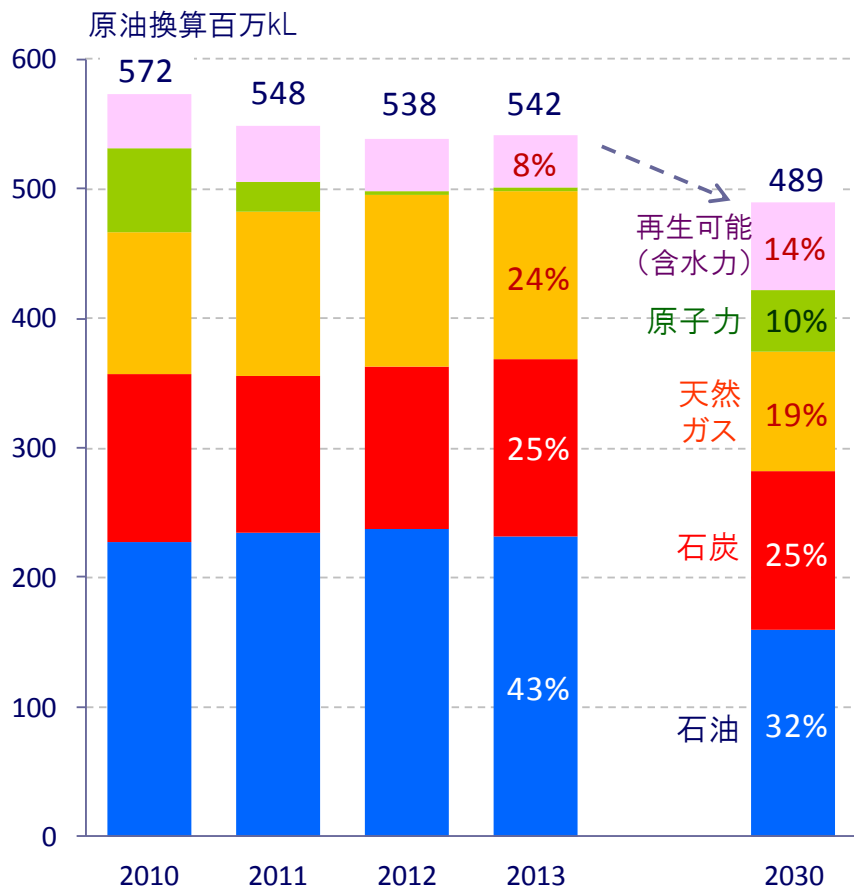


2050年の低炭素社会実現に向けた課題と日本の役割

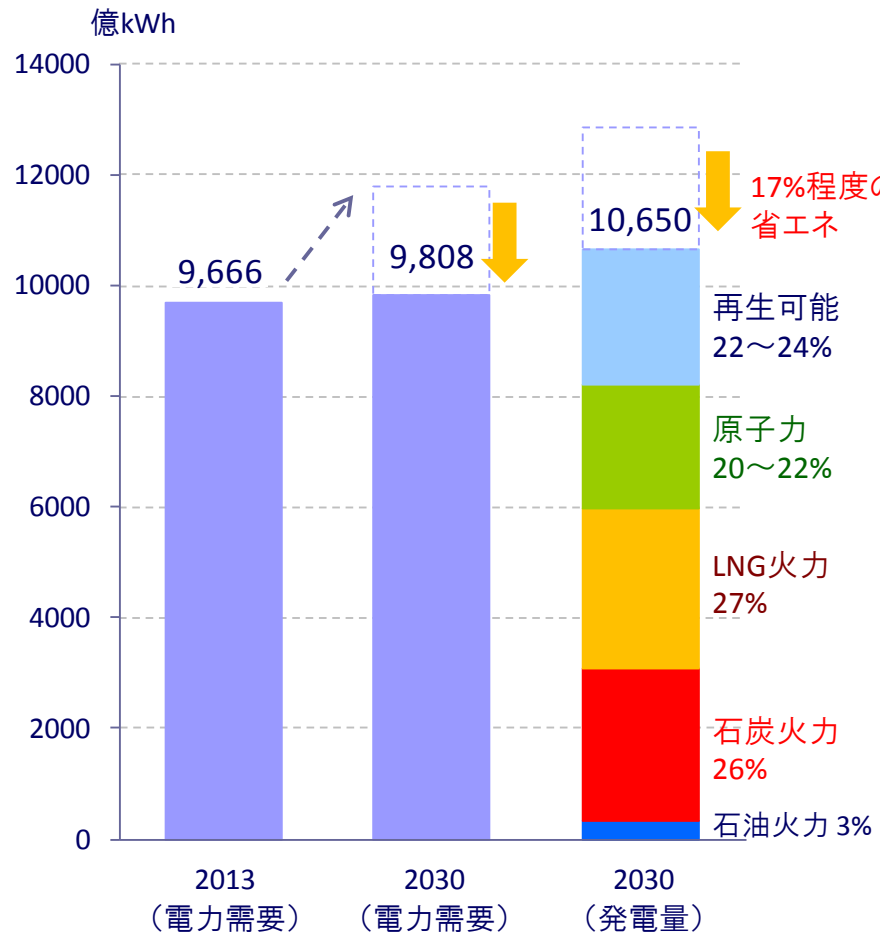
日本エネルギー経済研究所 研究主幹

松尾 雄司

一次エネルギー供給構成



発電構成

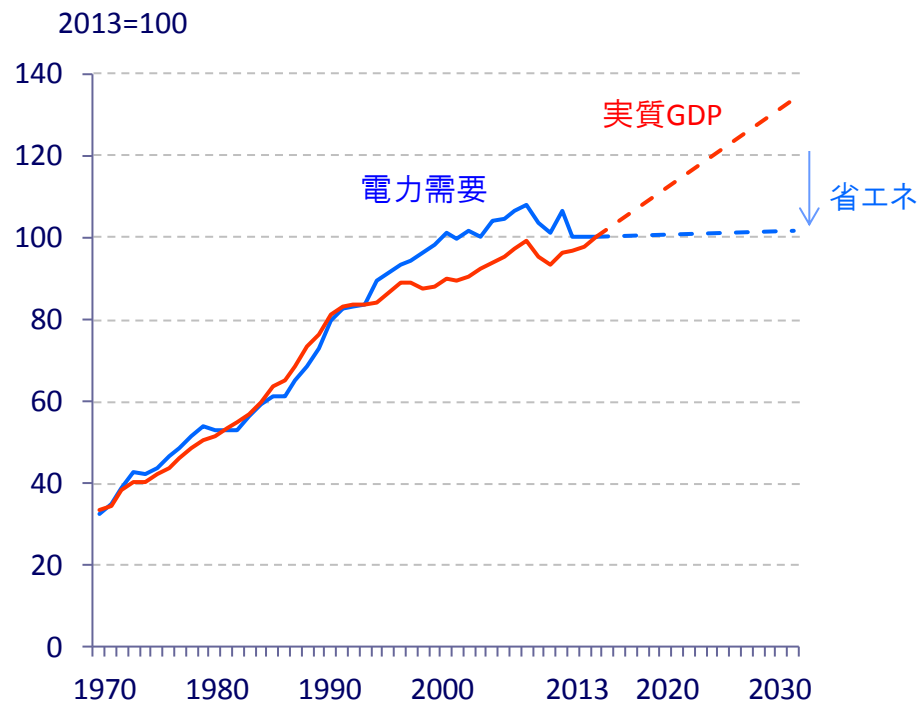
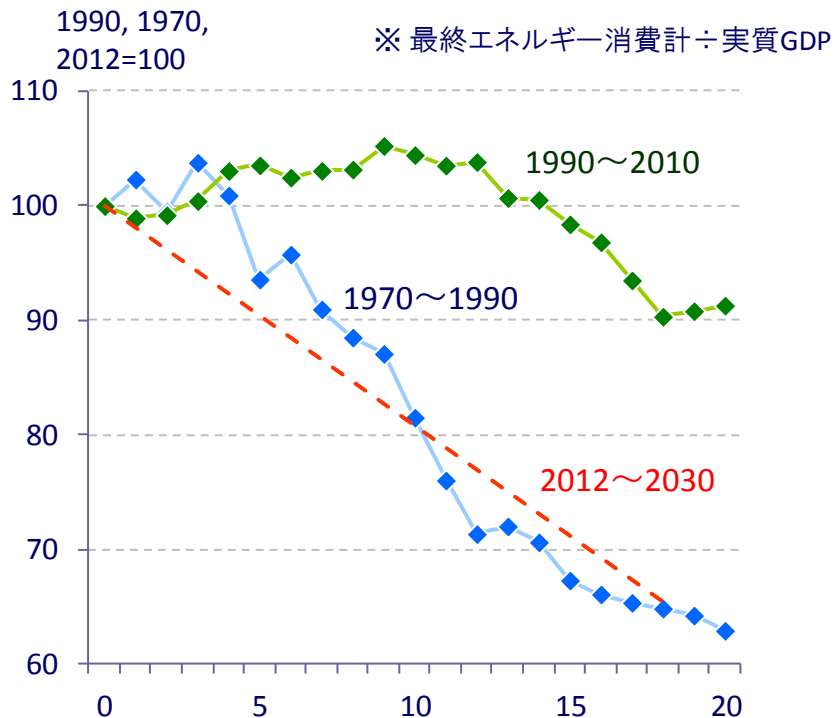


(出所)長期エネルギー需給見通し小委員会資料

- ・総合資源エネルギー調査会の下に設置された「長期エネルギー需給見通し小委員会」において現在、2030年までのエネルギーミックスのあり方についての議論が進められている。
- ・徹底した省エネルギーの促進とともに2030年の再生可能エネルギー発電比率を22~24%、原子力発電比率を20~22%とし、エネルギーの安定供給や経済効率性、環境への適合等を図ることとされている。

