

2050年に向けた水素エネルギー導入に伴う

経済影響の評価

川上 恭章* 松尾 雄司* 加古 正幸** 八馬 利彰*** 柳澤 明*

要旨

本研究では、野心的な二酸化炭素（CO₂）削減目標が、将来の経済活動及びエネルギー需給にどのような影響を与えるのかを、マクロ経済モデル・エネルギー需給モデル・技術評価モデル（MARKALモデル）を用いて定量的に評価した。その上で、それらの影響が、水素エネルギーの導入によりどの程度緩和されるかを評価した。

著者達が先の分析¹⁾で明らかにしたように、2050年に1990年比で65%以上という野心的な二酸化炭素削減目標の下では、1,000ドル/tCO₂を超えるような、現実離れとも言える炭素価格が必要となる。この炭素価格が化石燃料価格や電力価格への転嫁を通して、実質可処分所得の減少や経済活動の縮小等の影響を与える。この悪影響は削減目標が高いほど顕著であり、場合によっては、2050年までに成し得たであろう経済成長の約4割が失われるとの示唆を得た。

その中で、水素の導入は、これらの悪影響を緩和する可能性を有することが示された。導入の中心となるのは、水素直接燃焼による発電である。これにより炭素価格が低下し、先の4割の経済成長損失が、2割程度まで緩和されることが示された。

水素導入のメリットは、削減目標が厳しくなり、他の相対的に廉価な対策だけでは要求される削減量を満たせない場合に、一層顕著となる。極端に高価ではなく、一定規模の展開が可能で、かつ再生可能エネルギーのような不安定さがないカーボンフリーな水素は、将来のエネルギーとして重要な役割を果たしうる。これらの価値は、2050年といった、長期の視野をもって正しく位置づけられるものである。常に将来の不確実性を見据えつつ、冷静な眼を持って将来への戦略を考える姿勢が必要であろう。

1. はじめに

世界経済の変調や東日本大震災を経て、気候変動問題に対する関心がやや薄らいでいる向きもある。しかしながら、気候変動問題は依然として重要な問題であり、温室効果ガス、とりわけエネルギー起源の二酸化炭素（CO₂）をどのように抑制してゆくかは、世界が長期にわたり向き合わなければならない課題である。気候変動問題を解決する銀の弾丸はないが、温室効果ガス排出

* (一財)日本エネルギー経済研究所 計量分析ユニット 需給分析・予測グループ
** (一財)日本エネルギー経済研究所 計量分析ユニット 需給分析・予測グループ、
(現)東邦ガス株式会社 原料部 原料第一グループ
*** (一財)日本エネルギー経済研究所 計量分析ユニット 需給分析・予測グループ、
(現)大阪ガス株式会社 企画部 グループ経営企画チーム

削減のため、燃焼時にCO₂を発生しない水素が究極のエネルギー(キャリア)として注目されている。これまで、水素というと燃料電池(自動車用、定置用)での利用をどのように広めてゆくかに力点が置かれていた。一方、水素の異なる利用形態として、コンバインド・サイクルを用いた直接燃焼による発電(水素発電)がある。これは、大規模な電力供給が可能である上、水素の製造時にCO₂を排出しない限り、ゼロ・エミッション電源として位置づけることが可能であるという特長を有する。

このような中で、エネルギー技術評価モデル(MARKALモデル)を用いて、2050年までのわが国の水素導入ポテンシャルを試算した¹⁾。同研究では、長期にわたる野心的なCO₂削減目標が設定されない場合、技術の長足の進歩がない限り水素の大規模導入は経済的には困難と予測されるという結果を得た。一方で、1990年比で65%以上の削減という野心的な目標を想定し、かつ二酸化炭素回収・貯留(CCS)の導入に制約があった場合には、数百億Nm³/年規模の大量の水素導入がなされるとの結果が得られた。この結果を踏まえ、水素は将来のエネルギー選択において重要なオプションの一つとなり得ると結論付けた。

また、同研究では、エネルギー需給モデルにより推計されたエネルギーサービス需要をMARKALモデルに外生的に与え、その需要のもとで求解することにより得られた解について考察を行った。1990年比で65%以上のCO₂削減といった野心的な目標の達成のためには、高額な炭素価格が必要となることが予期され、これが経済に悪影響を与えることが懸念される。

野心的な削減目標が、将来の経済活動にどのような影響を与えるのか、またその場合に水素が果たす役割はどのようなものかを定量的に評価するのが本試算の目標である。

2. 試算方法及び前提条件

2-1 評価モデルの概要

(1) 評価モデルの枠組み

本研究では、「マクロ経済モデル」、「エネルギー需給モデル」、「技術評価モデル(MARKALモデル)」の三つのモデルを利用する。これら三つのモデルを組合せ、次に示すような手順に従う循環計算を通して、野心的なCO₂削減、及び水素利用が経済・エネルギー需給に与える影響を統合的に分析する。各モデルの概要については、本節(2)以降に示す。

本研究の試算プロセス

- 0：人口及び経済政策、一次エネルギー価格、電源構成（平均電力単価）等を既往の研究事例に基づき想定し、マクロ経済モデルへの入力値とする。
- 1：諸前提のもと、マクロ経済モデルを計算する。マクロ経済モデルの計算結果として、GDP関連指標や物価指数等が算出される。
- 2：マクロ経済モデルより算出された各指数、系列を入力値とし、エネルギー需給モデルを計算する。エネルギー需給モデルの計算結果として、エネルギーサービス需要が算出される。
- 3：エネルギー需給モデルにより算出されたエネルギーサービス需要をMARKALモデルの需要データとし、計算を行う。計算結果として、一次エネルギー供給や発電量構成の他、CO₂排出限界削減費用（炭素価格）が得られる。また、算出された発電量構成から平均電力単価を算出する。これら炭素価格と平均電力単価を、1：マクロ経済モデルの前提条件として更新する。

上囲みのように、手順1から3を繰り返し、炭素価格が一定値に収束するまで循環計算を実施する。本稿後半の試算結果では、収束後の結果のみを示し、考察を行う。

(2) マクロ経済モデル

マクロ経済モデルは、その概要を図2-1に示すように、実質支出モジュールを中核とし、潜在成長率や物価指数等と共に、整合的にバランスの取れたマクロフレームを算出する。そして、エネルギー需要に直接、また間接的に影響のある経済活動指標等を求める。

実質支出モジュール

ケインジアンモデルを想定し、各コンポーネントをそれぞれ推計、総計として実質GDPを得る。

- － 民需：消費支出、設備投資、住宅投資
- 公需：政府支出、公共投資
- 外需：輸出、輸入

賃金物価モジュール

為替、原油価格等の国外要因と需給ギャップ等の国内要因により、各一般物価を推計する。

- － 賃金、企業物価指数、消費者物価指数、GDPの各デフレーター

名目支出・所得分配・財政モジュール

国民所得を租税、補助金等を通して、個人、企業、政府に分配する。さらに、政府支出額と租税額より財政バランスを見る。

生産モジュール

エネルギー需要推計において重要な素材系生産量、鉱工業生産指数を推計する。

- － 素材系生産量：粗鋼、エチレン、セメント、紙、パルプ

鉱工業生産指数：食料品、繊維、紙・パルプ、化学、窯業土石、鉄鋼、非鉄金属、金属機械、その他

業務用床面積モジュール

業務部門における各業種の延床面積を推計する。

- － 事務所、飲食店、卸小売、学校、ホテル、病院福祉施設、娯楽施設、その他

輸送需要モジュール

各輸送機関別の輸送需要（人キロ・トンキロ）を推計する。さらに、自動車については、乗用車、貨物車の保有・販売台数を推計する。

- － 人キロ、トンキロ × 自動車、鉄道、船舶、航空、クラス別の乗用車・貨物車販売台数

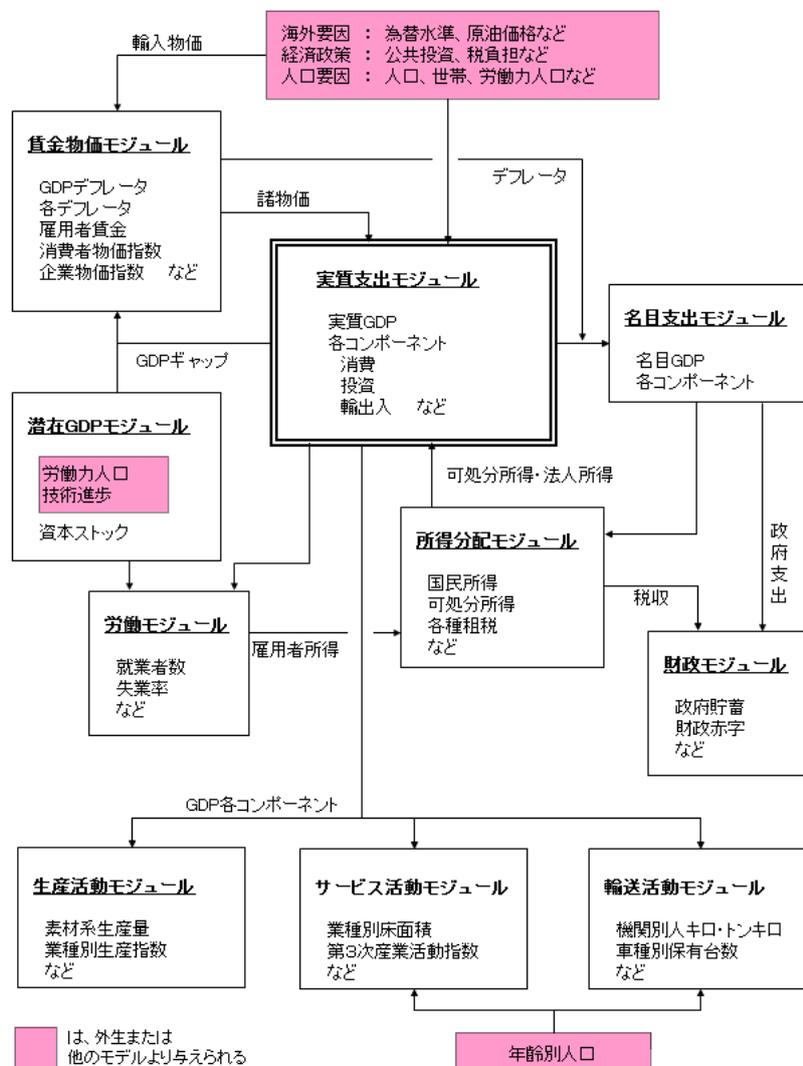


図2-1 マクロ経済モデルの概要

(3) エネルギー需給モデル

エネルギー需給モデルは、「最終エネルギー消費部門（産業、民生、運輸、非エネルギー消費）」、「エネルギー転換部門（発電、石油精製、都市ガス製造等）」、「一次エネルギー供給部門」から構成される。エネルギーバランス表に基づき、全ての需給バランスの見通しを描くことが出来る。ただし、本研究においては、エネルギー需給モデルの役割は、エネルギーサービス需要の算出に限定される。エネルギー選択（競合）を通じた各エネルギーの消費量は、次に示す技術評価モデルにより算出される。

