

日本学会議主催学術フォーラム
「今、復興の力強い歩みを」

2012年7月3日

エネルギー・環境戦略による 経済・産業への影響

(公財)地球環境産業技術研究機構 (RITE)

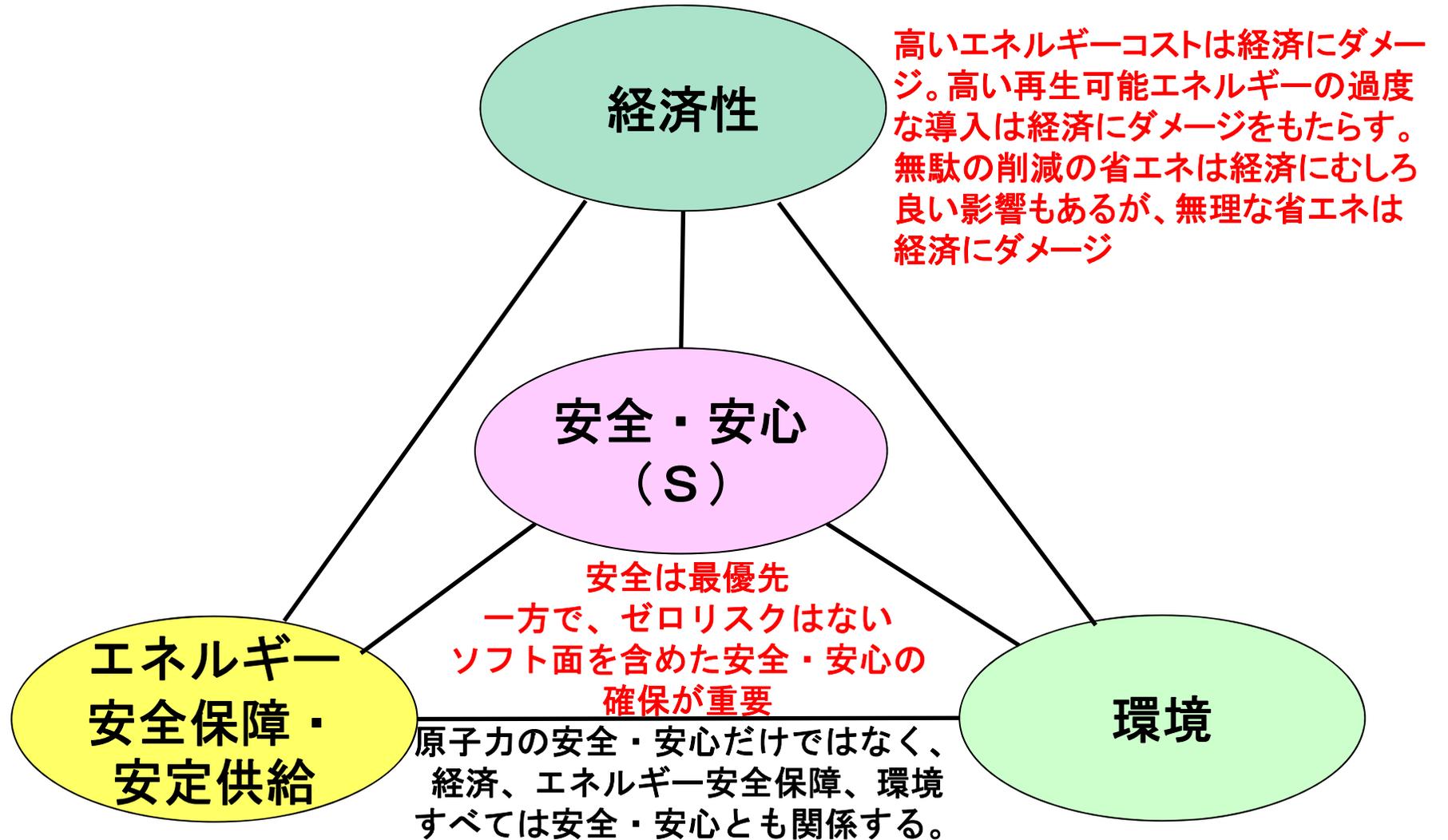
システム研究グループ グループリーダー

秋元 圭吾

東京大学大学院総合文化研究科客員教授



3E+Sのバランス



ガスシフトは一つの方策であるが、過度な依存はエネルギー安全保障面で脆弱性を増す恐れも

京都議定書体制終焉。一方で温室効果ガス排出低減は不可欠。再エネの拡大、省エネの進展は重要

発電コストに関して

発電コストをどう考えるべきか？

- ◆ 社会では、各主体が、自らの効用が増すように様々な取引が繰り返される。
- ◆ 収入は限られているので、その中で、効用が最大化（限定合理的な部分も含めて）するように支出がなされる（当然、効用を最大化するよう、収入が増えるような方策もとられるわけだが）。
- ◆ 同じサービスはできるだけ安い支払いで済ませられれば、その分、他のサービスへの支出に回せ、全体の効用は増す。
- ◆ 電力というサービス（同じ品質が前提）もできるだけ安価に得られれば、その分、他の支出に回すことができ、家計全体、社会全体としての効用は増す。
- ◆ ただし、温暖化影響被害等の環境外部費用は、短期的な効用の外に置かれることが多いため、これを何らかの形で内部化しエネルギー戦略を考えることは、社会の長期的な効用を高めるために必要

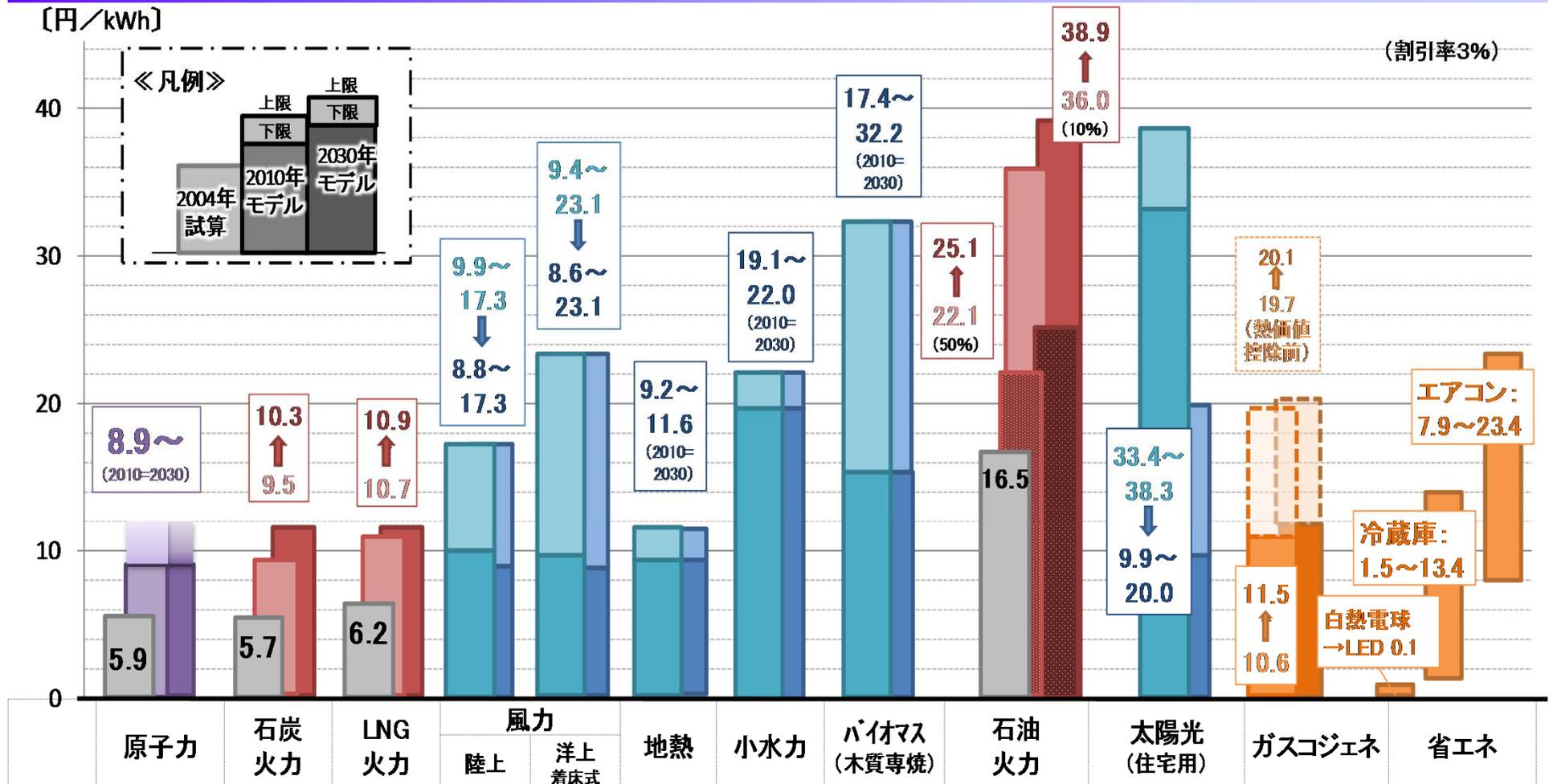
再生可能エネルギーは雇用を促進するのか？

- ◆ 再生可能エネルギーは費用が高いにしても、そこに投資すれば新たに雇用が生じるのだからむしろ経済効果があるという主張もあるが、これは、再生可能エネルギーのコストが、石炭や原子力よりも高いということの裏返しのようなもの。
- ◆ 一般的に、再生可能エネルギーに大きなコストを費やせば、その分、他への支出は減り、全体の正味で見れば効用が減少する。それは経済を悪化させることに他ならない。
- ◆ 再エネのコスト増の対価として効用増が国民に幅広く生じるかどうかは重要な点。しかし電力という差異がつかない商品では一般的に困難な可能性
- ◆ ただし、再エネ技術で、海外市場を獲得できたときには、国内の雇用促進効果は生じる。
- ◆ 米国、ドイツなど、いずれの国も、再生可能エネルギー拡大によるグリーンジョブの創出、グリーン成長は失敗してきている。