エネルギー効率※の改善

実質GDPと電力需要の推移・見通し

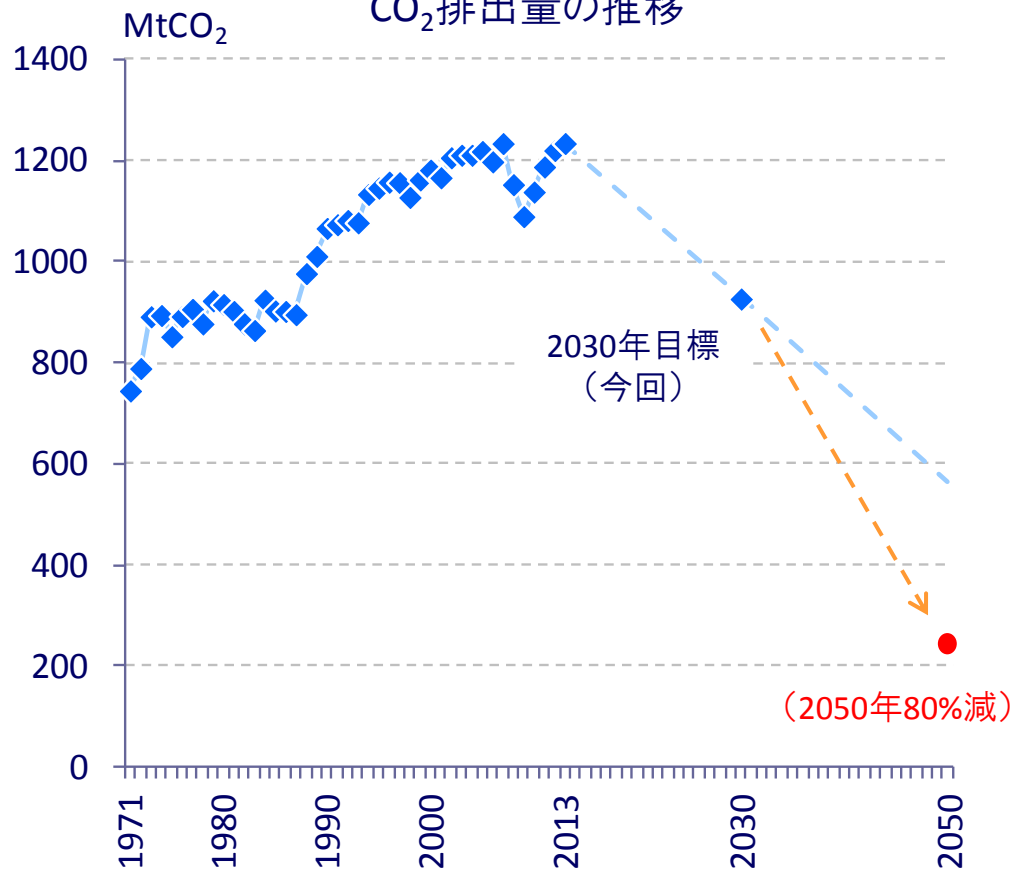


(出所)長期エネルギー需給見通し小委員会資料

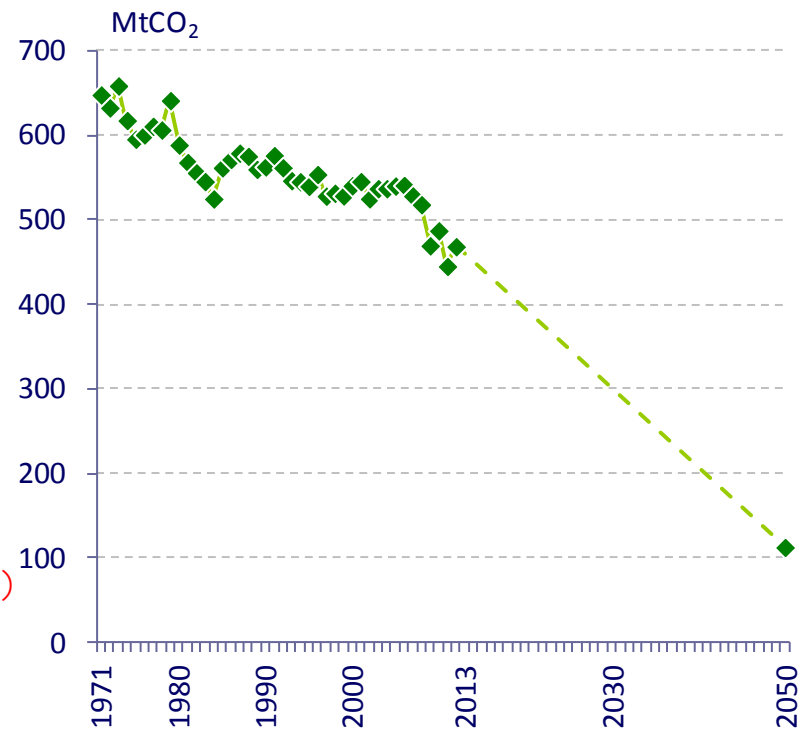
- ・ GDP当りの最終エネルギー消費量は2030年にかけて35%改善。これは石油危機後の1970～1990年と同レベルの急速なエネルギー効率の改善に相当する。
- ・ 電力需要量の伸びは過去、エネルギー消費全体の伸びを大きく上回り、GDPの成長にほぼ比例する形で拡大。今後2030年にかけてGDPは成長する一方、大幅な省エネ(節電)の効果により電力需要はほぼ横ばいとなる想定。その実現は決して容易ではない。

エネルギー起源CO₂排出量の削減目標

日本のエネルギー起源 CO₂排出量の推移



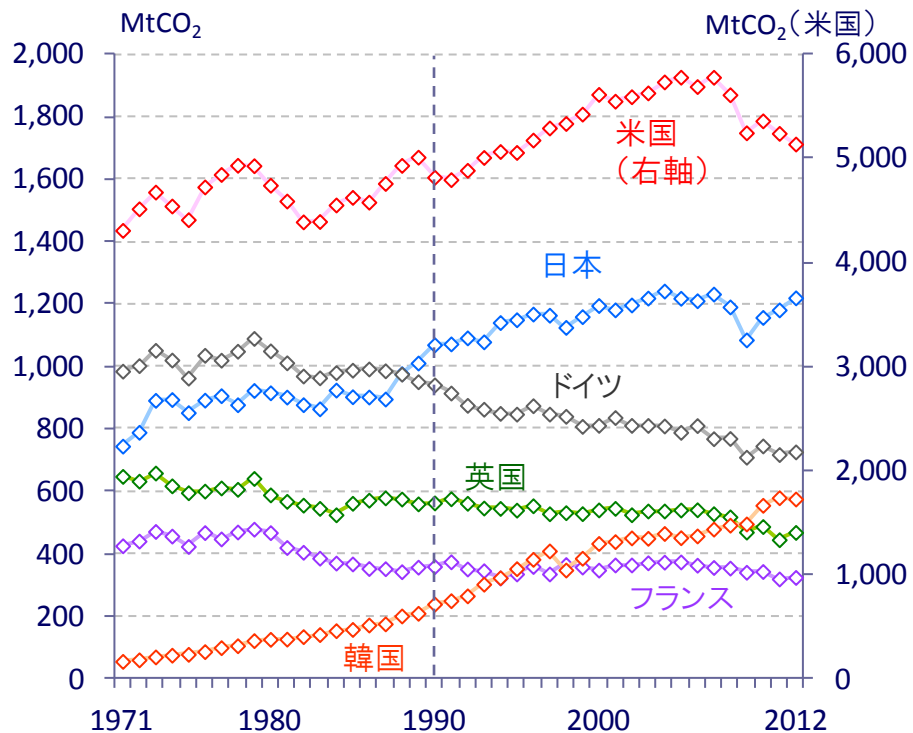
(参考)英国の場合



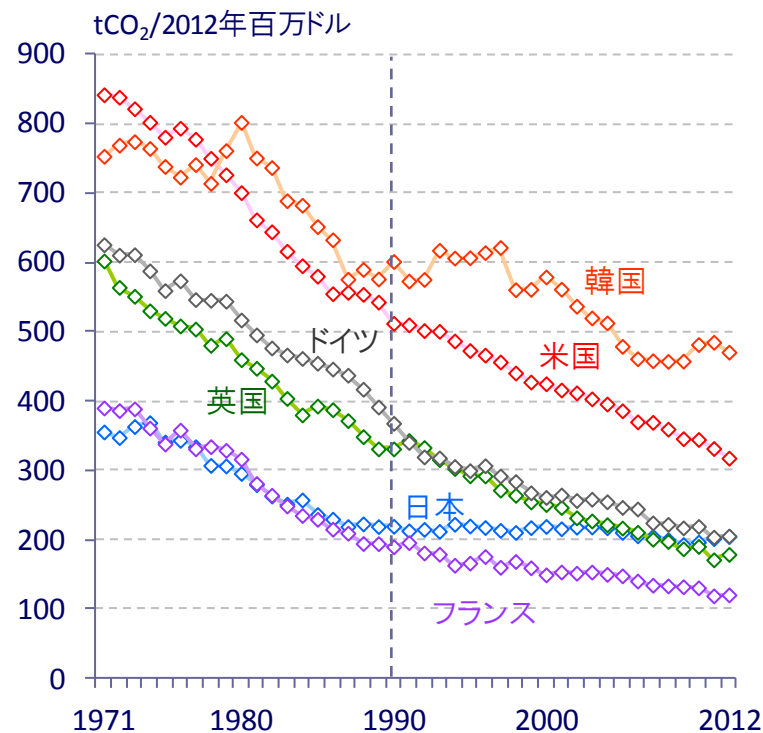
- ・ 2030年のエネルギー起源CO₂排出量は2005年比▲24%、2013年比▲25%の9.27億トン。仮にこの目標を直線的に延長させると、2050年には2013年比で▲55%程度となる。
- ・ 「2050年に80%削減」を達成するためには、2030年までの削減努力の延長ではなく、更に抜本的な対策の深化が必要とされる。

