

コスト等検証委員会報告書

平成23年12月19日
エネルギー・環境会議
コスト等検証委員会

コスト等検証委員会報告書

目次

はじめに～革新的エネルギー・環境戦略策定の第一歩としてのコスト検証	1
第1章 検証の目的と考え方	3
1. 検証の3つの目的	3
2. 検証の考え方 ～4つの新たな試み	4
第2章 試算方法と前提条件	6
1. 試算方法	6
(1) モデルプラントをベースとした試算と有価証券報告書をベースにした試算の位置づけ	6
(2) モデルプラント方式の計算式の基本形	6
(3) 分散型電源、省エネなど需要家からの投資評価の試算	8
2. 試算の前提条件	8
(1) 稼働開始年	8
(2) 割引率	8
(3) 為替レート	9
(4) モデルプラントの規模（出力）	9
(5) 設備利用率	9
(6) 稼働年数	10
(7) 資本費	10
(8) 運転維持費	12
(9) 燃料費	13
3. 発電コストとして計上する方法につき特に議論があった項目	14
(1) 原子力の事故リスクへの対応費用	14
(2) 燃料費とCO ₂ 対策費用の見通し	14
(3) ガスコジェネ、石油コジェネ、燃料電池の発電コスト計算における熱の価値の カウント方法と燃料費	17
(4) 技術革新・量産効果によるコスト低減の考え方	18
(5) 政策経費の扱い	24
4. モデルプラントの発電コストとして計上しなかった項目	27
(1) 系統安定化費用	27
(2) 電源線費用	28
(3) 広告費・寄付金	29
(4) 計画から稼働までの期間	30
(5) 経済効果	30
5. 再生可能エネルギー普及のポテンシャル	31
(1) 導入ポテンシャルから見た陸上風力の可能性	32

(2) 導入ポテンシャルから見た地熱の可能性.....	33
(3) 導入ポテンシャルから見た太陽光の可能性.....	34
第3章 各電源のコスト検証	35
1. 各電源の設備利用率から見る特性.....	35
2. 原子力コストの徹底検証.....	36
(1) 資本費.....	37
(2) 運転維持費.....	37
(3) 核燃料サイクル費用.....	37
(4) 東京電力福島第一原子力発電所の事故を受けた追加的安全対策.....	40
(5) 政策経費・広告費・寄付金（他の電源とも共通）.....	41
(6) 事故リスクへの対応費用.....	41
(7) 原子力発電所のコストは下限値として提示する.....	47
(8) 原子力発電所のコスト検証結果.....	47
3. 原子力以外の電源のコスト検証.....	49
(1) 石炭火力.....	49
(2) LNG火力.....	50
(3) 石油火力.....	52
(4) 風力（陸上・洋上ー着床式）.....	53
(5) 地熱.....	54
(6) 太陽光（住宅用・メガソーラー）.....	55
(7) 一般水力・小水力.....	57
(8) バイオマス（木質専焼・石炭混焼）.....	58
(9) コージェネ.....	59
(10) 省エネ.....	60
(11) 需要家が参画する電源と省エネの需要家から見た試算.....	61
第4章 検証結果の概観	62
1. 主要電源の検証結果の比較.....	62
2. コスト検証結果のポイント.....	64
3. 今回の検証に関する留意点と対応.....	66
おわりに～さらなる検証に向けて	68
別添1 コスト等検証委員会の開催について.....	69
別添2 審議経過.....	71
別添3 有価証券報告書方式での試算との比較.....	72
別添4 諸外国の試算との比較.....	73
別添5 系統安定化対策のコスト試算.....	75
別添6 計画から稼働までの期間.....	78
別添7 事故の損害費用から除く予算項目.....	80

別添 8	原子力発電施設の減損及び核燃料の損失の費用.....	81
別添 9	国民参加による今後の検証作業について.....	82

参考資料 1 各電源の諸元一覧

参考資料 2 発電コスト試算一覧

参考資料 3 各省のポテンシャル調査の相違点の電源別整理

はじめに

～革新的エネルギー・環境戦略策定の第一歩としてのコスト検証

政府は、平成23年6月7日に、聖域なくエネルギー・環境戦略を練り直すために、省庁横断的な組織として、エネルギー・環境会議（議長：国家戦略担当大臣）を設立した。エネルギー・環境会議は、同年7月29日に、「「革新的エネルギー・環境戦略」策定に向けた中間的な整理（以下「中間整理」という。）」を決定し、戦略策定のための論点を整理した。

中間整理では、白紙からの戦略の構築、そのための聖域なき検証の必要性が指摘されており、そのための第一歩として、原子力を始めとした各電源のコスト検証を、エネルギー・環境会議の下に分科会を設けて行うこととした。

これを受けて、同年10月3日に、エネルギー・環境会議は、「コスト等検証委員会（委員長：国家戦略担当副大臣、委員：有識者10名（別添1参照。）、以下「本委員会」という。）」を設け、コスト検証作業を開始した。本委員会は、約2か月半の間に、原子力に関する集中審議も含め、計8回の会合を持ち、さらに個別の打合せも含め、延べ50時間以上の議論の結果、ここにコスト等検証委員会報告書（以下「本報告書」という。）をとりまとめた。

試算に当たっては、これまでの発電コスト試算とは異なり、再生可能エネルギーやコージェネレーション（以下「コジェネ」という。）などの新たな電源、さらには省エネルギー（以下「省エネ」という。）に関しても試算を行った。発電原価のみならず、事故リスク対応費用やCO₂対策費用、政策経費などのいわゆる社会的費用も加味するなど、徹底的な検証を行った。

また、試算に当たっては、経済産業省、環境省、農林水産省をはじめとする各省庁、電力会社などの関係事業者及び国際機関が持つ最新の情報を集約し、本委員会に参加した委員各位の知見を結集した。この意味で、本報告書は最新の知見を集約した戦略策定の基礎となり得るものと考えている。

他方で、現時点では、東京電力福島第一原子力発電所（以下「東電福島第一原発」という。）の事故費用が確定しておらず、また、核燃料サイクルのあり方、再生可能エネルギーの技術革新や量産効果については仮定を置いていることなど、将来の見通しに関しては流動的な要素もある。こうした意味で、この検証結果は、暫定的なものである。

このため、本委員会は、今後、本報告書をベースとして、専門家やエネルギー関係者、エネルギーユーザーがコスト検証作業に参加し、戦略策定の基礎としてのコスト検証をさらに進化させていくことが重要であると考えている。そのため、試算の前提、計算方法、確定しえなかった要素や数値なども全て明らかにした。さらなる検証への国民各位の幅広い参加を期待する。

第1章 検証の目的と考え方

1. 検証の3つの目的

本委員会は、検証の目的として、以下の3点を定めた。

(1) 原子力発電のコストの徹底検証

今回の東電福島第一原発の事故を踏まえて、従来、低廉であるとされてきた原子力発電の発電コストについて、これまでは隠れていたコストがあるのではないかという視点から、徹底的に検証する。

(2) 再生可能エネルギーをはじめとする原子力以外の電源のコストの再検証

原子力発電への依存度低減のシナリオを検討するにあたり、現在はまだ主要電源とはなっていない再生可能エネルギーやコージェネなども含めたその他の電源の将来の可能性もあわせて検証する。

(3) 来春に提示する原発への依存度低減のシナリオを検討するための客観的データの提供

革新的エネルギー・環境戦略の策定に向けて、来春に新たなエネルギーミックスのためのシナリオを複数の選択肢として提示し、国民的な議論を行っていくことになっている。そのために、客観的かつ透明性の高い発電コストに関するデータを、国民にも分かりやすい形で提供する。

2. 検証の考え方 ～4つの新たな試み

本委員会は、前記の3つの目的に従って、従来の発電コストの試算¹に対して、以下の4つの新たな試みを行うこととした。

① 社会的費用を加味する。

原子力については、今回の東電福島第一原発の事故を踏まえ、シビアアクシデントが発生する可能性も踏まえた事故リスクに対する費用を加算する。化石燃料を利用した火力発電に関しては環境対策費用として、CO₂対策費用を加算する。さらに、社会的なコストとして、国が負担している立地に関する交付金や研究開発費などの政策経費についても加味する。

$$\frac{\text{資本費} + \text{運転維持費} + \text{燃料費} + \text{社会的費用(環境対策費用(CO}_2\text{対策費用)} + \text{事故リスク対応費用} + \text{政策経費)}}{\text{発電電力量}}$$

② 再生可能エネルギーなどの電源における技術革新の可能性、火力の将来的なコスト上昇の可能性を把握するため、2020年、2030年時点のモデルプラントのコストも予測する。

太陽光や風力などの再生可能エネルギー等においては、技術革新並びに国内市場及び世界市場の拡大を受けた量産効果による価格低下の効果なども加味する。また、火力については、将来の燃料費上昇やCO₂対策費用の上昇も加味する。こうした将来の見通しを踏まえた発電単価を試算するべく、足元の2010年時点のモデルプラントのみならず、2020年、2030年のモデルプラントを想定した試算も実施する。

③ コージェネ、省エネなど需要家主導のエネルギー選択の試算を行う。

¹ 我が国における直近の発電コストの試算は、2004年に総合資源エネルギー調査会電気事業分科会コスト等検討小委員会において行われたもの（以下「04年試算」という）。原子力、火力、水力の発電コストを試算。試算している費目は資本費、運転維持費、燃料費のみであり、対象のモデルプラントは2002年度運転開始のものを想定。

国際機関における諸外国の発電コストの試算は、2010年に行われたOECD（NEA）とIEAの“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”（2010）が代表的（以下「OECD/IEA試算」という。）。各国からの提出資料を基にした試算であるが、CO₂対策費用を盛り込んでいる点の特徴的。対象のモデルプラントは2015年までに運転開始のものを想定。

これまでの発電単価の試算は、もっぱら供給者（＝発電事業者）から見たコストを試算するという観点でなされてきていた。今回の試算では、今後の新しいエネルギーシステムへの転換も視野に、需要家自らが発電するコジェネ、太陽光発電（住宅用）などの分散型電源、LED などによる省エネについて、需要家から見たコストも評価する。

④ 計算根拠を開示する。

今回の試算に使うモデルプラントの諸元や計算式は、すべて公開する。また、専門家や関係事業者等による検証を可能とし、今後の国民的議論をより意味のあるものにする。

第2章 試算方法と前提条件

1. 試算方法

(1) モデルプラントをベースとした試算と有価証券報告書をベースにした試算の位置づけ

本委員会では、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²を基本としつつ、有価証券報告書ベースの試算³も参考として示すこととした。

(2) モデルプラント方式の計算式の基本形

モデルプラント方式は、電源ごとに想定したモデルプラントにおいて、一定の運転年数にわたって毎年発生する費用を評価時点（運転開始時点）の価格に換算して合計した総費用を、当該運転期間中に想定される総発電量を同時点の価値に換算して合計した総便益で除して求める。

従来は、総費用としては、資本費、運転維持費、燃料費だけであったが、今回は、社会的費用として、環境対策費用（今回の試算では化石燃料火力のCO₂対策費用）や事故リスク対応費用（今回の試算では原子力のシビアアクシデント対応費用）、さらには政策経費なども対象とした。その上で、2010年、2020年、2030年にそれぞれ新規に運転を開始するモデルプラントを想定し、それらが稼働年数にわたって毎年発生する前記費用の合計を想定し、これを当該稼働年数期間中に想定される総発電量で除すことにより、発電単価（単位：円/kWh）を求めることとした。

[計算式]

$$\frac{\text{資本費} + \text{運転維持費} + \text{燃料費} + \text{社会的費用（環境対策費用} + \text{事故リスク対応費用} + \text{政策経費）}}{\text{発電電力量(kWh)}}$$

² モデルプラントをベースとした試算（以下「モデルプラント方式」という。）

電源ごとに、モデルプラントを想定し、当該モデルプラントにおいて、一定の運転年数にわたって毎年発生する費用を評価時点（運転開始時点）の価格に換算して合計した総費用を、当該運転期間中に想定される総発電量を同時点の価値に換算して合計した総便益で除して求める方法。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。今後稼働を開始するプラントの発電単価を評価するのに適した方法。

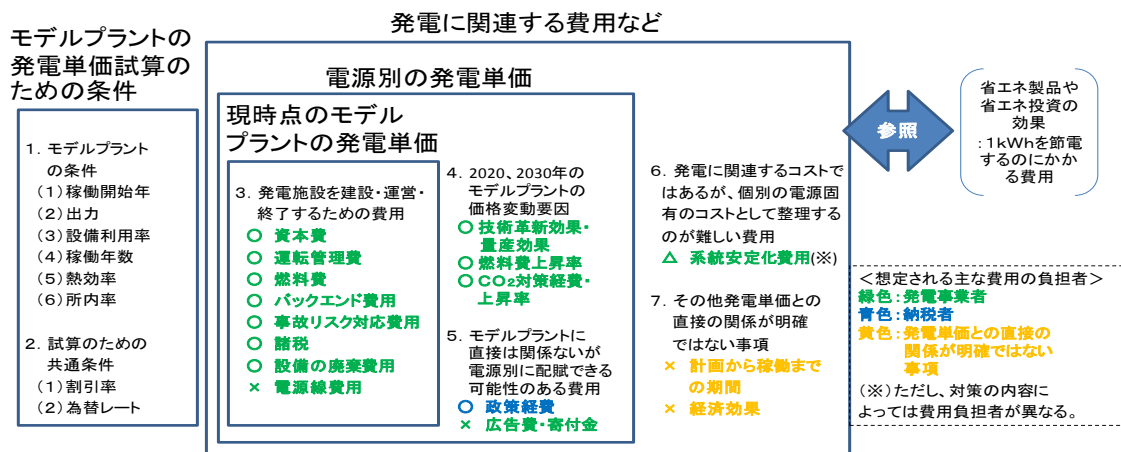
³ 有価証券報告書をベースとした試算（以下「有価証券報告書方式」という。）

有価証券報告書にあるデータを基礎にして、電源ごとの発電に関する費用を総発電量で除して求める方法。過去の実績ベースの発電単価を評価するのに適した方法。

- 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
- 事故リスク対応費用（原子力）
将来発生するかもしれない事故に対応するための費用
- 政策経費（小規模電源を除く。）
発電事業者が発電のために負担する費用ではないが、税金で賄われる政策経費のうち電源ごとに発電に必要なと考えられる社会的経費

今回の試算を行うにあたり、従来の発電者の負担するコストだけではなく、社会的費用も含めて検証することとし、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、今回の試算において、コストに含めるかどうかを検討し、以下のように整理した。

- ：今回の発電コストに含めるもの
- △：今後、エネルギーミックスのシナリオが固まった段階で発電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（ただし、「経済効果」は、エネルギーミックスが固まった段階で、シナリオ毎にマクロ的な電源構成がもたらす効果として試算）



(図 1) 検証しようとする費用の整理

(3) 分散型電源、省エネなど需要家からの投資評価の試算

今回の試算では、需要家自らが発電をするコジェネ、太陽光発電（住宅用）などの分散型電源、需要家が行う省エネについて、需要家から見たコストも評価する。

① 省エネの試算

省エネ製品あるいは省エネ投資について、1 kWh 節電するためのコストという形で算出した。

② 需要家から見た試算

需要家が参画する分散型電源（コジェネ、太陽光（住宅用））、省エネについては、需要家から見た場合の価値を評価するために、電力料金分のメリットも考慮した試算も行った。

2. 試算の前提条件

（詳細は参考資料1 参照。）

(1) 稼働開始年

[基本]

2010年、2020年、2030年それぞれに稼働を開始するモデルプラントを想定した。

[例外]

洋上風力（着床式、特段の記述がない限り、以下同じ。）⁴については、現時点では我が国で実用化されていないことから、2020年、2030年のモデルプラントのみを設定した。

(2) 割引率

割引率とは、長期的な投資効率を評価する等の目的で、将来の金銭的価値を現在の価値に割り引く（換算する）際に用いる利率を1年あたりの割合として示したもの。割引率が高い場合、燃料費の比率が高く将来発生するコ

⁴ 洋上風力には、着床式と浮体式があるが、現時点では、浮体式に特化した試算を行うためのデータが不足していることから、今回は着床式を前提とした試算とした。

ストの割合が高い電源（一般的には、火力＞原子力＞水力）ほど、現在価値としての発電単価は小さくなる。

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通りの試算を示した。

(3) 為替レート

為替レートについては、直近の年度である 2010 年度平均である 1 ドル＝85.74 円を用い、試算に当たっては便宜上、将来に渡って変わらないと仮定した。

(4) モデルプラントの規模（出力）

[大規模電源（原子力、火力、一般水力）]

04 年試算以降の直近 7 年間に稼働した発電所（原子力 4 基、石炭火力 4 基、LNG 火力 4 基、水力 3 基）をサンプルプラントに採ってその平均値を用いた。インタビューにより電力会社が想定しているプラント規模と概ね一致していることを確認した。1997 年以降、新規プラントの運転開始がない石油火力については 1987 年以降に運転を開始した 4 基の平均値を用いた。

[地熱]

（独）新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）の地熱開発促進調査を基に絞り込んだ、開発可能資源量の密度の高い重点地点（全 31 地点）の発電出力の平均を用いた。

[洋上風力]

海外の洋上着床式ウィンドファームを参考に設定した。

[その他の再生可能エネルギー（太陽光、風力（陸上）、小水力、バイオマス）]

直近 3 年間に建設が終了した設備に対する補助実績のデータや、関連事業者へのインタビューにより出力を設定した。

(5) 設備利用率

[基本]

電源の組み合わせの検討に資する発電単価のデータを提供するため、ベース電源として 60%、70%、80%、ミドル電源として 50%、ピーク電源として 10%のそれぞれの設備利用率で試算して、どの役割に合致しているかの検討を可能とした。

[設備利用率を幅広く設定できない電源]

関連事業者へのインタビュー、経済産業省ガイドライン、実績などを踏

まえ、以下のとおり設定した。

- ・陸上風力：20%
- ・洋上風力：30%
- ・太陽光：12%
- ・小水力：60%
- ・一般水力：45%
- ・燃料電池：46%

(6) 稼働年数

[基本]

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年を設定した。

[実績を踏まえて設定した電源]

一部の電源については、実績を踏まえ、以下のとおり設定した。

- ・原子力、地熱：30年、40年、50年
- ・風力：20年、25年
- ・太陽光：20年、25年。ただし、2020年と2030年は35年
- ・一般水力：40年、60年
- ・コージェネ：15年、30年
- ・燃料電池：6年、10年。ただし、2020年と2030年は15年

(7) 資本費

①建設費

[大規模電源（原子力、火力、一般水力）]

サンプルプラントの平均値を用いた。サンプルプラントにおいて1サイトに複数基が建設されている場合（リプレースの場合も含まれる）には、共通設備を複数基間で平均化する等の補正を行って建設費を算出した。

[地熱]

関連事業者へのインタビューを基に設定した。

[バイオマス（石炭混焼）]

直近3年間に建設が終了した設備に対する補助実績データ、関連事業者へのインタビューにより把握し、既存の石炭火力発電所において、木質チップの混焼に必要な追加コスト（混焼施設整備費）を計上した。

[上記以外の再生可能エネルギー（太陽光、風力、小水力、バイオマス（木質専焼））]

直近3年間に建設が終了した設備に対する補助実績データ、関連事業者へのインタビューにより把握した。

洋上風力については陸上風力の1.5～2倍で設定した。

太陽光（住宅用）については、補助実績のうち、新築住宅に設置した場合の平均値と、既築住宅に設置した場合の平均値を、それぞれ建設費の上限値と下限値とした。建材一体型の太陽光発電については、補助実績を含め十分なデータが集められなかったため、今後の課題として、今回は試算を行わなかった。

[コジェネ（ガス、石油）]

インタビューを行った事業者の実績平均を用いた。

[燃料電池]

補助金対象額の平均300万円/kW（工事費込み。販売価格ベース）から従来型ガス給湯器の販売価格を差し引いた。

[土地代]

発電事業者が、一般電気事業者か新規事業者か、あるいは、市街地からの距離がどの程度かなどによる隔たりが大きく、モデルケースを設定することができなかったことから、コスト試算に含めないこととした。ただし、メガソーラーについては、発電量に比較して土地面積が大きいと考えられることから、一例を参考として示した（第3章3（6）図26（注2）（p.55）参照。）。

[報酬率]

事業報酬率については、今回の試算では、想定される事業主体が多様であることを踏まえ、コスト試算には含めないこととした。

②固定資産税

地方税法に定める固定資産税の標準税率である1.4%と設定した。

③水利使用料

一般水力について、河川法施行令第18条に定める流水占用料等の基準算定式から算定した。

④設備の廃棄費用

OECD/IEA 試算では、各国において特段のデータがない場合の値を5%としていることから、原子力を除き、建設費の5%と置いて試算した。

原子力については、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の出力を乗じて680億円とした（原子力の使用済核燃料の再処理費用などは、核燃料サイクルコストとして別途試算）。

(8) 運転維持費

①人件費⁵、修繕費⁶、諸費⁷

[大規模電源（原子力、火力、一般水力）]

サンプルプラントの平均値を用いた。

[再生可能エネルギー、コジェネ、燃料電池]

関連事業者へのインタビューにより設定した。

ただし、洋上風力については、IEAの試算値を参考に陸上風力と同じに設定した。バイオマス（石炭混焼）の修繕費、諸費については、石炭火力の数値を引用した。

[関連する費用（原子力、太陽光、地熱）]

原子力の諸費の中の損害保険料については、東電福島第一原発の事故により変更される可能性が高いものの、現時点では変更の内容は不明であり、今回の試算では、過去のサンプルプラントの実績を使うこととした。

太陽光（住宅用・メガソーラー）については、パワーコンディショナー（パワコン）を10年間で全て更新すると仮定し、それに要する額を単純平均したものを各年の修繕費に上乗せした。

地熱については、数年に一度の補充井の掘削費用を稼働年数を通じて単純平均した額を各年の修繕費に上乗せした。

②業務分担費（一般管理費）⁸

[大規模電源（原子力、火力、一般水力）]

サンプルプラントの平均値を用いた。

[計上不要な電源]

ガスコジェネ、石油コジェネ、燃料電池、太陽光（住宅用）については、計上しなかった。

[火力と同じ値を引用した電源]

太陽光（メガソーラー）、風力（陸上）、小水力及びバイオマス（石炭混焼）については、火力と同じ値を引用した。

[地熱]

関連事業者へのインタビューにより値を設定した。

⁵ 人件費：発電プラントの運転に要する人件費であり、給与手当、厚生費、退職給与金を含む。

⁶ 修繕費：発電に要する設備を通常の利用条件に維持するために要する点検費用及び修理費用など

⁷ 諸費：廃棄物処理費、消耗品費、賃貸料、委託費、損害保険料、雑給、雑税など

⁸ 業務分担費（一般管理費）：事業の全般的な管理業務に要する費用（本社などの人件費、修繕費、諸費）をモデルプラントの当該発電事業に係る費用として分配したもの

[バイオマス（木質専焼）]

人件費に含めて計上した。

(9) 燃料費

[原子力]

使用済核燃料の再処理費用などとあわせて、核燃料サイクル費用として、第3章2（3）（p.37）で詳述する。

[石炭火力、LNG火力、石油火力]

石炭火力、LNG火力、石油火力の燃料費の初年度価格は、それぞれ、一般炭、LNG、原油の日本通関CIF価格⁹の2010年度平均を用いた。2011年以降については、本章3（2）（p.14）で詳述する。

[バイオマス（木質専焼・石炭混焼）]

バイオマス（木質専焼・石炭混焼）については、関連事業者へのインタビューにより、伐採、収集・運搬、チップ化等の各工程を経て、最終的に発電所が購入する木質チップの価格を設定した。なお、未利用間伐材を燃料として利用する場合、収集・運搬に要する距離や運搬用の作業道（路網）の整備状況などの諸条件により価格が大きくなるため、個々の施設の発電単価の分析に当たっては、立地条件の違い等を精査する必要がある。

[コジェネ、燃料電池]

本章3（3）（p.17）で詳述する。

[地熱]

本委員会では、蒸気供給と発電を同一の事業者が行うケースをモデルプラントとして想定したので、地下から採取する熱水・蒸気が燃料となることから、燃料費は計上しないこととした。

[関連する諸元]

燃料費の計算に必要な諸元である熱効率（HHV、発電端における数値）、所内率（発電所内で使用する電力量の発電電力量に占める割合）、燃料諸経費（石油石炭税、輸入手数料、内航運賃、コールセンター利用料、荷揚役料など）については電源ごとに前提を置いた（詳細は、参考資料1参照）。

⁹ Cost, Insurance and Freight の略。運賃や船荷保険料を上乗せした価格。

3. 発電コストとして計上する方法につき特に議論があった項目

(1) 原子力の事故リスクへの対応費用、(2) 燃料費と CO₂ 対策費用の見通し、(3) ガスコジェネ、石油コジェネ、燃料電池の発電コスト計算における熱の価値のカウントの方法と燃料費、(4) 主に再生可能エネルギーや火力発電に関する技術革新・量産効果によるコスト低減の考え方、(5) 政策経費の扱いについては、複数の考え方の中から、最も適切な方法を、委員会において詳細な検討の上で選択したという経緯がある。以下、その内容を紹介する。

(1) 原子力の事故リスクへの対応費用

第3章2(6)の原子力コストの徹底検証(p.41)で詳述する。

(2) 燃料費と CO₂ 対策費用の見通し

化石燃料を使った発電のコストは、燃料費の変化に大きく左右される。一方、燃料費は、世界全体の経済成長、化石燃料の採掘技術の動向、化石燃料のクリーン化技術の動向などに大きく左右され、他の費目と比較して激しく上下する傾向がある。こうした中で、燃料費の見通しは発電コストを検討する際に重要である。

同時に、化石燃料を使うことから発生する CO₂ の対策費用については、近年の OECD や米国での試算において発電コストに加えられている(=社会全体で負担している環境外部費用を内部化している。)こと等を踏まえ、今回の試算に当たっては、CO₂ 対策費用を加算することとした。