スマートグリッドは雇用を促進するのか？

- ◆ 単に、高い再生可能エネルギーを安定的に供給するためのスマートグリッドは、コスト増でしかなく、経済に良い影響がもたらされるとは言えない。
- ◆ ただし、スマートグリッドにかけた費用以上に、省エネ・節エネ効果でコスト削減ができるのであれば、経済に良い影響が期待できる。また、ピーク電力カットの実現により、設備費の低減ができる分については、経済に良い影響が期待できる。
- ◆ それよりも大きい費用がかかる場合は、安定的な電力供給、省エネ・節エネ効果以外に、効用の増大をもたらす新たなサービスの提供をセットにしたスマートグリッドの構築を目指すべき。さもなければ、経済に好影響は期待できない。
- ◆ 無理な省エネ・節エネは、経済に大きなダメージをもたらすが、賢い省エネ・節エネは、むしろ経済に良い影響が期待できるので、しっかりと推進すべき。

電源別発電コスト（コスト等検証委員会・要約版）



- ・風力、太陽光は、導入量次第では系統安定化のための追加費用が必要となると見られるが、それについては含まれていない。
- ・2004年試算との比較は、コスト試算のバウンダリーが変わっていることに注意。過去のコスト試算と比較して、電源別コストの相対感が変わったというものではない。原発は相対的に安価な電源である。

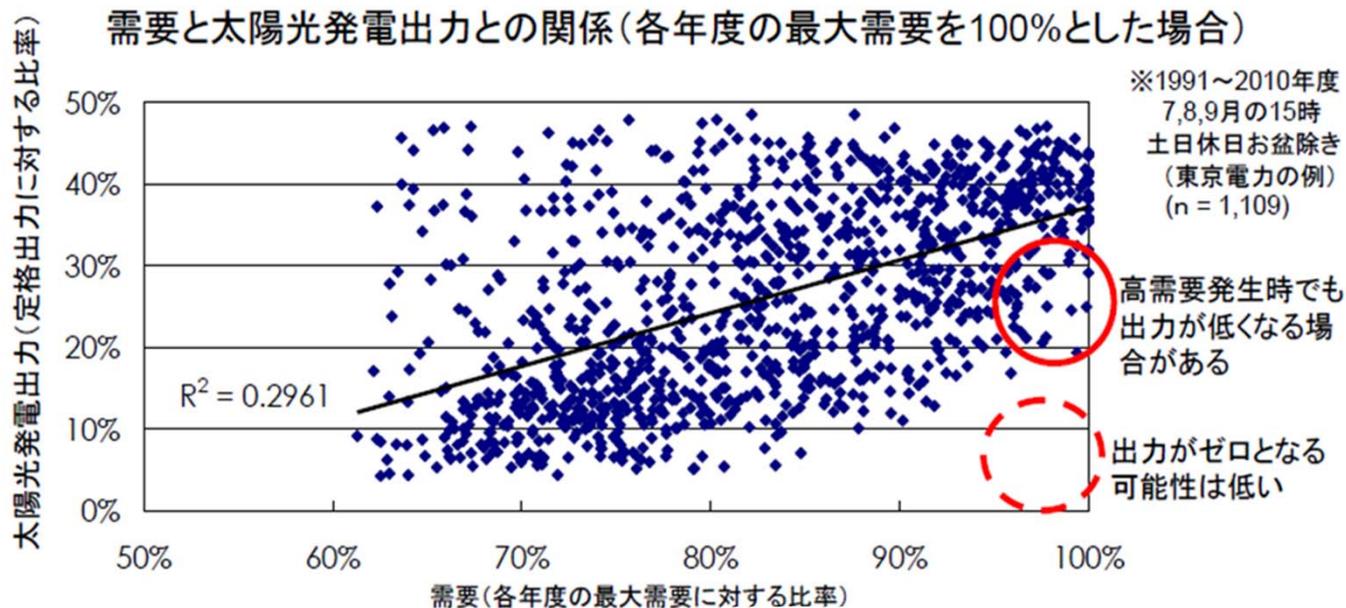
原発停止に伴う燃料代替費用

電力9社計	22年度実績	23年度実績	24年度推計	
			燃料価格横ばい	油価上昇の場合
総コスト	約14.6兆円	約16.8兆円	約17.6兆円±α	約17.9兆円±α
燃料費	約3.6兆円	約5.9兆円	約6.7兆円±α	約7兆円±α
うち原発停止による燃料費増	—	<p style="color: red; text-align: center;">+2.3兆円</p> <p>内訳</p> <ul style="list-style-type: none"> LNG +1.2兆円 石油 +1.2兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.2兆円 <p>※発電実績に基づく試算</p>	<p style="color: red; text-align: center;">+3.1兆円</p> <p>内訳</p> <ul style="list-style-type: none"> LNG +1.4兆円 石油 +1.9兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円 	<p style="color: red; text-align: center;">+3.4兆円</p> <p>内訳</p> <ul style="list-style-type: none"> LNG +1.5兆円 石油 +2.1兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円
燃料増が総コストに占める割合(%)	—	約14%	約18%	約19%
原子力利用率	66.8%	25%	0.2%	

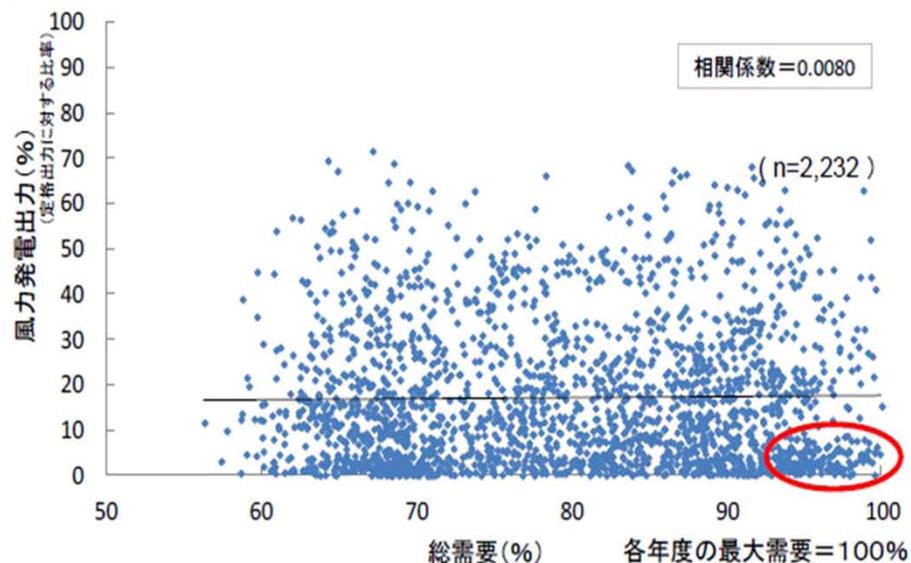
※油価及び為替については、22年度が1バレル=84ドル、86円/ドル、23年度実績及び横ばいのケースは1バレル=114ドル、79円/ドル。油価上昇ケースでは、24年3月実績が1バレル=121ドル、81円/ドル(23年度実績比+9%)と上昇傾向であることを踏まえ、23年度実績からLNG、石油価格が1割上昇すると仮定。

出典) 需給検証委員会報告書 (2012年5月)

太陽光と風力のピーク時供給力



**太陽光：12%程度、
風力：20%程度**
という低い稼働率に加え、
ピーク時の供給力が不安定。
バックアップ電源が必要で、
その追加コストも必要



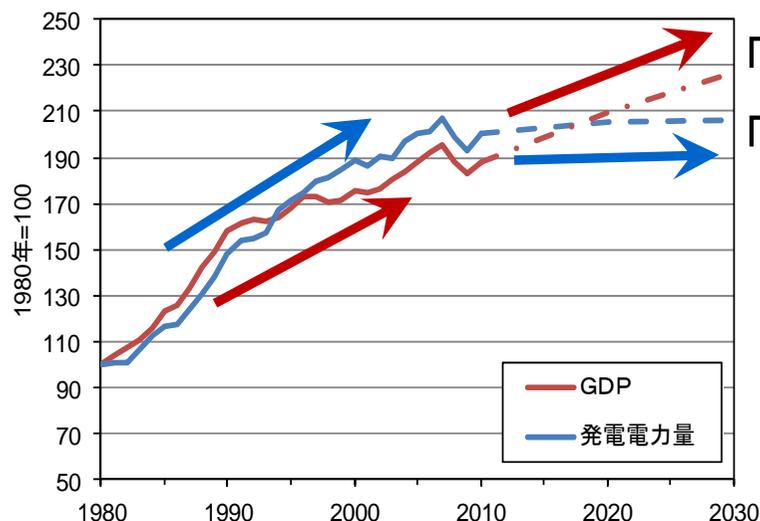
※代表例として
08年度～10年
度の特高連系風
力発電出力につ
いてデータ整理
したもの。

高需要発生時にも
極低出力が頻出

エネルギー・環境戦略選択の選択肢 の経済・雇用への影響

(総合資源エネルギー調査会・基本問題
委員会の選択肢の経済分析)