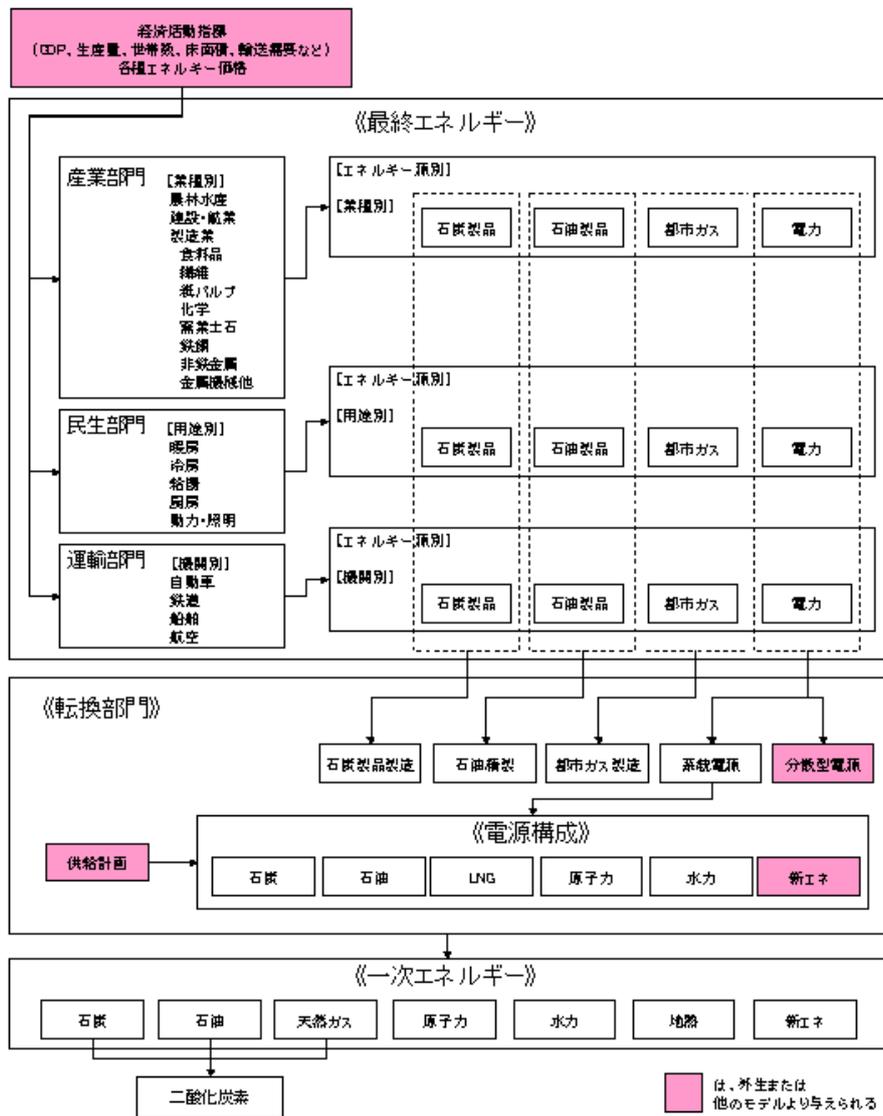


図2-2 エネルギー需給モデルの概要

(4) 技術評価モデル (MARKALモデル)

MARKALモデルは、所与の経済・技術シナリオ及び制約条件のもとで、最小費用での構築・運営が可能な将来のエネルギーシステムを推計する線形計画モデルである。同モデルにおける最適化対象である目的関数は総システムコストであり、各技術の設備コスト、燃料コスト及び運用管理コスト等の総和として定義される。MARKALモデルは実際のエネルギーシステムを模した構造を持っており、エネルギー供給技術及びエネルギー需要技術により構成される。エネルギー供給技術は、一次エネルギーの採掘及び最終エネルギーへの転換を行うことで、エネルギー需要技術に対して最終エネルギーを提供する。エネルギー需要技術は、最終エネルギーを消費することで、エネルギーサービスを提供する。各エネルギー技術の導入量及び稼働量は、総システムコスト最小化計算の結果として求まる。その結果を積み上げることで、エネルギー需給構造、CO₂排出量、総システムコスト等が推計される。

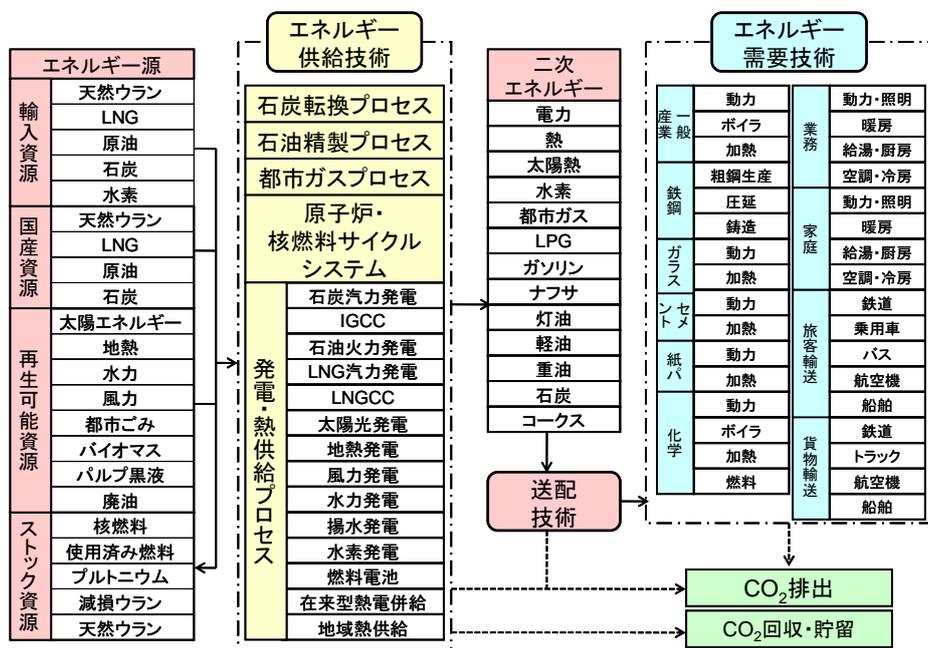


図2-3 MARKALモデルの構造

2-2 前提条件

(1) マクロ経済関連、及びエネルギーサービス需要 (初期値)

本研究の試算プロセス：手順0に該当する前提 (初期値) として、人口及びマクロ経済関連指標を既往の研究事例²⁾に基づき、表2-1のように設定した。

表2-1 マクロ経済指標の想定

実数	実績				予測値		
	1990	2000	2010	2020	2030	2040	2050
実質GDP(2000年価格兆円)	453.6	505.6	538.5	581.6	623.2	664.9	697.6
人口(百万人)	123.6	126.9	128.1	124.1	116.6	107.3	97.1
一人あたりGDP(2000年価格万円/人)	367	398	420	469	534	620	719
自動車保有台数(百万台)	57.8	72.5	75.2	73.9	69.1	63.4	57.1
業務用床面積(百万m ²)	1,285	1,656	1,834	1,964	1,966	1,938	1,881

年平均伸び率(%)	実績			予測値			
	1990/2000	2000/2010	2010/2020	2020/2030	2030/2040	2040/2050	2010/2050
実質GDP	1.09	0.63	0.77	0.69	0.65	0.48	0.65
人口	0.26	0.09	-0.31	-0.62	-0.83	-0.99	-0.69
一人あたりGDP	0.82	0.54	1.09	1.32	1.49	1.49	1.35
自動車保有台数	2.30	0.36	-0.17	-0.66	-0.86	-1.04	-0.69
業務用床面積	2.57	1.03	0.69	0.01	-0.15	-0.30	0.06

この諸前提のもと、循環計算の前段階におけるMARKALモデルへの入力データとなるエネルギーサービス需要を、エネルギー需給モデルを利用して推計した。その結果を図2-4に示す。

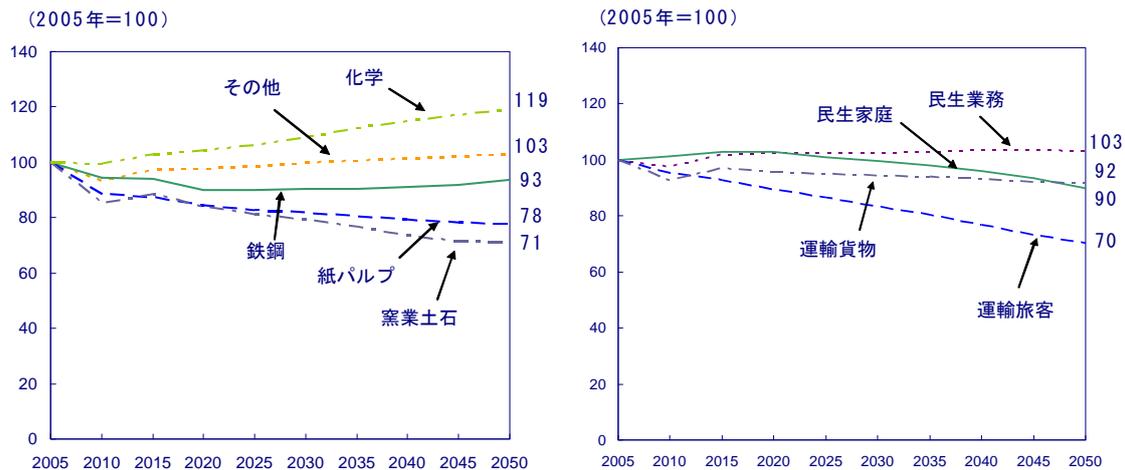


図2-4 エネルギーサービス需要の想定

(2) エネルギー輸入価格

化石燃料価格の想定については、文献2)を参照した。アジアを中心に石油需要が引き続き旺盛である一方で、既存油田の減退率が上昇し、開発条件が徐々に厳しくなることから、今後長年にわたり原油価格は上昇するとした。LNG価格については、足下では、日本を含むアジアへの輸入価格が従来原油リンクで設定されており、かつ世界的に見て高い傾向にある。しかし今後は北米産のシェールガス由来のLNGが輸入されること等も想定し、原油との相対比が将来的に低下するものとした。また石炭については、原油価格の上昇に伴い徐々に上昇するものとした。

水素の供給方法については、豪州で低品位炭等から水素を製造し日本に輸送、製造過程で発生

するCO₂は二酸化炭素回収・貯留(CCS)技術により回収貯留する、という「CO₂フリー水素」が検討されている。そのコスト（輸入価格）については、文献3)で試算が行われている。これは褐炭からの水素製造、CCS技術によるCO₂の地中貯留、液体水素化して日本へ輸送、までの全てのコストを含むものである。この文献に従い、輸入水素のCIF価格を30円/Nm³（0.33ドル/Nm³）と設定した。水素を含む化石燃料価格（2011年実質CIF価格）の想定を表2-2に示す。

なお為替レートは90円/ドルで将来にわたり固定、割引率は3%とした。

表2-2 化石燃料価格・水素価格の想定（2011年実質、輸入CIF価格）

		2011年	2030年	2050年
原油	(\$/bbl)	109	122	130
LNG	(\$/t)	762	739	721
一般炭	(\$/t)	138	139	148
水素	(\$/Nm ³)	—	0.33	0.33

(3) 発電技術

発電技術については、発電コスト及び発電効率を「コスト等検証委員会」の想定⁴⁾に準じて設定した。具体的には表2-3の通りである。同委員会による発電コスト試算は特に再生可能エネルギーにおいて上限値と下限値との幅が大きいことが特徴であるが、ここでは上限と下限の平均値を用いた。また火力発電については、同報告書中に記載のある建設単価や運転維持費等を採用した上で、化石燃料の購入費用については表2-2の見通しを採用している。なお、原子力発電及び再生可能エネルギー発電の換算係数（発電効率）はIEAの一次電力別の想定に準じている。

表2-3 発電技術の想定

	設備利用率 (%)	発電効率 (HHV, %)	初期投資費用 (ドル/kW)	固定運用管理コスト (ドル/kW/年)
石炭火力	70	42-48	2,556-3,194	94-116
LNG火力	70	51-57	1,333	51
石油火力	50	39	2,111	74
原子力発電	80	—	3,889	206
水力発電	45	—	9,444	97
太陽光発電	12	—	2,261-5,000	73-123
風力発電	20	—	2,928-3,056	113-118
地熱発電	80	—	8,889	361
水素発電	70	57	1,333	51
ガス改質燃料電池	70	37	5,556-88,889	27-828