従って、今回の試算に当たっては、燃料費と CO₂ 対策費用の将来の見通しを適切に把握する必要があるが、いずれについても、国際的な指標として、IEA(International Energy Agency)が毎年発表している World Energy Outlook(以下「WEO」という。)がある。WEO 2011 では、以下の3種類のシナリオで化石燃料の輸入価格と CO₂ 価格の見通しを示している。

- 現行政策シナリオ(2010年時点で公式に採用されている既存の政策のみを考慮したシナリオ。)
 - 新政策シナリオ(各国においてまだ公式に採用されていないものも含め、最近発表された温暖化対策に関する公約や計画が実施されることを想定したシナリオ。)
 - 450シナリオ(大気中の温室効果ガス濃度を450ppm(CO₂換算)で安定化させる(産業革命前からの気温上昇を2℃以内に抑制することにつながる)シナリオ。より温暖化対策を強く進めるイメージ。)
- 通常、CO₂ 価格は、高いものから450シナリオ>新政策シナリオ>現行政策

シナリオの順になり、化石燃料の価格は、その逆となる。

今回の試算では、これらのシナリオのうち、海外の機関や日本の研究機関などの見通しと概ね合致する以下のシナリオを参照することとした。

燃料費：世界全体の現行シナリオと新政策シナリオ

CO₂ 価格：EU 現行政策シナリオ、EU 新政策シナリオ、豪・NZ 新政策シナリオ
(3つのシナリオとも同じ数値)¹⁰

また、シナリオにない 2010～2019 年及び 2035 年より先の将来見通しは、下記のとおり推計することとした。

2010～2019 年：燃料費は 2010 年度の CIF 価格から、CO₂ 価格については欧州の代表的な 2つの排出量取引市場の 3つの商品¹¹の 2010 年の平均価格から、2020 年の値に向けて延長

2035 年より先：WE0 2011 から対数単回帰により推計

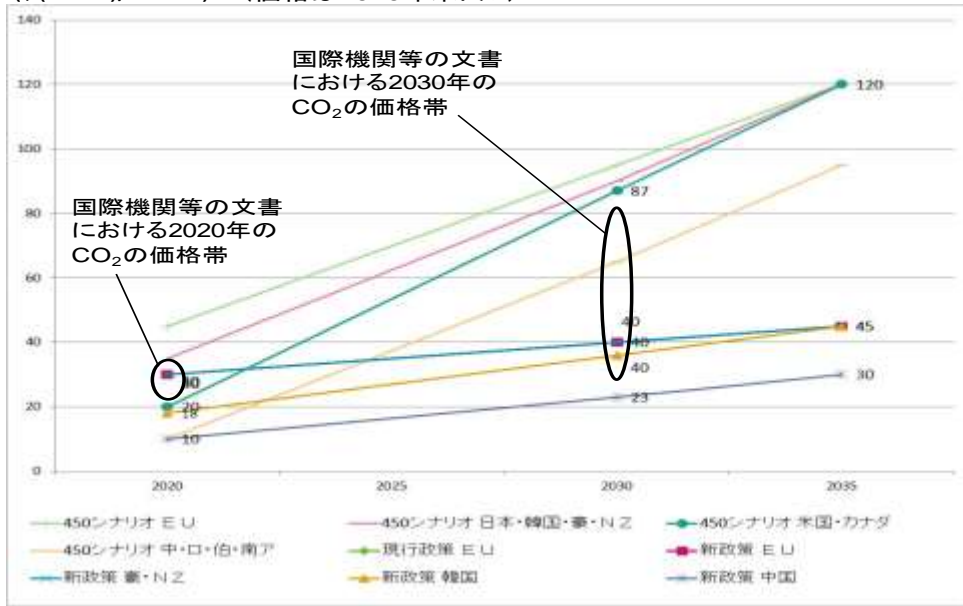
なお、CO₂ 対策費用を加算する手法としては、CCS（二酸化炭素の回収・貯留）費用を加算するケースも見られるが、CCS については、現時点では実用化段階に達しているとはいえ、環境への影響などについても議論があるなど、不確定要素が大きいことから、本委員会においては OECD/IEA 試算にならない、中長期的な CO₂ 価格の見通しを用いることとした。

WE02011 を基にした燃料費の試算値については、第 3 章 3（1）石炭火力（p. 49）、（2）LNG 火力（p. 50）、（3）石油火力（p. 52）の項をそれぞれ参照されたい。

¹⁰ CO₂ 価格を取り込んだとしても、その水準次第では、必ずしも環境外部費用を完全に内部化したことにはならない点には留意が必要である。また、環境外部費用は、あらゆる発電に伴って、何らかの形で生じているが、全てをコストに換算することは困難。

¹¹ 欧州の代表的な排出量取引市場である Bluenext（パリ）、European Climate Exchange（ロンドン）の Spot Market Bluenext Phase II Average closing price, Future Market European Climate Exchange (Dec. 2010 Average closing price, Dec. 2012 Average closing price)

(\$/2010)/t-CO₂) (価格は2010年米ドル)

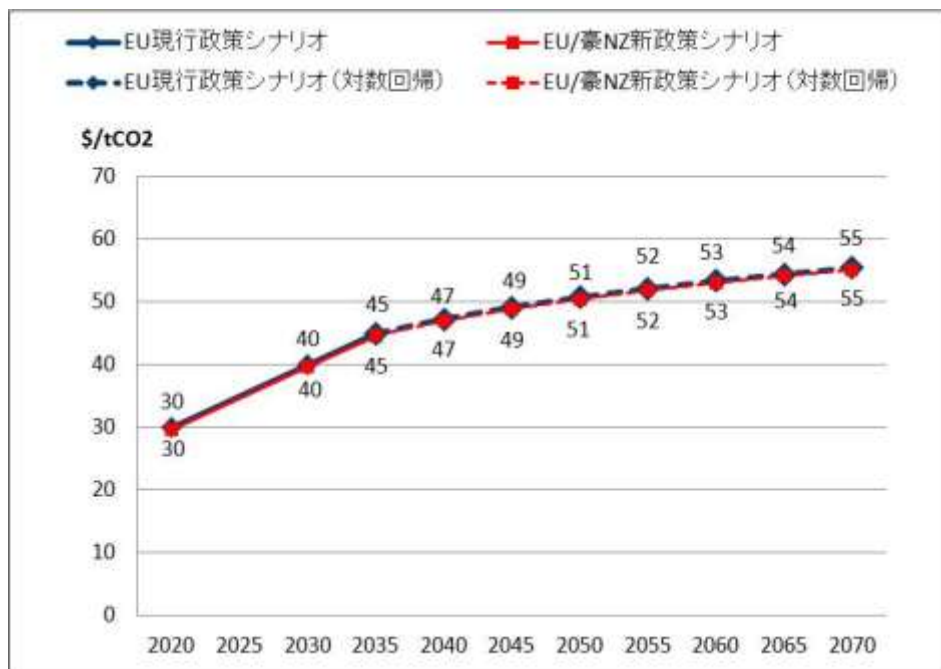


(図 2) WE02011 におけるシナリオ

(表 1) CO₂ 価格の将来見通し (\$/t-CO₂)

	2010年*	2020年	2030年	2035年
EU 現行政策シナリオ	19.5	30	40	45
EU 新政策シナリオ/豪 NZ 新政策シナリオ	19.5	30	40	45

* 欧州の代表的な排出権取引市場の 2010 年平均価格 (脚注 11 参照。)



(図 3) WE02011 を基にした試算値

(表 2) 石炭、LNG、石油の CO₂ 排出係数

石炭	0.78kgCO ₂ /kWh
天然ガス	0.35kgCO ₂ /kWh
石油	0.66kgCO ₂ /kWh

※モデルプラントの熱効率より、以下の式により算出。

排出係数(kg-CO₂/kWh) = (3.6(MJ/kWh) / 熱効率(%)) × 炭素排出係数(g-C/MJ) / 1000 × 44/12

	石炭	天然ガス	石油	備考
炭素排出係数[g-C/MJ]	24.71	13.47	19.54 ¹²	地球温暖化対策法施行令
熱効率[%]	42	51	39	2010年モデルプラントの設定

(3) ガスコジェネ、石油コジェネ、燃料電池の発電コスト計算における熱の価値のカウント方法と燃料費

[熱の価値]

熱と電気を同時に生み出すコジェネについて、OECD/IEA 試算においては、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て、それを費用から差し引く方式を採用している。これとは別に、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、電気の部分だけのコストを試算する方法も考えられるが、OECD/IEA 試算では、電気と熱は一体的なアウトプットであり、費用を分割することは極めて非実践的と指摘しており、この方法は用いないこととした。

排熱価値の計算に当たっては、ガスコジェネ及び石油コジェネについては、同量の熱をボイラーで得るために必要な燃料費及び CO₂ 対策費用で代替することとした。燃料電池については従来型ガス給湯器で同量の熱を作る際に必要となる費用を熱の価値とみなすことにした。

[計算式] コジェネ発電原価(円/kWh) =

$$\frac{\text{資本費} + \text{運転維持費} + \text{燃料費} + \text{CO}_2 \text{対策費用} + \text{政策経費} - \text{排熱価値}}{\text{発電電力量 (kWh)}} \quad (\text{円})$$

[排熱価値の計算式 (ガスコジェネ及び石油コジェネ)]

$$\begin{aligned} \text{※排熱価値} &= \text{総熱利用量} \times \text{単位熱量当たりの市場価値} + \text{ボイラー CO}_2 \text{対策費用} \\ &= \text{総熱利用量 (Wh)} \times \frac{\text{燃料価格 (円/t)}}{\text{単位燃料当たり発熱量 (Wh/t)}} \div \text{ボイラー効率} \\ &\quad + \text{ボイラー CO}_2 \text{対策費用} \end{aligned}$$

¹² 石油コジェネについてはA重油の使用を想定し、炭素排出係数としてA重油の 18.90 (g-C/MJ) を使用している。

[燃料費]

ガスコジェネ、燃料電池や石油コジェネの燃料費としては、電源としてのコストを比較するという観点から、LNG火力発電や石油火力発電と同じ燃料価格を採用することを基本とした（OECD/IEA 試算においても、コスト試算上の燃料価格は輸入価格が用いられている。）。

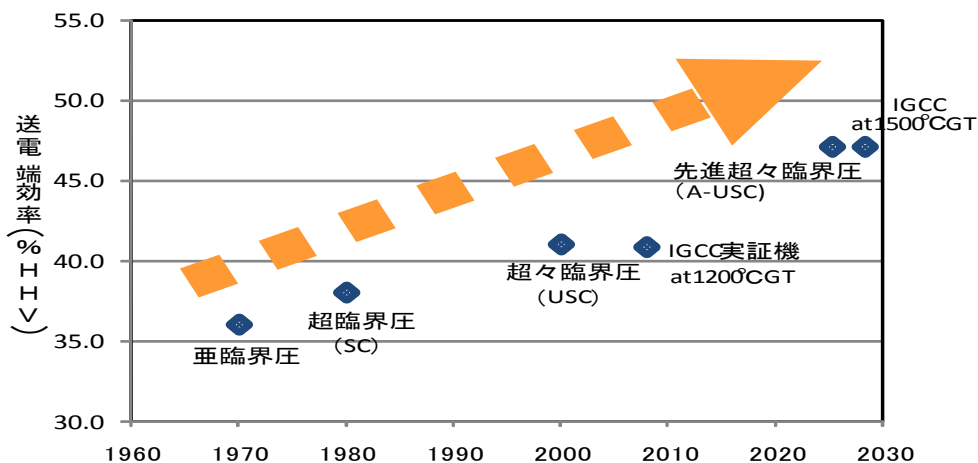
一方で、コジェネは需要地の近くに設置されるため、実際に発電する際の燃料費を用いた試算も行った。例えばガスコジェネについては、LNGの日本通関 CIF 価格の代わりに、ガスの託送コストも含めた大手都市ガス事業者の大口需要家向けガス料金の平均値を用いて、参考として試算した。

(4) 技術革新・量産効果によるコスト低減の考え方

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。

(a) 石炭火力

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ている。現在、更なる熱効率向上に向けて石炭ガス化複合発電（IGCC）¹³や先進超々臨界圧火力発電（A-USC）¹⁴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は、約48%の発電効率を見込んでコスト試算を行った。



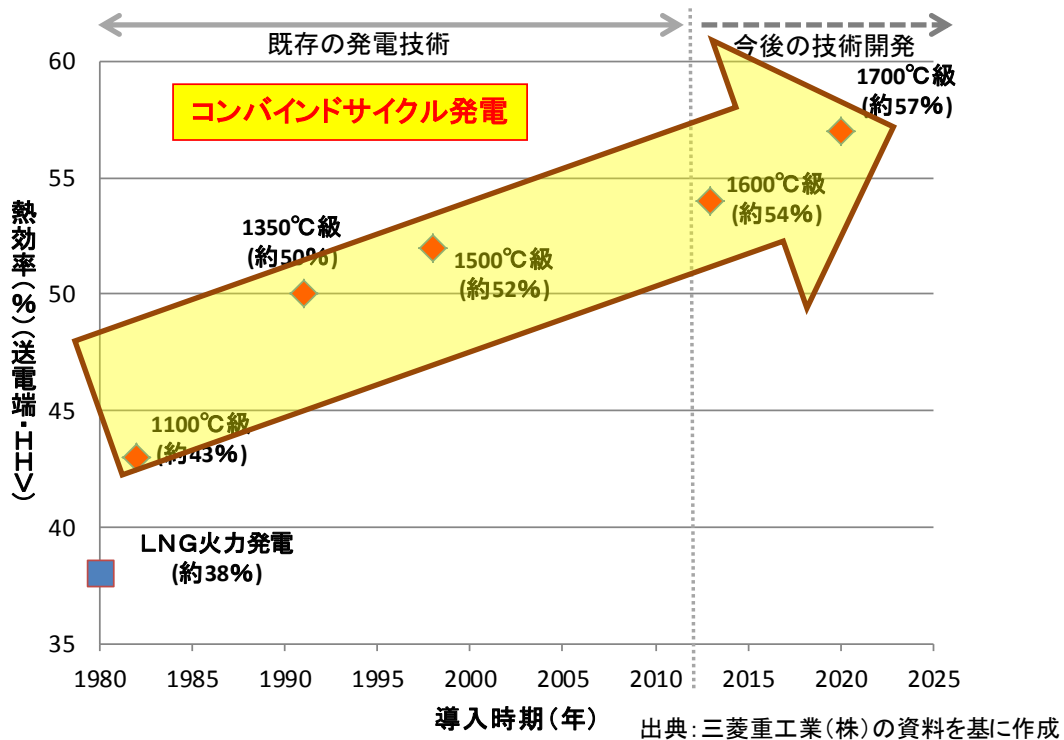
(図4) 石炭火力発電の効率向上

¹³ 石炭をガス化し、ガスタービンと蒸気タービンで発電（コンバインド発電）することで、熱効率を41%から7%程度向上させることが可能。

¹⁴ ボイラ及びタービンの蒸気温度を現在の最高技術である超々臨界圧(USC)の600°Cから700°C以上に向上させることにより、熱効率を41%から5~7%以上向上させることが可能。

(b) LNG火力

LNG火力については、2010年モデルプラントは、1500℃級ガスタービンで、約51%の発電効率を前提としている。2020年及び2030年のモデルプラントにおいては、1700℃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、コスト試算を行った。



(図5) LNG火力発電の効率向上

(c) ガスコジェネ

ガスコジェネについては、ミラーサイクルの最適化(バルブ開閉タイミングの適正化)、過給機の高効率化等により、ガスエンジンの発電効率を現在の約44%から2020年に45%程度まで向上させることが見込まれる。また、ガスタービン翼の耐熱性向上、過給機の高効率化等により、ガスタービンの発電効率を現在の約30%から、2020年に約33%、2030年に約34%まで向上させることが見込まれる。これらによる発電効率の向上を見込んでコスト試算を行った。

(d) 燃料電池

家庭用燃料電池については、低白金化技術開発、部品点数削減及び小型化のための技術開発などにより、システム価格（工事費を含まないメーカー出荷価格）が現状の225万円/kWから、2020年に70万円/kW、2030年に40万円/kWに低下することが見込まれる。また、耐久性の向上により、現在の稼働年数10年が、2020年以降には15年となることを見込まれる。発電効率については、現在の約33%が、2020年には約37%、2030年には約43%とすることが見込まれる。このほか修繕費の低下を見込んで、コスト試算を行った。

(e) 太陽光（住宅用・メガソーラー）

太陽光については、生産量が増えることにより、価格が低下するという学習効果や耐久性の向上などの技術進展を前提とした試算を行った。

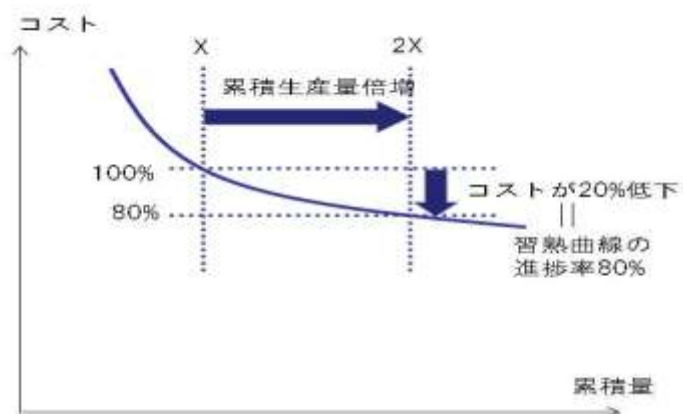
第3世代太陽電池と言われる量子ドット太陽電池などの主として実用化前の革新的な技術については、必ずしも実用化が明らかではないため、その場合の発電単価については、参考として示すこととした。

【学習効果等による低コスト化シナリオ】

技術改良型シナリオに基づく試算に当たっては、以下の3つのコスト低減の可能性を見込んだ。

① 発電システムの単価の低下

EPIA（欧州太陽光電池工業会）、IEA等の複数の国際機関等で採用されている学習効果（産業製品の価格は、学習曲線に従って、累積生産量が倍増するごとに、ある比率（進捗率）に従って低下するという推計手法）を用いることとした。



(図 6) 学習効果の説明

累積生産量の見通しについては、太陽光発電システムは国際的な商品であること、EPIA の3つの普及見通しシナリオの幅の中に IEA の全てのシナリオが含まれることなどから、EPIA の参照シナリオ、普及加速シナリオ、パラダイムシフトシナリオを使うこととした。¹⁵

(表 3) EPIA の太陽光発電の普及シナリオ (累積導入量)

シナリオ名	2010(実績)	2020	2030
EPIA, 2011 参照シナリオ		7,690万kW	1億5,600万kW
EPIA, 2011 加速シナリオ	3,950万kW	3億4,500万kW	10億8,100万kW
EPIA, 2011 パラダイムシフトシナリオ		7億3,700万kW	18億4,500万kW

これら3つのシナリオに沿って、進捗率80%で太陽光発電の部品部分(発電モジュール、インバータ、それ以外の付属機器)のコスト低下が続くと想定した。設置工事費については、世界の累積生産量との関連性が小さいことからコストは一定と想定した。

㊦ 発電モジュールの耐久性の向上

モジュールの耐久性については、現状で25年(大部分のメーカーの性能保証期間)に対し、EPIA Solar Generation 6では、2020年の開発目標を35~40年と置いていることを踏まえ、2020年、2030年のモデルプラントにおいては稼働年数を35年とすることとした。

㊧ 維持管理費の低下

IEAのEnergy Technology Perspective 2010においては、初期投資に対する維持管理費の比率が2010年も2050年もほぼ同じであることから、2020年や2030年のモデルプラントの維持管理費についても、2010年のモデルプラントの初期投資に対する維持管理費の比率と同様に設定することとした。

【参考値としての次世代太陽電池の実現シナリオ】

第3章3(6)太陽光(p.55)を参照されたい。

¹⁵ モジュール価格が国際水準に収斂していくケースについても参考として試算を行った(参考資料2参照)。

(f) 風力（陸上・洋上）

風力発電については、以下の2つのシナリオを前提に試算した。

【量産効果、技術改善等による低コスト化のシナリオ】

国際機関等¹⁶では、中長期的にコストが低減していく見通しが示されているが、その要因としては、以下のようなことがあげられる。¹⁷

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

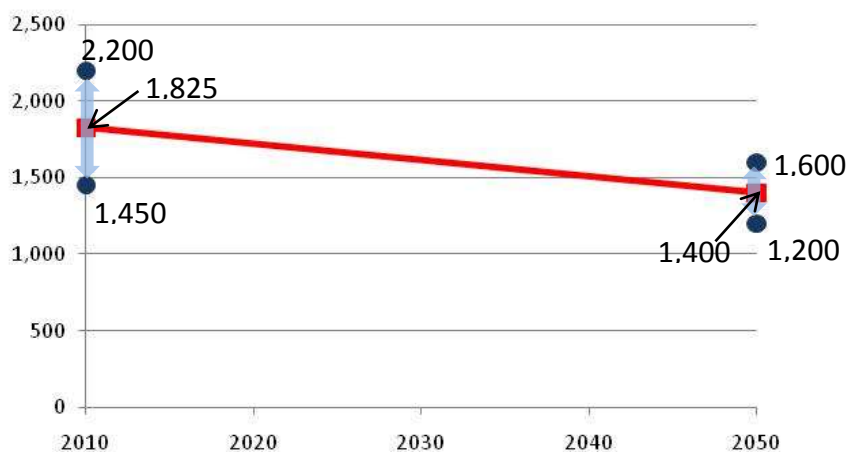
今回の試算では、陸上風力では、IEAのBlue Map Scenarioの見通しを使って、その建設コストの低減率を前提とした低コスト化のシナリオで、2020年、2030年のモデルプラントの発電コストを試算してみた。

また、洋上風力については、2020年のモデルプラントの建設費は、陸上風力の1.5～2倍の幅で設定した上で、2030年のモデルプラントの建設費は、IEAのBlue Map Scenarioの建設コストの低減率を前提とした低コスト化のシナリオで試算した。

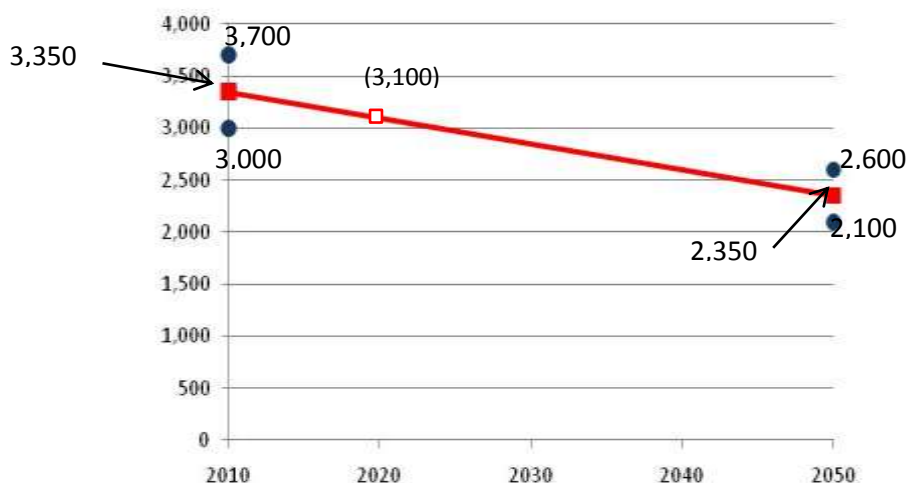
その際、陸上風力も洋上風力も、維持管理費も建設費と同程度に低下するという前提で試算した。

¹⁶ IEAのEnergy Technology Perspective 2010, Blue Map Scenario、Global Wind Energy CouncilのGlobal Wind Energy Outlook 2010

¹⁷ Technology Roadmap Wind Energy (2009 IEA)、NEDO技術ロードマップ、事業者ヒアリングなど



(図 7) IEA の Blue Map Scenario における陸上風力の試算値 (\$/kW)



(図 8) IEA の Blue Map Scenario における洋上風力の試算値 (\$/kW)

【日本の特殊性を勘案した横ばいシナリオ】

日本では、風力については、欧米と比較して、以下のような特殊性があると指摘されている。

- ・ 山間部への立地が多いなど立地条件が厳しく、今後、導入が進めば比較的安価で設置できる場所が減少（平坦な土地の確保が難しく、適地の更なる奥地化）していく
- ・ 予測困難な乱流による故障に伴う稼働率低下に悩まされる事例が多い
- ・ 輸送制約等による更なる風車の大型化が難しい
- ・ 大規模ウィンドファームが設置可能なまとまった土地が少ない
- ・ 洋上風力については設置がしやすい着床式の適地が少ない

従って、コスト低減要因が世界と同程度に発現するかについては不確定要素が大きいことから、コストが低減しないシナリオで試算した。

(g) 原子力（発電コストには勘案せず）

官民共同で 2030 年を目標に開発を進めている次世代軽水炉では、免震技術等による安全性の向上を図りつつ、モジュール化等による建設工期の短縮等の合理化が見込まれるものの、今回の試算においては、発電コストの諸元の定量的な変更は見込まなかった。

(5) 政策経費の扱い

各電源の発電コストについては、網羅的に、かつ整合性を持った客観的なデータを提供するという本委員会の目的に鑑み、社会的費用を含めた発電コストを比較できるよう、発電に関する政策経費については幅広く捉えて、コスト試算に反映させることを原則とした。ただし、一部の費目や電源については対象外とした。

【発電コストに上乗せする費目と電源】

○関係省庁より収集した直近の当初予算（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した。

なお、技術開発予算については、以下のような調査上の限界があるものの、社会的なコストを含む各電源の発電コストの比較データの提供から、直近の「発電技術開発」「将来発電技術開発」に係る政策経費を各電源の発電コストとして割り振った。

- ・発電技術は、直近の政策経費のみならず過去からの政策経費の累積が寄与したものであるが、その把握は困難であること
- ・発電以外の目的で開発された技術のうち、発電技術として活用されているものに係る政策経費の把握は困難であること
- ・世界的な技術開発投資が日本の発電技術に寄与しており、その逆もあるが、それらに係る政策経費を切り分けて把握することは困難であること
- ・現在の政策経費は、将来の発電技術のためのものであるが、将来の発電量の把握は困難であること

○現在、主たる電源として、年間の総発電量が 500 億 kWh を超えている電源について、平成 23 年度の予算額を、平成 22 年度の総発電量で除したコストを上乗せした。

