

長期エネルギー需給見通し小委員会に対する 発電コスト等の検証に関する報告（案）

平成27年 4月
発電コストワーキンググループ

目次

I . 総論	p2
II . 各論	p12
(1)再生可能エネルギー	p13
(2)火力発電	p36
(3)原子力発電	p46
(4)コージェネ・燃料電池	p78
(5)系統安定化費用	p85
(6)その他	p101

I . 総論

1. 今回のコスト検証の目的及び考え方

- 本ワーキンググループでは、総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 長期エネルギー需給見通し小委員会において、現実的かつバランスのとれたエネルギー需給構造の将来像を検討するに際して参考となる、各電源の発電コストなどを試算。
- 試算方法については、2011年コスト等検証委員会の方法を基本的に踏襲し、2011年12月コスト等検証委員会報告書後の状況の変化や、本ワーキンググループにおいて議論された論点の整理を反映。
- 様々なデータに基づいて作業を進めるべく、2015年3月4日から4月10日にかけて国民からの情報提供の受付も実施。専門的論点に関する委員からのプレゼンなど、様々な観点から専門性に基づいた技術的検討を進め、今般、長期エネルギー需給見通し小委員会への報告をとりまとめ。

2. コスト検証を実施するに当たっての方針

(1) 検証の対象となるコストの考え方

- (1) 安定的で社会の負担の少ないエネルギー供給を実現するエネルギー需給構造を実現すべく、3E+Sを踏まえた将来のエネルギー需給構造を検討する観点から、発電者の負担するコストだけではなく、特定の電源による電力供給を維持するために、社会全体において負担する必要のある特定できる費用を当該電源の発電コストとして整理。
- (2) また、現在の電源構成による電力供給構造から、検討されるエネルギー需給構造の将来像に対応した電力供給構造に転換していくために必要となるコストについても、エネルギー需給構造の将来像の検討を行うために参考となる情報であることから、社会が負担するコストとして考え方などを整理。
- (3) ただし、将来の電源を確保するための費用で、特定の電源の供給活動に直接帰属するものではないものについては、将来の電力供給構造における選択肢を確保するための費用として整理し、具体的な形で検討されるエネルギー需給構造の将来像と直接関係するものではないことから、検証の対象となるコストとはしない。

(2) 試算方法

- (1) エネルギー需給構造の将来像の検討の参考となる検証を行うべく、各電源の発電コストについては、2011年コスト等検証委員会と同様、将来の見通しを示すことが可能なモデルプラントをベースとした試算を実施。
- (2) ただし、現在の電力供給構造から将来の電力供給構造に転換していくために必要となるコストについては、現在の資産構成との関係を踏まえつつ、試算を実施。
- (3) また、各電源の発電コストについて、長期エネルギー需給見通しが示された際に、将来の電力供給構造において各電源が果たす役割を踏まえて理解することができるよう、試算結果の示し方について配慮。

3. モデルプラント方式に基づく算定方式

○2011年コスト等検証委員会と同様、OECD、EIA(米国エネルギー統計局)等、世界でも広く使われているモデルプラント方式による試算方法に基づいて算定。

⇒電源ごとに想定したモデルプラントについて、総費用を発電電力量で割って発電コストを求める

⇒固定価格買取制度の対象となる電源については、買取価格の算定根拠となる諸元の数値を利用。

○このモデルプラントの考え方に、社会的費用※もコストに計上して試算を行った。

$$\text{円/kWh} = \frac{\text{資本費} + \text{運転維持費} + \text{燃料費} + \text{社会的費用}^{\ast}}{\text{発電電力量(kWh)}}$$

※社会的費用:事故リスク対応費(原子力のシビアアクシデント対応費)、政策経費、環境対策費(火力のCO2対策費用)を費用として認識。

※なお、モデルプラント方式に基づいているOECDの発電コスト試算では、政策経費や事故リスク対応費等の社会的費用を、発電コストに計上していない。(CO2対策費用のみ計上している。)

※発電に関連するコストではあるが、個別の電源固有のコストとして整理するのが難しい系統安定化費用については、特定電源のコストとして計上していない。

(参考) 個別電源の発電コストの項目

○資本費

減価償却費(建設費に減価償却率を乗じたもの)、固定資産税、水利使用料、設備の廃棄費用の合計

○運転維持費

人件費、修繕費、諸費、業務分担費の合計

○燃料費

単位数量当たりの燃料価格に必要燃料量を乗じた値(原子力は核燃料サイクル費用として別途算出)

○CO₂対策費用(化石燃料関係電源)

発電のための燃料の使用に伴い排出されるCO₂対策に要する費用

○追加的安全対策費(原子力)

東京電力福島第一原子力発電所事故後、4回にわたる政府からの追加的安全対策の指示、原子力関係設備・施設に係る新規規制基準、自主的安全性向上の取組を踏まえて講じられた安全対策の費用

○事故リスク対応費用(原子力)

シビアアクシデントのリスクに対応するコスト

○排熱利用価値(コジェネ、燃料電池)

発電時に生ずる熱を有効活用することが可能であるため、排熱利用価値として発電コストから控除

○政策経費

発電事業者が発電のために負担する費用ではないが、税金等で賄われる政策経費のうち電源ごとに発電に必要と考えられる社会的経費

4. 算定方法に関する全電源共通の見直し論点

(1) 初期投資(プラント建設等)の計算方法の適正化

○2011年コスト等検証委員会では、初期投資について運転開始後の減価償却費として計上されていたため、OECDの計算方法と比べて初期投資費用をやや過小評価(建設費の大きい電源の発電コストほど小さく見積もられる傾向。)

○今回のワーキンググループの算定においては、OECDの計算方法の考え方を採用し、初期投資はプラント建設時の費用として評価。



(2) 政策経費を全電源に反映

○2011年コスト等検証委員会では、発電量が500億kWh以下の電源には政策経費を計上しないこととされたため、多くの再生可能エネルギーの発電コストには、政策経費が反映されず。

○今回のワーキンググループの算定においては、固定価格買取制度の創設により再生可能エネルギーの導入が進んでいることを踏まえ、固定価格買取制度で政策的に買取価格に含まれているIRR(買取価格の優遇された利潤)を含め、現在の発電形式を前提として、以下の4区分に政策経費を整理し、①及び②を発電コストとして認識。

- ①国内の発電活動を維持する上で必要となる費用
- ②国内の発電活動を維持する上で必要となる蓋然性の高い費用
- ③国内の発電活動を維持する上で必要となる蓋然性の低い費用
- ④国内の発電活動と直接関係ない費用又は主としてエネルギーセキュリティを目的とする費用、ダブルカウントになる費用

5. 政策経費の考え方①

	①	②	③	④
立地	立地交付金	—	—	—
防災	全て	—	—	—
広報 (周辺地域)	全て	—	—	—
広報 (全国)	—	特定電源の広報	エネルギー全般の広報	—
人材育成	安全・規制	人材育成一般	—	他国の発電 に資するもの
評価・調査	安全・規制 放射性廃棄物の処分 保障措置	評価・調査一般	—	—
国際機関 拠出金	国内の安全規制の策定 等に資するもの	安全性向上等を国際的に議 論するもの	—	エネルギーについて 議論するためのもの
発電 技術開発	安全性向上等に 資するもの	高効率化・低コスト化に 資するもの	—	—
将来発電 技術開発	—	原子力に関する費用のうち、 核燃料サイクルや安全に関 する費用	その他、現在の発電形式と 連続性が低い研究開発	—
導入支援	—	—	—	全て
資源開発	—	—	—	全て
備蓄	—	—	—	全て
CCS	—	—	—	全て
IRR (「固定価格買取制度」の買 取価格の優遇された利潤)	全て	—	—	—

5. 政策経費の考え方②

●政策経費の算定に用いる、各電源の発電電力量についての基本的考え方

○これまでにいただいた御意見を踏まえ、kWh当たりの政策経費を求める際に用いる、各電源の発電電力量については、下記の考え方を採用。

【考え方】

○政策経費を計上するにあたっては平成26年度予算を用いているため、基本的には直近の発電電力量の実績値（平成25年度）を用いることとする。ただし、各電源にはそれぞれ事情があり政策経費を適正に算出すべく、一部の電源については以下の考え方を採用。

- ・再エネ：現在は導入過程であり、現在投入されている政策経費と発電電力量を対応させるのは不適當。したがって、既導入量に買取制度開始から平成27年1月末までの設備認定量を加えた合計設備容量から、各電源の設備利用率を用いて発電電力量を算出した。
- ・原子力：現時点においては全基停止していることから、既に廃炉判断された炉を除く43基が設備利用率7割・8割で稼働する場合の発電電力量を推計。
- ・コジェネ：経済産業省・電力調査統計（サイト当たり1,000kW以上について発電電力量を調査）より推計。
- ・燃料電池：2020年時点の家庭用燃料電池の導入目標。

政策経費の算定に用いる、各電源の発電電力量

	原子力	石炭火力	LNG火力	石油火力	一般水力	コージェネレーション	中小水力	地熱	太陽光	陸上風力	洋上風力	バイオマス	燃料電池
発電電力量 (kWh)	2,578億	2,845億	4,057億	1,398億	388億	514億	361億	37億	933億	73億	—	289億	43億
	推計値	実績値	実績値	実績値 (含LPG等)	推計値	推計値	推計値	推計値	推計値	推計値	推計値	推計値	推計値

(※1) 出典：「電源開発の概要」。ただし、自家消費分は含まない。

(※2) 原子力については、設備利用率7割のケース。

2014年モデルプラント試算結果概要、並びに感度分析の概要(案)

電源	原子力	石炭火力	LNG火力	風力(陸上)	地熱	一般水力	小水力 80万円/kW	小水力 100万円/kW	バイオマス (専焼)	バイオマス (混焼)	石油火力	太陽光 (効)	太陽光 (住宅)	ガス コジェネ	石油 コジェネ
設備利用率 稼働年数	70% 40年	70% 40年	70% 40年	20% 20年	83% 40年	45% 40年	60% 40年	60% 40年	87% 40年	70% 40年	30・10% 40年	14% 20年	12% 20年	70% 30年	40% 30年
発電コスト 円/kWh	10.1~ (8.8~)	12.3 (12.2)	13.7 (13.7)	21.9 (15.6)	19.2 (10.9)	11.0 (10.8)	23.3 (20.4)	27.1 (23.6)	29.7 (28.1)	12.6 (12.2)	30.6 ~43.4 (30.6 ~43.3)	24.3 (21.0)	29.4 (27.3)	13.8 ~15.0 (13.8 ~15.0)	24.0 ~27.9 (24.0 ~27.8)
2011コスト 等検証委	8.9~ (7.8~)	9.5 (9.5)	10.7 (10.7)	9.9~ 17.3	9.2~ 11.6	10.6 (10.5)	19.1 ~22.0	19.1 ~22.0	17.4 ~32.2	9.5 ~9.8	22.1 ~36.1 (22.1 ~36.1)	30.1~ 45.8	33.4~ 38.3	10.6 (10.6)	17.1 (17.1)

※1 燃料価格は足元では昨年と比較して下落。それを踏まえ、感度分析を下記に示す。

※2 2011年の設備利用率は、石炭:80%、LNG:80%、石油:50%、10%

※3 ()内の数値は政策経費を除いた発電コスト

化石燃料火力の感度分析

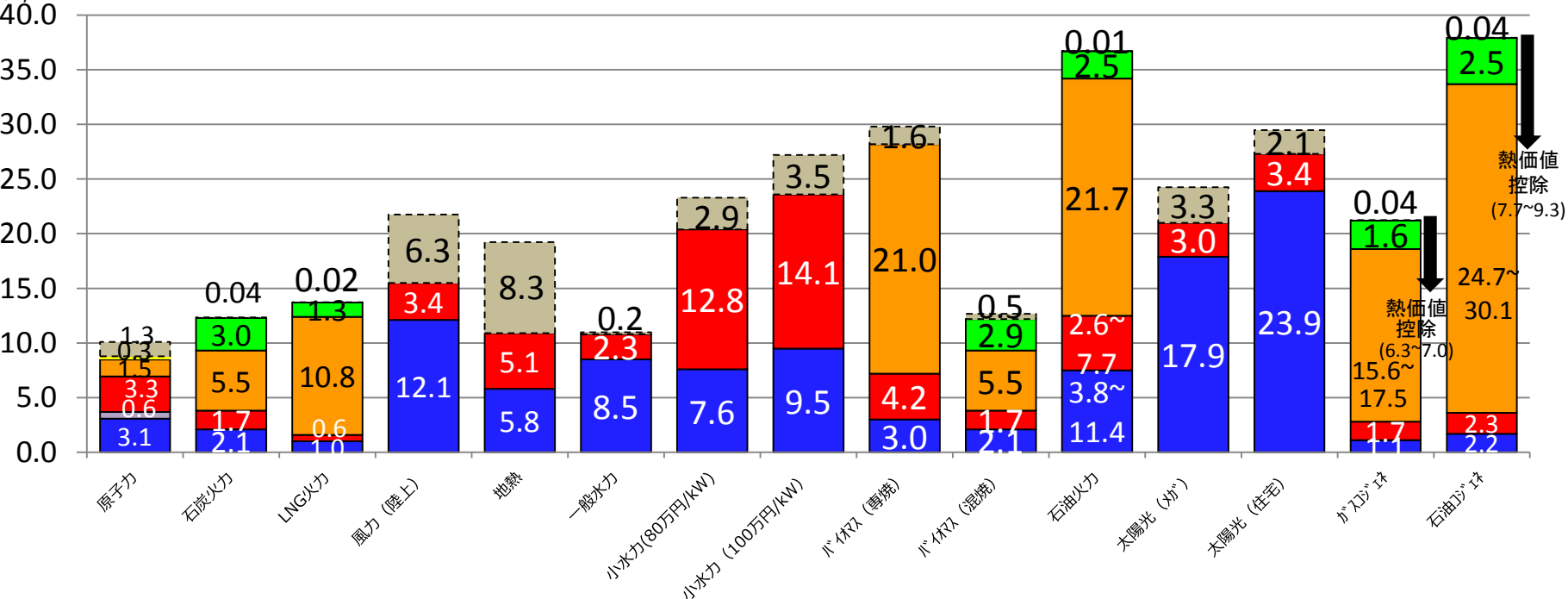
燃料価格10%の変化に伴う影響
(円/kWh)

石炭
約±0.4

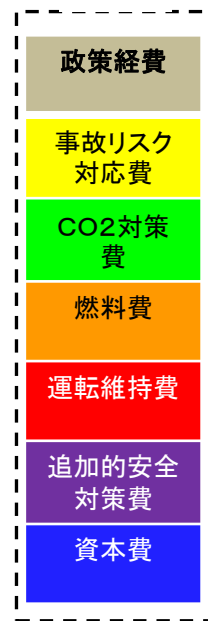
LNG
約±0.9

石油
約±1.5

円/kWh



凡例



2030年モデルプラント試算結果概要、並びに感度分析の概要(案)

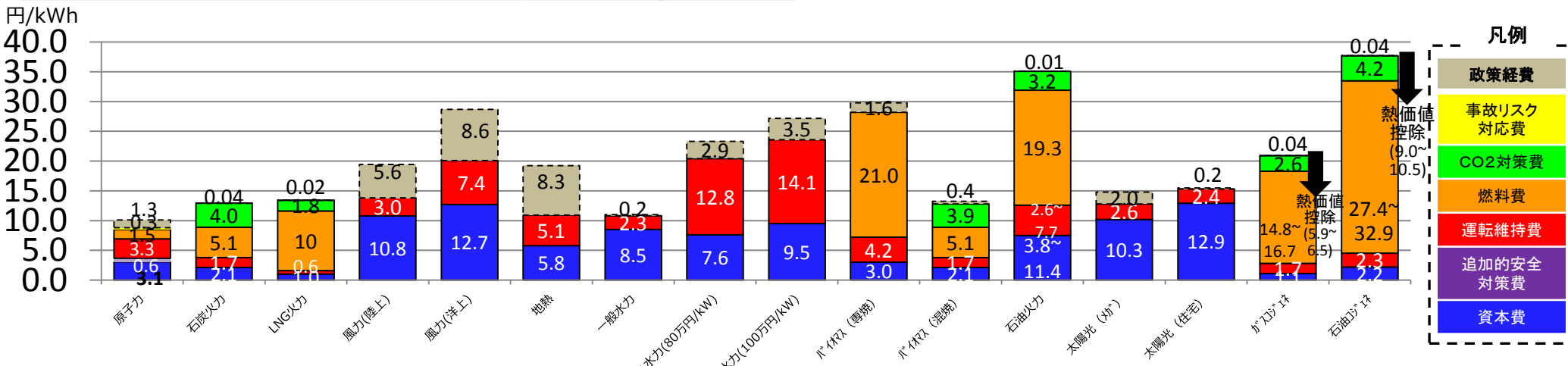
電源	原子力	石炭火力	LNG火力	風力(陸上)	風力(洋上)	地熱	一般水力	小水力 80万円/kW	小水力 100万円/kW	バイオマス (専焼)	バイオマス (混焼)	石油火力	太陽光 (炊)	太陽光 (住宅)	ガス コージェネ	石油 コージェネ
設備利用率	70%	70%	70%	20~23%	30%	83%	45%	60%	60%	87%	70%	30・10%	14%	12%	70%	40%
稼働年数	40年	40年	40年	20年	20年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	30年	30年	30年	30年
発電コスト 円/kWh	10.1~ (8.8~)	12.9 (12.9)	13.4 (13.4)	13.9 ~21.9 (9.8 ~15.6)	28.7 ~33.1 (20.2 ~23.2)	19.2 (10.9)	11.0 (10.8)	23.3 (20.4)	27.1 (23.6)	29.7 (28.1)	13.3 (12.9)	28.9 ~41.6 (28.9~ 41.6)	12.7 ~15.5 (11.0~ 13.4)	12.5 ~16.4 (12.3~ 16.2)	14.4 ~15.6 (14.4~ 15.6)	27.2 ~31.1 (27.1~ 31.1)
2011コスト 等検証委	8.9~	10.3	10.9	8.8~ 17.3	8.6~ 23.1	9.2~ 11.6	10.6	19.1 ~22.0	19.1 ~22.0	17.4 ~32.2	9.5 ~9.8	25.1~ 38.9	12.1~ 26.4	9.9~ 20.0	11.5	19.6

※ 1 今後の政策努力により化石燃料の調達価格が下落する可能性あり。感度分析の結果は下記の通り。

※ 2 2011年の設備利用率は、石炭:80%、LNG:80%、石油:50%、10%

※ 3 ()内の数値は政策経費を除いた発電コスト

化石燃料火力の感度分析			
燃料価格10%の変化に伴う影響 (円/kWh)	石炭 約±0.4	LNG 約±0.9	石油 約±1.5



<自然変動電源(太陽光・風力)の導入拡大に伴う調整コスト> ※導入割合については、総発電電力量が1兆kWhの場合

自然変動電源の導入割合	再エネ全体の導入割合	調整コスト
800億kWh(8%)程度	21%程度	年間 4,000億円程度
900億kWh(9%)程度	22%程度	年間 5,000億円程度
1200億kWh(12%)程度	25%程度	年間 7,000億円程度

II. 各論

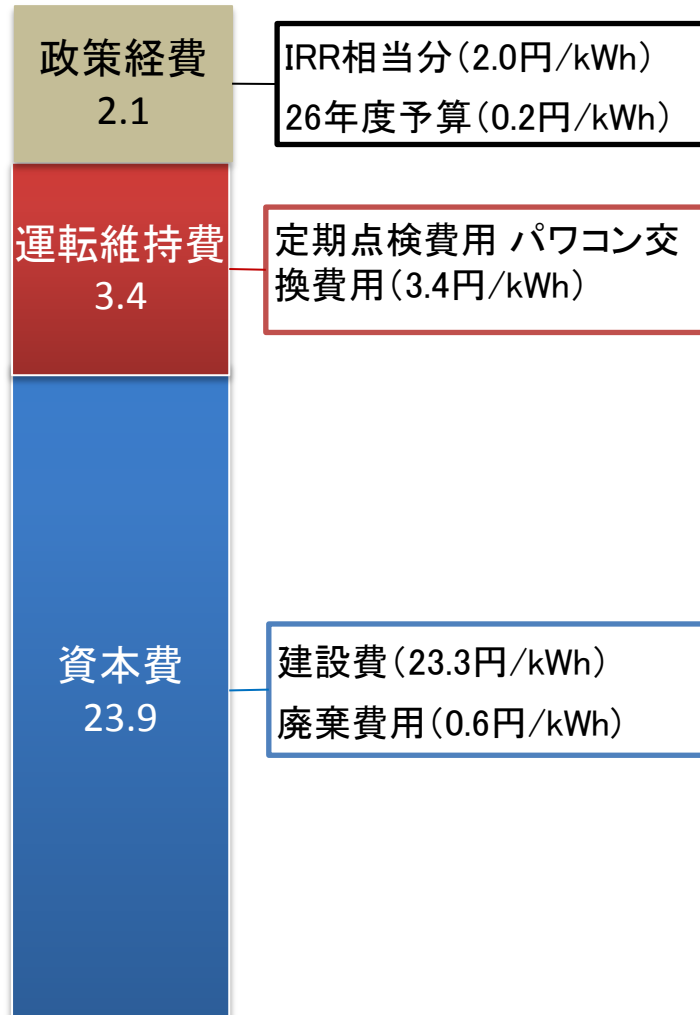
(1) 再生可能エネルギー

【太陽光】再生可能エネルギー発電コストの内訳

太陽光(住宅)発電コスト

29.4円/kWh

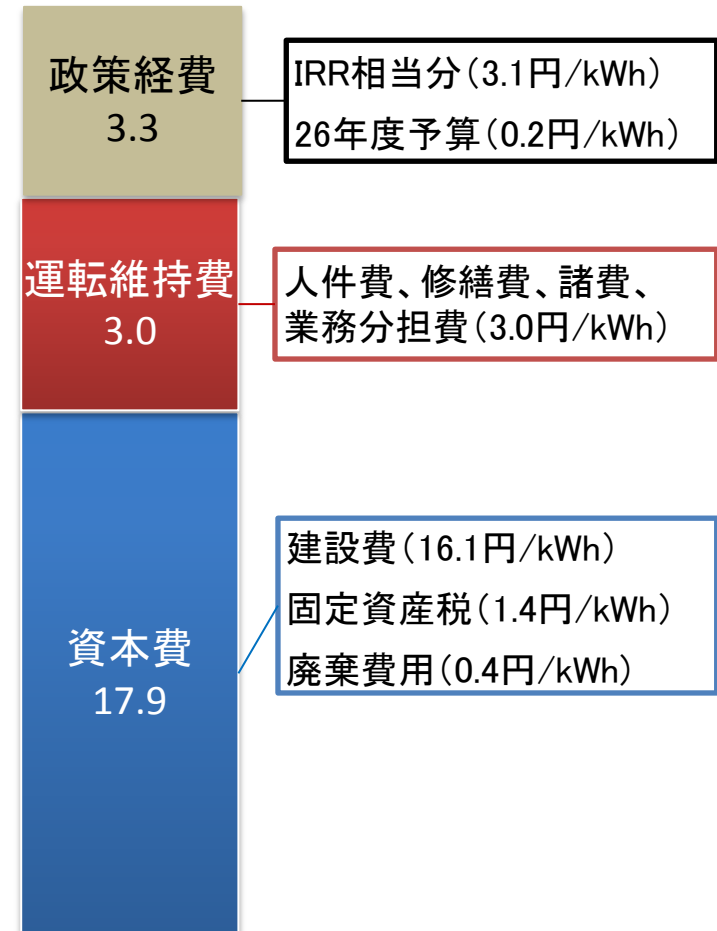
(政策経費を除いた場合: 27.3円/kWh)



太陽光(非住宅)発電コスト

24.3円/kWh

(政策経費を除いた場合: 21.0円/kWh)



※モデルプラントとして、
設備容量4kw、設備利用率12%、
稼働年数20年のプラントを想定。

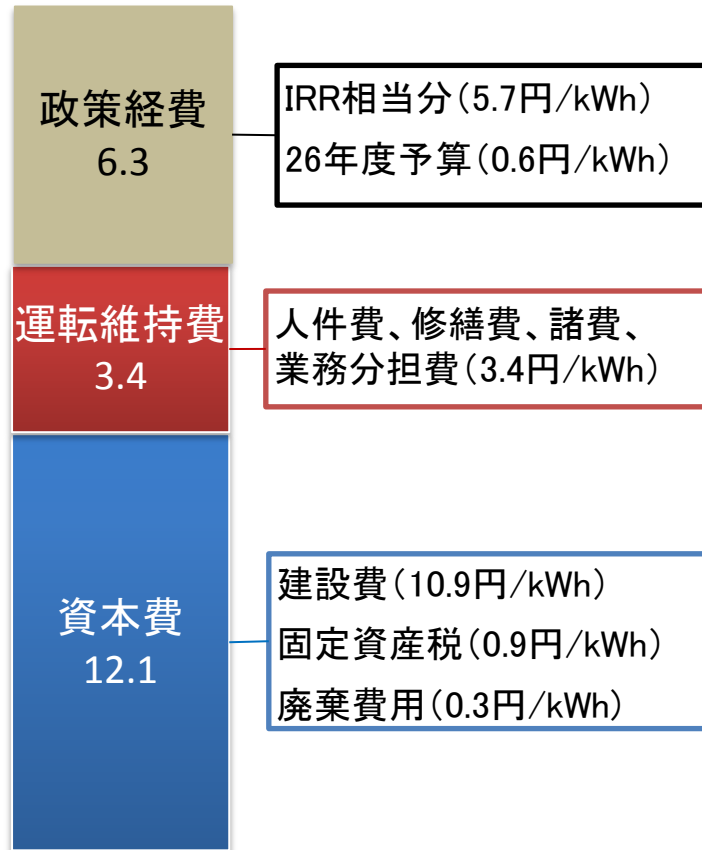
※モデルプラントとして、
設備容量2,000kw、設備利用率14%、
稼働年数20年のプラントを想定。

【風力】再生可能エネルギー発電コストの内訳

風力(陸上)発電コスト

21.9円/kWh

(政策経費を除いた場合: 15.6 円/kWh)

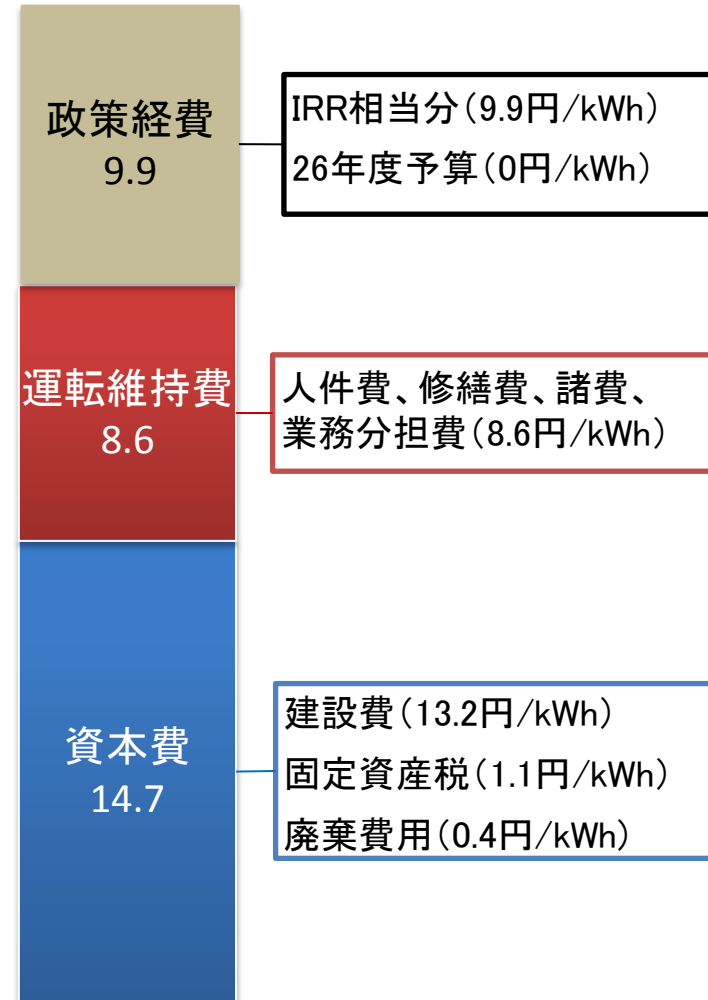


※モデルプラントとして、
設備容量2万kw、設備利用率20%、
稼働年数20年のプラントを想定。

風力(洋上)発電コスト

33.1円/kWh

(政策経費を除いた場合: 23.2円/kWh)



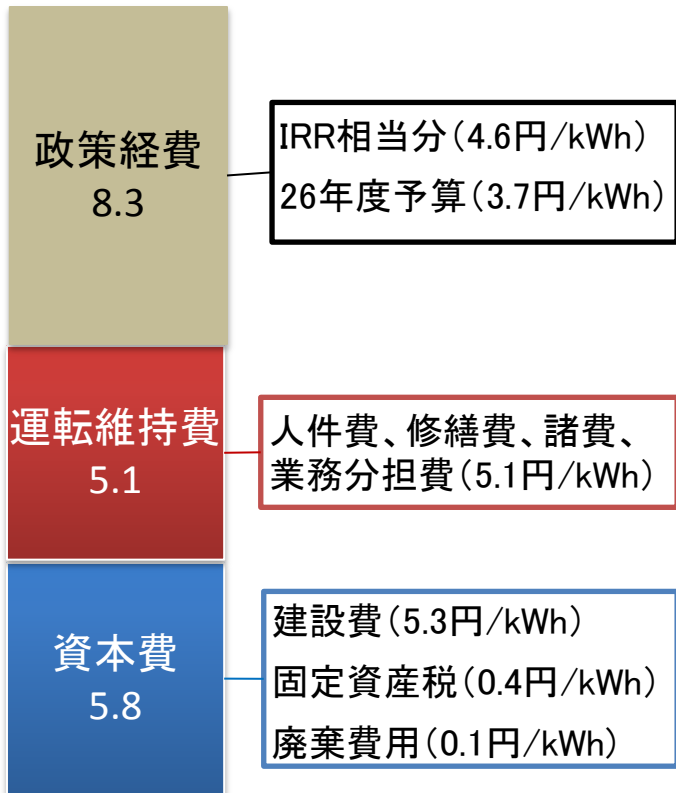
※モデルプラントとして、
設備容量3~10万kw、設備利用率30%、
稼働年数20年のプラントを想定。(2020年モデルプラント)

【地熱、小水力、バイオマス】再生可能エネルギー発電コストの内訳

地熱発電コスト

19.2円/kWh

(政策経費を除いた場合: 10.9円/kWh)



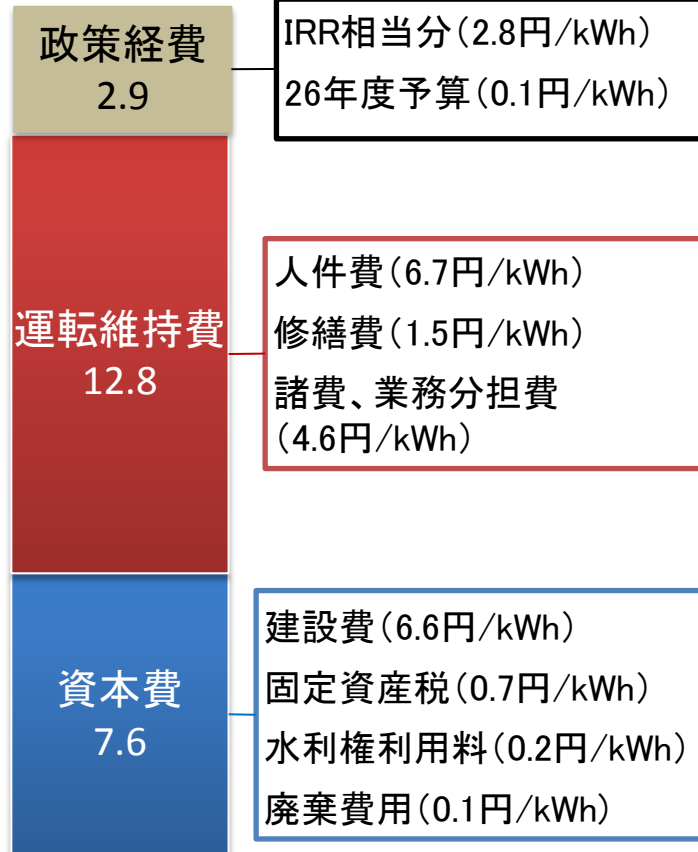
※モデルプラントとして、
設備容量3万kw、設備利用率83%、
稼働年数40年のプラントを想定。

小水力発電コスト

23.3 円/kWh

(政策経費を除いた場合: 20.4円/kWh)

※80万円/kWの場合

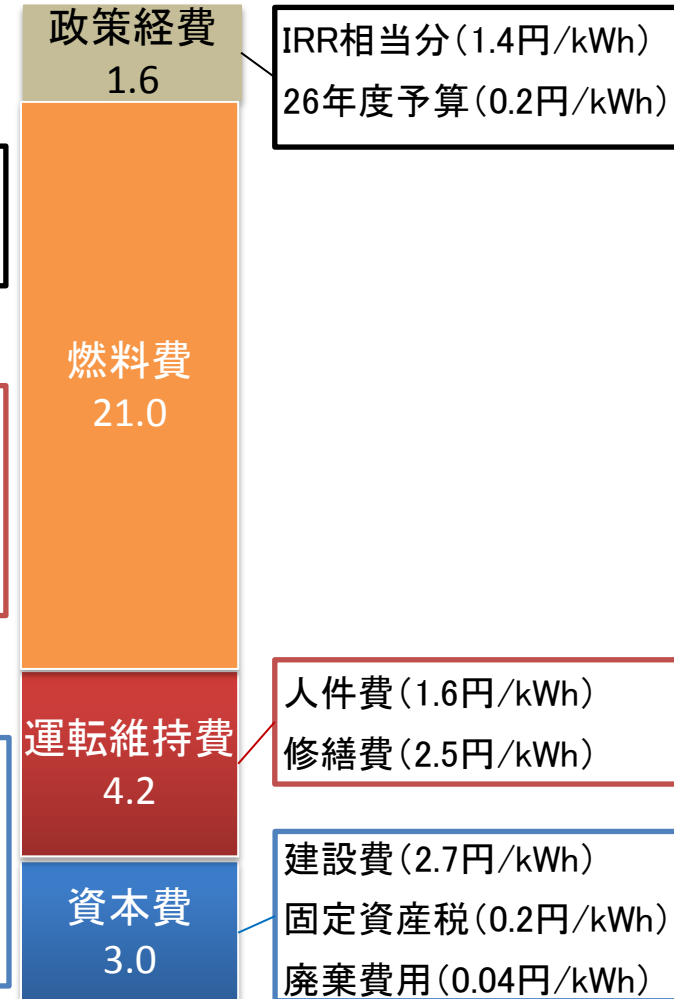


※モデルプラントとして、
設備容量200kw、設備利用率60%、
稼働年数40年のプラントを想定。

木質専焼バイオマス発電コスト

29.7 円/kWh

(政策経費を除いた場合: 28.1円/kWh)



※モデルプラントとして、
設備容量5,700kw、設備利用率87%、
稼働年数40年のプラントを想定。

本ワーキンググループ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、本ワーキンググループにおける2014年モデルプラントの発電コスト検証の諸元とした。

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コスト低下の効果等を加味することとした。

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た。

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。

【本ワーキンググループの諸元について】

- 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、本ワーキンググループの2014年モデルプラントの諸元とする。
- ただし、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、④稼働年数の扱いに差異があることに留意が必要。特に、④稼働年数については、調達価格等算定委員会における地熱等に関しては、実際の稼働年数よりも短い年数(調達期間)を政策的に設定しているが、本ワーキンググループの諸元としては、原則として2011年コスト等検証委員会で採用した稼働年数の諸元を用いることとする(政策経費の計上に当たっての扱いは、P.33を参照)。

＜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			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	○	○	租税	固定資産税	○	○
	接続費用	—	○		事業税	—	○
	廃棄費用	○	○	その他	出力	○	○
運転維持費	人件費	○	○		設備利用率	○	○
	修繕費	○	○		法定耐用年数	○	○
	諸費	○	○		稼働年数	○	○(調達期間)
	業務分担費	○	○		IRR(税引前)	—	○
	土地賃借料	—	○				

(注)一部の電源については、整理が異なる(次頁以降参照)。

将来モデルプラントのコスト低減効果の整理について

- 太陽光と風力の発電設備については、世界の生産量が増えると価格が低下するという量産効果、耐久性や設備利用率の向上等の技術進展を前提に将来のモデルプラントの発電コストが低減するケースの試算を行った。
- 更に、太陽光や風力の発電設備は、長期的にみれば、市場の成熟により国際価格に収斂する可能性があるため、これらが国際価格に収斂することを見込んだ低減ケースの試算も行った。
- 他方で、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、本ワーキンググループにおいては、2011年コスト等検証委員会の整理と同じく、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た。

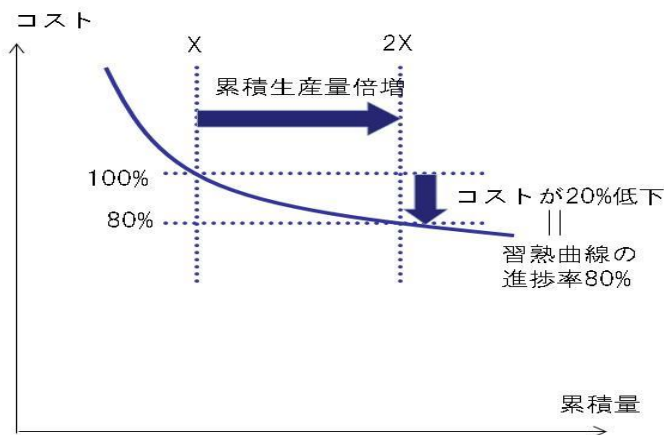
太陽光発電のコスト低減の考え方

○太陽光のコスト低減は、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た。

①建設費のうち、設備費用の低下

○建設費の低下については、2011年コスト等検証委員会と同様、太陽光発電の設備部分(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た。なお、設置工事費は、低減の可能性がある一方、人件費等を中心に上昇する可能性があるため一定と置いた。

○累積生産量の見通しについては、IEAのシナリオのうち、各国で実行中又は検討中の政策等をもとに見込まれる導入量を積み上げた数字を利用することとした。(温室効果ガス排出基準や再生可能エネルギー導入目標を基に、その目標値からバックキャストして得られた累積生産量は変数としない。)



②発電モジュールの耐久性の向上

○将来のモデルプラントの稼働年数については、NEDOの太陽光発電開発戦略を踏まえ30年を上限とした。

③運転維持費の低下

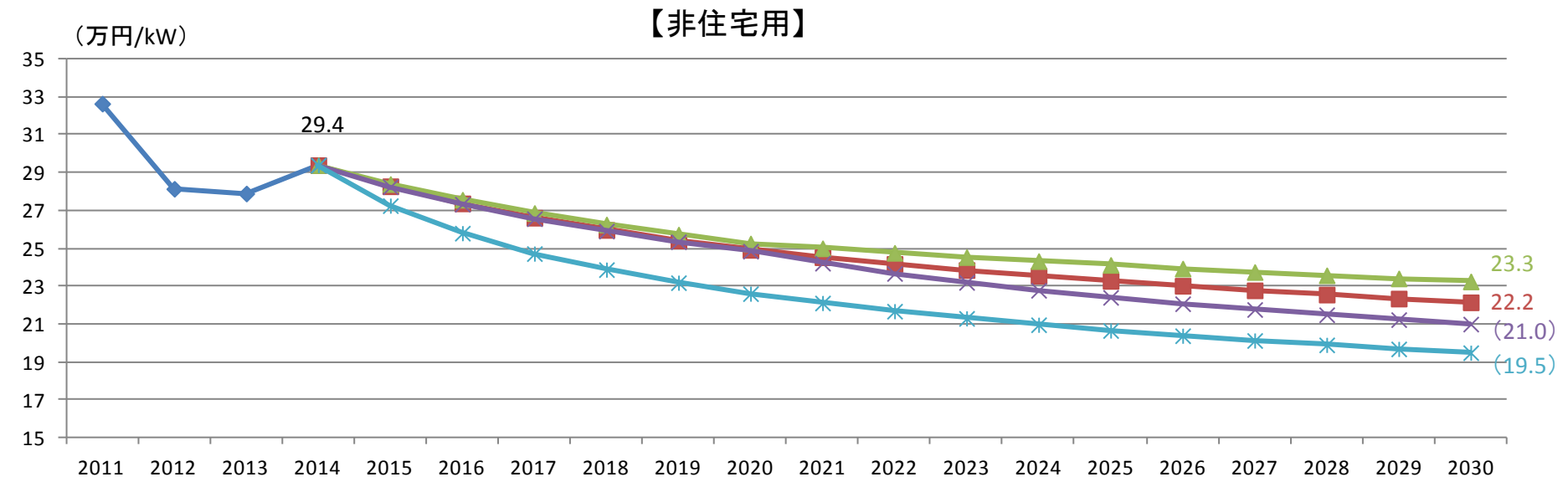
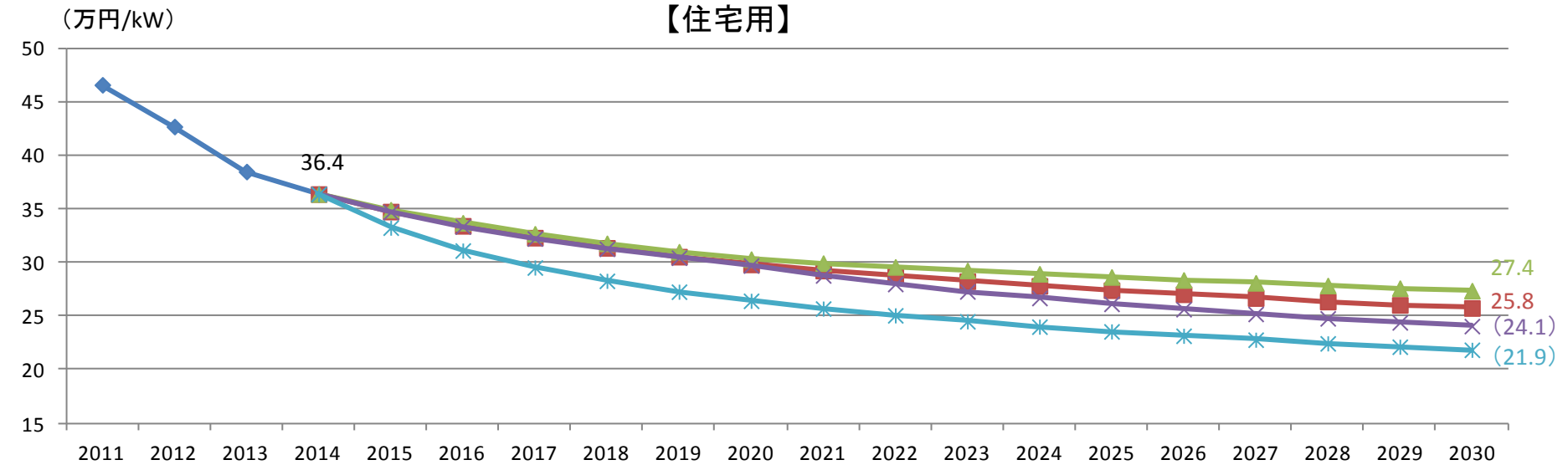
○10kW未満の太陽光発電設備の運転維持費は、主に定期点検費用(4年ごとに1回以上、一回当たり2万円程度)とパワコンの交換費用(20年の間に一度は交換され、その費用は平均20万円)からなる。費用の大半を占めるパワコン交換費用について量産効果等によるコスト低減が見込まれることから、運転維持費については建設費と同程度のコスト低減を見込んだ。

○10kW以上の太陽光発電設備の運転維持費には、修繕費、諸費、一般管理費、人件費、保険料等が含まれる。調達価格等算定委員会で想定されている運転維持費は年々低下していることから、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)については建設費と同程度のコスト低減を見込んだ。

出典	概要	2013年(実績)	2020年(推計)	2030年(推計)
World Energy Outlook 2014 (IEA) 現行政策シナリオ	2014年中ごろにおいて、既に採用されている政策を考慮したシナリオ	1億4,000万kW (IEA TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS Survey 2014)	3億3,300 万kW	4億9,500 万kW
World Energy Outlook 2014 (IEA) 新政策シナリオ	2014年中ごろにおいて、各国が採用・提案している政策を考慮したシナリオ		3億6,400 万kW	6億4,700 万kW
World Energy Outlook 2014 (IEA) 450 シナリオ(参考)	温室効果ガス濃度を450ppm以内に抑えるシナリオ		3億7,100 万kW	8億5,600 万kW
Energy Technology Perspective 2014 (IEA) Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy 2DS high-Renewable シナリオ(参考)	世界の平均気温上昇を2度以下に押さえる可能性が50%となるエネルギーシステムのうち、再生可能エネルギーの役割を拡張したシナリオ		7億9,100 万kW	17億2,100 万kW

太陽光発電の建設費低減についての試算結果

○太陽光の建設費の低減を、先述の前提を踏まえ試算した結果は、下記のとおり。



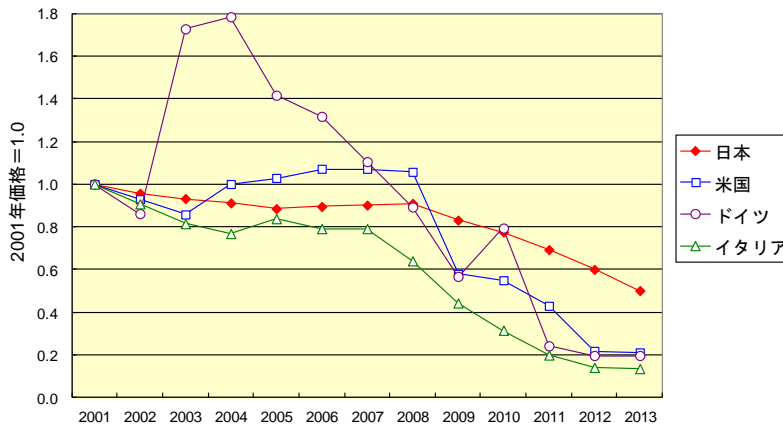
◆ 実績 (調達価格等算定委員会)
■ WEO2014 新政策シナリオ
▲ WEO2014 現行政策シナリオ
× WEO2014 450シナリオ
✱ IEA 2DS Hi-Renシナリオ

参考値

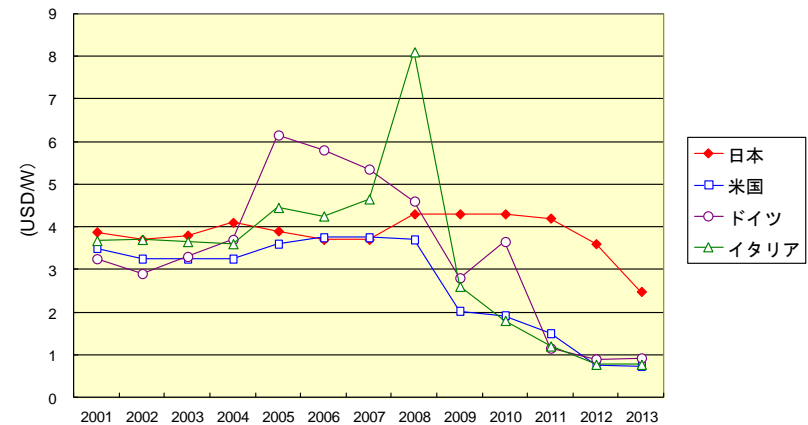
太陽光発電のコスト低減の考え方(国際価格に収斂する可能性)

- 日本における太陽光発電の建設費は諸外国に比べて高いが、太陽光発電モジュールやインバータ等の設備費用は長期的にみれば、国際価格に収斂するのではないかと指摘があった。
- ドイツやイタリアでは太陽光発電設備の大量導入により、モジュール価格が近年大幅に下落している。他方、日本においてもモジュール価格は低下しているが、他国と比較してまだに価格が高いのが現状。
- 設備費用が国際価格に収斂するかどうかは①市場の競争状況、②国内市場における海外生産比率、③再生可能エネルギー事業者の選択等の動向によるため、今後の経過を注視していく必要がある。

モジュール価格(各国通貨単位ベース)の推移

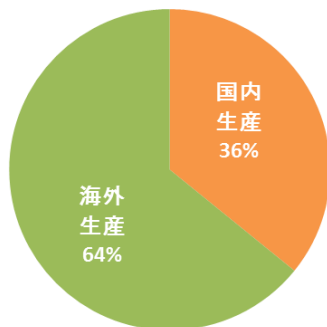


モジュール価格(USD換算ベース)の推移

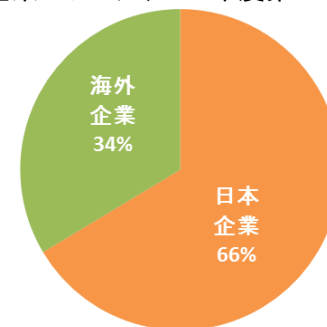


(出典)IEA PVPS Trends 2014 in PV Applications等より作成

太陽電池モジュールの国内出荷量に占める国内生産のシェア(2014年度第3四半期)



太陽電池モジュールの国内出荷量に占める日本企業のシェア(2014年度第3四半期)



(設備容量ベース)

太陽電池の出荷統計(太陽光発電協会)より作成

太陽光発電のコスト低減の考え方(国際価格に収斂するケース)

○IEAの調査をもとに日本を除く各国の建設費(2013年)を平均して、太陽光発電の建設費の国際的な水準を求めると、住宅用31.8万円/kW、非住宅20.5万円/kWであり、調達価格等算定委員会で示された日本の建設費(住宅用36.4万円/kW、非住宅29.4万円/kW)よりも低かった。

○日本における太陽光発電の建設費のうち、モジュールやインバータ等の量産効果等によってコスト低減が見込まれる設備の費用については、学習曲線に従って低減してだけでなく、2030年にかけて徐々に国際的な水準(国際的なコスト自体も学習曲線にしたがって低減すると仮定)に収斂するケースについても試算を行うこととした。

<各国の太陽光発電の建設費(2013年)>

COUNTRY	OFF-GRID (LOCAL CURRENCY AND USD PER W)				GRID-CONNECTED (LOCAL CURRENCY AND USD PER W)							
	<1 kW		>1 kW		RESIDENTIAL		COMMERCIAL		INDUSTRIAL		GROUND-MOUNTED	
	LOCAL CURRENCY/W	USD/W	LOCAL CURRENCY/W	USD/W	LOCAL CURRENCY/W	USD/W	LOCAL CURRENCY/W	USD/W	LOCAL CURRENCY/W	USD/W	LOCAL CURRENCY/W	USD/W
AUSTRALIA	5 TO 10	4.8 TO 9.7	5 TO 15	4.8 TO 14.5	2.5 TO 3.5	2.4 TO 3.4	2 TO 4	1.9 TO 3.9	2 TO 4	1.9 TO 3.9	1.5 TO 2.5	1.56 TO 2.56
AUSTRIA	5	6.7	5	6.7	1.93	2.7	< 1.55	< 2	N/A	-	N/A	-
BELGIUM	N/A	-	N/A	-	1.8	2.4	1.4	1.8	1.1	1.5	N/A	-
CANADA	N/A	-	N/A	-	3.44	2.9	3.27	3	3.27	3	2.88	2.62
CHINA ¹							1.2	1.6				
DENMARK	15 TO 30	2.7 TO 5.3	30 TO 55	5.3 TO 9.8	15 TO 25	1.8 TO 4.5	10 TO 25	1.7 TO 4.4	10 TO 15	1.7 TO 2.5	8 TO 10	1.4 TO 1.8
FRANCE	10 TO 15	13.3 TO 20	N/A	-	3.3 TO 3.7	4.4 TO 4.9	1.8 TO 3.3	2.4 TO 2.7	N/A	-	1.4 TO 1.6	1.80 TO 2.07
GERMANY	N/A	-	N/A	-	1.8 TO 2.03	2.3 TO 2.6	1.46-1.8	1.9 TO 2.3	N/A	-	N/A	-
ISRAEL	N/A	-	N/A	-	13	3.6	5.78 TO 7.94	1.6 TO 2.2	N/A	-	N/A	-
ITALY	3 TO 5	4 TO 6.7	N/A	-	2 TO 2.4	2.7 TO 3.2	1.2 TO 2	1.6 TO 2.7	N/A	-	1 TO 1.4	1.3 TO 1.8
JAPAN	N/A	-	N/A	-	413	3.9	369	3.44	342	3.2	275	2.6
KOREA ¹					2.3 TO 3.1	2.9 TO 3.9	1.8 TO 2.3	2.3 TO 2.9				
MALAYSIA	N/A	-	N/A	-	7.5	2.38	7.1	2.18	6.85	2.12	6.28	1.94
NETHERLANDS ²					1.3 TO 1.4	1.68 TO 1.74	1.15 TO 1.20	1.47 TO 1.55				
NORWAY	N/A	-	N/A	-	21	3.28	18	2.81	15	2.34	12	1.88
SPAIN	5	6.5	4	5.18	2.4	3.11	1.7	2.2	1.4	1.81	1.2	1.56
SWEDEN	27	3.79	N/A	-	16	2.25	14	1.97	14	1.97	13	1.83
SWITZERLAND	8 TO 15	8.6 TO 16	6 TO 12	6.5 TO 13	3 TO 4.5	3.2 TO 4.9	2.1 TO 3.3	2.3 TO 3.6	2.1	2.3	N/A	-
THAILAND	N/A	-	162.8 ²	5	79	2	60	1.9	55	1.71	60 TO 100	1.9 TO 3.1
USA	N/A	-	N/A	-	4.59	4.59	3.57	3.57	N/A	-	1.96	1.96

NOTE:
 1 FOR CHINA, KOREA AND NETHERLANDS 2012 PRICES HAVE BEEN CONSIDERED.
 2 INCLUDING BATTERY AND OTHER BOS

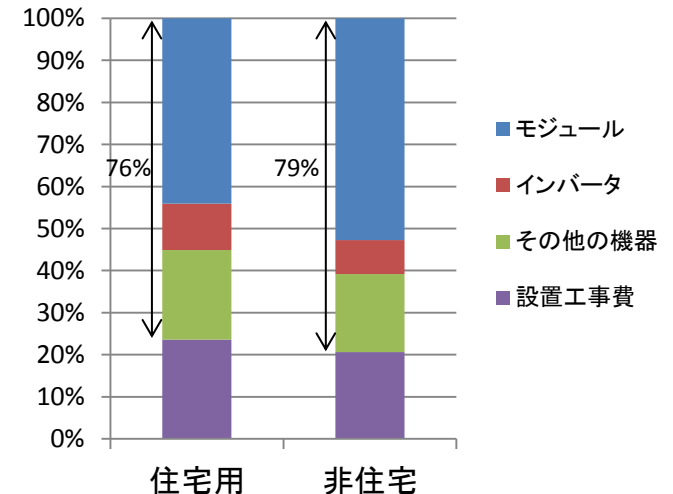
<平均> 31.8万円/kW

※105.24円/\$ (2014年平均)にて計算

<平均> 20.5万円/kW

※105.24円/\$ (2014年平均)にて計算

欧州における太陽光発電の建設費の費用構造



EC(JRC Science and policy reports)「PV Status Report 2014」より作成。

太陽光発電の建設費低減についての試算結果(国際価格に収斂するケース)

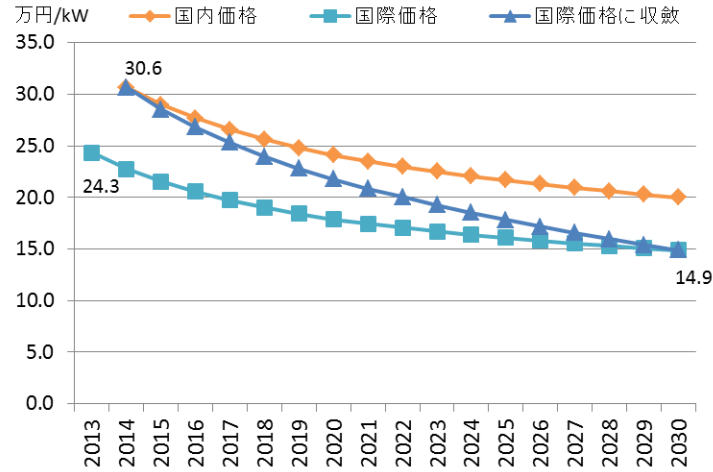
○日本における太陽光発電の建設費について、モジュールやインバータ等の設備費用が国際的な水準に収斂するケースの試算結果は、2030年時点で20.6～22.0万円/kW(住宅用)、18.5～19.4万円/kW(非住宅)となった。

※導入見通しについては、IEAの4つのシナリオのみを採用し、バックキャストで導入量を設定している2つのシナリオは参考値とした。

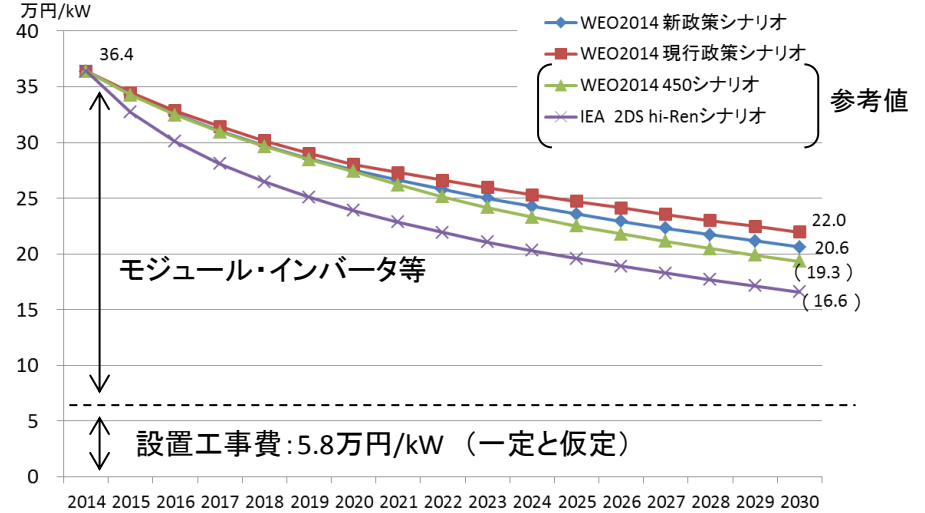
※なお、p11で示した量産効果等を踏まえた建設費は2030年時点で25.8～27.4万円/kW(住宅用)、22.2～23.3万円/kW(非住宅)。

住宅用

モジュール・インバータ等の設備費用の推移
(WEO新政策シナリオの例)

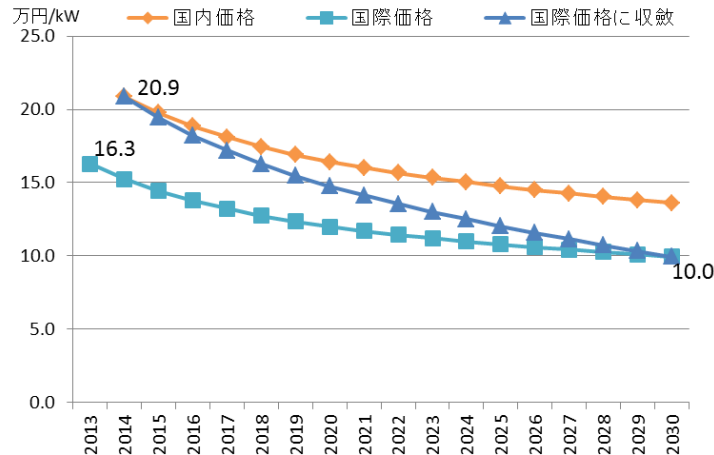


各シナリオにおける建設費(国際価格に収斂する場合)

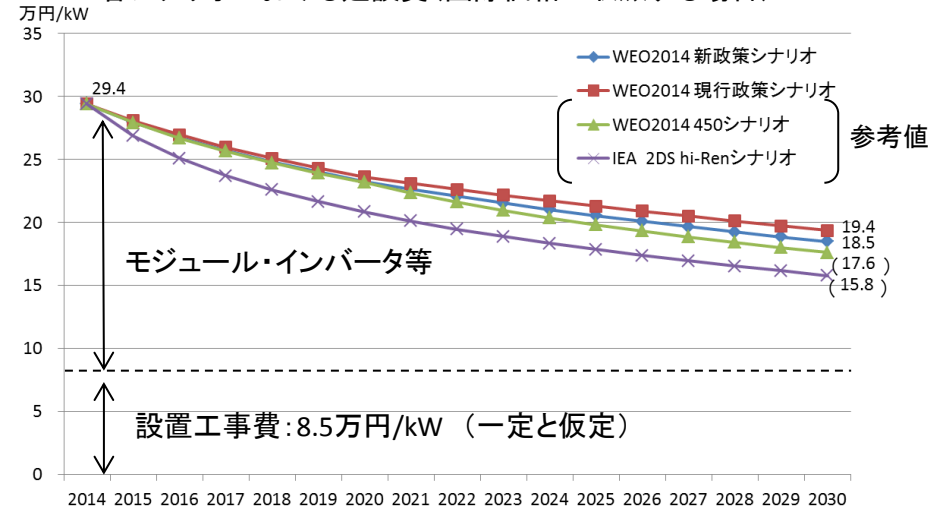


非住宅

モジュール・インバータ等の設備費用の推移
(WEO新政策シナリオの例)



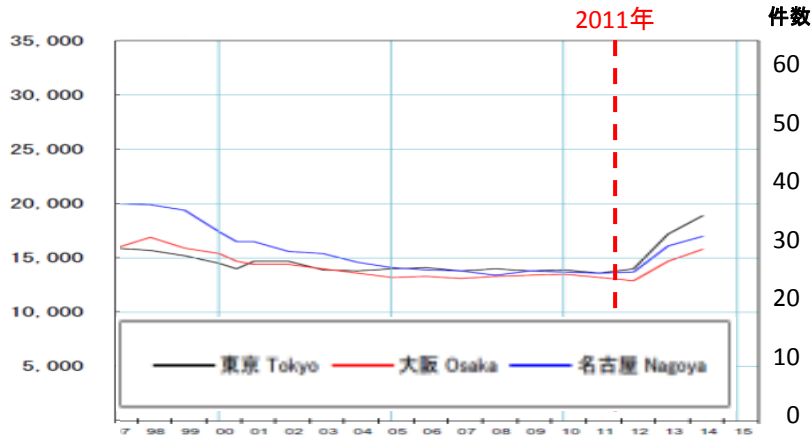
各シナリオにおける建設費(国際価格に収斂する場合)



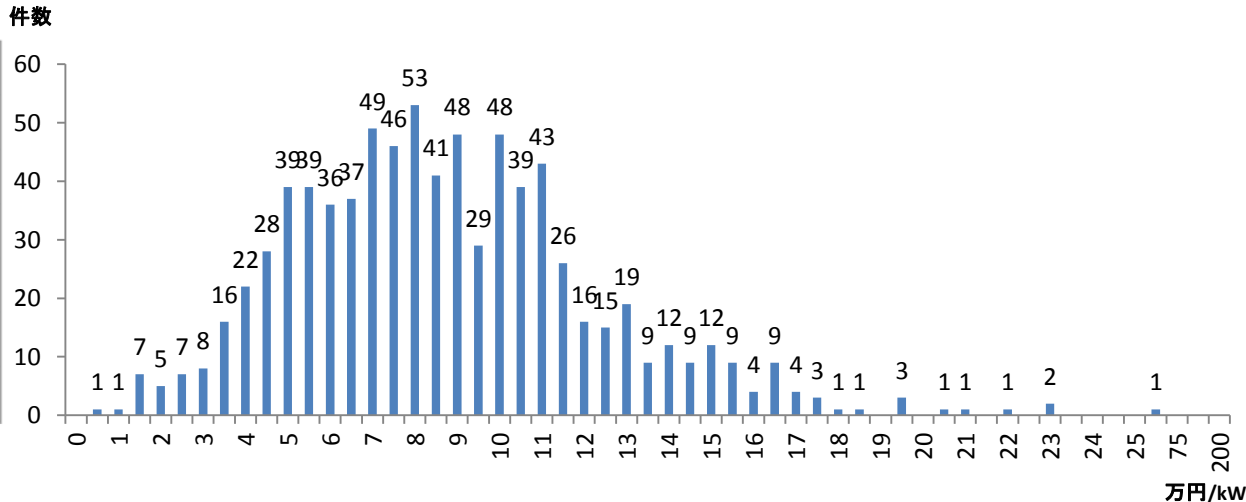
近年の太陽光発電の設置工事費等に関する動向について

- 調達価格の算定の諸元となる太陽光発電の建設費は、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建設費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。
- 設置工事費については、施行技能の効率化等により将来的には低下する可能性があるものの、足元では、労務費単価が上昇していることや、実績データのばらつきが大きいこと等も踏まえて、今回の試算では一定と置いた。
- 将来のモデルプラントの廃棄費用について、2011年コスト等検証委員会では、建設費の5%とし、発電システム単価の低下に伴って廃棄費用も低下すると仮定していたが、廃棄費用の内訳は解体費用やリサイクル費用等であり、現時点では建設費の低下によるこれらの費用への影響が不明確であることから、現状の横置きとした。

【設計労務費単価(普通作業員)の推移】



【10kW以上太陽光についての設置工事費の分布(平成26年度)】



(出典) IEA PVPS TRENDS 2014 IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS

風力発電のコスト低減の考え方

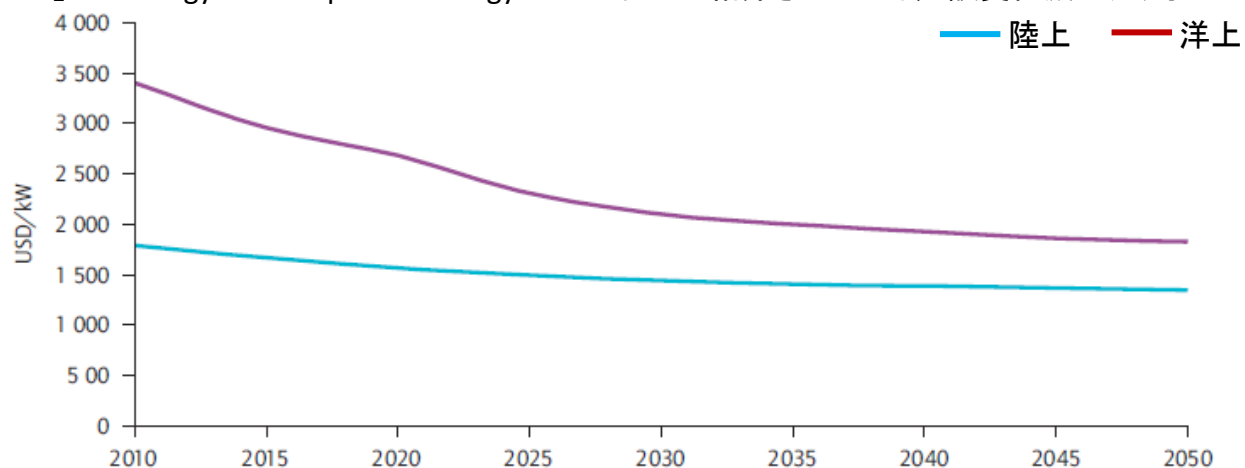
【本ワーキンググループにおけるコスト低減の考え方】

- 2011年コスト等検証委員会と同様の「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つを前提に試算した。
- 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た。

【量産効果、技術改善等による低コスト化のシナリオ】

- 今回のコスト検証においても、低コスト化シナリオと横ばいシナリオの2つのシナリオを想定。
- 建設費の低減については、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、本ワーキンググループにおいては、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、同様の試算を行った。
- 「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の建設費は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て当てはめ、建設費の低下を推計した。
- 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、建設費と同程度の低減を見込んだ。

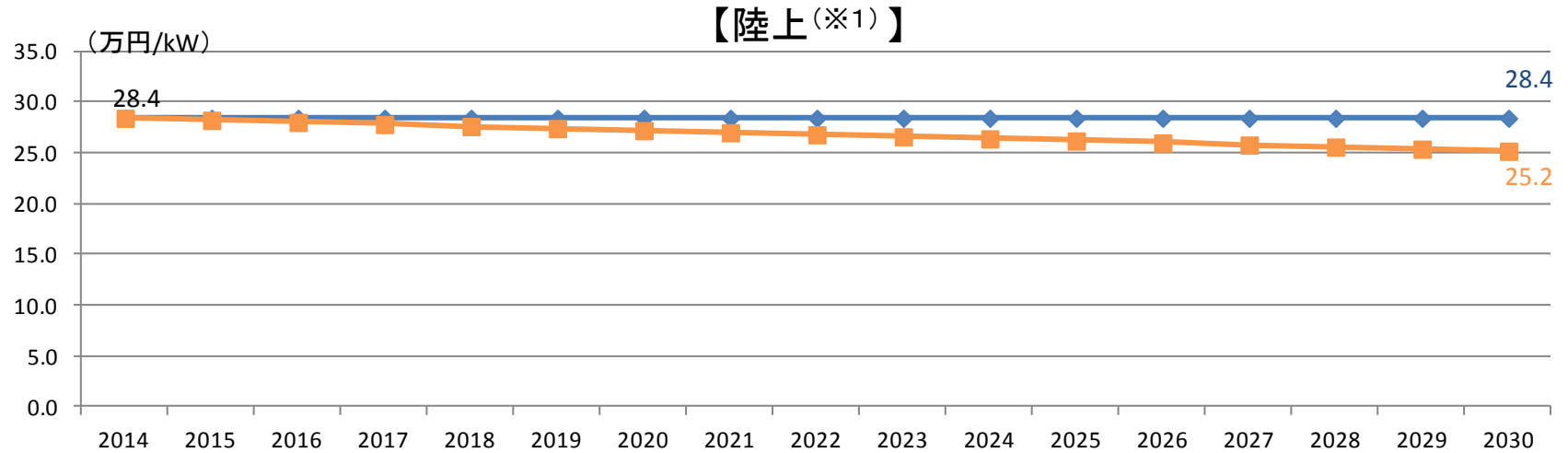
【Technology Roadmap Wind Energy 2013において紹介されている建設費低減シナリオの一例】



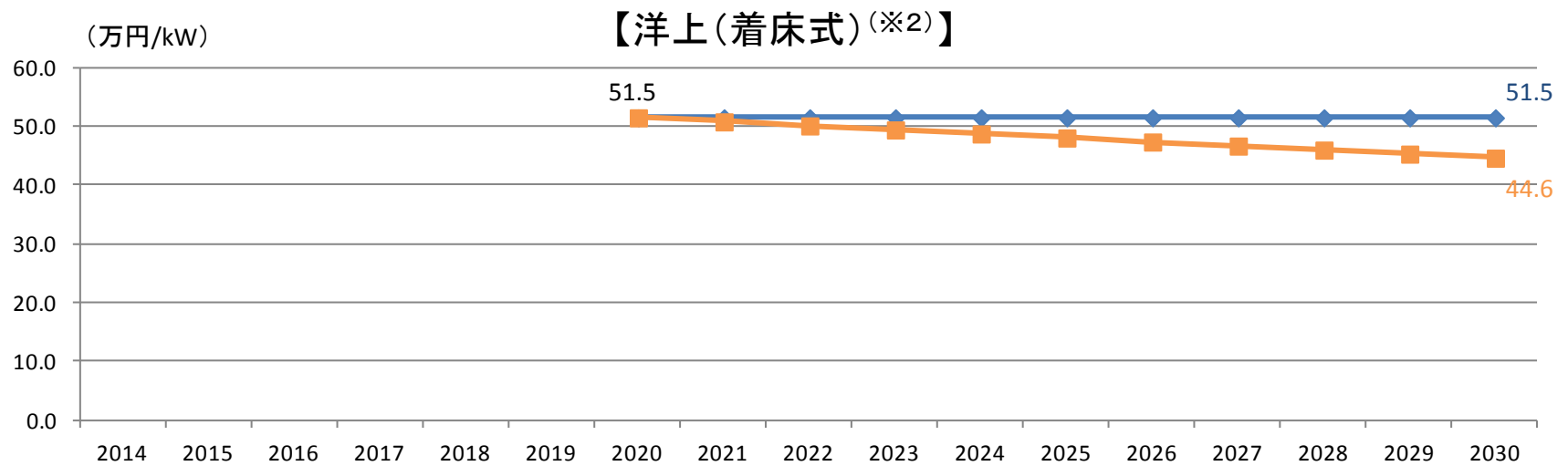
IEA(2012), Energy Technology Perspectives: Scenarios and Strategies to 2050より

風力発電の建設費低減についての試算結果

○風力の建設費の低減を、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年時点における建設費低減を見込み、線形で補正。)



※1 調達価格等算定委員会にて示された風力発電の建設費は30万円/kWであるが、今回、系統への接続費用1.56万円/kWを控除して28.4万円/kWとした。

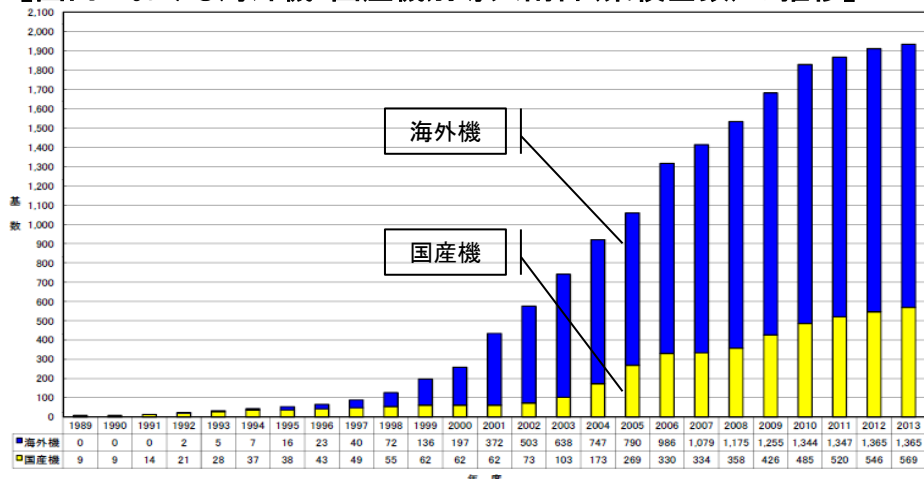


◆ 日本の特殊性を勘案した横ばいシナリオ ■ 低コスト化シナリオ (IEA Technology Roadmap Wind Energy 2013)
 ※2 洋上風力(着床式)については、現状では実績に乏しいため、直近のモデルプラントを2020年とし、2020年以降のコスト低減を仮定。

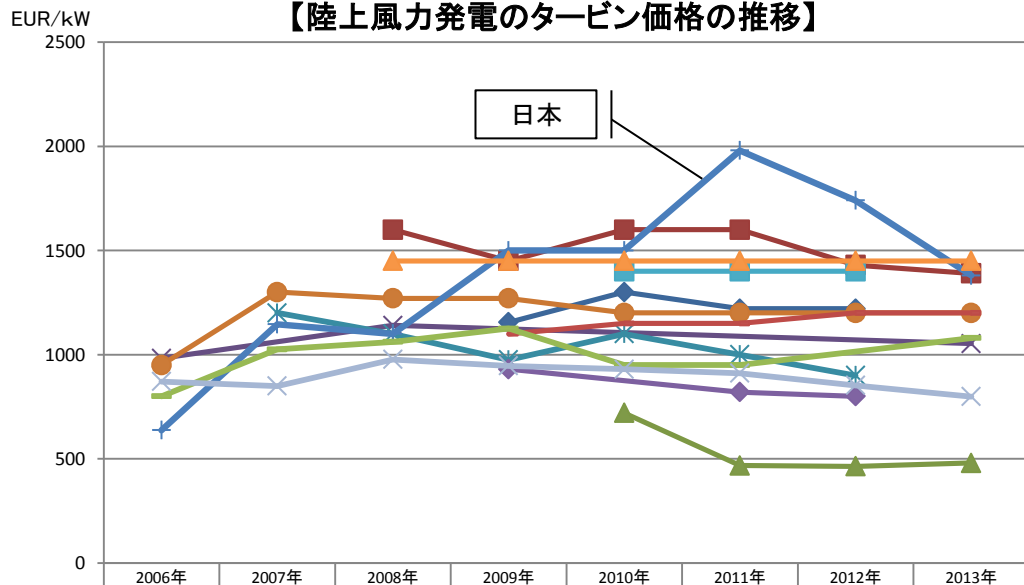
風力発電のコスト低減の考え方(国際価格に収斂する可能性)

- 陸上風力発電についても、タービンや電気設備等の量産効果が見込まれる設備費用については、国際価格に収斂するという仮定は成り立つ。
- 日本国内の市場では、風力発電設備について、海外機の導入量は増加しており、市場の成熟に応じて国際価格に収斂していく可能性は考えられる。そこで、2030年にかけて徐々に国際的な水準に収斂するケースについても試算を行うこととした。
- ただし、日本国内のタービン価格は、海外と比べて依然として価格差があり、相対的に高い。現時点の傾向だけ見れば、必ずしも国際価格に収斂する蓋然性が高いとまでは言えない点に留意が必要。

【国内における海外機・国産機別導入割合(累積基数)の推移】

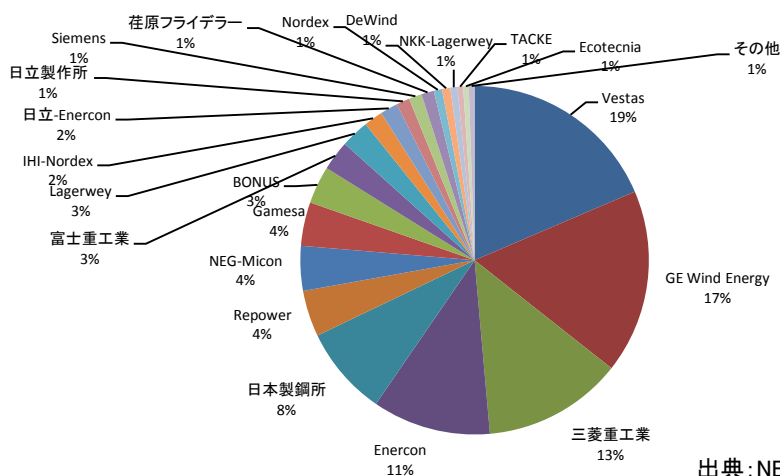


【陸上風力発電のタービン価格の推移】



【風力発電設備の日本市場シェア(2014年3月)】

出典: NEDO 資料より作成



出典: NEDO 資料より作成

出典: IEA wind annual report 2006 ~ 2013より作成

風力発電のコスト低減の考え方(国際価格に収斂するケース)

- IRENAの調査をもとに日本を除く各国の陸上風力の建設費(2013年)を平均し、国際的な水準を求めると、22.2万円/kWであり、日本の建設費(30.0万円/kW(系統への接続費用含む))よりも低かった。
- 日本の風力発電の建設費のうち、設備費用については、Technology Roadmap Wind Energy 2013による「2050年までに陸上風力発電の建設費は25%低減」を見込むだけでなく、2050年にかけて徐々に国際的な水準に収斂するケース(国際的な水準自体も2050年までに25%低減すると仮定)についても試算を行うこととした。
- なお、基礎、土地道路建設等については、太陽光と同じく、施行技能の効率化や発電設備の大型化等により低下する可能性があるものの、足元での労務費単価の上昇や、適地が減少していく可能性等を踏まえて一定と置いた。

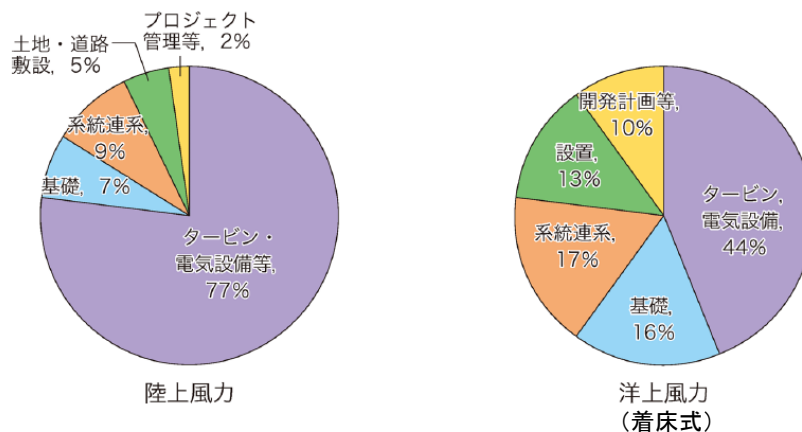
<各国の陸上風力発電の建設費(2013年)>

	New capacity in 2013 (GW)	Cost (2014 USD/kW)
Australia	0.68	1 427 - 2 384
Austria	0.37	2 403
Canada	1.60	2 296
France	0.73	2 065
Germany	2.95	1 999
Italy	0.45	2 452
Japan	0.05	2 900
Mexico	0.62	2 102
Netherlands	0.24	1 928
Norway	0.07	1 978
Portugal	0.31	1 891
Switzerland	0.01	2 900
United Kingdom	1.64	1 874
United States	1.13	1 657

(出典)IRENA (2015) Renewable Power Generation Costs in 2014より

<平均>22.2万円/kW
※105.24円/\$ (2014年平均)にて計算

<風力発電の建設費の費用構造>



(出典)“The Economics of Wind Energy”(2009, EWEA), “Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series Wind Power”(2012, IRENA)よりNEDO作成

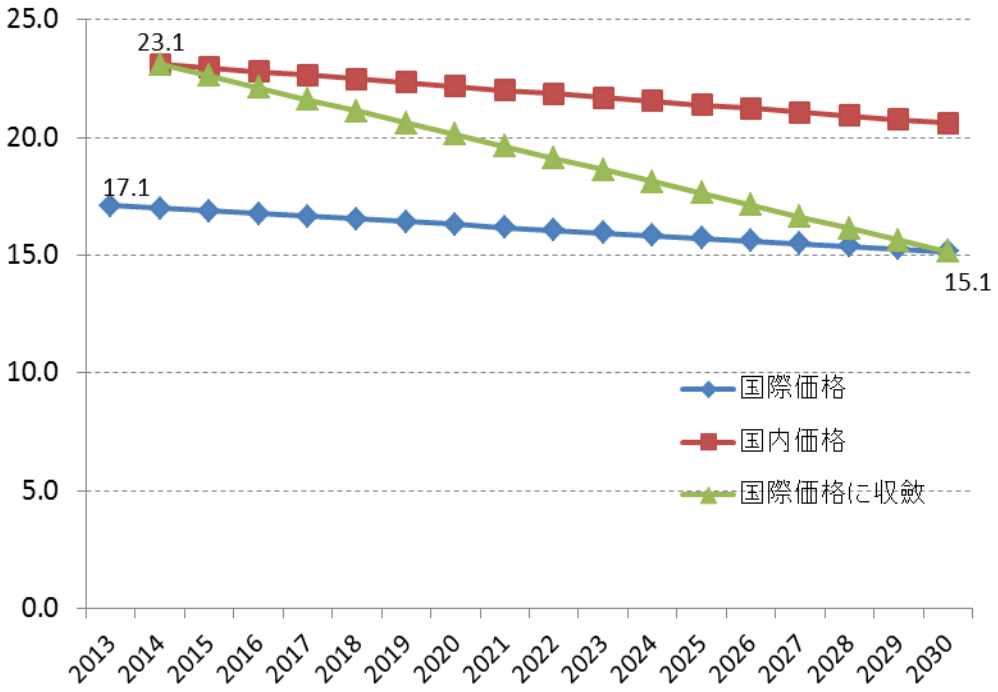
現状の陸上風力の建設費(割合は推計)	割合	国際価格(万円/kW)	日本国内(万円/kW)
タービン・電気設備等	77%	17.1	23.1
基礎、土地・道路敷設、系統連系等	23%	5.1	6.9
合計		22.2	30.0

風力発電の建設費低減についての試算結果(国際価格に収斂するケース)

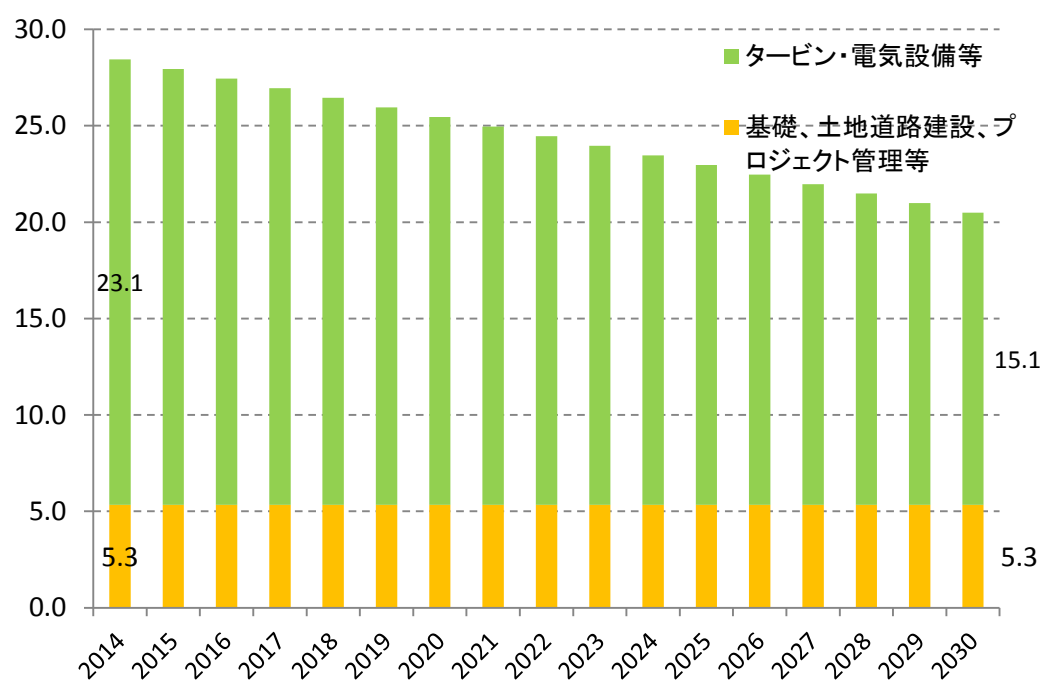
○日本における陸上風力発電の建設費について、タービンや電気設備等の設備費用が国際的な水準に収斂するケースの試算結果は、2030年において20.5万円/kW(15.1(タービン・電気設備等)+5.3万円/kW(基礎、土地道路建設等))となった。

※なお、p27において示した建設費は2030年時点で25.2~28.4万円/kW(系統への接続費用含む)。

タービン・電気設備等の国際価格への収斂(万円/kW)



建設費(国際価格に収斂する場合)(万円/kW)

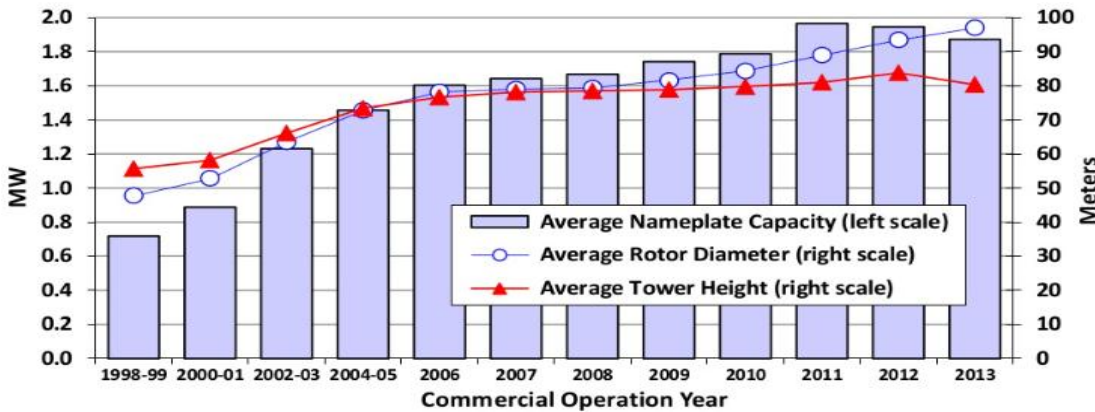


(注) 基礎・土地・道路敷設、プロジェクト管理等については、コスト一定と仮定した。また、系統への接続費用1.56万円/kWを控除した。

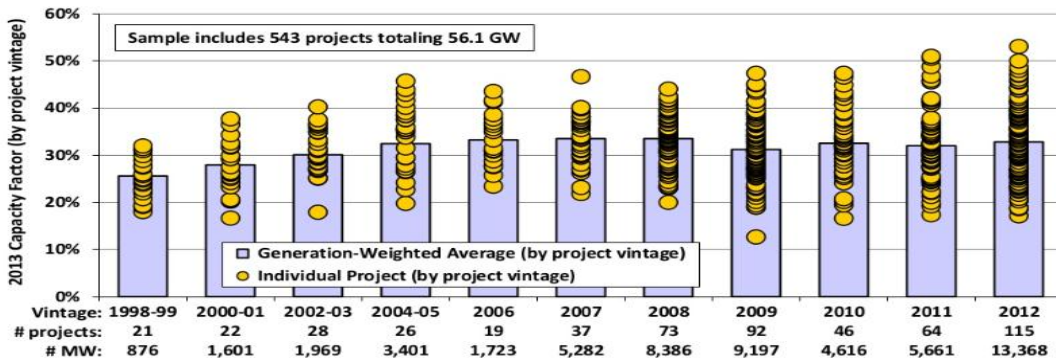
風力発電の大型化と設備利用率の関係について

- 風車の大型化によって、発電量が向上し、発電コストの低減が見込まれる。我が国では、2020年までに、風力発電の設備利用率を23%まで引き上げることを目標とした技術開発が進められている(2015年度調達価格算定委員会での設備利用率は20%)。
- 他方、米国においては、既に風車の大型化が進んでいる一方で、設備利用率は直近10年ほどは横ばいとなっている。これは、風力発電適地の減少によって、大型化による設備利用率の向上効果が相殺されていることが原因と考えられる。
- 大型化と設備利用率の向上は必ずしも一体的に進まない場合があることには留意が必要であるが、我が国においては、2020年以降に導入される風力発電について設備利用率が23%まで向上するケースも試算することとした。

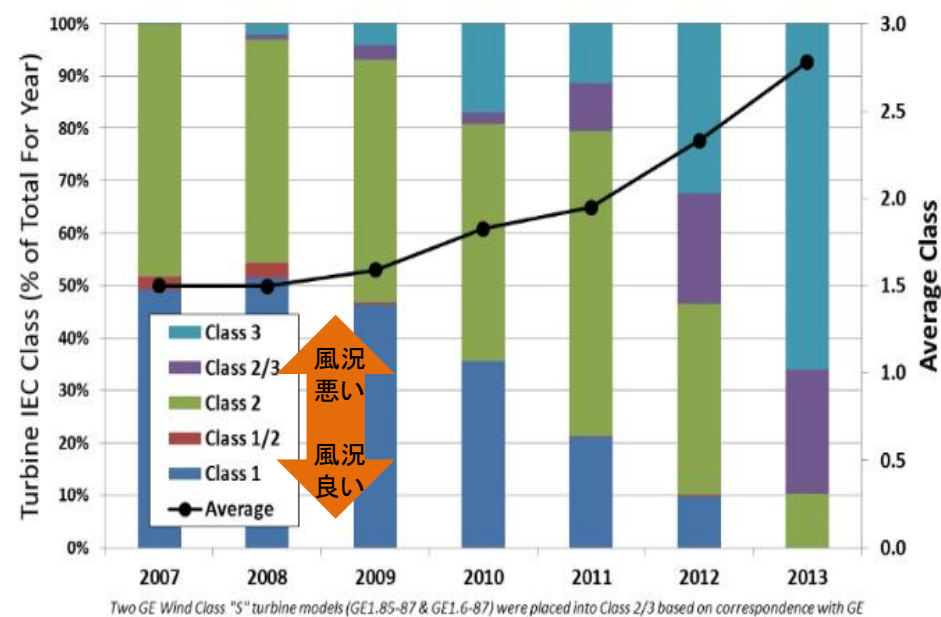
【米国内での風力発電の大型化の傾向】



【米国内での風力発電の設備利用率の推移】



【米国内で開発された風力発電の評価】



Source: Summary of trends in the U.S. wind energy market, Aaron Smith, 26 May, 2014

政策経費の計上(固定価格買取制度において優遇された利潤相当分)

- ワーキンググループにおける議論では、固定価格買取制度の調達価格の優遇された利潤相当分(以下、「IRR相当分」と表記)については、政策経費として計上すべきとの意見が多数であった。
- 固定価格買取制度では、調達価格の算定に当たって、「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」等を基礎とし、「再生可能エネルギー電気を供給しようとする者が受けるべき適正な利潤」等を勘案することとされている。(再エネ特措法第3条第2項)
- 具体的には、各電源や規模等の調達価格の区分毎に、①資本費、②運転維持費、③IRR等を設定し、調達期間にわたって売電を行うことにより、コストを回収して利潤を確保することが可能となる調達価格を決定している。
- IRR相当分の検討に当たっては、このIRR分が反映された調達価格と発電電力量の積を現在価値に割り引いたものを、IRRが反映された発電コストとみなすこととした。

$$\text{【IRRが反映された発電コスト】(円/kWh)} = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{pE}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E}{(1+r)^t}}$$

p : 調達価格に基づいた発電単価(円/kWh)、 E : 年間発電電力量(kWh/年)、 T : 調達期間(年)
ただし、調達期間と稼働年数が同じ場合。

※ IRR相当分は、上記の【IRRが反映された発電コスト】から【発電コスト】を差し引いたもの。
(すなわち、割引率相当分が差し引かれている。)

IRR相当分の計算について

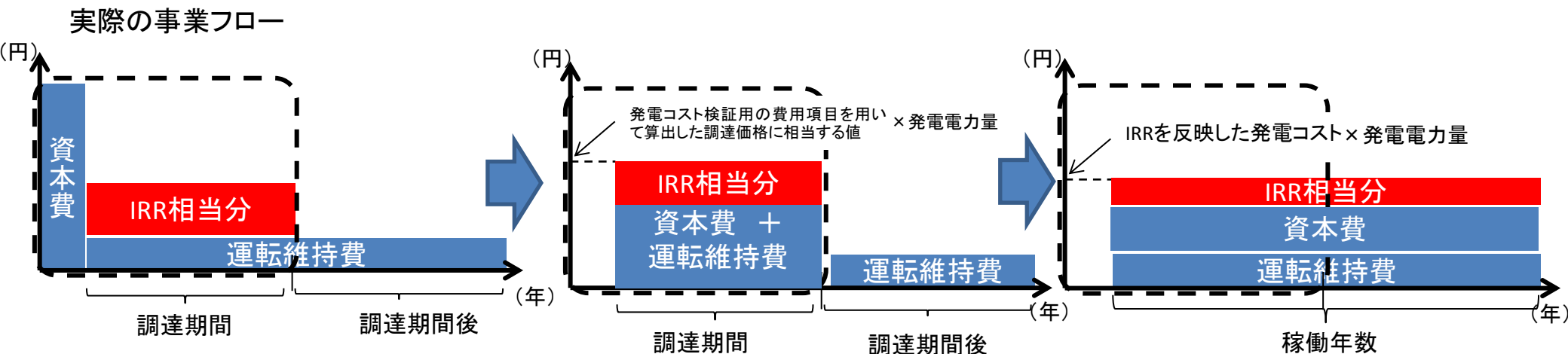
【①IRRが反映された発電コストを算定するに当たっての考え方】

○IRRが反映された発電コストを算定するに当たっては、今般の発電コストの検証に用いられる費用項目を用いた調達価格に相当する値(実際の調達価格とは異なる)を算出。

【②調達期間と稼働年数の差異の扱い】

○調達価格等算定委員会で想定される調達期間と、2011年コスト等検証委員会で想定されていた稼働年数は必ずしも一致しない。特に、調達価格等算定委員会における地熱等に関しては、実際の稼働年数よりも短い年数を政策的に調達期間として設定している。調達期間が稼働年数よりも短い場合には、IRR相当分を稼働年数でならず処理を行って算出する。

<②調達期間と稼働年数が異なる場合のIRR相当分の算出イメージ>



【IRR相当分の計算結果】

2014モデル プラント	太陽光 (非住宅)	太陽光 (住宅用)	風力 (陸上)	風力 (洋上)	地熱	小水力 (200kW未満)	小水力 (200-1,000kW)	木質専焼 バイオマス	石炭混焼 バイオマス
IRR相当分 (円/kWh)	3.1	2.0	5.7	9.9	4.6	3.4	2.8	1.4	0.3

※太陽光(住宅用)及び石炭混焼バイオマスについては、余剰売電比率やバイオマス比率を踏まえIRR相当分を計算。

一般水力の算定方法と諸元

○一般水力の発電コストの算定については、2011年コスト等検証委員会のモデルプラント方式による試算の考え方を踏襲し、データを更新することが中心。

・サンプルプラント

- 直近(前年度以前)に稼働した発電所(サンプルプラント、3基)のデータ等

	2011年コスト等検証委員会での 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
一般水力発電所	モデルプラント規模: 1. 2万kW <ul style="list-style-type: none">・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 <ul style="list-style-type: none">・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)

政策経費の計上(平成26年度予算の計上)

<再生可能エネルギーの総発電電力量>

○固定価格買取制度の対象電源については、既導入量に買取制度開始から平成27年1月末までの設備認定量を加えた合計設備容量から、各電源の設備利用率を用いて発電電力量を算出した。

	設備利用率	時間	既導入量(万kW) (24年6月まで)	認定量(万kW) (24年7月～27年1月)	合計 (万kW)	発電量 (億kWh)
太陽光(住宅)	12%	8760	470	352	822	86
太陽光(非住宅)	14%	8760	90	6810	6900	846
風力	20%	8760	260	157	417	73
地熱	83%	8760	50	2	52	38
小水力	60%	8760	960	38	998	525
バイオマス	87%	8760	230	149	379	289

○固定価格買取制度の対象外である一般水力については、「電源開発の概要」における実績値から、現時点での中小水力の発電電力量の推計値を除いた値で発電電力量を算出した。

【再生可能エネルギーの政策経費】

	太陽光	風力	地熱	小水力	バイオマス	一般水力
(A)政策経費 (平成26年度予算)(億円)	154	46	138	36	55	73
(B)年間総発電電力量(億kWh)	933	73	38	525	289	388
(A)/(B)(円/kWh)	0.2	0.6	3.6	0.1	0.2	0.2

(2) 火力発電

火力発電コストの内訳

石炭火力発電コスト 12.3円/kWh

社会的費用

発電原価



石炭火力

※モデルプラントとして、
設備容量80万kw、稼働率70%、稼働年数40年のプラントを想定

CO2対策費用 (3.0円/kWh)
火力発電からのCO2排出量に相当する排出権の購入費用
・総額3,130億円 (1基分、40年分)

燃料費 (5.5円/kWh)
石炭の調達費用
・総額5,800億円 (1基、40年分)

運転維持費 (1.7円/kWh)
人件費、修繕費、諸費、一般管理費
・総額 1,840億円 (1基、40年分)

資本費(2.1円/kWh)
・建設費、固定資産税1.4%、設備廃棄費用(建設費の5%)
・総額2,200億円(1基分)

・各諸元の総額をモデルプラント※
1基40年あたりの総発電電力量
1,060億kWhで割って単価を算出

CO2対策費用 (1.3円/kWh)
火力発電からのCO2排出量に相当する排出権の購入費用
・総額2,483億円 (1基分、40年分)

燃料費 (10.8円/kWh)
LNGの調達費用
・総額2.1兆円 (1基、40年分)

運転維持費 (0.6円/kWh)
人件費、修繕費、諸費、一般管理費
・総額1,180億円 (1基、40年分)

資本費(1.0円/kWh)
・建設費、固定資産税1.4%、設備廃棄費用(建設費の5%)
・総額1,850億円(1基分)

・各諸元の総額をモデルプラント※
1基40年あたりの総発電電力量
1,945億kWhで割って単価を算出

LNG火力発電コスト 13.7円/kWh

社会的費用

発電原価



LNG火力

※モデルプラントとして、
設備容量140万kw、稼働率70%、稼働年数40年のプラントを想定

火力発電コストの内訳

石油発電コスト 30.6円/kWh

社会的費用

発電原価



CO2対策費用 (2.5円/kWh)
火力発電からのCO2排出量に相当する排出権の購入費用
・総額976億円 (1基分、40年分)

燃料費 (21.7円/kWh)
石油の調達費用
・総額8,360億円 (1基、40年分)

運転維持費 (2.6円/kWh)
人件費、修繕費、諸費、一般管理費
・総額 594億円 (1基、40年分)

資本費(3.8円/kWh)
・建設費、固定資産税1.4%、設備廃棄費用(建設費の5%)
・総額880億円(1基分)

・各諸元の総額をモデルプラント※1基40年あたりの総発電電力量230億kWhで割って単価を算出

CO2対策費用 (2.5円/kWh)
火力発電からのCO2排出量に相当する排出権の購入費用
・総額195億円 (1基分、40年分)

燃料費 (21.7円/kWh)
石油の調達費用
・総額1,670億円 (1基、40年分)

運転維持費 (7.7円/kWh)
人件費、修繕費、諸費、一般管理費
・総額 594億円 (1基、40年分)

資本費(11.4円/kWh)
・建設費、固定資産税1.4%、設備廃棄費用(建設費の5%)
・総額880億円(1基分)

・各諸元の総額をモデルプラント※1基40年あたりの総発電電力量77億kWhで割って単価を算出

石油発電コスト 43.4円/kWh

社会的費用

発電原価



※モデルプラントとして、設備容量40万kw、稼働率10%、稼働年数40年のプラントを想定

火力① 算定方法と諸元

○石炭火力、LNG火力、石油火力の発電コストの算定については、2011年コスト等検証委員会のモデルプラント方式による試算の考え方を踏襲し、データを更新することが中心。

【算定方法と諸元】

① サンプルプラント

- 直近(前年度以前)に稼働した発電所(サンプルプラント、4基)のデータ等。

② 化石燃料価格

- 初年度価格は日本通関 CIF 価格の2014年平均。
- 燃料費上昇シナリオとして、次年度以降については IEA「World Energy Outlook 2014」の現行政策シナリオ及び新政策シナリオの価格トレンドを採用し、標準ケースとして新政策シナリオを利用。

③ CO₂価格の変動

- 2011年コスト等検証委員会の考え方を踏まえつつ、燃料価格の上昇シナリオの標準ケースとしたIEA新政策シナリオとの整合性を踏まえ、EU 新政策シナリオの価格及びそのトレンドを延長(対数回帰)。また、初年価格は欧州の代表的な排出量取引市場の前年平均価格とする。

④ 技術革新

- 燃料種ごとに政府の計画に基づく技術革新を見込む(石油火力は米国DOEのデータによる推計値を利用)。

火力① 算定方法と諸元

	2011年コスト等検証委員会での 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
石炭火力発電所	<p>モデルプラント規模: 75万kW 熱効率: 42%</p> <ul style="list-style-type: none"> ・広野5号(60万kW、2004年) ・舞鶴1号(90万kW、2004年) ・磯子新2号(60万kW、2009年) ・舞鶴2号(90万kW、2010年) 	<p>モデルプラント規模: 80万kW 熱効率: 42%</p> <ul style="list-style-type: none"> ・磯子新2号(60万kW、2009年) ・舞鶴2号(90万kW、2010年) ・広野6号(60万kW、2013年) ・常陸那珂2号(100万kW、2013年)
LNG火力発電所	<p>モデルプラント規模: 135万kW 熱効率: 51%</p> <ul style="list-style-type: none"> ・東新潟4-2号系列(84万kW、2006年) ・新名古屋8号系列(160万kW、2008年) ・川崎1号系列(150万kW、2009年) ・富津4号系列(152万kW、2010年) 	<p>モデルプラント規模: 140万kW 熱効率: 52%</p> <ul style="list-style-type: none"> ・川崎1号系列(150万kW、2009年) ・富津4号系列(152万kW、2010年) ・上越1号系列(119万kW、2013年) ・姫路第二新1~3号(146.1万kW、2013年)
石油火力発電所 ※	<p>モデルプラント規模: 40万kW 熱効率: 39%</p> <ul style="list-style-type: none"> ・尾鷲三田3号(50万kW、1987年) ・宮津1号(37.5万kW、1989年) ・宮津2号(37.5万kW、1989年) ・知内2号(35万kW、1998年) 	<p>モデルプラント規模: 40万kW 熱効率: 39%</p> <ul style="list-style-type: none"> ・尾鷲三田3号(50万kW、1987年) ・宮津1号(37.5万kW、1989年) ・宮津2号(37.5万kW、1989年) ・知内2号(35万kW、1998年)

※石油火力については、震災後建設されたものは小規模の緊急設置電源やガス火力転換を目指した軽油利用のもの等であることから、過去の2011年コスト等検証委員会等の考え方に合わせてサンプルプラントに採用していない。

火力② 燃料費の考え方と感度分析

○2011年コスト等検証委員会の試算においては、試算前年度の日本通関 CIF 価格の平均値を初年度価格としたが、今回の試算においては、直近の原油価格下落の影響なども可能な限り加味すべく、確報値を把握できている2014年暦年の平均値を利用。

① 為替： 85.74円/\$ (2010年度平均) → 99.95円/\$ (2013年度平均) / 105.24円/\$ (2014年平均)

② 燃料価格：

石炭 113.91\$/t(2010年度平均) → 107.77 \$/t(2013年度平均) / 97.64 \$/t(2014年平均)

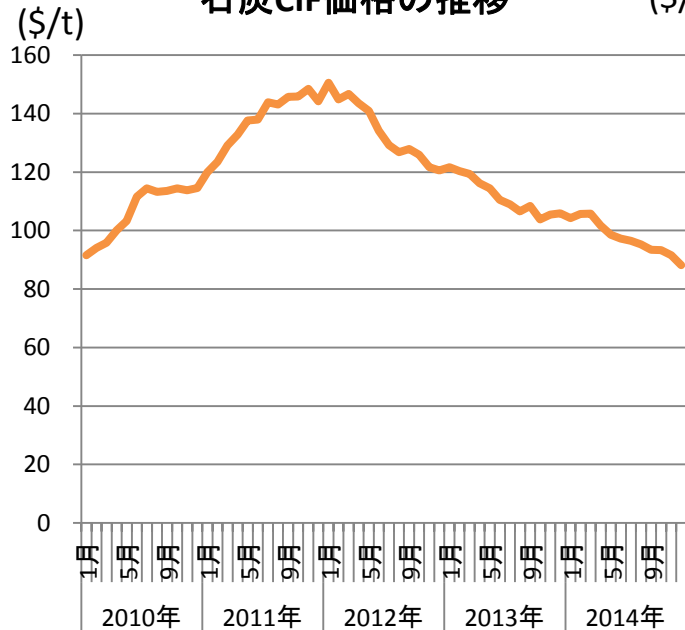
LNG 584.37 \$/t(2010年度平均) → 836.08 \$/t(2013年度平均) / 842.43 \$/t(2014年平均)

(16.15 \$/MMBtu (2013年度平均) / 16.28 \$/MMBtu(2014年平均))

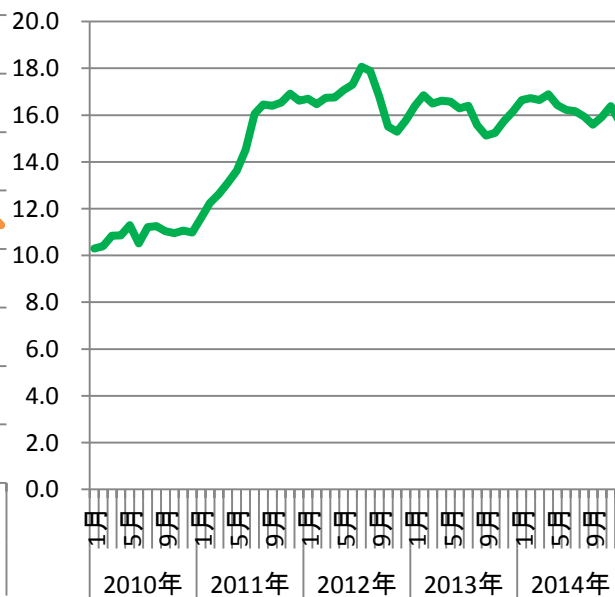
原油 84.16 \$/bbl(2010年度平均) → 110.01 \$/bbl(2013年度平均) / 105.11 \$/bbl(2014年平均)

○現状、燃料価格が更に下落していることなどを踏まえ、感度分析を実施。(次頁参照。)

石炭CIF価格の推移

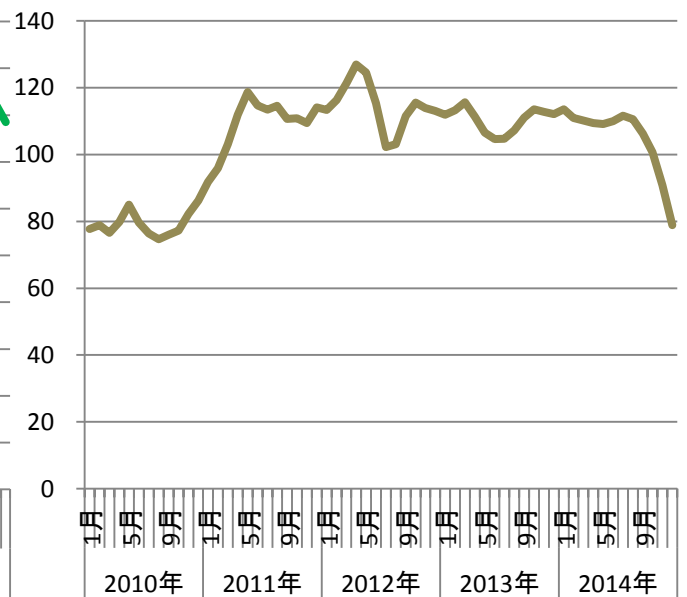


(\$/MMBtu) LNG CIF価格の推移



(\$/bbl)

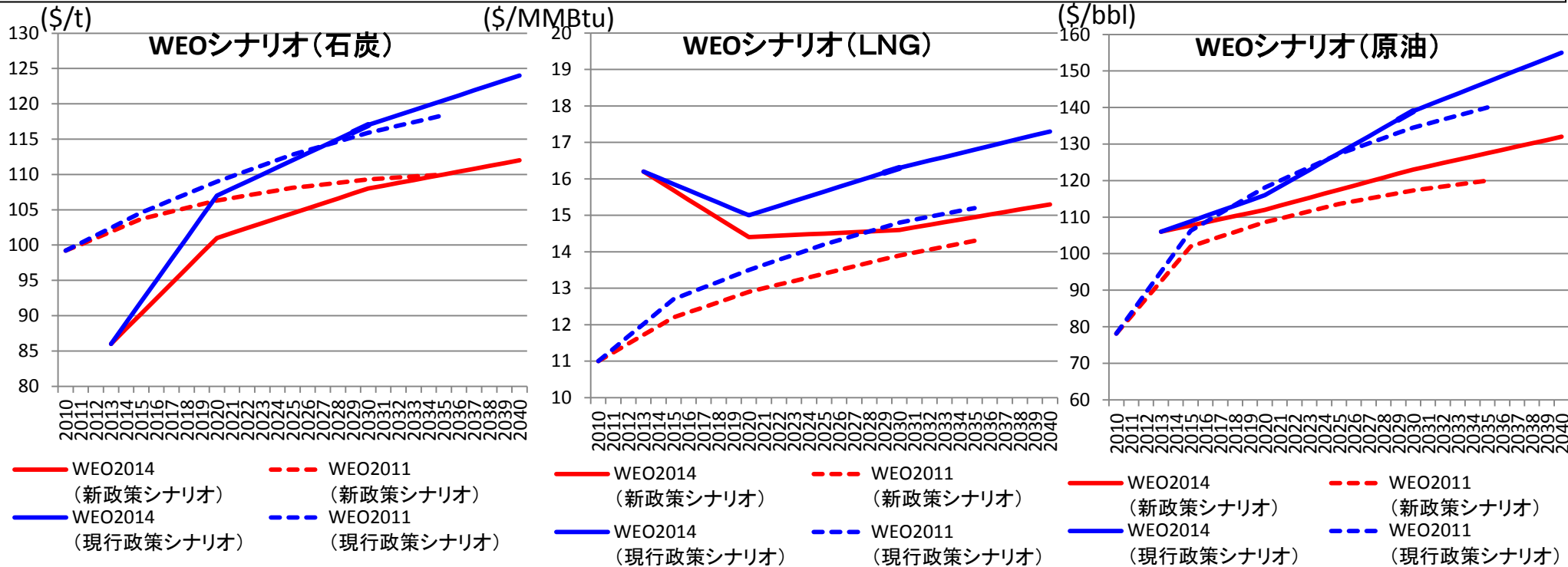
原油CIF価格の推移



火力② 燃料費の考え方と感度分析

○ Word Energy Outlook 2014 (WEO2014) の現行政策シナリオ及び新政策シナリオの価格トレンドを利用するが、LNGを除き、WEO2014の価格トレンドは全世界のトレンドであることから、初年度価格を日本の通関 CIF 価格を使うことで日本の化石燃料トレンドとして補正する (LNGはもともと日本のトレンドになっているため、実際の価格データで誤差補正を行う)。

○ WEO2014の現行政策シナリオと新政策シナリオでは、新政策シナリオを標準ケースとして利用。



○ 各燃料種ごとの燃料価格の増減による最終コストへの影響分析(感度分析)については以下の通り。

- ・ 石炭は燃料価格 (2020年時点) が10%変化するごとに約0.4円/kWh程度の増減が発生
- ・ LNGは燃料価格 (2020年時点) が10%変化するごとに約0.9円/kWh程度の増減が発生
- ・ 石油は燃料価格 (2020年時点) が10%変化するごとに約1.5円/kWh程度の増減が発生

○ 原油価格上昇シナリオの直近のものとしては、E I A (米国エネルギー情報局) のWorld Energy Outlookがあるが、足元の原油価格の低下を反映する一方、2040年代には140\$/bblを越える見通しとなっており、発電コストに影響する燃料総額については、上記感度分析の範囲内となっている。

○ なお、今後、更なる調達先の多角化などの政策努力により、化石燃料の調達価格が引き下げられる可能性がある。

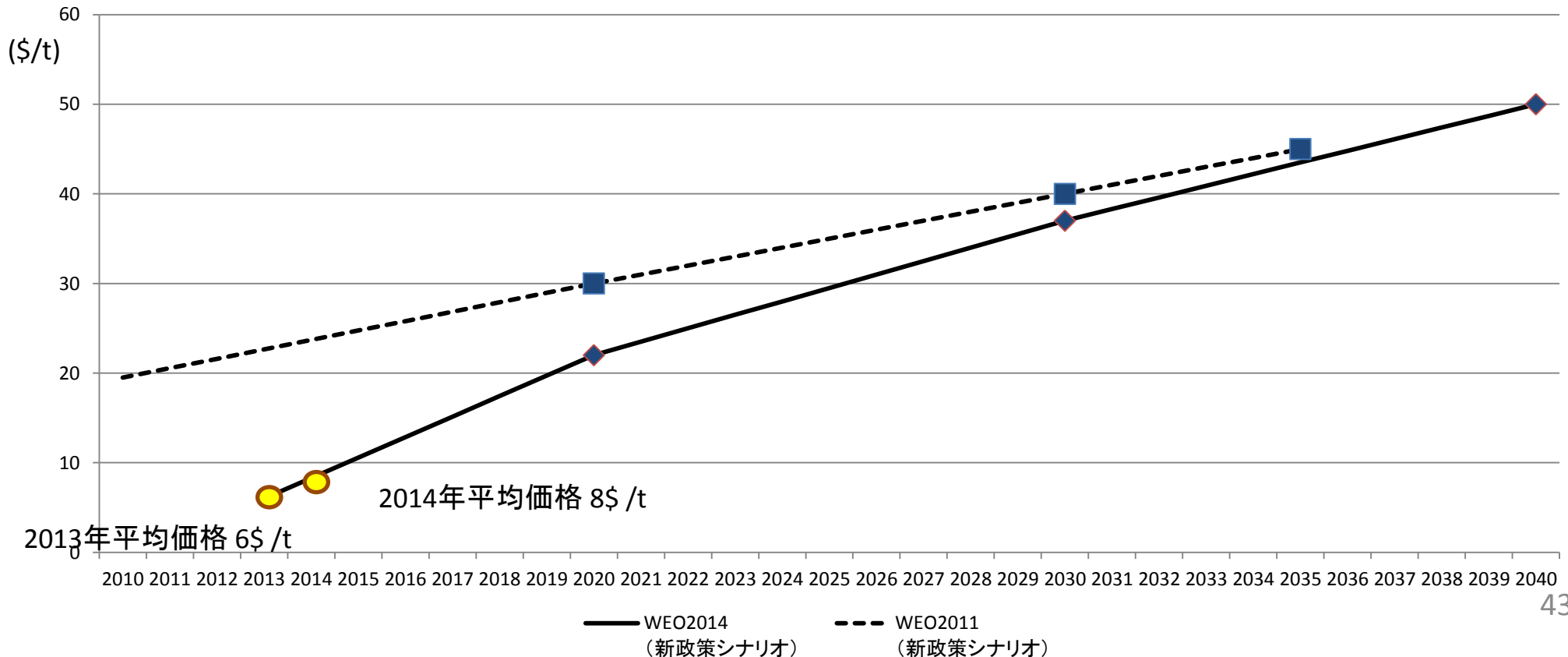
火力③ CO2価格

- 燃料価格の上昇トレンドの標準ケースをWord Energy Outlook 2014 (WEO2014) 新政策シナリオとしていることから、WEO2014のEU 新政策シナリオの価格及びそのトレンドの延長(対数回帰)を利用。
- また、初年価格は欧州の代表的な排出量取引市場の平均値を取るが、2013年及び2014年の数字もWEOのシナリオと齟齬がないため、WEO2014のシナリオをそのまま利用することとする。

(参考)

2013年価格: 6 \$ / t、2014年価格: 8 \$ / t

- CCSのコスト計上に関しては、日本における貯留等のコストが明確でないため、技術開発や適地調査等の結果等を踏まえて、更なる検討が必要であり、今後の課題として、今回の試算ではコスト認識の対象外とする。



火力④ 技術革新等による価格低減効果の整理

【2011年コスト等検証委員会の整理】

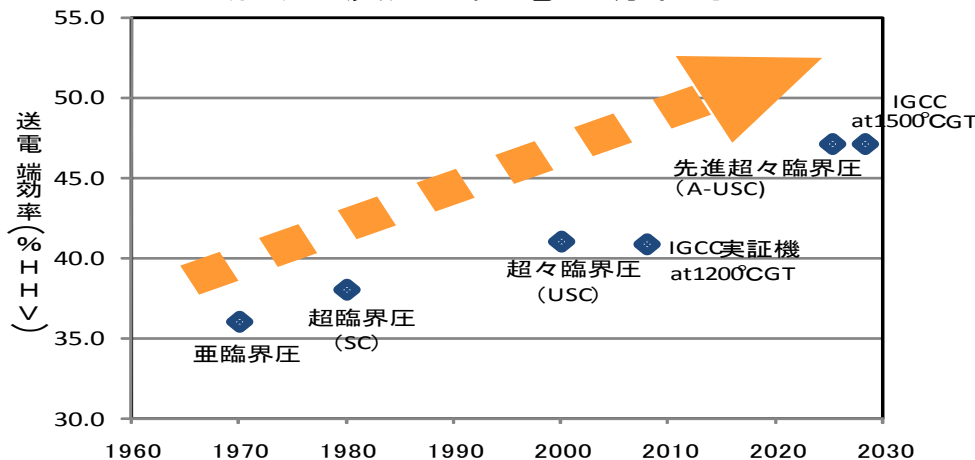
○2020年と2030年モデルプラントについて、技術革新や量産効果などによる発電コストの低減が期待される電源について、以下のとおり検証した。

- 石炭火力については2010年モデルプラントにおいて超々臨界圧火力発電による約42%の発電効率を前提とし、現在、更なる熱効率向上に向けて石炭ガス化複合発電(IGCC)や先進超々臨界圧火力発電(A-USC)の技術開発が進められていることから、2030年モデルプラントにおいて、約48%の発電効率を見込んでコストを試算。
- LNG火力については、2010年モデルプラントは、1500°C級ガスタービンで、約51%の発電効率を前提とし、2020年及び2030年のモデルプラントにおいては、1700°C級ガスタービンが実用化されているという前提で、約57%の発電効率が達成されるとして、コストを試算。

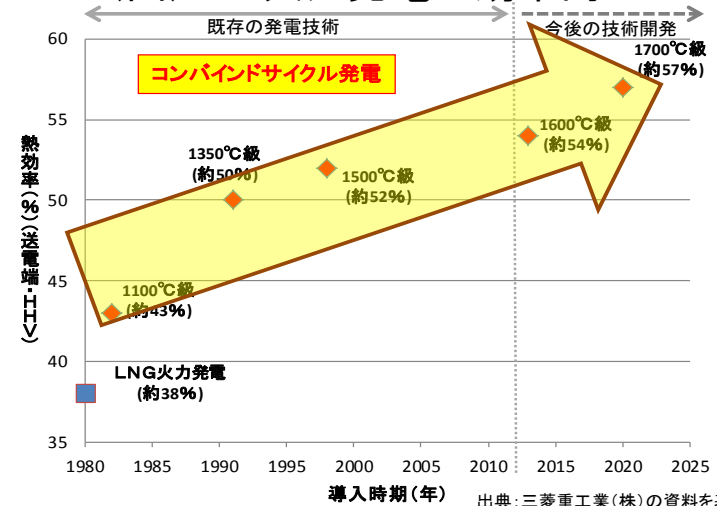
【今回の整理】

- 1700°C級ガスタービンの実用化は2020年代とされており、2020年に開始するのは、現時点では現実的でないため、2020年の熱効率を2014年の熱効率を据え置きとする。
- 米国DOEが発表している最新型の石炭、LNG火力のデータベースに基づき、石油火力の発電効率を推定した場合には、2030年に超臨界圧の石油火力発電が実現した場合の発電効率は48%と推計しコスト試算。

(図) 石炭火力発電の効率向上



(図) LNG火力発電の効率向上



火力⑤ 政策経費

(2011年コスト等検証委員会の整理)

- 当初予算（平成23年度）のうち、「立地」「防災」「広報」「人材育成」「評価・調査」「発電技術開発」「将来発電技術開発」に係る予算額を発電コストに上乗せ。総発電電力量は、年間総発電電力量（石炭：2,511億kWh、LNG：2,945億kWh、石油：753億kWh）で賄うと仮定。

(今回の整理)

- 基本的に、2011年コスト等検証委員会の考えを踏襲。総発電電力量は、2013年度の総発電電力量（石炭：2,845億kWh、LNG：4,057億kWh、石油：1,398億kWh）で賄うと仮定。

【今回の試算】

$$\frac{\text{石炭に係る政策経費(平成26年度予算)(円)}}{\text{年間総発電電力量(kWh)}} = \frac{\text{約111億(円)}}{2,845\text{億(kWh)}} = 0.039 \text{ (円/kWh)}$$

$$\frac{\text{LNGに係る政策経費(平成26年度予算)(円)}}{\text{年間総発電電力量(kWh)}} = \frac{\text{約71億(円)}}{4,057\text{億(kWh)}} = 0.018 \text{ (円/kWh)}$$

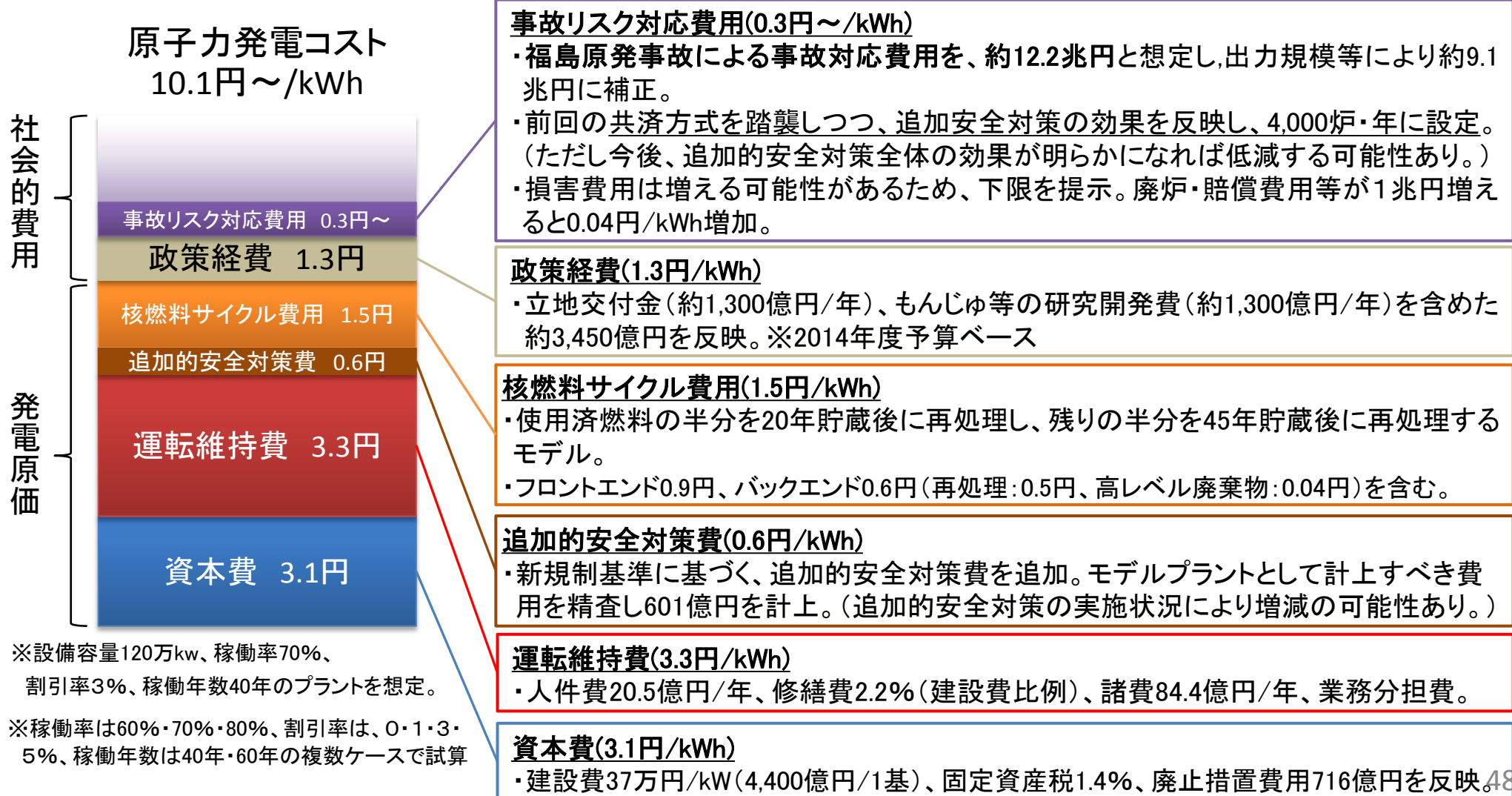
$$\frac{\text{石油に係る政策経費(平成26年度予算)(円)}}{\text{年間総発電電力量(kWh)}} = \frac{\text{約13億(円)}}{1,398\text{億(kWh)}} = 0.009 \text{ (円/kWh)}$$

(3) 原子力発電

(3)－1. 算定方法と諸元

原子力発電コストの算定方法と諸元

- 発電に直接関係するコストだけでなく、廃炉費用、核燃料サイクル費用(放射性廃棄物最終処分含む)など将来発生するコスト、事故対応費用(損害賠償、除染含む)、電源立地交付金・もんじゅなどの研究開発等の政策経費といった社会的費用も織り込んで試算。



(参考) 資本費・運転維持費

- 検証委では、サンプルプラント4基（※）の建設費用・廃炉費用を平均して資本費を算出（固定資産税も含む）。運転維持費もサンプルプラント4基を平均し、人件費は年単価、修繕費及び諸費（損害保険料等）は建設費用に対する比率で算出。
- 諸費は資本費（+追加的安全対策費）に比例させるのではなく、年単価で算出。

※サンプルプラントは、直近に運開した東北電力東通原発1号、中部電力浜岡原発5号、北陸電力志賀原発2号、北海道電力泊原発3号の4基。

○資本費

項目	今回	考え方
建設費	37万円/kW	サンプルプラントのデータを元に物価補正などを実施。
固定資産税	1.4%	—
廃止措置費用	716億円	サンプルプラントにおける原子力発電施設解体引当金総見積額の1kW当たりの平均値にモデルプラント出力を乗じたもの ※なお、廃炉会計制度の見直しにより、解体引当金は運転期間40年+安全貯蔵期間10年を加えた期間を原則的な引当期間としたことから、整合性をとり、50年経過時点の価格を用いる。

○運転維持費

項目	今回	今回
人件費	20.5億円/年	最新の値を電力会社にアンケート
修繕費	2.2%（建設費における比率）	—
諸費	84.4億円/年	年単価で算出
業務分担費	13.4%（直接費における比率）	—

(3)－2. 追加的安全対策費

- ① 2011年コスト等検証委員会の整理
- ② 考え方の整理
- ③ 計上すべき費用の整理
- ④ 試算の反映方法
- ⑤ 試算結果

① 2011年コスト等検証委員会の整理

- 東日本大震災の影響による東京電力福島原子力発電所の事故を踏まえ、平成23年11月時点（新規制基準施行前）で追加的安全対策として国が指示した対策等に要する費用を対象。
- モデルプラントの対象となっているサンプルプラント（※）において見積もられている追加的安全対策費をもとに試算（平均値）。

※東北電力東通原発、中部電力浜岡原発5号機、北陸電力志賀原発2号機、北海道電力泊原発3号機

追加的安全対策	費用(億円)
①緊急安全対策	118
②非常用発電設備	17
③外部電源の信頼性確保	26
④シビアアクシデントへの対応	13
その他(各社が独自に取り組んでいる安全対策)	50
合計	※194

※合計は、重複を除いており各対策の合計と一致しない。

- この合計額194億円を資本費（及び資本費に比例する運転維持費）として計上し、発電当たりの追加的安全対策費を0.2円/kWhと試算。（設備利用率70%,割引率3%,稼働年数40年）

② 考え方の整理

- 2013年7月に新規制基準が施行され、各電力会社が安全対策を行っていることから、改めて追加的安全対策費を算出。
 1. モデルプラントの建設費として追加計上すべき費用と、そうでない費用を分けて整理する。（各電力会社は既設原発に安全対策を行っているが、予め新規制基準が分かっていたら設計・計画段階で反映可能であり、モデルプラントとして計上不要な費用があることから、安全対策の性質を勘案して分けて整理。）
 2. 現在のように一斉に各社が調達している状況では、計画的に調達を行う場合よりも安全対策に係る設備等の価格は高くなる。ただし、どの程度高いのか定量的に算定することが困難であるため、過大評価になる可能性があるが、保守的に1. で得られる費用をコストとして計上する。
 3. 事故リスク対応費用の計算において、追加的安全対策の効果が反映されるよう工夫。

<新規制基準の概要>

- 重大事故(シビアアクシデント)を防止する「設計基準」に加え、万が一重大事故やテロが発生した場合に対処するための「シビアアクシデント対策」を行うことが義務づけられた。

シビアアクシデントを防止するための基準
(いわゆる設計基準)
(単一の機器の故障を想定しても炉心損傷に至らないことを確認)

自然現象に対する考慮
火災に対する考慮
電源の信頼性
その他の設備の性能
耐震・耐津波性能

意図的な航空機衝突への対応
放射性物質の拡散抑制対策
格納容器破損防止対策
炉心損傷防止対策(複数の機器の故障を想定)
内部溢水に対する考慮(新設)
自然現象に対する考慮(火山・竜巻・森林火災を新設)
火災に対する考慮
電源の信頼性
その他の設備の性能
耐震・耐津波性能

新設
(テロ対策)
新設
(シビアアクシデント対策)

強化又は
新設

強化

(参考) 追加的安全対策

万一、シビアアクシデントが発生した際に備える対策の導入

①原子炉中の燃料の損傷を防止

(例) ・ポンプ車等により、非常時に外部から炉心に注水を行う設備を構築

②格納容器の破損を防止する対策の導入

(例) ・格納容器内の圧力・温度を下げるための設備（フィルタ・ベント）を設置
・溶けた燃料により格納容器が破損することを防止するため、溶けた燃料を冷却する注水設備（ポンプ車、ホースなど）を導入。

【屋外放水設備】



③敷地外への放射性物質の拡散抑制対策

(例) ・屋外放水設備（大容量泡放水システム等）の設置など

④非常時における指揮所の確保

(例) ・耐震、放射性物質対策を施した緊急時対策所の整備

東電事故を踏まえた、事故を防止するための対策の強化

①大規模な自然災害が発生しても設備の故障を防止

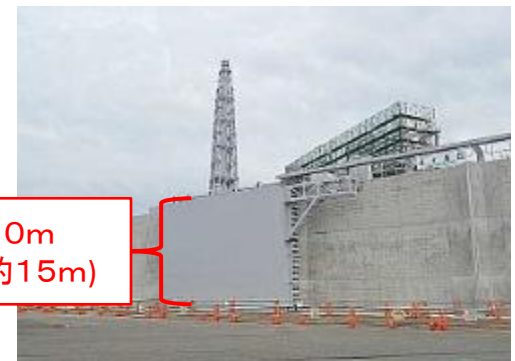
(例) ・最大級の津波にも耐える防潮堤の設置
・建物内への浸水を防止する防潮扉の設置
・配管のサポート強化等による各設備の耐震性の向上

【防潮堤（柏崎刈羽原発）】

②火災、停電などへの対策を強化

(例) ・難燃性ケーブル・耐火壁の導入による火災対策の強化
・電源車の設置等による停電対策の強化

約10m
(海拔約15m)



③ 計上すべき費用の整理

- 既存の配管設備の改造や防潮堤の設置など、新規制基準があらかじめ明らかであれば、設計・計画の最適化によっては省くことができる費用がある。そうした費用については、モデルプラントに計上する必要のない費用として慎重に特定し、計上する費用の対象から除く。

意図的な航空機衝突への対応
放射性物質の拡散抑制対策
格納容器破損防止対策
炉心損傷防止対策 (複数の機器の故障を想定)
内部溢水に対する考慮(新設)
自然現象に対する考慮 (火山・竜巻・森林火災を新設)
火災に対する考慮
電源の信頼性
その他の設備の性能
耐震・耐津波性能

(例)配管設備の改造



- 原子炉格納容器を自然対流によって冷却できるように、既に配置されている配管を改造・追加する。
- 新規制基準を前提としていれば、壁に穴を空けて配管を通し直したりせず、設計を最適化することが可能。

(例)防潮堤の設置



- 津波対策として、既存の防潮堤に加え、新たに防潮堤を建設。
- 新規制基準を前提としていれば、敷地造成の際に敷地の高さを十分にとることで、そこまでの防潮堤を設ける必要はない。

④ 試算の反映方法(総論)

- (1) 現時点で原子力規制委員会に新規規制基準適合審査を申請している**15原発24基**について、電力会社に追加的安全対策費の最新の見通し(計**11項目**)を聴取した結果、約**1,000億/基**程度と見込まれる。
- (2) 精度向上のため、原子力規制委員会から既に設置変更許可を得た**2原発4基**について、特に費用内訳を詳細に聴取(計**38項目**)。(1)で得られた約**1,000億/基**程度に対し、モデルプラントにおいて計上対象としない費用を項目毎に特定。
- (3) その上で、計上対象としない費用の割合を他の原発にも反映し、**15原発24基**全体の平均値を算出。

	計11項目	計38項目
シビアアクシデント対策	① 意図的な航空機衝突への対応	①-1 特定重大事故対処施設の設置 ①-2 接続口の分散配置等の対策
	② 放射性物質の拡散抑制対策	②-1 屋外放水設備の設置 ②-2 敷地外への放射性物質拡散抑制対策 ②-3 使用済燃料プール冷却手段の多様化対策等
	③ 格納容器破損防止対策	③-1 フィルタベントの設置(BWRのみ) ③-2 水素爆発防止対策 ③-3 格納容器冷却手段の多様化対策
	④ 炉心損傷防止対策	④-1 可搬式代替低圧注入ポンプ配備 ④-2 可搬式代替電源車配備 ④-3 大容量ポンプ車配備 ④-4 加圧器逃がし弁制御用空気代替供給ライン設置 ④-5 その他 ④-6 事故時監視計器設置 ④-7 恒設代替低圧注入ポンプ設置 ④-8 低圧注入用配管設置 ④-9 恒設代替電源設置 ④-10 充てん高圧注入ポンプ自己冷却設備設置
	⑤ その他	⑤-1 可搬式モニタリングポスト設置 ⑤-2 安全系蓄電池増強(既設容量変更) ⑤-3 号機間融通電源ケーブル設置 ⑤-4 免震事務棟の設置 ⑤-5 その他 ⑤-6 緊急時対策所関係機器設置
設計基準	⑥ 内部溢水に対する考慮	⑥-1 配管漏えい検知 ⑥-2 拡大防止装置(堰など)の設置 ⑥-3 扉の水密化
	⑦ 自然事象に対する考慮(火山、竜巻、森林火災)	⑦-1 防火帯の設置(森林火災対策) ⑦-2 竜巻飛来物対策、飛散防止対策 ⑦-3 火山対策
	⑧ 火災に対する考慮	⑧-1 異なる種類の感知器設置 ⑧-2 消火設備の設置 ⑧-3 系統分離のための耐火増強対策 ⑧-4 その他
	⑨ 電源の信頼性	⑨-1 非常用ディーゼル発電機燃料油貯蔵タンク増設
	⑩ 耐震対応	⑩-1 耐震裕度向上工事 ⑩-2 周辺斜面安定化対策
	⑪ 耐津波対応	⑪-1 防潮堤の設置(津波対策)

適合審査中(15原発24基)

⇒(1)概要を聴取

- シビアアクシデント対策
- 設計基準

5項目
6項目



(3)項目毎に除外すべき割合を特定し、全体の試算に反映

設置変更許可済み(川内1・2、高浜3・4)

⇒(2)詳細に聴取

- シビアアクシデント対策
- 設計基準

24項目
14項目

(参考) 試算の反映方法(シビアアクシデント対策)

項目	具体的内容	A) 第3回WGにおける整理	B) 精査の結果、除外すべき割合
①意図的な航空機衝突への対応	①-1 特定重大事故対処施設の設置	✓設計・敷地造成費用は除外することが適当	✓約1割が敷地造成費用に該当し、除外。
	①-2 接続口の分散配置等の対策	✓除外(設計段階で反映可)	
②放射性物質の拡散抑制対策	②-1 屋外放水設備の設置	✓算入(新たな設備の設置)	✓すべて算入
	②-2 敷地外への放射性物質拡散抑制対策		
	②-3 使用済燃料プール冷却手段の多様化対策等		
③格納容器破損防止対策	③-1 フィルタベントの設置	✓算入(新たな設備の設置)	✓約4割は設計段階で反映可能であり、除外。
	③-2 水素爆発防止対策	✓除外(設計段階で反映可)	
	③-3 格納容器冷却手段の多様化対策		
④炉心損傷防止対策	④-1~5 可搬式設備の設置(ポンプ、電源車等)	✓算入(新たな設備の設置)	✓約6割は設計段階で反映可能又は既設設備の改造費用に該当し、除外。
	④-6 事故時監視計器装置	✓除外(既設設備の改造費用に該当)	
	④-7~10 原子炉冷却手段・原子炉圧力調整手段の多様化対策 など	✓除外(設計段階で反映可)	
⑤その他	⑤-1~5 緊急時対策所の設置、各項目に含まれない給水・電源等の配置	✓算入(新たな設備の設置)	✓約1割は設計段階で反映可能であり、除外。
	⑤-6 緊急時対策所内の機器設置	✓除外(設計段階で反映可)	

(参考) 試算の反映方法(設計基準など)

項目	具体的内容	A) 第3回WGにおける整理	B) 精査の結果、除外すべき割合
⑥内部溢水に対する考慮	⑥-1 配管漏えい検知	✓除外(設置・配置設計費用に該当)	✓約7割は設置・配置設計費用に該当し、除外。
	⑥-2 拡大防止装置(堰など)の設置		
	⑥-3 扉の水密化	✓除外(設計段階で反映可)	
⑦自然現象に対する考慮 (火山・竜巻・森林火災)	⑦-1 防火帯の設置(森林火災対策)	✓除外(設計段階で反映可)	✓すべて除外
	⑦-2 竜巻飛来物対策、飛散防止対策		
	⑦-3 火山対策		
⑧火災に対する考慮	⑧-1 異なる種類の感知器設置	✓除外(付帯工事費用に該当)	✓約5割は付帯工事費用に該当し、除外。
	⑧-2 消火設備の設置		
	⑧-3、4 系統分離のための耐火増強対策など	✓除外(設計段階で反映可)	
⑨電源の信頼性	⑨-1 非常用ディーゼル発電機燃料油貯蔵タンク増設など	✓除外(敷地造成・設置費用に該当)	✓約2割は敷地造成・設置費用に該当し、除外。
⑩耐震対応 ⑪耐津波対応	⑩-1 耐震裕度向上工事	✓除外(付帯工事費用に該当)	✓約6割は付帯工事費用に該当し、除外。
	⑩-2 周辺斜面安定化対策	✓除外(設計段階で反映可)	
	⑪-1 防潮堤の設置(津波対策)	✓除外(設計段階で反映可)	✓すべて除外

※新規制基準対応を超える各社の自主的対応についても、上記同様の整理で算入。

⑤ 追加的安全対策費 試算結果

- 追加的安全対策費を精査した結果、15原発24基の平均 約1,000億円／基のうち、約6割をモデルプラントの建設費として追加計上する費用と特定。今回の検証においては、**601億円／基**を追加的安全対策費として計上することとする。
- 設備利用率を70%、運転期間を40年、割引率を3%とすると、発電単価は**0.6円／kWh**に相当する。
- なお、ワーキンググループにおいて以下のような意見があったことから、今後の試算において留意が必要。
 - ① 現在のように一斉に各社が調達している状況では、計画的に調達を行う場合よりも価格は高くなる。今後、通常時に比べ現在は調達費用がどの程度高いのか、精査していく必要がある。
 - ② 追加的安全対策と事故リスク対応費用は、原子力発電の安全に関する費用として、併せて考えることが適当。今後、新規制基準に基づく安全対策全体による事故リスク低減効果が明らかとなれば、それを適切に反映させる必要がある。

(3)－3. 事故リスク対応費用

- ① 2011年コスト等検証委員会の整理
- ② 考え方の整理
- ③ 損害費用の算定方法
- ④ 共済方式の算出式
- ⑤ 共済方式の算定根拠
- ⑥ 試算結果

① 2011年コスト等検証委員会の整理

- 損害額を事業者間で相互に負担する考え方（共済方式）の下、モデルプラントが稼働している40年間に負担する額を事故リスク対応費用として計上。

$$\frac{A) \text{損害費用(円)} / B) \text{支払期間(年)}}{C) \text{事業者の年間発電電力量(kWh)}} = \frac{A) 5.8 \text{兆(円)} / B) 40 \text{(年)}}{C) 2,722 \text{億(kWh)}} = 0.5 \text{ (円/kWh)}$$

- A) **損害費用**は、試算時に判明していた福島第一原発事故の廃炉費用及び賠償費用の見通し等を基に約7.9兆円と算出。これを下限として、モデルプラントの出力等で補正し、「約5.8兆円以上」と算定。
- B) これを、国内の原子力発電事業者が、モデルプラントが稼働している40年間で積み立てる（**支払期間**）ことを想定。
- C) 発電電力量（kWh）あたりの費用は、事故前2010年度の50基（福島1～4号機除く）の**年間発電電力量**（2,722億kWh）で割って得られる数値 = **0.5円~/kWh**と試算。

※損害費用は増える可能性があるため、下限を提示。損害費用が1兆円増えると約0.09円/kWh上昇。

(参考)2011年コスト等検証委員会の“共済方式”

$$\begin{aligned} & \text{事故リスクのコスト} = (\text{一般的に}) \text{保険料} \\ & = \text{損害想定額} \times \text{事故発生確率} + \text{リスクプレミアム} \end{aligned}$$

◆原子力委員会:以下の2つのアプローチ

- ①事故発生確率につき、3つのケースを提示し、損害額×事故発生確率＝損害期待値を計算。但し、リスクプレミアムについては算出せず。
- ②相互扶助の考え方による損害賠償制度に基づく事故リスクコストの考え方に基づく試算(一種の疑似的な保険制度)

* CSC(原子力損害の補完的保障に関する条約)などの国際的な動向に合致

①について

原子力発電所の事故の場合、低い発生確率であること、保険に加入する契約者数が限られることなどから、大数の法則が成立しない。その中でも、地震や津波などのリスクについては、甚大かつ巨大なリスクであるため、リスクプレミアムを見込むことが難しく、現時点では民間の保険が成立していない。

◆本委員会としては、①のアプローチでは、リスクプレミアムを見込めず、損害期待値だけをもって事故リスクコストとすることは難しいという判断から、今回の試算にあたっては、疑似的な保険制度といえる②の事業者による相互扶助の考え方による損害賠償制度を前提とした方法を実施してはどうか。

(参考)2011年コスト等検証委員会の整理

- 2011年コスト等検証委員会において想定している追加的安全対策（以下「緊急安全対策等」という）の扱いは以下のとおり。

御指摘事項	対応
追加的安全対策と、現行の安全規制・将来あるべき安全規制との関係はどのように整理されるのか。また、追加的対策によってどの程度安全になるのか、考え方を明確化してほしい。	ここで言う「追加的安全対策」については、これまでに明らかになった知見に基づき、緊急に取り組むべき事項について措置をしているもの。また、新たな安全規制のあり方については、現在、内閣官房原子力安全規制組織等改革準備室にて検討が行われている。なお、現時点において「追加的安全対策」の定量的な分析はなされていない。

（出典）平成23年12月第6回コスト等検証委員会資料より。

なお、追加安全対策については、事故リスクとの関係を精査すること、安全規制との関係を整理したうえで新たな安全規制が明らかになればその効果を勘案することが考えられるが、現時点では、双方とも回答できる状況にないため、今後の課題として整理した。

（出典）平成23年コスト等検証委員会報告書より。

- また、新規制基準の検討については、2011年コスト等検証委員会時点では、福島第一原発事故に係る事実関係及び経緯を再整理し、それらを基に事故の原因及び技術的課題をまとめ、これまでの安全対策の有効性評価や分析を行っている段階。

② 考え方の整理

▶ 追加的安全対策により発電コストは上昇する。一方で、追加的安全対策を行うことによる効果が事故リスク対応費用に影響を与えることとなる。この関係を踏まえ、以下のような考え方で整理する。

1. 2011年コスト等検証委員会の共済方式を基本的に踏襲する。
2. 損害費用は、追加的安全対策により本来低下するはずであるが、現時点では費用の低減を試算する方法が確立されていないことから、織り込むべき安全対策の効果を反映せず、2011年コスト等検証委員会試算（福島第一原発事故の損害費用）の考え方を踏襲。
3. 新規制基準の施行に伴って事故発生頻度が低減するものと想定されることを踏まえ、これが反映されるような共済方式の算定根拠を用いる。
4. 算定根拠の算出に当たっては、新規制基準の適合審査においても活用されている確率論的リスク評価（P R A）を参考とする。

<参考>新規制基準におけるP R Aの実施状況

- 新規制基準に基づいた適合審査の際に、P R Aの実施状況を提示するが、安全対策前のP R A及び一部安全対策を実施した場合に改善される影響を把握する感度解析のみを評価。
- 全ての安全対策を行った後の全体のP R A評価は、再稼働後1回目の定期検査の終了時点の状態を対象として定期検査終了後6ヶ月以内に実施する安全性向上評価にて行うこととなっている。

③ 損害費用の算定方法

- 2011年コスト等検証委員会では、東京電力に関する経営・財務調査委員会報告書（平成23年10月）における追加的廃炉費用及び損害賠償額を、出力規模、地域性、人口で補正。
（約7.9兆円 → 補正後 5.8兆円）。
- 今回の検証においては、「原子力災害からの福島復興の加速に向けて（平成25年12月閣議決定）」、「新・総合特別事業計画（平成27年4月変更認定）」、除染・中間貯蔵に関する環境省試算などを踏まえた最新の見通しを基に損害額を見直し。
- その結果、追加的廃炉費用は1.8兆円、賠償費用は5.7兆円、除染・中間貯蔵費用は3.6兆円、その他費用が1.1兆円となり、合計12.2兆円。これを2011年コスト等検証委員会と同様の手法に出力規模、地域性、人口比で補正。
（約12.2兆円 → 補正後 9.1兆円）。

※本来であれば、放射性物質拡散防止対策などの追加的安全対策を実施したことにより、損害費用は低減する可能性があるが、こうした効果は反映していない。

（単位：兆円）

追加的廃炉費用	賠償費用	除染・中間貯蔵	行政経費等	合計	補正後
1.8	5.7	3.6	1.1	12.2	9.1

<参考> 損害費用の算定方法

	追加的廃炉費用	損害賠償費用	除染・中間貯蔵費用		その他
原子力災害からの福島復興の加速に向けて（平成25年12月閣議決定）		要賠償額見通し 5兆円+α（5.4兆円）	除染	中間貯蔵	
新・総合特別事業計画（平成27年4月変更認定）	1兆7,904億円 補正① 5,968億円	要賠償額見通し 5兆7,412億円 補正② 5兆2,773億円	除染（汚染廃棄物処理含む） 2.5兆円 補正② 1兆4,750億円	中間貯蔵（建設・管理運営等） 1.1兆円 補正② 6,490億円	※平成23年度～25年度は決算を用い、26年度は当初予算・補正予算を計上。 ※2011年コスト等検証委員会同様、賠償及び除染費用を除き、次の事故が発生した場合に不要な費用を除く。
その他、前回試算において計上していた費用		補正①：廃炉費用については出力に依存しないと仮定し、福島第一1～4号機の追加廃炉費用を汚染レベルの高い1～3号機の3基分で割って補正 補正②：損害賠償費用のうち一過性の費用については出力とは関係なく計上し、毎年の費用についてはモデルプラントと福島第一の1号機から3号機までの出力の比で補正したもの 補正③：モデルプラントを前提として試算			発電施設の減損、核燃料の損失 補正③ 1,115億円 行政費用 補正③ 9,990億円
			合計 12兆2,388億円		
			補正後 合計 9兆1,086億円		
現時点で推計不能な費用、現時点で明らかに含まれていない費用			(除染関係) ○最終処分関係費用		

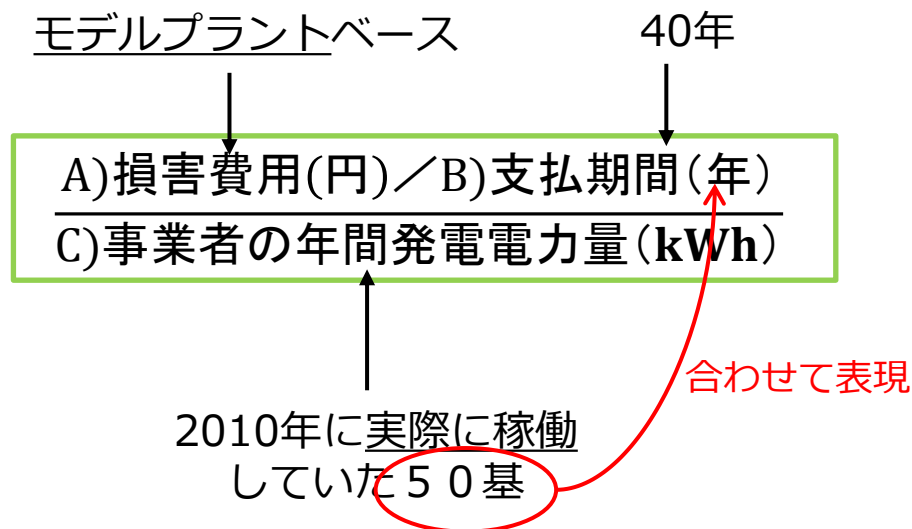
④ 共済方式の算出式

➤ 2011年コスト等検証委員会の共済方式は「50基×40年」に1回、つまり「2,000炉・年」に1回事故が起きた場合に対応することを想定して、予め積立を行うものとした。この「2,000炉・年」を共済方式における算定根拠(炉・年)と考える。

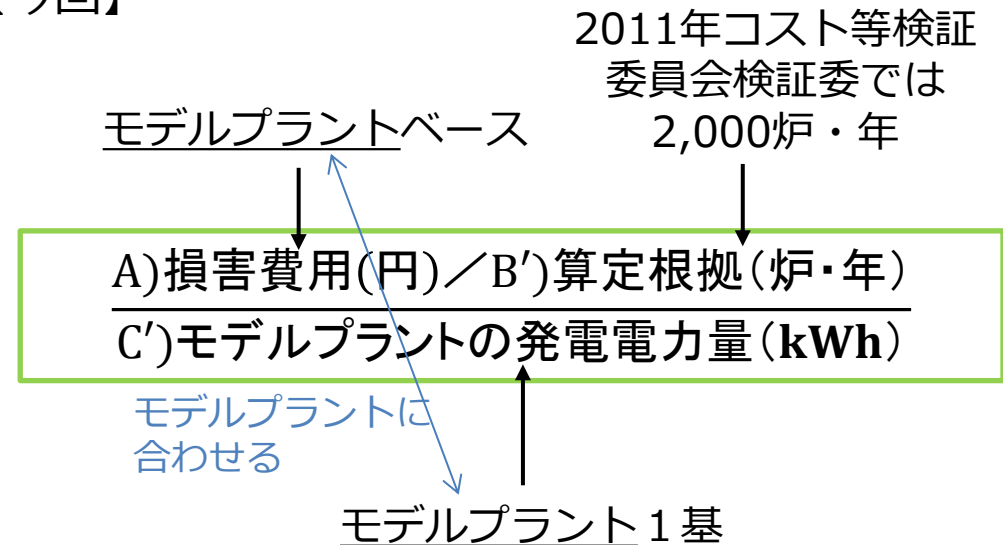
※なお、算定根拠(炉・年)は事故発生頻度とイコールではない。

➤ 算出式では、モデルプラントをベースに試算を行うコスト検証全体の考え方との整合性を踏まえ、分母C)事業者の年間総発電電力量のうち「50基」と、分子B)支払期間「40年」を掛け合わせた数値とする。

【2011年コスト等検証委員会の共済方式】

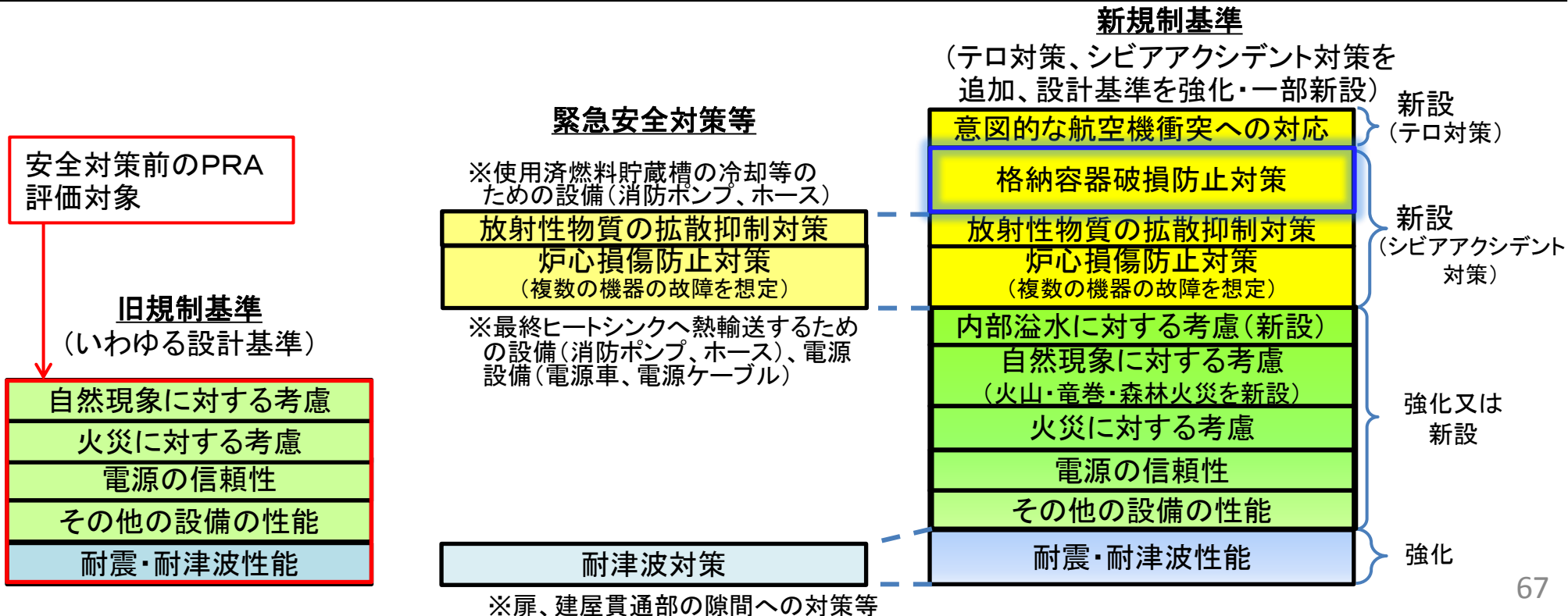


【今回】



⑤ 共済方式の算定根拠

- 2011年コスト等検証委員会時点では、追加的安全対策の事故リスクへの効果は定量的に見込まないものと整理。(P15参照)
- 現時点では、全ての追加的安全対策について定量的な効果が明らかになっているわけではないが、少なくとも「最も炉心損傷頻度への寄与の大きい事故事象」については、新規制基準適合性審査の中で行われた感度解析により、定量的に安全対策前と比べた効果が明らかになっている。
- 2011年コスト等検証委員会時点と現時点の事故発生頻度を定量的に比較する場合、追加的安全対策による定量的な効果を見込んでいない安全対策前のPRAと、「感度解析」後のPRAを相対比較し、当該効果を勘案する。



(参考)各国等における事故発生頻度の目標

<各国等の規制機関における目標>

	概要	炉心損傷頻度(注)	大規模放出頻度(注)
IAEA(安全目標)	➢ IAEAが国際的な合意を経て策定。	1万分の1 ※既設プラント 10万分の1 ※将来プラント	10万分の1 ※既設プラント・「早期」 「実質的に排除するくらい 影響を最小化する」 ※将来プラント・「早期」
米国(リスク判断基準)	➢ 米国原子力規制委員会(NRC)が定性的目標、定量的設計目標を策定。	1万分の1 ※新設プラント	100万分の1 ※新設プラント
英国(安全目標)	➢ 通常運転時及び事象・事故時のリスク指標として、基本安全レベル(BSL: Basic Safety Limit)を策定。	1万分の1	10万分の1
日本(安全目標)	➢ 原子力規制委員会が原子力施設の規制を進めて行く上で達成を目指す目標。	—	100万分の1

※100TBqを超える事故の発生頻度。
(福島原発事故のセシウム放出量は1万5000TBqであり、その100分の1程度。)

<政策上の位置付け>

	概要	炉心損傷頻度(注)	大規模放出頻度(注)
韓国(安全目標)	➢ 過酷事故政策における安全目標。原発事故によるがん死亡リスクが、その他のがん死亡リスクの0.1%を超えないものとして設定。	10万分の1 ※新設プラント	100万分の1 ※新設プラント・「早期」

(注)目標の種類

- 炉心損傷頻度……炉心温度の上昇により、燃料の損傷が発生する事象の発生確率。シビアアクシデントの発生頻度の目安となる。
- 大規模放出頻度……放射性物質の大規模な放出に至る事象の発生確率。

(出典) 平成26年11月総合資源エネルギー調査会自主的安全性向上・技術・人材WG第3回資料及び
平成18年原子力安全委員会安全目標専門部会報告書「発電用軽水型原子炉施設の性能目標について」等より事務局作成。

(参考)各原発におけるPRA

- ▶ 既に設置変更許可を得た川内原発1・2号機、高浜原発3・4号機はもとより、現在審査中の原発において、安全対策前のPRAと**一部の安全対策を実施した場合の効果を感じ度解析したPRA**を評価。
 - ▶ ただし、安全対策実施後の感度解析は、30を超える事故事象に対応して実施した対策のうちの1つだけを考慮しただけであり改善効果は部分的しか反映されない。
- ※ 30を超える全ての事故事象を考慮した場合の感度解析は、評価結果の更なる低下が見込まれる。

＜設置変更許可済みの炉及び適合性審査中の炉で感度解析を行っている「炉心損傷」のPRA評価＞

	安全対策前のPRA	感度解析後のPRA ※30を超える事故事象のうち 1つのみを考慮	
設置変更許可済み及び 適合性審査中の原発の平均 (泊3、美浜3、高浜1~4、伊方3、 川内1・2、玄海3・4)	1.9×10^{-4} (約5,200分の1)	8.3×10^{-5} (約12,100分の1)	※約2.4分の1 に低下

※ 既に設置変更許可を得た川内1・2、高浜3・4のみの場合、安全対策前のPRA(4,500分の1)から感度解析後のPRA(8,400分の1)は、約1.8分の1に低下。

※ 全ての安全対策を行った後の総合的なPRA評価は、再稼働後1回目の定期検査の終了時点の状態を対象として定期検査終了後6ヶ月以内実施する安全性向上評価にて行うこととなっている。

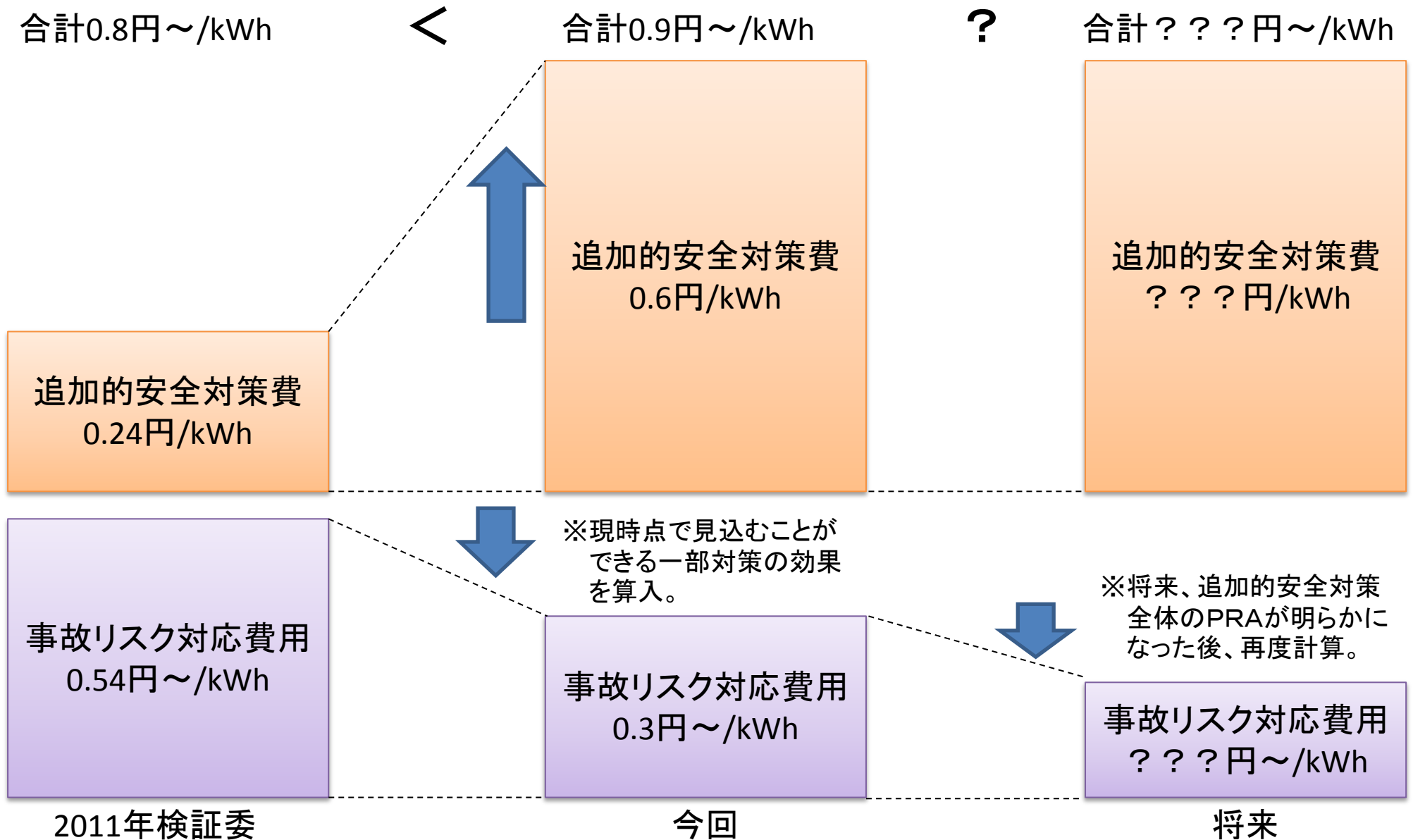
⑥ 事故リスク対応費用試算結果

- 損害費用を精査した結果、追加的廃炉費用、賠償費用、除染・中間貯蔵、行政経費等の下限は12.2兆円。これを2011年コスト等検証委員会と同様、モデルプラントベースに補正し、**9.1兆円**を損害費用として算入する。
- 共済方式の算定根拠については、追加的安全対策によって事故発生頻度が低減することとなるため、各国規制機関や国際機関における安全目標の相場や、安全対策実施後のリスク評価の改善幅(5,200分の1→12,100分の1：約2.4分の1に低下)を総合的に勘案し、十分に保守的に見積もって、2011年コスト等検証委員会の「2,000炉・年」の半分の「**4,000炉・年**」とする。
- 設備利用率を70%とすると、事故リスク対応費用は**0.3円~/kWh**となる。
- なお、ワーキンググループにおいて以下のような意見があったことから、今後の試算において留意が必要。
 - ① 損害費用は、追加的安全対策により本来低下するはずであるが、現時点では費用の低減を試算する方法が確立されていないことから、織り込むべき安全対策の効果を反映せず、2011年検証委試算（福島第一原発事故の損害費用）の考え方を踏襲。
 - ② 事故リスクの算定根拠は、事業者が原子力を事業として行うに当たって計上すべき費用と考えた場合に、どの水準が適切かを考えるべき。
 - ③ 前回試算では追加的安全対策費と事故リスク対応費用の和が0.8円~/kWhとなるので、論理的には、追加安全対策を実施したことにより、事故リスク対応費用が減少していくべき。