原子力発電については、今後規制基準に適合した原子炉の稼働開始が順次なされるものと想定した。また、現在建設中の島根発電所3号機及び大間発電所の運転開始を見込んだ。これらは、平均で45年程度の寿命での原子炉閉鎖が行われる。さらに、新規に建設される原子炉の稼働に伴い、2035年以降の発電設備容量が一定で維持されると想定した。発電設備容量は図2-5（「45年稼働＋新設」ケース）の通りである。

再生可能エネルギー発電については、「エネルギー・環境会議」の試算⁶⁾に準じて想定を行った。但し、導入コストや実現可能性を鑑み、2030年に25%ケース相当まで再生可能エネルギーの導入が進み、以後2050年まで導入量が順調に拡大するものと想定した。再生可能エネルギー発電の導入量想定は表2-4の通りである。水素発電については、導入開始可能年を2030年とし、その建設コストはLNG火力発電と同等（12万円/kW）、発電効率は57%（HHV、2030年のLNG火力想定と同等）とした。

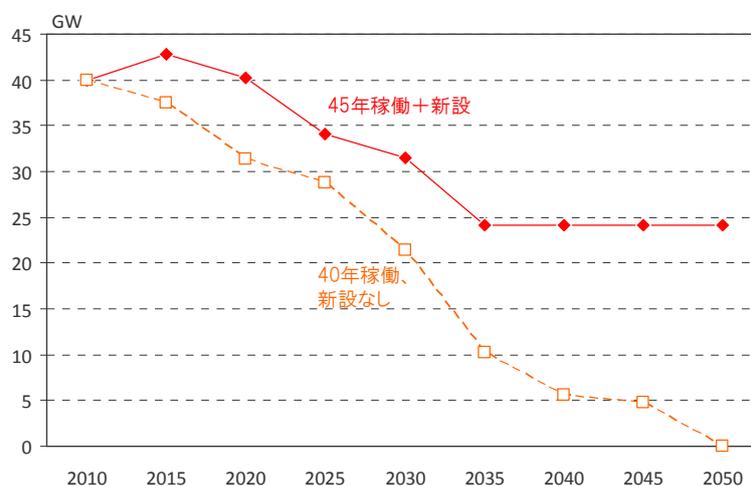


図2-5 原子力発電設備容量の想定

表2-4 再生可能エネルギー発電導入量の想定

	単位: 億kWh		
	2010年	2030年	2050年
水力発電	894	1,175	1,175
太陽光発電	38	561	1,055
風力発電	43	334	504
地熱発電	26	168	310
バイオマス発電等	144	343	516
合計	1,145	2,581	3,560

(4) CCS

CCSのコストについては、地球環境産業技術研究機構（RITE）による試算例⁵⁾をもとに設定した（図2-6）。この試算では石炭火力発電を対象として、設備投資や運転維持に係る費用の他、CO₂回収に伴うエネルギー消費等も想定されており、それらに準じてCCSのモデル化を行った。LNG火力発電については、炭素捕集量あたりのコストや消費電力量が上記の報告書と同等になるように想定した。

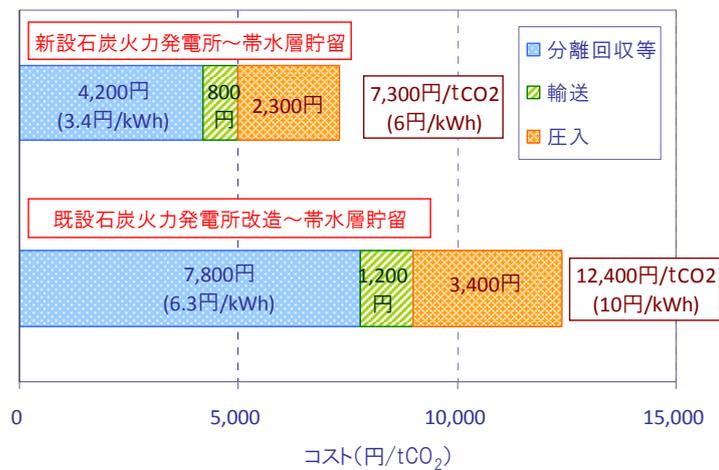


図2-6 CCS のコスト試算例（RITE）

3. 野心的なCO₂削減による経済・エネルギー需給への影響

本章では、野心的なCO₂削減が将来の経済・エネルギー需給にどのような影響を与えるのか、以下の3つのケースを設定することにより定量的に評価する。なお、いずれのケースにおいても水素の導入はないものと設定する。

Case 0：CO₂制約を設定しないケース

Case 65%：2050年に1990年比65%削減というCO₂制約を設定するケース

Case 70%：2050年に1990年比70%削減というCO₂制約を設定するケース

3-1 実質 GDP

各ケースにおける実質GDP（2000年価格）は図3-1の通りである。CO₂制約を設定しないCase 0では、2050年に実質GDPは698兆円となる。2010年からの年平均成長率は0.65%である。一方、CO₂制約のあるCase 65%及びCase 70%では、Case 0に比べて経済成長は鈍化し、2050年における実質GDPはそれぞれ669兆円（Case 0比4.0%減）及び637兆円（同8.6%減）となる。これは、Case 65%及びCase 70%では、Case 0のもとで2010～2050年の期間に見込まれる経済成長の18%、38%がCO₂排出削減のために失われることを意味する。Case 65%とCase 70%とのCO₂削減量の差は1990年比5%、すなわち53Mt程度であるが、その差による経済的な負担は大きい。65%削減から70%削減への追加的な削減では、非常にコスト高な削減オプションしか残されていないため、追加削減1%を達成するための炭素価格は極めて高価である。このため、追加削減率とほぼ同率のGDPロスを生じさせる。

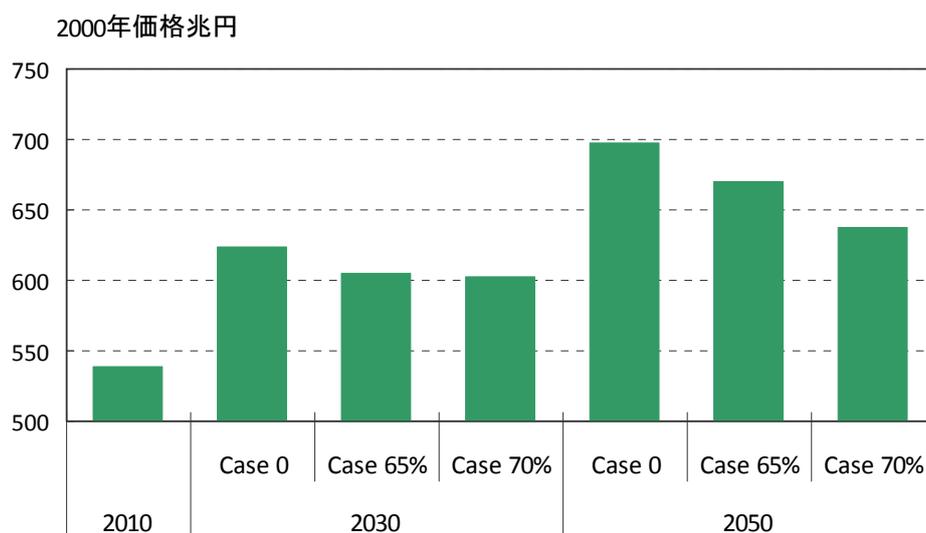


図3-1 実質 GDP

図3-2は、Case 65%及びCase 70%における、Case 0からの実質GDPの変化分（2050年）をコンポーネント別に表したものである。Case 65%、Case 70%共に、実質GDPの減少に最も寄与しているのが民間消費であり、次いで民間設備投資となる。民間消費の減少は、各ケースにおけるGDP純減のそれぞれ44%、49%を占める。これらは、炭素価格の影響で、化石燃料価格や電力価格が上昇し、その結果実質可処分所得が減少、あるいは経済活動が縮小することが主な原因である。国内物価の上昇で、輸入財の価格が相対的に割安となるが、所得減の影響の方が効き、輸入も減少（GDPにはプラスに寄与）する。輸出は輸出物価の上昇に伴う国際競争力の低下が響き、減少する。なお、政府消費及び政府投資については、各ケースで同一値を与えているため、ケース間での差異はない。

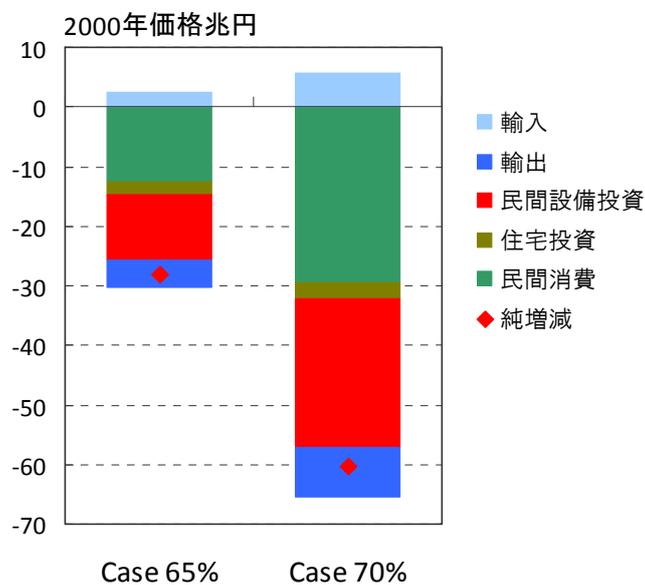


図3-2 実質 GDP 変化への寄与（2050年：Case 0からの変化分）

3-2 エネルギー関連投資額

各ケースでの、2050年までの累積エネルギー関連投資額は図3-3の通りである。Case 0に比べて、CO₂制約のあるCase 65%及びCase 70%では、次に示す原因で累積投資額は減少する。

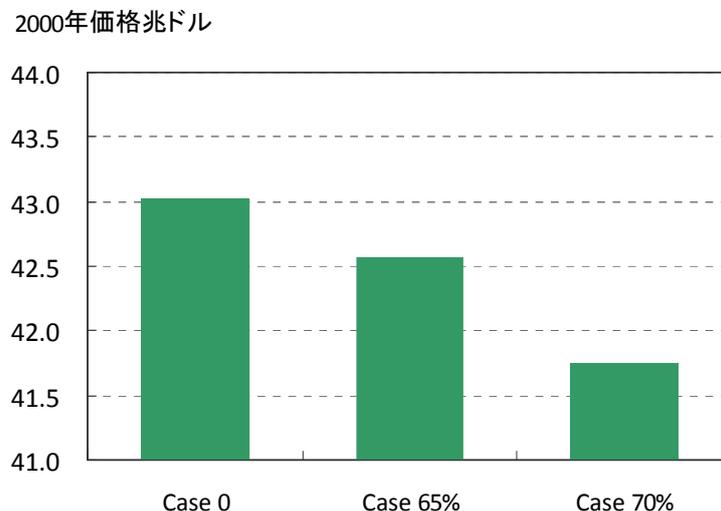


図3-3 2050年までの累積エネルギー関連投資額

図3-4に示す通り、Case 65%及びCase 70%においては、一部を除く全ての部門で累積投資額はCase 0に比べて減少する。これは、CO₂制約によってエネルギー転換や省エネが進むことによる投資額の増加に比べて、CO₂排出原単位の大きな設備への投資減退、あるいは炭素価格による経済活動の縮小や実質可処分所得の減少に起因する需要減少がもたらす投資額の減少の方が大きいためである。

