

発電コスト検証について

令和3年3月31日
資源エネルギー庁

- 1. 2015年発電コスト検証WGの概要**
2. 2015年発電コスト検証WGの検討経緯と結果
3. 今回のコスト検証の目的及び考え方

2015年発電コスト検証ワーキンググループについて

＜委員＞ ※いずれも当時の役職

（座長）

山地 憲治 （公財）地球環境産業技術研究機構理事・研究所長

（委員）

秋池 玲子 ボストンコンサルティンググループ シニア・パートナー & マネージング・ディレクター

秋元 圭吾 （公財）地球環境産業技術研究機構システム研究グループリーダー

植田 和弘 京都大学大学院経済学研究科教授・研究科長

荻本 和彦 東京大学生産技術研究所特任教授

増井 利彦 （独）国立環境研究所社会環境システム研究センター室長

松尾 雄司 （一財）日本エネルギー経済研究所研究主幹、OECDコスト試算専門家会合副議長

松村 敏弘 東京大学社会科学研究所教授

山名 元 原子力損害賠償・廃炉等支援機構副理事長、京都大学名誉教授

＜審議経過＞

- 第1回（2015年2月18日） 議題：2011年コスト等検証委員会の検討結果を踏まえた発電コストに関する議論
- 第2回（2015年3月3日） 議題：再生可能エネルギー及び火力発電等に関する論点等
- 第3回（2015年3月26日） 議題：原子力発電に関する論点
- 第4回（2015年4月6日） 議題：系統安定化費用及び政策経費等に関する論点
- 第5回（2015年4月16日） 議題：これまでの議論における論点等
- 第6回（2015年4月27日） 議題：これまでの議論を踏まえた整理
- 第7回（2015年5月11日） 議題：発電コストなどの検証に関する報告（案）について

2015年コスト検証WGにおける試算の基本的考え方

【2015年コスト検証WGにおけるコストの考え方】

- (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、3 E + 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ていない。

【2015年コスト検証WGにおける試算方法】

- (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した。
- (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、2015年時点の資産構成との関係を踏まえつつ、試算を実施した。
- (3) また、各電源の発電コストについて、2015年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した。

2015年コスト検証WGにおける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

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 (メガ)	太陽光 (住宅)	ガス コージェネ	石油 コージェネ
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)	21.6 (15.6)	16.9※ (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)	24.2 (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)

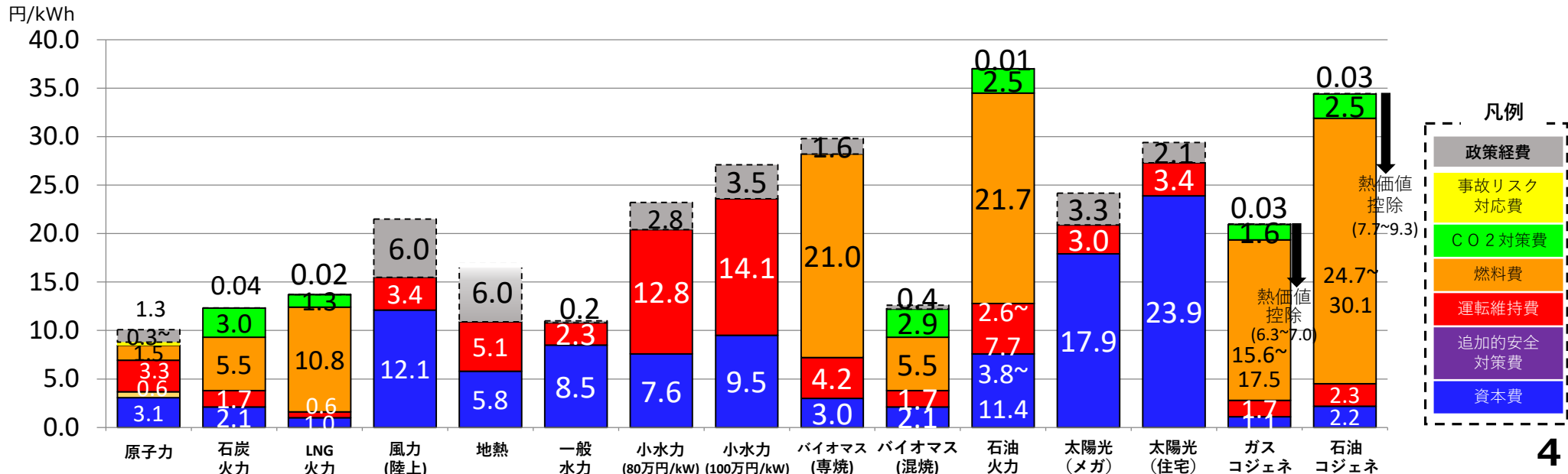
原子力の感度分析 (円/kWh)		化石燃料価格の感度分析 (円/kWh)			
追加的安全対策費 2 倍 廃止措置費用 2 倍 事故廃炉・賠償費用等 1 兆円増 再処理費用及びMOX燃料加工費用 2 倍	+ 0.6	燃料価格 10 % の変化に伴う影響 (円/kWh)			
	+ 0.1	燃料価格 10 % の変化に伴う影響 (円/kWh)	石炭 約 ± 0.4	LNG 約 ± 0.9	石油 約 ± 1.5
	+ 0.04				
	+ 0.6				