各国のエネルギー起源CO₂排出量及びCO₂排出原単位の推移

エネルギー起源CO₂排出量の推移



GDP当りエネルギー起源CO₂排出量の推移



(出所)IEA, WDIより推計

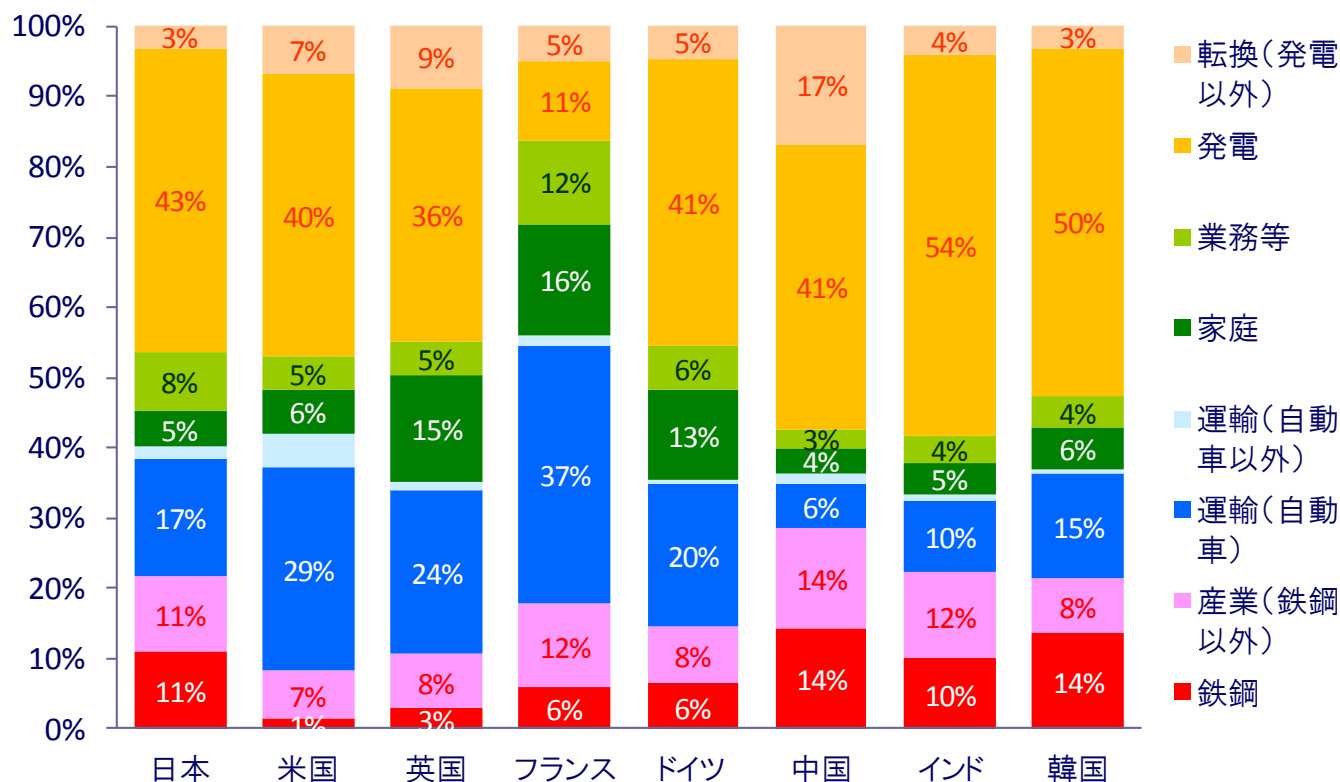
- ・ CO₂排出原単位(GDP当りのCO₂排出量)は各国ともに低下を続けている。
- ・ 原子力発電比率が極度に高いフランスは他の諸国に比べて原単位が小さい。
- ・ 日本は石油危機後(1970～1980年代)に省エネルギーの推進等により原単位が改善。一方で英国やドイツは1990年以降改善を続け、現状では概ね同程度の水準にある。

(参考)主要国の約束草案の比較

	1990年比	2005年比	2013年比	GDP当り 温室効果ガス排出量 (kgCO ₂ eq/ドル)	
				2012年 実績	2025・2030年 予測
日本 (審議会要綱案) 2030年	▲18.0%	▲25.4%	<u>▲26.0%</u>	0.28	0.16
米国 2025年	▲14～16%	<u>▲26～28%</u>	▲18～21%	0.45	0.27～0.28
EU 2030年	<u>▲40%</u>	▲35%	▲24%	0.31	0.17

・米国は2005年比の数字を、EUは1990年比の数字を削減目標として提出。

エネルギー起源CO₂排出量の部門別構成比(2012年)



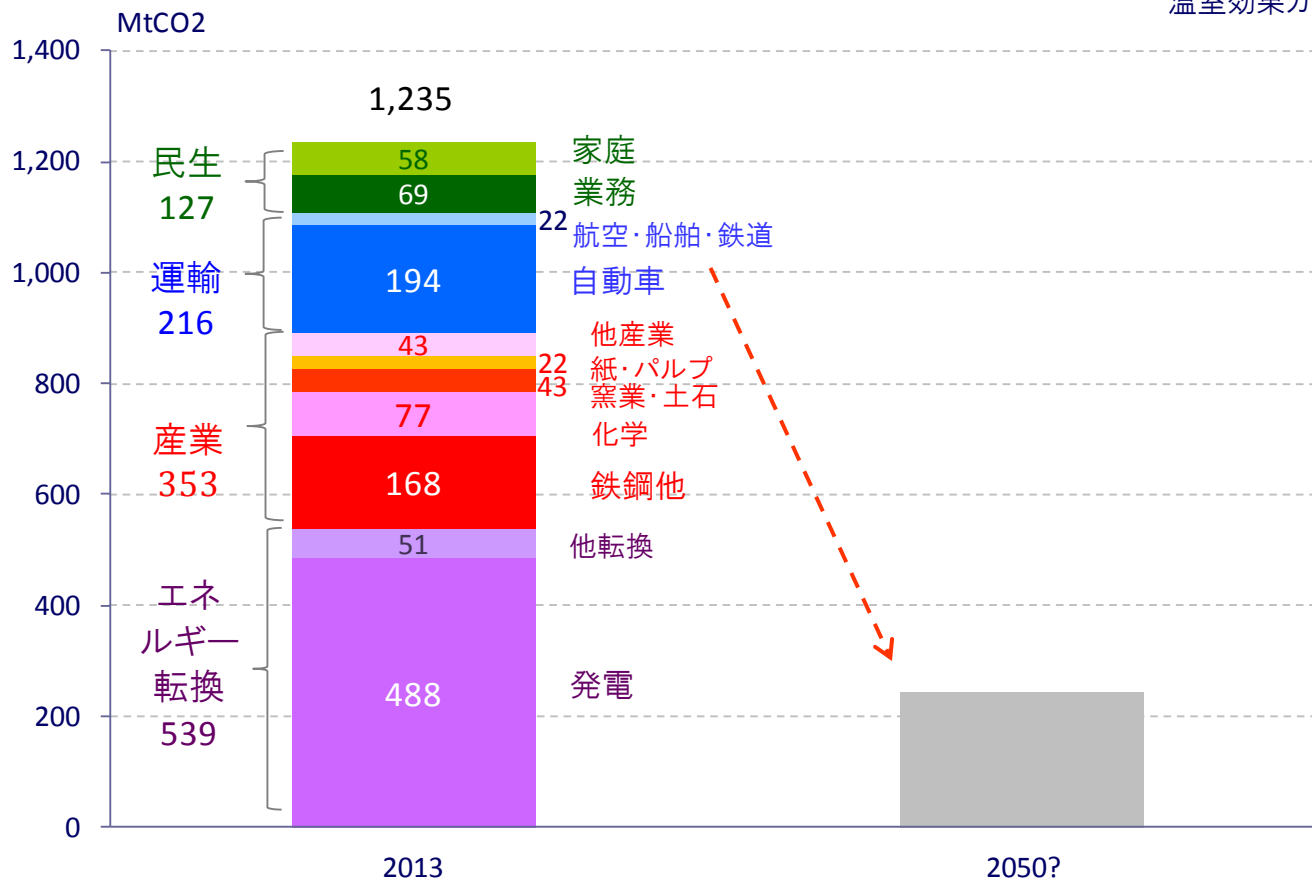
(出所)IEA統計より推計

(註)産業・運輸・民生各部門の排出量は電力分を含まない。
鉄鋼には高炉及びコークス炉のエネルギー消費分を含む。

- ・ 日本は欧米先進諸国に比べ、鉄鋼業を含む産業部門(特に製造業)のCO₂排出比率が高い。
⇒ 極端な低炭素化を実現することが、欧米諸国に比べて難しい状況にある。

日本のエネルギー起源CO₂排出量の内訳(2013年度)

(出所) 国立環境研究所
温室効果ガスインベントリオフィス



- ・ 2013年度の日本のエネルギー起源CO₂排出量のうち、転換部門が44%を占める。
- ・ 産業部門、運輸部門、民生部門の直接排出量(電力消費による間接排出分等を含まない)はそれぞれ29%、17%及び10%。