部門別に見ると、転換部門ではCase 65%、Case 70%共にCase 0と比較して投資額が減少する。これは、発電部門で石炭IGCC火力への投資が無くなるのが大きな原因の一つである。また、経済活動の縮小によるエネルギー需要の減少に伴って、各種エネルギーの輸送インフラへの投資も大きく減少する。削減率による投資額の違いを見ると、70%削減では65%削減に比べて投資額の減少が大きい。これは、70%削減では電力需要の減少により、太陽光発電等の相対的にコストの高い再生可能エネルギー発電への投資が減退するためである。

民生部門では、65%削減でCase 0と比較して投資額が増加する。これは、CO₂削減対策として家庭部門での電化が進み、動力・照明需要が増加する結果、関連する投資も増加するためである。一方、70%削減では投資額は大きく減少する。70%削減においても、65%削減と同様に家庭部門での電化が進むものの、実質可処分所得の減少による需要減の方が効き、結果として動力・照明需要に関連する投資額が大きく減少する。図3-5に示される通り、65%削減と70%削減での累積エネルギー関連投資額の変化のうち、当該投資の寄与が67%と最も大きい。

運輸部門では、CO₂制約によってガソリン自動車への投資が減少するものの、それを上回って電気自動車や天然ガス自動車への投資が増加することから、自動車に関しては、投資額は純増となる。しかし、実質可処分所得の減少を原因とする旅客航空需要の減少が、関連する投資を大き

く減少させる結果、部門全体での投資額は65%削減、70%削減共に減少する。70%削減では、65%削減よりも一層、旅客航空需要が減少することから、更に投資額は減少する。

産業部門においても、経済活動の縮小により関連するエネルギーサービス需要が減少し、結果として投資額が減少する。減少への寄与が大きいのは、鉄鋼やセメント関連の投資である。

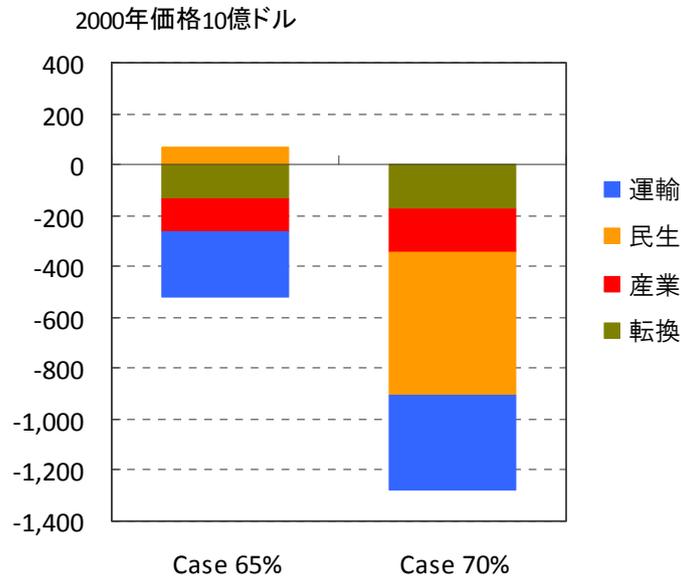


図3-4 累積エネルギー関連投資額変化への寄与（Case 0 からの変化分）

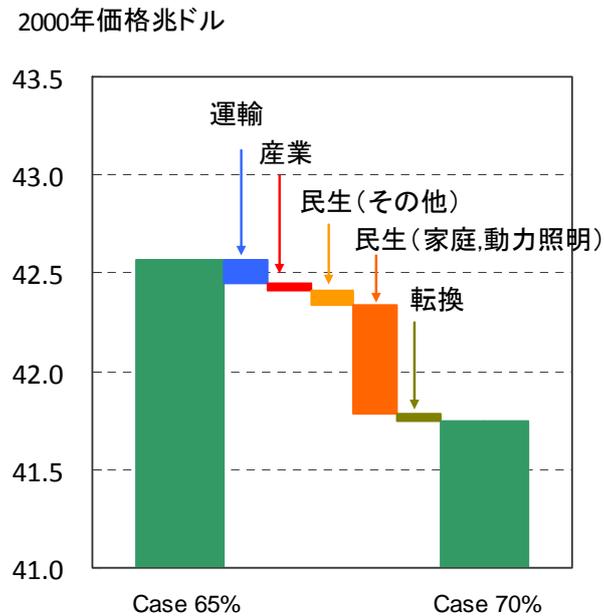


図3-5 累積エネルギー関連投資額変化への部門別寄与（CO₂削減ケース間）

3-3 化石燃料輸入額

各ケースでの、2050年の化石燃料の実質輸入額（2000年価格）は図3-6の通りである。

Case 0での2050年の化石燃料輸入額は、9.2兆円となる。石炭、石油（製品含む）、天然ガスの構成比率は、それぞれ26%、61%、13%である。CO₂制約のあるCase 65%及びCase 70%では、高額な炭素価格の影響で経済活動が縮小し、輸入額は減少する。それぞれの輸入額は、Case 65%で8.9兆円（Case 0比3.8%減）、Case 70%で8.4兆円（同9.3%減）となる。また、CO₂制約により燃料代替が進み、輸入額に占める石炭の割合が減少する（Case 65%で6%、Case 70%で2%）。一方、天然ガスの割合は増加し、Case 65%で34%、Case 70%で37%となる。

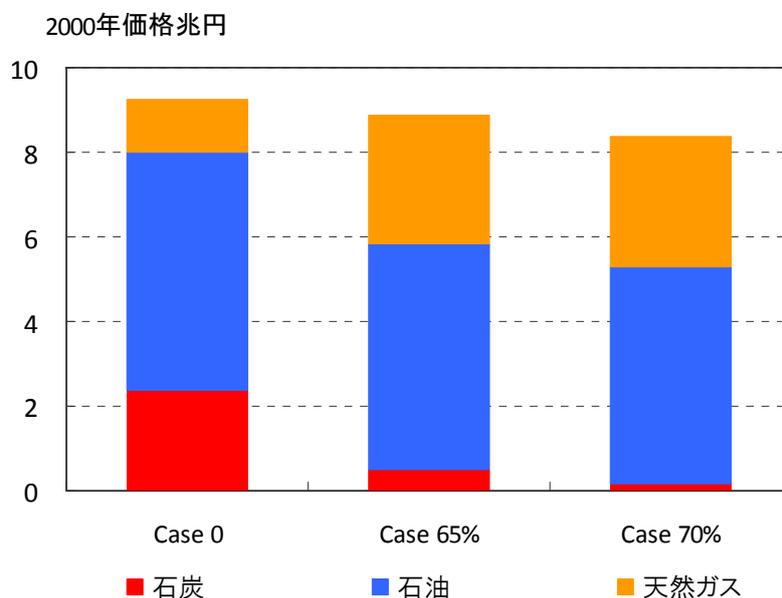


図3-6 化石燃料の輸入額

3-4 炭素価格と平均電力単価

2050年の各ケースでの炭素価格（2000年価格）、平均電力単価（2011年価格）を図3-7に示す。

炭素価格は、Case 65%で423ドル/tCO₂、Case 70%で1,154ドル/tCO₂¹となる。Case 70%における急激な炭素価格の上昇は、MARKALモデル内で設定した削減対策がほぼ上限に達し、更なる削減のためには非常に経済効率の悪い、非現実的とも言える対策が必要となることを意味している。もっとも、この「対策の上限」値は再生可能エネルギー導入を始めとした各種導入ポテンシャル量の想定等にも依存するため、ある削減率に対応する炭素価格は絶対的なものではなく、前提条

¹ ガソリン換算で241円/L（1ドル=90円で計算）に等しい。

件の変化により大きく上下することに注意が必要である。

平均電力単価は、各発電方式の発電原価をMARKALモデルで得られた発電量で重み付けして平均発電原価を算出し、これに炭素価格を加えることにより得られる。2050年の平均電力単価は、Case 0での10.3円/kWh に対して、65%削減で13.5円/kWh、70%削減で20.2円/kWhまで上昇する。

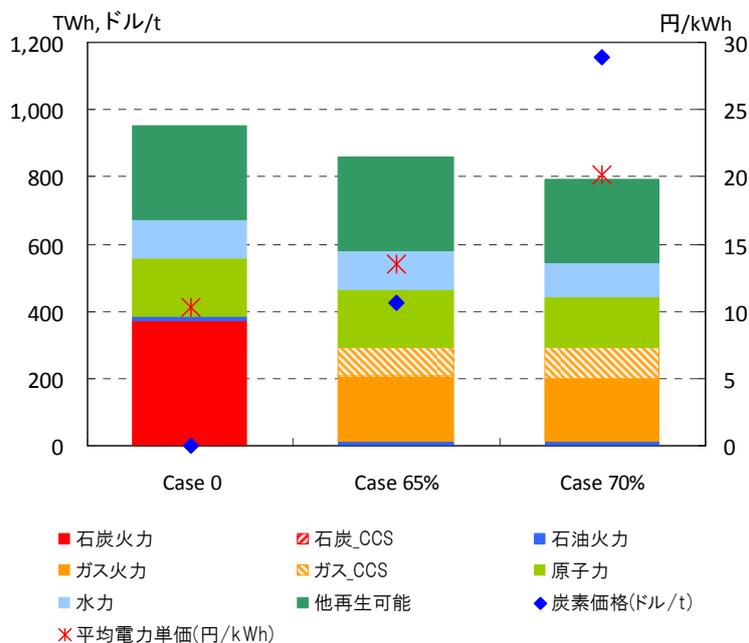


図3-7 発電量構成と炭素価格、平均電力単価（2050年）

3-5 最終消費部門のエネルギーコスト

最終消費各部門における、2050年の実質エネルギーコスト（2000年価格）及び実質平均エネルギー価格（2000年価格）は図3-8の通りである。最終消費でのエネルギー価格には、図3-7で示した炭素価格が含まれることから、CO₂制約のあるCase 65%及びCase 70%ではエネルギーコストは大きく増加する。Case 0でのエネルギーコスト41.1兆円に対して、Case 65%では46.1兆円（Case 0比12%増）、Case 70%では52.3兆円（同27%増）となる。

部門別に見ると、エネルギー消費に占める化石燃料の割合が大きい産業部門でエネルギーコストが大きく増加する。これはとりもなおさず、炭素価格が石炭卸売価格等に転嫁されるためである。CO₂制約を設定するケースでの産業部門のエネルギーコストはCase 0に対して、65%削減で46%、70%削減で60%増加する。

エネルギーコストを最終エネルギー消費で除算することにより、平均エネルギー価格（円/千kcal）が導出できる。2050年の平均エネルギー価格は、Case 0での23.0円/千kcalに対し、Case 65%で29.3円/千kcal（Case 0比27%増）、Case 70%で36.2円/千kcal（同57%増）となる。

同様に、家庭部門でのエネルギーコストを、世帯数で除算することにより、世帯当たりの年間光熱費が導出できる（自動車用を除く）。2050年の世帯数を45.7百万世帯とすると、世帯当たり実

質年間光熱費（2000年価格）は、Case 0が20.4万円、Case 65%が20.2万円（Case 0比1.1%減）、Case 70%では21.5万円（同5.7%増）となる。Case 65%で光熱費がCase 0から減少し、またCase 70%においても平均エネルギー価格の上昇に比べて光熱費の増加が小さいのは、実質GDPがCase 65%ではCase 0比4.0%、Case 70%では同8.6%減少し、エネルギー消費量が削減されているためである。