選択肢の想定



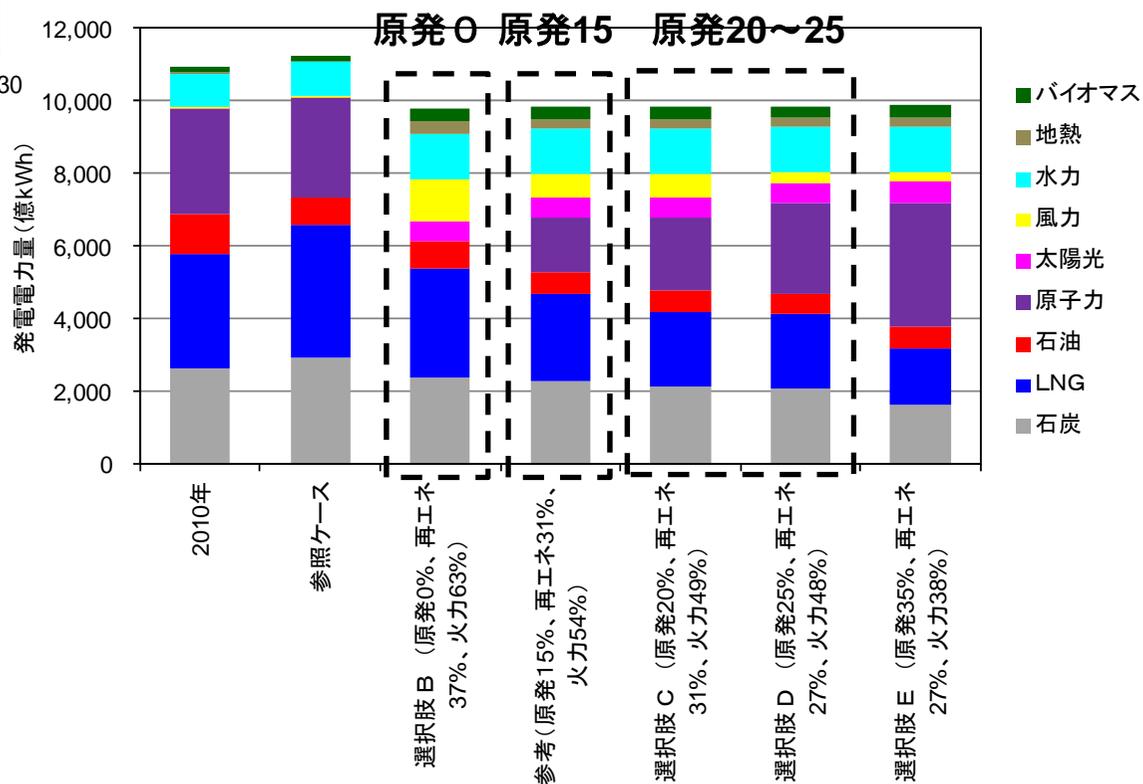
「参照ケース」のGDP想定

「参照ケース」の発電電力量想定

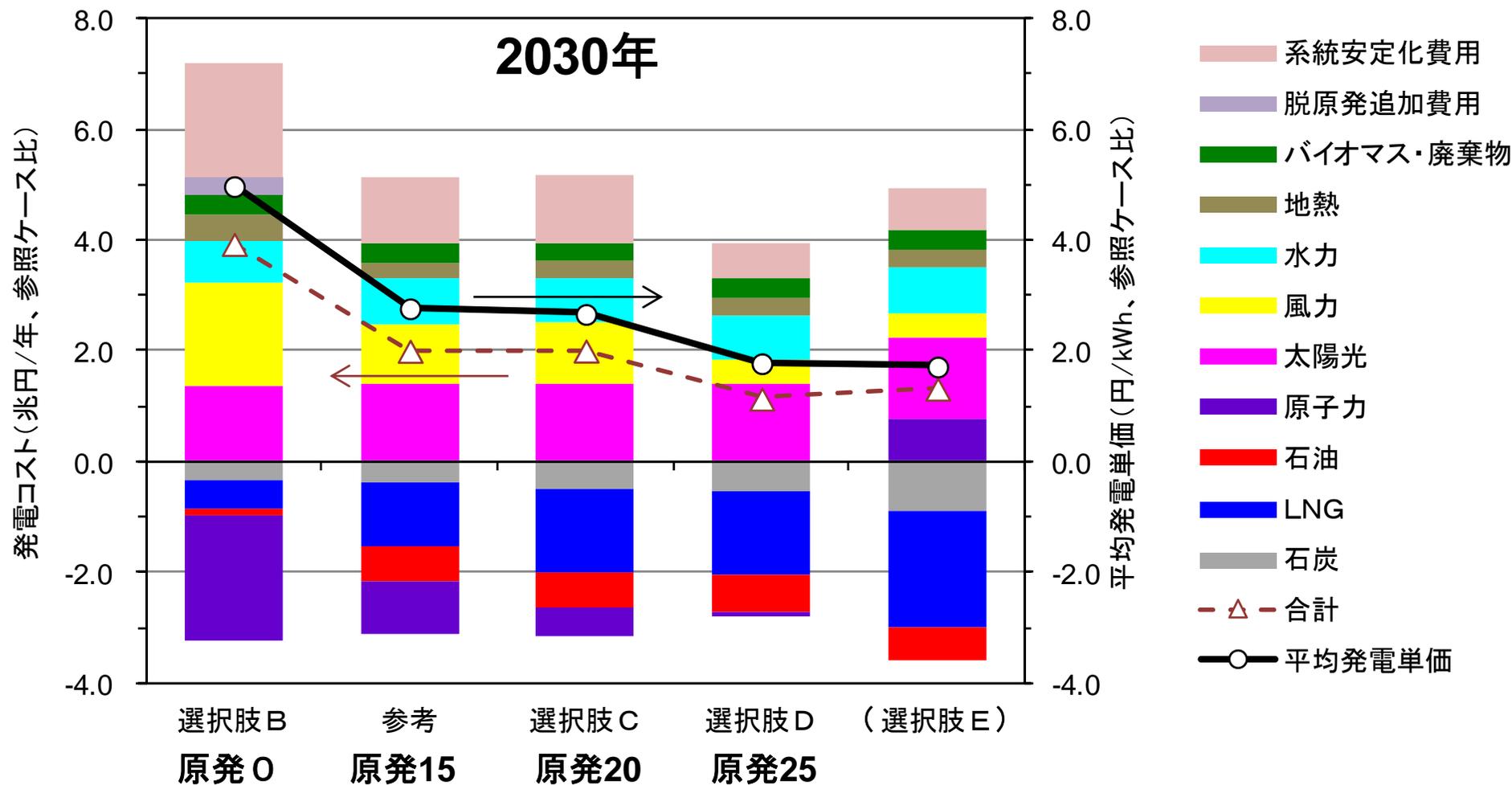
過去、GDPと発電電力量の間には強い相関あり。特に近年は、電力需要の伸びがGDP成長を上回ってきた。一方、今回の政府想定は、「参照ケース」においてさえ、GDP成長と電力需要の伸びの関係が、過去と大きく変化することが既に織り込まれたものである。

経済分析では、「参照ケース」からの変化を評価。しかし、「参照ケース」を実現するのも相当困難な可能性があることを認識しておかなければならない。

各選択肢は、「参照ケース」から更に13%低い発電電力量を想定 (2010年比で▲10%)

