

経済モデル分析の試算結果について

第107回地球環境部会・第20回2013年以降の
対策・施策に関する検討小委員会合同会合

2012年5月28日

1. 分析対象のケース設定等

地球温暖化対策の選択肢の原案策定に 当たっての経済モデル分析の方針

- エネルギー・環境会議の基本方針(参考1)及び2013年以降の対策・施策に関する検討小委員会の検討方針(参考2)に基づき、選択肢の原案毎に、国民生活や経済への効果・影響などについて分析を行い、試算結果を提示する。
- 経済モデル分析に当たっては、応用一般均衡モデルによる分析の実績を有する、
 - ①国立環境研究所(AIM/CGEモデル)
 - ②地球環境産業技術研究機構(DEARSモデル)
 - ③大阪大学伴教授(伴モデル)の3研究機関・研究者に試算の依頼を行った。
(なお、日本経済研究センターは、中央環境審議会や総合資源エネルギー調査会からの依頼とは独立して試算を実施しており、その試算結果を参考として紹介。)
- 試算の依頼に当たっては、各モデルにインプットする前提条件を極力揃えるべく、マクロフレームに関する情報、各選択肢の原案に係る技術モデル(AIMプロジェクトチームの技術モデル)の試算結果等の資料を提供した。
- 経済モデル分析による試算結果については、各選択肢の原案についての判断材料として活用することとする。

経済モデル分析の対象とするケース

- 経済モデルによる分析を依頼する研究機関・研究者から、作業量には限界があり、分析の対象とするケースの絞込みを行うべきとの御意見あり。
- このため、事務局より、地球環境部会及び小委員会の委員に対し、経済モデル分析の対象とすべきケースについて意見照会を実施。その意見照会の結果を踏まえて、小委員会(5月9日第17回)において議論いただき、分析対象を以下の6ケースに絞込み、経済モデル分析の研究機関に試算の依頼を行った。(黄色着色部分が分析対象。)

2030年の温室効果ガス排出量(基準年総排出量比)

		発電電力量に占める原子力発電の割合(2030年)				
		35%	25%	20%	15%(参考)	0%
省エネ・再エネ等の 対策・施策の強度	高位	▲40%	▲36%	▲34%	② ▲32%	① ▲25%
	中位	▲35%	▲30%	④ ▲28%	③ ▲26%	▲19%
	低位	⑥ ▲25%	⑤ ▲20%	▲18%	▲16%	▲9%

(注1)作業量の面での制約から経済モデル分析の対象とするケースの絞込みを行ったものであることに留意が必要。

(注2)各ケースの排出量等の数値は、第17回小委員会(5月9日)において国立環境研究所AIMプロジェクトチームから示された試算値(第17回参考資料2)であり、これを経済モデル分析を行う研究機関・研究者に提示し、試算を依頼した。なお、国立環境研究所AIMプロジェクトチームの技術モデルの試算については部会及び小委員会の議論等を踏まえ、随時見直しが行われており、CO2排出量などに若干違いがあるが、分析結果の傾向に大きく影響を与えるものではない(最新の試算結果については参考資料1参照)。

各ケースの電源構成及び排出量の設定

		参照ケース (BAU)	ケース① (対策高位 ・原発0%)	ケース② (対策高位 ・原発15%)	ケース③ (対策中位 ・原発15%)	ケース④ (対策中位 ・原発20%)	ケース⑤ (対策低位 ・原発25%)	ケース⑥ (対策低位 ・原発35%)
電源構成 (2030年)	原子力	24%	0%	15%	15%	20%	25%	35%
	火力	65%	50%	35%	39%	34%	38%	28%
	コジェネ		15%	15%	15%	15%	15%	15%
	再エネ	10%	35%	35%	31%	31%	22%	22%
	太陽光	0.3%	11%	11%	10%	10%	7%	7%
	風力	0.4%	7%	7%	6%	6%	4%	4%
	水力	7.8%	11%	11%	9%	9%	7%	7%
	地熱	0.2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
	廃棄物/バイオマス	1.3%	4%	4%	3%	3%	2%	2%
	海洋エネルギー	-	1%	1%	1%	1%	1%	1%
エネルギー起源 CO2排出量 (2030年)	▲6%	▲24%	▲32%	▲27%	▲29%	▲20%	▲25%	

(参考)総合エネ調における経済モデル分析のケース設定との比較

- 総合資源エネルギー調査会における経済モデル分析(5月9日に試算結果提示のケース設定と比較すると、電源構成に関しては、ケース①は選択肢Bに、ケース③は参考に、ケース④は選択肢Cに、ケース⑤は選択肢Dに、ケース⑥は選択肢Eにそれぞれ近い。ただし、再エネの内訳が異なり(中環審は太陽光の割合が高く、総合エネ調は風力の割合が高い)、それに伴う系統対策費用も異なる(総合エネ調の方が系統対策費用を高く見込んでいる。)。また、火力発電の内訳については、中環審ではモデルで内生としている一方、総合エネ調では、内訳を固定している。詳細は参考資料3参照。
- エネルギー起源CO2排出量は、電源構成が比較的近いケース間において、中環審(AIMプロジェクトチームの技術モデルによる試算結果)の方が排出量が少ない。

中環審のケース設定

	ケース①	ケース②	ケース③	ケース④	ケース⑤	ケース⑥
電源構成	原発0% 火力65% 再エネ35%	原発15% 火力50% 再エネ35%	原発15% 火力54% 再エネ31%	原発20% 火力49% 再エネ31%	原発25% 火力53% 再エネ22%	原発35% 火力43% 再エネ22%
エネルギー起源 CO2排出量	▲24%	▲32%	▲27%	▲29%	▲20%	▲25%

※「火力」には「コジェネ」含む。

(参考)総合エネ調のケース設定

	選択肢B	—	参考	選択肢C	選択肢D	選択肢E
電源構成	原発0% 火力63% 再エネ37%	—	原発15% 火力54% 再エネ31%	原発20% 火力49% 再エネ31%	原発25% 火力48% 再エネ27%	原発35% 火力38% 再エネ27%
エネルギー起源 CO2排出量	▲16%	—	▲20%	▲23%	▲23%	▲28%

2. 試算結果の見方について

試算結果の見方①

問1 モデルの中では、CO₂削減をどのように達成することとしているのか。

- 各WGでの御議論の通り、CO₂削減は、規制や普及啓発などを含め様々な施策により実行されることとなっている。
- しかし、経済モデルでは、そのままそうした施策による経済影響を分析することはできず、炭素価格（炭素税や排出量取引の排出枠価格）を組み込み、エネルギー価格に炭素価格を上乗せすることにより、エネルギーと資本の代替等を通じ（※1）、CO₂削減が進むと取り扱い、こうした炭素価格を導入することの経済影響をCO₂削減の影響としている。（全ての施策が炭素価格として表現される。）
- その際、一定のCO₂削減を達成するための炭素価格が限界削減費用（※2）となる。
- なお、炭素価格を上げるに従い、どの程度CO₂削減が進むと見込むかがモデルによって異なるため、同じケースであっても、モデルによって限界削減費用が異なる。

（※1）AIM／CGEでは、代替のメカニズムを「省エネ投資→エネルギー効率の改善→省エネの実現」と表現している。

（※2）今回の試算の限界削減費用は、ケース及びモデルによって幅があるが、6,160～94,139円／t-CO₂。

一方、本年10月から施行される地球温暖化対策のための税の税率は、289円／t-CO₂（完全施行時）。

問2 同じケースについて、モデル間でGDP等への影響が異なるのはなぜか。

- 問1で述べたとおり、モデル上、一定のCO₂を削減するために炭素価格を課すと置いているが、どの程度炭素価格を課す必要があると考えるかは、モデルにより異なる。
- 限界削減費用の高いモデルでは、高い炭素価格を課すことになり、GDPへの影響も大きくなる。
- なお、炭素価格収入が何に使用されるかによっても差が出うる。今回の試算では、省エネ等特定の用途には使わず、家計又は政府に還流させているが、グリーン成長等の観点で考える場合は、省エネ投資等に使う考え方もあり得る。

