

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

平成 22 年 3 月

低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化検討会
(地球温暖化対策に係る中長期ロードマップ検討会・エネルギー供給 WG)

平成 21 年度 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

目 次

1. エネルギー供給分野における中長期ロードマップ策定の背景.....	1
1.1 温室効果ガス排出量の削減に関する科学的要請.....	1
1.2 温室効果ガス排出量の削減に向けた国際社会及び我が国における動向.....	1
1.3 温室効果ガス排出量の削減に向けた解決方策提示と社会的合意の必要性.....	2
1.4 中長期的な低炭素社会構築に向けたロードマップの有効性.....	2
1.5 海外における低炭素社会構築に向けたロードマップ策定の例.....	4
1.6 提言の位置付けと検討体制及び検討事項.....	4
2. エネルギー供給の低炭素化方策についての検討方法.....	5
2.1 エネルギー供給の低炭素化の必要性.....	5
2.1.1 増大する世界のエネルギー需要と地球温暖化対策.....	5
2.1.2 資源制約とエネルギー安全保障.....	8
2.2 エネルギー供給の低炭素化方策に対する我が国の取組状況.....	10
2.2.1 再生可能エネルギーの普及.....	10
2.2.2 化石燃料利用の低炭素化.....	13
2.2.3 原子力エネルギーの利用.....	13
2.3 諸外国におけるエネルギー供給の低炭素化の取組状況.....	14
2.3.1 国際機関.....	14
2.3.2 諸外国.....	15
2.4 本検討会における検討の優先順位付けの考え方.....	21
2.4.1 再生可能エネルギーの普及.....	22
2.4.2 化石燃料利用の低炭素化.....	23
2.4.3 原子力エネルギーの利用.....	23
3. 再生可能エネルギーの導入見込量とその達成方策.....	25
3.1 評価の方法.....	25
3.1.1 再生可能エネルギーの導入見込量とそのために必要な施策の評価.....	25
3.1.2 再生可能エネルギーの導入見込量とそのために必要な施策の評価（④の詳細）	27
3.2 再生可能エネルギー別の評価.....	31
3.2.1 太陽光発電.....	31
3.2.2 風力発電.....	70
3.2.3 中小水力発電.....	90

3.2.4	地熱発電	103
3.2.5	太陽熱利用	120
3.2.6	バイオマス発電・熱利用及びバイオ燃料利用	139
3.3	導入見込量の評価に関する総括	165
3.3.1	買取価格と支援費用	165
3.3.2	望ましい普及方策のシナリオ	168
3.3.3	導入目標総括	170
3.3.4	経済的観点以外の普及に向けた課題	171
4.	化石燃料利用の低炭素化の対策及び施策の在り方	177
4.1	火力発電の高効率化及びCO ₂ 回収・貯留（CCS）の導入	177
4.1.1	国内における火力発電の低炭素化の取組動向	177
4.1.2	海外における火力発電の低炭素化の取組動向	183
4.1.3	火力発電の低炭素化の方向性	205
4.1.4	高効率火力発電技術の海外移転による地球規模の削減貢献	205
4.2	化石燃料供給（都市ガスの普及と低炭素化）	205
4.2.1	国内における都市ガスの普及による低炭素化	205
4.2.2	海外における都市ガスの普及による低炭素化の取組動向	207
4.2.3	都市ガスの普及による低炭素化の方向性	208
5.	原子力発電の位置付け	209
5.1	設備利用率向上に向けた取組	209
5.2	高経年化への対応	210
6.	日本の電力システムの将来像	213
6.1	再生可能エネルギーの大量普及のための系統対策	213
6.2	日本国内での系統電力の低炭素化に当たっての費用評価	231
7.	エネルギー供給の低炭素化に伴う便益の評価	249
7.1	CO ₂ 排出削減効果	249
7.2	エネルギーセキュリティの向上	252
7.3	経済波及効果・雇用創出効果	253
7.4	その他の便益	258
7.5	便益評価総括	259

8. エネルギー供給分野における中長期ロードマップ.....	261
8.1 現状と課題	261
8.2 低炭素社会に向けてのキーコンセプト.....	261
8.3 長期・中期のための主要な対策の導入目標.....	262
8.4 ロードマップの具体的内容.....	262
8.4.1 再生可能エネルギーの普及基盤の確立のための支援.....	262
8.4.2 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.....	264
8.4.3 次世代のエネルギー供給インフラ整備の推進.....	265
8.4.4 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	266
8.5 副次的効果・新産業の創出.....	272
8.6 ロードマップ実行に当たっての視点・課題.....	272

1. エネルギー供給分野における中長期ロードマップ策定の背景

1.1 温室効果ガス排出量の削減に関する科学的要請

気候変動に関する政府間パネル（IPCC）が 2007 年に発表した第 4 次評価報告書によると、産業革命前からの気温上昇を 2℃以内に抑制するためには、2050 年の全世界の CO₂ 排出量を 2000 年比で少なくとも半減し、温室効果ガス濃度を 445～490ppm（CO₂ 換算）で安定化させる必要があるとしており、450ppm（CO₂ 換算）安定化シナリオを実現させるためには、先進国は全体として、2020 年に 25～40%、2050 年に 80～95%の削減（いずれも 1990 年比）が必要であるとしている。

1.2 温室効果ガス排出量の削減に向けた国際社会及び我が国における動向

このような科学的な要請を踏まえ、2009 年 7 月のラクイラ・サミットの首脳宣言では、IPCC の第 4 次評価報告書の重要性を再確認し、産業化以前の水準からの世界全体の平均気温の上昇が 2℃を超えないようにすべきとの広範な科学的見解を認識した上で、2050 年までに世界全体の排出量の少なくとも 50%の削減を達成するとの目標をすべての国と共有することを表明した。加えて、先進国全体で温室効果ガスの排出を、1990 年又はより最近の複数の年と比して 2050 年までに 80%又はそれ以上削減するとの目標を支持した。

2009 年 9 月には、国連気候変動首脳会合において、鳩山総理は、すべての主要国の参加による意欲的な目標の合意を前提とした上で、我が国の中期目標として、2020 年までに 1990 年比 25%削減を目指す旨を表明し、2009 年 11 月には米国オバマ大統領との首脳会談後の共同記者会見において、日米は 2050 年までに自国の排出量を 80%削減することを目指すとともに、同年までに世界全体の排出量を半減するとの目標を支持するという共同メッセージを発表した。

2009 年 12 月の気候変動枠組条約第 15 回締約国会議（COP15）では、「コペンハーゲン合意」に留意することとされ、産業化以前の水準からの世界全体の気温の上昇が 2℃以内にとどまるべきであるとの科学的見解を認識し、長期の協力的行動を強化することや、先進国は 2020 年の削減目標を、途上国は削減行動を、それぞれ 2010 年 3 月末までに事務局に提出することに多くの国が賛同し、附属書 I 国 15¹カ国・地域、非附属書 I 国 35 カ国からの提出があった。

温室効果ガス排出量の大幅な削減目標を達成するためには、あらゆる施策を総動員することが必要であり、総動員される施策を体系的に明らかにすることが重要である。さらに、2013 年以降の次期枠組みづくりのための国際交渉に向け、我が国の地球温暖化対策の基本的な方向性を法律として明示することも重要である。このような状況を踏まえ、政府は、地球温暖化対策に関し、基本原則を定め、並びに国、地方公共団体、事業者及び国民の責務を明らかにするとともに、温室効果ガス排出量の削減に関する中長期的な目標を設定し、地球温暖化対策の基本となる事項を定める「地球温暖化対策基本法案」を 2010 年 3 月 12

¹ EU 加盟の 27 カ国は 1 地域とした。

日に閣議決定し、第 174 回通常国会に提出した。本法案においては、再生可能エネルギーの供給量に関する中長期的な目標として、2020 年までに一次エネルギーの供給量に占める再生可能エネルギーの割合を 10%に引き上げることを掲げている。

1.3 温室効果ガス排出量の削減に向けた解決方策提示と社会的合意の必要性

科学的な要請と国内外の動向を踏まえ、我が国としても、中長期的な温室効果ガス排出量の大幅削減を実現するための「具体的な対策」と「対策を後押しするための具体的な施策」を検討する必要がある。

対策や施策を検討する際の難しさは、環境容量やエネルギーの安定供給という「出口」の制約への対応のみならず、低炭素な資源や、化石燃料に代わるエネルギーを中長期的に確保する資源・エネルギー問題という「入口」への対応、産業革命以降の化石燃料依存社会を転換しつつ新たな産業や雇用、社会経済システムを生み出していくという「社会経済構造」の変革を成し遂げていくために、「制度の変革」、「技術の革新」、「人々の価値観及びライフスタイルの転換」を現行の社会経済システムに配慮しつつも着実かつ継続的に進めていかなければならない点にある。

多様な意見や現世代にとどまらない将来世代も含む利害関係を整理し、対策や施策を進めていくためには、温室効果ガス排出量の削減に向けた解決方策について、総合的・俯瞰的に提示し、説明し、相互の理解・認識を共有した上で、議論を深めていき、社会的なコンセンサス（合意）を得ていく必要がある。

1.4 中長期的な低炭素社会構築に向けたロードマップの有効性

現状、我が国では経済成長と温室効果ガス排出量がスウェーデンやデンマークといった北欧諸国とは異なり、デカップリング（切り離し）されておらず、経済成長に応じて温室効果ガス排出量が増加する社会構造となっている。つまり、温室効果ガスを大幅削減しつつ、質と量の両面での経済的な豊かさを確保した持続可能な社会を構築していくためには、社会基盤、産業構造からライフスタイルや価値観に至るまで、社会経済システムを大きく変革していく必要がある。

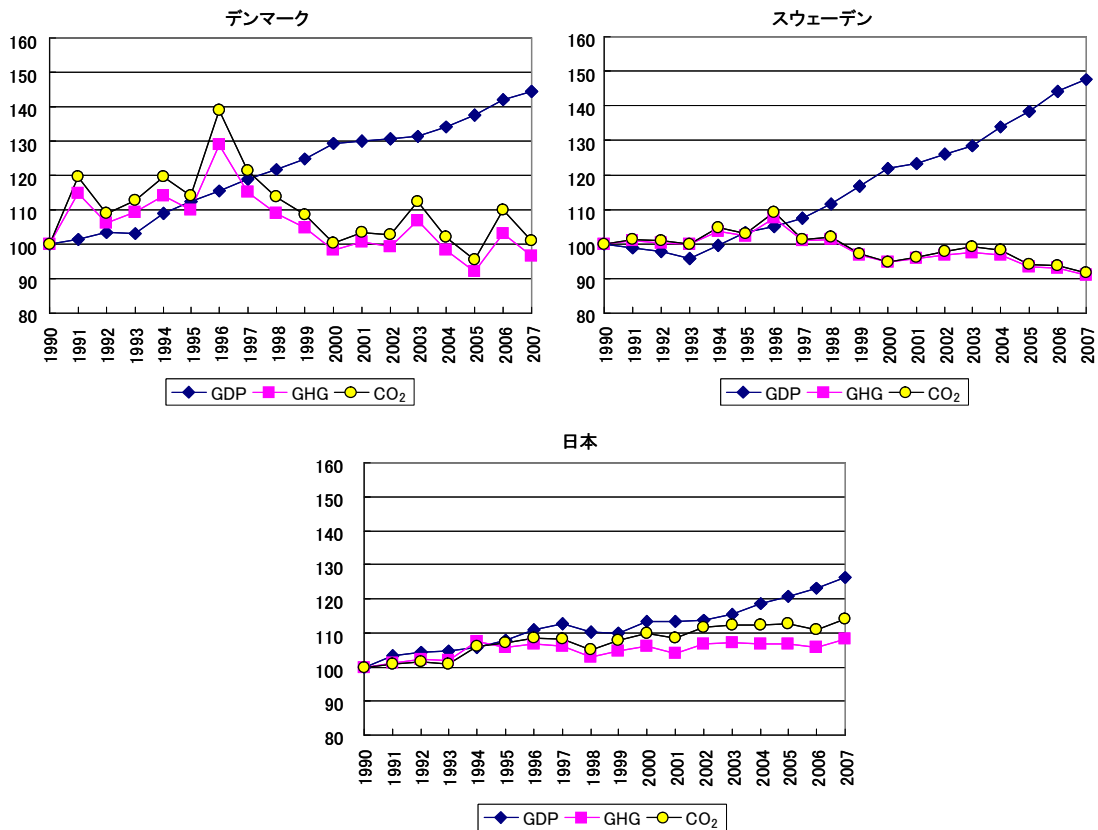


図 1-1 スウェーデン、デンマーク及び日本の経済成長と GHG・CO₂排出量の状況

注) 数値は 1990 年を 100 とした値

出典) GDP は OECD 統計より実質 GDP (購買力平価ベース) を、GHG 及び CO₂ 排出量は気候変動枠組条約 (INFC) 事務局でとりまとめられているデータより、それぞれ LULUCF (土地利用・土地利用変化及び林業) からの排出量を除くものを使用して、MRI 作成

しかし、日常の人々の活動や生活そのものである社会経済システムには、現状肯定型の大きな慣性が働くことも事実であり、変化によって不利益を受ける人々にも配慮した息の長い変革を着実かつ継続的に行っていくことが望まれる。

そこで、中長期的な社会経済システムの変革による低炭素社会の構築に向けて、現在の我が国における構造的な課題の所在を明らかにし、その課題に対処するための対策・施策とその強度や実施手順を時間軸に沿って整理したロードマップ (行程表) を策定し、国民がそのロードマップを共通認識とした上で、対策・施策を実施していくことが重要となる。

また、ロードマップを策定していく過程で、多様な主体が自らの案を公表し意見交換を行うための道具とすることで、社会の多様な意見やより優れた提案を反映していくことが可能となる。ロードマップの中で中長期的な対策・施策とその強度や実施手順について時間軸を示しつつ明らかにすることは、広く関係者相互の認識を共通化し、将来の予見可能性を高めつつ不確実性を引き下げ、企業の大規模な設備投資などの経営判断や人々のライフスタイルやビジネススタイルの変革を後押しするものとなる。

以上のことから、温室効果ガス排出量の削減による低炭素社会の構築に向けて、ロードマップは欠かすべからざる必須のものと言える。

1.5 海外における低炭素社会構築に向けたロードマップ策定の例

英国政府は、2009年7月に「英国の低炭素移行計画」(The UK's Low Carbon Transition Plan²)を公表した。同計画では、低炭素経済社会への変革に向けて、2020年までの対策・施策及び定量的目標を、電力・重工業・家庭・運輸及び農業部門等について網羅的かつ具体的に記載している。加えて、各々の目標に対して担当省庁を定めることで政府内部での責任を明確化して実効性を持たせている。

また、ドイツ政府も、2009年1月に「NEW THINKING – NEW ENERGY, Energy Policy Road Map」を公表した。同計画では、温室効果ガス排出量や再生可能エネルギーなどに関するドイツ政府としての中長期目標について、目標達成に向かってどのような経路を辿るのかを描写している。持続的なエネルギー供給のための10の方針を立て、それぞれについて今後なすべき事項及び2020年時点の姿等を描いている。

1.6 提言の位置付けと検討体制及び検討事項

低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化検討会（以下「本検討会」という。）では、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を行う。2009年12月より、地球温暖化対策に係る中長期ロードマップ全体検討会（以下「全体検討会」という。）が開催され、別途、日本全体のエネルギー需給両面からの検討が進んでおり、本検討会は、全体検討会のエネルギー供給WGとして位置づけられている。

本検討会に対して、全体検討会から付託された検討事項は下記のとおりであり、第2章以降で、現状の把握、問題の整理、対策・施策の定量的かつ具体的検討、雇用・新産業創出効果、副次的効果の検討を行った上で、エネルギー供給分野のロードマップを策定し、それを本検討会の提言とするものである。

<全体検討会から付託された検討事項>

○エネルギー供給分野のロードマップの精緻化

- ・ 全体検討会から提示された対策導入量（中期 [2020年]：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 日本技術モデルの結果、長期 [2050年]：温室効果ガス 2050年 80%削減のためのビジョン）を踏まえた対策・施策の検討（各対策・施策について、2020年まで及び2050年までの定量化を可能な限り実施）。
- ・ 各対策・施策の実施による雇用・新産業創出効果、副次的効果について掘り下げた検討。
- ・ 再生可能エネルギーの導入及びその他のエネルギーの低炭素化のための対策・施策について、詳細かつ具体的なロードマップの作成。

² 英国エネルギー・気候変動省 Web サイト

http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/publications/lc_trans_plan/lc_trans_plan.aspx

2. エネルギー供給の低炭素化方策についての検討方法

エネルギー供給を低炭素化する方策は、

- ①太陽光、風力などの再生可能エネルギー³の普及
- ②化石燃料利用の低炭素化
- ③原子力エネルギーの利用

に大別される。

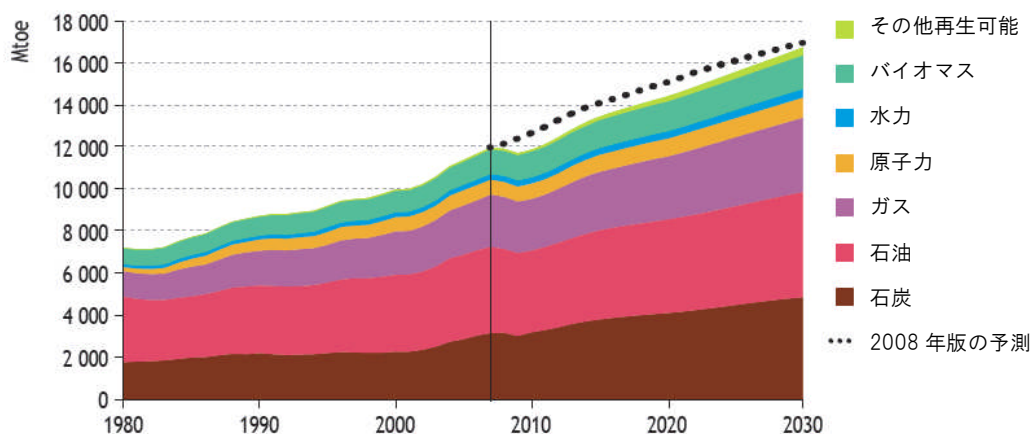
本章では、我が国や諸外国等での取組状況を踏まえ、これらの方策についての検討の優先順位付けについて検討した。

2.1 エネルギー供給の低炭素化の必要性

2.1.1 増大する世界のエネルギー需要と地球温暖化対策

世界のエネルギー需要は、中国・インドをはじめとする新興国の急速な経済成長を背景に、今後大幅に増加することが予想されている。気候変動抑制のためには、この増大するエネルギー需要を可能な限り低炭素なエネルギー源で供給する必要がある。

国際エネルギー機関（IEA）では、2030年のエネルギー需要は1990年の約2倍に達すると予測されている（図2-1）。内訳を見ると、特に中国・インドにおける石炭需要の伸びが大きく（図2-2）、その需要の抑制や、石炭に代替するエネルギー供給の確立がなされない場合には、温室効果ガス排出量の劇的な増加により地球温暖化の進行に深刻な影響を及ぼすことが懸念される。



*2008年末の世界経済危機の影響により、2010年にかけて一旦減少するが、その後また増加に転じる。

図 2-1 世界の1次エネルギー需要予測（Reference シナリオ）

出典) IEA “World Energy Outlook 2009”

³ 平成22年3月12日に閣議決定された地球温暖化対策基本法案に準拠し、本報告書では、「太陽光、風力、水力、地熱、太陽熱、バイオマスを利用したエネルギー」を「再生可能エネルギー」として定義。

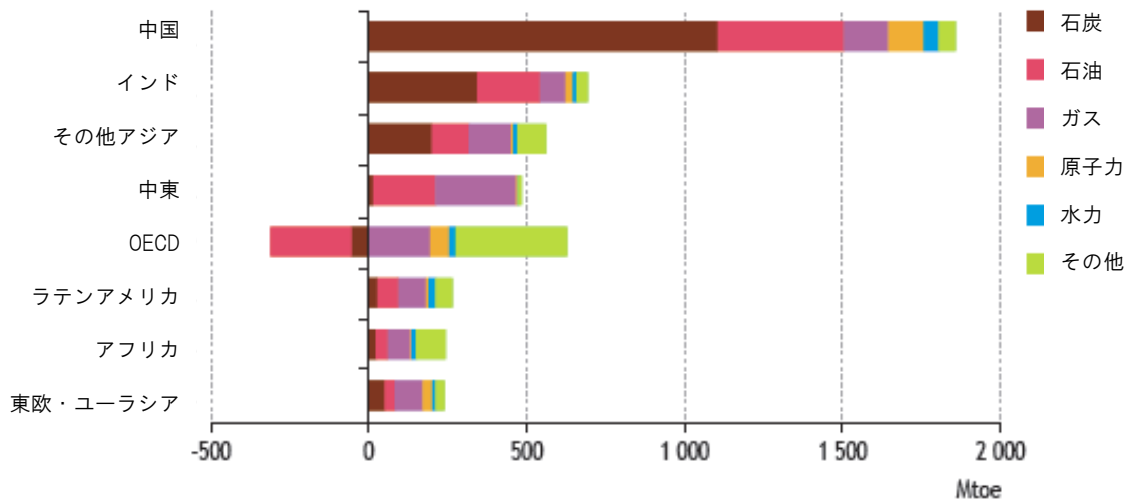


図 2-2 1次エネルギー需要の増加量とエネルギー源別内訳
出典) IEA “World Energy Outlook 2009”

IEA が発表した将来のエネルギー技術展望によれば、世界全体で温室効果ガス排出量の大幅削減を進めるためには、再生可能エネルギーの普及、火力発電における効率改善や燃料転換、CO₂ 回収貯留 (CCS) や原子力発電の導入といった供給側の対策が、需要側における燃料転換や省エネルギー対策と同様に重要である (図 2-3)。これらの対策オプションを総動員し、これまで人類が経験したことがない速度で対策を実施する必要があると分析されている (図 2-4)。

また、2009年8月に環境省が発表した「温室効果ガス 2050年80%削減のためのビジョン」の分析においても、我が国で2050年までに現状から80%の温室効果ガス排出量を削減するために、再生可能エネルギー、原子力発電、CCSを伴う火力発電のすべてを最大限実現していくことが必要であると見込まれている (図 2-5)。

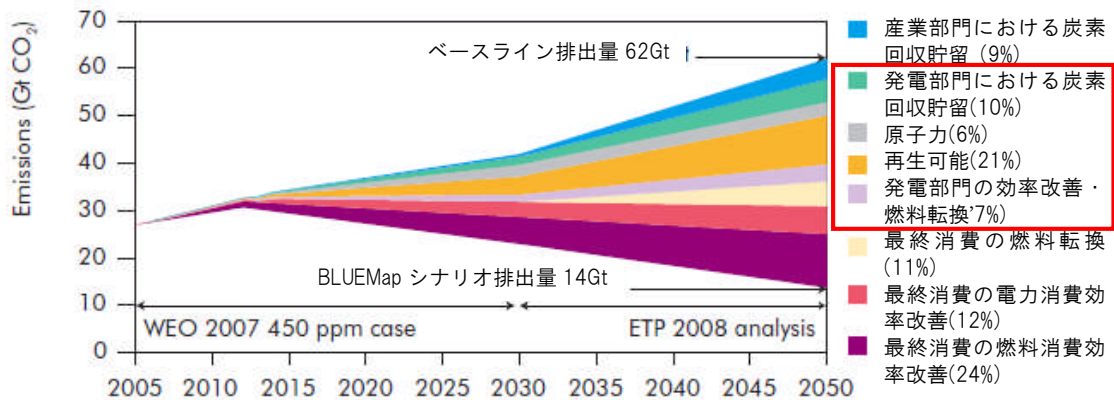


図 2-3 IEA のエネルギー技術展望の BLUE Map シナリオ (2050 年に世界の温室効果ガス排出量を現状比半減の場合)

出典) IEA “Energy Technology Perspectives 2008: Scenarios and Strategies to 2050”, 2008

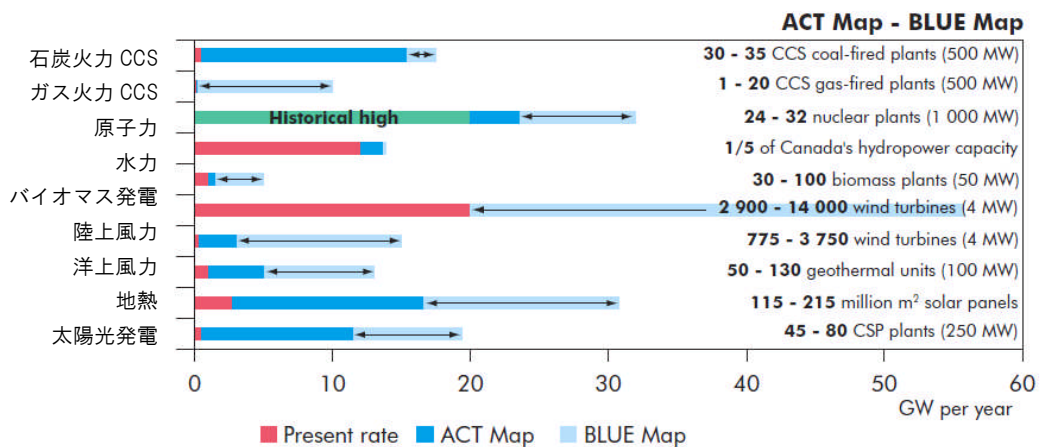


図 2-4 IEA による世界の発電部門において必要な技術導入速度の分析

注) 下記 3 種類の導入速度を比較している。

- ・現状の導入速度 (原子力のみ過去最大速度)
- ・ETP の ACT Map シナリオ (既存技術・開発が進展している技術を導入する) での導入速度 (2005 年-2050 年平均)
- ・ETP の BLUE Map シナリオ (2050 年に世界の GHG 排出量を現状比半減する) での導入速度 (2005 年-2050 年平均)

出典) IEA “Energy Technology Perspectives 2008: Scenarios and Strategies to 2050,” 2008

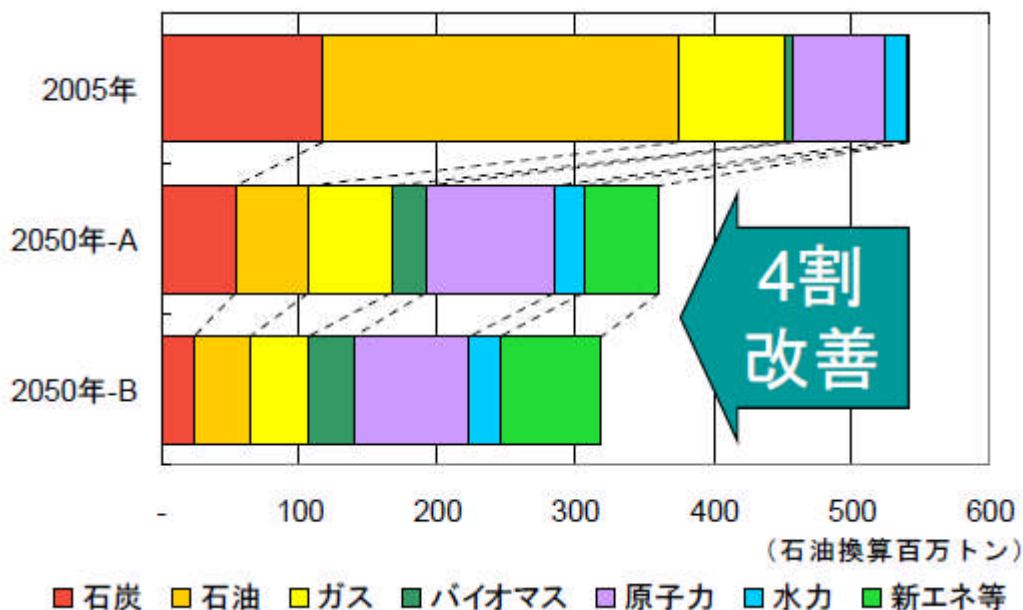


図 2-5 国立環境研究所による一次エネルギー供給の内訳 (国内)

注) シナリオ A：経済発展・技術志向。原子力、炭素隔離貯留 (CCS) や水素など大規模なエネルギー技術が受け入れられやすい。

シナリオ B：地域重視・自然志向シナリオ。太陽光や風力、バイオマスなど比較的規模の小さい分散的なエネルギー技術が受け入れられやすい。

出典) 環境省「温室効果ガス 2050 年 80%削減のためのビジョン」2009 年 8 月

2.1.2 資源制約とエネルギー安全保障

世界のエネルギー需要が増加する中、枯渇性資源である化石燃料の可採埋蔵量、可採年数の減少が大きな懸念事項となっている。特に近年は石炭の可採年数の減少が顕著で、ここ 10 年弱で約 2 分の 1 に減少している。石油、天然ガスについては可採埋蔵量及び可採年数ともに横ばいで推移しているものの、今後の大幅なエネルギー需要の増大が見込まれる (図 2-6)。

このような状況に対し、日本国内では天然ガスと石炭がわずかに生産されているものの、化石燃料のほとんどを海外からの輸入に依存しており⁴、エネルギー供給面で他国に比べても大きなリスクを抱えている (図 2-7)。オイルショック以降進められてきた石油代替政策により、エネルギー源の多様化は進んだものの、エネルギー自給率は 4%⁵と先進国の中で最低水準に位置している。

このような中で、国産エネルギーである再生可能エネルギーの依存度を高めることによって、エネルギー供給を低炭素化することは、我が国のエネルギー安全保障にも寄与できるものである。

⁴ 電力中央研究所「BP 統計 2009 に拠る世界のエネルギー情勢」(2010 年 1 月)

⁵ 経済産業省「エネルギー白書 2009」(2009 年、)

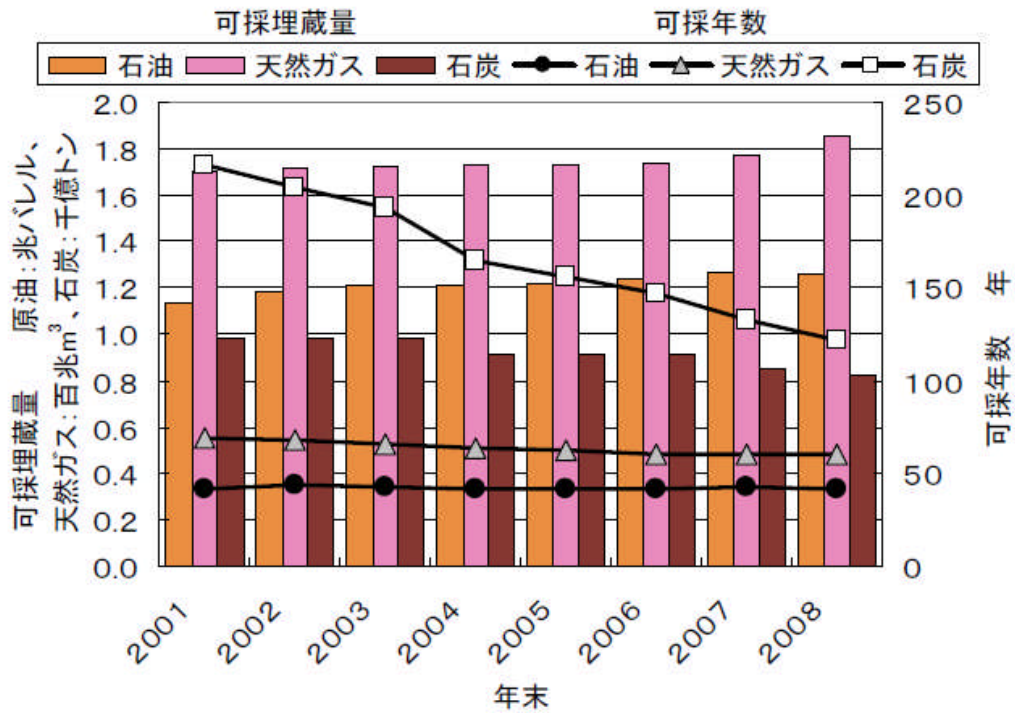


図 2-6 化石燃料の確認可採埋蔵量と可採年数の推移
 出典) 電力中央研究所「BP 統計 2009 に拠る世界のエネルギー情勢」(2010年1月),

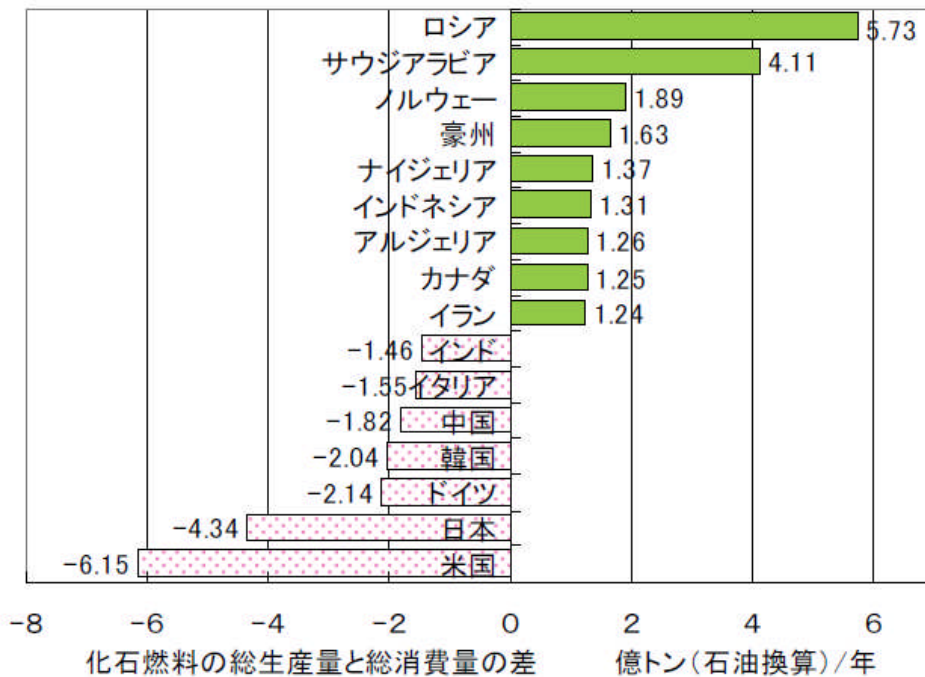


図 2-7 化石燃料総生産量と総消費量の差 (2008年)
 出典) 電力中央研究所「BP 統計 2009 に拠る世界のエネルギー情勢」(2010年1月)

2.2 エネルギー供給の低炭素化方策に対する我が国の取組状況

2.2.1 再生可能エネルギーの普及

我が国は、再生可能エネルギー関連技術分野において、現時点では世界トップレベルの技術力を有する技術資源国である。例えば、太陽電池技術について、世界の重要特許の半数以上を我が国の出願が占めている（図 2-8）など、諸外国に対する技術的優位性を保有している。また、我が国は化石燃料資源には恵まれていないものの、再生可能エネルギーについては太陽光（熱）、地熱など豊富な導入ポテンシャルが存在し、そのポテンシャルを顕在化させることができる技術力を有している。

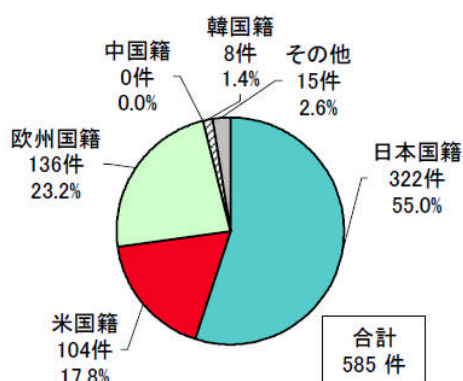


図 2-8 国別の特許出願数（太陽電池）

※太陽電池は 2000 年～2006 年の間に、日本・米国・欧州のいずれにも出願された重要特許（三極コア特許）の出願人国籍を集計したもの。

出典）特許庁「平成 20 年度特許出願技術動向調査報告書 太陽電池」（2009 年 4 月）

しかし、要素技術力では優れているものの、現状では、普及は停滞しており（図 2-9）、関連産業の育成は進んでいない。2000 年代前半には世界一の単年度導入量（発電容量ベース）を誇っていた太陽光発電についても、2008 年の単年度導入量（発電容量ベース）は第 6 位にまで落ち込んでいる（図 2-10）。風力発電についても 2008 年までの累積導入量（発電容量ベース）は 13 位と低迷し（図 2-11）、地熱についても世界第 3 位の資源量を有しながら 1999 年以降の新規導入がない状態となっている（図 2-12）。太陽熱についても、世界で右肩上がりの導入が続く中、我が国では徐々に単年度導入量も累積導入量も減少している（図 2-13）。また、リチウム電池については、2000 年時点で 9 割強を占めていた日本企業の世界市場シェアも、2008 年時点で約 5 割に低下している⁶。

⁶ 「日本の産業を巡る現状と課題」（2010 年 2 月，経済産業省 産業構造審議会 第 1 回産業競争力部会 資料）

一次エネルギー総供給に占める
再生可能エネルギーのシェア

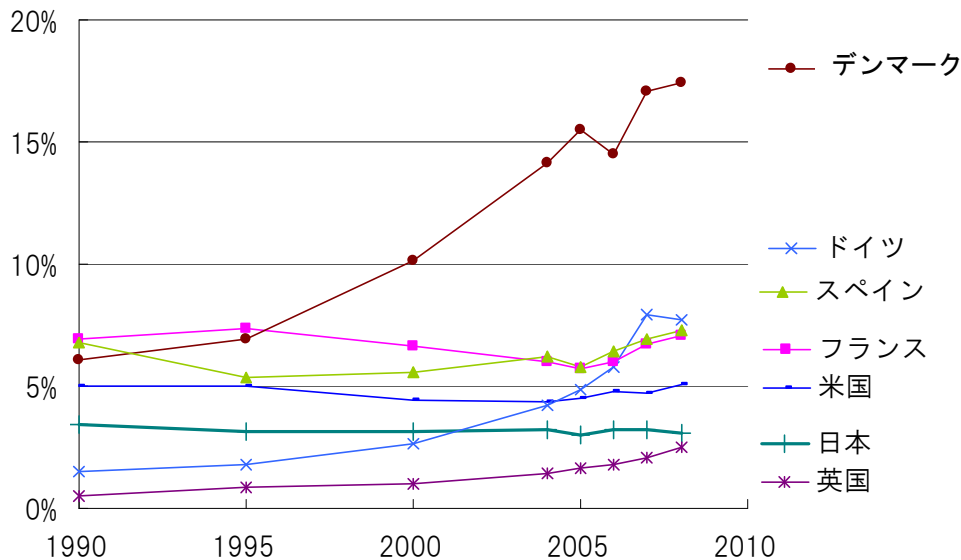


図 2-9 先進主要国における一次エネルギー総供給に占める再生可能エネルギーのシェア

注：大規模水力発電を含む。

出典) IEA “Renewables Information 2009”より MRI 作成

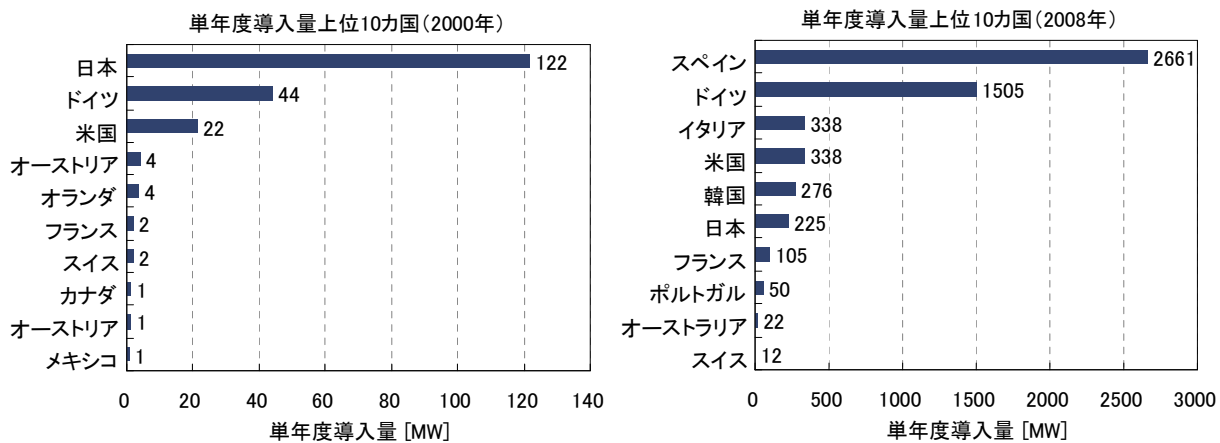


図 2-10 太陽光発電単年度導入量上位 10 カ国 (左：2000 年 右：2008 年)

出典) IEA PVPS “TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2008” より MRI 作成

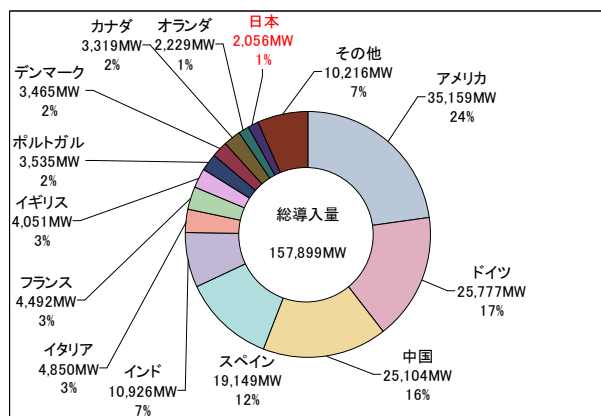


図 2-11 風力発電単年度導入量 (2009年)

出典) GWEC “GLOBAL WIND 2009 REPORT”より MRI 作成

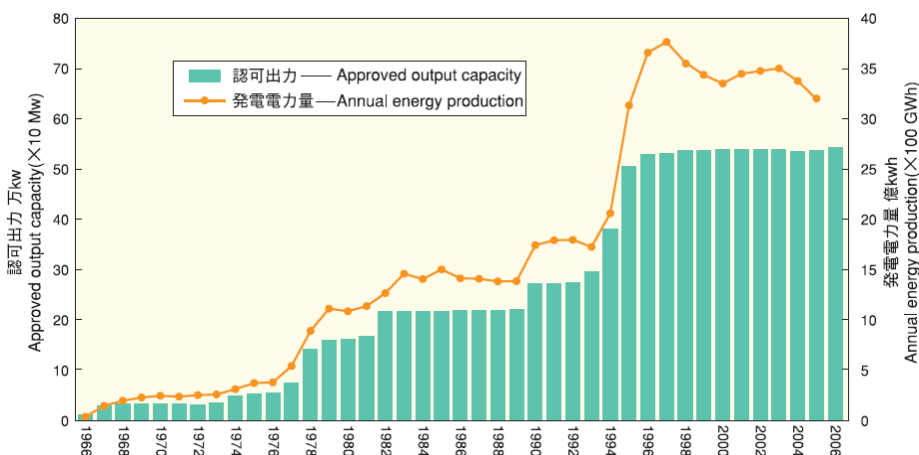


図 2-12 我が国における地熱発電の認可出力と発電電力量の推移

出典：NEDO「地熱開発の現状」2008,

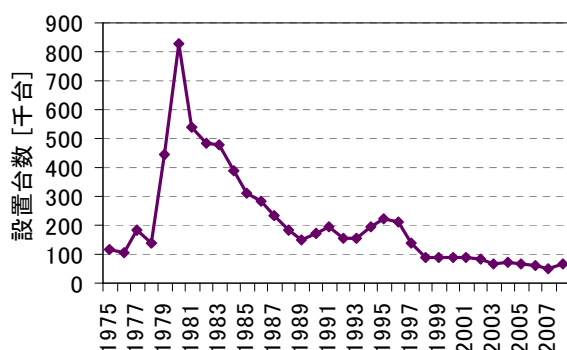


図 2-13 我が国の太陽熱利用機器

新規設置台数の推移

出典：ソーラーシステム振興協会データより MRI 作成

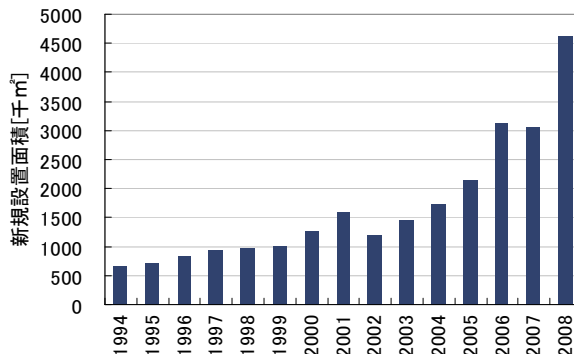


図 2-14 EUにおける太陽熱集熱器

新規設置面積の推移

出典：“SOLAR THERMAL BAROMETER 2009” (EUROSERV’ ER)

2.2.2 化石燃料利用の低炭素化

我が国は、クリーンコールテクノロジー（CCT）など化石燃料利用の低炭素化に係る技術分野においても、現時点では世界トップレベルの技術力を有する技術資源国である。例えば石炭火力発電効率は世界最高水準であり、これを米国・中国・インドに適用した場合には我が国の CO₂ 排出量に相当する削減効果があるという試算もある（図 2-15）。石炭火力発電のさらなる低炭素化技術として、石炭ガス化複合発電（IGCC）の実用化へ向けた取組や、CCS の研究開発が進められており、また、CO₂ 排出原単位の小さい天然ガスへの燃料転換なども進められている。

ただし、近年、原子力発電の稼働率低迷などにより石炭火力発電による発電電力量が増加しており、我が国の CO₂ 排出量を押し上げる大きな要因の一つとなっている。

我が国のベスト・プラクティスを米・中・印に適用した場合の効果

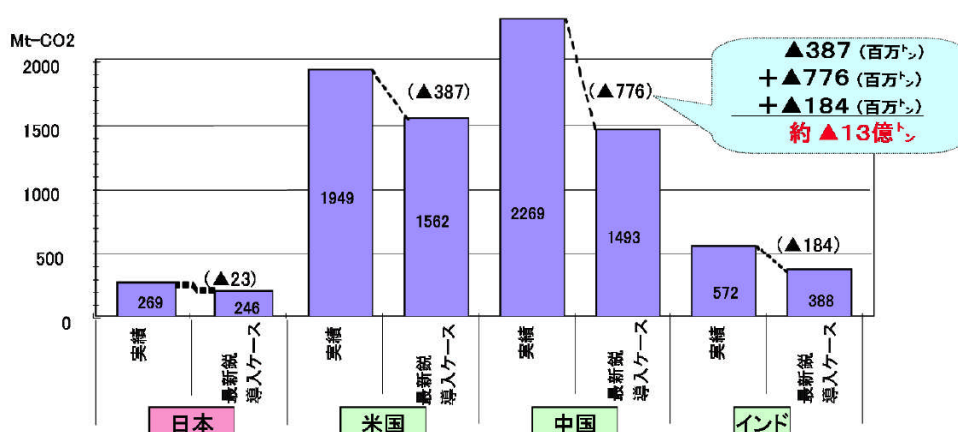


図 2-15 我が国の石炭高効率利用技術による CO₂ 削減効果

※各国の実績に日本のベスト・プラクティス（商業中発電所の最高効率）を適用した場合。

出典）総合資源エネルギー調査会クリーンコール部会「我が国クリーンコール政策の新たな展開 2009」（2009年6月）

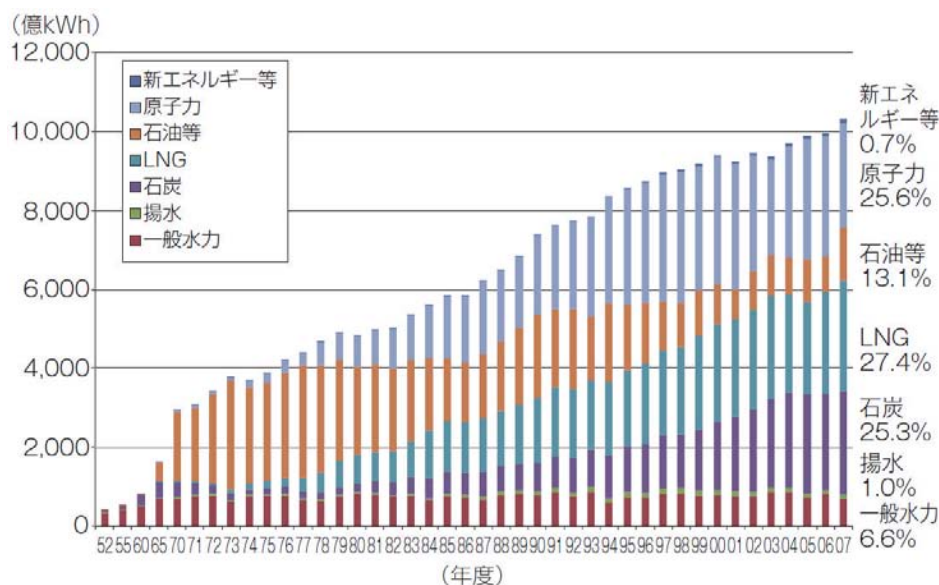
2.2.3 原子力エネルギーの利用

我が国は、原子力に係る技術分野においても、現時点では世界トップレベルの技術力を有する技術資源国である。世界の原子炉メーカーが、（1）東芝、米ゼネラル・エレクトリック社、（2）日立、三菱重工、（3）仏アレバ社の三極構造となっているなか、いずれのグループにも日本企業が入っていることから、原子炉メーカーにおける日本企業の確固たるポジションがうかがえる⁷。これは欧州や米国で原子力発電導入が停滞していた時期にも原子力開発を着実に進めてきた結果であり、「総合的なプラント製造・建設能力及び運転管理能力」に強みを有していると評価されている⁸。

⁷ 独立行政法人科学技術振興機構 研究開発戦略センター「環境技術 科学技術・研究開発の国際比較 2009年版」2009年5月

⁸ 総合資源エネルギー調査会電気事業分科会原子力部会「国際戦略検討小委員会報告」2009年6月

原子力発電は、現状で我が国の発電電力量の約3割を占めている。近年は稼働率の低迷が課題となっており、諸外国が80～90%の稼働率を維持しているのに対し、我が国における設備利用率は、80%台後半の発電所もある一方、トラブルや自然災害等の影響もあって、全体としては、2008年度で約60%にとどまっている。



※1971年度までは9電力会社計

図 2-16 発電電力量の推移（一般電気事業用）

出典) 資源エネルギー庁「エネルギー白書 2009」

2.3 諸外国におけるエネルギー供給の低炭素化の取組状況

2.3.1 国際機関

(1) 国際再生可能エネルギー機関 (IRENA)

IRENAは、再生可能エネルギー（太陽光利用、風力、バイオマス、地熱、水力、海洋利用等）の普及を目的として新たに設立が予定されている国際機関であり、2009年1月にドイツのボンで設立文書への署名式典が開催され、2010年2月時点でIRENA憲章への署名国は142か国及び欧州連合（EU）となっている。IRENA憲章は、25番目の批准書が寄託された日の後30日目の日に効力を生ずるが、2010年2月時点における締約国は11か国となっている。主な活動として、再生可能エネルギー利用の分析、把握及び体系化、政策上の助言の提供、途上国の能力開発支援等が予定されている。

(2) 国際エネルギー機関 (IEA)

IEAは、World Energy Outlook 2009において再生可能エネルギー導入予測量を前年版より一部上方修正している。また、Energy Technology PerspectiveのBLUE Mapシナリオ（2050年に世界の温室効果ガス排出量を現状比半減の場合）において、再生可能エネルギー、CCS、原子力による温室効果ガス削減寄与分をそれぞれ21%、19%、6%と試算し

ており、気候変動対策における再生可能エネルギー、CCS、原子力の重要性を主張している（図 2-3）。

（3）気候変動に関する政府間パネル(IPCC)

IPCCでは、2011年2月に再生可能エネルギーと気候変動対策に関する特別報告書⁹、2014年9月に第5次評価報告書の発行を予定している。

2.3.2 諸外国

（1）再生可能エネルギーの普及¹⁰

EUでは再生可能エネルギー導入が急拡大している。再生可能電力の普及は固定価格買取制度（Feed-in Tariff (FIT)）に拠るところが大きい（図 2-17）。ドイツ及びスペインでは同制度により太陽光発電の導入が爆発的に増加し、2008年までの累積導入量はそれぞれ世界第1位及び第2位となるに至っている。その他、再生可能エネルギーの導入義務を課す施策として、ソーラーオブリゲーション（新築・改修建築物における太陽熱利用や太陽光発電の義務化制度）がスペイン等で効果を発揮している。

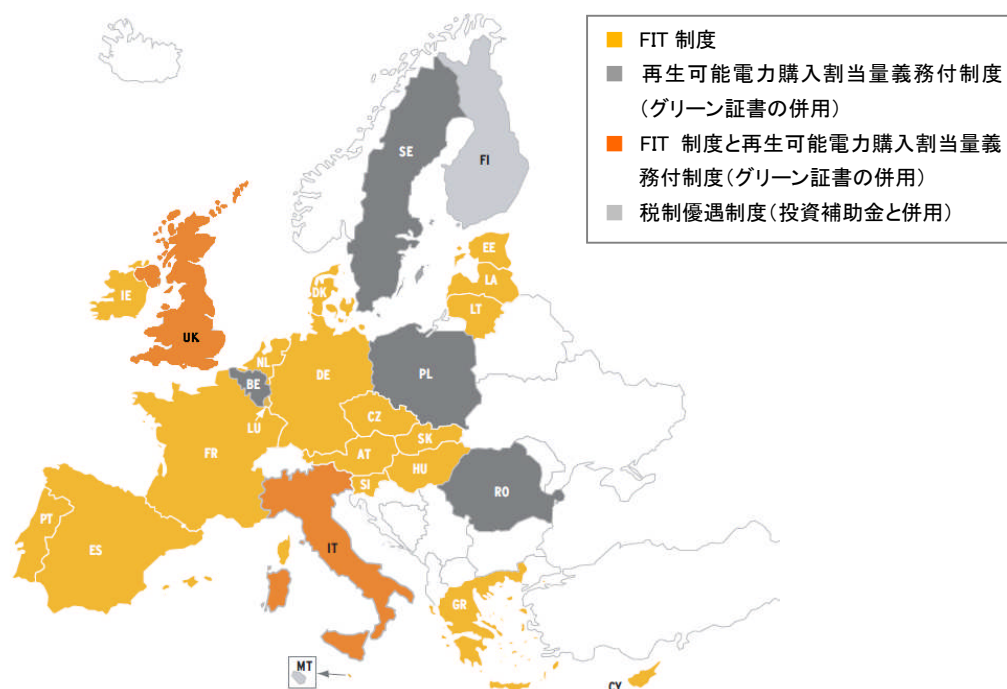


図 2-17 欧州における再生可能エネルギー支援施策

出典) BMU “RENEWABLE ENERGY SOURCES IN FIGURES” 2009 より MRI 作成

⁹ “Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation”

¹⁰ 各国の再生可能エネルギーの導入状況等のデータを参考資料に示す。

また、EU は、再生可能エネルギーの利用を推進するため、2001 年に再生可能電力推進に関する欧州指令（2001/77/EC）、2003 年にバイオ燃料促進に関する欧州指令（2003/30/EC）を採択し、加盟各国に対して具体的な数値目標を規定した。

上記 EU 指令では、加盟国は活動進捗について年次報告書の提出が義務付けられているが、目標の達成度にばらつきがあり、加盟国の足並みはそろっていない。このばらつきを是正し、EU 全体で再生可能エネルギー利用率を改善するためには、上記二つの指令のもとで敷かれた基盤では不十分であるという認識に至った¹¹。

このような問題意識から、EU は 2009 年 4 月 23 日に再生可能エネルギー新指令（2009/28/EC）を採択した。本指令には、再生可能電力推進に関する欧州指令（2001/77/EC）及びバイオ燃料促進に関する欧州指令（2003/30/EC）の修正内容が盛り込まれており、再生可能エネルギーに関しては、2020 年までに EU 全体のエネルギー消費量の 20%を再生可能エネルギーで賄う目標を掲げ、国別に法的拘束力のある目標値を設定している。

本指令の第 24 条において、共有情報の透明性強化と加盟国間における協働促進の目的から、欧州委員会に対して各国が一連の再生可能エネルギー関連文書を掲載・公表するために設置されたオンライン情報基盤が“Transparency Platform”である。

Transparency Platform では、規定により定められた文書が掲載される。その中で注目されるのが、再生可能エネルギーの予測導入量に関する報告書 (forecast document) である。この文書では、2020 年までに 20%の目標達成に向けた各国の導入ロードマップ、及び加盟各国間の目標達成余剰分の取引¹²の必要性について示されている。例として、ドイツの導入ロードマップを表 2-1 に示す。

表 2-1 ドイツの forecast document（一部）

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
a) total gross final energy consumption, [ktoe/a]	224,638	227,218	225,054	222,890	220,726	218,562	216,398	213,747	211,096	208,444	205,793	203,142
b) gross final energy consumption from renewable energies, [ktoe/a]	12,981	23,254	24,385	25,513	26,644	27,775	28,939	30,199	32,643	33,889	35,134	37,953
c) share of renewable energies, [%]	5.8	10.2	10.8	11.4	12.1	12.7	13.4	14.1	15.5	16.3	17.1	18.7

出典) “Forecast by the Federal Republic of Germany on the use of flexible cooperation mechanisms for achieving national targets pursuant to Article 4 (3) of Directive 2009/28/EC” (Dec. 2009)

¹¹ COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES(2009): The Renewable Energy Progress Report

¹² EU 指令により設定された 2020 年の国別目標値について、再生可能エネルギーの導入量が目標値を上回る国から目標達成が困難な国に対し、目標値からの余剰分を移譲することが認められている。

現在提出されている各国の forecast document から、2020 年の目標達成状況について、以下のように見込まれている。

- 少なくとも 10 カ国が 2020 年の国別目標値を超過し、余剰分（約 5.5Mtoe¹³）が発生する。
- 5 カ国が 2020 年の国別目標値を達成できず、他国から余剰分（約 2Mtoe）を調達する必要がある。EU 全体で 2020 年には 20.3%（指令による目標を 0.3%超過）を達成する。

表 2-2 加盟各国の目標達成見込み

	2020 年目標値	2020 年達成見込み
オーストリア	34%	34%達成
ベルギー	13%	不足（13%に対し 12.3%）
ブルガリア	16%	超過（16%に対し 18.7%）
キプロス	13%	13%
チェコ	13%	13%
デンマーク	30%	不足（30%に対し 28%）
フィンランド	38%	38%
フランス	23%	23%
エストニア	25%	超過（25%に対し 25.1%）
ドイツ	18%	超過（18%に対し 18.7%）
ギリシャ	18%	超過（18%に対し 20%）
ハンガリー	13%	13%
アイルランド	16%	16%
イタリア	17%	不足（17%に対し 16%）
ラトビア	40%	40%
リトアニア	23%	超過（23%に対し 23.3%）
ルクセンブルク	11%	不足（11%に対し 5~10%）
マルタ	10%	不足（10%に対し 9.2%）
オランダ	14%	14%
ポーランド	15%	超過（15%に対し 15.5%）
ポルトガル	31%	超過（数値は試算せず）
ルーマニア	24%	24%
スロベニア	25%	25%
スロバキア	14%	超過（14%に対し 15.2%）
スペイン	20%	超過（20%に対し 22.7%）
スウェーデン	49%	超過（49%に対し 50.2%）
英国	15%	15%
EU 全体	20%	超過（20%に対し 20.3%）

青：他国の余剰分を調達する見込みの国

緑：他国に余剰分を提供する見込みの国

白：他国との余剰分取引をしない見込みの国

出典）“SUMMARY OF THE MEMBER STATE FORECAST DOCUMENTS”

また、Transparency Platform では、今後主に以下の文書について掲載が予定されている。

- 加盟各国の行動計画（national action plan）（提出期限：2010 年 6 月 30 日）

¹³ 石油換算 100 万トンのエネルギー量

- 加盟各国間の目標達成余剰分の取引（statistical transfer）と共同プロジェクトの提案及び要求とその詳細
- 加盟各国の進捗報告書（初回提出期限：2011年12月）
- 欧州委員会の進捗報告書（初回提出期限：2012年12月）

また、米国においては、風力発電及び地熱発電の利用量が世界第1位である。2008年末の世界経済危機を受け、現オバマ政権により再生可能エネルギー産業の発展が重要な雇用創出手段としても位置付けられた。これにより、再生可能エネルギーへの投資・発電に関する税控除制度が延長され、特に風力発電の導入が拡大すると見られている。また、各州でも再生可能エネルギー普及への支援施策が実施されている（図 2-18）。

発展途上国においても、風力発電は中国やインド、地熱利用はフィリピンやインドネシア、太陽熱利用は中国やトルコなど、自国が保有する再生可能エネルギー資源を活用した普及拡大が進んでいる。

また、現在世界各国で実施されているスマートグリッド関連プロジェクト（図 2-19）、100%再生可能エネルギーを利用した都市の建設を目指すアブダビのマスタープラン（マスターシティの建設）（図 2-20）など、海外諸国で先進的な取組や積極的な投資が進められている。

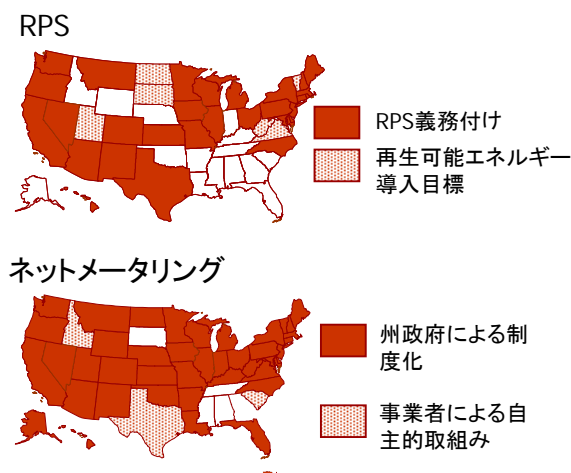
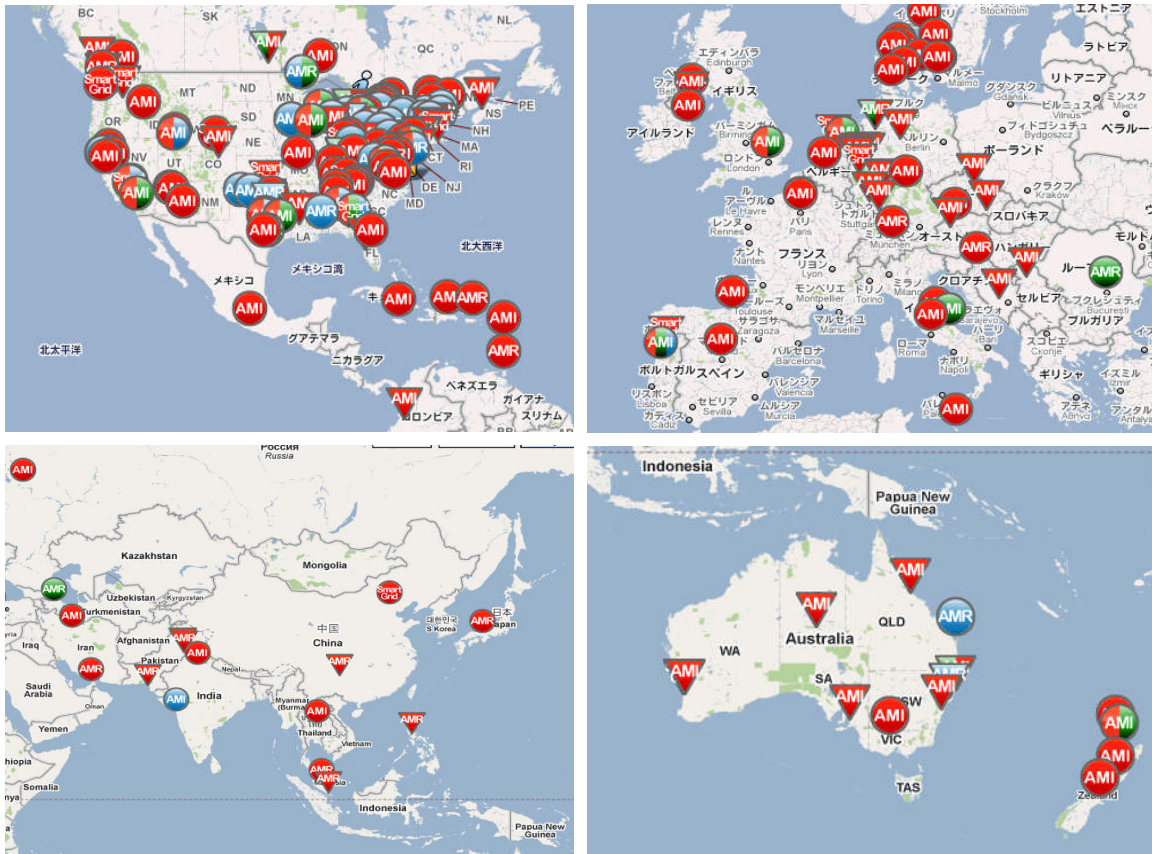


図 2-18 米国州政府による再生可能エネルギー支援施策（2010年1月時点）
出典）Database of State Incentives for Renewable Energy（<http://www.dsireusa.org/>）



(左上：北米 右上：欧州 左下：アジア・中東 右下：オセアニア)

※ 図中の各種プロットはスマートグリッド関連プロジェクトが実施されている場所を示す。
 ▽：試験事業 (pilot project)、○：事業 (project) 赤：電気、緑：ガス、青：水
 AMR=Automated Meter Reading、AMI=Advanced Metering Infrastructure

図 2-19 スマートグリッド関連プロジェクト

出典) Google 社 Smart Metering Projects Map



図 2-20 マスダールシティイメージ図

出典) アブダビ未来エネルギー公社ホームページ (<http://www.masdaruae.com/en/home/index.aspx>)

（２）化石燃料利用の低炭素化

化石燃料発電の低炭素化に向けて、欧州（特にドイツ、英国）、米国、オーストラリア等では、CCS や石炭ガス化複合発電（IGCC）等の技術開発に取り組んでいる。欧州、米国、中国、インドなどでは、火力発電に占める石炭火力の比率が大きいことから、その中でもCCSの重要性は高まっている。EUでは新設石炭火力発電所に対し、CCS-ready（CCS設備設置のためのスペース等を確保すること）を義務化するなど、石炭火力発電のCO₂排出削減に向けて規制強化の気運が高まっている。

また、燃料利用の低炭素化の取組も行われている。韓国では、ガス幹線パイプラインが国内全域で整備されており、近年では天然ガスを低炭素エネルギーと位置づけ、関連法令や助成制度を整備して更なる利用拡大を目指している。また、ドイツはコージェネレーション（CHP）の普及を推進しており、CHP法において、全発電電力量に占めるCHPの割合を2020年までに25%（現在の約2倍）にする目標を掲げている。

（３）原子力エネルギーの利用

地球温暖化対策に加え、エネルギー需要拡大への対応、エネルギー安定供給の確保のためのエネルギー源として、現在、世界的に原子力発電の利用が拡大傾向にある。

米国では、過去30年間国内における発電所新設は行われていなかったが、オバマ大統領はクリーンエネルギーの一つとして原子力発電を推進する方針を明示している。

欧州では、原子力政策に関しては、再生可能エネルギー政策のような統一の方針は示されていないが、2008年頃から英国等のように、原子力発電に否定的であった国が新設を認める方向へ方針転換した例もある。

また、中東や東南アジア諸国等発展途上国における導入計画も進展している。例えば、中国やインドにおいては、増加を続ける電力需要を賄うための重要な電源として積極的に開発されている。

2.4 本検討会における検討の優先順位付けの考え方

以上のように我が国は、エネルギー供給の低炭素化のための①再生可能エネルギーの普及、②化石燃料利用の低炭素化、③原子力エネルギーの利用の3方策すべてに関し、現時点では世界トップレベルの技術力を持つという強みを有している。これらの方策を実施することは、エネルギー自給率を向上させるとともに、その技術力を強化して世界全体としての低炭素化社会の形成に貢献していくことを可能とする。それは、世界における我が国の地位を向上させるとともに、エネルギー安全保障の強化にもつながる。

しかしながら諸外国においても、政府の支援や企業の戦略的なプランの下に当該分野の技術開発や率先導入が急速に進められており、日本企業の世界市場におけるシェアの縮小、競争力の低下が危惧されている。我が国でもこれらの方策に対し、自国での普及拡大や技術力強化、発展途上国を含めた海外展開等を戦略的に図っていく必要がある。

本検討会では、エネルギー供給の低炭素化に関する3方策に関して表 2-3 のとおり整理を行い、下記のように検討の優先順位を付けてそのロードマップを検討した。

第1に検討を優先する方策は、再生可能エネルギーの普及である。再生可能エネルギーは、発電量当たりの温室効果ガス排出量が極めて少ないことはもとより、化石燃料が削減されエネルギー自給率が向上する点、持続的である点、地域の主体や住民が自らエネルギー供給者となり得る点、新産業や国内雇用創出の効果があると見込まれる点、途上国への適用可能性、率先導入がもたらす将来の価格低下等の観点から、国内で優先的にその普及を進めることが望ましいと考えられるため、本検討会では、まずはその普及を検討することとした。

第2に検討を優先する方策は、化石燃料利用の低炭素化である。優先順位の第一に選択した再生可能エネルギーには、太陽光（熱）又は風力等の供給量の短期調整が困難なものが多いため、需給の変動に追随するためのエネルギー供給手段が必要である。原子力発電は、そのプラントの特性にもとづく経済運用の観点から、需給の変動に追随することは困難である。この観点から、再生可能エネルギーの次に化石燃料利用の低炭素化を検討した。

第3に検討を優先する方策として、安全の確保を大前提とした原子力エネルギーの利用についての検討を行った。

表 2-3 2050 年までの低炭素社会構築に向けて我が国で優先すべき検討の観点

	再生可能エネルギーの普及	化石燃料利用の低炭素化	原子力エネルギーの利用
現時点での利用状況	一次エネルギー供給の5%程度	一次エネルギー供給の83%程度	一次エネルギー供給の12%程度
エネルギーの自給	豊富な供給源があり、可能	メタンハイドレートが考えられるものの現時点では困難	核燃料リサイクルが考えられるものの現時点では困難
利用の持続性	太陽光（熱）又は地熱等によるものであり持続的	枯渇性資源であり、持続的ではない	現時点では枯渇性資源であり、持続的ではない
地域の主体や住民が自らエネルギー供給者となること	可能	困難	困難
途上国への適用可能性	後発開発途上国を含め適用可能性が高い	新興国を中心に適用可能性が高い	新興国を中心に適用可能性が高い
現在の価格	安価なものもあるが比較的高価	再生可能エネルギーよりは安価で、原子力と同程度の価格傾向	現時点では比較的安価
将来の価格	将来的な技術開発等により価格の低下が見込まれる	将来の需要が増加するため高騰が見込まれる	新興国での需要増から価格上昇の可能性はある
需給バランスへの対応性	出力が変動し調整できないものが多く、適切な需給調整手段が追加的に必要	化石燃料の貯蔵、柔軟な出力調整により対応可能	定格運転を行うことが望ましく、その場合、適切な需給調整手段が追加的に必要

2.4.1 再生可能エネルギーの普及

再生可能エネルギーについては、需要側の利用形態に着目し、再生可能電力、再生可能熱利用、再生可能燃料という3つに分類し検討を行った。

再生可能エネルギーは、将来的には化石燃料に対して十分な価格競争力を有することが見込まれるが、国内に存在するエネルギー源をエネルギーに変換し、利用可能とするための技術が現時点では比較的高価であることから、短期的には、費用負担は増加すると考えられる。このため、その技術自体の研究開発と、技術レベルや普及状況に応じた適切な施

策による導入支援が必要となる。

また、現在の法規・慣習やエネルギー供給インフラを含めた社会資本は従来の化石燃料の供給を前提としたものであることから、再生可能エネルギーの普及段階に応じて、適宜その見直しを図っていくことが必要となる。

以上より、再生可能エネルギーの段階的な普及に向けて、対策及び施策の定量的かつ具体的検討、雇用・新産業創出効果、副次的効果の検討を重点的に行った上で、ロードマップの作成を行った。

2.4.2 化石燃料利用の低炭素化

再生可能エネルギーは基本的にそのエネルギー源が太陽光（熱）や地熱等に依存し、毎時などの短期的あるいは年間などの長期的に柔軟に出力や供給量を増加させることは困難である。このため、再生可能エネルギーを補完するための対応策として、また、再生可能エネルギーの普及が見通しどおりに進まなかった場合や、原子力発電の設備利用率が低下した場合の対応策として化石燃料の利用を想定した。その上で、化石燃料の利用のあり方について、低炭素化を図るため、より一層の高効率化、CO₂ 排出原単位の小さい燃料への転換、CCS の利用といった方策等についての検討を行い、ロードマップの作成を行った。

2.4.3 原子力エネルギーの利用

原子力エネルギーの利用については、現時点で原子力発電の稼働率が低迷していること、2010 年以降に運転開始から 40 年を超える施設が順次増加していくことを踏まえ、ロードマップの作成を行った。

3. 再生可能エネルギーの導入見込量とその達成方策

3.1 評価の方法

3.1.1 再生可能エネルギーの導入見込量とそのため必要な施策の評価

本章では、地球温暖化対策基本法案に記載されている再生可能エネルギーの種類ごとに（１）現状、（２）導入ポテンシャル、（３）2020年を対象とした導入見込量の評価とそのため必要な施策、（４）導入目標達成に向けて必要な配慮事項、（５）中長期的な（2030、2050年の）導入目標を取りまとめた。

具体的には、以下の手順により検討を行った。

①技術の概要や導入状況などの基本的な情報、②導入ポテンシャルの推定、③導入ポテンシャルと導入コストとの関係、④2020年を対象とした導入見込量とそのため必要な施策の評価、⑤導入目標の設定、⑥そのほかの事項について、整理を行った。

全体検討会で提示された AIM 日本技術モデルの導入目標をベースとしつつ、再生可能エネルギーの導入をどの程度見込めるかという「導入見込量（④）」と、当該導入見込量を実現するために必要となる「経済的支援施策（④）」の内容を同時に整理し、これらの経済的支援施策の施策としての一般的な合理性等を考慮したうえで、「導入目標（⑤）」を設定した。

その詳細な手順は、以下のとおり。ただし、再生可能エネルギーの種類によって習熟効果（大量生産によるコスト低減効果）等に違いがあり、以下の説明はその共通する基本的な内容である。

①技術の概要や導入状況などの基本的な情報

技術概要、我が国における導入実績、現状の支援策などを整理した。

②導入ポテンシャルの推定

再生可能エネルギーは、物理的には、膨大かつ永続的に存在するものであることから、極めて大きな導入の可能性がある。本検討においては、2009年度に環境省において別途実施した「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」（以下「ポテンシャル調査」という。）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。

当該ポテンシャル調査においては、理論的に推計することができるエネルギー資源量であって、種々の制約要因（土地用途、利用技術など）を考慮しないもの、例えば太陽光については建築物や低・未利用地などに物理的に設置可能な潜在量を合計した量を「賦存量」と定義している。また、エネルギーの採取・利用に関して種々の制約要因を考慮したものであって、制約要因についてシナリオを設定した上で推計した利用可能なエネルギー資源量を「導入ポテンシャル」と定義しており、本検討においてもこれらの定義に従うこととした。

③導入ポテンシャルと導入コストとの関係

②にあるように、エネルギーの採取・利用に関して種々の制約要因を考慮して推計した利用可能なエネルギー資源量を導入ポテンシャルとするものであるが、その導入コストについては、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。

この導入コストは、各再生可能エネルギーの導入にあたり十分なレベルまで内部収益率（IRR）を引き上げるため及び投資回収年数を引き下げるために必要となる経済的支援施策の内容・規模を決定付けることから、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。

④2020年を対象とした導入見込量とそのために必要な施策の評価

②・③にあるように、支援や規制（導入義務付け）などを限度なく行えば導入ポテンシャルまで導入することができるが、一方で、必要となる温室効果ガスの排出削減量を合理的な導入コストで実現するという観点等から、必要となる導入量がどの程度かを見込む必要がある。そこで、②の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。

この導入見込量を導入目標として設定することの妥当性について評価するためには、導入見込量を達成するために必要となる経済的支援策等が、施策としての合理性を有しているかを確認する必要がある。例えば、固定価格買取制度を導入し、内部収益率（IRR）を引き上げて導入を促進する場合、買取総額が増加して支援費用が増えることによって、導入費用に比較して支援費用が過大になり、適切な水準を上回る可能性がある。逆に、導入見込量を達成するために必要となる経済的支援策等が、現行の施策や関連事業者の取組の内容等も考慮してより手厚くできると評価される場合には、その導入見込量以上の導入目標を設定することも可能となる。

このため、③で得られた「導入ポテンシャルと導入コストとの関係」のデータを用いながら、経済的支援策の内容（支援レベル、支援対象範囲、条件等）を整理し、経済的支援策を実施した場合に必要な支援総額の試算を行いながら、導入見込量とそのために必要な施策の内容・規模等を同時に検討した。

⑤導入目標の設定

④の検討の結果示された、導入見込量達成のために必要な施策の内容・規模等について、施策としての合理性を有しているかを、現行の施策等を参照しつつ検討した。その上で、これを適正な範囲内に収めつつ、かつできる限り導入インセンティブが働く水準に経済的支援策等の内容を設定した場合に見込まれる導入量を、導入目標とした。

なお、2020年の導入目標としては、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)の3つのケースを想定した。

⑥その他の事項の整理

- ・導入目標達成に向けて必要な配慮事項
経済面以外で、導入目標達成に向けて必要な配慮事項を整理した。
- ・中長期的な(2030、2050年の)導入目標
導入ポテンシャル等を踏まえて、中長期的な2030年と2050年の導入目標を設定した。

3.1.2 再生可能エネルギーの導入見込量とそのために必要な施策の評価(④の詳細)

(1) 評価の手順の概要

設定された導入見込量を実現するために、どのような経済的施策が必要となるのかを、以下の手順により評価した。経済的支援策の強度の指標としては、太陽光発電及び太陽熱利用以外の再生可能エネルギーにおいては事業者の投資判断指標のIRRを用い、太陽光発電及び太陽熱利用においては、主に一般家庭における導入を想定しているため、投資回収年数を指標として用いた。

<太陽光発電及び太陽熱利用以外の再生可能エネルギー>

○ステップ1. 限界導入費用の試算

導入見込量における限界導入費用(導入見込量限界まで導入された場合に、単位導入量当たりの導入費用が最も高くなる地点のその導入費用)を求める。

○ステップ2. IRRが一定水準で確保される経済的支援策の検討

導入見込量を実現するために、限界導入費用がかかる地点で導入する場合であっても、事業の投資判断に用いられるIRRが一定水準確保される経済的支援策を検討する。

経済的支援策としては、海外の動向及び地球温暖化対策基本法案の内容を踏まえ、再生可能電力については導入が有力視される固定価格買取制度、再生可能熱については類似の施策としてグリーン熱証書の買取を想定した。

したがって、IRRが一定水準確保される経済的支援策の検討とは、具体的には、IRRが一定水準確保される買取価格を導出したことを意味する。

その際、必要に応じて、導入見込量や買取価格を変化させ、他の施策の併用などを想定しつつ、できる限り複数の導入シナリオを検討し、導入見込量や買取価格等を評価した。買取価格の評価に当たっては、陸上風力発電については、風車のコストダウンによる一定程度発電単価の低減を見込んだ。

＜太陽光発電及び太陽熱利用＞

太陽光発電及び太陽熱利用については、地点によって導入費用の差が大きくないため、導入することが経済的に合理的かどうかの判断は、基本的に全国で均一になされると言える。また、太陽光及び太陽熱の導入は主に一般家庭における導入を想定しているため、経済的に合理的かどうかの判断は、投資回収年数を判断基準になされるものとした。

したがって、投資判断基準である投資回収年数を設定すればそこから導入量を算出することができ、同時にそのために必要となる買取価格の水準と支援費用の総額も算出できる。

そこで、需要家の投資を誘発する投資回収年数の異なる複数の施策シナリオを想定し、これによって得られる導入量と、そのレベルまで投資回収年数を引き下げるために必要な買取価格を試算することによって、あらかじめ想定した導入見込量及びその達成に必要な経済的支援策の水準（その他の再生可能エネルギーと同様に、買取価格の水準）を評価することとした。施策シナリオについては、具体的には、家庭や民間企業において一般に太陽光パネルの性能が保障される10年間で投資回収が可能になるシナリオを基本としつつ、ポテンシャル調査やAIM日本技術モデルの想定値、機器の耐用年数等を踏まえ、複数の経済的支援施策のシナリオを設定した。

なお、太陽光発電及び太陽熱利用の導入見込量の試算においては、毎年導入が進むと習熟効果により導入単価が低減し、それによりさらに必要となる支援の単価も年々減少するという好循環が成立することを考慮した。

（2）経済的支援策に係る IRR・投資回収年数の水準の設定

再生可能エネルギーの種類ごとに、事業者や需要家における導入の判断基準となる IRR・投資回収年数の水準は、表 3-1 のとおりに設定した。

表 3-1 再生可能エネルギーの種類ごとの IRR・投資回収年数の設定

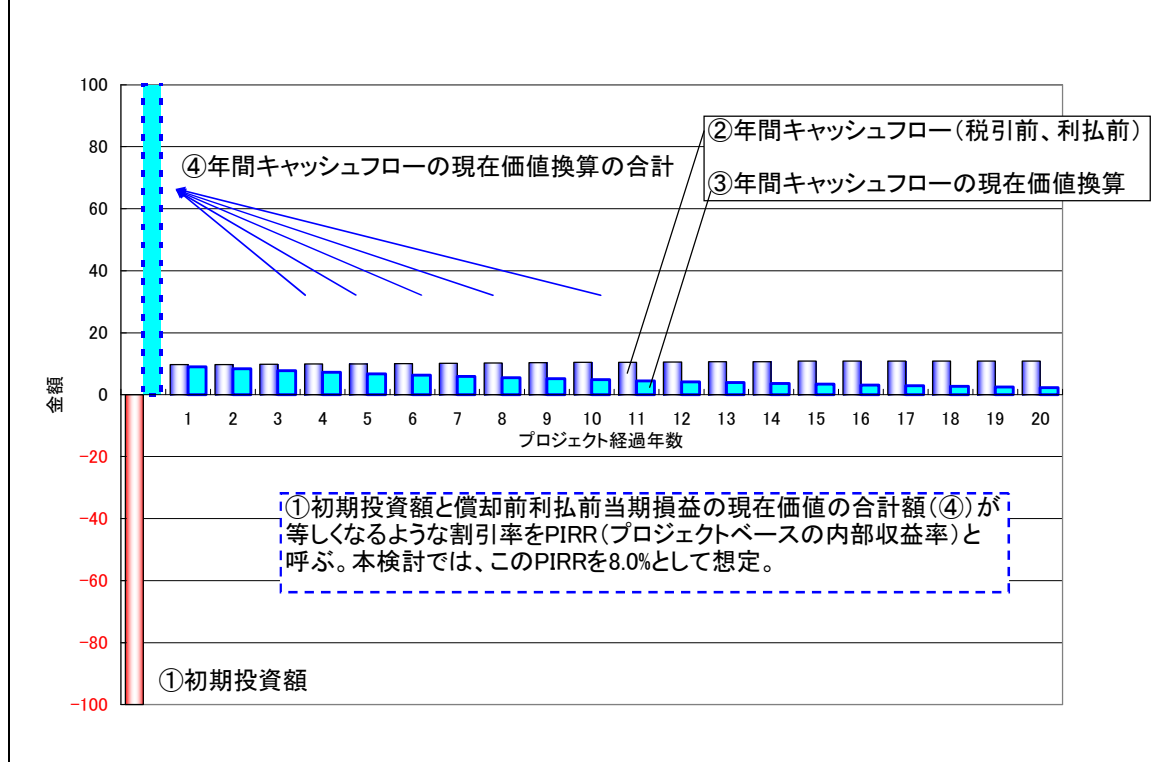
太陽光発電	投資の条件として、投資回収年数 10 年を想定 加えて、ポテンシャル調査や AIM 日本技術モデルの導入量を踏まえ、投資回収年数 10 年としたときの導入量に追加して導入するシナリオを設定
風力発電	投資の条件として、IRR 8%を想定
中小水力発電	投資の条件として、IRR 8%を想定 買取価格を上下させて複数の導入シナリオを想定
地熱発電	投資の条件として、IRR 8%を想定 温泉発電を含めるシナリオを想定
太陽熱利用	投資の条件として、投資回収年数 10 年及び投資回収年数 15 年のシナリオを想定
バイオマス発電・熱利用・燃料	投資の条件として、IRR 8%を想定

【参考】投資判断の基準としてのIRR¹⁴=8.0%の考え方

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）¹⁵で10%程度というものが目安として示されている。¹⁶

例えば、風力発電導入案件を想定して「DSCR¹⁷:1.3、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。



¹⁴ 初期投資額と償却前利払前当期損益（売電収入とメンテナンス費や人件費等の支出を考慮した年間キャッシュフロー）の現在価値の合計額が等しくなるような割引率。資金調達方法による影響を受けずに、事業への投資（資本金及び借入金を含む）に対する投資効率を表す。

¹⁵ 資本金と元利返済後の当期損益の現在価値の合計とが等しくなるような割引率。本事業への投資（資本金）に対する投資効率を表す。

¹⁶ 「国土交通省所管事業を対象としたVFM（バリュー・フォー・マネー）簡易シミュレーション」（平成15年12月、国土交通省）

¹⁷ （各年度の元利返済前のキャッシュフロー）を（当該年度の元利金支払額）で割った値。事業キャッシュフローの元利返済に対する余裕度を見る指標であり、金融機関から見た事業の安全性を表す。

(3) 経済的支援策に係る買取価格以外の条件

経済的支援策として採用した再生可能エネルギーの買取制度の買取価格を算出するに当たって前提となる制度設計の条件（買取価格以外の条件）としては、買取期間が20年の全量固定価格買取制度を想定した。なお、ここでは既存設置分も同価格で買い取るものと想定した。

- ・ 固定価格買取制度：
 - 買取期間は一律20年間とする。
 - 買取対象範囲は全量とする。
- ・ 評価期間は一律20年間とする。

(4) 必要となる買取価格の算出

このように、買取期間が20年の全量固定価格買取制度を実施したとして、事業の採算性を考慮して20年間の税引前IRR（以下、単に「IRR」という。）が8%以上（太陽光発電と太陽熱にあつては、投資回収年数10年）となる買取価格を定量化した。

定量化に当たっては、異なる再生可能エネルギー種の間で、可能な限り前提条件を共通化した。具体的には、次のとおり。

- ・ メンテナンスコスト：再生可能エネルギー種ごとに、一定の根拠に基づき想定。
- ・ 人件費：再生可能エネルギー種ごとに、一定の根拠に基づき想定。
- ・ 減価償却費：定額償却¹⁸と想定。
- ・ 借入条件：借入期間15年間、金利4%と想定。
- ・ 返済方法：元金均等と想定。
- ・ 租税公課：(実質建設費-累積減価償却額) × 税率（固定資産税1.4%）と想定。
- ・ 一般管理費：再生可能エネルギー種ごとに、一定の根拠に基づき想定。
- ・ 法人税：実効税率として40.87%を想定。

※これらの算定要素と限界導入費用とを用いて、IRRが8%になるような買取価格を算出した。

なお、太陽光発電及び太陽熱利用については、導入が進むと習熟効果が働き、単価が低減し、それによりさらに導入が進むというサイクルが成立することを導入見込量の試算において反映させた。すなわち、1年ごとに習熟効果を試算し、それを翌年の導入見込量の試算に反映させた。また、陸上風力発電についても風車の価格低下により、一定程度発電単価の低減を見込んでいる。

¹⁸ 償却方法は、減価償却資産の種類ごとに選定することになっており、償却方法の選定の届出が必要。届出がない場合には、法定の償却方法で計算することになっており、法定の償却方法は一般的には定額法となっている。

(5) 必要となる支援費用の算出

前述の前提条件の下で、導入促進に適切な買取価格により導入見込量まで買取を行った場合に係る費用（以下「支援費用」という。）については、以下のように定義し試算を行った。

$$\text{支援費用} = (\text{買取価格} - \text{回避可能原価}) \times \text{発電電力量}$$

※ 対策費用（ベースラインからの社会的費用の増分）は、(再エネ発電原価－回避可能原価) × 発電電力量となるが、これについては算出していない。

<補足：回避可能原価について>

ここでいう回避可能原価とは、例えば再生可能エネルギーによる発電電力量が増加したことで、電力会社側で費用の発生を回避させることができる原価である。

具体的には、非化石電源（原子力及び水力）は、再生可能エネルギーの導入量に依存せず一定の電力量を供給すると考えると、電力会社が回避させることができる原価としては、火力発電の燃料費単価が該当する。

地熱発電のようにベース電源としての機能を持つ場合は、火力発電の発電単価（建設費等を含む）そのものを回避可能原価とみなすこともできるが、今回は2020年までに火力発電の新規立地まで回避するものとは考えず、再生可能エネルギーの種類によらず火力発電の燃料費単価を回避可能原価とする。

なお、ここで買取価格から回避可能原価を控除する場合、この支援費用と便益を比較するに当たっては、便益項目としての化石燃料調達費用節約は支援費用の側で回避可能原価として考慮済みであるため、便益に計上しないこととする。

※別途行った便益評価の入力値となる新規需要額は、設備投資額（イニシャルコスト）の積算額であり、支援費用とは異なる点に留意する必要がある。

3.2 再生可能エネルギー別の評価

3.2.1 太陽光発電

(1) 太陽光発電の現状

①太陽光発電技術の概要

太陽光発電は、光起電力効果を利用した太陽光発電セルにより、太陽光エネルギーを直接電力に変換する発電方式である。

現在の発電コストは50円/kWh程度と高額であるが、量産効果によるコスト低下の余地が大きいとともに、アモルファス系・薄膜シリコン系、化合物系、量子ナノ構造等の新材料系などの素材が研究開発されており、技術進歩による発電コストの低下も期待できる技術である。

例えば、独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）は、2020年の発電コスト目標を14円/kWh、2030年のコスト目標を7円/kWhと設定している。また、2009年4月10日に「経済危機対策」に関する政府・与党会議、経済対策閣僚会議合同会議でまとめられた経済危機対策では、「既存施策とも併せた技術革新・需要拡大により、3～5年間で半額程度の価格に低減」として、2012～2014年には25円/kWh程度にすることを具体的目標として掲げている。（図 3-1）

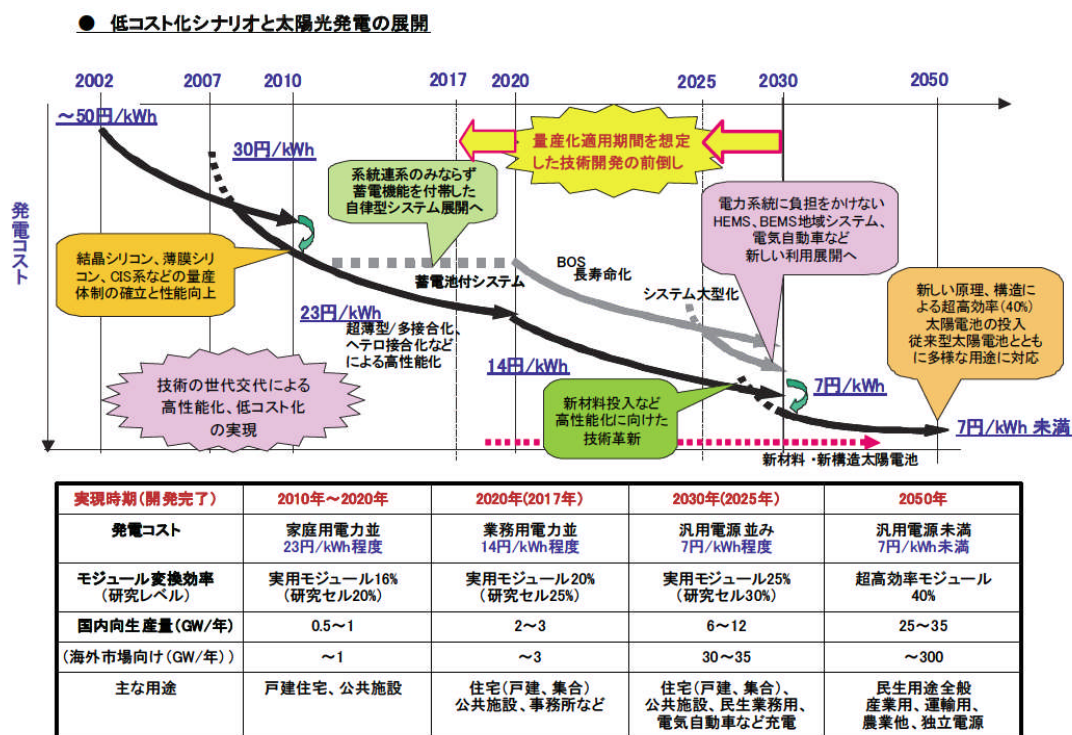


図 3-1 NEDO の PV2030+における 2020 年・2030 年のコスト目標

出典) NEDO「2030 年に向けた太陽光発電ロードマップ (PV2030) に関する見直し検討委員会」報告書 (PV2030+)

②太陽光発電の普及の現状

太陽光発電は 1990 年代後半から住宅向けを中心に導入が伸びていたが、2005 年度で補助金支給制度を打ち切ったことにより新規導入量（フロー）は 2005 年で頭打ちになった。

なお、後述のとおり、住宅用太陽光発電の補助金制度の復活と 2009 年 11 月 1 日からの太陽光発電の余剰電力買取制度により、新規導入量（フロー）は再び増加している。2009 年度の補助金対象件数は 2010 年 2 月までに約 12 万件（平均 3.8kW/件）であり、これは約 45 万 kW の新規導入に対応する（図 3-2）。

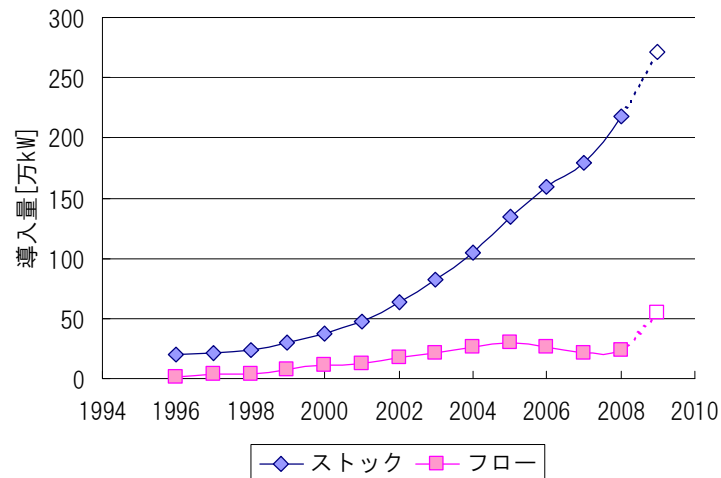


図 3-2 太陽光発電導入量の推移

注：2009 年は 3 四半期までの新規導入に 4/3 を乗じた仮の値。

出典) JPEA、新エネルギー財団資料等より推計。

太陽光発電システム価格（太陽電池モジュール価格に加え、付属機器（パワーコンディショナ等）費・設置工事費を含む）は、1997 年には kW あたり 100 万円を超えていたが、導入の進展に伴って 2009 年当初時点で新築は 53.9 万円、既築は 64.3 万円¹⁹（加重平均は 60.1 万円）まで低下した。2006 年、2007 年には価格が上昇しているが、補助金制度の打ち切りによる新規導入量の減少が影響していたものと考えられる（図 3-3）。

¹⁹ 総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会（第 35 回）配付資料、2009 年 5 月 25 日

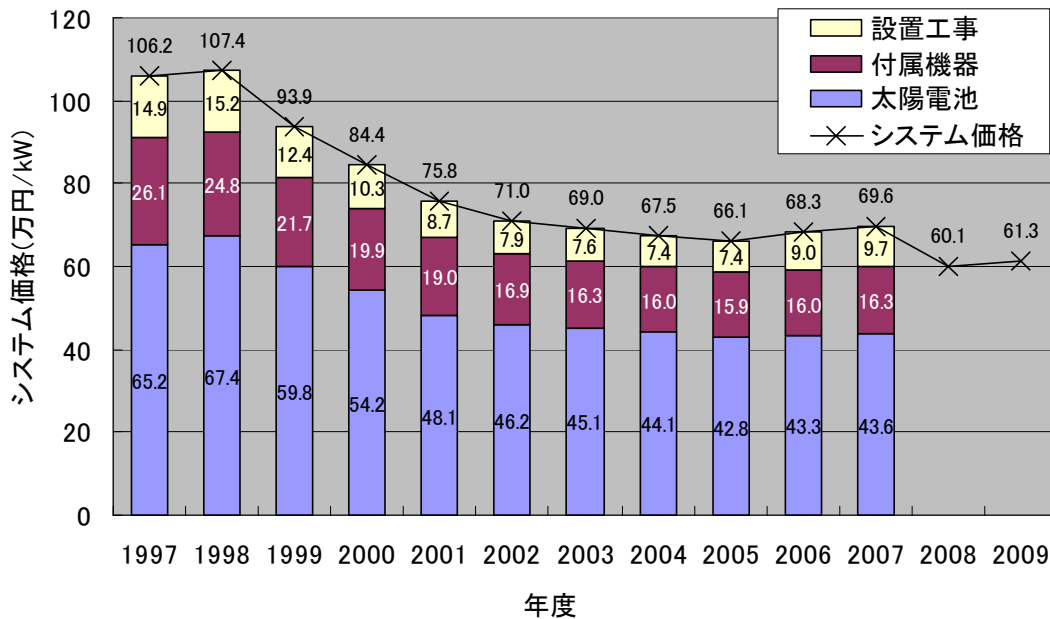


図 3-3 住宅用太陽光発電システム価格の推移

出典) 2007 年度まで実績は新エネルギー財団「平成 19 年度 住宅用太陽光発電システム価格及び発電電力量等について」(2008 年 5 月)、2008 年度以降実績は太陽光発電協会太陽光発電普及拡大センター「住宅用太陽光発電補助金交付決定件数」(2010 年 1 月)より。ただし 2008 年度は 2009 年 1 月～3 月のみ、2009 年度は 4 月～12 月のみ。

③太陽光発電導入促進のための経済的支援

現在、住宅用太陽光発電の導入に対しては、導入費用の補助と余剰電力の買取制度が実施されている(表 3-2)。現在の制度は、戸建住宅について、相対的に有利な制度となっているが、発電した電力を余剰分に限らず自家消費分も含めた全量を買取る制度とするか否かについて議論が行われている。一方、集合住宅や非住宅については、一定の支援は以前から実施されているものの、集合住宅や非住宅に対する支援や導入インセンティブは弱く、その拡充に向けた議論も現時点では活発とは言えない。

地方公共団体でも低利融資制度や導入補助金上乗せなど、独自の支援制度を実施している。

また、太陽光発電は RPS 法の対象となっている。この場合、電力会社が RPS 法の義務を履行するために、販売単価に新エネルギー分の価値に相当する新エネルギー等電気相当量を上乗せした価格で買い取ることになる。なお、平成 23 年度から平成 26 年度の間は、太陽光発電による電力量を 2 倍としてカウントする措置が導入されている。

表 3-2 太陽光発電導入促進のための主な経済的支援

期間	制度・実施者	概要
2007年度～ (類似制度は以前からあり)	新エネルギー等導入加速化支援対策費補助金	事業者による先進的な新エネルギー等利用設備(太陽光発電設備を含む)の導入に対し、事業費の3分の1～2分の1を補助する制度。事業者による集合住宅への導入も対象。2009年度の交付実績では、新エネルギー等全体660件のうち太陽光発電が8割以上を占めた。
2008年度～	住宅用太陽光発電導入支援対策補助事業	住宅用発電設置者に対し、7万円/kWの補助を行う。なお、モジュール変換効率が一定以上、一定の品質・性能・サポート体制の確保、システム価格が70万円/kW以下であることが要件である。2009年1月～12月間で、約5.1万件の住宅に対し補助金交付が決定された。
2009年11月～	太陽光発電の新たな買取制度	太陽光発電(大規模を除く)の余剰電力を10年間電力事業者が買い取る制度。コストは電力料金に上乗せされる(2020年頃に太陽光発電の導入量を20倍程度にするとした場合、標準家庭において月額数十円～100円程度の負担となると試算)。2009年度対象分の買取価格は住宅用48円/kWh。非住宅用24円/kWh(いずれも他の自家発電を併設していない場合)。
2010年度以降	(仮称)再生可能エネルギーの全量買取制度	「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム」において、全量買取についての検討が行われている。2010年3月には、買取価格・買取期間等の異なる複数の制度オプションが提示された。
2009年～	東京都「住宅用太陽エネルギー利用機器導入促進事業」	太陽光発電の環境価値のうち、設置した住宅において使用された電力量10年分の環境価値を譲渡することを条件に補助金を交付する。公社は、その一部をグリーン電力証書として発行し、企業等に販売する。
—	各地方公共団体	低利融資制度、導入補助金上乗せ(2～6万円/kW程度)などが実施されている。自治体によっては「グリーン電力証書」を絡めた補助制度等もある。

(2) 太陽光発電の導入ポテンシャル

環境省で2009年度に別途実施した「ポテンシャル調査」や既存調査から推計される太陽光発電の導入ポテンシャルをまとめると下記のとおり。

表 3-3 太陽光発電の導入ポテンシャル

部門			前提・出典	導入可能量
民生	住宅	戸建	1日の日射時間5時間以上確保できる戸建住宅（全戸建住宅の60%と推定）に4kWシステムを導入。 [総合エネルギー調査会基本政策小委員会資料(1996年)]	6,000万kW
		集合住宅	屋根・屋上の50%、側壁の25%に設置。 [平成15年度新エネルギー・産業技術総合開発機構「太陽光発電システム共通基盤技術研究開発 非住宅分野における太陽光発電システム技術に関する調査研究(2)」(2004年)]	5,190万kW
	産業（非住宅）		施設カテゴリ別に、サンプル図面に基づいて他	3,418万kW
公共等	公共施設（学校施設、その他公共施設）		設備や構造物の有無・日照時間等を考慮したシナリオを設定し、太陽電池設置可能面積を詳細に推計。[環境省「ポテンシャル調査」]	2,135万kW
	道路施設・鉄道施設・その他交通・運輸施設		一般道路防護柵高さ1m、高速道路遮音壁高さ2m、鉄道高架橋高さ1mに設置。 [平成15年度新エネルギー・産業技術総合開発機構「太陽光発電システム共通基盤技術研究開発 非住宅分野における太陽光発電システム技術に関する調査研究(2)」(2004年)]	1,760万kW
未利用地			耕作放棄地、工業団地(分譲中)、最終処分場、その他における設置を想定。 [環境省「ポテンシャル調査」]	9,370万kW
合計				28,098万kW

(3) 2020年を対象とした導入見込量の評価とそのために必要な施策

①導入見込量の推計

a) 導入シナリオの設定

タスクフォース会合における AIM 日本技術モデルでは、2020年の太陽光発電導入量を、3,720～7,900万kWと想定している。(表 3-4)

表 3-4 AIM 日本技術モデルにおける太陽光発電導入量

		2005年	2020年	
			25%①	25%②
導入量 (万kW)	家庭	114	1,620	3,600
	業務	30	2,100	4,300
	合計	144	3,720	7,900

※ 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

2020年25%②ケース：国際貢献、吸収源を5%程度含むとしたケース

2020年に25%①ケースの3,720万kWという導入見込量は、低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策検討会「低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策について(提言)」(2009年2月)における値である。

同提言では、

- ・住宅・非住宅に対して投資回収年数が10年(IRR7.8%に相当)となる経済的支援
- ・公共部門での民間と同量設置

を行うことにより、2020年の導入量3,720万kWを拡大し、太陽光発電の発電単価14円/kWhを達成する姿を描いている。

この投資回収10年となる3,700万kW導入のシナリオに加え、AIM日本技術モデルで25%②ケースとして示されている7,900万kWまで導入するよう、ポテンシャル調査を踏まえ段階的に導入量を増加させた複数のシナリオを設定して、導入見込量を推計した。

ここでは、AIM日本技術モデルにおける導入量25%②ケースの7,900万kWの導入に向けて、導入量に応じた5つの導入シナリオ(「現状制度継続シナリオ」「低炭素検討会シナリオ」「建築物追加措置シナリオ」「建築物・住宅追加措置シナリオ」「事業用太陽光追加措置シナリオ」)を想定し、各導入シナリオの導入見込量の推計を行った。各導入シナリオの詳細は下表のとおり(表 3-5)。

表 3-5 太陽光発電導入シナリオ

	導入補助・買取	その他
現状制度継続シナリオ	<ul style="list-style-type: none"> ・住宅：投資回収年数が13.8年（2010年で、導入補助金7万円/kW及び余剰電力買取48円/kWhに相当）となる経済的支援 ・非住宅：なし（余剰電力の発生無しを仮定） 	<ul style="list-style-type: none"> ・公共部門での民間と同量設置を仮定
低炭素検討会シナリオ※	<ul style="list-style-type: none"> ・住宅及び非住宅：投資回収年数が10年（IRR7.8%に相当）となる経済的支援 	<ul style="list-style-type: none"> ・公共部門での民間と同量設置を仮定
建築物追加措置シナリオ	「低炭素検討会シナリオ」での措置に加え、一定規模以上の業務用建築物の導入促進や公共施設における率先導入などの追加措置を行った場合	
建築物・住宅追加措置シナリオ	「低炭素検討会シナリオ」での措置に、「建築物追加措置シナリオ」の追加措置を加え、さらに、新築戸建住宅全数及び一定規模以上の新築集合住宅全数における導入を確保する追加措置を行った場合	
事業用太陽光追加措置シナリオ	「低炭素検討会シナリオ」での措置に、「建築物追加措置シナリオ」及び「建築物・住宅追加措置シナリオ」の追加措置を加え、さらに、事業用太陽光発電の大幅導入を促進する追加措置を行った場合	

※低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策検討会「低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策について（提言）」（2009年2月）をベースとし、直近の実績データの更新を行った。

b) 導入見込量の推計の考え方

各導入シナリオにおける導入見込量の推計にあたっては、低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策検討会「低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策について（提言）」（2009年2月）における推計モデルを活用した。本推計モデルの概要を以下に述べる。

（推計モデルの概要）

太陽光発電は、日本では家庭など事業目的ではない主体により導入されることが多いことから、他の種類の再生可能電力とは異なり、投資回収年数に着目して導入の判断が為されることを想定した。

2010年までの累積生産量を基準に、国内外の太陽光発電市場拡大によるコスト低下（習熟効果）とそれによる更なる導入加速（投資回収年数受容曲線）の循環から導入見込量を推計した。なお、太陽熱利用機器を導入した世帯にも太陽光発電が導入可能であり、また太陽熱利用機器の利用により満たされる熱需要は、一般に太陽光発電により供給される電

気により賄われるものではないことから、太陽光発電導入量の推計では特にこの影響を考慮していない。

本推計モデルの推計フローは図 3-4（戸建住宅、共通部分）及び図 3-5（集合住宅、産業）のとおり。

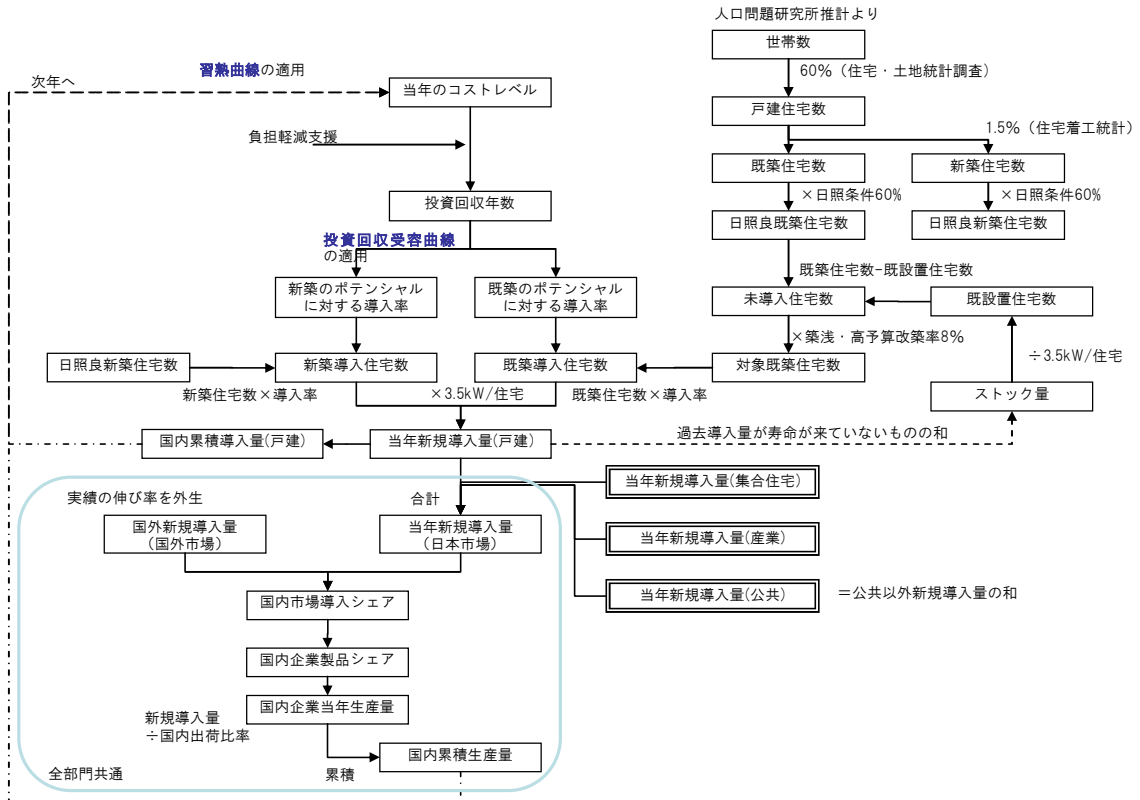


図 3-4 太陽光発電の推計フロー（戸建住宅、共通部分）

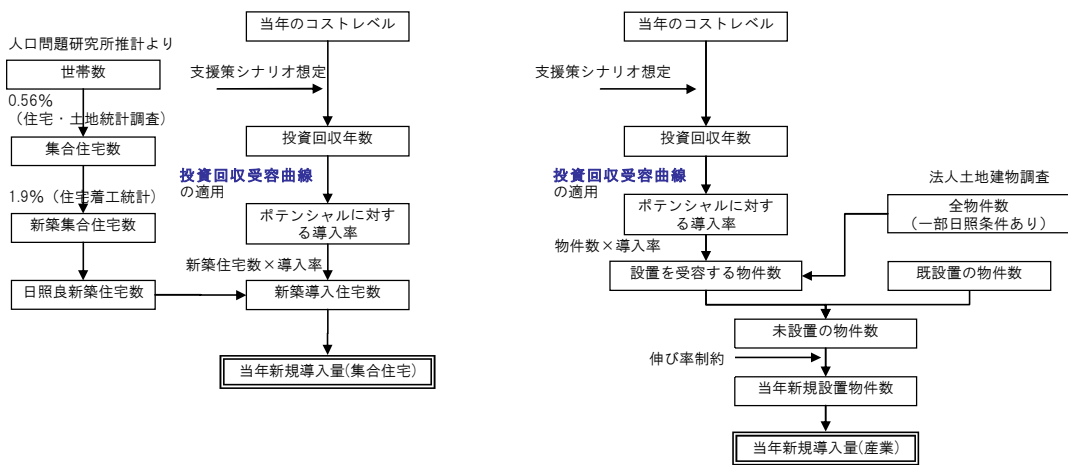


図 3-5 太陽光発電の推計フロー（集合住宅、産業）

本推計モデルにおける習熟効果としては、EPIA（欧州太陽電池工業会）の推計²⁰による習熟率 80%を適用した。設備コストは国内企業による累積生産量（輸出を含む）により低減し、施工コストは国内の累積導入量（輸出は考慮しない）により低減すると想定した。なお、発電設備の輸入は考慮していない。

投資回収年数受容曲線としては、住宅・産業の省エネ設備投資に関する米国の研究事例²¹をもとに、一般消費者に対する太陽光発電導入意向に関する既存のアンケート結果²²からうかがえる太陽光発電の認知度の高さを加味して上方修正した。具体的には、アンケート結果には実際の導入との乖離があると考えられること、一方で太陽光発電の認知度・導入意向が一般の省エネ機器に比較して高いと考えられることから、住宅における投資回収年数受容曲線は、投資回収年数 10 年時点で、米国の研究事例による曲線とアンケート結果のうち最も導入率の低い日経 08 アンケートの中央を通る曲線とした。これにより、投資回収年数が 10 年であれば、住宅(新築 100%と既築の 8%)の 24%が導入すると推計した(図 3-6)。(なお、2020 年以降は、各支援方策以外の追加施策(革新的技術実用化、金融面での支援や普及啓発による導入意向率引き上げ)により、導入量が向上するものとして推計している。)

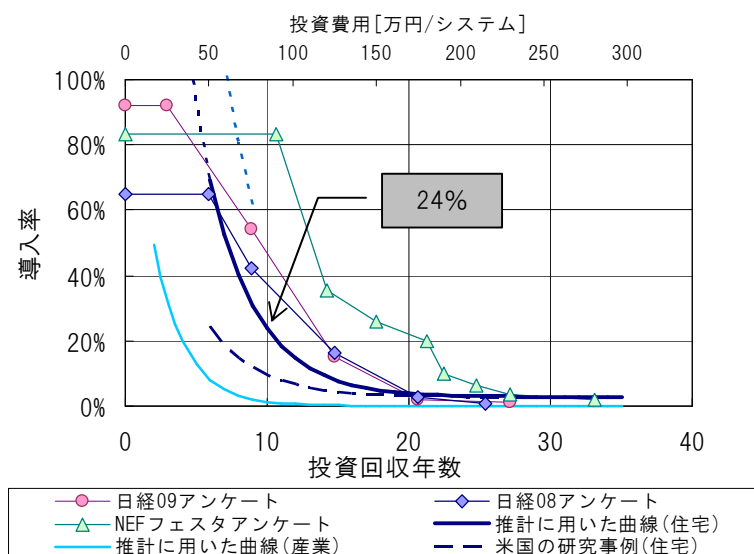


図 3-6 太陽光発電に対する投資回収年数受容曲線

さらに、国内累積生産量を推計する際には、国内需要の拡大により、国内企業の生産の

²⁰ EPIA “EPIA ROADMAP”, 2004

²¹ Potomac Electric Power Company, “Response of the Potomac Electric Power Company to the Maryland public service Commission”, 2006

²² 日本経済新聞(2009年1月19日)、日経新聞社「日経プラスワン」(2008年8月16日)、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見通しに係る調査」(2001年3月)

拡大を誘発する効果を見込んだ。近年ドイツにおいて、固定価格買取制度の導入により国内需要が急拡大することにより、ドイツメーカーによる生産量も急増したことから分かるように、国内需要の拡大には、国内企業が生産の拡大を誘発する効果があると考えられる。

2004年以降には、世界全体の太陽光発電の新規導入量に占める我が国の太陽光発電の新規導入量のシェア（国内導入シェア）と、世界の太陽光発電設備の生産量に占める日本企業の太陽光発電設備の生産量のシェア（国内企業シェア）が共に直線的に減少している（図3-7）。そこで、本推計モデルにおいては、この2004年以降の傾向を用いて、国内導入シェアにより、国内企業シェアが決まるものとして計算を行った。

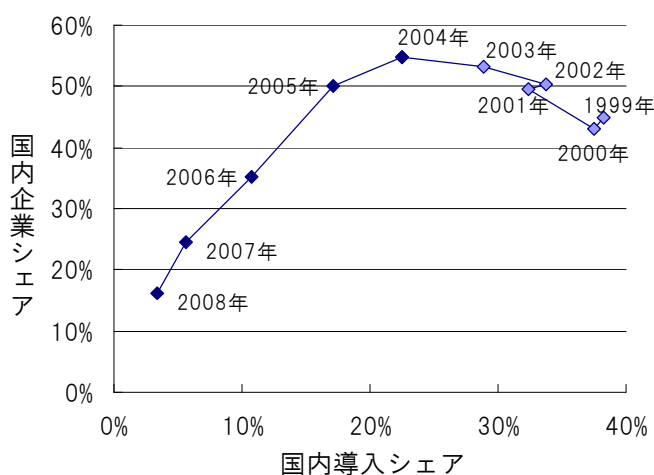


図 3-7 国内導入シェアと国内企業シェアの近年の動向

出典：JPEA 資料、PV News 等より MRI 作成

c) 試算結果

ア) 現状制度継続シナリオ

<導入見込量>

住宅用発電設置者に対する7万円/kWの補助と余剰電力買取制度を併用する現状制度は、住宅設置者に対する投資回収年を約13.8年に短縮する制度に相当する。

今後、買取価格をこの投資回収年数が維持されるように引き下げつつ、同じ制度が2020年まで継続すると仮定した場合の導入見込量は以下のとおり。

住宅において、年間60万kW程度の新規導入が見込まれるが、余剰電力の発生が少ない非住宅用の導入はほとんど伸びず、太陽光発電全体のコスト低下も遅れるため、2020年に1,600万kW程度の導入量となることを見込まれた。(図3-8)

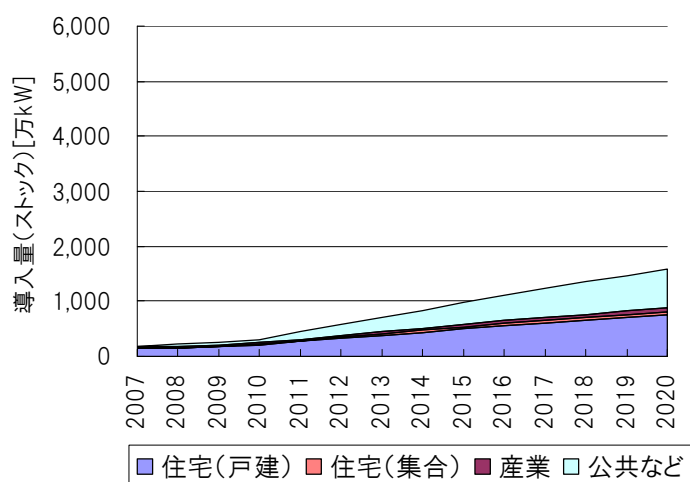


図 3-8 太陽光発電現状制度継続シナリオ

<達成のために必要となる経済的支援策の内容>

現状制度の継続による投資回収年は約13.8年である。

「現状制度継続シナリオ」における設備費用の推移、対応する買取価格水準の推移、発電コストの推移を以下に示す。(図3-9～図3-11)

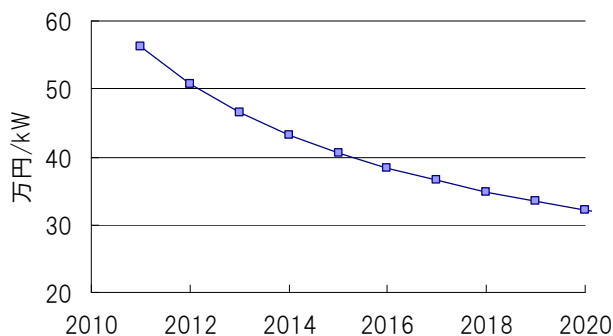


図 3-9 太陽光発電の設備費用の推移

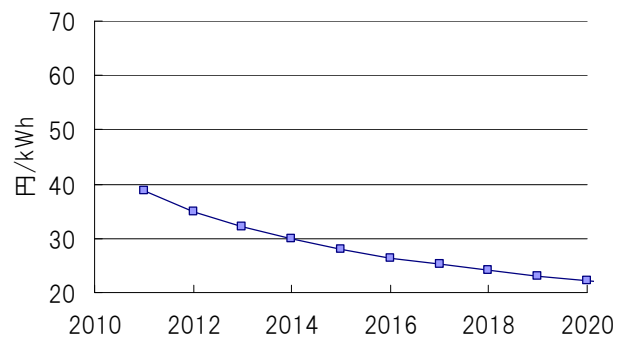


図 3-10 太陽光発電の買取価格水準の推移

※他シナリオとの比較の観点から、現状の設置補助(7 万円/kW)と余剰電力買取による支援水準を全量買取価格水準に換算。

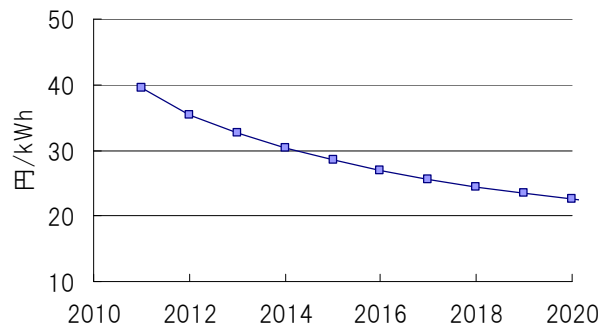


図 3-11 太陽光発電の発電コストの推移

※割引率 4%・耐用年数 20 年で年経費化、稼働率 12%とした場合。

また、このときの支援費用総額は以下のとおりと推計された。電力会社の回避可能原価 6.4 円/kWh は控除している。なお、公共設置分に対しても、それぞれの買取価格水準での買取を行うことを想定している。(図 3-12、図 3-13 及び表 3-6)

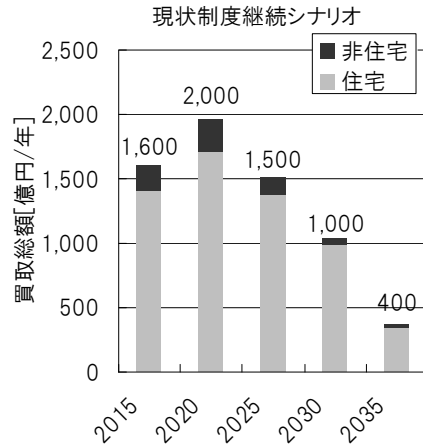


図 3-12 太陽光発電に対する年度ごとの支援費用

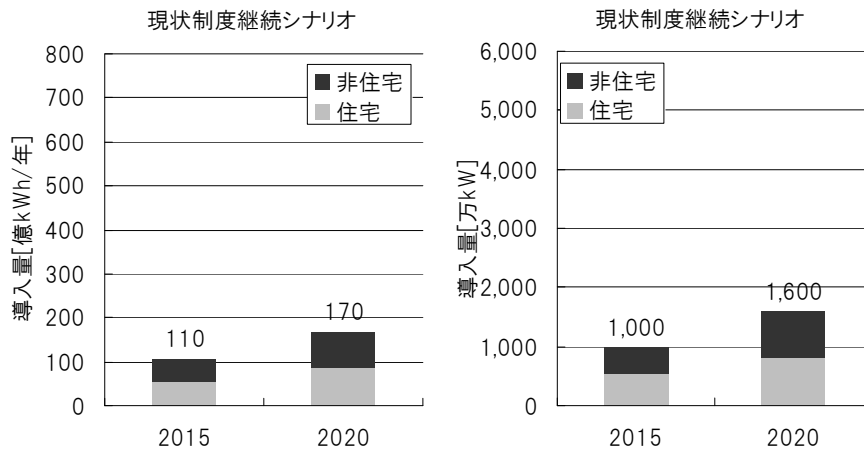


図 3-13 太陽光発電の導入量（年間発電電力量（左）、設備容量（右））

表 3-6 太陽光発電の支援費用（億円）

	現状制度継続シナリオ
支援費用総額（2011年～2040年* 累積、割引率4%）	22,000
年平均額	850
最大額（2020年）	2,000

*2040年は、2020年に導入された設備に対する20年間の買取が終了する年。

イ) 低炭素検討会シナリオ

<導入見込量>

低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策検討会「低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策について（提言）」（2009年2月）においては、投資回収年数10年で、2020年の導入量3,700万kW、発電単価14円/kWhを達成することが示されている。

「低炭素検討会シナリオ」ではこの提言に対して、直近のデータを加えて実績データを更新し、再推計を行った。「低炭素検討会シナリオ」における2020年の導入見込量は、直近の住宅用太陽光発電設置の伸びを反映して、3,744万kWと推計された。（図3-14）

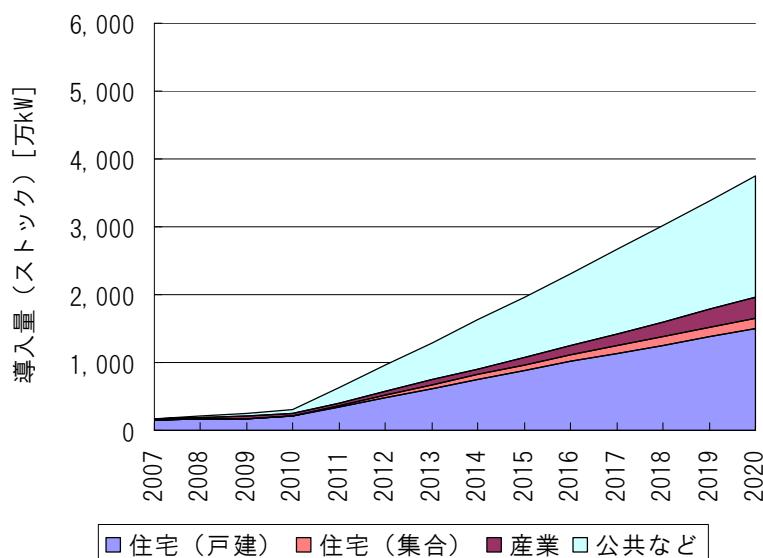


図 3-14 太陽光発電低炭素検討会シナリオ

<達成のために必要となる経済的支援策の内容>

本シナリオにおいては、公共施設への率先導入に加え、家庭や民間企業が一般的に太陽光パネルの性能が保障される10年間で投資資金を回収できるような支援策を講じることが必要である。なお、ここでいう支援策とは、買取期間20年の全量固定価格買取制度をいう。

設備費用の推移、対応する買取価格水準の推移、発電コストの推移を以下に示す。（図3-15～図3-17）

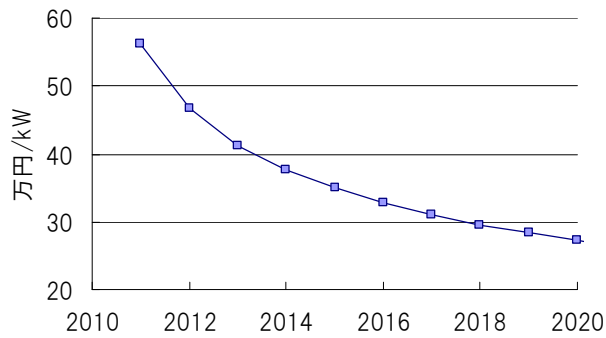


図 3-15 太陽光発電の設備費用の推移

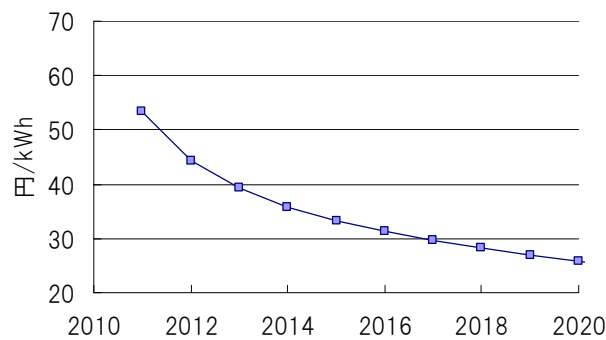


図 3-16 太陽光発電の買取価格水準の推移

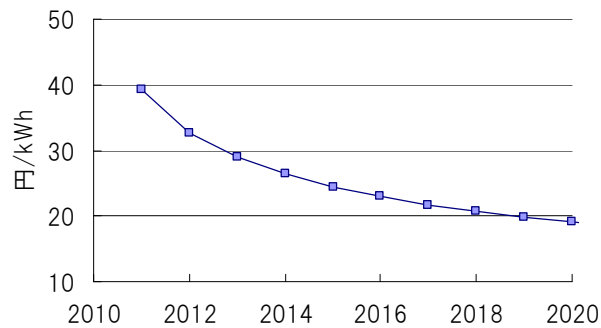


図 3-17 太陽光発電の発電コストの推移

※割引率 4%・耐用年数 20 年で年経費化、稼働率 12%とした場合。

また、このときの支援費用総額は以下のとおりと推計された。電力会社の回避可能原価 6.4 円/kWh は控除している。なお、公共施設への設置分に対しても、それぞれの買取価格水準での買取を行うことを想定している。(図 3-18、図 3-19 及び表 3-7)

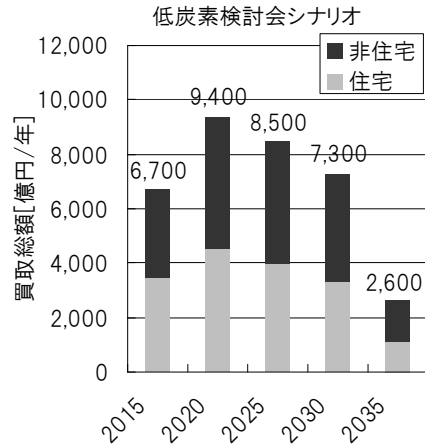


図 3-18 太陽光発電に対する年度ごとの支援費用

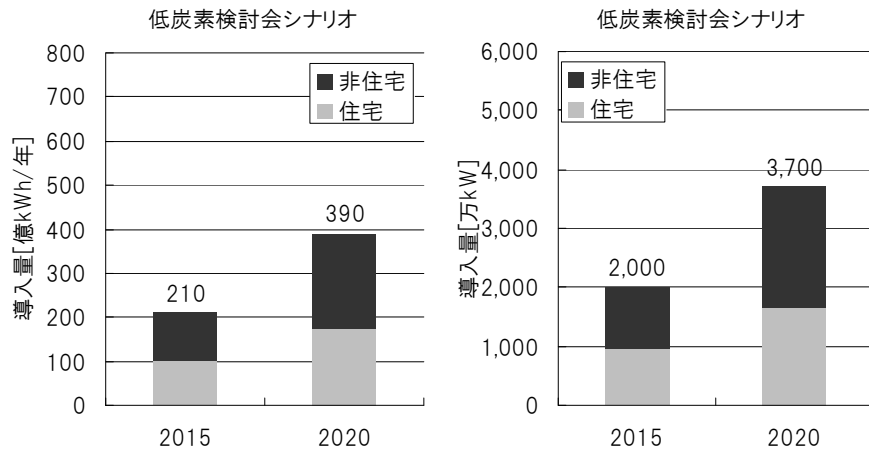


図 3-19 太陽光発電の導入量 (年間発電電力量 (左)、設備容量 (右))

表 3-7 太陽光発電の支援費用 (億円)

	低炭素検討会シナリオ
支援費用総額 (2011年～2040年* 累積、割引率4%)	109,000
年平均額	4,400
最大額 (2020年)	9,400

*2040年は、2020年に導入された設備に対する20年間の買取が終了する年。

ウ) 建築物追加措置シナリオ

<導入見込量>

「建築物追加措置シナリオ」では、上記「低炭素検討会シナリオ」に加え、以下の D)~III) の建築物等に対する追加措置を行った場合の導入量見込を推計した。

I) 公共施設における太陽光発電導入

表 3-3 に示したように、「ポテンシャル調査」による公共施設（学校施設、その他施設）における太陽光発電導入ポテンシャルは全体で 2,135 万 kW であり、このうちコスト面等をあまり意識せず設置できる導入ポテンシャルは 1,873 万 kW とされており、これらの公共施設に率優先的に導入する。

II) 大規模の業務用建築物における導入

一定規模以上の業務用建築物に対して太陽光発電の導入を求める。

ここでは、省エネ法と同様に、延床面積 2,000m² をその基準と考え、一件あたり 50kW²³ の導入を見込んだ。延床面積 2,000m² 以上の建築物は全国に約 9 万 7,000 件存在するため、485 万 kW の導入が可能であり、そこまでの導入を見込む。

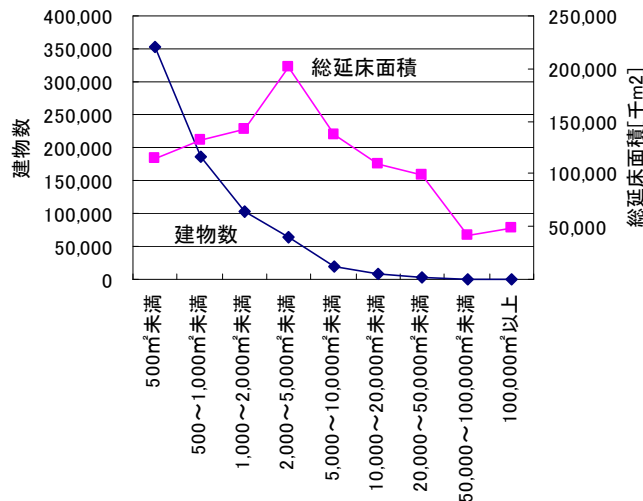


図 3-20 業務用建築物の床面積の分布

出典) 平成 15 (2003) 年法人建物調査

²³ 新エネルギー技術戦略策定調査検討会「エネルギー技術戦略（新エネルギー分野）策定に関する調査研究」2000 年の太陽光発電ポテンシャル推計における、事務所 1 件あたりの標準設置容量。

11) 離島等電力料金の高い地域における導入

離島等においては電力料金がいため、通常地域よりも、太陽光発電の導入のインセンティブが高いと考えられることから、これらの地域における導入を特に促進する。

離島系統の発電容量の単純合計は約 83 万 kW である。また、容量 5,000kW 程度の離島系統に対して、対策なしでの新エネルギー導入可能量は 1 箇所あたり 700kW という評価²⁴があることから、離島においては約 12 万 kW の導入が可能であるとして、そこまでの導入を見込む。(図 3-21)



図 3-21 国内の離島系統の分布

出典) 脚注 24 参照

以上により、「建築物追加措置シナリオ」においては、「低炭素検討会シナリオ」の導入見込量 3,744 万 kW に対して 485 万 kW の導入量の上乗せが可能と見込まれる。このため、「建築物追加措置シナリオ」の導入見込量は 4,229 万 kW となる。(表 3-8 及び図 3-22)

²⁴ 財団法人エネルギー総合工学研究所 (NEDO 委託調査)「平成 17 年度成果報告書 離島等独立系統における新エネルギー活用型電力供給システム安定化対策実用化可能性調査」

表 3-8 太陽光発電の建築物追加措置による上乗せ量

	低炭素検討会 シナリオ	建築物追加措置 による上乗せ量	建築物追加措置 シナリオ
I)公共施設における太陽光 発電導入	1,778 万 kW	95 万 kW	1,873 万 kW
II)大規模の業務用建築物に おける導入	102 万 kW (建物区分「事務所」「店 舗」における導入量)	383 万 kW	485 万 kW
III)離島等電力料金の高い 地域における導入	5 万 kW (全国平均と同程度に導 入されていると仮定)	7 万 kW	12 万 kW
「低炭素検討会シナリオ」 に対する上乗せ量合計	—	485 万 kW	—

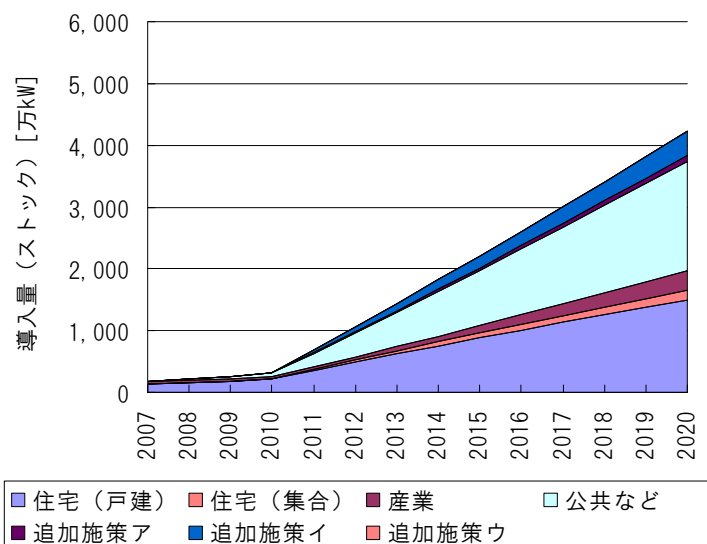


図 3-22 太陽光発電「建築物追加措置シナリオ」

<達成のために必要となる経済的支援策の内容>

「建築物追加措置シナリオ」においては、公共施設や大規模な業務用施設、離島へ追加的に導入し、投資回収年数を 9.1 年とする水準の経済的支援が必要である。

「建築物追加措置シナリオ」における設備費用の推移、対応する買取価格水準の推移、発電コストの推移を以下に示す。(図 3-23～図 3-25)

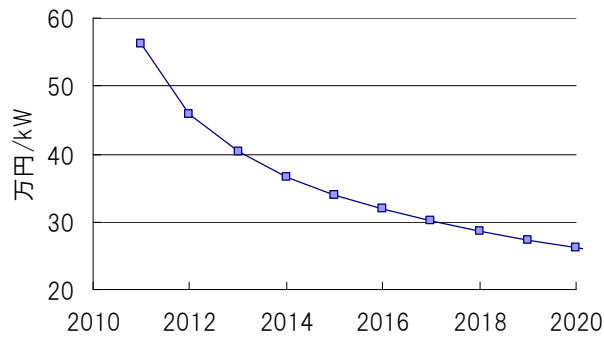


図 3-23 太陽光発電の設備費用の推移

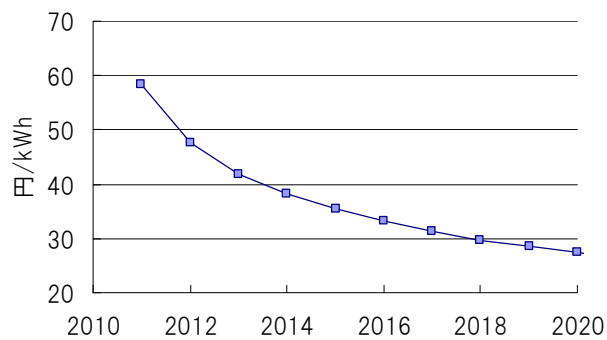


図 3-24 太陽光発電の買取価格水準の推移

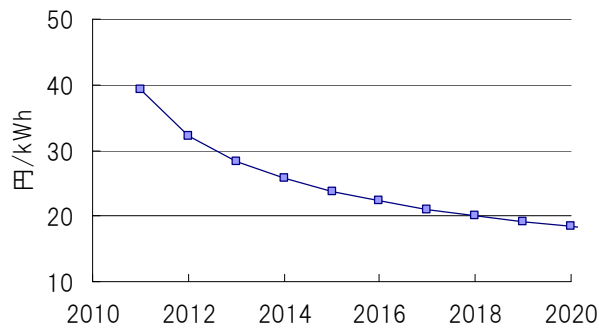


図 3-25 太陽光発電の発電コストの推移

※割引率 4%・耐用年数 20 年で年経費化、稼働率 12%とした場合。

また、このときの支援費用総額は以下のとおりと推計された。電力会社の回避可能原価 6.4 円/kWh は控除している。なお、公共設置分に対しても、それぞれの買取価格水準での買取を行うことを想定している。(図 3-26、図 3-27 及び表 3-9)

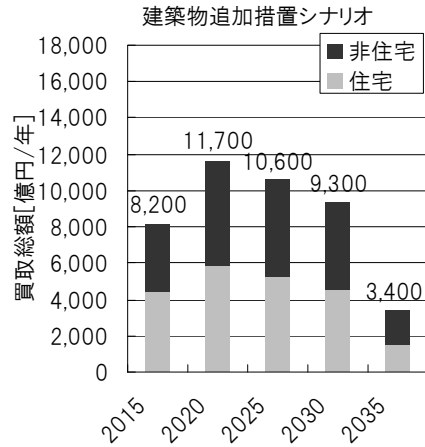


図 3-26 太陽光発電に対する年度ごとの支援費用

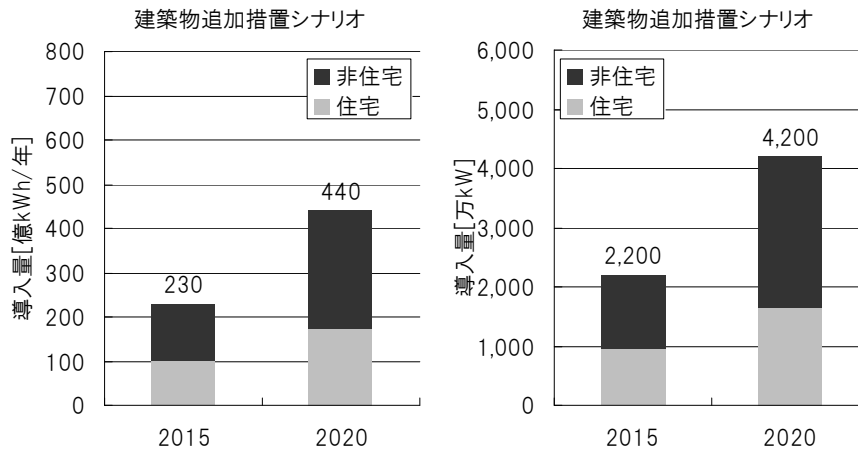


図 3-27 太陽光発電の導入量 (年間発電電力量、設備容量)

表 3-9 太陽光発電の支援費用 (億円)

	建築物追加措置シナリオ
支援費用総額 (2011年～2040年 *累積、割引率4%)	136,000
年平均額	5,500
最大額 (2020年)	11,700

*2040年は、2020年に導入された設備に対する20年間の買取が終了する年。

エ) 建築物・住宅追加措置シナリオ

<導入見込量>

「建築物・住宅追加措置シナリオ」では、上記「建築物追加措置シナリオ」のⅠ)～Ⅲ)の建築物等に対する追加措置に加え、以下Ⅳ)～Ⅴ)の住宅に対する追加措置を行うこととする。

Ⅳ) 新築戸建住宅全数における導入

日照条件の良い新築戸建住宅の全数において、太陽光発電が導入されるよう措置する。

年間の新築戸建住宅数は約 45 万件で、そのうち日照条件を満たすものは約 60%であることから、これらすべての住宅に 1 件あたり 3.5kW を導入すれば、10 年間では 945 万 kW の導入が見込まれる。

Ⅴ) 一定規模以上の新築集合住宅全数における導入

日照条件の良い一定規模以上の新築集合住宅の全数において、太陽光発電が導入されるよう措置する。

年間の新築集合住宅数は約 62 万世帯分（約 5.4 万件）である。また、ここで導入対象とする「一定規模以上の集合住宅」は全住宅の 1 割を占めるとして、1 件あたり 20kW の導入を想定すると、10 年間では 108 万 kW の導入が見込まれる。

以上より、「建築物・住宅追加措置シナリオ」においては、「低炭素検討会シナリオ」の導入量 3,744 万 kW に対して 1,288 万 kW の導入量の上乗せが可能となる。このため、「建築物・住宅追加措置シナリオ」の導入見込量は 5,032 万 kW と推計された。(表 3-10 及び図 3-28)

表 3-10 太陽光発電の建築物・住宅追加措置による上乗せ量

	低炭素検討会シナリオ	建築物・住宅追加措置による上乗せ量	建築物・住宅追加措置シナリオ
I)公共施設における太陽光発電導入	1,778 万 kW	95 万 kW	1,873 万 kW
II)大規模の業務用建築物における導入	102 万 kW (建物区分「事務所」「店舗」における導入量)	383 万 kW	485 万 kW
III)離島等電力料金の高い地域における導入	5 万 kW (全国平均と同程度に導入されていると仮定)	7 万 kW	12 万 kW
IV)新築戸建住宅全数における導入	224 万 kW (新築戸建における導入比率は約 24%)	721 万 kW	945 万 kW
V)一定規模以上の新築集合住宅全数における導入	26 万 kW (新築集合における導入比率は約 24%)	82 万 kW	108 万 kW
「低炭素検討会シナリオ」に対する上乗せ量合計	—	1,288 万 kW	—

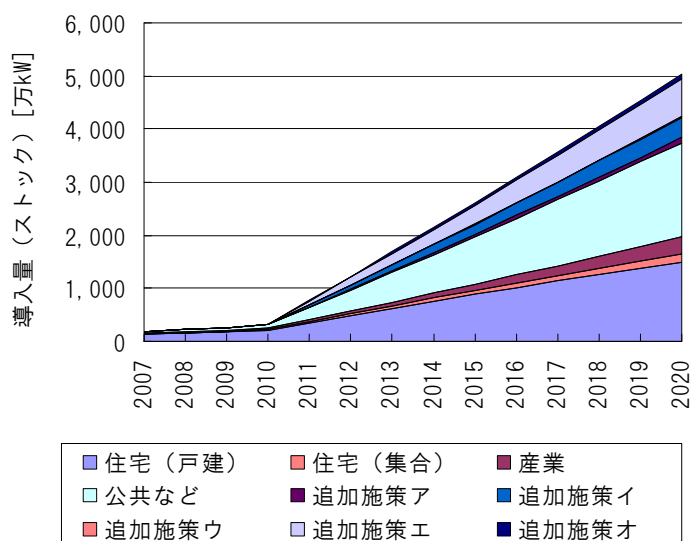


図 3-28 太陽光発電「建築物・住宅追加措置シナリオ」

<達成のために必要となる経済的支援策の内容>

「建築物・住宅追加措置シナリオ」においては、「建築物追加措置シナリオ」に加え、新築戸建住宅や一定規模以上の新築集合住宅へ追加的に導入し、投資回収年数を 8.1 年とする水準の経済的支援が必要である。

「建築物・住宅追加措置シナリオ」における設備費用の推移、対応する買取価格水準の推移、発電コストの推移を以下に示す。(図 3-29～図 3-31)

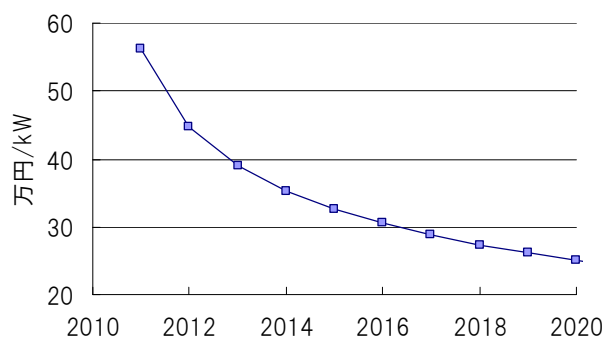


図 3-29 太陽光発電の設備費用の推移

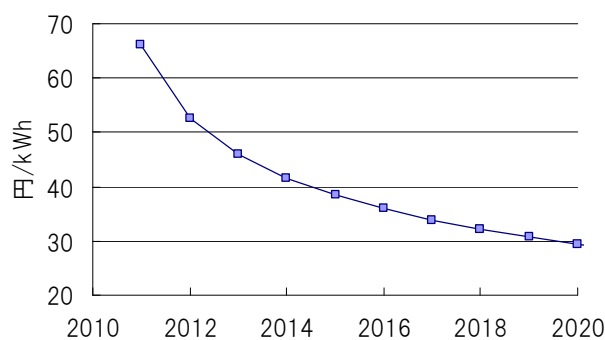


図 3-30 太陽光発電の買取価格水準の推移

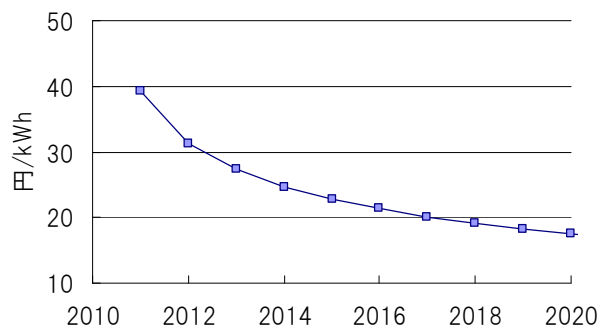


図 3-31 太陽光発電の発電コストの推移

※割引率 4%・耐用年数 20 年で年経費化、稼働率 12%とした場合。

また、このときの支援費用総額は以下のとおりと推計された。電力会社の回避可能原価 6.4 円/kWh は控除している。なお、公共設置分に対しても、それぞれの買取価格水準での買取を行うことを想定している。(図 3-32、図 3-33 及び表 3-11)

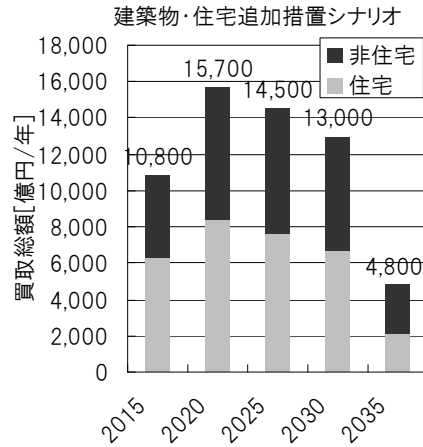


図 3-32 太陽光発電に対する年度ごとの支援費用

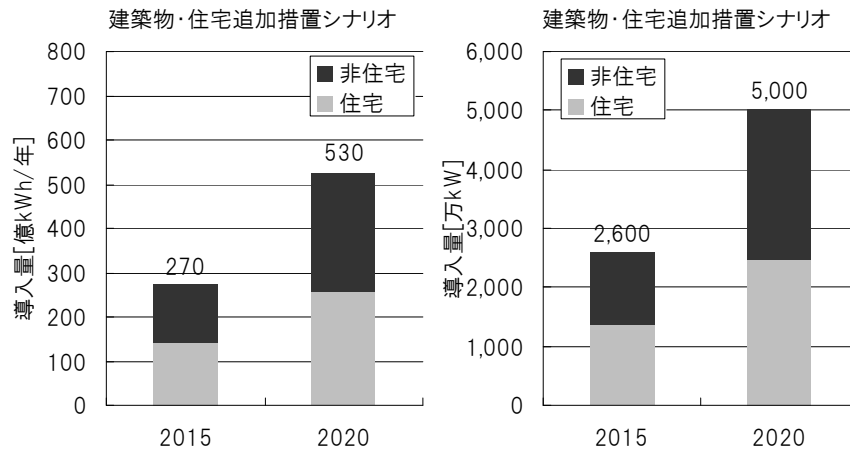


図 3-33 太陽光発電の導入量 (年間発電電力量、設備容量)

表 3-11 太陽光発電の支援費用 (億円)

	建築物・住宅追加措置シナリオ
支援費用総額(2011年～2040年* 累積、割引率4%)	183,000
年平均額	7,500
最大額(2020年)	15,700

*2040年は、2020年に導入された設備に対する20年間の買取が終了する年。

オ) 事業用太陽光追加措置シナリオ

<導入見込量>

「事業用太陽光追加措置シナリオ」では、「建築物・住宅追加措置シナリオ」に加えて、さらに事業用の太陽光発電（メガソーラー）の導入を見込むこととする。メガソーラーについては、未利用地へ2,868万kW導入することとする。これより、「事業用太陽光追加措置シナリオ」の導入見込量は7,900万kWとなる。（図 3-34）

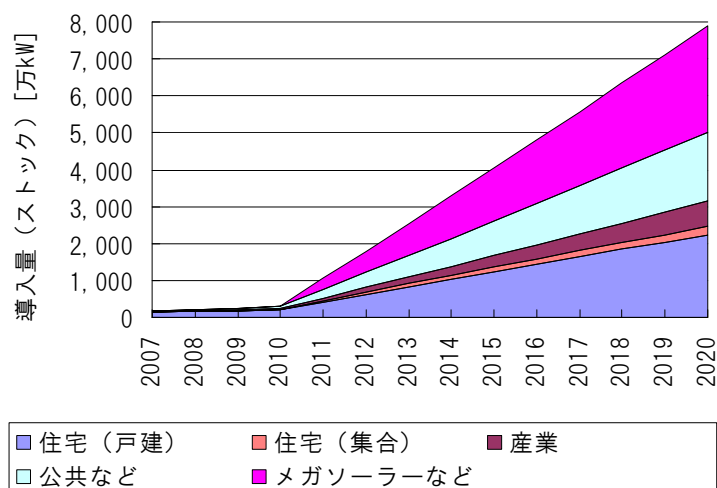


図 3-34 太陽光発電「事業用太陽光追加措置シナリオ」

<達成のために必要となる経済的支援策の内容>

事業用太陽光の設置においては、事業者の投資判断は IRR によって行われることから、ここでの経済的支援の水準は IRR 8%が維持できるものとする。表 3-12 の前提で IRR を 8%とするには、投資回収年数 7.1 年に相当する買取（設備単価が 55 万円/kW であれば 74 円/kWh）が必要となることから、設備費用の推移、対応する買取価格水準の推移、発電コストの推移を試算した（図 3-35～図 3-37）。

表 3-12 事業用太陽光発電のプロジェクト IRR 算定の想定

項目	内容
設備利用率	12%
設備単価	30 万円/kW (設置費 10%を含む) ※なお、何円であっても IRR8%と投資回収年数の間には影響はない。
耐用年数	設備耐用年数 (=プロジェクト基幹) : 20 年 法定耐用年数 : 17 年
メンテナンス費	年間で、設備単価の 2% (総額で 40%)
人件費・一般管理費	メンテナンス費に含むものとする。
支払金利	借入期間 : 15 年間、金利 : 4% (元金均等返済)
租税公課	固定資産税 (実質建設費 - 累積原価償却額) × 税率 (固定資産税 1.4%)
法人税率	実効税率として 40.87%

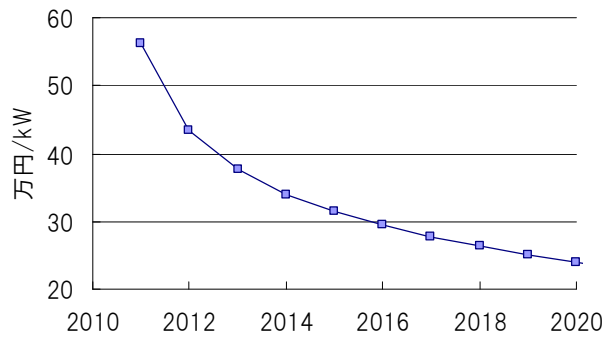


図 3-35 太陽光発電の設備費用の推移

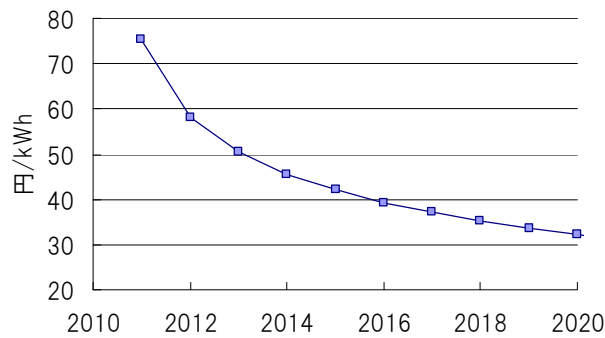


図 3-36 太陽光発電の買取価格水準の推移

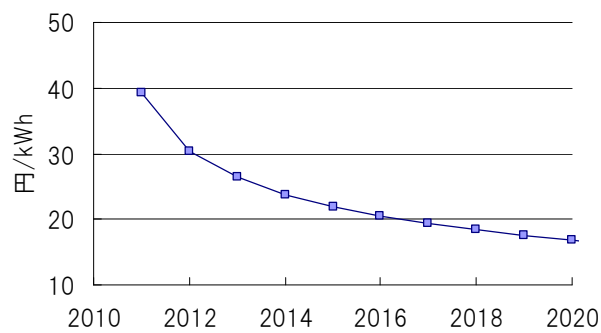


図 3-37 太陽光発電の発電コストの推移

※割引率 4%・耐用年数 20 年で年経費化、稼働率 12%とした場合。

また、このときの支援費用総額は以下のとおりと推計された。電力会社の回避可能原価 6.4 円/kWh は控除している。なお、公共設置分に対しても、それぞれの買取価格水準での買取を行うことを想定している（図 3-38、図 3-39 及び表 3-13）。

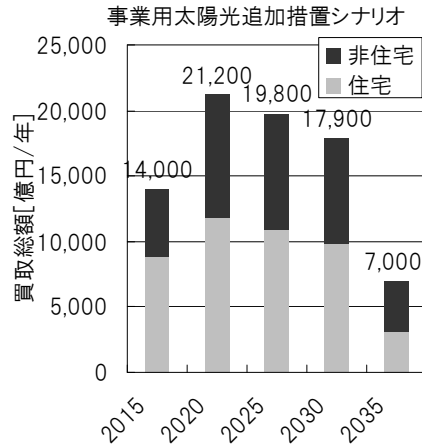


図 3-38 太陽光発電に対する年度ごとの支援費用

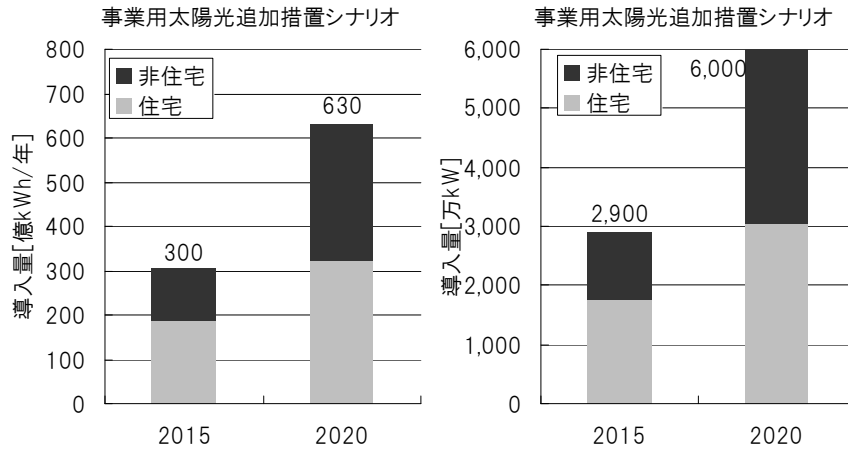


図 3-39 太陽光発電の導入量 (年間発電電力量、設備容量)

表 3-13 太陽光発電の支援費用 (億円)

	事業用太陽光 追加措置シナリオ
支援費用総額 (2011年～2040年 *累積、割引率4%)	246,000
年平均額	10,000
最大額 (2020年)	21,000

*2040年は、2020年に導入された設備に対する20年間の買取が終了する年。

カ) 5つの導入シナリオのまとめ

上記5つの導入シナリオをまとめると下記のとおり。

表 3-14 太陽光発電の5つの導入シナリオのまとめ

				現状制度継続シナリオ	低炭素検討会シナリオ	建築物追加措置シナリオ	建築物・住宅追加措置シナリオ	事業用太陽光追加措置シナリオ	ポテンシャル
導入量 [kW]	民生	住宅	戸建	752	1,490	1,502	2,223	2,223	6,000
			集合	67	157	157	239	239	5,190
		産業 (非住宅)	工場・店舗・倉庫・事務所他	63	318	701	701	701	3,418
	公共等	公共施設(学校施設、その他公共施設)		696	1,780	1,870	1,870	1,870	2,135*1
		未利用地		0	0	0	0	2,868	9,370
	合計			1,577	3,744	4,229	5,032	7,900	—
	施策	概要			<ul style="list-style-type: none"> 住宅：投資回収年数が13.8年となる経済的支援 非住宅：なし 公共部門での民間と同量設置を仮定 	<ul style="list-style-type: none"> 住宅・非住宅：投資回収年数が10年(IRR7.8%に相当)となる経済的支援 公共部門での民間と同量設置 	左記に加え、一定規模以上の業務用建築物の導入促進や公共施設における率先導入などの追加措置を実施	左記に加え、新築戸建住宅全数及び一定規模以上の新築集合住宅全数における導入を確保する追加措置を実施	左記に加え、事業用太陽光発電の大幅導入を促進する追加措置を行った場合
	投資回収年数[年]		13.8(住宅)	10	9.1	8.1	7.1		
	買取価格 2011年 [円/kWh]		39*2	54	59	68	76		
	買取価格 2020年 [円/kWh]		22*3	26	27	30	31		
	支援費用総額*3 [兆円]		2.2	10.9	13.6	18.3	24.6		

*1 このうち、コスト面等をあまり意識せず設置できる導入可能量は1,870万kW。

*2 2011年～2040年累積、割引率4%。2040年は、2020年に導入された設備に対する20年間の買取が終了する年。

*3 設置補助(7万円/kW)と現状の余剰電力買取水準による経済的支援を、全量買取価格水準に換算した価格。

②導入目標の検討

以上のとおり、各シナリオの投資回収年数は「低炭素検討会シナリオ」では10年、「建築物追加措置シナリオ」では9.2年、「建築物・住宅追加措置シナリオ」では8.1年、「事業用太陽光追加措置シナリオ」では7.1年である。

導入目標の設定に当たっては、これらの買取価格や支援費用総額が、施策としての合理性を欠くものとなっていないかを、検討する必要がある。ここで、近年、固定価格買取制度の導入により大幅に太陽光発電の普及が進んできているドイツの事例を参考にしつつ、検討を行った。

a) ドイツの買取価格水準

ドイツでは、固定価格買取制度によって太陽光発電導入量を大幅に伸ばしているが、最近では設備価格の低下を受けた買取価格見直しが行われている。

太陽光発電に対する買取価格は、制度導入当初の2006年には46.75c€/kWh（100kW未満の設置の場合。以下同じ）であったが、2008年6月にその根拠法である再生可能エネルギー法（EGG）が改正され、2009年から買取価格が前年比8%減額、その後も前年の導入量に応じて年率7～9%減額されていくことが決定された。2008年の買取価格は43.01c€/kWhとなり、また2009年の導入量が基準以上であったため2010年の買取価格は9%減額されて39.14c€/kWhとなった。

2010年3月には、再生可能エネルギー法を再度改正し、同年7月から買取価格をさらに16%減額するための法案の事前指示書が閣議で承認されている。

これらの買取価格と太陽光発電の設備価格の推移を見てみると、ドイツにおける固定価格買取制度の投資回収年数水準は10年程度が適切水準と考えられていることがわかる（図3-40）。

2008年の再生可能エネルギー法の改正時には、投資回収年数は10年に近づいていた。2009年から買取価格はいったん減額されたものの、同年中に設備価格が大きく下落して投資回収年数も大きく短縮した。2010年の買取価格減額により投資回収年数はやや反発したが、それでも8～9年程度という水準であり、過剰補償との議論も生じて2010年7月からは買取価格はさらに減額されることとなった。

仮に設備価格が2010年7月までトレンドで下落したとすれば、2010年第3四半期には買取価格の16%減額により、投資回収年数は10年程度の水準に引き戻されることになる。

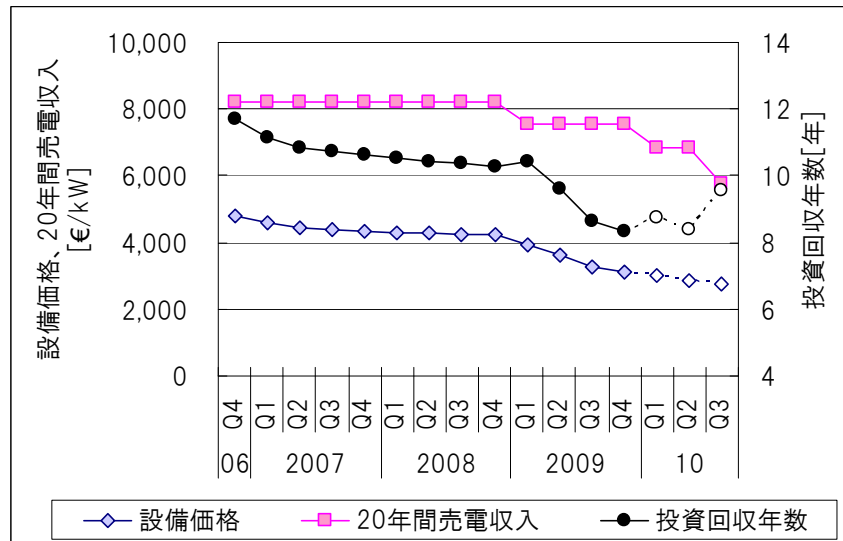


図 3-40 ドイツにおける太陽光発電の設備価格と投資回収年数の推移(30kW 以下の場合)
 出典：German Solar Industry Association (BSW-Solar), “Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik)”, November 2009、ドイツ再生可能エネルギー法 (Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)) 等より作成。2010 年以降の設備価格は外挿による推計値。設備稼働率は 10% と想定。

b) 太陽光発電の導入目標の設定

ドイツの事例より、投資回収年数が 10 年を大きく下回るような水準の支援は、太陽光発電を設置しない消費者にとっては負担感の大きいものであると考えられる。ドイツの場合には住宅・建築物以外の太陽光発電設置にも高水準の支援を行い、ここでの設置拡大が負担増加に繋がっている点もあるが、それでも投資回収年数が 8 年を下回る水準の支援は見直しの対象となっている。

以上を踏まえて、本検討結果としては、投資回収年数が 10 年以下で、8 年以上のシナリオを採用することとする。このため、投資回収年数が 10 年以上となる「現状制度継続シナリオ」と、投資回収年数が 7.1 年であり、買取価格水準も高いため消費者の費用負担が大きくなる「事業用太陽光追加措置シナリオ」は採用しないこととする。

そのうえで、残る 3 つのシナリオについては、上記に示した価格で固定価格買取を実施することは、買取価格が高すぎて、導入費用の安価な設備に支援をしすぎることとなったり、支援総額が電力価格の大幅な引き上げにつながったりすることはないと考えられる。また、逆に、上記に示した価格は支援としては十分なものであり、更に拡充することが必要ということもないと考えられることから、全量固定価格買取制度の買取価格として、適切な水準にあると考えられる。

これより、「現状制度継続シナリオ」と「事業用太陽光追加措置シナリオ」を除く 3 つのシナリオを、25%①ケース・25%②ケース・25%③ケースそれぞれに対応する太陽光発電

の導入シナリオとする。つまり、25%①ケースにはAIM日本技術モデルの想定と同様、導入量が3,700万kWである「低炭素検討会シナリオ」を、25%②ケースは次に導入量が多い「建築物追加措置シナリオ」を、25%③ケースには最も導入量の多い「建築物・住宅追加措置シナリオ」を対応させる。(表 3-15)

表 3-15 本検討結果としての太陽光発電の導入目標

		2005年	2020年		
			25%①	25%②	25%③
太陽光発電	原油換算 万kL	35	904	1,026	1,222
	出力 万kW	144	3,700	4,200	5,000
	家庭万kW	114	1,600	1,700	2,460
	業務万kW	30	2,100	2,500	2,570
	億kWh	15	389	441	526
	2005年比	1	25.7	29.2	35.7

※ 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
 2020年25%②ケース：国際貢献、吸収源を5%程度含むとしたケース
 2020年25%③ケース：国際貢献、吸収源を含まないケース

③需要創出額

太陽光発電の国内生産量（輸出分を含む）と国内導入による需要創出額の推移を表 3-16～表 3-18 に示す。

表 3-16 太陽光発電の需要創出額の推移（低炭素検討会シナリオ（25%①ケース））

	太陽光発電					
	設備投資 単価	工事費等 単価	生産量	導入量	設備投資	工事費等
	万円/kW	万円/kW	万kW	万kW	億円	億円
2011	46	8	775	325	35,401	2,605
2012	38	7	821	326	31,578	2,263
2013	34	7	871	328	29,791	2,175
2014	31	6	926	333	28,924	2,165
2015	29	6	973	335	28,217	2,170
2016	27	6	1,040	346	28,330	2,233
2017	26	6	1,105	356	28,440	2,297
2018	24	7	1,156	359	28,298	2,344
2019	23	7	1,209	363	28,267	2,404
2020	22	7	1,284	379	28,806	2,498

表 3-17 太陽光発電の需要創出額の推移（建築物追加措置シナリオ（25%②ケース））

	太陽光発電					
	設備投資 単価	工事費等 単価	生産量	導入量	設備投資	工事費等
	万円/kW	万円/kW	万kW	万kW	億円	億円
2011	46	8	875	374	39,957	2,985
2012	38	7	921	375	34,826	2,503
2013	33	6	971	378	32,448	2,391
2014	30	6	1,026	383	31,221	2,374
2015	28	6	1,073	384	30,270	2,379
2016	26	6	1,140	396	30,186	2,442
2017	25	6	1,204	405	30,142	2,507
2018	24	6	1,256	409	29,883	2,559
2019	23	6	1,308	413	29,753	2,625
2020	22	6	1,384	428	30,194	2,722

表 3-18 太陽光発電の需要創出額の推移（建築物・住宅追加措置シナリオ（25%③ケース））

	太陽光発電					
	設備投資 単価	工事費等 単価	生産量	導入量	設備投資	工事費等
	万円/kW	万円/kW	万kW	万kW	億円	億円
2011	46	8	1,037	455	47,345	3,661
2012	37	7	1,083	456	39,916	3,053
2013	32	6	1,133	458	36,583	2,894
2014	29	6	1,187	463	34,794	2,856
2015	27	6	1,234	464	33,469	2,853
2016	25	6	1,302	476	33,086	2,914
2017	24	6	1,366	486	32,809	2,981
2018	23	6	1,418	489	32,373	3,037
2019	22	6	1,470	493	32,094	3,106
2020	21	6	1,546	508	32,387	3,209

(4) 導入目標達成に向けて必要な配慮事項

①発電単価の低減、発電効率の向上

太陽光発電は今後もコスト低下の余地の大きい技術であるため、技術開発、普及支援策等による発電単価の低減、効率の向上を継続的に支援することが必要である。

②出力変動に伴う系統不安定化への対処

住宅を中心とした太陽光発電の大量導入は、配電網の強化が必要となるほか、系統電力安定化のための対策が必要となる。費用負担のあり方とともに対策の検討が必要である。
(詳細については、第5章参照)

③施工技術・メンテナンス技術の標準化、人員教育、体制整備

太陽熱利用と共通する課題であるが、施工指針の整備・徹底や、メンテナンス体制整備等による信頼性の向上が必要となる。大量導入に当たっては、施工技術者の量・質の確保が必要である。

④初期負担の軽減

太陽光発電を戸建住宅に導入する場合には現時点で 200 万円程度の初期投資が必要となるため、導入のために初期投資を一括払いできる世帯が限られている。リース方式や割賦販売、低利融資等の多様なビジネスモデルの確立による初期負担の軽減が必要である。

(5) 中長期的な(2030、2050年の)導入目標

①2050年の導入目標

2050年に向けては、80%削減を達成するため、「温室効果ガス2050年80%削減のためのビジョン」におけるシナリオA及びシナリオBで示された値を導入目標とする。

具体的には、2050年には、住宅の屋根・オフィスビル・道路法面・空地を活用することにより、太陽光発電の発電容量をシナリオAでは17,300万kW、シナリオBでは20,180万kWに拡大する。なお、シナリオAは新エネルギー部会(2000)で示されている物理限界量、シナリオBはNEDO「PV2030+」で示されている値である。

②2030年の導入目標

2030年は、2020年の各ケースから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世界における導入見込量を踏まえつつ推計した。

太陽光発電の導入目標をまとめると以下のとおり。

表 3-19 太陽光発電の中長期的な導入目標

		2005年	2030年			2050年 (A)	2050年 (B)
			下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース		
太陽光発電	原油換算 (万kL)	35	2,260	2,340	2,470	4,230	4,930
	出力 (万kW)	144	9,260	9,600	10,130	17,300	20,180
	発電電力量 (億kWh)	15	970	1,010	1,070	1,820	2,120
	2005年比	1	64.3	66.6	70.3	121	140

③ (参考) 日本の太陽光発電の導入目標と世界市場との比較

太陽光発電市場は今後も世界で急拡大する見通しである。EPIA (欧州太陽電池工業会) では、2020年の年間新規導入量を3,500~5,600万kW程度と想定しており、2007~2020年の伸び率は1.23~1.27倍に相当する。また、IEAのWorld Energy Outlook 2009においても、2010~2020年の伸び率は1.16倍程度を見込んでいる。

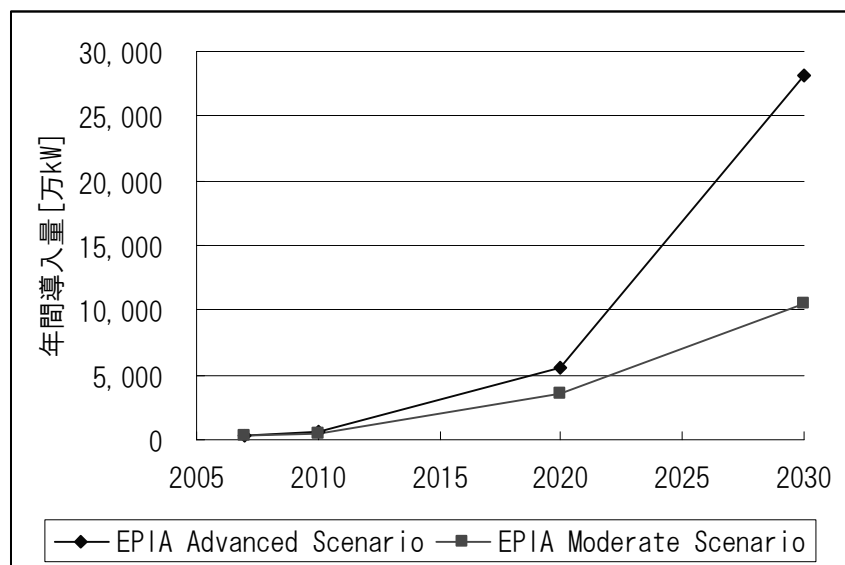


図 3-41 EPIA による市場拡大の見通し

出典) EPIA, "Solar Generation V", 2008

日本の太陽光発電産業が、急速に進展する世界の太陽光発電市場において国際競争力を確保するためには、安定的に成長する国内市場の形成によって産業を育成するという観点からの検討が必要となる。

「低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策について (提言)」(低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策検討会、2008年)では、日本の太陽光発電産業の競争力確保という観点から、国内市場を発展させつつ、発電コストを2020年には業務用電力料金並み、2030年には火力発電のコストと同等以下まで低下させることを目標とした導入シナリオを提言した。

このシナリオで想定している2007~2010年の市場伸び率は1.25倍であり、EPIAにおける2シナリオの想定の間程度であるが、2020~2030年の市場伸び率は1.12~1.18倍であり、世界に比較するとやや控え目の想定である。

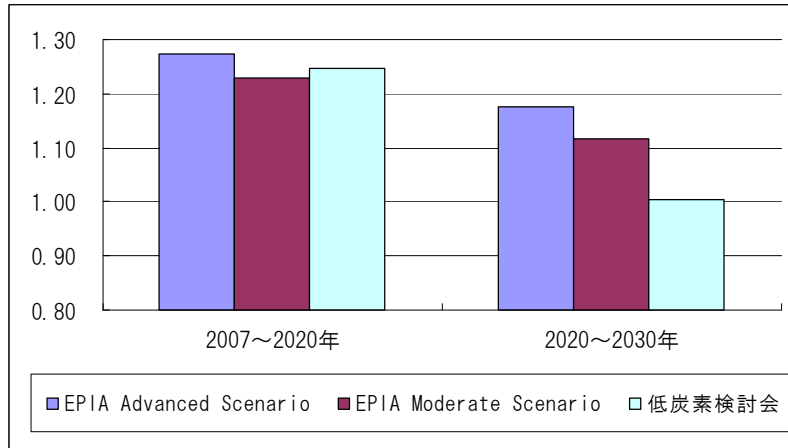


図 3-42 EPIA と低炭素検討会シナリオの年間市場伸び率の比較

日本の市場伸び率を EPIA の 2 シナリオと同程度で伸ばすことを想定してみると、2020 年の導入量（ストック）は 2,000~3,800 万 kW、2030 年の導入量（ストック）は 8,700~26,000 万 kW が目安となる。

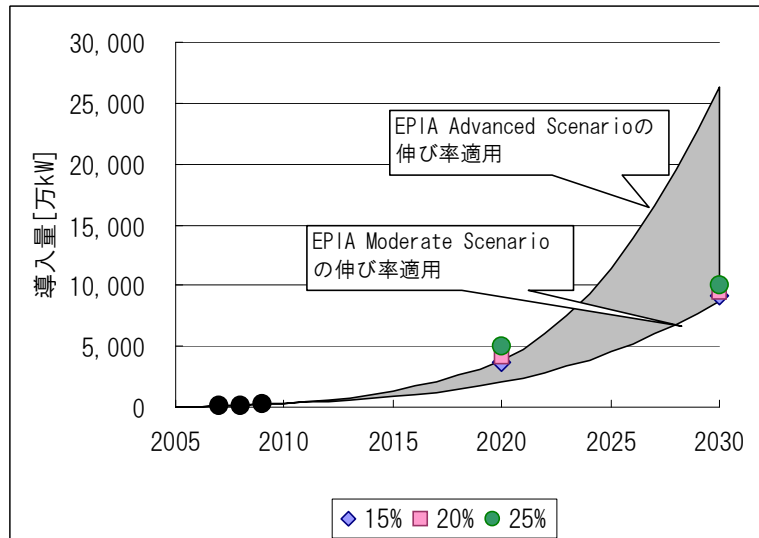


図 3-43 本検討の「25%①」「25%②」「25%③」の各ケースにおける導入量と EPIA の市場伸び率を適用した場合の導入量との比較

3.2.2 風力発電

(1) 風力発電の現状

①風力発電導入の現状

風力発電とは風の力で風車を回して発電する、つまり大気の運動エネルギーを電気に変換するものである。発電量が風車（ローター）の径の2乗、風速の3乗に比例して増加し、採算性も向上することから、近年大型化が進んでいる²⁵。日本の風力発電による総設備容量は、2008年時点で約185万kWと増加傾向にあるものの、今後、更なる大幅な導入拡大が期待されている。

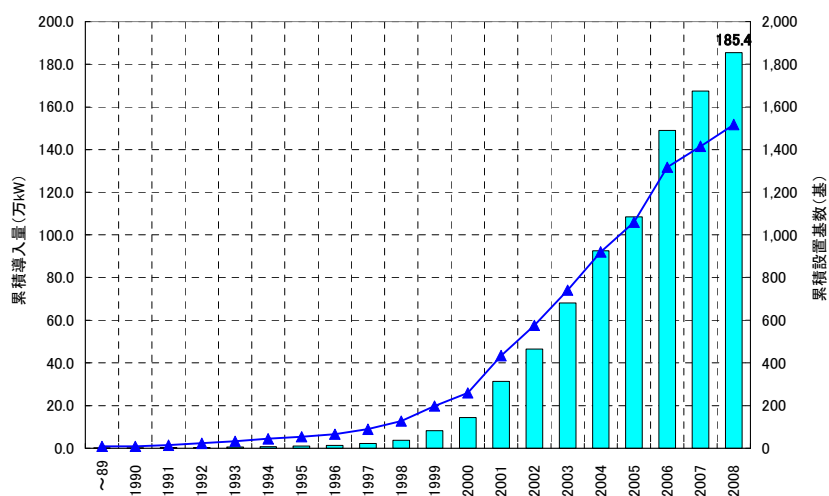


図 3-44 日本における風力発電の累積導入量の推移

出典) NEDO「日本における風力発電設備・導入実績」(2009年7月)

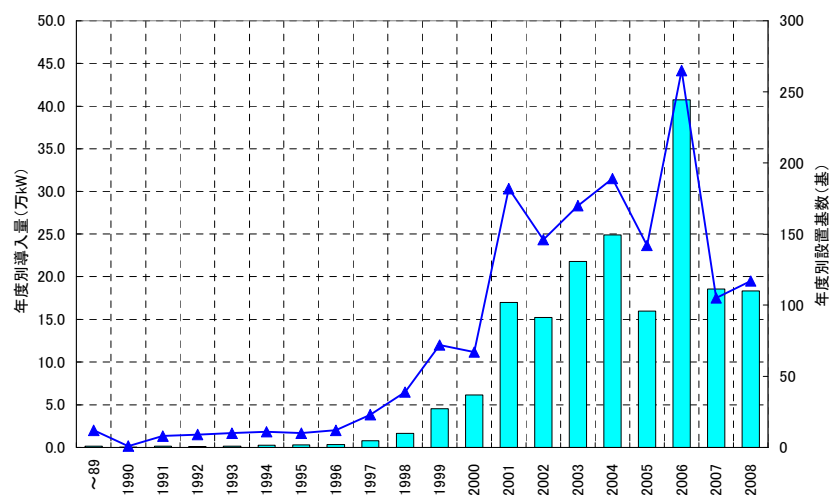


図 3-45 日本における陸上風力発電の年度別新規導入量の推移

出典) NEDO「日本における風力発電設備・導入実績」(2009年7月)

²⁵ 一方で、家庭への普及を狙った小型商品の開発・販売の動きもある。

世界風力エネルギー会議（GWEC）の発表によると、2009 年末の風力発電設備の累積導入量は、世界全体で 1 億 5,790 万 kW となり、前年末に比べ約 31% 増加している。

直近の 1 年間の新規導入量は、1 位：中国 1,300 万 kW（2008 年比 207%）、2 位：米国 1,000 万 kW（2008 年比 140%）となっている。日本は 18 万 kW（2008 年比 109%）であり、1 年間で約 9% しか増加しておらず、世界 18 位にとどまっている。

累積導入量でも、1 位が米国、2 位がドイツ、3 位が中国となっており、2010 年末には、中国は世界 2 位になる勢いで普及が進んでいる。一方、日本の累積導入量は、200 万 kW を超えたものの（2009 年 205.6 万 kW）、依然として世界 13 位に過ぎず、累積導入量も世界の 1.3% に留まっていることから、今後より一層の導入促進が望まれる。

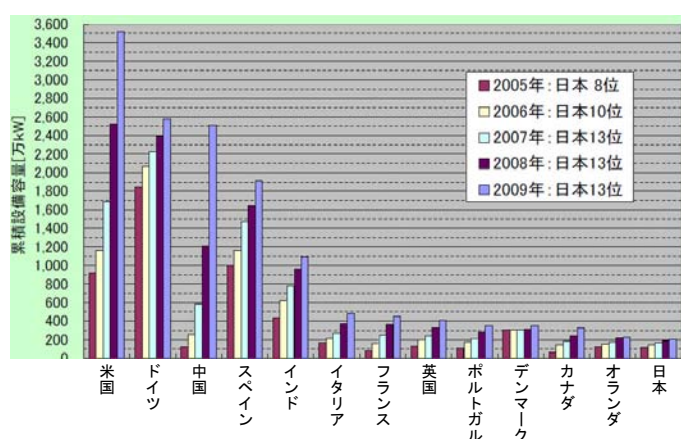


図 3-46 各国における風力発電導入量の近年の伸び

出典) 日本風力発電協会資料

さらに、かつては、風力発電設備市場において、日本企業が世界第 1 位であった時期もあるが、現在では例えば三菱重工が累積設置量でようやく世界の第 9 位というレベルまで落ち込んでおり、昨今国内で導入される風力発電だけをとっても大部分が輸入製品になっている点にも留意すべきである。今後、風力発電の大量導入によりエネルギー自給率を高めてエネルギー安全保障に貢献し、同時に関連産業の振興により経済成長を促すためにも、国内メーカーの国際競争力確保が重要である。

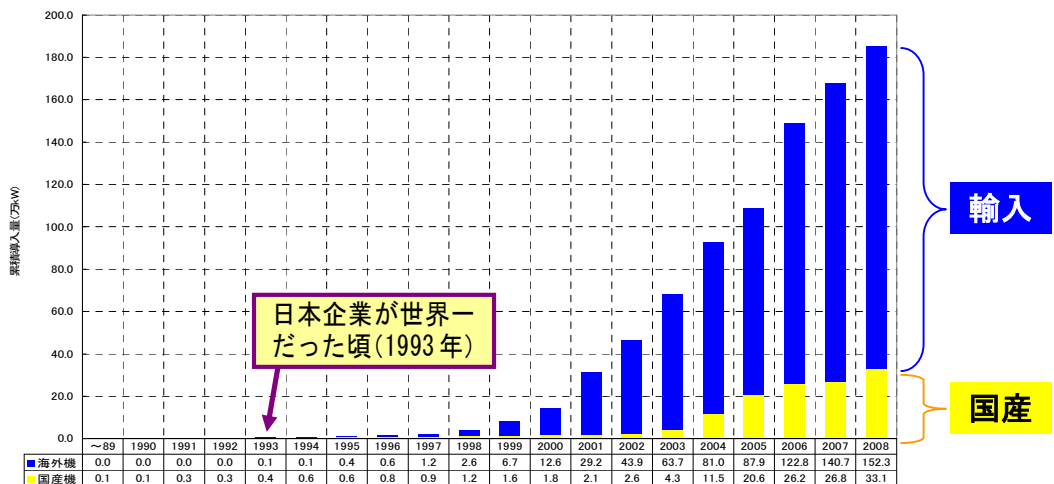


図 3-47 日本の風力発電導入量における国産／輸入の内訳

出典) NEDO 資料への加筆により MRI 作成

②洋上風力発電について

日本は、国土の面積が世界の中では相対的に小さく、風力発電の今後の更なる導入を考えた場合、大きな導入可能性を有する洋上風力について検討を進めることが必要である。

環境省が、環境影響の把握や地域への受容性を評価した上で、実海域における浮体式洋上風力発電の実証事業を実施することを計画するなど、洋上風力発電の早期実用化を促進するために実証レベルでの取組が進められている。



図 3-48 ノルウェーにおける実証の例

注) 2009年9月より実証試験開始(2年間)、沖合 10km 水深 220m に設置、出力 2.3MW、SPAR 型

表 3-20 洋上風力発電実証事業の事業計画

時期	予定
平成 22 年度	環境影響評価方法検討、地域受容性評価、基本設計
平成 23～24 年度	生態系、風況、海象等環境調査と評価、設計と実証機製造、実海域設置（2012 年度）、配電システム設置、実証試験開始
平成 25～26 年度	実証試験、大規模ウィンドファーム評価手法検討
平成 27 年度	事業性等の最終評価

出典) 環境省資料

③風力発電の促進のための経済的支援

風力発電は RPS 法の対象となっている。この場合、電力会社が RPS 法の義務を履行するために、販売単価に新エネルギー分の価値に相当する新エネルギー等電気相当量を上乗せした価格で買い取ることになる。

この他に、現状、国及び地方自治体において風力発電導入促進のために各種の経済的支援策が実施されている。例えば、新エネルギー導入促進協議会では、風力発電を導入する事業者に対して、1/3 を上限とする補助を行っている（地方公共団体等の場合は 1/2 を上限）。

(2) 風力発電の導入ポテンシャル

①ポテンシャル調査の概要

環境省内で 2009 年度に別途実施した「ポテンシャル調査」での調査結果を用いて導入ポテンシャルを整理する。

a) 賦存量

ア) 陸上風力発電

風力発電は、景観や野生生物等への影響が指摘されており、日本においても、風力発電施設の立地、設置及び運用に当たっては、景観や植生、鳥類等の野生生物・生態系をはじめとした周辺環境への影響に出来る限り配慮することが重要である。

ポテンシャル調査による結果を図 3-49 に示す。

ここでは、自然環境を代表する例として国立・国定公園内外の賦存量を確認した。

ポテンシャル調査により、陸上風力発電の賦存量は 139,150 万 kW と推計された。賦存量のうち、国立・国定公園内に存する割合は 16,684 万 kW であり、賦存量全体の 12%に過ぎず、国立・国定公園外に風力発電の開発適地が十分に存在することが示唆された。

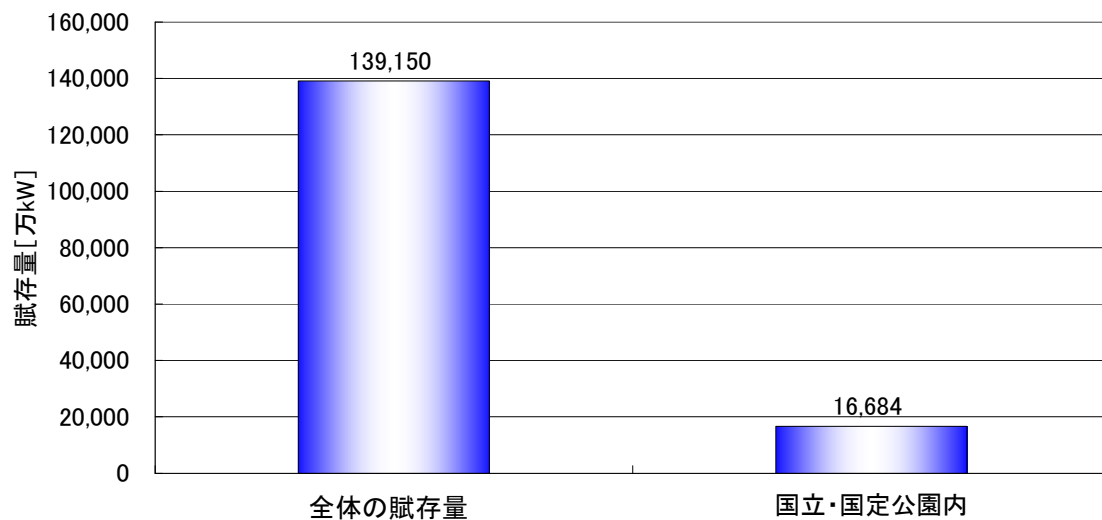


図 3-49 陸上風力発電の賦存量と国立・国定公園内に存在する量

出典) 環境省「ポテンシャル調査」(2009年3月)

また、地域別に見ると、北海道及び東北地域の賦存量が群を抜いており、これに九州地域が続く格好となっている。この3地域だけで、全賦存量の6割強を占めている。(図 3-50)

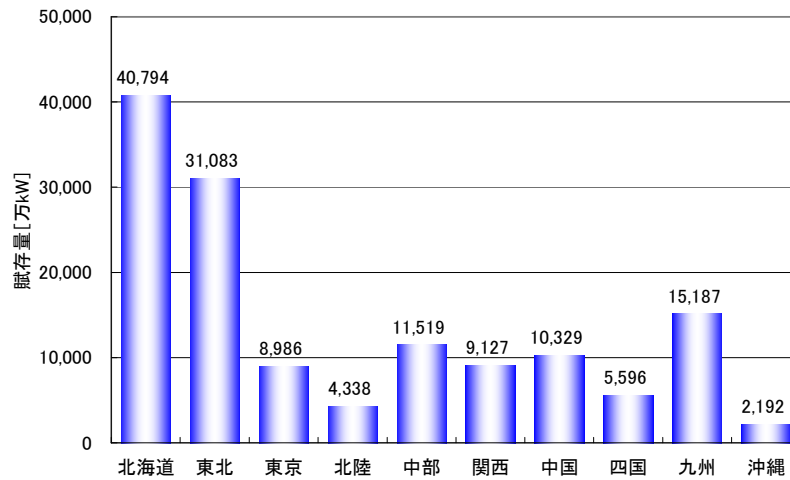


図 3-50 陸上風力発電の地域別賦存量

注) 一般電気事業者の供給区域ベースで整理している。

出典) 環境省「ポテンシャル調査」(2009年3月)

イ) 洋上風力発電

ポテンシャル調査により、洋上風力発電の賦存量は771,668万kWと推計された。また、地域別に見ると、陸上同様に北海道が第1位であるものの、第2位は東北地域を超えて九州地域となっている。また、陸上同様に、北海道、九州、東北の3地域だけで全賦存量の7割弱を占めている。(図 3-51)

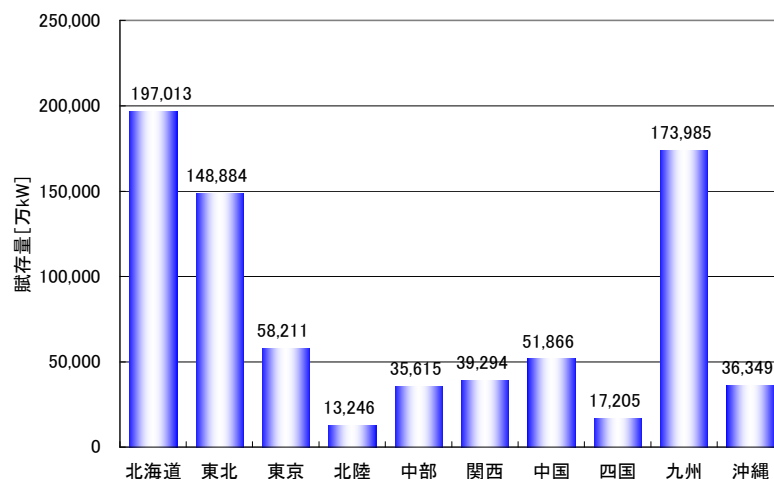


図 3-51 洋上風力発電の地域別賦存量

注) 一般電気事業者の供給区域ベースで整理している。

出典) 環境省「ポテンシャル調査」(2009年3月)

b) 導入ポテンシャル

ア) 陸上風力発電

陸上風力発電の導入ポテンシャルは、賦存量から、GIS データを基に、風速区分 (6.5 m/s 以上)、土地利用区分 (その他農用地、荒地、海浜、森林 [保安林を除く])、標高 (1,000 m 以下)、傾斜 (20 度以下)、道路からの距離 (10 km 以内) 及び居住地からの距離 (500 m 以上) 等の条件を満たす地点に絞り込んだ上で、1 km²あたりの設置容量 (1 万 kW/km²) を乗じて推計した。なお、風力発電機の 1km²あたりの設置容量については、NEDO 風力発電導入ガイドブック (2008 年 2 月改訂第 9 版) から、卓越風向がある場合の配置方法の推奨値 (10D×3D) を採用して、1 万 kW/km² とした。ここで、卓越風向とは、一年間を通じて頻繁に現れる風向のことであり、卓越風向がある場合に推奨される風車の配置方法 10D×3D とは、風下方向に 10D (D : ロータ直径) 間隔、風向と直角に 3D 間隔とすることである。

その結果、陸上風力発電で 16,890 万 kW (うち、国立・国定公園に含まれる地域には 1,104 万 kW [6.5%]) の導入ポテンシャルがあるという結果が得られた。

なお、16,890 万 kW の導入ポテンシャルは、現在の全国の発電設備容量比では 84% であるものの、各電力会社別の設備容量を考慮したものではない。現状では各電力会社間の連系に一定の制約があるため、例えば各電力会社別の発電設備容量の 100% を上限とすると導入ポテンシャルは 6,477 万 kW (対全国の発電設備容量比 32%)、また 50% を上限とすると 4,866 万 kW (同 24%) となる。

表 3-21 陸上風力発電の導入ポテンシャル

単位：km²

条件項目	条件	全国	
①風速区分	6.5m/s以上	71,912	
	内訳	6.5～7.5m/s	40,866
		7.5～8.5m/s	20,512
		8.5m/s以上	10,534
	参考	5.5～6.5m/s	67,238
②標高	1,000m以下(未満)	61,768	
③最大傾斜角	20度以下(未満)	45,251	
④道路からの距離	幅員3m以上の道路から10km以内	45,158	
⑤法規制等区分	国立・国定公園(特別保護地区、第1種特別地域)、原生自然環境保全地域、自然環境保全地域、国設鳥獣保護区、世界遺産地域以外	44,114	
⑥居住地からの距離	500m以上	26,988	
⑦都市計画区分	市街化区域以外	26,927	
⑧土地利用区分	その他農用地、森林(保安林を除く)、荒地、海浜		16,890
	内訳	その他農用地	685
		荒地	1,929
		海浜	21
		森林(保安林を除く)	14,255
参考	森林(保安林)	9,236	
導入ポテンシャル (絞込み結果)	面積(km ²)	16,890	
	電力(万kW)：可採電力条件：1万kW/km ²	16,890	

注) 1km²あたりの設置容量は、NEDO 風力発電導入ガイドブック(2008年2月改訂第9版)から、卓越風向がある場合の推奨値(10D×3D)を採用して、1万kW/km²とした。

出典) 環境省「ポテンシャル調査」(2010年3月)

イ) 洋上風力発電

陸上風力発電と同様に洋上風力発電の導入ポテンシャルについても、賦存量から、GISデータから、着床式及び浮体式別に、風速区分、水深区分及び離岸距離等の条件を満たす地点に絞り込んだ上で以下のとおり推計した。その結果、着床式（水深 50m 以下）で 9,383 万 kW、浮体式（水深 50m 超）で 51,949 万 kW の導入ポテンシャルがあるという結果が得られた。

なお、着床式の 9,383 万 kW の導入ポテンシャルは、全国の発電設備容量比では 48% であるものの、各電力会社別の設備容量を考慮したものではない。現状では各電力会社間の連系に一定の制約があるため、例えば各電力会社別の発電設備容量の 100% を上限とすると導入ポテンシャルは 3,512 万 kW（対全国の発電設備容量比 17%）、また 50% を上限とすると 3,091 万 kW（同 15%）となる。

同様に、浮体式の 51,949 万 kW の導入ポテンシャルは、全国の発電設備容量比で 257% に達する量である。例えば、各電力会社別の発電設備容量の 100% を上限とすると導入ポテンシャルは 10,243 万 kW（対全国の発電設備容量比 51%）、また 50% を上限とすると 7,682 万 kW（同 38%）となる。

表 3-22 洋上風力発電の導入ポテンシャル

単位：km²

条件項目	条件		全国
①風速区分	7.5m/s以上		571,571
	内訳	7.5～8.5m/s	403,973
		8.5m/s以上	167,597
	参考	6.5～7.5m/s	200,097
		5.5～6.5m/s	54,503
②法規制区分	国立・国定公園、原生自然環境保全地域、自然環境保全地域、国設鳥獣保護区、世界遺産地域以外（ただし、国立・国定公園の普通地域を除く）		571,547
③離岸距離	30km以下		168,091
④水深	50m以下		9,383
	着床式	0-20m以下	755
		20-50m以下	8,628
	浮体式	50-100m以下	19,941
		100-200m以下	32,008
導入ポテンシャル (絞込み結果)	着床式	面積(km ²)	9,383
		電力(万kW) : 可採電力条件:1万kw/km ²	9,383
	浮体式	面積(km ²)	51,949
		電力(万kW) : 可採電力条件:1万kw/km ²	51,949

注) 1km²あたりの設置容量は、NEDO 風力発電導入ガイドブック（2008年2月改訂第9版）から、卓越風向がある場合の推奨値（10D×3D）を採用して、1万kW/1km²とした。

出典) 環境省「ポテンシャル調査」（2010年3月）

②導入ポテンシャルと導入コストとの関係

a) 陸上風力発電

ここでは、後述する導入見込量達成に必要な施策（具体的には固定価格買取制度における買取価格）を検討するための基礎的データとして、陸上風力発電のプロジェクトの経済性に影響を与える条件項目とその概要（影響を及ぼす経路）を表 3-23 にまとめる。

表 3-23 条件項目とプロジェクトの経済性へ与える影響

条件項目	プロジェクトの経済性へ与える影響
風速区分	○設備利用率を通じて影響有り。
土地利用区分	△（厳密には、土地利用区分に応じて工事の内容が異なると考えられるため、土木工事費を通じて影響が有ると考えられる。ただし、ここでは土地利用区分に応じた想定を行うには根拠データが不足しており困難であるため、差をつけない。）
標高	－（1,000mを閾値として、これ以下の場合のみを対象とするが、その中では有意な差がつかない。）
傾斜	－（30度を閾値として、これ以下の場合のみを対象とするため、その中では差がつかない。）
道路	－（「幅員3m以上の道路から1km超」の場合のみを対象とするが、その中では有意な差がつかない。）
居住地からの距離	－（自然環境の重要性について、別途配慮することとしており、ここでいう経済性には影響しないものとする。）
自然公園区分	－（自然環境の重要性について、別途配慮することとしており、ここでいう経済性には影響しないものとする。）

このように、陸上風力発電においてプロジェクトの経済性に影響を与える条件項目は風速区分、つまり設備利用率のみとなった。

b) 洋上風力発電

同様に、洋上風力発電について表 3-24 にまとめる。

表 3-24 条件項目とプロジェクトの経済性へ与える影響

条件項目	プロジェクトの経済性へ与える影響
風速区分	○設備利用率を通じて影響有り。
水深区分	○着床式・浮体式の建設単価を通じて影響有り。
離岸距離区分	△ケーブルコストを通じて影響有り。 ※ただし、現状はウィンドファームの規模及びケーブルの長さ単価の想定が困難なため未計上。
漁業権	－（補償額の想定が困難なため、現状では未計上。なお、漁業権に対する補償はすべての海域にて発生し得るため、ポテンシャル内で差異が生じる要因にはならない。）

このように、洋上浮力発電においてプロジェクトの経済性に影響を与える条件項目は風速区分つまり設備利用率と、水深区分つまり着床式・浮体式という型式の違いによる建設単価の違いとなった。

(3) 2020 年を対象とした導入見込量の評価とそのために必要な施策

ここでは、2020 年を対象に、導入ポテンシャルと導入コストの関係を踏まえ、実現可能性、実現に当たっての課題、実現に向けた施策について検討を行った。

①導入見込量の想定

AIM 日本技術モデルにおける導入量は、環境省「低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策検討会」の想定値、すなわち、日本風力発電協会が想定するオルタナティブシナリオにおける導入量を採用していた（表 3-25）。

表 3-25 オルタナティブシナリオにおける風力発電の導入量

	導入量	
	2020 年	2030 年
風力発電	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)

出典) 環境省「低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策検討会」(2009 年 2 月)

今回は、より最新のデータを用いる観点から、本検討における導入見込量については、2010 年 1 月に日本風力発電協会により公表された「風力発電の賦存量とポテンシャル及びこれに基づく長期導入目標とロードマップの算定」に基づいて設定した。具体的には、表

3-26 のとおり。

なお、ポテンシャル調査の結果を基に、更に堅く評価するため、今回の検討では、設備利用率は陸上で 20%、海上で 30%として算出している。

表 3-26 風力発電の導入見込量（2020 年）

		2005 年	2020 年		
			▲25% ①	▲25% ②	▲25% ③
風力発電（陸上）	原油換算（万 kL）	44	452	452	452
	出力（万 kW）	109	1,110	1,110	1,110
	（億 kWh）	19	194	194	194
	2005 年比	1.0	10.2	10.2	10.2
風力発電（洋上 [着床]）	原油換算（万 kL）	0	12	12	12
	出力（万 kW）	0	20	20	20
	（億 kWh）	0	5	5	5
	2005 年比	-	-	-	-
風力発電（洋上 [浮体]）	原油換算（万 kL）	0	1	1	1
	出力（万 kW）	0	1 ²⁶	1	1
	（億 kWh）	0	0	0	0
	2005 年比	-	-	-	-

²⁶ 世界的にも浮体式は実証段階であり、今後我が国のメーカーが国際競争力を確保すべき分野の一つとして考えられる。

<参考：日本風力発電協会の「風力発電の賦存量とポテンシャル及びこれに基づく長期導入目標とロードマップの算定」>

日本風力発電協会は、「風力発電の賦存量とポテンシャル及びこれに基づく長期導入目標とロードマップの算定」（2010年1月）において、風力発電の賦存量（風力発電建設適地面積）とポテンシャル及びこれに基づく長期導入目標とロードマップを算定し提示している。

表 3-27 日本風力発電協会の「風力発電導入ロードマップ」

年度	風力導入目標 [MW]			
	陸上	着床	浮体	合計
2008	1,854	0	0	1,854
2010	3,000	0	0	3,000
2015	6,400	5	0	6,400
2020	11,100	200	10	11,300
2025	16,400	1,100	600	18,100
2030	21,500	2,700	2,800	26,900
2035	25,100	4,700	6,700	36,500
2040	26,000	6,700	11,500	44,200
2045	26,000	7,500	15,600	49,100
2050	26,000	7,500	16,500	50,000

陸上風力：26,000MW 到達年＝2038年

着床風力：7,500MW 到達年＝2045年

浮体風力：16,500MW 到達年＝2048年

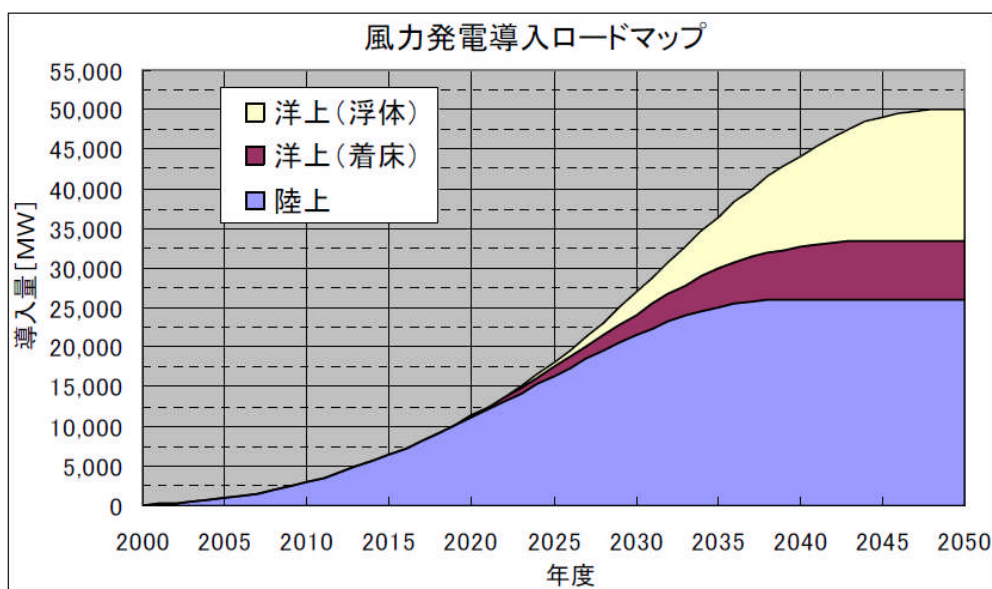


図 3-52 日本風力発電協会の「風力発電導入ロードマップ」

②導入見込量の実現可能性評価

a) 評価対象の範囲

風力発電の導入量については、ポテンシャル調査に基づく風速区分 6.5m/s～（陸上）又は 7.5m/s～（洋上）の地域区分データを評価対象とした。

b) 導入におけるリードタイムの影響

風力発電は、地熱発電や水力発電と比較して、導入までのリードタイムはそれ程長くない。よって、2020年の導入見込量達成に向けて、導入が必要なすべての案件について、必ずしも現時点で既に開始されている必要はない。今後の案件創出のスピード次第で導入見込量は十分に達成可能と推測した。

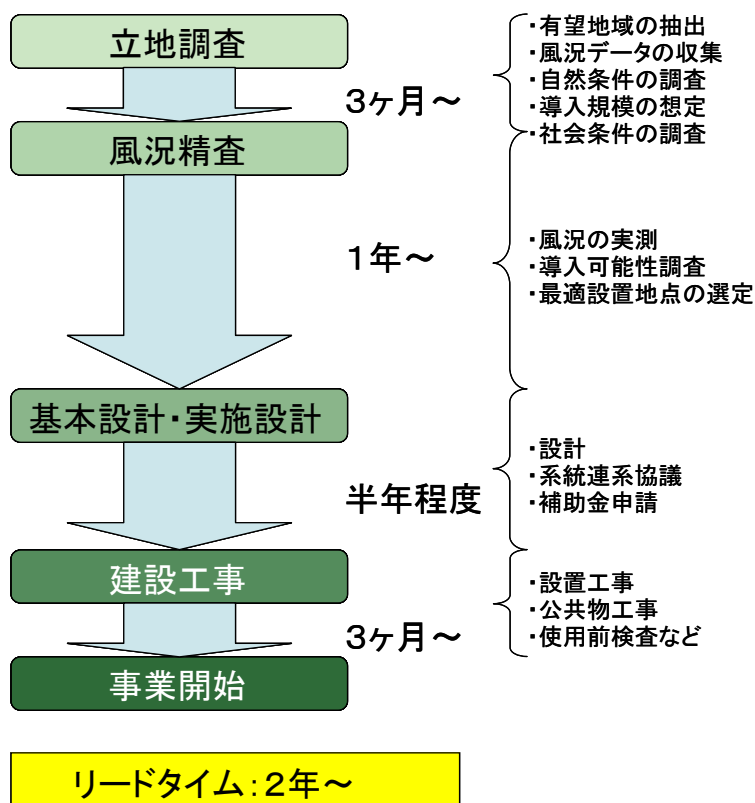


図 3-53 風力発電の事業フロー例と所要期間

出典) NEDO「風力発電導入ガイドブック」(2008年2月改訂第9版)等を参考にMRI作成

注) このほか、環境への配慮が必要であり、同時並行して環境影響評価や個別法手続を行うことが必要である。

c) 導入見込量達成に必要な施策とその定量的評価

以下では、経済面での課題を解決するための施策として、固定価格買取制度を取り上げ、導入見込量達成に必要な支援のレベルについて定量的評価を行った。

ア) 試算の考え方とモデル計算

固定価格買取制度の具体的な想定は以下のとおり。

- ・ 買取価格は20年間とし、IRRが8%確保されるレベルまで支援を行うこととする。
- ・ 導入時期については、着床式洋上風力の導入開始を2015年度、浮体式洋上風力発電の導入開始は基本的には2020年度とする。
- ・ 設備利用率は、陸上20%、洋上30%とする。

(設備利用率の設定について)

風力発電の設備利用率については、本来は風速区分に起因し、それによってプロジェクトの経済性は大きく異なる。ポテンシャル調査の結果では、導入ポテンシャルを風速区分で分類し、陸上では8.5m/s以上が2,000万kW(=km²)程度、7.5~8.5m/sが5,000万kW(=km²)程度、6.5~7.5m/sが10,000万kW(=km²)程度となっている。実質的な設備利用率は、代表的な風車のパワーカーブを用いて、年間平均風速をレーレ分布²⁷とした場合の理論的な設備利用率に対して、利用可能率0.95と出力補正係数0.90(レーレ分布との差)を乗じることで算出される。具体的には、次表のとおり(表3-28)。

表 3-28 風速区分と設備利用率

風速区分	代表風速	理論的な設備利用率	実質的な設備利用率
6.5~7.5m/s	7.0m/s	31.9%	27%
7.5~8.5m/s	8.0m/s	40.4%	35%
8.5~ m/s	8.5m/s	44.3%	38%

このように、ポテンシャル調査の結果が正確に適用可能であれば、陸上風力発電では、2,000万kW程度という巨大な導入ポテンシャル量に対して、38%という高い設備利用率が期待できるが、実際には必ずしも経済性に優れた適地から順に開発される訳ではないため、設備利用率は従来通り陸上で20%、洋上で30%と想定することとした。

以上を踏まえて、各種費用等を整理して示すと以下のとおり。

²⁷ 風速の出現率分布の一つ。これを用いることで、特に日本の風況の出現頻度を表すことができる。

表 3-29 費用等の想定

項目	内容			
単機出力	2,500kW/基			
設備利用率	陸上：20%、洋上：30%			
建設単価(万円/kW)		陸上	洋上(着床)	洋上(浮体)
	2011年	30	60	90
	2020年	24	60	90
	2030年	20	50	75
	出典) 日本風力発電協会資料及び有識者ヒアリング結果より想定			
耐用年数	設備耐用年数(=プロジェクト期間)：20年 法定耐用年数：17年			
メンテナンス費	陸上：600万円/(1,000kW・年)、洋上：1,200万円/(1,000kW・年)			
人件費	※メンテナンス費に含むものとする。			
一般管理費	※メンテナンス費に含むものとする。			
支払金利	借入期間：15年間、金利：4%(元金均等返済)			
租税公課	固定資産税(実質建設費・累積減価償却額)×税率(固定資産税1.4%)			
法人税率	実効税率として40.87%			

注)・建設単価にはプロジェクト期間後の撤去費用が含まれていない。

・系統連系費用(洋上風力についてはケーブルコスト)を考慮していない。

イ) 固定価格買取制度による導入促進

上記ア)で示した条件で試算を行い、導入時点での建設単価に対して20年間のIRR8%が確保されるレベルの買取価格を求めると、陸上風力発電では建設単価の習熟効果により2011年：22円/kWh、～2020年：18円/kWhとなった。また、洋上風力発電(着床)では2015～2020年：30円/kWh、洋上風力発電(浮体)では2020年：42円/kWh、と試算された。

プロジェクト開始後20年間の買取に関する費用総額は、それぞれ陸上風力発電1.5兆円、洋上風力発電(着床)0.1兆円、洋上風力発電(浮体)0.01兆円(いずれも回避可能原価を控除)となった。

表 3-30 固定価格買取制度の結果（割引率 4%で 2010 年価値換算）

	導入見込量	買取価格	支援費用総額 (回避可能原価を控除)
陸上風力	1,110 万 kW	2011 年 : 22 円/kWh ~2020 年 : 18 円/kWh	1.5 兆円
洋上風力(着床)	20 万 kW	30 円/kWh	0.1 兆円
洋上風力(浮体)	1 万 kW	42 円/kWh	0.01 兆円
合計	1,131 万 kW	—	1.6 兆円

d) 導入目標

表 3-30 に示した導入見込量を達成するために、同表に示した価格で全量固定価格買取を実施することは、買取価格が高すぎて、導入費用の安価な設備に支援をしすぎるものとなったり、支援総額が電力価格の大幅な引き上げにつながることはないと考えられる。

また、逆に、上記に示した価格は支援としては十分なものであり、更に拡充することが必要ということもないと考えられることから、全量固定価格買取制度の買取価格として、適切な水準にあると考えられる。

そこで、本検討としての 2020 年 25%①ケース、25%②ケース及び 25%③ケースの導入目標は、全ケースとも表 3-30 の導入量とし、その達成に必要な施策は、表 3-30 に示した全量固定価格買取制度とする

③需要創出額

風力発電が導入される際に発生する設備投資の金額を国内の需要創出額として、この需要創出額の推移を以下に示す。(表 3-31)

表 3-31 風力発電の需要創出額 (▲25%①、▲25%②、▲25%③)

	風力発電(陸上)				風力発電(洋上[着床])				風力発電(洋上[浮体])			
	単価	導入量	設備投資	工事費等	単価	導入量	設備投資	工事費等	単価	導入量	設備投資	工事費等
	万円/kW	万kW	億円	億円	万円/kW	万kW	億円	億円	万円/kW	万kW	億円	億円
2011	30	86	2,585		60		0		90		0	
2012	29	86	2,540		60		0		90		0	
2013	29	86	2,494		60		0		90		0	
2014	28	86	2,449		60		0		90		0	
2015	28	86	2,404		60	3	200		90		0	
2016	27	86	2,358		60	3	200		90		0	
2017	27	86	2,313		60	3	200		90		0	
2018	26	86	2,268		60	3	200		90		0	
2019	26	86	2,222		60	3	200		90		0	
2020	25	86	2,177		60	3	200		90	1	90	
2021	25	104	2,573		59	25	1,475		89	27.9	2,469	
2022	24	104	2,518		58	25	1,450		87	27.9	2,427	
2023	24	104	2,463		57	25	1,425		86	27.9	2,385	
2024	23	104	2,408		56	25	1,400		84	27.9	2,344	
2025	23	104	2,354		55	25	1,375		83	27.9	2,302	
2026	22	104	2,299		54	25	1,350		81	27.9	2,260	
2027	22	104	2,244		53	25	1,325		80	27.9	2,218	
2028	21	104	2,189		52	25	1,300		78	27.9	2,176	
2029	21	104	2,135		51	25	1,275		77	27.9	2,134	
2030	20	104	2,080		50	25	1,250		75	27.9	2,093	

(4) 導入目標達成に向けて必要な配慮事項

風力発電の導入目標達成のためには、まずは経済面での課題が解決され、その上で次の事項についても配慮していくことが必要となる。

①技術的な事項

- ・ 風速の変動にともなって、出力が不安定に変動するが、このことにより系統電力へ影響を及ぼしていること。
- ・ 電力会社ごとに系統連系が可能となる容量が限定されていること、また電力会社間の地域連系線の利用可能容量が限られていることにより、風力発電の導入量が制限されること。
- ・ 浮体式洋上風力等において技術的なフェージビリティを高めること。

②社会的な事項

- ・ 周辺住民へ騒音被害を与えている場合があること。
- ・ バードストライク（ブレードに鳥が巻き込まれて死傷すること）や風致景観に影響を及ぼしていること。

(5) 中長期的な(2030、2050年の)導入目標

①2050年の導入目標

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5,000万kWとした。

②2030年の導入目標

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。

表 3-32 風力発電の導入目標(2030年・2050年)

		2005年	2030年			2050年
			下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース	
風力発電(陸上)	原油換算(万kL)	44	876	876	876	1,059
	出力(万kW)	109	2,150	2,150	2,150	2,600
	(億kWh)	19	377	377	377	456
	2005年比	1.0	19.7	19.7	19.7	23.9
風力発電 (洋上(着床))	原油換算(万kL)	0	165	165	165	458
	出力(万kW)	0	270	270	270	750
	(億kWh)	0	71	71	71	197
	2005年比	-	-	-	-	-
風力発電 (洋上(浮体))	原油換算(万kL)	0	171	171	171	1,008
	出力(万kW)	0	280	280	280	1,650
	(億kWh)	0	74	74	74	434
	2005年比	-	-	-	-	-

3.2.3 中小水力発電

本検討では、経済産業省の「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム」において分析対象となっている 30,000kW 以下の規模の水力発電を中小水力発電として定義し、中小水力発電の導入について以下の分析を行う。なお、30,000kW より大きい規模の水力発電の導入は、電力供給計画と同様の想定となっている AIM 日本技術モデルに従うこととした。このため、30,000kW 以上の水力発電は特段の支援策を考慮していない。

(1) 中小水力発電の現状

① 中小水力発電の概要

中小水力発電の多くは、河川の水を貯めることなく、そのまま利用する発電方式である。「小水力エネルギー読本(全国小水力利用推進協議会編)」によると、水力発電は一般的に、水の利用方法に着目して、流込み式、調整池式、貯水池式及び揚水式の4つに分類される。また、発電に利用する落差を確保する方式に着目して、水路式、ダム式、ダム水路式に分類される。このうち、中小水力発電の場合、水を貯留しない(ダムなどを持たない)流込み式・水路式の発電形式が基本となる。

「小水力発電(パワー社)」などによると、小水力発電の特徴は、例えば次に示すものが挙げられる。

- ・ ライフサイクルで見た CO₂ 排出量が、極めて少ない発電設備。
- ・ 大型設備を必要としないため短期間の工事で済み、維持管理も容易。
- ・ 時間帯による変動が少なく、安定した発電が可能(全国小水力利用推進協議会ホームページによると、設備利用率で 50~90%)。

なお、1,000kW 以下の水力発電は、「新エネルギーの利用等の促進に関する特別措置法(新エネ法)」により新エネルギーと位置付けられており、「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法(RPS法)」の対象でもある。また、「マイクロ水力発電導入ガイドブック(NEDO)」(以下「NEDO ガイドブック」という。)では、以下の定義が示されている。

小水力：1,000kW~10,000kW

ミニ水力：100kW~1,000kW

マイクロ水力：100kW 以下

② 中小水力発電の現状

国内の導入事例を網羅的に把握した例は少ないが、例えば RPS 法の認定設備としては、RPS法ホームページにて2009年10月31日時点で20.1万kWの出力分が認定されている。

これを運転開始年度別に発電出力の累積を見ると図 3-54 のとおり。最も古い設備は 1897 年度の運転開始であり、出力ベースで半分程度は 1920 年代までに運転を開始している。

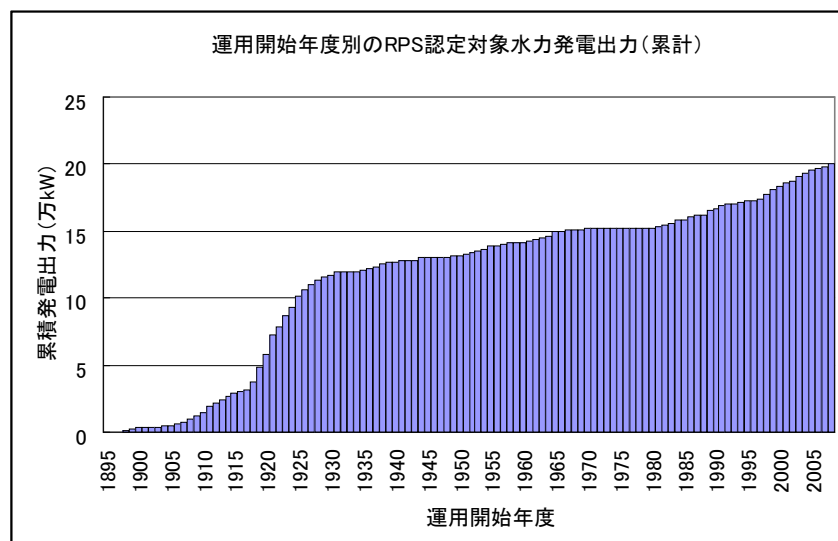


図 3-54 運転開始年度別の RPS 法認定対象設備発電出力（累計）

出典) RPS 法ホームページ 設備情報ファイル

RPS 法認定設備の発電出力を、設備の規模別にみると、500kW 以上の発電設備が、発電出力 1000kW 以下の発電設備全体の発電出力総量の 7 割程度を占めている（図 3-55）。

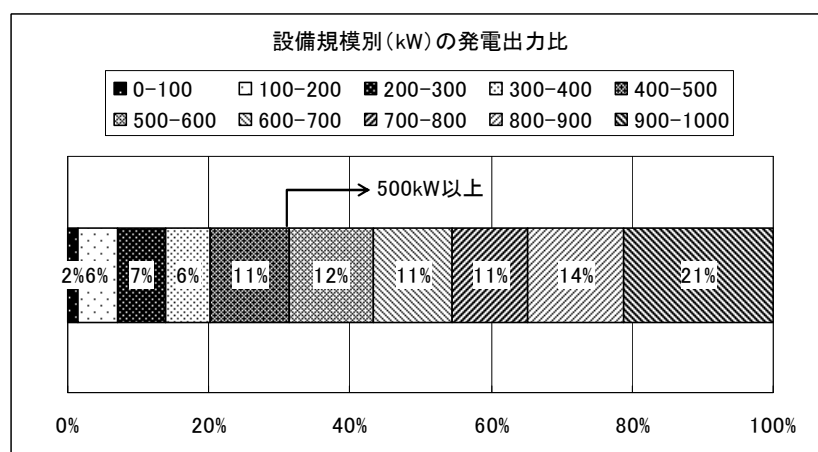


図 3-55 設備規模別の発電出力比

出典) RPS 法ホームページ 設備情報ファイル

③中小水力発電導入促進のための経済的支援

先に述べたように、発電出力 1,000kW 以下の施設は RPS 法の対象となっている。この場合、電力会社が RPS 法の義務を履行するために、販売単価に新エネルギー分の価値に相当する新エネルギー等電気相当量を上乗せした価格で買い取ることになる。

この他に、現状、国等において小水力発電導入促進のために各種の経済的支援策が実施されている。例えば、新エネルギー導入促進協議会では、1,000kW以下の水力発電を導入する事業者に対して、1/3を上限とする補助を行っている（地方公共団体等の場合は1/2を上限）。

（２）中小水力発電の導入ポテンシャル

①ポテンシャル調査の概要

環境省内で2009年度に別途実施した「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」（以下「ポテンシャル調査」という。）の調査結果を用いて導入ポテンシャルを検討する。ポテンシャル調査結果の概要を以下に示す。

ポテンシャル調査では、全国の賦存量及び地域別の賦存量に対して、土地利用条件や地形条件を考慮して絞り込みをした導入ポテンシャルを把握している。具体的には以下の条件を設けている。

- ・ 建設単価 50 万円/kW 未満、100 万円/kW 未満、150 万円/kW 未満、260 万円/kW 未満
- ・ 幅員 3m 以上の道路からの距離が 1km 未満
- ・ 最大傾斜角 20 度未満
- ・ 国立・国定公園の特別保護地区及び第 1 種特別地域、原生自然環境保全地域、自然環境保全地域、国指定鳥獣保護区、世界自然遺産地域では開発できない

導入の有望地点と考えられる賦存量と導入ポテンシャルの全国合計と地域別内訳は以下のとおりであり、賦存量及び導入ポテンシャルはそれぞれ、全国合計で 1,810 万 kW 及び 1,525 万 kW となる。地域別にみると、東北、中部の賦存量が多く、西日本では比較的賦存量が少ない傾向が見られる。なお、ポテンシャル調査では、出力 3 万 kW 以下の水力発電を対象とした(図 3-56)。

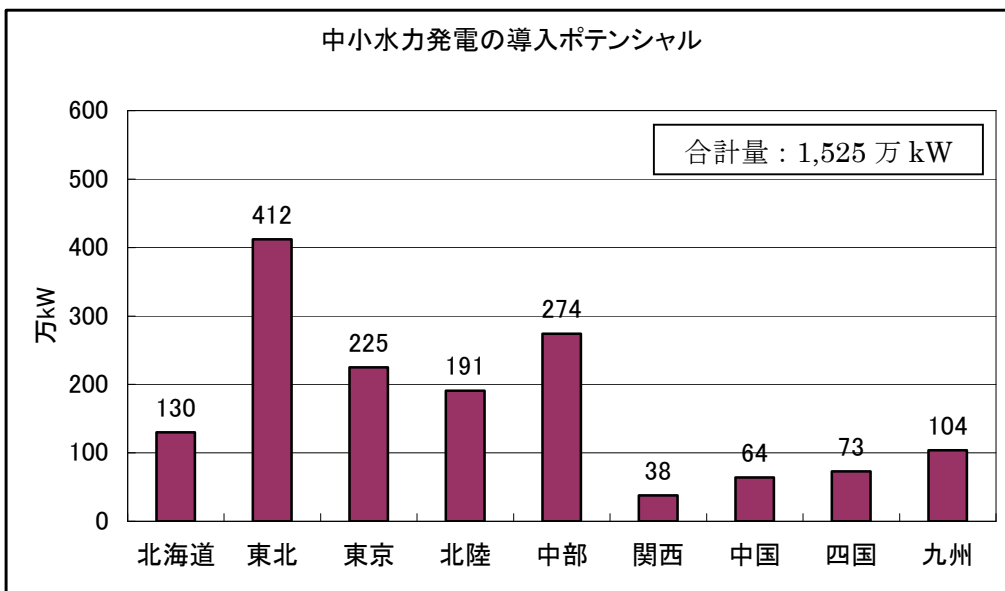
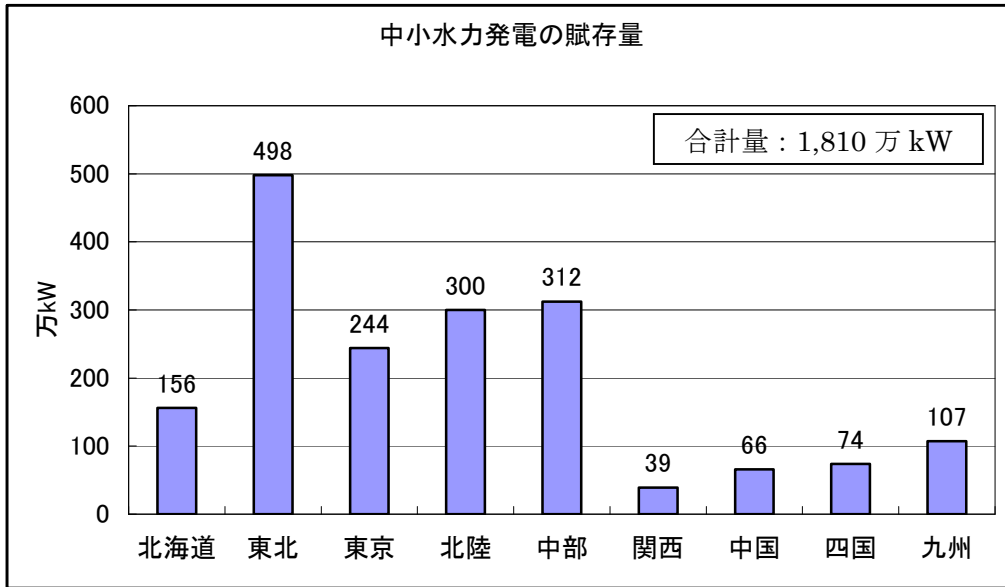


図 3-56 中小水力発電の賦存量及び導入ポテンシャル

注) 一般電気事業者の供給区域ベースで整理している。

導入ポテンシャルを、設備規模別に整理すると、以下のとおりとなる。

表 3-33 設備規模ごとのポテンシャル

	出力計 (万 kW)	平均出力 (kW)	地点数
1 万～3 万 kW	147	14,522	101
1 千～1 万 kW	872	2,368	3,681
1 千 kW 以下	507	297	17,066
合計	1,525	732 (平均)	20,848

なお、中小水力発電の導入ポテンシャルについては、考え方が大きく異なる試算がいくつかあり、精査が必要である。

例えば、資源エネルギー庁の「未利用落差発電包蔵水力調査報告書（以下「未利用包蔵水力調査」という。）」（2009年3月）でも中小規模水力の未開発地点に関する情報が地点ごとに整理されているが、未開発地点の合計出力は33万kW（16.6億kWh）としている。

また、全国小水力利用推進協議会は、「2050年自然エネルギービジョン（環境エネルギー政策研究所）」の中で、2050年までの建設可能量を以下のとおり試算している。

表 3-34 2050年までの建設可能量（全国小水力利用推進協議会試算）

	年間発電電力量 [億 kWh]	設備容量 [万 kW]
1,000kW 以上の新設発電所	230	450
1,000kW 以下の新設発電所（溪流）	172	280
1,000kW 以下の新設発電所（水路）	13	22
合計	415	752

②導入ポテンシャルと導入コストとの関係

ここでは、後述する導入見込量の妥当性に係る検討において必要となる最も高い発電単価を把握するため、導入ポテンシャルと導入コストとの関係を整理した。

a) 出力と導入コストの関係

中小水力発電の導入コストに関する情報としては、ポテンシャル調査で把握している工事費合計（建物工事費、取水口工事費、沈砂地工事費、開渠工事費、水圧管路工事費、放水口工事費、施設基礎工事費及び設備費）がイニシャルコストとして活用可能である。ランニングコスト等はNEDOガイドブックにおけるケーススタディが参考となる。

工事費以外の費用についても、NEDOのケーススタディの情報をもとに、下表のとおりを設定することで、地点ごとの出力、稼働率及び工事費から発電単価を推計可能となる（表3-35）。

表 3-35 発電コストに関する条件

設備利用率	62%
プロジェクト期間	20年
メンテナンス費	NEDO ケーススタディより、kW あたり 3,000 円/年
人件費	NEDO ケーススタディより、kW あたり 1,1 万円
借入金条件	支払期間 10 年、支払金利 4%
税	固定資産税率 1.4%、法人税率 40%
販売単価	8 円/kWh(地熱発電モデルケースの有識者想定)
補助金	想定しない

b) ポテンシャル調査と導入コストの対応付け

ポテンシャル調査から、地点ごとの出力及び工事費の情報を得ることで、他の条件と合わせて発電コストが推計可能となる。設備規模別に、発電コストごとの設備容量を把握すると以下のとおり。

設備規模が大きい区分の方が、発電コストの分布が安い方に位置していることが分かる。

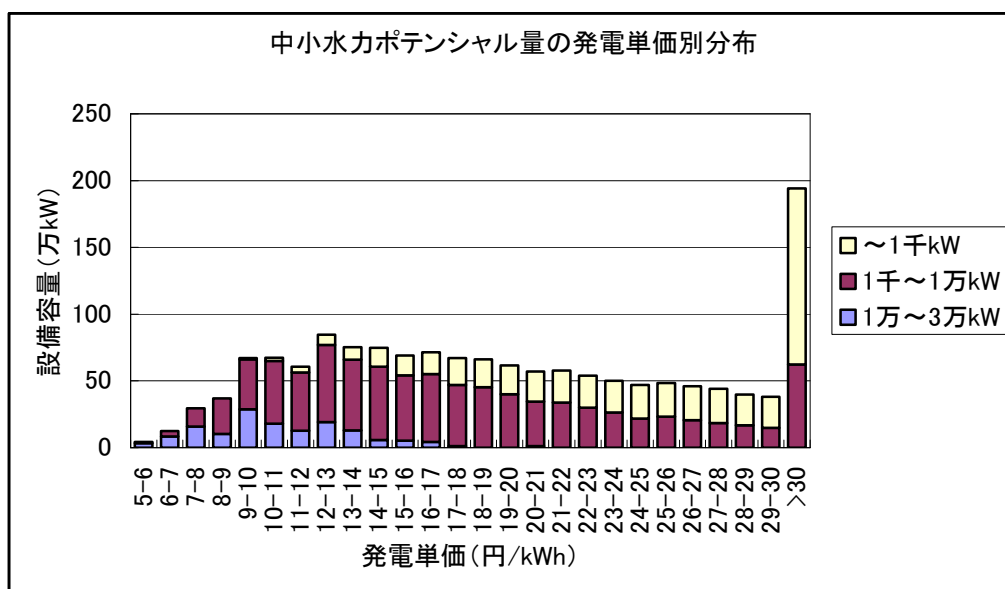


図 3-57 施設規模別ポテンシャル量の発電単価別分布

(3) 2020年を対象とした導入見込量の評価とそのため必要な施策

ここでは、先に把握した導入ポテンシャルと導入コストの関係を踏まえ、2020年を対象に全体検討会で提示された AIM 日本技術モデルが想定している導入量をベースとしつつ、実現可能性、実現に当たっての課題、実現に向けた施策について検討を行った。

①導入見込量の想定

導入見込量の想定としては、AIM 日本技術モデルで 2020 年までに想定している導入量とする。AIM 日本技術モデルでは、低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策検討会の提言に基づき、25%①ケース及び 25%②ケースで 174 万 kW（導入済み含む）としている。

表 3-36 水力発電の導入見込量

	2005 年	2020 年 25%①ケース	2020 年 25%②ケース
導入量 (万 kW)	40	174	174

②導入見込量達成に必要な経済的支援策とその定量的評価

以下では、経済面での課題を解決するための施策として、固定価格買取制度を取り上げ、174 万 kW 程度の導入を見込んだ場合に必要な支援のレベルについて定量的評価を行った。具体的には、ポテンシャル調査の結果から得られた地点ごとの発電コストを安価な順に整理した上で、累積で 174 万 kW に相当する地点を分析対象地点とし、分析対象地点に関して、導入見込量の IRR8%が確保されるレベルまで固定価格買取制度による支援を行うこととした。併せて、支援レベルを変化させた場合の導入量の評価を行った。

固定価格買取制度の具体的な想定は以下のとおり。

- ・ 買取価格は 20 年間として、それ以降の販売単価は 8 円/kWh（後に示す地熱発電モデルケースの有識者想定）とする。
- ・ 買取制度を導入した場合、現行の補助制度はすべて廃止されるものとする。

以上の条件において、導入見込量を満たす範囲のすべての地点で、20 年間の IRR が 8% 以上となるレベルの販売単価を求めると、15.26 円/kWh と試算された。

このとき、累積で 174 万 kW に相当する地点より発電コストが安い地点でも同じ販売単価で買取が行われるとすると、プロジェクト開始から 20 年間での費用総額は 0.38 兆円（割引率 4%で 2010 年価値換算、回避可能原価を控除）となる。

IRR8%以上となるレベルの販売単価及び従来行われてきた太陽光発電の余剰電力買取単価を踏まえ、買取価格を 15 円/kWh、20 円/kWh、25 円/kWh と設定する。この場合に導入

される範囲を算出したところ、導入量と費用総額は以下のとおりとなった。なお、AIM 日本技術モデルの想定における中小水力発電は 1,000kW 以下の規模に限られていたが、今回の試算における導入範囲は 30,000kW 以下のものを対象とした。費用総額はいずれも割引率 4%で 2010 年価値換算し、回避可能原価は控除したものである。

表 3-37 固定価格買取制度の結果（割引率 4%で 2010 年価値換算）

買取価格	15 円/kWh	20 円/kWh	25 円/kWh
導入量	165 万 kW	380 万 kW	600 万 kW
費用総額	0.33 兆円	1.87 兆円	4.74 兆円

③導入目標

上表 3-37 に示した導入見込量を達成するために、同表に示した価格で固定価格買取を実施することは、買取価格が高すぎて、導入費用の安価な設備に支援をしすぎることであったり、支援総額が電力価格の大幅な引き上げにつながることはないと考えられる。

また、逆に、上記に示した価格は支援としては十分なものであり、更に拡充することが必要ということもないと考えられることから、全量固定価格買取制度の買取価格として、適切な水準にあると考えられる。

以上より、本検討における 2020 年 25%①、25%②及び 25%③ケースの導入目標は、それぞれ買取価格を変化させた上記の 3 ケースとする。

表 3-38 中小水力発電の導入目標（2020 年）

		2005 年	2020 年		
			▲25% ①	▲25% ②	▲25% ③
中小水力発電	原油換算 万 kL	35	195	466	744
	出力 万 kW	40	165	380	600
	億 kWh	15	84	200	320
	2005 年比	1.0	5.6	13.5	21.6

④需要創出額

中小水力発電が導入される際に発生する設備投資と設備工事等の金額は、国内の需要創出額でもある。この需要創出額の推移を以下に示す。

表 3-39 中小水力発電の需要創出額（25%①）

	中小水力 発電				
	設備投資 単価	工事費単 価	導入量	設備投資	工事費等
	万円/kW	万円/kW	万kW	億円	億円
2011	12	36	12	146	437
2012	12	36	12	146	437
2013	12	36	12	146	437
2014	12	36	12	146	437
2015	12	36	12	146	437
2016	12	36	12	146	437
2017	12	36	12	146	437
2018	12	36	12	146	437
2019	12	36	12	146	437
2020	12	36	12	146	437

表 3-40 中小水力発電の需要創出額（25%②）

	中小水力 発電				
	設備投資 単価	工事費単 価	導入量	設備投資	工事費等
	万円/kW	万円/kW	万kW	億円	億円
2011	15	48	34	491	1,608
2012	15	48	34	491	1,608
2013	15	48	34	491	1,608
2014	15	48	34	491	1,608
2015	15	48	34	491	1,608
2016	15	48	34	491	1,608
2017	15	48	34	491	1,608
2018	15	48	34	491	1,608
2019	15	48	34	491	1,608
2020	15	48	34	491	1,608

表 3-41 中小水力発電の需要創出額（25%③）

	中小水力 発電				
	設備投資 単価	工事費単 価	導入量	設備投資	工事費等
	万円/kW	万円/kW	万kW	億円	億円
2011	17	58	56	959	3,222
2012	17	58	56	959	3,222
2013	17	58	56	959	3,222
2014	17	58	56	959	3,222
2015	17	58	56	959	3,222
2016	17	58	56	959	3,222
2017	17	58	56	959	3,222
2018	17	58	56	959	3,222
2019	17	58	56	959	3,222
2020	17	58	56	959	3,222

(4) 導入目標達成に向けて必要な配慮事項

以下では経済面以外の論点について整理する。

①水利権の確保

太陽光や風力と異なり、水の場合は限られた水を有効に利活用するため、厳格に水利権が設定されている。中小水力発電開発を行う場合、利用しようとする流水について、どのような水利権が誰に設定されているか、どのような手続きが必要か等を把握する必要がある。

水利権は使用目的ごとに許可されるため、既得の水利権があっても発電目的と異なる場合、新たに所定の手続きを経て目的に対する利用許可を得る必要がある。

②内水面漁業権への配慮

内水面漁業権とは、河川、池、湖沼、水路等で行う漁業に対する独占排他的な権利であり、中小水力発電のために取水口を設置する場合などに、この権利に対する配慮が必要となる。例えば、開発地点における魚類等の生態系の実態を理解した上で、内水面漁業権者と協調関係を築く必要がある。

③電気事業法における保安規則

電気事業法では、発電の種類別及び出力規模別に、主任技術者の選任及び工事計画届出等に関する規制が定められており、事業者は保安規則を遵守する必要がある。この規制に関して、水力発電、太陽電池及び風力発電を比較すると、表 3-42 のとおりとなっている。

④施工技術の標準化、人員教育、体制整備

小規模の発電施設を全国に普及させていくにあたっては、施工技術の標準化を進めるとともに、施工を行う事業者の人員教育など、施工体制を整備していく必要がある。

⑤メンテナンス技術の標準化、人員教育、体制整備

施工と同様、メンテナンスについても、その技術の標準化を進めるとともに、メンテナンスを行う事業者の人員教育など、施工体制を整備していく必要がある。

表 3-42 電気事業法における現行の保安規制

	出力等条件	主任技術者選任		工事計画届出
		電気	ダム水路	
水力	ダム・堰を有する又は 10kW 以上	要	要	要
	ダム・堰を有せず 10kW 未満	不要	不要	不要
太陽電池	500kW 以上	要	—	要
	20kW 以上 500kW 未満	要	—	不要
	20kW 未満	不要	—	不要
風力	500kW 以上	要	—	要
	20kW 以上 500kW 未満	要	—	不要
	20kW 未満	不要	—	不要

出典) 総合資源エネルギー調査会原子力安全・保安部会電力安全小委員会 (2010年2月 第4回) 配付資料より一部抜粋

なお、水力発電については、以下の改正を求める要望を受け、規制が見直される方向で、総合資源エネルギー調査会原子力安全・保安部会電力安全小委員会において取りまとめが行われている。

- ・ 主任技術者選任が不要となる一般用電気工作物の範囲について、20kW 未満とする
- ・ 工事計画書の届出対象範囲を、500kW 以上とする

(5) 中長期的な (2030、2050 年の) 導入目標

①2050 年の導入目標

2050 年に向けては、80%削減を目指すため、導入ポテンシャルをすべて顕在化させることとした。具体的には、ポテンシャル調査で把握している導入ポテンシャル量と同程度 (1,500 万 kW) を中小水力発電の導入目標とした。

②2030 年の導入目標

2030 年に向けては、2020 年の各ケースからと、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、下位、中位、上位の 3 ケースを推計した。

中小水力発電の導入目標をまとめると以下のとおり。

表 3-43 中小水力発電の導入目標（2030年・2050年）

		2005年	2030年			2050年
			下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース	
中小水力発電	原油換算（万kL）	35	756	937	1,122	1,880
	出力（万kW）	40	610	753	900	1,500
	出力（億kWh）	15	325	403	483	809
	2005年比（%）	1.0	21.9	27.2	32.5	54.5

【参考】大規模水力発電における出力アップの可能性

既存の水力施設における発電電力量の増減要因及び増減量として、資源エネルギー庁「水力発電に関する研究会」では、以下の事項が指摘されている。なお、ここでは新規開発以外の既存設備の運用改善等に関する事項のみ取り上げた。

表 3-44 電源の特徴

増減要因	増減量
設備更新に伴う効率改善	+5.8 億 kWh
維持流量等の活用による二次的利用	+6.1 億 kWh
維持流量分の放流に伴う減少	-3.7~-9.4 億 kWh

以下、各要因の具体的内容について、簡単に述べる。

●設備更新に伴う効率改善

既設水力発電所の約7割が運転開始後40年以上を経過している。今後の設備更新に際し、最新技術を適用した機器が導入された場合、機器効率が従来のもよりも2%程度高いと考えられることから、約5.8億kWhの発電電力量の増加が期待される。

●維持流量等の活用による二次的利用

維持流量等を活用して未利用落差を利用する、二次的利用によって発電できる可能性がある。具体的には、既設ダムの利用(4.4億kWh)+既設水路の利用(1.7億kWh)=6.1億kWhの増加の可能性がある。

●維持流量分の放流に伴う減少

維持放流の実施により、既設水力の平均可能電力量は減少している。一般電気事業者及び電源開発株式会社の場合、「発電水利権の期間更新時における河川維持流量の確保について(通称:発電ガイドライン)」(河川局水政課長・開発課長通知)が制定された1988年以降、これまでに、年間約17億kWhを発電するのに相当する水量が減少した。維持放流については、発電ガイドライン対象発電所の約8割で既に実施済みであるが、今後10年以内に残る発電所からも維持放流が行われ、平均可能電力量は更に減少する見通しである。

今後10年間で水利権許可期間の更新時期を迎える発電所から維持放流が行われることにより減少する発電電力量は、維持流量が従来程度(発電取水口等における集水面積100平方キロメートルあたり約0.3m³/s)であると仮定すると、約9.4億kWhと見込まれる。

しかし、発電ガイドラインは、河川維持流量を、発電取水口等における集水面積100km²あたり概ね0.1~0.3m³/sとしている。仮に今後の維持流量が0.1m³/s程度であれば、減電量は約3.7億kWhに抑えられることになる。

3.2.4 地熱発電

(1) 地熱発電の現状

①地熱発電の概要

地熱発電は、地下深部（通常地下 1,000～3,000m）から供給される熱源により温められた熱水・蒸気を利用する発電方式である。地熱は火山列島である我が国に豊富に存在している純国産のクリーンエネルギー資源である。

地熱発電の特徴としては、純国産のエネルギーであること、発電時には CO₂ を排出しないこと、再生可能エネルギーの中では出力が安定していること、が挙げられる。

地熱発電の方式としては主に、シングルフラッシュ方式、ダブルフラッシュ方式、バイナリ方式、が挙げられる。我が国では、図 3-58 に示すシングルフラッシュ方式が主流となっている。

日本地熱開発企業協議会ホームページによると、シングルフラッシュ方式は、蒸気と熱水のうち、蒸気のみを取り出して利用する方式である。具体的には、地下に存在する高温高圧で 200 度以上の熱水が、地上まで噴出する過程で沸騰して発生する蒸気を、気水分離器（セパレータ）により熱水と遠心分離させて取り出し、これを用いてタービンの羽を回転させ電気を起こすものである。

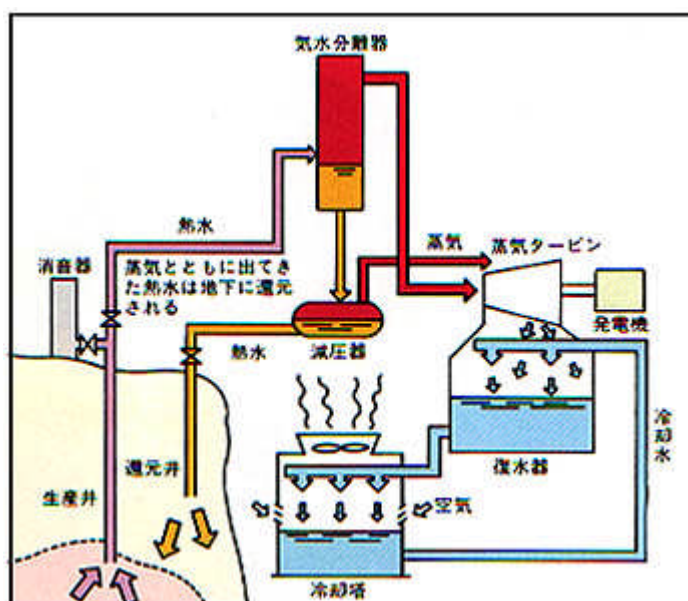


図 3-58 シングルフラッシュ方式のイメージ

出典) 資源エネルギー庁ホームページ

ダブルフラッシュ方式は、シングルフラッシュ方式と異なり、蒸気だけでなく熱水も利用する方式である。具体的には、気水分離器で分離された熱水を蒸発させ、一次蒸気と一緒にタービンへ送り発電する。

バイナリ方式は、低温でも沸騰する二次媒体（アンモニア等）を使う方式であり、従来のシングルフラッシュ方式やダブルフラッシュ方式では利用できない 80～100℃の低温熱水による発電を可能とする方式をいう。

②地熱発電導入の現状

我が国で最初の地熱発電導入は 1966 年に運転を開始した松川発電所であり、既に 40 年以上経過した現在も安定して運転されている。その後、オイルショック以降の原油価格等の高騰期において、石油等を燃料として使用する火力発電に対してコスト競争力を有していた時期に本格的調査が開始され、1990 年代には 9 基（約 32 万 kW）が導入された。しかし、1999 年の八丈島地熱発電所の運転開始を最後に、現時点まで新規立地がない状態が続いている。

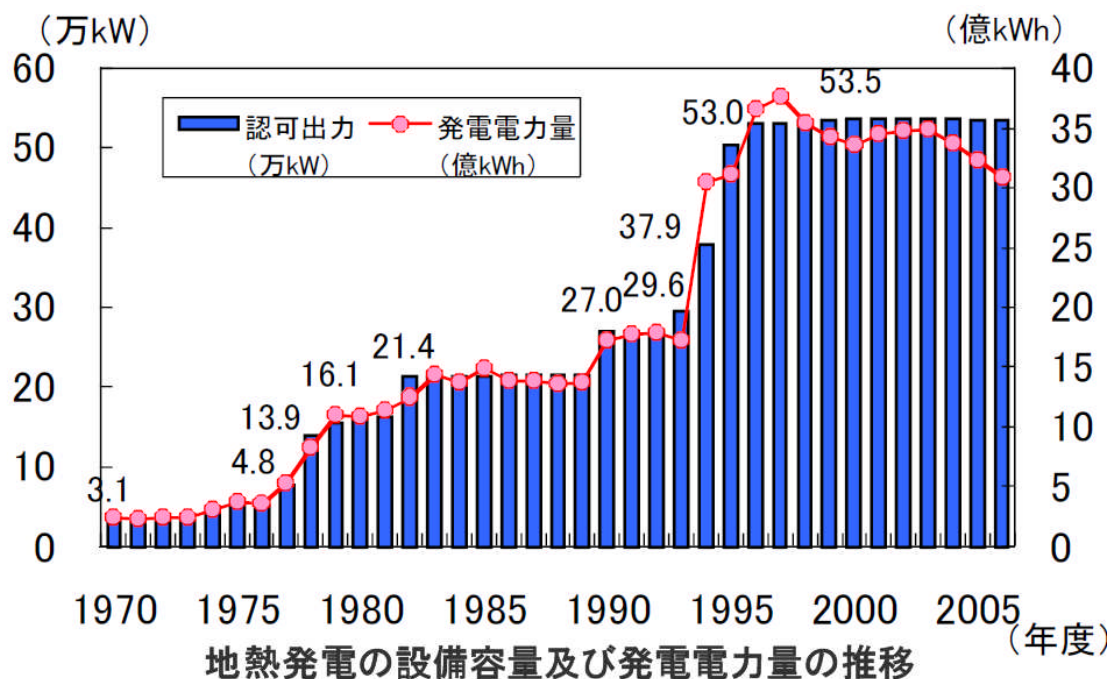


図 3-59 地熱発電の設備容量及び発電電力量の推移

出典) 経済産業省作成 (再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム第 1 回配付資料)

一方、世界全体の地熱発電の設備容量は 900 万 kW 近くあり、火山地帯の国を中心に導入が進められている (図 3-60)。

世界全体の地熱資源量（賦存量に相当する）をみると、インドネシア、アメリカ及び我が国が三大地熱資源国といえる（図 3-61）。

また、報道資料によると、インドネシアでは発電所増設計画のうち 4 割が地熱発電とされており、ニュージーランドでは、出力 25 万 kW という大規模な地熱発電所の新設が計画されている。

こうした海外の地熱発電所の導入には日本の企業も関与しているが、2009 年度電力供給計画では、鬼首発電所（電源開発）の増出力計画があるのみとなっており、このほか具体的な導入計画があるとの情報は無い。

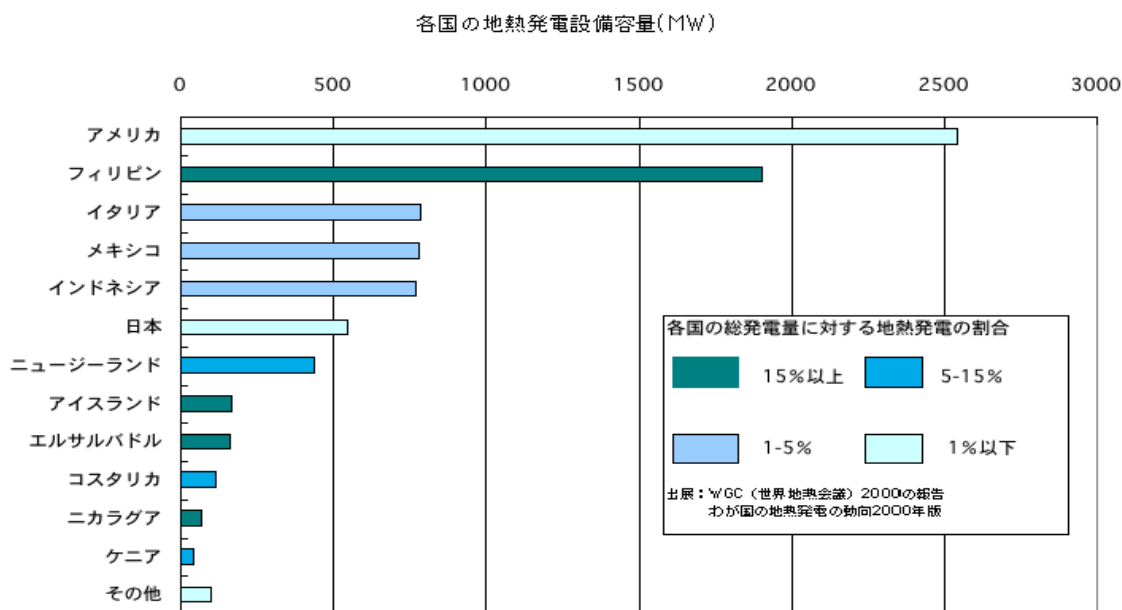


図 3-60 世界の地熱発電設備容量

出典) 地熱学会ホームページの「地熱とは」にある「世界の地熱発電ランク」
(<http://www.soc.nii.ac.jp/grsj/guest/worldrank.gif>)

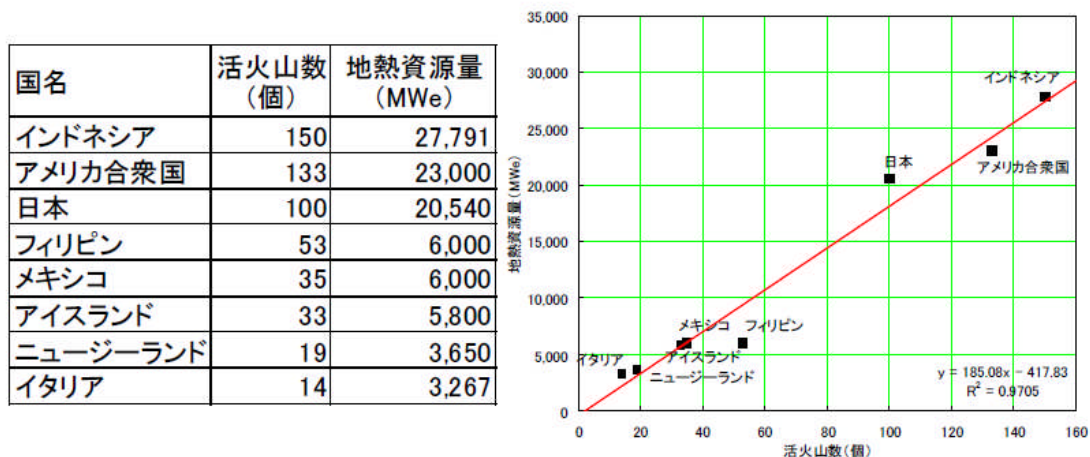


図 3-61 世界の地熱資源量

出典) 地熱発電に関する研究会（産業技術開発総合研究所資料）

③地熱発電導入促進のための経済的支援

地熱発電のうち、バイナリ方式は現行の RPS 法の対象となっており、バイナリ方式で発電した電気は、RPS 相当量の価値が認められる買取価格で買い取られることが可能となる。しかし、現在バイナリ方式の発電所は九州電力の八丁原発電所のみであり、一般電気事業者による発電であり事実上 RPS 価値付き電力売買市場に出回らないため、売買の実績はないと考えられる。

NEDO は、地熱発電開発事業（調査井掘削事業及び地熱発電施設設置事業）の実施に必要な経費について一部補助を行っている。具体的には調査井掘削事業に対する 1/2 以内、地熱発電施設設置事業に対する 1/5 以内の補助率で支援を行っている。

④温泉発電の概要

温泉発電とは、比較的高温な温泉（70～120℃を想定）の熱を給湯に利用可能な温度（50℃程度）に下げる際、アンモニア水を媒体として差分のエネルギーを回収して発電するものである。NEDO の新エネルギーベンチャー技術革新事業におけるシステム概要は以下のとおりである。

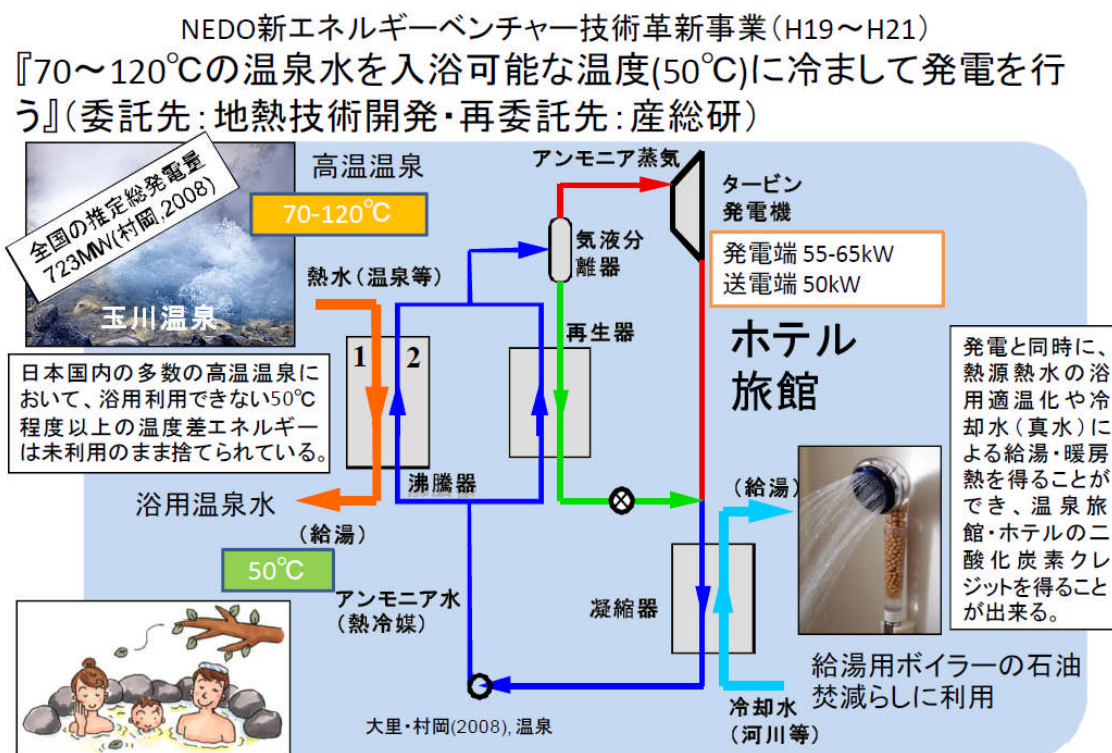


図 3-62 温泉発電の概要

出典) 経済産業省「地熱発電に関する研究会」第3回配布資料

(2) 地熱発電の導入ポテンシャル

①地熱発電（温泉発電を除く）に係るポテンシャル調査の概要

環境省内で 2009 年度に別途実施した「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」（以下「ポテンシャル調査」という。）での調査結果を用いて導入ポテンシャルを整理する。

まず、ポテンシャル調査結果の概要を示す。本調査では、(独)産業技術総合研究所・村岡らが 2008 年に作成した地熱資源量密度分布図をもとに、資源量 10kW/km² 以上で温度区分 150℃以上の地点に地熱発電施設を設置することを想定し、賦存量を算出した。その結果、全賦存量は 2,357 万 kW となり、自然公園区分対象外における賦存量は 411 万 kW（全賦存量比 17%）となった。また、地域ごとの賦存量は次のとおり。賦存量は北海道、東北、北陸、九州が大半占める。

表 3-45 温度区分 150℃以上における条件別期待可採量（カッコ内は全賦存量比）

条件項目	有望地面積	期待可採量
全賦存量	3,124 km ²	2,357 万 kW (100%)
うち自然公園区分対象外	531km ²	411 万 kW (17%)

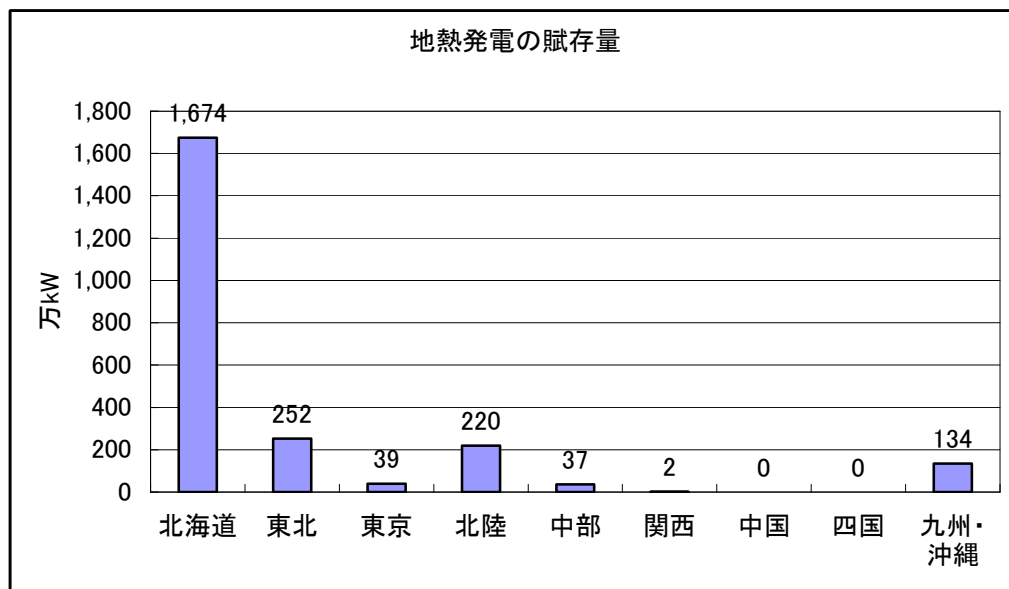


図 3-63 地熱発電の賦存量 (万 kW)

次に、地熱発電の導入ポテンシャルを次のとおり算出した。まず、上記賦存量マップに対して、

- ・ 居住地からの距離 100m 以上

- ・ 国立・国定公園の特別保護地区及び特別地域(第1種、第2種、第3種)、原生自然環境保全地域、自然環境保全地域、国指定鳥獣保護区、世界自然遺産地域では開発できない
- ・ 幹線交通用地、その他用地、河川地及び湖沼、海水域では開発できない

を前提として、資源量密度をパラメータとしたシナリオを設定して、GIS上で重ね合わせて設置可能な面積を算出し、導入ポテンシャルを推計した。この結果、全国の導入ポテンシャル 227 万 kW の 2/3 以上が北海道及び東北にある一方、関西、中国、四国には地熱発電の導入ポテンシャルはほとんどないと推計された。

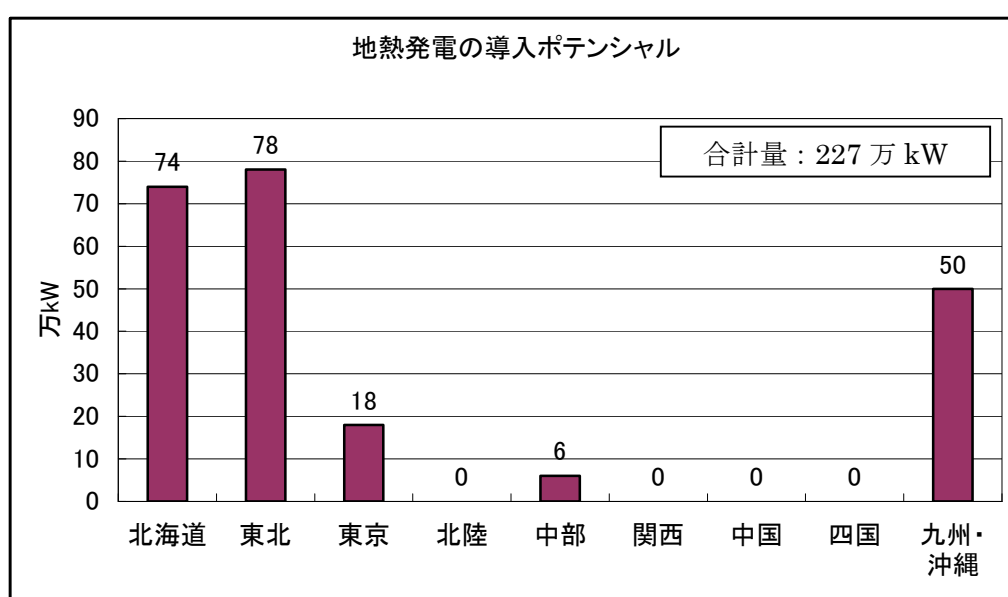


図 3-64 地熱発電の導入ポテンシャル (万 kW)

注) 一般電気事業者の供給区域ベースで整理している。

②温泉発電の導入ポテンシャル

今回のポテンシャル調査では、ランキンサイクル発電が適用可能な 120～150℃、カリナサイクル発電が適用可能な 53～120℃の領域についても賦存量及び導入ポテンシャルの調査を進めているところであり、特に 53～120℃の領域については地域偏在性が緩和されることが見込まれている。既存の温泉を利用して発電を行う温泉発電は開発リスクがないことから、江原・村岡らは、全国の温泉発電電力容量 (30[kW/箇所]以上のものに限る) を 72 万 kW と見積もっている (江原幸雄・村岡洋文ら、2050 年自然エネルギービジョンにおける地熱エネルギーの貢献、日本地熱学会誌, 30(3), 2008)。但し、温泉発電についても経済性の面では現時点で課題があり、低コスト化のための技術開発を進めることが必要となる。

③ポテンシャルとコストの関係

環境省のポテンシャル調査では、発電コストと資源密度量の経験式から、密度区分ごとの発電コストを算出している。具体的には、2002年（平成14年）3月にNEDOがまとめた「平成13年度 地熱開発促進調査 開発可能性調査（戦略的調査全国調査）第3次報告書」による確度90%資源に基づく資源量密度と発電コストに関する以下の式を用いていることとしている。

$$\text{発電コスト (円/kWh)} = -2.2289 \times \text{Ln}[\text{資源量密度 (MW/km}^2\text{)}] + 18.006$$

この関係式から、密度区分と発電コストは以下のとおり対応付けることができる。

表 3-46 密度区分ごとの発電コスト

密度区分 (MW/km ²)	発電コスト (円/kWh)
0.01	28.3
0.5	19.6
1	18.0
2	16.5
3	15.6
4	14.9
5	14.4
10	12.9
20	11.3
50	9.3

(3) 2020年を対象とした導入見込量とそのために必要な施策

ここでは、2020年を対象に、既存の調査事例から導入目標を定めた上で、実現可能性、実現に当たっての課題、実現に向けた施策について検討を行う。

①地熱発電の導入見込量

a) 地熱発電（温泉発電を除く）の導入見込量

地熱発電（温泉発電を除く）については、全体検討会で提示された AIM 日本技術モデルが想定している 2020 年時点での累積導入量（146 万 kW（温泉発電を除く））を導入見込量とした。なお、この場合、現在の導入量が 52 万 kW であるため、追加導入量として必要な量は 94 万 kW となる。

②＜参考：地熱発電の導入見込量に係る試算例＞

日本地熱開発企業協議会は、経済産業省の再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム第 1 回ヒアリングにて、以下の見通しを示している。

- ・ 買取価格 24.5 円/kWh[15 年平均]の導入支援を行うことにより、62 万 kW の導入が見込まれる。
- ・ 買取価格 29.7 円/kWh[15 年平均]の導入支援を行うことにより、95 万 kW の導入が見込まれる。

③温泉発電の導入見込量

温泉発電の導入見込量については、日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会が 2008 年 2 月に行った見通しの試算においては、ベースシナリオ、ベストシナリオ、ドリームシナリオの 3 つのシナリオを想定し、それぞれのシナリオにおいて 2020 年、2030 年、2050 年の導入量を推計している。なお、2030 年は 2020 年と 2050 年の値から直線内挿により算出している。

本検討においては、これらのシナリオの導入量を導入見込量とする（表 3-47）。

表 3-47 温泉発電のシナリオ別導入見通し

		2020年	2030年	2050年
ベース シナリオ	発電電力 (万 kW)	17	47	107
	電力量 (億 kWh)	10.5	29	65.6
	原油換算 (万 kL)	24	67	152
ベスト シナリオ	発電電力 (万 kW)	23	60	134
	電力量 (億 kWh)	14	37	82.3
	原油換算 (万 kL)	33	85	191
ドリーム シナリオ	発電電力 (万 kW)	31	79	173
	電力量 (億 kWh)	19.3	48	106.1
	原油換算 (万 kL)	45	112	247

なお、日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会が設定した各シナリオの設定は下記のとおり。

表 3-48 日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会が設定した各シナリオ

ベースシナリオ	温泉を 53℃まで下げることで得られる余熱の 60%を利用できるとし、そのとき温泉総湧出量が毎年 43,600L/min 増えると仮定。温泉総湧出量と湧出量の増加率は、環境省（2007）の環境統計集「温泉利用状況」による。こうして得られる 2050 年に至る過程として、現状 0MW から 2050 年目標値には田口（2004）による複雑系近似推移曲線をたどるとし、2020 年中間値を同年の開発目標値とした。設備利用率を 70%として電力量を算出した。
ベストシナリオ	ベースシナリオの温泉余熱による発電に加えて、地熱発電の還元熱水が発電に使えるとした。「地熱発電の現状と動向」（火原協、2006）にある還元熱水量から単位電力当たりの平均還元熱水量を求め、2020 年、2050 年の電力値に乗じて各年の還元熱水量を算出した。使用可能温度範囲は 53℃から 100℃まででその 60%を使えると仮定した。設備利用率を 70%として電力量を算出した。
ドリームシナリオ	設備導入見通しはベストシナリオに同じとし、設備利用率を 80%として電力量を算出した。

出典) 日本地熱学会&日本地熱開発企業協議会「2050年自然エネルギービジョン(地熱)」

④地熱発電の導入見込量の評価

a) 評価対象の地点

地熱発電は、地熱研究会で明らかにされたとおり、開発地点の条件（生産井深度、1坑あたり蒸気量等）によってコストが変化し、正確に把握するためには地表調査や掘削が不

可欠となる。現状、開発地点の条件を把握するために地表調査等を行っているのは、地熱研究会で整理されている地熱開発促進調査地点のみである。

また、AIM 日本技術モデルで 2020 年までに想定している追加導入量は、94 万 kW である。一方、地熱研究会が示した地熱開発促進調査地点の発電出力累計は 95 万 kW であり、有望開発地点が 2020 年までにすべて開発されると、AIM 日本技術モデルの追加導入量の想定とほぼ同値となる。

そこで、2020 年の導入見込量の評価対象の地点は、地熱研究会で整理されている地熱開発促進調査地点とする。

b) 開発状況等から見た評価

現在の開発状況を踏まえると、すべての有望開発地点を 2020 年までに開発するためには以下の点に留意することが必要である。

- ・ 開発期間を考慮すると、全地点がほぼ一斉に開発に着手する必要がある。
- ・ 現時点で開発希望を表明している事業者は 6 社であり、31 地点中の 10 地点という状況である。
- ・ 材料価格の高騰により、地熱研究会のコスト試算を行ったときの前提より建設コストが上昇している可能性がある。

なお、地熱開発促進調査地点でも開発が進まない最大の課題は、発電所建設の前段階における、地表調査・坑井掘削などのコストと考えられる。現状の支援策では、採算が合わず事業化が困難な地点があることから、後述の③で事業の採算性が確保できるような経済的支援策について検討する。

参考として、地熱発電所の開発フローを以下に示す。

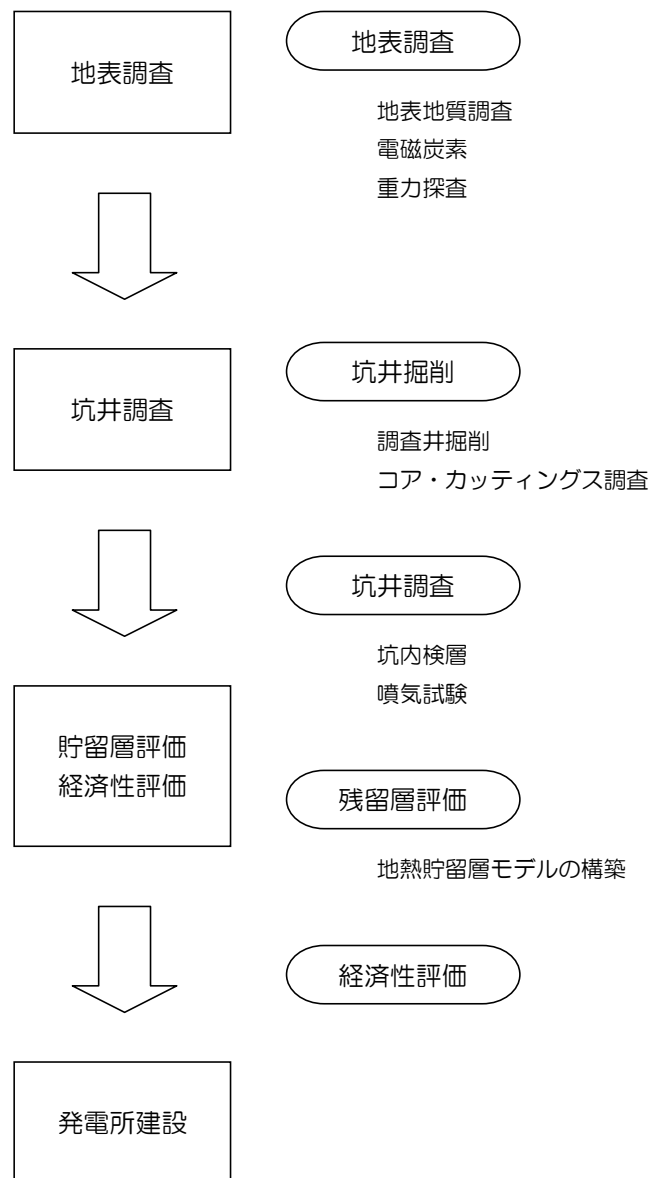


図 3-65 地熱発電所の開発フロー

c) 地熱発電における導入見込量達成に必要な施策とその定量的評価

以下では、経済面での課題を解決するための施策として、固定価格買取制度を取り上げ、導入見込量達成に必要な支援のレベルについて評価を行った。

ア) 試算の考え方とモデル計算

導入見込量達成に必要な施策である固定価格買取制度の具体的な想定は以下のとおり。

- ・買取価格は20年間とし、地熱研究会のコスト試算のうち、導入見込量の限度まで導入した場合に最も発電コストの高い地点であっても、IRRが8%確保されるレベルまでの買取価格をもって支援を行うこととする。
- ・導入時期については、「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム第3回会合」の想定に基づき、2015年以降に開始されるものとする。

買取価格のシミュレーションに先立ち、まず地熱研究会のコスト試算から、導入見込量の限度まで導入した場合に最も発電コストの高い地点における再現計算を行った。具体的には、15年トータルでかかった費用（現行制度を前提に補助金分を控除）を15年分の発電電力量で割った発電コストが最も高い（21.73円/kWh）地点（飯盛山東部）について、地熱研究会の地点別データ等を参考とし、以下の条件でコストの再現計算を行った（後で示す買取価格分析の前提とは異なる）。

表 3-49 地熱研究会のコスト試算の再現計算の条件（地点は飯盛山東部）

発電諸元	発電方式	シングルフラッシュ
	設備容量	20MW
	所内率	8%
	設備利用率	80%
その他	タービン入口圧力	0.3MPa
	気水比	7.6
	1坑あたり蒸気	5t/h
	補助率	調査井 50%、生産井及び還元井 20%
	開発費補助金	補助率 20%
金利		3%
販売単価		8円/kWh

モデル計算の結果は以下のとおりであり、15年平均の発電原価を再現することができたため、この再現計算のフレームを前提として、以降の買取価格の分析を行った。

表 3-50 地熱研究会のコスト試算の再現計算結果

発電原価	初年次	30.69 円/kWh
	15 年平均	<u>21.73 円/kWh</u>
	20 年平均	19.06 円/kWh
経済性	内部収益率 (15 年)	(収束せず)
	内部収益率 (20 年)	(収束せず)
	正味現在価値 (15 年)	-41,450 百万円 (割引率 5%)
	経常利益率	-171.62% (15 年平均)

イ) 固定価格買取制度による導入促進

まず、上記 c) のア) で示した固定価格買取制度による買取のみの支援をした場合について試算を行った。

○買取のみの支援

上記 c) のア) で示した条件で試算を行い、20 年間の IRR が 8%となるレベルの買取単価を求めると、43.29 円/kWhと試算された。

このとき、どの地点でも同じ 43.29 円/kWh で買取が行われるとすると、プロジェクト開始から 20 年間での費用総額は 3.80 兆円 (割引率 4%で 2010 年価値換算、回避可能原価を除く) となる。

表 3-51 固定価格買取制度の結果 (割引率 4%で 2010 年価値換算)

	買取価格	費用総額 (回避可能原価除く)
追加導入量 95 万 kW	43.29 円/kWh	3.80 兆円

買取価格 43.29 円/kWh で継続的に買取を行う場合は、買取価格の低減が見込まれている従来の太陽光発電に係る余剰電力買取制度等と比較しても相当程度高く、また発電コストが安い地点においては過剰な支援となるおそれがあるため、経済的合理性があるとは言えない。

そこで、地熱発電では、調査費や生産井に係る費用が大きいことを踏まえ、これを補助しつつ、必要なレベルでの買取価格での買取を組み合わせた支援制度を検討した。

○買取と調査費や生産井などへの補助とを組み合わせた支援

地熱発電については他国の買取価格も 10~25 円程度であることを踏まえ、買取価格を

20 円/kWh 程度とし、IRR8%が確保される地点は買取のみの支援として、IRR が 8%を下回る地点については、調査費や生産井などに対して一定割合の補助を行うことで IRR8%となる支援制度を検討した。

地点ごとに試算を行ったところ、買取価格が 20 円/kWh では、累積で 52 万 kW までは買取のみで導入が進むという結果が得られた。

また、買取価格を 20 円/kWh とした上で、調査費に対して 100%補助、生産井等の初期投資に対して 76%の補助を行うことで、導入見込量の中でもっとも発電コストが高い地点であっても、IRR8%が確保されるという結果が得られた。そこで、買取価格を 20 円/kWh としつつ、補助が必要な地点すべてに対して発電コストに応じて地点ごとに補助率を変化させつつ補助した場合、95 万 kW の導入に必要な費用総額はプロジェクト開始から 20 年間で 1.17 兆円（割引率 4%で 2010 年価値換算、回避可能原価を除く）となった。これは、買取のみによる支援に比較して費用が 3 割程度となる。両者の相違は、買取のみによる支援の場合に生じる相対的に発電コストの低い地点への支援費用を、補助制度と組み合わせることで軽減したためである。

表 3-52 固定価格買取制度+補助制度の結果

（割引率 4%で 2010 年価値換算、買取費用総額は回避可能原価を除く）

	買取価格	支援費用総額		
		買取費用総額	補助費用総額	合計
追加導入量 95 万 kW	20 円/kWh	1.05 兆円	0.12 兆円	1.17 兆円

d) 導入目標

以上より、導入見込量を達成するために必要なレベルの買取価格での固定価格買取制度に補助制度を組み合わせることで、導入に必要な費用総額を固定価格買取制度の実施のみの場合と比較して小さくすることが可能となる。

そこで、本検討としての 2020 年 25%①、25%②及び 25%③ケースの導入目標は、全ケースとも、147 万 kW（現行から 95 万 kW 追加導入）とし、その達成のために必要な施策は、表 3-52 に示した固定価格買取制度と補助制度の組み合わせとする。

e) 温泉発電の導入目標

温泉発電については、現時点ではコストに関する情報が乏しいこともあり、導入見込量の定量的な評価を行うことは難しい。

ここでは、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の値（2020 年に 23 万 kW）を導入目標として想定する。

表 3-53 地熱発電の導入目標（2020年）

		2005年	2020年		
			▲25% ①	▲25% ②	▲25% ③
地熱発電 (温泉発電含む)	原油換算（万kL）	76	244	244	244
	出力（万kW）	53	171	171	171
	発電電力量（億kWh）	32	105	105	105
	2005年比	1.0	3.2	3.2	3.2

③需要創出額

地熱発電（温泉発電含む）が導入される際に発生する設備投資と設備工事等の金額は、国内の需要創出額でもある。この需要創出額の推移を以下に示す。

表 3-54 地熱発電（温泉発電含む）の需要創出額（25%①、25%②及び25%③）

	地熱発電				
	設備投資 単価 万円/kW	工事費単 価 万円/kW	導入量 万kW	設備投資 億円	工事費等 億円
2011			0	0	0
2012			0	0	0
2013			0	0	0
2014			0	0	0
2015	30	65	20	588	1,271
2016	30	65	20	588	1,271
2017	30	65	20	588	1,271
2018	30	65	20	588	1,271
2019	30	65	20	588	1,271
2020	30	65	20	588	1,271

（４）導入目標達成に向けて必要な配慮事項

地熱発電の導入目標達成のためには、上記のとおり経済面での課題解決を図ることが重要であるが、以下の事項について配慮する必要がある。

①温泉地域との共生・共存

地熱発電は、開発地点周辺の温泉に与える影響が懸念されている。

懸念を払拭するためには、まずは、地熱発電の温泉に対する影響に関する科学的知見の充実に努める必要がある。そして、熱水資源を著しく減少させないための地熱資源の適正な管理手法の確立や高温温泉を利用する温泉発電の低コスト化など、地域や自然との共生・共存を図るためのツールづくり、低コスト化に向けた技術開発などの取組を進める必

要がある。

②自然環境の保全

上記のポテンシャル調査のうち、前提条件として除外している国立・国定公園特別地域等には大きな賦存量があると試算されている。

しかし、地熱発電は、現状、各種の大型の工作物の設置、樹木の伐採、地形の改変等を伴うことから、国立・国定公園の中でも特別地域等のように代替性のない自然環境保全上重要な地域においては、このような大規模な開発を避けることを基本とする必要がある。

その上で、以下の地熱発電については、風景や自然環境に対する影響の程度が個別に検討され、開発の適否が判断される必要がある。

- 1) 自家用等小規模な地熱発電
- 2) 自然公園内の地表部に影響を及ぼさずに地下に賦存する地熱資源を利用する方法を用いた地熱発電
- 3) 普通地域内における地熱発電

具体的には、既設地熱発電所をベースに、その敷地内から地表に出ないコントロール掘削によって、自然公園内の地下に賦存する地熱資源を利用することで、発電電力量を増加させることから検討を進め、風景や自然環境を保護しながら開発を進めることが考えられる。

なお、地熱研究会の試算によると、自然公園に隣接する既存発電所5地域で、上記の手法によって9.7万kWの増設が可能とされている。

(5) 中長期的な(2030、2050年の)導入目標

①2050年の導入目標

2050年に向けては、80%削減を目指すことから、導入ポテンシャルをすべて顕在化させることを目標とする。具体的には、ポテンシャル調査で把握している導入ポテンシャル量(227万kW)を地熱発電(温泉発電を除く)の導入目標とする。

温泉発電については、2020年目標でも採用した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の値(2050年に134万kW)を導入目標とする。

②2030年の導入目標

2030年に向けては、2020年の各ケースからと、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、2030年の導入量を推計した。

地熱発電(温泉発電を含む)の導入目標をまとめると以下のとおり。

表 3-55 地熱発電（温泉発電を含む）の導入目標（2030年・2050年）

		2005年	2030年			2050年
			下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース	
地熱発電 （温泉発電 を含む）	原油換算（万 kL）	76	334	334	334	515
	出力（万 kW）	53	234	234	234	361
	発電電力量（億 kWh）	32	144	144	144	221
	2005年比	1.0	4.4	4.4	4.4	6.8

3.2.5 太陽熱利用

(1) 太陽熱利用の現状

①太陽熱利用技術の概要

太陽熱利用は、家庭の給湯・暖房用エネルギー供給を補完する再生可能エネルギーとして期待されている。

表 3-56 太陽熱利用機器の種類

	太陽熱温水器 (自然循環型)	ソーラーシステム (強制循環型)	空気式 ソーラーシステム
技術の概要	一体化した集熱器と貯湯槽を屋根に設置。屋根上設置のため大型化は難しい。	一般に集熱器を屋根に、蓄熱槽を地上に設置。ポンプによる熱媒体の強制循環が必要。	屋根材と一体化したガラス付き集熱面等で屋根裏空気を高温に熱し、送風器による暖房や、熱交換器による温水製造に利用。
メリット	初期コストが安い。	屋根への荷重が小さい。外観を損なわない。	空調への利用が可能。
デメリット	屋根への荷重が大きい。外観を損なう。	初期コストが高い。	既築住宅での導入は現状困難。
導入状況	現状の太陽熱利用の8割以上を占める。	現状の太陽熱利用の1～2割を占める。業界では今後この方式を推進する予定。	導入事例は少ない。
用途	給湯(厨房を除く)	給湯(厨房を含む)、暖房	給湯(厨房を含む)、暖房
集熱面積	3～4m ²	4～6m ²	—
システム価格 (施工費込)	約30万円	約80～90万円	—

実際に設置を行う場合は、集熱量が大きい夏の給湯、暖房用エネルギー需要を踏まえ、集熱面積3～4m²の太陽熱利用機器を設置している場合が多い。

図 3-66 に示すように、一般の戸建住宅に設置した場合、給湯に必要な熱需要の半分程度を太陽熱によって賅うことができる。

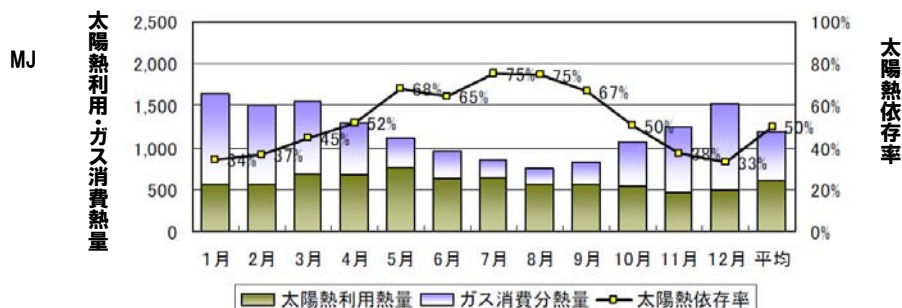


図 3-66 家庭用給湯需要と太陽熱利用熱量の推移 (実測)

戸建住宅(ファミリータイプ)に、集熱面積3.8m²を導入した場合、世帯当たりの年間太陽熱有効利用量は7,148MJ、給湯に対する太陽熱依存率は約50%となる。
出典) 東彩ガス資料

家庭からの CO₂ 排出量（乗用車等からの排出は含まない）の約 3 割は給湯用途（厨房を含む）によるものであるため、太陽熱利用機器設置による CO₂ 排出削減への期待は高い。例えば、給湯に必要な熱需要の半分を太陽熱利用で賄うことができれば、家庭からの CO₂ 排出量を 14% 程度削減することができる。

また、太陽熱利用による太陽エネルギーの変換効率は約 50% であり、変換効率が約 10% の太陽光発電に比較して、同量の再生可能エネルギー利用を 5 分の 1 の面積で達成することができる（最終エネルギー消費ベースで比較した場合）。

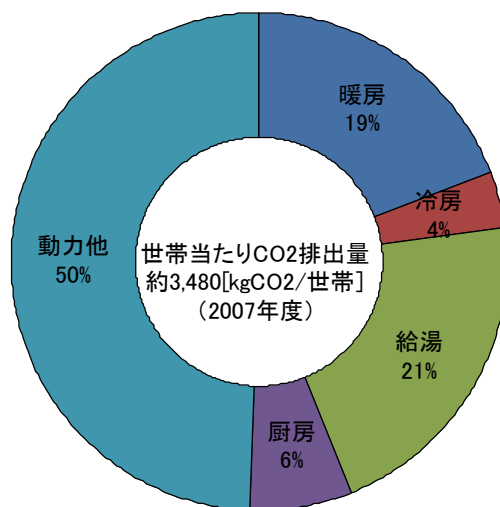


図 3-67 家庭からの CO₂ 排出量

出典) 国立環境研究所温室効果ガスインベントリオフィス「日本の温室効果ガス排出量データ(1990~2007年度) 確定値」より MRI 作成

②太陽熱利用機器導入の現状

太陽熱利用は石油危機の 1970 年代後半に導入が急拡大したが、原油価格の下落に伴って導入量は減少し、また、その後 2000 年代に入って原油価格が再び大幅に上昇しても、導入量は漸減する傾向となっている。最近の新規導入量は年間 10 万台未満であり、設備寿命が 15~20 年と言われる太陽熱温水器の買い替え需要にも満たず、導入量ストックは単調減少する一方である。

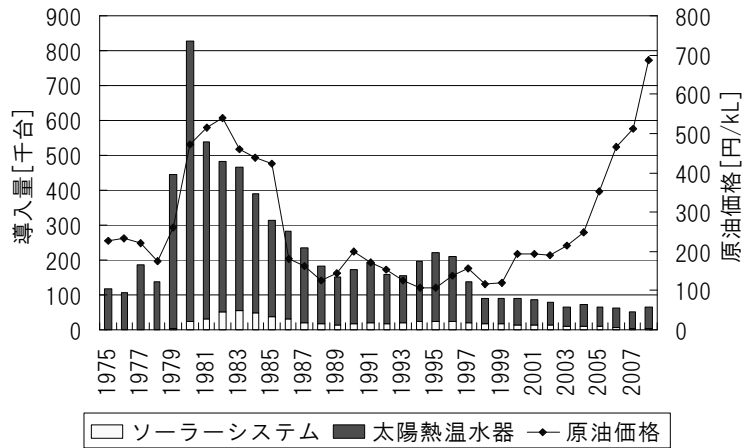


図 3-68 太陽熱利用機器の導入台数の推移

出典) ソーラーシステム振興協会資料より MRI 作成

IEA の Solar Heating & Cooling Programme の資料によると、2009 年末の太陽熱利用量は、世界全体で集熱面積 2 億 1 千万 m^2 (熱出力 147GWth。熱出力 1GWth は集熱面積 143 万 m^2 に相当) となり、昨年に比べ約 17% 増加している。この利用量のうち 54.4% を中国が占め、米国 14.5%、トルコ 4.8%、ドイツ 4.5%、日本 3.5% と続く。また、EU 域内で約 14% を占めている。

直近の 1 年間の増加量の 4 分の 3 は利用量が最大の中国が占めているが、伸びが著しいのはドイツである。2005 年の利用量は日本と同程度であったが、その後 2 年間の増加量 250 万 m^2 (1,750MWth) は日本の 46 万 m^2 (325MWth) の 5.4 倍である。2009 年からドイツでは、新築・改築の建物の暖房に再生可能エネルギーの利用を義務付けており、太陽熱利用もさらに拡大すると見込まれる。

中国やトルコで太陽熱利用が進展しているのは、太陽熱利用が化石燃料や電力利用より安価で利用し易いという点が大い。ドイツやスペインなどでは太陽熱利用を暖房・給湯用途の重要な再生可能エネルギーと位置付け、建物への導入義務等を含めた積極的な普及策を行っている。我が国でも、再生可能エネルギーとして、住宅や建築物で導入を拡大していくメリットは十分にある。

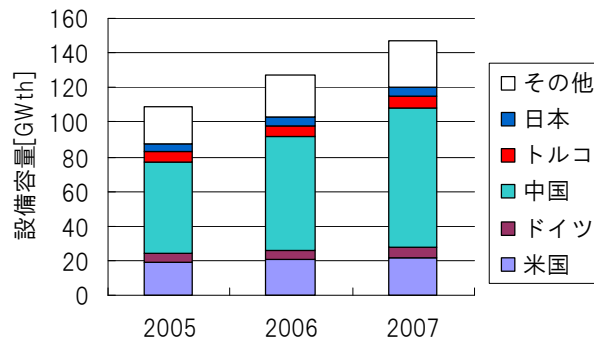


図 3-69 世界の太陽熱利用導入量

出典) IEA Solar Heating & Cooling Programme 資料

③太陽熱利用促進のための経済的支援

過去、住宅用向けの太陽熱利用促進のための経済的支援として、1980～1996年の低利融資制度、2002～2005年の新エネルギー財団による補助事業が行われた。

また、2009年度第2次補正予算では、太陽熱利用の停滞の原因のひとつとしてメンテナンス体制に課題があるとして、太陽熱利用機器のリース方式のビジネスモデルを推進する事業が実施されることとなった。具体的には、ソーラーシステム（強制循環型）のリース（保守・管理を含む）を行う事業者に対して、機器・工事費の半額を補助する事業に予算15億円が計上されている。

表 3-57 太陽熱利用促進のための経済支援

期間	制度・実施者	概要	適用実績
1980～1996年度	ソーラーシステム普及促進融資制度（旧通産省）	品質認定されたソーラーシステム導入の場合に低利融資	17年で27.4万件
2002～2005年度	太陽熱高度利用システム補助金（新エネルギー財団）	ソーラーシステム（強制循環型）システムへ1.5～3万円/m ² 程度の補助金	4年で2万件
2009年度	家庭用太陽熱利用システム普及加速化事業（環境省）	ソーラーシステム（強制循環型）のリース（保守・管理を含む）を行う事業者に対して、機器・工事費の2分の1を補助（50万円/戸を想定）	対象3000戸予定
2009年～	東京都「住宅用太陽エネルギー利用機器導入促進事業」	太陽熱利用の10年分の環境価値を譲渡することを条件に補助金を交付する。公社は、その一部をグリーン熱証書として発行し、企業等に販売する。	2010年3月5日現在、太陽熱温水器75件、ソーラーシステム92件
—	各地方公共団体	低利子融資制度、導入補助金（1～3万円/m ² 程度）	—

④関連団体の動き

太陽熱利用機器メーカーの業界団体として「ソーラーシステム振興協会」がある。

また最近、ガス業界が太陽熱利用に本格的に取り組み始めており、業界の動きも活発になっている。2009年6月には、都市ガス・LPガス・簡易ガスの業界団体である「日本ガス体エネルギー普及促進協議会」が中心となり、太陽熱利用機器メーカーや業界団体、住宅関連事業者、有識者等と連携した「ソーラーエネルギー利用推進フォーラム」が設立された。本フォーラムでは、部会や研究会で太陽熱利用のための政策・技術課題の解決に向けた検討が行われている。

また、集合住宅向けの製品として、東京ガス株式会社は2010年2月にシステムの商品化を行った。このシステムは、バルコニーの手すり部分に3m²の太陽熱集熱パネルを設置するもので、3人世帯の給湯需要の約16%を太陽熱で賄うことが可能であるとされている。²⁸

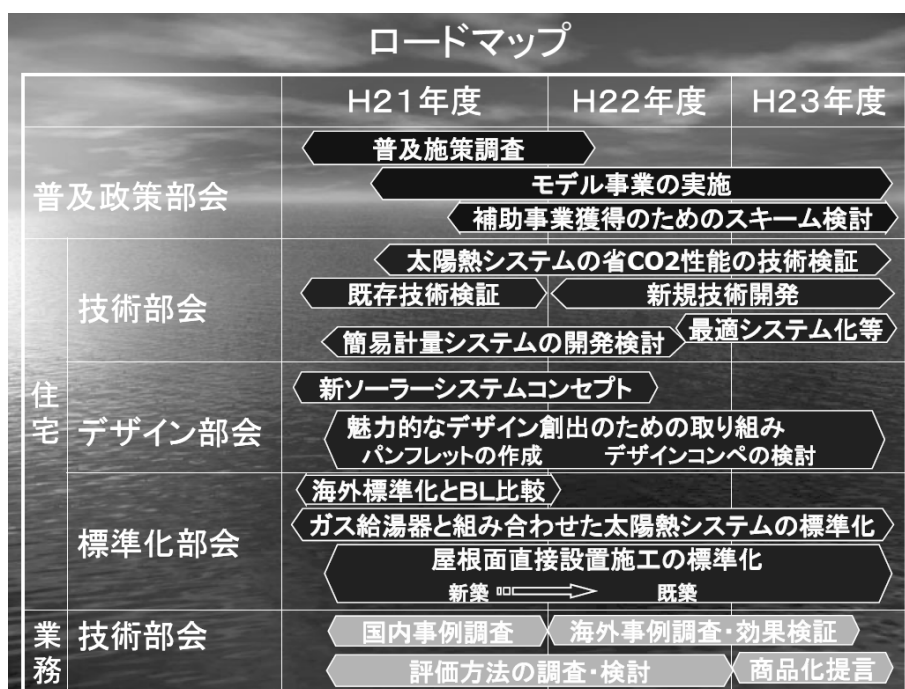


図 3-70 「ソーラーエネルギー利用推進フォーラム」のロードマップ

出典) 日本ガス体エネルギー普及促進協議会「ソーラーエネルギー利用推進フォーラムについて」(2009年)

²⁸ <http://www.tokyo-gas.co.jp/Press/20100205-01.html>

(2) 太陽熱利用の導入ポテンシャル

①中核的温暖化対策技術検討会における導入ポテンシャルの推計

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)において、太陽熱利用システムの導入ポテンシャルが試算されている(表 3-58)。全国の導入ポテンシャル 190,245TJ (492 万 kL) は、家庭部門の給湯用エネルギー消費の約 30%に相当する。

表 3-58 中核的温暖化対策技術検討会における太陽熱利用の導入ポテンシャル推計の条件

設置可能箇所	全国の戸建住宅、集合住宅のうち、日照条件等を考慮して半数の住戸で導入可能。		
日射量	<ul style="list-style-type: none"> ・全国の都道府県を 11 区分して日射量を算出。 ・集熱器設置条件は下記のとおり。 		
		面積	傾斜角
	戸建	4m ² /戸	30° (屋根上)
	集合(低層)	3m ² /戸	30° (屋根上)
	方位角	1/3 は真南(0°)、 2/3 は 45°	
集合(高層)	3m ² /戸	90° (ベランダ)	
システム効率	システム全体での太陽熱利用効率は 50% (年間集熱量の 50%が有効利用可能)		

表 3-59 中核的温暖化対策技術検討会における太陽熱利用導入ポテンシャルの試算結果

	太陽熱利用量[TJ/年]*1				合計
	戸建住宅	集合住宅			
		低層	中高層	小計	
北海道	6,108	2,253	1,161	3,414	9,522
東北	11,113	2,076	683	2,759	13,872
関東	37,214	14,365	10,620	24,985	62,199
北陸	6,509	966	300	1,266	7,775
東海	16,357	3,649	2,501	6,150	22,507
近畿	19,980	5,311	6,522	11,833	31,813
中国	9,565	1,868	1,086	2,954	12,519
四国	5,829	906	496	1,402	7,231
九州	15,428	3,158	2,313	5,471	20,899
沖縄	1,138	529	241	770	1,908
全国	129,241	35,081	25,923	61,004	190,245

*1 NEDO 日射量データベースを用いて、各地域の代表都市における集熱量を算出し、利用率 50%として算出

表 3-60 (参考) 家庭部門エネルギー消費量(2007 年) [TJ/年]

冷房用	暖房用	給湯用	厨房用	動力他	用途計
59,102	572,915	684,921	179,772	795,890	2,292,559

出典) EDMC エネルギー経済統計要覧 2009

②その他の推計

その他の調査等における太陽熱利用の導入ポテンシャル推計は表 3-61 に示すとおり。

表 3-61 各資料における太陽熱利用のポテンシャル

出典	【事例 1】総合エネルギー調査会基本政策小委員会(1996)	【事例 2】総合エネルギー調査会新エネルギー一部会資料(2000)	【事例 3】NEDO 試算(1990)	【事例 4】産技審試算(1992)	【事例 5】ソーラーシステム振興協会試算(1999)
潜在量	1,200 万 kL	3,242 万 kL	1,722 万 kL	1,500 万 kL	2,065 万 kL
潜在量推定方法の概要	住宅のみ想定。一戸建て住宅数、導入率、稼働率を仮定し、それらの積により算出。	陽当たりの良い戸建住宅(共同住宅等を含む。)の 100%に 5m ² の太陽熱集熱器、すべての公共施設に設置可能な最大限の集熱器を導入するなど、敷設スペースを住宅、公共施設、民生、産業、その他に分類し、分類ごとに設置規模、設置率を仮定し、分類ごとの面積との積から算出。	【潜在量推定方法】敷設スペースを住宅(一戸建のみ。)、公共、民生、産業に分類し、分類ごとに設置規模、設置率を仮定し、分類ごとの面積との積から算出。	【潜在量推定方法】敷設スペースを住宅(一戸建てのみ。)、公共・民生、産業に分類し、分類ごとに設置規模、設置率を仮定し、分類ごとの面積との積から算出。(NEDO 試算(1990)との違いは、産業用の導入率を NEDO 試算では 100%としたのに対して、60%とした点。)	【潜在量推定方法】敷設スペースを住宅、公共施設、民生・業務、産業、その他に分類し、分類ごとに設置規模、設置率を仮定し、分類ごとの面積との積から算出
備考		参考:ソーラーシステム振興協会	エネルギー量 15.93 × 10 ⁴ Tcal = 石油代替 1,722 万 kL	エネルギー量 15.93 × 10 ⁴ Tcal = 石油代替 1,722 万 kL	原油発熱量 (9,250kcal/L) 集熱量 52 万 kcal/m ²

(3) 2020年を対象とした導入見込量の評価とそのために必要な施策

<住宅における太陽熱利用>

①導入の対象とする技術

a) 太陽熱利用機器の種類と規模

太陽熱利用機器において、技術が確立しており直近に大量に導入される可能性があるものは、戸建用の給湯用太陽熱利用機器である。戸建用の給湯用太陽熱利用機器としては、太陽熱温水器（自然循環型）とソーラーシステム（強制循環型）があるが、業界団体では今後はソーラーシステムの普及を目指しているため、本推計でもソーラーシステムの普及を前提とする。太陽熱温水器（自然循環型）とソーラーシステム（強制循環型）の特徴は表 3-56（p120）に記載しているが、まとめると下記のとおり。

- ・ 太陽熱温水器（自然循環型）：価格が安く投資回収年数が短い、厨房用の給湯には使用できない。また、デザイン性が悪く、屋根への荷重が大きいという課題がある。
- ・ ソーラーシステム（強制循環型）：価格が高く投資回収年数が長い、厨房用の給湯にも使用できる。また、デザイン性に優れ、屋根への荷重は小さい。

また、現在のソーラーシステムの設置は大人数世帯・郊外型戸建住宅が多く、集熱面積は 6m² が一般的であるが、今後の大量普及を前提とすると、少人数世帯・都心型戸建住宅にも設置できる集熱面積 3.6m² 程度、貯湯槽 200L 程度のものが平均的になると考えられているため、本試算においても集熱面積 3.6m² 規模のソーラーシステムを対象とする。

なお、ソーラーシステムの本体価格は集熱面積と貯湯槽容量によって変動するが、設置費はほぼ固定的に生じる。

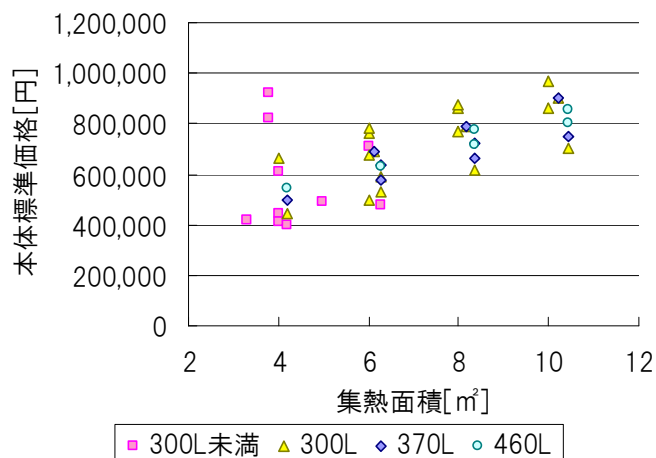


図 3-71 ソーラーシステムの集熱面積と本体標準価格（2009年時点）

出典）ソーラーシステム振興協会「会員製品一覧」より MRI 作成

b) 他機器との併用

太陽熱利用と高効率給湯器、太陽光発電等の併用については下記を想定する。

表 3-62 太陽熱利用と高効率給湯器、太陽光発電との併用の前提

HP 給湯器と 太陽熱利用	オール電化に対応し併用商品も販売が開始されている。ただし、当面は太陽熱利用追加分の投資回収年数が長いこと、貯湯式の給湯器どうしを高効率に運用する制御方法が難しいことから、2020年までは併用は限定的であるとする。
潜熱回収型給湯器と 太陽熱利用	併用可能である。
太陽光発電と 太陽熱利用	屋根に併設することが可能である。ただし、当面はインシヤルコストが高いことから、同時設置は 2020 年までは限定的であるとする。なお、太陽熱利用は必要面積が小さく、狭小屋根にも設置可能というメリットがある。

②導入見込量の推計

タスクフォース会合における AIM 日本技術モデルの導入量である住宅への温水器導入 750 万台、建築物への導入を 94 万 m²を導入見込量とする。

集熱面積を 3.6m²、面積あたり年間集熱量を 1,850MJ/(m²・年)とすると、導入見込量（原油換算値）は下記のとおりとなる。太陽熱利用は、住宅での導入がほとんどを占める。

表 3-63 太陽熱利用の導入見込量（AIM 日本技術モデル）

	導入規模	導入見込量（原油換算）
住宅	750 万台	127 万 kL
建築物	94 万 m ²	4 万 kL
合計	—	131 万 kL

③導入見込量の実現可能性評価

a) 経済的支援施策シナリオの設定

住宅用の太陽熱利用については、2011～2015年の最初の5年間に集中的な経済的支援を行うことで機器のコスト低下を図り、2015年以降は経済的支援なしでの普及が進展する姿を想定した。建築物についても、経済面以外の課題の解決に向けた施策や、建築物に対する導入検討の義務付け等の施策、住宅用の導入拡大による費用低下により、2015年頃から

特別な経済的支援策を講じなくても導入が進むものと想定した。このため、経済的支援策については、住宅用の太陽熱利用について講じることとする。

住宅用の太陽熱利用に対する経済的支援施策シナリオとしては、太陽熱利用機器の投資回収年数を支援期間の中間年である 2013 年（設備費用約 55 万円（集熱面積 3.6m²）、代替燃料価格 4.2 円/MJ、代替給湯器効率 85%）において、機器寿命と同程度の 15 年とする「投資回収年数 15 年シナリオ」と太陽光発電と同程度の 10 年とする「投資回収年数 10 年シナリオ」を想定する。この場合の太陽熱利用のグリーン価値は、それぞれ 0.5 円/MJ 及び 2.5 円/MJ となり、その価格で機器の耐用年数である 15 年分を評価する（表 3-64）。

具体的な施策スキームとしては、グリーン熱証書を制度化し、認証されたグリーン価値を公的資金で買い取る、グリーン価値に相当する導入補助金を支給する等が考えられる。

なお、東京都の「住宅用太陽エネルギー利用機器導入促進事業」では、ソーラーシステムに対し集熱面積 1m²当たり 16,500 円（積算熱量計付きは 2 倍）の補助金を支給し、補助を受けた家庭からは 10 年分の環境価値を無償で譲り受けるという仕組みを実施している。1 年間の再生可能熱利用量を 1,850MJ/(m²・年)とすると、この補助金は 0.89 円/MJ に相当する。

(4) で後述するように、現在の太陽熱利用の停滞の原因には、販売量の低迷によるコストの高止まりの他、認知度の不足・信頼性の低下など、経済面以外の課題に負うところも大きい。ここでは経済面以外の課題の解決に向けての施策が別途講じられることを前提として検討を行った。

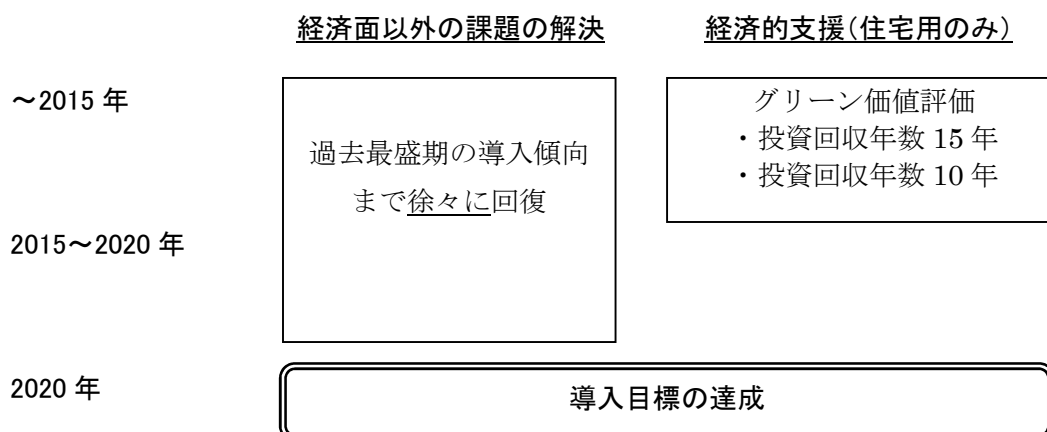


図 3-72 太陽熱利用導入プロセスのイメージ

表 3-64 住宅に対する経済的支援施策シナリオ

	支援のレベル	集熱面積当たり 支援額※ ¹	1台当たり 支援額※ ²
投資回収年数 15 年 シナリオ	太陽熱のグリーン価値を 0.5 円/MJ、15 年間利用として評価することにより、2013 年の太陽熱利用の投資回収年数を 15 年とする	1.4 万円/m ²	5 万円/台
投資回収年数 10 年 シナリオ	太陽熱のグリーン価値を 2.5 円/MJ、15 年間利用として評価することにより、2013 年の太陽熱利用の投資回収年数を 10 年とする	7 万円/m ²	25 万円/台

※1 集熱量を 1,850MJ/(m²・年)とする

※2 集熱面積を 3.6m²とする

b) 導入見込量の推計の考え方

太陽熱利用機器は主に家庭に導入されるため、太陽光発電と同様、投資回収年数に着目して導入の判断が為されることを想定する。また、生産量が増加すれば習熟効果によるコスト低下を見込むことができる。

これより、各世帯における「投資判断モデル」を利用して、導入見込量を推計する。本モデルを用いた推計のフローは下記のとおりである。

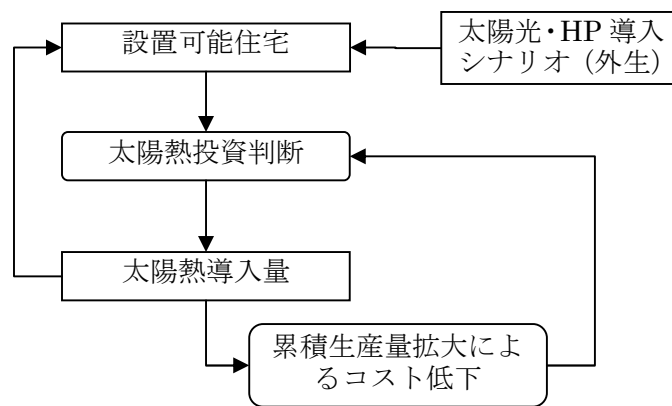


図 3-73 推計のフロー

c) 推計の前提など

ア) 太陽熱利用機器のコスト低下

ソーラーシステムは、太陽光発電と異なり今後の技術革新によるコスト削減効果は大きく見込めないが、関係団体は、大量生産に伴うコスト低下により、「消費者がソーラーシス

テム購入の値ごろ感と考えている価格」である 50 万円／台程度の価格にすることを目標として掲げている（図 3-74、集熱面積 6m² の比較的大規模のものを想定した場合）。集熱面積 3.6m²、貯湯槽容量 200L の比較的小規模のソーラーシステムで図 3-74 と同様の価格低下を見込むと、十分販売量が拡大すれば、価格は現在の 65 万円/台レベルから 35 万円/台まで低下すると予想される。

推計においては、この販売台数と販売価格の関係を累積導入量に対する習熟曲線（習熟率 90%）に置き換えて、習熟効果による価格低減を見込んだ推計を行った。

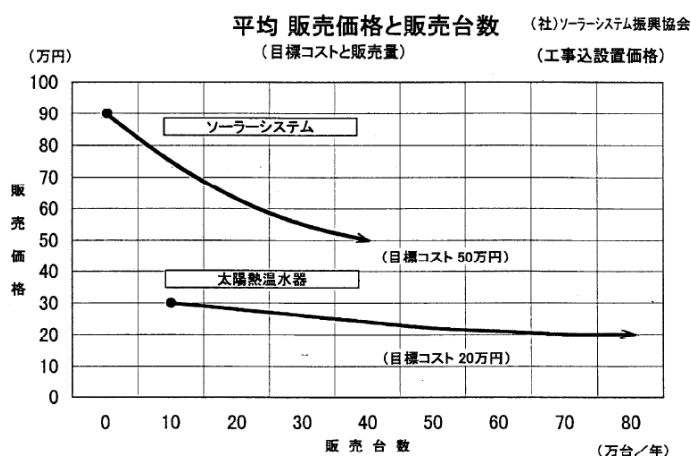


図 3-74 太陽熱利用機器の販売台数と価格の関係

出典) ソーラーシステム振興協会「太陽熱（ソーラーシステム）業界における取組と課題について」,2000年

イ) 代替される燃料の価格推移と代替される給湯器の効率

2008年の都市ガス・LPG・灯油の給湯分担率加重による平均価格は、4.35MJ/円である。これが、DOE Annual Energy Outlook による原油価格見通しに比例して変化するものとして、太陽熱温水器によって代替される給湯燃料価格の推移を想定した（図 3-75）。

また、代替される給湯器の効率を 85%とした。

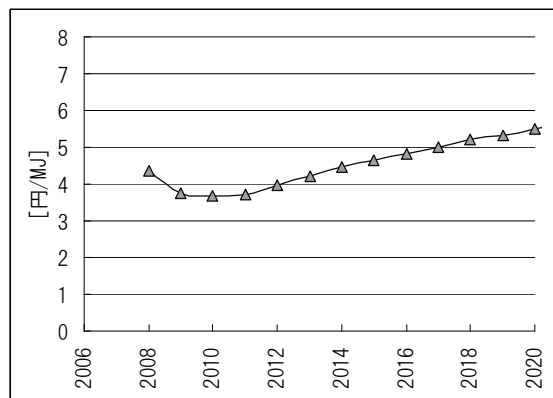


図 3-75 燃料価格の想定

ウ) 経済性と消費者の導入意向

1) 過去のトレンド

1980年頃には太陽熱利用機器は、他給湯機器と比較して大きな課題を有さず、経済性に優れていることを主要因として導入が進んだと考えられる（当時は低利融資制度が実施されていたが、導入補助は行われていなかった。）。

1975～1993年（太陽光発電発売前年）及び1994年以降の太陽熱温水器（自然循環型）の投資回収年数と新規導入比率の関係は下図に示すとおりである。太陽熱温水器の寿命は15年程度であり、導入拡大を図るためには、寿命内に投資回収が行えるような経済的支援を行うことが必要である。一方で、近年の原油価格高騰による太陽熱温水器の経済性改善にも関わらず、導入が拡大していない様子が見える。

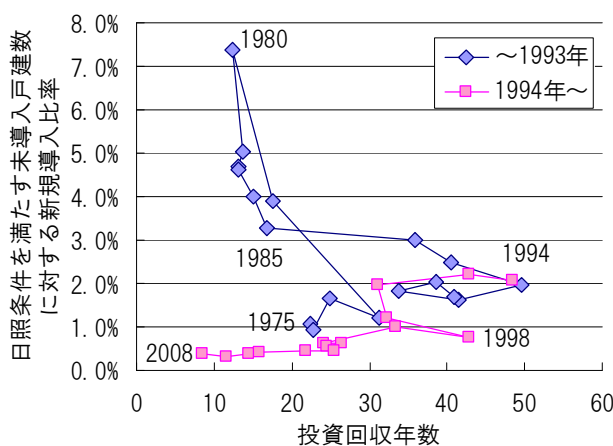


図 3-76 太陽熱温水器（自然循環型）の投資回収年数と新規導入比率

出典) 各種データから推計。

<図 3-76 の前提>

- ・ 太陽熱温水器本体価格：10万円/m²で固定とする。
- ・ 燃料価格：都市ガス・LPG・灯油の消費者価格推移を、それぞれ輸入LNG・輸入LPG・輸入原油価格に比例するものとして推計。各年で、熱量あたり単価が最も高い燃料利用が、太陽熱利用に代替されるものと仮定。
- ・ 投資回収年数：上記本体価格、燃料価格より算出。ただし、燃料価格は投資判断時の価格が継続するものとして判断が行われたものと仮定。
- ・ 太陽熱有効利用熱量：1,850MJ/(m²・年)とする。
- ・ 日照条件：6割の住宅が満たすものとする。

1) 投資回収年数受容曲線

図 3-76 をもとに、太陽熱温水器に対する投資回収年数と導入率の関係を示す曲線（投資回収年数受容曲線）を下記のように想定した。ここで、指数項の係数は、機器に依らない

消費者の受容性を表す部分と考えられるため、太陽光発電の導入見込量を推計する場合と同じ係数を用いている。また、投資回収年数・経済性に依存しない導入量として、実績の販売量から0.4%を加えた。

本曲線は、経済面以外の課題が解決されたときに、消費者の受容性から導入され得る最大限の姿を示すものと考えられる。経済面以外の課題が残る場合は、同じ投資回収年数であっても消費者の受容性が低いため、導入が進まないと考えられる。

なお、この曲線で表現される投資回収年数に応じて家庭が導入する場合に加えて、現在、設置をしている家庭では廃棄時には買い替え需要が発生するものとした。

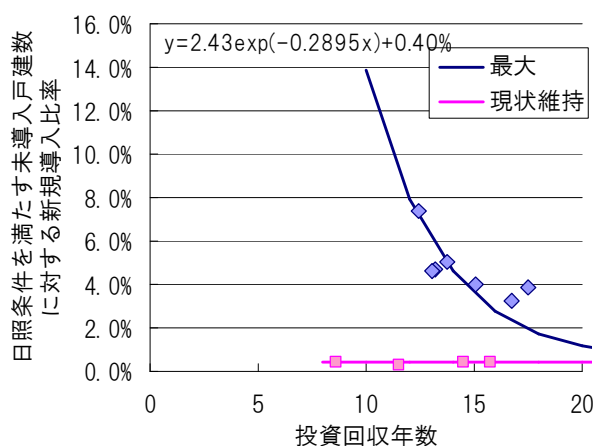


図 3-77 太陽熱温水器の投資回収年数受容曲線

エ) その他

- ・ ソーラーシステム振興協会による太陽熱温水器（ソーラーシステム含む）の導入量推移は2008年までの実績データしかないが、2009年及び2010年も同量導入されるものとする。
- ・ 太陽熱温水器の寿命は約15年とし、設置後15年以降に1/5ずつ廃棄されていくものとする。2010年断面のストック量は、1991～2010年の同協会データの導入台数から、この想定によって算出する（168万台）。
- ・ 年間の熱利用可能量は、1,850MJ/(m²・年)とする。

d) 試算結果

2015年までの導入に対して15年分の太陽熱利用のグリーン価値を0.5円/MJ程度（1.4万円/m²、5万円/台（集熱面積3.6m²の場合））で評価する「投資回収年数15年シナリオ」では、2020年の住宅への導入量は、本検討において想定した導入見込量と同値の750万台と推計された。

さらに、2015年までの導入に対してその15年分の太陽熱利用のグリーン価値を2.5円

/MJ 程度（7 万円/m²、25 万円/台（集熱面積 3.6m²の場合））で評価する「投資回収年数 10 年シナリオ」では、2020 年の住宅への導入量は 1,000 万台まで伸ばすことができると試算された。

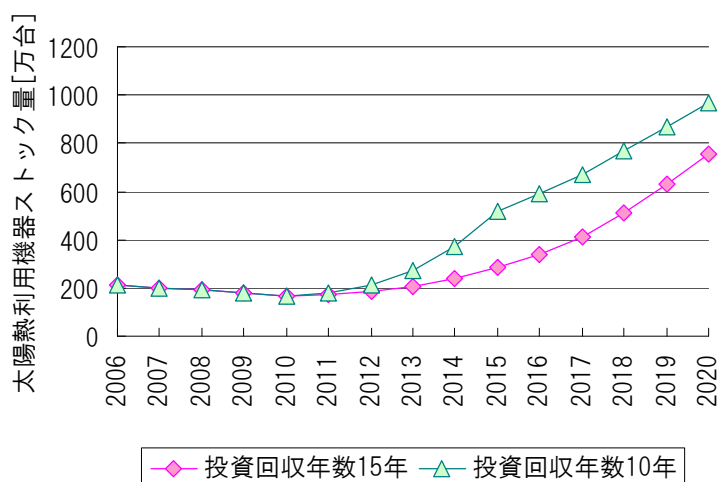


図 3-78 太陽熱利用導入見込量の推計

また、住宅への太陽熱利用導入促進のための上記 2 シナリオに対する支援に必要な費用は下記のとおり。なお、建築物への導入は、経済面以外の課題の解決に向けた施策や、建築物に対する導入検討の義務付け等の施策、住宅用の導入拡大による費用低下により、2015 年頃から特別な経済的支援策を講じなくても進むものと想定している。

表 3-65 太陽熱利用への支援費用

	2015 年までの 導入台数	2020 年までの 導入台数	1 台あたり 集熱量	支援費用 (10 年累積)
投資回収年数 15 年	285 万台	750 万台	6,660 MJ/台・年	1,400 億円
投資回収年数 10 年	512 万台	1,000 万台		1 兆 2,800 億円

<建築物における太陽熱利用>

建築物における太陽熱利用については、導入義務付け等の規制的措置等を想定し、AIM 日本技術モデルの想定値である 94 万 m²（延床面積 2,000m²の 5 階建ての建物を想定した場合約 5,000 棟に太陽熱温水器を設置することに相当）に加え、病院や旅館・ホテルなど給湯需要のある施設には可能な限り太陽熱温水器を設置していくことを想定した。その際の、導入量は 196 万 m²（延床面積 2,000m²の 5 階建ての建物を想定した場合約 1 万棟に太陽熱温水器を設置することに相当）と見込まれる。

④導入目標の検討

上記に示した価格での支援を実施することは、支援費用が高すぎて、導入費用の安価な設備に支援をしすぎる事となることはないと考えられる。また、逆に、上記に示した価格は支援としては十分なものであり、更に拡充することが必要ということもないと考えられることから、支援として、適切な水準にあると考えられる。

これより、25%①ケース、25%②ケースにおいては、AIM 日本技術モデルにおける導入量と同様、住宅については「投資回収年数 15 年シナリオ」の導入量 750 万台、建築物については 94 万 m² で、合計が原油換算 131 万 kL を導入目標とする。25%③においては、さらなる対策促進が必要となるため、住宅については「投資回収年数 10 年シナリオ」の導入量 1,000 万台、建築物については給湯需要のある施設に可能な限り導入することを想定したケースの 196 万 m² で、合計が原油換算 178 万 kL を導入目標とする。また、その達成に必要な施策は、前述の内容でのグリーン熱証書制度とする。

表 3-66 太陽熱利用の 2020 年導入目標

		2005 年	2020 年		
			▲15%	▲20%	▲25%
太陽熱利用	原油換算 (万 kL)	61	131	131	178
	家庭	—	127 (750 万台)	127 (750 万台)	127 (1000 万台)
	業務	—	4 (94 万 m ²)	4 (94 万 m ²)	4 (196 万 m ²)
	2005 年比	1	2.1	2.1	2.9

※ 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
 2020 年 25%②ケース：国際貢献、吸収源を 5%程度含むとしたケース
 2020 年 25%③ケース：国際貢献、吸収源を含まないケース

⑤需要創出額

太陽熱利用の国内生産・導入による需要創出額を表 3-67 及び表 3-68 に示す。なお、輸出入は想定していない。

表 3-67 太陽熱利用の需要創出額 (25%①、25%②)

太陽熱利用						
設備投資 単価	設置単価	メンテ単 価	導入量	設備投資	工事費等	
万円/件	万円/件	万円/件	万件	億円	億円	
60	5	2	26	1,573	131	
55	5	2	29	1,612	146	
51	5	2	36	1,823	177	
48	5	2	46	2,205	229	
45	5	2	61	2,719	301	
42	5	2	63	2,618	310	
39	5	2	83	3,251	459	
37	5	2	106	3,940	581	
35	5	2	125	4,364	684	
33	5	2	136	4,460	753	

表 3-68 太陽熱利用の需要創出額 (25%③)

太陽熱利用						
設備投資 単価	設置単価	メンテ単 価	導入量	設備投資	工事費等	
万円/件	万円/件	万円/件	万件	億円	億円	
60	5	2	33	1,969	163	
54	5	2	49	2,637	242	
49	5	2	76	3,706	378	
44	5	2	115	5,022	570	
39	5	2	159	6,211	785	
35	5	2	78	2,727	381	
34	5	2	93	3,150	522	
32	5	2	107	3,479	620	
31	5	2	111	3,477	693	
30	5	2	106	3,176	737	

(4) 導入目標達成に向けて必要な配慮事項

現在の太陽熱利用の停滞の原因には、販売量の低迷によるコスト高止まりの他、認知度の不足・信頼性の低下など、経済面以外の課題に負うところも大きい。上述の関係団体「ソーラーエネルギー利用推進フォーラム」においても、普及啓発、新規技術開発、デザイン性向上、標準化等の課題解決に取り組まれている。

また、これらの課題を解決することで、集合住宅や業務用建物への普及も進んでいくものと考えられる。

①認知度の向上

一般に太陽熱利用は太陽光発電に比較して投資回収年数が短く、コストあたりの炭素削減量も大きいですが、明確な将来導入目標が提示されておらず、大々的な支援政策が行われていないため、注目が年々薄れてきている。また、若い世代における認知度が低く、古い技術というイメージも払拭できていないため、ソーラーシステムのデザイン性等をアピールしていく必要がある。

また、太陽光発電とも共通する課題であるが、ハウスメーカー等との連携等による販売促進が必要である。現在も太陽熱利用機器の販売の約3割が訪問販売と言われており、これに悪い印象を抱く消費者もいる。

②機器の標準化、認証

既築住宅に設置する場合は既存の給湯器を補助熱源として利用するため、接続における機器の標準化が必要である。これにより、機器の施工性・安全性も向上する。また、新築向け機器については(財)ベターリビングによる認証制度も導入されており、このような取組を広げる必要がある。

③ヒートポンプ給湯、ガス給湯など他の技術と組み合わせた製品開発

各機器の標準化に加えて、ヒートポンプ給湯やガス給湯等の補助熱源と組み合わせた、パッケージ商品としての太陽熱利用機器の製品開発を行い、給湯機器の一形態として消費者に対する訴求力を強化することが重要である。

④施工技術・メンテナンス技術の標準化、人員教育、体制整備

太陽光発電とも共通する課題であるが、施工指針の整備・徹底や、メンテナンス体制整備等による信頼性の向上が重要である。業界では、リース方式等のビジネスモデルも検討されており、これは初期負担の軽減にもつながる。

⑤技術開発

目標達成のためには、中長期的には太陽光発電既設置の戸建住宅や、集合住宅や業務用建物への普及も重要となってくる。これらに適用し易い低コストの機器の開発が必要である。

⑥グリーン価値の定量的評価

初期コストの高いソーラーシステムの投資回収年数は比較的長く、原油価格が上昇基調にあることから投資回収年数は短縮に向かうものの、現在の設置価格・燃料価格では製品寿命である15年をやや上回る年数となる。

東京都が実施しているような再生可能熱の環境価値の評価制度が導入されれば、投資回収年数はさらに短縮することができる。ただし、正確な熱の計量に関しては技術的な課題が指摘されており、経済的支援の一環として再生可能熱の環境価値を正確に評価しようとする場合には、熱計量技術の開発も必要となる。

(5) 中長期的な(2030、2050年の)導入目標

①2050年の導入目標

2050年は、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)において、試算されている太陽熱利用システムの導入ポテンシャルを想定した。

②2030年の導入目標

2030年は、2020年の導入量から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推計した。

太陽熱利用の導入目標をまとめると以下のとおり。

表 3-69 太陽熱利用の導入目標(2030年・2050年)

		2005年	2030年			2050年 (A)	2050年 (B)
			下位ケース	中位ケース	上位ケース		
太陽熱利用	原油換算(万kL)	61	251	251	282	490	490
	2005年比	1	4.1	4.1	4.6	8.0	8.0

3.2.6 バイオマス発電・熱利用及びバイオ燃料利用

(1) バイオマス発電・熱利用及びバイオ燃料利用の現状

バイオマス資源とは、動植物に由来する有機物（化石燃料を除く）であり、エネルギーの他、化学原料や製品としても有用な資源である。特に、エネルギーとして利用する際は、“バイオマスエネルギー”と称している。バイオマス資源の分類及び主要なエネルギー利用形態を整理したものを次に示す。

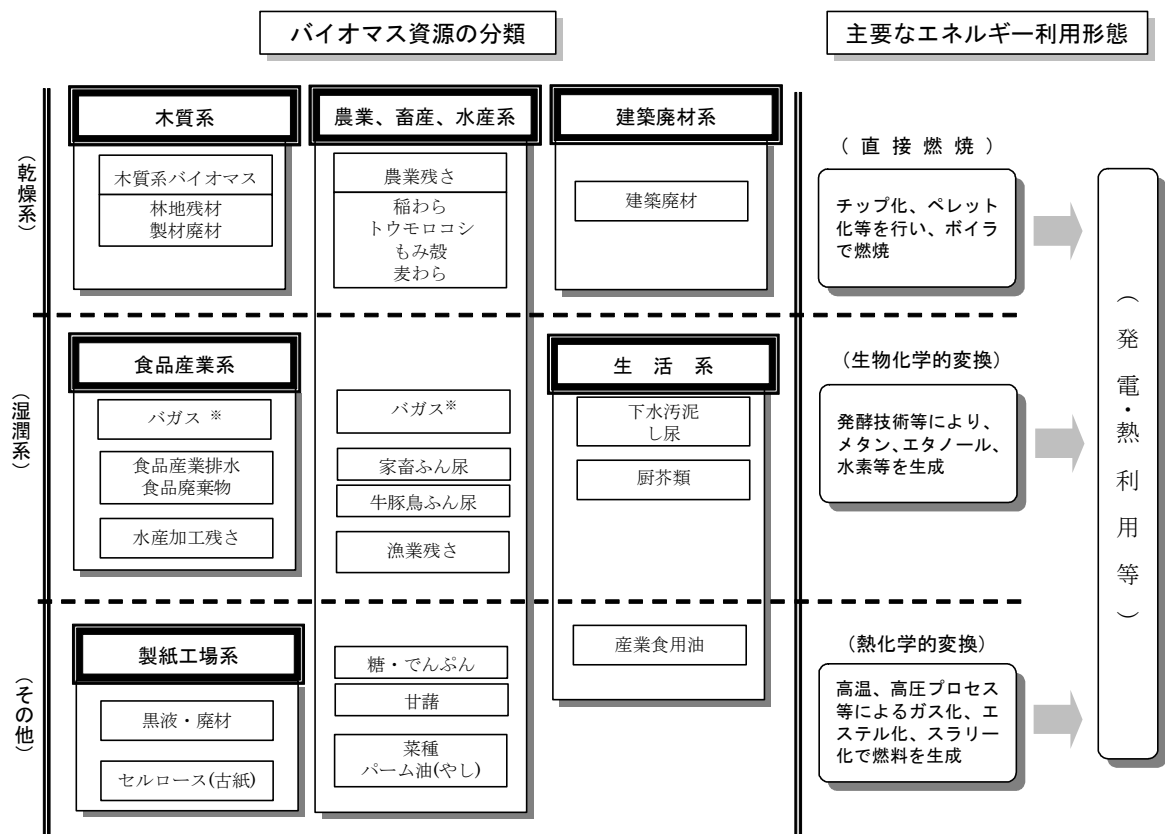


図 3-79 バイオマス資源の分類と主要なエネルギー利用形態

出典)「バイオマスエネルギー導入ガイドブック」(2005年、NEDO)

注) バイオガスは通常、含水率が50%前後であり、乾燥系/湿潤系の定義によっては乾燥系に分類される場合もある。ここでは、原典の分類に従った。

① バイオマス発電・熱利用及びバイオ燃料利用の概要

a) バイオマス発電・熱利用の概要

バイオマス発電とは、バイオマス資源を直接的にガス化して、あるいはメタン発酵させて燃焼しその熱エネルギーを、原動機を通じて電力に変換するものであり、バイオマス熱利用は熱エネルギーをそのまま利用するものである。

具体的には、従来から取り組まれてきたものとしては、一般廃棄物の直接燃焼発電・熱

利用、下水汚泥のメタン発酵発電・熱利用及び紙パルプ業における黒液廃材の直接燃焼発電・熱利用がある。また、近年は、製材残材・建築廃材あるいは間伐材を利用した直接燃焼発電・熱利用、家畜ふん尿を利用したメタン発酵発電・熱利用、並びに食品系廃棄物を利用したメタン発酵発電・熱利用の導入が進みつつある。

b) バイオ燃料利用の概要

バイオ燃料は、一般的にバイオマスを原材料として製造される燃料の総称であり、主として、自動車や航空機等に用いられているガソリン、軽油等の輸送用化石燃料の代替燃料として利用されるものを指している。バイオ燃料は、即効性がある地球温暖化対策の一つとして導入拡大が期待されている。

ア) バイオエタノール

バイオエタノールは、サトウキビ、テンサイなどの糖質原料、米、小麦、トウモロコシといったでんぷん質原料、建設廃木材などのセルロース系原料等から製造される。ブラジルでは主にサトウキビを原料としており、米国では主にトウモロコシを原料に製造されている。

バイオ燃料の製造方法①バイオエタノール

- バイオエタノールの製造方法は基本的に酒と同じ。
- 一般に、さとうきびなどの糖質やコメ、トウモロコシ等のでんぷん質作物を原料に、これらを糖化・発酵させ、濃度99.5%以上の無水エタノールにまで蒸留して作られる。
- 稲わらや廃材などのセルロース系の原料から、エタノールを製造することも技術的には可能。

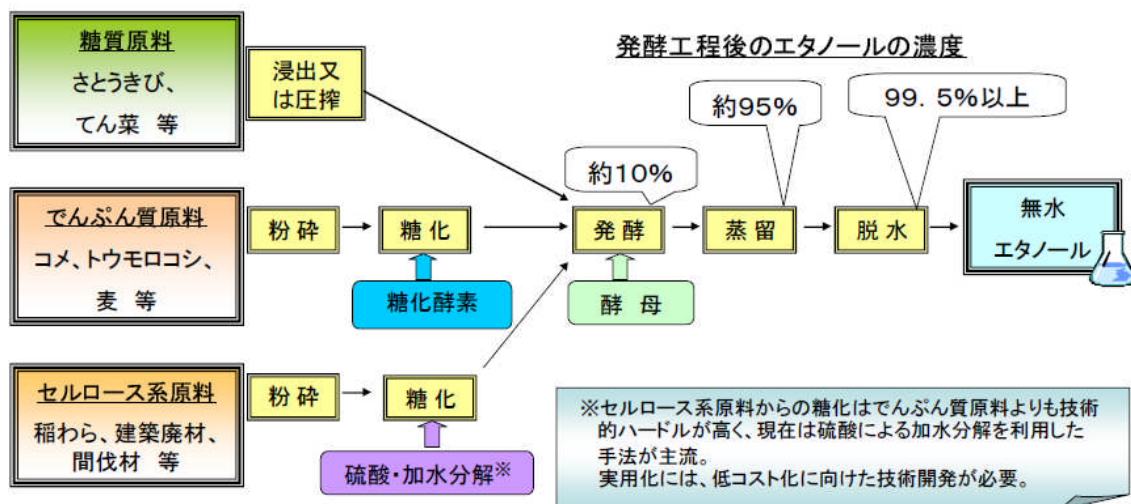


図 3-80 バイオエタノールの製造プロセスの概略

出典) 農林水産省「国産バイオ燃料新時代」(2007年11月)

イ) バイオディーゼル燃料

バイオディーゼル燃料は、菜種油、廃食用油などの植物性油脂から製造される。廃食用油等の植物性油脂にメタノールを添加し、アルカリ触媒（水酸化カリウムや水酸化ナトリウムなど）下でエステル交換反応を行い、脂肪酸メチルエステル（軽油に近い性質を持った物質）を製造する。この反応過程において、トリグリセライド（油脂）がジグリセライド、モノグリセライドへ変化し、最終的にはグリセリンが副産物として生産される。

バイオ燃料の製造方法②バイオディーゼル燃料

- 廃食用油を原料として粘性や引火点を低くするためにエステル化(アルカリ触媒(水酸化カリウムや水酸化ナトリウム)とメタノールを混合)させて作られる。
- バイオディーゼル燃料の製造方法は、工業プロセスとして完成し、一定の品質が確保でき、安価に製造できる「アルカリ触媒法」が主流となっている。

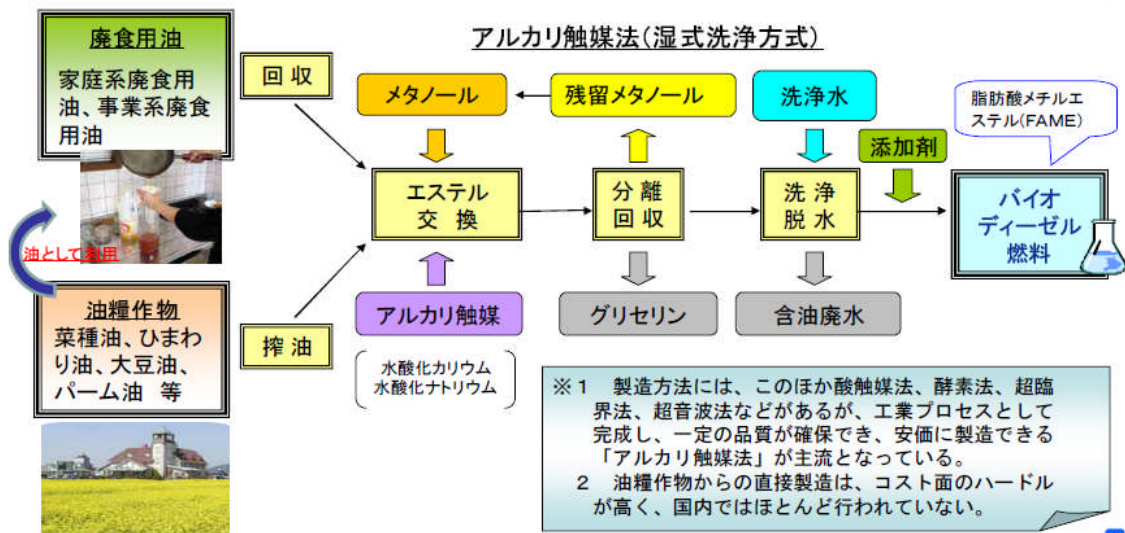


図 3-81 バイオディーゼル燃料の製造プロセスの概略

出典) 農林水産省「国産バイオ燃料新時代」(2007年11月)

②バイオマス発電・熱利用及びバイオ燃料利用の現状

a) バイオマス発電・熱利用の現状

木質系バイオマスの利活用は、中大規模製材所等での建設系廃材を利用した発電（直接燃焼発電）、熱利用が中心であり、ガス化発電についても徐々に導入事例が出てきている。

また、家畜ふん尿を中心にメタン発酵利用するプラントが順次整備されつつある。設置形態は小規模分散型のものが中心であり、基本的には家畜ふん尿単独で処理されるが、一部に食品廃棄物を混合処理するプラントもある。また、下水汚泥、し尿・厨芥類をそれぞれメタン発酵するプラントも存在する。

表 3-70 バイオマス資源と主な利用技術

バイオマス資源		物理的変換	熱化学的変換	生物化学的変換	
1. 木質系	林地残材、間伐材、未利用樹【未利用】、製材残材【廃棄】、建築廃材【廃棄】、短周期栽培木材【エネ作】	チップ化、ペレット化、ブリケット化	直接燃焼、混焼、熱分解ガス化・炭化	セルロース系エタノール発酵	
2. 畜産系	家畜ふん尿【廃棄】、廃乳【廃棄】	—	直接燃焼、熱分解ガス化	メタン発酵	
3. 食品系	食品加工廃棄物【廃棄】、食品販売廃棄物【廃棄】、厨芥類【廃棄】、廃食用油【廃棄】	—	直接燃焼、BDF 化（エステル化・水素化）	メタン発酵、糖・でんぷん系エタノール発酵	
4. 農業・草本系	農業	稲作残さ（稲わら・もみ殻）【未利用】、麦わら【未利用】、バガス【未利用】	—	直接燃焼、熱分解ガス化・炭化	セルロース系エタノール発酵
	草本	牧草【未利用】	ブリケット化	直接燃焼、熱分解ガス化・炭化	メタン発酵
	その他	糖・でんぷん（甘藷、トウモロコシ）【エネ作】、植物油（パーム油、菜種油）【エネ作】、水草・海草【エネ作】	—	BDF 化（エステル化・水素化）	糖・でんぷん系エタノール発酵
5. その他	製紙	古紙、黒液、製紙汚泥（ペーパースラッジ）【廃棄】	RDF	直接燃焼、	メタン発酵、セルロース系エタノール発酵
	下水汚泥等	下水汚泥【廃棄】、し尿汚泥【廃棄】、浄化槽汚泥【廃棄】、集落排水汚泥【廃棄】	バイオソリッド化	熱分解ガス化・炭化	メタン発酵
	一般廃棄物	紙ごみ・家庭厨芥【廃棄】	RDF	直接燃焼、熱分解ガス化・炭化	メタン発酵、糖・でんぷん系エタノール発酵

出典) NEDO「バイオマスエネルギー導入ガイドブック」(2005年)を基に作成

注1) バイオマス発電・熱利用技術に限らずバイオマス燃料利用技術も合わせて整理した。

注2) 資源名の後の【 】は【廃棄】→廃棄物系、【未利用】→未利用資源、【エネ作】→エネルギー作物の意味である。

RPS 制度において認定されたバイオマス発電設備容量は次のとおりであり、一般廃棄物発電、黒液発電、木質発電がほとんどを占めている。

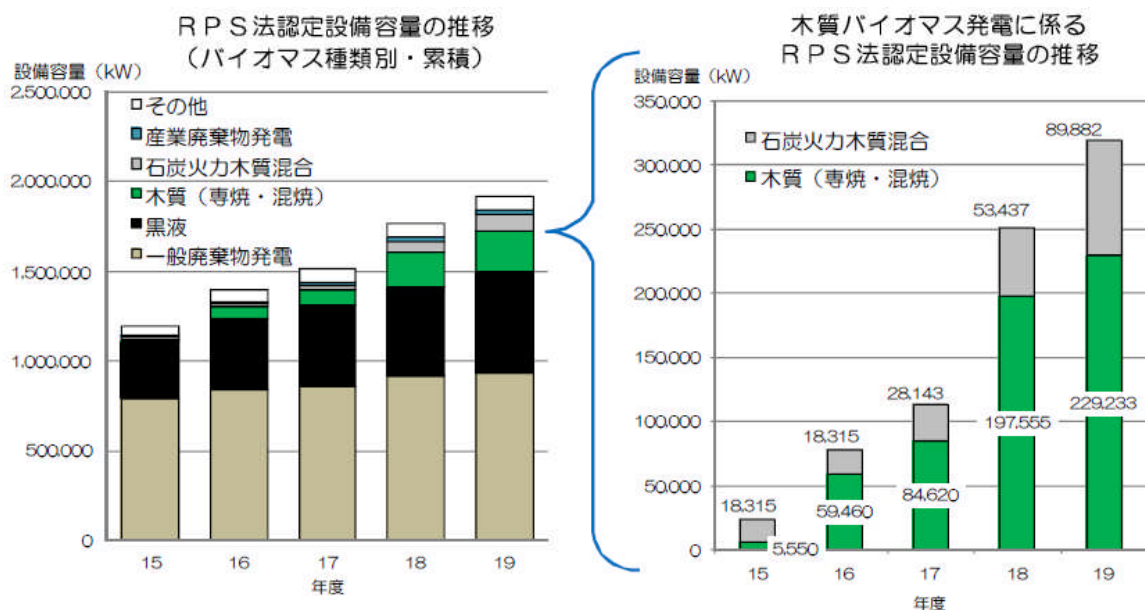


図 3-82 バイオマス発電の利用実態 (RPS 法認定設備容量)

出典) 総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会 (第 30 回) 資料 1

注) 2007 年度末時点における認定設備を対象に累積。

b) バイオ燃料利用の現状

ア) バイオエタノール

<非セルロース系原料由来のバイオエタノール>

現在、実証段階であるものの、米、てん菜・小麦からのバイオエタノールの製造が拡大しつつある。

表 3-71 国内での主なバイオエタノールの製造事業

実施者	設置場所	施設能力	原料
北海道バイオエタノール株式会社 (ホクレン、JA 道中央会等)	北海道上川郡清水町 (ホクレン十勝清水製糖工場内)	1.5 万 kL/年	てん菜、小麦
オエノンホールディングス株式会社	北海道苫小牧市 (合同酒精株式会社苫小牧工場)	1.5 万 kL/年	米
全国農業協同組合連合会 (JA 全農)	新潟県新潟市 (コープケミカル新潟工場内)	0.1 万 kL/年	米
バイオエタノール・ジャパン・関西株式会社	大阪府堺市	0.14 万 kL/年	建設廃木材、木くず、剪定枝等

出典) 農林水産省「バイオ燃料地域利用モデル実証事業アドバイザー委員会」資料、バイオエタノール・ジャパン・関西株式会社資料を基に MRI 作成。

平成 21 年度より、環境省では、E10（バイオエタノール 10%混合ガソリン）等のバイオ燃料の高濃度利用の推進を図ることを目的として、複数の地域において供給体制を整備し、対応車両を走らせるなどの実証事業（高濃度バイオ燃料実証事業）を行うことにより、車両だけでなく、給油関連も含めた社会的な課題の抽出と事業性の検証等を行っている（大阪府、財団法人十勝圏振興機構、(財) 京都高度技術研究所）。

また、平成 21 年 7 月から中央環境審議会大気環境部会自動車排出ガス専門委員会において、E10 対応自動車の排出ガス基準等の検討が開始されたところであり、今後、国土交通省、経済産業省による安全性、耐久性、誤給油対策に関する検討の結果、E10 対応車の技術基準及び E10 対応車に使用する E10 燃料規格が策定されれば、ガソリン車等と同様に型式認証を取得することが可能となり、E10 対応車の市場導入、普及が期待できる。

経済産業省、農林水産省、関連団体、研究機関等からなるバイオ燃料技術革新協議会が 2008 年に策定した「バイオ燃料技術革新計画」では、セルロース系バイオマス原料の生産技術やエタノール製造技術の開発が今後進められ、40 円/L の単価を達成する「技術革新ケース」実現に向けた具体例が描かれている。

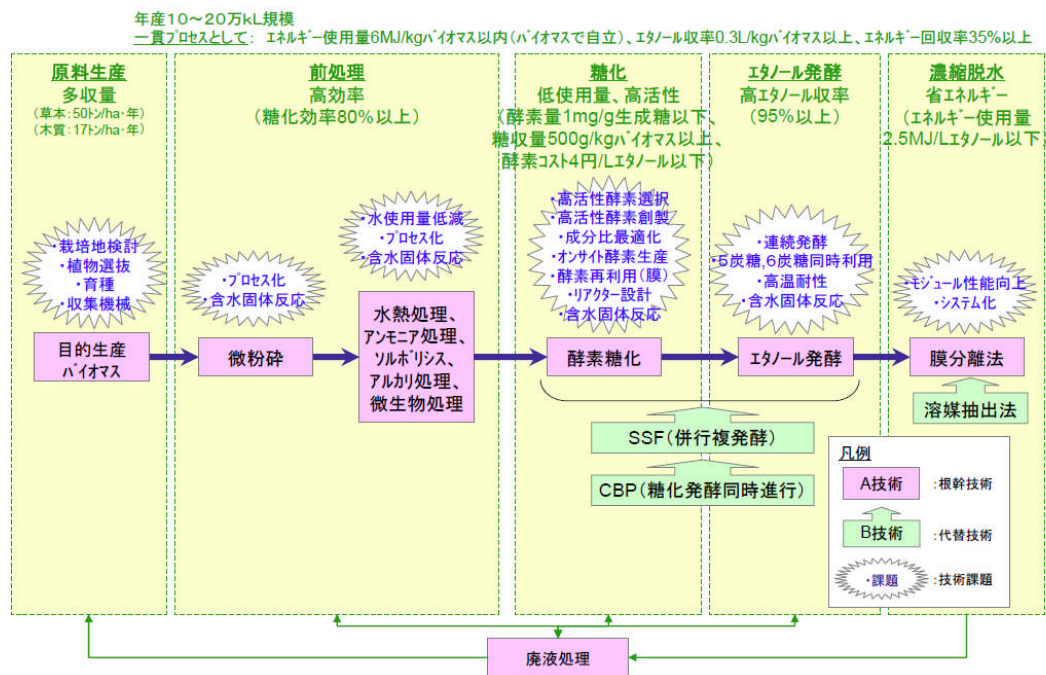


図 3-83 技術革新ケース（40 円/L）実現に向けた具体例

出典) バイオ燃料技術革新協議会「バイオ燃料技術革新計画」(2008 年 3 月)

<セルロース系原料由来のバイオエタノール>

セルロース系原料利用を中心とする第2世代バイオ燃料の取組についても建築廃木材、稲わら等からのエタノール製造の実証が進められている。具体的には、稲わら等のソフトセルロース系原料の収集運搬やエタノール製造の効率化を図る技術の確立のため「ソフトセルロース利活用技術確立事業」がスタートし、民間企業、農業団体等の参画の基に地域実証が行われている。

表 3-72 国内での稲わら等のセルロース系原料からのエタノール実証の取組

プロジェクト名	取組の概要
北海道ソフトセルロース利活用プロジェクト	実施主体：大成建設(株)、サッポロビール(株) 設置場所：北海道恵庭市（サッポロビール北海道工場内） 施設規模：3.7L/日 原料：稲わら、麦わら（北海道南幌町及び長沼町）
秋田県ソフトセルロース利活用モデル地区	実施主体：(社)秋田県農業公社、カワサキプラントシステムズ(株) 設置場所：秋田県潟上市（昭和工業団地内） 施設規模：200L/日 原料：稲わら、籾殻（秋田県南秋田郡大潟村）
兵庫県ソフトセルロース利活用プロジェクト	実施主体：三菱重工業(株)・白鶴酒造(株)・関西化学機械製作(株)実証共同企業体、(財)ひょうご環境創造協会 設置場所：兵庫県明石市（三菱重工業(株)神戸造船所内） 施設規模：16L/日 原料：稲わら、麦わら（兵庫県加西市及び稲美町）
柏の葉ソフトセルロース利活用プロジェクト	実施主体：(株)Biomaterial in Tokyo を中心とした有限責任事業組合 設置場所：千葉県柏市 施設規模：100L/日 原料：稲わら、再生茎（千葉県柏市）

出典）農林水産省「循環型社会形成に向けた主な取組」（2009年11月）を基にMRI作成。

イ) バイオディーゼル燃料

バイオディーゼル燃料については、我が国では、市民が廃食油を回収し、製造したバイオディーゼル燃料を行政が使用する等、地域における市民レベルの取組として、普及が進められている。また、欧米では主に菜種油や大豆油など新油（搾ったそのままの油で未使用のもの）が利用されている。

全国バイオディーゼル燃料利用推進協議会の「バイオディーゼル燃料取組実態調査（2008年度実績）」によれば、回答のあった96事業者のうち98%は廃食用油を原料としており、原料の発生源としては、家庭系、学校給食・公共施設等、事業系がある。

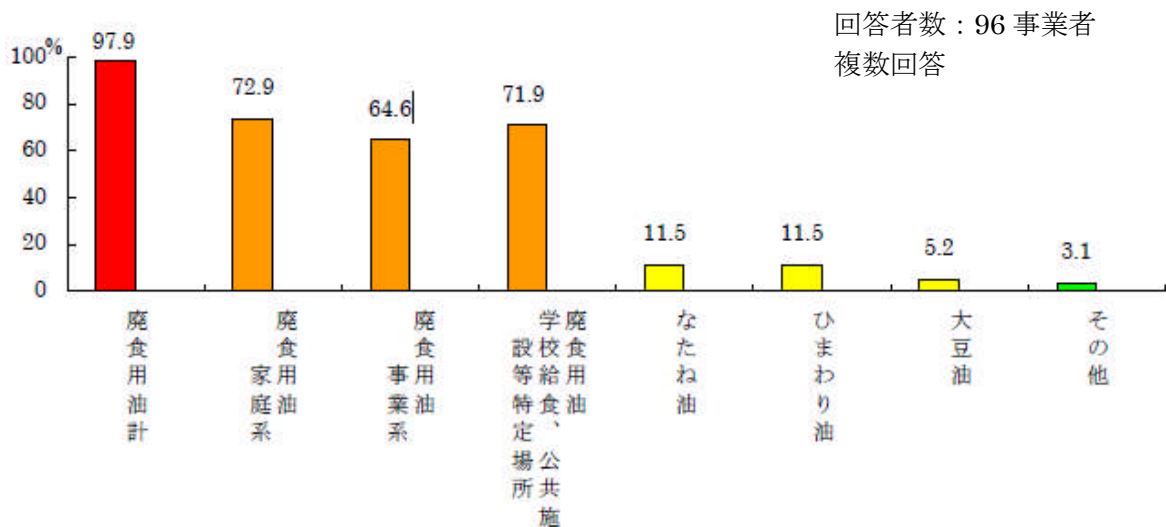


図 3-84 バイオディーゼル燃料原料の種類

注) 調査時期：2009 年 7～8 月。調査対象は 2008 年度における実績。

出典) 全国バイオディーゼル燃料利用推進協議会「バイオディーゼル燃料取組実態調査の概要」(2008 年度実績)

③ バイオマス発電・熱利用及びバイオ燃料利用の促進のための経済的支援

先に述べたように、廃棄物発電及び燃料電池による発電のうちのバイオマス成分を含むものは RPS 法の対象となっている。この場合、電力会社が RPS 法の義務を履行するために、販売単価に新エネルギー分の価値に相当する新エネルギー等電気相当量を上乗せした価格で買い取ることになる。

この他に、現状、国及び地方自治体においてバイオマス発電・熱利用導入促進のために各種の経済的支援策が実施されている。例えば、新エネルギー導入促進協議会では、バイオマス発電・熱利用設備を導入する事業者に対して、1/3 を上限とする補助を行っている(地方公共団体等の場合は 1/2 を上限)。また、農林水産省では、バイオマスタウン構想の策定、バイオマスへの変換・利用施設等の一体的な整備等に取り組む自治体及び事業者等に対して、一定の補助を行っている。さらに、環境省においても、2008～2010 年度において、「廃棄物系バイオマス次世代利活用推進事業」として、モデル地区における実証を通じて廃棄物系バイオマスの具体的かつ実践的な再生利用手法を提示することとしている。

また、バイオ燃料についても、国及び地方自治体において、各種取組がなされているところである。例えば、「農林漁業有機物資源のバイオ燃料の原材料としての利用の促進に関する法律」(農林漁業バイオ燃料法)では、バイオ燃料の生産製造連携事業計画や研究開発事業計画を主務大臣が認定し、認定された計画に対して、助成や法的特例措置が講じられる。

2010 年 1 月までに、8 件の生産製造連携事業計画が認定されおり、輸送用バイオ燃料製

造事業で認定されたのは、原料イネ（多収量米）、てん菜（価格制度対象外）・小麦（規格外）、稲わらを原料とする3件である。

表 3-73 生産製造連携事業計画の認定状況（バイオ燃料関係）

認定	事業名	事業者	原料	燃料
2008年 12月	新潟地区イネ原料バイオエタノールモデル実証事業	全国農業協同組合連合会	原料イネ(多収量米)	エタノール
2009年 10月	北海道農業バイオエタノールプロジェクト事業	ホクレン農業協同組合連合会・北海道バイオエタノール株式会社	てん菜（価格制度対象外）、小麦（規格外）	エタノール
2009年 12月	北海道ソフトセルロース利活用プロジェクト稲わら原料バイオ燃料製造事業	有限会社ほなみ・大成建設株式会社・サッポロビール株式会社	稲わら	エタノール

出典）農林漁業バイオ燃料法に基づく「生産製造連携事業計画」の認定の概要を基にMRI作成。

さらに、バイオ由来燃料導入促進税制として、2009年2月25日から2013年3月31日までは、バイオ由来燃料（エタノール又はETBE）を混合してガソリンを製造した場合に、当該混合分に係る揮発油税及び地方揮発油税が免税されることになっている。

また、関係省庁連携のもと、地域全体で幅広い関係者が協力してバイオマスの利活用を進めていくための枠組みとして、バイオマスを総合的に利活用している地域をバイオマスタウンとして指定し、利活用を後押ししている。「バイオマス・ニッポン総合戦略」（平成18年3月31日閣議決定）²⁹に基づき、2010年度までに300地域の目標達成に向け、取組を進めている。

④関連団体の動き

石油業界においては、2010年度までに原油換算21万kL分のバイオエタノールの導入に向け、ETBEをガソリンに配合したバイオガソリン（バイオETBE配合ガソリン）の試験販売を2007年度より開始するなど2010年度の本格導入に向けた準備が進められている。

²⁹エコ燃料の利用促進に関する具体的な目標として、2010年度を目途に、マテリアル利用及びエネルギー利用全体で、食品廃棄物や下水汚泥、家畜ふん尿、建設発生木材等の廃棄物系バイオマスについては炭素換算で80%以上（賦存量：炭素量換算3,050万t、原油換算3,280万kL）、農作物非食用部や間伐材等の未利用バイオマスについては炭素換算で25%以上（賦存量：炭素量換算640万t、原油換算660万kL）、利活用されるものとしている。また、エネルギー源や製品の原料とすることを目的として、炭素量換算で10万t程度の資源作物が利活用されるとしている。（「輸送用エコ燃料の普及拡大について」（平成18年5月、エコ燃料利用推進会議）より）

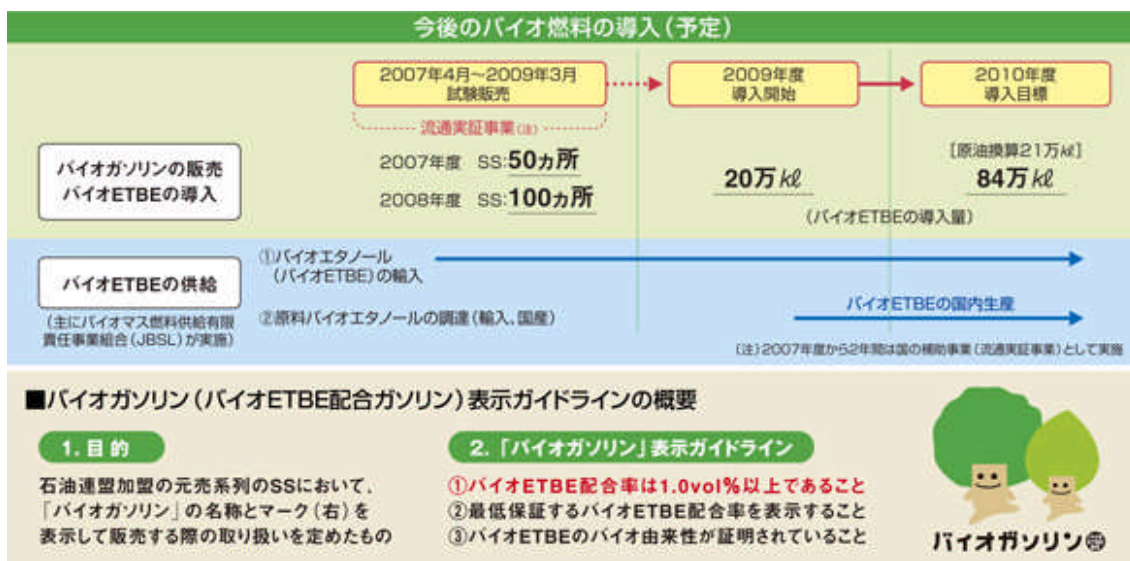


図 3-85 石油業界によるバイオ燃料の導入（予定）

出典）石油連盟資料（<http://www.paj.gr.jp/eco/biogasoline/index.html>）

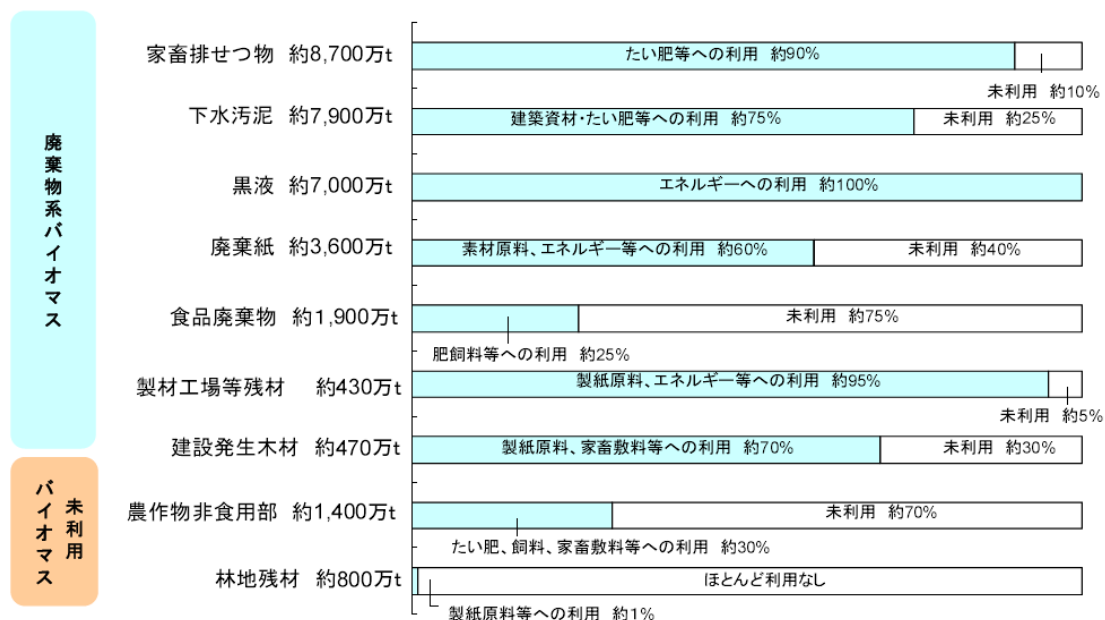
(2) バイオマス発電・熱利用及びバイオ燃料利用の導入ポテンシャル

①導入ポテンシャル

a) バイオマス発電・熱利用の導入ポテンシャル

バイオマス資源の賦存量等に関する調査研究は過去様々実施されてきているが、バイオマス資源は廃棄物である場合も多いため、基本的に物理的な環境条件のみにより賦存量が規定される太陽光、風力及び地熱等の他の再生可能エネルギーとは異なり、経済社会活動の変化に伴い賦存量が変化するものである。

ここでは、「バイオマス・ニッポン総合戦略」の参考資料として農林水産省がまとめた「我が国のバイオマス賦存量・利用率」データを示す(図 3-86)。これによると、廃棄物系バイオマスは、たい肥等エネルギー利用以外も含めて相当の割合が利用されている一方で、未利用バイオマスは、山林又は農地に放置されているものが多く、今後の利用拡大の余地が大きいことが分かる。なお、2009年度に環境省において別途実施された「ポテンシャル調査」では、賦存量を“理論的に算出することができるエネルギー資源量(設備容量ベース。明らかに利用することが不可能であるものを除く。)であって、種々の制約要因(土地用途、利用技術、法令、施工性など)を考慮しないもの”と定義しているが、ここでの賦存量は経済社会活動に伴い発生した全量を指していると考えられる。



※「食品廃棄物」の利用率は、現時点において20年度の統計結果が公表されていないため、19年度の統計結果を基に算出。

図 3-86 わが国のバイオマス賦存量・利用率 (2008年)

出典) 農林水産省「我が国のバイオマス賦存量・利用率」

また、次に示すのは、(独)新エネルギー・産業技術総合開発機構が(NEDO)が、地球温暖化対策及び循環型社会構築に寄与するバイオマスエネルギー利活用の促進のために、(財)電力中央研究所が開発したデータベースを基に、データ更新を行った上で公開しているものである(表 3-88 及び表 3-89)。

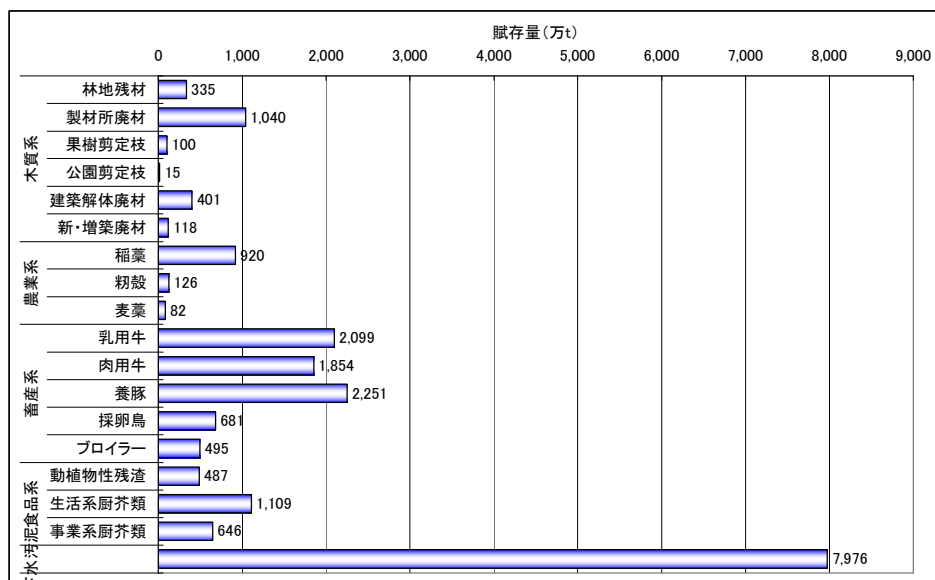


図 3-87 日本のバイオマス賦存量(物量ベース)

出典) NEDO「バイオマス賦存量・利用可能量の推計～GISデータベース～」(2009年)

注) 含水率等考慮前の単純な物量ベースの値である点に注意。

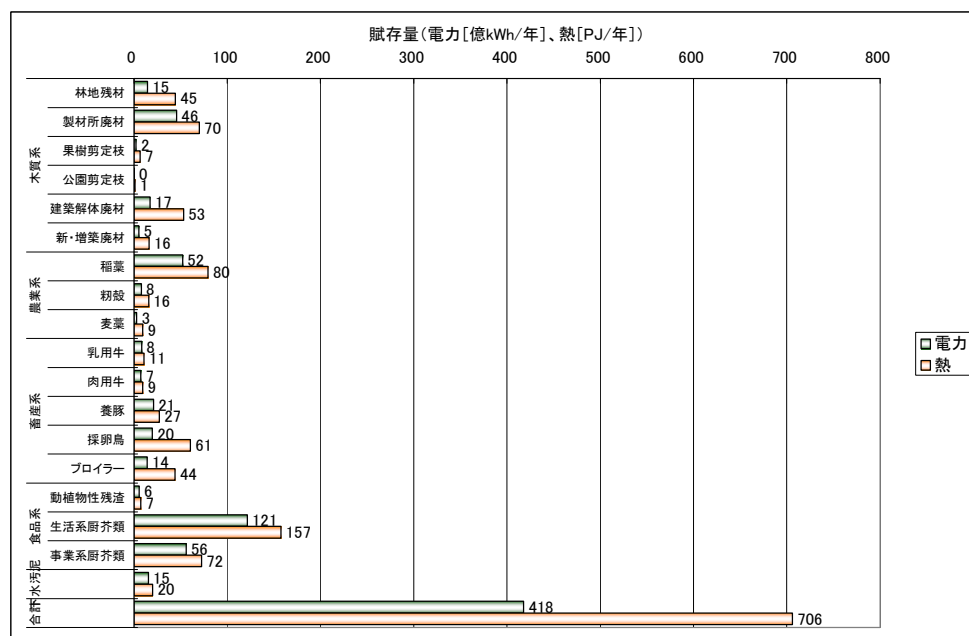


図 3-88 日本のバイオマス賦存量(電力・熱換算)

出典) 上に同じ

注) ここでの電力・熱換算は、賦存量(万t)を一定の想定の下で、すべてを電力あるいはすべてを熱に換算したものであり、両者は加算することはできない。

以下、本検討では上記の農林水産省資料に基づく賦存量データを基本とし、必要に応じて NEDO データを用いて補足及び按分推計を行った。具体的には、表 3-74 に示すとおり。

表 3-74 バイオマス賦存量及び未利用量等の基本データ

大分類	小分類	賦存量 万t	未利用率 %	未利用量 万t	未利用エネルギー		利用方法	想定設備規模	
					熱	電気		発電 kW	熱供給 GJ/h
					PJ/年	億kWh/年			
木質系	林地残材	800	99%	792	105.2	34.4	燃焼	5000	50
	製材所廃材	430		22	1.4	0.9	燃焼	5000	50
	果樹剪定枝	100	5%	5	0.3	0.1	燃焼	5000	50
	公園剪定枝	15		1	0.1	0.0	燃焼	5000	50
	建築解体廃材	470	30%	109	14.4	4.7	燃焼	5000	50
	新・増築廃材			32	4.4	1.5	燃焼	5000	50
農業系	稲藁	1,400		799	69.2	45.2	燃焼	150	50
	籾殻		70%	109	13.7	6.9	燃焼	150	50
	麦藁			71	8.2	2.7	燃焼	150	50
畜産系	乳用牛	8,700		247	1.3	1.0	ガス	150	5
	肉用牛			219	1.1	0.9	ガス	150	5
	養豚		10%	265	3.2	2.5	ガス	150	5
	採卵鳥			80	7.1	2.3	燃焼	2000	50
	ブロイラー			58	5.2	1.7	燃焼	2000	50
食品系	動植物性残渣	1,900		310	4.7	3.6	ガス	150	50
	生活系厨芥類		75%	705	100.1	77.2	ガス	2000	50
	事業系厨芥類			411	46.0	35.5	ガス	2000	50
下水汚泥		25%	1,975	5.0	3.8	ガス	1000	50	
黒液		0%	0	0.0	0.0	燃焼	50000	50	
廃棄紙		40%	1,440	172.6	56.4	燃焼	2000	50	
合計					563	281		—	—

出典) 農林水産省「バイオマス・ニッポン総合戦略」関連資料等を基に MRI 作成

注) ここでの電力・熱換算は、賦存量(万t)を一定の想定の下で、すべてを電力あるいはすべてを熱に換算したものであり、両者は加算することはできない。

b) バイオ燃料の導入ポテンシャル

エコ燃料利用推進会議「輸送用エコ燃料の普及拡大について」(2006年5月)において、バイオエタノール、バイオディーゼル燃料の供給可能量が試算されている(表 3-75)。

表 3-75 バイオエタノール供給見込みと長期的供給可能量（参考値）の一覧

単位：kL（括弧内：原油換算 kL）

バイオマスの種類		2010 年度供給見込み	長期的供給可能量
糖蜜（沖縄）		700~1,400 (400~800)	2,400~4,800 (1,300~2,600)
規格外小麦（北海道）		5,800~11,600 (3,200~6,400)	20,500~40,900 (11,300~22,500)
廃木材		4,200~7,000 (2,300~3,800)	19 万~39 万 (13 万~27 万)
食品廃棄物		0 (0)	50,000~100,000 (29,000~58,000)
エネルギー資源作物	ミニマムアクセス米	35,700 (19,600)	35,700 (19,600)
	稲わら	0 (0)	42 万~84 万 (24 万~49 万)
	生産調整面積（稲）	0 (0)	75,000~150,000 (43,700~87,500)
	遊休農地（ソルガム）	0 (0)	15 万~31 万 (9 万~18 万)
林地残材		0 (0)	14 万~24 万 (8 万~16 万)
合 計		46,400~55,700 (25,500~30,600)	108 万~211 万 (63 万~123 万)

出典）エコ燃料利用推進会議「輸送用エコ燃料の普及拡大について」（2006 年 5 月）

また、国産バイオ燃料の本格導入に向けて、「バイオマス・ニッポン総合戦略推進会議」においては、2007 年 2 月に「国産バイオ燃料の大幅な生産拡大に向けた工程表」が作成され、技術開発や実証等を通じバイオ燃料の利用率を向上させ、2011 年度に単年度で国産バイオ燃料 5 万 kL の生産、長期的には 2030 年頃までに大幅な生産拡大を図ることを目指している。また、稲わら等の収集・運搬、エタノールを大量に生産できる作物の開発、稲わらや木材等からエタノールを大量に生産する技術の開発等がなされれば、2030 年頃には 600 万 kL（原油換算 360 万 kL）の国産バイオ燃料の生産が可能との試算が行なわれている（農林水産省試算）。（表 3-76 及び図 3-89）

表 3-76 中長期的観点からの生産可能量（国産バイオ燃料生産可能量）

原料	生産可能量(2030年度) エタノール換算	生産可能量(2030年度) 原油換算
1. 糖・でんぷん質 (安価な食料生産過程副産物、規格外農産物等)	5万kl	3万kl
2. 草本系 (稲わら、麦わら等)	180万kl~200万kl	110万kl~120万kl
3. 資源作物	200万kl~220万kl	120万kl~130万kl
4. 木質系	200万kl~220万kl	120万kl~130万kl
5. バイオディーゼル燃料等	10万kl~20万kl	6万kl~12万kl
合計	600万kl程度	360万kl程度

出典) バイオマス・ニッポン総合戦略推進会議「国産バイオ燃料の大幅な生産拡大」(2007年2月)

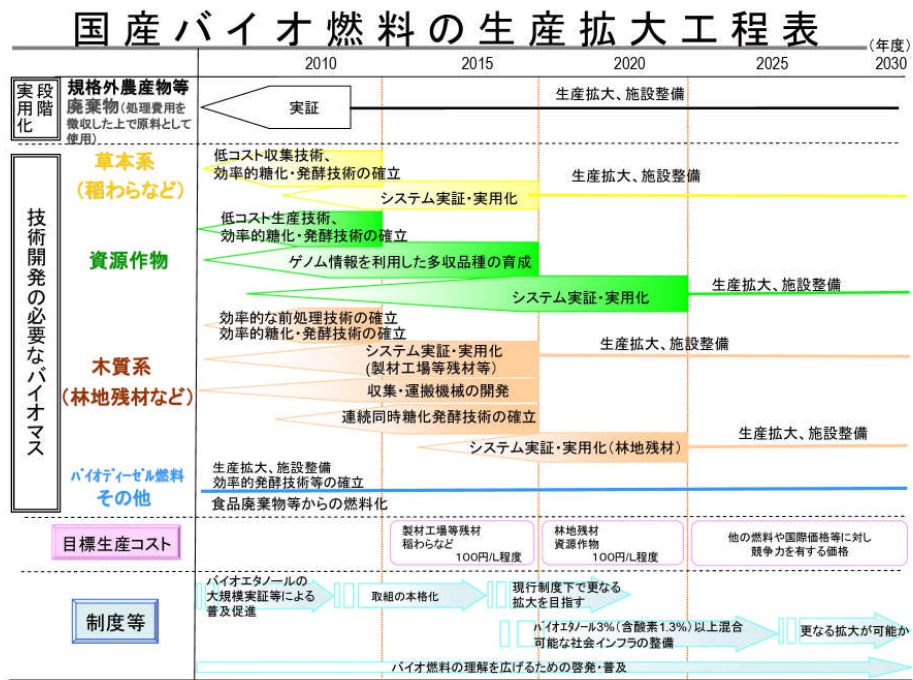


図 3-89 国産バイオ燃料の生産拡大行程表

出典) バイオマス・ニッポン総合戦略推進会議「国産バイオ燃料の大幅な生産拡大」(2007年2月)

②導入ポテンシャルとコストの関係

a) バイオマス資源区分ごとのエネルギー利用方法の想定

バイオマス資源区分ごとにエネルギー利用方法を想定し、それぞれのエネルギー供給コスト（発電原価及び熱供給原価）の評価を行った。このとき、エネルギー利用方法を、エネルギー変換方法（直接燃焼、メタン発酵燃焼、ガス化燃焼等）とエネルギー種（電力又は熱）に分けて整理した。

<エネルギー変換方法>

簡略化のため、エネルギー変換方法を直接燃焼利用とメタン発酵利用の2つに分けて考える（現状、この他にもガス化等様々な変換方法が実証段階・実用段階に入りつつある）。また、エタノール化等については、エコ燃料利用推進会議「輸送用エコ燃料の普及拡大について」での長期的供給可能量63～123万kLの想定根拠に含まれている「廃木材」、「食品廃棄物」、「稲わら」及び「林地残材」を参考に、このうち「稲わら」について原料分を控除することとした。バイオマス資源区分ごとのエネルギー変換方法の具体的な想定は表3-77に示すとおり。

表 3-77 バイオマス資源区分とエネルギー変換方法の想定

大分類	小分類	変換方法 (直接燃焼/メタン発酵)
木質系	林地残材	直接燃焼
	製材所廃材	直接燃焼
	果樹剪定枝	直接燃焼
	公園剪定枝	直接燃焼
	建築解体廃材	直接燃焼
	新・増築廃材	直接燃焼
農業系	稲わら	直接燃焼
	籾殻	直接燃焼
	麦わら	直接燃焼
畜産系	乳用牛	メタン発酵
	肉用牛	メタン発酵
	養豚	メタン発酵
	採卵鳥	直接燃焼
	ブロイラー	直接燃焼
食品系	動植物性残渣	メタン発酵
	生活系厨芥類	メタン発酵
	事業系厨芥類	メタン発酵
下水汚泥	下水汚泥	メタン発酵
黒液	黒液	直接燃焼
廃棄紙	廃棄紙	直接燃焼

<エネルギー種>

次に、バイオマス資源区分ごとにその特性を踏まえ、本検討におけるエネルギー種（電力又は熱）の想定を行った。具体的には、「既存の需要」では当該バイオマス資源の発生地

(発生事業者)における既存の需要の有無を、「可搬性」では当該バイオマス資源の運搬の容易性及び費用対効果について、そして「出力規模」では既存の需要及び可搬性を踏まえたエネルギー利用設備の出力規模について整理している。

その上で、これらを踏まえて、本検討におけるエネルギー種について、電力又は熱利用として想定した。具体的な想定は表 3-78 に示すとおり。なお、「発電・熱利用」としたバイオマス資源区分については、発電・熱利用のシェアを 1/2 ずつと仮定した（実際には、メタンガスを燃料とするコージェネレーションシステムとして導入される場合も多いため、熱利用が以降の試算結果よりも増加する可能性がある）。

表 3-78 バイオマス資源区分とエネルギー利用方法の想定

大分類	小分類	特徴			本検討で想定する利用方法
		既存の需要	可搬性	出力規模	
木質系	林地残材	なし	有り	大規模	発電 (5,000kW)
	製材所廃材	熱	有り	小~大規模	
	果樹剪定枝	なし	有り	大規模	
	公園剪定枝	なし	有り	大規模	
	建築解体廃材	なし	有り	大規模	
	新・増築廃材	なし	有り	大規模	
農業系	稲わら	なし	有り	小・中規模	発電 (150kW)
	籾殻	なし	有り	小・中規模	
	麦わら	なし	有り	小・中規模	
畜産系	乳用牛	電力・熱	なし	小・中規模	発電 (150kW) ・熱利用 (5GJ/h)
	肉用牛	電力・熱	なし	小・中規模	
	養豚	電力・熱	なし	小・中規模	
	採卵鳥	なし	有り	大規模	発電 (2,000kW)
	ブロイラー	なし	有り	大規模	
食品系	動植物性残渣	電力・熱	有り	小~大規模	発電 (150kW) ・熱利用 (50GJ/h)
	生活系厨芥類	電力・熱	有り	中・大規模	
	事業系厨芥類	電力・熱	有り	中・大規模	
下水汚泥	下水汚泥	電力・熱	なし	中規模	発電 (1,000kW) ・熱利用 (50GJ/h)
黒液	黒液	電力・熱	なし	大規模	—
廃棄紙	廃棄紙	なし	有り	中・大規模	発電 (2,000kW)

注) 農業系の「稲わら」、「籾殻」及び「麦わら」は、物理的な可搬性はあるものの、嵩張ることから運搬費が割高になるため、大規模収集は行われないものとして検討を行った。

注) 「建築解体廃材」及び「稲わら」については、後段で一部をバイオ燃料の原料として想定しており、これを控除して検討を行った。

注) 具体的な出力規模については、グリーン電力及びRPS制度認定設備の既存設備データを基に想定した。

b) エネルギー利用システムの想定

エネルギー利用システムの諸条件を表 3-79 のとおり想定した。

表 3-79 エネルギー利用システムの諸条件

項目	内容
発電効率	直接燃焼発電：10%、メタン燃焼発電：25%
ボイラ効率	直接燃焼：85%、メタン燃焼：90%
稼働率	発電：56%、熱供給：41% (=12h/d×300d/y)
建設費用	発電：50万円/kW、熱供給：5万円/MJ@50GJ/h、36万円/MJ@5GJ/h

出典) NEDO「バイオマス賦存量・利用可能量の推計～GISデータベース～」(2009年)、NEDO「バイオマスエネルギー導入支援データベース」(2007年)等を基に想定

c) バイオマス資源区分ごとの調達コストの想定

バイオマス資源の調達コスト(運搬コストを含む)は、すべてゼロと想定した。実際には、バイオマス資源区分ごとにその特性及び現状を踏まえ、調達コスト(有償/逆有償)が発生すると考えられるが、バイオマス資源の調達コストは地域やバイオマス資源ごとに多種多様である。このため、本試算では、調達コストは計上しておらず、分析結果を参照する際にはこの点に留意する必要がある。

d) その他の費用の想定

その他の費用については、各種資料を基に、表 3-80 のとおり想定した。

表 3-80 その他の費用の想定

項目	内容
メンテナンス費用	建設費用の3%
人件費	人件費単価を500万円/(人・年)とした上で、設備規模に応じて計上
耐用年数	法定耐用年数：15年、設備耐用年数(プロジェクト期間)：20年
支払金利	借入期間：10年間、金利：4%(元金均等返済)
租税公課	固定資産税(実質建設費・累積減価償却額)×税率(固定資産税1.4%)
一般管理費	人件費の10%
法人税率	実効税率として40.87%

出典) NEDO「バイオマスエネルギー導入ガイドブック」(2005年)等を基に想定

(3) 2020年を対象とした導入見込量の評価とそのために必要な施策

ここでは、2020年を対象に、導入ポテンシャル等を踏まえ、実現可能性、実現に当たっての課題、実現に向けた施策について検討を行う。

①導入見込量の想定

a) バイオマス発電

本検討におけるバイオマス発電の導入見込量は、これまで京都議定書目標達成計画等において分類されてきたバイオマス発電と黒液・廃材等のうち発電分との合計とした。

ア) バイオマス発電（黒液・廃材等の発電は含まれない）

▲25%①・▲25%②・▲25%③の各ケースのバイオマス発電（黒液・廃材等の発電は含まれない）の導入見込量は、AIM日本技術モデルの導入量である586万kL（京都議定書目標達成計画の2010年値横ばい）とした。この際、稼働率については、2005年の稼働率である56%を想定した。

イ) 黒液・廃材等のうち発電分

▲25%①・▲25%②・▲25%③の各ケースの導入見込量はAIM日本技術モデルにおける想定値である274万kLとした（表3-81）。具体的な導入見込量の考え方は以下のとおり。

- ・2005年の導入量（発電・熱利用の合計）＝472万kLのうち発電分
- ・2020年の対策ケース導入量（発電・熱利用の合計）
＝固定ケース＋黒液回収ボイラの高効率化分（8.7万kL）＝504万kLのうち発電分

表 3-81 バイオマス発電の導入見込量（2020年）

		2005年	2020年		
			▲25% ①	▲25% ②	▲25% ③
バイオマス発電	原油換算（万kL）	462	860	860	860
	2005年比	1	1.9	1.9	1.9
従来のバイオマス発電	原油換算（万kL）	204	586	586	586
	出力（万kW）	181	519	519	519
	発電電力量（億kWh）	88	252	252	252
黒液・廃材等のうち発電分	原油換算（万kL）	258	274	274	274
	出力（万kW）	228	242	242	242
	発電電力量（億kWh）	111	118	118	118

b) バイオマス熱利用（バイオ燃料含む）

本検討におけるバイオマス熱利用は、これまで京都議定書目標達成計画等において分類されてきたバイオマス熱利用（バイオ燃料含む）に加え、廃棄物熱利用（廃プラ・廃油・

廃タイヤ等化石燃料起源のものを除く) 及び黒液・廃材等のうち熱利用分の合計とした。

ア) バイオマス熱利用

1) バイオ燃料

▲25%①・▲25%②・▲25%③ケースにおいては、バイオ燃料の自動車用燃料への混合率を向上させるなどの取組を進めることにより、AIM 日本技術モデルにおける想定値と同値の 200 万 kL (内訳：国産 50 万 kL、開発輸入 50 万 kL、輸入 100 万 kL) をバイオ燃料の導入見込量とした。なお、バイオ燃料を調達する際には、持続可能性を確保することが前提となる。

11) その他バイオマス熱利用

▲25%①・▲25%②・▲25%③ケースの導入見込量は、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) とした。

イ) 廃棄物熱利用 (廃プラ・廃油・廃タイヤ等の化石燃料起源のものを除く)

▲25%①・▲25%②・▲25%③ケースの導入見込量は AIM 日本技術モデルにおける想定値である 201 万 kL (京都議定書目標達成計画の 2010 年値横ばい) とした。

ウ) 黒液・廃材等のうち熱利用分

▲25%①・▲25%②・▲25%③ケースの導入見込量は AIM 日本技術モデルにおける想定値である 228 万 kL とした。具体的な導入見込量の考え方は以下のとおり。

- ・ 2005 年の導入量 (発電・熱利用の合計) = 472 万 kL のうち熱利用分
- ・ 2020 年の対策ケース導入量 (発電・熱利用の合計)
= 固定ケース+黒液回収ボイラの高効率化分 (8.7 万 kL)
= 504 万 kL のうち熱利用分

表 3-82 バイオマス熱利用の導入見込量 (2020 年)

		2005 年	2020 年		
			▲25%①	▲25%②	▲25%③
バイオマス熱利用	原油換算 (万 kL)	470	887	887	887
	2005 年比	1	1.9	1.9	1.9
バイオ燃料	原油換算 (万 kL)	0	200	200	200
その他バイオマス熱利用	原油換算 (万 kL)	142	258	258	258
廃棄物熱利用 (化石燃料起源のものを除く)	原油換算 (万 kL)	114	201	201	201
黒液・廃材等のうち熱利用分	原油換算 (万 kL)	214	228	228	228

注) バイオ燃料の 2020 年度導入目標 200 万 kL は、国産 50 万 kL+開発輸入 50 万 kL+輸入 100 万 kL と想定した。

②導入見込量の実現可能性評価

上記①に示した 2020 年の導入見込量に対して、先に整理した導入ポテンシャルを基に、バイオマス資源区分ごとに発電コスト又は熱供給コストを考慮しつつ、導入見込量の評価を行う。ここでは、導入見込量達成に必要な経済面での課題を解決するための施策として、電力については固定価格買取制度を、熱についてはグリーン熱証書制度を取り上げ、導入見込量達成に必要な支援のレベルについて評価を行った。

ア) 試算の考え方とモデル計算

支援策として取り上げる固定価格買取制度又はグリーン熱証書制度の具体的な想定は以下のとおり。

- ・バイオマスの導入は基本的には発電原価又は熱供給原価の安いものから導入が進むものとする。
- ・その上で、累積導入量が導入見込量に達した地点において、IRR が 8%確保されるレベルまで買取を行うこととする。買取期間は 20 年間とする。
- ・発生した電力又は熱は、自家消費せず全量を外部に販売するものとする。

バイオマス資源区分ごとに、本検討で対象とする未利用量について改めて整理する。その際、バイオ燃料の 2020 年度導入見込量 200 万 kL は、国産 50 万 kL+開発輸入 50 万 kL+輸入 100 万 kL と想定しているため、バイオマス発電・熱利用について検討するに当たっては、原料の競合を回避するため、この国産 50 万 kL 分の原料分を控除して考える。具体的には、バイオ燃料の導入量として想定している、エコ燃料利用推進会議「輸送用エコ燃料の普及拡大について」での長期的供給可能量 63~123 万 kL の想定根拠に含まれている「廃木材」、「食品廃棄物」、「稲わら」及び「林地残材」を参考に、このうち「稲わら」について原料分をそれぞれ控除することとする。

バイオ燃料との競合関係を整理した上での、本検討で対象とする未利用量は次表のとおり（表 3-83）。

表 3-83 バイオマス発電・熱利用のための賦存量及び未利用量等データ

大分類	小分類	賦存量 万t	未利用率 %	未利用量 万t	未利用エネルギー		利用方法	想定設備規模	
					熱 PJ/年	電気 億kWh/年		発電 kW	熱供給 GJ/h
木質系	林地残材	800	99%	792	105.2	34.4	燃焼	5,000	50
	製材所廃材	430		22	1.4	0.9	燃焼	5000	50
	果樹剪定枝	100	5%	5	0.3	0.1	燃焼	5000	50
	公園剪定枝	15		1	0.1	0.0	燃焼	5000	50
	建築解体廃材	470	30%	109	14.4	4.7	燃焼	5000	50
	新・増築廃材			32	4.4	1.5	燃焼	5000	50
農業系	稲藁	1,400		451	39.1	25.5	燃焼	150	50
	籾殻		70%	109	13.7	6.9	燃焼	150	50
	麦藁			71	8.2	2.7	燃焼	150	50
畜産系	乳用牛	8,700		247	1.3	1.0	ガス	150	5
	肉用牛			219	1.1	0.9	ガス	150	5
	養豚		10%	265	3.2	2.5	ガス	150	5
	採卵鳥			80	7.1	2.3	燃焼	2000	50
	ブロイラー			58	5.2	1.7	燃焼	2000	50
食品系	動植物性残渣	1,900		310	4.7	3.6	ガス	150	50
	生活系厨芥類		75%	705	100.1	77.2	ガス	2000	50
	事業系厨芥類			411	46.0	35.5	ガス	2000	50
下水汚泥		7,900	25%	1,975	5.0	3.8	ガス	1000	50
黒液		7,000	0%	0	0.0	0.0	燃焼	50000	50
廃業紙		3,600	40%	1,440	172.6	56.4	燃焼	2000	50
合計					533	262		—	—

出典) 農林水産省「バイオマス・ニッポン総合戦略」関連資料等を基に MRI 作成

注) ここでの電力・熱換算は、賦存量(万t)を一定の想定の下で換算したものであり、そのまま加算することはできない。

注) 斜体で示したバイオマス資源区分について、バイオ燃料の原料分を控除した。

イ) 固定価格買取制度及びグリーン熱証書による導入促進

上記ア) で示した条件で試算を行い、導入見込量のなかで最も発電コストの高い地点であっても、20年間のIRR8%が確保される買取価格を求めると、バイオマス発電で21.8円/kWh、バイオマス熱利用で2.0円/MJと試算された。プロジェクト開始後20年間の買取に関する費用総額は、バイオマス発電については、回避可能原価を控除して1.94兆円(現在価値:1.00兆円)となった。また、バイオマス熱利用については、バイオマス資源の調達コストを計上していないため、ここでは供給コストの全額(回避可能原価を含む)を計上するとして1.47兆円(現在価値:0.76兆円)となった。

表 3-84 固定価格買取制度及びグリーン熱証書制度の結果(割引率4%で2010年価値換算)

	導入量	買取価格	費用総額
バイオマス発電	860万kL	21.8円/kWh	0.9兆円
	導入量	グリーン熱証書価格	費用総額
バイオマス熱利用	877万kL	2.0円/MJ	1.07兆円

③導入目標の検討

以上より、バイオマス発電及びバイオマス熱利用の2020年25%①、25%②及び25%③ケースの導入目標は、全ケースとも表の導入量とし、その達成に必要な施策は、表に示した固定価格買取制度及びグリーン熱証書とする。

④需要創出額

バイオマス発電・熱利用（バイオ燃料含む）が導入される際に発生する設備投資の金額を国内の需要創出額として、この需要創出額の推移を以下に示す。

なお、バイオ燃料については、農林水産省の補助事業の事例データに基づき次表のとおり想定する（表3-85）。また、2020年導入目標の項で述べたとおり、バイオ燃料の2020年度導入目標200万kLは、国産50万kLと想定して、製造プラント建設のための設備投資額を試算して計上する。

表3-85 バイオ燃料製造プラントの生産能力と施設整備費の想定

事例	生産能力	施設整備費
北海道バイオエタノール株式会社	1.5万kL/年	5,931百万円
オエノンホールディングス株式会社	1.5万kL/年	4,625百万円
想定（1プラントあたり）	1.5万kL/年	5,278百万円

出典）農林水産省資料を基に想定

表3-86 バイオマス発電・熱利用（バイオ燃料含む）の需要創出額
（▲25%①、▲25%②、▲25%③）

	バイオマス・廃棄物発電				バイオマス熱利用					バイオ燃料			
	単価	導入量	設備投資	工事費等	単価	導入量	導入量	設備投資	工事費等	単価	導入量	設備投資	工事費等
	万円/kW	万kW	億円	億円	万円/MJ	MJ/h	万kL	億円	億円	万円/kL	万kL/年	億円	億円
2011	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2012	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2013	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2014	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2015	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2016	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2017	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2018	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2019	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2020	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2021	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2022	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2023	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2024	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2025	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2026	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2027	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2028	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2029	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2030	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	

(4) 導入目標達成に向けて必要な配慮事項

バイオマス発電・熱利用（バイオ燃料含む）の導入目標達成のためには、エネルギー利用設備に関する経済面での課題を解決するとともに、次の事項についても配慮していくことが必要である（本検討ではバイオマス資源の調達コストを計上していないため、ここで配慮事項として取り上げる）。なお、次の事項は、バイオマス活用推進会議³⁰資料において、バイオマス利活用に係る今後の課題として整理されたものである。

①バイオマスエネルギー利用（発電、熱利用（バイオ燃料含む））

- ・ バイオマスの生産・収集・運搬に係るコストの低減が不可欠。
- ・ バイオマスからバイオ燃料に変換する際の、変換効率の向上、変換コストの低減が不可欠。
- ・ バイオマス原料の継続的な供給が可能となる供給体制の構築、流通面での仕組みづくりが必要。
- ・ 食料自給率の低い日本においては、食料供給と両立できるセルロース系原料を活用することが必要。
- ・ マテリアル利用に対する考慮が必要。
- ・ 自立的なバイオ燃料生産・流通・利用システムの確立が必要。

②バイオマス製品

- ・ 堆肥化や飼料化については、既に製品化されている。
- ・ トウモロコシ由来のポリ乳酸からバイオマスプラスチックを製造する技術については、米国を中心に既に商業化。
- ・ 木質バイオマスからナノカーボン等を製造する技術実証を実施。

③研究開発・技術実証

- ・ バイオマスの利活用を加速するためには、バイオマスの増産、バイオマスの生産・収集・運搬から製品の製造等の各段階において革新的技術の開発が不可欠。
- ・ 農林水産分野だけでなく、他分野と連携し、最先端のバイオテクノロジー等の開発や周辺技術の開発が不可欠。
- ・ 下水汚泥のバイオマス利用の全国展開に向けた取組が必要。

³⁰「バイオマス活用推進基本法（平成 21 年法律第 52 号）第 33 条第 1 項」に基づき設置されることとなっている会議。同会議は、内閣府、総務省、文部科学省、農林水産省、経済産業省、国土交通省及び環境省の政務官で構成される。

④地域の主体的な取組（バイオマスタウン等）

- ・ バイオマス活用推進基本法に基づき市町村が策定する計画との連続性の確保が必要。
- ・ バイオマス関連施設の整備に係る初期投資の負担軽減、運転資金の確保が必要。
- ・ バイオマスの利活用を実行するためには、生産者（農林漁業者）、民間事業者、地域住民との合意形成が不可欠。

⑤ライフサイクル評価（LCA）

- ・ CO₂排出量やエネルギー効率を、バイオマスの生産から運搬、製造など全段階において総合的に評価する LCA 手法を確立することが必要。
- ・ バイオ燃料については、科学的根拠に基づく LCA 評価基準が必要であり、現在、農林水産省、環境省、経済産業省の3省が連携し、「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」にて検討を進めているところ。
- ・ 今後、バイオ燃料製造等事業者は、LCA 評価を用いて、その製造段階等において発生する温室効果ガス排出量が削減されるように対策をとることが必要。

（5）中長期的な（2030、2050年の）導入目標

a) バイオマス発電

- ・ 2050年は、バイオマス発電については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。
- ・ 2030年は、2020年の各ケースから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推計した（表3-87）。

表 3-87 バイオマス発電の導入目標（2030年・2050年）

		2005年	2030年			2050年
			下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース	
バイオマス発電	原油換算（万kL）	462	907	907	907	1,002
	2005年比	100	196	196	196	217
従来のバイオマス発電	原油換算（万kL）	204	633	633	633	728
	出力（万kW）	181	560	560	560	644
	発電電力量（億kWh）	88	272	272	272	313
黒液・廃材等 のうち発電分	原油換算（万kL）	258	274	274	274	274
	出力（万kW）	228	242	242	242	242
	発電電力量（億kWh）	111	118	118	118	118

b) バイオマス熱利用（バイオ燃料含む）

- ・ バイオ燃料は、2050年目標については、1,900万kLと設定（2050年の需要量から推計）。また、2030年目標については、上位、中位及び下位ケースいずれについても250万kLとした。
- ・ その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとした。

表 3-88 バイオマス熱利用の導入目標（2030年・2050年）

		2005年	2030年			2050年
			下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース	
バイオマス熱利用	原油換算（万kL）	470	937	937	937	2,587
	2005年比	1.0	2.0	2.0	2.0	3.6
バイオ燃料	原油換算（万kL）	0	250	250	250	1,900
その他バイオマス熱利用	原油換算（万kL）	142	258	258	258	258
廃棄物熱利用（化石燃料 起源のものを除く）	原油換算（万kL）	114	201	201	201	201
黒液・廃材等のうち熱利 用分	原油換算（万kL）	214	228	228	228	228

3.3 導入見込量の評価に関する総括

3.3.1 買取価格と支援費用

(1) 再生可能電力

再生可能エネルギーの種類ごとに、2020年の導入目標達成に必要な買取価格と、買取期間における支援費用総額は以下のとおり（表 3-89）。

表 3-89 再生可能電力の導入目標達成に必要な買取価格と支援費用の総額

	必要な買取価格の単価 (将来価値) (回避可能原価を控除する 前の金額)	必要な支援費用総額 (2010年価値換算) (回避可能原価を控除した 後の金額)
太陽光発電	2011年：54～68 円/kWh* 2020年：26～30 円/kWh*	10.9～18.3 兆円*
風力発電（陸上）	2011年：22 円/kWh 2020年：18 円/kWh	1.5 兆円
風力発電 （着床、浮体）	(着床) 2015～2020年：30 円/kWh (浮体) 2020年：42 円/kWh	0.1 兆円
中小水力発電	2011～2020年： 15～25 円/kWh*	0.3～4.9 兆円*
地熱発電	2011～2020年：20 円/kWh 開発初期については、買取価格が 20 円/kWh となるよう補助制度を併用**	1.2 兆円
バイオマス・廃棄物 発電	2011～2020年：21.8 円/kWh	0.9 兆円

*買取価格及び支援費総額の幅は、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）に対応したことによるもの。

**地熱発電の支援を固定価格買取制度のみとした場合の買取価格の単価は43円/kWh、必要な支援費用総額は3.8兆円となる。ここでは、買取価格を抑える代わりに補助制度を併用することで、支援費用総額を抑制できることから、補助制度の併用を採用した。

これらの固定価格買取制度が導入された場合の、年次ごとの買取総額の推移は以下のとおり（表 3-90 及び図 3-90）。ピークはいずれのケースも2020年であり、0.9～1.6兆円/年（2010年価値換算）となる。期間平均では0.5～0.9兆円/年（2010年価値換算）、期間累計では14.9～26.9兆円（2010年価値換算）となる。

期間平均の実額から、電力需要を仮に9,500億kWhとし、平均世帯の電力需要を300kWh/月・世帯とすると、平均の世帯あたり負担額は280～504円/月・世帯となる。

表 3-90 再生可能電力の導入目標達成に必要な支援費用総額
(金額はすべて 2010 年価値換算、回避可能原価は控除)

ピーク年	2020 年
ピーク時買取総額	0.9～1.6 兆円/年
期間平均	0.5～0.9 兆円/年
期間累計	14.9～26.9 兆円
平均世帯あたり負担額(買取総額を電力需要で割った単価に、平均世帯の電力需要を乗じて算出)	280～504 円/月・世帯

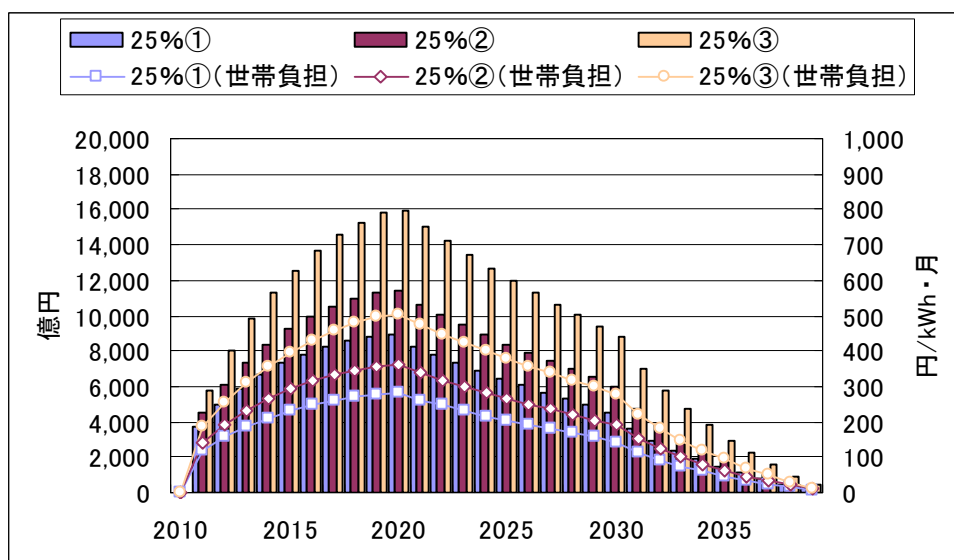


図 3-90 再生可能電力の単年度支援費用総額の推移
(2020 年の導入目標達成に必要な金額)

なお、世帯あたりの負担額に関連して、再生可能電力の導入支援に伴う負担額の上昇は所得に対しての逆進性を有することから、国民負担についての内閣府における調査³¹等を踏まえつつ、国民生活への配慮の観点から、例えば、日常生活に最低限必要な電力使用量分の電気料金については転嫁（再生可能エネルギー導入支援費用の上乗せ）をしない、産業の国際競争力の観点からエネルギー多消費産業については費用負担を軽減する等、制度設計は慎重に行う必要がある。

また、固定価格買取制度によって恩恵を受けられる世帯が限定的であるという点に鑑み、自宅の屋根面に設置が難しい世帯を対象とした「屋根貸し」の制度を検討する必要がある。

³¹ 内閣府政府広報室「低炭素社会に関する特別世論調査」の概要（2008 年 7 月）

(2) 再生可能エネルギー熱・燃料

再生可能エネルギーの種類ごとに、2020年の導入目標に必要な支援レベルと支援費用の総額は以下のとおり（表 3-91 再生可能エネルギー熱・燃料の導入目標に必要な支援レベルと支援費用総額）。なお、太陽熱利用については初期費用に対する支援である。また、バイオマス熱利用・燃料については、熱利用のみ経済性評価を行っており、バイオ燃料の導入については評価していない。なお、熱利用の評価において、回避可能原価は控除していない。

表 3-91 再生可能エネルギー熱・燃料の導入目標に必要な支援レベルと支援費用総額

	必要な支援レベル (将来価値)	必要な支援費用総額 (2010年価値換算)
太陽熱利用	1.4～7 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

再生可能エネルギー熱の導入目標達成に必要な支援費用総額の推移は以下のとおり（表 3-92）。

表 3-92 再生可能エネルギー熱の導入目標達成に必要な支援費用総額
(金額はすべて 2010 年価値換算)

	2015 年
ピーク年	
ピーク時買取総額	0.06～0.37 兆円/年
期間平均	0.04～0.07 兆円/年
期間累計	1.16～2.01 兆円

3.3.2 望ましい普及方策のシナリオ

再生可能エネルギーの種類ごとに、2020年の導入目標に対し、経済面で必要な普及方策とその他必要な方策は以下のとおり。なお、2020年の導入目標としては、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）の3つのケースを想定した。

表 3-93 2020年の導入目標に対して必要な普及方策

	主に買取に関する経済的支援	その他の方策
太陽光発電	<ul style="list-style-type: none"> 25%①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 25%②及び③ケースでは、買取価格の引き上げ 	<ul style="list-style-type: none"> 設計の確立や、施工の人材育成・登録制度等の導入による信頼性の確保 大規模施設における導入検討義務化 配電網の強化、電力出力予測・性能評価の確立、系統連係の保証等の系統対策
風力発電 (陸上・洋上)	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 既存インフラ運用の見直し、系統連系の保証、地域間連系線の増強、電力出力予測・性能評価の確立等の系統対策 環境に配慮した技術・施設設計の確立（特に浮体式の実用化に向けては特段の努力が必要）
中小水力発電	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> ポテンシャル・開発適地及び不適地情報の整備と開示 水利権などの関連権利の調整
地熱発電	<ul style="list-style-type: none"> 20円/kWhでの固定価格買取制度に加え、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* 	<ul style="list-style-type: none"> 環境に配慮した技術・施設設計の確立 開発適地及び不適地、地域環境影響に関する情報の整備と開示
太陽熱	<ul style="list-style-type: none"> 2011～2015年の5年間に、導入後15年分の太陽熱のグリーン価値を一定額で評価・買取 	<ul style="list-style-type: none"> 設計の確立や、施工の人材育成・登録制度等の導入による信頼性の確保 大規模施設における導入検討義務化 普及啓発活動による認知度向上
バイオマス・廃棄物発電	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> バイオマス原料の継続的な供給体制の構築のための支援
バイオマス熱利用・燃料	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 供給インフラ整備のための支援

※地熱発電の支援を固定価格買取制度のみとした場合の買取価格の単価は43円/kWh、必要な支援費用総額は3.8兆円となる。ここでは、買取価格を抑える代わりに補助制度を併用することで、支援費用総額を抑制できることから、補助制度の併用を採用した。

以上に加え、再生可能エネルギー全体に共通の方策として、下記が望まれる。

○再生可能エネルギー事業の金融リスク・負担の軽減

再生可能エネルギー普及の課題の一つになっているのが、初期負担の大きさや資金調達の困難性である。経済的支援によってこの状況はある程度改善されるが、公的機関による債務保証や各地域の特性を踏まえた資金調達方法の確立など、再生可能エネルギー導入によるリスク・負担を導入者のみに負わせるのではなく、社会全体で分け合う仕組みの導入が必要である。

○地域の特性を生かした再生可能エネルギーの導入

再生可能エネルギー導入による地域活性化・地域振興の効果を発揮させるために、地域の特性に応じたビジネスモデルの確立や、それを推進させることのできる専門家の養成が必要である。また、各地方公共団体がその規模に応じて自主的に積極的な取組を行っていくことが望まれる。

3.3.3 導入目標総括

表 3-94 再生可能エネルギーの中長期導入目標

	2005年度		2010年度		2020年度					2030年度					2050年度(A)		2050年度(B)			
	導入量	一次エネルギー供給に占める割合	導入量	一次エネルギー供給に占める割合	導入量【25%①】	一次エネルギー供給に占める割合	導入量【25%②】	一次エネルギー供給に占める割合	導入量【25%③】	一次エネルギー供給に占める割合	導入量【下位】	一次エネルギー供給に占める割合	導入量【中位】	一次エネルギー供給に占める割合	導入量【上位】	一次エネルギー供給に占める割合	導入量	一次エネルギー供給に占める割合		
太陽光発電	35万kL	0.06%	73万kL	0.13%	904万kL	1.71%	1,026万kL	1.98%	1,222万kL	2.40%	2,246万kL	4.55%	2,328万kL	4.87%	2,458万kL	5.22%	4,227万kL	10.98%	4,931万kL	14.30%
	15億kWh		31億kWh		389億kWh		442億kWh		526億kWh		966億kWh		1,001億kWh		1,058億kWh		1,819億kWh		2,121億kWh	
	144万kW		299万kW		3,700万kW		4,200万kW		5,000万kW		9,193万kW		9,527万kW		10,060万kW		17,300万kW		20,180万kW	
風力発電(陸上)	44万kL	0.08%	101万kL	0.18%	452万kL	0.85%	452万kL	0.87%	452万kL	0.89%	876万kL	1.77%	876万kL	1.83%	876万kL	1.86%	1,059万kL	2.75%	1,059万kL	3.07%
	19億kWh		44億kWh		194億kWh		194億kWh		194億kWh		377億kWh		377億kWh		377億kWh		456億kWh		456億kWh	
	109万kW		248万kW		1,110万kW		1,110万kW		1,110万kW		2,150万kW		2,150万kW		2,150万kW		2,600万kW		2,600万kW	
風力発電(着床)	0万kL	0.00%	0万kL	0.00%	12万kL	0.02%	12万kL	0.02%	12万kL	0.02%	165万kL	0.33%	165万kL	0.35%	165万kL	0.35%	458万kL	1.19%	458万kL	1.33%
	0億kWh		0億kWh		5億kWh		5億kWh		5億kWh		71億kWh		71億kWh		71億kWh		197億kWh		197億kWh	
	0万kW		0万kW		20万kW		20万kW		20万kW		270万kW		270万kW		270万kW		750万kW		750万kW	
風力発電(浮体)	0万kL	0.00%	0万kL	0.00%	1万kL	0.00%	1万kL	0.00%	1万kL	0.00%	171万kL	0.35%	171万kL	0.36%	171万kL	0.36%	1,008万kL	2.62%	1,008万kL	2.92%
	0億kWh		0億kWh		0億kWh		0億kWh		0億kWh		74億kWh		74億kWh		74億kWh		434億kWh		434億kWh	
	0万kW		0万kW		1万kW		1万kW		1万kW		280万kW		280万kW		280万kW		1,650万kW		1,650万kW	
風力発電(小計)	44万kL	0.08%	101万kL	0.18%	465万kL	0.88%	465万kL	0.90%	465万kL	0.91%	1,211万kL	2.45%	1,211万kL	2.53%	1,211万kL	2.57%	2,525万kL	6.56%	2,525万kL	7.32%
	19億kWh		44億kWh		200億kWh		200億kWh		200億kWh		521億kWh		521億kWh		521億kWh		1,086億kWh		1,086億kWh	
	109万kW		248万kW		1,131万kW		1,131万kW		1,131万kW		2,700万kW		2,700万kW		2,700万kW		5,000万kW		5,000万kW	
水力発電(大規模)	1,625万kL	2.76%	1,772万kL	3.12%	1,784万kL	3.37%	1,784万kL	3.44%	1,784万kL	3.50%	1,784万kL	3.61%	1,784万kL	3.73%	1,784万kL	3.79%	1,784万kL	4.63%	1,784万kL	5.17%
	699億kWh		763億kWh		767億kWh		767億kWh		767億kWh		767億kWh		767億kWh		767億kWh		767億kWh		767億kWh	
	2,021万kW		2,078万kW		2,156万kW		2,156万kW		2,156万kW		2,156万kW		2,156万kW		2,156万kW		2,156万kW		2,156万kW	
水力発電(中小規模)	35万kL	0.06%	41万kL	0.07%	195万kL	0.37%	466万kL	0.90%	744万kL	1.46%	756万kL	1.53%	937万kL	1.96%	1,122万kL	2.38%	1,880万kL	4.88%	1,880万kL	5.45%
	15億kWh		17億kWh		84億kWh		200億kWh		320億kWh		325億kWh		403億kWh		483億kWh		809億kWh		809億kWh	
	40万kW		43万kW		165万kW		380万kW		600万kW		610万kW		753万kW		900万kW		1,500万kW		1,500万kW	
水力発電(小計)	1,660万kL	2.82%	1,813万kL	3.19%	1,978万kL	3.73%	2,250万kL	4.34%	2,527万kL	4.96%	2,540万kL	5.14%	2,721万kL	5.69%	2,906万kL	6.17%	3,664万kL	9.52%	3,664万kL	10.62%
	714億kWh		780億kWh		851億kWh		968億kWh		1,087億kWh		1,093億kWh		1,171億kWh		1,250億kWh		1,576億kWh		1,576億kWh	
	2,061万kW		2,121万kW		2,321万kW		2,536万kW		2,756万kW		2,766万kW		2,909万kW		3,056万kW		3,656万kW		3,656万kW	
地熱	76万kL	0.13%	76万kL	0.13%	244万kL	0.46%	244万kL	0.47%	244万kL	0.48%	244万kL	0.68%	334万kL	0.70%	334万kL	0.71%	515万kL	1.34%	515万kL	1.49%
	32億kWh		32億kWh		105億kWh		105億kWh		105億kWh		144億kWh		144億kWh		144億kWh		221億kWh		221億kWh	
	53万kW		53万kW		171万kW		171万kW		171万kW		234万kW		234万kW		234万kW		361万kW		361万kW	
太陽熱	61万kL	0.10%	58万kL	0.10%	131万kL	0.25%	131万kL	0.25%	178万kL	0.35%	251万kL	0.51%	251万kL	0.52%	282万kL	0.60%	490万kL	1.27%	490万kL	1.42%
	462万kL	0.79%	647万kL	1.14%	860万kL	1.62%	860万kL	1.66%	860万kL	1.69%	907万kL	1.84%	907万kL	1.90%	907万kL	1.93%	1,002万kL	2.60%	1,002万kL	2.90%
	199億kWh		278億kWh		370億kWh		370億kWh		370億kWh		390億kWh		390億kWh		390億kWh		431億kWh		431億kWh	
バイオマス	409万kW		573万kW		761万kW		761万kW		761万kW		803万kW		803万kW		803万kW		886万kW		886万kW	
	470万kL	0.80%	593万kL	1.04%	887万kL	1.67%	887万kL	1.71%	887万kL	1.74%	937万kL	1.90%	937万kL	1.96%	937万kL	1.99%	1,687万kL	4.38%	1,687万kL	7.50%
	470万kL	0.80%	543万kL	0.96%	687万kL	1.30%	687万kL	1.33%	687万kL	1.35%	687万kL	1.39%	687万kL	1.44%	687万kL	1.46%	687万kL	1.79%	687万kL	1.99%
	0万kL	0.00%	50万kL	0.09%	200万kL	0.38%	200万kL	0.39%	200万kL	0.39%	250万kL	0.51%	250万kL	0.52%	250万kL	0.53%	1,000万kL	2.60%	1,900万kL	5.51%
合計 (一次エネルギー供給比)	2,808万kL	4.78%	3,361万kL	5.92%	5,469万kL	10.32%	5,863万kL	11.32%	6,383万kL	12.52%	8,427万kL	17.06%	8,689万kL	18.18%	9,036万kL	19.18%	14,108万kL	36.66%	15,712万kL	45.56%
一次エネルギー供給	58,782万kL	100%	56,800万kL	100%	53,000万kL	100%	51,800万kL	100%	51,000万kL	100%	49,400万kL	100%	47,800万kL	100%	47,100万kL	100%	38,486万kL	100%	34,486万kL	100%

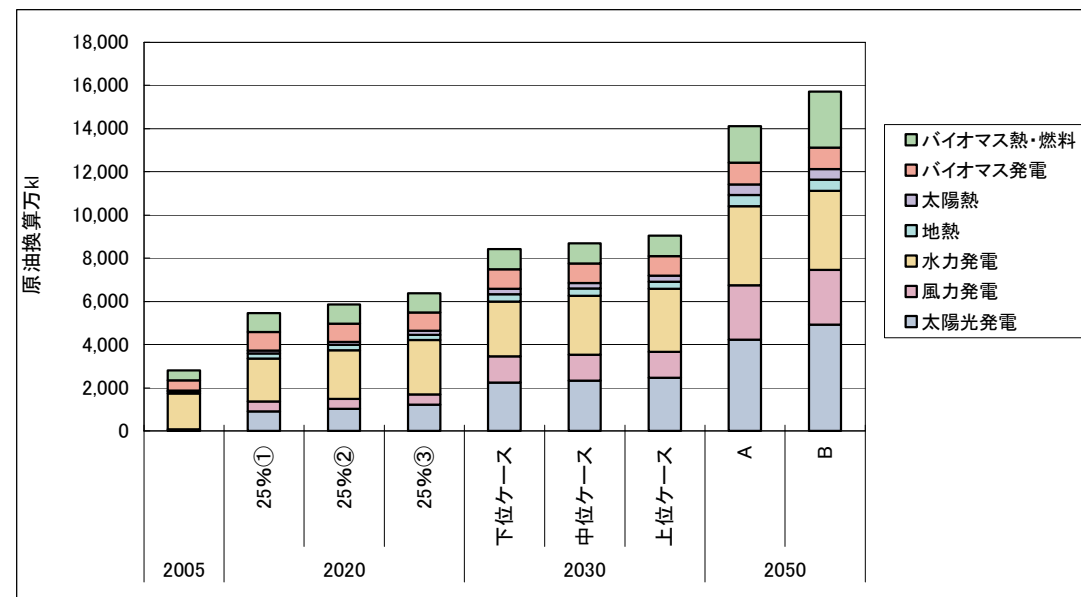


図 3-91 再生可能エネルギーの中長期導入目標

【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%に向けて排出削減のために取り組んだ対策を2021年～2030年も継続して努力を行うことを想定したケース

【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

3.3.4 経済的観点以外の普及に向けた課題

各再生可能エネルギー源において、経済的観点以外の普及に向けた課題を整理したものは以下のとおり。

(1) 太陽光発電

- ①出力変動に伴う系統不安定化への対処
- ②施工技術の標準化、人員教育、体制整備
- ③メンテナンス技術の標準化、人員教育、体制整備

(2) 風力発電

- ①出力変動に伴う系統不安定化への対処、系統連系可能容量等
- ②騒音問題、バードストライクの問題及び風致景観などへの影響
- ③浮体式洋上風力などの技術的なフィージビリティ

(3) 中小水力発電

- ①水利権の確保の問題
- ②内水面漁業権への配慮
- ③電気事業法における保安規則への対応
- ④施工技術の標準化、人員教育、体制整備
- ⑤メンテナンス技術の標準化、人員教育、体制整備

(4) 地熱発電

- ①温泉地域との共生・共存
- ②自然公園の保護

(5) 太陽熱利用

- ①認知度の向上
- ②機器の標準化、認証
- ③ヒートポンプ給湯、ガス給湯など他の技術と組み合わせた製品開発
- ④施工技術の標準化、人員教育、体制整備
- ⑤メンテナンス技術の標準化、人員教育、体制整備
- ⑥技術開発
- ⑦グリーン価値の評価

(6) バイオマス発電・熱利用（バイオ燃料含む）

- ①バイオマスエネルギー利用上の問題（持続可能かつ自立的な収集システムの確立等）
- ②バイオマス製品の開発
- ③バイオマスの生産・収集・運搬及び製品製造の各段階に対する研究開発・技術実証

④地域の主体的な取組（バイオマスタウン等）

⑤ライフサイクル評価（LCA）

参考までに、以下に既存の文献、報告書等において指摘された各再生可能エネルギー源に対する課題を整理して示す。なお、表中の課題は、既存の文献、報告書等で指摘されている内容を整理したものであり、本調査の見解として取りまとめたものではない。

表 3-95 低炭素社会の実現に向けてこれまでに指摘されている課題（再生可能エネルギー【電力】）

	太陽光	風力	バイオマス	地熱	中小規模水力
情報的な課題	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電の付加価値の理解不足。(1) 				
技術的な課題	<ul style="list-style-type: none"> 日射条件による制約 (11) 太陽電池モジュールのサイズが異なることにより、架台等の種類が膨大になり価格低下が遅れている。(2) 製品価値の向上が必要(変換効率向上、長寿命化等の技術レベル向上、デザイン性向上等)(0) 変換効率向上(設置面積の縮小)が必要。(0) 屋根の強度が足りない場合がある。(11) コスト低減のため、架台・工事の標準化が必要。(0) 簡略な設置工事法の開発が必要。(0) 大量導入時には、①配電網の電圧上昇による逆流の困難化、②周波数調整力の不足、③余剰電力の発生(需給バランス)が問題となり系統安定化対策が必要。(0) 単独運転の防止及び不要解列の防止が必要。(0) 大規模になると制御が難しい。(3) 	<ul style="list-style-type: none"> 台風や落雷による被害を受けやすい。(6) バードストライクの問題 (7) 大規模になると制御が難しい。(3) 系統連系に際しては、周波数変動への対応が必要(地域間連系線の柔軟な活用は対応策の一つになり得る)。(0) 	<ul style="list-style-type: none"> <木質> 林地残材やパークは含水率が高く、燃焼効率が悪い。(8) 他の再生可能エネルギーに比べ今後の大きな技術革新の余地は少ない。(3) 専焼よりも混焼の方が、効率が良い。(3) 建築廃材には異物が混入しやすい。(8) <食品> 雑芥類が混入すると機器に影響を与える。(8) 	<ul style="list-style-type: none"> 地下資源で賦存量の確認が他資源に比べ困難なため開発リスクが高い。(3) 地下深部の調査を要することから開発のリードタイムが長い(15~20年)(7) 	<ul style="list-style-type: none"> 減水区間が河川環境に影響(10) 発電可能量は立地地点に強く依存(10)
社会的な課題	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電の付加価値の理解不足。(1) ホームビルダーの太陽光発電に関する理解不足による導入遅れ。(1) 中古市場やリース展開などのビジネスモデルが未発達である。(2) 設計・施工・保守管理までを一括で手がける「システム・インテグレーター」が未発達。(4) メンテナンス体制が確立されていない。(5) 	<ul style="list-style-type: none"> 低周波音等による立地問題(7) 	<ul style="list-style-type: none"> <木質> 燃料用チップに過剰の補助がされると製紙用チップが燃料として使われるなど、資源の競合が生じる。(3) 	<ul style="list-style-type: none"> 地元関係者等との調整が必要。(3) 約80%強が国立公園の特別保護地区・特別地域内にある。(9) 	<ul style="list-style-type: none"> 発電事業者は、地域密着型の水力初心者(0)
制度的な課題	<ul style="list-style-type: none"> 建材一体型は固定資産とみなされ、据置型に比べ、税法上不利。(2) 集合住宅や低層賃貸住宅については、戸建住宅とは異なる利用形態を前提とした設置を推進する必要がある。(2) 建築基準法により、建築物の屋根材や外壁材としてモジュールを用いる場合は、「構造耐力」「防火性」「耐久性」「安全性」に関する要求基準を満たすことが必要。(0) 電気事業法により、工事計画、使用前安全管理審査、使用開始届、主任技術者の任命、保安規定等の手続きが必要。(0) 	<ul style="list-style-type: none"> 撤去を行おうとする場合、設置時に利用した補助制度による補助金の返還義務(3) 自然公園法、農地法、農業振興地域の整備に関する法律、森林法、国有林野法などの手続き。(3) 森林法により、開発面積が1haを超える場合には、許認可が必要。(0) 自然環境保全法により、許認可が必要。ただし、立入り制限地区に関しては開発できない。(0) 土地利用規制、建築基準法改正等における規制強化の動き。(0) 建築基準法・建築基準法施行令 2007年6月の改正法施行により、構造計算及び大臣認定の取得が定められた。(0) 道路法により、建設時の道路占有及び交通規制に関して許可を得ることを定めている。(0) 		<ul style="list-style-type: none"> 国立公園特別地域内の開発規制により事業化可能資源量が限定されている。(3) 自然公園法、保安林解除、国有林野の貸与条件、井戸掘削に係る鉱業権者や源泉所有者との合意等の手続きがある。(3) 井戸掘に当たって、源泉の減衰を懸念する周辺自治体・温泉業界との合意形成が鍵となっており、理解と協力を促進する施策が必要。(0) 	<ul style="list-style-type: none"> 行政手続きの明確化・簡素化が必要(小規模水力発電事業者は、地域密着型の水力初心者。よって、関係する規制について、手続きの明確化や簡素化に向け、極め細やかな制度設計・運用を行う必要がある)。(0) 河川法に基づく水利権の許可・更新手続きの明確化、簡素化、許可基準の具体化、都道府県知事等に対する意見聴取手続きの明確化。(0)
経済的障壁	<ul style="list-style-type: none"> 初期設置コストが高い。(1) 原材料価格の高騰。(1) 設置費用に占める設置工事費の割合が大きい。(1) 家庭用に普及した場合に蓄電池をどの程度設置できるか。(3) 	<ul style="list-style-type: none"> 風力発電の事業採算性は、RPS制度の導入当初に比べて大きく悪化(3) 	<ul style="list-style-type: none"> <木質> コストに占めるバイオマス燃料費の割合が高い(3) 燃料費高騰、不足による稼働率低下(3) 林地残材の搬出コストが高い。(8) 蒸気冷却により生じる水の処理費が高い。(8) <食品> 回収費用、残渣の下水放流費用が高い。(8) 	<ul style="list-style-type: none"> コストが高い(発電コスト 16円/kWh)(3) 運転開始後に補充井の掘削等が必要(7) 送電設備建設等の影響により、コストが増加、開発期間が長期化(9) 	<ul style="list-style-type: none"> 固定費負担が重い(10) 初期投資が高い。(10) 奥地化が進むほど電線などに費用がかかる。(3) 初期投資負担を軽減する必要がある(支援方策について検討すべき。低コストで簡易な発電システムにかかる技術を開発すべき)。(0)

ここに示す課題は、既存の文献、報告書等において指摘されている内容を整理したものであり、本調査の見解として取りまとめたものではない。

表 3-96 低炭素社会の実現に向けてこれまでに指摘されている障壁（再生可能エネルギー【熱・燃料】）

	太陽熱	バイオマス熱	バイオ燃料
情報的な課題			
技術的な課題	<ul style="list-style-type: none"> 日射条件による制約 (11) 重量があり、屋根の強度が足りない場合がある。(11) 太陽熱利用機器の明確な性能評価認定制度、環境的な価値基準の欠如。(12) 新たな魅力ある製品開発の遅れ。(0) ガス・石油給湯器と接合できない、あるいは給湯圧が弱いといった問題。(0) 建築物と一体となったデザイン性の向上の遅れ。(0) パネル、タンク、ガス給湯器が分離しており、連係動作が困難。(0) 施工性が良くない(施工技術が遅れている)。規格の統一など、改善が必要である。(0) 太陽熱利用機器の安全・安心の確保をする必要がある。(0) 		<ul style="list-style-type: none"> エネルギー安全保障を期待する場合、安定価格での安定供給が不可欠(14) 「原料調達」「燃料製造」「利用」の全工程を通じて、エネルギー収支がポジティブである必要がある。(14) 経済性の高い生産技術を確立する必要がある。(0) 品確法により、現状ではバイオマス由来分が3%という制限があるところを、大規模導入のためには高濃度化する必要がある。(0)
社会的な課題	<ul style="list-style-type: none"> 余剰電力を電力会社に売ることができる太陽光発電に比べ、用途が熱の自家消費のみである太陽熱利用機器に対して、設置者が経済的メリットを感じにくい。(1) 販売、施工、メンテナンス市場等の体制の未整備による信頼性の喪失。(0) エネルギー事業者やホームビルダーとの連携不足(優れた競合技術(PV、エコキュート)が登場し、住宅メーカーや住設機器販売店が営業リソースをそちらにシフトさせた)。(0) 普及啓発への取組不足。(0) 		<ul style="list-style-type: none"> 国産エタノールの生産量は少ない。政府目標の達成には供給を輸入に頼らざるを得ない。さらに、輸入先はブラジル一国に限られる(15) 自然環境との共生、食料や他産業との競合がある。(14) 目的生産バイオマスの農園開発やエタノール工場の建設に際しては、地域住民の合意が不可欠(14)
制度的な課題	<ul style="list-style-type: none"> 効果的な支援政策が採られなかった。90年代以降の低金利時代に低利融資制度はメリットが少なく、また補助金は市場の一部の強制循環型システムに限定された。(0) エクセルギーに着目した、自然エネルギー優先の温熱政策を確立する必要がある。(0) 住宅及び建築物に関する省エネ政策と統合する必要がある。(0) 住宅及び建築物の新築・改築時における自然エネルギー熱利用導入検討し義務化する必要がある。(0) 		<ul style="list-style-type: none"> 軽油を混ぜて利用すると軽油引取税が課税される。(8) 大規模導入に向けて今後インフラ整備を進めるに当たり、バイオエタノールの直接混合か、あるいは ETBE のいずれかの方針を定める必要がある。(0) 国際的な「持続可能なバイオ燃料基準」を策定する必要がある。(※現在、関係府省庁にて検討中)(0) 国際取引を視野に入れて、途上国との間に持続可能なバイオ燃料シナリオを策定する必要がある。(0) 品確法及び現状のサプライチェーン等、国内市場のあり方について検討する必要がある。(0)
経済的障壁	<ul style="list-style-type: none"> 設置に係る初期コストが大きい(1) メンテナンス等の維持費の不透明さ(1) 必ずしも経済性に優れておらず、投資回収が困難な場合もある。(0) グリーン熱証書を発行するに当たって一定の精度を確保するには、熱の計量コストを大きく低減する必要がある。(0) 	<ul style="list-style-type: none"> コストに占めるバイオマス燃料費の割合が高い(3) 	<ul style="list-style-type: none"> 国産・輸入を問わずエタノール価格はガソリンより高く、食料価格や天候などの影響も受けるため不安定(15)

出典) [表 3-95、表 3-96 共通]

- (0) 『低炭素社会構築に向けた 再生可能エネルギー普及方策について(提言)』(2009年2月10日、環境省低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策検討会)
- (1) 『太陽エネルギーの飛躍的な利用拡大に向けて 最終のとりまとめ』(2008年2月、東京都太陽エネルギー利用拡大会議)
- (2) 『ソーラー住宅普及促進懇談会報告書』(2009年2月、資源エネルギー庁ソーラー住宅普及促進懇談会)
- (3) 再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム配布資料(2009年、資源エネルギー庁)
- (4) 『ソーラー・システム産業戦略研究会報告書』(2009年3月、経済産業省ソーラー・システム産業戦略研究会)
- (5) “広げよう太陽エネルギー”利用者集会資料(2009年、東京都・特定非営利活動法人太陽光発電所ネットワーク)
- (6) “GLOBAL WIND 2008 REPORT”(GWEC: Global Wind Energy Council)
- (7) 『低炭素電力供給システムに関する研究会報告書』(2009年7月、資源エネルギー庁低炭素電力供給システムに関する研究会)
- (8) 『バイオマスエネルギー導入ガイドブック(第2版)』(2005年9月、NEDO)
- (9) 『地熱発電に関する研究会-中間報告-』(2009年6月、資源エネルギー庁地熱発電に関する研究会)
- (10) 『水力発電に関する研究会-中間報告-』(2008年7月、資源エネルギー庁水力発電に関する研究会)
- (11) 『新エネルギーガイドブック 2008』(2008年、NEDO)
- (12) “太陽熱利用の将来展望 太陽熱普及促進制度について”(2009年、栗原)
- (13) 『地球熱利用システム 地中熱利用ヒートポンプシステムの特徴と課題』(2006年9月、NEDO)
- (14) 『バイオ燃料技術革新計画』(2008年3月、資源エネルギー庁)
- (15) 再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム第3回ヒアリング石油連盟配布資料(2009年12月、石油連盟)

ここに示す課題は、既存の文献、報告書等において指摘されている内容を整理したものであり、本調査の見解として取りまとめたものではない。

再生可能エネルギーの導入見込量・導入支援策・導入目標の検討概要

	検討手順及び検討結果の概要
太陽光	<p>導入見込量は、AIM 日本技術モデルから、3,700 万 kW と 7,900 万 kW と設定。3,700 万 kW は投資回収 10 年の固定買取を行った場合の導入見込量であるため、7,900 万 kW を目指して、3,700 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投資回収年数を引き下げる）シナリオをさらに 3 つ設定し、それぞれの買取価格・支援費用を導いた。その結果、最も手厚い支援策のシナリオは、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、そのほかの 3 つのシナリオを導入目標・達成方針に設定。</p> <p>○低炭素検討会シナリオ：25%①目標に設定 投資回収 10 年の 20 年固定買取、公共施設にも同量導入。このための買取価格は 2011 年 54 円/kWh で 2020 年 26 円/kWh、支援費用 0.94 兆円を要する。導入量 3,700 万 kW 達成。</p> <p>○建築物追加シナリオ：25%②目標に設定 一定規模以上の建築物全数で導入されることを目指す。そのために投資回収 9.1 年になるレベルの 20 年固定買取を実施。このための買取価格は 2011 年 59 円/kWh で 2020 年 27 円/kWh、支援費用 1.17 兆円を要する。導入量 4,200 万 kW 達成。</p> <p>○建築物・住宅追加シナリオ：25%③目標に設定 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。そのために投資回収 8.1 年になるレベルの 20 年固定買取を実施。このための買取価格は 2011 年 68 円/kWh で 2020 年 30 円/kWh、支援費用総額 1.57 兆円を要する。導入量 5,000 万 kW 達成。</p>
陸上風力	<p>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 IRR 8% 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、支援費用総額 1.5 兆円。 これらは現行制度等と比しても合理的であるため、導入目標・達成方針に設定。</p>
洋上風力 (着床)	<p>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 IRR 8% 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、支援費用総額 0.1 兆円。これらは現行制度等と比しても合理的であるため、導入目標・達成方針に設定。</p>
洋上風力 (浮体)	<p>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 IRR 8% が確保される 20 年全量買取の買取価格は 2020 年 42 円/kWh、支援費用総額 0.01 兆円。これらは現行制度等と比しても合理的であるため、導入目標・達成方針に設定。</p>
中小水力	<p>導入見込量は、AIM 日本技術モデルから、176 万 kW に設定。 この導入見込量すべてで IRR 8% が確保される 20 年全量買取の買取価格は 15.26 円/kWh、支援費用総額 0.38 兆円。現行余剰買取等と比べると、深堀可能と考えられるため、買取価格 15 円・20 円・25 円/kWh の 3 つの設定。 15 円/kWh だと導入量 165 万 kW で支援費用総額 0.33 兆円。これを 25%①目標。 20 円/kWh だと導入量 380 万 kW で支援費用総額 1.87 兆円。これを 25%②目標。 25 円/kWh だと導入量 600 万 kW で支援費用総額 4.74 兆円。これを 25%③目標。</p>
地熱	<p>2015 年以降導入が進む設定。導入見込量は、AIM 日本技術モデル等から、147 万 kW に設定。この導入見込量すべてで IRR 8% が確保される 20 年全量買取の買取価格は 43.29 円/kWh で支援費用総額 3.80 兆円。地熱は限界導入費用の差が激しく、最も高いところの IRR8% 確保まですべて買取で行くと必要となる費用が多額となる。そこで、買取価格を 20 円/kWh とし、買取支援で IRR 8% が確保されない地点には調査・開発への補助金を支給することとした場合、支援費用総額 1.17 兆円で同じ 147 万 kW を達成可能。これらは現行制度等と比しても合理的であるため、導入目標・達成方針に設定。</p>
太陽熱	<p>導入見込量は、AIM 日本技術モデルから、住宅 750 万台、建築物 94 万 m² と設定。これを評価するため、投資回収年数 10 年、あるいは通常の耐用年数である 15 年を確保するためにどのような経済的支援が必要で、どこまで導入が進むかを試算した。その結果、投資回収 10 年だと 1000 万台 (25 万円/台の支援)・196 万 m² (7 万円/m² の支援) となり、投資回収 15 年だと 750 万台 (5 万円/台の支援)・94 万 m² (1.4 万円/m² の支援) となった。後者を 25%①②目標、前者を 25%③目標として設定した。</p>
バイオマス	<p>導入見込量は、AIM 日本技術モデル等から、発電 761 万 kW、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 IRR 8% を確保するため、電力では 20 年全量買取の買取価格は 21.8 円/kWh で支援費用総額 0.9 兆円、熱利用 (バイオ燃料以外) では同グリーン熱証書価格は 2.0 円/MJ で支援費用総額 1.07 兆円。ただし、いずれの場合についても、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。</p>

4. 化石燃料利用の低炭素化の対策及び施策の在り方

本章では、国内外における火力発電及び化石燃料供給（都市ガス）の低炭素化の取組動向を整理し、そこから示唆される今後の方向性、施策の在り方について検討した。

4.1 火力発電の高効率化及びCO₂回収・貯留（CCS）の導入

4.1.1 国内における火力発電の低炭素化の取組動向

(1) 火力発電の現状

a) 電源構成全体に占める火力発電の位置付け

我が国の総発電電力量に占める石炭火力発電の割合は、2008年度に1990年度と比べて約3倍に増加している。

これに伴い、石炭火力発電所の2008年度のCO₂排出量は、1990年度と比べて約1.3億t-CO₂増加し、約1.9億t-CO₂となっている。これは、基準年である1990年度温室効果ガス総排出量の12%に相当する。

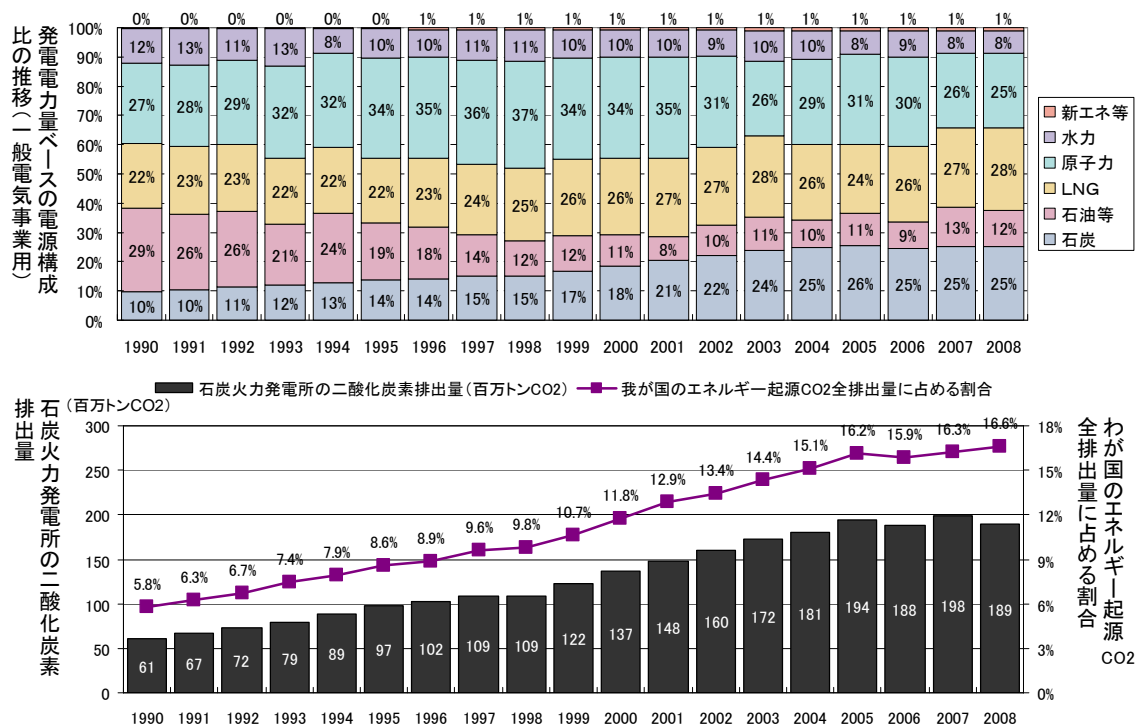


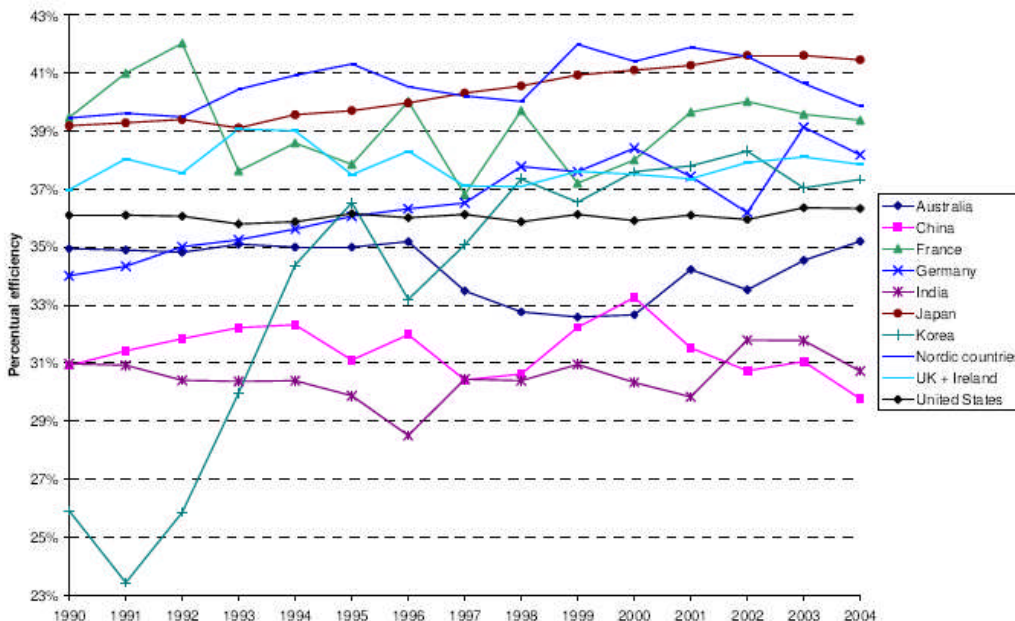
図 4-1 日本の電源構成及び石炭火力発電所から排出されるCO₂排出量の推移

出典)「総合エネルギー統計」、「温室効果ガス排出インベントリ」より

b) 火力発電の熱効率

新技術の導入等により、火力発電の効率は向上している。日本の火力発電の熱効率（平均値）を比較すると、天然ガス火力発電はコンバインドサイクルの導入が進んでいることなどから熱効率が約 45% となっており、石炭火力発電は約 41% となっている。国際的には、図 4-2 に示すように石炭火力発電の熱効率は概ね 30~40%（国別平均値）であるのに対し、天然ガス火力発電の熱効率は 40~50%（国別平均値）となっている。

<石炭火力発電>



<天然ガス火力発電>

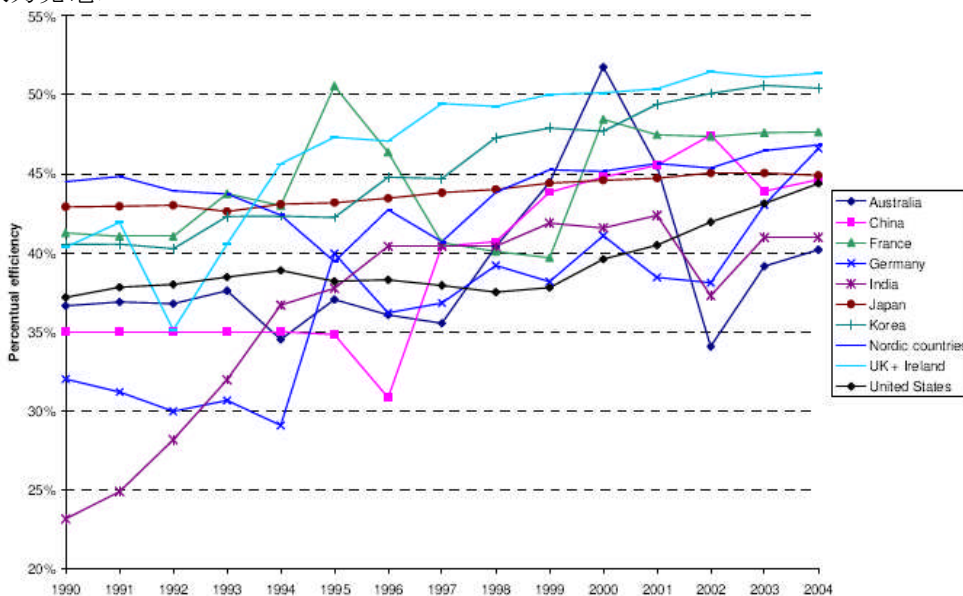


図 4-2 主要国における火力発電の熱効率の推移

出典) "International Comparison of fossil power efficiency", 2007.8, Ecofys, Netherlands

c) 電力の CO₂ 排出原単位

一般電気事業者の CO₂ 排出原単位は悪化傾向にある。2008 年度は、購入した京都メカニズムクレジットを反映した後の CO₂ 排出原単位は前年度に比べ改善されているものの、京都メカニズムクレジット

反映前の実排出の CO₂ 排出原単位は依然として高いままとなっている。なお、近年の CO₂ 排出原単位が高い原因の一つに、原子力発電の稼働率の低下があったことにも留意する必要がある。

特定規模電気事業者の CO₂ 排出原単位は低下傾向にあり、目標を4年連続で下回っている。なお、特定規模電気事業者の CO₂ 排出原単位の水準は、原子力発電や水力発電を有していない分、一般電気事業者に比べて高い値となっている。

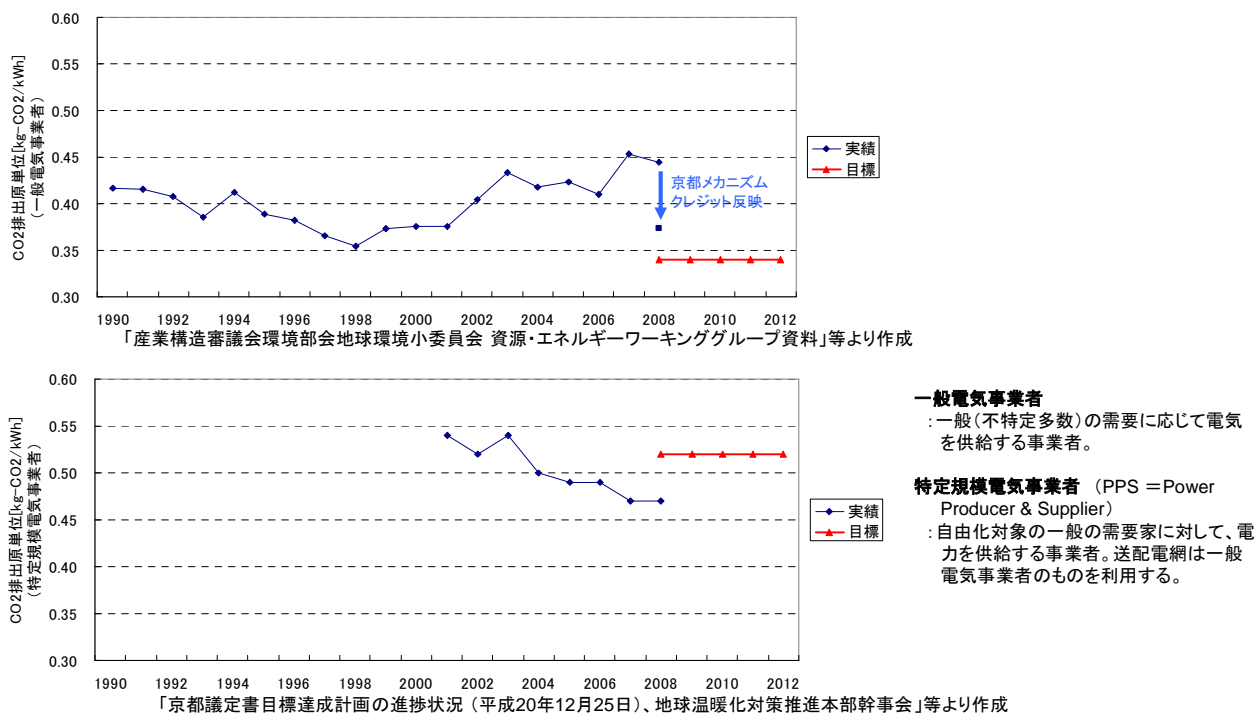


図 4-3 電力の CO₂ 排出原単位の実績推移と目標値

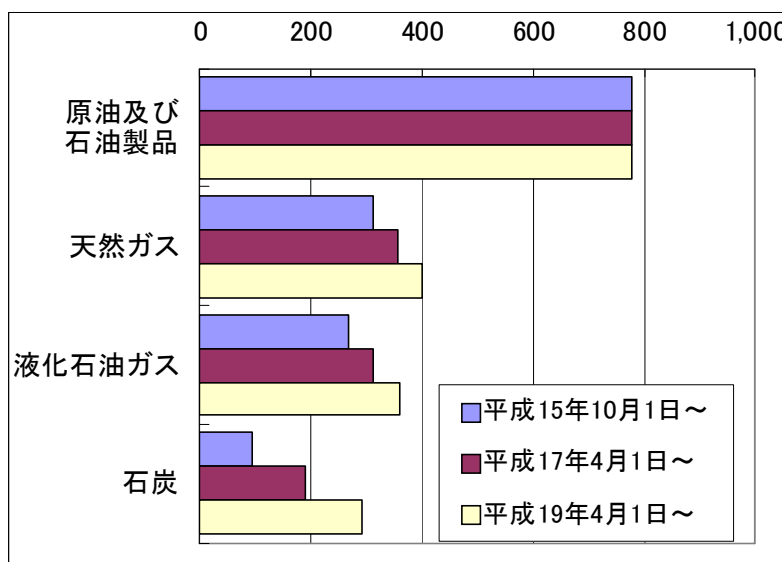
d) 火力発電に用いられる化石燃料に係る石油石炭税

平成 15 年に石油税法が石油石炭税法に改正され、新たに石炭にも課税された。使途としては、燃料安定供給対策、エネルギー需給構造高度化対策が挙げられる。原油の税率については以前のままである一方、それ以外については経過措置として段階的に引き上げが行われているが、それでもなお、CO₂ 排出量当たりの税率は石炭が最も低く、天然ガスも原油等と比べて約半分程度分となっている（表 4-1 及び図 4-4）。

なお、CO₂ 排出に関連する制度として、欧州の EU-ETS のような国内排出量取引制度があるが、我が国では東京都で開始されているなどの動きがあるものの、国全体の制度としてはまだ存在せず、現在検討中の状況である。

表 4-1 原油及び石油製品、天然ガス、液化石油ガス、石炭の税率

		税率 円/t (or 円/kL)		
		平成15年 10月1日～	平成17年 4月1日～	平成19年 4月1日～
原油及び石油製品	1キロリットルにつき	2,040	2,040	2,040
天然ガス	1トンにつき	840	960	1,080
液化石油ガス	1トンにつき	800	940	1,080
石炭	1トンにつき	230	460	700



注) 原油及び石油製品、天然ガス、液化石油ガス、石炭の税率に対して、それぞれ、軽油、液化天然ガス、液化石油ガス、一般炭の CO₂ 排出原単位（「地球温暖化対策の推進に関する法律施行令」における参考値）を用いて CO₂ 排出量当たりに換算した値。

図 4-4 CO₂ 排出量当たりの税率 (円/t-CO₂)

e) 電源開発促進税

一般電気事業者が販売する電気に課税される国税の 1 つで、納められた税金は、「発電施設の設置促進・運転の円滑化・安全確保・電気の供給の円滑化など」に充てられる目的税である。電気料金に課せ

られており、1,000kWh 当たり 375 円となっている。

1974 年に創設されたものであり、当時の石油危機を背景として、原子力発電所など石油代替エネルギーの開発促進を目的としていた。2003 年に、石油石炭税の施行と引き換えに税率を段階的に引き下げている。

(2) クリーンコールテクノロジー (CCT) の技術開発動向

a) 先進的超々臨界圧発電 (A-USC)

A-USC は、ボイラの蒸気条件を高温・高圧化することにより、発電効率を高める技術である。国内では、現在は要素技術開発の段階であり、2017 年以降に蒸気温度 700°C 超級を達成し、発電効率 46~48% の達成が目標となっている。

b) ガス化複合発電 (IGCC)

IGCC は、石炭を高温のガスにしてガスタービンを回し、さらに、排熱により蒸気タービンを回すことにより、発電効率を高める技術である。国内では、現在は実証段階、2015 年頃に実用化の見込みである。1,500°C 級ガスタービンの適用により商用機ベースで発電効率 46~48% の達成が目標となっている。さらに、1,700°C 級タービンの開発により発電効率 50% の達成が目標とされている。

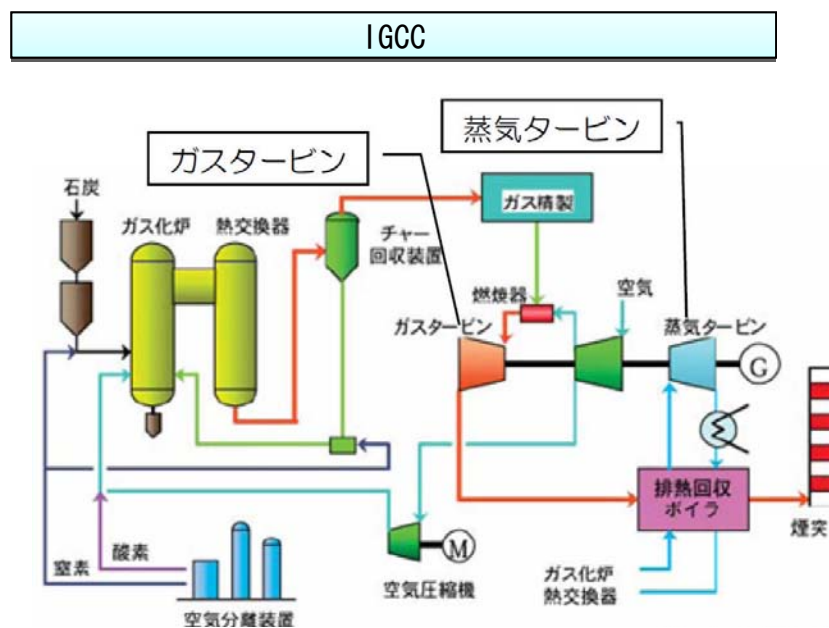


図 4-5 ガス化複合発電 (IGCC)

出典)「我が国石炭政策の現状と今後の方向性」(クリーンコールデー2008 国際会議資料)

c) CO₂ 回収・貯留 (CCS)

CCS は、火力発電等の大規模排出源において、化石燃料の燃焼による排出ガスから CO₂ を低コストで分離・回収し、安定的に地下へ貯留する技術である。国内では、現在は FS から実証試験の段階であり、2015 年頃に技術確立、2020 年頃から本格運用の見込みとなっている。その一方で、IPCC 報告によれば、発電所に CCS を付加する場合の追加的なエネルギーは、CCS 無しの場合の 10~40% ともいわれており、エネルギー消費の削減が課題となっている。

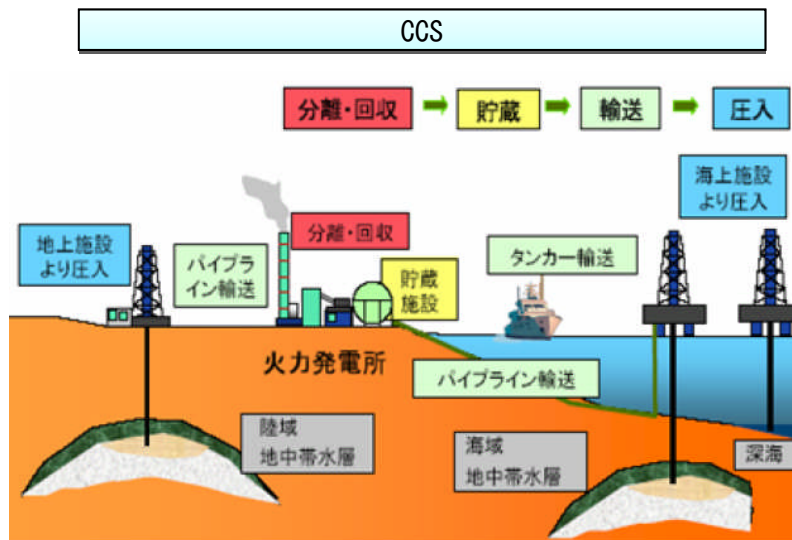


図 4-6 CCS 技術の概念図

出典)「我が国石炭政策の現状と今後の方向性」(クリーンエネルギー2008 国際会議資料)

d) バイオマス混焼

バイオマス混焼は、バイオマス燃料を石炭火力などで混焼し、バイオマスの有効活用と化石燃料の抑制を図る技術である。国内では、石炭火力におけるバイオマス混焼が実用化の初期段階となっている。

表 4-2 石炭火力におけるバイオマス混焼実施事例

実施者	場所	バイオマス	運用開始年
中国電力	下関	木質バイオマス	2004年、試験運用開始
四国電力	西条	木質バイオマス	2005年、本格運用開始
北陸電力	敦賀	木質バイオマス	2007年、本格運用開始
中国電力	新小野田	木質バイオマス	2007年、本格運用開始
関西電力	舞鶴	木質バイオマス	2008年、本格運用開始
沖縄電力	具志川	木質バイオマス	2009年、本格運用開始予定（2007年、試験運用）
中部電力	碧南	木質バイオマス	2009年以降、実施予定
電源開発	松浦	木質バイオマス 下水汚泥	2010年、本格運用開始予定（2004年、試験運用）
北陸電力	七尾大田	木質バイオマス	2010年、運用開始予定
九州電力	荅北	木質バイオマス	2010年、試験運転開始予定
中国電力	三隅	木質バイオマス	2011年、試験運用開始予定
東京電力	常陸那珂	木質バイオマス	2011年、試験運用開始予定

出典) 各電力会社ウェブサイトより

4.1.2 海外における火力発電の低炭素化の取組動向

(1) 世界全体

石炭火力は依然として各国の主要電源となっているが、ドイツや英国等は発電電力量全体に占める割合は減少傾向にある。このように石炭火力比率が減少している国においては、増加する電力需要に対応するために、ガス火力、原子力等が増加している。また、再生可能エネルギーの割合は小さいが、近年増加傾向にある。

石炭火力発電の低炭素化に向けて、各国とも CCS や IGCC 等の技術開発に取り組んでおり、その中でも CCS の優先順位は高くなっている。EU では石炭火力発電所の新設に対し、CCS-ready (CCS 設備設置のためのスペース等を確保すること) を義務化するなど、石炭火力の CO₂ 排出削減に向けて規制強化の気運が高まっている。

表 4-3 海外における火力発電の低炭素化のための取組状況

	電源構成の推移	石炭火力に係る政策・規制動向	技術開発動向 (IGCC/CCS 等)
EU	<ul style="list-style-type: none"> ■ 欧州理事会においてエネルギー・気候変動政策パッケージが最終合意。CCS の法的枠組みを設定し、定格出力 300MW 以上の化石燃料発電プラントの新設を対象に、CCS-ready (CCS 設備設置のためのスペースを確保すること) を義務化。 ■ 科学分野における欧州研究開発フレームワーク計画 (FP) の第 7 次計画 (FP7) において CCT (PC (微粉炭火力)、IGCC、CCS) を採用。 ■ 2020 年までに商業的に実現可能な CCS 技術を保持することを目指した、ゼロエミッション化石燃料発電プラントに関する EU 技術プラットフォームを創設。 ■ 2008 年 12 月に欧州議会が EU-ETS 指令改正案を可決。2013 年以降の第 3 フェーズにおいて、電力部門に対して原則として排出枠の全量をオークションで調達することを義務付け。 		
ドイツ	<ul style="list-style-type: none"> ■ 発電電力量に占める石炭火力、石油火力の割合は大幅に減少。 ■ 増加する電力需要は、主に原子力によって賄われてきたが、近年は減少傾向。代わって天然ガス火力、太陽光・風力などの再生可能エネルギーが増加。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 国内石炭産業を保護するため設備投資、設備運用に対する補助金制度を運用していたが、2000 年から補助金額の削減を開始、将来的には本補助金制度を停止する予定。 ■ 現時点で CO₂ に関する規制はなし。 ■ 現時点で CCS に関する規制はないが、欧州の CCS 指令に合わせて法整備を進めると予想される。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 火力発電所の CO₂ 削減技術開発プロジェクト「COORETEC」において、火力発電所の CO₂ 削減技術開発研究を実施。 ■ RWE Power は、CCS を組み合わせた IGCC プラントの 2014 年操業開始を予定。 ■ Vattenfall Europe 社は、世界初の試みとなる、CO₂ 完全回収型火力発電所のパイロットプラントの操業を開始。
英国	<ul style="list-style-type: none"> ■ 発電電力量に占める石炭火力・石油火力の割合は大幅に減少。 ■ 増加する電力需要は、ガス火力・原子力によって賄われてきたが、原子力は近年減少傾向。 ■ 太陽光・風力などの再生可能エネルギーが増加。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 英国政府は「石炭フォーラム」を創設。石炭火力発電の長期的供給保証、国内石炭資源の最適利用について議論。 ■ 貿易産業省 (BERR) は、CO₂ 削減技術を専門にするアドバイザー委員会を発足。CCS 分野の専門的知見を強化。 ■ EU による CCS 指令への対応として、新設石炭火力プラントについて CCS-ready を義務化する方向。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 国内で 3 つの代表的な IGCC (+CCS) プロジェクトを実施。 ■ CCS により中国の石炭火力発電所からの CO₂ 排出量ゼロを目指す NZEC イニシアティブを英中共同事業として開始。 ■ ノルウェーとの間で、「北海盆タスクフォース」を設立。2007 年 7 月には共同で CO₂ を北海に輸送・貯留するための調査を実施。

	電源構成の推移	石炭火力に係る政策・規制動向	技術開発動向(IGCC/CCS等)
米国	<ul style="list-style-type: none"> ■石炭火力は全体の約50%を占める主要電源。 ■近年ガス火力・原子力の発電電力量が大幅に増加する一方、石油火力は大幅に減少。 ■再生可能エネルギー電力も増加傾向。 	<ul style="list-style-type: none"> ■クリーンエネルギー関連の雇用創出、エネルギー安全保障確保、温暖化対策を目的とした、ワックスマン・マーキー法案を、現在上院にて審議中。CCSに関して、一定条件を充たすCCSプロジェクトの実施者に対し排出枠を無償で割り当てるなど、野心的施策を掲げている。 ■カリフォルニア、モンタナ、ワシントン州において発電所のCO₂排出を規制。 	<ul style="list-style-type: none"> ■エネルギー省、石炭利用研究協議会、米国電力研究所(3主体が共同、もしくは単独で発表)が、ロードマップを発表。CCT(PC、IGCC、CCS)について、ガス排出目標、効率目標、コスト目標を設定している。 ■Restructured FutureGenにおいて、複数CCSプロジェクトに対して総額2.9億ドルの補助を発表。 ■オバマ政権はCCS技術開発プロジェクトに24億ドルの予算を計上。
オーストラリア	<ul style="list-style-type: none"> ■産炭国であり、電力供給の約8割が石炭火力発電。 ■労働党政権はマニフェストにおいて、再生可能エネルギーやCCTが広範に利用可能になるまでは、増大するエネルギー需要への対応として、ガス火力の促進を掲げている。 	<ul style="list-style-type: none"> ■2020年までに電力供給に占める再生可能エネルギーの割合を20%まで向上する目標を掲げる。 ■2008年9月、「Global Carbon Capture and Storage Initiative」として、新たな国際的CCSイニシアティブに出資することを発表。 	<ul style="list-style-type: none"> ■オーストラリア政府はCCS等に関する研究機関であるCO₂CRCを設立し、多数の炭素回収、貯留、隔離等の実証実験を実施・計画。 ■石炭火力発電起因のGHG排出削減を目指す石炭・電力事業者、政府/州政府、研究機関等のパートナーシップであるCOAL21において、2030年までのアクションプランを作成。CCSやIGCC等を優先技術として位置付け、研究開発を後押し。
日本	<ul style="list-style-type: none"> ■石油火力の割合が大幅に減少。 ■石油火力の代替及び増加する電力需要への対応として、石炭・ガス火力・原子力が増加。それぞれ約25%を占める。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ゼロエミッション石炭火力発電の実現、海外炭の安定供給確保の2点が石炭政策の重点検討項目。 	<ul style="list-style-type: none"> ■経済産業省作成の技術戦略マップでは、2020年頃のCCS実用化に向けて、2015年頃までにCO₂分離・回収・地中貯留を一貫して実証する計画となっている。 ■地球環境産業技術研究機構(RITE)が長岡市において国内初のCO₂の帯水層への圧入を実施。

(2) EU

政策動向に関しては、欧州議会において、エネルギー・気候変動政策パッケージが最終合意に至った。CCSの法的枠組みが設定され、定格出力300MW以上の化石燃料プラントの新設を対象に、CCS-ready(適切なCO₂貯留地点、CO₂輸送やCCS設備の実現可能性(環境面、技術面、経済面)についてあらかじめ調査を実施した上で、CCS設備設置のためのスペースを確保すること)が義務化された。さらに、革新的なCCS技術への資金供給を実施している。

2020年までに商業的に実現可能なCCS技術を保持することを目指した、ゼロエミッション化石燃料発電プラントに関するEU技術プラットフォーム(EU Technology Platform for Zero Emissions Fossil Fuel Power Plant)が創設された。

技術開発動向に関しては、科学分野における研究活動計画「欧州研究開発フレームワーク計画(Framework Programme: FP)」の第7次計画(FP7:2007~2013年)において、CCTが採用された。具体的技術は、A-USC、IGCC、流動床炉、石炭液化・石炭ガス化とCCSとの組合せ等となっている。

Activity 6: Clean Coal Technologies

- Conversion Technologies for Zero Emission Power Generation
 - Pulverised Fuel Combustion / USC
 - Integrated Coal Gasification Combined Cycles
 - Application of Fluidised Bed Technologies
- Coal Based Poly Generation
 - Conversion processes (liquefaction, gasification) coupled with CCS
 - Efficient conversion coupled with production of secondary energy carriers

図 4-7 FP7におけるCCTの概要

出典) “EC Overview on Drivers, Running Activities and Plans For RTD&D” (International G8 Expert Workshop on Clean Coal Technologies, 2007)

(3) ドイツ

ドイツにおいて、石炭火力が発電電力量に占める割合は、1970年代の約70%から近年は約50%まで減少しており、発電電力量は1980年頃から3億kWh（30万GWh）前後で横ばいとなっている。1973年に約10%を占めていた石油火力は、近年1%にまで大幅に減少している。

増加する電力需要は、1980年代などは主に原子力によって賄われてきたが、近年は減少傾向となっている。代わって天然ガス火力や地熱・太陽光・風力などの再生可能エネルギーが増加している。

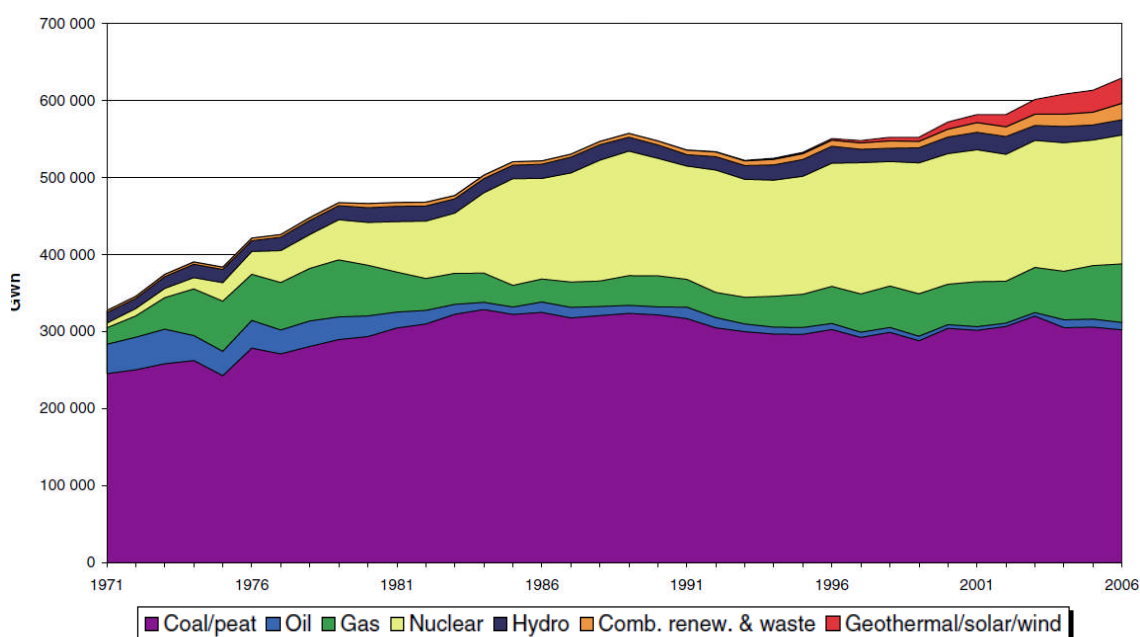


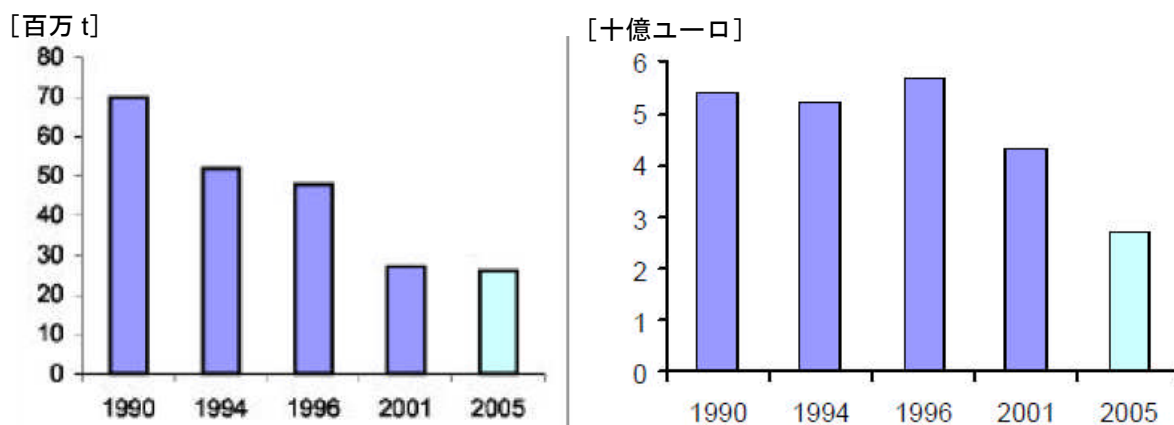
図 4-8 ドイツの発電電力量構成の推移

出典) IEA (<http://www.iea.org/Textbase/stats/index.asp>)

政策動向に関して、ドイツの国内炭は輸入炭の3倍の生産コストとなっているため、国内石炭産業を保護するため、設備投資、設備運用に対する補助金制度を運用していたが、以下の理由等により、2000年から補助金額の削減が開始され、将来的には本補助金制度を停止することが決定されている。(German Coal Association より)

- 地政学的理由から外国産石炭と競争力を持たせることは難しく、補助金継続による経済的メリットは小さい。
- 国際エネルギー機関 (IEA)、経済協力開発機構 (OECD) 等国际機関からも、その有効性への疑問や地球温暖化対策 (ドイツは褐炭の産出が多い) の観点から、当該補助金制度の段階的停止を求める声明が発表されている。
- 今後も安定した石炭輸入が見込めることから、自国産石炭にこだわる理由はない。

➤ エネルギーミックスや地球温暖化対策の観点から、石炭依存率を下げる必要がある。また、現時点で CO₂ の排出や CCS に関する規制はないが、CCS については欧州の CCS 指令に合わせて今後自国内の法整備を進めると予想される。



1990～2000年にかけて補助金額がほぼ一定である一方、石炭生産量は大幅に減少しており、補助金政策が石炭産業活性化の一助となっていないことが分かる。2000年以降、補助金額は大幅に削減されている。

図 4-9 石炭生産量の推移（左）及び補助金額（右）

出典) German Coal Mining Association, Federal Ministry of Finance (subsidy reports)

技術開発動向に関して、連邦経済技術省（BMWi）による火力発電所の CO₂ 削減技術開発プロジェクト「COORETEC（CO₂ Reduktions Technologien an fossil befeuerten Kraftwerken）」において、火力発電所の CO₂ 削減技術開発研究が実施されている。

COORETEC で作成された火力発電の技術開発に関するロードマップでは、発電効率の向上が技術開発の基本となっている。IGCC の発電効率目標は、CCS なしの場合、2010 年 50～52%、2020 年 54～57%、2025 年 57～62%となっている。

大手電力会社 RWE Power は、CCS を組み合わせた IGCC プラントの 2014 年操業開始を予定しており、基礎技術開発、CO₂ 貯留候補地の調査等を実施中である（表 4-10）。CCS 貯留地は内陸部地下にて検討中である。

大手電力会社 Vattenfall Europe 社は、世界初の試みとなる、CO₂ 完全回収型火力発電所のパイロットプラントの操業を開始した。回収された CO₂ は、発電施設の地下 1,000 メートルにある岩石層に液化した状態で貯留される³²。

³² http://www.vattenfall.com/en/ccs/schwarze-pumpe_73203.htm

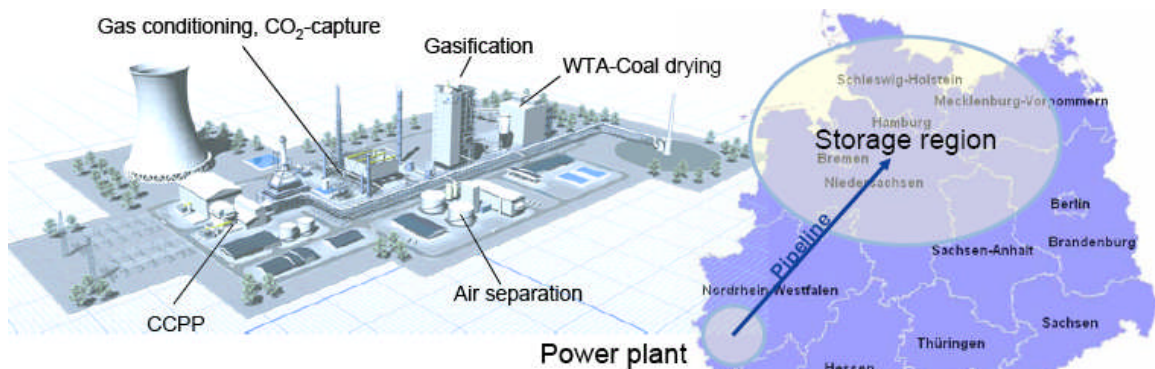


図 4-10 RWE Power の IGCC・CCS プロジェクト

出典) RWE Power 資料 (33rd ExCo-Meeting of IEA)

(4) 英国

英国において、石炭火力が発電電力量に占める割合は 1970 年代の約 60%から近年は約 35%まで減少しており、発電電力量は大幅に減少した後、近年横ばい傾向となっている。

1973 年に約 25%を占めていた石油火力は、近年 1%にまで大幅に減少している。

増加する電力消費量は、天然ガス火力・原子力によって賄われてきたが、原子力は近年やや減少している。さらに、地熱・太陽光・風力などの再生可能エネルギーが増加している。

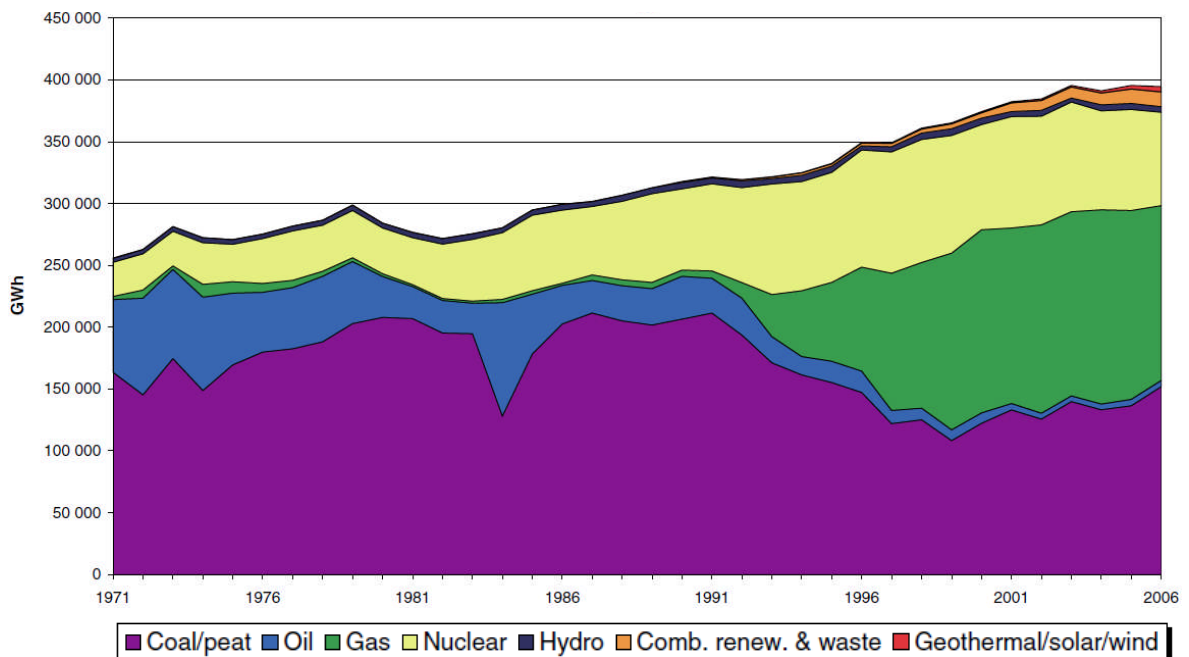


図 4-11 英国の発電電力量構成の推移

出典) IEA (<http://www.iea.org/Textbase/stats/index.asp>)

政策動向として、英国政府は、今後も全発電電力量の約 3 分の 1 を占める主要電源となっている石炭の有効利用を重要エネルギー施策として位置付ける方針である。

DTI (Department of Trade and Industry) は、石炭産業の保護施策として補助金制度を実施している。2000～2002年の“UK Coal Operating Aid Scheme”においては設備運用に対して、2003～2008年の“Coal Investment Aid”においては設備投資に対して補助金を支給した。

英国政府は、石炭火力発電事業者、石炭生産・供給事業者、火力プラントメーカー等の石炭産業関係者で構成される「石炭フォーラム³³」を創設し、英国における石炭火力発電の長期的なエネルギー供給事業の保証、国内石炭資源の最適利用について議論を重ねている。見解は以下のとおり。

- 石炭火力発電はこれからも英国のエネルギー供給において中心的な位置を占める。その一方で地球温暖化問題への対応も重要であり、CCTの中でもCCSは重要な位置を占める。
- CCS産業の発展(CCS技術の海外輸出)による経済効果等からも、CCSの技術開発、実証試験、法制度整備などを早急に行う必要があり、石炭産業サイドもCCSの導入を支持している。

2007年5月発表のエネルギー白書では、石炭火力発電におけるCO₂削減手段としてCCSを特に重要視している。2007年6月には、貿易産業省(現:ビジネス・企業・規制改革省(BERR))がCO₂削減技術を専門にするアドバイザー委員会を発足した。本委員会はCCS分野における専門的知見の強化を目指している。

また、2008年11月にエネルギー法(Energy Act 2008)が成立した。この中で、CCSプロジェクトへの民間投資を活性化することを目的に、CCSの許認可に関する法的枠組み(ライセンス基準、違反時の罰則等)を創設した。

EUによるCCS指令³⁴への対応としては、新設される石炭火力プラントについてCCSの追加設置が可能となるよう土地・スペースを確保する等、CCS-readyを義務化する方向である。将来的にはすべての化石燃料種の火力プラントにCCS-readyを義務付けることを検討する方針である。

このように、英国はCCSを地球温暖化対策における重要な柱としており、欧州での規制等のフレームワーク作りにおいて主導的な動きを見せている。北海に有望な貯留地が確保されていることが第一の理由である。また、CCS産業の育成による経済効果も理由の一つと考えられる。

国内では3つの代表的なIGCC(+CCS)プロジェクトを実施している(表4-4)。

英国と中国は、2007年11月20日、CCS技術を導入して中国の石炭火力発電所からの排

33

<http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20091002200110/http://berr.gov.uk/energy/sources/coal/forum/page37276.html>

34

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0114:0135:EN:PDF>

出をほとんどゼロにすることを目指す NZEC イニシアティブ (Near Zero Emissions Coal Initiative) を英中共同事業として開始した。

また、英政府はノルウェーとの間で、産官による「北海盆タスクフォース」(North Sea Basin Task Force) を設立。2007年7月には共同で CO₂ を北海に輸送・貯留するための調査を実施した。

表 4-4 英国における主な IGCC (+CCS) プロジェクト

実施主体	運開年	出力[MW]	燃料	CO ₂ 回収	その他
Centrica	2012	800	石炭	運開より実施 (回収率85%)	・EORとして貯留
Powerfuel		740	地元炭	運開より実施 (回収率~90%)	・EORとして貯留
E.ON	2012/2013	360	石炭	運開より実施	・発電効率目標35%(LHV)以上 ・EORとして貯留 ・現在事業停止中

出典) “European Coal Gasification Projects” FutureGen Workshop 2008 資料

英国政府は、図 4-12 に示すように、2050年までに温室効果ガス排出量の80%削減を達成する過程として、2020年までの34%削減(対1990年比)を目標に掲げている。

発電電力量割合としては、現時点でガス火力45%、石炭火力32%、再生可能エネルギー6%であるのに対し、2020年時点ではガス火力を29%、石炭火力を22%まで削減し、再生可能エネルギーを31%まで急拡大させる目標を提示している。

英国ではこのように、石炭から天然ガスへの燃料転換ではなく、火力発電そのものの低減、CCSの率先導入など、CO₂を徹底的に排出削減しようという積極的な試みを進めている。

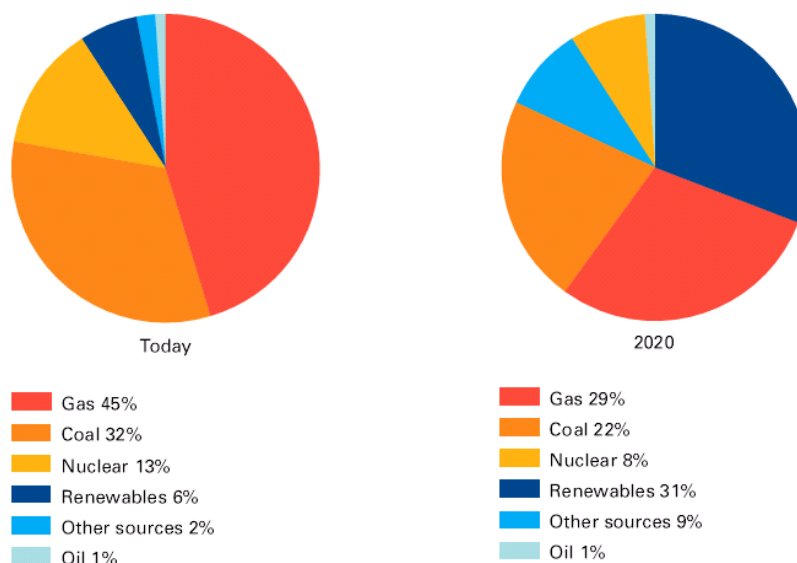


図 4-12 英国での発電電力量割合(電源構成)の将来目標

出典) The UK Low Carbon Transition Plan (DECC, 2009.7)

(5) 米国

①火力発電の低炭素化に関する政策

石炭火力は、全体の約 50%を占める主要電源であり、電力需要の増加に伴い発電電力量も増加している。

近年は、ガス火力・原子力の発電電力量が大幅に増加する一方、石油火力は大幅に減少している。再生可能エネルギーによる電力も増加傾向にある。

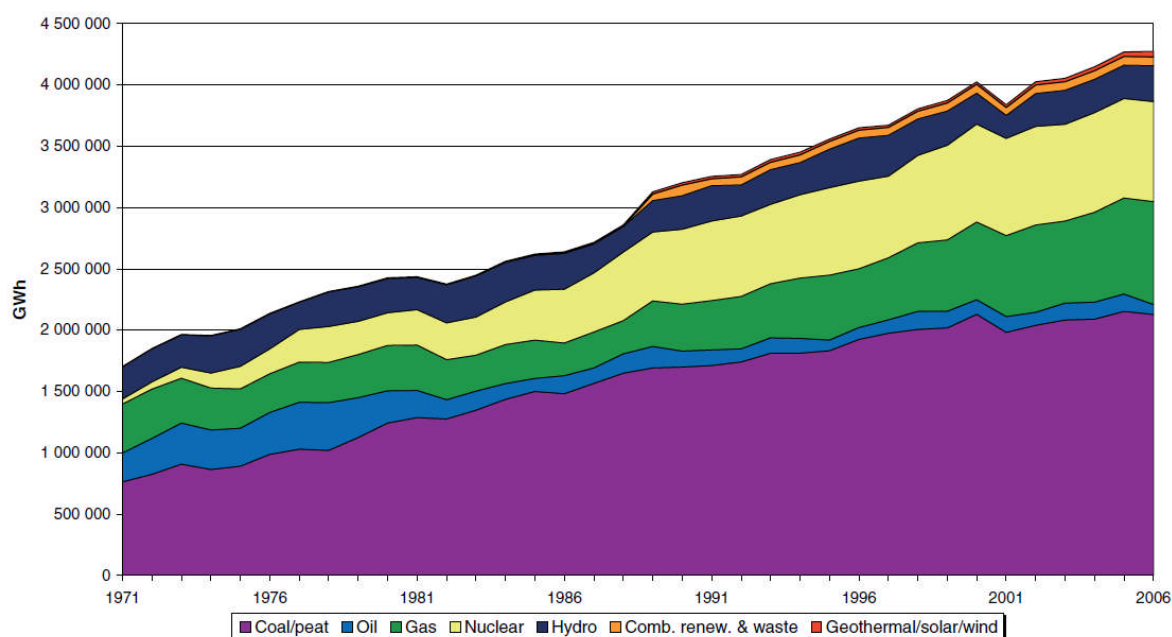


図 4-13 米国の発電電力量構成の推移

出典) IEA (<http://www.iea.org/Textbase/stats/index.asp>)

オバマ政権は CCS プロジェクトに 24 億ドルの予算を計上した。米国エネルギー省は、以下に示す CCS 関連の 4 つのイニシアティブに取り組んでいる。

- 炭素隔離リーダーシップフォーラム (Carbon Sequestration Leadership Forum : CSLF) : 米国が、炭素隔離技術の開発と応用を促進するための国際協力を推進する場として提案した組織。CO₂の回収、地中貯留等に関する多数のプロジェクトに対して支援を実施。
- 地域的炭素隔離パートナーシップ (Regional Carbon Sequestration Partnerships) : カナダを含む 7 つの地域から構成される炭素隔離技術開発に関する産官学共同のパートナーシップ。
- FutureGen クリーンコール・プロジェクト (FutureGen Clean Coal Projects) : 石炭をガス化燃焼し、得られた水素で発電するとともに、CO₂を分離回収して地中隔離するプロジェクト。

- 炭素隔離中核プログラム (Carbon Sequestration Core Program) : エネルギー生産によって発生した CO₂ を対象とした革新的な回収手法や再利用・貯留技術の開発プログラム。

また、ゼネラル・モーターズやフォード、デュポン、ゼネラル・エレクトリックなど大手企業からなる USCAP (US Climate Action Partnership) は、CO₂ 排出目標の設定及び CCS への補助の拡充などを提唱している。

表 4-5 オバマ大統領の主なエネルギー政策

大項目	内容
温暖化関連	<ul style="list-style-type: none"> ・ 100%オークションキャップアンドトレードを導入して、2050 年までに 1990 年比 80%削減を達成する。 ・ 気候変動枠組条約に参画し、温暖化政策で世界をリードすると同時に、新興国の積極的な協力を求める。
産業振興	<ul style="list-style-type: none"> ・ 10 年間で 1,500 億ドルの投資を行い、500 万の新雇用を創出する。 ⇒投資先：プラグインハイブリッド車の導入促進や、再生可能エネルギーの商業化の支援、省エネルギーの奨励、<u>低排出石炭火力発電所</u>、次世代バイオ燃料、新世代の電力系統など ・ 米国企業のクリーンテクノロジー関連技術の競争力を確保する。
自動車	<ul style="list-style-type: none"> ・ 100 万台のプラグイン電気自動車を 2015 年までに導入することを目標として、先進自動車 (150 マイル/ガロンの燃費) や先進電池の開発への投資を行う。 ・ すべての新自動車フレキシブル燃料に対応し、次世代バイオ燃料 (セルロース系エタノール、バイオブタノール等) とそのインフラを構築する。 ・ 燃費基準を毎年 4%向上させ、2015 年に 5%、2020 年に 10%の炭素を自動車燃料から削減する。
国内資源活用	<ul style="list-style-type: none"> ・ 未開発の国内石油、天然ガス資源を開発する。
エネルギー利用の多様化	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2012 年までに電力消費量の 10%を再生可能エネルギーにする (RPS)。 ・ <u>CCT を開発、促進する。</u> ⇒<u>CCS などゼロ炭素設備への民間投資を促し、5 箇所の CCS を付帯した商業規模の石炭火力発電の運転を目指す。</u> ・ 原子力発電を核燃料処理の安全確保を行った上で拡大する。
省エネルギー	<ul style="list-style-type: none"> ・ 省エネの促進により、1.1%の電力需要増加に対して、2020 年までに 15%削減する。 ・ カーボンニュートラルの建物の導入により、今後 10 年で、新築で 50%、既築の 25%で省エネを図る。 ・ 系統の信頼度、安定性を確保することにも寄与するスマートグリッドへ投資する。

出典) BARACK OBAMA AND JOE BIDEN: NEW ENERGY FOR AMERICA

2005年に成立した2005年エネルギー政策法（Energy Policy Act of 2005）においては、石炭の新規技術開発に対して予算措置及び税控除がなされた。

FutureGen プロジェクトの計画変更後（Restructured FutureGen）、CCS について大きな動きは見られないが、今後の動向が注視される。

クリーンエネルギー関連の雇用創出、エネルギー安全保障確保、地球温暖化対策を目的とした、ワックスマン・マーキー法案が、2009年6月26日に下院を通過、現在上院にて審議中である。本法案では、CCS に関して主に以下の施策を掲げている。

- 商用展開に向けた国家戦略の策定
- 実証試験のための支援組織（炭素貯留研究所：Carbon Storage Research Corporation）の創設及び化石燃料を用いる電力会社からの技術開発資金の調達
- 新設石炭火力に対するCO₂排出基準の設定（開始時期：CCS 実用化の4年後、基準値：2019年までに承認される事業はCO₂発生量50%削減、2020年以降に承認される事業はCO₂発生量65%削減）

表 4-6 2005年エネルギー政策法における主な予算措置及び税制優遇（石炭関連）

主な項目	内容
クリーン石炭火力発電イニシアティブ (Clean Coal Power Initiative : CCPI)	2006～2014 年度に年間 2 億ドルを予算措置。 この内、70%を石炭ガス化技術に、30%をその他のプロジェクトに配分
エネルギー優遇税制	2006 年度から 10 年間で総額 145 億ドルが認可され、直接の拠出は 22 億ドル、減税が 123 億ドル。この内、クリーンコールの開発・利用分が 29 億ドルとなっている。

表 4-7 Restructured FutureGen の概要

<ul style="list-style-type: none"> • 補助総額：2.9 億ドルで費用の 50%を上限 • プラントサイズ：商用規模 (>300MW) • 補助対象：複数プラントの CCS 部分 • 目標 CO₂回収率：90%以上 • 年間 CO₂貯留量：約 100 万トン（炭酸塩固定） （100 万トンを超える量は石油増進回収） • 水素製造の付帯：なし • 運転開始時期：2015－2016

石炭火力発電所に対する取組は州によって姿勢が異なっている。カリフォルニア、モンタナ、ワシントン州では、CO₂ 排出規制を発電所に対して課しており、多くの石炭火力発電所の建設計画が中止されている。

表 4-8 主な州の石炭火力に対する取組－1

州	制度	根拠法	主な動き
アーカンソー	石炭発電の建設、運営、所有に際して、公益事業委員会は連邦政府がGHGに関する規制を行う可能性があるため、承認に対してはより詳細な資料が必要とされており、石炭発電を採用した理由、複数の規制シナリオを検討、IGCCなどの検討、などの追加資料を提出する必要がある	Arkansas PSC Docket No.06-154-U, Order No.5(2007年2月)	
カリフォルニア	emissions performance standardを次のように規定している ・長期の金融取引契約が認められる発電所は、GHG基準を満たす必要がある。(基準は天然ガスコンバインドサイクルよりも少ない排出量(=1100ポンドCO ₂ /MWh))	SB1368	
コロラド	CCSを付帯したIGCCに対してインセンティブを与えている	Colo. Rev. 40-2-123(2006年)	2007年11月にXcel Energyが229MWの石炭発電を停止し、天然ガス発電、および再生可能エネルギーで代替すると発表した。
デラウェア	デラウェアパワーアワードによる供給計画で、IGCCを盛り込むことに対してインセンティブを与える	HB6	
フロリダ	原子力発電と並んでIGCCに対してインセンティブを与える	HB549 (proposed)	2007年5月にフロリダ州公益事業委員会はフロリダパワーアワードの980MWの石炭発電所の建設の承認を下さなかった。 それに続いて、テイラーエネルギーセンター (Taylor Energy Center: フロリダ州の地域コンソーシアム) は800MWの石炭発電所の建設許可を取り消した。 オーランドユーティリティ委員会とサザンカンパニーは285MWのIGCC建設を廃止し、代わりに天然ガス発電所の建設を計画している。 タンパ電力は630MWのIGCC発電をキャンセルした。 これらの動きの背景には、GHGに対する法規制と、IGCCは経済的に現実的ではないことが挙げられている。
イリノイ	Coal Revival Programにおいて、ガス化技術の活用を中心にインセンティブを与える	Public Acts 92-0012, Public Acts 93-0167	
インディアナ	Sox, Noxを低減するCCTに対してインセンティブを与える CCTの適用範囲については、将来的に規制が予想される排出規制に対する技術を含む(例えばCO ₂)ように拡大するように提案されている	IC 8-1-2-6.1, IC 8-1-2-6.6, IC 8-1-2-6.7, IC 8-1-2-6.8, IC 8-1-2-8.7, IC 8-1-2-8.8, IC 8-1-2-225, SB206 (proposed)	

出典) Pew Center, “Coal Initiative Report、Asia-Pacific Economic Cooperation, “How can environmental regulations promote clean coal technology adoption in APEC developing economies?”、その他資料より MRI 作成

表 4-9 主な州の石炭火力に対する取組－ 2

州	制度	根拠法	主な動き
カンサス	CCSに対する規制およびインセンティブを定めている	HB2419 (proposed), HB2429 (proposed)	2007年10月に州の規制機関は、CO2の有害性を理由に、サンフアワー電力によって計画されていた2つの700MW超臨界圧石炭発電の承認をしなかった。最高裁判所が大気浄化法 (Clean Air Act) の大気汚染ガスとしてCO2を含めたことが影響している。
ケンタッキー	環境に関する規制を定めることで石炭発電設備に対する許可を促進している	KRS 224. 10-225	
ミネソタ	石炭を利用した高効率コンバインドサイクル発電やIGCC、CCSを促進している	216B.1693, 216B. 1694	
モンタナ	2007年以降に建設される石炭発電については、CO2排出量の半分以上の捕獲・貯蔵を義務付けている CCSに対する規制およびインセンティブについては各種提案されている	HB25, HB24(proposed), HB55(proposed), HB227(proposed), HB282(proposed), HB105(proposed), HB282(proposed)	
ニューメキシコ	2017年以降、もしくは運転開始から18か月後以降に、CCSにより、CO2排出量を1100ポンド/MWh以下に抑えることを条件に、2015年までに建設を開始する石炭発電所に対して税控除を行う	SB994(2007年)	
ニューヨーク	CCSの付帯を前提としたクリーンコール発電に対してインセンティブを与える	Advanced Clean Coal Power Plant Initiative	
ノースダコタ	CCSに対する規制を定める	NDCC 49-19-01, NDCC 49-05-16	
オレゴン	天然ガス発電の排出量について規定している(上限を0.675ポンド/MWh) 他の化石燃料については未規定	ORS 469.503, OAS 345-024-0500	
ロードアイランド	CCT(天然ガス発電と同等の排出量)を促進している	RI Gen. Laws 42-98-2, RI Gen. Laws 42-98-3	
テキサス			11プロジェクトについて反対運動がなされた結果、TXUは2007年2月に8プロジェクトの計画を取りやめた。
ユタ			EPAパネルは、州内の石炭火力発電の拡張に対して反対を表明し、地域EPAで再検討を行うこととなった。
ワシントン	カリフォルニア州と同様にemissions performance standardを規定し、ベースロードの発電所の排出上限は1100ポンドCO2/MWhとしている	ch. 173-407 WAC(2008年)	2007年11月に、州の規制機関はIGCCの計画を却下した。
ウェストバージニア	クリーンコールへの投資や電力調達に対してインセンティブを与える CCSについては検討中	WVC 24-2-1 Senate Concurrent Resolution No.54(proposed)	
ワイコンシン	IGCCに対してインセンティブを与える	Docket 9300-GF-176(proposed)	
ワイオミング	CCSを付帯したIGCCに対してインセンティブを与える	Wyoming Integrated Coal Gasification Demonstration Program	

出典) Pew Center, “Coal Initiative Report、Asia-Pacific Economic Cooperation, “How can environmental regulations promote clean coal technology adoption in APEC developing economies?”、その他資料より MRI 作成

石炭技術開発については、DOE や CURC において各種ロードマップが発表されている。

- 「Clean Coal Technology Roadmap」 (DOE, CURC, EPRI, 2001 年)
- 「Strategic Plan」 (DOE, 2006 年)
- 「CURC/EPRI Clean Coal Technology Roadmap」 (CURC, EPRI, 2007 年)

また、Restructured FutureGen において、複数 CCS プロジェクトに対して総額 2.9 億ドルの補助を発表している。

表 4-10 CURC/EPRI によるロードマップ (2007)

PC and IGCC Systems	Year				
	2005	2010	2015	2020	2025
Emissions					
PM, lbs/MWhr	0.09	0.04-0.09	0.02-0.04	0.04-0.02	0.01-0.02
SO ₂ , lbs/MWhr	0.8-0.3 (90-99%)	0.2-0.4 (90-99.6%)	0.2-0.04 (95-99.9%)	0.1-0.02 (97-99.9%)	0.07-0.01 (98-99.9%)
NO _x , lbs/MWhr	0.5-0.4	0.3-0.2	0.2	0.2-0.1	0.2-0.1
Mercury, %	80-90%	93-95%	95-99%	97-99%	98-99%
CO ₂ , lbs/MW-hr	1770-1940	1750-1900	1600-1870	1500-1750	1410-1670
Efficiency Btu/kWh (HHV)	38-39%	38-41%	39-43%	42-46%	44-49%

<表中の略語>

CURC (Coal Utilization Research Council) : 石炭利用研究協議会

EPRI (Electric Power Research Institute, Inc) : 米国電力研究所

PC (Pulverized Coal) : 微粉炭火力発電

IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) : 石炭ガス化複合発電

COE (Cost of Energy) : 発電コスト

TPC (Total Plant Cost) : プラント建設費

TCR (Total Capital Requirement) : 特許使用料等を含むプラント資本費

PC & IGCC systems	Year				
	2005	2010	2015	2020	2025
Efficiency	38-39%	38-41%	39-43%	42-46%	44-49%
Cost					
Capital cost, TPC, \$/kw	1260-1720	1265-1590	1240-1540	1220-1350	1200-1330
Capital cost, TCR, \$/kw	1440-1980	1470-1840	1450-1790	1430-1570	1400-1550
COE, \$/MW-hr	42-55	40-47	37-44	34-37	31-33
With Carbon Capture					
Efficiency Btu/kWh (HHV)	27-33%	31-32%	31-35%	33-39%	39-46%
CO ₂ , lbs/MWhr	220-270	220-240	200-220	180-210	150-190
Capital cost, TPC, \$/kw	1950-2370	1790-2200	1590-2120	1510-1810	1340-1610
Capital cost, TCR, \$/kw	2240-2720	2070-2550	1830-2470	1740-2110	1570-1870
COE with CO ₂ capture, but w/o storage, \$/MW-hr	64-69	58-62	46-57	41-49	37-39
Additional cost for CO ₂ storage, \$/MW-hr	2-7	2-7	2-7	2-7	2-7
Total R&D and Demo costs, \$Biln		3.9	3.5	1.9	0.5

Note that the roadmap costs are reflective of both the federal and industry commitments expected for both research projects (80% federal – 20% industry) and demonstration projects (50% federal – industry cost share)

出典) ” CURC/EPRI Technology Roadmap Update “ (2007)

②火力発電における石炭からガスへの燃料転換

米国では、1950～60年代以降に石炭火力発電の建設が進み、特に2度に渡る石油危機が勃発した70年代は石炭火力発電の建設が盛んであった。90年代以降は一転して、規制緩和などを背景として、建設費の安い電源が選択されたことから、天然ガス火力発電の建設が大部分を占めている（図4-14）。

石炭火力のリパワリングでは、天然ガスへの転換、木質バイオマスへの転換事例がある。

現在から2030年までの将来における電源新設展望を見ると、CO₂排出量規制等の予測から、再生可能エネルギーに続いて、天然ガス火力の新設が多くなっている（図4-15）。特に、国内産の非在来型天然ガスであるシェールガスの開発が有望視されている。

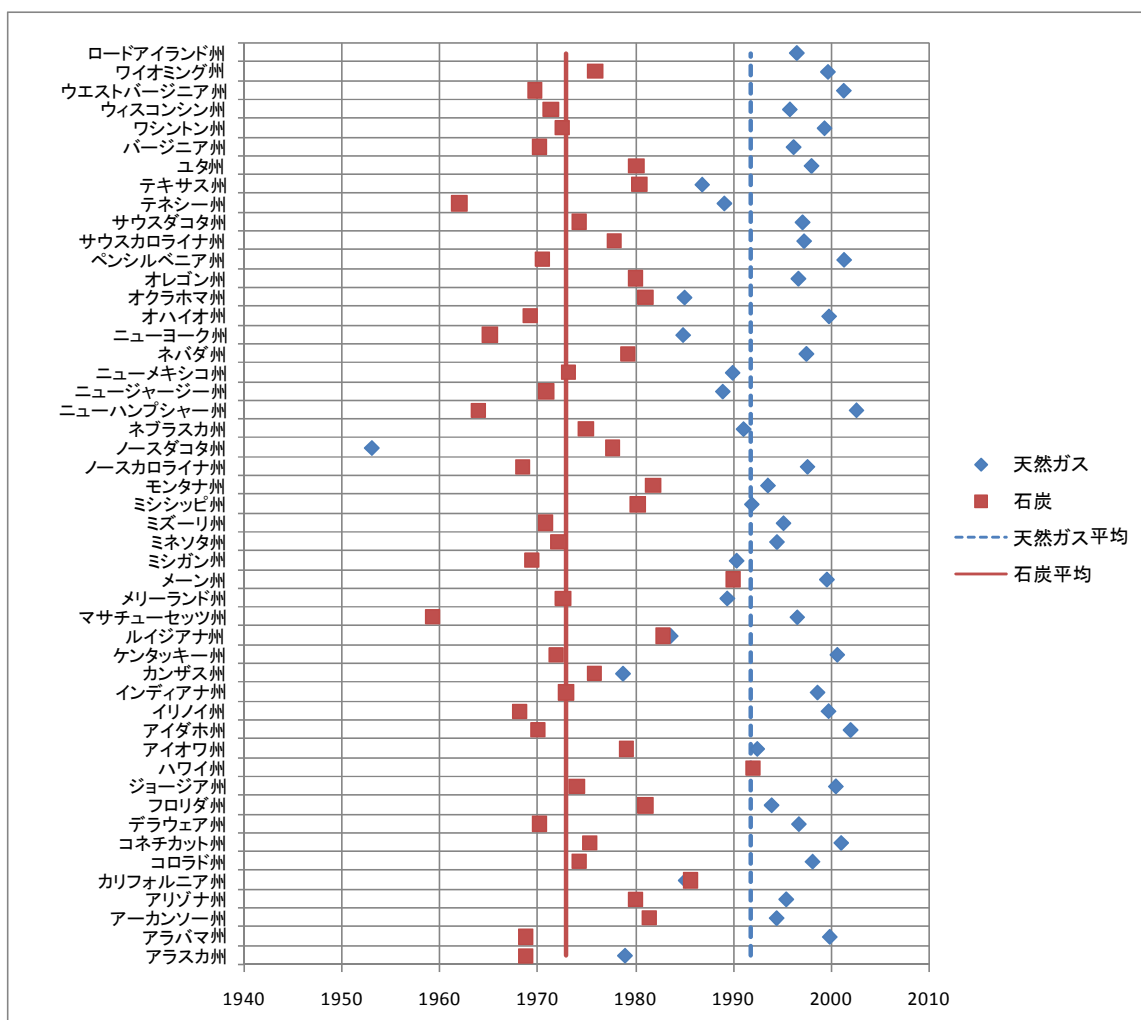


図 4-14 米国での石炭火力と天然ガス火力の運転開始年比較

出典) EIA-860 Database 2007 (EIA) より MRI 作成

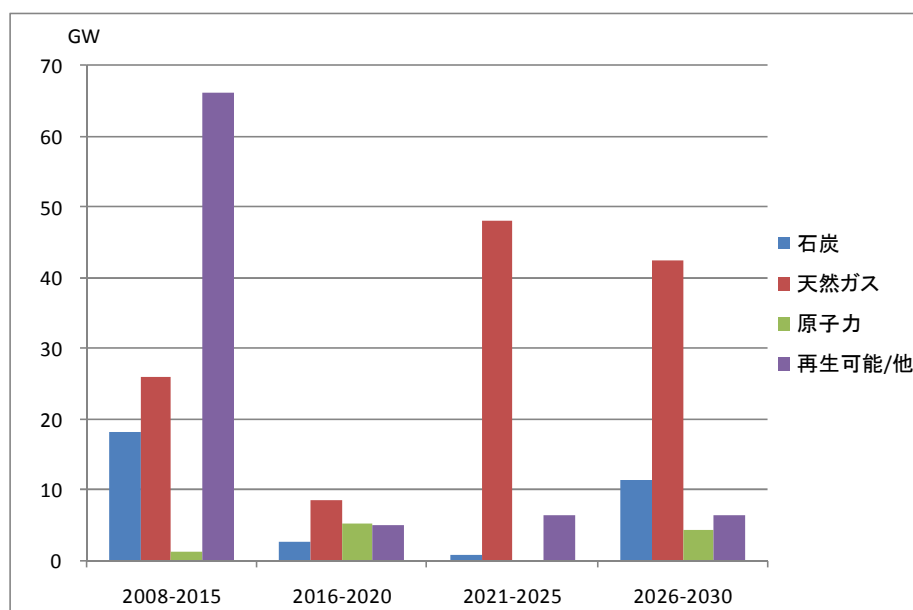


図 4-15 米国での 2030 年までの電源新設展望

出典) Updated AEO 2009 より MRI 作成

③キャップ&トレード制度／オフセット制度

2009年3月、米国は「American Clean Energy and Security Act of 2009」（通称ワックスマン・マーキー法案）を発表した。米国の温室効果ガス排出削減目標として、2005年比で2020年までに20%削減、2050年までに83%削減を掲げ、目標達成のためキャップ・アンド・トレード方式の排出量取引制度の導入を提案した。同法案は、2009年6月に下院本会議で可決した。

米国において、GHG削減目標を掲げている州は23州存在する（北東部地域GHG削減イニシアティブ10州、中西部地域GHG削減協定6州、西部気候イニシアティブ7州）。このうち、中期目標（～2020年）のみ設定している州は6州、中期目標及び長期目標（2025年～）ともに設定している州は16州となっている。その中で、発電所に対するCO₂排出量の上限・オフセットを掲げている州は6州存在する。

規制方法は、一部の発電所に対する総量規制（カリフォルニア州、ニューハンプシャー州）、新設火力に対するオフセット（オレゴン州）、総量規制・オフセット（マサチューセッツ州、ワシントン州）、電力部門に対するキャップ&トレード（フロリダ州）に大別される。

これらが、石炭火力の新設への制約要因やCCS導入のインセンティブとなっている。

表 4-11 米国各州における発電所に対する CO₂ 排出量の上限やオフセットの設定状況

州	発電所に対する総量規制	新設火力に対するオフセット	総量規制・オフセット	電力部門に対するC&T	内容
カリフォルニア州	○				◆電力小売事業者に対してキャップを設定
フロリダ州				○	◆電力会社に対するGHGのキャップ&トレード制度: Florida Climate Protection Act (2008年6月) ◆最終計画(未決定)では、2010年から施行予定。
マサチューセッツ州			○		◆6ヶ所の既存火力発電所に対して、2006~2008年までに1997~1999年比10%減の排出上限を設定 ◆新設火力に対して、20年間に渡りCO ₂ 排出量を1%オフセットするための資金貢献を要
ニューハンプシャー州	○				◆3ヶ所の既存火力に対して、2006年までに1990年水準まで抑制するようキャップを設定
オレゴン州		○			◆新設火力に対して、CO ₂ 排出量想定値の17%をオフセットするよう要求。
ワシントン州			○		◆新設火力に対して排出上限を設定、州外からの長期電力購入契約に対しても適用。 ◆新設火力に対して、CO ₂ 排出量想定値の20%をオフセットするよう要求。

(6) オーストラリア

オーストラリアは産炭国であり、現在電力供給の約8割を石炭火力発電が占める。石炭は今後40年にわたり、オーストラリア及び世界で重要なエネルギー源であると想定される。

天然ガス埋蔵量も多く、労働党政権はマニフェストにおいて、再生可能エネルギーや CCT が広範に利用可能になるまでは、増大する電力需要への対応としてガス発電の促進を掲げている。

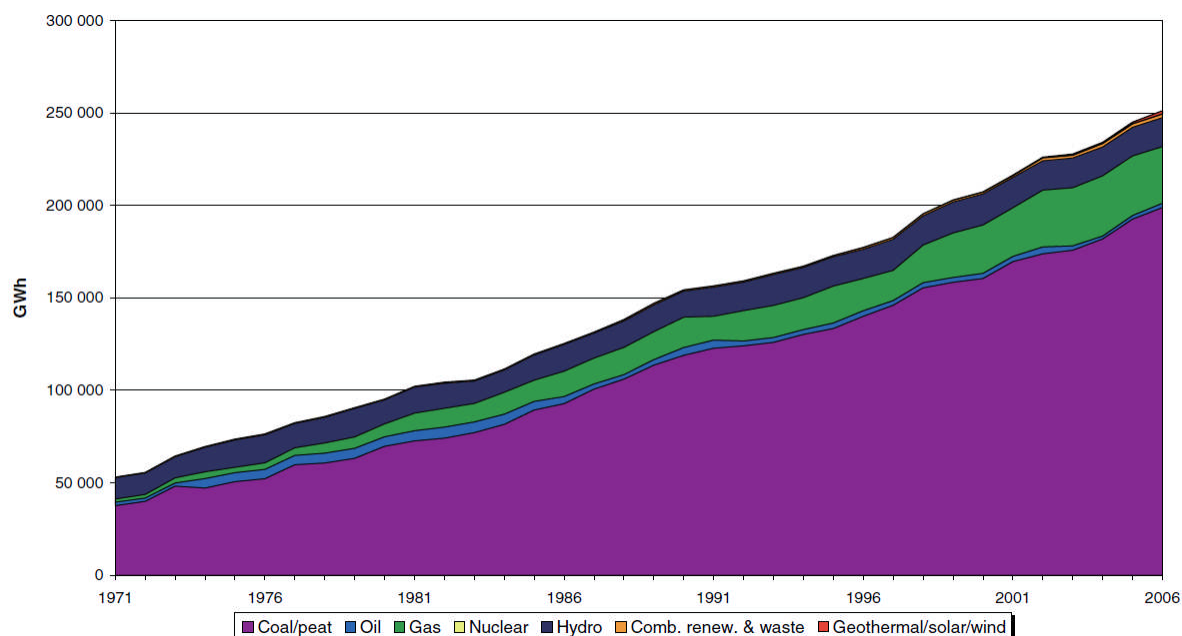


図 4-16 オーストラリアの発電電力量構成の推移

出典) IEA (<http://www.iea.org/Textbase/stats/index.asp>)

ラッド政権では、2020年までに国内電力供給に占める再生可能エネルギーの割合を20%まで向上するとの目標を掲げている。

ハワード政権時に導入された再生可能エネルギー義務目標（MRET; Mandatory Renewable Energy Target）は、ラッド政権にも引き継がれ、上記20%目標達成のため、2010年から2020年までの目標値を前政権時の年間95億kWhより強化し、年間450億kWhに引き上げた。

2008年9月、「Global Carbon Capture and Storage Initiative」として、年間100万豪ドルを上限に、新たな国際的CCSイニシアティブに出資することを発表した。

表 4-12 CCT 関連の予算の概要（2008.7.1～2009.6.30）

投資対象	投資額 [100万豪ドル]
国家石炭研究プログラム (National Coal Research Program)	75
国家炭素マッピング及びインフラ計画 (National Carbon Mapping and Infrastructure Plan)	50
クイーンズランド州における石炭ガス化パイロットプラント (Pilot coal gasification research plant in Qld)	50
ニューサウスウェールズ州における CCS を伴う PCC 実験 (Demonstrate post combustion capture (PCC) with carbon capture and storage (CCS) in NSW)	50
ビクトリア州における褐炭を用いた CCS を伴う PCC 実験 (Demonstrate post combustion capture (PCC) with carbon capture and storage (CCS) using lignite coal in Vic)	50
CCT に関する豪中共同協議 (Australia-China Joint Coordination Group on Clean Coal Technology)	20

出典) RET; 資源・エネルギー・観光省 HP 「National Low Emissions Coal Initiative (NLECI)」
(http://www.ret.gov.au/resources/resources_programs/nleci/Pages/NationalLowEmissionsCoalInitiative.aspx)

オーストラリア政府は CO₂CRC (Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies) を設立した。CO₂VRC (Ventilatory responses of CO₂) は、CCS 等に関する研究機関で、国内企業・大学、国際機関や政府研究機関等が参加している。政府/州政府のプログラムや参加団体等からの資金によって運営されている。

現在進められている主なプロジェクトは以下のとおり。

- Otway Project ; 2008年4月から開始された、オーストラリア初の CCS の実証実

験。CO₂圧入が開始されており、今後5～10万トンを圧入する計画。

- Callide Oxyfuel Project ; クイーンズランド州の石炭火力発電所において、①酸素燃焼とCO₂の分離・回収、②地中深層部でのCO₂の長期貯留（地中隔離）、の実証実験を行う。2010年後半からCO₂圧入を開始予定。日豪6社が参加し、両国政府等から資金提供を受領。

表 4-13 オーストラリア政府出資の CCS プロジェクト（単位：百万豪ドル）

プロジェクト名	技術	投資額
Otway	CO ₂ 隔離、貯留	約25
Callide A	燃焼前回収(酸素燃焼)	50
Gorgon	CO ₂ 隔離	60
HRL IDGCC	準備完了プラント (IDGCC)	100
Hazelwood	燃焼後回収実験	50
Munmorah (NSW), Tarong(Qld)	燃焼後回収実験	8
Pilot coal gasification plant, Qld	石炭ガス化	50
Post combustion capture plant, Vic	燃焼後回収実証	50
Post combustion capture plant, NSW	燃焼後回収実証	50
National carbon mapping and infrastructure plan	CO ₂ 輸送・隔離	50
National Clean Coal Research Program	各種技術	75

※ IDGCC; Integrated drying gasification combined cycle;褐炭乾燥ガス化複合発電
出典) Carbon Pollution Reduction Scheme Green Paper, July 2008 (オーストラリア政府)

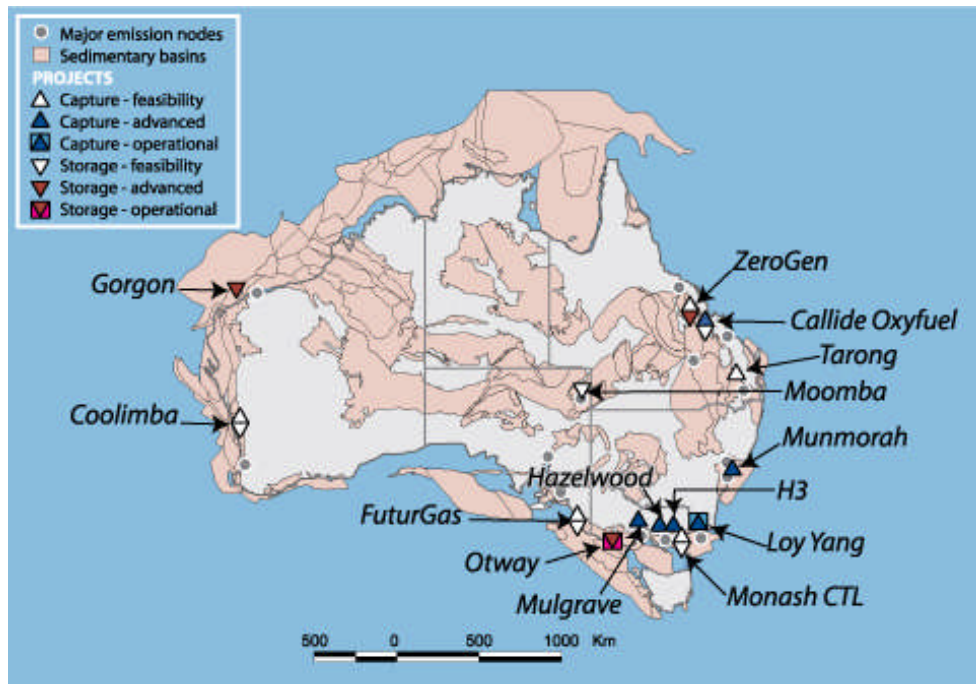


図 4-17 オーストラリアにおける CCS プロジェクト

出典) <http://www.co2crc.com.au/demo/ausprojects.html> (CO₂CRC)

COAL21 は、2003 年に創設された、石炭火力発電起因の温室効果ガス排出削減を目的とした、石炭・電力事業者、政府/州政府、研究機関等のパートナーシップである。事務局はオーストラリア石炭協会 (Australian Coal Association;ACA) が務める。

2004 年 3 月、発電燃料としての石炭についての低炭素技術開発の実際的な方法を記した「COAL21 National Action Plan」を発表した。注力して技術開発を実施すべき優先技術を選定している。

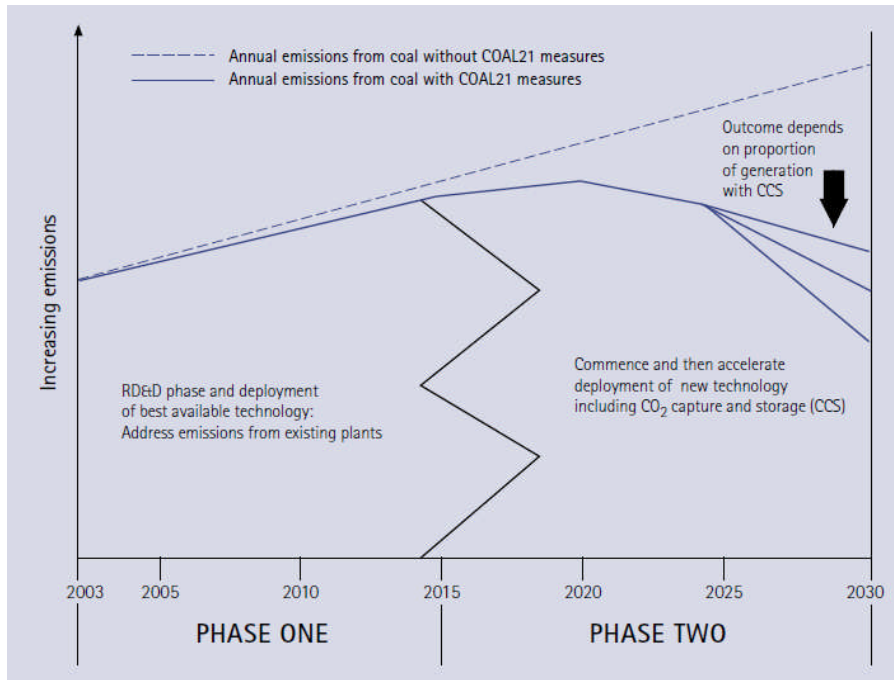


図 4-18 COAL21 の National Action Plan と排出量への影響

表 4-14 COAL21 が選定した優先技術

技術	現状
CCS	<ul style="list-style-type: none"> ・回収: 炭素回収は可能であるが、高コスト。 ・貯留: 長期貯留に適したサイトの特定が必要。
IGCC(黒炭/褐炭)	<ul style="list-style-type: none"> ・黒炭: 豪州では未だ実証されていない。(EU及び米国では実証済み。) ・褐炭: 小規模では実証済み。商用規模では未だ。
酸素燃焼	・開発初期段階
褐炭脱水・乾燥	・数多くの技術があるが、さらなる実証実験が必要。
ウルトラ・クリーン・コール(UCC)	・豪州で開発、日本で実験。次の段階のパイロットプラントが必要。

出典) Annual Review 2005 (COAL21)

4.1.3 火力発電の低炭素化の方向性

我が国において火力発電の低炭素化を推進するためには、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である。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、電力システムの再構成に応じた火力発電の設備容量・発電電力量の低減などの方策も必要となる。

また、基盤的な施策であるキャップ・アンド・トレード方式による国内排出量取引制度や地球温暖化対策税の導入を契機とした低炭素化の促進を図ることが重要である。

CCS の具体的な導入のあり方としては、関連技術の整備や大規模実証実験を実施しつつ、CCS-Ready を義務付ける等の制度を整えていくことが適切である。ただし、CCS は、貯留の適地に関する地域偏在性が強いこと、実質的な効率低下により化石資源の必要量を増加させること、エネルギー安全保障に資するものではないこと、CO₂ の貯留容量には限界があり “つなぎの技術” であること等に留意する必要がある。

4.1.4 高効率火力発電技術の海外移転による地球規模の削減貢献

日本の高効率石炭火力発電技術の世界全体に適用すると 2030 年において年間約 18.7 億 t-CO₂ の削減効果があるとの試算がある³⁵。「新成長戦略（基本方針）」で掲げる「民間ベースの技術を活用し、世界の温室効果ガスを 13 億 t 以上削減（日本の総排出量相当）」という目標において、日本の高効率火力発電技術の海外移転は主要な達成手段であり、地球規模での排出削減に貢献すると考えられる。

4.2 化石燃料供給（都市ガスの普及と低炭素化）

4.2.1 国内における都市ガスの普及による低炭素化

（1）天然ガスの CO₂ 排出原単位

石炭の CO₂ 排出原単位を 100 とした場合、石油は 80、天然ガスは 60 となり、窒素酸化物、硫黄酸化物についても天然ガスの排出原単位は低い。このように、天然ガスは化石エネルギーの中では比較的クリーンなエネルギー資源であると位置づけられる。



図 4-19 化石エネルギーの CO₂ 排出量原単位等の比較

出典) エネルギー白書 2009 (資源エネルギー庁)

³⁵ 電気事業連合会による試算

(2) 天然ガスパイプラインとLNG基地

国内における主要な天然ガスパイプラインとLNG基地を次図に示す。都市ガス供給、天然ガス火力発電の拡大に備えて、数多くのLNG基地、パイプラインが計画されている。

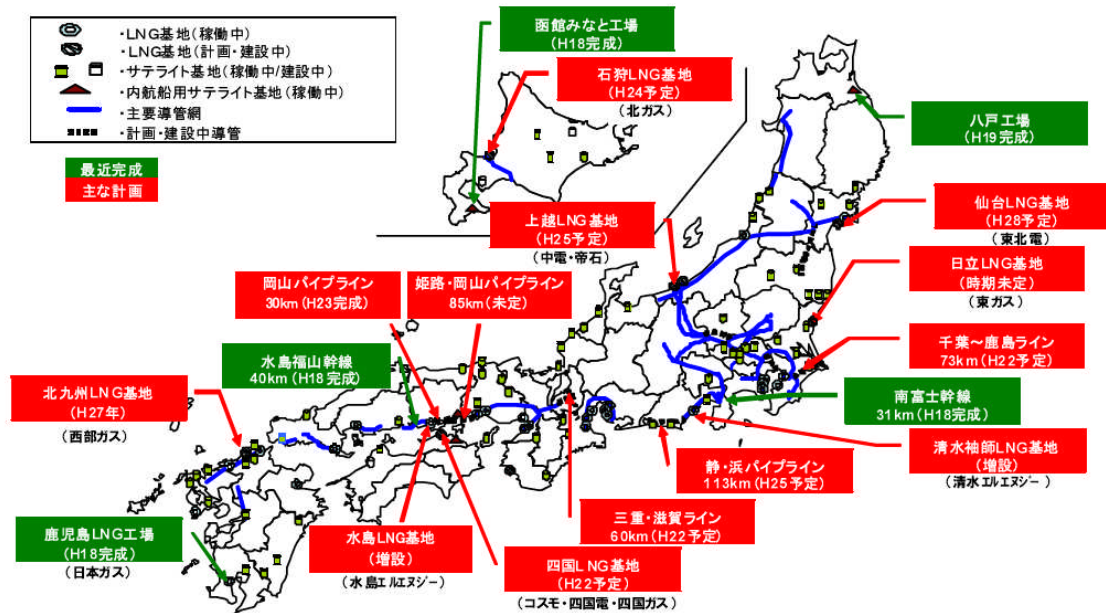


図 4-20 天然ガスパイプライン・LNG基地の整備状況と計画

出典) ガス業界のこれまでの取組み—エネルギーの高度化と低炭素化に向けて (日本ガス協会)

(3) ガス事業の低炭素化への取組

都市ガスの低炭素化に向けた取組として、総合資源エネルギー調査会都市熱エネルギー部会が「低炭素社会におけるガス事業の在り方について (2009年7月)」を公表した。ガス事業における徹底的な省エネ・省CO₂を実現するために、燃料電池の普及開発、再生可能エネルギーの導入、スマートエネルギーネットワーク³⁶の構築など15種類の具体的な取組を進めることとしている。

³⁶ コージェネレーション設備等の分散型電源、太陽光・風力発電・バイオガス等の再生可能エネルギー、建物間電力・熱融通配管等の熱融通インフラ、エリア最適化用制御システム等により、家庭・集合住宅・地域・都市等、様々なレベルでの需要面・供給面を統合するもの。

表 4-15 ガス事業の低炭素化への具体的な取組

1. 分散型エネルギーシステムの展開	(1) コージェネレーション設備（燃料電池を含む）の普及・開発
	(2) スマートエネルギーネットワークの構築に向けた取組の強化（需要面・供給面の統合に関する実証等）
2. 水素エネルギー社会の構築に向けて	(1) 燃料電池の普及・開発、水素製造技術等の開発
	(2) 水素関連インフラの整備（ローカル水素ネットワークの構築等）
3. 産業部門における天然ガスの高度利用（省エネ・省CO ₂ ）	(1) 高効率機器・燃焼システムの開発・普及
	(2) 中小企業における高度利用の取組
4. 再生可能エネルギー等の導入	(1) バイオガス
	(2) 太陽熱
	(3) 未利用エネルギーの利用等
5. 基盤的取組	(1) 天然ガスの安定供給の確保
	(2) 基盤インフラ整備
	(3) 海外への省エネ技術移転等
	(4) 総合エネルギーサービス事業への展開
	(5) 地域社会・自治体等の取組強化のための枠組みづくり
	(6) 国民への広報・教育

出典) 低炭素社会におけるガス事業のあり方について（総合資源エネルギー調査会都市熱エネルギー部会）

また、電気やガス、石油事業者といったエネルギー供給事業者に対し、非化石エネルギー源の利用を拡大するとともに、化石エネルギー原料の有効利用を促進することを目的として、エネルギー供給構造高度化法が 2009 年 8 月 28 日に施行された。エネルギー供給事業者に対して、太陽光、風力等の再生可能エネルギー源、原子力等の非化石エネルギー源の利用や化石エネルギー原料の有効な利用を促進するために必要な措置を講じる法律である。

4.2.2 海外における都市ガスの普及による低炭素化の取組動向

欧州及び北米では、国際的な天然ガス幹線パイプラインが縦横に整備されており、天然ガスの生産地や LNG 基地と、都市ガス事業や天然ガス火力発電、コージェネレーション設備などの消費地とを結ぶ供給インフラとして機能している。

韓国では、国土全体に天然ガスの幹線パイプラインが整備されており、主要都市の都市ガス事業へ供給されるとともに、天然ガス火力発電にも利用されている。特に近年では、天

然ガスを低炭素エネルギーと位置付け、更なる利用拡大を目指している。そのために、推進する法令と助成制度を導入している。

具体策の一つが、地域冷暖房の推進政策である。規制当局が特定地域を総合エネルギー地域として指定し、その地域における全建物に対し地域冷暖房エネルギーシステムへの接続義務を課している。同時に、融資、税制で優遇するとともに、卸価格での契約を認めるなどの特典を与えている。

表 4-16 韓国における地域冷暖房推進政策

1. 都市開発計画における総合エネルギー対策（2006年）
（1）規制当局が特定地域を「総合エネルギー地域」として指定
（2）指定地域は熱供給ネットワークを含む建設計画を策定
（3）指定地域内の全建物は地域暖冷房エネルギーシステムへの接続義務あり
2. 支援策
（1）融資
・ 民間80%、中小企業・公共団体90%
・ 利率：5.0%
（2）税制
・ 10%課税対象控除
（3）卸価格
・ 10万kW超のCHPを対象にKOGASと相対契約可能

4.2.3 都市ガスの普及による低炭素化の方向性

天然ガスは石油や石炭と比較するとCO₂排出原単位等が小さく、化石燃料の中でクリーンなエネルギー資源である。

化石燃料の利用の低炭素化として天然ガスの利活用を将来に向けて推進していくために、天然ガスの高度利用を促進することが重要である。そのためには、燃料電池・水素利用技術、高効率機器・システム等の開発・普及を核としつつ、バイオガス・太陽熱・太陽光等の再生可能エネルギーの導入も含めた、総合的な事業展開を図っていくことが求められる。

さらに、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推進など、ガス供給インフラの整備等が必要である。

5. 原子力発電の位置付け

5.1 設備利用率向上に向けた取組

現時点で稼働中の商業用発電所は、54基 4,885万kWとなっている。その設備利用率は、80%台後半の発電所もある一方、設備トラブルや自然災害等の影響により、2008年度の平均は60%にとどまっている。まずは設備トラブル等の再発防止に向けた取組により社会の信頼を回復することによって、2001年度までの安定した設備利用率に戻ることが求められる。

さらに、諸外国の原子力発電の設備利用率は90%台であることを踏まえ、米国等に取り入れられている科学的・合理的な運転・保守管理の取組を参考に、安全の確保を大前提として、既存設備を最大限に活用することによって、電力の低炭素化に貢献することが必要である。

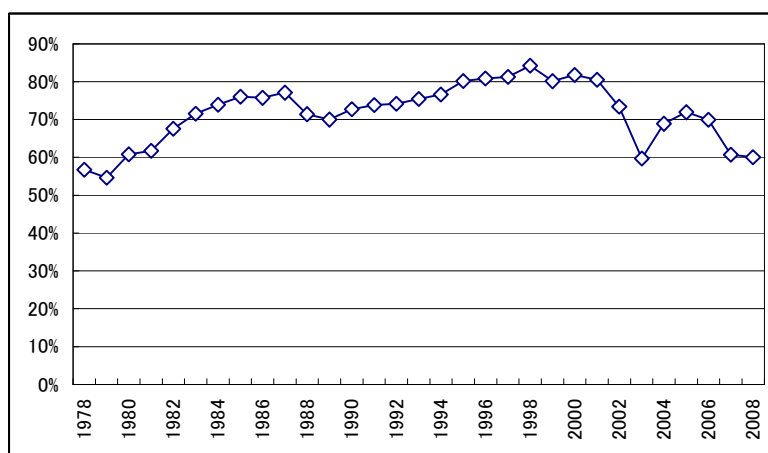


図 5-1 我が国の原子力発電の設備利用率

出典) エネルギー・経済統計要覧

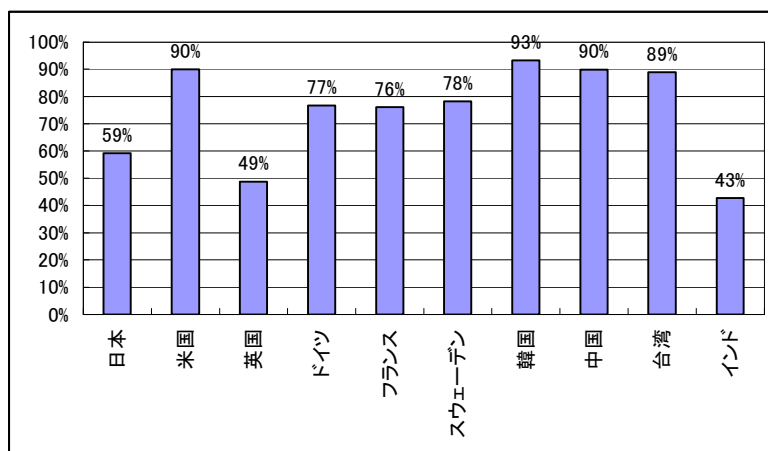


図 5-2 海外の原子力発電の設備利用率 (2008 暦年)

出典) 日本原子力産業協会

5.2 高経年化への対応

稼働中の 54 基 4,885 万 kW のうち、1,000 万 kW 以上の施設が 70 年代に運転を開始しており、これらの施設は 2020 年までに運転開始後 40 年を超えることとなる。こうした高経年化した施設を安定的に稼働させるため、一定年数を経た時点で、安全上重要な機器・構造物についての技術評価を着実にを行うとともに、最新の知見を踏まえた科学的合理性を持った実効性の高い長期保全対策を推進することが必要である。

なお、仮に運転年数を 60 年と仮定しても、2030 年以降は廃炉となる施設が顕在化してくる。原子力発電は新規立地までのリードタイムが長い電源であり、今後、電力の低炭素化に向けた再生可能電力の普及の実績と見通しを踏まえながら、長期的な視野に立った対応方策についての早急な検討が必要である。

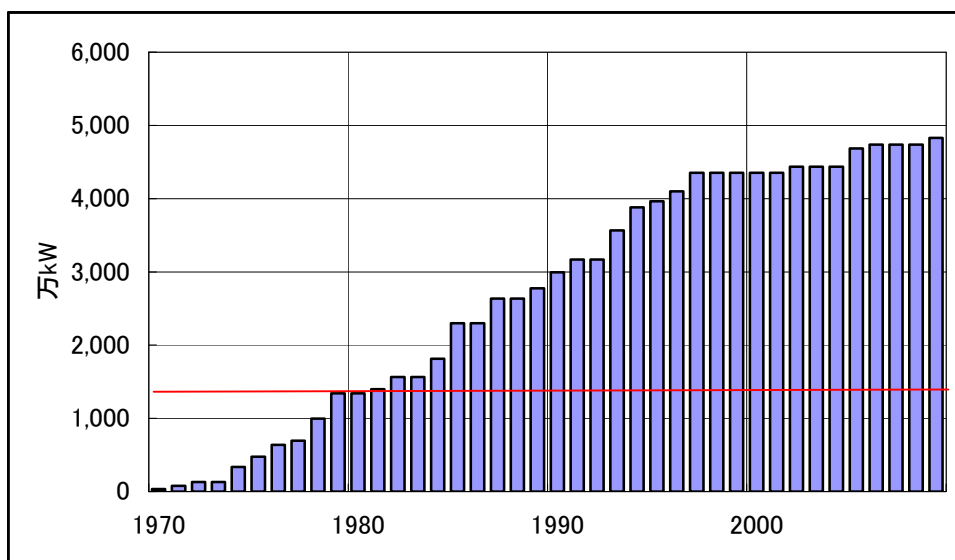


図 5-3 我が国の原子力発電の運転開始年別累積設備容量

高経年化対策を含む保守管理の流れ

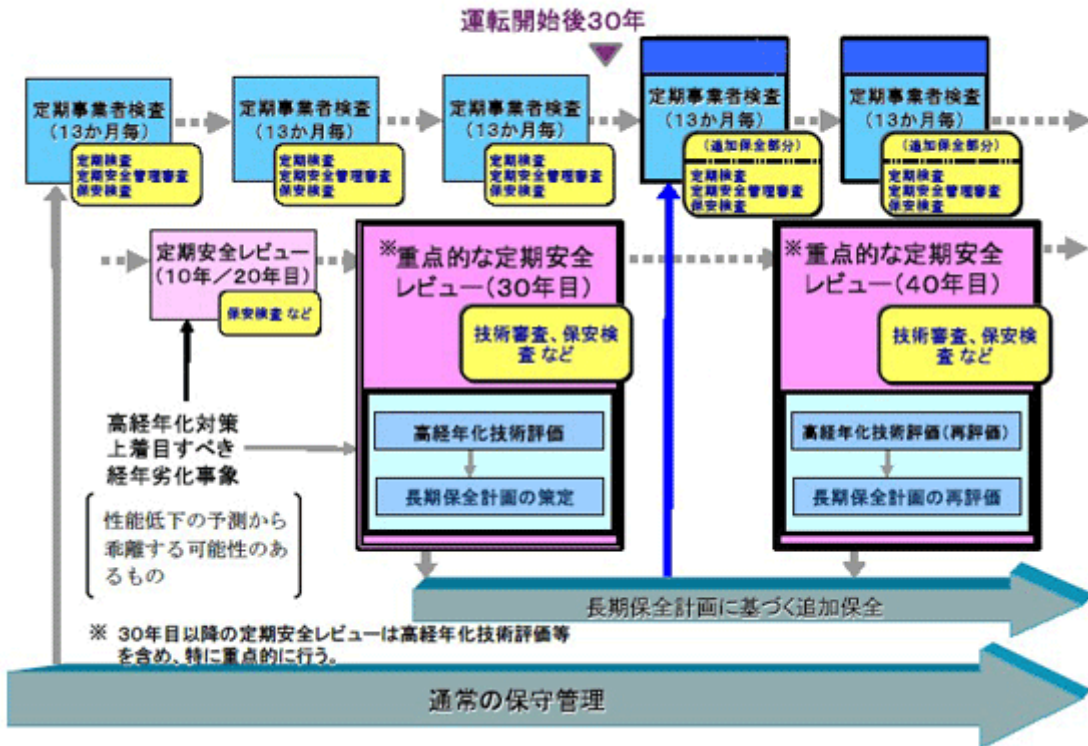


図 5-4 高経年化対策を含む保守管理の流れ

出典) 原子力・安全保安院ホームページ

6. 日本の電力システムの将来像

電力システムとは、電力の発生から消費までの一連のシステム、すなわち発電から始まり、送電、変電、配電を経て、最終的に電力を消費する需要家に至るすべての要素が組み合わさって構成されるシステムである。既存の電力システムは、供給側から需要側への一方向の電力供給を前提として構成されているが、再生可能電力が大量に普及すれば、この流れを抜本的に変化させる対応が必要となる。このため、電力供給の低炭素化、再生可能電力の大量普及の実現に向けては、既存の電力システムと再生可能電力とが調和した導入形態の検討を含め、将来の電力システムの再構成を進めることが必要である。

そこで本章では、再生可能電力の大量普及の実現を含めた電力システムの将来像を示した上で、その実現過程で顕在化するであろう課題と、課題の克服に向けた系統対策の在り方、そして必要となる対策費用を取りまとめた。

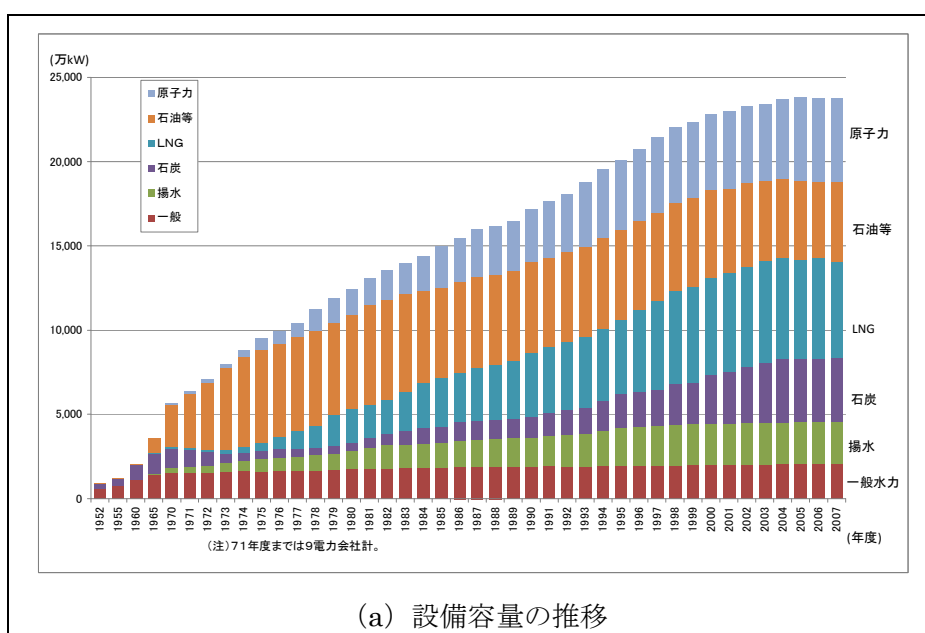
6.1 再生可能エネルギーの大量普及のための系統対策

(1) 電力システムの将来像

①現状の電力系統

a) 電源構成（電力供給）の現状

我が国では、1960年代後半に石油火力の建設が進み、その後1973年の石油危機を契機に、石炭、天然ガス、原子力等の石油代替電源の建設が進み、電源の多様化が進められてきたところである。その結果、2007年度末の電源構成は、設備容量で見るとLNG火力24%、原子力21%、石油等火力20%、水力19%、石炭火力16%となっている。また、発電電力量で見ると、LNG火力27%、原子力26%、石炭火力25%、石油等火力13%、水力8%となっている。



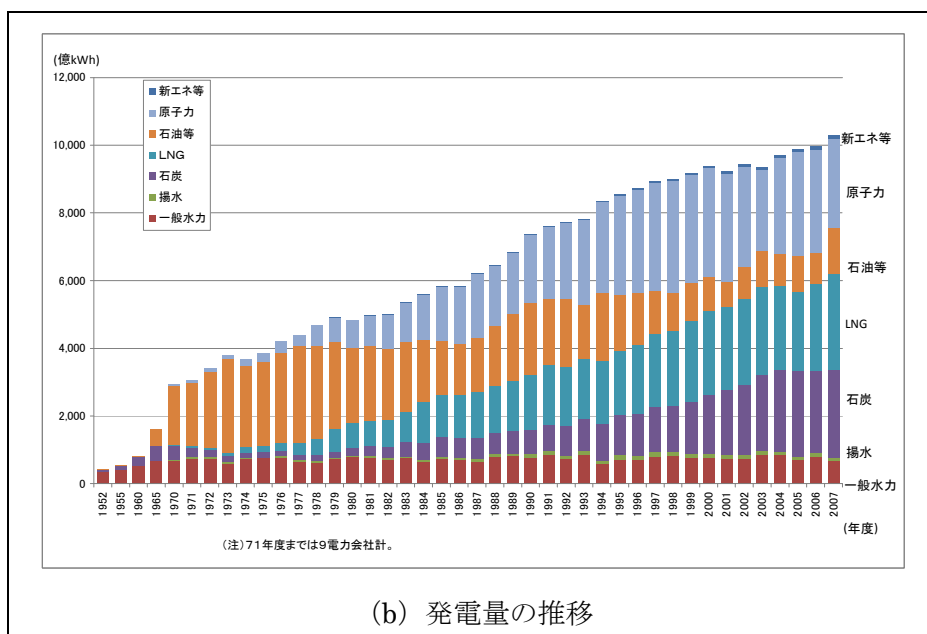


図 6-1 電源構成の推移（一般電気事業用）

出典) 資源エネルギー庁「電源開発の概要」等をもとに作成

b) 電力システムの現状

電力システムを健全に運用していく上では、経済性、供給安定性、環境性の調和を達成することが重要であり、各電源の持つ特徴を踏まえて、電源の構成及び運用のベストミックスを図る必要がある。昼夜間、季節間の格差が大きな電力需要に対して、現在は、流込式水力、原子力、石炭火力をベース電源、LNG等ガス火力をミドル電源、石油火力、揚水式水力、調整池式水力等をピーク電源として運用し、需給バランスを確保している。

電力システムの合理的運用のためには、負荷平準化が重要であり、電源側での揚水発電等の活用策に加えて、需要家側での対策として、時間帯別・季節別料金制度の導入や、蓄熱式ヒートポンプシステムの導入等も行われている。ただし、これらの需要家側の対策は、機器や料金制度を通じて負荷を間接的に制御するものであり、必ずしも電気事業者側と需要家側が柔軟に協調するようなシステムとはなっていない。

このように、現状の電力システムは、制御の困難な需要に対して、電気事業者側で需給制御機能を一手に担うことによって運用されている状況にある。

表 6-1 電源の特徴

電源		経済性		安定性		CO ₂ 排出
		初期費	運用費	エネルギー調達	需給調整	
火力	石油	○	△	△ (資源が偏在)	◎	×
	LNG 等	○	○	○	◎	△
	石炭	△	◎	◎	○	×
原子力		△	◎	◎	△ (出力一定運転のため調整力持たず)	◎ (発電時排出ゼロ)
再生可能エネルギー	大規模水力	△	◎	◎	○/△ (揚水・貯水池式は即応性優位、流込式は調整力劣位)	◎ (発電時排出ゼロ)
	新エネルギー	△	◎	◎	○/△ (太陽光・風力発電は出力が変動)	◎ (発電時排出ゼロ)

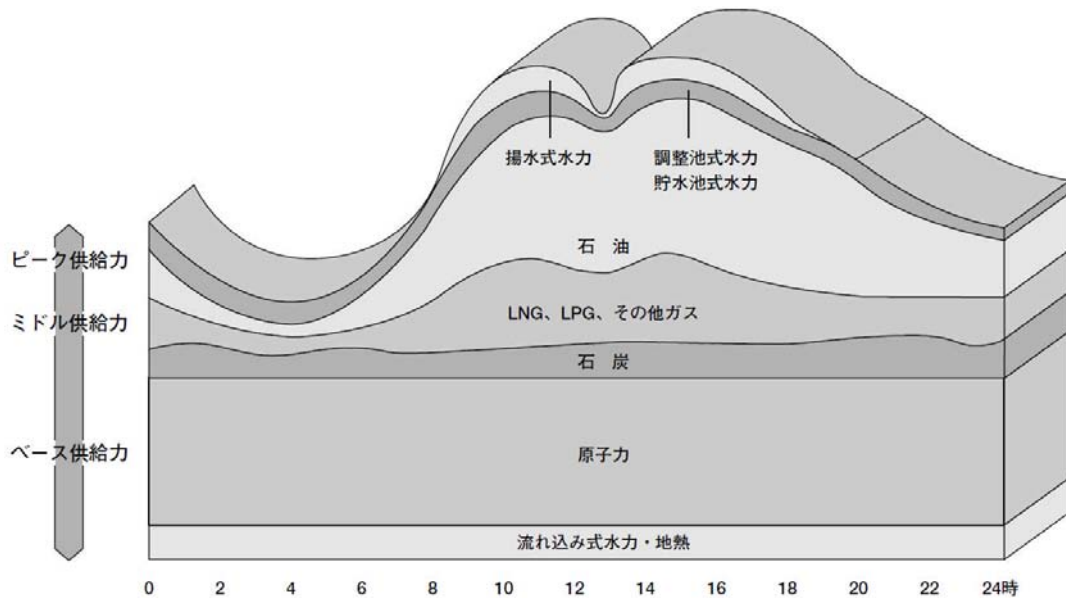


図 6-2 現状の電源運用

出典) 電気事業連合会「図表で語るエネルギーの基礎 2008-2009」

②電力システムの将来像

a) 電源構成（電力供給）の将来像

全体検討会で提示された AIM 日本技術モデルが想定している中期（2020 年）及び「温室効果ガス 2050 年 80%削減のためのビジョン」に準拠した長期（2050 年）の電力需給構造の見通しを図 6-3 に示す（再生可能エネルギーについては本検討結果を引用）。

中期においては、需要側は 2005 年と同様の構造が維持されるが、供給側では、再生可能エネルギーの普及、原子力の適切な導入等により火力代替が進展することが想定されている。

長期では、想定される社会経済像（シナリオ A：活力社会・集中型エネルギー利用／シナリオ B：ゆとり社会・分散型エネルギー利用）に応じて電力需要のトレンドは異なる。供給側においては、いずれのシナリオにおいても、再生可能エネルギーが電力供給の主役となり、電源の低炭素化が進展すると想定されている。

ただし、これらの電源構成としての実現性については、再生可能エネルギーを含めた技術的な可能性、運用性、経済性等に基づき、今後検証が必要である。

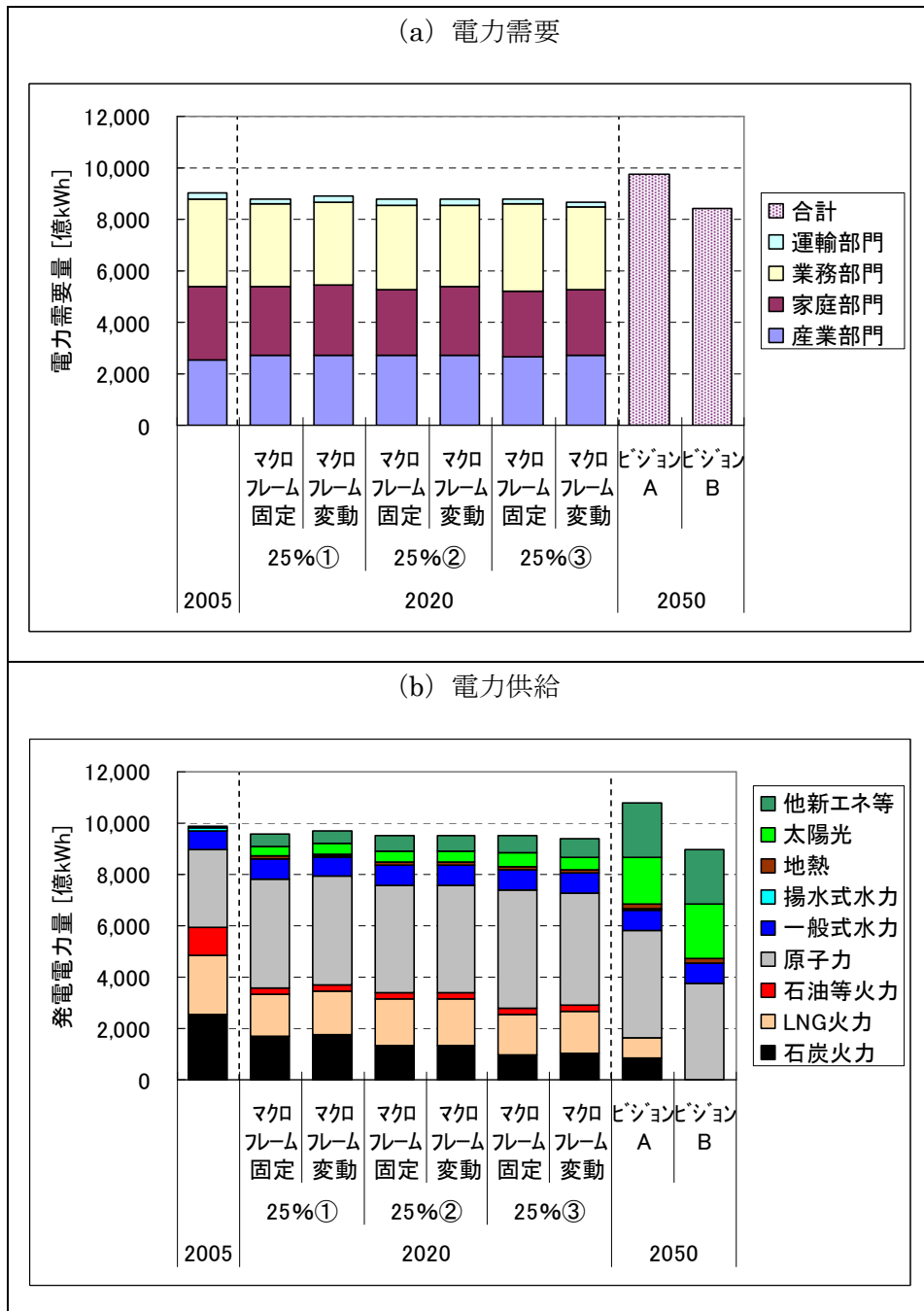


図 6-3 電力需給構造の中長期的見通し

注) 2020 年は、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。

2050 年は、温室効果ガス 2050 年 80%削減のためのビジョンに準拠した想定。ビジョン A：高い経済成長率、電化へのシフトが大きいことが特徴。ビジョン B：ゆとり社会、地産池消。

出典) 「日本温室効果ガス排出量 2020 年 25%削減目標達成に向けた AIM モデルによる分析結果」(2009 年 11 月)、「温室効果ガス 2050 年 80%削減のためのビジョン」(2009 年 8 月)を基に MRI 作成

b) 電力システムの将来像

a)に示した再生可能エネルギーが電力供給の主力となるためには、電力システムをどのような電力システムとすればよいであろうか。ここでは、再生可能電力を中心としたCO₂排出を伴わないゼロカーボン電源のみによって電力供給を行うという究極的な将来像に対応する需給システムを検討する。

この場合の電力需給バランスのイメージを図6-4に示す。左上の図①が将来の電力需要である。これに対し、右上の図②のように原子力、水力、地熱のベース電源に加え、風力発電や昼間の太陽光発電により電力の供給がなされるが（図は晴天時を想定）、これらをそのまま重ね合わせると、図②にあるとおり、需要と供給との間に、量的・時間的なギャップが生じることとなる。

そこで、左下の図③のように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すること、さらには右下の図④のように蓄電システムにより充放電を行うことによって、需給ギャップを解消することが可能になると考えられる。（更には、水素あるいはその他の化学物質に転換して貯蔵することも長期的には選択肢となる。）

この場合、既存のシステムに加えて、スマートグリッドなどとして近年関心の高まっている分野のうち、電力需給両面におけるより柔軟な需給調整に対応できるシステムの構築、蓄電池等の充放電システムの活用、電気自動車への充電などによる電力需要の制御などの技術を確認し導入することが必要である。

このように、供給側と需要側が協調して気象等の自然と上手く調和を図り、需給バランスを確保することができる電力システムの構築が望まれる。

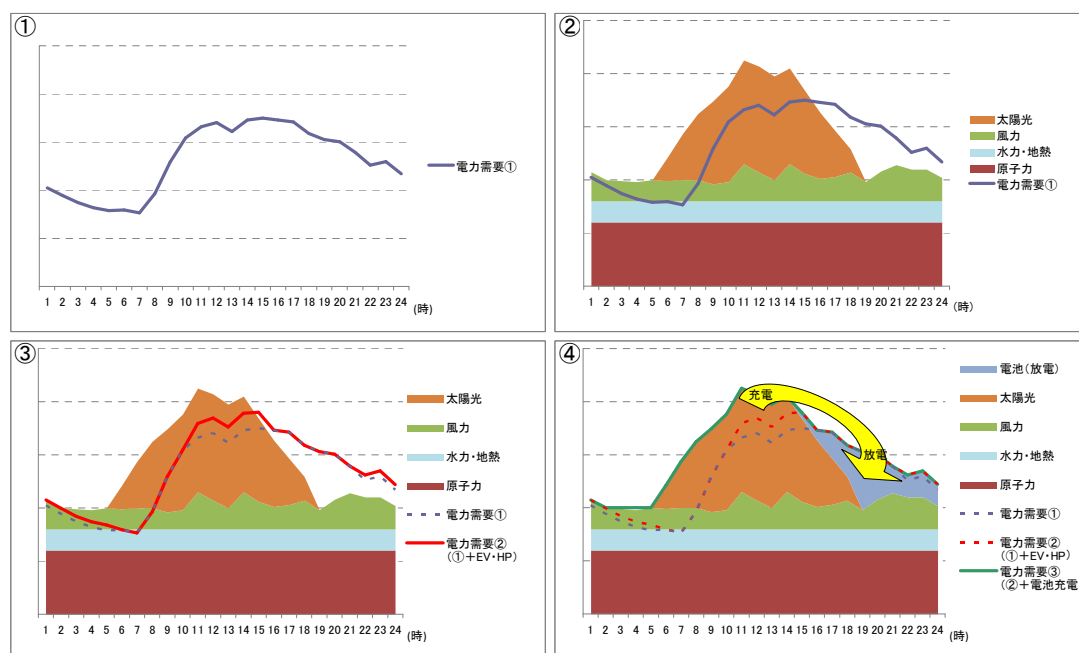


図 6-4 ゼロカーボン電源による需給の概念図

以下では、このような将来像の実現に向け、再生可能エネルギーの系統連系に関する課題を提示するとともに、その解決に向けた方向性を示す。

(2) 再生可能エネルギーの大量導入時における系統連系に関する課題

再生可能エネルギーのうち、特に太陽光発電や風力発電は、出力が気象等の自然条件に依存しており、これらの電源が既存の電力系統に大規模に導入された場合、電力の安定供給に影響が生じる可能性が指摘されている。

具体的な課題を次項に示す。

なお、再生可能エネルギーのポテンシャルは、例えば風力発電のポテンシャルが北海道・東北地方に集中するなど、地域によって偏りがあるものもあり、再生可能エネルギーの大量導入による影響を特に受けやすい地域がある。

①系統の技術的課題

a) 局所的な系統影響に関する課題

<電圧上昇>

太陽光発電は、住宅・建築物等の需要家側への導入が見込まれているが、太陽光発電の出力が当該施設のその時点の電力需要を上回り、配電系統へ逆潮する場合、連系先の配電系統の電圧が上昇する。配電系統の能力が不足し連系点電圧が適正值(101±6V、202±20V)を逸脱しそうな場合には、電圧を維持するために、逆潮する電力量を抑制する(太陽光発電の出力を抑制するか蓄電する)ことが必要となる場合がある。

この課題は、太陽光発電の普及の初期段階に、街づくり等によって太陽光発電が集中的に導入される地区において発生する局所的な課題であり、今後の太陽光発電の普及拡大に伴い、課題の顕在化する地区が拡大していくものと考えられる。

<単独運転>

単独運転とは、作業停電や故障等の要因によって主系統が停電した際に、本来停止すべき分散型電源が単独で運転を継続し、主系統から切り離された局所的な系統が通電を継続している状態をいう。単独運転下においては、保守作業者の感電、機器損傷等の危険が生じる。

太陽光発電や風力発電に限らず、分散型電源システムには、単独運転を防止するための機能が備えられている。しかし、分散型電源が集中的に導入された場合、現行の方式では、複数の単独運転検出用信号が相互干渉することによって、単独運転検出機能の動作遅れや未動作が発生する恐れがある。

b) 大局的な系統影響に関する課題

<系統擾乱時の影響拡大>

系統事故による瞬間的な電圧変動や周波数変動等の擾乱を、分散型電源の単独運転検出機能が不要に検出することによって、分散型電源が一斉に解列し、系統擾乱が拡大する恐れがある。

<周波数調整力の不足>

電力の安定供給のためには、系統全体の需要と供給を常にバランスさせるよう周波数調整、負荷配分、発電機の起動停止操作を行っており、各一般電気事業者は、需要の変動に備えて適切な周波数調整力を確保している。しかし、太陽光発電や風力発電は出力が気象等の自然条件に依存して変動するため、大規模に導入された場合には、大きな発電の変動が生じ調整力が不足する可能性があり、バックアップ電源の確保も必要となる。

<余剰電力の発生>

太陽光発電や風力発電が大規模に導入されると、年末年始やゴールデンウィークといった電力需要の少ない時期において、ベース電源と太陽光発電や風力発電の出力の総量が系統全体の需要を上回り、余剰電力が発生する可能性がある。

これらの課題は、太陽光発電や風力発電の導入量が一定の水準に達した段階から顕在化し、その影響が当該地域の系統全体に及ぶ大局的な課題である。

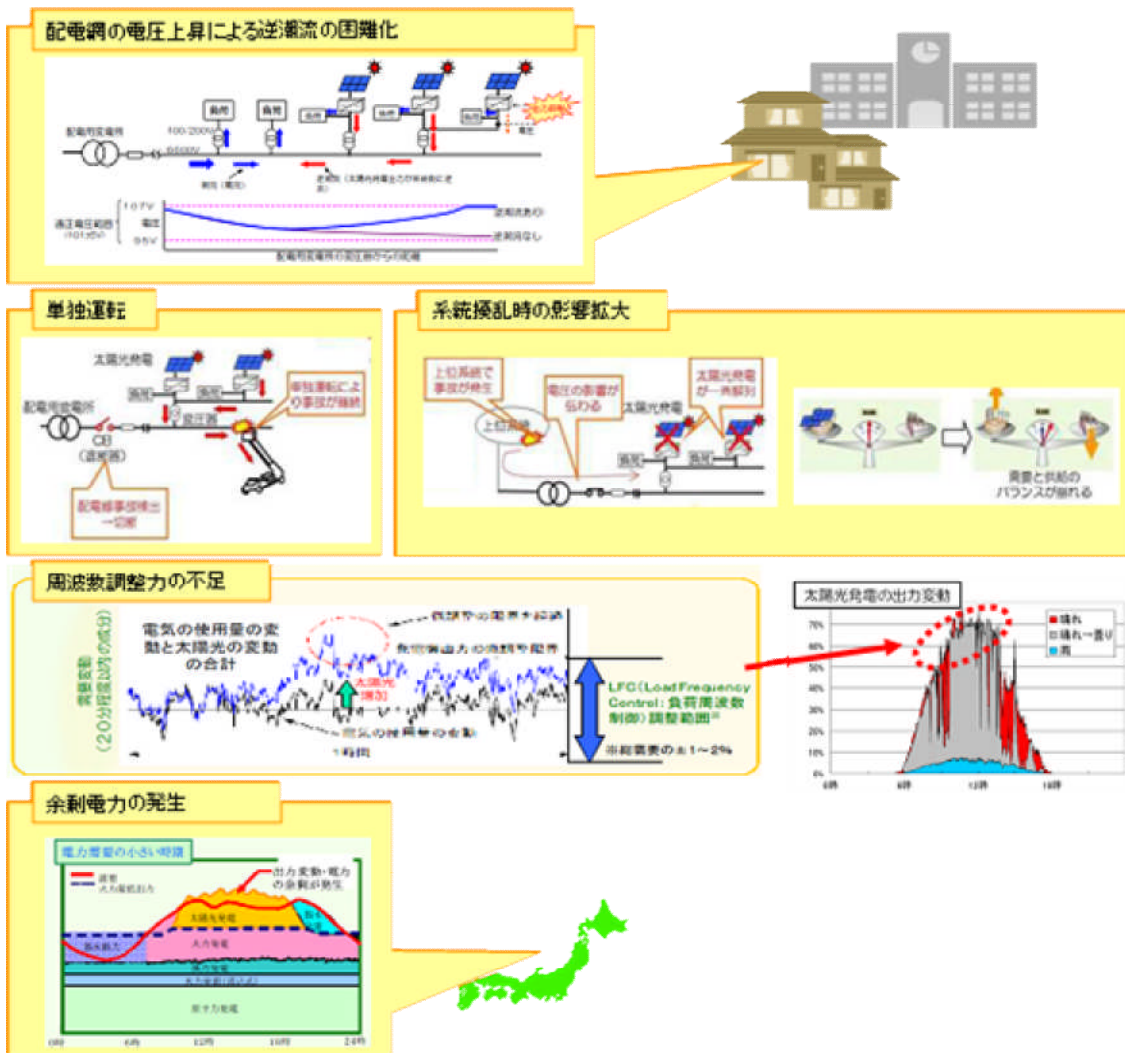


図 6-5 系統の技術的課題

出典) 低炭素電力供給システムに関する研究会「低炭素電力供給システムの構築に向けて」等より MRI 作成

②系統の設備形成に関わる課題

風力発電や地熱発電は、導入適地が需要地から離れた場所に存在することもあり、系統までの距離が長く、アクセスが困難な場合や、連系先の送電線空容量が不足する場合など、連系に当たって制約が生じる場合もある。

再生可能電力の大量普及を実現する上では、これらの系統連系に関する課題を克服していく必要がある。

表 6-2 系統連系に関する課題

	系統の技術的課題		系統の設備形成 に関わる課題
	局所的な課題	大局的な課題	
	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 逆潮流による配電網の電圧上昇、適正值の逸脱 ✓ 単独運転 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 出力変動の拡大による周波数調整力不足 ✓ 余剰電力の発生による電力需給のインバランス ✓ 系統擾乱時の影響拡大 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 系統までの距離 ✓ 系統脆弱地域における送電線空容量不足
太陽光発電	○	○	△
風力発電	△	○	○
地熱発電	-	△	○
小規模水力発電	△	△	△
バイオマス発電	-	-	△

○：顕在化が見込まれる課題 △：顕在化のおそれがある課題

(3) 課題の克服に向けたアプローチ

このような課題を克服し、持続可能な低炭素社会を構築するために不可欠な再生可能エネルギーの大量普及を可能とするためには、第(1)②b)節で示したような再生可能エネルギーと既存の電力系統が調和したシステムを構築する必要がある。その際、電力系統の安定化と社会的なインフラとしての電力系統整備の費用最小化の両立を図るためには、太陽光発電や風力発電の出力を個別に抑制する又は個別の他の電源や蓄エネルギー機器によって補完するという考え方ではなく、大規模電源や分散型電源、個別需要、蓄電池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という考え方にに基づき、より高度に賢く運用される経済的で質の高い次世代の電力系統へと段階的に移行していくことが重要である。そのような電力系統の進化は、インフラの整備、運用面の対策、制度面の対策を適時・適切に組み合わせることで実現可能と考えられる。

なお、系統の技術的課題は、再生可能エネルギーの出力変動やこれによる需給のアンバランスが主たる原因であり、それらの抑制に資する対策は、局所的な課題と大局的な課題の両者に対応することとなる。このため、以下では、課題の種類別ではなく、時間軸及び対策の種類別に、必要となるアプローチを整理する。

①短期的対策（～2012年）

次世代の電力系統のグランドデザインを検討し、合意形成を図ると共に、その実現に向けた基盤整備を行う。

<インフラ整備>

- ・ 系統の技術的課題に対する検討を進める上での第一歩として、気象情報・再生可能エネルギーの出力の多地点計測体制を構築し、再生可能エネルギーの大量普及時に、個々の再生可能エネルギーの出力変動が打ち消され穏やかな変動となる“平滑化効果”がどの程度存在するかを評価する。これに基づいて系統への影響を評価することによって、真に必要な対策量を特定する。
- ・ 気象情報と連動した分散エネルギーマネジメント装置、スマートメーター、需要家設置機器への協調制御機能、再生可能電力の電源への出力抑制機能等の仕様を確立し、これらの導入を開始する。
- ・ 電圧変動の課題を克服するため、必要に応じて配電トランス、電圧調整装置等を設置する。
- ・ 単独運転の課題を克服するため、分散型電源の集中導入時においても単独運転状態を確実に検出する機能を確立する。また、系統擾乱時の不要解列の課題を克服するため、不要解列防止機能の開発を進める。これらの機能を搭載したパワーコンディショナを開発し、導入を開始する。

このように、課題の顕在化に備えて次世代の電力系統の基盤整備を推進する。

また、系統の設備形成に関わる課題を克服するため、系統脆弱地域において風力発電等を導入する際には、必要に応じて長距離アクセス線や変電所を建設する。

<運用改善>

- ・ 電力系統における大局的課題を克服するため、火力発電の調整力の活用、揚水発電を昼間に揚水運転することによる蓄電効果の活用、地域間連系線の利用枠の拡大等、既存の系統インフラを最大限活用することによって、需給バランスを確保する。
- ・ 太陽光発電等の導入量の増加に応じて需給計画全般を改善していくことで電力系統を段階的に進化させる将来イメージを検討する。

<制度見直し>

電圧変動の課題への対応として、配電電圧の適正範囲（上限電圧）に関する規制の見直しを行うことも有効と考えられる。低圧需要家屋の電圧範囲は、標準電圧 100V に対しては $101\pm 6V$ 、200V に対しては $202\pm 20V$ と定められている。これに対して、電圧範囲を適切に広げることができれば、太陽光発電の逆潮流に伴う上限電圧の逸脱機会を抑制し、太陽光発電の出力抑制を回避することが可能となる。

また、系統擾乱時の不要解列防止機能の開発を進めるに当たって、分散型電源の不要解列防止機能の仕様を標準化すると共に、系統連系要件の一つとして、パワーコンディショナへの不要解列防止機能の搭載を規定する。本機能は解列防止に必須の機能であるが、設備費の押し上げ要因となるため、市場の自由意志のもとでは導入が進みにくい。このため、規制的手法によって導入を促進する。

さらに、発電設備を系統へ連系する場合、一般電気事業者との間で事前に系統連系協議を行い、系統アクセス・系統容量に関わる課題や各種の電力品質確保に関わる課題を検証し、連系方法を決定する。現在、系統連系協議手続きは電力事業者によって異なり、標準化されていないため、連系希望者の手続きコスト負担が過大なものとなりがちであり、情報の非対称性により公平な取引条件が阻害されている可能性が指摘されている。そこで、再生可能エネルギーの円滑な導入を実現するためには、系統連系協議手続きを標準化する。

②中期的対策（～2020年）

既存インフラを最大限活用するとともに、スマートグリッドの整備を進めることによって、再生可能電力の大量普及に対応する。

<インフラ整備>

周波数変動等の電力系統における大局的な課題に対しては、気象情報と連動した分散エネルギーマネジメント装置、スマートメーター、再生可能電源への出力抑制機能を導

入する。また、蓄熱式ヒートポンプ、電気自動車等の普及により新規需要を創出するとともに、これらをはじめとした需要家設置機器に対して系統との協調制御機能を付加する。具体的には、次世代型電力系統の実現に向けた通過点として、2020年までにスマートメーターの導入率が80%以上となるよう、これらの機器・機能の導入を進める。

また、系統の設備形成に関わる課題に対しては、系統脆弱地域において風力発電等を導入する際には、必要に応じて送配電設備を増強する。

<運用改善>

周波数変動等の大局的な課題に対しては、エネルギーマネジメント装置等を活用した柔軟な需給調整を実施し、電気事業者と需要側とが協調した運用を実現する。需給バランスの確保が困難な大型連休等においては、出力抑制も考慮に入れた上で経済合理性を追求しつつ、再生可能エネルギーの最大限の活用を図る。出力抑制の手段としては、電力会社からの制御指令によって実施する方法や、機器出荷時にカレンダーや時計機能を付加させておき、予め設定された対象日に実施する方法等が想定されている。

<制度見直し>

- ・ 再生可能電力の円滑な導入を実現するために、需給調整や周波数変更への対応のためのインバランス費用負担等について透明性が確保されたオープンな電力市場の基盤整備を図る。
- ・ 需要側での再生可能電力の導入に伴う電力販売量の減少が想定されることから、電力販売量と電気事業者の収益とがデカップリングするようなビジネスモデル³⁷等、電気事業の構造改革の可能性について検討する。

③長期的対策（～2050年）

日本版スマートグリッドを確立し、再生可能電力の更なる大量普及を可能とすることによって、2050年までにゼロカーボン電源による電力供給を実現する。

<インフラ整備>

- ・ 電圧変動の課題への対応として、配電電圧の昇圧（6kV/100-200Vから20kV級/400Vへの移行）を実施する。太陽光発電等の導入による電圧上昇が抑制されるとともに、配電ロスの減少によってCO₂排出削減が可能となる。
- ・ 周波数変動等の電力系統における大局的な課題に対しては、引き続き、エネルギーマネジメント装置、スマートメーター等の導入を促進すると共に、電気自動車等の普及

³⁷ 米国ではオバマ大統領が大統領選挙時の公約として、省エネルギー推進に向けたインセンティブをエネルギー事業者に付与するためのビジネスモデル変革（Flip Incentives）を掲げており、その具体的規制手法として、デカップリングが注目されている。

によって価格低減の見込まれる蓄電池の導入等を実施する。具体的には、2030年までにスマートグリッドの普及率100%を達成するように、これらの設備の導入を進め、頑健な電力システムを構築する。また、地域間連系線を増強し調整力の増加を図る。ただし、連系線の新設にはリードタイムを要することから、導入検討は早い段階から継続的に行っていく。

<運用改善>

- ・ エネルギーマネジメント装置を介して、再生可能電力の電源、需要家保有機器、蓄電池等の各種の設備を積極的に活用することによって、供給側と需要側が柔軟に協調した高度な運用システムを実現する。
- ・ 再生可能電力の電源の運用については、給電指令を見直し、経済合理性のもとでの余剰分の抑制を前提として優先稼働とすることが望ましい。

<制度見直し>

- ・ インバランス費用負担等について透明性が確保されたオープンな電力市場を確立する。
- ・ 翌日の電力需要と再生可能電力の発電量の予測値に基づいた電気料金設定等、電力料金の柔軟な変更による電力需要の間接的制御の導入を行う。

表 6-3 系統連系強化のための段階的アプローチ

	短期（～2012年）	中期（～2020年）	長期（～2050年）
インフラ整備（インフラ整備に向けた計測・検討等を含む）	<p>《主に再生可能電源（・需要側）での対策》</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ 電力系統の将来イメージ（スマートグリッド）の検討 ▶ 再生可能電力の大規模導入時における合成出力の計測 ▶ 自然変動電源の出力予測システムの開発、必要となる対策量の評価 ▶ 住宅・建物／地域エネルギーマネジメント装置、スマートメーターの仕様の検討 ▶ 再生可能電力の系統連系のためのパワーコンディショナ（PCS）の出力調整・通信機能の仕様の検討 ▶ 単独運転検出機能の確立 ▶ 系統擾乱時の不要解列防止機能の開発 ▶ 出力変動抑制用蓄電池等の技術検証、併設導入 ▶ 系統脆弱地域における、必要に応じたアクセス線・変電所建設 <p>《主に系統側での対策》</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ 配電電圧の昇圧（電圧上昇幅の抑制かつ配電損失の低減が可能となる）の検討 ▶ 高圧系統への電圧調整装置（SVC）の設置（※ただし、配電昇圧を実施すれば不要） 	<p>《主に再生可能電源（・需要側）での対策》</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ 出力調整・通信機能の付加された改良型パワーコンディショナ（PCS）の開発・導入 ▶ 住宅・建物／地域エネルギーマネジメントシステムの開発・導入 ▶ 蓄電池の集中制御・周波数抑制制御方式の検討 ▶ 蓄電池の部分導入 ▶ 蓄熱式ヒートポンプやプラグインハイブリッド・EV 車載用電池の導入・活用（充電のみ） ▶ 非常電源ストックの活用 <p>《主に系統側での対策》</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ 配電電圧の昇圧の実施 ▶ 高圧系統への電圧調整装置（SVC）の設置（※ただし、配電昇圧を実施すれば不要） ▶ スマートグリッド（スマートメーター、需要反応、分散型電源・蓄電システムとの協調制御を駆使した系統の柔軟な運用）の実現 ▶ 系統脆弱地域における、必要に応じた送変電設備増強 	<p>《主に再生可能電源（・需要側）での対策》</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ 出力調整・通信機能の付加された改良型パワーコンディショナ（PCS）の普及 ▶ 住宅・建物／地域エネルギーマネジメントシステムの普及 ▶ 蓄電池の導入 ▶ プラグインハイブリッド・EV 車載用電池の活用（充放電） <p>《主に系統側での対策》</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ 配電電圧の昇圧の実施 ▶ スマートグリッドの一層の拡大・進化 ▶ 地域間連系線の増強

	短期（～2012年）	中期（～2020年）	長期（～2050年）
運用改善（企画・仕様の統一等を含む）	≪主に系統側での対策≫ ▶ 電源運用の見直しによる調整力の拡大 ▶ 揚水発電の柔軟な運用（昼間に揚水） [試用段階] ▶ 地域間連系線の利用枠の拡大（柔軟な運用）（※特に風力発電の地域偏在性による連系可能量制約を一時的に緩和することが可能）	≪主に再生可能電源（・需要側）での対策≫ ▶ 調整力不足時における自然変動電源の出力抑制・解列 ≪主に系統側での対策≫ ▶ 揚水発電の柔軟な運用（昼間に揚水）[実用段階] ▶ 給電指令の見直し（再生可能電力について、経済合理的な余剰抑制の下での優先稼働） ▶ 気象予報等に基づく再生可能電力の発電特性を考慮した系統運用	≪主に系統側での対策≫ ▶ 揚水発電の柔軟な運用（昼間に揚水） [実用段階] ▶ 給電指令の見直し（再生可能電力について、経済合理的な余剰抑制の下での優先稼働）
制度見直し（制度見直しの検討等を含む）	▶ 系統電圧範囲に関する規制見直し（低圧需要家の適正電圧上限を107Vから110Vにする等） ▶ 系統擾乱時の不要解列防止機能の仕様の標準化、連系要件への規定 ▶ 系統連系協議手続きの標準化 ▶ 系統連系ガイドライン、いわゆる“同時同量”に関する規制見直し ▶ 地域間連系線の運用状況に関して透明性を高め効率的な運用を実現 ▶ 連系可能量の算定根拠の公表 ▶ 蓄電池等設置に関する費用分担・支援策 ▶ 自然変動電源の出力抑制・解列ルール ▶ 保安関連規定の見直し（電気主任技術者兼任要件の見直し、NAS電池併設発電所における危険物取扱者選任の免除等） ▶ 系統脆弱地域における、送変電設備増強、アクセス線・変電所建設に関する費用分担・支援策	▶ インバランスコスト等の透明性の確保、オープンな市場の基盤整備 ▶ 電力販売量と電気事業者の収益とがデカップリングするような仕組み等、電気事業の構造改革の可能性についての検討、実施	▶ インバランスコスト等の透明性、オープンな市場の確立。 ▶ 電力需要と再生可能電力の発電量の予測値に基づき電力料金の柔軟な変更等ができる電気料金制度の導入

出典) 低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策検討会「低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策について(提言)」2009年、総合資源エネルギー調査会 新エネルギー部会風力発電系統連系対策小委員会「風力発電系統連系対策小委員会 中間報告書」2005年、新エネルギー財団 新エネルギー産業会議「風力発電システムの導入促進に関する提言」2006年

(参考) 再生可能エネルギーの大量導入のためのエネルギーマネジメントシステムを核とした新たな電力系統

課題の克服に向けたアプローチを実行していくためには、今後構築されていくエネルギーシステムの全体像を具体的なイメージとして捉えておくことも重要である。そこで、課題とその克服に向けたアプローチの結果実現される新たな電力システムのイメージを、改めて以下のとおり整理した。

出力が変動するという特性を抱える太陽光発電や風力発電等の再生可能電力の大規模導入に伴い、電力系統の安定度に影響が生じる可能性が指摘されている。この課題を解決し、再生可能電力の円滑な導入を実現するためには、従来の電力系統の在り方を抜本的に見直し、効率のかつ柔軟なシステムを構築していくことが求められている。特に、住宅・建築物といった需要側において太陽光発電等の電源の大規模導入が見込まれる中では、供給側が従来行ってきた需給調整機能の一部を需要側が分担し、両者が適切かつ柔軟に協調することによって、より効率的、安定的な電力系統を構築することが期待される。

具体的なシステムのイメージ図を以下に示す(図 6-6)。これは、個々の住宅・建築物に設置したエネルギーマネジメント装置を核として、各種通信・制御技術を活用することによって自律・協調的なエネルギーマネジメントを行うシステムであり、需要側が享受するアメニティ(利便性や快適性等)の水準は維持・向上させつつ、再生可能エネルギーの大規模導入を実現することを想定している。

供給側においては、気象予測データに基づく再生可能エネルギーの出力・需要予測システムを構築し、これを系統運用計画へ取り込むことによって、発電所の運転パターンや翌日の需要側の機器制御量、エネルギー価格等を計画する。また需要側においては、気象データに基づく再生可能エネルギーの出力・需要予測、系統から提示されるエネルギー価格、制御量を考慮した上で、翌日の機器の運転計画を行う。このように供給側と需要側が協調し、予測・計画・運用を行うことによって、系統安定度を効率的に維持、向上させることが可能となる。

なお、システムの監視・制御の範囲を、エアコンやヒートポンプ給湯器といった電力使用機器に限らず、燃料電池等の他熱源機器も含めることによって、電力系統のより一層の最適化を図ることが可能となる。

また、気象データや再生可能エネルギーの出力データを活用することによって、新たな付加価値を社会に提供することも可能となる。例えば、再生可能エネルギーの出力実績値を、気象条件から見込まれる出力想定値や、近隣に設置された再生可能エネルギーの出力

実績値と比較、検証することによって、当該設備の故障診断に応用することができる。

再生可能エネルギーの大量普及を図るためには、このようなシステムの構築について、早急に検討を開始し、遅くとも 2020 年までにはシステムの実用化・普及が開始され、2030 年には日本全体で新たな社会インフラとして、その活用が図られている必要がある。

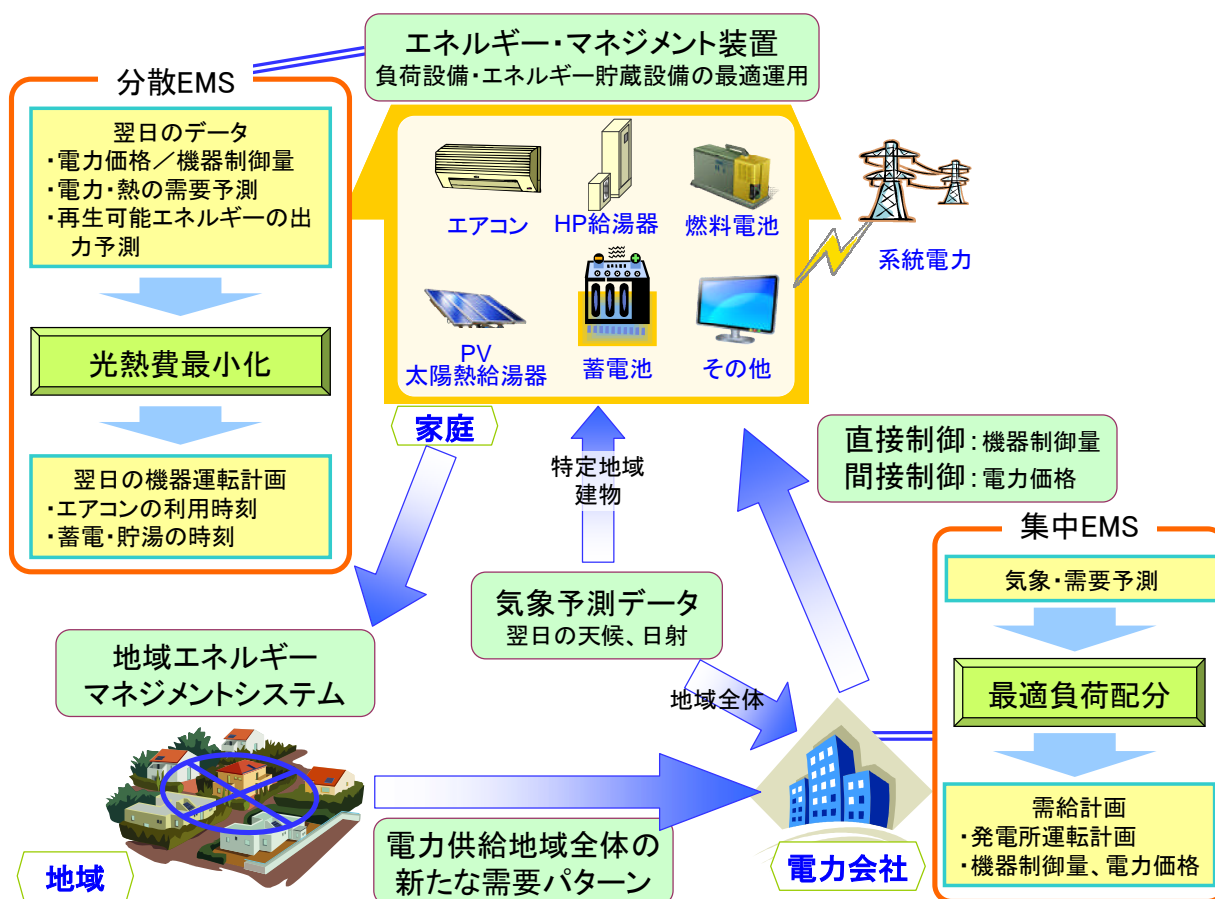


図 6-6 エネルギー・マネジメントシステムを核とした新たな電力系統

出典) Smart Energy Network 研究会 (東京大学生産技術研究所) 資料より MRI 作成

6.2 日本国内での系統電力の低炭素化に当たっての費用評価

(1) 再生可能エネルギー導入に伴う対策費用の定義

6. 1で整理したアプローチを実行するために、太陽光発電及び風力発電を対象として、大量普及の実現に当たって必要となる系統対策費用を試算した。具体的には、対策オプションの違い（主に蓄電池活用・出力抑制の多寡）に応じて、複数のシナリオを設定して試算した。想定した費用項目及び試算ケース（各試算ケースの詳細は、(2)及び(3)に記載）は下記のとおり。

表 6-4 系統対策費用の試算条件

	太陽光発電	風力発電
費用項目	配電対策、蓄電池、太陽光発電・需要制御用装置、火力調整運転、蓄電損失等に係る費用	蓄電池、風車制御機能、調整電源、地域間連系線、気象予測システム活用系統運用システムに係る費用
試算シナリオ	次世代型配電ネットワーク研究会（次世代研）による「出力抑制＋需要創出・活用＋系統側蓄電池シナリオ」の投資額試算に基づき、以下3つのシナリオを設定。 <ul style="list-style-type: none"> 次世代研試算の継続延長シナリオ 需要家側・系統側での蓄電池の分担設置シナリオ 蓄電池非設置シナリオ 	日本風力発電協会・風力発電事業者懇話会による投資額試算（JWPA・WPDA 試算）に基づき、以下3つのシナリオを設定。 <ul style="list-style-type: none"> JWPA・WPDA 試算の既設連系線利用シナリオ 蓄電池容量抑制シナリオ 蓄電池非設置シナリオ

(2) 太陽光発電の導入に対する系統連系強化対策

① 既往試算事例

a) 新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会

資源エネルギー庁の「新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会」（以下「コスト負担小委」という。）（2008年度）においては、「長期エネルギー需給見通し」（2008年5月）の最大導入ケースにおける太陽光発電の導入量、すなわち、2020年度 1,432 万 kW、2030 年度 5,321 万 kW を前提として、必要となる系統安定化対策の時系列シナリオについて検討が行われた。同小委員会では、系統安定化対策オプションとして、3つのシナリオを提示している。それぞれのシナリオについて、対策のための設備投資額あるいは総コストを提示し、配電対策を行いつつ電力系統側で蓄電池を設置して余剰電力対策を行う場合が最も経済的である（2030 年度累積費用（2008 年現在価値）4.61～4.72 兆円）と結論付けている。

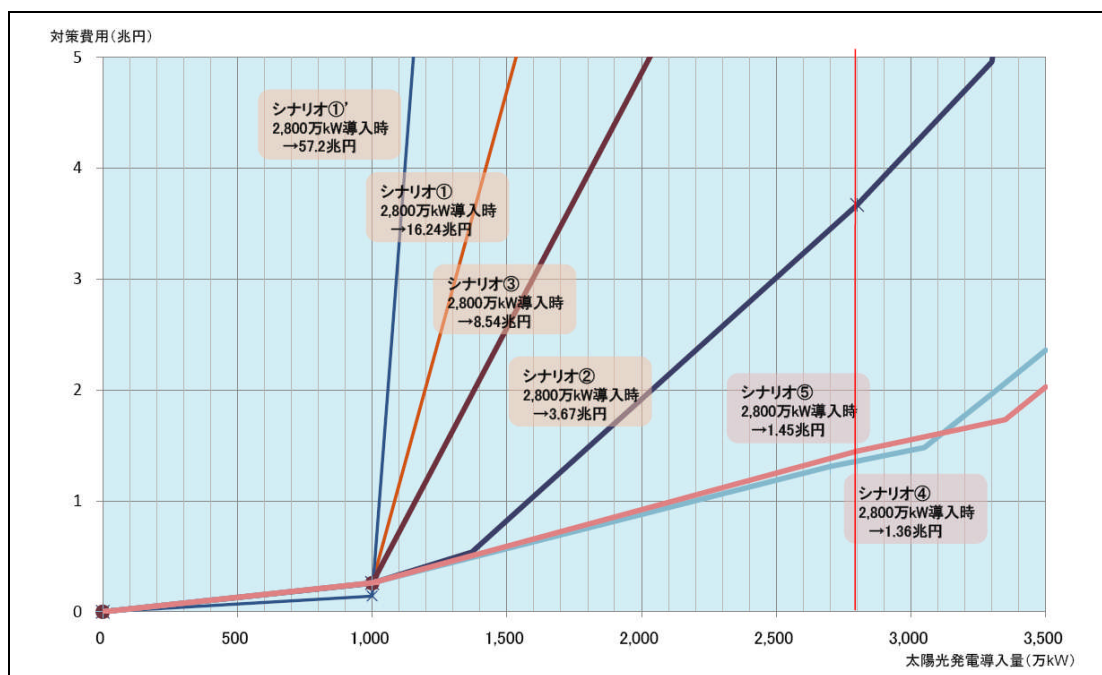
b) 次世代送配電ネットワーク研究会

また、コスト負担小委に続き、資源エネルギー庁の「次世代送配電ネットワーク研究会」(以下「次世代研」という。)(2009年度)においては、2020年度に2,800万kWの導入を前提として、必要となる系統安定化対策の検討が行われている。コスト負担小委と比較すると、出力抑制対象を端境期まで拡大したシナリオ、太陽光とヒートポンプ・電気自動車等の自律制御を考慮したシナリオが追加され、需要家側との協調システムに関する検討が新たに行われている。「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム 第3回会合」(2010年3月)では、それぞれのシナリオについて、2,800万kW導入時及び3,500万kW導入時における総投資額が提示されており、3,500万kW導入時点では、系統側で蓄電池を設置するとともに、需要側で必要に応じた出力抑制及び需要の自律制御を行う場合(シナリオ⑤)が最も経済的な結果となっている。

表 6-5 次世代送配電ネットワーク研究会における検討シナリオ

シナリオ	メリット	デメリット
①特異日 ^{※1} を含め系統側蓄電池で対応(出力抑制なし)	○太陽光発電の出力抑制なし。	●余剰電力対策量が膨大。 ●NaS電池の保温電力量が膨大 ^{※3} 。
①特異日を含め需要家側蓄電池で対応(出力抑制なし)	○太陽光発電の出力抑制なし。	●余剰電力対策量が膨大。 ●需要家側蓄電池は、系統用蓄電池に比べ蓄電池コストが高い。 ●系統側にも蓄電池の設置が必要。
②特異日における太陽光発電の全量出力抑制+系統側蓄電池による対応	○太陽光発電の出力抑制を行うことで、余剰電力対策量が減少。	●太陽光発電の出力抑制に伴い機会損失が発生。 ●蓄電池の利用率は相対的に低くなる可能性。
③特異日における太陽光発電の半量出力抑制+系統側蓄電池による対応	○太陽光発電の出力抑制を行うことで、余剰電力対策量が減少。	●太陽光発電の出力抑制に伴い機会損失が発生。 ●②に比べ余剰電力対策量が増加。 ●蓄電池の利用率は相対的に低くなる可能性。
④特異日+電力需要の少ない季節(春・秋季)の週末(土曜又は日曜) ^{※2} における全量出力抑制+系統側蓄電池による対応	○太陽光発電の出力抑制を行うことで、余剰電力対策量の大幅に減少。	●太陽光発電の出力抑制に伴い機会損失が増加。 ●蓄電池量が減少すると周波数調整力の確保が必要。
⑤特異日+電力需要の少ない季節(春・秋季)の週末(土曜又は日曜)における出力抑制+電気自動車やヒートポンプ等の電力貯蔵機器への蓄エネルギー+系統側蓄電池による対応	○電気自動車やヒートポンプ等の蓄エネルギー機器の利用により、蓄電池対策量が大幅に減少。	●電気自動車やヒートポンプ等に蓄エネルギーするための自律制御装置の技術開発が必要。 ●蓄電池量が減少すると周波数調整力の確保が必要。

出典)「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム」第3回会合資料2



(太陽光発電2,800万kW導入ケース)

(将来価値で試算、単位:兆円)

シナリオ	配電対策※1	蓄電池設置※2	制御システム構築	出力抑制機能PCS※3	需要創出・活用	蓄電池・揚水ロス等※4	火力調整運転	合計	備考
①(出力抑制なし) (系統側蓄電池)	0.32	15.1	0.30	-	-	0.35	0.15	16.2	
①(出力抑制なし) (需要家側蓄電池)	-	45.4~ 56.7※5	0.30	-	-	0.05	0.15	45.9~ 57.2	
②(特異日出力抑制)	0.32	2.80※6	0.30	0.02	-	0.08	0.15	3.67	・太陽光発電の出力抑制量は7.3億kWh/年
③(特異日半量抑制)	0.32	7.56	0.30	0.02	-	0.19	0.15	8.54	・太陽光発電の出力抑制量は3.6億kWh/年
④(特異日+端境期出力抑制)	0.32	0.55※6	0.30	0.02	-	0.02	0.15	1.36	・太陽光発電の出力抑制量は15.6億kWh/年
⑤(特異日+端境期出力抑制+需要創出)	0.32	0.55※6	0.30	0.02	0.09※7	0.02	0.15	1.45	・太陽光発電の出力抑制量は9.6億kWh/年

※1: 電圧調整装置(SVC等)が1バンク当たり1台(単価:1500万円)、住宅用太陽光発電の5~8軒で柱上変圧器(単価:20万円)が1台設置されるものとして試算。
 ※2: 蓄電池システム価格のみの試算であり、別途蓄電池を設置するための用地代が必要。
 蓄電池コストはそれぞれ、NaS電池システム価格:4万円/kWh、LiB電池システム価格:10万円/kWhとして試算。
 ※3: 太陽光発電の導入量が1,000万kWを超えるもの(=1,800万kW)について、出力抑制機能付きPCSが設置されるものとして試算(PCSのコスト上昇分を0.5万円として試算)。
 ※4: NaS電池の保温のための電力消費分を含む。
 ※5: 需要家側蓄電池の運用が的確に行われなかった場合への対応として、系統側蓄電池も必要となる可能性あり。
 ※6: 太陽光発電の導入量が一定量を超過すると、週末に発生した余剰電力を平日に消費しきれず翌週に持ち越すこととなり、余剰電力対策量が飛躍的に増大し、蓄電池設置対策の限界費用が大幅に増加すると見込まれる。LFC容量確保のための蓄電池対策コストも含む。
 ※7: 太陽光発電とHP/EVの自律制御を行うスマートインターフェースが約300万戸(太陽光導入住宅の約6割)設置されるものとして試算(スマートインターフェースは3万円/台として試算)
 なお、追加発生コストではないが、太陽光発電の導入に伴う自家消費の増加により、既存設備に係るkWh当たりの固定費負担額が導入しない場合に比べて相対的に増加する。

図 6-7 次世代送配電ネットワーク研究会における各シナリオの費用試算結果

出典)「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム 第3回会合」資料2

②系統連系強化策シナリオの設定・費用試算

表 6-6 に示すとおり、出力抑制、需要創出・活用、蓄電池等の系統連系強化対策オプションを組み合わせた対策シナリオは複数想定することが可能である。また、太陽光発電の大量導入時における系統への影響度は特定されておらず、必要となる対策量が不確定であること、対策オプションの中には、蓄電池など習熟効果により価格低減が見込まれる技術が含まれていることから、一般に、各種の対策費用の試算値は不確実性を含む。このため、対策シナリオの社会的費用最小化と実現可能性について、透明性の高い検討が必要と考えられる。

そこで本検討では、上記①b) の次世代研におけるシナリオ⑤の継続延長ケースに加えて、需給調整機能の一部を需要家側で積極的に受け持つケースとして、下表のシナリオ I（出力制御＋新規需要創出・活用＋需要家側蓄電池＋系統側蓄電池分担）及びシナリオ II（出力抑制＋新規需要創出・活用）という 2 つのシナリオを想定し、系統連系強化策費用の試算を行った（表 6-6）。

表 6-6 連系強化策オプションの組合せによるシナリオ候補

シナリオ		出力抑制	新規需要 創出・活用 (HP・EV等)	需要家側 蓄電池	系統側 蓄電池
次世代送 配電ネット ワーク研究 会	シナリオ①:出力抑制なし (系統側蓄電池)				○
	シナリオ①:出力抑制なし (需要家側蓄電池)			○	
	シナリオ②:特異日出力 抑制	○ (特異日)			○
	シナリオ③:特異日半量 出力抑制	○ (特異日半量)			○
	シナリオ④:特異日・端境期 出力抑制	○ (特異日＋端境期)			○
	シナリオ⑤:特異日・端境期 出力抑制＋EV等	○ (特異日＋端境期)	○		○
その他	シナリオ I:需要家側 蓄電池・系統側蓄電池	○ (特異日＋端境期)	○	○	○
	シナリオ II:蓄電池非設置	○ (通年)	○		

その結果、25%①ケースにおける太陽光発電の目標量（3,700 万 kW）達成のために必要となる系統連系強化策の累積コストは、シナリオ⑤の継続延長ケースでは 2.65 兆円、シナリオ I では 2.33 兆円、シナリオ II では 1.33 兆円と試算された。25%②ケースにおける太陽光発電の目標量（4,200 万 kW）達成のために必要となる系統連系強化策の累積コストは、シナリオ⑤の継続延長ケースでは 3.67 兆円、シナリオ I では 2.99 兆円、シナリオ II では 1.56 兆円と試算された。25%③ケースにおける太陽光発電の目標量（5,000 万 kW）達成のために必要となる系統連系強化策の累積コストは、シナリオ⑤の継続延長ケースでは 5.37 兆円、シナリオ I では 4.12 兆円、シナリオ II では 1.95 兆円と試算された。

表 6-7 系統連系強化策費用の試算条件：太陽光発電

	シナリオ⑤ 特異日・端境期出力抑制+EV等	シナリオⅠ 需要家側・系統側蓄電池分担設置	シナリオⅡ 蓄電池非設置
導入量	<ul style="list-style-type: none"> 2020年2,800万kW、2020年3,500万kWの2ケース 	<ul style="list-style-type: none"> 以下の3ケースを設定。 25%①：2020年3,700万kW 25%②：2020年4,200万kW 25%③：2020年5,000万kW 	<ul style="list-style-type: none"> 同左
配電対策	<ul style="list-style-type: none"> 柱上変圧器を住宅用太陽光発電5～8軒ごとに設置。単価は20万円/台。 電圧調整装置（SVC等）をバンクあたり1台設置。 0.55兆円（PV2,800万kW導入時）→1.1万円/kW 	<ul style="list-style-type: none"> 各年の対策量はPV導入量に比例するとして、左記より推計した単価を用いて算出。 →2011～2020年度累積費用（将来価値） 25%①：0.39兆円 25%②：0.45兆円 25%③：0.54兆円 	<ul style="list-style-type: none"> 同左
蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> 系統側へNaS電池を設置。 PV1,000万kW導入時点からLFC容量確保用として導入開始と読み取れる。 PV2,900万kW導入時点から余剰電力対策用として導入。 PV約3,350万kW導入時点から余剰対策量が飛躍的に増大（週末に発生した余剰電力を平日に消費しきれず翌週に持ちこすこととなる）。 NaS電池の単価は4万円/kWh。ただし用地代を除く。 PV追加容量あたり電池追加量は以下のとおり推計される 1,000～2,900万kW ：0.8kWh(NaS)/kW(PV) 2,900～3,350万kW ：0.4kWh(NaS)/kW(PV) 3,350万kW～ ：4kWh(NaS)/kW(PV) 	<ul style="list-style-type: none"> PV2,900万kW導入時点までは、左記と同様に、LFC容量確保用としてNaS電池の設置を想定。 それ以降の余剰電力対策用としては、大規模発電所要量は系統側NaS電池、住宅・建築物等用は需要家側Li電池の設置を想定。 3.0時間分の蓄電池を等加速度で導入するものと想定。 蓄電池の単価は、NaS電池は左記と同じく4万円/kWh。Li電池は2011～2019年度：4.24～2.96万円/kWh、2021～2030年度：2.5万円/kWhと想定。 →2011～2020年度累積費用（将来価値） 25%①：0.98兆円 25%②：1.41兆円 25%③：2.14兆円 	<ul style="list-style-type: none"> 左記のシナリオでは大量導入時における対策費用の蓄電池負担が支配的。 費用抑制の観点から、電池を除外し、出力抑制。 →累積費用は以下のとおり。 25%①：0兆円 25%②：0兆円 25%③：0兆円
出力抑制機能付パワコン	<ul style="list-style-type: none"> PV1,000万kW導入時点から出力抑制機能付PVパワーコンディショナを設置。コスト上昇分は0.5万円/台。 	<ul style="list-style-type: none"> 各年の対策量はPV導入量に比例するとして、左記より推計した単価、導入開始点を用いて算出。 →2011～2020年度累積費用（将来価値） 25%①：0.03兆円 25%②：0.04兆円 25%③：0.05兆円 	<ul style="list-style-type: none"> 同左
出力抑制による機会損失	<ul style="list-style-type: none"> PV2,800万kW導入時（出力抑制対象1,900万kW）に9.6億kWh/年、3,500万kW導入時（出力抑制対象2,500万kW）に14.1億kWh/年。 →出力抑制対象の出力抑制率：5.2% 	<ul style="list-style-type: none"> 出力抑制による発電機会の損失費用を計上。 出力抑制率は左記の5.2%を想定。 →2011～2020年度累積費用（将来価値） 25%①：0.21兆円 25%②：0.28兆円 25%③：0.40兆円 	<ul style="list-style-type: none"> 同左

	シナリオ⑤ 特異日・端境期出力抑制+EV等	シナリオⅠ 需要家側・系統側蓄電池分担設置	シナリオⅡ 蓄電池非設置
需要創出・活用	<ul style="list-style-type: none"> 電気自動車やヒートポンプ等の電力貯蔵機器へのエネルギー貯蔵。 自律制御用スマートインターフェースをPV導入住宅の約6割に設置。費用は3万円/台。 0.09兆円(PV2,800万kW導入時) →0.32万円/kW 	<ul style="list-style-type: none"> 各年の対策量はPV導入量に比例するとして、左記より推計した単価、導入開始点を用いて算出。 →2011～2020年度累積費用(将来価値) 25%①：0.15兆円 25%②：0.17兆円 25%③：0.20兆円 	<ul style="list-style-type: none"> 同左
蓄電池・揚水ロス	<ul style="list-style-type: none"> NaS電池の保温用消費電力を含む。 0.02兆円(PV2,800万kW導入時) 	<ul style="list-style-type: none"> 同左 →2011～2020年度累積費用(将来価値) 25%①：0.02兆円 25%②：0.03兆円 25%③：0.03兆円 	<ul style="list-style-type: none"> 蓄電池の導入を想定していないため、ロスは想定しない。(揚水ロスは無視) →累積費用は以下のとおり。 25%①：0兆円 25%②：0兆円 25%③：0兆円
制御システム構築	<ul style="list-style-type: none"> 0.30兆円(PV2,800万kW導入時) →1.1万円/kW 	<ul style="list-style-type: none"> 各年の対策量はPV導入量に比例するとして、左記より推計した単価を用いて算出。 →2011～2020年度累積費用(将来価値) 25%①：0.37兆円 25%②：0.42兆円 25%③：0.51兆円 	<ul style="list-style-type: none"> 同左
火力発電による調整運転	<ul style="list-style-type: none"> 0.15兆円(PV2,800万kW導入時) →0.53万円/kW 	<ul style="list-style-type: none"> 各年の対策量はPV導入量に比例するとして、左記より推計した単価を用いて算出。 →2011～2020年度累積費用(将来価値) 25%①：0.18兆円 25%②：0.21兆円 25%③：0.25兆円 	<ul style="list-style-type: none"> 同左
総額	<ul style="list-style-type: none"> 1.45兆円(PV2,800万kW導入時) →対策の継続延長を前提とした場合の2011～2020年度累積費用(将来価値) 25%①：2.65兆円 (2020年3,700万kW) 25%②：3.67兆円 (2020年4,200万kW) 25%③：5.37兆円 (2020年5,000万kW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2011～2020年度累積費用(将来価値) 25%①：2.33兆円 (2020年3,700万kW) 25%②：2.99兆円 (2020年4,200万kW) 25%③：4.12兆円 (2020年5,000万kW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2011～2020年度累積費用(将来価値) 25%①：1.33兆円 (2020年3,700万kW) 25%②：1.56兆円 (2020年4,200万kW) 25%③：1.95兆円 (2020年5,000万kW)

※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

出典)「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム第3回会合」資料2を基にMRI作成

また、対策費用の年次推移を図 6-8 に示す。

<2020 年度 25%①ケース>

シナリオ⑤及びシナリオ I の場合、2013 年度（累積導入量 1,000 万 kW 超過時点）から蓄電池の導入が開始される。さらに 2018 年度（同 2,900 万 kW 超過）から余剰電力対策用の蓄電池導入が開始され、2019 年度（同 3,350 万 kW 超過）以降は余剰対策量が飛躍的に増加する結果、対策費用が増大する。ただし、シナリオ I ではリチウムイオン電池の習熟効果によって、2019 年度以降の上乗せ費用は経年的に鈍化していく。

<2020 年度 25%②ケース>

25%①ケースと比較すると太陽光発電の導入が進展する結果、蓄電池の導入開始は 2012 年度、余剰電力対策用の導入開始は 2017 年度、余剰対策量の増加開始年は 2018 年度へと、それぞれ 1 年ずつ早まる結果となる。

<2020 年度 25%③ケース>

蓄電池の導入開始は 2012 年度、余剰電力対策用の導入開始は 2016 年度、余剰対策量の増加開始年は 2017 年度となる。

このうち、シナリオ II では、積極的に出力抑制を行うことで系統連系強化を図るものであり、2020 年度 5,000 万 kW の場合でも系統側にも需要家側にも蓄電池は一切設置していない。対策としては、蓄電池を設置するよりも安い対策のみを想定しており、太陽光発電の導入量の多寡に応じての出力抑制を行う日や時間を段階的に増やしていくことで対応可能であるとした。よって、費用は 25%③ケースであっても、低い水準に抑えられることとなる。ただし、出力抑制に当たっては、技術的な課題もさることながら、抑制された発電に関する機会損失をいかに保障するかについての仕組みの検討が必要となる。

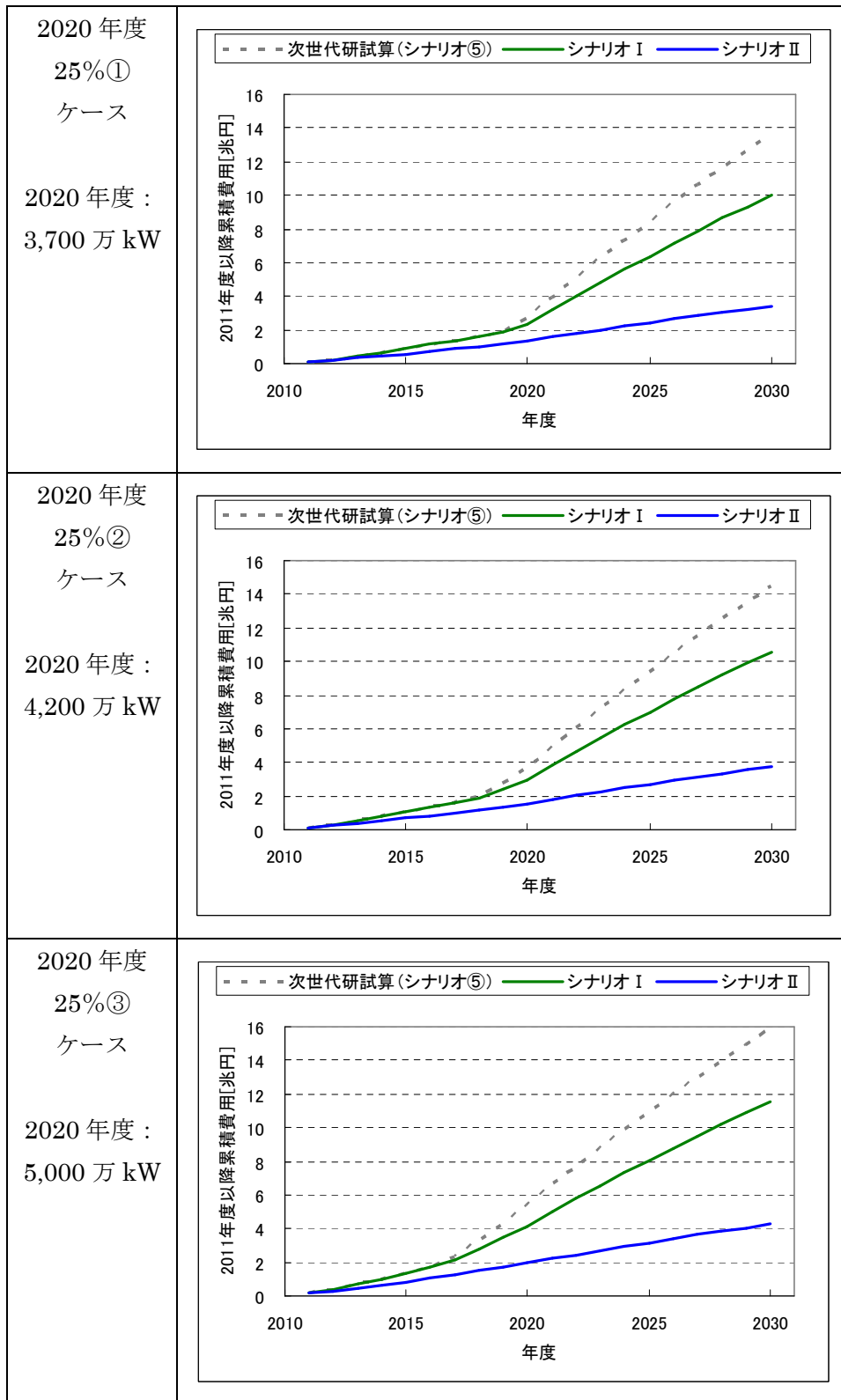


図 6-8 系統連系強化策費用の試算結果：太陽光発電

(3) 風力発電の導入に対する系統連系強化策

① 既往試算事例

a) 新エネルギー部会

資源エネルギー庁の新エネルギー部会では、第7回新エネルギー部会（2001年6月）において、2010年度の風力発電の累積導入量300万kWの実現に向けて必要となる系統連系費用の総額を2,200～5,500億円（ウィンドファームと既存の送電線をつなぐアクセス線の費用440億円を含む）と試算している。

表 6-8 系統連系強化策費用の試算例：新エネルギー部会

導入量目標		2010年度：300万kW
系統関係費用（10年間）		2,230～5,480億円
系統アクセス費用		440億円
安定化	調整電源（25～150万kW）	500～3,000億円
対策費用	電圧調整：SVC（静止型無効電力補償装置）	135億円
系統強化費用		1,155～1,875億円

出典）総合資源エネルギー調査会 新エネルギー部会「新エネルギー部会報告書」参考資料3（2001年6月）よりMRI作成

b) 日本風力発電協会・風力発電事業者懇話会

関連業界団体では、日本風力発電協会（JWPA）及び風力発電事業者懇話会（WPDA）が、風力発電の累積導入量500～5,000万kWまでの範囲を対象として、風力発電の地域別ポテンシャルに基づき地域別導入量を設定した上で、必要となる系統対策費用を500万kWごとに試算している（以下「JWPA・WPDA試算」という）。

短周期変動対策（LFC³⁸容量不足への対策）としては、ウィンドファーム間の平滑効果を考慮して小規模蓄電池システムの併設を、長周期変動対策（下げ代³⁹不足への対策）としては、気象情報に基づく発電電力予測システムを活用した上で、特定日の深夜帯における最大出力制限運転（定格の50%）、大規模蓄電設備（揚水発電所など）と地域間連系線の活用による広域運営を基本としている。

同試算では、地域間連系線の活用に関して、既設の地域間連系線は使用できず、必要となる地域間連系線熱容量のすべてを新增設で賄う場合と、既設の地域間連系線熱容量の20%を使用可能とし、残りの必要量を新增設で賄う場合との2通りのシナリオを設定し、例えば2,500万kW導入時の総費用は3.83（既設連系線熱容量の20%使用可の場合）～5.44兆円（既設連系線使用不可の場合）と試算している。ただし、本試算値は、系統連系費用

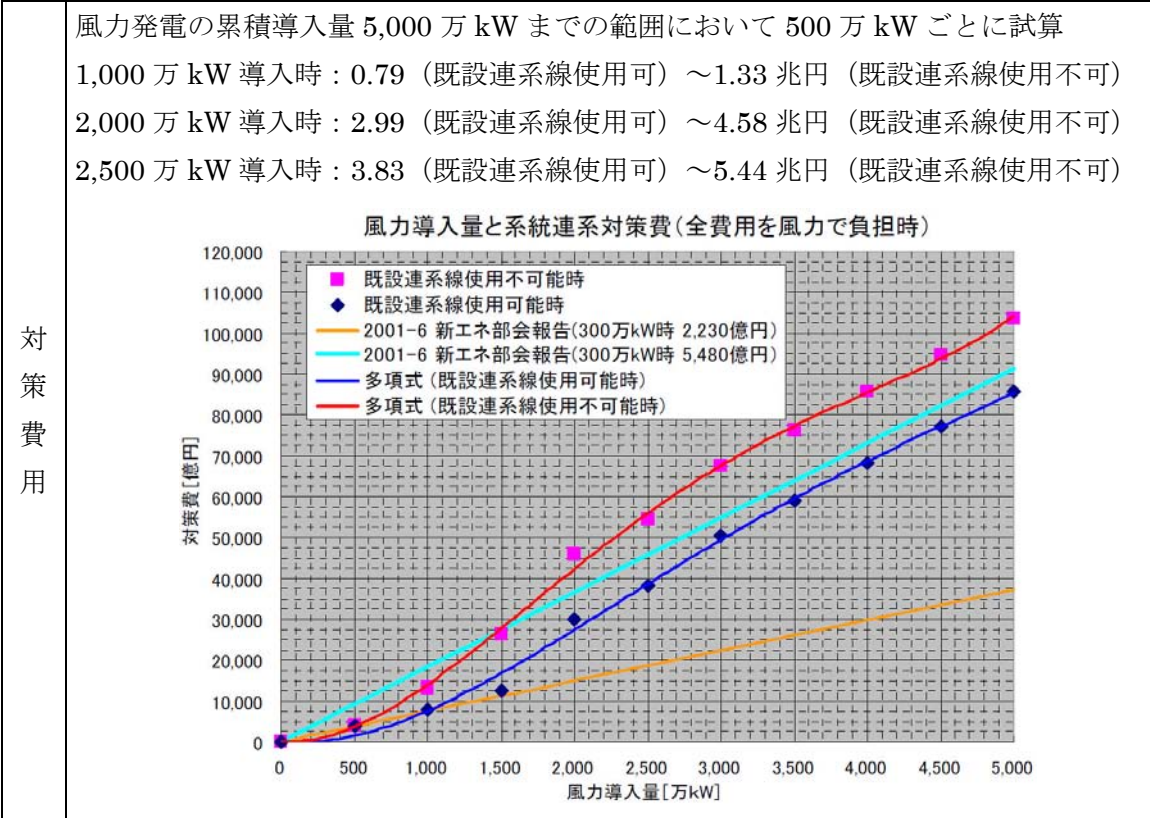
³⁸ 負荷周波数制御（LFC: Load Frequency Control）：電力系統の周波数変動を感知し、発電機出力を自動制御する制御方式。数分～20分程度の周期の変動を抑制する。

³⁹ 下げ代：夜間等の軽負荷時に、火力発電等の出力低減によって制御可能なマイナス方向の調整余力。

(アクセス線費用)を含めた費用であることから、系統安定化対策費用に限定すると、必要費用は同試算値より小さな値となる。また、同試算では蓄電池システムの習熟効果が考慮されておらず、今後は習熟効果により費用の低減が見込まれる。

表 6-9 系統連系強化策費用の試算例：JWPA・WPDA 試算

<p>導入目標</p>	<p>2020年：1,000万kW以上 2030年：2,000万kW以上 2050年：2,500万kWを最低限とし5,000万kWを目指す</p>
<p>対策オプション</p>	<ul style="list-style-type: none"> アクセス線：風車専用アクセス線の新設 風車制御：長周期変動対策としての深夜帯最大出力制限（50%）機能の活用、電圧変動対策としての無効電力制御機能の活用 蓄電池：短周期変動対策としての出力変動緩和制御用蓄電池の併設（20%kW・1h） 調整電源：長周期・短周期変動対策としての揚水発電の新増設 広域系統運用：長周期変動対策としての地域間連系線の新増設+既設連系線の活用、気象予測システムによる広域系統運用 2030年までに全風力発電所更新、ほとんどの他発電設備更新 <div data-bbox="395 1055 1150 1093" style="background-color: #008080; color: white; padding: 5px; text-align: center;"> 風力発電設備容量と系統連系対策方式例（25,000MW導入時） </div>



出典) 日本風力発電協会「風力発電の現状と導入拡大に向けた要望」(2009年2月)よりMRI作成

なお現在は、電力会社間で既設の地域間連系線を活用した取組が行われている。北海道電力と東京電力では、北海道地域内における風力発電導入拡大に関する実証試験の検討を進めている。同試験は、地域間連系線を通じて、東京電力が北海道電力から一定規模の電力を受電することによって、北海道電力の調整力を拡大し、風力発電の新規連系容量の拡大を実現するものであり、2014年度を目途に合計10～20万kW程度を目標に風力発電を新規導入する。また、東北電力と東京電力の2社についても、風力発電導入拡大に関する実証試験の検討を進めている。

②系統連系強化策シナリオの設定・費用試算

短周期変動対策、長周期変動対策、電圧変動対策等の系統連系強化策オプション及び各オプションを組み合わせたシナリオは複数想定することが可能であり、風力発電の導入時期や導入量レベルに応じて講ずべき対策シナリオの内容は変化していく。さらに、風力発電の大規模導入時におけるウィンドファーム間での合成出力の平滑化効果等の特性は特定されておらず、必要な対策量には不確実性を伴うこと、また、対策オプションの中には、蓄電池など習熟効果により価格低減が見込まれる技術が含まれていることから、一般に、各種の対策費用の試算値は不確実性を伴う。このため、対策シナリオの社会的費用最小化及び実現可能性について、透明性の高い検討が必要と考えられる。

そこで本検討では、ウィンドファーム側において必要に応じて出力抑制を実施すると共に、系統側において既存インフラの有効活用した上で広域運用を実施することによって、系統対策費用の抑制を図るという考え方にに基づき、シナリオを設定した。具体的には、JWPA・WPDA 試算の既設連系線活用シナリオを参照した上で、以下の2つのシナリオ（シナリオⅠ及びシナリオⅡ）を設定した（表 6-10 参照）。

なお、前節で示した既存事例のうち、新エネルギー部会の試算は、累積導入量 300 万 kW を前提とした試算であり、本検討会の目標よりも小さいため、これに基づいて試算を行うには不確実性が高いと判断した。一方、JWPA・WPDA 試算は、累積導入量 5,000 万 kW までの範囲で費用試算が行われており、本検討会の目標は同試算の範囲に含まれる。同試算では、地域間連系線の活用に関して、既設連系線の利用可否別に 2 通りのシナリオが設定されているが、近年、既設連系線の活用に向けた検討が進めていることから、本調査では、既設連系線活用シナリオを参照した。

表 6-10 系統連系強化策オプションの組合せによるシナリオ候補

		風車制御				SVC	蓄電池	揚水発電	地域間連系線	系統運用制御設備
		出力上昇率制限	最大出力抑制	無効電力制御	解列					
対策領域	短周期変動対策	○	△		○		◎	◎	△	△
	長周期変動対策		○		○		※	◎	○	○
	電圧変動対策			○	○	○	○	△		
シナリオ	JWPA・WPDA 試算	既設地域間連系線利用なし	○	○ 深夜のみ	○		○ 個別制御	○	○ 新設	○
		既設地域間連系線利用あり	○	○ 深夜のみ	○		○ 個別制御	○	○ 新設+既設利用	○
	シナリオⅠ :蓄電池削減	○	○ 任意時間帯	○			○ グループ制御	○	○ 新設+既設利用	○
	シナリオⅡ :蓄電池非設置	○	○ 任意時間帯		○	○		○	○ 新設+既設利用	○

※本検討で想定した蓄電池は短周期変動対策用の小容量システムであるが、大容量化により長周期対応も可能となる。

<風力連系対策シナリオⅠ：蓄電池削減シナリオ>

蓄電池の制御方式の見直しにより、個々のウィンドファーム単位ではなく系統全体の最適化の視点から出力変動緩和を図ることを想定したシナリオである。

風力発電の連系に当たり、系統安定化対策として蓄電池の導入が必要とされる場合、現状では、蓄電池を個々のウィンドファームに併設し、その出力変動を個別制御することとなっている。しかしながら、周波数調整力の不足や余剰電力の発生といった課題は、局地的な要因ではなく、系統全体の需給アンバランスによって生じる課題であるため、風力発電の出力変動対策は必ずしも個々のウィンドファーム単位で行う必要はない。また、風力発電の大規模導入時においては、広範囲の多くの風力発電の出力を合成すると、短い周期の変動が打ち消しあい、変動が緩和される“平滑化効果”が働くことが見込まれる。このため、本シナリオでは、複数のウィンドファームを群制御することによって、特に短周期

変動対策量が緩和されることを想定した。

また、風力発電と太陽光発電とは、大規模導入時における LFC 容量不足の発生時間帯が必ずしも一致しないと考えられることから、太陽光発電の対策用として系統側に設置される蓄電池を利用することを想定した。

これらの想定に基づき、蓄電池の必要量を JWPA・WPDA 試算の半分と設定した。

そのうえで、蓄電池の単価についても、習熟効果を考慮して、太陽光発電に関する系統対策費用試算で用いたリチウムイオン電池の単価見通しを採用した。

また、深夜時間帯に限らず LFC 容量不足時には、最大出力抑制運転を実施することを想定した。

<風力連系対策シナリオⅡ：蓄電池非設置シナリオ>

ウィンドファームの増加によって得られる出力の平滑化効果をさらに大きく想定し、また必要に応じて積極的に出力抑制を行うことで系統安定化を図ることを想定したシナリオである。

具体的には、蓄電池は設置せず、短周期変動対策として、風車の出力上昇率制限運転、最大出力抑制運転、解列といった各種の出力抑制対策を実施することとし、ウィンドファームの増加に応じて、出力抑制を行う日や時間を段階的に増やしていくことで対応可能であると想定した。

また、電圧変動対策として SVC（静止型無効電力補償装置）を設置することとした。

各シナリオについて、風力発電の累積導入量 500 万 kW ごとに系統対策費用を試算し、間を線形補完することによって、累積導入量と対策費用との関係を試算した。その結果、2020 年度の導入目標値である 1,131 万 kW の実現に必要な系統連系強化対策の累積費用は、JWPA・WPDA 試算（風車専用アクセス線費用を除く）では 0.48 兆円、シナリオⅠでは 0.20 兆円、シナリオⅡでは 0.10 兆円と試算された。また、2030 年度の導入目標値である 2,690 万 kW の実現に必要な系統連系強化対策の累積費用は、JWPA・WPDA 試算（風車専用アクセス線費用を除く）では 3.53 兆円、シナリオⅠでは 2.66 兆円、シナリオⅡでは 2.44 兆円と試算された。各シナリオとも、2023 年度（累積導入量 1,500 万 kW 超過時点）から地域間連系線の新設が本格化し、対策費用は飛躍的に増加する結果となる。

表 6-11 系統連系強化対策費用の試算条件：風力発電

	JWPA・WPDA 試算/ 既設地域間連系線利用シナリオ	シナリオ I 蓄電池削減	シナリオ II 蓄電池非設置
導入量	<ul style="list-style-type: none"> 500 万 kW から 5,000 万 kW まで 500 万 kW 単位。地域別に陸上風力及び洋上風力の容量を推定（ウィンドファームあたり容量は、陸上 20MW/ヶ所、洋上 50MW/ヶ所）。年次展開はされておらず。 →右記のケースを採用し年次展開 	<ul style="list-style-type: none"> 以下の 1 ケースを設定（25%①、25%②、25%③で共通） 2020 年度 1,131 万 kW 	<ul style="list-style-type: none"> 同左
出力抑制	<ul style="list-style-type: none"> 長周期変動対策として、深夜帯の最大出力制限運転を実施（最大出力を定格の 50%へと抑制）。 費用計上せず。 	<ul style="list-style-type: none"> 深夜時間帯に限らず LFC 容量不足時には最大出力抑制運転を実施。 	<ul style="list-style-type: none"> 最大出力制限運転、出力上昇率制限運転、解列を実施。
電圧変動対策	<ul style="list-style-type: none"> 電圧変動対策として、風車の無効電力制御機能を活用（別置 SVC は考慮せず）。 費用計上せず。 	<ul style="list-style-type: none"> 同左 	<ul style="list-style-type: none"> SVC を設置。 単価は新エネ部会資料（風力 300 万 kW 導入時の SVC 費用 135 億円）に基づき設定：4.5 百万円/MW →2011～2020 年度累積費用（将来価値）：0.04 兆円
蓄電池システム	<ul style="list-style-type: none"> 短周期変動対策として、ウィンドファーム単位での出力変動緩和制御蓄電池（20%kW、1 時間容量）を併設。 単価：50 百万円/MW（風車容量） 	<ul style="list-style-type: none"> 複数のウィンドファーム群の制御の実施、太陽光発電の対策用として系統側に設置される蓄電池の利用を想定。 蓄電池の必要量は左記の半分と設定。 単価は 2011～2030 年度 4.3～2.2 万円/kWh と想定。 →2011～2020 年度累積費用（将来価値）：0.14 兆円 	<ul style="list-style-type: none"> 蓄電池は設置せず。
調整電源	<ul style="list-style-type: none"> 長周期及び短周期変動対策に最も適した、揚水発電を新設。 単価：200 百万円/MW 	<ul style="list-style-type: none"> 同左 →2011～2020 年度累積費用（将来価値）：0.04 兆円 	<ul style="list-style-type: none"> 同左
地域間連系線	<ul style="list-style-type: none"> 長周期変動対策として、地域間連系線を活用した広域運用を実施。対策量は下記のとおり推計。 まず、現状の風力受入れ可能量、深夜帯地域間送電可能量を推計。 受入れ可能量＝（最大電力×40%－原子力容量＋揚水容量）×20% 深夜帯地域間送電可能量＝地域間連系線容量×20% 次に、深夜帯最大出力から、受入れ可能量、深夜帯地域間送電可能量、揚水新設量を減ずることにより、地域間連系線の新設量を推計。 単価：直流 300 百万円/MW、交流 400 百万円/MW 	<ul style="list-style-type: none"> 同左 →2020 年度累積費用（将来価値）：0 兆円 	<ul style="list-style-type: none"> 同左

	JWPA・WPDA 試算/ 既設地域間連系統線利用シナリオ	シナリオ I 蓄電池削減	シナリオ II 蓄電池非設置
系 統 運 用 制 御 設 備	<ul style="list-style-type: none"> ・ 気象予測システム、需給計画システム等の系統運用制御設備の新增設及び改修。 ・ 単価：100 万円/√MW 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 同左 →2011～2020 年度累積費用 (将来価値)：0.02 兆円 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 同左
総 額	<ul style="list-style-type: none"> ・ JWPA・WPDA による累積費用試算結果 (将来価値)：1,000 万 kW 導入時 0.79 兆円、1,500 万 kW 導入時 1.25 兆円 (風車専用アクセス線費用含む) →同等の対策を前提とした場合の 2011～2020 年度累積費用 (将来価値)：0.48 兆円 (風車専用アクセス線費用を除く) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2011～2020 年度累積費用 (将来価値)：0.20 兆円 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2011～2020 年度累積費用 (将来価値)：0.10 兆円

※系統連系対策として、主要変電所までの風車専用アクセス線 (66kV) を新設する場合、必要費用は 2011～2020 年度累積 (将来価値) で 0.20 兆円と推計される。(単価は 50 百万円/km、敷設距離は陸上 10km/ヶ所、洋上 20km/ヶ所と想定)

出典) 日本風力発電協会「風力発電導入目標値と系統連系対策費」(2008 年 7 月) 及び有識者ヒアリングより MRI 作成

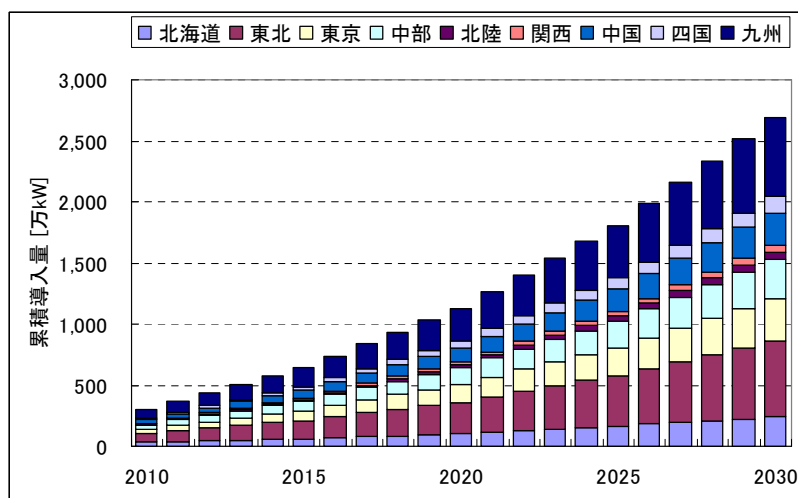
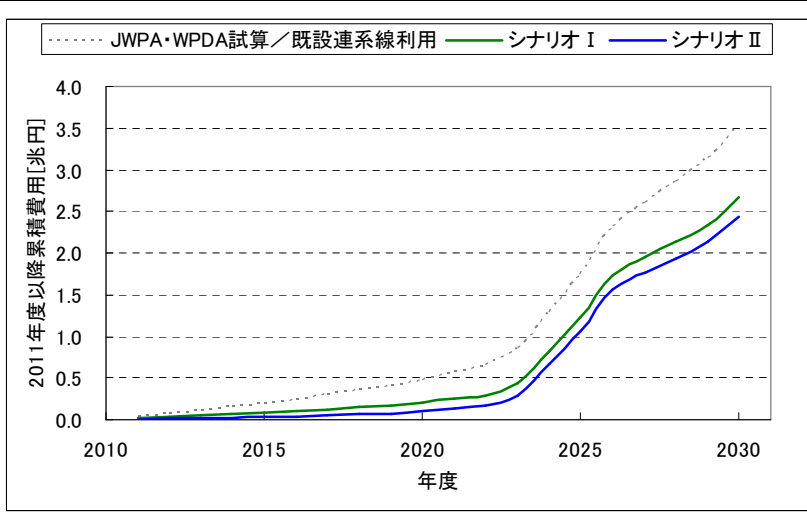


図 6-9 風力発電の地域別導入量の想定



年度	累積導入量 [万kW]	累積費用(2011年～) [兆円(将来価値)]		
		JWPA・WPDA試算／既設連系線利用	シナリオ I 蓄電池削減	シナリオ II 蓄電池非設置
2011	368	0.04	0.02	0.01
2012	436	0.07	0.03	0.01
2013	504	0.11	0.05	0.02
2014	572	0.15	0.06	0.02
2015	640	0.19	0.08	0.03
2016	738	0.24	0.10	0.04
2017	836	0.29	0.12	0.05
2018	934	0.35	0.14	0.06
2019	1,032	0.41	0.17	0.08
2020	1,130	0.48	0.20	0.10
2021	1,266	0.57	0.24	0.13
2022	1,402	0.66	0.29	0.16
2023	1,538	0.85	0.43	0.29
2024	1,674	1.30	0.83	0.67
2025	1,810	1.75	1.22	1.06
2026	1,986	2.32	1.73	1.56
2027	2,162	2.61	1.95	1.76
2028	2,338	2.87	2.14	1.94
2029	2,514	3.13	2.34	2.13
2030	2,690	3.53	2.66	2.44

図 6-10 系統連系強化対策費用の試算結果：風力発電

※JWPA・WPDA 試算／既設連系線利用：専用アクセス線費用を除いた系統連系強化対策費用

(4) まとめ

2020年度の太陽光発電及び風力発電の導入目標の達成に必要な系統連系強化対策費用は、それぞれ下表のとおり試算された(表 6-12)。

なお、系統連系強化対策は、個々の発電設備単位での対策、連系点及び近傍系統を中心としたローカルな対策、系統全体・需要家も含めたネットワーク全体での対策の組合せによって構築されており、特にネットワーク全体での対策については、太陽光発電と風力発電に共通するものである。このため、最適な系統連系強化対策を立案するためには、個々の再生可能エネルギーについて独立に検討を行うのではなく、対策の必要性のあるエネルギー種について、対策の相乗効果等を考慮し、共通的な視点から検討されることが望ましい。

表 6-12 系統連系強化対策費用の試算結果(2011~2020年度の累積費用)

		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%の割引率で割戻した累積費用)。

※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

表 6-13 系統連系強化対策費用の試算結果（ケース別・年度別）

年度	太陽光発電												風力発電			
	25%①ケース				25%②ケース				25%③ケース				3ケース共通			
	累積 導入量 [万kW]	累積費用(2011年～) [兆円]			累積 導入量 [万kW]	累積費用(2011年～) [兆円]			累積 導入量 [万kW]	累積費用(2011年～) [兆円]			累積 導入量 [万kW]	累積費用(2011年～) [兆円]		
次世代 研試算 シナリオ⑤		シナリ オI 蓄電池 分担 設置	シナリ オII 蓄電池 非設置	次世代 研試算 シナリオ⑤		シナリ オI 蓄電池 分担 設置	シナリ オII 蓄電池 非設置	次世代 研試算 シナリオ⑤		シナリ オI 蓄電池 分担 設置	シナリ オII 蓄電池 非設置	JWPA・ WPDA 試算 既設 連系線 利用 (注)		シナリ オI 蓄電池 削減	シナリ オII 蓄電池 非設置	
2011	639	0.11 0.10	0.11 0.10	0.10 0.10	687	0.12 0.12	0.12 0.12	0.12 0.11	767	0.15 0.14	0.15 0.14	0.14 0.14	368	0.04 0.03	0.02 0.05	0.01 0.01
2012	966	0.21 0.20	0.21 0.20	0.21 0.20	1,063	0.26 0.25	0.26 0.25	0.24 0.23	1,224	0.37 0.35	0.37 0.35	0.30 0.28	436	0.07 0.07	0.03 0.10	0.01 0.01
2013	1,297	0.42 0.38	0.42 0.38	0.32 0.30	1,442	0.52 0.47	0.52 0.47	0.38 0.35	1,683	0.68 0.63	0.68 0.63	0.47 0.43	504	0.11 0.10	0.05 0.15	0.02 0.02
2014	1,632	0.65 0.58	0.65 0.58	0.45 0.40	1,826	0.78 0.70	0.78 0.70	0.52 0.47	2,147	1.01 0.91	1.01 0.91	0.65 0.59	572	0.15 0.13	0.06 0.19	0.02 0.02
2015	1,969	0.88 0.77	0.88 0.77	0.57 0.51	2,211	1.05 0.92	1.05 0.92	0.67 0.59	2,613	1.35 1.18	1.35 1.18	0.84 0.74	640	0.19 0.16	0.08 0.24	0.03 0.03
2016	2,314	1.13 0.96	1.13 0.96	0.71 0.62	2,605	1.34 1.15	1.34 1.15	0.83 0.72	3,086	1.67 1.44	1.66 1.43	1.04 0.90	738	0.24 0.21	0.10 0.30	0.04 0.04
2017	2,668	1.38 1.16	1.38 1.16	0.86 0.73	3,008	1.62 1.36	1.62 1.36	1.00 0.85	3,570	2.29 1.91	2.13 1.78	1.25 1.06	836	0.29 0.25	0.12 0.36	0.05 0.04
2018	3,024	1.63 1.34	1.62 1.34	1.01 0.84	3,412	1.96 1.61	1.90 1.56	1.18 0.98	4,054	3.30 2.65	2.79 2.27	1.48 1.23	934	0.35 0.29	0.14 0.42	0.06 0.05
2019	3,379	1.89 1.52	1.85 1.49	1.17 0.95	3,815	2.80 2.20	2.44 1.94	1.36 1.11	4,538	4.32 3.36	3.45 2.74	1.71 1.39	1,032	0.41 0.33	0.17 0.48	0.08 0.06
2020	3,744	2.65 2.04	2.33 1.82	1.33 1.06	4,229	3.67 2.79	2.99 2.32	1.56 1.24	5,032	5.37 4.07	4.12 3.19	1.95 1.55	1,130	0.48 0.38	0.20 0.54	0.10 0.08
2021	4,383	3.93 2.87	3.23 2.40	1.57 1.22	4,853	4.93 3.61	3.88 2.89	1.81 1.40	5,629	6.61 4.87	4.99 3.75	2.21 1.72	1,266	0.57 0.44	0.24 0.62	0.13 0.10
2022	4,953	5.08 3.59	4.04 2.91	1.79 1.35	5,408	6.06 4.32	4.68 3.39	2.03 1.54	6,157	7.71 5.56	5.78 4.24	2.45 1.87	1,402	0.66 0.50	0.29 0.69	0.16 0.12
2023	5,517	6.22 4.27	4.84 3.39	2.01 1.48	5,956	7.18 4.99	5.47 3.87	2.26 1.68	6,678	8.80 6.22	6.55 4.70	2.69 2.02	1,538	0.85 0.61	0.43 0.83	0.29 0.19
2024	6,072	7.34 4.92	5.62 3.84	2.22 1.61	6,497	8.28 5.62	6.24 4.31	2.48 1.81	7,192	9.87 6.84	7.30 5.14	2.93 2.15	1,674	1.30 0.87	0.83 1.10	0.67 0.42
2025	6,615	8.43 5.52	6.39 4.27	2.43 1.72	7,024	9.36 6.22	7.00 4.73	2.69 1.93	7,692	10.92 7.42	8.04 5.55	3.16 2.28	1,810	1.75 1.12	1.22 1.37	1.06 0.63
2026	7,159	9.53 6.11	7.15 4.68	2.64 1.84	7,553	10.44 6.80	7.75 5.14	2.91 2.04	8,194	11.97 7.98	8.78 5.94	3.39 2.41	1,986	2.32 1.42	1.73 1.69	1.56 0.89
2027	7,696	10.61 6.67	7.91 5.06	2.85 1.94	8,075	11.51 7.35	8.49 5.52	3.13 2.15	8,689	13.00 8.51	9.50 6.32	3.62 2.52	2,162	2.61 1.57	1.95 1.86	1.76 1.00
2028	8,204	11.64 7.17	8.63 5.42	3.05 2.04	8,568	12.52 7.84	9.20 5.87	3.33 2.25	9,155	13.98 8.99	10.19 6.66	3.84 2.63	2,338	2.87 1.70	2.14 2.00	1.94 1.09
2029	8,704	12.65 7.65	9.34 5.76	3.24 2.13	9,053	13.51 8.32	9.90 6.20	3.54 2.35	9,613	14.95 9.45	10.87 6.98	4.06 2.74	2,514	3.13 1.82	2.34 2.15	2.13 1.18
2030	9,193	13.64 8.10	10.03 6.07	3.43 2.22	9,527	14.48 8.76	10.59 6.51	3.74 2.44	10,060	15.89 9.88	11.54 7.28	4.27 2.83	2,690	3.53 2.00	2.66 2.34	2.44 1.32

※各ケースの削減目標は以下の通り

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：国際貢献、吸収源を含まないケース

(注) JWPA・WPDA試算／既設連系線利用：専用アクセス線費用を除いた系統安定化対策費用

※費用：上段は将来価値、下段は現在価値(2010年度)

7. 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の中長期導入目標の達成によるエネルギー供給の低炭素化に伴う便益として、ここでは、CO₂ 排出削減効果、エネルギー自給率の向上効果、経済波及効果及び雇用創出効果の評価を行う。

なお、これらの便益以外に、化石燃料の節約効果もあるが、これは費用総額を算出する際に回避可能原価を差し引いており、費用の方に織り込み済みであるため、便益の方では評価対象とせず試算を行った。

7.1 CO₂ 排出削減効果

再生可能エネルギー種類別に、2011 年から 2030 年にかけて導入される再生可能エネルギーにより、2010 年度比で節約される化石燃料起源の CO₂ 排出削減効果及びその金額換算値（割引率 4%、2010 価値換算）を算定した。

(1) CO₂ 排出削減効果の評価

今回評価した再生可能電力の発電電力量の 2011 年以降の増加分は以下のとおり。

表 7-1 再生可能電力の発電電力量の増加分

	2020			2030		
	25%①	25%②	25%③	下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース
太陽光 億 kWh	358	410	494	935	970	1,026
風力 億 kWh	156	156	156	478	478	478
水力 億 kWh	71	188	307	313	391	470
地熱 億 kWh	72	72	72	111	111	111
バイオマス 億 kWh	92	92	92	112	112	112
小計 億 kWh	749	919	1,122	1,949	2,062	2,197

再生可能電力が普及した場合、既存の電力と置き換わるが、置き換わるのは最大限の稼働を目指す原子力発電ではなく、化石燃料による火力発電であると想定することが合理的である。そのうえで、再生可能電力の普及による CO₂ 排出削減量（置き換えられた火力発電に伴う CO₂ 排出量）の算定に用いた CO₂ 排出原単位（置き換わる火力発電の燃料構成）については、次のように設定した。

AIM 日本技術モデルにおいて、2020 年の固定ケースと比べて対策ケースにおいて削減されると想定されている火力発電の発電電力量に占める石炭・LNG・石油等火力の電力量の比率と同じであるとした。

表 7-2 置き換わる火力発電の CO₂ 排出原単位

	置き換わる 火力発電の電源構成	燃料種ごとの火力発電の CO ₂ 排出原単位 (注) kgCO ₂ /kWh
石炭	52%	0.808
LNG	30%	0.411
石油等	18%	0.625
	100%	0.655

注 1 : 燃料種ごとの熱効率は、電力需給の概要により、石炭 40.33%、LNG 43.32%、石油等 41.21%とした。

注 2 : 燃料種ごとの炭素排出係数は、地球温暖化対策の推進に関する法律に基づく温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度の係数に基づき、石炭 24.7 tC/TJ、LNG 13.5 tC/TJ、石油等 19.5 tC/TJ とした。

以上より、再生可能電力の導入による CO₂ 排出削減効果は以下のとおり。

表 7-3 再生可能電力の CO₂ 排出削減効果

		2020			2030		
		25%①	25%②	25%③	下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース
太陽光	万 tCO ₂	2,341	2,685	3,236	6,122	6,351	6,718
風力	万 tCO ₂	1,025	1,025	1,025	3,128	3,128	3,128
水力	万 tCO ₂	466	1,230	2,013	2,048	2,558	3,080
地熱	万 tCO ₂	474	474	474	728	728	728
バイオマス	万 tCO ₂	600	600	600	733	733	733
小計	万 tCO ₂	4,905	6,014	7,347	12,759	13,498	14,387

(2) 熱及び燃料分の CO₂ 排出削減効果の評価

今回評価した再生可能熱及び燃料の 2011 年以降の増加分は以下のとおり。

表 7-4 再生可能エネルギー熱及び燃料の増加分

		2020			2030		
		25%①	25%②	25%③	下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース
太陽熱	万 kL	73	73	120	193	193	224
バイオマス熱	万 kL	144	144	144	144	144	144
バイオマス燃料	万 kL	150	150	150	200	200	200
小計	万 kL	367	367	414	537	537	568

代替する熱及び燃料の炭素排出係数を、太陽熱は都市ガス（炭素排出係数：13.8tC/TJ）、バイオマス熱はA重油（炭素排出係数：18.9tC/TJ）、バイオマス燃料はガソリン（炭素排出係数：18.3tC/TJ）で代表させると、CO₂排出削減効果は以下のとおり。

表 7-5 再生可能エネルギー熱及び燃料の CO₂ 排出削減効果

	2020			2030		
	25%①	25%②	25%③	下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース
太陽熱 万 tCO ₂	143	143	236	378	378	439
バイオマス熱 万 tCO ₂	386	386	386	386	386	386
バイオマス燃料 万 tCO ₂	390	390	390	520	520	520
小計 万 tCO ₂	919	919	1,011	1,283	1,283	1,345

(3) CO₂ 排出削減効果のまとめ

発電分と熱・燃料分の CO₂ 排出削減効果をまとめると以下のとおり。

表 7-6 再生可能エネルギーの導入による CO₂ 排出削減効果のまとめ

	2020			2030		
	25%①	25%②	25%③	下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース
発電 万 tCO ₂	4,905	6,014	7,347	12,759	13,498	14,387
熱・燃料 万 tCO ₂	919	919	1,011	1,283	1,283	1,345
合計 万 tCO ₂	5,824	6,933	8,358	14,042	14,782	15,732

上記の CO₂ 排出削減効果に対し、CO₂ 1 トン当たりの価値を 2,000 円/t-CO₂⁴⁰ から 9,900 円/t-CO₂⁴¹ として経済効果を試算すると以下のとおり。なお、ここでは割引率 4% で 2010 年価値換算を行った。

⁴⁰ 日本政策金融公庫及び国際協力銀行が 2010 年 2 月に公表した「排出権価格の見通しアンケートについて」の 2011 年 3 月末中央値より設定

⁴¹ World Energy Outlook 2009 における、450ppm シナリオでの炭素価格 2020 年に 50\$/tCO₂、2030 年に 110\$/tCO₂ から設定した。

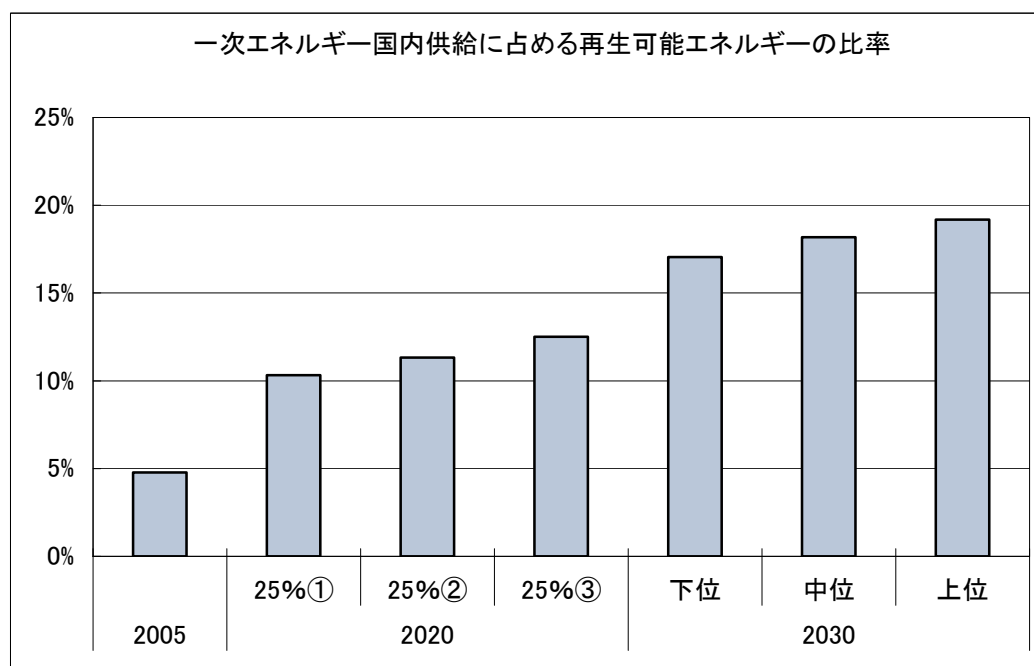
表 7-7 CO₂排出削減効果の金額換算結果（割引率4%で2010年価値換算）

クレジット価格	2020 累積			2030 累積		
	25%①	25%②	25%③	下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース
2,000 円/tCO ₂	0.4 兆円	0.5 兆円	0.6 兆円	1.4 兆円	1.6 兆円	1.8 兆円
9,900 円/tCO ₂	1.4 兆円	1.6 兆円	1.8 兆円	5.1 兆円	5.6 兆円	6.3 兆円

7.2 エネルギーセキュリティの向上

エネルギーセキュリティの向上を定量的に評価するための指標としてはエネルギー自給率が考えられるが、ここではほぼ同値である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用いることとした（国内で産出される化石燃料も自給率の分子に含まれるため、厳密には異なる数値となる）。今回の導入量評価に基づく再生可能エネルギーの比率は以下のとおり。2005年には5%程度であったが、2020年に10~13%、2030年に17~19%に達する。

なお、この向上効果には、省エネ対策による一次エネルギー国内供給（分母）の圧縮効果も含まれている。



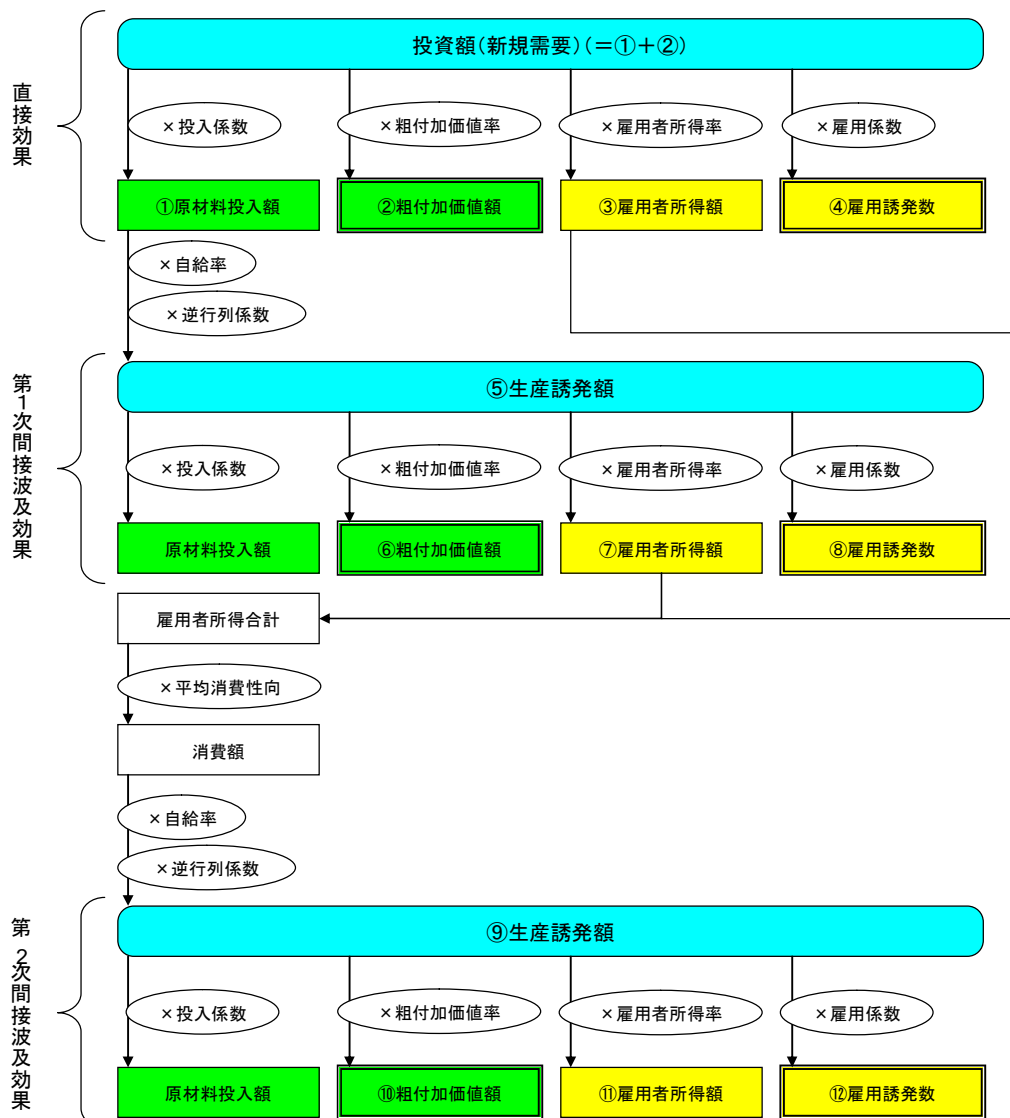
注：バイオ燃料については、輸入分を含む。

図 7-1 一次エネルギー国内供給に占める再生可能エネルギーの比率

7.3 経済波及効果・雇用創出効果

(1) 分析フロー

再生可能エネルギーが導入される際に発生する設備投資と設置工事等の額を需要創出額ととらえ、この需要により生み出される経済波及効果と雇用創出効果を、産業連関表を用いて分析した。産業連関表は2005年の190部門を用いた。分析フローは次のとおり。



区分	生産誘発額	粗付加価値誘発値額		
		雇用者所得誘発額	雇用誘発数	
直接効果	①+②	②	③	④
第1次間接波及効果	⑤	⑥	⑦	⑧
第2次間接波及効果	⑨	⑩	⑪	⑫

図 7-2 産業連関分析フロー

(2) 需要創出額と連関表の対応

分析対象とする需要創出額と産業連関表で対応させる業種は、再生可能エネルギーの種類ごとに以下のとおりとした。

表 7-8 需要創出額的前提と産業連関表との対応

	需要創出額的前提	産業連関表の対象業種
太陽光発電	国内生産のモジュール価格分、設置及びメンテナンスにかかる費用を対象とする。	設備費はその他の電気機器 工事費は住宅建築
風力発電	本体価格分を対象とする。	設備費は産業用電気機器
中小水力発電	ポテンシャル調査で評価している設備費と工事費（提体工事費、取水口工事費等）を対象とする。	設備費は原動機・ボイラ 工事費はその他の土木建設
地熱発電	蒸気供給・発電設備分、掘削費や道路造成費などを対象とする。	設備費は原動機・ボイラ 工事費はその他の土木建設
太陽熱利用	本体価格分、設置にかかる費用を対象とする。	設備費はガス・石油機器及び暖厨房機器 工事費は住宅建築
バイオマス・廃棄物発電	本体価格分対象とする。	原動機・ボイラ
バイオマス熱利用	本体価格分対象とする。	原動機・ボイラ
バイオマス燃料	本体価格分対象とする。	その他の特殊産業用機械
系統対策（太陽光配電）	配電対策にかかる費用を対象とする。	産業用電気機器
系統対策（太陽光蓄電池）	蓄電池の導入にかかる費用を対象とする。	その他の電気機器
系統対策（太陽光パワコン等）	パワーコンディショナ・エネルギーモニター、制御システムの設置にかかる費用を対象とする。	産業用電気機器
系統対策（風力）	系統アクセス線、蓄電池、会社間連系線等にかかる費用を対象とする。	系統アクセス線に代表させて、電線・ケーブルとした。

なお、再生可能エネルギーを大量に導入する場合、導入に伴い需要が減少する可能性のある国内産業が存在する。具体的には、大規模電源は発電電力量が減少するため、関連して燃料の輸送、受入などを行う業種が影響を受ける可能性がある。この影響については、2011年以降の再生可能電力の増加量に対して、回避可能原価（6.4円/kWh）を乗じた金額

分を、産業連関表の電力に負の需要創出額として計上し、評価を行った。

また、長期的には、火力発電の立地そのものが回避される可能性もあるが、ここでは電源立地そのものの建設回避は2030年までには生じないものと仮定して、分析対象外とした。

(3) 分析結果

①2011～2020年の平均効果

2011～2020年の10年間の平均で、再生可能エネルギーの種類ごとの投資額、生産誘発額、粗付加価値額及び雇用創出効果は以下のとおり。ここで、投資額は再生可能エネルギーの導入に直接発生する需要額であり、生産誘発額は投資額によってもたらされる経済波及効果であり、直接投資、第1次間接波及効果及び第2次間接波及効果の総和である。粗付加価値額は、生産誘発額のうち原材料投入額を除いた額であり、GDPと比較可能な意味を持つ。

火力発電への負の影響を加味しても、これら再生可能エネルギーの導入拡大によって、国内に約46～63万人の雇用の創出が期待される。

表 7-9 2011～2020年の経済波及効果及び雇用創出効果の分析結果
(25%①ケース～25%③ケースに対応、割引率4%で2010年価値換算)

	投資額 (兆円)	生産誘発額 (兆円)	粗付加価値額 (兆円)		雇用創出 (万人)
			計	直接効果分 除く	
太陽光発電	2.7～3.2	7.0～8.5	2.9～3.5	2.0～2.4	33.7～40.7
風力発電	0.2	0.6	0.3	0.2	4.0
中小水力発電	0.0～0.3	0.1～1.0	0.1～0.4	0.0～0.3	0.9～6.3
地熱発電	0.1	0.2	0.1	0.1	1.6
太陽熱利用	0.3	0.8～1.0	0.3～0.4	0.2～0.3	4.0～5.1
バイオマス・廃棄物発電	0.1	0.2	0.1	0.1	0.9
バイオマス熱利用	0.1	0.2	0.1	0.1	0.8
系統対策	0.1～0.4	0.2～1.1	0.1～0.4	0.1～0.3	1.3～5.4
小計	3.5～4.7	9.5～12.8	3.8～5.2	2.6～3.6	47.2～64.9
火力発電への影響	▲0.2～ ▲0.3	▲0.4～ ▲0.6	▲0.2～ ▲0.3	▲0.1	▲1.5～ ▲2.2
正味合計	3.3～4.4	9.1～12.2	3.7～4.9	2.5～3.4	45.8～62.7

※ 太陽光発電、中小水力発電、太陽熱利用及び系統対策、火力発電への影響については、絶対値が小さい値が25%①ケースに、絶対値が大きい値が25%③ケースに相当する。

※ 系統対策については、蓄電池設置の考え方によって幅を持たせている

②2021～2030 年の平均効果

2021～2030 年の 10 年間の平均で、再生可能エネルギーの種類ごとの投資額、生産誘発額、粗付加価値額及び雇用創出効果は以下のとおり。

2020 年の 3 ケースと 2030 年の 3 ケースで 9 通りの組合せがあるが、ここでは再生可能エネルギーの導入量が最も少ないパターンとして 2020 年 25%①ケースと 2030 年下位ケースを繋いだ場合と、導入量が最も多いパターンとして 2020 年 25%③ケースと 2030 年上位ケースを繋いだ場合の 2 通りの結果を示す。

分析の結果、火力発電への負の影響を加味しても、これら再生可能エネルギーの導入拡大によって、国内に約 59.4～72.1 万人の雇用創出が期待される。

表 7-10 2021～2030 年の経済波及効果及び雇用創出効果の分析結果（1）
（2020 年 25%①ケース→2030 年下位ケースに対応、割引率 4%で 2010 年価値換算）

	投資額 (兆円)	生産誘発額 (兆円)	粗付加価値額（兆円）		雇用創出 (万人)
			計	直接効果分 除く	
太陽光発電	2.3	6.0	2.5	1.7	43.2
風力発電	0.4	1.1	0.5	0.3	10.5
中小水力発電	0.2	0.6	0.3	0.2	5.8
地熱発電	0.0	0.1	0.0	0.0	0.7
太陽熱利用	0.2	0.5	0.2	0.1	4.0
バイオマス・廃棄物発電	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
バイオマス熱利用	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
系統対策	0.2～0.7	0.5～1.9	0.2～0.8	0.1～0.5	3.4～12.7
小計	3.3～3.8	8.9～10.2	3.6～4.2	2.5～2.9	67.8～77.1
火力発電への影響	▲0.5	▲1.0	▲0.5	▲0.2	▲5.0
正味合計	2.8～3.3	7.9～9.3	3.2～3.7	2.2～2.6	62.7～72.1

※ 系統対策については、蓄電池設置の考え方によって幅を持たせている。

表 7-11 2021～2030 年の経済波及効果及び雇用創出効果の分析結果（2）
 (2020年25%③ケース→2030年上位ケースに対応、割引率4%で2010年価値換算)

	投資額 (兆円)	生産誘発額 (兆円)	粗付加価値額 (兆円)		雇用創出 (万人)
			計	直接効果分 除く	
太陽光発電	2.1	5.6	2.3	1.6	40.9
風力発電	0.4	1.1	0.5	0.3	10.5
中小水力発電	0.2	0.6	0.3	0.2	5.8
地熱発電	0.0	0.1	0.0	0.0	0.7
太陽熱利用	0.2	0.5	0.2	0.1	4.1
バイオマス・廃棄 物発電	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
バイオマス熱利用	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
系統対策	0.2～0.7	0.5～1.8	0.2～0.7	0.1～0.5	3.3～11.9
小計	3.2～3.6	8.5～9.8	3.5～4.0	2.4～2.7	65.5～74.2
火力発電への影響	▲0.6	▲1.2	▲0.6	▲0.3	▲6.1
正味合計	2.6～3.1	7.3～8.6	2.9～3.4	2.1～2.4	59.4～68.1

※ 系統対策については、最大値が蓄電池設置を進める場合、最小値が全く設置しない場合に相当する。

なお、上記の経済波及効果及び雇用創出効果には、バイオマスの調達に係る需要及びそれに対応する雇用の増大分が考慮されていないため、実際には本分析結果を上回る効果が期待される。

7.4 その他の便益

7.1 ～7.3 で評価した定量的な便益以外に、再生可能エネルギーの導入拡大には、以下の便益があると考えられる。

- ・ 化石燃料の節約効果と同義であるが、化石燃料調達による資金の海外流出抑制というメリットがある。なお、石炭（原料炭及び一般炭）、原油及び LNG の調達で、2008年度は約 20 兆円が海外に流出している。

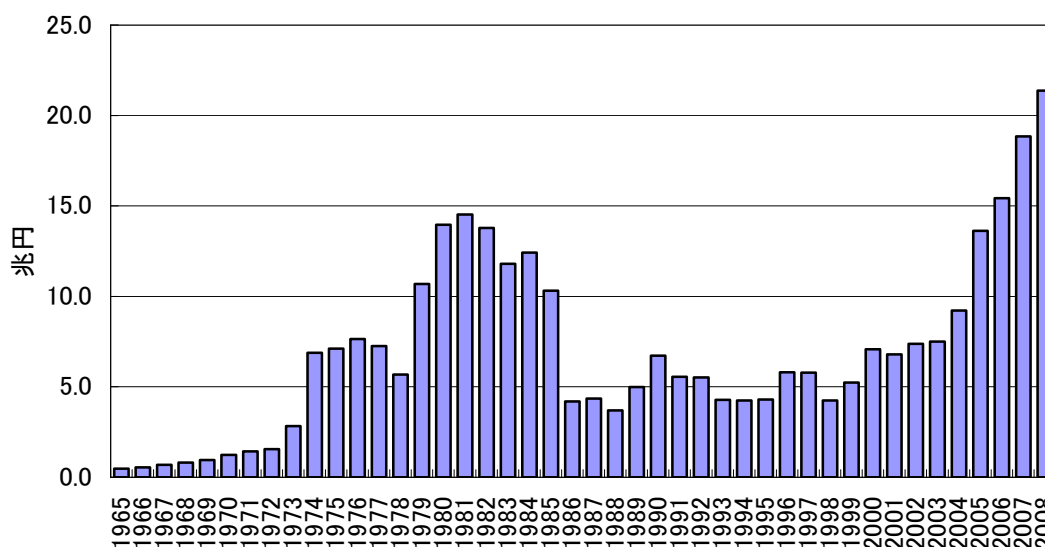


図 7-3 一次エネルギーの輸入金額の推移

- ・ 多くの再生可能エネルギーが分散型エネルギーであるという特性から、災害時の危機管理上のメリットが享受できる。
- ・ 戸建住宅の屋根面、豊富な日射、安定した風、落差ある河川、森林資源等、再生可能エネルギーは、都市部より郊外・地方部に導入ポテンシャルが期待できることから、地域の産業振興に繋がることが期待される。
- ・ 国内で太陽光発電パネル、太陽熱パネル、風車、タービンといった機器の需要が増加することにより、これらの機器の生産コストが下がり国際的な産業競争力の強化に繋がることが期待される。
- ・ 特に風力のように、タワー、ブレード、発電機、ギアボックス等の多くの部品点数からなる設備の場合、裾野が広く製造業を中心に活性化が期待される。
- ・ 再生可能エネルギーの普及に伴い必要となる系統対策は、地域偏在性が少なく、長期間安定的に発生する国内需要となり得る。
- ・ 日常生活での身近な範囲に発電等の施設が増えることで、環境教育・エネルギー教育での理解促進が期待される。

7.5 便益評価総括

ここでは、定量的評価を行った項目について、結果の総括を示す。

(1) CO₂ 排出削減効果

再生可能エネルギーの種類別に、2010年から2030年にかけて導入される再生可能エネルギーにより節約される化石燃料のCO₂換算値及び金額換算値（割引率4%、2010年価値換算）を算定した。

表 7-12 CO₂ 排出削減効果

	2011～2020年	2021～2030年
CO ₂ 排出削減効果	0.6～0.8 億 t-CO ₂	1.4～1.6 億 t-CO ₂
1990年度（基準年度） 比削減率	4.6～6.6%	11.1～12.5%
金額換算値（累積、2010 年価値換算）	0.4～1.8 兆円	1.4～6.3 兆円

(2) エネルギー自給率

再生可能エネルギーはほぼ純国産エネルギーであることから、ここでは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によって自給率向上効果を評価したところ、以下に示す結果が得られた（省エネ対策等による一次エネルギー国内供給（分母）の圧縮効果を含む）。

表 7-13 エネルギー自給率

2005年	2020年	2030年
5%	10～13%	17～19%

(3) 経済波及効果及び雇用創出効果

再生可能エネルギーが導入される際に発生する設備投資と設置工事等の額を需要創出額と捉え、この需要により生み出される経済波及効果と雇用創出効果を、産業連関表を用いて分析した。このとき、再生可能電力の導入によって需要が減少する産業の影響として、大規模火力電源の発電電力量減少に伴う影響を評価したが、それ以外の化石燃料供給に関わる業種における需要減は考慮していない。

表 7-14 経済波及効果及び雇用創出効果（金額はすべて 2010 年価値換算）

	2011～2020 年平均	2021～2030 年平均
投資額	3.3～4.4 兆円	2.6～3.3 兆円
生産誘発額	9.1～12.2 兆円	7.3～9.3 兆円
粗付加価値額	3.7～4.9 兆円	2.9～3.7 兆円
同直接効果除く	2.5～3.4 兆円	2.1～2.6 兆円
雇用創出	45.8～62.7 万人	59.4～72.1 万人

（４）その他の便益

上記以外の定性的な便益として、災害時の危機管理上のメリット、地域の産業振興及び地域間格差の是正、国際的な産業競争力の強化、裾野の広さから製造業を中心に活性化、地域偏在性の少ない系統対策による国内の長期安定需要創出及び環境教育・エネルギー教育での理解促進、が期待される。

8. エネルギー供給分野における中長期ロードマップ

本章では、ここまでの検討結果を踏まえ、エネルギー供給分野における中長期ロードマップを取りまとめた。

8.1 現状と課題

我が国では、一次エネルギー供給の85%を化石エネルギーに依存しているが、低炭素社会を実現していくためには、再生可能エネルギーの導入拡大等によるエネルギーの低炭素化が必須である。

国産である再生可能エネルギーの普及によって、我が国の低いエネルギー自給率を向上させるとともに、日本経済・地域経済の活性化を促し、雇用の創出を図ることが重要である。

多くの再生可能エネルギーは、将来的には化石エネルギーに対する競争力を獲得し得るが、そのためには各種方策によって普及基盤を確立し、従来型のエネルギー供給を前提とする既存の法規・慣習・インフラを、再生可能エネルギーの大幅拡大に対応させる必要がある。

CO₂回収貯留（CCS）においては、2020年以降暫次本格導入するためには、早急に海底下貯留技術の大規模実証実験を開始し、安全性評価・環境管理手法の高度化を推進し、併せて導入インセンティブを整えることが必要である。

また、原子力発電の稼働率が低迷しており、安全確保を大前提としつつ向上させることが必要である。

8.2 低炭素社会に向けてのキーコンセプト

（1）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に各種支援策等を計画的に講じていくことにより、その普及を進展させ、再生可能エネルギーがエネルギー供給の主役となり、エネルギー自給率向上が図られる社会を目指す。

（2）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

従来型のエネルギー供給を前提としている既存の法規・慣習等の社会システムについて、再生可能エネルギーの普及段階に応じて、必要な社会システムの見直しを図っていく。

（3）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

再生可能エネルギーの大量導入による低炭素社会を見据え、スマートグリッドやバイオ燃料供給インフラ等、次世代のエネルギー供給インフラを構築する。

（4）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

化石エネルギー利用については、CCSの導入等によって、より一層の低炭素化を推進し、原子力については、安全の確保を大前提とした稼働率の向上を図る。

8.3 長期・中期のための主要な対策の導入目標

- (1) 再生可能エネルギーの一次エネルギー供給割合 10%以上 (2020 年)、再生可能エネルギー使用量 1.4~1.6 億 kL (2050 年)

3 章での再生可能エネルギー別の導入見込量の評価結果を踏まえ、再生可能エネルギーの普及基盤を確立し、社会システムの変革でその普及を支えることにより、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、現状 (2005 年) の 5%から 2020 年までに 10%以上 (大規模水力含む) に拡大する。さらに、2050 年 80%削減を目指し、絶対量として着実に再生可能エネルギーを増やしていくことが必要であり、2005 年では 3,000 万 kL 以下の再生可能エネルギーの導入量を 2050 年には 1.4 ~1.6 億 kL (大規模水力含む) に普及拡大していく。

- (2) CCS の大規模実証/関連法制度等整備 (~2020 年)、本格導入 (2020 年~)

2020 年以降の CCS 本格導入を見据え、2020 年までに CCS の大規模実証や関連法制度等の整備を推進する。

- (3) スマートメーターの導入率 80%以上 (2020 年)、スマートグリッドの普及率 100% (2030 年)

2030 年のスマートグリッドの普及率 100%を目指し、その通過点として 2020 年までにスマートメーターの導入率が 80%以上となるよう、計画的に規格や仕様の検討・標準化を行い、インフラ整備等を推進する。

- (4) ゼロカーボン電源の実現 (2050 年)

上記 (1) ~ (3) の対策等によって、2050 年の 80%削減を目指し、電力部門からの CO₂ 排出量をゼロとする電源構成、電力網の構築を図っていく。

8.4 ロードマップの具体的内容

8.4.1 再生可能エネルギーの普及基盤の確立のための支援

- (1) 対策導入目標と現状とのギャップに関する認識

現在、我が国における再生可能エネルギーの導入量は、2005 年度実績で 1,183 万 kL (大規模水力除く) 及び 2,808 万 kL (大規模水力含む) で、一次エネルギー供給に占める割合はそれぞれ約 2%及び約 5%である。これまでどおりの取組では再生可能エネルギーの導入量の飛躍的な拡大を図ることは難しい。

多くの再生可能エネルギーは導入を継続すれば、将来的には化石エネルギーに対する十分な競争力を有する見込みがあることを念頭に、必要な支援を計画的に実施していく必要がある。

(2) 対策・施策の具体的内容と実施時期

①固定価格買取制度等による経済的支援

再生可能電力については、事業投資を促す水準（具体的には、事業用発電に対しては IRR（内部収益率）8%の水準、非事業用発電については投資回収年数 10 年）での固定価格買取制度等の経済的支援の制度設計・運用を推進し、普及を拡大する。

再生可能熱については、熱計量技術の開発を推進し、最適な補助熱源機器の組合せを消費者が選択可能な仕組みを作るとともに、グリーン証書化による価値の付与等により、自立的な普及を促進する。

再生可能燃料については、バイオ燃料に対する税制優遇などの経済的支援措置を図ることにより普及を推進する。

②グリーンオブリゲーション

太陽熱利用や太陽光発電などは、各種の経済的支援等により化石エネルギーに対する競争力がある程度確保される段階となった場合には、大規模施設における再生可能エネルギーの導入の義務化（グリーンオブリゲーション）を実現する。

③再生可能エネルギー事業の金融リスク・負担の軽減

再生可能エネルギーに対する投資環境を整備し、事業者等の投資リスクを軽減するために、国レベルでの公的機関による債務保証、地域の金融機関等を活用した資金調達の検討とその確立、地域の特性を踏まえたプロジェクトファイナンス評価システムの確立、リース事業の拡大等、導入される再生可能エネルギーの規模等に応じたきめ細かい金融支援や、ビジネスモデル確立による地域振興のための仕組みづくりを進める。

④再生可能エネルギー関連情報の整備

再生可能エネルギーのポテンシャルや導入の適・不適に関する情報（ゾーニング）、再生可能エネルギー統計等の基礎的な情報を整備するとともに、再生可能エネルギー普及に向けた行動計画の策定と進捗状況点検による見直しを適宜行うことにより、再生可能エネルギー導入に資する関連情報の整備を図る。

⑤再生可能エネルギー技術の開発等

地熱坑井の傾斜掘削技術・自然環境に配慮した施設設計、風力発電におけるバードストライク防止技術といった自然環境・地域環境・社会等に配慮した技術の開発並びに洋上風力発電、波力発電、地中熱利用、温泉熱利用等、革新的技術及び未利用エネルギー技術の開発・実証・実用化を推進し、社会と親和する再生可能エネルギー技術の普及を促進する。また、既築の住宅や建築物に後付けで容易に太陽光発電や太陽熱温水器が設置可能となる

ようなアタッチメントの規格の検討、再生可能エネルギーの設置を前提とした設計、施工のための人材育成、安定したバイオ燃料供給体制の確立を図る。

8.4.2 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

(1) 対策導入目標と現状とのギャップに関する認識

既存の法規・慣習等の社会システムは従来型のエネルギー供給を前提としていることから、再生可能エネルギーの普及拡大を進めていく上で、その普及段階に応じて社会システムの見直しを図っていく必要がある。

(2) 対策・施策の具体的内容と実施時期

①再生可能エネルギー利用への理解の醸成

再生可能エネルギーの普及啓発活動によって国民の認知度向上を図るとともに、地熱利用のモニタリングデータの開示やゾーニング情報の公開等、自然環境・地域環境・社会等への影響に関する情報開示制度の構築などによって、再生可能エネルギー利用への理解を醸成する。

②施工業者の質の向上や利用機器の販路拡大支援

施工事業者の登録や資格制度の導入、維持管理の義務付けにより、再生可能エネルギー設備等の施工を行う事業者の質の向上を図るとともに、住宅・建築物向けの再生可能エネルギー利用機器の販路拡大の支援を行う。

③再生可能エネルギー導入アドバイザー制度の確立等

再生可能エネルギー導入アドバイザー制度の確立や費用対効果分析ツールの開発によって、住宅の新築及び改築時に、再生可能エネルギー機器や省エネ機器の最適な組合せ等の情報提供を行えるようにする。

④地域の特性に応じたビジネスモデルの検討や専門家の養成

市民風車、大口需要家の地方誘致といった地域の特性に応じたビジネスモデルの検討や、地域の再生可能エネルギー導入の専門家の養成を行い、各地域で人・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を図る。

⑤公共施設での率先導入

庁舎、学校施設、文化施設、医療・福祉施設といった公共施設の屋上等への太陽光発電や太陽熱温水器等を設置・運用する事業の公募を行い、公共施設への再生可能エネルギーの導入促進を図る。

⑥再生可能エネルギー導入の地域づくりへの活用の推進

都道府県・政令指定都市等の地方公共団体においては、再生可能エネルギーを率先的に導入するとともに、地域の特性を踏まえて主体的に導入を促進するコーディネーターとして、地域の活性化・雇用創出に繋がる創意工夫の溢れる独自の支援策を実施し、特に市区町村等においては、再生可能エネルギーの導入をまちづくり等に活用する。

⑦関連法規の見直し等の社会システム整備

再生可能エネルギーの社会的受容性・認知度を向上させ、再生可能エネルギーに親和的な社会システムを構築するため、小水力発電、地熱、バイオマス、バイオ燃料利用など総合特区活用によるモデル事業の推進、電気事業法など関連諸法規の制定や見直し、高濃度バイオ燃料などの早期規格化の実現、水利権等関連権利との調整といった社会システムの整備を進める。

⑧再生可能エネルギー導入のインセンティブを付与する経済的手法の導入

地球温暖化対策税の導入や、キャップ・アンド・トレード方式による国内排出量取引制度を通じて、再生可能エネルギーの普及促進を図る。

8.4.3 次世代のエネルギー供給インフラ整備の推進

(1) 対策導入目標と現状とのギャップに関する認識

既存の電力系統は、電力が供給側から需要側へ一方的に送られ、供給側と需要側の間で情報交換が行われない従来型のエネルギー供給を前提として構築されているため、再生可能エネルギーの大量導入に応じ、需要側・供給側それぞれで段階的なインフラ整備が必要となる。

また、バイオ燃料、ガス、水素等の利用拡大には新たな供給インフラの整備が必要となる。

(2) 対策・施策の具体的内容と実施時期

(電力系統)

①既存電力システムシステムの運用改善

揚水発電・地域間連系線等の既存インフラについて運用の見直しを行い、配電トランスの設置、電圧調整装置の設置といった局所的な対策を実施した上で、地域間連系線の増強、系統へのエネルギー貯蔵システムの設置など、既存電力システムシステムを変革する対策の充実に努める。

②次世代の送配電ネットワークの基盤整備

次世代送配電ネットワークについて、気象情報・再生可能電力出力の多地点計測体制の確

立、再生可能電力出力予測・性能評価の確立、次世代送配電ネットワークのイメージ検討・合意形成の実現を図り、次世代の送配電ネットワークの基盤となる部分を整備する。

③スマートグリッドの整備・進化

スマートメーターや気象情報と連動したエネルギーマネジメント装置の導入、ヒートポンプ、電気自動車等の需要家設備への協調制御機能の導入など、早期の海外展開も視野に入れてスマートグリッドの整備、普及を推進する。

④再生可能電力大量導入に向けた優先接続等の制度整備

再生可能電力の電力系統への優先接続に関する制度整備、更には電力会社にとって電力販売量と売上や利益をデカップリングさせるようなビジネスモデルの進化、電力料金の柔軟な変更による電力需要の間接的制御の導入、配電電圧昇圧の実施など、再生可能電力の大量導入に向けた施策を講ずる。

(電力系統以外)

⑤バイオ燃料・ガス・水素供給のための新たなインフラの整備

バイオ燃料生産・製造のための経済的支援、既存の燃料流通インフラの高濃度バイオ燃料対応化のための経済的支援、天然ガスパイプラインの整備、都市ガスインフラへのバイオガス注入への対応、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のための支援、技術開発水準を考慮した水素供給構想の検討など、バイオ燃料、ガス、水素等の新たな供給インフラの整備を推進する。

(共通)

次世代供給インフラの整備に当たり、地球温暖化対策税の導入や、キャップ・アンド・トレード方式による国内排出量取引制度によりインセンティブを付与する。

8.4.4 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

(1) 対策導入目標と現状とのギャップに関する認識

世界的に温室効果ガス削減が求められる中で、世界各国では、火力発電の低炭素化に関する取組が進められている。また、CCSは火力発電の低炭素化の代表的な方策として期待されているが、CCSを2020年以降に本格導入していくためには、2020年までに海底下貯留技術の実証・貯留の安全性評価・環境管理手法の高度化を推進し、併せて導入インセンティブを整え、CCS-Ready (CCSプラントの後付けが可能な敷地の確保)等を図っていくことが必要である。

現状では、原子力発電の稼働率が2008年度で60%と低迷しており、安全確保を大前提と

した上でその向上が求められる。

(2) 対策・施策の具体的内容と実施時期

①火力発電低炭素化の技術普及

石炭ガス化複合発電（IGCC）などの火力発電への高効率発電技術の導入を促進するとともに、海外展開といった火力発電低炭素化技術の普及促進を図る。

②CCS の導入

2020 年以降の CCS の導入に向けて、CCS 関連法制度・技術の整備、大規模実証実験の実施、導入インセンティブの整備、CCS-Ready 等を推進する。

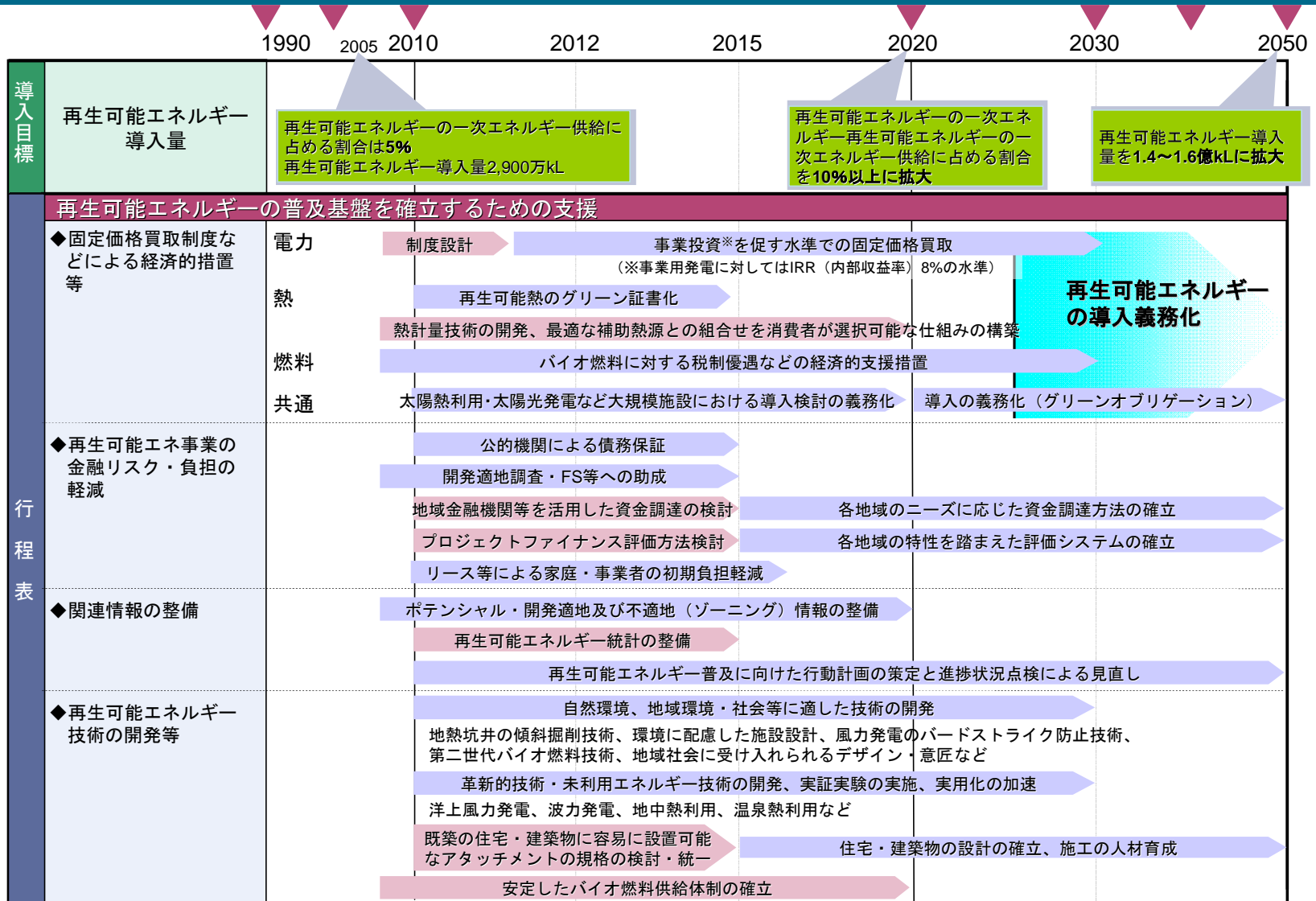
③発電の建設・運用における低炭素化

地球温暖化対策税を導入することによる炭素価格を考慮した電源計画の策定、キャップ・アンド・トレード方式による国内排出量取引制度に応じた運用、火力発電の設備容量・発電電力量の低減の検討及び実施など、火力発電の適切な運用を図る。

④安全の確保を大前提とした原子力発電の利用拡大

原子力発電について、運用体制・制度の見直しを行い、安全の確保を大前提に稼働率の向上、既存施設の高経年化・老朽化への対応を図る。

エネルギー供給 ～ロードマップ（再生可能エネルギー） 1/2～



* 2011年度から実施される地球温暖化対策税による税率等を活用し、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

→ 上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～

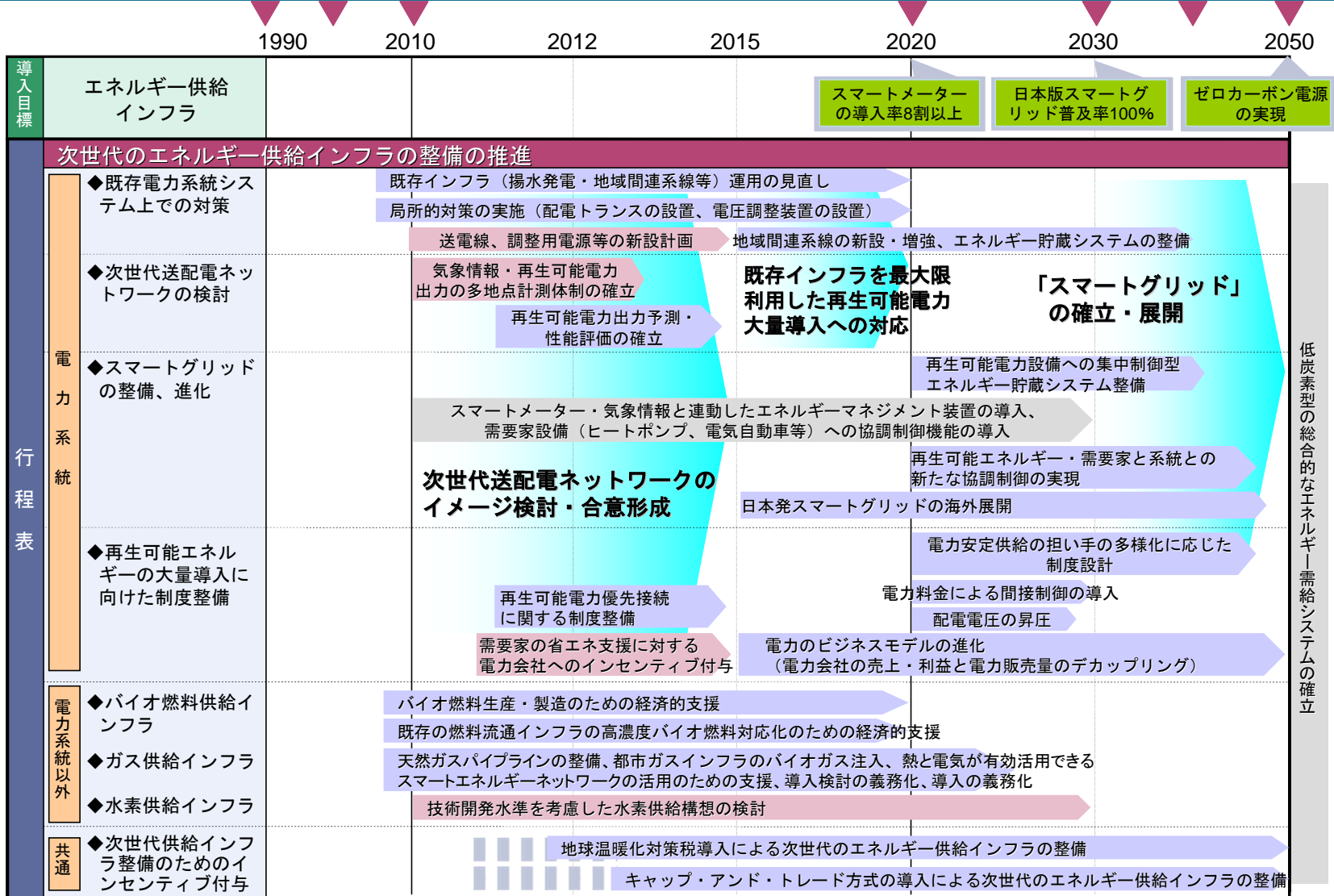


*2011年度から実施される地球温暖化対策税による税率等を活用し、上記の取組支援を強化。

→ 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）～



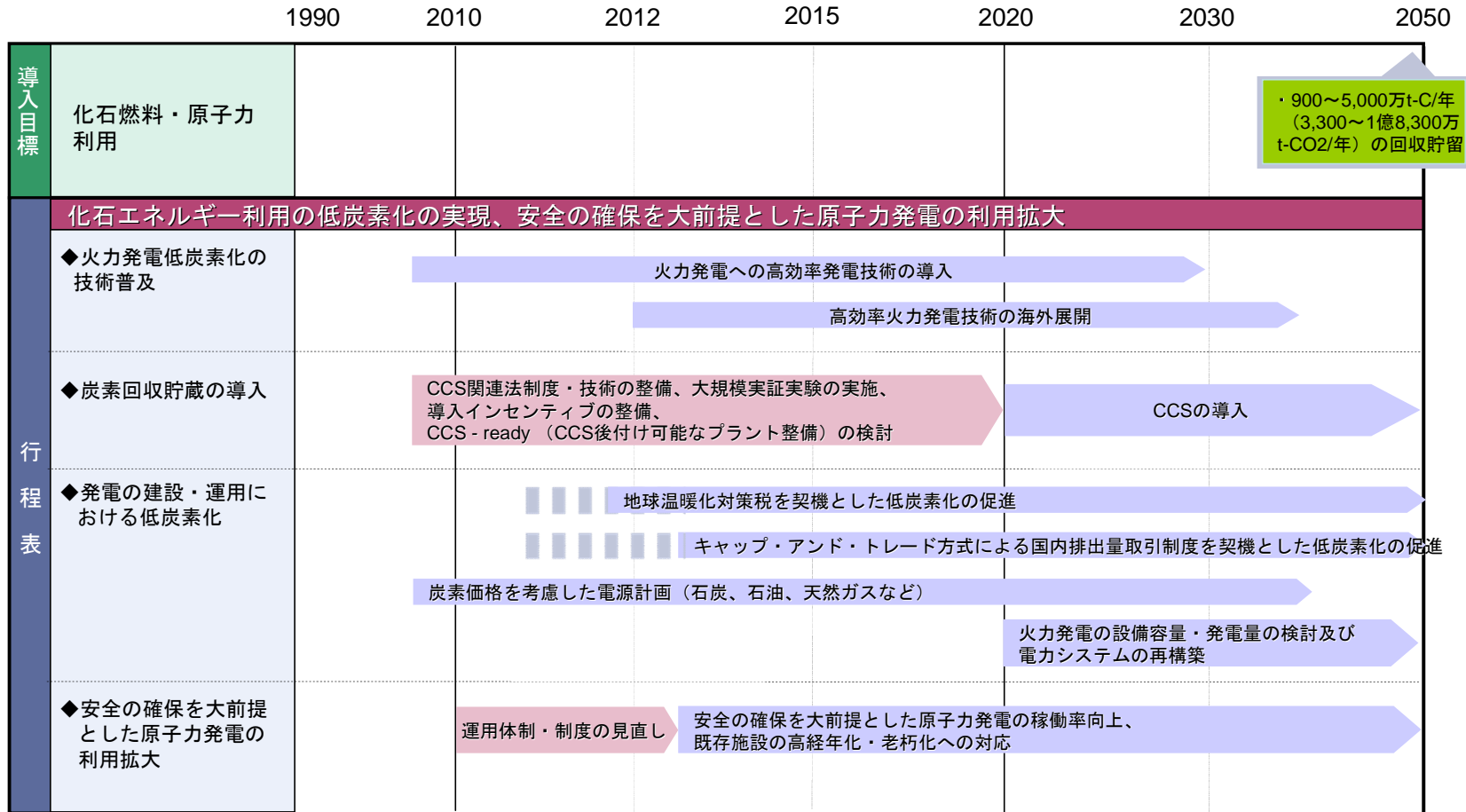
低炭素型の総合的なエネルギー供給システムの確立

* 2011年度から実施される地球温暖化対策税による税率等を活用し、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

→ 上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）～



*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

8.5 副次的効果・新産業の創出

(1) 副次的効果

再生可能エネルギーの大量導入は、CO₂の排出削減やエネルギー自給率の向上だけではなく、次のような副次的効果をもたらす。

①経済波及効果・雇用創出効果

EUにおけるレポート⁴²では再生可能エネルギー推進施策にはGDPの増加、雇用創出等の経済効果があり、特にGDPについては積極的な政策を打ち出すほどその効果は大きくなることを示している。より積極的な再生可能エネルギー政策が展開されたあるケースの試算で、以下の効果があると示されている。(但し、火力発電の規模縮小による減殺分があることに留意が必要である。)

GDP： 最大約0.25%の増加効果
雇用： 最大約430万人の新規創出

なお、本検討でも、2020年、2030年、2050年の再生可能エネルギーの導入目標として想定したシナリオの各ケースについて、経済波及効果・雇用創出効果を分析した。結果は7章で示したとおりである。

②地域振興その他

地域の特性を生かした再生可能エネルギーの導入は、地域に雇用をもたらすとともに、地域の活性化・地域振興に役立てられる。他にも、災害時の危機管理上のメリット、地域間格差の是正などといった効果が期待される。

(2) 新産業の創出

風力発電を例にとると、メガワットクラスの風車の部品点数は約1万点あり、200社以上の国内産業が風車製造を支えている。このこと自体、産業の裾野の広さを物語っているが、2010年度から着底式や浮体式の洋上風力発電実証事業が開始され、今後風力発電が、洋上へと展開していくと、海洋分野の産業にも波及した一大新産業の誕生が期待される。

8.6 ロードマップ実行に当たっての視点・課題

(1) 費用負担の在り方の議論

固定価格買取制度等の費用や、電力系統等のインフラ対応費用、事業の金融リスク・負担の軽減などの再生可能エネルギーの普及基盤を確立するための費用や、CCSの整備費用などについて、誰がどのように費用を負担し、国内での前向きな投資として位置づけていくかについての議論が必要である。

また、将来的には十分な競争力を有する再生可能エネルギーのグリーン価値を適切に評価した上で、評価に見合うインセンティブを付与することにより、その需要の拡大を図ることが必要である。

⁴² “Employ RES Final report” ,2009,フラウンホーファー研究所他

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

平成 22 年 3 月

低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化検討会
(地球温暖化対策に係る中長期ロードマップ検討会・エネルギー供給 WG)

平成 21 年度 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

目 次

1. エネルギー供給分野における中長期ロードマップ策定の背景.....	1
1.1 温室効果ガス排出量の削減に関する科学的要請.....	1
1.2 温室効果ガス排出量の削減に向けた国際社会及び我が国における動向.....	1
1.3 温室効果ガス排出量の削減に向けた解決方策提示と社会的合意の必要性.....	2
1.4 中長期的な低炭素社会構築に向けたロードマップの有効性.....	2
1.5 海外における低炭素社会構築に向けたロードマップ策定の例.....	4
1.6 提言の位置付けと検討体制及び検討事項.....	4
2. エネルギー供給の低炭素化方策についての検討方法.....	5
2.1 エネルギー供給の低炭素化の必要性.....	5
2.1.1 増大する世界のエネルギー需要と地球温暖化対策.....	5
2.1.2 資源制約とエネルギー安全保障.....	8
2.2 エネルギー供給の低炭素化方策に対する我が国の取組状況.....	10
2.2.1 再生可能エネルギーの普及.....	10
2.2.2 化石燃料利用の低炭素化.....	13
2.2.3 原子力エネルギーの利用.....	13
2.3 諸外国におけるエネルギー供給の低炭素化の取組状況.....	14
2.3.1 国際機関.....	14
2.3.2 諸外国.....	15
2.4 本検討会における検討の優先順位付けの考え方.....	21
2.4.1 再生可能エネルギーの普及.....	22
2.4.2 化石燃料利用の低炭素化.....	23
2.4.3 原子力エネルギーの利用.....	23
3. 再生可能エネルギーの導入見込量とその達成方策.....	25
3.1 評価の方法.....	25
3.1.1 再生可能エネルギーの導入見込量とそのために必要な施策の評価.....	25
3.1.2 再生可能エネルギーの導入見込量とそのために必要な施策の評価（④の詳細）	27
3.2 再生可能エネルギー別の評価.....	31
3.2.1 太陽光発電.....	31
3.2.2 風力発電.....	70
3.2.3 中小水力発電.....	90

3.2.4	地熱発電	103
3.2.5	太陽熱利用	120
3.2.6	バイオマス発電・熱利用及びバイオ燃料利用	139
3.3	導入見込量の評価に関する総括	165
3.3.1	買取価格と支援費用	165
3.3.2	望ましい普及方策のシナリオ	168
3.3.3	導入目標総括	170
3.3.4	経済的観点以外の普及に向けた課題	171
4.	化石燃料利用の低炭素化の対策及び施策の在り方	177
4.1	火力発電の高効率化及びCO ₂ 回収・貯留（CCS）の導入	177
4.1.1	国内における火力発電の低炭素化の取組動向	177
4.1.2	海外における火力発電の低炭素化の取組動向	183
4.1.3	火力発電の低炭素化の方向性	205
4.1.4	高効率火力発電技術の海外移転による地球規模の削減貢献	205
4.2	化石燃料供給（都市ガスの普及と低炭素化）	205
4.2.1	国内における都市ガスの普及による低炭素化	205
4.2.2	海外における都市ガスの普及による低炭素化の取組動向	207
4.2.3	都市ガスの普及による低炭素化の方向性	208
5.	原子力発電の位置付け	209
5.1	設備利用率向上に向けた取組	209
5.2	高経年化への対応	210
6.	日本の電力システムの将来像	213
6.1	再生可能エネルギーの大量普及のための系統対策	213
6.2	日本国内での系統電力の低炭素化に当たっての費用評価	231
7.	エネルギー供給の低炭素化に伴う便益の評価	249
7.1	CO ₂ 排出削減効果	249
7.2	エネルギーセキュリティの向上	252
7.3	経済波及効果・雇用創出効果	253
7.4	その他の便益	258
7.5	便益評価総括	259

8. エネルギー供給分野における中長期ロードマップ.....	261
8.1 現状と課題	261
8.2 低炭素社会に向けてのキーコンセプト.....	261
8.3 長期・中期のための主要な対策の導入目標.....	262
8.4 ロードマップの具体的内容.....	262
8.4.1 再生可能エネルギーの普及基盤の確立のための支援.....	262
8.4.2 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.....	264
8.4.3 次世代のエネルギー供給インフラ整備の推進.....	265
8.4.4 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	266
8.5 副次的効果・新産業の創出.....	272
8.6 ロードマップ実行に当たっての視点・課題.....	272

1. エネルギー供給分野における中長期ロードマップ策定の背景

1.1 温室効果ガス排出量の削減に関する科学的要請

気候変動に関する政府間パネル（IPCC）が 2007 年に発表した第 4 次評価報告書によると、産業革命前からの気温上昇を 2℃以内に抑制するためには、2050 年の全世界の CO₂ 排出量を 2000 年比で少なくとも半減し、温室効果ガス濃度を 445～490ppm（CO₂ 換算）で安定化させる必要があるとしており、450ppm（CO₂ 換算）安定化シナリオを実現させるためには、先進国は全体として、2020 年に 25～40%、2050 年に 80～95%の削減（いずれも 1990 年比）が必要であるとしている。

1.2 温室効果ガス排出量の削減に向けた国際社会及び我が国における動向

このような科学的な要請を踏まえ、2009 年 7 月のラクイラ・サミットの首脳宣言では、IPCC の第 4 次評価報告書の重要性を再確認し、産業化以前の水準からの世界全体の平均気温の上昇が 2℃を超えないようにすべきとの広範な科学的見解を認識した上で、2050 年までに世界全体の排出量の少なくとも 50%の削減を達成するとの目標をすべての国と共有することを表明した。加えて、先進国全体で温室効果ガスの排出を、1990 年又はより最近の複数の年と比して 2050 年までに 80%又はそれ以上削減するとの目標を支持した。

2009 年 9 月には、国連気候変動首脳会合において、鳩山総理は、すべての主要国の参加による意欲的な目標の合意を前提とした上で、我が国の中期目標として、2020 年までに 1990 年比 25%削減を目指す旨を表明し、2009 年 11 月には米国オバマ大統領との首脳会談後の共同記者会見において、日米は 2050 年までに自国の排出量を 80%削減することを目指すとともに、同年までに世界全体の排出量を半減するとの目標を支持するという共同メッセージを発表した。

2009 年 12 月の気候変動枠組条約第 15 回締約国会議（COP15）では、「コペンハーゲン合意」に留意することとされ、産業化以前の水準からの世界全体の気温の上昇が 2℃以内にとどまるべきであるとの科学的見解を認識し、長期の協力的行動を強化することや、先進国は 2020 年の削減目標を、途上国は削減行動を、それぞれ 2010 年 3 月末までに事務局に提出することに多くの国が賛同し、附属書 I 国 15¹カ国・地域、非附属書 I 国 35 カ国からの提出があった。

温室効果ガス排出量の大幅な削減目標を達成するためには、あらゆる施策を総動員することが必要であり、総動員される施策を体系的に明らかにすることが重要である。さらに、2013 年以降の次期枠組みづくりのための国際交渉に向け、我が国の地球温暖化対策の基本的な方向性を法律として明示することも重要である。このような状況を踏まえ、政府は、地球温暖化対策に関し、基本原則を定め、並びに国、地方公共団体、事業者及び国民の責務を明らかにするとともに、温室効果ガス排出量の削減に関する中長期的な目標を設定し、地球温暖化対策の基本となる事項を定める「地球温暖化対策基本法案」を 2010 年 3 月 12

¹ EU 加盟の 27 カ国は 1 地域とした。

日に閣議決定し、第 174 回通常国会に提出した。本法案においては、再生可能エネルギーの供給量に関する中長期的な目標として、2020 年までに一次エネルギーの供給量に占める再生可能エネルギーの割合を 10%に引き上げることを掲げている。

1.3 温室効果ガス排出量の削減に向けた解決方策提示と社会的合意の必要性

科学的な要請と国内外の動向を踏まえ、我が国としても、中長期的な温室効果ガス排出量の大幅削減を実現するための「具体的な対策」と「対策を後押しするための具体的な施策」を検討する必要がある。

対策や施策を検討する際の難しさは、環境容量やエネルギーの安定供給という「出口」の制約への対応のみならず、低炭素な資源や、化石燃料に代わるエネルギーを中長期的に確保する資源・エネルギー問題という「入口」への対応、産業革命以降の化石燃料依存社会を転換しつつ新たな産業や雇用、社会経済システムを生み出していくという「社会経済構造」の変革を成し遂げていくために、「制度の変革」、「技術の革新」、「人々の価値観及びライフスタイルの転換」を現行の社会経済システムに配慮しつつも着実かつ継続的に進めていかなければならない点にある。

多様な意見や現世代にとどまらない将来世代も含む利害関係を整理し、対策や施策を進めていくためには、温室効果ガス排出量の削減に向けた解決方策について、総合的・俯瞰的に提示し、説明し、相互の理解・認識を共有した上で、議論を深めていき、社会的なコンセンサス（合意）を得ていく必要がある。

1.4 中長期的な低炭素社会構築に向けたロードマップの有効性

現状、我が国では経済成長と温室効果ガス排出量がスウェーデンやデンマークといった北欧諸国とは異なり、デカップリング（切り離し）されておらず、経済成長に応じて温室効果ガス排出量が増加する社会構造となっている。つまり、温室効果ガスを大幅削減しつつ、質と量の両面での経済的な豊かさを確保した持続可能な社会を構築していくためには、社会基盤、産業構造からライフスタイルや価値観に至るまで、社会経済システムを大きく変革していく必要がある。

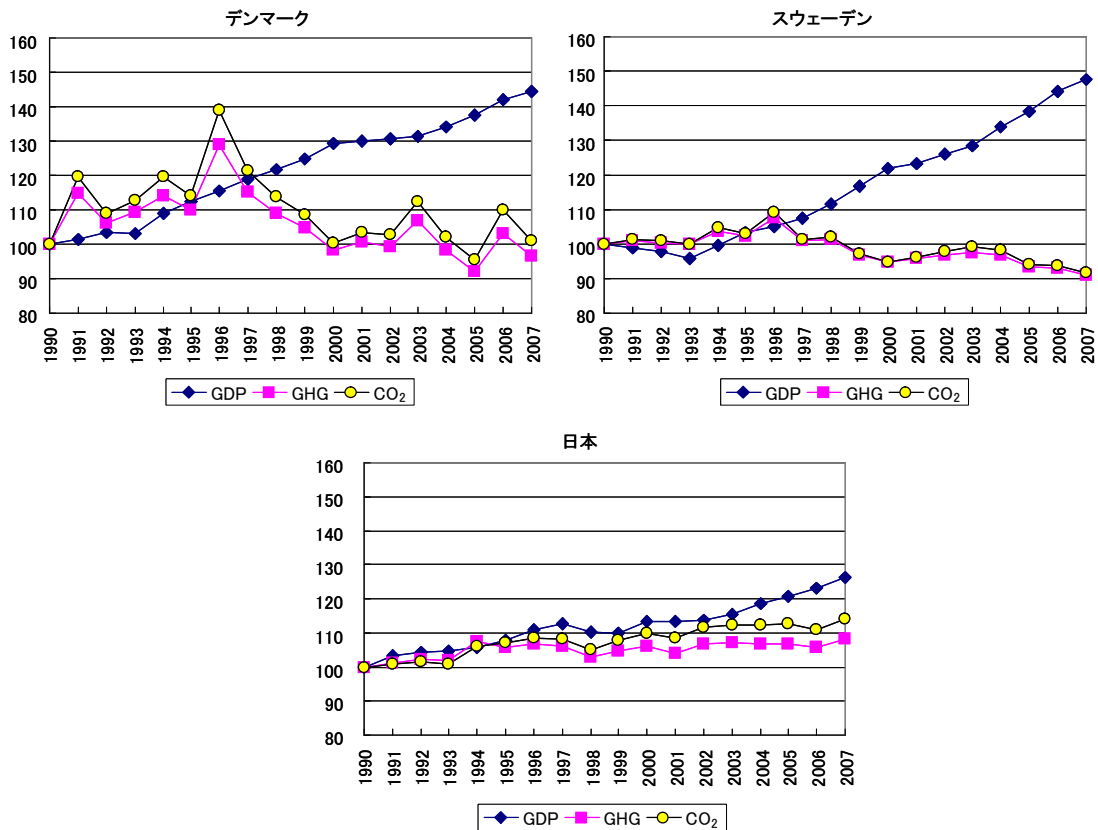


図 1-1 スウェーデン、デンマーク及び日本の経済成長と GHG・CO₂排出量の状況

注) 数値は 1990 年を 100 とした値

出典) GDP は OECD 統計より実質 GDP (購買力平価ベース) を、GHG 及び CO₂ 排出量は気候変動枠組条約 (INFC) 事務局でとりまとめられているデータより、それぞれ LULUCF (土地利用・土地利用変化及び林業) からの排出量を除くものを使用して、MRI 作成

しかし、日常の人々の活動や生活そのものである社会経済システムには、現状肯定型の大きな慣性が働くことも事実であり、変化によって不利益を受ける人々にも配慮した息の長い変革を着実かつ継続的に行っていくことが望まれる。

そこで、中長期的な社会経済システムの変革による低炭素社会の構築に向けて、現在の我が国における構造的な課題の所在を明らかにし、その課題に対処するための対策・施策とその強度や実施手順を時間軸に沿って整理したロードマップ (行程表) を策定し、国民がそのロードマップを共通認識とした上で、対策・施策を実施していくことが重要となる。

また、ロードマップを策定していく過程で、多様な主体が自らの案を公表し意見交換を行うための道具とすることで、社会の多様な意見やより優れた提案を反映していくことが可能となる。ロードマップの中で中長期的な対策・施策とその強度や実施手順について時間軸を示しつつ明らかにすることは、広く関係者相互の認識を共通化し、将来の予見可能性を高めつつ不確実性を引き下げ、企業の大規模な設備投資などの経営判断や人々のライフスタイルやビジネススタイルの変革を後押しするものとなる。

以上のことから、温室効果ガス排出量の削減による低炭素社会の構築に向けて、ロードマップは欠かすべからざる必須のものと言える。

1.5 海外における低炭素社会構築に向けたロードマップ策定の例

英国政府は、2009年7月に「英国の低炭素移行計画」(The UK's Low Carbon Transition Plan²)を公表した。同計画では、低炭素経済社会への変革に向けて、2020年までの対策・施策及び定量的目標を、電力・重工業・家庭・運輸及び農業部門等について網羅的かつ具体的に記載している。加えて、各々の目標に対して担当省庁を定めることで政府内部での責任を明確化して実効性を持たせている。

また、ドイツ政府も、2009年1月に「NEW THINKING – NEW ENERGY, Energy Policy Road Map」を公表した。同計画では、温室効果ガス排出量や再生可能エネルギーなどに関するドイツ政府としての中長期目標について、目標達成に向かってどのような経路を辿るのかを描写している。持続的なエネルギー供給のための10の方針を立て、それぞれについて今後なすべき事項及び2020年時点の姿等を描いている。

1.6 提言の位置付けと検討体制及び検討事項

低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化検討会（以下「本検討会」という。）では、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を行う。2009年12月より、地球温暖化対策に係る中長期ロードマップ全体検討会（以下「全体検討会」という。）が開催され、別途、日本全体のエネルギー需給両面からの検討が進んでおり、本検討会は、全体検討会のエネルギー供給WGとして位置づけられている。

本検討会に対して、全体検討会から付託された検討事項は下記のとおりであり、第2章以降で、現状の把握、問題の整理、対策・施策の定量的かつ具体的検討、雇用・新産業創出効果、副次的効果の検討を行った上で、エネルギー供給分野のロードマップを策定し、それを本検討会の提言とするものである。

<全体検討会から付託された検討事項>

○エネルギー供給分野のロードマップの精緻化

- ・ 全体検討会から提示された対策導入量（中期 [2020年]：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 日本技術モデルの結果、長期 [2050年]：温室効果ガス 2050年 80%削減のためのビジョン）を踏まえた対策・施策の検討（各対策・施策について、2020年まで及び2050年までの定量化を可能な限り実施）。
- ・ 各対策・施策の実施による雇用・新産業創出効果、副次的効果について掘り下げた検討。
- ・ 再生可能エネルギーの導入及びその他のエネルギーの低炭素化のための対策・施策について、詳細かつ具体的なロードマップの作成。

² 英国エネルギー・気候変動省 Web サイト

http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/publications/lc_trans_plan/lc_trans_plan.aspx

2. エネルギー供給の低炭素化方策についての検討方法

エネルギー供給を低炭素化する方策は、

- ①太陽光、風力などの再生可能エネルギー³の普及
- ②化石燃料利用の低炭素化
- ③原子力エネルギーの利用

に大別される。

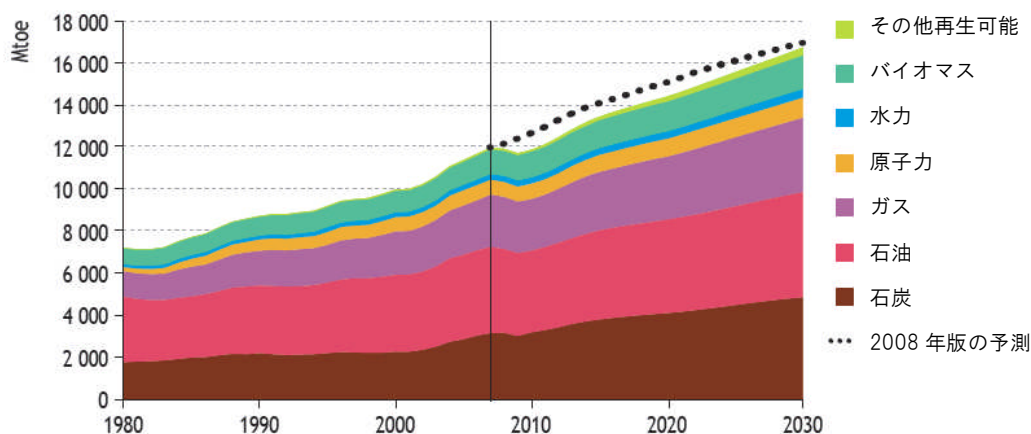
本章では、我が国や諸外国等での取組状況を踏まえ、これらの方策についての検討の優先順位付けについて検討した。

2.1 エネルギー供給の低炭素化の必要性

2.1.1 増大する世界のエネルギー需要と地球温暖化対策

世界のエネルギー需要は、中国・インドをはじめとする新興国の急速な経済成長を背景に、今後大幅に増加することが予想されている。気候変動抑制のためには、この増大するエネルギー需要を可能な限り低炭素なエネルギー源で供給する必要がある。

国際エネルギー機関（IEA）では、2030年のエネルギー需要は1990年の約2倍に達すると予測されている（図2-1）。内訳を見ると、特に中国・インドにおける石炭需要の伸びが大きく（図2-2）、その需要の抑制や、石炭に代替するエネルギー供給の確立がなされない場合には、温室効果ガス排出量の劇的な増加により地球温暖化の進行に深刻な影響を及ぼすことが懸念される。



*2008年末の世界経済危機の影響により、2010年にかけて一旦減少するが、その後また増加に転じる。

図 2-1 世界の1次エネルギー需要予測（Reference シナリオ）

出典) IEA “World Energy Outlook 2009”

³ 平成22年3月12日に閣議決定された地球温暖化対策基本法案に準拠し、本報告書では、「太陽光、風力、水力、地熱、太陽熱、バイオマスを利用したエネルギー」を「再生可能エネルギー」として定義。

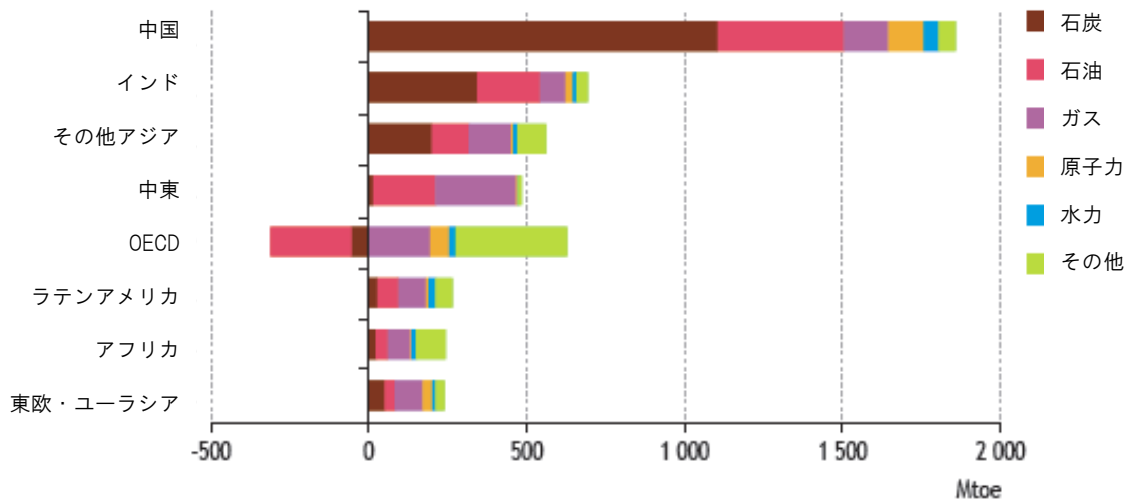


図 2-2 1次エネルギー需要の増加量とエネルギー源別内訳
出典) IEA “World Energy Outlook 2009”

IEA が発表した将来のエネルギー技術展望によれば、世界全体で温室効果ガス排出量の大幅削減を進めるためには、再生可能エネルギーの普及、火力発電における効率改善や燃料転換、CO₂ 回収貯留 (CCS) や原子力発電の導入といった供給側の対策が、需要側における燃料転換や省エネルギー対策と同様に重要である (図 2-3)。これらの対策オプションを総動員し、これまで人類が経験したことがない速度で対策を実施する必要があると分析されている (図 2-4)。

また、2009 年 8 月に環境省が発表した「温室効果ガス 2050 年 80%削減のためのビジョン」の分析においても、我が国で 2050 年までに現状から 80%の温室効果ガス排出量を削減するために、再生可能エネルギー、原子力発電、CCS を伴う火力発電のすべてを最大限実現していくことが必要であると見込まれている (図 2-5)。

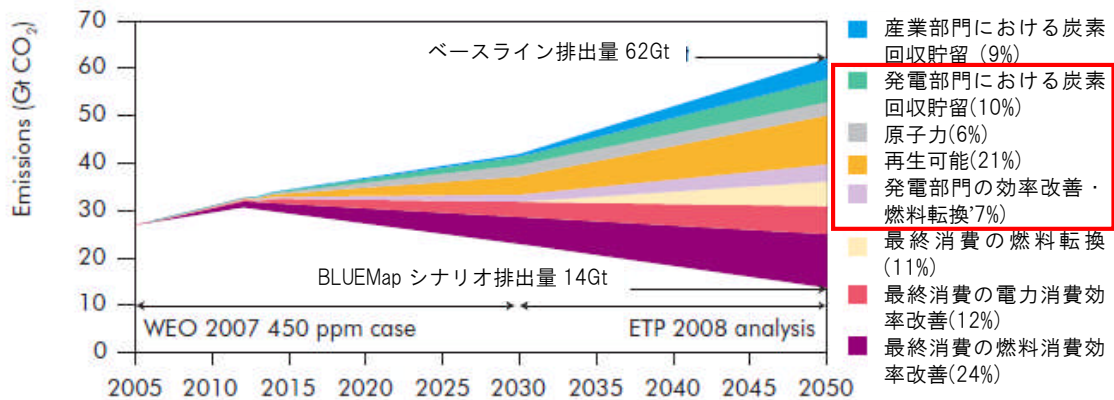


図 2-3 IEA のエネルギー技術展望の BLUE Map シナリオ (2050 年に世界の温室効果ガス排出量を現状比半減の場合)

出典) IEA “Energy Technology Perspectives 2008: Scenarios and Strategies to 2050”, 2008

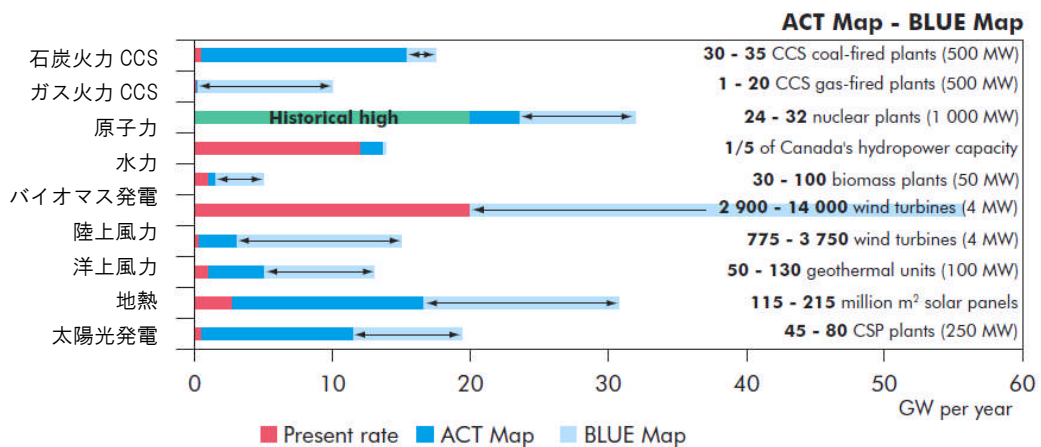


図 2-4 IEA による世界の発電部門において必要な技術導入速度の分析

注) 下記 3 種類の導入速度を比較している。

- ・現状の導入速度 (原子力のみ過去最大速度)
- ・ETP の ACT Map シナリオ (既存技術・開発が進展している技術を導入する) での導入速度 (2005 年-2050 年平均)
- ・ETP の BLUE Map シナリオ (2050 年に世界の GHG 排出量を現状比半減する) での導入速度 (2005 年-2050 年平均)

出典) IEA “Energy Technology Perspectives 2008: Scenarios and Strategies to 2050,” 2008

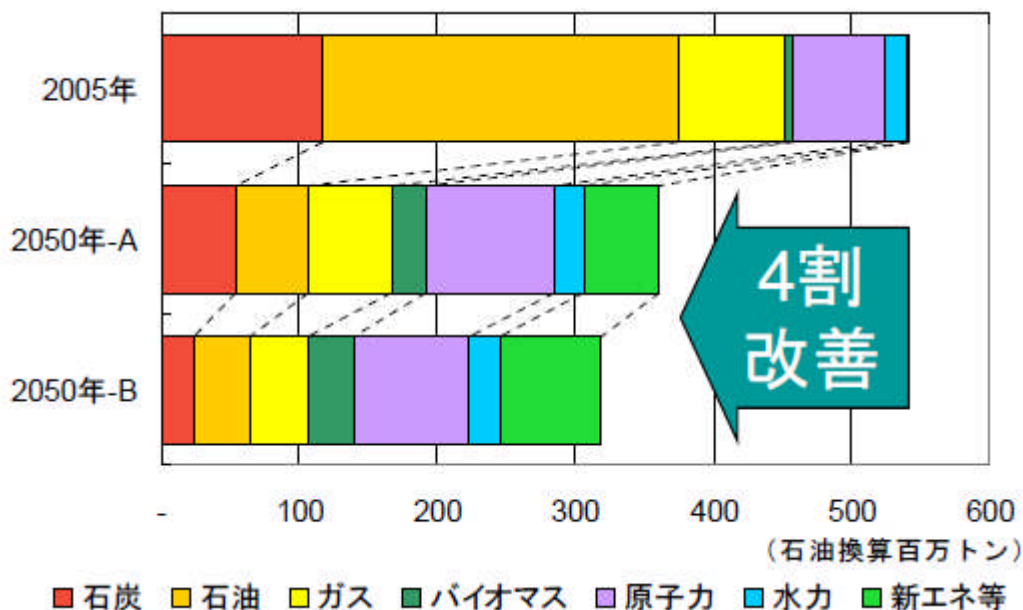


図 2-5 国立環境研究所による一次エネルギー供給の内訳 (国内)

注) シナリオ A: 経済発展・技術志向。原子力、炭素隔離貯留 (CCS) や水素など大規模なエネルギー技術が受け入れられやすい。

シナリオ B: 地域重視・自然志向シナリオ。太陽光や風力、バイオマスなど比較的規模の小さい分散的なエネルギー技術が受け入れられやすい。

出典) 環境省「温室効果ガス 2050 年 80%削減のためのビジョン」2009 年 8 月

2.1.2 資源制約とエネルギー安全保障

世界のエネルギー需要が増加する中、枯渇性資源である化石燃料の可採埋蔵量、可採年数の減少が大きな懸念事項となっている。特に近年は石炭の可採年数の減少が顕著で、ここ 10 年弱で約 2 分の 1 に減少している。石油、天然ガスについては可採埋蔵量及び可採年数ともに横ばいで推移しているものの、今後の大幅なエネルギー需要の増大が見込まれる (図 2-6)。

このような状況に対し、日本国内では天然ガスと石炭がわずかに生産されているものの、化石燃料のほとんどを海外からの輸入に依存しており⁴、エネルギー供給面で他国に比べても大きなリスクを抱えている (図 2-7)。オイルショック以降進められてきた石油代替政策により、エネルギー源の多様化は進んだものの、エネルギー自給率は 4%⁵と先進国の中で最低水準に位置している。

このような中で、国産エネルギーである再生可能エネルギーの依存度を高めることによって、エネルギー供給を低炭素化することは、我が国のエネルギー安全保障にも寄与できるものである。

⁴ 電力中央研究所「BP 統計 2009 に拠る世界のエネルギー情勢」(2010 年 1 月)

⁵ 経済産業省「エネルギー白書 2009」(2009 年、)

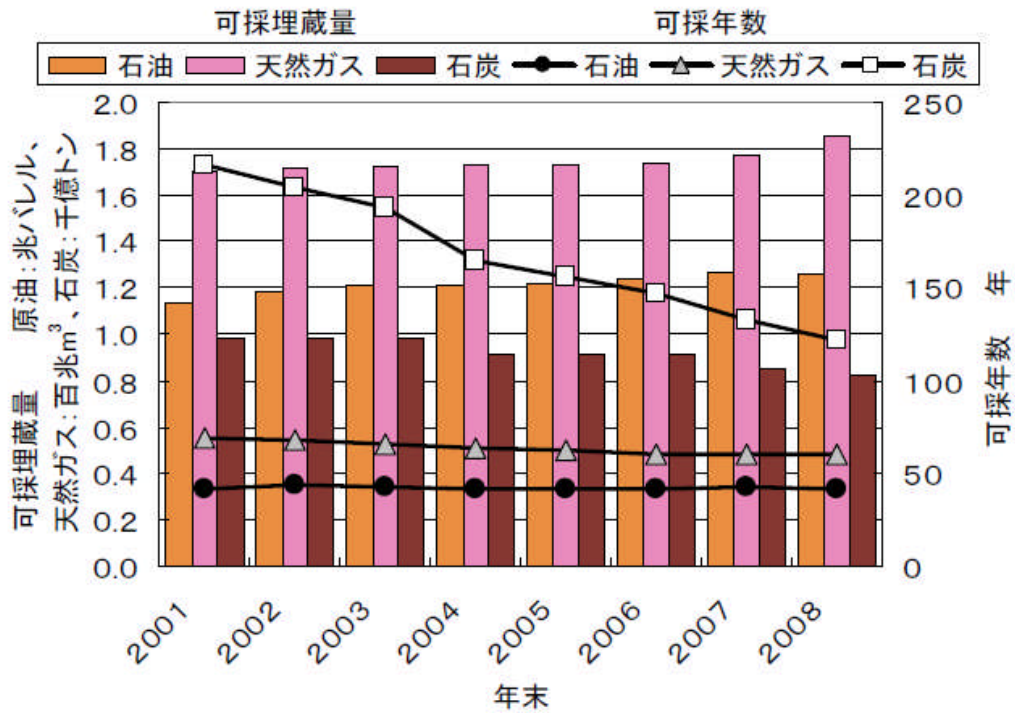


図 2-6 化石燃料の確認可採埋蔵量と可採年数の推移
 出典) 電力中央研究所「BP 統計 2009 に拠る世界のエネルギー情勢」(2010年1月),

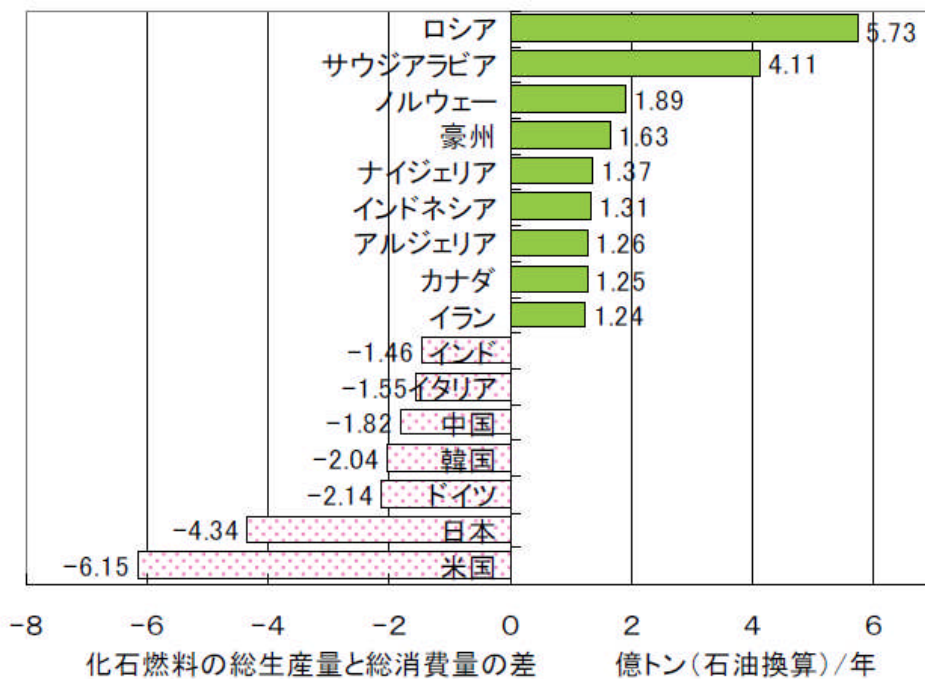


図 2-7 化石燃料総生産量と総消費量の差 (2008年)
 出典) 電力中央研究所「BP 統計 2009 に拠る世界のエネルギー情勢」(2010年1月)

2.2 エネルギー供給の低炭素化方策に対する我が国の取組状況

2.2.1 再生可能エネルギーの普及

我が国は、再生可能エネルギー関連技術分野において、現時点では世界トップレベルの技術力を有する技術資源国である。例えば、太陽電池技術について、世界の重要特許の半数以上を我が国の出願が占めている（図 2-8）など、諸外国に対する技術的優位性を保有している。また、我が国は化石燃料資源には恵まれていないものの、再生可能エネルギーについては太陽光（熱）、地熱など豊富な導入ポテンシャルが存在し、そのポテンシャルを顕在化させることができる技術力を有している。

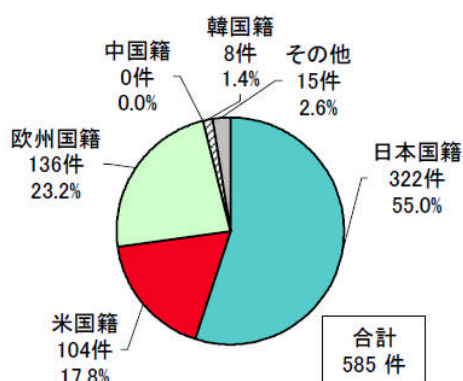


図 2-8 国別の特許出願数（太陽電池）

※太陽電池は 2000 年～2006 年の間に、日本・米国・欧州のいずれにも出願された重要特許（三極コア特許）の出願人国籍を集計したもの。

出典）特許庁「平成 20 年度特許出願技術動向調査報告書 太陽電池」（2009 年 4 月）

しかし、要素技術力では優れているものの、現状では、普及は停滞しており（図 2-9）、関連産業の育成は進んでいない。2000 年代前半には世界一の単年度導入量（発電容量ベース）を誇っていた太陽光発電についても、2008 年の単年度導入量（発電容量ベース）は第 6 位にまで落ち込んでいる（図 2-10）。風力発電についても 2008 年までの累積導入量（発電容量ベース）は 13 位と低迷し（図 2-11）、地熱についても世界第 3 位の資源量を有しながら 1999 年以降の新規導入がない状態となっている（図 2-12）。太陽熱についても、世界で右肩上がりの導入が続く中、我が国では徐々に単年度導入量も累積導入量も減少している（図 2-13）。また、リチウム電池については、2000 年時点で 9 割強を占めていた日本企業の世界市場シェアも、2008 年時点で約 5 割に低下している⁶。

⁶ 「日本の産業を巡る現状と課題」（2010 年 2 月，経済産業省 産業構造審議会 第 1 回産業競争力部会 資料）

一次エネルギー総供給に占める
再生可能エネルギーのシェア

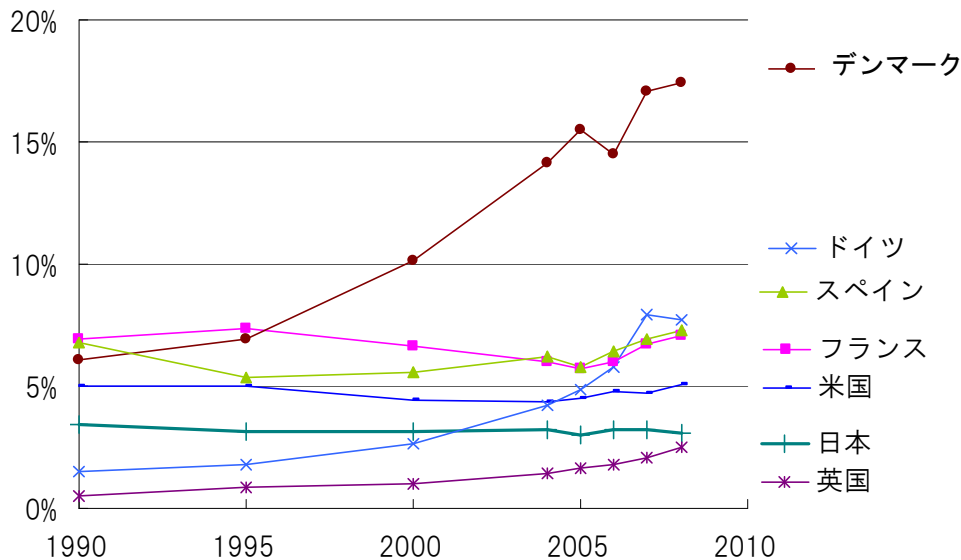


図 2-9 先進主要国における一次エネルギー総供給に占める再生可能エネルギーのシェア

注：大規模水力発電を含む。

出典) IEA “Renewables Information 2009”より MRI 作成

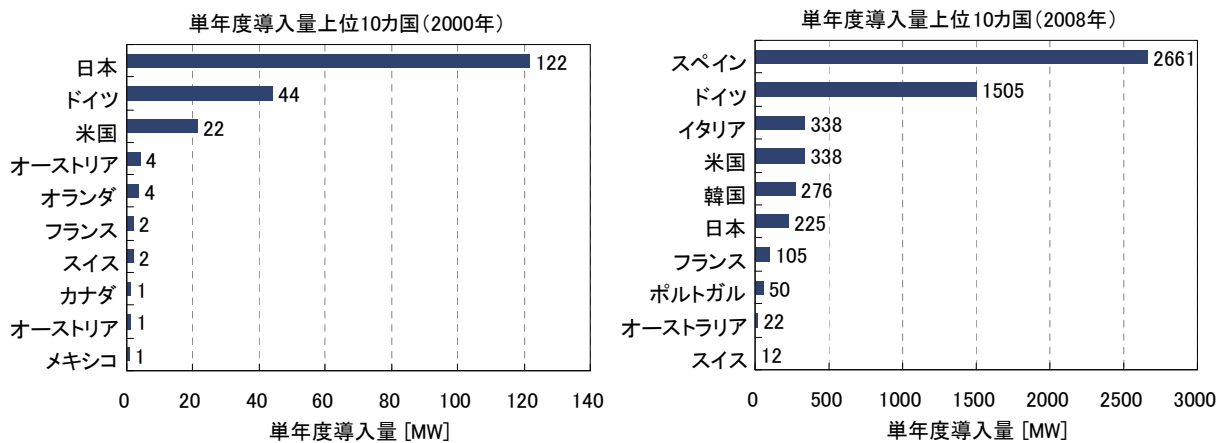


図 2-10 太陽光発電単年度導入量上位 10 カ国 (左：2000 年 右：2008 年)

出典) IEA PVPS “TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2008” より MRI 作成

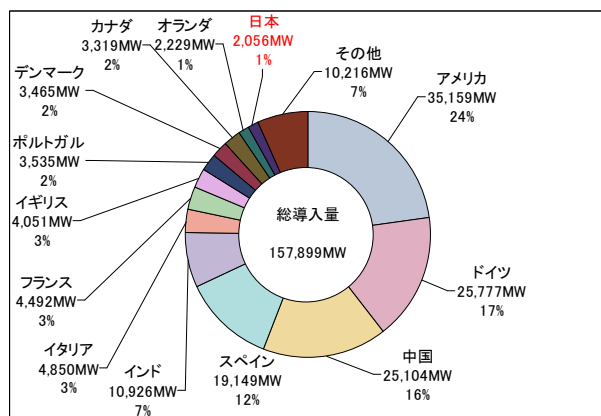


図 2-11 風力発電単年度導入量 (2009 年)

出典) GWEC “GLOBAL WIND 2009 REPORT”より MRI 作成

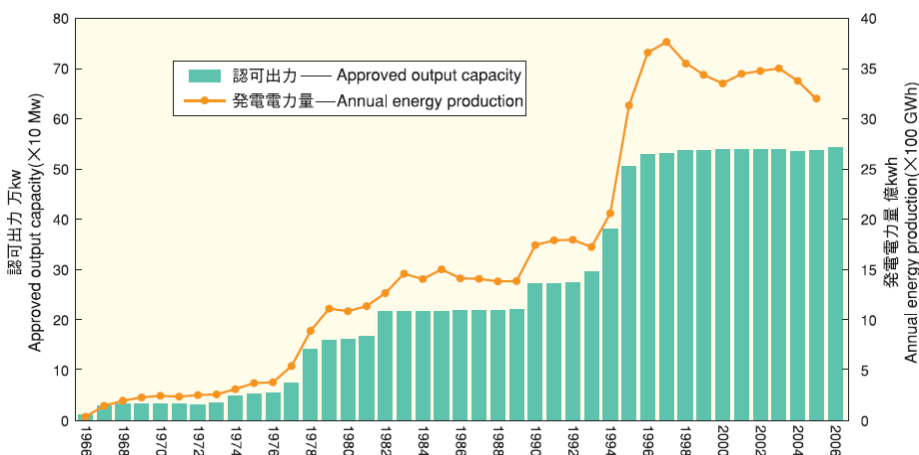


図 2-12 我が国における地熱発電の認可出力と発電電力量の推移

出典：NEDO 「地熱開発の現状」 2008,

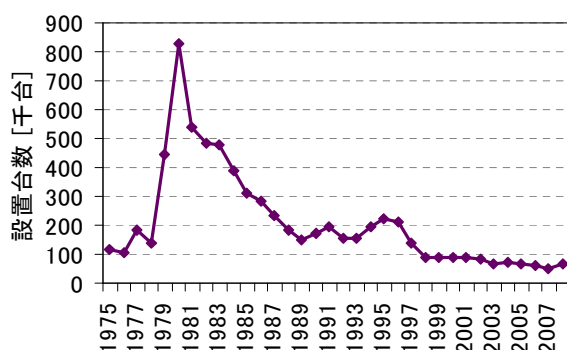


図 2-13 我が国の太陽熱利用機器

新規設置台数の推移

出典：ソーラーシステム振興協会データより MRI 作成

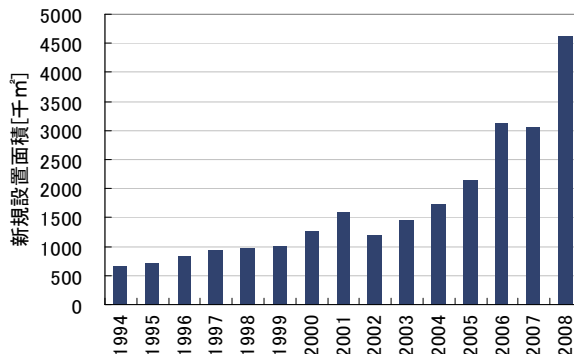


図 2-14 EU における太陽熱集熱器

新規設置面積の推移

出典：“SOLAR THERMAL BAROMETER 2009” (EUROSERV’ ER)

2.2.2 化石燃料利用の低炭素化

我が国は、クリーンコールテクノロジー（CCT）など化石燃料利用の低炭素化に係る技術分野においても、現時点では世界トップレベルの技術力を有する技術資源国である。例えば石炭火力発電効率は世界最高水準であり、これを米国・中国・インドに適用した場合には我が国の CO₂ 排出量に相当する削減効果があるという試算もある（図 2-15）。石炭火力発電のさらなる低炭素化技術として、石炭ガス化複合発電（IGCC）の実用化へ向けた取組や、CCS の研究開発が進められており、また、CO₂ 排出原単位の小さい天然ガスへの燃料転換なども進められている。

ただし、近年、原子力発電の稼働率低迷などにより石炭火力発電による発電電力量が増加しており、我が国の CO₂ 排出量を押し上げる大きな要因の一つとなっている。

我が国のベスト・プラクティスを米・中・印に適用した場合の効果

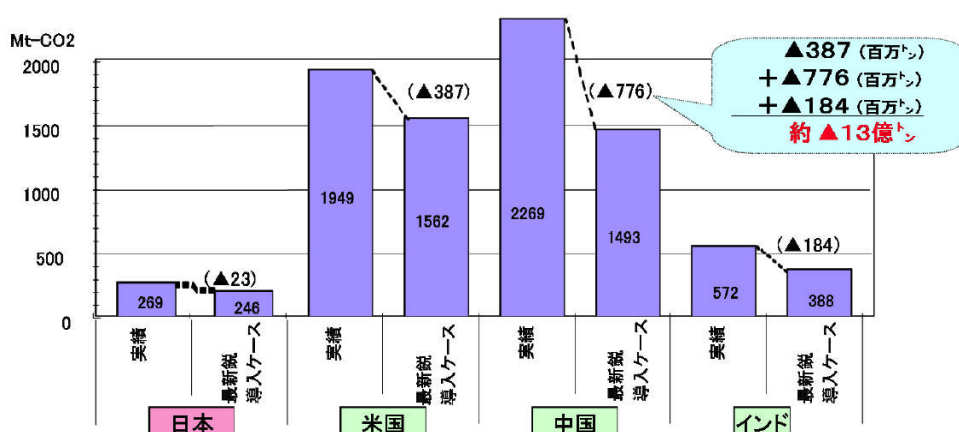


図 2-15 我が国の石炭高効率利用技術による CO₂ 削減効果

※各国の実績に日本のベスト・プラクティス（商業中発電所の最高効率）を適用した場合。

出典）総合資源エネルギー調査会クリーンコール部会「我が国クリーンコール政策の新たな展開 2009」（2009年6月）

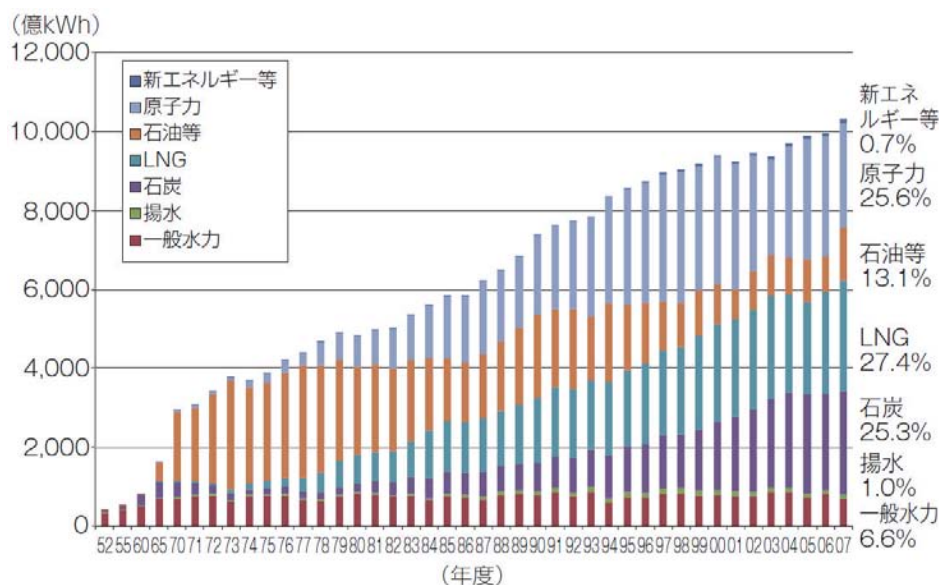
2.2.3 原子力エネルギーの利用

我が国は、原子力に係る技術分野においても、現時点では世界トップレベルの技術力を有する技術資源国である。世界の原子炉メーカーが、（1）東芝、米ゼネラル・エレクトリック社、（2）日立、三菱重工、（3）仏アレバ社の三極構造となっているなか、いずれのグループにも日本企業が入っていることから、原子炉メーカーにおける日本企業の確固たるポジションがうかがえる⁷。これは欧州や米国で原子力発電導入が停滞していた時期にも原子力開発を着実に進めてきた結果であり、「総合的なプラント製造・建設能力及び運転管理能力」に強みを有していると評価されている⁸。

⁷ 独立行政法人科学技術振興機構 研究開発戦略センター「環境技術 科学技術・研究開発の国際比較 2009年版」2009年5月

⁸ 総合資源エネルギー調査会電気事業分科会原子力部会「国際戦略検討小委員会報告」2009年6月

原子力発電は、現状で我が国の発電電力量の約3割を占めている。近年は稼働率の低迷が課題となっており、諸外国が80～90%の稼働率を維持しているのに対し、我が国における設備利用率は、80%台後半の発電所もある一方、トラブルや自然災害等の影響もあって、全体としては、2008年度で約60%にとどまっている。



※1971年度までは9電力会社計

図 2-16 発電電力量の推移（一般電気事業用）

出典) 資源エネルギー庁「エネルギー白書 2009」

2.3 諸外国におけるエネルギー供給の低炭素化の取組状況

2.3.1 国際機関

(1) 国際再生可能エネルギー機関（IRENA）

IRENAは、再生可能エネルギー（太陽光利用、風力、バイオマス、地熱、水力、海洋利用等）の普及を目的として新たに設立が予定されている国際機関であり、2009年1月にドイツのボンで設立文書への署名式典が開催され、2010年2月時点でIRENA憲章への署名国は142か国及び欧州連合（EU）となっている。IRENA憲章は、25番目の批准書が寄託された日の後30日目の日に効力を生ずるが、2010年2月時点における締約国は11か国となっている。主な活動として、再生可能エネルギー利用の分析、把握及び体系化、政策上の助言の提供、途上国の能力開発支援等が予定されている。

(2) 国際エネルギー機関（IEA）

IEAは、World Energy Outlook 2009において再生可能エネルギー導入予測量を前年版より一部上方修正している。また、Energy Technology PerspectiveのBLUE Mapシナリオ（2050年に世界の温室効果ガス排出量を現状比半減の場合）において、再生可能エネルギー、CCS、原子力による温室効果ガス削減寄与分をそれぞれ21%、19%、6%と試算し

ており、気候変動対策における再生可能エネルギー、CCS、原子力の重要性を主張している（図 2-3）。

（3）気候変動に関する政府間パネル(IPCC)

IPCCでは、2011年2月に再生可能エネルギーと気候変動対策に関する特別報告書⁹、2014年9月に第5次評価報告書の発行を予定している。

2.3.2 諸外国

（1）再生可能エネルギーの普及¹⁰

EUでは再生可能エネルギー導入が急拡大している。再生可能電力の普及は固定価格買取制度（Feed-in Tariff (FIT)）に拠るところが大きい（図 2-17）。ドイツ及びスペインでは同制度により太陽光発電の導入が爆発的に増加し、2008年までの累積導入量はそれぞれ世界第1位及び第2位となるに至っている。その他、再生可能エネルギーの導入義務を課す施策として、ソーラーオブリゲーション（新築・改修建築物における太陽熱利用や太陽光発電の義務化制度）がスペイン等で効果を発揮している。

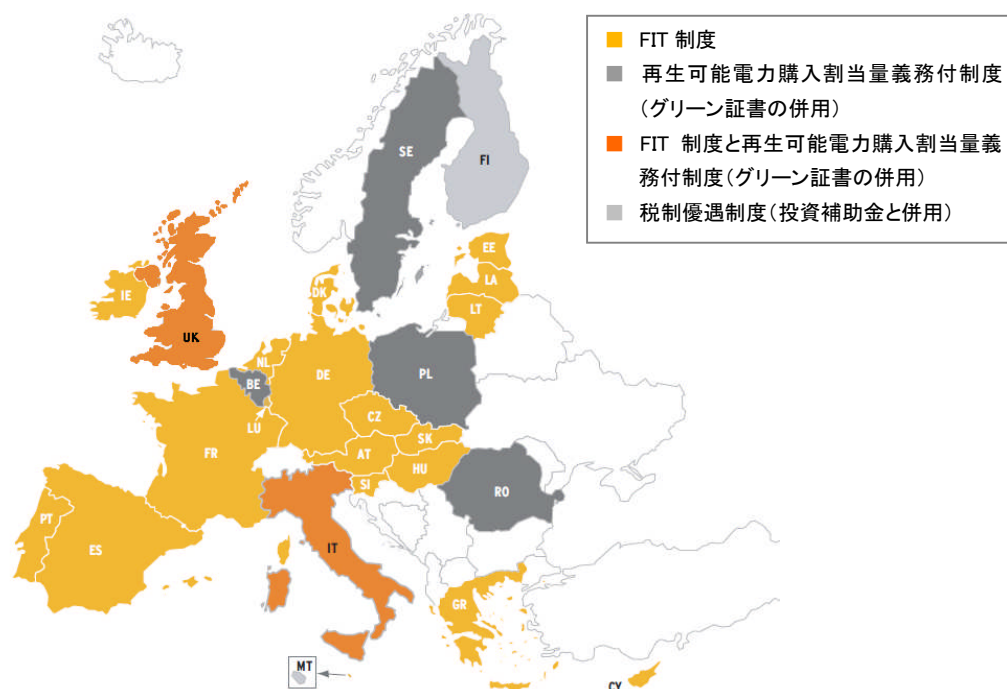


図 2-17 欧州における再生可能エネルギー支援施策

出典) BMU “RENEWABLE ENERGY SOURCES IN FIGURES” 2009 より MRI 作成

⁹ “Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation”

¹⁰ 各国の再生可能エネルギーの導入状況等のデータを参考資料に示す。

また、EU は、再生可能エネルギーの利用を推進するため、2001 年に再生可能電力推進に関する欧州指令（2001/77/EC）、2003 年にバイオ燃料促進に関する欧州指令（2003/30/EC）を採択し、加盟各国に対して具体的な数値目標を規定した。

上記 EU 指令では、加盟国は活動進捗について年次報告書の提出が義務付けられているが、目標の達成度にばらつきがあり、加盟国の足並みはそろっていない。このばらつきを是正し、EU 全体で再生可能エネルギー利用率を改善するためには、上記二つの指令のもとで敷かれた基盤では不十分であるという認識に至った¹¹。

このような問題意識から、EU は 2009 年 4 月 23 日に再生可能エネルギー新指令（2009/28/EC）を採択した。本指令には、再生可能電力推進に関する欧州指令（2001/77/EC）及びバイオ燃料促進に関する欧州指令（2003/30/EC）の修正内容が盛り込まれており、再生可能エネルギーに関しては、2020 年までに EU 全体のエネルギー消費量の 20%を再生可能エネルギーで賄う目標を掲げ、国別に法的拘束力のある目標値を設定している。

本指令の第 24 条において、共有情報の透明性強化と加盟国間における協働促進の目的から、欧州委員会に対して各国が一連の再生可能エネルギー関連文書を掲載・公表するために設置されたオンライン情報基盤が“Transparency Platform”である。

Transparency Platform では、規定により定められた文書が掲載される。その中で注目されるのが、再生可能エネルギーの予測導入量に関する報告書 (forecast document) である。この文書では、2020 年までに 20%の目標達成に向けた各国の導入ロードマップ、及び加盟各国間の目標達成余剰分の取引¹²の必要性について示されている。例として、ドイツの導入ロードマップを表 2-1 に示す。

表 2-1 ドイツの forecast document（一部）

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
a) total gross final energy consumption, [ktoe/a]	224,638	227,218	225,054	222,890	220,726	218,562	216,398	213,747	211,096	208,444	205,793	203,142
b) gross final energy consumption from renewable energies, [ktoe/a]	12,981	23,254	24,385	25,513	26,644	27,775	28,939	30,199	32,643	33,889	35,134	37,953
c) share of renewable energies, [%]	5.8	10.2	10.8	11.4	12.1	12.7	13.4	14.1	15.5	16.3	17.1	18.7

出典) “Forecast by the Federal Republic of Germany on the use of flexible cooperation mechanisms for achieving national targets pursuant to Article 4 (3) of Directive 2009/28/EC” (Dec. 2009)

¹¹ COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES(2009): The Renewable Energy Progress Report

¹² EU 指令により設定された 2020 年の国別目標値について、再生可能エネルギーの導入量が目標値を上回る国から目標達成が困難な国に対し、目標値からの余剰分を移譲することが認められている。

現在提出されている各国の forecast document から、2020 年の目標達成状況について、以下のように見込まれている。

- 少なくとも 10 カ国が 2020 年の国別目標値を超過し、余剰分（約 5.5Mtoe¹³）が発生する。
- 5 カ国が 2020 年の国別目標値を達成できず、他国から余剰分（約 2Mtoe）を調達する必要がある。EU 全体で 2020 年には 20.3%（指令による目標を 0.3%超過）を達成する。

表 2-2 加盟各国の目標達成見込み

	2020 年目標値	2020 年達成見込み
オーストリア	34%	34%達成
ベルギー	13%	不足（13%に対し 12.3%）
ブルガリア	16%	超過（16%に対し 18.7%）
キプロス	13%	13%
チェコ	13%	13%
デンマーク	30%	不足（30%に対し 28%）
フィンランド	38%	38%
フランス	23%	23%
エストニア	25%	超過（25%に対し 25.1%）
ドイツ	18%	超過（18%に対し 18.7%）
ギリシャ	18%	超過（18%に対し 20%）
ハンガリー	13%	13%
アイルランド	16%	16%
イタリア	17%	不足（17%に対し 16%）
ラトビア	40%	40%
リトアニア	23%	超過（23%に対し 23.3%）
ルクセンブルク	11%	不足（11%に対し 5~10%）
マルタ	10%	不足（10%に対し 9.2%）
オランダ	14%	14%
ポーランド	15%	超過（15%に対し 15.5%）
ポルトガル	31%	超過（数値は試算せず）
ルーマニア	24%	24%
スロベニア	25%	25%
スロバキア	14%	超過（14%に対し 15.2%）
スペイン	20%	超過（20%に対し 22.7%）
スウェーデン	49%	超過（49%に対し 50.2%）
英国	15%	15%
EU 全体	20%	超過（20%に対し 20.3%）

青：他国の余剰分を調達する見込みの国

緑：他国に余剰分を提供する見込みの国

白：他国との余剰分取引をしない見込みの国

出典）“SUMMARY OF THE MEMBER STATE FORECAST DOCUMENTS”

また、Transparency Platform では、今後主に以下の文書について掲載が予定されている。

- 加盟各国の行動計画（national action plan）（提出期限：2010 年 6 月 30 日）

¹³ 石油換算 100 万トンのエネルギー量

- 加盟各国間の目標達成余剰分の取引（statistical transfer）と共同プロジェクトの提案及び要求とその詳細
- 加盟各国の進捗報告書（初回提出期限：2011年12月）
- 欧州委員会の進捗報告書（初回提出期限：2012年12月）

また、米国においては、風力発電及び地熱発電の利用量が世界第1位である。2008年末の世界経済危機を受け、現オバマ政権により再生可能エネルギー産業の発展が重要な雇用創出手段としても位置付けられた。これにより、再生可能エネルギーへの投資・発電に関する税控除制度が延長され、特に風力発電の導入が拡大すると見られている。また、各州でも再生可能エネルギー普及への支援施策が実施されている（図 2-18）。

発展途上国においても、風力発電は中国やインド、地熱利用はフィリピンやインドネシア、太陽熱利用は中国やトルコなど、自国が保有する再生可能エネルギー資源を活用した普及拡大が進んでいる。

また、現在世界各国で実施されているスマートグリッド関連プロジェクト（図 2-19）、100%再生可能エネルギーを利用した都市の建設を目指すアブダビのマスタープラン（マスターシティの建設）（図 2-20）など、海外諸国で先進的な取組や積極的な投資が進められている。

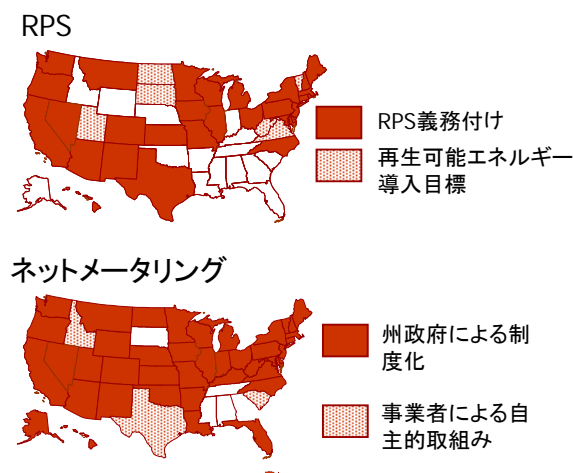
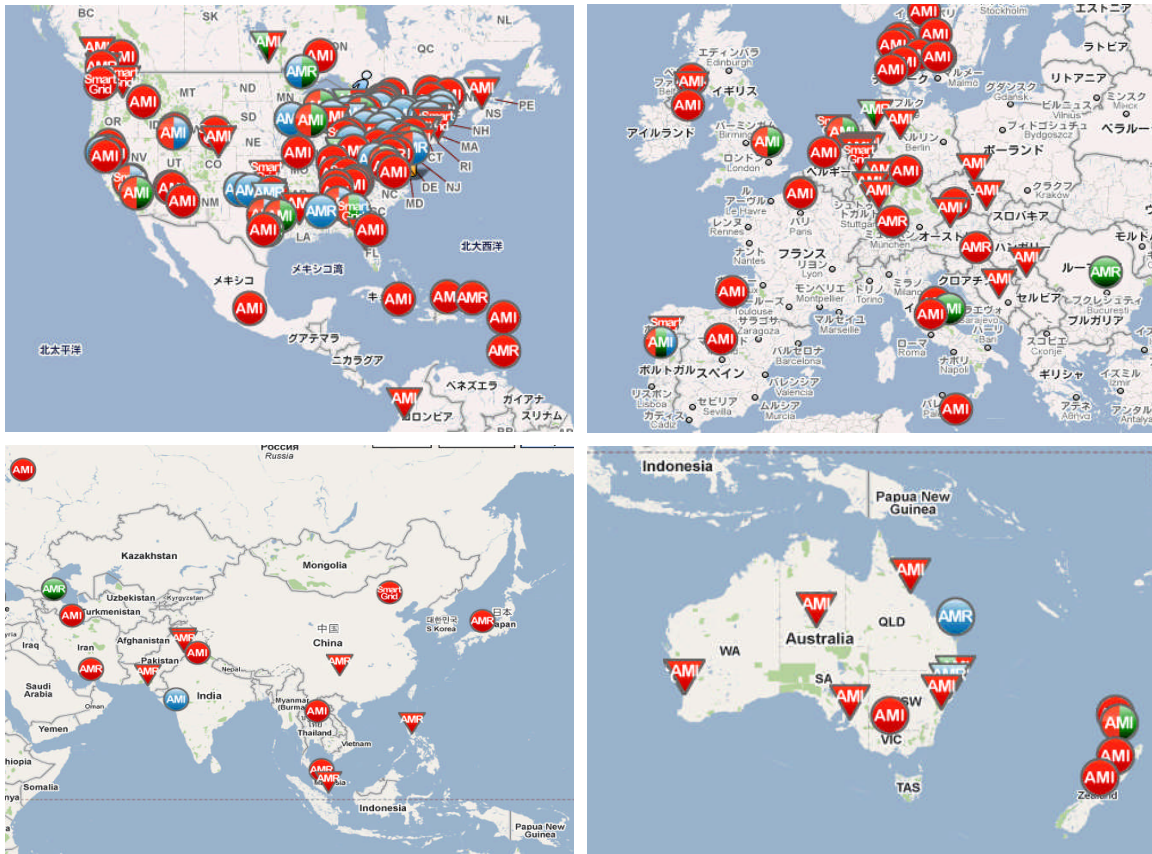


図 2-18 米国州政府による再生可能エネルギー支援施策（2010年1月時点）
出典）Database of State Incentives for Renewable Energy（<http://www.dsireusa.org/>）



(左上：北米 右上：欧州 左下：アジア・中東 右下：オセアニア)

※ 図中の各種プロットはスマートグリッド関連プロジェクトが実施されている場所を示す。
 ▽：試験事業 (pilot project)、○：事業 (project) 赤：電気、緑：ガス、青：水
 AMR=Automated Meter Reading、AMI=Advanced Metering Infrastructure

図 2-19 スマートグリッド関連プロジェクト

出典) Google 社 Smart Metering Projects Map



図 2-20 マスダールシティイメージ図

出典) アブダビ未来エネルギー公社ホームページ (<http://www.masdaruae.com/en/home/index.aspx>)

（２）化石燃料利用の低炭素化

化石燃料発電の低炭素化に向けて、欧州（特にドイツ、英国）、米国、オーストラリア等では、CCS や石炭ガス化複合発電（IGCC）等の技術開発に取り組んでいる。欧州、米国、中国、インドなどでは、火力発電に占める石炭火力の比率が大きいことから、その中でも CCS の重要性は高まっている。EU では新設石炭火力発電所に対し、CCS-ready（CCS 設備設置のためのスペース等を確保すること）を義務化するなど、石炭火力発電の CO₂ 排出削減に向けて規制強化の気運が高まっている。

また、燃料利用の低炭素化の取組も行われている。韓国では、ガス幹線パイプラインが国内全域で整備されており、近年では天然ガスを低炭素エネルギーと位置づけ、関連法令や助成制度を整備して更なる利用拡大を目指している。また、ドイツはコージェネレーション（CHP）の普及を推進しており、CHP 法において、全発電電力量に占める CHP の割合を 2020 年までに 25%（現在の約 2 倍）にする目標を掲げている。

（３）原子力エネルギーの利用

地球温暖化対策に加え、エネルギー需要拡大への対応、エネルギー安定供給の確保のためのエネルギー源として、現在、世界的に原子力発電の利用が拡大傾向にある。

米国では、過去 30 年間国内における発電所新設は行われていなかったが、オバマ大統領はクリーンエネルギーの一つとして原子力発電を推進する方針を明示している。

欧州では、原子力政策に関しては、再生可能エネルギー政策のような統一の方針は示されていないが、2008 年頃から英国等のように、原子力発電に否定的であった国が新設を認める方向へ方針転換した例もある。

また、中東や東南アジア諸国等発展途上国における導入計画も進展している。例えば、中国やインドにおいては、増加を続ける電力需要を賄うための重要な電源として積極的に開発されている。

2.4 本検討会における検討の優先順位付けの考え方

以上のように我が国は、エネルギー供給の低炭素化のための①再生可能エネルギーの普及、②化石燃料利用の低炭素化、③原子力エネルギーの利用の3方策すべてに関し、現時点では世界トップレベルの技術力を持つという強みを有している。これらの方策を実施することは、エネルギー自給率を向上させるとともに、その技術力を強化して世界全体としての低炭素化社会の形成に貢献していくことを可能とする。それは、世界における我が国の地位を向上させるとともに、エネルギー安全保障の強化にもつながる。

しかしながら諸外国においても、政府の支援や企業の戦略的なプランの下に当該分野の技術開発や率先導入が急速に進められており、日本企業の世界市場におけるシェアの縮小、競争力の低下が危惧されている。我が国でもこれらの方策に対し、自国での普及拡大や技術力強化、発展途上国を含めた海外展開等を戦略的に図っていく必要がある。

本検討会では、エネルギー供給の低炭素化に関する3方策に関して表 2-3 のとおり整理を行い、下記のように検討の優先順位を付けてそのロードマップを検討した。

第1に検討を優先する方策は、再生可能エネルギーの普及である。再生可能エネルギーは、発電量当たりの温室効果ガス排出量が極めて少ないことはもとより、化石燃料が削減されエネルギー自給率が向上する点、持続的である点、地域の主体や住民が自らエネルギー供給者となり得る点、新産業や国内雇用創出の効果があると見込まれる点、途上国への適用可能性、率先導入がもたらす将来の価格低下等の観点から、国内で優先的にその普及を進めることが望ましいと考えられるため、本検討会では、まずはその普及を検討することとした。

第2に検討を優先する方策は、化石燃料利用の低炭素化である。優先順位の第一に選択した再生可能エネルギーには、太陽光（熱）又は風力等の供給量の短期調整が困難なものが多いため、需給の変動に追随するためのエネルギー供給手段が必要である。原子力発電は、そのプラントの特性にもとづく経済運用の観点から、需給の変動に追随することは困難である。この観点から、再生可能エネルギーの次に化石燃料利用の低炭素化を検討した。

第3に検討を優先する方策として、安全の確保を大前提とした原子力エネルギーの利用についての検討を行った。

表 2-3 2050 年までの低炭素社会構築に向けて我が国で優先すべき検討の観点

	再生可能エネルギーの普及	化石燃料利用の低炭素化	原子力エネルギーの利用
現時点での利用状況	一次エネルギー供給の5%程度	一次エネルギー供給の83%程度	一次エネルギー供給の12%程度
エネルギーの自給	豊富な供給源があり、可能	メタンハイドレートが考えられるものの現時点では困難	核燃料リサイクルが考えられるものの現時点では困難
利用の永続性	太陽光（熱）又は地熱等によるものであり永続的	枯渇性資源であり、永続的ではない	現時点では枯渇性資源であり、永続的ではない
地域の主体や住民が自らエネルギー供給者となること	可能	困難	困難
途上国への適用可能性	後発開発途上国を含め適用可能性が高い	新興国を中心に適用可能性が高い	新興国を中心に適用可能性が高い
現在の価格	安価なものもあるが比較的高価	再生可能エネルギーよりは安価で、原子力と同程度の価格傾向	現時点では比較的安価
将来の価格	将来的な技術開発等により価格の低下が見込まれる	将来の需要が増加するため高騰が見込まれる	新興国での需要増から価格上昇の可能性はある
需給バランスへの対応性	出力が変動し調整できないものが多く、適切な需給調整手段が追加的に必要	化石燃料の貯蔵、柔軟な出力調整により対応可能	定格運転を行うことが望ましく、その場合、適切な需給調整手段が追加的に必要

2.4.1 再生可能エネルギーの普及

再生可能エネルギーについては、需要側の利用形態に着目し、再生可能電力、再生可能熱利用、再生可能燃料という3つに分類し検討を行った。

再生可能エネルギーは、将来的には化石燃料に対して十分な価格競争力を有することが見込まれるが、国内に存在するエネルギー源をエネルギーに変換し、利用可能とするための技術が現時点では比較的高価であることから、短期的には、費用負担は増加すると考えられる。このため、その技術自体の研究開発と、技術レベルや普及状況に応じた適切な施

策による導入支援が必要となる。

また、現在の法規・慣習やエネルギー供給インフラを含めた社会資本は従来の化石燃料の供給を前提としたものであることから、再生可能エネルギーの普及段階に応じて、適宜その見直しを図っていくことが必要となる。

以上より、再生可能エネルギーの段階的な普及に向けて、対策及び施策の定量的かつ具体的検討、雇用・新産業創出効果、副次的効果の検討を重点的に行った上で、ロードマップの作成を行った。

2.4.2 化石燃料利用の低炭素化

再生可能エネルギーは基本的にそのエネルギー源が太陽光（熱）や地熱等に依存し、毎時などの短期的あるいは年間などの長期的に柔軟に出力や供給量を増加させることは困難である。このため、再生可能エネルギーを補完するための対応策として、また、再生可能エネルギーの普及が見通しどおりに進まなかった場合や、原子力発電の設備利用率が低下した場合の対応策として化石燃料の利用を想定した。その上で、化石燃料の利用のあり方について、低炭素化を図るため、より一層の高効率化、CO₂ 排出原単位の小さい燃料への転換、CCS の利用といった方策等についての検討を行い、ロードマップの作成を行った。

2.4.3 原子力エネルギーの利用

原子力エネルギーの利用については、現時点で原子力発電の稼働率が低迷していること、2010 年以降に運転開始から 40 年を超える施設が順次増加していくことを踏まえ、ロードマップの作成を行った。

3. 再生可能エネルギーの導入見込量とその達成方策

3.1 評価の方法

3.1.1 再生可能エネルギーの導入見込量とそのため必要な施策の評価

本章では、地球温暖化対策基本法案に記載されている再生可能エネルギーの種類ごとに（１）現状、（２）導入ポテンシャル、（３）2020年を対象とした導入見込量の評価とそのため必要な施策、（４）導入目標達成に向けて必要な配慮事項、（５）中長期的な（2030、2050年の）導入目標を取りまとめた。

具体的には、以下の手順により検討を行った。

①技術の概要や導入状況などの基本的な情報、②導入ポテンシャルの推定、③導入ポテンシャルと導入コストとの関係、④2020年を対象とした導入見込量とそのため必要な施策の評価、⑤導入目標の設定、⑥そのほかの事項について、整理を行った。

全体検討会で提示された AIM 日本技術モデルの導入目標をベースとしつつ、再生可能エネルギーの導入をどの程度見込めるかという「導入見込量（④）」と、当該導入見込量を実現するために必要となる「経済的支援施策（④）」の内容を同時に整理し、これらの経済的支援施策の施策としての一般的な合理性等を考慮したうえで、「導入目標（⑤）」を設定した。

その詳細な手順は、以下のとおり。ただし、再生可能エネルギーの種類によって習熟効果（大量生産によるコスト低減効果）等に違いがあり、以下の説明はその共通する基本的な内容である。

①技術の概要や導入状況などの基本的な情報

技術概要、我が国における導入実績、現状の支援策などを整理した。

②導入ポテンシャルの推定

再生可能エネルギーは、物理的には、膨大かつ永続的に存在するものであることから、極めて大きな導入の可能性がある。本検討においては、2009年度に環境省において別途実施した「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」（以下「ポテンシャル調査」という。）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。

当該ポテンシャル調査においては、理論的に推計することができるエネルギー資源量であって、種々の制約要因（土地用途、利用技術など）を考慮しないもの、例えば太陽光については建築物や低・未利用地などに物理的に設置可能な潜在量を合計した量を「賦存量」と定義している。また、エネルギーの採取・利用に関して種々の制約要因を考慮したものであって、制約要因についてシナリオを設定した上で推計した利用可能なエネルギー資源量を「導入ポテンシャル」と定義しており、本検討においてもこれらの定義に従うこととした。

③導入ポテンシャルと導入コストとの関係

②にあるように、エネルギーの採取・利用に関して種々の制約要因を考慮して推計した利用可能なエネルギー資源量を導入ポテンシャルとするものであるが、その導入コストについては、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。

この導入コストは、各再生可能エネルギーの導入にあたり十分なレベルまで内部収益率（IRR）を引き上げるため及び投資回収年数を引き下げるために必要となる経済的支援施策の内容・規模を決定付けることから、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。

④2020年を対象とした導入見込量とそのために必要な施策の評価

②・③にあるように、支援や規制（導入義務付け）などを限度なく行えば導入ポテンシャルまで導入することができるが、一方で、必要となる温室効果ガスの排出削減量を合理的な導入コストで実現するという観点等から、必要となる導入量がどの程度かを見込む必要がある。そこで、②の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。

この導入見込量を導入目標として設定することの妥当性について評価するためには、導入見込量を達成するために必要となる経済的支援策等が、施策としての合理性を有しているかを確認する必要がある。例えば、固定価格買取制度を導入し、内部収益率（IRR）を引き上げて導入を促進する場合、買取総額が増加して支援費用が増えることによって、導入費用に比較して支援費用が過大になり、適切な水準を上回る可能性がある。逆に、導入見込量を達成するために必要となる経済的支援策等が、現行の施策や関連事業者の取組の内容等も考慮してより手厚くできると評価される場合には、その導入見込量以上の導入目標を設定することも可能となる。

このため、③で得られた「導入ポテンシャルと導入コストとの関係」のデータを用いながら、経済的支援策の内容（支援レベル、支援対象範囲、条件等）を整理し、経済的支援策を実施した場合に必要な支援総額の試算を行いながら、導入見込量とそのために必要な施策の内容・規模等を同時に検討した。

⑤導入目標の設定

④の検討の結果示された、導入見込量達成のために必要な施策の内容・規模等について、施策としての合理性を有しているかを、現行の施策等を参照しつつ検討した。その上で、これを適正な範囲内に収めつつ、かつできる限り導入インセンティブが働く水準に経済的支援策等の内容を設定した場合に見込まれる導入量を、導入目標とした。

なお、2020年の導入目標としては、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)の3つのケースを想定した。

⑥その他の事項の整理

- ・導入目標達成に向けて必要な配慮事項
経済面以外で、導入目標達成に向けて必要な配慮事項を整理した。
- ・中長期的な(2030、2050年の)導入目標
導入ポテンシャル等を踏まえて、中長期的な2030年と2050年の導入目標を設定した。

3.1.2 再生可能エネルギーの導入見込量とそのために必要な施策の評価(④の詳細)

(1) 評価の手順の概要

設定された導入見込量を実現するために、どのような経済的施策が必要となるのかを、以下の手順により評価した。経済的支援策の強度の指標としては、太陽光発電及び太陽熱利用以外の再生可能エネルギーにおいては事業者の投資判断指標のIRRを用い、太陽光発電及び太陽熱利用においては、主に一般家庭における導入を想定しているため、投資回収年数を指標として用いた。

<太陽光発電及び太陽熱利用以外の再生可能エネルギー>

○ステップ1. 限界導入費用の試算

導入見込量における限界導入費用(導入見込量限界まで導入された場合に、単位導入量当たりの導入費用が最も高くなる地点のその導入費用)を求める。

○ステップ2. IRRが一定水準で確保される経済的支援策の検討

導入見込量を実現するために、限界導入費用がかかる地点で導入する場合であっても、事業の投資判断に用いられるIRRが一定水準確保される経済的支援策を検討する。

経済的支援策としては、海外の動向及び地球温暖化対策基本法案の内容を踏まえ、再生可能電力については導入が有力視される固定価格買取制度、再生可能熱については類似の施策としてグリーン熱証書の買取を想定した。

したがって、IRRが一定水準確保される経済的支援策の検討とは、具体的には、IRRが一定水準確保される買取価格を導出したことを意味する。

その際、必要に応じて、導入見込量や買取価格を変化させ、他の施策の併用などを想定しつつ、できる限り複数の導入シナリオを検討し、導入見込量や買取価格等を評価した。買取価格の評価に当たっては、陸上風力発電については、風車のコストダウンによる一定程度発電単価の低減を見込んだ。

＜太陽光発電及び太陽熱利用＞

太陽光発電及び太陽熱利用については、地点によって導入費用の差が大きくないため、導入することが経済的に合理的かどうかの判断は、基本的に全国で均一になされると言える。また、太陽光及び太陽熱の導入は主に一般家庭における導入を想定しているため、経済的に合理的かどうかの判断は、投資回収年数を判断基準になされるものとした。

したがって、投資判断基準である投資回収年数を設定すればそこから導入量を算出することができ、同時にそのために必要となる買取価格の水準と支援費用の総額も算出できる。

そこで、需要家の投資を誘発する投資回収年数の異なる複数の施策シナリオを想定し、これによって得られる導入量と、そのレベルまで投資回収年数を引き下げるために必要な買取価格を試算することによって、あらかじめ想定した導入見込量及びその達成に必要な経済的支援策の水準（その他の再生可能エネルギーと同様に、買取価格の水準）を評価することとした。施策シナリオについては、具体的には、家庭や民間企業において一般に太陽光パネルの性能が保障される10年間で投資回収が可能になるシナリオを基本としつつ、ポテンシャル調査やAIM日本技術モデルの想定値、機器の耐用年数等を踏まえ、複数の経済的支援施策のシナリオを設定した。

なお、太陽光発電及び太陽熱利用の導入見込量の試算においては、毎年導入が進むと習熟効果により導入単価が低減し、それによりさらに必要となる支援の単価も年々減少するという好循環が成立することを考慮した。

（2）経済的支援策に係る IRR・投資回収年数の水準の設定

再生可能エネルギーの種類ごとに、事業者や需要家における導入の判断基準となる IRR・投資回収年数の水準は、表 3-1 のとおりに設定した。

表 3-1 再生可能エネルギーの種類ごとの IRR・投資回収年数の設定

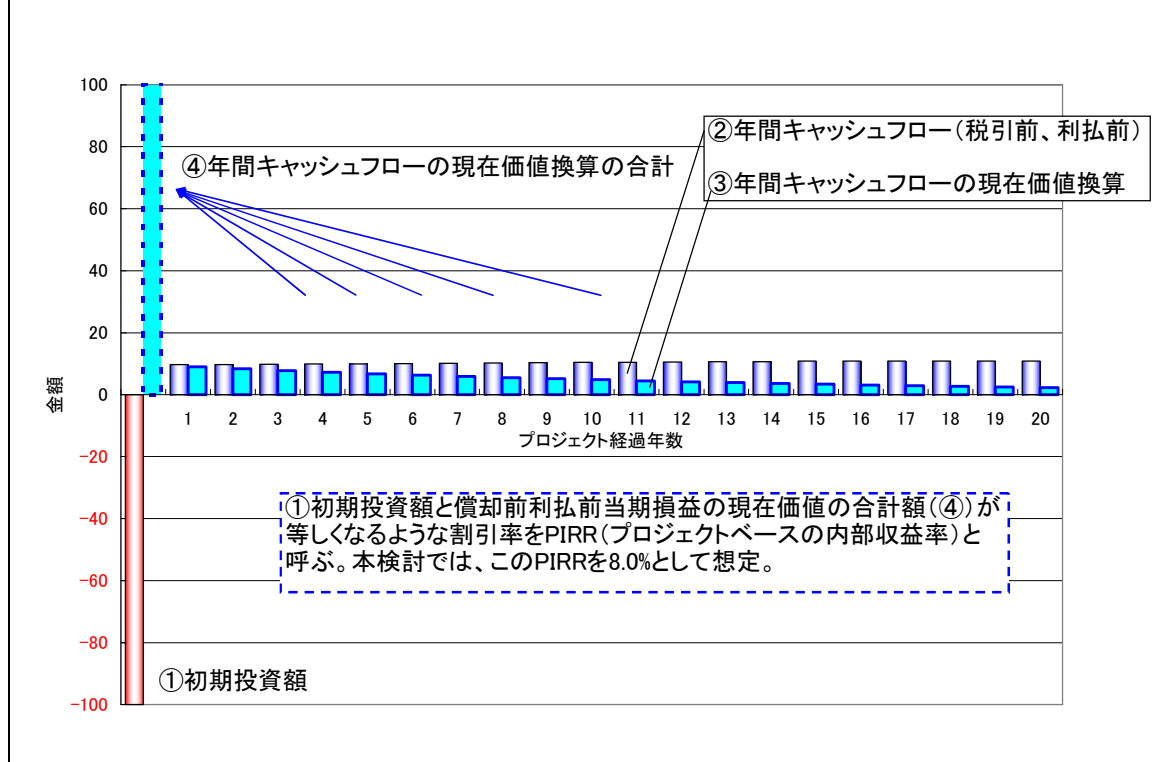
太陽光発電	投資の条件として、投資回収年数 10 年を想定 加えて、ポテンシャル調査や AIM 日本技術モデルの導入量を踏まえ、投資回収年数 10 年としたときの導入量に追加して導入するシナリオを設定
風力発電	投資の条件として、IRR 8%を想定
中小水力発電	投資の条件として、IRR 8%を想定 買取価格を上下させて複数の導入シナリオを想定
地熱発電	投資の条件として、IRR 8%を想定 温泉発電を含めるシナリオを想定
太陽熱利用	投資の条件として、投資回収年数 10 年及び投資回収年数 15 年のシナリオを想定
バイオマス発電・熱利用・燃料	投資の条件として、IRR 8%を想定

【参考】投資判断の基準としてのIRR¹⁴=8.0%の考え方

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）¹⁵で10%程度というものが目安として示されている。¹⁶

例えば、風力発電導入案件を想定して「DSCR¹⁷:1.3、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。



¹⁴ 初期投資額と償却前利払前当期損益（売電収入とメンテナンス費や人件費等の支出を考慮した年間キャッシュフロー）の現在価値の合計額が等しくなるような割引率。資金調達方法による影響を受けずに、事業への投資（資本金及び借入金を含む）に対する投資効率を表す。

¹⁵ 資本金と元利返済後の当期損益の現在価値の合計とが等しくなるような割引率。本事業への投資（資本金）に対する投資効率を表す。

¹⁶ 「国土交通省所管事業を対象としたVFM（バリュー・フォー・マネー）簡易シミュレーション」（平成15年12月、国土交通省）

¹⁷ （各年度の元利返済前のキャッシュフロー）を（当該年度の元利金支払額）で割った値。事業キャッシュフローの元利返済に対する余裕度を見る指標であり、金融機関から見た事業の安全性を表す。

(3) 経済的支援策に係る買取価格以外の条件

経済的支援策として採用した再生可能エネルギーの買取制度の買取価格を算出するに当たって前提となる制度設計の条件（買取価格以外の条件）としては、買取期間が20年の全量固定価格買取制度を想定した。なお、ここでは既存設置分も同価格で買い取るものと想定した。

- ・ 固定価格買取制度：
 - 買取期間は一律20年間とする。
 - 買取対象範囲は全量とする。
- ・ 評価期間は一律20年間とする。

(4) 必要となる買取価格の算出

このように、買取期間が20年の全量固定価格買取制度を実施したとして、事業の採算性を考慮して20年間の税引前IRR（以下、単に「IRR」という。）が8%以上（太陽光発電と太陽熱にあつては、投資回収年数10年）となる買取価格を定量化した。

定量化に当たっては、異なる再生可能エネルギー種の間で、可能な限り前提条件を共通化した。具体的には、次のとおり。

- ・ メンテナンスコスト：再生可能エネルギー種ごとに、一定の根拠に基づき想定。
- ・ 人件費：再生可能エネルギー種ごとに、一定の根拠に基づき想定。
- ・ 減価償却費：定額償却¹⁸と想定。
- ・ 借入条件：借入期間15年間、金利4%と想定。
- ・ 返済方法：元金均等と想定。
- ・ 租税公課：(実質建設費-累積減価償却額) × 税率（固定資産税1.4%）と想定。
- ・ 一般管理費：再生可能エネルギー種ごとに、一定の根拠に基づき想定。
- ・ 法人税：実効税率として40.87%を想定。

※これらの算定要素と限界導入費用とを用いて、IRRが8%になるような買取価格を算出した。

なお、太陽光発電及び太陽熱利用については、導入が進むと習熟効果が働き、単価が低減し、それによりさらに導入が進むというサイクルが成立することを導入見込量の試算において反映させた。すなわち、1年ごとに習熟効果を試算し、それを翌年の導入見込量の試算に反映させた。また、陸上風力発電についても風車の価格低下により、一定程度発電単価の低減を見込んでいる。

¹⁸ 償却方法は、減価償却資産の種類ごとに選定することになっており、償却方法の選定の届出が必要。届出がない場合には、法定の償却方法で計算することになっており、法定の償却方法は一般的には定額法となっている。

(5) 必要となる支援費用の算出

前述の前提条件の下で、導入促進に適切な買取価格により導入見込量まで買取を行った場合に係る費用（以下「支援費用」という。）については、以下のように定義し試算を行った。

$$\text{支援費用} = (\text{買取価格} - \text{回避可能原価}) \times \text{発電電力量}$$

※ 対策費用（ベースラインからの社会的費用の増分）は、(再エネ発電原価－回避可能原価) × 発電電力量となるが、これについては算出していない。

<補足：回避可能原価について>

ここでいう回避可能原価とは、例えば再生可能エネルギーによる発電電力量が増加したことで、電力会社側で費用の発生を回避させることができる原価である。

具体的には、非化石電源（原子力及び水力）は、再生可能エネルギーの導入量に依存せず一定の電力量を供給すると考えると、電力会社が回避させることができる原価としては、火力発電の燃料費単価が該当する。

地熱発電のようにベース電源としての機能を持つ場合は、火力発電の発電単価（建設費等を含む）そのものを回避可能原価とみなすこともできるが、今回は2020年までに火力発電の新規立地まで回避するものとは考えず、再生可能エネルギーの種類によらず火力発電の燃料費単価を回避可能原価とする。

なお、ここで買取価格から回避可能原価を控除する場合、この支援費用と便益を比較するに当たっては、便益項目としての化石燃料調達費用節約は支援費用の側で回避可能原価として考慮済みであるため、便益に計上しないこととする。

※別途行った便益評価の入力値となる新規需要額は、設備投資額（イニシャルコスト）の積算額であり、支援費用とは異なる点に留意する必要がある。

3.2 再生可能エネルギー別の評価

3.2.1 太陽光発電

(1) 太陽光発電の現状

①太陽光発電技術の概要

太陽光発電は、光起電力効果を利用した太陽光発電セルにより、太陽光エネルギーを直接電力に変換する発電方式である。

現在の発電コストは50円/kWh程度と高額であるが、量産効果によるコスト低下の余地が大きいとともに、アモルファス系・薄膜シリコン系、化合物系、量子ナノ構造等の新材料系などの素材が研究開発されており、技術進歩による発電コストの低下も期待できる技術である。

例えば、独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）は、2020年の発電コスト目標を14円/kWh、2030年のコスト目標を7円/kWhと設定している。また、2009年4月10日に「経済危機対策」に関する政府・与党会議、経済対策閣僚会議合同会議でまとめられた経済危機対策では、「既存施策とも併せた技術革新・需要拡大により、3～5年間で半額程度の価格に低減」として、2012～2014年には25円/kWh程度にすることを具体的目標として掲げている。（図3-1）

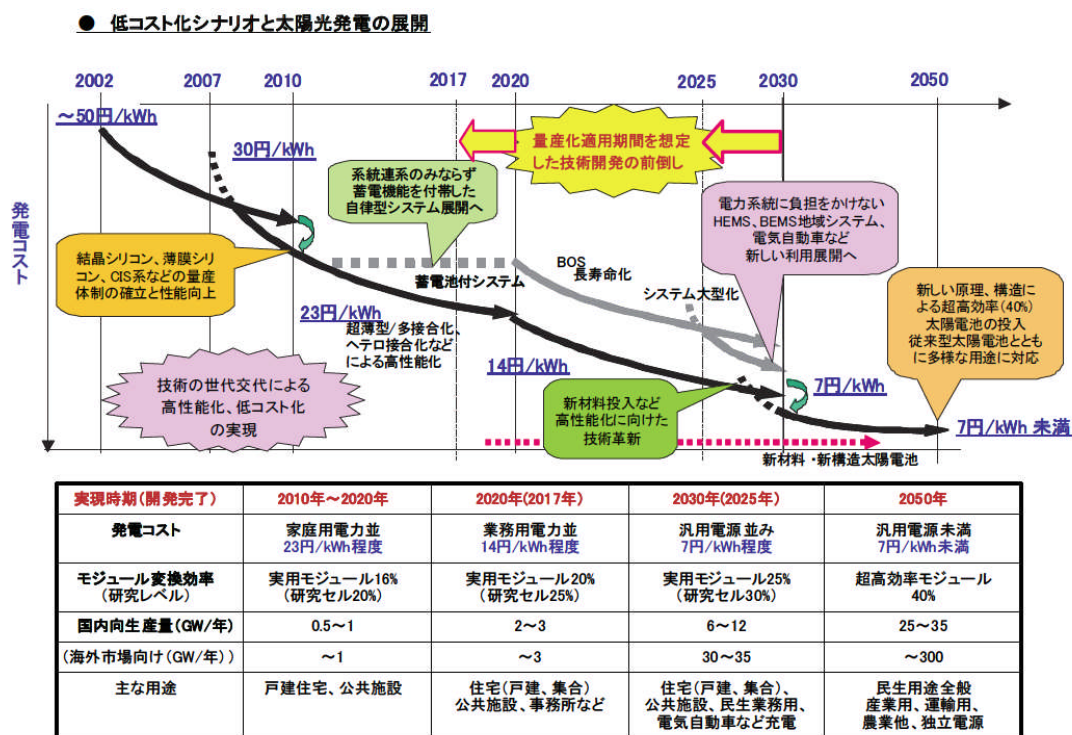


図3-1 NEDOのPV2030+における2020年・2030年のコスト目標

出典) NEDO「2030年に向けた太陽光発電ロードマップ(PV2030)に関する見直し検討委員会」報告書(PV2030+)

②太陽光発電の普及の現状

太陽光発電は1990年代後半から住宅向けを中心に導入が伸びていたが、2005年度で補助金支給制度を打ち切ったことにより新規導入量(フロー)は2005年で頭打ちになった。

なお、後述のとおり、住宅用太陽光発電の補助金制度の復活と2009年11月1日からの太陽光発電の余剰電力買取制度により、新規導入量(フロー)は再び増加している。2009年度の補助金対象件数は2010年2月までに約12万件(平均3.8kW/件)であり、これは約45万kWの新規導入に対応する(図3-2)。

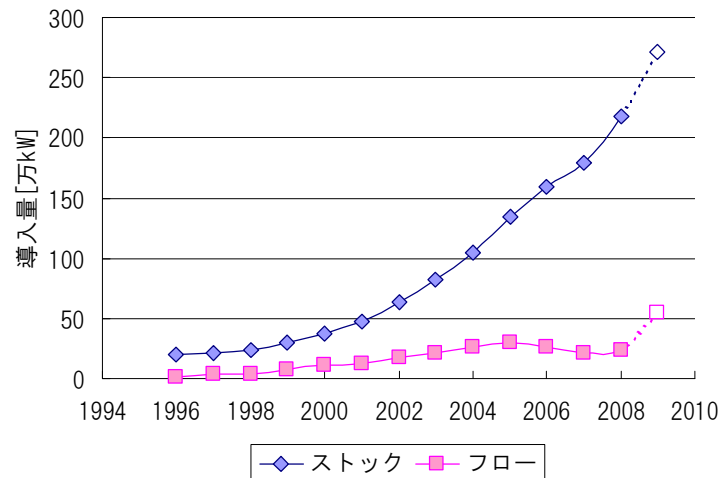


図 3-2 太陽光発電導入量の推移

注：2009年は3四半期までの新規導入に4/3を乗じた仮の値。

出典) JPEA、新エネルギー財団資料等より推計。

太陽光発電システム価格（太陽電池モジュール価格に加え、付属機器（パワーコンディショナ等）費・設置工事費を含む）は、1997年にはkWあたり100万円を超えていたが、導入の進展に伴って2009年当初時点で新築は53.9万円、既築は64.3万円¹⁹（加重平均は60.1万円）まで低下した。2006年、2007年には価格が上昇しているが、補助金制度の打ち切りによる新規導入量の減少が影響していたものと考えられる（図 3-3）。

¹⁹ 総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会（第35回）配付資料、2009年5月25日

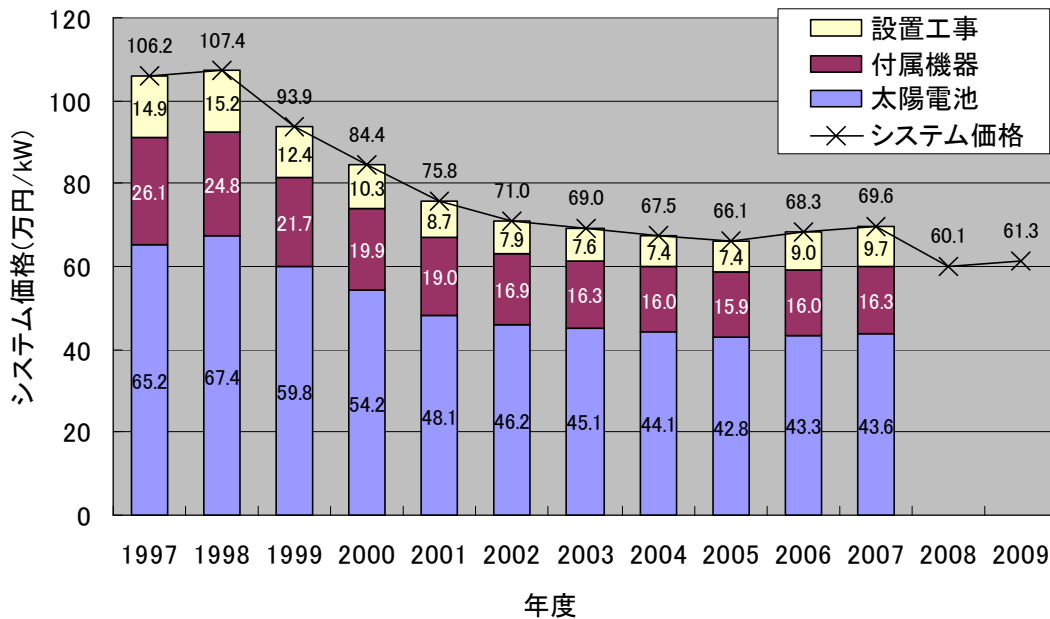


図 3-3 住宅用太陽光発電システム価格の推移

出典) 2007年度まで実績は新エネルギー財団「平成19年度 住宅用太陽光発電システム価格及び発電電力量等について」(2008年5月)、2008年度以降実績は太陽光発電協会太陽光発電普及拡大センター「住宅用太陽光発電補助金交付決定件数」(2010年1月)より。ただし2008年度は2009年1月～3月のみ、2009年度は4月～12月のみ。

③太陽光発電導入促進のための経済的支援

現在、住宅用太陽光発電の導入に対しては、導入費用の補助と余剰電力の買取制度が実施されている(表3-2)。現在の制度は、戸建住宅について、相対的に有利な制度となっているが、発電した電力を余剰分に限らず自家消費分も含めた全量を買取る制度とするか否かについて議論が行われている。一方、集合住宅や非住宅については、一定の支援は以前から実施されているものの、集合住宅や非住宅に対する支援や導入インセンティブは弱く、その拡充に向けた議論も現時点では活発とは言えない。

地方公共団体でも低利融資制度や導入補助金上乗せなど、独自の支援制度を実施している。

また、太陽光発電はRPS法の対象となっている。この場合、電力会社がRPS法の義務を履行するために、販売単価に新エネルギー分の価値に相当する新エネルギー等電気相当量を上乗せした価格で買い取ることになる。なお、平成23年度から平成26年度の間は、太陽光発電による電力量を2倍としてカウントする措置が導入されている。

表 3-2 太陽光発電導入促進のための主な経済的支援

期間	制度・実施者	概要
2007年度～ (類似制度は以前からあり)	新エネルギー等導入加速化支援対策費補助金	事業者による先進的な新エネルギー等利用設備(太陽光発電設備を含む)の導入に対し、事業費の3分の1～2分の1を補助する制度。事業者による集合住宅への導入も対象。2009年度の交付実績では、新エネルギー等全体660件のうち太陽光発電が8割以上を占めた。
2008年度～	住宅用太陽光発電導入支援対策補助事業	住宅用発電設置者に対し、7万円/kWの補助を行う。なお、モジュール変換効率が一定以上、一定の品質・性能・サポート体制の確保、システム価格が70万円/kW以下であることが要件である。2009年1月～12月間で、約5.1万件の住宅に対し補助金交付が決定された。
2009年11月～	太陽光発電の新たな買取制度	太陽光発電(大規模を除く)の余剰電力を10年間電力事業者が買い取る制度。コストは電力料金に上乗せされる(2020年頃に太陽光発電の導入量を20倍程度にするとした場合、標準家庭において月額数十円～100円程度の負担となると試算)。2009年度対象分の買取価格は住宅用48円/kWh。非住宅用24円/kWh(いずれも他の自家発電を併設していない場合)。
2010年度以降	(仮称)再生可能エネルギーの全量買取制度	「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム」において、全量買取についての検討が行われている。2010年3月には、買取価格・買取期間等の異なる複数の制度オプションが提示された。
2009年～	東京都「住宅用太陽エネルギー利用機器導入促進事業」	太陽光発電の環境価値のうち、設置した住宅において使用された電力量10年分の環境価値を譲渡することを条件に補助金を交付する。公社は、その一部をグリーン電力証書として発行し、企業等に販売する。
—	各地方公共団体	低利融資制度、導入補助金上乗せ(2～6万円/kW程度)などが実施されている。自治体によっては「グリーン電力証書」を絡めた補助制度等もある。

(2) 太陽光発電の導入ポテンシャル

環境省で2009年度に別途実施した「ポテンシャル調査」や既存調査から推計される太陽光発電の導入ポテンシャルをまとめると下記のとおり。

表 3-3 太陽光発電の導入ポテンシャル

部門			前提・出典	導入可能量
民生	住宅	戸建	1日の日射時間5時間以上確保できる戸建住宅（全戸建住宅の60%と推定）に4kWシステムを導入。 [総合エネルギー調査会基本政策小委員会資料(1996年)]	6,000万kW
		集合住宅	屋根・屋上の50%、側壁の25%に設置。 [平成15年度新エネルギー・産業技術総合開発機構「太陽光発電システム共通基盤技術研究開発 非住宅分野における太陽光発電システム技術に関する調査研究(2)」(2004年)]	5,190万kW
	産業（非住宅）		施設カテゴリ別に、サンプル図面に基づいて他	3,418万kW
公共等	公共施設（学校施設、その他公共施設）		設備や構造物の有無・日照時間等を考慮したシナリオを設定し、太陽電池設置可能面積を詳細に推計。[環境省「ポテンシャル調査」]	2,135万kW
	道路施設・鉄道施設・その他交通・運輸施設		一般道路防護柵高さ1m、高速道路遮音壁高さ2m、鉄道高架橋高さ1mに設置。 [平成15年度新エネルギー・産業技術総合開発機構「太陽光発電システム共通基盤技術研究開発 非住宅分野における太陽光発電システム技術に関する調査研究(2)」(2004年)]	1,760万kW
未利用地			耕作放棄地、工業団地(分譲中)、最終処分場、その他における設置を想定。 [環境省「ポテンシャル調査」]	9,370万kW
合計				28,098万kW

(3) 2020年を対象とした導入見込量の評価とそのために必要な施策

①導入見込量の推計

a) 導入シナリオの設定

タスクフォース会合における AIM 日本技術モデルでは、2020年の太陽光発電導入量を、3,720～7,900万kWと想定している。(表 3-4)

表 3-4 AIM 日本技術モデルにおける太陽光発電導入量

		2005年	2020年	
			25%①	25%②
導入量 (万kW)	家庭	114	1,620	3,600
	業務	30	2,100	4,300
	合計	144	3,720	7,900

※ 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

2020年25%②ケース：国際貢献、吸収源を5%程度含むとしたケース

2020年に25%①ケースの3,720万kWという導入見込量は、低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策検討会「低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策について(提言)」(2009年2月)における値である。

同提言では、

- ・住宅・非住宅に対して投資回収年数が10年(IRR7.8%に相当)となる経済的支援
- ・公共部門での民間と同量設置

を行うことにより、2020年の導入量3,720万kWを拡大し、太陽光発電の発電単価14円/kWhを達成する姿を描いている。

この投資回収10年となる3,700万kW導入のシナリオに加え、AIM日本技術モデルで25%②ケースとして示されている7,900万kWまで導入するよう、ポテンシャル調査を踏まえ段階的に導入量を増加させた複数のシナリオを設定して、導入見込量を推計した。

ここでは、AIM日本技術モデルにおける導入量25%②ケースの7,900万kWの導入に向けて、導入量に応じた5つの導入シナリオ(「現状制度継続シナリオ」「低炭素検討会シナリオ」「建築物追加措置シナリオ」「建築物・住宅追加措置シナリオ」「事業用太陽光追加措置シナリオ」)を想定し、各導入シナリオの導入見込量の推計を行った。各導入シナリオの詳細は下表のとおり(表 3-5)。

表 3-5 太陽光発電導入シナリオ

	導入補助・買取	その他
現状制度継続シナリオ	<ul style="list-style-type: none"> ・住宅：投資回収年数が 13.8 年（2010 年で、導入補助金 7 万円/kW 及び余剰電力買取 48 円/kWh に相当）となる経済的支援 ・非住宅：なし（余剰電力の発生無しを仮定） 	<ul style="list-style-type: none"> ・公共部門での民間と同量設置を仮定
低炭素検討会シナリオ※	<ul style="list-style-type: none"> ・住宅及び非住宅：投資回収年数が 10 年（IRR7.8%に相当）となる経済的支援 	<ul style="list-style-type: none"> ・公共部門での民間と同量設置を仮定
建築物追加措置シナリオ	「低炭素検討会シナリオ」での措置に加え、一定規模以上の業務用建築物の導入促進や公共施設における率先導入などの追加措置を行った場合	
建築物・住宅追加措置シナリオ	「低炭素検討会シナリオ」での措置に、「建築物追加措置シナリオ」の追加措置を加え、さらに、新築戸建住宅全数及び一定規模以上の新築集合住宅全数における導入を確保する追加措置を行った場合	
事業用太陽光追加措置シナリオ	「低炭素検討会シナリオ」での措置に、「建築物追加措置シナリオ」及び「建築物・住宅追加措置シナリオ」の追加措置を加え、さらに、事業用太陽光発電の大幅導入を促進する追加措置を行った場合	

※低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策検討会「低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策について（提言）」（2009年2月）をベースとし、直近の実績データの更新を行った。

b) 導入見込量の推計の考え方

各導入シナリオにおける導入見込量の推計にあたっては、低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策検討会「低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策について（提言）」（2009年2月）における推計モデルを活用した。本推計モデルの概要を以下に述べる。

（推計モデルの概要）

太陽光発電は、日本では家庭など事業目的ではない主体により導入されることが多いことから、他の種類の再生可能電力とは異なり、投資回収年数に着目して導入の判断が為されることを想定した。

2010年までの累積生産量を基準に、国内外の太陽光発電市場拡大によるコスト低下（習熟効果）とそれによる更なる導入加速（投資回収年数受容曲線）の循環から導入見込量を推計した。なお、太陽熱利用機器を導入した世帯にも太陽光発電が導入可能であり、また太陽熱利用機器の利用により満たされる熱需要は、一般に太陽光発電により供給される電

気により賄われるものではないことから、太陽光発電導入量の推計では特にこの影響を考慮していない。

本推計モデルの推計フローは図 3-4（戸建住宅、共通部分）及び図 3-5（集合住宅、産業）のとおり。

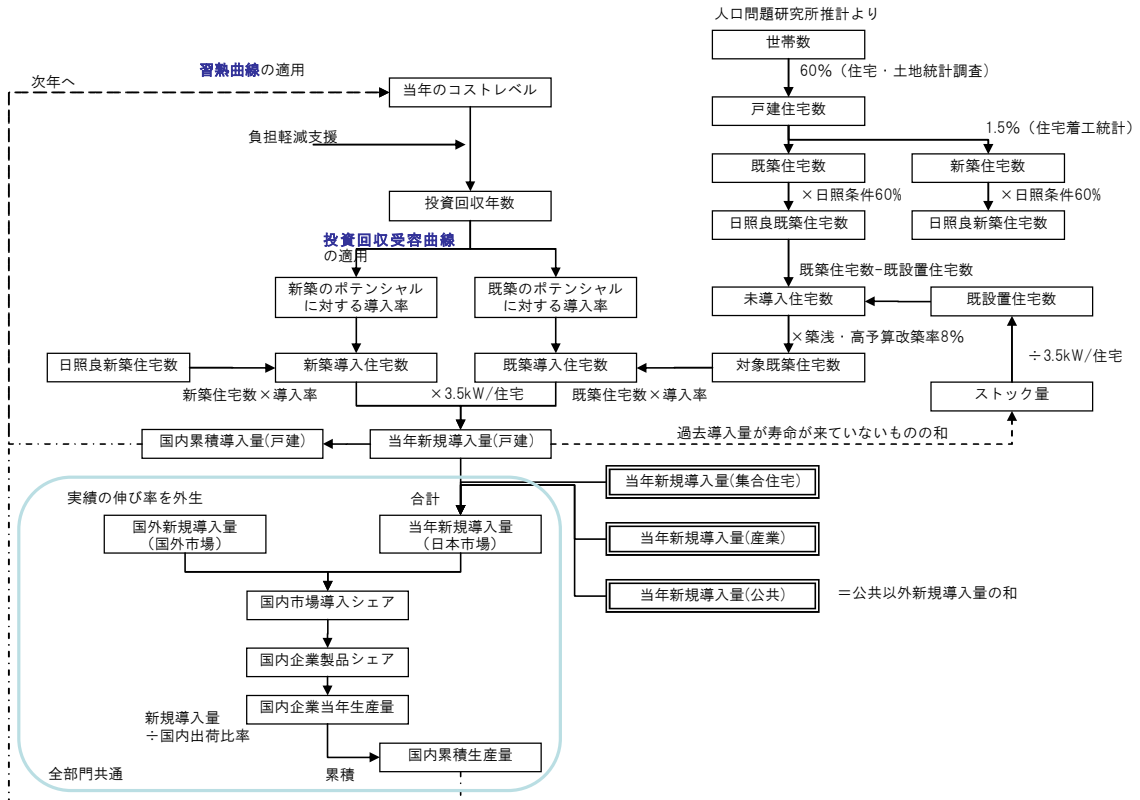


図 3-4 太陽光発電の推計フロー（戸建住宅、共通部分）

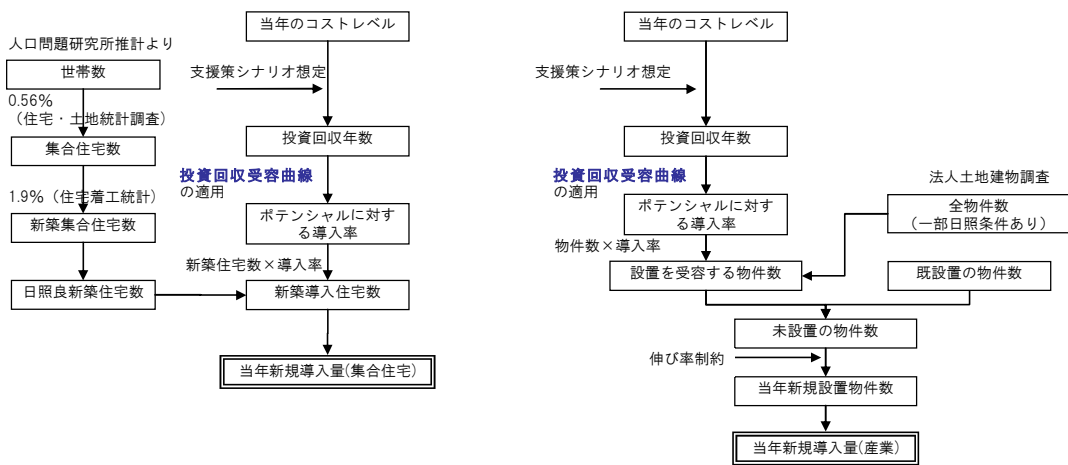


図 3-5 太陽光発電の推計フロー（集合住宅、産業）

本推計モデルにおける習熟効果としては、EPIA（欧州太陽電池工業会）の推計²⁰による習熟率 80%を適用した。設備コストは国内企業による累積生産量（輸出を含む）により低減し、施工コストは国内の累積導入量（輸出は考慮しない）により低減すると想定した。なお、発電設備の輸入は考慮していない。

投資回収年数受容曲線としては、住宅・産業の省エネ設備投資に関する米国の研究事例²¹をもとに、一般消費者に対する太陽光発電導入意向に関する既存のアンケート結果²²からうかがえる太陽光発電の認知度の高さを加味して上方修正した。具体的には、アンケート結果には実際の導入との乖離があると考えられること、一方で太陽光発電の認知度・導入意向が一般の省エネ機器に比較して高いと考えられることから、住宅における投資回収年数受容曲線は、投資回収年数 10 年時点で、米国の研究事例による曲線とアンケート結果のうち最も導入率の低い日経 08 アンケートの中央を通る曲線とした。これにより、投資回収年数が 10 年であれば、住宅(新築 100%と既築の 8%)の 24%が導入すると推計した(図 3-6)。(なお、2020 年以降は、各支援方策以外の追加施策（革新的技術実用化、金融面での支援や普及啓発による導入意向率引き上げ）により、導入量が向上するものとして推計している。)

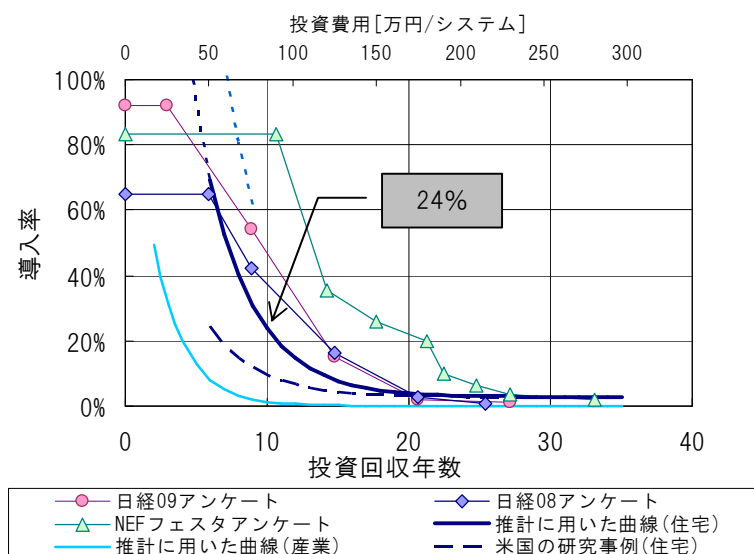


図 3-6 太陽光発電に対する投資回収年数受容曲線

さらに、国内累積生産量を推計する際には、国内需要の拡大により、国内企業の生産の

²⁰ EPIA “EPIA ROADMAP”, 2004

²¹ Potomac Electric Power Company, “Response of the Potomac Electric Power Company to the Maryland public service Commission”, 2006

²² 日本経済新聞(2009年1月19日)、日経新聞社「日経プラスワン」(2008年8月16日)、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見通しに係る調査」(2001年3月)

拡大を誘発する効果を見込んだ。近年ドイツにおいて、固定価格買取制度の導入により国内需要が急拡大することにより、ドイツメーカーによる生産量も急増したことから分かるように、国内需要の拡大には、国内企業の生産の拡大を誘発する効果があると考えられる。

2004年以降には、世界全体の太陽光発電の新規導入量に占める我が国の太陽光発電の新規導入量のシェア（国内導入シェア）と、世界の太陽光発電設備の生産量に占める日本企業の太陽光発電設備の生産量のシェア（国内企業シェア）が共に直線的に減少している（図3-7）。そこで、本推計モデルにおいては、この2004年以降の傾向を用いて、国内導入シェアにより、国内企業シェアが決まるものとして計算を行った。

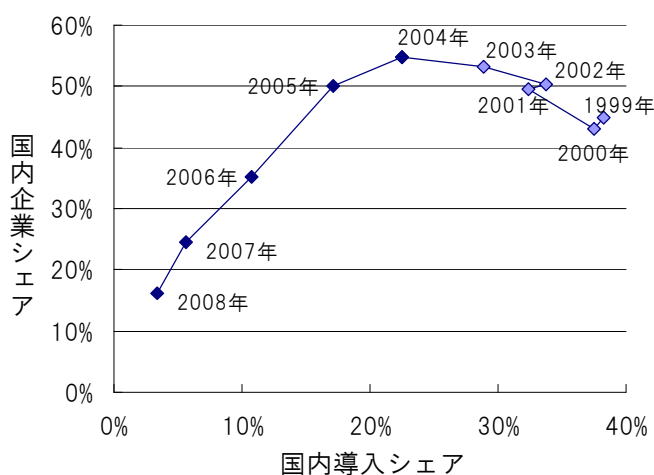


図 3-7 国内導入シェアと国内企業シェアの近年の動向

出典：JPEA 資料、PV News 等より MRI 作成

c) 試算結果

ア) 現状制度継続シナリオ

<導入見込量>

住宅用発電設置者に対する7万円/kWの補助と余剰電力買取制度を併用する現状制度は、住宅設置者に対する投資回収年を約13.8年に短縮する制度に相当する。

今後、買取価格をこの投資回収年数が維持されるように引き下げつつ、同じ制度が2020年まで継続すると仮定した場合の導入見込量は以下のとおり。

住宅において、年間60万kW程度の新規導入が見込まれるが、余剰電力の発生が少ない非住宅用の導入はほとんど伸びず、太陽光発電全体のコスト低下も遅れるため、2020年に1,600万kW程度の導入量となることを見込まれた。(図3-8)

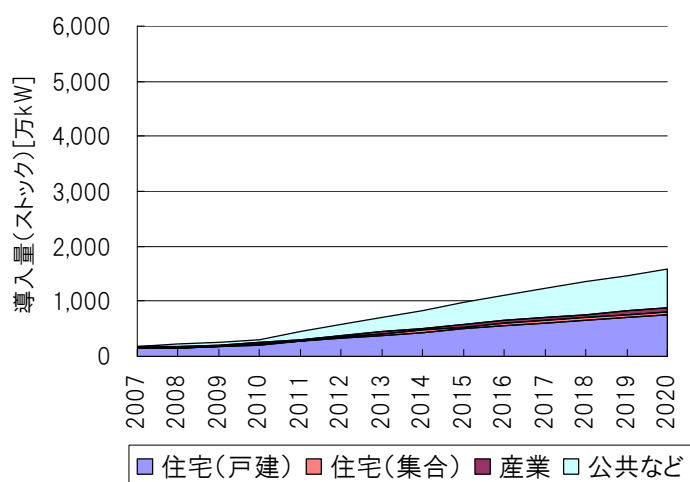


図 3-8 太陽光発電現状制度継続シナリオ

<達成のために必要となる経済的支援策の内容>

現状制度の継続による投資回収年は約13.8年である。

「現状制度継続シナリオ」における設備費用の推移、対応する買取価格水準の推移、発電コストの推移を以下に示す。(図3-9～図3-11)

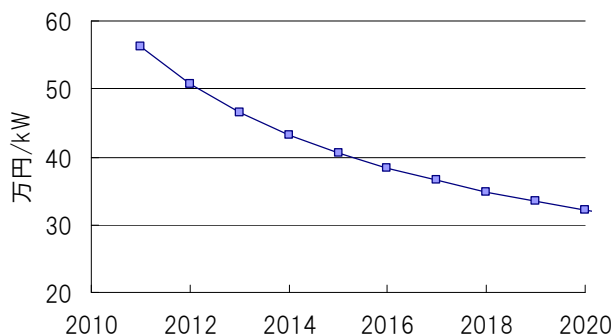


図 3-9 太陽光発電の設備費用の推移

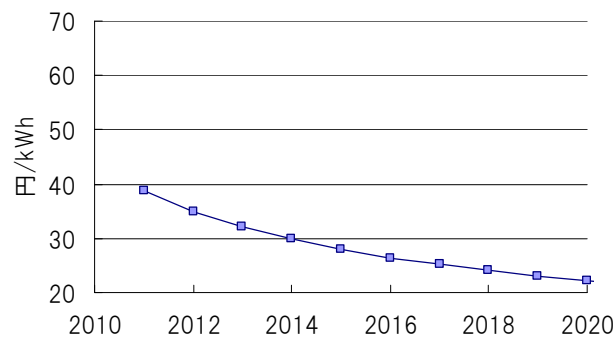


図 3-10 太陽光発電の買取価格水準の推移

※他シナリオとの比較の観点から、現状の設置補助(7 万円/kW)と余剰電力買取による支援水準を全量買取価格水準に換算。

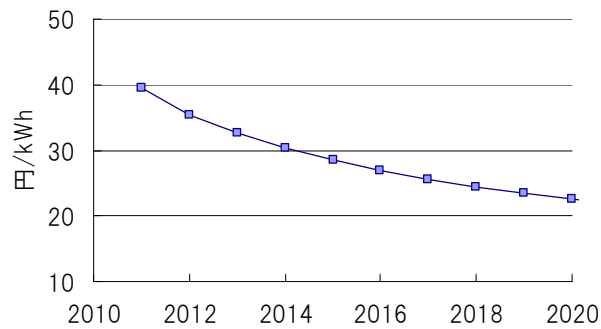


図 3-11 太陽光発電の発電コストの推移

※割引率 4%・耐用年数 20 年で年経費化、稼働率 12%とした場合。

また、このときの支援費用総額は以下のとおりと推計された。電力会社の回避可能原価 6.4 円/kWh は控除している。なお、公共設置分に対しても、それぞれの買取価格水準での買取を行うことを想定している。(図 3-12、図 3-13 及び表 3-6)

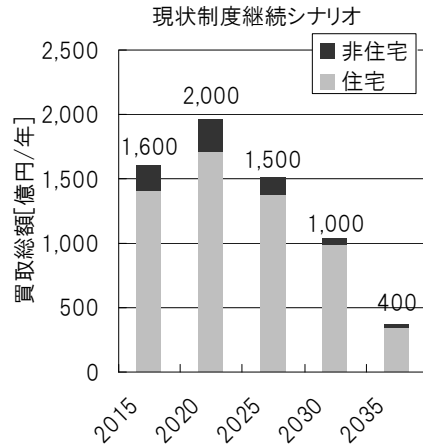


図 3-12 太陽光発電に対する年度ごとの支援費用

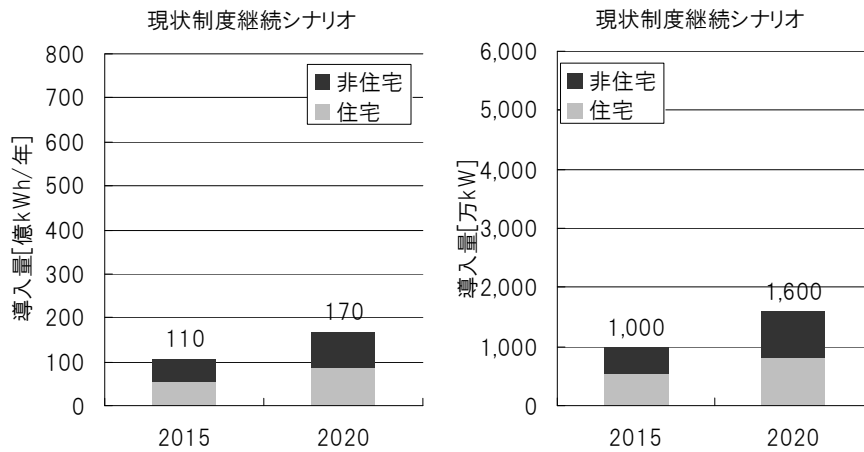


図 3-13 太陽光発電の導入量（年間発電電力量（左）、設備容量（右））

表 3-6 太陽光発電の支援費用（億円）

	現状制度継続シナリオ
支援費用総額（2011年～2040年* 累積、割引率4%）	22,000
年平均額	850
最大額（2020年）	2,000

*2040年は、2020年に導入された設備に対する20年間の買取が終了する年。

イ) 低炭素検討会シナリオ

<導入見込量>

低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策検討会「低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策について（提言）」（2009年2月）においては、投資回収年数10年で、2020年の導入量3,700万kW、発電単価14円/kWhを達成することが示されている。

「低炭素検討会シナリオ」ではこの提言に対して、直近のデータを加えて実績データを更新し、再推計を行った。「低炭素検討会シナリオ」における2020年の導入見込量は、直近の住宅用太陽光発電設置の伸びを反映して、3,744万kWと推計された。（図3-14）

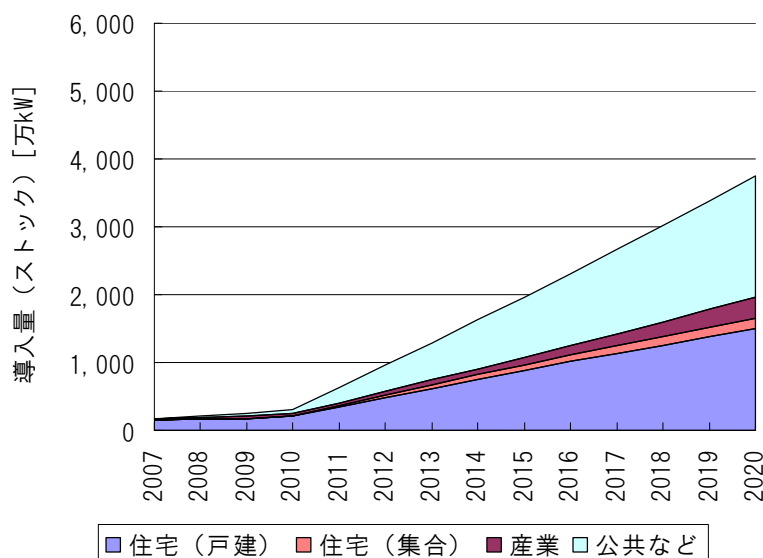


図 3-14 太陽光発電低炭素検討会シナリオ

<達成のために必要となる経済的支援策の内容>

本シナリオにおいては、公共施設への率先導入に加え、家庭や民間企業が一般的に太陽光パネルの性能が保障される10年間で投資資金を回収できるような支援策を講じることが必要である。なお、ここでいう支援策とは、買取期間20年の全量固定価格買取制度をいう。

設備費用の推移、対応する買取価格水準の推移、発電コストの推移を以下に示す。（図3-15～図3-17）

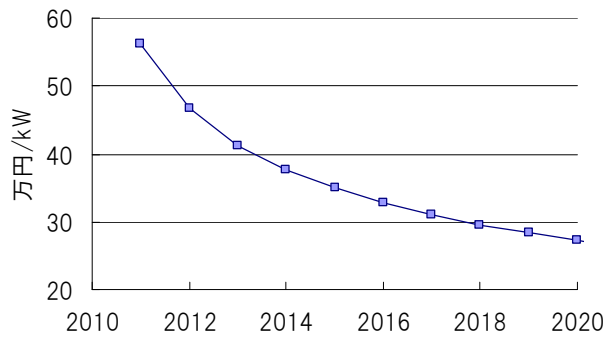


図 3-15 太陽光発電の設備費用の推移

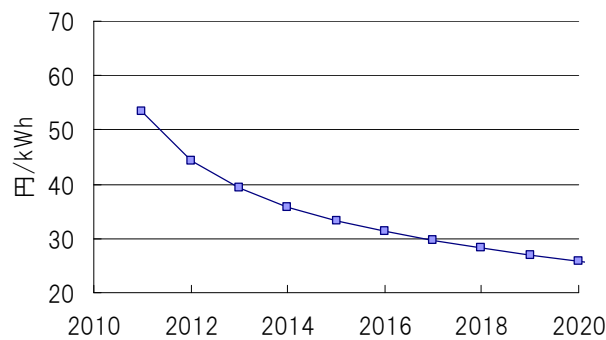


図 3-16 太陽光発電の買取価格水準の推移

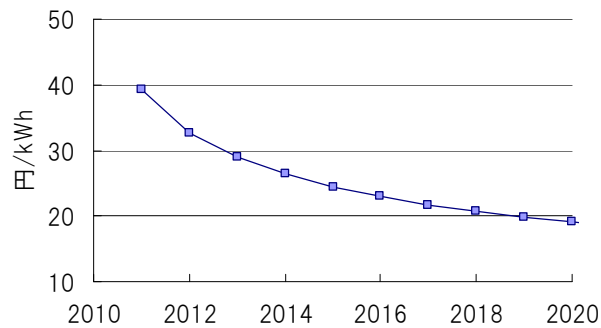


図 3-17 太陽光発電の発電コストの推移

※割引率 4%・耐用年数 20 年で年経費化、稼働率 12%とした場合。

また、このときの支援費用総額は以下のとおりと推計された。電力会社の回避可能原価 6.4 円/kWh は控除している。なお、公共施設への設置分に対しても、それぞれの買取価格水準での買取を行うことを想定している。(図 3-18、図 3-19 及び表 3-7)

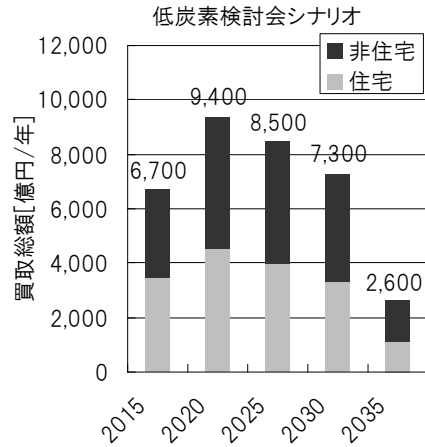


図 3-18 太陽光発電に対する年度ごとの支援費用

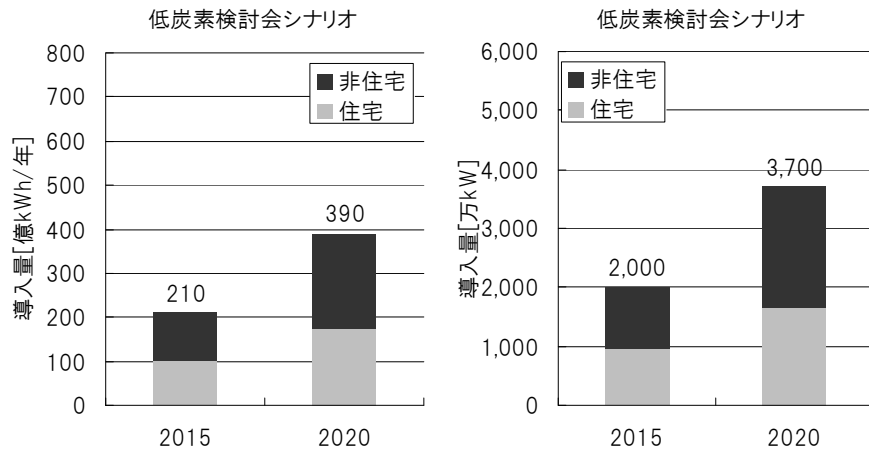


図 3-19 太陽光発電の導入量 (年間発電電力量 (左)、設備容量 (右))

表 3-7 太陽光発電の支援費用 (億円)

	低炭素検討会シナリオ
支援費用総額 (2011 年～2040 年* 累積、割引率 4%)	109,000
年平均額	4,400
最大額 (2020 年)	9,400

*2040 年は、2020 年に導入された設備に対する 20 年間の買取が終了する年。

ウ) 建築物追加措置シナリオ

<導入見込量>

「建築物追加措置シナリオ」では、上記「低炭素検討会シナリオ」に加え、以下の D)~III) の建築物等に対する追加措置を行った場合の導入量見込を推計した。

I) 公共施設における太陽光発電導入

表 3-3 に示したように、「ポテンシャル調査」による公共施設（学校施設、その他施設）における太陽光発電導入ポテンシャルは全体で 2,135 万 kW であり、このうちコスト面等をあまり意識せず設置できる導入ポテンシャルは 1,873 万 kW とされており、これらの公共施設に率優先的に導入する。

II) 大規模の業務用建築物における導入

一定規模以上の業務用建築物に対して太陽光発電の導入を求める。

ここでは、省エネ法と同様に、延床面積 2,000m² をその基準と考え、一件あたり 50kW²³ の導入を見込んだ。延床面積 2,000m² 以上の建築物は全国に約 9 万 7,000 件存在するため、485 万 kW の導入が可能であり、そこまでの導入を見込む。

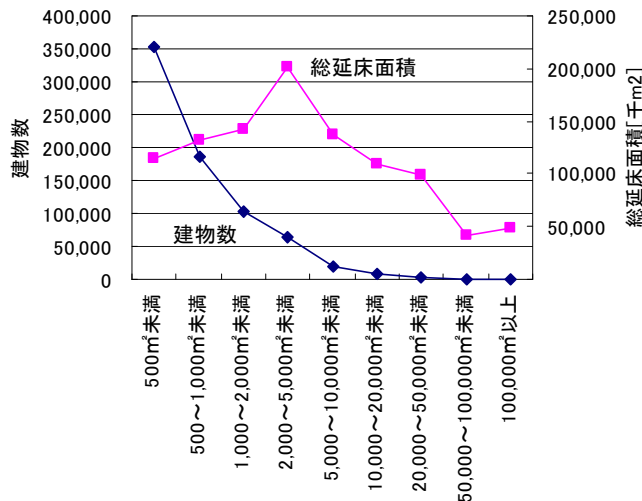


図 3-20 業務用建築物の床面積の分布

出典) 平成 15 (2003) 年法人建物調査

²³ 新エネルギー技術戦略策定調査検討会「エネルギー技術戦略（新エネルギー分野）策定に関する調査研究」2000 年の太陽光発電ポテンシャル推計における、事務所 1 件あたりの標準設置容量。

11) 離島等電力料金の高い地域における導入

離島等においては電力料金がいため、通常の地域よりも、太陽光発電の導入のインセンティブが高いと考えられることから、これらの地域における導入を特に促進する。

離島系統の発電容量の単純合計は約 83 万 kW である。また、容量 5,000kW 程度の離島系統に対して、対策なしでの新エネルギー導入可能量は 1 箇所あたり 700kW という評価²⁴があることから、離島においては約 12 万 kW の導入が可能であるとして、そこまでの導入を見込む。(図 3-21)



図 3-21 国内の離島系統の分布

出典) 脚注 24 参照

以上により、「建築物追加措置シナリオ」においては、「低炭素検討会シナリオ」の導入見込量 3,744 万 kW に対して 485 万 kW の導入量の上乗せが可能と見込まれる。このため、「建築物追加措置シナリオ」の導入見込量は 4,229 万 kW となる。(表 3-8 及び図 3-22)

²⁴ 財団法人エネルギー総合工学研究所 (NEDO 委託調査)「平成 17 年度成果報告書 離島等独立系統における新エネルギー活用型電力供給システム安定化対策実用化可能性調査」

表 3-8 太陽光発電の建築物追加措置による上乗せ量

	低炭素検討会 シナリオ	建築物追加措置 による上乗せ量	建築物追加措置 シナリオ
I)公共施設における太陽光 発電導入	1,778 万 kW	95 万 kW	1,873 万 kW
II)大規模の業務用建築物に おける導入	102 万 kW (建物区分「事務所」「店 舗」における導入量)	383 万 kW	485 万 kW
III)離島等電力料金の高い 地域における導入	5 万 kW (全国平均と同程度に導 入されていると仮定)	7 万 kW	12 万 kW
「低炭素検討会シナリオ」 に対する上乗せ量合計	—	485 万 kW	—

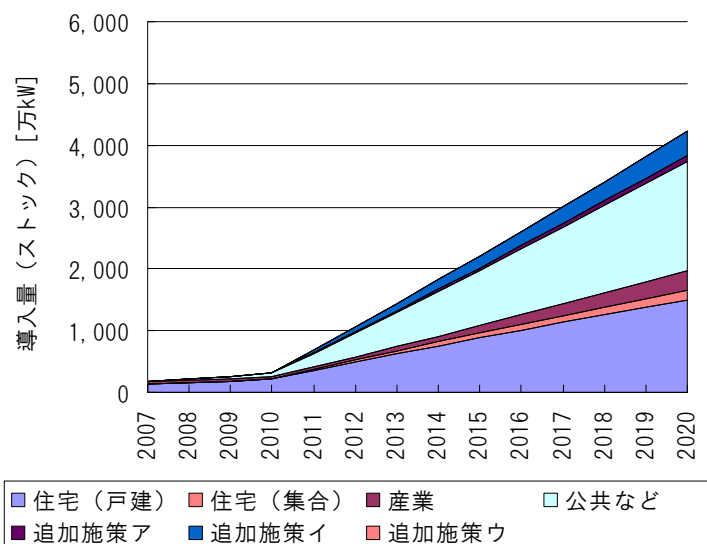


図 3-22 太陽光発電「建築物追加措置シナリオ」

<達成のために必要となる経済的支援策の内容>

「建築物追加措置シナリオ」においては、公共施設や大規模な業務用施設、離島へ追加的に導入し、投資回収年数を 9.1 年とする水準の経済的支援が必要である。

「建築物追加措置シナリオ」における設備費用の推移、対応する買取価格水準の推移、発電コストの推移を以下に示す。(図 3-23～図 3-25)

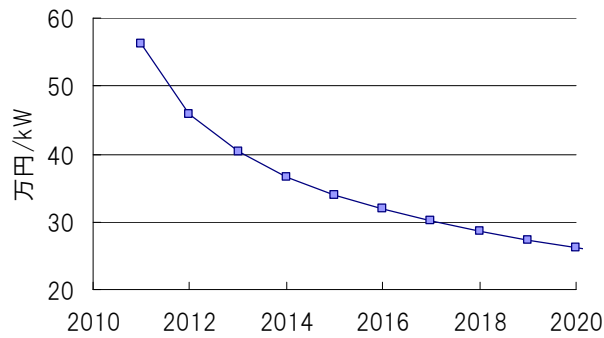


図 3-23 太陽光発電の設備費用の推移

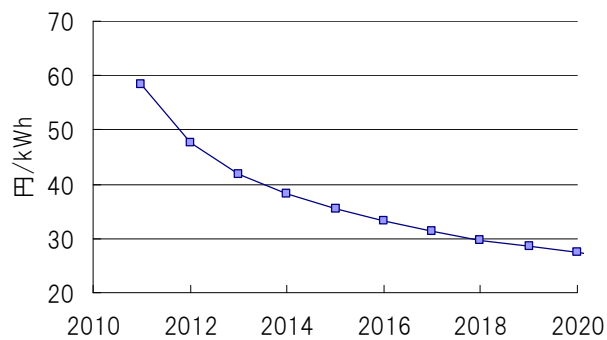


図 3-24 太陽光発電の買取価格水準の推移

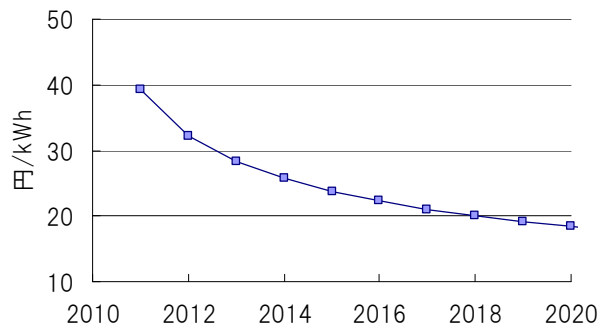


図 3-25 太陽光発電の発電コストの推移

※割引率 4%・耐用年数 20 年で年経費化、稼働率 12%とした場合。

また、このときの支援費用総額は以下のとおりと推計された。電力会社の回避可能原価 6.4 円/kWh は控除している。なお、公共設置分に対しても、それぞれの買取価格水準での買取を行うことを想定している。(図 3-26、図 3-27 及び表 3-9)

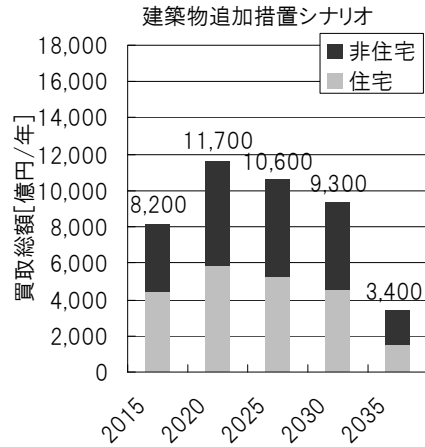


図 3-26 太陽光発電に対する年度ごとの支援費用

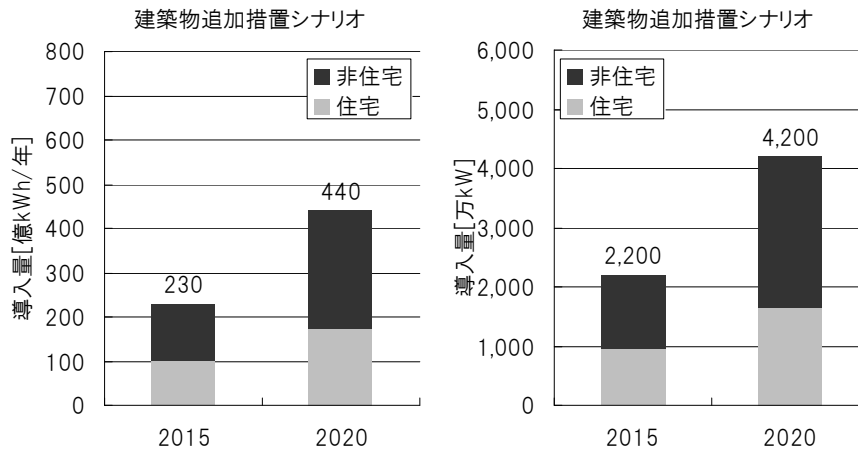


図 3-27 太陽光発電の導入量 (年間発電電力量、設備容量)

表 3-9 太陽光発電の支援費用 (億円)

	建築物追加措置シナリオ
支援費用総額 (2011年～2040年 *累積、割引率4%)	136,000
年平均額	5,500
最大額 (2020年)	11,700

*2040年は、2020年に導入された設備に対する20年間の買取が終了する年。

エ) 建築物・住宅追加措置シナリオ

<導入見込量>

「建築物・住宅追加措置シナリオ」では、上記「建築物追加措置シナリオ」のⅠ～Ⅲの建築物等に対する追加措置に加え、以下Ⅳ)～Ⅴ)の住宅に対する追加措置を行うこととする。

Ⅳ) 新築戸建住宅全数における導入

日照条件の良い新築戸建住宅の全数において、太陽光発電が導入されるよう措置する。

年間の新築戸建住宅数は約 45 万件で、そのうち日照条件を満たすものは約 60%であることから、これらすべての住宅に 1 件あたり 3.5kW を導入すれば、10 年間では 945 万 kW の導入が見込まれる。

Ⅴ) 一定規模以上の新築集合住宅全数における導入

日照条件の良い一定規模以上の新築集合住宅の全数において、太陽光発電が導入されるよう措置する。

年間の新築集合住宅数は約 62 万世帯分（約 5.4 万件）である。また、ここで導入対象とする「一定規模以上の集合住宅」は全住宅の 1 割を占めるとして、1 件あたり 20kW の導入を想定すると、10 年間では 108 万 kW の導入が見込まれる。

以上より、「建築物・住宅追加措置シナリオ」においては、「低炭素検討会シナリオ」の導入量 3,744 万 kW に対して 1,288 万 kW の導入量の上乗せが可能となる。このため、「建築物・住宅追加措置シナリオ」の導入見込量は 5,032 万 kW と推計された。(表 3-10 及び図 3-28)

表 3-10 太陽光発電の建築物・住宅追加措置による上乗せ量

	低炭素検討会シナリオ	建築物・住宅追加措置による上乗せ量	建築物・住宅追加措置シナリオ
I)公共施設における太陽光発電導入	1,778 万 kW	95 万 kW	1,873 万 kW
II)大規模の業務用建築物における導入	102 万 kW (建物区分「事務所」「店舗」における導入量)	383 万 kW	485 万 kW
III)離島等電力料金の高い地域における導入	5 万 kW (全国平均と同程度に導入されていると仮定)	7 万 kW	12 万 kW
IV)新築戸建住宅全数における導入	224 万 kW (新築戸建における導入比率は約 24%)	721 万 kW	945 万 kW
V)一定規模以上の新築集合住宅全数における導入	26 万 kW (新築集合における導入比率は約 24%)	82 万 kW	108 万 kW
「低炭素検討会シナリオ」に対する上乗せ量合計	—	1,288 万 kW	—

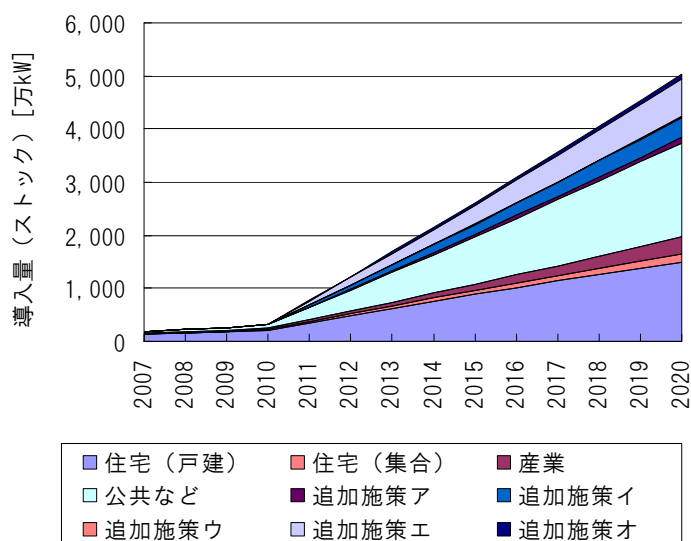


図 3-28 太陽光発電「建築物・住宅追加措置シナリオ」

<達成のために必要となる経済的支援策の内容>

「建築物・住宅追加措置シナリオ」においては、「建築物追加措置シナリオ」に加え、新築戸建住宅や一定規模以上の新築集合住宅へ追加的に導入し、投資回収年数を 8.1 年とする水準の経済的支援が必要である。

「建築物・住宅追加措置シナリオ」における設備費用の推移、対応する買取価格水準の推移、発電コストの推移を以下に示す。(図 3-29～図 3-31)

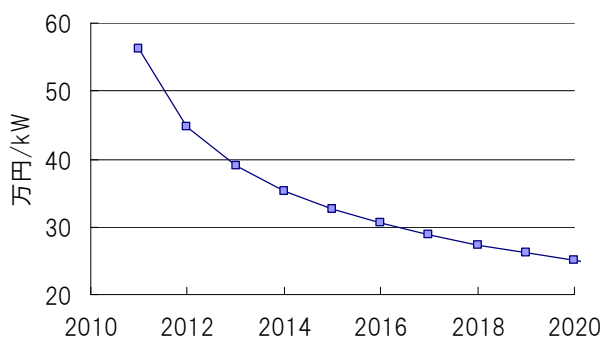


図 3-29 太陽光発電の設備費用の推移

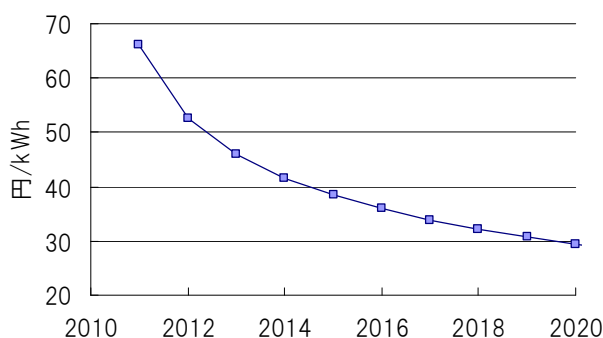


図 3-30 太陽光発電の買取価格水準の推移

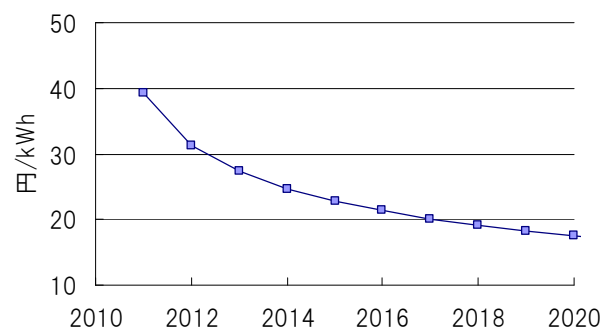


図 3-31 太陽光発電の発電コストの推移

※割引率 4%・耐用年数 20 年で年経費化、稼働率 12%とした場合。

また、このときの支援費用総額は以下のとおりと推計された。電力会社の回避可能原価 6.4 円/kWh は控除している。なお、公共設置分に対しても、それぞれの買取価格水準での買取を行うことを想定している。(図 3-32、図 3-33 及び表 3-11)

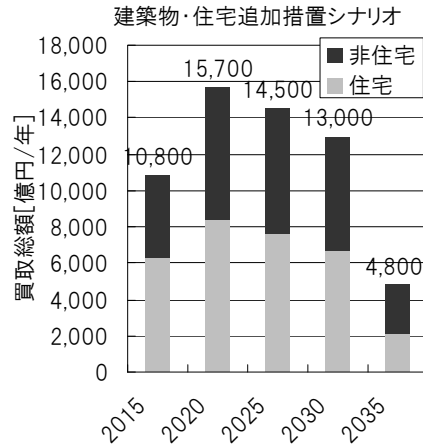


図 3-32 太陽光発電に対する年度ごとの支援費用

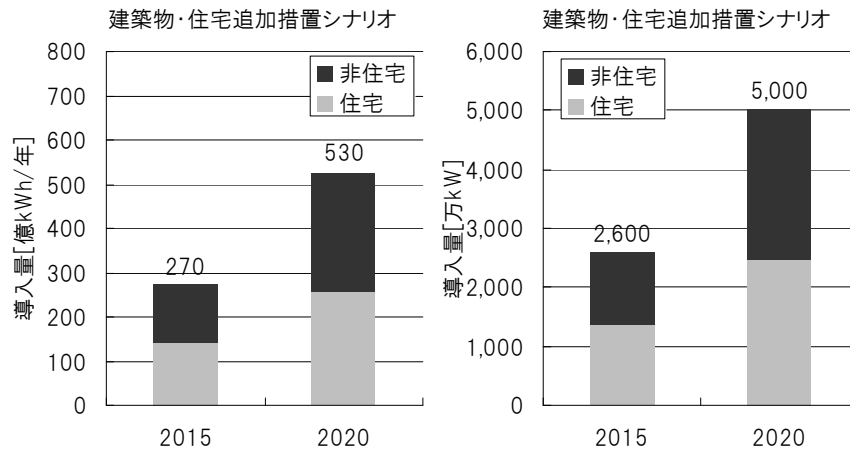


図 3-33 太陽光発電の導入量 (年間発電電力量、設備容量)

表 3-11 太陽光発電の支援費用 (億円)

	建築物・住宅追加措置シナリオ
支援費用総額(2011年～2040年* 累積、割引率4%)	183,000
年平均額	7,500
最大額(2020年)	15,700

*2040年は、2020年に導入された設備に対する20年間の買取が終了する年。

オ) 事業用太陽光追加措置シナリオ

<導入見込量>

「事業用太陽光追加措置シナリオ」では、「建築物・住宅追加措置シナリオ」に加えて、さらに事業用の太陽光発電（メガソーラー）の導入を見込むこととする。メガソーラーについては、未利用地へ2,868万kW導入することとする。これより、「事業用太陽光追加措置シナリオ」の導入見込量は7,900万kWとなる。（図 3-34）

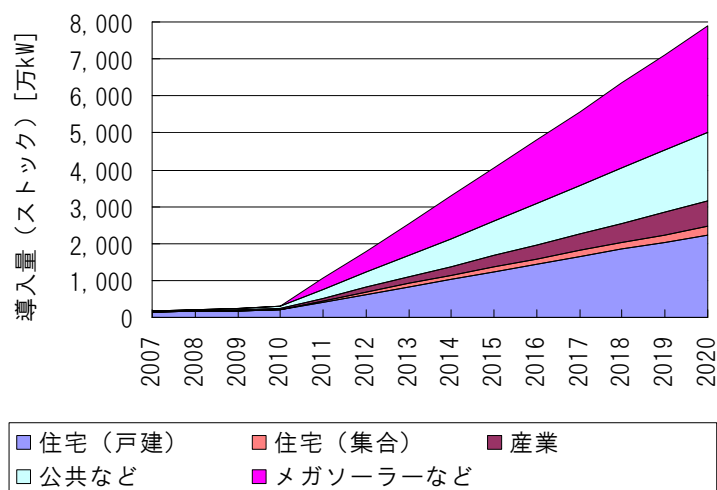


図 3-34 太陽光発電「事業用太陽光追加措置シナリオ」

<達成のために必要となる経済的支援策の内容>

事業用太陽光の設置においては、事業者の投資判断は IRR によって行われることから、ここでの経済的支援の水準は IRR 8%が維持できるものとする。表 3-12 の前提で IRR を 8%とするには、投資回収年数 7.1 年に相当する買取（設備単価が 55 万円/kW であれば 74 円/kWh）が必要となることから、設備費用の推移、対応する買取価格水準の推移、発電コストの推移を試算した（図 3-35～図 3-37）。

表 3-12 事業用太陽光発電のプロジェクト IRR 算定の想定

項目	内容
設備利用率	12%
設備単価	30 万円/kW (設置費 10%を含む) ※なお、何円であっても IRR8%と投資回収年数の間には影響はない。
耐用年数	設備耐用年数 (=プロジェクト基幹) : 20 年 法定耐用年数 : 17 年
メンテナンス費	年間で、設備単価の 2% (総額で 40%)
人件費・一般管理費	メンテナンス費に含むものとする。
支払金利	借入期間 : 15 年間、金利 : 4% (元金均等返済)
租税公課	固定資産税 (実質建設費 - 累積原価償却額) × 税率 (固定資産税 1.4%)
法人税率	実効税率として 40.87%

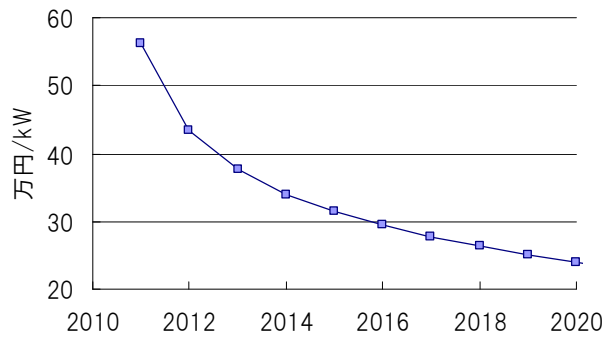


図 3-35 太陽光発電の設備費用の推移

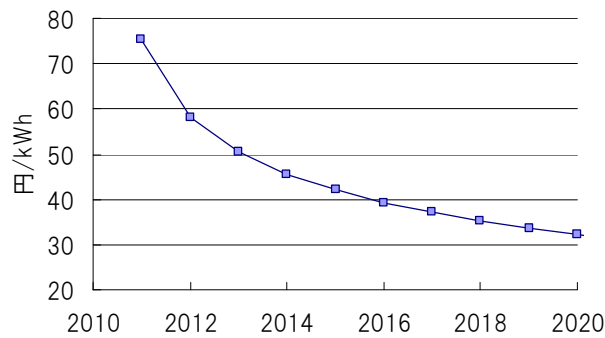


図 3-36 太陽光発電の買取価格水準の推移

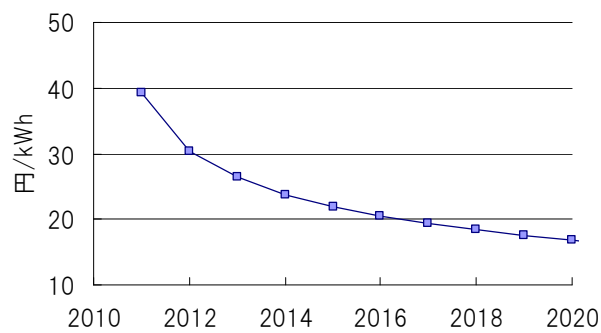


図 3-37 太陽光発電の発電コストの推移

※割引率 4%・耐用年数 20 年で年経費化、稼働率 12%とした場合。

また、このときの支援費用総額は以下のとおりと推計された。電力会社の回避可能原価 6.4 円/kWh は控除している。なお、公共設置分に対しても、それぞれの買取価格水準での買取を行うことを想定している（図 3-38、図 3-39 及び表 3-13）。

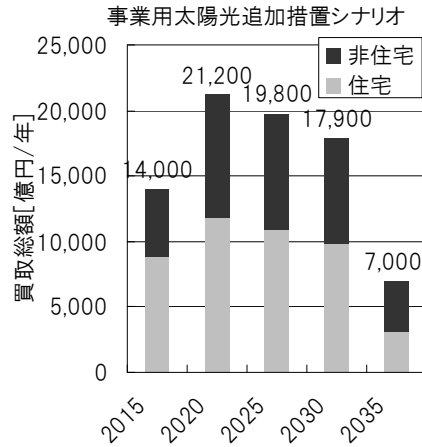


図 3-38 太陽光発電に対する年度ごとの支援費用

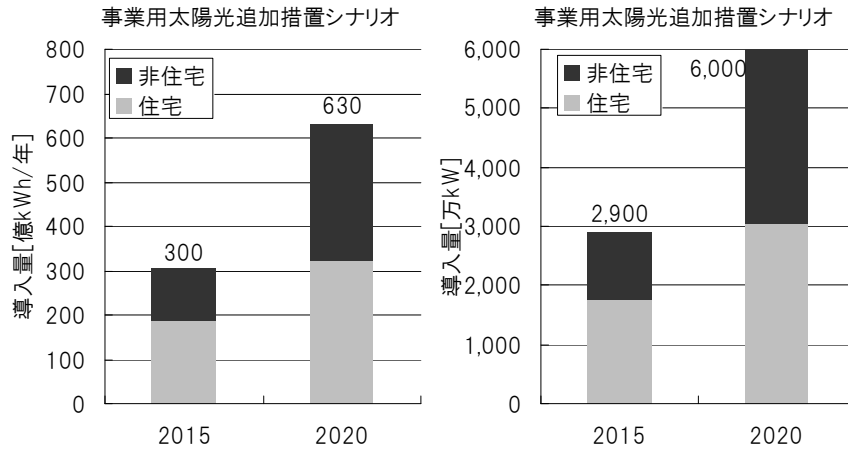


図 3-39 太陽光発電の導入量 (年間発電電力量、設備容量)

表 3-13 太陽光発電の支援費用 (億円)

	事業用太陽光 追加措置シナリオ
支援費用総額 (2011年～2040年 *累積、割引率4%)	246,000
年平均額	10,000
最大額 (2020年)	21,000

*2040年は、2020年に導入された設備に対する20年間の買取が終了する年。

カ) 5つの導入シナリオのまとめ

上記5つの導入シナリオをまとめると下記のとおり。

表 3-14 太陽光発電の5つの導入シナリオのまとめ

				現状制度継続シナリオ	低炭素検討会シナリオ	建築物追加措置シナリオ	建築物・住宅追加措置シナリオ	事業用太陽光追加措置シナリオ	ポテンシャル
導入量 [kW]	民生	住宅	戸建	752	1,490	1,502	2,223	2,223	6,000
			集合	67	157	157	239	239	5,190
		産業 (非住宅)	工場・店舗・倉庫・事務所他	63	318	701	701	701	3,418
	公共等	公共施設(学校施設、その他公共施設)		696	1,780	1,870	1,870	1,870	2,135*1
		未利用地		0	0	0	0	2,868	9,370
	合計			1,577	3,744	4,229	5,032	7,900	—
	施策	概要			・住宅：投資回収年数が13.8年となる経済的支援 ・非住宅：なし ・公共部門での民間と同量設置を仮定	・住宅・非住宅：投資回収年数が10年(IRR7.8%に相当)となる経済的支援 ・公共部門での民間と同量設置	左記に加え、一定規模以上の業務用建築物の導入促進や公共施設における率先導入などの追加措置を実施	左記に加え、新築戸建住宅全数及び一定規模以上の新築集合住宅全数における導入を確保する追加措置を実施	左記に加え、事業用太陽光発電の大幅導入を促進する追加措置を行った場合
	投資回収年数[年]			13.8(住宅)	10	9.1	8.1	7.1	
	買取価格 2011年 [円/kWh]			39*2	54	59	68	76	
	買取価格 2020年 [円/kWh]			22*3	26	27	30	31	
	支援費用総額*3 [兆円]			2.2	10.9	13.6	18.3	24.6	

*1 このうち、コスト面等をあまり意識せず設置できる導入可能量は1,870万kW。

*2 2011年～2040年累積、割引率4%。2040年は、2020年に導入された設備に対する20年間の買取が終了する年。

*3 設置補助(7万円/kW)と現状の余剰電力買取水準による経済的支援を、全量買取価格水準に換算した価格。

②導入目標の検討

以上のとおり、各シナリオの投資回収年数は「低炭素検討会シナリオ」では 10 年、「建築物追加措置シナリオ」では 9.2 年、「建築物・住宅追加措置シナリオ」では 8.1 年、「事業用太陽光追加措置シナリオ」では 7.1 年である。

導入目標の設定に当たっては、これらの買取価格や支援費用総額が、施策としての合理性を欠くものとなっていないかを、検討する必要がある。ここで、近年、固定価格買取制度の導入により大幅に太陽光発電の普及が進んできているドイツの事例を参考にしつつ、検討を行った。

a) ドイツの買取価格水準

ドイツでは、固定価格買取制度によって太陽光発電導入量を大幅に伸ばしているが、最近では設備価格の低下を受けた買取価格見直しが行われている。

太陽光発電に対する買取価格は、制度導入当初の 2006 年には 46.75c€/kWh（100kW 未満の設置の場合。以下同じ）であったが、2008 年 6 月にその根拠法である再生可能エネルギー法（EGG）が改正され、2009 年から買取価格が前年比 8%減額、その後も前年の導入量に応じて年率 7～9%減額されていくことが決定された。2008 年の買取価格は 43.01c€/kWh となり、また 2009 年の導入量が基準以上であったため 2010 年の買取価格は 9%減額されて 39.14c€/kWh となった。

2010 年 3 月には、再生可能エネルギー法を再度改正し、同年 7 月から買取価格をさらに 16%減額するための法案の事前指示書が閣議で承認されている。

これらの買取価格と太陽光発電の設備価格の推移を見てみると、ドイツにおける固定価格買取制度の投資回収年数水準は 10 年程度が適切水準と考えられていることがわかる（図 3-40）。

2008 年の再生可能エネルギー法の改正時には、投資回収年数は 10 年に近づいていた。2009 年から買取価格はいったん減額されたものの、同年中に設備価格が大きく下落して投資回収年数も大きく短縮した。2010 年の買取価格減額により投資回収年数はやや反発したが、それでも 8～9 年程度という水準であり、過剰補償との議論も生じて 2010 年 7 月からは買取価格はさらに減額されることとなった。

仮に設備価格が 2010 年 7 月までトレンドで下落したとすれば、2010 年第 3 四半期には買取価格の 16%減額により、投資回収年数は 10 年程度の水準に引き戻されることになる。

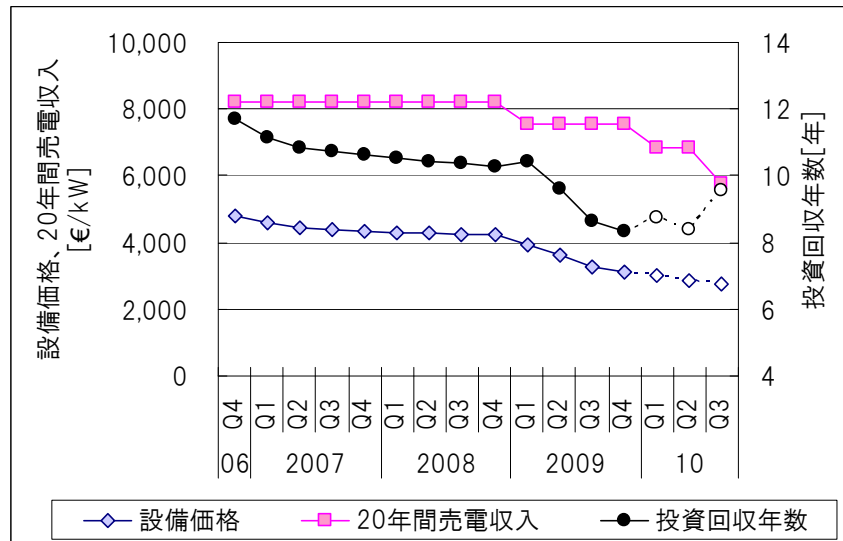


図 3-40 ドイツにおける太陽光発電の設備価格と投資回収年数の推移(30kW 以下の場合)
 出典：German Solar Industry Association (BSW-Solar), “Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik)”, November 2009、ドイツ再生可能エネルギー法 (Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)) 等より作成。2010 年以降の設備価格は外挿による推計値。設備稼働率は 10% と想定。

b) 太陽光発電の導入目標の設定

ドイツの事例より、投資回収年数が 10 年を大きく下回るような水準の支援は、太陽光発電を設置しない消費者にとっては負担感の大きいものであると考えられる。ドイツの場合には住宅・建築物以外の太陽光発電設置にも高水準の支援を行い、ここでの設置拡大が負担増加に繋がっている点もあるが、それでも投資回収年数が 8 年を下回る水準の支援は見直しの対象となっている。

以上を踏まえて、本検討結果としては、投資回収年数が 10 年以下で、8 年以上のシナリオを採用することとする。このため、投資回収年数が 10 年以上となる「現状制度継続シナリオ」と、投資回収年数が 7.1 年であり、買取価格水準も高いため消費者の費用負担が大きくなる「事業用太陽光追加措置シナリオ」は採用しないこととする。

そのうえで、残る 3 つのシナリオについては、上記に示した価格で固定価格買取を実施することは、買取価格が高すぎて、導入費用の安価な設備に支援をしすぎることとなったり、支援総額が電力価格の大幅な引き上げにつながったりすることはないと考えられる。また、逆に、上記に示した価格は支援としては十分なものであり、更に拡充することが必要ということもないと考えられることから、全量固定価格買取制度の買取価格として、適切な水準にあると考えられる。

これより、「現状制度継続シナリオ」と「事業用太陽光追加措置シナリオ」を除く 3 つのシナリオを、25%①ケース・25%②ケース・25%③ケースそれぞれに対応する太陽光発電

の導入シナリオとする。つまり、25%①ケースにはAIM日本技術モデルの想定と同様、導入量が3,700万kWである「低炭素検討会シナリオ」を、25%②ケースは次に導入量が多い「建築物追加措置シナリオ」を、25%③ケースには最も導入量の多い「建築物・住宅追加措置シナリオ」を対応させる。(表 3-15)

表 3-15 本検討結果としての太陽光発電の導入目標

		2005年	2020年		
			25%①	25%②	25%③
太陽光発電	原油換算 万kL	35	904	1,026	1,222
	出力 万kW	144	3,700	4,200	5,000
	家庭万kW	114	1,600	1,700	2,460
	業務万kW	30	2,100	2,500	2,570
	億kWh	15	389	441	526
	2005年比	1	25.7	29.2	35.7

※ 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
 2020年25%②ケース：国際貢献、吸収源を5%程度含むとしたケース
 2020年25%③ケース：国際貢献、吸収源を含まないケース

③需要創出額

太陽光発電の国内生産量（輸出分を含む）と国内導入による需要創出額の推移を表 3-16～表 3-18 に示す。

表 3-16 太陽光発電の需要創出額の推移（低炭素検討会シナリオ（25%①ケース））

	太陽光発電					
	設備投資 単価	工事費等 単価	生産量	導入量	設備投資	工事費等
	万円/kW	万円/kW	万kW	万kW	億円	億円
2011	46	8	775	325	35,401	2,605
2012	38	7	821	326	31,578	2,263
2013	34	7	871	328	29,791	2,175
2014	31	6	926	333	28,924	2,165
2015	29	6	973	335	28,217	2,170
2016	27	6	1,040	346	28,330	2,233
2017	26	6	1,105	356	28,440	2,297
2018	24	7	1,156	359	28,298	2,344
2019	23	7	1,209	363	28,267	2,404
2020	22	7	1,284	379	28,806	2,498

表 3-17 太陽光発電の需要創出額の推移（建築物追加措置シナリオ（25%②ケース））

	太陽光発電					
	設備投資 単価	工事費等 単価	生産量	導入量	設備投資	工事費等
	万円/kW	万円/kW	万kW	万kW	億円	億円
2011	46	8	875	374	39,957	2,985
2012	38	7	921	375	34,826	2,503
2013	33	6	971	378	32,448	2,391
2014	30	6	1,026	383	31,221	2,374
2015	28	6	1,073	384	30,270	2,379
2016	26	6	1,140	396	30,186	2,442
2017	25	6	1,204	405	30,142	2,507
2018	24	6	1,256	409	29,883	2,559
2019	23	6	1,308	413	29,753	2,625
2020	22	6	1,384	428	30,194	2,722

表 3-18 太陽光発電の需要創出額の推移（建築物・住宅追加措置シナリオ（25%③ケース））

	太陽光発電					
	設備投資 単価	工事費等 単価	生産量	導入量	設備投資	工事費等
	万円/kW	万円/kW	万kW	万kW	億円	億円
2011	46	8	1,037	455	47,345	3,661
2012	37	7	1,083	456	39,916	3,053
2013	32	6	1,133	458	36,583	2,894
2014	29	6	1,187	463	34,794	2,856
2015	27	6	1,234	464	33,469	2,853
2016	25	6	1,302	476	33,086	2,914
2017	24	6	1,366	486	32,809	2,981
2018	23	6	1,418	489	32,373	3,037
2019	22	6	1,470	493	32,094	3,106
2020	21	6	1,546	508	32,387	3,209

(4) 導入目標達成に向けて必要な配慮事項

①発電単価の低減、発電効率の向上

太陽光発電は今後もコスト低下の余地の大きい技術であるため、技術開発、普及支援策等による発電単価の低減、効率の向上を継続的に支援することが必要である。

②出力変動に伴う系統不安定化への対処

住宅を中心とした太陽光発電の大量導入は、配電網の強化が必要となるほか、系統電力安定化のための対策が必要となる。費用負担のあり方とともに対策の検討が必要である。
(詳細については、第5章参照)

③施工技術・メンテナンス技術の標準化、人員教育、体制整備

太陽熱利用と共通する課題であるが、施工指針の整備・徹底や、メンテナンス体制整備等による信頼性の向上が必要となる。大量導入に当たっては、施工技術者の量・質の確保が必要である。

④初期負担の軽減

太陽光発電を戸建住宅に導入する場合には現時点で 200 万円程度の初期投資が必要となるため、導入のために初期投資を一括払いできる世帯が限られている。リース方式や割賦販売、低利融資等の多様なビジネスモデルの確立による初期負担の軽減が必要である。

(5) 中長期的な(2030、2050年の)導入目標

①2050年の導入目標

2050年に向けては、80%削減を達成するため、「温室効果ガス2050年80%削減のためのビジョン」におけるシナリオA及びシナリオBで示された値を導入目標とする。

具体的には、2050年には、住宅の屋根・オフィスビル・道路法面・空地を活用することにより、太陽光発電の発電容量をシナリオAでは17,300万kW、シナリオBでは20,180万kWに拡大する。なお、シナリオAは新エネルギー部会(2000)で示されている物理限界量、シナリオBはNEDO「PV2030+」で示されている値である。

②2030年の導入目標

2030年は、2020年の各ケースから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世界における導入見込量を踏まえつつ推計した。

太陽光発電の導入目標をまとめると以下のとおり。

表 3-19 太陽光発電の中長期的な導入目標

		2005年	2030年			2050年 (A)	2050年 (B)
			下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース		
太陽光発電	原油換算 (万kL)	35	2,260	2,340	2,470	4,230	4,930
	出力 (万kW)	144	9,260	9,600	10,130	17,300	20,180
	発電電力量 (億kWh)	15	970	1,010	1,070	1,820	2,120
	2005年比	1	64.3	66.6	70.3	121	140

③ (参考) 日本の太陽光発電の導入目標と世界市場との比較

太陽光発電市場は今後も世界で急拡大する見通しである。EPIA (欧州太陽電池工業会) では、2020年の年間新規導入量を3,500~5,600万kW程度と想定しており、2007~2020年の伸び率は1.23~1.27倍に相当する。また、IEAのWorld Energy Outlook 2009においても、2010~2020年の伸び率は1.16倍程度を見込んでいる。

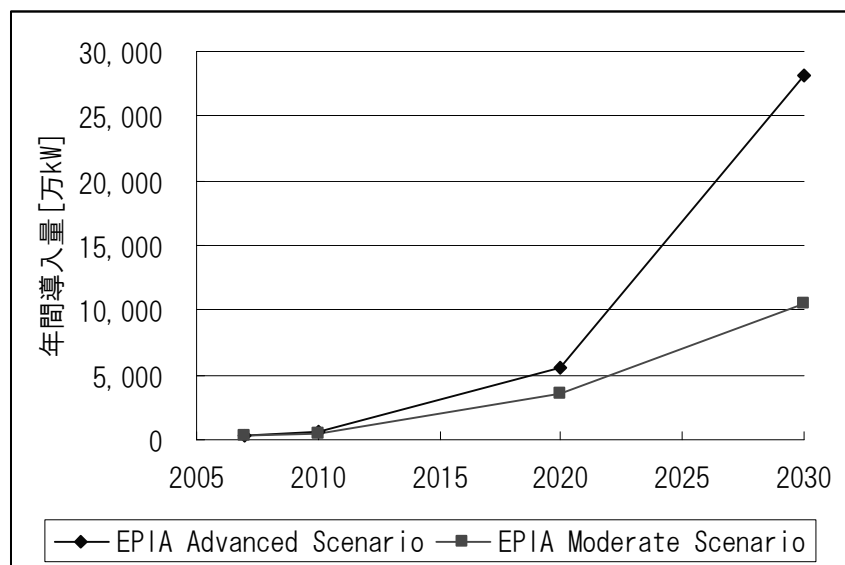


図 3-41 EPIAによる市場拡大の見通し

出典) EPIA, "Solar Generation V", 2008

日本の太陽光発電産業が、急速に進展する世界の太陽光発電市場において国際競争力を確保するためには、安定的に成長する国内市場の形成によって産業を育成するという観点からの検討が必要となる。

「低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策について (提言)」(低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策検討会、2008年)では、日本の太陽光発電産業の競争力確保という観点から、国内市場を発展させつつ、発電コストを2020年には業務用電力料金並み、2030年には火力発電のコストと同等以下まで低下させることを目標とした導入シナリオを提言した。

このシナリオで想定している2007~2010年の市場伸び率は1.25倍であり、EPIAにおける2シナリオの想定の間程度であるが、2020~2030年の市場伸び率は1.12~1.18倍であり、世界に比較するとやや控え目の想定である。

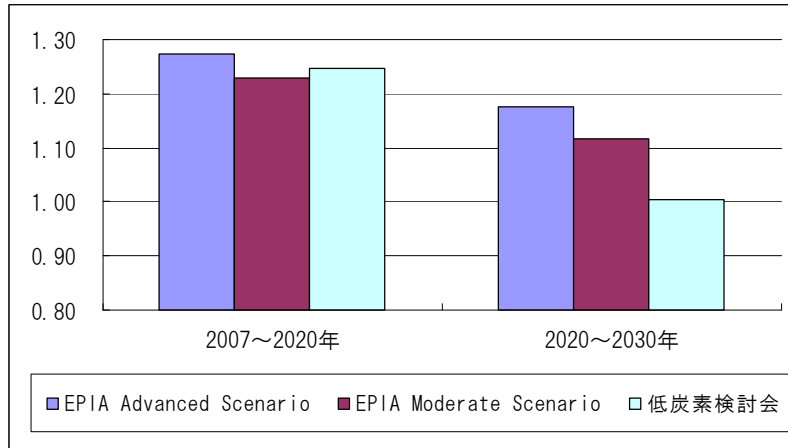


図 3-42 EPIA と低炭素検討会シナリオの年間市場伸び率の比較

日本の市場伸び率を EPIA の 2 シナリオと同程度で伸ばすことを想定してみると、2020 年の導入量（ストック）は 2,000~3,800 万 kW、2030 年の導入量（ストック）は 8,700~26,000 万 kW が目安となる。

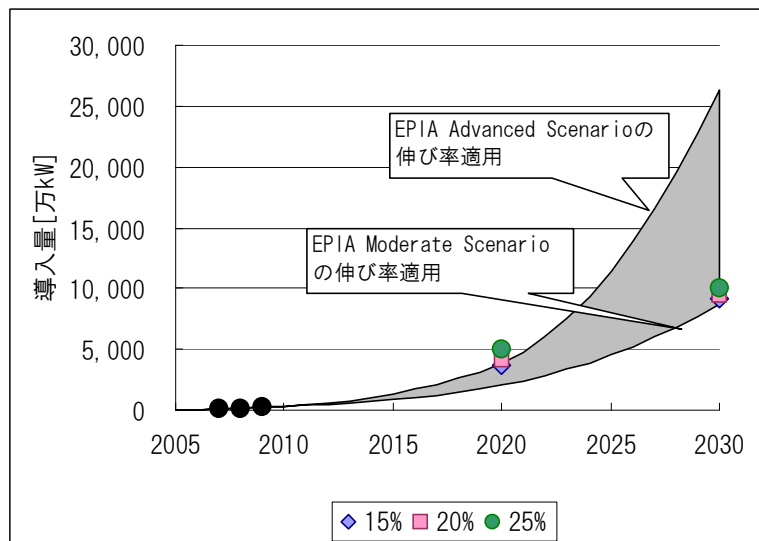


図 3-43 本検討の「25%①」「25%②」「25%③」の各ケースにおける導入量と EPIA の市場伸び率を適用した場合の導入量との比較

3.2.2 風力発電

(1) 風力発電の現状

①風力発電導入の現状

風力発電とは風の力で風車を回して発電する、つまり大気の運動エネルギーを電気に変換するものである。発電量が風車（ローター）の径の2乗、風速の3乗に比例して増加し、採算性も向上することから、近年大型化が進んでいる²⁵。日本の風力発電による総設備容量は、2008年時点で約185万kWと増加傾向にあるものの、今後、更なる大幅な導入拡大が期待されている。

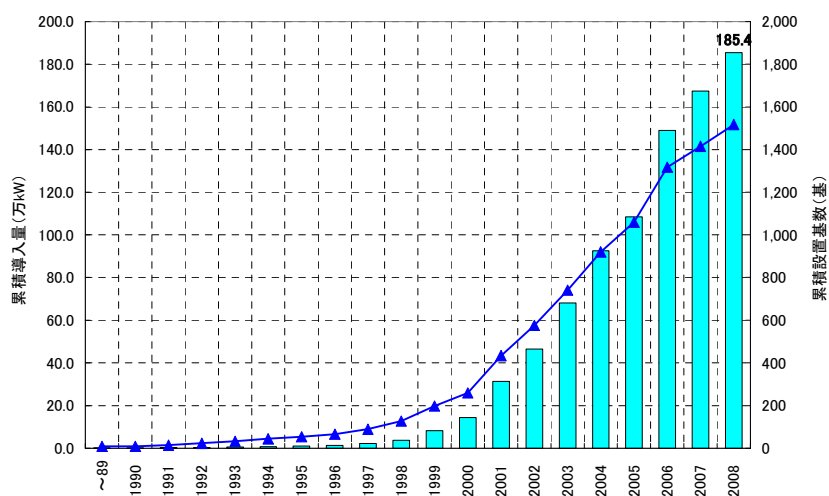


図 3-44 日本における風力発電の累積導入量の推移

出典) NEDO「日本における風力発電設備・導入実績」(2009年7月)

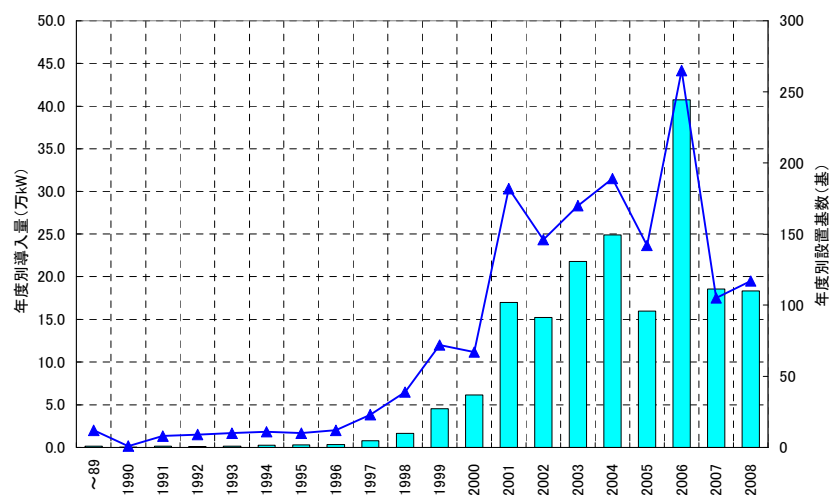


図 3-45 日本における陸上風力発電の年度別新規導入量の推移

出典) NEDO「日本における風力発電設備・導入実績」(2009年7月)

²⁵ 一方で、家庭への普及を狙った小型商品の開発・販売の動きもある。

世界風力エネルギー会議（GWEC）の発表によると、2009 年末の風力発電設備の累積導入量は、世界全体で 1 億 5,790 万 kW となり、前年末に比べ約 31%増加している。

直近の 1 年間の新規導入量は、1 位：中国 1,300 万 kW（2008 年比 207%）、2 位：米国 1,000 万 kW（2008 年比 140%）となっている。日本は 18 万 kW（2008 年比 109%）であり、1 年間で約 9%しか増加しておらず、世界 18 位にとどまっている。

累積導入量でも、1 位が米国、2 位がドイツ、3 位が中国となっており、2010 年末には、中国は世界 2 位になる勢いで普及が進んでいる。一方、日本の累積導入量は、200 万 kW を超えたものの（2009 年 205.6 万 kW）、依然として世界 13 位に過ぎず、累積導入量も世界の 1.3%に留まっていることから、今後より一層の導入促進が望まれる。

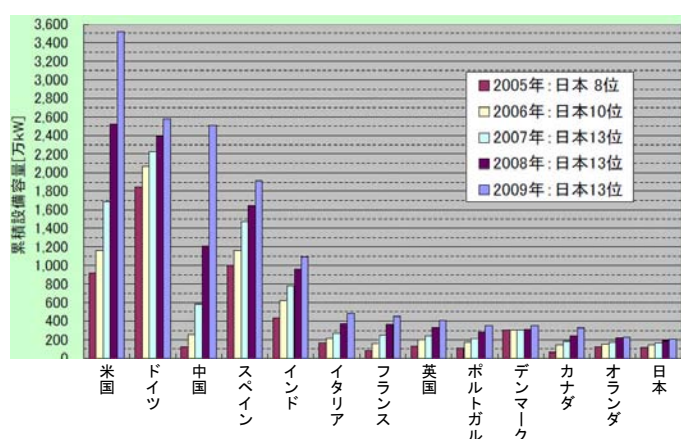


図 3-46 各国における風力発電導入量の近年の伸び

出典) 日本風力発電協会資料

さらに、かつては、風力発電設備市場において、日本企業が世界第 1 位であった時期もあるが、現在では例えば三菱重工が累積設置量でようやく世界の第 9 位というレベルまで落ち込んでおり、昨今国内で導入される風力発電だけをとっても大部分が輸入製品になっている点にも留意すべきである。今後、風力発電の大量導入によりエネルギー自給率を高めてエネルギー安全保障に貢献し、同時に関連産業の振興により経済成長を促すためにも、国内メーカーの国際競争力確保が重要である。

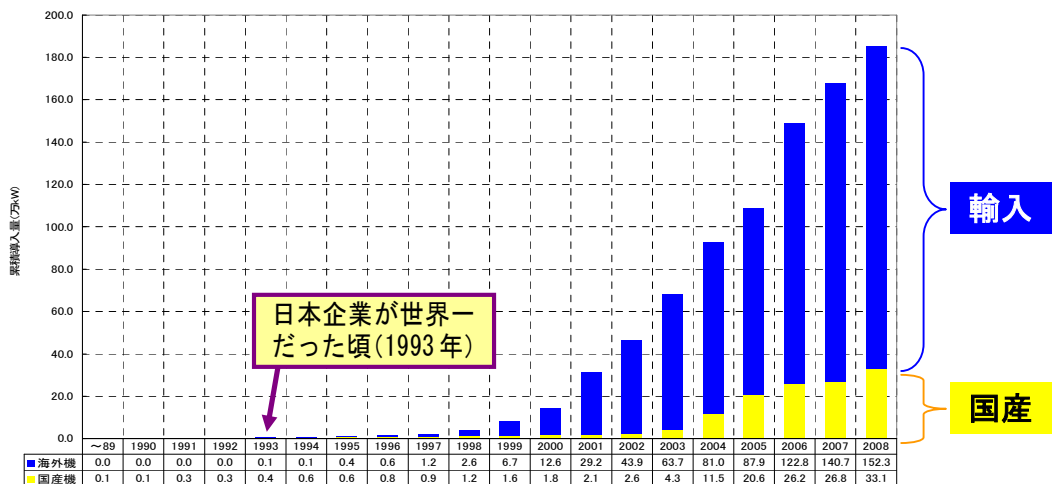


図 3-47 日本の風力発電導入量における国産／輸入の内訳

出典) NEDO 資料への加筆により MRI 作成

②洋上風力発電について

日本は、国土の面積が世界の中では相対的に小さく、風力発電の今後の更なる導入を考えた場合、大きな導入可能性を有する洋上風力について検討を進めることが必要である。

環境省が、環境影響の把握や地域への受容性を評価した上で、実海域における浮体式洋上風力発電の実証事業を実施することを計画するなど、洋上風力発電の早期実用化を促進するために実証レベルでの取組が進められている。



図 3-48 ノルウェーにおける実証の例

注) 2009年9月より実証試験開始(2年間)、沖合 10km 水深 220m に設置、出力 2.3MW、SPAR 型

表 3-20 洋上風力発電実証事業の事業計画

時期	予定
平成 22 年度	環境影響評価方法検討、地域受容性評価、基本設計
平成 23～24 年度	生態系、風況、海象等環境調査と評価、設計と実証機製造、実海域設置（2012 年度）、配電システム設置、実証試験開始
平成 25～26 年度	実証試験、大規模ウィンドファーム評価手法検討
平成 27 年度	事業性等の最終評価

出典) 環境省資料

③風力発電の促進のための経済的支援

風力発電は RPS 法の対象となっている。この場合、電力会社が RPS 法の義務を履行するために、販売単価に新エネルギー分の価値に相当する新エネルギー等電気相当量を上乗せした価格で買い取ることになる。

この他に、現状、国及び地方自治体において風力発電導入促進のために各種の経済的支援策が実施されている。例えば、新エネルギー導入促進協議会では、風力発電を導入する事業者に対して、1/3 を上限とする補助を行っている（地方公共団体等の場合は 1/2 を上限）。

(2) 風力発電の導入ポテンシャル

①ポテンシャル調査の概要

環境省内で 2009 年度に別途実施した「ポテンシャル調査」での調査結果を用いて導入ポテンシャルを整理する。

a) 賦存量

ア) 陸上風力発電

風力発電は、景観や野生生物等への影響が指摘されており、日本においても、風力発電施設の立地、設置及び運用に当たっては、景観や植生、鳥類等の野生生物・生態系をはじめとした周辺環境への影響に出来る限り配慮することが重要である。

ポテンシャル調査による結果を図 3-49 に示す。

ここでは、自然環境を代表する例として国立・国定公園内外の賦存量を確認した。

ポテンシャル調査により、陸上風力発電の賦存量は 139,150 万 kW と推計された。賦存量のうち、国立・国定公園内に存する割合は 16,684 万 kW であり、賦存量全体の 12%に過ぎず、国立・国定公園外に風力発電の開発適地が十分に存在することが示唆された。

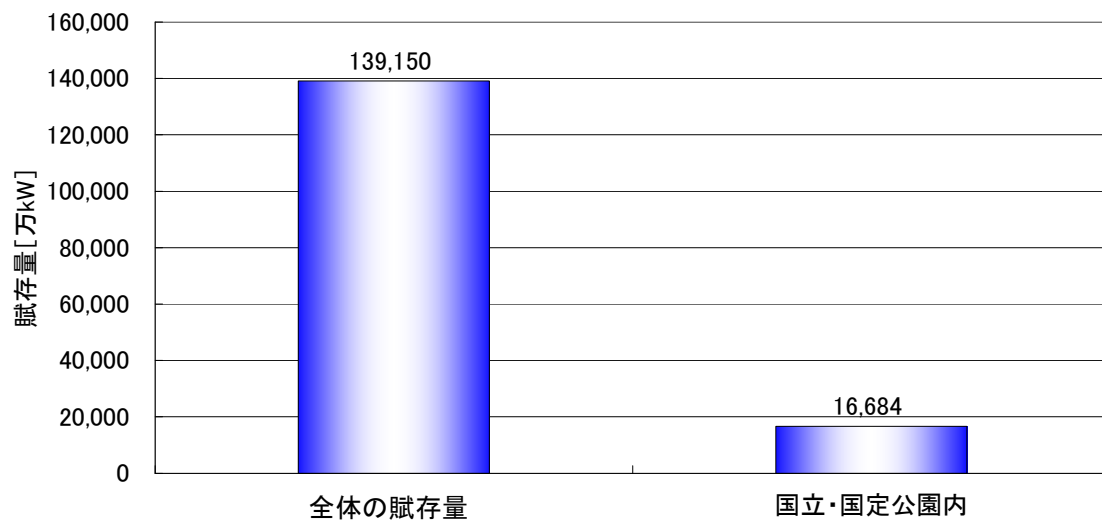


図 3-49 陸上風力発電の賦存量と国立・国定公園内に存在する量

出典) 環境省「ポテンシャル調査」(2009年3月)

また、地域別に見ると、北海道及び東北地域の賦存量が群を抜いており、これに九州地域が続く格好となっている。この3地域だけで、全賦存量の6割強を占めている。(図 3-50)

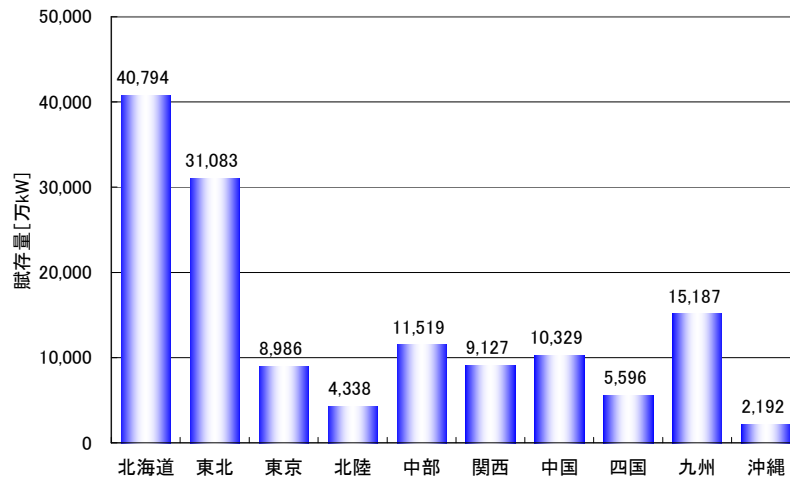


図 3-50 陸上風力発電の地域別賦存量

注) 一般電気事業者の供給区域ベースで整理している。

出典) 環境省「ポテンシャル調査」(2009年3月)

イ) 洋上風力発電

ポテンシャル調査により、洋上風力発電の賦存量は771,668万kWと推計された。また、地域別に見ると、陸上同様に北海道が第1位であるものの、第2位は東北地域を超えて九州地域となっている。また、陸上同様に、北海道、九州、東北の3地域だけで全賦存量の7割弱を占めている。(図 3-51)

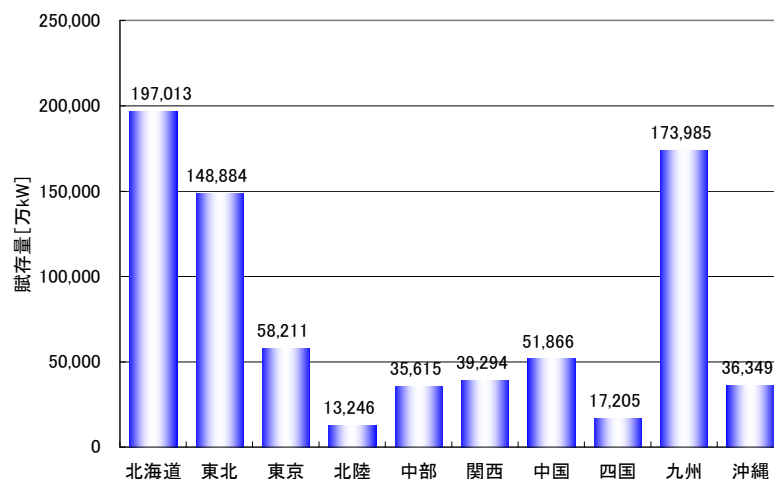


図 3-51 洋上風力発電の地域別賦存量

注) 一般電気事業者の供給区域ベースで整理している。

出典) 環境省「ポテンシャル調査」(2009年3月)

b) 導入ポテンシャル

ア) 陸上風力発電

陸上風力発電の導入ポテンシャルは、賦存量から、GIS データを基に、風速区分 (6.5 m/s 以上)、土地利用区分 (その他農用地、荒地、海浜、森林 [保安林を除く])、標高 (1,000 m 以下)、傾斜 (20 度以下)、道路からの距離 (10 km 以内) 及び居住地からの距離 (500 m 以上) 等の条件を満たす地点に絞り込んだ上で、1 km²あたりの設置容量 (1 万 kW/km²) を乗じて推計した。なお、風力発電機の 1km²あたりの設置容量については、NEDO 風力発電導入ガイドブック (2008 年 2 月改訂第 9 版) から、卓越風向がある場合の配置方法の推奨値 (10D×3D) を採用して、1 万 kW/km² とした。ここで、卓越風向とは、一年間を通じて頻繁に現れる風向のことであり、卓越風向がある場合に推奨される風車の配置方法 10D×3D とは、風下方向に 10D (D : ロータ直径) 間隔、風向と直角に 3D 間隔とすることである。

その結果、陸上風力発電で 16,890 万 kW (うち、国立・国定公園に含まれる地域には 1,104 万 kW [6.5%]) の導入ポテンシャルがあるという結果が得られた。

なお、16,890 万 kW の導入ポテンシャルは、現在の全国の発電設備容量比では 84% であるものの、各電力会社別の設備容量を考慮したものではない。現状では各電力会社間の連系に一定の制約があるため、例えば各電力会社別の発電設備容量の 100% を上限とすると導入ポテンシャルは 6,477 万 kW (対全国の発電設備容量比 32%)、また 50% を上限とすると 4,866 万 kW (同 24%) となる。

表 3-21 陸上風力発電の導入ポテンシャル

単位：km²

条件項目	条件	全国	
①風速区分	6.5m/s以上	71,912	
	内訳	6.5～7.5m/s	40,866
		7.5～8.5m/s	20,512
		8.5m/s以上	10,534
	参考	5.5～6.5m/s	67,238
②標高	1,000m以下(未満)	61,768	
③最大傾斜角	20度以下(未満)	45,251	
④道路からの距離	幅員3m以上の道路から10km以内	45,158	
⑤法規制等区分	国立・国定公園(特別保護地区、第1種特別地域)、原生自然環境保全地域、自然環境保全地域、国設鳥獣保護区、世界遺産地域以外	44,114	
⑥居住地からの距離	500m以上	26,988	
⑦都市計画区分	市街化区域以外	26,927	
⑧土地利用区分	その他農用地、森林(保安林を除く)、荒地、海浜		16,890
	内訳	その他農用地	685
		荒地	1,929
		海浜	21
		森林(保安林を除く)	14,255
参考	森林(保安林)	9,236	
導入ポテンシャル (絞込み結果)	面積(km ²)	16,890	
	電力(万kW)：可採電力条件：1万kW/km ²	16,890	

注) 1km²あたりの設置容量は、NEDO 風力発電導入ガイドブック(2008年2月改訂第9版)から、卓越風向がある場合の推奨値(10D×3D)を採用して、1万kW/km²とした。

出典) 環境省「ポテンシャル調査」(2010年3月)

イ) 洋上風力発電

陸上風力発電と同様に洋上風力発電の導入ポテンシャルについても、賦存量から、GISデータから、着床式及び浮体式別に、風速区分、水深区分及び離岸距離等の条件を満たす地点に絞り込んだ上で以下のとおり推計した。その結果、着床式（水深 50m 以下）で 9,383 万 kW、浮体式（水深 50m 超）で 51,949 万 kW の導入ポテンシャルがあるという結果が得られた。

なお、着床式の 9,383 万 kW の導入ポテンシャルは、全国の発電設備容量比では 48% であるものの、各電力会社別の設備容量を考慮したものではない。現状では各電力会社間の連系に一定の制約があるため、例えば各電力会社別の発電設備容量の 100% を上限とすると導入ポテンシャルは 3,512 万 kW（対全国の発電設備容量比 17%）、また 50% を上限とすると 3,091 万 kW（同 15%）となる。

同様に、浮体式の 51,949 万 kW の導入ポテンシャルは、全国の発電設備容量比で 257% に達する量である。例えば、各電力会社別の発電設備容量の 100% を上限とすると導入ポテンシャルは 10,243 万 kW（対全国の発電設備容量比 51%）、また 50% を上限とすると 7,682 万 kW（同 38%）となる。

表 3-22 洋上風力発電の導入ポテンシャル

単位：km²

条件項目	条件		全国
①風速区分	7.5m/s以上		571,571
	内訳	7.5～8.5m/s	403,973
		8.5m/s以上	167,597
	参考	6.5～7.5m/s	200,097
		5.5～6.5m/s	54,503
②法規制区分	国立・国定公園、原生自然環境保全地域、自然環境保全地域、国設鳥獣保護区、世界遺産地域以外（ただし、国立・国定公園の普通地域を除く）		571,547
③離岸距離	30km以下		168,091
④水深	50m以下		9,383
	着床式	0-20m以下	755
		20-50m以下	8,628
	浮体式	50-100m以下	19,941
		100-200m以下	32,008
導入ポテンシャル (絞込み結果)	着床式	面積(km ²)	9,383
		電力(万kW)： 可採電力条件：1万kW/km ²	9,383
	浮体式	面積(km ²)	51,949
		電力(万kW)： 可採電力条件：1万kW/km ²	51,949

注) 1km²あたりの設置容量は、NEDO 風力発電導入ガイドブック（2008年2月改訂第9版）から、卓越風向がある場合の推奨値（10D×3D）を採用して、1万kW/1km²とした。

出典) 環境省「ポテンシャル調査」（2010年3月）

②導入ポテンシャルと導入コストとの関係

a) 陸上風力発電

ここでは、後述する導入見込量達成に必要な施策（具体的には固定価格買取制度における買取価格）を検討するための基礎的データとして、陸上風力発電のプロジェクトの経済性に影響を与える条件項目とその概要（影響を及ぼす経路）を表 3-23 にまとめる。

表 3-23 条件項目とプロジェクトの経済性へ与える影響

条件項目	プロジェクトの経済性へ与える影響
風速区分	○設備利用率を通じて影響有り。
土地利用区分	△（厳密には、土地利用区分に応じて工事の内容が異なると考えられるため、土木工事費を通じて影響が有ると考えられる。ただし、ここでは土地利用区分に応じた想定を行うには根拠データが不足しており困難であるため、差をつけない。）
標高	－（1,000mを閾値として、これ以下の場合のみを対象とするが、その中では有意な差がつかない。）
傾斜	－（30度を閾値として、これ以下の場合のみを対象とするため、その中では差がつかない。）
道路	－（「幅員3m以上の道路から1km超」の場合のみを対象とするが、その中では有意な差がつかない。）
居住地からの距離	－（自然環境の重要性について、別途配慮することとしており、ここでいう経済性には影響しないものとする。）
自然公園区分	－（自然環境の重要性について、別途配慮することとしており、ここでいう経済性には影響しないものとする。）

このように、陸上風力発電においてプロジェクトの経済性に影響を与える条件項目は風速区分、つまり設備利用率のみとなった。

b) 洋上風力発電

同様に、洋上風力発電について表 3-24 にまとめる。

表 3-24 条件項目とプロジェクトの経済性へ与える影響

条件項目	プロジェクトの経済性へ与える影響
風速区分	○設備利用率を通じて影響有り。
水深区分	○着床式・浮体式の建設単価を通じて影響有り。
離岸距離区分	△ケーブルコストを通じて影響有り。 ※ただし、現状はウィンドファームの規模及びケーブルの長さ単価の想定が困難なため未計上。
漁業権	－（補償額の想定が困難なため、現状では未計上。なお、漁業権に対する補償はすべての海域にて発生し得るため、ポテンシャル内で差異が生じる要因にはならない。）

このように、洋上風力発電においてプロジェクトの経済性に影響を与える条件項目は風速区分つまり設備利用率と、水深区分つまり着床式・浮体式という型式の違いによる建設単価の違いとなった。

(3) 2020 年を対象とした導入見込量の評価とそのために必要な施策

ここでは、2020 年を対象に、導入ポテンシャルと導入コストの関係を踏まえ、実現可能性、実現に当たっての課題、実現に向けた施策について検討を行った。

①導入見込量の想定

AIM 日本技術モデルにおける導入量は、環境省「低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策検討会」の想定値、すなわち、日本風力発電協会が想定するオルタナティブシナリオにおける導入量を採用していた（表 3-25）。

表 3-25 オルタナティブシナリオにおける風力発電の導入量

	導入量	
	2020 年	2030 年
風力発電	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)

出典) 環境省「低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策検討会」(2009 年 2 月)

今回は、より最新のデータを用いる観点から、本検討における導入見込量については、2010 年 1 月に日本風力発電協会により公表された「風力発電の賦存量とポテンシャル及びこれに基づく長期導入目標とロードマップの算定」に基づいて設定した。具体的には、表

3-26 のとおり。

なお、ポテンシャル調査の結果を基に、更に堅く評価するため、今回の検討では、設備利用率は陸上で 20%、海上で 30%として算出している。

表 3-26 風力発電の導入見込量（2020 年）

		2005 年	2020 年		
			▲25% ①	▲25% ②	▲25% ③
風力発電（陸上）	原油換算（万 kL）	44	452	452	452
	出力（万 kW）	109	1,110	1,110	1,110
	（億 kWh）	19	194	194	194
	2005 年比	1.0	10.2	10.2	10.2
風力発電（洋上 [着床]）	原油換算（万 kL）	0	12	12	12
	出力（万 kW）	0	20	20	20
	（億 kWh）	0	5	5	5
	2005 年比	-	-	-	-
風力発電（洋上 [浮体]）	原油換算（万 kL）	0	1	1	1
	出力（万 kW）	0	1 ²⁶	1	1
	（億 kWh）	0	0	0	0
	2005 年比	-	-	-	-

²⁶ 世界的にも浮体式は実証段階であり、今後我が国のメーカーが国際競争力を確保すべき分野の一つとして考えられる。

<参考：日本風力発電協会の「風力発電の賦存量とポテンシャル及びこれに基づく長期導入目標とロードマップの算定」>

日本風力発電協会は、「風力発電の賦存量とポテンシャル及びこれに基づく長期導入目標とロードマップの算定」（2010年1月）において、風力発電の賦存量（風力発電建設適地面積）とポテンシャル及びこれに基づく長期導入目標とロードマップを算定し提示している。

表 3-27 日本風力発電協会の「風力発電導入ロードマップ」

年度	風力導入目標 [MW]			
	陸上	着床	浮体	合計
2008	1,854	0	0	1,854
2010	3,000	0	0	3,000
2015	6,400	5	0	6,400
2020	11,100	200	10	11,300
2025	16,400	1,100	600	18,100
2030	21,500	2,700	2,800	26,900
2035	25,100	4,700	6,700	36,500
2040	26,000	6,700	11,500	44,200
2045	26,000	7,500	15,600	49,100
2050	26,000	7,500	16,500	50,000

陸上風力：26,000MW 到達年＝2038年

着床風力：7,500MW 到達年＝2045年

浮体風力：16,500MW 到達年＝2048年

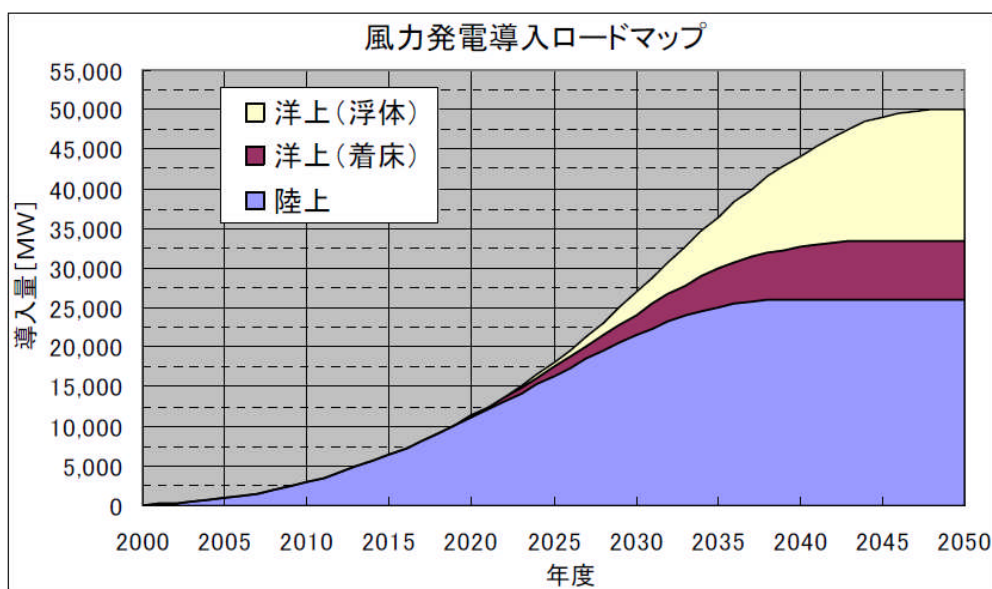


図 3-52 日本風力発電協会の「風力発電導入ロードマップ」

②導入見込量の実現可能性評価

a) 評価対象の範囲

風力発電の導入量については、ポテンシャル調査に基づく風速区分 6.5m/s～（陸上）又は 7.5m/s～（洋上）の地域区分データを評価対象とした。

b) 導入におけるリードタイムの影響

風力発電は、地熱発電や水力発電と比較して、導入までのリードタイムはそれ程長くない。よって、2020年の導入見込量達成に向けて、導入が必要なすべての案件について、必ずしも現時点で既に開始されている必要はない。今後の案件創出のスピード次第で導入見込量は十分に達成可能と推測した。

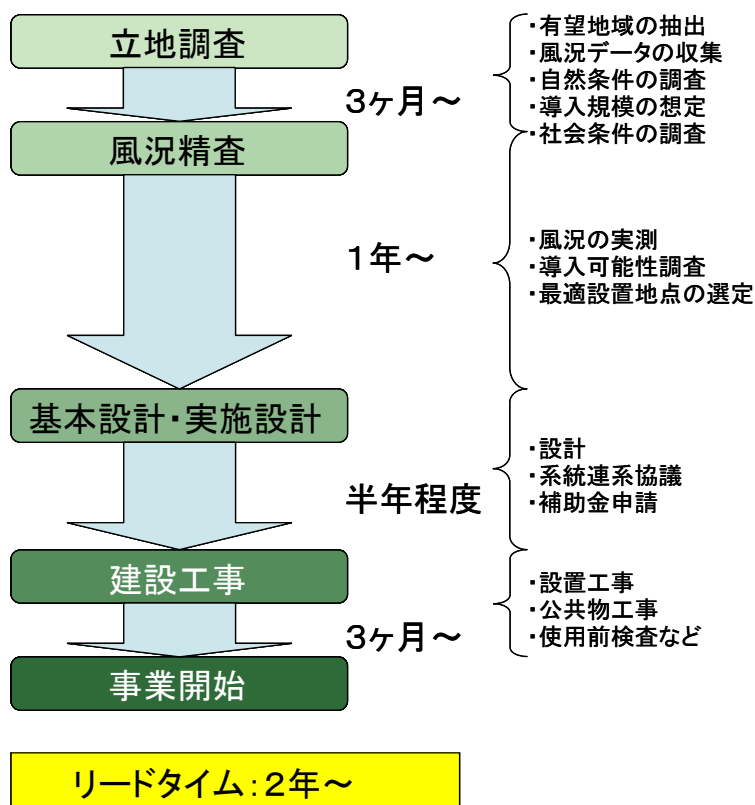


図 3-53 風力発電の事業フロー例と所要期間

出典) NEDO「風力発電導入ガイドブック」(2008年2月改訂第9版)等を参考にMRI作成

注) このほか、環境への配慮が必要であり、同時並行して環境影響評価や個別法手続を行うことが必要である。

c) 導入見込量達成に必要な施策とその定量的評価

以下では、経済面での課題を解決するための施策として、固定価格買取制度を取り上げ、導入見込量達成に必要な支援のレベルについて定量的評価を行った。

ア) 試算の考え方とモデル計算

固定価格買取制度の具体的な想定は以下のとおり。

- ・ 買取価格は 20 年間とし、IRR が 8%確保されるレベルまで支援を行うこととする。
- ・ 導入時期については、着床式洋上風力の導入開始を 2015 年度、浮体式洋上風力発電の導入開始は基本的には 2020 年度とする。
- ・ 設備利用率は、陸上 20%、洋上 30%とする。

(設備利用率の設定について)

風力発電の設備利用率については、本来は風速区分に起因し、それによってプロジェクトの経済性は大きく異なる。ポテンシャル調査の結果では、導入ポテンシャルを風速区分で分類し、陸上では 8.5m/s 以上が 2,000 万 kW (=km²) 程度、7.5~8.5m/s が 5,000 万 kW (=km²) 程度、6.5~7.5m/s が 10,000 万 kW (=km²) 程度となっている。実質的な設備利用率は、代表的な風車のパワーカーブを用いて、年間平均風速をレーレ分布²⁷とした場合の理論的な設備利用率に対して、利用可能率 0.95 と出力補正係数 0.90 (レーレ分布との差) を乗じることで算出される。具体的には、次表のとおり (表 3-28)。

表 3-28 風速区分と設備利用率

風速区分	代表風速	理論的な設備利用率	実質的な設備利用率
6.5~7.5m/s	7.0m/s	31.9%	27%
7.5~8.5m/s	8.0m/s	40.4%	35%
8.5~ m/s	8.5m/s	44.3%	38%

このように、ポテンシャル調査の結果が正確に適用可能であれば、陸上風力発電では、2,000 万 kW 程度という巨大な導入ポテンシャル量に対して、38%という高い設備利用率が期待できるが、実際には必ずしも経済性に優れた適地から順に開発される訳ではないため、設備利用率は従来通り陸上で 20%、洋上で 30%と想定することとした。

以上を踏まえて、各種費用等を整理して示すと以下のとおり。

²⁷ 風速の出現率分布の一つ。これを用いることで、特に日本の風況の出現頻度を表すことができる。

表 3-29 費用等の想定

項目	内容			
単機出力	2,500kW/基			
設備利用率	陸上：20%、洋上：30%			
建設単価(万円/kW)		陸上	洋上(着床)	洋上(浮体)
	2011年	30	60	90
	2020年	24	60	90
	2030年	20	50	75
	出典) 日本風力発電協会資料及び有識者ヒアリング結果より想定			
耐用年数	設備耐用年数(=プロジェクト期間)：20年 法定耐用年数：17年			
メンテナンス費	陸上：600万円/(1,000kW・年)、洋上：1,200万円/(1,000kW・年)			
人件費	※メンテナンス費に含むものとする。			
一般管理費	※メンテナンス費に含むものとする。			
支払金利	借入期間：15年間、金利：4%(元金均等返済)			
租税公課	固定資産税(実質建設費・累積減価償却額)×税率(固定資産税1.4%)			
法人税率	実効税率として40.87%			

注)・建設単価にはプロジェクト期間後の撤去費用が含まれていない。

・系統連系費用(洋上風力についてはケーブルコスト)を考慮していない。

イ) 固定価格買取制度による導入促進

上記ア)で示した条件で試算を行い、導入時点での建設単価に対して20年間のIRR8%が確保されるレベルの買取価格を求めると、陸上風力発電では建設単価の習熟効果により2011年：22円/kWh、～2020年：18円/kWhとなった。また、洋上風力発電(着床)では2015～2020年：30円/kWh、洋上風力発電(浮体)では2020年：42円/kWh、と試算された。

プロジェクト開始後20年間の買取に関する費用総額は、それぞれ陸上風力発電1.5兆円、洋上風力発電(着床)0.1兆円、洋上風力発電(浮体)0.01兆円(いずれも回避可能原価を控除)となった。

表 3-30 固定価格買取制度の結果（割引率 4%で 2010 年価値換算）

	導入見込量	買取価格	支援費用総額 (回避可能原価を控除)
陸上風力	1,110 万 kW	2011 年 : 22 円/kWh ~2020 年 : 18 円/kWh	1.5 兆円
洋上風力(着床)	20 万 kW	30 円/kWh	0.1 兆円
洋上風力(浮体)	1 万 kW	42 円/kWh	0.01 兆円
合計	1,131 万 kW	—	1.6 兆円

d) 導入目標

表 3-30 に示した導入見込量を達成するために、同表に示した価格で全量固定価格買取を実施することは、買取価格が高すぎて、導入費用の安価な設備に支援をしすぎることとなったり、支援総額が電力価格の大幅な引き上げにつながることはないと考えられる。

また、逆に、上記に示した価格は支援としては十分なものであり、更に拡充することが必要ということもないと考えられることから、全量固定価格買取制度の買取価格として、適切な水準にあると考えられる。

そこで、本検討としての 2020 年 25%①ケース、25%②ケース及び 25%③ケースの導入目標は、全ケースとも表 3-30 の導入量とし、その達成に必要な施策は、表 3-30 に示した全量固定価格買取制度とする

③需要創出額

風力発電が導入される際に発生する設備投資の金額を国内の需要創出額として、この需要創出額の推移を以下に示す。(表 3-31)

表 3-31 風力発電の需要創出額 (▲25%①、▲25%②、▲25%③)

	風力発電(陸上)				風力発電(洋上[着床])				風力発電(洋上[浮体])			
	単価	導入量	設備投資	工事費等	単価	導入量	設備投資	工事費等	単価	導入量	設備投資	工事費等
	万円/kW	万kW	億円	億円	万円/kW	万kW	億円	億円	万円/kW	万kW	億円	億円
2011	30	86	2,585		60		0		90		0	
2012	29	86	2,540		60		0		90		0	
2013	29	86	2,494		60		0		90		0	
2014	28	86	2,449		60		0		90		0	
2015	28	86	2,404		60	3	200		90		0	
2016	27	86	2,358		60	3	200		90		0	
2017	27	86	2,313		60	3	200		90		0	
2018	26	86	2,268		60	3	200		90		0	
2019	26	86	2,222		60	3	200		90		0	
2020	25	86	2,177		60	3	200		90	1	90	
2021	25	104	2,573		59	25	1,475		89	27.9	2,469	
2022	24	104	2,518		58	25	1,450		87	27.9	2,427	
2023	24	104	2,463		57	25	1,425		86	27.9	2,385	
2024	23	104	2,408		56	25	1,400		84	27.9	2,344	
2025	23	104	2,354		55	25	1,375		83	27.9	2,302	
2026	22	104	2,299		54	25	1,350		81	27.9	2,260	
2027	22	104	2,244		53	25	1,325		80	27.9	2,218	
2028	21	104	2,189		52	25	1,300		78	27.9	2,176	
2029	21	104	2,135		51	25	1,275		77	27.9	2,134	
2030	20	104	2,080		50	25	1,250		75	27.9	2,093	

(4) 導入目標達成に向けて必要な配慮事項

風力発電の導入目標達成のためには、まずは経済面での課題が解決され、その上で次の事項についても配慮していくことが必要となる。

①技術的な事項

- ・ 風速の変動にともなって、出力が不安定に変動するが、このことにより系統電力へ影響を及ぼしていること。
- ・ 電力会社ごとに系統連系が可能となる容量が限定されていること、また電力会社間の地域連系線の利用可能容量が限られていることにより、風力発電の導入量が制限されること。
- ・ 浮体式洋上風力等において技術的なフェージビリティを高めること。

②社会的な事項

- ・ 周辺住民へ騒音被害を与えている場合があること。
- ・ バードストライク（ブレードに鳥が巻き込まれて死傷すること）や風致景観に影響を及ぼしていること。

(5) 中長期的な(2030、2050年の)導入目標

①2050年の導入目標

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5,000万kWとした。

②2030年の導入目標

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。

表 3-32 風力発電の導入目標(2030年・2050年)

		2005年	2030年			2050年
			下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース	
風力発電(陸上)	原油換算(万kL)	44	876	876	876	1,059
	出力(万kW)	109	2,150	2,150	2,150	2,600
	(億kWh)	19	377	377	377	456
	2005年比	1.0	19.7	19.7	19.7	23.9
風力発電 (洋上(着床))	原油換算(万kL)	0	165	165	165	458
	出力(万kW)	0	270	270	270	750
	(億kWh)	0	71	71	71	197
	2005年比	-	-	-	-	-
風力発電 (洋上(浮体))	原油換算(万kL)	0	171	171	171	1,008
	出力(万kW)	0	280	280	280	1,650
	(億kWh)	0	74	74	74	434
	2005年比	-	-	-	-	-

3.2.3 中小水力発電

本検討では、経済産業省の「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム」において分析対象となっている 30,000kW 以下の規模の水力発電を中小水力発電として定義し、中小水力発電の導入について以下の分析を行う。なお、30,000kW より大きい規模の水力発電の導入は、電力供給計画と同様の想定となっている AIM 日本技術モデルに従うこととした。このため、30,000kW 以上の水力発電は特段の支援策を考慮していない。

(1) 中小水力発電の現状

① 中小水力発電の概要

中小水力発電の多くは、河川の水を貯めることなく、そのまま利用する発電方式である。「小水力エネルギー読本(全国小水力利用推進協議会編)」によると、水力発電は一般的に、水の利用方法に着目して、流込み式、調整池式、貯水池式及び揚水式の4つに分類される。また、発電に利用する落差を確保する方式に着目して、水路式、ダム式、ダム水路式に分類される。このうち、中小水力発電の場合、水を貯留しない(ダムなどを持たない)流込み式・水路式の発電形式が基本となる。

「小水力発電(パワー社)」などによると、小水力発電の特徴は、例えば次に示すものが挙げられる。

- ・ ライフサイクルで見た CO₂ 排出量が、極めて少ない発電設備。
- ・ 大型設備を必要としないため短期間の工事で済み、維持管理も容易。
- ・ 時間帯による変動が少なく、安定した発電が可能(全国小水力利用推進協議会ホームページによると、設備利用率で 50~90%)。

なお、1,000kW 以下の水力発電は、「新エネルギーの利用等の促進に関する特別措置法(新エネ法)」により新エネルギーと位置付けられており、「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法(RPS法)」の対象でもある。また、「マイクロ水力発電導入ガイドブック(NEDO)」(以下「NEDO ガイドブック」という。)では、以下の定義が示されている。

小水力：1,000kW~10,000kW

ミニ水力：100kW~1,000kW

マイクロ水力：100kW 以下

② 中小水力発電の現状

国内の導入事例を網羅的に把握した例は少ないが、例えば RPS 法の認定設備としては、RPS法ホームページにて2009年10月31日時点で20.1万kWの出力分が認定されている。

これを運転開始年度別に発電出力の累積を見ると図 3-54 のとおり。最も古い設備は 1897 年度の運転開始であり、出力ベースで半分程度は 1920 年代までに運転を開始している。

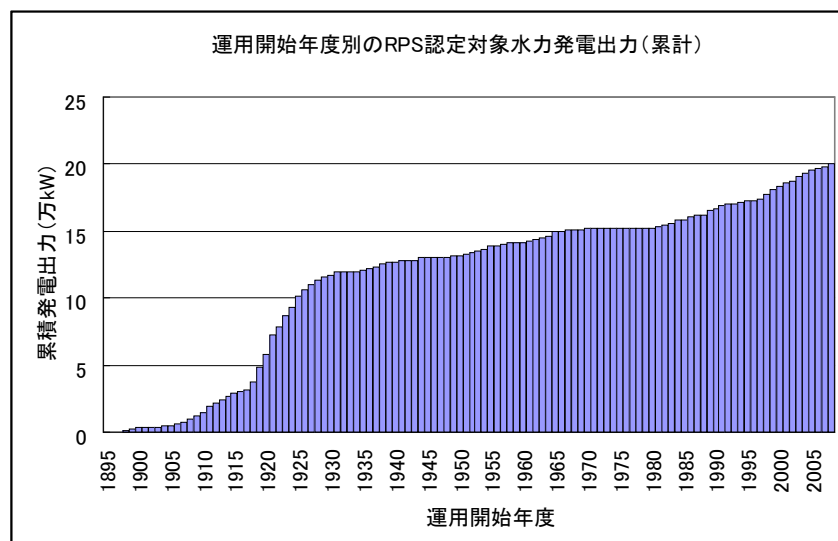


図 3-54 運転開始年度別の RPS 法認定対象設備発電出力（累計）

出典) RPS 法ホームページ 設備情報ファイル

RPS 法認定設備の発電出力を、設備の規模別にみると、500kW 以上の発電設備が、発電出力 1000kW 以下の発電設備全体の発電出力総量の 7 割程度を占めている（図 3-55）。

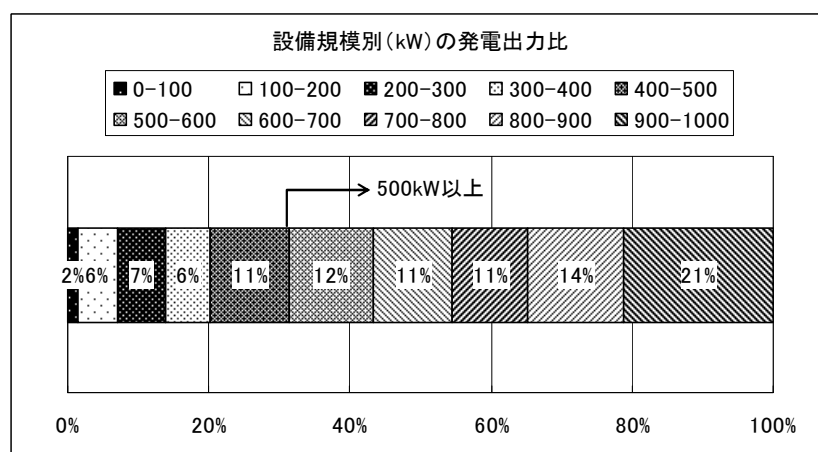


図 3-55 設備規模別の発電出力比

出典) RPS 法ホームページ 設備情報ファイル

③中小水力発電導入促進のための経済的支援

先に述べたように、発電出力 1,000kW 以下の施設は RPS 法の対象となっている。この場合、電力会社が RPS 法の義務を履行するために、販売単価に新エネルギー分の価値に相当する新エネルギー等電気相当量を上乗せした価格で買い取ることになる。

この他に、現状、国等において小水力発電導入促進のために各種の経済的支援策が実施されている。例えば、新エネルギー導入促進協議会では、1,000kW以下の水力発電を導入する事業者に対して、1/3を上限とする補助を行っている（地方公共団体等の場合は1/2を上限）。

（２）中小水力発電の導入ポテンシャル

①ポテンシャル調査の概要

環境省内で2009年度に別途実施した「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」（以下「ポテンシャル調査」という。）の調査結果を用いて導入ポテンシャルを検討する。ポテンシャル調査結果の概要を以下に示す。

ポテンシャル調査では、全国の賦存量及び地域別の賦存量に対して、土地利用条件や地形条件を考慮して絞り込みをした導入ポテンシャルを把握している。具体的には以下の条件を設けている。

- ・ 建設単価 50 万円/kW 未満、100 万円/kW 未満、150 万円/kW 未満、260 万円/kW 未満
- ・ 幅員 3m 以上の道路からの距離が 1km 未満
- ・ 最大傾斜角 20 度未満
- ・ 国立・国定公園の特別保護地区及び第 1 種特別地域、原生自然環境保全地域、自然環境保全地域、国指定鳥獣保護区、世界自然遺産地域では開発できない

導入の有望地点と考えられる賦存量と導入ポテンシャルの全国合計と地域別内訳は以下のとおりであり、賦存量及び導入ポテンシャルはそれぞれ、全国合計で 1,810 万 kW 及び 1,525 万 kW となる。地域別にみると、東北、中部の賦存量が多く、西日本では比較的賦存量が少ない傾向が見られる。なお、ポテンシャル調査では、出力 3 万 kW 以下の水力発電を対象とした(図 3-56)。

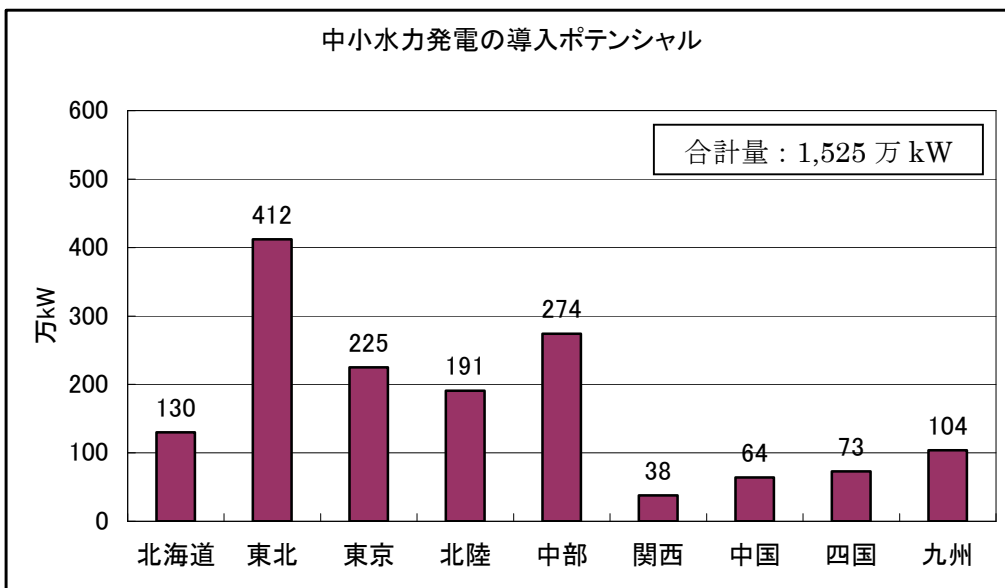
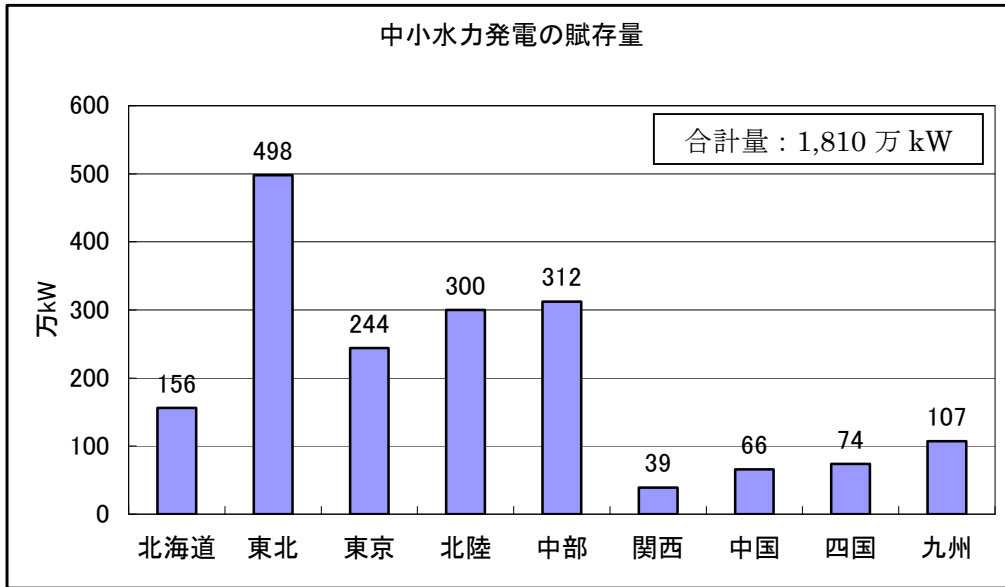


図 3-56 中小水力発電の賦存量及び導入ポテンシャル

注) 一般電気事業者の供給区域ベースで整理している。

導入ポテンシャルを、設備規模別に整理すると、以下のとおりとなる。

表 3-33 設備規模ごとのポテンシャル

	出力計 (万 kW)	平均出力 (kW)	地点数
1 万～3 万 kW	147	14,522	101
1 千～1 万 kW	872	2,368	3,681
1 千 kW 以下	507	297	17,066
合計	1,525	732 (平均)	20,848

なお、中小水力発電の導入ポテンシャルについては、考え方が大きく異なる試算がいくつかあり、精査が必要である。

例えば、資源エネルギー庁の「未利用落差発電包蔵水力調査報告書（以下「未利用包蔵水力調査」という。）」（2009年3月）でも中小規模水力の未開発地点に関する情報が地点ごとに整理されているが、未開発地点の合計出力は33万kW（16.6億kWh）としている。

また、全国小水力利用推進協議会は、「2050年自然エネルギービジョン（環境エネルギー政策研究所）」の中で、2050年までの建設可能量を以下のとおり試算している。

表 3-34 2050年までの建設可能量（全国小水力利用推進協議会試算）

	年間発電電力量 [億 kWh]	設備容量 [万 kW]
1,000kW 以上の新設発電所	230	450
1,000kW 以下の新設発電所（溪流）	172	280
1,000kW 以下の新設発電所（水路）	13	22
合計	415	752

②導入ポテンシャルと導入コストとの関係

ここでは、後述する導入見込量の妥当性に係る検討において必要となる最も高い発電単価を把握するため、導入ポテンシャルと導入コストとの関係を整理した。

a) 出力と導入コストの関係

中小水力発電の導入コストに関する情報としては、ポテンシャル調査で把握している工事費合計（建物工事費、取水口工事費、沈砂地工事費、開渠工事費、水圧管路工事費、放水口工事費、施設基礎工事費及び設備費）がイニシャルコストとして活用可能である。ランニングコスト等はNEDOガイドブックにおけるケーススタディが参考となる。

工事費以外の費用についても、NEDOのケーススタディの情報をもとに、下表のとおりを設定することで、地点ごとの出力、稼働率及び工事費から発電単価を推計可能となる（表 3-35）。

表 3-35 発電コストに関する条件

設備利用率	62%
プロジェクト期間	20年
メンテナンス費	NEDO ケーススタディより、kW あたり 3,000 円/年
人件費	NEDO ケーススタディより、kW あたり 1,1 万円
借入金条件	支払期間 10 年、支払金利 4%
税	固定資産税率 1.4%、法人税率 40%
販売単価	8 円/kWh(地熱発電モデルケースの有識者想定)
補助金	想定しない

b) ポテンシャル調査と導入コストの対応付け

ポテンシャル調査から、地点ごとの出力及び工事費の情報を得ることで、他の条件と合わせて発電コストが推計可能となる。設備規模別に、発電コストごとの設備容量を把握すると以下のとおり。

設備規模が大きい区分の方が、発電コストの分布が安い方に位置していることが分かる。

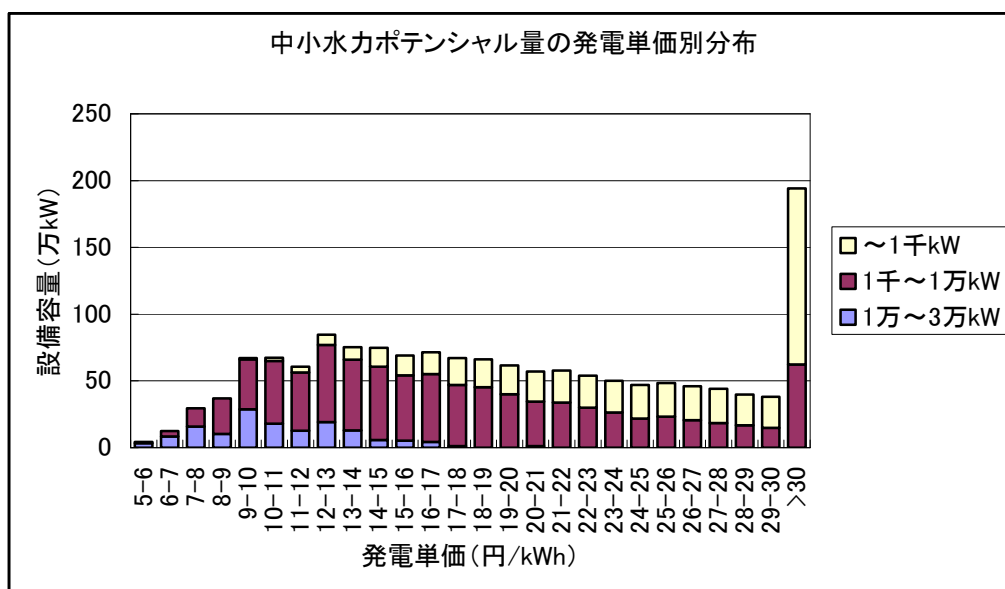


図 3-57 施設規模別ポテンシャル量の発電単価別分布

(3) 2020年を対象とした導入見込量の評価とそのために必要な施策

ここでは、先に把握した導入ポテンシャルと導入コストの関係を踏まえ、2020年を対象に全体検討会で提示された AIM 日本技術モデルが想定している導入量をベースとしつつ、実現可能性、実現に当たっての課題、実現に向けた施策について検討を行った。

①導入見込量の想定

導入見込量の想定としては、AIM 日本技術モデルで 2020 年までに想定している導入量とする。AIM 日本技術モデルでは、低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策検討会の提言に基づき、25%①ケース及び 25%②ケースで 174 万 kW（導入済み含む）としている。

表 3-36 水力発電の導入見込量

	2005 年	2020 年 25%①ケース	2020 年 25%②ケース
導入量 (万 kW)	40	174	174

②導入見込量達成に必要な経済的支援策とその定量的評価

以下では、経済面での課題を解決するための施策として、固定価格買取制度を取り上げ、174 万 kW 程度の導入を見込んだ場合に必要な支援のレベルについて定量的評価を行った。具体的には、ポテンシャル調査の結果から得られた地点ごとの発電コストを安価な順に整理した上で、累積で 174 万 kW に相当する地点を分析対象地点とし、分析対象地点に関して、導入見込量の IRR8%が確保されるレベルまで固定価格買取制度による支援を行うこととした。併せて、支援レベルを変化させた場合の導入量の評価を行った。

固定価格買取制度の具体的な想定は以下のとおり。

- ・ 買取価格は 20 年間として、それ以降の販売単価は 8 円/kWh（後に示す地熱発電モデルケースの有識者想定）とする。
- ・ 買取制度を導入した場合、現行の補助制度はすべて廃止されるものとする。

以上の条件において、導入見込量を満たす範囲のすべての地点で、20 年間の IRR が 8% 以上となるレベルの販売単価を求めると、15.26 円/kWh と試算された。

このとき、累積で 174 万 kW に相当する地点より発電コストが安い地点でも同じ販売単価で買取が行われるとすると、プロジェクト開始から 20 年間での費用総額は 0.38 兆円（割引率 4%で 2010 年価値換算、回避可能原価を控除）となる。

IRR8%以上となるレベルの販売単価及び従来行われてきた太陽光発電の余剰電力買取単価を踏まえ、買取価格を 15 円/kWh、20 円/kWh、25 円/kWh と設定する。この場合に導入

される範囲を算出したところ、導入量と費用総額は以下のとおりとなった。なお、AIM 日本技術モデルの想定における中小水力発電は 1,000kW 以下の規模に限られていたが、今回の試算における導入範囲は 30,000kW 以下のものを対象とした。費用総額はいずれも割引率 4%で 2010 年価値換算し、回避可能原価は控除したものである。

表 3-37 固定価格買取制度の結果（割引率 4%で 2010 年価値換算）

買取価格	15 円/kWh	20 円/kWh	25 円/kWh
導入量	165 万 kW	380 万 kW	600 万 kW
費用総額	0.33 兆円	1.87 兆円	4.74 兆円

③導入目標

上表 3-37 に示した導入見込量を達成するために、同表に示した価格で固定価格買取を実施することは、買取価格が高すぎて、導入費用の安価な設備に支援をしすぎることであったり、支援総額が電力価格の大幅な引き上げにつながることはないと考えられる。

また、逆に、上記に示した価格は支援としては十分なものであり、更に拡充することが必要ということもないと考えられることから、全量固定価格買取制度の買取価格として、適切な水準にあると考えられる。

以上より、本検討における 2020 年 25%①、25%②及び 25%③ケースの導入目標は、それぞれ買取価格を変化させた上記の 3 ケースとする。

表 3-38 中小水力発電の導入目標（2020 年）

		2005 年	2020 年		
			▲25% ①	▲25% ②	▲25% ③
中小水力発電	原油換算 万 kL	35	195	466	744
	出力 万 kW	40	165	380	600
	億 kWh	15	84	200	320
	2005 年比	1.0	5.6	13.5	21.6

④需要創出額

中小水力発電が導入される際に発生する設備投資と設備工事等の金額は、国内の需要創出額でもある。この需要創出額の推移を以下に示す。

表 3-39 中小水力発電の需要創出額（25%①）

	中小水力 発電				
	設備投資 単価	工事費単 価	導入量	設備投資	工事費等
	万円/kW	万円/kW	万kW	億円	億円
2011	12	36	12	146	437
2012	12	36	12	146	437
2013	12	36	12	146	437
2014	12	36	12	146	437
2015	12	36	12	146	437
2016	12	36	12	146	437
2017	12	36	12	146	437
2018	12	36	12	146	437
2019	12	36	12	146	437
2020	12	36	12	146	437

表 3-40 中小水力発電の需要創出額（25%②）

	中小水力 発電				
	設備投資 単価	工事費単 価	導入量	設備投資	工事費等
	万円/kW	万円/kW	万kW	億円	億円
2011	15	48	34	491	1,608
2012	15	48	34	491	1,608
2013	15	48	34	491	1,608
2014	15	48	34	491	1,608
2015	15	48	34	491	1,608
2016	15	48	34	491	1,608
2017	15	48	34	491	1,608
2018	15	48	34	491	1,608
2019	15	48	34	491	1,608
2020	15	48	34	491	1,608

表 3-41 中小水力発電の需要創出額（25%③）

	中小水力 発電				
	設備投資 単価	工事費単 価	導入量	設備投資	工事費等
	万円/kW	万円/kW	万kW	億円	億円
2011	17	58	56	959	3,222
2012	17	58	56	959	3,222
2013	17	58	56	959	3,222
2014	17	58	56	959	3,222
2015	17	58	56	959	3,222
2016	17	58	56	959	3,222
2017	17	58	56	959	3,222
2018	17	58	56	959	3,222
2019	17	58	56	959	3,222
2020	17	58	56	959	3,222

(4) 導入目標達成に向けて必要な配慮事項

以下では経済面以外の論点について整理する。

①水利権の確保

太陽光や風力と異なり、水の場合は限られた水を有効に利活用するため、厳格に水利権が設定されている。中小水力発電開発を行う場合、利用しようとする流水について、どのような水利権が誰に設定されているか、どのような手続きが必要か等を把握する必要がある。

水利権は使用目的ごとに許可されるため、既得の水利権があっても発電目的と異なる場合、新たに所定の手続きを経て目的に対する利用許可を得る必要がある。

②内水面漁業権への配慮

内水面漁業権とは、河川、池、湖沼、水路等で行う漁業に対する独占排他的な権利であり、中小水力発電のために取水口を設置する場合などに、この権利に対する配慮が必要となる。例えば、開発地点における魚類等の生態系の実態を理解した上で、内水面漁業権者と協調関係を築く必要がある。

③電気事業法における保安規則

電気事業法では、発電の種類別及び出力規模別に、主任技術者の選任及び工事計画届出等に関する規制が定められており、事業者は保安規則を遵守する必要がある。この規制に関して、水力発電、太陽電池及び風力発電を比較すると、表 3-42 のとおりとなっている。

④施工技術の標準化、人員教育、体制整備

小規模の発電施設を全国に普及させていくにあたっては、施工技術の標準化を進めるとともに、施工を行う事業者の人員教育など、施工体制を整備していく必要がある。

⑤メンテナンス技術の標準化、人員教育、体制整備

施工と同様、メンテナンスについても、その技術の標準化を進めるとともに、メンテナンスを行う事業者の人員教育など、施工体制を整備していく必要がある。

表 3-42 電気事業法における現行の保安規制

	出力等条件	主任技術者選任		工事計画届出
		電気	ダム水路	
水力	ダム・堰を有する又は 10kW 以上	要	要	要
	ダム・堰を有せず 10kW 未満	不要	不要	不要
太陽電池	500kW 以上	要	—	要
	20kW 以上 500kW 未満	要	—	不要
	20kW 未満	不要	—	不要
風力	500kW 以上	要	—	要
	20kW 以上 500kW 未満	要	—	不要
	20kW 未満	不要	—	不要

出典) 総合資源エネルギー調査会原子力安全・保安部会電力安全小委員会 (2010年2月 第4回) 配付資料より一部抜粋

なお、水力発電については、以下の改正を求める要望を受け、規制が見直される方向で、総合資源エネルギー調査会原子力安全・保安部会電力安全小委員会において取りまとめが行われている。

- ・ 主任技術者選任が不要となる一般用電気工作物の範囲について、20kW 未満とする
- ・ 工事計画書の届出対象範囲を、500kW 以上とする

(5) 中長期的な (2030、2050 年の) 導入目標

①2050 年の導入目標

2050 年に向けては、80%削減を目指すため、導入ポテンシャルをすべて顕在化させることとした。具体的には、ポテンシャル調査で把握している導入ポテンシャル量と同程度 (1,500 万 kW) を中小水力発電の導入目標とした。

②2030 年の導入目標

2030 年に向けては、2020 年の各ケースからと、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、下位、中位、上位の 3 ケースを推計した。

中小水力発電の導入目標をまとめると以下のとおり。

表 3-43 中小水力発電の導入目標（2030年・2050年）

		2005年	2030年			2050年
			下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース	
中小水力発電	原油換算（万kL）	35	756	937	1,122	1,880
	出力（万kW）	40	610	753	900	1,500
	出力（億kWh）	15	325	403	483	809
	2005年比（%）	1.0	21.9	27.2	32.5	54.5

【参考】大規模水力発電における出力アップの可能性

既存の水力施設における発電電力量の増減要因及び増減量として、資源エネルギー庁「水力発電に関する研究会」では、以下の事項が指摘されている。なお、ここでは新規開発以外の既存設備の運用改善等に関する事項のみ取り上げた。

表 3-44 電源の特徴

増減要因	増減量
設備更新に伴う効率改善	+5.8 億 kWh
維持流量等の活用による二次的利用	+6.1 億 kWh
維持流量分の放流に伴う減少	-3.7~-9.4 億 kWh

以下、各要因の具体的内容について、簡単に述べる。

●設備更新に伴う効率改善

既設水力発電所の約7割が運転開始後40年以上を経過している。今後の設備更新に際し、最新技術を適用した機器が導入された場合、機器効率が従来のもよりも2%程度高いと考えられることから、約5.8億kWhの発電電力量の増加が期待される。

●維持流量等の活用による二次的利用

維持流量等を活用して未利用落差を利用する、二次的利用によって発電できる可能性がある。具体的には、既設ダムの利用(4.4億kWh)+既設水路の利用(1.7億kWh)=6.1億kWhの増加の可能性がある。

●維持流量分の放流に伴う減少

維持放流の実施により、既設水力の平均可能電力量は減少している。一般電気事業者及び電源開発株式会社の場合、「発電水利権の期間更新時における河川維持流量の確保について(通称:発電ガイドライン)」(河川局水政課長・開発課長通知)が制定された1988年以降、これまでに、年間約17億kWhを発電するのに相当する水量が減少した。維持放流については、発電ガイドライン対象発電所の約8割で既に実施済みであるが、今後10年以内に残る発電所からも維持放流が行われ、平均可能電力量は更に減少する見通しである。

今後10年間で水利権許可期間の更新時期を迎える発電所から維持放流が行われることにより減少する発電電力量は、維持流量が従来程度(発電取水口等における集水面積100平方キロメートルあたり約0.3m³/s)であると仮定すると、約9.4億kWhと見込まれる。

しかし、発電ガイドラインは、河川維持流量を、発電取水口等における集水面積100km²あたり概ね0.1~0.3m³/sとしている。仮に今後の維持流量が0.1m³/s程度であれば、減電量は約3.7億kWhに抑えられることになる。

3.2.4 地熱発電

(1) 地熱発電の現状

①地熱発電の概要

地熱発電は、地下深部（通常地下 1,000～3,000m）から供給される熱源により温められた熱水・蒸気を利用する発電方式である。地熱は火山列島である我が国に豊富に存在している純国産のクリーンエネルギー資源である。

地熱発電の特徴としては、純国産のエネルギーであること、発電時には CO₂ を排出しないこと、再生可能エネルギーの中では出力が安定していること、が挙げられる。

地熱発電の方式としては主に、シングルフラッシュ方式、ダブルフラッシュ方式、バイナリ方式、が挙げられる。我が国では、図 3-58 に示すシングルフラッシュ方式が主流となっている。

日本地熱開発企業協議会ホームページによると、シングルフラッシュ方式は、蒸気と熱水のうち、蒸気のみを取り出して利用する方式である。具体的には、地下に存在する高温高圧で 200 度以上の熱水が、地上まで噴出する過程で沸騰して発生する蒸気を、気水分離器（セパレータ）により熱水と遠心分離させて取り出し、これを用いてタービンの羽を回転させ電気を起こすものである。

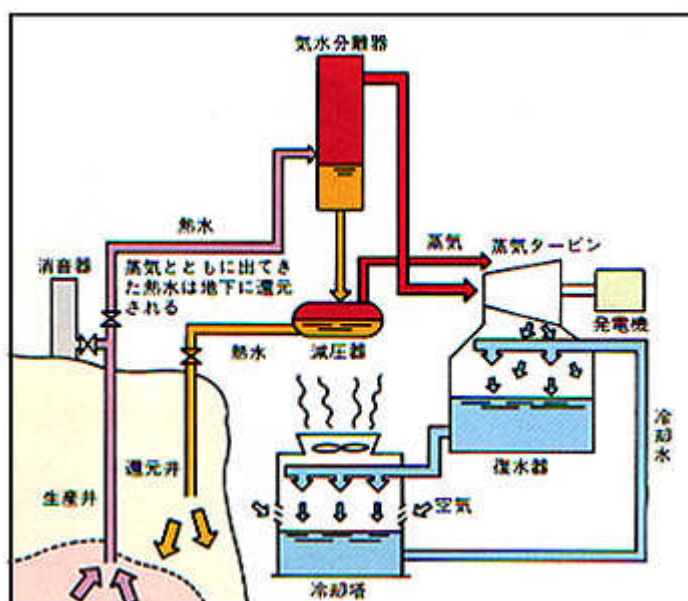


図 3-58 シングルフラッシュ方式のイメージ

出典) 資源エネルギー庁ホームページ

ダブルフラッシュ方式は、シングルフラッシュ方式と異なり、蒸気だけでなく熱水も利用する方式である。具体的には、気水分離器で分離された熱水を蒸発させ、一次蒸気と一緒にタービンへ送り発電する。

バイナリ方式は、低温でも沸騰する二次媒体（アンモニア等）を使う方式であり、従来のシングルフラッシュ方式やダブルフラッシュ方式では利用できない 80～100℃の低温熱水による発電を可能とする方式をいう。

②地熱発電導入の現状

我が国で最初の地熱発電導入は 1966 年に運転を開始した松川発電所であり、既に 40 年以上経過した現在も安定して運転されている。その後、オイルショック以降の原油価格等の高騰期において、石油等を燃料として使用する火力発電に対してコスト競争力を有していた時期に本格的調査が開始され、1990 年代には 9 基（約 32 万 kW）が導入された。しかし、1999 年の八丈島地熱発電所の運転開始を最後に、現時点まで新規立地がない状態が続いている。

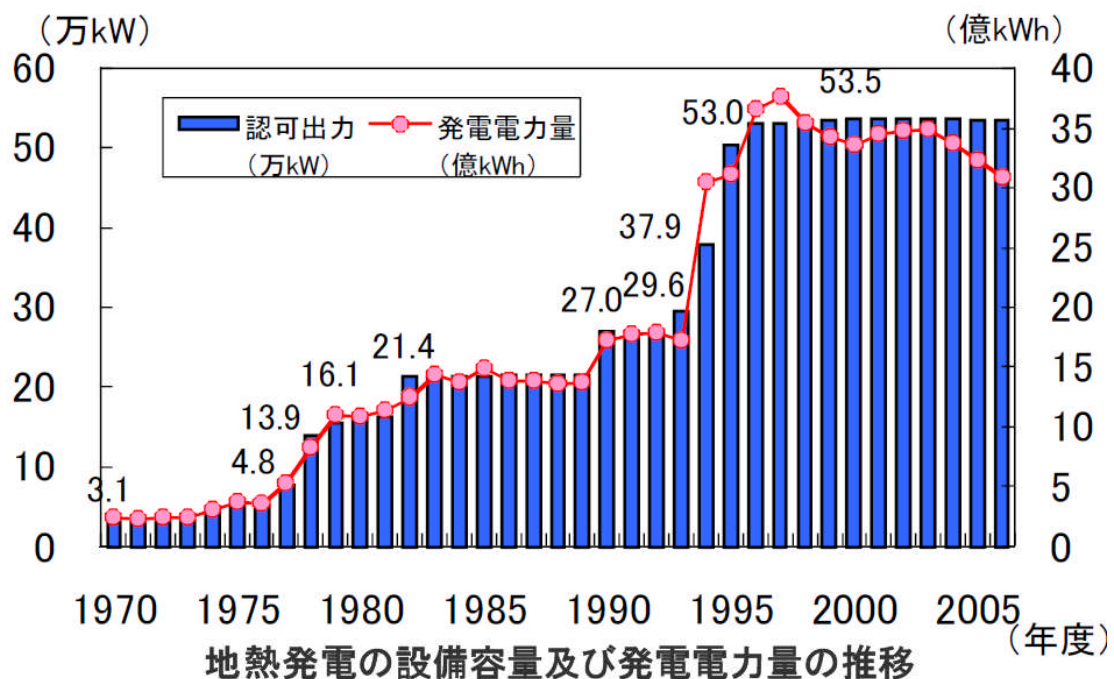


図 3-59 地熱発電の設備容量及び発電電力量の推移

出典) 経済産業省作成 (再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム第 1 回配付資料)

一方、世界全体の地熱発電の設備容量は 900 万 kW 近くあり、火山地帯の国を中心に導入が進められている (図 3-60)。

世界全体の地熱資源量（賦存量に相当する）をみると、インドネシア、アメリカ及び我が国が三大地熱資源国といえる（図 3-61）。

また、報道資料によると、インドネシアでは発電所増設計画のうち 4 割が地熱発電とされており、ニュージーランドでは、出力 25 万 kW という大規模な地熱発電所の新設が計画されている。

こうした海外の地熱発電所の導入には日本の企業も関与しているが、2009 年度電力供給計画では、鬼首発電所（電源開発）の増出力計画があるのみとなっており、このほか具体的な導入計画があるとの情報は無い。

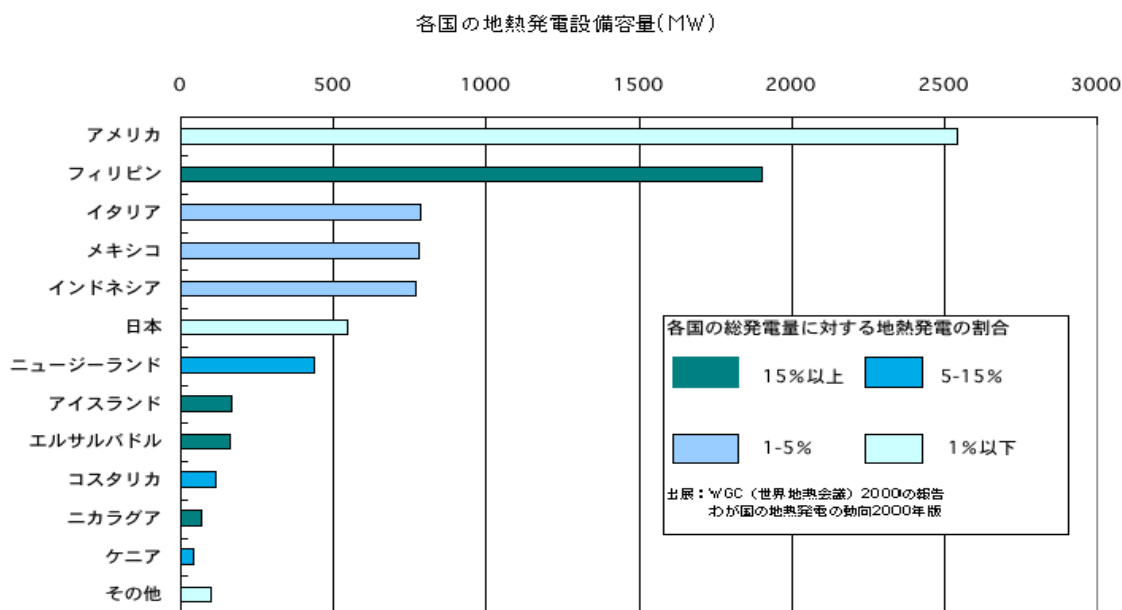
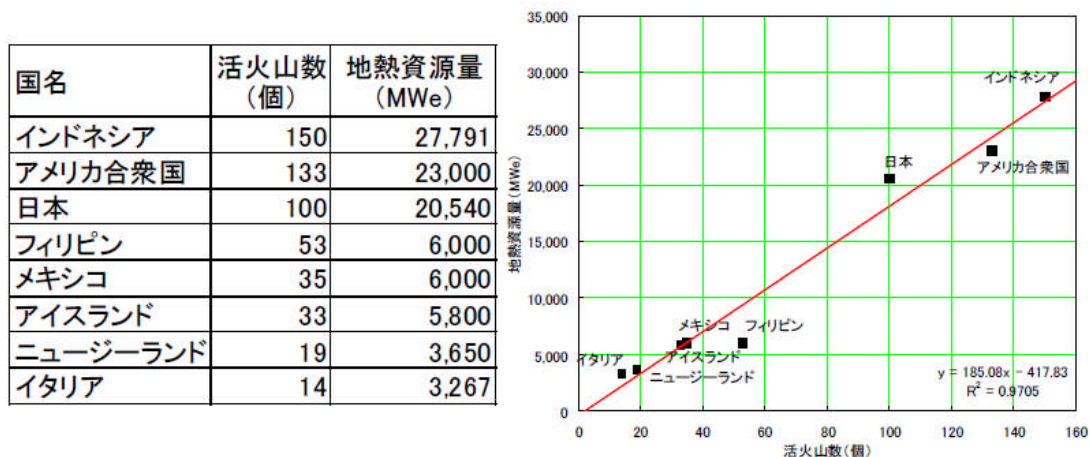


図 3-60 世界の地熱発電設備容量

出典) 地熱学会ホームページの「地熱とは」にある「世界の地熱発電ランク」
(<http://www.soc.nii.ac.jp/grsj/guest/worldrank.gif>)



出典) 地熱発電に関する研究会（産業技術開発総合研究所資料）

③地熱発電導入促進のための経済的支援

地熱発電のうち、バイナリ方式は現行の RPS 法の対象となっており、バイナリ方式で発電した電気は、RPS 相当量の価値が認められる買取価格で買い取られることが可能となる。しかし、現在バイナリ方式の発電所は九州電力の八丁原発電所のみであり、一般電気事業者による発電であり事実上 RPS 価値付き電力売買市場に出回らないため、売買の実績はないと考えられる。

NEDO は、地熱発電開発事業（調査井掘削事業及び地熱発電施設設置事業）の実施に必要な経費について一部補助を行っている。具体的には調査井掘削事業に対する 1/2 以内、地熱発電施設設置事業に対する 1/5 以内の補助率で支援を行っている。

④温泉発電の概要

温泉発電とは、比較的高温な温泉（70～120℃を想定）の熱を給湯に利用可能な温度（50℃程度）に下げる際、アンモニア水を媒体として差分のエネルギーを回収して発電するものである。NEDO の新エネルギーベンチャー技術革新事業におけるシステム概要は以下のとおりである。

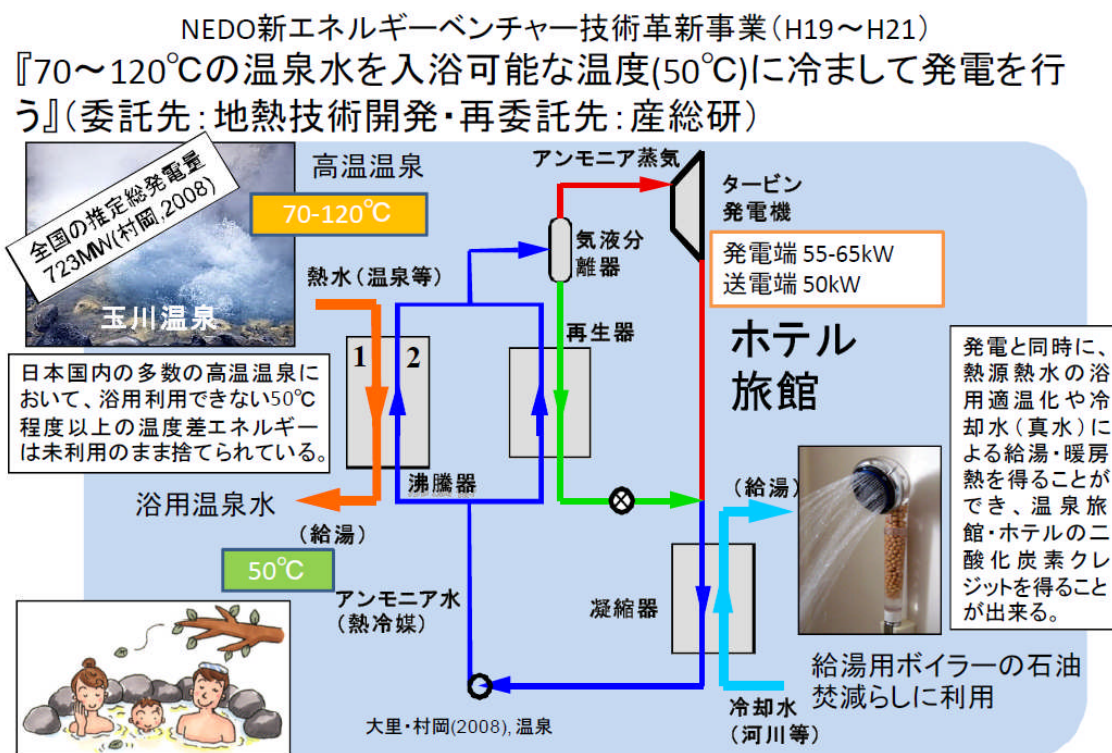


図 3-62 温泉発電の概要

出典) 経済産業省「地熱発電に関する研究会」第3回配布資料

(2) 地熱発電の導入ポテンシャル

①地熱発電（温泉発電を除く）に係るポテンシャル調査の概要

環境省内で 2009 年度に別途実施した「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」（以下「ポテンシャル調査」という。）での調査結果を用いて導入ポテンシャルを整理する。

まず、ポテンシャル調査結果の概要を示す。本調査では、(独)産業技術総合研究所・村岡らが 2008 年に作成した地熱資源量密度分布図をもとに、資源量 10kW/km² 以上で温度区分 150℃以上の地点に地熱発電施設を設置することを想定し、賦存量を算出した。その結果、全賦存量は 2,357 万 kW となり、自然公園区分対象外における賦存量は 411 万 kW（全賦存量比 17%）となった。また、地域ごとの賦存量は次のとおり。賦存量は北海道、東北、北陸、九州が大半占める。

表 3-45 温度区分 150℃以上における条件別期待可採量（カッコ内は全賦存量比）

条件項目	有望地面積	期待可採量
全賦存量	3,124 km ²	2,357 万 kW (100%)
うち自然公園区分対象外	531km ²	411 万 kW (17%)

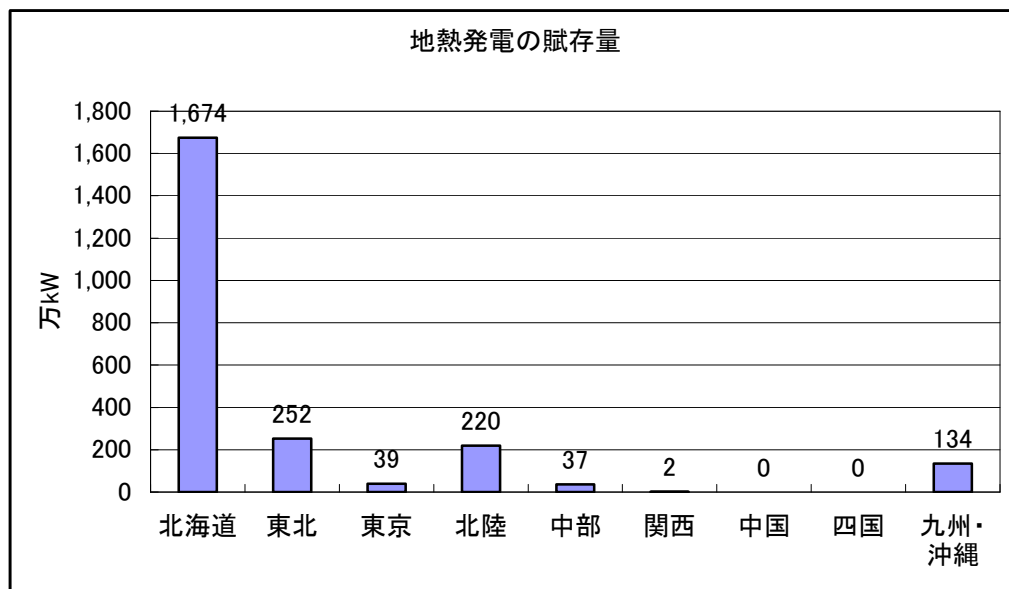


図 3-63 地熱発電の賦存量 (万 kW)

次に、地熱発電の導入ポテンシャルを次のとおり算出した。まず、上記賦存量マップに対して、

- ・ 居住地からの距離 100m 以上

- ・ 国立・国定公園の特別保護地区及び特別地域(第1種、第2種、第3種)、原生自然環境保全地域、自然環境保全地域、国指定鳥獣保護区、世界自然遺産地域では開発できない
- ・ 幹線交通用地、その他用地、河川地及び湖沼、海水域では開発できない

を前提として、資源量密度をパラメータとしたシナリオを設定して、GIS上で重ね合わせて設置可能な面積を算出し、導入ポテンシャルを推計した。この結果、全国の導入ポテンシャル 227 万 kW の 2/3 以上が北海道及び東北にある一方、関西、中国、四国には地熱発電の導入ポテンシャルはほとんどないと推計された。

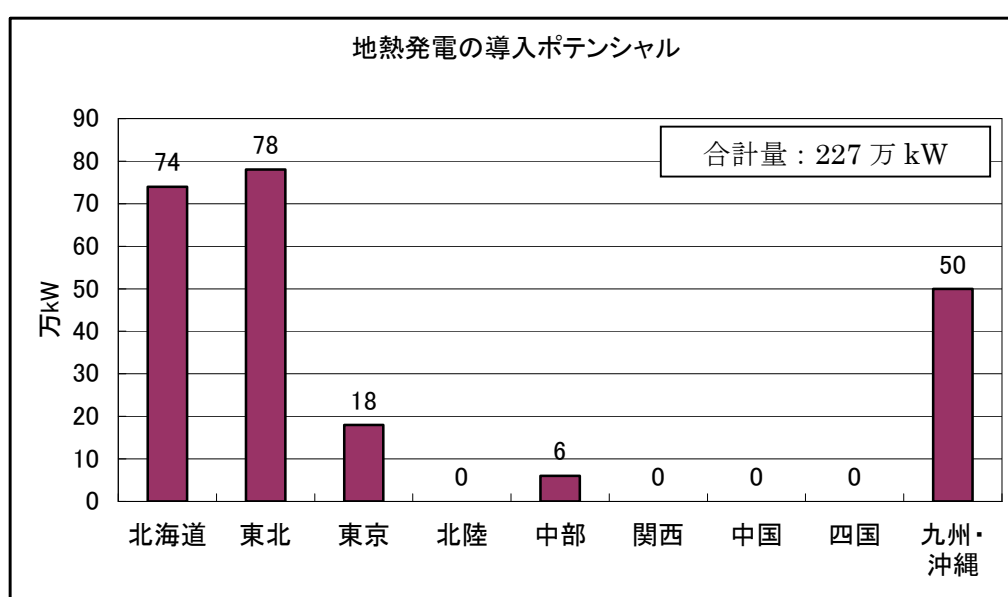


図 3-64 地熱発電の導入ポテンシャル (万 kW)

注) 一般電気事業者の供給区域ベースで整理している。

②温泉発電の導入ポテンシャル

今回のポテンシャル調査では、ランキンサイクル発電が適用可能な 120～150℃、カリナサイクル発電が適用可能な 53～120℃の領域についても賦存量及び導入ポテンシャルの調査を進めているところであり、特に 53～120℃の領域については地域偏在性が緩和されることが見込まれている。既存の温泉を利用して発電を行う温泉発電は開発リスクがないことから、江原・村岡らは、全国の温泉発電電力容量 (30[kW/箇所]以上のものに限る) を 72 万 kW と見積もっている (江原幸雄・村岡洋文ら、2050 年自然エネルギービジョンにおける地熱エネルギーの貢献、日本地熱学会誌, 30(3), 2008)。但し、温泉発電についても経済性の面では現時点で課題があり、低コスト化のための技術開発を進めることが必要となる。

③ポテンシャルとコストの関係

環境省のポテンシャル調査では、発電コストと資源密度量の経験式から、密度区分ごとの発電コストを算出している。具体的には、2002年（平成14年）3月にNEDOがまとめた「平成13年度 地熱開発促進調査 開発可能性調査（戦略的調査全国調査）第3次報告書」による確度90%資源に基づく資源量密度と発電コストに関する以下の式を用いている。

$$\text{発電コスト (円/kWh)} = -2.2289 \times \text{Ln}[\text{資源量密度 (MW/km}^2\text{)}] + 18.006$$

この関係式から、密度区分と発電コストは以下のとおり対応付けることができる。

表 3-46 密度区分ごとの発電コスト

密度区分 (MW/km ²)	発電コスト (円/kWh)
0.01	28.3
0.5	19.6
1	18.0
2	16.5
3	15.6
4	14.9
5	14.4
10	12.9
20	11.3
50	9.3

(3) 2020年を対象とした導入見込量とそのために必要な施策

ここでは、2020年を対象に、既存の調査事例から導入目標を定めた上で、実現可能性、実現に当たっての課題、実現に向けた施策について検討を行う。

①地熱発電の導入見込量

a) 地熱発電（温泉発電を除く）の導入見込量

地熱発電（温泉発電を除く）については、全体検討会で提示された AIM 日本技術モデルが想定している 2020 年時点での累積導入量（146 万 kW（温泉発電を除く））を導入見込量とした。なお、この場合、現在の導入量が 52 万 kW であるため、追加導入量として必要な量は 94 万 kW となる。

②＜参考：地熱発電の導入見込量に係る試算例＞

日本地熱開発企業協議会は、経済産業省の再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム第 1 回ヒアリングにて、以下の見通しを示している。

- ・ 買取価格 24.5 円/kWh[15 年平均]の導入支援を行うことにより、62 万 kW の導入が見込まれる。
- ・ 買取価格 29.7 円/kWh[15 年平均]の導入支援を行うことにより、95 万 kW の導入が見込まれる。

③温泉発電の導入見込量

温泉発電の導入見込量については、日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会が 2008 年 2 月に行った見通しの試算においては、ベースシナリオ、ベストシナリオ、ドリームシナリオの 3 つのシナリオを想定し、それぞれのシナリオにおいて 2020 年、2030 年、2050 年の導入量を推計している。なお、2030 年は 2020 年と 2050 年の値から直線内挿により算出している。

本検討においては、これらのシナリオの導入量を導入見込量とする（表 3-47）。

表 3-47 温泉発電のシナリオ別導入見通し

		2020年	2030年	2050年
ベース シナリオ	発電電力 (万 kW)	17	47	107
	電力量 (億 kWh)	10.5	29	65.6
	原油換算 (万 kL)	24	67	152
ベスト シナリオ	発電電力 (万 kW)	23	60	134
	電力量 (億 kWh)	14	37	82.3
	原油換算 (万 kL)	33	85	191
ドリーム シナリオ	発電電力 (万 kW)	31	79	173
	電力量 (億 kWh)	19.3	48	106.1
	原油換算 (万 kL)	45	112	247

なお、日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会が設定した各シナリオの設定は下記のとおり。

表 3-48 日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会が設定した各シナリオ

ベースシナリオ	温泉を 53℃まで下げることで得られる余熱の 60%を利用できるとし、そのとき温泉総湧出量が毎年 43,600L/min 増えると仮定。温泉総湧出量と湧出量の増加率は、環境省（2007）の環境統計集「温泉利用状況」による。こうして得られる 2050 年に至る過程として、現状 0MW から 2050 年目標値には田口（2004）による複雑系近似推移曲線をたどるとし、2020 年中間値を同年の開発目標値とした。設備利用率を 70%として電力量を算出した。
ベストシナリオ	ベースシナリオの温泉余熱による発電に加えて、地熱発電の還元熱水が発電に使えるとした。「地熱発電の現状と動向」（火原協、2006）にある還元熱水量から単位電力当たりの平均還元熱水量を求め、2020 年、2050 年の電力値に乗じて各年の還元熱水量を算出した。使用可能温度範囲は 53℃から 100℃まででその 60%を使えると仮定した。設備利用率を 70%として電力量を算出した。
ドリームシナリオ	設備導入見通しはベストシナリオに同じとし、設備利用率を 80%として電力量を算出した。

出典) 日本地熱学会&日本地熱開発企業協議会「2050年自然エネルギービジョン（地熱）」

④地熱発電の導入見込量の評価

a) 評価対象の地点

地熱発電は、地熱研究会で明らかにされたとおり、開発地点の条件（生産井深度、1坑あたり蒸気量等）によってコストが変化し、正確に把握するためには地表調査や掘削が不

可欠となる。現状、開発地点の条件を把握するために地表調査等を行っているのは、地熱研究会で整理されている地熱開発促進調査地点のみである。

また、AIM 日本技術モデルで 2020 年までに想定している追加導入量は、94 万 kW である。一方、地熱研究会が示した地熱開発促進調査地点の発電出力累計は 95 万 kW であり、有望開発地点が 2020 年までにすべて開発されると、AIM 日本技術モデルの追加導入量の想定とほぼ同値となる。

そこで、2020 年の導入見込量の評価対象の地点は、地熱研究会で整理されている地熱開発促進調査地点とする。

b) 開発状況等から見た評価

現在の開発状況を踏まえると、すべての有望開発地点を 2020 年までに開発するためには以下の点に留意することが必要である。

- ・ 開発期間を考慮すると、全地点がほぼ一斉に開発に着手する必要がある。
- ・ 現時点で開発希望を表明している事業者は 6 社であり、31 地点中の 10 地点という状況である。
- ・ 材料価格の高騰により、地熱研究会のコスト試算を行ったときの前提より建設コストが上昇している可能性がある。

なお、地熱開発促進調査地点でも開発が進まない最大の課題は、発電所建設の前段階における、地表調査・坑井掘削などのコストと考えられる。現状の支援策では、採算が合わず事業化が困難な地点があることから、後述の③で事業の採算性が確保できるような経済的支援策について検討する。

参考として、地熱発電所の開発フローを以下に示す。

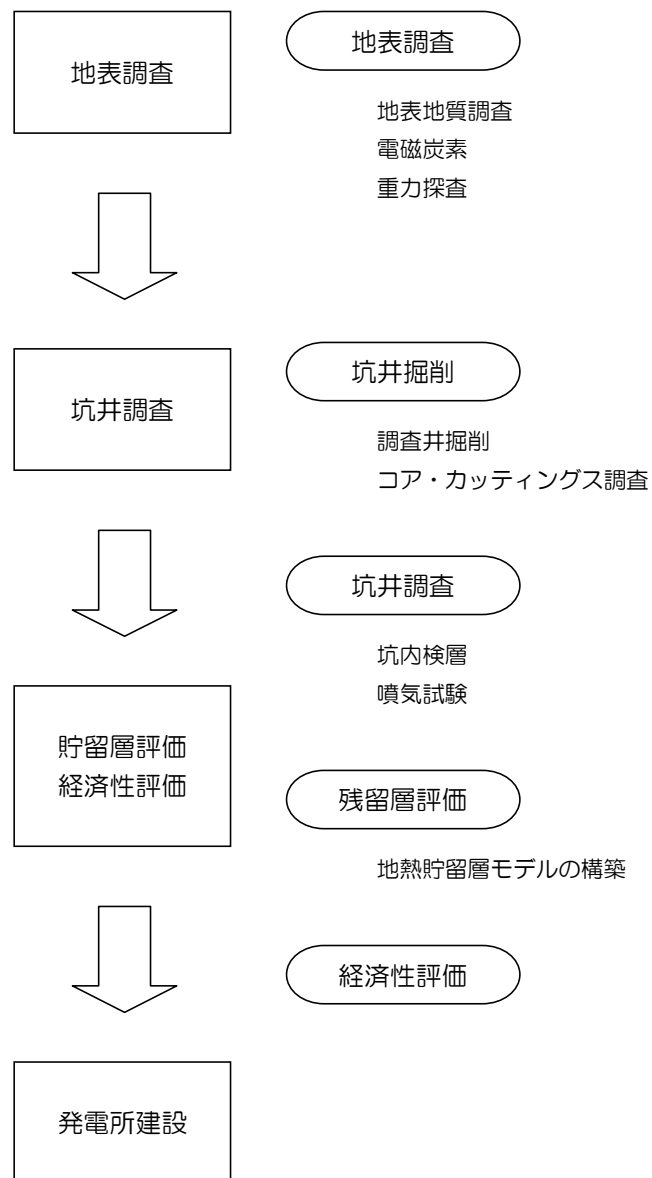


図 3-65 地熱発電所の開発フロー

c) 地熱発電における導入見込量達成に必要な施策とその定量的評価

以下では、経済面での課題を解決するための施策として、固定価格買取制度を取り上げ、導入見込量達成に必要な支援のレベルについて評価を行った。

ア) 試算の考え方とモデル計算

導入見込量達成に必要な施策である固定価格買取制度の具体的な想定は以下のとおり。

- ・買取価格は20年間とし、地熱研究会のコスト試算のうち、導入見込量の限度まで導入した場合に最も発電コストの高い地点であっても、IRRが8%確保されるレベルまでの買取価格をもって支援を行うこととする。
- ・導入時期については、「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム第3回会合」の想定に基づき、2015年以降に開始されるものとする。

買取価格のシミュレーションに先立ち、まず地熱研究会のコスト試算から、導入見込量の限度まで導入した場合に最も発電コストの高い地点における再現計算を行った。具体的には、15年トータルでかかった費用（現行制度を前提に補助金分を控除）を15年分の発電電力量で割った発電コストが最も高い（21.73円/kWh）地点（飯盛山東部）について、地熱研究会の地点別データ等を参考とし、以下の条件でコストの再現計算を行った（後で示す買取価格分析の前提とは異なる）。

表 3-49 地熱研究会のコスト試算の再現計算の条件（地点は飯盛山東部）

発電諸元	発電方式	シングルフラッシュ
	設備容量	20MW
	所内率	8%
	設備利用率	80%
その他	タービン入口圧力	0.3MPa
	気水比	7.6
	1坑あたり蒸気	5t/h
	補助率	調査井 50%、生産井及び還元井 20%
	開発費補助金	補助率 20%
金利		3%
販売単価		8円/kWh

モデル計算の結果は以下のとおりであり、15年平均の発電原価を再現することができたため、この再現計算のフレームを前提として、以降の買取価格の分析を行った。

表 3-50 地熱研究会のコスト試算の再現計算結果

発電原価	初年次	30.69 円/kWh
	15 年平均	<u>21.73 円/kWh</u>
	20 年平均	19.06 円/kWh
経済性	内部収益率 (15 年)	(収束せず)
	内部収益率 (20 年)	(収束せず)
	正味現在価値 (15 年)	-41,450 百万円 (割引率 5%)
	経常利益率	-171.62% (15 年平均)

イ) 固定価格買取制度による導入促進

まず、上記 c) のア) で示した固定価格買取制度による買取のみの支援をした場合について試算を行った。

○買取のみの支援

上記 c) のア) で示した条件で試算を行い、20 年間の IRR が 8%となるレベルの買取単価を求めると、43.29 円/kWhと試算された。

このとき、どの地点でも同じ 43.29 円/kWh で買取が行われるとすると、プロジェクト開始から 20 年間での費用総額は 3.80 兆円 (割引率 4%で 2010 年価値換算、回避可能原価を除く) となる。

表 3-51 固定価格買取制度の結果 (割引率 4%で 2010 年価値換算)

	買取価格	費用総額 (回避可能原価除く)
追加導入量 95 万 kW	43.29 円/kWh	3.80 兆円

買取価格 43.29 円/kWh で継続的に買取を行う場合は、買取価格の低減が見込まれている従来の太陽光発電に係る余剰電力買取制度等と比較しても相当程度高く、また発電コストが安い地点においては過剰な支援となるおそれがあるため、経済的合理性があるとは言えない。

そこで、地熱発電では、調査費や生産井に係る費用が大きいことを踏まえ、これを補助しつつ、必要なレベルでの買取価格での買取を組み合わせた支援制度を検討した。

○買取と調査費や生産井などへの補助とを組み合わせた支援

地熱発電については他国の買取価格も 10~25 円程度であることを踏まえ、買取価格を

20 円/kWh 程度とし、IRR8%が確保される地点は買取のみの支援として、IRR が 8%を下回る地点については、調査費や生産井などに対して一定割合の補助を行うことで IRR8%となる支援制度を検討した。

地点ごとに試算を行ったところ、買取価格が 20 円/kWh では、累積で 52 万 kW までは買取のみで導入が進むという結果が得られた。

また、買取価格を 20 円/kWh とした上で、調査費に対して 100%補助、生産井等の初期投資に対して 76%の補助を行うことで、導入見込量の中でもっとも発電コストが高い地点であっても、IRR8%が確保されるという結果が得られた。そこで、買取価格を 20 円/kWh としつつ、補助が必要な地点すべてに対して発電コストに応じて地点ごとに補助率を変化させつつ補助した場合、95 万 kW の導入に必要な費用総額はプロジェクト開始から 20 年間で 1.17 兆円（割引率 4%で 2010 年価値換算、回避可能原価を除く）となった。これは、買取のみによる支援に比較して費用が 3 割程度となる。両者の相違は、買取のみによる支援の場合に生じる相対的に発電コストの低い地点への支援費用を、補助制度と組み合わせることで軽減したためである。

表 3-52 固定価格買取制度+補助制度の結果

（割引率 4%で 2010 年価値換算、買取費用総額は回避可能原価を除く）

	買取価格	支援費用総額		
		買取費用総額	補助費用総額	合計
追加導入量 95 万 kW	20 円/kWh	1.05 兆円	0.12 兆円	1.17 兆円

d) 導入目標

以上より、導入見込量を達成するために必要なレベルの買取価格での固定価格買取制度に補助制度を組み合わせることで、導入に必要な費用総額を固定価格買取制度の実施のみの場合と比較して小さくすることが可能となる。

そこで、本検討としての 2020 年 25%①、25%②及び 25%③ケースの導入目標は、全ケースとも、147 万 kW（現行から 95 万 kW 追加導入）とし、その達成のために必要な施策は、表 3-52 に示した固定価格買取制度と補助制度の組み合わせとする。

e) 温泉発電の導入目標

温泉発電については、現時点ではコストに関する情報が乏しいこともあり、導入見込量の定量的な評価を行うことは難しい。

ここでは、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の値（2020 年に 23 万 kW）を導入目標として想定する。

表 3-53 地熱発電の導入目標（2020年）

		2005年	2020年		
			▲25% ①	▲25% ②	▲25% ③
地熱発電 (温泉発電含む)	原油換算（万kL）	76	244	244	244
	出力（万kW）	53	171	171	171
	発電電力量（億kWh）	32	105	105	105
	2005年比	1.0	3.2	3.2	3.2

③需要創出額

地熱発電（温泉発電含む）が導入される際に発生する設備投資と設備工事等の金額は、国内の需要創出額でもある。この需要創出額の推移を以下に示す。

表 3-54 地熱発電（温泉発電含む）の需要創出額（25%①、25%②及び25%③）

	地熱発電				
	設備投資 単価 万円/kW	工事費単 価 万円/kW	導入量 万kW	設備投資 億円	工事費等 億円
2011			0	0	0
2012			0	0	0
2013			0	0	0
2014			0	0	0
2015	30	65	20	588	1,271
2016	30	65	20	588	1,271
2017	30	65	20	588	1,271
2018	30	65	20	588	1,271
2019	30	65	20	588	1,271
2020	30	65	20	588	1,271

（４）導入目標達成に向けて必要な配慮事項

地熱発電の導入目標達成のためには、上記のとおり経済面での課題解決を図ることが重要であるが、以下の事項について配慮する必要がある。

①温泉地域との共生・共存

地熱発電は、開発地点周辺の温泉に与える影響が懸念されている。

懸念を払拭するためには、まずは、地熱発電の温泉に対する影響に関する科学的知見の充実に努める必要がある。そして、熱水資源を著しく減少させないための地熱資源の適正な管理手法の確立や高温温泉を利用する温泉発電の低コスト化など、地域や自然との共生・共存を図るためのツールづくり、低コスト化に向けた技術開発などの取組を進める必

要がある。

②自然環境の保全

上記のポテンシャル調査のうち、前提条件として除外している国立・国定公園特別地域等には大きな賦存量があると試算されている。

しかし、地熱発電は、現状、各種の大型の工作物の設置、樹木の伐採、地形の改変等を伴うことから、国立・国定公園の中でも特別地域等のように代替性のない自然環境保全上重要な地域においては、このような大規模な開発を避けることを基本とする必要がある。

その上で、以下の地熱発電については、風景や自然環境に対する影響の程度が個別に検討され、開発の適否が判断される必要がある。

- 1) 自家用等小規模な地熱発電
- 2) 自然公園内の地表部に影響を及ぼさずに地下に賦存する地熱資源を利用する方法を用いた地熱発電
- 3) 普通地域内における地熱発電

具体的には、既設地熱発電所をベースに、その敷地内から地表に出ないコントロール掘削によって、自然公園内の地下に賦存する地熱資源を利用することで、発電電力量を増加させることから検討を進め、風景や自然環境を保護しながら開発を進めることが考えられる。

なお、地熱研究会の試算によると、自然公園に隣接する既存発電所5地域で、上記の手法によって9.7万kWの増設が可能とされている。

(5) 中長期的な(2030、2050年の)導入目標

①2050年の導入目標

2050年に向けては、80%削減を目指すことから、導入ポテンシャルをすべて顕在化させることを目標とする。具体的には、ポテンシャル調査で把握している導入ポテンシャル量(227万kW)を地熱発電(温泉発電を除く)の導入目標とする。

温泉発電については、2020年目標でも採用した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の値(2050年に134万kW)を導入目標とする。

②2030年の導入目標

2030年に向けては、2020年の各ケースからと、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、2030年の導入量を推計した。

地熱発電(温泉発電を含む)の導入目標をまとめると以下のとおり。

表 3-55 地熱発電（温泉発電を含む）の導入目標（2030年・2050年）

		2005年	2030年			2050年
			下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース	
地熱発電 （温泉発電 を含む）	原油換算（万 kL）	76	334	334	334	515
	出力（万 kW）	53	234	234	234	361
	発電電力量（億 kWh）	32	144	144	144	221
	2005年比	1.0	4.4	4.4	4.4	6.8

3.2.5 太陽熱利用

(1) 太陽熱利用の現状

①太陽熱利用技術の概要

太陽熱利用は、家庭の給湯・暖房用エネルギー供給を補完する再生可能エネルギーとして期待されている。

表 3-56 太陽熱利用機器の種類

	太陽熱温水器 (自然循環型)	ソーラーシステム (強制循環型)	空気式 ソーラーシステム
技術の概要	一体化した集熱器と貯湯槽を屋根に設置。屋根上設置のため大型化は難しい。	一般に集熱器を屋根に、蓄熱槽を地上に設置。ポンプによる熱媒体の強制循環が必要。	屋根材と一体化したガラス付き集熱面等で屋根裏空気を高温に熱し、送風器による暖房や、熱交換器による温水製造に利用。
メリット	初期コストが安い。	屋根への荷重が小さい。外観を損なわない。	空調への利用が可能。
デメリット	屋根への荷重が大きい。外観を損なう。	初期コストが高い。	既築住宅での導入は現状困難。
導入状況	現状の太陽熱利用の8割以上を占める。	現状の太陽熱利用の1～2割を占める。業界では今後この方式を推進する予定。	導入事例は少ない。
用途	給湯(厨房を除く)	給湯(厨房を含む)、暖房	給湯(厨房を含む)、暖房
集熱面積	3～4m ²	4～6m ²	—
システム価格 (施工費込)	約30万円	約80～90万円	—

実際に設置を行う場合は、集熱量が大きい夏の給湯、暖房用エネルギー需要を踏まえ、集熱面積3～4m²の太陽熱利用機器を設置している場合が多い。

図 3-66 に示すように、一般の戸建住宅に設置した場合、給湯に必要な熱需要の半分程度を太陽熱によって賄うことができる。

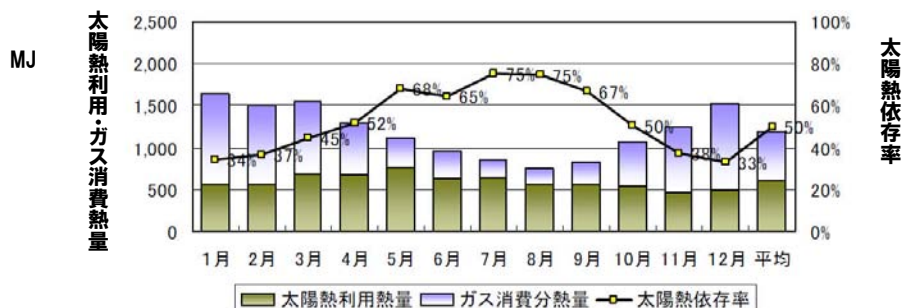


図 3-66 家庭用給湯需要と太陽熱利用熱量の推移 (実測)

戸建住宅(ファミリータイプ)に、集熱面積3.8m²を導入した場合、世帯当たりの年間太陽熱有効利用量は7,148MJ、給湯に対する太陽熱依存率は約50%となる。
出典) 東彩ガス資料

家庭からの CO₂ 排出量（乗用車等からの排出は含まない）の約 3 割は給湯用途（厨房を含む）によるものであるため、太陽熱利用機器設置による CO₂ 排出削減への期待は高い。例えば、給湯に必要な熱需要の半分を太陽熱利用で賄うことができれば、家庭からの CO₂ 排出量を 14% 程度削減することができる。

また、太陽熱利用による太陽エネルギーの変換効率は約 50% であり、変換効率が約 10% の太陽光発電に比較して、同量の再生可能エネルギー利用を 5 分の 1 の面積で達成することができる（最終エネルギー消費ベースで比較した場合）。

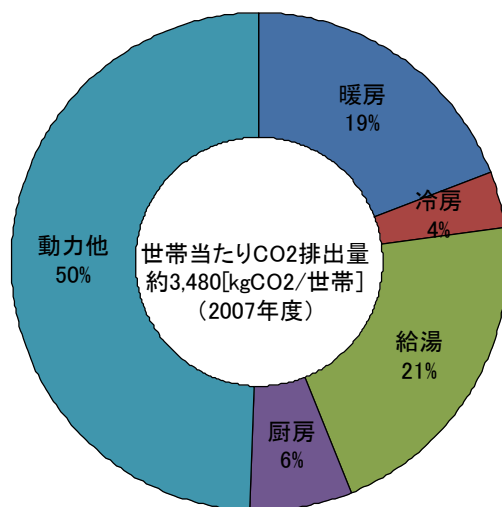


図 3-67 家庭からの CO₂ 排出量

出典) 国立環境研究所温室効果ガスインベントリオフィス「日本の温室効果ガス排出量データ(1990~2007年度)確定値」より MRI 作成

②太陽熱利用機器導入の現状

太陽熱利用は石油危機の 1970 年代後半に導入が急拡大したが、原油価格の下落に伴って導入量は減少し、また、その後 2000 年代に入って原油価格が再び大幅に上昇しても、導入量は漸減する傾向となっている。最近の新規導入量は年間 10 万台未満であり、設備寿命が 15~20 年と言われる太陽熱温水器の買い替え需要にも満たず、導入量ストックは単調減少する一方である。

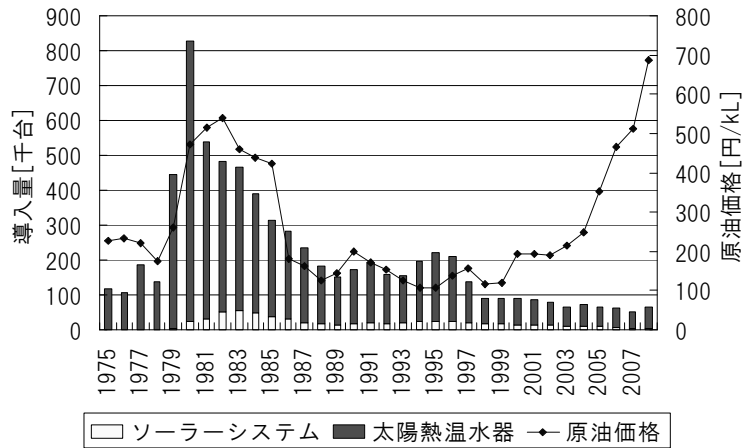


図 3-68 太陽熱利用機器の導入台数の推移

出典) ソーラーシステム振興協会資料より MRI 作成

IEA の Solar Heating & Cooling Programme の資料によると、2009 年末の太陽熱利用量は、世界全体で集熱面積 2 億 1 千万 m^2 (熱出力 147GWth。熱出力 1GWth は集熱面積 143 万 m^2 に相当) となり、昨年に比べ約 17% 増加している。この利用量のうち 54.4% を中国が占め、米国 14.5%、トルコ 4.8%、ドイツ 4.5%、日本 3.5% と続く。また、EU 域内で約 14% を占めている。

直近の 1 年間の増加量の 4 分の 3 は利用量が最大の中国が占めているが、伸びが著しいのはドイツである。2005 年の利用量は日本と同程度であったが、その後 2 年間の増加量 250 万 m^2 (1,750MWth) は日本の 46 万 m^2 (325MWth) の 5.4 倍である。2009 年からドイツでは、新築・改築の建物の暖房に再生可能エネルギーの利用を義務付けており、太陽熱利用もさらに拡大すると見込まれる。

中国やトルコで太陽熱利用が進展しているのは、太陽熱利用が化石燃料や電力利用より安価で利用し易いという点が大い。ドイツやスペインなどでは太陽熱利用を暖房・給湯用途の重要な再生可能エネルギーと位置付け、建物への導入義務等を含めた積極的な普及策を行っている。我が国でも、再生可能エネルギーとして、住宅や建築物で導入を拡大していくメリットは十分にある。

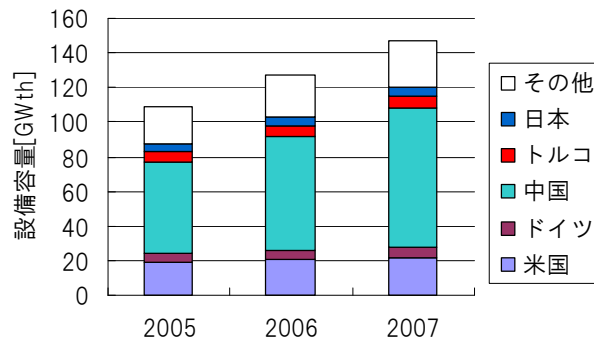


図 3-69 世界の太陽熱利用導入量

出典) IEA Solar Heating & Cooling Programme 資料

③太陽熱利用促進のための経済的支援

過去、住宅用向けの太陽熱利用促進のための経済的支援として、1980～1996年の低利融資制度、2002～2005年の新エネルギー財団による補助事業が行われた。

また、2009年度第2次補正予算では、太陽熱利用の停滞の原因のひとつとしてメンテナンス体制に課題があるとして、太陽熱利用機器のリース方式のビジネスモデルを推進する事業が実施されることとなった。具体的には、ソーラーシステム（強制循環型）のリース（保守・管理を含む）を行う事業者に対して、機器・工事費の半額を補助する事業に予算15億円が計上されている。

表 3-57 太陽熱利用促進のための経済支援

期間	制度・実施者	概要	適用実績
1980～1996年度	ソーラーシステム普及促進融資制度（旧通産省）	品質認定されたソーラーシステム導入の場合に低利融資	17年で27.4万件
2002～2005年度	太陽熱高度利用システム補助金（新エネルギー財団）	ソーラーシステム（強制循環型）システムへ1.5～3万円/m ² 程度の補助金	4年で2万件
2009年度	家庭用太陽熱利用システム普及加速化事業（環境省）	ソーラーシステム（強制循環型）のリース（保守・管理を含む）を行う事業者に対して、機器・工事費の2分の1を補助（50万円/戸を想定）	対象3000戸予定
2009年～	東京都「住宅用太陽エネルギー利用機器導入促進事業」	太陽熱利用の10年分の環境価値を譲渡することを条件に補助金を交付する。公社は、その一部をグリーン熱証書として発行し、企業等に販売する。	2010年3月5日現在、太陽熱温水器75件、ソーラーシステム92件
—	各地方公共団体	低利子融資制度、導入補助金（1～3万円/m ² 程度）	—

④関連団体の動き

太陽熱利用機器メーカーの業界団体として「ソーラーシステム振興協会」がある。

また最近、ガス業界が太陽熱利用に本格的に取り組み始めており、業界の動きも活発になっている。2009年6月には、都市ガス・LPガス・簡易ガスの業界団体である「日本ガス体エネルギー普及促進協議会」が中心となり、太陽熱利用機器メーカーや業界団体、住宅関連事業者、有識者等と連携した「ソーラーエネルギー利用推進フォーラム」が設立された。本フォーラムでは、部会や研究会で太陽熱利用のための政策・技術課題の解決に向けた検討が行われている。

また、集合住宅向けの製品として、東京ガス株式会社は2010年2月にシステムの商品化を行った。このシステムは、バルコニーの手すり部分に3m²の太陽熱集熱パネルを設置するもので、3人世帯の給湯需要の約16%を太陽熱で賄うことが可能であるとされている。²⁸

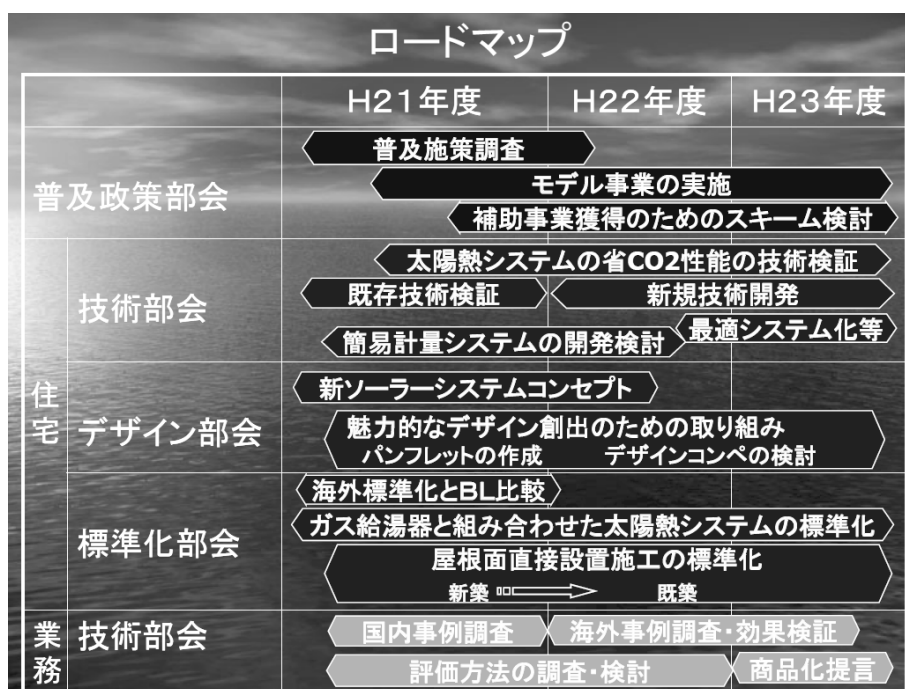


図 3-70 「ソーラーエネルギー利用推進フォーラム」のロードマップ

出典) 日本ガス体エネルギー普及促進協議会「ソーラーエネルギー利用推進フォーラムについて」(2009年)

²⁸ <http://www.tokyo-gas.co.jp/Press/20100205-01.html>

(2) 太陽熱利用の導入ポテンシャル

①中核的温暖化対策技術検討会における導入ポテンシャルの推計

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)において、太陽熱利用システムの導入ポテンシャルが試算されている(表 3-58)。全国の導入ポテンシャル 190,245TJ (492 万 kL) は、家庭部門の給湯用エネルギー消費の約 30%に相当する。

表 3-58 中核的温暖化対策技術検討会における太陽熱利用の導入ポテンシャル推計の条件

設置可能箇所	全国の戸建住宅、集合住宅のうち、日照条件等を考慮して半数の住戸で導入可能。		
日射量	<ul style="list-style-type: none"> ・全国の都道府県を 11 区分して日射量を算出。 ・集熱器設置条件は下記のとおり。 		
		面積	傾斜角
	戸建	4m ² /戸	30° (屋根上)
	集合(低層)	3m ² /戸	30° (屋根上)
	方位角	1/3 は真南(0°)、 2/3 は 45°	
集合(高層)	3m ² /戸	90° (ベランダ)	
システム効率	システム全体での太陽熱利用効率は 50% (年間集熱量の 50%が有効利用可能)		

表 3-59 中核的温暖化対策技術検討会における太陽熱利用導入ポテンシャルの試算結果

	太陽熱利用量[TJ/年]*1				合計
	戸建住宅	集合住宅			
		低層	中高層	小計	
北海道	6,108	2,253	1,161	3,414	9,522
東北	11,113	2,076	683	2,759	13,872
関東	37,214	14,365	10,620	24,985	62,199
北陸	6,509	966	300	1,266	7,775
東海	16,357	3,649	2,501	6,150	22,507
近畿	19,980	5,311	6,522	11,833	31,813
中国	9,565	1,868	1,086	2,954	12,519
四国	5,829	906	496	1,402	7,231
九州	15,428	3,158	2,313	5,471	20,899
沖縄	1,138	529	241	770	1,908
全国	129,241	35,081	25,923	61,004	190,245

*1 NEDO 日射量データベースを用いて、各地域の代表都市における集熱量を算出し、利用率 50%として算出

表 3-60 (参考) 家庭部門エネルギー消費量 (2007 年) [TJ/年]

冷房用	暖房用	給湯用	厨房用	動力他	用途計
59,102	572,915	684,921	179,772	795,890	2,292,559

出典) EDMC エネルギー経済統計要覧 2009

②その他の推計

その他の調査等における太陽熱利用の導入ポテンシャル推計は表 3-61 に示すとおり。

表 3-61 各資料における太陽熱利用のポテンシャル

出典	【事例 1】総合エネルギー調査会基本政策小委員会(1996)	【事例 2】総合エネルギー調査会新エネルギー一部会資料(2000)	【事例 3】NEDO 試算(1990)	【事例 4】産技審試算(1992)	【事例 5】ソーラーシステム振興協会試算(1999)
潜在量	1,200 万 kL	3,242 万 kL	1,722 万 kL	1,500 万 kL	2,065 万 kL
潜在量推定方法の概要	住宅のみ想定。一戸建て住宅数、導入率、稼働率を仮定し、それらの積により算出。	陽当たりの良い戸建住宅(共同住宅等を含む。)の 100%に 5m ² の太陽熱集熱器、すべての公共施設に設置可能な最大限の集熱器を導入するなど、敷設スペースを住宅、公共施設、民生、産業、その他に分類し、分類ごとに設置規模、設置率を仮定し、分類ごとの面積との積から算出。	【潜在量推定方法】敷設スペースを住宅(一戸建のみ。)、公共、民生、産業に分類し、分類ごとに設置規模、設置率を仮定し、分類ごとの面積との積から算出。	【潜在量推定方法】敷設スペースを住宅(一戸建てのみ。)、公共・民生、産業に分類し、分類ごとに設置規模、設置率を仮定し、分類ごとの面積との積から算出。(NEDO 試算(1990)との違いは、産業用の導入率を NEDO 試算では 100%としたのに対して、60%とした点。)	【潜在量推定方法】敷設スペースを住宅、公共施設、民生・業務、産業、その他に分類し、分類ごとに設置規模、設置率を仮定し、分類ごとの面積との積から算出
備考		参考:ソーラーシステム振興協会	エネルギー量 15.93 × 10 ⁴ Tcal = 石油代替 1,722 万 kL	エネルギー量 15.93 × 10 ⁴ Tcal = 石油代替 1,722 万 kL	原油発熱量 (9,250kcal/L) 集熱量 52 万 kcal/m ²

(3) 2020年を対象とした導入見込量の評価とそのために必要な施策

<住宅における太陽熱利用>

①導入の対象とする技術

a) 太陽熱利用機器の種類と規模

太陽熱利用機器において、技術が確立しており直近に大量に導入される可能性があるものは、戸建用の給湯用太陽熱利用機器である。戸建用の給湯用太陽熱利用機器としては、太陽熱温水器（自然循環型）とソーラーシステム（強制循環型）があるが、業界団体では今後はソーラーシステムの普及を目指しているため、本推計でもソーラーシステムの普及を前提とする。太陽熱温水器（自然循環型）とソーラーシステム（強制循環型）の特徴は表 3-56（p120）に記載しているが、まとめると下記のとおり。

- ・ 太陽熱温水器（自然循環型）：価格が安く投資回収年数が短い、厨房用の給湯には使用できない。また、デザイン性が悪く、屋根への荷重が大きいという課題がある。
- ・ ソーラーシステム（強制循環型）：価格が高く投資回収年数が長い、厨房用の給湯にも使用できる。また、デザイン性に優れ、屋根への荷重は小さい。

また、現在のソーラーシステムの設置は大人数世帯・郊外型戸建住宅が多く、集熱面積は 6m² が一般的であるが、今後の大量普及を前提とすると、少人数世帯・都心型戸建住宅にも設置できる集熱面積 3.6m² 程度、貯湯槽 200L 程度のものが平均的になると考えられているため、本試算においても集熱面積 3.6m² 規模のソーラーシステムを対象とする。

なお、ソーラーシステムの本体価格は集熱面積と貯湯槽容量によって変動するが、設置費はほぼ固定的に生じる。

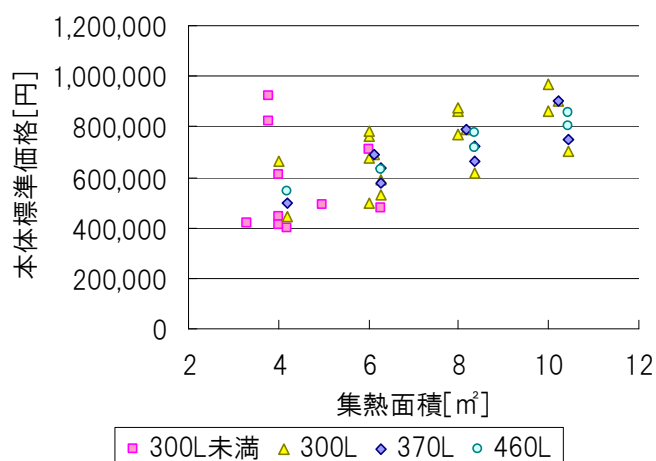


図 3-71 ソーラーシステムの集熱面積と本体標準価格（2009年時点）

出典）ソーラーシステム振興協会「会員製品一覧」より MRI 作成

b) 他機器との併用

太陽熱利用と高効率給湯器、太陽光発電等の併用については下記を想定する。

表 3-62 太陽熱利用と高効率給湯器、太陽光発電との併用の前提

HP 給湯器と 太陽熱利用	オール電化に対応し併用商品も販売が開始されている。ただし、当面は太陽熱利用追加分の投資回収年数が長いこと、貯湯式の給湯器どうしを高効率に運用する制御方法が難しいことから、2020年までは併用は限定的であるとする。
潜熱回収型給湯器と 太陽熱利用	併用可能である。
太陽光発電と 太陽熱利用	屋根に併設することが可能である。ただし、当面はイニシャルコストが高いことから、同時設置は 2020 年までは限定的であるとする。なお、太陽熱利用は必要面積が小さく、狭小屋根にも設置可能というメリットがある。

②導入見込量の推計

タスクフォース会合における AIM 日本技術モデルの導入量である住宅への温水器導入 750 万台、建築物への導入を 94 万 m²を導入見込量とする。

集熱面積を 3.6m²、面積あたり年間集熱量を 1,850MJ/(m²・年)とすると、導入見込量（原油換算値）は下記のとおりとなる。太陽熱利用は、住宅での導入がほとんどを占める。

表 3-63 太陽熱利用の導入見込量（AIM 日本技術モデル）

	導入規模	導入見込量（原油換算）
住宅	750 万台	127 万 kL
建築物	94 万 m ²	4 万 kL
合計	—	131 万 kL

③導入見込量の実現可能性評価

a) 経済的支援施策シナリオの設定

住宅用の太陽熱利用については、2011～2015年の最初の5年間に集中的な経済的支援を行うことで機器のコスト低下を図り、2015年以降は経済的支援なしでの普及が進展する姿を想定した。建築物についても、経済面以外の課題の解決に向けた施策や、建築物に対する導入検討の義務付け等の施策、住宅用の導入拡大による費用低下により、2015年頃から

特別な経済的支援策を講じなくても導入が進むものと想定した。このため、経済的支援策については、住宅用の太陽熱利用について講じることとする。

住宅用の太陽熱利用に対する経済的支援施策シナリオとしては、太陽熱利用機器の投資回収年数を支援期間の中間年である 2013 年（設備費用約 55 万円（集熱面積 3.6m²）、代替燃料価格 4.2 円/MJ、代替給湯器効率 85%）において、機器寿命と同程度の 15 年とする「投資回収年数 15 年シナリオ」と太陽光発電と同程度の 10 年とする「投資回収年数 10 年シナリオ」を想定する。この場合の太陽熱利用のグリーン価値は、それぞれ 0.5 円/MJ 及び 2.5 円/MJ となり、その価格で機器の耐用年数である 15 年分を評価する（表 3-64）。

具体的な施策スキームとしては、グリーン熱証書を制度化し、認証されたグリーン価値を公的資金で買い取る、グリーン価値に相当する導入補助金を支給する等が考えられる。

なお、東京都の「住宅用太陽エネルギー利用機器導入促進事業」では、ソーラーシステムに対し集熱面積 1m²当たり 16,500 円（積算熱量計付きは 2 倍）の補助金を支給し、補助を受けた家庭からは 10 年分の環境価値を無償で譲り受けるという仕組みを実施している。1 年間の再生可能熱利用量を 1,850MJ/(m²・年)とすると、この補助金は 0.89 円/MJ に相当する。

(4) で後述するように、現在の太陽熱利用の停滞の原因には、販売量の低迷によるコストの高止まりの他、認知度の不足・信頼性の低下など、経済面以外の課題に負うところも大きい。ここでは経済面以外の課題の解決に向けての施策が別途講じられることを前提として検討を行った。

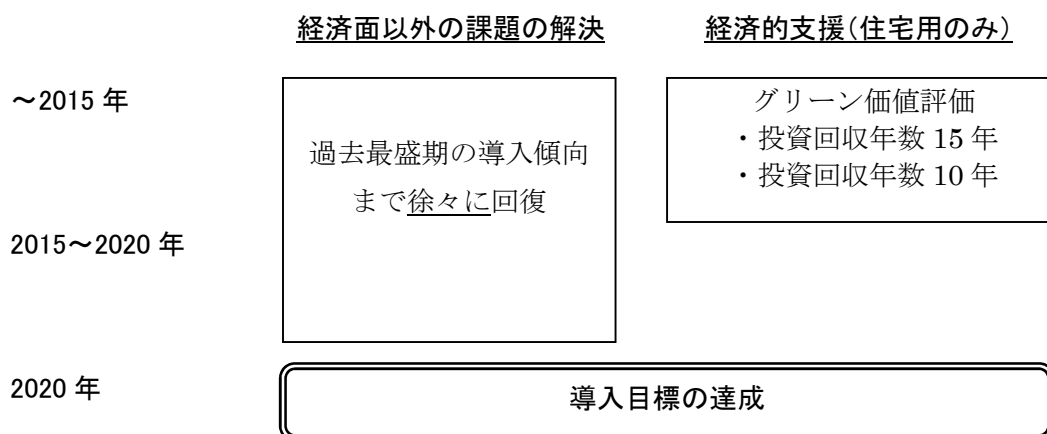


図 3-72 太陽熱利用導入プロセスのイメージ

表 3-64 住宅に対する経済的支援施策シナリオ

	支援のレベル	集熱面積当たり 支援額※ ¹	1台当たり 支援額※ ²
投資回収年数 15 年 シナリオ	太陽熱のグリーン価値を 0.5 円/MJ、15 年間利用として評価することにより、2013 年の太陽熱利用の投資回収年数を 15 年とする	1.4 万円/m ²	5 万円/台
投資回収年数 10 年 シナリオ	太陽熱のグリーン価値を 2.5 円/MJ、15 年間利用として評価することにより、2013 年の太陽熱利用の投資回収年数を 10 年とする	7 万円/m ²	25 万円/台

※1 集熱量を 1,850MJ/(m²・年)とする

※2 集熱面積を 3.6m²とする

b) 導入見込量の推計の考え方

太陽熱利用機器は主に家庭に導入されるため、太陽光発電と同様、投資回収年数に着目して導入の判断が為されることを想定する。また、生産量が増加すれば習熟効果によるコスト低下を見込むことができる。

これより、各世帯における「投資判断モデル」を利用して、導入見込量を推計する。本モデルを用いた推計のフローは下記のとおりである。

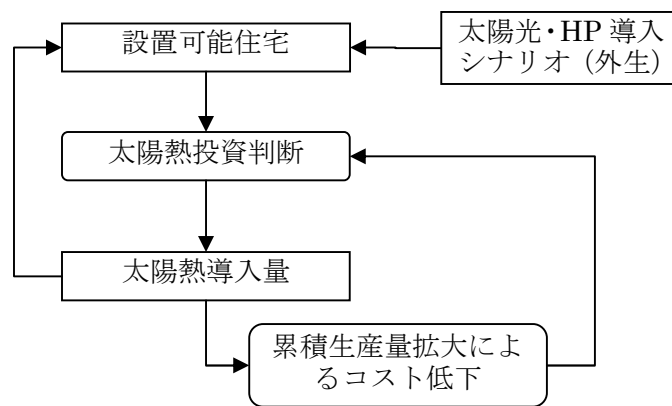


図 3-73 推計のフロー

c) 推計の前提など

ア) 太陽熱利用機器のコスト低下

ソーラーシステムは、太陽光発電と異なり今後の技術革新によるコスト削減効果は大きく見込めないが、関係団体は、大量生産に伴うコスト低下により、「消費者がソーラーシス

テム購入の値ごろ感と考えている価格」である 50 万円／台程度の価格にすることを目標として掲げている（図 3-74、集熱面積 6m² の比較的大規模のものを想定した場合）。集熱面積 3.6m²、貯湯槽容量 200L の比較的小規模のソーラーシステムで図 3-74 と同様の価格低下を見込むと、十分販売量が拡大すれば、価格は現在の 65 万円/台レベルから 35 万円/台まで低下すると予想される。

推計においては、この販売台数と販売価格の関係を累積導入量に対する習熟曲線（習熟率 90%）に置き換えて、習熟効果による価格低減を見込んだ推計を行った。

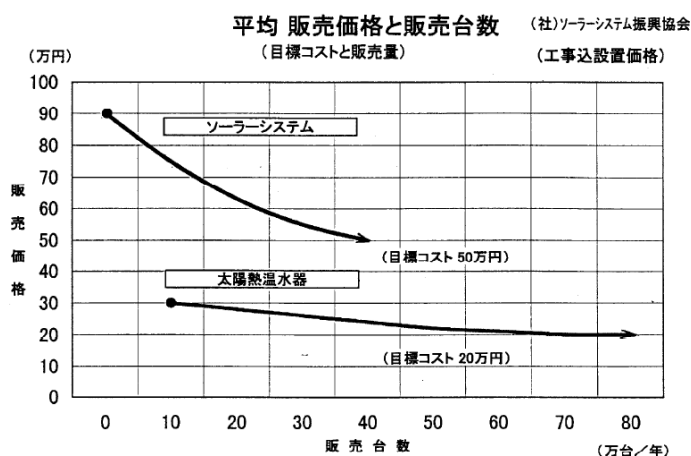


図 3-74 太陽熱利用機器の販売台数と価格の関係

出典) ソーラーシステム振興協会「太陽熱（ソーラーシステム）業界における取組と課題について」,2000年

イ) 代替される燃料の価格推移と代替される給湯器の効率

2008年の都市ガス・LPG・灯油の給湯分担率加重による平均価格は、4.35MJ/円である。これが、DOE Annual Energy Outlook による原油価格見通しに比例して変化するものとして、太陽熱温水器によって代替される給湯燃料価格の推移を想定した（図 3-75）。

また、代替される給湯器の効率を 85%とした。

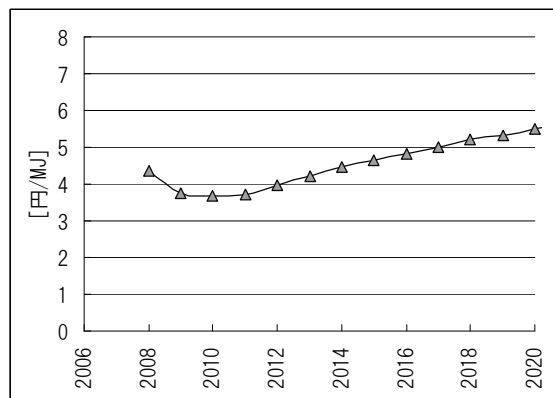


図 3-75 燃料価格の想定

ウ) 経済性と消費者の導入意向

1) 過去のトレンド

1980年頃には太陽熱利用機器は、他給湯機器と比較して大きな課題を有さず、経済性に優れていることを主要因として導入が進んだと考えられる（当時は低利融資制度が実施されていたが、導入補助は行われていなかった。）。

1975～1993年（太陽光発電発売前年）及び1994年以降の太陽熱温水器（自然循環型）の投資回収年数と新規導入比率の関係は下図に示すとおりである。太陽熱温水器の寿命は15年程度であり、導入拡大を図るためには、寿命内に投資回収が行えるような経済的支援を行うことが必要である。一方で、近年の原油価格高騰による太陽熱温水器の経済性改善にも関わらず、導入が拡大していない様子が見える。

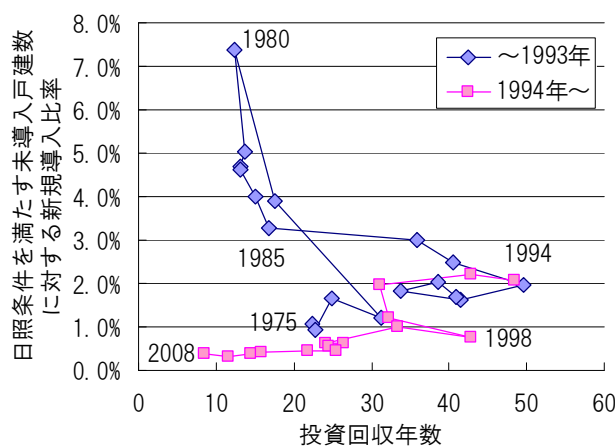


図 3-76 太陽熱温水器（自然循環型）の投資回収年数と新規導入比率

出典) 各種データから推計。

<図 3-76 の前提>

- ・ 太陽熱温水器本体価格：10万円/m²で固定とする。
- ・ 燃料価格：都市ガス・LPG・灯油の消費者価格推移を、それぞれ輸入LNG・輸入LPG・輸入原油価格に比例するものとして推計。各年で、熱量あたり単価が最も高い燃料利用が、太陽熱利用に代替されるものと仮定。
- ・ 投資回収年数：上記本体価格、燃料価格より算出。ただし、燃料価格は投資判断時の価格が継続するものとして判断が行われたものと仮定。
- ・ 太陽熱有効利用熱量：1,850MJ/(m²・年)とする。
- ・ 日照条件：6割の住宅が満たすものとする。

1) 投資回収年数受容曲線

図 3-76 をもとに、太陽熱温水器に対する投資回収年数と導入率の関係を示す曲線（投資回収年数受容曲線）を下記のように想定した。ここで、指数項の係数は、機器に依らない

消費者の受容性を表す部分と考えられるため、太陽光発電の導入見込量を推計する場合と同じ係数を用いている。また、投資回収年数・経済性に依存しない導入量として、実績の販売量から0.4%を加えた。

本曲線は、経済面以外の課題が解決されたときに、消費者の受容性から導入され得る最大限の姿を示すものと考えられる。経済面以外の課題が残る場合は、同じ投資回収年数であっても消費者の受容性が低いため、導入が進まないと考えられる。

なお、この曲線で表現される投資回収年数に応じて家庭が導入する場合に加えて、現在、設置をしている家庭では廃棄時には買い替え需要が発生するものとした。

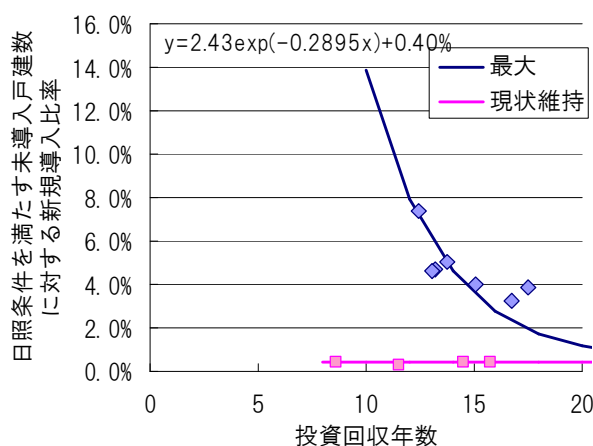


図 3-77 太陽熱温水器の投資回収年数受容曲線

エ) その他

- ・ ソーラーシステム振興協会による太陽熱温水器（ソーラーシステム含む）の導入量推移は2008年までの実績データしかないが、2009年及び2010年も同量導入されるものとする。
- ・ 太陽熱温水器の寿命は約15年とし、設置後15年以降に1/5ずつ廃棄されていくものとする。2010年断面のストック量は、1991～2010年の同協会データの導入台数から、この想定によって算出する（168万台）。
- ・ 年間の熱利用可能量は、1,850MJ/(m²・年)とする。

d) 試算結果

2015年までの導入に対して15年分の太陽熱利用のグリーン価値を0.5円/MJ程度（1.4万円/m²、5万円/台（集熱面積3.6m²の場合））で評価する「投資回収年数15年シナリオ」では、2020年の住宅への導入量は、本検討において想定した導入見込量と同値の750万台と推計された。

さらに、2015年までの導入に対してその15年分の太陽熱利用のグリーン価値を2.5円

/MJ 程度（7 万円/m²、25 万円/台（集熱面積 3.6m²の場合））で評価する「投資回収年数 10 年シナリオ」では、2020 年の住宅への導入量は 1,000 万台まで伸ばすことができると試算された。

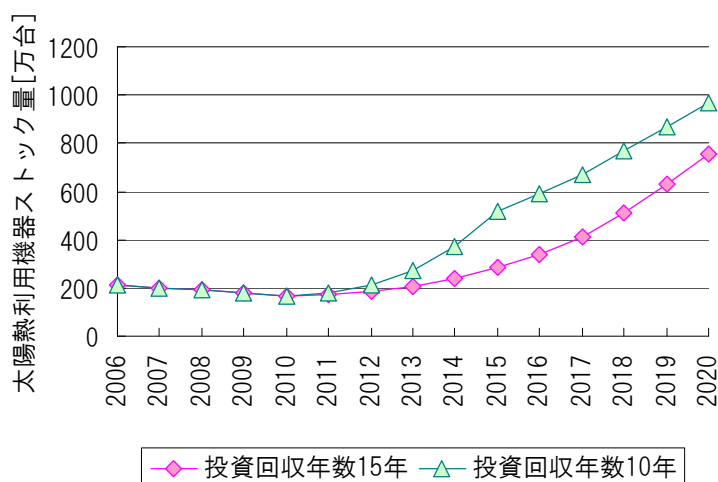


図 3-78 太陽熱利用導入見込量の推計

また、住宅への太陽熱利用導入促進のための上記 2 シナリオに対する支援に必要な費用は下記のとおり。なお、建築物への導入は、経済面以外の課題の解決に向けた施策や、建築物に対する導入検討の義務付け等の施策、住宅用の導入拡大による費用低下により、2015 年頃から特別な経済的支援策を講じなくても進むものと想定している。

表 3-65 太陽熱利用への支援費用

	2015 年までの 導入台数	2020 年までの 導入台数	1 台あたり 集熱量	支援費用 (10 年累積)
投資回収年数 15 年	285 万台	750 万台	6,660 MJ/台・年	1,400 億円
投資回収年数 10 年	512 万台	1,000 万台		1 兆 2,800 億円

<建築物における太陽熱利用>

建築物における太陽熱利用については、導入義務付け等の規制的措置等を想定し、AIM 日本技術モデルの想定値である 94 万 m²（延床面積 2,000m²の 5 階建ての建物を想定した場合約 5,000 棟に太陽熱温水器を設置することに相当）に加え、病院や旅館・ホテルなど給湯需要のある施設には可能な限り太陽熱温水器を設置していくことを想定した。その際の、導入量は 196 万 m²（延床面積 2,000m²の 5 階建ての建物を想定した場合約 1 万棟に太陽熱温水器を設置することに相当）と見込まれる。

④導入目標の検討

上記に示した価格での支援を実施することは、支援費用が高すぎて、導入費用の安価な設備に支援をしすぎる事となることはないと考えられる。また、逆に、上記に示した価格は支援としては十分なものであり、更に拡充することが必要ということもないと考えられることから、支援として、適切な水準にあると考えられる。

これより、25%①ケース、25%②ケースにおいては、AIM日本技術モデルにおける導入量と同様、住宅については「投資回収年数15年シナリオ」の導入量750万台、建築物については94万m²で、合計が原油換算131万kLを導入目標とする。25%③においては、さらなる対策促進が必要となるため、住宅については「投資回収年数10年シナリオ」の導入量1,000万台、建築物については給湯需要のある施設に可能な限り導入することを想定したケースの196万m²で、合計が原油換算178万kLを導入目標とする。また、その達成に必要な施策は、前述の内容でのグリーン熱証書制度とする。

表 3-66 太陽熱利用の2020年導入目標

		2005年	2020年		
			▲15%	▲20%	▲25%
太陽熱利用	原油換算 (万kL)	61	131	131	178
	家庭	—	127 (750万台)	127 (750万台)	127 (1000万台)
	業務	—	4 (94万m ²)	4 (94万m ²)	4 (196万m ²)
	2005年比	1	2.1	2.1	2.9

※ 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
 2020年25%②ケース：国際貢献、吸収源を5%程度含むとしたケース
 2020年25%③ケース：国際貢献、吸収源を含まないケース

⑤需要創出額

太陽熱利用の国内生産・導入による需要創出額を表 3-67 及び表 3-68 に示す。なお、輸出入は想定していない。

表 3-67 太陽熱利用の需要創出額 (25%①、25%②)

太陽熱利用						
設備投資 単価	設置単価	メンテ単 価	導入量	設備投資	工事費等	
万円/件	万円/件	万円/件	万件	億円	億円	
60	5	2	26	1,573	131	
55	5	2	29	1,612	146	
51	5	2	36	1,823	177	
48	5	2	46	2,205	229	
45	5	2	61	2,719	301	
42	5	2	63	2,618	310	
39	5	2	83	3,251	459	
37	5	2	106	3,940	581	
35	5	2	125	4,364	684	
33	5	2	136	4,460	753	

表 3-68 太陽熱利用の需要創出額 (25%③)

太陽熱利用						
設備投資 単価	設置単価	メンテ単 価	導入量	設備投資	工事費等	
万円/件	万円/件	万円/件	万件	億円	億円	
60	5	2	33	1,969	163	
54	5	2	49	2,637	242	
49	5	2	76	3,706	378	
44	5	2	115	5,022	570	
39	5	2	159	6,211	785	
35	5	2	78	2,727	381	
34	5	2	93	3,150	522	
32	5	2	107	3,479	620	
31	5	2	111	3,477	693	
30	5	2	106	3,176	737	

(4) 導入目標達成に向けて必要な配慮事項

現在の太陽熱利用の停滞の原因には、販売量の低迷によるコスト高止まりの他、認知度の不足・信頼性の低下など、経済面以外の課題に負うところも大きい。上述の関係団体「ソーラーエネルギー利用推進フォーラム」においても、普及啓発、新規技術開発、デザイン性向上、標準化等の課題解決に取り組まれている。

また、これらの課題を解決することで、集合住宅や業務用建物への普及も進んでいくものと考えられる。

①認知度の向上

一般に太陽熱利用は太陽光発電に比較して投資回収年数が短く、コストあたりの炭素削減量も大きいですが、明確な将来導入目標が提示されておらず、大々的な支援政策が行われていないため、注目が年々薄れてきている。また、若い世代における認知度が低く、古い技術というイメージも払拭できていないため、ソーラーシステムのデザイン性等をアピールしていく必要がある。

また、太陽光発電とも共通する課題であるが、ハウスメーカー等との連携等による販売促進が必要である。現在も太陽熱利用機器の販売の約3割が訪問販売であると言われており、これに悪い印象を抱く消費者もいる。

②機器の標準化、認証

既築住宅に設置する場合は既存の給湯器を補助熱源として利用するため、接続における機器の標準化が必要である。これにより、機器の施工性・安全性も向上する。また、新築向け機器については(財)ベターリビングによる認証制度も導入されており、このような取組を広げる必要がある。

③ヒートポンプ給湯、ガス給湯など他の技術と組み合わせた製品開発

各機器の標準化に加えて、ヒートポンプ給湯やガス給湯等の補助熱源と組み合わせた、パッケージ商品としての太陽熱利用機器の製品開発を行い、給湯機器の一形態として消費者に対する訴求力を強化することが重要である。

④施工技術・メンテナンス技術の標準化、人員教育、体制整備

太陽光発電とも共通する課題であるが、施工指針の整備・徹底や、メンテナンス体制整備等による信頼性の向上が重要である。業界では、リース方式等のビジネスモデルも検討されており、これは初期負担の軽減にもつながる。

⑤技術開発

目標達成のためには、中長期的には太陽光発電既設置の戸建住宅や、集合住宅や業務用建物への普及も重要となってくる。これらに適用し易い低コストの機器の開発が必要である。

⑥グリーン価値の定量的評価

初期コストの高いソーラーシステムの投資回収年数は比較的長く、原油価格が上昇基調にあることから投資回収年数は短縮に向かうものの、現在の設置価格・燃料価格では製品寿命である15年をやや上回る年数となる。

東京都が実施しているような再生可能熱の環境価値の評価制度が導入されれば、投資回収年数はさらに短縮することができる。ただし、正確な熱の計量に関しては技術的な課題が指摘されており、経済的支援の一環として再生可能熱の環境価値を正確に評価しようとする場合には、熱計量技術の開発も必要となる。

(5) 中長期的な(2030、2050年の)導入目標

①2050年の導入目標

2050年は、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)において、試算されている太陽熱利用システムの導入ポテンシャルを想定した。

②2030年の導入目標

2030年は、2020年の導入量から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推計した。

太陽熱利用の導入目標をまとめると以下のとおり。

表 3-69 太陽熱利用の導入目標(2030年・2050年)

		2005年	2030年			2050年 (A)	2050年 (B)
			下位ケース	中位ケース	上位ケース		
太陽熱利用	原油換算(万kL)	61	251	251	282	490	490
	2005年比	1	4.1	4.1	4.6	8.0	8.0

3.2.6 バイオマス発電・熱利用及びバイオ燃料利用

(1) バイオマス発電・熱利用及びバイオ燃料利用の現状

バイオマス資源とは、動植物に由来する有機物（化石燃料を除く）であり、エネルギーの他、化学原料や製品としても有用な資源である。特に、エネルギーとして利用する際は、“バイオマスエネルギー”と称している。バイオマス資源の分類及び主要なエネルギー利用形態を整理したものを次に示す。

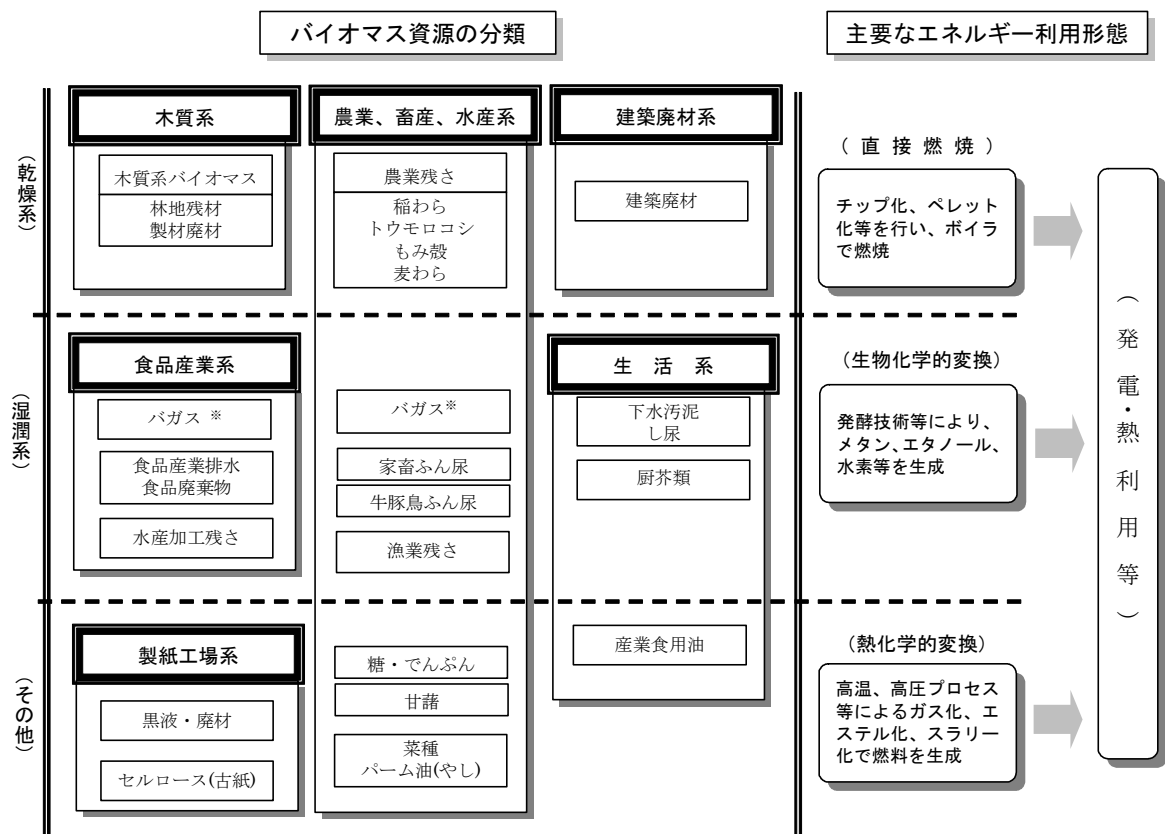


図 3-79 バイオマス資源の分類と主要なエネルギー利用形態

出典)「バイオマスエネルギー導入ガイドブック」(2005年、NEDO)

注) バイオガスは通常、含水率が50%前後であり、乾燥系/湿潤系の定義によっては乾燥系に分類される場合もある。ここでは、原典の分類に従った。

① バイオマス発電・熱利用及びバイオ燃料利用の概要

a) バイオマス発電・熱利用の概要

バイオマス発電とは、バイオマス資源を直接的にガス化して、あるいはメタン発酵させて燃焼しその熱エネルギーを、原動機を通じて電力に変換するものであり、バイオマス熱利用は熱エネルギーをそのまま利用するものである。

具体的には、従来から取り組まれてきたものとしては、一般廃棄物の直接燃焼発電・熱

利用、下水汚泥のメタン発酵発電・熱利用及び紙パルプ業における黒液廃材の直接燃焼発電・熱利用がある。また、近年は、製材残材・建築廃材あるいは間伐材を利用した直接燃焼発電・熱利用、家畜ふん尿を利用したメタン発酵発電・熱利用、並びに食品系廃棄物を利用したメタン発酵発電・熱利用の導入が進みつつある。

b) バイオ燃料利用の概要

バイオ燃料は、一般的にバイオマスを原材料として製造される燃料の総称であり、主として、自動車や航空機等に用いられているガソリン、軽油等の輸送用化石燃料の代替燃料として利用されるものを指している。バイオ燃料は、即効性がある地球温暖化対策の一つとして導入拡大が期待されている。

ア) バイオエタノール

バイオエタノールは、サトウキビ、テンサイなどの糖質原料、米、小麦、トウモロコシといったでんぷん質原料、建設廃木材などのセルロース系原料等から製造される。ブラジルでは主にサトウキビを原料としており、米国では主にトウモロコシを原料に製造されている。

バイオ燃料の製造方法①バイオエタノール

- バイオエタノールの製造方法は基本的に酒と同じ。
- 一般に、さとうきびなどの糖質やコメ、トウモロコシ等のでんぷん質作物を原料に、これらを糖化・発酵させ、濃度99.5%以上の無水エタノールにまで蒸留して作られる。
- 稲わらや廃材などのセルロース系の原料から、エタノールを製造することも技術的には可能。

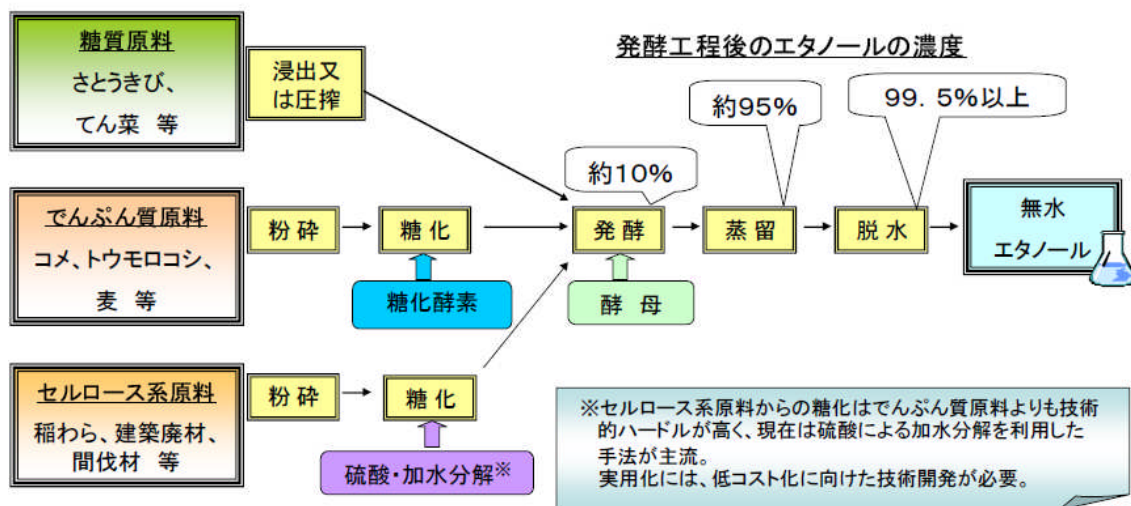


図 3-80 バイオエタノールの製造プロセスの概略

出典) 農林水産省「国産バイオ燃料新時代」(2007年11月)

イ) バイオディーゼル燃料

バイオディーゼル燃料は、菜種油、廃食用油などの植物性油脂から製造される。廃食用油等の植物性油脂にメタノールを添加し、アルカリ触媒（水酸化カリウムや水酸化ナトリウムなど）下でエステル交換反応を行い、脂肪酸メチルエステル（軽油に近い性質を持った物質）を製造する。この反応過程において、トリグリセライド（油脂）がジグリセライド、モノグリセライドへ変化し、最終的にはグリセリンが副産物として生産される。

バイオ燃料の製造方法②バイオディーゼル燃料

- 廃食用油を原料として粘性や引火点を低くするためにエステル化(アルカリ触媒(水酸化カリウムや水酸化ナトリウム)とメタノールを混合)させて作られる。
- バイオディーゼル燃料の製造方法は、工業プロセスとして完成し、一定の品質が確保でき、安価に製造できる「アルカリ触媒法」が主流となっている。

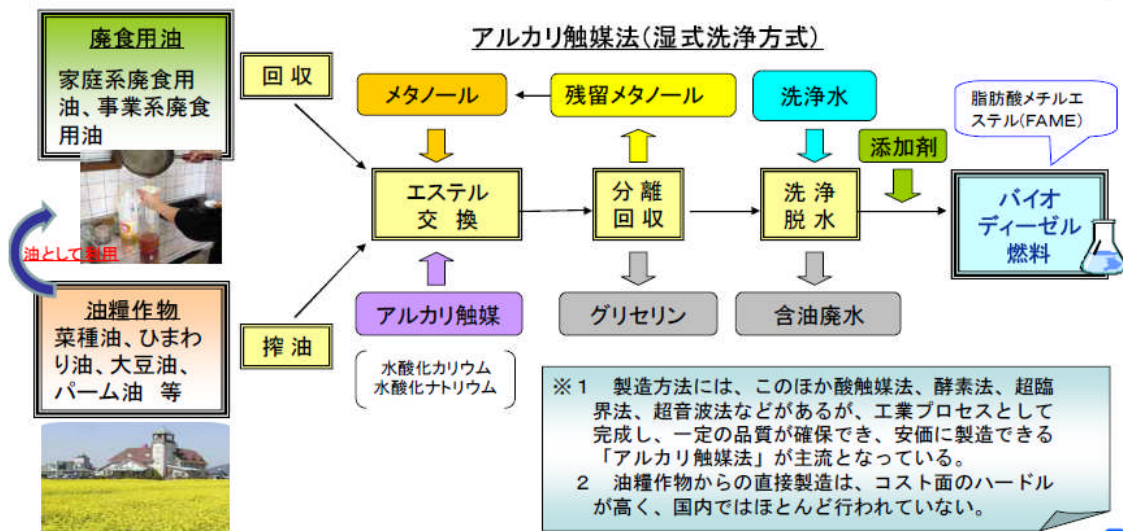


図 3-81 バイオディーゼル燃料の製造プロセスの概略

出典) 農林水産省「国産バイオ燃料新時代」(2007年11月)

②バイオマス発電・熱利用及びバイオ燃料利用の現状

a) バイオマス発電・熱利用の現状

木質系バイオマスの利活用は、中大規模製材所等での建設系廃材を利用した発電（直接燃焼発電）、熱利用が中心であり、ガス化発電についても徐々に導入事例が出てきている。

また、家畜ふん尿を中心にメタン発酵利用するプラントが順次整備されつつある。設置形態は小規模分散型のものが中心であり、基本的には家畜ふん尿単独で処理されるが、一部に食品廃棄物を混合処理するプラントもある。また、下水汚泥、し尿・厨芥類をそれぞれメタン発酵するプラントも存在する。

表 3-70 バイオマス資源と主な利用技術

バイオマス資源		物理的変換	熱化学的変換	生物化学的変換	
1. 木質系	林地残材、間伐材、未利用樹【未利用】、製材残材【廃棄】、建築廃材【廃棄】、短周期栽培木材【エネ作】	チップ化、ペレット化、ブリケット化	直接燃焼、混焼、熱分解ガス化・炭化	セルロース系エタノール発酵	
2. 畜産系	家畜ふん尿【廃棄】、廃乳【廃棄】	—	直接燃焼、熱分解ガス化	メタン発酵	
3. 食品系	食品加工廃棄物【廃棄】、食品販売廃棄物【廃棄】、厨芥類【廃棄】、廃食用油【廃棄】	—	直接燃焼、BDF 化（エステル化・水素化）	メタン発酵、糖・でんぷん系エタノール発酵	
4. 農業・草本系	農業	稲作残さ（稲わら・もみ殻）【未利用】、麦わら【未利用】、バガス【未利用】	—	直接燃焼、熱分解ガス化・炭化	セルロース系エタノール発酵
	草本	牧草【未利用】	ブリケット化	直接燃焼、熱分解ガス化・炭化	メタン発酵
	その他	糖・でんぷん（甘藷、トウモロコシ）【エネ作】、植物油（パーム油、菜種油）【エネ作】、水草・海草【エネ作】	—	BDF 化（エステル化・水素化）	糖・でんぷん系エタノール発酵
5. その他	製紙	古紙、黒液、製紙汚泥（ペーパースラッジ）【廃棄】	RDF	直接燃焼、	メタン発酵、セルロース系エタノール発酵
	下水汚泥等	下水汚泥【廃棄】、し尿汚泥【廃棄】、浄化槽汚泥【廃棄】、集落排水汚泥【廃棄】	バイオソリッド化	熱分解ガス化・炭化	メタン発酵
	一般廃棄物	紙ごみ・家庭厨芥【廃棄】	RDF	直接燃焼、熱分解ガス化・炭化	メタン発酵、糖・でんぷん系エタノール発酵

出典) NEDO「バイオマスエネルギー導入ガイドブック」(2005年)を基に作成

注1) バイオマス発電・熱利用技術に限らずバイオマス燃料利用技術も合わせて整理した。

注2) 資源名の後の【 】は【廃棄】→廃棄物系、【未利用】→未利用資源、【エネ作】→エネルギー作物の意味である。

RPS 制度において認定されたバイオマス発電設備容量は次のとおりであり、一般廃棄物発電、黒液発電、木質発電がほとんどを占めている。

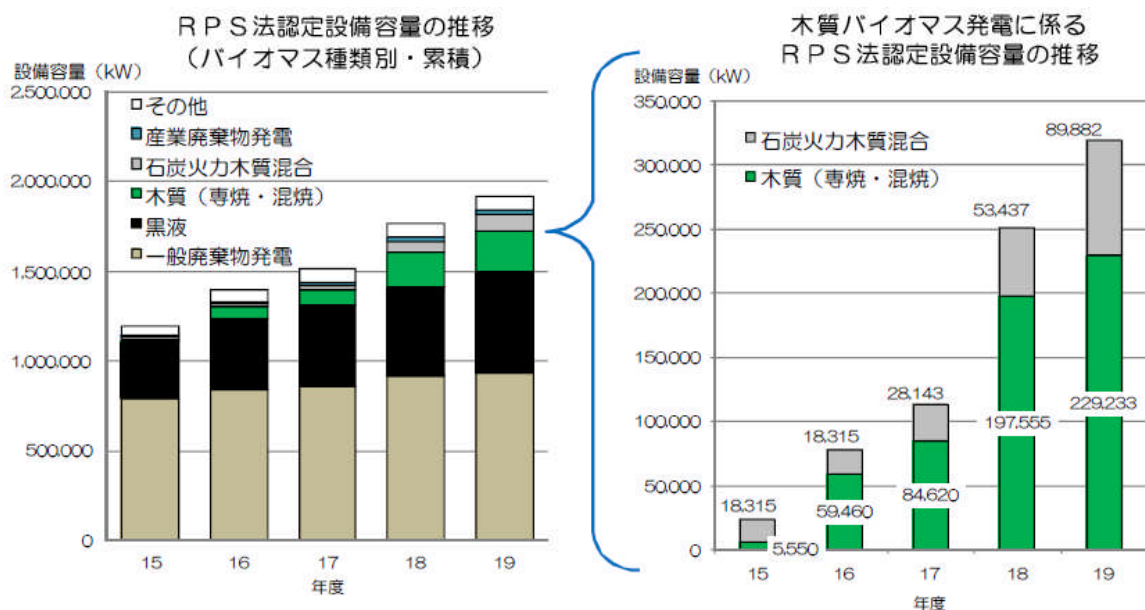


図 3-82 バイオマス発電の利用実態 (RPS 法認定設備容量)

出典) 総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会 (第 30 回) 資料 1
 注) 2007 年度末時点における認定設備を対象に累積。

b) バイオ燃料利用の現状

ア) バイオエタノール

<非セルロース系原料由来のバイオエタノール>

現在、実証段階であるものの、米、てん菜・小麦からのバイオエタノールの製造が拡大しつつある。

表 3-71 国内での主なバイオエタノールの製造事業

実施者	設置場所	施設能力	原料
北海道バイオエタノール株式会社 (ホクレン、JA 道中央会等)	北海道上川郡清水町 (ホクレン十勝清水製糖工場内)	1.5 万 kL/年	てん菜、小麦
オエノンホールディングス株式会社	北海道苫小牧市 (合同酒精株式会社苫小牧工場)	1.5 万 kL/年	米
全国農業協同組合連合会 (JA 全農)	新潟県新潟市 (コープケミカル新潟工場内)	0.1 万 kL/年	米
バイオエタノール・ジャパン・関西株式会社	大阪府堺市	0.14 万 kL/年	建設廃木材、木くず、剪定枝等

出典) 農林水産省「バイオ燃料地域利用モデル実証事業アドバイザー委員会」資料、バイオエタノール・ジャパン・関西株式会社資料を基に MRI 作成。

平成 21 年度より、環境省では、E10（バイオエタノール 10%混合ガソリン）等のバイオ燃料の高濃度利用の推進を図ることを目的として、複数の地域において供給体制を整備し、対応車両を走らせるなどの実証事業（高濃度バイオ燃料実証事業）を行うことにより、車両だけでなく、給油関連も含めた社会的な課題の抽出と事業性の検証等を行っている（大阪府、財団法人十勝圏振興機構、(財) 京都高度技術研究所）。

また、平成 21 年 7 月から中央環境審議会大気環境部会自動車排出ガス専門委員会において、E10 対応自動車の排出ガス基準等の検討が開始されたところであり、今後、国土交通省、経済産業省による安全性、耐久性、誤給油対策に関する検討の結果、E10 対応車の技術基準及び E10 対応車に使用する E10 燃料規格が策定されれば、ガソリン車等と同様に型式認証を取得することが可能となり、E10 対応車の市場導入、普及が期待できる。

経済産業省、農林水産省、関連団体、研究機関等からなるバイオ燃料技術革新協議会が 2008 年に策定した「バイオ燃料技術革新計画」では、セルロース系バイオマス原料の生産技術やエタノール製造技術の開発が今後進められ、40 円/L の単価を達成する「技術革新ケース」実現に向けた具体例が描かれている。

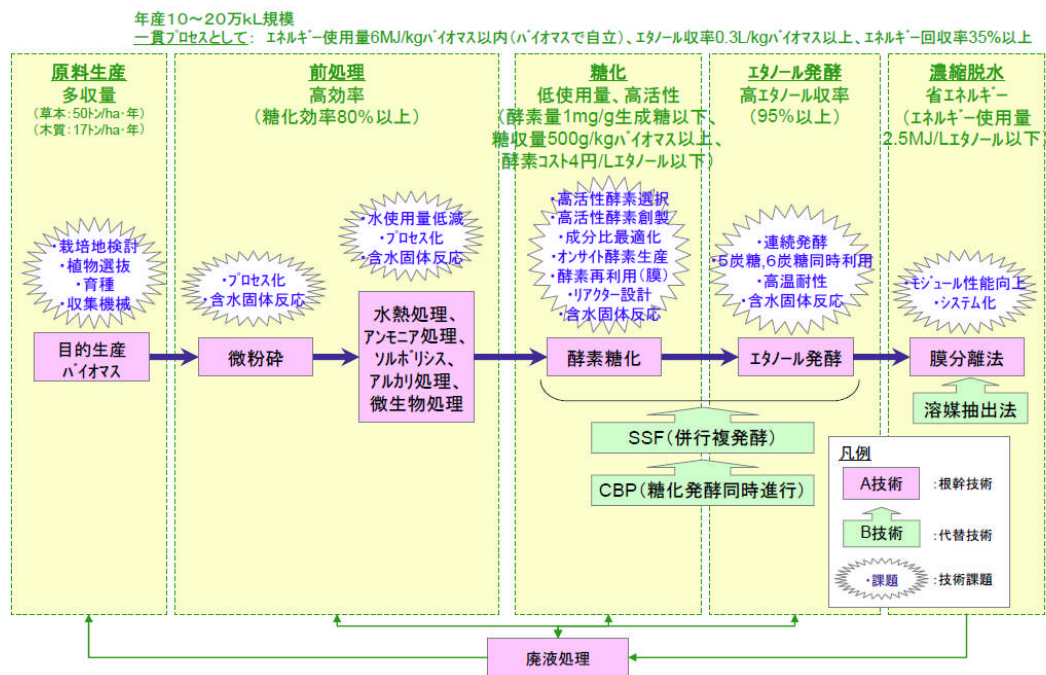


図 3-83 技術革新ケース（40 円/L）実現に向けた具体例

出典) バイオ燃料技術革新協議会「バイオ燃料技術革新計画」(2008 年 3 月)

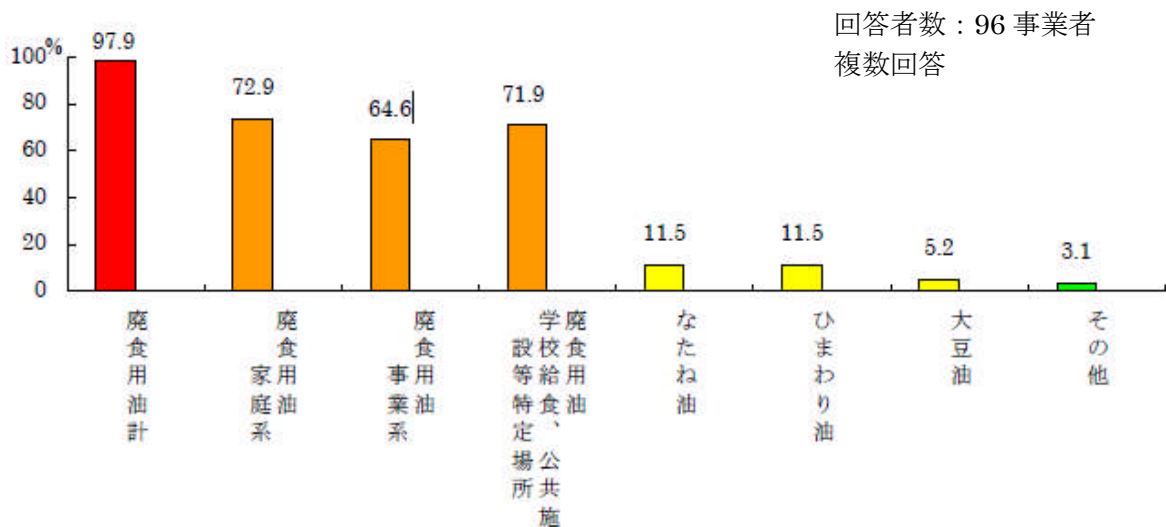


図 3-84 バイオディーゼル燃料原料の種類

注) 調査時期：2009 年 7～8 月。調査対象は 2008 年度における実績。

出典) 全国バイオディーゼル燃料利用推進協議会「バイオディーゼル燃料取組実態調査の概要」(2008 年度実績)

③バイオマス発電・熱利用及びバイオ燃料利用の促進のための経済的支援

先に述べたように、廃棄物発電及び燃料電池による発電のうちのバイオマス成分を含むものは RPS 法の対象となっている。この場合、電力会社が RPS 法の義務を履行するために、販売単価に新エネルギー分の価値に相当する新エネルギー等電気相当量を上乗せした価格で買い取ることになる。

この他に、現状、国及び地方自治体においてバイオマス発電・熱利用導入促進のために各種の経済的支援策が実施されている。例えば、新エネルギー導入促進協議会では、バイオマス発電・熱利用設備を導入する事業者に対して、1/3 を上限とする補助を行っている(地方公共団体等の場合は 1/2 を上限)。また、農林水産省では、バイオマスタウン構想の策定、バイオマスへの変換・利用施設等の一体的な整備等に取り組む自治体及び事業者等に対して、一定の補助を行っている。さらに、環境省においても、2008～2010 年度において、「廃棄物系バイオマス次世代利活用推進事業」として、モデル地区における実証を通じて廃棄物系バイオマスの具体的かつ実践的な再生利用手法を提示することとしている。

また、バイオ燃料についても、国及び地方自治体において、各種取組がなされているところである。例えば、「農林漁業有機物資源のバイオ燃料の原材料としての利用の促進に関する法律」(農林漁業バイオ燃料法)では、バイオ燃料の生産製造連携事業計画や研究開発事業計画を主務大臣が認定し、認定された計画に対して、助成や法的特例措置が講じられる。

2010 年 1 月までに、8 件の生産製造連携事業計画が認定されおり、輸送用バイオ燃料製

造事業で認定されたのは、原料イネ（多収量米）、てん菜（価格制度対象外）・小麦（規格外）、稲わらを原料とする 3 件である。

表 3-73 生産製造連携事業計画の認定状況（バイオ燃料関係）

認定	事業名	事業者	原料	燃料
2008年 12月	新潟地区イネ原料バイオエタノールモデル実証事業	全国農業協同組合連合会	原料イネ(多収量米)	エタノール
2009年 10月	北海道農業バイオエタノールプロジェクト事業	ホクレン農業協同組合連合会・北海道バイオエタノール株式会社	てん菜（価格制度対象外）、小麦（規格外）	エタノール
2009年 12月	北海道ソフトセルロース利活用プロジェクト稲わら原料バイオ燃料製造事業	有限会社ほなみ・大成建設株式会社・サッポロビール株式会社	稲わら	エタノール

出典）農林漁業バイオ燃料法に基づく「生産製造連携事業計画」の認定の概要を基に MRI 作成。

さらに、バイオ由来燃料導入促進税制として、2009年2月25日から2013年3月31日までは、バイオ由来燃料（エタノール又はETBE）を混合してガソリンを製造した場合に、当該混合分に係る揮発油税及び地方揮発油税が免税されることになっている。

また、関係省庁連携のもと、地域全体で幅広い関係者が協力してバイオマスの利活用を進めていくための枠組みとして、バイオマスを総合的に利活用している地域をバイオマスタウンとして指定し、利活用を後押ししている。「バイオマス・ニッポン総合戦略」（平成18年3月31日閣議決定）²⁹に基づき、2010年度までに300地域の目標達成に向け、取組を進めている。

④関連団体の動き

石油業界においては、2010年度までに原油換算21万kL分のバイオエタノールの導入に向け、ETBEをガソリンに配合したバイオガソリン（バイオETBE配合ガソリン）の試験販売を2007年度より開始するなど2010年度の本格導入に向けた準備が進められている。

²⁹エコ燃料の利用促進に関する具体的な目標として、2010年度を目途に、マテリアル利用及びエネルギー利用全体で、食品廃棄物や下水汚泥、家畜ふん尿、建設発生木材等の廃棄物系バイオマスについては炭素換算で80%以上（賦存量：炭素量換算3,050万t、原油換算3,280万kL）、農作物非食用部や間伐材等の未利用バイオマスについては炭素換算で25%以上（賦存量：炭素量換算640万t、原油換算660万kL）、利活用されるものとしている。また、エネルギー源や製品の原料とすることを目的として、炭素量換算で10万t程度の資源作物が利活用されるとしている。（「輸送用エコ燃料の普及拡大について」（平成18年5月、エコ燃料利用推進会議）より）

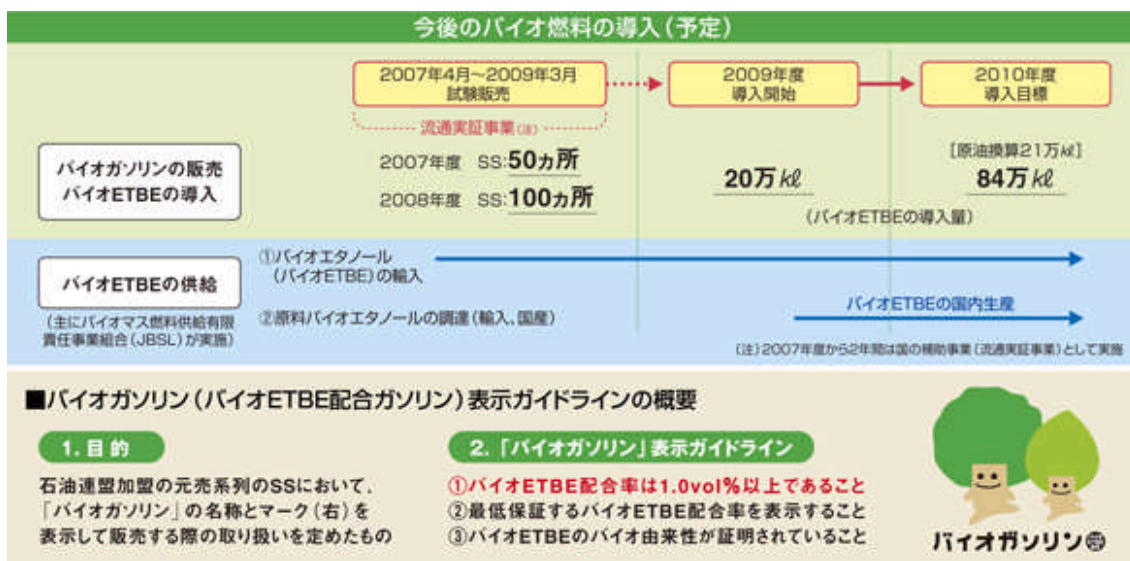


図 3-85 石油業界によるバイオ燃料の導入 (予定)

出典) 石油連盟資料 (<http://www.paj.gr.jp/eco/biogasoline/index.html>)

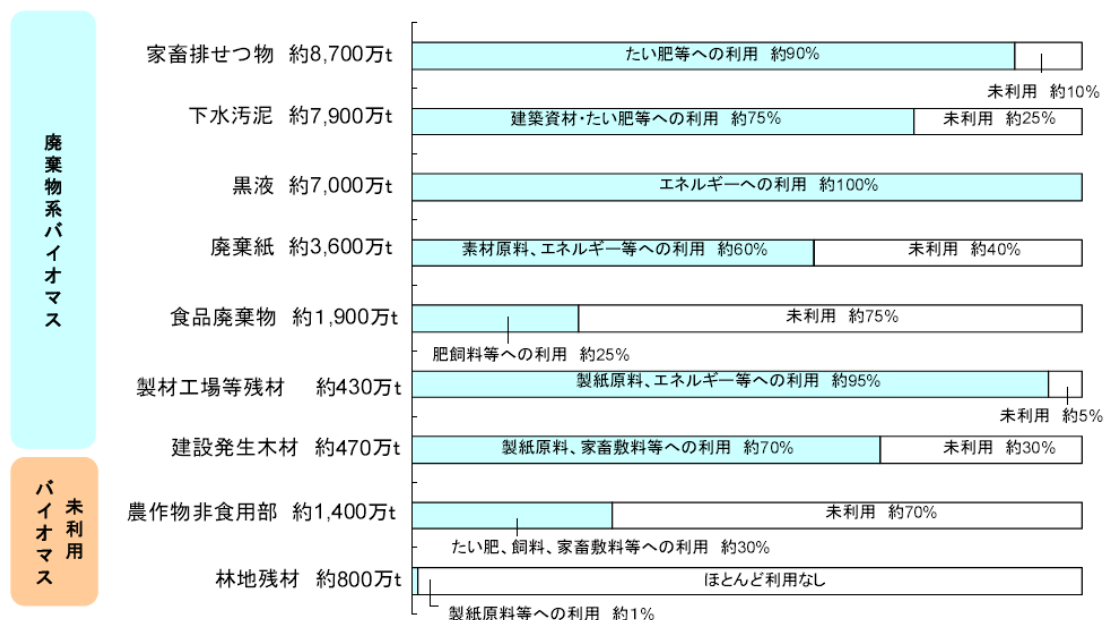
(2) バイオマス発電・熱利用及びバイオ燃料利用の導入ポテンシャル

①導入ポテンシャル

a) バイオマス発電・熱利用の導入ポテンシャル

バイオマス資源の賦存量等に関する調査研究は過去様々実施されてきているが、バイオマス資源は廃棄物である場合も多いため、基本的に物理的な環境条件のみにより賦存量が規定される太陽光、風力及び地熱等の他の再生可能エネルギーとは異なり、経済社会活動の変化に伴い賦存量が変化するものである。

ここでは、「バイオマス・ニッポン総合戦略」の参考資料として農林水産省がまとめた「我が国のバイオマス賦存量・利用率」データを示す(図 3-86)。これによると、廃棄物系バイオマスは、たい肥等エネルギー利用以外も含めて相当の割合が利用されている一方で、未利用バイオマスは、山林又は農地に放置されているものが多く、今後の利用拡大の余地が大きいことが分かる。なお、2009年度に環境省において別途実施された「ポテンシャル調査」では、賦存量を“理論的に算出することができるエネルギー資源量(設備容量ベース。明らかに利用することが不可能であるものを除く。)であって、種々の制約要因(土地用途、利用技術、法令、施工性など)を考慮しないもの”と定義しているが、ここでの賦存量は経済社会活動に伴い発生した全量を指していると考えられる。



※「食品廃棄物」の利用率は、現時点において20年度の統計結果が公表されていないため、19年度の統計結果を基に算出。

図 3-86 わが国のバイオマス賦存量・利用率 (2008年)

出典) 農林水産省「我が国のバイオマス賦存量・利用率」

また、次に示すのは、(独)新エネルギー・産業技術総合開発機構が(NEDO)が、地球温暖化対策及び循環型社会構築に寄与するバイオマスエネルギー利活用の促進のために、(財)電力中央研究所が開発したデータベースを基に、データ更新を行った上で公開しているものである(表 3-88 及び表 3-89)。

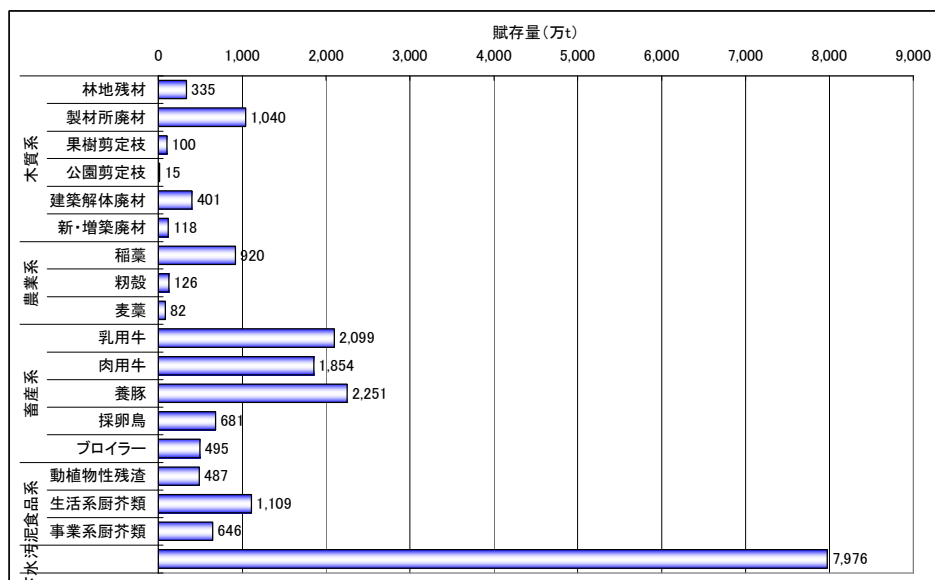


図 3-87 日本のバイオマス賦存量(物量ベース)

出典) NEDO「バイオマス賦存量・利用可能量の推計～GISデータベース～」(2009年)

注) 含水率等考慮前の単純な物量ベースの値である点に注意。

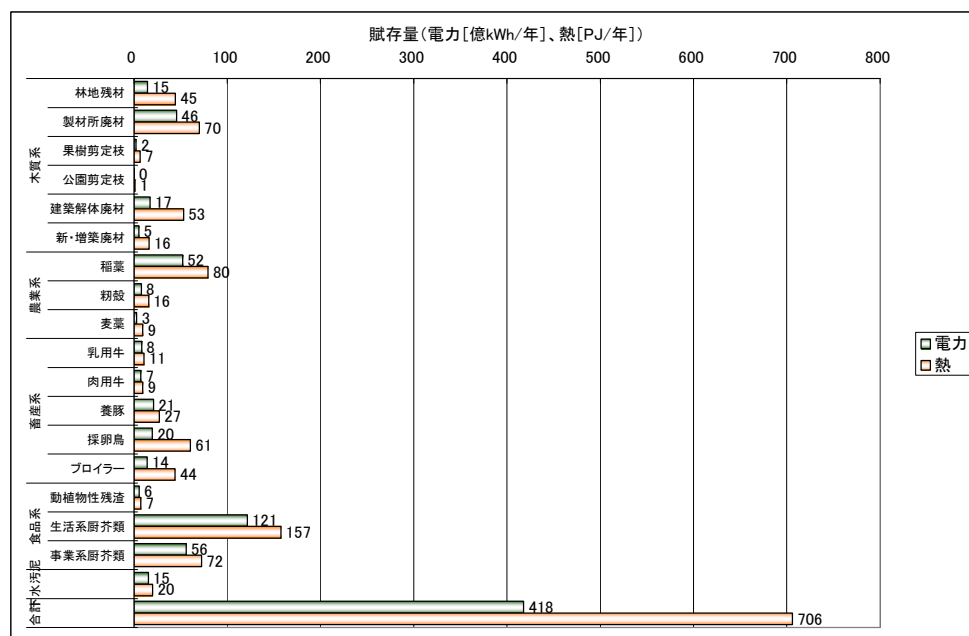


図 3-88 日本のバイオマス賦存量(電力・熱換算)

出典) 上に同じ

注) ここでの電力・熱換算は、賦存量(万t)を一定の想定の下で、すべてを電力あるいはすべてを熱に換算したものであり、両者は加算することはできない。

以下、本検討では上記の農林水産省資料に基づく賦存量データを基本とし、必要に応じて NEDO データを用いて補足及び按分推計を行った。具体的には、表 3-74 に示すとおり。

表 3-74 バイオマス賦存量及び未利用量等の基本データ

大分類	小分類	賦存量 万t	未利用率 %	未利用量 万t	未利用エネルギー		利用方法	想定設備規模	
					熱	電気		発電 kW	熱供給 GJ/h
					PJ/年	億kWh/年			
木質系	林地残材	800	99%	792	105.2	34.4	燃焼	5000	50
	製材所廃材	430		22	1.4	0.9	燃焼	5000	50
	果樹剪定枝	100	5%	5	0.3	0.1	燃焼	5000	50
	公園剪定枝	15		1	0.1	0.0	燃焼	5000	50
	建築解体廃材	470	30%	109	14.4	4.7	燃焼	5000	50
	新・増築廃材			32	4.4	1.5	燃焼	5000	50
農業系	稲藁	1,400	70%	799	69.2	45.2	燃焼	150	50
	籾殻			109	13.7	6.9	燃焼	150	50
	麦藁			71	8.2	2.7	燃焼	150	50
畜産系	乳用牛	8,700	10%	247	1.3	1.0	ガス	150	5
	肉用牛			219	1.1	0.9	ガス	150	5
	養豚			265	3.2	2.5	ガス	150	5
	採卵鳥			80	7.1	2.3	燃焼	2000	50
	ブロイラー			58	5.2	1.7	燃焼	2000	50
食品系	動植物性残渣	1,900	75%	310	4.7	3.6	ガス	150	50
	生活系厨芥類			705	100.1	77.2	ガス	2000	50
	事業系厨芥類			411	46.0	35.5	ガス	2000	50
下水汚泥	7,900	25%	1,975	5.0	3.8	ガス	1000	50	
黒液	7,000	0%	0	0.0	0.0	燃焼	50000	50	
廃棄紙	3,600	40%	1,440	172.6	56.4	燃焼	2000	50	
合計					563	281		—	—

出典) 農林水産省「バイオマス・ニッポン総合戦略」関連資料等を基に MRI 作成

注) ここでの電力・熱換算は、賦存量(万t)を一定の想定の下で、すべてを電力あるいはすべてを熱に換算したものであり、両者は加算することはできない。

b) バイオ燃料の導入ポテンシャル

エコ燃料利用推進会議「輸送用エコ燃料の普及拡大について」(2006年5月)において、バイオエタノール、バイオディーゼル燃料の供給可能量が試算されている(表 3-75)。

表 3-75 バイオエタノール供給見込みと長期的供給可能量（参考値）の一覧

単位：kL（括弧内：原油換算 kL）

バイオマスの種類		2010 年度供給見込み	長期的供給可能量
糖蜜（沖縄）		700~1,400 (400~800)	2,400~4,800 (1,300~2,600)
規格外小麦（北海道）		5,800~11,600 (3,200~6,400)	20,500~40,900 (11,300~22,500)
廃木材		4,200~7,000 (2,300~3,800)	19 万~39 万 (13 万~27 万)
食品廃棄物		0 (0)	50,000~100,000 (29,000~58,000)
エネルギー資源作物	ミニマムアクセス米	35,700 (19,600)	35,700 (19,600)
	稲わら	0 (0)	42 万~84 万 (24 万~49 万)
	生産調整面積（稲）	0 (0)	75,000~150,000 (43,700~87,500)
	遊休農地（ソルガム）	0 (0)	15 万~31 万 (9 万~18 万)
林地残材		0 (0)	14 万~24 万 (8 万~16 万)
合 計		46,400~55,700 (25,500~30,600)	108 万~211 万 (63 万~123 万)

出典）エコ燃料利用推進会議「輸送用エコ燃料の普及拡大について」（2006 年 5 月）

また、国産バイオ燃料の本格導入に向けて、「バイオマス・ニッポン総合戦略推進会議」においては、2007 年 2 月に「国産バイオ燃料の大幅な生産拡大に向けた工程表」が作成され、技術開発や実証等を通じバイオ燃料の利用率を向上させ、2011 年度に単年度で国産バイオ燃料 5 万 kL の生産、長期的には 2030 年頃までに大幅な生産拡大を図ることを目指している。また、稲わら等の収集・運搬、エタノールを大量に生産できる作物の開発、稲わらや木材等からエタノールを大量に生産する技術の開発等がなされれば、2030 年頃には 600 万 kL（原油換算 360 万 kL）の国産バイオ燃料の生産が可能との試算が行なわれている（農林水産省試算）。（表 3-76 及び図 3-89）

表 3-76 中長期的観点からの生産可能量（国産バイオ燃料生産可能量）

原料	生産可能量(2030年度) エタノール換算	生産可能量(2030年度) 原油換算
1. 糖・でんぷん質 (安価な食料生産過程副産物、規格外農産物等)	5万kl	3万kl
2. 草本系 (稲わら、麦わら等)	180万kl~200万kl	110万kl~120万kl
3. 資源作物	200万kl~220万kl	120万kl~130万kl
4. 木質系	200万kl~220万kl	120万kl~130万kl
5. バイオディーゼル燃料等	10万kl~20万kl	6万kl~12万kl
合計	600万kl程度	360万kl程度

出典) バイオマス・ニッポン総合戦略推進会議「国産バイオ燃料の大幅な生産拡大」(2007年2月)

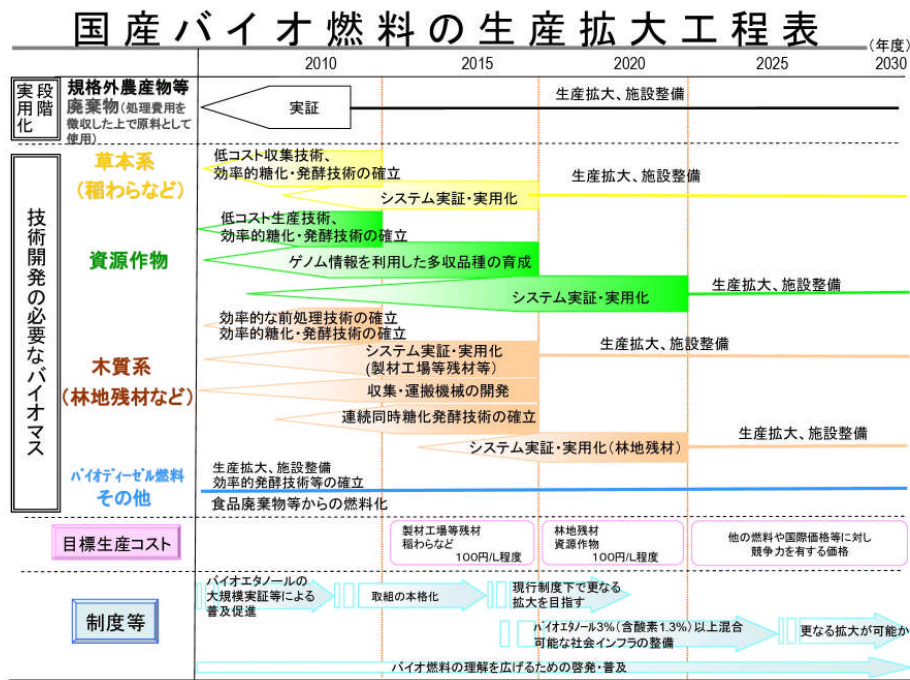


図 3-89 国産バイオ燃料の生産拡大行程表

出典) バイオマス・ニッポン総合戦略推進会議「国産バイオ燃料の大幅な生産拡大」(2007年2月)

②導入ポテンシャルとコストの関係

a) バイオマス資源区分ごとのエネルギー利用方法の想定

バイオマス資源区分ごとにエネルギー利用方法を想定し、それぞれのエネルギー供給コスト（発電原価及び熱供給原価）の評価を行った。このとき、エネルギー利用方法を、エネルギー変換方法（直接燃焼、メタン発酵燃焼、ガス化燃焼等）とエネルギー種（電力又は熱）に分けて整理した。

<エネルギー変換方法>

簡略化のため、エネルギー変換方法を直接燃焼利用とメタン発酵利用の2つに分けて考える（現状、この他にもガス化等様々な変換方法が実証段階・実用段階に入りつつある）。また、エタノール化等については、エコ燃料利用推進会議「輸送用エコ燃料の普及拡大について」での長期的供給可能量63～123万kLの想定根拠に含まれている「廃木材」、「食品廃棄物」、「稲わら」及び「林地残材」を参考に、このうち「稲わら」について原料分を控除することとした。バイオマス資源区分ごとのエネルギー変換方法の具体的な想定は表3-77に示すとおり。

表 3-77 バイオマス資源区分とエネルギー変換方法の想定

大分類	小分類	変換方法 (直接燃焼/メタン発酵)
木質系	林地残材	直接燃焼
	製材所廃材	直接燃焼
	果樹剪定枝	直接燃焼
	公園剪定枝	直接燃焼
	建築解体廃材	直接燃焼
	新・増築廃材	直接燃焼
農業系	稲わら	直接燃焼
	籾殻	直接燃焼
	麦わら	直接燃焼
畜産系	乳用牛	メタン発酵
	肉用牛	メタン発酵
	養豚	メタン発酵
	採卵鳥	直接燃焼
	ブロイラー	直接燃焼
食品系	動植物性残渣	メタン発酵
	生活系厨芥類	メタン発酵
	事業系厨芥類	メタン発酵
下水汚泥	下水汚泥	メタン発酵
黒液	黒液	直接燃焼
廃棄紙	廃棄紙	直接燃焼

<エネルギー種>

次に、バイオマス資源区分ごとにその特性を踏まえ、本検討におけるエネルギー種（電力又は熱）の想定を行った。具体的には、「既存の需要」では当該バイオマス資源の発生地

(発生事業者)における既存の需要の有無を、「可搬性」では当該バイオマス資源の運搬の容易性及び費用対効果について、そして「出力規模」では既存の需要及び可搬性を踏まえたエネルギー利用設備の出力規模について整理している。

その上で、これらを踏まえて、本検討におけるエネルギー種について、電力又は熱利用として想定した。具体的な想定は表 3-78 に示すとおり。なお、「発電・熱利用」としたバイオマス資源区分については、発電・熱利用のシェアを 1/2 ずつと仮定した(実際には、メタンガスを燃料とするコージェネレーションシステムとして導入される場合も多いため、熱利用が以降の試算結果よりも増加する可能性がある)。

表 3-78 バイオマス資源区分とエネルギー利用方法の想定

大分類	小分類	特徴			本検討で想定する利用方法
		既存の需要	可搬性	出力規模	
木質系	林地残材	なし	有り	大規模	発電 (5,000kW)
	製材所廃材	熱	有り	小~大規模	
	果樹剪定枝	なし	有り	大規模	
	公園剪定枝	なし	有り	大規模	
	建築解体廃材	なし	有り	大規模	
	新・増築廃材	なし	有り	大規模	
農業系	稲わら	なし	有り	小・中規模	発電 (150kW)
	籾殻	なし	有り	小・中規模	
	麦わら	なし	有り	小・中規模	
畜産系	乳用牛	電力・熱	なし	小・中規模	発電 (150kW) ・熱利用 (5GJ/h)
	肉用牛	電力・熱	なし	小・中規模	
	養豚	電力・熱	なし	小・中規模	
	採卵鳥	なし	有り	大規模	発電 (2,000kW)
	ブロイラー	なし	有り	大規模	
食品系	動植物性残渣	電力・熱	有り	小~大規模	発電 (150kW) ・熱利用 (50GJ/h)
	生活系厨芥類	電力・熱	有り	中・大規模	
	事業系厨芥類	電力・熱	有り	中・大規模	
下水汚泥	下水汚泥	電力・熱	なし	中規模	発電 (1,000kW) ・熱利用 (50GJ/h)
黒液	黒液	電力・熱	なし	大規模	—
廃棄紙	廃棄紙	なし	有り	中・大規模	発電 (2,000kW)

注) 農業系の「稲わら」、「籾殻」及び「麦わら」は、物理的な可搬性はあるものの、嵩張ることから運搬費が割高になるため、大規模収集は行われないものとして検討を行った。

注) 「建築解体廃材」及び「稲わら」については、後段で一部をバイオ燃料の原料として想定しており、これを控除して検討を行った。

注) 具体的な出力規模については、グリーン電力及びRPS制度認定設備の既存設備データを基に想定した。

b) エネルギー利用システムの想定

エネルギー利用システムの諸条件を表 3-79 のとおり想定した。

表 3-79 エネルギー利用システムの諸条件

項目	内容
発電効率	直接燃焼発電：10%、メタン燃焼発電：25%
ボイラ効率	直接燃焼：85%、メタン燃焼：90%
稼働率	発電：56%、熱供給：41% (=12h/d×300d/y)
建設費用	発電：50 万円/kW、熱供給：5 万円/MJ@50GJ/h、36 万円/MJ@5GJ/h

出典) NEDO「バイオマス賦存量・利用可能量の推計～GIS データベース～」(2009 年)、NEDO「バイオマスエネルギー導入支援データベース」(2007 年)等を基に想定

c) バイオマス資源区分ごとの調達コストの想定

バイオマス資源の調達コスト(運搬コストを含む)は、すべてゼロと想定した。実際には、バイオマス資源区分ごとにその特性及び現状を踏まえ、調達コスト(有償/逆有償)が発生すると考えられるが、バイオマス資源の調達コストは地域やバイオマス資源ごとに多種多様である。このため、本試算では、調達コストは計上しておらず、分析結果を参照する際にはこの点に留意する必要がある。

d) その他の費用の想定

その他の費用については、各種資料を基に、表 3-80 のとおり想定した。

表 3-80 その他の費用の想定

項目	内容
メンテナンス費用	建設費用の 3%
人件費	人件費単価を 500 万円/(人・年)とした上で、設備規模に応じて計上
耐用年数	法定耐用年数：15 年、設備耐用年数(プロジェクト期間)：20 年
支払金利	借入期間：10 年間、金利：4% (元金均等返済)
租税公課	固定資産税(実質建設費・累積減価償却額)×税率(固定資産税 1.4%)
一般管理費	人件費の 10%
法人税率	実効税率として 40.87%

出典) NEDO「バイオマスエネルギー導入ガイドブック」(2005 年)等を基に想定

(3) 2020年を対象とした導入見込量の評価とそのために必要な施策

ここでは、2020年を対象に、導入ポテンシャル等を踏まえ、実現可能性、実現に当たっての課題、実現に向けた施策について検討を行う。

①導入見込量の想定

a) バイオマス発電

本検討におけるバイオマス発電の導入見込量は、これまで京都議定書目標達成計画等において分類されてきたバイオマス発電と黒液・廃材等のうち発電分との合計とした。

ア) バイオマス発電（黒液・廃材等の発電は含まれない）

▲25%①・▲25%②・▲25%③の各ケースのバイオマス発電（黒液・廃材等の発電は含まれない）の導入見込量は、AIM日本技術モデルの導入量である586万kL（京都議定書目標達成計画の2010年値横ばい）とした。この際、稼働率については、2005年の稼働率である56%を想定した。

イ) 黒液・廃材等のうち発電分

▲25%①・▲25%②・▲25%③の各ケースの導入見込量はAIM日本技術モデルにおける想定値である274万kLとした（表3-81）。具体的な導入見込量の考え方は以下のとおり。

- ・2005年の導入量（発電・熱利用の合計）＝472万kLのうち発電分
- ・2020年の対策ケース導入量（発電・熱利用の合計）
＝固定ケース＋黒液回収ボイラの高効率化分（8.7万kL）＝504万kLのうち発電分

表 3-81 バイオマス発電の導入見込量（2020年）

		2005年	2020年		
			▲25% ①	▲25% ②	▲25% ③
バイオマス発電	原油換算（万kL）	462	860	860	860
	2005年比	1	1.9	1.9	1.9
従来のバイオマス発電	原油換算（万kL）	204	586	586	586
	出力（万kW）	181	519	519	519
	発電電力量（億kWh）	88	252	252	252
黒液・廃材等のうち発電分	原油換算（万kL）	258	274	274	274
	出力（万kW）	228	242	242	242
	発電電力量（億kWh）	111	118	118	118

b) バイオマス熱利用（バイオ燃料含む）

本検討におけるバイオマス熱利用は、これまで京都議定書目標達成計画等において分類されてきたバイオマス熱利用（バイオ燃料含む）に加え、廃棄物熱利用（廃プラ・廃油・

廃タイヤ等化石燃料起源のものを除く) 及び黒液・廃材等のうち熱利用分の合計とした。

ア) バイオマス熱利用

1) バイオ燃料

▲25%①・▲25%②・▲25%③ケースにおいては、バイオ燃料の自動車用燃料への混合率を向上させるなどの取組を進めることにより、AIM 日本技術モデルにおける想定値と同値の 200 万 kL (内訳：国産 50 万 kL、開発輸入 50 万 kL、輸入 100 万 kL) をバイオ燃料の導入見込量とした。なお、バイオ燃料を調達する際には、持続可能性を確保することが前提となる。

11) その他バイオマス熱利用

▲25%①・▲25%②・▲25%③ケースの導入見込量は、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) とした。

イ) 廃棄物熱利用 (廃プラ・廃油・廃タイヤ等の化石燃料起源のものを除く)

▲25%①・▲25%②・▲25%③ケースの導入見込量は AIM 日本技術モデルにおける想定値である 201 万 kL (京都議定書目標達成計画の 2010 年値横ばい) とした。

ウ) 黒液・廃材等のうち熱利用分

▲25%①・▲25%②・▲25%③ケースの導入見込量は AIM 日本技術モデルにおける想定値である 228 万 kL とした。具体的な導入見込量の考え方は以下のとおり。

- ・ 2005 年の導入量 (発電・熱利用の合計) = 472 万 kL のうち熱利用分
- ・ 2020 年の対策ケース導入量 (発電・熱利用の合計)
= 固定ケース+黒液回収ボイラの高効率化分 (8.7 万 kL)
= 504 万 kL のうち熱利用分

表 3-82 バイオマス熱利用の導入見込量 (2020 年)

		2005 年	2020 年		
			▲25%①	▲25%②	▲25%③
バイオマス熱利用	原油換算 (万 kL)	470	887	887	887
	2005 年比	1	1.9	1.9	1.9
バイオ燃料	原油換算 (万 kL)	0	200	200	200
その他バイオマス熱利用	原油換算 (万 kL)	142	258	258	258
廃棄物熱利用 (化石燃料起源のものを除く)	原油換算 (万 kL)	114	201	201	201
黒液・廃材等のうち熱利用分	原油換算 (万 kL)	214	228	228	228

注) バイオ燃料の 2020 年度導入目標 200 万 kL は、国産 50 万 kL+開発輸入 50 万 kL+輸入 100 万 kL と想定した。

②導入見込量の実現可能性評価

上記①に示した 2020 年の導入見込量に対して、先に整理した導入ポテンシャルを基に、バイオマス資源区分ごとに発電コスト又は熱供給コストを考慮しつつ、導入見込量の評価を行う。ここでは、導入見込量達成に必要な経済面での課題を解決するための施策として、電力については固定価格買取制度を、熱についてはグリーン熱証書制度を取り上げ、導入見込量達成に必要な支援のレベルについて評価を行った。

ア) 試算の考え方とモデル計算

支援策として取り上げる固定価格買取制度又はグリーン熱証書制度の具体的な想定は以下のとおり。

- ・バイオマスの導入は基本的には発電原価又は熱供給原価の安いものから導入が進むものとする。
- ・その上で、累積導入量が導入見込量に達した地点において、IRR が 8%確保されるレベルまで買取を行うこととする。買取期間は 20 年間とする。
- ・発生した電力又は熱は、自家消費せず全量を外部に販売するものとする。

バイオマス資源区分ごとに、本検討で対象とする未利用量について改めて整理する。その際、バイオ燃料の 2020 年度導入見込量 200 万 kL は、国産 50 万 kL + 開発輸入 50 万 kL + 輸入 100 万 kL と想定しているため、バイオマス発電・熱利用について検討するに当たっては、原料の競合を回避するため、この国産 50 万 kL 分の原料分を控除して考える。具体的には、バイオ燃料の導入量として想定している、エコ燃料利用推進会議「輸送用エコ燃料の普及拡大について」での長期的供給可能量 63~123 万 kL の想定根拠に含まれている「廃木材」、「食品廃棄物」、「稲わら」及び「林地残材」を参考に、このうち「稲わら」について原料分をそれぞれ控除することとする。

バイオ燃料との競合関係を整理した上での、本検討で対象とする未利用量は次表のとおり（表 3-83）。

表 3-83 バイオマス発電・熱利用のための賦存量及び未利用量等データ

大分類	小分類	賦存量 万t	未利用率 %	未利用量 万t	未利用エネルギー		利用方法	想定設備規模	
					熱 PJ/年	電気 億kWh/年		発電 kW	熱供給 GJ/h
木質系	林地残材	800	99%	792	105.2	34.4	燃焼	5,000	50
	製材所廃材	430		22	1.4	0.9	燃焼	5000	50
	果樹剪定枝	100	5%	5	0.3	0.1	燃焼	5000	50
	公園剪定枝	15		1	0.1	0.0	燃焼	5000	50
	建築解体廃材	470	30%	109	14.4	4.7	燃焼	5000	50
	新・増築廃材			32	4.4	1.5	燃焼	5000	50
農業系	稲藁	1,400		451	39.1	25.5	燃焼	150	50
	籾殻		70%	109	13.7	6.9	燃焼	150	50
	麦藁			71	8.2	2.7	燃焼	150	50
畜産系	乳用牛	8,700		247	1.3	1.0	ガス	150	5
	肉用牛			219	1.1	0.9	ガス	150	5
	養豚		10%	265	3.2	2.5	ガス	150	5
	採卵鳥			80	7.1	2.3	燃焼	2000	50
	ブロイラー			58	5.2	1.7	燃焼	2000	50
食品系	動植物性残渣	1,900		310	4.7	3.6	ガス	150	50
	生活系厨芥類		75%	705	100.1	77.2	ガス	2000	50
	事業系厨芥類			411	46.0	35.5	ガス	2000	50
下水汚泥		7,900	25%	1,975	5.0	3.8	ガス	1000	50
黒液		7,000	0%	0	0.0	0.0	燃焼	50000	50
廃業紙		3,600	40%	1,440	172.6	56.4	燃焼	2000	50
合計					533	262		—	—

出典) 農林水産省「バイオマス・ニッポン総合戦略」関連資料等を基に MRI 作成

注) ここでの電力・熱換算は、賦存量(万t)を一定の想定の下で換算したものであり、そのまま加算することはできない。

注) 斜体で示したバイオマス資源区分について、バイオ燃料の原料分を控除した。

イ) 固定価格買取制度及びグリーン熱証書による導入促進

上記ア) で示した条件で試算を行い、導入見込量のなかで最も発電コストの高い地点であっても、20年間のIRR8%が確保される買取価格を求めると、バイオマス発電で21.8円/kWh、バイオマス熱利用で2.0円/MJと試算された。プロジェクト開始後20年間の買取に関する費用総額は、バイオマス発電については、回避可能原価を控除して1.94兆円(現在価値:1.00兆円)となった。また、バイオマス熱利用については、バイオマス資源の調達コストを計上していないため、ここでは供給コストの全額(回避可能原価を含む)を計上するとして1.47兆円(現在価値:0.76兆円)となった。

表 3-84 固定価格買取制度及びグリーン熱証書制度の結果(割引率4%で2010年価値換算)

	導入量	買取価格	費用総額
バイオマス発電	860万kL	21.8円/kWh	0.9兆円
	導入量	グリーン熱証書価格	費用総額
バイオマス熱利用	877万kL	2.0円/MJ	1.07兆円

③導入目標の検討

以上より、バイオマス発電及びバイオマス熱利用の2020年25%①、25%②及び25%③ケースの導入目標は、全ケースとも表の導入量とし、その達成に必要な施策は、表に示した固定価格買取制度及びグリーン熱証書とする。

④需要創出額

バイオマス発電・熱利用（バイオ燃料含む）が導入される際に発生する設備投資の金額を国内の需要創出額として、この需要創出額の推移を以下に示す。

なお、バイオ燃料については、農林水産省の補助事業の事例データに基づき次表のとおり想定する（表3-85）。また、2020年導入目標の項で述べたとおり、バイオ燃料の2020年度導入目標200万kLは、国産50万kLと想定して、製造プラント建設のための設備投資額を試算して計上する。

表3-85 バイオ燃料製造プラントの生産能力と施設整備費の想定

事例	生産能力	施設整備費
北海道バイオエタノール株式会社	1.5万kL/年	5,931百万円
オエノンホールディングス株式会社	1.5万kL/年	4,625百万円
想定（1プラントあたり）	1.5万kL/年	5,278百万円

出典）農林水産省資料を基に想定

表3-86 バイオマス発電・熱利用（バイオ燃料含む）の需要創出額
（▲25%①、▲25%②、▲25%③）

	バイオマス・廃棄物発電				バイオマス熱利用					バイオ燃料			
	単価	導入量	設備投資	工事費等	単価	導入量	導入量	設備投資	工事費等	単価	導入量	設備投資	工事費等
	万円/kW	万kW	億円	億円	万円/MJ	MJ/h	万kL	億円	億円	万円/kL	万kL/年	億円	億円
2011	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2012	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2013	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2014	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2015	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2016	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2017	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2018	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2019	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2020	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2021	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2022	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2023	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2024	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2025	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2026	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2027	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2028	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2029	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2030	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	

(4) 導入目標達成に向けて必要な配慮事項

バイオマス発電・熱利用（バイオ燃料含む）の導入目標達成のためには、エネルギー利用設備に関する経済面での課題を解決するとともに、次の事項についても配慮していくことが必要である（本検討ではバイオマス資源の調達コストを計上していないため、ここで配慮事項として取り上げる）。なお、次の事項は、バイオマス活用推進会議³⁰資料において、バイオマス利活用に係る今後の課題として整理されたものである。

①バイオマスエネルギー利用（発電、熱利用（バイオ燃料含む））

- ・ バイオマスの生産・収集・運搬に係るコストの低減が不可欠。
- ・ バイオマスからバイオ燃料に変換する際の、変換効率の向上、変換コストの低減が不可欠。
- ・ バイオマス原料の継続的な供給が可能となる供給体制の構築、流通面での仕組みづくりが必要。
- ・ 食料自給率の低い日本においては、食料供給と両立できるセルロース系原料を活用することが必要。
- ・ マテリアル利用に対する考慮が必要。
- ・ 自立的なバイオ燃料生産・流通・利用システムの確立が必要。

②バイオマス製品

- ・ 堆肥化や飼料化については、既に製品化されている。
- ・ トウモロコシ由来のポリ乳酸からバイオマスプラスチックを製造する技術については、米国を中心に既に商業化。
- ・ 木質バイオマスからナノカーボン等を製造する技術実証を実施。

③研究開発・技術実証

- ・ バイオマスの利活用を加速するためには、バイオマスの増産、バイオマスの生産・収集・運搬から製品の製造等の各段階において革新的技術の開発が不可欠。
- ・ 農林水産分野だけでなく、他分野と連携し、最先端のバイオテクノロジー等の開発や周辺技術の開発が不可欠。
- ・ 下水汚泥のバイオマス利用の全国展開に向けた取組が必要。

³⁰「バイオマス活用推進基本法（平成 21 年法律第 52 号）第 33 条第 1 項」に基づき設置されることとなっている会議。同会議は、内閣府、総務省、文部科学省、農林水産省、経済産業省、国土交通省及び環境省の政務官で構成される。

④地域の主体的な取組（バイオマスタウン等）

- ・ バイオマス活用推進基本法に基づき市町村が策定する計画との連続性の確保が必要。
- ・ バイオマス関連施設の整備に係る初期投資の負担軽減、運転資金の確保が必要。
- ・ バイオマスの利活用を実行するためには、生産者（農林漁業者）、民間事業者、地域住民との合意形成が不可欠。

⑤ライフサイクル評価（LCA）

- ・ CO₂排出量やエネルギー効率を、バイオマスの生産から運搬、製造など全段階において総合的に評価する LCA 手法を確立することが必要。
- ・ バイオ燃料については、科学的根拠に基づく LCA 評価基準が必要であり、現在、農林水産省、環境省、経済産業省の3省が連携し、「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」にて検討を進めているところ。
- ・ 今後、バイオ燃料製造等事業者は、LCA 評価を用いて、その製造段階等において発生する温室効果ガス排出量が削減されるように対策をとることが必要。

（5）中長期的な（2030、2050年の）導入目標

a) バイオマス発電

- ・ 2050年は、バイオマス発電については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。
- ・ 2030年は、2020年の各ケースから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推計した（表3-87）。

表 3-87 バイオマス発電の導入目標（2030年・2050年）

		2005年	2030年			2050年
			下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース	
バイオマス発電	原油換算（万kL）	462	907	907	907	1,002
	2005年比	100	196	196	196	217
従来のバイオマス発電	原油換算（万kL）	204	633	633	633	728
	出力（万kW）	181	560	560	560	644
	発電電力量（億kWh）	88	272	272	272	313
黒液・廃材等のうち発電分	原油換算（万kL）	258	274	274	274	274
	出力（万kW）	228	242	242	242	242
	発電電力量（億kWh）	111	118	118	118	118

b) バイオマス熱利用（バイオ燃料含む）

- ・ バイオ燃料は、2050年目標については、1,900万kLと設定（2050年の需要量から推計）。また、2030年目標については、上位、中位及び下位ケースいずれについても250万kLとした。
- ・ その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとした。

表 3-88 バイオマス熱利用の導入目標（2030年・2050年）

		2005年	2030年			2050年
			下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース	
バイオマス熱利用	原油換算（万kL）	470	937	937	937	2,587
	2005年比	1.0	2.0	2.0	2.0	3.6
バイオ燃料	原油換算（万kL）	0	250	250	250	1,900
その他バイオマス熱利用	原油換算（万kL）	142	258	258	258	258
廃棄物熱利用（化石燃料 起源のものを除く）	原油換算（万kL）	114	201	201	201	201
黒液・廃材等のうち熱利 用分	原油換算（万kL）	214	228	228	228	228

3.3 導入見込量の評価に関する総括

3.3.1 買取価格と支援費用

(1) 再生可能電力

再生可能エネルギーの種類ごとに、2020年の導入目標達成に必要な買取価格と、買取期間における支援費用総額は以下のとおり（表 3-89）。

表 3-89 再生可能電力の導入目標達成に必要な買取価格と支援費用の総額

	必要な買取価格の単価 (将来価値) (回避可能原価を控除する 前の金額)	必要な支援費用総額 (2010年価値換算) (回避可能原価を控除した 後の金額)
太陽光発電	2011年：54～68円/kWh* 2020年：26～30円/kWh*	10.9～18.3兆円*
風力発電（陸上）	2011年：22円/kWh 2020年：18円/kWh	1.5兆円
風力発電 （着床、浮体）	(着床) 2015～2020年：30円/kWh (浮体) 2020年：42円/kWh	0.1兆円
中小水力発電	2011～2020年： 15～25円/kWh*	0.3～4.9兆円*
地熱発電	2011～2020年：20円/kWh 開発初期については、買取価格が20円/kWhとなるよう補助制度を併用**	1.2兆円
バイオマス・廃棄物 発電	2011～2020年：21.8円/kWh	0.9兆円

*買取価格及び支援費総額の幅は、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）に対応したことによるもの。

**地熱発電の支援を固定価格買取制度のみとした場合の買取価格の単価は43円/kWh、必要な支援費用総額は3.8兆円となる。ここでは、買取価格を抑える代わりに補助制度を併用することで、支援費用総額を抑制できることから、補助制度の併用を採用した。

これらの固定価格買取制度が導入された場合の、年次ごとの買取総額の推移は以下のとおり（表 3-90 及び図 3-90）。ピークはいずれのケースも2020年であり、0.9～1.6兆円/年（2010年価値換算）となる。期間平均では0.5～0.9兆円/年（2010年価値換算）、期間累計では14.9～26.9兆円（2010年価値換算）となる。

期間平均の実額から、電力需要を仮に9,500億kWhとし、平均世帯の電力需要を300kWh/月・世帯とすると、平均の世帯あたり負担額は280～504円/月・世帯となる。

表 3-90 再生可能電力の導入目標達成に必要な支援費用総額
(金額はすべて 2010 年価値換算、回避可能原価は控除)

ピーク年	2020 年
ピーク時買取総額	0.9～1.6 兆円/年
期間平均	0.5～0.9 兆円/年
期間累計	14.9～26.9 兆円
平均世帯あたり負担額(買取総額を電力需要で割った単価に、平均世帯の電力需要を乗じて算出)	280～504 円/月・世帯

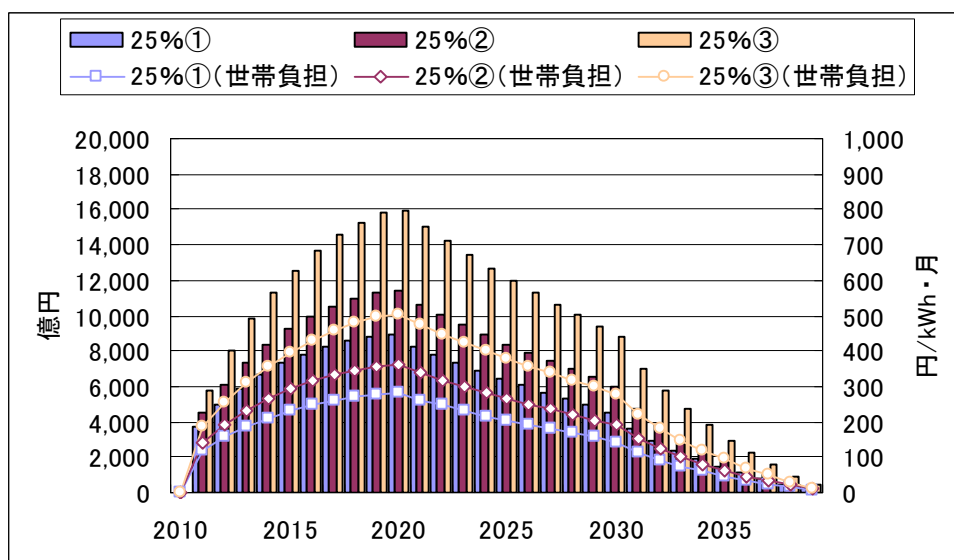


図 3-90 再生可能電力の単年度支援費用総額の推移
(2020 年の導入目標達成に必要な金額)

なお、世帯あたりの負担額に関連して、再生可能電力の導入支援に伴う負担額の上昇は所得に対しての逆進性を有することから、国民負担についての内閣府における調査³¹等を踏まえつつ、国民生活への配慮の観点から、例えば、日常生活に最低限必要な電力使用量分の電気料金については転嫁（再生可能エネルギー導入支援費用の上乗せ）をしない、産業の国際競争力の観点からエネルギー多消費産業については費用負担を軽減する等、制度設計は慎重に行う必要がある。

また、固定価格買取制度によって恩恵を受けられる世帯が限定的であるという点に鑑み、自宅の屋根面に設置が難しい世帯を対象とした「屋根貸し」の制度を検討する必要がある。

³¹ 内閣府政府広報室「低炭素社会に関する特別世論調査」の概要（2008 年 7 月）

(2) 再生可能エネルギー熱・燃料

再生可能エネルギーの種類ごとに、2020年の導入目標に必要な支援レベルと支援費用の総額は以下のとおり（表 3-91 再生可能エネルギー熱・燃料の導入目標に必要な支援レベルと支援費用総額）。なお、太陽熱利用については初期費用に対する支援である。また、バイオマス熱利用・燃料については、熱利用のみ経済性評価を行っており、バイオ燃料の導入については評価していない。なお、熱利用の評価において、回避可能原価は控除していない。

表 3-91 再生可能エネルギー熱・燃料の導入目標に必要な支援レベルと支援費用総額

	必要な支援レベル (将来価値)	必要な支援費用総額 (2010年価値換算)
太陽熱利用	1.4～7 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

再生可能エネルギー熱の導入目標達成に必要な支援費用総額の推移は以下のとおり（表 3-92）。

表 3-92 再生可能エネルギー熱の導入目標達成に必要な支援費用総額
(金額はすべて 2010 年価値換算)

	2015 年
ピーク年	
ピーク時買取総額	0.06～0.37 兆円/年
期間平均	0.04～0.07 兆円/年
期間累計	1.16～2.01 兆円

3.3.2 望ましい普及方策のシナリオ

再生可能エネルギーの種類ごとに、2020年の導入目標に対し、経済面で必要な普及方策とその他必要な方策は以下のとおり。なお、2020年の導入目標としては、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）の3つのケースを想定した。

表 3-93 2020年の導入目標に対して必要な普及方策

	主に買取に関する経済的支援	その他の方策
太陽光発電	<ul style="list-style-type: none"> 25%①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 25%②及び③ケースでは、買取価格の引き上げ 	<ul style="list-style-type: none"> 設計の確立や、施工の人材育成・登録制度等の導入による信頼性の確保 大規模施設における導入検討義務化 配電網の強化、電力出力予測・性能評価の確立、系統連係の保証等の系統対策
風力発電 (陸上・洋上)	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 既存インフラ運用の見直し、系統連系の保証、地域間連系線の増強、電力出力予測・性能評価の確立等の系統対策 環境に配慮した技術・施設設計の確立（特に浮体式の実用化に向けては特段の努力が必要）
中小水力発電	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> ポテンシャル・開発適地及び不適地情報の整備と開示 水利権などの関連権利の調整
地熱発電	<ul style="list-style-type: none"> 20円/kWhでの固定価格買取制度に加え、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* 	<ul style="list-style-type: none"> 環境に配慮した技術・施設設計の確立 開発適地及び不適地、地域環境影響に関する情報の整備と開示
太陽熱	<ul style="list-style-type: none"> 2011～2015年の5年間に、導入後15年分の太陽熱のグリーン価値を一定額で評価・買取 	<ul style="list-style-type: none"> 設計の確立や、施工の人材育成・登録制度等の導入による信頼性の確保 大規模施設における導入検討義務化 普及啓発活動による認知度向上
バイオマス・廃棄物発電	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> バイオマス原料の継続的な供給体制の構築のための支援
バイオマス熱利用・燃料	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 供給インフラ整備のための支援

※地熱発電の支援を固定価格買取制度のみとした場合の買取価格の単価は43円/kWh、必要な支援費用総額は3.8兆円となる。ここでは、買取価格を抑える代わりに補助制度を併用することで、支援費用総額を抑制できることから、補助制度の併用を採用した。

以上に加え、再生可能エネルギー全体に共通の方策として、下記が望まれる。

○再生可能エネルギー事業の金融リスク・負担の軽減

再生可能エネルギー普及の課題の一つになっているのが、初期負担の大きさや資金調達の困難性である。経済的支援によってこの状況はある程度改善されるが、公的機関による債務保証や各地域の特性を踏まえた資金調達方法の確立など、再生可能エネルギー導入によるリスク・負担を導入者のみに負わせるのではなく、社会全体で分け合う仕組みの導入が必要である。

○地域の特性を生かした再生可能エネルギーの導入

再生可能エネルギー導入による地域活性化・地域振興の効果を発揮させるために、地域の特性に応じたビジネスモデルの確立や、それを推進させることのできる専門家の養成が必要である。また、各地方公共団体がその規模に応じて自主的に積極的な取組を行っていくことが望まれる。

3.3.3 導入目標総括

表 3-94 再生可能エネルギーの中長期導入目標

	2005年度		2010年度		2020年度					2030年度					2050年度(A)		2050年度(B)			
	導入量	一次エネルギー供給に占める割合	導入量	一次エネルギー供給に占める割合	導入量【25%①】	一次エネルギー供給に占める割合	導入量【25%②】	一次エネルギー供給に占める割合	導入量【25%③】	一次エネルギー供給に占める割合	導入量【下位】	一次エネルギー供給に占める割合	導入量【中位】	一次エネルギー供給に占める割合	導入量【上位】	一次エネルギー供給に占める割合	導入量	一次エネルギー供給に占める割合		
太陽光発電	35万kL	0.06%	73万kL	0.13%	904万kL	1.71%	1,026万kL	1.98%	1,222万kL	2.40%	2,246万kL	4.55%	2,328万kL	4.87%	2,458万kL	5.22%	4,227万kL	10.98%	4,931万kL	14.30%
	15億kWh		31億kWh		389億kWh		442億kWh		526億kWh		966億kWh		1,001億kWh		1,058億kWh		1,819億kWh		2,121億kWh	
	144万kW		299万kW		3,700万kW		4,200万kW		5,000万kW		9,193万kW		9,527万kW		10,060万kW		17,300万kW		20,180万kW	
風力発電(陸上)	44万kL	0.08%	101万kL	0.18%	452万kL	0.85%	452万kL	0.87%	452万kL	0.89%	876万kL	1.77%	876万kL	1.83%	876万kL	1.86%	1,059万kL	2.75%	1,059万kL	3.07%
	19億kWh		44億kWh		194億kWh		194億kWh		194億kWh		377億kWh		377億kWh		377億kWh		456億kWh		456億kWh	
	109万kW		248万kW		1,110万kW		1,110万kW		1,110万kW		2,150万kW		2,150万kW		2,150万kW		2,600万kW		2,600万kW	
風力発電(着床)	0万kL	0.00%	0万kL	0.00%	12万kL	0.02%	12万kL	0.02%	12万kL	0.02%	165万kL	0.33%	165万kL	0.35%	165万kL	0.35%	458万kL	1.19%	458万kL	1.33%
	0億kWh		0億kWh		5億kWh		5億kWh		5億kWh		71億kWh		71億kWh		71億kWh		197億kWh		197億kWh	
	0万kW		0万kW		20万kW		20万kW		20万kW		270万kW		270万kW		270万kW		750万kW		750万kW	
風力発電(浮体)	0万kL	0.00%	0万kL	0.00%	1万kL	0.00%	1万kL	0.00%	1万kL	0.00%	171万kL	0.35%	171万kL	0.36%	171万kL	0.36%	1,008万kL	2.62%	1,008万kL	2.92%
	0億kWh		0億kWh		0億kWh		0億kWh		0億kWh		74億kWh		74億kWh		74億kWh		434億kWh		434億kWh	
	0万kW		0万kW		1万kW		1万kW		1万kW		280万kW		280万kW		280万kW		1,650万kW		1,650万kW	
風力発電(小計)	44万kL	0.08%	101万kL	0.18%	465万kL	0.88%	465万kL	0.90%	465万kL	0.91%	1,211万kL	2.45%	1,211万kL	2.53%	1,211万kL	2.57%	2,525万kL	6.56%	2,525万kL	7.32%
	19億kWh		44億kWh		200億kWh		200億kWh		200億kWh		521億kWh		521億kWh		521億kWh		1,086億kWh		1,086億kWh	
	109万kW		248万kW		1,131万kW		1,131万kW		1,131万kW		2,700万kW		2,700万kW		2,700万kW		5,000万kW		5,000万kW	
水力発電(大規模)	1,625万kL	2.76%	1,772万kL	3.12%	1,784万kL	3.37%	1,784万kL	3.44%	1,784万kL	3.50%	1,784万kL	3.61%	1,784万kL	3.73%	1,784万kL	3.79%	1,784万kL	4.63%	1,784万kL	5.17%
	699億kWh		763億kWh		767億kWh		767億kWh		767億kWh		767億kWh		767億kWh		767億kWh		767億kWh		767億kWh	
	2,021万kW		2,078万kW		2,156万kW		2,156万kW		2,156万kW		2,156万kW		2,156万kW		2,156万kW		2,156万kW		2,156万kW	
水力発電(中小規模)	35万kL	0.06%	41万kL	0.07%	195万kL	0.37%	466万kL	0.90%	744万kL	1.46%	756万kL	1.53%	937万kL	1.96%	1,122万kL	2.38%	1,880万kL	4.88%	1,880万kL	5.45%
	15億kWh		17億kWh		84億kWh		200億kWh		320億kWh		325億kWh		403億kWh		483億kWh		809億kWh		809億kWh	
	40万kW		43万kW		165万kW		380万kW		600万kW		610万kW		753万kW		900万kW		1,500万kW		1,500万kW	
水力発電(小計)	1,660万kL	2.82%	1,813万kL	3.19%	1,978万kL	3.73%	2,250万kL	4.34%	2,527万kL	4.96%	2,540万kL	5.14%	2,721万kL	5.69%	2,906万kL	6.17%	3,664万kL	9.52%	3,664万kL	10.62%
	714億kWh		780億kWh		851億kWh		968億kWh		1,087億kWh		1,093億kWh		1,171億kWh		1,250億kWh		1,576億kWh		1,576億kWh	
	2,061万kW		2,121万kW		2,321万kW		2,536万kW		2,756万kW		2,766万kW		2,909万kW		3,056万kW		3,656万kW		3,656万kW	
地熱	76万kL	0.13%	76万kL	0.13%	244万kL	0.46%	244万kL	0.47%	244万kL	0.48%	334万kL	0.68%	334万kL	0.70%	334万kL	0.71%	515万kL	1.34%	515万kL	1.49%
	32億kWh		32億kWh		105億kWh		105億kWh		105億kWh		144億kWh		144億kWh		144億kWh		221億kWh		221億kWh	
	53万kW		53万kW		171万kW		171万kW		171万kW		234万kW		234万kW		234万kW		361万kW		361万kW	
太陽熱	61万kL	0.10%	58万kL	0.10%	131万kL	0.25%	131万kL	0.25%	178万kL	0.35%	251万kL	0.51%	251万kL	0.52%	282万kL	0.60%	490万kL	1.27%	490万kL	1.42%
バイオマス	462万kL	0.79%	647万kL	1.14%	860万kL	1.62%	860万kL	1.66%	860万kL	1.69%	907万kL	1.84%	907万kL	1.90%	907万kL	1.93%	1,002万kL	2.60%	1,002万kL	2.90%
	199億kWh		278億kWh		370億kWh		370億kWh		370億kWh		390億kWh		390億kWh		390億kWh		431億kWh		431億kWh	
	409万kW		573万kW		761万kW		761万kW		761万kW		803万kW		803万kW		803万kW		886万kW		886万kW	
	470万kL	0.80%	593万kL	1.04%	887万kL	1.67%	887万kL	1.71%	887万kL	1.74%	937万kL	1.90%	937万kL	1.96%	937万kL	1.99%	1,687万kL	4.38%	1,687万kL	7.50%
	470万kL	0.80%	543万kL	0.96%	687万kL	1.30%	687万kL	1.33%	687万kL	1.35%	687万kL	1.39%	687万kL	1.44%	687万kL	1.46%	687万kL	1.79%	687万kL	1.99%
うち、燃料利用	0万kL	0.00%	50万kL	0.09%	200万kL	0.38%	200万kL	0.39%	200万kL	0.39%	250万kL	0.51%	250万kL	0.52%	250万kL	0.53%	1,000万kL	2.60%	1,900万kL	5.51%
合計(一次エネルギー供給比)	2,808万kL	4.78%	3,361万kL	5.92%	5,469万kL	10.32%	5,863万kL	11.32%	6,383万kL	12.52%	8,427万kL	17.06%	8,689万kL	18.18%	9,036万kL	19.18%	14,108万kL	36.66%	15,712万kL	45.56%
一次エネルギー供給	58,782万kL	100%	56,800万kL	100%	53,000万kL	100%	51,800万kL	100%	51,000万kL	100%	49,400万kL	100%	47,800万kL	100%	47,100万kL	100%	38,486万kL	100%	34,486万kL	100%

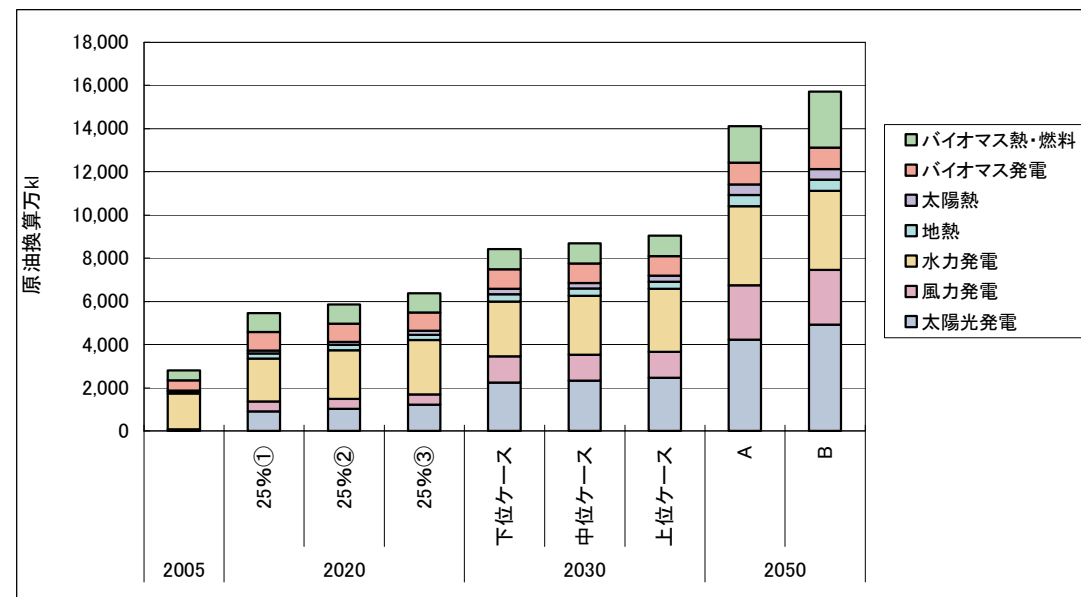


図 3-91 再生可能エネルギーの中長期導入目標

【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%に向けて排出削減のために取り組んだ対策を2021年～2030年も継続して努力を行うことを想定したケース

【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

3.3.4 経済的観点以外の普及に向けた課題

各再生可能エネルギー源において、経済的観点以外の普及に向けた課題を整理したものは以下のとおり。

(1) 太陽光発電

- ①出力変動に伴う系統不安定化への対処
- ②施工技術の標準化、人員教育、体制整備
- ③メンテナンス技術の標準化、人員教育、体制整備

(2) 風力発電

- ①出力変動に伴う系統不安定化への対処、系統連系可能容量等
- ②騒音問題、バードストライクの問題及び風致景観などへの影響
- ③浮体式洋上風力などの技術的なフィージビリティ

(3) 中小水力発電

- ①水利権の確保の問題
- ②内水面漁業権への配慮
- ③電気事業法における保安規則への対応
- ④施工技術の標準化、人員教育、体制整備
- ⑤メンテナンス技術の標準化、人員教育、体制整備

(4) 地熱発電

- ①温泉地域との共生・共存
- ②自然公園の保護

(5) 太陽熱利用

- ①認知度の向上
- ②機器の標準化、認証
- ③ヒートポンプ給湯、ガス給湯など他の技術と組み合わせた製品開発
- ④施工技術の標準化、人員教育、体制整備
- ⑤メンテナンス技術の標準化、人員教育、体制整備
- ⑥技術開発
- ⑦グリーン価値の評価

(6) バイオマス発電・熱利用（バイオ燃料含む）

- ①バイオマスエネルギー利用上の問題（持続可能かつ自立的な収集システムの確立等）
- ②バイオマス製品の開発
- ③バイオマスの生産・収集・運搬及び製品製造の各段階に対する研究開発・技術実証

④地域の主体的な取組（バイオマスタウン等）

⑤ライフサイクル評価（LCA）

参考までに、以下に既存の文献、報告書等において指摘された各再生可能エネルギー源に対する課題を整理して示す。なお、表中の課題は、既存の文献、報告書等で指摘されている内容を整理したものであり、本調査の見解として取りまとめたものではない。

表 3-95 低炭素社会の実現に向けてこれまでに指摘されている課題（再生可能エネルギー【電力】）

	太陽光	風力	バイオマス	地熱	中小規模水力
情報的な課題	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電の付加価値の理解不足。(1) 				
技術的な課題	<ul style="list-style-type: none"> 日射条件による制約 (11) 太陽電池モジュールのサイズが異なることにより、架台等の種類が膨大になり価格低下が遅れている。(2) 製品価値の向上が必要(変換効率向上、長寿命化等の技術レベル向上、デザイン性向上等)(0) 変換効率向上(設置面積の縮小)が必要。(0) 屋根の強度が足りない場合がある。(11) コスト低減のため、架台・工事の標準化が必要。(0) 簡略な設置工事法の開発が必要。(0) 大量導入時には、①配電網の電圧上昇による逆流の困難化、②周波数調整力の不足、③余剰電力の発生(需給バランス)が問題となり系統安定化対策が必要。(0) 単独運転の防止及び不要解列の防止が必要。(0) 大規模になると制御が難しい。(3) 	<ul style="list-style-type: none"> 台風や落雷による被害を受けやすい。(6) バードストライクの問題 (7) 大規模になると制御が難しい。(3) 系統連系に際しては、周波数変動への対応が必要(地域間連系線の柔軟な活用は対応策の一つになり得る)。(0) 	<ul style="list-style-type: none"> <木質> 林地残材やパークは含水率が高く、燃焼効率が悪い。(8) 他の再生可能エネルギーに比べ今後の大きな技術革新の余地は少ない。(3) 専焼よりも混焼の方が、効率が良い。(3) 建築廃材には異物が混入しやすい。(8) <食品> 雑芥類が混入すると機器に影響を与える。(8) 	<ul style="list-style-type: none"> 地下資源で賦存量の確認が他資源に比べ困難なため開発リスクが高い。(3) 地下深部の調査を要することから開発のリードタイムが長い(15~20年)(7) 	<ul style="list-style-type: none"> 減水区間が河川環境に影響(10) 発電可能量は立地地点に強く依存(10)
社会的な課題	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電の付加価値の理解不足。(1) ホームビルダーの太陽光発電に関する理解不足による導入遅れ。(1) 中古市場やリース展開などのビジネスモデルが未発達である。(2) 設計・施工・保守管理までを一括で手がける「システム・インテグレーター」が未発達。(4) メンテナンス体制が確立されていない。(5) 	<ul style="list-style-type: none"> 低周波音等による立地問題(7) 	<ul style="list-style-type: none"> <木質> 燃料用チップに過剰の補助がされると製紙用チップが燃料として使われるなど、資源の競合が生じる。(3) 	<ul style="list-style-type: none"> 地元関係者等との調整が必要。(3) 約80%強が国立公園の特別保護地区・特別地域内にある。(9) 	<ul style="list-style-type: none"> 発電事業者は、地域密着型の水力初心者(0)
制度的な課題	<ul style="list-style-type: none"> 建材一体型は固定資産とみなされ、据置型に比べ、税法上不利。(2) 集合住宅や低層賃貸住宅については、戸建住宅とは異なる利用形態を前提とした設置を推進する必要がある。(2) 建築基準法により、建築物の屋根材や外壁材としてモジュールを用いる場合は、「構造耐力」「防火性」「耐久性」「安全性」に関する要求基準を満たすことが必要。(0) 電気事業法により、工事計画、使用前安全管理審査、使用開始届、主任技術者の任命、保安規定等の手続きが必要。(0) 	<ul style="list-style-type: none"> 撤去を行おうとする場合、設置時に利用した補助制度による補助金の返還義務(3) 自然公園法、農地法、農業振興地域の整備に関する法律、森林法、国有林野法などの手続き。(3) 森林法により、開発面積が1haを超える場合には、許認可が必要。(0) 自然環境保全法により、許認可が必要。ただし、立入り制限地区に関しては開発できない。(0) 土地利用規制、建築基準法改正等における規制強化の動き。(0) 建築基準法・建築基準法施行令 2007年6月の改正法施行により、構造計算及び大臣認定の取得が定められた。(0) 道路法により、建設時の道路占有及び交通規制に関して許可を得ることを定めている。(0) 		<ul style="list-style-type: none"> 国立公園特別地域内の開発規制により事業化可能資源量が限定されている。(3) 自然公園法、保安林解除、国有林野の貸与条件、井戸掘削に係る鉱業権者や源泉所有者との合意等の手続きがある。(3) 井戸掘に当たって、源泉の減衰を懸念する周辺自治体・温泉業界との合意形成が鍵となっており、理解と協力を促進する施策が必要。(0) 	<ul style="list-style-type: none"> 行政手続きの明確化・簡素化が必要(小規模水力発電事業者は、地域密着型の水力初心者。よって、関係する規制について、手続きの明確化や簡素化に向け、極め細やかな制度設計・運用を行う必要がある)。(0) 河川法に基づく水利権の許可・更新手続きの明確化、簡素化、許可基準の具体化、都道府県知事等に対する意見聴取手続きの明確化。(0)
経済的障壁	<ul style="list-style-type: none"> 初期設置コストが高い。(1) 原材料価格の高騰。(1) 設置費用に占める設置工事費の割合が大きい。(1) 家庭用に普及した場合に蓄電池をどの程度設置できるか。(3) 	<ul style="list-style-type: none"> 風力発電の事業採算性は、RPS制度の導入当初に比べて大きく悪化(3) 	<ul style="list-style-type: none"> <木質> コストに占めるバイオマス燃料費の割合が高い(3) 燃料費高騰、不足による稼働率低下(3) 林地残材の搬出コストが高い。(8) 蒸気冷却により生じる水の処理費が高い。(8) <食品> 回収費用、残渣の下水放流費用が高い。(8) 	<ul style="list-style-type: none"> コストが高い(発電コスト 16円/kWh)(3) 運転開始後に補充井の掘削等が必要(7) 送電設備建設等の影響により、コストが増加、開発期間が長期化(9) 	<ul style="list-style-type: none"> 固定費負担が重い(10) 初期投資が高い。(10) 奥地化が進むほど電線などに費用がかかる。(3) 初期投資負担を軽減する必要がある(支援方策について検討すべき。低コストで簡易な発電システムにかかる技術を開発すべき)。(0)

ここに示す課題は、既存の文献、報告書等において指摘されている内容を整理したものであり、本調査の見解として取りまとめたものではない。

表 3-96 低炭素社会の実現に向けてこれまでに指摘されている障壁（再生可能エネルギー【熱・燃料】）

	太陽熱	バイオマス熱	バイオ燃料
情報的な課題			
技術的な課題	<ul style="list-style-type: none"> 日射条件による制約 (11) 重量があり、屋根の強度が足りない場合がある。(11) 太陽熱利用機器の明確な性能評価認定制度、環境的な価値基準の欠如。(12) 新たな魅力ある製品開発の遅れ。(0) ガス・石油給湯器と接合できない、あるいは給湯圧が弱いといった問題。(0) 建築物と一体となったデザイン性の向上の遅れ。(0) パネル、タンク、ガス給湯器が分離しており、連係動作が困難。(0) 施工性が良くない(施工技術が遅れている)。規格の統一など、改善が必要である。(0) 太陽熱利用機器の安全・安心の確保をする必要がある。(0) 		<ul style="list-style-type: none"> エネルギー安全保障を期待する場合、安定価格での安定供給が不可欠(14) 「原料調達」「燃料製造」「利用」の全工程を通じて、エネルギー収支がポジティブである必要がある。(14) 経済性の高い生産技術を確立する必要がある。(0) 品確法により、現状ではバイオマス由来分が3%という制限があるところを、大規模導入のためには高濃度化する必要がある。(0)
社会的な課題	<ul style="list-style-type: none"> 余剰電力を電力会社に売ることができる太陽光発電に比べ、用途が熱の自家消費のみである太陽熱利用機器に対して、設置者が経済的メリットを感じにくい。(1) 販売、施工、メンテナンス市場等の体制の未整備による信頼性の喪失。(0) エネルギー事業者やホームビルダーとの連携不足(優れた競合技術(PV、エコキュート)が登場し、住宅メーカーや住設機器販売店が営業リソースをそちらにシフトさせた)。(0) 普及啓発への取組不足。(0) 		<ul style="list-style-type: none"> 国産エタノールの生産量は少ない。政府目標の達成には供給を輸入に頼らざるを得ない。さらに、輸入先はブラジル一国に限られる(15) 自然環境との共生、食料や他産業との競合がある。(14) 目的生産バイオマスの農園開発やエタノール工場の建設に際しては、地域住民の合意が不可欠(14)
制度的な課題	<ul style="list-style-type: none"> 効果的な支援政策が採られなかった。90年代以降の低金利時代に低利融資制度はメリットが少なく、また補助金は市場の一部の強制循環型システムに限定された。(0) エクセルギーに着目した、自然エネルギー優先の温熱政策を確立する必要がある。(0) 住宅及び建築物に関する省エネ政策と統合する必要がある。(0) 住宅及び建築物の新築・改築時における自然エネルギー熱利用導入検討し義務化する必要がある。(0) 		<ul style="list-style-type: none"> 軽油を混ぜて利用すると軽油引取税が課税される。(8) 大規模導入に向けて今後インフラ整備を進めるに当たり、バイオエタノールの直接混合か、あるいは ETBE のいずれかの方針を定める必要がある。(0) 国際的な「持続可能なバイオ燃料基準」を策定する必要がある。(※現在、関係府省庁にて検討中)(0) 国際取引を視野に入れて、途上国との間に持続可能なバイオ燃料シナリオを策定する必要がある。(0) 品確法及び現状のサプライチェーン等、国内市場のあり方について検討する必要がある。(0)
経済的障壁	<ul style="list-style-type: none"> 設置に係る初期コストが大きい(1) メンテナンス等の維持費の不透明さ(1) 必ずしも経済性に優れておらず、投資回収が困難な場合もある。(0) グリーン熱証書を発行するに当たって一定の精度を確保するには、熱の計量コストを大きく低減する必要がある。(0) 	<ul style="list-style-type: none"> コストに占めるバイオマス燃料費の割合が高い(3) 	<ul style="list-style-type: none"> 国産・輸入を問わずエタノール価格はガソリンより高く、食料価格や天候などの影響も受けるため不安定(15)

出典) [表 3-95、表 3-96 共通]

- (0) 『低炭素社会構築に向けた 再生可能エネルギー普及方策について(提言)』(2009年2月10日、環境省低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策検討会)
- (1) 『太陽エネルギーの飛躍的な利用拡大に向けて 最終のとりまとめ』(2008年2月、東京都太陽エネルギー利用拡大会議)
- (2) 『ソーラー住宅普及促進懇談会報告書』(2009年2月、資源エネルギー庁ソーラー住宅普及促進懇談会)
- (3) 再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム配布資料(2009年、資源エネルギー庁)
- (4) 『ソーラー・システム産業戦略研究会報告書』(2009年3月、経済産業省ソーラー・システム産業戦略研究会)
- (5) “広げよう太陽エネルギー”利用者集会資料(2009年、東京都・特定非営利活動法人太陽光発電所ネットワーク)
- (6) “GLOBAL WIND 2008 REPORT”(GWEC: Global Wind Energy Council)
- (7) 『低炭素電力供給システムに関する研究会報告書』(2009年7月、資源エネルギー庁低炭素電力供給システムに関する研究会)
- (8) 『バイオマスエネルギー導入ガイドブック(第2版)』(2005年9月、NEDO)
- (9) 『地熱発電に関する研究会-中間報告-』(2009年6月、資源エネルギー庁地熱発電に関する研究会)
- (10) 『水力発電に関する研究会-中間報告-』(2008年7月、資源エネルギー庁水力発電に関する研究会)
- (11) 『新エネルギーガイドブック 2008』(2008年、NEDO)
- (12) “太陽熱利用の将来展望 太陽熱普及促進制度について”(2009年、栗原)
- (13) 『地球熱利用システム 地中熱利用ヒートポンプシステムの特徴と課題』(2006年9月、NEDO)
- (14) 『バイオ燃料技術革新計画』(2008年3月、資源エネルギー庁)
- (15) 再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム第3回ヒアリング石油連盟配布資料(2009年12月、石油連盟)

ここに示す課題は、既存の文献、報告書等において指摘されている内容を整理したものであり、本調査の見解として取りまとめたものではない。

再生可能エネルギーの導入見込量・導入支援策・導入目標の検討概要

	検討手順及び検討結果の概要
太陽光	<p>導入見込量は、AIM 日本技術モデルから、3,700 万 kW と 7,900 万 kW と設定。3,700 万 kW は投資回収 10 年の固定買取を行った場合の導入見込量であるため、7,900 万 kW を目指して、3,700 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投資回収年数を引き下げる）シナリオをさらに 3 つ設定し、それぞれの買取価格・支援費用を導いた。その結果、最も手厚い支援策のシナリオは、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、そのほかの 3 つのシナリオを導入目標・達成方針に設定。</p> <p>○低炭素検討会シナリオ：25%①目標に設定 投資回収 10 年の 20 年固定買取、公共施設にも同量導入。このための買取価格は 2011 年 54 円/kWh で 2020 年 26 円/kWh、支援費用 0.94 兆円を要する。導入量 3,700 万 kW 達成。</p> <p>○建築物追加シナリオ：25%②目標に設定 一定規模以上の建築物全数で導入されることを目指す。そのために投資回収 9.1 年になるレベルの 20 年固定買取を実施。このための買取価格は 2011 年 59 円/kWh で 2020 年 27 円/kWh、支援費用 1.17 兆円を要する。導入量 4,200 万 kW 達成。</p> <p>○建築物・住宅追加シナリオ：25%③目標に設定 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。そのために投資回収 8.1 年になるレベルの 20 年固定買取を実施。このための買取価格は 2011 年 68 円/kWh で 2020 年 30 円/kWh、支援費用総額 1.57 兆円を要する。導入量 5,000 万 kW 達成。</p>
陸上風力	<p>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 IRR 8% 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、支援費用総額 1.5 兆円。 これらは現行制度等と比しても合理的であるため、導入目標・達成方針に設定。</p>
洋上風力 (着床)	<p>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 IRR 8% 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、支援費用総額 0.1 兆円。これらは現行制度等と比しても合理的であるため、導入目標・達成方針に設定。</p>
洋上風力 (浮体)	<p>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 IRR 8% が確保される 20 年全量買取の買取価格は 2020 年 42 円/kWh、支援費用総額 0.01 兆円。これらは現行制度等と比しても合理的であるため、導入目標・達成方針に設定。</p>
中小水力	<p>導入見込量は、AIM 日本技術モデルから、176 万 kW に設定。 この導入見込量すべてで IRR 8% が確保される 20 年全量買取の買取価格は 15.26 円/kWh、支援費用総額 0.38 兆円。現行余剰買取等と比べると、深堀可能と考えられるため、買取価格 15 円・20 円・25 円/kWh の 3 つの設定。 15 円/kWh だと導入量 165 万 kW で支援費用総額 0.33 兆円。これを 25%①目標。 20 円/kWh だと導入量 380 万 kW で支援費用総額 1.87 兆円。これを 25%②目標。 25 円/kWh だと導入量 600 万 kW で支援費用総額 4.74 兆円。これを 25%③目標。</p>
地熱	<p>2015 年以降導入が進む設定。導入見込量は、AIM 日本技術モデル等から、147 万 kW に設定。この導入見込量すべてで IRR 8% が確保される 20 年全量買取の買取価格は 43.29 円/kWh で支援費用総額 3.80 兆円。地熱は限界導入費用の差が激しく、最も高いところの IRR8% 確保まですべて買取で行くと必要となる費用が多額となる。そこで、買取価格を 20 円/kWh とし、買取支援で IRR 8% が確保されない地点には調査・開発への補助金を支給することとした場合、支援費用総額 1.17 兆円で同じ 147 万 kW を達成可能。これらは現行制度等と比しても合理的であるため、導入目標・達成方針に設定。</p>
太陽熱	<p>導入見込量は、AIM 日本技術モデルから、住宅 750 万台、建築物 94 万 m² と設定。これを評価するため、投資回収年数 10 年、あるいは通常の耐用年数である 15 年を確保するためにどのような経済的支援が必要で、どこまで導入が進むかを試算した。その結果、投資回収 10 年だと 1000 万台 (25 万円/台の支援)・196 万 m² (7 万円/m² の支援) となり、投資回収 15 年だと 750 万台 (5 万円/台の支援)・94 万 m² (1.4 万円/m² の支援) となった。後者を 25%①②目標、前者を 25%③目標として設定した。</p>
バイオマス	<p>導入見込量は、AIM 日本技術モデル等から、発電 761 万 kW、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 IRR 8% を確保するため、電力では 20 年全量買取の買取価格は 21.8 円/kWh で支援費用総額 0.9 兆円、熱利用 (バイオ燃料以外) では同グリーン熱証書価格は 2.0 円/MJ で支援費用総額 1.07 兆円。ただし、いずれの場合についても、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。</p>

4. 化石燃料利用の低炭素化の対策及び施策の在り方

本章では、国内外における火力発電及び化石燃料供給（都市ガス）の低炭素化の取組動向を整理し、そこから示唆される今後の方向性、施策の在り方について検討した。

4.1 火力発電の高効率化及びCO₂回収・貯留（CCS）の導入

4.1.1 国内における火力発電の低炭素化の取組動向

(1) 火力発電の現状

a) 電源構成全体に占める火力発電の位置付け

我が国の総発電電力量に占める石炭火力発電の割合は、2008年度に1990年度と比べて約3倍に増加している。

これに伴い、石炭火力発電所の2008年度のCO₂排出量は、1990年度と比べて約1.3億t-CO₂増加し、約1.9億t-CO₂となっている。これは、基準年である1990年度温室効果ガス総排出量の12%に相当する。

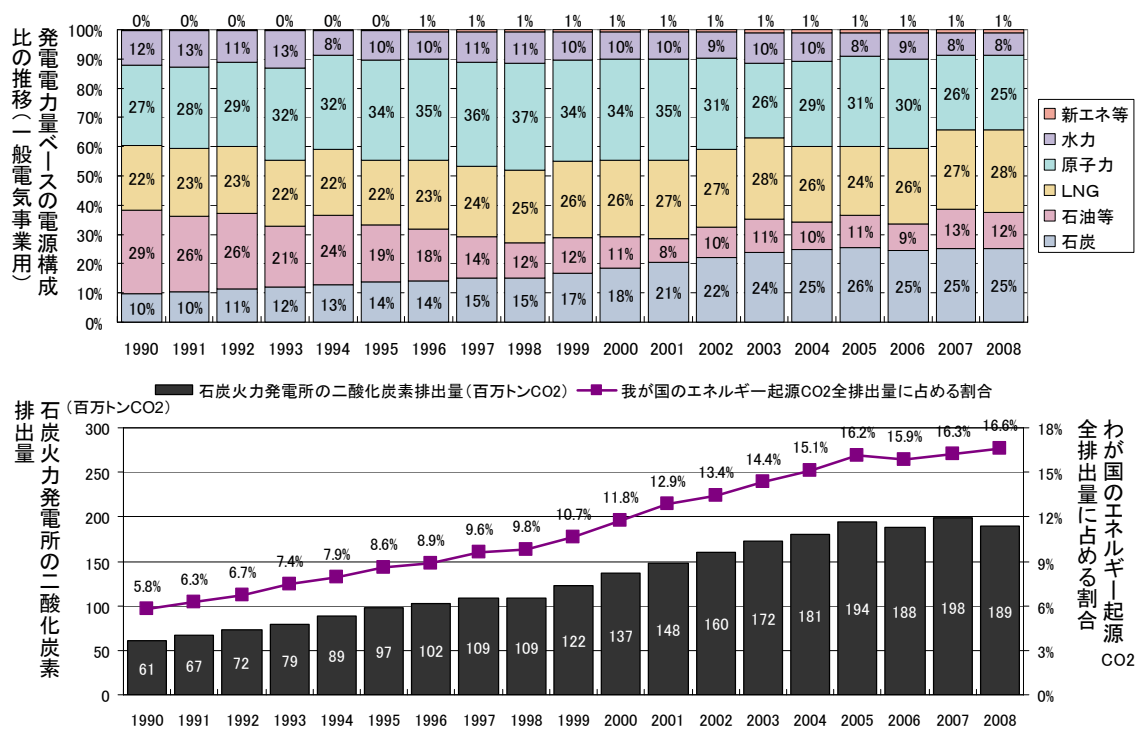


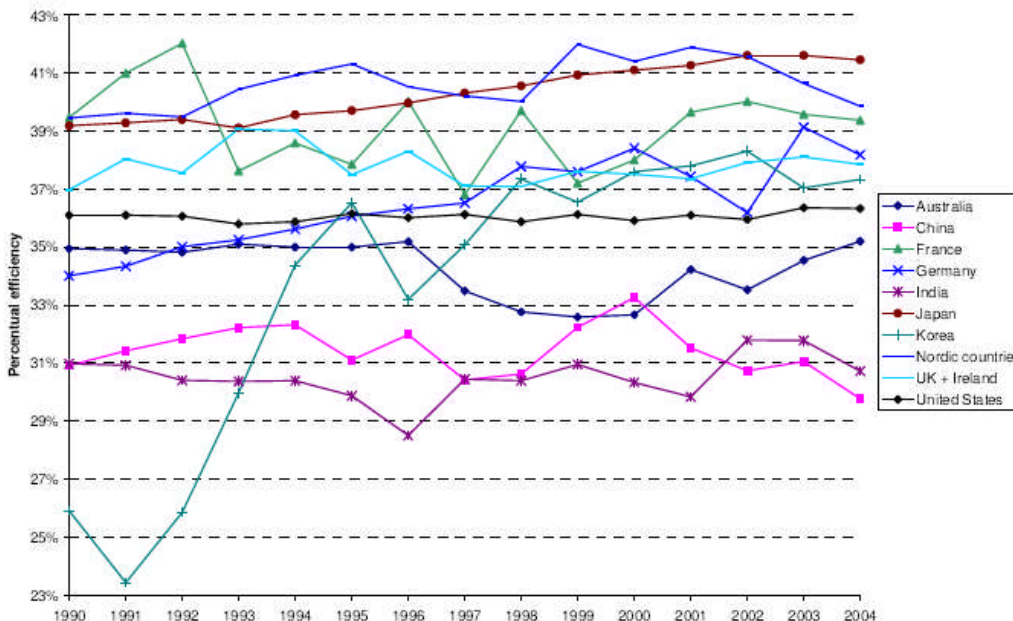
図 4-1 日本の電源構成及び石炭火力発電所から排出されるCO₂排出量の推移

出典)「総合エネルギー統計」、「温室効果ガス排出インベントリ」より

b) 火力発電の熱効率

新技術の導入等により、火力発電の効率は向上している。日本の火力発電の熱効率（平均値）を比較すると、天然ガス火力発電はコンバインドサイクルの導入が進んでいることなどから熱効率が約 45% となっており、石炭火力発電は約 41% となっている。国際的には、図 4-2 に示すように石炭火力発電の熱効率は概ね 30~40%（国別平均値）であるのに対し、天然ガス火力発電の熱効率は 40~50%（国別平均値）となっている。

<石炭火力発電>



<天然ガス火力発電>

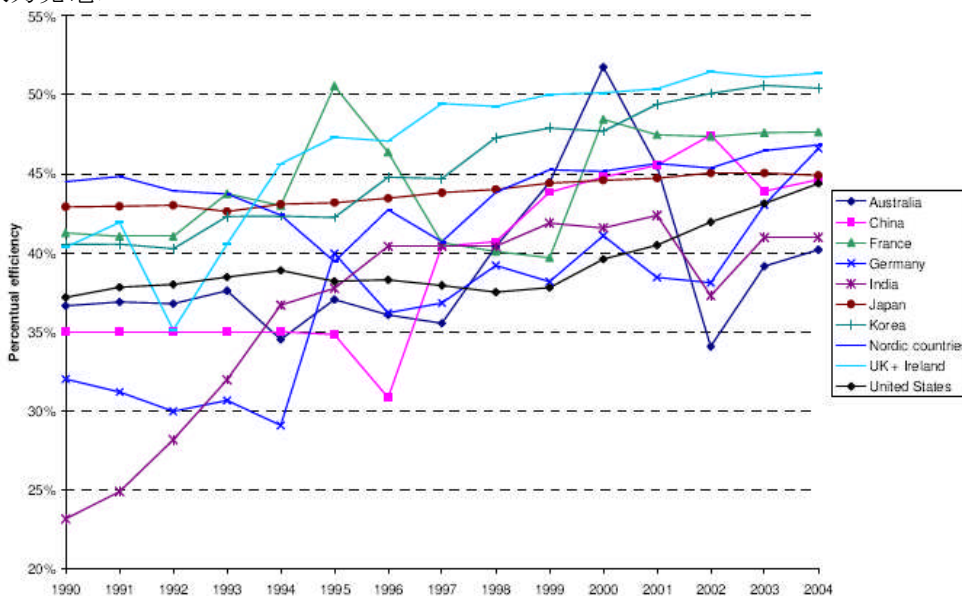


図 4-2 主要国における火力発電の熱効率の推移

出典) ”International Comparison of fossil power efficiency“, 2007.8, Ecofys, Netherlands

c) 電力の CO₂ 排出原単位

一般電気事業者の CO₂ 排出原単位は悪化傾向にある。2008 年度は、購入した京都メカニズムクレジットを反映した後の CO₂ 排出原単位は前年度に比べ改善されているものの、京都メカニズムクレジット

反映前の実排出の CO₂ 排出原単位は依然として高いままとなっている。なお、近年の CO₂ 排出原単位が高い原因の一つに、原子力発電の稼働率の低下があったことにも留意する必要がある。

特定規模電気事業者の CO₂ 排出原単位は低下傾向にあり、目標を4年連続で下回っている。なお、特定規模電気事業者の CO₂ 排出原単位の水準は、原子力発電や水力発電を有していない分、一般電気事業者に比べて高い値となっている。

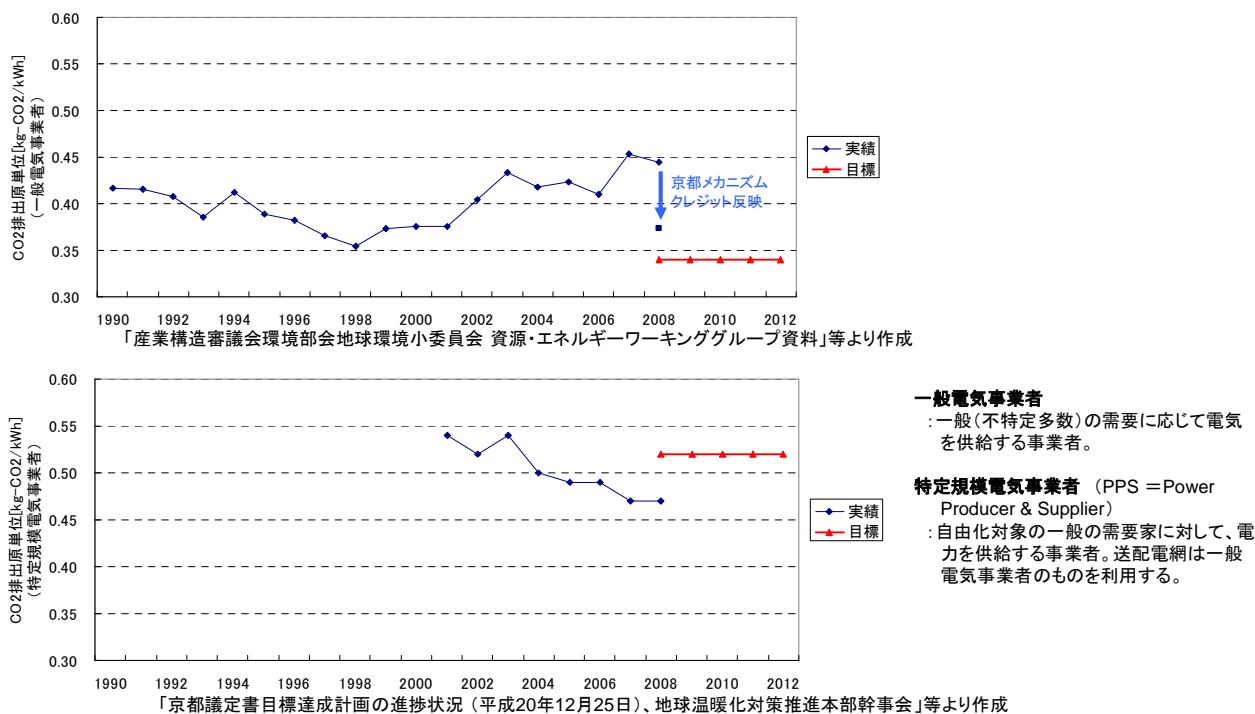


図 4-3 電力の CO₂ 排出原単位の実績推移と目標値

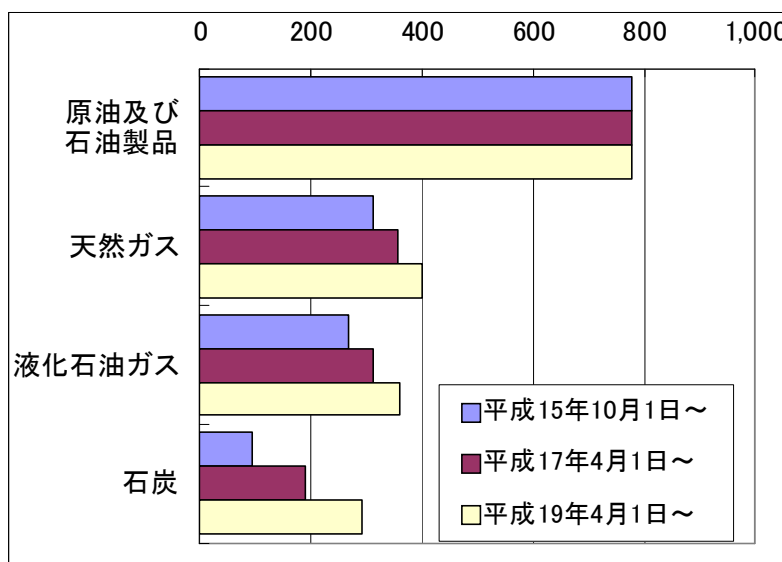
d) 火力発電に用いられる化石燃料に係る石油石炭税

平成 15 年に石油税法が石油石炭税法に改正され、新たに石炭にも課税された。使途としては、燃料安定供給対策、エネルギー需給構造高度化対策が挙げられる。原油の税率については以前のままである一方、それ以外については経過措置として段階的に引き上げが行われているが、それでもなお、CO₂ 排出量当たりの税率は石炭が最も低く、天然ガスも原油等と比べて約半分程度分となっている（表 4-1 及び図 4-4）。

なお、CO₂ 排出に関連する制度として、欧州の EU-ETS のような国内排出量取引制度があるが、我が国では東京都で開始されているなどの動きがあるものの、国全体の制度としてはまだ存在せず、現在検討中の状況である。

表 4-1 原油及び石油製品、天然ガス、液化石油ガス、石炭の税率

		税率 円/t (or 円/kL)		
		平成15年 10月1日～	平成17年 4月1日～	平成19年 4月1日～
原油及び石油製品	1キロリットルにつき	2,040	2,040	2,040
天然ガス	1トンにつき	840	960	1,080
液化石油ガス	1トンにつき	800	940	1,080
石炭	1トンにつき	230	460	700



注) 原油及び石油製品、天然ガス、液化石油ガス、石炭の税率に対して、それぞれ、軽油、液化天然ガス、液化石油ガス、一般炭の CO₂ 排出原単位（「地球温暖化対策の推進に関する法律施行令」における参考値）を用いて CO₂ 排出量当たりに換算した値。

図 4-4 CO₂ 排出量当たりの税率 (円/t-CO₂)

e) 電源開発促進税

一般電気事業者が販売する電気に課税される国税の 1 つで、納められた税金は、「発電施設の設置促進・運転の円滑化・安全確保・電気の供給の円滑化など」に充てられる目的税である。電気料金に課せ

られており、1,000kWh 当たり 375 円となっている。

1974 年に創設されたものであり、当時の石油危機を背景として、原子力発電所など石油代替エネルギーの開発促進を目的としていた。2003 年に、石油石炭税の施行と引き換えに税率を段階的に引き下げている。

(2) クリーンコールテクノロジー (CCT) の技術開発動向

a) 先進的超々臨界圧発電 (A-USC)

A-USC は、ボイラの蒸気条件を高温・高圧化することにより、発電効率を高める技術である。国内では、現在は要素技術開発の段階であり、2017 年以降に蒸気温度 700°C 超級を達成し、発電効率 46~48% の達成が目標となっている。

b) ガス化複合発電 (IGCC)

IGCC は、石炭を高温のガスにしてガスタービンを回し、さらに、排熱により蒸気タービンを回すことにより、発電効率を高める技術である。国内では、現在は実証段階、2015 年頃に実用化の見込みである。1,500°C 級ガスタービンの適用により商用機ベースで発電効率 46~48% の達成が目標となっている。さらに、1,700°C 級タービンの開発により発電効率 50% の達成が目標とされている。

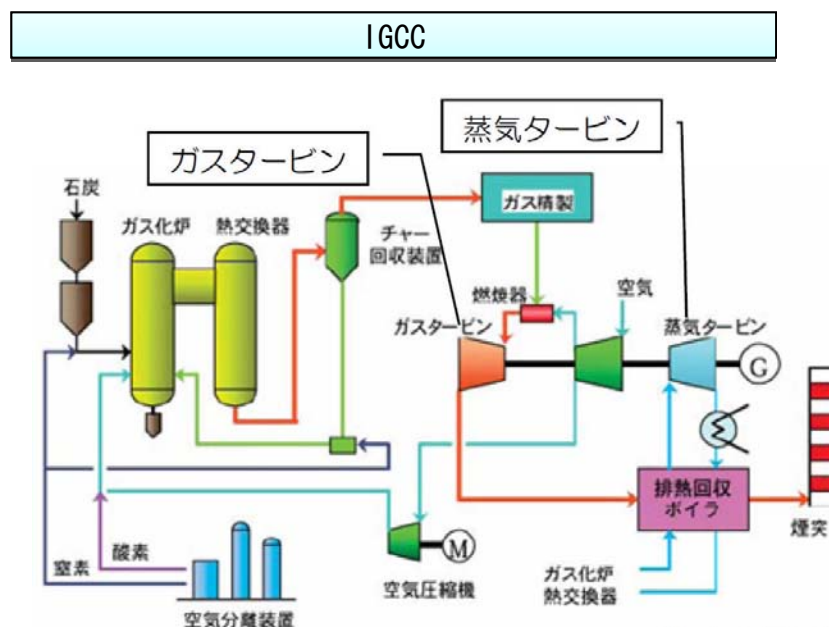


図 4-5 ガス化複合発電 (IGCC)

出典)「我が国石炭政策の現状と今後の方向性」(クリーンコールデー2008 国際会議資料)

c) CO₂回収・貯留 (CCS)

CCS は、火力発電等の大規模排出源において、化石燃料の燃焼による排出ガスから CO₂ を低コストで分離・回収し、安定的に地下へ貯留する技術である。国内では、現在は FS から実証試験の段階であり、2015 年頃に技術確立、2020 年頃から本格運用の見込みとなっている。その一方で、IPCC 報告によれば、発電所に CCS を付加する場合の追加的なエネルギーは、CCS 無しの場合の 10~40% ともいわれており、エネルギー消費の削減が課題となっている。

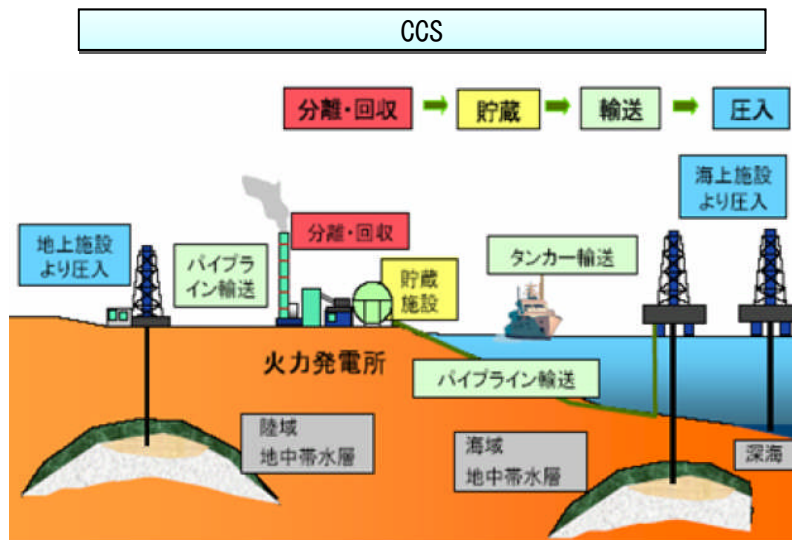


図 4-6 CCS 技術の概念図

出典)「我が国石炭政策の現状と今後の方向性」(クリーンユールデー2008 国際会議資料)

d) バイオマス混焼

バイオマス混焼は、バイオマス燃料を石炭火力などで混焼し、バイオマスの有効活用と化石燃料の抑制を図る技術である。国内では、石炭火力におけるバイオマス混焼が実用化の初期段階となっている。

表 4-2 石炭火力におけるバイオマス混焼実施事例

実施者	場所	バイオマス	運用開始年
中国電力	下関	木質バイオマス	2004年、試験運用開始
四国電力	西条	木質バイオマス	2005年、本格運用開始
北陸電力	敦賀	木質バイオマス	2007年、本格運用開始
中国電力	新小野田	木質バイオマス	2007年、本格運用開始
関西電力	舞鶴	木質バイオマス	2008年、本格運用開始
沖縄電力	具志川	木質バイオマス	2009年、本格運用開始予定（2007年、試験運用）
中部電力	碧南	木質バイオマス	2009年以降、実施予定
電源開発	松浦	木質バイオマス 下水汚泥	2010年、本格運用開始予定（2004年、試験運用）
北陸電力	七尾大田	木質バイオマス	2010年、運用開始予定
九州電力	苓北	木質バイオマス	2010年、試験運転開始予定
中国電力	三隅	木質バイオマス	2011年、試験運用開始予定
東京電力	常陸那珂	木質バイオマス	2011年、試験運用開始予定

出典) 各電力会社ウェブサイトより

4.1.2 海外における火力発電の低炭素化の取組動向

(1) 世界全体

石炭火力は依然として各国の主要電源となっているが、ドイツや英国等は発電電力量全体に占める割合は減少傾向にある。このように石炭火力比率が減少している国においては、増加する電力需要に対応するために、ガス火力、原子力等が増加している。また、再生可能エネルギーの割合は小さいが、近年増加傾向にある。

石炭火力発電の低炭素化に向けて、各国とも CCS や IGCC 等の技術開発に取り組んでおり、その中でも CCS の優先順位は高くなっている。EU では石炭火力発電所の新設に対し、CCS-ready (CCS 設備設置のためのスペース等を確保すること) を義務化するなど、石炭火力の CO₂ 排出削減に向けて規制強化の気運が高まっている。

表 4-3 海外における火力発電の低炭素化のための取組状況

	電源構成の推移	石炭火力に係る政策・規制動向	技術開発動向 (IGCC/CCS 等)
EU	<ul style="list-style-type: none"> ■ 欧州理事会においてエネルギー・気候変動政策パッケージが最終合意。CCS の法的枠組みを設定し、定格出力 300MW 以上の化石燃料発電プラントの新設を対象に、CCS-ready (CCS 設備設置のためのスペースを確保すること) を義務化。 ■ 科学分野における欧州研究開発フレームワーク計画 (FP) の第 7 次計画 (FP7) において CCT (PC (微粉炭火力)、IGCC、CCS) を採用。 ■ 2020 年までに商業的に実現可能な CCS 技術を保持することを目指した、ゼロエミッション化石燃料発電プラントに関する EU 技術プラットフォームを創設。 ■ 2008 年 12 月に欧州議会が EU-ETS 指令改正案を可決。2013 年以降の第 3 フェーズにおいて、電力部門に対して原則として排出枠の全量をオークションで調達することを義務付け。 		
ドイツ	<ul style="list-style-type: none"> ■ 発電電力量に占める石炭火力、石油火力の割合は大幅に減少。 ■ 増加する電力需要は、主に原子力によって賄われてきたが、近年は減少傾向。代わって天然ガス火力、太陽光・風力などの再生可能エネルギーが増加。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 国内石炭産業を保護するため設備投資、設備運用に対する補助金制度を運用していたが、2000 年から補助金額の削減を開始、将来的には本補助金制度を停止する予定。 ■ 現時点で CO₂ に関する規制はなし。 ■ 現時点で CCS に関する規制はないが、欧州の CCS 指令に合わせて法整備を進めると予想される。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 火力発電所の CO₂ 削減技術開発プロジェクト「COORETEC」において、火力発電所の CO₂ 削減技術開発研究を実施。 ■ RWE Power は、CCS を組み合わせた IGCC プラントの 2014 年操業開始を予定。 ■ Vattenfall Europe 社は、世界初の試みとなる、CO₂ 完全回収型火力発電所のパイロットプラントの操業を開始。
英国	<ul style="list-style-type: none"> ■ 発電電力量に占める石炭火力・石油火力の割合は大幅に減少。 ■ 増加する電力需要は、ガス火力・原子力によって賄われてきたが、原子力は近年減少傾向。 ■ 太陽光・風力などの再生可能エネルギーが増加。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 英国政府は「石炭フォーラム」を創設。石炭火力発電の長期的供給保証、国内石炭資源の最適利用について議論。 ■ 貿易産業省 (BERR) は、CO₂ 削減技術を専門にするアドバイザー委員会を発足。CCS 分野の専門的知見を強化。 ■ EU による CCS 指令への対応として、新設石炭火力プラントについて CCS-ready を義務化する方向。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 国内で 3 つの代表的な IGCC (+CCS) プロジェクトを実施。 ■ CCS により中国の石炭火力発電所からの CO₂ 排出量ゼロを目指す NZEC イニシアティブを英中共同事業として開始。 ■ ノルウェーとの間で、「北海盆タスクフォース」を設立。2007 年 7 月には共同で CO₂ を北海に輸送・貯留するための調査を実施。

	電源構成の推移	石炭火力に係る政策・規制動向	技術開発動向(IGCC/CCS等)
米国	<ul style="list-style-type: none"> ■石炭火力は全体の約50%を占める主要電源。 ■近年ガス火力・原子力の発電電力量が大幅に増加する一方、石油火力は大幅に減少。 ■再生可能エネルギー電力も増加傾向。 	<ul style="list-style-type: none"> ■クリーンエネルギー関連の雇用創出、エネルギー安全保障確保、温暖化対策を目的とした、ワックスマン・マーキー法案を、現在上院にて審議中。CCSに関して、一定条件を充たすCCSプロジェクトの実施者に対し排出枠を無償で割り当てるなど、野心的施策を掲げている。 ■カリフォルニア、モンタナ、ワシントン州において発電所のCO₂排出を規制。 	<ul style="list-style-type: none"> ■エネルギー省、石炭利用研究協議会、米国電力研究所(3主体が共同、もしくは単独で発表)が、ロードマップを発表。CCT(PC、IGCC、CCS)について、ガス排出目標、効率目標、コスト目標を設定している。 ■Restructured FutureGenにおいて、複数CCSプロジェクトに対して総額2.9億ドルの補助を発表。 ■オバマ政権はCCS技術開発プロジェクトに24億ドルの予算を計上。
オーストラリア	<ul style="list-style-type: none"> ■産炭国であり、電力供給の約8割が石炭火力発電。 ■労働党政権はマニフェストにおいて、再生可能エネルギーやCCTが広範に利用可能になるまでは、増大するエネルギー需要への対応として、ガス火力の促進を掲げている。 	<ul style="list-style-type: none"> ■2020年までに電力供給に占める再生可能エネルギーの割合を20%まで向上する目標を掲げる。 ■2008年9月、「Global Carbon Capture and Storage Initiative」として、新たな国際的CCSイニシアティブに出資することを発表。 	<ul style="list-style-type: none"> ■オーストラリア政府はCCS等に関する研究機関であるCO₂CRCを設立し、多数の炭素回収、貯留、隔離等の実証実験を実施・計画。 ■石炭火力発電起因のGHG排出削減を目指す石炭・電力事業者、政府/州政府、研究機関等のパートナーシップであるCOAL21において、2030年までのアクションプランを作成。CCSやIGCC等を優先技術として位置付け、研究開発を後押し。
日本	<ul style="list-style-type: none"> ■石油火力の割合が大幅に減少。 ■石油火力の代替及び増加する電力需要への対応として、石炭・ガス火力・原子力が増加。それぞれ約25%を占める。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ゼロエミッション石炭火力発電の実現、海外炭の安定供給確保の2点が石炭政策の重点検討項目。 	<ul style="list-style-type: none"> ■経済産業省作成の技術戦略マップでは、2020年頃のCCS実用化に向けて、2015年頃までにCO₂分離・回収・地中貯留を一貫して実証する計画となっている。 ■地球環境産業技術研究機構(RITE)が長岡市において国内初のCO₂の帯水層への圧入を実施。

(2) EU

政策動向に関しては、欧州議会において、エネルギー・気候変動政策パッケージが最終合意に至った。CCSの法的枠組みが設定され、定格出力300MW以上の化石燃料プラントの新設を対象に、CCS-ready(適切なCO₂貯留地点、CO₂輸送やCCS設備の実現可能性(環境面、技術面、経済面)についてあらかじめ調査を実施した上で、CCS設備設置のためのスペースを確保すること)が義務化された。さらに、革新的なCCS技術への資金供給を実施している。

2020年までに商業的に実現可能なCCS技術を保持することを目指した、ゼロエミッション化石燃料発電プラントに関するEU技術プラットフォーム(EU Technology Platform for Zero Emissions Fossil Fuel Power Plant)が創設された。

技術開発動向に関しては、科学分野における研究活動計画「欧州研究開発フレームワーク計画(Framework Programme: FP)」の第7次計画(FP7:2007~2013年)において、CCTが採用された。具体的技術は、A-USC、IGCC、流動床炉、石炭液化・石炭ガス化とCCSとの組合せ等となっている。

Activity 6: Clean Coal Technologies

- Conversion Technologies for Zero Emission Power Generation
 - Pulverised Fuel Combustion / USC
 - Integrated Coal Gasification Combined Cycles
 - Application of Fluidised Bed Technologies
- Coal Based Poly Generation
 - Conversion processes (liquefaction, gasification) coupled with CCS
 - Efficient conversion coupled with production of secondary energy carriers

図 4-7 FP7におけるCCTの概要

出典) “EC Overview on Drivers, Running Activities and Plans For RTD&D” (International G8 Expert Workshop on Clean Coal Technologies, 2007)

(3) ドイツ

ドイツにおいて、石炭火力が発電電力量に占める割合は、1970年代の約70%から近年は約50%まで減少しており、発電電力量は1980年頃から3億kWh（30万GWh）前後で横ばいとなっている。1973年に約10%を占めていた石油火力は、近年1%にまで大幅に減少している。

増加する電力需要は、1980年代などは主に原子力によって賄われてきたが、近年は減少傾向となっている。代わって天然ガス火力や地熱・太陽光・風力などの再生可能エネルギーが増加している。

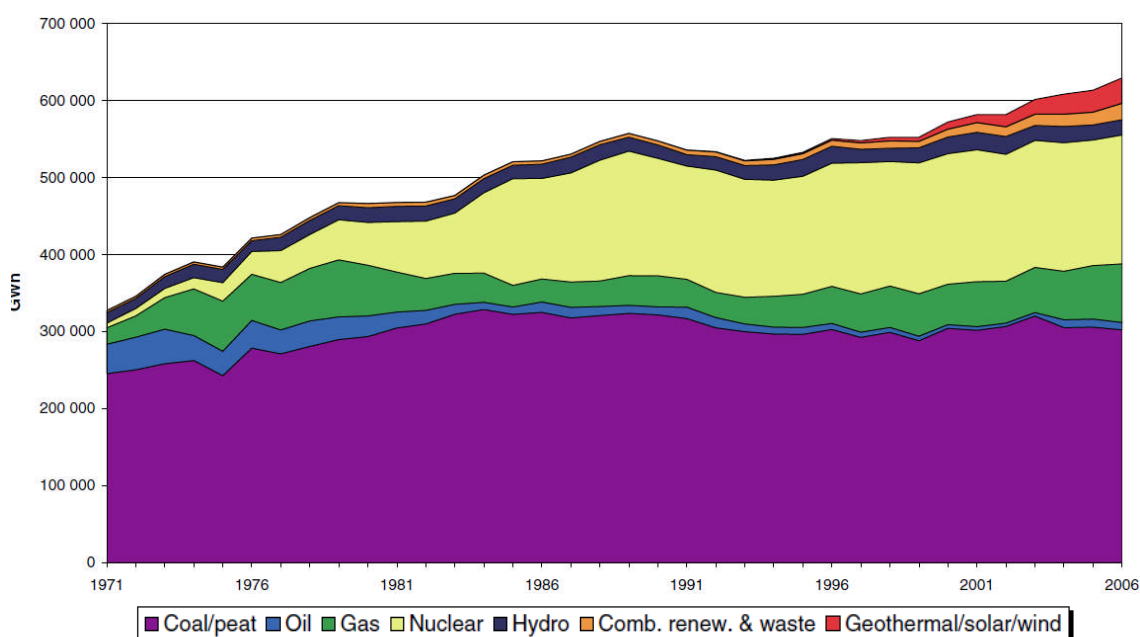


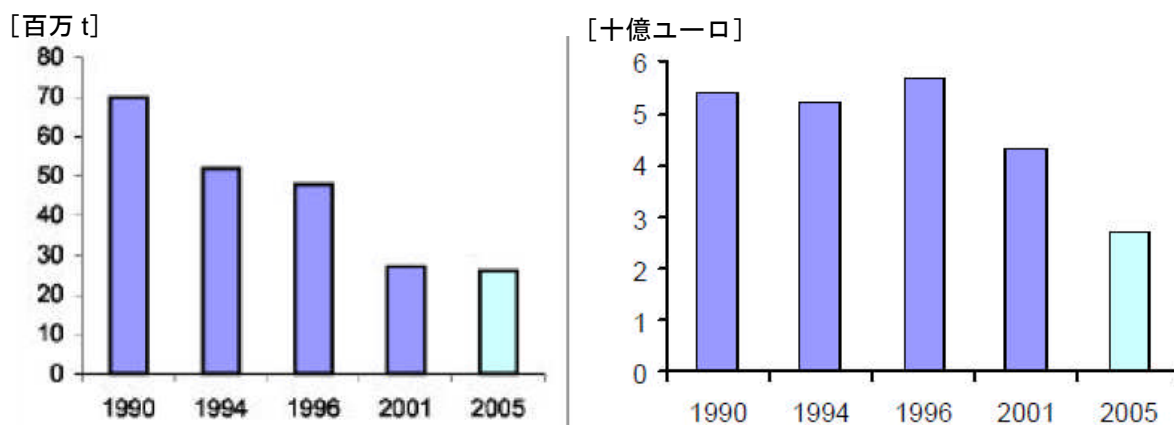
図 4-8 ドイツの発電電力量構成の推移

出典) IEA (<http://www.iea.org/Textbase/stats/index.asp>)

政策動向に関して、ドイツの国内炭は輸入炭の3倍の生産コストとなっているため、国内石炭産業を保護するため、設備投資、設備運用に対する補助金制度を運用していたが、以下の理由等により、2000年から補助金額の削減が開始され、将来的には本補助金制度を停止することが決定されている。(German Coal Association より)

- 地政学的理由から外国産石炭と競争力を持たせることは難しく、補助金継続による経済的メリットは小さい。
- 国際エネルギー機関 (IEA)、経済協力開発機構 (OECD) 等国际機関からも、その有効性への疑問や地球温暖化対策 (ドイツは褐炭の産出が多い) の観点から、当該補助金制度の段階的停止を求める声明が発表されている。
- 今後も安定した石炭輸入が見込めることから、自国産石炭にこだわる理由はない。

➤ エネルギーミックスや地球温暖化対策の観点から、石炭依存率を下げる必要がある。また、現時点で CO₂ の排出や CCS に関する規制はないが、CCS については欧州の CCS 指令に合わせて今後自国内の法整備を進めると予想される。



1990～2000年にかけて補助金額がほぼ一定である一方、石炭生産量は大幅に減少しており、補助金政策が石炭産業活性化の一助となっていないことが分かる。2000年以降、補助金額は大幅に削減されている。

図 4-9 石炭生産量の推移（左）及び補助金額（右）

出典) German Coal Mining Association, Federal Ministry of Finance (subsidy reports)

技術開発動向に関して、連邦経済技術省（BMWi）による火力発電所の CO₂ 削減技術開発プロジェクト「COORETEC（CO₂ Reduktions Technologien an fossil befeuerten Kraftwerken）」において、火力発電所の CO₂ 削減技術開発研究が実施されている。

COORETEC で作成された火力発電の技術開発に関するロードマップでは、発電効率の向上が技術開発の基本となっている。IGCC の発電効率目標は、CCS なしの場合、2010 年 50～52%、2020 年 54～57%、2025 年 57～62%となっている。

大手電力会社 RWE Power は、CCS を組み合わせた IGCC プラントの 2014 年操業開始を予定しており、基礎技術開発、CO₂ 貯留候補地の調査等を実施中である（表 4-10）。CCS 貯留地は内陸部地下にて検討中である。

大手電力会社 Vattenfall Europe 社は、世界初の試みとなる、CO₂ 完全回収型火力発電所のパイロットプラントの操業を開始した。回収された CO₂ は、発電施設の地下 1,000 メートルにある岩石層に液化した状態で貯留される³²。

³² http://www.vattenfall.com/en/ccs/schwarze-pumpe_73203.htm

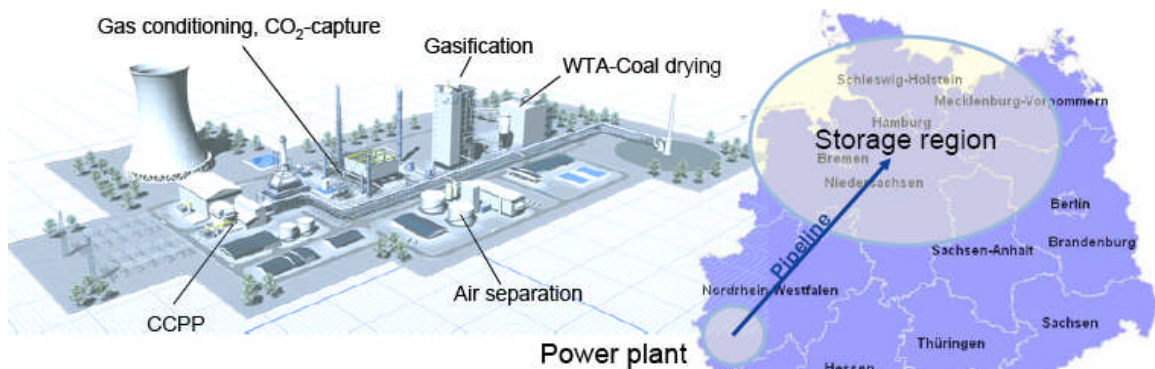


図 4-10 RWE Power の IGCC・CCS プロジェクト

出典) RWE Power 資料 (33rd ExCo-Meeting of IEA)

(4) 英国

英国において、石炭火力が発電電力量に占める割合は 1970 年代の約 60%から近年は約 35%まで減少しており、発電電力量は大幅に減少した後、近年横ばい傾向となっている。

1973 年に約 25%を占めていた石油火力は、近年 1%にまで大幅に減少している。

増加する電力消費量は、天然ガス火力・原子力によって賄われてきたが、原子力は近年やや減少している。さらに、地熱・太陽光・風力などの再生可能エネルギーが増加している。

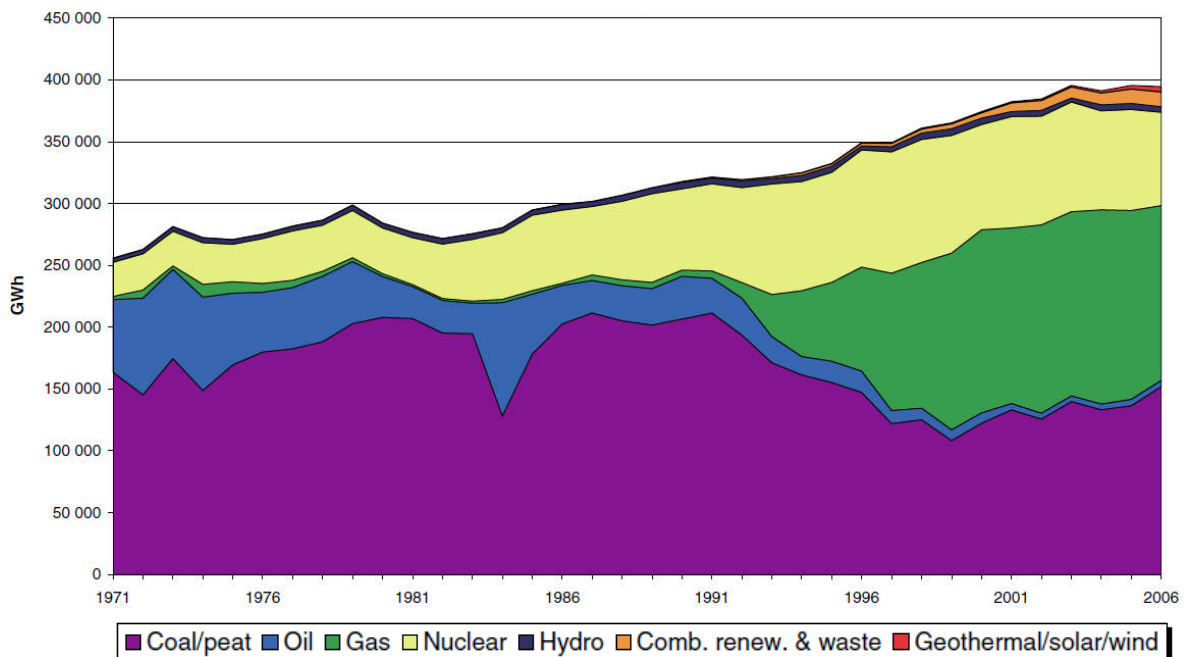


図 4-11 英国の発電電力量構成の推移

出典) IEA (<http://www.iea.org/Textbase/stats/index.asp>)

政策動向として、英国政府は、今後も全発電電力量の約 3 分の 1 を占める主要電源となっている石炭の有効利用を重要エネルギー施策として位置付ける方針である。

DTI (Department of Trade and Industry) は、石炭産業の保護施策として補助金制度を実施している。2000～2002年の“UK Coal Operating Aid Scheme”においては設備運用に対して、2003～2008年の“Coal Investment Aid”においては設備投資に対して補助金を支給した。

英国政府は、石炭火力発電事業者、石炭生産・供給事業者、火力プラントメーカー等の石炭産業関係者で構成される「石炭フォーラム³³」を創設し、英国における石炭火力発電の長期的なエネルギー供給事業の保証、国内石炭資源の最適利用について議論を重ねている。見解は以下のとおり。

- 石炭火力発電はこれからも英国のエネルギー供給において中心的な位置を占める。その一方で地球温暖化問題への対応も重要であり、CCTの中でもCCSは重要な位置を占める。
- CCS産業の発展(CCS技術の海外輸出)による経済効果等からも、CCSの技術開発、実証試験、法制度整備などを早急に行う必要があり、石炭産業サイドもCCSの導入を支持している。

2007年5月発表のエネルギー白書では、石炭火力発電におけるCO₂削減手段としてCCSを特に重要視している。2007年6月には、貿易産業省(現:ビジネス・企業・規制改革省(BERR))がCO₂削減技術を専門にするアドバイザー委員会を発足した。本委員会はCCS分野における専門的知見の強化を目指している。

また、2008年11月にエネルギー法(Energy Act 2008)が成立した。この中で、CCSプロジェクトへの民間投資を活性化することを目的に、CCSの許認可に関する法的枠組み(ライセンス基準、違反時の罰則等)を創設した。

EUによるCCS指令³⁴への対応としては、新設される石炭火力プラントについてCCSの追加設置が可能となるよう土地・スペースを確保する等、CCS-readyを義務化する方向である。将来的にはすべての化石燃料種の火力プラントにCCS-readyを義務付けることを検討する方針である。

このように、英国はCCSを地球温暖化対策における重要な柱としており、欧州での規制等のフレームワーク作りにおいて主導的な動きを見せている。北海に有望な貯留地が確保されていることが第一の理由である。また、CCS産業の育成による経済効果も理由の一つと考えられる。

国内では3つの代表的なIGCC(+CCS)プロジェクトを実施している(表4-4)。

英国と中国は、2007年11月20日、CCS技術を導入して中国の石炭火力発電所からの排

33

<http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20091002200110/http://berr.gov.uk/energy/sources/coal/forum/page37276.html>

34

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0114:0135:EN:PDF>

出をほとんどゼロにすることを目指す NZEC イニシアティブ (Near Zero Emissions Coal Initiative) を英中共同事業として開始した。

また、英政府はノルウェーとの間で、産官による「北海盆タスクフォース」(North Sea Basin Task Force) を設立。2007年7月には共同で CO₂ を北海に輸送・貯留するための調査を実施した。

表 4-4 英国における主な IGCC (+CCS) プロジェクト

実施主体	運開年	出力[MW]	燃料	CO ₂ 回収	その他
Centrica	2012	800	石炭	運開より実施 (回収率85%)	・EORとして貯留
Powerfuel		740	地元炭	運開より実施 (回収率~90%)	・EORとして貯留
E.ON	2012/2013	360	石炭	運開より実施	・発電効率目標35%(LHV)以上 ・EORとして貯留 ・現在事業停止中

出典) “European Coal Gasification Projects” FutureGen Workshop 2008 資料

英国政府は、図 4-12 に示すように、2050年までに温室効果ガス排出量の80%削減を達成する過程として、2020年までの34%削減(対1990年比)を目標に掲げている。

発電電力量割合としては、現時点でガス火力45%、石炭火力32%、再生可能エネルギー6%であるのに対し、2020年時点ではガス火力を29%、石炭火力を22%まで削減し、再生可能エネルギーを31%まで急拡大させる目標を提示している。

英国ではこのように、石炭から天然ガスへの燃料転換ではなく、火力発電そのものの低減、CCSの率先導入など、CO₂を徹底的に排出削減しようという積極的な試みを進めている。

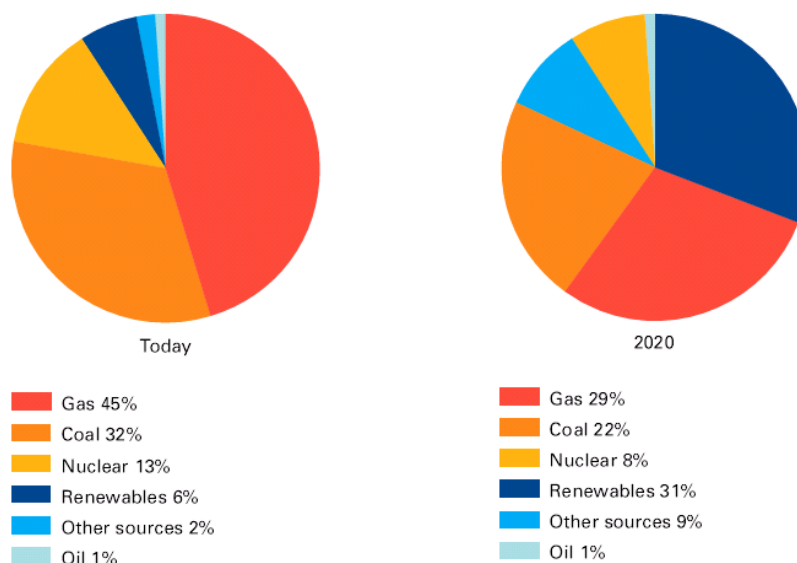


図 4-12 英国での発電電力量割合(電源構成)の将来目標

出典) The UK Low Carbon Transition Plan (DECC, 2009.7)

(5) 米国

①火力発電の低炭素化に関する政策

石炭火力は、全体の約 50%を占める主要電源であり、電力需要の増加に伴い発電電力量も増加している。

近年は、ガス火力・原子力の発電電力量が大幅に増加する一方、石油火力は大幅に減少している。再生可能エネルギーによる電力も増加傾向にある。

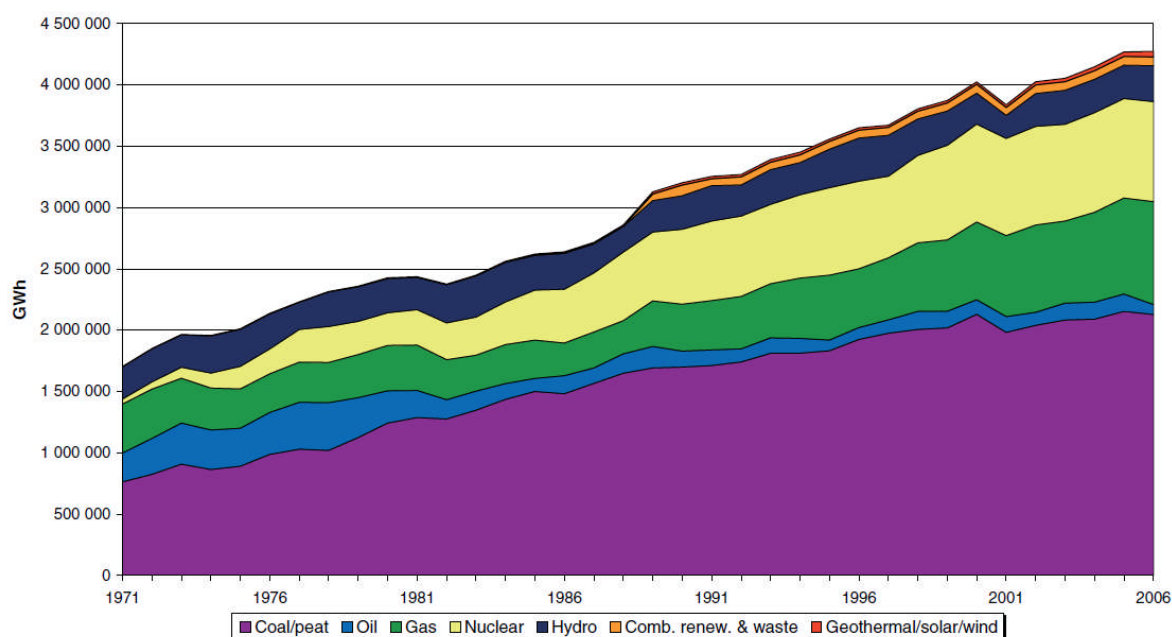


図 4-13 米国の発電電力量構成の推移

出典) IEA (<http://www.iea.org/Textbase/stats/index.asp>)

オバマ政権は CCS プロジェクトに 24 億ドルの予算を計上した。米国エネルギー省は、以下に示す CCS 関連の 4 つのイニシアティブに取り組んでいる。

- 炭素隔離リーダーシップフォーラム (Carbon Sequestration Leadership Forum : CSLF) : 米国が、炭素隔離技術の開発と応用を促進するための国際協力を推進する場として提案した組織。CO₂の回収、地中貯留等に関する多数のプロジェクトに対して支援を実施。
- 地域的炭素隔離パートナーシップ (Regional Carbon Sequestration Partnerships) : カナダを含む 7 つの地域から構成される炭素隔離技術開発に関する産官学共同のパートナーシップ。
- FutureGen クリーンコール・プロジェクト (FutureGen Clean Coal Projects) : 石炭をガス化燃焼し、得られた水素で発電するとともに、CO₂を分離回収して地中隔離するプロジェクト。

- 炭素隔離中核プログラム (Carbon Sequestration Core Program) : エネルギー生産によって発生した CO₂ を対象とした革新的な回収手法や再利用・貯留技術の開発プログラム。

また、ゼネラル・モーターズやフォード、デュポン、ゼネラル・エレクトリックなど大手企業からなる USCAP (US Climate Action Partnership) は、CO₂ 排出目標の設定及び CCS への補助の拡充などを提唱している。

表 4-5 オバマ大統領の主なエネルギー政策

大項目	内容
温暖化関連	<ul style="list-style-type: none"> ・ 100%オークションキャップアンドトレードを導入して、2050 年までに 1990 年比 80%削減を達成する。 ・ 気候変動枠組条約に参画し、温暖化政策で世界をリードすると同時に、新興国の積極的な協力を求める。
産業振興	<ul style="list-style-type: none"> ・ 10 年間で 1,500 億ドルの投資を行い、500 万の新雇用を創出する。 ⇒投資先：プラグインハイブリッド車の導入促進や、再生可能エネルギーの商業化の支援、省エネルギーの奨励、低排出石炭火力発電所、次世代バイオ燃料、新世代の電力系統など ・ 米国企業のクリーンテクノロジー関連技術の競争力を確保する。
自動車	<ul style="list-style-type: none"> ・ 100 万台のプラグイン電気自動車を 2015 年までに導入することを目標として、先進自動車 (150 マイル/ガロンの燃費) や先進電池の開発への投資を行う。 ・ すべての新自動車フレキシブル燃料に対応し、次世代バイオ燃料 (セルロース系エタノール、バイオブタノール等) とそのインフラを構築する。 ・ 燃費基準を毎年 4%向上させ、2015 年に 5%、2020 年に 10%の炭素を自動車燃料から削減する。
国内資源活用	<ul style="list-style-type: none"> ・ 未開発の国内石油、天然ガス資源を開発する。
エネルギー利用の多様化	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2012 年までに電力消費量の 10%を再生可能エネルギーにする (RPS)。 ・ CCT を開発、促進する。 ⇒CCS などゼロ炭素設備への民間投資を促し、5 箇所の CCS を付帯した商業規模の石炭火力発電の運転を目指す。 ・ 原子力発電を核燃料処理の安全確保を行った上で拡大する。
省エネルギー	<ul style="list-style-type: none"> ・ 省エネの促進により、1.1%の電力需要増加に対して、2020 年までに 15%削減する。 ・ カーボンニュートラルの建物の導入により、今後 10 年で、新築で 50%、既築の 25%で省エネを図る。 ・ 系統の信頼度、安定性を確保することにも寄与するスマートグリッドへ投資する。

出典) BARACK OBAMA AND JOE BIDEN: NEW ENERGY FOR AMERICA

2005年に成立した2005年エネルギー政策法（Energy Policy Act of 2005）においては、石炭の新規技術開発に対して予算措置及び税控除がなされた。

FutureGen プロジェクトの計画変更後（Restructured FutureGen）、CCS について大きな動きは見られないが、今後の動向が注視される。

クリーンエネルギー関連の雇用創出、エネルギー安全保障確保、地球温暖化対策を目的とした、ワックスマン・マーキー法案が、2009年6月26日に下院を通過、現在上院にて審議中である。本法案では、CCS に関して主に以下の施策を掲げている。

- 商用展開に向けた国家戦略の策定
- 実証試験のための支援組織（炭素貯留研究所：Carbon Storage Research Corporation）の創設及び化石燃料を用いる電力会社からの技術開発資金の調達
- 新設石炭火力に対するCO₂排出基準の設定（開始時期：CCS 実用化の4年後、基準値：2019年までに承認される事業はCO₂発生量50%削減、2020年以降に承認される事業はCO₂発生量65%削減）

表 4-6 2005年エネルギー政策法における主な予算措置及び税制優遇（石炭関連）

主な項目	内容
クリーン石炭火力発電イニシアティブ (Clean Coal Power Initiative : CCPI)	2006～2014 年度に年間 2 億ドルを予算措置。 この内、70%を石炭ガス化技術に、30%をその他のプロジェクトに配分
エネルギー優遇税制	2006 年度から 10 年間で総額 145 億ドルが認可され、直接の拠出は 22 億ドル、減税が 123 億ドル。この内、クリーンコールの開発・利用分が 29 億ドルとなっている。

表 4-7 Restructured FutureGen の概要

<ul style="list-style-type: none"> ・ 補助総額：2.9 億ドルで費用の 50%を上限 ・ プラントサイズ：商用規模 (>300MW) ・ 補助対象：複数プラントの CCS 部分 ・ 目標 CO₂回収率：90%以上 ・ 年間 CO₂貯留量：約 100 万トン（炭酸塩固定） （100 万トンを超える量は石油増進回収） ・ 水素製造の付帯：なし ・ 運転開始時期：2015-2016

石炭火力発電所に対する取組は州によって姿勢が異なっている。カリフォルニア、モンタナ、ワシントン州では、CO₂ 排出規制を発電所に対して課しており、多くの石炭火力発電所の建設計画が中止されている。

表 4-8 主な州の石炭火力に対する取組－1

州	制度	根拠法	主な動き
アーカンソー	石炭発電の建設、運営、所有に際して、公益事業委員会は連邦政府がGHGに関する規制を行う可能性があるため、承認に対してはより詳細な資料が必要とされており、石炭発電を採用した理由、複数の規制シナリオを検討、IGCCなどの検討、などの追加資料を提出する必要がある	Arkansas PSC Docket No.06-154-U, Order No.5(2007年2月)	
カリフォルニア	emissions performance standardを次のように規定している ・長期の金融取引契約が認められる発電所は、GHG基準を満たす必要がある。(基準は天然ガスコンバインドサイクルよりも少ない排出量(=1100ポンドCO ₂ /MWh))	SB1368	
コロラド	CCSを付帯したIGCCに対してインセンティブを与えている	Colo. Rev. 40-2-123(2006年)	2007年11月にXcel Energyが229MWの石炭発電を停止し、天然ガス発電、および再生可能エネルギーで代替すると発表した。
デラウェア	デラウェアパワーアンドライトによる供給計画で、IGCCを盛り込むことに対してインセンティブを与える	HB6	
フロリダ	原子力発電と並んでIGCCに対してインセンティブを与える	HB549 (proposed)	2007年5月にフロリダ州公益事業委員会はフロリダパワーアンドライトの980MWの石炭発電所の建設の承認を下さなかった。 それに続いて、テイラーエネルギーセンター (Taylor Energy Center: フロリダ州の地域コンソーシアム) は800MWの石炭発電所の建設許可を取り消した。 オーランドユーティリティ委員会とサザンカンパニーは285MWのIGCC建設を廃止し、代わりに天然ガス発電所の建設を計画している。 タンパ電力は630MWのIGCC発電をキャンセルした。 これらの動きの背景には、GHGに対する法規制と、IGCCは経済的に現実的ではないことが挙げられている。
イリノイ	Coal Revival Programにおいて、ガス化技術の活用を中心にインセンティブを与える	Public Acts 92-0012, Public Acts 93-0167	
インディアナ	Sox, Noxを低減するCCTに対してインセンティブを与える CCTの適用範囲については、将来的に規制が予想される排出規制に対する技術を含む(例えばCO ₂)ように拡大するように提案されている	IC 8-1-2-6.1, IC 8-1-2-6.6, IC 8-1-2-6.7, IC 8-1-2-6.8, IC 8-1-2-8.7, IC 8-1-2-8.8, IC 8-1-2-225, SB206 (proposed)	

出典) Pew Center, “Coal Initiative Report、Asia-Pacific Economic Cooperation, “How can environmental regulations promote clean coal technology adoption in APEC developing economies?”、その他資料より MRI 作成

表 4-9 主な州の石炭火力に対する取組－ 2

州	制度	根拠法	主な動き
カンサス	CCSに対する規制およびインセンティブを定めている	HB2419 (proposed), HB2429 (proposed)	2007年10月に州の規制機関は、CO2の有害性を理由に、サンフアワー電力によって計画されていた2つの700MW超臨界圧石炭発電の承認をしなかった。最高裁判所が大気浄化法 (Clean Air Act) の大気汚染ガスとしてCO2を含めたことが影響している。
ケンタッキー	環境に関する規制を定めることで石炭発電設備に対する許可を促進している	KRS 224. 10-225	
ミネソタ	石炭を利用した高効率コンバインドサイクル発電やIGCC、CCSを促進している	216B.1693, 216B. 1694	
モンタナ	2007年以降に建設される石炭発電については、CO2排出量の半分以上の捕獲・貯蔵を義務付けている CCSに対する規制およびインセンティブについては各種提案されている	HB25, HB24(proposed), HB55(proposed), HB227(proposed), HB282(proposed), HB105(proposed), HB282(proposed)	
ニューメキシコ	2017年以降、もしくは運転開始から18か月後以降に、CCSにより、CO2排出量を1100ポンド/MWh以下に抑えることを条件に、2015年までに建設を開始する石炭発電所に対して税控除を行う	SB994(2007年)	
ニューヨーク	CCSの付帯を前提としたクリーンコール発電に対してインセンティブを与える	Advanced Clean Coal Power Plant Initiative	
ノースダコタ	CCSに対する規制を定める	NDCC 49-19-01, NDCC 49-05-16	
オレゴン	天然ガス発電の排出量について規定している(上限を0.675ポンド/MWh) 他の化石燃料については未規定	ORS 469.503, OAS 345-024-0500	
ロードアイランド	CCT(天然ガス発電と同等の排出量)を促進している	RI Gen. Laws 42-98-2, RI Gen. Laws 42-98-3	
テキサス			11プロジェクトについて反対運動がなされた結果、TXUは2007年2月に8プロジェクトの計画を取りやめた。
ユタ			EPAパネルは、州内の石炭火力発電の拡張に対して反対を表明し、地域EPAで再検討を行うこととなった。
ワシントン	カリフォルニア州と同様にemissions performance standardを規定し、ベースロードの発電所の排出上限は1100ポンドCO2/MWhとしている	ch. 173-407 WAC(2008年)	2007年11月に、州の規制機関はIGCCの計画を却下した。
ウェストバージニア	クリーンコールへの投資や電力調達に対してインセンティブを与える CCSについては検討中	WVC 24-2-1 Senate Concurrent Resolution No.54(proposed)	
ワイコンシン	IGCCに対してインセンティブを与える	Docket 9300-GF-176(proposed)	
ワイオミング	CCSを付帯したIGCCに対してインセンティブを与える	Wyoming Integrated Coal Gasification Demonstration Program	

出典) Pew Center, “Coal Initiative Report、Asia-Pacific Economic Cooperation, “How can environmental regulations promote clean coal technology adoption in APEC developing economies?”、その他資料より MRI 作成

石炭技術開発については、DOE や CURC において各種ロードマップが発表されている。

- 「Clean Coal Technology Roadmap」 (DOE, CURC, EPRI, 2001 年)
- 「Strategic Plan」 (DOE, 2006 年)
- 「CURC/EPRI Clean Coal Technology Roadmap」 (CURC, EPRI, 2007 年)

また、Restructured FutureGen において、複数 CCS プロジェクトに対して総額 2.9 億ドルの補助を発表している。

表 4-10 CURC/EPRI によるロードマップ (2007)

PC and IGCC Systems	Year				
	2005	2010	2015	2020	2025
Emissions					
PM, lbs/MWhr	0.09	0.04-0.09	0.02-0.04	0.04-0.02	0.01-0.02
SO ₂ , lbs/MWhr	0.8-0.3 (90-99%)	0.2-0.4 (90-99.6%)	0.2-0.04 (95-99.9%)	0.1-0.02 (97-99.9%)	0.07-0.01 (98-99.9%)
NO _x , lbs/MWhr	0.5-0.4	0.3-0.2	0.2	0.2-0.1	0.2-0.1
Mercury, %	80-90%	93-95%	95-99%	97-99%	98-99%
CO ₂ , lbs/MW-hr	1770-1940	1750-1900	1600-1870	1500-1750	1410-1670
Efficiency Btu/kWh (HHV)	38-39%	38-41%	39-43%	42-46%	44-49%

<表中の略語>

CURC (Coal Utilization Research Council) : 石炭利用研究協議会

EPRI (Electric Power Research Institute, Inc) : 米国電力研究所

PC (Pulverized Coal) : 微粉炭火力発電

IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) : 石炭ガス化複合発電

COE (Cost of Energy) : 発電コスト

TPC (Total Plant Cost) : プラント建設費

TCR (Total Capital Requirement) : 特許使用料等を含むプラント資本費

PC & IGCC systems	Year				
	2005	2010	2015	2020	2025
Efficiency	38-39%	38-41%	39-43%	42-46%	44-49%
Cost					
Capital cost, TPC, \$/kw	1260-1720	1265-1590	1240-1540	1220-1350	1200-1330
Capital cost, TCR, \$/kw	1440-1980	1470-1840	1450-1790	1430-1570	1400-1550
COE, \$/MW-hr	42-55	40-47	37-44	34-37	31-33
With Carbon Capture					
Efficiency Btu/kWh (HHV)	27-33%	31-32%	31-35%	33-39%	39-46%
CO ₂ , lbs/MWhr	220-270	220-240	200-220	180-210	150-190
Capital cost, TPC, \$/kw	1950-2370	1790-2200	1590-2120	1510-1810	1340-1610
Capital cost, TCR, \$/kw	2240-2720	2070-2550	1830-2470	1740-2110	1570-1870
COE with CO ₂ capture, but w/o storage, \$/MW-hr	64-69	58-62	46-57	41-49	37-39
Additional cost for CO ₂ storage, \$/MW-hr	2-7	2-7	2-7	2-7	2-7
Total R&D and Demo costs, \$Biln		3.9	3.5	1.9	0.5

Note that the roadmap costs are reflective of both the federal and industry commitments expected for both research projects (80% federal – 20% industry) and demonstration projects (50% federal – industry cost share)

出典) ” CURC/EPRI Technology Roadmap Update “ (2007)

②火力発電における石炭からガスへの燃料転換

米国では、1950～60年代以降に石炭火力発電の建設が進み、特に2度に渡る石油危機が勃発した70年代は石炭火力発電の建設が盛んであった。90年代以降は一転して、規制緩和などを背景として、建設費の安い電源が選択されたことから、天然ガス火力発電の建設が大部分を占めている（図4-14）。

石炭火力のリパワリングでは、天然ガスへの転換、木質バイオマスへの転換事例がある。

現在から2030年までの将来における電源新設展望を見ると、CO₂排出量規制等の予測から、再生可能エネルギーに続いて、天然ガス火力の新設が多くなっている（図4-15）。特に、国内産の非在来型天然ガスであるシェールガスの開発が有望視されている。

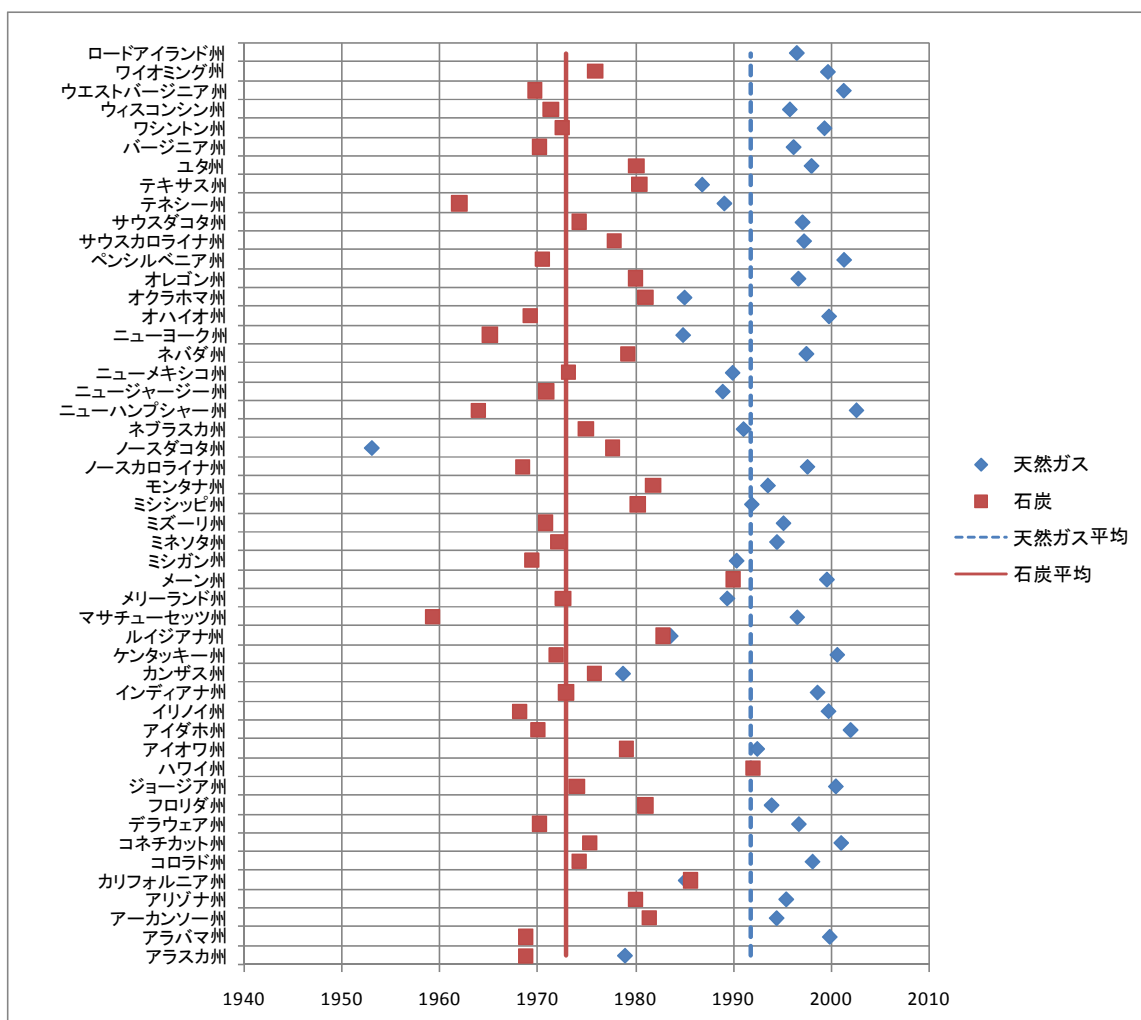


図 4-14 米国での石炭火力と天然ガス火力の運転開始年比較

出典) EIA-860 Database 2007 (EIA) より MRI 作成

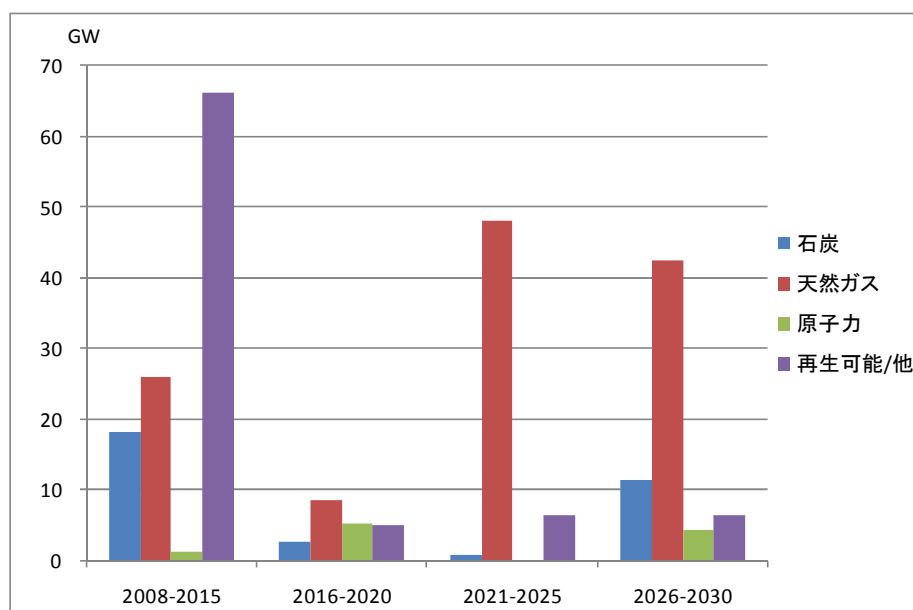


図 4-15 米国での 2030 年までの電源新設展望

出典) Updated AEO 2009 より MRI 作成

③キャップ&トレード制度／オフセット制度

2009 年 3 月、米国は「American Clean Energy and Security Act of 2009」（通称ワックスマン・マーキー法案）を発表した。米国の温室効果ガス排出削減目標として、2005 年比で 2020 年までに 20%削減、2050 年までに 83%削減を掲げ、目標達成のためキャップ・アンド・トレード方式の排出量取引制度の導入を提案した。同法案は、2009 年 6 月に下院本会議で可決した。

米国において、GHG 削減目標を掲げている州は 23 州存在する（北東部地域 GHG 削減イニシアティブ 10 州、中西部地域 GHG 削減協定 6 州、西部気候イニシアティブ 7 州）。このうち、中期目標（～2020 年）のみ設定している州は 6 州、中期目標及び長期目標（2025 年～）ともに設定している州は 16 州となっている。その中で、発電所に対する CO₂ 排出量の上限・オフセットを掲げている州は 6 州存在する。

規制方法は、一部の発電所に対する総量規制（カリフォルニア州、ニューハンプシャー州）、新設火力に対するオフセット（オレゴン州）、総量規制・オフセット（マサチューセッツ州、ワシントン州）、電力部門に対するキャップ&トレード（フロリダ州）に大別される。

これらが、石炭火力の新設への制約要因や CCS 導入のインセンティブとなっている。

表 4-11 米国各州における発電所に対する CO₂ 排出量の上限やオフセットの設定状況

州	発電所に対する総量規制	新設火力に対するオフセット	総量規制・オフセット	電力部門に対するC&T	内容
カリフォルニア州	○				◆電力小売事業者に対してキャップを設定
フロリダ州				○	◆電力会社に対するGHGのキャップ&トレード制度: Florida Climate Protection Act (2008年6月) ◆最終計画(未決定)では、2010年から施行予定。
マサチューセッツ州			○		◆6ヶ所の既存火力発電所に対して、2006~2008年までに1997~1999年比10%減の排出上限を設定 ◆新設火力に対して、20年間に渡りCO ₂ 排出量を1%オフセットするための資金貢献を要
ニューハンプシャー州	○				◆3ヶ所の既存火力に対して、2006年までに1990年水準まで抑制するようキャップを設定
オレゴン州		○			◆新設火力に対して、CO ₂ 排出量想定値の17%をオフセットするよう要求。
ワシントン州			○		◆新設火力に対して排出上限を設定、州外からの長期電力購入契約に対しても適用。 ◆新設火力に対して、CO ₂ 排出量想定値の20%をオフセットするよう要求。

(6) オーストラリア

オーストラリアは産炭国であり、現在電力供給の約8割を石炭火力発電が占める。石炭は今後40年にわたり、オーストラリア及び世界で重要なエネルギー源であると想定される。

天然ガス埋蔵量も多く、労働党政権はマニフェストにおいて、再生可能エネルギーやCCTが広範に利用可能になるまでは、増大する電力需要への対応としてガス発電の促進を掲げている。

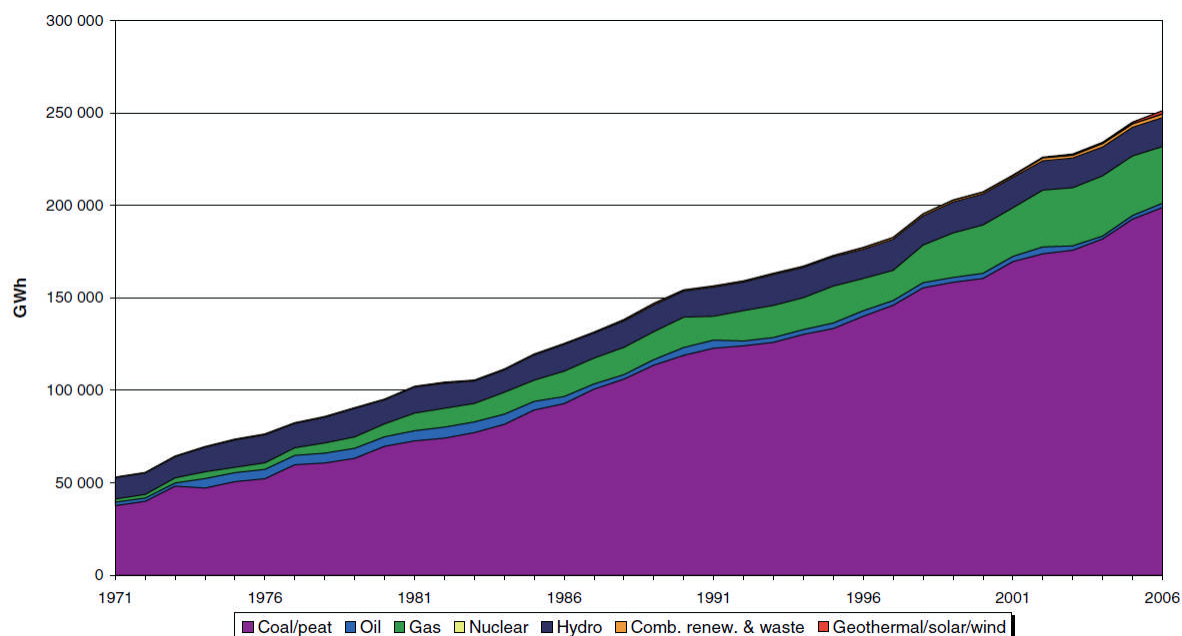


図 4-16 オーストラリアの発電電力量構成の推移

出典) IEA (<http://www.iea.org/Textbase/stats/index.asp>)

ラッド政権では、2020年までに国内電力供給に占める再生可能エネルギーの割合を20%まで向上するとの目標を掲げている。

ハワード政権時に導入された再生可能エネルギー義務目標（MRET; Mandatory Renewable Energy Target）は、ラッド政権にも引き継がれ、上記20%目標達成のため、2010年から2020年までの目標値を前政権時の年間95億kWhより強化し、年間450億kWhに引き上げた。

2008年9月、「Global Carbon Capture and Storage Initiative」として、年間100万豪ドルを上限に、新たな国際的CCSイニシアティブに出資することを発表した。

表 4-12 CCT 関連の予算の概要（2008.7.1～2009.6.30）

投資対象	投資額 [100万豪ドル]
国家石炭研究プログラム (National Coal Research Program)	75
国家炭素マッピング及びインフラ計画 (National Carbon Mapping and Infrastructure Plan)	50
クイーンズランド州における石炭ガス化パイロットプラント (Pilot coal gasification research plant in Qld)	50
ニューサウスウェールズ州における CCS を伴う PCC 実験 (Demonstrate post combustion capture (PCC) with carbon capture and storage (CCS) in NSW)	50
ビクトリア州における褐炭を用いた CCS を伴う PCC 実験 (Demonstrate post combustion capture (PCC) with carbon capture and storage (CCS) using lignite coal in Vic)	50
CCT に関する豪中共同協議 (Australia-China Joint Coordination Group on Clean Coal Technology)	20

出典) RET; 資源・エネルギー・観光省 HP 「National Low Emissions Coal Initiative (NLECI)」
(http://www.ret.gov.au/resources/resources_programs/nleci/Pages/NationalLowEmissionsCoalInitiative.aspx)

オーストラリア政府は CO₂CRC (Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies) を設立した。CO₂VRC (Ventilatory responses of CO₂) は、CCS 等に関する研究機関で、国内企業・大学、国際機関や政府研究機関等が参加している。政府/州政府のプログラムや参加団体等からの資金によって運営されている。

現在進められている主なプロジェクトは以下のとおり。

- Otway Project ; 2008年4月から開始された、オーストラリア初の CCS の実証実

験。CO₂圧入が開始されており、今後5～10万トン圧入する計画。

- Callide Oxyfuel Project ; クイーンズランド州の石炭火力発電所において、①酸素燃焼とCO₂の分離・回収、②地中深層部でのCO₂の長期貯留（地中隔離）、の実証実験を行う。2010年後半からCO₂圧入を開始予定。日豪6社が参加し、両国政府等から資金提供を受領。

表 4-13 オーストラリア政府出資の CCS プロジェクト（単位：百万豪ドル）

プロジェクト名	技術	投資額
Otway	CO ₂ 隔離、貯留	約25
Callide A	燃焼前回収(酸素燃焼)	50
Gorgon	CO ₂ 隔離	60
HRL IDGCC	準備完了プラント (IDGCC)	100
Hazelwood	燃焼後回収実験	50
Munmorah (NSW), Tarong(Qld)	燃焼後回収実験	8
Pilot coal gasification plant, Qld	石炭ガス化	50
Post combustion capture plant, Vic	燃焼後回収実証	50
Post combustion capture plant, NSW	燃焼後回収実証	50
National carbon mapping and infrastructure plan	CO ₂ 輸送・隔離	50
National Clean Coal Research Program	各種技術	75

※ IDGCC; Integrated drying gasification combined cycle;褐炭乾燥ガス化複合発電
出典) Carbon Pollution Reduction Scheme Green Paper, July 2008 (オーストラリア政府)

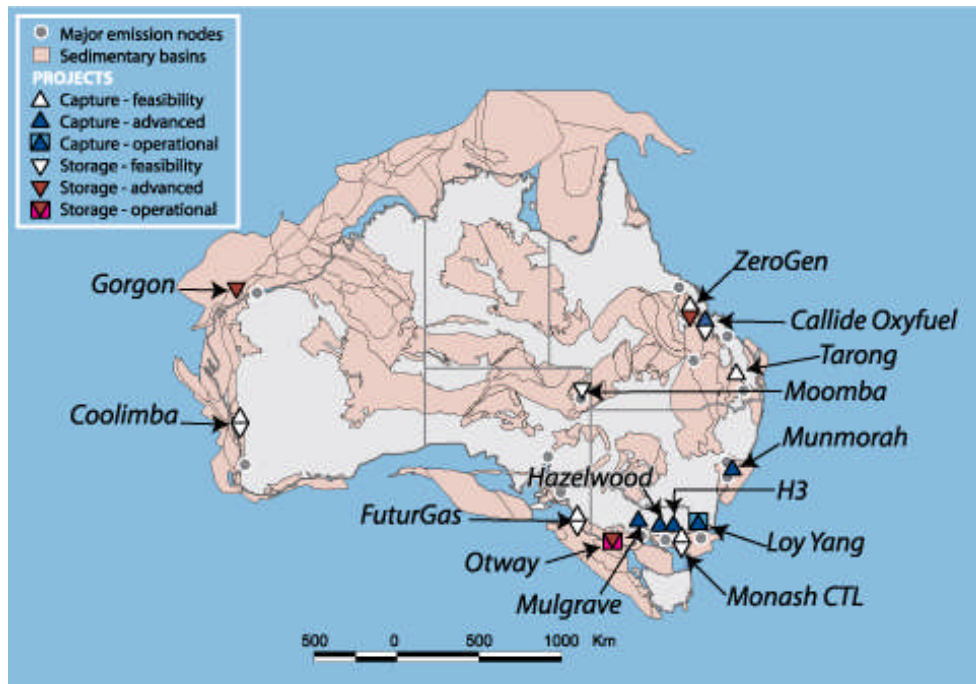


図 4-17 オーストラリアにおける CCS プロジェクト

出典) <http://www.co2crc.com.au/demo/ausprojects.html> (CO₂CRC)

COAL21 は、2003 年に創設された、石炭火力発電起因の温室効果ガス排出削減を目的とした、石炭・電力事業者、政府/州政府、研究機関等のパートナーシップである。事務局はオーストラリア石炭協会 (Australian Coal Association;ACA) が務める。

2004 年 3 月、発電燃料としての石炭についての低炭素技術開発の実際的な方法を記した「COAL21 National Action Plan」を発表した。注力して技術開発を実施すべき優先技術を選定している。

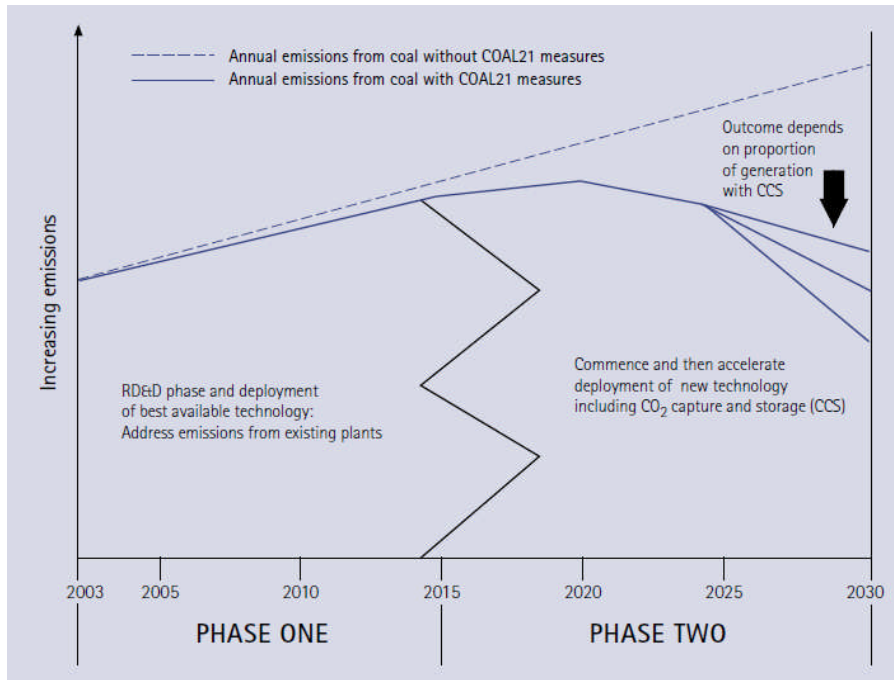


図 4-18 COAL21 の National Action Plan と排出量への影響

表 4-14 COAL21 が選定した優先技術

技術	現状
CCS	<ul style="list-style-type: none"> ・回収:炭素回収は可能であるが、高コスト。 ・貯留:長期貯留に適したサイトの特定が必要。
IGCC(黒炭/褐炭)	<ul style="list-style-type: none"> ・黒炭:豪州では未だ実証されていない。(EU及び米国では実証済み。) ・褐炭:小規模では実証済み。商用規模では未だ。
酸素燃焼	・開発初期段階
褐炭脱水・乾燥	・数多くの技術があるが、さらなる実証実験が必要。
ウルトラ・クリーン・コール(UCC)	・豪州で開発、日本で実験。次の段階のパイロットプラントが必要。

出典) Annual Review 2005 (COAL21)

4.1.3 火力発電の低炭素化の方向性

我が国において火力発電の低炭素化を推進するためには、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である。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、電力システムの再構成に応じた火力発電の設備容量・発電電力量の低減などの方策も必要となる。

また、基盤的な施策であるキャップ・アンド・トレード方式による国内排出量取引制度や地球温暖化対策税の導入を契機とした低炭素化の促進を図ることが重要である。

CCS の具体的な導入のあり方としては、関連技術の整備や大規模実証実験を実施しつつ、CCS-Ready を義務付ける等の制度を整えていくことが適切である。ただし、CCS は、貯留の適地に関する地域偏在性が強いこと、実質的な効率低下により化石資源の必要量を増加させること、エネルギー安全保障に資するものではないこと、CO₂ の貯留容量には限界があり “つなぎの技術” であること等に留意する必要がある。

4.1.4 高効率火力発電技術の海外移転による地球規模の削減貢献

日本の高効率石炭火力発電技術の世界全体に適用すると 2030 年において年間約 18.7 億 t-CO₂ の削減効果があるとの試算がある³⁵。「新成長戦略（基本方針）」で掲げる「民間ベースの技術を活用し、世界の温室効果ガスを 13 億 t 以上削減（日本の総排出量相当）」という目標において、日本の高効率火力発電技術の海外移転は主要な達成手段であり、地球規模での排出削減に貢献すると考えられる。

4.2 化石燃料供給（都市ガスの普及と低炭素化）

4.2.1 国内における都市ガスの普及による低炭素化

（1）天然ガスの CO₂ 排出原単位

石炭の CO₂ 排出原単位を 100 とした場合、石油は 80、天然ガスは 60 となり、窒素酸化物、硫黄酸化物についても天然ガスの排出原単位は低い。このように、天然ガスは化石エネルギーの中では比較的クリーンなエネルギー資源であると位置づけられる。



図 4-19 化石エネルギーの CO₂ 排出量原単位等の比較

出典) エネルギー白書 2009 (資源エネルギー庁)

³⁵ 電気事業連合会による試算

(2) 天然ガスパイプラインとLNG基地

国内における主要な天然ガスパイプラインとLNG基地を次図に示す。都市ガス供給、天然ガス火力発電の拡大に備えて、数多くのLNG基地、パイプラインが計画されている。

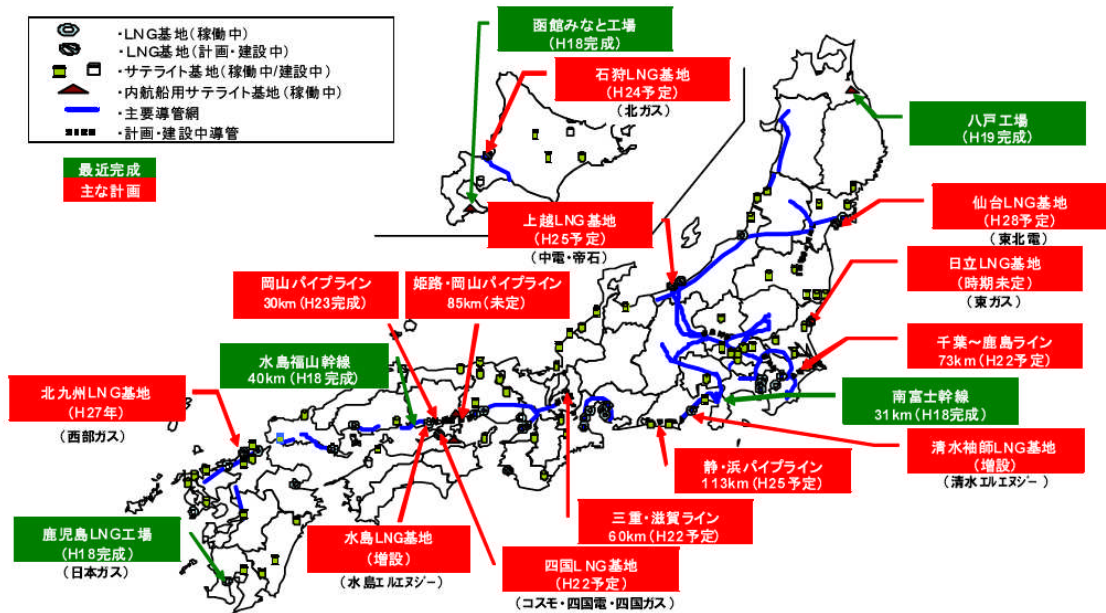


図 4-20 天然ガスパイプライン・LNG基地の整備状況と計画

出典) ガス業界のこれまでの取組み—エネルギーの高度化と低炭素化に向けて (日本ガス協会)

(3) ガス事業の低炭素化への取組

都市ガスの低炭素化に向けた取組として、総合資源エネルギー調査会都市熱エネルギー部会が「低炭素社会におけるガス事業の在り方について (2009年7月)」を公表した。ガス事業における徹底的な省エネ・省CO₂を実現するために、燃料電池の普及開発、再生可能エネルギーの導入、スマートエネルギーネットワーク³⁶の構築など15種類の具体的な取組を進めることとしている。

³⁶ コージェネレーション設備等の分散型電源、太陽光・風力発電・バイオガス等の再生可能エネルギー、建物間電力・熱融通配管等の熱融通インフラ、エリア最適化用制御システム等により、家庭・集合住宅・地域・都市等、様々なレベルでの需要面・供給面を統合するもの。

表 4-15 ガス事業の低炭素化への具体的な取組

1. 分散型エネルギーシステムの展開	(1) コージェネレーション設備（燃料電池を含む）の普及・開発
	(2) スマートエネルギーネットワークの構築に向けた取組の強化（需要面・供給面の統合に関する実証等）
2. 水素エネルギー社会の構築に向けて	(1) 燃料電池の普及・開発、水素製造技術等の開発
	(2) 水素関連インフラの整備（ローカル水素ネットワークの構築等）
3. 産業部門における天然ガスの高度利用（省エネ・省CO ₂ ）	(1) 高効率機器・燃焼システムの開発・普及
	(2) 中小企業における高度利用の取組
4. 再生可能エネルギー等の導入	(1) バイオガス
	(2) 太陽熱
	(3) 未利用エネルギーの利用等
5. 基盤的取組	(1) 天然ガスの安定供給の確保
	(2) 基盤インフラ整備
	(3) 海外への省エネ技術移転等
	(4) 総合エネルギーサービス事業への展開
	(5) 地域社会・自治体等の取組強化のための枠組みづくり
	(6) 国民への広報・教育

出典) 低炭素社会におけるガス事業のあり方について（総合資源エネルギー調査会都市熱エネルギー部会）

また、電気やガス、石油事業者といったエネルギー供給事業者に対し、非化石エネルギー源の利用を拡大するとともに、化石エネルギー原料の有効利用を促進することを目的として、エネルギー供給構造高度化法が 2009 年 8 月 28 日に施行された。エネルギー供給事業者に対して、太陽光、風力等の再生可能エネルギー源、原子力等の非化石エネルギー源の利用や化石エネルギー原料の有効な利用を促進するために必要な措置を講じる法律である。

4.2.2 海外における都市ガスの普及による低炭素化の取組動向

欧州及び北米では、国際的な天然ガス幹線パイプラインが縦横に整備されており、天然ガスの生産地や LNG 基地と、都市ガス事業や天然ガス火力発電、コージェネレーション設備などの消費地とを結ぶ供給インフラとして機能している。

韓国では、国土全体に天然ガスの幹線パイプラインが整備されており、主要都市の都市ガス事業へ供給されるとともに、天然ガス火力発電にも利用されている。特に近年では、天

然ガスを低炭素エネルギーと位置付け、更なる利用拡大を目指している。そのために、推進する法令と助成制度を導入している。

具体策の一つが、地域冷暖房の推進政策である。規制当局が特定地域を総合エネルギー地域として指定し、その地域における全建物に対し地域冷暖房エネルギーシステムへの接続義務を課している。同時に、融資、税制で優遇するとともに、卸価格での契約を認めるなどの特典を与えている。

表 4-16 韓国における地域冷暖房推進政策

1. 都市開発計画における総合エネルギー対策（2006年）
（1）規制当局が特定地域を「総合エネルギー地域」として指定
（2）指定地域は熱供給ネットワークを含む建設計画を策定
（3）指定地域内の全建物は地域暖冷房エネルギーシステムへの接続義務あり
2. 支援策
（1）融資
・ 民間80%、中小企業・公共団体90%
・ 利率：5.0%
（2）税制
・ 10%課税対象控除
（3）卸価格
・ 10万kW超のCHPを対象にKOGASと相対契約可能

4.2.3 都市ガスの普及による低炭素化の方向性

天然ガスは石油や石炭と比較するとCO₂排出原単位等が小さく、化石燃料の中でクリーンなエネルギー資源である。

化石燃料の利用の低炭素化として天然ガスの利活用を将来に向けて推進していくために、天然ガスの高度利用を促進することが重要である。そのためには、燃料電池・水素利用技術、高効率機器・システム等の開発・普及を核としつつ、バイオガス・太陽熱・太陽光等の再生可能エネルギーの導入も含めた、総合的な事業展開を図っていくことが求められる。

さらに、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推進など、ガス供給インフラの整備等が必要である。

5. 原子力発電の位置付け

5.1 設備利用率向上に向けた取組

現時点で稼働中の商業用発電所は、54基 4,885万kWとなっている。その設備利用率は、80%台後半の発電所もある一方、設備トラブルや自然災害等の影響により、2008年度の平均は60%にとどまっている。まずは設備トラブル等の再発防止に向けた取組により社会の信頼を回復することによって、2001年度までの安定した設備利用率に戻ることが求められる。

さらに、諸外国の原子力発電の設備利用率は90%台であることを踏まえ、米国等に取り入れられている科学的・合理的な運転・保守管理の取組を参考に、安全の確保を大前提として、既存設備を最大限に活用することによって、電力の低炭素化に貢献することが必要である。

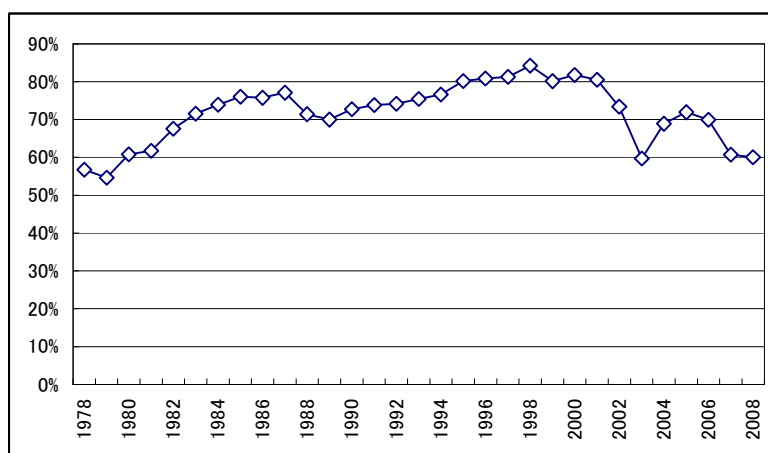


図 5-1 我が国の原子力発電の設備利用率

出典) エネルギー・経済統計要覧

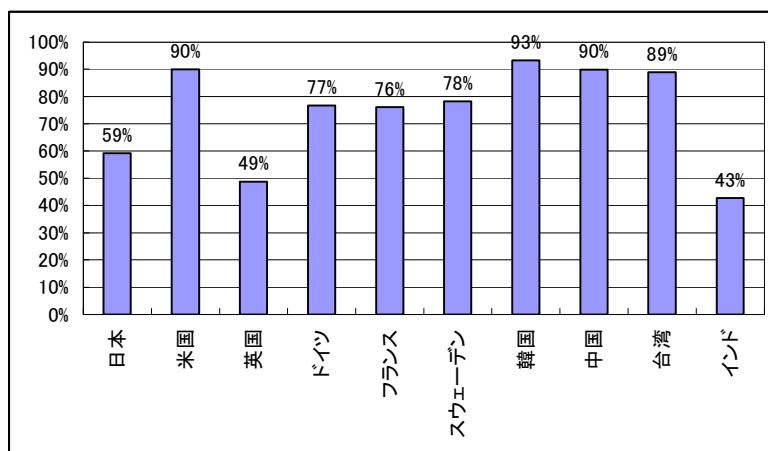


図 5-2 海外の原子力発電の設備利用率 (2008 暦年)

出典) 日本原子力産業協会

5.2 高経年化への対応

稼働中の 54 基 4,885 万 kW のうち、1,000 万 kW 以上の施設が 70 年代に運転を開始しており、これらの施設は 2020 年までに運転開始後 40 年を超えることとなる。こうした高経年化した施設を安定的に稼働させるため、一定年数を経た時点で、安全上重要な機器・構造物についての技術評価を着実にを行うとともに、最新の知見を踏まえた科学的合理性を持った実効性の高い長期保全対策を推進することが必要である。

なお、仮に運転年数を 60 年と仮定しても、2030 年以降は廃炉となる施設が顕在化してくる。原子力発電は新規立地までのリードタイムが長い電源であり、今後、電力の低炭素化に向けた再生可能電力の普及の実績と見通しを踏まえながら、長期的な視野に立った対応方策についての早急な検討が必要である。

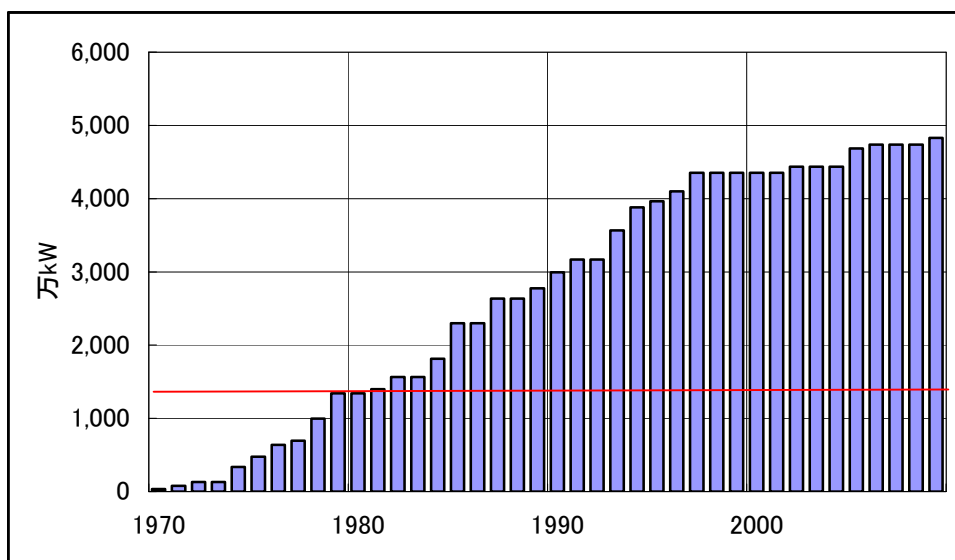


図 5-3 我が国の原子力発電の運転開始年別累積設備容量

高経年化対策を含む保守管理の流れ

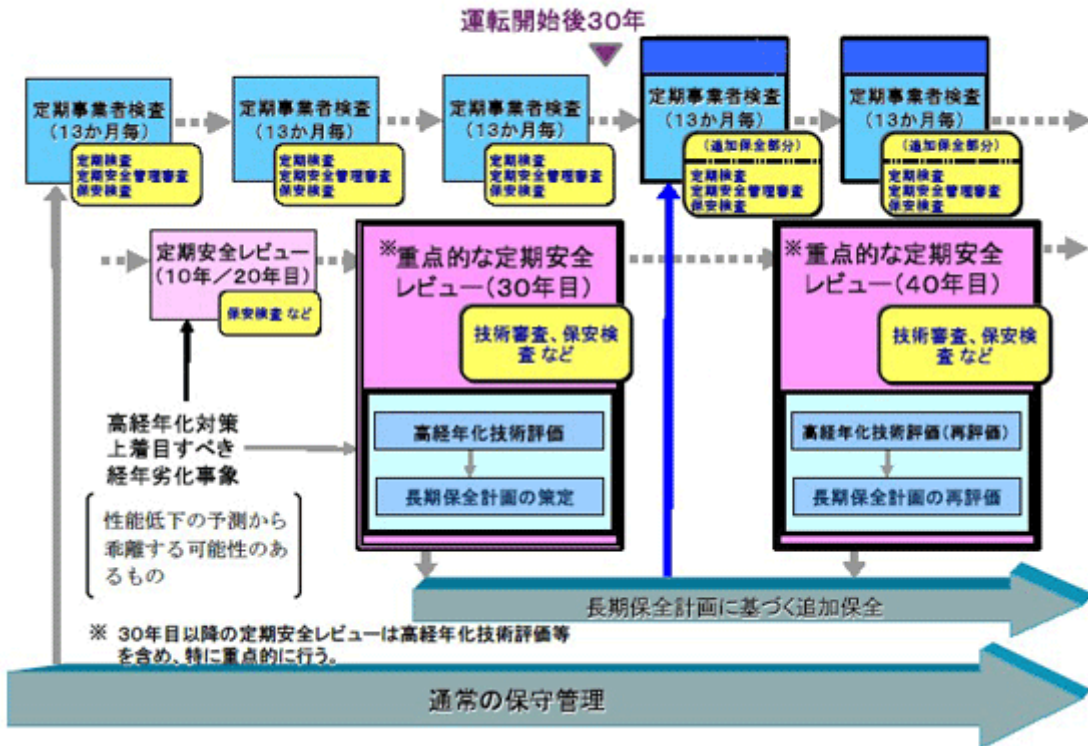


図 5-4 高経年化対策を含む保守管理の流れ

出典) 原子力・安全保安院ホームページ

6. 日本の電力システムの将来像

電力システムとは、電力の発生から消費までの一連のシステム、すなわち発電から始まり、送電、変電、配電を経て、最終的に電力を消費する需要家に至るすべての要素が組み合わさって構成されるシステムである。既存の電力システムは、供給側から需要側への一方向の電力供給を前提として構成されているが、再生可能電力が大量に普及すれば、この流れを抜本的に変化させる対応が必要となる。このため、電力供給の低炭素化、再生可能電力の大量普及の実現に向けては、既存の電力システムと再生可能電力とが調和した導入形態の検討を含め、将来の電力システムの再構成を進めることが必要である。

そこで本章では、再生可能電力の大量普及の実現を含めた電力システムの将来像を示した上で、その実現過程で顕在化するであろう課題と、課題の克服に向けた系統対策の在り方、そして必要となる対策費用を取りまとめた。

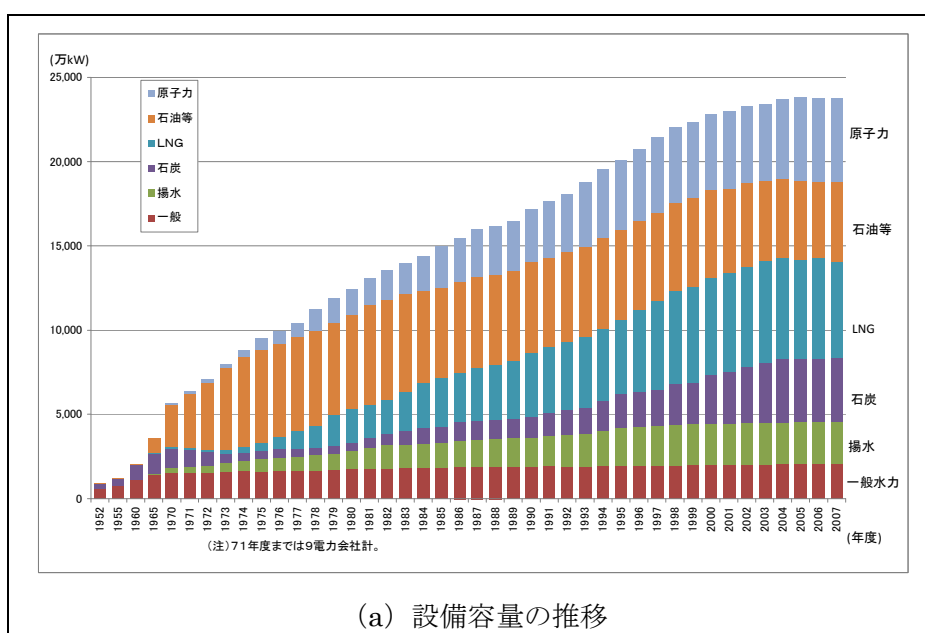
6.1 再生可能エネルギーの大量普及のための系統対策

(1) 電力システムの将来像

①現状の電力系統

a) 電源構成（電力供給）の現状

我が国では、1960年代後半に石油火力の建設が進み、その後1973年の石油危機を契機に、石炭、天然ガス、原子力等の石油代替電源の建設が進み、電源の多様化が進められてきたところである。その結果、2007年度末の電源構成は、設備容量で見るとLNG火力24%、原子力21%、石油等火力20%、水力19%、石炭火力16%となっている。また、発電電力量で見ると、LNG火力27%、原子力26%、石炭火力25%、石油等火力13%、水力8%となっている。



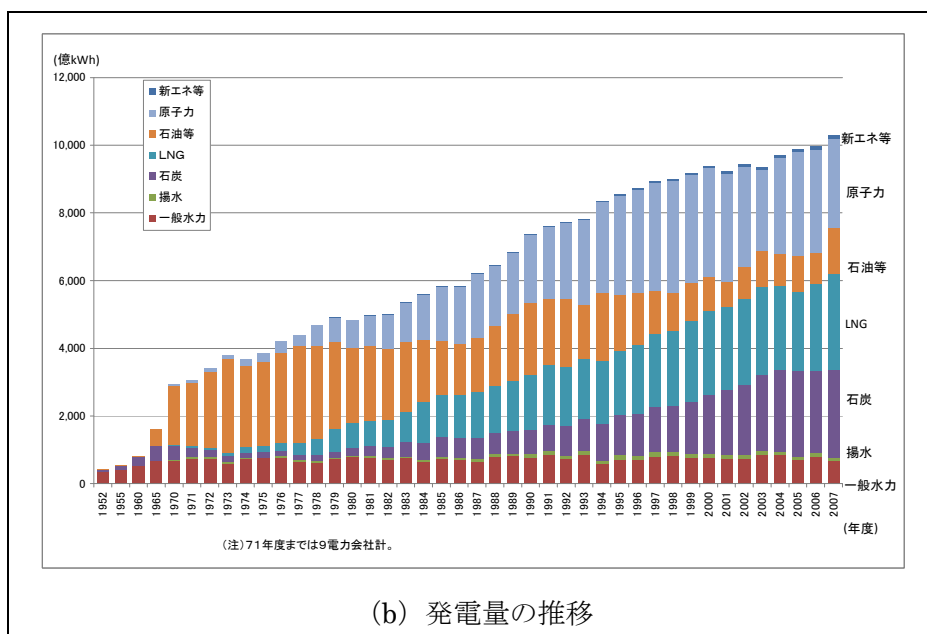


図 6-1 電源構成の推移（一般電気事業用）

出典) 資源エネルギー庁「電源開発の概要」等をもとに作成

b) 電力システムの現状

電力システムを健全に運用していく上では、経済性、供給安定性、環境性の調和を達成することが重要であり、各電源の持つ特徴を踏まえて、電源の構成及び運用のベストミックスを図る必要がある。昼夜間、季節間の格差が大きな電力需要に対して、現在は、流込式水力、原子力、石炭火力をベース電源、LNG等ガス火力をミドル電源、石油火力、揚水式水力、調整池式水力等をピーク電源として運用し、需給バランスを確保している。

電力システムの合理的運用のためには、負荷平準化が重要であり、電源側での揚水発電等の活用策に加えて、需要家側での対策として、時間帯別・季節別料金制度の導入や、蓄熱式ヒートポンプシステムの導入等も行われている。ただし、これらの需要家側の対策は、機器や料金制度を通じて負荷を間接的に制御するものであり、必ずしも電気事業者側と需要家側が柔軟に協調するようなシステムとはなっていない。

このように、現状の電力システムは、制御の困難な需要に対して、電気事業者側で需給制御機能を一手に担うことによって運用されている状況にある。

表 6-1 電源の特徴

電源		経済性		安定性		CO ₂ 排出
		初期費	運用費	エネルギー調達	需給調整	
火力	石油	○	△	△ (資源が偏在)	◎	×
	LNG 等	○	○	○	◎	△
	石炭	△	◎	◎	○	×
原子力		△	◎	◎	△ (出力一定運転のため調整力持たず)	◎ (発電時排出ゼロ)
再生可能エネルギー	大規模水力	△	◎	◎	○/△ (揚水・貯水池式は即応性優位、流込式は調整力劣位)	◎ (発電時排出ゼロ)
	新エネルギー	△	◎	◎	○/△ (太陽光・風力発電は出力が変動)	◎ (発電時排出ゼロ)

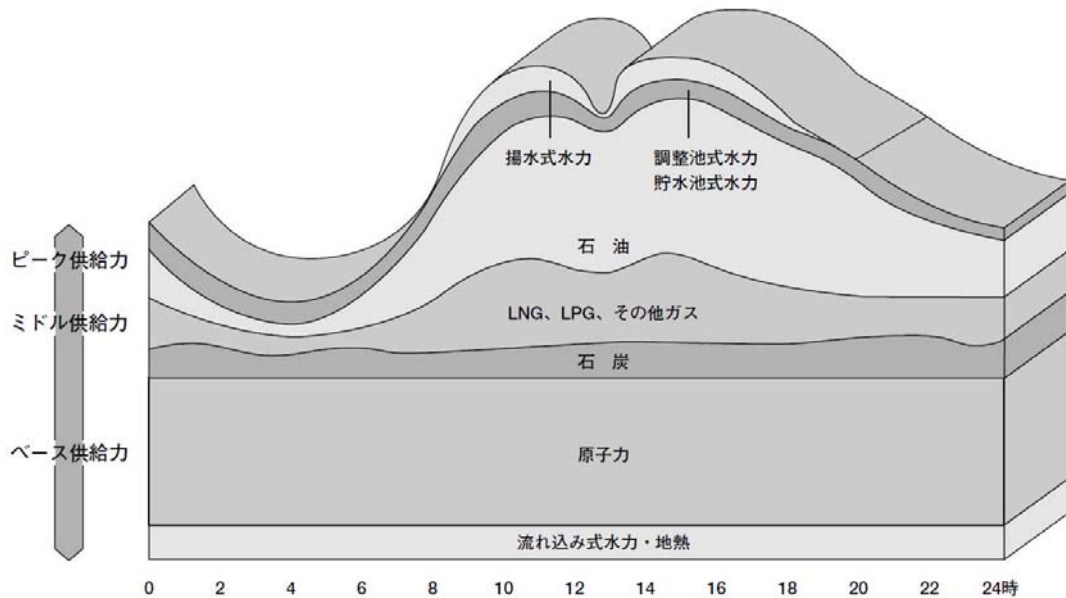


図 6-2 現状の電源運用

出典) 電気事業連合会「図表で語るエネルギーの基礎 2008-2009」

②電力システムの将来像

a) 電源構成（電力供給）の将来像

全体検討会で提示された AIM 日本技術モデルが想定している中期（2020 年）及び「温室効果ガス 2050 年 80%削減のためのビジョン」に準拠した長期（2050 年）の電力需給構造の見通しを図 6-3 に示す（再生可能エネルギーについては本検討結果を引用）。

中期においては、需要側は 2005 年と同様の構造が維持されるが、供給側では、再生可能エネルギーの普及、原子力の適切な導入等により火力代替が進展することが想定されている。

長期では、想定される社会経済像（シナリオ A：活力社会・集中型エネルギー利用／シナリオ B：ゆとり社会・分散型エネルギー利用）に応じて電力需要のトレンドは異なる。供給側においては、いずれのシナリオにおいても、再生可能エネルギーが電力供給の主役となり、電源の低炭素化が進展すると想定されている。

ただし、これらの電源構成としての実現性については、再生可能エネルギーを含めた技術的な可能性、運用性、経済性等に基づき、今後検証が必要である。

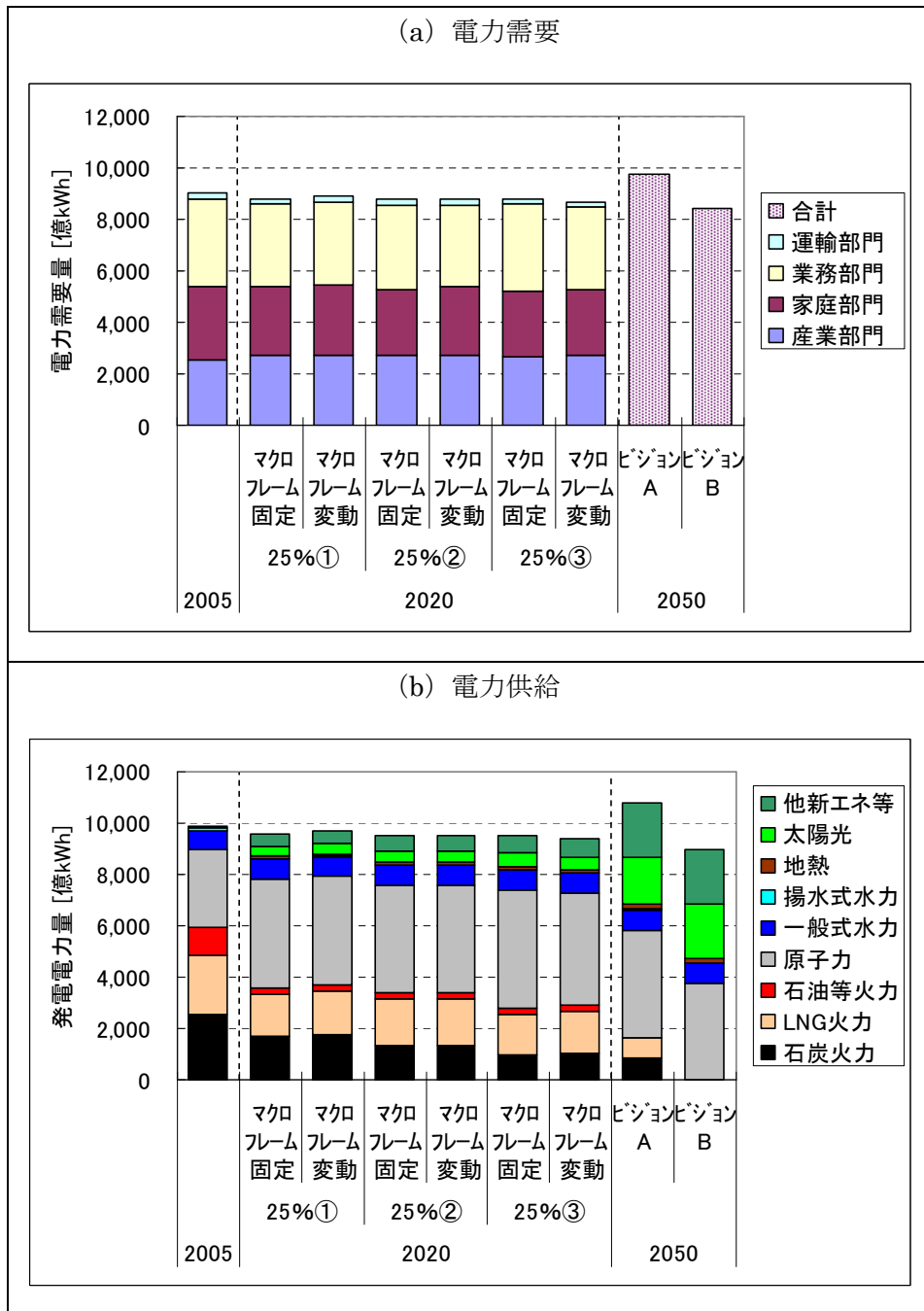


図 6-3 電力需給構造の中長期的見通し

注) 2020 年は、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。

2050 年は、温室効果ガス 2050 年 80%削減のためのビジョンに準拠した想定。ビジョン A：高い経済成長率、電化へのシフトが大きいことが特徴。ビジョン B：ゆとり社会、地産池消。

出典) 「日本温室効果ガス排出量 2020 年 25%削減目標達成に向けた AIM モデルによる分析結果」(2009 年 11 月)、「温室効果ガス 2050 年 80%削減のためのビジョン」(2009 年 8 月)を基に MRI 作成

b) 電力システムの将来像

a)に示した再生可能エネルギーが電力供給の主力となるためには、電力システムをどのような電力システムとすればよいであろうか。ここでは、再生可能電力を中心としたCO₂排出を伴わないゼロカーボン電源のみによって電力供給を行うという究極的な将来像に対応する需給システムを検討する。

この場合の電力需給バランスのイメージを図6-4に示す。左上の図①が将来の電力需要である。これに対し、右上の図②のように原子力、水力、地熱のベース電源に加え、風力発電や昼間の太陽光発電により電力の供給がなされるが（図は晴天時を想定）、これらをそのまま重ね合わせると、図②にあるとおり、需要と供給との間に、量的・時間的なギャップが生じることとなる。

そこで、左下の図③のように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すること、さらには右下の図④のように蓄電システムにより充放電を行うことによって、需給ギャップを解消することが可能になると考えられる。（更には、水素あるいはその他の化学物質に転換して貯蔵することも長期的には選択肢となる。）

この場合、既存のシステムに加えて、スマートグリッドなどとして近年関心の高まっている分野のうち、電力需給両面におけるより柔軟な需給調整に対応できるシステムの構築、蓄電池等の充放電システムの活用、電気自動車への充電などによる電力需要の制御などの技術を確認し導入することが必要である。

このように、供給側と需要側が協調して気象等の自然と上手く調和を図り、需給バランスを確保することができる電力システムの構築が望まれる。

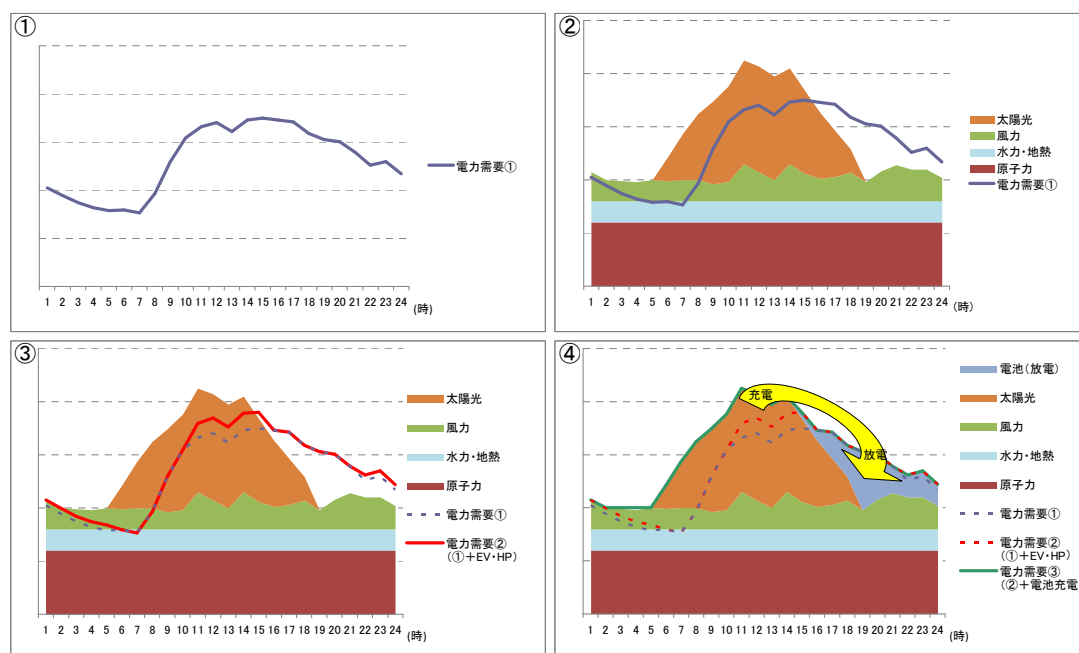


図 6-4 ゼロカーボン電源による需給の概念図

以下では、このような将来像の実現に向け、再生可能エネルギーの系統連系に関する課題を提示するとともに、その解決に向けた方向性を示す。

(2) 再生可能エネルギーの大量導入時における系統連系に関する課題

再生可能エネルギーのうち、特に太陽光発電や風力発電は、出力が気象等の自然条件に依存しており、これらの電源が既存の電力系統に大規模に導入された場合、電力の安定供給に影響が生じる可能性が指摘されている。

具体的な課題を次項に示す。

なお、再生可能エネルギーのポテンシャルは、例えば風力発電のポテンシャルが北海道・東北地方に集中するなど、地域によって偏りがあるものもあり、再生可能エネルギーの大量導入による影響を特に受けやすい地域がある。

①系統の技術的課題

a) 局所的な系統影響に関する課題

<電圧上昇>

太陽光発電は、住宅・建築物等の需要家側への導入が見込まれているが、太陽光発電の出力が当該施設のその時点の電力需要を上回り、配電系統へ逆潮する場合、連系先の配電系統の電圧が上昇する。配電系統の能力が不足し連系点電圧が適正值(101±6V、202±20V)を逸脱しそうな場合には、電圧を維持するために、逆潮する電力量を抑制する(太陽光発電の出力を抑制するか蓄電する)ことが必要となる場合がある。

この課題は、太陽光発電の普及の初期段階に、街づくり等によって太陽光発電が集中的に導入される地区において発生する局所的な課題であり、今後の太陽光発電の普及拡大に伴い、課題の顕在化する地区が拡大していくものと考えられる。

<単独運転>

単独運転とは、作業停電や故障等の要因によって主系統が停電した際に、本来停止すべき分散型電源が単独で運転を継続し、主系統から切り離された局所的な系統が通電を継続している状態をいう。単独運転下においては、保守作業者の感電、機器損傷等の危険が生じる。

太陽光発電や風力発電に限らず、分散型電源システムには、単独運転を防止するための機能が備えられている。しかし、分散型電源が集中的に導入された場合、現行の方式では、複数の単独運転検出用信号が相互干渉することによって、単独運転検出機能の動作遅れや未動作が発生する恐れがある。

b) 大局的な系統影響に関する課題

<系統擾乱時の影響拡大>

系統事故による瞬間的な電圧変動や周波数変動等の擾乱を、分散型電源の単独運転検出機能が不要に検出することによって、分散型電源が一斉に解列し、系統擾乱が拡大する恐れがある。

<周波数調整力の不足>

電力の安定供給のためには、系統全体の需要と供給を常にバランスさせるよう周波数調整、負荷配分、発電機の起動停止操作を行っており、各一般電気事業者は、需要の変動に備えて適切な周波数調整力を確保している。しかし、太陽光発電や風力発電は出力が気象等の自然条件に依存して変動するため、大規模に導入された場合には、大きな発電の変動が生じ調整力が不足する可能性があり、バックアップ電源の確保も必要となる。

<余剰電力の発生>

太陽光発電や風力発電が大規模に導入されると、年末年始やゴールデンウィークといった電力需要の少ない時期において、ベース電源と太陽光発電や風力発電の出力の総量が系統全体の需要を上回り、余剰電力が発生する可能性がある。

これらの課題は、太陽光発電や風力発電の導入量が一定の水準に達した段階から顕在化し、その影響が当該地域の系統全体に及ぶ大局的な課題である。

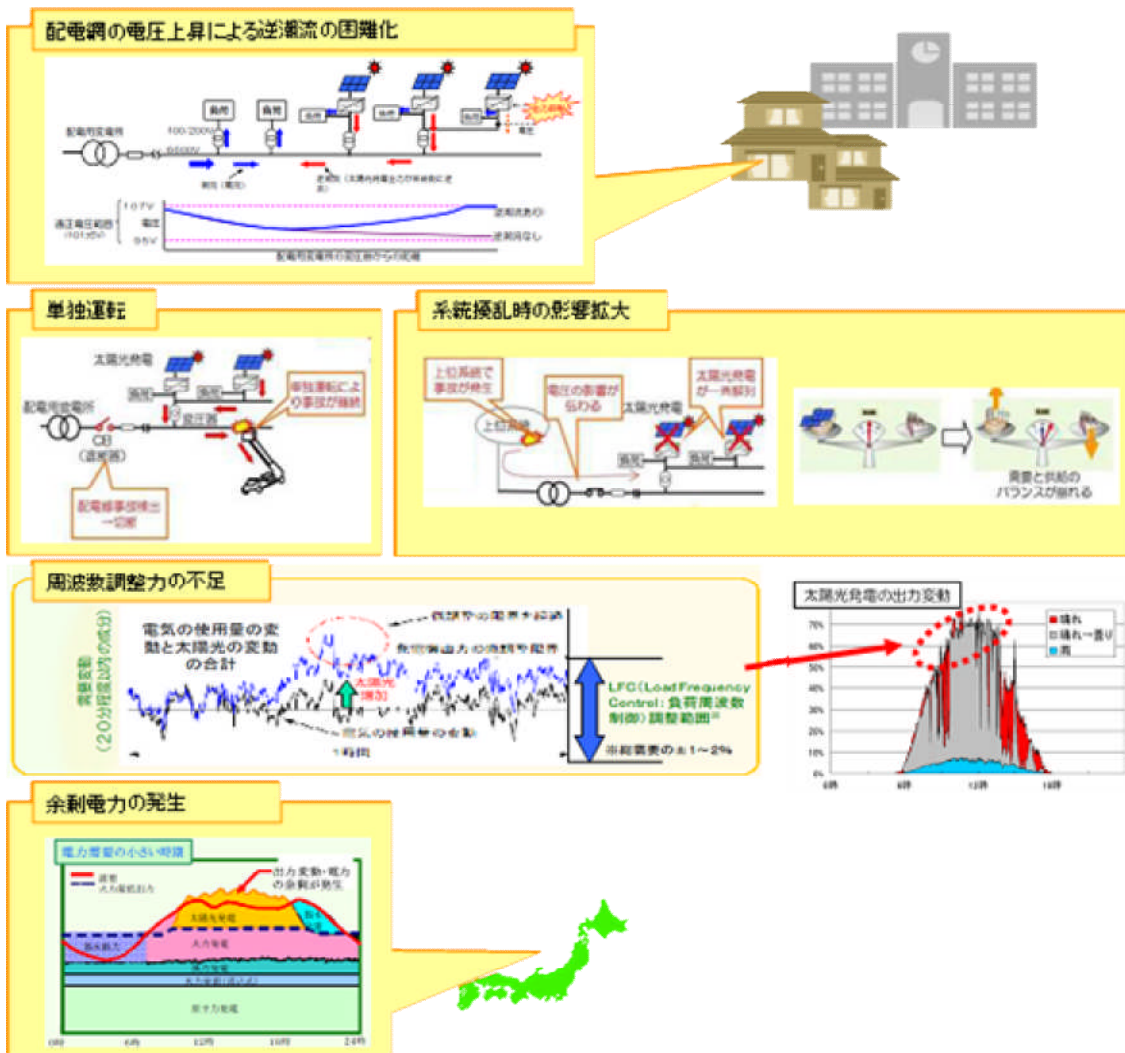


図 6-5 系統の技術的課題

出典) 低炭素電力供給システムに関する研究会「低炭素電力供給システムの構築に向けて」等より MRI 作成

②系統の設備形成に関わる課題

風力発電や地熱発電は、導入適地が需要地から離れた場所に存在することもあり、系統までの距離が長く、アクセスが困難な場合や、連系先の送電線空容量が不足する場合など、連系に当たって制約が生じる場合もある。

再生可能電力の大量普及を実現する上では、これらの系統連系に関する課題を克服していく必要がある。

表 6-2 系統連系に関する課題

	系統の技術的課題		系統の設備形成 に関わる課題
	局所的な課題	大局的な課題	
	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 逆潮流による配電網の電圧上昇、適正值の逸脱 ✓ 単独運転 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 出力変動の拡大による周波数調整力不足 ✓ 余剰電力の発生による電力需給のインバランス ✓ 系統擾乱時の影響拡大 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 系統までの距離 ✓ 系統脆弱地域における送電線空容量不足
太陽光発電	○	○	△
風力発電	△	○	○
地熱発電	-	△	○
小規模水力発電	△	△	△
バイオマス発電	-	-	△

○：顕在化が見込まれる課題 △：顕在化のおそれがある課題

(3) 課題の克服に向けたアプローチ

このような課題を克服し、持続可能な低炭素社会を構築するために不可欠な再生可能エネルギーの大量普及を可能とするためには、第(1)②b)節で示したような再生可能エネルギーと既存の電力系統が調和したシステムを構築する必要がある。その際、電力系統の安定化と社会的なインフラとしての電力系統整備の費用最小化の両立を図るためには、太陽光発電や風力発電の出力を個別に抑制する又は個別の他の電源や蓄エネルギー機器によって補完するという考え方ではなく、大規模電源や分散型電源、個別需要、蓄電池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という考え方にに基づき、より高度に賢く運用される経済的で質の高い次世代の電力系統へと段階的に移行していくことが重要である。そのような電力系統の進化は、インフラの整備、運用面の対策、制度面の対策を適時・適切に組み合わせることで実現可能と考えられる。

なお、系統の技術的課題は、再生可能エネルギーの出力変動やこれによる需給のアンバランスが主たる原因であり、それらの抑制に資する対策は、局所的な課題と大局的な課題の両者に対応することとなる。このため、以下では、課題の種類別ではなく、時間軸及び対策の種類別に、必要となるアプローチを整理する。

①短期的対策（～2012年）

次世代の電力系統のグランドデザインを検討し、合意形成を図ると共に、その実現に向けた基盤整備を行う。

<インフラ整備>

- ・ 系統の技術的課題に対する検討を進める上での第一歩として、気象情報・再生可能エネルギーの出力の多地点計測体制を構築し、再生可能エネルギーの大量普及時に、個々の再生可能エネルギーの出力変動が打ち消され穏やかな変動となる“平滑化効果”がどの程度存在するかを評価する。これに基づいて系統への影響を評価することによって、真に必要な対策量を特定する。
- ・ 気象情報と連動した分散エネルギーマネジメント装置、スマートメーター、需要家設置機器への協調制御機能、再生可能電力の電源への出力抑制機能等の仕様を確立し、これらの導入を開始する。
- ・ 電圧変動の課題を克服するため、必要に応じて配電トランス、電圧調整装置等を設置する。
- ・ 単独運転の課題を克服するため、分散型電源の集中導入時においても単独運転状態を確実に検出する機能を確立する。また、系統擾乱時の不要解列の課題を克服するため、不要解列防止機能の開発を進める。これらの機能を搭載したパワーコンディショナを開発し、導入を開始する。

このように、課題の顕在化に備えて次世代の電力系統の基盤整備を推進する。

また、系統の設備形成に関わる課題を克服するため、系統脆弱地域において風力発電等を導入する際には、必要に応じて長距離アクセス線や変電所を建設する。

<運用改善>

- ・ 電力系統における大局的課題を克服するため、火力発電の調整力の活用、揚水発電を昼間に揚水運転することによる蓄電効果の活用、地域間連系線の利用枠の拡大等、既存の系統インフラを最大限活用することによって、需給バランスを確保する。
- ・ 太陽光発電等の導入量の増加に応じて需給計画全般を改善していくことで電力系統を段階的に進化させる将来イメージを検討する。

<制度見直し>

電圧変動の課題への対応として、配電電圧の適正範囲（上限電圧）に関する規制の見直しを行うことも有効と考えられる。低圧需要家屋の電圧範囲は、標準電圧 100V に対しては $101\pm 6V$ 、200V に対しては $202\pm 20V$ と定められている。これに対して、電圧範囲を適切に広げることができれば、太陽光発電の逆潮流に伴う上限電圧の逸脱機会を抑制し、太陽光発電の出力抑制を回避することが可能となる。

また、系統擾乱時の不要解列防止機能の開発を進めるに当たって、分散型電源の不要解列防止機能の仕様を標準化すると共に、系統連系要件の一つとして、パワーコンディショナへの不要解列防止機能の搭載を規定する。本機能は解列防止に必須の機能であるが、設備費の押し上げ要因となるため、市場の自由意志のもとでは導入が進みにくい。このため、規制的手法によって導入を促進する。

さらに、発電設備を系統へ連系する場合、一般電気事業者との間で事前に系統連系協議を行い、系統アクセス・系統容量に関わる課題や各種の電力品質確保に関わる課題を検証し、連系方法を決定する。現在、系統連系協議手続きは電力事業者によって異なり、標準化されていないため、連系希望者の手続きコスト負担が過大なものとなりがちであり、情報の非対称性により公平な取引条件が阻害されている可能性が指摘されている。そこで、再生可能エネルギーの円滑な導入を実現するためには、系統連系協議手続きを標準化する。

②中期的対策（～2020年）

既存インフラを最大限活用するとともに、スマートグリッドの整備を進めることによって、再生可能電力の大量普及に対応する。

<インフラ整備>

周波数変動等の電力系統における大局的な課題に対しては、気象情報と連動した分散エネルギーマネジメント装置、スマートメーター、再生可能電源への出力抑制機能を導

入する。また、蓄熱式ヒートポンプ、電気自動車等の普及により新規需要を創出するとともに、これらをはじめとした需要家設置機器に対して系統との協調制御機能を付加する。具体的には、次世代型電力系統の実現に向けた通過点として、2020年までにスマートメーターの導入率が80%以上となるよう、これらの機器・機能の導入を進める。

また、系統の設備形成に関わる課題に対しては、系統脆弱地域において風力発電等を導入する際には、必要に応じて送配電設備を増強する。

<運用改善>

周波数変動等の大局的な課題に対しては、エネルギーマネジメント装置等を活用した柔軟な需給調整を実施し、電気事業者と需要側とが協調した運用を実現する。需給バランスの確保が困難な大型連休等においては、出力抑制も考慮に入れた上で経済合理性を追求しつつ、再生可能エネルギーの最大限の活用を図る。出力抑制の手段としては、電力会社からの制御指令によって実施する方法や、機器出荷時にカレンダーや時計機能を付加させておき、予め設定された対象日に実施する方法等が想定されている。

<制度見直し>

- ・ 再生可能電力の円滑な導入を実現するために、需給調整や周波数変更への対応のためのインバランス費用負担等について透明性が確保されたオープンな電力市場の基盤整備を図る。
- ・ 需要側での再生可能電力の導入に伴う電力販売量の減少が想定されることから、電力販売量と電気事業者の収益とがデカップリングするようなビジネスモデル³⁷等、電気事業の構造改革の可能性について検討する。

③長期的対策（～2050年）

日本版スマートグリッドを確立し、再生可能電力の更なる大量普及を可能とすることによって、2050年までにゼロカーボン電源による電力供給を実現する。

<インフラ整備>

- ・ 電圧変動の課題への対応として、配電電圧の昇圧（6kV/100-200Vから20kV級/400Vへの移行）を実施する。太陽光発電等の導入による電圧上昇が抑制されるとともに、配電ロスの減少によってCO₂排出削減が可能となる。
- ・ 周波数変動等の電力系統における大局的な課題に対しては、引き続き、エネルギーマネジメント装置、スマートメーター等の導入を促進すると共に、電気自動車等の普及

³⁷ 米国ではオバマ大統領が大統領選挙時の公約として、省エネルギー推進に向けたインセンティブをエネルギー事業者に付与するためのビジネスモデル変革（Flip Incentives）を掲げており、その具体的規制手法として、デカップリングが注目されている。

によって価格低減の見込まれる蓄電池の導入等を実施する。具体的には、2030年までにスマートグリッドの普及率100%を達成するように、これらの設備の導入を進め、頑健な電力システムを構築する。また、地域間連系線を増強し調整力の増加を図る。ただし、連系線の新設にはリードタイムを要することから、導入検討は早い段階から継続的に行っていく。

<運用改善>

- ・ エネルギーマネジメント装置を介して、再生可能電力の電源、需要家保有機器、蓄電池等の各種の設備を積極的に活用することによって、供給側と需要側が柔軟に協調した高度な運用システムを実現する。
- ・ 再生可能電力の電源の運用については、給電指令を見直し、経済合理性のもとでの余剰分の抑制を前提として優先稼働とすることが望ましい。

<制度見直し>

- ・ インバランス費用負担等について透明性が確保されたオープンな電力市場を確立する。
- ・ 翌日の電力需要と再生可能電力の発電量の予測値に基づいた電気料金設定等、電力料金の柔軟な変更による電力需要の間接的制御の導入を行う。

表 6-3 系統連系強化のための段階的アプローチ

	短期（～2012年）	中期（～2020年）	長期（～2050年）
インフラ整備（インフラ整備に向けた計測・検討等を含む）	<p>《主に再生可能電源（・需要側）での対策》</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ 電力システムの将来イメージ（スマートグリッド）の検討 ▶ 再生可能電力の大規模導入時における合成出力の計測 ▶ 自然変動電源の出力予測システムの開発、必要となる対策量の評価 ▶ 住宅・建物／地域エネルギーマネジメント装置、スマートメーターの仕様の検討 ▶ 再生可能電力の系統連系のためのパワーコンディショナ（PCS）の出力調整・通信機能の仕様の検討 ▶ 単独運転検出機能の確立 ▶ 系統擾乱時の不要解列防止機能の開発 ▶ 出力変動抑制用蓄電池等の技術検証、併設導入 ▶ 系統脆弱地域における、必要に応じたアクセス線・変電所建設 <p>《主に系統側での対策》</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ 配電電圧の昇圧（電圧上昇幅の抑制かつ配電損失の低減が可能となる）の検討 ▶ 高圧系統への電圧調整装置（SVC）の設置（※ただし、配電昇圧を実施すれば不要） 	<p>《主に再生可能電源（・需要側）での対策》</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ 出力調整・通信機能の付加された改良型パワーコンディショナ（PCS）の開発・導入 ▶ 住宅・建物／地域エネルギーマネジメントシステムの開発・導入 ▶ 蓄電池の集中制御・周波数抑制制御方式の検討 ▶ 蓄電池の部分導入 ▶ 蓄熱式ヒートポンプやプラグインハイブリッド・EV 車載用電池の導入・活用（充電のみ） ▶ 非常電源ストックの活用 <p>《主に系統側での対策》</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ 配電電圧の昇圧の実施 ▶ 高圧系統への電圧調整装置（SVC）の設置（※ただし、配電昇圧を実施すれば不要） ▶ スマートグリッド（スマートメーター、需要反応、分散型電源・蓄電システムとの協調制御を駆使した系統の柔軟な運用）の実現 ▶ 系統脆弱地域における、必要に応じた送変電設備増強 	<p>《主に再生可能電源（・需要側）での対策》</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ 出力調整・通信機能の付加された改良型パワーコンディショナ（PCS）の普及 ▶ 住宅・建物／地域エネルギーマネジメントシステムの普及 ▶ 蓄電池の導入 ▶ プラグインハイブリッド・EV 車載用電池の活用（充放電） <p>《主に系統側での対策》</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ 配電電圧の昇圧の実施 ▶ スマートグリッドの一層の拡大・進化 ▶ 地域間連系線の増強

	短期（～2012年）	中期（～2020年）	長期（～2050年）
運用改善（企画・仕様の統一等を含む）	≪主に系統側での対策≫ ▶ 電源運用の見直しによる調整力の拡大 ▶ 揚水発電の柔軟な運用（昼間に揚水） [試用段階] ▶ 地域間連系線の利用枠の拡大（柔軟な運用）（※特に風力発電の地域偏在性による連系可能量制約を一時的に緩和することが可能）	≪主に再生可能電源（・需要側）での対策≫ ▶ 調整力不足時における自然変動電源の出力抑制・解列 ≪主に系統側での対策≫ ▶ 揚水発電の柔軟な運用（昼間に揚水）[実用段階] ▶ 給電指令の見直し（再生可能電力について、経済合理的な余剰抑制の下での優先稼働） ▶ 気象予報等に基づく再生可能電力の発電特性を考慮した系統運用	≪主に系統側での対策≫ ▶ 揚水発電の柔軟な運用（昼間に揚水） [実用段階] ▶ 給電指令の見直し（再生可能電力について、経済合理的な余剰抑制の下での優先稼働）
制度見直し（制度見直しの検討等を含む）	▶ 系統電圧範囲に関する規制見直し（低圧需要家の適正電圧上限を107Vから110Vにする等） ▶ 系統擾乱時の不要解列防止機能の仕様の標準化、連系要件への規定 ▶ 系統連系協議手続きの標準化 ▶ 系統連系ガイドライン、いわゆる“同時同量”に関する規制見直し ▶ 地域間連系線の運用状況に関して透明性を高め効率的な運用を実現 ▶ 連系可能量の算定根拠の公表 ▶ 蓄電池等設置に関する費用分担・支援策 ▶ 自然変動電源の出力抑制・解列ルール ▶ 保安関連規定の見直し（電気主任技術者兼任要件の見直し、NAS電池併設発電所における危険物取扱者選任の免除等） ▶ 系統脆弱地域における、送変電設備増強、アクセス線・変電所建設に関する費用分担・支援策	▶ インバランスコスト等の透明性の確保、オープンな市場の基盤整備 ▶ 電力販売量と電気事業者の収益とがデカップリングするような仕組み等、電気事業の構造改革の可能性についての検討、実施	▶ インバランスコスト等の透明性、オープンな市場の確立。 ▶ 電力需要と再生可能電力の発電量の予測値に基づき電力料金の柔軟な変更等ができる電気料金制度の導入

出典) 低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策検討会「低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策について(提言)」2009年、総合資源エネルギー調査会 新エネルギー部会風力発電系統連系対策小委員会「風力発電系統連系対策小委員会 中間報告書」2005年、新エネルギー財団 新エネルギー産業会議「風力発電システムの導入促進に関する提言」2006年

(参考) 再生可能エネルギーの大量導入のためのエネルギーマネジメントシステムを核とした新たな電力系統

課題の克服に向けたアプローチを実行していくためには、今後構築されていくエネルギーシステムの全体像を具体的なイメージとして捉えておくことも重要である。そこで、課題とその克服に向けたアプローチの結果実現される新たな電力システムのイメージを、改めて以下のとおり整理した。

出力が変動するという特性を抱える太陽光発電や風力発電等の再生可能電力の大規模導入に伴い、電力系統の安定度に影響が生じる可能性が指摘されている。この課題を解決し、再生可能電力の円滑な導入を実現するためには、従来の電力系統の在り方を抜本的に見直し、効率のかつ柔軟なシステムを構築していくことが求められている。特に、住宅・建築物といった需要側において太陽光発電等の電源の大規模導入が見込まれる中では、供給側が従来行ってきた需給調整機能の一部を需要側が分担し、両者が適切かつ柔軟に協調することによって、より効率的、安定的な電力系統を構築することが期待される。

具体的なシステムのイメージ図を以下に示す(図 6-6)。これは、個々の住宅・建築物に設置したエネルギーマネジメント装置を核として、各種通信・制御技術を活用することによって自律・協調的なエネルギーマネジメントを行うシステムであり、需要側が享受するアメニティ(利便性や快適性等)の水準は維持・向上させつつ、再生可能エネルギーの大規模導入を実現することを想定している。

供給側においては、気象予測データに基づく再生可能エネルギーの出力・需要予測システムを構築し、これを系統運用計画へ取り込むことによって、発電所の運転パターンや翌日の需要側の機器制御量、エネルギー価格等を計画する。また需要側においては、気象データに基づく再生可能エネルギーの出力・需要予測、系統から提示されるエネルギー価格、制御量を考慮した上で、翌日の機器の運転計画を行う。このように供給側と需要側が協調し、予測・計画・運用を行うことによって、系統安定度を効率的に維持、向上させることが可能となる。

なお、システムの監視・制御の範囲を、エアコンやヒートポンプ給湯器といった電力使用機器に限らず、燃料電池等の他熱源機器も含めることによって、電力系統のより一層の最適化を図ることが可能となる。

また、気象データや再生可能エネルギーの出力データを活用することによって、新たな付加価値を社会に提供することも可能となる。例えば、再生可能エネルギーの出力実績値を、気象条件から見込まれる出力想定値や、近隣に設置された再生可能エネルギーの出力

実績値と比較、検証することによって、当該設備の故障診断に応用することができる。

再生可能エネルギーの大量普及を図るためには、このようなシステムの構築について、早急に検討を開始し、遅くとも 2020 年までにはシステムの実用化・普及が開始され、2030 年には日本全体で新たな社会インフラとして、その活用が図られている必要がある。

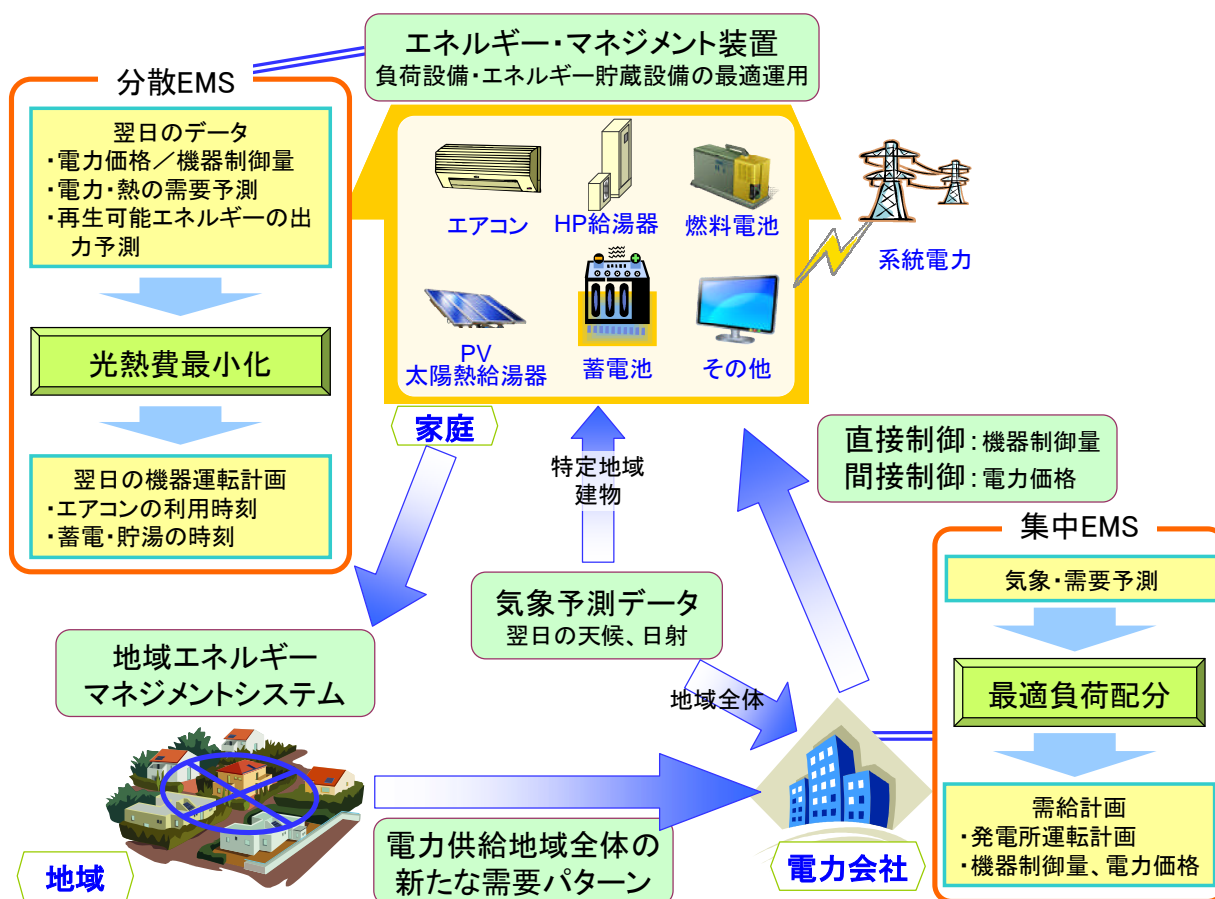


図 6-6 エネルギーマネジメントシステムを核とした新たな電力系統

出典) Smart Energy Network 研究会 (東京大学生産技術研究所) 資料より MRI 作成

6.2 日本国内での系統電力の低炭素化に当たっての費用評価

(1) 再生可能エネルギー導入に伴う対策費用の定義

6. 1で整理したアプローチを実行するために、太陽光発電及び風力発電を対象として、大量普及の実現に当たって必要となる系統対策費用を試算した。具体的には、対策オプションの違い（主に蓄電池活用・出力抑制の多寡）に応じて、複数のシナリオを設定して試算した。想定した費用項目及び試算ケース（各試算ケースの詳細は、(2)及び(3)に記載）は下記のとおり。

表 6-4 系統対策費用の試算条件

	太陽光発電	風力発電
費用項目	配電対策、蓄電池、太陽光発電・需要制御用装置、火力調整運転、蓄電損失等に係る費用	蓄電池、風車制御機能、調整電源、地域間連系線、気象予測システム活用系統運用システムに係る費用
試算シナリオ	次世代型配電ネットワーク研究会（次世代研）による「出力抑制＋需要創出・活用＋系統側蓄電池シナリオ」の投資額試算に基づき、以下3つのシナリオを設定。 <ul style="list-style-type: none"> 次世代研試算の継続延長シナリオ 需要家側・系統側での蓄電池の分担設置シナリオ 蓄電池非設置シナリオ 	日本風力発電協会・風力発電事業者懇話会による投資額試算（JWPA・WPDA 試算）に基づき、以下3つのシナリオを設定。 <ul style="list-style-type: none"> JWPA・WPDA 試算の既設連系線利用シナリオ 蓄電池容量抑制シナリオ 蓄電池非設置シナリオ

(2) 太陽光発電の導入に対する系統連系強化対策

① 既往試算事例

a) 新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会

資源エネルギー庁の「新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会」（以下「コスト負担小委」という。）（2008年度）においては、「長期エネルギー需給見通し」（2008年5月）の最大導入ケースにおける太陽光発電の導入量、すなわち、2020年度 1,432 万 kW、2030 年度 5,321 万 kW を前提として、必要となる系統安定化対策の時系列シナリオについて検討が行われた。同小委員会では、系統安定化対策オプションとして、3つのシナリオを提示している。それぞれのシナリオについて、対策のための設備投資額あるいは総コストを提示し、配電対策を行いつつ電力系統側で蓄電池を設置して余剰電力対策を行う場合が最も経済的である（2030 年度累積費用（2008 年現在価値）4.61～4.72 兆円）と結論付けている。

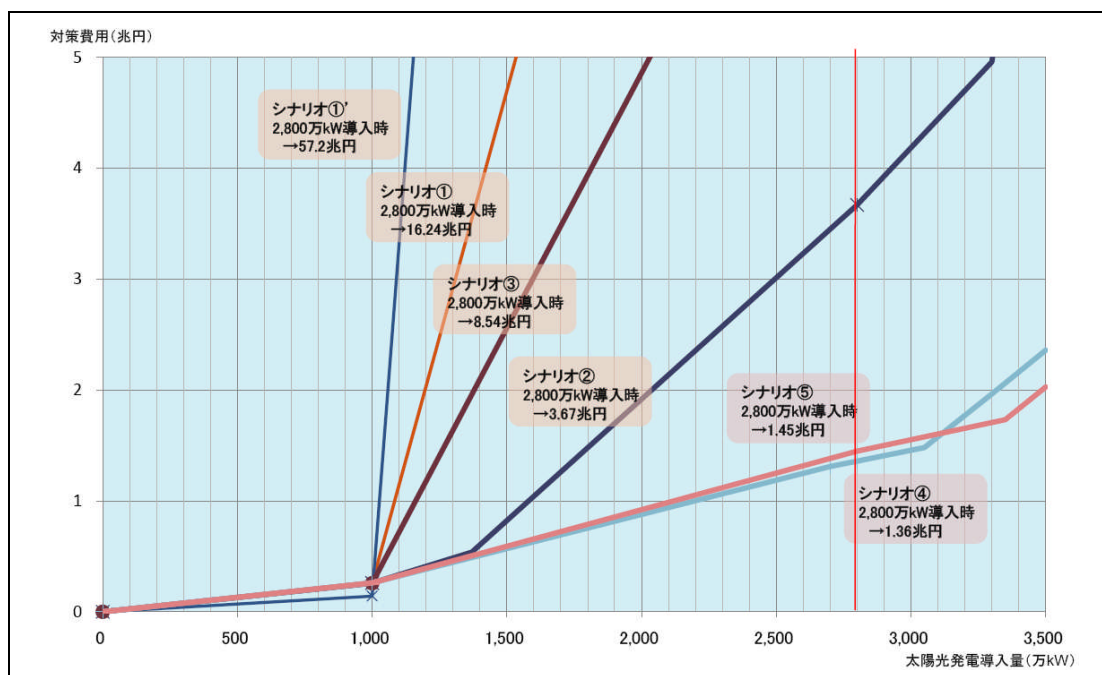
b) 次世代送配電ネットワーク研究会

また、コスト負担小委に続き、資源エネルギー庁の「次世代送配電ネットワーク研究会」(以下「次世代研」という。)(2009年度)においては、2020年度に2,800万kWの導入を前提として、必要となる系統安定化対策の検討が行われている。コスト負担小委と比較すると、出力抑制対象を端境期まで拡大したシナリオ、太陽光とヒートポンプ・電気自動車等の自律制御を考慮したシナリオが追加され、需要家側との協調システムに関する検討が新たに行われている。「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム 第3回会合」(2010年3月)では、それぞれのシナリオについて、2,800万kW導入時及び3,500万kW導入時における総投資額が提示されており、3,500万kW導入時点では、系統側で蓄電池を設置するとともに、需要側で必要に応じた出力抑制及び需要の自律制御を行う場合(シナリオ⑤)が最も経済的な結果となっている。

表 6-5 次世代送配電ネットワーク研究会における検討シナリオ

シナリオ	メリット	デメリット
①特異日 ^{※1} を含め系統側蓄電池で対応(出力抑制なし)	○太陽光発電の出力抑制なし。	●余剰電力対策量が膨大。 ●NaS電池の保温電力量が膨大 ^{※3} 。
①特異日を含め需要家側蓄電池で対応(出力抑制なし)	○太陽光発電の出力抑制なし。	●余剰電力対策量が膨大。 ●需要家側蓄電池は、系統用蓄電池に比べ蓄電池コストが高い。 ●系統側にも蓄電池の設置が必要。
②特異日における太陽光発電の全量出力抑制+系統側蓄電池による対応	○太陽光発電の出力抑制を行うことで、余剰電力対策量が減少。	●太陽光発電の出力抑制に伴い機会損失が発生。 ●蓄電池の利用率は相対的に低くなる可能性。
③特異日における太陽光発電の半量出力抑制+系統側蓄電池による対応	○太陽光発電の出力抑制を行うことで、余剰電力対策量が減少。	●太陽光発電の出力抑制に伴い機会損失が発生。 ●②に比べ余剰電力対策量が増加。 ●蓄電池の利用率は相対的に低くなる可能性。
④特異日+電力需要の少ない季節(春・秋季)の週末(土曜又は日曜) ^{※2} における全量出力抑制+系統側蓄電池による対応	○太陽光発電の出力抑制を行うことで、余剰電力対策量の大幅に減少。	●太陽光発電の出力抑制に伴い機会損失が増加。 ●蓄電池量が減少すると周波数調整力の確保が必要。
⑤特異日+電力需要の少ない季節(春・秋季)の週末(土曜又は日曜)における出力抑制+電気自動車やヒートポンプ等の電力貯蔵機器への蓄エネルギー+系統側蓄電池による対応	○電気自動車やヒートポンプ等の蓄エネルギー機器の利用により、蓄電池対策量が大幅に減少。	●電気自動車やヒートポンプ等に蓄エネルギーするための自律制御装置の技術開発が必要。 ●蓄電池量が減少すると周波数調整力の確保が必要。

出典)「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム」第3回会合資料2



(太陽光発電2,800万kW導入ケース)

(将来価値で試算、単位:兆円)

シナリオ	配電対策※1	蓄電池設置※2	制御システム構築	出力抑制機能PCS※3	需要創出・活用	蓄電池・揚水ロス等※4	火力調整運転	合計	備考
①(出力抑制なし) (系統側蓄電池)	0.32	15.1	0.30	-	-	0.35	0.15	16.2	
①(出力抑制なし) (需要家側蓄電池)	-	45.4~ 56.7※5	0.30	-	-	0.05	0.15	45.9~ 57.2	
②(特異日出力抑制)	0.32	2.80※6	0.30	0.02	-	0.08	0.15	3.67	・太陽光発電の出力抑制量は7.3億kWh/年
③(特異日半量抑制)	0.32	7.56	0.30	0.02	-	0.19	0.15	8.54	・太陽光発電の出力抑制量は3.6億kWh/年
④(特異日+端境期出力抑制)	0.32	0.55※6	0.30	0.02	-	0.02	0.15	1.36	・太陽光発電の出力抑制量は15.6億kWh/年
⑤(特異日+端境期出力抑制+需要創出)	0.32	0.55※6	0.30	0.02	0.09※7	0.02	0.15	1.45	・太陽光発電の出力抑制量は9.6億kWh/年

- ※1: 電圧調整装置(SVC等)が1バンク当たり1台(単価:1500万円)、住宅用太陽光発電の5~8軒で柱上変圧器(単価:20万円)が1台設置されるものとして試算。
- ※2: 蓄電池システム価格のみの試算であり、別途蓄電池を設置するための用地代が必要。
蓄電池コストはそれぞれ、NaS電池システム価格:4万円/kWh、LiB電池システム価格:10万円/kWhとして試算。
- ※3: 太陽光発電の導入量が1,000万kWを超えるもの(=1,800万kW)について、出力抑制機能付きPCSが設置されるものとして試算(PCSのコスト上昇分を0.5万円として試算)。
- ※4: NaS電池の保温のための電力消費分を含む。
- ※5: 需要家側蓄電池の運用が的確に行われなかった場合への対応として、系統側蓄電池も必要となる可能性あり。
- ※6: 太陽光発電の導入量が一定量を超過すると、週末に発生した余剰電力を平日に消費しきれず翌週に持ち越すこととなり、余剰電力対策量が飛躍的に増大し、蓄電池設置対策の限界費用が大幅に増加すると見込まれる。LFC容量確保のための蓄電池対策コストも含む。
- ※7: 太陽光発電とHP/EVの自律制御を行うスマートインターフェースが約300万戸(太陽光導入住宅の約6割)設置されるものとして試算(スマートインターフェースは3万円/台として試算)
なお、追加発生コストではないが、太陽光発電の導入に伴う自家消費の増加により、既存設備に係るkWh当たりの固定費負担額が導入しない場合に比べて相対的に増加する。

図 6-7 次世代送配電ネットワーク研究会における各シナリオの費用試算結果

出典)「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム 第3回会合」資料2

②系統連系強化策シナリオの設定・費用試算

表 6-6 に示すとおり、出力抑制、需要創出・活用、蓄電池等の系統連系強化対策オプションを組み合わせた対策シナリオは複数想定することが可能である。また、太陽光発電の大量導入時における系統への影響度は特定されておらず、必要となる対策量が不確定であること、対策オプションの中には、蓄電池など習熟効果により価格低減が見込まれる技術が含まれていることから、一般に、各種の対策費用の試算値は不確実性を含む。このため、対策シナリオの社会的費用最小化と実現可能性について、透明性の高い検討が必要と考えられる。

そこで本検討では、上記①b) の次世代研におけるシナリオ⑤の継続延長ケースに加えて、需給調整機能の一部を需要家側で積極的に受け持つケースとして、下表のシナリオ I（出力制御＋新規需要創出・活用＋需要家側蓄電池＋系統側蓄電池分担）及びシナリオ II（出力抑制＋新規需要創出・活用）という 2 つのシナリオを想定し、系統連系強化策費用の試算を行った（表 6-6）。

表 6-6 連系強化策オプションの組合せによるシナリオ候補

シナリオ		出力抑制	新規需要 創出・活用 (HP・EV等)	需要家側 蓄電池	系統側 蓄電池
次世代送 配電ネット ワーク研究 会	シナリオ①:出力抑制なし (系統側蓄電池)				○
	シナリオ①:出力抑制なし (需要家側蓄電池)			○	
	シナリオ②:特異日出力 抑制	○ (特異日)			○
	シナリオ③:特異日半量 出力抑制	○ (特異日半量)			○
	シナリオ④:特異日・端境期 出力抑制	○ (特異日＋端境期)			○
	シナリオ⑤:特異日・端境期 出力抑制＋EV等	○ (特異日＋端境期)	○		○
その他	シナリオ I:需要家側 蓄電池・系統側蓄電池	○ (特異日＋端境期)	○	○	○
	シナリオ II:蓄電池非設置	○ (通年)	○		

その結果、25%①ケースにおける太陽光発電の目標量（3,700 万 kW）達成のために必要となる系統連系強化策の累積コストは、シナリオ⑤の継続延長ケースでは 2.65 兆円、シナリオ I では 2.33 兆円、シナリオ II では 1.33 兆円と試算された。25%②ケースにおける太陽光発電の目標量（4,200 万 kW）達成のために必要となる系統連系強化策の累積コストは、シナリオ⑤の継続延長ケースでは 3.67 兆円、シナリオ I では 2.99 兆円、シナリオ II では 1.56 兆円と試算された。25%③ケースにおける太陽光発電の目標量（5,000 万 kW）達成のために必要となる系統連系強化策の累積コストは、シナリオ⑤の継続延長ケースでは 5.37 兆円、シナリオ I では 4.12 兆円、シナリオ II では 1.95 兆円と試算された。

表 6-7 系統連系強化策費用の試算条件：太陽光発電

	シナリオ⑤ 特異日・端境期出力抑制+EV等	シナリオⅠ 需要家側・系統側蓄電池分担設置	シナリオⅡ 蓄電池非設置
導入量	<ul style="list-style-type: none"> 2020年2,800万kW、2020年3,500万kWの2ケース 	<ul style="list-style-type: none"> 以下の3ケースを設定。 25%①：2020年3,700万kW 25%②：2020年4,200万kW 25%③：2020年5,000万kW 	<ul style="list-style-type: none"> 同左
配電対策	<ul style="list-style-type: none"> 柱上変圧器を住宅用太陽光発電5～8軒ごとに設置。単価は20万円/台。 電圧調整装置（SVC等）をバンクあたり1台設置。 0.55兆円（PV2,800万kW導入時）→1.1万円/kW 	<ul style="list-style-type: none"> 各年の対策量はPV導入量に比例するとして、左記より推計した単価を用いて算出。 →2011～2020年度累積費用（将来価値） 25%①：0.39兆円 25%②：0.45兆円 25%③：0.54兆円 	<ul style="list-style-type: none"> 同左
蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> 系統側へNaS電池を設置。 PV1,000万kW導入時点からLFC容量確保用として導入開始と読み取れる。 PV2,900万kW導入時点から余剰電力対策用として導入。 PV約3,350万kW導入時点から余剰対策量が飛躍的に増大（週末に発生した余剰電力を平日に消費しきれず翌週に持ちこすこととなる）。 NaS電池の単価は4万円/kWh。ただし用地代を除く。 PV追加容量あたり電池追加量は以下のとおり推計される 1,000～2,900万kW ：0.8kWh(NaS)/kW(PV) 2,900～3,350万kW ：0.4kWh(NaS)/kW(PV) 3,350万kW～ ：4kWh(NaS)/kW(PV) 	<ul style="list-style-type: none"> PV2,900万kW導入時点までは、左記と同様に、LFC容量確保用としてNaS電池の設置を想定。 それ以降の余剰電力対策用としては、大規模発電所要量は系統側NaS電池、住宅・建築物等用は需要家側Li電池の設置を想定。 3.0時間分の蓄電池を等加速度で導入するものと想定。 蓄電池の単価は、NaS電池は左記と同じく4万円/kWh。Li電池は2011～2019年度：4.24～2.96万円/kWh、2021～2030年度：2.5万円/kWhと想定。 →2011～2020年度累積費用（将来価値） 25%①：0.98兆円 25%②：1.41兆円 25%③：2.14兆円 	<ul style="list-style-type: none"> 左記のシナリオでは大量導入時における対策費用の蓄電池負担が支配的。 費用抑制の観点から、電池を除外し、出力抑制。 →累積費用は以下のとおり。 25%①：0兆円 25%②：0兆円 25%③：0兆円
出力抑制機能付パワコン	<ul style="list-style-type: none"> PV1,000万kW導入時点から出力抑制機能付PVパワーコンディショナを設置。コスト上昇分は0.5万円/台。 	<ul style="list-style-type: none"> 各年の対策量はPV導入量に比例するとして、左記より推計した単価、導入開始点を用いて算出。 →2011～2020年度累積費用（将来価値） 25%①：0.03兆円 25%②：0.04兆円 25%③：0.05兆円 	<ul style="list-style-type: none"> 同左
出力抑制による機会損失	<ul style="list-style-type: none"> PV2,800万kW導入時（出力抑制対象1,900万kW）に9.6億kWh/年、3,500万kW導入時（出力抑制対象2,500万kW）に14.1億kWh/年。 →出力抑制対象の出力抑制率：5.2% 	<ul style="list-style-type: none"> 出力抑制による発電機会の損失費用を計上。 出力抑制率は左記の5.2%を想定。 →2011～2020年度累積費用（将来価値） 25%①：0.21兆円 25%②：0.28兆円 25%③：0.40兆円 	<ul style="list-style-type: none"> 同左

	シナリオ⑤ 特異日・端境期出力抑制+EV等	シナリオⅠ 需要家側・系統側蓄電池分担設置	シナリオⅡ 蓄電池非設置
需要創出・活用	<ul style="list-style-type: none"> 電気自動車やヒートポンプ等の電力貯蔵機器へのエネルギー貯蔵。 自律制御用スマートインターフェースをPV導入住宅の約6割に設置。費用は3万円/台。 0.09兆円(PV2,800万kW導入時) →0.32万円/kW 	<ul style="list-style-type: none"> 各年の対策量はPV導入量に比例するとして、左記より推計した単価、導入開始点を用いて算出。 →2011～2020年度累積費用(将来価値) 25%①：0.15兆円 25%②：0.17兆円 25%③：0.20兆円 	<ul style="list-style-type: none"> 同左
蓄電池・揚水ロス	<ul style="list-style-type: none"> NaS電池の保温用消費電力を含む。 0.02兆円(PV2,800万kW導入時) 	<ul style="list-style-type: none"> 同左 →2011～2020年度累積費用(将来価値) 25%①：0.02兆円 25%②：0.03兆円 25%③：0.03兆円 	<ul style="list-style-type: none"> 蓄電池の導入を想定していないため、ロスは想定しない。(揚水ロスは無視) →累積費用は以下のとおり。 25%①：0兆円 25%②：0兆円 25%③：0兆円
制御システム構築	<ul style="list-style-type: none"> 0.30兆円(PV2,800万kW導入時) →1.1万円/kW 	<ul style="list-style-type: none"> 各年の対策量はPV導入量に比例するとして、左記より推計した単価を用いて算出。 →2011～2020年度累積費用(将来価値) 25%①：0.37兆円 25%②：0.42兆円 25%③：0.51兆円 	<ul style="list-style-type: none"> 同左
火力発電による調整運転	<ul style="list-style-type: none"> 0.15兆円(PV2,800万kW導入時) →0.53万円/kW 	<ul style="list-style-type: none"> 各年の対策量はPV導入量に比例するとして、左記より推計した単価を用いて算出。 →2011～2020年度累積費用(将来価値) 25%①：0.18兆円 25%②：0.21兆円 25%③：0.25兆円 	<ul style="list-style-type: none"> 同左
総額	<ul style="list-style-type: none"> 1.45兆円(PV2,800万kW導入時) →対策の継続延長を前提とした場合の2011～2020年度累積費用(将来価値) 25%①：2.65兆円 (2020年3,700万kW) 25%②：3.67兆円 (2020年4,200万kW) 25%③：5.37兆円 (2020年5,000万kW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2011～2020年度累積費用(将来価値) 25%①：2.33兆円 (2020年3,700万kW) 25%②：2.99兆円 (2020年4,200万kW) 25%③：4.12兆円 (2020年5,000万kW) 	<ul style="list-style-type: none"> 2011～2020年度累積費用(将来価値) 25%①：1.33兆円 (2020年3,700万kW) 25%②：1.56兆円 (2020年4,200万kW) 25%③：1.95兆円 (2020年5,000万kW)

※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

出典)「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム第3回会合」資料2を基にMRI作成

また、対策費用の年次推移を図 6-8 に示す。

<2020 年度 25%①ケース>

シナリオ⑤及びシナリオ I の場合、2013 年度（累積導入量 1,000 万 kW 超過時点）から蓄電池の導入が開始される。さらに 2018 年度（同 2,900 万 kW 超過）から余剰電力対策用の蓄電池導入が開始され、2019 年度（同 3,350 万 kW 超過）以降は余剰対策量が飛躍的に増加する結果、対策費用が増大する。ただし、シナリオ I ではリチウムイオン電池の習熟効果によって、2019 年度以降の上乗せ費用は経年的に鈍化していく。

<2020 年度 25%②ケース>

25%①ケースと比較すると太陽光発電の導入が進展する結果、蓄電池の導入開始は 2012 年度、余剰電力対策用の導入開始は 2017 年度、余剰対策量の増加開始年は 2018 年度へと、それぞれ 1 年ずつ早まる結果となる。

<2020 年度 25%③ケース>

蓄電池の導入開始は 2012 年度、余剰電力対策用の導入開始は 2016 年度、余剰対策量の増加開始年は 2017 年度となる。

このうち、シナリオ II では、積極的に出力抑制を行うことで系統連系強化を図るものであり、2020 年度 5,000 万 kW の場合でも系統側にも需要家側にも蓄電池は一切設置していない。対策としては、蓄電池を設置するよりも安い対策のみを想定しており、太陽光発電の導入量の多寡に応じての出力抑制を行う日や時間を段階的に増やしていくことで対応可能であるとした。よって、費用は 25%③ケースであっても、低い水準に抑えられることとなる。ただし、出力抑制に当たっては、技術的な課題もさることながら、抑制された発電に関する機会損失をいかに保障するかについての仕組みの検討が必要となる。

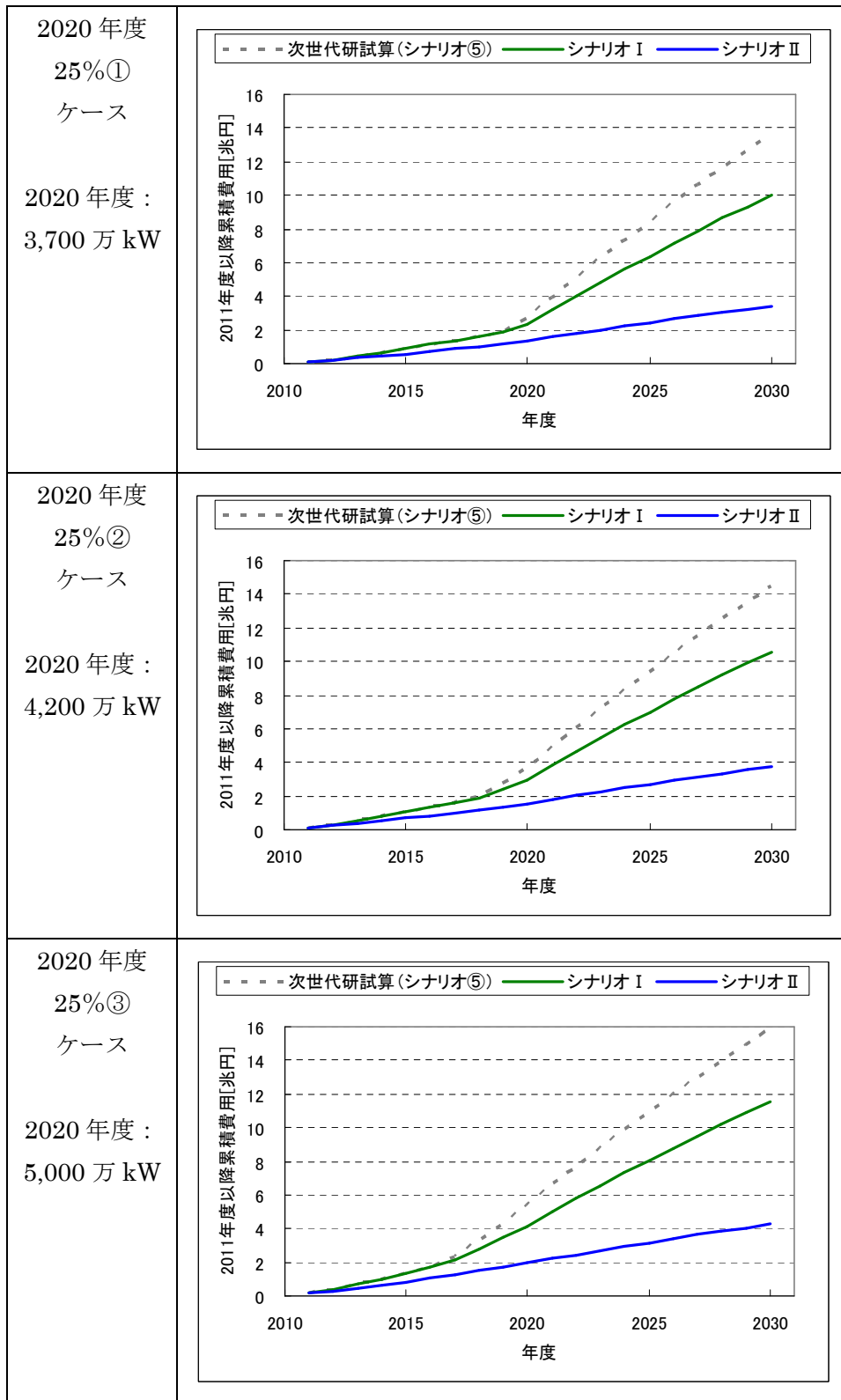


図 6-8 系統連系強化策費用の試算結果：太陽光発電

(3) 風力発電の導入に対する系統連系強化策

① 既往試算事例

a) 新エネルギー部会

資源エネルギー庁の新エネルギー部会では、第7回新エネルギー部会（2001年6月）において、2010年度の風力発電の累積導入量300万kWの実現に向けて必要となる系統連系費用の総額を2,200～5,500億円（ウィンドファームと既存の送電線をつなぐアクセス線の費用440億円を含む）と試算している。

表 6-8 系統連系強化策費用の試算例：新エネルギー部会

導入量目標		2010年度：300万kW
系統関係費用（10年間）		2,230～5,480億円
系統アクセス費用		440億円
安定化	調整電源（25～150万kW）	500～3,000億円
対策費用	電圧調整：SVC（静止型無効電力補償装置）	135億円
系統強化費用		1,155～1,875億円

出典）総合資源エネルギー調査会 新エネルギー部会「新エネルギー部会報告書」参考資料3（2001年6月）よりMRI作成

b) 日本風力発電協会・風力発電事業者懇話会

関連業界団体では、日本風力発電協会（JWPA）及び風力発電事業者懇話会（WPDA）が、風力発電の累積導入量500～5,000万kWまでの範囲を対象として、風力発電の地域別ポテンシャルに基づき地域別導入量を設定した上で、必要となる系統対策費用を500万kWごとに試算している（以下「JWPA・WPDA試算」という）。

短周期変動対策（LFC³⁸容量不足への対策）としては、ウィンドファーム間の平滑効果を考慮して小規模蓄電池システムの併設を、長周期変動対策（下げ代³⁹不足への対策）としては、気象情報に基づく発電電力予測システムを活用した上で、特定日の深夜帯における最大出力制限運転（定格の50%）、大規模蓄電設備（揚水発電所など）と地域間連系線の活用による広域運営を基本としている。

同試算では、地域間連系線の活用に関して、既設の地域間連系線は使用できず、必要となる地域間連系線熱容量のすべてを新增設で賄う場合と、既設の地域間連系線熱容量の20%を使用可能とし、残りの必要量を新增設で賄う場合との2通りのシナリオを設定し、例えば2,500万kW導入時の総費用は3.83（既設連系線熱容量の20%使用可の場合）～5.44兆円（既設連系線使用不可の場合）と試算している。ただし、本試算値は、系統連系費用

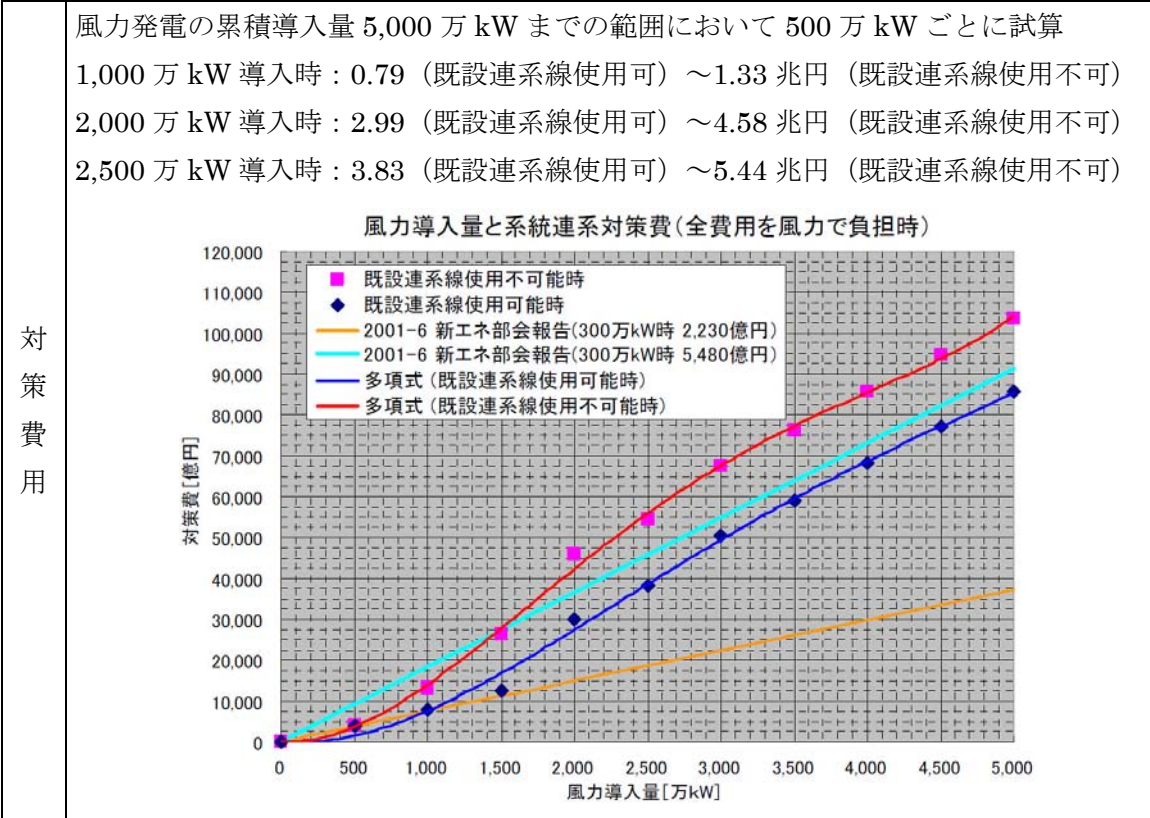
³⁸ 負荷周波数制御（LFC: Load Frequency Control）：電力系統の周波数変動を感知し、発電機出力を自動制御する制御方式。数分～20分程度の周期の変動を抑制する。

³⁹ 下げ代：夜間等の軽負荷時に、火力発電等の出力低減によって制御可能なマイナス方向の調整余力。

(アクセス線費用)を含めた費用であることから、系統安定化対策費用に限定すると、必要費用は同試算値より小さな値となる。また、同試算では蓄電池システムの習熟効果が考慮されておらず、今後は習熟効果により費用の低減が見込まれる。

表 6-9 系統連系強化策費用の試算例：JWPA・WPDA 試算

<p>導入目標</p>	<p>2020年：1,000万kW以上 2030年：2,000万kW以上 2050年：2,500万kWを最低限とし5,000万kWを目指す</p>
<p>対策オプション</p>	<ul style="list-style-type: none"> アクセス線：風車専用アクセス線の新設 風車制御：長周期変動対策としての深夜帯最大出力制限（50%）機能の活用、電圧変動対策としての無効電力制御機能の活用 蓄電池：短周期変動対策としての出力変動緩和制御用蓄電池の併設（20%kW・1h） 調整電源：長周期・短周期変動対策としての揚水発電の新増設 広域系統運用：長周期変動対策としての地域間連系線の新増設＋既設連系線の活用、気象予測システムによる広域系統運用 2030年までに全風力発電所更新、ほとんどの他発電設備更新 <div data-bbox="395 1055 1150 1093" style="background-color: #008080; color: white; padding: 5px; text-align: center;"> 風力発電設備容量と系統連系対策方式例（25,000MW導入時） </div>



なお現在は、電力会社間で既設の地域間連系線を活用した取組が行われている。北海道電力と東京電力では、北海道地域内における風力発電導入拡大に関する実証試験の検討を進めている。同試験は、地域間連系線を通じて、東京電力が北海道電力から一定規模の電力を受電することによって、北海道電力の調整力を拡大し、風力発電の新規連系容量の拡大を実現するものであり、2014年度を目途に合計10～20万kW程度を目標に風力発電を新規導入する。また、東北電力と東京電力の2社についても、風力発電導入拡大に関する実証試験の検討を進めている。

②系統連系強化策シナリオの設定・費用試算

短周期変動対策、長周期変動対策、電圧変動対策等の系統連系強化策オプション及び各オプションを組み合わせたシナリオは複数想定することが可能であり、風力発電の導入時期や導入量レベルに応じて講ずべき対策シナリオの内容は変化していく。さらに、風力発電の大規模導入時におけるウィンドファーム間での合成出力の平滑化効果等の特性は特定されておらず、必要な対策量には不確実性を伴うこと、また、対策オプションの中には、蓄電池など習熟効果により価格低減が見込まれる技術が含まれていることから、一般に、各種の対策費用の試算値は不確実性を伴う。このため、対策シナリオの社会的費用最小化及び実現可能性について、透明性の高い検討が必要と考えられる。

そこで本検討では、ウィンドファーム側において必要に応じて出力抑制を実施すると共に、系統側において既存インフラの有効活用した上で広域運用を実施することによって、系統対策費用の抑制を図るという考え方にに基づき、シナリオを設定した。具体的には、JWPA・WPDA 試算の既設連系線活用シナリオを参照した上で、以下の2つのシナリオ（シナリオⅠ及びシナリオⅡ）を設定した（表 6-10 参照）。

なお、前節で示した既存事例のうち、新エネルギー部会の試算は、累積導入量 300 万 kW を前提とした試算であり、本検討会の目標よりも小さいため、これに基づいて試算を行うには不確実性が高いと判断した。一方、JWPA・WPDA 試算は、累積導入量 5,000 万 kW までの範囲で費用試算が行われており、本検討会の目標は同試算の範囲に含まれる。同試算では、地域間連系線の活用に関して、既設連系線の利用可否別に 2 通りのシナリオが設定されているが、近年、既設連系線の活用に向けた検討が進めていることから、本調査では、既設連系線活用シナリオを参照した。

表 6-10 系統連系強化策オプションの組合せによるシナリオ候補

		風車制御				SVC	蓄電池	揚水発電	地域間連系線	系統運用制御設備
		出力上昇率制限	最大出力抑制	無効電力制御	解列					
対策領域	短周期変動対策	○	△		○		◎	◎	△	△
	長周期変動対策		○		○		※	◎	○	○
	電圧変動対策			○	○	○	○	△		
シナリオ	JWPA・WPDA 試算	既設地域間連系線利用なし	○	○ 深夜のみ	○		○ 個別制御	○	○ 新設	○
		既設地域間連系線利用あり	○	○ 深夜のみ	○		○ 個別制御	○	○ 新設+既設利用	○
	シナリオⅠ :蓄電池削減	○	○ 任意時間帯	○			○ グループ制御	○	○ 新設+既設利用	○
	シナリオⅡ :蓄電池非設置	○	○ 任意時間帯		○	○		○	○ 新設+既設利用	○

※本検討で想定した蓄電池は短周期変動対策用の小容量システムであるが、大容量化により長周期対応も可能となる。

<風力連系対策シナリオⅠ：蓄電池削減シナリオ>

蓄電池の制御方式の見直しにより、個々のウィンドファーム単位ではなく系統全体の最適化の視点から出力変動緩和を図ることを想定したシナリオである。

風力発電の連系に当たり、系統安定化対策として蓄電池の導入が必要とされる場合、現状では、蓄電池を個々のウィンドファームに併設し、その出力変動を個別制御することとなっている。しかしながら、周波数調整力の不足や余剰電力の発生といった課題は、局地的な要因ではなく、系統全体の需給アンバランスによって生じる課題であるため、風力発電の出力変動対策は必ずしも個々のウィンドファーム単位で行う必要はない。また、風力発電の大規模導入時においては、広範囲の多くの風力発電の出力を合成すると、短い周期の変動が打ち消しあい、変動が緩和される“平滑化効果”が働くことが見込まれる。このため、本シナリオでは、複数のウィンドファームを群制御することによって、特に短周期

変動対策量が緩和されることを想定した。

また、風力発電と太陽光発電とは、大規模導入時における LFC 容量不足の発生時間帯が必ずしも一致しないと考えられることから、太陽光発電の対策用として系統側に設置される蓄電池を利用することを想定した。

これらの想定に基づき、蓄電池の必要量を JWPA・WPDA 試算の半分と設定した。

そのうえで、蓄電池の単価についても、習熟効果を考慮して、太陽光発電に関する系統対策費用試算で用いたリチウムイオン電池の単価見通しを採用した。

また、深夜時間帯に限らず LFC 容量不足時には、最大出力抑制運転を実施することを想定した。

<風力連系対策シナリオⅡ：蓄電池非設置シナリオ>

ウィンドファームの増加によって得られる出力の平滑化効果をさらに大きく想定し、また必要に応じて積極的に出力抑制を行うことで系統安定化を図ることを想定したシナリオである。

具体的には、蓄電池は設置せず、短周期変動対策として、風車の出力上昇率制限運転、最大出力抑制運転、解列といった各種の出力抑制対策を実施することとし、ウィンドファームの増加に応じて、出力抑制を行う日や時間を段階的に増やしていくことで対応可能であると想定した。

また、電圧変動対策として SVC（静止型無効電力補償装置）を設置することとした。

各シナリオについて、風力発電の累積導入量 500 万 kW ごとに系統対策費用を試算し、間を線形補完することによって、累積導入量と対策費用との関係を試算した。その結果、2020 年度の導入目標値である 1,131 万 kW の実現に必要な系統連系強化対策の累積費用は、JWPA・WPDA 試算（風車専用アクセス線費用を除く）では 0.48 兆円、シナリオⅠでは 0.20 兆円、シナリオⅡでは 0.10 兆円と試算された。また、2030 年度の導入目標値である 2,690 万 kW の実現に必要な系統連系強化対策の累積費用は、JWPA・WPDA 試算（風車専用アクセス線費用を除く）では 3.53 兆円、シナリオⅠでは 2.66 兆円、シナリオⅡでは 2.44 兆円と試算された。各シナリオとも、2023 年度（累積導入量 1,500 万 kW 超過時点）から地域間連系線の新設が本格化し、対策費用は飛躍的に増加する結果となる。

表 6-11 系統連系強化対策費用の試算条件：風力発電

	JWPA・WPDA 試算/ 既設地域間連系線利用シナリオ	シナリオ I 蓄電池削減	シナリオ II 蓄電池非設置
導入量	<ul style="list-style-type: none"> 500 万 kW から 5,000 万 kW まで 500 万 kW 単位。地域別に陸上風力及び洋上風力の容量を推定（ウィンドファームあたり容量は、陸上 20MW/ヶ所、洋上 50MW/ヶ所）。年次展開はされておらず。 →右記のケースを採用し年次展開 	<ul style="list-style-type: none"> 以下の 1 ケースを設定（25%①、25%②、25%③で共通） 2020 年度 1,131 万 kW 	<ul style="list-style-type: none"> 同左
出力抑制	<ul style="list-style-type: none"> 長周期変動対策として、深夜帯の最大出力制限運転を実施（最大出力を定格の 50%へと抑制）。 費用計上せず。 	<ul style="list-style-type: none"> 深夜時間帯に限らず LFC 容量不足時には最大出力抑制運転を実施。 	<ul style="list-style-type: none"> 最大出力制限運転、出力上昇率制限運転、解列を実施。
電圧変動対策	<ul style="list-style-type: none"> 電圧変動対策として、風車の無効電力制御機能を活用（別置 SVC は考慮せず）。 費用計上せず。 	<ul style="list-style-type: none"> 同左 	<ul style="list-style-type: none"> SVC を設置。 単価は新エネ部会資料（風力 300 万 kW 導入時の SVC 費用 135 億円）に基づき設定：4.5 百万円/MW →2011～2020 年度累積費用（将来価値）：0.04 兆円
蓄電池システム	<ul style="list-style-type: none"> 短周期変動対策として、ウィンドファーム単位での出力変動緩和制御蓄電池（20%kW、1 時間容量）を併設。 単価：50 百万円/MW（風車容量） 	<ul style="list-style-type: none"> 複数のウィンドファーム群の制御の実施、太陽光発電の対策用として系統側に設置される蓄電池の利用を想定。 蓄電池の必要量は左記の半分と設定。 単価は 2011～2030 年度 4.3～2.2 万円/kWh と想定。 →2011～2020 年度累積費用（将来価値）：0.14 兆円 	<ul style="list-style-type: none"> 蓄電池は設置せず。
調整電源	<ul style="list-style-type: none"> 長周期及び短周期変動対策に最も適した、揚水発電を新設。 単価：200 百万円/MW 	<ul style="list-style-type: none"> 同左 →2011～2020 年度累積費用（将来価値）：0.04 兆円 	<ul style="list-style-type: none"> 同左
地域間連系線	<ul style="list-style-type: none"> 長周期変動対策として、地域間連系線を活用した広域運用を実施。対策量は下記のとおり推計。 まず、現状の風力受入れ可能量、深夜帯地域間送電可能量を推計。 受入れ可能量＝（最大電力×40%－原子力容量＋揚水容量）×20% 深夜帯地域間送電可能量＝地域間連系線容量×20% 次に、深夜帯最大出力から、受入れ可能量、深夜帯地域間送電可能量、揚水新設量を減ずることにより、地域間連系線の新設量を推計。 単価：直流 300 百万円/MW、交流 400 百万円/MW 	<ul style="list-style-type: none"> 同左 →2020 年度累積費用（将来価値）：0 兆円 	<ul style="list-style-type: none"> 同左

	JWPA・WPDA 試算/ 既設地域間連系統線利用シナリオ	シナリオ I 蓄電池削減	シナリオ II 蓄電池非設置
系 統 運 用 制 御 設 備	<ul style="list-style-type: none"> ・ 気象予測システム、需給計画システム等の系統運用制御設備の新增設及び改修。 ・ 単価：100 万円/√MW 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 同左 →2011～2020 年度累積費用（将来価値）：0.02 兆円 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 同左
総 額	<ul style="list-style-type: none"> ・ JWPA・WPDA による累積費用試算結果（将来価値）：1,000 万 kW 導入時 0.79 兆円、1,500 万 kW 導入時 1.25 兆円（風車専用アクセス線費用含む） →同等の対策を前提とした場合の 2011～2020 年度累積費用（将来価値）：0.48 兆円（風車専用アクセス線費用を除く） 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2011～2020 年度累積費用（将来価値）：0.20 兆円 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2011～2020 年度累積費用（将来価値）：0.10 兆円

※系統連系対策として、主要変電所までの風車専用アクセス線（66kV）を新設する場合、必要費用は 2011～2020 年度累積（将来価値）で 0.20 兆円と推計される。（単価は 50 百万円/km、敷設距離は陸上 10km/ヶ所、洋上 20km/ヶ所と想定）

出典) 日本風力発電協会「風力発電導入目標値と系統連系対策費」（2008 年 7 月）及び有識者ヒアリングより MRI 作成

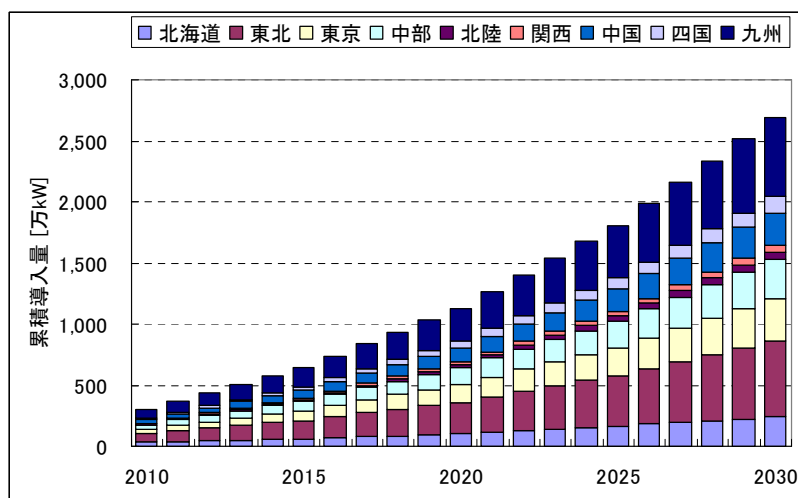
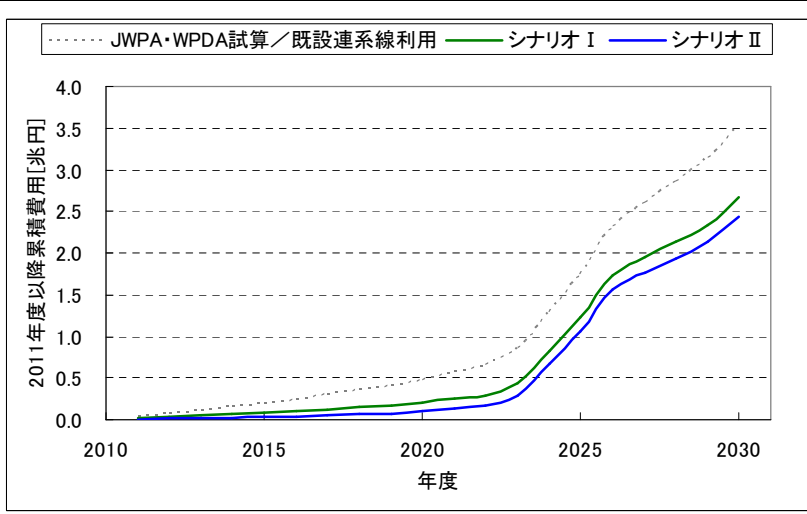


図 6-9 風力発電の地域別導入量の想定



年度	累積導入量 [万kW]	累積費用(2011年～) [兆円(将来価値)]		
		JWPA・WPDA試算／既設連系線利用	シナリオ I 蓄電池削減	シナリオ II 蓄電池非設置
2011	368	0.04	0.02	0.01
2012	436	0.07	0.03	0.01
2013	504	0.11	0.05	0.02
2014	572	0.15	0.06	0.02
2015	640	0.19	0.08	0.03
2016	738	0.24	0.10	0.04
2017	836	0.29	0.12	0.05
2018	934	0.35	0.14	0.06
2019	1,032	0.41	0.17	0.08
2020	1,130	0.48	0.20	0.10
2021	1,266	0.57	0.24	0.13
2022	1,402	0.66	0.29	0.16
2023	1,538	0.85	0.43	0.29
2024	1,674	1.30	0.83	0.67
2025	1,810	1.75	1.22	1.06
2026	1,986	2.32	1.73	1.56
2027	2,162	2.61	1.95	1.76
2028	2,338	2.87	2.14	1.94
2029	2,514	3.13	2.34	2.13
2030	2,690	3.53	2.66	2.44

図 6-10 系統連系強化対策費用の試算結果：風力発電

※JWPA・WPDA 試算／既設連系線利用：専用アクセス線費用を除いた系統連系強化対策費用

(4) まとめ

2020年度の太陽光発電及び風力発電の導入目標の達成に必要な系統連系強化対策費用は、それぞれ下表のとおり試算された(表 6-12)。

なお、系統連系強化対策は、個々の発電設備単位での対策、連系点及び近傍系統を中心としたローカルな対策、系統全体・需要家も含めたネットワーク全体での対策の組合せによって構築されており、特にネットワーク全体での対策については、太陽光発電と風力発電に共通するものである。このため、最適な系統連系強化対策を立案するためには、個々の再生可能エネルギーについて独立に検討を行うのではなく、対策の必要性のあるエネルギー種について、対策の相乗効果等を考慮し、共通的な視点から検討されることが望ましい。

表 6-12 系統連系強化対策費用の試算結果(2011~2020年度の累積費用)

		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%の割引率で割戻した累積費用)。

※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

表 6-13 系統連系強化対策費用の試算結果（ケース別・年度別）

年度	太陽光発電												風力発電			
	25%①ケース				25%②ケース				25%③ケース				3ケース共通			
	累積 導入量 [万kW]	累積費用(2011年～) [兆円]			累積 導入量 [万kW]	累積費用(2011年～) [兆円]			累積 導入量 [万kW]	累積費用(2011年～) [兆円]			累積 導入量 [万kW]	累積費用(2011年～) [兆円]		
次世代 研試算 シナリオ⑤		シナリ オI 蓄電池 分担 設置	シナリ オII 蓄電池 非設置	次世代 研試算 シナリオ⑤		シナリ オI 蓄電池 分担 設置	シナリ オII 蓄電池 非設置	次世代 研試算 シナリオ⑤		シナリ オI 蓄電池 分担 設置	シナリ オII 蓄電池 非設置	JWPA・ WPDA 試算 既設 連系線 利用 (注)		シナリ オI 蓄電池 削減	シナリ オII 蓄電池 非設置	
2011	639	0.11 0.10	0.11 0.10	0.10 0.10	687	0.12 0.12	0.12 0.12	0.12 0.11	767	0.15 0.14	0.15 0.14	0.14 0.14	368	0.04 0.03	0.02 0.05	0.01 0.01
2012	966	0.21 0.20	0.21 0.20	0.21 0.20	1,063	0.26 0.25	0.26 0.25	0.24 0.23	1,224	0.37 0.35	0.37 0.35	0.30 0.28	436	0.07 0.07	0.03 0.10	0.01 0.01
2013	1,297	0.42 0.38	0.42 0.38	0.32 0.30	1,442	0.52 0.47	0.52 0.47	0.38 0.35	1,683	0.68 0.63	0.68 0.63	0.47 0.43	504	0.11 0.10	0.05 0.15	0.02 0.02
2014	1,632	0.65 0.58	0.65 0.58	0.45 0.40	1,826	0.78 0.70	0.78 0.70	0.52 0.47	2,147	1.01 0.91	1.01 0.91	0.65 0.59	572	0.15 0.13	0.06 0.19	0.02 0.02
2015	1,969	0.88 0.77	0.88 0.77	0.57 0.51	2,211	1.05 0.92	1.05 0.92	0.67 0.59	2,613	1.35 1.18	1.35 1.18	0.84 0.74	640	0.19 0.16	0.08 0.24	0.03 0.03
2016	2,314	1.13 0.96	1.13 0.96	0.71 0.62	2,605	1.34 1.15	1.34 1.15	0.83 0.72	3,086	1.67 1.44	1.66 1.43	1.04 0.90	738	0.24 0.21	0.10 0.30	0.04 0.04
2017	2,668	1.38 1.16	1.38 1.16	0.86 0.73	3,008	1.62 1.36	1.62 1.36	1.00 0.85	3,570	2.29 1.91	2.13 1.78	1.25 1.06	836	0.29 0.25	0.12 0.36	0.05 0.04
2018	3,024	1.63 1.34	1.62 1.34	1.01 0.84	3,412	1.96 1.61	1.90 1.56	1.18 0.98	4,054	3.30 2.65	2.79 2.27	1.48 1.23	934	0.35 0.29	0.14 0.42	0.06 0.05
2019	3,379	1.89 1.52	1.85 1.49	1.17 0.95	3,815	2.80 2.20	2.44 1.94	1.36 1.11	4,538	4.32 3.36	3.45 2.74	1.71 1.39	1,032	0.41 0.33	0.17 0.48	0.08 0.06
2020	3,744	2.65 2.04	2.33 1.82	1.33 1.06	4,229	3.67 2.79	2.99 2.32	1.56 1.24	5,032	5.37 4.07	4.12 3.19	1.95 1.55	1,130	0.48 0.38	0.20 0.54	0.10 0.08
2021	4,383	3.93 2.87	3.23 2.40	1.57 1.22	4,853	4.93 3.61	3.88 2.89	1.81 1.40	5,629	6.61 4.87	4.99 3.75	2.21 1.72	1,266	0.57 0.44	0.24 0.62	0.13 0.10
2022	4,953	5.08 3.59	4.04 2.91	1.79 1.35	5,408	6.06 4.32	4.68 3.39	2.03 1.54	6,157	7.71 5.56	5.78 4.24	2.45 1.87	1,402	0.66 0.50	0.29 0.69	0.16 0.12
2023	5,517	6.22 4.27	4.84 3.39	2.01 1.48	5,956	7.18 4.99	5.47 3.87	2.26 1.68	6,678	8.80 6.22	6.55 4.70	2.69 2.02	1,538	0.85 0.61	0.43 0.83	0.29 0.19
2024	6,072	7.34 4.92	5.62 3.84	2.22 1.61	6,497	8.28 5.62	6.24 4.31	2.48 1.81	7,192	9.87 6.84	7.30 5.14	2.93 2.15	1,674	1.30 0.87	0.83 1.10	0.67 0.42
2025	6,615	8.43 5.52	6.39 4.27	2.43 1.72	7,024	9.36 6.22	7.00 4.73	2.69 1.93	7,692	10.92 7.42	8.04 5.55	3.16 2.28	1,810	1.75 1.12	1.22 1.37	1.06 0.63
2026	7,159	9.53 6.11	7.15 4.68	2.64 1.84	7,553	10.44 6.80	7.75 5.14	2.91 2.04	8,194	11.97 7.98	8.78 5.94	3.39 2.41	1,986	2.32 1.42	1.73 1.69	1.56 0.89
2027	7,696	10.61 6.67	7.91 5.06	2.85 1.94	8,075	11.51 7.35	8.49 5.52	3.13 2.15	8,689	13.00 8.51	9.50 6.32	3.62 2.52	2,162	2.61 1.57	1.95 1.86	1.76 1.00
2028	8,204	11.64 7.17	8.63 5.42	3.05 2.04	8,568	12.52 7.84	9.20 5.87	3.33 2.25	9,155	13.98 8.99	10.19 6.66	3.84 2.63	2,338	2.87 1.70	2.14 2.00	1.94 1.09
2029	8,704	12.65 7.65	9.34 5.76	3.24 2.13	9,053	13.51 8.32	9.90 6.20	3.54 2.35	9,613	14.95 9.45	10.87 6.98	4.06 2.74	2,514	3.13 1.82	2.34 2.15	2.13 1.18
2030	9,193	13.64 8.10	10.03 6.07	3.43 2.22	9,527	14.48 8.76	10.59 6.51	3.74 2.44	10,060	15.89 9.88	11.54 7.28	4.27 2.83	2,690	3.53 2.00	2.66 2.34	2.44 1.32

※各ケースの削減目標は以下の通り

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：国際貢献、吸収源を含まないケース

(注) JWPA・WPDA試算／既設連系線利用：専用アクセス線費用を除いた系統安定化対策費用

※費用：上段は将来価値、下段は現在価値(2010年度)

7. 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の中長期導入目標の達成によるエネルギー供給の低炭素化に伴う便益として、ここでは、CO₂ 排出削減効果、エネルギー自給率の向上効果、経済波及効果及び雇用創出効果の評価を行う。

なお、これらの便益以外に、化石燃料の節約効果もあるが、これは費用総額を算出する際に回避可能原価を差し引いており、費用の方に織り込み済みであるため、便益の方では評価対象とせず試算を行った。

7.1 CO₂ 排出削減効果

再生可能エネルギー種類別に、2011 年から 2030 年にかけて導入される再生可能エネルギーにより、2010 年度比で節約される化石燃料起源の CO₂ 排出削減効果及びその金額換算値（割引率 4%、2010 価値換算）を算定した。

(1) CO₂ 排出削減効果の評価

今回評価した再生可能電力の発電電力量の 2011 年以降の増加分は以下のとおり。

表 7-1 再生可能電力の発電電力量の増加分

	2020			2030		
	25%①	25%②	25%③	下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース
太陽光 億 kWh	358	410	494	935	970	1,026
風力 億 kWh	156	156	156	478	478	478
水力 億 kWh	71	188	307	313	391	470
地熱 億 kWh	72	72	72	111	111	111
バイオマス 億 kWh	92	92	92	112	112	112
小計 億 kWh	749	919	1,122	1,949	2,062	2,197

再生可能電力が普及した場合、既存の電力と置き換わるが、置き換わるのは最大限の稼働を目指す原子力発電ではなく、化石燃料による火力発電であると想定することが合理的である。そのうえで、再生可能電力の普及による CO₂ 排出削減量（置き換えられた火力発電に伴う CO₂ 排出量）の算定に用いた CO₂ 排出原単位（置き換わる火力発電の燃料構成）については、次のように設定した。

AIM 日本技術モデルにおいて、2020 年の固定ケースと比べて対策ケースにおいて削減されると想定されている火力発電の発電電力量に占める石炭・LNG・石油等火力の電力量の比率と同じであるとした。

表 7-2 置き換わる火力発電の CO₂ 排出原単位

	置き換わる 火力発電の電源構成	燃料種ごとの火力発電の CO ₂ 排出原単位 (注) kgCO ₂ /kWh
石炭	52%	0.808
LNG	30%	0.411
石油等	18%	0.625
	100%	0.655

注 1 : 燃料種ごとの熱効率は、電力需給の概要により、石炭 40.33%、LNG 43.32%、石油等 41.21%とした。

注 2 : 燃料種ごとの炭素排出係数は、地球温暖化対策の推進に関する法律に基づく温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度の係数に基づき、石炭 24.7 tC/TJ、LNG 13.5 tC/TJ、石油等 19.5 tC/TJ とした。

以上より、再生可能電力の導入による CO₂ 排出削減効果は以下のとおり。

表 7-3 再生可能電力の CO₂ 排出削減効果

		2020			2030		
		25%①	25%②	25%③	下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース
太陽光	万 tCO ₂	2,341	2,685	3,236	6,122	6,351	6,718
風力	万 tCO ₂	1,025	1,025	1,025	3,128	3,128	3,128
水力	万 tCO ₂	466	1,230	2,013	2,048	2,558	3,080
地熱	万 tCO ₂	474	474	474	728	728	728
バイオマス	万 tCO ₂	600	600	600	733	733	733
小計	万 tCO ₂	4,905	6,014	7,347	12,759	13,498	14,387

(2) 熱及び燃料分の CO₂ 排出削減効果の評価

今回評価した再生可能熱及び燃料の 2011 年以降の増加分は以下のとおり。

表 7-4 再生可能エネルギー熱及び燃料の増加分

		2020			2030		
		25%①	25%②	25%③	下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース
太陽熱	万 kL	73	73	120	193	193	224
バイオマス熱	万 kL	144	144	144	144	144	144
バイオマス燃料	万 kL	150	150	150	200	200	200
小計	万 kL	367	367	414	537	537	568

代替する熱及び燃料の炭素排出係数を、太陽熱は都市ガス（炭素排出係数：13.8tC/TJ）、バイオマス熱はA重油（炭素排出係数：18.9tC/TJ）、バイオマス燃料はガソリン（炭素排出係数：18.3tC/TJ）で代表させると、CO₂排出削減効果は以下のとおり。

表 7-5 再生可能エネルギー熱及び燃料の CO₂ 排出削減効果

	2020			2030		
	25%①	25%②	25%③	下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース
太陽熱 万 tCO ₂	143	143	236	378	378	439
バイオマス熱 万 tCO ₂	386	386	386	386	386	386
バイオマス燃料 万 tCO ₂	390	390	390	520	520	520
小計 万 tCO ₂	919	919	1,011	1,283	1,283	1,345

(3) CO₂ 排出削減効果のまとめ

発電分と熱・燃料分の CO₂ 排出削減効果をまとめると以下のとおり。

表 7-6 再生可能エネルギーの導入による CO₂ 排出削減効果のまとめ

	2020			2030		
	25%①	25%②	25%③	下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース
発電 万 tCO ₂	4,905	6,014	7,347	12,759	13,498	14,387
熱・燃料 万 tCO ₂	919	919	1,011	1,283	1,283	1,345
合計 万 tCO ₂	5,824	6,933	8,358	14,042	14,782	15,732

上記の CO₂ 排出削減効果に対し、CO₂ 1 トン当たりの価値を 2,000 円/t-CO₂⁴⁰ から 9,900 円/t-CO₂⁴¹ として経済効果を試算すると以下のとおり。なお、ここでは割引率 4% で 2010 年価値換算を行った。

⁴⁰ 日本政策金融公庫及び国際協力銀行が 2010 年 2 月に公表した「排出権価格の見通しアンケートについて」の 2011 年 3 月末中央値より設定

⁴¹ World Energy Outlook 2009 における、450ppm シナリオでの炭素価格 2020 年に 50\$/tCO₂、2030 年に 110\$/tCO₂ から設定した。

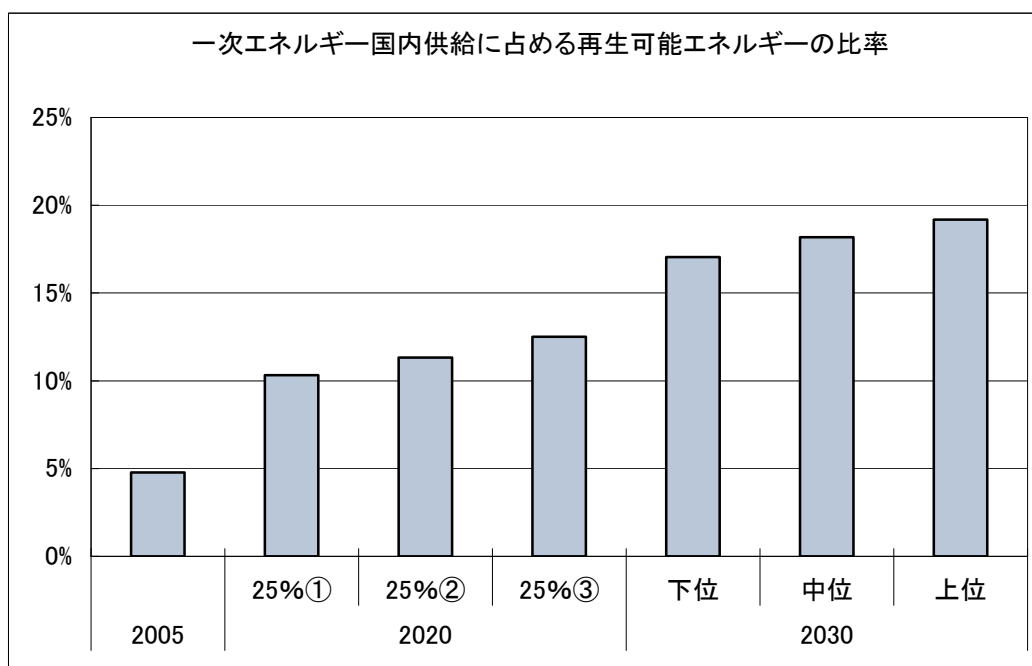
表 7-7 CO₂排出削減効果の金額換算結果（割引率4%で2010年価値換算）

クレジット価格	2020 累積			2030 累積		
	25%①	25%②	25%③	下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース
2,000 円/tCO ₂	0.4 兆円	0.5 兆円	0.6 兆円	1.4 兆円	1.6 兆円	1.8 兆円
9,900 円/tCO ₂	1.4 兆円	1.6 兆円	1.8 兆円	5.1 兆円	5.6 兆円	6.3 兆円

7.2 エネルギーセキュリティの向上

エネルギーセキュリティの向上を定量的に評価するための指標としてはエネルギー自給率が考えられるが、ここではほぼ同値である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用いることとした（国内で産出される化石燃料も自給率の分子に含まれるため、厳密には異なる数値となる）。今回の導入量評価に基づく再生可能エネルギーの比率は以下のとおり。2005年には5%程度であったが、2020年に10～13%、2030年に17～19%に達する。

なお、この向上効果には、省エネ対策による一次エネルギー国内供給（分母）の圧縮効果も含まれている。



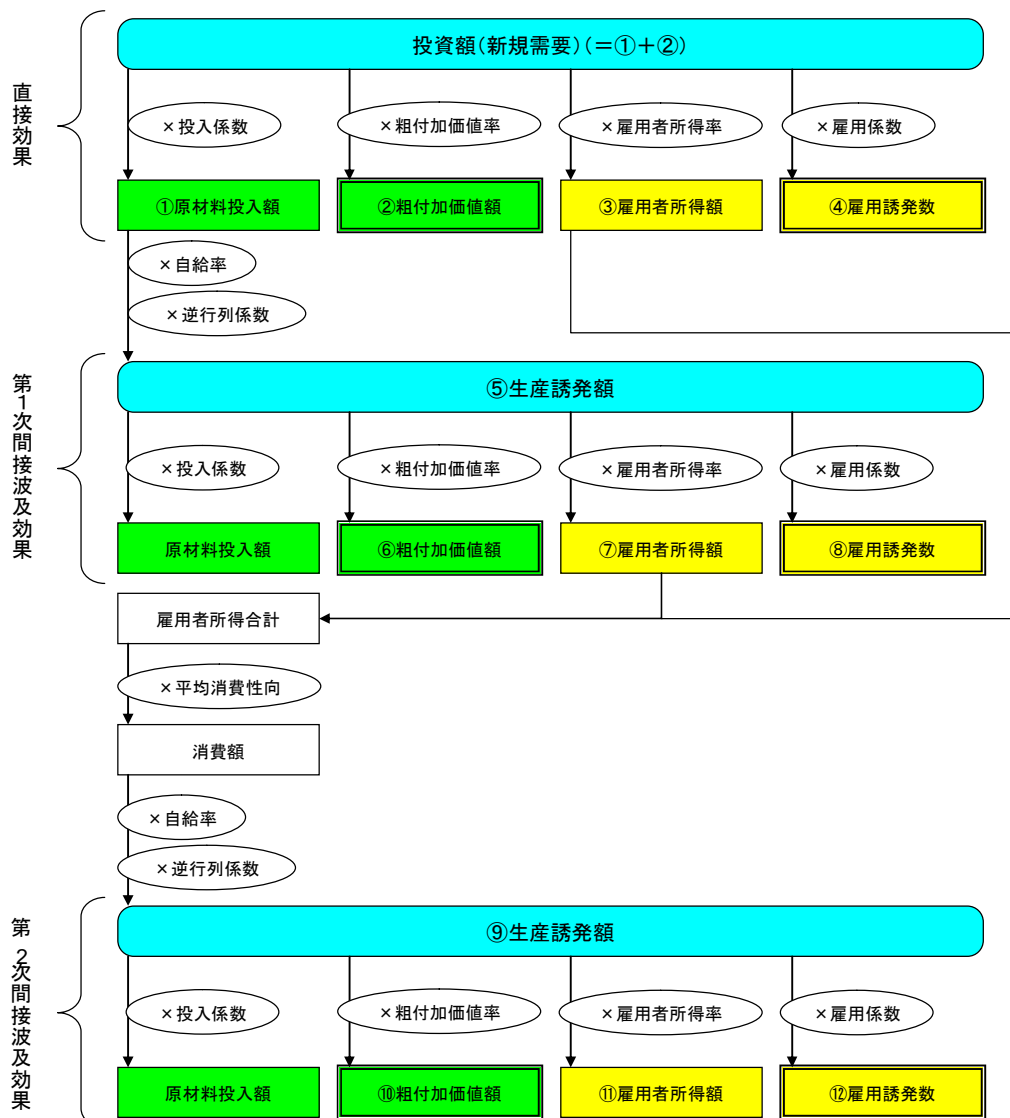
注：バイオ燃料については、輸入分を含む。

図 7-1 一次エネルギー国内供給に占める再生可能エネルギーの比率

7.3 経済波及効果・雇用創出効果

(1) 分析フロー

再生可能エネルギーが導入される際に発生する設備投資と設置工事等の額を需要創出額ととらえ、この需要により生み出される経済波及効果と雇用創出効果を、産業連関表を用いて分析した。産業連関表は2005年の190部門を用いた。分析フローは次のとおり。



区分	生産誘発額	粗付加価値誘発値額		
		雇用者所得誘発額	雇用誘発数	
直接効果	①+②	②	③	④
第1次間接波及効果	⑤	⑥	⑦	⑧
第2次間接波及効果	⑨	⑩	⑪	⑫

図 7-2 産業連関分析フロー

(2) 需要創出額と連関表の対応

分析対象とする需要創出額と産業連関表で対応させる業種は、再生可能エネルギーの種類ごとに以下のとおりとした。

表 7-8 需要創出額的前提と産業連関表との対応

	需要創出額的前提	産業連関表の対象業種
太陽光発電	国内生産のモジュール価格分、設置及びメンテナンスにかかる費用を対象とする。	設備費はその他の電気機器 工事費は住宅建築
風力発電	本体価格分を対象とする。	設備費は産業用電気機器
中小水力発電	ポテンシャル調査で評価している設備費と工事費（提体工事費、取水口工事費等）を対象とする。	設備費は原動機・ボイラ 工事費はその他の土木建設
地熱発電	蒸気供給・発電設備分、掘削費や道路造成費などを対象とする。	設備費は原動機・ボイラ 工事費はその他の土木建設
太陽熱利用	本体価格分、設置にかかる費用を対象とする。	設備費はガス・石油機器及び暖厨房機器 工事費は住宅建築
バイオマス・廃棄物発電	本体価格分対象とする。	原動機・ボイラ
バイオマス熱利用	本体価格分対象とする。	原動機・ボイラ
バイオマス燃料	本体価格分対象とする。	その他の特殊産業用機械
系統対策（太陽光配電）	配電対策にかかる費用を対象とする。	産業用電気機器
系統対策（太陽光蓄電池）	蓄電池の導入にかかる費用を対象とする。	その他の電気機器
系統対策（太陽光パワコン等）	パワーコンディショナ・エネルギーモニター、制御システムの設置にかかる費用を対象とする。	産業用電気機器
系統対策（風力）	系統アクセス線、蓄電池、会社間連系線等にかかる費用を対象とする。	系統アクセス線に代表させて、電線・ケーブルとした。

なお、再生可能エネルギーを大量に導入する場合、導入に伴い需要が減少する可能性のある国内産業が存在する。具体的には、大規模電源は発電電力量が減少するため、関連して燃料の輸送、受入などを行う業種が影響を受ける可能性がある。この影響については、2011年以降の再生可能電力の増加量に対して、回避可能原価（6.4円/kWh）を乗じた金額

分を、産業連関表の電力に負の需要創出額として計上し、評価を行った。

また、長期的には、火力発電の立地そのものが回避される可能性もあるが、ここでは電源立地そのものの建設回避は2030年までには生じないものと仮定して、分析対象外とした。

(3) 分析結果

①2011～2020年の平均効果

2011～2020年の10年間の平均で、再生可能エネルギーの種類ごとの投資額、生産誘発額、粗付加価値額及び雇用創出効果は以下のとおり。ここで、投資額は再生可能エネルギーの導入に直接発生する需要額であり、生産誘発額は投資額によってもたらされる経済波及効果であり、直接投資、第1次間接波及効果及び第2次間接波及効果の総和である。粗付加価値額は、生産誘発額のうち原材料投入額を除いた額であり、GDPと比較可能な意味を持つ。

火力発電への負の影響を加味しても、これら再生可能エネルギーの導入拡大によって、国内に約46～63万人の雇用の創出が期待される。

表 7-9 2011～2020年の経済波及効果及び雇用創出効果の分析結果
(25%①ケース～25%③ケースに対応、割引率4%で2010年価値換算)

	投資額 (兆円)	生産誘発額 (兆円)	粗付加価値額 (兆円)		雇用創出 (万人)
			計	直接効果分 除く	
太陽光発電	2.7～3.2	7.0～8.5	2.9～3.5	2.0～2.4	33.7～40.7
風力発電	0.2	0.6	0.3	0.2	4.0
中小水力発電	0.0～0.3	0.1～1.0	0.1～0.4	0.0～0.3	0.9～6.3
地熱発電	0.1	0.2	0.1	0.1	1.6
太陽熱利用	0.3	0.8～1.0	0.3～0.4	0.2～0.3	4.0～5.1
バイオマス・廃棄物発電	0.1	0.2	0.1	0.1	0.9
バイオマス熱利用	0.1	0.2	0.1	0.1	0.8
系統対策	0.1～0.4	0.2～1.1	0.1～0.4	0.1～0.3	1.3～5.4
小計	3.5～4.7	9.5～12.8	3.8～5.2	2.6～3.6	47.2～64.9
火力発電への影響	▲0.2～ ▲0.3	▲0.4～ ▲0.6	▲0.2～ ▲0.3	▲0.1	▲1.5～ ▲2.2
正味合計	3.3～4.4	9.1～12.2	3.7～4.9	2.5～3.4	45.8～62.7

※ 太陽光発電、中小水力発電、太陽熱利用及び系統対策、火力発電への影響については、絶対値が小さい値が25%①ケースに、絶対値が大きい値が25%③ケースに相当する。

※ 系統対策については、蓄電池設置の考え方によって幅を持たせている

②2021～2030 年の平均効果

2021～2030 年の 10 年間の平均で、再生可能エネルギーの種類ごとの投資額、生産誘発額、粗付加価値額及び雇用創出効果は以下のとおり。

2020 年の 3 ケースと 2030 年の 3 ケースで 9 通りの組合せがあるが、ここでは再生可能エネルギーの導入量が最も少ないパターンとして 2020 年 25%①ケースと 2030 年下位ケースを繋いだ場合と、導入量が最も多いパターンとして 2020 年 25%③ケースと 2030 年上位ケースを繋いだ場合の 2 通りの結果を示す。

分析の結果、火力発電への負の影響を加味しても、これら再生可能エネルギーの導入拡大によって、国内に約 59.4～72.1 万人の雇用創出が期待される。

表 7-10 2021～2030 年の経済波及効果及び雇用創出効果の分析結果（1）
（2020 年 25%①ケース→2030 年下位ケースに対応、割引率 4%で 2010 年価値換算）

	投資額 (兆円)	生産誘発額 (兆円)	粗付加価値額 (兆円)		雇用創出 (万人)
			計	直接効果分 除く	
太陽光発電	2.3	6.0	2.5	1.7	43.2
風力発電	0.4	1.1	0.5	0.3	10.5
中小水力発電	0.2	0.6	0.3	0.2	5.8
地熱発電	0.0	0.1	0.0	0.0	0.7
太陽熱利用	0.2	0.5	0.2	0.1	4.0
バイオマス・廃棄物発電	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
バイオマス熱利用	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
系統対策	0.2～0.7	0.5～1.9	0.2～0.8	0.1～0.5	3.4～12.7
小計	3.3～3.8	8.9～10.2	3.6～4.2	2.5～2.9	67.8～77.1
火力発電への影響	▲0.5	▲1.0	▲0.5	▲0.2	▲5.0
正味合計	2.8～3.3	7.9～9.3	3.2～3.7	2.2～2.6	62.7～72.1

※ 系統対策については、蓄電池設置の考え方によって幅を持たせている。

表 7-11 2021～2030 年の経済波及効果及び雇用創出効果の分析結果（2）
 (2020年25%③ケース→2030年上位ケースに対応、割引率4%で2010年価値換算)

	投資額 (兆円)	生産誘発額 (兆円)	粗付加価値額 (兆円)		雇用創出 (万人)
			計	直接効果分 除く	
太陽光発電	2.1	5.6	2.3	1.6	40.9
風力発電	0.4	1.1	0.5	0.3	10.5
中小水力発電	0.2	0.6	0.3	0.2	5.8
地熱発電	0.0	0.1	0.0	0.0	0.7
太陽熱利用	0.2	0.5	0.2	0.1	4.1
バイオマス・廃棄物発電	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
バイオマス熱利用	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
系統対策	0.2～0.7	0.5～1.8	0.2～0.7	0.1～0.5	3.3～11.9
小計	3.2～3.6	8.5～9.8	3.5～4.0	2.4～2.7	65.5～74.2
火力発電への影響	▲0.6	▲1.2	▲0.6	▲0.3	▲6.1
正味合計	2.6～3.1	7.3～8.6	2.9～3.4	2.1～2.4	59.4～68.1

※ 系統対策については、最大値が蓄電池設置を進める場合、最小値が全く設置しない場合に相当する。

なお、上記の経済波及効果及び雇用創出効果には、バイオマスの調達に係る需要及びそれに対応する雇用の増大分が考慮されていないため、実際には本分析結果を上回る効果が期待される。

7.4 その他の便益

7.1 ～7.3 で評価した定量的な便益以外に、再生可能エネルギーの導入拡大には、以下の便益があると考えられる。

- ・ 化石燃料の節約効果と同義であるが、化石燃料調達による資金の海外流出抑制というメリットがある。なお、石炭（原料炭及び一般炭）、原油及び LNG の調達で、2008年度は約 20 兆円が海外に流出している。

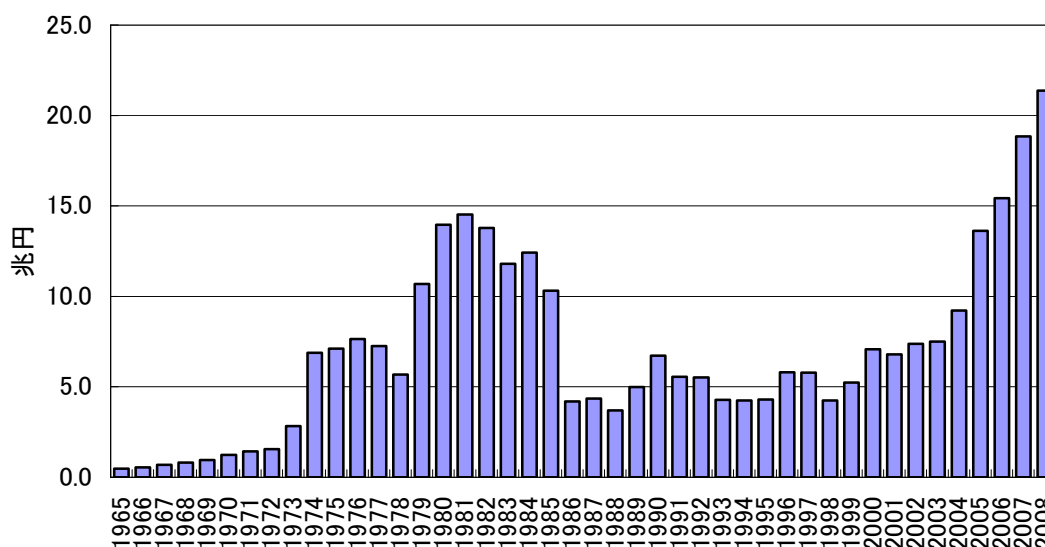


図 7-3 一次エネルギーの輸入金額の推移

- ・ 多くの再生可能エネルギーが分散型エネルギーであるという特性から、災害時の危機管理上のメリットが享受できる。
- ・ 戸建住宅の屋根面、豊富な日射、安定した風、落差ある河川、森林資源等、再生可能エネルギーは、都市部より郊外・地方部に導入ポテンシャルが期待できることから、地域の産業振興に繋がることが期待される。
- ・ 国内で太陽光発電パネル、太陽熱パネル、風車、タービンといった機器の需要が増加することにより、これらの機器の生産コストが下がり国際的な産業競争力の強化に繋がることが期待される。
- ・ 特に風力のように、タワー、ブレード、発電機、ギアボックス等の多くの部品点数からなる設備の場合、裾野が広く製造業を中心に活性化が期待される。
- ・ 再生可能エネルギーの普及に伴い必要となる系統対策は、地域偏在性が少なく、長期間安定的に発生する国内需要となり得る。
- ・ 日常生活での身近な範囲に発電等の施設が増えることで、環境教育・エネルギー教育での理解促進が期待される。

7.5 便益評価総括

ここでは、定量的評価を行った項目について、結果の総括を示す。

(1) CO₂ 排出削減効果

再生可能エネルギーの種類別に、2010年から2030年にかけて導入される再生可能エネルギーにより節約される化石燃料のCO₂換算値及び金額換算値（割引率4%、2010年価値換算）を算定した。

表 7-12 CO₂ 排出削減効果

	2011～2020年	2021～2030年
CO ₂ 排出削減効果	0.6～0.8 億 t-CO ₂	1.4～1.6 億 t-CO ₂
1990年度（基準年度） 比削減率	4.6～6.6%	11.1～12.5%
金額換算値（累積、2010 年価値換算）	0.4～1.8 兆円	1.4～6.3 兆円

(2) エネルギー自給率

再生可能エネルギーはほぼ純国産エネルギーであることから、ここでは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によって自給率向上効果を評価したところ、以下に示す結果が得られた（省エネ対策等による一次エネルギー国内供給（分母）の圧縮効果を含む）。

表 7-13 エネルギー自給率

2005年	2020年	2030年
5%	10～13%	17～19%

(3) 経済波及効果及び雇用創出効果

再生可能エネルギーが導入される際に発生する設備投資と設置工事等の額を需要創出額と捉え、この需要により生み出される経済波及効果と雇用創出効果を、産業連関表を用いて分析した。このとき、再生可能電力の導入によって需要が減少する産業の影響として、大規模火力電源の発電電力量減少に伴う影響を評価したが、それ以外の化石燃料供給に関わる業種における需要減は考慮していない。

表 7-14 経済波及効果及び雇用創出効果（金額はすべて 2010 年価値換算）

	2011～2020 年平均	2021～2030 年平均
投資額	3.3～4.4 兆円	2.6～3.3 兆円
生産誘発額	9.1～12.2 兆円	7.3～9.3 兆円
粗付加価値額	3.7～4.9 兆円	2.9～3.7 兆円
同直接効果除く	2.5～3.4 兆円	2.1～2.6 兆円
雇用創出	45.8～62.7 万人	59.4～72.1 万人

（４）その他の便益

上記以外の定性的な便益として、災害時の危機管理上のメリット、地域の産業振興及び地域間格差の是正、国際的な産業競争力の強化、裾野の広さから製造業を中心に活性化、地域偏在性の少ない系統対策による国内の長期安定需要創出及び環境教育・エネルギー教育での理解促進、が期待される。

8. エネルギー供給分野における中長期ロードマップ

本章では、ここまでの検討結果を踏まえ、エネルギー供給分野における中長期ロードマップを取りまとめた。

8.1 現状と課題

我が国では、一次エネルギー供給の85%を化石エネルギーに依存しているが、低炭素社会を実現していくためには、再生可能エネルギーの導入拡大等によるエネルギーの低炭素化が必須である。

国産である再生可能エネルギーの普及によって、我が国の低いエネルギー自給率を向上させるとともに、日本経済・地域経済の活性化を促し、雇用の創出を図ることが重要である。

多くの再生可能エネルギーは、将来的には化石エネルギーに対する競争力を獲得し得るが、そのためには各種方策によって普及基盤を確立し、従来型のエネルギー供給を前提とする既存の法規・慣習・インフラを、再生可能エネルギーの大幅拡大に対応させる必要がある。

CO₂回収貯留（CCS）においては、2020年以降暫次本格導入するためには、早急に海底下貯留技術の大規模実証実験を開始し、安全性評価・環境管理手法の高度化を推進し、併せて導入インセンティブを整えることが必要である。

また、原子力発電の稼働率が低迷しており、安全確保を大前提としつつ向上させることが必要である。

8.2 低炭素社会に向けてのキーコンセプト

（1）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に各種支援策等を計画的に講じていくことにより、その普及を進展させ、再生可能エネルギーがエネルギー供給の主役となり、エネルギー自給率向上が図られる社会を目指す。

（2）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

従来型のエネルギー供給を前提としている既存の法規・慣習等の社会システムについて、再生可能エネルギーの普及段階に応じて、必要な社会システムの見直しを図っていく。

（3）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

再生可能エネルギーの大量導入による低炭素社会を見据え、スマートグリッドやバイオ燃料供給インフラ等、次世代のエネルギー供給インフラを構築する。

（4）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

化石エネルギー利用については、CCSの導入等によって、より一層の低炭素化を推進し、原子力については、安全の確保を大前提とした稼働率の向上を図る。

8.3 長期・中期のための主要な対策の導入目標

- (1) 再生可能エネルギーの一次エネルギー供給割合 10%以上 (2020 年)、再生可能エネルギー使用量 1.4~1.6 億 kL (2050 年)

3 章での再生可能エネルギー別の導入見込量の評価結果を踏まえ、再生可能エネルギーの普及基盤を確立し、社会システムの変革でその普及を支えることにより、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、現状 (2005 年) の 5%から 2020 年までに 10%以上 (大規模水力含む) に拡大する。さらに、2050 年 80%削減を目指し、絶対量として着実に再生可能エネルギーを増やしていくことが必要であり、2005 年では 3,000 万 kL 以下の再生可能エネルギーの導入量を 2050 年には 1.4 ~1.6 億 kL (大規模水力含む) に普及拡大していく。

- (2) CCS の大規模実証/関連法制度等整備 (~2020 年)、本格導入 (2020 年~)

2020 年以降の CCS 本格導入を見据え、2020 年までに CCS の大規模実証や関連法制度等の整備を推進する。

- (3) スマートメーターの導入率 80%以上 (2020 年)、スマートグリッドの普及率 100% (2030 年)

2030 年のスマートグリッドの普及率 100%を目指し、その通過点として 2020 年までにスマートメーターの導入率が 80%以上となるよう、計画的に規格や仕様の検討・標準化を行い、インフラ整備等を推進する。

- (4) ゼロカーボン電源の実現 (2050 年)

上記 (1) ~ (3) の対策等によって、2050 年の 80%削減を目指し、電力部門からの CO₂ 排出量をゼロとする電源構成、電力網の構築を図っていく。

8.4 ロードマップの具体的内容

8.4.1 再生可能エネルギーの普及基盤の確立のための支援

- (1) 対策導入目標と現状とのギャップに関する認識

現在、我が国における再生可能エネルギーの導入量は、2005 年度実績で 1,183 万 kL (大規模水力除く) 及び 2,808 万 kL (大規模水力含む) で、一次エネルギー供給に占める割合はそれぞれ約 2%及び約 5%である。これまでどおりの取組では再生可能エネルギーの導入量の飛躍的な拡大を図ることは難しい。

多くの再生可能エネルギーは導入を継続すれば、将来的には化石エネルギーに対する十分な競争力を有する見込みがあることを念頭に、必要な支援を計画的に実施していく必要がある。

(2) 対策・施策の具体的内容と実施時期

①固定価格買取制度等による経済的支援

再生可能電力については、事業投資を促す水準（具体的には、事業用発電に対しては IRR（内部収益率）8%の水準、非事業用発電については投資回収年数 10 年）での固定価格買取制度等の経済的支援の制度設計・運用を推進し、普及を拡大する。

再生可能熱については、熱計量技術の開発を推進し、最適な補助熱源機器の組合せを消費者が選択可能な仕組みを作るとともに、グリーン証書化による価値の付与等により、自立的な普及を促進する。

再生可能燃料については、バイオ燃料に対する税制優遇などの経済的支援措置を図ることにより普及を推進する。

②グリーンオブリゲーション

太陽熱利用や太陽光発電などは、各種の経済的支援等により化石エネルギーに対する競争力がある程度確保される段階となった場合には、大規模施設における再生可能エネルギーの導入の義務化（グリーンオブリゲーション）を実現する。

③再生可能エネルギー事業の金融リスク・負担の軽減

再生可能エネルギーに対する投資環境を整備し、事業者等の投資リスクを軽減するために、国レベルでの公的機関による債務保証、地域の金融機関等を活用した資金調達の検討とその確立、地域の特性を踏まえたプロジェクトファイナンス評価システムの確立、リース事業の拡大等、導入される再生可能エネルギーの規模等に応じたきめ細かい金融支援や、ビジネスモデル確立による地域振興のための仕組みづくりを進める。

④再生可能エネルギー関連情報の整備

再生可能エネルギーのポテンシャルや導入の適・不適に関する情報（ゾーニング）、再生可能エネルギー統計等の基礎的な情報を整備するとともに、再生可能エネルギー普及に向けた行動計画の策定と進捗状況点検による見直しを適宜行うことにより、再生可能エネルギー導入に資する関連情報の整備を図る。

⑤再生可能エネルギー技術の開発等

地熱坑井の傾斜掘削技術・自然環境に配慮した施設設計、風力発電におけるバードストライク防止技術といった自然環境・地域環境・社会等に配慮した技術の開発並びに洋上風力発電、波力発電、地中熱利用、温泉熱利用等、革新的技術及び未利用エネルギー技術の開発・実証・実用化を推進し、社会と親和する再生可能エネルギー技術の普及を促進する。また、既築の住宅や建築物に後付けで容易に太陽光発電や太陽熱温水器が設置可能となる

ようなアタッチメントの規格の検討、再生可能エネルギーの設置を前提とした設計、施工のための人材育成、安定したバイオ燃料供給体制の確立を図る。

8.4.2 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

(1) 対策導入目標と現状とのギャップに関する認識

既存の法規・慣習等の社会システムは従来型のエネルギー供給を前提としていることから、再生可能エネルギーの普及拡大を進めていく上で、その普及段階に応じて社会システムの見直しを図っていく必要がある。

(2) 対策・施策の具体的内容と実施時期

①再生可能エネルギー利用への理解の醸成

再生可能エネルギーの普及啓発活動によって国民の認知度向上を図るとともに、地熱利用のモニタリングデータの開示やゾーニング情報の公開等、自然環境・地域環境・社会等への影響に関する情報開示制度の構築などによって、再生可能エネルギー利用への理解を醸成する。

②施工業者の質の向上や利用機器の販路拡大支援

施工事業者の登録や資格制度の導入、維持管理の義務付けにより、再生可能エネルギー設備等の施工を行う事業者の質の向上を図るとともに、住宅・建築物向けの再生可能エネルギー利用機器の販路拡大の支援を行う。

③再生可能エネルギー導入アドバイザー制度の確立等

再生可能エネルギー導入アドバイザー制度の確立や費用対効果分析ツールの開発によって、住宅の新築及び改築時に、再生可能エネルギー機器や省エネ機器の最適な組合せ等の情報提供を行えるようにする。

④地域の特性に応じたビジネスモデルの検討や専門家の養成

市民風車、大口需要家の地方誘致といった地域の特性に応じたビジネスモデルの検討や、地域の再生可能エネルギー導入の専門家の養成を行い、各地域で人・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を図る。

⑤公共施設での率先導入

庁舎、学校施設、文化施設、医療・福祉施設といった公共施設の屋上等への太陽光発電や太陽熱温水器等を設置・運用する事業の公募を行い、公共施設への再生可能エネルギーの導入促進を図る。

⑥再生可能エネルギー導入の地域づくりへの活用の推進

都道府県・政令指定都市等の地方公共団体においては、再生可能エネルギーを率先的に導入するとともに、地域の特性を踏まえて主体的に導入を促進するコーディネーターとして、地域の活性化・雇用創出に繋がる創意工夫の溢れる独自の支援策を実施し、特に市区町村等においては、再生可能エネルギーの導入をまちづくり等に活用する。

⑦関連法規の見直し等の社会システム整備

再生可能エネルギーの社会的受容性・認知度を向上させ、再生可能エネルギーに親和的な社会システムを構築するため、小水力発電、地熱、バイオマス、バイオ燃料利用など総合特区活用によるモデル事業の推進、電気事業法など関連諸法規の制定や見直し、高濃度バイオ燃料などの早期規格化の実現、水利権等関連権利との調整といった社会システムの整備を進める。

⑧再生可能エネルギー導入のインセンティブを付与する経済的手法の導入

地球温暖化対策税の導入や、キャップ・アンド・トレード方式による国内排出量取引制度を通じて、再生可能エネルギーの普及促進を図る。

8.4.3 次世代のエネルギー供給インフラ整備の推進

(1) 対策導入目標と現状とのギャップに関する認識

既存の電力系統は、電力が供給側から需要側へ一方的に送られ、供給側と需要側の間で情報交換が行われない従来型のエネルギー供給を前提として構築されているため、再生可能エネルギーの大量導入に応じ、需要側・供給側それぞれで段階的なインフラ整備が必要となる。

また、バイオ燃料、ガス、水素等の利用拡大には新たな供給インフラの整備が必要となる。

(2) 対策・施策の具体的内容と実施時期

(電力系統)

①既存電力システムシステムの運用改善

揚水発電・地域間連系線等の既存インフラについて運用の見直しを行い、配電トランスの設置、電圧調整装置の設置といった局所的な対策を実施した上で、地域間連系線の増強、系統へのエネルギー貯蔵システムの設置など、既存電力システムシステムを変革する対策の充実に努める。

②次世代の送配電ネットワークの基盤整備

次世代送配電ネットワークについて、気象情報・再生可能電力出力の多地点計測体制の確

立、再生可能電力出力予測・性能評価の確立、次世代送配電ネットワークのイメージ検討・合意形成の実現を図り、次世代の送配電ネットワークの基盤となる部分を整備する。

③スマートグリッドの整備・進化

スマートメーターや気象情報と連動したエネルギーマネジメント装置の導入、ヒートポンプ、電気自動車等の需要家設備への協調制御機能の導入など、早期の海外展開も視野に入れてスマートグリッドの整備、普及を推進する。

④再生可能電力大量導入に向けた優先接続等の制度整備

再生可能電力の電力系統への優先接続に関する制度整備、更には電力会社にとって電力販売量と売上や利益をデカップリングさせるようなビジネスモデルの進化、電力料金の柔軟な変更による電力需要の間接的制御の導入、配電電圧昇圧の実施など、再生可能電力の大量導入に向けた施策を講ずる。

(電力系統以外)

⑤バイオ燃料・ガス・水素供給のための新たなインフラの整備

バイオ燃料生産・製造のための経済的支援、既存の燃料流通インフラの高濃度バイオ燃料対応化のための経済的支援、天然ガスパイプラインの整備、都市ガスインフラへのバイオガス注入への対応、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のための支援、技術開発水準を考慮した水素供給構想の検討など、バイオ燃料、ガス、水素等の新たな供給インフラの整備を推進する。

(共通)

次世代供給インフラの整備に当たり、地球温暖化対策税の導入や、キャップ・アンド・トレード方式による国内排出量取引制度によりインセンティブを付与する。

8.4.4 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

(1) 対策導入目標と現状とのギャップに関する認識

世界的に温室効果ガス削減が求められる中で、世界各国では、火力発電の低炭素化に関する取組が進められている。また、CCSは火力発電の低炭素化の代表的な方策として期待されているが、CCSを2020年以降に本格導入していくためには、2020年までに海底下貯留技術の実証・貯留の安全性評価・環境管理手法の高度化を推進し、併せて導入インセンティブを整え、CCS-Ready (CCSプラントの後付けが可能な敷地の確保)等を図っていくことが必要である。

現状では、原子力発電の稼働率が2008年度で60%と低迷しており、安全確保を大前提と

した上でその向上が求められる。

(2) 対策・施策の具体的内容と実施時期

①火力発電低炭素化の技術普及

石炭ガス化複合発電（IGCC）などの火力発電への高効率発電技術の導入を促進するとともに、海外展開といった火力発電低炭素化技術の普及促進を図る。

②CCS の導入

2020 年以降の CCS の導入に向けて、CCS 関連法制度・技術の整備、大規模実証実験の実施、導入インセンティブの整備、CCS-Ready 等を推進する。

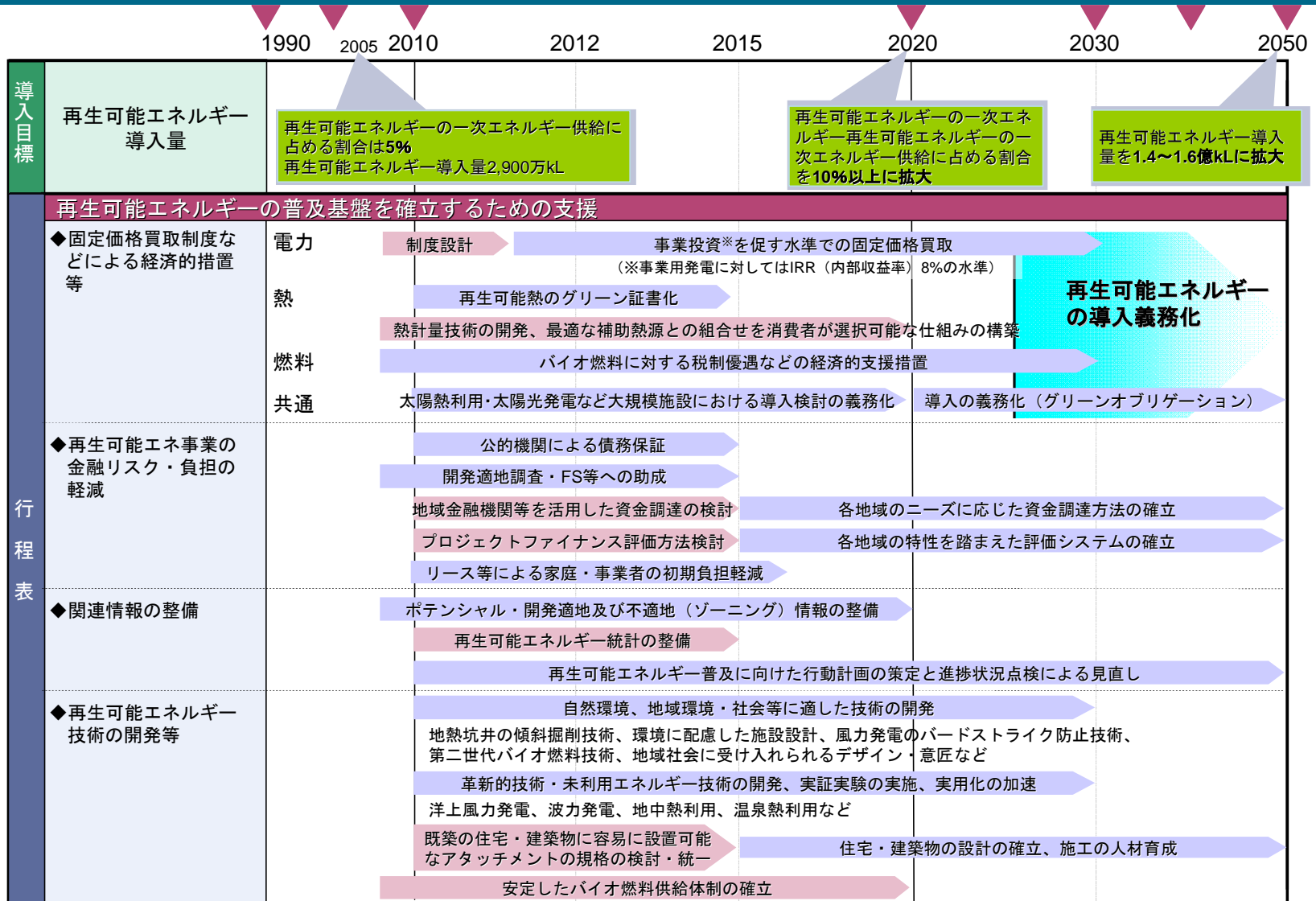
③発電の建設・運用における低炭素化

地球温暖化対策税を導入することによる炭素価格を考慮した電源計画の策定、キャップ・アンド・トレード方式による国内排出量取引制度に応じた運用、火力発電の設備容量・発電電力量の低減の検討及び実施など、火力発電の適切な運用を図る。

④安全の確保を大前提とした原子力発電の利用拡大

原子力発電について、運用体制・制度の見直しを行い、安全の確保を大前提に稼働率の向上、既存施設の高経年化・老朽化への対応を図る。

エネルギー供給 ～ロードマップ（再生可能エネルギー） 1/2～

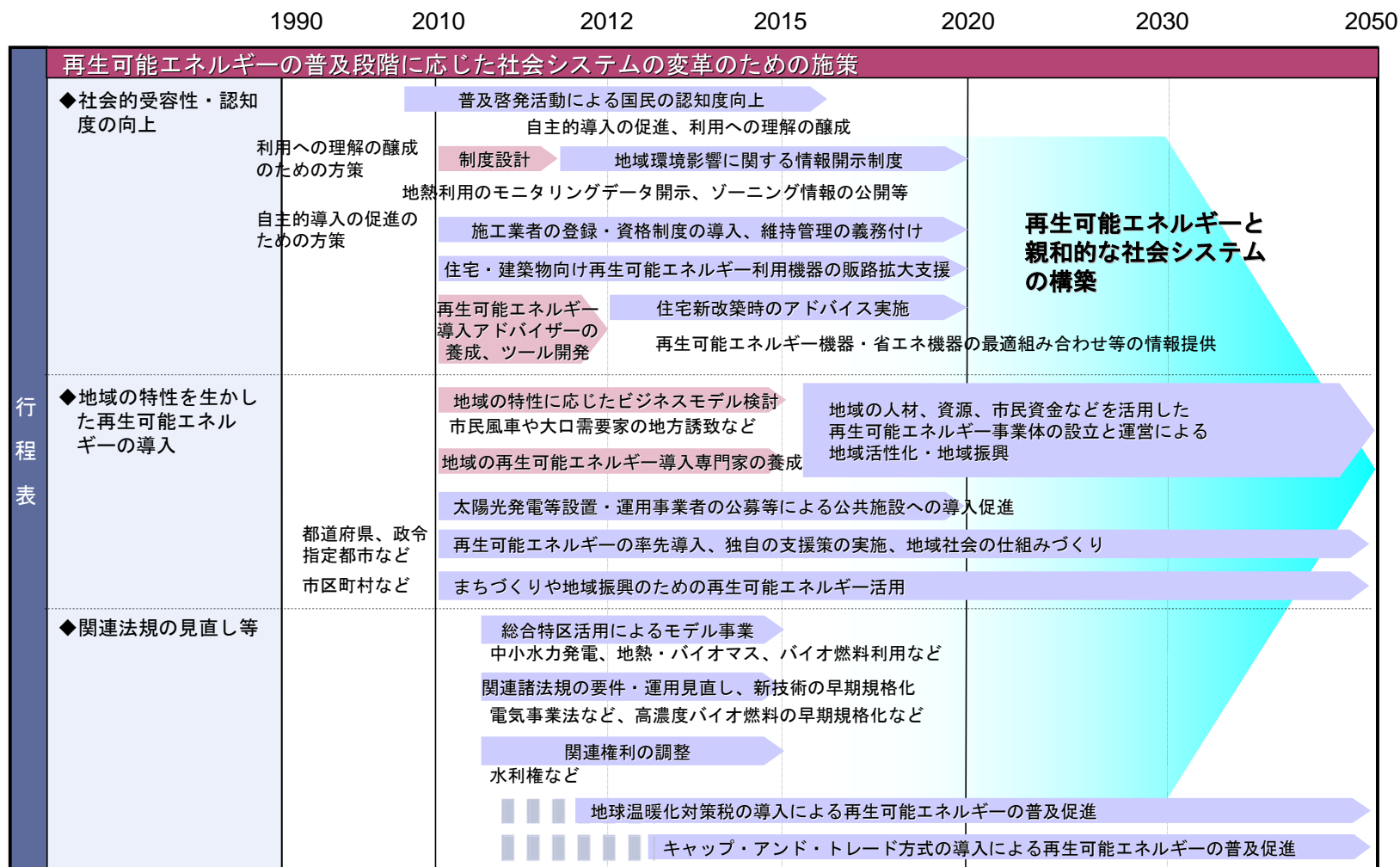


* 2011年度から実施される地球温暖化対策税による税率等を活用し、上記の取組支援を強化。

→ 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

→ 上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～

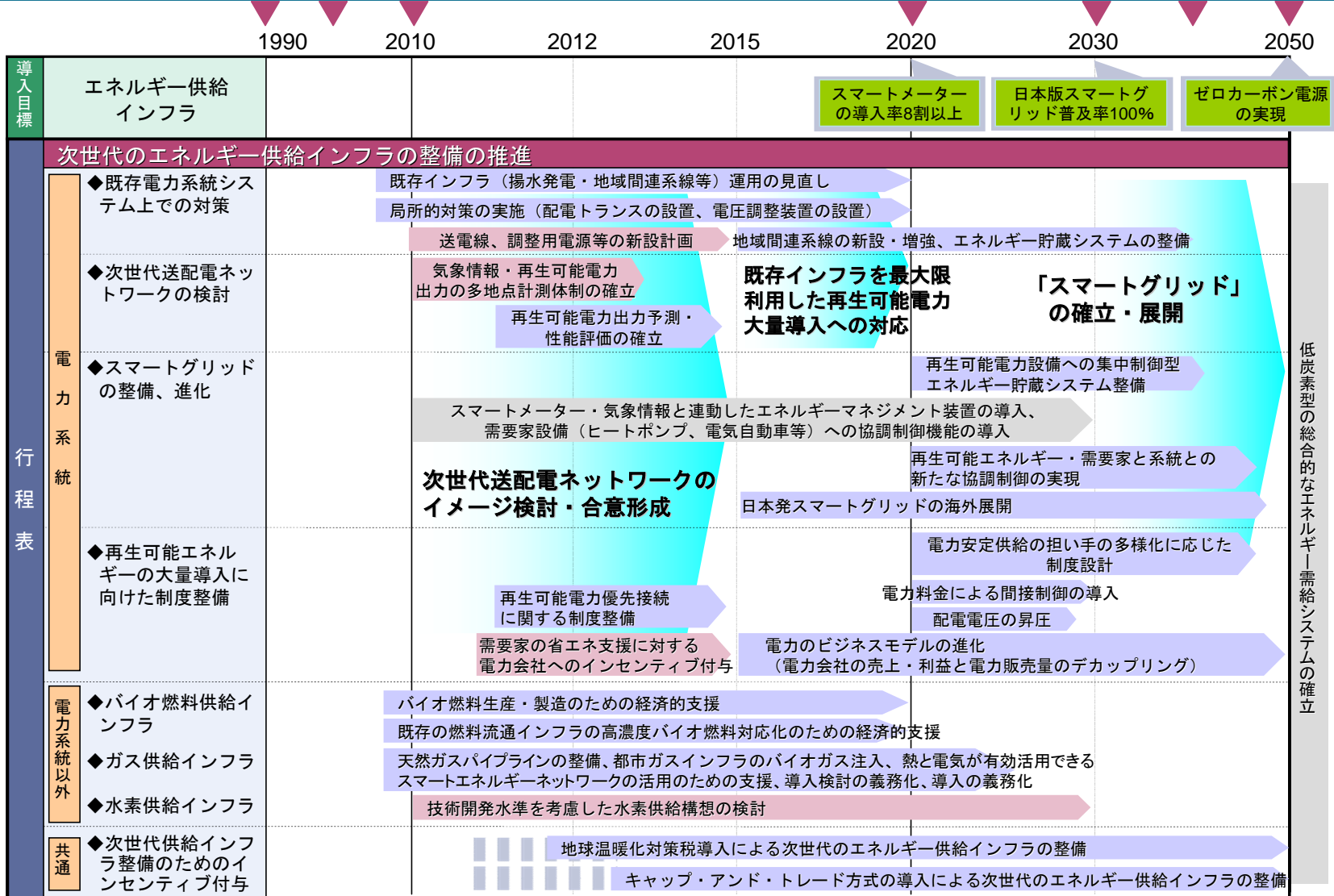


*2011年度から実施される地球温暖化対策税による税率等を活用し、上記の取組支援を強化。

→ 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）～



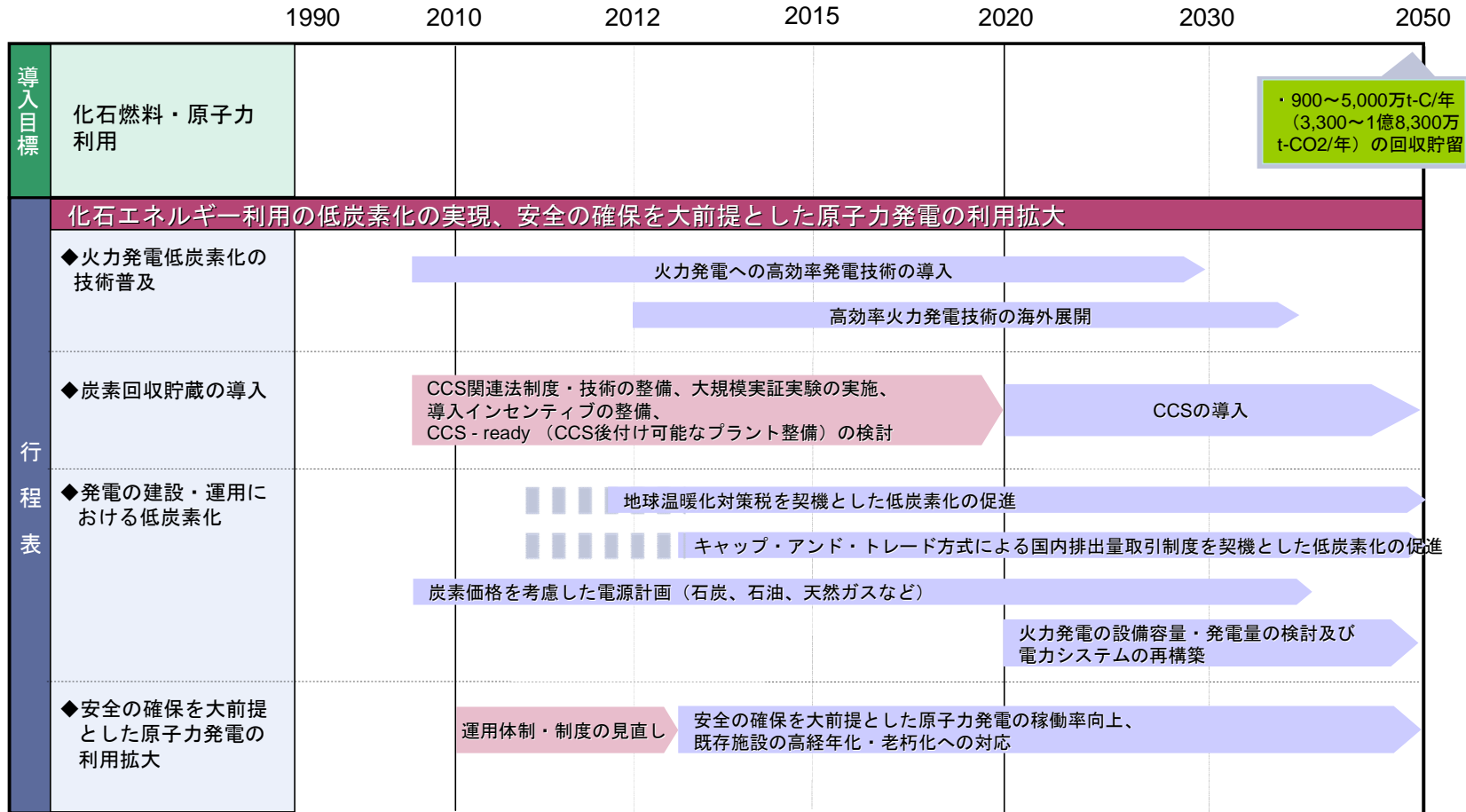
低炭素型の総合的なエネルギー供給システムの確立

* 2011年度から実施される地球温暖化対策税による税率等を活用し、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）～



*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

8.5 副次的効果・新産業の創出

(1) 副次的効果

再生可能エネルギーの大量導入は、CO₂の排出削減やエネルギー自給率の向上だけではなく、次のような副次的効果をもたらす。

①経済波及効果・雇用創出効果

EUにおけるレポート⁴²では再生可能エネルギー推進施策にはGDPの増加、雇用創出等の経済効果があり、特にGDPについては積極的な政策を打ち出すほどその効果は大きくなることを示している。より積極的な再生可能エネルギー政策が展開されたあるケースの試算で、以下の効果があると示されている。(但し、火力発電の規模縮小による減殺分があることに留意が必要である。)

GDP： 最大約0.25%の増加効果
雇用： 最大約430万人の新規創出

なお、本検討でも、2020年、2030年、2050年の再生可能エネルギーの導入目標として想定したシナリオの各ケースについて、経済波及効果・雇用創出効果を分析した。結果は7章で示したとおりである。

②地域振興その他

地域の特性を生かした再生可能エネルギーの導入は、地域に雇用をもたらすとともに、地域の活性化・地域振興に役立てられる。他にも、災害時の危機管理上のメリット、地域間格差の是正などといった効果が期待される。

(2) 新産業の創出

風力発電を例にとると、メガワットクラスの風車の部品点数は約1万点あり、200社以上の国内産業が風車製造を支えている。このこと自体、産業の裾野の広さを物語っているが、2010年度から着底式や浮体式の洋上風力発電実証事業が開始され、今後風力発電が、洋上へと展開していくと、海洋分野の産業にも波及した一大新産業の誕生が期待される。

8.6 ロードマップ実行に当たっての視点・課題

(1) 費用負担の在り方の議論

固定価格買取制度等の費用や、電力系統等のインフラ対応費用、事業の金融リスク・負担の軽減などの再生可能エネルギーの普及基盤を確立するための費用や、CCSの整備費用などについて、誰がどのように費用を負担し、国内での前向きな投資として位置づけていくかについての議論が必要である。

また、将来的には十分な競争力を有する再生可能エネルギーのグリーン価値を適切に評価した上で、評価に見合うインセンティブを付与することにより、その需要の拡大を図ることが必要である。

⁴² “Employ RES Final report” ,2009,フラウンホーファー研究所他