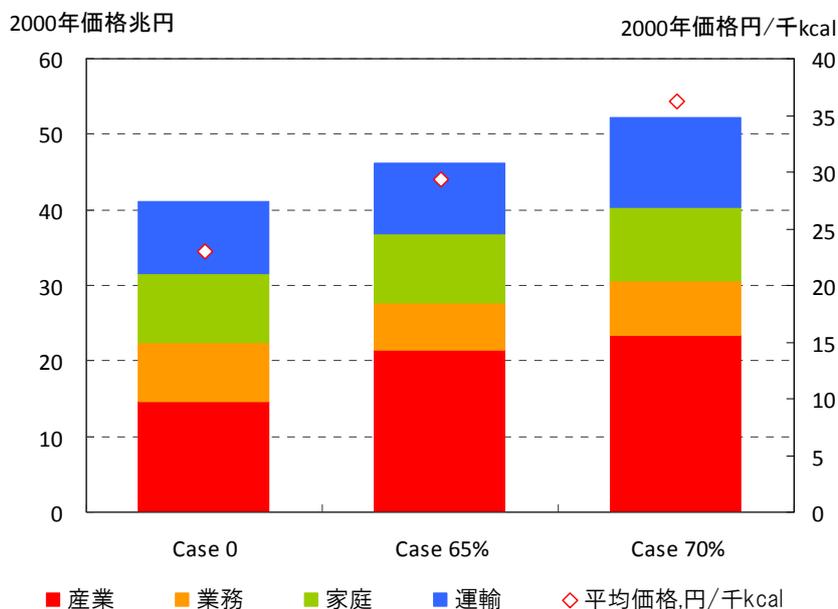


図3-8 最終消費でのエネルギーコストと平均価格（2050年）

3-6 一次エネルギー供給

各ケースにおける一次エネルギー供給は図3-9の通りである。CO₂制約を設定しないCase 0においても一次エネルギー消費は2010年の497Mtoeから2050年にかけて減少し、2010年比38%減の306Mtoeとなる。このケースでは低廉な石炭が最大のエネルギーとなる。その依存度は2050年に36%と、2010年から継続的に上昇し、CO₂制約のあるCase 65%及びCase 70%（それぞれ2050年に8%及び3%）に比べて顕著に高いことが特徴的である。一方で、原油価格及びLNG価格の上昇を反映して、石油・天然ガスのシェアは2010年から低下している。Case 0での原子力、再生可能エネルギーの導入量は、2050年に原子力が44Mtoe、再生可能エネルギー（水力を除く）が48Mtoeである。

CO₂制約を設定したCase 65%及びCase 70%では、2050年の一次エネルギー消費量は2010年比49%減及び55%減の253Mtoe及び226Mtoeと、Case 0に比べて17%及び26%の減少となる。厳しいCO₂制約を満たすために省エネルギーが極めて強力で推し進められることに加えて、炭素価格が化石燃料価格や電力価格を上昇させ、その結果経済活動が縮小する影響で、一次エネルギー供給は減少する。また、天然ガスのシェアが24%及び27%と、2010年の17%から上昇している一方で、石油及び石炭のシェアは大きく低下し、CO₂制約を満たすために燃料代替が行われる。

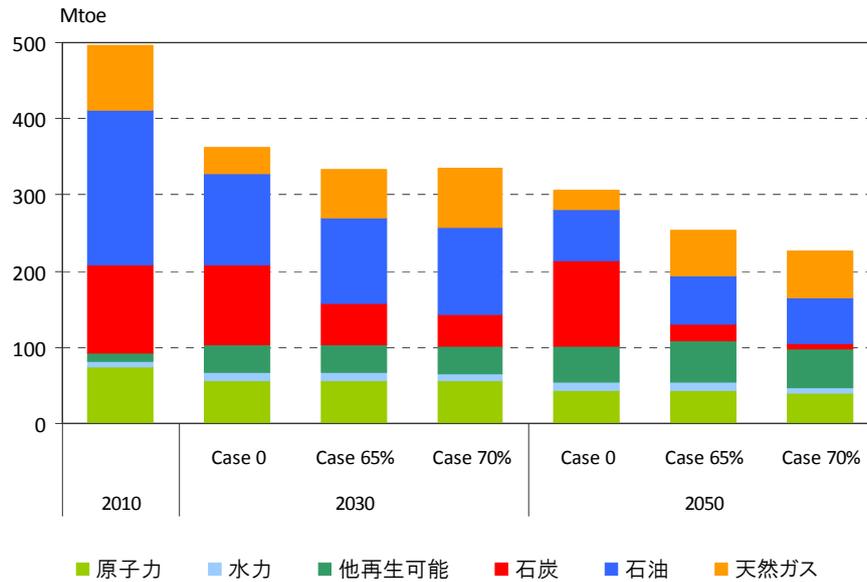


図3-9 一次エネルギー供給

3-7 最終エネルギー消費

各ケースにおける最終エネルギー消費は図3-10の通りである。2010年の325Mtoeに対し、2050年にはCase 0、Case 65%及びCase 70%でそれぞれ39%減、49%減及び54%減の197Mtoe、165Mtoe、148Mtoeとなる。2010年から2050年にかけて石油製品等の化石燃料がかなり減少しているのに比べ、電力は大きくは減少しない。これは、低炭素電力の活用によるCO₂排出削減が採られるためである。この結果、最終エネルギー消費における電化率は2010年の27%から、2050年にCase 0で40%、Case 65%で43%、Case 70%で44%と上昇している。また、CO₂制約のないCase 0に比べ、Case 65%及びCase 70%での電化率が高くなっていることも特徴的である。

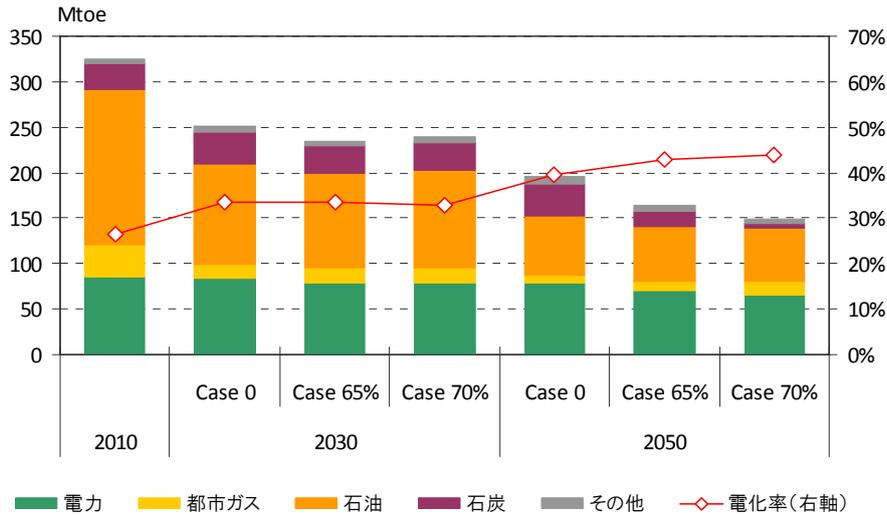


図3-10 最終エネルギー消費

3-8 発電電力量

各ケースにおける発電量構成は図3-11の通りである。2010年の発電量1,091TWhに対し、2050年にはCase 0、Case 65%及びCase 70%でそれぞれ13%、21%、28%減の953TWh、860TWh、791TWhとなる。Case 65%及びCase 70%ではCase 0に比べて大きな発電量の減少となるが、これは経済活動の縮小によるエネルギーサービス需要の減少が主な原因である。

発電量の内訳を見ると、固定的に導入量を設定している原子力及び再生可能エネルギー（Case 70%に関しては、総発電量に占める割合がCase 0と等しくなるよう固定）の発電量はほぼ等しく、残りの火力発電の内訳が異なる。CO₂制約のないケースでは石炭火力の発電量が増加し、そのシェアは2010年の24%から2050年に39%まで増加する。これに対し、CO₂制約のあるCase 65%及びCase 70%では石炭火力の発電量は2050年にゼロとなり、代わってLNG火力発電（CCSあり・なし）が導入される。石炭CCSについては、コスト最小化の観点からは導入されない。

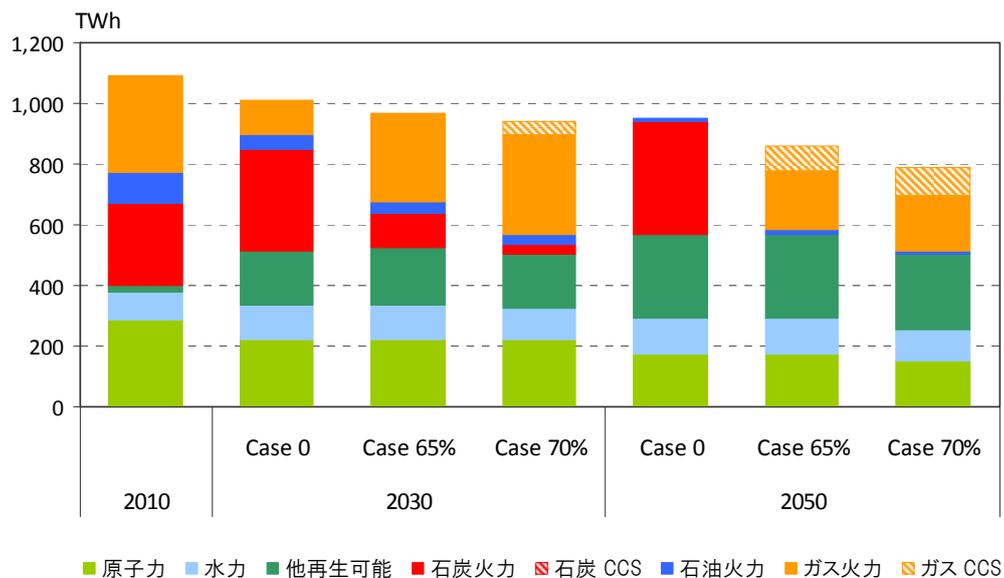


図3-11 発電量構成

3-9 CO₂ 排出量

エネルギー起源CO₂排出量の見通しを図3-12に示す。CO₂制約のないCase 0においてもCO₂排出量は2010年から大幅に減少し、2050年には39%減の6億8,300万トンとなる。この要因として、Case 0においてもエネルギー消費が減少することや、再生可能エネルギー発電の大量導入を想定していること等が挙げられる。

CO₂削減が課されるCase 65%及びCase 70%では、両ケース共に、発電部門と産業部門で大きなCO₂排出削減が行われる。

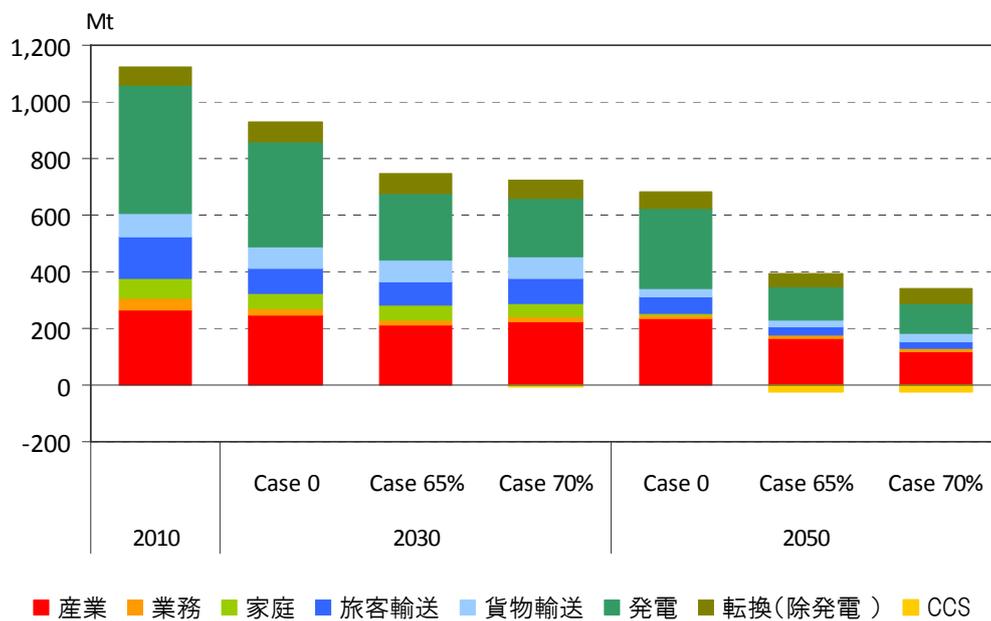


図3-12 エネルギー起源 CO₂ 排出量

4. 水素の活用による野心的なCO₂削減の負担の緩和

本章では、第三章で示した野心的なCO₂削減が経済・エネルギー需給に与える影響が、水素利用でどの程度緩和されるかを定量的に評価する。水素の導入を見込むケースとして、次の二ケースを追加する。