試算結果の見方②

問3 現実に、電力価格はこれほどまでに上がるのか。

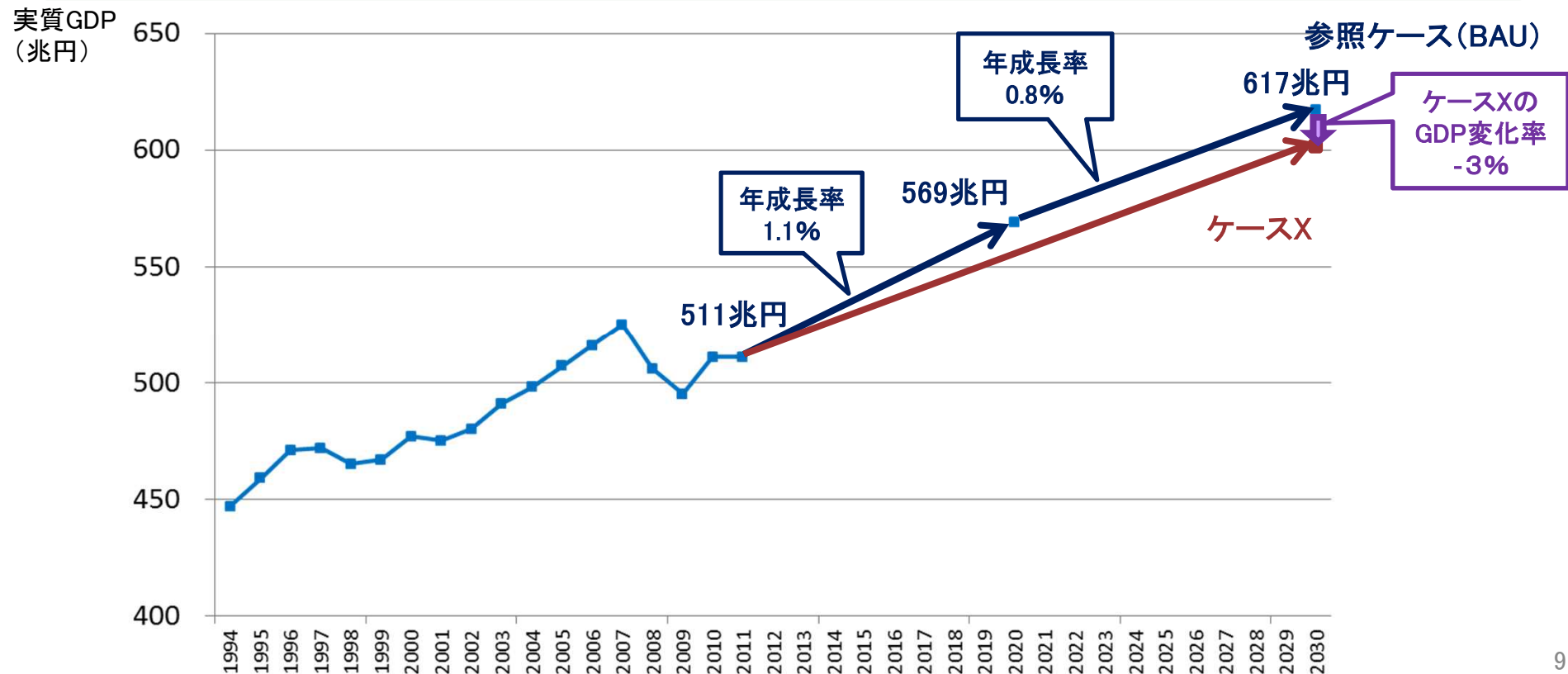
- 問1で述べたとおり、モデル上、CO₂削減の施策は、原則、削減量に応じた炭素価格として取り扱われる。しかし、現実には、WGでの検討のとおり、規制や普及啓発などの様々な手段が講じられるのであり、現実の炭素価格がモデルで示される限界削減費用の水準まで上昇するようなことは起こらない。(講じられる普及啓発等により、限界削減費用は下がりうる。)
- モデルから得られる電力価格は、モデル上の炭素価格が上乘せされたものであり、実際このような価格になるという意味ではない。

問4 世界モデルと一国モデルの違いはどのように影響しているのか。一国モデルでは、海外との関係は描かれないのか。

- 地球環境産業技術研究機構(RITE)DEARSモデルが世界モデル、国立環境研究所AIM/CGEモデル、大阪大学伴モデル、日本経済研究センターJCERモデルの3モデルが一国モデル。
- 世界モデルは、世界を複数の地域に分割し、各地域の産業構造を描いた上で、地域毎のCO₂排出目標を設定できるという特徴を有する。特定の地域の政策変更による地域間の輸出入の変化、国際的な資本移転をより詳しく分析することが可能。他地域のCO₂排出目標をどの水準に設定するかによって試算結果に影響がある。
- 一方、一国モデルであっても、海外部門が設けられており、国際価格と国内価格の差による国内財と輸入財の代替という形で国内生産に影響したり、貿易収支の変化や為替レートの変化として経済への影響が現れることとなる。(閉鎖経済を想定しているわけではない。)
- モデル間の経済影響の現れ方の差異は、世界モデルか、一国モデルかによって現れるのではなく、それぞれのモデルの詳細設定(他国のCO₂排出目標の設定水準、炭素価格収入の扱い、価格弾力性、代替弾力性の想定の違いなど)によって現れるもの。

参照ケースと各ケースの関係

- 経済モデルにおいて、参照ケース(BAU)の現状からの変化は、試算の前提条件(事務局が提示した想定)に大きく依存する。このため、試算結果は、いずれも参照ケース(BAU)と比較で示している。例えば、実質GDPについては、参照ケースにおいて2010年511兆円から2030年617兆円と想定した上で、各ケースにおける2030年時点のGDPの参照ケースからの変化率(-○%)を示している。家計消費出、電力価格等も同様に、参照ケースからの変化率を示している。
- 下図のとおり、参照ケースからの変化率として示されるケースXのGDPの値(例えば、▲3%)は、GDP成長率ではない(成長率が3%下落するという意味ではない)こと、あるいは、現時点(2010年度)の値からの変化ではない(GDPが現状比3%下落するという意味ではない)ことに留意が必要。

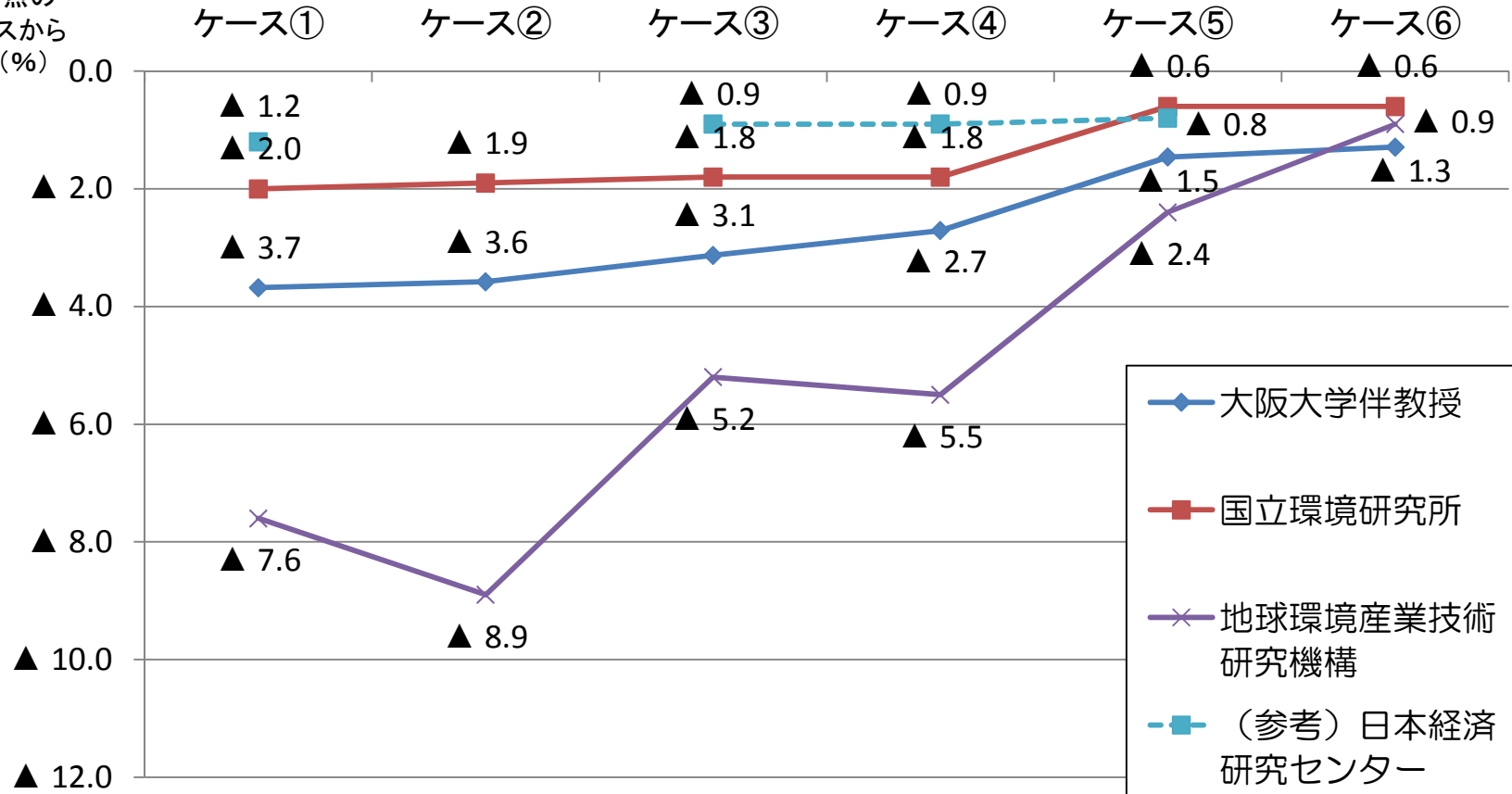


3. 試算結果

※ 日本経済研究センターは、中央環境審議会や総合資源エネルギー調査会からの依頼とは独立して試算を実施しており、その試算結果を参考として紹介、原発比率及び再エネ比率が近いものを各ケースの欄に対応させているが、火力発電及び再生可能エネルギーの内訳並びに系統対策費用は総合資源エネルギー調査会の分析の前提を用いており、他の研究機関とはケース設定が異なる。このため、単純な比較はできないことに留意が必要。

