

エネルギー供給WG報告

1. エネルギー供給WGにおける検討の視点
2. 再生可能エネルギーの導入見込量
3. 再生可能エネルギーの導入を支える施策等
4. その他の重要な検討事項

平成22年12月21日

1. エネルギー供給WGにおける検討の視点

昨年度のエネルギー供給WGの検討概要

- エネルギー供給に関する現状と課題を踏まえ、低炭素社会に向けて以下の4点のキーコンセプトを提示した。
 - 再生可能エネルギーがエネルギー供給の主役となる社会
 - 再生可能エネルギーの普及段階に応じた社会システムの変革
 - 低炭素社会を見据えた次世代のエネルギー供給インフラの構築
 - 化石エネルギー利用のより一層の低炭素化、安全確保を大前提とした原子力利用の拡大
- また、長期・中期のための主要な対策の導入目標として、以下の5つを掲げた。
 - 再生可能エネルギーが一次エネルギー供給に占める割合を10%以上に拡大(2020年)
 - CCSの大規模実証、関連法制度等の整備(～2020年)、本格導入(2020年～)
 - スマートメータの導入率80%以上(2020年)、スマートグリッドの普及率100%(2030年)
 - 再生可能エネルギー導入量を1.4～1.6億kLに拡大(2050年)
 - ゼロカーボン電源の実現(2050年)
- これらキーコンセプトに示した低炭素社会の実現と、導入目標を達成するために、再生可能エネルギー、エネルギー供給インフラ及び化石燃料・原子力利用に関して、ロードマップを策定した(7～10ページに昨年度のロードマップを示す)。
- さらに、再生可能エネルギーの導入拡大から得られる副次的効果として、経済波及効果・雇用創出効果、地域振興への貢献などに言及した。

1. エネルギー分野における中長期ロードマップ策定の背景

低炭素社会構築・温室効果ガス大幅削減に向けて、現状と課題を整理し、構造的な課題と対処のための対策・施策、強度や実施手順、削減効果や副次的効果を時間軸に沿って整理し、ロードマップを策定するもの。

2. エネルギー供給の低炭素化方策についての検討方法

①CO₂排出量が少なくエネルギー自給率の向上に特に資する再生可能エネルギーの普及、②そのバックアップとしての化石燃料利用の低炭素化、③安全の確保を大前提とする原子力エネルギーの利用の順に検討の優先順位をつけて、方策の具体的内容等を検討。

3. 再生可能エネルギーの導入見込量とその達成方策(2020年の導入見込み量)

2005年の再生可能エネルギー導入量は、一次エネルギー供給の5%。太陽光発電を始め、再生可能エネルギーの導入促進を図ることで2020年の一次エネルギー供給比10～13%の達成が可能な見込み。これによるCO₂排出削減効果は6,000～8,000万t-CO₂(1990年度比削減率4.7～6.7%に相当)

	導入量(2005)		導入量(2020)		削減効果(2020) (万t-CO ₂)
	(万kW)	(万kL)	(万kW)	(万kL)	
太陽光発電	144	35	3,700～5,000	928～1,246	2,300～3,200
風力発電	109	44	1,131	465	1,000
水力発電(大規模)	2,021	1,625	2,156	1,784	470～2,000
水力発電(中小規模)	40	35	165～600	195～744	
地熱	53	76	171	244	470
太陽熱	—	61	—	131～178	140～240
バイオマス発電	409	462	761	860	600
バイオマス熱利用	—	470	—	887	780
計	—	2,808	—	5,494～6,407	5,800～8,400
(一次エネルギー供給比)	(—)	(5%)	(—)	(10～13%)	(—)

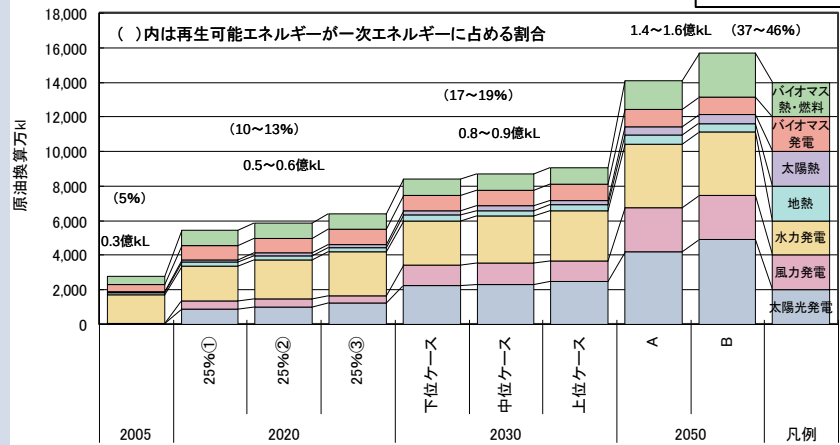
4. 再生可能エネルギーの導入見込量とその達成方策(支援方策と2050年までの導入見込み)

再生可能エネ電力の支援策は全量固定買取制度を想定。2020年に買取総額がピークの0.9～1.6兆円、平均世帯(月300kWhを使用)の1月当たり負担は280～502円と試算。

※ 熱・燃料はグリーン熱証書を想定。

	必要な買取価格の単価 (将来価値)	必要な支援費用総額 (2010年価値換算)
太陽光発電	2011年：51～63円/kWh 2020年：26～29円/kWh	10.9～18.2兆円
風力発電 (陸上)	2011年：20円/kWh 2020年：16円/kWh	1.5兆円
風力発電 (着床、浮体)	27、39円/kWh	0.1兆円
中小水力発電	15～25円/kWh	0.3～4.9兆円
地熱発電	20円/kWh 支援総額抑制のため、開発初期は補助制度を併用	1.2兆円
バイオマス・ 廃棄物発電	21.8円/kWh	0.9兆円
太陽熱利用	1.4～7.0万円/m ² (0.5～2.5円/MJ)	0.14～1.28兆円
バイオマス 熱利用・燃料	2.0円/MJ	1.07兆円

※電力関係については、支援費用総額を算出する際に、回避可能原価(化石燃料消費量が減ることにより回避される費用)を控除している。



再生可能エネの導入目標として、一次エネルギー供給比で、2020年に10～13%、2030年に17～19%、2050年に37～45%が見込まれる。

【2020年】

- 25%①ケース：国際貢献、吸収源を10%程度含むとしたケース
- 25%②ケース：国際貢献、吸収源を5%程度含むとしたケース
- 25%③ケース：国際貢献、吸収源を含まないケース

【2030年】「下位」「中位」「上位」：2020年25%に向けての排出削減対策を2021年～2030年も継続して努力することを想定。

【2050年】「シナリオA」「シナリオB」：それぞれ「温室効果ガス2050年80%削減のためのビジョン」における「経済発展・技術志向」型ビジョン及び「地域重視・自然志向」型ビジョン

5. 化石燃料の低炭素化の対策及び施策の在り方

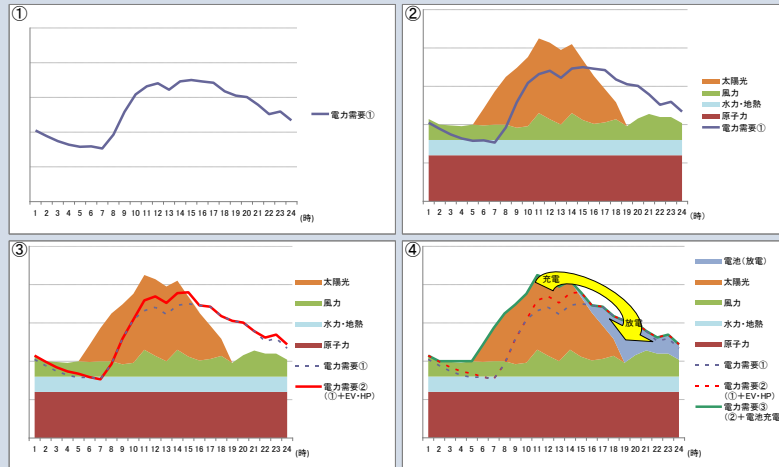
- ・IGCCなど火力発電高効率化技術の開発・導入を推進するとともに、電源計画に炭素価格の要素を加えた検討が必要。長期的には、国内での導入可能性を検証した上でのCCS導入の推進、火力発電の設備容量・発電量の検討及び電力システムの再構築。
- ・天然ガスの高度利用の促進のため、天然ガスパイプラインや、熱と電気が有効活用できるスマートエネルギーネットワークの活用を推進。

6. 原子力発電の位置付け

安全の確保を大前提とした、既存設備の活用(設備利用率向上)、高経年化への対応(安全上重要な機器・構造物についての技術評価、長期保全対策の推進等)

7. 我が国における電力システムの将来像

再生可能エネルギーが電力供給の主役となるには、**スマートグリッド等**を導入し、供給側と需要側が協調して気象等の自然と上手く調和し、**需給バランスを確保できる電力系統**の構築が必要。



- ①一日の電力需要傾向
- ②需要と供給との間に量的・時間的ギャップが発生
- ③電気自動車やヒートポンプ給湯器等の蓄エネルギー機器の活用により需要を調整
- ④蓄電システムにより充放電を行い、需給ギャップを解消

＜電力システムの将来像実現に向けた系統対策＞

短期的: 揚水発電の昼間運転や地域間連系線等の活用、気象情報と連動した分散エネルギーマネジメント装置の導入、需要家設置機器への協調制御機能の導入、再生可能エネルギー電源への出力抑制機能の導入、パワーコンディショナへの不要解列防止機能搭載の規定化、系統連系協議手続きの標準化等。

長期的: エネルギーマネジメント装置を活用した柔軟な需給調整の実施、配電ネットワークの電圧上昇の抑制と配電ロスの減少が期待できる配電電圧の昇圧、地域間連系線の増強、透明性が確保されたオープンな電力市場の整備等。

◎系統対策費用の総額は、1.1～4.5兆円と試算された。

		25%①ケース	25%②ケース	25%③ケース
太陽光発電	費用	1.33～2.65兆円 (1.06～2.04兆円)	1.56～3.67兆円 (1.24～2.79兆円)	1.95～5.37兆円 (1.55～4.07兆円)
	導入量	3,700万kW	4,200万kW	5,000万kW
風力発電	費用	0.10～0.48兆円 (0.08～0.38兆円)		
	導入量	1,130万kW		
合計	費用	1.43～3.12兆円 (1.14～2.41兆円)	1.66～4.14兆円 (1.32～3.16兆円)	2.05～5.84兆円 (1.63～4.45兆円)

※費用: 上段は将来価値(発生時点の費用の累積値)、下段括弧付きは2010年価値(発生時点の費用を4%の割引率で割引した累積費用)。

※25%①: 国際貢献、吸収源を10%程度含むとしたケース、25%②: 国際貢献、吸収源を5%程度含むとしたケース、25%③: 国際貢献、吸収源を含まないケース

8. エネルギー供給の低炭素化に伴う便益の評価(再生可能エネルギー導入目標の達成の効果・便益)

- ・**CO₂排出削減**: 1990年度(基準年度)排出量比で、**2020年に5～7%、2030年に11～13%の削減**に寄与。
- ・**エネルギー自給率**: 2005年の5%から、**2020年10～13%、2030年17～19%に上昇**。
- ・**経済効果**: 2011～2020年の**生産誘発額9～12兆円、雇用創出46～63万人**、2021～2030年**7～9兆円、59～72万人**。

9. エネルギー供給分野における中長期ロードマップ

再生可能エネルギーの普及基盤の確立のための支援、再生可能エネルギーの普及段階に応じた社会システムの変革のための施策、次世代のエネルギー供給インフラの整備の推進、化石エネルギー利用の低炭素化の実現、安全の確保を大前提とした原子力発電の利用拡大の具体的内容を整理

エネルギー供給 ～ロードマップ（再生可能エネルギー） 1/2～

平成21年度
とりまとめ

1990

2005

2010

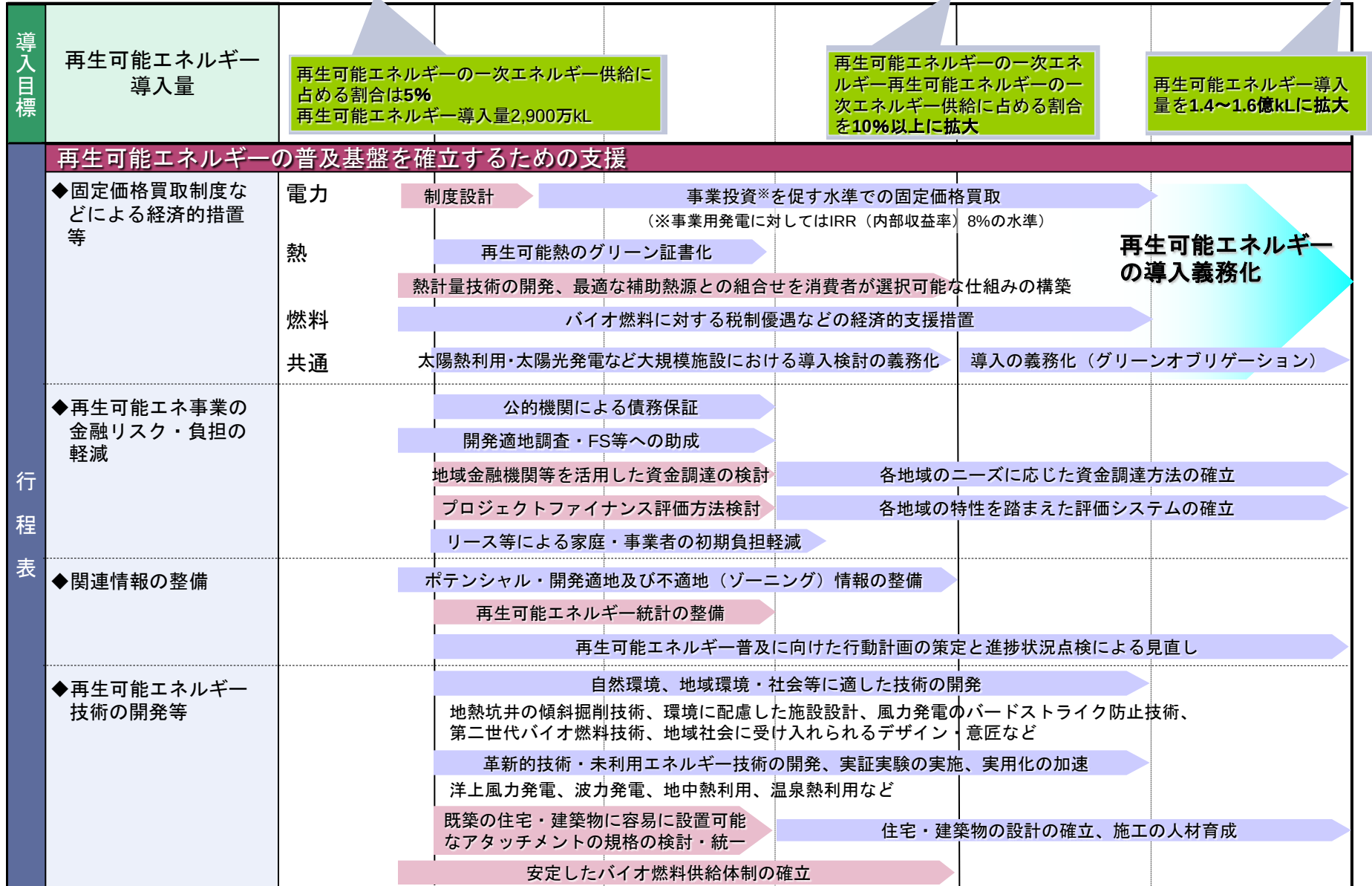
2012

2015

2020

2030

2050



* 2011年度から実施される地球温暖化対策税による税收等を活用し、上記の取組支援を強化。

温室効果ガス排出量を削減するための対策を推進するための施策

左記の施策を導入するために予め行っておくべき施策

エネルギー供給 ～ロードマップ（再生可能エネルギー） 2/2～

平成21年度
とりまとめ

1990

2010

2012

2015

2020

2030

2050

再生可能エネルギーの普及段階に応じた社会システムの変革のための施策

◆社会的受容性・認知度の向上

利用への理解の醸成
のための方策

自主的導入の促進の
ための方策

普及啓発活動による国民の認知度向上

自主的導入の促進、利用への理解の醸成

制度設計

地域環境影響に関する情報開示制度

地熱利用のモニタリングデータ開示、ゾーニング情報の公開等

施工業者の登録・資格制度の導入、維持管理の義務付け

住宅・建築物向け再生可能エネルギー利用機器の販路拡大支援

再生可能エネルギー
導入アドバイザーの
養成、ツール開発

住宅新改築時のアドバイス実施

再生可能エネルギー機器・省エネ機器の最適組み合わせ等の情報提供

再生可能エネルギーと
親和的な社会システム
の構築

行
程
表

◆地域の特性を生かした再生可能エネルギーの導入

都道府県、政令
指定都市など
市区町村など

地域の特性に応じたビジネスモデル検討
市民風車や大口需要家の地方誘致など

地域の再生可能エネルギー導入専門家の養成

地域の人材、資源、市民資金などを活用した
再生可能エネルギー事業体の設立と運営による
地域活性化・地域振興

太陽光発電等設置・運用事業者の公募等による公共施設への導入促進

再生可能エネルギーの率先導入、独自の支援策の実施、地域社会の仕組みづくり

まちづくりや地域振興のための再生可能エネルギー活用

◆関連法規の見直し等

総合特区活用によるモデル事業

中小水力発電、地熱・バイオマス、バイオ燃料利用など

関連諸法規の要件・運用見直し、新技術の早期規格化

電気事業法など、高濃度バイオ燃料の早期規格化など

関連権利の調整

水利権など

地球温暖化対策税の導入による再生可能エネルギーの普及促進

キャップ・アンド・トレード方式の導入による再生可能エネルギーの普及促進

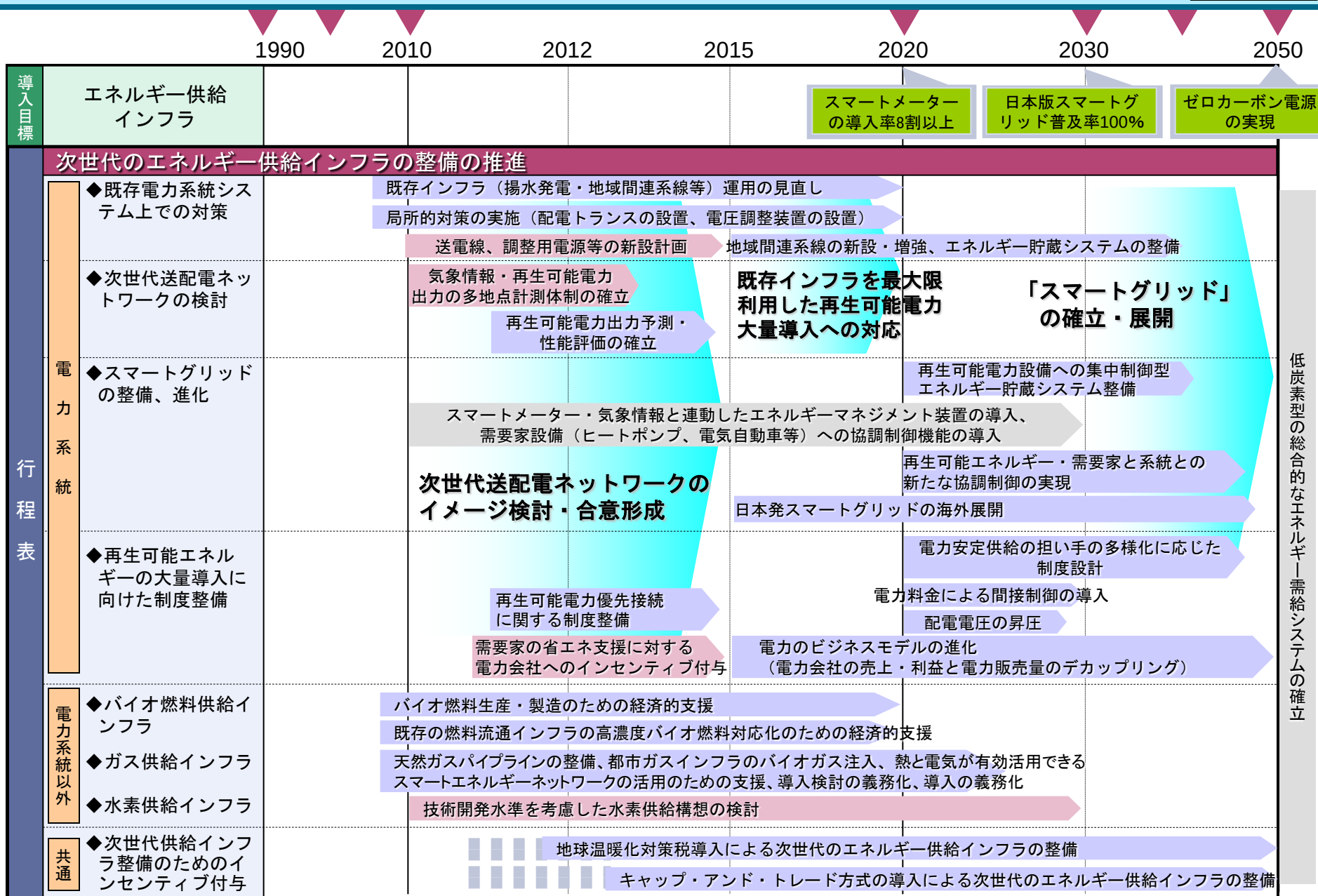
*2011年度から実施される地球温暖化対策税による税收等を活用し、上記の取組支援を強化。

温室効果ガス排出量を削減するための対策を推進するための施策

左記の施策を導入するために予め行っておくべき施策

エネルギー供給 ～ロードマップ（エネルギー供給インフラ）～

平成21年度
とりまとめ



低炭素型の総合的なエネルギー需給システムの確立

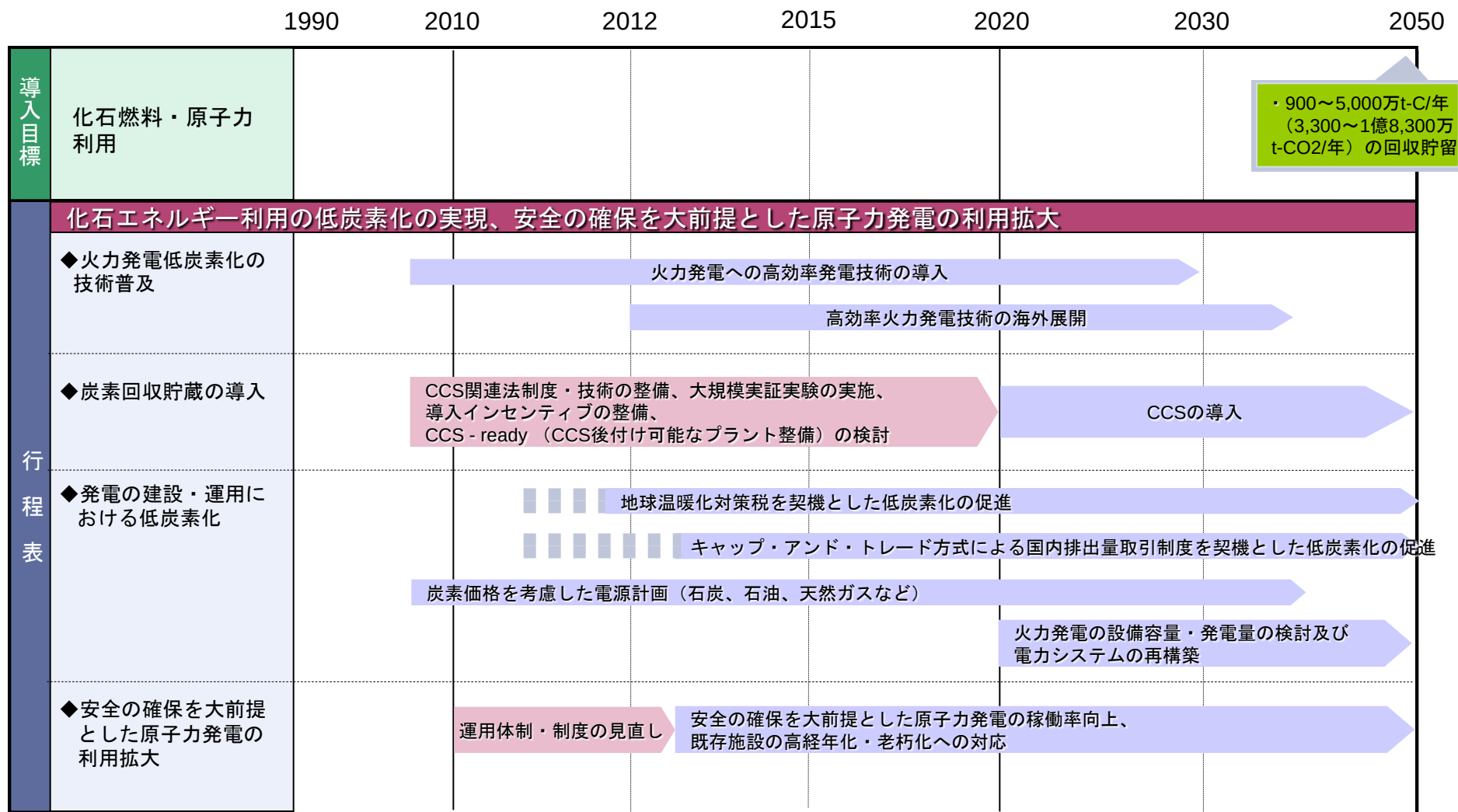
* 2011年度から実施される地球温暖化対策税による税収等を活用し、上記の取組支援を強化。

