

SRRREN

ipcc

気候変動に関する政府間パネル
第3作業部会 - 気候変動の緩和（策）

再生可能エネルギー源と気候変動緩和に関する特別報告書
最終版

現在、将来のエネルギーシステムへの
再生可能エネルギーの統合（仮訳）

現在、将来のエネルギーシステムへの再生可能エネルギーの統合（仮訳）

統括執筆責任者:

Ralph Sims (New Zealand), Pedro Mercado (Argentina), Wolfram Krewitt †(Germany)

執筆責任者:

Gouri Bhuyan (Canada), Damian Flynn (Ireland), Hannele Holttinen (Finland), Gilberto Jannuzzi (Brazil), Smail Khennas (Senegal/Algeria), Yongqian Liu (China), Lars J. Nilsson (Sweden), Joan Ogden (USA), Kazuhiko Ogimoto (Japan), Mark O'Malley (Ireland), Hugh Outhred (Australia), Øystein Ulleberg (Norway), Frans van Hulle (Belgium)

執筆協力者:

Morgan Bazilian (Austria/USA), Milou Beerepoot (France), Trevor Demayo (USA/Canada), Eleanor Denny (Ireland), David Infield (United Kingdom), Andrew Keane (Ireland), Arthur Lee (USA), Michael Milligan (USA), Andrew Mills (USA), Michael Power (Ireland), Paul Smith (Ireland), Lennart Söder (Sweden), Aidan Tuohy (USA), Falko Ueckerdt (Germany), Jingjing Zhang (Sweden)

査読編集者:

Jim Skea (United Kingdom) and Kai Strunz (Germany)

本章の引用時の表記方法:

Sims, R., P. Mercado, W. Krewitt, G. Bhuyan, D. Flynn, H. Holttinen, G. Jannuzzi, S. Khennas, Y. Liu, M. O'Malley, L. J. Nilsson, J. Ogden, K. Ogimoto, H. Outhred, Ø. Ulleberg, F. van Hulle, 2011: Integration of Renewable Energy into Present and Future Energy Systems. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs - Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlomer, C. von Stechow (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

注意

本報告書は、IPCC「Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation」Final Releaseを翻訳したものです。この翻訳は、IPCC ホームページに掲載されている報告書 <http://srren.ipcc-wg3.de/>

を元に行っています。また、翻訳は2011年5月9日リリースの初版に基づいて行っており、その後IPCCによって行われた修正、追加、削除等の変更には対応しておりませんので、ご注意ください。

本報告書「再生可能エネルギー源と気候変動緩和に関する特別報告書」は上記報告書の仮訳であり、IPCCの公式訳ではありません。正本は英文のみで提供されており、本日本語仮訳を引用して問題が生じても責任を負いかねますのでご了承ください。

第 8 章: 現在、将来のエネルギーシステムへの再生可能エネルギーの統合

目次

目次	2
要約	4
8.1 序論	6
8.1.1 目的	10
8.1.2 本章の構造	10
8.2 供給システムへの再生可能エネルギーの統合	10
8.2.1 再生可能エネルギーの電力システムへの統合	11
8.2.1.1 電力システムの特徴と構造	11
8.2.1.2 再生可能エネルギー発電の特徴	13
8.2.1.3 再生可能エネルギーの電力システムへの統合: 実例、研究及びオプション	20
8.2.2 冷暖房ネットワークへの再生可能エネルギーの統合	33
8.2.2.1 地域冷暖房地域システムの特徴及び構造	33
8.2.2.2 地域冷暖房システムにおける再生可能エネルギーの特性	35
8.2.2.3 地域冷暖房網への再生可能エネルギー統合に関連する課題	36
8.2.2.4 再生可能エネルギー統合を容易にする選択肢	37
8.2.2.5 大規模普及時の便益と費用	40
8.2.2.6 ケーススタディ	40
8.2.3 ガス導管網への再生可能エネルギーの統合	42
8.2.3.1 既存ガス導管網の特徴及び構造	42
8.2.3.2 統合に関する再生可能エネルギーの特性	43
8.2.3.3 再生可能エネルギー統合の課題	44
8.2.3.4 再生可能エネルギー統合を容易にする選択肢	45
8.2.4 液体燃料システムへの再生可能エネルギーの統合	50
8.2.4.1 液体燃料供給システムの特徴及び構造	50
8.2.4.2 再生可能エネルギー統合に関する特性	51
8.2.4.3 再生可能エネルギー統合の課題	52
8.2.4.4 再生可能エネルギー統合を容易にする選択肢	52
8.2.4.5 再生可能エネルギーの大規模な普及に関する便益及びコスト	53
8.2.4.6 ケーススタディ: ブラジルのエタノール	54
8.2.5 自立エネルギーシステムへの再生可能エネルギーの統合	55
8.2.5.1 再生可能エネルギー統合の特徴	55
8.2.5.2 再生可能エネルギー統合及び導入を促進するオプション	56
8.2.5.3 再生可能エネルギー統合及び設計の便益及びコスト	57
8.2.5.4 再生可能エネルギー導入の制約及び機会	57
8.2.5.5 ケーススタディ	58
8.3 移行の道筋に向けた戦略的要素	59
8.3.1 輸送	60
8.3.1.1 部門の状況及び戦略	60
8.3.1.2 再生可能燃料及び軽量自動車の道筋	61
8.3.1.3 軽量輸送における再生可能エネルギーの移行の道筋	65
8.3.1.4 代替燃料/自動車の道筋の比較	68
8.3.1.5 その他の輸送部門における低排出駆動及び再生可能エネルギー・オプション	70
8.3.1.6 輸送における再生可能エネルギーの将来動向	73
8.3.2 業務・家庭	73
8.3.2.1 部門の状況	73
8.3.2.2 先進国における再生可能エネルギー及び建築物	76
8.3.2.3 開発途上国における再生可能エネルギー及び都市居住地	78
8.3.2.4 開発途上国における再生可能エネルギー及びへき地居住地	80
8.3.2.5 民生における再生可能エネルギーの今後の動向	81
8.3.3 産業部門	83
8.3.3.1 部門の状況	83
8.3.3.2 エネルギー集約型産業	84
8.3.3.3 エネルギー集約度が比較的低い産業及び企業	86
8.3.4 農林水産業 (一次生産)	89

8.3.4.1 部門の状況	89
8.3.4.2 状況及び戦略	93
8.3.4.3 再生可能エネルギー統合及び適応の道筋	93
8.3.4.4 農業における再生可能エネルギーの将来的動向	94
REFERENCES	96

要約

現状のエネルギー供給システムにおける再生可能エネルギー (RE) の割合は低く、その向上に向けては今から更なる統合のための努力を行い、長期にわたり継続する必要がある。それには再生可能エネルギー資源の特徴と利用可能性をさらに良く理解すること、インフラ整備、研究開発、実証 (RD&D) を可能にするための投資、制度と統治の枠組みの修正、革新的な考え方、社会的側面、市場、計画への配慮、再生可能エネルギー資源の成長を見込んだ人材育成が含まれる。

多くの国では、経済協力開発機構 (OECD) ・非 OECD のどちらにおいても、コミュニティの規模に関わらずエネルギー需要の主要な割合を供給するシステム統合に十分な再生可能エネルギー資源があり、それは最終消費部門で直接使用されたり、既存あるいは将来のエネルギー供給システムとエネルギーキャリアを介して間接的に使用されたりする。多くの再生可能エネルギー資源が有している特徴で、化石燃料や原子力発電と異なる点は、自然の予測不能性と秒単位から年単位までの時間領域における変動である。これらにより再生可能エネルギーの統合が難しくなる可能性があり、特に電力、熱、または気体や液体燃料において再生可能エネルギーの割合が増加した場合は、追加のシステムコストが発生する結果となる。

既存のエネルギーインフラ、市場、他の制度整備を行う必要はあるが、現在の非常に広範囲にわたる世界的エネルギー供給システムに再生可能エネルギー技術を統合するにあたっての技術上の絶対的な制約はほとんどない。しかし、他の経済性などの障壁は存在する。再生可能エネルギー資源と技術の組み合わせによる統合をさらに進めることにより全体的なシステム効率と再生可能エネルギーの導入割合の拡大は達成可能である。これを一層推し進めるに当たっては、電力、燃料、冷暖房の柔軟なコジェネレーションに加え、エネルギー貯蔵の利用、そして異なる供給システムにわたる需要反応などが有効と考えられる。本章では、実世界における事例検討にもとづき、多様な統合の方策が、それぞれ特有の背景において、技術、市場、及び社会的・制度的メカニズムの組み合わせにより、いかにして再生可能エネルギーの導入を成し遂げたかを実証する。離島や町、そしてコミュニティにおける事例があり、あるものでは 100%に近い再生可能エネルギー電力の普及を達成し、軽量自動車用の液体燃料では 50%を超える再生可能エネルギーの割合増加を達成したものもある。

風力発電、大小の水力発電、地熱システム、バイオエネルギー・コジェネレーション、バイオメタン製造、第一世代液体バイオ燃料及び太陽熱温水器といった複数の成熟した再生可能エネルギー技術については、一部の先進国では、エネルギーシステムへの統合がすでに成功している。国と地方政府の双方の主導によりさらに統合を推進し得る。先進バイオ燃料、太陽燃料、太陽熱冷房、燃料電池、海洋エネルギー技術、分散型発電及び電気時自動車といった、その他の成熟度が低い実用化前の技術の統合には、研究開発と実証、インフラ整備、能力育成、その他の支援策に長期にわたる継続的投資が必要である。

今後数十年にわたる多くのシナリオに予測されている再生可能エネルギーの利用レベルの達成には、発電、冷暖房、ガス・液体燃料の配送、及び自立的エネルギー供給システムのそれぞれにおいて、再生可能エネルギー技術を現在よりも高い導入率で統合することが必要である。

大規模な大陸規模の電力系統から、小規模な自立した建物内でのオンサイトの発電と利用に至るまで、再生可能エネルギーはあらゆる種類の電力供給システムに統合可能である。技術的・経済的にも実現可能なレベルにある再生可能エネルギーの普及は個々のエネルギーシステムの特徴に依存する。これらの特徴としては、インフラの開発と連系の状況、電源構成、制御と通信の機能、需要パターンと利用可能な再生可能エネルギー資源との位置関係、市場設計、制度上の規則などが挙げられる。

再生可能エネルギー資源の分布、位置、変動性と予測可能性なども、統合の難易度を決定する。短時間の変動性を有する風力、波力、太陽エネルギーの統合は、数年や数十年といった長期にわたってしか変動せず出力調整が可能な貯水池式水力、バイオエネルギー、地熱資源の統合に比べて、より困難と考えられる。変動性の再生可能エネルギーの普及拡大に伴い、システムの信頼性維持もより難しくなり、コストも高くなる。それぞれの電力システムの特徴により、システムへのリスクと再生可能エネルギーの統合コストを最小化する解決策の組み合わせには、補完的で柔軟な発電の導入、送配電網の増強と拡張、連系、供給の利用可能性に応答する電力需要、エネルギー貯蔵技術 (貯水池式水力発電所を含む)、規制・市場メカニズムを含む制度的な取り決めの改正などが含まれる。

地域暖房 (DH) 及び冷房 (DC) システム は一次エネルギー源に関して柔軟性があり、現状の化石燃料源の利用からより再生可能エネルギーの導入拡大へと段階的、あるいは迅速な移行が可能である。地域暖房では低温再生可能エネルギー (太陽熱や多段利用された地熱など) の投入や、競合する他の利用法がほとんどない (ごみ固形燃料や産業廃棄物などの) バイオマスを利用出来る。地域冷房システムはあまり一般的ではない¹が、冷温源として様々な自然の水路や地中熱が利用でき、利用資源に柔軟性を持つ。また、蓄熱能力 (温熱または冷熱) を持つことによ

¹ (訳注) 欧米の視点で書かれているため、日本には地域冷暖房システムは多く存在する。

り再生可能エネルギーの変動性の課題を克服することが出来る。

輸送を始めとする様々な用途に利用するために、バイオメタン、または将来的には再生可能エネルギー由来の水素をガス導管網に注入することは技術的・経済的には可能と考えられるが、これを実現するには適切なガス品質基準に適合することが必要となる。

液体燃料システムでは、バイオ燃料を調理用（例えばエタノールゲルや将来的にはジメチルエーテル（DME））や輸送用（バイオエタノールまたはバイオディーゼルエステル）に統合することは可能である。輸送用としては、通常（常にではないが）車両エンジンの現状の燃料仕様に適合させるため石油系の燃料と混合されていれば、統合することが可能であり、将来開発される厳しい仕様を満たす先進バイオ燃料は、現在及び将来のエンジン設計のもとでは、混合せずに直接、陸上、航空、及び海洋用途での利用に耐えるものになる可能性もある。

自立的なエネルギー供給システムは一般的に小規模であり、送電系統やネットワークで提供される商用エネルギーが利用出来ない遠隔地、離島、または個々の建物にあることが多い。自立的な再生可能エネルギーシステムの成立性は地元で利用可能な再生可能エネルギー資源、再生可能エネルギー技術コスト、将来のイノベーション、当該場所にサービスを提供するために必要なインフラの新設または拡張コストの回避可能性による。

輸送、民生、産業、及び農林水産などの各部門にわたり再生可能エネルギーを統合し導入割合を増加させるためには複数の道筋があるが、統合の容易さと追加コストはそれぞれの地域、部門、及び技術により異なる。

それぞれの事情が影響しかつ複雑なため、「典型的な」システム統合コストを想定するのは難しい。再生可能エネルギーのシステム統合コストは、利用可能な再生可能エネルギー資源の特性、資源と消費地の地理的距離、大規模な集中型システムと小規模な地方の分散型システムで異なる統合手法、必要な需給調整容量、そして地方や地域のエネルギー市場の進化の状態などにより大きく変化する。文献に見られる限られた比較評価は、主として低い導入率での再生可能エネルギー（ヨーロッパとアメリカにおける風力発電とヨーロッパのガス導管網へのバイオメタンの注入など）導入に対して行われたもので、それらの統合に要する追加コストは多様であり適用場所により異なることを示している。

複数の最終消費部門にわたり再生可能エネルギーの導入割合を上げるためには、計画、開発、筋の通った枠組みと戦略の実施が必要である。これらの要素は、既存のエネルギー供給システムの規模、時代、種別といった点に左右される。再生可能エネルギーの取り込みは、再生可能エネルギーの直接利用（例えば建物一体型太陽熱温水）またはエネルギーキャリアを経由した（例えば石油精製所でのガソリンやディーゼルへのバイオ燃料の混合）間接利用で、すべての最終消費部門において達成出来ると考えられる。最終消費の省エネルギーや、エネルギー使用のタイミングの柔軟性によって、再生可能エネルギーの統合をさらに進めることが出来る。

- 輸送部門は今後数十年にわたり再生可能エネルギーの導入割合を、極めて低い状態から上げる可能性が高い。現在の再生可能エネルギーの導入は、主に石油製品への液体バイオ燃料の混合と電気鉄道によるものである。今後この割合を高めるためには、先進バイオ燃料、バイオメタン、水素、電力といった再生可能エネルギーの供給媒体を、オンサイトあるいは集中型プラントで生産し、化石燃料を代替することが必要となる。フレックス燃料自動車、プラグイン・ハイブリッド自動車、燃料電池自動車、または電気自動車が、いつどの程度現在の軽量自動車において大きなシェアを占めるようになるかは、エネルギーキャリアの利用可能性、先進車両用駆動系の実用化の追加コスト、それらを支えるインフラの整備、及び先進バイオ燃料、燃料電池、バッテリーの技術開発などの発達速度に依存する。燃料を、重量自動車、航空機、船舶の分野に統合することはより難しい。先進バイオ燃料は、石油系燃料や配送システムとの代替可能性は上がるが、大きな市場シェアを獲得するためには、コスト競争力の向上が必要である。燃料電池のコストと信頼性、それに電気自動車の航続距離の制限は現在の制約条件である。
- 民生部門では、伝統的バイオマスを除いて、現在、最終エネルギー消費需要の10%程度に再生可能エネルギーを利用している。今後、省エネルギー性が高く、使用時間や資源選択に柔軟なエネルギー利用を促進する「グリーン建物」設計との組み合わせることで、再生可能エネルギーの都市環境への統合を促進できる可能性がある。開発途上国の地方では、多くの場合小規模な再生可能エネルギー技術を統合して基本的エネルギーサービスを提供できれば、多くの貧しい住宅が恩恵を受けることが出来る。新築、あるいは既築建物の改築の設計において再生可能エネルギー技術を統合することで、建物は電力と暖房の正味の供給者になる得る。バイオマスを利用した個別の熱システム（調理用と暖房用）、地熱（熱水と地中熱ヒートポンプを含む）、太陽熱（給湯、暖房、わずかではあるが冷房用）はすでに住宅、コミュニティ、地域的に広く普及している。
- 産業における再生可能エネルギーの統合は大規模で、エネルギー集約型の「重」工業、中小規模の「軽」加工業への統合、この両者ともその方法はそれぞれの地域や産業プロセスに依存する。大規模な産業では、再生可能エネルギーの導入は、省エネルギー、材料のリサイクル、将来の二酸化炭素回収貯留（CCS）との組み合わせが可能である。産業によっては、電力供給システムへの再生可能エネルギーのさらなる統合を促進する、使

用時間をシフト出来る柔軟な需要反応サービスも提供出来る。食品・繊維加工産業では、例えばバイオマスの残渣を熱源や発電用を使用するなど、オンサイトで化石燃料を直接置き換えることも可能である。多くのそのような産業（製糖、紙パルプ、米の加工）には隣接するシステムへの熱や電力の正味の供給者となる可能性がある。電熱プロセス、プロセス水素、その他の媒体を使用することで、将来、産業部門において再生可能エネルギーの導入割合が増加する機会が拡大する。

- 農業の場合は大規模な企業農園から自給自足の小規模農家で幅広いが、部門として消費するエネルギーは比較的少ない（肥料や農機の製造は産業部門に含まれる）。風、太陽光、作物残渣、家畜排泄物といった地域の再生可能エネルギー源は、多くの場合、地主または管理者がそれらを地元で利用し、電力、熱またはバイオガスを作り、農園から送り出して新たな収益源とするのに十分な量である。

輸送（電気自動車を含む）、冷暖房（ヒートポンプを含む）、柔軟な需要反応（リアルタイム料金や余剰電力検針のもとでのスマートメーターの使用を含む）、より効率的な熱の生産を並行して発展させることで、電力システムは今後大きく変化する可能性がある。（原子力と二酸化炭素回収貯留の開発の動向の影響は大きい）再生可能エネルギーのより高い導入レベルとより大きなシステム柔軟性が実現すると考えられる。エネルギーの豊富なコミュニティでも乏しいコミュニティでも、現在のエネルギーシステムに関わらず、再生可能エネルギーの利用割合を高めることは技術的に可能であるが、その実現には、慎重で一貫性のある長期計画と統合戦略の実施と適切な投資が必要となる。

8.1 序論

本章ではより高い割合の再生可能エネルギーを多様なエネルギー供給システムへ統合する手段、また国レベルと地域レベルで最終消費部門に直接統合する手段を検証する。まず、エネルギーをある媒体により利用者に届けるエネルギー供給ネットワークへの統合を通じ、再生可能エネルギー資源を統合の割合変化に応じてどのように使用されるか（8.2節）、次に、輸送、民生、産業、農業といった最終消費部門でどのように使用されるかについて述べる（8.3節）（図 8.1）。

世界には多くのエネルギーシステムが存在し、それぞれが技術、市場、財務、文化において大きな特徴を有している。電力、(地域)冷暖房、ガス燃料、液体燃料に占める再生可能エネルギーの割合を現在よりも高めるためには、より大量の供給に対応出来るよう、これらの既存のエネルギー供給流通システムを適応させる「統合」が必要である。この統合方策は、場所、規模、エネルギーシステムの現在の設計、関連する制度と規制により異なる。

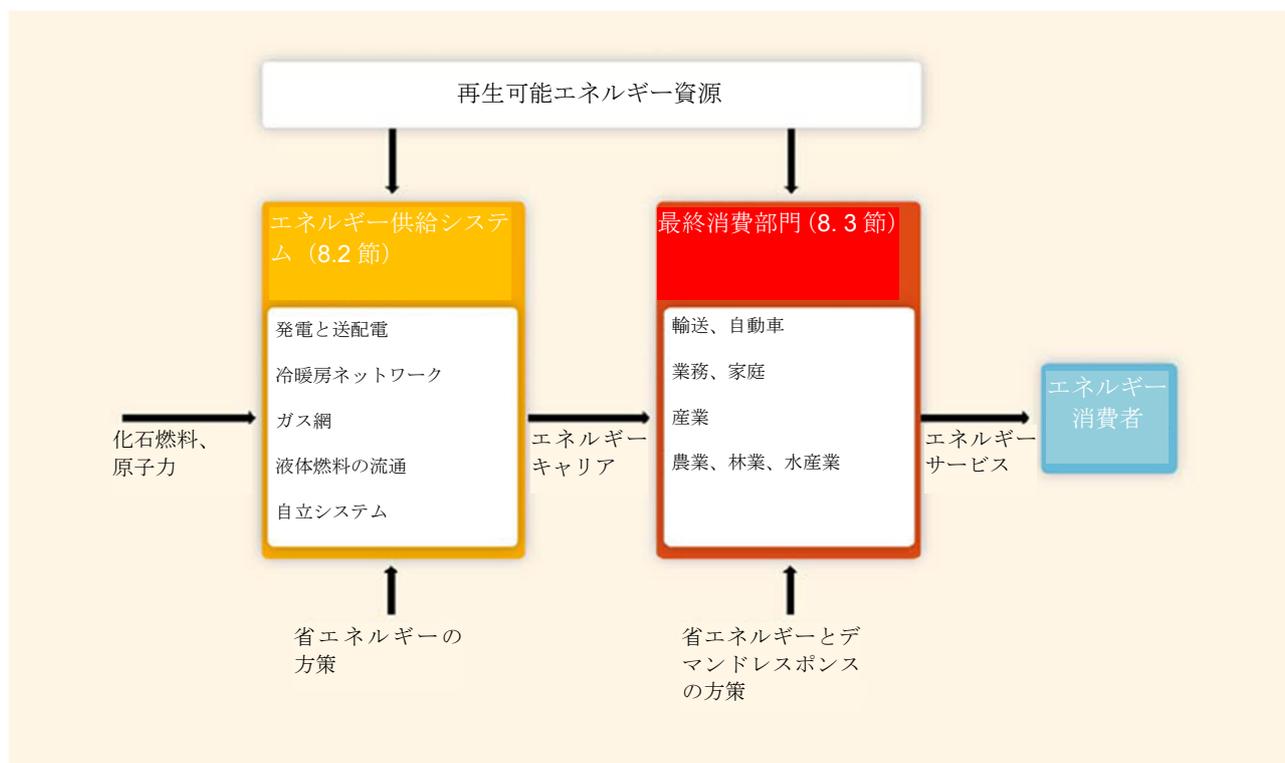


図 8.1: エネルギーサービスの提供に向けた、エネルギー供給システムまたはオンサイトでの最終消費部門に対する再生可能エネルギーの統合の道筋。

人類の歴史から見ると、エネルギー供給システムが確立したのは比較的新しい時代であり、内燃機関の最初の実用化からはわずか100年ほど、一国規模の送電系統は約90年、世界規模の石油産業は80年、世界規模のガス産業は50年、そして半導体応用はわずか30年ほどの歴史である。これらの先例の歴史的な発達速度に基づくと、条件整備と社会の受け入れを前提として、これから数十年で再生可能エネルギーシステムは世界的エネルギー供給の組み合わせの中でもより傑出した存在になると考えられる。エネルギー供給システムは、変換技術の効率改善、損失の低減、利用者へのサービス供給コスト低減などを目的として、発展し続けている。その発展の形態として、国家、地方、地域、及び個別の建物における既存のエネルギー供給システムに統合することで、再生可能エネルギーの割合を継続的に増加させることは技術的に可能である。再生可能エネルギーの冷暖房、輸送燃料、電力における利用の割合を拡大するには、現行の政策、市場、既存のエネルギー供給システムを長期的に変えてゆく必要がある。エネルギーが豊富あるいは乏しい社会でも、現在のエネルギー供給システムに関わらず、長期的で慎重なエネルギーシステムの計画と統合を通じて再生可能エネルギーの割合を増加させていくことに関して、技術的な制約はあるとしてもごくわずかである。しかし、他の障壁は克服する必要があるだろう(1.4節)。再生可能エネルギー資源別の導入における技術的障壁については第2章から第7章で検討している。本章ではすべての技術に広く影響し、それゆえに比較的高い水準の再生可能エネルギーの統合の制約となる、より一般的な障壁(社会的な障壁も含めて)について述べ、これらの障壁を克服する文献で紹介されている解決策について示している。

再生可能エネルギーの統合が進むことで、先進国、開発途上国ともに、社会的規模に関わらず多様なエネルギーサービスの提供が可能である。実現出来る再生可能エネルギーの割合は、既存のエネルギー供給システムの規模と種類に依存する。再生可能エネルギーを高い割合で統合した低炭素エネルギーシステムへの移行には、より柔軟な電力系統、地域冷暖房スキームの拡大、再生可能エネルギー由来のガスや液体燃料を取り込むための既存の供給システムの変更、エネルギー貯蔵システム、新しい輸送手段、建物における革新的なエネルギー配送システムなどといった、新しい技術やインフラに対する大きな投資が必要となる。再生可能エネルギーの統合や導入率がどこまで進むかは、地理的地域において差があり、現在の市場の状態とすべてのOECD及び非OECDの国々の多様な政策の影響が大きい。

あらゆる国々は何らかの再生可能エネルギー資源を利用可能であり、多くの地域ではその量は大きい。これらの再生可能エネルギー源の多くは、化石燃料や原子力発電とは異なる特性を有し、それらは統合に影響を与える。太陽光などの一部のエネルギー源は幅広く分布するのに対し、大規模な水力発電などその他のエネルギー源は分布に制約があり、統合の選択肢はより集中的になる。一部の再生可能エネルギー源には変動性があるので、予見予測性には制約がある。その他のエネルギー源も、エネルギー密度が低いか、固体、液体、ガスの化石燃料によって技術特性が異なる。こうした特性のため、特に再生可能エネルギーの割合が高まった際、統合が難しくなり、システムコストの追加負担が生じる可能性がある。

再生可能エネルギーと並んで、原子力発電、及び石炭、ガスの火力電源や産業利用における二酸化炭素回収貯留は、低炭素未来において大きな役割を担うと考えられる(IPCC, 2007)。しかし、将来のエネルギー需要の拡大に対して、まずは国内の再生可能エネルギー容量の拡大によりエネルギー供給を多様化しようとする国にとって、地域で利用可能な再生可能エネルギー資源を組み合わせることは経済的な効果があり、またエネルギーの供給安定性とシステムの信頼性を向上することが出来る(Awerbuch, 2006)。再生可能エネルギーの統合の進展に伴い、この他にも様々な機会と便益がもたらされる(1.4.5節と9.3節)が、自然の変動性(秒単位から年単位の)、異常気象による設備への被害、再生可能エネルギー資源の偏在性、インフラへの追加要件、様々な条件におけるその他の追加コストといった統合のリスクもある。

将来にわたるエネルギー供給の推移は多くのシナリオに描かれてきており、その大多数では今後数十年にわたり再生可能エネルギーの割合が高まること示されている(10.2節)。図8.2に示すシナリオは、国際エネルギー機関(IEA)のWorld Energy Outlook 2010の2035年までの「450政策シナリオ(450 Policy Scenario)」である。ここでは、再生可能エネルギーの高い水準の普及²を果たすには、あらゆる最終消費部門でその市場シェアを拡大し続けることが必要であることが示されている。このシナリオを達成するには、全部門合計で平均約4EJ/年の再生可能エネルギー利用の増加が必要とされ、これは現在の再生可能エネルギー成長率の3倍以上の水準である。

² (訳注) 文中のいたるところで使用されている再生可能エネルギーの「割合」と「普及レベル」という言葉は全設備容量のパーセンテージまたは再生可能エネルギー技術由来の総エネルギー量を示す。

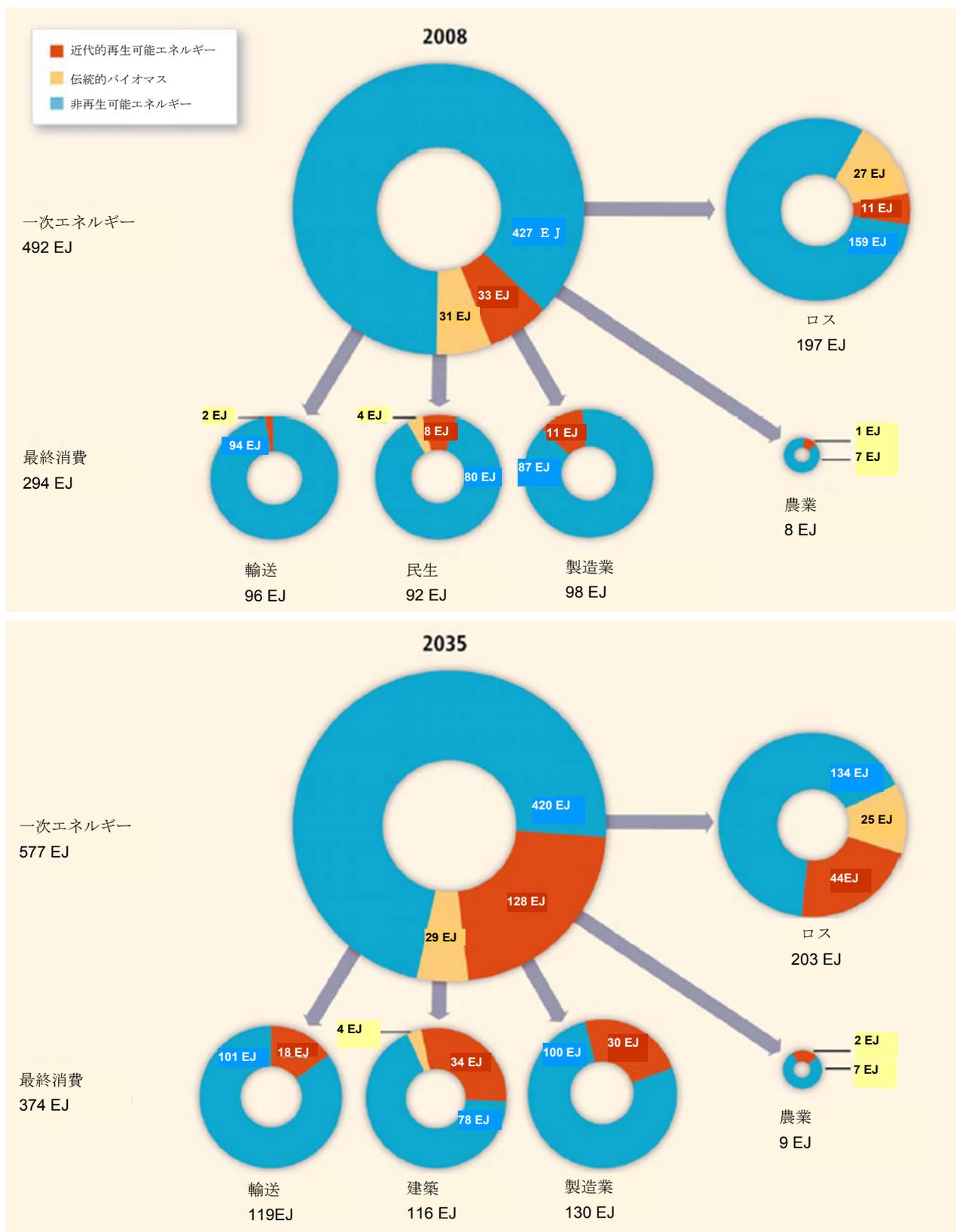


図 8.2: 2008 年における輸送、民生（伝統的バイオマスを含む）、産業、農業の各部門における一次エネルギーと最終消費エネルギーにおける再生可能エネルギーの割合（赤）と、二酸化炭素濃度を 450ppm で安定させるための 2035 年での再生可能エネルギーの割合。