☆ 発電部門を可能な限り「ゼロ・エミッション」に近づける

※「ゼロ・エミッション」電源：再生可能エネルギー、原子力、CCSつき火力、CO₂フリー水素

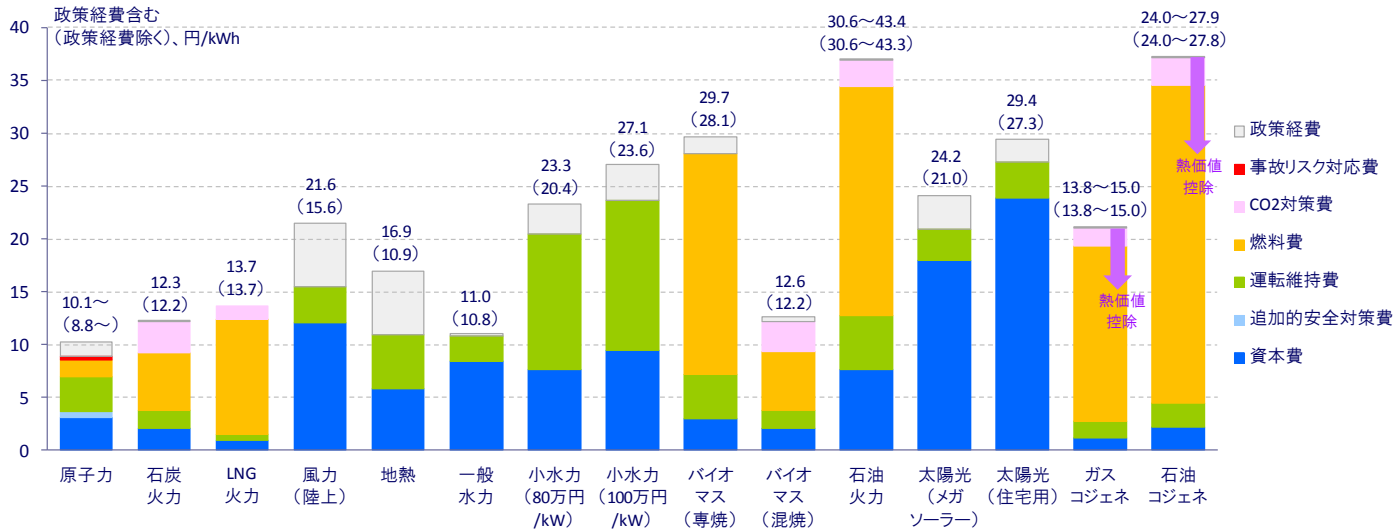
☆ 民生部門を可能な限り「ゼロ・エミッション」に近づける

☆ 運輸部門を可能な限り「ゼロ・エミッション」に近づける

☆ 産業部門においても最大限の省エネ・低炭素化を行う

電源別発電コストの評価結果

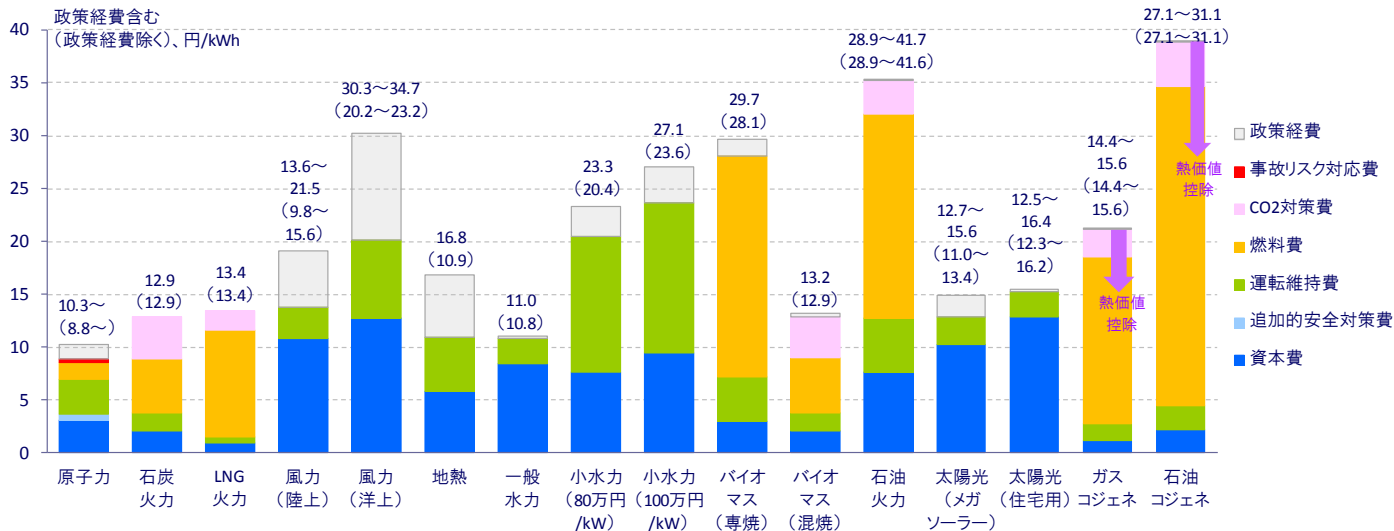
2014年モデルプラント



・ 2015年2月～5月に行われた発電コスト検証ワーキンググループでは、幅広いデータに基づき電源別の発電コストを詳細に評価。

・ 2014年現在、風力発電・太陽光発電等の再生可能エネルギー発電のコストは原子力・火力等比べて高い水準にある。

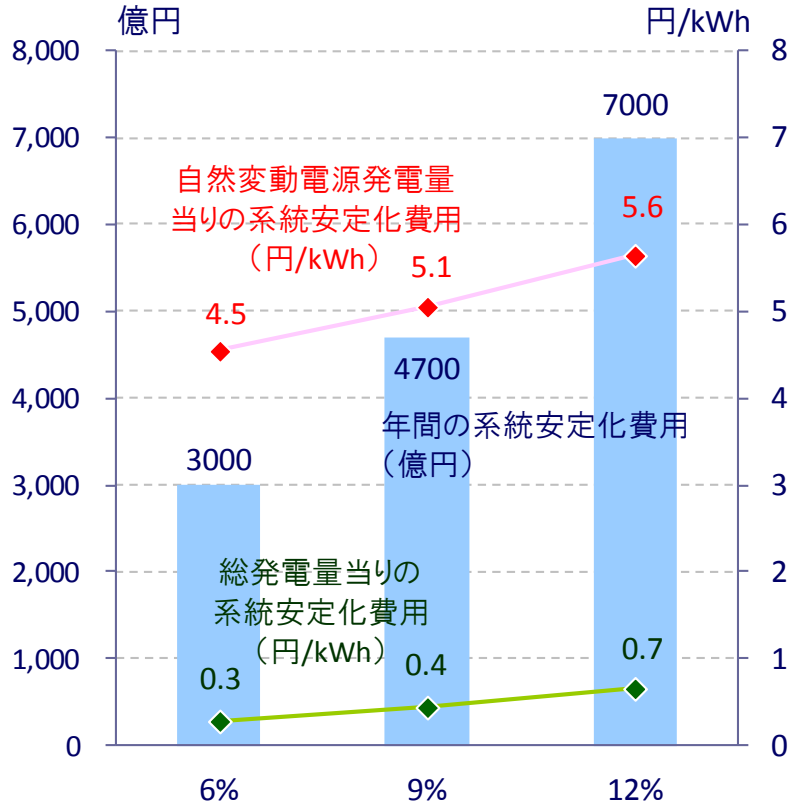
2030年モデルプラント



・ 但し、将来的には量産効果等により大幅なコスト低減が見込まれる可能性もある。

・ 一方で風力・太陽光等の「自然変動電源」が大量に導入された場合には、別途系統安定化やバックアップに伴う費用負担が発生する。

系統安定化費用(調整費用)の評価結果 自然変動電源比率6%~12%



(出所)発電コスト検証ワーキンググループ資料

OECDによるシステムコスト評価例

単位:ドル/MWh

Germany												
Technology	Nuclear		Coal		Gas		Onshore wind		Offshore wind		Solar	
	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
Penetration level												
Back-up costs (adequacy)	0.00	0.00	0.04	0.04	0.00	0.00	7.96	8.84	7.96	8.84	19.22	19.71
Balancing costs	0.52	0.35	0.00	0.00	0.00	0.00	3.30	6.41	3.30	6.41	3.30	6.41
Grid connection	1.90	1.90	0.93	0.93	0.54	0.54	6.37	6.37	15.71	15.71	9.44	9.44
Grid reinforcement and extension	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.73	22.23	0.92	11.89	3.69	47.40
Total grid-level system costs	2.42	2.25	0.97	0.97	0.54	0.54	19.36	43.85	27.90	42.85	35.64	82.95

France												
Technology	Nuclear		Coal		Gas		Onshore wind		Offshore wind		Solar	
	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
Penetration level												
Back-up costs (adequacy)	0.00	0.00	0.08	0.08	0.00	0.00	8.14	8.67	8.14	8.67	19.40	19.81
Balancing costs	0.28	0.27	0.00	0.00	0.00	0.00	1.90	5.01	1.90	5.01	1.90	5.01
Grid connection	1.78	1.78	0.93	0.93	0.54	0.54	6.93	6.93	18.64	18.64	15.97	15.97
Grid reinforcement and extension	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.50	3.50	2.15	2.15	5.77	5.77
Total grid-level system costs	2.07	2.05	1.01	1.01	0.54	0.54	20.47	24.10	30.83	34.47	43.03	46.55

United States												
Technology	Nuclear		Coal		Gas		Onshore wind		Offshore wind		Solar	
	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
Penetration level												
Back-up costs (adequacy)	0.00	0.00	0.04	0.04	0.00	0.00	5.61	6.14	2.10	6.85	0.00	10.45
Balancing costs	0.16	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	2.00	5.00	2.00	5.00	2.00	5.00
Grid connection	1.56	1.56	1.03	1.03	0.51	0.51	6.50	6.50	15.24	15.24	10.05	10.05
Grid reinforcement and extension	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.20	2.20	1.18	1.18	2.77	2.77
Total grid-level system costs	1.72	1.67	1.07	1.07	0.51	0.51	16.30	19.84	20.51	28.26	14.82	28.27