温室効果ガス排出量を削減するための対策を推進するための施策

左記の施策を導入するために予め行っておくべき施策

エネルギー供給 ～ロードマップ（化石燃料・原子力利用）～

平成21年度
とりまとめ



・ 900～5,000万t-C/年
（3,300～1億8,300万
t-CO₂/年）の回収貯留

*2011年度から実施される地球温暖化対策税による税收等を活用し、上記の取組支援を強化。

温室効果ガス排出量を削減するための対策を推進するための施策

左記の施策を導入するために予め行っておくべき施策

今年度のエネルギー供給WGにおける検討の俯瞰図

- 昨年度作成したロードマップで掲げた施策を進めるに当たり、今年度のエネルギー供給WGでは、以下の事項に焦点を当てて検討を行うこととした。特に、経営的視点からの検討では、「地域における再生可能エネルギービジネス検討作業部会」（以下「地域ビジネスTF」という。）をWGの下に立ち上げ、集中的な検討を行ったところ。

	再生可能エネルギー			化石燃料	原子力
	電力	熱	燃料		
再生可能エネルギーの普及基盤を確立するための支援	固定価格買取制度	グリーン熱証書	バイオ燃料のクレジット化	地域ビジネスTF対応	
	導入検討義務化、導入義務化				
	再生可能エネ事業の金融リスク・負担の軽減、関連情報整備等				
	地域の特性を活かした再生可能エネルギーの導入				
再生可能エネルギーの普及段階に応じた社会システムの変革のための施策	社会的受容性・認知度向上				
	関連法規の見直し等				
次世代のエネルギー供給インフラの整備の推進	次世代送配電ネットワークの検討	バイオ燃料供給インフラ整備	ガス供給インフラ整備（水素供給インフラ整備）		
	優先接続、優先給電				
	熱融通、電熱融通				
	デカップリング制度				
化石エネルギー利用の低炭素化の実現、安全確保を大前提とした原子力発電の利用拡大				高効率発電技術導入・海外展開	稼働率向上
				天然ガスシフト	高経年化・老朽化対応

重点的に検討を行った事項

検討を行った事項

今後検討が必要な事項

欧州を中心とした再生可能エネルギーの普及拡大を目指したシナリオ

- 欧州を中心に、2050年に向けて再生可能エネルギーの普及拡大を目指す野心的なシナリオが発表されている。
- 下記のシナリオを取り上げ、再生可能エネルギー導入拡大時のエネルギー供給の姿、経済効果、必要な政策支援について概略をまとめた。

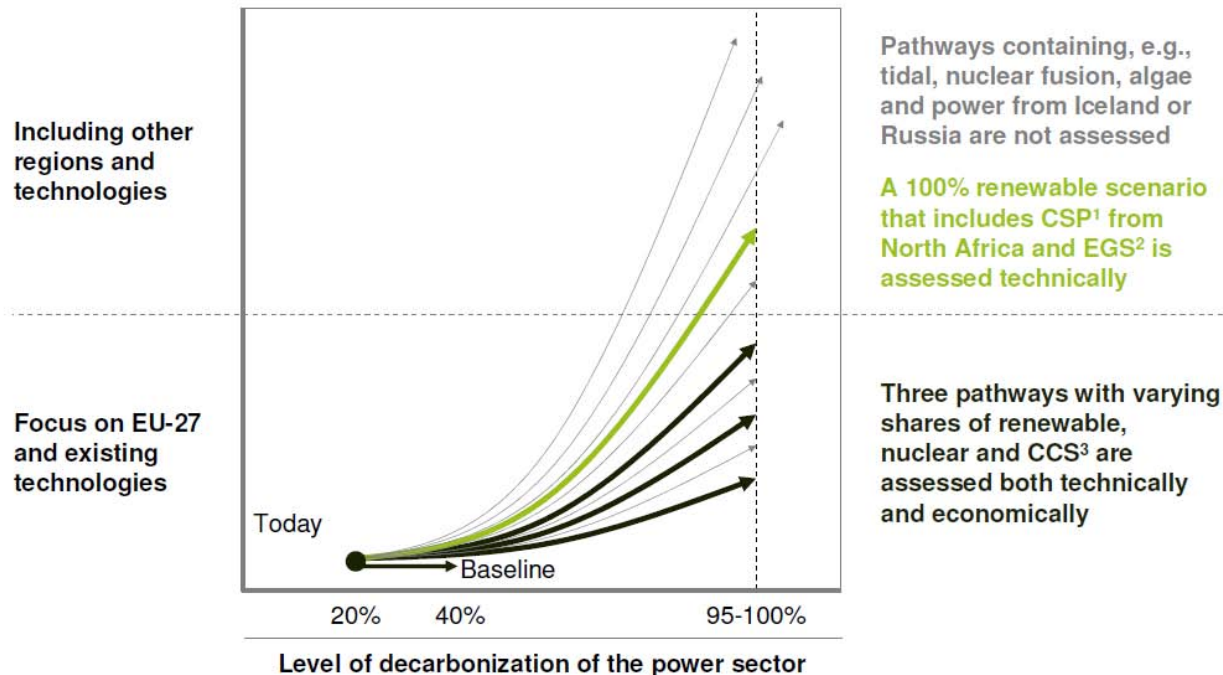
	機関	レポート名	概要
①	European Climate Foundation (欧州気候基金)	Roadmap 2050: a practical guide to a prosperous, low carbon Europe (2010年4月)	欧州と北アフリカとの連携により、欧州における電力供給の40%、60%、80%、100%を再生可能エネルギーで賄うシナリオを検討。 再生可能比率40%、60%、80%の3ケースをベースに検討しつつ、域外連携による100%シナリオも扱っている。
②	ドイツ連邦環境庁	Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen (100% renewable electricity supply by 2050) (2010年7月)	ドイツ国内において、2050年に100%再生可能エネルギーによる電力供給の実現可能性を主張。
③	EREC (欧州再生可能エネルギー協議会)	ReThinking 2050: A 100% Renewable Energy Vision for the European Union (2010年4月)	欧州全体で、2050年に最終エネルギー消費のほとんどを再生可能エネルギーで賄うビジョンを提示。
④	Greenpeace International	Energy [R]evolution: A Sustainable World Energy Outlook (2010年6月)	世界全体で再生可能エネルギーの導入量を大幅増加させる必要性を提言。

①European Climate Foundation “Roadmap 2050” <1>

- 検討機関: European Climate Foundation (欧州気候基金)※
- 対象地域: 欧州全域
- 概要: 欧州連合の「2050年に温室効果ガス排出量を1990年比80%削減」の目標への道筋を、バックキャストिंगによって分析。下図のように、CCSの活用を含めた様々なパスをイメージしつつ、発電部門の再生可能エネルギー比率40%、60%、80%の3シナリオをベースに検証。
- 技術等: 2050年までに発電部門のほぼ完全な脱炭素化が必要と主張。再生可能エネルギー比率100%のためには、80%ケースに加え、北アフリカからの太陽熱発電電力15%の輸入と、5%のEGS(Enhanced Geothermal System: 深部地熱利用)導入が必要。ただし、80%達成までの必要コスト以上に、追加の20%達成にはコストがかかるとされている。

※欧州のGHG排出量を大幅に削減するため、気候・エネルギー政策を開発・実施。気候変動緩和に向けた欧州のリーダーシップを支援

シナリオ別の電力部門における脱炭素化のレベルとその方策イメージ



①European Climate Foundation “Roadmap 2050” <2>

■ シナリオごとの再生可能エネルギー、原子力、化石燃料の構成推移をみると、再生可能エネルギー40%のシナリオの場合、原子力発電の大幅な新規増設が必要とされている。

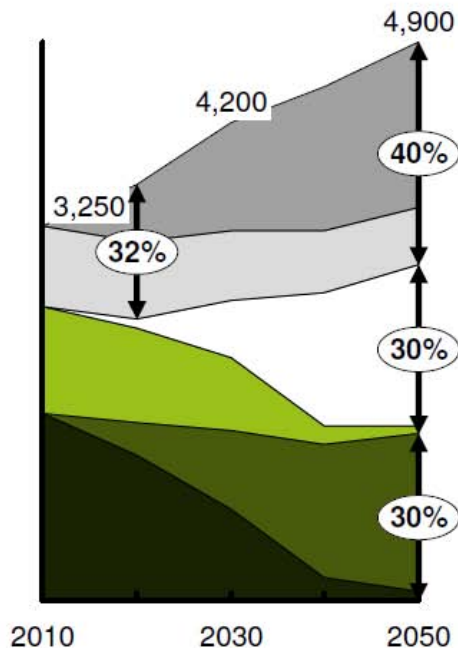
シナリオ別の電源構成の推移(発電電力量ベース)

Evolution of production shares in the decarbonized pathways

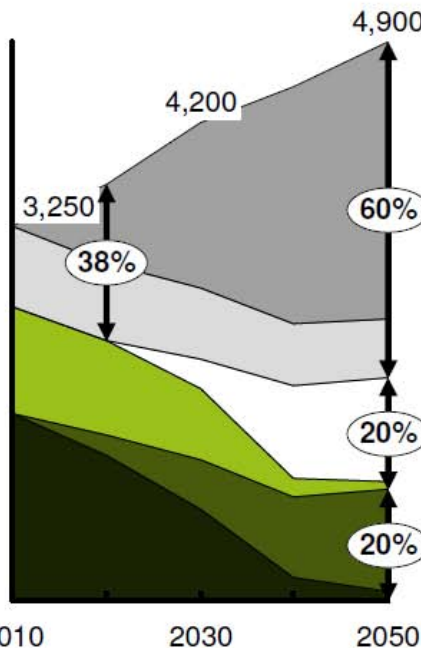
Power supply development by technology, based on forecasted power demand, TWh

RES new build Nuclear new build Fossil new build
RES existing¹ Nuclear existing¹ Fossil existing¹

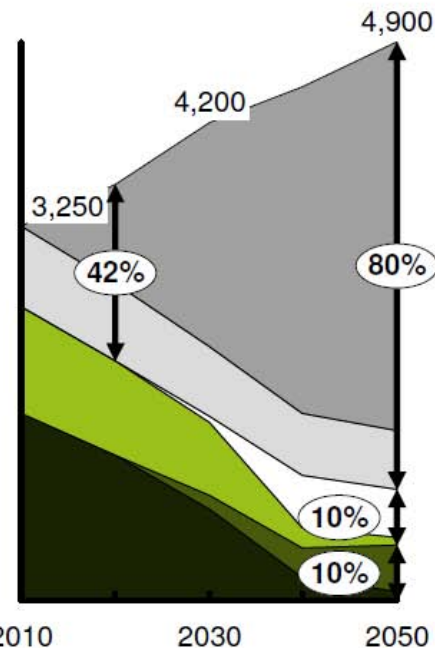
40% RES pathway



60% RES pathway



80% RES pathway



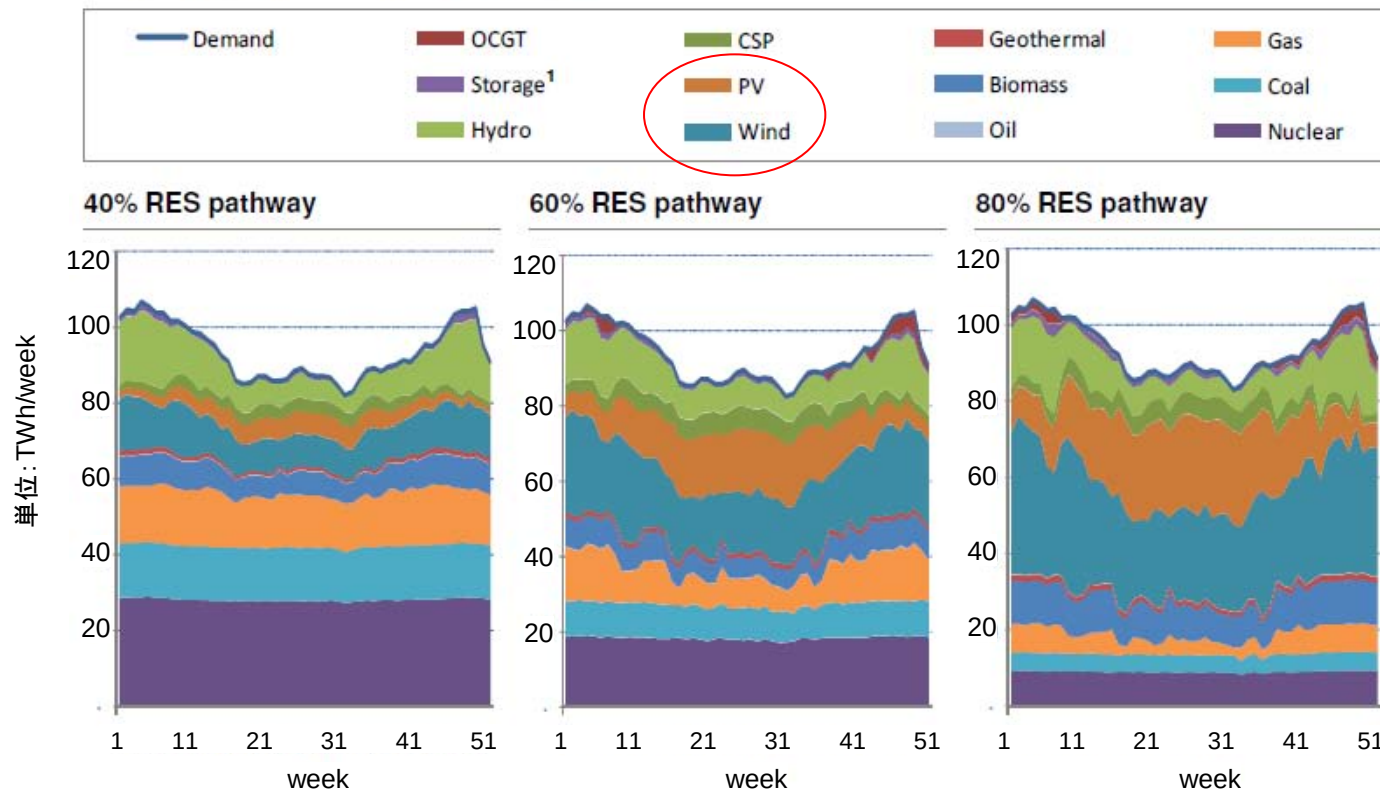
①European Climate Foundation “Roadmap 2050” <3>

- シナリオ毎の、年間の発電電力量の推移をみると、80%シナリオであっても、欧州全域では太陽光発電と風力発電が季節変動を相殺し、両者を併せた発電電力量には大きな変動がないとしている。

シナリオ別の発電電力量の年間変動

A combination of solar and wind is more stable than wind alone

Yearly energy balance, 20% DR, TWh per week



①European Climate Foundation “Roadmap 2050” <4>

■ **経済効果:** 省エネ対策(建物の断熱など)、及び新技術の導入(ヒートポンプ、電気自動車、水素燃料電池、発電と送電への設備投資など)により新規雇用の創出が見込まれる。2020年までの新規雇用件数は、300,000～500,000件(推定値)。2010年～2050年には石油、石炭、ガス需要が、ベースラインと比較して60～75%まで減少する可能性がある。

ロードマップに基づくエネルギー関連の雇用件数の推移

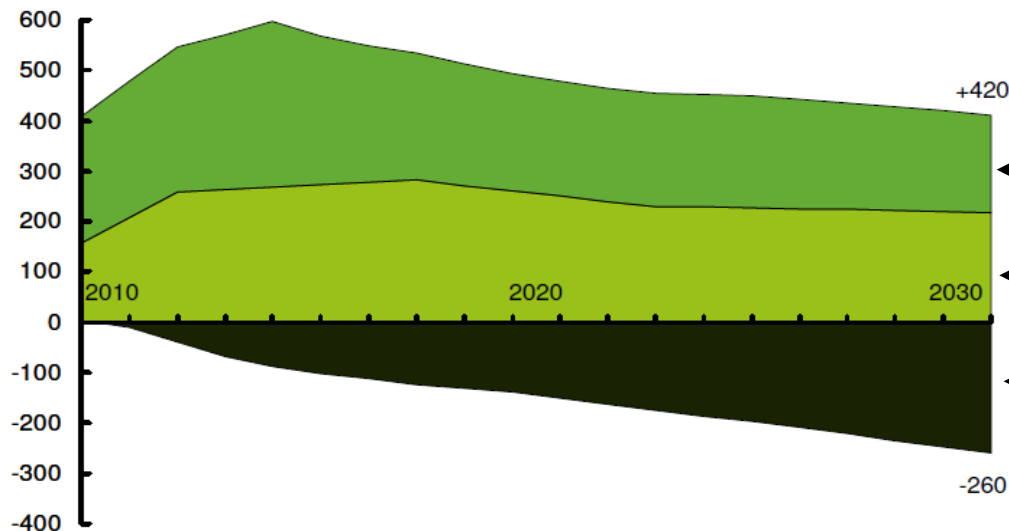
(化石燃料サプライチェーンにおける雇用の減少は、再生可能エネルギーや省エネ関連の雇用で埋め合わせることが可能。)

The reduction of employment in the fossil fuel supply chain is more than compensated by employment in RES and efficiency

Job variations in the decarbonized pathways
Difference from the baseline, in '000s

- Jobs for additional power capacity (RES+grid)
- Jobs linked to efficiency and fuel shift investment
- Jobs in coal, petroleum, gas and oil supply chain

[単位: 千人]



← 再生可能エネルギーとグリッド
における雇用増加

← 省エネと燃料転換投資に関連する雇用増加

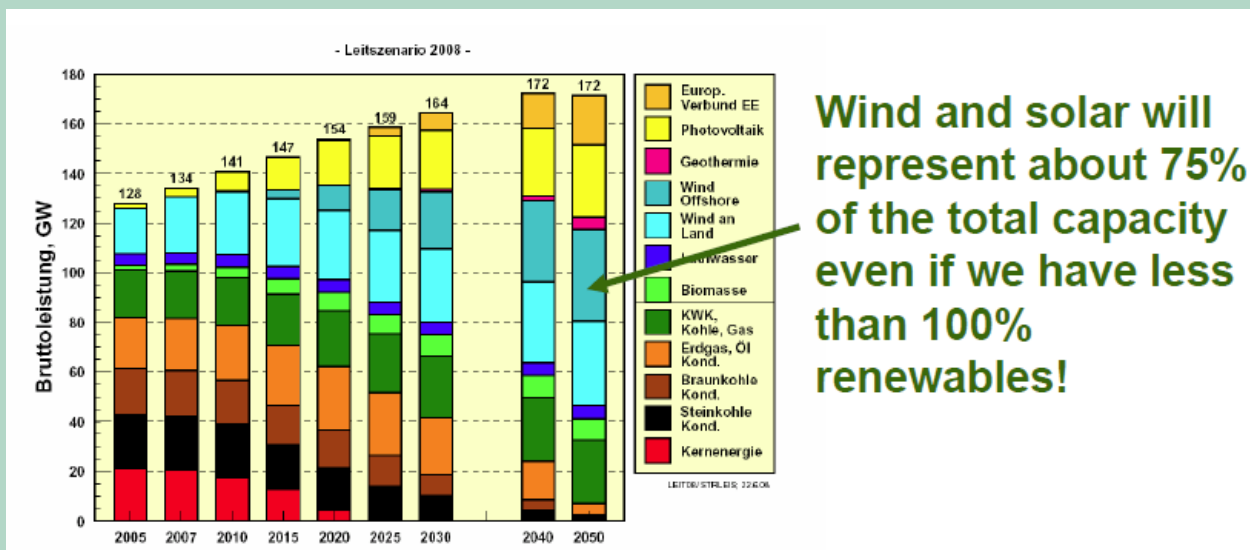
← 石炭、石油、ガス、石油サプライチェーン
における雇用減少

Note: Efficiency and fuel shift investment includes all efficiency levers from McKinsey cost curves (excluding what already in the baseline), further penetration of heat pumps in residential and industry and the slow penetration of EVs

②100% renewable electricity supply by 2050

- 検討機関: ドイツ連邦環境庁(UBA)
- 対象地域: ドイツ国内
- 概要: 「地域のネットワーク」を中心としたシナリオに基づき、100%再生可能エネルギーによる電力供給の実現可能性を主張。(地域ネットワークシナリオ、全世界での技術採用シナリオ、地域のエネルギー自給自足シナリオの3種のシナリオを設定。)
- 技術等: 再生可能エネルギー導入の拡大、ネットワークとエネルギー貯蔵システムの拡大、省エネ向上、建物の断熱効率改善、電力負荷調整
- 政策等: 中期目標を設定することが重要(特に、2020年以降の目標)。
2050年の目標達成には、政策支援を早期に措置することが重要。

電源構成に占める再生可能エネルギーの割合



※上図はドイツ諮問委員会資料(2009年10月)から抜粋した、本研究のパイロットスタディ(Nitsch, J. (2008))の結果
URL: http://www.eeac-net.org/conferences/seventeen/Presentations/Friday/Hohmeyer_100_Percent_Renewables.pdf

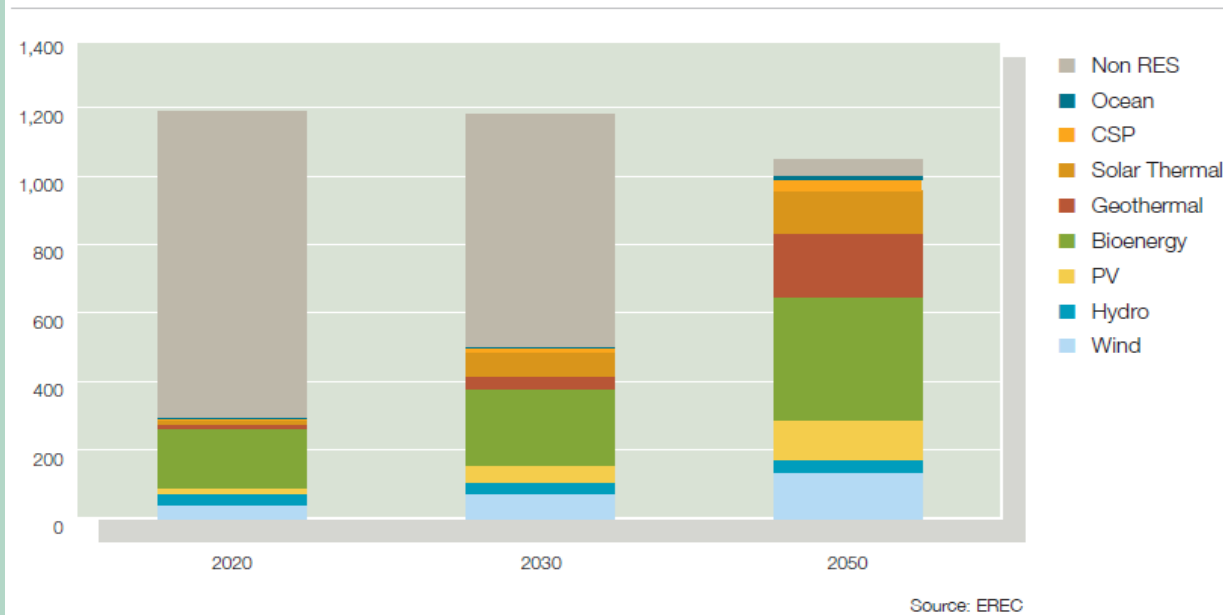
③RE-thinking 2050: A 100% Renewable Energy Vision for EU

- 検討機関: 欧州再生可能エネルギー協議会 (EREC) ※
- 対象地域: 欧州全域
- 概要: 欧州全体で、2050年に最終エネルギー消費のほとんどを再生可能エネルギーで賄うビジョンを提示。
- 技術等: 電力(陸上・洋上風力、水力、PV、CSP、バイオマス、地熱、海洋エネルギーを利用)
暖房・冷房(太陽熱、地熱、バイオマスを利用)、運輸(バイオマスを利用)
- 経済効果: 2050年までの再生可能エネルギーへの総投資額は28,000億ユーロ。2050年の再生可能エネルギーセクターにおける雇用総人数は610万人程度(2009年には約55万人)。

※2000年設立。欧州再生可能エネルギー産業、貿易、研究機関の傘下にある組織。複数の非営利組織と連邦組織から構成。年間売上は700億ユーロ、従業員数は約550,000人。

エネルギーの最終消費量における各種再生可能エネルギーの割合 (Mtoe)

Figure 13 Contribution of Renewable Energy Technologies to Final Energy Consumption (Mtoe)



④Energy [R]evolution: A Sustainable World Energy Outlook <1>

■ 検討機関: Greenpeace International※

■ 対象地域: 全世界

■ 概要: 主要5原則(エネルギーシステムの分散化による再生可能エネルギーを用いた解決策、自然界の限界を尊重、持続不可能なエネルギー利用を段階的に廃止、資源活用における更なる公平性、化石燃料利用に依存しない経済成長)を掲げ、世界全体で再生可能エネルギーの導入量を大幅増加させる必要性を提言。

■ 技術等: 電気効率化に向け潜在的技術の駆使。地域の風力、太陽エネルギー、地熱を利用した分散型エネルギーシステムへの変換。コジェネ、省エネ型公共交通システム、自動車・トラック等の導入。