注: 円の面積はおおよその規模を示す。エネルギーシステムの損失は、最終消費のためのエネルギーサービスを生産するための、一次エネルギー源の転換、精製、配送の過程で生じる。「非再生可能」エネルギー（青）には、石炭、石油、天然ガス（2035 年までの二酸化炭素回収・貯留の有無）、原子力が含まれる。上記のシナリオ例は、IEA の World Energy Outlook 2010（IEA 2010d）のデータを基にしているが、直接評価法に換算している（Annex II.4）。ベースラインを超える省エネルギーが、2035 年の予測に盛り込まれている。

民生部門における再生可能エネルギーには、開発途上国の 27 億人が若干の石炭とともに調理、暖房に利用する伝統的なバイオマス固体燃料（黄）が含まれる（2.2 節）（UNDP と WHO, 2009）。2035 年には、一部の伝統的バイオマスは近代的なバイオエネルギー転換システムで一部代替される。伝統的バイオマスを除き、再生可能エネルギーシステム全体の効率（一次エネルギーから最終エネルギー消費への転換時）は約 66%にとどまる。

2010 World Energy Outlook (IEA, 2010b) によると、2008 年には 22EJ であった再生可能エネルギーの最終消費量（伝統的バイオマスを除く）が、450 政策シナリオの 2035 年では約 4 倍となっている。これには主に電力供給部門が貢献しており、電力供給に占める再生可能エネルギーの割合は同期間中に 19%から 32%に上昇している。再生可能エネルギーに対する政府支援は、2008 年の 440 億 US ドルから 2035 年には 2050 億 US ドルに上昇すると予測されており、これが低めの再生可能エネルギーへの投資コストと高い化石燃料価格の予測とともに、再生可能エネルギー利用拡大の主要なドライバーとなっている。

2035 年までに総エネルギー供給量における再生可能エネルギーの割合をこのように増加するためには、輸送、民生、産業、及び農業のそれぞれの部門における統合への課題を克服する必要がある。さらなる再生可能エネルギーの導入拡大には、社会的な問題と同様に、戦略的な要素も十分理解する必要がある。統合により再生可能エネルギーの各技術のシェアを高めてゆく移行の道筋は、既存のエネルギー供給システムとのよりスムーズな統合の促進を目指すべきであるが、その内容は、部門、技術、地域の特性により異なる。エネルギー最終消費者に多くの便益をもたらすことを究極の目的としなければならない。

近年では、OECD ならびに非 OECD 双方の国々で、再生可能エネルギーを高い割合でエネルギーシステムに統合することに成功しており、それには以下の事例が含まれる。

- ブラジルでは、サトウキビエタノールから供給される軽量輸送用燃料が 50%を超え（Zuurbier and Vooren, 2008）、水力発電による電力は 80%を超えている（BEN, 2010）。
- 世界の太陽熱温水器の 3 分の 2 が中国に設置されている（REN21, 2010）。
- デンマークでは 2009 年の総発電量の約 20%（7,180GWh または 25.84PJ）が風力発電から供給され、他の電力システム（国内は石炭火力、天然ガス火力を主力とするが、水力主体の電力システムと系統連系されサポートされる）に統合されている（7.4 節）（DEA, 2009）。
- スペインでは「2000 年バルセロナ太陽熱条例（2000 Barcelona Solar Thermal Ordinance）」によりすべての新規及び改修建築物の 40%以上に太陽熱温水システムが設置されている（EC, 2006）。
- ニューージーランドでは水力により、アイスランドでは地熱発電により、数十年にわたり発電量の大部分が賄われている。

都市化の進行は続き、今日 64 億の世界人口の 50%が都市や町に住んでいるが、2030 年には世界人口は 82 億になり、都市人口はその 60%にまで増えることが見込まれている（UNDP, 2007）。これらの拡大する都市環境において、地元の再生可能エネルギー資源を利用することで、将来のエネルギー需要のより大きな割合に対応出来る可能性がある（MoP, 2006 Droege et al., 2010）。再生可能エネルギーシステムを建築やエネルギーインフラへと統合することに加えて、都市及び産業の有機廃棄物をエネルギーに変換することも考えられる（2.2.2 節）。しかしながら、短期的には地方政府が計画する規制が一部の再生可能エネルギー技術の導入の制約となる可能性もある（IEA, 2009b）。

多くのエネルギーシナリオでは様々な省エネルギー活動を組み込んでいる（1.1.3 節と 10.1 節）。これらにより、民生、産業、輸送、及びエネルギー供給部門全体で、将来のエネルギー需要のベースラインは大きく減少するとされる（IPCC, 2007）。エネルギー需要が低ければ必要な供給容量も少なくて済み、従って再生可能エネルギーシステムの統合コストも低下する。これにより、成長するエネルギー市場における再生可能エネルギーの割合はさらに拡大する可能性がある（Verbruggen, 2006; Pehnt et al., 2009a）。

例えば、建物の所有者または開発事業者が再生可能エネルギーシステムの設置を検討する前に、省エネ対策やエネルギー効率の良い建物設計に初期投資を行うよう奨励されれば、居住者のエネルギー需要に対応する供給設備容量を削減することが出来る（IEA, 2009b）。

OECD の国々のエネルギー供給システム及びインフラシステムへの再生可能エネルギーの統合には非 OECD の国々とは異なる課題がある。例えば、すでに再生可能エネルギーの割合の高い人口の密集した都市への再生可能エネルギーの統合や、国境を越えたエネルギー供給の選択肢があるが、これに対し、エネルギーインフラに限りのある人里離れた地方の小規模な自立的エネルギーシステムへの再生可能エネルギーの統合は大きく異なる。そのような地域においては、小規模な分散型再生可能エネルギーシステムの採用により、現在不足しているインフラ構築への多額の投資コストを避けることが出来る（ARE, 2009）。

再生可能エネルギー資源の条件や促進環境が似てはいても、1 つの地域の導入で成功した技術が他の地域でも成功するとは限らない。導入の成功は地域の再生可能エネルギー資源、現在のエネルギー市場、人口密度、既存のイン

フラ、供給容量増加の可能性、融資の手段や利用可能なクレジットに依存する。地域やエネルギー市場によらないものとしては、土地や水の利用への影響、国及び地域の計画と同意プロセスへの支持、技術の成熟度による差異(IEA, 2008b)、ステークホルダーの便益、(火力発電、原子力発電、二酸化炭素回収貯留プロジェクトにも関連して見られるような)一般市民の受容または拒絶などがあり、そのために再生可能エネルギープロジェクトの統合に関する問題は複雑になる可能性がある。

8.1.1 目的

本章の目的は以下の通りである。

- 現在及び可能な将来のエネルギーシステムへの再生可能エネルギーの統合に関する文献を評価する。
- 現在の電力供給システム、冷暖房網、ガス導管網、液体燃料、及び自立的なシステムへの再生可能エネルギーの統合において存在する制約、特に現在よりも著しく高い割合の再生可能エネルギーの統合についての制約を提示する。
- 現在のエネルギー供給システム内における再生可能エネルギー統合の増加と、輸送、民生、産業、及び農林水産部門における再生可能エネルギー技術の導入率向上の促進が、実行可能であるのかどうかを決定する。

本章では集中型、分散型及び自立型のエネルギー供給システムと、望ましいエネルギーのサービス(冷暖房、照明、通信、娯楽、モーター駆動、輸送、快適さなど)を提供するために使用される様々な最終需要技術、建物、利用設備についての、複雑な分野横断的課題を検討する。これらの課題にはエネルギーキャリアを通じたエネルギーの流通、システムの信頼性と品質、エネルギーの需給調整、システムの柔軟性、貯蔵システム、プロジェクトの実施責任者と融資、市場運営、安定供給、社会的受容性などが含まれる。そして、地域による、様々な再生可能エネルギーシステムの統合の多様性も明らかにする。

いずれのエネルギー供給システムにも非常に固有な特性があるため、統合を通して再生可能エネルギーの割合を上げるためにはどの政策介入ステップに論理的に従えばよいのかという問いに普遍的な考え方を提供することは出来ない。適用場所の特性、将来のコストの不確実性、分析についての文献の不足などにより、各エネルギー供給システムにはそれぞれに特有の複雑さがあり、再生可能エネルギーシステム統合と導入に必要な追加コストを詳細に評価することはできなかった(風力以外、7.5.4 節)。多くの異なるシステム全体にわたる「典型的な」統合コストを決定し「代表的な例」として提示出来ないことは、再生可能エネルギーのより幅広い導入とシナリオ提示への障壁である。更なる分析が有益である。

8.1.2 本章の構造

8.2 節では、OECD と非 OECD の双方の地域における既存及び将来の集中型供給システムへの再生可能エネルギーシステムの統合について検討する。必要に応じて、統合を促進するシステム設計と技術要素の特質、維持・運営戦略、市場とコストについても検討する。

8.3 節では、それぞれの最終消費部門がより大きな再生可能エネルギーの導入を果たすための移行に応じて必要な戦略的要素を、非技術的な課題も含めて議論する。輸送、民生、産業、及び農林水産の分野毎に、現在の状況、再生可能エネルギーの導入を強化するために可能な道筋、関連する移行問題、今後の動向について論じる。

両方の節では、再生可能エネルギーの統合において共通の解決策はあっても、以下の2つの間には違いがあることを強調することに努めている。

- 集中型の高電圧電力システム、地域暖房システム、及び液体燃料とガスパイプラインへの再生可能エネルギーの統合と
- 低電圧配電システム、個別の建物の冷暖房、地元の輸送用途のための液体またはガス燃料といった分散型の小規模エネルギーシステムへの再生可能エネルギー統合

ケーススタディでは、それぞれ与えられた状況下で今までに達成されてきた状況について解説する。

8.2 供給システムへの再生可能エネルギーの統合

エネルギー供給システムは何十年にもわたり発展して、利用者に便利なエネルギーサービスを提供するために、電力、ガス、熱及び輸送燃料エネルギーキャリアにおける効率的で費用対効果の高い流通を実現してきた。再生可能エネルギーシステムの導入を拡大するには、既存システムへのそれらの統合が求められる。本節では関連する課題と障壁、ならびにそれらを克服して再生可能エネルギーの普及拡大を達成するための解決策について概説する。さまざまな電力供給システムと世界中で運営されている市場の複雑さが、統合のアプローチに大きな違いをもたらす。効率的で柔軟なエネルギー変換、エネルギー部門間の相互支援、そして知的な制御方式の実現には、しっかりした長期計画と統合的アプローチが必要である。これによって、やがては、現在のようにそれぞれについて異なる部門

を持つのではなく、電力、冷暖房、輸送を提供する連携したエネルギーシステムが形成されると考えられる。暖房と輸送部門における現在の化石燃料需要の電力需要への転換により電化率が高まり、世界の電力需要が著しく増加する可能性も高い。

8.2.1 再生可能エネルギーの電力システムへの統合

近代的な電力システム（送電系統）は19世紀後半から発展してきたものであり、世界各地で形式が異なっている。非常に高度で信頼度の高いシステムでも規模が異なるものもある。例えば、アメリカで885万km²の面積に住む2億2,800万人の消費者に電力を供給する東部系統（Eastern Interconnection）に対して、アイルランドのような81,638km²の面積に住む620万人の人口に供給するといった、小規模なより独立したシステムもある（NISRA, 2009; CSO, 2010）。この他に、現状それほど発達していないが、急速に進化しているシステムもある。例えば中国は、2004年から2008年にかけて年平均85GWのプラントを建設しており、同時期のその電力消費量は年率50%を超える増加となった（J. Li, 2009）。需要からのアクセスや品質の点からそれほど発達していないシステムもある（例えばサハラ以南のアフリカの多くの地区）。小さなコミュニティーや単独の建物、または工業プラントにサービスを提供するための自立システムやきわめて小規模のシステムも存在する（8.2.5節）。このような多様性に関わらず、これらの電力システムには共通の目的がある。それは、適切な発電と送配電網の使用により、信頼性と費用対効果の高い電力を需要に対して供給することである。

非常に長い距離を（ほぼ）瞬時に輸送出来る電力という形態のエネルギーの使いやすさ、及び近代的技術の普及の必要性や経済及び社会開発の進展により、電力需要は劇的に増加した。この電力需要の増加は、温室効果ガス（GHG）の大気中の濃度を450ppm（例えばIEA, 2010d, 10.2節も参照）に保つというシナリオも含めて、様々なシナリオにおいて継続すると予測されているように、近代的なエネルギーサービスの提供は持続可能な発展には必須の基盤であると認識されている（例えばDFID, 2002; Modi et al., 2005; UNEA, 2009）。この電力需要の増加と、多くの再生可能エネルギー資源の地理的に分散している特性により、適切な送配電網が利用可能であれば、電力は再生可能エネルギー利用のための魅力的なエネルギーキャリアになる。電気自動車とヒートポンプの開発により、電力はまた輸送と熱市場でもシェアを拡大している（Kiviluoma and Meibom, 2010, 8.3.1節と8.3.2節）。さらに、低価格で効果的な通信システムと技術、それにスマートメーターの開発により、電力システムは劇的な変化を遂げつつある³。再生可能エネルギー、需要側の関与、電気自動車、様々な新しい熱利用発電（つまり化石燃料や原子力）といったすべての可能性のある発展は、電力システムに統合する必要がある、それらは全体として、または個々に、共通あるいは独自の課題を提起する。

本節は、再生可能電力の統合の課題に重点を置く3つの部分で構成される。最初に、電力システムがどのように設計、計画、運用されるのかという電力システムの基本的原理を簡単に説明する（8.2.1.1節）。次に、再生可能エネルギー発電に関連する統合の特徴をまとめ、それによる統合課題の概要を説明する（8.2.1.2節）。そして最後に、既存及び将来の電力システムへの再生可能エネルギー発電の統合の経験、研究と選択肢を提示する（8.2.1.3節）。

8.2.1.1 電力システムの特徴と構造

最初の発電所では、電力を発電所の近くに住む消費者に輸送出来る直流（DC）を使用していた。しかしながら、この最初の発電所建設後数年して交流（AC）電力システムが開発された（El-Sharkawi, 2009）。交流システムは電気をさまざまな電圧レベルの送電系統により扱えるという大きな柔軟性を持ち、今日世界中のほとんど全ての電力システムは交流を使用している。しかし、長距離送電や、交流電力との系統連系用に（海底と陸上で）は直流もまだ使用されており、またいくつかの非常に小さな国内用の独立型システムでも直流が使用されている。直流技術は急速に進歩しており、新たな適用分野も生まれつつある（Breuer et al., 2004; EASAC, 2009）。

再生可能エネルギーの様々な電力システムへの統合は、電力システムの設計者や運用者に対し、多くの課題を提起する（その多くが他の技術や開発における課題と共通のものである）。適切にこれらの問題に取り組むためには、電力システムの特徴についての基本的な理解が必要であるため、以下、計画、設計、及び運用の主要な要素について述べる（Bergen and Vittal, 2000）。

電力需要（電力システムのロスを含めて）は利用者の必要に応じて変わる。通常は夜間が最小で、業務時間中のピークに向けて増加する。さらに、通常は平日と週末・休日の間に差があり、季節差もある。ほとんどのシステムでは毎年前年比で消費量の増加もみられる。そのため、システムの発電機に対してこれらの変動に合わせた運転計画（負荷配分）が必要で、電力を輸送する適切な送配電網も必要である。この（需要と供給の）バランスには、秒単位で変化する需要の管理から、発電と送電設備への長期投資の意思決定まで、複雑な運営計画が必要である。需給調整は調整エリア（または制御エリア）内において系統運用者により行われるが、これは多くの場合、大規模な連

³ 「スマート・グリッド」という言葉はこの新しい技術の集合体を指すために使用されることが多いが、本報告書では使用されない。

系された交流電力システムの一部である。

交流電力システムを標準の周波数（例えばヨーロッパでは 50Hz、北米では 60Hz）に維持するためには、電力システムに供給される電力と需要を一致させる必要がある。供給される電力が需要を下回れば周波数は低下し、一方で供給される電力が上回れば周波数は上昇する。どちらの場合も、システムの安定性に対して脅威となる。その理由は、電力システムを構成する発電機、系統連系設備、負荷は物理的に一定の限度内の周波数で機能するように設計されており、これらの限度を逸脱すると、システムの安定性を確保するために切り離さなければならなくなるためである。

発電機及び最終の使用エネルギーに電力を変換する電気機器は電力システムの重要な構成要素である。発電に使用される伝統的な機器は同期発電機であり (El-Sharkawi, 2009)、それは直接連系され、電力システムの周波数に同期して発電する。同期した交流電力システムは (i) 送配電網 (ii) 送配電網が連系する同期発電機と、(iii) 需要により構成されている。そして、送配電網はさらに、大型発電機と消費者をつなぎ電力を長距離で伝送するために高い電圧を利用する送電網、消費者に低い電圧で電力を伝送し分散発電を連系する配電網に分けられる。同期発電機は、他の発電機に対して 1 つ以上の発電機を他の発電機に対し加速または減速する力となる復元力により、発電機同士が互いに(同じ周波数で回転しつづけるという)同期を保つ (Kundur, 2007)。この結果、同期発電機はシステム上の事象を検出してそれに自動的に反応することができ、特に周波数の変動に対しては慣性応答をする。発電機には周波数変更を検出しそれに反応する调速機もあり、これに慣性応答が加わると、ほとんど瞬時に周波数を維持するという交流電力システムに有益な特性を持つ。

分刻みの単位での需要と供給の合致（需給調整）は一般的に発電制御により行われる。これはレギュレーションまたは負荷追従として知られ、発電所の出力を多少変動する必要がある。これは通常自動的に制御されるか、送電システムと発電所の機器の監視と運転に責任を持つ中央給電システムのオペレータにより制御される。出力調整可能 (dispatchable) な発電機とはその出力を最小から最大レベルの間で制御出来る発電機である。風力発電機などのいくつかの発電機出力は完全な制御は出来ない。発電機の出力を減らすことによりある程度の制御は可能であるが、そのような制御方式は発電量を捨てることになってしまう。そのため、風力発電機のような発電機は出力調整可能な発電機に対して抑制により出力調整可能 (partially dispatchable) な発電機であると見なされる。

やや長い時間周期で（例えば 30 分から 6~24 時間）1 日を通した需要への対応を確保するために、どの発電所を起動し、どの発電所の稼働を停止するか、また出力を上げるか下げるか（夜間の低需要と昼間の高需要に 대응する）を決める必要がある。これは通常は発電機起動停止計画として知られる手法を用いて行われる (Wood and Wollenberg, 1996)。発電機起動停止計画では、予測された需要に高い信頼度で応えつつ、コストを最小化するために、発電機の 1 時間または 30 分単位の運用計画を作るために通常 1 日~2 日前に複雑な最適化計算を実施する。これらの運用計画では、通常、いくつかの発電機は最大能力での終日稼働させ（これらはベース電源として知られる）、いくつかの発電機は朝に起動し、夜は停止（ミドル用発電機）させ、そして別の発電機は最大需要時のみ運転すること（ピーク用発電機）などを計画し指示する。発電機をどのように運転するかは決定は、運用コスト（つまり、燃料費と発電効率）の最小化を主要目的に、起動・停止に要する時間、どの程度出力を迅速に調整出来るか、といった他の特徴を考慮して決定される。

電力市場の整備はいくつかの国や地域では行われており、それらは発電機のコストを発電機起動停止計画手法にどのように組み込むかを調整する。事業者と消費者の間での電力の取引は、電力取引所（電力プール）または二者間協議により行われる (Schweppe et al., 1988; Stoft, 2002)。時にはこれらの市場は、例えば電力が必要となると予測される 5 分前といった非常に短い計画対象期間で取引され (Harris, 2006; AEMO, 2010)、あるいは電力が必要となる数日前、数週間前、あるいは数か月前に取引される場合もある。重要な市場パラメータの 1 つは通告時間であり、これは発電事業者が市場で入札を終了して、実際に電力が送電されるまでの時間差である。市場が適切に機能すれば、適切な発電容量と送配電網への長期の設備投資が行われ、高い供給信頼度を最小のコストで実現する。

エネルギーバランスの原則はどんな小さな自立システムにも適用される。自立的な電力システムとは他のシステムと連系していない小規模システムであり、大規模システムでは利用可能な様々な需給調整手法が使えない。離島や、発展途上経済圏における共通の解決策として、消費が比較的少ないエリアへの送電線建設投資を避けるために小さな自立システムが使われることが多い。そのような場合の多くは、需給調整は高価な蓄電池、ディーゼル発電機、あるいは他の手段では吸収出来ない余剰電力を吸収する負荷抵抗器により行われる (Doolla and Bhatti, 2006)。自立システムは、低電圧配電網による数軒の住宅やの住宅集まりといった小さなものがあり、マイクログリッドとも呼ばれる。電力システム運用の基本原理は大規模な系統連系システムと小規模な自立システムにおいて差はないが、これらの原理の実際的な意味は変わり得る。自立システムについては本節である程度述べるが、8.2.5 節でもより詳しく紹介する。

年を超える時間的枠組みにおいては、予測される需要を満たすための発電設備容量が電力システムにおいて十分に確保されていることが必要である。これには、保守のために全ての発電機と送配電網を同時に停止させることがな

いように保守スケジュールを調整しつつ、突然の発電機故障も考慮しなければならないということである。さらに、はるかに長い計画期間(5~20年)にわたる計画も立てる必要がある。電源と送配電網の建設には、長いリードタイム、大きな設備投資、長い投資回収期間を要する。そのため、電力部門は発電が数十年先の需要に継続して対応出来ること、そして送配電網が必要に合わせ経済的に開発されるようにするため、かなりの長期計画を必要とする。さらに重要な計画上の検討事項は電源の地理的分布である。もし電源が必要地の近くに位置していれば、利用者に送電するために必要な送電容量は小さくなり、送電損失も少なくなる。

電力需要は常に満たせるとは限らず、これを定量化するために多くの良く知られている信頼性が高い評価指標がある (Billinton and Allen, 1988) が、異なる電力システムにおいては評価指標自体が大きく違う可能性がある。たとえば、近代的な産業経済において停電のコストは発展途上経済のそれとは異なる。より全体として低い信頼度を許容出来る電力システムは、より高い信頼度を必要とするシステムに比べて、低コストで再生可能エネルギーを統合出来るなど、個々の場合で評価すべき得失が発生する。

容量価値⁴ (Capacity Credit または Capacity Value) として知られる信頼性の評価指標 (Keane et al., 2011a) はある種別の発電が高い信頼性で需要を満たすために貢献する確率を意味する。容量価値は一般的には最大需要の時間帯に発電が可能であることを意味し、電力システムの計画における重要な評価指標である。もしある種別の電源の容量価値が低い場合には、その電源は需要が高い期間に利用可能な出力が低いことを表す。システムの全ての電源の容量価値の合計は、一定水準の信頼度で最大需要より大きい必要がある。通常、電力システムは、信頼度維持のための追加の予備力を持つことも求められる (計画的予備容量)。電源の容量価値は電源の (機械的なものと燃料源の) 利用可能性と電力システム需要との (特に高需要時における) 一致によって決まる。

電力システムの安定性と信頼性を確保するため、電力システムは一定レベルの障害に耐えられるよう設計され運用される。電源の障害は、大規模な電源または系統連系の喪失といった、大規模な発電容量の突然の喪失により生じる。系統運用者は、障害が継続する間失われた電力を迅速に代替出来る、通常は低出力で運用されている他の電源の形で予備力設備を確保している。送電システムは通常、例えば送電線などのようないかなる単一の重要な要素の事故にも耐え、電力システム上 (障害後) 他のいかなる送配電網の要素も過負荷にならず、システムが既定の限度内にとどまるよう設計されている。電力システム上の障害は、そのような事象を継続的に監視する保護によって検知され除去される。もし電力システム上の障害を十分高速に除去できなければ、発電機や他の重要な機器もシステムから遮断される可能性があるため、電力システム保護はシステム安定性の維持においても重要である。今日の多くの大規模な電力システムは最新のエネルギー・ネットワーク管理システムを利用してシステムを安全な方法で構成している。例えば発電機の事故時運転継続 (FRT: Fault Ride Through) 機能 (と電源による障害期間中での周波数と電圧の維持機能) などにより、電力システムはこれらの障害に耐えられるようになっている。電力システムの信頼性と適切な運用性を確保するために、電力系統に連系する発電機と大規模な需要は系統運用者の連系要件を遵守する必要がある。アイルランドの送電系統規則 (EirGrid, 2009)、ドイツの送電系統規則 (Transmission Code, 2007)、アメリカの連系基準 (CAISO, 2010) などが連系要件の例である。

システムの架空線やケーブル (フィーダ) を流れる電力潮流については、注意深い管理により、システム全体を通して適切な電圧レベルを確保し、個々のフィーダの定格による制限を満足することが必要となる (El-Sharkawi, 2009)。電力はこれらのフィーダをとおして負荷に配電され、効率的で信頼度の高い供給が極めて重要である。この需要への供給での主要な変数は、熱定格 (熱損失による)、電圧水準と安定限界である。ネットワークを設計・構築する計画段階でも、またはネットワークが再構成されたり、発電機出力に潮流に影響を与えるような変更が行われたり、他の制御技術をシステムの電圧を維持するために利用するような、より短い期間においても、これらの要件は管理される (El-Sharkawi, 2009)。

交流の電力システムの特徴からシステム全体で異なった電圧が使われる、電圧は、まず地域の需要と発電により決定される。要求される品質と信頼性を確実に満たした電力を供給するために、システム全体の電圧は既定の限度内に維持しなければならない。これが世界中の電力システムの設計と運用における課題である。電圧レベルは電源、送電網と需要の規模と特徴により変わり、これらの設計と場所は、信頼性が高く経済的な電力システムを設計する際の主要な利用可能なパラメータの1つである。無効電力は電圧制御の重要な要素であり、負荷装置にエネルギーを供給する有効電力とは異なり、近代的な電力システムの交流の特性から生じるものである (Taylor, 1994)。無効電力の効果的な需給はあらゆる交流電力システムの電力システムの運用において重要な要素である。発電事業者などのネットワーク利用者は、通常運転 (例えば無効電力の供給など) や障害発生時において、適切な運転に必要な様々な技術サービス (アンシラリーサービスとも呼ばれる) を供給する。これらのサービスの中には二者間で商用取引される場合もあるが、アンシラリーサービス市場は世界の多くの地域で新たに出現しつつある (Cheung, 2008)。

8.2.1.2 再生可能エネルギー発電の特徴

⁴ 容量価値は設備利用率とは異なることに注意。電源の設備利用率は一般的に最大 (定格) 出力に対する平均出力の比率で表される。(訳注) 日本では「kW 価値」と呼ばれる。

再生可能電源は自然環境におけるエネルギー・フローに依存し、従ってそれらの発電の特徴は、概して燃料の貯蔵に基づく他の電源のものとは大きく異なる（バイオマスを燃料とする電源は除く）。特に、それらは時間で変化するエネルギー・フローの性質が影響する。本報告書では第2章から第7章で各再生可能エネルギーの発電技術が紹介されている。本節では電力システムへの統合に直接関係する各再生可能エネルギーの発電技術の供給特性、つまり、(a) 電力システムにおける運用計画と負荷配分に大きく影響する変動性と予測可能性（不確実性）、(b) 電力網へのニーズの指標となる場所、(c) 例えば火力発電などとの比較のための指標となる設備利用率、容量価値、及び電力プラントの特性に焦点を当てる。以下にこれらの特性について概観し、表 8.1 に選択した技術について概要にまとめる。それ以上の詳細については第2～7章に記載されている。

バイオエネルギー

バイオ専焼の発電所は、複数の点において化石燃料による(火力)発電所と似ている。また、バイオエネルギーは火力発電所で、化石燃料と混合して利用することが可能である。バイオ発電所は、貯蔵可能な固形、ガス、または液体燃料をエネルギー源とし、原動機（例えば蒸気タービン、ディーゼルエンジンなど。2.3.3 節参照）にも火力発電所と類似の技術と熱サイクルを使用する。従って、時間特性と出力の予測可能性は、一部は運用判断により決定され、またプラントとバイオマス燃料の利用可能性によって決まり、燃料の利用可能性は、燃料の製造、貯蔵、プラントへの供給に依存し、日、月、季節、年により変動する可能性がある。

バイオ発電所の立地は燃料供給または燃料製造プラントとの距離によって決まることが多い。バイオ発電所の立地は、燃料をプラントに輸送することも可能であることから、他の再生可能技術ほどは資源の立地場所に依存することはないが、バイオマス燃料のエネルギー密度が比較的低い (kWh/m^3 または kWh/kg (kJ/m^3 または kJ/kg) 単位の) ため、長距離輸送には限界がある。バイオマス燃料の輸送コストが高いため、プラントは燃料源の近くに設置するほうが一般的にはより経済的である (2.3.2 節)。小規模のバイオ発電所は配電網に連系されることが非常に多い。一方、大型プラントは送電網への連系も行われる。バイオ発電所の容量価値は CHP (コジェネレーション) プラントや火力発電所と似ている。

バイオマスによる発電は、燃料効率を高めるために CHP プラントとすることが多い。そのため、熱需要主導で運用されると、発電所の電源としての調整の柔軟性はほとんどないが、熱貯蔵が可能であれば、柔軟な方法による発電が可能である (Lund and Münster, 2003; Kiviluoma and Meibom, 2010)。また、バイオ発電所の制御特性（電力と電圧）も CHP プラントや火力発電に似ており、プラントの規模は数百 kW から 100MW の範囲が多いが、特に化石燃料との共燃焼の場合には 100MW 以上の場合もある。

直接的太陽エネルギー

太陽光からの直接発電には2つの異なる形式がある。半導体の光起電力効果によって太陽光を直接電力に変換する太陽光発電 (solar PV) と、作動流体を加熱し（例えば、ランキン蒸気サイクルやスターリングサイクルの）熱エンジンを駆動し発電する集光型太陽熱発電 (CSP) である (3.3 節)。どちらの発電形式も、利用可能な日射量という一次エネルギー源の変動性は、大気中のエアロゾルレベル、太陽の位置、障害物（建物や樹木など）の陰の効果、雲量などに依存する。気象条件により、障害物の陰の効果と雲量の2つは秒単位で極めて速く変動する可能性がある (Woyte et al., 2007)。変動特性に差異があるため、太陽光発電 (PV) と集光型太陽熱発電 (CSP) の発電特性については別々に述べる。

太陽光発電

太陽光パネルの電気出力はパネル上に降りそそぐ日射量に応じて、ほぼ瞬間的に変化する。大型の太陽光発電所の変動については、ある程度まではプラントの設置面積により平滑化されるが、これは非常に短いタイムスケール (約 100MW のプラントで大体 10 分未満) においてのみ現れる (Longhetto et al., 1989; Kawasaki et al., 2006; Curtright and Apt, 2008; Mills et al., 2009a; Marcos et al., 2011)。太陽光発電所 (PV) の変動性と予測可能性の度合いは、その種類、個々のプラントの規模、プラントサイト相互の地理的分散、及び主な天候パターンによる。

複数の太陽光発電所の合計発電量の変動特性は、地理的な多様性により平滑化されるが、これは分散した数多くのプラントでは雲により同時に日陰になったり日が照ったりしないためである。この「ならし効果」は、多数の太陽光発電所の1時間以下の合計値の変動を大幅に削減することができる (Wiemken et al., 2001; Mills et al., 2009a; Murata et al., 2009; Hoff and Perez, 2010; Mills and Wiser, 2010)。また、それにより結果的に複数の太陽光発電所の合計出力の短期予測誤差を減らすことにもつながる (Lorenz et al., 2009, 2010)。このような地理的な分散に基づくならし効果は、アメリカの1つの地域において同じように配置された風力発電所と太陽光発電所の変動性において同程度の効果があったことが示されている (Mills and Wiser, 2010)。

曇天の場合、太陽光発電による電力予測には誤差が生じる。夜間の発電はなく、朝と夕方の増加と減少、及び全体的な日中の変動は予測可能である。配電網制御にとって局地的な予測誤差は問題となる場合もあるが、大規模なシ