試算結果① — 実質GDP (2030年時点の参照ケースからの変化率)

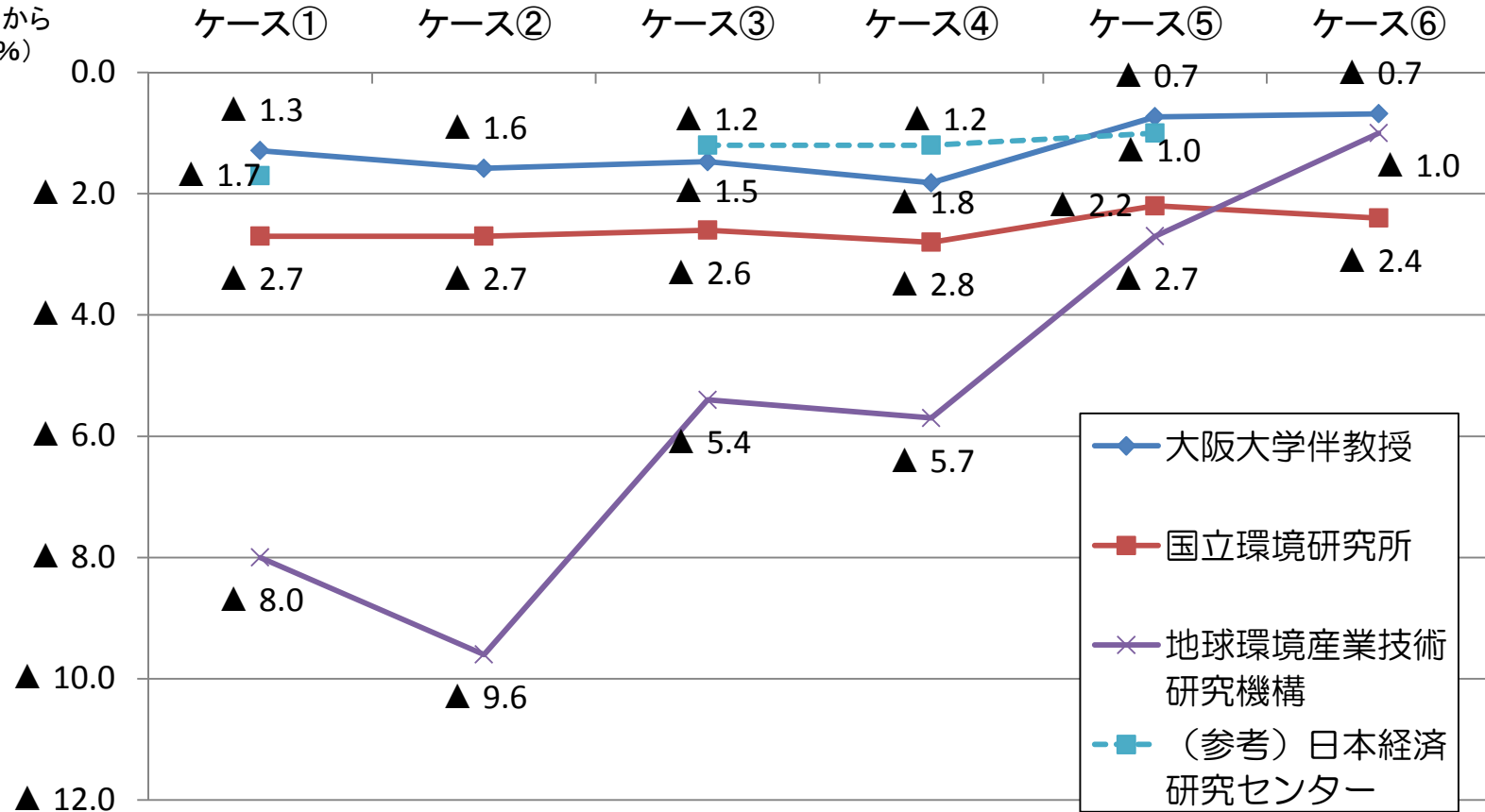
2030年時点の
参照ケースから
の変化率(%)



	ケース①	ケース②	ケース③	ケース④	ケース⑤	ケース⑥
電源構成	原発0% 火力65% 再エネ35%	原発15% 火力50% 再エネ35%	原発15% 火力54% 再エネ31%	原発20% 火力49% 再エネ31%	原発25% 火力53% 再エネ22%	原発35% 火力43% 再エネ22%
エネ起源CO2排出量	▲24%	▲32%	▲27%	▲29%	▲20%	▲25%

試算結果② 一家計消費支出(実質) (2030年時点の参照ケースからの変化率)

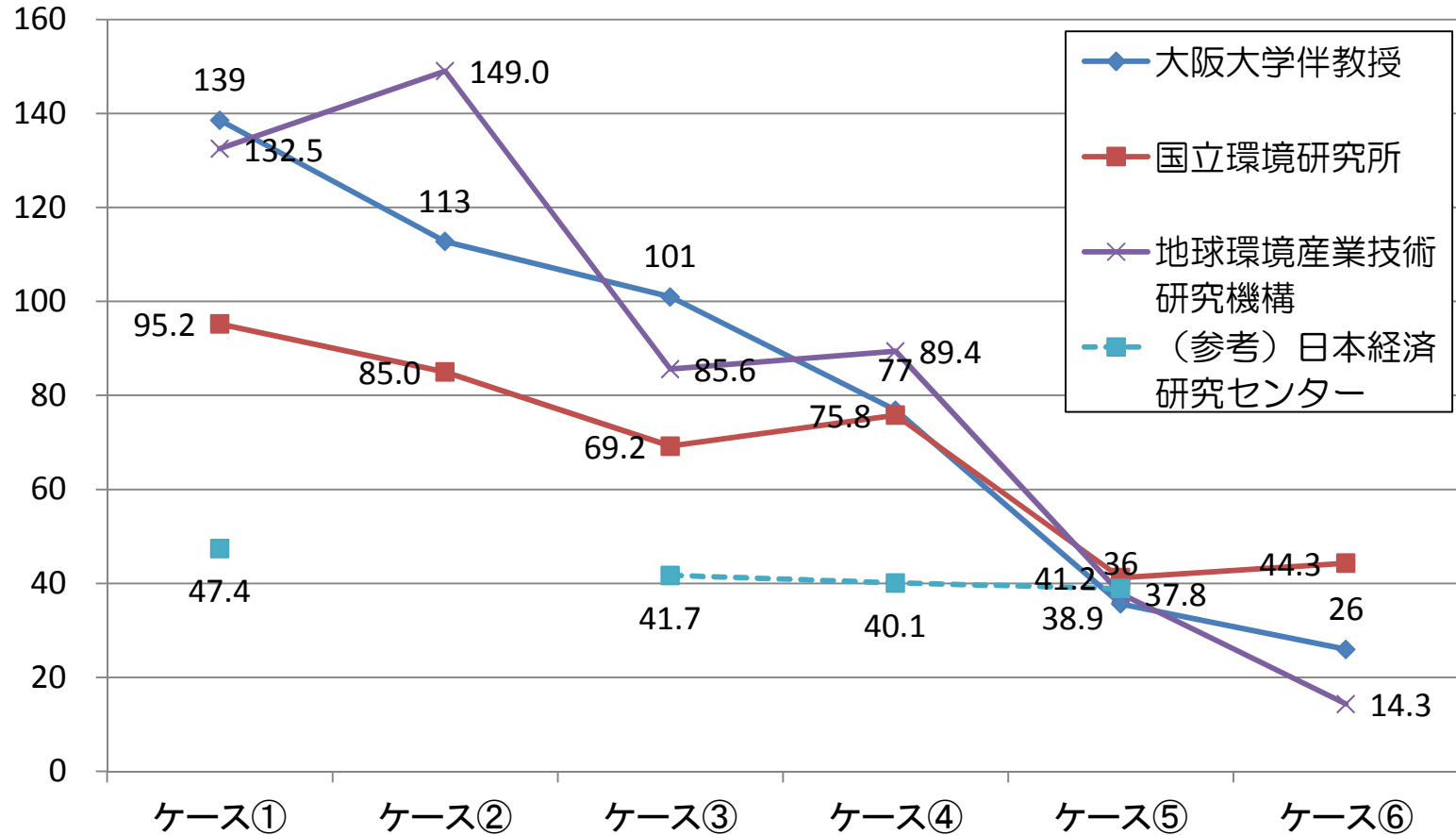
2030年時点の
参照ケースから
の変化率(%)