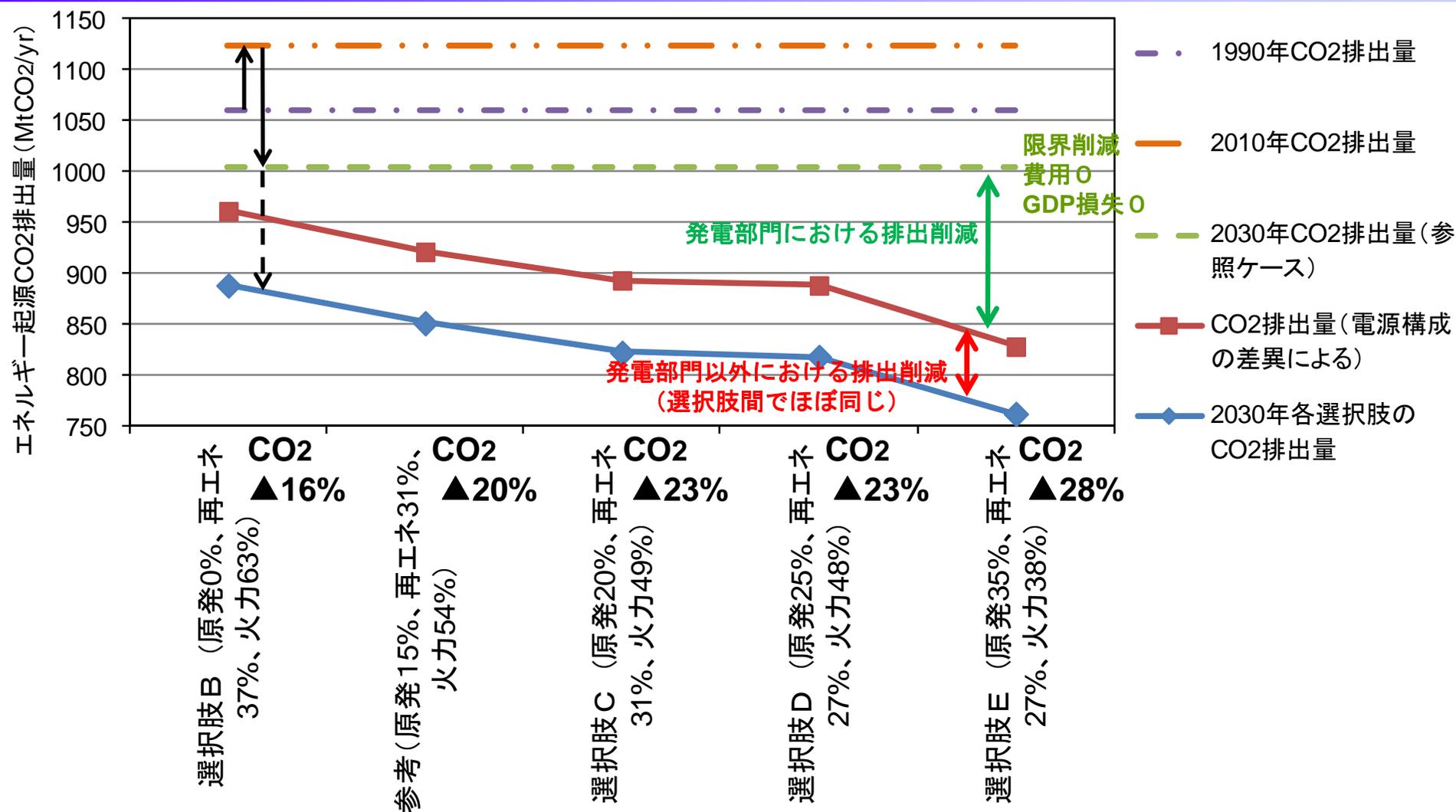


発電コストの変化（参照ケース比）



いずれの選択肢でも、再エネの大幅な増大を見込んでいるため、発電コストは上昇。発電コスト増は、約1~4兆円/年だが、これに加え、省電力の対策費が別途必要。

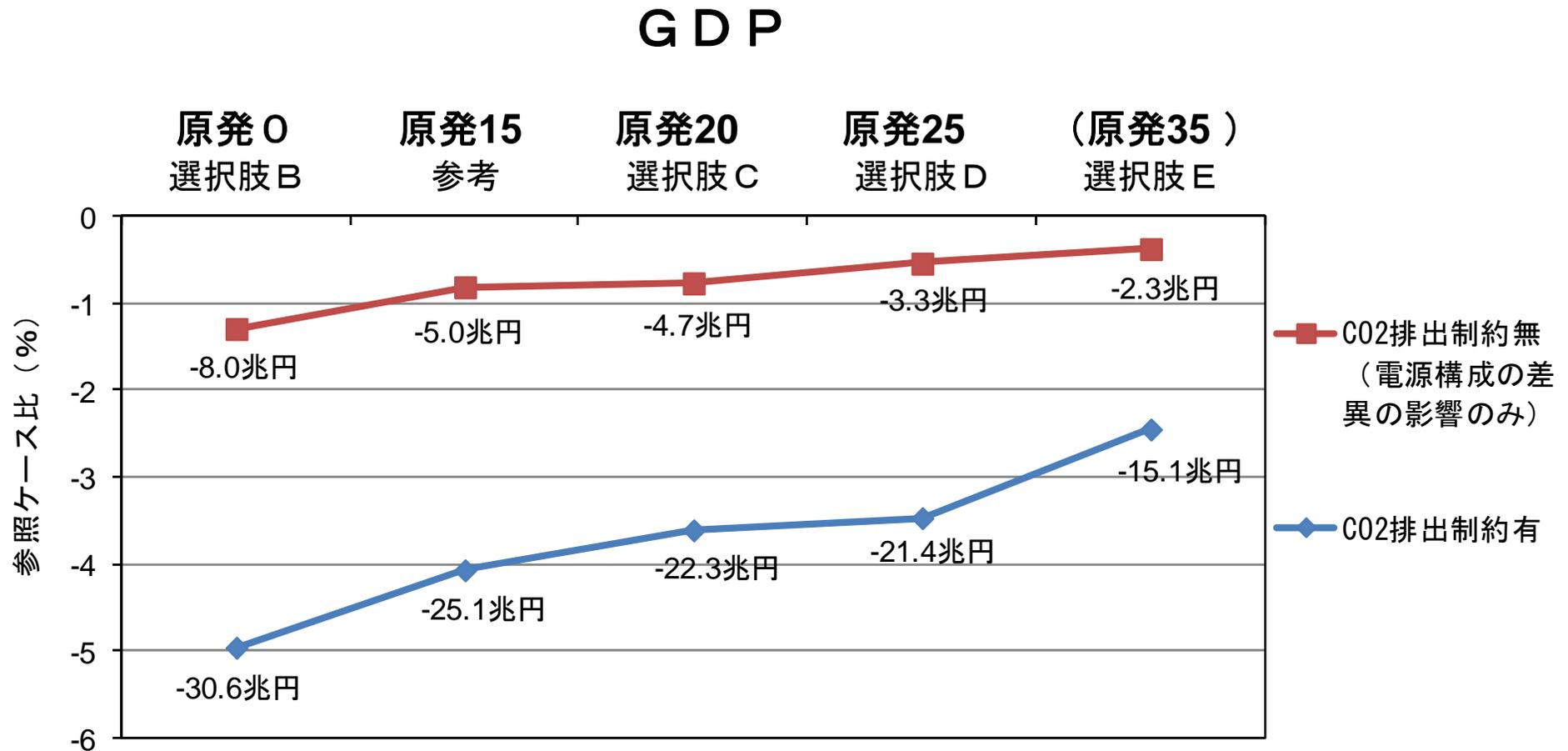
各選択肢のCO2排出量



「参照ケース」(限界削減費用0、GDP損失0)のCO₂排出を実現するにも、現状からの大幅な排出削減が必要

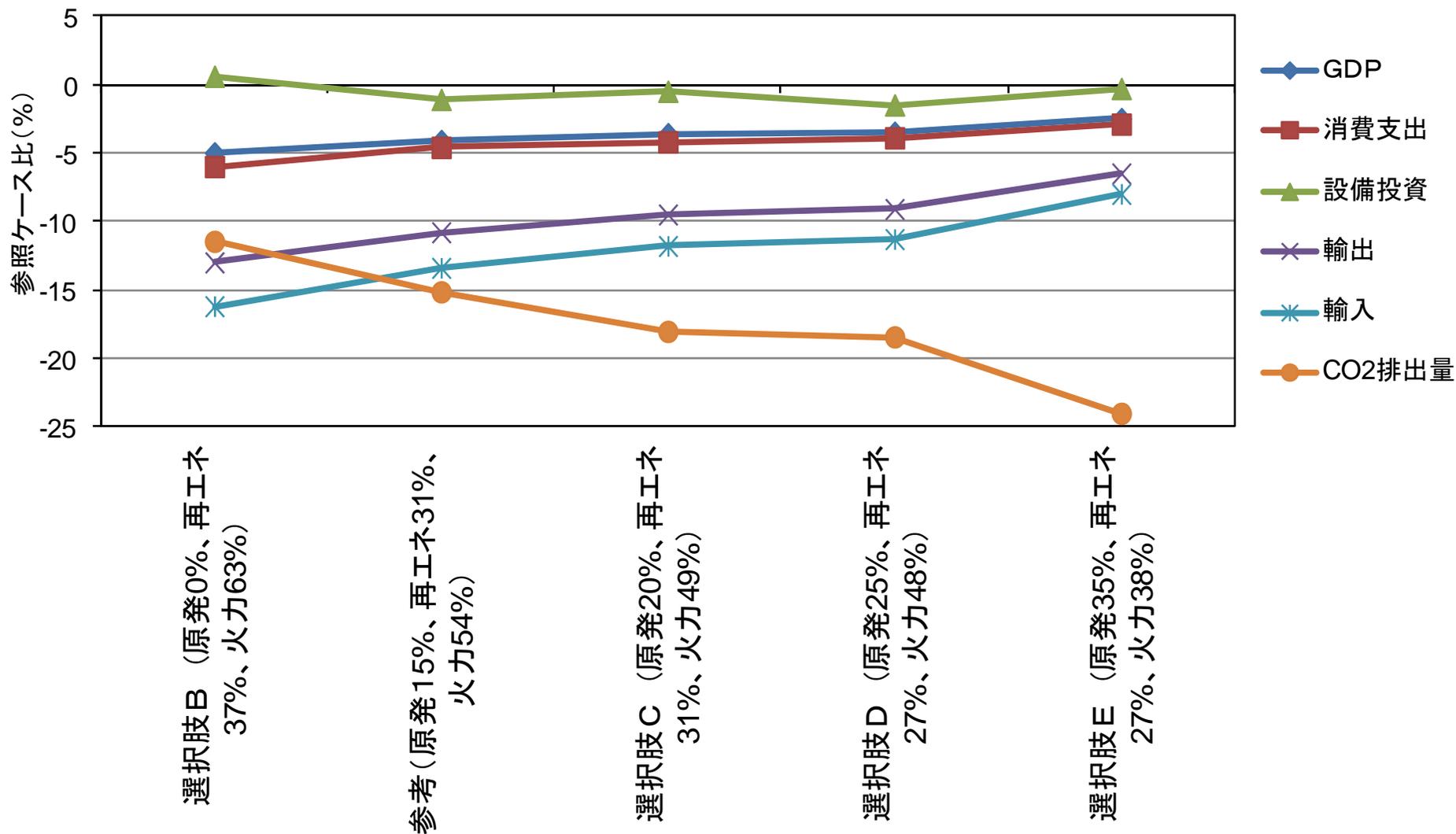
2030年のGDPへの影響

—電源構成の影響とCO2制約込の影響—



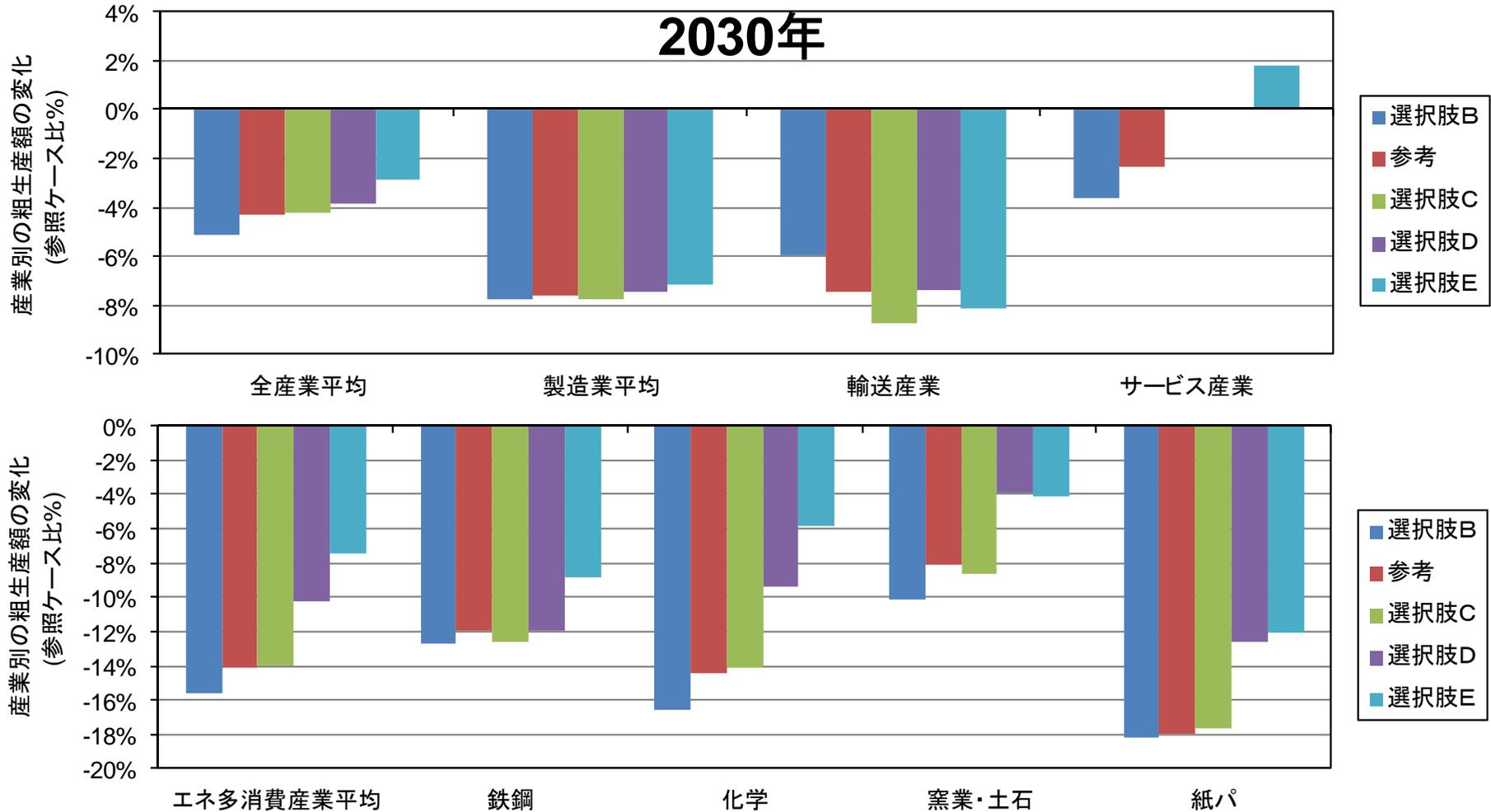
CO2制約の影響の方が大きいですが、電源構成の違いによっても、選択肢BとEの間で0.5ポイント程度（年間5.7兆円）の差異が推計される。