【発電コストに上乗せしない費目と電源】

- 各電源のモデルプラントの総費用（資本費＋燃料費＋運転維持費）として既に建設費として資本費にカウントされている「導入支援」に係る予算額については、ダブルカウントを避けるため、発電コストに上乗せする対象から除いた。
- エネルギーセキュリティ確保の目的から行われる性格を有し、専ら発電のためのものではないことから、「備蓄」及び「資源開発」に当たる予算額についても、発電コストに上乗せしなかった。
- 「CCS」に係る予算額についても、長期的な CO₂ 価格の見通しを火力等の発電コストに上乗せすることとしているので、ダブルカウントを避けるため、発電コストに上乗せしなかった。
- 将来の発電量の拡大を見込んで技術開発等が行われ、現時点の発電電力量が少ない小水力、地熱、太陽光、風力、バイオマス及び燃料電池については、あくまでも今後伸びることが期待される電源であり、当該電源に係る予算額を直近のわずかな電力量で割った数値を発電コストとすることは適当でないと考えられることから、上乗せする対象から除いた。

（表 4）政策経費の実績（平成 23 年度予算）（億円）

	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	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
立地	1,278.0	51.7	60.6	15.5	95.9	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
防災	91.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
広報 (周辺地域)	10.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
広報 (全国)	30.9	0.6	0.7	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
人材育成	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
評価 ・調査	324.0	1.2	0.7	0.2	0.9	0.0	0.4	1.5	2.3	1.8	0.0	0.6	0.0
発電技術 開発	36.1	31.6	17.2	0.0	0.0	0.0	2.6	7.5	77.5	23.8	42.8	2.7	0.1
将来発電 技術開発	1,401.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.6	0.0	0.0	13.5	22.7
導入支援	0.0	0.0	0.0	0.0	8.4	20.3	130.1	33.1	673.4	439.7	0.0	187.8	90.8
資源開発	9.5	43.9	374.8	104.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
備蓄	1.0	0.0	0.0	14,241.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CCS	0.0	44.3	29.8	7.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0
小計*	3,182.9	85.0	79.2	15.8	97.0	0.0	2.9	10.2	130.3	25.5	42.8	16.8	22.8
総計	3,193.4	173.2	483.7	14,368.7	105.4	20.3	133.1	43.2	803.7	465.2	42.8	204.7	113.5

*導入支援・資源開発・備蓄・CCSを除く。

※抛出対象となる電源が複数ある予算については、原則として、H22年度の発電電力量実績に応じて各電源に按分。（ただし、電源立地地域対策交付金、経産省予算の交付金事務等交付金、電源地域産業関連施設等整備費補助金については過去3年分の交付実績割合等に基づいて按分。）

※事業の一部に発電に関するものを含むが切り分けが困難な場合、全額を計上。

※予算額について、各省から収集した情報を取りまとめたもの。

(表 5) 各電源の政策経費にかかる発電コスト

	原子力	石炭 火力	LNG 火力	石油 火力	一般 水力	コ-ジ-ェレ -シ-ョ-ン	小水力	地熱	太陽光	風力 (陸上)	風力 (洋上)	バ-イ-マ-ス	燃料 電池
コスト (円/kWh)	1.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	—	—	—	—	—	—	—
小計*	3,182.9	85.0	79.2	15.8	97.0	0.0	2.9	10.2	130.3	25.5	42.8	16.8	22.8
発電量 (億 kWh)	2,882	2,511	2,945	753	858	577	11	26	40	40	—	14	0.41

4. モデルプラントの発電コストとして計上しなかった項目

再生可能エネルギーと系統安定費用や電源線費用、原子力と電力会社の広告宣伝費、原子力などの投資の懐妊期間の長さに伴う費用、原子力・火力・再生可能エネルギーごとの経済全体に与える影響の違いについて、電源ごとにそのコストとして計上するかどうか検討した結果、本委員会では、以下の理由により、モデルプラントのコストとして計上しないこととした。

- (1) 再生可能エネルギーに関連した系統安定化費用については、エネルギーミックスのシナリオの中で示される再生可能エネルギーの導入量に応じて試算することが適当であること。
- (2) 再生可能エネルギー等の電源線費用と(3)原子力に関連した広告費・寄付金については、個別の発電所毎の違いが大きいことや十分な情報が得られなかったことから、個別の電源別に仕分けることが困難であること。
- (4) 原子力等で指摘される計画から稼働までの期間に要する費用については定量化するのが困難であること。
- (5) 経済効果については、モデルプラントごとに勘案するのではなく、エネルギーミックスのシナリオごとにマクロ的な効果として試算することが適当であること。

(1) 系統安定化費用

○電力システムは、電気の特性上、瞬時瞬時の需要と供給を一致させることが必要(=同時同量の維持)¹⁸である。

従来は主に、

- (i) 既存の火力や揚水を使った需給調整：需給の変動に対し、追従すべく、火力の炊き増し・炊き減らし、揚水を使った余剰電力引受けやピーク時の発電などを行っている。さらに、夜間帯の割引料金、需給調整契約による緊急時の需要の削減なども組み合わせて行っている。

また、

- (ii) 系統間連系強化：他の地域との連系を強化することで、他の地域が有する需給調整能力の活用
- (iii) 需要動向に基づく需給調整：市場における価格シグナルを活用するなどにより、需要や出力の調整
による対応も考えられる。

¹⁸ ここでの「同時同量」とは、PPS(新規参入事業者)に課されている30分ごとの需要と発電の電力量のそれぞれの合計値を一致させなければならないというルール(いわゆる「30分同時同量ルール」)のことを指しているわけではない。

○近年、太陽光、風力など発電量が気象条件に依存し、出力の調整が難しい電源の導入もあり同時同量の維持や配電系統における電圧調整¹⁹のために、以下のような追加的な系統安定化のための対策が講じられたり、あるいはその必要性が指摘されている。

(iv)出力抑制機能付き PCS(Power Conditioning System)や風力のピッチ角制御による出力抑制：発電側に出力抑制機能付きの装置を付けて、強制的に出力を抑制する。

(v)蓄電池あるいは揚水(新規)による需給調整：発電側、系統側、需要側に蓄電池を新たに設置するか、揚水発電所を新規に建設することで、新たな蓄電機能を拡大する。蓄電池を新たに設置して対応しようとする場合、相当のコストが必要となる。

(vi)配電系統における電圧変動対策：配電系統における電圧変動を抑えるために、PCSによる調整、柱上変圧器の分割設置、電圧調整装置等の設置、変電所における逆潮流対策などを実施する。

○今後、太陽光、風力の導入量が拡大する場合に、追加的な対策が必要となる可能性はあるが、全体の電源や送電網の構成によって、必要な系統のあり方や対策が異なる。日本全体の再生可能エネルギーのマクロ的な導入量に応じて、最適な対策を検討したうえで、トータルの対策のコストを考えるべきであり、今回の個別のモデルプラントの発電コストには上乗せしないこととした。

○従って、系統安定化対策のコストについては、エネルギーミックスの選択肢毎に、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。また、系統安定に係る対策の効果などの知見を深め、どのような対策をどのような組み合わせで実施することが合理的であるかという検討も進める必要がある。さらに、蓄電池が、電気自動車という形で普及する場合なども考える必要がある。

○なお、本委員会としては、個々の系統安定化対策の費用について、それぞれ可能な範囲で、単位当たりのコストを試算したところであり(別添5参照)、これらを参考にしつつ今後更なる検討が必要と考えられる。

(2) 電源線費用

「電源線」とは、発電所から電力系統へ連系し、送電を目的とした送電、

¹⁹同時同量の維持とは別に、系統安定という観点からは、配電系統における電圧調整という課題もある。この問題は、もっぱら住宅用太陽光発電において、発電の出力が設置個所の需要電力を上回り、電力系統に電気が逆潮流した場合、配電系統の電圧が上昇するという問題である。

配電及び系統側の変電に係る設備であり、通常、発電事業者の負担として整理されている。

電源線は、電源の出力規模や距離に応じ、電力系統へ連系する電圧階級や線種が異なり、また、その長さや通過する地形により、コストが異なる。従って、発電所の出力規模が大きく、系統までの距離が遠い場合に、コストが高くなる。そのため、一般的に系統から離れたところに設置されやすい原子力や風力のコストが高くなりがちである。実際には、同じ風力でもまちまちであり、従って、一概に特定の電源の発電コストとして計上することは難しいと考えられ、今回の試算でも、個別電源のコストとして上乘せしないこととした。

なお、電源線のコストについて、電圧階級毎の連系される電源のイメージと1 km 当たりの建設コストを整理すると以下のとおりである。

(表 6) 電源線のコスト

電圧階級	連系される電源のイメージ	1 km あたりの建設コスト
6～7 k V	メガソーラー、風力、小水力	0.24 億円/km (150sq 電線、25m おきに柱設置と仮定)
22 k V	メガソーラー、風力、地熱、木質バイオマス (専焼)	0.5 億円/km
60～80 k V	メガソーラー、風力、水力	1.4 億円 /km
150～180 k V	火力、水力	2 億円程度/km
275 k V	火力、原子力	4 億円程度/km
500 k V	火力、原子力	6 億円程度/km

(注1) 電源線については、架空設置の2回線を想定。建設コストは電源線にかかる費用に関する省令で定められた電源線(開閉、変電設備(当該省令に定められている専ら発電所への事故波及防止等を目的としたものは除く。))は含まない。)について事業者から聞き取った平均的な設備コストを示している。

(注2) 設置場所(山岳、平野、都市部など)により単価が変動することに注意。

(注3) 電源設備が老朽化してリプレースする場合でも、電源線等の流通設備はそのまま継続するケースがある。

(3) 広告費・寄付金

電気事業者は、電気の使用合理化や新規需要開拓等を目的とした販売関係と、電気事業の一般的な広報活動のため、新聞、雑誌、テレビなどを通じた広告宣伝や、PR 施設の運営などの活動を行っている。これらの経費は、有価証券報告書においては、「販売・一般管理費」の中の「普及開発経費」として計上されており、一般電気事業者 10 社の平成 22 年度実績は 867 億円、これ

を同 10 社の発電電力量（8,220 億 kWh）で割ると 0.105 円/kWh となる。しかしながら、これらの経費を個別の電源別に仕分けることは困難であったことから、今回の試算では、電源別の発電コストには上乗せしていない。

また、電気事業者は、地域振興、教育、文化、災害への義援等に対して寄付を行っている。これらの経費は全て、有価証券報告書において「諸費」として計上されており、一般電気事業者 10 社の平成 22 年度実績は約 85 億円、これを同 10 社の発電電力量（8,220 億 kWh）で割ると 0.01 円/kWh となる。これらの経費については、反対給付を期待しないで任意で支出するものであるが、個別電源の立地と関係があるのではないかとの指摘もあることから、個別の電源別の仕分けについて各電力会社に要請を行った。その結果、寄付先等への影響があるということで、対象自治体についての情報の提供は得られなかったが、可能な範囲として、地方自治体向けとそれ以外については仕分けられた（地方自治体向け約 25 億円）。かかる状況から、個別の電源別に仕分けることはできなかつたため、電源別の発電コストには上乗せしていない。

（４）計画から稼働までの期間

各電源における計画から稼働までの期間は、燃料電池（約 2 週間）、太陽光（住宅用）（2～3 か月程度）といった短い電源から、原子力（20 年程度）、地熱（9～13 年程度）、石炭火力・LNG 火力・石油火力（10 年程度）といった長い電源まで開きがある（詳細は別添 6 参照。）。計画期間が長いと、その期間に必要な金利²⁰が追加コストとなるほか、その後の需要変動などの事情変更のリスクがある。今回の試算に当たっては、全ての電源に関し、これらのコストやリスクについての分析をするだけの十分な情報が得られず、モデルプラントに係る計画から稼働までのコストについては、今後の検討課題として、今回は電源別の発電コストには上乗せしていない。

（５）経済効果

電源開発に関連する経済効果として、関連産業への投資や雇用の拡大、その国際競争力の向上、地域経済への波及効果、燃料費購入と貿易収支への影響などが指摘され、火力、再生可能エネルギー、原子力ごとにこういった経済効果が異なると言われている。

こうした経済効果に関しては、エネルギーミックスのシナリオごとに、マクロ的な電源構成がもたらす経済効果として試算することが適当である。

²⁰ 平成 11 年の電気事業会計規則の改正により、改正前は建設期間中の利子を建設価格として算入しなければならない義務規定となっていたが、改正後は建設期間中の利子の算入は任意となっている。

5. 再生可能エネルギー普及のポテンシャル

再生可能エネルギーの普及のポテンシャルについては、これまで各省によって多くの調査・試算が行われてきたが、定義や前提条件が異なっている（各省のポテンシャル調査の相違点の電源別整理については、参考資料3参照。）。また、ポテンシャルが、新しいエネルギーミックスを選択していく上で、どういう意味があるのかという点も整理されていない。

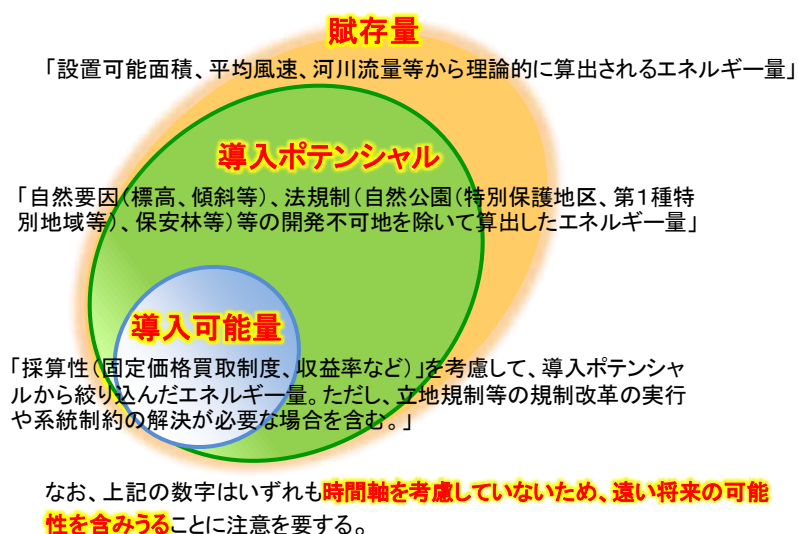
そこで、本委員会では、まず、ポテンシャルの意味を共有し、その上で、複数ある各省の数値を統一して提示することとした。

すなわち、「賦存量」は物理的な発電可能量、「導入ポテンシャル」は賦存量のうち、自然条件等により、現状では事実上開発が不可能と考えられる地域を除いた発電可能量、「導入可能量」は導入ポテンシャルのうち、採算性を考慮した発電可能量であるが、ただし、その導入のためには規制改革の実行、系統制約の解決などが必要になるケースがある。

賦存量は単なる物理的に可能な発電可能量でありエネルギー選択の指標として活用しがたい。導入可能量は最も重要な指標であるが、詳細な投資採算調査を要するものであり、その際的前提条件の設定を含め、客観的な検証が難しい。

これに対して、導入ポテンシャルは、系統制約や制度的制約、経済性の確保などは勘案していないが、現在の技術水準の下で、自然条件等により、現状では事実上開発が不可能な地域を除いた再生可能エネルギーの導入量という、一つの客観的なデータであり、エネルギーミックスの選択肢を検討するに際して、参考となる指標である。

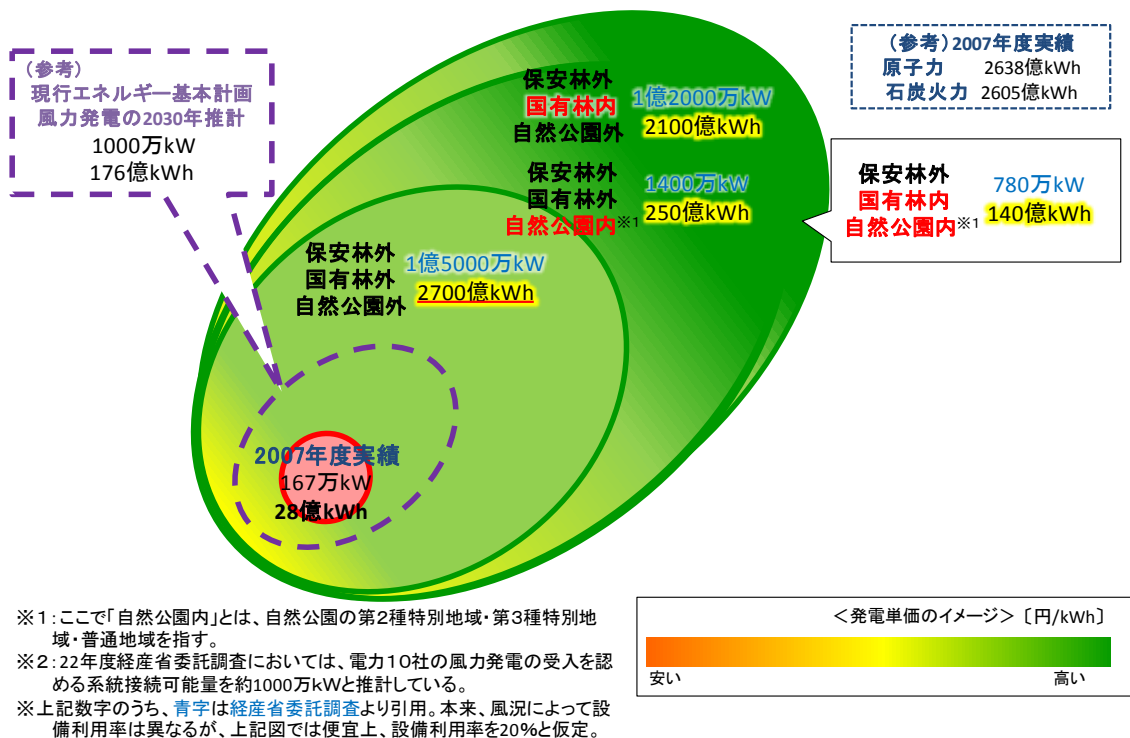
そこで、主要な再生可能エネルギーごとに、現状の導入量、現行のエネルギー基本計画の導入目標、導入ポテンシャルという形で整理して提示する。



(図 9) ポテンシャルに係る用語の定義

(1) 導入ポテンシャルから見た陸上風力の可能性

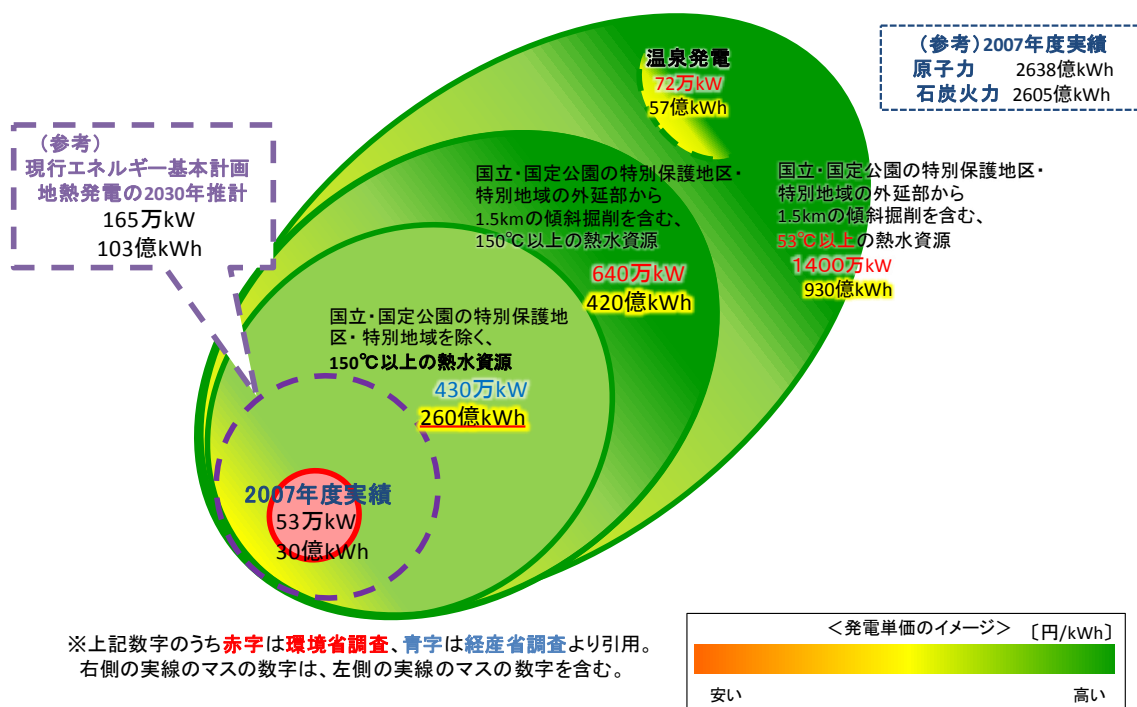
- 陸上風力の導入ポテンシャルは、保安林外・国有林外・自然公園外で約 2,700 億 kWh ある。
- 風況がより良い場所で、風力発電は、ベース的な電源としての役割の一部を担う可能性があるが、ただし、このポテンシャル量が実際に開発されるためには、系統制約や更なる制度的な制約が解消されることが必要である。
- 例えば、実際には、北海道北部、東北北部などの風況の良い場所では、受入余裕のある電力会社の現状の系統から遠く離れていることが多い。また、従来の系統接続可能量を考慮すると、1,000 万 kW (約 170 億 kWh) 程度が風力の導入可能量ではないか、との推計もある。
- このため、実際の立地拡大には、規制・制度改革や、系統及び系統間連系の抜本強化など多くの政策的課題を解決することが不可欠である。



(図 10) 風力発電の導入ポテンシャル

(2) 導入ポテンシャルから見た地熱の可能性

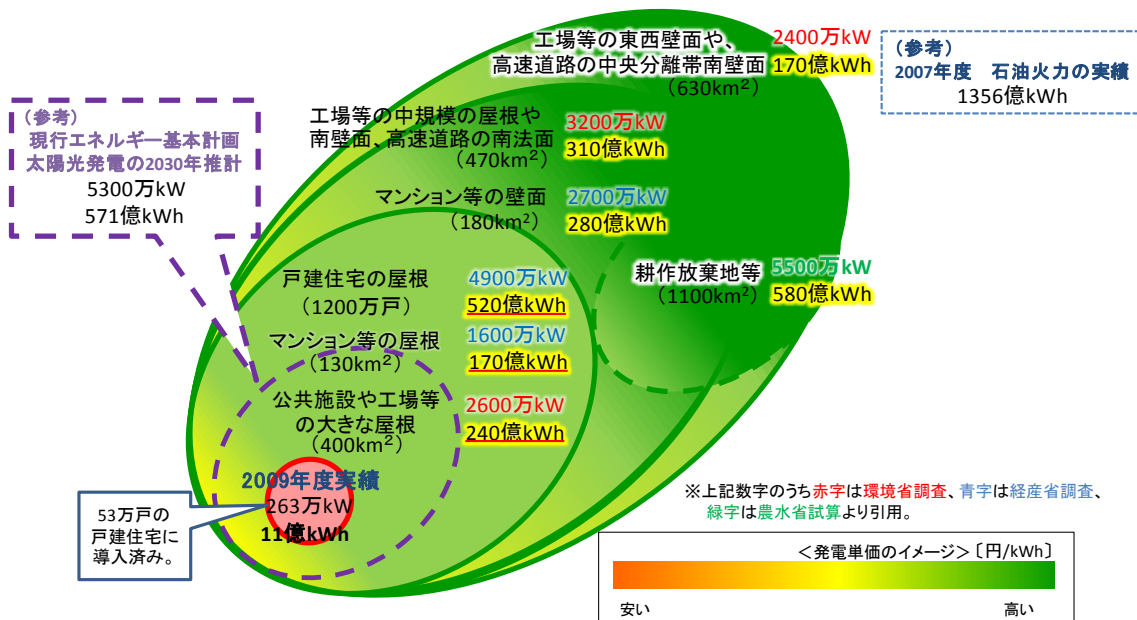
- 地熱発電の導入ポテンシャルは、国立・国定公園の特別保護地区・特別地域外の制約が少なく、かつ、150℃以上の熱水資源が利用できる場所で約260億kWhある。
- 日本は世界第三位の地熱資源国であり、その出力安定性も勘案すると、条件の劣る場所も活用することにより、ベース電源の一定の部分を担うことが期待される。
- ただし、立地に当たっての法的制約が課題である。例えば、自然公園内の規制区域外から規制区域内の地下の熱源に向けて斜め掘りすることとなった場合、水平方向の距離が長くなればなるほど、追加的な投資も増え、掘り当てる確率も下がっていくこととなる。
- 地熱の導入可能量拡大には、国立・国定公園内への立地に必要な許可要件の明確化や、地元温泉関係者等との共生強化などの政策的課題を解決し、また、導入可能量拡大を進めやすくするような技術開発・実証研究などを進めていくことも必要である。



(図 1 1) 地熱発電の導入ポテンシャル

(3) 導入ポテンシャルから見た太陽光の可能性

- 太陽光の導入ポテンシャルは、屋根などの比較的条件が良いと考えられる場所で約 930 億 kWh ある。こうした場所をフルに活用することができれば、ピーク、ミドル電源としても用いる火力発電の炊き減らしに資する電源として期待される。
- ただし、930 億 kWh は、日本の一戸建ての家で設置可能なほぼ全ての屋根、及び、現在普及の遅れているマンションや公共施設・工場などでパネルが設置可能なほぼ全ての屋根へのパネルの設置に成功した場合の数値である。それを実現するために必要なコスト低減、並びにそれを実現するための技術開発の進展可能性は考慮されていない。
- ちなみに、設置可能なほぼ全ての住宅用屋根に導入が進み、住宅用と住宅用以外の工場等の屋根及びメガソーラーの普及比率が現状と同程度とした場合の普及量は、5,300 万 kW (約 570 億 kWh) (=現行エネルギー基本計画における 2030 年推計値) になる。
- 太陽光発電の普及には、低コスト化に向けて更なる技術開発を進めていくとともに、耕作放棄地や、マンション、工場などの壁面など、制度制約や転換効率等の課題が存在する場所での設置を進めていくための制度改革、及び、それに採算性を持たせる技術・ノウハウの開発が不可欠である。



