

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（概要版）

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
概要版目次

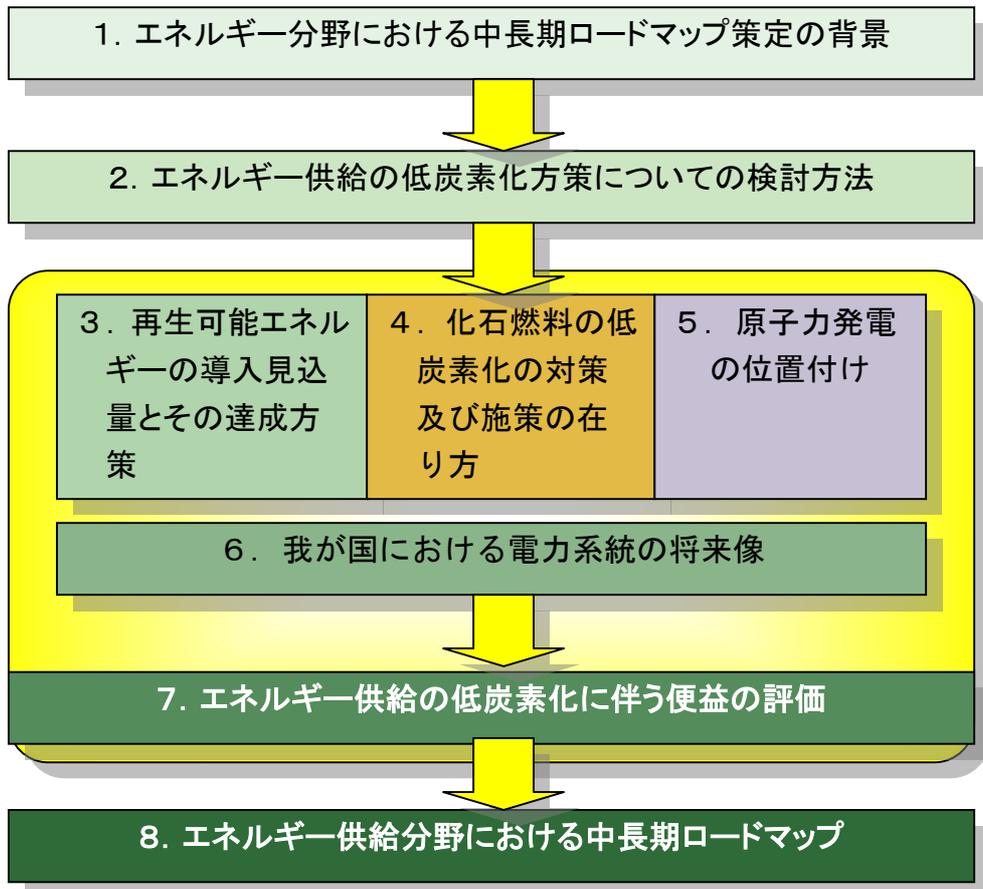
1. エネルギー分野における中長期ロードマップ策定の背景	1
1.1 温室効果ガス排出量の削減に関する科学的要請	1
1.2 温室効果ガス排出量の削減に向けた国際社会及び我が国における動向	1
1.3 温室効果ガス排出量の削減に向けた解決方策提示と社会的合意の必要性	2
1.4 中長期的な低炭素社会構築に向けたロードマップの有効性	2
1.5 海外における低炭素社会構築に向けたロードマップ策定の例	4
1.6 提言の位置付けと検討体制及び検討事項	4
2. エネルギー供給の低炭素化方策についての検討方法	5
2.1 エネルギー供給の低炭素化の必要性	5
2.1.1 増大する世界のエネルギー需要と地球温暖化対策	5
2.1.2 資源制約とエネルギー安全保障	5
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	6
2.2.1 再生可能エネルギーの普及	6
2.2.2 化石燃料利用の低炭素化	6
2.2.3 原子力エネルギーの利用	7
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	7
2.3.1 国際機関	7
2.3.2 諸外国	8
2.4 本検討会における優先順位付けの考え方	9
2.4.1 再生可能エネルギーの導入	11
2.4.2 化石燃料利用の低炭素化	12
2.4.3 原子力エネルギーの利用	12
3. 再生可能エネルギーの導入見込み量とその達成方策	13
3.1 評価の方法	13
3.2 買取価格と支援費用	14
3.3 望ましい普及方策のシナリオ	16
3.4 評価の総括	19
4. 化石燃料の低炭素化の対策及び施策の在り方	21
4.1 火力発電の高効率化及び CCS の導入	21
4.1.1 国内における系統電力の低炭素化の取組動向	21
4.1.2 海外における系統電力の低炭素化の取組動向	21
4.1.3 系統電力の低炭素化の方向性	21
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	21

