

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 23 年 3 月

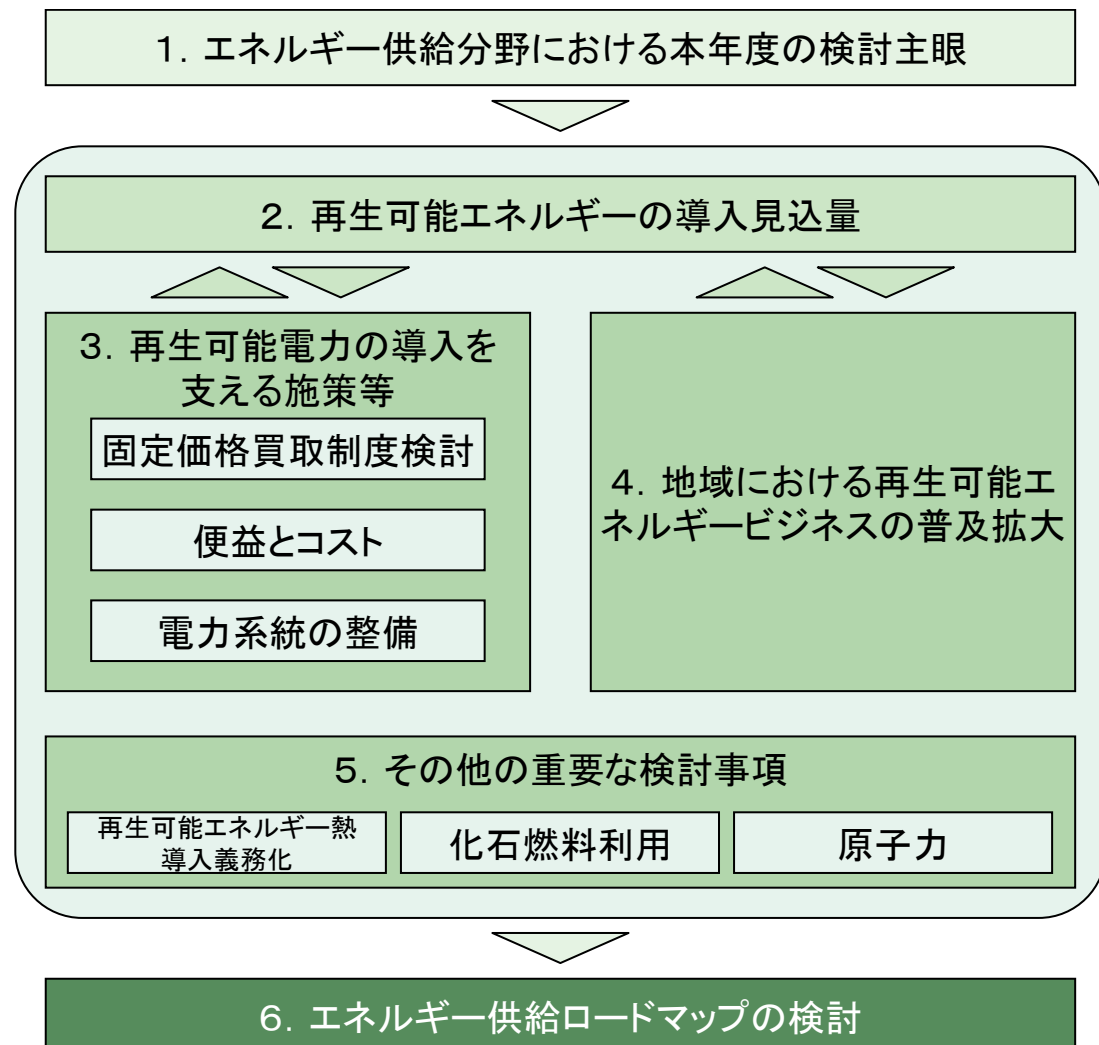
低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化検討会

本報告書の記載内容について

本報告書に係る検討は、2011 年 3 月 11 日の東北地方太平洋沖地震の前に行われたものであり、報告書の内容として震災を踏まえた記述とはなっておりません。

今後、エネルギー供給の低炭素化のあり方を検討するにあたっては、緊急的な対応と、中長期を見据えた対応に時間軸を分けて検討することが必要となりますが、本報告書ではそのような記述にはなっていないことを申し添えます。

<本報告書の流れ>



<本報告書の位置付け>

昨年度は、「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」（報告書：<http://www.env.go.jp/earth/report/h22-05/index.html>）において、以下の4つの柱からなるエネルギー供給分野における中長期ロードマップをとりまとめた。

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

今年度のエネルギー供給WGでは、昨年度のロードマップを基に、更に以下の検討課題に焦点を当てて検討を行い、それらの検討結果を踏まえロードマップの見直しを行った。

- ・ 固定価格買取制度の具体的な設計
- ・ 買取制度設計案等を踏まえた再生可能エネルギーの導入見込量の精査
- ・ 地域における再生可能エネルギービジネス普及拡大方策
- ・ 再生可能エネルギーの導入拡大を支え次世代ネットワーク

このうち、経営的視点からの検討では、「地域における再生可能エネルギービジネス検討作業部会」（以下「地域ビジネスTF」という。）をWGの下に立ち上げ、集中的な検討を行った。

以下に、本年度の検討の俯瞰図を示す。

なお、今年度のエネルギー供給WGは、中央環境審議会に設置された中長期ロードマップ小委員会の議論に資するため、環境省の委託先検討会として実施した。

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

重点的に検討を行った事項
検討を行った事項
今後検討が必要な事項

<各章の概要>

1. エネルギー供給分野における本年度の検討主眼

エネルギー供給低炭素化の必要性を示し、再生可能エネルギー普及拡大、化石燃料利用の低炭素化、原子力の利用拡大、という3つの方策ごとの我が国及び海外での取組状況を整理した。

昨年度のロードマップを踏まえて中長期的に低炭素社会を実現するために目指すべき姿を提示し、近年の動向を踏まえてロードマップの見直しの視点を整理した。さらに、低炭素化のための3つの方策に関して、技術的な成熟度、社会的受容性などを踏まえた優先順位付けを行った。

2. 再生可能エネルギーの導入見込量

2020年、2030年及び2050年の再生可能エネルギー全体の導入見込量を示すとともに、再生可能エネルギーの種類毎の導入見込量の考え方、導入見込量及び導入支援策について整理した。

3. 再生可能電力の導入を支える施策等

再生可能電力の導入を支える施策として、望ましい固定価格買取制度を提案した¹。特に、買取対象、買取価格と期間、自家消費電力の扱い、既設電源の扱いについて検討した。

再生可能エネルギーの普及がもたらす便益を定量的に示すとともに、固定価格買取制度による需要家負担を示しつつ、電源構成の低炭素化を進めることが中長期的には電力料金の押し上げには働かない可能性を示した。

電力系統に関して、再生可能エネルギーの普及拡大に伴う課題と諸外国の対応を整理し、我が国での次世代送配電ネットワークの実現行程を明らかにした。さらに、太陽光発電が大量導入された場合に系統に与える影響を、系統対策に関する費用負担の有無及びその程度について概要を把握するため、まずは簡易的に評価した。

4. 地域における再生可能エネルギービジネスの普及拡大

再生可能エネルギーの更なる普及拡大のために、経営的な観点から再生可能エネルギービジネスの普及拡大方策を検討した。特にプロジェクトの実施主体の内的要因であるヒト・モノ・カネ及び情報の課題を整理し、当該プロジェクトを普及拡大させるために特に重視すべき課題とその対応策を抽出し、中でも国として整備すべき公的支援策を骨太な施策方針として整理した。

5. その他の重要な検討事項

エネルギー供給に係るその他の重要な検討事項として、再生可能エネルギー熱の支援策、化石エネルギー利用の低炭素化、原子力の利用拡大、の3点を取り上げ、各項目について情報を整理した。特に再生可能エネルギー熱の導入義務化については、国内外の関連動向を整理した上で、今後我が国に適用すべき支援策のあり方を検討した。

¹ 固定価格買取制度については、2011年3月11日に「気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法案」が閣議決定されているが、ここではこの閣議決定前の段階で、導入することが望ましいと考えられる制度について検討を行った。

6. エネルギー供給ロードマップの検討

1.～5.の検討内容を踏まえ、昨年度策定したエネルギー供給ロードマップ対して、必要な見直しを行った。また、ロードマップの実現に向けた課題を整理するとともに、エネルギー供給全体として検討すべき課題についても言及した。

目 次

1.	エネルギー供給分野における本年度の検討主眼	1
1.1	エネルギー供給低炭素化の必要性と方策	1
1.2	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	3
1.2.1	再生可能エネルギーの普及	3
1.2.2	化石燃料利用の低炭素化	6
1.2.3	原子力エネルギーの利用	6
1.3	諸外国におけるエネルギー供給の低炭素化の取組状況	10
1.3.1	国際機関	10
1.3.2	諸外国	12
1.4	中長期的に低炭素社会を実現するために目指すべき姿	17
1.5	ロードマップの見直しの視点	18
1.6	検討の優先順位付け	19
2.	再生可能エネルギーの導入見込量	20
2.1	再生可能エネルギーの導入見込量の考え方	20
2.2	再生可能エネルギー全体の導入見込量	23
2.3	2050 年までの再生可能エネルギーの導入見込量	28
2.3.1	再生可能エネルギーの種類毎の導入見込量	28
2.3.2	再生可能エネルギーのポテンシャル量	36
2.4	2020 年に向けた再生可能エネルギーの導入見込量と導入支援策	38
2.4.1	太陽光発電	38
2.4.2	風力発電	39
2.4.3	中小水力発電	40
2.4.4	地熱発電	41
2.4.5	バイオマス発電	42
2.4.6	太陽熱利用	43
2.4.7	バイオマス熱利用	44
3.	再生可能エネルギーの導入を支える施策等	46
3.1	再生可能電力の固定価格買取制度	46
3.1.1	固定価格買取制度とは	46
3.1.2	望ましい固定価格買取制度	47
3.2	再生可能エネルギー普及がもたらす便益とコスト	53
3.2.1	再生可能エネルギー普及がもたらす便益	53
3.2.2	固定価格買取制度導入による費用負担	56
3.2.3	電源構成の低炭素化による電力料金の推移傾向	59
3.2.4	再生可能エネルギーの導入支援について現状から追加的な支援を行わない場合の影響	61

3.3	再生可能電力の CO ₂ 削減価値等の取扱い.....	62
3.4	電力系統の整備	64
3.4.1	再生可能電力の系統連系に関する課題	64
3.4.2	海外における系統連系に関する取組	66
3.4.3	次世代送配電ネットワークの実現行程	70
3.4.4	太陽光発電の大量導入における電力系統への影響	74
4.	地域における再生可能エネルギービジネスの普及拡大	92
4.1	背景、目的及び検討の進め方	92
4.2	事例調査と事業形態の整理	93
4.3	事業形態別の導入イメージの検討	105
4.4	導入シナリオ実現のための重点課題（導入に向けた課題の抽出・整理）	111
4.5	国として整備すべき公的支援策（骨太の対応策（特に重視すべき課題とその対応策）事業形態別の導入イメージの検討）	116
5.	その他の重要な検討事項.....	123
5.1	再生可能エネルギー熱の導入義務化などの普及方策	123
5.1.1	再生可能エネルギー熱の概要	123
5.1.2	再生可能エネルギー熱の導入施策例	126
5.1.3	再生可能エネルギー熱の導入を支える支援策のあり方	140
5.2	低炭素社会構築に向けた化石燃料利用の役割	146
5.3	原子力の利用拡大	148
6.	エネルギー供給ロードマップの検討	152
6.1	ロードマップで示した対策・施策の具体的内容	152
6.2	エネルギー供給ロードマップ実現に向けて	159
6.2.1	ロードマップ実現に向けた課題	159
6.2.2	今後の検討課題	160

参考資料 1 エネルギー供給 WG とりまとめ（英訳）

参考資料 2 Delhi International Renewable Energy Conference（DIREC）の概要

参考資料 3 欧州を中心とした再生可能エネルギーの普及拡大シナリオ

参考資料 4 海外出張報告

1. エネルギー供給分野における本年度の検討主眼

1.1 エネルギー供給低炭素化の必要性と方策

地球温暖化問題に関する国際的な動向として、2010年11月～12月にメキシコのカンクンで気候変動枠組条約第16回締約国会議（COP16）及び京都議定書第6回締約国会合（COP/MOP6）等が行われた。そこでは、COP15で作成されたコペンハーゲン合意を踏まえ、2013年以降の国際的な法的枠組みの基礎になり得る、包括的でバランスの取れた決定²が採択されたが、京都議定書の第一約束期間後の国際的な枠組みは定まっていない。その一方で、世界ではグリーン投資による成長が期待されており、例えばOECDではグリーン成長戦略に関する検討が進められている。

国際エネルギー機関（IEA）は、Energy Technology Perspectives 2010（ETP2010）やWorld Energy Outlook 2010（WEO2010）の中で、中国・インドをはじめとする新興国が急速な経済成長を背景に、今後も世界のエネルギー需要は大幅に拡大すると予想している。

供給側に目を向けると、原油価格は2008年7月に147\$/バレル（WTI）に達し、以降リーマンショックの影響で下落したものの、2011年には産油国を中心とした政情の不安定化によって再び上昇し、100\$/バレル（WTI）を超える水準で推移している。世界の原油の生産量は、WEO2010の現行政策シナリオ（Current Policies Scenario）でこそ上昇が見込まれるものの、新政策シナリオ（New Policies Scenario）及びCO₂濃度450ppmを達成するシナリオ（450 Scenario）では、将来的に2006年の70百万バレル/日を超えない見通しとなっており、2006年がいわゆるオイルピークとなる可能性がある。

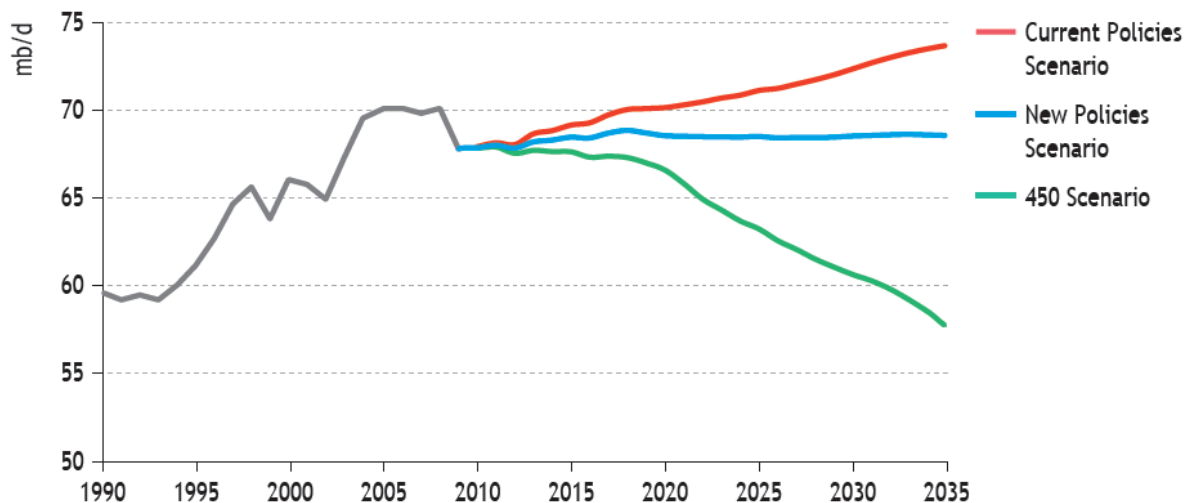


図 1-1 シナリオ別の世界の原油生産量

出典) World Energy Outlook 2010

² 包括的でバランスの取れた決定の一部として、同合意の下に先進国及び途上国が提出した排出削減目標等を国連の文書としてまとめた上で、これらの目標等をCOPとして留意することとなり、これにより、我が国が目指す、全ての主要排出国が参加する公平かつ実効的な国際枠組みの構築に向けて交渉を前進させることとなった。

上記のように世界全体でエネルギー需要の増大が見込まれる中で、原油価格の高騰及び生産量のピークアウトの可能性が示されており、原油の調達を巡る情勢が厳しくなることを踏まえると、将来的に化石燃料に依存し続けることは難しいことが示唆される。

化石燃料依存からの転換を目指す ETP2010 の BLUE Map シナリオでは、2050 年においてベースラインシナリオと比較して 43GtCO₂ の排出削減が期待されているが、そのうち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、原子力及び CCS といった供給側の対策による効果が約半分を占めており、供給側対策は需要側対策と同様に重要と考えられる。

また、エネルギー供給の低炭素化のための積極的な取組みは、2010 年 6 月に閣議決定された「新成長戦略」にあるグリーン・イノベーションによる環境・エネルギー大国戦略にも掲げられているように、我が国の強みを活かす成長分野として期待されている。

さらに、現在の我が国のエネルギー自給率は 5%程度であるが、エネルギー供給の低炭素化方策の 1 つである再生可能エネルギーの普及拡大は、自給率の向上に寄与するとともに、2008 年には約 23 兆円に達した化石燃料調達に伴う資金流出の抑制効果も期待される。

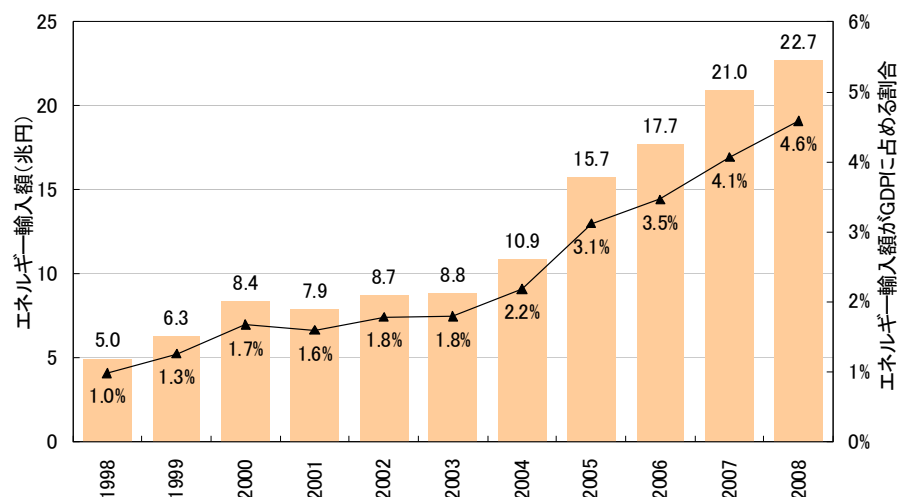


図 1-2 エネルギー輸入額及び GDP に占める割合の推移

出典) 貿易統計、国民経済計算より作成

我が国には、再生可能エネルギーの普及拡大、化石燃料利用の低炭素化、原子力の利用拡大というエネルギー供給低炭素化のための 3 つの方策のいずれにおいても、高い技術力を持っており、その技術力を需要側とあわせて積極的に活用していくことで、国内外のエネルギー需給の低炭素化に貢献していくことが可能である。

本 WG においては、エネルギー供給の低炭素化について検討することを目的としているため、エネルギー供給の基本である 3E（安定供給（energy security）、環境適合（environment）、経済性（economic efficiency））のうち、環境適合に特に重点をおいて検討したが、上記のように、エネルギー供給の低炭素化は、安定供給、経済性にも資するものであると考えられる。

1.2 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

1.2.1 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 1-3）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。

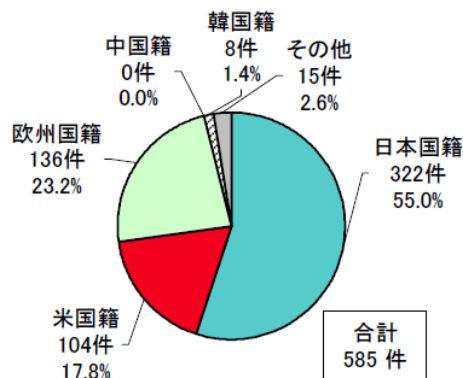


図 1-3 国別の特許出願数（太陽電池）

※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 1-4）、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、2009 年の単年度導入量（発電容量ベース）は第 3 位にまで落ち込んでいる（図 1-5）。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 1-6）、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 1-7）。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 1-8）。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³。

³ 「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）

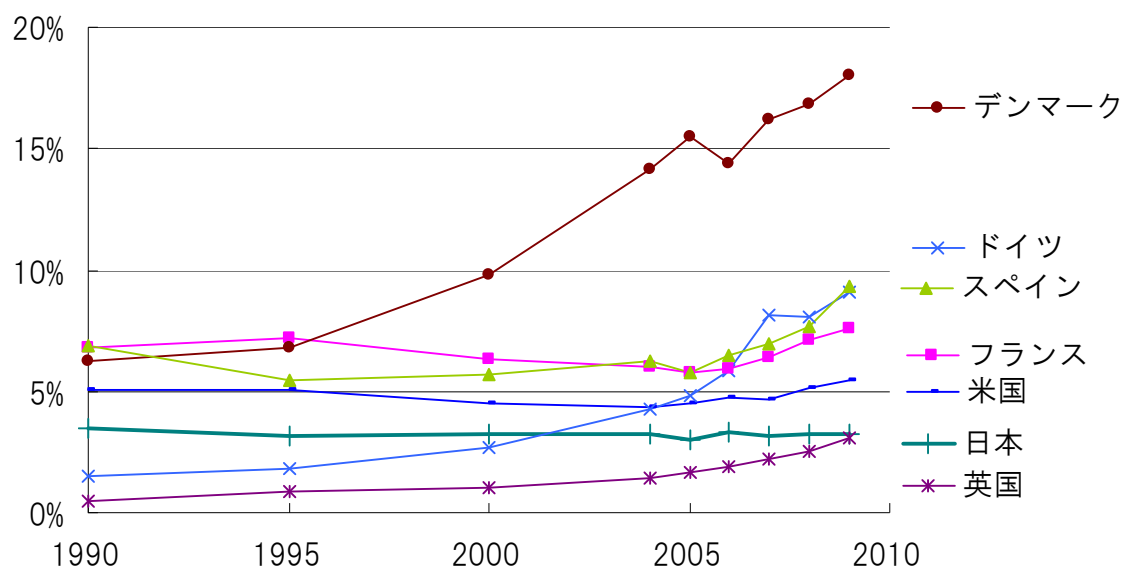


図 1-4 先進主要国における一次エネルギー総供給に占める再生可能エネルギーのシェア

注：大規模水力発電を含む。

出典) IEA “Renewables Information 2010”より MRI 作成 (2004、2005 年データは“Renewables Information 2009”より)

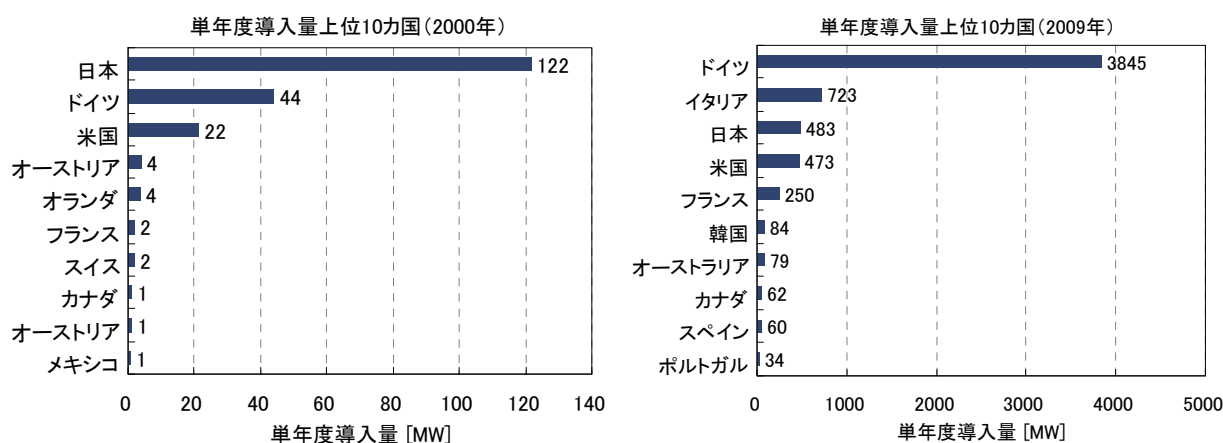


図 1-5 太陽光発電単年度導入量上位 10 カ国 (左：2000 年 右：2009 年)

出典) IEA PVPS “TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2009” より MRI 作成

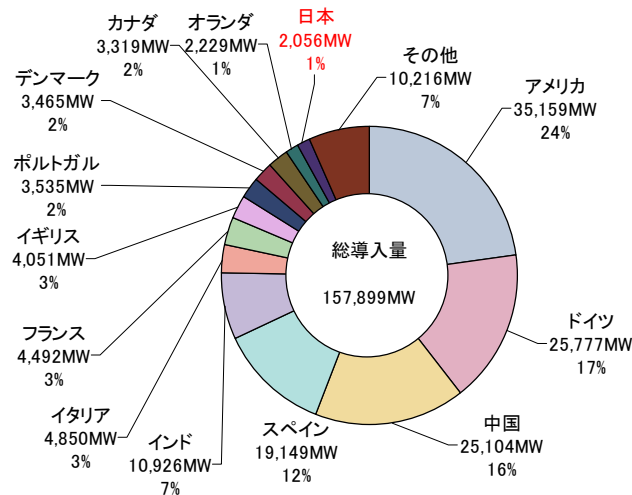


図 1-6 風力発電単年度導入量（2009 年）

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

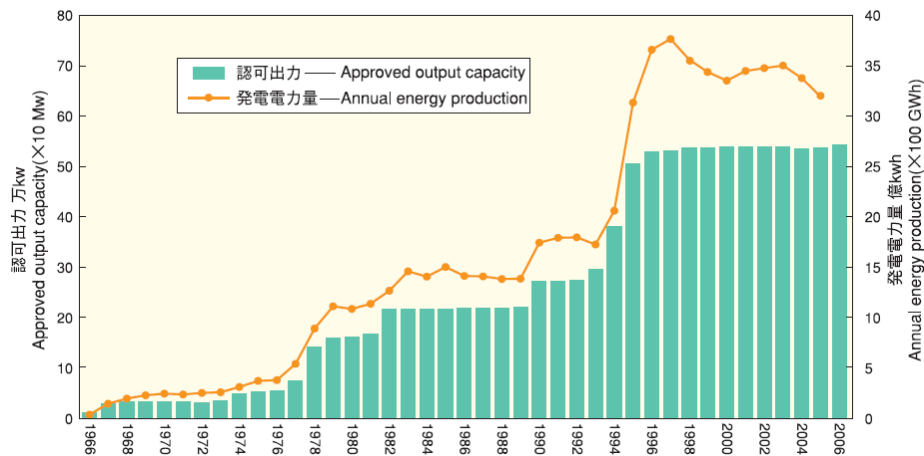


図 1-7 我が国における地熱発電の認可出力と発電電力量の推移

出典）NEDO「地熱開発の現状」2008

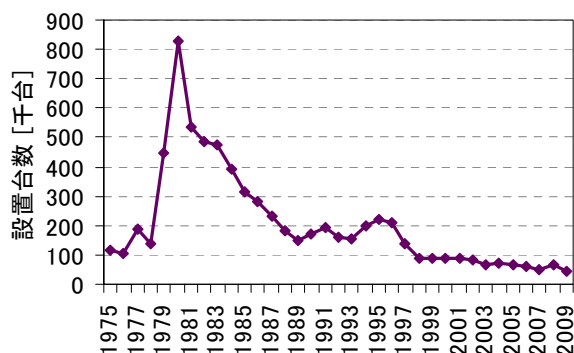


図 1-8 我が国の太陽熱利用機器

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

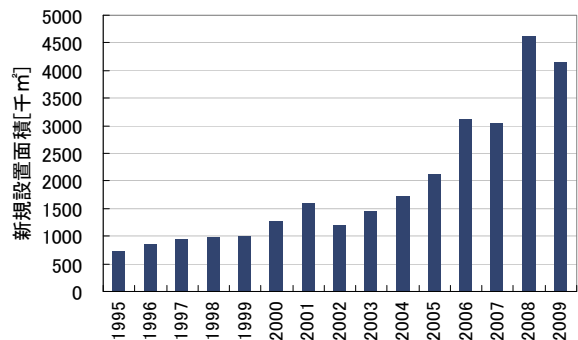


図 1-9 EU における太陽熱集熱器

新規設置面積の推移

出典）“SOLAR THERMAL BAROMETER 2010” (EUROSERV’ER) より MRI 作成

1.2.2 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 1-10）。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

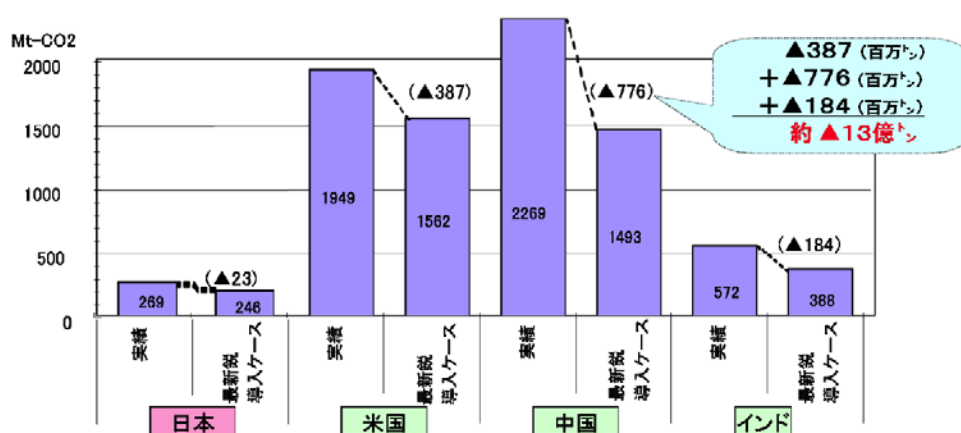


図 1-10 我が国の石炭高効率利用技術による CO₂ 削減効果

※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）

なお、「新成長戦略実現に向けた 3 段階の経済対策」（平成 22 年 9 月 10 日閣議決定）では、「火力発電所のリプレイスは温室効果ガスの削減にも資することから、これらの事業のうち環境負荷が現状よりも改善するケースについて、環境影響評価に要する時日の短縮が可能となるような手続きの合理化を行うための方策を検討する」ことが掲げられた。そこで、環境省では、2011 年 1 月から検討会（「火力発電所リプレイスに係る環境影響評価の技術的事項に関する検討会」）を設置開催して、環境負荷の低減が図られる火力発電所のリプレイス（更新）事業を対象に、環境影響評価項目の絞り込み、簡易な予測手法の採用、既存データの活用等、環境影響評価手続きの弾力的運用による合理化のための技術的事項について検討を行っている。

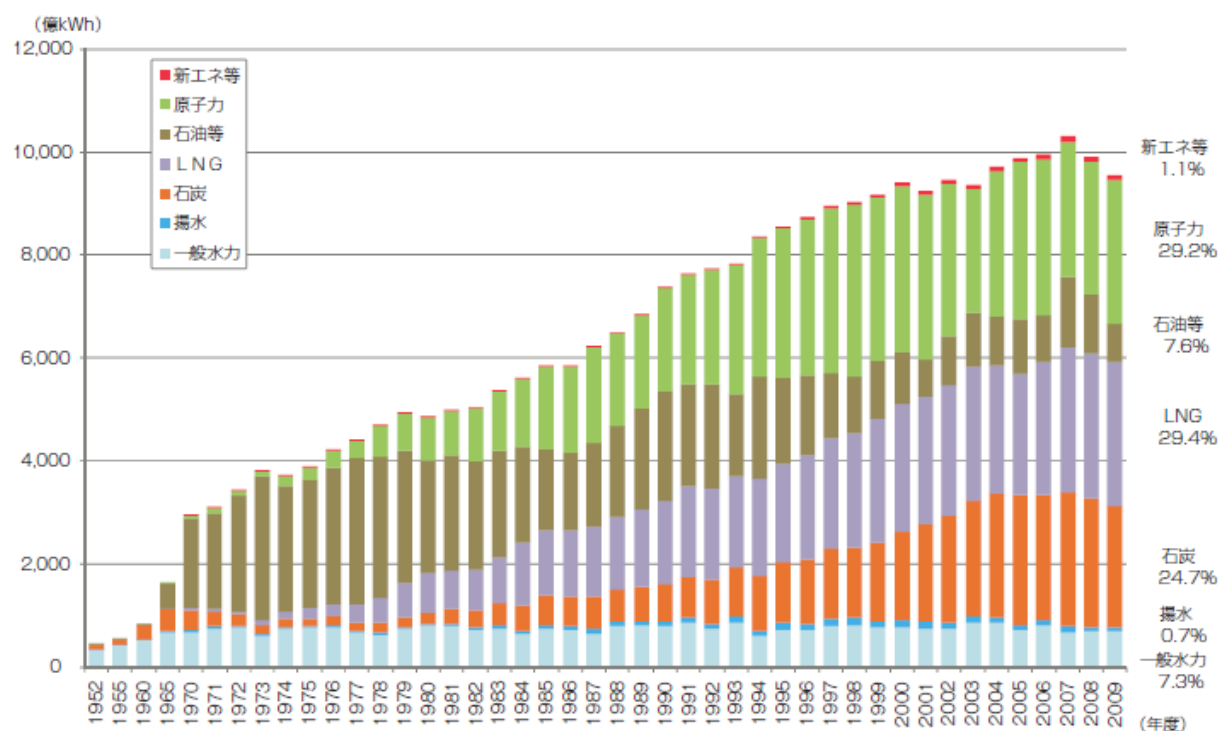
1.2.3 原子力エネルギーの利用

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⁴。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⁵。

しかしながら、昨今、日米仏に加えて、ロシアあるいは韓国企業が台頭してきている。日米が発電（運転・保守）、プラント建設、燃料供給のそれぞれを民間企業が純粋なビジネスとして実施しているのに対し、ロシアあるいは韓国企業（フランスも含まれる）の特長としては国営企業が一元的に実施する体制を執っている。ロシアは、核燃料ビジネスでの強みを梃子に、原子力発電プラントの建設を積極的に推進しており、また韓国は、原子力発電所を新輸出産業として位置付け、2012年までに10基、2030年までに80基の輸出を目標に、政府として強力に支援すると発表し推進している。

我が国における原子力発電は、現状で発電電力量の約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ものの、トラブルや自然災害等の影響もあって、全体としては、2009年度で約65%（出典：原子力安全規則ラウンドテーブル（第1回）資料）に留まっている。



※1971年度までは9電力会社計

図 1-11 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 2010」

⁴ 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

⁵ 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

なお、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」（エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律）が2009年7月1日に成立した。

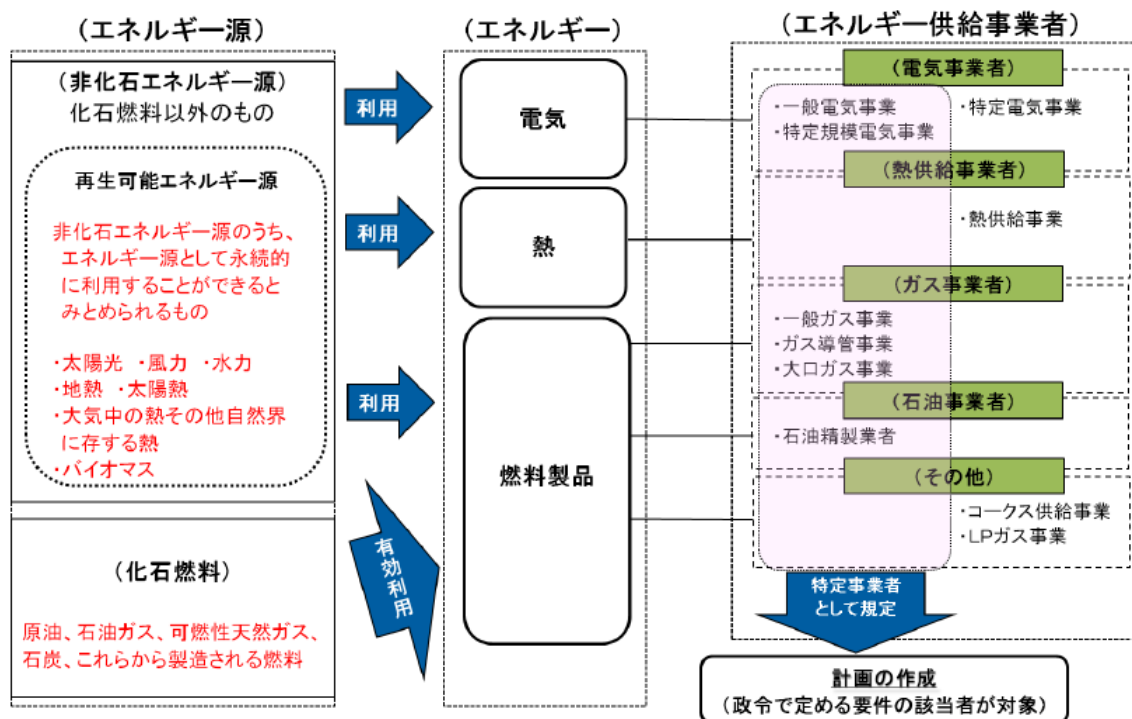


図 1-12 エネルギー供給構造高度化法の対象範囲

出典) 資源エネルギー庁資料

同法では、我が国で使用されるエネルギーの大半を供給する、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て、非化石エネルギーの利用と、化石エネルギー原料の有効利用を促進するため経済産業大臣が基本的な方針を策定するとともに、エネルギー供給事業者が取り組むべき事項について、ガイドラインとなる判断基準を定めることとしている。その上で、これらの下で、事業者の計画的な取組を促し、その取組状況が判断基準に照らして不十分な場合には、経済産業大臣が勧告や命令をできることとしている。

参考として、非化石エネルギー源の利用に係る判断の基準の概要及び化石エネルギー原料の有効な利用に係る判断の基準の概要について、表 1-1 及び表 1-2 に掲げる。

表 1-1 非化石エネルギー源の利用に係る判断の基準の概要

	非化石エネルギー源の利用に関する一般電気事業者等の判断の基準	非化石エネルギー源の利用に関する一般ガス事業者等の判断の基準	非化石エネルギー源の利用に関する石油精製業者の判断の基準
利用目標	○一般電気事業者：平成32年における<u>非化石電源比率</u>（非化石電源による発電量の全発電量に対する比率）を<u>原則50%以上</u>とする。 ※ただし、原子力発電所の保有状況等を踏まえ、目標達成が合理的に不可能と認められる場合は、電力供給計画における2019年度の非化石電源比率以上とする。 ○特定規模電気事業者：平成32年に<u>非化石電源比率を2%以上</u>とする。	○平成27年において、下水処理場等で発生する<u>余剰バイオガスの推定量</u>（<u>適正なコストで調達できるもの</u>）の<u>80%以上</u>を利用すること。	○2017年度における<u>バイオエタノール利用目標量（総計）を50万kl</u>とする。 ＜バイオエタノール目標量（総計）＞ 2011年度：21万kl 2015年度：38万kl 2012年度：21万kl 2016年度：44万kl 2013年度：26万kl 2017年度：50万kl 2014年度：32万kl ※各石油精製業者の目標は、揮発油の国内供給量に応じて総目標を按分した量 ※単位は原油換算量
実施方法	○原子力発電所の新増設の計画的かつ着実な実施、設備利用率の向上（原子力発電所の特性に応じた、長期の運転期間の設定等） ○再生可能エネルギー源を利用した電源の新増設、系統安定化対策（蓄電池の設置等） 等	○バイオガスの調達条件の策定・公表 等	○バイオエタノールをガソリンに混和して自動車用の燃料として供給 ○LCAでのCO₂削減効果を評価したバイオエタノールを利用 等
（参考）エネルギー基本計画の記述	電源構成に占めるゼロ・エミッション電源（原子力及び再生可能エネルギー由来）の比率を約70%（2020年には約50%以上）とする。	エネルギー供給構造高度化法を活用したガス事業者へのバイオガス利用目標を設定する。この実現に向け、下水処理場や地方自治体等とも連携しつつ、都市ガス導管注入実証事業、精製設備の高効率化技術の開発等を行い、これらの成果等について事業者等に情報提供を実施するなど官民連携のもと利用拡大を推進する。	バイオ燃料については、LCAでの温室効果ガス削減効果等の持続可能性基準を導入し、同基準を踏まえ、十分な温室効果ガス削減効果や安定供給、経済性の確保を前提に、2020年に全国のカソリンの3%相当以上の導入を目指す。 ※LCAは、「Life Cycle Assessment」の略。

出典）資源エネルギー庁資料

表 1-2 化石エネルギー原料の有効な利用に係る判断の基準の概要

	化石エネルギー原料の有効な利用に関する一般ガス事業者等の判断の基準	原油等の有効な利用に関する石油精製業者の判断の基準								
利用目標	○平成32年にボイルオフガス（LNGタンク外部の熱により自然に気化したガス）の利用率を概ね100%とする。	○我が国の重質油分解装置の装備率（現在10%程度）を2013年度までに13%程度まで引き上げることを目標。 ○このため、石油精製業者は、当該年度までに以下の表の左欄に掲げる重質油分解装置の装備率に応じて、右欄に掲げる割合分、重質油分解装置の装備率を向上させるものとする。 重質油分解装置の装備率＝$\frac{\text{重質油分解装置の処理能力}}{\text{常圧蒸留装置の処理能力}}$ <table><tr><th>重質油分解装置の装備率</th><th>改善率</th></tr><tr><td>10%未満</td><td>45%以上</td></tr><tr><td>10%以上13%未満</td><td>30%以上</td></tr><tr><td>13%以上</td><td>15%以上</td></tr></table>	重質油分解装置の装備率	改善率	10%未満	45%以上	10%以上13%未満	30%以上	13%以上	15%以上
重質油分解装置の装備率	改善率									
10%未満	45%以上									
10%以上13%未満	30%以上									
13%以上	15%以上									
実施方法	○圧縮機や再液化設備の利用等によりボイルオフガスの回収・利用を実施。 等	○重質油分解能力向上のため、設備の運転面の改善等（運転管理の改善や触媒の改良）、技術開発等にも取り組む。 等								
（参考）エネルギー基本計画の記述	—	新興国を中心とした世界的な石油需要の増加、原油の重質化・石油需要の白油化等、石油をめぐる諸情勢を踏まえ、抜本的な重質油分解能力の向上を図る。								

出典）資源エネルギー庁資料

1.3 諸外国におけるエネルギー供給の低炭素化の取組状況

1.3.1 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、2011 年 2 月時点における締約国は 56 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、Energy Technology Perspective 2010 の BLUE Map シナリオ（2050 年に世界の温室効果ガス排出量を 2005 年比半減の場合）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 17%、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 1-13）。

また、再生可能エネルギーをはじめとする低炭素化技術について、技術ロードマップ（Technology Roadmap）を策定しており、これまでに、太陽光発電、風力発電、太陽熱発電、CCS、原子力発電、電気自動車／プラグインハイブリッド自動車の技術開発ロードマップが公開されている。その他の主要な低炭素化技術（バイオマス、CCT、地熱発電、スマートグリッド等）についても、順次策定・公開される予定である。

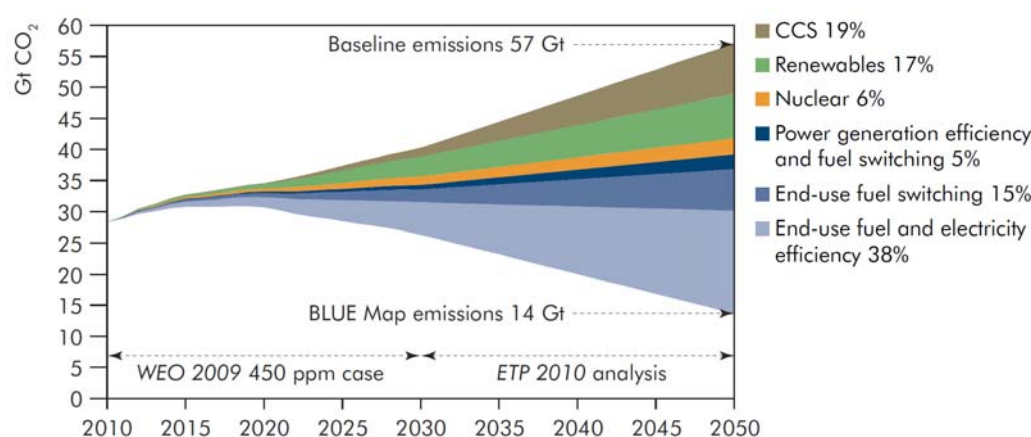


図 1-13 IEA のエネルギー技術展望の BLUE Map シナリオ（2050 年に世界の温室効果ガス排出量を 2005 年比半減の場合）における各低炭素技術の貢献度

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

(3) 気候変動に関する政府間パネル(IPCC)

IPCC では、2011 年 4 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(Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation)、2014 年 9 月に第 5 次評価報告書の発

行を予定している。

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では、以下の情報の取りまとめが予定されている。

- 地域別資源量と気候変動への影響
- 再生可能エネルギーの地球温暖化緩和ポテンシャル
- 再生可能エネルギー導入拡大と持続的発展のコベネフィット
- 再生可能エネルギーとエネルギーセキュリティ
- 技術と市場の現状、将来の技術革新と導入見通し
- エネルギー供給システムとの連系に係るオプション・制約
- 経済的・環境的費用便益、リスクと導入による影響
- キャパシティビルディング、技術移転、ファイナンス
- 政策オプション
- 持続可能な導入促進

(4) 国際再生可能エネルギー会議（IREC）

各国政府関係者、有識者、企業、市民等が一同に会し、再生可能エネルギーの導入普及に係る各種課題、今後の展望等を議論する場として、国際再生可能エネルギー会議（IREC）が 2004 年より開催されている。

インドのデリーで開催された 2010 年 10 月の第 4 回会議は、「エネルギーセキュリティ、地球温暖化対策、経済成長のための再生可能エネルギーの導入拡大と主力化」がメインテーマであった。第 4 回会議においては、エネルギーセキュリティ、地球温暖化、経済成長の側面から再生可能エネルギーの重要性を再確認するとともに、普及拡大に向けて、技術開発の推進、政策的支援と投資促進の必要性、発展途上国における普及拡大の課題キャパシティビルディング等について議論が交わされた。なお、本会議の詳細を参考資料 1 に示す。

(5) その他関連機関

欧州を中心に、2050 年に向けて再生可能エネルギーの普及拡大を目指す野心的なシナリオが発表されている（表 1-3）。

表 1-3 再生可能エネルギーの普及拡大シナリオ

機関	レポート名	概要
① European Climate Foundation (欧州気候基金)	Roadmap 2050: a practical guide to a prosperous, low carbon Europe (2010 年 4 月)	欧州における電力供給の 40%、60%、80%を再生可能エネルギーで賄うシナリオを検討。 さらに、欧州と北アフリカとの域外連携による 100%シナリオも検討。
② EREC (欧州再生可能エネルギー協議会)	ReThinking 2050: A 100% Renewable Energy Vision for the European Union (2010 年 4 月)	欧州全体で、2050 年に最終エネルギー消費のほとんどを再生可能エネルギーで賄うビジョンを提示。
③ Greenpeace International	Energy [R]evolution: A Sustainable World Energy Outlook (2010 年 6 月)	世界全体で再生可能エネルギーの導入量を大幅増加させる必要性を提言。
④ ドイツ連邦環境庁	Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen (100% renewable electricity supply by 2050) (2010 年 7 月)	ドイツ国内において、2050 年に 100%再生可能エネルギーによる電力供給の実現可能性を主張。
⑤ 環境問題に関する学識者諮問委員会 (ドイツ)	WEGE ZUR 100% ERNEUERBAREN STROMVERSORGUNG (Ways for 100% of Renewable Power Supply) (2011 年 1 月)	ドイツ国内において、2050 年に 100%再生可能エネルギーによる電力供給の実現可能性を主張。

なお、上記に示したシナリオ毎の詳細を参考資料 2 に示す。

1.3.2 諸外国

(1) 再生可能エネルギーの普及⁶

EU は、欧州指令及び各国の積極的な導入目標や、再生可能電力の固定価格買取制度 (Feed-in Tariff (FIT)) 等の政策的支援を背景に、再生可能エネルギーの導入量を着実に伸ばしてきた。2008 年末の世界経済危機、また太陽光発電についてはスペインの買い取り価格の減額により、導入量は鈍化しているものの、今後も世界の牽引役として EU の果たす役割は大きい。

EU は 2009 年 4 月 23 日に、再生可能電力推進に関する欧州指令 (2001/77/EC)⁷及びバイオ燃料促進に関する欧州指令 (2003/30/EC)⁸を包括的に改正した指令である、再生可能エネルギー新指令 (2009/28/EC) を採択した。本指令において、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。

固定価格買取制度 (Feed-in Tariff (FIT)) の代表的な導入事例はドイツ、スペインであり、2000 年代半ばから、FIT により太陽光発電の導入が爆発的に増加し、2009 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促進策として、新築・改修建築物等に対し、ドイツでは再生可能エネルギー熱利用設備の導入が義務化されており、スペインでは太陽熱利用設備、導入普及に効果を発揮している。

⁶ 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。

⁷ 2010 年までに電力供給量の 21%を再生可能エネルギーで賄う目標を設定。

⁸ 2010 年までにガソリン、ディーゼル油の 5.75%をバイオ燃料で代替する目標を設定。

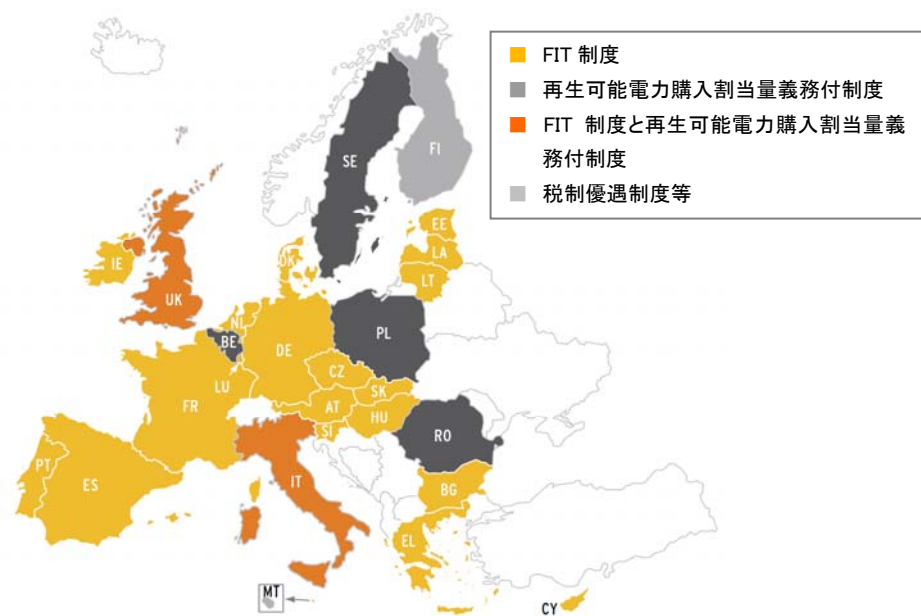


図 1-14 欧州における再生可能エネルギー支援施策

出典) “RENEWABLE ENERGY SOURCES IN FIGURES” (2010, BMU) より MRI 作成

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課税控除制度 (ITC)⁹、再生可能電力の生産税控除制度 (PTC)¹⁰等の期限が延長され、特に PTC の延長により風力発電の導入量が拡大すると見られている。

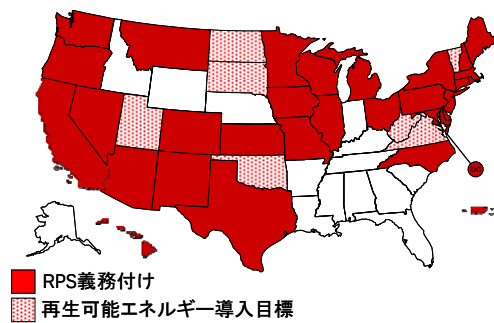
中央政府では、RPS 制度やネットメータリング¹¹により再生可能エネルギーの導入を支援している。また、各州独自の再生可能エネルギー支援施策が実施されており、連邦レベルの FIT はまだ導入されていないが、一部の州（フロリダ州、カリフォルニア州等）では小規模な FIT が導入されている。

⁹ 各種再生可能エネルギー設備の投資に対して、エネルギー源別の控除率に基づいて課税控除を行う制度。

¹⁰ 再生可能エネルギー電力の生産税を控除する制度。太陽光発電は対象外。風力発電については、2.1¢/kWh が控除される（2011年3月現在）。

¹¹ 再生可能エネルギーの余剰電力を系統に供給した分だけ、系統から購入した電力のメータを戻すことができる制度。

RPS 制度



ネットメータリング

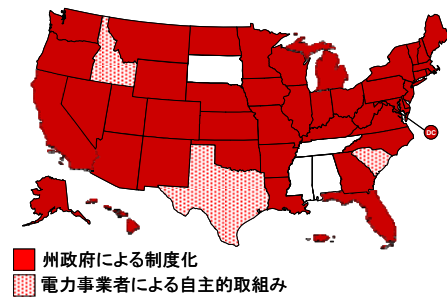
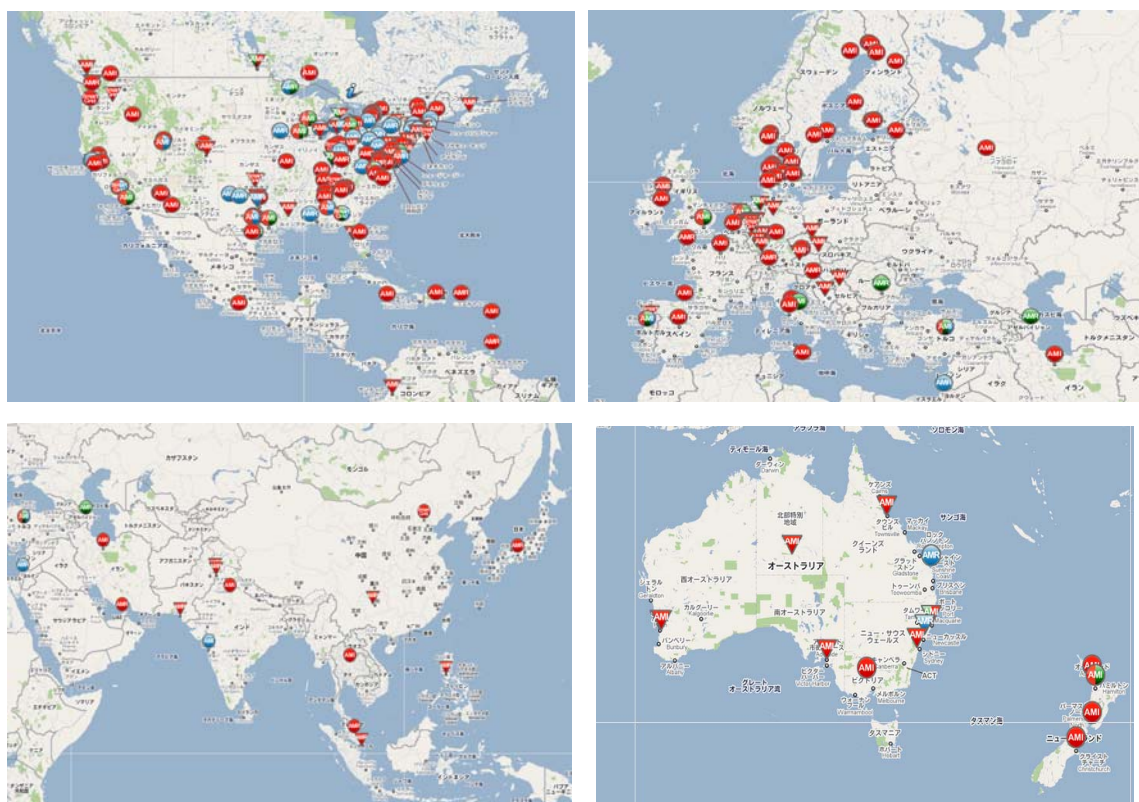