	ケース①	ケース②	ケース③	ケース④	ケース⑤	ケース⑥
電源構成	原発0% 火力65% 再エネ35%	原発15% 火力50% 再エネ35%	原発15% 火力54% 再エネ31%	原発20% 火力49% 再エネ31%	原発25% 火力53% 再エネ22%	原発35% 火力43% 再エネ22%
エネ起源CO2排出量	▲24%	▲32%	▲27%	▲29%	▲20%	▲25%

試算結果③ 一電力価格(名目) (2030年時点の参照ケースからの変化率)

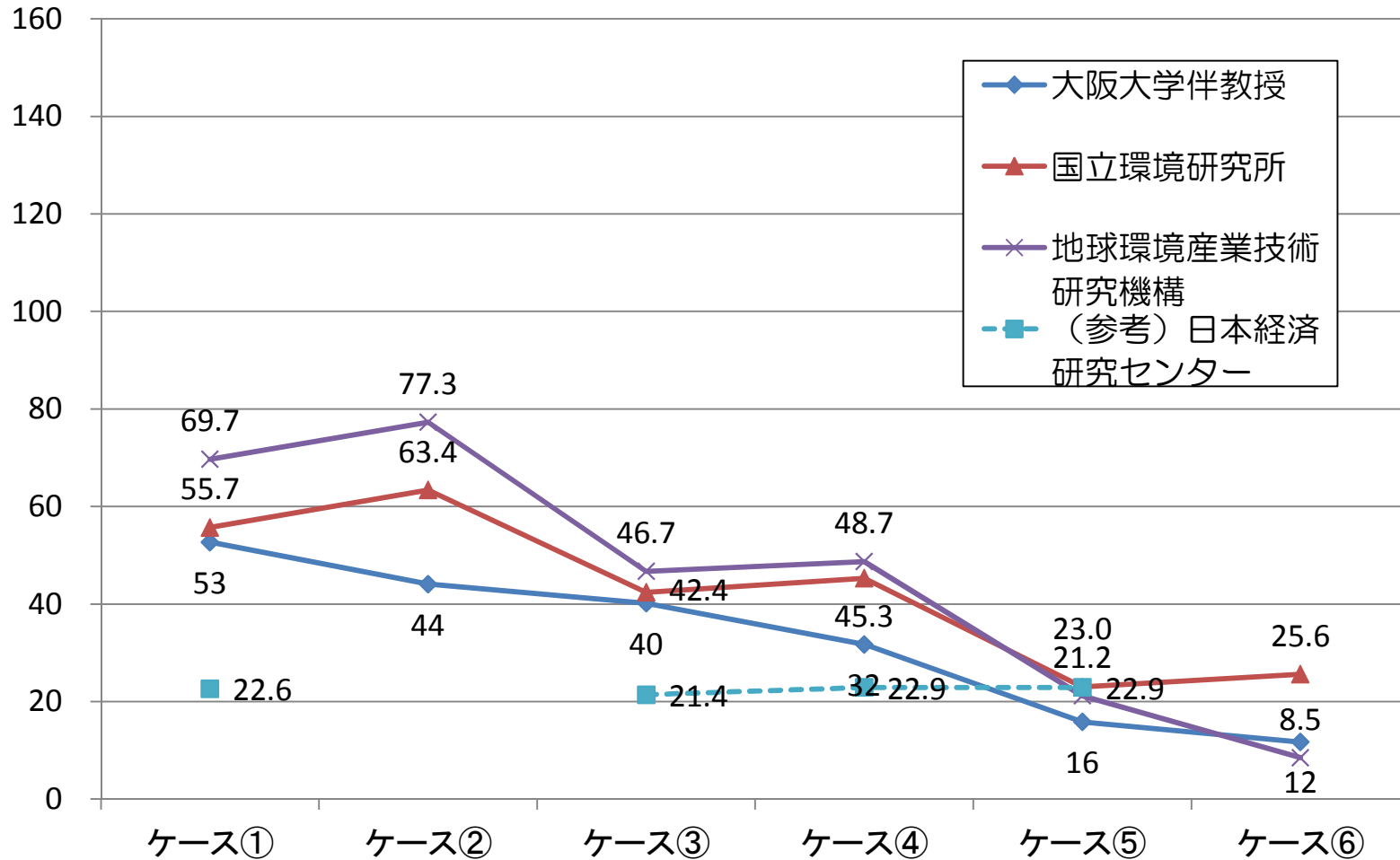
2030年時点の
参照ケースから
の変化率(%)



	ケース①	ケース②	ケース③	ケース④	ケース⑤	ケース⑥
電源構成	原発0% 火力65% 再エネ35%	原発15% 火力50% 再エネ35%	原発15% 火力54% 再エネ31%	原発20% 火力49% 再エネ31%	原発25% 火力53% 再エネ22%	原発35% 火力43% 再エネ22%
エネ起源CO2排出量	▲24%	▲32%	▲27%	▲29%	▲20%	▲25%

試算結果④ ー光熱費(名目) (2030年時点の参照ケースからの変化率)

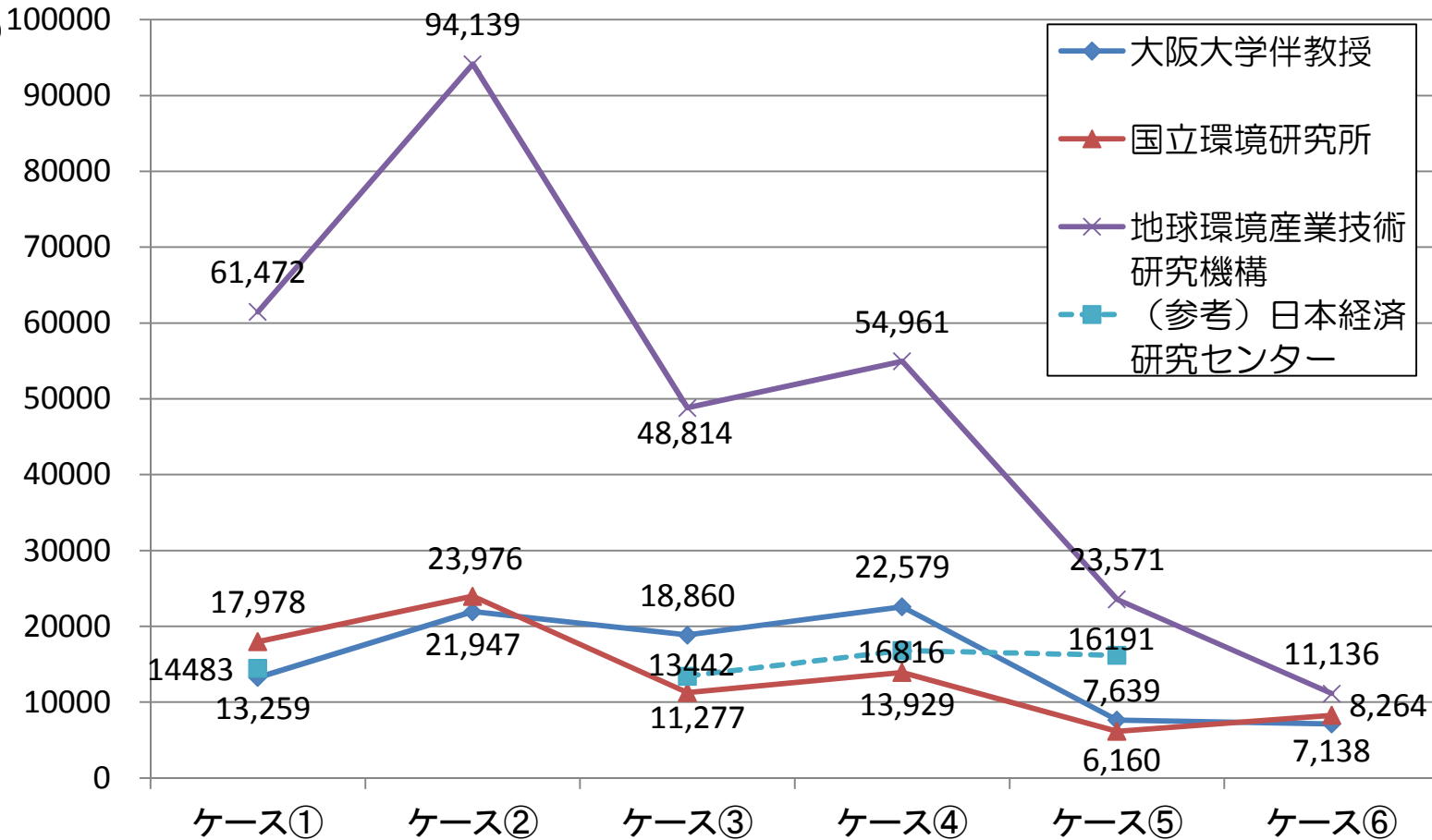
2030年時点の参照ケースからの変化率(%)



	ケース①	ケース②	ケース③	ケース④	ケース⑤	ケース⑥
電源構成	原発0% 火力65% 再エネ35%	原発15% 火力50% 再エネ35%	原発15% 火力54% 再エネ31%	原発20% 火力49% 再エネ31%	原発25% 火力53% 再エネ22%	原発35% 火力43% 再エネ22%
エネ起源CO2排出量	▲24%	▲32%	▲27%	▲29%	▲20%	▲25%

試算結果⑤ 一限界削減費用 (2030年時点)

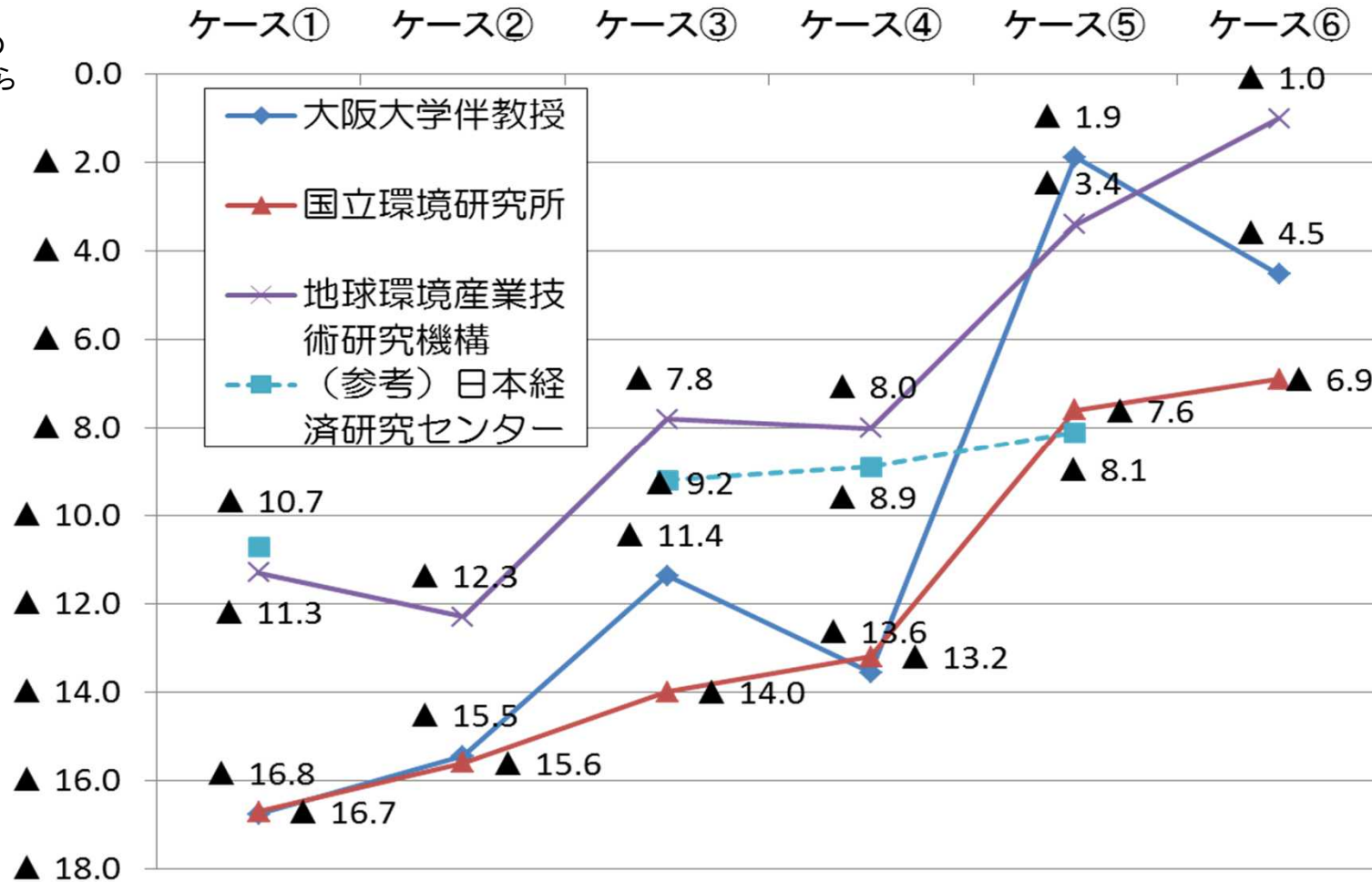
2030年時点の
限界削減費用
(円/t-CO₂)



	ケース①	ケース②	ケース③	ケース④	ケース⑤	ケース⑥
電源構成	原発0% 火力65% 再エネ35%	原発15% 火力50% 再エネ35%	原発15% 火力54% 再エネ31%	原発20% 火力49% 再エネ31%	原発25% 火力53% 再エネ22%	原発35% 火力43% 再エネ22%
エネ起源CO ₂ 排出量	▲24%	▲32%	▲27%	▲29%	▲20%	▲25%

試算結果⑥ ー 発電電力量 (2030年時点の参照ケースからの変化率)

2030年時点の
参照ケースから
の変化率(%)



	ケース①	ケース②	ケース③	ケース④	ケース⑤	ケース⑥
電源構成	原発0% 火力65% 再エネ35%	原発15% 火力50% 再エネ35%	原発15% 火力54% 再エネ31%	原発20% 火力49% 再エネ31%	原発25% 火力53% 再エネ22%	原発35% 火力43% 再エネ22%
エネ起源CO2排出量	▲24%	▲32%	▲27%	▲29%	▲20%	▲25%

試算結果⑦ — 火力発電の内訳 (2030年時点)

○ 本試算においては、火力発電の内訳をモデルで内生としているため、LNG、石炭、石油の発電割合は、各ケース間(CO2制約の違いによる)、各モデル間で異なる。

2030年時点の石炭発電量を1としたときのLNG発電量

	ケース①	ケース②	ケース③	ケース④	ケース⑤	ケース⑥
大阪大学伴教授	1.2	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0
国立環境研究所	2.2	2.6	2.0	1.6	1.0	1.0
地球環境産業技術研究機構	6.7	4.8	5.6	4.9	5.8	4.6

	ケース①	ケース②	ケース③	ケース④	ケース⑤	ケース⑥
電源構成	原発0% 火力65% 再エネ35%	原発15% 火力50% 再エネ35%	原発15% 火力54% 再エネ31%	原発20% 火力49% 再エネ31%	原発25% 火力53% 再エネ22%	原発35% 火力43% 再エネ22%
エネ起源CO2排出量	▲24%	▲32%	▲27%	▲29%	▲20%	▲25%

試算結果⑧ — その他の主な項目 (2030年時点)

※いずれも2030年時点の参照ケースからの変化率(%)

	大阪大学伴教授						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			
	①	②	③	④	⑤	⑥	①	②	③	④	⑤	⑥	①	②	③	④	⑤	⑥	B	参考	C	D
民間設備投資	▲10.2	▲10.6	▲9.2	▲8.0	▲4.0	▲3.6	0.4	0.6	0.7	0.8	0.5	0.6	▲5.7	▲5.8	▲4.4	▲4.1	▲0.8	▲0.2	▲0.7	▲0.4	▲0.5	▲0.4
粗生産（全産業）	▲5.0	▲5.3	▲4.6	▲5.3	▲2.1	▲2.1	▲2.7	▲2.9	▲2.6	▲2.7	▲2.1	▲2.2	▲7.7	▲9.0	▲5.2	▲5.5	▲2.5	▲1.1	▲1.7	▲1.4	▲1.5	▲1.3
粗生産（製造業）	▲6.9	▲7.6	▲6.6	▲7.6	▲3.2	▲3.2	▲1.4	▲1.5	▲1.5	▲1.5	▲1.3	▲1.4	▲12.8	▲17.0	▲8.9	▲10.2	▲5.1	▲1.5	▲2.0	▲1.8	▲1.9	▲1.8
粗生産（エネルギー多消費産業）	▲8.3	▲9.6	▲8.4	▲9.6	▲4.3	▲4.3	▲1.1	▲1.2	▲1.2	▲1.2	▲1.2	▲1.2	▲25.7	▲28.0	▲15.2	▲15.9	▲11.2	▲6.9	▲3.0	▲2.7	▲3.0	▲2.8
粗生産（資本財製造業）	▲6.6	▲7.2	▲6.1	▲7.2	▲2.9	▲3.0	0.2	0.2	▲0.1	0.0	0.2	0.1	▲4.6	▲4.2	▲2.4	▲3.1	▲3.1	▲1.8	▲1.5	▲1.5	▲1.7	▲1.6
就業者数	▲0.4	▲0.4	▲0.3	▲0.2	▲0.1	▲0.1	▲0.2	▲0.2	▲0.2	▲0.2	▲0.2	▲0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
輸出	▲7.4	▲8.9	▲7.7	▲8.0	▲4.1	▲4.5	▲2.2	▲2.4	▲1.8	▲1.9	▲1.6	▲1.7	▲19.2	▲21.9	▲13.8	▲14.1	▲7.1	▲2.7	▲2.3	▲2.3	▲2.6	▲2.5
輸入	▲7.6	▲9.2	▲7.9	▲8.2	▲4.2	▲4.7	▲3.5	▲4.8	▲4.3	▲4.9	▲3.4	▲4.3	▲23.8	▲27.1	▲17.2	▲17.5	▲8.9	▲3.4	▲1.8	▲1.7	▲1.9	▲1.8

	ケース①	ケース②	ケース③	ケース④	ケース⑤	ケース⑥
電源構成	原発0% 火力65% 再エネ35%	原発15% 火力50% 再エネ35%	原発15% 火力54% 再エネ31%	原発20% 火力49% 再エネ31%	原発25% 火力53% 再エネ22%	原発35% 火力43% 再エネ22%
エネ起源CO2排出量	▲24%	▲32%	▲27%	▲29%	▲20%	▲25%

4. 試算の前提等

試算の前提①

- 総合エネ調における分析との比較可能性を担保するため、参照ケース(各モデルのBAU)については、総合エネ調の分析において用いられた慎重シナリオ(2010年代で実質GDPが年率1.1%、2020年代で年率0.8%)と同一のものとした。(なお、電源構成は2010ほぼ横ばいと想定。4ページ参照。)

慎重シナリオ		実績			見通し		2010→2020 の伸び率	2020→2030 の伸び率
		2010	2020	2030	2020	2030		
マクロ経済指標								
実質GDP (期間平均伸び率)	05年連鎖価格兆円	511.0 (3.1%)	569.4 (1.0%)	617.1 (0.7%)			1.1%	0.8%
物価・財政								
為替レート	¥/\$	82.0	85.75	85.75			0.4%	0.0%
人口・世帯数								
総人口	万人	12,765	12,410	11,662			-0.3%	-0.6%
世帯数	万世帯	5,232	5,460	5,344			0.4%	-0.2%
業務床面積	百万m ²	1,834	1,943	1,902			0.6%	-0.2%
各産業の生産指標								
粗鋼	万トン	11,079	12,022	11,979			0.8%	0.0%
エチレン	万トン	700	642	581			-0.9%	-1.0%
化学	IIP(2005=100)	99	104	106			0.5%	0.2%
うち非石油化学	IIP(2005=100)	102	111	117			0.9%	0.5%
セメント	万トン	5,605	5,621	5,173			0.0%	-0.8%
紙・板紙	万トン	2,734	2,741	2,602			0.0%	-0.5%
燃料費								
原油価格	\$/bbl	84.2	114.7	123.4			3.1%	0.7%
LNG価格	\$/t	584.4	682.7	734.4			1.6%	0.7%
石炭価格	\$/t	113.9	121.0	124.0			0.6%	0.2%
交通需要など								
貨物輸送量	億トンキロ	5,356	5,785	5,832			0.8%	0.1%
旅客輸送量	億人キロ	12,640	12,052	11,411			-0.5%	-0.5%

試算の前提②

- 各選択肢毎、あるいは各選択肢共通の以下の条件についても、総合エネ調における分析との比較可能性を担保するため、同一のものを用いた。

①各電源の資本費(建設費、設備の廃棄費用等)、燃料費、運転維持費

各電源について、コスト等検証委員会においてそれぞれ代表例とされた稼働年数、稼働率における単価を使用。

②原子力の追加安全対策費用

各選択肢共通で、コスト等検証委員会報告書で示された「モデルプラント一基(120万kW)につき194億円の追加費用」から算出されるkW当たり単価を原子力発電の発電コスト(資本費)に追加。

③原子力の事故リスク費用

各選択肢共通で0.5円/kWhを原子力発電の発電コストに追加。(なお、コスト等検証委員会報告書において、事故リスク対応費用の0.5円/kWhは「現時点で得られる最大限の情報を基に」、「下限値として提示」されている。)

④原子力発電所を早期廃炉にすることに伴うコスト

2030年度に原子力発電比率がゼロになるケースでは、既存の原子力発電所の稼働年数が40年より短くなるため、資本費のうち回収できない分を未回収コストとして、0.3兆円/年を発電コストに追加。

試算の前提③（系統対策費用）

- 各ケース毎の系統対策費用については、総合エネ調で示された系統対策費用の考え方を頂いた上で、各ケースの再生可能エネルギーの内訳に応じ、以下の通り設定。
- なお、総合資源エネルギー調査会における試算とは、再生可能エネルギーの内訳が異なるため、それに伴う系統対策費用も異なる（総合エネ調の方が風力発電の割合が高く、それに伴い、連系線増強等の系統対策費用を高く見込んでいる。）。

	2030年までの累積額
ケース① (対策高位・原発0%)	2.7兆円
ケース② (対策高位・原発15%)	2.7兆円
ケース③ (対策中位・原発15%)	2.6兆円
ケース④ (対策中位・原発20%)	2.6兆円
ケース⑤ (対策低位・原発25%)	1.6兆円
ケース⑥ (対策低位・原発35%)	1.6兆円

(注)系統対策費用については、総合資源エネルギー調査会基本問題委員会と整合をとり、**資本費を耐用年数で平準化し、経済モデルの中で毎年の資本費として取り扱うよう、経済モデル分析を行う研究機関・研究者に提示**し、試算を依頼した。このため、国立環境研究所AIMプロジェクトチームが示す「省エネ・再エネのための追加投資額の内訳」とは値が一致しない(国立環境研究所AIMプロジェクトチームの計算では取得額一括計上を行っているため)。

(参考①) 系統対策費用の試算結果

- 太陽光発電および風力発電の大量導入の実現に必要な系統対策費用を簡易試算した。対策オプションの違いによる負担影響を把握するため、本需給調整分析の想定に基づくケースと、既往検討に基づくケースを設定し比較した。
- **同一ブロック内での系統一体運用の実施、需要能動化、出力抑制の必要に応じた実施**を通じ、定置用蓄電池等の導入時期を更に導入が進んだ段階まで遅らせることにより、**系統対策費用を大幅に抑制**することが可能。

系統対策費用の試算条件

		既往検討に基づくケース	本分析に基づくケース
コンセプト		■ 太陽光、風力のそれぞれ一方のみの大規模導入を想定した2つの独立したシナリオ	■ 太陽光、風力の両者の大規模導入を想定し、対策の相乗効果等を考慮したシナリオ
シナリオ	太陽光	■ 次世代送配電ネットワーク研究会(資源エネルギー庁、2009年度)による「出力抑制+需要創出・活用+系統側蓄電池シナリオ」に対して、シナリオの継続延長、年次展開を想定	■ 同一ブロック内での系統一体運用の実施、需要能動化、出力抑制の必要に応じた実施 を通じ、定置用蓄電池の導入時期を後ろ倒し (自動車用市場の先行等による蓄電池価格の低減により、定置用蓄電池の導入に要する社会費用の抑制が期待される)
	風力	■ 日本風力発電協会・風力発電事業者懇話会による投資額試算(2009年)の既設連系線利用シナリオに対して、同シナリオの年次展開を想定	■ 系統シナリオ定量分析結果に基づき、2030年時点においては、左記ケースに対して 蓄電池、揚水新設を不要化する一方、電圧変動対策としてSVCを増強 。
費用項目	太陽光	■ 配電対策(柱上変圧器、配電系統用SVC)、 蓄電池 、太陽光発電・需要制御装置、火力調整運転	■ 配電対策(柱上変圧器、配電系統用SVC)、太陽光発電・需要制御装置、火力調整運転、 送電系統用SVC 、地域間連系線、気象予測等活用系統運用システム
	風力	■ 風力関連: 蓄電池 、地域間連系線、 揚水発電新規建設 、気象予測等活用系統運用システム	