4.2 化石燃料供給（都市ガスの普及と低炭素化）	22
4.2.1 国内における都市ガスの普及による低炭素化の取組動向	22
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	22
4.2.3 都市ガスの普及による低炭素化の方向性	22
5. 原子力発電の位置付け	23
5.1 設備利用率向上に向けた取組	23
5.2 高経年化への対応	23
6. 我が国における電力システムの将来像	24
6.1 再生可能エネルギーの大量導入のための系統対策	24
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	25
7. エネルギー供給の低炭素化に伴う便益の評価	27
8. エネルギー供給分野における中長期ロードマップ	29
8.1 現状と課題	29
8.2 低炭素社会に向けてのキーコンセプト	29
8.3 長期・中期のための主要な対策の導入目標	29
8.4 ロードマップの具体的内容	30
8.5 ロードマップ実行に当たっての視点・課題	33

概 要 版

全体総括

本報告書の流れは以下のとおり。



1. エネルギー分野における中長期ロードマップ策定の背景

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・サミット的首脳宣言では、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。

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。

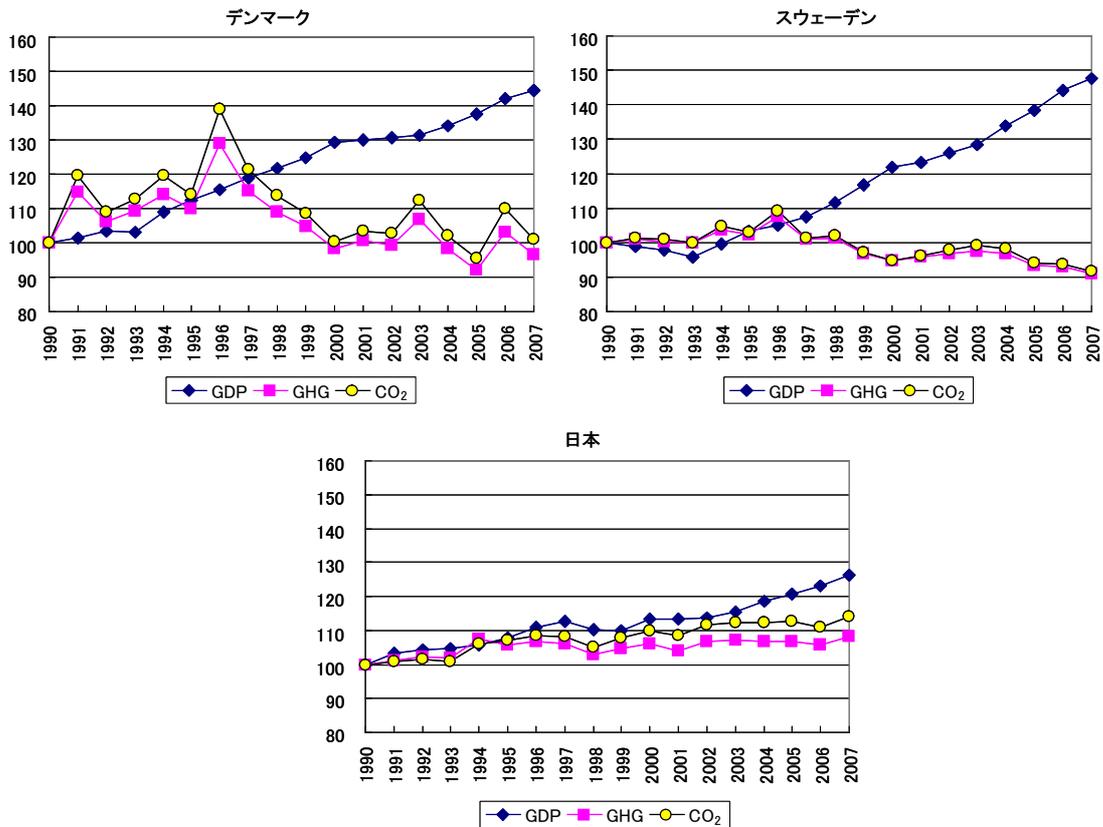


図 1-1 スウェーデン、デンマーク及び日本の経済成長と GHG・CO₂排出量の状況

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ることで、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更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として位置付けられている。