Case 65%_水素あり：水素導入を見込み、かつ2050年に1990年比65%削減というCO₂制約を設定するケース

Case 70%_水素あり：水素導入を見込み、かつ2050年に1990年比70%削減というCO₂制約を設定するケース

4-1 実質 GDP

CO₂制約を設定する各ケースでの、2050年の実質GDP（2000年価格）は図4-1の通りである。水素導入を見込むケース（水素ありケース）では、水素導入を見込まないケース（水素なしケース）に比べて実質GDPは増加する。水素ありケースでの実質GDPは、65%削減で673兆円（水素なしケース比0.6%増）、70%削減で665兆円（水素なしケース比4.3%増）となる。水素なしケースであるCase 65%及びCase 70%では、Case 0のもとで2010～2050年に見込まれる経済成長の18%、38%がCO₂排出削減のために失われるが、Case 65%_水素あり及びCase 70%_水素ありでは、その損失はそれぞれ15%及び20%にまで緩和される。

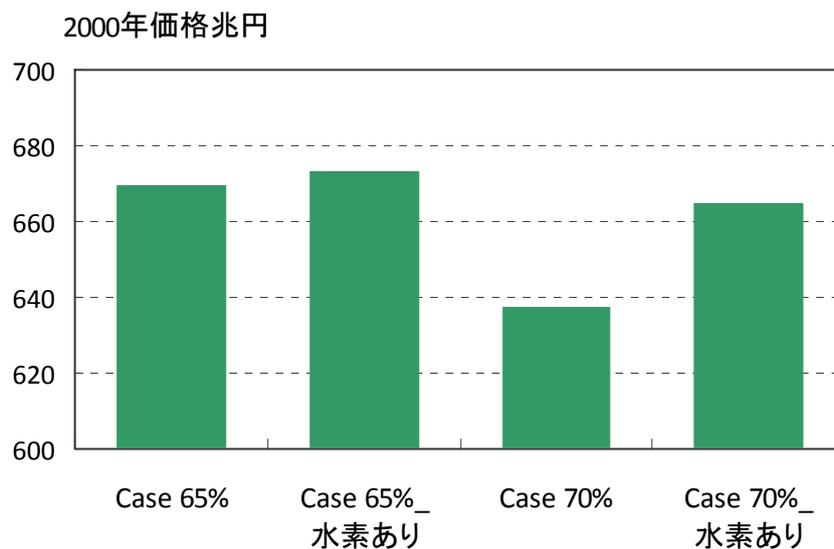


図4-1 実質GDP（2050年）

図4-2は、CO₂制約を設定した各ケースでの、Case 0からの実質GDPの変化分（2050年）をコンポーネント別に表したものである。水素ありケースでは、水素なしケースと比較して、GDP変化にマイナス寄与する全てのコンポーネントの減少量が緩和する。中でも、GDPの主要コンポーネントである民間設備投資、民間消費の減少緩和が著しい。これらは、水素導入により炭素価格が低下し、水素なしケースに比べて、実質可処分所得が増加、あるいは経済活動が拡大することが主な原因である。

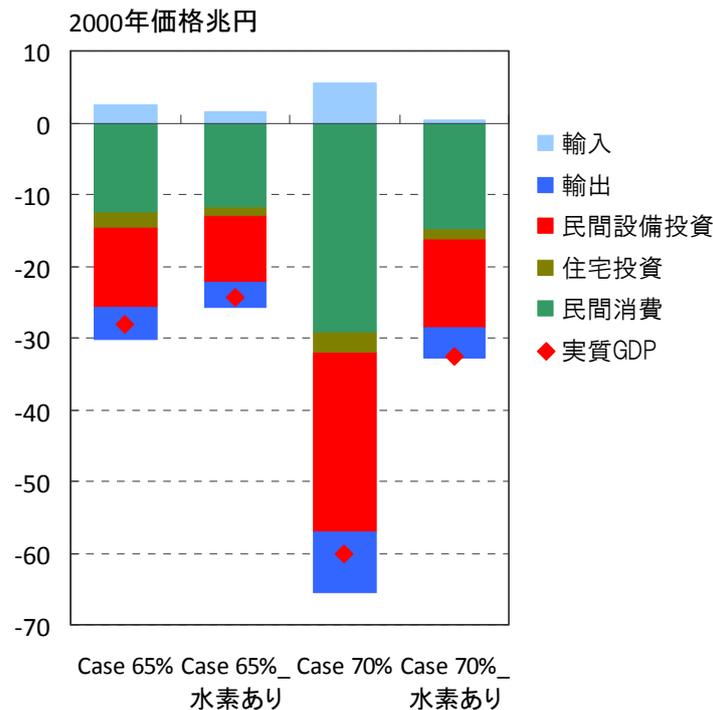


図4-2 実質GDP変化への寄与（2050年：Case 0からの変化分）

4-2 エネルギー関連投資額

CO₂制約を設定する各ケースでの、2050年までの累積エネルギー関連投資額（2000年価格）は図4-3の通りである。Case 65%_水素ありでの投資額は42.9兆ドルとなり、Case 65%での42.6兆ドルに比べて0.8%増となる。一方、65%削減とは対照的に、Case 70%_水素ありでは、投資額は41.6兆ドルとなり、Case 70%での41.7兆ドルに比べて0.3%減となる。

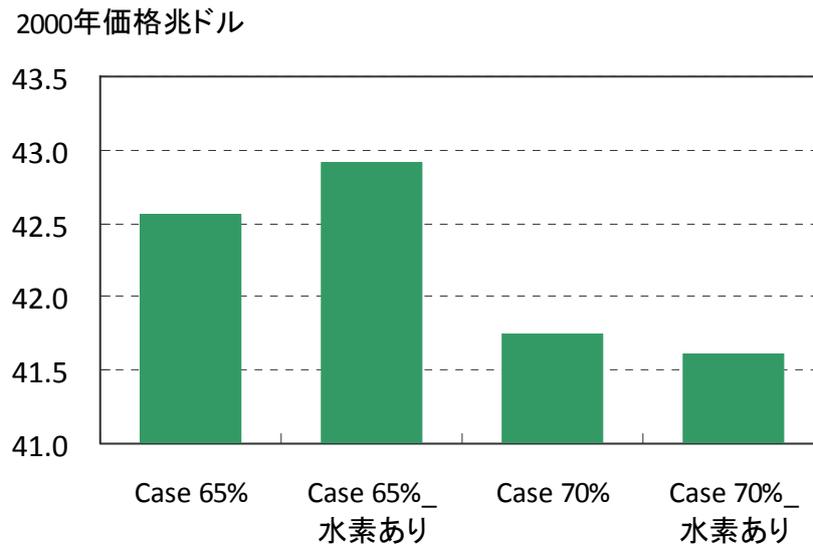


図4-3 2050年までの累積エネルギー関連投資額

図4-4は、CO₂制約を設定する各ケースにおける、累積投資額のCase 0からの変化を部門別に示したものである。また、図4-5は65%削減及び70%削減における、水素導入の有無による投資額の変化を表している（水素ありケースと水素なしケースの差分）。

Case 65%_水素ありでは、水素なしケースと比べて、民生部門の投資が大きく増加する（3,160億ドルの増加）。これは、水素ありケースで、炭素価格の低下を原因とする実質可処分所得の増加により、Case 65%に比べ家庭部門の動力・照明需要が増加することに起因する。需要の増加によって、関連する投資が増加し、結果として民生部門の投資額が増加する。

Case 70%_水素ありでは、水素なしケースと比べて、運輸部門における投資額のマイナス寄与が大きくなる。これは、水素なしケースでは水素が利用できないため、発電部門でのCO₂削減が困難であり、70%削減という厳しい制約達成のために、電気自動車や都市ガス自動車への投資が進む一方、水素ありケースでは、水素発電により発電部門でのCO₂削減が容易であり、運輸部門での投資が進まないためである。

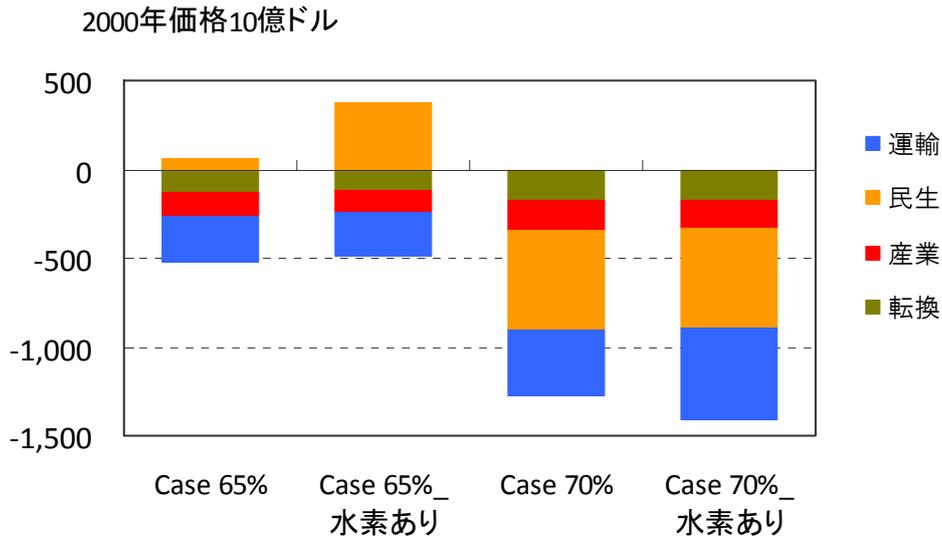


図4-4 累積エネルギー関連投資額変化への寄与（Case 0 からの変化分）

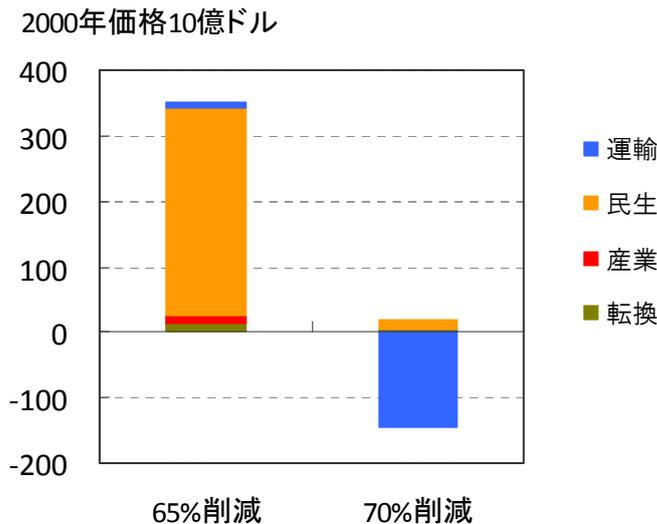


図4-5 水素導入の有無によるエネルギー関連投資額の変化
（2050年、（水素あり）－（水素なし））

4-3 化石燃料・水素の輸入額

CO₂制約を設定する各ケースにおける、2050年の化石燃料・水素の輸入額（2000年価格）は図4-6の通りである。水素の導入を見込むケースでの輸入額は、65%削減で9.4兆円、70%削減で10.6兆円となり、それぞれの削減率で水素導入を見込まないケースと比較して5%増及び26%増となる。