図 1-15 米国州政府による再生可能エネルギー支援施策（2011 年 2 月時点）

出典）Database of State Incentives for Renewable Energy (<http://www.dsireusa.org/>)

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 1-16）、中国におけるエコシティ（省エネや省資源、環境負荷の低減を目的とした環境都市）開発（図 1-17）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。



（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 1-16 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 1-17 中国におけるエコシティ開発（中新天津生態城完成予想図）

出典）中新天津生態城ホームページ（<http://www.eco-city.gov.cn/eco/shouye/main.html>）

(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的政策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。

1.4 中長期的に低炭素社会を実現するために目指すべき姿

昨年度のエネルギー供給 WG における検討結果を踏まえ、中長期的に低炭素社会を実現するために、エネルギー供給分野の目指すべき姿を次のとおりとした。

<2020 年>

- ・ 再生可能エネルギーの普及促進策が有効に機能し、一次エネルギー供給に占める割合が 10%以上に拡大する
- ・ 再生可能エネルギーの普及拡大が地域活性化や地域の雇用創出に大きな役割を果たす
- ・ 既存の供給インフラ活用により再生可能エネルギーの普及を支える中で、次世代エネルギー供給インフラの整備が進展する

<2030 年>

- ・ 大量の再生可能エネルギーを受け入れるための社会システムへの変革が進み、再生可能エネルギーと親和的な社会システムが構築される
- ・ 再生可能エネルギーを最大限活用できるエネルギー供給インフラが整備されている
- ・ 化石エネルギーに比べてコスト競争力を持つ再生可能エネルギーの導入が義務化される（主に建築物に対する再生可能エネルギー熱の導入を想定）

<2050 年>

- ・ 再生可能エネルギーがエネルギー供給の主役の 1 つとなり、これと原子力などが電力供給の柱となり、ゼロカーボン電源が実現している
- ・ 我が国の持つ最高水準の環境エネルギー技術が世界に普及し、世界全体でエネルギー供給の低炭素化が進展している

1.5 ロードマップの見直しの視点

昨年度のエネルギー供給 WG では、エネルギー供給の低炭素化に向けて、①再生可能エネルギーの普及基盤を確立するための支援、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、③次世代のエネルギー供給インフラ整備の推進、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、という 4 つの柱立てによる行程表（ロードマップ）を策定した。

表 1-4 昨年度のエネルギー供給ロードマップの柱立てと主要な施策

再生可能エネルギーの普及基盤を確立するための支援	・ 固定価格買取制度などによる経済的措置等 ・ 再生可能エネルギー事業の金融リスク・負担の軽減 ・ 関連情報の整備 ・ 再生可能エネルギー技術の開発等
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	・ 社会的受容性・認知度の向上 ・ 地域の特性を生かした再生可能エネルギーの導入 ・ 関連法規の見直し等
次世代のエネルギー供給インフラ整備の推進	・ 既存電力系統システム上での対策 ・ 次世代送配電ネットワークの検討 ・ スマートグリッドの整備、進化 ・ 再生可能エネルギーの大量導入に向けた制度整備 ・ バイオ燃料・ガス・水素の供給インフラ整備等 ・ 次世代供給インフラ整備のためのインセンティブ付与
化石エネルギー利用の低炭素化の実現	・ 火力発電低炭素化の技術普及 ・ 炭素回収貯蔵の導入 ・ 発電の建設・運用における低炭素化 ・ 安全の確保を大前提とした原子力発電の利用拡大

2009 年度にロードマップ作成後のエネルギー供給を巡る動きとして、2010 年 6 月に「新成長戦略」及び「エネルギー基本計画」が相次いで策定された。その中では特に、成長の原動力となるグリーン・イノベーションの一つの柱として、全量買取方式の固定価格買取制度の導入が改めてクローズアップされるとともに、スマートグリッドの導入をはじめとする次世代エネルギー・社会システムの構築の重要性が示された。

こうした動向を踏まえ、今年度は以下の視点でロードマップの見直しを行うこととした。

- ・ 固定価格買取制度の具体的な設計
（→買取対象、買取価格、買取期間、自家消費の扱いなど）
- ・ 買取制度設計案等を踏まえた再生可能エネルギーの導入見込量の精査
（→全量買取制度導入時期の変更、太陽熱やバイオ燃料等の修正）

- ・ 買取制度を補完する施策としての地域における再生可能エネルギービジネス普及拡大の方策の検討
- ・ 再生可能エネルギーの導入拡大を支える電力系統整備

1.6 検討の優先順位付け

エネルギー供給の低炭素化の方策は、①再生可能エネルギーの普及拡大、②化石燃料利用の低炭素化、③原子力の利用拡大、という3方策に大別される。

ここで、化石燃料は長期に亘ってエネルギー供給において最大の地位を占めており、その利用は技術的に確立され、社会的に定着している。原子力も長期の研究期間を経て実用化され、70年代以降導入量が増加し、エネルギー供給において一定の地位を確保していると言える。

一方、再生可能エネルギーは長期の研究開発段階を経て、ようやく導入が進みつつある状態であり、今後飛躍的な増加が期待されるものの、現時点では経済性、社会的受容性・認知度、インフラ整備などに関して、化石燃料や原子力の持つレベルにまで達していない部分が存在する。

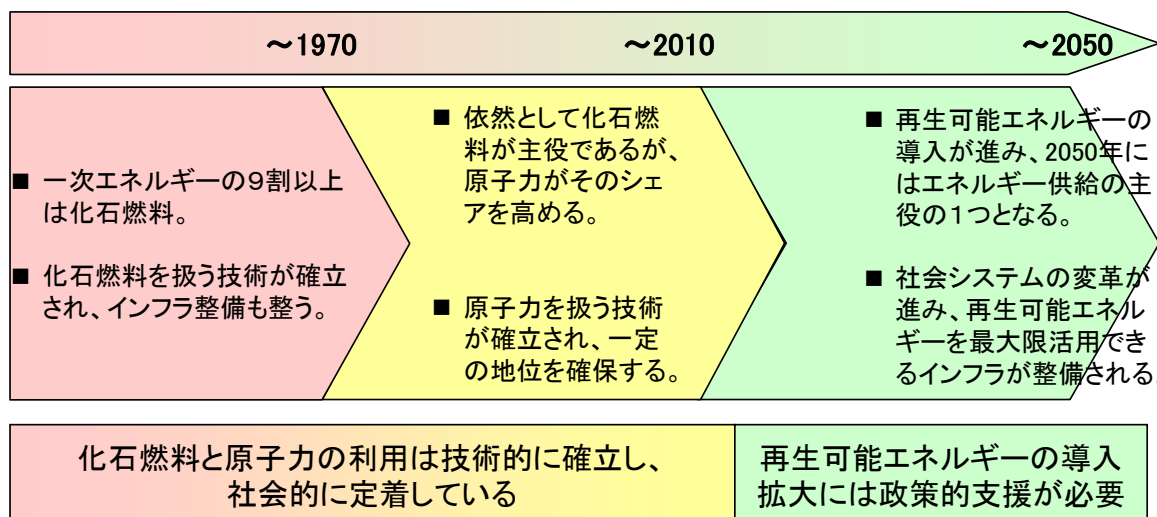


図 1-18 化石燃料、原子力及び再生可能エネルギーの利用に関する社会的成熟度

今後、再生可能エネルギーを他のエネルギーと同等のレベルまで引き上げ、2050年の低炭素社会を構成する新たな社会システムとして定着させていくためには、民間レベルでの取組に対し、行政が積極的に政策支援を行っていく必要がある。

また、再生可能エネルギーの普及を支える政策は、特に欧州と比較して遅れており、導入の速度にも顕著な違いが生じている。

こうした状況を踏まえ、本WGでは、エネルギー供給の低炭素化のための方策のうち、今後の導入拡大が期待されるものの、克服すべき多くの課題を有する再生可能エネルギーに焦点を当て、普及拡大のために必要な施策等を重点的に検討した。

2. 再生可能エネルギーの導入見込量

2.1 再生可能エネルギーの導入見込量の考え方

(1) 2020 年における導入見込量の考え方

2020 年における導入見込量と支援レベルの設定は以下の考え方を用いた。

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

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

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

(2) 再生可能エネルギーの種類毎の考え方

① 太陽光発電

- ・ ▲15%ケースでは、民間の住宅・非住宅分野では投資回収年数が 10 年となる価格での固定価格買取制度。公共部門で民間と同程度の規模の設置となるような施策の実施。
- ・ ▲20%及び▲25%ケースでは、買取価格を引き上げ、投資回収年数を約 9 年、約 8 年とした場合の導入量。
- ・ 生産量が拡大することで価格が低減する習熟効果を見込んでおり、買取価格は毎年度見直すことを想定。

② 風力発電（陸上・洋上）

- ・ 導入見込量は、風力発電協会のシナリオを参考に、1,131 万 kW に設定。
- ・ この導入見込量全てで IRR8%が確保される 20 年全量買取の買取価格を算出した。陸上風力については、風車コストの低減を見込み※、買取価格は毎年度見直すことを想定。

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

③ 中小水力発電

- ・ 導入目標を達成するまでの地点で IRR が 8%となる価格での固定価格買取制度を想定。

- ・ 目標レベルに応じて3ケースの買取価格を設定した。

④ 地熱発電

- ・ 導入目標を達成するまでの地点全てで IRR8%以上となる買取価格は他の電源と比較して高くなる（約 43 円/kWh）ため、買取価格を 20 円/kWh に抑えた上で、IRR が 8%を下回る地点では調査及び開発に係る費用の一定割合を補助することを想定。

⑤ 太陽熱利用

- ・ ▲15%ケース及び▲20%ケースでは、投資回収年数 15 年（耐用年数並み）となる支援策を、▲25%ケースでは同 10 年となる支援策を想定し、投資回収年数受容曲線により導入量を推計。
- ・ 同時に、経済面以外の課題解決も図られるとした。

⑥ バイオマス発電

- ・ 導入目標を達成するまでの地点で IRR が 8%となる価格での固定価格買取制度を想定。

⑦ バイオマス熱利用

- ・ 導入目標を達成するまでの地点で IRR が 8%となる価格でのグリーン熱証書制度の導入が実現するものと想定。

(3) 買取価格の設定根拠となる投資判断基準

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

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

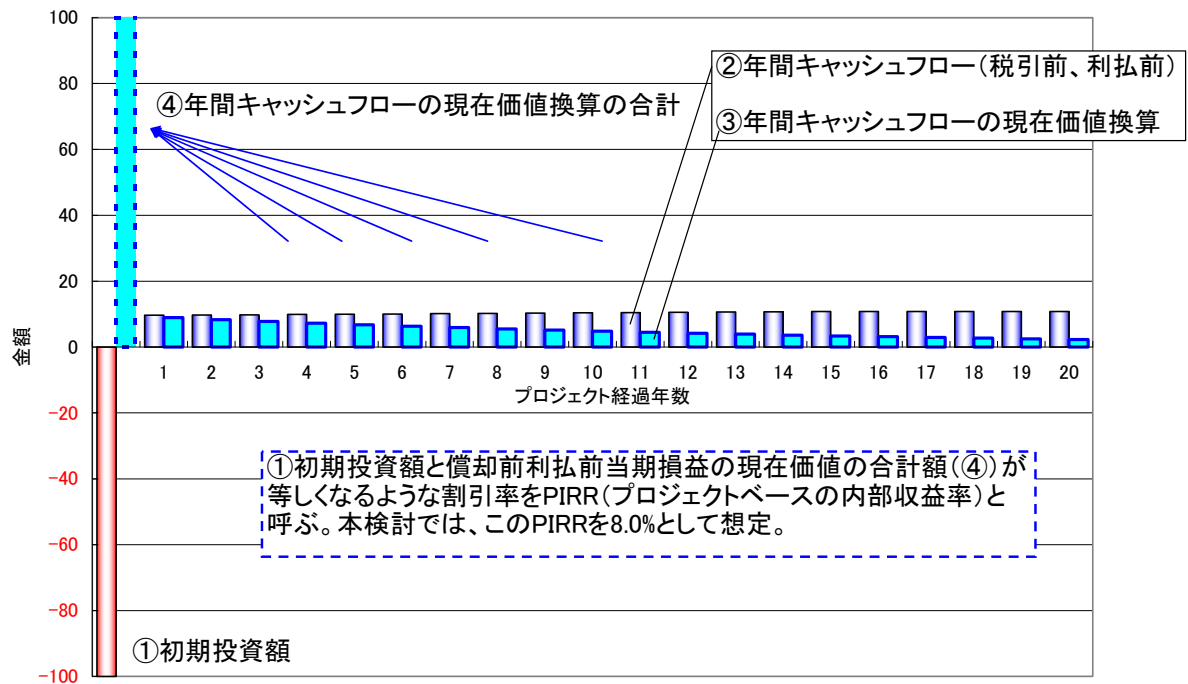


図 2-1 IRR8%想定の考え方

2.2 再生可能エネルギー全体の導入見込量

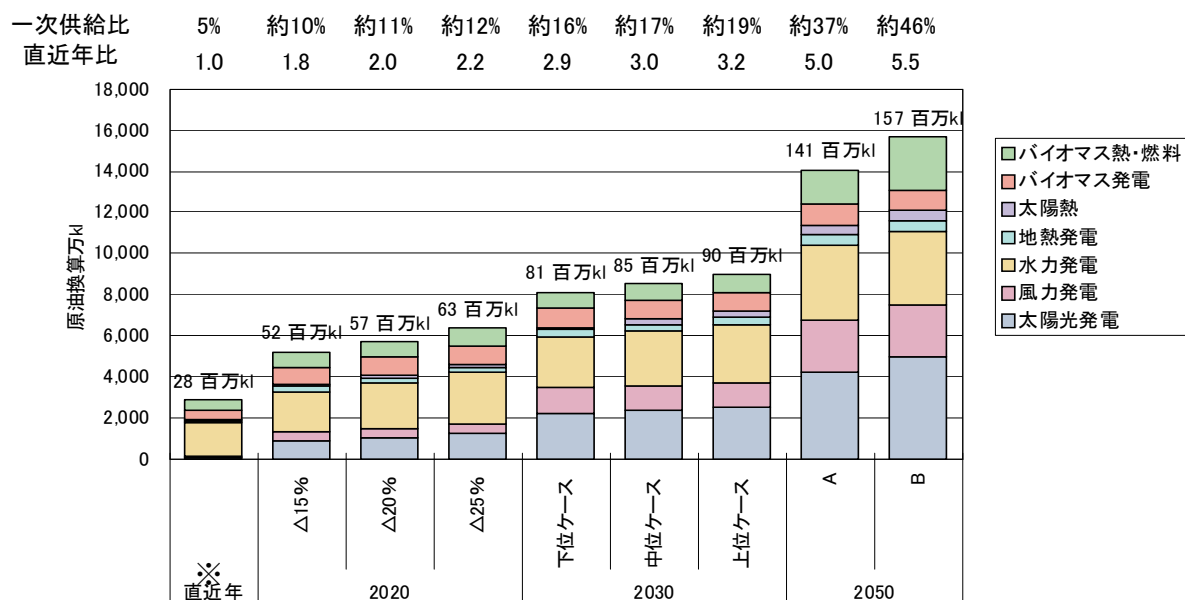
(1) 2050 年までの再生可能エネルギー全体の導入見込量

2009 年度のエネルギー供給 WG における再生可能エネルギー全体の導入見込量 (<http://www.env.go.jp/earth/report/h22-05/index.html> で公表) に対し、最近の動向等を踏まえ、今年度に見直しを行った結果を以下に示す。(2020 年の導入見込量としては、90 年比▲15%ケース、▲20%ケース、▲25%ケースの 3 ケースを想定した。)

見直しのポイントは以下のとおり。

- ・ 太陽光発電に関して 2009 年 11 月に開始した余剰買取制度を考慮するとともに、全量買取制度を 2012 年度開始と想定した。
- ・ 太陽熱利用に関して、ソーラーエネルギー利用推進フォーラムの導入見通しを踏まえ、一定の見直しを行った。
- ・ 自動車 WG の検討を踏まえ、バイオ燃料の導入量を▲15%及び▲20%ケース及び 2030 年の全てのケースで下方修正した。
- ・ 既設の水力発電の規模別情報に基づき、大規模水力と中小水力の内訳を見直した。

以上の見直しを行った結果、2020 年断面に着目すると、全てのケースで、地球温暖化対策基本法案で定められている「再生可能エネルギーの供給量について、2020 年までに一次エネルギー供給量に占める割合を 10%に達するようにする。」という目標を技術的に実現できることを確認した。



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

図 2-2 2050 年までの再生可能エネルギーの種類別導入見込量

2020 年までの導入量と直近年の実績からの増分をみると、今後最も増加が期待されるエネルギー

ーは太陽光発電であり、ついで、バイオマス熱利用、バイオマス発電、風力発電、中小水力発電などの増分が大きくなっている。

2050 年には、再生可能エネルギー全体の導入量が、直近年の実績と比較して 5 倍以上となり、一次エネルギー供給に占める割合は約 37～46%に達することが見込まれる。

表 2-1 2020 年までの再生可能エネルギーの種類別導入見込量と直近年からの増分 ¹⁾

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

1) ここでは、導入量が増加しても稼働率は同一として kL を算出しているが、導入される地点の条件によって、kL が増減する可能性がある点に留意が必要である。

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

表 2-2 2030 年までの再生可能エネルギーの種類別導入見込量と直近年からの増分

		直近年※	2030 年					
			上位		中位		下位	
			導入量	うち増分	導入量	うち増分	導入量	うち増分
太陽光発電	万 kW	263	9,060	8,797	9,527	9,264	10,060	9,797
	万 kl	64	2,214	2,149	2,328	2,263	2,458	2,394
風力発電 (陸上)	万 kW	219	2,150	1,931	2,150	1,931	2,150	1,931
	万 kl	89	876	786	876	786	876	786
風力発電 (着床)	万 kW	0	270	270	270	270	270	270
	万 kl	0	165	165	165	165	165	165
風力発電 (浮体)	万 kW	0	280	280	280	280	280	280
	万 kl	0	171	171	171	171	171	171
大規模水力 発電	万 kW	1,118	1,244	126	1,244	126	1,244	126
	万 kl	546	713	167	713	167	713	167
中小水力 発電	万 kW	955	1,522	567	1,665	710	1,812	857
	万 kl	1,079	1,794	715	1,975	896	2,160	1,081
地熱発電 (温泉発電含む)	万 kW	53	234	181	234	181	234	181
	万 kl	76	334	258	334	258	334	258
バイオマス発電	万 kW	409	803	394	803	394	803	394
	万 kl	462	907	445	907	445	907	445
太陽熱利用	万 kl	55	137	82	251	196	282	227
バイオマス熱利用	万 kl	470	787	317	787	317	887	417
合計	万 kl	2,841	8,107	5,266	8,499	5,659	8,963	6,122

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

(2) 再生可能エネルギー導入目標の諸外国との比較

我が国の再生可能エネルギー導入は近年停滞する一方、諸外国においては、以前から再生可能エネルギー導入に積極的であった欧米に加え、中国・韓国でも大胆な目標が打ち出されている。各国の2020年の再生可能エネルギー導入目標は以下のとおり。

成長戦略や国際競争力維持の観点から、我が国でも導入拡大に向けた努力が必要である。

表 2-3 各国の再生可能エネルギー導入目標

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

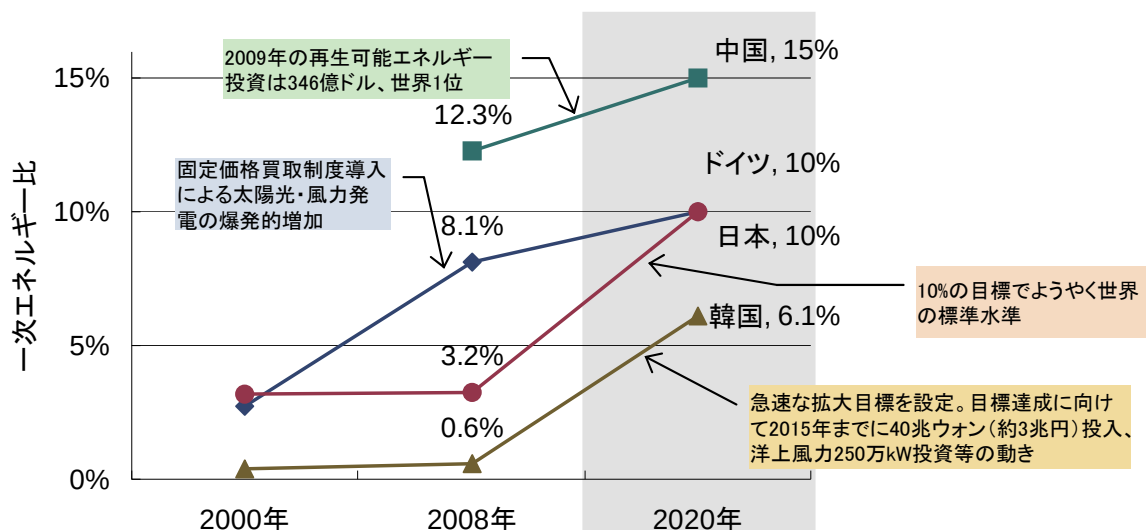
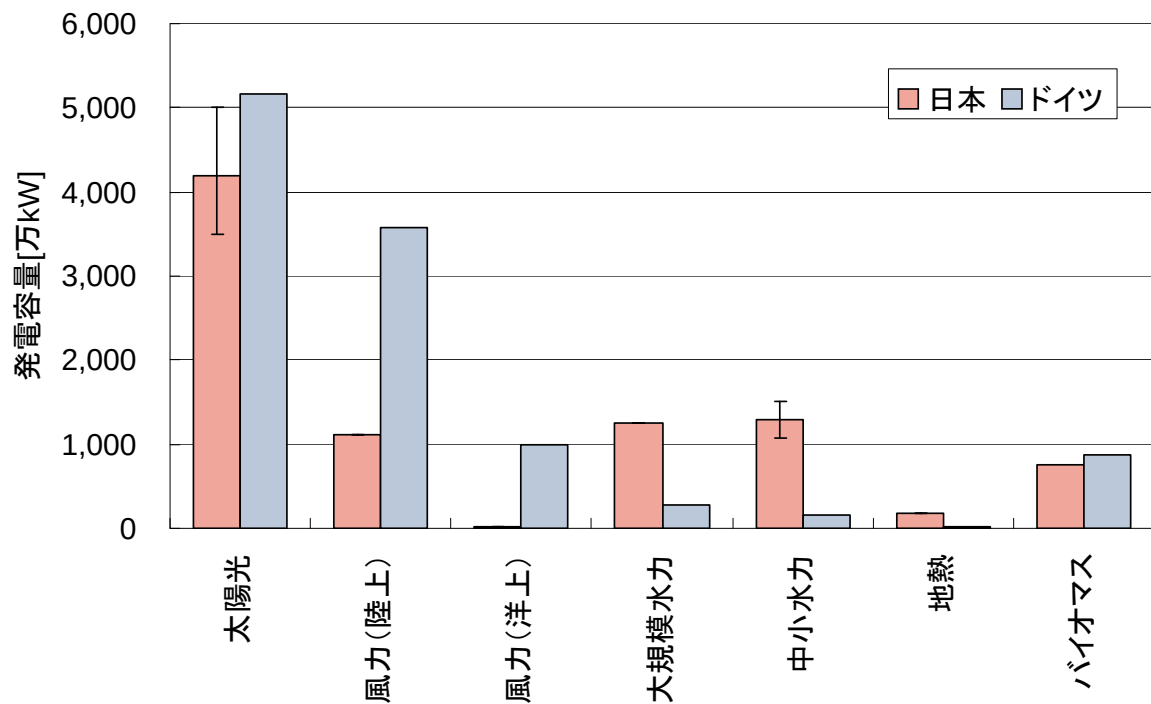


図 2-3 再生可能エネルギー導入目標の比較

出典) 実績: IEA “Renewables Information” (2010)、2020年目標: 各国政府資料より

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



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

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

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

図 2-4 日本とドイツの2020年の再生可能電力の導入見込量

2.3 2050 年までの再生可能エネルギーの導入見込量

2.3.1 再生可能エネルギーの種類毎の導入見込量

(1) 太陽光発電

2050 年までの太陽光発電の導入見込量の想定及び導入見込量は、以下のとおり。

表 2-4 2050 年までの太陽光発電の導入見込量の想定

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

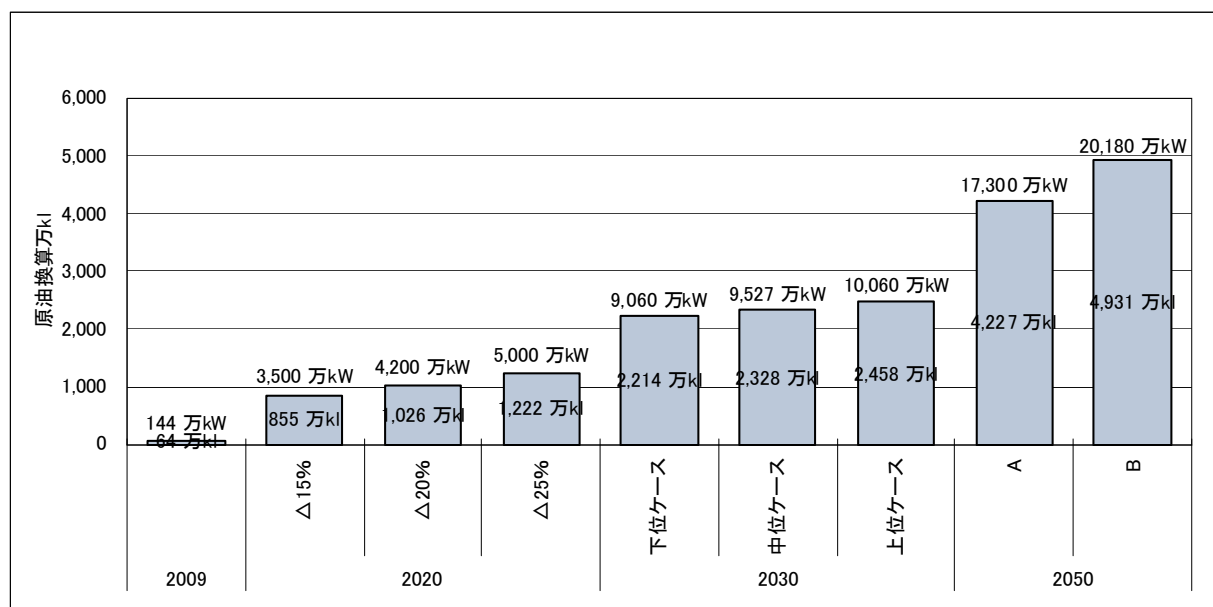


図 2-5 2050 年までの太陽光発電の導入見込量

(2) 風力発電

2050 年までの風力発電の導入見込量の想定及び導入見込量は、以下のとおり。

表 2-5 2050 年までの風力発電の導入見込量の想定

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

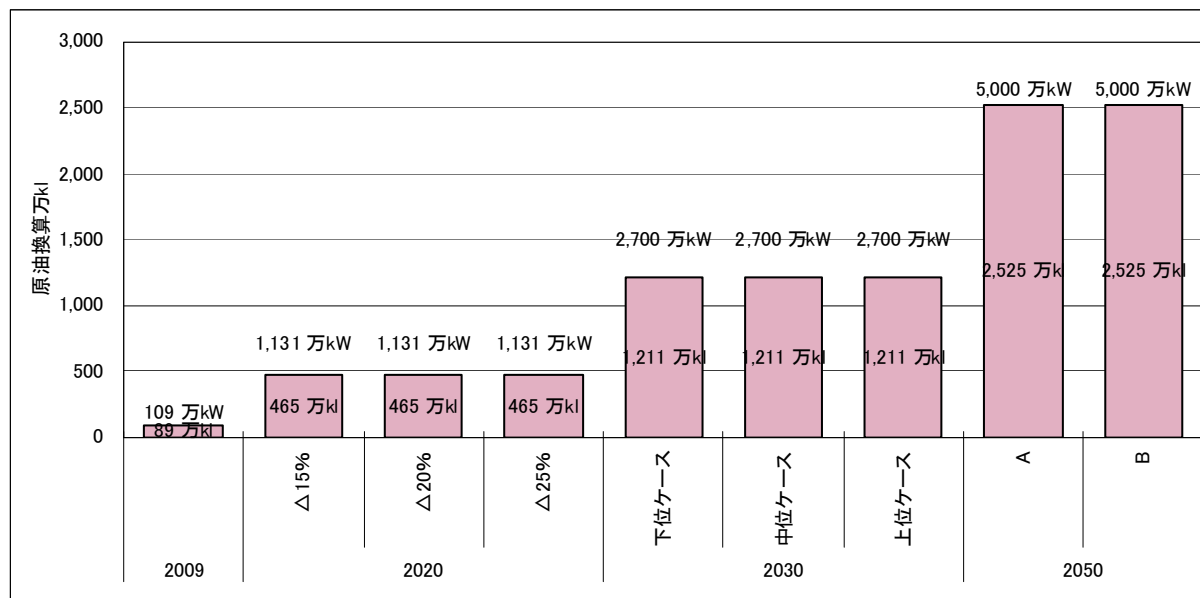


図 2-6 2050 年までの風力発電の導入見込量

(3) 水力発電

2050 年までの中小水力発電の導入見込量の想定は、以下のとおり。

表 2-6 2050 年までの中小水力発電の導入見込量の想定

2020 年	中小水力発電に対する固定価格買取制度の導入を前提に、買取価格を複数設定し、その買取価格で 20 年間の IRR8% が確保される範囲で導入が進むと想定した（詳細は 2.4 に示す）。
2030 年	2020 年の各ケースと、2050 年の目標に到達するために必要と見込まれる導入量を踏まえつつ、3 ケースを推計した。
2050 年	「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」（環境省、2009 年）によると、中小水力発電の導入ポテンシャルは 80～1,500 万 kW。80% 削減を目指すため、3 万 kW 以下の中小水力発電の導入ポテンシャル（1,500 万 kW）を全て顕在化させた場合を想定し、これと開発済みの実績を合わせた量とした。

大規模水力と併せた水力発電の導入見込量は以下のとおり（上段が中小水力、下段が大規模水力）。

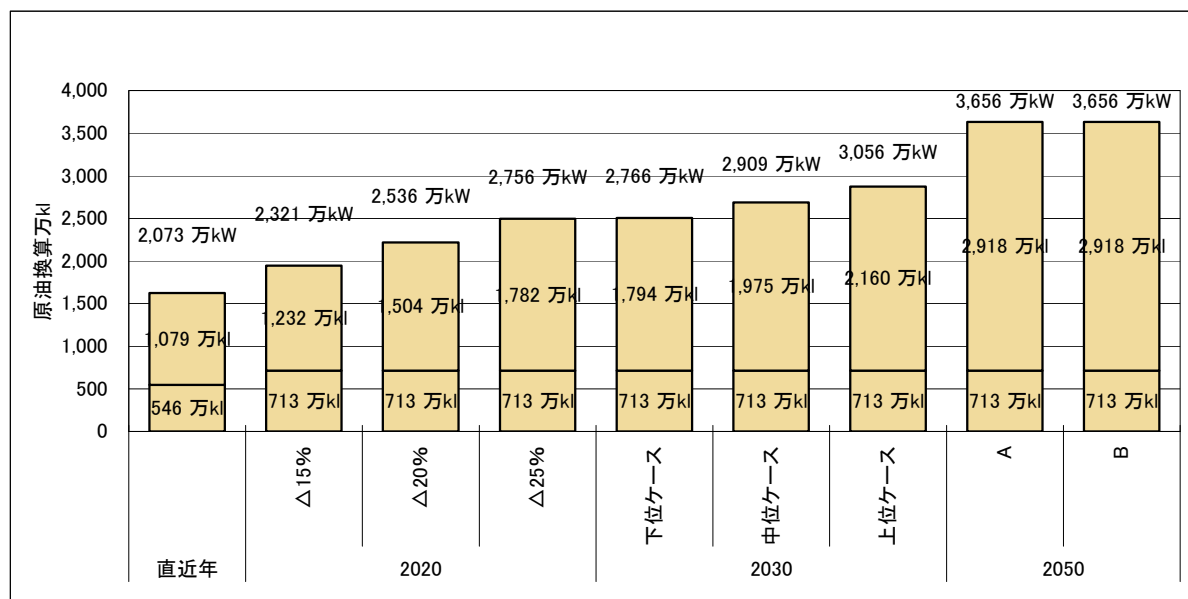


図 2-7 2050 年までの水力発電の導入見込量

(4) 地熱発電

2050 年までの地熱発電の導入見込量の想定は、以下のとおり。

表 2-7 2050 年までの地熱発電の導入見込量の想定

2020 年	地熱発電に対する固定価格買取制度の導入に加え、調査費及び生産井等の初期投資への補助制度を併用し、20 年間の IRR8%が確保される範囲で導入が進む（追加導入量 95 万 kW）と想定した。さらに、日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会のベストシナリオに従って温泉発電の導入（23 万 kW）が進むものとした（詳細は 2.4 に示す）。
2030 年	2020 年の各ケースと、2050 年の目標に到達するために必要と見込まれる導入量を踏まえつつ、3 ケースを推計した。
2050 年	「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」（環境省、2009 年）によると、地熱発電の導入ポテンシャルは 150℃以上の温度区分で 113～227 万 kW。 80%削減を目指すため、150℃以上の温度区分の導入ポテンシャルを全て顕在化させるとともに、温泉発電については環境エネルギー政策研究所が 2050 年自然エネルギービジョン（2008 年 6 月）にて紹介している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 2050 年値（134 万 kW）を採用した。

地熱発電（温泉発電を含む）の導入見込量は以下のとおり。

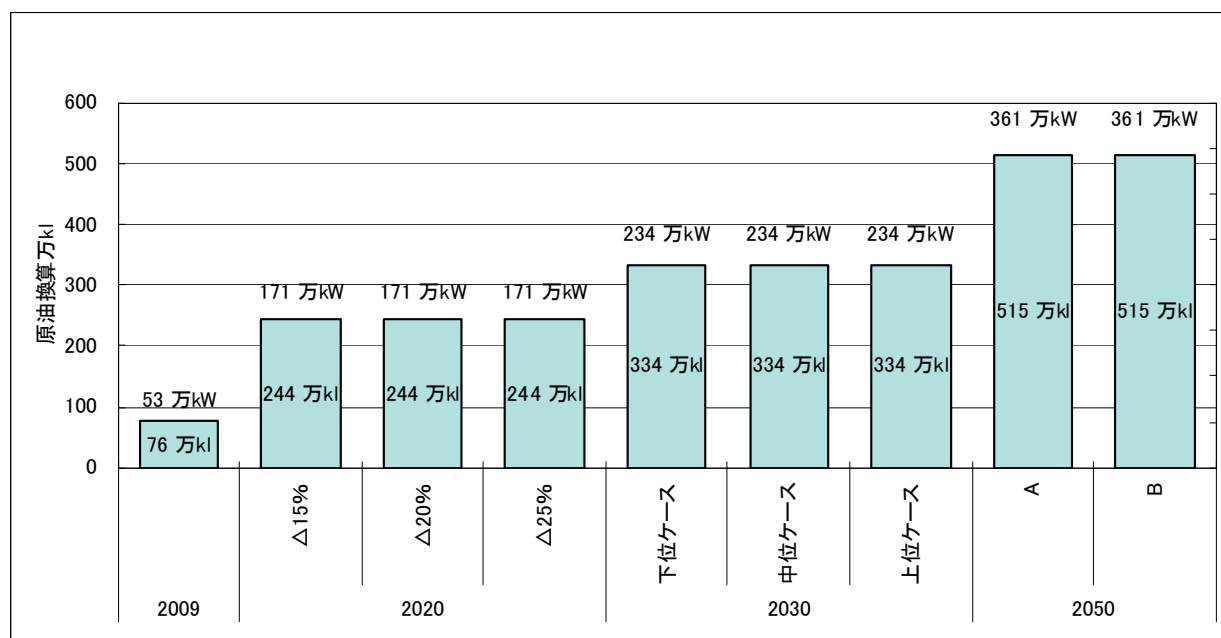


図 2-8 2050 年までの地熱発電の導入見込量

(5) バイオマス発電

2050 年までのバイオマス発電の導入見込量の想定は、以下のとおり。

表 2-8 2050 年までのバイオマス発電の導入見込量の想定

2020 年	導入見込量は、地球温暖化問題に関する閣僚委員会タスクフォース会合における AIM 日本技術モデル等から、発電 761 万 kW（＝860 万 kL＝バイオマス発電 586＋黒液・廃材等 274 万 kL）に設定した。
2030 年	2020 年の各ケースと、2050 年の目標に到達するために必要と見込まれる導入量を踏まえつつ、3 ケースを推計した。
2050 年	将来の廃棄物発生量の想定から 728 万 kL（886 万 kW、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。

バイオマス発電の導入見込量は以下のとおり。

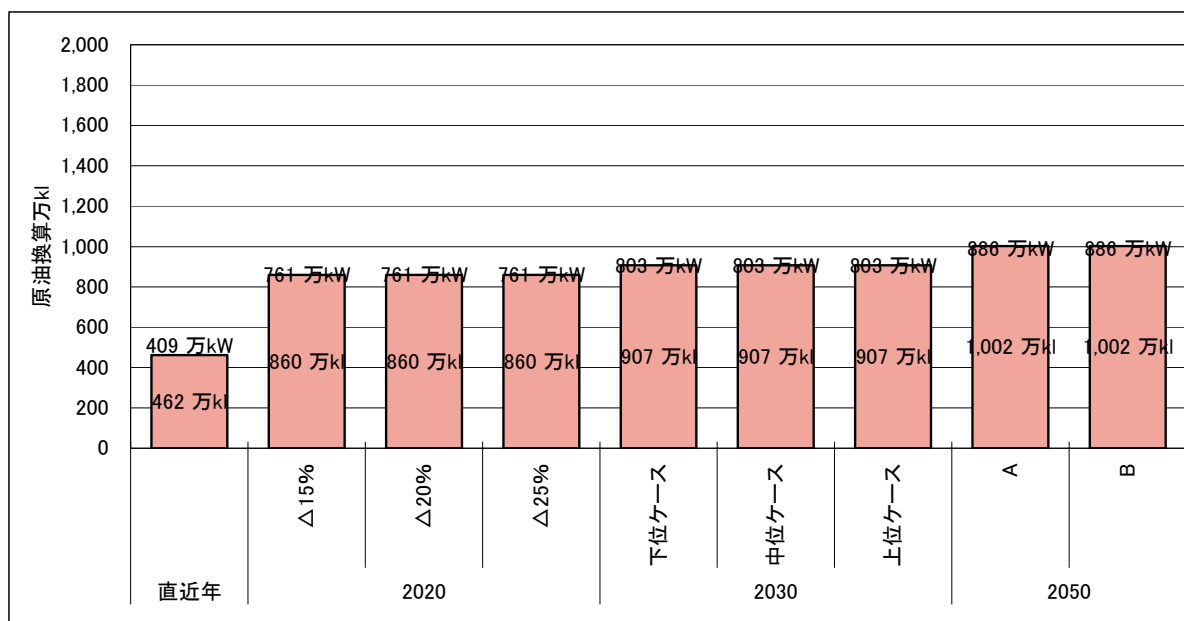


図 2-9 2050 年までのバイオマス発電の導入見込量

(6) 太陽熱利用

2050 年までの太陽熱利用の導入見込量の想定は、以下のとおり。

表 2-9 2050 年までの太陽熱利用の導入見込量の想定

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

太陽熱利用の導入見込量は以下のとおり。

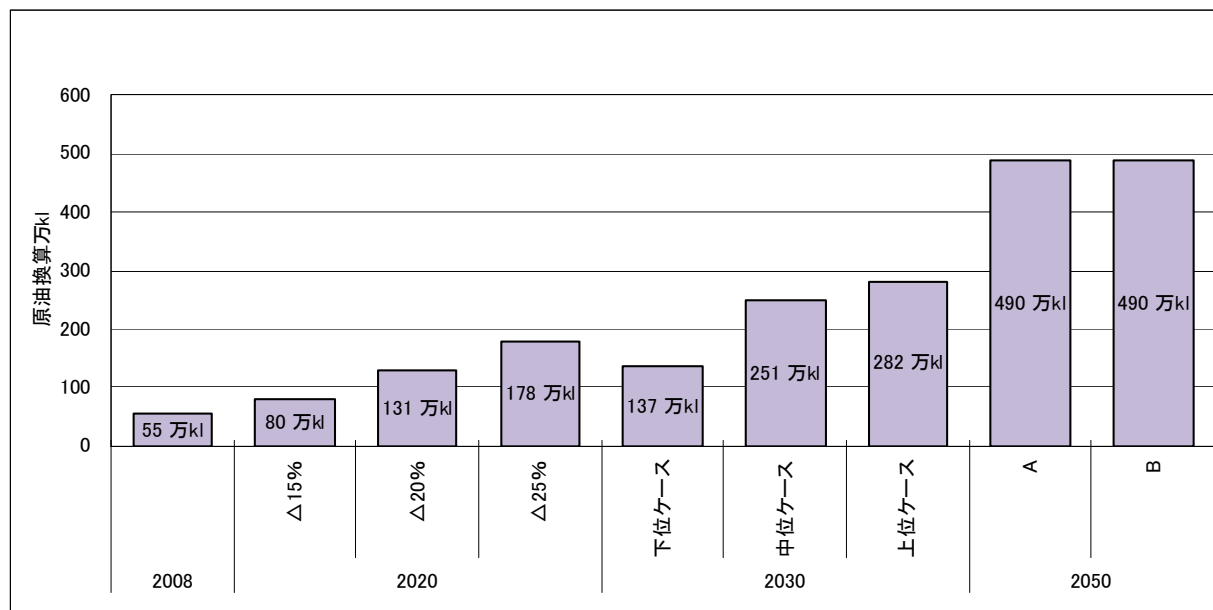


図 2-10 2050 年までの太陽熱利用の導入見込量

(7) バイオマス熱利用

2050 年までのバイオマス利用の導入見込量の想定は、以下のとおり。

表 2-10 2050 年までのバイオマス熱利用の導入見込量の想定

2020 年	▲25%ケースの導入見込量は、地球温暖化問題に関する閣僚委員会タスクフォース会合における AIM 日本技術モデル等から、熱利用（バイオ燃料含む）887 万 kL に設定。 内訳としては、 ア）バイオマス熱利用：下記①及び②の合計で 458 万 kL ①バイオ燃料：自動車用燃料への混合率を向上させるなどして 200 万 kL（内訳：国産 50 万 kL、開発輸入 50 万 kL、輸入 100 万 kL） ②その他バイオマス熱利用：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） イ）廃棄物熱利用：201 万 kL ウ）黒液・廃材等のうち熱利用分：228 万 kL とした。 ▲15%ケース及び▲20%ケースでは、自動車 WG の検討結果を踏まえ、バイオ燃料の導入見込量を 70 万 kL とした。
2030 年	バイオ燃料は、自動車 WG の検討結果を踏まえ、上位ケースは 200 万 kL、中位及び下位ケースいずれについても 100 万 kL とし、その他の熱利用は、2020 年導入目標値を横ばいとした。
2050 年	バイオ燃料は、2050 年目標についてはその時点の需要量から推計して、A ケースでは 1,000 万 kl、B ケースでは 1,900 万 kL と設定した。その他の熱利用は、2020 年導入目標値を横ばいとした。

バイオマス熱利用の導入見込量は以下のとおり。

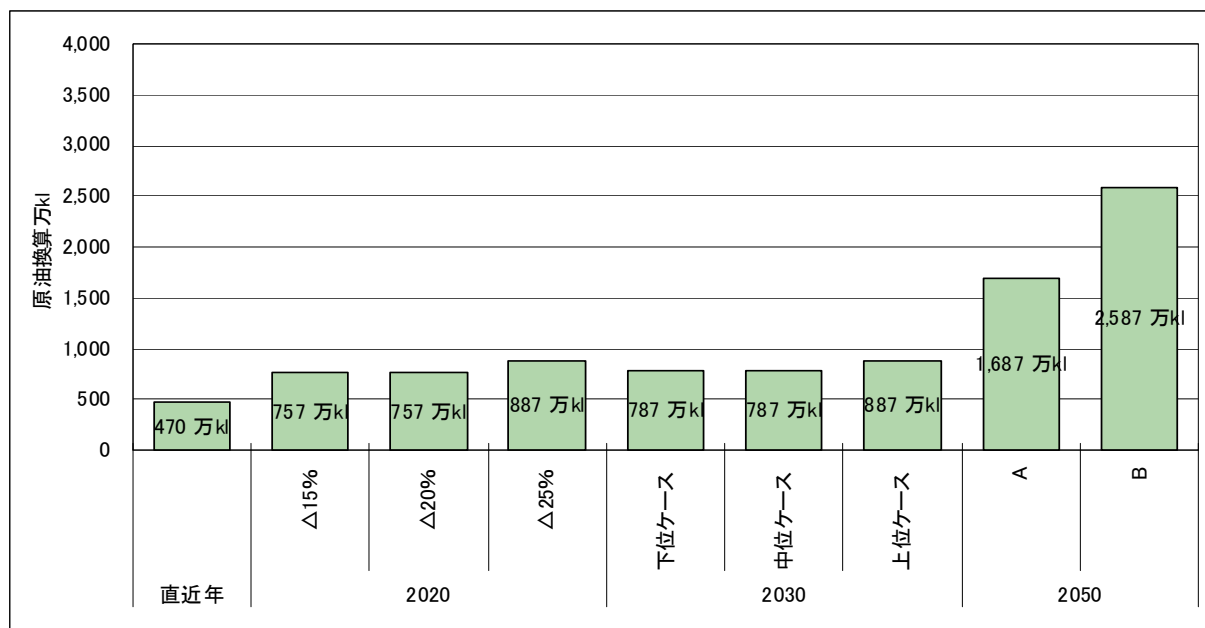


図 2-11 2050 年までのバイオマス熱利用の導入見込量

2.3.2 再生可能エネルギーのポテンシャル量

ここでは、2.3 で示した再生可能エネルギーの導入見込量を、それぞれのポテンシャル量と比較し、ポテンシャル量の範囲内であることを確認した。

(1) 再生可能エネルギーのポテンシャル量の想定

再生可能エネルギーのポテンシャル量を以下に示す。

ここで引用している「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」（環境省、2009 年）においては、種々の制約要因(土地用途、利用技術など)を考慮せず、理論的に推計することができるエネルギー資源量を「賦存量」、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、制約要因についてシナリオ（仮定）を設定した上で推計することのできる利用可能なエネルギー資源量を「導入ポテンシャル」と定義している。なお、バイオマス資源は廃棄物である場合も多いため、経済社会活動の変化に伴い導入ポテンシャルのみならず賦存量も変化する点に留意する必要がある。

表 2-11 再生可能エネルギーのポテンシャル量の想定

太陽光発電	「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」（環境省、2009 年）によると、非住宅系建築物、低・未利用地の導入ポテンシャルは 10,000～15,000 万 kW。総合エネルギー調査会基本政策小委員会資料（1996 年）及び NEDO 資料「太陽光発電システム共通基盤技術研究開発 非住宅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）による住宅の導入ポテンシャル 11,200 万 kW と併せれば、21,200～26,200 万 kW。このうち 26,200 万 kW を採用した。
風力発電	「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」（環境省、2009 年）によると、陸上 7,000～30,000 万 kW、着床式 510～31,000 万 kW、浮体式 5,600～130,000 万 kW。なお、ポテンシャル量の幅は風速区分別のシナリオによるもの。
中小水力発電	「小水力発電の資源賦存量全国調査」（環境省、2008 年）によると、賦存量算定結果は河川（集水路）について約 2,500 万 kW、農業用水について約 1,300 万 kW となっている。この合計である 3,800 万 kW を採用した。
地熱発電	「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」（環境省、2009 年）によると、地熱発電の導入ポテンシャルは 53℃以上の温度区分全てで 110～980 万 kW。さらに温泉発電の導入ポテンシャルが 36～72 万 kW。発電コストが 48 円/kWh 未満を開発するシナリオの合計 1,050 万 kW を採用した。
太陽熱利用	「第 1 回再生可能エネルギー等の熱利用に関する研究会」（経済産業省、2010 年）における太陽熱ポテンシャル試算結果（1,716～2,134 万 kL）を採用した。
バイオマス発電・バイオマス熱利用	農林水産省「我が国のバイオマス賦存量・利用率」にあるバイオマスの種類別の重量及び未利用率を元に推計した。

(2) 再生可能エネルギー導入量のポテンシャル量との比較

再生可能エネルギーのポテンシャル量に対する、2020年▲15%ケース、2020年▲25%ケース及び2050年度(B)における再生可能エネルギー導入量の比率を検証した。ポテンシャル量は「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」(環境省、2009年)などから引用しているが、幅で示されている場合は、今回採用しているポテンシャル量がいわゆる物理的ポテンシャルとは異なりあらかじめ安全側で評価されていることを踏まえ、大きい値を採用した。

バイオマス発電と熱利用のポテンシャル量は国産のみであり、かつ両者は重複関係にある。よって、国産のポテンシャルのみでは導入量を満たすことは出来ず、輸入バイオマスも必要となる。その他の再生可能エネルギーは全て、ポテンシャル量の内数を見込んでいる。

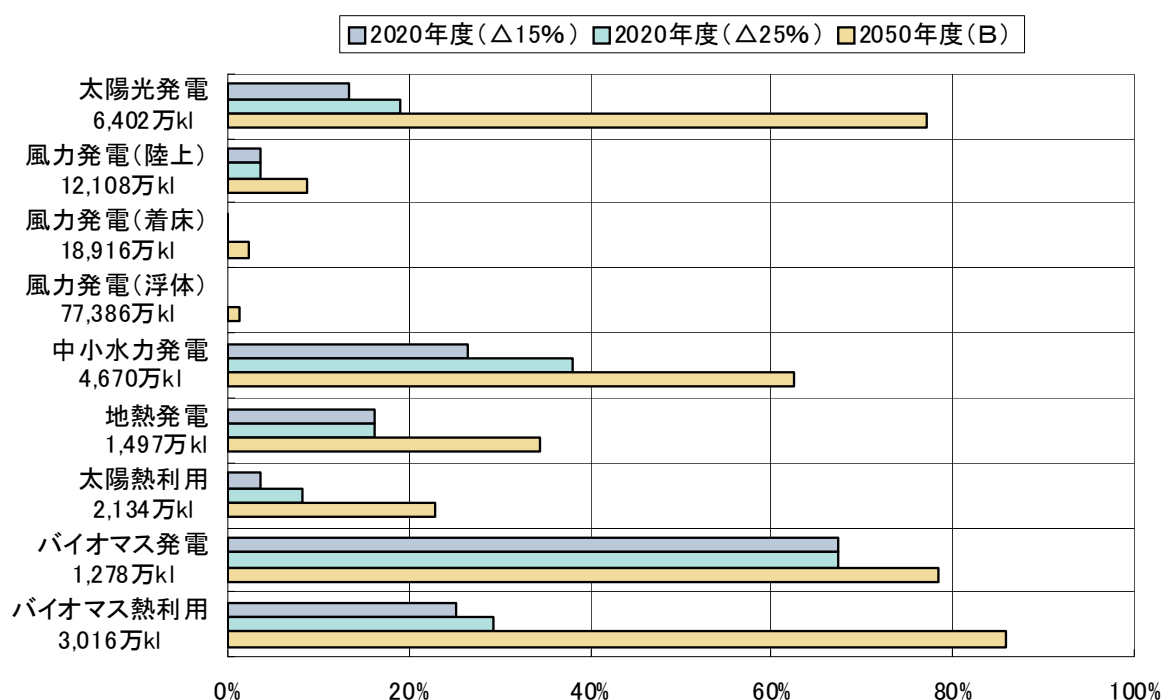


図 2-12 再生可能エネルギーのポテンシャル量に対する導入量の比率

2.4 2020 年に向けた再生可能エネルギーの導入見込量と導入支援策

2.4.1 太陽光発電

(1) 導入見込量の試算方法

経済的支援と公共での率先導入や、一定条件を満たす建物への導入の追加措置により、導入目標を達成する姿を想定した。

住宅用の太陽光発電利用の導入判断は、導入意向アンケート結果から「投資回収年数受容曲線」に従うものとして推計した。

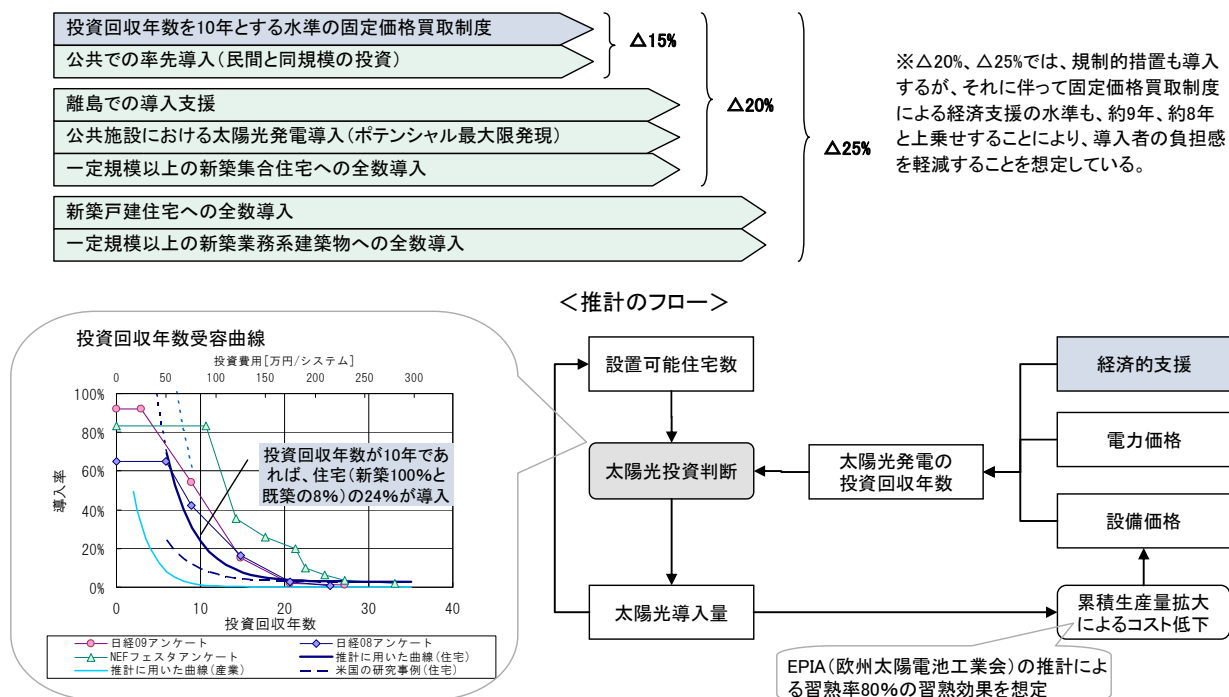


図 2-13 太陽光発電の導入見込量の考え方

(2) 導入見込量の試算方法

地球温暖化問題に関する閣僚委員会タスクフォース会合における AIM 日本技術モデルの想定は、3,700 万 kW（15%削減）と 7,900 万 kW（20%以上削減）である。3,700 万 kW は投資回収 10 年の固定価格買取と公共での率先導入により達成可能である。ただし、今回想定している買取制度の導入開始が 2012 年度になれば、2020 年の導入量は 3,500 万 kW となる。

7,900 万 kW を目指して、3,500 万 kW からさらに導入を拡大させる（そのために買取価格を引き上げる）シナリオを 3 つ設定し、それぞれの買取価格・支援費用を導いた。

7,900 万 kW を達成するシナリオは、諸外国の支援の状況を踏まえると、支援規模が大きくなりすぎることから不採用とした。このため、一定規模以上の建築物全数で導入されることを目指すシナリオ（投資回収約 9 年、4,200 万 kW）、さらに一定規模以上の新築住宅全数で導入されることを目指すシナリオ（投資回収約 8 年、5,000 万 kW）を導入目標として設定した。

いずれのケースでも、設備単価の低下に伴い買取価格を引き下げていくことを前提としている。

表 2-12 2020 年に向けた太陽光発電の買取価格と導入見込量

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

2.4.2 風力発電

(1) 導入見込量の試算方法

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 2-13 のとおり。なお、更に堅く評価するため、設備利用率は陸上で 20%、海上で 30%として算出している。

表 2-13 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]			
	2050年度需要電力量の10%以上供給			
	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

(2) 導入見込量と導入支援策

陸上風力の導入見込量は、風力発電協会のシナリオを参考に、1,110 万 kW に設定とした。この導入見込量全てで IRR8%が確保される 20 年全量買取の買取価格は 2011 年 22 円/kWh で 2020 年 18 円/kWh。

洋上着床式の導入見込量は、2015 年以降導入が進む設定とした。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。この導入見込量全てで IRR8%が確保される 20 年全量買取の買取価格は 2015 年～2020 年 30 円/kWh。

洋上浮体式の導入見込量は、2020 年以降導入が進む設定とした。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。この導入見込量全てで IRR8%が確保される 20 年全量買取の買取価格は 2020 年 42 円/kWh。

陸上風力は、設備単価の低下に伴い買取価格を引き下げていくことを前提としている。

表 2-14 2020 年に向けた風力発電の買取価格と導入見込量

	▲15%	▲20%	▲25%
買取価格	陸上：22～18 円/kWh、着床式：30 円/kWh、浮体式：42 円/kWh		
導入見込量	1,131 万 kW		
	452 万 kL		

2.4.3 中小水力発電

(1) 導入見込量の試算方法

「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」（環境省、2009 年）における地点ごとの発電コストデータを用いて、発電コストと導入量の関係を把握した。

ある買取価格及び買取期間を設定することで、図 2-14 に示すとおり発電コストの軸は IRR の軸に換算可能となる。ここで、IRR 8 %以上となる地点全てを、当該買取価格を前提として見込まれる導入量とした。

▲15%ケースは、地球温暖化問題に関する閣僚委員会タスクフォース会合における AIM 日本技術モデルの想定 174 万 kW の導入が可能となる買取価格を念頭に設定し、▲20%ケース及び▲25%ケースは買取価格を 5 円/kWh 刻みで変化させて導入見込量を設定した。

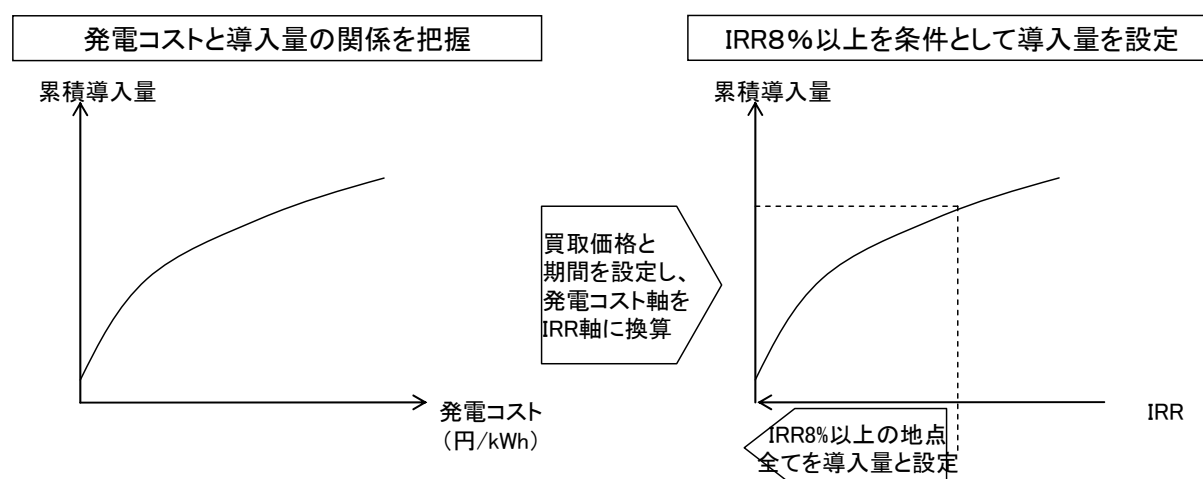


図 2-14 中小水力発電の導入見込量の考え方

(2) 導入見込量と導入支援策

地球温暖化問題に関する閣僚委員会タスクフォース会合における AIM 日本技術モデルの想定は 174 万 kW であり、この導入見込量を満たす地点の 20 年間の IRR8%を確保するために必要な買取価格は 15.26 円/kWh と試算された。

電力会社による従来の自主的余剰電力買取単価（23 円/kWh 程度）を参考としつつ、導入量の拡大を検討し、買取価格を下表のとおり 3 ケース想定した。買取期間を 20 年としたときに、20 年間の IRR8%を確保する範囲で導入が進むものとし、導入見込量を評価した。

表 2-15 2020 年に向けた中小水力発電の買取価格と導入見込量

	▲15%	▲20%	▲25%
買取価格	15 円/kWh	20 円/kWh	25 円/kWh
導入見込量	1,077 万 kW	1,292 万 kW	1,512 万 kW
	1,232 万 kL	1,504 万 kL	1,782 万 kL

2.4.4 地熱発電

(1) 導入見込量の試算方法

経済産業省の地熱発電に関する研究会資料より、地熱開発促進調査地点の発電コストと導入量の関係を整理した。

基本的には中小水力と同様に、ある買取価格と買取期間を設定した上で、IRR 8 %以上となる地点全てを、当該買取価格を前提として見込まれる導入量とした。ただし、後述するように導入目標を満たす全ての地点で IRR8%を満たすよう買取価格を設定すると、費用が多額となることから、補助制度も併用するものとした。

(2) 導入見込量と導入支援策

地球温暖化問題に関する閣僚委員会タスクフォース会合における AIM 日本技術モデルの想定は 147 万 kW であり、この導入見込量を満たす地点の 20 年間での IRR8%を確保するために必要な買取価格は約 43 円/kWh と試算された。

地熱発電の導入地点におけるコスト差が大きく、全ての地点で IRR8%を満たす買取価格を設定すると費用が多額となる。そこで、買取価格は他の電源並の 20 円/kWh とした上で、買取支援で IRR8%が確保されない地点には調査・開発への補助制度を併用することで、費用総額を抑制した(3.8 兆円→1.2 兆円)。

また、温泉発電についてはコストに関する情報が乏しく定量評価が難しいが、地熱発電と同様の買取価格を想定した。

表 2-16 2020 年に向けた地熱発電の買取価格と導入見込量

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

2.4.5 バイオマス発電

(1) 導入見込量の設定方法

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である。

① バイオマス発電（黒液・廃材等の発電は含まれない）

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。

② 黒液・廃材等のうち発電分

黒液・廃材等のうち発電分の導入見込量は AIM 日本技術モデルにおける想定値である 274 万 kL とした。具体的には、2020 年の黒液・廃材等由来のバイオマス・エネルギー導入量（発電・熱利用の合計）504 万 kL のうち発電分 274 万 kL である。

(2) 導入見込量と導入支援策

導入見込量は、地球温暖化問題に関する閣僚委員会タスクフォース会合における AIM 日本技術モデル等から、発電 761 万 kW に設定した。

この導入見込量全てで IRR8%を確保するための、20 年全量買取の買取価格は 22 円/kWh となった。ただし、バイオマス資源の調達コスト（運搬コストを含む）は含めていない点に留意が必要である。

表 2-17 2020 年に向けたバイオマス発電の買取価格と導入見込量

	▲15%	▲20%	▲25%
買取価格	22 円/kWh		
導入見込量	761 万 kW		
	860 万 kL		

2.4.6 太陽熱利用

(1) 導入見込量の試算方法

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

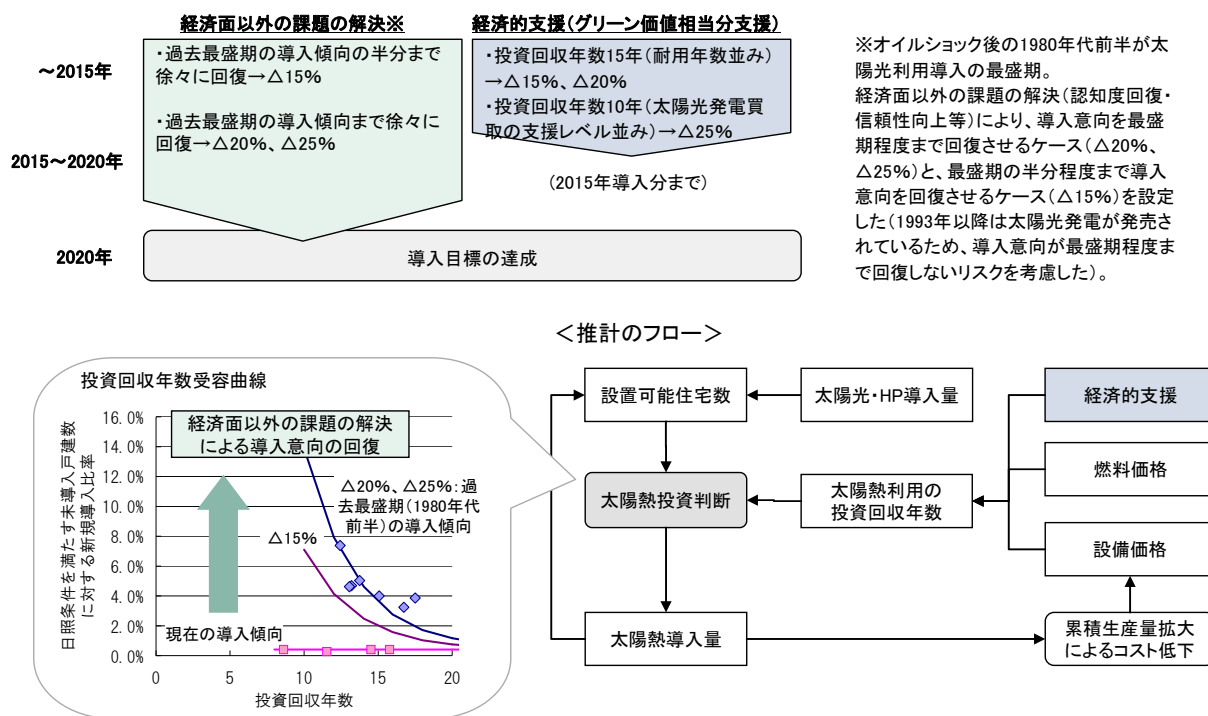


図 2-15 太陽熱利用の導入見込量の考え方

(2) 導入見込量と導入支援策

▲15%ケースは、2030 年下位ケースで採用したソーラーエネルギー利用推進フォーラムの目標（住宅 770 万戸）に向けての通過点として、住宅 450 万台、建築物 56 万 m²（原油換算 80 万 kL）に設定した。

▲20%ケースは、地球温暖化問題に関する閣僚委員会タスクフォース会合における AIM 日本技術モデルから、住宅 750 万台、建築物 94 万 m²（原油換算 131 万 kL 相当）と設定。この導入見込量を満たすためには、耐用年数 15 年中の投資回収となるような支援（住宅用では 5 万円/台）が必要と試算された。

さらに、▲25%ケースでは、投資回収 10 年となるような支援（住宅用では 25 万円/台）を行うこととし、住宅 1,000 万台、建築物 196 万 m²（原油換算 178 万 kL 相当）の導入を見込んだ。

表 2-18 2020 年に向けた太陽熱利用の支援額と導入見込量

	▲15%	▲20%	▲25%
買取価格	5 万円/台	5 万円/台	25 万円/台
導入見込量	80 万 kL	131 万 kL	178 万 kL

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

2.4.7 バイオマス熱利用

(1) 導入見込量の設定方法

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である。

① バイオマス熱利用

<バイオ燃料>

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、▲25%ケースでは 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とともに、原料の安定的な調達が必要となる。

<その他バイオマス熱利用>

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。

② 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）

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。

③ 黒液・廃材等のうち熱利用分

AIM 日本技術モデルにおける想定値である 228 万 kL とした。具体的には、2020 年の黒液・廃材等由来のバイオマス・エネルギー導入量（発電・熱利用の合計）504 万 kL のうち熱利用分 228 万 kL である。

(2) 導入見込量と導入支援策

導入見込量は、地球温暖化問題に関する閣僚委員会タスクフォース会合における AIM 日本技術モデル等から、熱利用（バイオ燃料含む）887 万 kL に設定した。

この導入見込量全てで IRR8%を確保するための、熱利用（バイオ燃料以外）ではグリーン熱証

書価格は 2 円/MJ となった。ただし、バイオマス資源の調達コスト（運搬コストを含む）は含めていない点に留意が必要である。

また、▲25%ケースでは、バイオ燃料の用途として、自動車用燃料に加えて民生業務部門におけるボイラー用燃料等も想定しており導入見込量が増えるとしている。なお、ボイラー関連の削減対策としては主に高効率ボイラーの導入や天然ガスへの燃料転換が挙げられるが、いずれも設備更新を伴うものであり、既存ボイラーの比較的軽微な改造で対応できるバイオ燃料のボイラー用燃料利用は、早期の普及が可能な対策と考えられる。

表 2-19 2020 年に向けたバイオマス熱利用の支援額と導入見込量

	▲15%	▲20%	▲25%
買取価格	2 円/MJ		
導入見込量	757 万 kL		887 万 kL

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

3. 再生可能エネルギーの導入を支える施策等

3.1 再生可能電力の固定価格買取制度

地球温暖化対策の中期目標の達成、及び一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの比率を 10%とする目標の達成のためには、再生可能エネルギーに対する経済的な支援が不可欠である。

経済的な支援策の 1 つである固定価格買取制度について、経済産業省では 2009 年度から「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」にて検討を進め、2010 年 8 月にその大枠を定めた。また、同年 9 月以降は「総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会・電気事業分科会買取制度小委員会」にて詳細検討が進められ、同年 12 月には詳細制度設計案が提示された。

ここでは、再生可能電力を対象とした固定価格買取制度に関して、買取対象、買取価格と期間、自家消費電力の扱い、既設電源の扱い、という 4 点に着目して独自に検討を行った¹²。

まず、固定価格買取制度導入の目的は、以下の 3 点と考えられる。

- 1) 電力需要家の負担により、再生可能エネルギーを大幅に導入することで CO₂ 排出削減を進め、2020 年の中期目標を達成し、一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの比率を 10%以上とする。さらに、2050 年 80%削減目標の達成や低炭素社会の構築に貢献する。
- 2) 再生可能エネルギーに関連する産業を育成し、国際競争力の向上を図るとともに、地域の資源や人材を活用し雇用創出に貢献する。
- 3) 化石燃料価格高騰リスクに対応するため、エネルギー自給率を向上させる。

なお、固定価格買取制度で低減されるプロジェクト採算性リスク以外にも、電源の種類毎に様々な事業リスクがあり、これらを低減するための支援方策についても併せて検討が必要である。

3.1.1 固定価格買取制度とは

再生可能電力の固定価格買取（Feed-in Tariffs, FIT）制度とは、電気事業者に対し、再生可能エネルギーにより発電された電力について規定の価格（固定価格）で買い取ることを義務付ける制度である。

再生可能電力の導入を推進する政策としては他に、導入補助金や RPS 制度があるが、固定価格買取制度は、固定価格での買取により導入者の投資回収を予測し易くするため、再生可能エネルギーへの投資を加速させる有効な制度である。ドイツやスペインなどで広く導入され、再生可能電力の導入量を確実に増加させている¹³。

固定価格買取制度の一般的な特徴は下記のとおり整理できる。

¹²固定価格買取制度については、2011 年 3 月 11 日に「気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法案」が閣議決定されているが、ここではこの閣議決定前の段階で、導入することが望ましいと考えられる制度について検討を行った。

¹³ 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 2 回）議事要旨によると、ドイツの太陽光発電市場では、中国製品が 5 割を占めるほど輸入品が増加している、買取単価を当初予定以上に低減する可能性がある、との報告がある。

- ・ 買取価格は通常電源別に設定される。技術熟度やエネルギー固有の特性によって現状の発電コストが電源ごとに異なることに対応する。また、特定の技術を推進したいという政策判断を反映する場合もある。
- ・ ある年度に設定された買取価格は当該年度の導入設備に対して長期間固定される（例えば10～20年）。これにより、導入時の初期コストの回収が設置者に保証され、結果的に、再生可能エネルギーへの投資の安全性が向上し、積極的な長期投資が可能となる。
- ・ 買取価格は、技術進歩や量産効果を受けた生産コストの低下による発電コストの減少に伴い、徐々に引き下げられると見込まれる。
- ・ 電気事業者の再生可能電力の買取費用は、通常、電力料金として一律に電力需要家によって負担される。
- ・ 制度が廃止された場合には、新規の買取はなくなるが、制度存続時に買取対象となった電源からの買取は一定期間継続される。

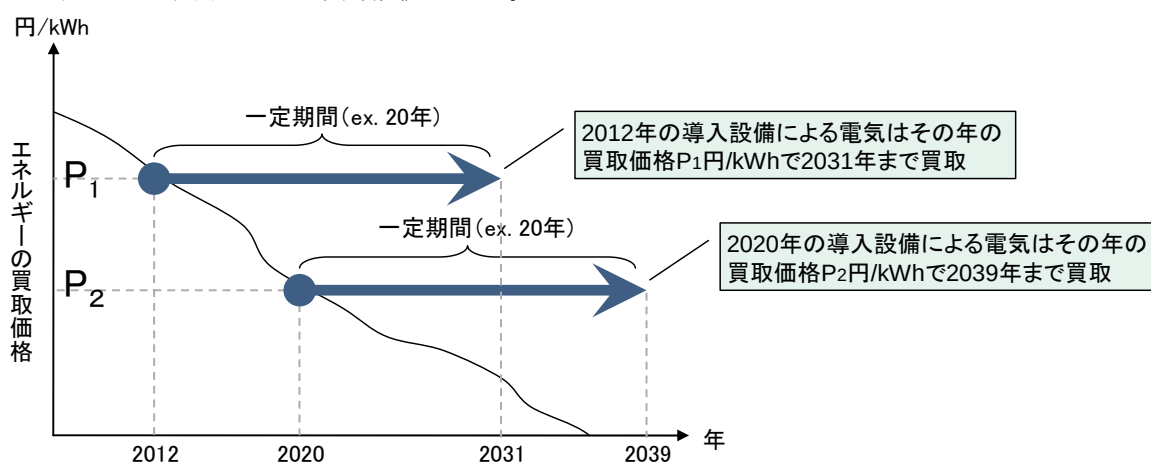


図 3-1 固定価格買取制度における買取価格のイメージ

3.1.2 望ましい固定価格買取制度

再生可能エネルギーの導入見込量の分析等を踏まえ、望ましい固定価格買取制度を下記のとおり提案する。

- ・ 実用化されているエネルギー種を対象とする。具体的には太陽光発電、風力発電、中小水力発電、地熱発電（温泉発電を含む）、バイオマス発電とする。
- ・ 太陽光発電は投資回収年数8～10年、その他は20年間の買取で内部収益率（IRR）を8%以上を確保できる買取価格とする（価格は電源の種類別に設定）。また、買取期間は20年間とする。
- ・ 自家消費分も含めた全量の買取制度を基本とする（再生可能電力の導入拡大を想定した場合、公平性や投資回収の見通しの立ちやすさ等の観点から、全量買取が望ましい）。
- ・ 既設電源は事業化の際に想定していた採算性を確保させる。
- ・ 買取の義務対象者として一般電気事業者を想定しているが、後述するように義務対象外となる特定規模電気事業者（PPS）がより高い価格で買い取ることを排除するものではない。

表 3-1 固定価格買取制度における望ましい買取価格

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

※20 年間の全量買取を前提とした場合の買取価格である。

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

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

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

以下に、各項目についての詳細を記す。

(1) 買取対象

再生可能電力の買取対象は、当面、実用化されているエネルギー種とすることが望ましい。すなわち、現在においては太陽光発電、風力発電、中小水力発電、地熱発電（温泉発電を含む）、バイオマス発電（化石燃料起源の廃棄物の焼却に伴う発電分は含まない）である。

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

これらの再生可能電力は、発電時に CO₂ を排出しないだけでなく、製造・廃棄時のエネルギー消費を勘案しても、いずれも化石燃料発電に比較して十分な CO₂ 排出削減効果がある。図 3-2 は、電源別のライフサイクル CO₂ 排出量に関して、電力中央研究所が 2010 年 7 月に再試算を行った結果である。本分析ではバイオマス発電の評価は行われておらず今後の課題とされているが、バイオマスハンドブック（日本エネルギー学会編）によると、海外における事例として 24～119 gCO₂/kWh という評価例がある。

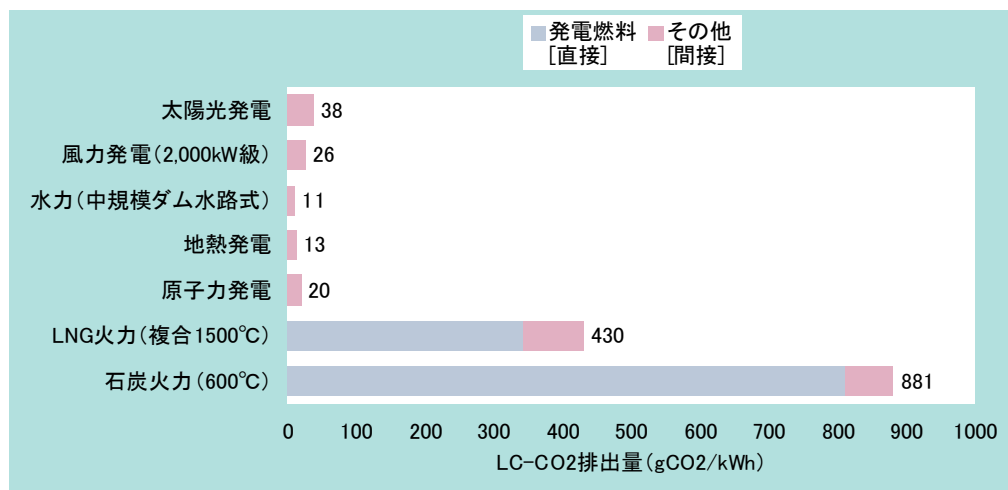


図 3-2 電源別のライフサイクル CO₂ 排出量

なお、バイオマス発電に関しては、原料となるバイオマスが他の用途（飼料利用等）との競合を引き起こす可能性が指摘されている。経済産業省、農林水産省及び環境省が検討して取りまとめた「バイオ燃料導入に係る持続可能性基準等に関する検討会報告書」（2010 年 3 月）における持続可能性基準を、バイオ燃料だけではなく、他のバイオマス利用にも適用するといった配慮が考えられる。本報告書における持続可能性基準は以下のとおり。

- ・ バイオ燃料に求める GHG 排出削減水準として、LCA で 50%程度の削減水準とする
- ・ 食料競合については、国が総合的に評価を行うこととし、事業者は国が行う評価に必要な情報を提供する
- ・ 生物多様性への対応として、生産国の国内法の遵守を前提とする

なお、この基準のうち食料競合や生物多様性への対応は、主に輸入バイオ燃料を想定したものであるが、バイオマス発電の燃料であっても、また、国内バイオマスであっても同様の配慮は必要である。

(2) 買取価格と期間

再生可能エネルギーに対する投資を促進するという目的から、事業への投資意向を引き出せるような買取価格・期間とすることが必要である。

また、買取価格を発電コストの変化に応じて見直すことで支援と負担の適性化を図ることが望ましい。加えて、柔軟な見直しを行うためには、技術熟度やエネルギーの特性を踏まえ、エネルギー種類毎に異なる発電コストに応じた買取価格を設定することが有効である。

具体的には、事業の採算性を考慮して、太陽光発電は投資回収年数 8～10 年を確保できる買取価格、その他の発電は 20 年間の IRR で 8%以上を確保できる買取価格を想定した。

前出の表 3-1 に記載したとおり、2012 年に制度を導入するとすれば、初年度の買取価格は、太陽光発電は 44～53 円/kWh、風力発電は 22 円/kWh（陸上）・30 円/kWh（洋上着床式）・42 円/kWh（洋上浮体式）、中小水力発電は 15～25 円/kWh、地熱発電は 20 円/kWh、バイオマス発電は 22 円/kWh となる。

太陽光発電と風力発電（陸上）については、今後の発電コストの低下が予想され、2020 年の適

正水準はそれぞれ 24～27 円/kWh、18 円/kWh と推計された。

(3) 自家消費電力の扱い

再生可能電力は、発電施設の種類や規模などによってその電力が自家消費される割合が異なり、余剰電力が生じる場合や生じない場合が想定される。再生可能エネルギーの発電による自家消費電力と余剰電力の発生パターンとしては、以下の3つに場合分けすることができる。公平性や投資回収の見通しの立ちやすさ等の観点から、いずれの場合も自家消費も含めた全量買取が望ましいと考えられる。

① 系統に直接接続することが前提の場合

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

② 発電電力量より導入地点の電力需要量が多い場合

例えば工場等の屋根面に太陽光パネルを設置する場合など、発電電力量がほぼ全量自家消費される場合、余剰電力が発生しないため、現行の余剰買取方式の制度では、太陽光パネルの設置者に対する買取制度によるインセンティブが働かない。このため、導入者のインセンティブを確保する観点から、自家消費であっても発電電力量を全量買収する制度が望ましい。なお、系統に直接接続しようとする、昇圧が必要な可能性があるため、自家消費した上で発電電力量を全量買収する仕組みを検討する必要があると考えられる。

③ 発電電力量と導入地点の電力需要量が同程度又はそれ以下の場合

＜余剰買取がもたらす不公平＞

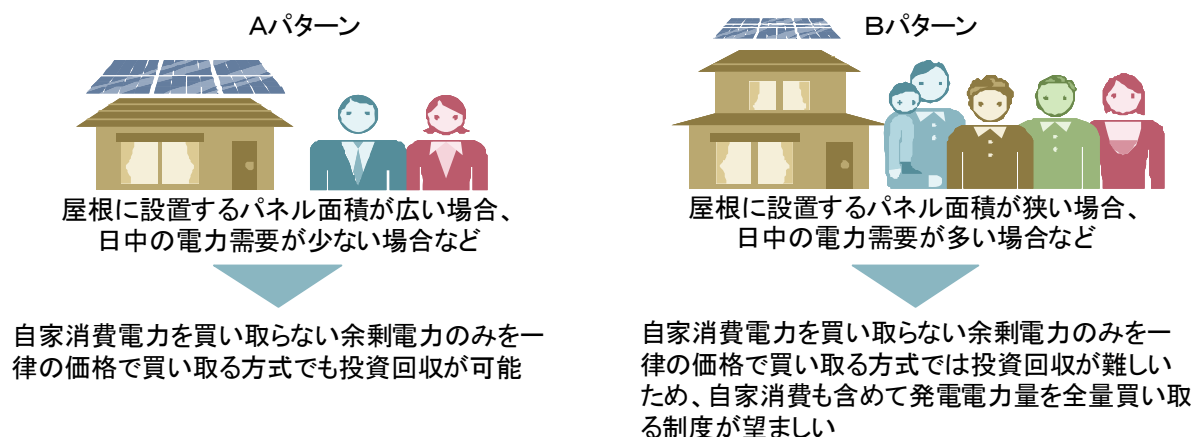
住宅の屋根面に太陽光パネルを設置する場合、現行の買取制度は余剰が発生した場合に当該余剰電力のみを固定価格で買収する制度としている。

しかし、設置可能なパネル面積や昼間人員などのライフスタイルによって余剰電力の発生量が異なるため、余剰電力のみを一律の価格で買収する方式では投資回収年数に大きな差異が生じて不公平を生みやすく、また将来のライフスタイルの変化によって収益見込みが崩れる可能性もある。一方、全量買取方式にした場合、昼間人員やライフスタイル、設置規模によらず買取が行われるため、不公平さは少なくなる。

なお、ドイツにおいては、自家消費を奨励する制度を 2009 年から導入しているものの、いくら儲かるか最初から予測できないと誰も投資しない、努力で収入が変わるとするのは複雑、といった要因でこの制度が普及していないという見方もされている¹⁴。

また、全量買取とした場合、太陽光発電設置家庭で省エネインセンティブが働かなくなるという指摘があるが、省エネのインセンティブ付与は、広く需要側への施策として別途検討することも考えられる。

¹⁴ 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2回）議事概要



上図のAパターンに該当する世帯の場合であれば、現行の余剰電力のみの買取制度で投資回収が可能となるが、Bパターンの世帯の場合は余剰比率が少ないことが予想されるため、余剰電力のみを一律の価格で買い取る方式では太陽光発電の導入を選択しない可能性がある。

また、仮に現在はAパターンの世帯でも、買取期間中のライフスタイルの変化によっては余剰電力が生じにくくなる可能性もある。全量買取制度であれば、将来のライフスタイルの変化に関わらず、見込みどおりの収益を得られやすい。

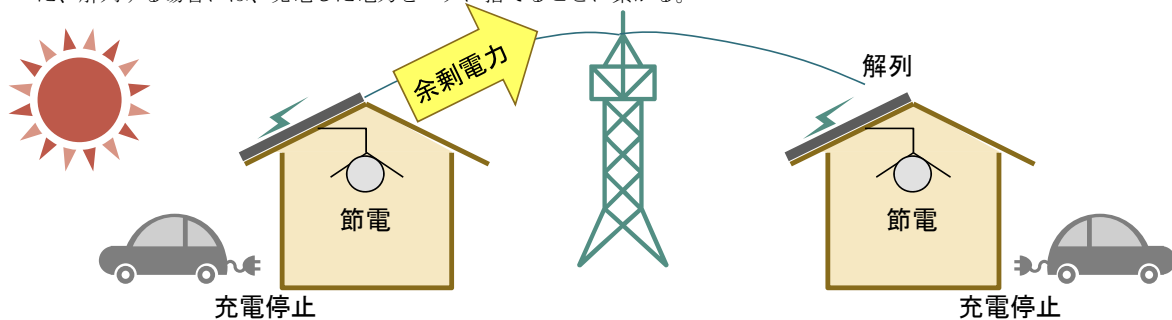
図 3-3 余剰買取における昼間人員やライフスタイルの違いによる不公平

＜余剰買取がもたらす無駄＞

また、住宅用太陽光発電の導入拡大を想定した場合、ゴールデンウィークなど電力需要量が落ち込む特異日に、発電電力量が電力需要量を上回る可能性がある。ここで、余剰電力しか買い取らない現行制度においては、太陽光の発電電力量が多い時間帯から需要が他の時間帯にシフトしたり、節電が行われたりすることで、電力系統の需給バランス上で経済性や安定性を低下させる過度の需要の低下が発生し、それを防止するための強制的な出力抑制が必要となる。また、出力抑制を行った分の電力量も買取分に含めて電気事業者が太陽光パネルの設置者に補填する際は、発電電力量の全量を買取対象としていないと補填が難しくなると考えられる。一方、自家消費を含めた全量買取方式にした場合は、将来導入が見込まれるリアルタイム料金制の下で、電力需要量が小さい時間帯の安い電力については、自家消費するよう創意工夫が生まれ、出力抑制する機会も少なくなると考えられる。

(余剰買取)

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



(自家消費電力も含めた全量買取の場合)

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

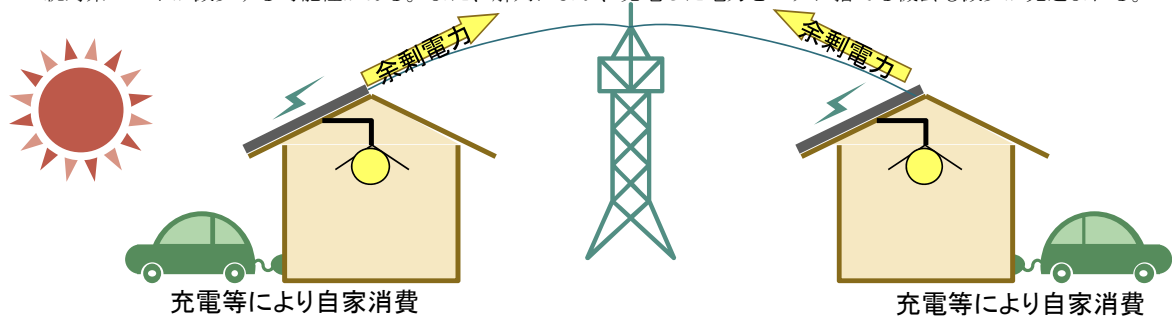


図 3-4 余剰買取と全量買取との発電電力の使われ方の比較

以上より、発電電力量と導入地点の電力需要量が同程度又はそれ以下の場合においても、再生可能エネルギー発電設備の設置者の公平性確保、投資回収の見通しの立ちやすさ及び発電電力の有効利用の観点から、自家消費を含めた全量買取が望ましいと考えられる。

(4) 既設電源の扱い

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

原則論としては、事業化した時点の想定と変わらない採算性を確保できるよう、RPS 法における電力受給契約が継続され、新たな買取制度導入の影響を受けることなく、同一の価格による買い取りが行われるべきと考えられる。

仮に当該契約が RPS 法の継続を前提としており無効となる場合は、新たな買取制度のもとで、RPS 法が継続していた場合と同様の条件での買取が行われるよう、経過措置を設ける必要がある。

3.2 再生可能エネルギー普及がもたらす便益とコスト

3.2.1 再生可能エネルギー普及がもたらす便益

再生可能電力の固定価格買取制度の導入は、需要家全体の費用負担を必要とするが、一方で再生可能電力の普及による大きな便益も生じ得る。具体的な便益としては、CO₂ 削減効果に加え、エネルギーセキュリティの向上、雇用の創出、地域におけるビジネス振興などがあり、我が国の経済成長のドライビングフォースとしての役割が期待される。

- ・ 再生可能エネルギーが化石エネルギーに置き換わることによる CO₂ 排出量の削減効果がある。
- ・ 化石燃料調達のために国外に流出している資金を節約することができる。
- ・ エネルギー資源の多くを海外からの輸入に依存している我が国においては、国産エネルギーである再生可能エネルギーの導入拡大によってエネルギーセキュリティ向上効果がある。
- ・ 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。
- ・ 再生可能エネルギー利用のための先進技術は国内で保有しているため、国内外で再生可能エネルギー市場が拡大すればその経済効果や雇用創出効果は大きい。
 - 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（ただし、効率が良く質の高い機器の導入が前提となる）。
 - 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。また、電気自動車の導入促進のためのインフラ投資としての役割もある。
- ・ 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。
- ・ 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。

2010 年 3 月に、環境省「低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化検討会」が発表した「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」では、再生可能エネルギーの普及拡大がもたらす便益を表 3-2 のように定量化している。

表 3-2 再生可能エネルギーの普及拡大がもたらす便益

CO ₂ 削減効果	2020 年に 6,000～8,000 万 t-CO ₂ (割引率 4%で 2010 年価値換算した累積の金額換算値は 0.4～1.8 兆円)
エネルギー自給率	2020 年に 10～12%まで向上
化石燃料調達に伴う資金流出抑制効果	2020 年に 0.8～1.2 兆円 (いずれも割引率 4%で 2010 年価値換算) ※2008 年の化石燃料輸入金額は約 23 兆円、GDP 比で 4.6% (図 3-5)
経済波及効果	2011～2020 年平均で生産誘発額 9～12 兆円、粗付加価値額 4～5 兆円 (いずれも割引率 4%で 2010 年価値換算)
雇用創出効果	2011～2020 年平均で 46～63 万人 ※機器の輸入は無いものとした (輸入した場合は便益が小さくなる)。また、国外への機器輸出入を含む。

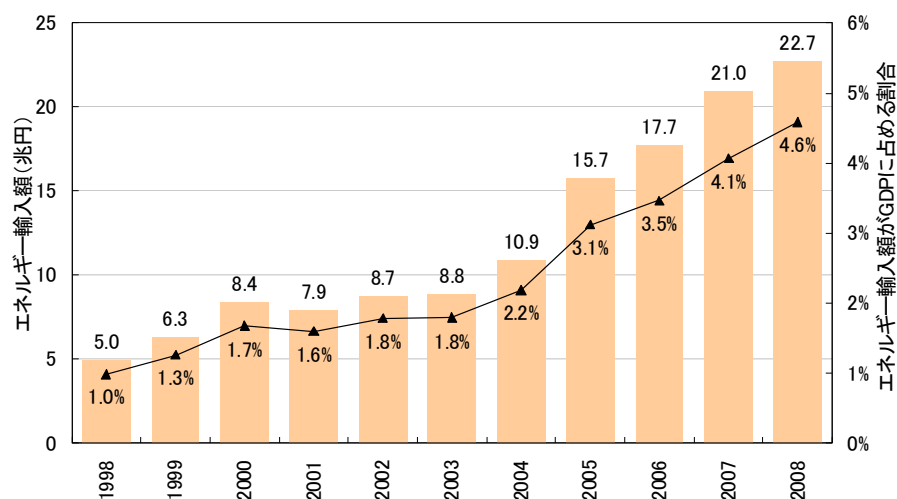


図 3-5 エネルギー輸入額及び GDP に占める割合の推移 (再掲)

出典) 貿易統計、国民経済計算より作成

<ドイツにおける買取制度の導入による影響分析例>

ドイツ等においては、再生可能電力が国民負担という論調が制度当初は存在したものの、制度の定着後は雇用やエネルギー自給率を高めるものとして国民に受け入れられるものとなっている。例えば、ドイツの環境省におけるアンケート調査結果 (2009 年 3 月公表) によると、回答者の 97% が再生可能エネルギーの利用拡大について支持している¹⁵。

また、ドイツにおける再生可能エネルギー導入拡大に伴う雇用創出効果は、2009 年時点で 33

¹⁵ <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/43469/36578/>

万 9,500 人とされている。

雇用創出については、COP15 に関連した研究において「Green Jobs and the Clean Energy Economy」をテーマにレポートがまとめられている。下記のとおり、再生可能エネルギーによる発電の方が、化石燃料による発電よりも、発電電力量当たりの雇用者数が多いとされている。

表 3-3 エネルギー技術別雇用創出効果の評価例

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

3.2.2 固定価格買取制度導入による費用負担

<需要家負担の定義>

再生可能電力の固定価格買取制度では、一義的には電気事業者が再生可能電力を買い取るが、通常は、電気事業者の買取費用は、電力料金に上乗せされる形で最終的には電力需要家が負担することとなる。

電気事業者は再生可能電力を買い取ることによって、もともと電気事業者自身が発電していた電力を節約することができるが、この節約分の電力については本来電気事業者が負担すべき費用である。このため、従来の発電方式で発電していた節約分の発電原価（回避可能原価）分は、需要家の費用負担から差し引くことが適当である。これより、固定価格買取制度によって需要家が負担する追加費用は、「（買取価格－回避可能原価）×導入量」として計算される。回避可能原価は2010年時点で8.9円/kWh、化石燃料価格の上昇を見越して2020年時点で11.2円/kWhとした¹⁶。

<負担額の試算>

前節で示した固定価格買取制度を導入したとき、2020年までの再生可能電力導入に対する需要家の追加的負担額を図3-6及び図3-7に示す。

2020年までの導入量に対して発生する需要家の2020年における負担は、▲15%ケースで7,100億円/年、▲25%ケースで1兆3,400億円/年と試算された。

この負担額を電力量当たり一律で負担すれば、2020年の負担単価は▲15%ケースで0.75円/kWh、▲25%ケースで1.4円/kWhとなる。

なお、試算に当たっては以下の前提を置いた。

- ・ 太陽光以外は新設電源のみを買取対象と想定。
- ・ 回避可能原価は、IEAの見通しに基づく化石燃料価格の上昇を折り込んで設定。
- ・ 電力需要は年間9,500億kWhと想定。
- ・ 産業、家庭及び業務への配分は2008年度実績による（熱供給及び運輸部門の負担は産業に計上）。

¹⁶ 将来の回避可能原価は、2005～2007年の発電原価実績が化石燃料価格に比例して変化するものとして算出した。2005～2007年の発電原価実績は各社有価証券報告書、電力調査統計より算出し、将来の化石燃料価格はIEA World Ethanol Outlook (2009)の想定を用いた。

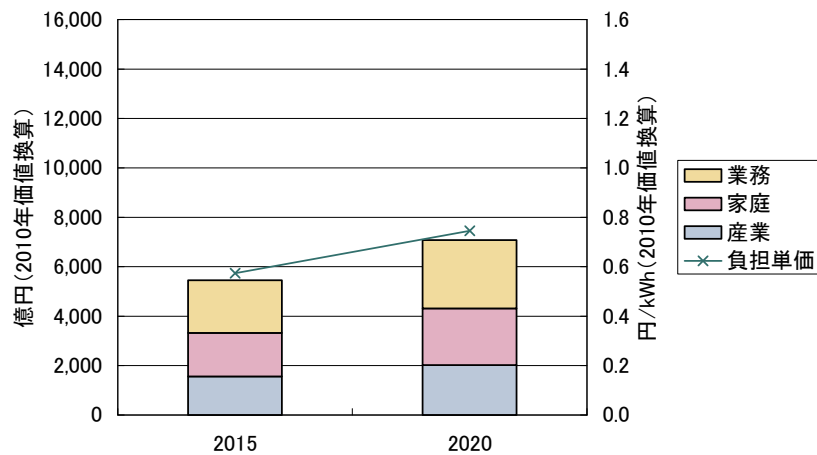


図 3-6 2020 年までの導入量に対する需要家の負担推移 (▲15%ケース)

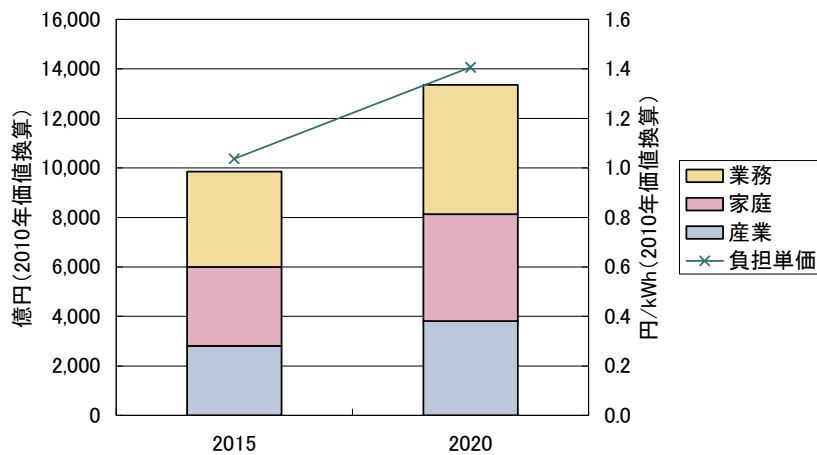


図 3-7 2020 年までの導入量に対する需要家の負担推移 (▲25%ケース)

＜世帯当たりの負担額＞

2020 年までの導入に対する 2020 年時点での標準世帯（ここでは、月 300kWh を使用する家庭を想定）当たりの追加的負担額は、2020 年の負担単価 0.75～1.4 円/kWh を踏まえ、224～422 円/月・世帯（割引率 4 %で 2010 年価値換算）となる。

太陽光発電が現状では導入できない世帯でも、再生可能エネルギービジネスへの出資、太陽光発電付き賃貸住宅への入居による光熱費の節約等による利益享受が可能な場合があると同時に、太陽光発電設備の価格低下により、将来的には導入可能性が拡大すると考えられる。

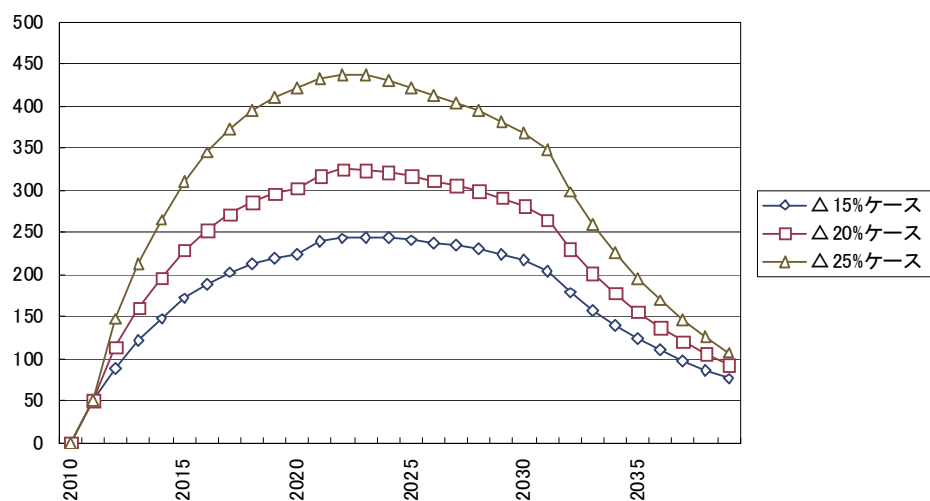


図 3-8 2020 年までの導入量に対する世帯当たり負担額の推移 (円/世帯・月)

3.2.3 電源構成の低炭素化による電力料金の推移傾向

前節では、固定価格買取制度による追加的な費用負担の試算結果を示した。ここでは、電源構成の低炭素化を進めていくにあたり、固定価格買取制度による負担費用の増加と化石燃料利用縮小による費用縮減が電力料金の推移がどのようになっていくと見込まれるかについて分析を行った。具体的には、2020 年及び 2030 年の各ケース別に、電源構成の変化が電力料金に与える影響を分析した。

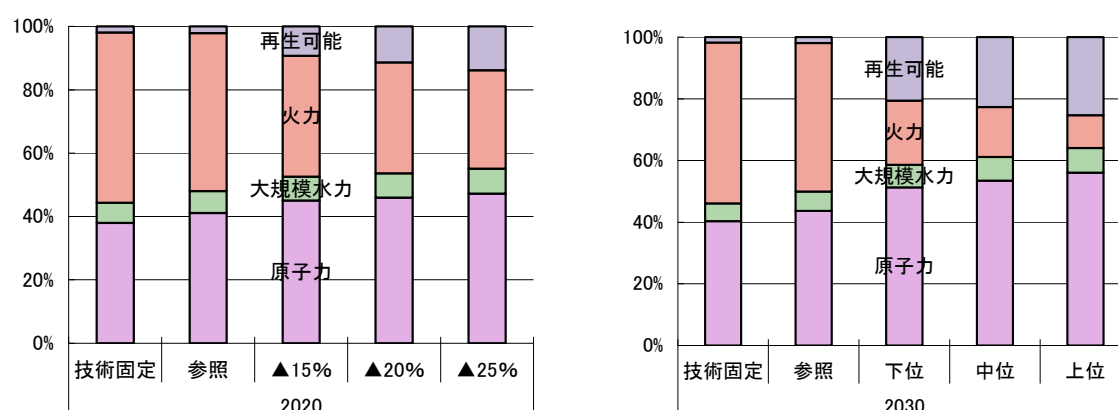
その結果、将来は化石燃料価格の上昇が見通されるため、再生可能エネルギー・原子力発電導入拡大と化石燃料利用の縮小による電源構成の低炭素化は、電力料金の低減につながる効果があることが示唆された。

<電力料金への影響分析の前提>

表 3-4 の前提に基づいて電源の種類別に発電原価を設定し、図 3-9 で想定する各ケースの電源のシェアに応じてその加重平均値を推計した。

表 3-4 電源の種類別の発電原価の想定

原子力	再生可能エネルギーの政治経済学（東洋経済新報社）にある有価証券報告書からの分析より、原子力を 8.93 円/kWh、大規模水力を 3.59 円/kWh（2000 年代）とし、この原価のまま横ばいで推移すると想定。
大規模水力	
火力	回避可能原価の算出に用いた値（IEA の World Energy Outlook のエネルギー価格見通しから外挿推計。2020 年 11.2 円/kWh、2030 年 13.4 円/kWh）を採用。有価証券報告書をベースとし、将来の燃料価格上昇を反映させたもの。
再生可能（大規模水力以外）	全量買取制度が導入されている想定の下、電力会社負担となる回避可能原価相当が発電原価に組み込まれると想定（火力と同じ扱い）。



※技術固定ケース・参照ケース：現状の導入量から増加しないと想定するケース

図 3-9 想定する 2020 年及び 2030 年のケース別電源構成

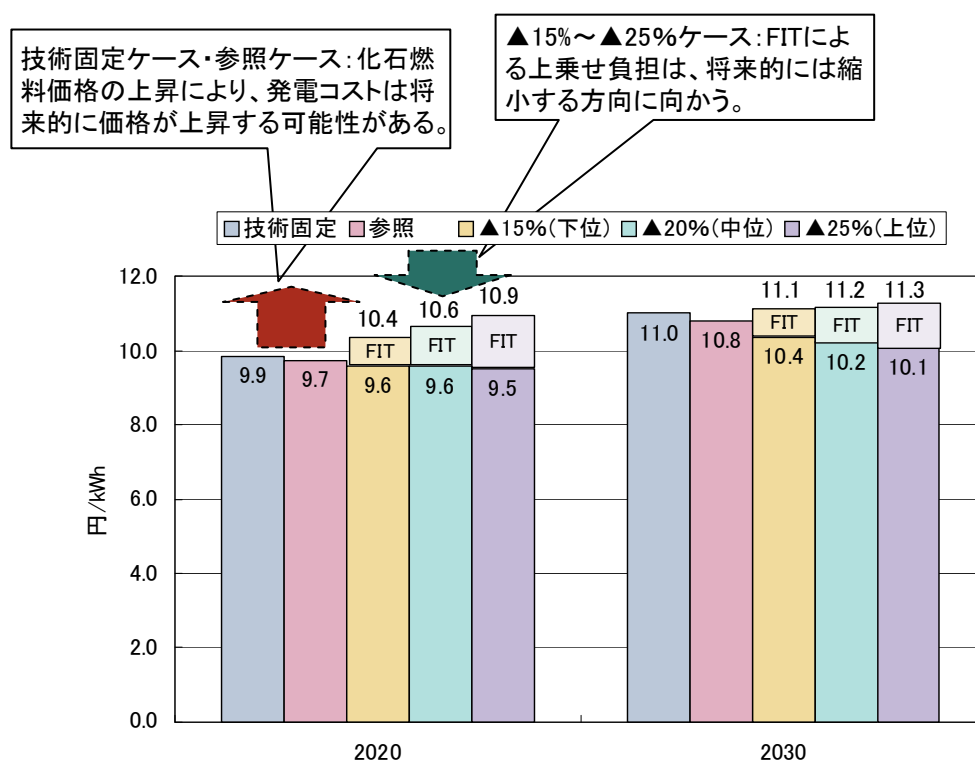
<電力料金への影響分析結果>

2020 年の▲15%～▲25%ケースでは、化石燃料消費の減少により、参照ケースに比較し 0.1 円/kWh 程度の発電原価低減効果がある。一方で、固定価格買取制度の導入に伴う 2020 年の需要家負担は 0.7～1.4 円/kWh 程度と見込まれており、結果、▲15%～▲25%ケースでは電力料金が参照ケースよりも 0.7～1.2 円/kWh 高くなる。

再生可能電力の普及が進み、火力発電の発電電力量が減少することで長期的に電源構成の低炭素化が進展する。その過程で、再生可能電力が安価になり固定価格買取制度の負担が減少に転じるとともに、化石燃料価格が上昇する場合には、▲15%～▲25%ケースと参照ケースとの電力料金差が徐々に小さくなっていく。

2030 年になると、参照ケースでは、化石燃料価格の上昇により発電原価が上昇することが見込まれる（分析結果では 1 円/kWh 程度上昇）。その一方で、▲15%～▲25%ケースでの固定価格買取制度による負担分は、長期的には低減していくことが見込まれ、電力料金は固定価格買取制度を導入しない場合と同程度になると見込まれる。

なお、ここでは電力系統整備にかかる費用については分析対象外としている。



※太陽光発電の買取は、買取価格が現在の電灯単価（一般家庭の電力料金単価）並になった時点で新規の買取を終了（その時点で買取期間が終了していないものについては、買取期間まで継続）するものとし、それ以外の再生可能電力は 2020 年以降も同じ価格で買取が行われるものと仮定した。

図 3-10 2020 年及び 2030 年の発電原価影響分析

3.2.4 再生可能エネルギーの導入支援について現状から追加的な支援を行わない場合の影響

再生可能エネルギーに関して、全量買取を基本とする固定価格買取制度の導入等を前提に、2020年には全てのケースで、地球温暖化対策基本法案で定められている「再生可能エネルギーの供給量について、2020年までに一次エネルギー供給量に占める割合を10%に達するようにする。」という目標を技術的に実現できることを確認した。

仮に、再生可能エネルギーの導入支援について現状から追加的な支援を行わなかった場合、一次エネルギー供給に占める比率は2020年で7%程度、2020年▲15%ケースと比較して2,800万tCO₂（90年比2.2%）の増加に繋がるおそれがある。

表 3-5 再生可能エネルギーの種類毎の想定

太陽光発電	住宅用 48 円/kWh、非住宅用 24 円/kWh という現行の余剰買取制度と同じ投資回収年数が維持されると想定。 住宅用は 7 万円/kW の補助制度も継続。
風力発電	2005～2009 年度の年平均導入量を用いて外挿
水力発電	RPS 対象について、2005～2009 年度の平均伸び率を用いて外挿
地熱発電	直近の導入量のまま横ばい
太陽熱利用	直近の導入量のまま横ばい
バイオマス発電	京都議定書目標達成計画の下位ケースを維持
バイオマス熱・燃料	バイオマス熱について京都議定書目標達成計画水準の横ばい等、バイオ燃料について AIM プロジェクトチーム試算のレファレンスケースを採用

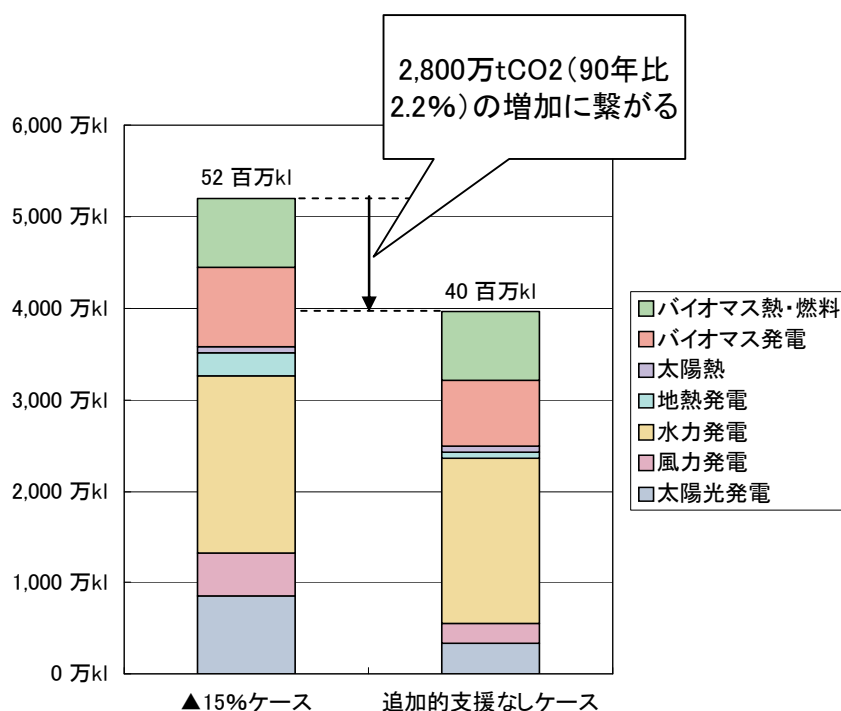


図 3-11 2020 年▲15%ケースと比較した影響

3.3 再生可能電力のCO₂削減価値等の取扱い

固定価格買取制度の導入に当たり、同制度上で想定される通常の負担者における負担軽減と、再生可能電力の導入可能性を高めることを目的として、同制度外での売買電及びグリーン電力証書制度を併存させる方策を検討した。

なお、以下の議論の前提として、再生可能電力の価値は、回避可能原価及び再生可能エネルギー価値（以下「再エネ価値」という。）から構成され、更に再エネ価値はCO₂削減価値とその他の付加価値から成るものとする。回避可能原価とは、当該再生可能電力が導入されることにより、系統電源側での発生が回避された発電原価のことである。また、再エネ価値のうち、CO₂削減価値は系統電源側で化石電源による発電が回避されたことによるCO₂削減の価値であり、その他の付加価値はエネルギーセキュリティの向上、産業・雇用創出効果、地域振興、環境・エネルギー分野での教育効果、大気汚染削減効果等の価値である。

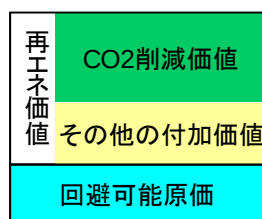
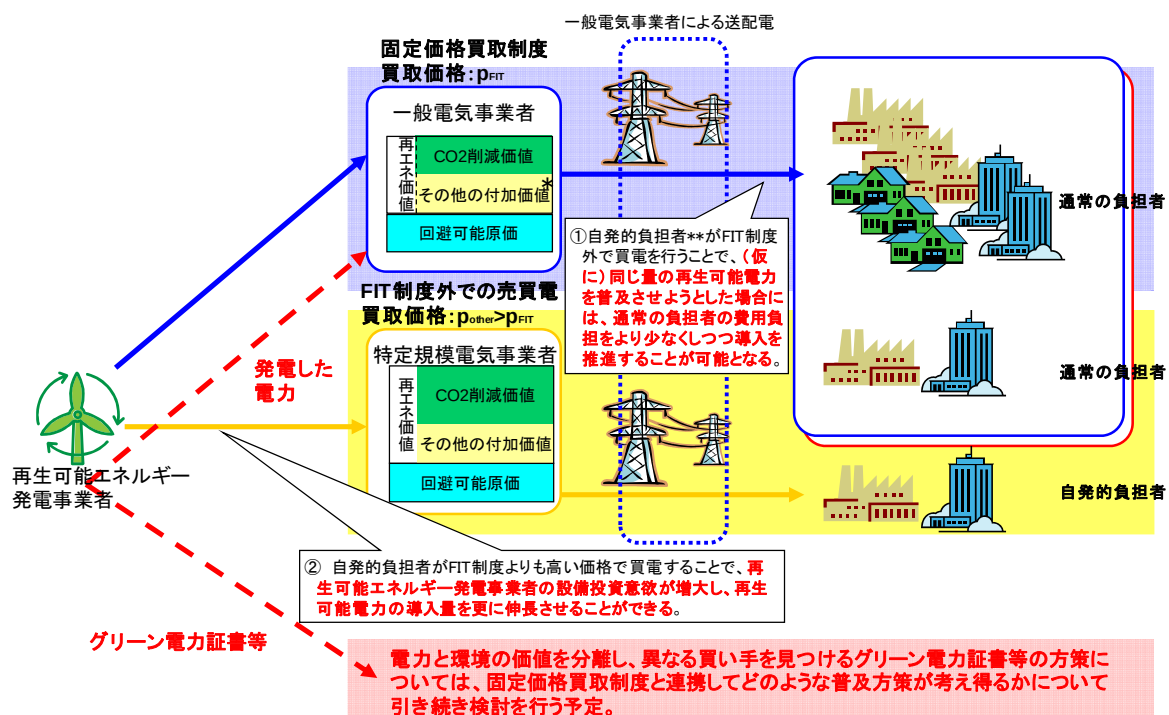


図 3-12 再生可能電力の価値の考え方

以下、固定価格買取制度と、それ以外の固定価格買取制度外での売買電あるいはグリーン電力証書制度の特徴を述べつつ、これらを併存させるに当たって講じるべき措置及び留意点について整理した。



*「その他の付加価値」としては、エネルギーセキュリティの向上、産業・雇用創出効果、地域振興、環境・エネルギー分野での教育効果、大気汚染削減効果等が含まれる。

**「自発的負担者」とは、再生可能電力に対して自発的により多くの負担をしてもよいという需要家のこと。

図 3-13 固定価格買取制度とCO₂削減価値等の取扱い

<固定価格買取制度>

- ・ 固定価格買取制度においては、再生可能電力は、同制度外で扱われる電力を除いて、一義的に一般電気事業者が制度上定められた単価で買い取る。
- ・ その上で、回避可能原価以外の【再エネ価値＝CO₂削減価値＋その他の付加価値】に関する買取費用を、一般電気事業者及び PPS の間で販売電力量ベースで按分して精算し、それぞれの需要家への売電単価に上乗せする。
- ・ 一般電気事業者及び PPS の合計販売電力量としては、前年実績を使用する。
- ・ なお、回避可能原価については、一般電気事業者の需要家が負担する。¹⁷

<固定価格買取制度外での売買電>

- ・ 再生可能電力を、一般電気事業者以外に PPS も買取可能なものとする。その際、PPS は固定価格買取制度上の買取を超える価格にて調達することとなる（個別の売買電契約に要する取引コストを考慮すると、固定価格買取制度と同額で売電するのであれば一般電気事業者に売ることになると考えられる）。
- ・ PPS は当該電力を調達価格よりも高い価格で購入してくれる需要家、つまり自社の需要家中でも、特に再生可能電力に対して自発的により多くの負担をしてもよいという需要家（自発的負担者）に販売する。
- ・ 固定価格買取制度外における価値の取扱いとしては、回避可能原価及び再エネ価値（CO₂削減価値、その他の付加価値）の全てを自発的負担者が負担する。
- ・ その他、留意すべき事項としては、
 - 当該電力の買取価格は、自発的負担者への販売価格から決定される。
 - 自発的負担者への販売価格（＝自発的負担者の買取価格）は、自発的負担者における自社内削減対策の限界費用を考慮して決定される。
 - 自発的負担者は PPS の需要家の一部であり、これ以外に固定価格買取制度による負担を負う通常の負担者も存在する。

<グリーン電力証書等>

- ・ 電力と環境の価値を分離し、異なる買い手を見つけるグリーン電力証書等の方策については、固定価格買取制度と連携してどのような普及方策が考え得るかについて引き続き検討を行う予定。

¹⁷ 固定価格買取制度で買い上げた電力を、エネルギーとして消費するのは一般電気事業者の需要家であるため。

3.4 電力システムの整備

3.4.1 再生可能電力の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。

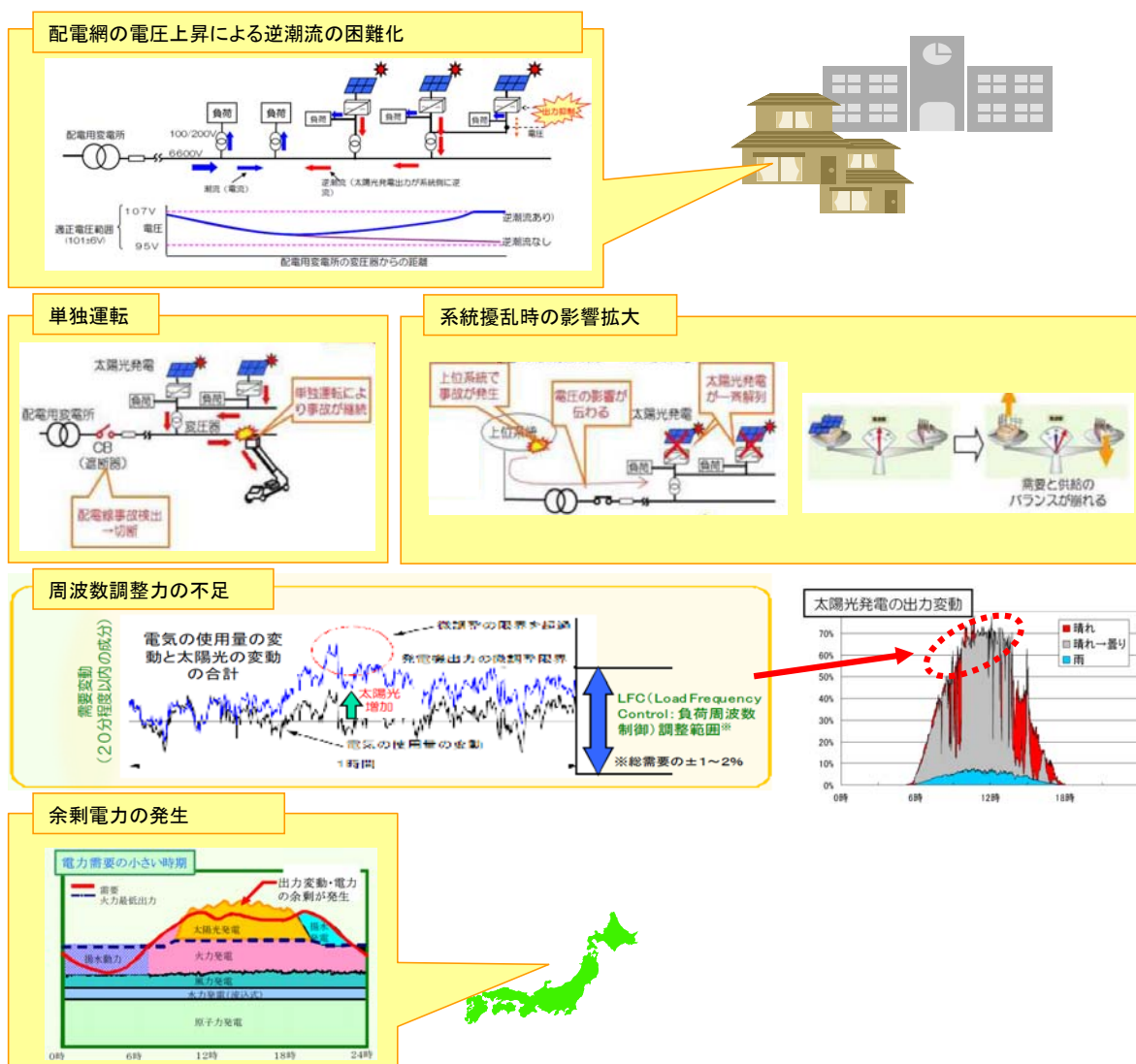


図 3-14 電力システムの技術的課題

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」等より事務局作成

① 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、配電系統へ逆潮流する場合、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（ $101 \pm 6V$ 、 $202 \pm 20V$ ）を逸脱しそうな

場合には、電圧を維持するために、配電網における電圧調整装置の設置、逆潮する電力の抑制（太陽光発電の出力を抑制するか蓄電する）、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の状況により、課題が顕在化する地区が広がる可能性があると考えられる。

<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、系統復旧の遅れなどが生じる。

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不動作が発生する恐れがある。

② 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必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、大きな発電出力の変動が生じ調整力が不足する可能性があり、調整用電源の追加確保も必要となる。

<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5月の大型連休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。

なお、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。

3.4.2 海外における系統連系に関する取組

欧州では、固定価格買取制度の導入等により再生可能エネルギーの普及を促進させるとともに、電力系統への接続、利用に関する法的環境整備が行われている。以下では、特に制度化の進んでいるドイツ、スペインを中心に動向を整理する。

(1) ドイツ

再生可能エネルギーの普及促進策の根拠法案は、2000 年施行の再生可能エネルギー法（Erneuerbare-Energien-Gesetz：EEG）である。風力、太陽光、バイオマス、地熱、水力、鉱山ガスを再生可能エネルギーと定義し、2020 年までに需要の 30%以上を再生可能エネルギーで賄うことを目指したものであり、優先接続（Priority Access）、優先給電（Priority Dispatch）及び固定価格買取制度の主要 3 施策から構成される。なお、同法は、2004 年、2006 年、2009 年、2010 年に改訂されている。

再生可能エネルギー法に関して、系統運用事業者と発電事業者の間で生じた係争等については、裁判以外に、Clearingstelle EEG（再生可能エネルギー法に関する訴訟・調停機関）に持ち込んで判決又は調停を受けることができる。その結果に法的拘束力はないが、基本的にその結果が尊重される。

① 優先規定

<優先接続>

再生可能電力を系統に優先的に接続することを規定している。再生可能電力の送配電が不可能な場合、系統運用事業者は系統を増強しなければならない。ただし、経済的に不合理な場合、系統運用事業者は系統増強費用を負担しなくてもよい。「経済的に不合理な場合」に関する具体的条件は法律には明記されていないが、系統増強費用が発電建設費の 25%を超える場合との条件が、2004 年の法改正時の根拠資料に記載されており、これが判断の目安と捉えられている。

<優先給電>

再生可能電力を優先的に購入、送配電することを規制している。ただし、100kW 以上の設備については、送電事業者がアクセス可能な出力抑制への対応設備及び発電電力のグリッド導入量の随時計測の設置を義務付けている。ただし、Clearingstelle EEG は、出力抑制機能の付加要件の閾値を連系容量ではなくモジュール単位と解釈しており、太陽光発電は出力抑制の対象外との見解を示している。

② 固定価格買取制度

20 年間の全量買取型の固定価格買取制度を導入している。買取対象は、風力、太陽光、地熱、バイオマス、埋立・下水ガス、水力、波力・潮力であり、エネルギー種、容量ごとに買取価格を設定している。

買取価格は、EEG サーチャージとして、需要家へ最終転嫁される（ただし、電力集約型産業には軽減措置が設けられている）。家庭用電力単価は、近年上昇傾向にあり、20ct/kWh 強の水準と

なっている。EEG サーチャージは、2010 年時点では 2.047ct/kWh であるが、2011 年には 3.53ct/kWh へと増加する見込みである。

ドイツの再生可能電力は、固定価格買取制度と市場販売の選択性となっており、月ごとに乗り換え可能となっている。ただし、現行制度下では、経済的条件から、固定価格買取制度が圧倒的に選択されている状況にあり、自主市場の構築には、インセンティブが不可欠である。

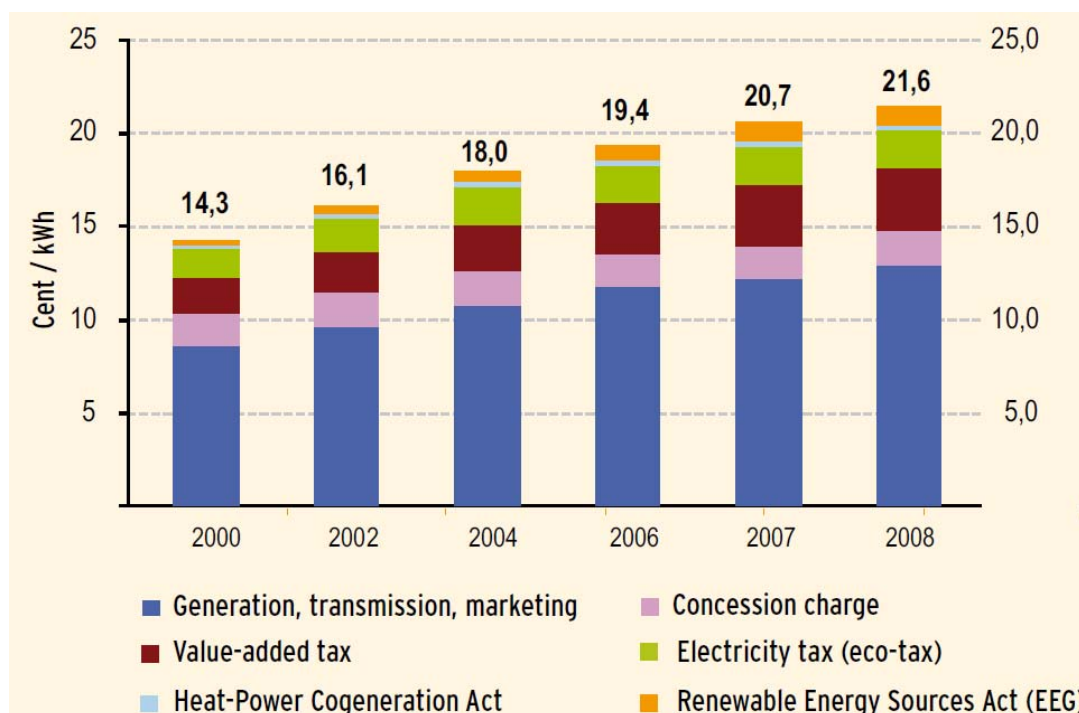


図 3-15 ドイツの家庭用電力料金の構成

出典) BDEW (ドイツエネルギー水道事業連合会)

③ 系統対策の方向性

ドイツの最大の再生可能エネルギーは風力発電であり、主に北部地域に立地している。一方、一大需要地は南部に立地している。このため、ドイツ全体では、北部の風力発電の電力を南部の需要地へと送る送電網の増強が必要となる。また、洋上風力の導入拡大等に対応して、近隣諸国の揚水発電と連系・協調制御も重要になる。ただし、RWE (ドイツ北西部の電気事業者) によると、ドイツ政府の掲げる「2020 年までに電力供給量に占める再生可能電力比率 35%」(エネルギー・コンセプト、2010 年 9 月) は、原子力や石炭の出力調整等、既存電源の柔軟な運用によって達成可能とのこと。

揚水発電は、国内では地理的条件、自然保護の観点から新規立地は困難であり、蓄電システムとしては、CAES (Compressed Air Energy Storage : 圧縮空気貯蔵) が期待されている。これは、余剰電力で空気を圧縮して地下の空洞に貯蔵し、必要な時に圧縮空気を利用して天然ガス等の燃料とともに燃焼させ発電するシステムであり、ドイツでは原子力発電の余剰電力対策として、1970 年代に導入実績がある。

需要側の対策としては、フレキシブル料金制度の 2011 年からの導入が検討されている。ただし、

それを活かすためのスマートメータの本格普及は、費用対効果の不透明性もあり（メータ設置費用は需要家負担）、当面はないものと見られている。

また、系統負荷の軽減と太陽光発電の導入拡大の両立のため、固定価格買取制度における太陽光発電の自家消費も買取対象としている。近年、自家消費の買取対象を 30kW から 500kW へ拡大し、事業用太陽光発電の自家消費を奨励している。

さらに、需要地近傍への電源立地を誘導して送電網への負荷を抑制するために、託送料金を託送距離別に設定することや、不安定な再生可能電源に柔軟性を持たせるために、調整力に対してインセンティブを付与すること等が検討されている。

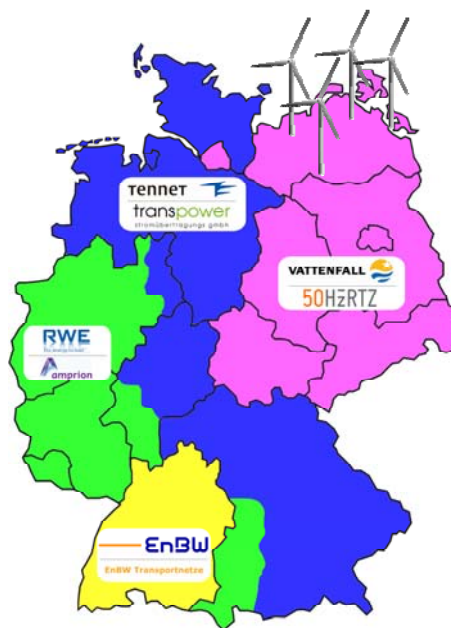


図 3-16 ドイツの電気事業者及び系統運用事業者

出典) BnetzA (連邦ネットワーク規制庁) 資料

(2) スペイン

① 優先規定

<優先接続>

再生可能電力を系統に優先的に接続することを規定している。接続線費用は、発電所の設置事業者が負担。その後 5 年間の間に別事業者が当該線を利用する場合は、応分費用を当初設置者に払う。この年限を、敷設後 10 年間に延長することを検討中。

<優先給電>

再生可能電力を優先的に給電することを規定している。ただし、系統不安定時には出力抑制が可能（補償はなし）。10MW 超の再生可能電源は、再生可能エネルギー制御センターへの接続義務が課せられており、系統不安定時には、制御センターからの指令を受けてから 15 分以内に、出力を指令値へと調整しなければならない。

現時点では風力発電のみ出力抑制を実施しているが、他の再生可能電源に対しても同様の手法

を適用することは可能である。

② 導入支援制度

固定価格買取制度と、市場価格の電力料金に固定プレミアム（ボーナス）を上乗せした価格で買取る FIP（Feed-in Premium）を導入している。買取対象は、風力、太陽光・太陽熱、地熱、バイオガス、バイオマス、水力・波力・潮力・海洋熱である。

太陽光については固定価格買取制度のみであるが、その他再生可能電源は FIT と FIP の選択制であり、乗換えは年 1 回までとなっている。風力等の、ある程度成熟した再生可能電源については、市場に誘い込むことを目的して、FIP に経済優位性が設けられており、大半の事業者が FIP を選択している。

③ 系統対策の方向性

スペイン国内唯一の系統運用事業者である RED Eléctrica de España では、風力発電の将来出力（48 時間後、10 日後）を予測し、48 時間後データを需給計画に活用している。

スペインは国際連系容量が小さく、再生可能電力の導入拡大には、フランス、モロッコ、ポルトガル等を含めた送電網の拡充が喫緊の課題となっている。

また、需給バランス確保のため、供給側では蓄電システムの重要性が指摘されているが、揚水発電は水源や自然保護の問題があり、開発は困難な状況にある。また、太陽熱発電については、オンサイトには熔融塩蓄熱器を併設し、発電量余剰時には、これにエネルギーを蓄えるシステムも注目されている。

長期的には、電気自動車の利用等、需要側との協調システムの構築の必要性も挙げられている。最近の取組として、デパートやショッピングセンターが電力会社から購入した電力を、電気自動車に夜間充電をする消費者に再販することを可能とした（届出制）。

(3) その他

欧州における共通的な課題の一つとして、連系手続き面での情報の非対称性が挙げられる。具体的には、連系可能容量情報、将来の系統増強計画等の情報が、再生可能電力の事業者側に不足しており、連系手続きに時間とコストを要することが指摘されている。

これに関して、欧州風力発電協会は、系統連系に関する定義や仕様を標準化すべく、ENTSO-E（欧州系統運用者ネットワーク）と協議を進めている。また、行政レベルでは、EU 域内の電気・ガスの自由化を進める組織として ACER（エネルギー規制当局協力機関）が発足し、2011 年から本格的に活動を開始し、ネットワークについての域内ルールづくりを進める予定となっている。

3.4.3 次世代送配電ネットワークの実現行程

低炭素社会の構築のためには、再生可能エネルギーの供給量、供給比率を拡大していく必要がある。その際、既存の電力系統は、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、再生可能電力の普及が拡大すると、この流れが抜本的に変化することとなる。また、太陽光発電や風力発電等の出力が変動し制御が困難な電源、原子力や石炭ガス化発電等の出力の制御が困難な電源の普及により、電力システムの需給バランスが変化することとなる。

その結果、再生可能電力などが既存の電力系統に大規模に導入された場合、配電網の電圧上昇、周波数調整力の不足、余剰電力の発生等、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。しかしながら、これらの指摘事項は、既存の電力系統インフラ、関連制度を段階的に再構築していくことによって克服することが可能である。

電力系統の安定化と社会費用最小化の両立に向けて、対策を体系的に推進していくための、次世代送配電ネットワークの実現イメージ及び行程は以下のとおりであり、主なポイントは次の5点となる。

- ・ 再生可能電力の出力を個別に抑制するという考え方ではなく、需要側、大規模電源、再生可能電源等がネットワークを介して協調し、システム全体で柔軟に対応する。
- ・ 再生可能電源の全体最適かつ円滑な導入のために、再生可能電源の導入拡大を見越して、そのアクセスを確保する計画的な送電網整備を図る。
- ・ 需給計画・運用の円滑化のため、気象予測を活用した再生可能電源の発電予測を行う。
- ・ 全体運用の最適化の視点から、再生可能電源の出力抑制や電力の融通を行う。
- ・ 電力需給の最適化のために、需要側に適切な判断を可能とするためのダイナミック・プライシング（電力需給状況に応じて電力料金を変化させる制度：例えば翌日料金制度）等を導入する。

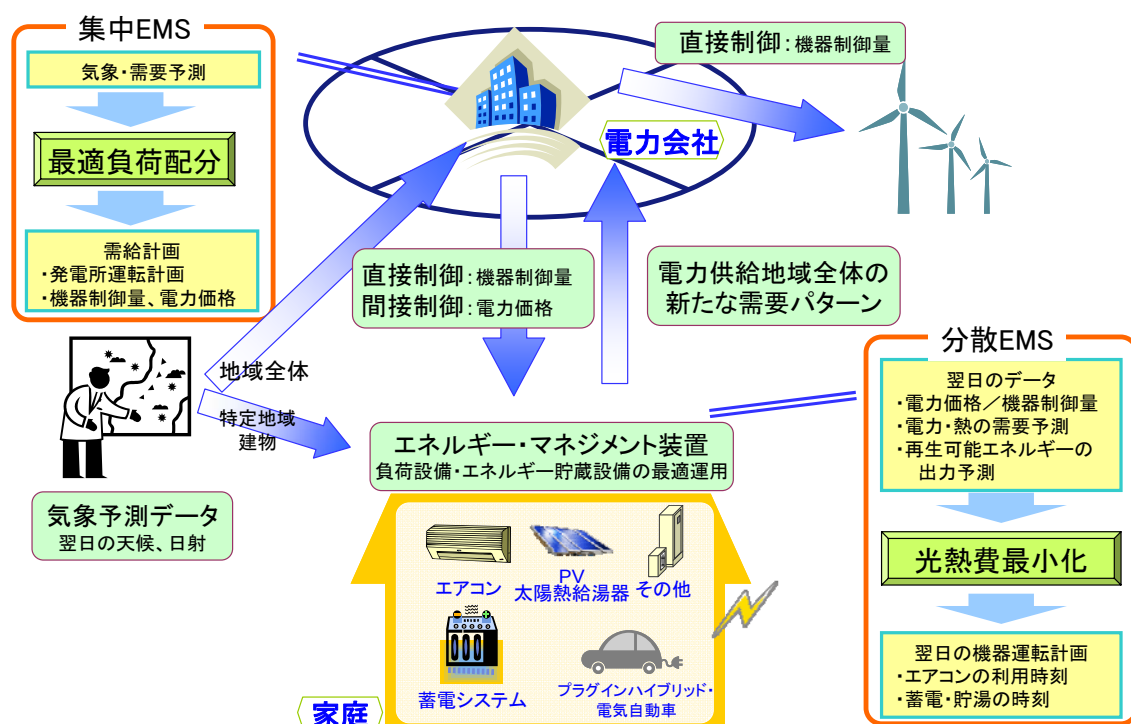


図 3-17 次世代送配電ネットワークの実現イメージ

次世代送配電ネットワークを実現するために必要となる、ネットワークの展開イメージと構成要素を図 3-18 及び図 3-19 に示す。

<今後速やかに開始すべき事項>

まずは、今後速やかに、既存インフラを最大限利用して再生可能電力導入拡大への対応を行うとともに、系統整備、需要側のエネルギー・マネジメント関連インフラ構築を開始する。

需要側においては、電力系統と需要家との通信・制御インフラとして、スマートメータ及びエネルギー・マネジメント装置の導入を開始するとともに、制御対象となりうる蓄熱式ヒートポンプ給湯器等の蓄エネルギー、能動化機能付き需要技術を普及させる。

再生可能電源側においては、系統への影響を最小化すべく、不要解列防止機能や単独運転防止機能、出力抑制機能を開発、普及させる。

電力システム側においては、揚水発電等を活用して電力の需給バランスへの対応を行うとともに、送電線及び配電線の空容量分析、アクセス用送配電線の計画的整備等、電力系統の整備を行う。また、再生可能電源の発電予測を需給計画に取り込むことを目指し、気象データの蓄積、発電予測の試行を開始する。

<短期的に実現すべき事項>

短期的（2020 年頃）には、需要側のエネルギー・マネジメントの運用を実現する。

需要側においては、スマートメータ及びエネルギー・マネジメント装置を普及させるとともに、気象データに基づく再生可能電源の発電量予測技術をエネルギー・マネジメントに活用し、蓄熱式ヒートポンプ給湯器の制御、プラグインハイブリッド自動車や電気自動車の充電（G2V : Grid to Vehicle）制御、見える化を通じた需要家の行動喚起等によって、需要調整を行う。

再生可能電源側においては、必要に応じて、風力発電等の出力抑制、エネルギー・マネジメント装置を活用した太陽光発電の出力制御等を行う。

電力システム側においては、再生可能電源の発電量予測技術を需給運用へ取り込み、全系統電源を活用した需給運用を行う。また、需要調整を促す料金制度・設定を導入し、その効果を長期に渡って検証していくとともに、需給運用へ反映する。

既存のインフラを活用した対策を進める一方で、更なる再生可能電源の導入を見据えて、送電システムの増強を行う。

<中期的に実現すべき事項>

中期的（2020 年代半ば）には、系統と需要側との協調システムの運用を実現する。

需要側においては、構築したエネルギー・マネジメント装置及び制御対象機器を活用し、自律的な制御を行う。また、電気自動車の普及等により価格低減が見込まれる蓄電システムの導入を開始する。

再生可能電源側においては、引き続き、必要に応じて太陽光発電、風力発電等の出力抑制を行う。

電力システム側においては、再生可能電源の発電量予測の精度を向上させ、予測技術を確立する。また、翌日料金やリアルタイム料金等のダイナミック・プライシングを導入し、需給の間接制御を行うとともに、その効果を長期に渡って検証していく。間接制御の効果は、将来の設備形成計画に反映する。

<長期的に実現すべき事項>

長期的（2030年頃）には、蓄電システムを活用した系統と需要側との協調システムを実現する。

需要側においては、蓄電システム、プラグインハイブリッド自動車や電気自動車のV2G（Vehicle to Grid：自動車と系統との電力融通）制御を活用し、エネルギー・マネジメント装置による自律的制御を高度化する。

再生可能電源側においては、必要に応じた太陽光発電、風力発電等の出力抑制を高度化する。

電力システム側においては、引き続きダイナミック・プライシングを維持し、需要調整効果の検証結果を設備形成計画、需給計画の両面に反映する。また、これらの包括的な対策を行った上で更に余剰電力が発生する場合に備え、余剰電力を一時的に水素等のエネルギーキャリアへと転換する技術の構築を進める。

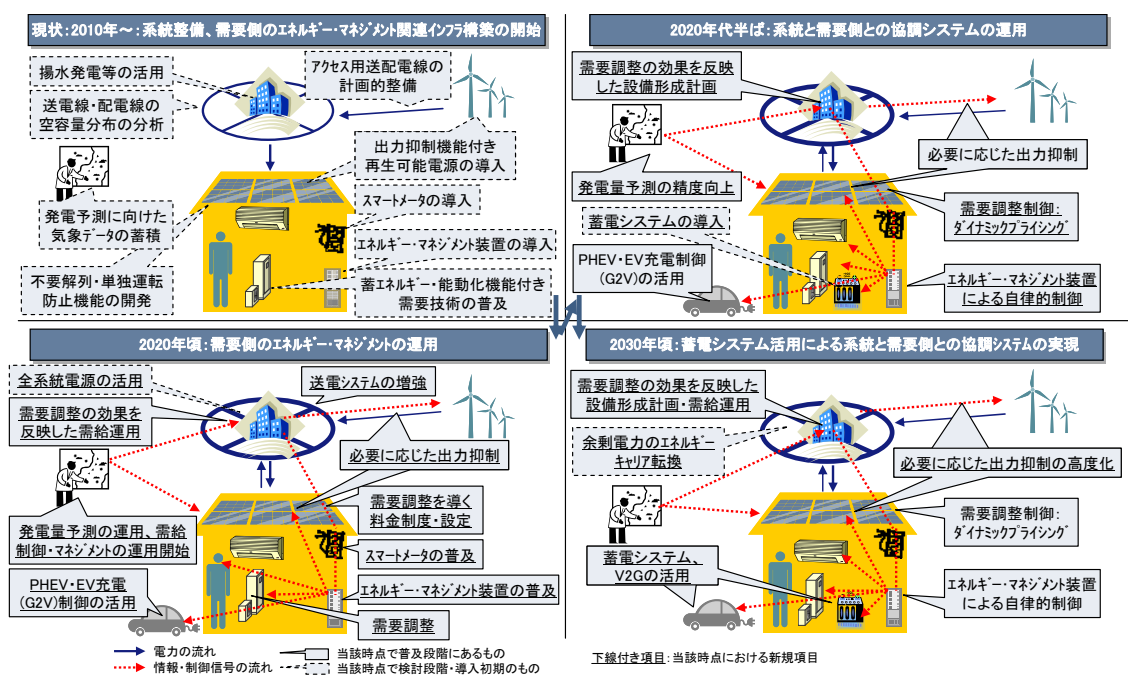
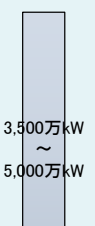
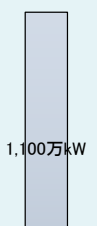
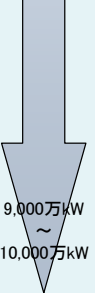
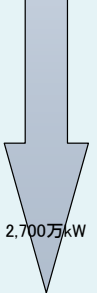


図 3-18 次世代送配電ネットワークの展開イメージ

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

☒ 当該時点で普及段階にあるもの ☐ 当該時点で検討段階・導入初期のもの
 下線付き項目: 当該時点における新規項目

図 3-19 次世代送配電ネットワークの展開要素

3.4.4 太陽光発電の大量導入における電力系統への影響

(1) 背景及び目的

今後、原子力発電、太陽光発電等の再生可能電力等の電源は電力需給の低炭素化に不可欠であるものの、火力・水力発電と異なり負荷配分（電力負荷〔需要〕の変動に対して個別電源に発電量を割り当てること）が困難な電源である。これらの電源の割合が増加し、低炭素化が図られていく中で、エネルギーの安定供給を確保していくためには、電力システム全体の需給調整の必要性が高まっていくと考えられる。

このニーズに対して、揚水発電の可変速化や昼間の運用等、既存の供給側の調整能力を高める方法が検討されつつある一方、需要側でもヒートポンプ型給湯器の沸き上げ及び電気自動車の充電等、調整可能な需要を能動化し、需給調整に活用する新たな方法が検討されている。

そこで、ここでは、特に太陽光発電の導入量に注目して、太陽光発電が大規模に導入された場合に、系統電源の運用方法に与える影響について簡易的に評価する。具体的には、特に年間のうちでも最低負荷時期（例えば年末年始、5月の大型連休）において、太陽光発電出力を考慮した最低負荷がベース電源の発電出力を下回る可能性とその需給ギャップの電力量、そしてそれへの合理的な対応方法について検討する。

具体的には、前項にて示した再生可能電力の大量導入時における系統連系に関する課題のうち、特に＜周波数調整力の不足＞及び＜余剰電力の発生＞について、広く“電力需給調整に関する課題”として捉え、考えられる対応策について整理する。

系統電力システムに置いて、系統電源の負荷配分の対象となる負荷は、もともとの負荷から、分散型の再生可能電力を控除したものとなる。再生可能エネルギーの導入検討としては、この控除後の負荷に対して、系統側の従来の運用を計画・評価することが必要となるが、新しい対策・対応として、ヒートポンプ型給湯器の沸き上げや電気自動車の充電等の需要の能動化、再生可能電力の出力抑制等を新たな需給調整の手法に加えることも検討されている。

表 3-6 電力需給調整の時間的区分と対応策の整理

需給調整の時間的区分	考えられる対応策
昼夜などの時間の規則性がある、あるいは天気予報等で予測可能な比較的低速の需給調整 (前日までの発電機の起動停止計画)	<供給側> ① 火力発電の運用 ② 一般水力発電の運用 ③ 再生可能電力の出力抑制 ④ 揚水発電の運用と可変速揚水発電の導入・運用 ⑤ 蓄電池の活用 <需要側> ⑥ デマンドレスポンス（間接制御）によるヒートポンプ型給湯器の運転、電気自動車の充電等の需要の能動化 ⑦ 蓄電池の活用
随時の負荷変動、あるいは天気の急な変化等による比較的高速の需給調整 (随時の運用)	<供給側> ○負荷周波数制御（LFC） <需要側> ○将来の高機能な情報インフラと制御性の高い蓄電池技術

出典) 荻本和彦ら，長期の電力需給計画における PV 大量導入の課題と解決の可能性に関する予備検討，第 27 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンスプログラム講演論文集, 2011 を基に事務局作成

なお、太陽光発電を系統連系すると、天気の変化による出力変化のため、非常に速い周期で大きな量の変動要因となるとの見方もあったが、現在までの各種研究成果により、多数導入による地理的分散により、出力変動が互いに打ち消し合う、いわゆる“ならし効果”により、実際には、数分までの早い変動領域では、出力電力の波形はかなり平滑化されるという見通しが得られつつある。今後、発電特性の定量的解析が進むことで、太陽光発電導入が系統の負荷周波数制御に与える影響を分析し、必要な対策を決定できると考えられる。

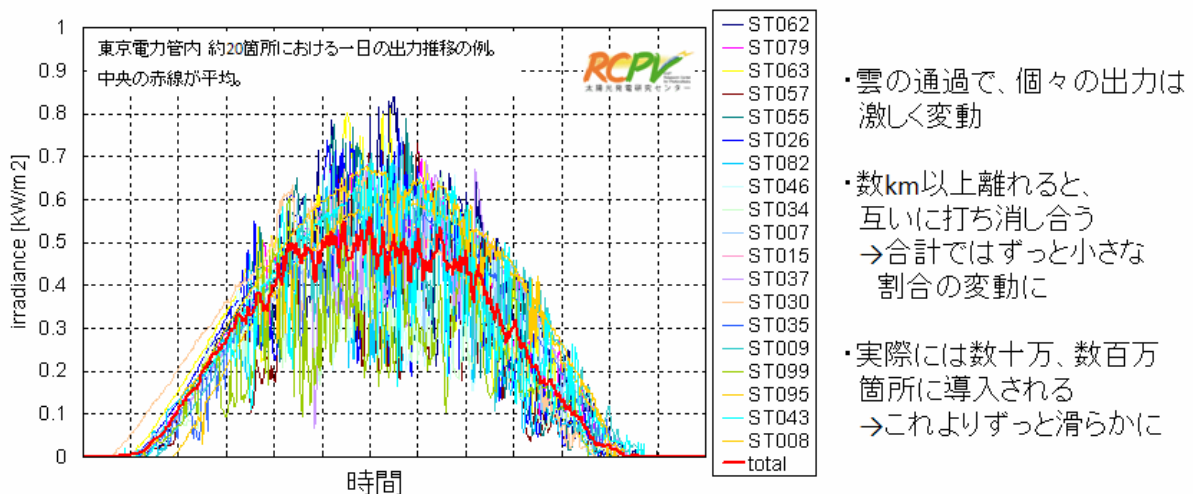


図 3-20 太陽光発電のならし効果

出典) 独立行政法人産業技術総合研究所 太陽光発電研究センターWeb サイト
http://unit.aist.go.jp/rcpv/ci/about_pv/output/fluctuation.html

(2) 既存の検討事例

次世代送配電ネットワーク研究会（資源エネルギー庁、2009年8月～2010年4月）では、太陽光発電の大量導入に伴う系統安定化対策のシナリオについて、2020年までの技術開発の見通し等を踏まえ、以下の①～⑥のシナリオを設定し、コスト試算を行っている。

その結果は、太陽光発電の出力抑制を行うことにより、余剰電力対策量が大幅に減少することから、出力抑制に対するインセンティブ等、太陽光発電設置者への理解活動等について検討することが必要とし、また、新規の電力需要の創出や蓄エネルギー能力を有する機器（ヒートポンプや電気自動車等）を活用することで、余剰電力対策量や太陽光発電の出力抑制量を軽減することが可能であるとしている。

表 3-7 系統安定化対策ごとの評価について

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、余剰電力対策量が大幅に減少。	●太陽光発電の出力抑制に伴い機会損失が増加。 ●余剰電力対策用の蓄電池量が減少するので、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	○太陽光発電の出力抑制に加え、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、余剰電力対策量が大幅に減少。	●太陽光発電の出力抑制に伴い機会損失が増加。 ●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。 ●余剰電力対策用の蓄電池量が減少するので、周波数調整力の確保が必要。

出典）“低炭素社会実現のための次世代送配電ネットワークの構築に向けて～次世代送配電ネットワーク研究会 報告書～”（2010年4月、次世代送配電ネットワーク研究会）

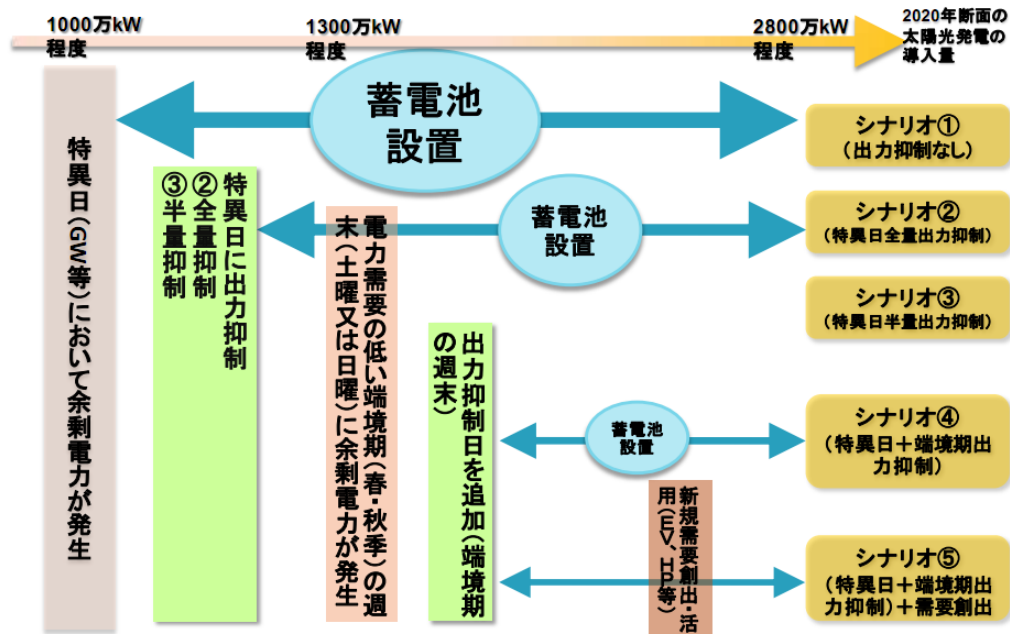


図 3-21 系統安定化対策シナリオと余剰電力対策量試算の考え方

出典) 同上

本報告書における検討条件に近いケースとしては、シナリオ「①出力抑制なし」とシナリオ「④特異日+端境期出力抑制」の比較が相当すると考えられる。余剰電力対策量（出力抑制量）の増加は、太陽光発電の利用率の低下として現れることになるが、2020年に太陽光発電が2,800万kW導入されると、太陽光発電の利用率がシナリオ①の12.0%からシナリオ④の11.4%まで0.6%低下、すなわち、シナリオ④で出力抑制される発電量は、①の太陽光発電量に対して5%（ $=0.6\% \div 12.0\%$ ）分に相当するとの結果が得られている。

表 3-8 2020 年断面における余剰電力対策量のまとめ

シナリオ	余剰対策不要PV導入可能量(万kW)	余剰電力対策量(億kWh)	出力抑制量(億kWh)	発電電力量(億kWh)	太陽光発電の利用率	CO ₂ 削減量※1(万t-CO ₂)	(参考) NaS電池保温のための消費電力量(億kWh)
①出力抑制なし(系統側蓄電池)	1,000	3.8	0	294.3	12.0%	971	約140
①'出力抑制なし(需要家側蓄電池)	1,000	4.6～5.7	0	294.3	12.0%	971	—
②特異日出力抑制	1,300	0.7	7.3	287.0	11.7%	947	約30
③特異日半量出力抑制	1,000	1.9	3.6	290.7	11.9%	959	約70
④特異日+端境期出力抑制	2,700	0.04	15.6	278.7	11.4%	920	約1.5
⑤特異日+端境期出力抑制+EV等	2,900	0	9.6	284.7	11.6%	940※2	—

出典) 同上

また、先にも述べた太陽光発電が非常に速い周期で大きな量の変動要因となる可能性と多数導入による地理的分散により出力変動が互いに打ち消し合う“ならし効果”の関係についても、現状では正確な評価が困難なため、現在、経済産業省（資源エネルギー庁）からの委託事業（「分散型新エネルギー大量導入促進システム安定対策事業（2009 年度～）」）として、全国 300 箇所程度で太陽光発電の出力変動や平滑化効果等について、実測データに基づく分析・評価を行っているところである。

事業の背景及び目的

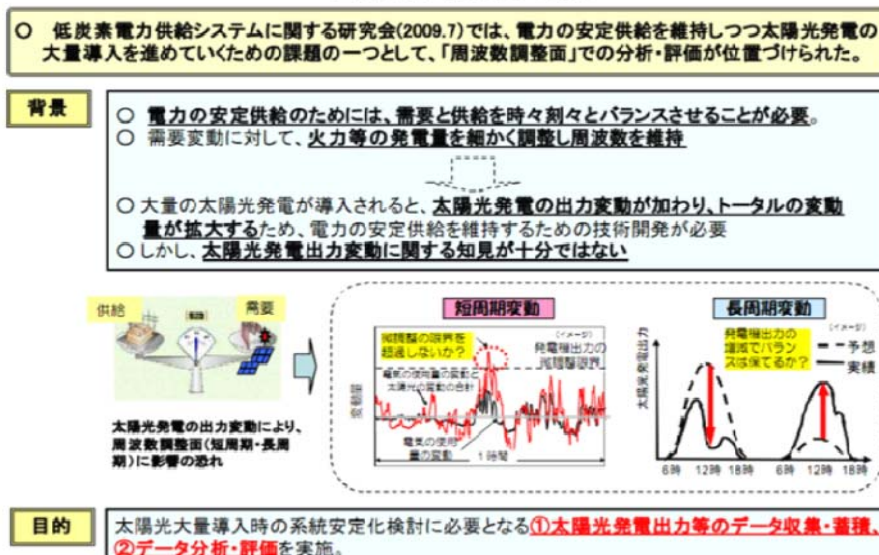


図 3-22 「分散型新エネルギー大量導入促進システム安定対策事業」の背景及び目的

出典) 次世代送配電システム制度検討会第1ワーキンググループ(WG1)、第7回配布資料

事業の概要

分散型新エネルギー大量導入促進系統安定対策事業（電力10社）

○ 電力10社では、国の補助を得ながら、太陽光発電大量導入時の系統安定化検討が必要となる、太陽光発電の出力変動に関する研究を実施。

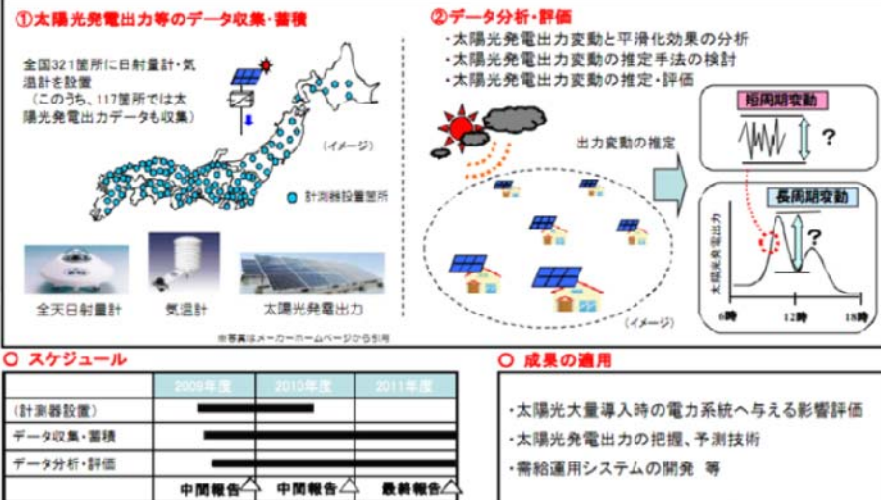


図 3-23 「分散型新エネルギー大量導入促進系統安定対策事業」の概要

出典) 同上

(3) 本検討における問題設定

本検討では、前項の既存の検討事例を踏まえつつ、太陽光発電の大量導入における電力系統への影響のうち、“ならし効果”を考慮して、負荷周波数制御より緩やかな変動に対する電力システム全体の需給バランスの課題に関する簡易的な評価を行う。

日負荷曲線を用いて年間最低負荷時における系統電力の需給ギャップ、具体的には太陽光発電の出力を考慮した最低負荷がベース電源の発電出力を下回る可能性とその需給ギャップの電力量、そしてそれへの合理的な対応方法について検討する。(具体的には後述するが、本検討では、表 1 中の対応策①～③のみを用いた需給調整について検討している。) ただし、もともとの負荷における比較的高速な需給調整に関する問題は、瞬動予備力(詳細は後述)を考慮して取り扱う。

比較的低速な需給調整について、例えば、太陽光発電の発電量と電力系統の大規模電源、特にベース電源たる原子力発電の関係を図 3-24 に模式的に示す。将来、電力部門の低炭素化に向け太陽光発電が大量に導入され、合わせて原子力発電の導入が順調に進むと、電力の需要が少なく、太陽光発電の発電量が大きくなる4～5月などの中間期には、電力供給力の過剰状態が発生する可能性がある。よって、本検討では、特にこの太陽光発電の大量導入に伴う需給ギャップの問題について、定量的把握を試みる。

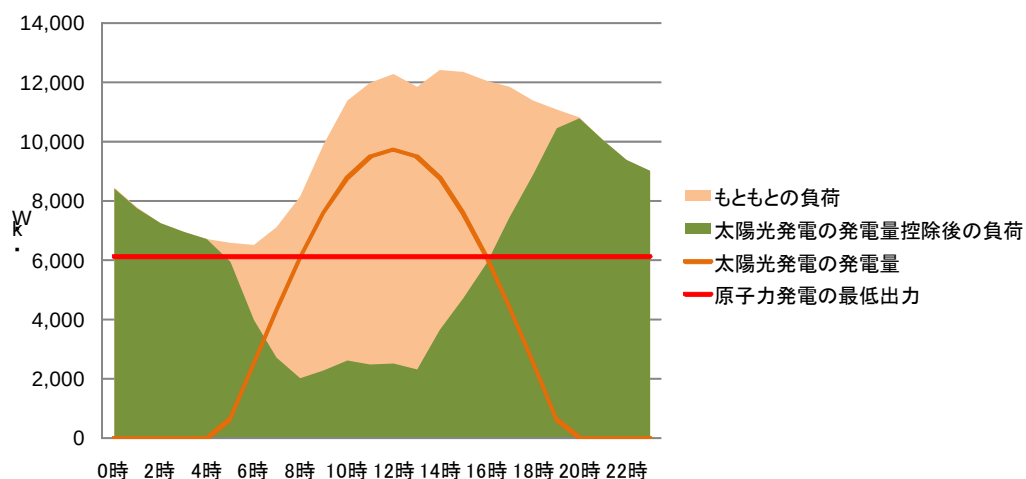


図 3-24 太陽光発電の発電量と需給ギャップのイメージ

(4) 検討方法

具体的な検討方法としては、現在得られる電力系統の日負荷及び年負荷データを基に、一定の想定の下で 2020 年、2030 年時点の日負荷及び年負荷曲線を想定し、ここから太陽光発電の発電量を控除した上で、仮想的な負荷持続曲線を作成し、これを『中長期ロードマップ（中間整理）』（中央環境審議会地球環境部会、2010 年 12 月 28 日）及び『エネルギー基本計画』（2010 年 6 月、閣議決定）において描かれた 2020 年及び 2030 年時点の電源構成に照らして、必要となる出力抑制量を判断した。

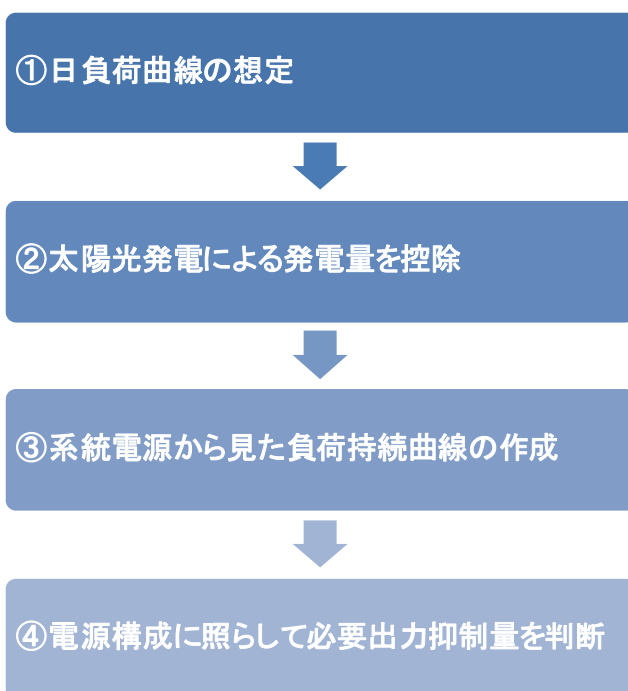


図 3-25 検討の手順

① 日負荷曲線の想定

2020 年及び 2030 年時点の日負荷及び年負荷曲線を想定するに当たっては、日負荷曲線及び年負荷曲線（電気事業連合会調べ、後段の参考資料参照）を基に、負荷パターンは同様とした上で、年間負荷量（発電量）がそれぞれ 2020 年及び 2030 年見通しに一致するように 24 時間/日×365 日/年＝8,760 時間の負荷曲線を想定した。

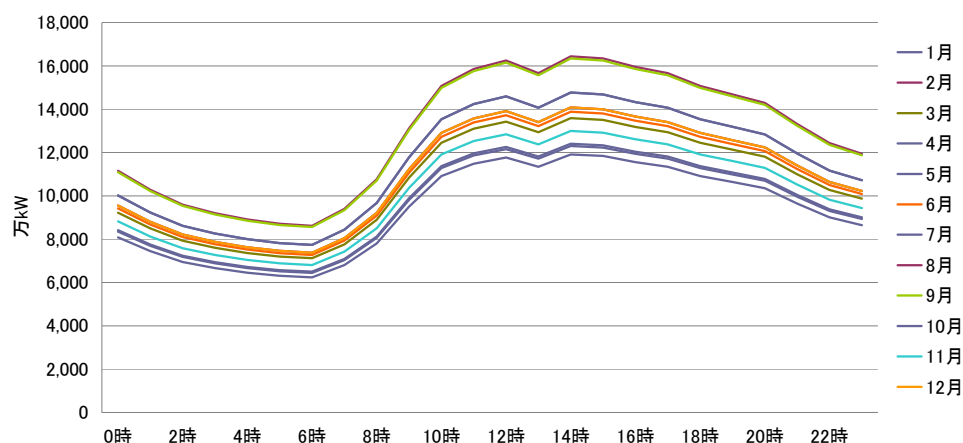


図 3-26 仮想的な 2030 年の日負荷曲線（12 ヶ月）

- 注1) 後段の参考資料に掲げたとおり、真夏の日負荷曲線を基に想定しているため、より最低負荷が小さくなる休日は考慮していない平日ベースのものである。
- 注2) 2003 年度実績値を基に 2030 年の年間発電量に応じて調整したものであり、今後の需要構造の変化等による負荷パターンの変化は考慮していない。

② 太陽光発電による発電量を控除

また、太陽光発電の発電量は、地軸の傾き及び緯度から、日射の最も強くなる時期に 100%の性能が発揮されるものとした上で、斜度及び日照時間に応じて年間 24 時間/日×365 日/年＝8,760 時間/年における理論的な太陽光発電出力を想定した。

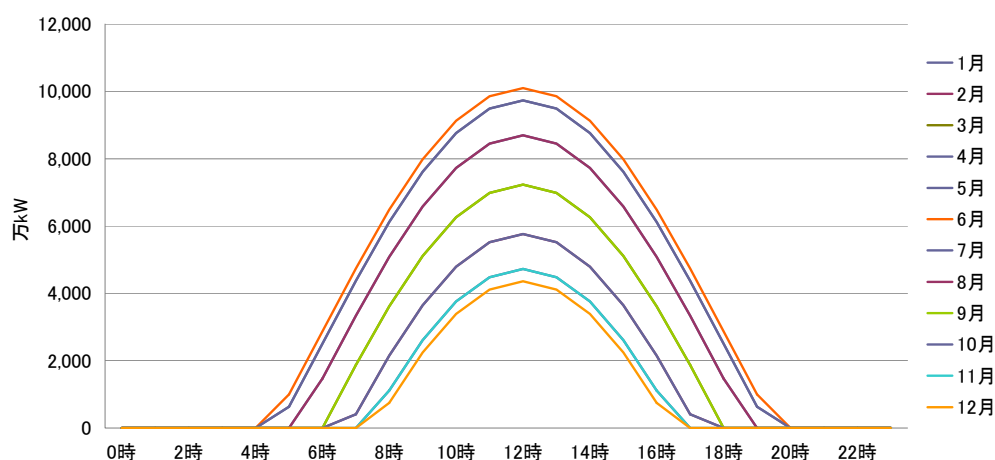


図 3-27 太陽光発電出力の季節変動に関する想定値＜1 億 100 万 kW ベース＞

2030 年における太陽光発電の導入量を 1 億 100 万 kW と想定した場合の、太陽光発電の発電量控除後の日負荷曲線及び負荷持続曲線を以下に示す（参考として、2020 年 5,000 万 kW の場合の負荷持続曲線も合わせて示す）。図 3-28 に示したとおり、2030 年において 1 億 100 万 kW と想定した場合には、3～7 月及び 10 月において、太陽光発電の発電量控除後の負荷が原子力発電の発電量を下回る時間帯が生ずることとなる。

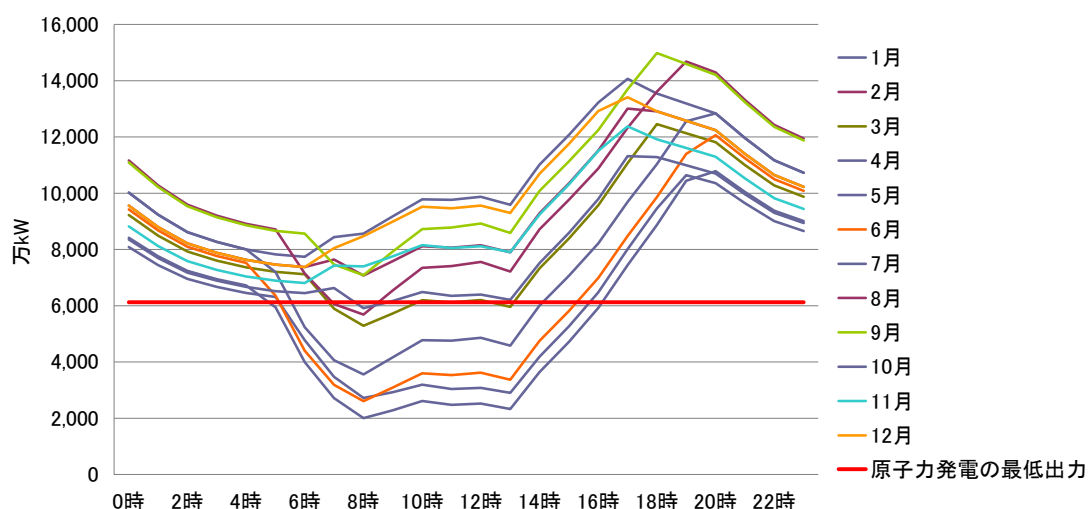


図 3-28 太陽光発電出力控除後の日負荷曲線＜2030 年度、PV1 億 100 万 kW ベース＞

③ 仮想的な負荷持続曲線の作成

本来の負荷及び太陽光発電の発電量を控除した日負荷曲線及び年負荷曲線から、年間の負荷持続曲線を、図 3-31 及び図 3-32 に示す。2 本の負荷持続曲線は、上が元需要、下が太陽光発電の大規模導入があった場合を表し、原子力発電＋調整用の瞬動予備力分の発電量を下回る部分の太陽光発電の発電量については、太陽光発電の出力抑制あるいは能動化負荷、蓄電池の活用等、一定の措置が必要になると考えられる。

ただし、本検討では、あくまで 2003 年度時点の負荷曲線に基づいており、既に生じている及び今後の負荷平準化、並びに負荷増大により、諸条件が変化する可能性も高く、引き続き精緻なデータに基づき検討を行う必要があると考えられる。

④ 電源構成に照らして必要出力抑制量を判断

(ア) 原子力発電の発電量

『中長期ロードマップ（中間整理）』（中央環境審議会地球環境部会、2010 年 12 月 28 日）及び『エネルギー基本計画』（2010 年 6 月、閣議決定）において描かれた 2020 年 2030 年時点の電源構成における原子力発電の想定に基づき検討する。原子力の発電量は、現状の定格出力一定(正確には熱出力)運転を想定すると補修計画で決まる。その発電量は補修分を利用率で想定した場合、2020 年時点では原子力発電の設備容量 6,143 万 kW¹⁸×設備利用率 85.0%＝5,222 万 kW、2030 年時点では同様に設備容量 6,806 万 kW¹⁹×設備利用率 90.0%＝6,125 万 kW が想定される。これに対し、

¹⁸ 正確には送電端出力で所内で消費される（所内率）分、数%小さくなる。

¹⁹ 同上

太陽光発電の発電量を控除した後の最低負荷がこの発電量に需給調整用を含めその他の火力水力の発電量を加えた値を下回る場合は、一定の措置が必要となると考えられる。

表 3-9 原子力発電の想定

	1990 年	2000 年	2005 年	2020 年	2030 年
設備容量（万 kW）	3,148	4,492	4,958	6,143	6,806
設備利用率（％）	73.0	81.8	70.2	85.0	90.0
発電電力量（億 kWh）	2,014	3,219	3,048	4,574	5,366

出典）「中長期ロードマップ小委員会」配布資料より「対策導入量等の根拠資料」（2010 年 12 月 21 日、国立環境研究所 AIM プロジェクトチーム）、

<http://www.env.go.jp/council/06earth/y0611-19/ref01-2.pdf>

注）2030 年の原子力発電の設備量及び発電電力量については、「2030 年のエネルギー需給の姿」（“エネルギー基本計画”、2010 年 6 月閣議決定）の参考資料と一致。

（イ）予備力必要量

予備力とは、設備計画あるいは運用計画において設備の運用開始の遅れ、事故・渇水あるいは需要増加に際しても、電力供給を確保するため、需要を上回って保有する供給力であり、その必要量は、供給力と需要の状況が変わるのに応じて変化する。

運用段階での予備力は、日々の需要変動に応じて変化する実際の需給状況に合わせて、どのような形で保有するかによって、瞬動予備力、運転予備力、待機予備力に区分される。各予備力の概要を表 3-10 に示す。

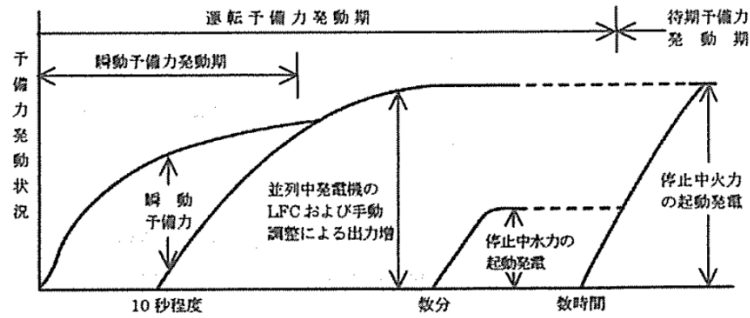
続いて、本検討において特に対象とすべき予備力について特定する。先の問題設定のとおり、もともとの負荷に起因する比較的高速及び低速な需給調整と、太陽光発電の出力に起因する比較的低速な需給調整を対象としているため、ここでは瞬動予備力、運転予備力及び追加の予備力の必要量について検討するものとする。

表 3-10 予備力の概要

分類	瞬動予備力（右記運転予備力の一部）	運転予備力（ホット）	待機予備力（コールド）
対象要因	電源脱落事故	・天候急変などによる需要の急増 ・電源を即時、又は短時間内に停止、出力抑制しなければならない場合	相当の時間をもって予測しうるもの ・需要想定値に対する持続的増加 ・渇水 ・停止までに相当の時間的余裕のある電源、又は電源送電系統の不具合
定義と具体的設備	電源脱落時の周波数低下に対して即時に応動を開始し、急速に出力を上昇し（10 秒程度以内）、少なくとも瞬動予備力以外の運転予備力が発動されるまでの時間、継続して自動発電可能な供給力（ガバナフリー運転 ²⁰ 中の発電機のガバナフリー余力）	即時発電可能なもの、及び短時間内（10 分程度以内）で起動して負荷を取り、待機予備力が起動して負荷をとるまで継続して発電しうる供給力（部分負荷運転中の火力発電機余力、及び停止待機中の水力発電機 [揚水発電機を含む]）	起動から全負荷をとるまでに数時間を要する供給力（停止待機中の火力で、起動後は長時間継続発電可能）
目標値	3%程度	3～5% 又は最大電源単機容量	なし ただし運転予備力と待機予備力の合計値として 8～10%
保有方法	並列水力・火力発電機のガバナフリー余力分	並列水力、火力発電所の余力分、停止水力発電機の可能出力、停止待機中のガスタービン発電機	停止待機中の火力

出典）電気学会技術報告第 869 号、「電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御」を基に事務局作成

²⁰ 周波数偏差が発生した場合に、発電機回転数（＝周波数偏差）に応じて、周波数を基準値に戻すよう負荷設定に補正を加えること。



出典：日本電力調査委員会・電力需要想定および電力需給計画算定方式の解説

図 3-29 大電源脱落時の周波数、予備力応動状況例

出典）電気学会技術報告第 869 号,「電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御」

瞬動予備力及び運転予備力としては、従来の需給変動に加え太陽光発電の変動を併せた需給変動に対する予備力が必要となる。従来の需給変動対応分を最大負荷の 3%と仮定する。また、最終的に太陽光発電の必要な出力抑制量を検討したいため、負荷をとっている瞬動予備力分の 3%について評価を行う。太陽光発電に起因する変動としては、“ならし効果”で取りきれなかった出力変動に対応する分として、ここでは 3%（最大負荷に対する値）を想定する。さらに、ここでは系統の需要変動と太陽光発電の出力変動が独立であったとして、それらを合計した予備力必要量は図 3-30 のように想定される。

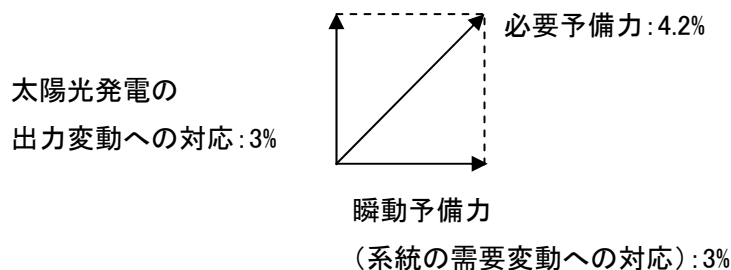


図 3-30 必要な予備力の考え方

つまり、瞬動予備力として、例えば太陽光発電の発電量が最大となる 5 月の最大負荷 1 億 2,500 万 kW に対しては、4.2%分の運転予備力が必要と考える。仮にこれを火力電源で賄うとした場合、調整力を定格出力の 10%²¹、（部分負荷運転の可能な）最低出力割合を 30%と仮定すると、以下のとおり 1,590 万 kW の火力電源が必要となる。

$$1 \text{ 億 } 2,500 \text{ 万 kW} \times 4.2\% \div \text{調整力割合 } 10\% \times \text{最低出力割合 } 30\% = 1,590 \text{ 万 kW}$$

これらの値に対し、揚水発電は約 2,600 万 kW 存在するため、この予備力分の供給力を吸収するための負荷（需要）を創出することは可能である。なお、原子力発電の他にも流込式水力発電

²¹ 調整力は稼働時点の火力電源の出力×5%とする考え方もあり、この場合 1 億 2,500 万 kW × 4.2% ÷ 5% = 1 億 500 万 kW の火力電源が必要となり、調整力については今後更に精査が必要。

(約 520 万 kW)、地熱発電 (234 万 kW@2030 年対策ケース)、廃棄物発電などのベース電源があるが、これらを加えても揚水発電の動力需要にて吸収可能と考えられる。さらに、現在検討されているように、揚水発電所の一部が可変速化されれば揚水時でも定格発電電力の 20%程度の調整力 (運転予備力) が期待される。

従って、本検討では太陽光発電の発電量を控除後の負荷持続曲線と原子力発電の発電量を基に、必要な出力抑制量を判断する。

(ウ) 必要な出力抑制量の判断

図 3-31 の 2030 年の負荷持続曲線と原子力発電の負荷配分の状況において負荷持続曲線が原子力発電量を割り込んでいる時間帯は、系統の発電機の負荷が低く必要な調整力 (運転予備力) を確保することが困難になっており、この下回った部分を太陽光発電の必要な出力抑制量 (以下「必要出力抑制量」という。) と考えることを意味する。

また、参考として 2020 年で 5,000 万 kW と想定した場合の負荷持続曲線を図 3-32 に示したが、5,000 万 kW の場合よりも 1 億 100 万 kW の場合は、原子力発電の発電量を割り込む時間が遥かに長くなる。

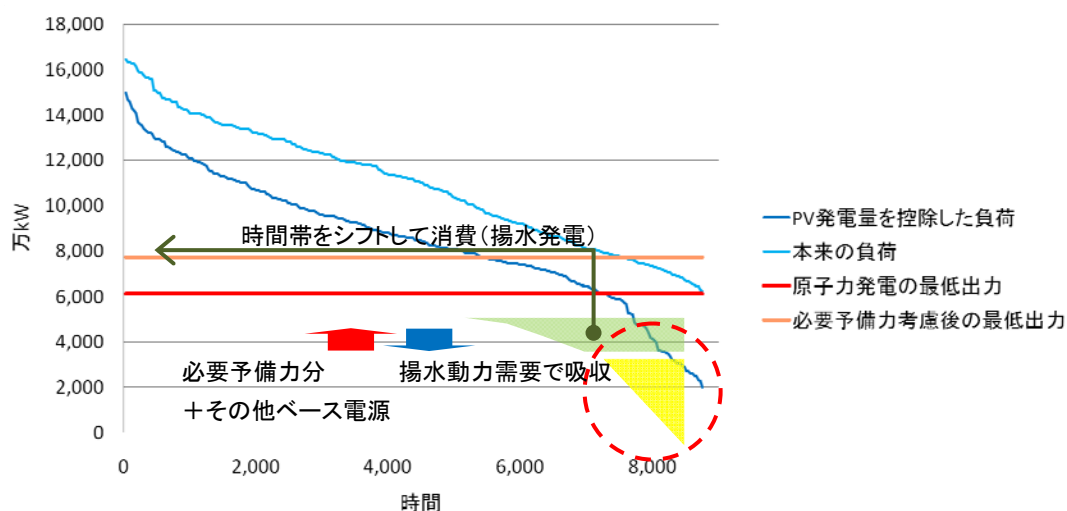


図 3-31 2030 年の仮想的な負荷持続曲線<2030 年度、PV1 億 100 万 kW ベース>

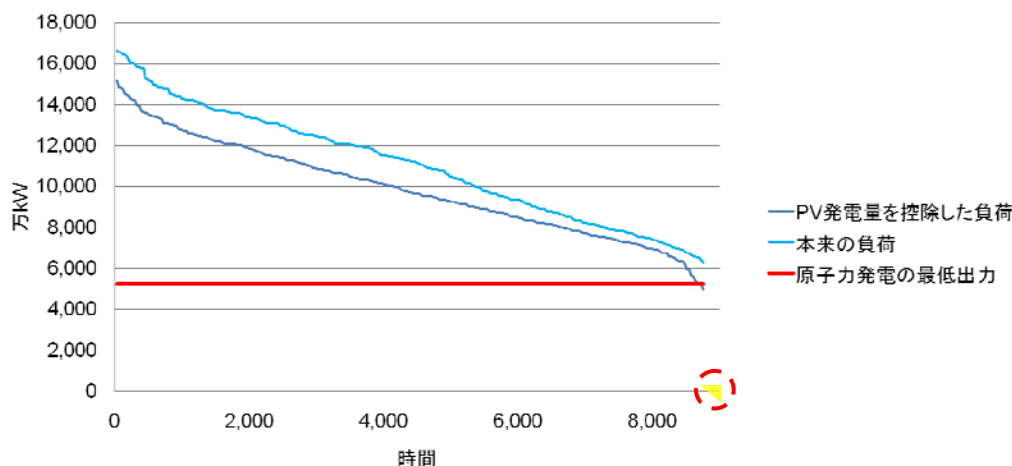


図 3-32 【参考】2020 年の仮想的な負荷持続曲線<2020 年度、PV5,000 万 kW ベース>

(5) 検討結果及び考察

図 3-33 に、2030 年において太陽光発電の導入量を変化させた場合の「必要出力抑制量」を示す。太陽光発電の導入量が増加に伴い、必要出力抑制量が増加することが見て取れる。

ただし、その導入量に対する増加傾向は比例的なものではなく、例えば太陽光発電の導入量が 3,000 万 kW では出力抑制量は発電量の 0.5% 程度、5,000 万 kW でも同約 1.6% 程度であるのに対し、1 億 kW の場合は 14.5% と大幅に増加することが分かる。

なお、この結果はこれまでに述べた様々な仮定に基づくもので、先に紹介した次世代送配電ネットワーク研究会による試算結果（出力抑制量換算で 5%）とは異なるものである。

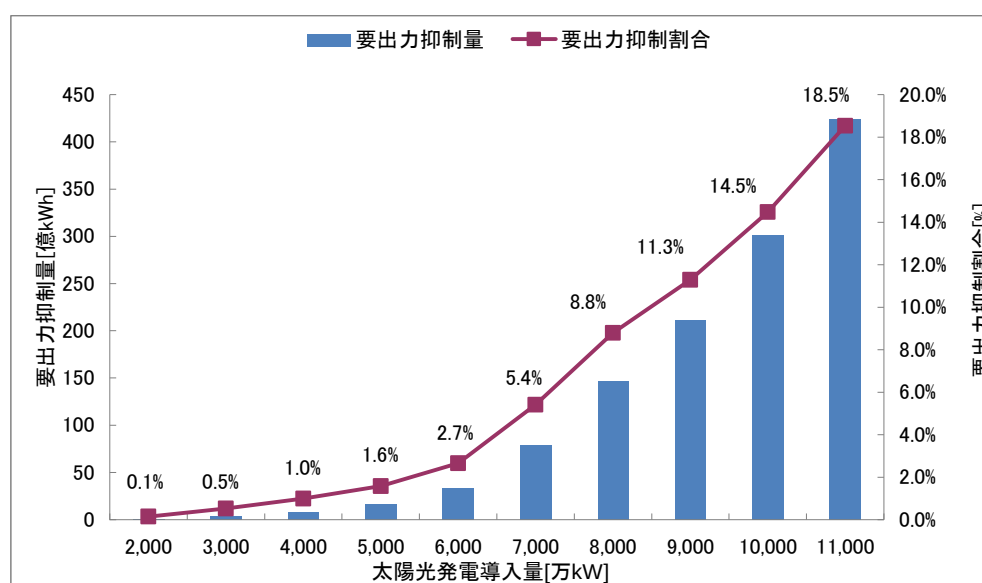


図 3-33 太陽光発電導入量と要出力抑制量<2030 年度、PV1 億 100 万 kW ベース>

(6) 今後の課題

本検討は、様々な想定の下で簡易的な手法により評価を行ったものである。既に、よりスコープが広く且つ動的な検討を行っている研究事例²²も存在する。

今後は、このような研究成果も活用しつつ、以下の点を踏まえて、より精度の高い検討を行うことが必要である。

① 供給サイド

(ア) 再生可能電力の変動特性分析と発電予測技術、そのためのインフラ整備検討

本検討では、太陽光発電出力変動について、需要に対して 3% を想定したが、現在並行して進められている変動特性、ならし効果の特性など実績データ等に基づく分析結果を反映する。更に、

²² 荻本和彦ら、長期の電力需給計画における PV 大量導入の課題と解決の可能性に関する予備検討，第 27 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンスプログラム講演論文集，2011

荻本和彦ら、長期の電力需給計画における低炭素化実現の予備検討，第 27 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンスプログラム講演論文集，2011

太陽光以外の各再生可能電力種についても、それぞれの変動特性を分析した上で発電予測技術を開発し、導入のためのインフラ整備計画について検討する必要がある。

(イ) 調整力に関する継続検討

調整力の考え方について異なる意見があるので、引続き検討することが必要である。これには政府全体で取り組む必要がある。

(ウ) 既存の電力系統の活用の考慮

揚水発電の運用、可変速揚水発電の導入・運用等、既存の電力系統の運用による調整容量を考慮する。(表 3-6 の対応策④に該当)

(エ) 出力抑制あるいは蓄電の閾値

最低負荷がベース電源を下回る時間帯の具体的な対応方針として、出力抑制とするのか、あるいは蓄電池を活用するのか、全体最適な視点から対策のあり方について検討する。(表 3-6 の対応策③、⑤、⑦に該当)

② 需要サイド

(ア) 中長期の電力需要構造(負荷曲線)の変化の考慮

本検討で用いた 2003 年度実績ベースではなく対象年における見通しに基づき修正する必要がある。特に、ヒートポンプ型給湯器及び電気自動車等による新規需要を導入量と整合するようにして想定する必要がある。(表 3-6 の対応策⑥に該当)

(イ) 需要の能動化の反映

前項の電力消費機器の増加による比較的単純な電力需要の増大に加えて、デマンドレスポンス(間接制御)によるヒートポンプ型給湯器の運転、電気自動車の充電等の需要の能動化の影響を反映する。

参考

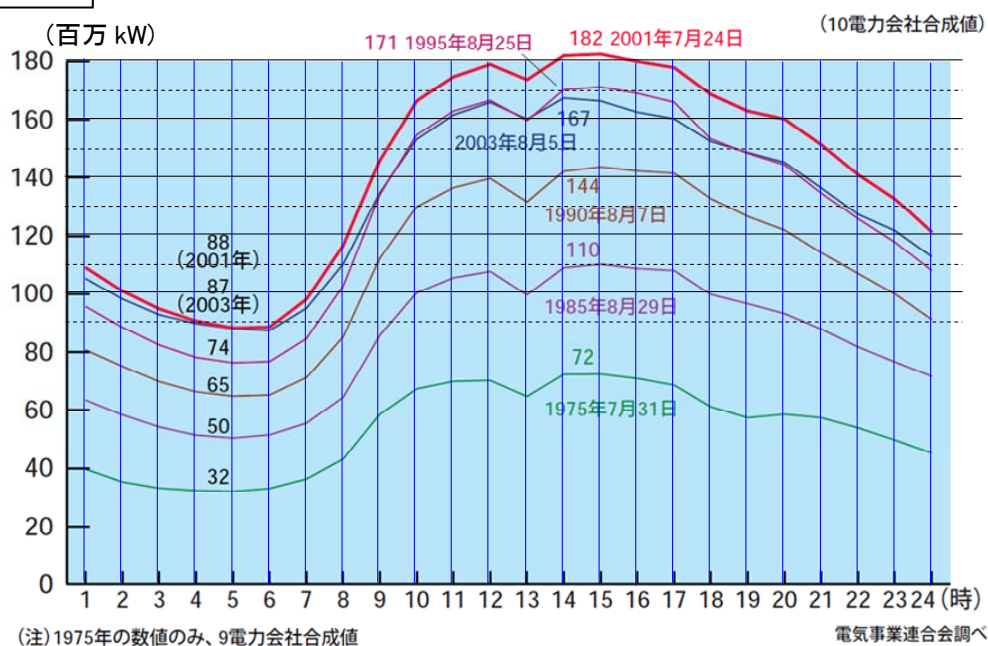


図 3-34 真夏の日負荷曲線

出典) 電気事業連合会:「原子力・エネルギー」図面集

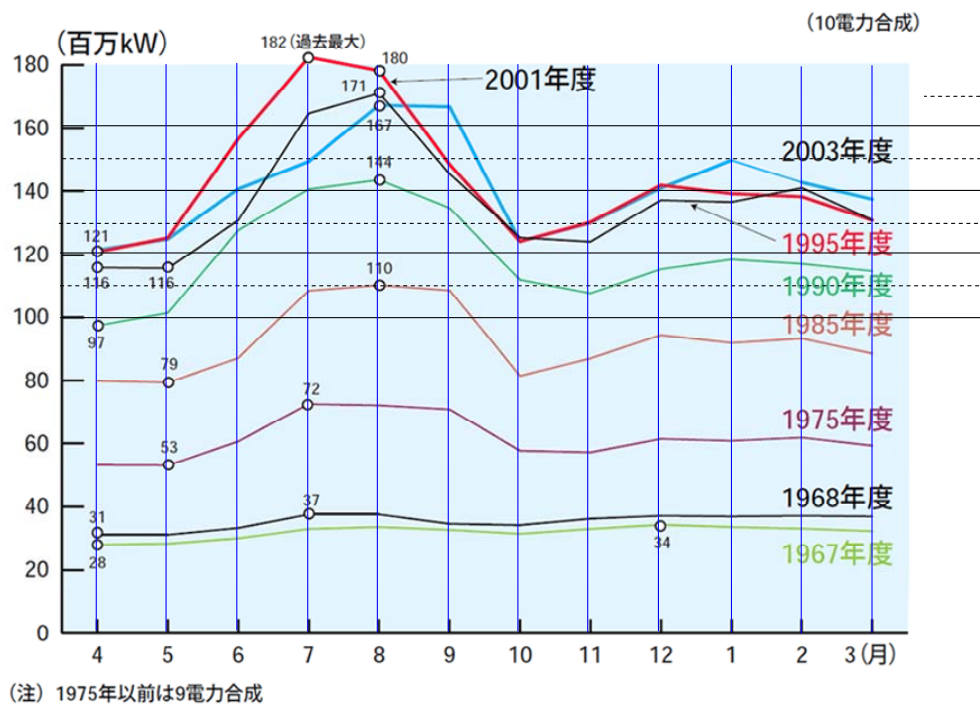


図 3-35 年負荷曲線

出典) 電気事業連合会:「原子力・エネルギー」図面集

表 3-11 発電設備及び発電電力量の構成の推移

表 2-3 発電設備構成の推移（一般電気事業用、発電端）

[単位：万 kW]

	平成21年度 (2009年度) (推定実績)		平成22年度 (2010年度)		平成26年度 (2014年度)		平成31年度 (2019年度)	
水力	4,638	19.2%	4,670	19.2%	4,781	19.2%	4,787	18.3%
一般水力	2,073	8.6%	2,076	8.5%	2,090	8.4%	2,096	8.0%
揚水	2,564	10.6%	2,594	10.7%	2,691	10.8%	2,691	10.3%
火力	14,572	60.3%	14,741	60.5%	14,854	59.7%	15,115	57.9%
石炭	3,795	15.7%	3,887	16.0%	4,037	16.2%	4,059	15.5%
LNG	6,161	25.5%	6,253	25.7%	6,414	25.8%	6,755	25.9%
石油等	4,617	19.1%	4,601	18.9%	4,404	17.7%	4,300	16.5%
原子力	4,885	20.2%	4,896	20.1%	5,187	20.9%	6,170	23.6%
新エネルギー等	53	0.2%	53	0.2%	53	0.2%	53	0.2%
合計	24,147		24,359		24,875		26,124	

表 2-4 発電電力量構成の推移（一般電気事業用、発電端）

[単位：億 kWh]

	平成21年度 (2009年度) (推定実績)		平成22年度 (2010年度)		平成26年度 (2014年度)		平成31年度 (2019年度)	
水力	769	8.1%	848	8.7%	946	9.1%	961	8.8%
一般水力	699	7.3%	765	7.8%	777	7.5%	781	7.2%
揚水	70	0.7%	83	0.9%	168	1.6%	179	1.6%
火力	5,892	61.7%	5,791	59.3%	5,447	52.7%	5,299	48.6%
石炭	2,356	24.7%	2,323	23.8%	2,290	22.1%	2,272	20.8%
LNG	2,808	29.4%	2,657	27.2%	2,560	24.8%	2,447	22.4%
石油等	727	7.6%	811	8.3%	597	5.8%	580	5.3%
原子力	2,785	29.2%	3,004	30.8%	3,794	36.7%	4,468	41.0%
新エネルギー等	106	1.1%	119	1.2%	152	1.5%	178	1.6%
小計	9,551		9,763		10,339		10,905	
その他	-23		-37		0		0	
合計	9,528		9,726		10,339		10,905	

- (注) 1. 『石油等』は、石油の他、LPG、その他ガス、歴青質混合物を含む。
 2. 『新エネルギー等』は、風力発電、太陽光発電、バイオマス発電、廃棄物発電の他、地熱発電を含む。
 3. 『その他』は、卸電力取引所における取引等の電源種別が不明なもの。
 4. 四捨五入の関係で合計と一致しない場合がある。

出典)「平成22年度電力供給計画」(2010年3月、資源エネルギー庁)

表 3-12 発電方式別包蔵水力

発電方式		既開発			工事中			未開発		
		地点	出力 (kW)	電力量 (MWh)	地点	出力 (kW)	電力量 (MWh)	地点	出力 (kW)	電力量 (MWh)
一般水力	流込式	1,178	5,234,824	27,707,239	12	97,392	426,040	2,513	8,930,610	35,754,161
	調整池式	467	10,197,267	45,359,463	1	86,400	659,639	151	2,275,250	7,665,697
	貯水池式	243	6,420,156	18,928,655	8	566,575	957,959	49	922,530	2,457,440
	小計	1,888	21,852,247	91,995,357	21	750,367	2,043,638	2,713	12,128,390	45,877,298
混合揚水		19	5,710,040	2,572,072	0	0	0	18	6,916,000	1,651,500
計				94,567,429			2,043,638			47,528,798

出典) 資源エネルギー庁 Web サイト、<http://www.enecho.meti.go.jp/hydraulic/data/stock/index4.html>

表 3-13 中長期 RM における電源構成 (マクロフレーム固定ケース)

上段: 設備容量、下段: 発電電力量

(万kW)	2000	2005	2020					2030				
			固定	参照	▲15%	▲20%	▲25%	技術固定	参照	対策下位	対策中位	対策上位
合計	22,949	24,137	26,945	25,005	26,650	27,565	28,585	29,566	27,499	33,543	34,087	34,833
石炭火力	2,922	3,767	4,255	3,828	3,665	3,665	3,665	4,385	3,930	3,032	3,032	3,032
LNG火力	5,722	5,874	6,613	5,099	4,521	4,521	4,521	8,509	6,896	3,708	3,708	3,708
石油等火力	5,249	4,662	4,206	4,206	2,103	2,103	2,103	4,206	4,206	2,103	2,103	2,103
原子力	4,492	4,958	6,143	6,143	6,143	6,143	6,143	6,806	6,806	6,806	6,806	6,806
一般式水力	2,008	2,061	2,196	2,196	2,196	2,196	2,196	2,196	2,196	2,196	2,196	2,196
揚水式水力	2,471	2,513	2,755	2,755	2,755	2,755	2,755	2,755	2,755	2,755	2,755	2,755
地熱	52	52	53	53	171	171	171	53	53	234	234	234
太陽光	33	144	299	299	3,500	4,200	5,000	299	299	9,100	9,500	10,100
風力等	—	106	426	426	1,596	1,811	2,031	358	358	3,610	3,753	3,900

(億kWh)	2000	2005	2020					2030				
			固定	参照	▲15%	▲20%	▲25%	技術固定	参照	対策下位	対策中位	対策上位
合計	9,409	9,904	12,038	11,120	10,154	9,950	9,686	13,307	12,280	10,458	10,034	9,571
石炭火力	1,732	2,529	2,812	2,203	1,579	1,354	1,078	2,291	1,862	854	629	365
LNG火力	2,479	2,339	2,705	2,516	2,024	1,855	1,663	3,785	3,292	1,086	855	558
石油等火力	1,004	1,072	860	770	243	243	243	736	707	177	88	44
原子力	3,219	3,048	4,574	4,574	4,574	4,574	4,574	5,366	5,366	5,366	5,366	5,366
一般式水力	779	714	767	767	767	767	767	767	767	767	767	767
揚水式水力	125	99	87	57	24	24	24	130	54	54	54	54
地熱	33	32	32	32	105	105	105	32	32	144	144	144
太陽光	15	15	31	31	368	442	526	31	31	957	999	1,062
他新エネ等	23	56	168	168	470	587	706	168	168	1,053	1,131	1,211

出典) 「対策導入量等の根拠資料」(2010 年 12 月 21 日、国立環境研究所 AIM プロジェクトチーム)、
<http://www.env.go.jp/council/06earth/y0611-19/ref01-2.pdf>

4. 地域における再生可能エネルギービジネスの普及拡大

4.1 背景、目的及び検討の進め方

固定価格買取制度が導入されれば、再生可能エネルギープロジェクトに関する予見可能性が高まり、従来に比べて投融資の判断が下しやすくなると考えられる。結果、より幅広い資金供給を得て、再生可能エネルギーの導入が促進されるはずである。

しかし、実際にはこれまで再生可能エネルギー導入の課題となっていた事象は、必ずしも経済的なものに限らず、他にも非経済的な課題が様々挙げられる。具体的にはプロジェクト実施主体にとっての外的要因である、市場の課題、法的課題、金融的課題（資金調達環境）、社会的課題、並びに内的要因である人的資源の課題、技術（もの）・資源の課題、資金的課題、情動的課題等非常に多くの課題が挙げられる。

そこで、再生可能エネルギーの更なる普及拡大のためには、再生可能エネルギーの導入をビジネスとして促進する必要がある。このため、「地域における再生可能エネルギービジネス検討作業部会」（以下「本作業部会」という。）を立ち上げ、経営的な観点から再生可能エネルギービジネスの普及拡大方策に係る検討を行った。

検討の枠組みとしては、まず、国内の主要なビジネス化事例について事業主体により類型化した上で、本作業部会のスコープ（地域におけるビジネスモデルの検討、地域の地勢に応じた再生可能エネルギー種の評価）を念頭に、インタビュー調査や文献調査等により、事業内容や課題等を把握し、ビジネス化事例の市場環境等を整理した。

次に、事例分析の結果を踏まえ、2020 年に向けた再生可能エネルギー導入イメージを念頭に、我が国において今後普及が見込まれる事業形態を具体化した。

その上で、特にプロジェクト実施主体の内的要因（ヒト・モノ・カネ及び情報）に関する課題を整理し、当該ビジネスモデルを普及拡大させるために特に重視すべき課題とその対応策を抽出し、中でも国（政府）として整備すべき公的支援策を骨太な施策方針として整理した。この骨太な施策方針について、中長期ロードマップに反映した。

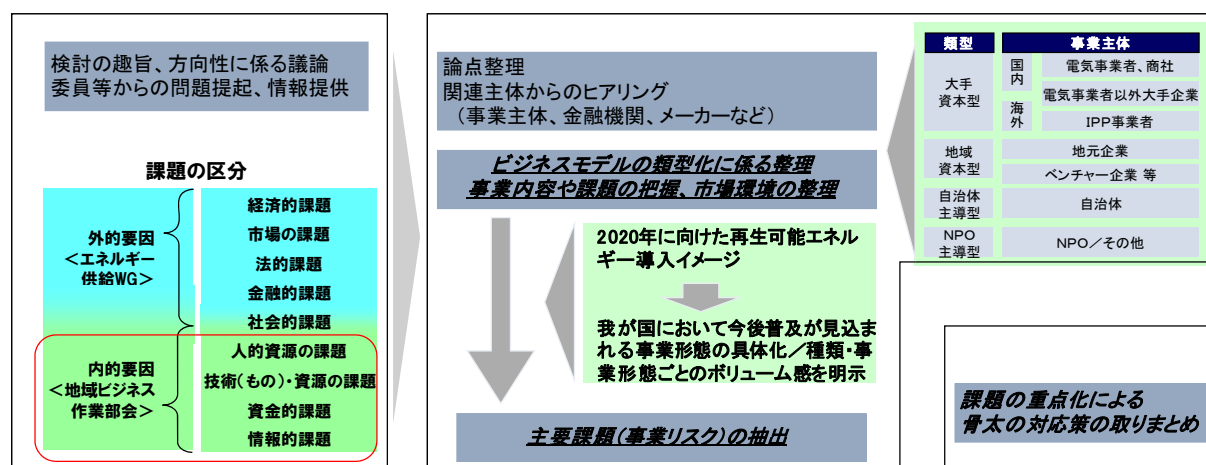


図 4-1 検討の枠組み

4.2 事例調査と事業形態の整理

(1) 地域における再生可能エネルギービジネス事例の抽出

主に国内事業者が展開する再生可能エネルギービジネスについて、その事業モデルやスキームを整理するとともに、主な事業事例を抽出した。

その整理に当たっては、地域ビジネスTFのスコープ（地域におけるビジネスモデルの検討、地域の地勢に応じた再生可能エネルギー種の評価）を念頭に、事業主体を大きく4つに分けその類型化を行った。

主な事業事例については、文献調査・ヒアリング調査を行い、事業特徴や資金調達方法等とともに、事業の成功要因や阻害要因、要望事項等を抽出した。

表 4-1 地域における再生可能エネルギービジネス事例の抽出

類型	事業主体		事業概要・特徴	資金調達方法			
				融資	出資	自己資金	その他
大手資本型	国内	電気事業者、商社	大規模な発電事業を展開。 電気事業者が展開している事例だけでなく、商社や、建設コンサルタント等が展開する事例もある。自治体と協定を結ぶケースもある。	○ 主にCF	○	○	
		電気事業者以外大手企業					
	海外	IPP事業者		○ 主にPF	○	○	
地域資本型	地元企業		中小規模の発電事業を展開。 地域活性化や地域資源の活用を目的としているケースが多い。その他、オンサイト型発電ビジネス等もある。	○	○	○	
	ベンチャー企業 等						
自治体主導型	自治体		市民債や寄付等を用いて、 市民参加型の発電設備を設置。		○	○	○
NPO主導型	NPO／その他		主に市民ファンドを活用し、 風力・太陽光等発電を実施。	○	○	○	○

CF:コーポレートファイナンス
PF:プロジェクトファイナンス

(2) 事例の抽出と整理

①太陽光発電

表 4-2 【太陽光発電】事例の抽出と整理

類型	事業主体・概要		サイト規模	主な資金調達方法				事業事例数	具体的事例
				融資	出資	自己資金	その他		
大手資本	[国内]	電力会社等	大	○	○	○		十数件程度	【電力各社】 電力各社は、大規模な太陽光発電設備(メガソーラー)の建設計画・設置に取り組む。
		自治体との協働のもと発電事業を実施	大	○	○	○		数件程度	【国際航業グループ】 宮崎県及び都農町とパートナーシップ協定を締結。宮崎県都農町にあるリニアモーターカーの実験線ガイドウェイ(高架)上に、太陽光パネルを約3.6kmにわたり縦列に配置して1,000kWの発電を行う。
	[海外]	海外でのIPP事業	大	○ (PF)	○	○		数件程度	【双日株式会社】 ドイツ南部で太陽光発電所の操業を開始。総事業費約10億円で、そのうち85%の資金をドイツ復興金融庫(KfW)の制度金融を利用したプロジェクトファイナンスで調達。
地域資本	屋根貸しやオンサイト型での発電事業		小	○		○		十数件程度	【株式会社キューデン・エコソル】 工場、ビルなどの顧客の施設内に太陽光発電設備を設置し、顧客に発電した電気を提供するシステムインテグレーション型でのオンサイト発電事業。
			小	○	○ (年金等)	○		数件程度	【株式会社グッドエネジー】 自己所有の建物の屋根・屋上に自己資金負担無しで太陽光発電設備を設置したいと考える民間企業、非営利団体各位向けに建設資金を提供し太陽光発電事業を組成。
自治体	自治体主導による太陽光発電事業		小		○ (市債等)	○	○ (寄付や募金等)	数件程度	【兵庫県地球温暖化防止活動推進センター】 ひょうごグリーンエネルギー基金(県民・事業者から拠出された寄附金、募金)により、太陽光発電を、県内各地のシンボリックな場所・施設に設置。
NPO	市民ファンドを資金源として、地域施設等へ設置		小		○ (市民等)			百数件程度	【おひさま進歩エネルギー株式会社】 全国で初めての太陽光発電のための市民ファンドを募集。市民ファンドにより調達(市民出資事業は、おひさまエネルギーファンド株式会社が実施)

※「サイト規模」は発電種類内での相対的な規模であり、発電種類間で比較するものではない

②風力発電

表 4-3 【風力発電】事例の抽出と整理

類型	事業主体・概要		サイト規模	主な資金調達方法				事業事例数	具体的事例
				融資	出資	自己資金	その他		
大手資本	[国内]	風力発電事業者	大	○	○	○		数十件程度	【株式会社ユーラスエナジーホールディングス】 トーメグループの電力事業としてスタートし、現在の株主構成は、東電60%、豊田通商40%。日本国内の事業については、(株)ユーラスエナジージャパンが風力発電を含む発電事業すべての統括管理を行う。 【株式会社エムウインズ】 明電舎の子会社である㈱エムウインズが、千葉県銚子市「銚子おさい風力発電所」、秋田県秋田市「八竜風力発電所」において売電事業を実施。
	[海外]		大	○	○	○		数十件程度	【株式会社ユーラスエナジーホールディングス】 1987年9月より操業を開始した5,000kWの海外風力発電事業(米国)を皮切りに、その後、英国、イタリア、スペインにおいても事業展開を進める。 【株式会社グリーンパワーインベストメント】 国内外における風力発電事業の開発や買収を積極的に展開し、その必要資金を機関投資家の方々から成る投資ファンドを設立することなどにより調達。現在は、海外(特に欧州)を中心に事業展開。
地域資本	地元企業による風力発電事業		小	○	○	○		数十件程度	【株式会社ウィンド・パワー・いばらき】 茨城県内に4ヶ所で風力発電事業を行っている県内企業。「ウィンドパワーかみす」に、国内発の本格洋上風力発電所を設置。商社からの出資等で資金調達を実施。
自治体	自治体主導による風力発電事業		小		○ (市債等)	○	○ (寄付や募金等)	十数件程度	【横浜市：横浜市債(「ハマ債風車」)(5年債)】 「ハマ債風車」は横浜市内の事業特定型の住民参加型市場公募債で、利率は1.18パーセント。購入対象者は、市内在住もしくはは在勤の個人。
NPO	市民ファンドを資金源とした風力発電事業		小		○ (市民等)			十数件程度	【株式会社市民風力発電】 市民風車の建設と保守運転管理を行うために設立された「市民がつくる」風力発電事業者。市民出資により風力発電を設置している。風車には、出資者の名前が記載される。
	NPO		大	○	○			-	【風の王国推進会議(NPO環境あきた県民フォーラム)】 地元の雇用創出を視野に入れ、秋田市沿岸及び大湯村に、合計1,000基程度の風力発電事業を検討中。

※「サイト規模」は発電種類内での相対的な規模であり、発電種類間で比較するものではない

③中小水力発電

表 4-4 ③【中小水力発電】事例の抽出と整理

類型	事業主体・概要	サイト規模	主な資金調達方法				事業事例数	具体的事例
			融資	出資	自己資金	その他		
大手資本	国内電力会社や商社等における水力発電事業	小～中	○		○		十数件程度	【丸紅株式会社】 昭和電工から三峰川電力(長野県伊那市 32,700kw)の譲渡を受け、電力小売を開始。RPS法による売電目的で新規小水力発電設備を設置。長野県夢科にて開発中の小水力発電所は、2011年5月運転開始予定。
								【東京発電株式会社】 全国で十数カ所に及ぶとされている放置された発電所を復活させる。東京発電は華川以外にも数地点で復活を計画。低コストの発電設備を使用。
自治体	地方公共団体が経営する公営電気事業	小～中	○ (DBJ等)		○		280件	【公営電気事業】 水力発電によって発電した電気を、電力会社等に売電(卸供給)することにより事業経営を行っている。RPS対象設備を含む。
		小		○ (公募債等)	○		十数件	【都留市】 市役所を供給先とする下掛け水車方式による小水力発電を市民参加型で実施。
NPO	NPOが主体となって実施する小水力発電	小	○	○		○	数件程度	【環境エネルギー政策研究所】 環境エネルギー政策研究所(ISEP)の活動の実践主体であるエナジーグリーン株式会社が市民出資による資金調達を協力する協働事業者となっており、2009年度の環境省市民共同発電事業に採択された。一般の市民より出資を募り、富山県小早川に、小水力発電設備を導入するもの。市民出資募集を2010年9月8日より開始。 【NPO東北地域エネルギー開発機構】 上記の都留市の取組をサポートしたNPOフィールド21を前身とし、水資源を活用した発電の普及を目指そうと山形県最上総合支庁の2008年度最上エコポリス産業創造支援事業の採択を受けた。今後は市内の土内川への設置を予定。

※「サイト規模」は発電種類内での相対的な規模であり、発電種類間で比較するものではない

④地熱発電

表 4-5 【地熱発電】事例の抽出と整理

事業主体	事業主体・概要	サイト規模	主な資金調達方法				事業事例数	具体的事例
			融資	出資	自己資金	その他		
大手資本	電力会社、IPP等による、発電・蒸気供給事業	大	○				数件程度	【東北水力地熱株式会社】 松川の開発は日本重化学工業が実施。運転開始当初は同社の自家用として利用。同社の会社更生法適用に伴い、2003年営業譲渡された。東北電力企業グループ。株主は東北電力65%、政投銀25%、東北発電工業10%(東北電力100%子会社)。地熱蒸気供給、地熱・水力発電事業を行う。 【三菱マテリアル株式会社】 開発主体。同社秋田精錬所(秋田市)の自家用として運転開始。同所の閉鎖に伴い、発電電力を全量東北電力へ売却 【湯沢地熱株式会社】 地熱調査・事業化検討(事業性が確認されれば同社あるいは承継会社にて蒸気供給事業から発電事業まで一貫して実施予定)
	【蒸気供給事業】 資源開発会社による蒸気供給 【発電事業】電力会社が蒸気調達	大	○				数件程度	【蒸気供給事業】三菱マテリアル／奥会津地熱 【発電事業のみ】東北電力 電力自由化以前に運転開始。電気事業者以外の開発者が発電事業を行うことができないため、蒸気供給までの実施。開発リスクは蒸気供給事業者が負っているため、発電事業者側の事業リスクは少ない。
地域資本	【発電・蒸気供給事業】観光会社・ホテル 【温泉余熱利用】	中／小	○		○		数件程度	【杉乃井ホテル】 【廣瀬商事】 【九重観光ホテル】 深度数百mの浅層からの蒸気生産。(開発コスト割安) 【地熱技術開発株式会社松之山温泉】 2009年度に新潟県が実施した「バイナリー地熱発電導入可能性調査」が契機となり、松之山温泉が実証地として選定された。2010年からは、地熱技術開発(株)及び(独)産業技術総合研究所が、環境省の競争的資金を活用し、バイナリー地熱発電の実用化に向けた、実証研究を行う。
自治体	地方自治体	中				○	1件	【湯沢市】 緑の分権改革事業により、皆瀬地域地熱井長期噴出試験及び周辺影響調査を実施中。

※「サイト規模」は発電種類内での相対的な規模であり、発電種類間で比較するものではない

⑤ バイオマス発電

表 4-6 【バイオマス発電】事例の抽出と整理

類型	事業主体・概要	サイト規模	主な資金調達方法				事業事例数	具体的事例
			融資	出資	自己資金	その他		
大手資本	[発電事業] 電力会社、IPP等 北海道バイオエタノール(商社等) [燃料製造事業] 商社、ゼネコン、廃棄物処理事業者等	大	○		○		数十件程度	【関西電力株式会社】 【株式会社ファーストエスコ】 電力会社の事例では海外からの資源購入に加え、地元資源発生者等との連携もみられる。 【バイオエタノールジャパン 関西】 資源供給者(廃棄物事業者)を出資者に加え、資源の安定供給を確保。
地域資本	[木質・家畜糞尿] 製材工場等 (自家発+余剰)	小	○		○		数十件程度	【銘建工業株式会社 等】 金融機関による融資、事業主体の自己資金等
自治体	[木質・家畜糞尿] 地方自治体 (自家発+余剰)	小～中	○		○	○ (地方債等)	数十件程度	【鹿追町】 国、北海道による補助に加え、鹿追町による出資により整備した事例。運営は利用組合(町と排せつ物発生者の畜産農家)が行い、家畜1頭当たりの負担金を拠出。成功のポイントは、計画時からの関係者間での十分な調整、国・道・町の適切な役割分担、組合方式の採用、メーカー・コンサルとの協力関係、努力等が挙げられる。 【秩父市】 国の補助のもと、秩父市が施設整備を実施。運転管理も市が実施しているが、バイオマス供給は国(国有林)、県(県有林)、民間(森林組合、チップ加工業者)と連携。資源の有償購入、バイオマス使用量(日量、時間量)を一定値以下に抑えることで廃掃法対象外の施設としている。市による技術コンペ(7社参加)等によりメーカーとも連携。
NPO	[木質] NPO、地域事業体 (グリーン熱証書)	小	○	○			数件程度	【おひさまエネルギーファンド3号株式会社】 市民レベルの出資、金融機関からの融資等による資金調達。利用はペレットボイラー、チップボイラーなど熱の自家消費が主であるが、グリーン熱証書化により、採算性を確保。

※「サイト規模」は発電種類内での相対的な規模であり、発電種類間で比較するものではない

⑥ その他

表 4-7 【その他】事例の抽出と整理

類型	事業主体・概要	サイト規模	主な資金調達方法				サービス提供事例数	具体的事例
			融資	出資	自己資金	その他		
その他	省エネルギーと再生可能エネルギーの導入普及に向けたサービス提供	小	○	○ (市民等)			数十件程度	【備前グリーンエネルギー株式会社】 地方自治体のエネルギー計画、各種調査・コンサルティングに加えて、公共施設・事業所・家庭への再生可能エネルギー(太陽光発電、ペレットストーブ)・省エネルギー設備及びサービスの導入を実施。ユーザーの初期投資を不要とし、サービス料を収益とする。
		小	○	○ (市民等)			1件	【環境エネルギー普及株式会社】 盛岡信用金庫からの融資を核に、個人からの出資等により設備資金の調達を図り同社所有の設備(太陽熱温水、地中熱ヒートポンプ、木質バイオマス熱利用機器、太陽光発電、複層ガラス、排水熱回収ヒートポンプ、LED照明等)をユーザーの建物に設置し利用に供する。長期のメンテナンスや環境価値の活用も含む、総合的なエネルギーサービスとして提供する。

(3) 特徴的なビジネス事例

(大手資本型)

1) 宮崎県でのメガソーラー事業（国際航業グループ）

特徴：自治体との協定締結により、事業者の出費（土地代、税負担）等を削減し、住民説明等を円滑に実施。

- ・ 宮崎県の公募（メガソーラーを開発・運営する企業の公募）があり、航空測量などを手掛ける国際航業グループの事業プランが選ばれた。その後、2009年4月に宮崎県及び都農（つの）町と、メガソーラー事業に関するパートナーシップ協定を締結。宮崎県、都農町と協力し町おこしと連携させ、事業の円滑な推進を担う。
- ・ 宮崎県都農町にある鉄道総合技術研究所のリニアモーターカーの実験線ガイドウェイ（高架）上に、太陽光パネルを約3.6kmにわたり縦列に配置して1,000kWの発電を行う。
- ・ 本事業により発電する電気は電力系統を通じて売電する予定。加えて、その環境価値はグリーン電力証書とすることで、地元製品の付加価値やイベントでの環境貢献PR、地域間連携や排出量取引ビジネスでの活用など地域ブランディング方策として活用検討。



図 4-2 宮崎県でのメガソーラー事業のイメージ

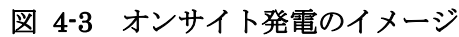
(地域主導型)

2) オンサイト発電（㈱キューデン・エコソル）

特徴：顧客のイニシャルコスト及び保守・管理作業を不要とする新たなビジネス形態。

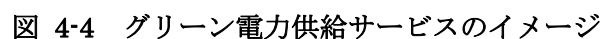
- ・ 産業・公共部門向けに太陽光オンサイト発電事業等を行う新会社として、九州電力㈱100%出資で㈱キューデン・エコソルを設立。
- ・ 顧客の敷地内に、太陽光発電設備を設置し、それをサービス提供会社が所有することで、設備費・施工・保守・運転管理にかかるトータルコストを、10年から20年程度の契約期間において、毎月定額（エネルギーサービス料金）で支払う。
- ・ 官庁や電力会社への手続き等もサービス提供会社が実施するため、初期投資や初期申請手続

- ・発電した電力は、全量顧客に提供となり、電力料金の削減も含めたグリーン価値も顧客が保有。



3) グリーン電力供給サービス (ネクストエナジー・アンド・リソース株)

- ・太陽光発電の設備を購入するのではなく、太陽光によって発電された「電気」を購入する、新しいサービス。
- ・契約先の建物にネクストエナジー(株)の管理する設備を設置し、同設備が発電した自然エネルギー由来の電力を顧客が使う。設置所有に伴う「設備投資、設置費、メンテナンス費」ではなく、顧客は「サービス料金（≒電力料金）」を支払う。発電したグリーン電力の全てが顧客に帰属するので、自家消費後、余剰電力があれば売電し、顧客の収益となる。
- ・中古パネルや安価なパネルを自社検査して品質を管理。設備メンテナンスや環境価値移転にも対応し、「グリーンエネルギーサービス」を事業化している。



(大手資本型)

4) 風力発電のフルサービスパッケージ (欧州のメーカー)

特徴: 一定のサイト条件 (条件、設備) を満たした場合に、利用可能率 (95~97% など) を保証するサービス。

- ・ 欧州の事業者は、風車メーカーとの運転保守管理契約締結により、長期間の風力発電機の利用可能率 (availability) 保証サービスを受けている。

※なお、この場合の利用可能率とは、風車が故障状態ではなく、運転準備が出てきている時間の割合のこと (風が吹けば、直ちに発電開始)

- ・ 金融機関は、認証機関によるデューディリジェンス (サイト認証) を条件に、風況リスク及び風車の適合性リスクをとって融資を行っている。

※例えば、20 年間で平均風速が 7m/s $\pm$ 5% というサイトの場合、発電電力量で $\pm$ 10% 程度のリスクが存在するとして融資条件を設定する。

- ・ このように、プロジェクト関係者がそれぞれの立場で引き受けることが可能なリスクを取ることで、プロジェクトの実現可能性を高めている。

表 4-8 風力発電の運転に関するリスク分担の比較

	欧米	日本
設備稼働リスク	事業者 $\Rightarrow$ 風車メーカー (長期運転保守契約)	事業者 $\Rightarrow$ 風車メーカー (購入時の短期契約)
不可抗力リスク (落雷及び台風等)	殆どの事業者が損保に 加入	最近では殆どの事業者が損保 に加入
風況リスク	事業者 (認証機関による サイト認証取得が融資等 契約の条件)	事象者 (金融機関: 融資審 査)

注) 欧米の安定した風況と、サイト認証能力の高さにより、風況予測精度は非常に高い。

(地域主導型)

5) 地域企業による風力発電 (㈱ウインドパワーいばらき)

特徴: 地域企業として地域活性化に貢献。丁寧な説明により周辺住民や漁業関係者の理解を得る。

- ・ 「ウインドパワーつくば」、「ウインドパワー日立化成」、「ウインドパワーはさき」に加え、今回「ウインドパワーかみす」で洋上風力を導入。
- ・ 「ウインドパワーかみす」は、護岸から外海へ 50m の所に建設。外海への建設だったため、音波探査による海底面調査から始めた。海底面に直径 3.5m のモノパイルを打設し、風車を設置した。
- ・ 「ウインドパワーかみす」は国内の洋上風力のパイオニアとして、資金的・技術的な課題は多かったが、洋上設置であるため、騒音・振動等マイナスイメージを抱かれにくいというメリットがあった。
- ・ 地元企業が、漁業関係者へ十分な時間を割いて説明し、関係者と調整した。



図 4-5 地域企業による風力発電のイメージ

(NPO主導型)

6) 市民出資による風力発電事業 (㈱市民風力発電)

特徴：訴求性が高く、市民の意識啓発や地域活性化に寄与。

- ・ 市民からの出資を元に、風力発電や太陽光発電等を設置。風車のタワーには出資者の名前が記載される。
- ・ 2001 年に第一号市民風車「はまかぜ」ちゃんを、北海道浜頓別（はまとんべつ）町に建設。現在、全国で計 12 基の市民風車を運転。
- ・ 市民風車の取組によって、地域に存在する未利用な自然エネルギーを地域住民の手で地域のために活かす事業であり、持続可能な社会形成に貢献する。
- ・ 自然エネルギー市民ファンドによる基本スキームは下記のとおり。

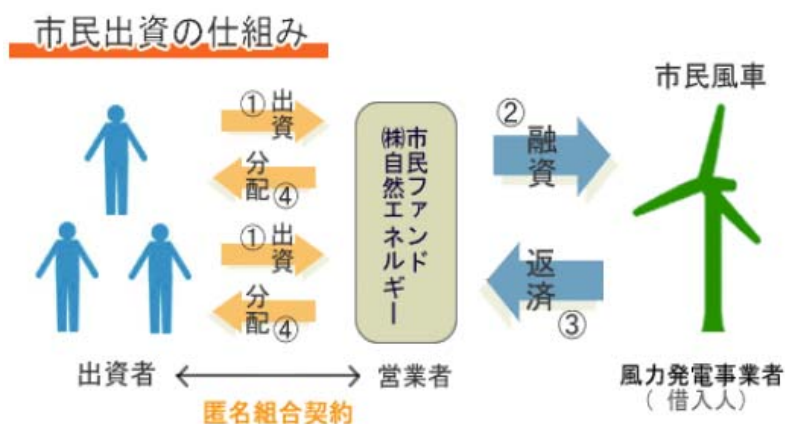


図 4-6 市民出資による風力発電事業のイメージ

(大手資本型)

7) 三峰川小水力発電事業 (丸紅㈱)

特徴：自治体との連携により、雇用や観光資源の創出など地域活性化に貢献。

- ・ 昭和電工から三峰川（みぶがわ）電力（長野県伊那市 32,700kw）の譲渡を受け、2002 年 7 月より三峰川発電所を活用した電力小売を開始。

- ・ RPS 認定の小規模水力発電所である第三発電所が 2006 年 9 月に、第四発電所が 2009 年 2 月に完成し、運転開始。
- ・ 納税（固定資産税）、雇用の創出（建設工事・メンテナンス）、観光資源化等により地域に貢献し、地元自治体との良好関係を築く。
- ・ また、技術について、第四発電所では汎用品を利用することでコスト低減に寄与している。



図 4-7 三峰川発電所のしくみ

(地域主導型)

8) 農業用水発電（栃木県那須野ヶ原土地改良区連合）

特徴: 農業用水の未利用ポテンシャルを活用して発電事業を創出し、組合員の負担軽減等に貢献。

- ・ 農業用水路に潜在している未利用エネルギーを活用して水力発電を行い、土地改良施設の電源を確保。
- ・ 発電による収益から、発電設備の保守管理（流下して来る塵芥への対応等）費用を賄うとともに、土地改良区の組合員の費用負担を軽減。
- ・ 国営事業等による大規模施設では、水の管理が行き届いている。
- ・ ただし、農業用水であるため、水利権として認められているが、発電用の水利権としては新規に取得する必要がある。

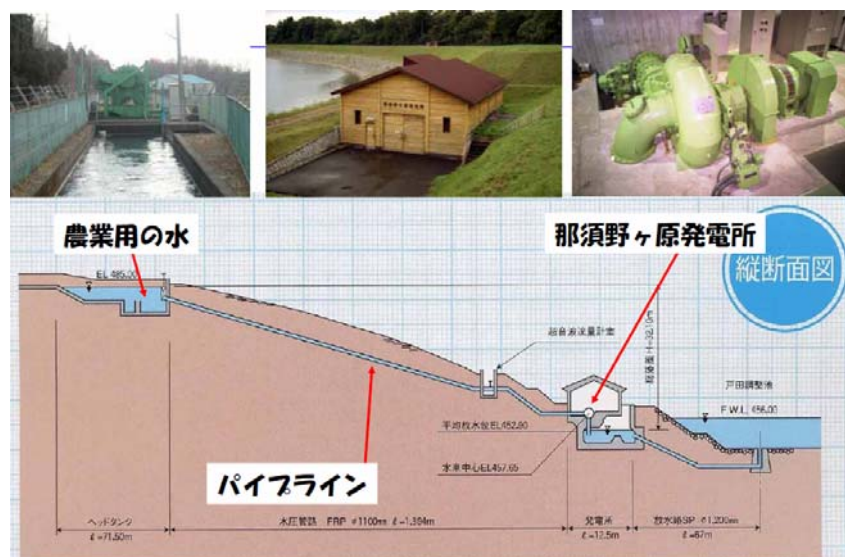


図 4-8 農業用水発電のイメージ

(自治体主導型)

9) 皆瀬地域地熱井長期噴出試験 (湯沢市)

特徴：周辺地域への影響を綿密に調査。温泉・地元住民との連携・協力関係を構築。

- ・ 緑の分権改革事業により、皆瀬（みなせ）地域地熱井長期噴出試験及び周辺影響調査を実施中。
- ・ 3 ヶ月間の長期噴出試験を行い、噴出能力と還元能力の安定性を確認する。また、その試験中及び前後に、周辺の温泉井 4 ヶ所で泉温、pH、化学成分流量等の調査を実施して、温泉の利用に支障がないことを確認している。



図 4-9 皆瀬地域地熱井長期噴出試験のイメージ

10) 木質バイオマス専燃発電等 ((株) ファーストエスコ)

- ・木質バイオマス専焼発電として、岩国ウッドパワー（1万kW）、白河ウッドパワー（1.15万kW）、日田ウッドパワー（1.2万kW）を2006年に順次、運転開始。
- ・解体廃材、伐採土木残材等の廃棄物を木質チップ化したものを有価にて購入し、それを燃料として二酸化炭素排出フリーの純然たる再生可能エネルギーを生産している。
- ・木質チップのみを利用した商業用火力発電所としては、わが国初であり、品質の不均一な燃料を使った運転ノウハウやメンテナンス技術を蓄積し安定運用を実現。
- ・木質バイオマス発電所の運営ノウハウを社会に還元すべく、今後は同様の発電事業者への技術コンサルティング、運転受託及び木質バイオマス燃料供給事業へ事業領域を拡大する方針を打ち出した。
- ・FIT整備による新規参入を見越したビジネスであるが、原料価格を安定させるための工夫が必要。

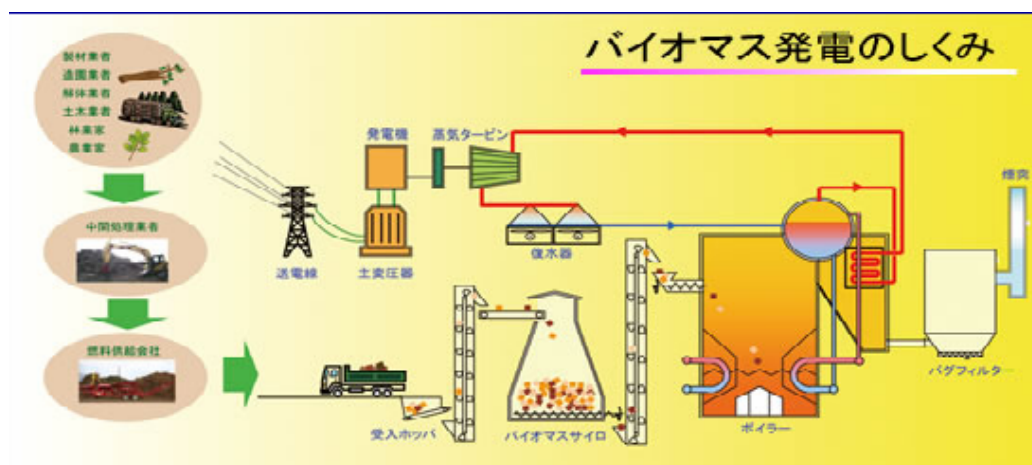


図 4-10 バイオマス発電のしくみ

11) 市民ファンド（おひさまエネルギーファンド3号株）

- ・ おひさまエネルギーファンド3号(株)による市民レベルの出資に加え、金融機関からの融資等による資金調達。
- ・ グリーン熱証書の一貫発行(オンサイト熱供給によるグリーン熱の精算、グリーン熱証書の認証取得、販売まで)を行うビジネスモデルの確立とそのための基盤整備を行う。
- ・ 利用はペレットボイラー、チップボイラーなど熱の自家消費が主。

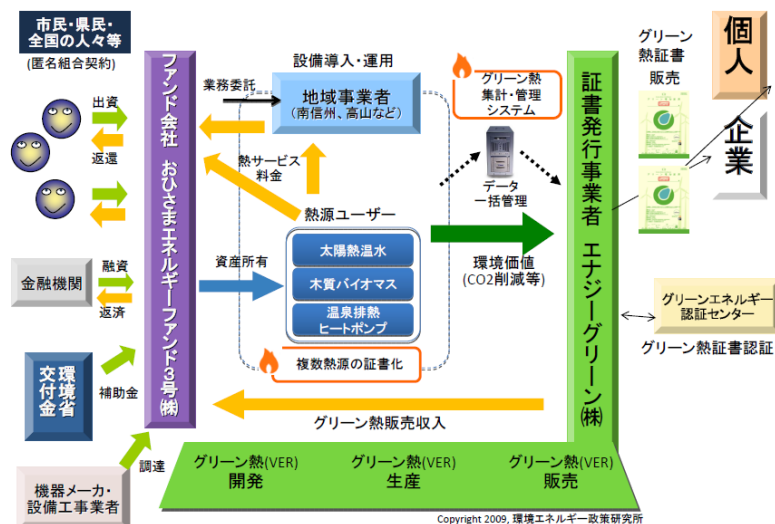


図 4-11 市民ファンドのイメージ

(地域主導型)

1 2) 導入普及・促進事業（環境エネルギー普及㈱）

特徴：金融機関が間接融資で参画する点で従来にないビジネスモデルを構築。

- ・ 盛岡信用金庫などと三者合弁で、事業所や家庭向けの環境設備ファンド会社を設立。
- ・ 省エネルギーと自然エネルギーの導入普及を目指し、導入プロジェクトの開発・設計、技術の選定と調達・工事のアレンジ、導入資金の調達、設備の運用・保守などを、地元業者へ発注し実施する。
- ・ 盛岡信用金庫の融資を核に、個人からの出資等を資金源とし、ユーザーとなる建物に設備投資を行う。長期のサービス料金にて投資を回収。

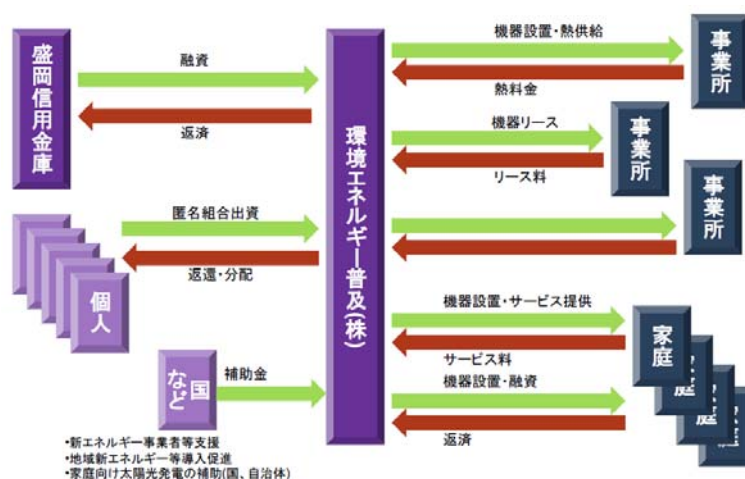


図 4-12 導入普及・促進事業のイメージ

4.3 事業形態別の導入イメージの検討

(1) 太陽光発電

① 導入ポテンシャル

太陽光発電の導入ポテンシャルは、住宅（戸建・集合住宅）で 11,190 万 kW、産業（非住宅）で 3,418 万 kW、公共施設（学校施設、その他公共施設）2,135 万 kW、その他公共等（道路施設・鉄道施設・その他交通・運輸施設）で 1,760 万 kW、未利用地 9,370 万 kW の合計 28,098 万 kW²³。

ポテンシャルと比較すると、業務用の導入目標値 2,100 万 kW～2,600 万 kW（2020 年）²³ はポテンシャル範囲内での普及量となっている。

なお、導入目標値の達成には、1 億 7,500 万～2 億 1,600 万 m²が必要となる（0.12kW/m²にて試算）が、全国の産業施設（工場）の建築面積は 3 億 9,040 万 m²、公共系（庁舎・学校・文化施設・医療施設）の建築面積は 4 億 9,087 万 m²であり²⁴、必要面積の視点から考慮しても、達成可能な規模感である。

一定水準の固定価格買取制度、規制見直し等により外的要因が解決されるとすれば、あとは事業形態の問題となる。

② エネルギー源としての特徴（現状・課題等）

建設物・施設の屋上や未利用空間の更なる有効利用に向けては、高いイニシャルコスト、土地の確保の困難性、土地代の高コスト等の現在の阻害要因・課題に対応したビジネススキームの確立が期待される。

③ 今後の発展が期待される事業形態

導入ポテンシャルや現状課題から、今後推進すべき事業形態を検討すると、大手資本＋自治体連携による安価な土地調達や未利用地の活用促進、地域資本等の事例に見られるリースや割賦という金融手法を活用することでイニシャルコストを低減した新たなビジネスモデルの構築及び発展が期待される。（表 4-9 で今後の発展が期待される事業形態を白で示す。）

²³ 環境省『低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化に向けた提言』2010 年 3 月

²⁴ 環境省『平成 21 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査』2010 年 3 月

表 4-9 【太陽光発電】導入シナリオのイメージ

事業形態区分	現状	導入シナリオのイメージ	導入量(増分) ※1	事業規模(概算)
大手資本	国内電力会社や商社等における太陽光発電事業	電力会社や商社等における更なる設置・開発。未利用地の活用も含む。	＝14万kW※ ※2020年度までに全国約30地点で14万kWのメガソーラー発電所を計画中。	敷地面積: 6.8万㎡/1サイト 投資規模: 27億円/1サイト 収益規模: 2-2.5億円/1サイト・年
	大手資本と自治体が連携・協定等を結び、太陽光発電を行なう。 国際航業グループによる宮崎県でのメガソーラー事業が代表的な取組事例。	自治体とのパートナーシップにより、各市町村5箇所程度について、未利用地等の積極的活用が進む。 市民出資とのハイブリッド型でのプロジェクト開発も想定される。	1,500kW※×(1,700市町村×4～5ヶ所) ＝1,020～1,275万kW ※国際航業グループ事例の1.5倍規模を想定	敷地面積: 2.3万㎡/1サイト 投資規模: 9億円/1サイト 収益規模: 0.7-0.8億円/1サイト・年
地域資本	地域資本等によるプロジェクト。 工場・事業者の設置については、自家消費(余剰発電)が主であったが、太陽光発電の拡大に向けてイニシャルコストを低減させ、導入を促すビジネスモデルが拡大しつつある。 約100kW×数十箇所程度(自家消費費用除く)	工業・事業所等の土地や屋根への設置が拡大。 太陽光発電設備を、「設備」として所有するのではなくリース形態(グリーン電力の提供サービス形態)が進む。地元施工会社との連携強化され、地域産業の活性化に寄与。 屋根貸しビジネスも拡大。 また、個人宅を対象とした同様のビジネスモデルも発展。	工場: 150-250kW※×1.5万ヶ所(エネルギー管理指定工場全国15,000箇所) ＝225～375万kW ※既存導入事例から想定	敷地面積: 1,500㎡/1サイト 投資規模: 1.2億円/1サイト 収益規模: 1億円/1サイト・年
			小売: 40～60kW※×6万ヶ所(全国のコンビニ: 約3万5,000店舗、スーパー3万店舗) ＝240～360万kW ※既存導入事例から想定	敷地面積: 400㎡/1サイト 投資規模: 0.3億円/1サイト 収益規模: 0.02-0.03億円/1サイト・年
自治体主導	都道府県及び市町村が市民からの寄附金・市債で、実施するプロジェクト。自治体内のシンボリックな施設への設置が主。約100kW程度。	自治体主導で、設置可能な設備へ積極的に設置。 自治体と地域資本が出資する事業主体によるプロジェクト開発。	公共施設等 20 kW※×22万ヶ所(1700自治体×130ヶ所) ＝440万kW	敷地面積: 150㎡/1サイト 投資規模: 0.1億円/1サイト 収益規模: 0.01億円/1サイト・年
NPO主導	環境エネルギー系NPO、大学・研究機関等によるプロジェクト。市民ファンドを資金源とするケースが多い。約2,000kW程度。	NPOがコーディネーター役を果たしつつ、市民・自治体が出資する等のプロジェクト開発。	※環境省『平成21年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査』2010年3月の公共施設の種類の導入目標集計結果から想定	
合計	30万kW(業務用)(自家消費費用含む)		2,100万kW～2,600万kW(業務用) (増分: 2,070万kW～2,570万kW(業務用))	

※1 規模及びサイト数は様々な組み合わせが考えられる

(2) 風力発電

① 導入ポテンシャル

風力発電の導入ポテンシャルは、GIS データを基に、風速区分 (6.5m/s 以上)、標高 (1,000m 未満)、傾斜 (20 度未満)、道路からの距離 (10 km 未満)、居住地からの距離 (500 m 以上) 及び土地利用区分 (その他農用地、荒地、海浜、森林 [保安林を除く]) 等の条件を満たす地点に絞り込むと、陸上風力発電で 16,890 万 kW²⁴。

導入ポテンシャルと比較すると、陸上風力発電の導入目標値 1,110 万 kW²³ (2020 年、他に洋上風力 21 万 kW²³) はポテンシャル範囲内での普及量となっている。

一定水準の固定価格買取制度、系統アクセス確保、規制見直し等により外的要因が解決されるとすれば、あとは事業形態の問題となる。

② エネルギー源としての特徴 (現状・課題等)

落雷や台風等の事故リスク (故障による稼働率低下) を考慮すると、事業成立のためには、設備規模として少なくとも [2,000～3,000kW×10 基＝2～3 万 kW] 程度が必要。陸上風力発電の建設単価を 30 万円/kW とすると、事業規模は 1 プロジェクト当たり 60～90 億円となる。

③ 今後の発展が期待される事業形態

事業規模から事業形態を検討すると、i) 大手資本+大手金融機関、ii) 地域資本+大手及び地

域金融機関、iii) i) +自治体、iv) ii) +NPO という事業形態が必要となる。(ただし、これは収益性の確保を前提としており、現状同様に、自治体及び NPO による少数基数プロジェクトもあり得る。)(表 4-10 で今後の発展が期待される事業形態を白で示す。)

表 4-10 【風力発電】導入シナリオのイメージ

事業形態区分	現状	導入イメージの概要	導入量(増分) ※1	事業規模(概算)
大手資本	風力発電の有力事業者(ユーラスエナジー、電源開発、クリーンエナジーファクトリー、日本風力開発、エコ・パワー)が120箇所100万kW程度。また、各地域に所在する大手資本(電力会社及び大手メーカー等)も開発。	左の風力発電事業者による更なる開発。加えて、他の事業会社との共同出資によるプロジェクト(現状の例では、エヌエスウインドパワーひびき[日本風力開発、新日本製鉄、三井物産]、仁賀保高原風力発電[電源開発、オリックス、エコ・マテリア、協和石油])も増加。	2,500kW※×20基×90箇所程度 =430万kW程度 ※現状の大型化・大規模化傾向を踏まえて設定	敷地面積:5km ² /1サイト 投資規模:150億円/1サイト 収益規模:19億円/1サイト・年
地域資本	地域の中小資本(ウインドパワーいばらき等)によるプロジェクト。130箇所70万kW程度。	地域の中小資本が地域の金融機関からの融資を得て、プロジェクト開発を活発化。	2,500kW※×10基×100箇所程度 =260万kW程度 ※現状の大型化・大規模化傾向を踏まえて設定	敷地面積:2.5km ² /1サイト 投資規模:75億円/1サイト 収益規模:10億円/1サイト・年
自治体主導	都道府県及び市町村が補助金を得て実施するプロジェクト。110箇所14万kW程度。	自治体主導の公営電力としてプロジェクト開発。自治体と地域資本が出資する事業主体によるプロジェクト開発。	2,500kW※×1基×500箇所程度 =130万kW程度 ※現状の大型化傾向を踏まえて設定	敷地面積:25万m ² /1サイト 投資規模:7.5億円/1サイト 収益規模:1.0億円/1サイト・年
NPO主導	環境エネルギー系NPO、大学・研究機関等によるプロジェクト。一部に、市民風力発電によるプロジェクト。20箇所数万kW程度。	NPOがコーディネーター役を果たしつつ、市民・地域資本・大手資本が出資するハイブリッド型プロジェクト開発。	2,500kW※×1基×170箇所程度 =40万kW程度 ※現状の大型化傾向を踏まえて設定	敷地面積:25万m ² /1サイト 投資規模:7.5億円/1サイト 収益規模:1.0億円/1サイト・年
合計	219万kW		1,110万kW (増分:891万kW)	

注)敷地面積は、「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。

※1 規模及びサイト数は様々な組み合わせが考えられる

(3) 中小水力発電導入シナリオ検討の前提

① 導入ポテンシャル

中小水力発電の導入ポテンシャルは、ArcGIS の機能を活用し、全国の水路網を対象として、仮想的に設備容量を算定した結果、1,525 万 kW (農業用水は除く)²⁴ となっている。

導入ポテンシャルと比較すると、導入目標値 122～557 万 kW²³ はポテンシャル範囲内での普及量となっている。

一定水準の固定価格買取制度、規制見直し等により外的要因が解決されるとすれば、あとは事業形態の問題となる。

② エネルギー源としての特徴(現状・課題等)

中小水力発電の事業規模は、出力 100～1000kW 程度の発電設備から、10,000kW 以上の発電設備の設置まで、幅が広い。

出力が高い地点ほど発電単価が低い傾向にあるが、低コスト技術の利用や事前調整・調査の少なさから、採算性が成り立つ小水力発電事業もある。

③ 今後の発展が期待される事業形態

事業規模から事業形態を検討すると、10,000kW 程度の発電設備を主に取り扱う i) 大手電気事業者及び公営電気事業と、100～1,000kW 程度の発電設備を主に取り扱う ii) 小水力発電事業者となる。(表 4-11 で今後の発展が期待される事業形態を白で示す。) i) については、FIT の導入と共にこれまで採算性が見合わず開発されなかった地点での導入が促進され、ii) については、地域住民を巻き込んだ市町村レベルでの開発の促進が考えられる。

表 4-11 【中小水力発電】導入シナリオのイメージ

事業形態区分	現状	導入イメージの概要	導入量(増分) ※1	事業規模(概算) ※2
大手資本	【電力会社】30,000kW以下の水力発電設備、合計約680万kW導入済み 【電源開発】30,000kW以下の水力発電設備、合計約36万kW導入済み(現状1万kW以上が主対象) 【その他卸】小水力発電の事業者(東京発電、丸紅、住友共同電力)が20箇所3,000kW程度	大手電気事業者、小水力発電事業者による更なる開発。 小水力発電事業への参入促進。	【大手電気事業者】 30,000kW※×2～3箇所/1事業者×10事業者＝60～90万kW ※FITで対象とする最大の設備容量30,000kWと仮定 【小水力発電事業者】 300kW※×500箇所＝15万kW ※東京発電や丸紅の事例から仮定。	投資規模: 60億円/1サイト 収益規模: 8.15～13.58億円/1サイト・年
地域資本	環境エネルギー系NPO、大学・研究機関等によるプロジェクト。今後導入が見込まれる。	地域の中小資本が地域の金融機関からの融資を得て、プロジェクト開発を活性化。NPOや自治体との積極的な連携。	500～1,000kW※×500～1000箇所＝25～100万kW ※立山アルプス小水力発電事業(設備規模: 1000kW)を上限の規模として想定	投資規模: 9億円/1サイト 収益規模: 0.41～0.68億円/1サイト・年
自治体主導	【公営電気事業】発電した電気を、電力会社に売電(卸供給)、約280基、約240万kW導入済み※3	発電単価から採算の合わなかった地点における開発促進。	8,500kW※×1箇所/1都道府県×10～47都道府県＝8.5～40万kW ※公営電気事業で導入済の水力発電設備平均値	投資規模: 60億円/1サイト 収益規模: 8.15～13.58億円/1サイト・年
	【市町村等】市町村等の地方公共団体が主体となる発電事業。1000kW以下の設備が主対象となる。	公共施設への電力供給を目的とした小水力発電設備設置の促進。市民出資等を利用した資金調達。 公営電気事業からの積極的な情報提供。	300kW※×1～2箇所/1市町村×330～1,550市町村＝10～93万kW ※市町村導入済の小水力発電設備(1,000kW以下)平均値	投資規模: 9億円/1サイト 収益規模: 0.41～0.68億円/1サイト・年
NPO法人 (土地改良区を含む)	【NPO法人】環境エネルギー系NPO、大学・研究機関等によるプロジェクト。今後導入が見込まれる。	NPOがコーディネーター役を果たしつつ、市民・地域資本・大手資本が出資するハイブリッド型プロジェクト開発。	500～1,000kW※×500～1000箇所＝25～100万kW ※立山アルプス小水力発電事業(設備規模: 1000kW)を上限の規模として想定	投資規模: 9億円/1サイト 収益規模: 0.41～0.68億円/1サイト・年
	【土地改良区】農林水産省農村振興局所管事業により、26地区(1983年度～2007年度実施分)において小水力発電施設が設置(22,332kW)	耕地面積の減少により農業用水に余剰が生じるため、より安定的な発電事業が可能となる。土地改良区として、保有資産の有効利用及び安定財源の確保の観点から事業化を推進。	800kW※×1箇所/1土地改良区×100～1,500土地改良区＝8～120万kW ※農村振興局所管事業で導入済の小水力発電施設の平均値	投資規模: 9億円/1サイト 収益規模: 0.41～0.68億円/1サイト・年
合計	955万kW		1077～1512万kW (増分: 122～557万kW)	

※1 規模及びサイト数は様々な組み合わせが考えられる

※2 水力発電の事業規模に関して、施設の敷地面積を示すことは一般的ではないため除外した。

※3 30,000kW以上の設備を一部含む可能性あり。

(4) 地熱発電

① 導入ポテンシャル

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。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%)。賦存量は北海道、東北、北陸、九州が大半を占める。国立・国定公園特別地域等開発できない土地を除外した導入ポテンシャルは227万kW²³。

温泉発電については、全国の温泉発電電力容量は72万kWと見積もられている²³。

一定水準の固定価格買取制度、規制見直し等により外的要因が解決されるとすれば、あとは事業形態の問題となる。

② エネルギー源としての特徴(現状・課題等)

賦存量やポテンシャルが高いにも係らず、地熱発電の開発が進まない理由としては、発電所

建設の前段階における地表調査・坑井掘削などの高コスト、自然環境の保全（国立・国定公園特別地域等）との整合が挙げられる。自然環境保全上重要な地域においては、大規模な開発を避けることを基本とする必要がある。

温泉発電については、開発コストのほか、開発地点周辺の温泉に与える影響の懸念が大きい。

③ 今後の発展が期待される事業形態

導入ポテンシャル及び現状課題等から、今後推進すべき事業形態を検討すると、地熱発電については、大手資本や地域資本、温泉熱については地域資本や自治体主導での事業形態が必要となる。（表 4-12 で今後の発展が期待される事業形態を白で示す。）

表 4-12 【地熱発電】導入シナリオのイメージ

事業形態区分	現状	導入イメージの概要	導入量(増分) ※1	事業規模(概算)
大手資本	【地熱】東北、九州、北海道及び東京電力の各社、並びに、東北水力地熱(株)及び電源開発が導入。合計13箇所、約50万kW。	【地熱】導入ポテンシャルを有する北海道、東北及び九州電力が積極的に開発。 加えて、三菱マテリアル等の他の事業会社の参入による開発地点の増加。	【地熱】 20,000kW※×10箇所/1電気事業者×3社 +20,000kW×10箇所 =80万kW程度 ※既存事例の平均値 コントロール採掘 =9.7万kW(既存発電所増設)	敷地面積:25万㎡/1サイト 投資規模:200億円/1サイト 収益規模:20億円/1サイト・年
地域資本	【地熱】自家発電用として、三菱マテリアル(精錬用)や、(株)杉乃井ホテル、大和紡観光(株)霧島国際ホテル、廣瀬商事(株)及び九重観光ホテルが導入。合計で5箇所、約1.4万kW。	【地熱】現在FS調査実施中の湯沢市のように、自治体が関与しつつ、地域資本の出資により事業化する。	【地熱】 10,000kW※×3箇所 =3万kW程度 ※事業採算性を企図して、現状より大規模化すると想定	敷地面積:25万㎡/1サイト 投資規模:100億円/1サイト 収益規模:12.26億円/1サイト・年
自治体主導	【地熱】現在、湯沢市にてFS調査を実施中。 【温泉熱】新潟県が松之山温泉にて実証実験を行っている。	【温泉熱】自治体が積極的にコーディネーター機能を果たして地元の温泉関係者との調整を進め、導入が促進される。	【温泉熱】 1,000kW※×22箇所※=2.2万kW ※環境省資料より想定	敷地面積:- (小型温泉発電設備は、15㎡程度の設備規模) 投資規模:1.2億円/1サイト 収益規模:20億円/1サイト・年
NPO主導	【温泉熱】NPO等がコーディネーター昨日を果たして実施。	【温泉熱】NPO等が積極的にコーディネーター機能を果たして地元の温泉関係者との調整を進め、導入を促進される。	50kW※×2箇所/1温泉地×2,000温泉地 =20万kW ※既存事例より想定	
合計	地熱:52万kW 温泉熱:0万kW		地熱:147万kW(増分:95万kW) 温泉熱:23万kW(増分:23万kW)	

※1 規模及びサイト数は様々な組み合わせが考えられる

(5) バイオマス発電及び熱利用

① 導入ポテンシャル

バイオマス発電及び熱利用の導入ポテンシャルは、既存の調査事例²⁵²⁶の調査結果を組み合わせで試算すると、木質系 41.6 億 kWh、畜産系 8.3 億 kWh、食品系 116.4 億 kWh 及び農業系 54.8 億 kWh 等²³となっている。

²⁵農林水産省『「我が国のバイオマス賦存量・利用率（2008 年）」』

²⁶NEDO『バイオマス賦存量及び利用可能量の全国市町村別推計』

導入ポテンシャルを考慮すると、導入目標値の発電 761 万 kL 及び熱利用 887 万 kL²³ はポテンシャル範囲内での普及量となっている。

一定水準の固定価格買取制度、規制見直し等により外的要因が解決されるとすれば、あとは事業形態の問題となる。

② エネルギー源としての特徴（現状・課題等）

バイオマス資源毎の発生源及び性状を考慮すると、資源を大規模に収集しスケールメリットを活かして効率的な発電事業を行うべきものと、バイオマス資源＝廃棄物であって従来の廃棄物処理の過程での電熱利用を確実に行うべきものに分かれる。

③ 今後の発展が期待される事業形態

事業規模から事業形態を検討すると、資源を大規模に収集する林地残材等木質系バイオマスは、i) 大手資本＋大手金融機関、ii) 地域資本＋大手及び地域金融機関という事業形態が適しており、他方、畜産系及び食品系等の廃棄物処理過程での電熱利用は、廃棄物処理を行う事業者あるいは自治体等の処理主体が事業主体となることが適当。（表 4-13 で今後の発展が期待される事業形態を白で示す）

表 4-13 【バイオマス発電及び熱利用】導入シナリオのイメージ

事業形態区分	現状	導入イメージの概要	導入量(増分) ※1	事業規模(概算)
木質系	森林組合及び大手製材所が自家発電設備として導入。	従来のバイオマス発電事業者によるさらなる開発に加えて、大手事業会社(ソニー等)による新規参入等により、資源収集型の大規模発電事業が増加。	直接燃焼発電: 5,000kW×170箇所程度 ＝85万kW程度	敷地面積:15,000㎡/1サイト 投資規模:25億円/1サイト 収益規模:5.4億円/1サイト・年
畜産系	一部の畜産農家が家畜ふん尿処理のために導入。	畜産農家による家畜ふん尿処理のためのメタン発酵ガス化発電が一般化。 採卵鶏及びブロイラーの鶏糞を収集する大規模発電事業の増加。	メタン発酵ガス化発電:150kW×300箇所程度 ＝4.5万kW 直接燃焼発電: 2,000kW×40箇所程度 ＝8万kW	敷地面積:18,000㎡/1サイト 投資規模:0.75億円/1サイト 収益規模:0.16億円/1サイト・年 敷地面積:㎡/kW 投資規模:10億円/1サイト 収益規模:2.1億円/1サイト・年
食品系	一部の大手食品メーカーにて導入。 一部の廃棄物処理場にて導入。	食品メーカーにおいて、廃棄物処理にメタン発酵ガス化発電を行うことが一般化。 廃棄物処理場においてメタン発酵ガス化発電を行うことが増加。	メタン発酵ガス化発電: (動植物性残渣) 150kW×250箇所程度＝3.8万kW (生活系・事業系厨芥類)2,000kW×580箇所程度＝116万kW	敷地面積:900㎡/1サイト 投資規模:0.75億円/1サイト 収益規模:0.16億円/1サイト・年 敷地面積:— 投資規模:10億円/1サイト 収益規模:2.1億円/1サイト・年
農業系	—	農村集落において、稲わら・籾殻・麦わらを地域単位で収集して直接燃焼発電することが一般化。	直接燃焼発電: 150kW×7,500箇所 ＝113万kW	敷地面積:— 投資規模:0.75億円/1サイト 収益規模:0.16億円/1サイト・年
下水汚泥	一部の下水処理場にて導入。	下水処理場においてメタン発酵ガス化発電を行うことが義務化。	メタン発酵ガス化発電:1,000kW×40箇所程度 ＝4万kW	敷地面積:— 投資規模:5億円/1サイト 収益規模:1.1億円/1サイト・年
廃棄紙	一部の廃棄物処理場にて導入。	廃棄物処理場において直接燃焼発電を行うことが増加。	直接燃焼発電: 2,000kW×580箇所 ＝116万kW	敷地面積:— 投資規模:10億円/1サイト 収益規模:2.1億円/1サイト・年
黒液	製紙メーカーにて副生成物(黒液)の有効利用のため導入。	現状維持	—	敷地面積:— 投資規模:— 収益規模:—
合計	462万kL		860万kL (増分:約400万kL)	

注) 設備規模は、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設定した。敷地面積は、「バイオマスエネルギー導入支援データベース」(NEDO)を参考にした。

※1 規模及びサイト数は様々な組み合わせが考えられる

4.4 導入シナリオ実現のための重点課題（導入に向けた課題の抽出・整理）

今後の再生可能エネルギービジネスの飛躍的な拡大に向け、再生可能エネルギーの種類別に重視すべき事業形態を特定した上で、各事業形態における導入シナリオを実現するための“重点課題”を整理した（表 4-14）。

なお、重点課題は、人的資源の課題、資金的課題又は情動的課題のように、特定の再生可能エネルギー種における対応策を横展開することが可能なものがある一方で、技術（もの）・資源の課題のように、各再生可能エネルギー種の固有の事情に依拠するため、エネルギー種毎の対応策を講ずるべきものもある点に留意する必要がある。

表 4-14 再生可能エネルギー種別の導入シナリオ実現のための重点課題

	太陽光発電	風力発電	中小水力発電	地熱発電	バイオマス発電
今後の普及が見込まれる事業形態	大手資本+自治体連携 地域資本	大手資本+大手金融 地域資本+大手+地域金融 地域資本+大手+地域金融+自治体 地域資本+大手+地域金融+NPO	大手電気事業者・公営電気事業者 小水力電気事業者	〔地熱〕大手資本、地熱資本 〔温泉〕地域資本、自治体主導	大手資本+大手金融機関 地域+大手及び地域金融機関
人的資源の課題	【人材不足】 ●「地・自・N」保守管理等の担い手が不足、メンテナンス体制が未確立	【人材不足】 ●「地・自・N」事業主体制、金融機関側共に人材が不足	【人材不足】 ●「自・地・N」土木・発電技術や規制対応など水力発電に関する専門家が不在又は不足 ●「全」特に、事業主体制に運営ノウハウを継承する人材が不足	【人材不足】 ●「地・自・N」リーダー的人材が不足 ●「全」掘削技術を有する人材が不足	【人材不足】 ●「地・自・N」事業主体制には経営能力のある人材が、金融機関側には風力発電ビジネスに関する知見を有する人材が不足
技術（もの）・資源の課題	【土地関連が困難】 ●「大」土地関連費用／土地利用の制約 【自然リスク】 ●「全」台風や落雷等の被害、日射量不足	【適切な立地・機器の設定】 ●「全」騒音、バードストライク、風致景觀に対する十分な配慮が必要 ●「地・自・N」サイトの風況を踏まえた適切な機器の選定が必要 【住民合意の形成】 ●「大」騒音等の問題を踏まえた上での住民合意の形成が必要 【自然リスク】 ●風況リスク、台風や落雷等の被害	【発電用水利権の取得】 ●「全」水利権を有していたとしても、発電用水利権の新規取得が必要 【技術的配慮】 ●「全」河川環境に対する十分な配慮が必要	【補充井の必要性】 ●「全」運転開始後に補充井の掘削が必要 【技術不足】 ●「全」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が不足／減衰解決技術やスケール対策が未熟／掘削の成功率のばらつきが大きい／掘削に関する技術不足 【技術的配慮】 ●「全」自然環境に対する十分な配慮が必要	【資源の安定確保】 ●「全」バイオマス資源を安定確保することが困難 【供給先の確保】 ●「全」電力熱等の供給先（買い手）を確保すること
資金的課題	【高コスト】 ●「全」初期費用が高い／設備工事費の割合が高い 【資金活用の制約】 ●「地」サービス提供型ビジネスでは、補助金制度／金利補助制度が活用できない	【資金関連の難しさ】 ●「地・自・N」日本においては、プロジェクトファイナンスが普及しておらず、信用力が不十分な事業主体にとっては、資金調達が非常に困難 【費用負担】 ●「全」道路などの周辺環境の整備等が求められ、費用がかかる	【高コスト】 ●「全」初期費用が比較的大きい ●「地・自・N」維持管理に一定の費用・手間がかかる 【系統連系費用】 ●「全」奥地化が進む程、系統連系費用が増大	【高コスト】 ●「全」調査費及び生産井等への初期投資に関するコストが高い 【長期間】 ●「全」開発のリードタイムが長い	【事業採算性が悪い】 ●「全」特に廃棄物を自家処理する場合には、エネルギー事業単独で評価すると事業採算性が悪い
情動的課題	【情報不足】 ●「地」サービス提供型ビジネスについて情報が不十分	【情報不足】 ●「地・自・N」事業主体にとって、支援制度も含めたファイナンス及び技術に関する情報が不足 ●「全」地域住民と事業主体との間の情報格差がある	【情報不足】 ●「全」開発可能な河川等に関する水況及び水利権等の情報が不足しており、調査のための費用負担が発生する。	【情報不足】 ●「全」温泉に対する影響等の科学的知見が不足 【情報格差／共有不足】 ●「全」温泉関連事業者への情報提供が不十分 ●「全」事故や災害を防ぐ既存の知識・ノウハウの共有不足	【資源ポテンシャルの把握】 ●「全」事業採算性を検討するための資源ポテンシャル及び関連費用に関する情報の不足

(1) 課題整理のフレーム

課題の抽出に当たっては、本TFで検討対象とするプロジェクト実施主体の内的要因（基本的なヒト・モノ・カネ及び情報）を中心とする。

課題の整理については、プロジェクト実施の各段階（企画調整・設計、建設、運転、撤去）を念頭に、可能な限り網羅性を確保しつつ、再生可能エネルギー種毎に特に課題となる段階を明らかにする。

	企画調整・設計段階	建設段階	運転段階	撤去段階
人的資源の課題	<人材の不足>	<人材の不足> <プロファイの担い手不足>	<人材の不足>	
技術(モノ)・資源の課題	<用地確保> <日本独自の風況リスク> <開発地点発掘> <開発リスク>	<不可抗力リスク> <工事完成リスク>	<風量変動リスク> <日本独自の風況リスク> <バードストライク> <不可抗力リスク> <資源の安定供給>	<廃棄物処理>
資金的課題	<資金調達> <不確実性リスク>	<資金調達> <プロファイの担い手不足> <投資家の多様性不足> <不確実性リスク>	<キャッシュショート>	
その他の課題 (情報的課題等)	<情報格差> <地域の受入リスク>	<事業継続> <情報格差> <地域の受入リスク>		<資産未活用> <商習慣>

図 4-13 課題整理のフレーム

(2) 導入シナリオ実現に向けた課題

表 4-15 【太陽光発電】導入シナリオ実現に向けた課題

外的要因				
	企画調整・設計段階	建設段階	運転段階	撤去段階
経済的課題、市場の課題、法的課題、金融的課題			●優先接続が保証されていない 【人材確保の負担】 ●[大]電気事業法により、主任技術者の任命が必要な場合は、人材確保の負担が高い	
内的要因				
	企画調整・設計段階	建設段階	運転段階	撤去段階
人的資源の課題			【人材不足】 ●[地・自・N]保守管理等の担い手が不足 ●[地・自・N]メンテナンス体制が未確立	
技術(もの)・資源の課題	【土地調達が困難】 ●[大]土地調達のための費用がかかる(純粋に土地代が高い場合もある、土地のプロファイが調達コストを押し上げる場合もある) ●[大]土地利用に関する規制がある(確保すべき緑地面積(20%)等)		【不可抗力リスク】 ●[全]台風や落雷等による被害 【日射量リスク】 ●[全]想定どおりの日射量がない 【保守管理体制の脆弱性リスク】 ●[全]海外メーカーの設備の場合、保守管理員及び部品供給の体制が弱い	【移転対応の必要】 ●[地]出閉店が多い業態(コンビニエンスストア等)では、一般の建築物に比べて利用期間が短くなるため、撤去した上で、再利用や再生利用、廃業についての検討が必要
資金的課題	【設備費の調達費用が高い】 ●[全]初期費用が高い ●[全]設備工事費の割合が高い 【サービス提供型に適合しない制度がある】 ●[地]サービス提供型ビジネス(リース)では、補助金制度/金利補助制度が活用できない			【移転対応の必要】 ●[地]出閉店が多い業態(コンビニエンスストア等)では、投資回収できない可能性がある
情報的課題	【情報不足】 ●[地]サービス提供型ビジネスについて情報が不十分			

【全】全事業形態に該当、【大】大資本に該当、【地】地域資本に該当、【自】自治体主導に該当、【N】NPO主導に該当

表 4-16 【風力発電】導入シナリオ実現に向けた課題

外的要因				
	企画調整・設計段階	建設段階	運転段階	撤去段階
経済的、市場的、法的、及び金融的課題	●立地に関する開発規制 ●建築基準法及び電気事業法における規制強化への対応 ●風力開発発電適地への送電線の未整備 ●地域間連系線の限定的利用、小さな容量	●道路交通法による輸送時の規制	●優先接続が保証されていない ●出力抑制がなされた場合に補償が行われないと事業性が悪化	●早期撤去の場合には補助金の返還義務
内的要因				
	企画調整・設計段階	建設段階	運転段階	撤去段階
人的資源の課題	【人材不足】 ●[地、自、N]事業主体側には経営能力のある人材が、金融機関側には風力発電ビジネスに関する知見を有する人材が不足			
技術(もの)・資源の課題	【適切な立地】 ●[全]騒音、バードストライク、風致景観に対する十分な配慮が必要 【適切な機器選定】 ●[地、自、N]サイトの風況を踏まえた適切な機器の選定が必要 【住民合意の形成】 ●[大]騒音等の問題を踏まえた上での住民合意の形成が必要		【不可抗力リスク】 ●[全]台風や落雷による被害 【風況リスク】 ●[地、自、N]想定どおりの風が吹かない 【保守管理体制の脆弱性リスク】 ●[地、自、N]海外メーカーの風車を建てた場合、保守管理員及び部品供給の体制が弱い	
資金的課題	【資金調達の難しさ】 ●[地、自、N]日本ではプロジェクトファイナンスが普及しておらず、信用力が不十分な事業主体にとっては、資金調達が非常に困難 【費用負担】 ●[全]道路などの周辺環境の整備等が求められ、費用がかかる			
情報的課題	【情報不足】 ●[地、自、N]事業主体にとって、支援制度も含めたファイナンス及び技術に関する情報が不足 ●[全]地域住民にとって、開発・事業化可能地域、開発可能量に関する情報が不足。且つ、事業主体との間に情報の格差、リテラシーの格差あり			【流動性が無いリスク】 ●[全]残価の評価方法が確立されていない、売電契約に関する譲渡制限等により、風力発電設備の流動性が低い

[全]全事業形態に該当、[大]大手資本に該当、[地]地域資本に該当、[自]自治体主導に該当、[N]NPO主導に該当

表 4-17 【中小水力発電】導入シナリオ実現に向けた課題

外的要因				
	企画調整・設計段階	建設段階	運転段階	撤去段階
経済的、市場的、法的、及び金融的課題	●減水区間が河川環境に影響を及ぼす ●行政手続きが不明確であり、煩雑 ●発電用水利権を新規に取得する必要がある		●優先接続が保証されていない	
内的要因				
	企画調整・設計段階	建設段階	運転段階	撤去段階
人的資源の課題	【人材不足】 ●[自、地・N]土木・発電技術や規制対応など水力発電に関する専門家が不在または不足 ●[全]特に、事業主体側に運営ノウハウを継承する人材が不足			
技術(もの)・資源の課題	【発電用水利権の取得】 ●[全]水利権を有していたとしても、発電用水利権の新規取得が必要			
資金的課題		【初期費用負担】 ●[全]初期費用が比較的大きい 【系統連系費用】 ●[全]奥地化が進む程、系統連系費用が増大	【固定費用負担】 ●[自、地・N]維持管理に一定の費用・手間がかかる	
情報的課題	【水況等に関する情報不足】 ●[全]開発可能な河川等に関する水況及び水利権等の情報が不足しており、調査のための費用負担が発生			

[全]全事業形態に該当、[大]大手資本、公営電気事業に該当、[自]自治体主導(公営電気事業除く)に該当、[地・N]地域資本、NPO主導に該当

表 4-18 【地熱発電】導入シナリオ実現に向けた課題

外的要因				
	企画調整・設計段階	建設段階	運転段階	撤去段階
経済的、市場的、法的、及び金融的側面	●[全]地熱貯留層評価の精度が不十分 ●[大]地熱発電適地への送電線が不整備 ●[全]法的手続きガイドライン整備が不十分 ●[全]国立・国定公園への規制 ●温泉発電における電気事業に基づく距離隔離の確保とボイラー・タービン主任技術者の選任義務等の規制	●[全]環境影響評価の実績が現時点でない	●優先接続が保証されていない	
内的要因				
	企画調整・設計段階	建設段階	運転段階	撤去段階
人的資源の課題	【人材不足】 ●[地・自・N]リーダー的人材が不足(地熱発電／温泉発電)	【人材不足】 ●[全]掘削技術を有する人材が不足(地熱発電)		
技術(もの)・資源の課題	【技術不足】 ●[全]酸性熱水資源の経済的な利用技術が未熟(地熱発電) ●[全]調査井・生産井・還元井掘削の成功率のばらつきが大きい(地熱発電) ●[全]調査井・生産井・還元井掘削時のビット抑留事故防止及びセメンティング技術が未熟(地熱発電)		【補充井の必要性】 ●[全]運転開始後に補充井の探掘が必要。(地熱発電) 【技術不足】 ●[全]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が不足(地熱発電／温泉発電) ●[全]減衰解決技術が未熟(地熱発電／温泉発電) ●[全]スケール対策が未熟(地熱発電／温泉発電)	
資金的課題	【開発コストが高い】 ●[全]調査費及び生産井等への初期投資に関するコストが高い(地熱発電) ●[全]開発のリードタイムが長い(地熱発電)		●[全]補充井掘削コストが高い	
情報的課題	【情報不足】 ●[全]地熱発電の温泉に対する影響等の科学的知見が不十分(地熱発電／温泉発電) ●[全]温泉関連事業者への情報提供が不十分(地熱発電／温泉発電)		【情報不足】 ●[全]関係者への情報提供が不十分(地熱発電／温泉発電) ●[全]配管蒸気漏洩事故、有毒ガス・噴気災害を防ぐ既存の知識・ノウハウの共有不足(地熱発電)	

[全]全事業形態に該当、[大]大手資本に該当、[地]地域資本に該当、[自]自治体主導に該当、[N]NPO主導に該当

表 4-19 【バイオマス発電及び熱利用】導入シナリオ実現に向けた課題

外的要因				
	企画調整・設計段階	建設段階	運転段階	撤去段階
経済的、市場的、法的、及び金融的課題			●優先接続が保証されていない ●原材料用途のバイオマス資源が、燃料用途として使用される等、資源の競合が生じる	
内的要因				
	企画調整・設計段階	建設段階	運転段階	撤去段階
人的資源の課題	【人材不足】 ●[地、自、N]事業主体側には経営能力のある人材が、金融機関側には風力発電ビジネスに関する知見を有する人材が不足			
技術(もの)・資源の課題			【バイオマス資源の性状】 ●[全]林地残材は含水率が高く、燃焼効率が悪い ●[全]異物が混入しやすい ●[全]専焼は混焼よりも効率が悪い 【資源の安定確保】 ●[全]バイオマス資源を安定確保することが困難(そもそもの資源量が少ない、同一地域への複数事業者参入が集中すると、資源の競合が生じる) 【供給先の確保】 ●[全]電力熱等の供給先(買い手)を確保すること	
資金的課題			【事業採算性の悪さ】 ●[全]特に廃棄物を自家処理する場合には、エネルギー事業単独で評価すると事業採算性が悪い	
情報的課題	【資源ポテンシャルの把握】 ●[全]事業規模を検討するための資源ポテンシャル及び調達費用に関する情報の不足			

[全]全事業形態に該当、[大]大手資本に該当、[地]地域資本に該当、[自]自治体主導に該当、[N]NPO主導に該当

(3) 重要課題の抽出

3章を参考に、今後の普及が見込まれる事業形態を抽出し、重点課題の整理を行った。

表 4-20 事業形態の抽出と重点課題の整理

	太陽光発電	風力発電	中小水力発電	地熱発電	バイオマス発電
今後の普及が見込まれる事業形態	大手資本＋自治体連携 地域資本	大手資本＋大手金融 地域資本＋大手＋地域金融 地域資本＋大手＋地域金融＋自治体 地域資本＋大手＋地域金融＋NPO	大手電気事業者・公営電気事業者 小水力電気事業者	【地熱】大手資本、地熱資本 【温泉】地域資本、自治体主導	大手資本＋大手金融機関 地域＋大手及び地域金融機関
人的資源の課題	【人材不足】 ●【地・自・N】保守管理等の担い手が不足、メンテナンス体制が未確立	【人材不足】 ●【地・自・N】事業主体側、金融機関側共に人材が不足	【人材不足】 ●【自・地・N】土木・発電技術や規制対応など水力発電に関する専門家が不在または不足 ●【全】特に、事業主体側に運営ノウハウを継承する人材が不足	【人材不足】 ●【地・自・N】リーダー的人材が不足 ●【全】掘削技術を有する人材が不足	【人材不足】 ●【地・自・N】事業主体側には経営能力のある人材が、金融機関側には風力発電ビジネスに関する知見を有する人材が不足
技術(もの)・資源の課題	【土地開達が困難】 ●【大】土地開達費用／土地利用の制約 【自然リスク】 ●【全】台風や落雷等の被害、日射量不足	【適切な立地・機器の設定】 ●【全】騒音、バードストライク、風致景観に対する十分な配慮が必要 ●【地・自・N】サイトの風況を踏まえた適切な機器の選定が必要 【住民合意の形成】 ●【大】騒音等の問題を踏まえた上での住民合意の形成が必要 【自然リスク】 ●風況リスク、台風や落雷等の被害	【発電用水利権の取得】 ●【全】水利権を有していたとしても、発電用水利権の新規取得が必要 【技術的配慮】 ●【全】河川環境に対する十分な配慮が必要	【補充井の必要性】 ●【全】運転開始後に補充井の探査が必要 【技術不足】 ●【全】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が不足／減衰解決技術やスケール対策が未熟／掘削の成功率のばらつきが大きい／掘削に関する技術不足 【技術的配慮】 ●【全】自然環境に対する十分な配慮が必要	【資源の安定確保】 ●【全】バイオマス資源を安定確保することが困難 【供給先の確保】 ●【全】電力熱等の供給先(買い手)を確保すること
資金的課題	【高コスト】 ●【全】初期費用が高い／設備工事費の割合が高い 【資金活用の制約】 ●【地】サービス提供型ビジネスでは、補助金制度／金利補助制度が活用できない	【資金調達の難しさ】 ●【地・自・N】日本においては、プロジェクトファイナンスが普及しておらず、信用力が不十分な事業主体にとっては、資金調達が非常に困難 【費用負担】 ●【全】道路などの周辺環境の整備等が求められ、費用がかかる	【高コスト】 ●【全】初期費用が比較的大きい ●【地・自・N】維持管理に一定の費用・手間がかかる 【系統連系費用】 ●【全】奥地化が進む程、系統連系費用が増大	【高コスト】 ●【全】調査費及び生産井等への初期投資に関するコストが高い 【長期間】 ●【全】開発のリードタイムが長い	【事業採算性が悪い】 ●【全】特に廃棄物を自家処理する場合には、エネルギー事業単独で評価すると事業採算性が悪い
情報的課題	【情報不足】 ●【地】サービス提供型ビジネスについて情報が不十分	【情報不足】 ●【地・自・N】事業主体にとって、支援制度も含めたファイナンス及び技術に関する情報が不足 ●【全】地域住民と事業主体との間の情報格差がある	【情報不足】 ●【全】開発可能な河川等に関する水況及び水利権等の情報が不足しており、調査のための費用負担が発生する。	【情報不足】 ●【全】温泉に対する影響等の科学的知見が不足 【情報格差／共有不足】 ●【全】温泉関連事業者への情報提供が不十分 ●【全】事故や災害を防ぐ既存の知識・ノウハウの共有不足	【資源ポテンシャルの把握】 ●【全】事業規模を検討するための資源ポテンシャル及び関連費用に関する情報の不足

【全】全事業形態に該当、【大】大手資本に該当、【地】地域資本に該当、【自】自治体主導に該当、【N】NPO主導に該当

4.5 国として整備すべき公的支援策（骨太の対応策（特に重視すべき課題とその対応策）事業形態別の導入イメージの検討）

また、前項で整理した“重点課題”に対し、特に国として整備すべき公的支援策を骨太な施策方針として整理すると以下のとおりとなる。

<人的資源に関する課題と対応策>

- ・ 再生可能エネルギービジネスに係る人的資源として、技術面、金融面の両方の知見を有する人材育成を行う。具体的には、人材育成プログラムの創設などを行う。また、こうした人材を登用しつつ、地方公共団体と連携し、「再生可能エネルギー導入促進協議会」の設置を推進し、プロジェクト組成に関わるコーディネーターを発掘し、育成する。加えて、そのためのコーチ人材を組織化し運営する。

<技術（もの）・資源に関する課題と対応策>

- ・ 公的な稼働率保証制度（適正な機器性能の発揮を前提とし標準風況等での発電電力量を保証するもの）を創設し、データが蓄積され保証制度の安定的な運用が可能になった場合には段階的に、民間ベースの保険制度に移行する。

<資金に関する課題と対応策>

- ・ 中小企業による再生可能エネルギービジネスへの進出において、国等による公的な債務保証を付与するなどの信用補完を行う。（従来の再生可能エネルギー導入関連あるいは中小企業支援関連の債務保証制度を踏まえた改善。）
- ・ リスクマネーを再生可能エネルギービジネスに呼び込むため、調達金利に対する利子補給を行う。
- ・ エコリースを通じて、低炭素機器リースに対するインセンティブを付与する。

