

参 考 资 料

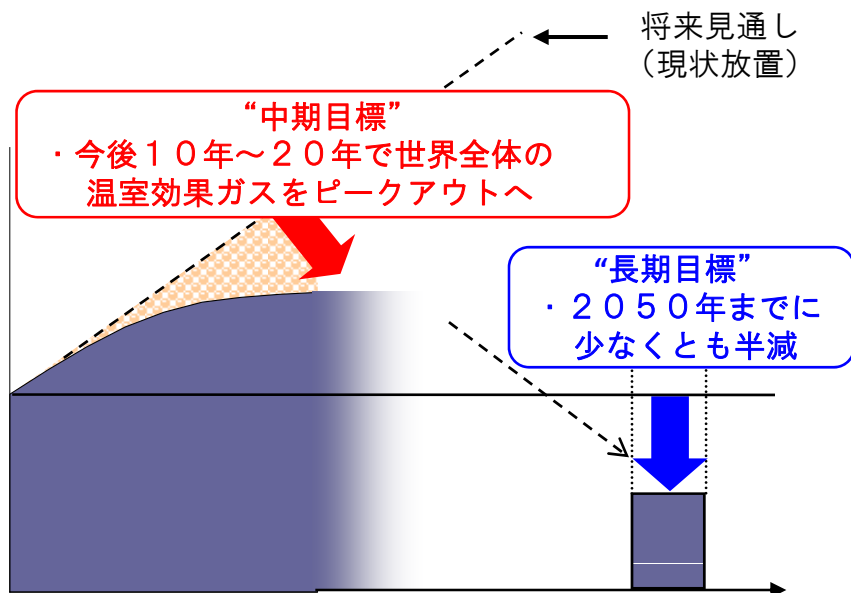
1. 再生可能エネルギー導入の意義と現状

世界全体及び我が国の長期目標について

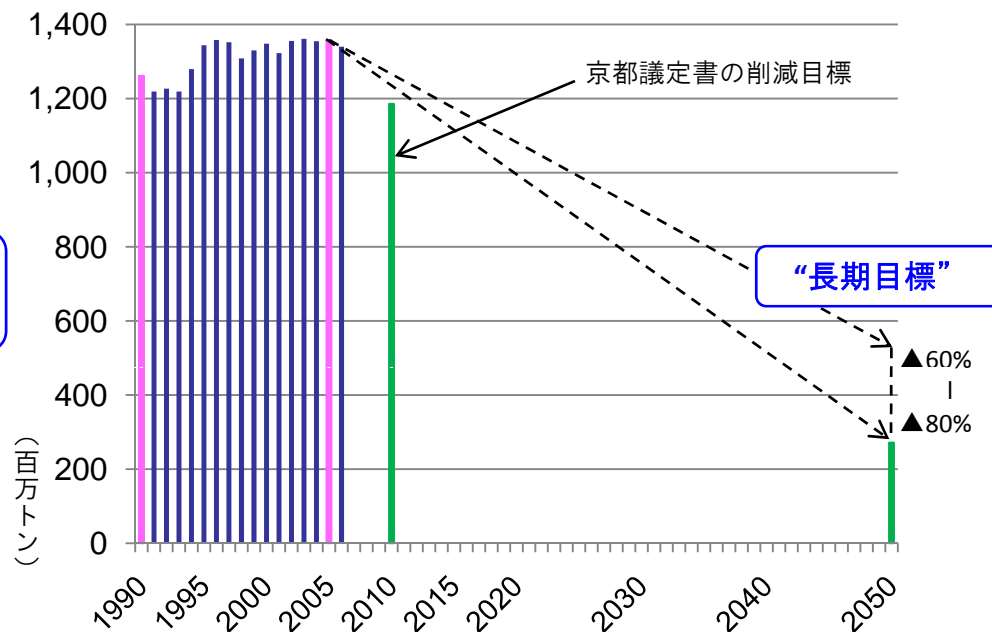
気候に人為的な影響が及ばないレベルに大気中の温室効果ガスの濃度を安定化させるという究極の目標に向けての日本の提言

- ・ 世界全体での排出量を今後10～20年でピークアウトし、2050年までに少なくとも半減
- ・ 日本の長期目標として2050年に現状より60～80%削減
(低炭素社会づくり行動計画(平成20年7月閣議決定))

＜世界全体の温室効果ガス排出量＞



＜日本の温室効果ガス排出量＞



「再生可能エネルギー」導入の意義

(1)世界全体での低炭素社会の確立への寄与

- 我が国が再生可能エネルギー導入の取組を積極的に推進することにより、我が国における低炭素社会の実現に寄与。
- 我が国が再生可能エネルギーの導入政策を世界的な潮流とすることにより、我が国の技術・ノウハウが世界の低炭素社会の確立に貢献可能。

(2)エネルギー安全保障の確保への寄与

- 化石燃料の供給に不安が生じた場合、我が国の経済社会への影響は甚大であり、再生可能エネルギーの大幅な導入によって、我が国のエネルギー安全保障の確保に寄与。
- 災害時のバックアップ電源となるなど、地域経済における安全・安心の確保にも寄与。

(3)景気の回復・雇用確保への寄与

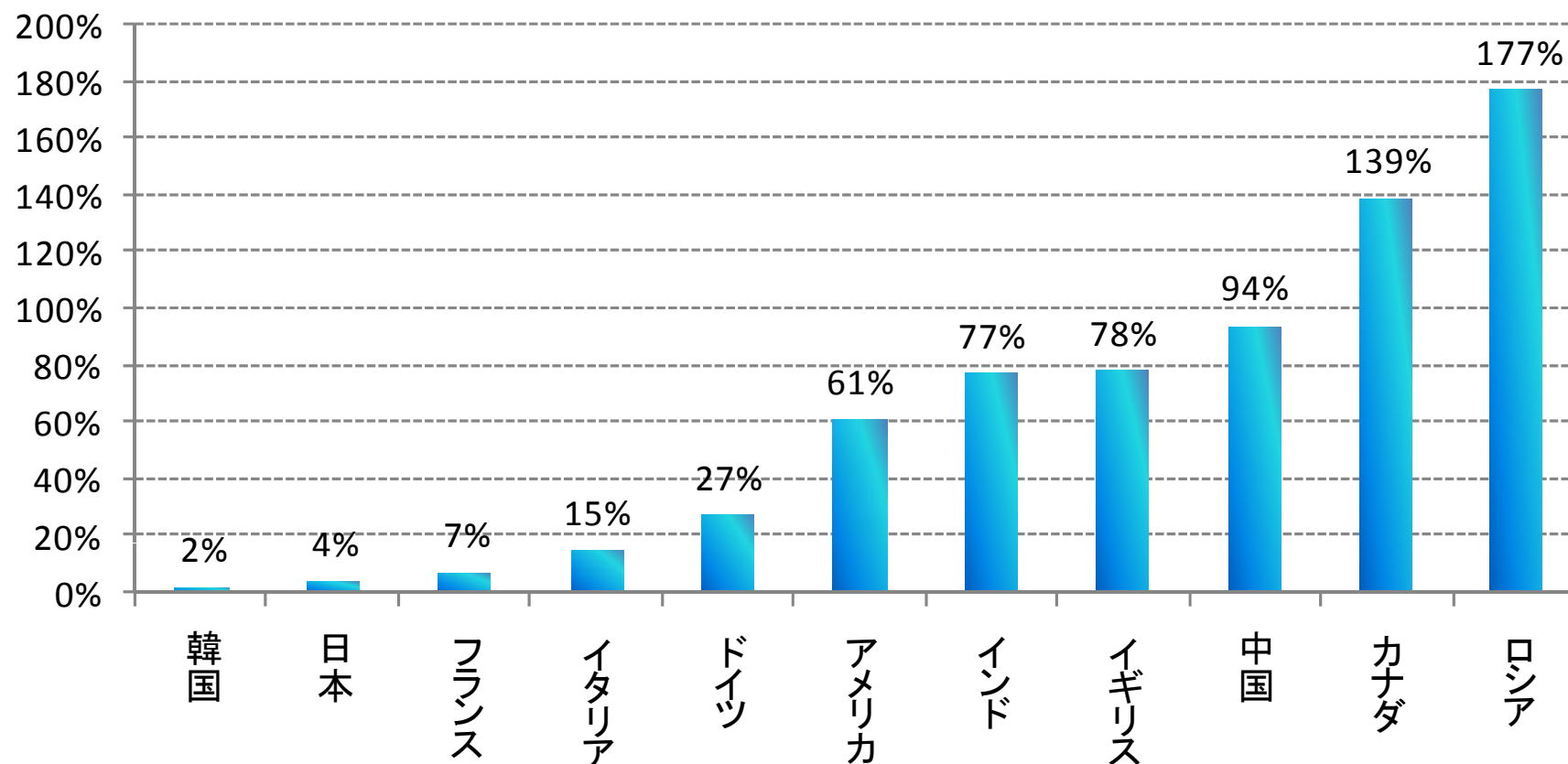
- 世界が低炭素社会に向かう中で、世界的に拡大し成長していく可能性が高い再生可能エネルギー関連市場は新たな発電・熱生成設備の製造に加え、施工、配電、配送等のインフラの整備など、広範な新規需要の創出を伴うことから、深刻な世界同時不況を乗り越えるための切り札の一つ。
- 我が国で再生可能エネルギー関連産業が成長すれば、雇用の確保にも寄与。特に、再生可能エネルギー関連設備の施工や維持に関する産業は地域に密着した雇用を創出。

我が国のエネルギー自給率

我が国は、化石燃料を輸入に依存しており、50年後や100年後のエネルギーをどのようにして確保し、持続可能な社会を構築するのかについて、世界で最も真剣に根本から考えなければならない国の一つ。

主要国のエネルギー自給率（2005年）

（原子力は輸入として含まない）



【出典：資源エネルギー庁パンフレット“日本のエネルギー2007”】

環境・エネルギーを景気対策の柱と位置づける 「グリーン・ニュー・ディール」が世界の潮流へ



国際連合

潘基文(パン・ギムン)国連事務総長は、「現在の金融危機は、気候変動問題に取り組む機会でもある。経済危機が拡大する今、緑の成長が数百万の雇用を創出する」と発言(2008年12月11日 COP14での演説)。



アメリカ

オバマ新大統領は、「New Energy for America」計画で、今後10年間で再生可能エネルギー等への1,500億ドルの投資と500万人の雇用創出を提示。

また、アメリカ再生・再投資計画(2009年1月24日)で、

- ・再生可能エネルギーの生産能力を今後3年間で2倍にする。
- ・連邦政府の建物の75%及び200万世帯の家庭を近代化し、史上最大の耐寒構造プログラムを実施する。

等の主要目標を提示。



ドイツ

再生可能エネルギー(バイオマス、風力、太陽光)産業は、現在、2,400億ドル規模、25万人を雇用(3年で55%成長)。2020年には自動車産業を上回る規模に。



中国

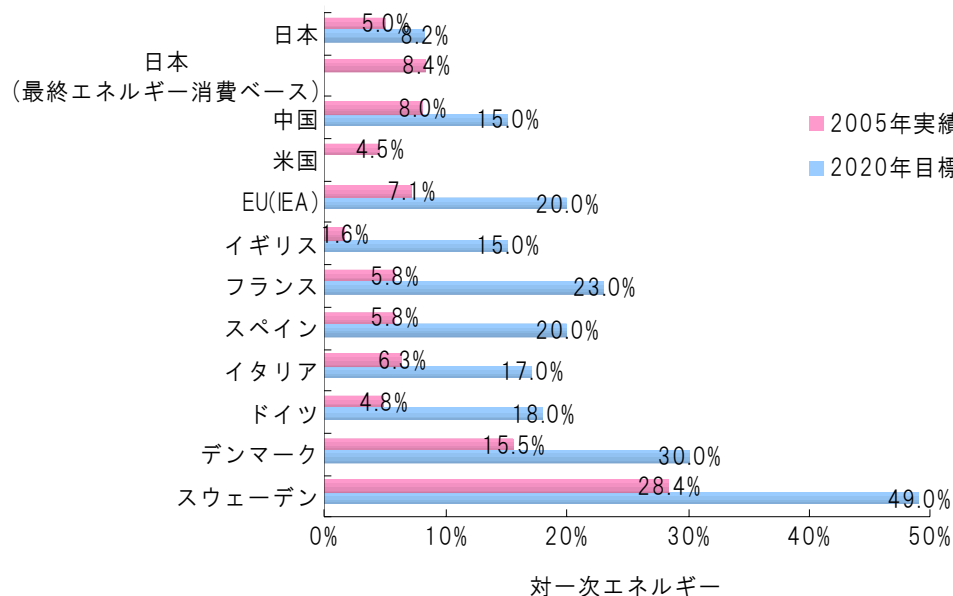
景気対策として、今後2年間で4兆元(60兆円)の投資。うち、環境・省エネ分野に3,500億元(5.3兆円)。