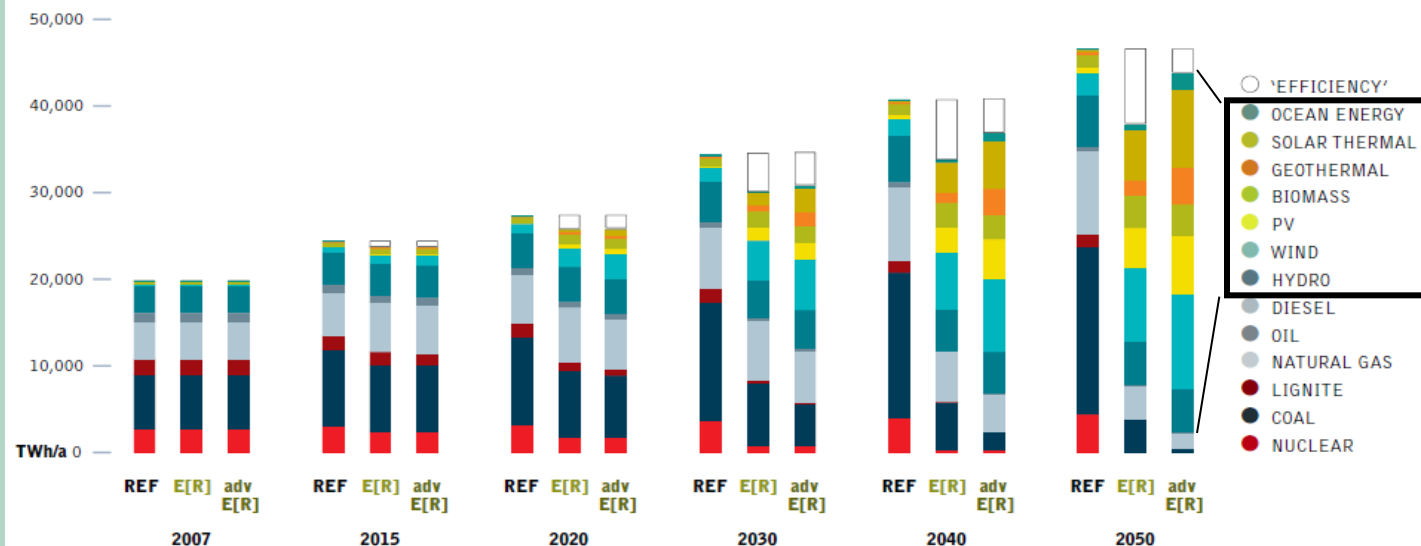
■ 経済効果: 2007-2030年のEnergy [R]evolutionシナリオにおける年間平均投資額は、約7,820億USD。再生可能エネルギー導入による2030年までの節約総額は、約6.5兆USD(年間2,820億USD)。シナリオに基づく再生可能エネルギーセクターの新規雇用人数は、2020年までに800万件、2030年までに850万件。

※国際的な非営利環境保護団体(NPO)。オランダのアムステルダムに本部を置き、世界41ヶ国に支部を持つ。世界中のサポーターは約290万人、有給専従職員数は約1,000人。

世界における3つのシナリオに基づいた発電電力量の推移(2007-2050)

figure 6.6: global: development of electricity generation structure under 3 scenarios

(REFERENCE, ENERGY [R]EVOLUTION AND ADVANCED ENERGY [R]EVOLUTION) ["EFFICIENCY" = REDUCTION COMPARED TO THE REFERENCE SCENARIO]



※シナリオは、リファレンス(REF)、Energy [R]evolutionシナリオ(E[R])、3. 上級シナリオ(advE[R])、の3つ。

2. 再生可能エネルギーの導入見込量

再生可能エネルギーの導入見込量と買取価格の想定(1/2)

- 2020年における導入見込量と支援レベルの設定は以下の考え方をを用いた。

2009年度に環境省において実施した「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」等の結果を用いて、各再生可能エネルギーの導入ポテンシャルについて整理した。

再生可能エネルギーの導入コストは、地理的な条件（風力発電であれば風速など、地熱発電であれば熱密度など）などによって導入地点ごとに異なる。経済的支援策の基礎データとして、導入ポテンシャルと導入コストの関係を整理し、導入ポテンシャル全体における導入地点ごとの単価を推計する作業等を行った。

導入ポテンシャルを考慮しつつ、「地球温暖化対策に係る中長期ロードマップ全体検討会」（環境省，2009）で提示されたAIM日本技術モデルの導入目標を導入見込量とした。その上で、当該導入見込量に達するまでの全ての地点における20年間のIRRが8%以上となるよう支援策を想定した（太陽光発電と太陽熱利用は投資回収年数により評価）。

- 次のスライドに、再生可能エネルギーの種類毎の考え方を示す。

再生可能エネルギーの導入見込量と買取価格の想定(2/2)

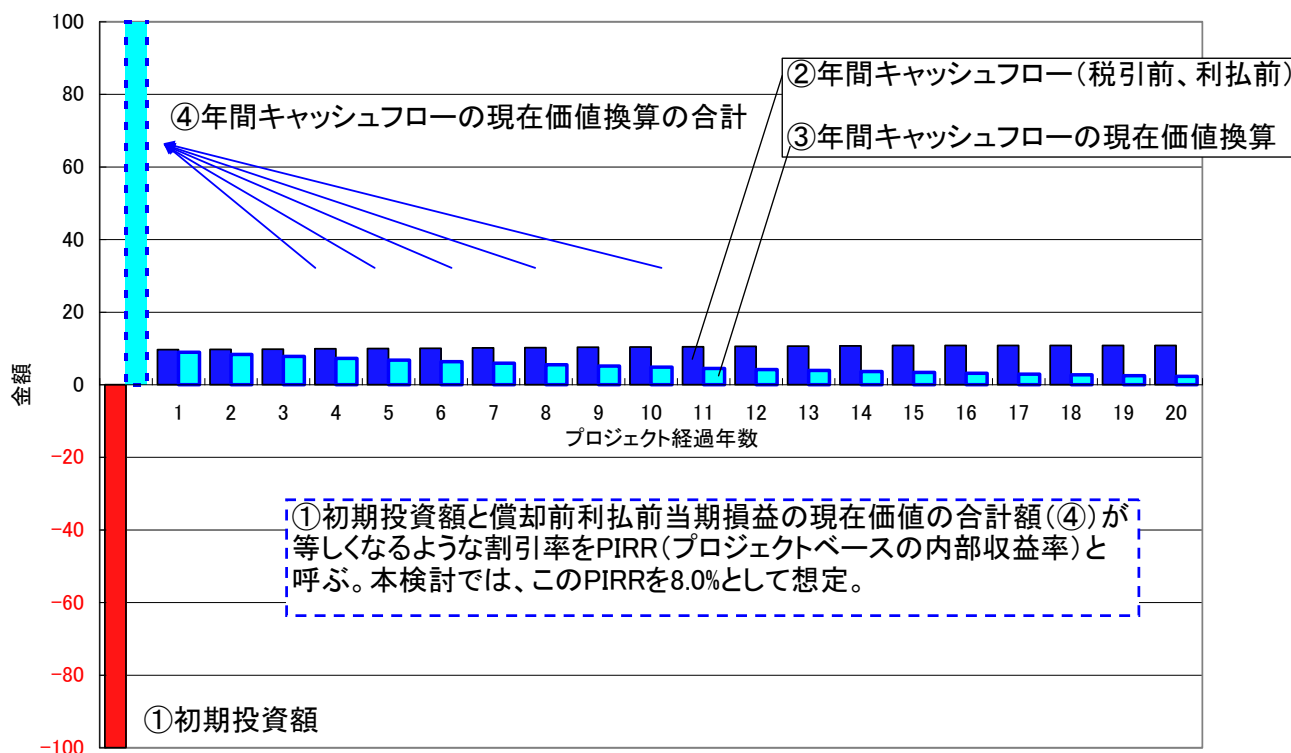
太陽光発電	■ ▲15%ケースでは、民間の住宅・非住宅分野では投資回収年数が10年となる価格での固定価格買取制度。公共部門で民間と同程度の規模の設置となるような施策の実施。 ■ ▲20%及び▲25%ケースでは、買取価格を引き上げ、投資回収年数を約9年、約8年とした場合の導入量。 ■ 生産量が拡大することで価格が低減する習熟効果を見込んでおり、買取価格は毎年度見直すことを想定。
風力発電 (陸上・洋上)	■ 導入見込量は、風力発電協会のシナリオを参考に、1,131万kWに設定。 ■ この導入見込量すべてでIRR8%が確保される20年全量買取の買取価格を算出した。風車コストの低減を見込み(※)、買取価格は毎年度見直すことを想定。
中小水力発電	■ 導入目標を達成するまでの地点でIRRが8%となる価格での固定価格買取制度を想定。 ■ 目標レベルに応じて3ケースの買取価格を設定した。
地熱発電	■ 導入目標を達成するまでの地点全てでIRR8%以上となる買取価格は他の電源と比較して高くなる(約43円/kWh)ため、買取価格を20円/kWhに抑えた上で、IRRが8%を下回る地点では調査及び開発に係る費用の一定割合を補助することを想定。
太陽熱利用	■ ▲15%ケース及び▲20%ケースでは、投資回収年数15年(耐用年数並み)となる支援策を、▲25%ケースでは同10年となる支援策を想定し、投資回収年数受容曲線により導入量を推計。 ■ 同時に、経済面以外の課題解決も図られるとした。
バイオマス発電	■ 導入目標を達成するまでの地点でIRRが8%となる価格での固定価格買取制度を想定。
バイオマス熱利用	■ 導入目標を達成するまでの地点でIRRが8%となる価格でのグリーン熱証書制度の導入が実現するものと想定。

※陸上風力は、導入地点側の制限によりコストが高くなる可能性もある点に留意が必要である。

買取価格の設定根拠となる投資判断基準

■ 投資判断の基準としてのIRR8%は、以下に基づく考えにより採用した。太陽光発電の場合、投資回収年数を10年とすると、概ねIRRとしては8%程度となる。

- 国交省によると、日本におけるPFI(プライベート・ファイナンス・イニシアティブ)事業の事業採算性の目安として、Equity IRR(EIRR)で10%程度というものが目安として示されている。
- 例えば、風力発電導入案件を想定して「DSCR:1.3、金利:4%、借入期間:15年」という条件でプロジェクトファイナンスを組んだ場合、EIRR=10%を確保するためには、Project IRR(PIRR)で8.0%が必要となる。
- よって、再生可能エネルギー導入プロジェクトの投資判断の基準として、PIRR=8.0%を用いることとする。なお、PIRR=8.0%は必要条件ではあるが、プロジェクトファイナンスの組み方次第でEIRRは変わり得る。



再生可能エネルギー全体の導入見込量

■ 2020年における各ケースの導入見込量と、最新実績からの増加分は以下のとおり。

		直近年※	2020年					
			△15%		△20%		△25%	
			導入量	うち増分	導入量	うち増分	導入量	うち増分
太陽光発電	万kW	263	3,500	3,237	4,200	3,937	5,000	4,737
	万kl	64	855	791	1,026	962	1,222	1,157
風力発電(陸上)	万kW	219	1,110	891	1,110	891	1,110	891
	万kl	89	452	363	452	363	452	363
風力発電(着床)	万kW	0	20	20	20	20	20	20
	万kl	0	12	12	12	12	12	12
風力発電(浮体)	万kW	0	1	1	1	1	1	1
	万kl	0	1	1	1	1	1	1
大規模水力発電	万kW	1,118	1,244	126	1,244	126	1,244	126
	万kl	546	713	167	713	167	713	167
中小水力発電	万kW	955	1,077	122	1,292	337	1,512	557
	万kl	1,079	1,232	154	1,504	425	1,782	703
地熱発電 (温泉発電含む)	万kW	53	171	118	171	118	171	118
	万kl	76	244	168	244	168	244	168
バイオマス発電	万kW	409	761	352	761	352	761	352
	万kl	462	860	398	860	398	860	398
太陽熱利用	万kl	55	80	25	131	76	178	123
バイオマス熱利用	万kl	470	757	287	757	287	887	417
合計	万kl	2,841	5,206	2,365	5,700	2,859	6,350	3,509

※太陽光、風力、大規模水力、中小水力、地熱は2009年度(大規模水力は推定)、太陽熱は2007年度、バイオマス発電及びバイオマス熱利用は2005年度のデータ

再生可能エネルギー全体の導入見込量

■ 2030年及び2050年の各ケースの導入見込量と、最新実績からの増加分は以下のとおり。

		直近年※	2030年						2050年			
			下位		中位		上位		A		B	
			導入量	うち増分	導入量	うち増分	導入量	うち増分	導入量	うち増分	導入量	うち増分
太陽光発電	万kW	263	9,060	8,797	9,527	9,264	10,060	9,797	17,300	17,037	20,180	19,917
	万kl	64	2,214	2,149	2,328	2,263	2,458	2,394	4,227	4,163	4,931	4,866
風力発電(陸上)	万kW	219	2,150	1,931	2,150	1,931	2,150	1,931	2,600	2,381	2,600	2,381
	万kl	89	876	786	876	786	876	786	1,059	970	1,059	970
風力発電(着床)	万kW	0	270	270	270	270	270	270	750	750	750	750
	万kl	0	165	165	165	165	165	165	458	458	458	458
風力発電(浮体)	万kW	0	280	280	280	280	280	280	1,650	1,650	1,650	1,650
	万kl	0	171	171	171	171	171	171	1,008	1,008	1,008	1,008
大規模水力発電	万kW	1,118	1,244	126	1,244	126	1,244	126	1,244	126	1,244	126
	万kl	546	713	167	713	167	713	167	713	167	713	167
中小水力発電	万kW	955	1,522	567	1,665	710	1,812	857	2,412	1,457	2,412	1,457
	万kl	1,079	1,794	715	1,975	896	2,160	1,081	2,918	1,839	2,918	1,839
地熱発電 (温泉発電含む)	万kW	53	234	181	234	181	234	181	361	308	361	308
	万kl	76	334	258	334	258	334	258	515	439	515	439
バイオマス発電	万kW	409	803	394	803	394	803	394	886	477	886	477
	万kl	462	907	445	907	445	907	445	1,002	540	1,002	540
太陽熱利用	万kl	55	137	82	251	196	282	227	490	435	490	435
バイオマス熱利用	万kl	470	787	317	787	317	887	417	1,687	1,217	2,587	2,117
合計	万kl	2,841	8,107	5,266	8,499	5,659	8,963	6,122	14,075	11,234	15,679	12,838

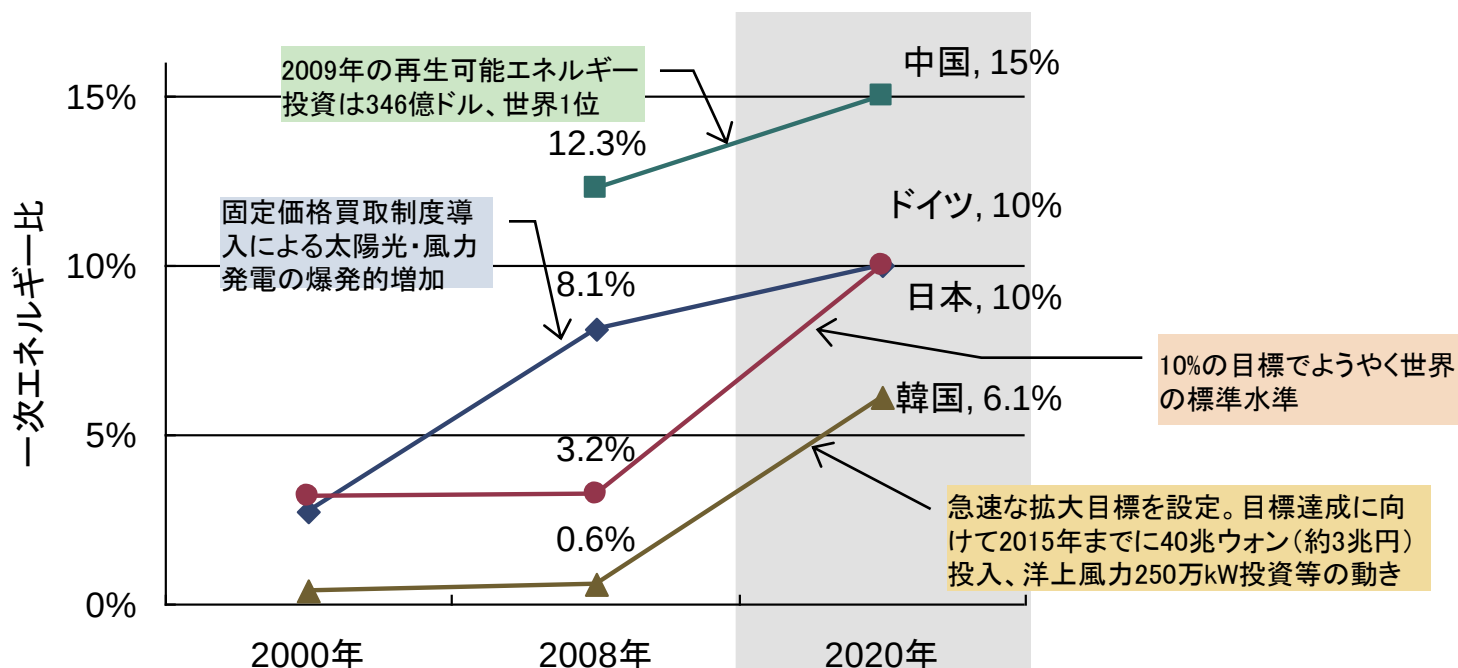
※太陽光、風力、大規模水力、中小水力、地熱は2009年度(大規模水力は推定)、太陽熱は2007年度、バイオマス発電及びバイオマス熱利用は2005年度のデータ

再生可能エネルギー導入目標の諸外国との比較①

- 我が国の再生可能エネルギー導入は近年停滞する一方、これまで再生可能エネルギー導入に積極的であった欧米に加え、中国・韓国でも大胆な目標が打ち出されている。
- 成長戦略や国際競争力維持の観点から、我が国でも導入拡大努力が必要。

各国の2020年の再生可能エネルギー導入目標

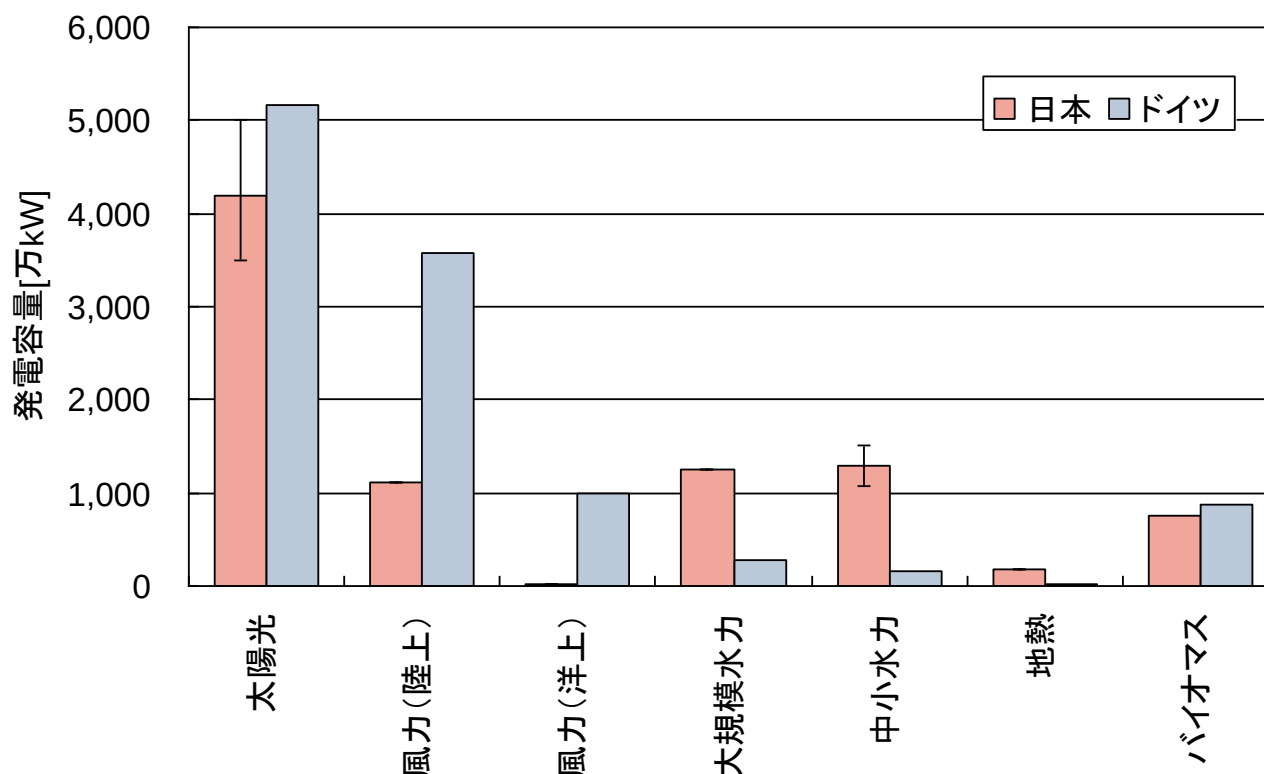
ドイツ	・再生可能電力法(EEG)等で、2020年に電力消費の30%、一次エネルギー供給の10%を再生可能エネルギーとする目標を設定。
中国	・2007年の「再生可能エネルギー中長期発展計画」で、2020年に一次エネルギー供給の15%を再生可能エネルギーとする目標を設定。
韓国	・2009年1月の「第3次新・再生可能エネルギー技術開発及び利用・普及に関する基本計画」で、再生可能エネルギーを2015年まで一次エネルギーの4.3%、2020年まで6.1%、2030年まで11.0%に引き上げる目標を設定。
日本	・2010年3月閣議決定の「地球温暖化対策基本法案」で、2020年に一次エネルギー供給の10%を再生可能エネルギーとする目標を設定。 ・2010年6月閣議決定の「エネルギー基本計画」でも同数値目標が掲げられた。



再生可能エネルギー導入目標の諸外国との比較②

- 我が国とエネルギー消費規模の近いドイツでは、太陽光発電や風力発電を中心とした再生可能電力の普及を計画している。

日本とドイツの2020年の再生可能電力の導入見込量



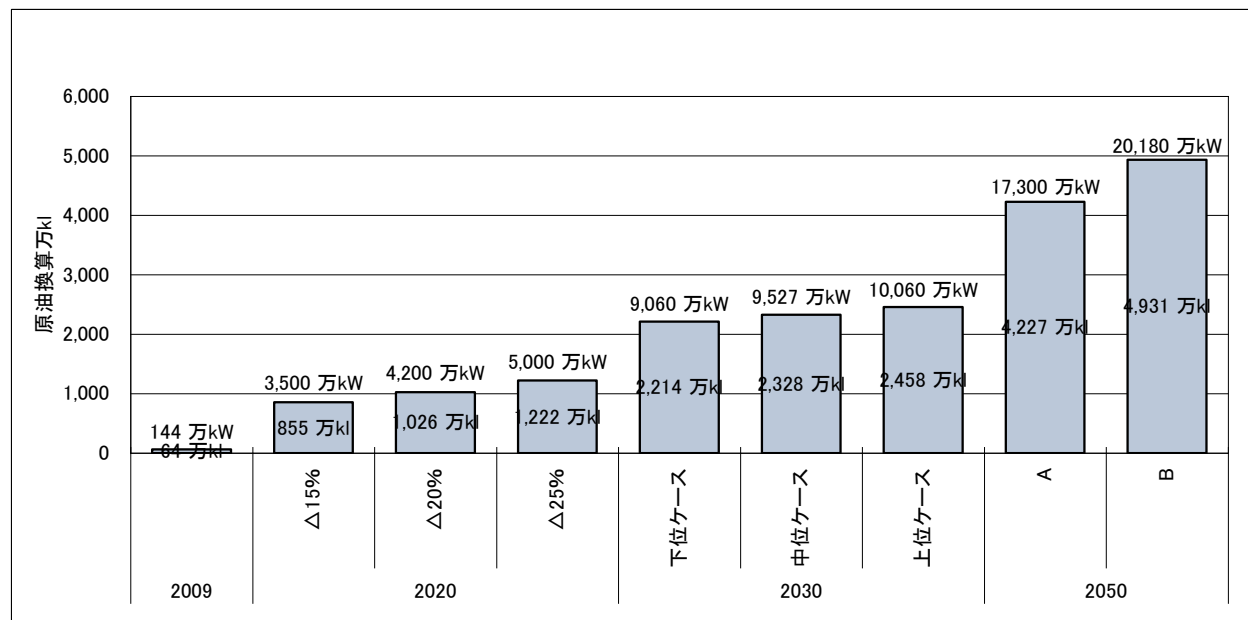
※日本の導入見込量は▲20%ケースをバーで示し、▲25%、▲15%を幅で示した。

※ドイツの普及見通しは、ドイツ連邦“Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen”(EU再生可能エネルギー指令に対応した国家再生可能エネルギー計画)(2010)より。

※日本の中小水力は3万kW以下のもの。ドイツの中小水力は1万kW以下のもの。

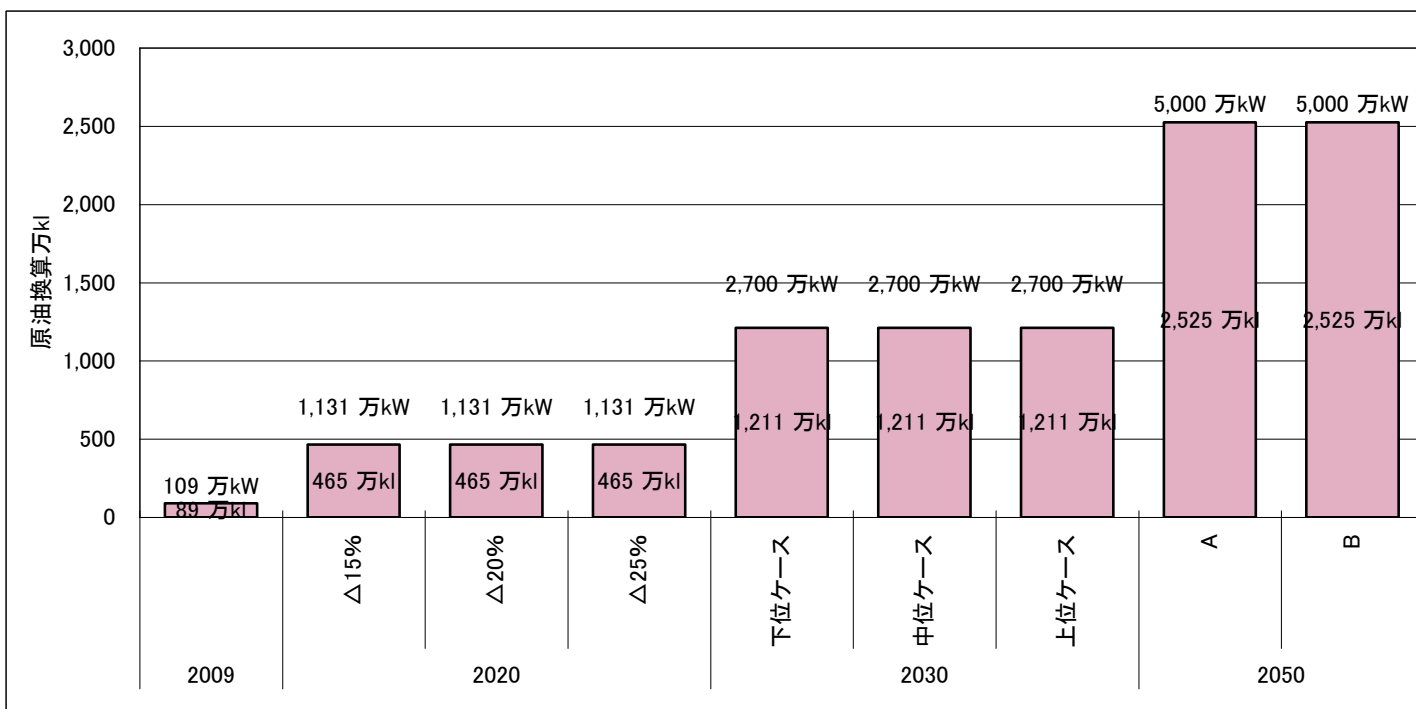
2050年までの太陽光発電の導入見込量

2020年	△15%ケースは、太陽光発電に対して投資回収年数が10年（維持費等を除けばIRR約8%に相当）となるような固定価格買取制度の導入や、公共における率先導入を前提に、太陽光発電の導入が進むと想定した。 △20%、△25%ケースは投資回収年数をそれぞれ9、8年と短縮する経済支援の上乗せを前提に、新築建物等への導入義務付けを想定した。
2030年	2020年の各ケースと、2050年の目標に到達するために必要と見込まれる導入量を踏まえつつ、3ケースを推計した。
2050年	「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」（環境省、2009年）によると、非住宅系建築物、低・未利用地の導入ポテンシャルは10,000～15,000万kW。総合エネルギー調査会・NEDO資料による住宅の導入ポテンシャル11,200万kWと併せれば、21,200～26,200万kW。 80%削減を目指すため、シナリオAでは新エネルギー部会(2000年)の物理限界量(17,300万kW)、シナリオBではNEDOの「PV2030+」で示されている値(20,180万kW)を採用した(導入ポテンシャルの7～8割に相当)。



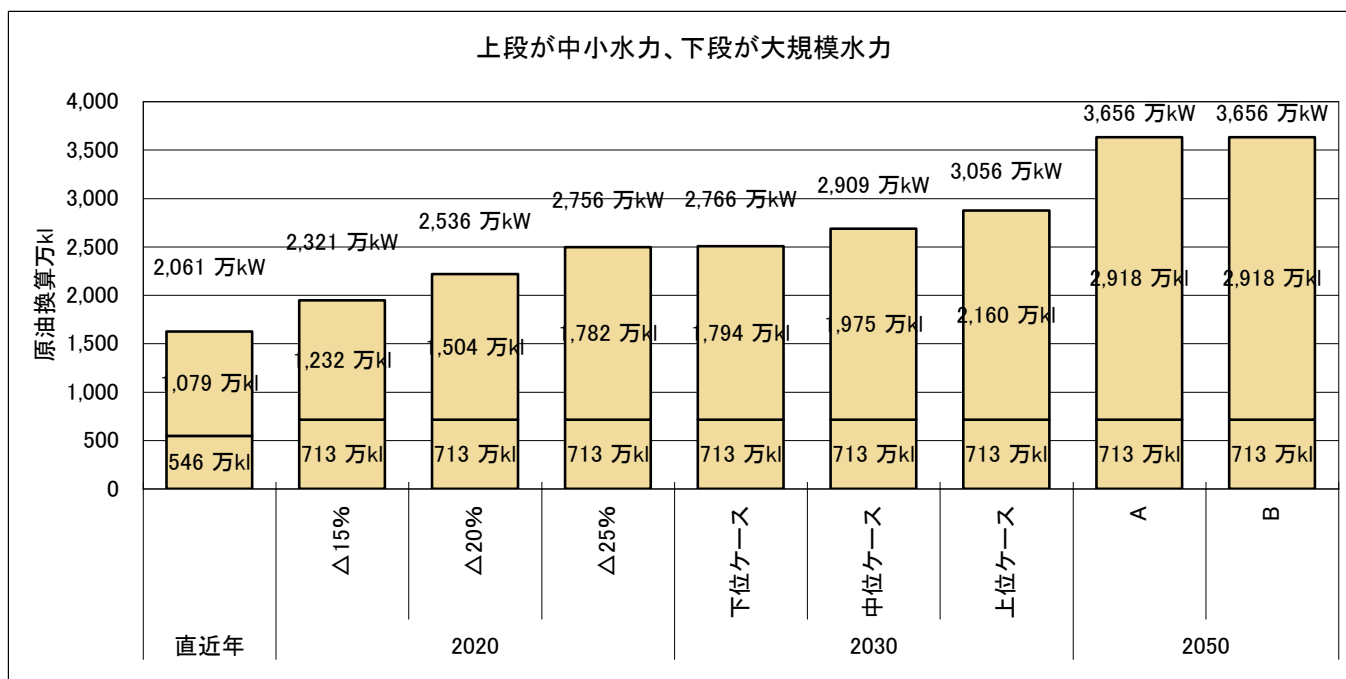
2050年までの風力発電の導入見込量

2020年	導入見込量は、風力発電協会のシナリオを参考に、陸上：1,110万kW、洋上着床式：20万kW、洋上浮体式：1万kWに設定。この導入見込量すべてでIRR8%が確保される20年間の全量買取の買取価格を推計。
2030年	2030年は、下位、中位及び上位ケースとも、日本風力発電協会の長期導入目標（2030年値）に基づいて設定した。
2050年	「2050年は日本風力発電協会が『2050年までに、風力発電による電力量供給比率を、日本の全需要電力量の10%以上とする』という目標に沿って設定した2,525万kW（＝5,000万kW）とした。



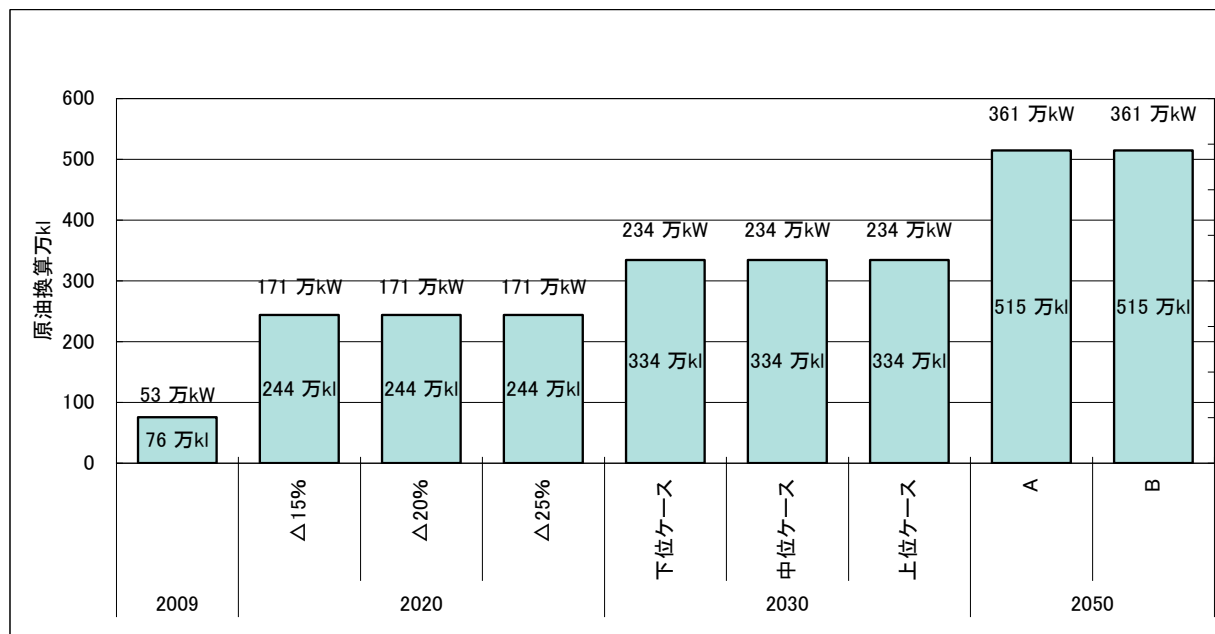
2050年までの水力発電の導入見込量

2020年	中小水力発電に対する固定価格買取制度の導入を前提に、買取価格を複数設定し、その買取価格で20年間のIRR8%が確保される範囲で導入が進むと想定した。
2030年	2020年の各ケースと、2050年の目標に到達するために必要と見込まれる導入量を踏まえつつ、3ケースを推計した。
2050年	「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」(環境省、2009年)によると、中小水力発電の導入ポテンシャルは80~1,500万kW。 80%削減を目指すため、3万kW以下の中小水力発電の導入ポテンシャル(1,500万kW)を全て顕在化させた場合を想定し、これと開発済みの実績を合わせた量とした。



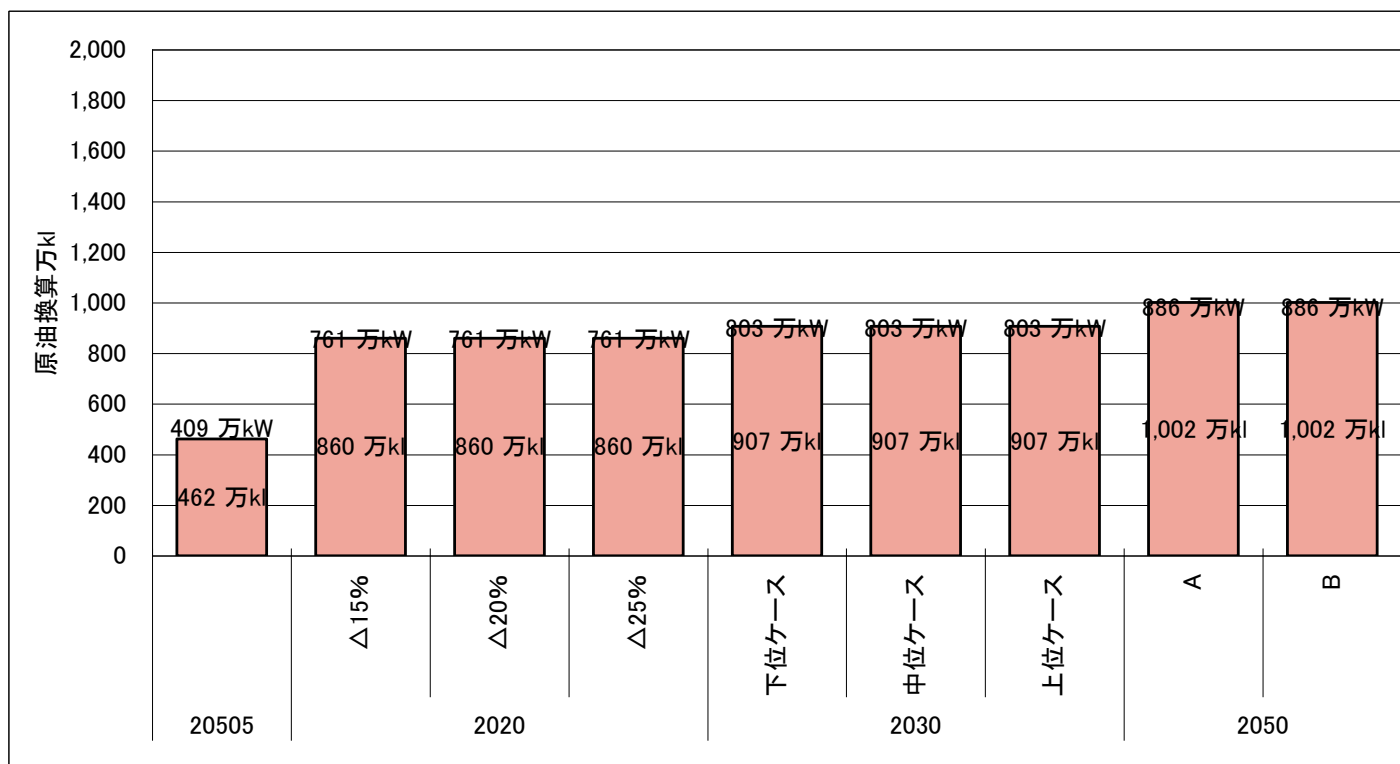
2050年までの地熱発電の導入見込量

2020年	地熱発電に対する固定価格買取制度の導入に加え、調査費及び生産井等の初期投資への補助制度を併用し、20年間のIRR8%が確保される範囲で導入が進む(追加導入量95万kW)と想定した。さらに、日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会のベストシナリオに従って温泉発電の導入(23万kW)が進むものとした。
2030年	2020年の各ケースと、2050年の目標に到達するために必要と見込まれる導入量を踏まえつつ、3ケースを推計した。
2050年	「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」(環境省、2009年)によると、地熱発電の導入ポテンシャルは150℃以上の温度区分で113~227万kW。 80%削減を目指すため、150℃以上の温度区分の導入ポテンシャルを全て顕在化させるとともに、温泉発電についてはベストシナリオの2050年値(134万kW)を採用した。



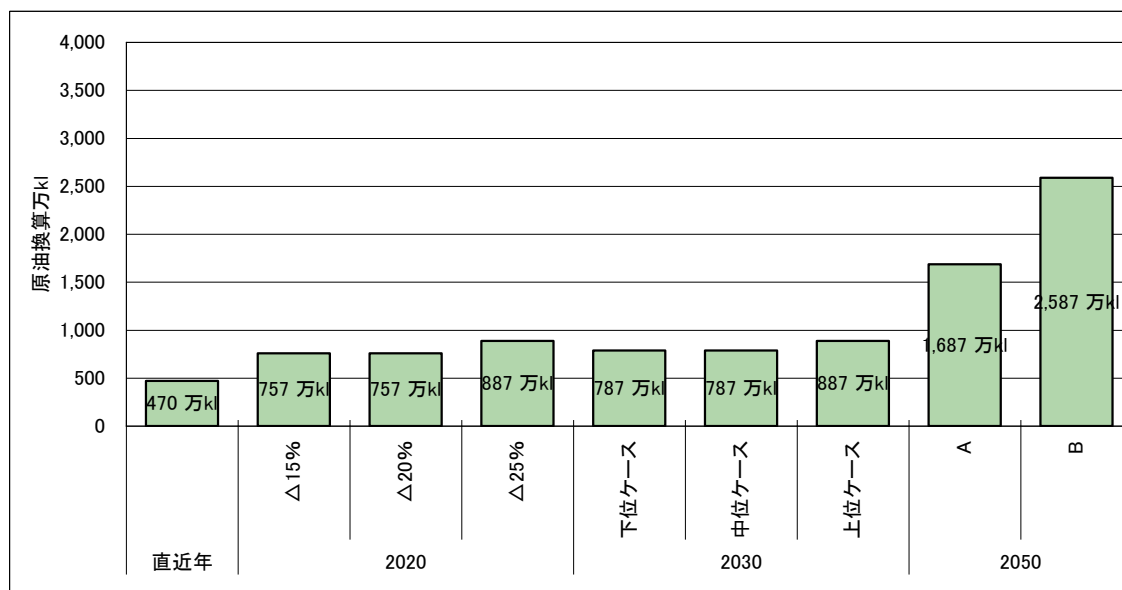
2050年までのバイオマス発電の導入見込量

2020年	導入見込量は、地球温暖化問題に関する閣僚委員会タスクフォース会合におけるAIM日本技術モデル等から、発電761万kW(=860万kL=バイオマス発電586+黒液・廃材等274万kL)に設定。
2030年	2020年の各ケースと、2050年の目標に到達するために必要と見込まれる導入量を踏まえつつ、3ケースを推計した。
2050年	将来の廃棄物発生量の想定から728万kL(313億kWh)と設定し、黒液・廃材等については2020年値横ばいとして設定した。



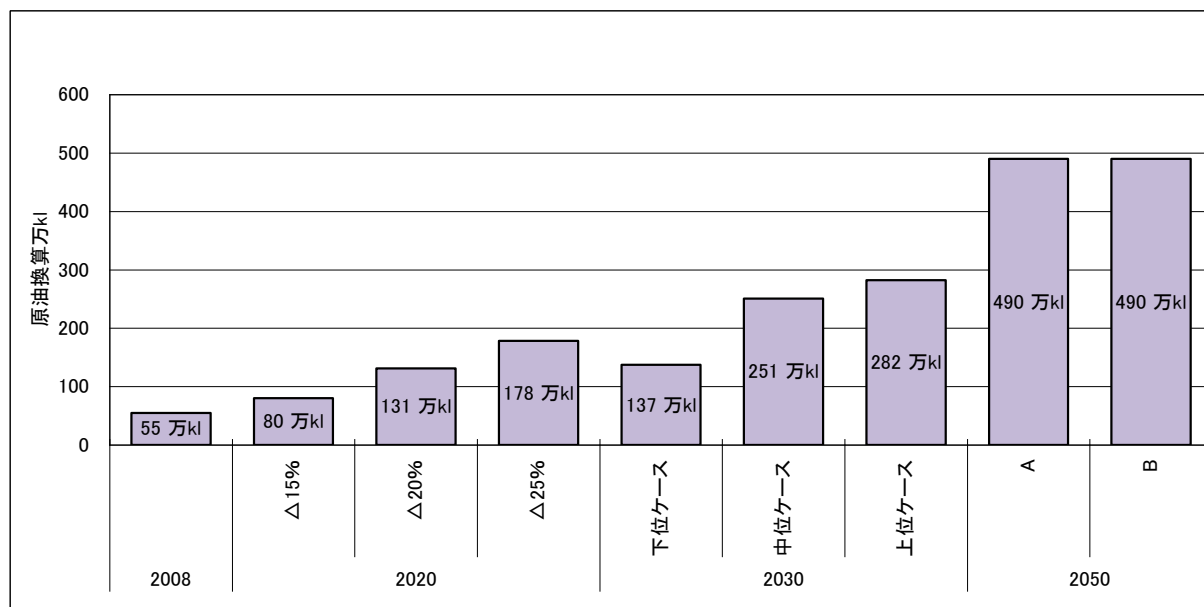
2050年までのバイオマス熱利用の導入見込量

2020年	△25%ケースの導入見込量は、地球温暖化問題に関する閣僚委員会タスクフォース会合におけるAIM日本技術モデル等から、熱利用(バイオ燃料含む)887万kLに設定。 内訳としては、ア)バイオマス熱利用のうちI)バイオ燃料は、自動車用燃料への混合率を向上させるなどして200万kL(内訳:国産50万kL、開発輸入50万kL、輸入100万kL)を、II)その他バイオマス熱利用は、AIM日本技術モデルにおける想定値である258万kL(京都議定書目標達成計画の2010年値横ばい)とし、イ)廃棄物熱利用は同じく201万kL、ウ)黒液・廃材等のうち熱利用分は同じく228万kLとした。△15%ケース及び△20%ケースでは、自動車WGの検討結果を踏まえ、バイオ燃料の導入見込量を70万klとした。
2030年	バイオ燃料は、自動車WGの検討結果を踏まえ、上位ケースは200万kL、中位及び下位ケースいずれについても100万kLとし、その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとした。
2050年	バイオ燃料は、2050年目標についてはその時点の需要量から推計して、Aケースでは1,000万kl、Bケースでは1,900万kLと設定。その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとした。



2050年までの太陽熱利用の導入見込量

2020年	△15%ケースは、2030年下位ケースで採用したソーラーエネルギー利用推進フォーラムの目標に向けての通過点として設定した。△20%ケースは太陽熱利用に対して投資回収年数が10年（維持費等を除けばIRR約8%に相当）、△25%ケースは15年（耐用年数に相当）となるような支援を行い、太陽熱利用を促進することを想定した。
2030年	下位ケースについては、ソーラーエネルギー利用推進フォーラムの目標（770万戸）を踏まえて設定した。他のケースは、2020年の各ケースと、2050年の目標に到達するために必要と見込まれる導入量を踏まえつつ推計した。
2050年	中核的温暖化対策技術検討会「平成18年度 民生・運輸部門における中核的対策技術 報告書」（2007年（平成19年）3月）によると、住宅における太陽熱利用ポテンシャルは約492万kL。80%削減を目指すため、本ポテンシャル相当量の導入（490万kL）を住宅中心に行う場合を想定した。



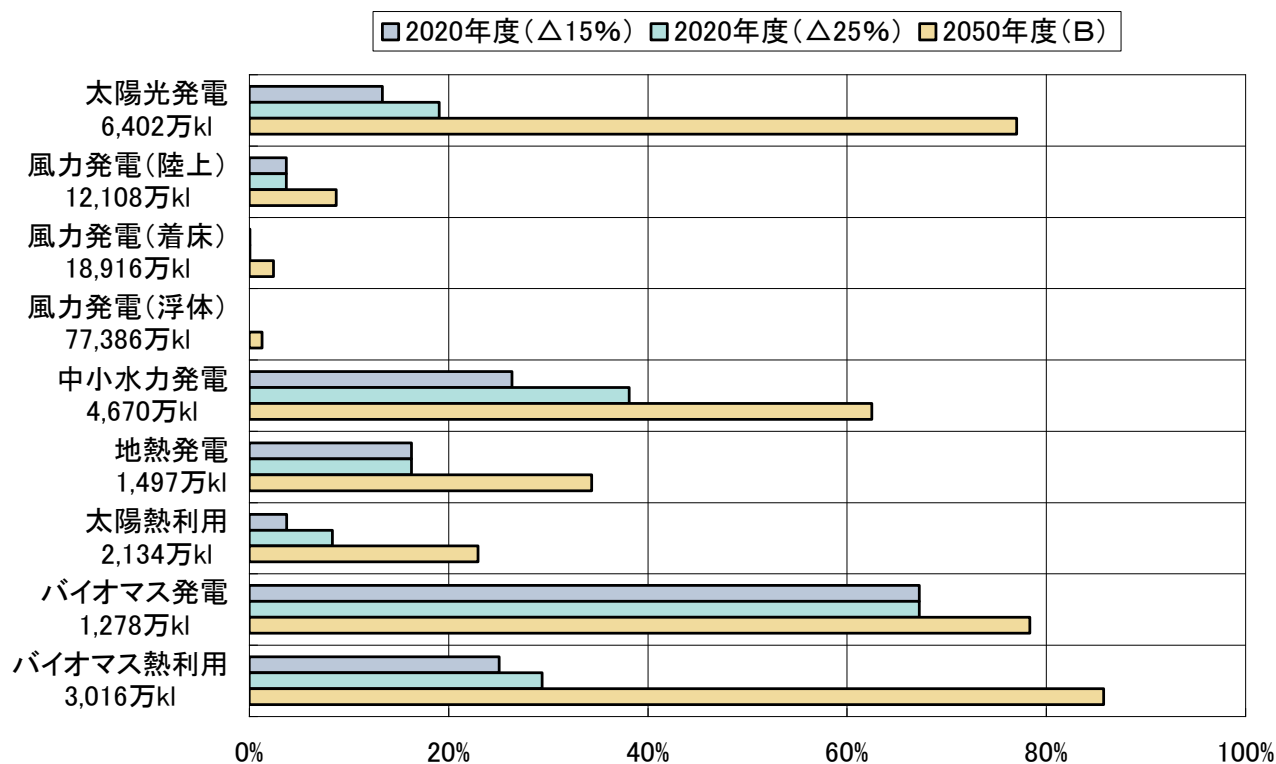
再生可能エネルギーのポテンシャル量の想定

太陽光発電	「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」(環境省、2009年)によると、非住宅系建築物、低・未利用地の導入ポテンシャルは10,000～15,000万kW。総合エネルギー調査会・NEDO資料による住宅の導入ポテンシャル11,200万kWと併せれば、21,200～26,200万kW。このうち26,200万kWを採用した。
風力発電	「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」(環境省、2009年)によると、陸上7,000～30,000万kW、着床式510～31,000万kW、浮体式5,600～130,000万kW。このうち、風速区分別シナリオのうち最もポテンシャル量の多いシナリオを採用した。
中小水力発電	「小水力発電の資源賦存量全国調査」(環境省、2008年)によると、賦存量算定結果は河川(集水路)について約2,500万kW、農業用水について約1,300万kWとなっている。この合計である3,800万kWを採用した。
地熱発電	「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」(環境省、2009年)によると、地熱発電の導入ポテンシャルは53℃以上の温度区分全てで110～980万kW。さらに温泉発電の導入ポテンシャルが36～72万kW。発電コストが48円/kWh未満を開発するシナリオの合計1,050万kWを採用した。
太陽熱利用	「第1回再生可能エネルギー等の熱利用に関する研究会」(経済産業省、2010年)における太陽熱ポテンシャル試算結果(1,716～2,134万kl)を採用した。
バイオマス発電・ バイオマス熱利用	農林水産省「我が国のバイオマス賦存量・利用率」にあるバイオマスの種類別の重量及び未利用率を元に推計した。