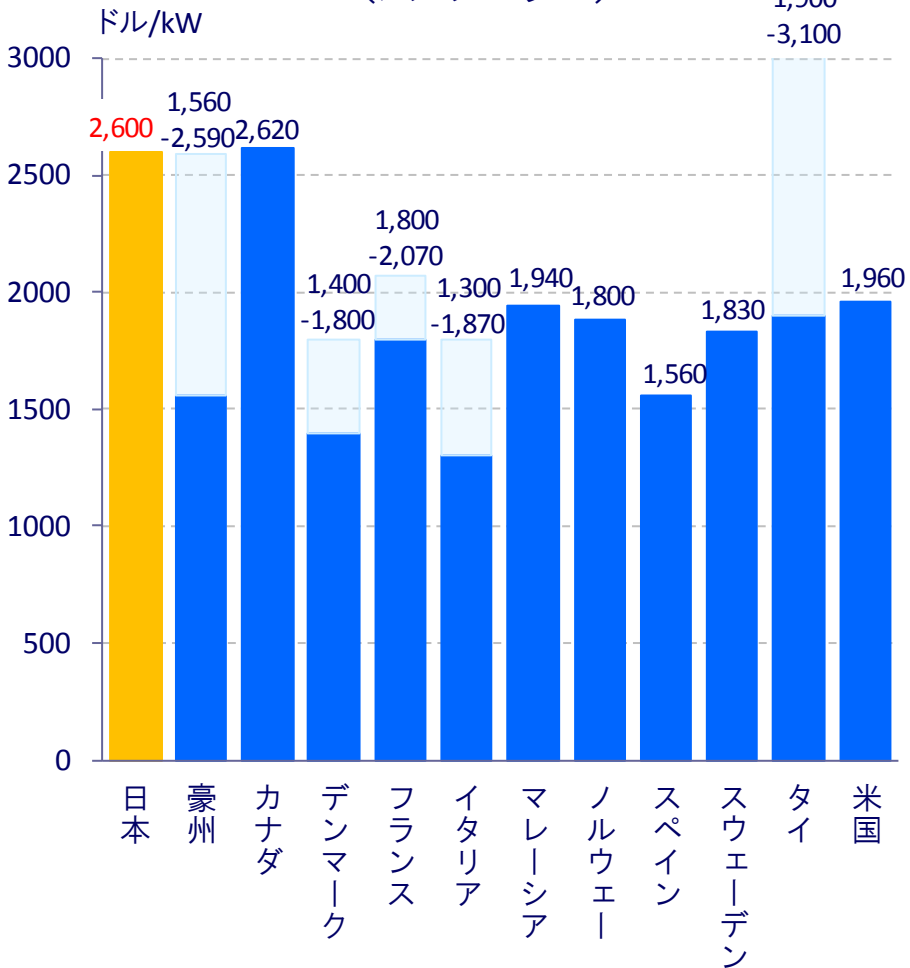
(出所)OECD/NEA (2012)

- ・ 風力・太陽光等の自然変動電源が大量に導入された場合には、火力発電等の調整費用や再生可能エネルギー発電に係る地域間連系線の増強費用等、各種の系統安定化費用が追加的に必要となる。
- ・ 発電コスト検証ワーキンググループでは、このうち調整費用についてモデル計算により評価を試みた。自然変動電源導入比率が12%の場合、年間の調整費用は7,000億円程度となる。
- ・ 更に大量の自然変動電源を導入した場合や地域間の需給のアンバランスを考慮した場合には、より高額の費用が発生する。

太陽光発電・風力発電建設単価の国際比較

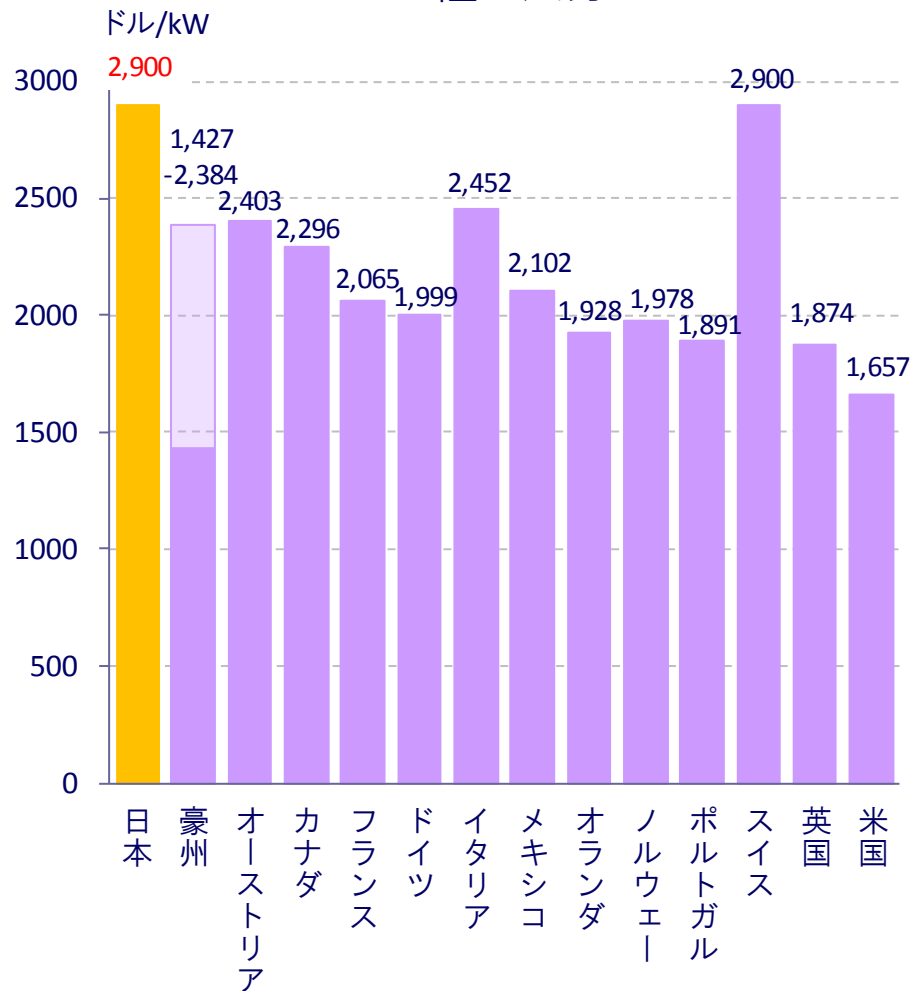
太陽光 (メガソーラー)

(出所) IEA PVPS (2014)



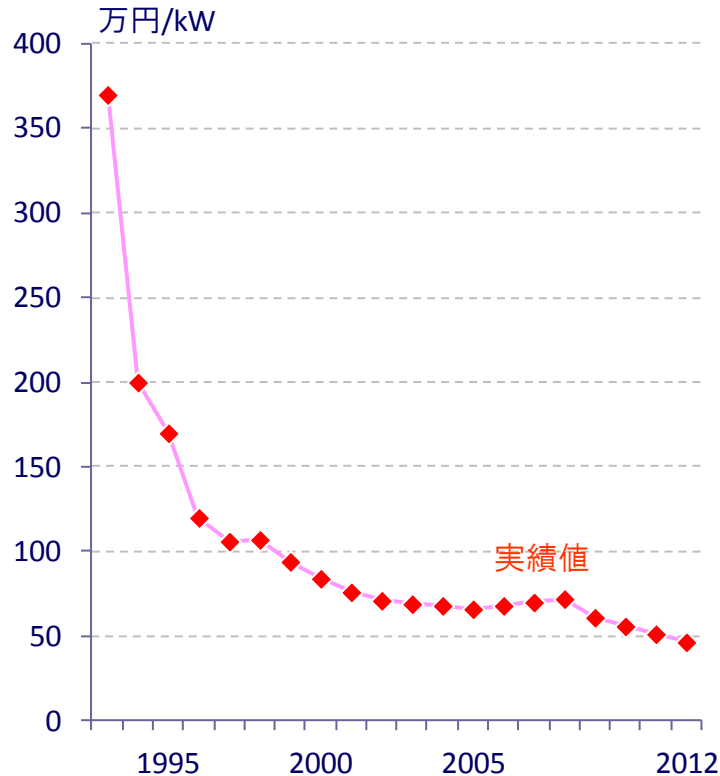
陸上風力

(出所) IRENA (2014)



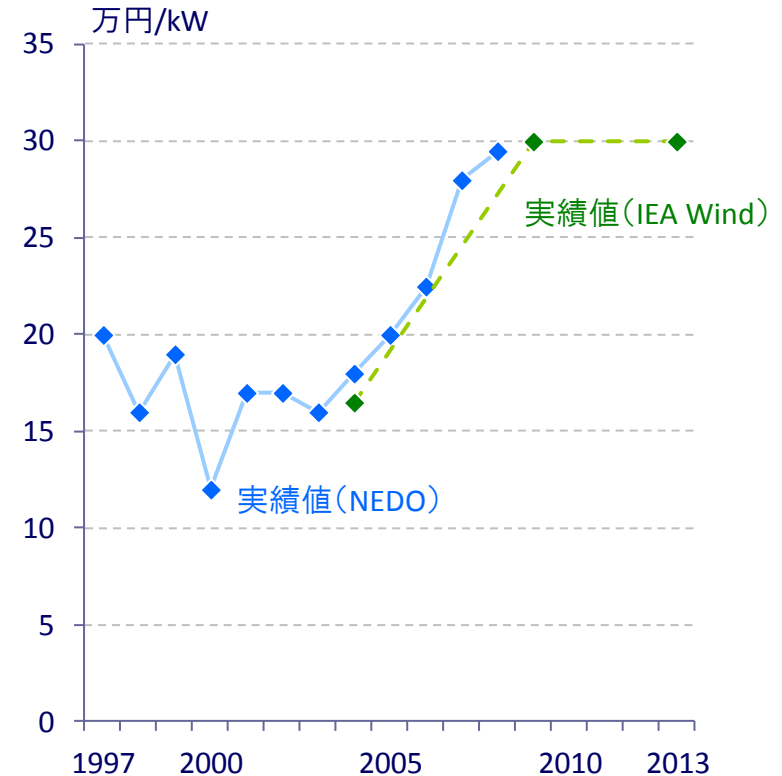
・日本の太陽光・風力発電コストは、現状で諸外国に比べて高い水準にある。

太陽光 (住宅用)



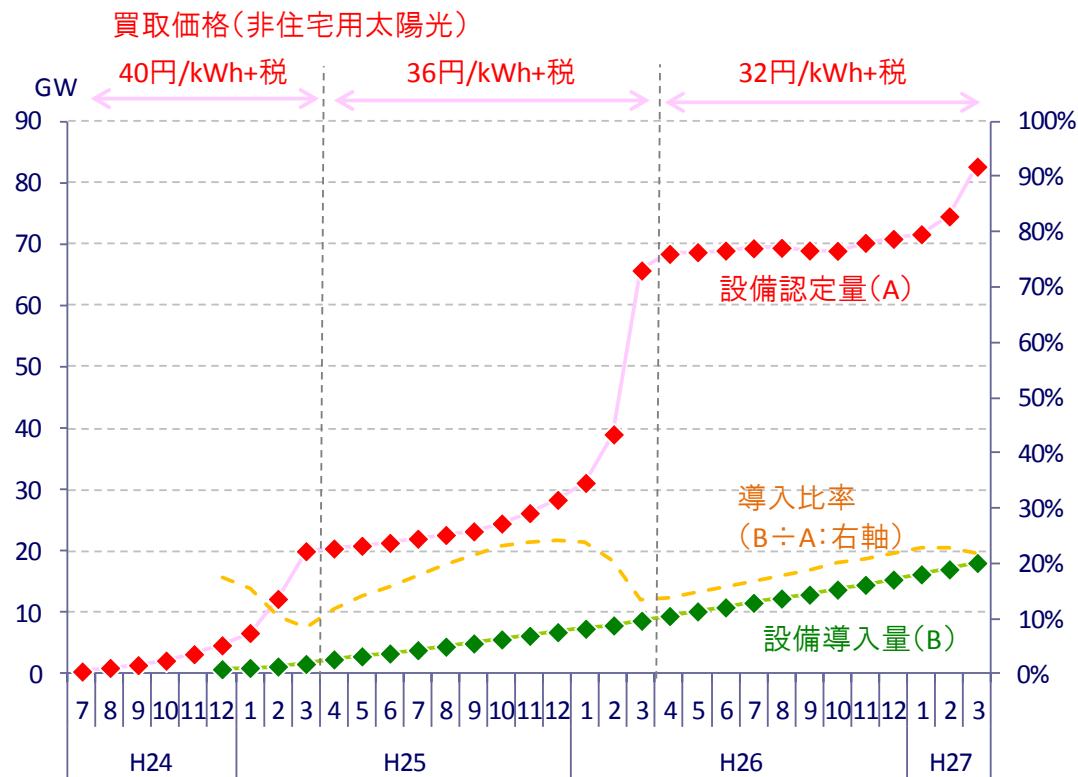
(出所) NEDO

風力



(出所) NEDO, IEA資料より作成

- ・ 太陽光発電コストは過去、導入促進に伴い急速に低下。一方で風力発電単価は実績として低下しておらず、むしろ上昇傾向さえ見られる。
- ・ 今後の更なる普及拡大に伴うコストの低減が望まれる。



(出所)経済産業省

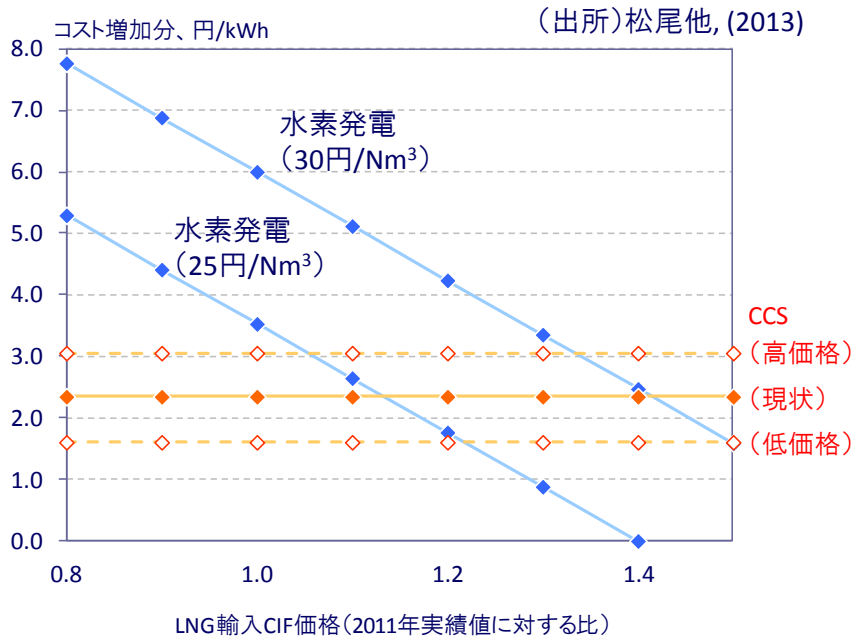
- ・ 国際的に見ても高い買取価格の設定により、太陽光発電の設備認定量は急速に増加(平成27年3月現在82.6GW)。但し実際の導入量はその20%程度。
- ・ 急速な太陽光発電の導入は、一部で環境問題等も引き起しつつある。

山梨県北杜市における導入状況



(出所)北杜市在住者より提供

CCSと水素発電のコスト比較例

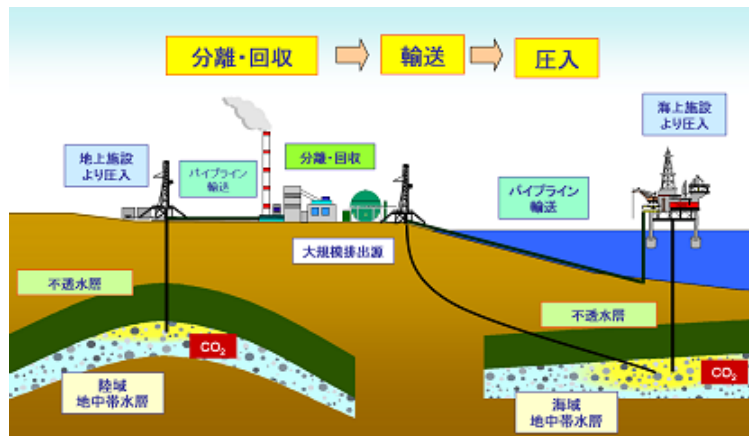


- ・ 二酸化炭素回収・貯留(Carbon Capture and Sequestration: CCS)は、発生した二酸化炭素を回収し、地下に圧入する技術。

- ・ CCS込みの化石燃料改質、再生可能エネルギー、原子力等によって製造した水素を用いて発電を行った場合には、発電はほぼゼロエミッションと見做すことができる。

- ・ 但しCCS付き火力発電、CO₂フリー水素発電ともにコスト面・導入可能量等での課題は残り、実現可能性は不透明。

CCSの概念図



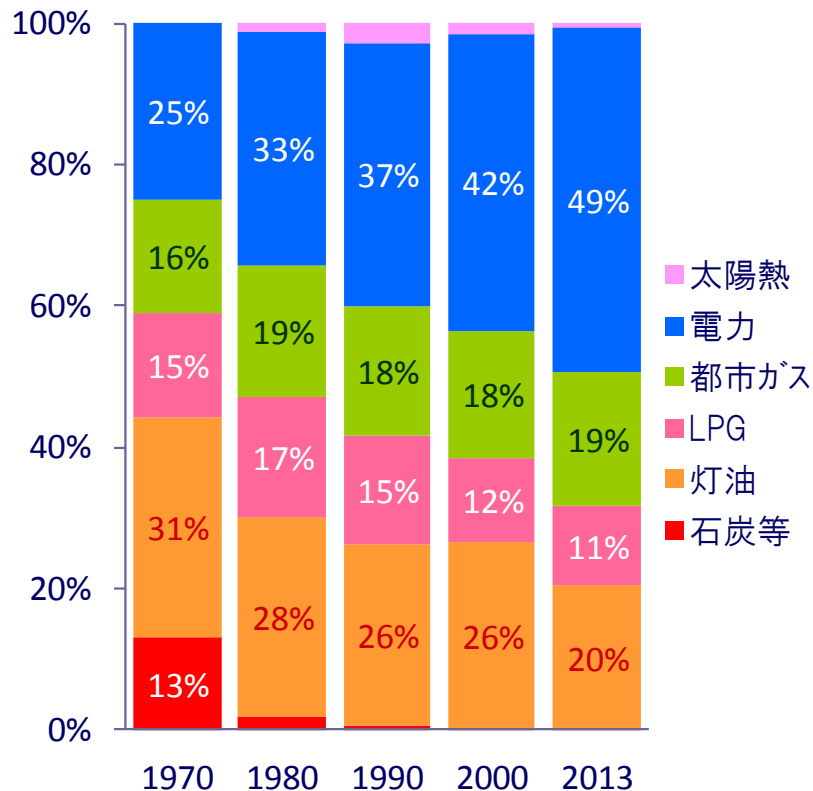
(出所)経済産業省

CO₂フリー水素の概念図

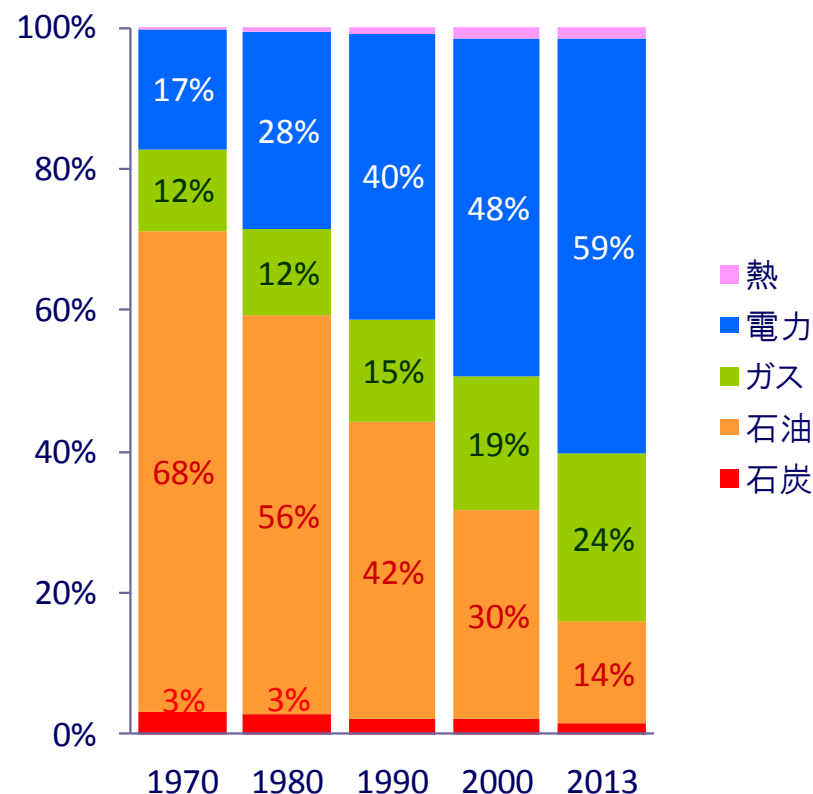


(出所)川崎重工業株式会社

家庭部門の燃料別 エネルギー消費比率



業務部門の燃料別 エネルギー消費比率

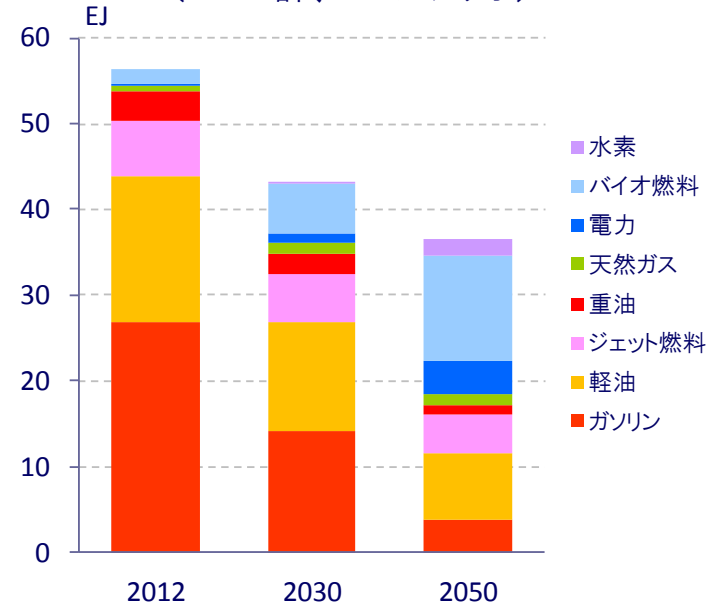


(出所) 日本エネルギー経済研究所
『エネルギー・経済統計要覧』

- ・ 家庭・業務部門のエネルギー消費における電力比率は上昇を続けており、今後も上昇が見込まれる。
- ・ 但し、2050年までに「100%に近い電力比率」となるかは疑問。
- ・ 仮に電源が完全にゼロ・エミッションとなったとしても、電力以外のエネルギー消費が残った場合には、民生部門エネルギー消費のゼロ・エミッション化は遠ざかる。

水素利活用技術の導入可能性

IEAによる運輸部門 エネルギー消費評価例 (OECD計、2°Cシナリオ)

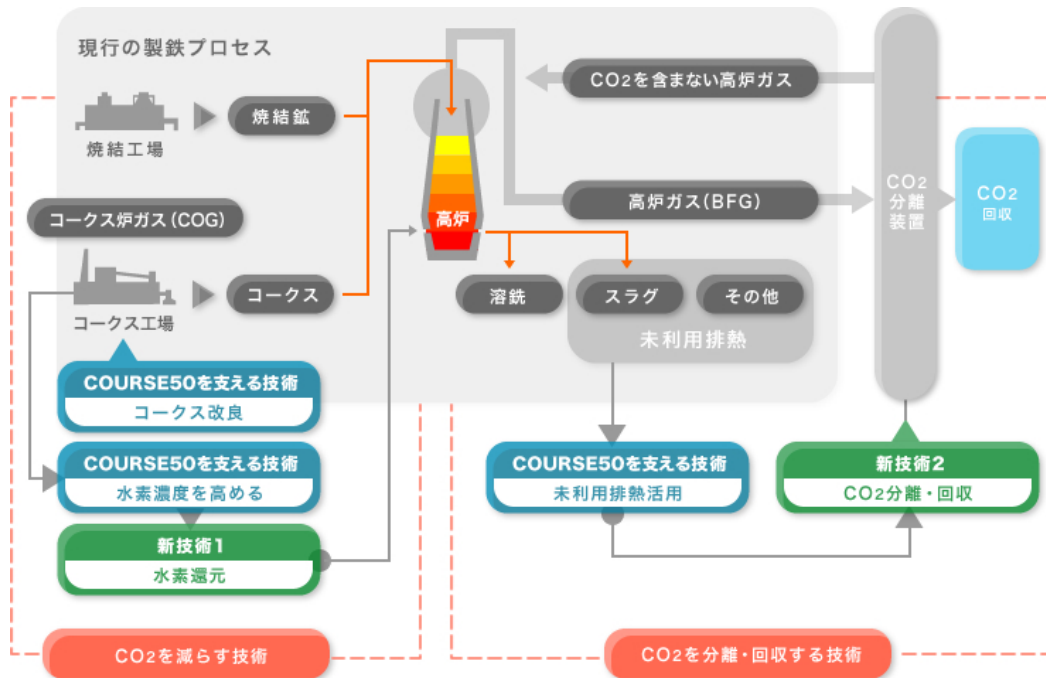


(出所)水素・燃料電池戦略協議会

(出所)IEA, "Energy Technology Perspectives 2015"

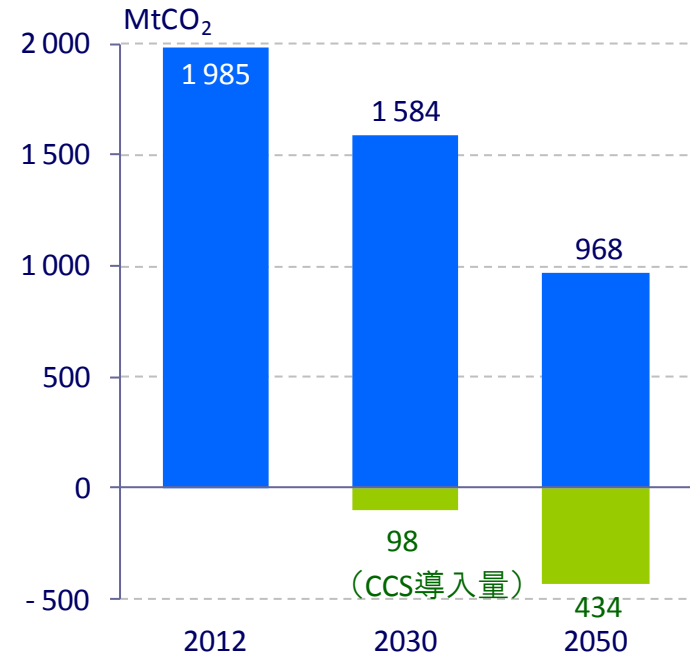
- ・ 運輸部門においては、燃料電池車・船・飛行機(CO₂フリー水素の利用)、電気自動車(ゼロ・エミッション電源)、バイオエネルギーの利用によってエネルギー利用を低炭素化することは可能。
- ・ 但し2050年までの時間スケールにおいて、これらの技術による代替をどこまで進められるかは明確でない。

革新的製鉄プロセス技術開発 (COURSE 50)



(出所) 鉄鋼連盟

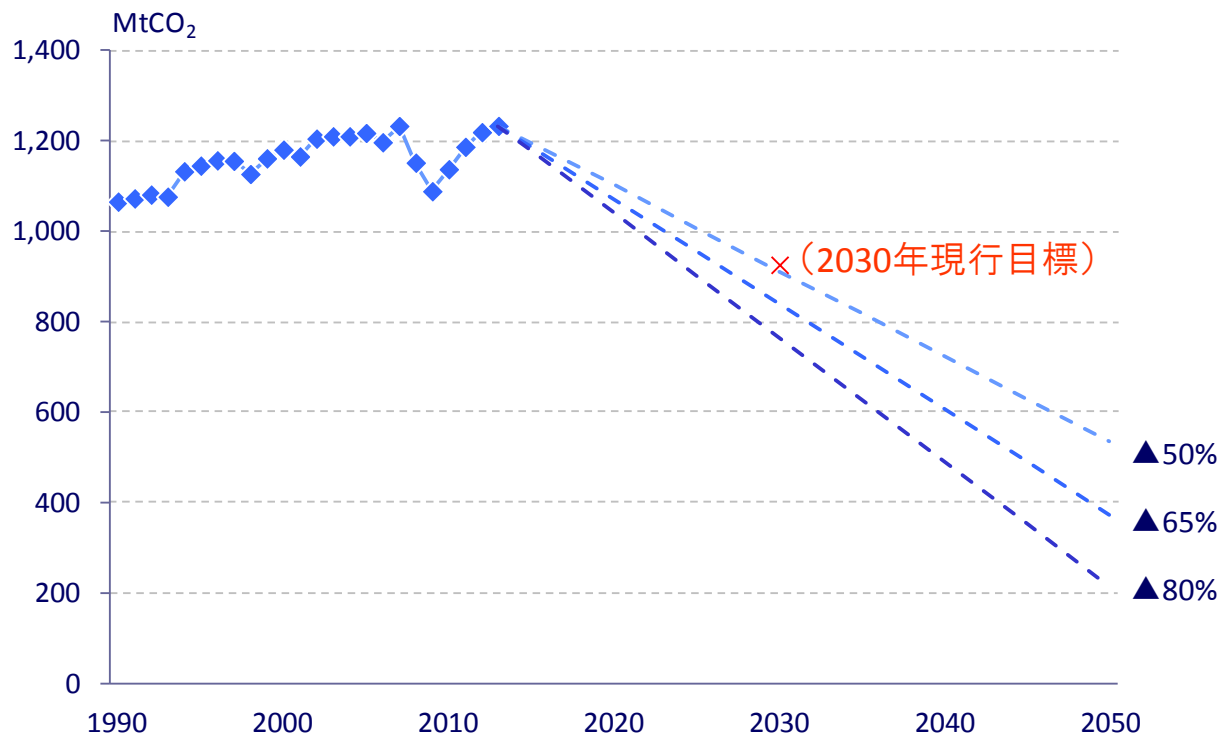
IEAによる産業部門CO₂排出量評価例 (OECD計、2°Cシナリオ)



(出所) IEA, "Energy Technology Perspectives 2015"

- ・ 産業部門においても、長期の将来に向けて革新的技術の開発が進められている。
- ・ 例として革新的製鉄プロセス技術(COURSE 50)では、水素による鉄鉱石の還元と高炉ガスからのCO₂分離回収により、製鉄業における生産工程のCO₂排出量を約30%削減可能。
- ・ 技術の導入によって削減できる排出量には限界がある。IEAによる世界半減シナリオにおいては産業部門へのCCSの大量導入によって排出量を削減することが想定されているが、それでも排出量は残る。

(参考)松尾、川上、江藤、柴田、末広、柳澤、
『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) <http://eneken.ieej.or.jp/data/4854.pdf>