システムでは相対的に予測誤差は少なくなる (Lorenz et al., 2009)。

太陽光資源は地域ごとに変わるが、太陽は間違いなくどこでも照っている。このため、太陽光発電 (PV) は立地依存性の高い再生可能エネルギー源にあって、設置可能性において地域的な差が少ない再生可能エネルギー資源である。送配電網への影響については、中小規模の太陽光発電 (PV) は通常需要に近い場所に設置され、配電網で連系される。普及率が低い (太陽光発電 (PV) 容量 < フィード上の 100% ピーク負荷) 段階では、太陽光発電 (PV) の導入は配電網の (日中に起こる最大需要による) 増強ニーズを相殺し、配電損失を低減する場合もある。他方、大規模な太陽光発電所 (PV) は、需要の中心地から遠く離れた地域に設置されることが多く、その場合には通常送配電網の増強が必要となる。

太陽光発電 (PV) の設備利用率は 12~27% の範囲である。低い値は固定傾斜型太陽光発電 (PV) システムの場合であり、一方、高い値は通常 1 軸追尾型を使用している場合である。太陽光発電 (PV) の容量価値は 25~75% の範囲にあるが (Pelland and Abboud, 2008; Xcel Energy, 2009; GE Energy, 2010)、低い方の値は、太陽光発電 (PV) の普及率が高く、電力システムにおいて需要と太陽光発電の出力が一致しない場合起こりうる。追加的な分析によれば、容量価値が高くなる可能性があるのは、太陽光発電 (PV) の普及率が低く、多くの場合がそうであるように太陽光発電 (PV) と需要の間に高い一致度がある場合である (Perez et al., 2008)。系統連系型の太陽光発電 (PV) システムはインバータを系統とのインターフェースに使用し、基本的には系統連系における電気的特性を制御することができる (McNutt et al., 2009)。追加的な制御により、太陽光発電 (PV) はインバータを通じて有効電力を制御することが可能であるが (Achilles et al., 2008)、これは常に太陽光発電 (PV) の発電量の逸失を伴う。太陽光発電 (PV) の典型的なプラント規模は数 kW~100MW の範囲であるが、規模は拡大しつつある。

集光型太陽熱発電 (CSP)

集光型太陽熱発電 (CSP) の地理的多様性によるならし効果は太陽光発電 (PV) の場合と類似している。しかし、集光型太陽熱発電 (CSP) は作動流体が蓄熱機能を持ち、そのためかなりの熱慣性があることから、これによりある程度までは日射の短期変動を平滑化出来る。この熱慣性はさらに加熱流体の蓄熱により強化することができる。適切な蓄熱と太陽熱集熱器フィールドの規模の拡大により、雲の通過によるプラントの出力の変動をさらにならすことができ、深夜まで、または終夜のプラントの稼働も可能になる。

集光型太陽熱発電所 (CSP) は太陽放射の直達光成分のみ利用可能である。約 2,000kWh/m²/年 (7,200MJ/m²/年) を超える高い直達日照強度のある地域は、通常は常に空が澄んでいる、北緯または南緯が 15~40° の範囲内の乾燥・半乾燥地域の高地である (IEA, 2010c)。集光型太陽熱発電は、地域の土地の利用可能性に関連するプラント規模によって立地場所が決定されるが、必ずしも負荷の中心地に近接している必要はなく、そのため送電網の増強が必要となることが多い。

集光型太陽熱発電 (CSP) の設備利用率は、蓄熱がない場合 22~26% の範囲であり、10 時間を超える蓄熱があれば 74% まで高めることが出来る (DOE and EPRI, 1997; Herrmann et al., 2004)。原則として、蓄熱がない集光型太陽熱発電 (CSP) の容量価値は太陽光発電 (PV) と同程度 (Xcel Energy, 2009) であるが、蓄熱があれば 89~93%、あるいは火力プラントとほぼ同等な値まで高めることができる (GE Energy, 2010)。設備利用率と容量価値の向上に加え、集光型太陽熱電源 (CSP) は蓄熱によってより優れた出力調整力 (抑制による出力調整から本来の出力調整への改善) を提供出来る。十分な蓄熱機能を有する集光型太陽熱発電 (CSP) は非再生可能発電と類似の電源特性を持ち、それにより電力システム全体の柔軟性を向上させ、変動性の再生可能エネルギー発電のより大きな導入に貢献する。集光型太陽熱発電 (CSP) のプラント規模は 50~250MW の範囲あるいはそれ以上である。

地熱エネルギー

地熱資源は、様々な持続可能な発電運転方式で利用される。例えば、継続的な低い出力率、回復期によって区切られる高い出力率の (数十年の) 長周期運転、または効果的な流体再注入により長期の連続高出力運転などである。地熱エネルギーは通常ベースロード発電を行うが、最大需要への対応にも利用されている。地熱プラントは設備投資額が大きく変動費は小さいため、最大限の持続可能な出力で運転されることが多い。発電出力を調整する運転も可能であるが、それは効率に影響する可能性もある (D.W. Brown, 1996)。このため、地熱発電を用いて需要と変動的な発電のための調整は可能であるが、この方式の総合的な経済効果は個別の立地での詳細な評価を要する。

高温熱水型の地熱貯留層は地理的条件に依存し、そのため発電のサイトは必ずしも人口密集地や負荷の中心地に近いとは限らない。新規の地熱発電の開発では送電網の拡張を必要とすることが多く、そのためのインフラ投資が含まれる (例えば Mills et al., 2011)。しかし、将来の地熱井涵養システムでは原理的に需要に近接した立地の可能性がある (Tester et al., 2006)。新規の地熱プラントの設備利用率は通常 90% 以上が得られる (DiPippo, 2008) が、経年的に減少する可能性がある。地熱発電プラントは発電機を駆動するために熱機関を使用しており、そのため、一般的に地熱貯留層を劣化させない範囲で出力調整を行うことは可能である。必要に応じて地熱発電プラントは周波数制御や電圧制御といった火力発電と同様の他の送電網サービスを提供することが出来る。カリフォルニアでは地

熱プラントの利用可能性が高く、容量価値は 100%近いと想定されている (Shiu et al., 2006)。地熱プラントの規模は、数 kW のスターリングエンジンをベースとした小規模プラントから、100MW を超える規模の蒸気プラントまで様々なものが可能である。

水力発電 (流れ込み式、貯水池式、揚水式)

水力発電は、再生可能エネルギー資源であることに加えて、その発電特性によって、他の再生可能エネルギー資源の変動出力の影響を緩和し、電力システムの柔軟性の向上に貢献する。統合的な運用戦略により、水力発電は需給の変動を緩和し、発電電力の経済的価値を向上させる (US DOE, 2004)。水力発電所は、運用と水路形式により流れ込み式、貯水池式 (貯蔵水力)、揚水式の 3 種類に分類される。流れ込み式水力は、降雨による流域からの流出量の変動により日間、月間、及び季節間で出力が変動し、この変動に合わせて稼働するように設計されている。流れ込み式水力の一部では、利用可能な水量が少ない期間で、毎日の最大需要に対応するために限定的な (例えば日中の) 需給調整用の貯水池を持つものもある。変動性と予測可能性は、1 つの川の上下流で運転する複数の発電所の相互関係といった、水文学的な制限により影響を受ける場合もある。また、川の最小流量や他の類似の水文学的な要素による制約もある。利用可能な水の変動性は、通常、システム運用に関係する時間の範囲ではうまく予測できている。堰、用水路、運河、滝といった既存の設備などを使用した河川内技術 (in-stream technology) では、制限や貯水もなしに、利用可能な水流により発電する (5.3.1 節)。

貯水池式水力発電では、水が利用可能な場合、発電量を高度に制御し、電力システム運用の柔軟性に大きく貢献する。貯水池の規模は短期間、季節内、そして季節間など多様である。貯水池にエネルギーを貯蔵することで、水力電源はベースロードプラントとして、または負荷追従プラントとして運用出来る (5.3 節と 5.5 節)。流れ込み式水力同様、貯水池式水力の運用の柔軟性は、貯水池の最低水位、河川の最低流量、その他などについて法的に制約される場合もある。

揚水式発電は、低い位置にある貯水池から高い貯留池に余剰の電力によるポンプで水をくみ上げ、追加の柔軟な発電が必要な一日の最大需要の時間帯または他の時間帯 (大きな変動のある時間帯など) に発電する。揚水式はポンプ損失のためエネルギーの正味の消費者である (エネルギー源ではない) (5.3.1.3 節)。

流れ込み式水力の地理的多様性は大きく、制約要因は地形と降雨条件である。貯水池式水力発電の立地は地理的に大きく制約を受け、大規模プラントの建設では送電設備に大きな費用がかかることが多い。揚水式水力電源も同様に経済性により、適切な地勢のある地域に限定される。

流れ込み式水力の設備利用率は、地理的・気候学的条件、技術、及び運用の特徴によって大きく変化する (20~95%)。貯水池式水力発電の場合には設備利用率は 30~60%であることが多い (5.3.1.2 節)。流れ込み式及び貯水池式水力発電の容量価値は、需要の高い時期の流量との相関、貯水池の規模、及びプラントの運用戦略などによって決まる。季節間の調整出来る規模の貯水池を持つ水力発電は、火力電源に相当する容量価値を持つ (カナダのブリティッシュコロンビア州の水力の場合 97%; Wangle et al. 2010)。容量価値は、貯留地の規模 (Haldane and Blackstone, 1955; Billiton and Harrington, 1978) 及び、地域の干ばつ時に他のエネルギー源が利用できる可能性 (Barros et al., 2003) に依存する。季節間の規模の貯水能力がない水力発電の場合、様々な水文と需要特性を調査した結果、容量価値は概ね 0~90%となった (Grimsrud et al., 1981)。貯水池式水力発電所の中にはピーク用電源として運用できるよう大きな発電出力で設計されている場合があり、設備利用率は低くなるが、容量価値は比較的高い (5.5 節)。揚水式の設備利用率と容量価値はエネルギー貯蔵容量と運用戦略によって異なるが、容量価値は高いと考えられる。

同期発電機を利用する貯水池式水力発電の電源としての特性は火力発電に似ており、実際に貯水池式水力発電は、火力ユニットよりも迅速な発電出力制御を出来ることが多い。流れ込み式水力では電力変換器による可変速システムなどの様々な転換システムを利用する。このため、流れ込み式水力の出力における発電と電圧の制御性は、風力電源のものと似ている。水力発電の規模は数 kW から 20GW 超と極めて広範囲である。

海洋エネルギー (波、潮汐、潮流及び海流、海洋温度差 (OTEC)、塩分濃度差)

海洋エネルギーは、波力、潮汐 (海面の上昇・下降即ち防潮堰)、潮流及び海流、海洋温度差、塩分濃度差といった異なる原理のもので構成される。実質的にはすべての海洋エネルギー技術はせいぜい開発または実証段階である。そのため、科学文献のデータは乏しく、利用可能なものの多くがシミュレーション研究に大きく依存したものであり、運用に関する実地データはほとんどない。

異なる形式の海洋エネルギーは非常に異なる自然のエネルギー・フローによって駆動され、異なる変動性と予測可能特性を持つ。波力エネルギーは風力エネルギーが空間的に統合されたものであり、毎日の変動性は、風力エネルギーよりもある程度小さいと考えられる。季節変動は風力に類似していることが報告されているが (Stoutenburg et al., 2010)、これは設備に依存する。波モデルによる初期の研究とデータによれば、波力発電の出力は予測可能であり、特に発電量の大きい期間は非常に良い予測性を示したことが報告されている (ECI, 2006)。また、波力エネ

ルギーの予測性は風力・太陽の予測性に相当するとの報告もある (Reikard, 2009)。

潮汐発電と潮流発電も、ほとんどの構成において変動的であるが、発電量は (ほぼ) 完全に予測可能である。1つの電力システム内の場所による潮流の位相に差があることは発電量の平滑化に大きく貢献する (Khan et al., 2009)。海流発電は、電力システムの運用の時間スケールにおいて変動が少ない。海洋温度差発電は理論的に良く解明されている温度勾配を利用するものであり、ほぼ連続的なベースロード運転が期待出来る。塩分濃度差発電は、研究の初期段階にあるが、商業化されればプラントは一定出力で運用されるだろう。

すべての海洋エネルギー技術は海洋へのアクセスを要するが、特定の場所での立地性は個々の海洋エネルギー技術ごとに異なる。波力エネルギーの立地場所は海岸か、十分海岸に近い場所であるが、将来的にはより岸から離れた海洋での立地が考えられる。潮力プラントと海流プラントは非常に特別な場所に立地すると想定され、通常送電インフラへの投資が必要となる (University of Edinburgh, 2006)。海洋エネルギーによる大量の発電が可能となれば、時間方向の出力の平滑化が可能となる (Salter et al., 2002) が、立地は陸地または負荷の中心地からある程度離れてしまう。

設備利用率と容量価値の値を示す研究はいくつかある。Radtke et al. (2010) は潮汐発電の容量価値は非常に低い (研究例では 10%未満) ことを示したが、一方でその設備利用率は 22.5~28.5% (6.3.3 節) と見込んでいる。Bryans et al. (2005) は潮流発電の設備利用率を 19~60%、容量価値を 10~20% と報告している。設備利用率と容量価値の高い方の数値は発電機の小型化と潮流のピーク時の出力を抑えることにより実現される。Stoutenburg et al. (2010) はカリフォルニア海岸沖での波力エネルギーの設備利用率を 22~29%、容量価値を 16% と報告している。スコットランドの波力エネルギーでは設備利用率が 31% と報告されている (University of Edinburgh, 2006)。

潮汐発電は同期発電機を使用し、火力発電所に似た電気的特性を持っている。波力エネルギー装置は通常送電系統の連系に電力変換器を使用する。同じく、潮流及び海流発電においてもタービンは可変速機となり、変換器に接続される。このため、波、潮流、海流の電力プラントの特性は風力プラントの特性に相当するだろう。プラント規模は潮汐発電では 0.1~300MW であるが、海洋エネルギー技術のモジュール数により変動する。

風力エネルギー

風力プラントの発電出力は、変化する風速により変動し、電力システム計画、スケジューリングと運用に関連する全てのタイムスケールにおける変動を伴う (Holtinen et al., 2009)。多数の風力発電の合計出力の変動は、地理的分散と地域サイズにより風速の相関が減少することで緩和される (7.5.1 節)。風力発電の出力予測の精度は予測期間が長くなると減少し、対象とする地域を拡大することで改善する (第 7 章)。風車、風力発電所、及び地域レベル (例えば複数の風力発電所の集合体) の制御により、電力システムの安定化に必要な場合 (例えば、異常気象の期間や低需要期間) には、発電量の抑制を行うことが出来るが、発電量を捨てることになる。

一般的に風力発電は既存のネットワーク上に分布する。しかし、例えば洋上または陸上の遠隔地の風力資源が豊かな地域での風力発電の立地の場合、送電系統の拡張を要することが多い。

風力の設備利用率は風況と使用する技術に左右される。一定の地域全体の風力発電の設備利用率は、陸上の風力では立地により 20% から、40% までの範囲であり、沖合の風力ではそれよりもさらに高くなる (7.2 節)。風力発電全体での容量価値は低~中程度の普及率では立地により 5~40% 程度であるが、普及率が増加すると低下する (7.5 節)。電源特性は風力電源の変換システムのタイプと制御特性により決まる。多くの既存の風力プラントは誘導発電機を用いるが、一般的な傾向として、近年の風力発電は電力変換器により電力システムに連系されており、有効電力、無効電力、及び電圧制御、周波数応答 (慣性型応答)、瞬低時の運転継続要件、及びネットワーク障害時の電力システムサポートといった送電系統サービスを備えることが出来る (7.5.3 節)。最近の陸上風力プラントの規模は通常 5~300MW の範囲で、洋上プラントは 20~120MW であるが、それより規模の小さい、あるいは最近イギリスで稼働を開始した 500MW のグレーター・ガバート洋上プラントなど極めて大きいプラントも実際には存在する⁵。

電力システムへの再生可能エネルギー資源の統合への課題

ほとんどの再生可能エネルギー発電は場所に依存している。そのため、再生可能エネルギー発電にはかなりの距離の送電が必要となる。例えば、中国の強風地域は人口密集地や負荷の中心地から離れていることが多い。スコットランドの潮流資源は人口の多い地域から遠く離れている。アメリカでは最大の高品質な風力資源地域と重要なバイオマス生産地は中西部に位置し、海岸沿いを中心とした人口が集中する地域から大きな距離がある。こうした事例の大部分では、負荷の中心地により近い場所の低品質の再生可能エネルギー資源より、遠くてもより高品質の (そ

⁵ www.sse.com/PressReleases2011/FirstElectricityGeneratedGreaterGabbardWalney/

してそれゆえ低価格の)再生可能エネルギー資源を利用する方が、追加の送電インフラを含めても経済性が高い(そして必要とされることも多い)。多くの再生可能エネルギー発電は配電網に接続して利用可能であり、それは普及率中程度の電力システムにとって便益があるが、普及率が高い場合は問題となる可能性がある(例えば電圧が上昇するなど、Masters (2002) を参照)。

また、先に検討したように、いくつかの再生可能エネルギー発電は電力システム運用のいくつかの点、特に需給調整に必要な柔軟性がない。これは、電力システムにとって重要な様々なタイムスケールにおいて、再生可能エネルギー資源が大きく変動するためであり、また発電予測により大きな不確実性を伴うためでもある。さらに、再生可能エネルギー発電の導入で、これまで必要な柔軟性を提供してきた非再生可能エネルギープラントを代替する場合もある。再生可能エネルギー発電の一部(貯水池式水力発電やバイオエネルギー)は柔軟性を提供し需給調整の問題の解決への貢献が可能だろう。しかし、抑制のみにより出力調整が可能な再生可能エネルギー発電の普及が拡大するにつれ、電力システム全体での需給調整力の確保はより困難になる。電力システムの需給調整力の確保の課題は、調整力を持つ電源の運用が少ない場合に特に厳しくなる(例えば、運用容量が少なくなる低負荷の時間帯)。

表 8.1: 再生可能エネルギー技術の統合に関する特徴

技術		プラント容量	変動性: 電力システム運用に関する時間スケールの特性	潜在的な需給調整力	地理的分布ポテンシャル	予測可能性	設備利用率	容量価値	有効電力・周波数制御	電圧・無効電力制御
		(MW)	時間スケール	下記参照	下記参照	下記参照	%	%	下記参照	下記参照
バイオエネルギー		0.1~100	季節 (バイオマスの利用可能量による)	+++	+	++	50~90	火力発電やCHPに類似	++	++
直接的太陽エネルギー	太陽光発電 (PV)	0.004 ~ 100 (モジュール)	分~年	+	++	+	12~27	<25~75	+	+
	集光型太陽熱発電 (CSP) ※ (蓄熱型)	50~250	時~年	++	+***	++	35~42	90	++	++
地熱エネルギー		2~100	年	+++	資料無し	++	60~90	火力発電に類似	++	++
水力	流れ込み式	0.1~1500	時~年	++	+	++	20~95	0~90	++	++
	貯水池式	1~20000	日~年	+++	+	++	30~60	火力発電に類似	++	++
海洋エネルギー	潮流発電	0.1~300	時~日	+	+	++	22.5~28.5	<10	++	++
	潮流	1~200	時~日	+	+	++	19~60	10~20	+	++
	波力	1~200	分~年	+	++	+	22~31	16	+	+
風力エネルギー		5~300	分~年	+	++	+	20~40 (陸上) 30~45 (洋上)	5~40	+	++

※集光型太陽熱発電 (CSP) は、米国南西部で6時間の地熱貯蔵を想定

※※直達日照強度 (DNI) >2,000kWh/m²/年 (7,200MJ/m²/年) の地域における指標

注:

電源容量:一般的なプラントの発電容量の範囲

時間スケール: 電力システム統合の際に顕著な変動性が生じた場合の、時間スケール

受給調整力: プラントの需給調整力の程度: + 需給調整力は低く、一部のみ可能、++ 一部調整可能、+++ 調整可能

地理的分散性: 技術の導入場所が変動性の緩和と予測可能性の向上につながり得る程度 (送電網を追加する大幅な必要性はなし): + 程度のポテンシャル、++ 高い分布ポテンシャル

予測可能性: 電力システムの運用を支援するため、関連する時間スケールでプラントの発電量の予測精度: +中程度の予測精度 (一般に、前日の定格電力の実行値 (RMS) 10%以下)、++ 高い予測精度

有効電力、周波数制御: 平常時に、有効電力制御と周波数制御を行う技術的可能性 (瞬時電圧低下時の運転継続中における有効電力の支援など): + かなり制御可能、++完全に制御可能

電圧、無効電力制御: 平常時 (安定状態、動的) や電力網の不具合時 (瞬時電圧低下時の運転継続中における有効電力の支援など) に、電圧制御と無効電力制御を行う技術的可能性: + かなり制御可能、++完全に制御可能

さらに、再生可能エネルギー発電の普及拡大により、再生可能エネルギー発電事業者は、電力システムの障害発生時には、システムの安定性を維持するためにより積極的な対応が求められる。再生可能エネルギー発電資源が電力システムの特定の場所に集中し系統連系要件が適切に守られていない場合には、地域のシステムの普及率によっては、送配電線での事故が大規模な発電の喪失を引き起こす可能性がある⁶。この問題の解決には、再生可能エネルギー発電に、可能であれば一時的に電力システムの電圧維持の機能を持たせ、送配電網の事故からの回復を助けることが必要である (EirGrid, 2009, 2010b)。

電力システムの非常に短い時間の需給調整 (即ち周波数応答) に関する課題もある。再生可能エネルギー発電の普及が進んだ場合においては、補助制御が追加されなければ、周波数制御の必要性も高くなる (Pearmine et al., 2007)。多くの再生可能エネルギー発電はそのような系統安定化サービス提供を行うことはできない。さらに、パワーエレクトロニクスを通して系統連系される再生可能エネルギー発電は、同期発電機の運用容量を減らし、電力システムの全体的な回転の慣性は減少し、周波数を一定に維持することはより困難になる。近年、風車⁷のような時間変動電源から周波数応答を提供する研究開発が進められており、すでに周波数応答と慣性応答を実現した機器もある (7.7 節)。これは進行中の研究 (Doherty et al., 2010) と技術開発 (Miller et al., 2010) の課題である。

異なる再生可能エネルギー発電量は、一般的に大きな相関を持たないので、電力システムが多様な再生可能エネルギー発電を含む場合には、それらの合計の出力はより平滑化され、これにより電力システムの需給調整の課題が軽減される。この再生可能エネルギー発電の組み合わせの考え方には一定の価値はあるが、先に述べた通り多くの再生可能エネルギー資源は地理的依存度が高く、その多様性を活用するような有益な組み合わせが実現出来るとは限らない。

最後に、今日の発電構成から、未来の低炭素電力システムに必要な持続可能な資源への移行自体が課題となる。その移行においては、電源構成、送配電網、運用方法に大きな変更が必要となる。具体的には、大規模な投資を、電力供給の信頼性と安全性を損なわない方法で、十分前倒して実施することが必要となる。

8.2.1.3 再生可能エネルギーの電力システムへの統合: 実例、研究及びオプション

世界各地の電力システムは多様であり、再生可能エネルギー発電の統合を検討する場合、すべてに適する方策はない。出力調整可能な再生可能エネルギー発電 (水力、地熱、バイオエネルギー、貯蔵装置のある集光型太陽熱発電 (CSP)⁸) は、新たな送配電網を必要とする可能性があるが、これら (特に水力) は変動性のある再生可能エネルギー発電の統合に必要な柔軟性の確保に貢献する可能性がある。一方、抑制により出力調整可能な再生可能エネルギー発電 (風力、太陽光発電 (PV)、特定の海洋エネルギー) は、発電に占める割合が高くなると電力システムにさらなる課題をもたらす。

大量の再生可能エネルギー発電を含めた電力システムの運用には、すでに多くの実例がある (例: エネルギーベースでの 2008 年の数値: アイスランド 100%、ノルウェー 99%、オーストリア 69%、ニュージーランド 64%、カナダ 60% (IEA, 2010b)⁹)。再生可能な発電の割合が高い場合には、通常、出力調整可能な再生可能源、特に水力、地熱が含まれる (例: エネルギーベースでの 2008 年の数値: ノルウェー: 水力 99%、アイスランド: 水力 75%及び地熱 25% (Nordel, 2008))。バイオエネルギー発電が大きなシェアを持つ電力システムはあまり見られないが、フ

⁶ (訳注) 低電圧あるいは周波数変動による、連系用インバーターの一斉脱落など。

⁷ 同期発電ほど優れたものではないが、旧来の風力技術がこの応答を本質的に提供することは注目に値する (Mullane and O'Malley, 2005 参照)。

⁸ 追加的な貯蔵装置のない集光型太陽熱発電 (CSP) は、抑制により出力調整可能であり、数時間分の貯蔵装置がついていれば、出力調整可能であると考えられる。

⁹ (訳注) 連系された電力システムの一部の地域を取り上げて再生可能エネルギーの導入率が高い電力システムの運用例とすることは、あまり意味がないことに注意。「変動性」の再生可能エネルギー発電が「独立した電力系統ある一つの連系系統」の中で高い割合で運用されているのは例外的。

インランドでは、バイオエネルギーからの電力エネルギーは11%である (Statistics Finland, 2009)。その他の多くの国々では、総発電量の10%以上を風力エネルギーから取り入れ、電力システムの運用を管理してきた。また、統合に関する研究を進めることで、抑制方向に出力調整可能な再生可能エネルギー発電のより高い導入を可能とする方策が得られることが期待される。

本節では、3通りの方法で再生可能エネルギー発電の統合の実例を紹介する。まず、再生可能エネルギー統合の実例の運用例である。次に、より高いレベルの再生可能エネルギー供給の潜在的影響を評価した再生可能エネルギー統合研究に焦点を当てる。最後に、再生可能エネルギー統合の課題解決に役立つ可能性のある、技術的及び制度的方策について検討する。これらの点においては、この節ではほとんどの実例や研究が存在する先進国に注目する。自立システムについてはここでも多少触れるが、8.2.5節で詳細に取り上げる。

統合の実例

出力調整可能な再生可能エネルギー発電（水力、バイオエネルギー、地熱、貯蔵装置を有する集光型太陽熱発電（CSP））の実例と、抑制により¹⁰出力調整可能な変動性の再生可能エネルギー発電（風力、太陽光発電（PV）、及び特定の海洋エネルギー）の実例に分けて紹介する。

出力調整可能な再生可能エネルギー源（バイオエネルギー、貯蔵装置のある集光型太陽熱発電（CSP）、地熱、水力）

バイオエネルギー発電の実例は、電力システムにおける化石燃料火力電源の運用例と類似している。プラントは、少なくとも原理的には、出力調整可能であり、電力システムの柔軟性を向上することが出来る。CHPプラントにおいても、発電を完全に熱需要に追従させない運用方法が複数ある。たとえば、フィンランドでは、大規模プラントは補助復水器を持った背圧タービンを使用し、熱負荷が低い場合でも効率的な発電を維持出来るようにしている (Alakangas and Flyktman, 2001)。デンマークでは、小規模なバイオ CHPプラントに蓄熱機能を備え、電力システムのニーズ(市場価格)に応じて発電することで、柔軟性の向上に貢献している (Holtinen et al., 2009)。

カリフォルニアの再生可能エネルギー発電の統合コストについての報告では、2002～2004年までの集光型太陽熱発電（CSP）の実のデータを分析し、概ね冷房負荷により変動する需要に太陽熱発電の自然な発電量の変動が一致して追従することで、最大需要時期に大きな量の発電が行われることを示している。また、研究対象地域の一部の集光型太陽熱発電（CSP）に天然ガスによる補助ボイラーを加えることで、ピーク需要時の熱発電量を増加することができた。集光型太陽熱発電（CSP）の変動性や発電量の増減は、風力の場合と同じ（相対的な）規模であると報告された (Shiu et al., 2006)。

地熱発電の新設では、多くの場合、送電網の拡張、すなわちインフラ投資が必要となる。たとえば、ニュージーランドでは、北島において、地熱発電（最大800MW）の開発を促進するために220kVの二回線送電線の建設が計画されている (TransPower, 2008; W. Brown, 2010)。地熱発電では、通常、安定した電力（及び熱）の供給が行われ、ほとんどがベース電源のように運用され、そのような運用には多くの実例がある (Shiu et al., 2006)。カリフォルニアの既設地熱発電の、2002～2004年における発電実績に基づく統合の影響評価では、ごく少額の規制コストがかかることが分かった。2002年から2004年までの期間における地熱発電ユニットの事故停止率（0.66%）や保補修停止率（2.61%）が低かったことで、地熱発電は、標準的なユニットよりも、電力システムに対しより大きな容量価値を提供することができた (Shiu et al., 2006)。

水力発電の新設は、送電網の拡張のための投資を必要とする。例としては、スウェーデン北部、イタリア北部、アメリカ、カナダの北ケベック (Johansson et al., 1993)、さらに最近では中国 (X. Yang et al., 2010) が挙げられる。水力の季節間、複数年での大きな変動性は、一般に大規模な貯水池を備えることで緩和される。多様な地域の水力発電を合計することで、水力発電の変動性をある程度平滑化することが出来る。隣り合う地域における水力発電量の変化が、数週間、数年間などの期間でまったく同じではないためである。北ヨーロッパ（スウェーデン、ノルウェー、フィンランド、デンマーク）の例では、年平均水力発電量が200TWh（720PJ）の場合で渇水年と豊水年の流入量の大きな差（最大86TWh（309PJ））がある水力発電量を、強い系統連系によりノルウェー及びスウェーデンにおける120TWh（432PJ）の大規模な貯水量の水力発電、フィンランド及びデンマークにおける火力発電を活用することで管理出来ることが示されている (Nordel, 1996, 2000)。隣接した電力システムとの連系は、電源構成に影響を与え、よって水力発電計画が変わるため、水力発電の運用に大きな影響を与えることが示されている (Gorenstin et al., 1992)。

水力発電の運用コストは非常に低い。計画に関する課題は、限りのある水を出来るだけ効率よく使用することである (Sjølvgren et al., 1983)。水力発電の柔軟性は、多くの場合、電力システムにおける効果的な需給調整力として

¹⁰ (訳注) 原語は *partially dispatchable* であるが、意味が分かりにくいので“抑制により *dispatchable*” という意味の訳とする。

使用される (Pérez-Díaz and Wilhelmi, 2010)。スイスには、貯水池と揚水設備の両方を持つ柔軟な水力発電システムがあり、現在、ドイツ、フランス、イタリアなどを含む連系された電力システム全体の日々の需給調整力として使用されている (Ochoa and van Ackere, 2009)。水力発電の柔軟性は、様々な国の毎日の電力価格の変化を比較することで理解出来る。水力発電中心の電力システムでは、低価格期から高価格期へと水力の発電量を移動して価格差を小さくすることが出来る (Sandsmark and Tennbakk, 2010)。北ヨーロッパの前日市場からもわかるように、水力発電は毎日の負荷追従を低コストで行うことが可能である。Sandsmark 及び Tennbakk (2010) によると、2001～2003 年までの平日の正規化された毎時の平均価格を、北ヨーロッパの水力発電中心のシステムと、需給調整に火力プラントが使用されるドイツとで比較すると、前者の方ははるかに変化が少ないことが示されている。

抑制による出力調整が可能な再生可能エネルギー源 (太陽光発電 (PV)、海洋、風力)

抑制により出力調整可能な再生可能エネルギー源は、系統運用者により大きな課題をもたらす。これらの発電は、時間と共に変化するエネルギー源の性質に依存するため、完全な負荷配分は出来ない。可能な管理方法は、発電の抑制によって行われ、これは、燃料供給をの調節で管理することが出来る出力調整可能な発電と対照的である。

いくつかの国での高い導入量の伸びにも関わらず、太陽光発電 (PV) が総発電量に占める割合はあまり高いとは言えない。たとえば、太陽光発電 (PV) の導入に関する実行中のプログラム¹¹が奏功しているドイツでは、2009 年末までに約 10GW の太陽光発電 (PV) が導入され、2009 年のドイツの総発電量の 1.1% (6.6TWh または 23.76PJ) を占めた (BMU, 2010)。しかし、太陽光発電 (PV) が総発電量に占める割合は、ドイツの南部 (バイエルンに、最も設備が集中している) では既にかなり高く、そのための増強は特定の配電ネットワーク、主に配電系統が弱い地域的に導入の割合が高い場所において配電網の増強が必要となっている。送電系統が強固な都会では、送電網の増強はあまり必要とされていない。太陽光発電 (PV) システムの大量導入により、大きな周波数変動を伴う系統擾乱の影響が悪化するという懸念がある (Strauss, 2009)。このため、ドイツの中圧系統への系統連系要件では、周波数が 50.2Hz を超える上昇時には、規定の周波数に応じた発電制限を求めている (BDEW, 2008)。配電系統の保護システムも、安全性を保証するために適応させる必要がある (Schäfer et al., 2010)。一般的に、こうした適応や連系要件により、太陽光発電 (PV) が電力システムでより積極的な役割を果たすことが重要であることが示された (Caamano-Martin et al., 2008)。日本においてはいくつかの実証プロジェクトが行われ、発電抑制やバッテリー制御による逆流制御での過電圧保護、単独運転の防止技術の検証 (Ueda et al., 2008) や、大規模な太陽光発電 (PV) システムを用いた電力システム安定化の検証 (Hara et al., 2009) などが報告されている。アメリカでは、いくつかのインフラ投資が太陽エネルギーにより推進されてきた。カリフォルニアは、サンライズ・パワーリンク (全長 193km、500kV の送電線) を承認したが、この送電線は、砂漠の質の高いソーラー地域 (太陽光発電 (PV) 及び集光型太陽熱発電用 (CSP)) と地熱資源を、サンディエゴの太平洋岸の需要と連系するものである (U.S. Forest Service, 2010)。

複数の太陽光発電 (PV) の変動性を分析する報告も出てきた (Wiemken et al., 2001; Murata et al., 2009; Hoff and Perez, 2010; Mills et al., 2011)。雲、霧、及び雪といった地域的な気象状況は、発電量の変動を引き起こし、短期予測を難しくする要因となる。世界の様々な地域のデータを用いたこれらすべての研究においては、複数の太陽光発電群 (PV) の合計発電量の変動が、個々の場所、特に毎時レベルの変動に対し、かなり緩和されることが示されている。気象予測モデルを用いた前日発電予測の予報誤差は、わずかしが精度が低下しない予測を提供することが示されている (設置容量で正規化された予測誤差で 5%未満である) (Lorenz et al., 2010)。

海洋エネルギー発電の運用設備は、事実上小規模の数例にとどまり、より大きな設備やプラント群に関する統合例はない。

抑制により出力調整可能な再生可能エネルギーの統合例の多くは、風力発電によるものである (7.5.3.2 節)。デンマーク西部では、風力発電の割合は 30% であり、電力需要に対する風力発電の割合が瞬間的に 100% を超えたこともある (Söder et al., 2007)。しかし、デンマーク西部は、はるかに大規模な欧州大陸のシステムに連系した小規模な需給調整地域である。アイルランドには、イギリスへ限られた容量の連系線で結ばれた小規模の電力システムがある。アイルランドは、風力発電の導入割合が総発電量の 11% であり (2009 年)、瞬間最大 50% までの導入量に対応してきた (EirGrid, 2010b)。7.5.3.2 節では、デンマークとアイルランドのシステムに関する詳細な情報が述べられている。スペインとポルトガルは、欧州大陸のシステムとの同期連系が比較的弱い中規模の需給制御地域である。両国では、風力発電の導入割合が約 15% であり、スペインでは 54%、ポルトガルでは 71% の瞬間的な導入割合を記録したこともあった (Estanqueiro et al., 2010)。風力発電が自立システムとしての総発電量のほとんどを担っている風力ディーゼルシステムもいくつかある (米国アラスカ州、ケープベルデ諸島、チリ、及びオーストリアなど (Lundsager and Baring-Gould, 2005))。

多くの電力システムで、国内、地域内だけでなく、隣接する国々・地域との連系のための新しい連系線の必要性が報告されている。送電網の計画には、送電網自体の強化と共に、対象の風力発電用の新規の通信網 (またはケーブル

¹¹ (訳注) Feed-in-Tariff 制度

ル)が含まれている。風力発電は通常、送電網投資の推進力であるだけでなく、大きな要因でもある(アイルランド(EirGrid, 2008)、ドイツ(Dena, 2010)、ポルトガル(REN, 2008)、ヨーロッパ(ENTSO-E, 2010)、アメリカ(MTEP, 2008)など)。アメリカでは、最適な風力資源地域(ほとんどは遠隔地)から、遠く離れた負荷の中心地へ風力による電力を送電する送電容量の不足がはっきりと認められている。送電計画の難しい点は、送電アクセスを必要とする風力発電の融資時期との不一致の解決である(すなわち、風力発電の認可や建設には2~3年かかるのに対して、送電線の計画、認可、建設には5~10年かかる)。もう1つの関連する問題は、確実なコスト回収の必要性である(第11章参照)。アメリカの地域レベルでは、テキサス州がCompetitive Renewable Energy Zone (CREZ) プロセスをつくりこれらの問題の解決にとりかかっている。このプロセスでは、風力プラントの建設に先立って送電線の建設と事前の支払いが可能である。CREZ送電プロジェクトにより、最終的に約18.5GWの風力発電の送電が行われ、この送電線の運用開始は2013年末である(CREZ, 2010)。このモデルはアメリカの他の地域にも適用されつつあり、ヨーロッパでも調査が始まりつつある。ポルトガルでは、風力発電の統合のための送電線の増強の投資は、風力発電の割合が3%から13%へ増加した2004年から2009年の期間で1億8,500万USドル(2005年)であったと報告されている(Smith et al., 2010a)。2009~2019年にかけての送電網投資計画では、風力やその他の独立発電事業者(比較的小規模な事業者)に対してさらに1億3,800万USドル(2005年)が拠出される(REN, 2008)。中国は、風力発電の世界最大の市場へと急速に成長し、送電と統合の課題に直面し始めている。風力発電建設の多くは、主要な人口密集地から遠く離れた中国北部及び北西部において進行中であり、新しい大規模送電インフラを必要としている(Liao et al., 2010; Liu and Kokko, 2010; Deng et al., 2011など)。風力発電の急速な建設ペースは、風力発電の設置と、電源の地域送電システムへの連系との時間差も生んでいる(Liao et al., 2010; Deng et al., 2011など)。

ドイツ北部では、架空線や変圧器といった系統設備を過負荷から保護するために、系統の増強を待つ間は風力発電の出力抑制をしてもいいという暫定的な解決法がつけられた(Söder et al., 2007)。ドイツでは、既存の送電システムの利用を増加するために、標準的な送電線定格計算方法を変更した。送電制約を決定するうえで大気温度と風の冷却効果を考慮した動的送電線定格によって送電容量を増加し、また送電網の増強を少し遅らせることも可能となる(Abdelkader et al., 2009; Hur et al., 2010)。イギリスでは、配電網への連系コストを低減するため(しない場合は配電網の強化が必要)、一部の風力プロジェクトは出力抑制を受け入れている(Jupe and Taylor, 2009; Jupe et al., 2010)。特に2009年のテキサス州での出力抑制は大きく、テキサス電気信頼性評議会内の風力発電総量の17%が抑制された(Wiser and Bolinger, 2010)。

多くの国々では、低需要期において、瞬間的に風力発電のシェアが高くなることを経験している。風力発電は通常、最後に出力抑制されるが、その他のすべての電源の発電量が最低に抑えられている(一部は解列)場合、事業者は、周波数制御の確保のために風力発電の出力も抑制しなくてはならない場合がある(Söder et al., 2007)。デンマークは、CHPの柔軟な運用の増加や、火力発電所の最低運転電力の低減によって、この風力の出力抑制問題の一部を解決した(Holttinen et al., 2009)。現在のところ風力発電のための予備容量としての電源が建設されたことはないものの、デンマークやスペインにおいては、風力の導入率が5~10%に達した段階で、予備容量の利用拡大、特に10~15分の時間単位で起動出来る予備容量が必要とされている(Söder et al., 2007; Gil et al., 2010)。ポルトガルやスペインでは、主に風力発電の出力抑制を避ける目的で、電力システムの柔軟性向上のために揚水発電の建設が計画されている(Estanqueiro et al., 2010)。離島などの小規模な電力システムでは、負荷の変動が平滑化されないため、電力システムの需給調整はより難しい問題となる(Katsaprakakis et al., 2007)。嵐の発生による風力発電機の解列により、それぞれの発電機の発電レベルが定格出力からゼロへと短時間に低下することにより、電力システム全体の需給調整が困難な状態になることが系統運用者から報告されている。しかし、多くの風力発電機がある場合、電力システムや需給制御地域への影響は、5~10時間かけて発生することが多く、事象としてもまれ(1~3年に一回)である(Holttinen et al., 2009)。

アイルランドでは、瞬時の風力発電の導入量の高まりと低負荷によって生じる、低回転慣性とその結果生じる電力システムの不安定性への懸念から、風力発電の出力発電の抑制が行われた事例がある(Dudurych, 2010b)。低回転慣性の問題はアイルランドのような小規模な電力システムに特有な問題であるため、現在、解決法について調査が進められている(EirGrid, 2010b)。瞬時の導入量を高めるためにはアンシラリーサービスを(ある程度)提供する風力発電の機能を改善する必要がある。同様に、低出力で安定した需給調整が可能な柔軟な需給調整用電源の導入により、瞬時の導入量は引き上げることが出来ると考えられる。

低回転慣性現象は、今までのところ大規模な電力システムに関しては問題を引き起こしていないが、現在調査は行われている(Vittal et al., 2009; Eto et al., 2010)。周波数調整や安定性に関する懸念により、クレタ島など一部のギリシャの島々における風力発電の瞬時導入は30~40%の範囲が限界とされた(Caralis and Zervos, 2007a; Katsaprakakis et al., 2007; RAE, 2007)。デンマークの風力発電の統合では、周波数調整や周波数応答への要件は、事実上存在しないと報告されている(Eto et al., 2010)。これは、デンマークの風力発電の影響は、大規模な欧州大陸と北欧との連系システムにおいては比較的小さいからである(デンマークは両方と連系している)。イベリア半島(スペインとポルトガル)の系統運用者からの報告では、風力発電の出力変動による重大な周波数の影響は観測されていないという点で、デンマークの場合と一致している(Eto et al., 2010)。

風力発電のシェアが高い多くの国々（デンマーク、スペイン、ドイツなど）においては、系統運用者は公式な発電予測方式を導入しており、その他の国々ではユーザー受け入れ試験や実証試験が実施されている（Ackermann et al., 2009; Grant et al., 2009）。オーストラリアでは、安定性を制約にした 5 分前調整のリアルタイムスポット市場（five-minute dispatch spot market）の実例、関連する派生及び周波数制御のアンシラリーサービス市場、及び全面的に統合された風力発電予測システムによって、変動性の再生可能エネルギー発電を管理出来る市場を設計することが原理的に可能であることが示されている（MacGill, 2010）。中国では、風力発電の変動性や限られた発電予測精度のもとで、電力システムの運用はより難しい状態にある。その理由として、（1）中国の風力開発が非常に急速に進んでいる地域では、石炭火力発電の割合が大きく、より柔軟な電源の設備容量が小さいこと。（2）中国の電力市場及びアンシラリーサービス市場が発展途上の構造であること、（3）地域間の電力融通を実施した実績が限定的であること（4）風力発電の連系要件が緩やかであった、という点が挙げられる（Yu et al. 2011 など）。これらのうちのいくつかの要因の結果として、風力発電の出力抑制は、特に中国北部では一般的になってきている。日本では、電力システムの柔軟性が低いことから、夜間の低負荷時間帯での変動性を低下させるために、風力発電に対する蓄電池設置要件など、一定の対策の開発が行われている（Morozumi et al., 2008）。

風力エネルギーは卸電力価格に短期的及び長期的に影響を与える（7.5.3.1 節）。デンマークでは、風力発電を調整するために、北欧電力市場が利用される。系統運用者は、1 時間の電力システムの正味の不均衡を調整し、そのコストを需給調整コストとして不均衡の原因となった発電機すべてに負担させる。（予測に従った）風力発電の市場への入札と実際の発電との間に差がある場合、風力発電の需給調整コストが発生する。北欧市場からのデンマークの風力発電の需給調整コストは、風力エネルギー1MWh 当たり約 1.37~2.98US ドル（2005 年）（0.38~0.82US ドル（2005 年）/GJ）となる（Holtinen et al., 2009）。デンマークの事例は、系統連系がいかに需給調整に有用であるかを示している。デンマークが送電制約により北欧市場地域から切り離されていれば、低負荷期間の前日市場価格はゼロに近づき、需給調整価格も影響を受け、市場価格は非常に不安定になる（Ackermann and Morthorst, 2005; 7.5.3.2 節も参照）。風力発電が前日電力市場価格に与える影響については、ドイツ及びデンマーク・北欧市場においていくつかの初期の事例があり、風力の発電量が多い時間帯の市場価格は低下する（Munksgaard and Morthorst, 2008; Sensfuß et al., 2008）。その他の事例により、市場における風力導入が高い場合、風力発電は市場価格の変動を増加させることが示されている（Jónsson et al., 2010）。第 7 章では、風力エネルギーが卸電力価格に与える短期及び長期的な影響を議論している（7.5.3.1 節）。

スペインでは、系統事故（短絡など）が発生した場合、風力発電の信頼性が最大の懸念事項となってきた（Smith et al., 2010a）。これの一部は、スペインで導入されている旧式の風車は、事故時運転継続(FRT)機能がないことに起因している。過渡的な系統攪乱（電圧降下）のため、大量の風力発電が送電系統から解列してしまう可能性がある。この問題は、多くの電力システムにおいて採用されてきた風力発電に関する新たな連系規則の要件によって対応が行われてきた（Tsili and Papathanassiou, 2009）（7.5.2.2 節）。シミュレーションされた事例により、ドイツ北部のかなり限定された地域において 3,000MW 超の風力発電を失う可能性が示されたため、ドイツも風車の事故時運転継続機能を要件とする内容に風力発電の連系要件を変更した（Dena, 2005; Holtinen et al., 2009）。その他の多くの行政区と同じように、アメリカ政府も米連邦エネルギー規制委員会指令 661-A において事故時運転継続機能を要件とした（FERC, 2005）（風力エネルギーの系統連系規則の詳細については 7.5.2.2 節参照）。この連系要件では、風車に対して無効電力を提供し、また一部の地域では電圧及び周波数制御機能を分担することも要求している（Söder et al., 2007）。スペインの検討では、風力発電が電力システムの電圧維持に貢献出来る可能性が示された（Morales et al., 2008）。

ドイツでは、風力及び太陽光発電により、近隣の電力システムに問題のある電力潮流を引き起こしている（主にオランダ及びポーランド、Ernst et al. (2010)）。

高負荷時の低い風力発電の可能性もまた多少懸念されるが、これまで、風力発電は追加的な発電として構築されてきたため、容量のアデカシーに関する問題については少なくとも 2007 年までは報告されていない（Söder et al., 2007）。

2006 年におけるドイツの状況は、系統運用者の制御室はもちろん、それが地域レベルであっても、より多くの適切な情報の必要性を示している（7.5.3.2 節）。実際、デンマーク、ドイツ、スペイン、ポルトガル、アメリカの実例は、系統運用者にはオンラインでリアルタイムの変動する再生可能エネルギー発電データと共に、期待発電量の予測を必要とすることを示している（Holtinen et al., 2009）。変動性の再生可能エネルギー発電は小規模なユニットで発電され、多くの場合は配電網に連系されているため、リアルタイムの発電量把握と期待発電量の予測は容易ではない。スペインやポルトガルではオンラインデータを収集し、場合により小規模な変動性の再生可能エネルギー発電所を制御するために、分散型の複数の制御センターが設立された（Morales et al., 2008; J. Rodriguez et al., 2008）。アメリカの実例からは、発電のほとんどが送電網に連系されている場合、これはそれほど問題ではないことが示されている。その理由は、システムの信頼性を保護するために、風力プラントが監視制御及びデータ取得（SCADA）能力を提供し、データを送信し、送電提供者からの指示を受け入れるという要件があるためである（FERC, 2005）。

より制度面の事例として、アイルランドやポルトガルにおいて結果として群処理の手順の対象となった、多数の系統申請の処理が挙げられる (Holtinen et al., 2009; EirGrid, 2010a)。また、送電系統の安定性の評価には、風車や風力発電所のモデル開発が必要である (7.5.2.1 節)。どんな種類の発電の電力システムへ統合でも問題となる高レベルの実例の 1 つは、架空送電網への一般市民の反対である (Devine-Wright et al., 2010; Buijs et al., 2011)。必要とされる送電線への投資 (必ずしも再生可能エネルギーの統合に関連するものではない) が猛反対を受け、地中化が代替案として検討されつつあるアイルランドやデンマークで、この反対の例を見ることが出来る (Ecofys, 2008; Energinet.DK, 2008)。低電圧の配電は通常地中化されており、技術的には難しくはないが、費用が嵩む。高電圧の送電線の地中化はまれであり、技術的に難しく、コストは非常に高くなると考えられる (EASAC, 2009)。再生可能エネルギー技術の計画及び認可に関連する問題については、11.6.4 節において詳細に扱われている。

再生可能エネルギー発電の統合に関する研究

再生可能エネルギー統合については、この数十年で数多くの研究が行われている。繰り返し述べられているように、統合上の課題はシステムによって多様であり、再生可能エネルギー源にも関係することから、結果や結論は極めて多様である。これまで、大半の研究は風力エネルギーの導入の増加に焦点を置いてきた (典型的なのは上述の既存の実験)。最近の大規模な研究の一部では、風力発電及びその他の再生可能エネルギー資源 (太陽と波力エネルギーなど) の双方を検討している。太陽エネルギーまたは海洋エネルギーの統合のみを扱った包括的な研究はほぼないが、小規模な研究は多少ある。風力エネルギーの統合の研究成果の一部は、太陽及び波力発電の統合にも適用可能である。

過去の試みで得られた経験にもとづき研究が行われるなか、風力エネルギーの統合の研究では様々な特有の問題が検討され、適用される手法も進化している (7.5.4 節)。ベストプラクティスが確立され、モデルの改善も進んでいる (Smith et al., 2007; Söder and Holtinen, 2008; Holtinen et al., 2009)。研究された主な課題は、高い導入率の風力エネルギーの統合の実現可能性、電力システムの信頼性と効率性への影響、そして風力発電の導入率を高める対策である。検討された影響の典型的なものとして、様々な時間領域における需給調整への影響 (予備力や出力変化速度要件の必要性の増大など)、他の発電所の運用計画と効率性への影響、系統強化のニーズと安定性への影響、発電アデカシー (供給不足に陥らないという条件) への影響とそれによる長期の信頼性への影響が挙げられる。電力システムへの風力発電の統合で生ずる主要な課題を説明するため、以下に大規模な研究を選びその概要を示す¹²。低〜中程度の導入量 (20%未満) の場合における風力エネルギーの統合については、7.5.4 節に詳述した。

デンマークの分析結果によれば、2025 年までに風力発電シェアを総発電量の 50%とする電力システム統合は、供給安定性を脅かさずに技術的に可能であるとしている (EA Energy Analyses, 2007)。これを実現するためには、発電、地域暖房 (8.2.2 節)、輸送 (8.3.1 節) を結び付けつつ地域の送電系統と需要をシステム運用へ統合するとともに、風力発電予測や最適予備力配置を改善させる、新たな電力システム構造が必要になる。改善された国際的な協調や統一的な運用手続きを背景とし、国際的な市場を連系する強力な送電系統が必要になる。特に、国際的な電力市場では、需給調整と予備力確保を国境を越えてより効率的に行うことが必要になる。また、デマンドレスポンス (需要反応) も、風力発電の導入の進展とともに、その役割が増加する (Energinet.DK, 2007; Eriksen and Orths, 2008)。

European Wind Integration Study (EWIS) 及び TradeWind は、風力発電の統合をヨーロッパ大陸レベルで検証した初めての研究である。EWIS は、系統運用者のコンソーシアムの主導のもと、2015 年の風力導入 (最大 185GW) を分析した (EWIS, 2010)。TradeWind は風力産業の代表的組織である European Wind Energy Association の主導のもと、2030 年の風力 (最大 350GW) を分析した (TradeWind, 2009)。双方の研究では、主要な連系線の増強 (EWIS は 2015 年までに計 29 本、TradeWind は 2030 年までに計 42 本) が必要であるとし、これらは短長期的にシステムに技術的そして経済的便益をもたらすとした。EWIS の結果は、負荷配分の手法における大幅な変更の必要性と、系統間連系のより大規模活用を指摘した。システムの安定性確保に必要な追加的措置としては、より高速な保護方式、より多数の無効電力補償装置導入、他の電源の迅速な出力変更、送電容量増加に向けた送電線の動的定格 (dynamic line rating) 適用時の追加的保護措置などが挙げられる。将来の風力プラントは、最先端の事故時運転継続機能を備える必要がある。ヨーロッパで電力システムを共同運用するには、さらなる協調が必要であり、スペインのセンターと同様の再生可能エネルギー専門の制御センターも必要である (Morales et al., 2008; J. Rodriguez et al., 2008)。大規模なエネルギー貯蔵や需要マネジメントは、大幅な便益をもたらすとは認められていない。2015 年までに風力の 185GW の統合に要するネットワーク増強コストは、おおよそ 5.6US ドル/MWh¹³ (おおよそ 1.6US ドル/GJ) であり、予備電源の追加導入コストは 3.6US ドル/MWh (おおよそ 1.0US ドル/GJ) と推定された (EWIS, 2010)。TradeWind は北海の洋上に展開されるメッシュ状の送電系統の経済性を試算した。この送電系統は、100GW の風力を連系し、北海に面した国々の電力売買を改善させる可能性があり、最終的に、風力発電の容量価値は、ヨーロッパ間の送電容量の増加により大幅に高まるとされた (TradeWind, 2009)。

¹² 研究の一部でも他の再生可能エネルギー資源の調査が行われたが、風力エネルギーが大半である。

¹³ US ドル (2005 年) への変換は、研究ごとの想定範囲を考えると、不可能である。

U.S. Eastern Wind Integration and Transmission Study (EnerNex Corporation, 2010) では、風力エネルギーを 20%導入する 2 つ、風力エネルギーを 30%導入する 1 つの、合計 3 つのシナリオを検証した。この研究の結果、大幅な風力発電の出力抑制を避けるため、全シナリオで新たな送電線が必要とされた。様々なシナリオで風力発電は多様な場所に立地させているにもかかわらず、各シナリオで送電という避けられない課題が共通して存在する。研究では、広域の需給制御、市場、買い取り制度、運用方法の大幅な変化が必要としている。新規の送電により潜在的な運用到達範囲が拡大され、電力不足発生時間の低下と風力の容量価値の増加につながる事が分かった。風力の容量価値は、3 年間のうち最低の年で 16~23%、最高の年で 20~31%だった。年、シナリオ設定、及び送電の増強によるが、新規の送電の建設で風力発電の容量価値は約 2~10%増加した。

US Western Wind and Solar Integration Study (GE Energy, 2010) は、大規模な地域の電力システムを検討し、「30%の風力エネルギーと 5%の太陽エネルギーの導入時の電力システム運用を可能とするには、現在の運用方法の大幅な変更が必要」としている (GE Energy, 2010)。この変更には、制御地域の協力拡大、1 時間未満での発電及び融通スケジューリングなどがある。導入量が 30%の場合、石炭火力及び水力によるすべての可能な柔軟性確保が、電力システム運用に極めて重要であるとされた。最大で 20%の導入量の場合、既存の送電容量を最大限の活用を想定すると、州をまたぐ新たな長距離送電の新設は比較的少なくてもよい。容量価値は、風力で 10~15%、太陽光発電 (PV) で 25~30%、6 時間の蓄熱を備える集光型太陽熱発電 (CSP) で 90~95%とされた。

小規模容量で緩く連系しているアイルランドの電力システムへの再生可能エネルギー発電の導入量が増加すると、統合上の大きな課題が発生するとされた (AIGS, 2008; EirGrid, 2010b)。この研究では、42%の再生可能エネルギー発電 (うち風力 34%) は中程度の追加コストで技術的に実現可能であることが示された。しかし、送電インフラの大規模増強と柔軟な電源の補完的な組み合わせは必要になる。動的な研究も必要とされ、第一段階は 2010 年に完了した (EirGrid, 2010b)。この検討では、再生可能エネルギー発電 (主に風力) の高い導入率を支えるためには、再生可能エネルギー発電と非再生可能エネルギー発電の技術的特性が重要という点も確認された。非同期の発電の運用上の限界は、電力システムの基本的な特性を変化させ、再生可能エネルギー発電の一定の出力抑制も必要となるが、この運用上の制限があっても再生可能エネルギー発電導入の国家的な目標 (例えば電力の 40%) の達成は可能である。しかしながら、これらの制限は、(非同期発電技術を想定した) より高い目標が設定され、且つ経済的障壁が非常に大きい場合は、結果として大幅な出力抑制に繋がる。同様の運用の制限は、他の離島の電力システムについても報告されている (Papathanassiou and Boulaxis, 2006)。

Hawaii Clean Energy Initiative (NREL, 2010) は、モロカイ島とラナイ島の洋上風力エネルギー容量を最大 400MW と具体的に特定し、多様な再生可能エネルギー技術の組み合わせの一部として、海底ケーブル (AC または DC) でオアフ島への送電が可能になるとした。再生可能エネルギーの普及の目標は 40%としている。瞬時の極めて高い導入レベルに対応するため、火力発電の最低運用発電量を引き下げ、負荷変化速度もより大きくする必要があるとされ、風力及び太陽の最先端の発電予測も推奨された。

自立システムにおける風力エネルギー統合を扱った研究もいくつかある。一部の島々では、風力発電導入の最大許容量が設定されている (Weisser and Garcia, 2005)。複数の研究で、このように固定的な限界を設けてもシステムの安全性は保証されず、一部の例ではそれが不要であることも示されている。風力発電のシェアの高いクレタ島では、他のユニットが適切かつ妥当な周波数と電圧の制御が提供する場合、高いレベルの安定性を維持した電力システム運用が可能であることが示された (Karapidakis, 2007)。Caralis and Zervos (2007b) は、運用と動的な理由から風力発電の普及が制限されているギリシャの島々で、小規模な自立システムにおける貯蔵装置の使用について検討し、貯蔵装置により運用コストを低減する可能性を示した。

多くの研究で、風力発電の統合を支える電力貯蔵の経済性について具体的に検討されている (Ummels et al., 2008; Denholm et al., 2010; Holttinen et al., 2011; Tuohy and O'Malley, 2011)。これらの研究によると、貯蔵がより不可欠である自立型のエネルギーシステム (8.2.5 節) 以外では、風力発電だけの統合の場合、そのシェアが 50%になるまでは電力貯蔵を設置する経済性は低い。これは、他の需給調整の選択肢に比べ、貯蔵コストが高いためである (大規模貯水池を備える水力と一部の揚水発電を除く)。コストが低下すれば、貯蔵が再生可能エネルギー発電の変動の管理により大きな役割を果たすことが予想される。

一般に、高い導入率を見込む研究は、離島のシステム (ハワイ、アイルランド) の場合が多く、これらの場合は研究をより詳細に行うことが可能であり、またそれが求められている (AIGS, 2008; EirGrid, 2010b; NREL, 2010)。さらに、離島の電力システム (ハワイ、アイルランド、ギリシャの島々) では、高い導入率へ速く進展することから、大規模な電力システムについて早い段階で重要な教訓を提供出来ることや、周波数制御がより難しいことなどは興味深い。しかし、もう 1 つの重要な方向性は、将来の連系線の運用の活用を考慮し、変動性の再生可能エネルギー発電の影響を連系された電力システム全体で捉えるという、より広範な地域を対象とした研究である (TradeWind, 2009; EnerNex Corporation, 2010; EWIS, 2010; GE Energy, 2010)。

最近の風力発電統合に関する多数の研究をまとめた研究もある (Holttinen et al., 2009)。この研究は、様々な導入

レベルやシステムを対象とし、幅広い結果を得ている。重要な結論は以下のとおりである。

- 短期の予備力の増加の必要量は、導入率が10%の場合、風力発電の容量の1~15%、20%の場合は4~18%である。予備力増加の必要性は、最悪（静的。動的ではない）のケースで計算されたが、必要予備力は必ずしも増加しなかった。これは、従来エネルギー供給に使用された発電機を、この段階では予備力として使用可能と考えることによる。より短い時間刻みでの負荷配分運用（電力市場における通告時間）が行われれば、予備力の必要性はさらに低下すると考えられる。
- 需給調整費用は、風力発電の導入が20%までの場合、風力発電量あたり約0.14~0.56USセント/kWh（約0.4~1.6USドル/GJ）となる（7.5.4.2節）。需給調整コストは、予備力の使用増加と電源の非効率な運用の増加を反映している。研究では、需給調整費と電源の非効率な運用による費用増があっても、風力の高い導入率の貢献で、運用コスト（燃料使用量とその費用）全体が大幅に低下することが示されている。風力発電は、統合に必要な処置が増えたとしても、排出削減につながる（Denny and O'Malley, 2006; Mills et al., 2009b; 7.6.1.3節）。
- 風力発電の容量価値は、導入量、風況、風力と負荷の相関によるが、5~40%の範囲である（Keane et al., 2011a）。
- 風力発電のための系統強化コストは、負荷及び系統インフラに関連して風力プラントの立地場所に大きく依存する。このコストは、電力システム、国、系統インフラ、計算方法の多様性を反映し、おおよそ0~378USドル/kW¹⁴である。このコストは継続的なものではなく、非常に多額のコストを要する増強は一回限りの可能性がある。コストを風力発電に配分する方法にも考え方の違いがある。

太陽エネルギーの統合のみを扱った大規模で包括的な研究はないが、文献としてはこのテーマについてのかなりの数の研究が報告されている。太陽光発電（PV）の大部分は地域で設置されるため、供給が需要と一致すれば、送配電損失を低減できる可能性がある（Wenger et al., 1994; Chowdhury and Sawab, 1996）。しかし、導入率が高くなると、大きな損失を伴わずに配電フィーダから送電システムに送電するには、配電網の増強が必要になる（Paatero and Lund, 2007; Liu and Bebic, 2008）。また、配電網における電圧上昇は、太陽光発電（PV）の統合で課題になる（Widén et al., 2009）。ただし、Thomson and Infield（2007）は、太陽光発電（PV）の導入レベルが非常に高いイギリス都市部の典型的なネットワーク（全世帯の半数で2,160W_{peak}）において、平均的な配電網の電圧は小幅にしか上昇しないことを示した。様々な研究で、有効電力を用いた分散型の電圧制御など、系統強化を回避するための解決策が提案されている（Braun et al., 2009）。これは、太陽光発電（PV）のインバータ自体（Stetz et al., 2010）またはその他のスマートな電圧制御によって行われる。スマートな太陽光発電（PV）インバータにより、周波数制御の分担と分散型の電圧制御に加え、その他のアンシラリーサービスも提供出来ると考えられる。こうしたインバータは、高調波の抑制や補償を行うことができ、また、適切な事故時運転継続機能により電力システムの事故復旧動作（fault behavior）を支援することが出来る（Notholt, 2008）。日本の太陽光発電（PV）の目標は、2020年に28GW、2030年に53GWであり、それぞれ需要全体の約3%、約6%を供給する。日本のいくつかの実証プロジェクトでは、太陽光発電（PV）及び地域の需要を制御することで、大規模な太陽光システムを備えた電力システムの安定性を解決した（Kobayashi and Kurihara, 2009）。

一部の場所では、需要の集中地の近くにある電力システムに太陽光発電（PV）を設置することで、送電網の増強の必要性をなくすことが出来る。Kahn et al.（2008）はカリフォルニアの事例として、沿岸の負荷の集中地の近くに太陽光発電（PV）を設置することで、他の再生可能エネルギー発電に比べて送電網への大きな投資が不要となることを報告した。特に、先の章で述べた砂漠における太陽光発電、集光型太陽熱発電（CSP）、地熱へのアクセスのため建設される送電線系統について当てはまる。しかし、この便益は、局地的な状況に左右され、地域によって大きく異なる。

太陽光発電（PV）、熱発電の容量価値は世界の様々な場所と発電方式により大きく異なる。一部の電力システムでは、ピーク負荷期間の大きな冷房需要のため、蓄熱可能な集光型太陽熱発電（CSP）は火力発電に匹敵する容量価値を持つ（GE Energy, 2010）。太陽光発電と集光型太陽熱発電（CSP）（蓄熱なし）の容量価値は、ピーク需要と太陽の位置との相関にさらに強く依存する（Pelland and Abboud, 2008; Perez et al., 2008; Xcel Energy, 2009; GE Energy 2010）。太陽光発電（PV）の容量価値は、その普及が進むと低下する（風力と類似の特性。7.5.2.4節）。これは太陽の位置は確定的に変化するため、太陽光プラント間の相関が高くなるためである（Perez et al., 2008）。

太陽光の短期的な変動性の管理は、風力発電と若干類似している。太陽光発電（PV）の変動性は、部分的に曇りの天気、霧や雪の場合に大きくなる（Lorenz et al., 2009; Mills et al., 2011）。太陽光発電（PV）を大量に導入した電力システムにおいて、朝と夕方の太陽光出力の増減は、例えその予測可能性が高く、負荷増減と一致する場合でも、電力システムに大きな変動を与える可能性がある（Denholm et al., 2009）。

太陽光発電（PV）や集光型太陽熱発電（CSP）（蓄熱なし）の普及が進む（年間総発電量の10%超）と、太陽の出

¹⁴ USドル（2005年）への変換は、研究ごとの想定範囲を考えると、不可能である。

ている日中の正味需要（需要から太陽エネルギーを差し引いて算出）は低下するが、夜間には低下しない。柔軟性のない電源が組み込まれた電力システムは、太陽光のある時間帯は発電を減少させ、夜間は再度増加させる運用になり、夜間のエネルギー供給が難しくなるだろう。このため、柔軟性の低い電力システムでは、出力の大幅な抑制をしない限り、太陽光発電（PV）及び蓄熱のない集光型太陽熱発電（CSP）を高い比率で統合することは困難である（Denholm and Margolis, 2007）。

海洋エネルギーの統合については、公表された文献では限られた研究しか行われていないが、海洋エネルギーの統合を風力と比較したレビューが1つある（Khan et al., 2009）。海洋エネルギー発電の場合、運用経験がほぼないか、全くない状態のため、結果を検証する実際のデータがほぼないまま、シミュレーションのみに基づいて結果が得られている。しかし、電力システムの全体的レベルでは、海洋エネルギー発電の変動性は、風力の変動性に比べて大きな課題になるとは予測されていない。ただし、波力エネルギープラントの短期的な出力変動は、風力プラントに比べて大きい可能性がある。海洋の波は風に比べて予測可能性が高いと思われる。これは、波は変動頻度が緩やかで、風況に直接影響されることから、風力に比べて波の特性の推定は不確実性が低くなるためである。

Bryans et al. (2005) は、資本コスト低下、設備利用率の増加、及び系統システムへの影響緩和を目的とした、タービンのサイズに対する発電機のダウンレーティング（down rating）と運用出力の低減を含む潮流発電の導入と制御の方法の研究を行った。潮流発電の容量価値は10～20%、設備利用率は19～60%としている。Denny (2009) は電力市場モデルを使用し、潮流発電がシステムの他の電源の運用に与える影響とその結果生ずるサイクリングコスト、排出削減と燃料節減に与える影響を決定した。このケース検討では、潮流発電の経済性が成立するためには、資本費は560USドル(2005年)/kW未満とされており、これは現在の潮流発電の想定資本費に比べ少ない(6.7節)。

多くの研究は、変動性のある様々な再生可能エネルギー資源を組み合わせると、変動の平滑化され、全体の期待発電量の不確実性が軽減されるとされている。電力システムのピーク負荷が冷房需要に牽引されるカリフォルニアについての研究から、太陽光発電及び風力発電の平均的な出力パターンの合計は負荷の形状と一致する可能性があり、結果として変動性のある発電の複合的な容量価値が向上するとされている（GE Energy Consulting, 2007）。但し、カリフォルニアで見られた風力及び太陽の変動の間の負の相関は他地域では成立しないことが多く、正の相関性が存在する場所も多くある（風のピークが午後遅くに起こる傾向のあるアイルランドなど）（Hasche et al., 2010）。カナダのブリティッシュコロンビアで見られる風力と水力の組み合わせでは、風力発電で水力発電における貯水池の水の使用量を減らすことで、水力の容量価値が増加することが示された（Wangdee et al., 2010）。同様に、風力発電と河川の流量に相関がないことから、水力だけの電力システムのエネルギー不足のリスクを緩和することが可能である（Denault et al., 2009）。風力及び水力の併用に特化した追加検討が、継続中のIEA Wind Task 24¹⁵の一部として実施されている。

デンマークにおける再生可能エネルギーの高い導入率の状況を分析した結果、風力、波力、及び太陽光発電の組み合わせで再生可能エネルギー発電の余剰を最小化出来ることが分かった。ここでは、風力発電を再生可能エネルギー発電全体の50%の一定とし、波力及び太陽の割合は、再生可能エネルギー全体の割合により変化した（H. Lund, 2006）。波力発電と風力発電の併用による出力変動の緩和の可能性は、スコットランド（University of Edinburgh, 2006）、アイルランド（Fusco et al., 2010）、及びカリフォルニア（Stoutenburg et al., 2010）で報告されている。変動性の緩和の程度は、様々なエネルギー源が不明であることとは対照的に、地理的分散性に関連する。同様に、技術を多様化させることによる便益は、再生可能エネルギーの構成における技術の多様性が低い状態から高い状態に移行するために必要なコストと比較する必要がある。

変動性の再生可能エネルギー発電の統合についての研究結果は、分析対象のシステム、再生可能エネルギー発電の資源量と種類、分析手法と利用可能なデータにより異なる。しかしながら、これらの結果から、一般的な示唆も若干ではあるが得ることが出来る。研究によれば、変動性のある異なる再生可能エネルギー源の組み合わせと、より広域に分布したエネルギー源を組み合わせることで、電力システム全体での変動性をならし、不確実性を減少出来ることが明確に示されている。鍵となる課題は、発電プラントから消費者への送配電、需給調整を広域で行うためのネットワーク・インフラの重要性である。以下に述べる選択肢は全て、最適な組み合わせの手法を用いて検討する必要がある。設備利用率の低い変動性の再生可能エネルギー資源に必要なインフラ能力を最適化するためには、新たな手法が必要である（Burke and O'Malley, 2010）。すべての時間領域にまたがる需給調整の要件は、柔軟な需給調整源（柔軟な発電、需要反応、貯蔵; NERC, 2010b)の必要性、需給予測及びプラントの運用計画にも新たな技術の使用を必要としている（NERC, 2010a）。すべての時間領域にまたがる需給調整に必要な補完的サービスすべてが合理的なコストで確実に提供されるようにするため、市場またはその他のメカニズムも必要である（Smit et al., 2010b; Vandezande et al., 2010）。

統合の選択肢

再生可能エネルギー発電の高い導入率の実現に必要な解決策の一般的な形は、現在かなり知られている。大量の再

¹⁵ http://www.ieawind.org/Annex_XXIV.shtml

再生可能エネルギー発電を含む電力システムの運用は、既にかかなりの経験が積まれており、統合に関する研究でも、再生可能エネルギー発電の高い導入率を実現する方法について、様々な可能性が示されている。本節では、これまで特定されているものの中で最も重要な選択肢をより詳細に検討する。将来は新たな選択肢や戦略が構築されるため、これは完全に決定的なリストではない。また、これらの選択肢は、あらゆる状況で競合するわけでも、単一の選択肢ですべての課題が解決するわけでもない。多くの電力システムでは、すべての選択肢が必要ではなくても、それぞれの選択肢の重要度は電力システムごと、そして時代によって異なる（自立システムにおける選択肢については、8.2.5 節を参照）。

送配電網の改善

電力システムの内部の接続を強化し、系統間の連系線を増強することで、変動し不確実な再生可能エネルギー発電の影響を直接緩和出来る。送配電網の強化により、電力は電力潮流のボトルネックまたは運用上の懸念による制約を受けずに、発電された場所から消費される場所に電力をもっと容易に送ることが出来る。送配電網の強化の重要性は、他の発電と配電需要にもあてはまり、送配電網の追加は再生可能エネルギー発電の統合コストではなく、システム全体の価値として捉えることが出来る。しかしながら、一部の国では配電網にこうした再生可能エネルギー発電が連系されているものの、配電網運用者と送電網運用者の間でより緊密な協力やより高い透明性が必要である（Sebastian et al., 2008）。送配電網の拡張と改修は、供給の安定性と経済的効率性を確保し、域内のエネルギー市場を実現するために必要な継続的なプロセスである（ENTSOE, 2010）。より広い地域で需給調整を行い、複数の電力システム全体で需給調整要件を共同で解決することで、再生可能エネルギー発電統合に伴うコストは低減し、技術的、運用上の課題も減少する。送配電網を使った再生可能エネルギー発電の地理的分散が、電力システムの正味の変動性と不確実性を緩和させることも出来る。これにより、より広い範囲で再生可能エネルギー発電の連系を行うことが可能になり、多様な再生可能エネルギー発電間の相関性が低いことから発電の変動性と不確実性の低減が実現し、新たな総合的便益がもたらされる。日射の豊富な北アフリカや中東と、風力発電の豊富なヨーロッパの地域と組み合わせはこの考え方によるものである（Pihl, 2009）。

従来、電力システムでは交流連系で分散発電を負荷に結び付けているが、直流連系の可能性もある（Meah and Ula, 2007）。たとえば、二地点間の長距離の送電線（約 500km を超えるもの）の場合は建設費が低下し、地中または海底による連系の場合、無効電力の要件が大幅に削減される（Velasco et al., 2011）。その結果、洋上の再生可能エネルギー発電の送電方法として、また、近隣の諸国や地域間で海底の連系線を建設する方法として、直流連系の魅力は高まっている。しかし、二地点間ではなく多地点間の高圧直流送電（HVDC）に関しては依然として解決すべき課題がある（Henry et al., 2010）。こうしたインフラ整備に必要な投資は巨額であり、インフラ整備でもたらされる電力システムの付加価値を慎重に評価する必要がある（EASAC, 2009）。

通信技術を活用して広域の電力システムの監視・制御を行うことで、送配電網の使用効率化、電力潮流や他の制約を低減することができる。しかし、安定で信頼性の高い通信及び送配電網の導入コストは、それまでの送配電網への投資と、既設送配電網における再生可能エネルギー発電の将来の立地場所にもよるが、かなり高くなる可能性がある。一部の再生可能エネルギー発電の変動性と不確実性は、地方の送配電網の制約になる可能性があるが、再生可能エネルギー発電あるいは分散発電が無効電力などの送配電網の運用支援サービスを提供出来るようになれば、こうした課題は解決可能だろう（Keane et al., 2011b）。近年の風力発電機にはこの種の機能が実現可能であるが、それを活用するインセンティブは一般に乏しい（Martinez et al., 2008）。電力システムの安定運用の課題が生じることで、（既に存在するが、設置数は少数にとどまる）柔軟な交流送電網（Flexible AC Transmission System）機器とその他の電力潮流制御装置を活用する機会もあると考えられる（X.-P. Zhang et al., 2006; Hingorani, 2007; Tyll and Schettler, 2009）。

送配電網の拡張には、特に、送電網への必要な投資を行うインセンティブの提供、新規の架空送電線、地下ケーブルまたは海底ケーブルの社会的受容性の確保という点で、制度上の課題も大きい（11.6.4 節、11.6.5 節、8.2.1.3 節）。新規送電線への投資は、たとえばヨーロッパの場合、送電システム料金を通じてコストを回収する送電システム事業者（Transmission System Operator）の事業である。場合によっては、様々なステークホルダー間でコストを配分して負担することも行われる。有効な枠組みでは、望ましい新規の発電容量（再生可能またはその他）への投資を阻害しないよう、送電の増強の必要性が予想されるはずである。従来からの景観への影響（Devine-Wright et al., 2010）、環境への懸念、人間の健康に対する電磁場の影響認識に関連して、一般市民から新規送電線に対して反対の声が上がる可能性がある（Buijs et al., 2011）。地下ケーブルもこうした問題に適用出来る選択肢だが、ケーブルの信頼性、管理上の課題、投資コストの増大のため、これで問題が解決するわけではない。地下ケーブルによる長距離連系（約 50km 超）の場合、直流送電が有利な技術になる（Schultz, 2007）。

発電の柔軟性の増加

火力発電は、必要に応じて発電量を増減し、起動停止を繰り返す運転を行うことで、電力システムの既存の変動性と不確実性に対処する柔軟性を提供している（Troy et al., 2010）。変動性の再生可能エネルギー発電の導入が進む

と、その発電量の変動性と不確実性に対処する必要性は高まると想定され、より大きな柔軟性が発電構成から必要とされる。これは、柔軟な電源の新設か、既存の電源をより柔軟に運用出来るように改良するかのいずれかが必要になる。柔軟性の劣った既存の電源を廃止することで、このプロセスを加速出来る一方、貯水池式の水力発電の活用で運用の統合が実現できることも分かっている。火力発電所は、発電の増減の速度及び頻度を高める設計、改造が可能であるが、一般に、建設と運用の両面でコストがかかる (Carraretto, 2006) ため、発電機の効率を低下させないことでコストと二酸化炭素排出量を大きく増加させないように柔軟性を向上することが課題となる (Denny and O'Malley, 2006)。たとえば、変動性の再生可能エネルギー発電機も、出力増加速度を制限し、送配電網の局所的な電圧維持を行うなどの柔軟性が焦点となる可能性もある。こうした能力は、風力発電では標準になりつつあるが (Z. Chen et al., 2009)、変動性の他の再生可能エネルギー発電ではそれほどの能力はない¹⁶。電源の近代化が進み、投資家が電力システムまたは市場のニーズにより柔軟性の高い運用が必要と考えるようになれば、発電機群の柔軟性は徐々に高まる可能性がある。将来の大きな課題は、変動性の高い発電が連系され、負荷配分可能な電源が少なくなることで、使用可能な柔軟性が減少することである。将来の電源が現在より低い出力レベルで採算の取れる安定的な運用を維持できればこの問題の解決につながるが、電力システム運用者は、電力システムの動的安定性を注意深く監視し、安全かつ安定な運用を確保する必要がある。

世界中の電力システムにおける再生可能エネルギー発電の導入目標の強化と並行して、低炭素排出の発電として、原子力と、火力発電への二酸化炭素回収貯留導入といった、再生可能エネルギー発電ではない選択肢も積極的に開発されている。技術が経済的、社会的、及び政治的な理由で選択されるなか、再生可能エネルギー発電の将来の成長の促進あるいは阻害要因となる可能性を認識する必要がある。たとえば、ガス化複合発電 (IGCC) と二酸化炭素回収貯留の併用や原子力技術のさらなる導入 (核分裂と遠い将来の核融合の可能性) などの新たな技術の導入は再生可能エネルギーの統合に影響を与える。たとえば、これらの技術は、変動性の再生可能エネルギー発電の統合に貢献する柔軟性は乏しい (Q. Chen et al., 2010) ので、再生可能エネルギー発電と CCS 付石炭ガス化複合発電や原子力の双方の導入が進むと、統合上の新たな課題となりうる。

電力部門と他のエネルギー部門の間では、相乗効果や関連があり、たとえば、蓄熱は経済的な選択肢であり、発電と熱供給の併用における発電の柔軟性を高めることが出来る (Kiviluoma and Meibom, 2010)。柔軟性のニーズ増大に対応するガス発電を主とする電力システムでは、再生可能エネルギー発電がガス供給の運用にも影響を与える (Qadrdan et al., 2010)。

需要側の方策

需要の柔軟性の要素としては、例えば夜間蓄熱暖房の遠隔操作 (Fox et al., 1998) などが電力システム運用支援に活用されており、コスト効率も良い場合が多い (Buckingham, 1965)。しかし、実際の導入は個人ベースであり、地理的な小さな地域に設置され、実現される需要の制御性も限定的である。先進的な通信技術により、制御センターと連系するスマートメーターを使用することで、需要により電力システムの柔軟性を大きく高める可能性がある。このうちの重要な可能性の1つに、家庭の需要を調整することが挙げられる。電力の価格設定をダイナミックに行い、高需要期の料金を高く設定することで、需要家は電力の使用を変えたり減らしたりするインセンティブを持つ。こうした需要管理により、個々の任意の需要が価格信号や外部からの反応“要求”に応動することは、大きな需給調整の可能性を持つと考えられている (Brattle Group et al., 2009; Centolella, 2010)。熱需要はこうした調整には理想的な需要で、空調、給湯、ヒートポンプ、及び冷蔵などがある。これらの電化製品は、個別に熱エネルギー貯蔵機能を持っており、サービス供給に大きな影響を与えずに、一時的に電力の使用を調整出来る (Stadler, 2008)。海水淡水化、アルミ精錬、製氷、生産ラインの在庫、タールサンドやけつ岩層からの石油採掘などでも、同様の柔軟性を得られる (Kirby, 2007; Kirby and Milligan, 2010)。特に、業務部門は需要規模が大きく需要調整の魅力的な対象となる。業務部門はコスト削減のために需要調整スキームに積極的に関与する可能性が高く、また、必要な機器への投資にもより前向きであると考えられる。電気自動車は成長している電力需要だが、一般市民の導入可能性、バッテリー性能、毎日の充電パターンに不確実性がある。電気自動車の充放電は、将来の制御可能な需要であり、毎日の電力システムの運用を改善出来る可能性を持つ (Kempton and Tomic, 2005)。

需要管理を行う場合、行動パターンの変化、社会的受容性、プライバシーや安全性の課題の観点など、そのすべての形態で利用者の関わりが必要になる。これらの多様な要素の影響は、現状は完全に理解されておらず、さらなる研究が必要である。また、需要管理により代替可能なピーク用電源の量も分かっていない (Earle et al., 2009; Cappers et al., 2010)。さらに、市場システムまたはインセンティブシステムも必要である。リアルタイム (またはそれに準ずる形態) の電気料金がより幅広く導入されることで、消費者に対する電気料金はより正確に供給コストを反映するようになる。しかしながら、需要管理のスキームでは、利用者が参加可能なだけでなく、こうした行動を積極的に推進出来るようにし、必要に応じて課金と支払いを正しく割り当てられるようにしなくてはならない。

¹⁶ (訳注) 風力発電よりは技術開発は遅れているが、太陽光発電のインバータ制御で、同様の機能を実現することに技術的制約はない。

需要側の方策は、歴史的には、平均需要やピーク負荷時の需要の抑制を目的として行われている。しかし需要側の方策は、変動性の再生可能エネルギー発電の導入の進展に伴う需給調整の課題解決に適用出来るとされている。たとえば、一部の変動性の発電の低い容量価値は、需要側の方策によりピーク負荷時に需要を削減することで、その悪影響を軽減することが出来る (Moura and de Almeida, 2010)。さらに、年間を通して通告なしにいつでも需要を削減できれば、それは予備力となる (Huang et al., 2009) ので、これらにより変動性の発電に起因する短時間での需給調整のための電力システムのコストと二酸化炭素排出量の増加を緩和出来る可能性がある (Strbac, 2008; GE Energy, 2010)。需要が日中を通じて管理可能で日内の需給調整 (intra-day balancing) にも使うことができれば、変動性の発電の前日予測の誤差の影響を軽減することも出来る (Klobasa, 2010)。他方、需要がリアルタイムの電気料金に対応出来るのであれば、変動性の再生可能エネルギー発電の増加に対応する火力発電所の運用上の課題 (最低運転電力の制約、出力を増減する速度の制約) の緩和も期待される (Sioshansi and Short, 2009)。風力発電の割合が高く需要が低い時間帯での電力システムの管理の困難さは、周波数の調整が可能な需要 (demand resource) の活用によって緩和出来る (Kondoh, 2010)。需要の小さい時間帯に電気自動車の充電で電力需要を増加することで、高い導入率のシナリオにおける変動性の再生可能エネルギー発電の出力抑制を減らすことも出来ると考えられる (Lund and Kempton, 2008; Kiviluoma and Meibom, 2011)。

これらの需要側の方策の導入に向けては、再生可能エネルギー発電を含む他の資源でシステム上のニーズを満たすこととの比較を行い、その経済的妥当性を評価する必要がある。しかし、最終的には、変動性の再生可能エネルギー発電の課題を軽減する需要管理の活用には、系統運用者、アグリゲータ、利用者の間への適切な通信インフラ整備と、需要側のシステム設計、市場及び電力システム運用への統合が不可欠である。また、消費者がこうしたスキームに参加できるように、インセンティブの導入とそれについての情報発信・提供を行う必要がある。

需要側の関与は、他の需給調整方法の制約が大きな小規模な自立システムでは、特別な役割を果たす。

エネルギーの貯蔵

化石燃料または貯水の形態でプラントに貯蔵されるエネルギーの量は莫大である (Wilson et al., 2010)。電力に転換し貯蔵エネルギーにもどすことの出来るエネルギーを電力貯蔵と呼ぶが、現在は大量には利用されていない。大規模な電力貯蔵として最も普及した形態は揚水発電で、これは技術的に成熟している。最初の揚水発電は 1920 年代後半に建設され、世界では、総設備容量約 95GW の 300 以上の揚水発電所が設置されている (Deane et al., 2010)。さらに、商用の圧縮空気エネルギー貯蔵 (Compressed Air Energy Storage) では、大規模な商用プラントが、ドイツでは 1978 年、アメリカでは 1991 年から合計 2 か所で運用されており、多くの新たな施設も計画され、建設中である (H. Chen et al., 2009)。電力貯蔵は、電力システムにおいて、需要が小さく価格が低いとき (夜間や週末のオフピーク) にはエネルギーを貯蔵し、需要が大きく価格が高い (午後のピーク時) ときには発電する。これに加えて、エネルギー貯蔵設備は、電力システムの柔軟性を大きく向上する可能性があり、適切に設計することで必要時に高速に反応出来る (Mandle, 1988; Strunz and Louie, 2009)。比較的少ないエネルギー (分～時間単位) を貯蔵するバッテリーやフライホイールなどの技術は、1 時間の時間枠で電力を供給し、理論上はマイクログリッドまたは (電力メーターの背後に控える) エネルギー消費者の域内ネットワークの需給調整に使用出来る。こうした技術の幅広い導入は、設備費、充放電サイクルの効率、適用効果にかかっており (H. Chen et al., 2009; Ekman and Jensen, 2010)、実証試験などと並行して、新技術の導入を誘導する市場ルールや買い取り制度も徐々に導入されている (Lazarewicz and Ryan, 2010; G. Rodriguez, 2010)。バッテリー技術は積極的な研究が行われている分野で、コスト、効率に加え耐用年数などのその他の要素の改善が続いている。

再生可能エネルギー発電の出力が大きく需要が少ないときに、電気エネルギーを貯蔵し、再生可能エネルギーの出力が少なく需要が多いときに発電を行う。こうした方法で、再生可能エネルギーの発電抑制を削減でき、電力システムのベース電源の運用もより効率化される (DeCarolis and Keith, 2006; Ummels et al., 2008; Lund and Salgi, 2009; Denholm et al., 2010; Loisel et al., 2010; Tuohy and O'Malley, 2011)。電力貯蔵はまた、送電網の混雑を緩和し、増強のニーズの低減や建設時期の後ろ倒しも可能になる (Denholm and Sioshansi, 2009)。小規模な自立システムでは、電力貯蔵は特に重要な役割を果たす可能性がある (8.2.5 節)。

変動性の再生可能エネルギー発電を電力貯蔵で支援する場合、特定の変動性を対象にするのではなく、あらゆる形態の変動性 (需要の変動性など) の調整を行うシステム大の設備と考えるべきである。大規模な電力システムで変動性の発電のみ対象として需給調整力を用意するのは、一般的にコスト効率的ではない。何故ならば、負荷と発電の変動は合計することで効果的に低減することが出来るためである。同様に、特定の火力発電所の停止に備えて専用の電力貯蔵設備を設け、一定の負荷の変動を補償する設備を設置することも効率的ではない。

電力貯蔵設備の最適な使用方法は、市場価格または電力システムコストにより決定される。電力貯蔵の価値は、発電構成、需要形態、他システムへの連系状況、変動性の再生可能電源の特性など、電力システム全体の特性に依存する (Tuohy and O'Malley, 2011)。これはすべての電力システムに当てはまり、小規模な自立システムも例外ではない (Caralis and Zervos, 2007a; Katsaprakakis et al., 2007)。電力貯蔵は、最終的に他の電力システムとの連系の拡

大、需要管理の利用増加、その他の本節で紹介した選択肢と競合する (Denny et al., 2010)。最も効率的な選択はシステムの状況によって決まり、経済性は電力市場のインセンティブのあり方に影響される。現状、エネルギー貯蔵の大規模な導入は、一般に建設費が高く運用時の損失が発生することから、疑問である。それでも、これらの建設コストとエネルギー損失を、出力抑制の緩和、他の柔軟な方策の適切な使用、または一般的な電力システム効率運用により正当化出来る場合はその限りではない (DeCarolus and Keith, 2006; Ummels et al., 2008; GE Energy, 2010; Nyamdash et al., 2010; Tuohy and O'Malley, 2011)。また、電力貯蔵技術には、現時点では、すべての電力市場で完全に評価されていない特質がある。たとえば、アンシラリーサービスを提供可能な貯蔵技術、短時間に大量のエネルギーを出し入れ可能な貯蔵技術は、特に独立の電力システムまたは緩く連系された電力システムに仮想的な慣性を提供することが出来る (Wu et al., 2008; Delille et al., 2010)。このように便益が増加し、貯蔵コストが減少すれば、需給調整及び再生可能エネルギー統合の支援という電力貯蔵の役割は、拡大する可能性がある。

運用・市場及びプランニング方法の改善

既存の運用、設備計画、電力市場の手順は、出力調整可能な発電と予測可能な負荷形態に基づいている。これらの作業を支援するソフトウェアツールは、本質的に決定論的な取扱いを行う。変動性を伴う不確実な発電の普及拡大に対処するため、システム運用の柔軟性の電源を見分けるニーズ、(決定論的ではなく) 確率論的な運用と設備計画のツールを開発するニーズ (Bayem et al., 2009; Papaefthymiou and Kurowicka, 2009)、電力システムの電力安定性を維持するためのより先進的な方法論を確立するニーズが高まっている。より根本的には、リアルタイムの運用と長期的な設備計画は従来、別箇の分離した作業と考えられていた。しかし、再生可能エネルギー発電の導入が進展に伴い、経済的で信頼性の高い方法で実際に運用出来る電力システムを計画するためにも、この二つのプロセスには緊密な連携が必要となる (Swider and Weber, 2007)。

変動電源についての変動性と不確実性に対処するため、発電予測と確率的起動停止計画方法の改善と組み合わせて、需給調整に必要な予備力と最適な電源の起動停止計画の両方を決定することが出来る (Meibom et al., 2011)。これにより、従来の技術に比べて省コストでより信頼性の高いシステム運用を確保することが出来る。風力の発電予測システムは、アンサンブル¹⁷による確率的予測を用いて開発されているが、この技術は成熟段階に達しつつあり、高い精度の予測が可能である¹⁸ (NERC, 2010a Giebel et al., 2011)。他の変動性の再生可能エネルギー発電 (波力及び太陽など) の発電予測システムは、発電設備の実際の導入と並行して開発する必要がある。また、将来の発電予測システムは、すべての再生可能エネルギー発電について、極端な事象、高い発電量あるいは低い発電量の継続、例外的な出力変化速度などを適切に予測することが必要である (Greaves et al., 2009; Larsen and Mann, 2009)。

変動性を伴う電力による発電量が大きくなると、多様で地理的に分散した再生可能エネルギー発電を合計することで便益を得られるため、より大きな地域での需給調整あるいは、地域間の共同の需給調整も有効である (Milligan et al., 2009)。隣接する電力システムや電力市場間でのこうした連系を実現するには、適切な連系能力があるという前提のもと、制度整備 (送電価格の政策など) も必要となる。European Network of Transmission System Operators for Electricity は、ヨーロッパ大陸の送電システム事業者全体の初の連合として、この目的のために設立され、国境を越えた送電網管理及びヨーロッパ大の送電網計画に拘束力のある規則を設けるという法的責務を負っている。同様に、リアルタイムに近い形 (すなわち、市場での通告時間の短期化) で意思決定し、その頻度をあげることで、電力システムは最新で精度の高い情報を使用でき、電源の負荷配分の経済性を上げることが出来る (TradeWind, 2009; EWIS, 2010; Weber, 2010)。運用の時間分解能 (日中で、5分未満の分解能) を上げることは、変動と必要調整力を的確に表現し (Milligan et al., 2009)、より有利な決定をリアルタイムに近い形で行うことが出来るようになる。それだけでなく、制度や電力市場の構造を進展させることで、電力システムの柔軟性の必要性を定量化し、その価値に報いる方法を明らかにしなければならない (Arroyo and Galiana, 2005)。また、火力発電の利用率の低下については、市場メカニズムの検証を行い、投資家のリスク軽減の方法 (容量料金 (capacity payment)、長期契約など) を検討する必要がある (Newbery, 2005, 2010)。

地理的広がりを持つ場合や遠隔地を含む地域を考える場合、変動性の発電を効率的に連系出来るよう、電力ネットワークの最適な増強と拡張を計画する先進的な設備計画手法が求められる。この手法では、既存の送配電網の最適な運用にとどまらず、最適な増強または拡張案を見出す必要もある (Keane and O'Malley, 2005)。計画手法は、最大のシステムリスクの時点が十分把握されているという前提での“スナップショット”的な内容から、再生可能発電の変動性を考慮して、多様な再生可能エネルギー発電の毎日、或いは季節的な発電特性の相関、年間にどの程度リスクが生じるかなどを評価する手法に移行する必要がある (Burke and O'Malley, 2010)。新たな評価指標は、長期的な資源計画で既に使用される評価指標と共通点は多いが、これも、短時間の変動性が確実に計画に反映されるように構築する必要がある (NERC, 2009; Lannoye et al., 2010)。このためには、変動性の再生可能エネルギー発電

¹⁷ (訳注) 初期値にわずかなバラツキを与えて複数例の数値予報を実施することにより、その平均 (アンサンブル平均) をとることで予測を行う手法。

¹⁸ (訳注) 高い精度の予測ができるかどうか、どのような予測が精度の高い予測化と言えるか、予測に求められる仕様はシステムの様々な条件によって変わるという点を含め、発電予測には多くの課題がある。

が様々な時間領域引き起こす変動性や不確実性、またこれらによりどのように既存の負荷の変動性や不確実性が長短期で増大するか（供給力のアデカシー）を解明する必要がある。設備計画に運用の可能性を反映するためには、発電と需要反応など、柔軟性のあらゆる可能性を詳細にモデリングする必要がある（NERC, 2010b,c）。

オンラインによる安定性分析ツールは、最適な送配電網の運用を事前に決定し、システム復旧戦略も識別することで、想定される事象に対して電力システムの安定かつ安全な運用を確保出来るものを開発する必要がある（Dudurych, 2010a; P. Zhang et al., 2010）。将来、多数の発電機を効率的に運用管理することは非常に難しく、高度な情報通信インフラを必要とする（J. Rodriguez et al., 2008）。需要管理と貯蔵の選択肢とともに、より高度なネットワーク監視制御が可能になれば、電力システムへの再生可能エネルギー発電の統合がより可能になる。しかし、送配電双方のネットワークレベルで今後生ずる複雑性を監視管理するために必要な制御システム及び意思決定システムは、今後の開発を待つ必要がある。

要旨及び知見のギャップ

再生可能エネルギー発電は、大陸規模の大規模な連系システムから小規模な自立システムに至るまで、あらゆる種類の電力システムに統合可能である。電力システムには、送配電網インフラ、需要の変化とその地理的分布、電源構成、場所による制御性・通信能力、地理的な到達範囲、再生可能エネルギー源の変動性と予測可能性などの特徴があり、これらの特徴により再生可能エネルギーの統合における課題の大きさが決まる。再生可能エネルギー源の導入量が増加すると、一般には、電力網のインフラ（送電線・配電線）を追加して建設する必要が発生する。変動性の再生可能エネルギー源（風力など）は、変動性のない再生可能エネルギー源（バイオエネルギー発電など）に比べ、統合はより難しい可能性がある。また、導入の進展に伴い、信頼性の維持はより難しくなり、より高コストになる。これらの課題とコストは、電力システムへの連系、補完して働く柔軟な発電技術の開発、需給調整エリアの拡大、1時間以下の市場取り引き、貯蔵技術、発電予測の精度向上、システム運用や設備計画ツールの改善などの選択肢の組み合わせるにより、最小化可能である。

電気自動車、ヒートポンプなど暖房の電化、分散発電とスマートメーターを活用した需要制御などの再生可能エネルギー発電の導入拡大と並行した開発は、課題を補完的に解決する物理的な柔軟性を高め、電力システムに劇的な変化を起こしつつある。これらの変化には、事業規制と、市場が存在する場合は市場メカニズムなどの制度の変更も含まれる。特に、需要反応の円滑化、電力システムの望ましい組み合わせを促進するメカニズムが求められる。また、再生可能エネルギーの導入レベルが高まることは、先進国と開発途上国双方で導入が進むことを意味し、適用技術も多様化する可能性がある（たとえば、海洋エネルギー技術の競争力が向上する場合など）。これらの変化や発展は、統合への選択肢に関する我々の知見に新たな変更を余儀なくする。将来的に重要になる変化には、以下のようなものが考えられる。

- EirGrid (2010b) で調査された、非同期発電の幅広い導入による将来の電力システムの基本的な特性。
- 洋上の風力エネルギー及び海洋エネルギーの連系に関連する（Henry et al., 2010）メッシュ状の高圧直流送電網の保護及び相互運用性。
- システムの信頼性及び安全性確保に向けた保護リレーへの移行（Jenkins et al., 2010）。
- 確率的な変動性を持つ発電の大量導入のための、設備計画の新たな確率的手法（Bayem et al., 2009）。
- 地域間の連系制約と運用上の課題についてのより深い理解（GE Energy, 2010）。
- 非再生可能エネルギー発電の構成割合の変化（廃止、柔軟性、好ましい特性の設備追加または増強の価値の影響）（Doherty et al., 2006）。
- 再生可能エネルギー統合に必要な系統サービス提供における、需要側の関与すなわち需要反応の可能性の定量化（McDonough and Kraus, 2007）（Sioshansi and Short, 2009; Klobasa, 2010）
- 電力部門と他のエネルギー部門の統合の影響（Lund and Kempton, 2008）。
- これまで統合された市場とは異なる（中国など）新規市場や新興市場の変動性の再生可能エネルギー発電の統合のニーズ。
- 複数の再生可能エネルギー発電を相補的に用いる場合の便益及びコスト（H. Lund, 2006）。
- 変動性の再生可能エネルギー発電と柔軟な電源に関する市場における扱いの改善（Glanchant and Finon, 2010; Smith et al. 2010b）。

8.2.2 冷暖房ネットワークへの再生可能エネルギーの統合

冷暖房及び給湯は、特に業務部門及び産業部門のエネルギー使用で大きな割合を占める。これらのエネルギーのサービスは、様々な燃料及び技術を使用して個々の建物で提供され（8.3.2 節）、個々の産業に対して熱と冷熱を提供する（8.3.3 節、8.3.4 節）。地域冷暖房（DHC）は代替的な方法であり、本節では、こうした配電網への再生可能エネルギー熱の統合を扱う。

8.2.2.1 地域冷暖房地域システムの特徴及び構造

地域冷暖房網は、複数のエネルギー源を使用して、1つ以上の生産設備から多数のエネルギー利用者にエネルギーを配送する。エネルギーキャリアは、通常は温水、冷水、蒸気であり、保温・保冷された地下のパイプラインで最終消費場所に送り出され、その後、還水パイプで生産設備に戻ってくる。地域暖房 (DH) の送水パイプの通常の送り出し温度は平均 80~90°C程度であり、熱供給後の還水パイプでは 45~60°Cに低下する。ネットワークからラジエータを備えた温水循環式暖房システムまたは給湯システムに熱を送るために熱交換器が使用される (Werner, 2004)。

熱及び CHP 生産は、かつては石油や石炭が主流だったが、1970 年代の石油危機後、石油は大半のシステムで他の燃料に替わっている。地域暖房システムが普及している西ヨーロッパで最も普及している燃料は天然ガスと石炭だが、石油やバイオマス (2.4 節; 図 2.4.2) も使用されている。中国及び東ヨーロッパでは、依然として石炭が主流である。産業プロセスに由来する廃熱、廃棄物熱、地熱、太陽熱も利用出来るが、使用が広く普及しているわけではない (Oliver-Solà et al., 2009)。

大規模な地域冷暖房システムは、エネルギー源に関する柔軟性が比較的高い。地域冷暖房施設における集中的な温熱生産は、各建物のボイラーや炉では不向きな質の劣る燃料を使用出来る¹⁹。また、質の劣る燃料の使用には、(大気)汚染制御装置も必要である。都市部の大気質を改善することと、熱と電力を低価格で生産する可能性は、地域暖房導入の大きな理由であり、今もそれは変わらない (IEA, 2009c)。

集中地域冷暖房プラントの好事例として、ノルウェーのリレストロムが挙げられる (図 8.3)。複数のエネルギー源 (家庭排水を用いたヒートポンプなど) を使用し、温冷熱を生産し、業務用建物や住宅に配送する。このシステムや他の地域冷暖房では一般に、温水貯蔵用の蓄熱器を備え日中の需要変動を均すことで、生産条件の安定化を図っている (8.2.2.4 節)。投資総額は、2,500 万 US ドル (2005 年) で、竣工は 2011 年を予定している。

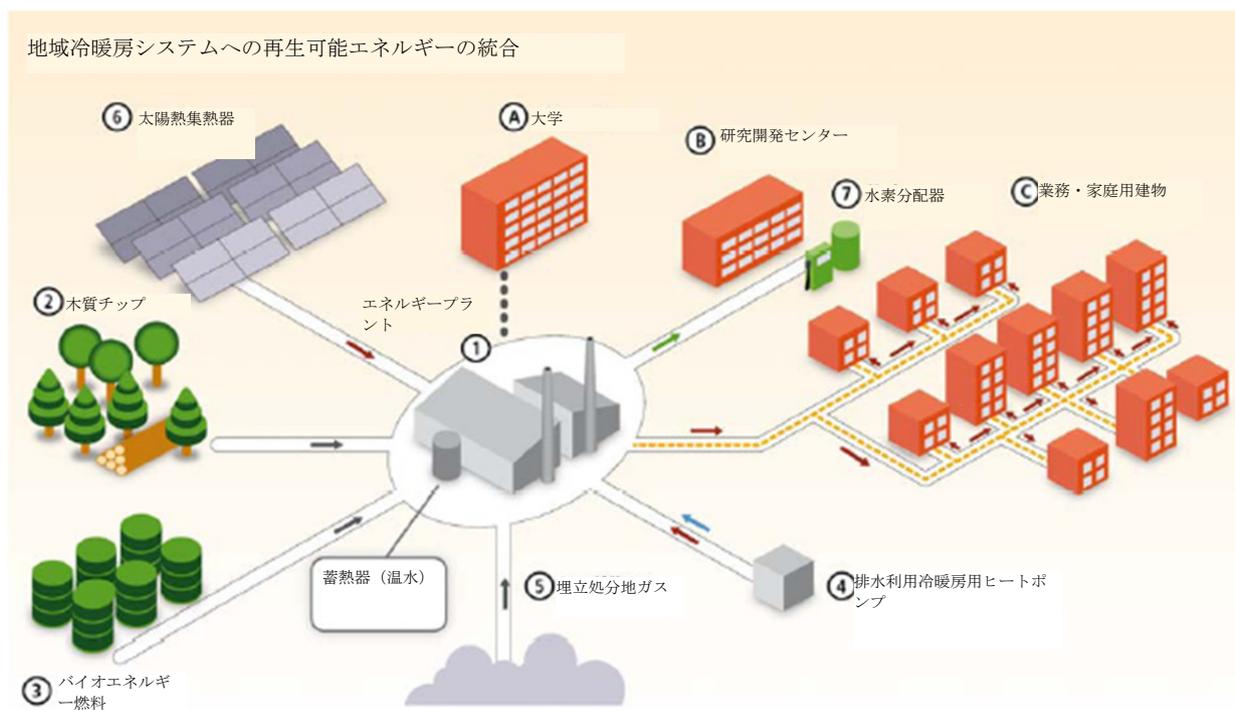


図 8.3: 再生可能エネルギーをベースにした統合的なプラント (ノルウェーのリレストロム)。変動性の再生可能エネルギー源、熱貯蔵、水素の製造分配システムを組み合わせた地域冷暖房システムで、大学、研究開発センター、様々な業務用建物・住宅に供給 (Akershus Energi, 2010)。

注: (1) 1,200m³のタンク型蓄熱器を持つ中央エネルギーシステム (2) 木質燃焼システム (20MW_{th}) (排煙による排熱回復装置つき)、(3) バイオ・オイルバーナー (40MW_{th})、(4) ヒートポンプ (4.5MW_{th})、(5) ごみ処分場ガスのバーナー (1.5MW_{th}) とパイプライン (5km)、(6) 太陽熱集熱システム (10,000m²) (2012 年完成予定)、(7) 再生可能エネルギーによる水素生産 (水電解と、埋立処分場ガスの収着強化蒸気メタン改質) と燃料電池自動車用充填システムの実証 (2011 年完成予定)

様々な生産ユニットが変動する需要に対し最適な方法で熱を分担して生産している (ピーク需要の対応には、反応の早い専用ボイラー及び専用貯蔵を使用する)。システム全体の効率向上は、発電と組み合わせた温冷熱生産、日

¹⁹ デンマークの Kalundborg で展開される地域冷暖房 (2.4.3 節) は、リグノセルロース系エタノールのパイロットプラントなど、複数のバイオエネルギー要素を取り込んでいる。

中や季節変動用の温冷熱貯蔵により可能になる。同一の配送網で温冷熱源を使用することは可能であり、転換技術の選択は、需要のパターンなどの個別の条件に大きく左右される。この結果、エネルギー供給の組み合わせは国やシステムで大きく異なる (Werner, 2006a)。

地域冷暖房システムは、冷暖房需要の大きな都市部の人口密集地において経済的な成立性が最も高い。地域冷暖房スキームが開発されるのは、中央計画経済、アメリカの大学キャンパス、スカンジナビアのように多目的サービスを提供する事業者を持つ国、地方自治体の管轄にある街区など、強い計画力を持ち、集権的な計画機関が必要なインフラを構築可能な場合である。中国で大規模に実証されたように、都市化によって地域冷暖房の新設や拡張の機会は生まれる (8.2.2.6 節)。人口密集度が低い地域またはへき地においては、配送コストが高く熱配送損失も大きい地域冷暖房システムの開発は制約される (Oliver-Solà et al., 2009)。

大半の地域冷暖房システムは、冬の寒さの厳しい国々で 1950 年代以降に開発、拡張されたが、1882 年のニューヨークや 1900 年のドレスデンのように、それ以前の事例もある。世界の地域暖房の年間熱供給量は、約 11EJ と推定されるが (Werner, 2004) (世界規模の熱需要全体の約 10%; IEA, 2010b)、このデータは不確実性を伴う。地域暖房市場の割合は、高緯度にある国の場合 30~50%、地熱資源の豊富なアイスランドでは 96%に達する (図 8.4)。

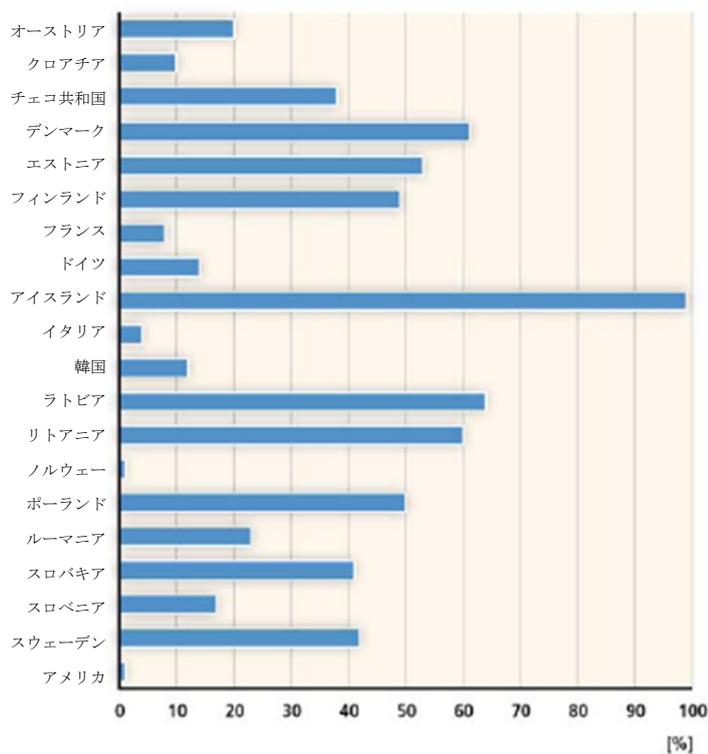


図 8.4: 国別の建物の熱需要全体に対する地域暖房の供給割合 (Euroheat&Power, 2007)。

地域冷房 (DC) は、パイプラインで冷却水または天然の冷水を配送する形で普及が進んでいる。高緯度地域では、地域暖房網のパイプを使用し、熱交換器を経由して建物に送水する場合もある。冷熱供給は通常、約 6~7°C で、還水は 12~17°C である (Werner, 2004)。他の方法として、地域暖房システムの熱を夏季に使用し、熱駆動の吸収式冷凍機を稼働させる場合もある。

コンピュータやその他の電化製品、個人の快適性の追求、近代的な建築設計でガラス面積の拡大による熱入射の増加などによる内部の熱負荷の増大を受け、建物の冷熱需要は高まる傾向がある (IEA, 2007c)。近年、多くの地域で夏季の気温が上昇していることも、世界の冷房需要が拡大する要因である。特に、低緯度にある多くの開発途上国の人々が、経済成長に伴い快適さを求めるようになった状況も挙げられる。複数の近代的な地域冷房システムは、容量が 5~300MW_{th} で、パリ、アムステルダム、リスボン、ストックホルム、バルセロナなどで長期に問題なく運用されている (IEA, 2007d)。

8.2.2.2 地域冷暖房システムにおける再生可能エネルギーの特性

過去 20 年で、多数の地域冷暖房システムが化石燃料から再生可能エネルギーに切り替わっている。1980 年代の石油依存度の軽減に始まり、その後は二酸化炭素排出削減が目的になっている。集中的な温熱生産で、個別の発熱システムでの使用には向かない低価格または低質な再生可能エネルギーの熱源を使用でき、これらの熱源には、ごみ

固形燃料、木質プロセス残渣、CHP、産業プロセスやバイオ燃料生産による廃熱などがある (Egeskog et al., 2009)。このように、地域冷暖房システムは、再生可能エネルギーの導入拡大に有効なインフラを提供する。

地域冷暖房システムにおける今後の再生可能エネルギーの貢献と組み合わせは、再生可能エネルギー資源の利用可能性を含む地域事情に大きく左右される。バイオマスや地熱システムの場合は高い設備利用率を持つため、高い導入率を達成するうえでの技術的な問題はなく、多数の地熱暖房、バイオマスによる発熱や CHP プラントが、商業的に運用される地域暖房システムへの統合に成功している。

- 木質バイオマス、穀物残渣、ペレット、固形有機廃棄物は、個別の小型の燃焼器に比べ、地域暖房統合型の CHP プラントでより効率的に使用出来る (表 2.3.2)。バイオマス燃料は、いくつかのヨーロッパの国々では重要な地域暖房の燃料である。これらの国々ではバイオマスが簡単に利用可能であり、特にスウェーデンとフィンランドにこれが当てはまる (Euroheat&Power, 2007)。スウェーデンでは現在、バイオマスの割合が地域暖房の燃料のほぼ半分を占めている (Box 11.11)。
- 地表近くの低温の地熱資源は、地域暖房の用途に十分適している。しかしながら、競合する燃料が低価格な場合が多く、地熱の世界における技術的ポテンシャルは大きくても、地域暖房における地熱使用は、アイスランドという例外を除き、少ない状態である (4.2 節)。
- 2009 年における世界の太陽熱集熱器の設備は 180GW_{th} (3.4.1 節) だったが、地域暖房に使用された割合はごくわずかであった (Weiss et al., 2009)。太陽熱の地域暖房プラントは主に、ドイツ、スウェーデン、オーストリア、デンマークにある (Dalenbäck, 2010)。デンマークのいくつかのプラントでは、太陽熱集熱器面積が約 $10,000\text{m}^2$ 級のものも多数ある (Epp, 2009)。太陽熱の割合が 20% までの場合、地域暖房システムを利用する消費者の多くは、夏季でも十分に大きな温水需要を有するため、高い太陽熱の利用量 ($1,800\text{MJ}/\text{m}^2$ 未満) を達成する。太陽熱の利用割合の拡大は、季節変動対応の蓄熱システムの使用することで達成されるが、このためには、十分に高い熱需要が経済性の前提となる。季節変動用の蓄熱を備え、太陽熱の割合が 50% を超えるパイロットプラントでは、このようなシステムの技術的な実現可能性が検証されている (8.2.2.6 節)。

電力価格が低いかマイナスの場合は、地域暖房システムの電力源を通じた再生可能エネルギー使用は、ヒートポンプや電気ボイラーにより行われ、蓄熱も選択肢の 1 つである (Lund et al., 2010)。地域暖房システムは、CHP プラントを通じて、電力系統への電力供給や需要反応サービス提供も可能であり、地域の電力システムへの再生可能エネルギーの統合の拡大につながる。熱力学的には、電力による低質の熱生産は非効率に見えるが、状況により、変動性の再生可能エネルギー発電を抑制することに比べれば経済的な選択肢になり得る²⁰ (8.2.1 節)。

天然の帯水層、水路、海洋、または深水湖を活用する地域冷房システムも、再生可能エネルギー利用として分類出来る。こうした冷房の利用の推定は難しいが、多くの都市は冷熱源に出来る優れた水供給源の近くに立地している。深水の冷却で、気温と比べてかなり低温の排熱温度で水を活用すれば、熱力学的な効率性は比較的高い (8.2.2.6 節)。湖水または海水は、建物の直接冷却することに十分であることが多い。このため、ヒートポンプ空調システム関連の冷却部は、さらに冷却することが必要な場合だけ運用すればよいことになる。建物内の余剰な熱はすべて、水放熱器 (water heat sink) に直接送られる。

質の観点からみると、再生可能エネルギーの冷却を建物内で最も効率的に使用するため、冷却の優先順位を設定することが可能である (暖房も同じ) (IEA, 2007c)。この順位は、地域条件やコストによって異なるが、典型的な例としては、追加的省エネルギー、パッシブな冷却、再生可能エネルギー発電によるアクティブな圧縮冷却・冷凍、太陽熱、集光型太陽熱発電、表層の地熱 (3.7.2 節) によるアクティブな冷却システムの稼働、トリジェネレーションにより冷熱を生産するバイオマス統合システムが挙げられる。たとえば、スウェーデンの町 Växjö では、バイオマス燃焼の CHP プラントで生じた夏季の余熱を、1 つの地区の吸収式冷凍システムに使用している。また、2MW の冷凍機の追加設置も計画されている (IEA, 2009b)。

地中熱利用のヒートポンプは、事実上いずれの場所でも、夏季の室内冷房 (空気から地中) 及び冬季の室内暖房 (地中から空気) に使用可能である。ヒートポンプは、地中の蓄熱能力をアースヒートシンク (earth heat sink) として活用するが、これは深さ 15~20m の温度が年間を通じて約 12~14°C とかなり一定であるためである。ヒートポンプは、容量 10~200kW という中小規模機が商用段階にある。

8.2.2.3 地域冷暖房網への再生可能エネルギー統合に関連する課題

冷暖房への需要増に対応し、エネルギーシステムへのさらなる再生可能エネルギー統合の目標を達成するためには、既存導管網の増強が必要になる。地域冷暖房の導管網の増強には、資本投資が必要であり、キロメートル当たりの導管コストは地域の熱密度及び地下の断熱パイプ建設の現地条件によって大幅に異なる。熱 (または冷熱) 配送の

²⁰ (訳注) 電力システムの需給状況から抑制せざるを得ない再生可能エネルギー発電があるとするれば、それを熱生産に利用することは経済性以外の面からも問題はない。

単位量当たりの導管網の資本投資コストと配送損失は、年間需要が大きい地域では低くなる ($\text{MJ}/\text{m}^2/\text{年}$ 、 $\text{MWpeak}/\text{km}^2$ 、または GJ/m (パイプ距離/年当たり) で表現される)。商業、産業が密集した都市部では、地域の熱密度は最大 $1,000\text{MJ}/\text{m}^2$ にもなるが、住宅が散在する地域では $70\text{MJ}/\text{m}^2$ を下回る。熱配送損失は、都市部では 5% 未満だが、分散した地域では 30% を超える場合がある。配送損失と導管網のコストが経済的制約となる範囲は、熱のコスト及び資源に依存する。一定の条件下では、熱密度が $40\text{MJ}/\text{m}^2/\text{年}$ 程度か、熱需要が $1.2\text{GJ}/\text{m}$ (パイプ距離/年当たり) のいずれかの地域であれば、地域熱暖房は経済的にサービスを提供出来る (Zinco et al., 2008)。

建物の省エネルギー化と高い省エネルギー基準に適合する新築設計により、冷暖房の需要を削減することが出来る。低エネルギーで省エネルギー設計の建物が建てられ、改修が行われることで、既存の地域冷暖房システムのエネルギー需要、エネルギー密度は徐々に減少する。省エネルギー対策により、冷暖房のピーク需要を削減して、総需要の形状を平準化することが出来る。これらの場合、新規のプラントによる地域暖房供給または既存導管網の拡張の採算性は低下する (Thyholt and Hestnes, 2008)。ノルウェー、ドイツ、及びスウェーデンでは、低エネルギーの建築基準と地域暖房開発が競合し、地域または国のエネルギー政策担当者の関心を集めている (Thyholt and Hestnes, 2008)。同時に、省エネルギーは導管網の熱密度を下げ、地域暖房の一般的な経済性に関する課題を引き起こすが、個々の暖房システムにおける再生可能エネルギーの割合を高める効果を持つ (Verbruggen, 2006; IEA, 2009b)。

再生可能エネルギー源を使用した冷暖房の技術的、経済的課題は、必ずしも、追加コストなしで温冷熱を既存の地域冷暖房への統合する点ではない。そうではなく、この統合における主な課題は、温冷熱の生産を可能にする一貫した信頼性のある資源の確保である。

- 木質残渣またはわらの燃焼は難しい可能性がある。ばらつきのある燃料組成、貯蔵と取扱いのプラントの追加コスト、燃料購入コスト、及びバイオマスを安定的に供給する物流サプライチェーンの必要性がその理由である (2.3.2 節)。
- 地熱抽出は信頼性があるが、地域の環境への影響を伴う (4.5 節)。
- 太陽エネルギーの変動性は問題になる可能性があるが (3.2 節)、蓄熱によって一部は解決する。地域冷房で使用する場合、冷房のピーク需要は、日射のピークレベルと比較的高い相関を示すため、日間及び季節変動用の貯蔵の必要性は低く出来る可能性がある。

冷房の場合、冷熱源として使用する水需要から離れていると、地域冷房システムへの統合にはコストのかかるインフラ投資が必要になる。吸収冷却システムに太陽エネルギーまたはバイオマスを使用する場合、課題は地域暖房の場合と同様である。

人口密度が高くない、あるいは中央集権的な計画機関が存在しない地域の場合は、地域冷暖房の開発または使用拡大に対して制度上の障壁や課題が生じ、地域冷暖房導管網への再生可能エネルギーの導入促進に対する間接的な課題となる。設備の新設や既存の地域冷暖房導管網の拡張には、通常、ステークホルダー及び関係機関による計画への同意と調整が必要となる。

8.2.2.4 再生可能エネルギー統合を容易にする選択肢

再生可能エネルギー源は、古くなった生産設備の取り換えや改修を行うか、これらの生産設備を新規の地域冷暖房システムに組み込むことで、既存システムに統合することが出来る。地域冷暖房導管網は、再生可能エネルギー供給源を求める利用者の数が増えれば、建設または拡張が可能である。これらは、自然な資本設備回転率が低ければ、より経済的に既存システムに統合可能であり、また、特定の政策により連系のプロセスを加速する可能性がある。

暖房の新たな技術の選択肢

新たな再生可能エネルギー技術の開発に伴い、地域暖房システムで再生可能エネルギーの導入割合を拡大する新しい技術の選択肢が登場している。短期的に実施出来る選択肢としては、化石燃料のみで運用している既存のボイラーまたは CHP ボイラーの、燃料転換あるいはバイオマス共燃焼が挙げられる。バイオマス燃料の適合性、その水分含有量、粉砕の必要性の有無は、既存のボイラーの仕様 (火格子燃焼、回転炉床燃焼、または気泡流動床燃焼など) による。

地熱と太陽熱は、より簡単に既存の地域暖房システムに統合可能である。地熱井涵養システム (EGS) は、地域暖房導管網と併用して CHP モードで運用出来る。これらの深部の地熱システムを掘削する大きなコストに見合うためには、大量の熱を商業的に活用出来ることが必要である (Thorsteinsson and Tester, 2010)。こうした大きな熱需要は、通常、地域暖房導管網、あるいは主要産業への直接供給でのみ、可能となる (Hotson, 1997)。

貯蔵の選択肢

蓄熱システムは、変動性で同期しない熱の需給ギャップを埋めることが出来る。蓄熱システムの容量は数 MJ から

最大で数 TJ、蓄熱時間は数時間から数か月、温度は 20°C から最大で 1,000°C の範囲と考えられる。この広い範囲は、固体、水、石油、または塩などの様々な蓄熱材とそれに対応する蓄熱方式を組み合わせることで実現される。

温水蓄熱システムの設計は、地域の地理的、水文地質学的な条件、地域冷暖房システムの需給の特性にもとづく。短期の蓄熱（数時間～数日）の場合、配送システム自体の熱容量を蓄熱に利用出来る（図 8.5）。長期の季節変動用の蓄熱は、通常は冬季と夏季の間であるが、それほど普及していない。この場合、蓄熱の主要な選択肢は、地下タンク、穴、掘削孔、帯水層などである（Heidemann and Müller-Steinhagen, 2006）。地中貯蔵の場合は、温度差は比較的小さく設計される。帯水層の場合、夏季に熱を注入して温度を上昇させ、冬季に利用することになる。季節変動用の貯蔵は、地域冷暖房で太陽熱エネルギーの使用割合が高まると、日射が季節や日によって変動するため、重要が増す可能性が高い。大規模な太陽熱システムを地域暖房網に統合するため、季節変動用の蓄熱システムの開発（図 8.5）が進められ、いくつかの実証試験が行われている（Bauer et al., 2010）。

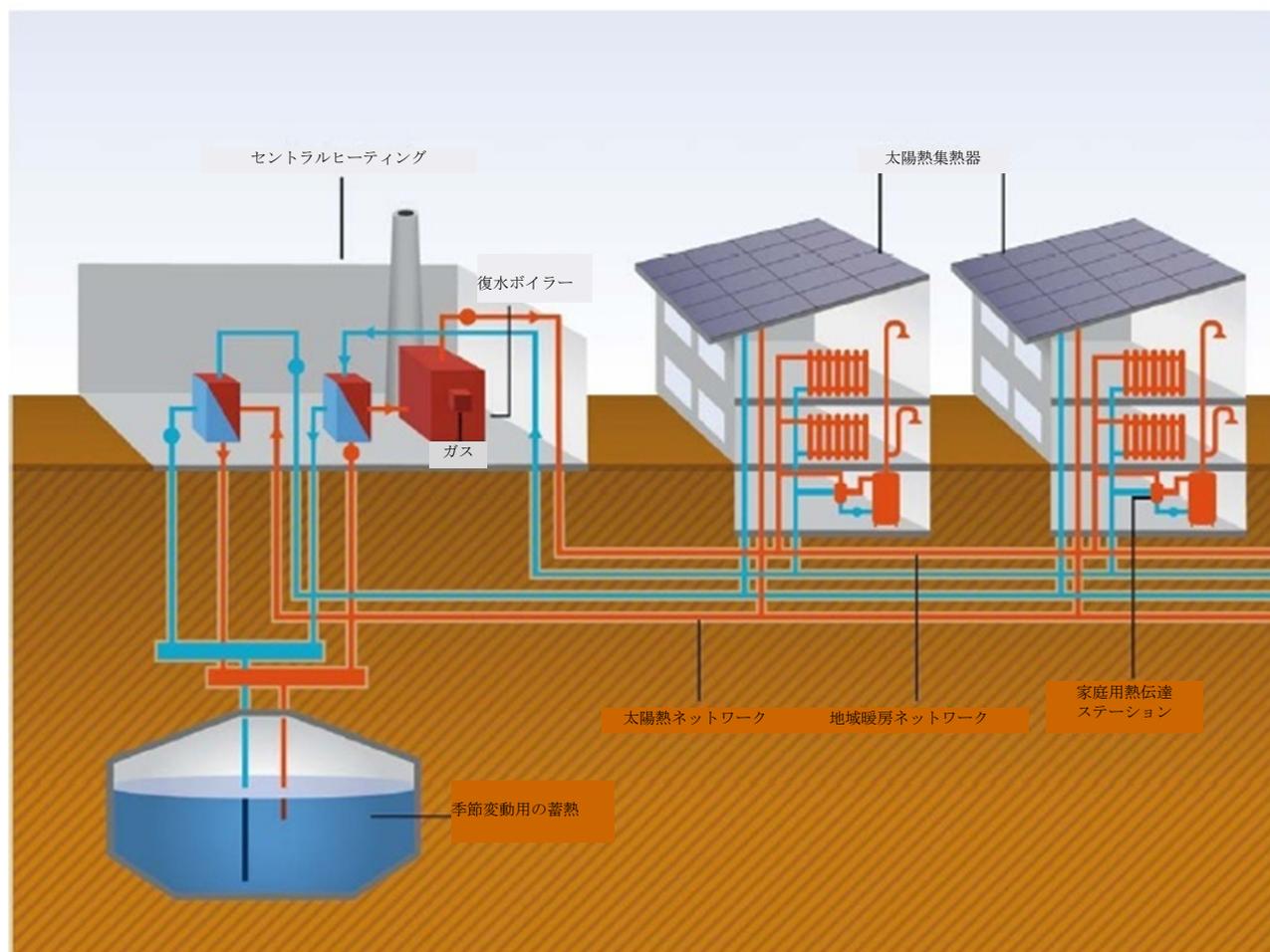


図 8.5: 太陽熱活用の集中暖房プラント。季節変動用の蓄熱を備え、地域暖房システムと連系している（Bodmann et al., 2005 を改変）。

融解潜熱または蒸発時の潜熱を用いた温冷熱の蓄熱システムは、相変化物質または吸着熱に基づき、比較的高い蓄熱密度を実現する（Bajnóczy et al., 1999; Anant et al., 2008）。吸着プロセスまたは熱化学プロセスを利用することによって、2つの物理的反応成分または化学反応成分が再接触しない限り、熱供給または熱除去が生じないため、ほぼ無期限の蓄熱が可能になる。しかし、潜熱及び吸着による蓄熱技術は、どちらも初期の開発段階である。

冷房の技術的選択肢

天然の冷水源から離れた場所の冷房需要は、熱化学的吸着プロセスで対応出来る。たとえば、冷却器やヒートポンプ、吸収式冷凍機、または圧縮冷却器などが考えられる（IEA, 2009b）。こうしたアクティブな冷房システムは、集中型及び分散型の双方の空調に使用可能で、再生可能エネルギー資源に由来する冷温熱生産に様々な技術を用いることが出来る。

太陽熱を利用した冷房は、ミュンヘン空港で最大 3.6MW_{th} のプラントが実証されているが、これらの技術は商業化の初期段階であり、経験の蓄積とともに減少しているとはいえコストは比較的高い傾向にある（IEA, 2007c）。太

