が十分に成立していないため、サンプルデータのサイズは、陸上風力などの成熟した技術と比べて小さい。

関係者らは、イギリスにおける太陽光スキームについて、事業に計画変更のない場合、税引き後の最低収益率は7.5～9%であるとしている。通常、設備の運用期間は25年を想定しているが、太陽光パネルの寿命はこれを上回ると予測する関係者もいる。

9.8.2 設備投資

モジュール一式、インバーター及び装着システムのコストは、設備投資の最も重要な要素である。必要であれば、系統連系が残りのコストの大部分を占める。

50kWを超える事業の開発前コストは、14,000 £ / MWから 27,000 £ / MWで、中間値は 20,000 £ / MWである。これらには、認可取得前や計画（地上据置き型太陽光の場合）段階の調査、土地調査が含まれる。事業の特徴と選んだ土地によってコストは多様であり、たいいていの場合、計画に関して問題があると開発前コストは高くなる。50kW以下の規模では、容量が小規模になるため、MWあたりの価格は、著しく高い。標準的な 2.5kW容量の家庭用屋上設置型のコストは、約 500 £ である。

50kW以下規模の太陽光発電の資本原価は、270 万 £ / MWから 510 万 £ / MWで、中間値は、330 万 £ / MWである。極小規模の事業では、原価に与える影響がかなり大きい。利用技術のタイプが価格変動の主な理由である；薄膜太陽光は、より効率的なシリコン技術よりも安い。

家庭用屋上設置型太陽光発電システム1台の導入にかかるMWあたりの価格は、より容量の大きい商業用屋上設置型1ユニット、もしくは、家庭用屋上設置型の集合体よりも高い。この規模では、資本原価の平均97%が、建設費もしくは導入コストであり、そのうちの大部分がモジュールとインバーターの価格である。そのため、大規模事業のデベロッパーは、設備供給者と交渉をし、ユ

ニットあたりの単価を下げている。

また、これらのスケールメリットは、50kW以下と 50kW以上レベルの原価の差異にも現れている。50kW以上のカテゴリの原価は、190 万£から 370 万£、中間値は 270 万£である。この規模でも、価格は技術タイプと特徴によって異なっている。50kW以上の範囲には、産業用屋上据置き型と地上据置き型事業の、原価の異なる両事業が含まれている。

イギリスでは、5MW以上の大規模事業のデータを収集することはできないが、価格は 50kW以上の設備とさほど変わらない。それは、太陽光モジュールの性質及び、機器に比重の重い設備投資の性質のためである。これは、概して、ドイツやスペイン、イタリアにおける 5-20MW事業の実際のコストと一致している。

表 33 : 太陽光 – 資本原価 (2010 年)

| 千£ / MW | < 50kW | 50kW > |
|---------|--------|--------|
| 高 | 5,080 | 3,736 |
| 中 | 3,339 | 2,710 |
| 低 | 2,732 | 1,873 |

図 63 : 太陽光-資本原価 (2010 年)

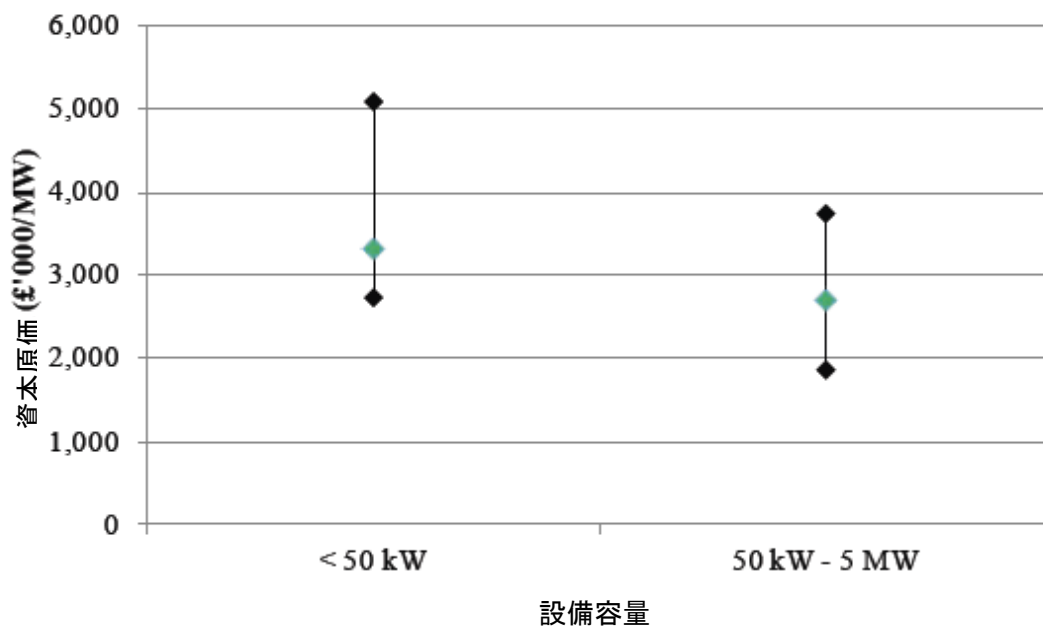


表 34：太陽光 — 資本原価の内訳*

| 資本原価項目 | % |
|---------|------|
| 開発前 | 6% |
| 建設 | 92% |
| 送電系統コスト | 2% |
| その他 | 0%** |

* 上記の内訳は、極小規模の太陽光には適用されない。

**太陽光のその他のコストは、通常、設計調達建設（EPC）契約に含まれる。

関係者は、モジュール原価、人件費、変動為替レートを重要な間接費割り当て基準だと考えている。下記のように、モジュール原価は、産業界の相場の影響を大きく受けていると推測される。変動が不安定のため、DECCは、イギリス通貨の上昇及び下落を価格予測に含めないよう指示している。

産業の習熟は、今後 20 年間の価格予想における下落の第一要因である。IEAの予測する産業習熟率 17%は、Blue Map社の国際普及予測に適用されており、それによると 2010～30 年で 43GWから 794GWの容量増加を見込んでいる。国際普及率は、世界的なサプライチェーンの状況を反映した産業習熟の効果を測るために利用されている。

人件費は、年間 0.1%ずつ増加すると予測されるが、習熟による原価低下には、大きな影響は与えない。

原価における最大の低下理由は、2010～20 年の世界的な普及拡大である。この 10 年間で原価は 37%下がると予想され、2030 年までの設備投資の低下は、全体で 51%に達すると予測されている。

表 35：太陽光 — 資本原価予測（実数）（<50kW）

| 資本原価 (千 £ / MW) | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 高 | 5,080 | 4,027 | 3,218 | 2,759 | 2,487 |
| 中 | 3,339 | 2,647 | 2,115 | 1,814 | 1,634 |
| 低 | 2,732 | 2,166 | 1,731 | 1,484 | 1,337 |

表 36：太陽光 — 資本原価予測（実数）（50kW>）

| 資本原価 (千 £ / MW) | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 高 | 3,736 | 2,961 | 2,367 | 2,029 | 1,829 |
| 中 | 2,710 | 2,148 | 1,717 | 1,472 | 1,326 |
| 低 | 1,873 | 1,485 | 1,187 | 1,017 | 0,917 |

9.8.3 運営費

太陽光の運営費には、運営人件費、維持管理、インバーター交換、土地賃借、保険及び必要であれば送電系統管理が含まれる。

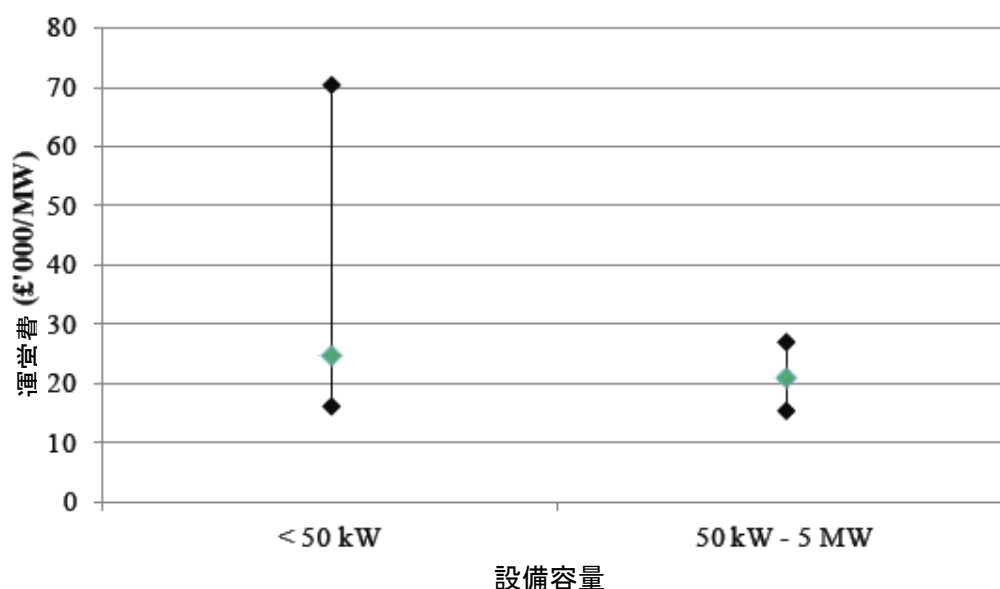
極小規模の太陽光事業 (<50kW) は運営費も多様で、17,000 £ / MW / 年から 71,000 £ / MW / 年、中間値は 25,000 £ / MW / 年である。運営費における幅の大きさは、国内の市場も発展途中のため、極小規模事業の運営費が不安定であることを示している。この調査では、デベロッパー及び既存調査の様々な見解に注目し、58,000 £ / MW / 年のデベロッパーの中間運営原価を引用したい。

大規模太陽光事業 (>50kW) のO&M (維持管理、運用及び装備) 原価幅は狭く、年間額は 16,000 £ / MW から 27,000 £ / MW、中間値は 21,000 £ / MW である。コストの多様性は、事業の特性に拠っており、MWあたりを基準としたO&M額は、分散した屋上設置型設備よりも地方設置型太陽光設備の方が安い。イギリスでは、運用中の大型太陽光事業が不足しているため、関係者に提供してもらった原価は欧州の平均値を基にしており、変動する可能性もある。

表 37 : 陸上風力 ー 運営費 (2010 年)

| 千 £ / MW | < 50kW | > 5MW |
|----------|--------|-------|
| 高 | 70.7 | 27.3 |
| 中 | 24.8 | 21.1 |
| 低 | 16.5 | 15.8 |

図 64 : 太陽光-運営費 (2010 年)



関係者は、人件費について、将来の運営費の間接費割り当て基準のカギとなると考えている。製造業における人件費は、年間 0.1% ずつ増加すると見込まれている；しかし、人件費は、全運営費のほんの一部のため、2010~30 年の予測では変化はない。産業の習熟は、原価予測には含まれな

いが、遠隔モニタリングの実施やその他のO&M開発によって生じる可能性がある。太陽パネルに関する製造元による保証規定は、将来の代替部品の原価が実質的には運営費全体に影響を与えるものではないことを示している。

表 38：太陽光 — 運営費予測（実数）（<50kW）

| 運営原価 MW/年 (千£) | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|----------------------|------|------|------|------|------|
| 高 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 |
| 中 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 |
| 低 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 |

表 39：太陽光 — 運営費予測（実数）（50kW>）

| 運営原価 MW/年 (千£) | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|----------------------|------|------|------|------|------|
| 高 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 |
| 中 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 |
| 低 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 |

9.8.4 均等化原価

Arup社及びE&Y社による、50kW以上の太陽光発電導入に関する資本原価及び運営費統計データ⁴⁰を用いて、DECCは、参照設備の2010、2015、2020、2025、2030年の均等化原価を算出した。均等化原価の幅は、Arup社の低、中、高の資本原価見積りを基にしている。均等化原価は、税引き前の最低収益率を7.5%と仮定して算出しており、その数字はCCC（The Committee on Climate Change：気候変動委員会）のためのOexra報告書⁴¹を基にした。均等化原価は、稼働率を11%、稼働年数を25年間と想定している。

| £ / MWh | | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|------------|---|------|------|------|------|------|
| 太陽光 | 低 | 202 | 165 | 136 | 120 | 111 |
| | 中 | 282 | 228 | 187 | 164 | 150 |
| | 高 | 380 | 306 | 250 | 218 | 199 |

⁴⁰ 均等化原価は、Arup社及びE&Y社によって提供された資本原価及び運営費に基づいており、今後の鉄鋼価格が一定であることを前提としている；インフラコストを含む設備投資は、中心施設で発生したもので、水、道路、廃棄物処理、土地など敷地外で発生した、他のインフラコストは含まれない。

⁴¹ www.oexra.com/main.aspx?id=9514