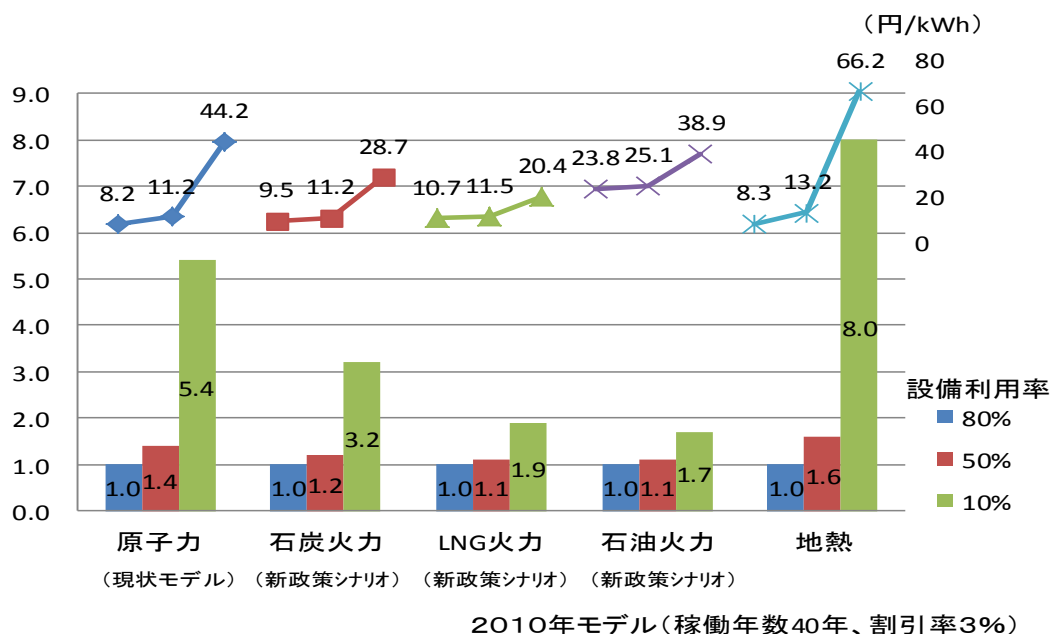
(図 12) 太陽光発電の導入ポテンシャル

第3章 各電源のコスト検証

1. 各電源の設備利用率から見る特性

○今回の試算では、特に大規模集中型の電源について、ベース電源、ミドル電源、ピーク電源のいずれに適しているかの判断に有用な材料を提示すべく、設備利用率に幅を持たせた試算を行っているが、試算結果は以下のように整理される。

- 設備利用率が下がった場合の発電コストの上がり方が大きい電源²¹
 - = 高い設備利用率で運転することが合理的
 - = ベース電源に向いている
 - ⇒ 原子力、石炭、地熱
- 設備利用率が下がった場合の発電コストの上がり方が小さい電源²¹
 - = 低い設備利用率で運転しても経済性への影響が小さい
 - 高い設備利用率において発電コストがベース電源並み = ベース電源、ミドル電源、ピーク電源に向いている ⇒ LNG
 - 高い設備利用率において発電コストがベース電源より高い = 相対的にピーク電源に向いている ⇒ 石油



(図 13) 設備利用率ごとの発電コストと価格上昇率

²¹ 各電源について、設備利用率の違いに基づく発電コストの相対的な比較結果を整理したもの

○再生可能エネルギー等については、出力の調整が難しいものが多く、その設備利用率をもとに従来のベース電源、ミドル電源、ピーク電源の概念に分類することは必ずしも適当ではないが、それぞれの発電の特性に応じてどの既存電源の発電量を代替しうるかを想定して、その活用を検討する必要がある。具体的には、風力については、昼夜関係なく発電するという点では、ベース電源的な特性を有している。太陽光については、昼間のみの発電であり、特に夏においてはピーク時の需給のひっ迫の改善に資する電源として期待される。ただし、出力調整ができないため、ピーク時以外（＝需要があまりない）でも発電してしまう、発電が保証されているわけではないという点でピーク電源とは言いきれない点には留意が必要である。

○以下、個別電源の検討に当たっては、上記の各電源の特性を踏まえて、比較・評価を行った。

2. 原子力コストの徹底検証

原子力の発電コストについては、以下の費用を、試算の対象とするかどうか、試算する場合はどのように算出するかについて、検討を行った。

- (1) 資本費
- (2) 運転維持費
- (3) 核燃料サイクル費用（ウラン燃料の取得、使用済核燃料の扱いに係る費用など、フロントエンドとバックエンドの両方の費用）
- (4) 東京電力福島第一原子力発電所の事故を受けた追加的安全対策
- (5) 政策経費・広告費・寄付金（他の電源とも共通）
- (6) 事故リスクへの対応費用

それぞれの費目について、検証した結果は以下のとおりである。なお、発電コストについては、割引率3%、設備利用率70%（2009年度実績は65.7%）、稼働年数40年で試算をした結果の数値である。また、技術革新要素等の価格低減を試算していない原子力については、2010年と2030年のモデルプラントの発電コストの差はない。

(1) 資本費

資本費は、建設費が 35 万円/kW と、04 年試算に比べて、7 万円上昇したことに伴い、割引率 3 % で、2.5 円/kWh となった(04 年試算比+0.2 円/kWh)。

(2) 運転維持費

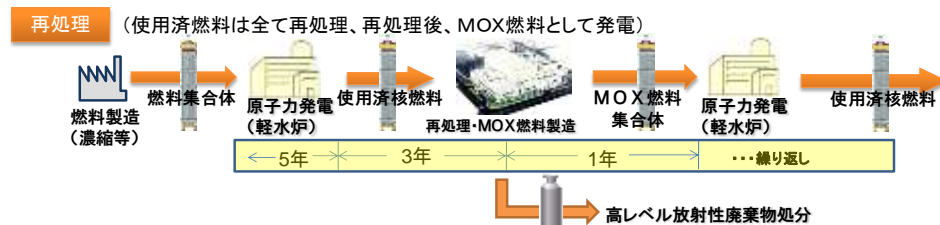
運転維持費は、建設費の上昇に伴い修繕費が+0.32 円上昇したことに加え、諸費率の上昇によって諸費が+0.52 円、さらに人件費の上昇(+0.16 円)もあり、割引率 3 % で、3.1 円/kWh となった(04 年試算比+1.0 円/kWh)。

(3) 核燃料サイクル費用

核燃料サイクル費用については、最新の海外の直接処分に関する技術情報なども勘案する必要がある等の判断から原子力委員会にその試算を依頼した。原子力委員会では、原子力発電・核燃料サイクル技術等検討小委員会（以下「技術等小委員会」という。）において、以下の 3 つのモデルについて試算を行った。

○再処理モデル

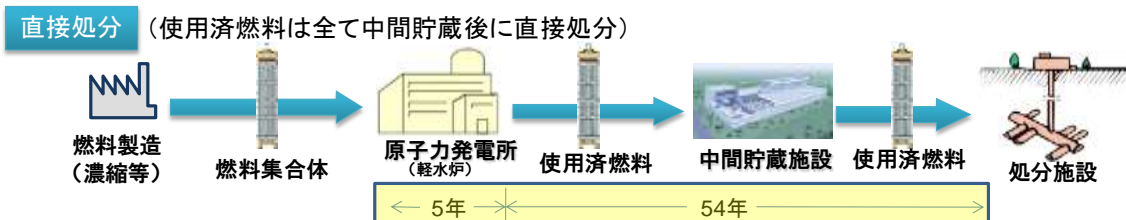
使用済核燃料は全て、3 年後に再処理をするモデル



(図 14) 再処理モデルの概要

○直接処分モデル

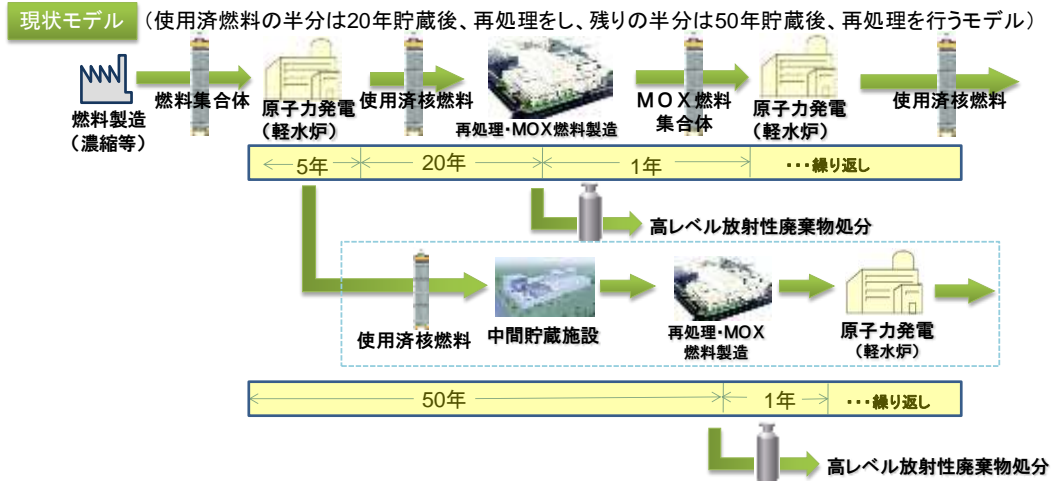
使用済核燃料は全て、54 年後に直接処分をするモデル



(図 15) 直接処分モデルの概要

○現状モデル

使用済核燃料の半分は 20 年貯蔵後、再処理をし、残りの半分は 50 年貯蔵後、再処理を行うモデル

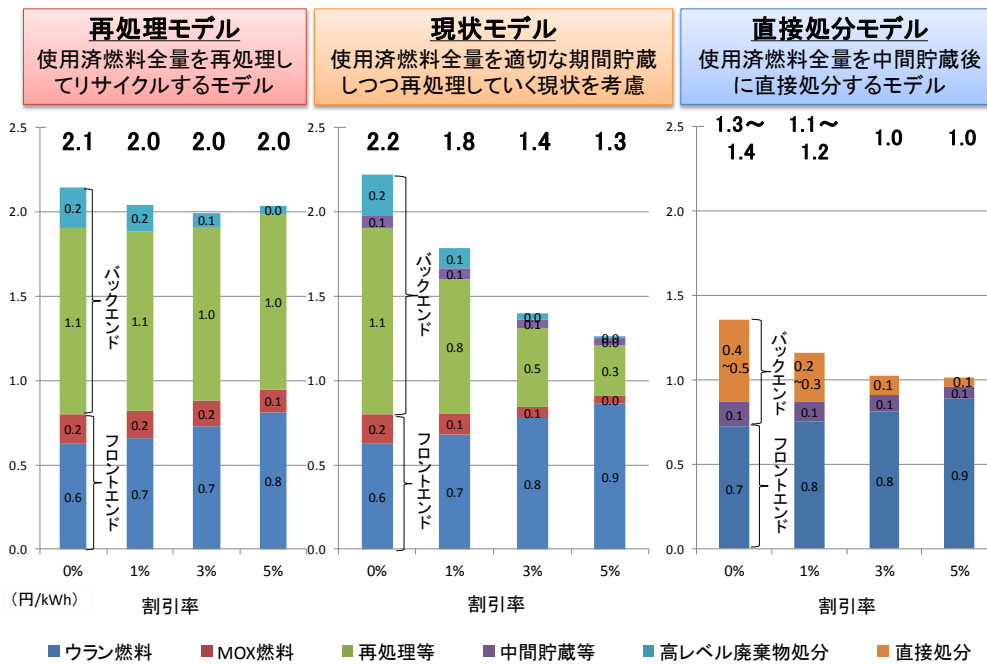


(図 16) 現状モデルの概要

3つのモデルを基に、燃料の取得、使用済核燃料の運搬、再処理、放射性廃棄物処分、直接処分などのコストを、割引率0%、1%、3%、5%で試算した。

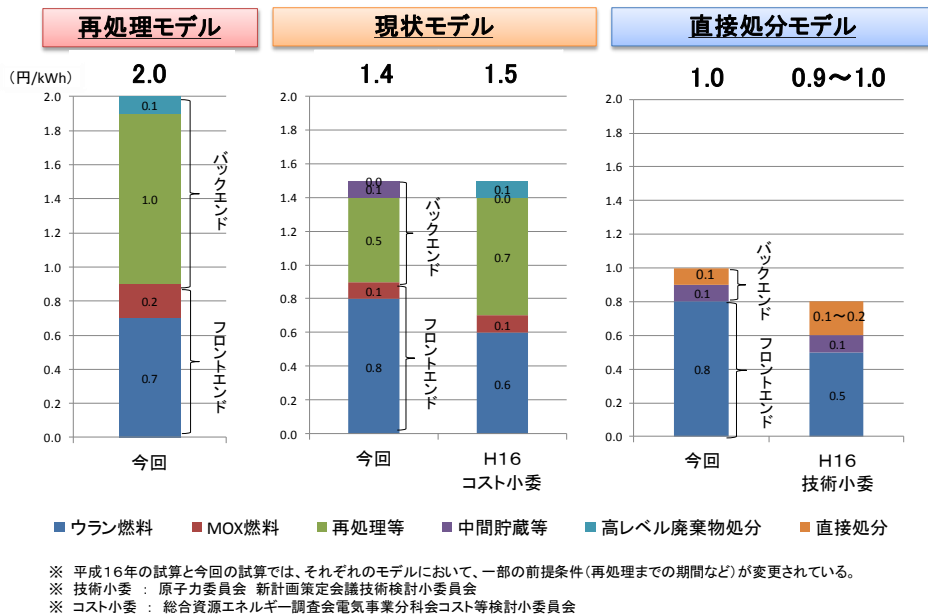
3つのモデルの試算結果を比較すると、おおむね、直接処分モデルは、再処理モデルと比べて、いずれの割引率の場合でも、約1円/kWh程度安いといえる。現状モデルの単価は、多くの場合、2つのモデルの間に収まるが、割引率0%の場合は、現状モデルが中間貯蔵を追加的に実施する分だけ、再処理モデルよりも高くなる。他方、割引率が大きくなると、大きな費用である再処理等の実施までの期間が長い現状モデルでは足元のコストが下がる形になる。

ここで、中間貯蔵をして、再処理を先延ばしにすればするほど、割引率の適用により、足元のコストが安くなる点について、こうした遠い将来のコストについては、割引率を0%とする、あるいは相当程度低くすべきではないかとの指摘がなされた。これに対し、今回の試算に当たっての割引率は、社会的割引率であり、純時間選好割引率とは異なるので、特定の事業のみについて、違う割引率を適用して試算をすることは必ずしも適当ではないのではないか、との指摘があり、今回の試算では、核燃料サイクル費用にだけ、別の割引率を適用することはしないこととした。ただし、その場合でも、核燃料サイクルの超長期にわたるといふ事業の特殊性や将来世代に対して負担をもたらすという点については十分に認識すべきとの意見があった。



(図 17) 核燃料サイクル費用の比較
(再処理モデルと現状モデルと直接処分モデル)

なお、04年試算時に比べ、建設費の変動（上がった施設と下がった施設がある。）、ウラン資源価格の高騰、為替レートの円高基調、再処理等積立金法の施行などの状況変化があったが、核燃料サイクル費用全体では大きな数値の違いはなかった。



(図 18) 今回と平成16年試算時の核燃料サイクル費用の比較(割引率3%)

04年試算のモデル（64%について3年間貯蔵後再処理、36%は50年貯蔵後再処理）と比較的近い現状モデルを前提とした場合、割引率3%で、1.4円/kWhとなり、04年試算と比較すると、▲0.1円/kWhである。

（4）東京電力福島第一原子力発電所の事故を受けた追加的安全対策

東電福島第一原発での事故を踏まえ、政府は、4回にわたって、以下のとおり、原子力発電所に対し、追加的な安全対策を講じることを指示した。今回のモデルプラントについても、同様の措置を講じる前提で試算した。

＜追加的安全対策に関する政府の指示＞

- 3月30日 東京電力福島第一・第二原子力発電所事故を踏まえた他の発電所の緊急安全対策の実施について
- 4月9日 非常用発電設備の保安規定上の取扱いについて
- 4月15日 原子力発電所及び再処理施設の外部電源の信頼性確保について
- 6月7日 平成23年福島第一原子力発電所事故を踏まえた他の原子力発電所におけるシビアアクシデントへの対応に関する措置の実施について

上記の指示を踏まえて、今回のモデルプラントの諸元のサンプルとした4つの原子力発電所が講じることとなった追加的な安全対策を合計し、モデルプラント当たりの額に補正したところ、下記のとおりである。

（表 7）追加的安全対策費用の試算

追加的安全対策	費用（億円）
緊急安全対策	118
非常用発電設備	17
外部電源の信頼性確保	26
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

※追加的安全対策は、平成23年11月15日現在

※各費用はサンプルプラントの追加的安全対策費用（見積額）の平均値

※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194億円を建設費として追加し、設備利用率70%を前提とすると、発電単価は、0.2円/kWh上昇する。

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らないため、今後の課題として整理した。

(5) 政策経費・広告費・寄付金（他の電源とも共通）

原子力については、立地交付金や研究開発など総額 3,182.9 億円となり、発電単価では、1.1 円/kWh 上昇する。政策経費の試算方法については、第 2 章 3 (5) (p.24) を参照されたい。

また、本委員会では、広告費・寄付金についても、特に原子力発電のために使われているのではないかという観点から、電力会社に確認をしたものの、各電源別に切り分けることは難しいということで、今回の試算では算出していない。詳細は、第 2 章 4 (3) (p.29) を参照されたい。

(6) 事故リスクへの対応費用²²

東電福島第一原発の事故により、原子力発電の場合、極めて大きな損害をもたらすシビアアクシデントが発生する可能性があることが顕在化したことから、こうしたシビアアクシデントのリスクに対応するコストを考える必要がある。

今回、東電福島第一原発のシビアアクシデントの影響などを専門的に分析し、その経済的損失などを勘案する必要があるという判断から、核燃料サイクル費用と同様、原子力委員会に試算を依頼した。

原子力委員会の技術等小委員会では、以下の 2 つのアプローチで、事故リスクのコストを試算した。

²² 他の電源の事故リスクへの対応費用は、「原子力とその他のエネルギー源の事故リスクの比較 (OECD2010 NEA No. 6861)」で示されている各エネルギーチェーンにおいて 1969 年から 2000 年までに発生した死亡者 5 名以上の事故による死亡者数を基に検討を行ったが、石炭については炭鉱事故、石油・天然ガスは輸送中の事故など発電過程以外の事故による死亡者が多く、水力のダム決壊等の事故については当該ダムが発電以外の目的も併せ持っている場合も含まれていたため、発電コストには加算しないこととした。

(i) 損害期待値を算出する方法

モデルプラントについて、単位発電量当たりの事故による損害期待値を試算

$$\frac{\text{損害費用（円）} \times \text{事故発生頻度（1年あたりの事故発生確率）}}{\text{発電電力量（kWh）}} = \text{損害期待値}$$

(ii) 相互扶助の考え方に基づく方法

事業者間での相互扶助の考え方にに基づき、損害額を事業者同士で一定期間で支払う場合のコストを算出

$$\frac{\text{損害費用（円）} / \text{支払期間（年）}}{\text{事業者の年間発電電力量}}$$

① 損害費用についての議論

[原子力委員会の算出方法]

東京電力に関する経営・財務調査委員会報告書（以下「東電財務委員会報告書」という。）によれば、試算の時点で明らかな費用としては、東電福島第一原発の事故で、追加的な廃炉費用が約 1.2 兆円、損害賠償費用が一過性のものが約 2.6 兆円、初年度分が約 1.0 兆円、2年度以降の損害（単年度分）が約 0.9 兆円と試算している。この費用をモデルプラントベースに補正して、約 5 兆円と仮定した。

(注) モデルプラントベースへの補正の方法

- ・事故時に放出される放射性物質の割合を一定とした場合、放出される放射性物質の量は原子炉内に存在する放射性物質の量、すなわち原子炉出力に比例する。このため、除染費用のように、放射性物質の放出量に比例するといえる費用については、「モデルプラントの出力(120 万 kW) / 東電福島第一原発の 1 号機から 3 号機の出力」を掛けて補正。
- ・一過性の損害である風評被害や検査費用などは出力と関係なく発生すると想定し、出力の差による補正はしていない。
- ・出力比とは別に、モデルプラントの場所は福島県を前提としていないため、東電福島第一原発の数値に対して、一人当たり GDP 比、一人当たり雇用者報酬比、消費者物価地域差指数比によって、立地県（あるいは日本全国）と福島県（あるいは東北）の違いを補正。
- ・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。

[本委員会での検討と修正]

原子力委員会による事故損害費用に関して、本委員会では、損害額が確

定しえない現状において、東電財務委員会報告書で明らかにされている事故炉の廃炉費用と賠償費用の推計を用いることについては妥当だと考えるが、なお、さらにきめ細かく、東電財務委員会報告書の内容を精査し修正を加えるべきとの意見が多く出された。

検討の結果、原子力委員会が推計した5兆円という損害費用について、以下の方向で修正し、下限として5.8兆円と修正した。

○東電財務委員会報告書において計上された損害賠償費用及び事故炉の廃炉費用以外の費用として、除染対策予算さらには福島原発に関連した一連の行政費用（平成23年度第2次補正予算、第3次補正予算及び平成24年度当初予算に計上されている原子力災害復興関係の費用）などを加える。

○東電財務委員会報告書では、賠償費用の試算において、財物価値の喪失又は減少等として約5,707億円を見積もっており、その前提としては、対象となる土地、建物などの価値が全て喪失したこととなっているが、除染によって回復する可能性も言及されている。他方、環境省では現時点の除染関連費用として、1兆1,482億円を計上している。従って、除染によって価値が最大に回復したと仮定して、1兆1,482億円のうち、5,707億円分を差し引いた5,775億円は追加的に損害額に含めることとする。

○賠償、除染以外の行政経費に関しては、以下のとおりとする。

平成23年度第2次補正予算、第3次補正予算及び平成24年度当初予算に計上されている原子力災害復興関係の予算額9,340億4,900万円のうち、6,951億4,900万円は、除染関連費用であり、除染予算の整理に含める。残り2,389億円のうち、原子力損害賠償機構の拠出金や、除染等に係る研究開発等は、一度設立する、あるいはひとたび知見を得れば、仮に次の事故が発生した場合には必ずしも同様の事業を実施する必要がないと考えられるため、将来の事故リスク対応費用を試算するための想定損害額として計上するのは適当ではなく、含めるべき対象から除くこととする（別添7参照）。こうした観点を踏まえて具体的には、1,361億3,500万円を損害額に含めるべき行政費用として考慮する。

○なお、2011年12月6日に、原子力損害賠償紛争審査会において「東京電力株式会社福島第一、第二原子力発電所事故による原子力損害の範囲の判定等に関する中間指針追補（自主的避難等に係る損害について）」が発表されたことに伴い、約2,100億円の追加的な損害賠償の増額となる可能性が高くなったことから、当該費用も追加する。

○東電福島第一原発における冷却や放射能飛散防止などの対応費用のうち、東電財務委員会報告書において追加的廃炉費用としてカウントされていない費用（12億9,800万円）、発電施設の減損及び核燃料の損失の費用（別添8参照）を加える。なお、東電福島第一原発5～6号機、東電福島第二原発の損害は、シビアアクシデントによるものではなく、また、東電福島第一原発1～4号機の事故による損害ともいえないため、損害額には含めない。

○なお、賠償費用を算定する際に、東電財務委員会報告書は固定資産税の評価額を基準としている。実態に合わせて時価を基準すべきとの考えもあるが、以下の理由から、東電財務委員会報告書のとおり、固定資産税の評価額を基準とした損害額を採用する。

- ・現時点で時価情報が十分収集されていない。
- ・市街地商業地域では、固定資産税の評価額が時価の7割程度と一般的に指摘されているが、山林の場合は評価が逆転することもあり、被災地の大部分が山林という現状に鑑みれば、固定資産税の評価額を採用することにより、損害額を過小に評価する結果とはなっていないと見込まれる。

	追加的廃炉費用	損害賠償費用	その他
東京電力に関する経営・財務調査委員会報告	9643億円 補正① 3214億円	5兆8860億円 補正② 4兆6722億円	5775億円 補正② 4584億円
環境省予算資料		* 重複関係は明らかではないが、下限を見積もるという観点から、重複部分を最大に見積もると、5707億円	904億円 + 142億円
大島委員提案資料	4億円 原子炉冷却等費用未計上分12億9800万円 補正① 4億円	除染関連費用 1兆1482億円 内数 農地の除染費用	1081億円 発電施設の減損(1016億9200万円)・核燃料の損失(448億5500万円) 補正③ 904億円 + 142億円
原子力損害の判定等に関する中間指針追補(2011年12月6日)	1667億円 中間指針追補の追加分約2100億 補正② 1667億円	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	
		合計 5兆8318億円	
現時点で推計不能とされている費目及び現時点で含まれていないことが明らかな費用		○生命・身体的損害 ○政府による航行危険区域及び飛行禁止区域の設定に係る損害など政府指示にかかる損害 ○地方公共団体等の財産的損害	(除染関係) ○高濃度汚染地域対策費用 ○中間貯蔵施設整備費用 ○最終処分関係費用
今後想定される動き	廃止措置に向けた中長期ロードマップ(東京電力等、年内)	特別事業計画(原子力損害賠償支援機構及び東京電力作成予定、適時)	対策地域内廃棄物処理計画 特別地域内除染実施計画(環境大臣が策定予定)

(図 19) 現時点における損害額の整理表

② 事故発生頻度についての議論

[原子力委員会で議論された3ケース]

原子力委員会においては、主として、以下の3つのケースが議論されたが、意見が分かれた。

- A) 1.0×10^{-5} : 国際原子力機関 (IAEA) が設定している既設炉の早期大規模放出事故に対する安全目標に準拠したもの。10万炉年に一度の事故発生頻度。日本では2000年に一度、世界では230年に一度しかシビアアクシデントが発生しないよう安全対策を講じるという考え方。
- B) 3.5×10^{-4} : 世界の原子力発電所の運転実績に基づくもの。14353炉年に5事故発生とカウント。日本では57年に一度、世界では10年に一度シビアアクシデントが起こることに相当。
- C) 2.0×10^{-3} : 日本の原子力発電所の運転実績に基づくもの。1494炉年に3事故発生とカウント。日本では10年に一度、世界ではほぼ1年に一度シビアアクシデントが発生することに相当。