陽熱を利用した冷房技術の大きな利点は、冷房の需要のピークと日射のピークの相関が高く、従来の空調のピーク電力負荷を相殺出来る点にある。

制度・政策の側面

CHP、地域冷暖房の開発は、市場導入にあたり公的な資金援助を常に必要としているわけではない。しかし、計画上の制約など非財務的な障壁を解決する政府の政策があれば、導入拡大を図ることができる (IEA, 2008a) (11.5.4 節)。一部の政府は、地域暖房導管網への投資を支援し、深部地熱やバイオマス CHP 由来の熱利用にインセンティブを提供している。たとえば、ドイツでは、再生可能エネルギーの利用割合が 50%を超える場合に、新規開発地域の場合だけでなく既存の住宅地域においても建設への補助金を提供する市場誘導プログラムがあり、新たな地域暖房スキーム導入を推進している (BMU, 2009)。また、地域暖房の事業者は、新システムへの消費者の契約ごとに補助金を受け取っている。

スウェーデンでは、高い炭素税が再生可能エネルギーによる暖房へ移行する強いインセンティブになっている (8.2.2.6 節のケーススタディと Box11.11 参照)。気候投資プログラムに基づく対象の支援は、地域暖房導管網、新規の暖房プラントと CHP プラントへの投資を動機づけている。バイオマス CHP も、割り当て義務化スキームの恩恵を受けている (11.5.3 節)。地域暖房が利用可能な場合、炭素税及びその他の政策手段の結果、個別の他の暖房システムと競合出来ることが多い (図 8.6)。同様に、デンマークではエネルギーコストと炭素税が高い状況であり、既存の地域暖房システムへの太陽熱集熱器統合は、補助金がなくとも、経済的に成立する。

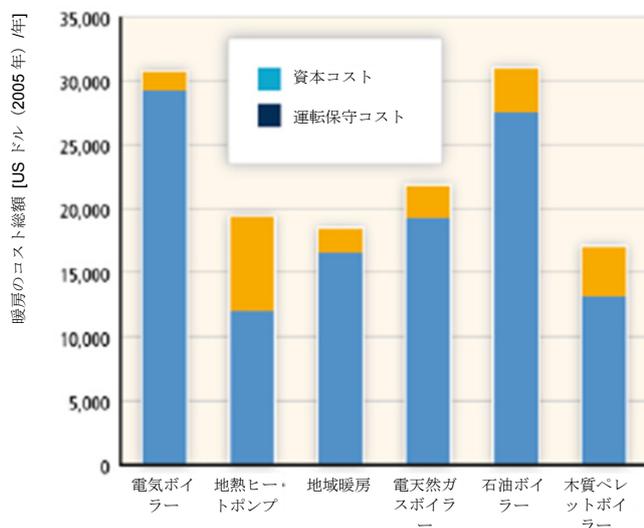


図 8.6: 典型的なスウェーデンの最終消費者 (1,000m²の集合住宅に居住し、熱需要は約 700GJ/年) から見た、年間平均の暖房コスト及びユニットコストの比較 (US ドル (2005 年))。気候税、エネルギー税、及び炭素税を含む。

注: 資本投資コストには、系統連系のターミナル、熱交換器、ボイラー、ヒートポンプなどへの最終消費者の投資が含まれる。運転保守コストには、最終消費者による電力料金、地域暖房費、または燃料費が含まれる (システム資本コスト、燃料、税、利益などを含む)。地域暖房の場合、配送コストは一般に生産配送コスト全体の約 25%で、配送資本コストはシステム資本コスト全体の約 35%である。データは、Swedish Energy Markets Inspectorate のものを採用した (Ericsson, 2009)。スウェーデンの地域暖房システムにおける燃料構成は、図 11.11 を参照。

かつての中央計画経済では、熱を供給コスト以下で販売する社会政策が行われ、地域暖房の価格は規制されていた。現在、大規模な地域暖房システムを持つ国のいくつかでは、自然独占が存在する場合、独立の規制機関が適切な価格決定を監督している。たとえばデンマークでは、地域暖房システムの所有と熱の販売の独占は認可制のため、販売の価格設定と条件は規制されている。規制当局は、価格形成を監視し、消費者と公益事業者の間の紛争を解決する (Euroheat&Power, 2007)。

理論的には、地域冷暖房網への第三者利用が可能となれば、暖房サービス市場は競争が活発化し、再生可能エネルギー冷暖房の独立系事業者を刺激し、熱の利用者価格の低下につながる可能性がある。しかしながら、地域冷暖房プラントは、国や地方の電力市場や天然ガス市場ではなく、本質的に地域の市場で運用、競争している。新たな競合者が、より効率的で割安な生産プラントに投資し、既存の地域冷暖房事業者の導管網を使用できれば、現在の事業者は競合できず、値下げをして利益低下を受け入れるしかなくなるだろう。この場合、標準的な設備コストは、第三の新規事業者出現による消費者の便益に比べ高くなるため、全体的に純損失になるリスクにつながる。複数の

事業者が同一の熱導管で運用を行えば、競争はより明白になり得る。しかしながら、大半の地域冷暖房は小規模すぎて、複数の事業者による運用は出来ない。このため、既存の地域冷暖房システムへの第三者アクセスは、財政的に維持可能で消費者に有益であるように、ケースバイケースで評価せざるを得ない。

8.2.2.5 大規模普及時の便益と費用

地域冷暖房システムにおいて再生可能エネルギー源の寄与を高める便益とコストは、冷暖房需要の密度などの適用場所による条件により異なり、再生可能エネルギー資源の利用可能性や、適切なインフラに左右される。デンマークでは、再生可能エネルギーを 2060 年までに 100%にするとの目標に基づき、将来のエネルギーシステムの分析が行われた。その結果、地域暖房に接続出来ない建物では電気ヒートポンプへの切り替えを行うとともに、（主にヒートポンプ及びバイオマス CHP を使用した）地域暖房システムを徐々に拡張することが、暖房と自家給湯における脱炭素を進めるに当たり、最も効率的で低価格な戦略となることが示された (Lund et al., 2010)。

大規模な地域冷暖房システムには、システム全体の効率の高さ（潜在的には温冷熱と電力生産の併用や温冷熱の日中・季節変動に対する蓄熱の利用で得られる）、エネルギー源に関する比較的高い柔軟性（様々な生産ユニットが最適な方法で熱生産を分担し、様々な需要に対応可能であるため）などの便益がある。地域冷暖房システムに再生可能エネルギーを組み込むと、都市の大気質を改善すること、二酸化炭素排出量の低下またはゼロの冷暖房の提供といった、追加的な便益も得られる（これらの再生可能エネルギーの便益に関する本格的な議論については、第 9 章を参照）。

地域暖房導管網は比較的成熟した技術である。設計改良や損失削減による熱導管網のコスト低減の見通しによれば、地域暖房の拡大は多くの地域で今も経済的に実行可能であり、これは比較的熱密度の低い地域であっても当てはまることが分かる (Bruus and Kristjansson, 2004)。設計改良には、2本のパイプの共同断熱、外径の小さいパイプ、逆流分配を行うパイプなどがある。

再生可能エネルギーに基づく地域冷暖房システムの総費用は、背景や場所によって大きく異なる。復水ボイラー、小規模なヒートポンプ、バイオマスボイラー、太陽熱システム、または地熱ヒートポンプでガス導管網の天然ガスを使用して、建物をオンサイトで暖める形態は、多くの場所で地域暖房に対する強力な競争相手になる可能性がある。ただし、地域冷暖房システムには、高い信頼性の供給、個別の機器の保守の不要、幅広いエネルギー源の統合の可能性による多様な温冷熱源、燃料、技術間の競争促進などの利点がある (Gronheit and Mortensen, 2003)。再生可能エネルギーの統合自体は、太陽熱の高い割合の達成に蓄熱が必要な場合を除けば、大幅な追加費用にはつながらない。

8.2.2.6 ケーススタディ

ドイツにおける太陽熱支援の地域暖房システム

概念実証プロジェクトとして、クライルスハイムに新たな居住地区が設計された。プロジェクトは、住宅 260 戸、学校、及びスポーツ会館があり、これらの潜在的な熱需要の半分を、既存の地域暖房網につながる化石燃料使用の高効率の熱供給プラントから太陽エネルギーに代替することを目的とした。この結果、温室効果ガス排出量は、年間 1,000t CO₂ 以上削減されている (Wagner, 2009)。このスキームに接続するアパート、新築の一戸建て、及びコミュニティの建物には、合計 3,800m² の太陽熱集熱器が配備され、居住地域及び商業地域を隔てる騒音防止壁にはさらに 3,500m² の太陽熱集熱器が設置されている。2010 年には、年間の総熱需要の約 15TJ は、太陽熱集熱器から供給出来ると想定されている (Dalenbäck, 2010)。このような太陽熱の高い導入割合は、季節変動用の蓄熱施設と瞬間的な熱のピーク需要に直接対応する 100m³ の緩衝タンクにより達成された。季節変動用の蓄熱は、55m の深さの掘削孔 75 個と二つ目の 480m³ の緩衝タンクで行われる。350kW のヒートポンプ 1 基の統合で、掘削孔蓄熱システムは 20°C に下げて排出可能である。これにより、戻り温度が低くなるため、蓄熱システムの熱損失が削減され、太陽熱集熱器の効率向上につながる。掘削孔蓄熱システムは、夏季の終わりまで 65°C に加熱し、冬季の暖房期間の終わりの最低温度が 20°C になるよう設計されている。蓄熱時の最高温度は 90°C を超える。プロジェクトの第二段階では、地域暖房の居住地域にさらに 210 の宿泊施設が追加され、太陽熱集熱器を設置する 2,200m² の土地が必要になる。季節変動用の蓄熱システムでも、掘削孔を 160 個に増やす必要がある (Mangold and Schmitt, 2006)。この先進的な概念実証プロジェクトの太陽熱のコストは、約 67US ドル (2005 年) /GJ と推定されている (Mangold et al., 2007)。季節変動用の蓄熱を備えない従来型のシステムでは、北ヨーロッパの条件に基づく太陽熱のコストは一般に、14~28US ドル (2005 年) /GJ である (Dalenbäck, 2010)。

スウェーデンにおけるバイオマス CHP 地域暖房プラント

スウェーデンの地域暖房は 1965~1985 年に急速に普及した。スウェーデンの場合、熱供給は石油に依存しがちだったが、1979 年の石油危機後、燃料構成はかなり変化した。2007 年以降、バイオマスは地域暖房の燃料のほぼ半

分を占めている²¹ (IEA, 2009c)。Enköping の CHP プラントは、この移行のモデル事例であり、その原動力は化石燃料削減のための二酸化炭素税、他の政策手段 (11.5.5 節, Box 11.8)、及び地方議会の決定だった (McKormick and Käberger, 2005)。石油燃焼型の地域暖房システムは、1970 年代初めに建設され、1979 年以降は石油、固体バイオマス、石炭、電気ボイラー、及び液化石油ガス (LPG) の混合使用に転換された。1995 年には、バイオマス燃焼型の CHP プラント (45MW_{th}、24MW_e) が建設され、1998 年までにバイオマス使用がほぼ 100%の状態に移行した。

Enköping のプラントは、地域のエネルギー会社、近隣の下水処理プラント、及び地域の土地所有者の協力で 2000 年に始まり、再生可能エネルギー統合の革新的な手法を示している。エネルギー会社は、地域の森林残渣バイオマスが将来の熱と発電の需要に十分対応出来ないことを懸念し、CHP の燃料供給の多様化を希望していた。同時期、近隣の市営下水処理プラントは、窒素排出の 50%削減の義務を課せられた。家庭排水を柳 (シダレヤナギ属) にかける土地処理の使用が、コスト効率の良い解決策とされた。下水処理プラントに隣接し、CHP に近い農地には、「窒素フィルター」として機能する 80 ヘクタールのヤナギ栽培農園が開設された。農地所有者は、土地に廃水及び下水汚泥を受ける補償金と、バイオマスを CHP プラントに配送する市場価格に基づく報酬を受け取った。この協調関係の成功は、すべての当事者が新しい解決策に対して積極的で公平だったことにあるだろう。アドバイザーが当事者間の調整役として働き、地方及び地域の当局は前向きな関心を示し、リスクは主要な 3 当事者で分担された (Börjesson and Berndes, 2006)。2008 年に、ヤナギ栽培面積は 860 ヘクタールに増え、現在、エネルギー企業はシダレヤナギ属 由来のバイオマス燃料の割合を現在の 15%以上に増やす計画を持っている。

中国における地域暖房

中国では、地域暖房導入済みの建物の床面積は、1991 年の 2 億 7,700 万 m² から 2008 年には 34 億 8,900 万 m² に着実に増加し (図 8.7)、これに伴い熱供給も 0.4EJ から 2.6EJ に増加した。中国の都市の約半数は、基本的に冬の寒さが厳しく、地域暖房が導入されている (Kang and Zhang, 2008)。

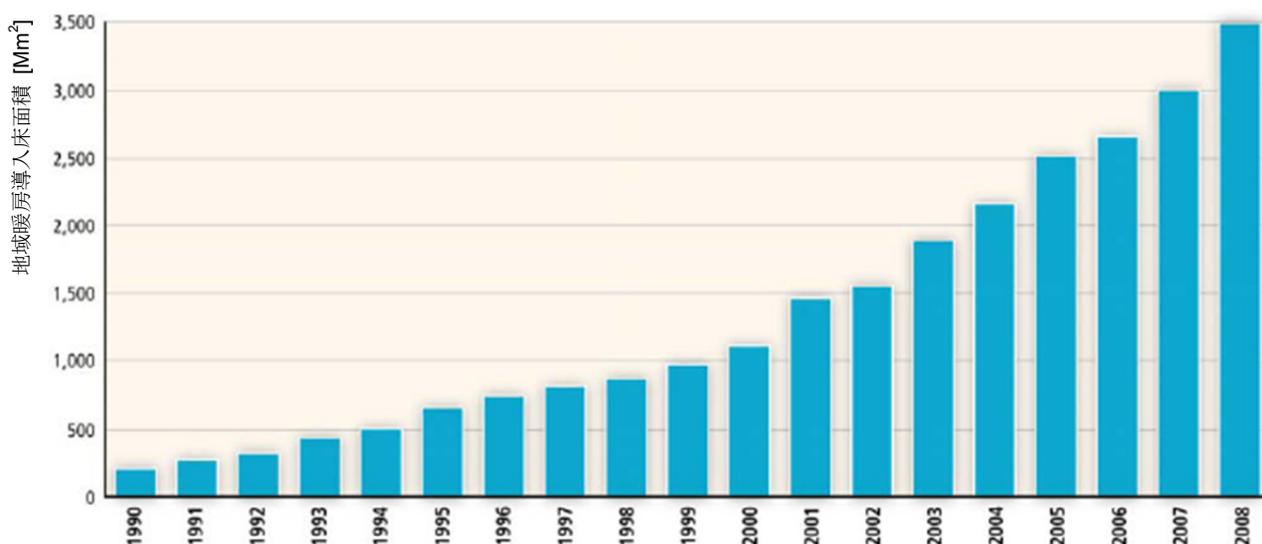


図 8.7: 中国で地域暖房を導入した建物の総床面積。1990 年から 2008 年にかけて 12 倍以上に増加した (Kang and Zhang (2008) から採用、中国国家统计局 (2010 年) の 2006~2008 年のデータで更新)。

2000 年の地域暖房の温熱生産の 95%以上が石炭を使用している。しかし、CHP を使用した結果、個々のボイラーと石炭火力を使用する別の方法に比べ、排出量は低くなっている。ハルビンの場合、地域暖房システムを設置した結果、大気の質が改善しただけでなく、二酸化炭素排出量も 0.5Mt/年減少した (WBCSD, 2008)。近年の地域の大气汚染の懸念も、北京や天津で見られるように、石炭から天然ガスへの移行を後押ししているが、現在は地熱、バイオマス、及び太陽熱の統合への関心が高まっている。たとえば、瀋陽は地熱ヒートポンプの用途で先進的な都市であり、深さ 80~160m から 12~14°C の水を取水し、地域暖房導入面積 200Mm² のうちほぼ 4 分の 1 に供給している (Shenyang, 2006; Jiang and Hai, 2010)。唐山の Caofeidian など、エコシティの開発も、地域冷暖房システムにおける再生可能エネルギー導入への関心が急に高まるきっかけとなっている。

北アメリカにおける地域暖房

地域冷房の成功例として、アメリカのイサカにあるコーネル大学に設置された 51MW の冷房が挙げられる。熱交

²¹ 残りの温熱生産は、一般廃棄物 18% (35PJ)、産業廃熱 10%、石炭 5%、石油 4%、天然ガス 4%、泥炭 5%、及びヒートポンプ由来 10%である (Box 11.11)。

換器を通じ、近隣のカユガ湖の湖底から4℃の水を約1,200m³/時で汲み上げ、20,000m³の層状の蓄熱タンクに貯蔵する (Zogg et al., 2008)。別の水配管が、キャンパスの建物75棟及びイサカ高校の空調を通過し、2kmを戻る。この6,800万USドル(2005年)のスキームでは、冷却水は、約8~10℃で湖に排水され、水温を安定に維持するために38個の注入ノズルで表層水と混合される。直径1.6mの取水パイプには深さ76mの場所にスクリーンが設けられ、取水パイプ及び排水ノズルは、保守と環境上の問題を最小限に留めるよう、慎重に設計された。

温室効果ガス排出量は1999年のプロジェクト開始以降、もとの冷却ベースの冷房システムに比べ大幅に減少した。冷房の電力需要が以前の25GWh/年(90TJ/年)から約80~90%減少したことが、その要因である (Cornell, 2005)。湖の生態、対流、温度層、及び物理現象は注意深く監視されている。湖底からリンの豊富な堆積物が浮き上がり湖面近くに放出される点については、藻類の繁殖の可能性が懸念されている。

カナダのトロントの事例では、2004年以降、オンタリオ湖近辺から冷水を汲み上げ、270MWの冷却プラントに送水している。地域冷房システムは、金融地区のオフィス床面積320万m²に冷房を提供している。トロントの家庭用水システムにも供給されることもあり、湖水採取パイプは、衛生的な水の確保のため、湖から5km離れた深さ86mの場所に設置されている。このため、温水の戻り排水による湖への影響はない。ストックホルムにも、これより小規模だが、港から海水をくみ上げる類似の地域冷房システムがある。

8.2.3 ガス導管網への再生可能エネルギーの統合

ガス導管網の主たる目的は、ガスを製造者から消費者へ輸送することである。システム全体は、ガス生産プラント、主要な輸送パイプラインと地域の配送パイプライン、貯蔵タンク、産業や家庭のガス消費者で構成される。ガスシステムの設計は、ガスの種類と資源、消費者に対応したガス供給の場所、ピーク需要に必要な供給量などに依存する。本節では、天然ガスの一部をバイオガスまたはバイオマス合成ガスにより代替して熱を供給する方法²²が、短期で比較的容易に実現出来ることを示す。ガスを天然ガス導管網に注入するか、自動車の内燃機関か発電機用燃料として使用する場合、(ダイオキシン及び硫化水素ガスの除去による)バイオガスのバイオメタンへの改質と、(タール除去による)バイオマス合成ガスの精製が必要である。長期的には、再生可能エネルギーで生産した水素の需要は拡大すると思われるが、大きなインフラ投資が必要になる可能性がある。

8.2.3.1 既存ガス導管網の特徴及び構造

ガス配送システムは、適量のガスを一定の品質(発熱量、圧力、及び純度)で利用者に配送することが目的である。既存のガス生産、配送、貯蔵システムは非常に複雑である。新たなガス導管網の設計では、対象地域における既存のエネルギーシステムが影響する。様々な種類のパイプラインで構成され、一部の設計では、地域の利用者に「都市ガス」を供給するためだけに建設される。大規模なガス導管網は、1960年代に最初に開発され、現在は、天然ガス田の大量のガスを配送するために大陸を横断している。たとえば、アメリカの天然ガス導管網は統合が非常に進んでおり、210以上のパイプラインシステム、州内外の輸送パイプライン48万km、地下貯蔵施設394か所がある (EIA, 2007)。ヨーロッパ (EU27) には、180万kmのパイプライン及び127か所の貯蔵施設があり、1億1,000万契約以上の利用者に供給している (Eurogas, 2008)。需給調整のため、ガス貯蔵設備(通常は鋼鉄タンク)がシステムの様々なレベルに設置される可能性があり、その容量は、ガスの生産方法、ガス導管網への統合方法、最終消費の方法によって決まるが、通常、ガスの貯蔵量は、コストと安全上の問題から最小限にされている。

ガスの流量は、ガスの規模と物理的的属性(分子量、粘度、比熱)とパイプ内の摩擦(パイプのレイアウト、設計及び種類による)で決まる。大きな直径で圧力差の大きいパイプラインは、細く圧力差の小さいパイプに比べ、同じ距離でより多くのガスを輸送出来る (Mohitpour and Murray, 2000)。パイプラインの直径拡大とガス圧増大の間には、経済的なトレードオフが存在する。

ガスパイプラインの材料は、パイプラインの種類(輸送または配送)、場所(海中、陸上、地下)、運用条件(圧力、温度、湿度)、パイプラインで送るガスの種類と質によって決められる。大規模な輸送パイプには、高圧・高温に耐えられる金属材料が主に使用されるが、金属の場合パイプライン内外の腐食問題が生ずる可能性もある (Castello et al., 2005)。プラスチックは、低温(100℃未満)低圧(1,000kPa未満)で運用される配送ガス導管網であれば、使用可能である。

天然ガス採掘場所は通常、幹線(圧力7,000~10,000kPa)を通じてパイプライン集積所(pipeline head station)に連系される。その後、ガスは長距離の輸送パイプラインに(6,000~9,000kPa)で注入され、地方の配送システムの制御センターに輸送を行う配送所(takeoff station)に(800~4,000kPa)で送られ、最終的に産業及び家庭の消費者に(5~10kPa)で配送される (Castello et al., 2005)。配送パイプラインは、最終消費地で消費者の敷地に設

²² 合成ガスは、一酸化炭素、水素、メタン、高濃度の炭化水素ガス、及び炭酸ガス(都市ガスまたは発生炉ガスとも)の混合物である。石炭またはバイオマスのガス化により製造可能である(2.2節)。

置され、主要フィーダ、配送所接続、バルブ、及びメーターなどで構成される (EIGA, 2004)。
水素パイプラインは現在、化学産業及び石油化学産業といった水素の大口消費者のいるごく限られた地域にのみ設置されている (Castello et al., 2005)。天然ガスに水素を大量 (最大 20%) 混合し、既存または新規の天然ガス導管網で長距離輸送する方法は、水素の大規模配送の将来の選択肢となる (NATURALHY, 2009)。

バイオガスまたは合成ガス生産用のエネルギー原料が確保されれば、暖房、コジェネレーション (CHP)、化学産業の原料、または輸送燃料かという最終消費の用途を決定する必要がある。地域のガス配送システムは従来、ガス燃焼器具を使用し、調理、室内暖房、給湯などに使われる。商用の既存の内燃機関 (ICE) とマイクロタービン技術を使って、バイオメタンや合成ガスを、小規模から大規模の CHP に使用することが出来る。燃料電池を使用した高効率で小規模な CHP システム (全体の効率は 80~90%) の実用化は、長期的には、既存及び新規のガス導管網のエネルギー効率とコスト効率の改善に貢献すると期待される (DeValve and Olsommer, 2006; Zabalza et al., 2007)。

8.2.3.2 統合に関する再生可能エネルギーの特性

過去 10 年で、既存の天然ガス導管網の“グリーン化”に関心が高まっている。ヨーロッパでは、欧州議会の EU 指令 2003/55/EC により、“ハイタン (水素及び天然ガスの混合物)”、水素、及びバイオガスといった代替ガスを既存のガス導管網で運搬する道が開けた (Persson et al., 2006; NATURALHY, 2009)。さらに、別の EU 指令²³では、バイオガスの割合の増加とガス導管網へのアクセスを可能するための措置が盛り込まれた。この結果、たとえばドイツでは、2020 年には輸送用の圧縮天然ガス (CNG) の 20% (体積で。約 1.12PJ/年) をバイオメタンで代替し、2030 年には全部門で天然ガスの 10% (382PJ/年) をバイオメタンで代替する目標が掲げられた (Müller-Langer et al., 2009)。北アメリカ西岸沿いの天然ガス導管網を対象に同様の提案が行われ、カルフォルニア知事により Bioenergy Action Plan が導入されている (CEC, 2006)。

最近まで、世界で生産される (埋立処分地、都市の下水、及び産業廃棄物と農業廃棄物からの) 生のバイオガスの大半は、主に暖房目的でオンサイトで使用され、地域の専用ガス導管網で配送されている。バイオガスは、天然ガスと同質のバイオメタンに改質可能で、ガス導管網による輸送を目的とした天然ガスと混合することが出来る。いくつもの例では、バイオメタンはトラックで充填所に運ばれ、ガス燃料自動車に供給されている (Hagen et al., 2001; Persson et al., 2006)。バイオガス事業は急速に成長し、大手事業者により商業化されつつある (Biogasmax, 2009)。なかでも、大手ガス会社は、既存及び将来の市場における天然ガスの需要の一部に代わり、大量のバイオガスを改質し、国や地方のガス輸送パイプラインに注入する計画を立てている (NationalGrid, 2009)。

合成ガスは、石炭またはバイオマス原料のガス化 (部分酸化) で生産される (2.2 節)。Lebon ガス化プロセスは 19 世紀初めから利用されており、特に天然ガスを利用出来ない地域ではガスは既に調理、発熱、及び発電に用いられている。

水素は現在、主に天然ガスから生産されているが、再生可能エネルギー資源からも生産出来る。現在は主に産業で使用されているが (8.3.3 節)、輸送燃料としても使用可能である (8.3.1 節)。再生可能エネルギー起源の水素の経済を確立するためには、水電解や蒸気メタン改質など、より効率が高く小規模な分散型の水素生産技術を開発する必要がある (Riis et al., 2006; NRC, 2008; Ogden and Yang, 2009)。風力 (8.3.4 節)、太陽、またはバイオマスに基づく中小規模の水素生産は、ドイツのノルトライン・ウェストファーレン (CEP, 2010) 及び北アメリカのグレートプレーンズ (Leighty et al., 2006) など、一部の地域では高く評価されている。これらの再生可能エネルギー技術は、将来の大規模な水素生産の基盤となり得る (IEA-HIA, 2006)。

水素配送の選択肢として、多様なサイズのシリンダーに圧縮充填されたガス体水素の道路輸送や鉄道輸送、極低温の液体水素のトラック輸送やパイプラインの輸送などがある。それぞれの配送の選択肢の技術的・経済的な競争力は、地理的な地域及びガスの需要量による。消費者が少数であれば、トラックによる液化水素または圧縮水素の運搬が最も経済的な選択肢であり、パイプライン配送は、一日当たりの流量が数百トンなどと非常に大きい場合のみ適している (Castello et al., 2005)。向こう数十年にわたり構築される水素の生産・配送インフラは、集中型のシステム及び分散型のシステムの組み合わせとなる可能性がある (Bonhoff et al., 2009)。初期には、水素は主にトラックで配送され、需要が増加した段階になると、もっぱらパイプラインが重要になる。たとえば、ノルトライン・ウェストファーレンは、水素のガスパイプライン供給事業が既に存在する地方であり、最初は既存のガス導管網に基づき、水素輸送インフラを建設する進歩的な計画がある。水素専用のパイプラインは 2025 年以降 (Pastowski and Grube, 2009) 2050 年までに必要になる可能性がある。ドイツを中心に生産された水素全体の約 80% が、パイプラインで輸送される可能性がある (Bonhoff et al., 2009)。

地域のガス配送系統は、冷暖房網を補完することが出来る (8.2.2 節)。電力及びガスの配送系統は国及び地方の規模で、エネルギーキャリアの長距離輸送を補完することが可能である。たとえば、将来の水素インフラの設計は、電力システムとの相互関係に強く影響され (Sherif et al., 2005; C. Yang, 2008)、時が経過するとともに電力システ

²³ 再生可能エネルギー資源由来のエネルギー使用の推進。EU 指令 2009/28/EC。

ムにおける再生可能エネルギーの割合の増加が推定される。再生可能エネルギーの余剰電力を使用した電解水素製造はその一例であり、(バイオガスや化石燃料燃焼により生成、または大気から抽出された) 二酸化炭素と合わせてエネルギーの貯蔵及び媒体として、メタン生成プロセスによりメタン生産が行われる可能性がある (Sterner, 2009)。現在、これらプロセスは商用としては成立しない。

8.2.3.3 再生可能エネルギー統合の課題

技術上の課題は、ガス源、ガスの組成と品質に関連する。様々な炭素系のエネルギー源に由来する燃料ガスは、その組成や仕様が大幅に異なる (表 8.2)。ガスの組成及び発熱量は、バイオマス源、プロセスで活用されるガス化物質、及び反応槽の圧力で決まる。このように品質が一定でないことは、ガスパイプライン統合に対する大きな障壁になりかねない。埋立処分地ガスまたは嫌気性消化によるバイオガスは、ガス導管網への注入や、内燃機関の燃料または高温の燃料電池としての使用の前に二酸化炭素を除去することで、天然ガスと同等のメタン組成規格 (メタン 80~90%) に達するように改質することが出来る。

バイオマス由来の合成ガスの組成は、有機原料の種類と水分量、及び生産方法 (バブリング流動層と循環流動層のガス化装置の比較など) に依存する。

表 8.2: 幅広い炭素系エネルギー源より生成したガスの組成及びパラメータの例。埋立処分地ガス、嫌気性消化 (AD) によるバイオガス (Persson et al., 2006)、バイオマス系の合成ガス (Ciferno and Marano, 2002) の典型的データを用い、天然ガスと比較を行った。

パラメータ	ユニット	埋立処分地ガス	AD によるバイオガス ¹	バイオマス由来の合成ガス ²	北海の天然ガス
熱量 (低)	MJ/Nm ³	16	23	4-18	40
密度	kg/Nm ³	1.3	1.2	-	0.84
ウォッペ指数 (高)	MJ/Nm ³	18	27	-	55
メタン数価		>130	>135	-	70
メタン (典型)	Vol-%	45	63	10	87
変種 メタン (変種)	Vol-%	35-65	53-70	3-18	-
炭化水素 (高)	Vol-%	-	-	-	12
水素	Vol-%	0-3	-	5-43	-
一酸化炭素 (典型)	Vol-%	-	-	30	-
変種 一酸化炭素 (変種)	Vol-%	-	-	9-47	-
二酸化炭素 (典型)	Vol-%	40	47	25	1.2
変種 二酸化炭素 (変種)	Vol-%	15-50	30-37	11-40	-
窒素 (典型)	Vol-%	15	0.2	35	0.3
変種 窒素 (変種)	Vol-%	5-40	-	13-56	-
酸素 (典型)	Vol-%	1	-	<0.2	-
変種 酸素 (変種)	Vol-%	0-5	-	-	-
硫化水素 (典型)	ppm	<100	<1,000	-0	1.5
変種 硫化水素 (変種)	ppm	0-100	0-10,000	-	1-2
アンモニア	ppm	5	<100	-	-
全塩素 (Cl-として)	mg/Nm ³	20-200	0-5	-	-
タール	Vol-%	-	-	<1	-

注:

¹ 嫌気性消化

² バブリング流動層または循環流動層のガス化装置と直接または間接の加熱を併用したガス化。メタン生成後の合成ガスは、83~97%のメタン及び1~8%の水素を生産可能である。

Nm³とは、温度0°C及び1気圧の標準的な条件で、未圧縮のガスの「通常の」立方メートルを指す。

ガス会社やガス事業の規制当局は、インフラ、産業プロセスと家庭用器具における燃焼の質、健康、及び環境への排出のリスク最小化を踏まえ、ガス導管網に注入する標準的なガスの組成を定めている。単独運用を行う小規模なシステムでは、この基準は主に機器及びプロセスに関連するリスクを最小化するために定められる。一定の品質を満たしたガスのみがガス導管網に直接注入可能であり、これらの基準に従うことが求められることは、バイオガス及び埋立処分地ガスの事業者にとって、市場の障壁となりうる (合成ガスについては、ガス化時にタールを除去できれば比較的クリーン (表 8.2) であるため、障壁とはならない)。