各選択肢の2030年の経済、CO2への影響



選択肢Bでは、投資は若干大きくなるものの、消費、輸出、輸入ともに低下し、GDPも参照ケース比で5%程度の低減が見込まれる。

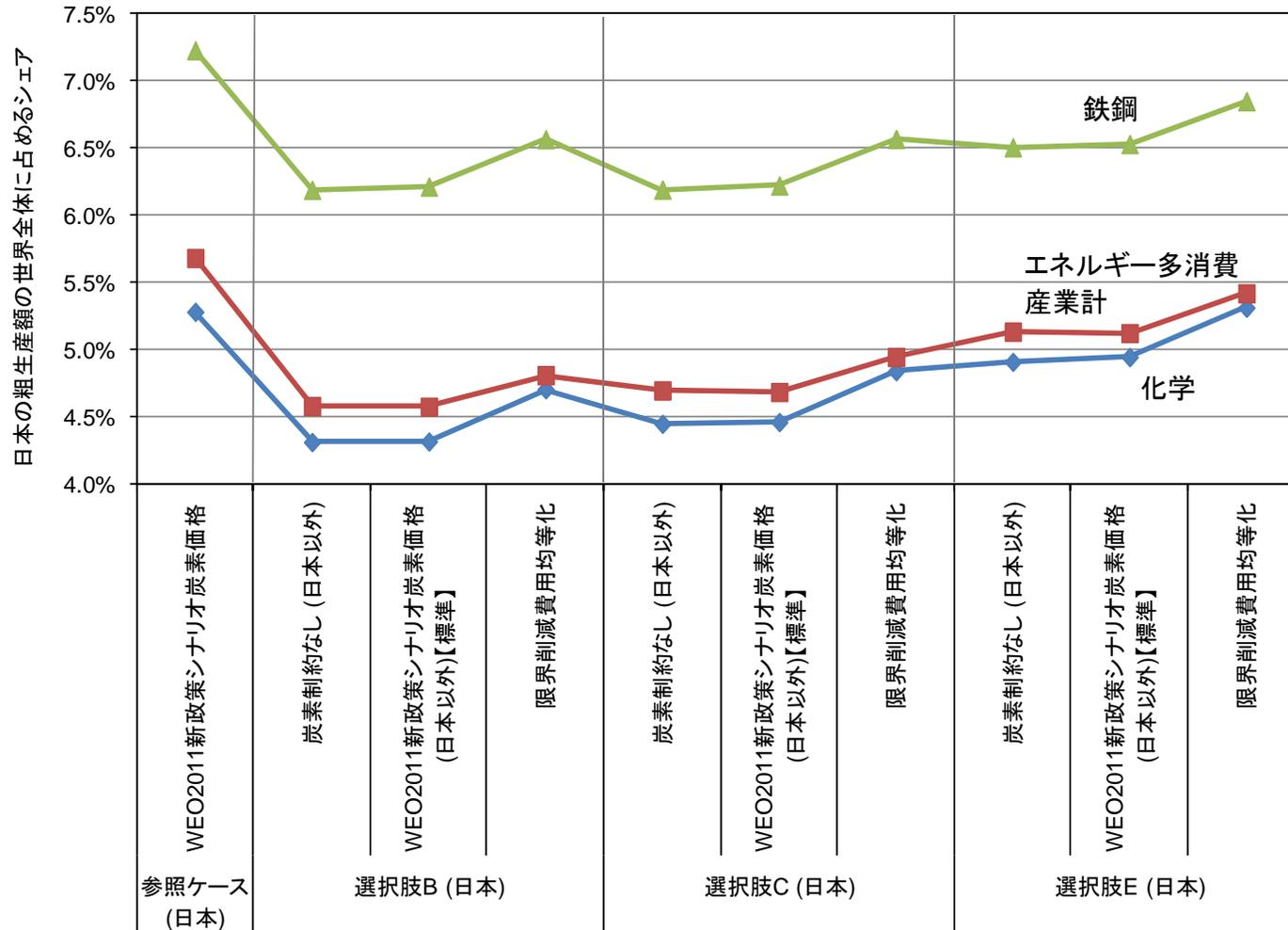
産業部門別影響



電力価格の上昇、CO2排出削減制約によって、製造業、とりわけ、エネルギー多消費産業への経済影響は大きいと推計される。産業によって差異があるものの、原発比率が低くなるに従って影響大。

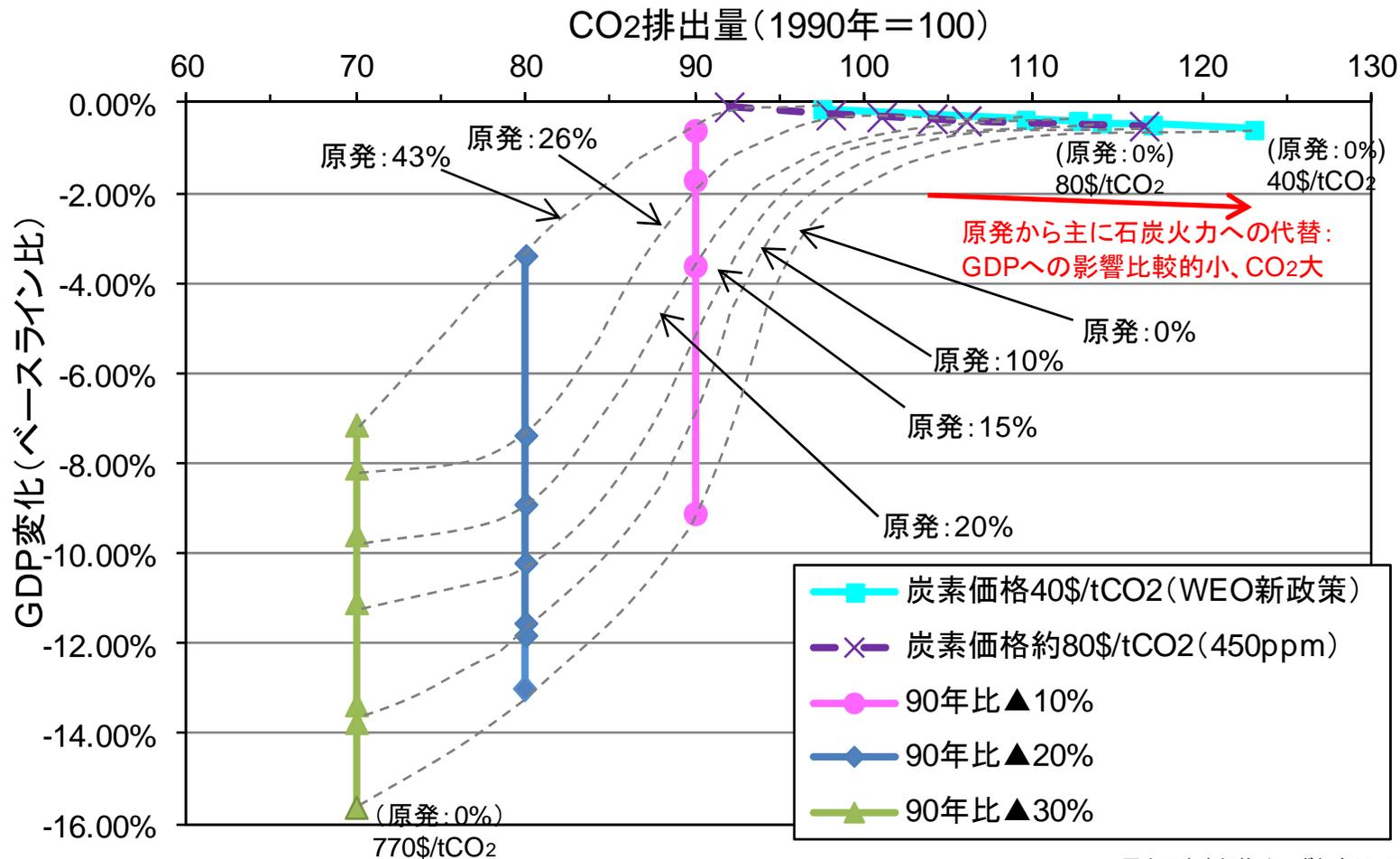
産業リーケージに関する分析

日本の各部門の世界における生産額シェア



選択肢Eかつ世界の限界削減費用が日本と均等化する場合は、日本の各部門が世界に占める生産額は参照ケースとほぼ同様。限界削減費用が均等化しない場合は1割弱減少し、その分、海外に生産がシフトする。選択肢Bかつ世界の限界削減費用と差異が大きいケースでは、2割ほど減少すると見込まれる。