* 国内の原子炉は50基、世界の原子炉は430基という前提

[本委員会での検討]

本委員会においても、損害期待値や事故発生頻度について、以下のような様々な意見が出された。

- 損害期待値は最低限でしかない。(複数委員)
- 低い確率であるが、大きなインパクトがある場合、高い確率で小さなインパクトのものと同じではない。この場合は、unexpected loss として別途コストに加えるべき。(複数委員)
- 大数の法則が効かない、保険も効かないというのは、それくらい莫大なコストがありうるということ。
- 2×10^{-3} という確率は、日本では10年に1回、世界でいえば、ほぼ毎年1回、シビアアクシデントが起こるという確率であり、悲観的過ぎる。こういう数値が議論の俎上にのぼるのはいかがなものか。(複数委員)
- 3×10^{-4} であれば、まだ確率としては平均側に寄っており、世界の実績平均として、国際共通認識も得られる数値。
- 安全強化を行うということを考えれば、IAEA が目指している目標レベルである 1×10^{-5} くらいは前提にしているのではないか。
- このリスクの不確実性はものすごく大きく、人によって、その見方がだいぶ違う。3種類も、人によるリスク認知の違いでもあり、こういう幅がありますということを示したのは重要。
- 1×10^{-5} くらいの低いところを目指す、目指す以上はそれが実現する蓋然性があり、コストになるという論理展開は、悪い意味での安全神話、

これを指すのだから、それは実現するはずということではないか。こういう数値を出すこと自体が、このコスト等検証委員会そのものへの信頼感の毀損になる可能性があるのではないか。

[本委員会の結論]

こうした各委員の意見を踏まえ、この事故リスク対応費用の試算の考え方について、本委員会としては、以下のような結論に達した。

- ◆事故リスク対応費用として、一般的には、保険料が考えられる。保険料は「損害額×事故発生確率+リスクプレミアム」で算出される。
- ◆しかしながら、原子力発電所の事故の場合、低い発生確率であること、事業者数が少ないことなどから、大数の法則が成立しない。その中でも、地震や津波などの低頻度かつ巨大なリスクについては、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、(i)の損害期待値のアプローチでは、リスクプレミアムを適切に設定できないため、事故リスク対応費用として採用することは難しいという判断から、今回の試算に当たっては、本来の「保険」との違いは十分に認識した上で²³、一種の疑似的な保険制度といえる(ii)の相互扶助による事業者負担の制度を前提とした方法の試算を採用し、損害額については現時点で得られる最大限の情報を参照することとする。
- ◆具体的には、日本における原子力事業者が連帯して責任を負うことを想定して、損害額を事業者間で相互に負担するとの考え方の下で、実際に負担が発生することとなるコストについて、モデルプラントが稼働している40年間の費用負担を事故リスク対応費用として試算することとした。
- ◆単位発電量当たりの相互扶助での事業者負担費用は、具体的な資金の積立方法に依存するが（原子力損害賠償支援機構法等）²⁴、今回は代表的な値を得る事を目的としているので、必要額を一定期間での総発電量で割って得られる値を用いることとした。試算の結果、日本における原子力発電の発電量を、2010年度ベースの2,722億 kWh²⁵とすると、0.5円/kWh

²³ 本来、「保険」とは、自らがリスクを負わない第三者がそのリスクを引き受けるものであり、今回の試算で使った相互扶助は、リスクを負っている事業者自らがそのリスクを引き受けるという点において異なるもの

²⁴ 実際の原子力損害賠償支援機構法の制度では、原子力損害の賠償に関する法律における賠償措置額を超える賠償費用について、事故時に積立額が足りない場合であっても、政府が交付国債を機構に交付・償還（償還額は原子力事業者の負担金を原資として国庫納付）し、賠償の迅速かつ適切な実施を確保することができる制度となっている。

²⁵ 2010年度の日本全体の原子力の総発電量（2882億 kWh）から、廃炉が決まっている東電福島第一原発の1～4号機に分（160億 kWh）を差し引いたもの。

となる。このコストの前提となっている損害額については、現時点で得られる最大限の情報を基に、除染費用を含む東電福島第一原発に関連する行政費用、原子力損害の判定等に関する中間指針の追補による損害賠償額の追加分、原子炉冷却等費用未計上分及び発電施設の減損・核燃料の損失分について追加し、5.8兆円と見積もった。ただし、以下のような費用について、現時点では見込まれていないことが明らかである、あるいは現時点では推計不能という意味で、見積もった損害額は下限といえることから、このコストについても下限の数値である。

- ・高濃度汚染対策費用
 - ・除染により生じる廃棄物等の中間貯蔵施設の整備費用
 - ・除染により生じる廃棄物等の最終処分関連費用
 - ・生命・身体的損害
 - ・政府による航空危険区域及び飛行禁止区域の設定に係る損害など政府指示に係る損害
 - ・地方公共団体等の財産的損害
- ◆なお、損害額が1兆円増加すれば、事故リスク対応費用は0.1円/kWh増加する。10兆円で0.9円/kWh、20兆円で1.8円/kWhとなる。

(7) 原子力発電所のコストは下限値として提示する

損害額及び事故確率に関する検討結果を踏まえ、本委員会は、モデルプラントが苛酷事故を起こした場合の損害額を最低でも6兆円弱と見積もり、国内の原子力事業者が40年間でこれに見合う費用を積み立てるという前提で、事故リスク対応費用を算定した。

この結果、事故リスク対応費用は1kWh当たり0.5円となった。本委員会は、①事故費用が確定していないこと、②事故費用が確定しえたとしても、一種の保険として考える場合、事業者は十分な余裕を持って事故リスクに備えるべきであるとの考え方²⁴から、これを事故リスク対応費用の下限値として提示することとした。²⁶

(8) 原子力発電所のコスト検証結果

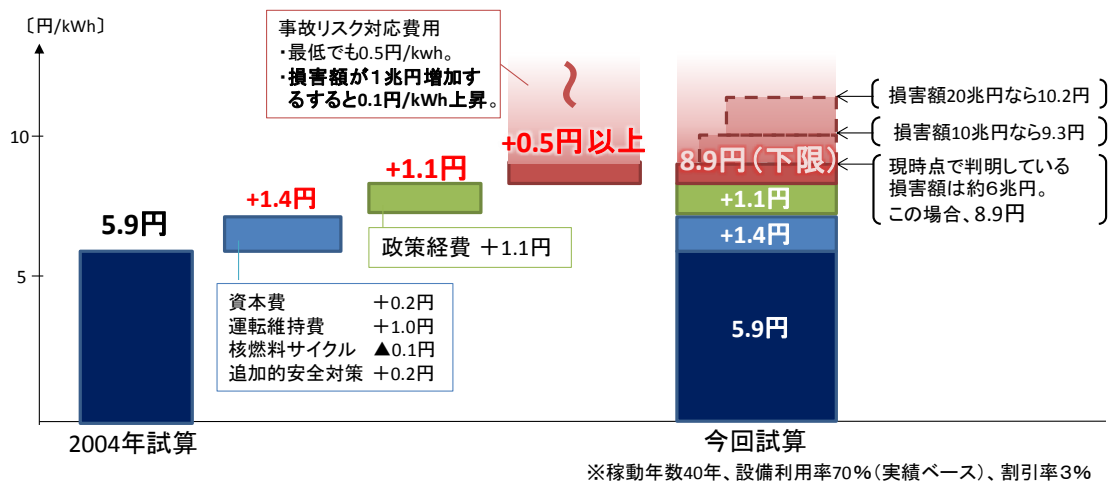
原子力の発電コストは、割引率3%、設備利用率70%、稼働年数40年を前提とすると、1kWh当たり8.9円以上となる。事故費用が1兆円増加するたびに0.1円コストが上昇する。この8.9円/kWhはあくまで下限値であり、損害

²⁶ 40年間の積立てという制度を前提とし、実際には40年間事故が発生しなかった場合は、運用された積立金が残るあるいは事業者に戻されると考えれば、今回の事故リスクコストは下限ではなくなるのではないかとの指摘があった。

額が 10 兆円ならば 9.3 円/kWh、20 兆円ならば 10.2 円/kWh となる。

04 年試算では 5.9 円としていたが、これと比較すれば、社会的費用の存在になどにより、+3 円/kWh 以上（約 5 割以上²⁷）上昇する結果となった。

- 資本費 2.5 円/kWh (04 年試算比 +0.2 円/kWh)
- 運転維持費 3.1 円/kWh (04 年試算比 +1.0 円/kWh)
- 核燃料サイクル費用 1.4 円/kWh (04 年試算比 ▲0.1 円/kWh)
- 追加的安全対策 0.2 円/kWh
- 政策経費 1.1 円/kWh
- 事故リスクへの対応費用 0.5 円/kWh 以上



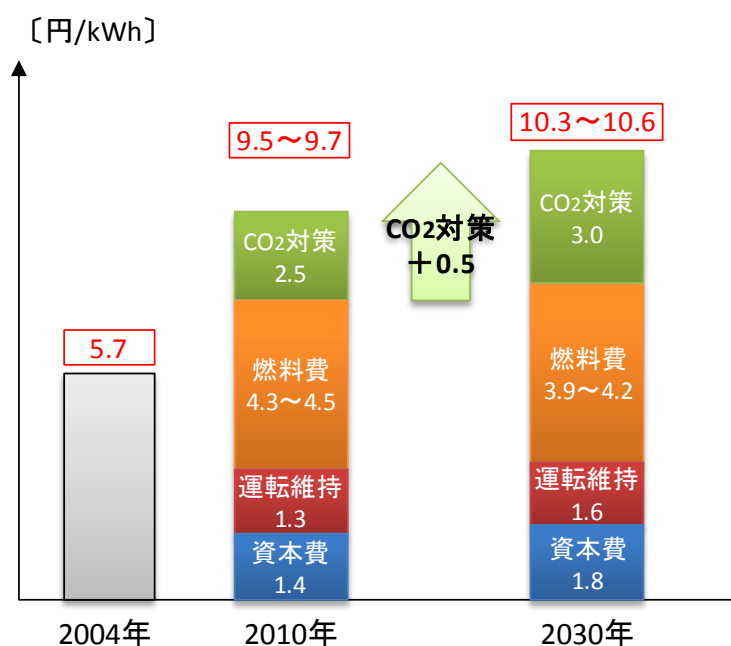
(図 20) 原子力の発電コスト (2004 年試算と今回試算)

²⁷ 今回の試算は、04 年試算では含まれていなかった事故リスク対応費用や政策経費などが含まれているという点は留意すべきである。

3. 原子力以外の電源のコスト検証

(1) 石炭火力

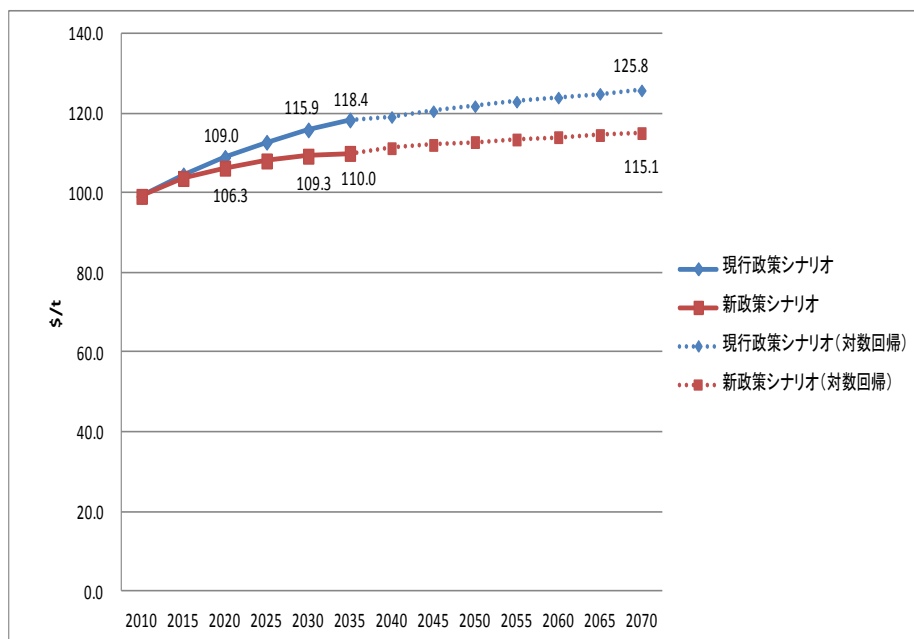
- 石炭火力については、燃料費の上昇に加え、今回から追加した CO₂ 対策費用が全体の 2～3 割を占め、04 年試算と比較して、2010 年モデルプラントで、+約 3 円/kWh の 9.5～9.7 円/kWh、2030 年モデルプラントでは、10.3～10.6 円/kWh となった（割引率 3%、設備利用率 80%、稼働年数 40 年）。
- この水準は、原子力の発電コスト（8.9 円/kWh 以上）とほぼ同じといえる水準であり、本試算のように CO₂ 対策費用を加味しても、コスト的には、同レベルといえる。
- ただし、CO₂ 対策費用は、政策や国際水準次第で上下したり、また、対策の実施が遅れば遅れるほど、より高い費用を要する可能性もある。



(図 2 1) 石炭火力の発電コスト (04 年試算・2010 年・2030 年)

(表 8) WE02011 における石炭価格見通し (\$/t)

	2010 年	2015 年	2020 年	2025 年	2030 年	2035 年
現行政策シナリオ	99.2	104.6	109.0	112.8	115.9	118.4
新政策シナリオ	99.2	103.7	106.3	108.1	109.3	110.0

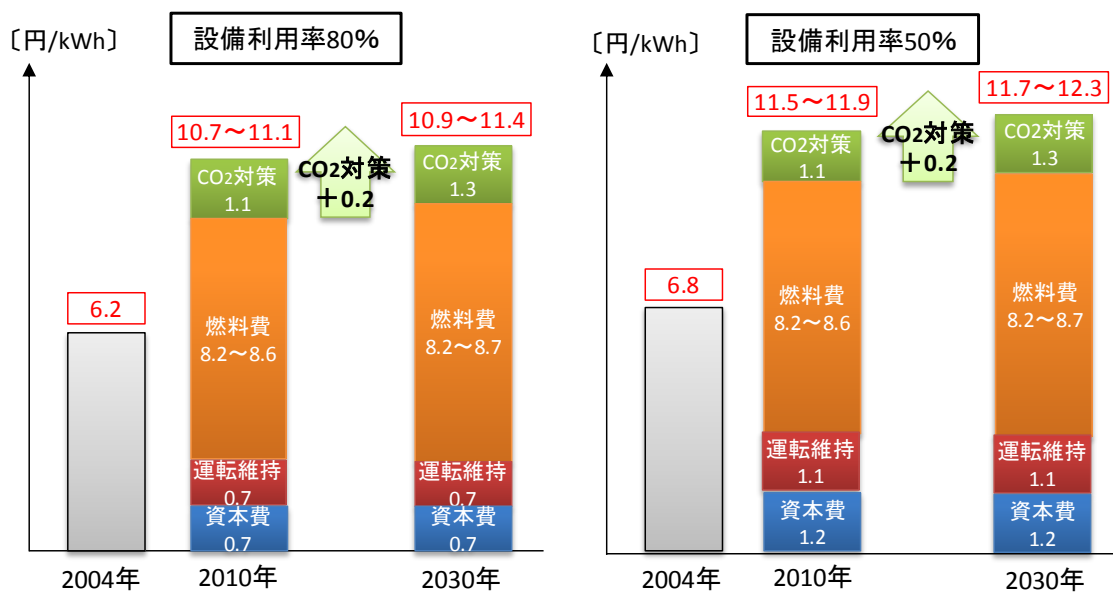


※発電コスト試算に際しては、初年度価格を 2010 年度平均 CIF 価格 (\$113.91/t) とし、次年度以降について上記の WE02011 を基にした試算値の価格トレンドを適用。

(図 2 2) WE02011 を基にした石炭価格の試算値 (\$/t)

(2) LNG 火力

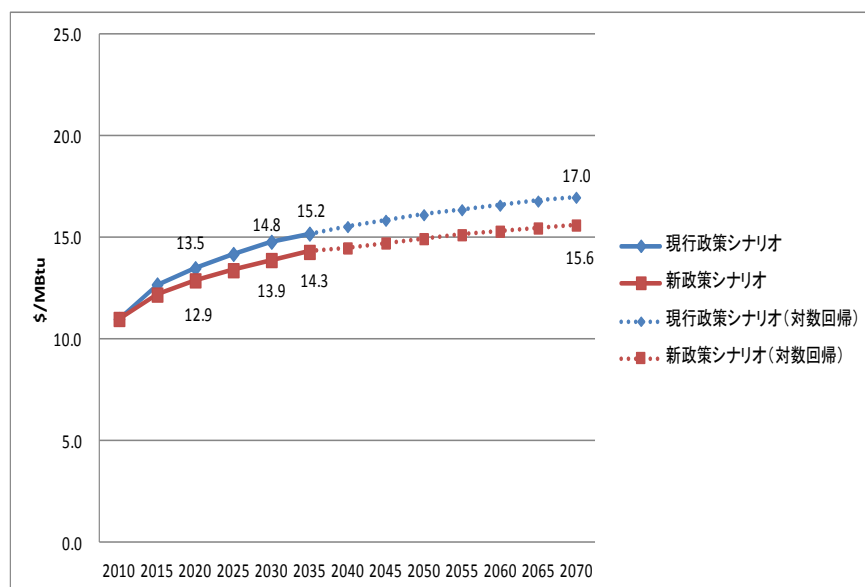
- LNG 火力については、従来、主として、ミドル電源として位置付けられてきたが、設備利用率が 80% の場合、2010 年モデルプラントで、今回から追加した CO₂ 対策費用を含めて、10.7~11.1 円/kWh、2030 年モデルプラントでは、10.9~11.4 円/kWh の試算となった（割引率 3%、稼働年数 40 年）。
- これは、原子力の発電コスト（8.9 円/kWh 以上）や石炭火力の発電コスト（2010 年モデルプラントで 9.5~9.7 円/kWh、2030 年モデルプラントで 10.8 円~11.0 円/kWh）とほぼ同じ水準であり、CO₂ 対策費用を加味しても、コスト的には競争できるレベルといえる。
- LNG 火力の場合、燃料費が 7~8 割を占めているため、04 年試算と比べると、専ら燃料費の上昇により、コストが押し上げられてきたが、2010 年から 2030 年にかけては、LNG 価格の上昇率がさほど大きくない。IEA の WE02011 の見通しでは、シェールガスなど非在来型ガスの増加により、価格上昇が抑えられると予想されている。ただし、現在の日本の LNG 購入価格は原油価格にリンクしているため、欧米の天然ガスの市場価格が低下しても恩恵を受けられないという状況にあり、IEA の WE02011 の見通しが示している国際的な価格上昇抑制のメリットを、日本が享受できるようにするためには燃料調達戦略が課題といえる。



(図 2 3) LNG 火力の発電コスト (04 年試算・2010 年・2030 年)

(表 9) WE02011 における天然ガス価格見通し (\$/MBtu)

	2010 年	2015 年	2020 年	2025 年	2030 年	2035 年
現行政策シナリオ	11.0	12.7	13.5	14.2	14.8	15.2
新政策シナリオ	11.0	12.2	12.9	13.4	13.9	14.3

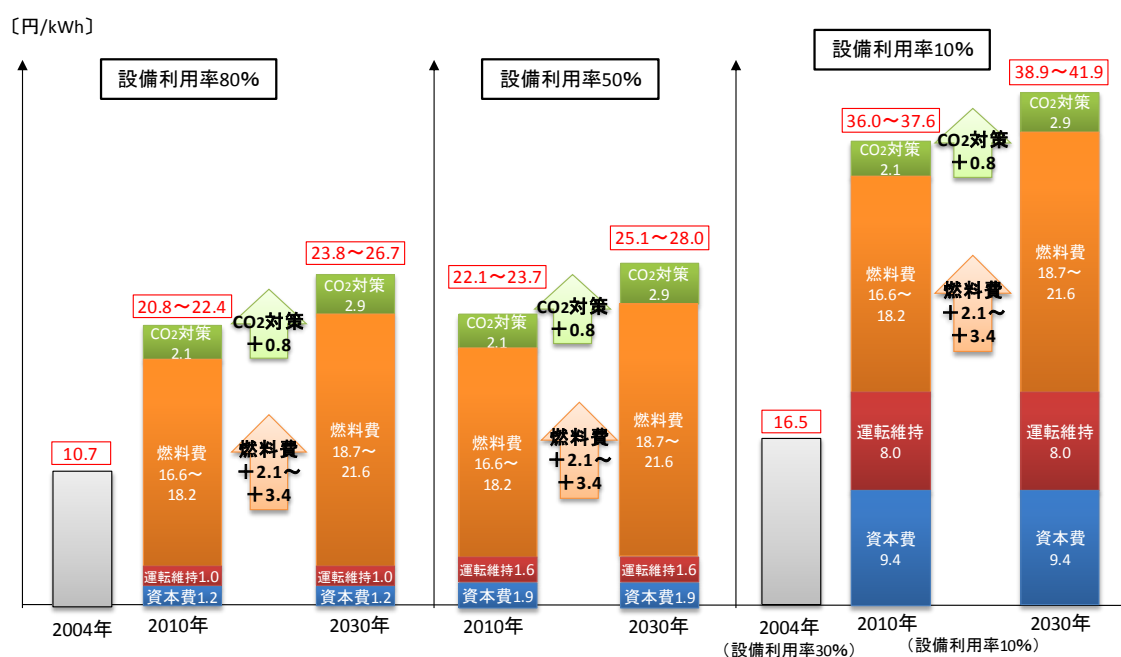


※発電コスト試算に際しては、初年度価格を 2010 年度平均 CIF 価格 (\$584.37/t (\$11.3/MBtu)) に単位換算し、次年度以降について上記の WE02011 を基にした試算値の価格トレンドを適用。

(図 2 4) WE02011 を基にした天然ガス価格の試算値 (\$/MBtu)

(3) 石油火力

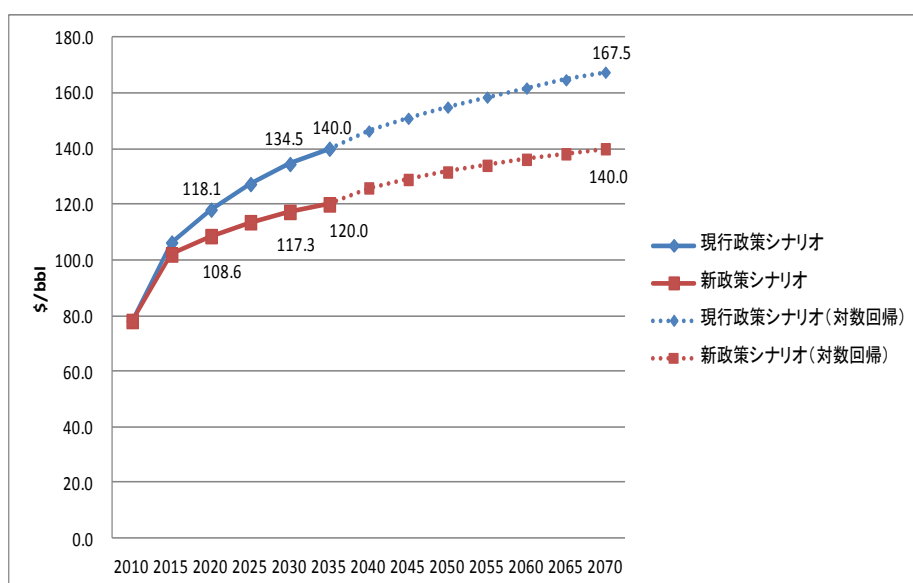
○石油火力については、CO₂対策費用に加え、燃料費の上昇によって、04年試算と比較して、設備利用率10%とすると、2010年モデルプラントで、+約19円の36.0~37.6円/kWh、2030年モデルプラントでは、さらに、CO₂対策費用と燃料費上昇で、38.9~41.9円/kWhとなった。設備利用率50%とすると、2010年モデルプラントで、22.1~23.7円/kWh、2030年モデルプラントでは、さらに、CO₂対策費用と燃料費上昇で、25.1~28.0円/kWh。(割引率3%、稼働年数40年。ただし、04年試算では設備利用率30%)。



(図 25) 石油火力の発電コスト (04年試算・2010年・2030年)

(表 10) WE02011における原油価格見通し (\$/bbl)

	2010年	2015年	2020年	2025年	2030年	2035年
現行政策シナリオ	78.1	106.3	118.1	127.3	134.5	140.0
新政策シナリオ	78.1	102.0	108.6	113.6	117.3	120.0



※発電コスト試算に際しては、初年度価格を 2010 年度平均 CIF 価格（\$84.16/bbl）とし、次年度以降について上記の WE02011 を基にした試算値の価格トレンドを適用。