これは、炭素価格の低下により経済活動が拡大し、エネルギー消費が増加するためである。ただし、この輸入額増加は、その分の追加的な国富流出を必ずしも意味しない。豪州での水素エネルギーの開発については、その多くに対してわが国が機材を輸出し、権益を保持することが期待されており、仮に水素輸入額の50%分が各種の経路を通じわが国に還流するとすれば、国富流出という面で見えた輸入額（図4-6中で水素斜線部を除く輸入額）は、Case 0の9.2兆円と同水準になる。

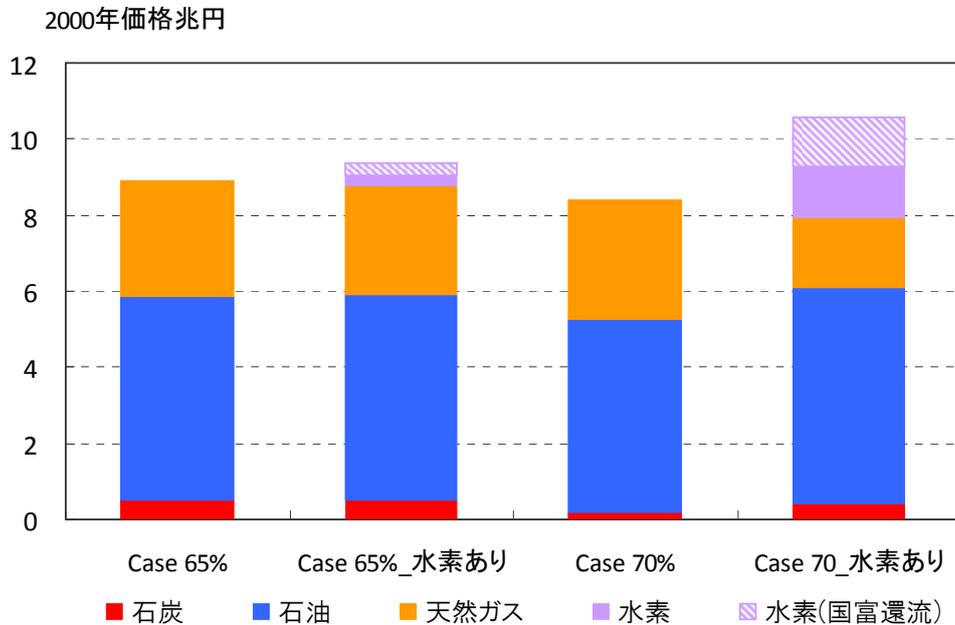


図4-6 化石燃料・水素の輸入額

4-4 炭素価格と平均電力単価

CO₂制約を設定する各ケースにおける、2050年の炭素価格（2000年価格）、平均電力単価（2011年価格）は、図4-7の通りである。

Case 65%_水素ありでの炭素価格は340ドル/t CO₂、Case 70%_水素ありでは539ドル/t CO₂となり、それぞれの削減率で水素導入を見込まないケースと比較して20%及び53%の低下となる。これらの炭素価格の低下は化石燃料価格や電力価格に反映され、先述の通り実質可処分所得増加や経済活動拡大等をもたらす。

Case 65%_水素ありでの2050年の平均電力単価は14.0円/kWhとなり、水素なしケースと比較して0.5円/kWhの上昇となる。水素ありケースでの炭素価格が水素なしケースのそれよりも安価であるにもかかわらず、平均電力単価が上昇する原因は、水素発電の発電原価に比べて、ガス火力や大部分の再生可能発電の原価が安いためである。Case 70%_水素ありでの平均電力単価は15.8円/kWhであり、水素なしケースでの20.2円/kWhから4.4円/kWh低下する。これはとりもなおさず、炭素価格の下落を反映したものである。

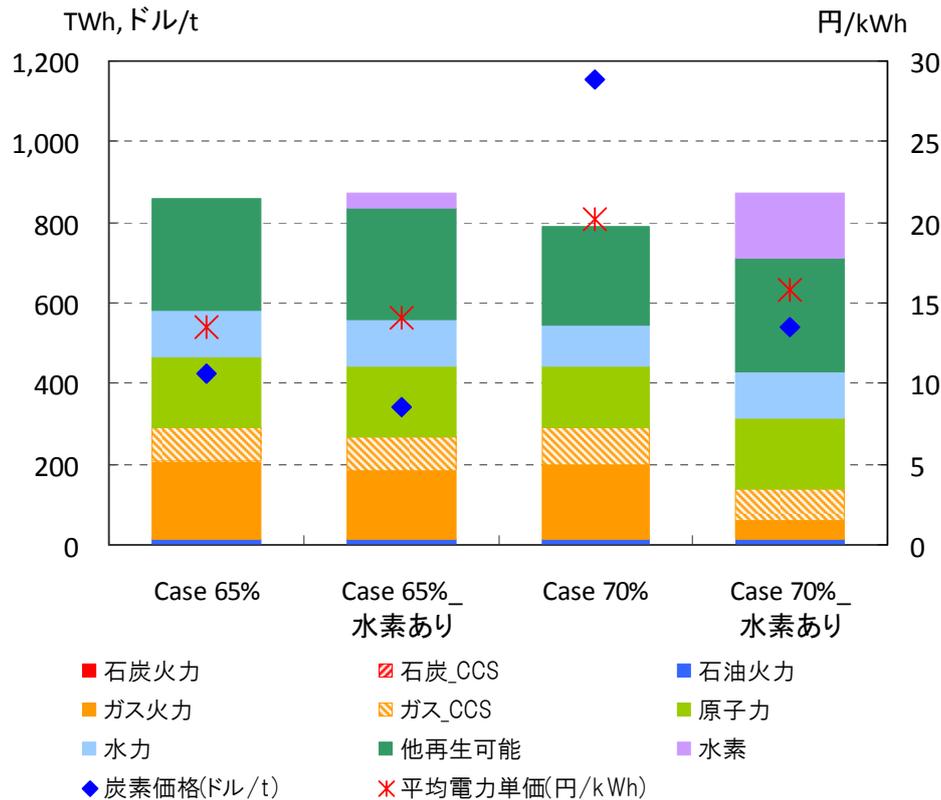


図4-7 発電量構成と炭素価格、平均電力単価（2050年）

4-5 最終消費部門のエネルギーコスト

CO₂制約を設定する各ケースにおける、2050年の最終消費各部門での実質エネルギーコスト（2000年価格）及び実質平均エネルギー価格（2000年価格）は図4-8の通りである。Case 65%_水素ありでのエネルギーコストは44.8兆円であり、水素なしケースに比べて2.9%減となる。同様に、Case 70%_水素ありでのエネルギーコストは45.4兆円であり、水素なしケースに比べて13%減となる。

エネルギーコストの内訳を部門別に見ると、炭素価格が直接価格に影響する、化石燃料への依存度が大きい産業部門や運輸部門で、エネルギーコストは大きく減少する。水素なしケースと比較して、Case 65%_水素ありでは産業部門で1.9兆円の減少（8.8%減）及び運輸部門で0.2兆円の減少（2.2%減）となる。70%削減では、水素導入による緩和効果が一層顕著となり、水素ありケースでは産業部門で3.1兆円の減少（13%減）及び運輸部門で2.4兆円の減少（20%減）となる。

平均エネルギー価格についても、水素導入によるコスト緩和効果が見られる。65%削減では、水素ありケースでの平均価格は27.9円/千kcalとなり、水素なしケースでの29.3円/千kcalから4.7%低下する。同様に、70%削減では、水素ありケースでの平均価格は28.7円/千kcalとなり、水素なしケースでの36.2円/千kcalから21%のコスト減となる。

世帯当たり実質年間光熱費（2000年価格）は、Case 65%_水素ありで21.4万円（水素なしケース比6.1%増）、Case 70%_水素ありで20.6万円（水素なしケース比4.6%減）となる。65%削減で光熱

費が増加するのは、実質可処分所得の増加によりエネルギー消費が増加することと、電力価格が上昇することに起因する。

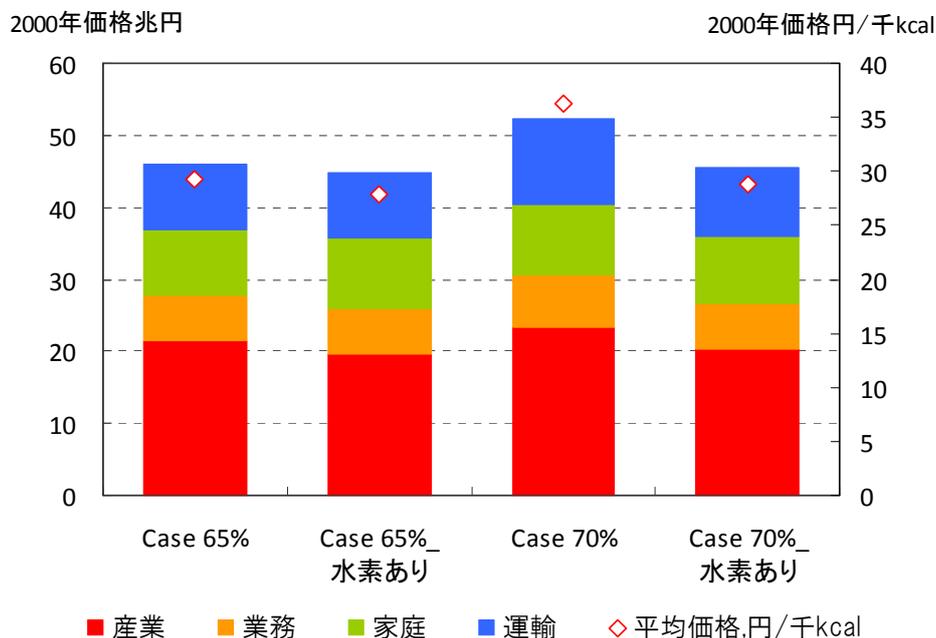


図4-8 最終消費でのエネルギーコストと平均価格（2050年）

4-6 一次エネルギー供給

CO₂制約を設定する各ケースにおける、2050年の一次エネルギー供給は図4-9の通りである。水素ありケースでの一次エネルギー供給は、65%削減で257Mtoe、70%削減で255Mtoeとなり、それぞれの削減率での水素なしケースと比較して1.6%及び12.8%の増加となった。炭素価格が低下したことによる経済活動の拡大により、一次エネルギー供給は増加する結果となった。

内訳を見ると、水素ありケースでは、カーボンフリー水素の利用によりCO₂制約が緩和し、石炭や石油の供給量が増加する一方、天然ガスの供給量は減少する。また、65%削減で5Mtoe（194億Nm³）、70%削減で23Mtoe（893億Nm³）の水素が導入される。既往研究¹⁾に比べて水素の供給量が減少する結果となった原因は、炭素価格が経済活動を縮小させることにより、経済へのフィードバックを捨象している当該研究よりも一次エネルギー供給が減少したためである。