- 日本のCO₂削減量を2050年に1990年比▲65%と仮に設定し、水素の導入を見込んだケース及び見込まないケースについて、コスト最適化による技術導入モデルを用いてエネルギー需給を試算。

Case 0: CO₂制約なし

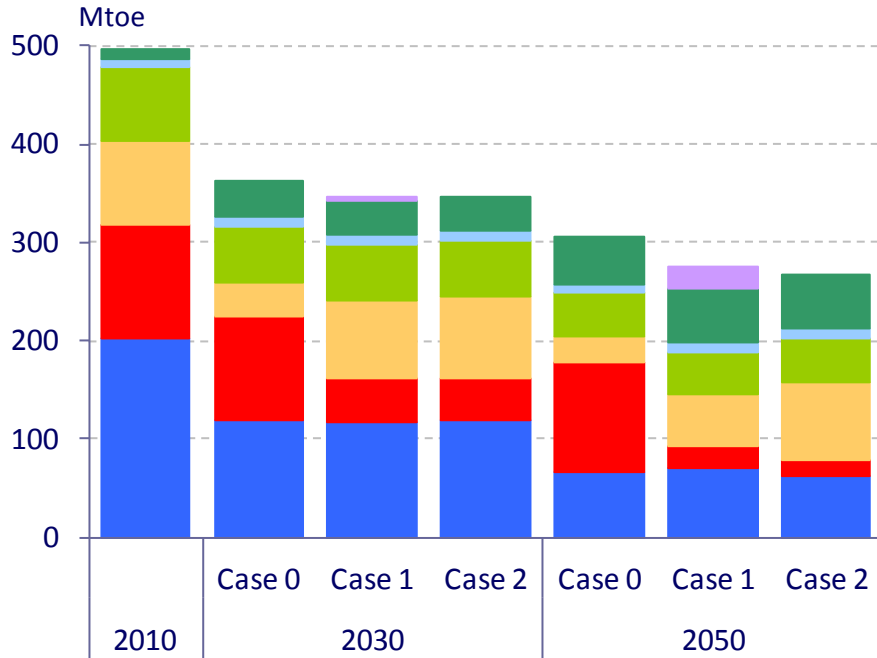
Case 1: CO₂制約あり、水素利用可能

Case 2: CO₂制約あり、水素利用不可能

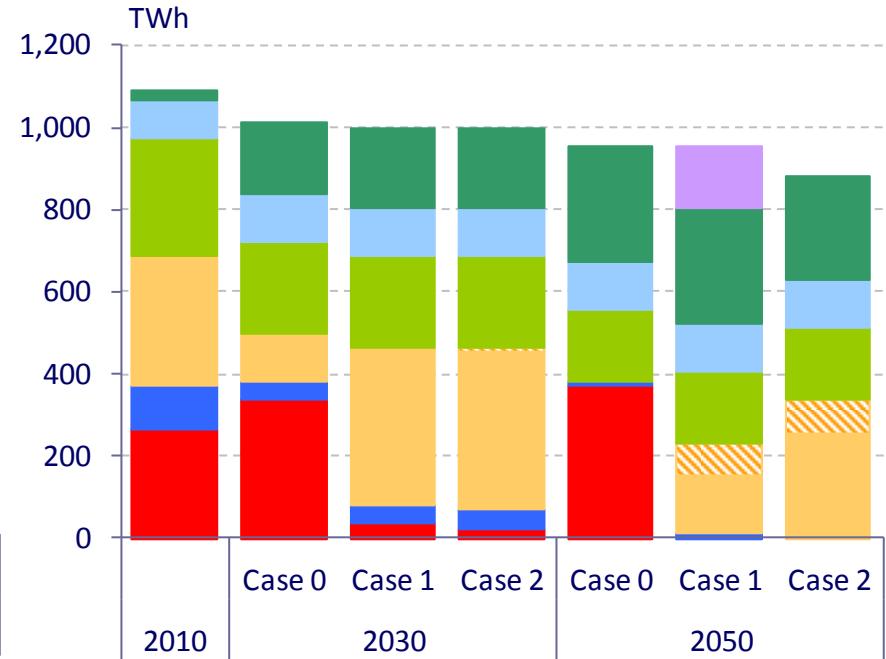
- CCS導入量上限については、仮に25MtCO₂/年程度と想定。

モデル試算結果例：一次エネルギー供給及び発電量構成

一次エネルギー供給構成



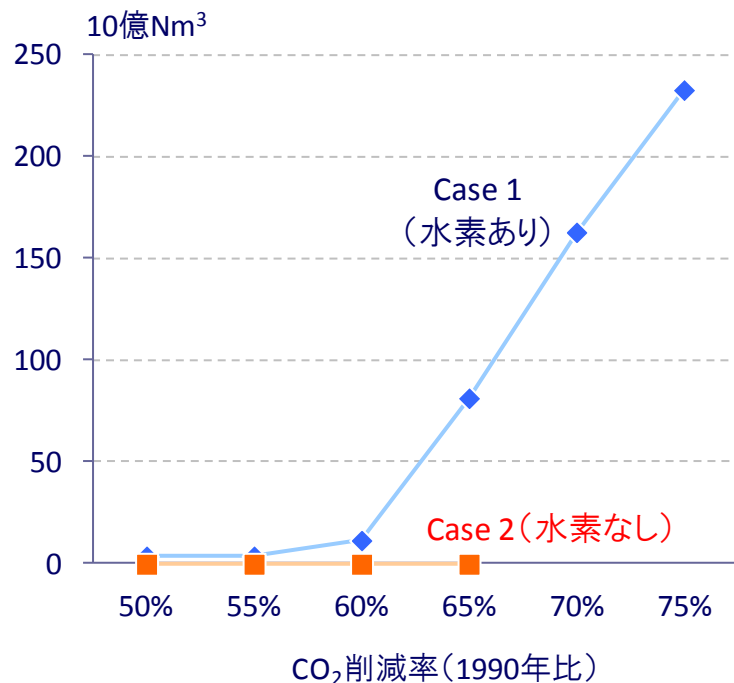
発電量構成



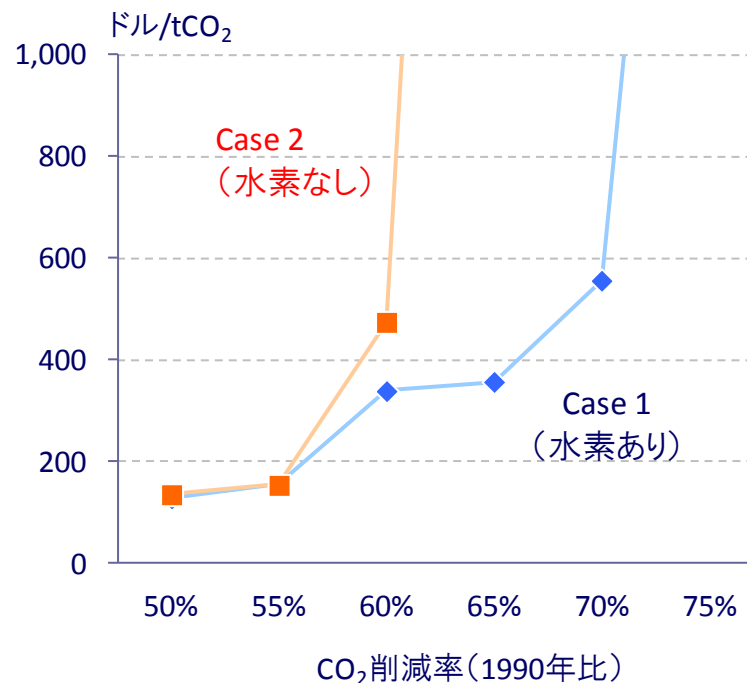
(出所) 松尾他, (2013)

- ・ 2050年にかけて、石油の一次消費量は大幅に減少。CO₂制約のないケース(Case 0)では石炭の利用が拡大するが、制約のあるケース(Case 1及び2)では石炭も大幅に減少。
- ・ CO₂制約とともに水素の導入を想定したCase 1では、発熱量ベースで一次エネルギー消費の8%程度が水素となる。一方、Case 2では天然ガスの利用が増加。

水素導入量



炭素価格



(出所)松尾他, (2013)

- ・ 水素の導入を想定したCase 1では、2050年に発電量の16%となる151 TWhの導入が行われる（水素導入量816億Nm³相当）。
- ・ Case 1におけるCO₂削減率65%及び70%での炭素価格は2050年時点でそれぞれ359ドル/tCO₂及び558ドル/tCO₂。一方で水素の導入を想定しないCase 2では、65%削減時の炭素価格は4,107ドル/tCO₂に。
- ・ CO₂価格の試算結果はモデルの前提条件(想定する技術の導入可能量等)に強く依存する。但し現状の努力の継続・拡大によって削減できるCO₂排出量に限界があること自体は、本分析のみでなく比較的一般性のある結論であると思われる。

- ・ 2030年のエネルギーミックス及びCO₂排出削減目標の達成は決して容易ではない。更に、その政策の単純な延長のみでは「2050年80%削減」の目標の達成は困難。
- ・ 2050年80%削減を達成するためには発電部門、民生(家庭・業務)部門、運輸部門におけるエネルギー消費を可能な限りゼロ・エミッションに近づけ、産業部門においても可能な限り省エネルギー・低炭素化を進めることが求められる。
- ・ そのためには二酸化炭素回収・貯留(CCS)や水素の利用、バイオエネルギーの大量導入など現状ではコストが高い、または利用可能性が確実でないエネルギーの利用も含めた対策が必要となる。諸外国と比較して省エネルギーの余地の小さい日本において、その十分な実現が可能であるかは、現状では明確でない。
- ・ 地球環境問題への対処のためには、日本国内のみでなく、世界規模の視点からものを見ることが必要。この視点からは、先進的な低炭素技術を開発し、その普及促進に努めることが最も重要な課題となる。また、適応策や実際の被害の発生も考慮に入れて将来のビジョンを考える必要がある。
- ・ 2050年を超えた将来の低炭素社会実現のためには、現在想定されていない技術の開発・普及が必要。潜在観なく、あらゆる可能性を視野に入れて技術開発を進めることが強く求められる。