※ 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

※ 4 地熱については、その予算関連政策経費は今後の開発拡大のための予算が大部分であり、他の電源との比較が難しいが、ここでは、現在計画中のものを加えた合計143万kwで算出した発電量で関連予算を機械的に除した値を記載。



2015年コスト検証WGにおける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

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 (メガ)	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	20~23% 20年	30% 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% 30年	12% 30年	70% 30年	40% 30年
発電コスト 円/kWh	10.3~ (8.8~)	12.9 (12.9)	13.4 (13.4)	13.6 ~21.5 (9.8 ~15.6)	30.3 ~34.7 (20.2 ~23.2)	16.8 (10.9)	11.0 (10.8)	23.3 (20.4)	27.1 (23.6)	29.7 (28.1)	13.2 (12.9)	28.9 ~41.7 (28.9~ 41.6)	12.7 ~15.6 (11.0~ 13.4)	12.5 ~16.4 (12.3~ 16.2)	14.4 ~15.6 (14.4~ 15.6)	27.1 ~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

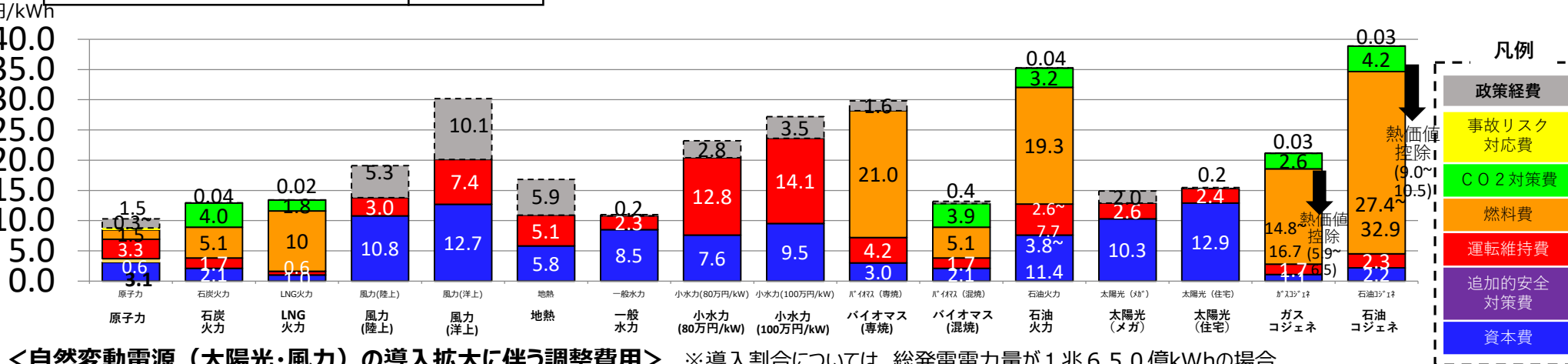
原子力の感度分析 (円/kWh)	
追加的安全対策費 2 倍	+ 0. 6
廃止措置費用 2 倍	+ 0. 1
事故廃炉・賠償費用等 1 兆円増	+ 0. 0 4
再処理費用及びMOX燃料加工費用 2 倍	+ 0. 6