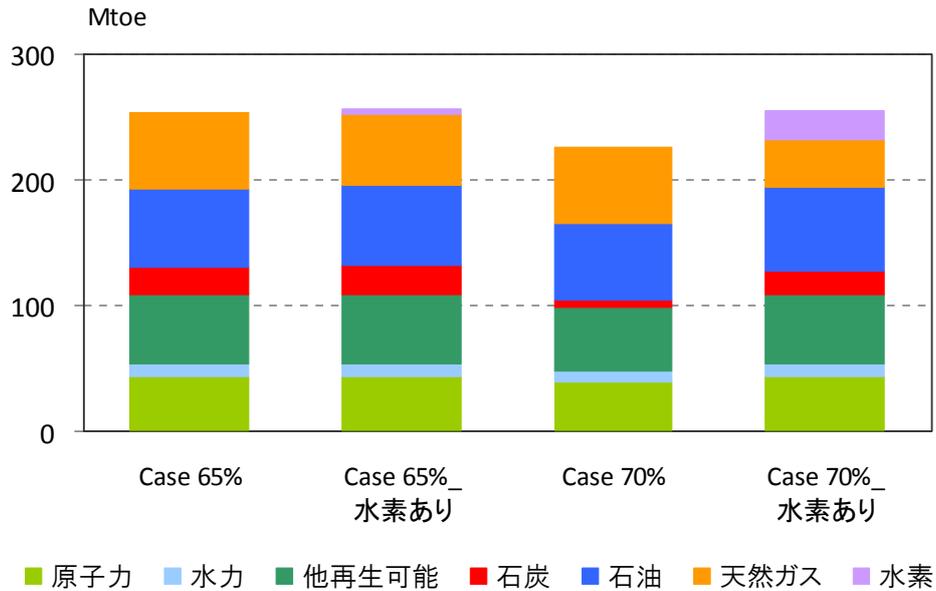


図4-9 一次エネルギー供給

4-7 最終エネルギー消費

CO₂制約を設定する各ケースにおける、2050年の最終エネルギー消費は図4-10の通りである。炭素価格の低下を受けて経済活動が拡大することから、水素ありケースでは水素なしケースに比べ、65%削減で1.8%、70%削減で12%、それぞれ最終エネルギー消費が増加する。水素ありケースでは、一次エネルギー供給と同様、石油や石炭の消費量が増加することが特徴的である。

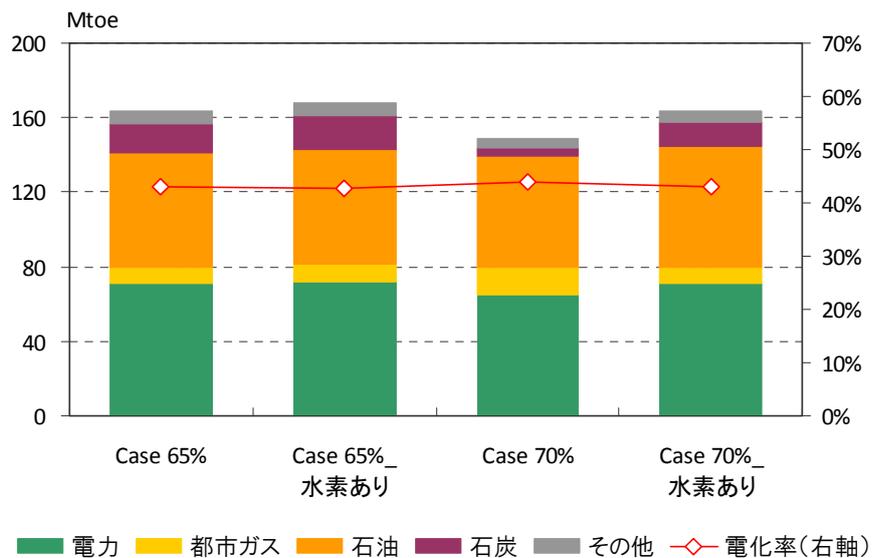


図4-10 最終エネルギー消費

4-8 発電電力量

CO₂制約を設定する各ケースにおける、2050年の発電電力量構成は図4-11の通りである。水素ありケースでは、炭素価格の低下を受け、電力需要が増加する。Case 65%_水素あり、Case 70%_水素ありでの発電電力量は共に872TWhとなり、それぞれの水素なしケースと比較して1.4%及び10%増加する。水素ありケースでは、いずれの削減率においても天然ガス火力の発電量が減少し、その代わりに水素発電が導入される。水素発電による発電量は、65%削減で35TWh、70%削減で163TWhであり、それぞれ総発電電力量の4.0%及び19%を供給する。

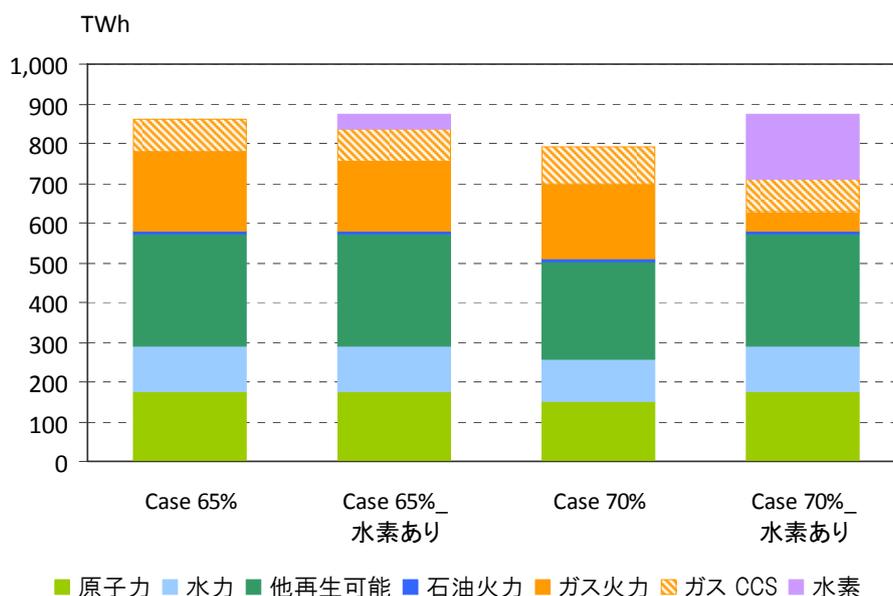


図4-11 発電電力量構成

4-9 CO₂ 排出量

CO₂制約を設定する各ケースにおける、2050年のエネルギー起源CO₂排出量は図4-12の通りである。いずれの削減率においても、水素発電の利用により発電部門からのCO₂排出量が減少する。特に70%削減での発電部門のCO₂排出量の減少は顕著である。70%削減では、発電部門の排出量が減少する代わりに、産業部門のCO₂排出量が増加している（水素なしケース比34%増）。水素利用によって経済成長の損失が緩和されることは4-1節で示した通りであるが、産業部門での生産活動の拡大によるCO₂排出量の増加は、これを如実に表している。

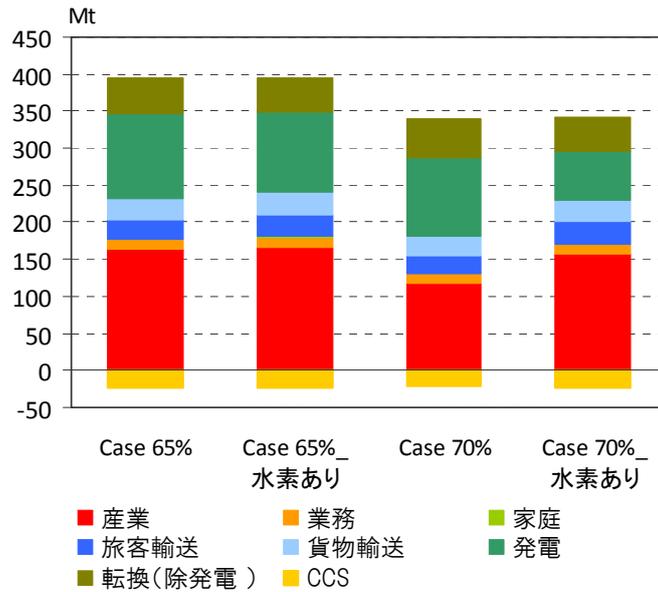


図4-12 エネルギー起源 CO₂ 排出量

5. 試算結果のまとめ

本試算で分析を実施した各ケースにおける、主要エネルギー・経済指標は、表5-1の通りである。

表5-1 主要エネルギー・経済指標 (2050年)

	Case 0	Case 65%	Case70%	Case 65% _水素あり	Case 70% _水素あり
GDP(2000年価格兆円)	698	669	637	673	665
化石燃料・水素輸入額 (2000年価格兆円)	9.2	8.9	8.4	9.4	10.6
炭素価格 (2000年価格ドル/t CO ₂)	-	423	1,154	340	539
平均エネルギー価格 (最終消費,2000年価格円/千kcal)	23.0	29.3	36.2	27.9	28.7
一次エネルギー消費(Mtoe)	306	253	226	257	255
発電電力量 (TWh)	953	860	791	872	872
水素導入量(Mtoe)	-	-	-	5	23

6. おわりに

気候変動に関する国際交渉は、あたかも年を経て温室効果ガスの排出量が増大する毎に困難さが増してゆくかの様である。また、政治主導で設定された排出削減目標は、その実現可能性の希薄さや足下の厳しい経済情勢のため、行動指針として機能しなくなりつつあるかの様でもある。実際、あまりに野心的な削減目標は、成長の阻害要因となることを本研究の結果は示している。とりわけ、削減目標が1990年比65%を越えるあたりより経済への影響は著しく、75%となると実行可能解を見出せない程であった。

その中で、水素の導入は経済への悪影響を緩和する可能性が示された。これは削減目標が厳しくなり、他の相対的に廉価な対策だけでは削減量を満たせない場合に、一層顕著となる。極端に高価でなく、また一定規模の展開が可能で、かつ再生可能エネルギーの様な不安定さのないカーボンフリーな水素は将来のエネルギー（キャリア）として重要な役割を果たしうる。

現下の状況では、水素の広汎な利用に経済的合理性を見出す事は難しいが、カーボンフリー水素の製造、輸送、利用において技術の革新によりコストが低減してゆけば、事態は変化してゆくであろう。他の気候変動対策の進捗次第、あるいは狭義の経済性以外の価値一例えば、化石燃料の価格変動性への対処等一が重視されるようになるならば、水素利用までの時間軸が短縮されることも十分ありうる。

水素が持つ将来のエネルギーのオプションとしての価値は、2050年といった、長期の視野をもって正しく位置づけられるものである。その中で我々は供給面・輸送面・需要面全てにおいて、統合的に研究開発を進める必要がある。エネルギー政策の将来が従来になく見通しがたい現在、常に将来の不確実性を見据えつつ、冷静な眼をもって将来への戦略を考える姿勢が必要であろう。

参考文献

- 1) 松尾雄司・川上恭章・江藤諒・柴田善朗・末広茂・柳澤明, 2050年の低炭素社会に向けた水素エネルギーの位置づけと導入見通し, (2013).
- 2) 日本エネルギー経済研究所「アジア／世界エネルギーアウトック 2012」, (2012).
- 3) 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 「国際連携クリーンコール技術開発プロジェクト クリーンコール技術に関する基盤的国際共同研究 低品位炭起源の炭素フリー燃料による将来エネルギーシステム（水素チェーンモデル）の実現可能性に関する調査研究 平成22～23年度成果報告書」, (2012).
- 4) コスト等検証委員会「コスト等検証委員会報告書」, (2011).
- 5) 地球環境産業技術研究機構「二酸化炭素地中貯留技術研究開発 成果報告書」, (2006).
- 6) エネルギー・環境会議「革新的エネルギー・環境戦略」, 2012年9月14日.

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp