

3月3日 総合資源エネルギー調査会
発電コスト検証ワーキンググループ(第2回会合)資料3より抜粋

再生可能エネルギー・ コージェネレーションシステム・燃料電池

本WGにおける再生可能エネルギー発電コストの考え方

1. 発電コストの諸元の考え方

調達価格等算定委員会において示された、各電源の2015年度の調達価格の算定に用いられた諸元を、本WGにおける2014年モデルプラントの発電コスト検証の諸元としてはどうか。

2. 将来のモデルプラントの発電コストの考え方

太陽光及び風力については、技術革新並びに国内市場及び世界市場の拡大を受けた量産効果による価格低下の効果などを加味することとしてはどうか。

地熱・水力・バイオマスについては、発電コストに大きく影響するような技術革新・量産効果は現時点では想定していないため、2020年・2030年時点のモデルプラントにおいても、2014年モデルプラントと同じ諸元を用いることとしてはどうか。

(1)－1. 発電コストの諸元の考え方

2011年コスト等検証委員会と調達価格等算定委員会の諸元との関係

【調達価格の算定について】

- 固定価格買取制度における調達価格は、「当該供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用」（再エネ特措法第3条第2項）を基礎として算定することとされている。
- 制度の適用を受ける設備については、法令に基づき事業者にコストデータの提出を義務づけており、実態の費用を反映したデータを収集している。
- 調達価格等算定委員会においては、上記の収集されたコストデータ等を分析し、調達価格の算定に用いている。

【本WGの諸元(案)について】

- 調達価格等算定委員会にて2015年度の調達価格の算定に使用された諸元を、2011年コスト等検証委員会の費目項目等の整理に合わせて計上し、本WGの2014年モデルプラントの諸元としてはどうか。
- なお、2011年コスト等検証委員会と調達価格等算定委員会の諸元には、①接続費用、②土地賃借料、③事業税の扱いに差異があることに留意が必要。

＜2011年コスト等検証委員会と調達価格等算定委員会との諸元の差異＞

		コスト等検証委員会	調達価格等算定委員会
資本費	建設費	○	○
	接続費用	—	○
	廃棄費用	○	○
運転維持費	人件費	○	○
	修繕費	○	○
	諸費	○	○
	業務分担費	○	○
	土地賃借料	—	○

		コスト等検証委員会	調達価格等算定委員会
租税	固定資産税	○	○
	事業税	—	○
その他	出力	○	○
	設備利用率	○	○
	法定耐用年数	○	○
	稼働年数	○	○(調達期間)
	IRR(税引前)	—	○

(注)一部の電源については、整理が異なる(次頁以降参照)。

【太陽光】2011年コスト等検証委員会と調達価格等算定委員会の比較

＜太陽光（住宅用／10kW未満）＞

		コスト等検証委員会 (2010モデルプラント)	調達価格等算定委員会 (2015年度調達価格の想定)
資本費	建設費	48~55万円/kW	36.4万円/kW
	接続費用	—	—
	廃棄費用	5%(対建設費)	—
運転維持費	人件費	—	—
	修繕費	1.5%(対建設費)	0.360万円/kW/年
	諸費	—	—
	業務分担費	—	—
	土地賃借料	—	—
租税	固定資産税	—	—
	事業税	—	—
その他	出力	4kW	4kW
	設備利用率	12%	12%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数(調達期間)	20,25年	10年買取
	IRR(税引前)	—	3.2%

＜太陽光（メガソーラー／10kW以上）＞

		コスト等検証委員会 (2010モデルプラント)	調達価格等算定委員会 (2015年度調達価格の想定)
資本費	建設費	33~55万円/kW	29.4万円/kW(※)
	接続費用	—	1.35万円/kW
	廃棄費用	5%(対建設費)	5%(対建設費)
運転維持費	人件費	300万円	0.6万円/kW/年 (土地賃借料150円/㎡/年を含む)
	修繕費	1.0%(対建設費)	
	諸費	0.6%(対建設費)	
	業務分担費	14.0%(対直接費)	
	土地賃借料	—	
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.289%
その他	出力	1,200kW	2,000kW
	設備利用率	12%	14%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数(調達期間)	20,25年	20年買取
	IRR(税引前)	—	5-6%

※調達価格等算定委員会については、システム費用(29.0万円/kW)と土地造成費(0.4万円/kW)の和とした。

【風力】2011年コスト等検証委員会と調達価格等算定委員会の比較

＜陸上風力＞

		コスト等検証委員会 (2010モデルプラント)	調達価格等算定委員会 (2015年度調達価格の想定)
資本費	建設費	20~35万円/kW	30万円/kW
	接続費用	上記内数	上記内数
	廃棄費用	5%(対建設費)	5%(対建設費)
運転維持費	人件費	1.4%(対建設費)	0.6万円/kW/年
	修繕費		
	諸費	0.6%(対建設費)	
	業務分担費	14.0%(対直接費)	
	土地賃借料	上記内数	
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.289%
その他	出力	20,000kW	20,000kW
	設備利用率	20%	20%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数(調達期間)	20,25年	20年買取
	IRR(税引前)	—	8%

＜洋上風力(着床式)＞

		コスト等検証委員会 (2010モデルプラント)	調達価格等算定委員会 (2015年度調達価格の想定)
資本費	建設費	28.3~70万円/kW	56.5万円/kW
	接続費用	上記内数	上記内数
	廃棄費用	5%(対建設費)	5%(対建設費)
運転維持費	人件費	1.4%(対建設費)	2.25万円/kW/年
	修繕費		
	諸費	0.6%(対建設費)	
	業務分担費	14.0%(対直接費)	
	土地賃借料	上記内数	
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.289%
その他	出力	150,000kW	30,000~100,000kW
	設備利用率	30%	30%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数(調達期間)	20,25年	20年買取
	IRR(税引前)	—	10%

※固定価格買取制度による洋上風力の調達区分の定義は、「建設及び運転保守のいずれの場合にも船舶等によるアクセスを必要とするもの」であり、主として着床式を念頭に置いている。

【中小水力】2011年コスト等検証委員会と調達価格等算定委員会の比較

＜中小水力＞		(200-1,000kW)		(200kW未満)
		コスト等検証委員会 (2010モデルプラント)	調達価格等算定委員会 (2015年度調達価格の想定)	調達価格等算定委員会 (2015年度調達価格の想定)
資本費	建設費	80~100万円/kW	80万円/kW	100万円/kW
	接続費用	上記内数	上記内数	上記内数
	廃棄費用	5%(対建設費)	5%(対建設費)	5%(対建設費)
運転維持費	人件費	700万円	700万円	700万円
	修繕費	1.0%(対建設費)	1.0%(対建設費)	1.0%(対建設費)
	諸費	0.6%(対建設費)	0.6%(対建設費)	0.6%(対建設費)
	業務分担費	14.0%(対直接費)	14.0%(対直接費)	14.0%(対直接費)
	土地賃借料	—	上記内数	上記内数
水利使用料		26万円/年	26万円/年	26万円/年
租税	固定資産税	1.40%	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.289%	1.289%
その他	出力	200kW	200kW	200kW
	設備利用率	60%	60%	60%
	法定耐用年数	22年	22年	22年
	稼働年数(調達期間)	30,40年	20年買取	20年買取
	IRR(税引前)	—	7%	7%

【地熱・バイオマス】2011年コスト等検証委員会と調達価格等算定委員会の比較

＜地熱＞

		コスト等検証委員会 (2010モデルプラント)	調達価格等算定委員会 (2015年度調達価格の想定)
資本費	建設費	70~90万円/kW	79万円/kW
	接続費用	—	15億円
	廃棄費用	5%(対建設費)	5%(対建設費)
運転維持費	人件費	1.2億円	3.3万円/kW/年
	修繕費	2.2%(対建設費)	
	諸費	0.8%(対建設費)	
	業務分担費	16.1%(対直接費)	
	土地賃借料	—	上記内数
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.289%
その他	出力	30,000kW	30,000kW
	設備利用率	10,50,60,70,80%	83%
	所内率	10%	11%
	法定耐用年数	15年	15年
	稼働年数(調達期間)	30,40,50年	15年買取
	IRR(税引前)	—	13%

＜バイオマス(木質専焼／未利用木材)＞(※)

		コスト等検証委員会 (2010モデルプラント)	調達価格等算定委員会 (2015年度調達価格の想定)
資本費	建設費	30~40万円/kW	41万円/kW
	接続費用	—	上記内数
	廃棄費用	5%(対建設費)	5%(対建設費)
運転維持費	人件費	0.7億円	2.7万円/kW/年
	修繕費	4.4%(対建設費)	
	諸費	修繕費に含む	
	業務分担費	人件費に含む	
	土地賃借料	—	
燃料費	燃料価格	7,500~17,000円/t	12,000円/t
	燃料諸経費	400~600円/t	750円/t
	必要な燃料量	発熱量: 15MJ/kg 熱効率: 20%	下記設備利用率のとき、60,000t
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.289%
その他	出力	5,000kW	5,700kW
	設備利用率	10,50,60,70,80%	87%
	所内率	13%	16%
	法定耐用年数	15年	15年
	稼働年数(調達期間)	30,40年	20年買取
	IRR(税引前)	—	8%

(※) 石炭混焼については、①モデルプラントと同規模で2011年以降新たに運転(混焼)を開始した事例に乏しいこと、②新たに混焼を開始した事業者へのインタビューによると、2011年コスト等検証委員会の諸元コストとの大きな差異がないことから、前回と同じ諸元としたい。

一般水力発電サンプルプラントの変更案

	2011年コスト等検証委での サンプルプラント	2013年度までの新・増設を含めた サンプルプラント案
一般水力発電所	モデルプラント規模: 1. 2万kW ・江卸(1.38万kW、2006年、水路式) ・新忠別(1.万kW、2006年、ダム式) ・新帝釈川(1.1万kW、2006年、ダム水路式)	モデルプラント規模: 1. 2万kW ・江卸(1.38万kW、2006年、水路式) ・新忠別(1.万kW、2006年、ダム式) ・森吉(1.1万kW、2013年、ダム水路式)

(1)－2. 将来のモデルプラントの発電コストの考え方

【太陽光】2011年コスト等検証委員会におけるコスト低減の考え方

- 太陽光は、世界の生産量が増えると価格が低下するという学習効果や耐久性の向上などの技術進展を前提に試算。
- 第3世代太陽電池と言われる量子ドット太陽電池などの主として実用化前の革新的な技術については、必ずしも実用化が明らかではないため、発電単価については、参考として示すこととした。

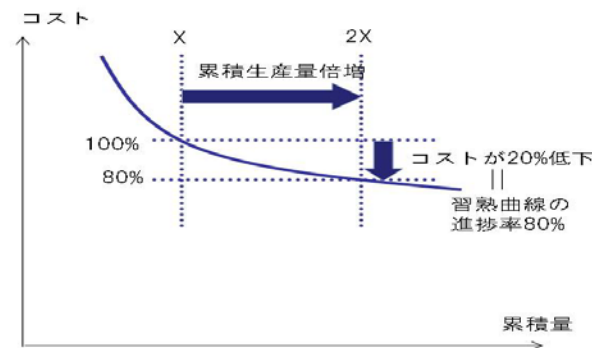
【学習効果等による低コスト化シナリオ】

本シナリオに基づく試算では、以下3つのコスト低減可能性を見込んだ。

①発電システムの単価の低下

- ・EPIA(欧州太陽光電池工業会)、IEA等の複数の国際機関等で採用されている学習効果(産業製品の価格は、学習曲線に従って、累積生産量が倍増するごとに、習熟曲線の進捗率で低下するという推計手法)を用いた。
- ・太陽光発電の部品部分(発電モジュール、インバータ、それ以外の付属機器)のコストについては、国際機関等による累積生産量の見通しに沿い、進捗率80%でコスト低下が続くと想定。
- ・累積生産量の見通しについては、IEAから4つ、EPIAから3つの普及見通しシナリオを参照したが、EPIAの3つのシナリオの幅の中にIEAの全てのシナリオが含まれることなどから、EPIAの3つのシナリオを使用することとした。
- ・設置工事費は、世界の累積生産量との関連性が小さいためコストは一定と想定。

※なお、廃棄費用については、建設費の5%としているため、廃棄費用も発電システムの単価の低下に伴い低下する。



②発電モジュールの耐久性の向上

- ・EPIA Solar Generation 6を踏まえ、2020年、2030年のモデルプラントの稼働年数を35年とした。

③維持管理費の低下

- ・2020年や2030年のモデルプラントの維持管理費も、2010年のモデルプラントの初期投資に対する維持管理費の比率と同様に設定。

【太陽光】(参考)2011年コスト等検証委員会で採用した累積生産量見通し

【既往の文献での太陽光発電システムの世界における普及見通し】

シナリオ	概要	2010年 (実績)	2010年 (推計)	2020年 (推計)	2030年 (推計)
Technology Roadmap Solar photovoltaic energy (IEA,2010)	ETP2008 のBLUE Map Scenario の2倍程度という急速普及を見 込んだシナリオ	3,950万kW	2,700万kW	2億1,000万kW	8億7,200万kW
World Energy Outlook (IEA,2010) 現行政策シナリオ	2010年半ばにおける政策が継 続するとしたシナリオ		—	1億100万kW	2億600万kW
World Energy Outlook (IEA,2010) 新政策シナリオ	各国政府が導入を発表している 各政策やCO2削減目標が実現 したとするシナリオ		—	1億1,000万kW	2億9,400万kW
World Energy Outlook (IEA,2010) 450ppmシナリオ	温室効果ガス濃度を450ppm以 内にするシナリオ		—	1億3,800万kW	4億8,500万kW
Solar Generation 6 (EPIA,2011) 参照シナリオ	IEA WEO2009の分析を2030年ま で外挿したシナリオ		3,026万kW	7,685万kW	1億5,585万kW
Solar Generation 6 (EPIA,2011) 加速シナリオ	標準的な政策のもと、近年の導 入量拡大傾向が継続された場 合のシナリオ		3,499万kW	3億4,523万kW	10億8,115万kW
Solar Generation 6 (EPIA,2011) パラダイムシフトシナリオ	強力な政策バックアップのもと に技術的・商業的に達成可能な 導入量を示したシナリオ		3,662万kW	7億3,717万kW	18億4,494万kW

出典:

IEA, World Energy Outlook 2010

IEA, Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy, 2010

EPIA, Solar Generation 6, 2011

【太陽光】本WGにおけるコスト低減の考え方(案)

○太陽光のコスト低減については、最新の導入見通し等を用いて、2011年コスト等検証委員会と同様の手法で試算してはどうか。

①発電システムの単価の低下

○発電システムの単価の低下については、2011年コスト等検証委員会と同様、太陽光発電の部品部分(発電モジュール、インバータ、それ以外の付属機器)は国際機関等による累積生産量の見通しに沿って、進捗率80%でコスト低下が続くと想定し、設置工事費は一定と置いてはどうか(※)。

○累積生産量の見通しについては、前回と同様の7つのシナリオ(一部アップデートしたもの)を検討してはどうか。なお、EPIAの参照シナリオについては、2013年実績が2020年推計を上回っているため、除外することとしたい。

②発電モジュールの耐久性の向上

○稼働年数については、前回2020年・2030年のモデルプラントの稼働年数を35年と仮定したが、これは技術開発目標であるので、本WGでは2020年・2030年のモデルプラントの稼働年数について、下限値を一定とし、上限値を35年としてはどうか。

③維持管理費の低下

○運転維持費については、人件費(電気主任技術者)相当分については一定とし、その他の経費(修繕費等)についても精査すべき。

※太陽光発電システム価格に占める設置工事費の割合は、住宅用太陽光(新築)、メガソーラーそれぞれ16%,29%(2013年度)と推定される。
(平成25年度新エネルギー等導入促進基礎調査(太陽光発電システム等の普及動向に関する調査)より)

出典	シナリオ	2013年(実績)	2020年(推計)	2030年(推計)
Energy Technology Perspective 2014 (IEA, 2014)	2DS Hi-Ren シナリオ	1億4,000 万kW (※)	7億8,747 万kW	17億2,100 万kW
World Energy Outlook 2014 (IEA, 2014)	現行政策シナリオ		3億3,300 万kW	4億9,500 万kW
	新政策シナリオ		3億6,400 万kW	6億4,700 万kW
	450 シナリオ		3億7,100 万kW	8億5,600 万kW
EPIA Solar Generation 6 (EPIA, 2011)	参照シナリオ		7,685 万kW	1億5,585 万kW
	加速シナリオ		3億4,523 万kW	10億8,115 万kW
	パラダイムシフトシナリオ		7億3,717 万kW	18億4,494 万kW

※2013年度実績は、IEA TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS Survey 2014による

(参考)【太陽光】近年の建設コスト等に関する動向について

- 調達価格の算定の諸元となる太陽光発電のシステム費用は、2014年度調達価格の算定時まで毎年低下してきた。
- しかし、2015年度調達価格の算定の際には、太陽光(10kW以上)の調達価格の諸元となるシステム費用が初めて上昇に転じた。その要因として、①足元では再生可能エネルギー関連以外の工事案件の増加による工事費の上昇が生じていることや、②円安による海外製モジュールの価格上昇が考えられる。
- 加えて、非住宅用太陽光発電設備については、導入が進めば土地造成費や接続費用が、更に上昇することも予想される。
- また、パネルの設置容量をパワーコンディショナーの容量よりも大きくすることで、設備利用率の上昇により発電量が増加していることにも留意が必要。

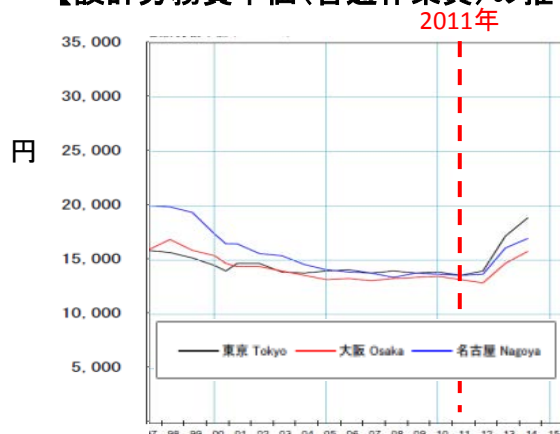
【各年度の調達価格の算定の想定の推移】

		2012年度	2013年度	2014年度	2015年度(意見)
10kW未満	システム費用	46.6万円/kW	42.7万円/kW	38.5万円/kW	36.4万円/kW※
	設備利用率	12%	12%	12%	12%
10kW以上	システム費用	32.5万円/kW	28.0万円/kW	27.5万円/kW	29.0万円/kW
	土地造成費	0.15万円/kW	0.15万円/kW	0.4万円/kW	0.4万円/kW
	設備利用率	12%	12%	13%	14%

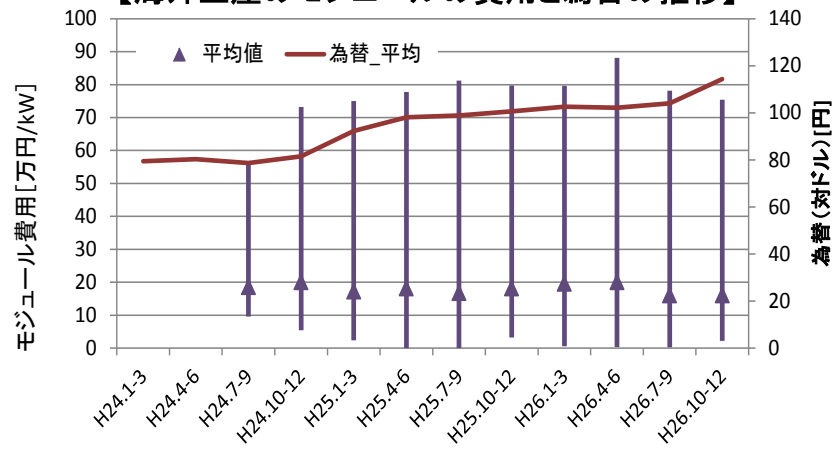
※1：10kW未満は出力制御対応機器設置なしの場合

※2：平成27年度調達価格等に関する調達価格等算定委員会案

【設計労務費単価(普通作業員)の推移】



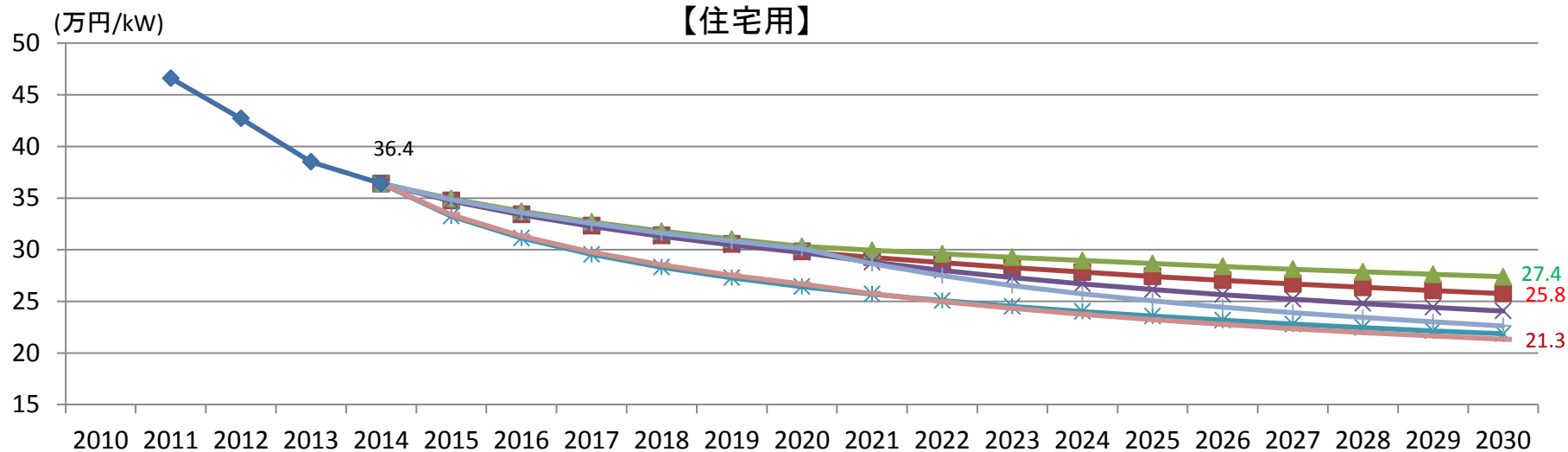
【海外生産のモジュールの費用と為替の推移】



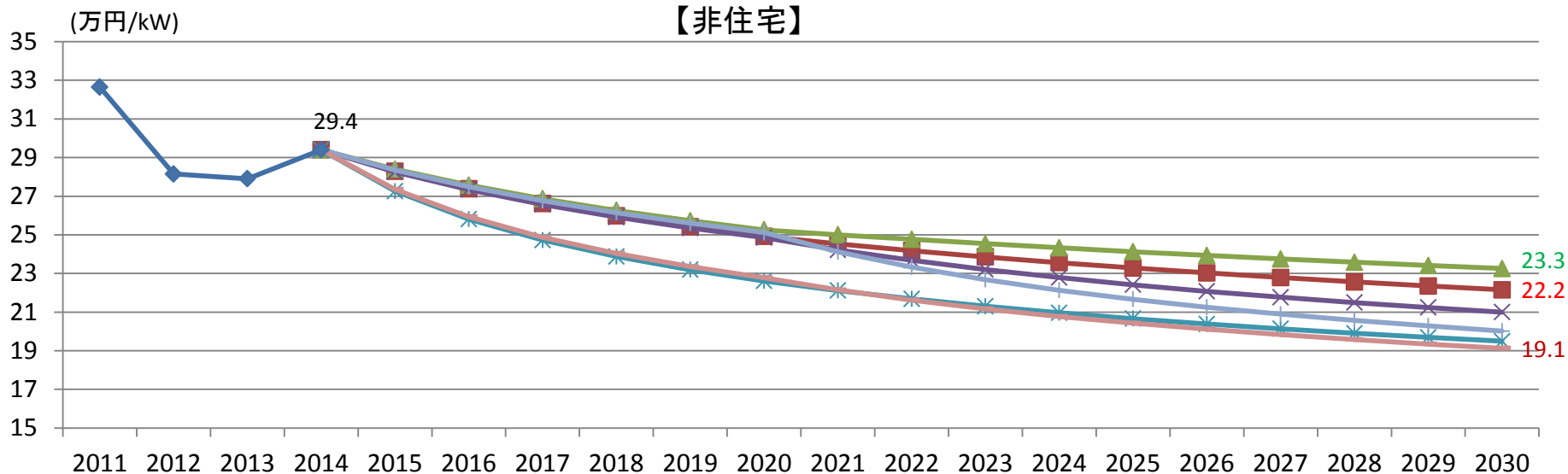
【太陽光】本WGにおける建設コスト低減試算(案)

○太陽光の建設コストの低減を、先述の前提を踏まえ試算した結果は、下記のとおり。

【住宅用】



【非住宅】



■ WEO2014 新政策シナリオ
 ▲ WEO2014 現行政策シナリオ
 × WEO2014 450シナリオ
 ✱ IEA 2DS hi-Renシナリオ
— EPIA 加速
 — EPIA パラダイムシフト
 ◆ 実績 (調達価格等算定委員会)

(参考)【太陽光】低コスト化に向けた取組(技術開発)

○太陽光発電の徹底したコスト低減のため、①2020年に発電コスト14円/kWhを目指す結晶Si太陽電池等の技術開発、及び ②2030年に発電コスト7円/kWhを目指す新型太陽電池の技術開発など、高性能化・低コスト化が期待できる技術の開発を推進(平成27年度予算案43.5億円)。

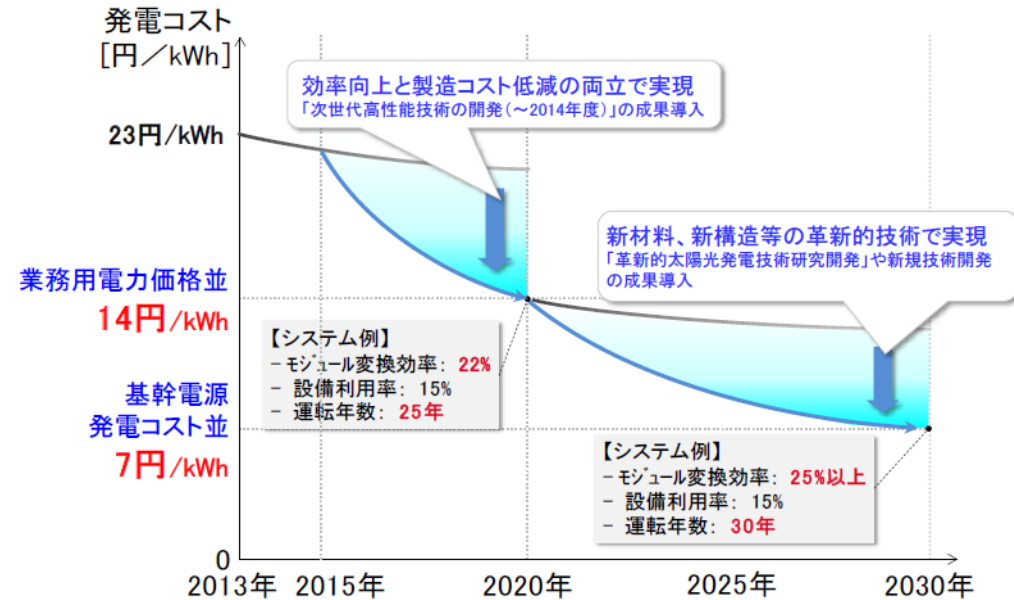
①2020年に発電コスト14円/kWhを中間目標とする技術

- 1) 太陽電池の高効率化、モジュール化、低コスト製造技術の開発
 - ・ヘテロ接合・バックコンタクト統合構造の新型結晶シリコン太陽電池の大面积・低コスト製造技術、モジュール化技術等の開発。
 - ・CIS等化合物系太陽電池の高効率化、低コスト製造技術等の開発。
- 2) 太陽電池の性能評価、信頼性向上等共通基盤技術の開発等
 - ・信頼性向上、信頼性評価技術の開発。

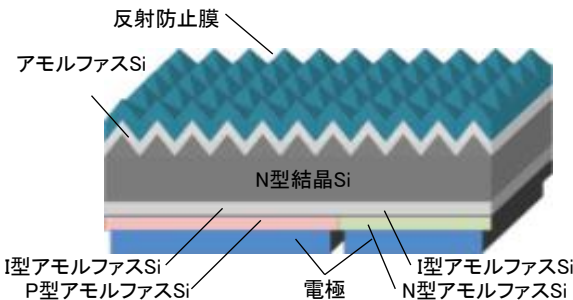
②2030年に発電コスト7円/kWhを革新的に目指す技術

- 1) 超高効率太陽電池による発電コスト低減技術開発(薄膜多接合高効率太陽電池)
 - ・変換効率45%に達する薄膜多接合太陽電池の低コスト製造技術の開発。
- 2) 量子ドット構造等、新型太陽電池の技術開発
 - ・量子ドット構造やコスト構造を革新する新型太陽電池の技術開発。

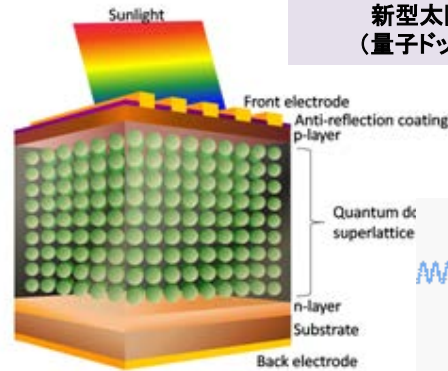
【太陽光発電開発戦略(NEDO PV Challenges)2014年9月】



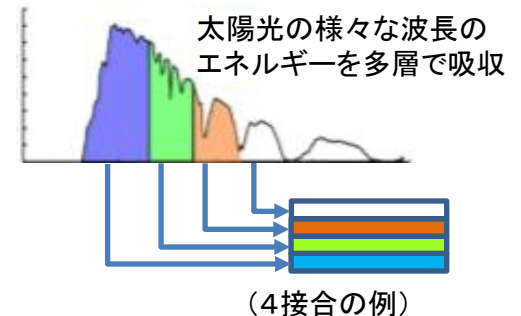
ヘテロ接合・バックコンタクト
統合構造例



新型太陽電池
(量子ドット構造)



薄膜多接合型太陽電池



【風力】2011年コスト等検証委員会におけるコスト低減の考え方

○風力については、「量産効果、技術改善等による低コスト化のシナリオ」と「日本の特殊性を勘案した横ばいシナリオ」の2つを前提に試算。

① 量産効果、技術改善等による低コスト化のシナリオ

○IEA等の国際機関等では、以下のような要因から、中長期的にコストが低減していく見通しが示されている。

＜中長期的なコスト低減の要因＞

- ・量産効果(生産の現地化・大規模化、設置ノウハウの蓄積など)
- ・技術改善(タービンの大型化、新素材開発、発電機やギアボックスの改善など)
- ・洋上風力(着床式)については、洋上専用タービンの開発、より深い水深での基礎設置手法の開発
- ・ウィンドファームの大規模化(オペレーション及びメンテナンスコストの効率化、メンテナンス面での連携強化)

○陸上風力：2020年及び2030年の建設費は、IEA「Energy Technology Perspective 2010」の Blue Map Scenarioの低減率を前提とした低コスト化のシナリオで、試算。

○洋上風力(着床式)：2020年の建設費は、陸上風力の1.5～2倍の幅で設定。2030年の建設費は、IEA「Energy Technology Perspective 2010」のBlue Map Scenarioの建設コストの低減率を前提とした低コスト化のシナリオで、試算。

○陸上風力も洋上風力(着床式)も、維持管理費も建設費と同程度に低下するという前提で試算。

② 日本の特殊性を勘案した横ばいシナリオ

○日本では、風力については、欧米と比較して、以下のような特殊性があるとされる。

＜日本の特殊性＞

- ・山間部への立地が多いなど立地条件が厳しく、今後、導入が進めば比較的安価で設置できる場所が減少(平坦な土地の確保が難しく、適地の更なる奥地化)
- ・大規模ウィンドファームが設置可能なまとまった土地が少ない
- ・洋上風力については設置がしやすい着床式の適地が少ない

○したがって、コスト低減要因が世界と同程度に発現するかについては不確定要素が大きいため、コスト低減しないシナリオで試算。

【風力】本WGにおけるコスト低減の考え方(案)

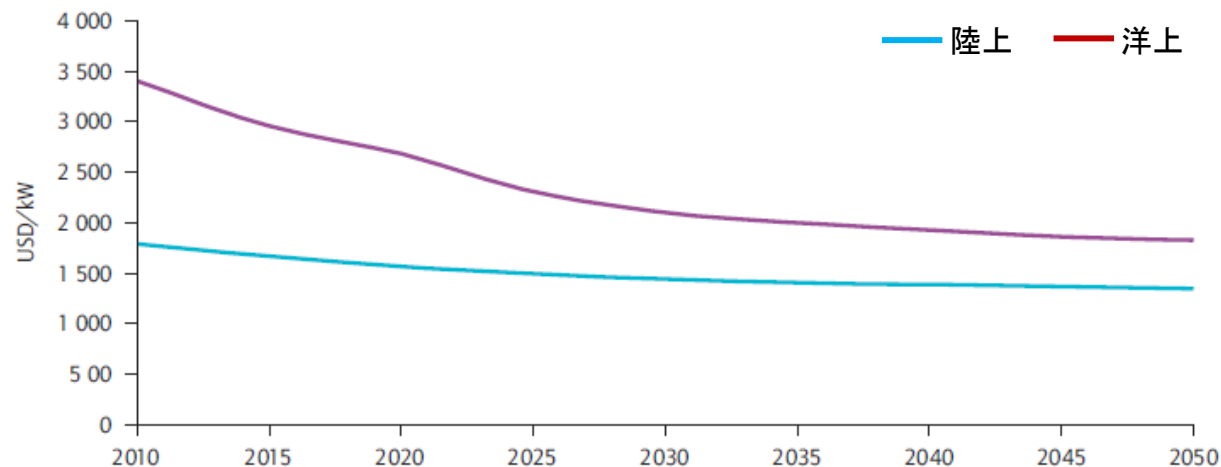
【本WGにおけるコスト低減の考え方(案)】

- 前回と同様の「量産効果、技術改善等による低コスト化のシナリオ」と「日本の特殊性を勘案した横ばいシナリオ」の2つを前提に試算してはどうか。
- 低コスト化シナリオについては、2011年コスト等検証委員会と同様IEAの見通しを参照して試算してはどうか。

【量産効果、技術改善等による低コスト化のシナリオ(案)】

- 建設コストの低減については、2011年コスト等検証委員会では、IEA「Energy Technology Perspective 2010」に基づき、将来のコスト低下を試算。これを踏まえ、本WGにおいては、IEAによる風力発電についてのレポートである、「Technology Roadmap Wind Energy 2013」に基づき、同様の試算を行ってはどうか。
- 「Technology Roadmap Wind Energy 2013」では、コスト低減に関する複数の文献を比較した上で、タービンの性能向上等により、2050年までに陸上風力発電は初期コスト25%低減、洋上風力発電は45%低減と推計している。この推計における2014～2030年分の低減率を単純推計しあてはめ、建設コストの低下を推計してはどうか。
- 運転維持費についても、風車の大型化に伴うkWあたり保守点検費用の低下、量産効果による部品価格低下による修繕費の低下等により、建設コストと同程度の低減を見込んではどうか。