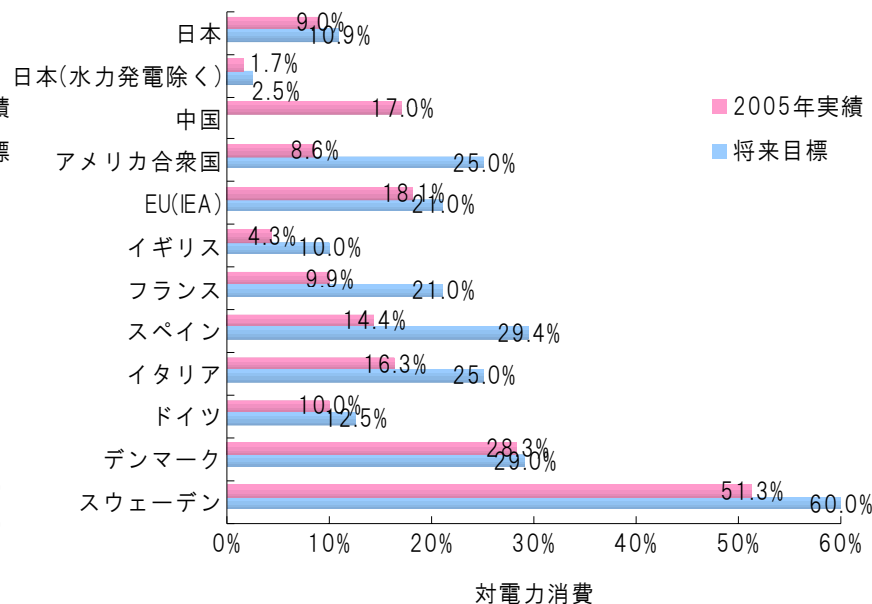
欧米主要国等と比較した際の我が国の再生可能エネルギー導入の現状と目標

将来に向けスウェーデン、デンマーク、ドイツ、スペインなどの欧州諸国が、高い再生可能エネルギー導入目標が掲げる中、我が国は主要国において導入目標レベルが世界最低水準。

一次エネルギー供給量に占める再生可能エネルギーの割合（実績と目標値）



全電源による総発電量に占める再生可能エネルギーによる発電量の割合



- ・ 2005年は、IEAの一次エネルギー供給ベース（日本は、長期エネルギー需給見通し及び新エネルギー部会緊急提言等ベース。中国は2006年。）
- ・ 2020年は、EU各国は最終エネルギー消費ベース、日本は長期エネルギー需給見通し最大導入ケースの一次エネルギー供給ベース、中国はIEAの一次エネルギー供給ベース

出典) IEA “RENEWABLES INFORMATION 2008”, IEA、EU指令 (2008年1月)・(2001年)、REN21 “RENEWABLES 2007”, 中国「再生可能エネルギー中長期発展計画」(2007年8月)等より作成。

- ※1) 2005年は、IEAの発電電力量ベース。総発電電力量は、自家発自家消費等を含めた値。（日本は、長期エネルギー需給見通し等ベース。中国は2006年。）
 - ※2) 将来目標は、EU各国は2010年、日本・中国は2020年、アメリカは2025年（オバマ大統領の公約）。
- 出典) IEA “RENEWABLES INFORMATION 2008”, IEA、EU指令 (2008年1月)・(2001年)、REN21 “RENEWABLES 2007”, 中国「再生可能エネルギー中長期発展計画」(2007年8月)、オバマ大統領公約” New Energy for America” から作成。

2. 再生可能エネルギーの導入見込量と 具体的な導入方策

再生可能エネルギー導入見込量

我が国における既往の再生可能エネルギー普及見通し調査等から導入見込量を推計。
 再生可能エネルギーと再生可能エネルギーによる電力を現状からそれぞれ2倍に
 ▶エネルギー5% (2005) → 10~11% (2020) (一次エネルギー国内供給量に占める割合)
 (4% (2005) → 7~8% (2020) (最終エネルギー消費量に占める割合)
 ▶電力 9% (2005) → 16~18% (2020) (総発電電力量に占める割合) (いずれも大規模水力を含む。)

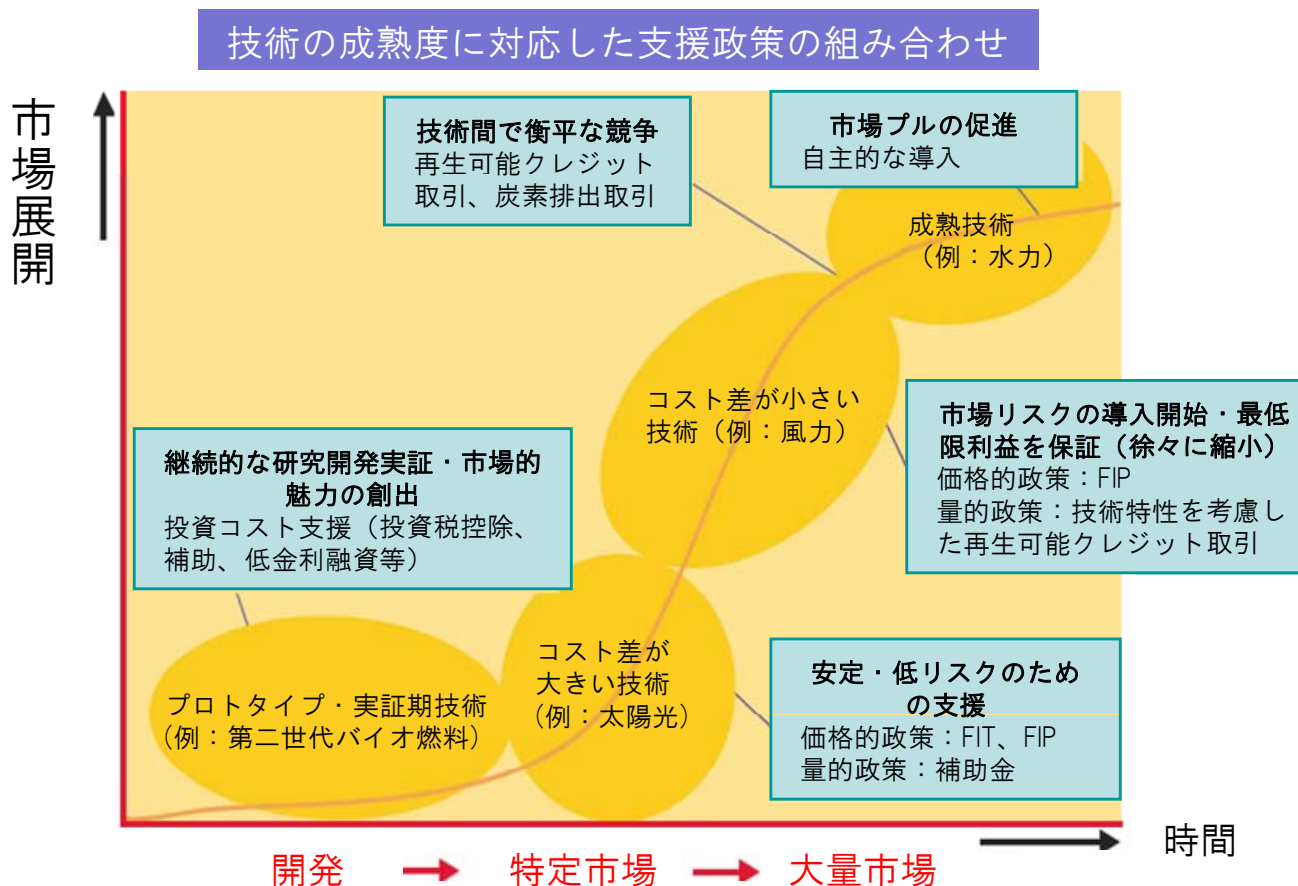
	導入実績及び見込量		
	2005年	2020年	2030年
太陽光発電	142万kW (35万kl)	3,700万kW (906万kl)	7,900万kW (1,934万kl)
風力発電	陸上: 108万kW (44万kl)	陸上: 1,000万kW (399万kl) 洋上: 100万kW (60万kl)	陸上: 1,300万kW (518万kl) 洋上: 700万kW (419万kl)
小水力発電	11万kW (16万kl)	174万kW (243万kl)	302万kW (421万kl)
地熱発電	52万kW (73万kl)	104万kW (145万kl)	162万kW (227万kl)
バイオマス・ 廃棄物発電	223万kW (252万kl)	519万kW (586万kl)	519万kW (586万kl)
太陽熱利用	24PJ (61万kl)	51PJ (131万kl)	87PJ (225万kl)
その他熱	297PJ (768万kl)	380PJ (982万kl)	380PJ (982万kl)

	導入実績及び見込量		
	2005年	2020年	2030年
①電力小計	536万kW (420万kl)	5,597万kW (2,339万kl)	10,883万kW (4,104万kl)
②熱小計	321PJ (829万kl)	431PJ (1,113万kl)	467PJ (1,207万kl)
③合計 (①+②)	1,249万kL (2.1%)	3,451万kL (6.8%)	5,312万kL (12.0%)
④大規模水力発電	4,574万kW (1,700万kl)	4,833万kW (1,900万kl)	4,853万kW (1,900万kl)
⑤再生可能エネルギー合計 (③+④)	2,933万kL	5,331万kL	7,191万kL
⑥一次エネルギー国内供給量 に占める割合	5% (587百万kl)	10~11% (547~504 百万kl)	14~16% (526~444 百万kl)
⑦最終エネルギー消費量に占 める割合	4% (413百万kl)	7~8% (401~369 百万kl)	10~11% (365~327 百万kl)
⑧再生可能エネルギー 電力合計 (①+④)	5,099万kW (2,104万kl)	10,415万kW (4,218万kl)	15,721万kW (5,984万kl)
⑨総発電電力量に占める割合	9%	16~18%	26~28%

注) ⑥⑦の括弧内の数値はそれぞれ一次エネルギー国内供給量、最終エネルギー消費量。2020年の各合計量は中期目標検討会の国立環境研究所資料 (対策Ⅰ~Ⅲケース) を採用。2030年は2050日本低炭素社会シナリオを参考に設定。小水力と大規模水力は一部重複あり。

導入促進策の観点

再生可能エネルギー（電力、熱、燃料）は、技術レベル（開発段階、実証段階、実用化段階等）、市場導入（導入初期、普及期、成熟期等）の状況が様々。こうした状況に応じて、補助金、RPS制度、固定価格買取制度など適切な政策手段を組み合わせることが必要。



出典) IEA “Deploying Renewables,” 2008

※ FIT (Feed-in Tariff) : 発電電力を固定価格で買い取り。
※ FIP (Feed-in Premium) : 市場価格の電力料金に固定プレミアム (ボーナス) を上乗せした価格で買い取り。