再生可能エネルギー導入量のポテンシャル量との比較

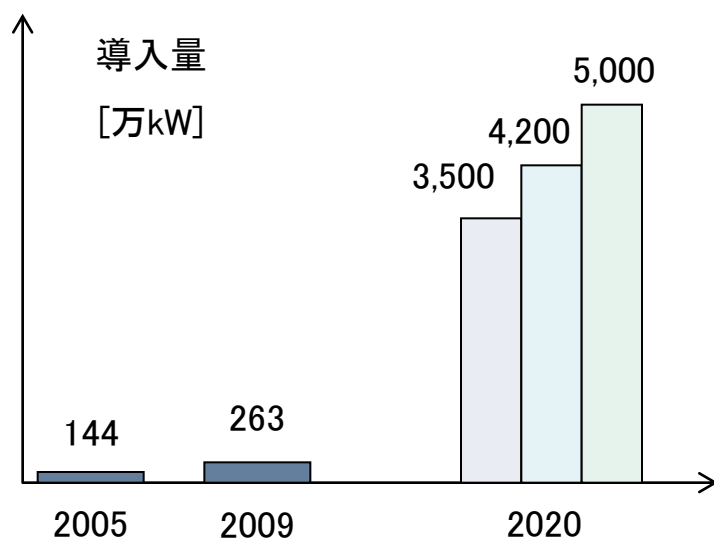
- 再生可能エネルギーのポテンシャル量に対する、2020年度△15%ケース、2020年度△25%ケース及び2050年度(B)における再生可能エネルギー導入量の比率を検証した。ポテンシャル量は「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」(環境省、2009年)などから引用しているが、幅で示されている場合は大きい値を採用した。
- バイオマス発電と熱利用のポテンシャル量は国産のみであり、かつ両者は重複関係にある。よって、国産のポテンシャルのみでは導入量を満たすことは出来ず、輸入バイオマスも必要となる。
- その他の再生可能エネルギーは全て、ポテンシャル量の内数を見込んでいる。

再生可能エネルギーのポテンシャル量に対する導入量の比率



2020年に向けた太陽光発電の導入見込量と導入支援策

- 地球温暖化問題に関する閣僚委員会タスクフォース会合におけるAIM日本技術の想定は、3,700万kW(15%削減)と7,900万kW(20%以上削減)である。
- 3,700万kWは投資回収10年の固定価格買取と公共での率先導入により達成可能。ただし、買取制度の導入開始が2012年度になれば、2020年の導入量は3,500万kWとなる。
- 7,900万kWを目指して、3,500万kWからさらに導入を拡大させる(そのために買取価格を引き上げる)シナリオを3つ設定し、それぞれの買取価格・支援費用を導いた。
- 7,900万kWを達成するシナリオは、諸外国の支援の状況を踏まえると、支援規模が大きくなりすぎることから不採用。一定規模以上の建築物全数で導入されることを目指すシナリオ(投資回収約9年、4,200万kW)、さらに一定規模以上の新築住宅全数で導入されることを目指すシナリオ(投資回収約8年、5,000万kW)を導入目標として設定した。
- いずれのケースでも、設備単価の低下に伴い買取価格を引き下げていくことを前提としている。

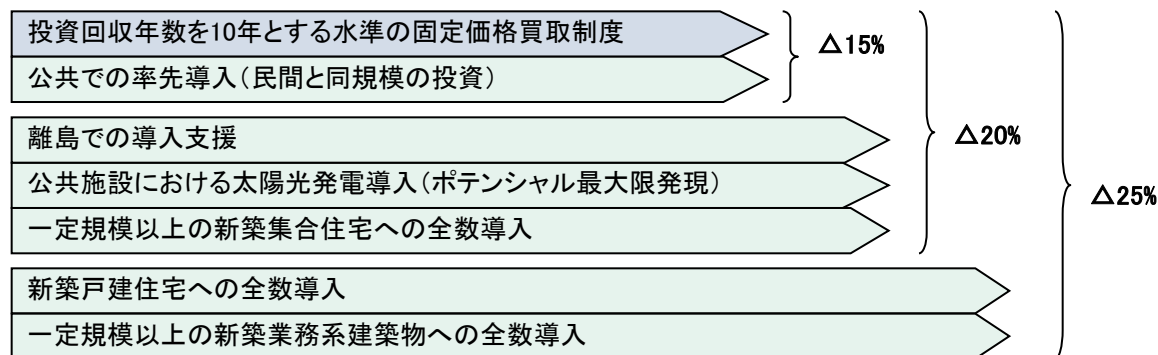


	△15%	△20%	△25%
導入量	3,500万kW	4,200万kW	5,000万kW
	855万kL	1,026万kl	1,222万kl
設備単価	51～26 万円/kW	51～25 万円/kW	51～23 万円/kW
買取価格	44～24 円/kWh	48～26 円/kWh	53～27 円/kWh

※買取価格、設備単価は2012年～2020年の価格

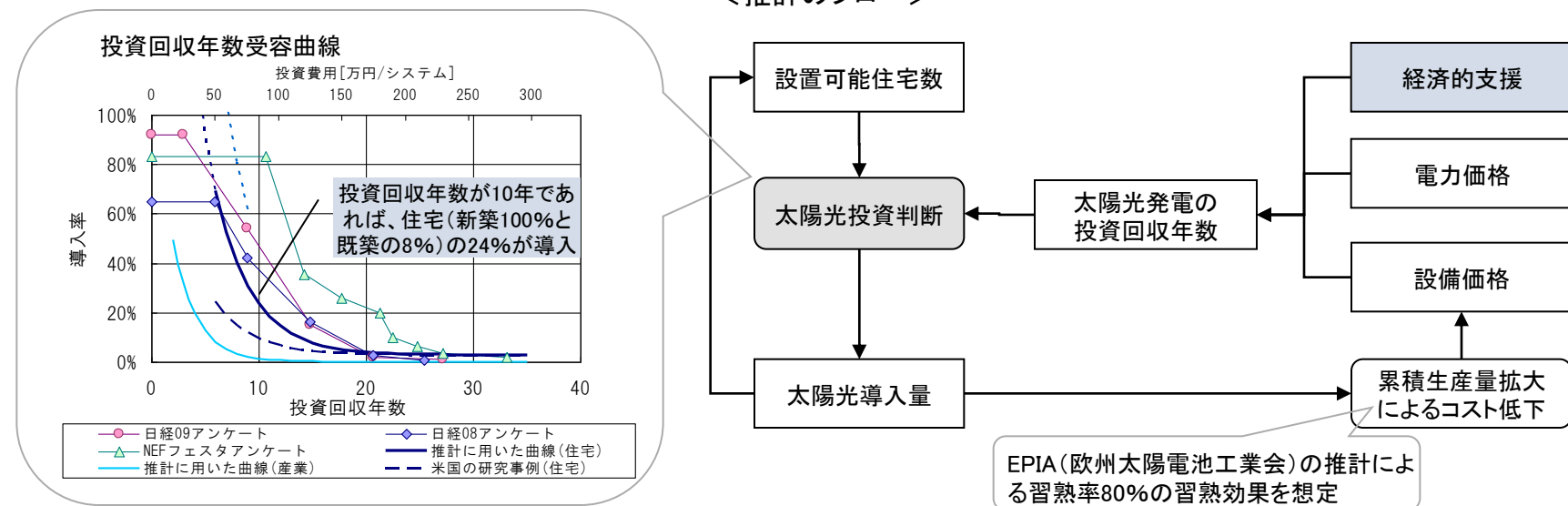
(参考)太陽光発電の導入見込量の試算方法

- 経済的支援と公共での率先導入や、一定条件を満たす建物への導入の追加措置により、導入目標を達成する姿を想定した。
- 住宅用の太陽光発電利用の導入判断は、導入意向アンケート結果から「投資回収年数受容曲線」に従うものとして推計した。



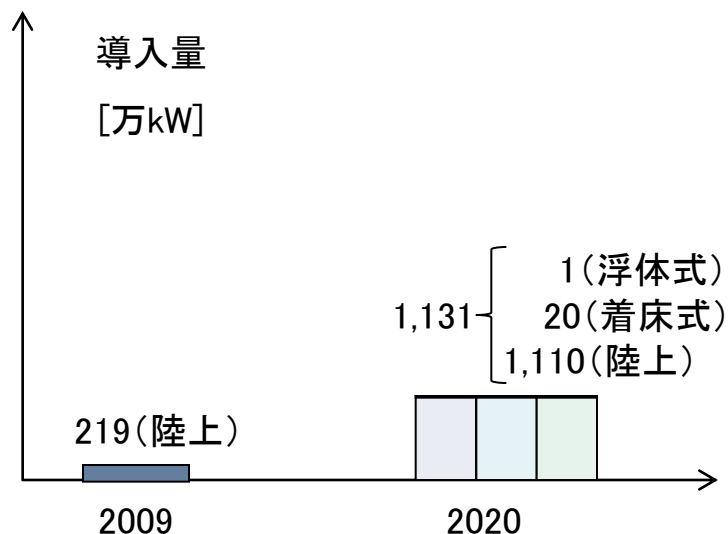
※Δ20%、Δ25%では、規制措置も導入するが、それに伴って固定価格買取制度による経済支援の水準も、約9年、約8年と上乘せすることにより、導入者の負担感を軽減することを想定している。

<推計のフロー>



2020年に向けた風力発電の導入見込量と導入支援策

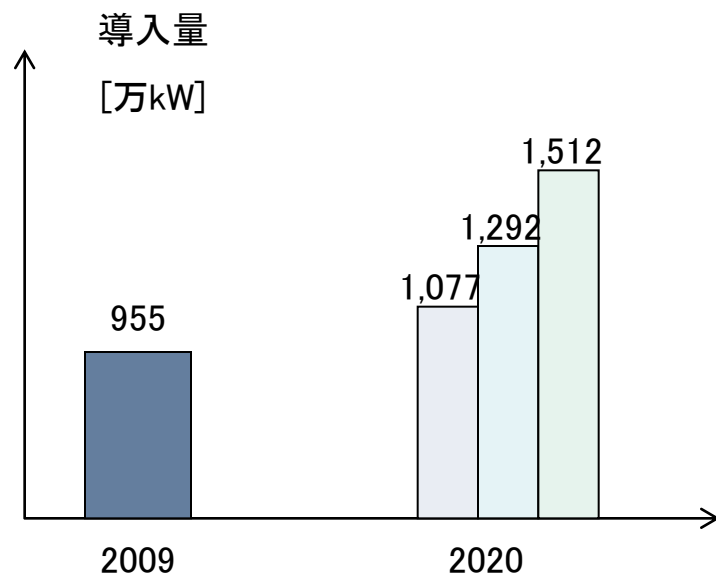
- 陸上風力：導入見込量は、風力発電協会のシナリオを参考に、1,110万kWに設定。この導入見込量すべてでIRR8%が確保される20年全量買取の買取価格は2011年22円/kWhで2020年18円/kWh。
- 洋上着床式：2015年以降導入が進む設定。導入見込量は、風力発電協会のシナリオを参考に、20万kWに設定。この導入見込量すべてでIRR8%が確保される20年全量買取の買取価格は2015年～2020年30円/kWh。
- 洋上浮体式：2020年以降導入が進む設定。導入見込量は、風力発電協会のシナリオを参考に、1万kWに設定。この導入見込量すべてでIRR8%が確保される20年全量買取の買取価格は2020年42円/kWh。
- 陸上風力は、設備単価の低下に伴い買取価格を引き下げていくことを前提としている。



	△15%	△20%	△25%
導入量	1,131万kW		
	452万kl		
買取価格	陸上：22～18円/kWh 着床式：30円/kWh 浮体式：42円/kWh		

2020年に向けた中小水力発電の導入見込量と導入支援策

- 地球温暖化問題に関する閣僚委員会タスクフォース会合におけるAIM日本技術モデルの想定は174万kWであり、この導入見込量を満たす地点の20年間でのIRR8%を確保するために必要な買取価格は15.26円/kWhと試算された。
- 従来の自主的余剰電力買取単価(23円/kWh程度)を参考としつつ、導入量の拡大を検討し、買取価格を下表の通り3ケース想定した。買取期間を20年としたときに、20年間のIRR8%を確保する範囲で導入が進むものとし、導入見込量を評価した。

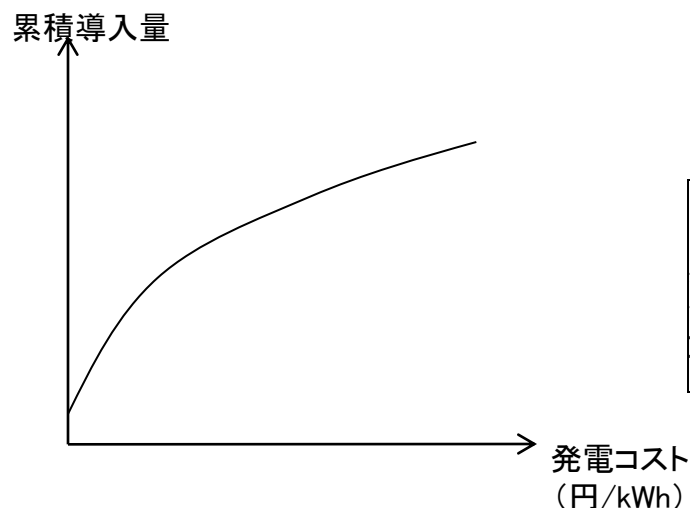


	△15%	△20%	△25%
導入量	1,077万kW	1,292万kW	1,512万kW
	1,232万kl	1,504万kl	1,782万kl
買取価格	15円/kWh	20円/kWh	25円/kWh

(参考) 中小水力発電の導入見込量の試算方法

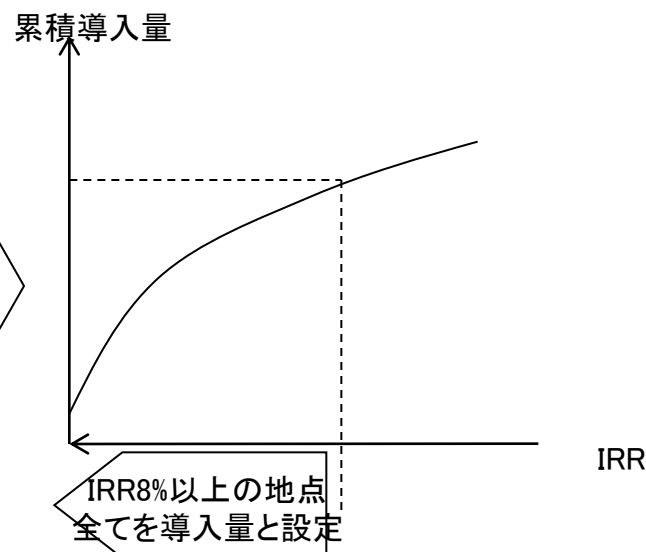
- 「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」(環境省、2009年)における地点ごとの発電コストデータを用いて、発電コストと導入量の関係を把握した。
- ある買取価格及び買取期間を設定することで、発電コストの軸はIRRの軸に換算可能となる。
- ここで、IRR8%以上となる地点全てを、当該買取価格を前提として見込まれる導入量とした。
- △15%ケースは、地球温暖化問題に関する閣僚委員会タスクフォース会合におけるAIM日本技術モデルの想定174万kWの導入が可能となる買取価格を念頭に設定し、△20%ケース及び△25%ケースは買取価格を5円/kWh刻みで変化させて導入見込量を設定した。

発電コストと導入量の関係を把握



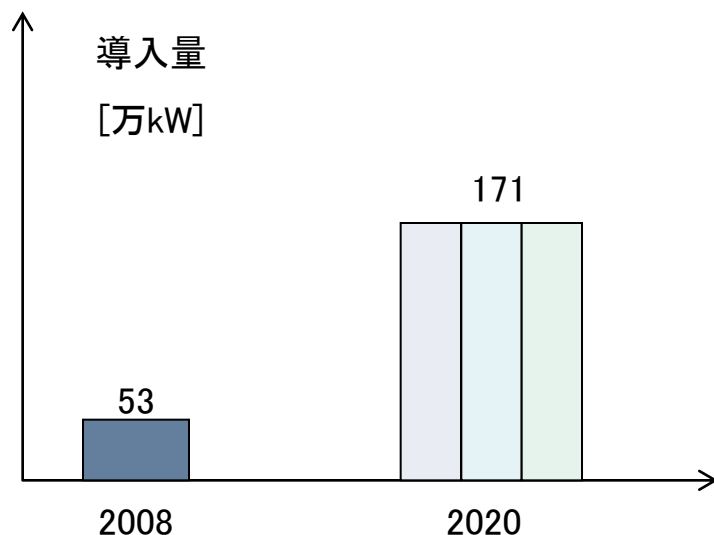
買取価格と
期間を設定し、
発電コスト軸を
IRR軸に換算

IRR8%以上を条件として導入量を設定



2020年に向けた地熱発電の導入見込量と導入支援策

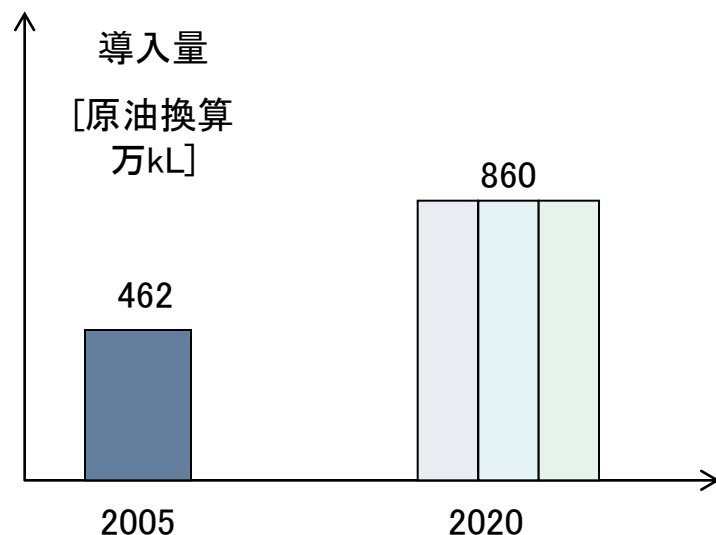
- 地球温暖化問題に関する閣僚委員会タスクフォース会合におけるAIM日本技術モデルの想定は147万kWであり、この導入見込量を満たす地点の20年間でのIRR8%を確保するために必要な買取価格は約43円/kWhと試算された。
- 地熱発電の導入地点におけるコスト差が大きく、全ての地点でIRR8%を満たす買取価格を設定すると費用が多額となる。
そこで、買取価格は他の電源並の20円/kWhとした上で、買取支援でIRR8%が確保されない地点には調査・開発への補助制度を併用することで、費用総額を抑制した(3.8兆円→1.2兆円)。
- また、温泉発電についてはコストに関する情報が乏しく定量評価が難しいが、地熱発電と同様の買取価格を想定した。



	△15%	△20%	△25%
導入量	171万kW (温泉発電23万kWを含む)		
	244万kl		
買取価格	20円/kWh(IRRが8%を下回る地点には補助制度を併用)		

2020年に向けたバイオマス発電の導入見込量と導入支援策

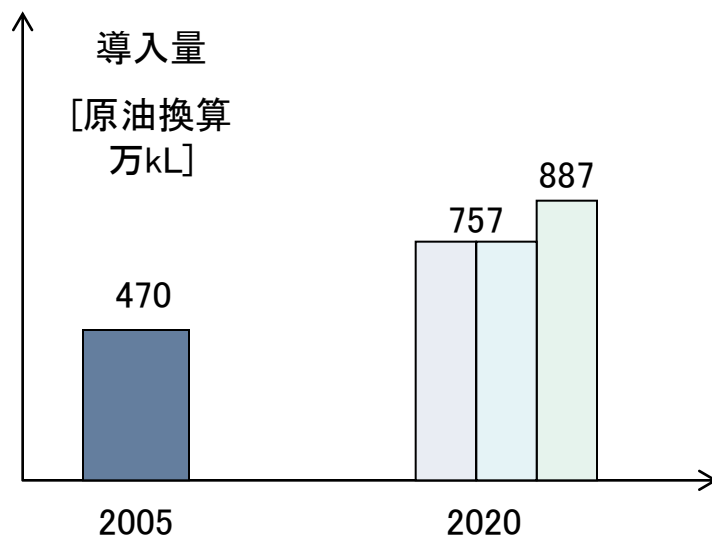
- 導入見込量は、地球温暖化問題に関する閣僚委員会タスクフォース会合におけるAIM 日本技術モデル等から、発電761万kWに設定。
- この導入見込量すべてでIRR8%を確保するため、20 年全量買取の買取価格は22 円/kWh。ただし、バイオマス資源の調達コスト(運搬コストを含む)は含めていない点に留意が必要。



	△15%	△20%	△25%
導入量	761万kW		
	860万kL		
買取価格	22円/kWh		

2020年に向けたバイオマス熱利用の導入見込量と導入支援策

- 導入見込量は、地球温暖化問題に関する閣僚委員会タスクフォース会合におけるAIM 日本技術モデル等から、熱利用(バイオ燃料含む)887万kLに設定。
- この導入見込量すべてでIRR8%を確保するため、熱利用(バイオ燃料以外)ではグリーン熱証書価格は2円/MJ。ただし、バイオマス資源の調達コスト(運搬コストを含む)は含めていない点に留意が必要。

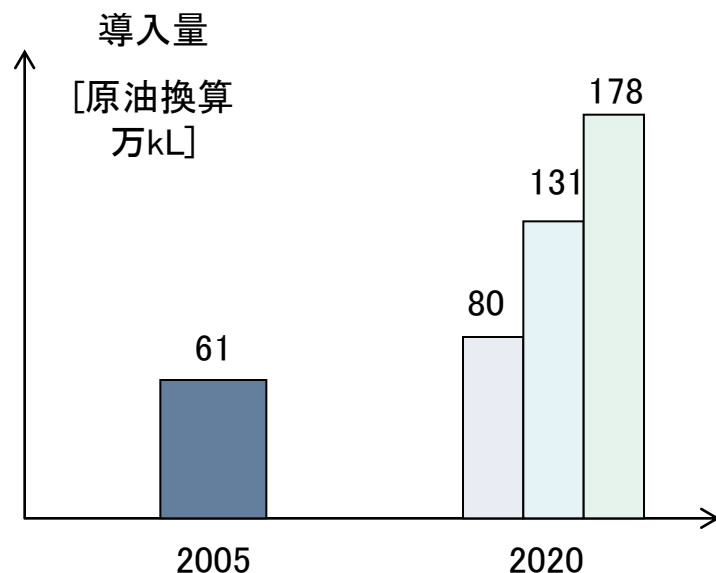


	△15%	△20%	△25%
導入量	757万kL		887万kL
支援額	2円/MJ		

※2020年の導入見込量の違いは、バイオ燃料の導入量による差である。
なお、バイオ燃料については、買取制度による導入支援は想定していない。

2020年に向けた太陽熱利用の導入見込量と導入支援策

- △15%ケースは、2030年下位ケースで採用したソーラーエネルギー利用推進フォーラムの目標（住宅770万戸）に向けての通過点として、住宅450万台、建築物56万m²（原油換算80万kL）に設定した。
- △20%ケースは、地球温暖化問題に関する閣僚委員会タスクフォース会合におけるAIM日本技術モデルから、住宅750万台、建築物94万m²（原油換算131万kL相当）と設定。この導入見込量を満たすためには、耐用年数15年中の投資回収となるような支援（住宅用では5万円/台）が必要と試算された。
- さらに、△25%ケースでは、投資回収10年となるような支援（住宅用では25万円/台）を行うこととし、住宅1,000万台、建築物196万m²（原油換算178万kL相当）の導入を見込んだ。

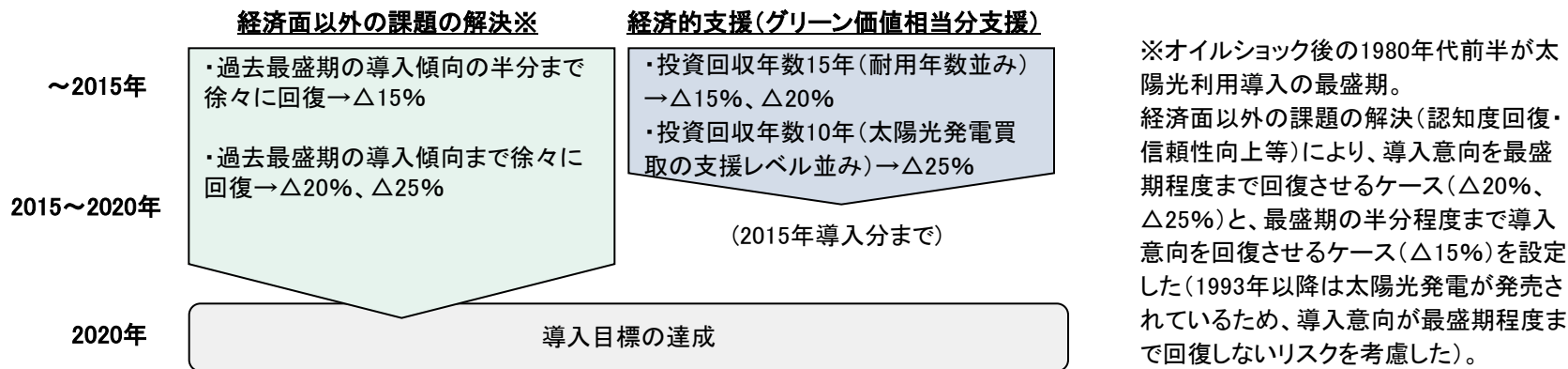


	△15%	△20%	△25%
導入量	80万kL	131万kL	178万kL
支援額 (住宅)	5 万円/台	5 万円/台	25 万円/台

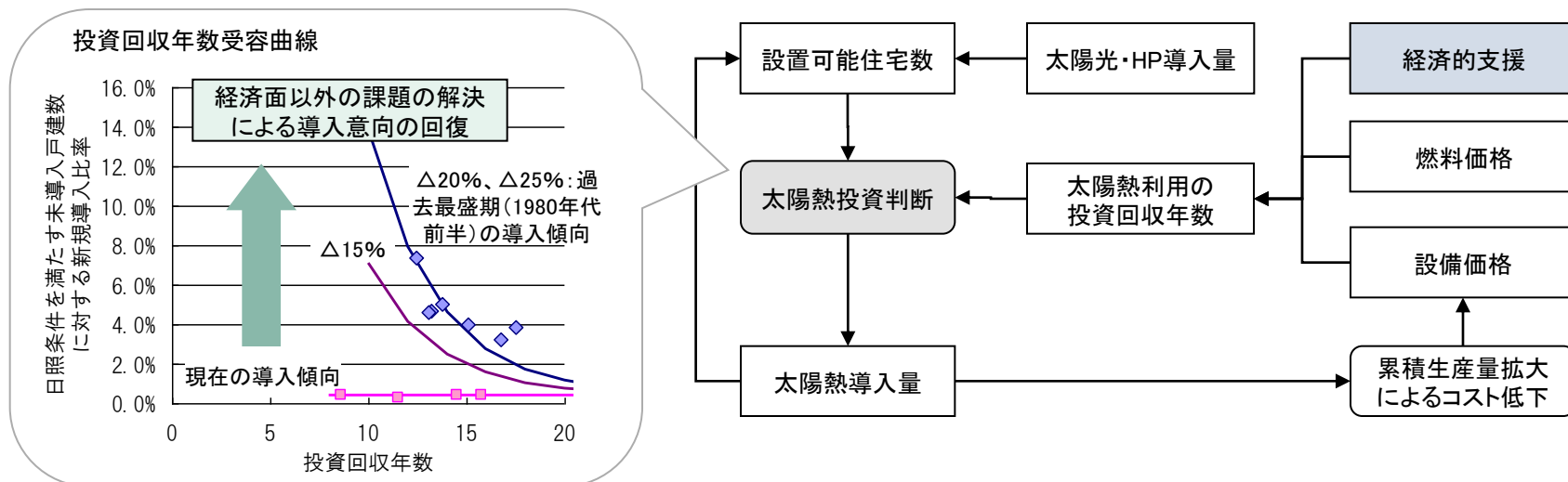
△20%・△25%は経済面以外の課題の解決により導入意向が過去最盛期まで回復した場合、△15%は回復がその半分の場合。

(参考)太陽熱利用の導入見込量の試算方法

- 「経済面以外の課題の解決」と「経済的支援」の双方の実施により、導入目標を達成する姿を想定した。
- 家庭の太陽熱利用の導入判断は、過去の実績から「投資回収年数受容曲線」に従うものとして推計した。



<推計のフロー>



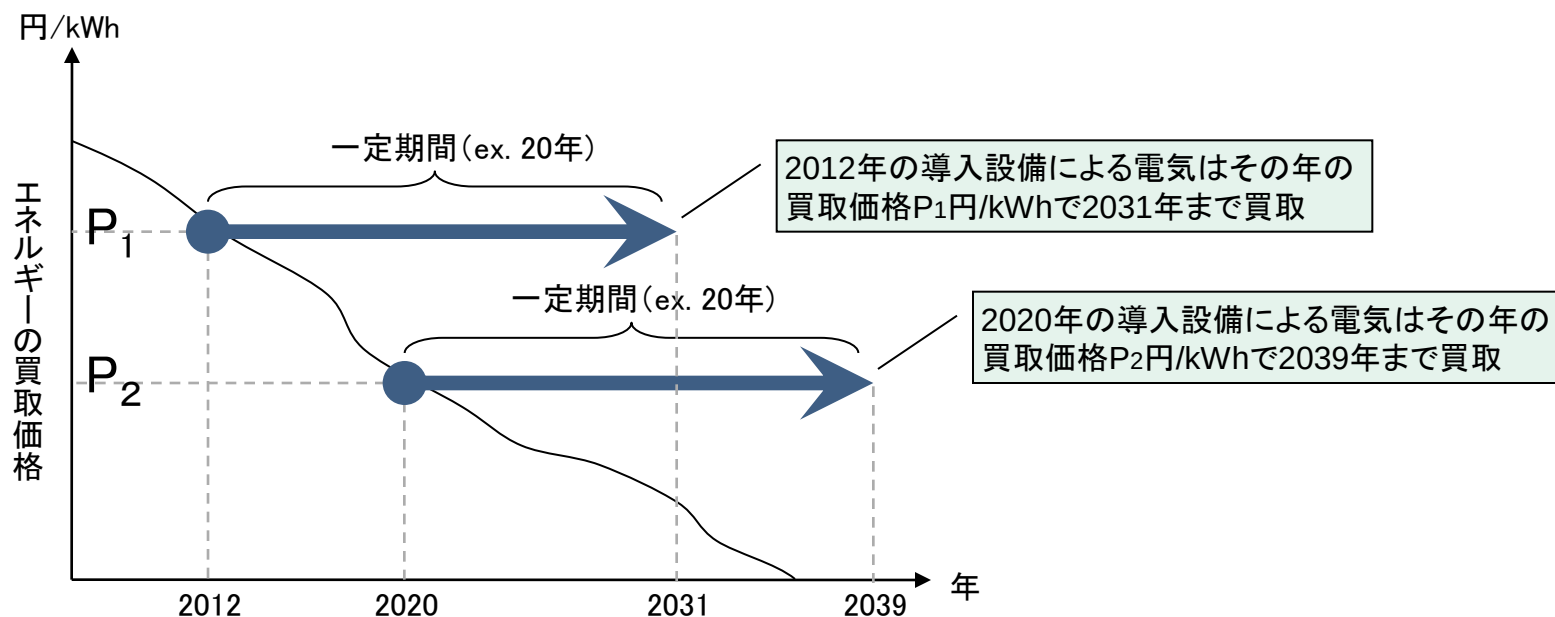
3. 再生可能エネルギーの導入を支える施策等

再生可能電力の固定価格買取制度の検討

- 今後、政府での制度設計の議論に資するため、再生可能エネルギーの導入量を飛躍的に拡大させる観点から、望ましい再生可能電力の固定価格買取制度の検討を行った。
- 固定価格買取制度導入の目的は、以下の3点。
 1. 電力需要家の負担により、再生可能エネルギーを大量に導入することでCO2排出削減を進め、2020年の中期目標を達成し、一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの比率を10%以上とする。さらに、2050年80%削減目標の達成や低炭素社会の構築に貢献する。
 2. 再生可能エネルギーに関連する産業を育成し、国際競争力の向上を図るとともに、地域の資源や人材を活用し雇用創出に貢献する。
 3. 化石燃料価格高騰リスクに対応するため、エネルギー自給率を向上させる。
- 固定価格買取制度で低減されるプロジェクト採算性リスク以外にも、電源の種類毎に様々な事業リスクがあり、これらを低減するための支援方策についても併せて検討が必要である。

固定価格買取制度とは

- 再生可能エネルギーにより発電された電力を、固定価格で買い取ることを電力事業者に義務付ける制度。政策方針やコストにより、買取価格は通常電源別に設定される。
- ある年度に設定された買取価格は、当該年度の導入設備に対して長期間固定される(ex.10～20年)。これにより、導入時の初期コストの回収が設置者に保証され、結果的に、再生可能エネルギーへの投資の安全性が向上し、積極的な長期投資が可能となる。
- 買取価格は、技術進歩や量産効果を受けた生産コストの低下による発電コストの減少に伴い、徐々に引き下げられると見込まれる。
- 電気事業者の再生可能電力の買取費用は、通常、電力料金として一律に電力需要家によって負担される。
- 制度が廃止された場合には、新規の買取はなくなるが、制度存続時に買取対象となった電源からの買取は一定期間継続される。



中期目標達成のために必要な買取価格と期間について

- 地球温暖化対策の中期目標の達成及び一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの比率を10%とする目標の達成を踏まえると、再生可能電力の買取制度における買取価格を下表の水準とし、買取期間を20年間にすることが望ましい。
- 太陽光発電以外は、導入目標を満たす地点の20年間の買取でIRRを8%以上を確保するために必要な買取価格とした。これらは概ね20円/kWh前後となっている。太陽光発電は、20年間でのIRR8%程度に相当する全量買取価格として投資回収年数8～10年が確保される買取価格とした。
- 買取価格は、発電コストの変化に応じて見直すことで、需要家の負担が過大にならないよう配慮する必要がある。その際、エネルギー種類毎の買取価格を設定することで、柔軟な見直しが可能になると考えられる。

	△15%	△20%	△25%
太陽光発電	44円/kWh(2012年) →24円/kWh(2020年)	48円/kWh(2012年) →26円/kWh(2020年)	53円/kWh(2012年) →27円/kWh(2020年)
風力発電	陸上:22円/kWh(2012年)→18円/kWh(2020年)、 洋上(着床式):30円/kWh 洋上(浮体式):42円/kWh		
中小水力発電	15円/kWh	20円/kWh	25円/kWh
地熱発電	20円/kWh(IRRが8%を下回る地点には補助制度を併用)		
バイオマス発電	22円/kWh		

※太陽光発電及び風力発電(陸上)は、現状で導入に伴うコスト低減が見込まれることから、買取価格の低減を想定した。

※地熱発電は、地下資源の把握が困難であり、他のエネルギーと比較してポテンシャル量の把握自体が難しいことから、補助制度の併用を想定した。補助制度がない場合に、IRR8%を満たすためには、買取価格を43円/kWhとする必要があり、支援総額も増加する。

※バイオマス調達コストには様々なケースがあり、逆有償もあり得ることから、調達コストを含まないケースを想定した。

買取対象とするエネルギー種について

■再生可能電力の買取対象は、実用化されている以下のエネルギー種とする。

- 太陽光発電
- 風力発電
- 中小水力発電
- 地熱発電(温泉発電を含む)
- バイオマス発電(化石燃料起源の廃棄物の焼却に伴う発電分は含まない)

※将来的に実用化されれば、海洋エネルギーによる発電や高温岩体発電なども買取対象になり得る。

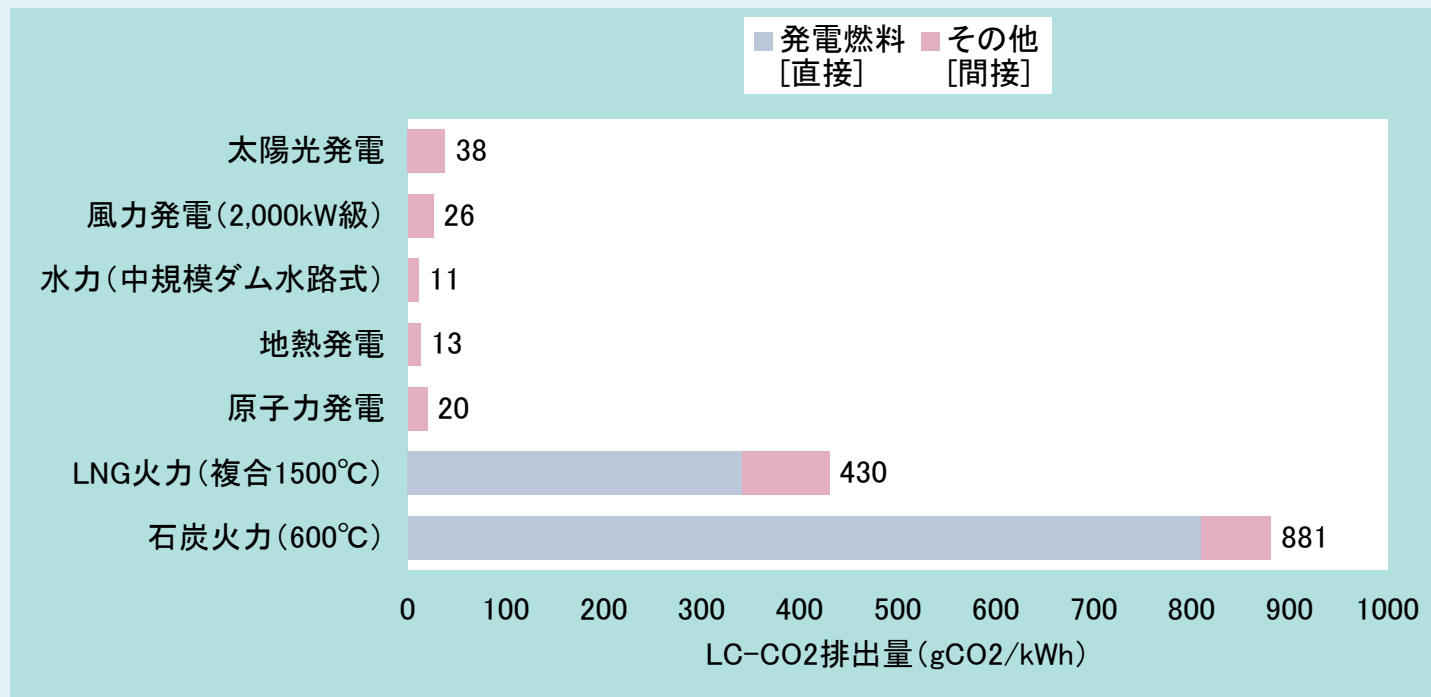
※バイオマス発電に関しては、経済産業省、農林水産省及び環境省が検討して取りまとめた「バイオ燃料導入に係る持続可能性基準等に関する検討会」報告書(2010年3月)における持続可能性基準を、バイオ燃料だけではなく、他のバイオマス利用にも適用するといった配慮が考えられる。

■既設電源についても、事業化した時点の想定と変わらない採算性を確保できるような買取が行われるべきである。

- 太陽光以外の既設電源は、現行は概ねRPS法に基づく買取が行われているが、新たな買取制度に移行した場合に、仮に買取制度の対象外とすると採算性が厳しい電源の稼動を継続できないおそれがある。
- 稼動停止によるCO2排出量の増加を避けるために、少なくとも事業化の際に想定していた採算性は確保させることが望ましい。

電源別のライフサイクルCO₂排出量

- 電源別のライフサイクルCO₂排出量に関して、電力中央研究所が2010年7月に再試算を行った結果を示す。



出典: 日本の発電技術のライフサイクルCO₂排出量評価 (2010年7月、電力中央研究所)

- 上記分析ではバイオマス発電の評価は行われておらず今後の課題とされているが、バイオマスハンドブック (日本エネルギー学会編) によると、海外における事例として24～119gCO₂/kWhという評価例がある。

自家消費電力の扱いについて(1/2)

- 再生可能電力は、発電施設の種類や規模などによって、自家消費電力が生じる場合、生じない場合が想定される。
- 自家消費の発生の有無に着目して、その買取の扱いを検討した結果、公平性や投資回収の見通しの立ちやすさ等の観点から、いずれの場合も自家消費も含めた全量買取が望ましいと考えられる。

1. 系統に直接接続することが前提の場合

- 大規模風力や地熱発電のように、系統に直接接続することが前提の場合、基本的には自家消費は発生せず、発電した電力全量を買取ることとなる。

2. 発電電力量より導入地点の電力需要量が多い場合

- 例えば工場等の屋根面に太陽光パネルを設置する場合など、発電電力量がほぼ全量自家消費される場合は、導入者のインセンティブを確保する観点から、自家消費であっても発電電力量を全量買取る制度が望ましい。
- 仮に系統に直接繋げようとすると、昇圧が必要な可能性があるため、自家消費した上で発電電力量を全量買取る仕組みを検討する必要があると考えられる。

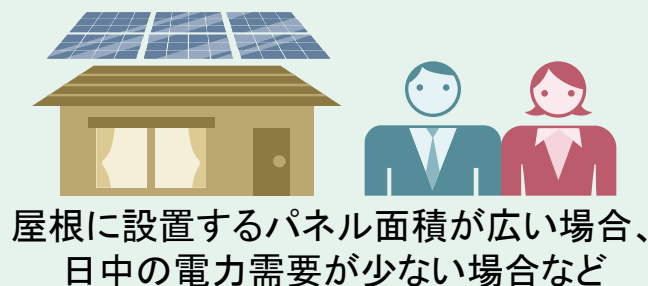
3. 発電電力量と導入地点の電力需要量が同程度の場合

- 住宅の屋根面に太陽光パネルを設置する場合、現行の買取制度は余剰が発生した場合に当該余剰電力のみを固定価格で買取る制度としている。
- しかし、設置可能なパネル面積や昼間人員などのライフスタイルによって余剰電力の発生量が異なるため、余剰電力のみを一律の価格で買取る方式では投資回収年数に大きな差異が生じて不公平を生みやすいため、自家消費も含めて発電電力量を全量買取る制度が望ましい。
- また、住宅用太陽光発電の導入拡大を想定した場合、ゴールデンウィークなど電力需要量が落ち込む特異日に、発電電力量が電力需要量を上回る可能性がある。ここで、余剰電力しか買取らない現行制度においては、太陽光の発電電力量が多い時間帯から需要が他の時間帯にシフトしたり節電が行われたりすることで、電力系統の需給バランス上で経済性や安定性を低下させる過度の需要の低下が発生し、それを防止するための強制的な出力抑制が必要となる。また、出力抑制を行った分の電力量も買取分に含めて電力会社が太陽光パネルの設置者に補填する際は、発電電力量の全量を買取対象としていないと補填が難しくなると考えられる。

自家消費電力の扱いについて(2/2)

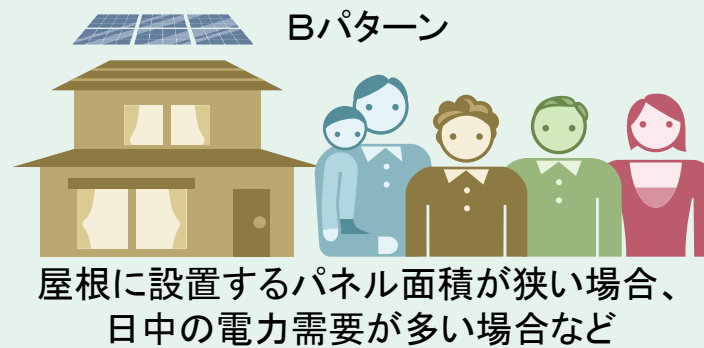
- 下図のAパターンに該当する世帯の場合であれば、現行の余剰電力のみの買取制度で投資回収が可能となるが、Bパターンの世帯の場合は余剰比率が少ないことが予想されるため、余剰電力のみを一律の価格で買い取る方式では太陽光発電の導入を選択しない可能性がある。
- また、仮に現在はAパターンの世帯でも、買取期間中のライフスタイルの変化によっては余剰電力が生じにくくなる可能性もある。全量買取制度であれば、将来のライフスタイルの変化に関わらず、見込み通りの収益を得られやすい。

Aパターン



自家消費電力を買い取らない余剰電力のみを一律の価格で買い取る方式でも投資回収が可能

Bパターン

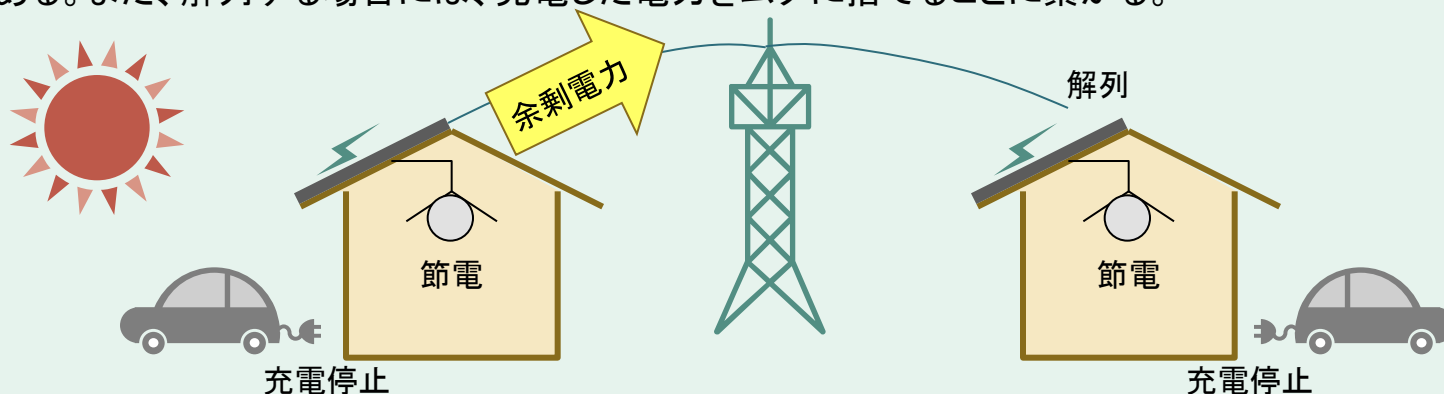


自家消費電力を買い取らない余剰電力のみを一律の価格で買い取る方式では投資回収が難しいため、自家消費も含めて発電電力量を全量買い取る制度が望ましい

余剰電力のみの買取が省エネを促進するという意見に対する考察

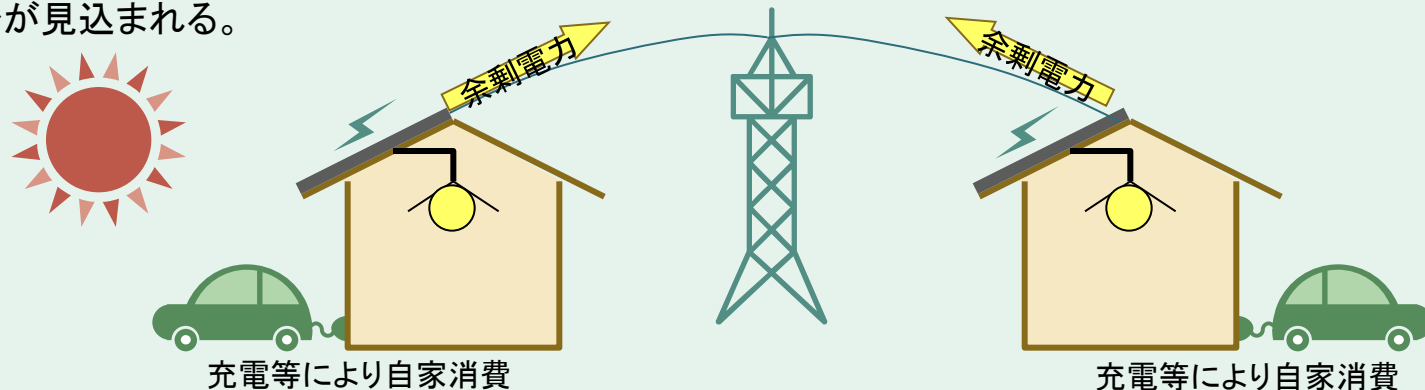
(余剰買取の場合)

- 発電している時間帯に省エネが行われ、できる限り発電した電力を住宅で使わず系統に流すことが経済的な行動となる。ゴールデンウィークなどにその電力を消費しない場合、逆潮が増え、系統対策コストが増加する可能性がある。また、解列する場合には、発電した電力をムダに捨てることに繋がる。



(自家消費電力も含めた全量買取の場合)

- 将来導入が見込まれるリアルタイム料金制の下で、できる限り安い時間帯に自家消費を行うことが経済的な行動となる。ゴールデンウィークなどに安い電力をできる限り自家消費するよう創意工夫が生まれることから、逆潮が減り、系統対策コストが減少する可能性がある。また、解列により、発電した電力をムダに捨てる機会も減少が見込まれる。



買取制度の導入による便益と費用、買取費用回収スキーム

■ 再生可能エネルギーの普及拡大がもたらす便益

- 再生可能電力の普及拡大は、雇用の拡大、エネルギーセキュリティの向上、地域におけるビジネス振興などに寄与し、我が国の経済成長のドライビングフォースとしての役割が期待される。

CO2削減効果	2020年に6,000～8,000万t-CO ₂ (割引率4%で2010年価値換算した累積の金額換算値は0.4～1.8兆円)
化石燃料調達に伴う資金流出抑制効果	2020年に0.8～1.2兆円(割引率4%で2010年価値換算) ※2008年の化石燃料輸入金額は約23兆円、GDP比で4.6%であった。
エネルギー自給率	2020年に10～12%まで向上
経済波及効果	2011～2020年平均で生産誘発額9～12兆円、粗付加価値額4～5兆円 (いずれも割引率4%で2010年価値換算)
雇用創出効果	2011～2020年平均で46～63万人 ※機器の輸入はないものとした(輸入した場合、便益が小さくなる)。また、国外への機器輸出分を含む。

環境省「低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化に向けた提言(2010年3月)」

■ 買取に必要な費用について

- 今回想定した買取制度により2020年までの導入量に対して需要家が負担すると想定される費用は平均4,000～8,000億円/年(割引率4%で2010年価値換算)(2012～2039年までの総額は12～22兆円)。
- 2020年までの導入量に対する標準世帯(ここでは、月300kWhを使用する家庭を想定)当たりの追加的負担額は、2020年時点で224～422円/月・世帯(割引率4%で2010年価値換算)。
- 太陽光発電が現状では導入できない世帯でも、再生可能エネルギービジネスへの出資、太陽光発電付き賃貸住宅への入居による光熱費の節約等による利益享受が可能であるとともに、太陽光発電設備の価格低下により、将来的には導入可能性が拡大すると考えられる。

■ 買取費用の回収スキームについて

- 再生可能電力の導入量は地域間で異なると想定されるが、買取費用及び需要家負担は、例えば、電力会社間で調整され、費用回収は発電電力量で除した全国一律の負担単価として回収されることなどにより負担が平準化されることが望ましい。

ドイツにおける買取制度の導入による影響分析例

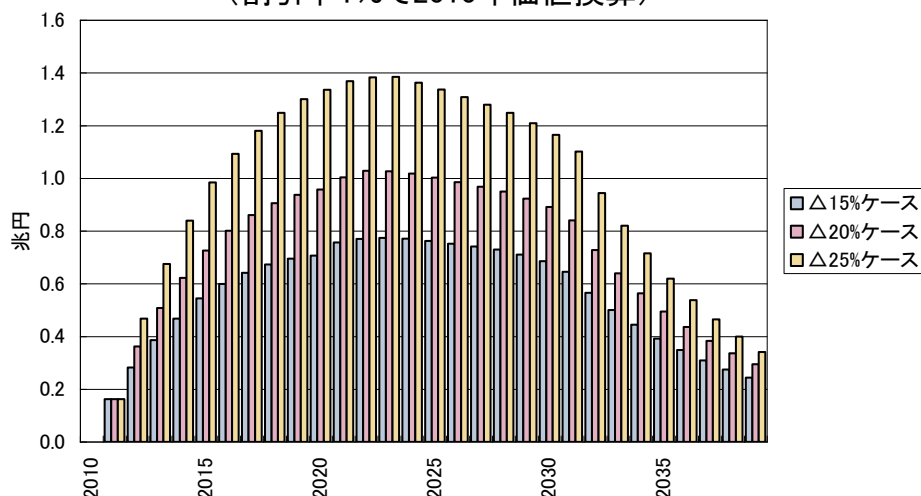
- ドイツ等においては、再生可能電力が国民負担という論調が制度当初は存在したものの、制度の定着後は雇用やエネルギー自給率を高めるものとして国民に受け入れられるものとなっている。
- 例えば、ドイツの環境省におけるアンケート調査結果(2009年3月公表)によると、回答者の97%再生可能エネルギーの利用拡大について支持している。
(<http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/43469/36578/>)
- また、ドイツにおける再生可能エネルギー導入拡大に伴う雇用創出効果は、2009年時点で33万9,500人とされている。
- 雇用創出については、COP15に関連した研究において「Green Jobs and the Clean Energy Economy」をテーマにレポートがまとめられている。
- 右表のとおり、再生可能エネルギーによる発電の方が、化石燃料による発電よりGWh当たりの雇用者数が多いとされている。

Technology	Total Job-Years per GWh
Biomass	0.22
Geothermal	0.25
Solar PV	0.91
Solar Thermal	0.27
Wind	0.17
Carbon Capture & Storage	0.18
Nuclear	0.15
Coal	0.11
Natural Gas	0.11
Energy Efficiency	0.38

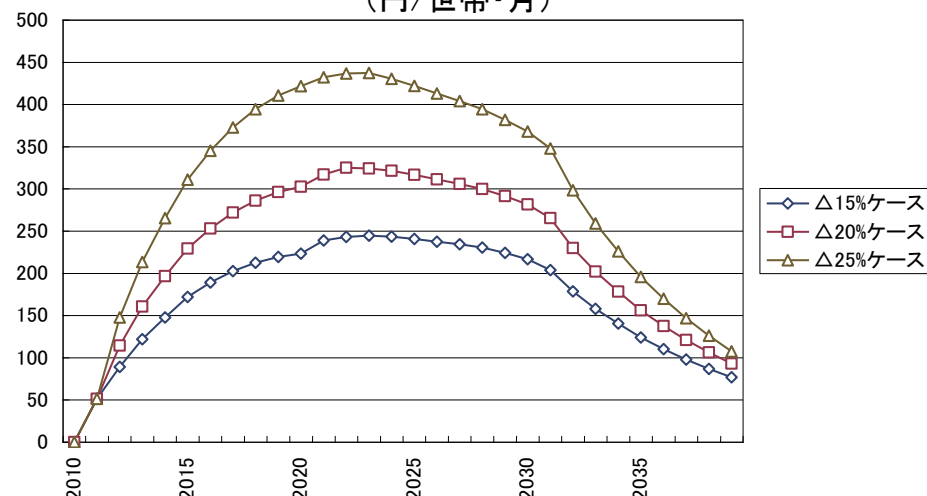
再生可能電力の固定価格買取制度による電気料金への影響

■ 2030年までの導入量に対して、固定価格買取制度による電気料金への影響を評価したところ、2020年時点で0.7～1.3兆円/年、標準世帯当たりの追加額は224～422円/世帯・月(割引率4%による2010年価値換算)となった。

2020年までの導入量に対する負担総額
(割引率4%で2010年価値換算)



2020年までの導入量に対する世帯当たり負担額の推移
(円/世帯・月)



<前提条件>

- 標準世帯は、ここでは月300kWhを使用する家庭を想定、電力需要計は9,500億kWhと想定
- 既設の太陽光発電は、現行の買取制度と同じ買取価格とした
- 太陽光以外の既設電源の買取については、現行のRPS並の買取価格を想定
- 回避可能原価(再生可能電力が増加したことで減少する火力発電の燃料費)は含まない
- 太陽光発電の買取は、買取価格が現在の電灯単価(一般家庭の電力料金単価)並になった時点(2020年代前半)で終了するものとし、それ以外の再生可能電力は2020年以降も同じ価格で買取が行われるものと仮定

固定価格買取以外の支援制度

■ 固定買取以外の支援制度

- 固定価格買取制度で低減されるプロジェクト採算性リスク以外の事業リスクを低減するための支援も必要である。

	事業リスク	考えられる支援等
太陽光発電	■ 施工業者の技量不足による設置不備の発生 ■ 故障等で想定を下回る稼働率になった場合に採算性が悪化するリスク ■ 住宅における導入拡大に伴う配電網の電圧上昇 など	■ 施工業者に対する教育及び技能向上支援 ■ 将来のメンテナンスや廃棄に備えた設備管理台帳の整備 ■ 配電網の細分化やSVC設置による電圧上昇抑制対策
風力発電	■ 風況マップの想定と異なる風況による稼働率低下 ■ 地域間連系線の容量不足による導入量の制限 など	■ 導入候補地点における風況精査によるゾーニング検討 ■ 風力発電適地への送電線整備 ■ 地域間連系線の適切な利用及び容量増強
中小水力発電	■ 水利権取得のノウハウ不足 など	■ 行政上のルールの明確化、共通化 ■ 法的な手続きに関するガイドライン整備
地熱発電	■ 試掘における蒸気噴出量が想定を下回るリスク ■ 周辺の温泉源に悪影響を与えるリスク など	■ 調査費やテスト井に対する補助制度 ■ 地熱貯留層評価の精度向上に資する研究開発への支援 ■ 地熱発電適地への送電線整備、法的手続きガイドライン整備
バイオマス発電	■ 想定していた資源の量及び質の確保が困難となるリスク など	■ バイオマス原料が継続的に供給可能となる事業計画策定支援

再生可能電力のCO2削減価値等の取扱い

- 通常の負担者の負担が軽減されると同時に、再生可能電力の導入可能性を高めるため、固定価格買取制度を導入する中で、同制度外での売買電及びグリーン電力証書制度を併存させる方策を検討した。

	固定価格買取(FIT)制度	FIT制度外での売買電	グリーン電力証書等
制度概要	・固定価格買取制度においては、再生可能電力は、同制度外で扱われる電力を除いて、一義的に一般電気事業者が制度上定められた単価で買い取る。 ・その上で、回避可能原価以外の【再生可能エネルギー価値＝CO2削減価値＋その他の付加価値部分】に関する買取費用を、一般電気事業者及び特定規模電気事業者(以下、PPS)の間で販売電力量ベースで按分して精算し、それぞれの需要家への売電単価に上乗せする。 ・一般電気事業者及びPPSの合計販売電力量としては、前年実績を使用する。	・再生可能電力を、一般電気事業者以外にPPSも買取可能なものとする。その際、PPSは固定価格買取制度上の買取を超える価格にて調達することとなる。 ・PPSは当該電力を調達価格よりも高い価格で購入してくれる需要家、つまり自社の需要家の中でも、特に再生可能電力に対して自発的により多くの負担をしてもよいという需要家(自発的負担者)に販売する。	＜電力と環境の価値を分離し、異なる買い手を見つけるグリーン電力証書等の方策については、固定価格買取制度と連携してどのような普及方策が考え得るかについて、引き続き検討を行う予定＞
	【再生可能エネルギー価値】 一般電気事業者及びPPSの需要家が応分に負担。 再生可能エネルギー価値には、CO2削減価値とその他の付加価値があると考えられ、その他の付加価値としては、エネルギーセキュリティの向上、産業・雇用創出効果、地域振興、環境・エネルギー分野での教育効果、大気汚染削減効果等が含まれると想定する。	【再生可能エネルギー価値】 自発的負担者が負担	
	【回避可能原価】 一般電気事業者の需要家が負担	【回避可能原価】 自発的負担者が負担	
備考		・当該電力の買取価格は、自発的負担者への販売価格から決定される。 ・自発的負担者への販売価格(＝自発的負担者の買取価格)は、自発的負担者における自社内削減対策の限界費用を考慮して決定される。 ・PPS等の需要家には、通常の負担者も存在する。	

電力系統整備(1): 検討事項

- 低炭素社会の構築のためには、再生可能エネルギーの供給量及び供給比率を拡大していく必要がある。出力が変動する再生可能電力の大量普及に対しては、電力供給の不安定化の可能性が指摘されているが、既存の電力系統インフラ、関連制度を段階的に再構築していくことにより、課題を克服することが可能である。
- 本WGでは、電力系統の安定化と社会費用最小化の両立に向け、以下の観点から、電力系統整備のあり方の検討を行った。
 - 再生可能電力の出力を個別に抑制するという考え方ではなく、需要側、大規模電源、再生可能電力等がネットワークを介して協調し、システム全体で柔軟に対応する。
 - 再生可能電力の全体最適かつ円滑な導入のために、再生可能電力の導入拡大を見越して、そのアクセスを確保する計画的な送電網整備を図る。
 - 需給計画・運用の円滑化のため、気象予測を活用した再生可能電力の発電予測を行う。
 - 全体運用の最適化の視点から、再生可能電力の出力抑制や電力の融通を行う。
 - 電力需給の最適化のために、需要側に適切な判断を可能とするためのダイナミックプライシング(電力需給状況に応じて電力料金を変化させる制度:例えば翌日料金制度)等を導入する。
- これらを体系的に推進していくため、次世代送配電ネットワークの実現イメージ及び行程について検討を行った。

電力系統整備(2):次世代送配電ネットワークの実現イメージ

集中EMS

気象・需要予測

最適負荷配分

需給計画

- ・発電所運転計画
- ・機器制御量、電力価格



地域全体

特定地域
建物

気象予測データ
翌日の天候、日射

直接制御: 機器制御量

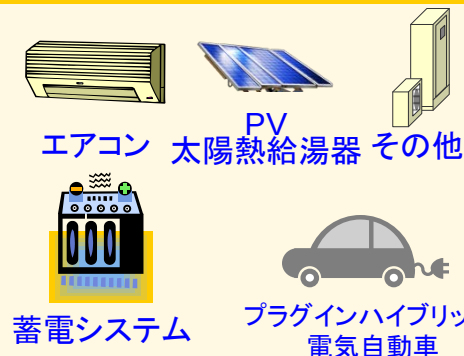
電力会社

直接制御: 機器制御量
間接制御: 電力価格

電力供給地域全体の
新たな需要パターン

エネルギー・マネジメント装置
負荷設備・エネルギー貯蔵設備の最適運用

家庭



分散EMS

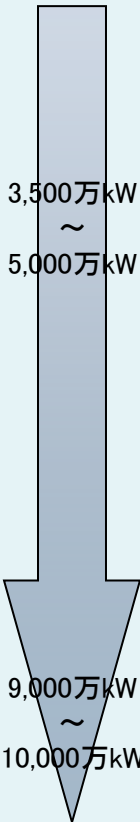
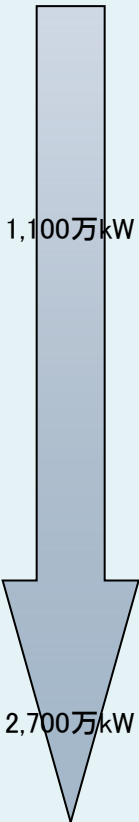
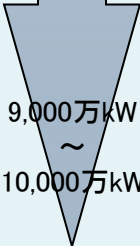
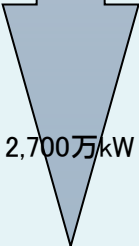
翌日のデータ

- ・電力価格／機器制御量
- ・電力・熱の需要予測
- ・再生可能エネルギーの出力予測

光熱費最小化

- 翌日の機器運転計画
- ・エアコンの利用時刻
 - ・蓄電・貯湯の時刻

電力系統整備(3):次世代送配電ネットワークの実現に向けた行程

	導入量(目安)		フェーズ	需要	再生可能電力	電力システム等
	太陽光	風力(陸上)				
現状 2010年～	 300万kW	 250万kW	系統整備、需要側のエネルギー・マネジメント関連インフラ構築の開始	☐ スマートメータの導入 ☐ エネルギー・マネジメント装置の導入 ☐ 蓄エネルギー・能動化機能付き需要技術の普及	☐ 不要解列防止機能・単独運転防止機能の開発 ☐ 出力抑制機能付き再生可能エネルギー発電の普及	☐ 揚水発電等の活用 ☐ 気象データの蓄積、発電予測の試行 ☐ 送電線・配電線の空容量分析 ☐ アクセス用送配電線の計画的整備
短期 2020年頃	 3,500万kW ～ 5,000万kW	 1,100万kW	需要側のエネルギー・マネジメントの運用	☒ スマートメータの普及 ☒ エネルギー・マネジメント装置の普及 ☒ 需要調整 ☒ プラグインハイブリッド・電気自動車充電(G2V: Grid to Vehicle)制御の活用	☒ 必要に応じた太陽光発電、風力発電等の出力抑制	☐ 全系統電源の活用 ☒ 発電量予測の本格運用、需給制御・マネジメントの運用開始 ☒ 需要調整を導く料金制度・設定 ☒ 需要調整効果を反映した需給運用 ☒ 送電システムの増強
中期 2020年代半ば			系統と需要側との協調システムの運用	☒ エネルギー・マネジメント装置による自律的制御 ☒ プラグインハイブリッド・電気自動車充電(G2V)制御の活用 ☐ 蓄電システムの導入	☒ 必要に応じた太陽光発電、風力発電等の出力抑制	☒ 発電量予測の精度向上 ☒ 需要調整制御:ダイナミックプライシング ☒ 需要調整効果を反映した設備計画
長期 2030年頃	 9,000万kW ～ 10,000万kW	 2,700万kW	蓄電システム活用による系統と需要側との協調システムの実現	☒ エネルギー・マネジメント装置による自律的制御 ☒ 蓄電システム、V2G (Vehicle to Grid: 自動車と系統との電力融通)の活用	☒ 必要に応じた太陽光発電、風力発電等の出力抑制の高度化	☒ 需要調整制御:ダイナミックプライシング ☒ 需要調整効果を反映した設備計画、需給計画 ☐ 余剰電力のエネルギーキャリア転換

■ 当該時点で普及段階にあるもの □ 当該時点で検討段階・導入初期のもの

下線付き項目: 当該時点における新規項目

4. その他の重要な検討事項

再生可能エネルギー熱の導入施策例

- 代表的な再生可能エネルギー熱の導入政策には以下が挙げられる。
- 導入コストが高い時期は、補助制度等による導入支援策が必要だが、コストの低下に伴い施策をシフトさせる必要がある。

導入量

小

導入コスト

高

導入支援	補助金・税制優遇	再生可能エネルギー利用設備の導入に当たり、設備費等の補助、税額控除、特別償却等を行う。 <u>制度例</u> - 新エネルギー等導入加速化支援対策事業（経済産業省） ✓ 新エネルギー利用等の設備導入事業を行う民間事業者等に対し、対象経費の1/3以内を補助する。 - Market Incentive Programme（ドイツ） ✓ 再生可能エネルギーによる熱供給設備に補助金を支給。
	グリーン熱証書	再生可能エネルギーにより生産した熱の環境価値分を証書化し、市場で取引可能にする制度。 <u>制度例</u> - 東京都のグリーン熱証書制度 ✓ 2010年3月に創設。2010年9月、グリーン熱証書発行設備を日本で初めて認定。
導入義務化	再生可能エネルギー熱利用設備の導入検討義務化	再生可能エネルギー利用設備の導入検討を義務化する制度。 <u>制度例</u> - 東京都の「建築物環境計画書制度」 ✓ 大規模建築物に対し建築物環境計画書の策定を義務化する制度の中で、再生可能エネルギー利用設備の導入検討を義務化。
	再生可能エネルギー熱利用設備の導入義務化	新築または改修する建物に対し、熱需要の一定割合を再生可能エネルギー熱でまかなうことを義務付ける制度。 <u>制度例</u> - スペインのSolar Obligation（Código Técnico de la Edificación : CTE） - ドイツの再生可能エネルギー源法（EEG Wärme）

大

低

海外諸国の再生可能エネルギー熱導入義務化制度(1/2)

■ スペイン

法令	建築基準法 (Código Técnico de la Edificación : CTE) (2006年3月28日公布、2006年10月29日施行)
目標	スペインの再生可能エネルギー計画 ⇒2010 年までに設置面積480万m ² (導入実績は、2008年末で約146万m ²)
義務対象者	<対象建物> 新築または改修する全用途建物。 ※給湯需要、または温水プールがある建物。 <主な免除条件> - 太陽熱以外の再生可能エネルギー、廃熱発電、熱回収器からの余剰エネルギーを利用している場合 - 建物の立地条件から十分な日射量がない場合 - 建物を改修する際、既存建物の構造や都市計画法による導入制約がある場合 - 新設建物において、都市計画法による導入制約がある場合 - 歴史及び芸術作品として保護されている場合。 ※b), c), d), e)の場合、断熱、電化製品の省エネ化、他の再生可能エネルギー利用により、太陽熱利用の不足分を調整することが義務付けられる。

義務内容・達成基準	建物における給湯需要の30-70%を太陽熱で賄うことを義務付け。また、気候特徴から5つの気候帯に区分し、其々に対して太陽熱の最低導入割合(%)を設定。					
	表 太陽熱の最低導入割合(%) (ガス給湯の場合)					
	建物の給湯 需要総量 (L/日)	気候ゾーン				
		I	II	III	IV	V
	50・5,000	30	30	50	60	70
	5,000・6,000	30	30	55	65	70
	6,000・7,000	30	35	61	70	70
	7,000・8,000	30	45	63	70	70
	8,000・9,000	30	52	65	70	70
	9,000・10,000	30	55	70	70	70
	10,000・12,500	30	65	70	70	70
	12,500・15,000	30	70	70	70	70
	15,000・17,500	35	70	70	70	70
17,500・20,000	45	70	70	70	70	
> 20,000	52	70	70	70	70	
導入前後の影響等	・ スペイン太陽熱産業協会(ASIT)は、CTEの施行により、2008 年の新規設置面積がおよそ46 万4,000 m² という強い成長率(2007 年対比69.5%増)を示したと発表。(ただし、2009年は経済危機と住宅危機により大幅に落ち込んだ模様。) ・ ASITは、同国の太陽熱部門の雇用が8,000人、売上げが3 億7,500 万ユーロ(2007年は2億1,000万ユーロ)と推定。					

出典: ESTIF資料、NEDO海外レポート(太陽熱バロメータ2009(EU))

海外諸国の再生可能エネルギー熱導入義務化制度(2/2)

■ ドイツ

法令	ドイツ再生可能エネルギー源法 (EEG Wärme) (2008年8月公布、2009年1月1日施行)
目標	2020年までにドイツの熱需要14%を再生可能エネルギー源によって供給。
義務対象者	2009年1月1日以降に建設される新築建物の所有者。 ※個人、公有、業務用等に限らず全ての所有者が対象。 ※2009年1月1日以前に申請があった建物については除外。 ※賃貸用の新築建物も含む。
義務内容・達成基準	対象エネルギー源毎に規定された一定割合の再生可能エネルギーの利用を義務付け。 ※下記対象エネルギー源のいずれかについて、熱需要に対する達成割合基準を満たせば可。 ※地球温暖化対策に資する代替手段による達成が認められている。 ※異なる再生可能エネルギー及び代替エネルギーを組み合わせても可。 <再生可能エネルギー> (％: 熱需要に対する達成割合基準) - 太陽熱 2つ以下の住居を含む建物: 暖房エリア1m²当たり0.04m² 2つより多くの住居を含む建物: 暖房エリア1m²当たり0.03m² 上記以外(特に非住宅): 15% - 地熱: 50% - 周辺熱(大気・水)ヒートポンプ: 50%

義務内容・達成基準 (つづき)	- 固形バイオマス: 50% - バイオガス: 30%、バイオ油: 50% <代替エネルギー> (％: 熱需要に対する達成割合基準) - 廃熱利用50% - CHPの熱利用50% - 建物の断熱改修(Energy Saving Ordinanceで規定されている断熱性能の15%以上) - 再生可能エネルギーや廃熱、CHPの熱を用いた地域熱供給への接続
導入前後の影響等	再生可能エネルギーによる熱供給設備に補助金を支給するMarket Incentive Programmeの予算を年間5億ユーロに増額。

再生可能エネルギー熱の導入施策検討の方向性

- 例えば、東京都が行っている導入検討義務化に関して全国展開を図る場合、以下の項目について検討が必要となる。
 - ✓ 対象とする再生可能エネルギーの種類
 - ✓ 義務化の対象となる建物、想定する用途
 - ✓ 検討義務化の対象者（特に家庭の場合）
 - ✓ 達成基準
 - ✓ 気候条件等の地域性考慮
 - ✓ 免除措置
 - ✓ 代替エネルギー など
- その際、需要側のエネルギー利用の特性を踏まえ、再生可能エネルギー熱で代替可能な用途を特定しておく必要がある。
- 例えば、民生部門における熱需要としては、給湯需要、暖房需要及び厨房需要が存在するが、太陽熱等によって、比較的低温熱である給湯需要及び暖房需要を賄うことは十分可能である。
- エネルギー・経済統計要覧によると、家庭部門の給湯需要・暖房需要は家庭部門全体のエネルギーの54%、業務部門では同30%に相当する。
- ただし、業務部門の場合、建物用途によってエネルギーの使われ方にバラツキがあるため、給湯需要の多い用途を中心に検討を進めるべきと考えられる。
- なお、制度設計の際は、熱の融通に関するインフラ整備についてもあわせて検討を行う必要がある。

低炭素社会構築に向けた化石燃料利用の役割

- 低炭素社会構築に向けた我が国の化石燃料利用の目的として、以下の3点が挙げられる。

1 天然ガスシフトによるエネルギー供給の低炭素化

- 中期的には、天然ガスの利用拡大によるエネルギー供給の低炭素化が期待される。具体的には、高効率天然ガス火力の利用拡大、産業部門における燃料転換などを進めていくことが重要である。
- 例えば、第14回中長期ロードマップ小委員会におけるAIMプロジェクトチーム試算によると、以下の取組が期待されている。
 - ・ 産業部門では、燃料に占めるガス比率を現状の10%から2020年までに15～18%まで高める想定となっている。
 - ・ 火力発電に占めるLNG火力のシェアも増加が見込まれている。
- なお、米国では非在来型天然ガス的一种であるシェールガスの開発・利用が進んでおり、短期的にはLNG市場が緩む可能性もある。

2 電力システムの需給調整機能の確保

- 今後大きな伸びが期待される太陽光発電と風力発電は出力が変動すること、原子力発電も低炭素化のため最大出力での一定出力運転が求められることから、需給調整のために火力発電設備が必要不可欠である。なお、火力発電の低炭素化にはCCSが重要な役割を果たす。

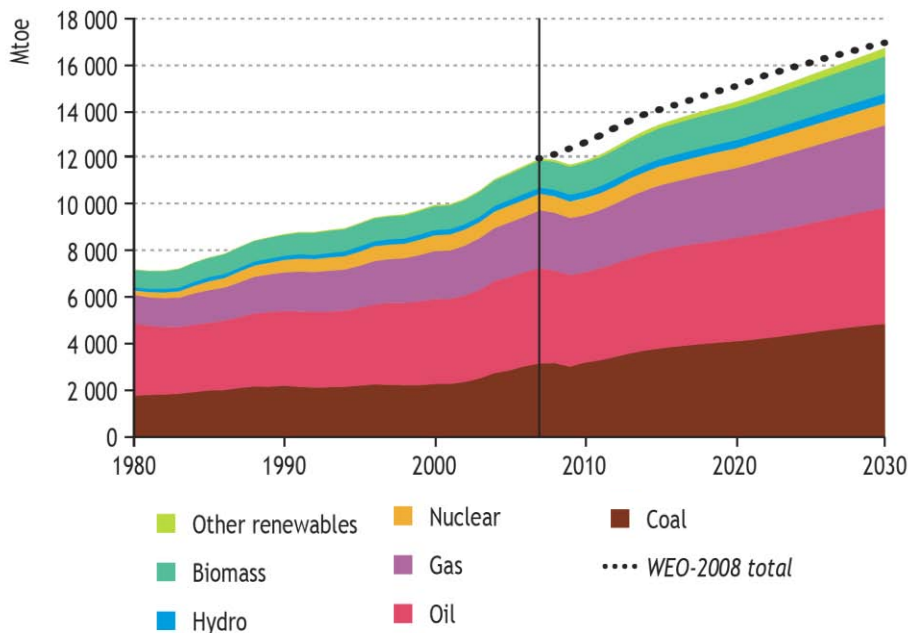
3 世界のエネルギー供給の低炭素化への貢献

- 我が国の持つ最高水準の発電技術等を、積極的に海外展開していくことで、世界全体の低炭素化に貢献していくことが重要である。そのためには、継続的な技術開発や人材育成の観点から、国内でも一定規模の市場は今後も必要と考えられる。