系統対策費用の試算結果

	既往検討に基づくケース		本分析に基づくケース	
	2012~2030年	2012~2030年	2012~2020年	2012~2030年
低位	1.5兆円(1,660億円/年) うち蓄電池0.8兆円(880億円/年)	9.1兆円(4,800億円/年) うち蓄電池5.7兆円(3,010億円/年)	1.6兆円(1,770億円/年)	3.1兆円(1,640億円/年)
中位	2.7兆円(3,000億円/年) うち蓄電池1.6兆円(1,800億円/年)	17.2兆円(9,050億円/年) うち蓄電池11.9兆円(6,270億円/年)	1.9兆円(2,130億円/年)	4.9兆円(2,560億円/年)
高位	5.6兆円(6,200億円/年) うち蓄電池4.1兆円(4,520億円/年)	19.3兆円(10,170億円/年) うち蓄電池13.0兆円(6,850億円/年)	2.3兆円(2,530億円/年)	5.0兆円(2,650億円/年)

(参考②) 系統対策費用の内訳

系統対策費用の試算結果(2012～2020年)

		既往検討に基づくケース			本分析に基づくケース		
		低位	中位	高位	低位	中位	高位
太陽光	配電対策 (柱上変圧器、 配電系統用SVC)	0.2兆円 (260億円/年)	0.4兆円 (400億円/年)	0.5兆円 (570億円/年)	0.2兆円 (260億円/年)	0.4兆円 (400億円/年)	0.5兆円 (570億円/年)
	太陽光発電・ 需要制御装置	0.3兆円 (360億円/年)	0.5兆円 (550億円/年)	0.7兆円 (770億円/年)	0.3兆円 (360億円/年)	0.5兆円 (550億円/年)	0.7兆円 (770億円/年)
風力	送電系統用SVC	—	—	—	0.03兆円 (32億円/年)	0.04兆円 (40億円/年)	0.04兆円 (42億円/年)
共通	蓄電池	0.8兆円 (880億円/年)	1.6兆円 (1,800億円/年)	4.1兆円 (4,520億円/年)	—	—	—
	火力調整運転	0.1兆円 (120億円/年)	0.2兆円 (190億円/年)	0.2兆円 (260億円/年)	0.02兆円 (24億円/年)	0.03兆円 (36億円/年)	0.05兆円 (51億円/年)
	揚水発電 新設	0.02兆円 (18億円/年)	0.04兆円 (40億円/年)	0.04兆円 (45億円/年)	—	—	—
	地域間連系線・ 地域内系統増強	—	0.004兆円 (4億円/年)	0.004兆円 (5億円/年)	0.9兆円 (1,080億円/年)	0.9兆円 (1,080億円/年)	0.9兆円 (1,080億円/年)
	気象予測等活用 系統運用システム	0.02兆円 (18億円/年)	0.02兆円 (20億円/年)	0.02兆円 (20億円/年)	0.02兆円 (18億円/年)	0.02兆円 (20億円/年)	0.02兆円 (20億円/年)
合計		1.5兆円 (1,660億円/年)	2.7兆円 (3,000億円/年)	5.6兆円 (6,200億円/年)	1.6兆円 (1,740億円/年)	1.8兆円 (2,040億円/年)	2.1兆円 (2,350億円/年)

注)四捨五入の関係で必ずしも合計値と一致しない

(参考③) 系統対策費用の内訳

系統対策費用の試算結果(2012～2030年)

		既往検討に基づくケース			本分析に基づくケース		
		低位	中位	高位	低位	中位	高位
太陽光	配電対策 (柱上変圧器、 配電系統用SVC)	0.6兆円 (320億円/年)	1.0兆円 (540億円/年)	1.1兆円 (560億円/年)	0.6兆円 (320億円/年)	1.0兆円 (540億円/年)	1.1兆円 (560億円/年)
	太陽光発電・ 需要制御装置	0.8兆円 (450億円/年)	1.4兆円 (750億円/年)	1.5兆円 (760億円/年)	0.8兆円 (450億円/年)	1.4兆円 (750億円/年)	1.5兆円 (760億円/年)
風力	送電系統用SVC	—	—	—	0.1兆円 (44億円/年)	0.1兆円 (61億円/年)	0.1兆円 (69億円/年)
共通	蓄電池	5.7兆円 (3,010億円/年)	11.9兆円 (6,270億円/年)	13.0兆円 (6,850億円/年)	—	—	—
	火力調整運転	0.3兆円 (150億円/年)	0.5兆円 (250億円/年)	0.5兆円 (260億円/年)	0.1兆円 (29億円/年)	0.1兆円 (49億円/年)	0.1兆円 (51億円/年)
	揚水発電 新設	0.4兆円 (230億円/年)	0.9兆円 (490億円/年)	1.3兆円 (710億円/年)	—	—	—
	地域間連系線・ 地域内系統増強	1.2兆円 (620億円/年)	1.4兆円 (740億円/年)	1.9兆円 (1,020億円/年)	1.5兆円 (780億円/年)	2.2兆円 (1,140億円/年)	2.3兆円 (1,180億円/年)
	気象予測等活用 系統運用システム	0.03兆円 (16億円/年)	0.04兆円 (19億円/年)	0.04兆円 (21億円/年)	0.03兆円 (16億円/年)	0.04兆円 (19億円/年)	0.04兆円 (21億円/年)
合計		9.1兆円 (4,800億円/年)	17.2兆円 (9,050億円/年)	19.3兆円 (10,170億円/年)	3.1兆円 (1,640億円/年)	4.9兆円 (2,560億円/年)	5.0兆円 (2,650億円/年)

注)四捨五入の関係で必ずしも合計値と一致しない

(参考④) 系統対策費用の試算の前提

		既往検討に基づくケース	本分析に基づくケース
太陽光	配電対策 (柱上変圧器、 配電系統用SVC)	<ul style="list-style-type: none"> ■ 柱上変圧器(20万円/台)を住宅用太陽光発電5~8軒ごとに設置。 ■ SVC(1,500万円/台)をバンクあたり1台設置。 	■ 同左
	太陽光発電・ 需要制御装置	<ul style="list-style-type: none"> ■ 太陽光1,000万kW導入時点から出力抑制機能付パワーコンディショナ(コスト増分0.5万円/台)を設置。 ■ 自律制御用インターフェース(3万円/台)を太陽光導入住宅の約6割に設置。 ■ 制御システムを構築。必要対策量は太陽光の導入量に比例すると仮定。単価(1.1万円/kW)は既往検討より簡易推計(太陽光2,800万kW導入時0.30兆円)。 	■ 同左
風力	送電系統用SVC	—	<ul style="list-style-type: none"> ■ 対策量は風力の導入量に比例すると仮定。風力容量あたり対策費(4.5百万円/MW)は新エネ部会資料より簡易推計(風力300万kW導入時135億円)。
共通	蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> ■ 太陽光1,000万kW導入時点からLFC容量対策用としての蓄電池を導入開始(必要対策量:0.8kWh/kW)。2,900万kW導入時点から余剰電力対策用として蓄電池の追加導入を開始(必要対策量:3,350万kW以前は0.4kWh/kW、3,350万kW以降は4kWh/kW)。PV追加容量あたり電池必要追加量は既往検討より簡易推計。蓄電池単価は4万円/kWhで一定。 ■ 風力に蓄電池(出力容量:風力容量の20%、蓄電容量:1時間分)を併設。風車容量あたり対策費は50百万円/MW。 	—
	火力調整運転	<ul style="list-style-type: none"> ■ 対策量は太陽光の導入量に比例すると仮定。太陽光容量あたり対策費(0.53万円/kW)は既往検討より簡易推計(太陽光2,800万kW導入時0.15兆円) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 対策量は太陽光の導入量に比例すると仮定。太陽光容量あたり対策費(0.10万円/kW)はコスト等検証委員会より設定。
	揚水発電 新設	<ul style="list-style-type: none"> ■ 揚水(200百万円/MW)を風力の導入量に応じて新設。対策量は既往検討(系統設備容量に対する比率等による推計)を踏襲。 	—
	地域間連系線・ 地域内系統増強	<ul style="list-style-type: none"> ■ 地域間連系線(直流300百万円/MW、交流400百万円/MW)を風力の導入量に応じて増強。対策量は既往検討(系統設備容量に対する比率等による推計)を踏襲。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 地域間連系線を風力の地域間潮流に応じて増強。地域間潮流は、風力の地域別導入量と、系統容量比から仮定した風力の地域別受電量との差より推計。ただし東西周波数変換所を跨いだ融通は想定せず。 ■ 地内送電線を風力の導入量に応じて増強。 ■ いずれも、単価は地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会より設定。
	気象予測等活用 系統運用システム	<ul style="list-style-type: none"> ■ 対策費用は風力の導入量に関係すると仮定。風力容量あたり対策費は既往検討(100百万円/MW)を踏襲。 	■ 同左

5. 參考資料

(参考1)エネルギー・環境会議の基本方針 (平成23年12月21日)関連部分抜粋

③地球温暖化対策の選択肢提示に向けた基本方針

～長期的な将来のあるべき姿等を踏まえ、世界の排出削減に貢献する形で地球温暖化対策の選択肢を提示する

地球温暖化対策は、科学的知見に基づき、国際的な協調の下で、我が国として率先的に取り組んでいく必要がある。同時に、地球温暖化対策の国内対策は、我が国のエネルギー構造や産業構造、国民生活の現状や長期的な将来のあるべき姿等を踏まえて組み立てていく必要がある。

原発への依存度低減のシナリオを具体化する中で検討される省エネ、再生可能エネルギー、化石燃料のクリーン化は、エネルギー起源CO₂の削減にも寄与するものであり、また、需要家が主体となった分散型エネルギーシステムへの転換も温暖化対策として有効である。エネルギーミックスの選択肢と表裏一体となる形で、地球温暖化対策に関する複数の選択肢を提示する。

選択肢の提示に当たっては、幅広く関係会議体の協力を要請し、従来の対策・施策の進捗状況や効果を踏まえて、国内対策の中期目標、必要な対策・施策、国民生活や経済への効果・影響なども合わせて提示する。また、これからは、国内における排出削減や吸収源対策、適応策とともに、日本の技術を活かして海外での排出削減に貢献し、世界の地球温暖化問題を解決していくという視点が重要になる。このため、二国間オフセット・クレジット制度の活用をはじめとする国際的な地球温暖化対策の在り方も明らかにする。

(参考2)2013年以降の対策・施策に関する小委員会の検討方針 (平成24年2月22日)関連部分抜粋

(1) 検討内容

- 小委員会では、地球温暖化対策のうち、国内排出削減対策についての選択肢の原案、評価案等を策定し、地球環境部会に報告を行う。その後、地球環境部会での議論を経て、エネルギー・環境会議に報告を行う。
- 小委員会での選択肢の原案の策定に当たっては、まず、これまで行ってきた対策・施策の進捗状況や効果を評価・分析する。その上で、国内対策の中期の数値目標、必要な対策・施策、国民生活や経済への効果・影響などを選択肢の原案毎に提示する。その際、選択肢の原案に対する小委員会としての評価案についても併せて提示する。
- 特に、原発への依存度低減のシナリオを具体化する中で検討される省エネ、再生可能エネルギー、化石燃料のクリーン化、需要家が主体となった分散型エネルギーシステムへの転換について、地球温暖化対策の観点から、その効果を可能な限り定量的に評価・分析する。
- 検討に当たっては、中長期ロードマップ(別添3)、昨年からの地球環境部会及び本小委員会における議論、エネルギー・環境会議の基本方針、及び平成24年1月30日の第100回地球環境部会において細野環境大臣から示された「2013年以降の地球温暖化対策の検討のポイント」(別添4)を踏まえることとする。

(参考3) 試算を行った経済モデルの概要

	モデルの分類	成り立ち	雇用想定	経済主体の投資行動	個別の詳細設定等
AIMモデル (国立環境研究所)	一般均衡モデル 原子力発電や再生可能エネルギーの導入量などに応じて経済が到達する均衡状態の姿を描く。	エネルギーの効率改善と その際に生じる追加費用 について、対策技術を積 み上げたボトムアップ型の AIM技術モデルと整合。	需給ギャップ や失業率を 想定してい ない	家計・企業は1期間(1年)単位で の効用・利潤の最大化を考慮して 行動。	エネルギー効率改善とそ の費用については技術別 に設定。温暖化対策のため の追加費用を投資の一部 として計上するか、政府 が補助するか等によっ て異なる結果となる。
DEARSモデル (地球環境産業技 術研究機構)		国際産業連関表を扱った 静学的な多地域・多部門 一般均衡モデルである GTAPモデル及びそのデー タベースに基づき作成され たモデル。	需給ギャップ や失業率を 想定してい ない	1年単位ではなく、全期間を通じて 全世界の効用最大化が実現する ように各年の消費、投資、生産、 GDPを内生的に決定。将来消費効 用が高まると判断されれば、手前 の時点で消費を減らしてでも投資 を実行する。 (Forward looking 型動学モデル)	世界多地域の国際産業 連関を有したモデルを統 合しているため、温暖化 対策による産業部門間の 連関や国際産業移転を含 めた包括的な評価が可能。
伴モデル (大阪大学・伴教 授)		日経モデルをForward looking 型動学的最適化モ デルに拡張したモデル。	需給ギャップ や失業率を 想定してい ない	1年単位ではなく、全期間を通じて 効用最大化が実現するように各 年の消費、投資を決定。 将来消費効用が高まると判断され れば、手前の時点で消費を減らし てでも投資を実行する。 (Forward looking 型動学モデル)	任意の技術を持つアク ティビティを個別に追加可 能。 消費者の低炭素型消費 財への嗜好の変化を外生 的に決定し見込むことが できる。
JCERモデル (日本経済研究セ ンター) (注)		MITの温暖化対策分析用 の一般均衡モデルである EPPAモデルを参考にして 作成。	需給ギャップ や失業率を 想定してい ない	家計・企業は1期間(1年)単位で の効用・利潤の最大化を考慮して 行動。	産業の資本ストックにヴィ ンテージを仮定し、既投資 分の資本ストックは当該 産業から動かず、産業構 造の変化が徐々に進む 姿を描いている。同様に 産業間の労働移動も徐々 に進むようになっている。

(注) 日本経済研究センターは、中央環境審議会や総合資源エネルギー調査会からの依頼とは独立して試算を実施しており、その試算結果を参考として紹介。 30

(参考4)経済モデルの有用性

- 経済モデルは、経済全体の相互関係(例:生産要素と生産物の関係や貯蓄と投資の関係)を論理的、整合的、定量的に描く方程式群。
- 各経済主体が経済合理的な行動(家計は効用最大化、企業は利潤最大化)を取ることを想定し、その結果として需要と供給が導き出され、価格メカニズムを通じて市場均衡が達成される姿を描写。
- 一旦、基準となる前提条件でのモデル(BAU)が出来上がると、様々な前提条件の異なった均衡(政策導入ケース)を描写し、異なる均衡解の間を比較することにより、政策が経済全体に与える影響を分析。
- 今回の分析に用いる応用一般均衡モデルは、いずれも多部門モデルであり、政策によって産業構造がどのように変化するか(どの部門にプラスの影響があり、どの部門にマイナスの影響があるか)といったことを分析することが可能。
- また、今回の分析に用いる応用一般均衡モデルは、いずれも動学モデルであり、時系列で経済が変化していく姿を描くことが可能。

(参考5) 複数の経済モデルの主な相違点

< 動学化の方法 >

- 今回の分析に用いる応用一般均衡モデルは、いずれも動学モデルであるが、動学化の手法として、①逐次動学型と②異時点間動学最適化型に大別される。
 - 逐次動学型では、每期毎期の各経済主体の最適化(効用最大化、利潤最大化)が前提であるのに対し、異時点間動学最適化型は、全期間を通じた最適化が前提となる。前者は貯蓄率が一定であるのに対し、後者は貯蓄率が可変。
- ⇒ 異時点間動学最適化型は将来を見越した投資水準の決定が描かれることになり、試算結果として、政策導入に伴う資源配分の調整が相対的に早く行われる。

< 税収の還流方法 >

- CO₂制約下での分析を行う際、モデル上では、炭素価格(現実の政策としては炭素税又は排出量取引のオークションに相当)が発生する。モデルによって、この収入の扱いが異なり、家計への一括還流や家計・企業の省エネ投資への充当を描くモデルがある一方、金融的要素をモデルに組み込んだ上で、税収を国債償還に回す(その結果として金利が低下する)想定を置くことができるモデルがある。この点は、応用一般均衡モデルに金融的要素を取り込んでいるか否かに依存する。
- ⇒ 試算結果として、温暖化対策投資を促進するような政策導入ケースの影響が正負逆の方向に働く場合がある。

(参考6)結果の提示に当たっての留意点

中央環境審議会第90回地球環境部会 資料2より

- 分析結果は、前提条件次第で大きく変わり得るものであることから、結果の数値そのものを過大評価すべきではない。
- 感度分析により、政策の有無に伴う経済への効果・影響をおおまかに把握することは重要。
- 分析結果の数値がひとり歩きする傾向にあることから、モデルの構造や前提条件を十分に理解した上で結果を提示すべき。その際、単一の解ではなく、定性的あるいは幅をもった形で結果を捉えることも重要。
- 個々の政策を評価する手段として活用すべきだが、経済モデルの予測能力に鑑み、慎重に行うべき。