【Technology Roadmap Wind Energy 2013にて紹介されている資本費低減シナリオの一例】

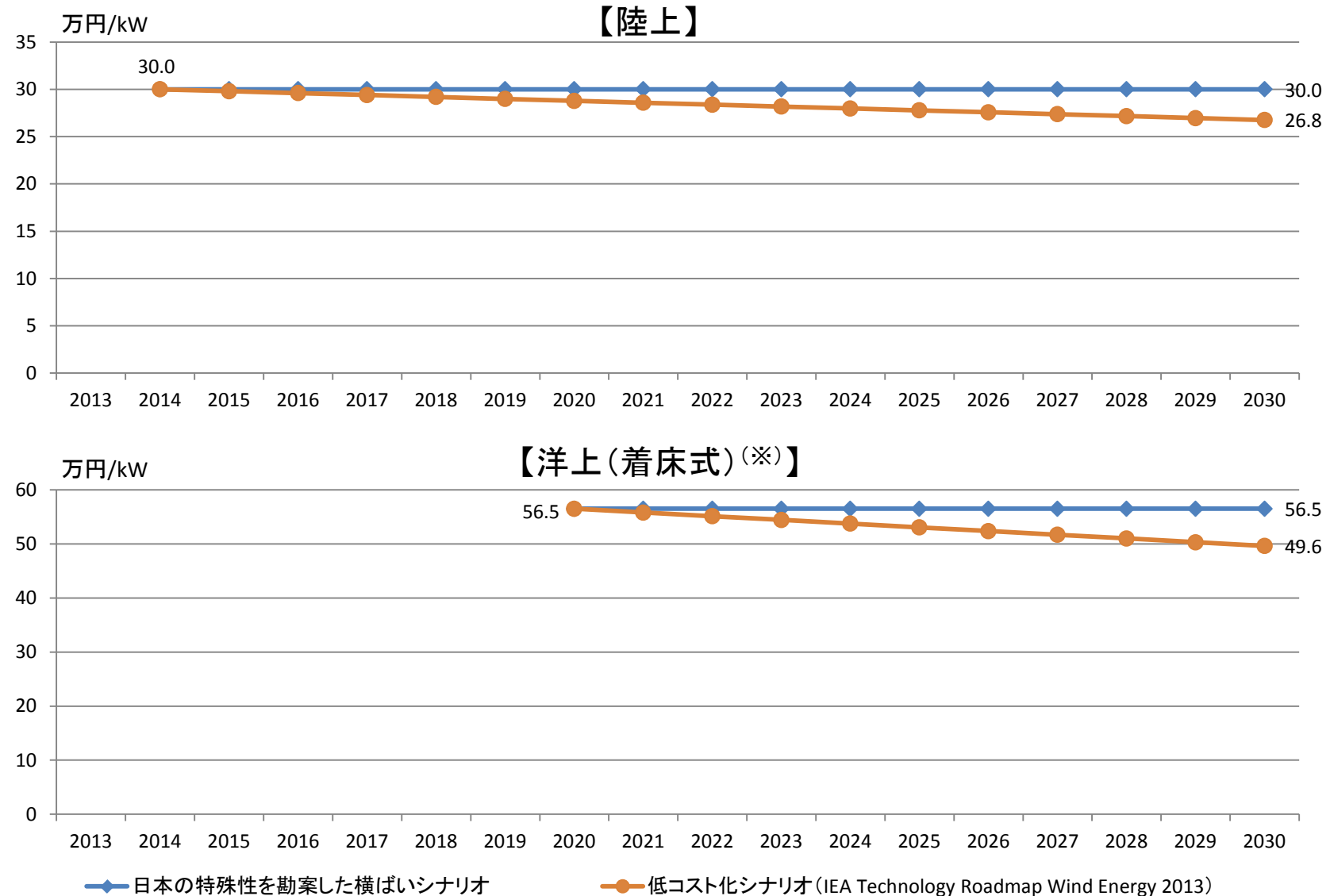


IEA(2012), Energy Technology Perspectives: Scenarios and Strategies to 2050より

【風力】本WGにおける建設コスト低減試算(案)

○風力の建設コストの低減を、先述の前提を踏まえ試算した結果は、下記のとおり。

(低コスト化シナリオについては、IEA Technology Roadmap Wind Energy 2013による2050年時点における初期コスト低減を見込み、線形で補正。)

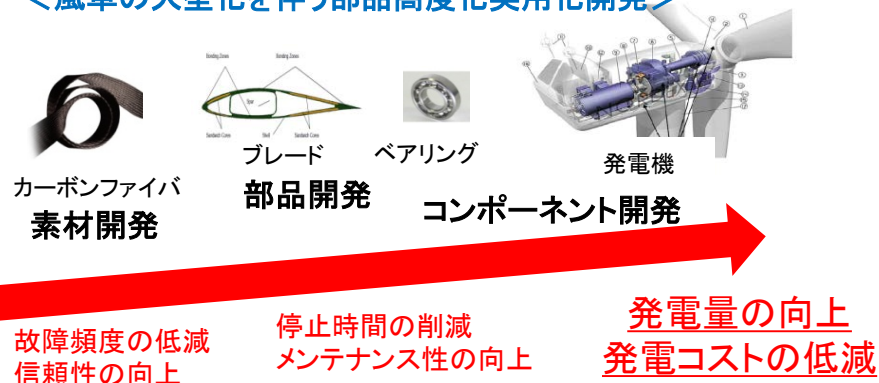


(※) 洋上風力(着床式)については、現状では実績に乏しいため、直近のモデルプラントを2020年とし、2020年以降のコスト低減を仮定。

(参考)【風力】低コスト化に向けた取組(技術開発・実証)

- 風車の発電効率の向上・大型化のため、風車主要コンポーネントの開発や標準化を図る技術開発や、信頼性・設備利用率向上のため、故障の事故前検出技術の確立等メンテナンス手法の高度化を図る技術開発を推進。
- 着床式洋上風力及び浮体式洋上風力の実証事業による低コスト化・早期事業化の推進。

<風車の大型化を伴う部品高度化実用化開発>



詳細設計した部品・コンポーネントの試作、要素試験などを実施。
成果目標:設備利用率23%(調達価格等算定委員会:20%)

<スマートメンテナンス技術研究開発>



実態調査及びシステム開発を基に実証試験などを実施。

○洋上風力システムの実証研究 平成27年度予算案79.3億円(26年度予算額49.0億円)

<着床式洋上風力>

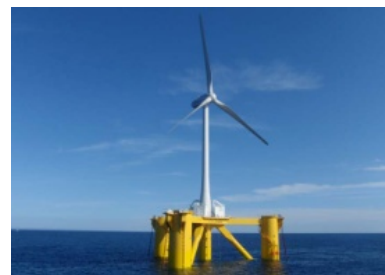


千葉県銚子沖
(提供:東京電力(株))



福岡県北九州市沖
(提供:電源開発(株))

<浮体式洋上風力>



福島沖プロジェクトによる
基礎技術の確立

更なる低コスト浮
体式洋上風力発
電の実証等

【地熱・水力・バイオマス】本WGにおける将来コストの考え方(案)

【2011年コスト等検証委員会の整理】

○地熱・水力・バイオマスについては、発電コストに大きく影響するような技術革新・量産効果は想定していない。

【本WGにおけるコスト低減の考え方(案)】

○地熱・水力・バイオマスに関する技術環境は現時点では大きく変化しておらず、技術改善等のコスト減要因のみならず、奥地化や原料収集コスト増等のコスト増要因も存在する。これらの事情を勘案し、本WGにおいては、2020年・2030年時点のモデルプラントにおいても、2014年モデルプラントと同じ諸元を用いることとしてはどうか。

(参考)火力発電費用への影響(イメージ)

- 再生可能エネルギーの導入に伴い回避される火力発電の費用は、その時々需給状況や電源構成によって左右される。再生可能エネルギーの導入量が少ない間は、まずは電力会社の保有する電源の中でも、燃料費の高い石油火力が代替される。
- 再生可能エネルギーの導入量が増えるに従って、代替される電源はLNG火力、石炭火力へとシフトし、回避される火力発電の単価が低下することが想定される。(なお、回避される費用には、火力発電所の変動費だけでなく固定費等の一部も含まれると考えられる)。

【再生可能エネルギー導入量と回避される火力発電のイメージ】