代表的な再生可能エネルギー電力普及方策の特徴

	概要	メリット	主な課題
導入補助金制度	<ul style="list-style-type: none"> • 政府が再生可能エネルギー導入コストの一部を補助する制度。 	<ul style="list-style-type: none"> • 初期の導入コストが割高な段階において、その価格差を直接的に補填するものとして有効である。 	<ul style="list-style-type: none"> • 年度毎に拠出可能な補助金総額には上限がある。 • 制度がいつまで継続されるかが不明である。 • 制度運用のための行政コストがかさみやすい。
RPS制度	<ul style="list-style-type: none"> • 政府が電力会社に対して一定量の電力を再生可能エネルギーにより供給することを義務づける制度。 	<ul style="list-style-type: none"> • 市場を活用し、再生可能エネルギー間のコスト競争を促すことで、費用対効果の高い導入拡大を実現することが可能である。 	<ul style="list-style-type: none"> • 技術水準やコスト水準に格差がある各種の再生可能エネルギーが同一の競争環境にさらされることから、相対的に導入コストが高い再生可能エネルギーの導入が進まない。 • 買取価格を将来にわたって予測できないことから投資回収年数が定まらない。
余剰電力買取メニュー	<ul style="list-style-type: none"> • 自家消費ができない余剰電力を、電力会社が自主的に一定の金額で買い取る取組。 	<ul style="list-style-type: none"> • 固定価格買取制度に類似した効果がある。 	<ul style="list-style-type: none"> • あくまでも電力会社の自主的な取組であるため、長期的な買取が制度的に保証されていない。
固定価格買取制度	<ul style="list-style-type: none"> • 再生可能エネルギーによる発電電力を電力会社が一定の金額で買い取る制度。 	<ul style="list-style-type: none"> • 投資回収年数が予測できることから、再生可能エネルギーへの投資を加速させる。 	<ul style="list-style-type: none"> • 制度設計の重要な要素が買取価格の設定にあり、価格の設定が低すぎる場合は導入促進効果が低く、高すぎる場合は導入に供給が追いつかず導入コストを乱高下させるおそれがある。 • 技術開発によるコスト低減や普及ペースに応じ、買取価格を定期的に見直す必要がある。

我が国のRPS制度の現状と改善の方向性

	2003年4月時点の評価 <small>注)</small>	現時点の評価
効果の確実性	固定価格買取制度では適切な価格設定の水準が困難、RPS制度は割当量を決めるため効果が確実である。	制度の導入以降、各電力会社は目標を大幅に超過達成しており、過年度の超過達成成分が繰越され、市場の拡大が実質的に限定された状態が続いている。
コスト削減インセンティブ及び社会費用負担	固定価格買取制度では発電者側にコストインセンティブが働きにくく、RPS制度は発電事業者間の競争が促される。	導入目標量が低いため、導入そのものが拡大せず量産効果によるコスト低減も図られていない。
費用負担の公平性	固定価格買取制度では風力資源の地域的偏在等から義務対象者間における費用負担の公平性に問題があり、RPS制度では証書の売買によって費用負担の平準化が図られる。	RPS価値の買い手が実質的に一部の電力会社に限定され、市場の価格形成機能が限定的である。さらに、導入量の増加に伴って電力会社の費用負担が増加していると言われていたが、その費用を誰がどの程度負担しているのかが明らかになっていない。

注) 2003年4月時点の評価は、2003年のRPS制度導入時に総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会で議論された内容。
(補足)

- 2007年、太陽光発電の証書価値を2倍に優遇する方策を追加導入。
その他の新エネルギーと比較して、「技術革新の余地が大きく、需要の創出による大幅な価格低減・普及拡大が見込まれること」、「風力発電、水力発電、地熱発電と比較し、地域的な偏在の度合いも小さいこと」等がその理由。

RPS制度改善の方向性

- 導入目標量の大幅な引き上げ
- 導入にかかる費用を「見える化」し、電力会社が電力料金に価格転嫁できる制度を構築
- ただし、RPS制度では相対的に導入コストが高い電源の導入が進まないため、現時点で導入コストが高い再生可能エネルギーの導入を推進するためには他の制度を適切に組み合わせるなどで対応
(例えば、イタリアではRPS制度に加えて太陽光発電については固定価格買取制度を導入している) 等

再生可能エネルギー熱の普及方策

- 太陽熱利用については、スペイン・バルセロナでの成功を機に自国のみならず欧州全体に導入の広がりを見せている新築、改築の建築物に熱需要の一部を太陽熱利用で賄うことを義務付けるソーラーオブリゲーションや、利用した熱量に応じインセンティブが受け取れるような仕組み、
- 例えば東京都で検討されているグリーン熱証書制度等を地域レベル、国レベルで実現していくことによって普及を推進していくことが考えられる。
- 実用化段階に達した技術の導入義務づけについても検討を行うことが考えられる。



太陽熱温水器

再生可能エネルギー燃料の普及方策

- 輸送用バイオ燃料の導入拡大にあたっては、現行制度においても一部実現されている税制優遇等のインセンティブ方策を継続するほか、燃料規格や車両対応等の問題をクリアし、現行のE3（燃料としてガソリンにエタノールを3%まで混合したもの）よりも高濃度でバイオ燃料を混合するE10にするなど、バイオ燃料の高濃度利用が可能な環境整備を進めていく必要がある。



大阪府における
E3実証事業

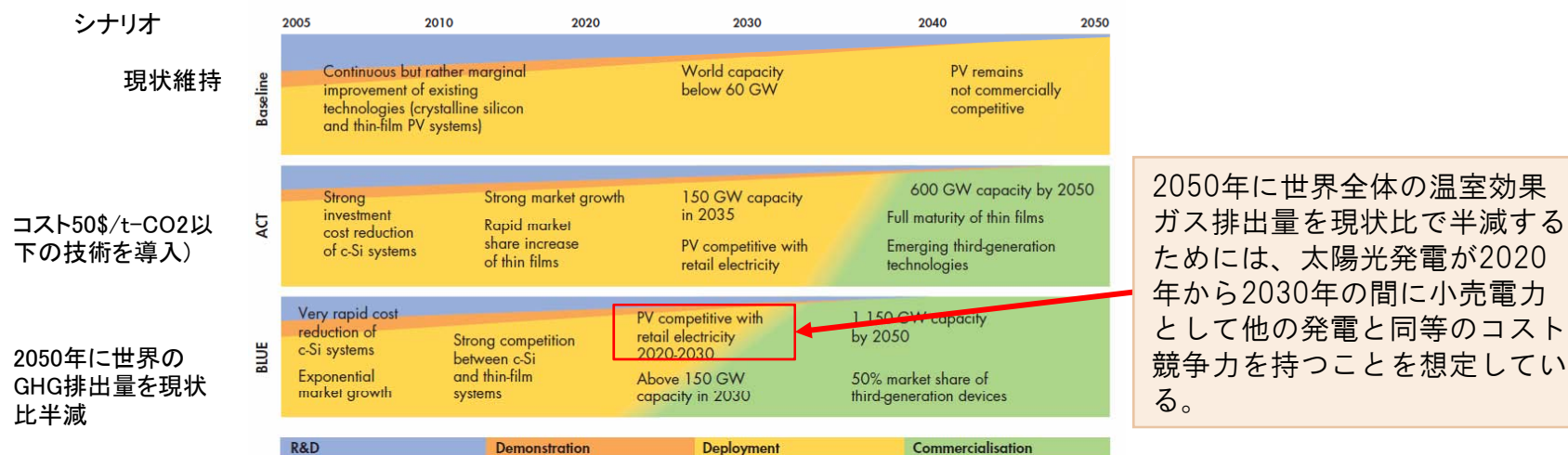
3. 太陽光発電の導入ターゲットと具体的な導入方策

太陽光発電普及の意義とコスト目標

- 我が国が技術開発を先導しており、今後の産業発展により国際競争力を高めつつ世界の低炭素社会づくりにも寄与できること、量産により導入コストの低減が見込めること、地域による偏りが他の再生可能エネルギーに比べて少なく、世界各地で普及を推進していけることなどの利点がある太陽光発電は我が国において重要な再生可能エネルギー。
- 世界の温室効果ガス排出削減を視野に入れ、まずは我が国の太陽光発電が2020年から2030年の間に他の発電と同等のコスト競争力を有することを目標に設定。

2020年	2030年
14円/kWh	7円/kWh
<ul style="list-style-type: none"> ・ 業務用電力料金と同等 ・ 石油火力発電や天然ガス火力発電の燃料価格に匹敵 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 火力発電単価と同等以上 ・ 石炭火力発電燃料価格 + CO₂価格より十分安価

[IEAのエネルギー技術展望におけるシナリオ別の太陽光発電の普及に向けたロードマップ]