※ 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。

化石燃料価格の感度分析 (円/kWh)			
燃料価格 1 0 % の 変化に伴う影響 (円/kWh)	石炭 約 ± 0. 4	LNG 約 ± 0. 9	石油 約 ± 1. 5

※ 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



＜自然変動電源（太陽光・風力）の導入拡大に伴う調整費用＞ ※導入割合については、総発電電力量が1兆650億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	調整費用
6 6 0 億kWh（6 %）程度	1 9 ~ 2 1 %程度	年間 3, 0 0 0 億円程度
9 3 0 億kWh（9 %）程度	2 2 ~ 2 4 %程度	年間 4, 7 0 0 億円程度
1 2 4 0 億kWh（1 2 %）程度	2 5 ~ 2 7 %程度	年間 7, 0 0 0 億円程度

※ 太陽光・風力の導入に地域的な偏在が起こらず、地域的な需給のアンバランスが生じないなどの様々な前提を置いた上で算定。

1. 2015年発電コスト検証WGの概要
- 2. 2015年発電コスト検証WGの検討経緯と結果**
3. 今回のコスト検証の目的及び考え方

(1) 試算方法 ①モデルの考え方

【2015年検証での整理】

○OECD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。

(2011年コスト等検証委員会でも同様の方法を採用)

⇒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。

※モデルプラント方式とは、更地から標準的な発電所（モデルプラント）を建設、運用した費用を積み上げ、発電電力量で除して、1 kWhあたりのコストを算出する計算方法。既設の発電プラントの発電コストを計算するものではなく、あくまで新設を想定したモデル。

○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。

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

※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。

(1) 試算方法 ①モデルの考え方

【2015年検証における主な議論】

- 個々の数値を議論する際はデータの出所を明確にするべき。
- コスト検証WGの議論とエネルギーミックスに役立てる情報は合わせて考えるべき。
- モデルプラントについてある程度のリアリティーを考えながら議論するべき。

(1) 試算方法 ②計算の前提

【2015年検証での整理】

○割引率

割引率は、経済情勢や評価の目的により変わりうることから、割引率を幅広く設定し、0 %、1 %、3 %、5 %の4通りの試算を提示。

○稼働年数

稼働年数については、実態を踏まえつつも、望ましいエネルギーミックスの検討に資する発電単価の電源別の比較のため、全ての電源に共通して30年、40年を設定。一部の電源については、実績を踏まえ、以下のとおり設定。

原子力：40年、60年

地熱：30年、40年、50年

風力：20年、25年

太陽光：20年、25年。(2020年と2030年は20年、25年、30年)

一般水力：40年、60年

コジェネ：15年、30年

【2015年検証における主な議論】

- 風力など足下と将来で設備利用率が変わってくる電源もあるので、複数の検証をして欲しい。
- 設備利用率はパラメーターとして発電コストを比較できるようにするべき。
- 2011年には石炭、L N Gの稼働率は80%と設定されており、70%に設定する必要がない。原子力の低稼働の問題を目立たなくするためにあえて他の電源の稼働率を下げたにとらえられる。自然変動電源の導入で稼働率が下がったとしても、系統安定化費用で稼働率が下がるコストを計上している。電源の費用と系統の費用で二重計算にならないか。
→ベースロード電源については同じ条件で稼働率を設定。稼働率を変えたコストは感度分析として提示。
- 社会的費用についてはどの範囲までカバーするか客観的に分かる形で明らかにして欲しい。
- 原子力等割引率に依存するビジネスがあるので、使用する割引率を明確に分かるようにするべき。

(2) 社会的費用の扱い

【2015年検証での整理】

○2015年コストWGでは、OECD等で計上されている発電者の負担するコストだけでなく、社会的費用（政策経費、事故 リスク対応費、CO2対策経費）も含めて検証することとした。検証に際しては、発電に関連する費用を広く抽出した上で、各費用について、コストに含めるかどうか検討し、以下の通り整理。

【2015年検証における主な議論】

- 社会的費用については特定の電源だけでなく、すべての電源について平等に評価すべき。
- どの範囲までカバーするのか客観的に明らかにするべき。

<社会的費用の扱い>

モデルプラントの発電
単価試算のための前
提条件

1. モデルプラントの
条件
(1) 稼働開始年
(2) 出力
(3) 設備利用率
(4) 稼働年数
(5) 熱効率
(6) 所内率
2. 試算のための 共
通条件
(1) 割引率
(2) 為替レート

現時点のモデル
プラントの発電単価

3. 発電施設を建設・運営
終了するための費用

- 資本費
- 運転管理費
- 燃料費
- バックエンド費用
- 事故リスク対応費用
- 諸税
- 設備の廃棄費用
- × 電源線費用

電源別の発電単価

4. 2020、2030年
のモデルプラントの
価格変動要因

- 技術革新効果・
量産効果
- 燃料費上昇率
- CO2 対策経費
・ 上昇率

5. モデルプラントに 直
接は関係ないが 電
源別に配賦でき
る可能性のある費用

- 政策経費
- × 広告費・寄付金

発電に関する費用等

6. 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
難しい費用

△ 系統安定化費用 (※)

7. その他発電単価との 直接
の関係が明確 ではない事項

- × 計画から稼働までの期間
- × 経済効果

<想定される主な費用の負担者>

緑色：発電事業者

青色：納税者

黄色：発電単価との直接の
関係が明確ではない
事項

ただし、対策の内容によっては 費
用負担者が異なる。

- ：発電コスト試算の対象としたもの
- △：エネルギーミックスのシナリオが固ま
った段階で、電源構成ごとのコストに含
めるもの
- ×：個別電源の仕分けが困難、情報
が不十分等の理由で、発電コストに含
めないもの

(※) 系統安定化費用等のコストは、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こと等から、個別電源の
発電コストには上乗せしないということで整理。

(2) 2015年コスト検証WGにおける個別電源の発電コストの項目

- 資本費
建設費、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。東京電力福島第一原子力発電所事故による事故対応費用を想定し、出力規模等により補正した後、事故対応費用を事業者間で相互に負担する考え方（共済方式）の下で、追加安全対策の効果を反映しながら費用を計上。損害費用は増える可能性があるため、下限を提示。
- 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（政府の予算措置分を計上する予算関連政策経費と、IRR（※）相当政策経費）
（※）「固定価格買取制度」の買取価格の優遇された利潤

(3) 政策経費の考え方 ①計上する費用の考え方

【2015年検証での整理】

費目を性質ごとに分けて4分類し、①②について各個別電源に政策経費として計上した。

- 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

【2015年検証における主な議論】

- 政策経費は純粋なコストとは別に電源を導入するために国民の広い負担を得てかけるべきお金であるということを良く国民に説明するべき。
- 地熱について政策経費が非常に大きくなっており、その特殊性に注意が必要。
- 特定の電源の供給活動に直接貴族するものでない経費については、別途整理する必要がある。関係がないものについては、乗せないよう徹底して精査をするべき。
- 原子力の政策経費にもんじゅを入れるべきか精査が必要。(2015年検証では将来発電技術開発として、政策経費に算入。)

(3) 政策経費の考え方 ②性質ごとの分類

	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
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	—	—	—

(3) 政策経費の考え方 ③発電電力量の考え方

【2015年検証での整理】

k W h 当たりの予算関連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。

【2014年】

○基本的には発電電力量の実績値（平成25年度）を用いた。再エネについては、将来的な発電電力量を見込んでいる認定設備容量、原子力については43基の稼働を想定した発電電力量を用いた

【2030年】

○長期エネルギー需給見通し小委員会にて示された、2030年の発電電力量の見通しの値を使用。

【2015年検証における主な議論】

- 分母の設定、特に将来の導入量の評価は明確にしておくべき。
- 再エネは本来は将来の導入見込み量を分母にした方が、より一般性があるのではないか。
- 原子力はコストを設備稼働率が7～8割を想定して出すので、政策経費の分母もそれに合わせて算出をする。

予算関連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	風力（陸上）	風力（洋上）	バイオマス	燃料電池
2014年 発電電力量 (kWh)	2,578億	2,845億	4,057億	1,398億	388億	514億	525億	104億	933億	135億	—	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
2030年 発電電力量 (kWh)	2,242.5億	2,810億	2,845億	315億	434億	1,030億	441.5億	107.5億	749億	161億	22億	442億	160億

(※1) 出典：2014年発電電力量の実績値については、「電源開発の概要」。ただし、自家消費分は含まない。 (※2) 原子力の2014年発電電力量は、設備利用率7割のケース。
(※3) 2030年の発電電力量について、長期エネルギー需給見通し骨子において幅で示された電源（原子力、地熱、水力、バイオマス）は上下限の中央値を記載。

（４）系統安定化費用

【2015年検証での整理】

○2015年検証では、自然変動電源（太陽光発電及び風力発電）の導入に伴う系統安定化費用についても検証を実施。

○系統安定化費用を以下の項目に関わる費用と定義。

（１）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

（２）再生可能エネルギーに係る地域間連系線等の増強費用

（３）その他

○2015年検証では、上記の項目のうち、「（１）火力発電・揚水発電に関する調整費用」について、太陽光・風力の導入に地域的な偏在が起こらず、地域的な需給のアンバランスが生じないなどの様々な前提を置いた上で算定。

○個別電源のコストには含めていない。

【2015年検証における主な議論】

- 自然変動電源の導入により、火力の設備利用率が下がっており、その実態を系統安定化費用に反映するべき。
- 最小限の算定となっており、地域ごとの価格差を考慮していない。
- 需要対策によってコスト削減される効果が折り込まれていない。

(5) CO2 価格

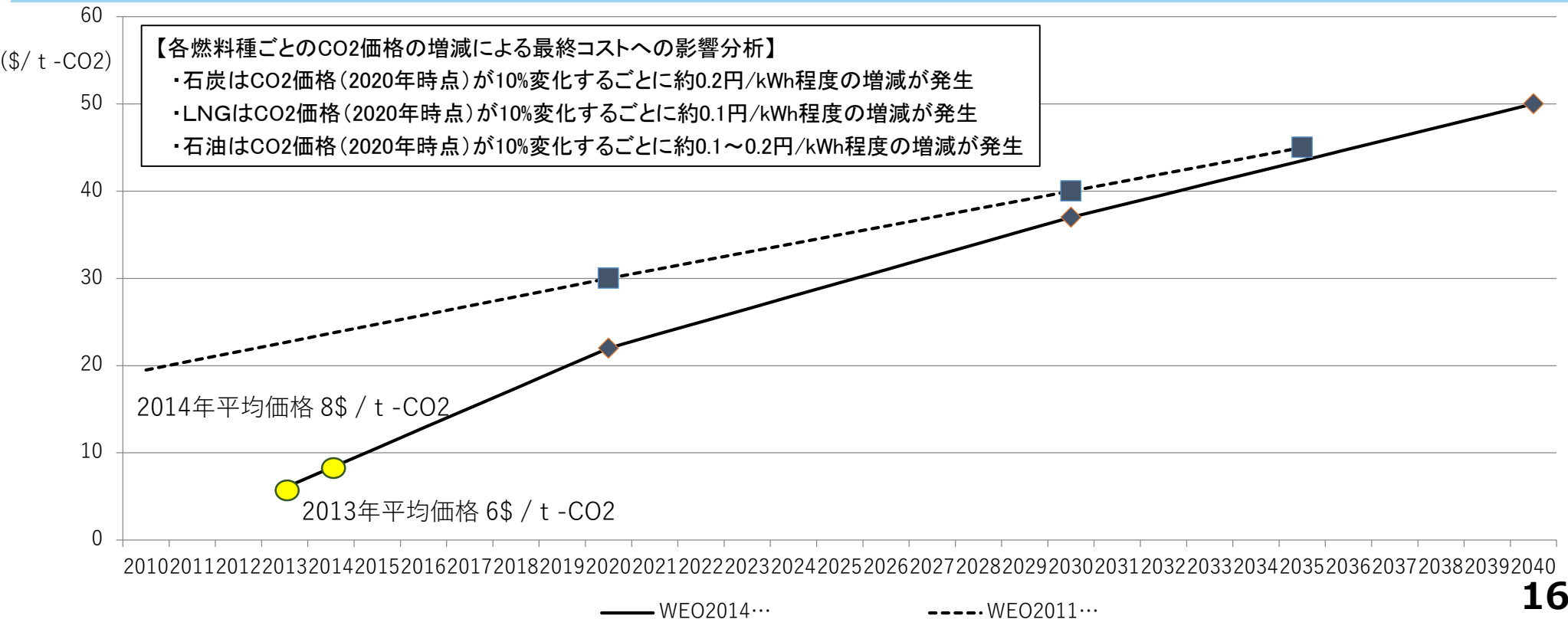
【2015年検証での整理】

- 燃料価格の上昇トレンドの標準ケースをWorld 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り、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。

（参考）

2013年価格：6 \$ / t -CO₂、2014年価格：8 \$ / t -CO₂

- 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るとして、2015年の試算ではコスト認識の対象外とした。



1. 2015年発電コスト検証WGの概要
2. 2015年発電コスト検証WGの検討経緯と結果
- 3. 本日は議論頂きたいこと**

2015年以降のエネルギー・環境政策の動き

※黒太字は閣議決定したもの

2014年	4月	第4次エネルギー基本計画	東日本大震災後、最初の基本計画
2015年	5月 7月	発電コスト等に関する報告書 エネルギーミックス策定	
	12月	パリ協定採択	
2016年	4月	電力小売り全面自由化	
	5月	地球温暖化対策計画策定	2050年 GHG▲80%を目指す
	11月	パリ協定発効	2050年 今世紀後半に温室効果ガスの人為的な発生源による排出量と吸収源による除去量との間の均衡を達成 世界全体の平均気温の上昇を工業化以前よりも2℃高い水準を十分に下回るものに抑えるとともに、1.5℃高い水準まで制限するための努力を継続
2017年	12月	水素基本戦略	2030年 2050年に向けた行動計画 国際サプライチェーン構築・国内再エネ由来水素製造技術確立 2050年 水素社会実現に向けたビジョン CO2フリー水素の実現
2018年	7月	第5次エネルギー基本計画策定	2030年 エネルギーミックスの確実な実現 2050年 エネルギー転換・脱炭素化への挑戦
2019年	6月	パリ協定長期成長戦略策定	2050年 GHG▲80%に大胆に取り組む 環境と成長の好循環 今世紀後半のできるだけ早期に脱炭素社会の実現-
2020年	3月	日本のNDC（国が決定する貢献）提出	「2030年度に2013年度比▲26%」の水準にとどまることなく、中期・長期の両面で温室効果ガスの更なる削減努力を追求
	4月	送配電の法的分離	
	10月	菅総理所信表明演説	2050年 カーボンニュートラルを宣言
2022年	4月	FIP制度開始（予定）	

本日ご議論頂きたいこと

- 本ワーキンググループは、総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会において、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することを目的として設置。
- これを前提に、分析全体の枠組みに係る以下の論点について、どう考えるべきか。
 - ① これまでの発電コスト検証や国際機関等におけるコスト検証の議論を踏まえ、発電技術そのものの評価に適した「モデルプラント方式」を基本として試算することどうか。
 - ② ただし、抽象度が高すぎて現実の発電プラントの実態から乖離しないように、現実の諸元を参考にしつつ、社会的費用を計上するなどの必要な考慮をすることとしてはどうか。
 - ③ 社会的費用や政策経費の範囲をどのように考えるか。
 - ④ 2015年検証からの国際情勢や政策変化を踏まえ、今回のコスト検証に新たに反映すべき内容があるか（対象電源の追加等）。
 - ⑤ 自然変動電源の比率が増えていくと、単体電源の評価に加えて、電力システム全体を安定させるための系統安定化費用の重要性が増していくが、そのコストの取り扱いをどうするか（個別電源に載せるべきか、別個の取り扱いとするべきか）