<情報に関する課題と対応策>

- ・ 再生可能エネルギーに係る開発・事業化可能地域、開発可能量及び事業計画に関する情報をデータベース化し、金融機関などのプロジェクト関係主体、地域レベルの関係主体への情報提供を行う。また、各地域での人材情報、賦存量データ、事業化の際の支援制度情報、申請関連情報等をワンストップにて提供する専門窓口を設置する。
- ・ 地域間連携による地産都消の需給がマッチングするような支援を行う。

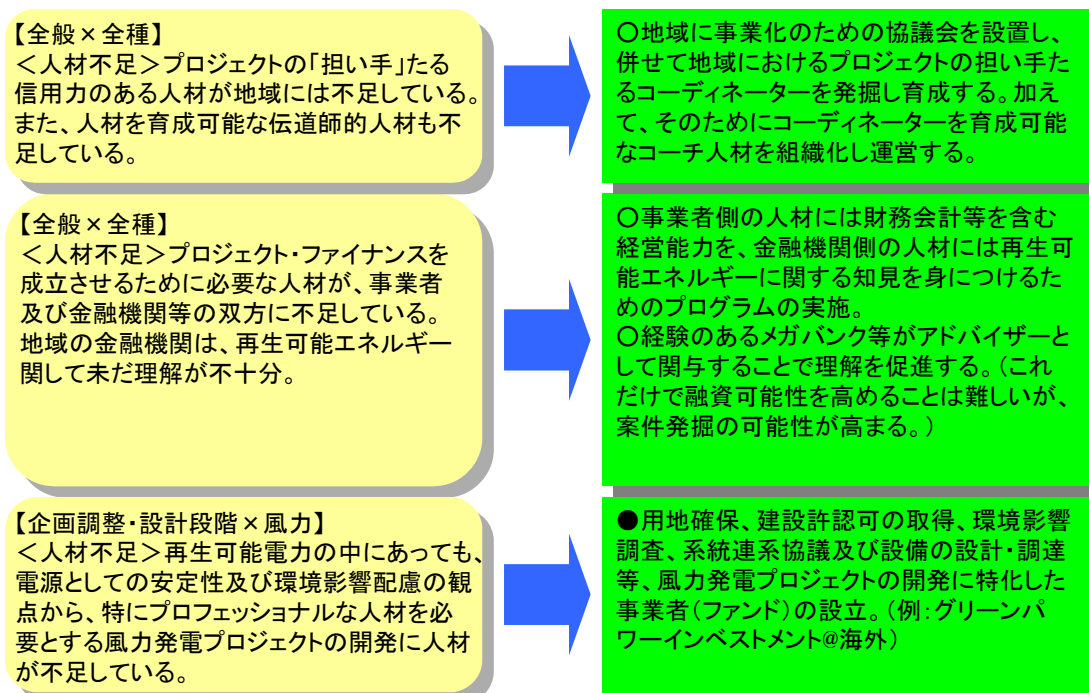
(1) 骨太の対策案の抽出

- ・ 各エネルギー種において、導入に向けて生じる課題を抽出し、プロジェクト実施の各段階（企画調整・設計、建設、運転、撤去）を念頭に、整理を行った。
- ・ そのうち、今後の展開が期待される事業形態を抽出し、重点課題の整理を行った。（4. (3)）
- ・ 課題に対する対応策の検討に当たって、重点課題に対する既存の対応事例や検討されている事例を収集した。
- ・ なお、事業化が先行する再生可能エネルギー種での対応事例は、可能な限り横展開を図ることを念頭にしている。
- ・ これらを踏まえて、骨太の対応策の検討を行った。

(2) 重要課題に対する対応事例

1) 人的資源の課題

重要課題、特に人的資源の課題に対する対応策として、既存の対応事例及びその横展開、構想段階の対応事例、あるいは海外事例等に基づき今回検討した対応策を以下に列挙する。



●：実績のある対応策、○：検討段階の対応策

図 4-14 今回検討した対応策

2) 技術（モノ）・資源の課題

技術（モノ）・資源の課題とその対応策を以下に示す。

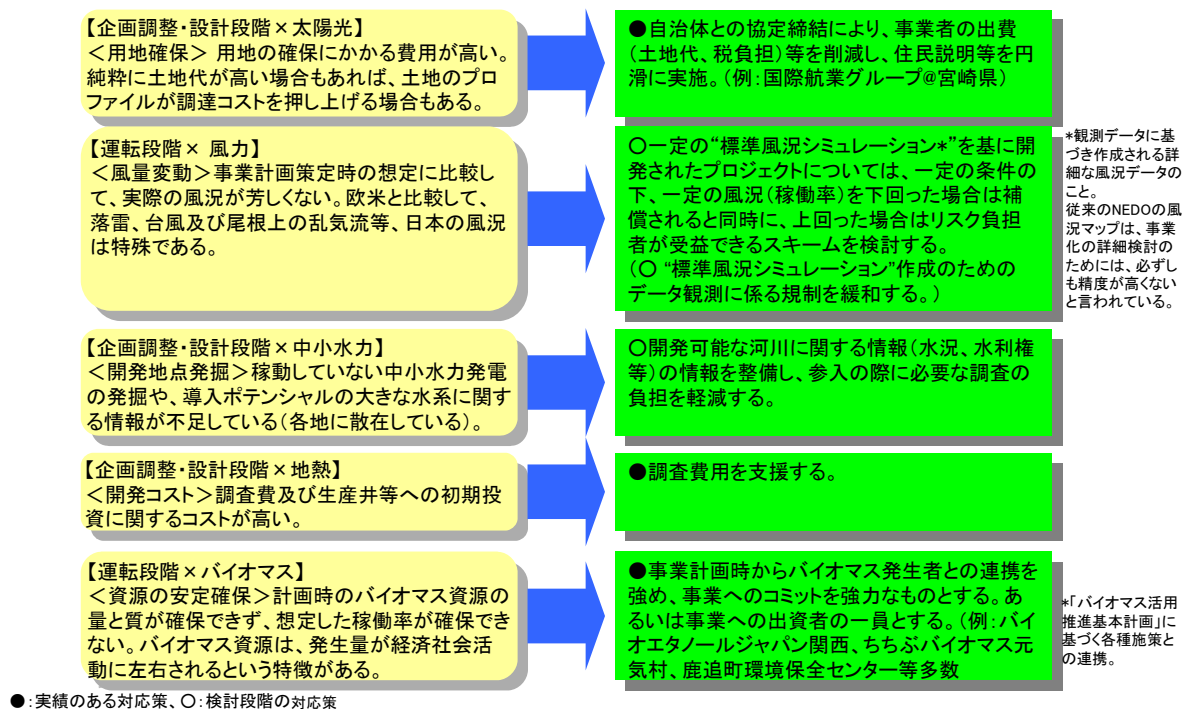


図 4-15 今回検討した対応策

3) 資金的課題

資金的課題とその対応策を以下に示す。

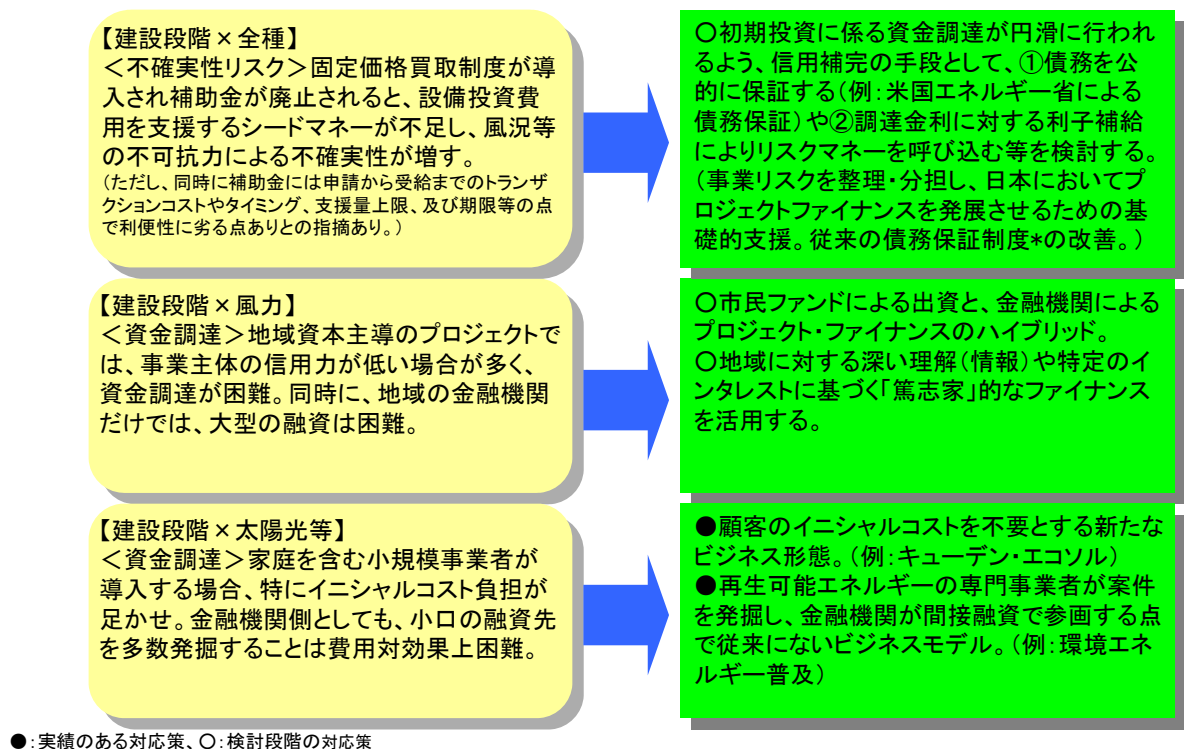
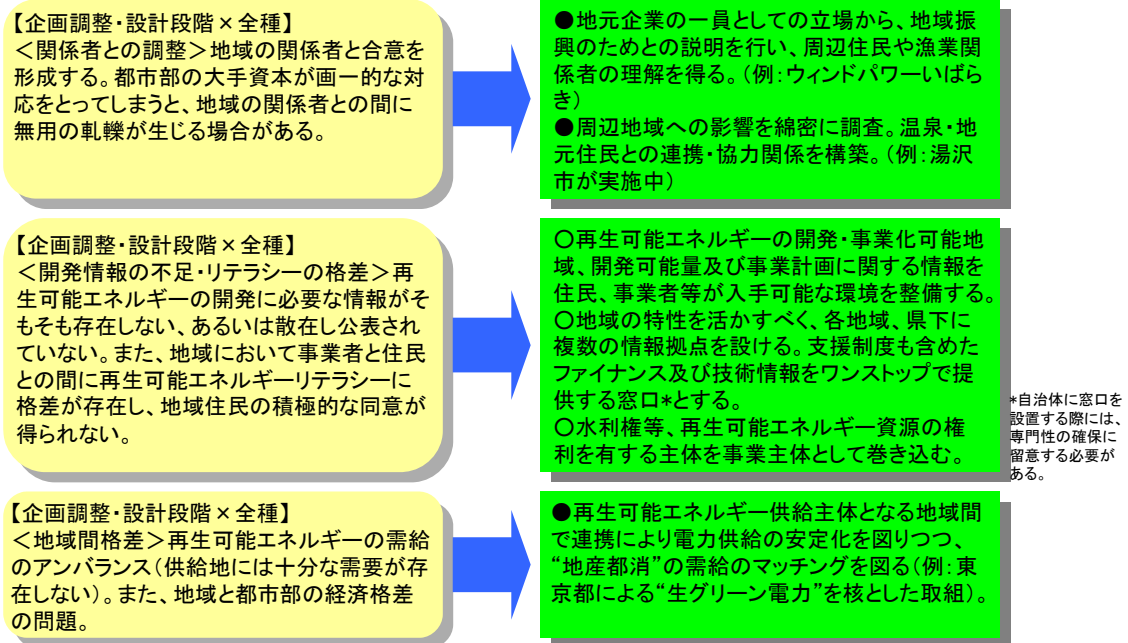


図 4-16 今回検討した対応策

4) その他の課題（情動的課題）課題

その他の課題（情動的課題）とその対応策を以下に示す。



●: 実績のある対応策、○: 検討段階の対応策

図 4-17 今回検討した対応策

(3) 重点課題に対する対応策

前述のとおり、今後の再生可能エネルギービジネスの飛躍的な拡大に向け、特に重視すべき事業形態を後押しするための方策を以下に整理した。

表 4-21 重点課題に対する対応策

	重点課題に対する対応策	太陽光発電	風力発電	中小水力発電	地熱発電	バイオマス発電及び熱利用
人的資源	○人材育成(事業者側: 財務会計ノウハウ、金融機関側: 技術的知見について) ○地域に協議会を設置、プロジェクト組成に関わるコーディネーターの発掘・育成。コーディネーターを育成可能なコーチ人材の組織化・運営。 ○プロジェクト開発に特化した事業者(ファンド)の設立 ○経験のあるメガバンク等がアドバイザーとして関与	○ ○ ○ ○	○ ○ ●海外 ○	○ ○ ○ ○	○ ○ ○ ○	○ ○ ○ ○
技術(もの)・資源	○自治体との協定締結による土地確保等 ○稼働率保証(標準風況シミュレーションに基づく売電収入保証) ○開発可能地点などのデータベース整備と情報共有(従来のNEDOの風況マップは、事業化の詳細検討のためには、必ずしも精度が高くないと言われている。) ○開発リスクの高い地熱発電調査費の支援 ○事業計画段階からの関係者のコミットにより、資源の安定供給確保(「バイオマス利用推進基本計画」に基づく各種施策との連携)	● ○	○ ●海外	○ ○ ○ ○	○ ○ ○ ○	○ ○ ○ ●

●: 対応策を一部事例で実施済みの再生可能エネルギー種、○: 今後同様の対応策を適用可能な再生可能エネルギー種。

前述のとおり、今後の再生可能エネルギービジネスの飛躍的な拡大に向け、特に重視すべき事業形態を後押しするための方策を以下に整理した。

表 4-22 特に重視すべき事業形態を後押しするための方策

	重点課題に対する対応策	太陽光 発電	風力発 電	中小水 力発電	地熱発 電	バイオ マス発 電及び 熱利用
資金	○市民ファンド、地域金融機関による融資、大手金融機関による融資のハイブリッド。	○	○	○	○	○
	○イニシャルコストを不要とするリースビジネスの発展	●	○	○	○	○
	○債務保証、リスクマネー調達に関する利子補給等による信用補完の実施。(事業リスクを整理・分担し、日本においてプロジェクトファイナンスを発展させるための基礎的支援。従来の債務保証制度の改善。)	○	●海外	○	○	○
	○再生可能エネルギーの専門事業者による案件発掘と、金融機関の間接投資での事業参画	○	○	○	○	○
情報	○地元企業からの説明による地域での理解醸成	○	●	○	○	○
	○周辺地域への影響の綿密な調査、説明による地元との連携・協力関係の構築。		○	○	●	
	○再生可能エネルギーの開発・事業化可能地域、開発可能量及び事業計画に関する情報を住民及び事業者の関係者が共有可能な環境の整備	○	○	○	○	○
	○支援制度も含めたファイナンス及び技術情報をワンストップで提供する窓口の設置(自治体には、各種手続き支援に加えて、人材の紹介等、地域に根ざし且つ専門的な機能を担う)	○	○	○	○	○
	○水利権等、資源利用に係る既得権者との連携強化			○	○	●
	○地域間連携による地産都消の需給マッチング確保	○	○	○	○	○

●: 対応策を一部事例で実施済みの再生可能エネルギー種、○: 今後同様の対応策を適用可能な再生可能エネルギー種。

(4) 骨太施策の方針（国として取り組むべき方向）

前項で整理した“重点課題に対する対応策”に対し、国として整備すべき公的支援策を骨太な施策方針として整理すると以下のとおりとなる。

[人的資源]

- 再生可能エネルギービジネスに係る人的資源として、技術面、金融面の両方の知見を有する人材育成を行う。具体的には、人材育成プログラムの創設などを行う。
- また、こうした人材を登用しつつ、地方公共団体と連携し、「再生可能エネルギー導入促進協議会」の設置を推進し、プロジェクト組成に関わるコーディネーターを発掘し、育成する。
- 加えて、そのためのコーチ人材を組織化し運営する。

[技術（もの）・資源]

- 公的な稼働率保証制度（適正な機器性能の発揮を前提とし標準風況等での発電電力量を保証するもの）を創設し、データが蓄積され保証制度の安定的な運用が可能になった場合には段階的に、民間ベースの保険制度に移行する。

〔資金〕

- 中小企業による再生可能エネルギービジネスへの進出において、国等による公的な債務保証を付与するなどの信用補完を行う。（従来の再生可能エネルギー導入関連あるいは中小企業支援関連の債務保証制度を踏まえた改善。）
- リスクマネーを再生可能エネルギービジネスに呼び込むため、調達金利に対する利子補給を行う。
- エコリースを通じて、低炭素機器リースに対するインセンティブを付与する。

〔情報〕

- 再生可能エネルギーに係る開発・事業化可能地域、開発可能量及び事業計画に関する情報をデータベース化し、金融機関などのプロジェクト関係主体、地域レベルの関係主体への情報提供を行う。また、各地域での人材情報、賦存量データ、事業化の際の支援制度情報、申請関連情報等をワンストップにて提供する専門窓口を設置する。
- 地域間連携による地産都消の需給がマッチングするような支援を行う。

(5) 「骨太施策の方針」を検討する上での留意点

前項で整理した「骨太施策の方針」を詳細に検討するうえで留意すべき事項について、従来の施策（過去）、検討中の関連施策（現在）、そして出口戦略（将来）の観点から整理すると以下のとおりとなる。

〔従来施策の課題について考慮することが必要〕

- 従来の類似の施策及び提言（例えば、再生可能エネルギー導入に対する債務保証制度、ワンストップの支援窓口設置）が十分には機能しなかった、あるいは実現されなかった問題点についても考慮することが必要。

〔検討中の関連施策との関係性について精査する〕

- 現在検討されている関連施策（例えば、農林水産省の「バイオマス活用推進基本計画」及び総務省の「緑の分権改革」等）との整合的であるか、更には相互補完的であるかという点について精査が必要。

〔政府としての関与のあり方について検討が必要〕

- 政府としての関与のあり方（規制、予算措置、税制優遇、普及啓発等）と、自己責任・自由競争の民間ビジネスの合理的な関係について検討が必要。

(6) 【補足】エネルギー供給 WG で今後検討する必要があると考えられる事項

本作業部会では、直接的には検討しなかったが、エネルギー供給 WG で今後検討する必要があると考えられる事項（外的要因）について整理すると以下のとおりとなる。

[電力系統の課題]

○優先接続・優先給電の明確なルール化

再生可能電力を大量に導入するためには、これを受け止める側の電力系統の運用ルールを見直す必要があると考えられる。例えば、風力発電の受入枠に関する制限が事業化の大きな制約条件となっていることが挙げられるが、今後、我が国においても優先接続・優先給電を明確にルール化する必要があるのではないかな。

○地域内連系線の拡張、並びに地域間連系線の柔軟な運用及び拡張

優先接続・優先給電に合わせて、これを実現するための具体的な対策として、地域内連系線の拡張、並びに地域間連系線の柔軟な運用及び拡張を実施する必要があるのではないかな。

[法的課題]

○水利権、漁業権の取り扱いの見直し

中小水力発電の導入に当たっては、水利権の新規取得あるいは慣行水利権の法定化が必要であったり、洋上風力発電の導入に当たっては、漁業権の権利主体との間で調整が必要となる。現状では、そのために相当の時間と費用を要するとされるが、再生可能電力を大量にする、つまり円滑に進めるためには、その取扱について見直しを検討する必要があるのではないかな。

5. その他の重要な検討事項

エネルギー供給に係るその他の重要な検討事項として、「再生可能エネルギー熱の導入義務化」、「化石エネルギー利用の低炭素化」、「原子力の利用拡大」の3点を取り上げ、各項目について以下に情報を整理した。

5.1 再生可能エネルギー熱の導入義務化などの普及方策

5.1.1 再生可能エネルギー熱の概要

(1) 再生可能エネルギー熱の種類

2. 再生可能エネルギーの導入見込量の評価では、地球温暖化対策基本法案にて再生可能エネルギーとして明記されている太陽熱及びバイオマス熱を検討対象としていた。これらの他に再生可能エネルギー熱に該当すると思われるものには、雪氷熱、地中熱、温泉熱、河川熱、下水熱があげられる。それぞれのポテンシャル量は以下のとおり（温泉熱を除く）。

表 5-1 再生可能エネルギー熱のポテンシャル量

種類	ポテンシャル量	根拠資料
太陽熱利用	492 万 kL	中核的温暖化対策技術検討会（2007 年 3 月）
	1,200 万 kL	総合エネルギー調査会基本政策小委員会（1996 年）
	3,242 万 kL	総合エネルギー調査会新エネルギー部会資料（2000 年）
	1,722 万 kL	NEDO 試算（1990 年）
	1,500 万 kL	産技審試算（1992 年）
	2,065 万 kL	ソーラーシステム振興協会（1999 年）
	1,761～2,134 万 kL	再生可能エネルギー等の熱利用に関する研究会資料（2010 年 9 月）
バイオマス熱利用	706PJ (1,823 万 kL)	低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化検討調査報告書（2010 年 3 月）
	約 454 万 kL	再生可能エネルギー等の熱利用に関する研究会資料（2010 年 9 月）
雪氷熱	約 50 万 kL	総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会資料（2001 年）
地中熱※	198.8 PJ (513 万 kL)	2050 年自然エネルギービジョン（2008 年 6 月）
河川熱	3,402 万 kL	未利用エネルギー面的活用熱供給導入促進ガイド（2007 年）
下水熱	496 万 kL	未利用エネルギー面的活用熱供給導入促進ガイド（2007 年）

※ 地中熱については、日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会が提示したドリームシナリオにおける 2050 年導入量をポテンシャル量とした。

以下の議論では、地球温暖化対策基本法案で再生可能エネルギーとして明記されている太陽熱利用とバイオマス熱利用のうち、ポテンシャル量が大きく、かつ低エクセルギーであり民生部門の熱需要を賄うことに適している太陽熱を中心に検討を行った。ただし、支援施策については他の再生可能エネルギー熱にも適用可能であるとする。

(2) 再生可能エネルギー熱の導入支援の必要性

我が国のエネルギー起源 CO₂ の部門別の推移を見ると、家庭部門と業務部門の増加が顕著であり、両部門に対する削減が急務となっている。

表 5-2 各部門のエネルギー起源二酸化炭素 (CO₂) 排出量 (電気・熱配分後)

	京都議定書の基準年 [シェア]	2007年度 (基準年比)	前年度からの 変化率	2008 年度 (基準年比)
合計	1,059 [100%]	1,218 (+15.1%)	→ <-6.6%> →	1,138 (+7.5%)
産業部門 (工場等)	482 [45.5%]	467 (-3.0%)	→ <-10.4%> →	419 (-13.2%)
運輸部門 (自動車・船舶等)	217 [20.5%]	245 (+12.9%)	→ <-4.1%> →	235 (+8.3%)
業務その他部門 (商業・サービス・事業所等)	164 [15.5%]	243 (+47.9%)	→ <-3.3%> →	235 (+43.0%)
家庭部門	127 [12.0%]	180 (+41.1%)	→ <-4.9%> →	171 (+34.2%)
エネルギー転換部門 (発電所等)	67.9 [6.4%]	82.9 (+22.2%)	→ <-5.7%> →	78.2 (+15.2%)

(単位: 百万t-CO₂)

出典) 2008 年度 (平成 20 年度) の温室効果ガス排出量 (確定値) <概要>

2008 年度の家庭部門のエネルギー消費を用途別に見ると、再生可能エネルギーによる供給が可能な熱需要である暖房のシェアが約 1 / 4、給湯のシェアは約 3 割となっており、太陽熱温水器やソーラーシステムが普及することで、大きな CO₂ 削減効果が期待される。

また、家庭の暖房及び給湯は熱需要の中でも低い温度帯に属しており、ヒートポンプや分散電源の排熱利用を含め現状の技術では様々なエネルギー源によって供給することができる。このような状況の中で、高エクセルギーの電気温水や直接燃焼より電力ではなく、可能な限り低エクセルギーである再生可能エネルギーを利用できるようにすることが適切である。

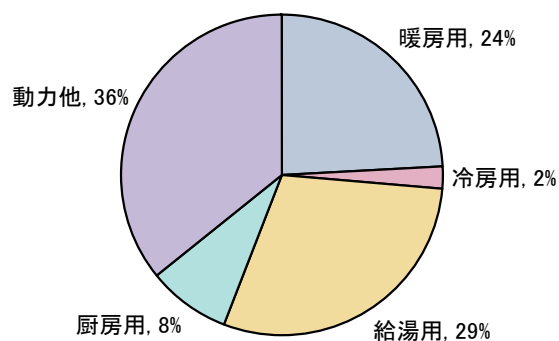


図 5-1 家庭の用途別エネルギー消費構成（2008 年度）

出典）エネルギー・経済統計要覧

業務部門の場合、建物の用途によってエネルギーの用途が異なる。省エネセンター資料によると、比較的給湯需要の多いとされるホテルの場合、約 1 割が給湯需要、同じく約 1 割が空調の温熱需要とされている。

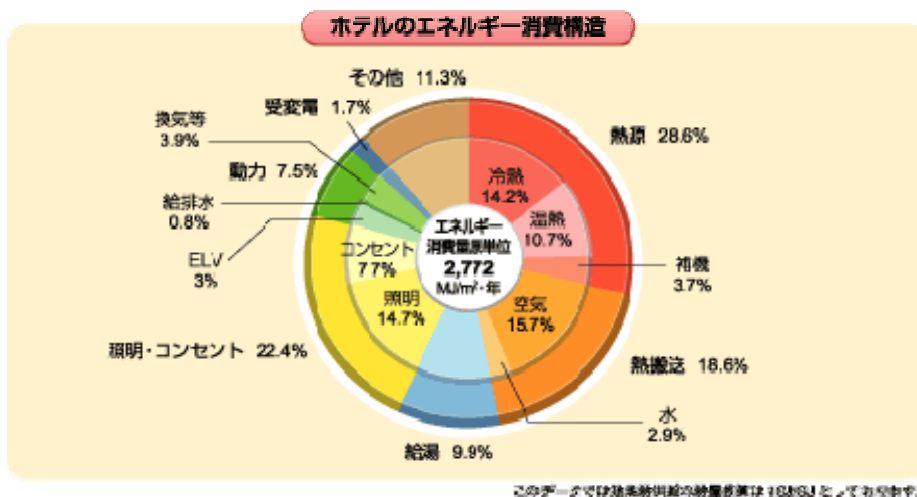


図 5-2 ホテルのエネルギー消費構造

出典）省エネセンターホームページ

暖房及び給湯に伴う CO₂ 排出量を抑制するためには、機器効率の改善と、エネルギーそのものの低炭素化が考えられる。ここではエネルギー供給 WG のスコープであるエネルギーそのものの低炭素化に着目し、再生可能エネルギー熱の導入拡大を図るための施策を検討する。

なお、国土交通省、経済産業省及び環境省が進めている「低炭素社会に向けた住まいと住まい方推進会議」における「低炭素社会における住まいと住まい方とりまとめ骨子（案）」においても、住宅・建築物からの CO₂ 排出削減対策の基本的な考え方として、住宅・建築物の省エネルギー化に加え、住宅・建築物への再生可能エネルギーの導入が掲げられている。

5.1.2 再生可能エネルギー熱の導入施策例

再生可能エネルギー熱に対する施策事例を俯瞰すると、補助金・税制優遇、熱証書、導入検討義務化、導入義務化に大別される。

ここでは、①熱証書、②導入検討義務化、③導入義務化に関する海外及び国内の事例（検討段階も含む）を紹介する。ここで紹介する事例の全体像は以下のとおり。

表 5-3 再生可能エネルギー熱の導入施策事例

①熱証書	再生可能エネルギーにより生産した熱の環境価値分を証書化し、市場で取引可能にする制度。 ・ オーストラリア再生可能エネルギー証書 ・ グリーン熱証書制度 ・ 再生可能エネルギー等の熱利用に関する研究会（経済産業省）
②導入検討義務化	新築又は改修する建物に対し、再生可能エネルギー利用設備の導入検討を義務化する制度。 ・ 東京都の建築物環境計画書制度 ・ 横浜市の再生可能エネルギー導入検討報告制度
③導入義務化	新築又は改修する建物に対し、熱需要の一定割合を再生可能エネルギー熱で賄うことを義務付ける制度。 ・ 住宅・建築物の省エネ基準の適合義務化に関する検討会（経済産業省及び国土交通省、義務化は省エネのみ） ・ スペインのソーラーオブリゲーション（Código Técnico de la Edificación : CTE） ・ ドイツの再生可能エネルギー熱法（EEG Wärme）

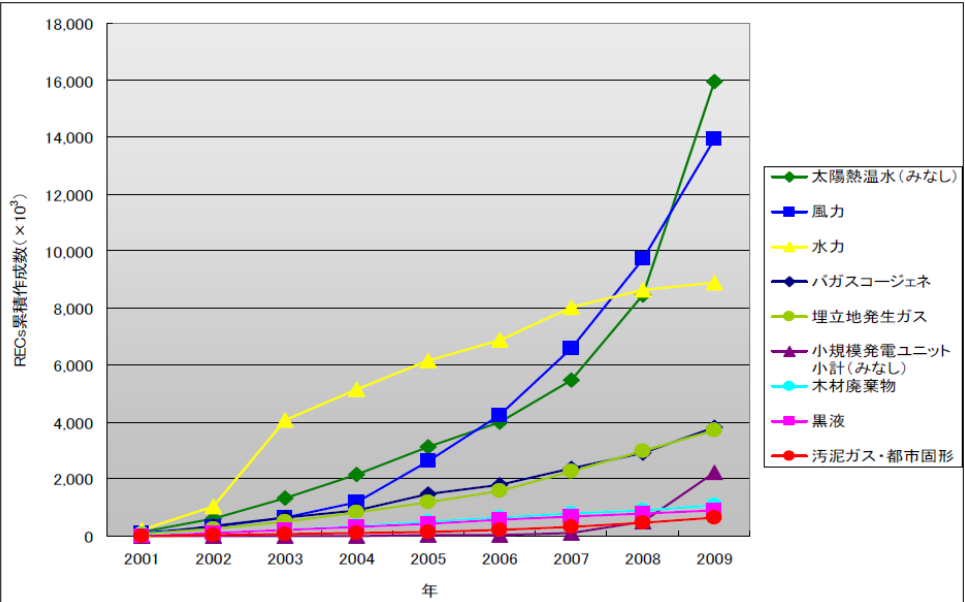
なお、後述する「5.1.3 再生可能エネルギー熱の導入を支える支援策のあり方」では、上記のうち②導入検討義務化及び③導入義務化に向けた方向性を整理する。

(1) 熱証書

① オーストラリア再生可能エネルギー証書

オーストラリアでは、電力に対する RPS 制度の中で、太陽熱温水器の導入による再生可能エネルギー証書が取引可能となっている。詳細は以下のとおり。

法令	2000 年再生可能エネルギー（電気）法
目標	2020 年までに電力供給量の 20% を再生可能エネルギーで賄う
制度概要	- 法自体の趣旨は、電力に対する RPS 制度である。電力会社に対して再生可能エネルギー電力比率の目標が設定され、自前では達成できない場合、不足分を再生可能エネルギー証書（REC）市場より購入して義務を履行する。 - この証書発行の対象に、<u>電気温水器→太陽熱温水器又はヒートポンプ式給湯器への更新</u>も含まれている。 - 更新による電力削減量 1MWh が 1REC の価値を持つ。 - 太陽熱温水器を購入した家庭は、直接又はエージェントを通じて RECs 相当の現金受取又は太陽熱温水器の割引を受ける。 <u>太陽熱温水器の RECs は、みなしで決定される。</u> 図 太陽熱温水器による RECs と Rebate の流れ 出典）第 5 回再生可能エネルギー等の熱利用に関する研究会 資料 4
製品認証	- 太陽熱温水器が RECs の対象となるには、AS/NZS2712 規格に基づく製品認定が必要。 - 太陽熱温水器メーカーは、認定試験期間の認証を得た後、再生可能エネルギー規制官事務局に製品の登録申請を行う。

みなし制度	・ メーカーは上記の申請時に、自社製品の REC_s 計算が必須となっている。 ・ この計算がみなしで行われており、確度担保のために AS/NZS4234 規格の TRNSYS シミュレーション計算ソフト（建築環境シミュレーションの 1 つ）の使用が義務付けられている。 ・ 主な入力条件は次のとおり。 1) 気候ゾーン 2) ソーラーコレクターの集熱効率特性（認定試験機関による試験値） 3) 貯湯タンクの熱損失特性（認定試験機関による試験値） 4) コレクター傾斜角（20°）、方位角（45°） 5) 貯湯タンク容量を基にした給湯負荷量 6) 当期 1 日のピーク負荷量 7) 月別エネルギー消費パターン 8) 月別給水温度 9) 配管長さ 10) 更新前の電気温水器のサイズ ・ 電気温水器の年間電力消費量から太陽熱温水器の年間エネルギー消費量を控除して年間電力削減量を求め、10 倍した <u>10 年間の削減量を REC_s とする。</u>
導入実績	 図 REC_s 年別累積作成数の推移（2001～2009 年）
出典	第 5 回再生可能エネルギー等の熱利用に関する研究会 資料 4「オーストラリア調査報告書」

② 我が国のグリーン熱証書等

我が国における再生可能エネルギー熱証書の動きとしては、2008年8月に東京都が「太陽熱の利用拡大に向けたグリーン熱証書検討会」の最終のとりまとめを行い、グリーン熱証書の制度導入を決めた。その後、グリーン電力の認証を行ってきたグリーンエネルギー認証センター（旧グリーン電力認証機構）は、2009年4月からグリーン熱の認証を開始した。これまでにグリーン熱設備として認定された太陽熱は7件、集熱器面積の合計は1,291.78 m²である（2010年12月27日時点）。

現在経済産業省では「再生可能エネルギー等の熱利用に関する研究会」を立ち上げ、再生可能エネルギー熱の利用拡大に向けた検討を進めている。

取りまとめ骨子（案）で掲げられた当面の取組みの方向性は以下のとおり。

①熱量の計測方法の確立

- ・ 熱供給事業における需要家への熱供給では、特定計量器としての積算熱量計等を通じて計量が行われている一方、自家消費等の場合は熱量の正確な計測が行われていない場合が多い。
- ・ 熱証書化にあたっては、熱量の正確な計測が避けて通れない課題であるが、コストの問題もあり、簡易な計量方法も含めて計量のあり方検討が必要。
- ・ 計量コスト負担が相対的に高くなる小規模システムでは、みなしによる計量方法の採用も考慮すべきだが、制度面での位置付けが課題。

②導入支援策

- ・ 導入支援策が十分でない熱源に対し、費用対効果、導入ポテンシャル等を考慮して、期間を限定して支援すべき。

③グリーン熱証書等の活用

- ・ 熱量の正確な計測が確立されると、グリーン熱証書等のランニング支援等の施策検討が可能となる。
- ・ 熱の低炭素化を進めるには、搬送が困難な特性を勘案して自家消費の促進を行うことが考えられる。その際の支援策として初期投資への助成だけではなく、利用に見合ったメリットが得られる証書等の仕組みが有効。

④規制緩和等の検討

- ・ 必要に応じて、規制の見直しやガイドラインの整備等を関係省庁と連携しつつ検討する必要がある。

(2) 導入検討義務化

① 東京都建築物環境計画書制度

東京都の建築物環境計画書制度の中で、建築主の義務である計画書の提出にあたり、再生可能エネルギーが環境配慮項目の1つとして含まれている。詳細は以下のとおり。

制度名	建築物環境計画書制度（都民の健康と安全を確保する環境に関する条例・規則による）																		
目標	2020 年までに東京都のエネルギー消費に占める再生可能エネルギーの利用割合を 20%程度に高める																		
制度対象者	提出義務 延べ面積 1 万平方メートル（2010 年（平成 22 年）10 月以降は 5,000 平方メートル超）を超える新築・増築を行う建築物 任意提出 延べ面積 2,000 平方メートル以上の新築・増築を行う建築物（2010 年（平成 22 年）10 月から）																		
制度概要	一定規模以上の新築・増築を行う建築物の建築主に対して、建築物環境計画書の提出を義務付けている。 建築主は計画書の中で、以下の評価項目に対して自ら評価を行う。提出された計画書は、都がその概要を公表する。 <table border="1"> <thead> <tr> <th>環境配慮項目</th><th>区分</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">エネルギーの使用合理化</td><td>建築物の熱負荷の低減</td></tr> <tr> <td>再生可能エネルギー利用</td></tr> <tr> <td>省エネルギーシステム</td></tr> <tr> <td>効率的な運用のしくみ</td></tr> <tr> <td rowspan="3">資源の適正利用</td><td>エコマテリアル</td></tr> <tr> <td>オゾン層保護及び地球温暖化の抑制</td></tr> <tr> <td>長寿命化等</td></tr> <tr> <td rowspan="2">自然環境の保全</td><td>水循環</td></tr> <tr> <td>緑化</td></tr> <tr> <td rowspan="3">ヒートアイランド現象の緩和</td><td>建築設備からの人工排熱対策</td></tr> <tr> <td>敷地と建築物の被覆対策</td></tr> <tr> <td>風環境への配慮</td></tr> </tbody> </table> 2010 年 1 月より建築物環境計画書制度の強化が図られ、再生可能エネルギー利用設備の導入検討義務もその 1 つである。	環境配慮項目	区分	エネルギーの使用合理化	建築物の熱負荷の低減	再生可能エネルギー利用	省エネルギーシステム	効率的な運用のしくみ	資源の適正利用	エコマテリアル	オゾン層保護及び地球温暖化の抑制	長寿命化等	自然環境の保全	水循環	緑化	ヒートアイランド現象の緩和	建築設備からの人工排熱対策	敷地と建築物の被覆対策	風環境への配慮
環境配慮項目	区分																		
エネルギーの使用合理化	建築物の熱負荷の低減																		
	再生可能エネルギー利用																		
	省エネルギーシステム																		
	効率的な運用のしくみ																		
資源の適正利用	エコマテリアル																		
	オゾン層保護及び地球温暖化の抑制																		
	長寿命化等																		
自然環境の保全	水循環																		
	緑化																		
ヒートアイランド現象の緩和	建築設備からの人工排熱対策																		
	敷地と建築物の被覆対策																		
	風環境への配慮																		
導入検討義務化の詳細	○導入検討対象 ・ 太陽光発電 ・ 太陽熱利用設備 ・ 地中熱利用設備 ・ バイオマス利用の発電設備、又は熱利用設備 ・ その他の再生可能エネルギー利用設備																		

	○物理的検討 導入検討にあたり、まず物理的条件の検討を行うこととしている。例えば太陽熱利用設備の場合、日射条件の検討、熱需要の条件等の検討を行った上で、導入の可能性がある場合詳細検討を、導入の可能性がなく見送る場合はその理由を記すことになっている。 ○詳細検討 物理的検討によって導入の可能性がある場合、計画概要（年間想定集熱量、パネルの角度・面積など）、環境負荷低減効果、コスト検討などを行うこととしている。なお、コスト検討における概算金額は公表対象外である。
出典	東京都環境局ホームページ

再生可能エネルギー利用設備導入検討シート(太陽熱利用)

1 物理的条件の検討			
(1) 日照条件の検討			
ア	検討対象とする場所及び方位()	☐ 屋根部 (地上高さ)m ☐ 地上部 (☐ 空地部分 ☐ その他) ☐ 壁面 ☐ その他 ()	
イ	アの周囲における日射遮蔽物	☒ ない ☐ ある	方位() 高さ(約)m 距離(約)m 方位() 高さ(約)m 距離(約)m 方位() 高さ(約)m 距離(約)m 方位() 高さ(約)m 距離(約)m 方位() 高さ(約)m 距離(約)m
ウ	日照の確保(冬至)	☒ 十分 ☐ 不十分	
エ	日照の確保(年間)	☒ 十分 ☐ 不十分	
(2) 熱需要の条件等の検討			
ア	特定建築物の用途	☐ 住宅等 ☐ ホテル等 ☐ 病院等 ☐ 百貨店等 ☐ 事務所等 ☐ 飲食店等 ☐ 集会場等 ☐ 工場等	
イ	主たる熱源方式	暖房 給湯 ☐ 中央熱源方式 ☐ 中央式 ☐ 個別熱源方式 ☐ 個別式	
ウ	設置可能場所の面積	()㎡	
エ	利用設備に対する荷重対策	☒ 有 ☐ 無	
オ	設置に備えた対応	☒ 無 ☐ 有 (例:設備用基礎の設置) ()	
(3) ☒ 導入する → 2の詳細条件検討を行う ☐ 導入を見送る 導入を見送る理由(複数選択可) ☐ 日照が確保できない ☐ 躯体が荷重に対応できていない ☐ 敷地内に設置場所を確保できない ☐ 費用負担が大きい ☐ 新設時は見送るが、将来対応をする ☐ その他 ()			
2 詳細条件検討(1で導入の可能性がある場合)			
(1) 再生可能エネルギー利用設備に係る計画概要			
ア	想定年間集熱量	()MJ/年	
イ	設置パネルの設置角度・面積	()度 ()㎡	
ウ	太陽熱利用設備の対象負荷(複数選択可)	☐ 冷房 ☐ 暖房 ☐ 給湯 ☐ その他 ()	
(2) 環境負荷低減効果			
一次エネルギー換算の削減量の想定		()MJ/年	
(3) コスト検討			
ア	概算金額の検討	()千円	
イ	補助金の検討	☐ 対象 ☒ 対象外	
ウ	投資回収想定年数	()年	

図 5-3 東京都建築物環境計画書制度の導入検討シート

② 横浜市再生可能エネルギー導入検討報告制度

横浜市の再生可能エネルギー導入検討報告制度では、一定規模以上の建築物の建築を計画する場合、建築主は再生可能エネルギーの導入を検討し、報告することが義務付けられている。詳細は以下のとおり。

制度名	再生可能エネルギー導入検討報告制度（横浜市生活環境の保全等に関する条例・施行規則）
目標	横浜市脱温暖化行動方針（CO-DO 30）では 2025 年度までに温室効果ガス排出量を 30%以上削減（2004 年度比）。 現在策定中の横浜市地球温暖化対策実行計画（区域施策編）の素案では、2020 年度に 1990 年度比 25%削減（海外からの排出枠購入などによる市域における削減分も含む）。
制度対象者	延べ床面積 2,000 平方メートル以上の建築を行う建築主。
制度概要	一定規模以上の建築物の建築を計画する場合、建築主は再生可能エネルギーの導入を検討し、報告することが義務付けられている（2010 年 4 月 1 日施行）。
導入検討義務化の詳細	太陽熱利用及び太陽光発電の導入検討は必須とし、太陽熱利用の導入を優先的に検討するものとしている。 太陽熱利用及び太陽光発電の検討手順は、①建物のプロフィール整理、②日照条件の検討、③日照条件に適合する場所の検討、④導入判断という 4 段階からなる。 検討結果は「再生可能エネルギー利用設備導入検討報告書」に記載の上、建築主が横浜市に報告する。記載内容は①～④の検討結果となっており、導入を見送る場合はその理由を示す必要がある。
導入前後の影響	2010 年度の途中実績（H23.1.15 現在実績）として、本制度の下で 108 件の導入検討報告があり、22 件で実際に再生可能エネルギーの設置が予定された。 その内訳は、太陽光発電が 22 件、太陽熱利用 1 件、地中熱利用 1 件（太陽熱と地中熱は、太陽光発電と同時設置）
出典	再生可能エネルギー利用設備の導入検討マニュアル（暫定版）

1. 太陽熱利用システムの導入に関する検討報告（導入検討報告書）

太陽熱利用システム		
1 建物のプロフィール	(1) 建築物の名称及び所在地	
	(2) 敷地面積	
	(3) 建築物床面積	
	(4) 建物用途	
	(5) 用途地域	
2 日照条件の検討	(1) 検討対象とする場所 ①屋根部（地上高さ m） ②地上部（空地部分） ③壁面 ④その他（ ） （*）該当項目を選択し必要事項を記入する。	
	(2) 建物の周囲における日射遮蔽物の有無（ない、ある） ある場合の方位（ ）、高さ（ ）m、距離（ ）m ある場合の方位（ ）、高さ（ ）m、距離（ ）m ある場合の方位（ ）、高さ（ ）m、距離（ ）m	
	(3) 日照の確保(冬至)（十分、不十分）	
3 日照条件に適合する場所の検討	(1) 設置可能場所の面積（ ）m ²	
	(2) 太陽熱利用設備の対象負荷（暖房、給湯、冷房）	
	(3) 概算熱利用量（ ）(MJ/年)	
	(4) 利用設備に対する荷重対策の有無（ない、ある）	
	(5) 将来の設置に備えた基礎等の対応の有無（ない、ある）	
4 導入判断	(1) 導入の可否（導入を予定する、導入を見送る） 導入を予定する場合：集熱器種類（ ）、 集熱器面積（ ）m ²	
	(2) 導入を見送る場合の理由 ①日照が確保できない ②躯体が荷重に対応できていない ③敷地内に設置場所を確保できない ④その他 	

備考 1 マニュアルに基づき検討した結果を記入すること。

2 記入に際しては、新築・増改築において技術的検討を担当する設計者等が行うこと。

3 必要な図面等を添付して提出すること。

図 5-4 横浜市の再生可能エネルギー導入検討報告制度の報告書フォーマット

(3) 導入義務化

① 我が国の検討状況

経済産業省及び国土交通省は、「住宅・建築物の省エネ基準の適合義務化に関する検討会」において、住宅・建築物の省エネ基準適合義務化に向けた工程等の整理を行っている（資料等は非公開）。以下は「低炭素社会に向けた住まいと住まい方推進会議」の第2回配付資料（2010年11月12日）からの抜粋である。

○義務化の対象

- ・ 新築（大規模改修等を含む。）の住宅・建築物を対象に、大規模建築物から段階的に対象を拡大することを検討。既築建築物は対象外。
- ・ 基準の内容は、外壁・窓等の躯体の断熱性や自然エネルギー利用、暖房・冷房、給湯等の建築設備のエネルギー消費量を対象とすることを検討。
- ・ 基準設定に当たっては、規制を受ける国民の痛みにも配慮し、厳しい財産権の制約になると言う観点から、公平で中立な議論や手続きを経た上で、客観性が高く、かつ、実現可能なレベルで設定するとともに、地域性を考慮し気候風土に応じた多様な取組を評価できるよう検討。
- ・ 将来的に ZEB（ネット・ゼロ・エネルギー・ビル）や ZEH（ネット・ゼロ・エネルギー・ハウス）、LCCM 住宅（ライフサイクル・カーボン・マイナス住宅）等に誘導すべく、躯体や建築設備の省エネ性能に加え、再生可能エネルギー等の導入も総合的に評価する基準（誘導基準）を検討。

○義務化の時期

- ・ 住宅・建築物から排出される CO₂ は大部分が既存ストックからであり、既存ストック対策が重要である一方、住宅・建築物は一度建てられると長期にわたり使用されるため、新築住宅・建築物の省エネ基準への適合についても、早期の対応が必要。
- ・ このため、制度の周知徹底や、中小工務店等への技術訓練や技能者の育成に要する期間等を勘案し、2020 年までに全ての新築住宅・建築物について義務化することを検討。
- ・ 現状の省エネ基準適合率や CO₂ 削減効果等を勘案し、大規模建築物から段階的に義務化を行う。

② スペイン（導入義務化）

スペインでは、建築基準法の中で、太陽熱利用の導入が義務化されている。義務対象者や義務内容等の詳細は以下のとおり。

法令	建築基準法 (Código Técnico de la Edificación : CTE) (2006 年 3 月 28 日公布、2006 年 10 月 29 日施行)																																																																													
目標	スペインの再生可能エネルギー計画 ⇒2010 年までに設置面積 480 万 m ² (導入実績は、2009 年末で約 180 万 m ²)																																																																													
義務対象者	<対象建物> 新築又は改修する全用途建物。 ※給湯需要、又は温水プールがある建物。 <主な免除条件> a) 太陽熱以外の再生可能エネルギー、廃熱発電、熱回収施設からの余剰エネルギーを利用している場合 b) 建物の立地条件から十分な日射量がない場合 c) 建物を改修する際、既存建物の構造や都市計画法による導入制約がある場合 d) 新設建物において、都市計画法による導入制約がある場合 e) 歴史及び芸術作品として保護されている場合。 ※b), c), d), e)の場合、断熱、電化製品の省エネ化、他の再生可能エネルギー利用により、太陽熱利用の不足分を調整することが義務付けられる。																																																																													
義務内容・達成基準	建物における給湯需要の 30～70%を太陽熱で賄うことを義務付けている。また、気候特徴から 5 つの気候帯に区分し、それぞれに対して太陽熱の最低導入割合(%)を設定している。 表 太陽熱の最低導入割合(%) (ガス給湯の場合) <table><tr><th rowspan="2">建物の給湯 需要総量 (L/日)</th><th colspan="5">気候ゾーン</th></tr><tr><th>I</th><th>II</th><th>III</th><th>IV</th><th>V</th></tr><tr><td>50-5,000</td><td>30</td><td>30</td><td>50</td><td>60</td><td>70</td></tr><tr><td>5,000-6,000</td><td>30</td><td>30</td><td>55</td><td>65</td><td>70</td></tr><tr><td>6,000-7,000</td><td>30</td><td>35</td><td>61</td><td>70</td><td>70</td></tr><tr><td>7,000-8,000</td><td>30</td><td>45</td><td>63</td><td>70</td><td>70</td></tr><tr><td>8,000-9,000</td><td>30</td><td>52</td><td>65</td><td>70</td><td>70</td></tr><tr><td>9,000-10,000</td><td>30</td><td>55</td><td>70</td><td>70</td><td>70</td></tr><tr><td>10,000-12,500</td><td>30</td><td>65</td><td>70</td><td>70</td><td>70</td></tr><tr><td>12,500-15,000</td><td>30</td><td>70</td><td>70</td><td>70</td><td>70</td></tr><tr><td>15,000-17,500</td><td>35</td><td>70</td><td>70</td><td>70</td><td>70</td></tr><tr><td>17,500-20,000</td><td>45</td><td>70</td><td>70</td><td>70</td><td>70</td></tr><tr><td>> 20,000</td><td>52</td><td>70</td><td>70</td><td>70</td><td>70</td></tr></table>	建物の給湯 需要総量 (L/日)	気候ゾーン					I	II	III	IV	V	50-5,000	30	30	50	60	70	5,000-6,000	30	30	55	65	70	6,000-7,000	30	35	61	70	70	7,000-8,000	30	45	63	70	70	8,000-9,000	30	52	65	70	70	9,000-10,000	30	55	70	70	70	10,000-12,500	30	65	70	70	70	12,500-15,000	30	70	70	70	70	15,000-17,500	35	70	70	70	70	17,500-20,000	45	70	70	70	70	> 20,000	52	70	70	70	70
建物の給湯 需要総量 (L/日)	気候ゾーン																																																																													
	I	II	III	IV	V																																																																									
50-5,000	30	30	50	60	70																																																																									
5,000-6,000	30	30	55	65	70																																																																									
6,000-7,000	30	35	61	70	70																																																																									
7,000-8,000	30	45	63	70	70																																																																									
8,000-9,000	30	52	65	70	70																																																																									
9,000-10,000	30	55	70	70	70																																																																									
10,000-12,500	30	65	70	70	70																																																																									
12,500-15,000	30	70	70	70	70																																																																									
15,000-17,500	35	70	70	70	70																																																																									
17,500-20,000	45	70	70	70	70																																																																									
> 20,000	52	70	70	70	70																																																																									

導入前後の影響	・ スペイン太陽熱産業協会(ASIT)は、CTE の施行により、2008 年の新規設置面積がおよそ 46 万 4,000 m² という強い成長率（2007 年対比 69.5%増）を示したと発表。（ただし、2009 年は経済危機と住宅危機により大幅に落ち込んだ模様。） ・ ASIT は、同国の太陽熱部門の雇用が 8,000 人、売上げが 3 億 7,500 万ユーロ（2007 年は 2 億 1,000 万ユーロ）と推定。
出典	ESTIF 資料、NEDO 海外レポート（太陽熱バロメータ 2009（EU））

③ ドイツ（導入義務化）

ドイツでは、再生可能エネルギー熱法の中で、新築建築物に対して一定割合の再生可能エネルギーの利用が義務付けられている。義務対象者や義務内容等の詳細は以下のとおり。

法令	ドイツ再生可能エネルギー熱法（EEG Wärme） （2008 年 8 月公布、2009 年 1 月 1 日施行）
目標	2020 年までにドイツの熱需要の 14%を再生可能エネルギーによって供給。
義務対象者	2009 年 1 月 1 日以降に建設される新築建物の所有者。 ※個人、公有、業務用等に限らず全ての所有者が対象。 ※2009 年 1 月 1 日以前に申請があった建物については除外。 ※賃貸用の新築建物も含む。
義務内容・ 達成基準	対象エネルギー源毎に規定された一定割合の再生可能エネルギーの利用を義務付け。 ※下記対象エネルギー源のいずれかについて、熱需要に対する達成割合基準を満たせば可。 ※地球温暖化対策に資する代替手段による達成が認められている。 ※異なる再生可能エネルギー、及び代替エネルギーを組み合わせても可。 ＜再生可能エネルギー＞ （％：熱需要に対する達成割合基準） - 太陽熱 2 つ以下の住居を含む建物：暖房エリア 1 m²あたり集熱面積 0.04 m² 2 つより多くの住居を含む建物：暖房エリア 1 m²あたり集熱面積 0.03 m² - 上記以外（特に非住宅）：15% - 地熱：50% - 周辺熱（大気・水）ヒートポンプ：50% - 固形バイオマス：50% - バイオガス：30%、バイオ油：50% ＜代替エネルギー＞ （％：熱需要に対する達成割合基準） - 廃熱利用 50% - CHP の熱利用 50% - 建物の断熱改修（Energy Saving Ordinance で規定されている断熱性能の 15%以上） - 再生可能エネルギーや廃熱、CHP の熱を用いた地域熱供給への接続
導入前後の 影響	建設企業、設計・建築事務所 500 件を対象としたアンケート結果を示す。 ・ 施工主の 31%はこの制度を歓迎、47%は中立的、19%は利用義務を拒否した（なお、条文中には各違法行為に対して 50,000 ユーロ以下の罰金が規定

	されている)。 - この法律に対応した場合、約 2/3 は再生可能エネルギーを、約 1/3 は代替措置を講じた。 - 再生可能エネルギーの内訳としては、太陽熱が 39%と最も採用されている。 <table border="1"> <caption>2009年の新築プロジェクトのエネルギー利用の内訳</caption> <thead> <tr> <th>エネルギー利用の種類</th> <th>割合</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>再生可能エネルギー (例えば、太陽熱装置、木材・ペレット暖房、大気熱、地熱)</td> <td>65.4%</td> </tr> <tr> <td>代替措置 (例えば、基準を超えた断熱措置、近距離および遠距離の地域熱)</td> <td>32.2%</td> </tr> <tr> <td>どちらでもない</td> <td>2.4%</td> </tr> </tbody> </table> 図 2009 年の新築プロジェクト再生可能エネルギー熱法への対応 <table border="1"> <caption>2009年の新築プロジェクトで採用された再生可能エネルギー熱の種類</caption> <thead> <tr> <th>再生可能エネルギー熱の種類</th> <th>割合</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>太陽熱</td> <td>39.1%</td> </tr> <tr> <td>地熱</td> <td>26.7%</td> </tr> <tr> <td>大気熱</td> <td>14.5%</td> </tr> <tr> <td>固形バイオマス</td> <td>13.6%</td> </tr> <tr> <td>気体バイオマス</td> <td>5.1%</td> </tr> <tr> <td>液体バイオマス</td> <td>0.9%</td> </tr> </tbody> </table> 図 2009 年の新築プロジェクトで採用された再生可能エネルギー熱の種類	エネルギー利用の種類	割合	再生可能エネルギー (例えば、太陽熱装置、木材・ペレット暖房、大気熱、地熱)	65.4%	代替措置 (例えば、基準を超えた断熱措置、近距離および遠距離の地域熱)	32.2%	どちらでもない	2.4%	再生可能エネルギー熱の種類	割合	太陽熱	39.1%	地熱	26.7%	大気熱	14.5%	固形バイオマス	13.6%	気体バイオマス	5.1%	液体バイオマス	0.9%
エネルギー利用の種類	割合																						
再生可能エネルギー (例えば、太陽熱装置、木材・ペレット暖房、大気熱、地熱)	65.4%																						
代替措置 (例えば、基準を超えた断熱措置、近距離および遠距離の地域熱)	32.2%																						
どちらでもない	2.4%																						
再生可能エネルギー熱の種類	割合																						
太陽熱	39.1%																						
地熱	26.7%																						
大気熱	14.5%																						
固形バイオマス	13.6%																						
気体バイオマス	5.1%																						
液体バイオマス	0.9%																						
出典	ESTIF 資料、BMU 資料、NEDO 海外レポート (太陽熱バロメータ 2009 (EU)) Agentur für Erneuerbare Energien (再生可能エネルギーエージェンシー) 資料																						

5.1.3 再生可能エネルギー熱の導入を支える支援策のあり方

5.1.1 及び 5.1.2 の内容を踏まえ、我が国における再生可能エネルギー熱の導入を支える施策のあり方を整理する。

(1) エネルギー供給 WG としてのロードマップ

2010 年 12 月にとりまとめたエネルギー供給 WG のロードマップでは、以下の行程を提示している。

- ・ 再生可能エネルギー熱のグリーン証書化（～2015 年）
- ・ 熱計量技術の開発、最適な補助熱源との組み合わせを消費者が選択可能な仕組みの構築（～2020 年）
- ・ 太陽熱利用・太陽光発電など大規模施設における導入検討の義務化（～2020 年）
- ・ 導入の義務化（2020～）

ここで、証書化や計量については先に述べたとおり経済産業省にて検討が進められているため、以下では主に導入検討義務化及び導入義務化に向けた方向性を整理する。その際、大規模設置の場合（主に建築物に対する導入を想定）と小規模設置の場合（主に住宅に対する導入を想定）で、異なる制度を前提とした。具体的には、大規模設置の場合は、建築主に対する導入検討の義務化→導入義務化とし、小規模設置の場合はまず施工業者に対する導入プラン説明義務化→導入義務化の流れとした。

(2) 大規模設置の場合の施策のあり方

① 導入検討の義務化

導入検討の義務化にあたって検討すべき事項は、1) 制度対象者、2) 検討対象とするエネルギー（技術）、3) 運用スキーム、4) 導入インセンティブ、などが考えられる。

1) 制度対象者

東京都や横浜市が既に実施しているように、一定規模の建築物の新築・改修を行う建築主が制度対象者として考えられる。

具体的な規模については、省エネ法上の建築に係る届出との整合性を図り、2,000 m²以上の建築物とすることが考えられる。

2) 検討対象とするエネルギー

太陽熱利用の他に、太陽光発電、温度差エネルギー（河川水、下水等）、地中熱といったエネルギーも検討対象に加えることが考えられる。また、コジェネや大気熱については、検討対象とするか否かについて整理を行うことが考えられる。

3) 運用スキーム

まず、東京都や横浜市の制度が全国に拡大していく自治体主導方式と、国主導方式が考えられる。スピードを考慮すると、国主導で進めることが考えられるが、既に制度を導入している先進的な自治体に悪影響を及ぼさないよう、制度の整合性などに留意する必要がある。

国レベルでの運用を行う場合には、現行省エネ法制度と建築主への負担を考慮すると、省エネ法の建築に係る届出の際に検討結果を報告することが考えられる。

4) 導入インセンティブ

現在東京都や横浜市が導入している制度では、導入に至らなかった場合はその理由を明記することになっているが、建築主が再生可能エネルギー熱を積極的に利用するインセンティブには結びついていない。

仮に、この段階でも税制優遇などの経済的措置を継続する場合は、この導入検討結果と経済的措置を結びつけることで、制度の有効性を担保することが考えられる。

なお、東京都では平成 21 年度及び 22 年度に、住宅用の太陽光発電、太陽熱利用及びソーラーシステムに対する補助制度を実施している。また、前述のとおりグリーン熱証書制度を導入し、ランニングに対する経済的措置も実施している。

② 導入の義務化

導入の義務化にあたって検討すべき事項は、1) 制度対象者、2) 義務化対象とするエネルギー（技術）、3) 代替措置、4) 達成基準、5) 運用スキーム、6) 義務化によって期待される効果、7) 検討義務化からの移行時期、などが考えられる。

1) 制度対象者

基本的には導入検討の義務化と同じく、一定規模の建築物の新築・改修を行う建築主が制度対象者として考えられる。ただし、日照条件が悪い地域に対しては馴染まない可能性があるため、制度対象者の時点で地域性を考慮することも考えられる。

2) 義務化対象とするエネルギー

主に太陽熱利用が考えられるが、他のエネルギー利用（太陽光発電、温度差エネルギー（河川水、下水等）など）も検討対象に加えることが考えられる。コジェネや大気熱については、優先度を下げた上で、検討対象とすることが考えられる。

3) 代替措置

制度対象者であっても、物理的な制約等によって再生可能エネルギー熱の導入が難しい場合は、海外の事例にあるように、代替措置を認めることが考えられる。具体的には断熱性能の強化、空調熱源の高効率化などが考えられる。これらの措置は、再生可能エネルギー熱を導入する場合であっても、同様に建築主に求めていくべきとも考えられるが、代替措置の場合はより高い基準が

求められる必要がある。

4) 達成基準

達成基準は、海外の事例にあるように、建物用途（熱需要）や地域特性に応じて決めていく必要がある。一方で、制度をあまり複雑化させないように、可能な範囲でシンプルな設計を目指すことも必要である。

5) 運用スキーム

公平性を保つ観点から国が主体となって制度を構築することが考えられる。先に導入検討の義務化制度が確立していることを前提に考えると、それと同様のスキームで運用していくことが考えられる。

ただし、物理的な制約等によって導入が困難な場合、という状況を第三者が検証するためのスキームの構築を検討する必要がある。

6) 義務化によって期待される効果等

義務化の導入にあたっては、その施策によってもたらされる効果と、国民に求める負担に関する検証を行っておく必要がある。

義務化による追加的な導入量を詳細に推計するには、建築物の規模や日照条件などに関するデータが必要となる。

7) 検討義務化からの移行時期

エネルギー供給ロードマップで示したとおり、まず導入検討の義務化が制度化され、その後導入義務化への移行していくことが考えられる。

その際、どのような環境が整った時点で導入義務化に移行することが適当か、検討が必要となる。例えば、イニシャルコストやランニングも含めたコストで見た追加的負担が一定レベル以下となる、新築住宅・建築物における再生可能エネルギー熱の導入率が一定レベル以上となる、といった指標が考えられるが、海外の先行事例をさらに精査する必要がある。

8) その他

ここでは、主に太陽熱利用の導入義務化の制度を想定したが、太陽光発電のコストが低減し、太陽熱利用と同程度の機関で回収可能となった場合には、太陽熱利用又は太陽光発電のいずれかの導入を義務化とすることも考えられる。

(3) 小規模設置の場合の施策のあり方

① 導入プラン説明義務化

住宅の新設又は改修の際に、ハウスメーカーなどに再生可能エネルギー熱等の導入プランを説明する義務を課すといった緩やかな措置から導入していくことが考えられる。

その際配慮すべき事項としては、1) 制度対象者、2) 検討対象とするエネルギー、3) 運用スキームが考えられる。

1) 制度対象者

建売住宅及び注文住宅の販売を行う事業者が制度対象者として考えられる。その際、一定の販売戸数以上の事業者に限定することも考えられる。

2) 説明対象とするエネルギー

戸建住宅への導入が前提となるため、太陽熱利用の他には、太陽光発電、地中熱といったエネルギーも説明対象に加えることが考えられる。

また、再生可能エネルギー以外に、窓ガラス、サッシ、壁や天井の断熱材、給湯器といった省エネに資する住宅設備も併せて制度化することも考えられる（ただし、省エネ基準適合義務化が導入されれば、本制度の対象外となる）。

3) 運用スキーム

地域間の公平性を保つ観点から国が主体となって制度を構築することが考えられる。運用の際には、制度対象となる事業者に対する努力義務で終わらないよう、義務の履行を確認するスキームの構築を検討する必要がある。例えば、制度対象者に対し、導入プランの説明件数及びそのプランの採択件数の報告も義務付けることが考えられる。

② 導入義務化

導入の義務化にあたって検討すべき事項は、大規模設置の場合と同様に、1) 制度対象者、2) 義務化対象とするエネルギー（技術）、3) 代替措置、4) 達成基準、5) 運用スキーム、6) 義務化によって期待される効果、7) 検討義務化からの移行時期、などが考えられる。

1) 制度対象者

導入義務を負う主体としては、導入プラン説明義務の対象であるハウスメーカーとする考え方と、実際に住宅を購入する消費者とする考え方がある。後者の場合は制度対象者が広範囲になるため、実効性の確保が難しくなる可能性がある。また、前者の場合であっても、説明義務化と同様に、一定の販売戸数以上の事業者に限定することが考えられる。

2) 義務化対象とするエネルギー

戸建住宅への導入が前提となるため、ここでも太陽熱利用のみならず、省エネに資する住宅設備も含めてゼロエネルギーハウスに資するための省エネ設備も含めた制度設計が考えられる。

3) 代替措置

物理的な制約等によって再生可能エネルギー熱の導入が難しい場合は、大規模設置と同様に代替措置を認めることが考えられる。具体的には断熱性能の強化、空調熱源の高効率化などが考えられる。これらの措置は、再生可能エネルギー熱を導入する場合であっても、同様に建築主に求めていくべきとも考えられるが、代替措置の場合はより高い基準が求められる必要がある。

4) 達成基準

達成基準は、海外の事例にあるように、建物用途（熱需要）や地域特性に応じて決めていく必要がある。一方で、制度をあまり複雑化させないよう、可能な範囲でシンプルな設計を目指すことも必要である。

5) 運用スキーム

公平性を保つ観点から国が主体となって制度を構築することが考えられる。先に導入検討の義務化制度が確立していることを前提に考えると、それと同様のスキームで運用していくことが考えられる。

ただし、物理的な制約等によって導入が困難な場合、という状況を第三者が検証するためのスキームの構築を検討する必要がある。

6) 義務化によって期待される効果等

義務化の導入にあたっては、その施策によってもたらされる効果と、国民に求める負担に関する検証を行っておく必要がある。

義務化による追加的な導入量を詳細に推計するには、建築物の規模や日照条件などに関するデータが必要となる。

7) 検討義務化からの移行時期

導入プラン説明の義務化が制度化され、その後導入義務化への移行していくことが考えられる。その際、大規模設置と同様に、どのような環境が整った時点で導入義務化に移行することが適当か、検討が必要となる。例えば、イニシャルコストやランニングも含めたコストで見た追加的負担が一定レベル以下となる、新築住宅・建築物における再生可能エネルギー熱の導入率が一定レベル以上となる、といった指標が考えられるが、海外の先行事例をさらに精査する必要がある。

8) その他

ここでは、主に太陽熱利用の導入義務化の制度を想定したが、太陽光発電のコストが低減し、太陽熱利用と同程度の機関で回収可能となった場合には、太陽熱利用又は太陽光発電のいずれかの導入を義務化とすることも考えられる。

ただし、屋根面積の大きさによって、太陽光発電の導入が難しいため太陽熱利用が優先される場合、両者の設置が期待される場合などが想定され、前提条件に応じた義務化の検討が必要である。

<参考：太陽熱温水器の経済性>

現時点の太陽熱温水器の投資回収年数について、以下の前提条件のもとで試算を行った。用いた数値は、基本的に昨年度のエネルギー供給 WG における太陽熱の導入見込量推計時点のものを引用した。

前提条件	
太陽熱温水器本体価格	10 万円/㎡
太陽熱有効利用熱量	1,850MJ/㎡
都市ガス価格	3.62MJ/円
LPG 価格	6.30MJ/円
試算結果	
都市ガス給湯代替	14.9 年
LPG 給湯代替	8.6 年

5.2 低炭素社会構築に向けた化石燃料利用の役割

化石燃料利用の低炭素化は、エネルギー供給低炭素化のための3方策の1つである。我が国は、化石燃料利用の低炭素化に係る技術分野において、現時点では世界のトップレベルの技術力を有している。一方で、近年は原子力発電の稼働率が低迷する中で石炭火力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。

こうした我が国の現状及び化石燃料利用の特性を踏まえると、低炭素社会構築に向けたわが国の化石燃料利用の目的には、「天然ガスシフトによるエネルギー供給の低炭素化」、「電力システムの需給調整機能の確保」及び「世界のエネルギー供給の低炭素化への貢献」の3点が挙げられる。

(1) 天然ガスシフトによるエネルギー供給の低炭素化

天然ガスは石炭と比較して炭素排出係数が低いことから、中期的には天然ガスの利用拡大によるエネルギー供給の低炭素化が期待される。具体的には、高効率天然ガス火力の利用拡大、産業部門における燃料転換などを進めていくことが重要である。ただし、エネルギーセキュリティの面からは、供給エネルギー源が偏ることは望ましくないため、天然ガス国際市場の動向等を踏まえつつ、適切に利用拡大を図る必要がある。

なお、米国では非在来型天然ガスの一種である「シェールガス」の開発・利用が進んでおり、大幅な増産を受けて、短期的にはLNG市場が緩む可能性がある。シェールガスとは、非在来型天然ガスの一種であり、頁岩（シェール）層に含まれる天然ガスで、北米、中央アジア・中国、中東・アフリカ等に賦存すると言われている。岩盤が固く、ガスの浸透率が低いため、従来技術では商業生産が困難であったが、水平掘削技術、水圧破碎技術の進展に伴い、米国を中心に市場が急拡大している。

米国エネルギー省による直近の見通しによると、シェールガス生産量の拡大を受けて、将来的に米国の天然ガス輸入量は低位で推移する見込みである。今後、LNG国際取引量、国際価格に影響を与えることが予想されるため、生産動向を注視する必要がある。

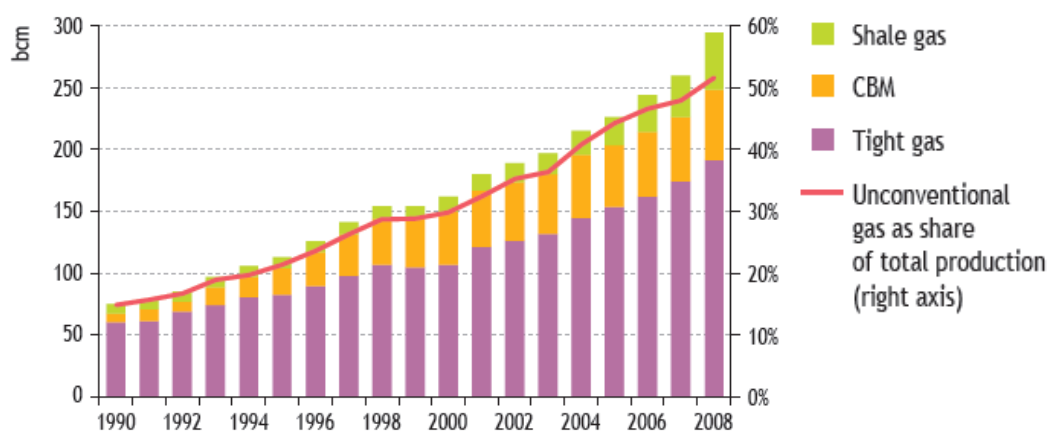


図 5-5 米国における非在来型ガス生産量の推移

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

なお、シェールガスの生産については、大量の排水処理が必要になるため、周辺環境に対して悪影響を及ぼすとの懸念も指摘されている。

(2) 電力システムの需給調整機能の確保

今後大きな伸びが期待される太陽光発電と風力発電は天候によって出力が変動する。原子力発電も低炭素化のため最大出力で一定出力運転をすることが望ましい。このため、電力供給の低炭素化においては、常時の需給調整のための調整容量が不足する。以上より、一定規模（最大需要に対し、水力を除く再生可能エネルギーをほぼゼロとしても供給可能な容量）の天然ガス火力や石炭火力等の火力発電設備が必要である。

なお、火力発電の低炭素化には CCS が重要な役割を果たす。2020 年以降の CCS の導入に向けて、CCS 関連法制度・技術の整備、大規模実証試験の実施、導入インセンティブの整備、CCS Ready 等を推進することが必要と考えられる。

(3) 世界のエネルギー供給の低炭素化への貢献

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

炭素排出係数が大きく、今後も世界的に需要が伸びると考えられる石炭については、日本の優れた石炭火力発電技術が大きく活躍できる市場である。「クリーンコール技術開発研究会報告」（平成 21 年 6 月）によると、我が国の石炭火力発電は、世界でトップレベルの技術及び運用管理により、世界最高水準の発電効率（41.6%）を達成している。将来的には、より効率的な石炭火力発電技術の技術開発計画が、産学官の協力の下で実施・検討されており、発電効率がさらに向上することが見込まれている。

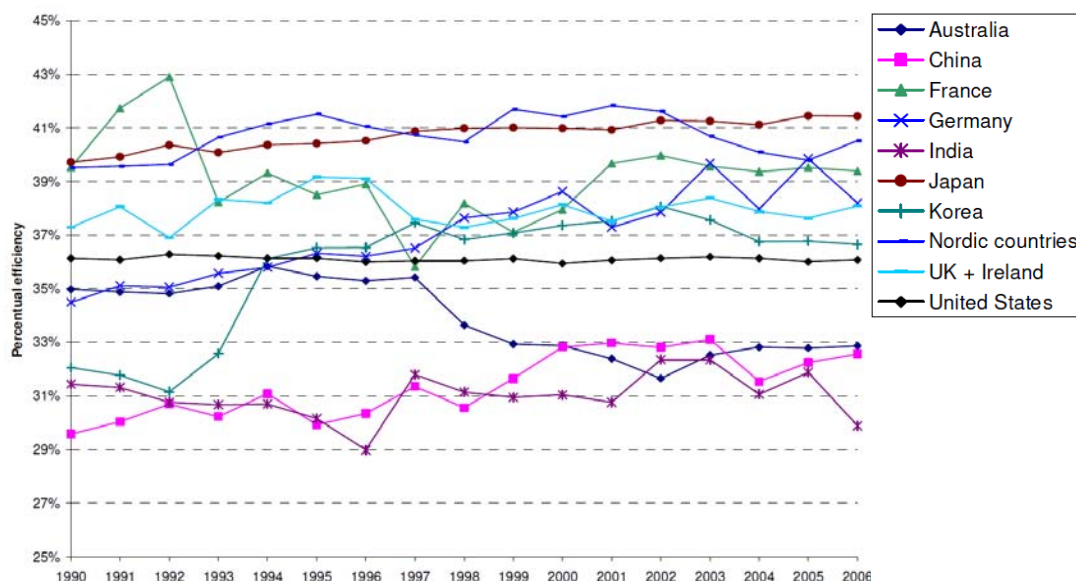


図 5-6 石炭火力の熱効率の各国比較

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

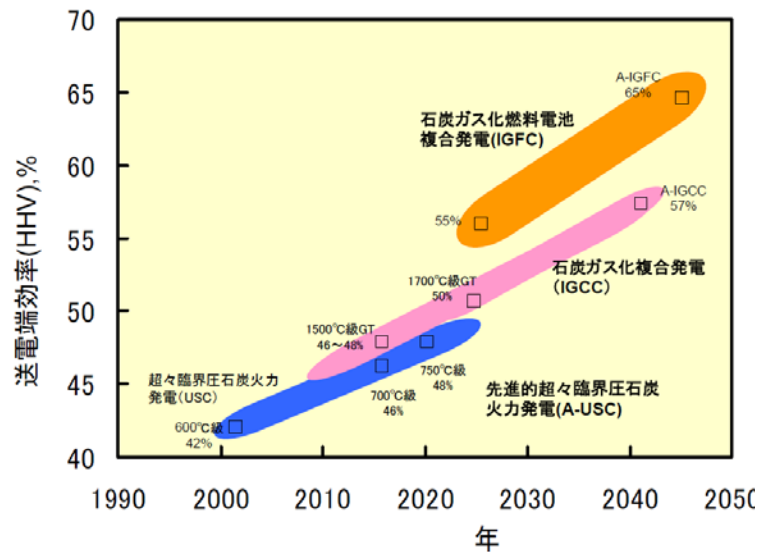


図 5-7 石炭火力発電の効率向上に関するロードマップ
出典)「クリーンコール技術開発研究会報告」(2009 年 6 月)

5.3 原子力の利用拡大

原子力の利用拡大も、エネルギー供給の低炭素化のための重要な方策の一つである。化石燃料利用と同様、我が国は原子力利用に関して世界トップレベルの技術を有しており、特に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。その一方で、近年の国内の原子力発電は、稼働率の低迷、高経年化といった課題が挙げられている。ここでは、以下のポイントについて検討を進める。

- ・ 稼働率向上に向けた取組の推進
- ・ 安全の確保を大前提とした、更なる稼働率向上のために必要な規制見直し等の検討
- ・ 適切な高経年化対策及びより出力の大きな施設への更新

(1) 稼働率の向上

最優先課題としてまず取り組むべきは、稼働率の向上である。現時点で稼働中の商業用原子力発電所 54 基 (4,885 万 kW) 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、2009 年度の平均は 65.7%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をみると、90%台の国が複数あることを踏まえ、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。

なお、稼働率向上や新增設が低調であった場合には、火力発電によるバックアップに依存する可能性があることに留意が必要である。例えば、2020 年の稼働率が 1990 年以降の平均に相当する 75%であった場合、また 2020 年までの新增設が現在建設中の発電所 (2 基) のみであった場合の CO₂ 排出量に与える影響を評価すると、数千万トンのオーダーで CO₂ の排出増に繋がるという試算結果がある (図 5-10)。

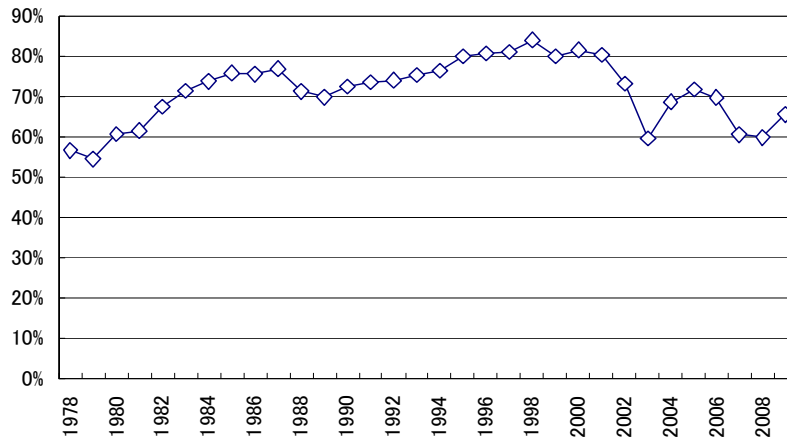


図 5-8 我が国の原子力発電の設備利用率

出典) エネルギー・経済統計要覧及び電気事業における環境行動計画

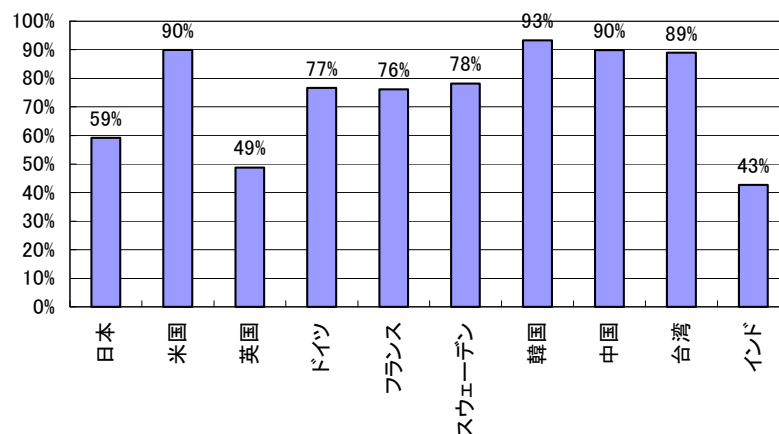


図 5-9 海外の原子力発電の設備利用率 (2008 暦年)

出典) 日本原子力産業協会

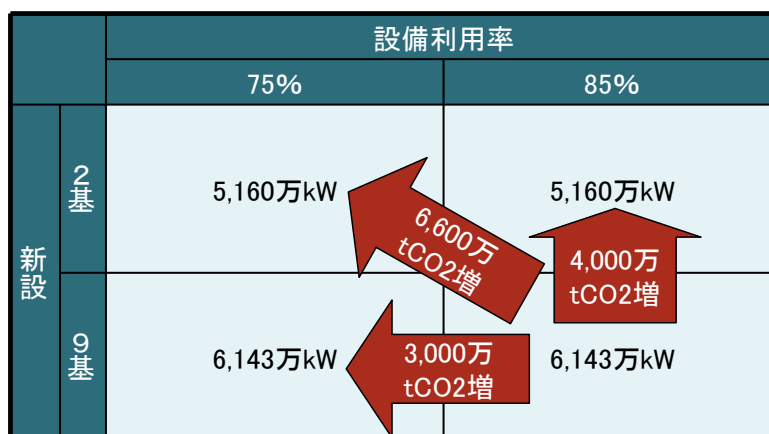


図 5-10 2020 年時点での設備利用率・新設の想定と、

稼働率 85%9 基新増設ケースとを比較した CO₂排出量影響分析

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

(2) 高経年化対策

今後運転年数の長い電源が増えていくため、適切な高経年化対策を取りつつ、必要に応じ、より出力の大きな施設に更新していく必要がある。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。

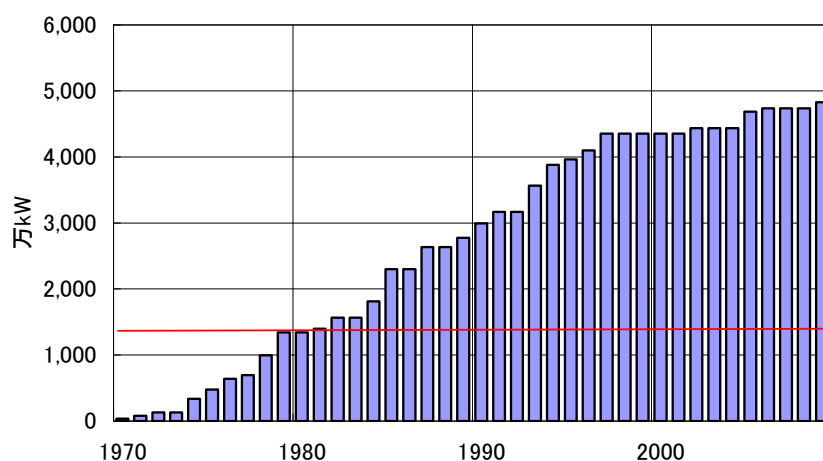


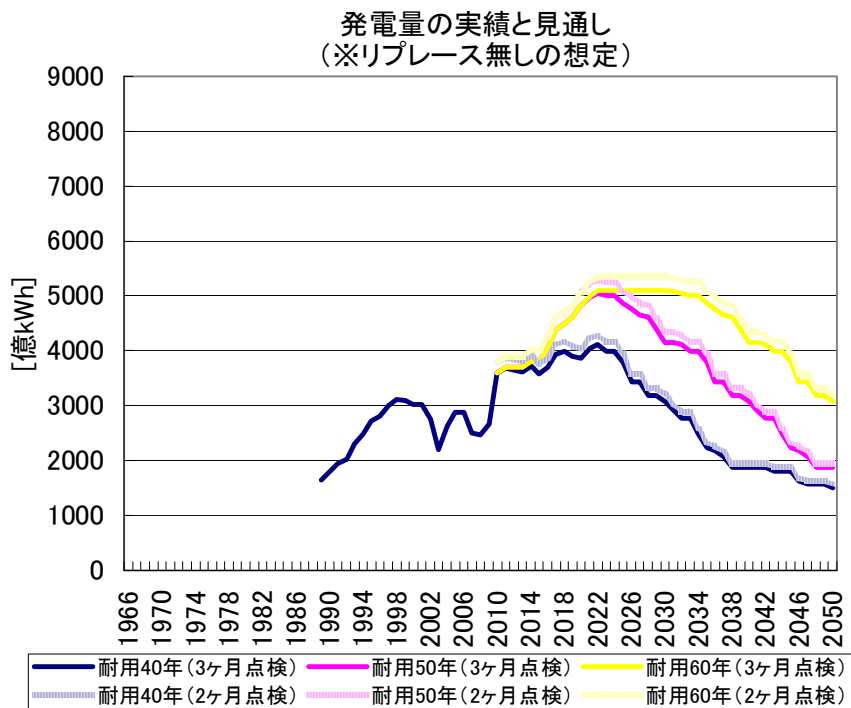
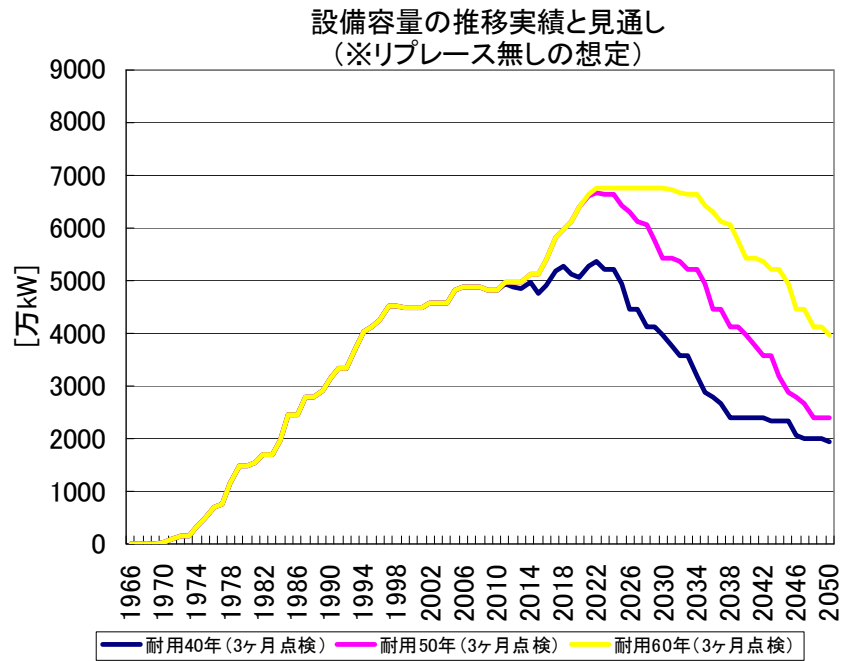
図 5-11 我が国の原子力発電の運転開始年別累積設備容量

(3) 既存原子力発電の将来見通しと今後の対応

稼働中の商業用原子力発電 54 基 4,885 万 kW 及び最新の「平成 22 年度電力供給計画」に記載されている建設中・計画中の 14 基について、耐用年数を 40、50 あるいは 60 年とした場合の将来見通しについて試算した。

その結果、設備容量については、耐用年数を 50 年とした場合では 2036 年に、同 60 年とした場合には 2046 年に現状レベルを維持できなくなることが示された。

また、定期点検に要する期間を 3 ヶ月とした際、発電電力量は 2023 年（耐用年数 50 年）又は 2031 年（同 60 年）から減少に転じる。現在の設備容量に設備利用率 85%程度を想定した場合、2036 年（耐用年数 50 年）又は 2046 年（同 60 年）にはこれを下回る。



注) 2009年4月に施行された新検査制度を踏まえて、定期検査の間隔を13ヶ月、18ヶ月あるいは24ヶ月として適宜想定した。なお、この場合、定期検査に要する期間を2～3ヶ月とすると、設備利用率はそれぞれ81～87%、86～90%あるいは89～92%となる。

図 5-12 原子力発電の設備容量と発電量の実績と見通し (リプレイスがなかった場合)

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

6. エネルギー供給ロードマップの検討

6.1 ロードマップで示した対策・施策の具体的内容

本年度は、主に固定価格買取制度の具体的な設計、再生可能エネルギーの導入見込量の精査、地域における再生可能エネルギービジネス普及拡大方策、電力系統整備の4点に絞って検討を行った。

固定価格買取制度については、買取対象、買取価格、買取期間、自家消費の扱いなどに係る検討を行った。2020年の中期目標を達成し、一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの比率を10%以上とするためには、導入目標を満たす範囲で20年間でのIRR8%を確保する価格（太陽光は投資回収8～10年（IRR8%程度に相当）となる価格）で買い取ることが重要とした。また、導入拡大を想定した場合には、発電した電力を有効に活用する観点から、住宅太陽光であっても全量を買取対象とすべき点を導いた。

再生可能エネルギーの導入見込量は、固定価格買取制度の導入時期並びに太陽熱利用及びバイオ燃料に関する他機関等の検討状況を踏まえ、精査を行った。精査後であっても、2020年には全てのケースで、地球温暖化対策基本法案で定められている「再生可能エネルギーの供給量について、2020年までに一次エネルギー供給量に占める割合を10%に達するようにする。」という目標を技術的に実現できることを確認した。

地域における再生可能エネルギービジネス普及拡大方策については、人的資源、技術（もの）・資源、資金、情報という4つの切り口で、今後の再生可能エネルギービジネスの飛躍的な拡大を狙った際の重要課題を整理した。

さらに、国として整備すべき公的支援策を骨太な施策方針をとりまとめた。例えば、「人的資源」では人材育成プログラムの創設など、「技術（もの）・資源」では公的な稼働率保証制度など、「資金」では低炭素機器リースに対するインセンティブ付与など、「情報」では開発・事業化可能地域等のデータベース化やワンストップ窓口の整備による情報提供などが必要とした。

電力系統整備は、想定した導入見込量の推移を踏まえ、次世代送配電ネットワークの整備について、4つの時間断面を設けて必要な対策を整理した。アクセス用送配電線の計画的整備やスマートメータをはじめとする需要側のエネルギー・マネジメント関連インフラの構築は現時点から取り組むべきとした。2020年頃には需要側のエネルギー・マネジメントが運用段階にあり、2020年代半ばには系統と需要側との協調システムの運用が始まり、2030年頃には蓄電システム活用による系統と需要側との協調システムが実現されていることが必要と整理した。

上記の検討結果を反映しつつロードマップの見直しを行った。具体的な見直し内容、及び見直し後のロードマップを以下に示す。

(1) 再生可能エネルギーの普及基盤を確立するための支援

- ・固定価格買取制度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）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。

再生可能エネルギー熱については、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り普及を推進する。

- ・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た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。

- ・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、公的な稼働率保証制度による事業者リスク軽減策の整備（公的制度実施により、ノウハウ、データを蓄積した後に私的保証制度に移行）、国レベルでの公的機関による債務保証及び利子補給、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。

- ・再生可能エネルギー関連情報データベースの整備

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データベースの整備とワンストップ情報提供窓口の整備、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。

- ・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。

(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

<社会的受容性・認知度の向上>

- ・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。

<地域の特性を生かした再生可能エネルギーの導入>

- ・新規ビジネスモデル実証導入

大手資本・地域資本・市民出資連携によるハイブリッドモデル等新規ビジネスモデル構築における実証導入事業を創設する。

- ・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。

また、地域の人材、資源、市民出資などを活用した「再生可能エネルギー導入促進協議会」設置を進める。

- ・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＞

- ・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、中小水力発電、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の整備の推進

＜電力系統＞

- ・既存電力系統システム上での対策

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、送電システムの増強、余剰電力のエネルギーキャリア転換など、既存電力系統システムを変革する対策の充実を図る。また、アクセス用送配電線の計画的な整備を進めるとともに、電気料金による間接制御の効果を反映した系統設備計画及び需給計画の実現を目指す。

- ・次世代の送配電ネットワークの検討

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、気象データの蓄積、再生可能電力出力予測・性能評価の確立、需給制御・マネジメントの運用など、次世代の送配電ネットワークの基盤を整備する。

- ・スマートグリッドの整備・進化

不要解列防止機能・単独運転防止機能の開発、出力抑制機能付き再生可能エネルギー発電の普及、スマートメータ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。

- ・再生可能エネルギーの大量導入に向けた制度整備

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（ダイナミック・プライシング）の導入、配電電圧昇圧の

実施など、再生可能電力の導入拡大に向けた制度の整備を行う。

<電力系統以外>

- ・バイオ燃料・ガス・水素等の新たな供給インフラの整備

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

- ・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を通じた運用、火力発電の設備容量・発電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。

エネルギー供給 ～ロードマップ（再生可能エネルギー） 1/2～

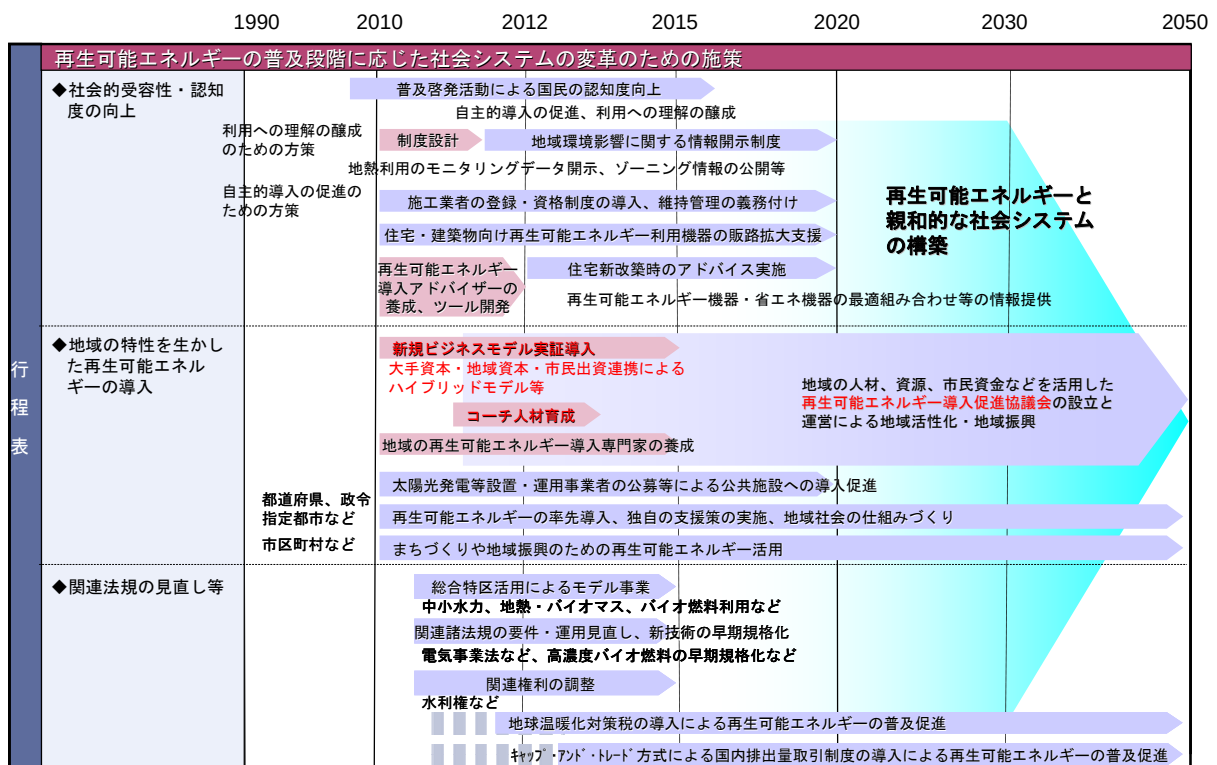


*2011年度から実施される地球温暖化対策税による収収等を活用し、上記の取組支援を強化。

温室効果ガス排出量を削減するための対策を推進するための施策

左記の施策を導入するために予め行っておくべき施策

エネルギー供給 ～ロードマップ（再生可能エネルギー） 2/2～

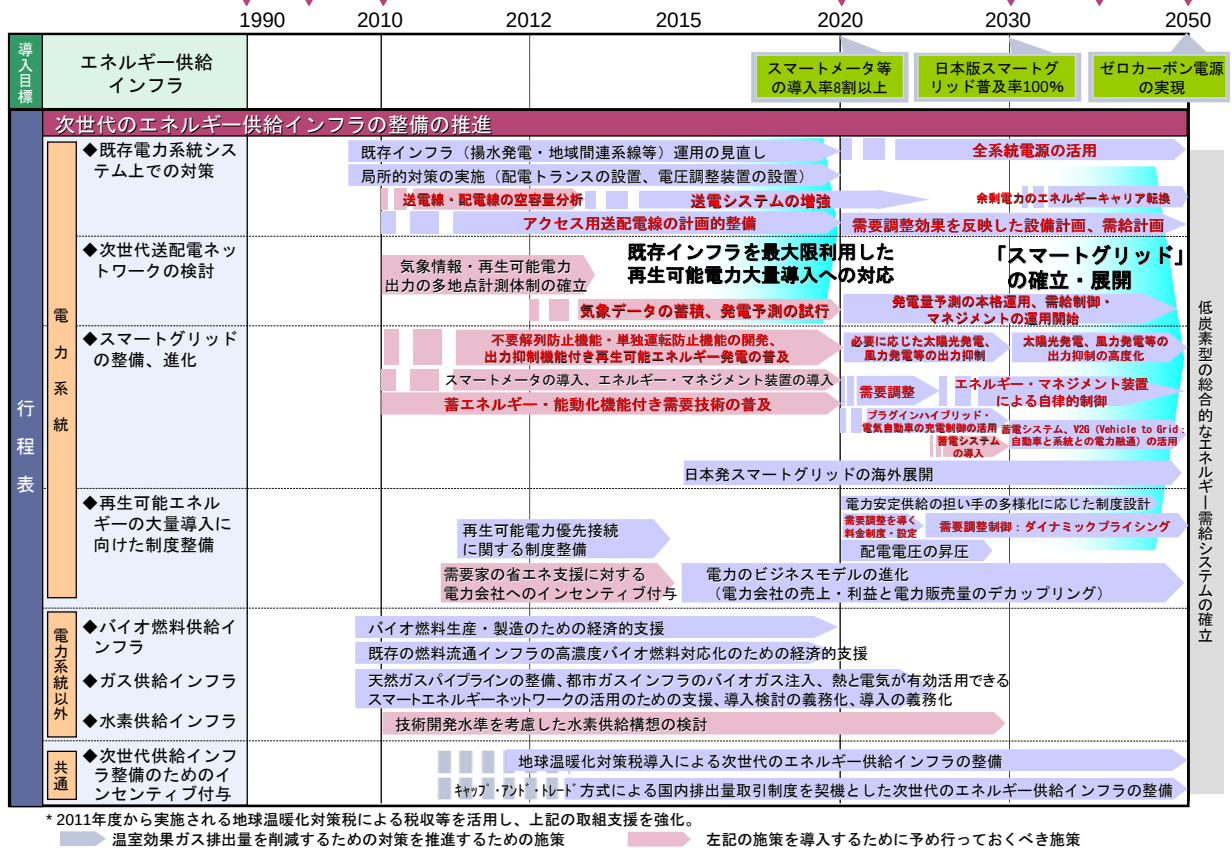


*2011年度から実施される地球温暖化対策税による収収等を活用し、上記の取組支援を強化。

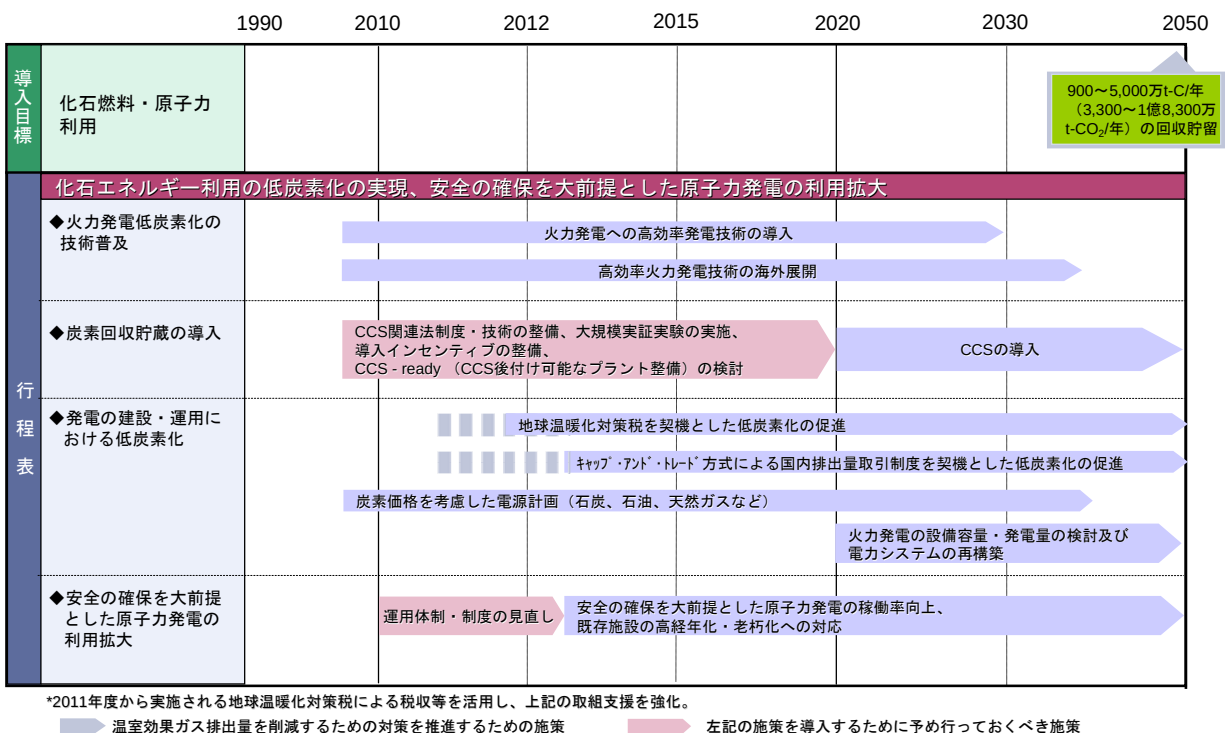
温室効果ガス排出量を削減するための対策を推進するための施策

左記の施策を導入するために予め行っておくべき施策

エネルギー供給 ～ロードマップ（エネルギー供給インフラ）～



エネルギー供給 ～ロードマップ（化石燃料・原子力利用）～



6.2 エネルギー供給ロードマップ実現に向けて

6.2.1 ロードマップ実現に向けた課題

エネルギー供給のロードマップ実現に当たって必要な措置、施策など、以下の点に留意しておく必要がある。なお、以下に示す留意事項は、エネルギー供給 WG での議論に加え、中長期ロードマップ小委員会（第 18 回及び第 19 回）、中央環境審議会地球環境部会（第 92 回）にての指摘事項を踏まえたものである。

<ロードマップ実現のための施策体系>

- ・ これまでとは異なるスピードで再生可能エネルギーの導入を進める必要があり、今回想定した導入量は固定価格買取制度に加えて、再生可能エネルギービジネスの普及拡大等を通じて、導入を加速させることが必要である。固定価格買取制度は、経済的支援策として中期的目標に向けた重要な施策の 1 つであるが、非経済的支援策と組み合わせつつ各種施策を講ずる必要があること、加えてある程度コスト低減が達成できた段階で、別の施策に移行していくことを検討しておく必要がある。
- ・ また、ロードマップ自体のロバスト性を確保するため、固定価格買取制度以外の各種施策も含めた施策パッケージの構築を行い、施策の代替性を確保する必要がある。
- ・ 再生可能エネルギーの導入義務化については、義務対象、時期などの詳細な検討を引き続き行う必要がある。
- ・ 今後の技術開発の進展あるいは停滞、社会経済条件の変化など、再生可能エネルギーを取り巻く環境を見据えつつ、実際の再生可能エネルギーの導入状況に鑑み施策レビューを行い、適時での見直し等が必要である。
- ・ 今後は地域の特性に応じた再生可能エネルギーのプロジェクトが多数実を結ぶ必要がある。地域で自発的にプロジェクトが動き出すことが望ましいが、そのためには様々な分野の人材育成など、当面国が支援すべき部分を着実に進める必要がある。

<化石燃料も含めたエネルギー需給面全体での必要措置>

- ・ 本 WG ではもっぱら供給側の視点のみで検討を行ったが、本来はエネルギーの需給全体を俯瞰しておく必要がある。エネルギーの供給能力に応じて需要側の省エネを促進させることにより、需要の抑制を最大限図りながら、本当に必要なエネルギーを低炭素化していくべきである。
- ・ エネルギー供給の低炭素化に向け、検討の優先順位の高い再生可能エネルギーを中心に議論したが、エネルギーセキュリティの観点からも CCS の活用を含む化石燃料利用の低炭素化及び原子力の利用拡大も必要な方策であり、検討を進めた上で必要な政策措置を講じる必要がある。
- ・ 再生可能エネルギーの普及が進まなかった場合並びに原子力発電の稼働率向上及び新增設が低調であった場合のリスクを踏まえた、エネルギーの安定供給のあり方についても検討する必要がある。

- ・ 化石燃料は貯蔵や市場調達により供給量を確保・増減させることができるため、特に発電においてバランスのとれた化石燃料設備の保持が可能であるという観点からの検討も必要である。
- ・ 海外諸国で導入され、再生可能エネルギー導入促進に多大な貢献を果たしている優先接続について、わが国での導入について引き続き議論することが必要である。また、再生可能電力の導入拡大を支える電力系統整備の負担に関して、他のエネルギーとの競合にも配慮しつつ、検討を進める必要がある。

＜その他＞

- ・ 現在は実用化段階にない低炭素化エネルギー技術（浮体式洋上風力、海洋エネルギー、高温岩体発電、研究開発段階にあるクリーンコールテクノロジーなど）についても、長期的には国内外での低炭素化に資することができるよう、必要な支援措置を講じるべきである。
- ・ 再生可能エネルギー導入のための国民負担や経済影響について、国民による適正な判断を促進するため、引き続き科学的な知見を結集し、客観的なデータを提示するほか、普及啓発や社会的な合意形成に努める必要がある。

6.2.2 今後の検討課題

前節に示した、ロードマップ実現に向けた課題を踏まえ、エネルギー供給 WG 等の場にて検討が必要と考えられる事項は以下のとおりである。なお、これらの課題は、政府全体で検討が進められることが望ましい。

(1) 再生可能エネルギーの普及基盤を確立するための支援

① FIT における買取条件の見直し等について

再生可能エネルギーの発電コストについては、規模や種類（バイオマス原料種など）により異なる場合が想定される。本来であれば、制度設計時において、発電コストに影響を与えるパラメータを最大限考慮し、買取価格等を設定する必要がある。今後の FIT 制度設計における見直しに備え、ポテンシャルの細分化による買取価格に応じた導入見込量の精査や、設備の規模区分に応じた導入見込量の精査が必要と考えられる。

② FIT 以外の施策効果の考慮について

太陽光発電の場合は、FIT 導入による量産効果から、発電コスト低減によるグリッドパリティが実現できる道筋を描くことが可能である。一方、バイオマス発電等は量産化による発電コスト低減が達成しにくく、低コストでの原料収集方策など、FIT 以外の施策効果を考慮し、発電コスト低減の道筋を評価する必要がある。

今後の買取価格見直しに備え、FIT 以外の施策効果も考慮し、発電コスト低減見通しを推計した上で条件設定を検討する必要がある。このとき、太陽光発電については市場動向をモニタリングすることで価格低減のスピードを捕捉し、適正な価格低減率を適時に定めることが重要となる。

また、FIT 以外の施策を検討するにあたり、需要型と供給側のマッチングを考え、必要量を供給できるエネルギーを優先的に扱うことが考えられる。その際、エネルギーの質についても考慮する必要がある。

③ 再生可能エネルギー熱に関する制度設計（具体的な制度設計と導入量推計）

再生可能エネルギー熱に関する必要施策について、本検討では今後の方向性を示すに止まった。国内外での類似事例の内容や施策効果、課題等をレビューし、わが国における具体的な制度設計を検討する必要がある。このとき、既存の地方自治体での制度との整合確保や連携などについても留意することが重要である。

④ 関連法制度の整備

再生可能エネルギー導入促進の阻害となっている関連法規や導入促進のための整備すべき制度等について整理し、これを具現化についてロードマップに組み込む必要がある。このとき、欧米諸国等における先進事例について、その政策手法とともに実際の施策効果をレビューし、我が国への適合性を評価することも重要である。その際、我が国における法体系の中で概念が希薄とされている公共財という考えを盛り込むべきと考えられる。

(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措置

① 地域におけるビジネスの拡充のための人材育成

地域における再生可能エネルギービジネス拡充のためには、人材育成のための各種プログラムが必要である。モデル事業等を通じ、効果的なプログラム開発を行い、効果を検証することが必要である。

② 新たな金融スキーム、保証制度等に関するフィージビリティスタディ

風力発電の場合の風況変動、落雷など、我が国特有の気象条件から、特に導入実績が十分でない初期段階においては、再生可能エネルギービジネスの事業リスク評価が困難となっている。このため、リスク回避のための保険制度等が充実しておらず、事業推進の障壁になっている。

こうしたことから、公的な債務保証の創設に加え、標準的な風況等を想定した際の発電電力量を保証するといった私的制度構築に向けた取組み等により、適正な設計やメンテナンスにより所定の性能が発揮されている場合のリスクを軽減する方策の有効性を示した。今後の検討において、こうした制度を実験的に具体サイトに適用し、データ蓄積を図っていくことが必要である。

(3) 次世代のエネルギー供給インフラの整備の推進

① 供給サイド

1) 再生可能電力の変動特性分析と発電予測技術、そのためのインフラ整備検討

再生可能電力の変動特性について、太陽光及び風力等、再生可能電力種別に応じた分析を行った上で、発電予測技術を開発し、導入のためのインフラ整備計画について検討する必要がある。

2) 電力システムの運用の高度化

必要な調整力の考え方について引続き検討することが必要であり、揚水発電の運用、可変速揚水発電の導入・運用等、既存の電力システムの運用による調整容量を考慮することが必要である。

その上で、最低負荷がベース電源を下回る時間帯の具体的な対応方針として、出力抑制とするのか、あるいは蓄電池を活用するのか、全体最適な視点から対策のあり方について検討することが必要である。

② 需要サイド（日負荷曲線及び年負荷曲線の修正）

今年度の検討で用いた 2003 年度実績ベースは、データとしては必ずしも新しくない。将来見通しに基づき修正する必要がある。特に、ヒートポンプ式給湯器及び電気自動車等による新規需要を導入量と整合するようにして想定する必要がある。

加えて、デマンドレスポンス（間接制御）によるヒートポンプ型給湯器の運転、電気自動車の充電等の需要の能動化の影響を反映する必要がある。

(4) 将来技術等に関する検討

今年度の検討では比較の実用化に近い再生可能エネルギーを中心に上げ、検討を行った。一方で、波力発電、潮流発電等の海洋エネルギー利用、高温岩体発電などの技術も精力的に開発されており、2030 年に向けた有望なエネルギーソースとして具体的なロードマップを検討する必要がある。

一方、技術的には実用化段階に近いものの、地域社会におけるパブリックアクセプタンスなど社会的な課題に対応が必要な再生可能エネルギー（地熱発電、中小水力発電、温泉熱発電など）も存在する。こうした再生可能エネルギーについては、具体地点等を対象にケーススタディを行いつつ、諸課題に対する対応策を検討するなど、今後の導入促進に必要な施策の洗い出しが必要である。

(5) 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 将来技術等に関する検討

前項同様、化石エネルギー利用、原子力利用においても、将来的な技術開発を見据えた利用拡大の可能性の精査が必要である。例えば、化石エネルギー利用については、高効率火力発電技術や CCS 技術など、原子力発電技術については次世代軽水炉技術、高速炉などについて、これらの

技術開発状況を見据えつつ、実用化見通しを評価、ロードマップへの反映が必要である。その際、エネルギーセキュリティという視点も加えて検討を行う必要がある。