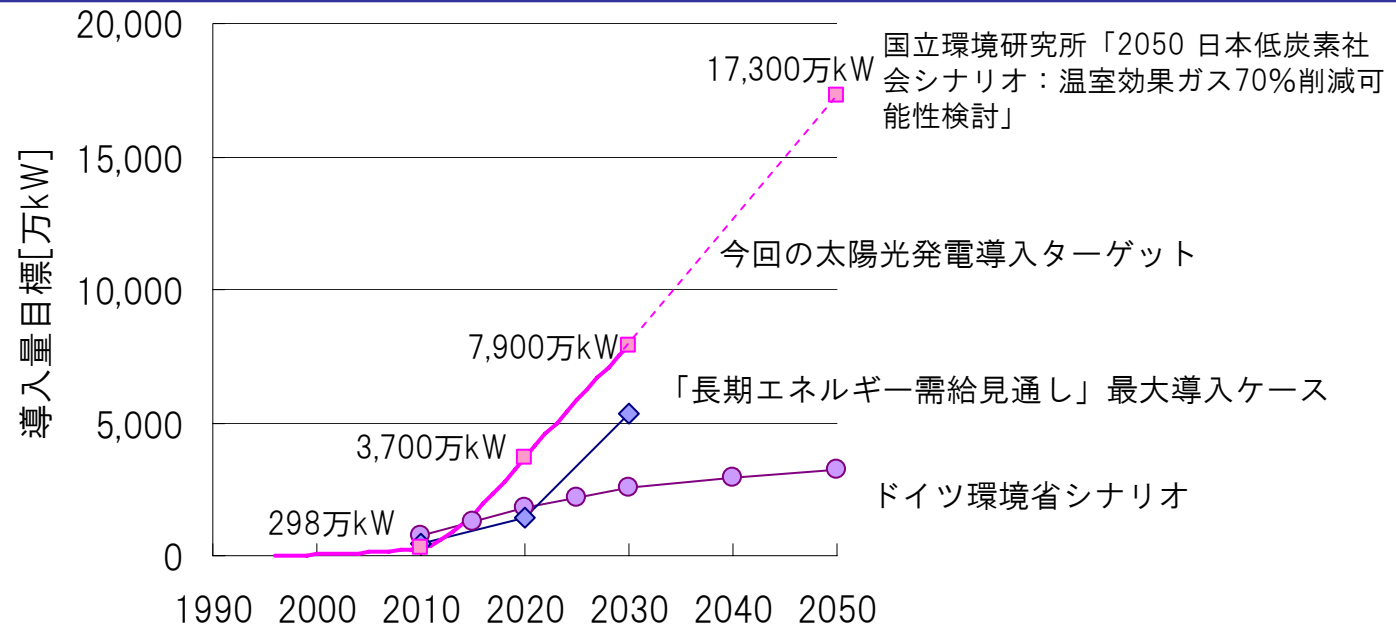


導入目標の達成により世界一を奪還

- 長期エネルギー需給見通し最大導入ケースを加速し、太陽光発電導入目標量をさらに大幅に拡大。

「長期エネルギー需給見通し」最大導入ケース	2020年	10倍	2030年	40倍
今回の太陽光発電導入ターゲット	2020年	25倍	2030年	55倍

- 今回の太陽光発電導入目標とドイツ環境省の見通しを比較すると2015年には日本の太陽光発電の累積導入量がドイツを追い越し、世界一を奪還見込み。



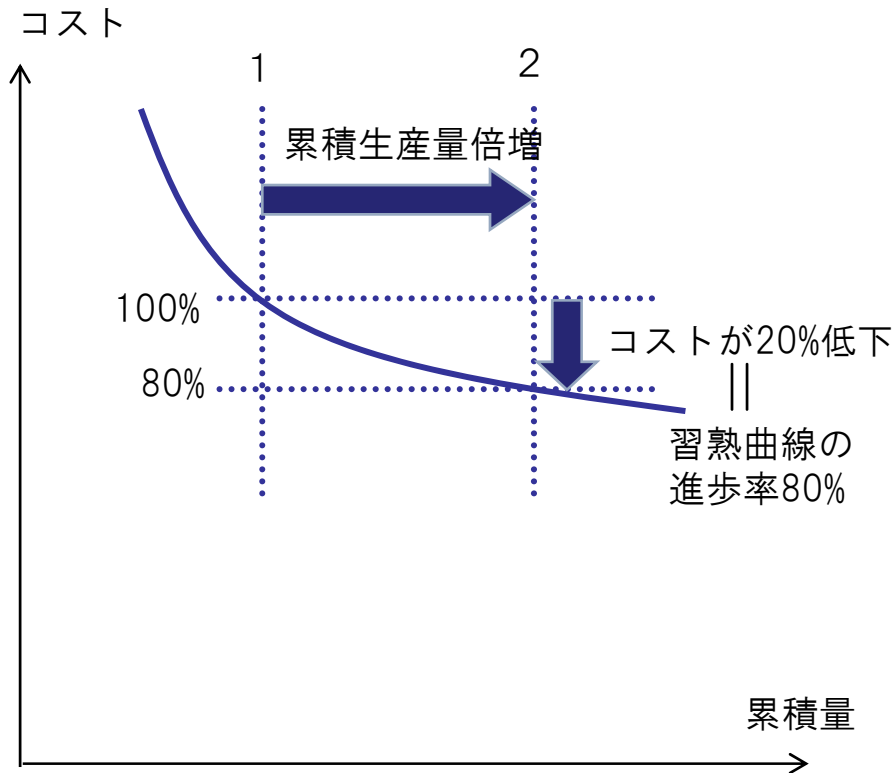
	2020年	2030年
今回の太陽光発電導入ターゲット	3,700万kW	7,900万kW
「長期エネルギー需給見通し」最大導入ケース	1,400万kW	5,300万kW
ドイツ環境省シナリオ※	1,800万kW	2,500万kW

※ドイツ環境省シナリオ：“Lead Study 2008,” 2008。GHG排出量を2050年に1990年比80%削減するためのシナリオ「Lead Scenario」における太陽光発電による発電量 (kWh)が記載されている。ドイツの発電実績を踏まえ稼働率10%で発電量を設備容量に換算。

太陽光発電導入目標の設定方法

- 太陽光発電導入目標は、太陽光発電のシステム単価・設置単価が、それぞれ累積生産量・累積導入量の伸びに伴って「習熟曲線」に沿って低下するという前提で算出。
- 「習熟曲線」の進歩率は80%（累積量倍増の度にコスト20%低減）。

習熟曲線



太陽光発電設備コストの進歩率

IPCC第4次評価報告書(2007)	77%
EPIA (欧州太陽電池工業会) “EPIA ROADMAP” (2004)	80%
IEA “Energy Technology Perspectives 2008”(2008)	83%

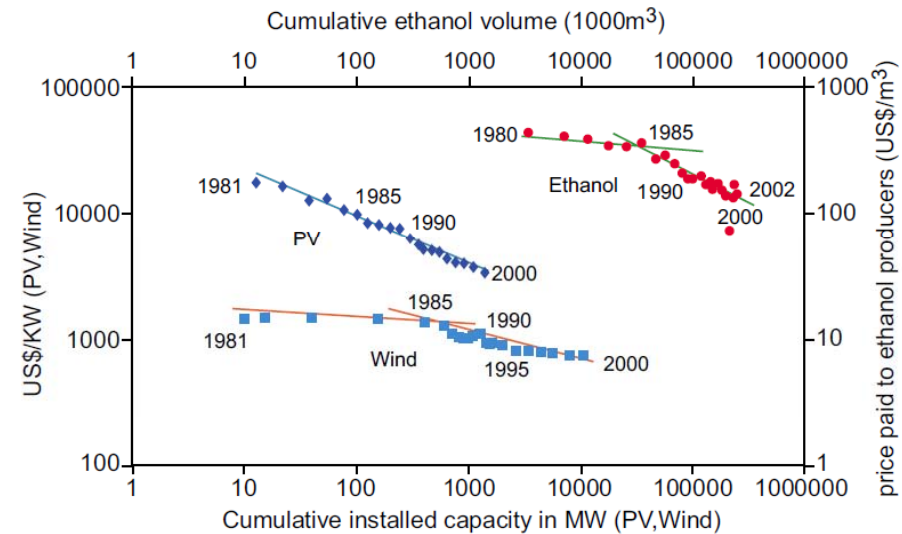
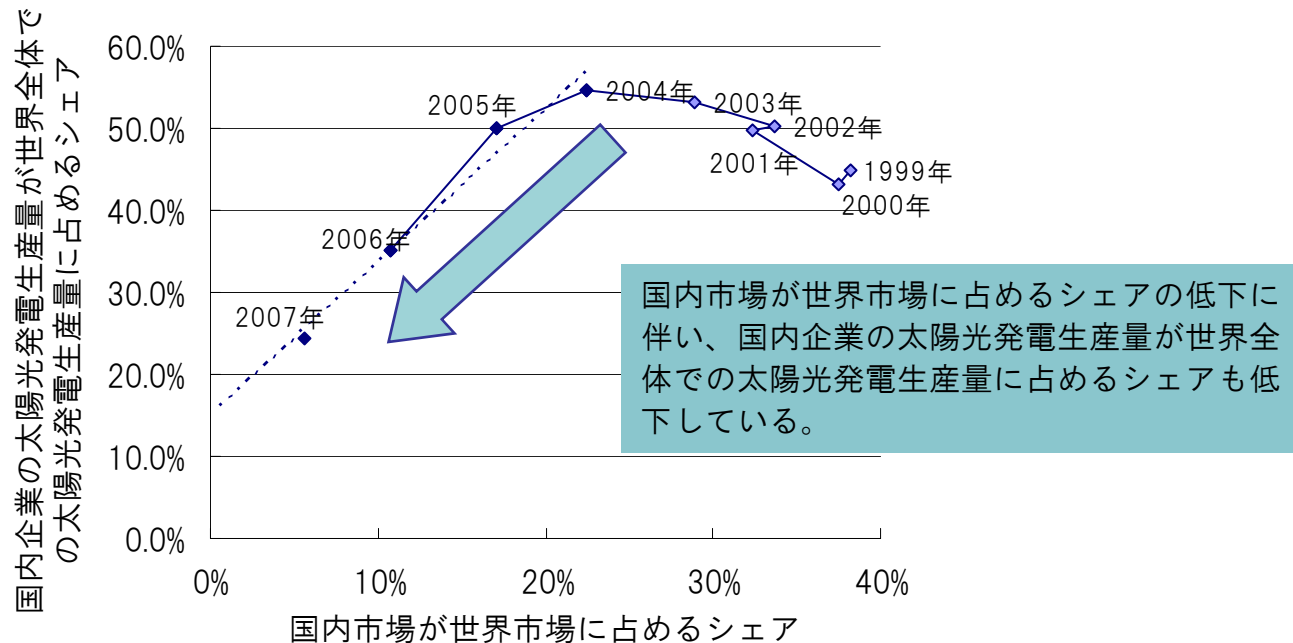


Figure 4.11: Investment costs and penetration rates for PV, wind and bioethanol systems showing cost reductions of 20% due to technological development and learning experience for every doubling of capacity once the technology has matured.

Source: Johansson et al., 2004.

国内市場拡大の必要性

- 国内市場が世界市場に占めるシェア（2004年23%→2007年6%）の低下に伴い、国内企業の太陽光発電生産量が世界全体での太陽光発電生産量に占めるシェア（2004年55%→2007年24%）も低下。
- 以下の理由から、国内市場の拡大を支援する方策の確立が急務の課題。
 - ① 企業が技術開発に長期的視野を持って取り組むことができ、国際的な競争力強化に寄与
 - ② 日本国内での生産・設置などに関連する雇用を確保
 - ③ パネルのみならず設置・維持コストを含めたシステム全体のコスト低減を実現可能



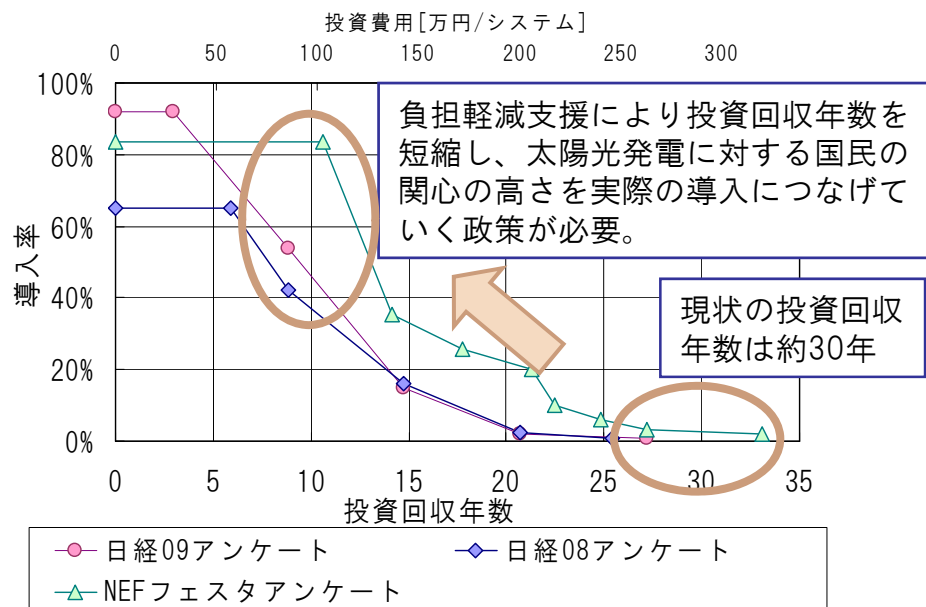
※出典：JPEA「日本における太陽電池出荷量の推移」等より作成。

「国内企業の太陽光発電生産量」には、国内企業やその関連企業等の海外における生産量は含まれない。

太陽光発電について国内市場を拡大させるための2つの支援方策 (供給側と需要側)

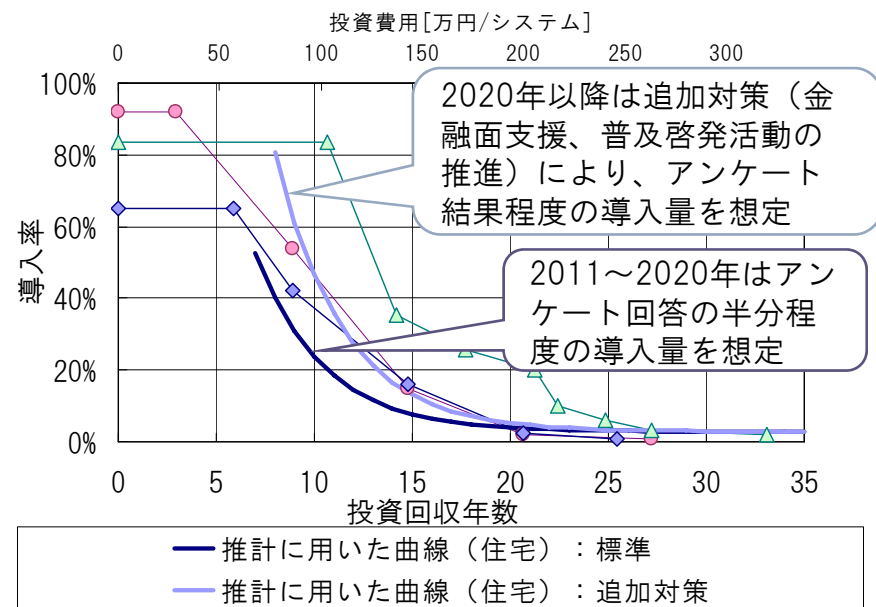
- 導入目標の達成のためには需要側と供給側双方の支援方策が重要だが、特にこれまで我が国が重視してこなかった需要側への支援を充実させ、導入拡大とコスト低下の好循環を自立させる状況を作り出すことが必要不可欠。
- 投資費用が100万円（投資回収年数が約10年に相当）以下の場合に太陽光発電を導入したいという国民の割合が顕著に増加。「10年間で投資資金が回収できるような支援策」を講じることにより、国民や事業者の関心の高さを実際の導入につなげていくことが必要。

太陽光発電導入者に対する負担軽減支援の必要性



日経09アンケート：日本経済新聞2009年1月19日
 日経08アンケート：日経新聞社「日経プラスワン」、2008年8月16日
 NEFフェスタアンケート：資源エネルギー庁委託調査「平成12年度新エネルギー等導入促進基礎調査報告書 新エネルギーコスト及び導入量見通しに係る調査」2001年3月
 ※アンケートの回答価格を投資回収年数に換算し、導入容量3.5kW、稼働率12%、電力料金23円/kWh、余剰電力買取23円/kWhを仮定した。アンケート選択肢で価格に幅がある場合（50万円～100万円なら導入する、等）は、その中間の金額を用いた。

導入目標達成方策についての分析に用いる
投資回収年数と導入率の関係（住宅）

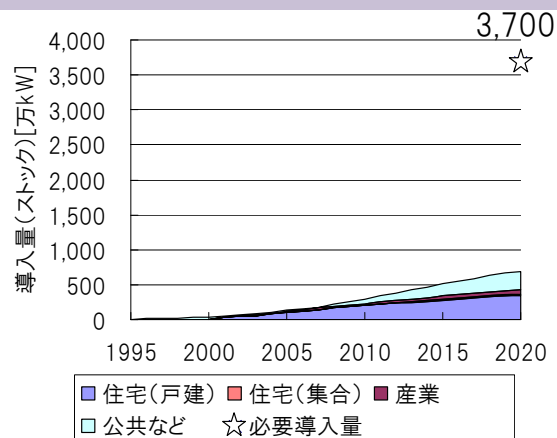


※投資回収年数を10年とした場合、上記グラフでは住宅太陽光の導入率が約24%となるが、実際には全戸数のうち日照条件を満たすのは60%程度であることから、導入可能性として60%を乗じて導入率を約14%と見込んでいる。

2020年までの導入目標達成方策についての分析結果

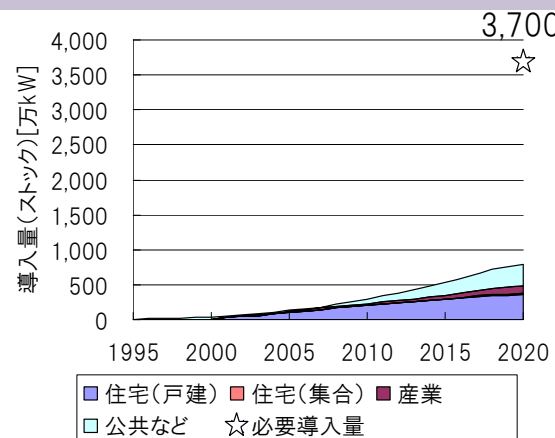
- 2020年までの導入目標達成方策についての分析を実施。
- 公共部門での率先導入・余剰電力購入メニュー・7万円/kWレベル補助金を組み合わせた場合には、国民や事業者の太陽光発電に対する関心の高さを実際の導入に十分結びつけることができず、2020年の導入量は790万kW程度になる見込み。
- 一方、公共部門での率先導入・投資回収年数を10年程度に短縮する需要側への支援を組み合わせた場合には、2020年3,700万kWという導入目標が達成可能となる見込み。

RPS法+公共部門での率先導入



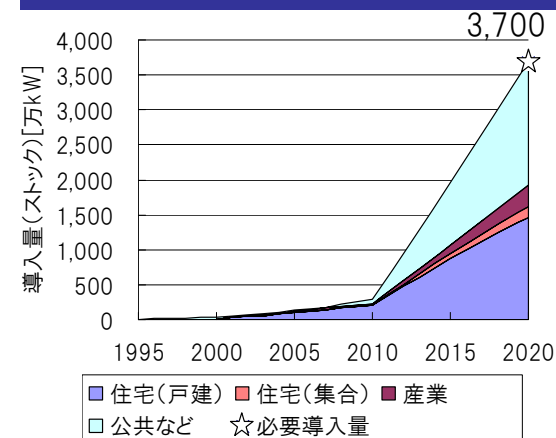
公共部門での率先導入とRPS法を組み合わせたシナリオであり、太陽光発電導入に対して設置者に特別な支援が行われない場合。

公共部門での率先導入+余剰電力購入メニュー+導入補助金



公共部門での率先導入に加え、余剰電力が電力料金相当額(23円/kWh)で買い取られ、導入時に住宅には設備価格の13%(2011年で7万円/kWに相当)、産業には半額の補助が与えられると想定した場合。これらの支援は参照シナリオで発電単価が23円/kWhになる2018年に終了し、2019年以降は余剰電力が火力発電原価相当額(6.4円/kWh)で買い取られると想定。

公共部門での率先導入+投資回収年数を10年に短縮する需要側への支援

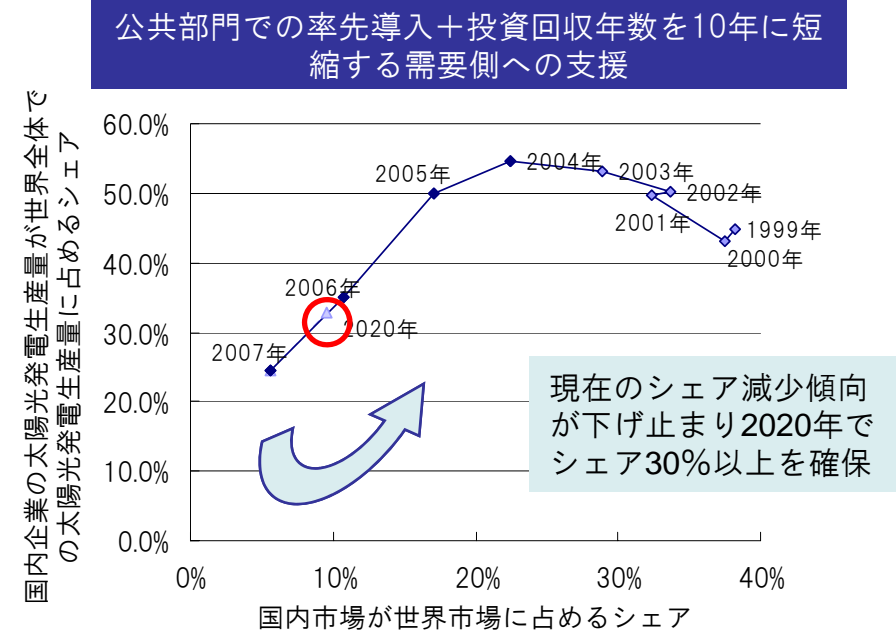
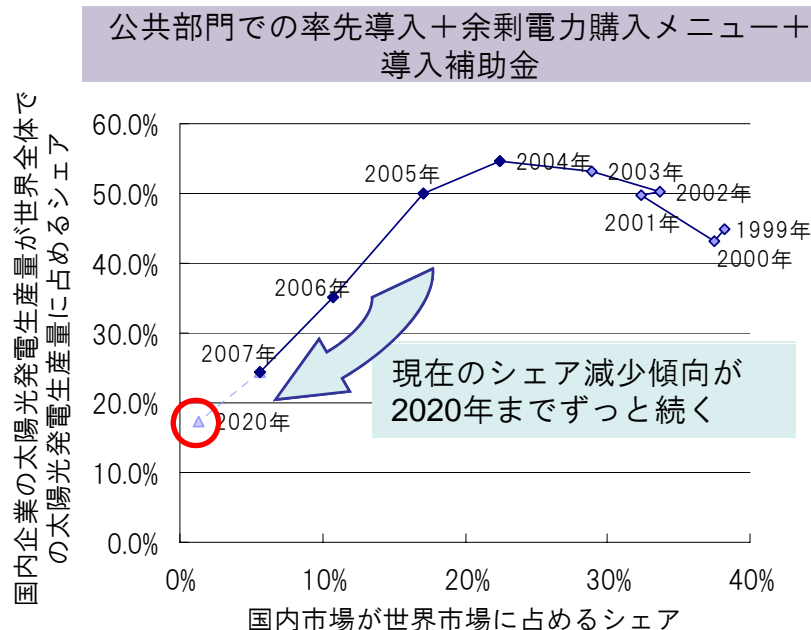


公共部門での率先導入に加え、投資回収年数が10年となるような支援方策(補助金給付や発電電力買取価格)が設定され、2020年まで継続された場合。

公共部門での率先導入＋投資回収年数を10年に短縮する需要側への支援により、国内太陽光発電産業は振興

- 公共部門での率先導入・余剰電力購入メニュー・7万円/kWレベル補助金を組み合わせた場合には、国内市場が拡大せず国内企業の太陽光発電生産量が世界全体での太陽光発電生産量に占めるシェアは低下の一途と見込まれ（2007年24%→2020年17%）、国内太陽光発電産業は衰退するか海外に移転する見通し。
- 一方、公共部門での率先導入・投資回収年数を10年程度に短縮する需要側への支援を組み合わせた場合には、国内市場の拡大による価格低下が国際競争力を向上させることにより、世界全体の太陽光発電生産量に占める国内企業のシェアが回復し（2007年24%→2020年33%）、国内太陽光発電産業が振興し、国内での雇用も創出される見通し。

国内市場が世界市場に占めるシェアと国内企業の太陽光発電生産量が世界全体での太陽光発電生産量に占めるシェアの見通し



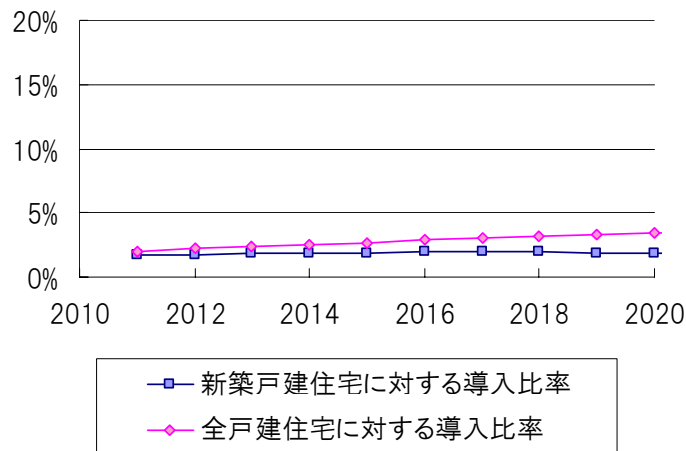
※「国内企業の太陽光発電生産量」には、国内企業やその関連企業等の海外における生産量は含まれない。

公共部門での率先導入＋投資回収年数を10年に短縮する需要側への支援により、戸建て住宅への太陽光発電設置が進展

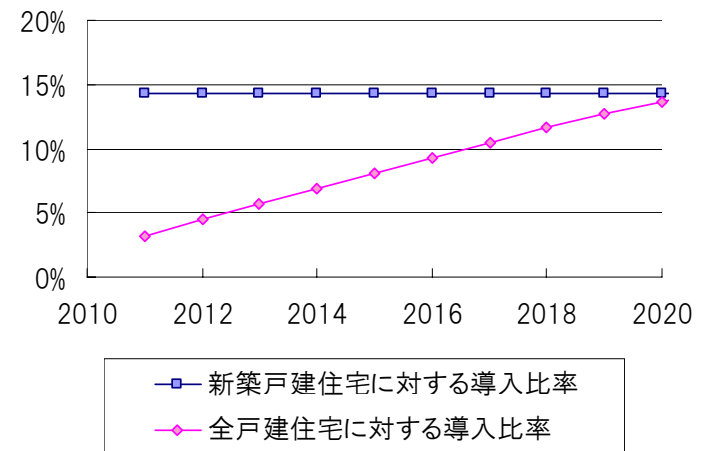
- 公共部門での率先導入・余剰電力購入メニュー・7万円/kWレベル補助金を組み合わせた場合には、国内の新築戸建住宅に対する導入率は2020年まで5%を上回ることとはなく、既築戸建住宅に対する導入も進まないと見込まれることから、2020年でも全住宅に対する導入比率は5%未満（2005年：戸建て約32万戸→2020年：戸建て約100万戸）となる見込み。
- 一方、公共部門での率先導入・投資回収年数を10年程度に短縮する需要側への支援を組み合わせた場合には、国内の新築戸建住宅に対する導入率は2020年に14%となり、既築戸建住宅に対する導入も進むと見込まれることから、2020年での全住宅に対する導入比率は14%（2005年：戸建て約32万戸→2020年：戸建て約420万戸）となる見込み。

戸建住宅に対する太陽光発電導入比率の見通し

公共部門での率先導入＋余剰電力購入メニュー＋導入補助金



公共部門での率先導入＋投資回収年数を10年に短縮する需要側への支援

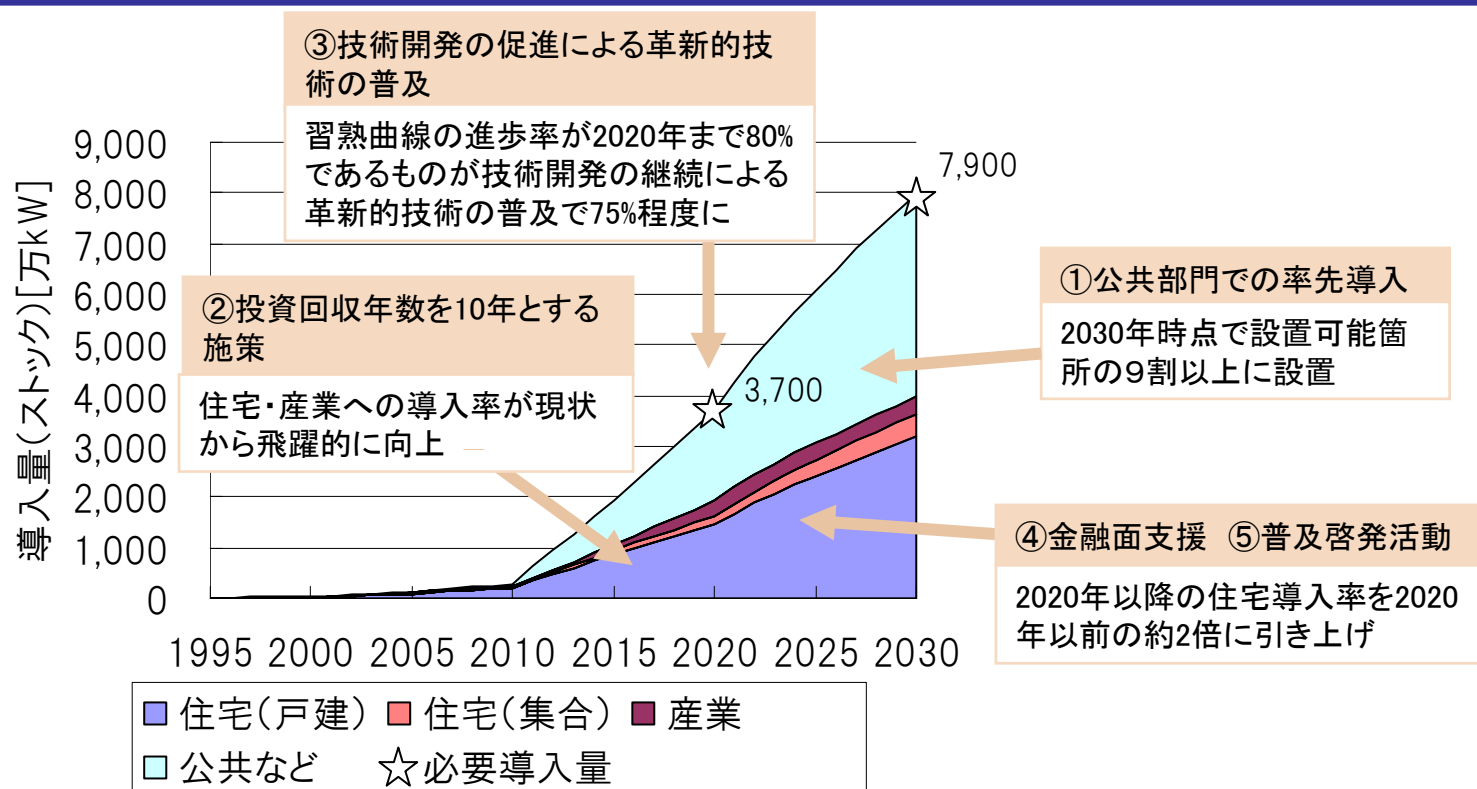


※新築戸建住宅に対する導入比率：新築時の太陽光発電導入住宅数÷新築戸建住宅数
 全戸建住宅に対する導入比率：太陽光発電導入住宅数÷全戸建住宅数

2030年までの導入目標達成方策についての分析結果

2030年の太陽光発電導入目標（7,900万kW）は、以下①～⑤により、達成することが可能。
2020年までの対策

- ①公共部門での率先導入（設置可能場所の9割以上で導入）、
 - ②投資回収年数を10年とするような需要側への支援方策を講ずることに加え、
 - ③技術開発の促進による革新的技術の普及（超高効率パネル、新材料（色素等）等）
- さらに、導入を考えているが購入には至らない国民への
- ④金融面での支援（利子補給・低利融資制度等）
 - ⑤太陽光発電設置の意義と経済的メリットを理解してもらうような普及啓発活動の推進を講ずることによって達成可能となる見込み。



投資回収年数10年を担保する支援方策

- 初期負担に対する負担軽減方策である導入補助金や、年間の発電量・CO2削減量に対する負担軽減方策である固定価格買取制度は、投資回収年数10年の担保が可能。
- 我が国での現行制度であるRPS制度は、投資回収年数10年を担保できず、国民や事業者の太陽光発電に対する関心の高さを実際の導入に結びつけることができていない。

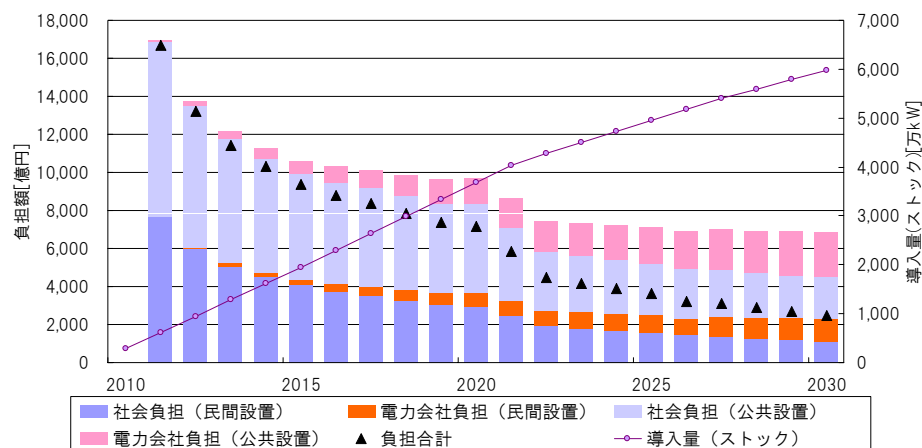
	RPS制度※	導入補助金制度	(固定価格買取制度) FIT
投資回収年数短縮の観点	<ul style="list-style-type: none"> ・導入目標量を設定するという政策の性格上、証書の価格は市場が決定することから投資回収年数を予測することが困難である。 	<ul style="list-style-type: none"> ・発電量買取についての保証はないが補助金の多寡によって投資回収年数を予測することが可能である。 	<ul style="list-style-type: none"> ・発電量買取について保証することにより投資回収年数を予測することが可能である。
支援対象	発電への支援 <ul style="list-style-type: none"> ・設置条件の良い場所から導入が進む。 ・メーターで測定して支援するのでCO₂削減の実績把握も容易である。 	設備への支援 <ul style="list-style-type: none"> ・設置条件が良くない場所であっても支援が得られれば導入を進める場合がある。(例:設置角度、日陰、積雪、設置方向) ・設置後のCO₂削減量の実績把握が難しい。 	発電への支援 <ul style="list-style-type: none"> ・設置条件が良い場所から導入が進む。 ・メーターで測定して支援するのでCO₂削減の実績把握も容易である。
支援費用の負担者	電力会社 <ul style="list-style-type: none"> ・電力会社への義務づけであるため、電気料金に転嫁することは難しい。 	税負担 <ul style="list-style-type: none"> ・財政からの支出となる。 ・他予算との関係で制度の継続期間が不明である。 	電力を消費する需要家 <ul style="list-style-type: none"> ・電力料金への価格上乗せや財政からの補填などの様々な負担の組み合わせが考えられる。
支援費用の発生時期	発電時 <ul style="list-style-type: none"> ・RPS証書価格により、電力会社の負担が大きくも小さくもなる。 ・発電量に応じた負担であるため電力会社の初期負担は比較的小さい。 ・一定の金額での買取が継続するため負担は制度存続の間継続的に発生する。 	導入時 <ul style="list-style-type: none"> ・政府の初期負担が大きい。 ・設備価格が低下すれば設置者負担も減少する。 	発電時 <ul style="list-style-type: none"> ・発電量に応じた負担であるため電力を消費する需要家の初期負担は比較的小さい。 ・一定の金額での買取が継続するため負担は一定期間継続的に発生する。
消費者の選好	<ul style="list-style-type: none"> ・証書価格や電力会社が定める買取価格によって導入を判断する。 	<ul style="list-style-type: none"> ・補助金額が低ければ、価格が十分下がるまで消費者が導入を先送りする可能性がある。 	<ul style="list-style-type: none"> ・十分な買取価格を設定すれば早期導入の動機づけとすることができる。 ・同じ投資回収年数であっても消費者は初期投資時の補助金よりも売電価格の増額を選好する。
管理コスト	<ul style="list-style-type: none"> ・RPS制度に係る管理コストが生じる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・申請・査定などの管理コストが生じる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・電力料金上乗せで費用を回収する場合、収入(総電力販売量に比例)と支出(再生可能エネルギー買取量の比例)のバランスが電力会社によって異なるため、電力会社間の調整が必要となる。

※我が国での現行の制度に基づき、RPS制度については太陽光発電(住宅用)に係る余剰電力購入メニューも含めて評価している

投資回収年数10年を担保する支援方策：補助金と固定価格買取制度との定量分析

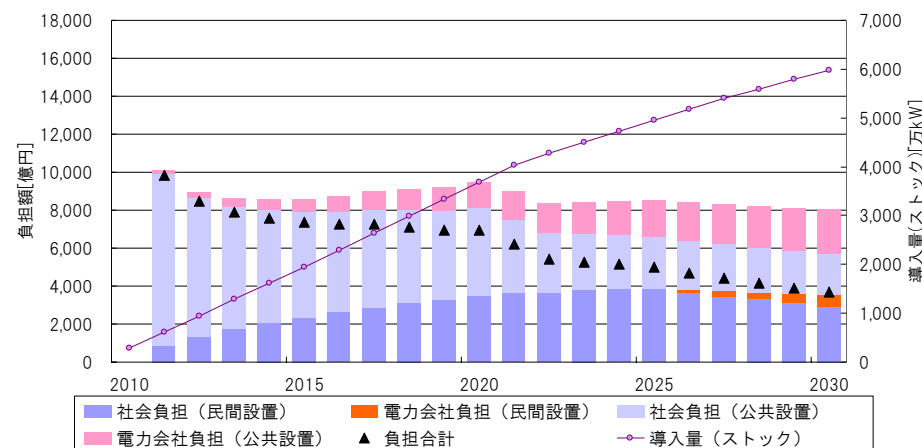
- 投資回収年数10年を担保できる支援方策として、導入補助金による支援と、固定価格買取制度（買取期間を15年とする）による支援についての比較を実施。
- 導入補助金は、支援に必要な費用が制度導入当初にピークとなるため、政府支出を比較的大きくすることが必要。また、電力会社の売上減少による利益減少の影響が比較的大。
- 固定価格買取制度は、支援に必要な費用が後年度にピークとなるが、電力需要者が広く薄く負担するため政府支出は比較的小。仮に電力会社が取引期間終了後（設置16年目以降）に余剰電力購入を実施（火力発電原価相当額の6.4円/kWhでの買取を想定）したとしても電力会社の負担は補助金に比べ小。

費用の発生時期と各年度の金額（導入補助金）



電力会社負担分は、電力売上減少による利益減少分を意味する。

費用の発生時期と各年度の金額（固定価格買取制度）



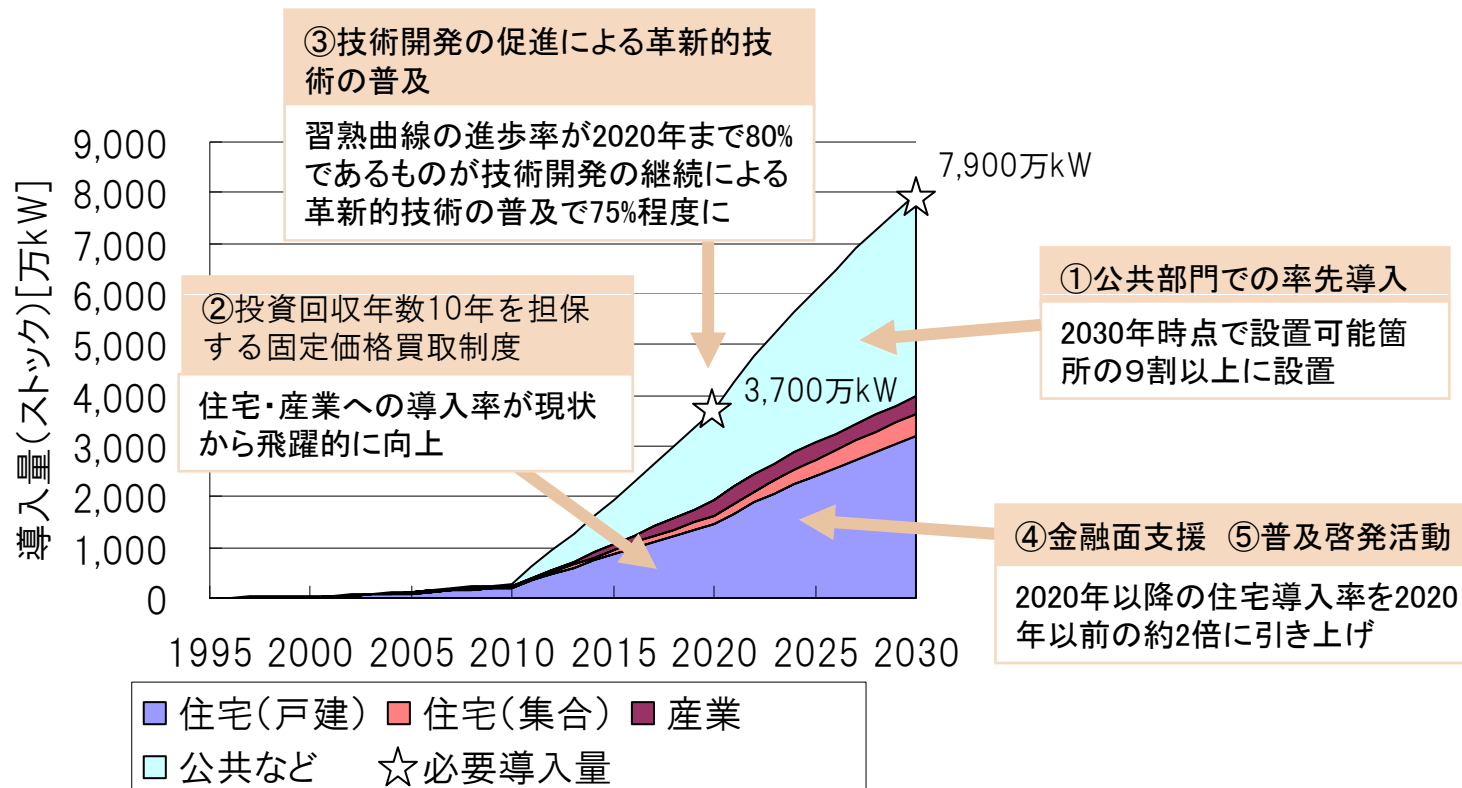
買取対象は余剰電力に限らない全発電量。固定価格での買取期間は15年で、16年目以降は余剰電力のみを電力会社が火力発電原価相当額6.4円/kWhで買取と想定。

※1)導入量と、公共設置分の負担額は両ケースで共通。なお、棒グラフ部分には公共設置太陽光発電による発電電力利用に伴う公共の利益（電力料金削減）が含まれていないため、棒グラフ積み上げ値と「負担合計」が異なる。

※2)2030年の太陽光発電導入ターゲットは7,900万kWであるが、ここでは達成に必要な方策のうち、公共部門での率先導入と投資回収年数10年を担保する支援方策のみで分析しているため、2030年において導入ターゲットには達していない。

2030年までの支援策のまとめ

- 2030年までの太陽光発電の導入見込量（7,900万kW）は、①公共部門での率先導入、②投資回収年数10年を担保する固定価格買取制度、③技術開発の促進による革新的技術の普及、④金融面での支援（利子補給・低利融資制度等）、⑤太陽光発電設置の意義と経済的メリットについての認知度を上げる普及啓発活動、の5つの支援方策を適切に組み合わせることで達成可能。
- 太陽光発電のコストが十分に低減し、他の再生可能エネルギーや火力発電との価格競争力が確保できる状態となった場合には、RPS制度による導入促進に移行することも可能。ただし、この場合も、長期かつ高い目標を設定すること等が不可欠。



4. 再生可能エネルギーの普及に係る費用と普及がもたらす効果

電力需給システム整備に必要な費用の内訳

- 電力需給システム整備のための費用内訳を推計。
- 最も費用の大きい項目は需要側への蓄電池の設置であり、2020年までに4,000億円、2030年までに2.5兆円が必要。
- 合計では、2020年には累積で9,000億円、2030年には累積で3.5兆円が必要。

電力需給システム整備のための社会負担額総額（割引率3%、2010年価値換算）

	累積費用[兆円]	
	2020年 累積	2030年 累積
需要側蓄電池	0.4	2.5
配電対策	0.2	0.3
火力調整	0.1	0.4
蓄電池・揚水ロス	0.0	0.1
出力把握	0.1	0.2
合計	0.9	3.5

【推計の前提】

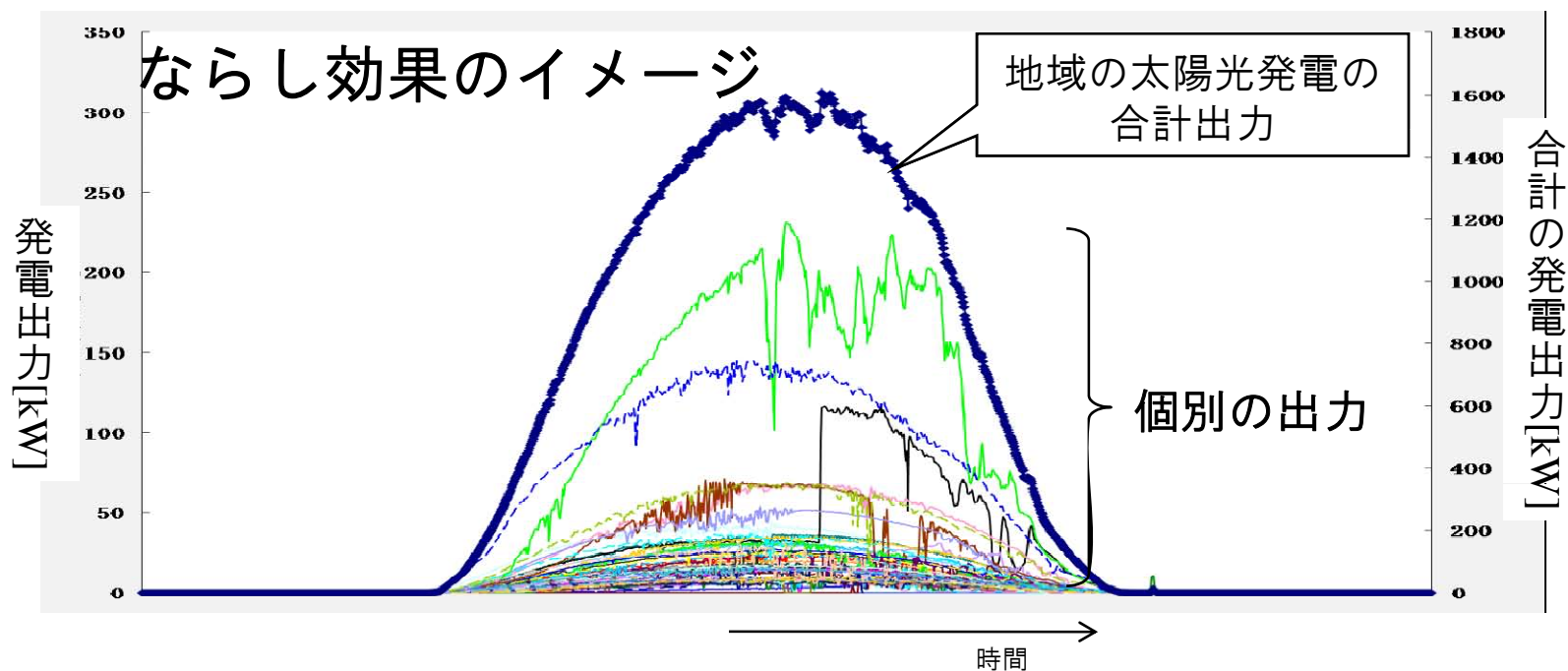
需要家側蓄電池

- ・年末年始やGW期間中には出力抑制を行えば、余剰電力対策なしで2,800万kW導入可能とコスト負担小委では分析。
- ・2.8億から3.5億kWh分の蓄電池は、2,521(=5,321-2,800)万kWの11.1~13.9時間分であり、過度に安全側の対応と評価。
- ・出力抑制やならし効果(後述)等を考慮すると、蓄電池容量の必要量は減少する見込み。
- ・本推計では、2,800万kW以降の7,900万kWまでの3時間分、1.5億kWhの蓄電池を設置すると想定し、当該費用を推計。

※ 蓄電池導入コスト試算には、まず再生可能エネルギー電力の大量導入時の影響度（出力規模及び出力変動）を特定することが必須である。これは、太陽光発電等の出力モニタリングサンプルを一定の規模で地理的に分散させて設置し、分単位でデータを収集し、そしてデータ全体に対する総合的な分析を行うという発電特性の研究により、短中期的に解明可能と考えられる。求められた導入量と影響度の関係から、蓄電池の必要量及び設置形態について正確な検討が可能となる。蓄電池の導入コストは、再生可能エネルギー電力導入のための総コストに占める割合が大きいことから、まずこの必要量により正確な推計を早急に実施することが必要である。

系統安定化のための段階的・多面的対策(例)

太陽光発電の出力は、広範囲の多くのシステムを対象として合計すると、速い周期の変動が打ち消しあい、「ならされる」ことで、穏やかな周期変動に（ならし効果）。これにより、必要な蓄積電池容量は小さくなり、系統安定化のための費用は少なくなる。



25回太陽光発電システムシンポジウム 講演資料

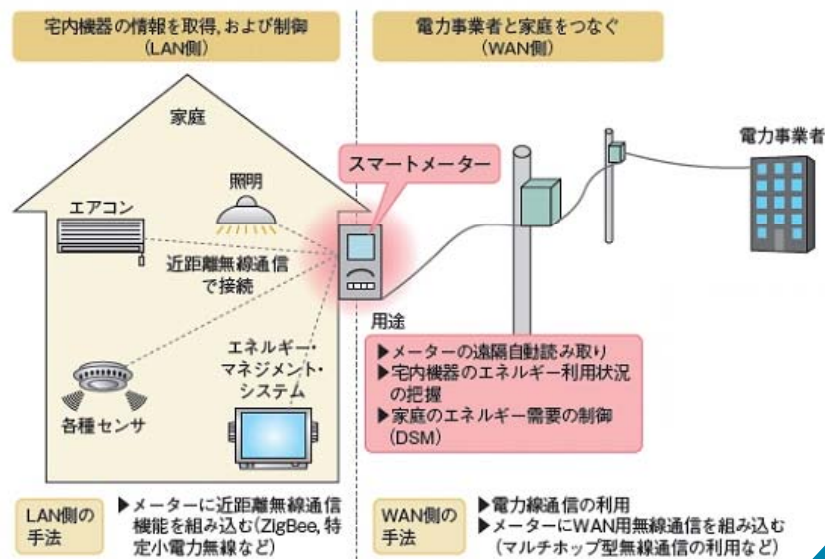
Session 7 ●太陽光発電を支える電力インフラとの共生、新たな普及を目指して

【講演】「太陽光発電のエネルギー需給に果たしうる役割」

系統安定化のための段階的・多面的対策（中期）～スマートグリッド～

“スマートグリッド”とは、「スマートメーター（通信機能や他の機器の管理機能を持つ高機能な電カメーター）と組み合わせた需要側の電力消費量の調整（デマンドレスポンス）を可能とする技術であり、大規模集中型電源・中小分散型電源・蓄電システムの協調制御技術であり、更にそれらの技術を駆使して柔軟に運用される電力システムシステムそのもの」を指す言葉。

スマートメーター導入世帯



電力需要過剰（真夏・猛暑日）

- ・ テレビにて高校野球観戦
- ・ エアコン使用

スマートメーター
による指令

電力消費の抑制で
需給バランス確保

電力供給過剰（ゴールデンウィーク）

- ・ 通常的生活スタイル

スマートメーター
による指令

電力需要の創出で
(電気自動車やプラグイン
ハイブリッド車への充電、
ヒートポンプ利用など)
需給バランス確保

出典) 日経BPホームページ (<http://techon.nikkeibp.co.jp/>) より

再生可能エネルギー発電設備に必要な費用の内訳

- 再生可能エネルギー発電設備の種類毎の費用内訳と、2010年以降の追加導入量を推計。
- 2010年以降の導入量が最も多い太陽光発電が累積費用でも最も多く、2020年までの累積で約11兆円、2030年までには約17兆円となる見込み。
- 電力費用全体では、2020年に累積で約12兆円、2030年には累積で約22兆円となる見込み。
- 系統費用も合わせると、2020年に累積で約13兆円、2030年には累積で約25兆円。

再生可能エネルギー発電設備導入のための社会負担額総額（割引率3%、2010年価値換算）

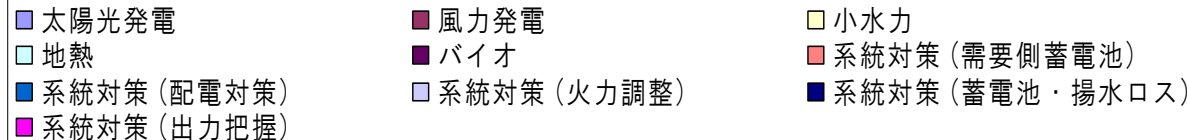
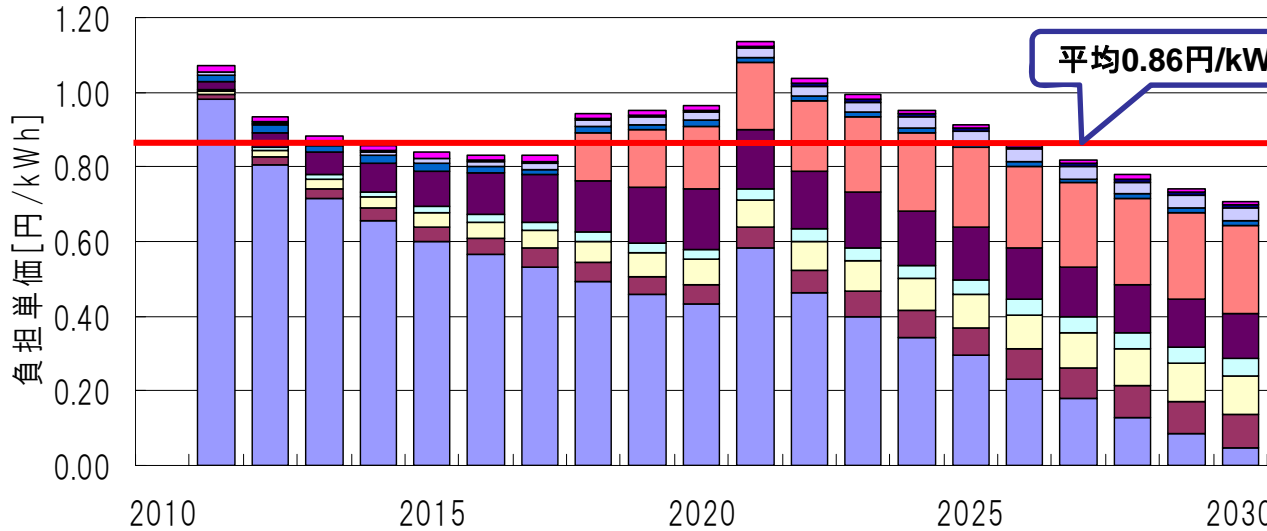
	累積費用[兆円]		追加導入量(万kW)	
	2020年累積	2030年累積	2020年	2030年
太陽光発電	10.6	16.6	3,395	7,661
風力発電	0.4	1.1	867	1,767
小水力発電	0.4	1.2	116	244
地熱発電	0.2	0.5	52	110
バイオマス発電	0.9	2.3	146	146
再生可能エネルギー電力計	12	22	4,576	9,928
系統費用	0.9	3.5	-	-
合計	13	25	-	-

四捨五入の都合上、合計は一致しない。

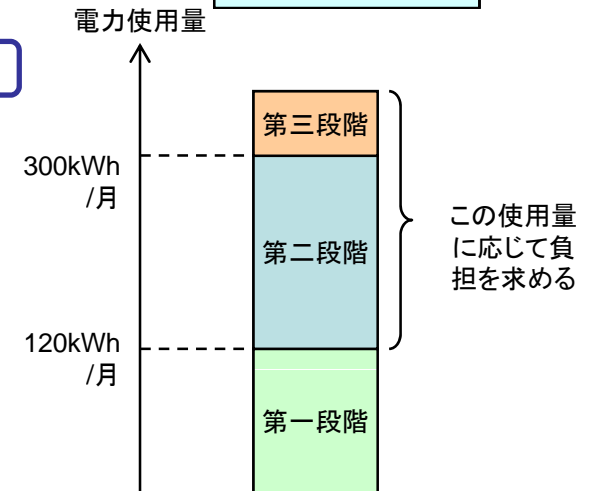
平均的な世帯の月額負担額の最大値とそのトレンド

- 再生可能エネルギー電力の導入に要する費用については、その導入が我が国の温暖化対策やエネルギー安全保障に直結するものであることから国民全体で薄く広く負担していくことが適当。
- 費用の負担について、仮に固定価格買取制度を導入し、電力会社を買取費用全額を電力料金に転嫁した場合を想定すると、kWh当たりの負担は、2011年から2030年まで20年間の平均で0.86円/kWh、最大となる2021年には1.14円/kWh。
- 標準的な世帯の一か月の電力消費量を300kWh/月とすると、2011年から2030年まで20年間の平均で258円/月、最大で2021年の341円/月という負担となる見込み。
- なお、費用負担に配慮するため、
 - ・ 日常生活に最低限必要な電力量（従量電灯料金システムの第一段階（120kWh/月）まで）には費用負担を求めないこと、
 - ・ 産業競争力への配慮として、例えば購入電力が生産額の10%を超える業種に対し、費用負担を軽減すること、
 などが考えられる。

再生可能エネルギー導入のための社会負担必要額の推移



三段階料金制度



三段階料金制度とは、省エネルギー推進などの目的から、昭和49年6月に採用されたもので、電気の使用量に応じて、料金単価に差を設けた制度。第1段階は、ナショナル・ミニマム（国が保障すべき最低生活水準）の考え方を導入した比較的低い料金となっている。

再生可能エネルギーによる効果と費用・便益

- 再生可能エネルギーの導入によるCO₂排出抑制効果は、2020年で4%、2030年で8%（1990年比）。
- 再生可能エネルギー導入による便益は費用を大きく上回る。
- 太陽光パネルの製造や設置工事、メンテナンス等、幅広い分野で60～70万人の雇用を創出。

CO₂排出抑制効果

	抑制効果	1990年(基準年)比削減率
2020年	47百万tCO ₂	約4%
2030年	96百万tCO ₂	約8%

再生可能エネルギー導入による費用と便益（割引率3%、2010年価値換算）

	2020年累積		2030年累積	
	燃料価格固定	燃料価格上昇	燃料価格固定	燃料価格上昇
①化石燃料節約による経済効果	2.2兆円	3.3兆円	8.0兆円	13.1兆円
②CO ₂ 排出抑制による経済効果※1	0.4兆円	0.6兆円	1.5兆円	2.3兆円
③太陽光、風力、小水力及び地熱の導入拡大による粗付加価値額拡大効果※2	26兆円	26兆円	48兆円	48兆円
便益合計(①+②+③)	29兆円	30兆円	58兆円	64兆円
費用合計	13兆円	13兆円	25兆円	25兆円

雇用創出効果

	雇用創出
2020年	59万人
2030年	68万人

- ※1) 燃料価格固定→クレジット価格固定、燃料価格上昇→クレジット価格上昇、に対応させた。
- ※2) 付加価値額拡大効果のうち、直接効果に伴う拡大効果分は、費用側で計上しているものとみなし、ここでは一次及び二次の波及効果に伴う付加価値額拡大効果のみ累積額を計上。