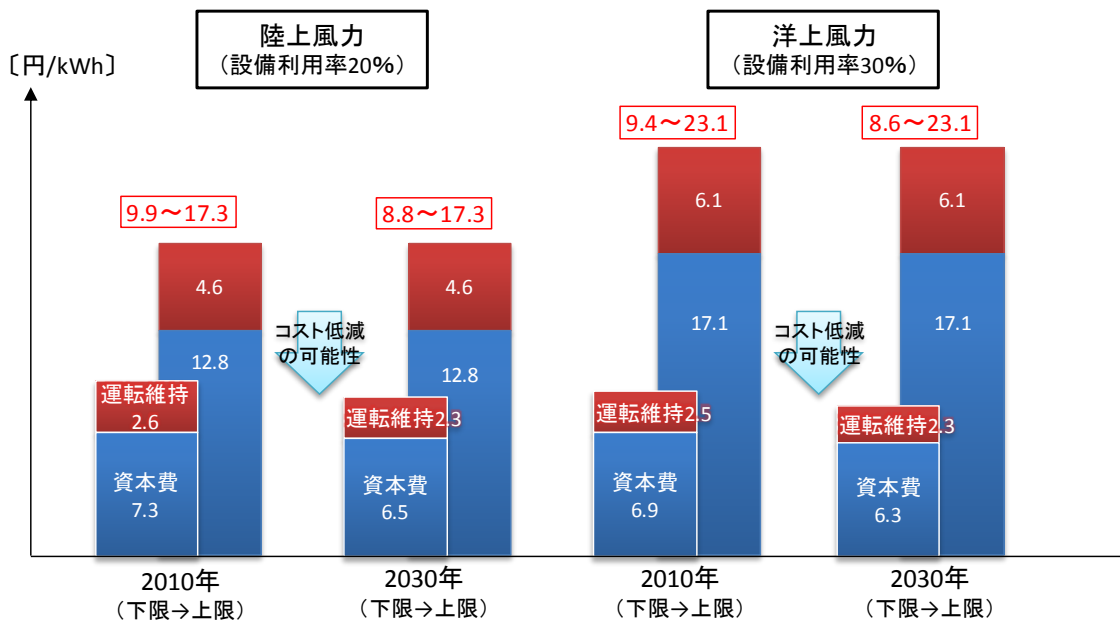
（図 26）WE02011 を基にした原油価格の試算値(\$/bbl)

（4）風力（陸上・洋上ー着床式）

- 陸上風力については、立地条件により建設コストが異なるが、系統制約もなく建設コストが安いケース等の条件がそろったケースでは 2010 年モデルプラントで 10 円/kWh 程度、2030 年モデルプラントで 9 円/kWh 程度（割引率 3%、設備利用率 20%、稼働年数 20 年）と、原子力、石炭、LNG と同等のコストになりうると試算された。
- 電力会社の系統から離れた場所が立地地点となることがあり、発電コストとは別に、電源線コストがかかる。また、導入量が大きくなった場合、将来的には、電力システム全体として何らかの系統強化あるいは系統安定化のための追加的な投資が必要となる。その中には、系統安定化のための調整電源の確保、系統連系強化、需要動向に基づく需給調整や、蓄電池の役割の整理・普及をどのように進めていくかという論点がある。
- 風力の出力変動は、発電所毎の出力安定化のために蓄電設備の併設による対策が行われているケースがあるが、その場合は、発電コストに加えて蓄電コストがかかる。他方、「ならし」効果²⁸を含めた電力システム全体での安定化の観点からの対策が出力の不安定性の解決に貢献する可能性がある。

²⁸ 「ならし」効果とは、太陽光発電、風力発電などの分散型電源が広域に分散設置された場合、個々の電源の発電量の変動が相殺され分散型電源全体の発電量の変動が緩和され、なだらかになる効果。

- 洋上風力については、資本費を陸上風力の1.5～2倍と見込み、2020年モデルプラントで9.4～23.1円/kWh、2030年モデルプラントで8.6～23.1円/kWhと試算した（割引率3%、設備利用率20%、稼働年数20年）。洋上風力は、今後のイノベーション次第では、コスト低下も期待できる。なお、洋上風力には他に浮体式があるが、今回の試算の前提としては、コスト算定に必要なデータが不足することから対象としなかった。
- 洋上風力については、電源線のコストが、陸上風力よりも高くなることに留意する必要がある。

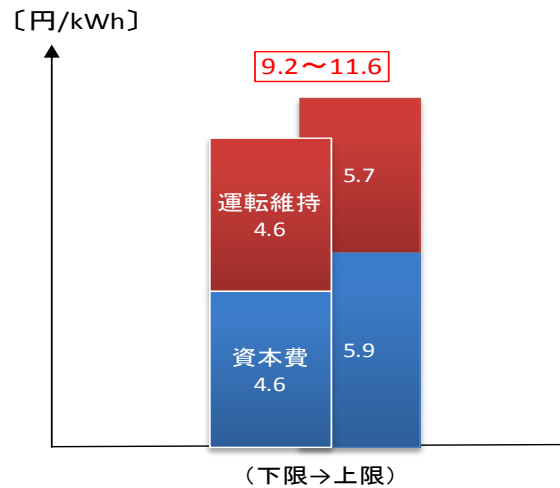


(図 27) 風力発電（陸上・洋上—着床式）の発電コスト（2010年・2030年）

(5) 地熱

- 地熱については、再生可能エネルギーの中では、長い年月にわたり、安定的な発電が可能という特徴があり、コストも9.2～11.6円/kWhと試算され（割引率3%、設備利用率80%、稼働年数40年）、コスト的には原子力や石炭と同レベルと言える。
- ただし、初期投資コストとしては大きい地熱資源量の調査費用は含まれておらず、今後、導入量を拡大するために、例えば、規制区域外から規制区域内の地下の熱源に向けて斜め掘りすることとなった場合、水平方向の距離が長くなればなるほど、追加的な投資も増え、掘り当てる確率も下がっていくこととなる。

○また、地熱の立地場所は、電力会社の系統から遠いケースが多く、電源線のコストの問題もある。



(図 28) 地熱発電の発電コスト (2010年・2030年)²⁹

(6) 太陽光 (住宅用・メガソーラー)

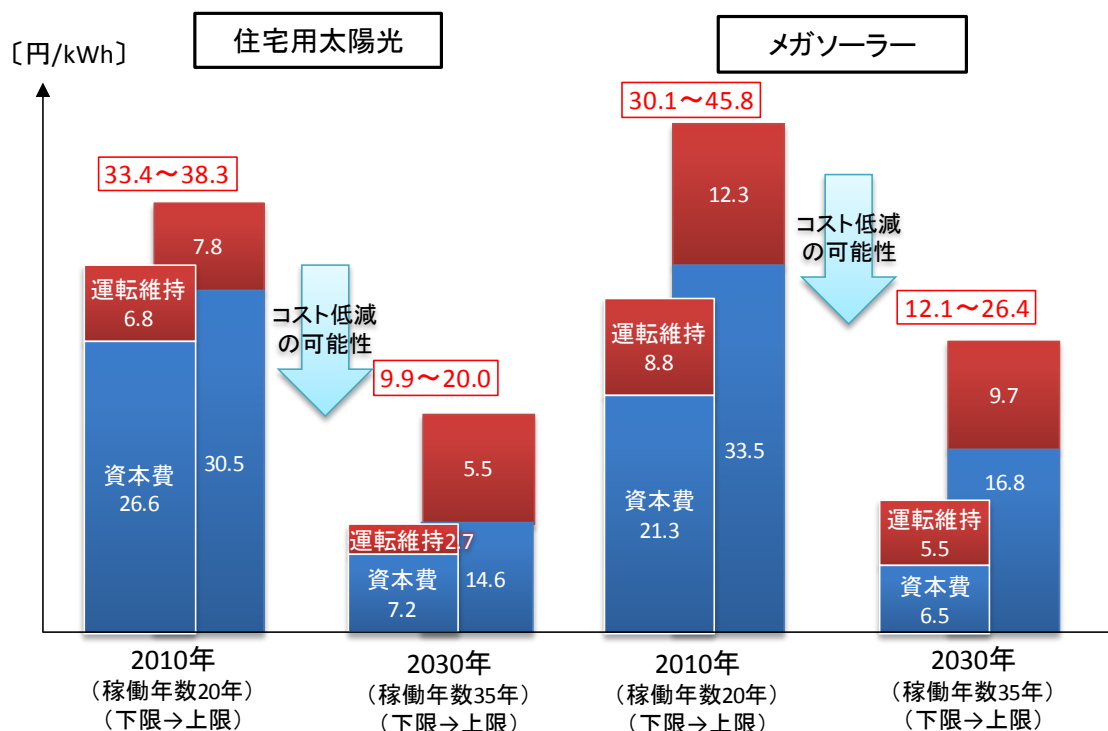
○太陽光については、2010年モデルシステムの発電コストは、30円/kWh以上 (割引率3%、設備利用率12%、稼働年数20年) と、他の電源と比べても、高い水準であるものの、足元でも、システム価格が低下しつつあり、また、2030年には量産効果などにより、大幅な価格低下が期待され、現在の2分の1から3分の1にまでコストが下がる可能性がある。これが実現されれば、石油火力 (割引率3%、設備利用率10%、稼働年数40年) よりも安い水準が達成される。次世代太陽電池など革新的な技術が実現すれば、さらに下がる可能性もある。

○ただし、太陽光の導入が拡大してきた場合、将来、配電系統における電圧変動抑制対策を含め、何らかの系統安定化のための追加的な投資が必要である。その中には、系統安定化のための調整電源の確保、系統連系強化、需要動向に基づく需給調整や、蓄電池の役割の整理・普及をどのように進めていくかという論点がある。

○住宅用でも、メガソーラーでも、既存の揚水発電所の活用や蓄電設備併設を含め電力システムの需給調整力の向上により、昼間しか出力しない、出力調整ができないなどの太陽光発電の課題を解決する可能性も出てくる。住宅の

²⁹ 地熱については、発電コストに大きく影響するような技術革新等を想定していないことから、2010年と2030年のモデルプラントの発電コストに差はない。

ヒートポンプ給湯、電気自動車の充電などによる調整を利用すれば、蓄電機を別途付ける量も低減できる。現時点では、蓄電コストは高く、今後、どの程度低下するかが導入拡大の鍵を握る。



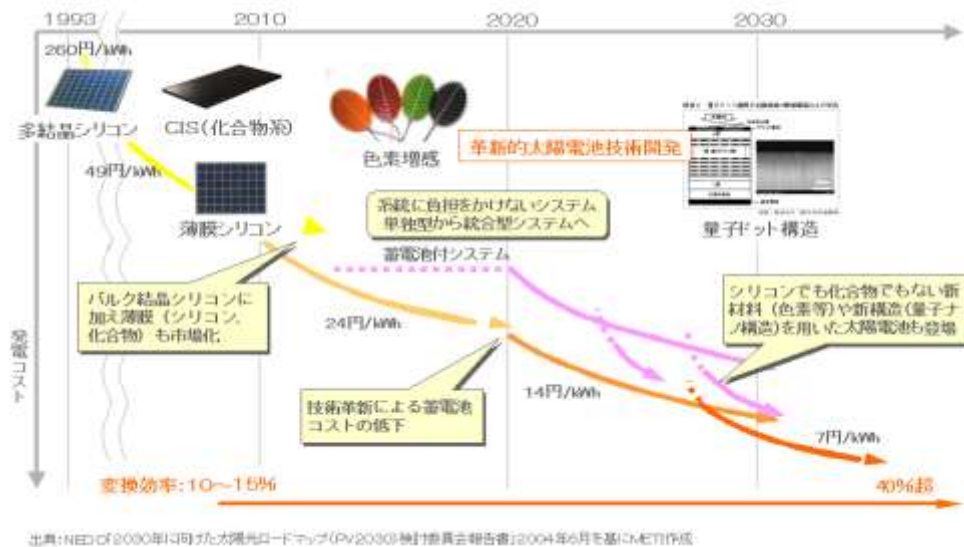
(図 29) 太陽光（住宅用・メガソーラー）の発電コスト（2010年・2030年）

(注1) 2010年モデルとして、メガソーラーのシステム価格を35~55万円/kWとしているが、太陽光はかなりのペースでコストが下がってきている点に留意が必要。事業者の動向を見てみると、実際は35~40万円/kW程度をターゲットとして考えているという意見が多い。委員会の中でも55万円/kWは高すぎるという指摘もあった。また、海外については、例えばドイツの例を取ると、直近の太陽光発電のシステム価格は、2,200ユーロ/kW程度とのこと。

(注2) メガソーラーの土地代については、事業者ヒアリングをもとに、モデルプラント(1,200kW)を概ね12,000~18,000㎡の遊休地等(年間賃貸料100円/㎡/年)に設置すると仮定した場合、120~180万円/年。モデルプラントの年間発電量約126.144万kWhを前提とし、前記土地代を除くと、1~1.4円/kWh増となる。

【参考値としての次世代太陽電池の実現シナリオ】

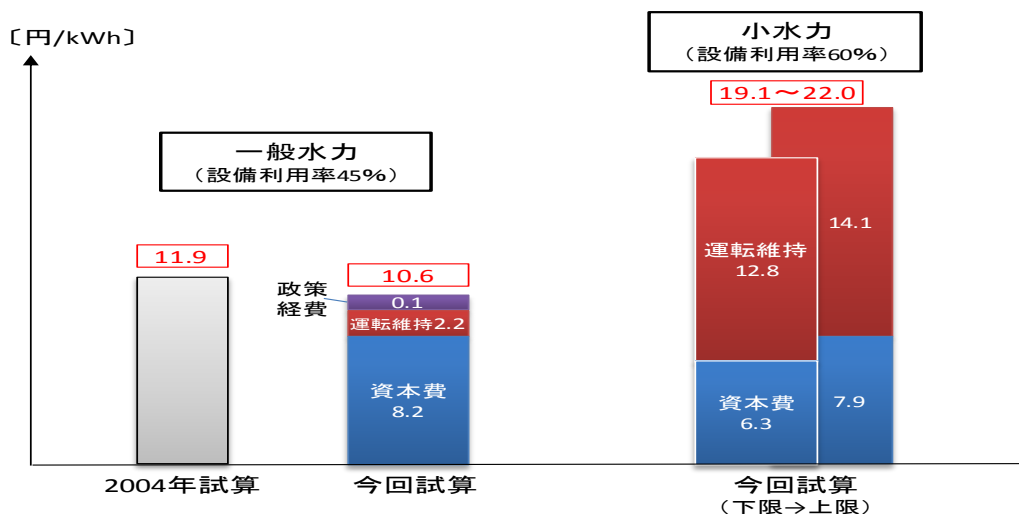
NEDOが策定した「PV2030+」においては、今後の革新的な技術開発に当たっての指針として、薄膜シリコン太陽電池、CIS・化合物系太陽電池、有機系太陽電池の開発により2020年に14円/kWh、高度秩序構造を有する薄膜多接合太陽電池、ポストシリコン超高効率太陽電池の開発により2030年に7円/kWhが達成されるとしている。



(図 30) NEDO「PV2030+」における革新的な技術によるコスト低減

(7) 一般水力・小水力

- 一般水力の発電コストは、10.6 円/kWh (割引率 3 %、設備利用率 45%、稼働年数 40 年) であり、ベース電源としても他の電源と比して同レベルである。しかしながら、日本においては、新たな立地は限られている。
- 他方、小水力の発電コストは、19.1~22.0 円/kWh (割引率 3 %、設備利用率 60%、稼働年数 40 年) と試算された。小水力は安定的な発電が可能であり、また、日本の多くの場所で可能性がある。

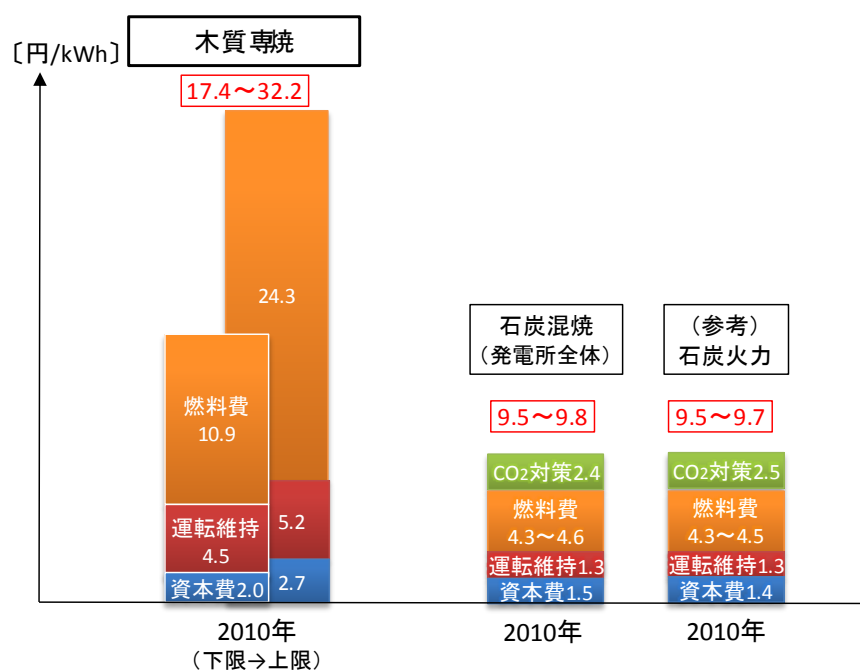


(図 31) 一般水力、小水力の発電コスト (2004年・2010年・2030年)³⁰

³⁰ 一般水力及び小水力については、発電コストに大きく影響するような技術革新等を想定して

(8) バイオマス (木質専焼・石炭混焼)

- バイオマス発電は、様々な種類のバイオマスを原料とすることができるが、今回の試算に当たっては、未利用間伐材を原料とした木質バイオマス発電をモデルプラントとして試算した。その中でも、石炭火力発電所に未利用間伐材のチップを燃料として投入する石炭混焼と、未利用間伐材のチップ専用の発電施設で発電する木質専焼の2種類の発電コストを試算した。
- 石炭混焼の発電コストは、石炭混焼を行っている石炭火力発電所全体で見ると、CO₂対策費が減少する一方で、木質チップの単位発電量当たり価格が石炭よりも高いこと等から、通常の石炭火力発電 (2010年モデルプラント) の発電コストが9.5~9.7円/kWhであるのに対し、石炭混焼 (バイオマス割合重量比3%) の発電コストは9.5~9.8円/kWhと試算された (割引率3%、設備利用率80%、稼働年数40年)。
- 木質専焼の発電コストは、17.4~32.2円/kWh (割引率3%、設備利用率80%、稼働年数40年) と他の電源と比べても高い水準であるが、これは燃料として未利用間伐材を活用するためには、山間部における収集・運搬等の作業が必要となること等によるものである³¹。



(図 32) バイオマス (木質専焼・石炭混焼) の発電コスト (2010年)³²

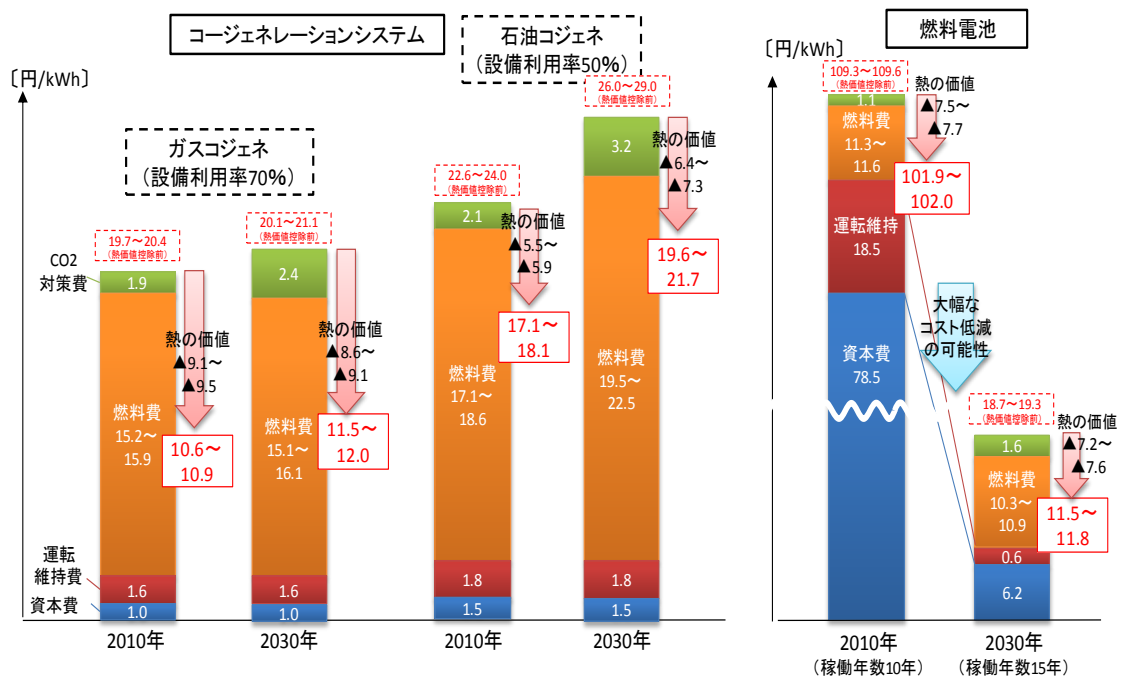
いないことから、2010年と2030年のモデルプラントの発電コストに差はない。

³¹ 未利用間伐材を燃料として利用する場合、収集・運搬に要する距離や運搬用の作業道 (路網) の整備状況などの諸条件により価格が大きく異なることに留意が必要。

³² バイオマス (木質専焼・石炭混焼) については、発電コストに大きく影響するような技術革

(9) コージェネ

- ガスコージェネについては、熱の価値を考慮しない場合、発電コストは 20 円/kWh 程度の水準であるのに対し、利用した熱の価値を全量考慮すると、10 円/kWh 程度となり、熱併給時には、他の大規模電源との関係でも、熱の利用の割合により競争力を有するといえる（割引率 3%、設備利用率 70%、稼働年数 30 年）。
- 石油コージェネについては、熱の価値を考慮しない場合、発電コストは 20~30 円/kWh 程度の水準であるのに対し、利用した熱の価値を全量考慮すると、15~20 円/kWh 程度となる（割引率 3%、設備利用率 50%、稼働年数 30 年）。なお、石油は持ち運び・貯蔵が容易なため、緊急時に分散型エネルギーとして、重要な役割が期待できる。
- 燃料電池については、まだ市場に出たばかりであり、2010 年モデルプラントは、資本費、修繕費なども高くなっているが、2030 年モデルプラントでは、燃料費以外については、大幅なコスト低下が期待できる。
- コージェネは需要地近接であることから、5%程度の送電ロスがないことも社会的なエネルギー効率の観点からメリットといえる。



(図 33) ガスコージェネ、石油コージェネ、燃料電池の発電コスト (2010年・2030年)

新等を想定していないことから、2010年のモデルプラントについてのみ試算した。

(10) 省エネ

○省エネ製品の購入や省エネの設備の導入によって、1 kWh の電力を節約することは、1 kWh の電力を発電することと同じ効果を持つと考え、節電コストを試算した。

○対象の製品や設備等によって、大きな幅があるものの、白熱電球からLED電球への買い替え、高効率なエアコンや冷蔵庫の導入など、一部の省エネ製品については、発電以上に効率的な選択肢となっている。

○節電コストについては、

(A) 発電コストとの比較としての省エネ設備の導入コスト（設備コスト）

(B) 省エネ投資によって追加的な発電投資が不要になるという意味での社会全体としてのコスト（設備コスト－全電源平均の発電コスト）

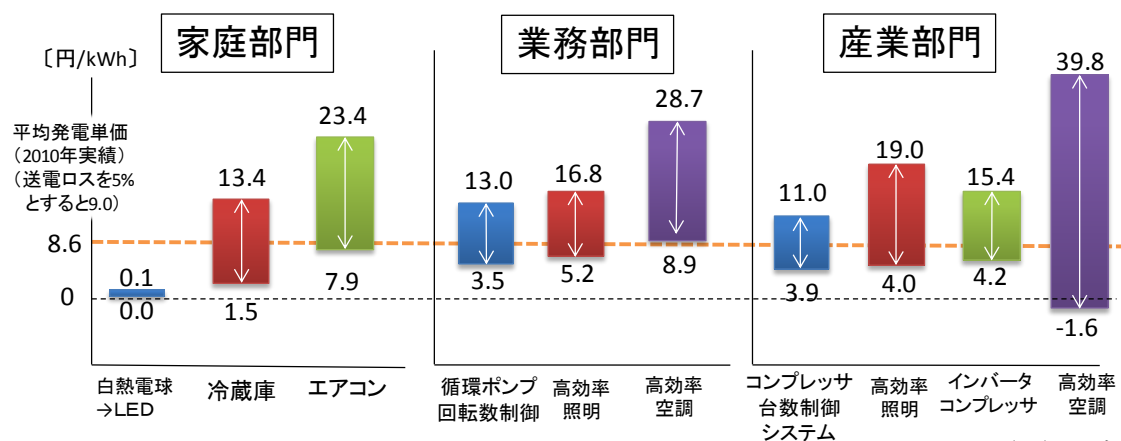
(C) 需要家から見た場合、節電分の電気料金は支払わずに済むという意味でのコスト（設備コスト－電力料金）

といった考え方がある。発電コストとの比較という観点では（A）が適切だが、個々の需要家が省エネ投資を判断する際には（C）が重要となる。

○今回の節電コストの試算では、節電に資する機能のコストを設備コストとして計算しているが、実際の製品購入の際にはエアコンにおける自動掃除機能など、節電に資する機能以外の要素によっても製品価格が左右されることに留意する必要がある。

○省エネは、電力消費の見える化、節電型料金メニューの開発、IT と組み合わせたスマートハウス化などで、比較的成本をかけずに、効果が高まる可能性がある。

○省エネについては、削減した電気代により投資回収が図られること等から、潜在的な可能性は大きいと考えられる。今後、省エネ投資や省エネ製品の評価とポテンシャルについては、さらなる検証が必要と考えられる。

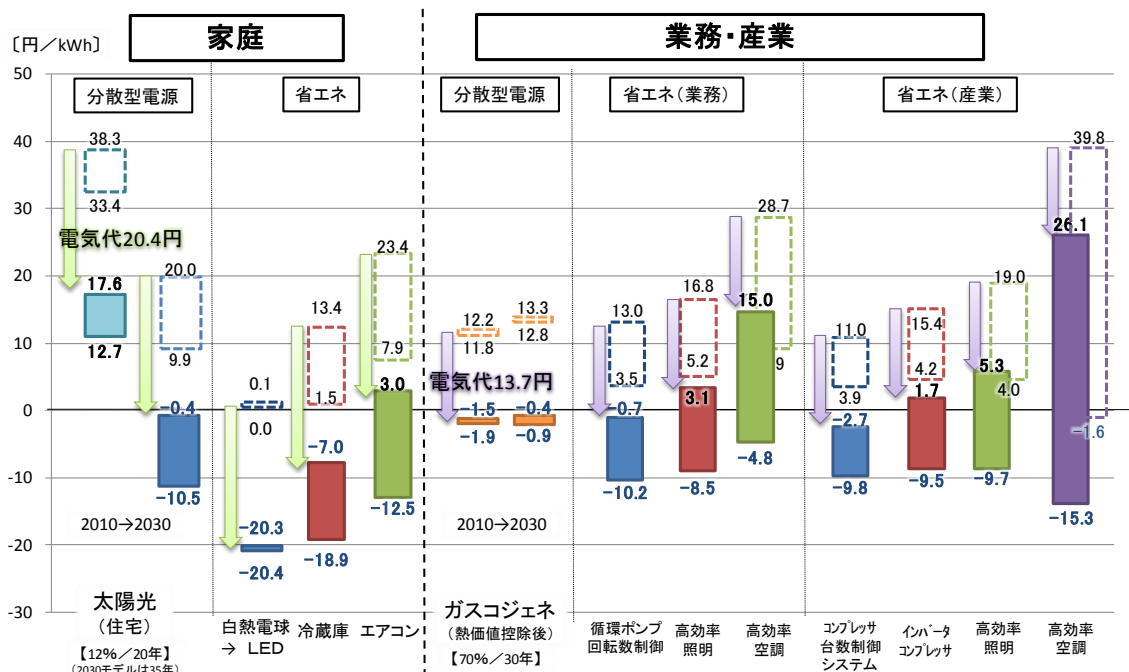


※ (A) の方式で試算。

(図 34) 省エネ製品、省エネ投資の節電コスト

(11) 需要家が参画する電源と省エネの需要家から見た試算

- 前述したように省エネ投資については、需要家から見た場合、電気料金を節約できるというメリットが生じる。電気料金を投資コストから差し引いてその値がマイナスの場合には投資に経済合理性があると言え、多くの場合はこれを満たすことが下図から分かる。
- また、太陽光発電、コジェネといった分散型電源についても、需要家による発電であるため、同様に電気料金を差し引いて需要家から見た場合のコストを計算すると、概ね需要家による導入は経済的に合理的であることが分かる。



※本章3 (10) の (C) の方式で計算：電気料金は平成 22 年度一般電気事業者の電気料金実績を利用、家庭用料金：20.4 円/kWh、業務・産業用料金：13.7 円/kWh)

※ガスコジェネの発電コストは、需要家から見たコストを比較するため、燃料費に CIF 価格ではなく都市ガス料金を用いた試算値。

(図 35) 需要家のメリットを踏まえた分散型電源・省エネのコスト

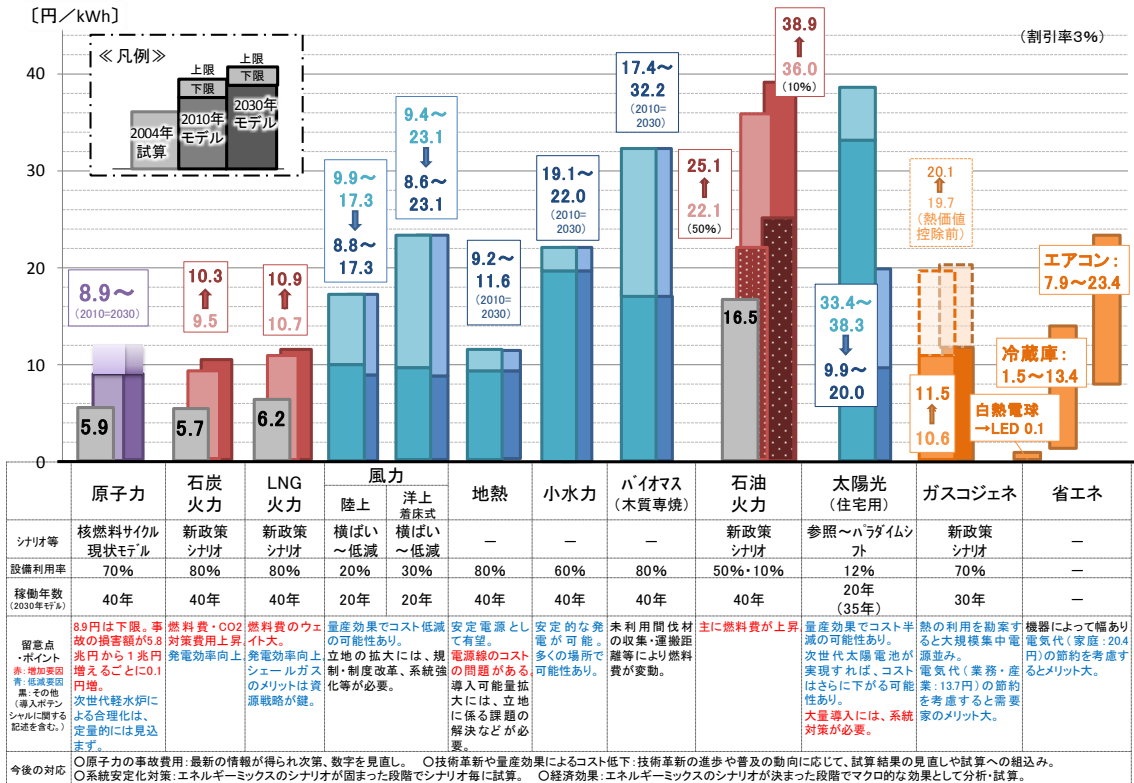
第4章 検証結果の概観

1. 主要電源の検証結果の比較

以上の電源別の検証結果を、主要な電源で比較すると以下のとおりである。³³

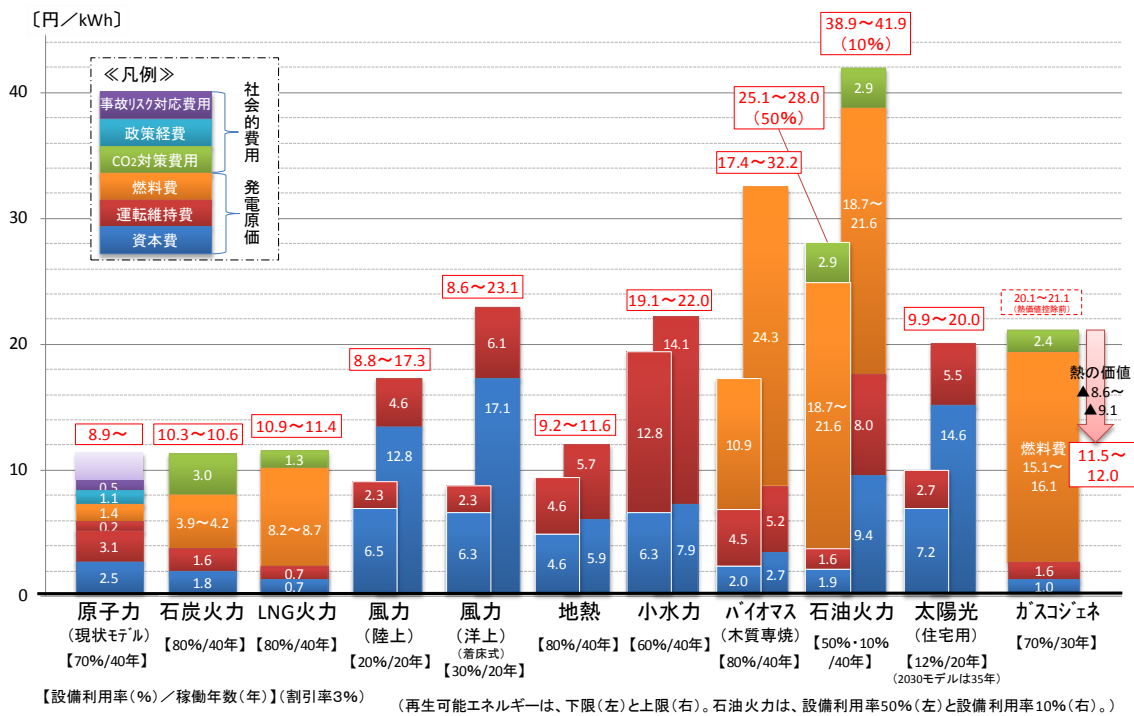
【コスト試算のポイント】

- モデルプラント形式（最近7年間の稼働開始プラント、最近3年間の補助実績等を基に設定）
- CO2対策費用、原子力の事故リスク対応費用、政策経費等の社会的費用も加算。
- 2020年、2030年モデルは燃料費・CO2対策費の上昇、技術革新等による価格低減を見込んで試算。



(図 36) 主な電源の発電コスト (2004年試算/2010年・2030年モデルプラント)

³³ ここでは、各電源について、一定の前提条件の下での試算の数値を使っているが、今回の試算では、これら以外の条件での試算も実施しており、詳細は参考資料2を参照。



(図 37) 主な電源の発電コスト (2030年モデルプラント)

<p>原子力</p> <p>【2010年モデル】</p> <ul style="list-style-type: none"> 出力規模: 120万kW 建設費: 4,200億円 軽水炉(サンプルプラントの構成は、沸騰水型炉(BWR) × 1、改良型沸騰水型炉(ABWR) × 2、加圧水型炉(PWR) × 1) <p>※2030年に向けた開発の成果は定量的に見込まず。第2章3.(4)g参照</p>	<p>石炭火力</p> <p>【2010年モデル】</p> <ul style="list-style-type: none"> 出力規模: 75万kW 建設費: 1,725億円 超々臨界圧火力発電(発電効率42%) <p>↓</p> <p>【2030年モデル】</p> <ul style="list-style-type: none"> 石炭ガス化複合発電(IGCC)、先進超々臨界圧火力発電(A-USC)(発電効率48%) 	<p>LNG火力</p> <p>【2010年モデル】</p> <ul style="list-style-type: none"> 出力規模: 135万kW (45万 × 3) 建設費: 1,620億円 1500°C級ガスタービン(発電効率51%) <p>↓</p> <p>【2030年モデル】</p> <ul style="list-style-type: none"> 1700°C級ガスタービン(発電効率57%) 	<p>地熱</p> <p>【2010年モデル】</p> <ul style="list-style-type: none"> 出力規模: 3万kW (3.75t/h × 8) 建設費: 210~270億円 シングルフラッシュ方式、ダブルフラッシュ発電、背圧式発電。 	<p>風力(陸上)</p> <p>【2010年モデル】</p> <ul style="list-style-type: none"> 出力規模: 2万kW (2,000kW × 10) 建設費: 40~70億円 <p>↓</p> <p>【2030年モデル】</p> <ul style="list-style-type: none"> 量産効果による価格低減(0%~10%) 							
<p>石油火力</p> <p>【2010年モデル】</p> <ul style="list-style-type: none"> 出力規模: 40万kW <p>※サンプルプラントは、1999年試算時と同一。</p> <ul style="list-style-type: none"> 建設費: 720億円 発電効率39% 	<p>太陽光(住宅)</p> <p>【2010年モデル】</p> <ul style="list-style-type: none"> 出力規模: 4kW 建設費: 192~220万円 (参考)国内出荷量(2010)は <table border="1"> <tr> <td>シリコン単結晶</td> <td>33%</td> <td>シリコン薄膜</td> <td>12%</td> </tr> <tr> <td>シリコン多結晶</td> <td>53%</td> <td>その他</td> <td>3%</td> </tr> </table> <p>↓</p> <p>【2030年モデル】</p> <ul style="list-style-type: none"> 量産効果による価格低減(-30%~-60%) 長寿命化(稼働年数20年→35年) <p>※量子ドット太陽電池などの革新的技術は見込まず参考値。</p>	シリコン単結晶	33%	シリコン薄膜	12%	シリコン多結晶	53%	その他	3%	<p>ガスコジェネ</p> <p>【2010年モデル】</p> <ul style="list-style-type: none"> 出力規模: 6,500kW 建設費: 7.8億円 ガスエンジン、ガスタービン(発電効率: 約44%、30%) <p>※モデルプラント発電効率27.2%</p> <p>↓</p> <p>【2030年モデル】</p> <ul style="list-style-type: none"> ガスエンジン: ミラーサイクルの最適化等(発電効率約45%) ガスタービン: ガスタービン翼耐熱性向上等(発電効率約34%) <p>※モデルプラント発電効率30.7%</p>	<p>省エネ</p> <p>【LED(60W白熱電球相当)】</p> <ul style="list-style-type: none"> 国内メーカー売上上位3社の製品と白熱電球を比較。 <p>【冷蔵庫(360L~430L)】</p> <ul style="list-style-type: none"> 国内メーカー売上上位3社の製品の全製品について家電量販店の販売価格とカタログ値から比較。 <p>【エアコン(2.8kW(8~12畳用))】</p> <ul style="list-style-type: none"> 国内メーカー売上上位3社の製品の全製品について家電量販店の販売価格とカタログ値から比較。
シリコン単結晶	33%	シリコン薄膜	12%								
シリコン多結晶	53%	その他	3%								

(図 38) 各電源について想定している技術・プラント

2. コスト検証結果のポイント

今回の試算に当たっては、モデルプラント形式を基本とした上で、社会的費用を加味し、将来にわたる見通しを示し、需要家主導のエネルギーについての試算も行うなど、従来の発電コスト試算とは違った試算を行った(p4 参照)。その新しいコスト試算を踏まえ、検証した結果から導ける結論は以下のとおりである。

【原子力に関して】

- ① 原子力発電については、そのリスクを踏まえると相当程度の社会的な費用が存在する。³⁴

【エネルギーミックスに関して】

- ② 石炭やLNGに関しては、CO₂対策費用や燃料費上昇を加味すれば今まで以上にコスト高になるが、それでもなお、社会的な費用を加味した原子力発電とのコスト比較において、ベース電源としての競争的な地位を保ちうる。
- ③ 風力や地熱については、立地制約や系統安定・増強といった課題はあるが、これらの課題を解決することにより、条件がよい場所については、原子力、石炭などと対抗しうるコスト水準にあり、一定の役割を担う可能性がある。
- ④ 太陽光に関しては、大量導入に当たっては、電力システム全体としての、系統安定化などの課題はあるものの、世界市場の拡大に伴う量産効果によりコストの低下が見込まれ、石油火力よりもコスト面で優位となり、ピーク時の需給の逼迫の改善に資する電源として期待される。
- ⑤ 省エネやコジェネ等の分散型電源には、大規模集中電源と並びうる潜在力がある。また、需要家から見た場合、電気料金の節約というメリットもある。小水力やバイオマス等は、地域資源の有効活用による新しいエネルギーシステムの構築に貢献しうる。需要家や地域による主体的な選択によって新たなエネルギーミックスの一翼を担いうる。
- ⑥ ただし、どの電源も長所と短所があり、今回の試算で、これまでは隠れていたコストが顕在化し、また、導入に向けた課題も明らかになった。新規

³⁴ 原子力は、社会的な費用を含めても、他電源に比べ、相応のコスト優位性を有するケースも存在するという意見があった。一方、現在試算されている損害額 5.8 兆円については、今後、廃炉や除染などの費用が大きく膨らむ可能性を指摘する意見もあった。

事業者や需要者といった新しい主体の参画の促進、競争の拡大、技術の革新などによる課題解決が求められるが、多くの課題を克服できる長期的な目標に至るまでの間は、どの電源をどの程度組み合わせしていくのかについて、複数のシナリオがありうる。どのシナリオをたどって長期的な目標を目指していくべきか、コストに限らず導入可能量を含め様々な視点から最適な選択をしなければならない。

【エネルギーシステムに関して】

- ⑦ コスト検証の結果を踏まえれば、エネルギー需要構造の改革（省エネ社会の構築）と、エネルギー供給構造の改革（分散型電源＋再エネ＋化石燃料のクリーン化の加速）、さらには電力経営の効率化によるコスト抑制が、需要家のエネルギー選択と新規エネルギー事業者の参入によって自律的に進むような新たなエネルギーシステムの構築が不可欠である。新しいエネルギーシステムの構築が、原発への依存度低減のシナリオ実現の鍵を握る。

【日本再生との関連に関して】

- ⑧ 今回のコスト検証は、既存の技術体系をベースに行ったものである。さらに、次世代のエネルギーシステムを形成する洋上風力、新型太陽電池、革新的蓄電池、新しい電力需給調整方法などの開発目標が実現すれば、エネルギーシフトの絵姿も変わる。日本の再生やアジアをはじめとした世界の課題解決につながる成長戦略を構想するに当たって、こうした次世代技術パラダイムの実現を前提とした戦略も並行して進める価値がある。

3. 今回の検証に関する留意点と対応

今回の検証では、できる限り最新の情報やデータを集め、新たな試みにも取り組んでいるが故に、不確定な要素などもあり、下記のような点については留意が必要である。これらの点については、状況に応じて、順次対応していくことが必要である。

(1) 東電福島第一原発の事故費用が固まっていないこと

原子力の事故リスク対応費用の参照情報である原子力発電所のシビアアクシデントの際の損害想定額については、現時点で得られる最大限の情報を積み上げる形で見積もったが、東電福島第一原発の事故収束も終わっておらず、現時点で得られる情報には限界があり、その下限しか示すことができなかつた。なお、今後、損害額の拡大がある場合にもそのコスト比較が可能となるよう、単位損害額の増加ごとのコストの増加分についても、その背景にある考え方とともに示している。

⇒最新の情報が得られ次第、数字を見直す。

(2) 技術革新や量産効果については仮説を置いていること

将来の発電コストを試算するにあたり、技術革新や量産効果をどのように見込むかについては、様々な意見がある。今回の試算に当たっては、技術革新や量産効果をどうみるかについて、3つの段階に分けて整理した。

- ① 当該技術革新や量産効果が実現する可能性が高いという前提で将来の試算に組み込むもの：太陽光の既存技術の学習効果、風力発電の量産効果、石炭、LNG、燃料電池の技術革新など
- ② 当該技術革新が実現した場合を参考値として扱うもの：次世代型太陽電池
- ③ 当該技術革新については具体的な試算は行わないもの：次世代軽水炉、CCS

⇒技術革新の進捗や普及の動向に応じて、試算結果の見直しや試算への組込みを行う

(3) 系統安定費用については、エネルギーミックスのシナリオが固まった段階で試算することとした

今回の発電コストは、将来のエネルギーミックスを検討するための素材を提供するものという位置づけであり、個別の電源について、モデルプラントを想定し、それぞれ独立して発電コストを試算した。その電源が全体の中で、どの程度のシェアをもっているか、将来どの程度導入されることを見込むかということについては前提を置いていない。従って、太陽光や風力を大量導入する場合の系統安定化費用のように、どのタイミングで、どの程度の対策が必要かを見込めない段階であり、コストとしては勘案できない。

⇒エネルギーミックスのシナリオが固まった段階で、本試算の結果を使って、そのシナリオごとの系統安定費用を試算する。

(4) 発電コストとは別の観点からの評価が必要な点

今回の試算では、発電コスト（経済性確保）、化石燃料のCO₂費用（温暖化への対応）、原子力の社会的費用（安心・安全の要請への対応）というエネルギー選択の3つの要請に関しては、可能な範囲で算出する方針で進めてきたが、エネルギーセキュリティという要請については反映できていない。特に、燃料のほとんどを輸入に頼らざるを得ない化石燃料を使った火力については、エネルギーセキュリティ上のリスクがあることについては留意が必要である。

また、他の要請についても、コスト試算では、必ずしも完全に反映できない部分がある。³⁵

さらに、電源の経済効果については、エネルギーミックスのシナリオが決まった上で、その結果として、マクロ的な効果としてみるべきものである。従って、各電源の個別の発電コストである本試算において算出することはなじまない。

⇒マクロ的な経済効果、エネルギーセキュリティ上の評価などについては、エネルギーミックスの選択肢ごとに分析・試算する。

³⁵ 例えば、原子力のバックエンドの将来への負担の問題、地球温暖化対策への対応、風力におけるバードストライクへの対応、など

おわりに

～さらなる検証に向けて

今回の試算及びその検証は、現時点における知見及び情報を最大限に動員し、従来の発電コスト試算ではなされていない試みを行い、今後行うエネルギーミックスの選択肢の提示に向けた示唆も合わせて提案した。本委員会は、これらの提案も含めて、コスト等検証委員会報告書として、エネルギー・環境会議に提出する。

本委員会は、エネルギー・環境会議に対して、本報告書を踏まえ、革新的エネルギー・環境戦略の具体化に向けた作業を進めることを期待する。また、総合資源エネルギー調査会、中央環境審議会、原子力委員会に対し、本報告書を踏まえながら今後のエネルギーミックスの選択の検討を行うよう要請する。

他方で、本報告書では、一定の前提や考え方に基づき試算を行っている。このため、本報告書自体を検証していくことも重要であり、今回の報告書では試算の前提、計算式、考え方、論争点もすべて明らかにした。国民各位の意見、専門家によるレビューを積極的に受け付け、必要に応じてその集計、見直しなどの作業を継続する（別添9参照）。

コスト等検証委員会の開催について

〔平成 23 年 10 月 3 日〕
〔エネルギー・環境会議決定〕

1. 平成 23 年 7 月 29 日の『革新的エネルギー・環境戦略』策定に向けた中間的な整理」を踏まえ、新たなエネルギーベストミックスの検討を国民合意を得つつ行うべく、各電源の発電コストなどについて、網羅的に、かつ整合性を持った客観的なデータの提供を行うため、エネルギー・環境会議に、「コスト等検証委員会」（以下「委員会」という。）を設置する。
2. 委員長は内閣府副大臣（国家戦略担当）とし、委員は別紙のとおりとする。ただし、委員長は、必要があると認めるときは、委員以外の関係者の出席を求めることができる。
3. 委員会は、原子力委員会その他関係機関からの協力を得ることができる。
4. 委員会の議論の映像及び議事概要は、委員会における配布資料とあわせて公表する。委員会における試算に使われるモデル化されたデータや計算式は、第三者が後日試算可能な形で公開する。
5. 委員会の庶務は、内閣官房、経済産業省、環境省及び農林水産省が共同で処理する。

コスト等検証委員会 委員

委員長	石田 勝之	内閣府副大臣（国家戦略担当）
委員	秋池 玲子	ボストンコンサルティンググループ パートナー&マネージング・ディレクター
	秋元 圭吾	財団法人地球環境産業技術研究機構 システム研究グループ グループリーダー・副主席研究員
	阿部 修平	スパークス・グループ株式会社 代表取締役社長／グループ CIO
	植田 和弘	京都大学大学院経済学研究科 教授
	大島 堅一	立命館大学国際関係学部 教授
	荻本 和彦	東京大学生産技術研究所 人間・社会系部門 エネルギー工学連携研究センター 特任教授
	柏木 孝夫	東京工業大学ソリューション研究機構 先進エネルギー国際研究センター 教授
	笹俣 弘志	A. T. カーニー株式会社 パートナー
	松村 敏弘	東京大学社会科学研究所 教授
	山名 元	京都大学原子炉実験所 教授

審議経過

第1回 平成23年10月7日(金) 15:30~17:45

主な議題：・コスト試算の基本的なフレームワークについて

第2回 平成23年10月18日(火) 9:30~11:55

主な議題：・石炭火力、LNG火力、石油火力、一般水力について
・燃料費（石炭、LNG、石油）の今後の見通しについて
・CO₂対策費用について
・コージェネレーションシステムについて

第3回 平成23年11月8日(火) 15:30~17:43

主な議題：・再生可能エネルギーについて
・系統安定化費用の考え方について

第4回 平成23年11月15日(火) 10:00~12:18

主な議題：・原子力発電について

第5回 平成23年11月25日(金) 16:30~19:02

主な議題：・省エネ効果について
・共通事項（政策経費、広告費・寄付金、系統に関するコスト）
について

第6回 平成23年12月6日(火) 13:10~15:45

主な議題：・原子力発電の核燃料サイクルコスト及び将来の事故リスクへの
対応コストについて
・再生可能エネルギーのポテンシャルについて
・その他（計画から稼働までの期間、経済効果など）

第7回 平成23年12月13日(火) 14:00~16:46

主な議題：報告書（案）について

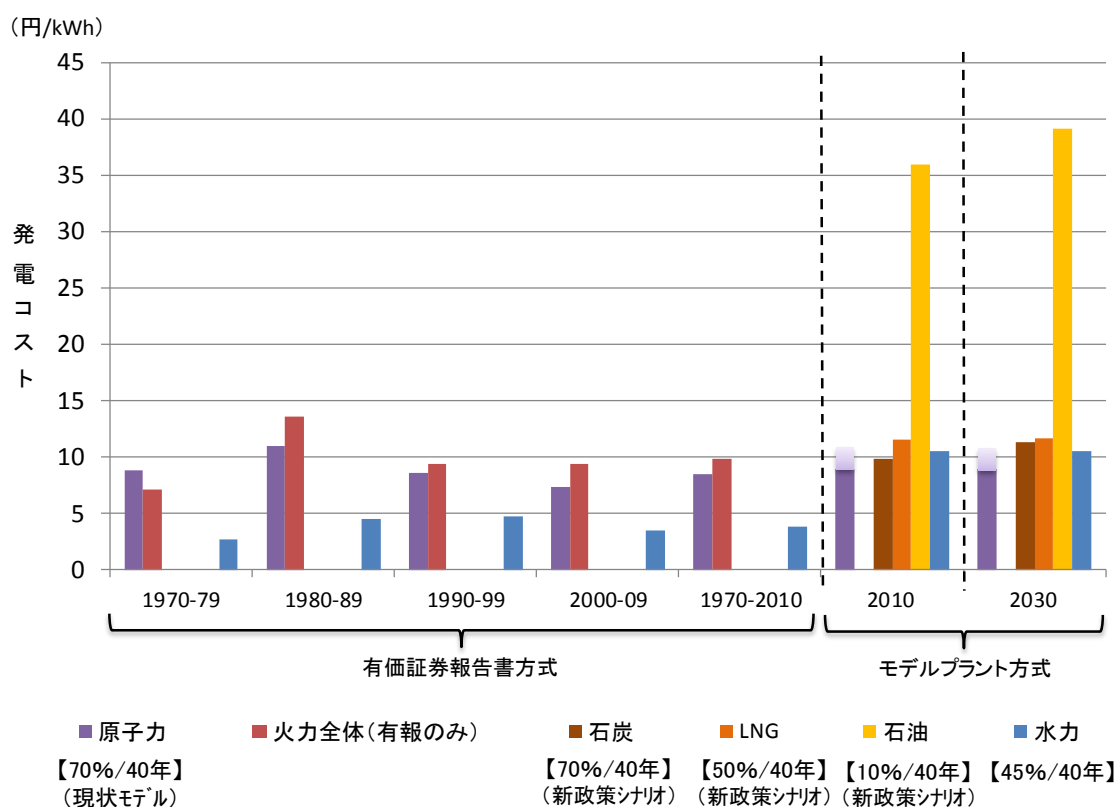
第8回 平成23年12月19日(月) 14:00~16:20

主な議題：報告書（案）について

※参考 URL<<http://www.npu.go.jp/policy/policy09/archive02.html>>

有価証券報告書方式での試算との比較

- 今回の試算と有価証券報告書ベースの試算を比較した場合、後者の試算においては、水力のコストが安いのが、これは減価償却を過ぎた後、長期間にわたって稼働できていることに由来するものと考えられる。
- 今回の試算の石油火力のコストが非常に高くなっているが、総発電量におけるシェアが小さいことから、石炭、LNG、石油を加重平均すると、ほぼ有価証券報告書の火力の水準と大きな差はないものと考えられる。