2030年における日本のCO2排出量、 原発電力量シェア、GDP変化の関係



図中の炭素価格はいずれも2010年価格

注) 本分析のマクロフレームはRITE独自のもので、今回の基本問題委員会の想定と合致していない。GDPは、2010-20年:1.7%/年、2020-30年:0.8%/年と今回のマクロフレーム想定よりも少し高い。今回の想定に従えば、全体的にCO₂排出量は小さい方向に、GDP損失も小さい方向となる。その他、発電コスト想定も今回の委員会想定と若干乖離がある(今回の委員会での分析以前のRITE独自の研究成果を基に作成した図であるため)。ただし、全体の傾向の把握はこのグラフで可能である。

国際的な炭素価格(40\$/tCO₂等)を想定し、電源間のコスト効率的な選択を許容した場合、原発比率が小さくなると、原発と大きなコスト差がない石炭発電が選択。結果、CO₂排出量は大幅増

2030年における排出クレジット必要購入額

2030年にCO2排出量が1990年比▲20%の場合

	IEA WEO新政策シナリオ 炭素価格:40\$/tCO ₂		RITE 450 ppm CO ₂ eq.シナリオ 炭素価格:80\$/tCO ₂	
	購入量* (MtCO ₂ /yr)	購入額 (兆円/年)	購入量* (MtCO ₂ /yr)	購入額 (兆円/年)
原発比率:43%	185	0.6	127	0.9
原発比率:26%	292	1.0	191	1.3
原発比率:20%	329	1.1	222	1.5
原発比率:15%	360	1.2	254	1.7
原発比率:10%	389	1.3	275	1.9
原発比率:0%	453	1.6	387	2.7

* 炭素価格が40\$/tCO₂, 80\$/tCO₂でそれぞれ世界均等化するときの日本のCO₂排出量見通し (p.10参照) と90年比▲20%の差分
注) 450 ppm CO₂eq.の達成は現実的には相当困難との見方は多い。

- ・ 排出クレジットを海外から購入する場合、国内のみでの削減よりも安価な費用で排出削減目標を達成可能
- ・ ただし、排出削減目標と、(海外の炭素価格との均等化による合理的な対策の下での) 国内排出量との差が大きい場合、クレジット購入額は相当な金額になることも認識する必要有り

海外の限界削減費用から見た選択肢

海外の炭素価格（限界削減費用）の相場観

コペンハーゲン合意

(2020年、DNE21+推計)

注) 米国など、実現がほぼ不可能とみなされている目標も多い

	限界削減費用 (US\$ ₂₀₁₀ /tCO ₂)
カナダ	151
EU	99
米国	90
豪州	75
韓国	49
中国	0~18
ロシア	0
インド	0

IEA WEO 2011

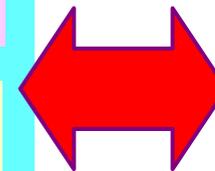
新政策シナリオ(2030年)

40 US\$₂₀₁₀/tCO₂

EU 2011

2050年に向けたロード
マップにおける2030年

36~61 €/tCO₂



限界削減
費用に
極めて
大きな
ギャップ

基本問題委員会 選択肢 B~E

経済モデルDEARSによる
推計

270~390 US\$₂₀₁₀/tCO₂

程度

技術モデルDNE21+によ
る推計

660~770 US\$₂₀₁₀/tCO₂

程度

2013年以降小委 ケース①~⑥

経済モデルDEARSによる
推計

130~1,100 US\$₂₀₁₀/tCO₂

程度

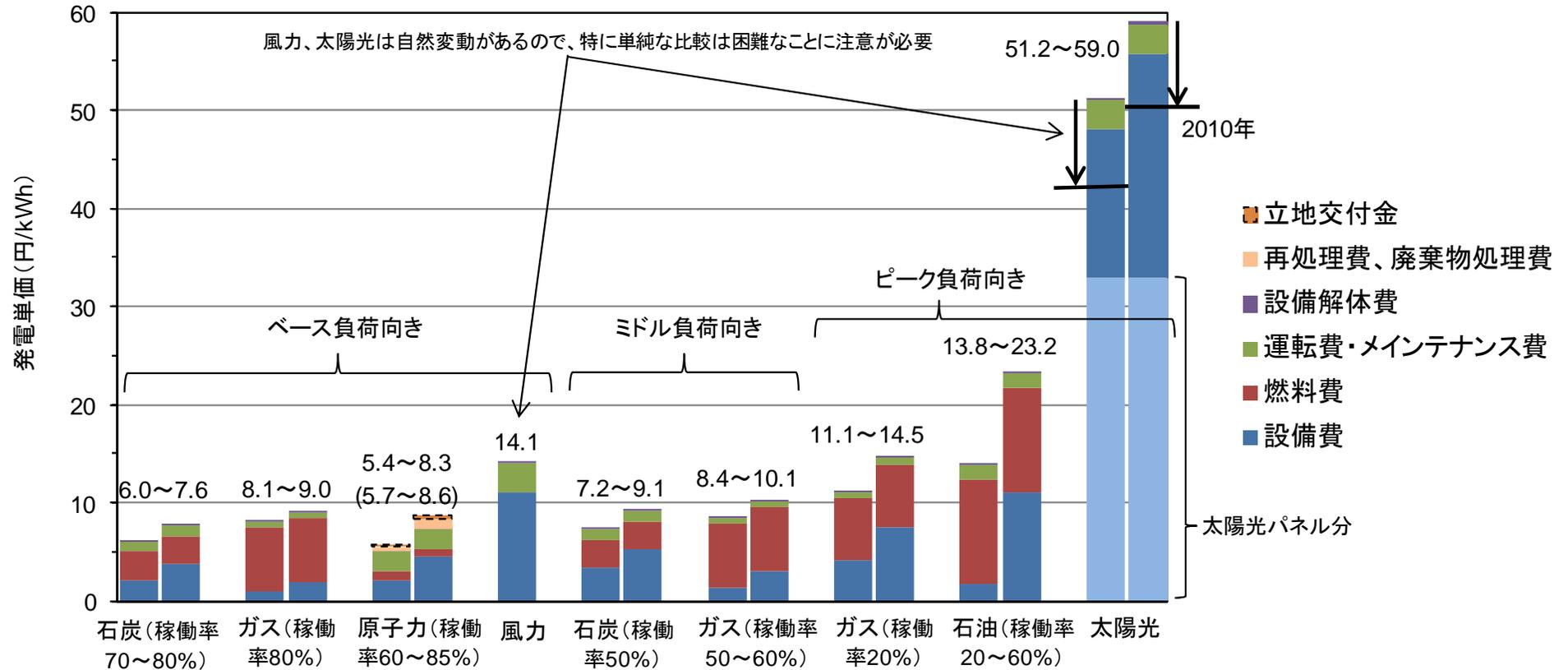
注) DNE21+の分析は今回の政府提示の参照ケースのGDPやCO2排出量などと合致させるように調整を行ったものではない。

まとめ

- ◆ エネルギー・電力は、現代社会において経済活動の基盤であり、エネルギー需給、電源構成のあり方によって、経済活動全体に大きな影響が及ぶ。
- ◆ 原発比率の低下と共に経済的な損失が大きくなる。また、CO2排出量も大きくなる。
- ◆ 再エネの拡大、省エネの拡大は不可欠。しかしながら、コストの大幅な増大をもたらさないよう、バランスを保った拡大が必要。
- ◆ このように、原発比率、経済影響の大きさ、CO2排出量の間に、トレードオフが存在する。原発事故リスク、経済リスク、地球温暖化リスク等を総合的に考え、その間のバランスのとれた選択をすることが重要
- ◆ 原発事故リスクには不確実性が伴っており、そのリスク認知について人によって差異が生じ得るのは当然のことであり、議論を深めることが大切。また、地球温暖化リスクの認知についても同様。
- ◆ 厳しすぎる排出削減目標を取ると、国際的な炭素価格水準と日本の限界削減費用が大きく乖離することとなる。これを国内対策で実現しようとする、産業・炭素リーケージを誘発。また、海外で削減しようとする、国内対策よりは安価にはできるものの、大きな国富の流出が生じる。国際的な視点も持って、バランスのとれた対策・目標を立案することが重要

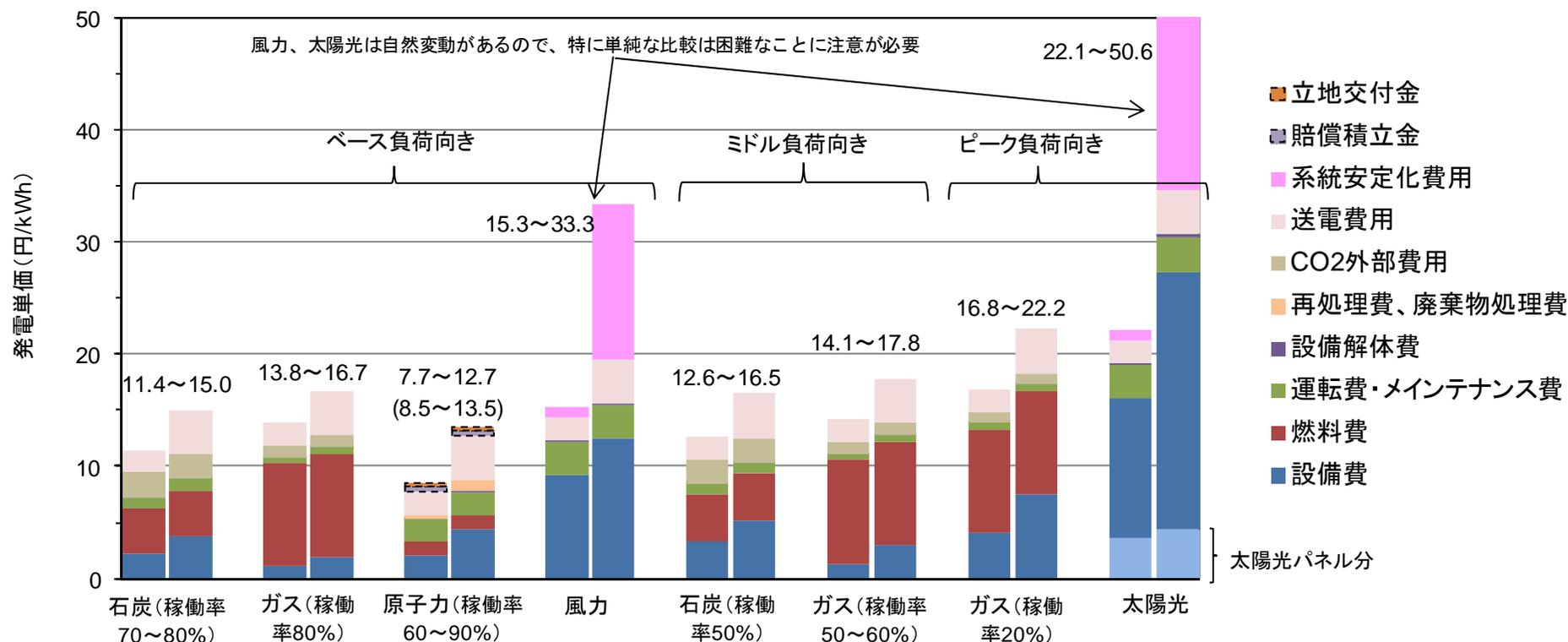
参考資料

現状 (2005～07年頃) の電源別の発電単価比較 (RITE推計)



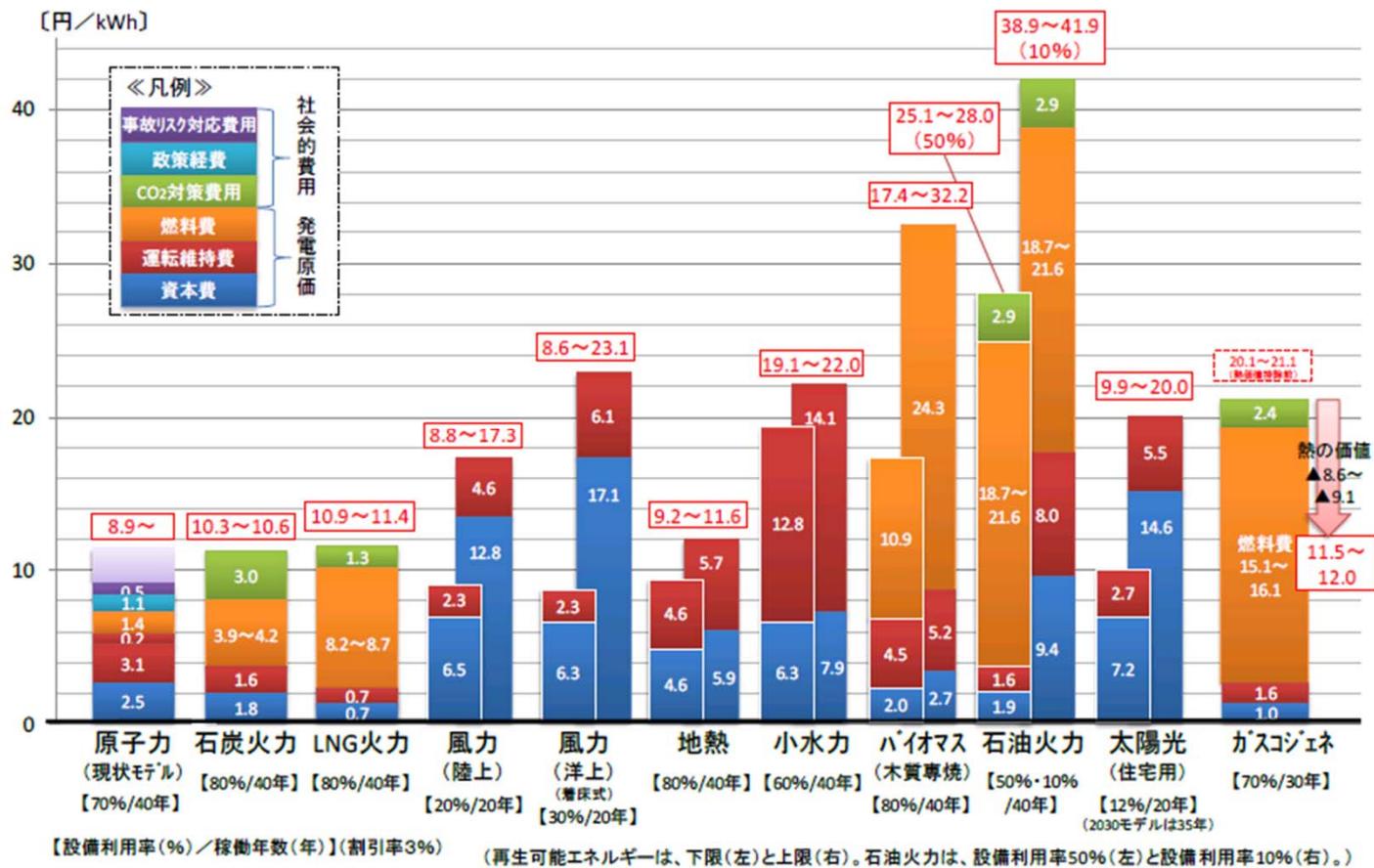
注) 送電コストを含めていない。割引率は5%を想定。石油は、近年、大規模な新設の設備建設がなされていないため、設備費の情報が不足している中での推計であり、参考値。原子力発電の括弧内の数値は、立地交付金として0.3円/kWhを加えた場合。2つの棒グラフは発電単価の最小値と最大値を表す。

2030年頃の電源別の発電単価比較 (RITE推計)



注) 送電コスト (2~4円/kWh) を含めている (系統安定化のための追加費用も考慮するためであり、託送料金を参考に設定)。割引率は5%を想定。原子力発電の括弧内の数値は、立地交付金として0.3円/kWhを加えた場合。2つの棒グラフは発電単価の最小値と最大値を表す。CO2外部費用は炭素価格として30\$/tCO2を想定した場合。賠償積立金は、0.5円/kWhを想定した場合 (特に根拠無し)。このとき、年間2500億kWhとすれば、年間1250億円積み立てとなる。割引率5%、1%の場合、40年間で、それぞれ、15.6兆円、6.1兆円の積み立てになる。

コスト等検証委員会のコスト推計と それから解釈されるコスト優位となる条件



本推計は、IEA WEO新政策シナリオ (40\$/tCO₂) の炭素価格を想定した計算であり、原発の事故リスク費用は5.8兆円 (2722億kWh×40年で積立) を想定したもの。石炭は原発以外では基本的に最も安価だが、石炭が原発よりも優位になる条件は、原発の事故リスク費用が最低でも21兆円、石炭発電コストの上限の場合は24兆円程度となる。すなわち40\$/tCO₂の炭素価格下では、原発の事故リスク費用が21~24兆円までの範囲では、原発が優位であり、それ以上の場合、石炭が優位 (ただし、この場合、CO₂排出は大きく増える)。ただし、コストは大変重要だが、コストの単純な優劣だけではなく、総合的にバランスをもつて考えることが必要。

RITE DEARSモデルの概要

(Dynamic Energy-economic Analysis model with multi-Regions and multi-Sectors)

- ◆ トップダウン型経済モジュールとボトムアップ型エネルギーシステムモジュールの統合モデル
- ◆ 動的非線形最適化モデル（世界全体の消費効用最大化）
- ◆ モデル対象期間：21世紀中頃まで（最適化時点間隔 10年）
- ◆ 世界地域分割：18地域分割
- ◆ 非エネルギー産業分類：18産業分類
- ◆ エネルギー産業分類：一次エネルギー8種、二次エネルギー4種
- ◆ GTAP (Global Trade Analysis Project) モデル・データベースに基づく産業連関構造を明示した経済モジュール
- ◆ 簡略化ながら、ボトムアップ化したエネルギーシステムモジュール
 - ✓ ボトムアップ的にエネルギー供給技術（発電技術等）、CO₂回収・貯留技術をモデル化
 - ✓ 一次エネルギー供給：8種類をモデル化（石炭、原油、天然ガス、水力・地熱、風力、太陽光、バイオマス、原子力）
 - ✓ トップダウン的にエネルギー需要サイドをモデル化（家計：エネルギー価格・所得弾性、産業・運輸：エネルギー価格弾性、これらはすべて経済モジュールとリンク）
 - ✓ 最終エネルギー消費：4種類をモデル化（固体燃料、液体燃料、気体燃料、電力）

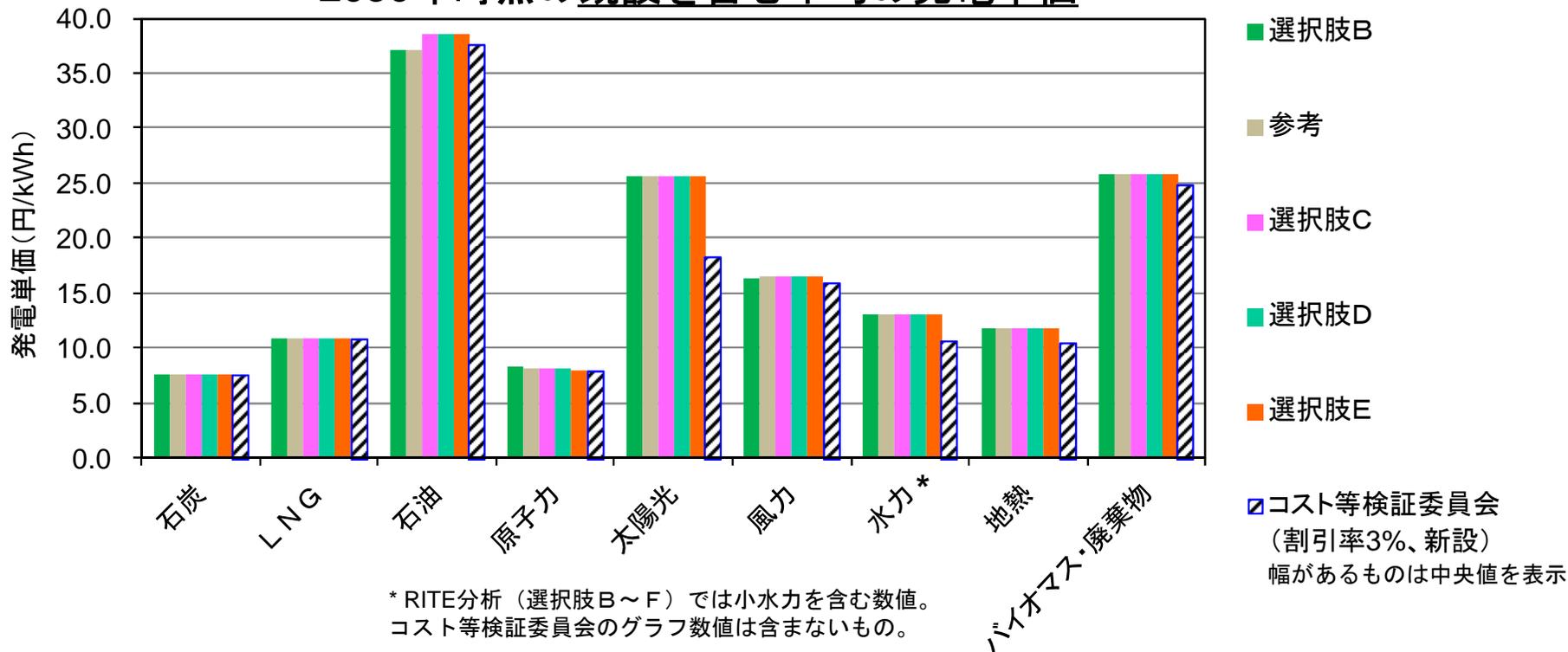
RITE DEARSモデルの特長

- ◆ エネルギー供給、発電部門については、産業連関表の情報では不十分であるため、技術別にボトムアップ的なモデル化を行うとともに、IEA統計等と整合性を持つようにデータの調整を行っている。これによって、エネルギー・経済の統合的な分析・評価が可能となっている。また、これにより、「コスト等検証委員会」の電源別発電コスト、および選択肢毎の発電構成を前提条件とした経済分析が可能となっている。
- ◆ 21世紀半ば（2047年）までの期間の動学的最適化を行っている（Forward-looking型モデル）。例えば、2030年頃までの対応を考えた上で、2020年の最適な対応が導出される。
- ◆ 産業連関表は国際的なCGEモデル分析で広く利用されているGTAPに基づいており、産業の国際移転（産業のリーケージ）を含めた分析が可能である。（GTAPモデルは静学的モデルであるが、DEARSは動学的モデルとしている。）

DEARSモデルで想定した発電単価

「コスト等検証委員会」推定の2010年、2030年新設の場合の発電単価（設備費、運転維持費・人件費等、燃料費（一次エネルギー供給コスト、発電効率））をモデル前提条件として利用

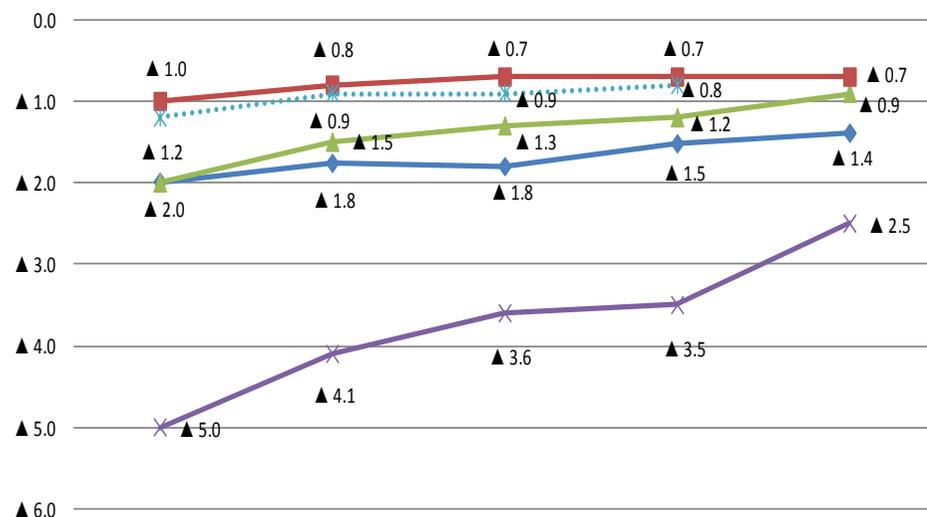
2030年時点の既設を含む平均の発電単価



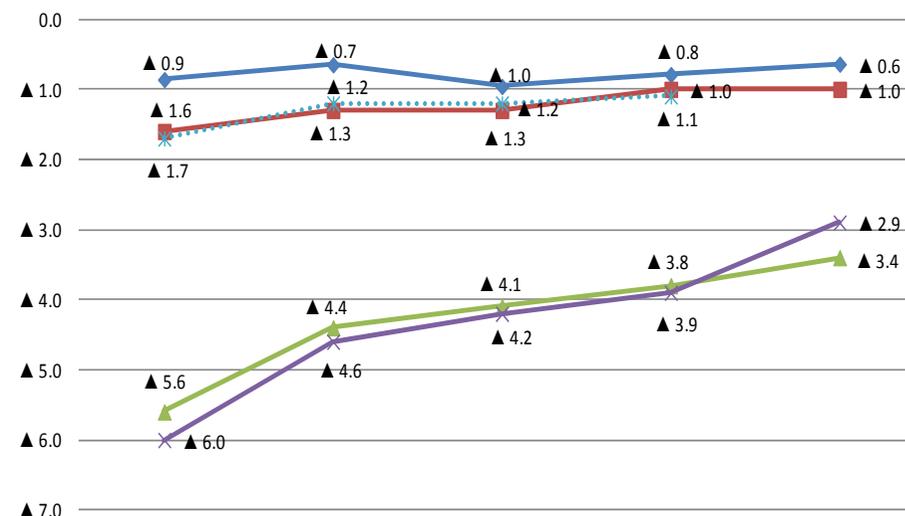
注1) グラフ中、原子力には事故リスク費用0.5円/kWhを含む。政策経費は含まず（電源立地交付金は、経済モデル上は移転であり、マクロ経済的な影響は変わらないため。各電源の政府による技術開発費を合理的に想定することは不可能なため、技術開発費も含めていない）。グラフ中には炭素価格は含めていない（別途考慮）。
 注2) 別途、選択肢Bについては、事務局指示値の脱原発の追加費用をモデルでは考慮しているが、グラフには含めていない。また、各選択肢で系統安定化のための追加費用を考慮しているが、各電源に割り振ることができないため、グラフには含めていない。

他モデルの分析結果

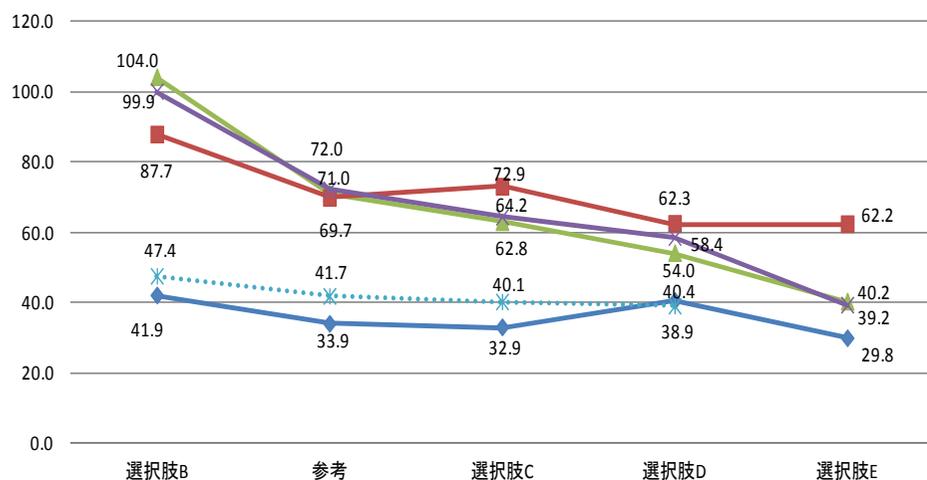
GDP(実質)



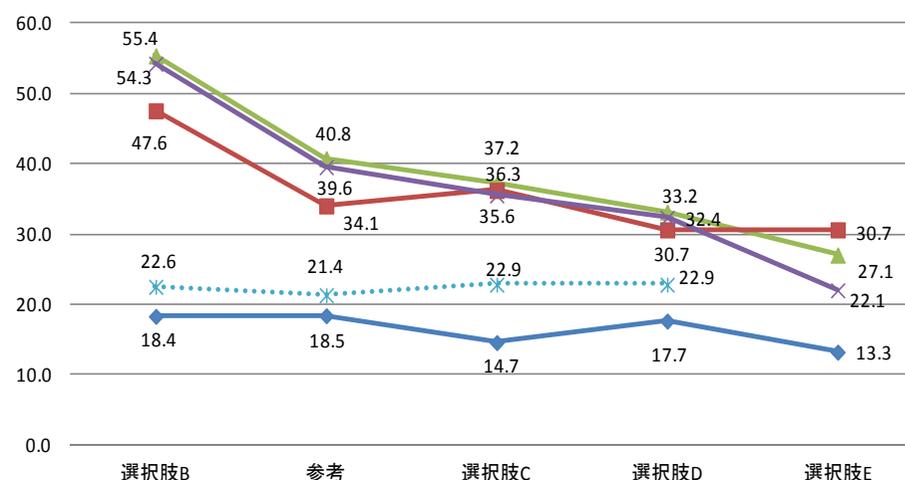
家計消費支出(実質)



電力価格(名目)



光熱費(名目)



◆ 大阪大学伴教授 ▲ 慶應大学野村准教授 ■ 国立環境研究所
× 地球環境産業技術研究機構 ● (参考)日本経済研究センター

出典) 総合資源エネルギー調査会・基本問題委員会資料 (2012年5月)

モデル間の差異の主な理由（RITEの見方）

- 1) CO₂限界削減費用の推計が大きく異なっている。（電力の価格弾性の見通しの違いも一つの要因）
- 2) 発電コストについて、コスト等検証委員会の数値を正しく反映できていないモデルもある。（RITEのモデルではほぼ正しく反映できている）
- 3) 投資の見方の違い。慶応大学、国環研モデルでは、相当大きく投資が増大すると見込んでいる（消費が減ったとしても）。RITEでは、エネルギーの投資が増えても、他の部門での投資が減少し、全体では大きな変化がないという結果。なお、消費で見ると、RITEと慶応大学は似通った結果。
- 4) RITE DEARSモデルでは、産業の国際的な再配置が比較的柔軟におこると見ている。