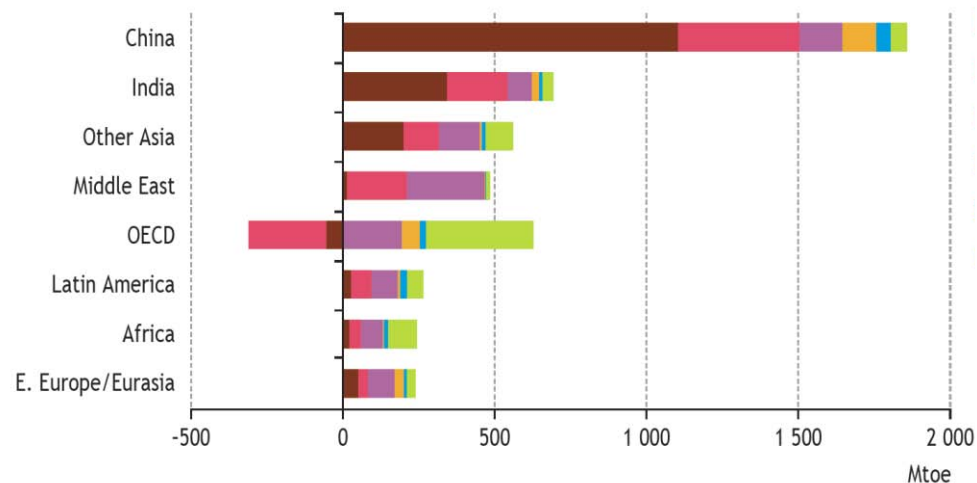
火力発電低炭素化の技術普及(1/4)

■ 世界で増加する石炭需要 (IEA, World Energy Outlook 2009)

- 2030年にかけて、世界の1次エネルギー需要は現状(2010)の約1.4倍に増加する見通し。
- 石炭は資源量が多く(BP統計によると可採年数120年程度)かつ安価であるため、新興国・途上国を中心に、世界の主要なエネルギー源の一つとして、今後も需要は伸びると予測されている。
- 特に中国における需要増が大きく、増加分の7割近くは中国が占める見通し。
- 石炭利用に伴うCO₂排出量の増加を抑制するためには、クリーン・コール・テクノロジーが不可欠であり、新興国及び発展途上国への技術移転は、日本に求められる重要な国際貢献の一つと考えられる。



世界の1次エネルギー需要見通し
出典) World Energy Outlook 2009



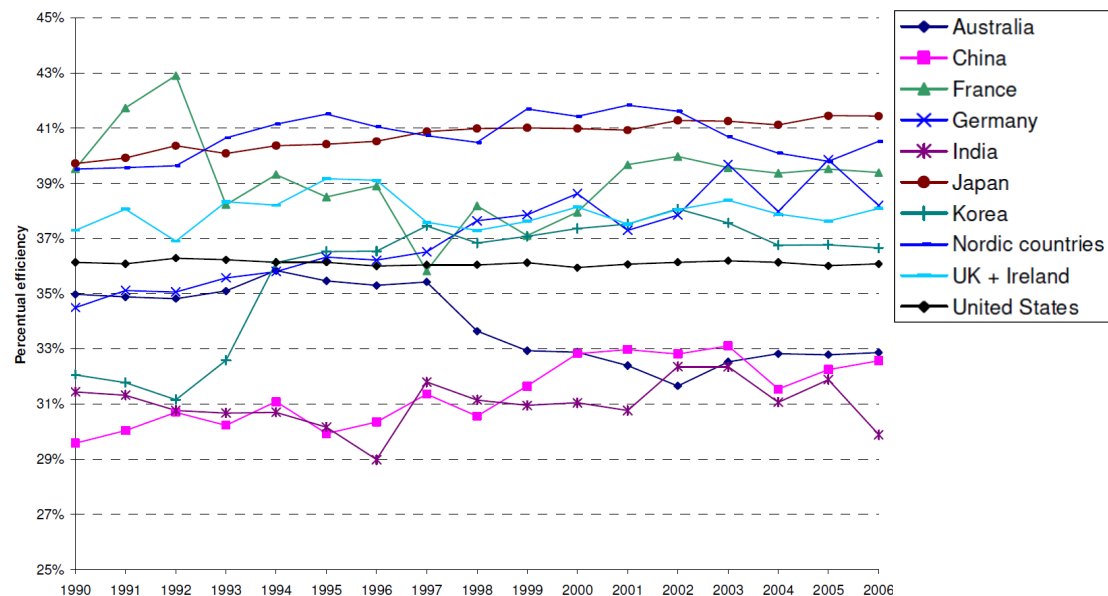
各国の1次エネルギー需要増加量見通し(2007~2030の累積)
出典) World Energy Outlook 2009

火力発電低炭素化の技術普及(2/4)

■ 我が国の優れた石炭火力発電技術

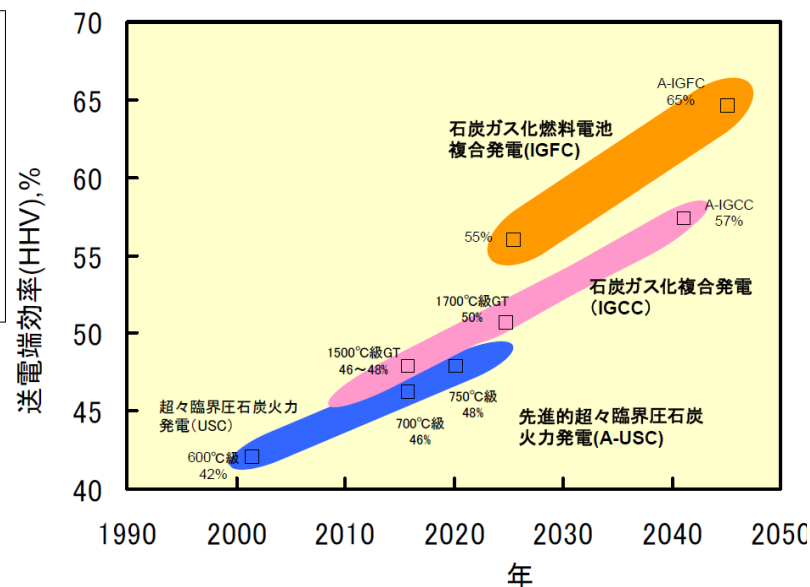
- 我が国の石炭火力発電は、世界でトップレベルの技術及び運用管理により、世界最高水準の発電効率(41.6%)を達成している。
- 将来的には、より効率的な石炭火力発電技術の技術開発計画が、産学官の協力の下で実施・検討されており、発電効率がさらに向上することが見込まれている。

出典:「クリーンコール技術開発研究会報告」(2009年6月)



石炭火力の熱効率の各国比較

出典) ECOFYS, "INTERNATIONAL COMPARISON OF FOSSIL POWER EFFICIENCY AND CO2 INTENSITY" (2009)



石炭火力発電の効率向上に関するロードマップ

出典)「クリーンコール技術開発研究会報告」(2009年6月)

火力発電低炭素化の技術普及(3/4)

- エネルギー基本計画(2010年6月18日閣議決定)では、石炭火力について、下記を取組を推進するとしている。

全体方針

- CCS(CO₂ 回収・貯留)やIGCC(石炭ガス化複合発電)等地球環境と調和した石炭利用技術を確立し、今後も適切に活用していく。
- 世界最高水準にある我が国の石炭利用技術の競争力を維持し、世界各国に普及させていく。

具体的アクションプラン(国内)

- 単位発電量当たりのCO₂を低減させるため、現在運転中の石炭火力における効率改善やバイオマス混焼及び老朽石炭火力のリプレイス等による最新設備の導入を推進することにより、高効率化・低炭素化を進める。
- 当面新增設又は更新される石炭火力発電については、原則としてIGCC並みのCO₂排出量に抑制する。
- IGCC・A-USC(先進的超々臨界圧発電)等について、更なる高効率化や早期の実用化を目指して、官民協力して開発・実証を推進する。
- 高効率石炭火力の開発・実証・導入を国内で進めつつ、将来に向けてゼロ・エミッション石炭火力発電の実現を目指す。
- 2020年頃のCCSの商用化を目指した技術開発の加速化を図るとともに、今後計画される石炭火力の新增設に当たっては、CCS Readyの導入を検討する。また、商用化を前提に、2030年までに石炭火力にCCSを導入することを検討する。
- 高効率の石炭火力技術については、我が国を環境に優しい石炭火力の最新鋭技術の実証の場として位置付け、国内での運転実績の蓄積を図る。

火力発電低炭素化の技術普及(4／4)

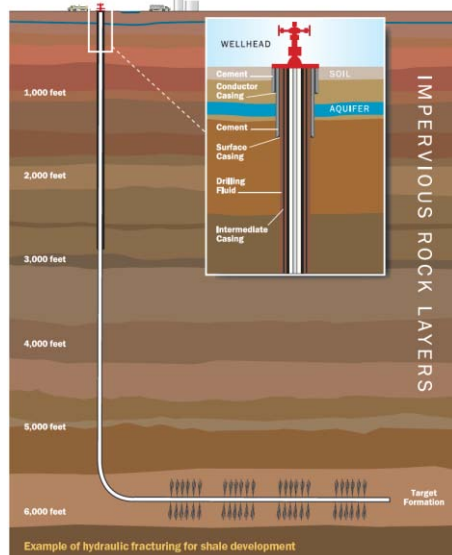
具体的アクションプラン(海外)

- 我が国が得意とする超々臨界等の高効率技術や、高度運転・管理技術に重点を置いた海外展開を推進する。
- 低コストを武器とする新興国企業との競争で苦戦を強いられている一方、資源制約や環境問題を背景に、高効率技術等を評価する動きがある途上国市場について、以下の取組を行う。
 - ✓ 相手国のマスタープラン作成支援を通じた我が国企業が受注しやすい環境の整備
 - ✓ モデルプラント等の推進による標準化の促進
 - ✓ 公的金融支援
 - ✓ インフラの運転管理人材の育成
 - ✓ 公的機関によるリスクテイク範囲の拡大 等
- 海外展開の推進に当たり、以下の取組を強化する。
 - ✓ 官民連携を核とした推進体制の強化
 - ✓ プロジェクトの獲得に向けた戦略的マッチング(NEDO等の公的機関を活用した調整、対象国の情報収集と分析、対象国企業との連携推進 等)
 - ✓ 金融面・国際ルール面からの支援
 - ✓ 我が国企業の貢献を適切に評価する新たなメカニズムの構築(温室効果ガス削減に関する貢献の、国内目標達成への適切な反映 等)
 - ✓ 地球温暖化対策交渉の進展を踏まえた支援の具体化

シェールガスとは

- シェールガスとは、非在来型天然ガスの一種であり、頁岩^{けつがん}（シェール）層に含まれる天然ガス。岩盤が固く、ガスの浸透率が低いため、従来技術では商業生産が困難であった。しかし、水平掘削※¹技術、水圧破碎※²技術の進展に伴い、米国を中心に市場が急拡大している。
- シェールガスは、北米、中央アジア・中国、中東・アフリカ等に存在すると言われている。ただし、シェールガスをはじめとする非在来型ガスの資源量調査は発展途上にあり、推計精度に課題はある。

シェールガスの採掘方法の例



- ※1：水平掘削：垂直に掘り下げた後、側方から水平に掘り進めることにより、シェール層領域を拡大する技術。
- ※2：水圧破碎：水ベースの流体を高圧で噴射して岩盤を破碎することによって、岩盤内に滞留しているガスを取り出す技術。水の確保、廃水処理に課題を抱える。

出典：“Hydraulic Fracturing Primer”（API, 2010）

シェールガスの資源量

	Tight gas	Coalbed methane	Shale gas	Total
Middle East and North Africa	23	0	72	95
Sub-Saharan Africa	22	1	8	31
Former Soviet Union	25	112	18	155
Asia-Pacific	51	49	174	274
<i>Central Asia and China</i>	10	34	100	144
<i>OECD Pacific</i>	20	13	65	99
<i>South Asia</i>	6	1	0	7
<i>Other Asia-Pacific</i>	16	0	9	24
North America	39	85	109	233
Latin America	37	1	60	98
Europe	12	8	16	35
<i>Central and Eastern Europe</i>	2	3	1	7
<i>Western Europe</i>	10	4	14	29
World	210	256	456	921

単位：tcm（兆m³）

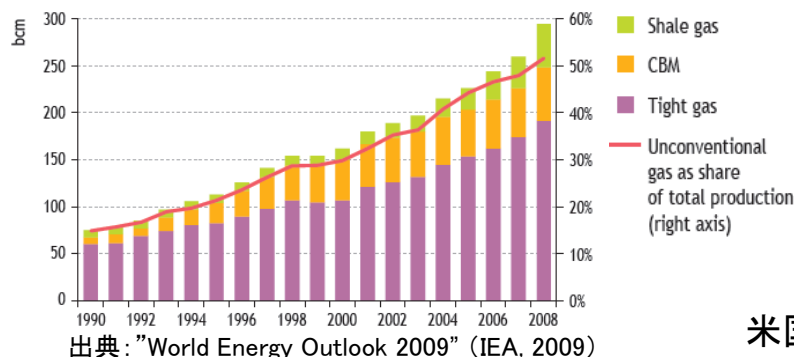
出典：“World Energy Outlook 2009”（IEA, 2009）

米国におけるシェールガスの動向

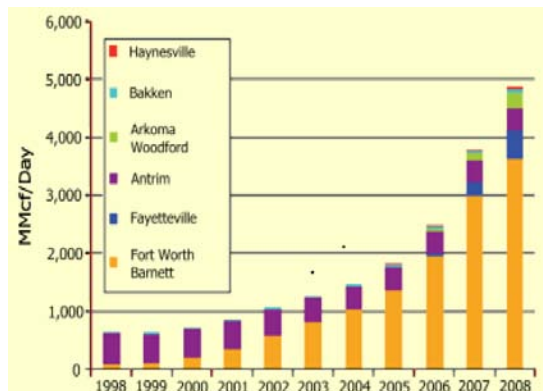
- 米国では、非在来型ガスの生産量が増加し、国内ガス生産量に占めるシェアは50%に達している。直近では特にシェールガスの生産量が拡大中。
- シェールガス躍進のきっかけは、Barnett(テキサス州)での事業成功。
- 米国エネルギー省による直近の見通しによると、シェールガス生産量の拡大を受けて、将来的に天然ガス輸入量は低位で推移する見込み。

※シェールガス生産量: 2008年1.5兆cf(国内総ガス供給量シェア6%) → 2020年4.5兆cf(同20%)

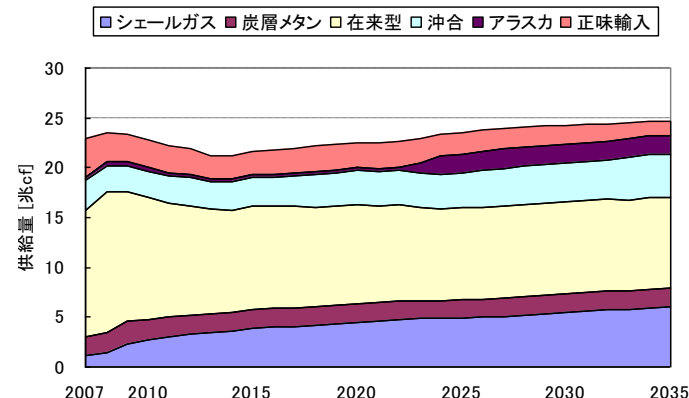
米国における非在来型ガス生産量の推移



米国におけるシェールガス生産量の推移



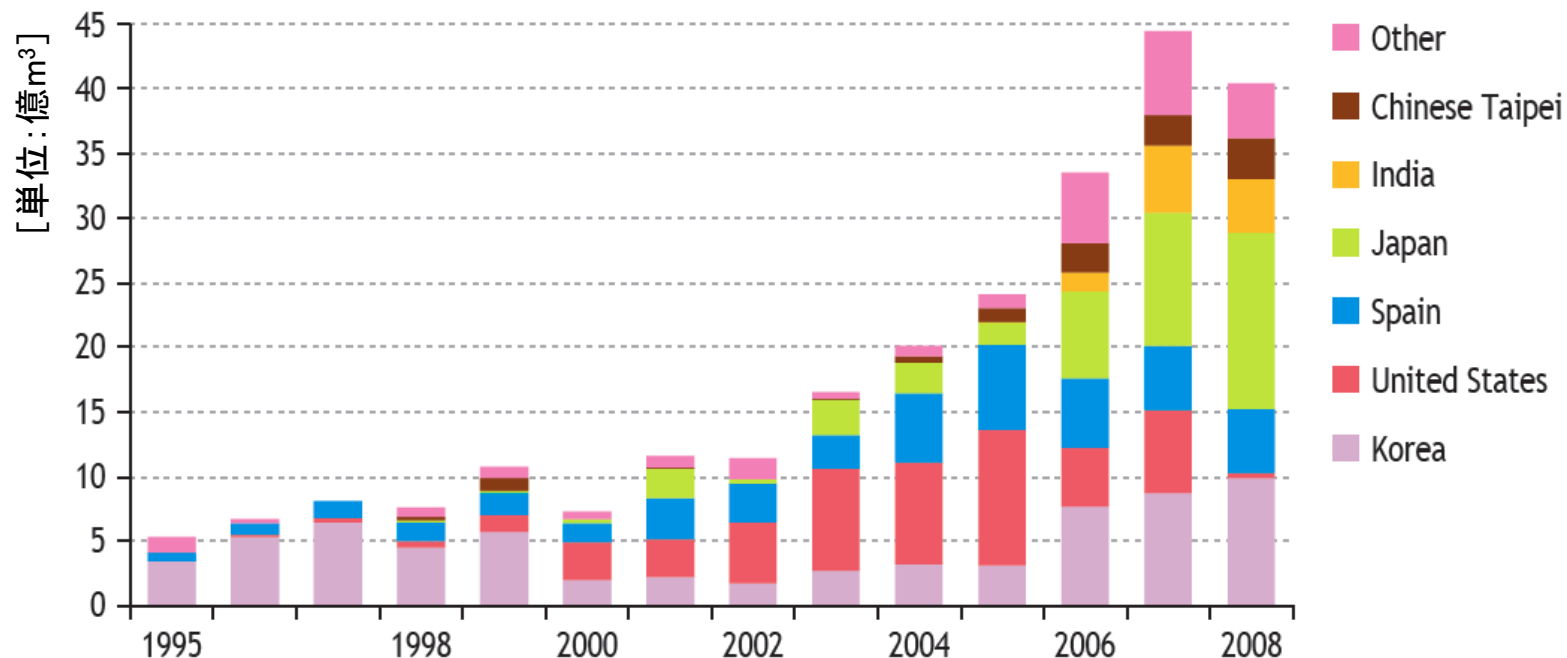
米国における天然ガス供給構造の見通し



シェールガス進展による国際的影響

- 追加調査として、LNG国際取引量、国際価格の動向等を調査することにより、シェールガスの国際影響を把握し、我が国のガス供給に与える影響を整理する。

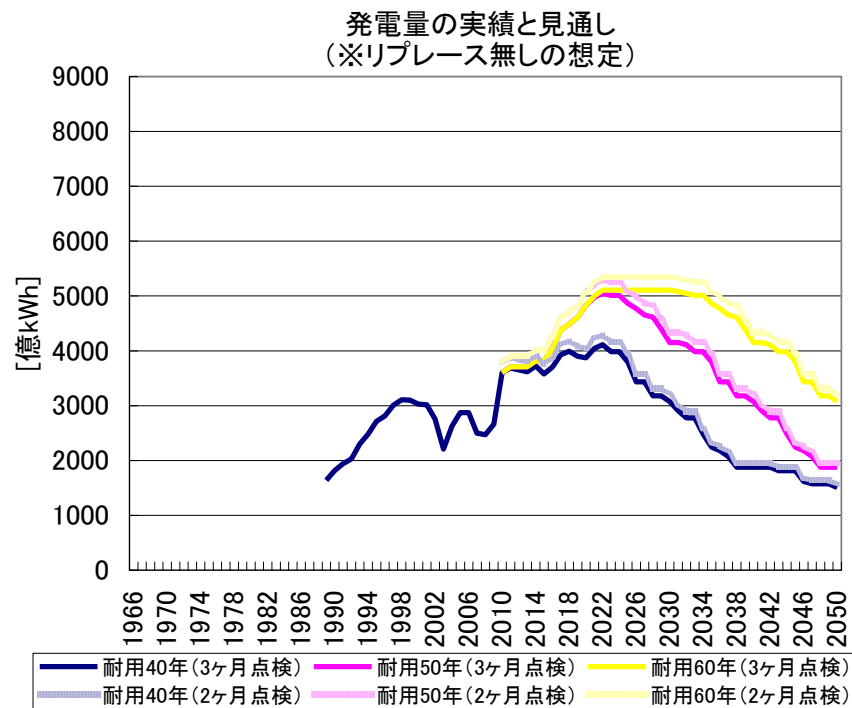
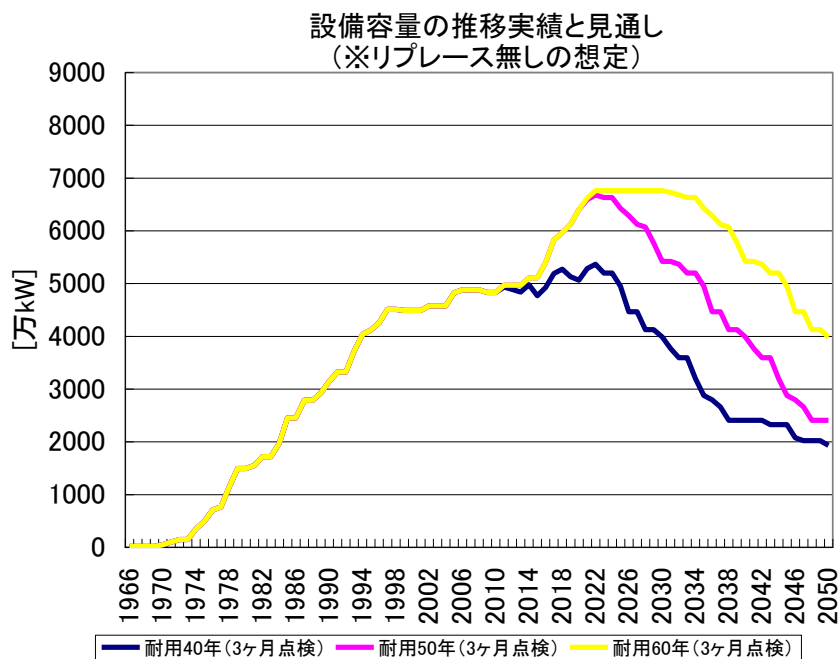
LNGスポット取引量の推移



出典: "World Energy Outlook 2009" (IEA, 2009)

既存原子力発電の将来見通しと今後の対応

- 稼働中の商業用原子力発電54基4,885万kW及び最新の「平成22年度電力供給計画」に記載されている建設中・計画中の14基について、耐用年数を40、50あるいは60年とした場合の将来見通しについて試算した。
- その結果、設備容量については、耐用年数を50年とした場合では2036年に、同60年とした場合には2046年に現状レベルを維持できなくなる。
- また、定期点検に要する期間を3ヶ月とした際、発電電力量は2023年(耐用年数50年)又は2031年(同60年)から減少に転じる。現在の設備容量に設備利用率85%程度を想定した場合、2036年(耐用年数50年)又は2046年(同60年)にはこれを下回る。



注) 2009年4月に施行された新検査制度を踏まえて、定期検査の間隔を13ヶ月、18ヶ月あるいは24ヶ月として適宜想定した。

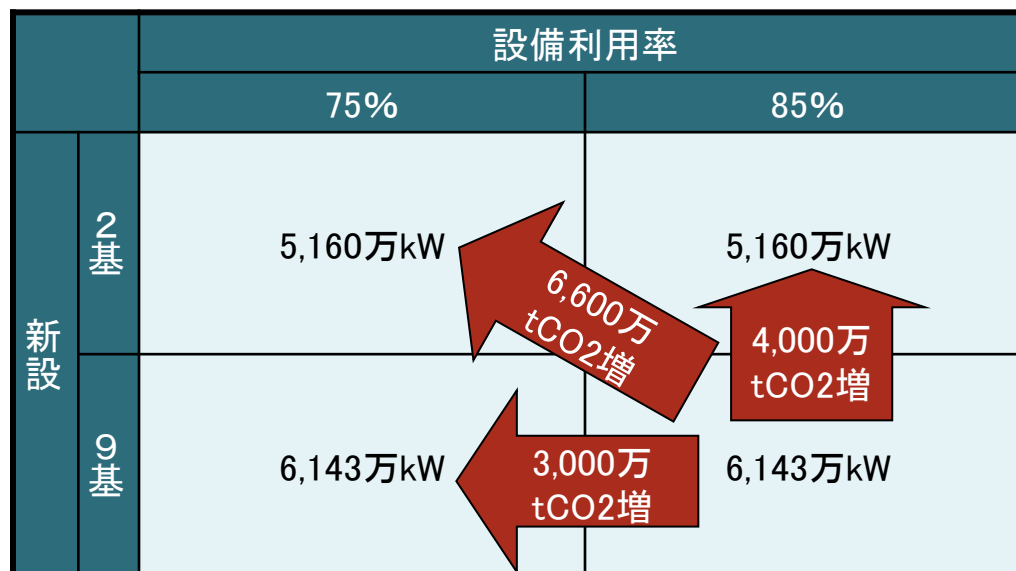
なお、この場合、定期検査に要する期間を2～3ヶ月とすると、設備利用率はそれぞれ81～87%、86～90%あるいは89～92%となる。

出典)「平成22年度電力供給計画」(資源エネルギー庁)、「電力統計情報」(電気事業連合会)等を元に作成

原子力発電の利用拡大

■ 原子力発電の利用拡大における主なポイントは以下のとおり。

1. エネルギー供給の低炭素化のための重要な方策の一つであり、まずは稼働率向上に向けた取組が最重要であること(2009年度の稼働率は66%)。
2. 安全の確保を大前提として、更なる稼働率向上のために必要な規制見直し等を検討していく必要があること。
3. 運転年数の長い電源が増えていくため、適切な高経年化対策を取りつつ、必要に応じ、より出力の大きな施設に更新していく必要があること。
4. なお、仮に稼働率が75%(90年以降の平均相当)、または新設基数2基(現在建設中のみ)であった場合、火力発電によるバックアップに依存して排出増に繋がる可能性があることに留意が必要である。



出典：第14回中長期ロードマップ小委員会資料(CO2増の想定は▲25%ケースの場合)