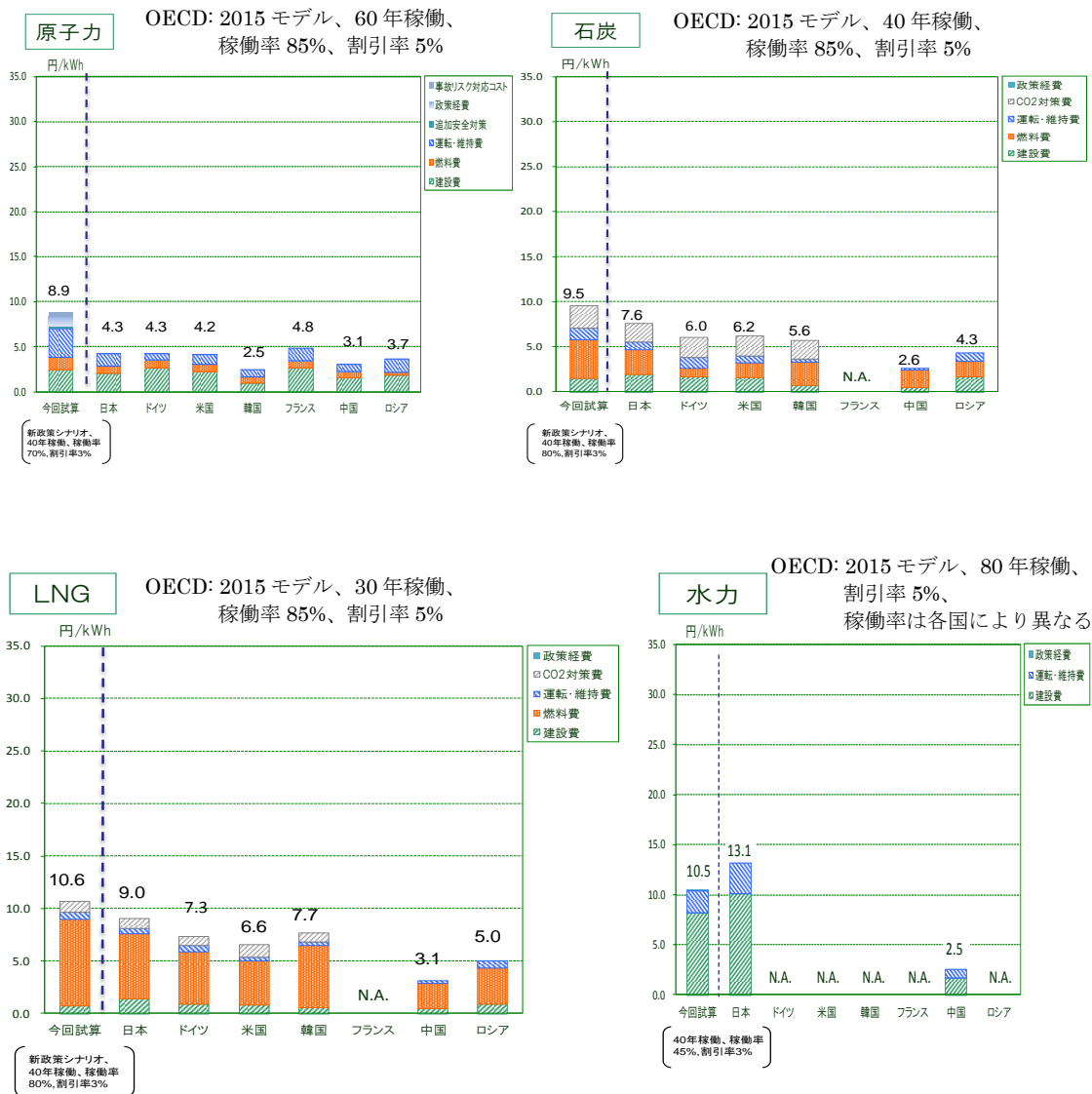
- ・モデルプラント方式における割引率は3%。
- ・モデルプラント方式における前提条件【設備利用率(%) / 稼働年数(年)】
(選択した前提条件・シナリオ)

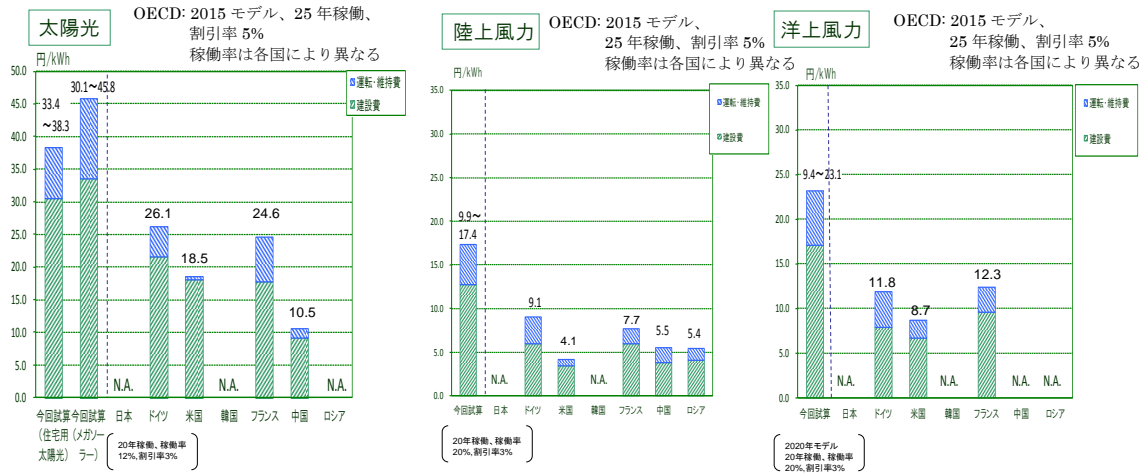
※有価証券報告書ベースの試算については、大島堅一委員(立命館大学国際関係学部教授)によるもの

(図) 有価証券報告書方式での試算との比較

諸外国の試算との比較

- 諸外国の試算については、OECD/IEA 試算の結果を使うこととしたが、2030年の試算がなかったことから、比較は、2010年のモデルプラントで行った。
- 社会的費用が上乘せされている原子力や火力だけではなく、再生可能エネルギーも含めて、全ての電源について、今回の試算では、諸外国の試算結果に比べて、高くなっている。





- ・ 「今回試算」は 2010 年モデルプラントの数字。それ以外は、OECD：“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”（2010），割引率 5%の値を記載
- ・ モデルプラントの諸元に合わせ 1 ドル=85.74 円（2010 年度平均）で単位換算。

（図）発電コスト試算の各国比較

系統安定化対策のコスト試算

(i) 既存の火力や揚水を使った調整のコスト

2020年時点の太陽光発電(PV)出力時間帯の火力発電の kWh を推定し、その際の出力減少に伴う効率低下のコストを算出(平成22年4月「次世代送配電ネットワーク研究会報告書」(以下「研究会報告書」という)での試算方法を参考) 0.027 円/kWh

(試算根拠)

- ①3200 億 kWh/年 (2020 年における PV 出力時間帯の火力発電量想定)
- ②2800 万 kW×8760 時間×12%=294 億 kWh (2020 年の PV 発電量想定)
- ③①-②=2906 億 kWh/年 (火力発電量の約 9%出力低下)
- ④2906 億 kWh×1.4% (効率低下によるロス率) =約 40 億 kWh (出力低下分のロス) ※出力低下に伴う効率低下によるロス率は既存火力プラントのデータを参考。
- ⑤約 40 億 kWh×7.2 円/kWh (2010 年有報ベース燃料コスト) =288 億円
- ⑥288 億円÷10575 億 kWh (2020 年電力需要想定) =0.027 円/kWh (全需要における火力調整平均コスト)

(参考) 太陽光発電量における火力調整平均コスト

$$288 \text{ 億円} \div 294 \text{ 億 kWh (2020 年の PV 発電量想定)} = 0.98 \text{ 円/kWh}$$

なお、上記の試算は、いずれも、とりあえずの試算のために、過去の研究会における将来の需要や電源構成についての一定の仮定を利用したものであるが、その仮定を、本委員会として前提とする趣旨ではない。

(ii) 系統間連系強化のコスト

500kV×2回線×50km の場合 (前述の電源線コストを参考に試算)

3 億円回線/km×2回線×50km=300 億円

※全長が架空設置の場合であり、土地代、周波数変換設備等の費用は含まない。

(iii) 市場機能を活用した調整のコスト

- ・スマートメーター導入コスト:約 1.4 万円/台 (「東京電力に関する経営・財務調査委員会報告書」より試算)
- ・CEMS (Community Energy Management System) (※) 導入コスト:約 4.6 億円/エリア (1 エリアは最大 2 万世帯を想定)

<試算例> 2万世帯のエリアにスマートメーターと CEMS を導入すると
想定した場合の需要電力量当たりのコストを試算

○スマートメーター：(約 1.4 万円/台×2 万世帯) ÷ (3600kWh×2 万世帯×10 年) = 約 0.39 円/kWh

○CEMS (約 4.6 億円/エリア) ÷ (3600kWh×2 万世帯×10 年) = 約 0.64 円/kWh

(1 世帯当たりの年間電力消費量は 3600kWh, スマートメーター、CEMS は 10 年で交換すると想定)

(※) CEMS とは、地域全体のエネルギーを統合し、地域のエネルギー需給を調整するエネルギー管理システム。

(iv) 出力抑制機能付き PCS のコスト

太陽光発電の出力抑制に係る PCS の機器設置コスト (Power Conditioning System: 太陽電池等の直流電力を交流電力に変換する機器) コスト (研究会報告書を参考に試算)

・カレンダー出力抑制機能付き PCS コスト: 0.5 万円/個 ⇒ 1250 円/kW

<試算例>

○(1250 円/kW×4kW) ÷ (4kW×365 日×24h×12%×10 年)
= 約 0.12 円/kWh (PCS は 10 年で交換する想定)

(注) 一般的に太陽光発電システムは PCS 付であり、本コストは、カレンダー出力抑制機能付き PCS のコスト上昇分のみ。

(v-i) 蓄電池設置コスト (研究会報告書を参考に試算)

・系統用蓄電池として NaS 電池: 4 万円/kWh

・需要家側蓄電池としてリチウムイオン電池: 10 万円/kWh

(v-ii) 揚水による調整

・モデルプラント(150 万 kW)を前提に試算した場合: 5 円程度/kWh

(仮に最大稼働を見込んで設備利用率 50%で試算した場合)

※平成 22 年度実績 設備利用率(約 4%)で試算した場合 62 円程度/kWh

<試算例>

○NaS 電池を系統側に置いた場合

系統に置いた場合に太陽光発電の平滑化効果等により需要家側蓄電池 (4kWh) の 2/3 程度の必要容量となると想定し、3kWh の NaS 電池を設置した場合 (太陽光発電 1 時間分を蓄電すると仮定し、NaS 電池の寿命を 15 年として試算)

(4 万円/kWh×3kWh) ÷ (4kW×365 日×24h×12%×15 年)

=約 2 円/kWh

○太陽光発電導入の際、需要家側に 4kWh のリチウムイオン電池を設置した場合

太陽光発電 1 時間分を蓄電すると仮定し、リチウムイオン電池の寿命を 10 年として試算

$$(10 \text{ 万円/kWh} \times 4\text{kWh}) \div (4\text{kW} \times 365 \text{ 日} \times 24\text{h} \times 12\% \times 10 \text{ 年})$$

=約 9 円/kWh

(vi) 配電系統における電圧上昇抑制対策のコスト

研究会報告書における試算での前提条件は以下のとおり。(ただし、その前提条件等については、一定の仮定に基づいたものであり、実態とは異なる場合もある。)

- ① 柱上変圧器の分割設置 (住宅用太陽光発電の 5~8 軒で 1 台という前提) : 4107 円/kW
- ② 電圧調整装置等の設置 (1 配電所用変電所 (バンク) 当たり 1 台という前提) : 6964 円/kW
- ③ バンク逆流対策 (配電所用変電所の 1 割という前提) : 357 円/kW

<試算例>

○4kW の住宅用太陽光発電導入の際、①~③の全ての措置を講じた場合

$$((4107 \text{ 円} + 6964 \text{ 円} + 357 \text{ 円}) \times 4\text{kW}) \div (4\text{kW} \times 365 \text{ 日} \times 24\text{h} \times 12\% \times 25 \text{ 年})$$

=約 0.43 円/kWh

※PCS の電圧調整機能を活用した配電系統の電圧制御について実証実験を計画中であり、結果によっては将来的に上記対策との組み合わせによる対応が考えられる。

計画から稼働までの期間

電源	計画～稼働の期間	参考情報
原子力	20年程度	直近7年間に稼働した発電所（サンプルプラント、4基）について、初号機の立地決定の表明から運転開始の年までの期間。新規電源開発地点として電源開発基本計画（H15年廃止）に組み入れられた年からプラントの運転開始の年までの平均的な期間は約8年程度。
石炭火力	10年程度	直近7年間に稼働した発電所（サンプルプラント、4基）について、初号機の立地決定の表明から運転開始の年までの平均的な期間。新規電源開発地点として電源開発基本計画（H15年廃止）に組み入れられた年からプラントの運転開始の年までの平均的な期間は7年程度。
LNG火力	10年程度	直近7年間に稼働した発電所（サンプルプラント、4基）について、初号機の立地決定の表明から運転開始の年までの期間。新規電源開発地点として電源開発基本計画（H15年廃止）に組み入れられた年からプラントの運転開始の年までの平均的な期間は6年程度。
一般水力	5年程度	直近7年間に稼働した発電所（サンプルプラント、4基）について、立地決定の表明から運転開始の年までの期間。新規電源開発地点として電源開発基本計画（H15年廃止）に組み入れられた年からプラントの運転開始の年までの平均的な期間も同程度。
小水力	2～3年程度	関連事業者へのインタビュー及びNEDO導入ガイドブック等により、①水利権使用許可申請②環境影響評価、系統連系協議、③電気事業法・建築基準法に係る手続き業務④建設工事、⑤使用前安全管理検査等を合わせて2～3年程度。 ※流量調査から必要な「新規設置」なのか、そのデータは既にあり使用可能なのか、地元地権者との交渉の要・不要及びそれに係る期間、環境調査の要・不要など、色々な要素があり一概には言えない点に留意。
地熱	9～13年程度	関連事業者へのインタビューによれば、机上検討、予備調査を除き、①資源量調査（これまでNEDO等が一定程度まで実施）、②許認可手続き・地元調整、③建設（3～4年）を併せて9～13年程度。
陸上風力	4～5年程度	関連事業者へのインタビュー及びNEDO導入ガイドブック等より、①風況調査②環境影響評価、系統連系協議、③電気事業法・建築基準法に係る手続き業務④建設工事、⑤使用前安全管理検査を併せて4～5年程度。
洋上風力	—	実用化に至っていないため不明。
バイオマス（木質専焼）	3～4年程度	関連事業者へのインタビュー及びNEDO導入ガイドブック等によれば、①環境影響評価、系統連系協議、②廃掃法上の手続き業務、③電気事業法・建築基準法に係る手続き業務、④建設工事、⑤使用前安全管理検査を併せて3～4年程度。
バイオマス（木質混焼）	1年半程度	関連事業者へのインタビューによれば、事業スキームの枠組み、設備検討、建設工事（7ヶ月～11ヶ月）で、計1年半程度。 ※既設石炭火力プラントへの増設のため工事計画届け等が不要。
石油火力	10年程度	1987年以降に運転開始した発電所（サンプルプラント、4基）について、工事着工からプラントの運転開始の年までの平均的な期間。
太陽光住宅（住宅用）	2～3ヶ月程度	契約手続き、補助金申請、設置工事、系統接続等を合わせて2～3ヶ月程度。

太陽光 (メガソーラー)	1年前後	関連事業者へのインタビュー及び NEDO 導入ガイドブック等より、①系統連系協議、②電気事業法（・建築基準法）の手続き業務③建設工事、④使用前安全管理検査を併せて1年前後。
ガスコジェネ	約1年	関連事業者へのインタビューによれば、①仕様決定（1～2ヶ月）、②本体工場製作（約6ヶ月）、③現場据付工事（約2ヶ月）、④試運転調整（約2ヶ月）を併せて約1年。
石油コジェネ	約10ヶ月	関連事業者へのインタビューによれば、①仕様決定（1～2ヶ月）、②本体工場製作（約5～6ヶ月）、③現場据付工事（約2ヶ月）、④試運転調整（約0.5ヶ月）を併せて約10ヶ月。
燃料電池	約2週間	関連事業者へのインタビューによれば、①商品説明・現場調査（約0.5日）、②見積書作成・提出（約2日）、③受注・補助金申請書類作成（約1日）、④受理通知書受領・系統連系協議依頼（約7日）、⑤施工・試運転・系統連系検査（約3日）、⑥引渡し（約1日）を併せて約2週間。

事故の損害費用から除く予算項目

< H23 年度予算（2次補正） >

- ・ 原子力損害賠償支援機構への出資金 70 億円
- ・ 交付国債償還財源に係る利子負担 200 億円

事故が起こった場合に原子力損害賠償支援機構が交付国債を償還する必要が生ずるか否か、及び実際にどれくらいの利子負担が発生するかは、その時点における積立金の多寡に左右されるため、平均的な確率や額を設定することは困難。したがって、行政費用としての具体的な利子負担額は算定が困難であり、ここでは考慮しないこととする。

< H23 年度予算（3次補正） >

- ・ 放射線治療に関する国際的医療センター整備及び地域医療の再生 687 億円

当該事業においては放射性核種の生態系を通じた人々への影響の解明、低線量被爆モニター等の研究開発、放射線を利用した診断や治療の研究開発、医薬品・医療機器等の製造・研究開発拠点づくり、被災地域における地域医療サービスの復興支援等を実施するが、これらについては仮に次の事故が発生した場合には必ずしも同様の事業を実施する必要がないと考えられるため、ここでは考慮しないこととする。

- ・ 環境創造センター（仮称）の整備 80 億円（このうち、情報発信事業 9.35 億円のみを計上）

当該事業においては福島環境創造センター（仮称）を整備・運営し、除染技術の実用化研究、除染や放射線に関する情報発信等を実施する。うち情報発信事業については、仮に事故が発生した場合には同様の事業を行う可能性があるため、想定損害額に含めることとする。

原子力発電施設の減損及び核燃料の損失の費用

1. 原子力発電設備に係る損壊リスクコストの考え方

【考え方】
 ○1年目から40年目までのそれぞれの年の中間時点で事故が発生したと仮定し、それぞれの年の中間時点における原子力発電設備の残存簿価の平均額を損壊リスクコストとして計上。(原子力発電設備の残存簿価は事故の発生時点によって変わらう等の理由から、その損害額が平均的と言えない東京電力福島第一原発のケースは採用していない。)

【計算方法】
 ○モデルプラント竣工時の原子力発電設備の簿価は、4,880億円(=建設費分35万円/kW×120万kW+廃炉処理費用(資産除去債務)分680億円)。
 ○このうち、建設費分は法定耐用年数の16年間で定率償却すると仮定。ただし、廃炉処理費用(資産除去債務)分は、発電実績に応じて償却していく(生産高比例方式)が、ここでは毎年一定の発電量(想定総発電量の40分の1)を発電するとして、稼働年数40年間で定額償却すると仮定。
 ○建設費分と廃炉処理費用(資産除去債務)分の40年間のそれぞれの年の中間時点における残存簿価の平均額は、それぞれ**564億円**と**340億円**。
 ○したがって、これらの合計額である**904億円**を損壊リスクコストとして設定することが適当ではないか。

▶建設費分： 償却前簿価4,200億円 16年定率法の償却率0.156、改定償却率0.167、保証率0.03063 (単位:億円)

	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目	9年目	10年目
期首	4200	3545	2992	2525	2131	1799	1518	1281	1081	913
期末	3545	2992	2525	2131	1799	1518	1281	1081	913	770
中間	3872	3268	2758	2328	1965	1658	1400	1181	997	842

	11年目	12年目	13年目	14年目	15年目	16年目	17年目	～	40年目
期首	770	642	513	384	256	127	0	～	0
期末	642	513	384	256	127	0	0	～	0
中間	706	577	449	320	191	64	0	～	0

→1年目から40年目までの中間時点における残存簿価の平均額は、**564億円**。

▶廃炉処理費用(資産除去債務)分： 償却前簿価680億円 40年定額法の償却率0.025 (単位:億円)

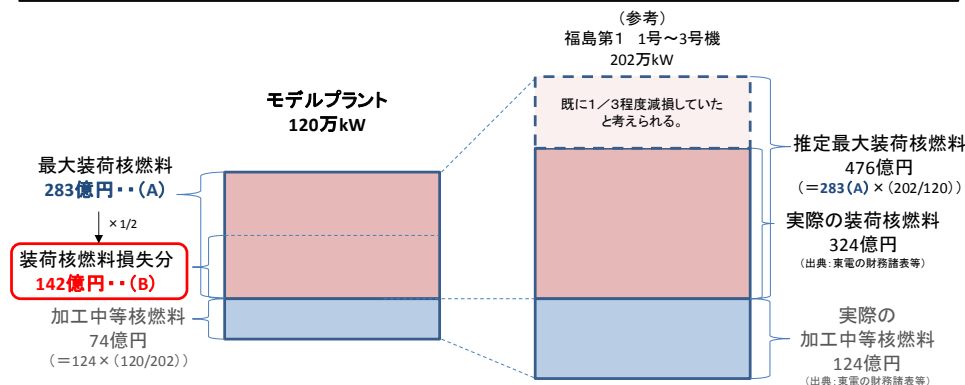
	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	～	39年目	40年目
期首	680	663	646	629	612	595	578	～	34	17
期末	663	646	629	612	595	578	561	～	17	0
中間	672	655	638	621	604	587	570	～	26	9

→1年目から40年目までの中間時点における残存簿価の平均額は、**340億円**。

2. 核燃料損失の考え方

【考え方】
 ○核燃料サイクルコストには、核燃料費も含まれているが、事故による損失分の核燃料は追加で調達する必要があるため、事故による核燃料損失分は、事故リスクコストとして損害想定額に算入。(装荷核燃料の残存簿価は事故の発生時点によって変わらう等の理由から、その損害額が平均的と言えない東京電力福島第一原発のケースは採用していない。)

【計算方法】
 ○モデルプラント(120万kW、稼働年数40年、稼働率70%)で使用する総ウラン燃料価格は、約2266億円(=0.77円/kWh×(120万kW×24×365×0.7×40))。※「現状モデル」(割引率3%)の場合、核燃料サイクルコストのうちウラン燃料価格は0.77円/kWh。
 ○一般的なウラン燃料の炉内滞在年数が約5年であることから、稼働年数を40年とすると、装荷されている1炉心あたりの最大ウラン燃料価格は、約2266億円÷(40年/5年)=**283億円**・(A)と推定される。
 ○核燃料の装荷から減損完了まで(5年間)の中間地点で事故が発生すると仮定すれば、**142億円の核燃料損失**・(B)を計上することが適当ではないか。
 ○なお、原子力発電所には装荷前の燃料(=「加工中等核燃料」)も存在するが、当該使用前燃料はプラント毎に貯蔵量が異なることから、リスクコストとして計上しない。



国民参加による今後の検証作業について

○ さらなる検証に向けて（報告書より抜粋）

本報告書では、一定の前提や考え方に基づき試算を行っている。このため、本報告書自体を検証していくことも重要であり、今回の報告書では試算の前提、計算式、考え方、論争点もすべて明らかにした。国民各位の意見、専門家によるレビューを積極的に受け、必要に応じてその集計、見直しなどの作業を継続する。

今後の予定

○12月19日中にも、コスト等検証委員会で用いた諸元データや算定式入りのエクセルシートを、専門家・事業者など第三者がデータの入れ替えや計算手法の変更が可能な、ユーザーフレンドリーな形※で、国家戦略室のウェブサイト上で公表。

○報告書の内容を踏まえた質問票に沿って、専門家、事業者、NGOなどに対し、根拠に基づく情報提供を要請。

<http://www.npu.go.jp/policy/policy09/archive02.html>

※第三者が使いやすいエクセルシートとなるよう、笹俣委員とA.T.カーニーにご協力いただいたところ。

○必要に応じ、本委員会を開催し、関係者からの情報提供及び新しい情報やデータを踏まえた、さらなる検証の作業を行い、新しいエネルギーミックスの国民的議論に活用。

（参考）英国エネルギー・気候変動省(DECC)の Call for Evidenceの一例

- 目的：政府の将来のモデル分析などについて、その根拠となる仮定やデータが妥当であり、利用可能な最善の根拠に基づくものであるかを検証
- 手法：モデル分析の対象範囲、対象セクター、前提条件、手法、インプリケーション、不確実性、影響、今後の改善点などに関する質問票を示して、ビジネス、NGO、アカデミアなど幅広い専門家・利害関係者からの情報提供を要請。
- 期間：2カ月程度
- 結果：専門家や利害関係者からの質問票への回答を、回答全体についての要約とともに、政府のウェブサイト公表。