※また、本ワーキンググループの所掌ではないが、原子力損害賠償制度の見直しにおいて、仮に、賠償措置額を超える無限責任部分を有限責任とし、その場合に、原子力事業者が負担すべき金額（保険料率のようなもの）を検討するようなことがあった場合に、本ワーキンググループにおける算定根拠の結論をそのまま用いて算出すると事業者負担としては過小になってしまうことを懸念する意見もあった。

$$\frac{\text{①損害費用(円)}/\text{②算定根拠(炉・年)}}{\text{③モデルプラントの年間発電電力量(kWh)}} = \frac{\text{①9.1兆(円)}/\text{②4,000(炉・年)}}{\text{③73.6億(kWh)}} = \mathbf{0.3\text{円~/kWh}}$$

(参考) 追加的安全対策費と事故リスク対応費用



(3)－4. その他諸元

- ① 核燃料サイクル費用
- ② 政策経費

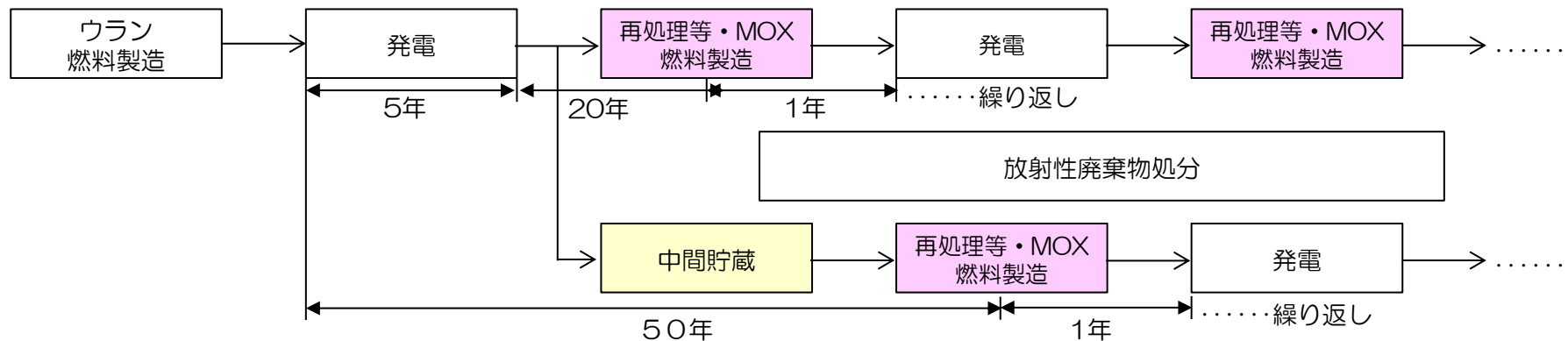
① 核燃料サイクル費用 — 試算のモデル

- 2011年コスト等検証委員会では、実態に即したのものとして、現状モデル（使用済燃料の一部を再処理してリサイクルし、残りは中間貯蔵の後に再処理するモデル）が採用された。
- エネルギー基本計画（2014年4月閣議決定）において、核燃料サイクルの推進が示されたことを踏まえ、今回の試算においても、2011年コスト等検証委員会試算の現状モデルを採用することとする。
- 一方、2011年以降の事情変更については、試算に適切に反映することとする。例えば、為替レートの円安基調や、再処理等の核燃料サイクル施設の竣工延期、新規制基準対応に伴う追加的安全対策費の増加などを反映する。

【現状モデル】

- ・ ウラン燃料の調達費用及びその使用済燃料を繰り返しリサイクルする際のコストとウラン燃料及びリサイクルされたMOX燃料による発電電力量を現在価値換算し、均等化発電単価（円/kWh）を算出

※OECDが採用している「運転年数均等化発電原価計算法」（いわゆるLevelized Cost Of Electricity (LCOE)法）と同様の考え方。



① 核燃料サイクル費用 — 試算の考え方と試算結果

〈2011年以降の変化を踏まえた試算の考え方と試算結果〉

項目	試算の基にした施設等	2011年検証時からの変化	今回の試算における方向性	試算結果※ (円/kWh)
ウラン燃料	調達実績	震災後の発電所の停止の影響により、ウラン調達量は減少。	直近のウラン燃料調達は、震災後の発電所の停止の影響により大幅に減少し、試算に用いるサンプルとして適さないため、2011年検証委で用いた <u>2008年度～2010年度における調達実績を基に為替レートの変動を反映。</u>	0.9 (0.8)
MOX燃料	MOX燃料加工施設(六ヶ所)	竣工延期(2016.3.→2017.10予定へ) 新規規制基準による安全対策費用の増加	最新の建設費の動向 を踏まえる。	0.1 (0.1)
フロントエンド				0.9 (0.8)
再処理	六ヶ所再処理施設	竣工延期(2012.10→2016.3予定へ) 新規規制基準による安全対策費用の増加	電気事業者及び日本原燃からの再処理等積立金法に基づく <u>直近の届け出を基に算定。</u>	0.5*** (0.5)
使用済燃料輸送	輸送実績	輸送量の減少	原子力発電所から六ヶ所再処理施設への輸送契約の <u>直近の実績を基に算定。</u>	-***
高レベル放射性廃棄物処分	NUMOが整備する処分場	設計・建設費等の増加	直近において、最終処分法に基づき、 <u>国(経済産業省)において算定している処分費を基に算定。</u>	0.0 (0.0)
中間貯蔵	リサイクル燃料備蓄センター(むつ)	事業開始時期延期 (2012.7→2016.10予定へ)	建設費等に変更がないため、引き続き、 2011年検証委での試算を活用。 (変更なし)	0.1*** (0.1)
バックエンド				0.6 (0.6)
合計				1.5 (1.4)

※ 割引率3%

※※ 「再処理」には発電所から再処理施設まで及び中間貯蔵施設から再処理施設までの使用済燃料輸送費を含む。
「中間貯蔵」には発電所から中間貯蔵施設までの使用済燃料輸送費を含む。

※※※四捨五入の関係で合計は一致しない。

※※※※試算結果の()内は、2011年検証委試算値

〈諸元の基礎条件〉

平均取出燃焼度	UO ₂ 燃料：45,000 MWd/t MOX燃料：40,000 MWd/t
炉内滞在時間	5年
熱効率	34.5%

所内率	4% (原子力委員会での試算時は3.5%)
再処理：中間貯蔵比率	50：50
次世代生成率	15%

① 核燃料サイクル費用の試算結果

(単位:円/kWh)

項目	割引率0%		割引率1%		割引率3%		割引率5%	
	今回	前回	今回	前回	今回	前回	今回	前回
ウラン燃料	0.69	0.63	0.76	0.68	0.87	0.78	0.96	0.87
MOX燃料	0.19	0.17	0.14	0.12	0.07	0.07	0.04	0.04
(フロントエンド計)	0.89	0.80	0.89	0.80	0.94	0.84	1.00	0.91
再処理等	1.15	1.11	0.84	0.80	0.51	0.47	0.35	0.30
中間貯蔵等	0.08	0.07	0.07	0.06	0.05	0.05	0.04	0.04
高レベル廃棄物処分	0.25	0.24	0.12	0.12	0.04	0.04	0.01	0.01
(バックエンド計)	1.47	1.42	1.03	0.98	0.60	0.55	0.40	0.36
計	2.36	2.22	1.93	1.78	1.54	1.40	1.41	1.26

※各項目ごとの四捨五入の関係で合計は一致しない。

※「再処理等」は発電所から再処理施設まで及び中間貯蔵施設から再処理施設までの使用済燃料輸送費を含む。

「中間貯蔵等」は発電所から中間貯蔵施設までの使用済燃料輸送費を含む。

(参考)核燃料サイクル費用、廃炉費用の感度解析

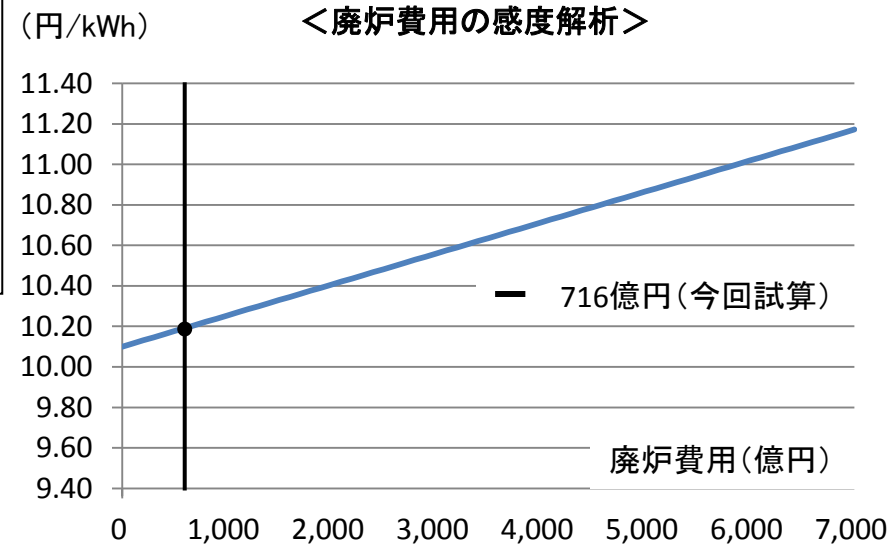
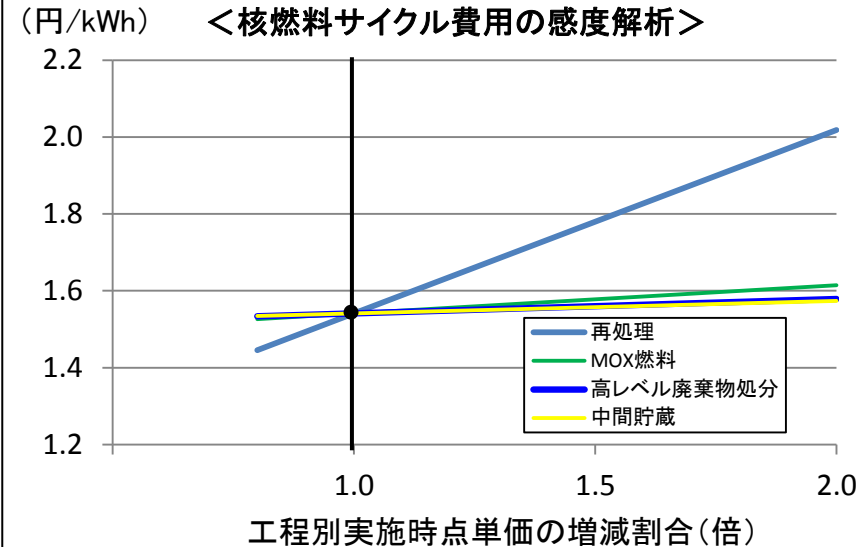
1. 核燃料サイクル費用

- 例えば、再処理では、定格再処理量（800 t U／年）到達時期の遅延等による再処理数量減（稼働率低下）、あるいは、今後計画されている増設施設の建設費上昇等により単価が増加する可能性がある。
- そのため、再処理、MOX燃料、高レベル廃棄物処分及び中間貯蔵の単価が増加した場合の感度解析を実施。

2. 廃炉費用

- 現行制度の範囲内で最大限見積もり可能な費用を盛り込んでいるが、余裕深度処分（L1廃棄物）に係る規制基準が策定されていない等の要因により、今後費用が上昇する可能性があるため、感度解析を実施。

※感度解析については右の図を参照。



② 政策経費(原子力)

(2011年コスト等検証委員会の整理)

- 当初予算(平成23年度)のうち、「立地」「防災」「広報」「人材育成」「評価・調査」「発電技術開発」「将来発電技術開発」に係る予算額を発電コストに上乗せ。総発電電力量は、54基の年間総発電電力量(2,882億kWh)で賄うと仮定。
- その結果、政策経費は1.1円/kWhと算定。

(今回の整理)

- 基本的に、2011年コスト等検証委員会の考えを踏襲。現時点において特定できる費用として、前回同様の項目に基づき、最新の予算額を計上。
- 総発電電力量は、現時点においては全基停止していることから、既に廃炉判断された炉を除く43基と仮定。
- 原子力の「将来発電技術開発」のうち、高速炉や再処理、放射性廃棄物処分など核燃料サイクルに関する費用、安全に関する技術開発の費用は計上し、その他次世代炉など現在の原子力利用とは連続性が低い技術に関する費用は除くこととする。

【今回の試算】

$$\frac{\text{原子力に係る政策経費(平成26年度予算)(円)}}{\text{年間総発電電力量(kWh)}} = \frac{\text{約3,446億(円)}}{\text{2,578億(kWh)}} = 1.3 \text{ (円/kWh)}$$

※上記は設備利用率を70%の場合。設備利用率を80%とすると、年間総発電電力量は2,947億kWhとなり、1.2円/kWhとなる。

(4) コージェネ・燃料電池

1. 算定方法と諸元

2014年

燃料費と廃熱利用価値
 ・上段: CIF価格ケース
 ・下段: 需要地価格ケース

【発電コスト】

13.8~15.0円/kWh
 (CIF) (需要地)

70.1~73.3円/kWh

2030年

27.2~31.1円/kWh

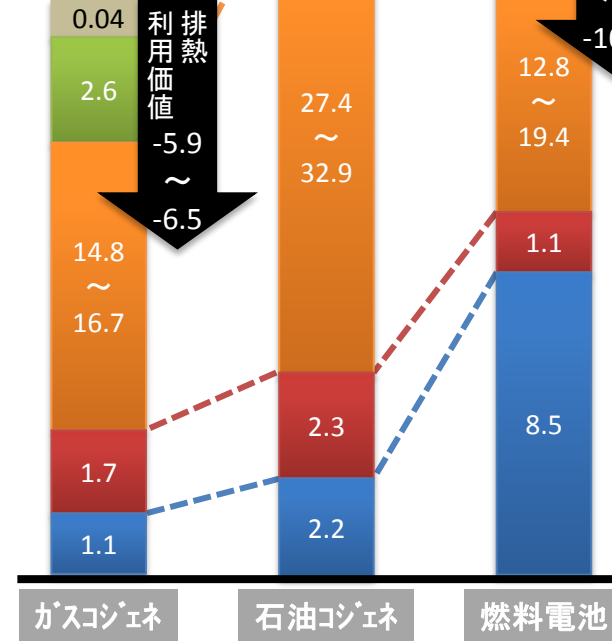
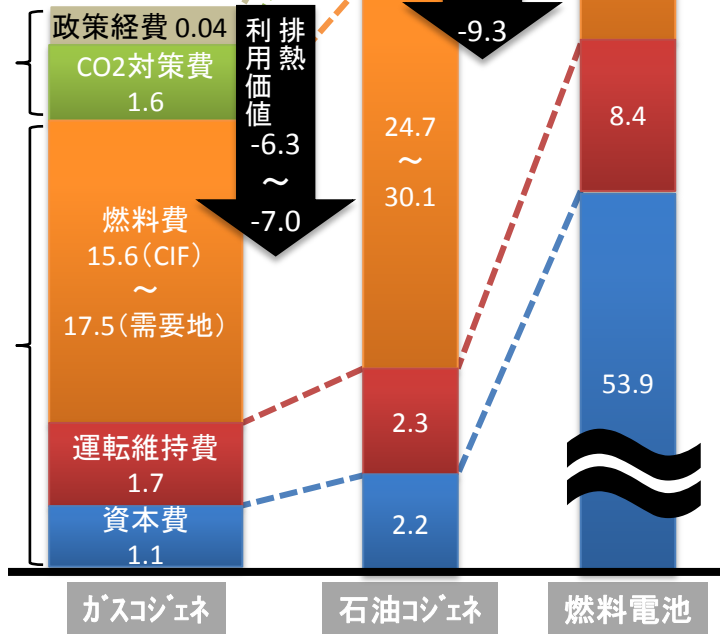
24.0~27.9
円/kWh

18.4~21.8
円/kWh

14.4~15.6
円/kWh

社会的費用

発電原価



●各費用の考え方

政策経費 【5. 参照】

発電活動の維持に必要な予算等 (H26予算) より算出

排熱利用価値 【3. 参照】

コジェネ及び燃料電池は、発電時に生ずる熱を有効活用することが可能。このため、同量の熱をボイラで発生させる際に必要な燃料費を発電コストから控除。

CO2対策費用

発電時のCO2排出量に相当する排出権の購入費用 (考え方は火力発電と同様)

燃料費 【2. 参照】

コジェネ及び燃料電池の燃料の調達費用。下記の2種類で算出。

- ① CIFコスト(火力発電と同様)
 ガスコジェネ・燃料電池はLNG、石油コジェネは石油のCIF価格+諸経費
- ② 需要地での燃料費
 ガスコジェネ・燃料電池は都市ガス価格、石油コジェネはA重油価格
 なお、将来価格はWEO2014の新政策シナリオの見通しを踏まえて試算。

運転維持費 定期点検費、修繕費等

資本費 機器費、設置工事費等 79

●モデルプラントの想定(2014年)

	ガスコジェネ	石油コジェネ	燃料電池
設備容量	6,700kW	1,500kW	0.7kW
稼働率	70%	40%	46.8%
稼働年数	30年	30年	10年

●モデルプラントの想定(2030年)

	ガスコジェネ	石油コジェネ	燃料電池
設備容量	6,700kW	1,500kW	0.7kW
稼働率	70%	40%	49.5%
稼働年数	30年	30年	15年

2. 燃料費の扱い

- コジェネの燃料費の扱いについては、①大規模集中電源と同じCIF価格及び諸経費を採用する考え、②需要地における燃料価格(都市ガス料金等)を採用する考えの2種類が考えられる。
- 今般のコスト検証ワーキンググループでの議論においては、それぞれに対して妥当であるとの意見があったことから、両方の考え方に基づいてコストを試算することとした。

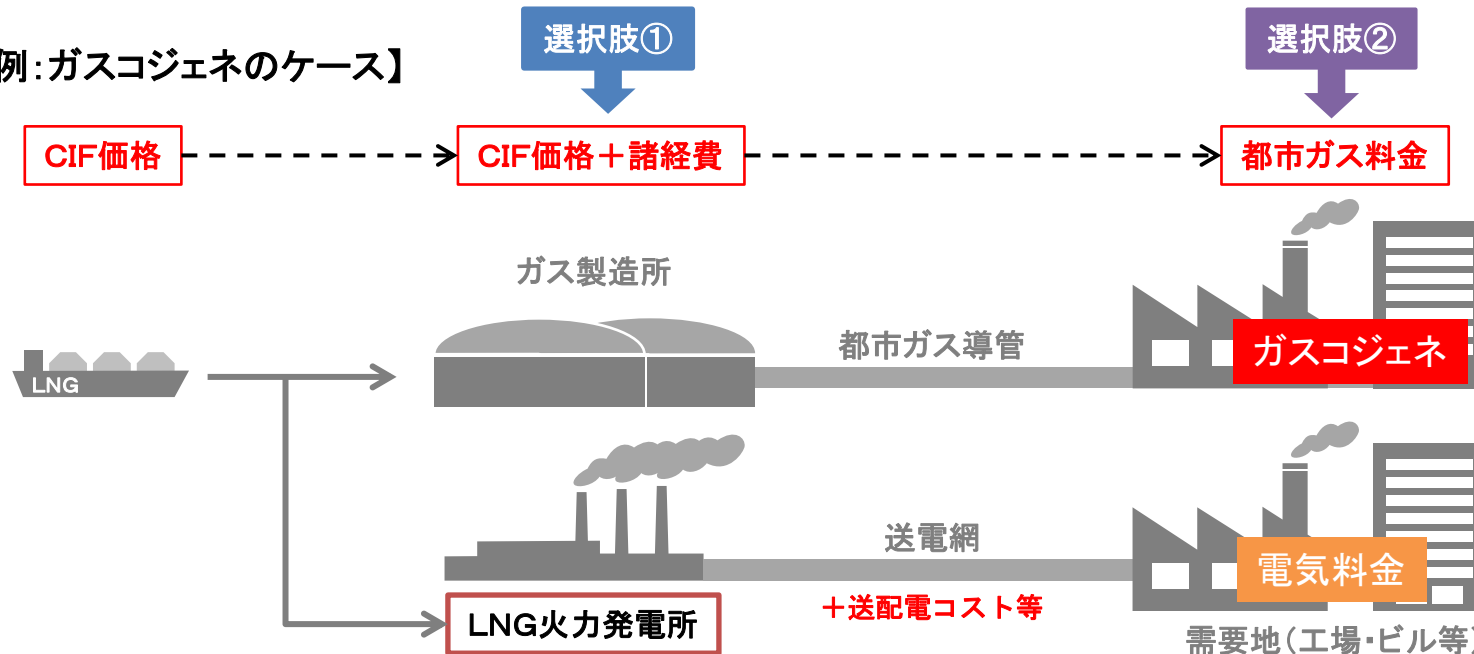
選択肢①

- 火力発電などの大規模集中型電源とコジェネなどの分散型電源を、電源として同じ条件で比較する観点から、例えばガスコジェネでは、LNG火力発電と比較するに当たり、燃料費を統一し、同じ燃料価格を採用。

選択肢②

- 実際に発電する際の燃料費として、例えばガスコジェネであれば、ガスの託送コスト等も含めた都市ガスの価格を採用。

【例:ガスコジェネのケース】



3. 熱価値の考え方

- 熱価値の考え方としては、①熱価値を別途計算し、費用から控除する考え方、②電気と熱の出力比率で費用を按分した上で、電気部分のコストを試算する考え方、の2種類が考えられる。
- 今般のコストワーキンググループでの検討においては、2011年コスト等検証委員会と同様に①の考え方を採用することとした。
- また、コスト検討は熱需要を踏まえて行うべきとの指摘がなされたが、現行のコジェネの活用の実際のあり方を踏まえて、熱が十分に有効活用される状況を前提としたコスト試算を行うこととした。

【 熱価値の考え方(①を採用) 】

選択肢①

一定の電気を生み出す際に同時に発生する熱の価値を別途計算し、それを費用から差し引く。

$$\text{発電コスト} = \frac{\text{資本費} + \text{燃料費} + \text{運転管理費} - \text{排熱価値}}{\text{発電電力量}}$$

※ **排熱価値** = 総熱利用量 × **単位熱量当たりの市場価値**

- この場合、各国の実態に即した熱の価値を設定する必要。
- ⇒ 同量の熱をボイラで得るために必要な燃料費で代替し計算

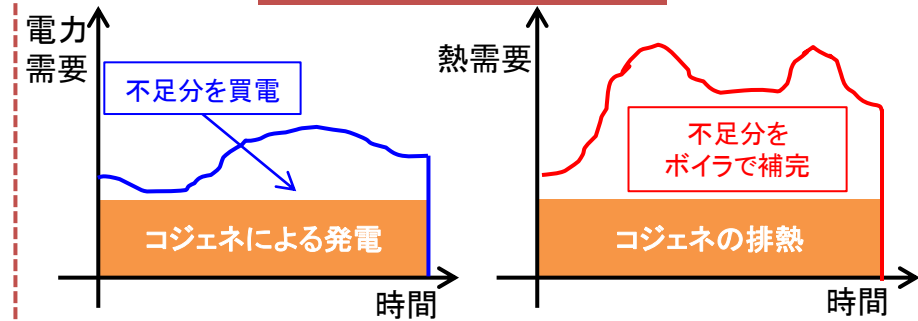
$$\text{単位熱量当たりの市場価値}(a) = \frac{\text{燃料価格}(\$ / t)}{\text{単位燃料当たり発熱量}(Wh / t)} \div \text{ボイラ効率}$$

選択肢②

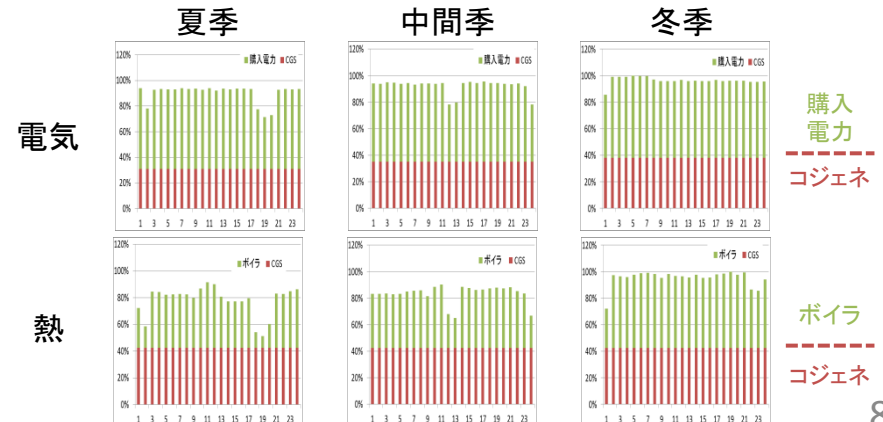
同時に生み出される電気と熱の出力比率で費用を按分した上で、電気の部分だけでコストを試算する。

【 コジェネの活用状況 】

コジェネの導入イメージ



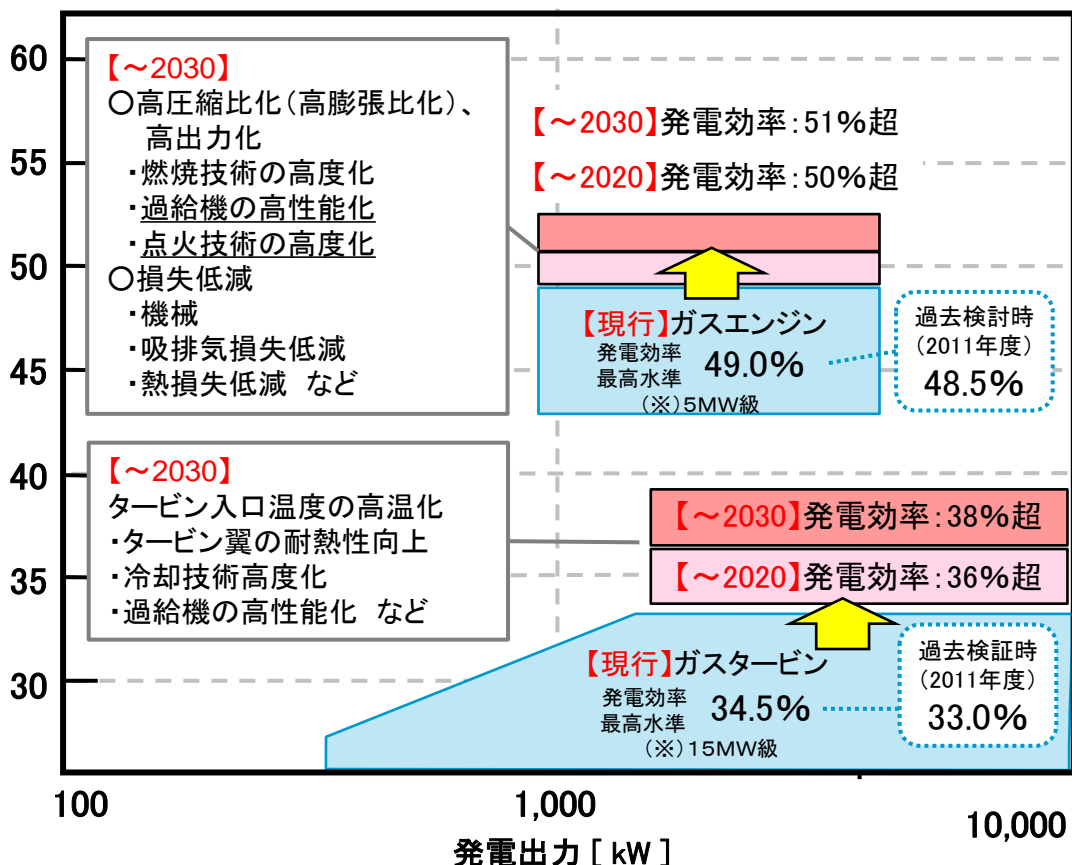
コジェネの活用状況例



4. 技術革新の考え方(ガスコジェネ)

- ガスコジェネについては、2011年コスト等検証委員会の検討時と比較して、市販されている最高効率機器の発電効率は、1%程度向上。
- さらに、将来に向けた技術開発により、ガスエンジン及びガスタービンについて数%程度の発電効率向上が見込まれていることから、これらを見込んだ数値を将来の諸元とすることとした。

発電効率 [%] 【 ガスコジェネの効率向上見通し 】



【 ガスコジェネの技術革新 】

ガスエンジンの技術開発課題

- 燃焼技術の高度化
 - ✓ シミュレーション技術の高度化による燃焼改善
 - ✓ ミラーサイクルの最適化など
- 過給器の高性能化
 - ✓ 二段過給の実現など
- 点火技術の高度化
 - ✓ レーザー着火の実現など
- 機械損失、吸排気損失、熱損失などの損失低減

ガスタービンの技術開発課題

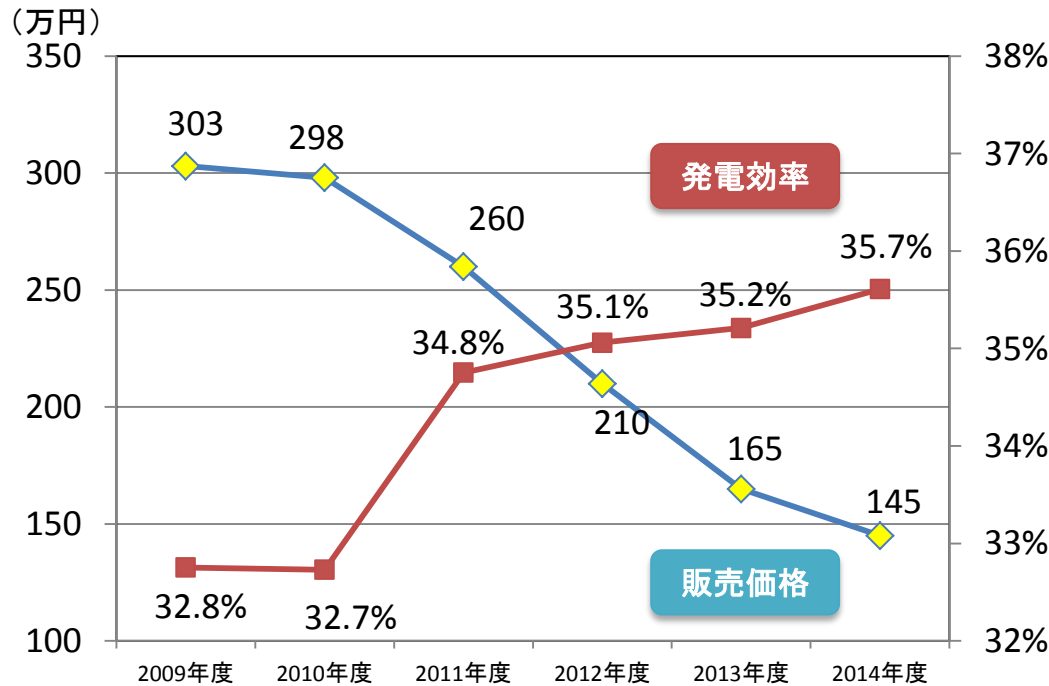
- ガスタービンの入口温度の高温化
 - ✓ 高温化に耐えうる耐熱性の確保
 - ✓ 安価で高性能な冷却技術や伝熱制御技術

(※)上記の発電効率は、市販されている最高効率のもの。LHV表記。

4. 技術革新の考え方(燃料電池)

- 家庭用燃料電池については、コスト等検証委の検討時と比較して、市販されている機器の平均発電効率は1%程度向上。また、販売価格は150万円以上低下。
- さらに、将来に向けた技術開発により、発電効率向上及びコスト低減が見込まれていることから、これらを見込んだ数値を将来の諸元とすることとした。

【 家庭用燃料電池のコスト及び効率の推移 】



(※)販売価格及び発電効率は家庭用燃料電池の補助金の交付決定平均

【 発電効率の将来想定 】

	現状	2020年	2030年
NEDO ロードマップ	35.7%	36.5%	43%
補正後		39.4%	43%

- ※ NEDOの「燃料電池・水素技術開発ロードマップ」より、「固体高分子形燃料電池(PEFC)ロードマップ(定置用燃料電池システム)」及び「固体酸化物形燃料電池(SOFC)ロードマップ」の数値の平均値を採用。
- ※ ただし、2020年断面の目標値は、現行機の一部が既にこれを超えているため、足下から2030年にかけての推移を想定して補正。

5. 政策経費の考え方

<コジェネの総発電電力量>

- 電力調査統計(経済産業省)によれば、平成25年度のコジェネによる発電電力量は473億kWh(ただし、一発電所の最大出力が1,000kWを超えるものに限る)。
- さらに、サイト当たりの設備容量1,000kW以下のものについては、民間調査((一財)コージェネレーション・エネルギー高度利用センター)による)を踏まえ、約41億kWhであると推計。
- 以上を合計して、コジェネの年間総発電電力量は514億kWhと想定。

<燃料電池の総発電電力量>

- 2011年コスト等検証委員会においては、発電電力量が非常に少ないことから政策経費は計上されず。
- また、現時点の普及台数を踏まえた発電電力量は約3.3億kWhと引き続き少ない状況。
- このため、2020年時点の家庭用燃料電池の導入目標が140万台であることを踏まえ、本コスト検証において設定した設備容量及び設備利用率を用いて燃料電池の年間総発電電力量を43億kWhと想定。

【① コジェネの政策経費】

$$\frac{\text{コジェネに係る政策経費(平成26年度予算)(円)}}{\text{年間総発電電力量(kWh)}} = \frac{\text{約19億(円)}}{514\text{億(kWh)}} = 0.04 \text{ (円/kWh)}$$

【② 燃料電池の政策経費】

$$\frac{\text{燃料電池に係る政策経費(平成26年度予算)(円)}}{\text{年間総発電電力量(kWh)}} = \frac{\text{約47億(円)}}{43\text{億(kWh)}} = 1.1 \text{ (円/kWh)}$$

(5) 系統安定化費用

再生可能エネルギー導入に伴う系統安定化費用について

- 2011年コスト等検証委員会では、個別のモデルプラントの発電コストには上乗せしないが、再生可能エネルギーの導入量等、エネルギーミックスの構成に応じて試算することが適当であるとした、系統安定化費用について、下記(1)のとおり整理していたところ。
- 今般のコストワーキンググループにおいても、個別の発電コスト自体に上乗せしないという整理は変えないが、再生可能エネルギーの導入が起因となるか、その他の費用(買取価格等)に含まれていないか等の観点から再整理し、系統安定化費用として下記(2)のコストについて検討する。
- このうち、地域間連系線の増強費用等の項目については、長期エネルギー需給見通し小委において検討することとされ、下記(2)-(i)の項目についてはコストワーキンググループで検証した。

(1) 前回コスト検証委において整理した系統安定化費用

- (i) 既存の火力や揚水を使った調整のコスト
- (ii) 系統間連系強化のコスト
- (iii) その他
 - ・市場機能を活用した調整のコスト(スマートメーター／CEMS)
 - ・出力抑制機能付きPCSのコスト
 - ・蓄電池設置コスト及び揚水による調整
 - ・配電系統における電圧上昇抑制対策のコスト

(2) 今回検討する系統安定化費用(案)

- (i) 火力発電・揚水発電に関する調整費用
 - ①火力発電の稼働率低下による発電効率の悪化等に伴う費用
 - ②火力発電の停止及び起動回数の増加に伴う費用
 - ③自然変動電源発電時に、揚水式水力の動力によって需要を創出することによる費用
 - ④発電設備を自然変動電源対応のために確保しておくために必要な費用
- (ii) 再エネに係る地域間連系線等の増強費用
- (iii) その他

(i)火力発電等による調整費用について

- 自然変動電源(太陽光発電及び風力発電)は、気象条件等によって出力が変動する。このため、自然変動電源の導入にあたっては、短周期変動(数十分単位までの出力変動)及び長周期変動(数十分から数時間単位の出力変動)に対応するため、火力発電や揚水式水力発電によるバックアップ等の調整を行う必要がある。この調整のために要する費用には、以下のようなものがある。

①火力発電の稼働率低下による発電効率の悪化等に伴う費用

- － 自然変動電源の導入に伴い、火力発電の稼働を抑制するなど、追加的な出力調整を行う必要がある。この結果、高稼働状態と比較し、低い出力で運用することにより、火力発電の熱効率が低下(=燃料投入量当たりの発電量が減少)する。また、調整力のある火力電源を追加的に稼働させる(例:石炭からLNGや石油への振り替え)など、追加的な費用が発生する見込み。

②火力発電の停止及び起動回数の増加に伴う費用

- － 火力発電について、自然変動電源の導入のために火力の出力を抑制することに加えて、これまでの運用では停止までは行っていなかった火力発電(主に石炭火力)の停止・起動が必要になることが想定される。この場合、火力発電の追加的な停止・起動による費用が発生する見込み。

※加えて、中長期的な設備耐力の低下等によるメンテナンスコストの増加や調整能力を具備するための追加費用等も想定される。

③自然変動電源の発電時に、揚水式水力の動力によって需要を創出することによる費用

- － これまでは、夜間の余剰電力によって汲み上げ、電力需要が増加する昼間に発電をしていた運用から、自然変動電源(主に太陽光)を導入するため、昼間に揚水運転によって水を汲み上げ、夜間に発電する運用へと転換されることによる追加費用等が今後想定される。

④発電設備を自然変動電源対応のために確保しておくために必要な費用

- － 自然変動電源を導入することに伴い、変動性の大きい自然変動電源のバックアップのために、一定量の火力発電等の設備容量を確保しておく必要が生じることとなり、当該設備容量を維持・確保するための費用が発生。

※費用の中には、(a)自然変動電源導入拡大により、火力発電の稼働が低下し、本来であれば火力の稼働によって賄えたはずのkWhあたりの固定費(資本費)の増加分や、(b)揚水発電を自然変動電源余剰対策として日中に動力として活用する分、通常の供給力対策としての利用が出来なくなることに伴う、自然変動電源のために利用する分についてのkWhあたりの固定費(資本費)の増加分、を含み得る。

- 上記に要する費用が再生可能エネルギー導入のための調整費用として考えられるが、当該調整費用は再生可能エネルギーの導入状況だけでなく、電力需要の状況や他の電源の運転状況にも影響を受けるため、調整費用については、様々な前提を置いた上で算定を行う。

系統安定化費用における調整費用算定に当たっての考え方①

・自然変動電源の導入に伴い、火力発電の設備利用率が下がり、燃料費が削減される効果がある一方、火力の稼働抑制については、経済性を一定程度踏まえた運用の範囲内で抑制される部分(経済的負荷配分)と、優先給電ルールが存在によって、継続的に抑制する部分(優先給電配分)がある。その双方について、単純な燃料費削減効果とは別に、設備利用率が減少することによる熱効率の低下や、供給力調整のための設備容量(kW)を維持・確保のための費用が発生する。

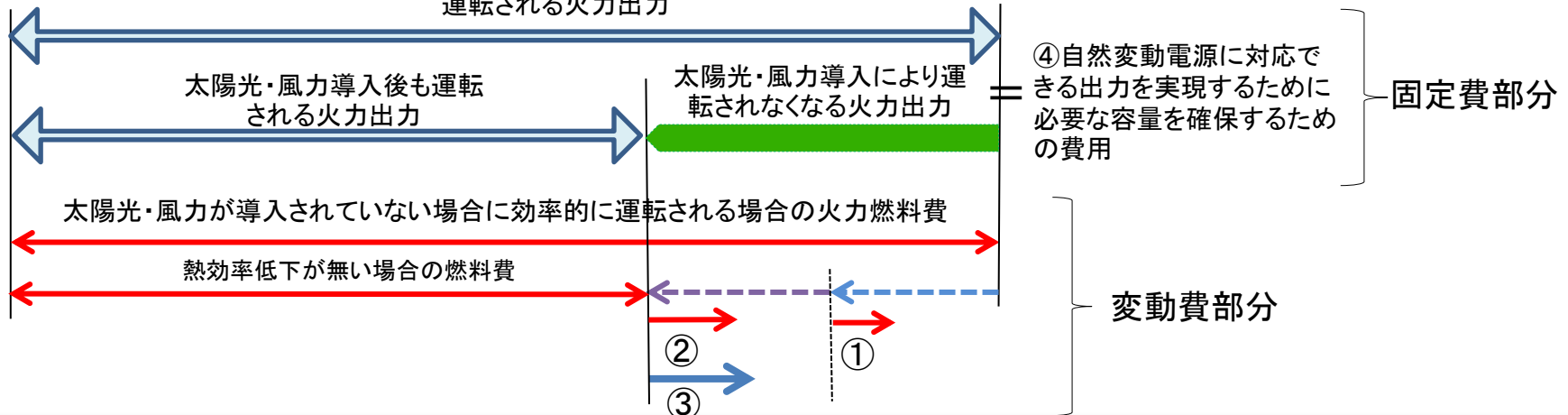
・また、揚水動力の活用についても、優先給電ルールに対応するため、経済的側面を超えて運用する部分があり、揚水ロスや設備の維持・確保のための費用が発生。

・系統安定化対策における調整費用とは、これら経済的負荷配分と優先給電配分によって、純粋な燃料費の削減効果とは別途、追加的に発生する費用を合計したものを指すと考え、これらの要素を反映可能なモデルによって分析する。

※設備利用率＝発電電力量/(8760時間×定格容量)

【費用のイメージ】

需要に対応して、太陽光・風力が導入されていない場合に効率的に運転される火力出力



【自然変動電源(風力・太陽光)導入に伴い考慮すべき系統安定化費用】

- ①電源は経済運用(経済的付加配分)するが、設備利用率が減少し、熱効率が低下することによる燃料費の増加: 主にLNGに付随して発生するものと想定
- ②経済運用の範囲を超えて、自然変動電源を優先給電することにより、火力を抑制・停止することによる費用(効率低下・起動停止回数増加など): 主に石炭に付随して発生するものと想定
- ③経済運用の範囲を超えて、自然変動電源を優先給電することにより、揚水動力を活用することで揚水ロスを通じて発生する費用: 揚水運転に付随して発生
- ④さらに、①～③の各々に関連して、火力設備(想定次第では揚水設備も含まれ得る)を待機・確保しておくための費用(固定費)が発生。

変動費部分

固定費部分

(なお、太陽光・風力導入による燃料費の削減効果は、系統安定化費用とは別途評価されることになる。)

系統安定化費用における調整費用算定に当たっての考え方②

- ・モデルによる分析に当たっては多くの制約があることから、モデルは様々な仮定の下で設定されており、今回の結果はあくまで一つの試算結果であり、必ずしも確定した数値でないことに留意。
- ・なお、系統安定化費用を誰がどのような形で負担するかという点は、別途慎重に議論すべき論点。

モデルについての主な前提

- ・全国需要と供給力を一体として分析するモデルのため、全国大で最適な電源運用がなされる(広域運用が完全になされる)との仮定に基づく。このとき、太陽光・風力は、地域的な偏在が起こらず、需要規模に応じた形で均等に分布し、地域的な需給のアンバランスは生じないものと仮定する。
- ・LNG・石炭火力の最大調整幅については、マクロ(全国の設備全体に対して)での最低出力までと仮定する。
- ・揚水は、kWの制約について考慮。
- ・石油火力等は、自然変動電源の導入の多寡に関わらず、緊急時のバッファを維持するために必要な一定の発電量を確保すると仮定。

留意事項

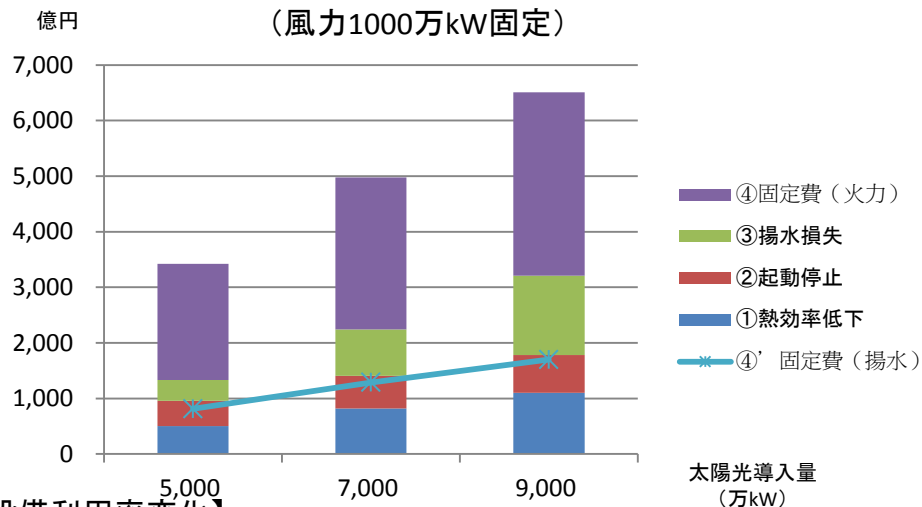
- ・揚水設備の固定費増加分は、自然変動電源(太陽光・風力)の導入拡大によって揚水設備の機能が今後変化していくことを認識しつつ、今回のコスト等検証においては、系統安定化費用における調整費用に直接計上しない整理とする。
- ・また、以下の費用等については定量化が困難なため、今回試算には加えていない。
 - － 負荷変動や、起動停止回数の増加により、中長期的に設備耐力が低下すること等によるメンテナンスコストの増加
 - － 調整能力を高めるための追加費用(例:石炭火力に調整力を高めるための追加費用)
- ・以上の前提及び措置により、系統安定化費用における調整費用は実際の費用より低く試算される可能性がある。

試算結果

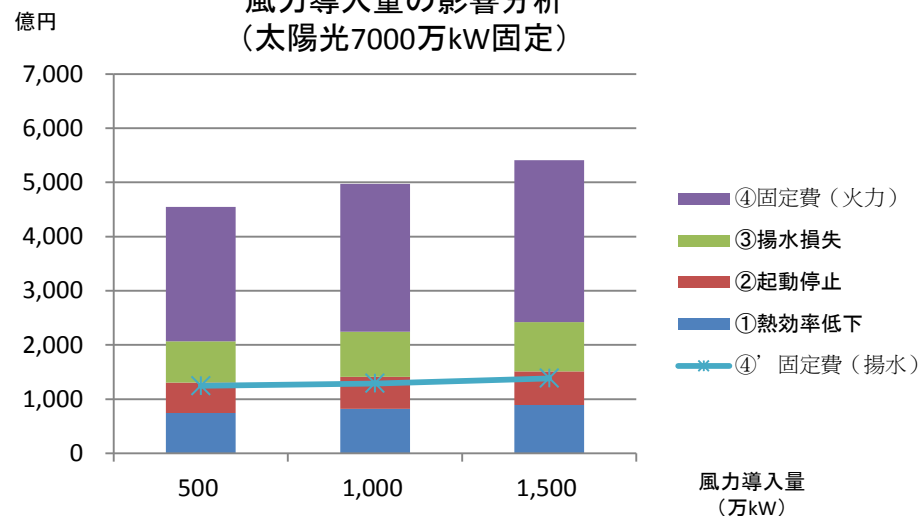
- 火力・揚水発電の設備量や、需要について一定の想定を置いた上で、風力導入量を固定して太陽光導入量を変化させた場合と、太陽光導入量を固定して風力導入量を変化させた場合の、各費目の費用変化を分析。
- 変化量が風力の場合は相対的に小さいこともあり、各費目の費用変化は、太陽光導入量を変化させたときの方が大きく影響が出る結果となり、自然変動電源(太陽光・風力)の導入規模が約6000万～1億kWの場合、費用の合計額は概ね年間3000億円台～7000億円程度(揚水固定費分は除く)となった。
- 火力発電の設備利用率は、自然変動電源(太陽光・風力)の導入量が拡大するに従い、減少率が大きくなり、特に従来調整用としての利用が限定的であった石炭火力の利用率の落ち込みが、より大きくなる結果となった(特に太陽光拡大時にその傾向が顕著)。

※太陽光・風力の導入想定のお考え方については次ページ参照

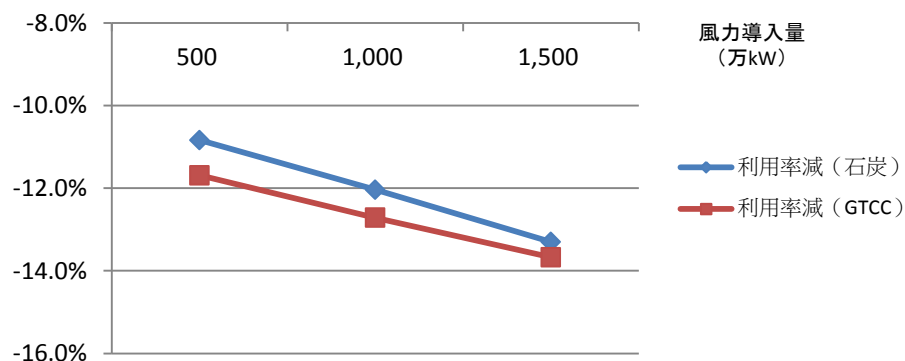
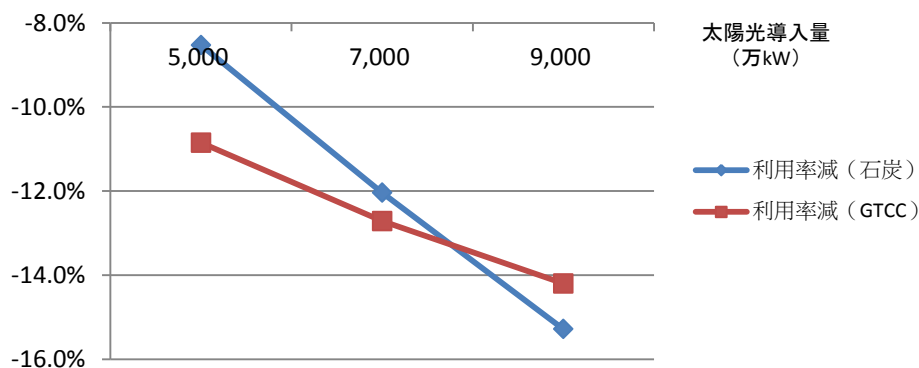
【費用(年あたり)】 太陽光導入量の影響分析
(風力1000万kW固定)



風力導入量の影響分析
(太陽光7000万kW固定)



【設備利用率変化】



参考：諸元の想定

【太陽光・風力導入量の想定】

太陽光：①5000万kW、②7000万kW、③9000万kW、風力：(a)500万kW、(b)1000万kW、(c)1500万kWの3×3=9ケースで計算。
このとき、出力抑制を反映した後の各ケースの発電量は、以下のとおり。

	(a) 風力500万kW	(b) 風力1000万kW	(c) 風力1500万kW
①太陽光5000万kW	569億kWh, 87億kWh	568億kWh, 175億kWh	568億kWh, 262億kWh
②太陽光7000万kW	788億kWh, 87億kWh	787億kWh, 173億kWh	786億kWh, 259億kWh
③太陽光9000万kW	990億kWh, 85億kWh	989億kWh, 169億kWh	988億kWh, 253億kWh

（左：太陽光発電量
右：風力発電量）

※ただし、上記の導入量は実際の導入制約を考慮せず機械的に置いた想定のため、実際にこの量が導入されることを保証するものではない。

【その他諸元の想定】

・石炭設備量：4,100万kW・LNG設備量：6,826万kW（電気事業便覧H26年度版をベースに概算）

※LNGのうち、高効率LNG(GTCC)の割合65%（電気事業便覧より概算）

・揚水設備量：2672万kW、うち揚水動力利用可能量：2122万kW（新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ(H.26)における各社揚水利用想定を参考に概算）

・需要：2013年度実績(9社分)

・太陽光・風力の出力想定：2013年度実績(一部推計)より、年間設備利用率が太陽光13%、風力20%になるよう調整

・定格熱効率：石炭42%、GTCC52%（コストWG 2014年モデル(石炭・GTCC全体の平均がこのレベルになると仮定)）

・最低負荷：石炭・GTCCとも30%

・熱効率低下カーブ：サンプル事業者の事例より想定

・燃料費：コストWG WEO2014新政策シナリオから2030年時点の燃料費を設定(石炭5.1円/kWh、LNG10.0円/kWhベース：熱効率に応じて変動)

・各月H1(最大需要)に対して予備率8%を超える火力電源は補修のため停止させるものと想定

・揚水ロスに対する単価：太陽光買取価格の近年の価格動向を踏まえて平均値として25円/kWhとなると仮定

・起動停止コスト：石炭15万円/回、LNG5万円/回(万kWあたり)（事業者ヒアリング）

※計算上は、石炭の増加分費用から、LNGの減少分費用を差し引いて純増加費用分を計算。

・揚水固定費 建設単価20万円/kW、年経費5%（建設単価は低炭素電力供給システムに関する研究会(H.20)より。年経費は資本費4%、運転維持費1%程度の計）

※揚水固定費の再エネ使用分は、計算は行いが系統安定化費用の総額には含まずに示している。

【参考】(ii)地域間連系線等の増強費用について

- 風力の地域別導入量については様々な仮定があり得るため、系統増強費用は一意に定まらないが、一例として北海道・東北地域における再エネ(風力発電を想定)の追加費用単価をマスタープラン研究会(平成24年4月)における試算結果から計算すると、概ね追加導入1kWhあたり年間約9円/kWhの増強費用となった。また、この費用をエリア別に分けると、東北分は4円/kWh、北海道分は15円/kWhとの試算結果となった。

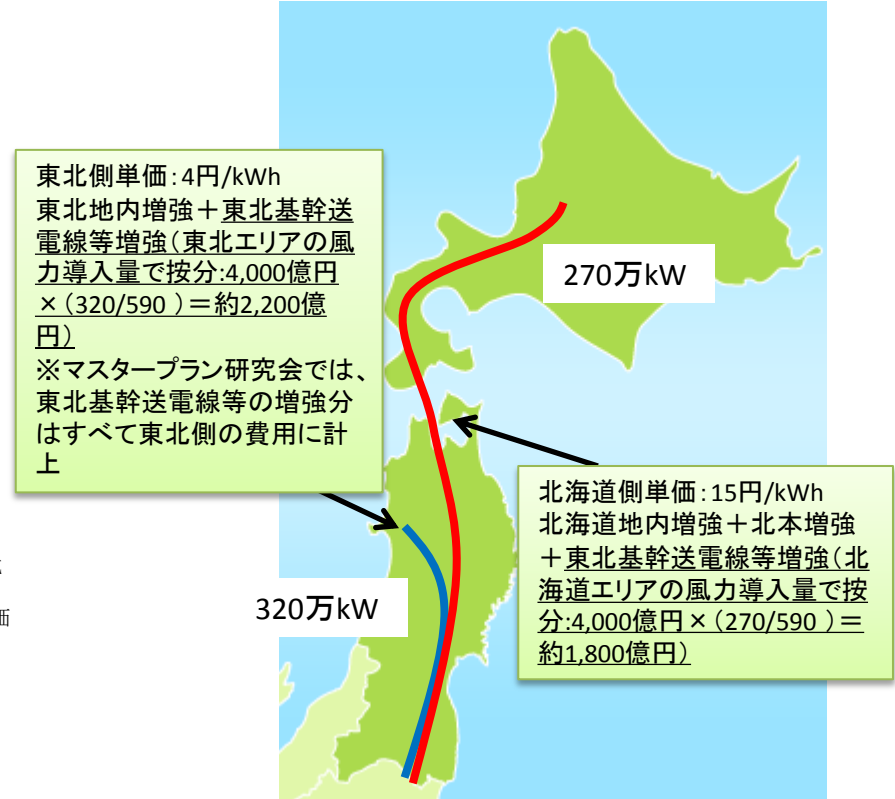
※マスタープラン研究会では、北海道に太陽光と風力の合計270万kWが入った場合の試算を行ったが、今回は、風力のみ270万kWが導入されると想定。系統増強費用総額1.17兆円はマスタープラン研究会と同じと仮定し、重複する東北基幹送電線等の費用は、各エリアの導入量に応じて按分した。

※「固定価格買取制度の運用見直し等について」で示したように、連系線の空き容量を活用することで、一定程度の風力等の再生可能エネルギーを送電できる可能性がある。(なお、こうした地域間連系線等に係る利用ルールに関しては、本年4月に発足した広域的運営推進機関が策定する送配電等業務指針に位置づけ。)

<一定の仮定に基づく風力の追加導入量における追加費用>

	北海道(風力)	東北(風力)	北海道+東北 計
追加連系量	270万kW (47億kWh/年)	320万kW (56億kWh/年)	590万kW (103億kWh/年)
地内送電網増強	2,000億円程度	700億円程度	2,700億円程度
地域間連系線・地内基幹送電線増強等	6,800億円程度 【+1,800億円】	2,200億円程度 【-1,800億円】	9,000億円程度
概算工事費計	8,800億円程度 [15円/kWh程度]	2,900億円程度 [4円/kWh程度]	1兆1,700億円程度 [9円/kWh程度]

<増強費用算定に当たっての考え方>



【 】内はマスタープラン研究会中間報告書との比較

※kWh単価は、設備利用率を風力発電20%、送変電設備年経費率8%として、以下のとおり試算。(北海道、東北分も同様の手法で計算。)

①年間発電電力量: (590万kW × 20%) × 8760時間 = 103億kWh、②年経費: 1兆1700億円 × 8% = 936億円、③kWh単価: 936億円 ÷ 103億kWh = 9円/kWh程度。

※今後の電源の状況によって一部の送電線は増強不要となる場合もある。一方で、今後北海道・東北では太陽光が接続可能限度まで導入されることが見込まれており、その場合には太陽光によって地内系統が埋まることも予想され、下記以外に追加的な地内系統増強費用が発生する可能性もある。

※北海道及び東北地域における地内送電網の整備については、風力発電のための送電網設備実証事業(平成27年度政府予算案105億円)による取組を進めている。

※また、電力系統出力変動対応技術研究開発事業(平成27年度政府予算案60億円)など予算措置を行い、系統増強を伴わないソフト面での出力変動対策を進めている。

【参考】①自然変動電源導入に伴う火力発電の設備利用率低下に関する考え方

LNGと石炭の稼働モデルを構築し、自然変動電源の稼働に伴う各火力電源の稼働の変化を分析。

※石油火力は、自然変動電源の導入の多寡に関わらず、緊急時のバッファ等に最低限必要な発電量のみ確保されると仮定。このため、自然変動電源の導入による石油火力の発電量の減少は無いと仮定する。

※調整力のある火力電源を追加的に稼働させる(例:石炭からLNGへの振り替え)費用は本分析で反映する。

【モデルの基本的考え方】

- ・1年分の需要曲線を想定。また、1年分の太陽光・風力の設備容量に対する出力を想定。
- ・メリットオーダーの考えに従い、LNG→石炭の順に抑制。
- この際、LNG・石炭のマクロとしての最低出力分は確保すると仮定。
- ・LNG、石炭ともに下限まで抑制してもなお太陽光・風力の合計値が調整可能な火力分を上回る場合は、揚水動力を稼働させ吸収する。揚水動力でも吸収し切れない場合は余剰分の太陽光・風力を抑制。
- ・上記作業を1年間・8760時間毎に計算し、自然変動電源の導入有無や導入ケースによる火力電源の設備利用率変化を計算。併せて、揚水動力による自然変動電源の吸収量も計算。

(留意点)

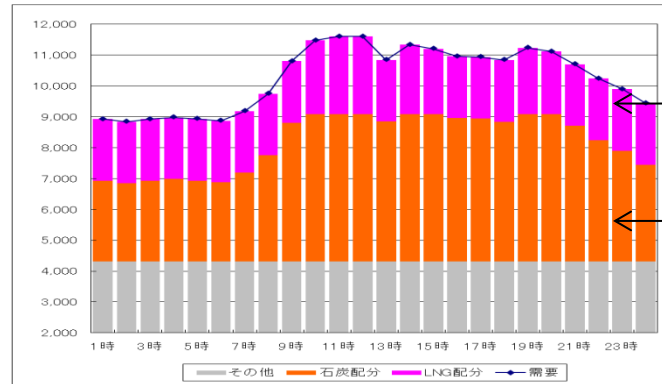
※従来型LNGについては、現状でも設備利用率の低い運転となっており、自然変動電源の導入に伴って設備利用率が低下するのは高効率LNGと石炭火力と想定。

※全国の需要と供給力を一体として構築するモデルのため、全国大で最適な電源運用がなされる(広域運用が完全になされる)との仮定に基づくこととなる。よって、詳細な連系線制約は考慮していない。

※揚水動力として活用可能な容量(kW)を超える分の余剰の自然変動電源は抑制することを想定。

【自然変動電源導入前後の1日の電源運用イメージ】

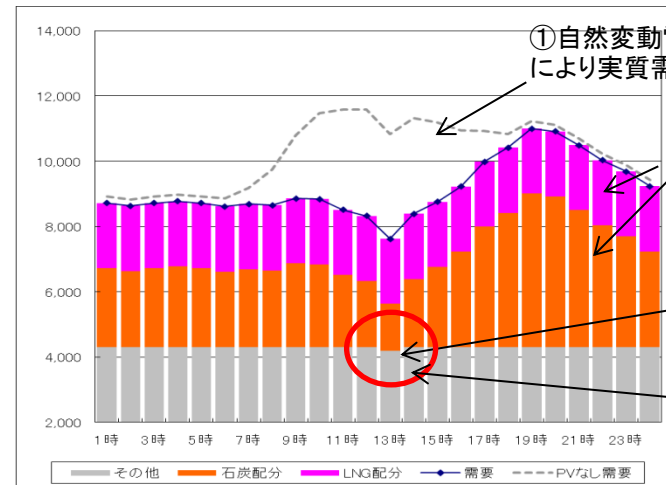
【導入前】



① 負荷変動に対しては、LNGでまず調整

② LNGを下限まで出力抑制しても吸収できない分は石炭を抑制

【導入後】



① 自然変動電源の導入により実質需要が低下

② LNG・石炭を最大限抑制してもなお余剰が発生(ここでは12-13時)

③ 火力の抑制でもなお余剰が発生する場合は揚水動力で吸収

④ 揚水動力で吸収しきれない分は太陽光・風力を抑制

【参考】①火力発電の設備利用率低下による発電効率の悪化等に伴う費用

自然変動電源の導入に伴い、火力発電の稼働を抑制するなど、追加的な出力調整を行う必要がある。この結果、定格出力状態と比較し、低い出力で運用することにより、火力発電の熱効率が低下(=燃料投入量当たりの発電量が減少)する。また、調整力のある火力電源を追加的に稼働させる(例:石炭からLNGや石油への振り替え)など、追加的な費用が発生する見込み。

計算の考え方

(1) 8760hrの需要から石炭・LNGが分担するkWを時間毎に想定し、時間変動量(前時刻との差)を累計し、設備量で除することで、kWあたりの負荷調整回数を算定。また、最低負荷運転となっている時間数も合わせてカウント。

(2) 熱効率の低下は、低出力での運転状態がどの程度あるかによって求められるため、(1)に基づき、以下の式で熱効率を算出

$$\text{熱効率} = \text{定格熱効率} \times \frac{\text{定格運転hr}}{\text{運転hr}} + \text{最低負荷熱効率} \times \frac{\text{最低負荷運転hr}}{\text{運転hr}} + \text{負荷調整時間中平均熱効率} \times \frac{\text{負荷調整時間中運転hr}}{\text{運転hr}}$$

※定格=100%、最低負荷=30%、負荷調整時間中は平均を取り65%と仮定。

(3) 熱効率低下分による費用は効率悪化に伴う燃料費増分として算出

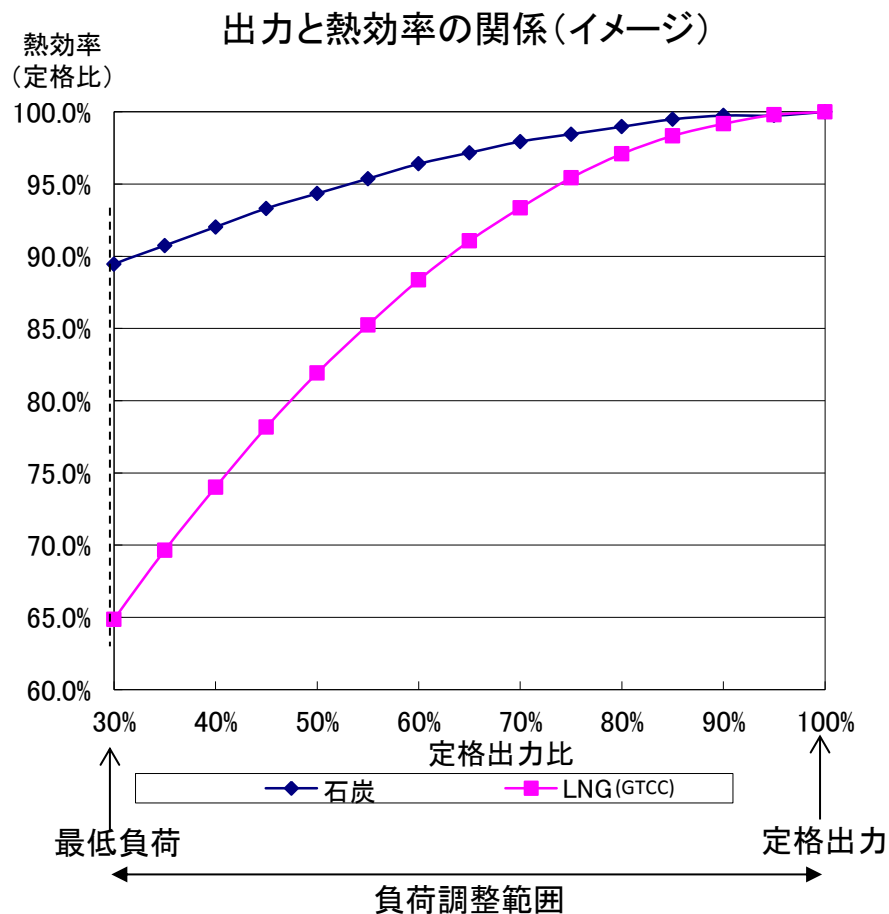
(計算例)

再エネ導入前熱効率時燃料費: α 円/kWh

再エネ導入後熱効率時燃料費: β 円/kWh

発電量(設備利用率低下後): A億kWhと仮定すると燃料費増は、

$$\text{燃料費増} = A \text{億kWh} \times (\beta \text{円/kWh} - \alpha \text{円/kWh})$$

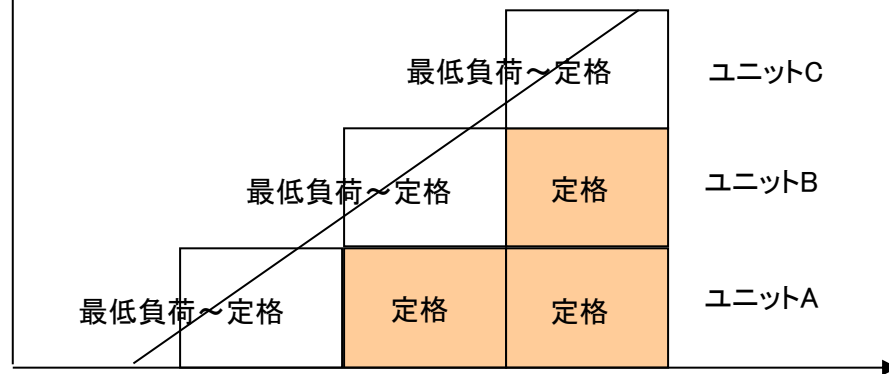


【参考】②火力発電の停止及び起動回数の導出法

停止・起動回数は、先述の設備利用率変動分析モデルより、負荷の変動量分(前後の時間におけるLNG(又は石炭)の出力との差分)だけ、追加的に新たなユニットの稼働が始まると仮定。年間の、負荷変動によるkWあたりの新たなユニット稼働回数を計算。これを自然変動電源の導入前後で比較することにより、年間の調整回数の導入前後での差分＝起動・停止回数と考える。

【概念図】

負荷調整にあたっては、全ユニット同時に指令されるわけではなく、最初に指令されたユニットが定格に達した後、次のユニットの負荷調整に移行するため、時間ごとの変動量を累積することで、ユニットの変動量を模擬



【1日当たりのある電源種(LNG・石炭別)の出力変動のイメージ】

上げた出力分だけ、出力は下がるものと考え、変動がプラスの値のみ累積

								13,250	13,175
								↑ 157	↑ 3
								↓	↓
							13,094	13,173	
							↑		
							12,903		
							↑ 327		
							↓		
							12,576		
							↑ 531		
							↓		
							12,045		
							↑ 964		
							↓		
							11,080		
	9時	10時	11時	12時	13時	14時	15時	16時	17時

※上図では、一定規模の定格出力を持ったユニットの稼働パターンを模式的に図示しているが、モデル上は、個別のユニット毎ではなく、電源種別の設備容量全体の稼働状況を分析している。また、LFCの必要量については考慮していない。

1日の出力累積変動量(前の時間から増加した分のみ合計): XkW
 LNG(又は石炭)の調整用の設備容量: YkW (=設備容量 - 最低負荷分)
 この日の1万kWあたりの負荷調整回数: XkW/YkW (回/日)
 (※LNG・石炭毎に計算)

【参考】②火力発電の停止及び起動回数の増加に伴う費用

火力発電について、自然変動電源の導入のために火力の出力を抑制することに加えて、これまでの運用では停止までは行っていなかった火力発電(主に石炭火力)の停止・起動が必要になることが想定される。この場合、火力発電の追加的な停止・起動による費用が発生する見込み。

計算の考え方

- (1) 自然変動電源の導入に応じて、1ユニット当たりの石炭火力の平均的な年間の起動・停止回数の増加分を想定： γ 回(年間)
- (2) 1回あたりの起動・停止に伴う費用： C (円/回・100万kW)
- (3) 計算段階の石炭火力の設備容量： $D \times 100$ 万kW (例えば4500万kWなら $D=45$)
- (4) 起動停止費用= $\gamma \times C \times D$ (円)

(計算例)

起動停止コスト(平均) 石炭:1,500万円/100万kW・回

年間増加停止回数： $\gamma=50$ 回

石炭設備容量:4500万kWとすると $D=45$

と想定すると、起動停止費用= 50×1500 万/100万kW $\times 45$ ($\times 100$ 万kW) =約340億円/年

(留意点)

・LNGに関しては、自然変動電源の導入増加により、起動停止回数は減少する可能性あり(→石炭停止との振り替え)。この場合の(LNG起動停止回数の減少による)費用減少分は差し引いて見込むこととする。(LNGの平均起動停止コスト:500万円/100万kW・回)

【参考】③自然変動電源の発電時に、揚水式水力の動力によって需要を創出することによる費用

これまでは、夜間の余剰電力によって汲み上げ、電力需要が増加する昼間に発電をしていた運用から、自然変動電源(主に太陽光)を導入するため、昼間に揚水運転によって水を汲み上げ、夜間に発電する運用へと転換されることによる追加費用等が今後想定される。

計算の考え方

- (1) 自然変動電源導入時の揚水動力: E kWh (先述の設備利用率変動モデルより導出)
- (2) E kWhの持ち上げによる可能発電量は、揚水動力のロス率を30%と仮定すると、 $(1-0.3) \times E$ kWh
- (3) 太陽光の想定買い取り価格: P_{pv} 円/kWh
- (4) 揚水を使わなければ供給された発電量が、実際には70%しか供給されないことによる差分をコストと認識すると、
$$\{E - (1-0.3) \times E\} \times P_{pv} = 0.3 \times E \times P_{pv} \text{ (円)}$$

例: 揚水動力活用分が100億kWh、太陽光買い取り価格を25円/kWhとすると、
揚水ロス分の費用は $0.3 \times 100 \text{億} \times 25 = 750 \text{億円/年}$

【参考】④発電設備を自然変動電源対応のために確保しておくために必要な費用

自然変動電源を導入することに伴い、変動性の大きい自然変動電源のバックアップのために、一定量の火力発電等の設備容量を確保しておく必要が生じることとなり、当該設備容量を維持・確保するための費用が発生。

※ 費用の中には、(a)自然変動電源導入拡大により、火力発電の稼働が低下し、本来であれば火力の稼働によって賄えたはずのkWhあたりの固定費(資本費)の増加分や、(b)揚水発電を自然変動電源余剰対策として日中に動力として活用する分、通常の供給力対策としての利用が出来なくなることに伴う、自然変動電源のために利用する分についてのkWhあたりの固定費(資本費)の増加分、を含み得る。

計算の考え方

<火力>

設備利用率低下(前後比): $\alpha\%$ 、火力固定費:F円/kWh、石炭火力設備容量:D(kW)、とすると、
 当該火力の固定費増加分= $D(\text{kW}) \times 8760\text{時間}(\text{hr}) \times \alpha\% \times F$ (円)

(計算例:石炭火力の場合)

石炭火力の利用率が20%低下した場合(例:80%→60%): $\alpha=(80-60)/80=25\%$

石炭固定費単価 3.5円/kWh(資本費+運転維持費)

全国石炭火力kW 4500万kW、と仮定すると、

火力固定費増加分 $4500\text{万kW} \times 8,760\text{hr} \times 25\% \times 3.5 = \underline{\text{約}3450\text{億円/年(全国合計)}}$

※火力電源設置にかかる固定費は、自然変動電源導入の有無に関わらず発生するが、上記費用は、火力設備の所有者が、設備を維持するものの、自然変動電源導入により、想定通りの稼働が出来なくなることにより、回収出来ない費用と一致(右図参照)。(この際、簡便化のため、自然変動電源導入によって不要となる設備容量はゼロと仮定。)

※設備利用率の変化は先述の設備利用率変動分析モデルを利用。また、LNGについても同様に計算。

<揚水>

揚水kW単価:G円/kW、全国揚水容量:H(kW)、年経費 $\delta\%$ (年)、自然変動電源導入による通常運用との分担割合: η とすると、揚水固定費按分額= $G \times H(\text{kW}) \times \delta \times \eta$ (円)

(計算例)

揚水kW単価 G=20万円/kW

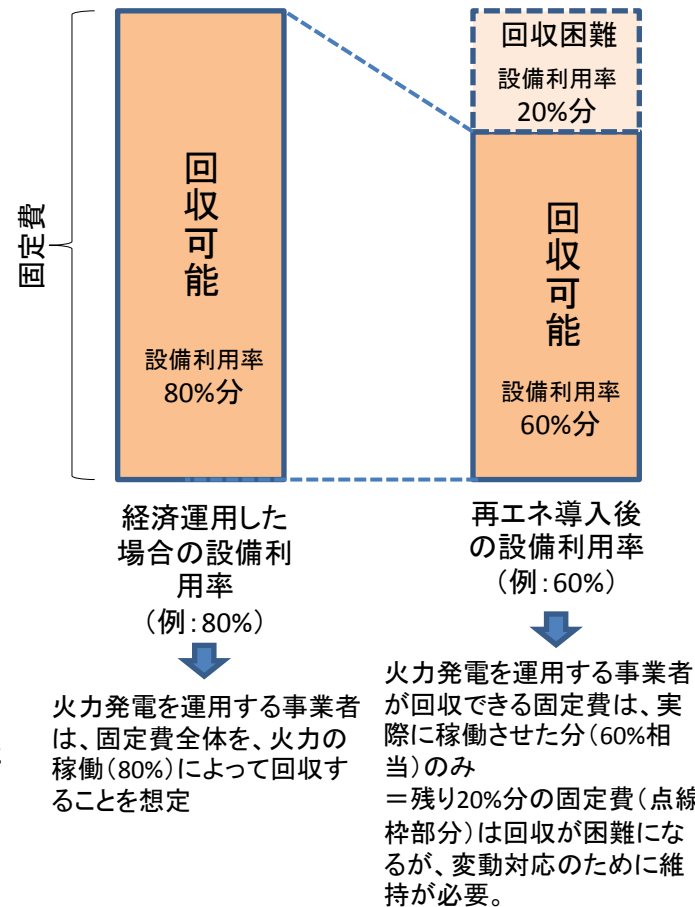
全国揚水kW H=2700万kW

年経費 $\delta=6\%$ /年、分担割合: $\eta=1/2$ (先述のモデルから、揚水を日中に動力として稼働させた日数の割合を算出するモデル)、と仮定すると、

揚水固定費分担額: $20\text{万円} \times 2700\text{万kW} \times 6\% \times 1/2 = \underline{\text{約}1,620\text{億円/年(全国合計)}}$

※揚水を日中に供給力として期待するためには、夜間に上池容量を満水としている必要があるが、太陽光等の自然変動電源が増えると、日中の汲み上げを想定し、上池容量を空けておく必要がある。ただし、揚水設備の固定費増加分は、自然変動電源(太陽光・風力)の導入拡大によって揚水設備の機能が今後変化していくことを認識しつつ、今回のコスト等検証においては、系統安定化費用における調整費用に直接計上しない整理とする。

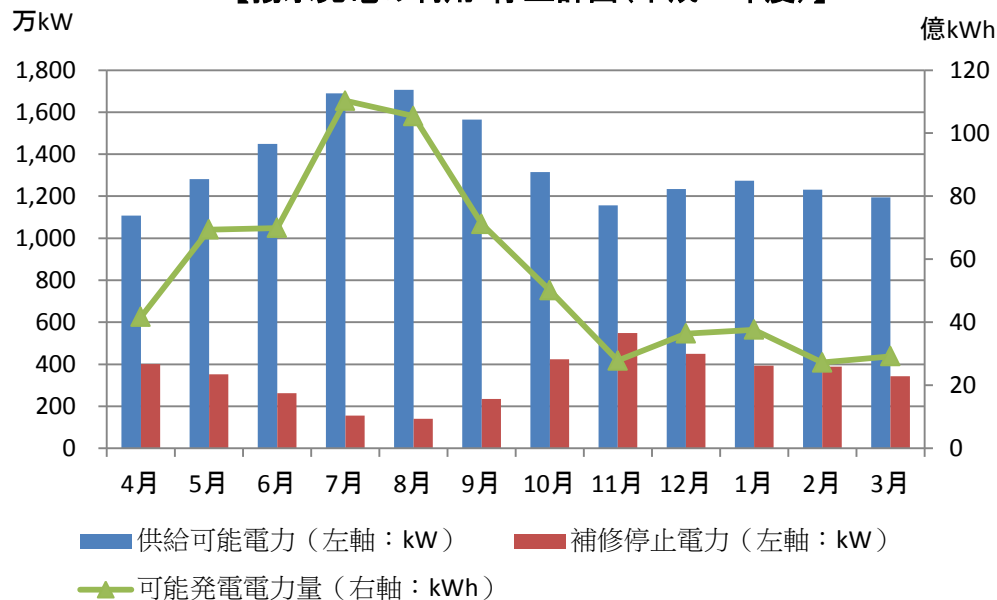
【費用のイメージ】



【参考】揚水発電の運転パターンについて(④関連)

- ・揚水発電の定期検査・補修等については、従来は電力需要が低い春秋の端境期に行ってきたところ(左図参照)。補修工事は一般的には2~3年に一度、1~2ヶ月程度行われるが、長いものでは数ヶ月から1年間に至るような工事もある。このため、端境期に利用できる量は、本来はkW・kWhベース共に限定的。
- ・系統WGの接続可能量算定にあたっては、火力の出力制御や揚水発電の揚水運転を最大限見込んでいる。算定の中では、揚水発電は、需要の少なく、太陽光発電の出力が大きい春などの端境期に多くの稼働を見込んでいる。(右図:九州電力の例参照)
- ・このため、太陽光発電の接続可能量まで太陽光発電等の変動する再エネ電源が接続された場合には、これまでは春や秋に行っていた揚水発電所の補修・定期検査を、春や秋に行うことができなくなり、結果として需要の高い夏や冬における需給運用に揚水発電所を用いることが困難となる可能性がある。また、春や秋の低需要期において、揚水発電所の揚水運転を最大出力で行うため、本来の需給調整機能を十分に果たすことができない可能性がある。
- ・このように、自然変動電源対応のために揚水発電を維持・運用するとした場合、高需要期におけるピーク供給力減少の影響や、その経費を誰がどのような形で負担するのかが課題となる。ただし、今回のコスト等検証においては、系統安定化費用における調整費用に直接計上しない整理とする。

【揚水発電の利用・停止計画(平成22年度)】



【系統ワーキンググループ試算における揚水利用(九州電力の例)】

[系統WGにおける算定条件]

	九州
上: 想定稼働台数 下: 全台数	$\frac{7}{8}$
揚水出力 (万kW) 上: 想定稼働 下: 全台数	$\frac{200.0}{230.0}$
揚水動力 (万kW) 上: 想定稼働 下: 全台数	$\frac{219.2}{253.2}$

揚水利用実績と系統WGに基づく想定
(運転時間ベース: 5月分)

	H22年度実績	系統WGのケース
揚水(時間)	106 (14%)	256 (34%)
発電(時間)	151 (20%)	369 (50%)
計(時間)	257 (35%)	625 (84%)

()内は稼働率(運転時間数/総時間数(744時間))を示す。なお、運転時間数については、設備が1台でも動いていれば運転時間とみなしている。

※系統ワーキンググループ(第3回、H26.12.16)における接続可能量算定条件による計算

(出典)電力需給の概要より資源エネルギー庁作成
 ※沖縄電力を除く一般電気事業者9社分の合計。なお、供給可能電力(kW)は設備容量と異なり、補修等による停止分や、季節等によって需要カーブが変化するため年間で変動する。
 22年度末の9社揚水設備容量: 2072万kW

試算結果：詳細

		風力500万固定			風力1000万固定			風力1500万固定		
		5,000	7,000	9,000	5,000	7,000	9,000	5,000	7,000	9,000
自然変動電源	太陽光設備容量(万kW)	5,000	7,000	9,000	5,000	7,000	9,000	5,000	7,000	9,000
	風力設備容量(万kW)	500	500	500	1,000	1,000	1,000	1,500	1,500	1,500
	太陽光発電量(億kWh)	569	797	1025	569	797	1025	569	797	1025
	風力発電量(億kWh)	88	88	88	175	175	175	263	263	263
	抑制後太陽光(億kWh)	569	788	990	568	787	989	568	786	988
	抑制後風力(億kWh)	87	87	85	175	173	169	262	259	253
	抑制後再エネ量(億kWh)	656	874	1075	743	960	1158	830	1046	1241
石炭	設備利用率変化(%)	-7.3%	-10.8%	-14.1%	-8.5%	-12.0%	-15.3%	-9.8%	-13.3%	-16.5%
	④固定費回収ロス分(億円)	1003	1479	1924	1164	1643	2086	1334	1815	2255
	①燃料費増分(熱効率低下損失)(億円)	131	193	245	149	211	260	169	229	276
	②起動停止コスト(億円)	503	667	777	566	719	815	628	768	850
LNG(GTCC)	設備利用率変化(%)	-9.8%	-11.7%	-13.2%	-10.9%	-12.7%	-14.2%	-11.9%	-13.7%	-15.1%
	④固定費回収ロス分(億円)	834	1000	1132	928	1087	1214	1016	1169	1292
	①燃料費増分(熱効率低下損失)(億円)	308	552	790	356	608	844	409	664	910
	②起動停止コスト(億円)	-93	-109	-118	-113	-129	-139	-134	-150	-159
揚水	揚水動力活用分(億kWh)	43	102	179	50	111	190	57	122	202
	揚水ロス(億kWh)	13	31	54	15	33	57	17	36	61
	③揚水ロス損失額(億円)	324	764	1,345	374	834	1,427	430	912	1,516
	再エネ用揚水日数	101	170	226	111	176	232	121	189	238
	④固定費(揚水)回収ロス分(億円)	739	1,244	1,654	813	1,288	1,698	886	1,384	1,742
合計	①熱効率低下による損失額(億円)	439	745	1,035	506	819	1,104	578	893	1,186
	②起動停止(石炭増-LNG減)コスト(億円)	409	559	659	452	589	676	494	618	691
	③揚水ロス損失(億円)	324	764	1,345	374	834	1,427	430	912	1,516
	④固定費(火力)回収ロス分(億円)	1,837	2,479	3,056	2,092	2,731	3,301	2,350	2,985	3,547
	調整費用総計(①+②+③+④)(揚水固定費除)(億円)	3,010	4,547	6,095	3,424	4,974	6,508	3,852	5,408	6,939

(6) その他

余剰設備の必要性について: 基本的考え方

- 通常の供給予備力確保とは別に、大規模な電源脱落や特定の電源が利用できなくなることにより発生する電力不足への備えとして、余剰設備を確保しておくべきとの考え方がある。
- この場合の余剰設備の性格としては、予備力として短時間で運転できる発電設備に対し、一定期間内に運転を開始させることができる発電設備であれば良いため、両者の電源の性格は異なる点に留意する必要がある。
- ただし、電力システム改革等、自由化の進展により、平時に稼働が見込めない電源を保有しておく発電事業者は減少していくとの可能性が指摘された。さらに、実際の電源脱落時には、ダイヤモンド・レスポンスなど、需要側の対策や、短時間で設置でき、緊急時のみ限定的に活用する緊急設置電源の新設など、余剰設備の保有以外の対策もあり得る。
※実際には、設備のすべてが新たに必要なものではなく、既存設備の余剰分を活用することも考えられる。石油火力などは償却が終わっている設備も多いため、余剰設備の確保のための建設費を計上する必要が無い可能性がある。ただし、これらを廃棄せず維持し続けようとする、稼働中の発電設備ほどの運転維持費用はかからないものの、一定の費用は必要となり、その費用をどのような形で賄うかが課題となる。
- これらの余剰設備がどの程度必要か、またその設備をどのようなメカニズムで維持するかについては、現有設備をどの程度活用できる余地があるか、他の対策との費用対効果比較はどうか、といった視点も踏まえ、今後の制度設計の中で検討していく必要があり、現時点で確定的な数字を示すことは困難である。

CCSの動向

- IEAのEnergy Technology Perspectives 2014では、CCSの必要性を強調するとともに、「CCSの先行きは不透明である。現時点では、コストの高さや政治的及び財政的関与の欠如などにより、CCS技術の進捗は遅々としているため、気候変動目標の達成に向けた長期的かつコスト競争力のある整備を確保するためには、CCSの研究、開発、実証の短期的な進展が必要である。」としているところ。
- 世界的なCCSの動向としては、CO₂の圧入は、原油の増産を目的とした油田へのCO₂圧入(EOR)が主流。
- 石油資源の乏しい我が国では、EORを行う余地は小さく、地下水を含んだ地層(帯水層)へのCO₂圧入が主になり、北海道苫小牧においてCO₂分離回収から圧入までを行う実証事業が開始されたところ。

Energy Technology Perspectives 2014

- 温室効果ガスの排出削減による持続可能なエネルギーシステムには、CCSの産業部門、発電部門への展開が不可欠。現時点では、コストの高さや政治的及び財政的関与の欠如などにより、CCS技術の進歩は遅々としている。

- 炭素価格が\$100/tCO₂前後だとすると(また、ガスと石炭の価格についても合理的な想定をすると)、CCSを導入したCCGTはCCGTのみの場合より均等化発電コスト(LCOE = Levelized cost of electricity)が低く、CCSを導入した超臨界微粉炭発電より割安である。

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応①

【全電源】割引率の設定について

割引率については、太陽光のようにリスクが低く価値が高い対象物ほど金利は低くてよいはずであり、ソーラーローンの利率2.3%を用いることができるのではないかと。

一方、原発や火力は先々の燃料調達等の取引でリスクが増し、また中央管理型エネルギーで組織単位で実行するので企業の資本利益率が要求される。日本企業の資本コストは借入金と自己資本の加重平均である5～6%になり、太陽光より遥かに高いのではないかと。

情報提供者

個人

<情報提供に関する考え方>

割引率とは、社会一般的な将来の金銭の不確実性を踏まえて、現在価値に換算するときの割合を、1年あたりの割合で示したものであり、個別の事業収益率や支払利息とは別の概念である。

2011年コスト等検証委員会において、「再エネ法の目的を考えれば、1～5%の割引率では低すぎる。事業収益を考え、8～10%とすべき」等の意見が提示されたが、全電源一律に含まないとの結論となった。

なお、割引率は0, 1, 3, 5%と幅を持って試算することとしており、各人で割引率を変更して試算すること自体を妨げるものではない。

⇒提供内容は試算の考え方と異なるため、変更することは不可能。割引率については、2011年コスト等検証委員会同様、幅で示し、各人で試算を可能とすることとする。

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応②

【石油】石油火力の発電コスト

将来の石油火力の発電効率について、2011年コスト等検証委員会のCall for Evidenceにおいて「報告書の内容として適当である」とされた数値(2020年:42%、2030年:48%)を採用すべき

論拠

2011年コスト等検証委員会 第9回資料 「Call for Evidence等により得られた情報とそれを踏まえた対応(案)」

情報提供者

石油連盟

<情報提供に関する考え方>

発電効率については、近年わが国で石油火力のリプレイス・新設がなされなかった故に20年以上前の建設実績等から導き出しており、最新技術等が勘案されたデータとなっていない。

提供情報のとおり、米国DOEが発表している最新型の石炭火力とLNG火力のデータベースに基づき、超臨界圧の石油火力発電が実現した場合の石油火力の発電効率を推定すると、2030年には発電効率48%となる。

他方、2020年については、現段階で具体的な建設計画がなく、実現可能性が著しく低いデータとなっているため採用しない。

⇒ 2030年モデルプラントについては、提案された内容を反映させたい。

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応③

【石炭、LNG】熱効率について

石炭、LNGの熱効率について、低めに設定されているのではないか。

IGCC(勿来発電所)や高効率LNG火力(姫路第二発電所)などの最新鋭の熱効率にすべき

情報提供者

個人(大学教授)

<情報提供に関する考え方>

本試算はモデルプラント方式での試算となっており、2013年度までに商用運転開始した直近の複数プラントをサンプルプラントとして選出し、その実態を考慮した上で効率等を設定している。そのため、現時点で想定される最新鋭の発電設備による熱効率(発電端、HHV)となっている。

御指摘の姫路第二発電所はサンプルプラントの一部としてすでに選出しているが、IGCC(勿来発電所)については、政府の補助事業からの商用転用であるため、純粋な商用設備としてサンプルプラントとすることは不適切と考えている。

また、2030年の熱効率については、技術開発の動向を踏まえて石炭火力発電は48%、LNG火力発電は57%の熱効率とする予定である。

なお、熱効率については、発電端/送電端、高位発熱量(HHV)/低位発熱量(LHV)によって変わるため、数字の議論の際には前提をそろえる必要がある。(本試算においては発電端、HHVとしている)

⇒提供内容はすでにサンプルプラント選出時に考慮されている事項であるため、変更の必要がないものとする。

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応④

【太陽光】太陽光発電の稼働年数

コスト等検証委員会では住宅用太陽光の発電コストは33円/kwhと試算されたが、ここで設定された耐用年数20年は短すぎるのではないかと。独自に、耐用年数及び稼働年数を35年として現在の発電コストを計算すると、住宅用太陽光は、17.5円/kwh(40万円/kw)、非住宅用太陽光は15.2円/kwh(30万円/kw)となる。2012年4月の調達価格算定委員会においては、実態寿命を20年以上としながらも、法定耐用年数は17年、稼働年数は20年とされたが、そのまま当てはめるのはおかしいのではないかと。

<提出データ>

情報提供者

個人

	コスト等検証委員会 (平成10年時点)	本論文
耐用年数	20年	35年
建設費1kwあたり	48万円	40万円
コンディショナー1kwあたり	6万円	3.7万円
コンディショナー更新期間	10年	15年
維持費(定期点検費)1kwあたり	4年に1回1万円	4年に1回1万円
廃棄費	建設費の5%	建設費の5%
割引率	3%	2.3%
1kwあたり発電量	1,000kwh	1,100kwh
コスト単価	33.4円/kwh	17.5円/kwh

<情報提供に関する考え方>

しかるべき論文根拠等の伴わない独自の試算は考慮しない。なお、2011年コスト等検証委員会は、耐用年数に法定の17年、稼働年数に20年を使用している。提供情報で採用されている「35年」の根拠は明確でないが、2020年、2030年モデルプラントの諸元から引用したものと思われる。

⇒提供内容に関する情報の根拠が不十分であることに加え、提供された諸元を2011年コスト等検証委員会の試算シートに当てはめて算出しても、今回提案された発電コストの値と合わず、反映させることは不可能。太陽光発電の稼働年数に関しては、関係事業者のヒアリング等を踏まえて設定することとする。

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑤

【原子力】事故リスク対応費用

- ・安全対策を行っていることを理由に、確率論的リスク評価(PRA)を用いて事故の発生確率を低く見積もろうとしているが、過去の実績を踏まえ、老朽化とともにトラブルが増加していることを反映すべき。また、そもそも事故として報告される事象は、トラブル全体の39%に過ぎないことを踏まえるべき。
- ・具体的には、リスク評価を $1/0.39=2.5$ 倍とした上で、10年で2倍以上トラブルが増加していることを踏まえるべき。

論拠

戒能 一成(2009)「原子力発電所稼働率・トラブル発生率に関する日米比較分析」RIETI-Discussion Paper 09-J-035
2009年5月 有限責任中間法人 日本原子力技術協会 故障件数の不確かさを考慮した国内一般機器故障率の推定
平成26年11月 PRA用パラメータ専門家会議 PRA用パラメータの推定手法に関する検討報告書
NRC Handbook of Parameter Estimation for Probabilistic Risk Assessment (NUREG/CR-6823, SAND2003-3348P)

<情報提供に関する考え方>

情報提供者

個人(大学教授)

論拠のデータは、新規制基準施行前のもの。

今回の検証に当たっては、新規制基準に基づく安全対策に伴って事故発生頻度が低減するものと想定されることを踏まえ、これが反映されるような“共済方式”の算定根拠を考える方向で議論されている。その際、新規制基準の適合性審査において活用することとされている確率論的リスク評価(PRA)を用いることも一つの考え方であることを示している。なお、PRAは、過去の事故・トラブルの実績も踏まえた上で評価されているもの。

また、設備利用率については、トラブルも含めた過去の実績やベースロード電源としての性質なども踏まえ、70%・80%と設定することとしている。

したがって、御指摘の根拠によって事故リスク対応費用の計算を見直すことは考えていない。

⇒新規制基準等の対応前の状況を反映させるべきとの提案であり、事故リスク対応費用に関しては変更することは考えていない。

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応⑥

【原子力】事故リスク対応費用

コスト等検証委員会では、福島の数兆円とも言われている事故費用を補正し下限値として5.8兆円を算定しており、原発50基が再稼働し40年間稼働した仮定の累計発電量で除しているところ、このような相互扶助の考え方は非現実的である。しかも、5.8兆円には高濃度汚染対策費用、除染により生じる廃棄物等の処理費用、生命・身体的損害、地方公共団体の損害を含んでいないことから「下限」としているが、下限であるにしろ過少である。もともと、原発事故の損失はお金では表現しようがなく、お金で測定できないコストが大きなことをいいことに、他のエネルギーも事故コストを見るべきという議論がエネルギーミックスの小委員会で行われている。

情報提供者

個人

<情報提供に関する考え方>

2011年検証委では、東京電力に関する経営・財務調査委員会報告書(平成23年10月)における追加的廃炉費用及び損害賠償額を、出力規模、地域性、人口で補正。(約7.9兆円 → 補正後 5.8兆円)。
今回の検証においては、「原子力災害からの福島復興の加速に向けて(平成25年12月閣議決定)」、「新・総合特別事業計画(平成27年4月変更認定)」、除染・中間貯蔵に関する環境省試算などを踏まえた最新の見通しを基に損害額を見直し。

その結果、追加的廃炉費用は1.8兆円、賠償費用は5.7兆円、除染・中間貯蔵費用は3.6兆円、その他費用が1.1兆円となり、合計12.2兆円。これを2011年検証委と同様の手法に出力規模、地域性、人口比で補正。(約12.2兆円 → 補正後 9.1兆円)。

⇒今回の検証では、損害費用を精査した結果、追加的廃炉費用、賠償費用、除染・中間貯蔵、行政経費等の下限は12.2兆円。これを2011年検証委と同様、モデルプラントベースに補正し、9.1兆円を損害費用として算入する。

【原子力】政策経費

第3回会合の資料に「軽水炉の発電コストなのに、(発電形式が異なる)高速増殖炉の研究開発まで計上しているのは違和感がある。」とあるが、高速増殖炉の研究開発は軽水炉で発生したプルトニウムを増殖させることを期待して開発されたものであり、軽水炉を運用するために必要な研究開発費であるため、政策経費として計上すべき。

論拠

文部科学省 H13 科学技術白書

情報提供者

個人(大学教授)

<情報提供に関する考え方>

御指摘の資料は第3回会合までの委員の御意見を整理した内容の一部。原子力の「将来発電技術開発」のうち、高速炉や再処理、放射性廃棄物処分など核燃料サイクルに関する費用、安全に関する技術開発の費用は計上し、その他の費用は除くこととする。

⇒原子力の「将来発電技術開発」のうち、高速炉や再処理、放射性廃棄物処分など核燃料サイクルに関する費用、安全に関する技術開発の費用は計上し、その他の費用は除くこととする。