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。

○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化石燃料利用の高度化低炭素化
- 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）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とされている。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。

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。

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。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。

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、バイオマスをエネルギー源として利用したエネルギー」を「再生可能エネルギー」として定義。

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

⁵「エネルギー白書2009」（2009、経済産業省）

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。

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。

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、関連企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。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、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。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。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。

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。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。

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）

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。

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。

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。

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

(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。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・改修建築物に対す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。

また、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。本指令では、再生可能エネルギーに関して、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まかなう目標を掲げ、国別に法的拘束力のある目標値を設定している。

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制度が実施されている。

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、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(マスタープランシテイ建設)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。

(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、

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。

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 CCT 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付け、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利用が拡大傾向にある。

米国は、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 2-1 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、常時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 2-1 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導入

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、費用負担が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、技術レベルや導入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た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み量とその達成方策

3.1 評価の方法

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み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み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「導入見込み量（④）」と、当該導入見込み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。

このうち④では、設定された導入見込み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。

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

なお、再生可能エネルギーによる電力の導入支援にかかる費用は、発電電力量が増加したことにより、電力会社側で費用の発生を回避させることができる回避可能原価（ここでは火力発電の燃料費相当とした）を除いて、以下のとおり定義し、割引率4%で2010年価値に換算した。

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

なお、2020年までに導入された設備に対し、買取期間（20年を想定）終了まで発生する費用の総額を、支援費用総額として定義した。

3.2 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 3-2 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。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 3-3 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 (回避可能原価を除く)	280～504 円/月・世帯

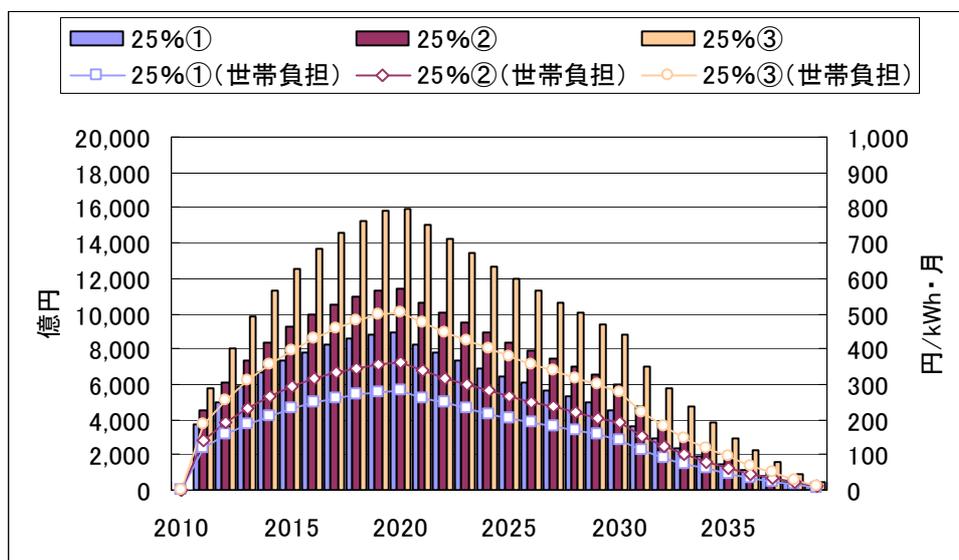


図 3-1 再生可能電力の支援費用総額の推移
(2020 年の導入目標達成に必要な金額)

なお、世帯あたりの負担額に関連して、再生可能電力の普及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¹¹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

¹¹ 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）

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。

（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。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 3-4 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)	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 3-5 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)

ピーク年	2015 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 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 3-6 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。

3.4 評価の総括

表 3-7 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															
	2,021万kW		2,078万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%
	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%
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%
	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%

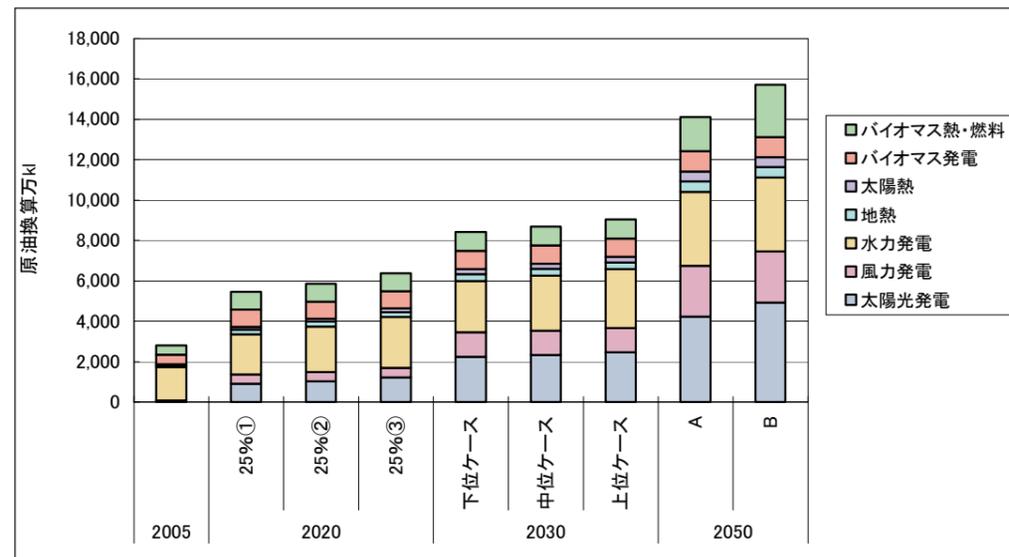


図 3-2 再生可能エネルギーの中長期導入目標

【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

4. 化石燃料の低炭素化の対策及び施策の在り方

4.1 火力発電の高効率化及びCCSの導入

4.1.1 国内における系統電力の低炭素化の取組動向

石炭火力発電のCO₂排出量は国内全体の排出量の1割以上を占めていることに加え、原子力の稼働率の低迷も加わり近年その排出量は増加傾向にある。CO₂排出量の削減等を目的として、石炭火力発電の高効率化を図るCCTが開発されている。

石炭、天然ガス等の火力発電からのCO₂排出量は国内全体の排出量の3割弱を占めており、CO₂排出量の削減等を目的として、石炭火力発電では蒸気の圧力及び温度条件の向上による効率向上が、天然ガス火力発電では複合発電技術の導入及びガスタービン温度の向上による効率向上が継続的に行われており、いずれも世界最高水準である。

4.1.2 海外における系統電力の低炭素化の取組動向

石炭火力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の優先順位は高くなっている。EUでは300MW以上の新設石炭火力発電に対し、CCS-ready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。

4.1.3 系統電力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¹²。「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

¹² 電気事業連合会による試算

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の取組動向

我が国では、産業用途を中心に更なる都市ガスの普及に向けて、天然ガスパイプライン、LNG 基地等の供給インフラ整備を推進している。

また、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¹³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。

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、天然ガス幹線パイプラインが国内全域で整備されており、都市ガス事業や天然ガス火力発電における天然ガス利用が進んでいる。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。

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。

S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。

¹³ 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。

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、トラブルや自然災害等の影響もあって、2008 年度の平均は 60% にとどまっている。まずは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すことが求められる。

さらに、原子力発電を有する諸外国の設備利用率は 90% 台であることを踏まえ、米国等で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。

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 以上の設備容量分が 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、長期的な対応方策についての早急な検討が必要である。

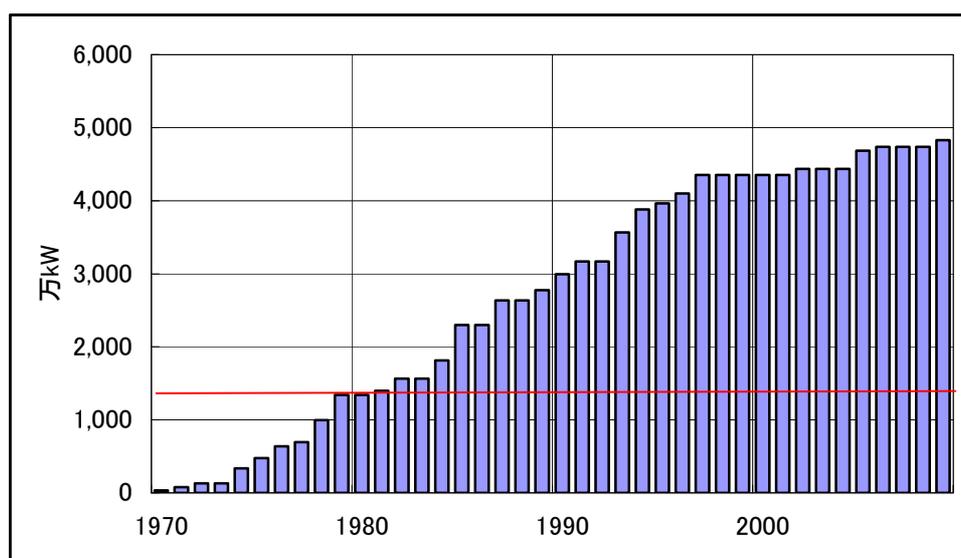


図 5-1 我が国の原子力発電の運転開始年別累積設備容量

6. 我が国における電力系統の将来像

本章では、再生可能エネルギー電源の大量導入が実現した電力系統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、そして必要となる系統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導入のための系統対策

(1) 電力系統の将来像

現在の電力系統は、火力、原子力、水力等の組合せによって構成されているが、中長期的には、再生可能エネルギーの普及、原子力及び CCS の適切な導入等による火力発電の組合せが考えられる。さらに超長期には持続的な姿として、再生可能エネルギー等、発電時に CO₂ 排出を伴わない電源（ゼロカーボン電源）のみによる電力供給システムが想定される。供給安定性や経済性と調和のとれたシステムの実現のためには、既存のシステムに加え、新規需要の創出・活用、電力貯蔵システムの導入、必要に応じた出力抑制の実施等、供給側と需要側とが協調して有機的に連携したシステムを構築することが重要である。

(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より出力が不規則に変動する特性を有しており、既存の電力系統の調整能力を超える状況が想定され、これらの電源が大量に導入された場合、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。具体的には、配電系統への逆流による電圧上限値維持の困難化、分散型電源間の単独運転検出機能の相互干渉による検出感度の低下、系統擾乱の不要検出による分散型電源の一斉脱落に伴う擾乱拡大、出力変動の拡大に伴う周波数調整力の不足、軽負荷時にベース電源と再生可能電力の出力が系統全体の需要を上回ることによる余剰電力の発生等の課題が挙げられる。

また、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、連系に際して、アクセスの困難さ、連系先送電線容量の不足等の制約が生じる場合もある。

(3) 課題の克服に向けたアプローチ

上述の課題に対しては、供給側と需要側とが有機的かつ柔軟に協調し、気象等の自然と上手く調和を図り、高度に賢く運用される次世代の電力需給システムへと移行していくことが必要である。

具体的には、再生可能エネルギーの大量導入時における系統全体での出力特性を把握した上で、需要家側との協調を含めた次世代のエネルギー需給システムの在り方について検討し、早急に合意形成を図ることが必要である。

また、これらの検討と並行し、短期的には、運用面での対策として、揚水発電の昼間運転や地域間連系線等の活用等、既存インフラの活用策を実施する。また、インフラ整備面

では、今後顕在化するであろう系統安定化の課題に備えて、気象情報と連動した分散エネルギーマネジメント装置の導入、需要家設置機器への協調制御機能の導入、再生可能エネルギー電源への出力抑制機能の導入等を進め、供給側と需要側が有機的かつ柔軟に協調した次世代送配電ネットワークを構築する。さらに、制度の見直しの観点からは、パワーコンディショナへの不要解列防止機能搭載の規定化、再生可能エネルギーの円滑な導入を実現するため、系統連系協議手続きの標準化が必要である。

中長期的には、運用面での対策として、エネルギーマネジメント装置を活用した柔軟な需給調整を実施することにより、周波数調整力の不足や余剰電力の発生等を回避する。また、インフラ整備面では、配電ネットワークの電圧上昇の抑制と配電ロスが期待できる配電電圧の昇圧、地域間連系線の増強を実施するとともに、更なる再生可能エネルギーの大量導入に備えて、電気自動車等の普及によって価格低減の見込まれる蓄電池の導入を検討する。さらに、制度の見直しの観点からは、透明性が確保されたオープンな電力市場を整備することも必要である。

これらの対策を着実に実施することによって、再生可能エネルギーの円滑な導入を促すと共に環境性、供給安定性、経済性の調和のとれた次世代電力需給システムを実現する。

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

太陽光発電及び風力発電を対象として、大量導入の実現にあ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、試算した。想定した費用項目及び試算シナリオは下記のとおり。

表 6-1 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	次世代送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」の投資額試算に対して、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）に対して、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

その結果、2020年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安定化

対策費用は、それぞれ下表のとおり試算された（表 6-2）。なお、このほかの再生可能エネルギー電力については安定性が高いこと等から、系統に接続するための送電線を除き、系統対策費用は大きくないと見込まれる。

表 6-2 系統対策費用の試算結果（2011～2020 年の累積費用）

		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

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 排出抑制効果、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った。

(1) CO₂ 排出削減効果

再生可能エネルギー種類別に、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。我が国の 1990 年度(基準年度)の排出量 12 億 6,100 万 t-CO₂ と比較すると、2030 年にはその 10%以上の削減に寄与する。これは、2007 年度に石炭火力発電から排出された CO₂ の半分程度であることから、石炭火力発電を半減させることと同じ効果を持つ。

なお、再生可能電力は火力発電を、再生可能エネルギー熱及び燃料は、主に石油製品を代替するものと想定した。

表 7-1 CO₂ 排出削減効果

	2020 年	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

※CO₂ 1 トン当たりの価値を 2,000 円/t-CO₂¹⁴から 9,900 円/t-CO₂¹⁵として経済効果を試算

(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 7-2 エネルギー自給率

2005 年	2020 年	2030 年
5%	10~13%	17~19%

注：バイオ燃料については、輸入分を含む。

¹⁴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

¹⁵ 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。

(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。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 7-3 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年以降漸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課題である。

8.2 低炭素社会に向けてのキーコンセプト

- ・ 再生可能エネルギーがエネルギー供給の主役となる社会
- ・ 再生可能エネルギーの普及段階に応じた社会システムの変革
- ・ 低炭素社会を見据えた次世代のエネルギー供給インフラの構築
- ・ 化石エネルギー利用のより一層の低炭素化、安全確保を大前提とした原子力利用の拡大

8.3 長期・中期のための主要な対策の導入目標

- ・ 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）
- ・ CCSの大規模実証関連法制度等整備（～2020年）、本格導入（2020年～）
- ・ 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）
- ・ ゼロカーボン電源の実現（2050年）

8.4 ロードマップの具体的内容

(1) 再生可能エネルギーの普及基盤の確立のための支援

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。

<p>◆固定価格買取制度等による経済的支援</p>	<p>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。</p> <p>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、グリーン熱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。</p> <p>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。</p>
<p>◆グリーンオブリゲーション</p>	<p>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。</p>
<p>◆再生可能エネルギー事業の金融リスク・負担の軽減</p>	<p>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。</p>
<p>◆再生可能エネルギー関連情報の整備</p>	<p>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。</p>
<p>◆再生可能エネルギー技術の開発等</p>	<p>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</p>

	<p>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。</p>
--	---

(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

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。

◆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。
◆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。
◆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。
◆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。
◆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。
◆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。
◆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。
◆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。

(3) 次世代のエネルギー供給インフラ整備の推進

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。

電力系統	◆既存電力系統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、既存電力系統システムを変革する対策の充実を図る。
	◆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。
	◆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。
	◆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	◆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整備のためのインセンティブ付与	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。
----	---------------------------	---

(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

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。

◆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。
◆CCS 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。
◆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。
◆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。

8.5 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付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。