- 二酸化炭素はいくつかの方法で除去可能だが、いずれの方法も運用上コストの課題を伴う (Persson et al.,

2006)。

- 吸着（水スクラビング）には大量の水が必要になる。有機物成長による機器の故障も問題になる可能性がある。
 - ポリエチレン・グリコールまたはアルコールアミンなどの有機溶媒による吸着には、溶媒再生に大量のエネルギーが必要になる。
 - 圧カスイング吸着法には乾式ガスを必要とする。
 - 分離膜、乾式（ガスからガス）、または湿式（ガスから液体）には、透過流（permeate stream）でのメタンの処理が必要になる（ガス流でメタンの流量増に伴い、増加する）。
 - 深冷分離には、二酸化炭素の液化前に水蒸気と硫化水素（H₂S）の除去が必要になる。
- バイオマスからの腐食性の硫化水素は、川下のメタンパイプライン、ガス貯蔵、及び最終消費機器の保護のため、除去する必要がある。化学量論量の酸素（消化またはバイオフィルタに対して約5%の空気）をプロセスに添加して、微生物使用により硫化水素の濃度を下げることが出来る。代わりに、簡単に再生可能な酸化鉄を入れた単純な容器も使用することができ、硫化水素と反応し、空気と接触して酸化することで再生出来る。
 - シロキサン及び有機シリコン化合物（表 8.2 には未提示）が含まれると、エンジンピストン、シリンダーヘッド、及びタービン部で非常にとれにくい沈着物が形成され、除去しなければエンジンの内部構成要素に損傷を引き起こす可能性がある（Hagen et al., 2001; Persson et al., 2006）。
 - その他の微粒子及び凝縮物も、通常は不純物に対して耐性が低いため、除去の必要があるだろう。

スウェーデンの Linköping にあるコミュニティ規模のバイオガスプラントは、地域での使用規模の経済性を実証している（IEA Bioenergy, 2010a）。様々な有機廃棄物が嫌気性消化で処理され、表 8.2 に示されたものと類似の性質を持つバイオガスを生産する。その後、ガスの混合物は改質され、二酸化炭素と硫化水素が除去される。残ったバイオメタンガスは、バス用の夜間低速充填所、自動車、タクシー、及び自動車フリート用の 12 か所の公共燃料補給所、及び 600km 内のディーゼル転換列車用の燃料補給所に対して、地域系統を通じて配送される（IEA, 2010a）。システムの資本回収期間は、長期的なガス生産及び価格の想定に対し感度が高く、この結果、課税価格と炭素価格、将来の最終需要、及び精製コストに影響を受ける。“精製済みの”バイオメタンをガス導管網に統合する経済的な資本回収期間は、注入場所に依存する。注入がパイプラインの終端で少量の増分の場合、資本費用は比較的安い可能性がある。既存のインフラには地域及び地方で差異があるため、国及び地方レベルで計画と統合の費用について具体的な推奨を行うことが難しい。

既存の天然ガス導管網経由で水素を輸送する場合、最初はある程度パイプラインと構成要素の増強が必要になるだろう（Mohitpour and Murray, 2000; Huttenrauch and Muller-Syring, 2006）。純粋な水素は、天然ガスに比べ体積密度が低いため、水素パイプラインが天然ガスパイプラインと単位時間当たりで同一のエネルギー量を輸送するには、高圧または直径が約 3 倍のパイプのいずれかが必要になる。水素専用のガス導管網では、水素の経路によるが、特に直接燃焼ではなく燃料電池と併用した場合、水素は貯蔵配送の前に精製と乾燥の必要がある。たとえば、燃料電池自動車の場合（8.3.1 節）、水素には非常に高い純度が必要になる（水素で 99.9995%超、一酸化炭素は 1ppm 未満）。純度の低い産業用水素は、水蒸気蓄積または内部腐食の可能性のある物質の問題がなければ、専用の輸送配送パイプラインで輸送可能である。水素を取り扱う際は、パイプライン、密封部、及び貯蔵機器の腐食及び材料の水素脆化に関する定期検査が重要である（EIGA, 2004）。

8.2.3.4 再生可能エネルギー統合を容易にする選択肢

技術の選択肢

パイプラインの互換性とガス貯蔵は、再生可能エネルギー由来のガスを既存のガスシステムに統合する際の主要な技術的課題となる。変動性の再生可能エネルギーを基盤とするシステムでは、一定量のガスが生産されない場合があるため、需給調整のために一定の貯蔵が必須となる。再生可能エネルギー由来のガスは地域的にも局所的にも生産出来るため、貯蔵は最終消費者の需要に近い場所で行われる可能性が高い。従って、貯蔵施設の規模及び形状は、生産される一次エネルギー源とその最終消費によって決まる。小規模な用途の場合、生産及び使用の変動によるパイプラインの圧力変動（8.3.4 節）が、貯蔵として機能する（Gardiner et al., 2008）。ガス利用者が相互補完的に複数いる場合は、インフラ及び貯蔵のコストを共有することができる。

システム設計を単純化し、体積密度の低い再生可能エネルギー由来のガスを比較的割安なポリマーのパイプラインで地域に配送することが出来る。こうした専用のガス配送パイプラインは比較的低压で運用可能だが、同程度の流量・エネルギー配送を行うには大きな直径が必要になる。再生可能エネルギー由来のガスを改質、精製、乾燥し、規定のガス品質にして配送系統に安全に注入した後の主な運用上の課題は、ガス漏れの回避、圧力と流量の調整を行い、パイプライン規格に合致させるところにある。継続的に使用可能な圧縮機、安全な圧力除去システム、及びガス緩衝貯蔵システムが、最適な圧力及び流量を維持するために使用される。

変動性の再生可能エネルギー資源で生産したバイオガス、バイオメタン、または合成ガスの回収貯蔵には、膨張ゴムまたはビニール袋といった中小規模のガス緩衝貯蔵（通常は 4~5 日分のガス需要容量）を使用し、供給と地域の需要のバランスを取ることが可能である。バイオメタンの大規模貯蔵の方法は、圧縮天然ガスまたは液化天然ガス (LNG) のものと似ている。大量の埋立処分地ガスまたはバイオガスの産業プラントでは、（圧縮天然ガスと同様に）改質されたバイオメタンガスを鋼鉄製の高压シリンダーで貯蔵可能である。これらは、地域の分配器、ガスパイプラインに連系でき、また需要のある場所へのトラック輸送も可能である。液化天然ガスと同様に輸送前の液化も可能だが、コストの大幅増とシステムの複雑化につながる可能性が高い。液化天然ガス生産には大量のエネルギーが必要になるため、新規のガスパイプライン建設との競合が可能であるとして船舶またはトラックによる何千キロメートルものガス輸送が主な選択肢になる。

小規模な水素貯蔵は、約 20,000~45,000kPa の高压鋼製シリンダーで実現可能である。商用の複合的な水素ガスシリンダーは、最大で 70,000kPa²⁴の圧力に耐える能力があり、ガスのパイプライン及びタンクを備える水素スタンドでは既に最大で 100,000kPa の圧力のあるものが存在する (www.zeroregio.com)。統合されたガス導管網では、地上での低压水素の使用も可能である（比較的大量 (30,000m³ 超) を貯蔵可能な 1,200~1,600kPa の球状容器）(Sherif et al., 2005)。こうした貯蔵は、安全上の理由から、人口の密集した居住地域から離れた産業地域で見られる。水素も、安定した金属化合物内では低压による貯蔵が可能だが、これらは比較的高コストが高く、少量の水素用か、小型の貯蔵が必要な場合にのみ適している。

大規模な水素貯蔵は通常、圧縮ガスまたは低温液体にて行われる。水素の液化は、水素の体積密度及び沸点 (-253℃) が低いことバイオメタン液化に比べコストが高い。実際、水素エネルギー量の約 15~20%は大気圧 20,000~70,000kPa での圧縮に、約 30~40%は低温液体水素の生産に必要な (Riis et al., 2006)。大規模な季節変動に対応する貯蔵用としての天然の地下貯蔵の選択肢（空洞または帯水層など）は、世界の様々な場所で使用されているが、その経済性や安全性は個別に評価しなければならない。

制度上の選択肢

既存のガスシステムへの再生可能エネルギー由来のガス統合に関する主要な制度上の課題は、供給のアデカシー、品質基準、パイプラインの安全性、及び安全上の課題である (McCarthy et al., 2007)。

- 供給のアデカシーは、再生可能エネルギー資源の変動性及び季節性の影響を受ける可能性があり、ガス配送システムの容量も需要に対応出来るようにする必要がある。
- ガスの品質基準の遵守は障壁になるが、基本的に技術的に難しいわけではない。バイオメタンであれば、比較的低い追加コストで達成可能な場合も多い。しかしながら、ガスの品質基準は様々である。たとえば、スウェーデン及びドイツでは、バイオメタンに関して国の基準を定めているが、互いにかなり異なっている (Persson et al., 2006) (表 8.3)。パイプラインの再生可能エネルギー系のガス品質についても、統一的な国際基準は今も存在しない。
- ガスパイプラインシステムの供給安定性には、一次供給の保証と、自然事象と物理事象のいずれにも耐える強固なネットワーク構築が求められる。供給の安全性を高めるため、パイプラインのネットワークには、供給者及び最終消費者の間に一定の冗長性と複数の経路を構築し、ネットワークが混乱してもシステム全体が停止しないようにしている。何千キロメートルにも及ぶ広域のパイプラインシステムに悪意ある攻撃が仕掛けられる場合の脆弱性の評価は非常に困難であり、技術的な解決策が必要になるだろう。たとえば、地球規模即位システム (GPS) を活用したインテリジェントセンサーで、パイプラインの状態を監視し、問題の発生地点の特定と速やかな是正措置を可能にすることが考えられる。ガス生産に用いられる地域または地方の多様な再生可能エネルギー資源によるガス製造は、輸入ガスの単一源に比べ、より安定的な供給を提供出来る。
- 化学プラントや製油所で使用される水素に関しては、安全性の手続き及び規則が既に施行されている。液体水素及び圧縮水素の道路輸送についても、産業用の水素パイプラインの基準及び規制が確立されている。しかし、構成要素やシステムに関する安全性の情報の不足は、水素エネルギー技術の実用化への課題となっている。水素プロジェクト及び燃料電池プロジェクトの計画に関わる地域、地方、国の当局者の信頼を得るには、法体系と基準が必要であり、複数の組織において安全性と運用の基準を策定中である。

²⁴ www.dynetek.com 参照。

表 8.3: スウェーデン及びドイツの天然ガス導管網へのバイオメタン注入における国家基準(Persson et al., 2006)。

パラメータ	ユニット	基準の要求事項
スウェーデン		
ウォッベ指数 (低)	MJ/Nm ³	43.9-47.3 (95-99%メタン)
MON (モーター法オクタン価)	-	>130 (ISO 15403 に従い計算)
水露点	°C	<T _{ambient} -5
二酸化炭素+酸素+亜酸化窒素	Vol %	<5
酸素	Vol %	<1
全硫黄	mg/Nm ³	<23
窒素	mg/Nm ³	20
ドイツ		
ウォッベ指数 (高)	MJ/Nm ³	46.1-56.5 (>97.5% HHV ¹ メタン)
	MJ/Nm ³	37.8-46.8 (87-98.5% LHV ² メタン)
相対密度	-	0.55-0.75
埃	-	技術的にゼロ
水露点	°C	<地表温度 T _{ground}
二酸化炭素	Vol %	<6
酸素	Vol %	<3 (常温配送系統で)
硫黄	mg/Nm ³	<30

注: ¹ HHV = 高位発熱量 ² LHV = 低位発熱量

コストの相違を考えると、高い導入率を志向する場合、再生可能エネルギー由来のガスに対する政策支援が必要になるだろう。たとえば、固定価格買取制度は、電力系統への再生可能エネルギー電力フィードの場合と同様、天然ガス導管網へのバイオメタン注入を可能にするだろう (11.5.2 節)。

再生可能エネルギー由来のガスが大規模に普及した場合の便益及びコスト

便益及びコストは、経済指標 (資本支出、運転保守コスト) 及び環境指標 (温室効果ガス排出量、地域の大気汚染、エネルギー投入率) で評価出来る。関連パラメータは、再生可能エネルギー源の種類、ガス生産技術、貯蔵と配送システム、輸送か (8.3.1 節) 固定 (8.3.2 節と 8.3.3 節) のいずれかの最終消費用途に大きな影響を受ける。

バイオメタンは天然ガス導管網での配送が可能なため、バイオガス及び埋立処分地ガスは幅広い生産と利用が容易に行える。配送コストは既存のガスシステムと同様で、統合に向けて簡単な移行の道筋が描ける。バイオメタンは既に、発熱、調理、発電、CHP、輸送燃料として十分確立されている。輸送燃料は主に、水処理プラント及び一部の農業使用に関連し、わずか数百の自動車を対象としている (Matic, 2006)。ちなみに、900 万台を超える圧縮天然ガス自動車及び液化ガス自動車が世界中で運用されている (Åhman, 2010)。

水素燃料自動車の市場は現在、(屋内で運用されるため排出量をゼロにする必要がある) フォークリフト車、実証用の自動車とバスなどに限定されている。いくつかの先進的な自動車メーカーは、水素電池自動車は 2015 年から商用化されると予測している (Pastowski and Grube, 2009) (8.3.1 節)。水素配送の実証プロジェクトも現在始まっている。たとえば、カリフォルニアでは新たな水素充填所が 2011 年までに 7 か所竣工し、ロサンゼルス付近では 2 か所のクラスターに 11 の水素充填所が設置される (Dunwoody, 2010)。ドイツは、水素充填所の数を 2009 年の 10 か所から 2015 年には 140 か所以上に増加させる計画である (Bonhoff et al., 2009)。日本でも、水素・燃料電池実証プロジェクトという同様のイニシアチブが実施されている (Uchida, 2010)。

再生可能エネルギー由来ガスの生産と精製に関する温室効果ガス排出量は、システム実施前に評価されるべきである。埋立処分地ガスを燃料とする自動車は、圧縮天然ガス利用に比べ温室効果ガスを約 75%削減可能であり、動物の糞尿の嫌気性消化で生産したバイオガスを使用すれば、さらに削減可能である (NSCA, 2006)。バイオガスの精製、貯蔵、配送、及び自動車への充填プロセス、時にメタンが大気中に漏洩したり、精製プロセス時に熱や電力の消費で温室効果ガスが排出されたりすると、ライフサイクルで評価した場合の全体的なエネルギー効率及び温室効果ガス排出量に影響する (図 8.8) (Pehnt et al., 2009b)。たとえば、動物の糞尿によるバイオガス生産時、500kW の CHP システムに燃料を使用し、使用可能な有効な熱を 20%活用すると想定する場合、天然ガス燃焼の CHP プラントと比較して、エネルギー出力結果の MJ 当たりの温室効果ガスは 0.15kg CO₂eq 削減される。バイオガスをコーンサイレージから生産する場合、0.04kg CO₂eq/MJ しか削減されない。さらに発熱の利用が可能であれば便益は増加するが、たとえばプロセス残渣の貯蔵時などに若干のメタンが大気中に漏れた場合、温室効果ガス削減の便益はかなり低下する (図 8.9)。

他のエネルギーキャリアと競争するため、バイオガスの生産コスト及び既存のガス導管網への注入に必要な品質への精製コストは、最低限にするべきである。スウェーデンにあるいくつかのバイオマスプラントの包括的な研究では、バイオガス改質に必要な電力は、精製されたガスのエネルギー量の約3~6%であり、精製コストは約0.005~0.02USドル(2005年)/MJである(Persson, 2003)。

パイプライン使用時の配送エネルギーの単位量当たりコストは、規模の経済とガスの流量により変わる。主なコストは、パイプの資材コストと設置コスト、許可、及び経路の権利である。地方の配送パイプラインのコストは、地域暖房のコストと同等であり(8.2.2節)、都市部の需要密度に主に影響を受ける。密度の高いシステムであれば、配送エネルギー当たりのコストは低くなる。新たなガス導管網の設計の際には、将来の拡張を見込んだ計画が望ましい。パイプの追加設置はコストの高い選択肢になりがちであるためである。圧力を高めてガス流量を追加提供する方法は、直径の大きいパイプラインの追加に比べ割安だろう。圧縮バイオメタンを中程度の規模で配送し充填するコストは、トラック輸送の場合、約15USドル(2005年)/GJであり(図8.9)、パイプライン配送または液化メタンに比べ大幅に高くなる(Åhman, 2010)。

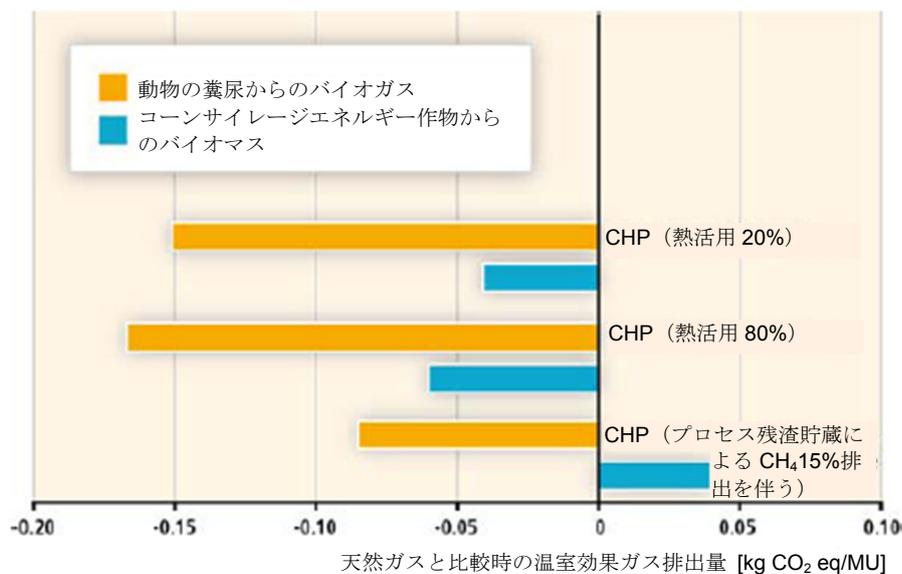


図 8.8: 動物の糞尿スラリーまたはコーンサイレージエネルギー作物のいずれかの嫌気性消化で生産したバイオガスを燃料として使用する 500kW_e の CHP の場合、温室効果ガス排出量の削減ポテンシャルは、天然ガスを使用した CHP プラントと比較可能である。大気にメタンが漏れると、温室効果ガス削減の便益は低下する(Pehnt et al., 2009b)。

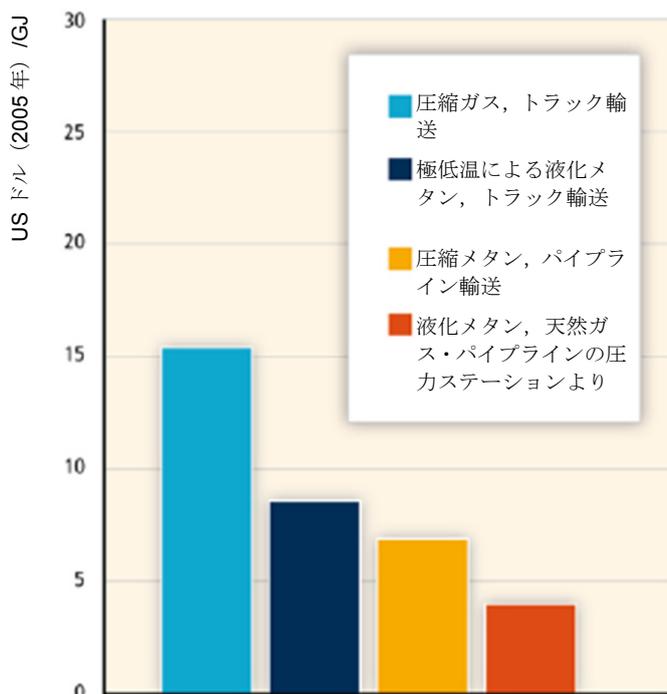


図 8.9: 中規模なバイオメタンの配送と充填コストの比較（圧縮または液化のいずれか。トラックかパイプラインによる配送）（Åhman, 2010）。

再生可能エネルギー由来のガスをガス導管網に統合する場合、パイプライン追加建設に要する多額のコストを回避するためにガス源を既存システムの近くに配置する必要がある。プラントが遠距離にある場合、ガス配送のコストを回避するために、バイオメタンまたは水素のオンサイト利用が理想的である。天然ガス導管網への合成ガスまたは水素の混合により、天然ガス配送及び最終消費機器を変える必要がある場合もある。都市部の地域のネットワークは、現在は化石燃料由来の合成ガス（都市ガス）を使用しているが、これもバイオマス由来の合成ガスの配送にも使える場合がある。

水素配送の阻害要因は、新たなインフラ構築にかかる資本コストと時間の可能性が高い。ドイツでは、2030年に約700万台の燃料電池軽量自動車に供給するための水素の生産と配送のコストは、約400億USドル（2005年）と推定されている（Bonhoff et al., 2009）。アメリカでは、2億台の燃料電池自動車への再充填のため、40年で数兆ドルの投資が必要になる（NRC, 2008）。変動性の再生可能エネルギーの場合、さらに大きい水素貯蔵が必要になることから、コストのさらなる増加になるだろう。

ヨーロッパでは2020年に、バイオメタンが天然ガス17.4EJ²⁵を代替すると想定されているが（図8.10）（Müller-Langer et al., 2009）、これは、使用可能なバイオマス資源を巡る競争も一因である（Eurogas, 2008）。

²⁵ 2008年におけるOECDヨーロッパ(EU27)の天然ガス総消費量は19.1EJで、一次エネルギー全体の25%に相当する(IEA, 2010d)。

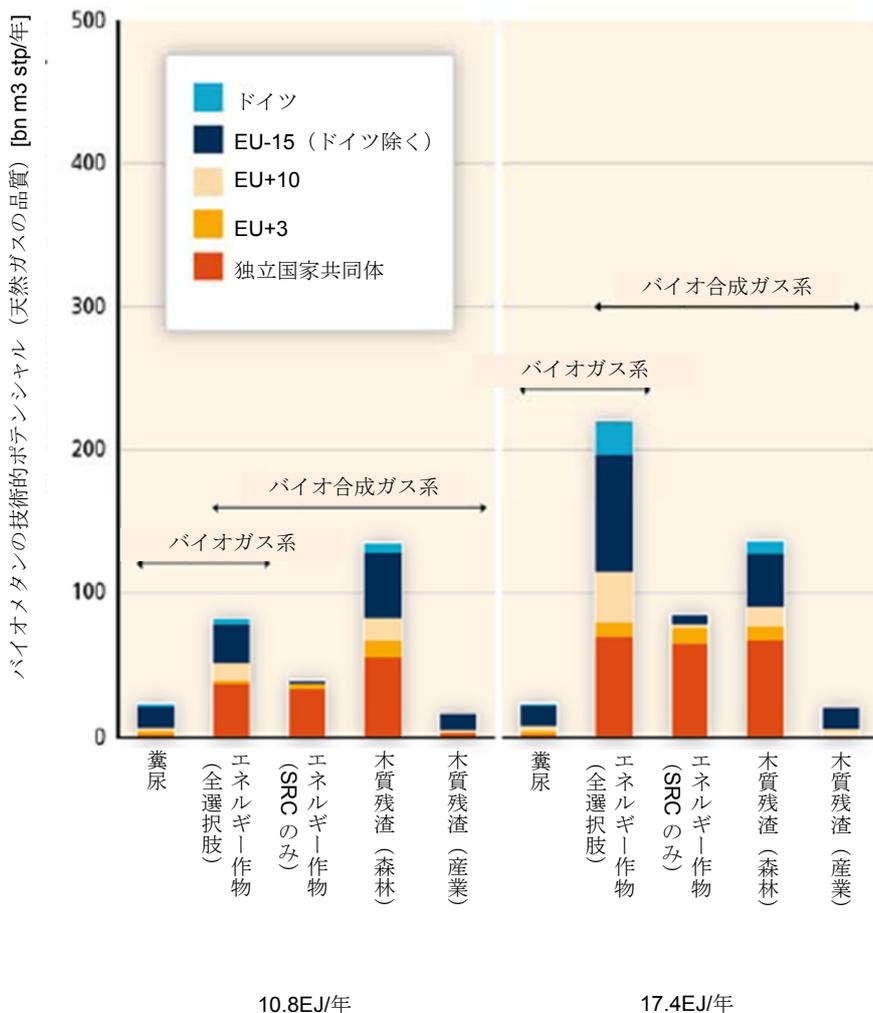


図 8.10: 2005 年及び 2020 年の EU 地域で様々なバイオマス原料で生産されるバイオメタンの年間の技術的ポテンシャル (標準温度及び標準気圧 (STP)) (Müller- Langer et al., 2009)。

注: SRC = 短期輪作の刈り取り; bn = 10 億 = 109

8.2.4 液体燃料システムへの再生可能エネルギーの統合

8.2.4.1 液体燃料供給システムの特徴及び構造

再生可能な液体燃料は、石油燃料料用の既存インフラの構成要素 (貯蔵、混合、配送、充填など) を利用することができ、若干の応用例もある。電力システムまたはガスシステムと比べ、このため統合の課題の難度は低いだろう。第一世代のバイオ燃料料用のバイオマス液化システムの構造は十分理解されているが (図 8.11)、持続的な生産と土地利用は依然として論議的である (Fritsche et al., 2010) (2.5.4 節及び 9.3.4.1 節)。

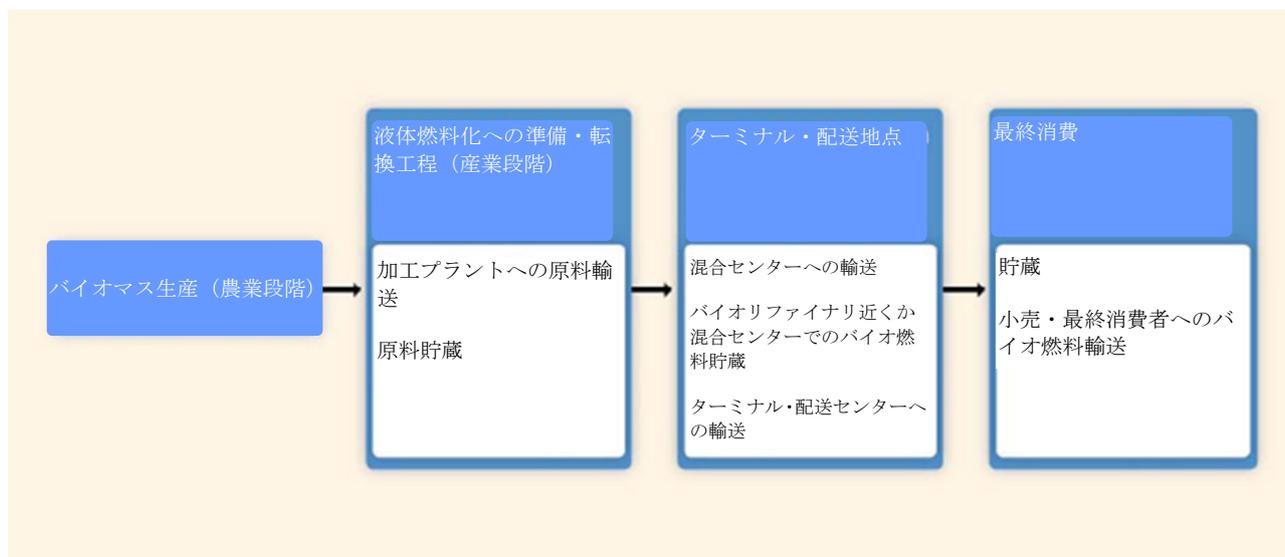


図 8.11: 典型的な輸送燃料向けの液体バイオ燃料の生産、混合、配送システム

エネルギー密度の低い大量のバイオマス原料をバイオリファイナリに道路輸送すると、コストが高くなる可能性があるだけでなく、通常は温室効果ガスが生じる。より効率的で経済的な配送方法は鉄道輸送の可能性はある (Reynolds, 2000)。

バイオ燃料は、石油燃料を自動車給油所に配送する間に、製油所または混合センターで、ガソリンまたはディーゼル油と混合可能である。バイオ燃料や混合物は、製油所または給油所の地下貯蔵タンク施設に加え、それぞれの生産場所で貯蔵可能である。石油製品の場合、安全性と環境保護に関連して、同様の注意が必要になる。バイオマス原料に特化して栽培されている農作物は、季節性があることから、年間を通じた需要を満たすことを目標とする場合、原料やバイオ燃料の貯蔵は極めて重要であるが (NAS, 2009)、生産コストへの上乘せとなる。国際的な取引も、安定的な年間供給に役割を果たす可能性がある (IEA, 2007a) (2.4 節)。バイオディーゼルは、酸度を高めエンジン腐食につながる可能性のある微生物の活動が確認され、貯蔵中に組成が変化することが証明されている。エタノールは、生物学的にはより安定している。

8.2.4.2 再生可能エネルギー統合に関する特性

現在、液体バイオ燃料の大半は、糖類、炭化水素、野菜油作物から生産され、既存の燃料供給に統合される。この際、(体積で) 最高 25% がガソリン及びディーゼルと混合される (2.3.3 節及び 2.6.3 節)。しかし、エタノールは、フレックス燃料車で使用されるガソリンに任意の比率で混合でき (8.3.1 節)、バイオディーゼルは、ニート (100% あるいは B100) または標準のディーゼルとの混合のどちらでも、圧縮点火エンジン機関で使用可能である。改良型のディーゼルエンジンも、点火改良剤を用いれば、ほぼニートのアルコール (E95) で動作する (Scania, 2010)。

いくつかの自動車メーカーは、B20 及び B100 の燃料使用の認定を受けたエンジンで、トラック及び農業機械を製造している (NBB, 2010; New Holland Information Center, 2010; Power-Gen, 2009)。

リグノセルロース系の固体バイオマス源は、液体燃料に転換可能である。酵素加水分解または酸加水分解などのバイオ化学プロセスか、合成ガス (主に一酸化炭素 (CO) 及び水素 (H₂)) を生産する熱化学プロセスの後、フィッシャー・トロプシュ法により、道路輸送、航空、海運、及びその他の用途に適した様々な合成液体燃料を生産する (Sims et al., 2008; 2.3.3 節)。燃料の品質に関する課題は、自動車のエンジン性能及び輸送による二酸化炭素排出に影響を与える可能性があり、重要である (8.3.1.2 節)。バイオメタンも、適切な仕様を満たせば (8.2.3 節)、火花点火内燃機関において圧縮天然ガス (CNG) として直接燃焼可能である。

液体燃料の需要は大半が輸送向けと予測されているが、バイオ潤滑油、化学産業でメタノールとして使用される化学物質などの産業需要も増加する (2.6.3.5 節)。一部のバイオ燃料は、石油燃料の代替として定置用 CHP でも使用可能である。主に開発途上国では、調理及び暖房に対して伝統的な固体バイオマスに大きな需要があるが、これも液化ガス燃料などの、より便利なガス燃料だけでなく、エタノールジェル (Utria, 2004; Rajvanshi et al., 2007) またはジメチルエーテル (DME) などのバイオマス由来の液体燃料で代替出来る (Sims et al., 2008)。

液体バイオ燃料は、既存の石油製品配送インフラへの統合が可能であり、移行の障壁は比較的低い。その理由は、バイオ燃料の混合は、既存の石油貯蔵及び配送システムにコストの高い改修なしに導入出来ること、既存インフラ

の構成要素が活用可能であることである (NAS, 2009)。混合、燃料貯蔵タンクと燃料ポンプの追加の技術的な変更、新規設置の提供のため、ある程度の追加コストが必要となる場合もある。燃料貯蔵及び配送のシステムのタイプは、バイオ燃料の特性及び既存の石油系燃料システムとの互換性によって異なる。最も普及したバイオ燃料は、ガソリンやディーゼルと似た特質を有しているため、これらと合理的に容易に混合出来る。低温の条件では、特に、一部のバイオディーゼルで燃料流量を制限するポリマーのジェルを形成することもあり、輸送、貯蔵、エンジン内において問題になる可能性がある。これらの制約は、バイオ燃料を航空燃料に使用する場合は克服が不可欠である。

精製からターミナルへの輸送及び配送モードには、トラック、バージ、タンカー、パイプラインなどが用いられる。ターミナルからは、距離とバイオ燃料の量によるが、トラック、または配送パイプラインで小売店舗に供給可能である。貯蔵及び配送のコストは、石油系燃料と同等である。

バイオ燃料及びその他の副産物を生産するバイオリファイナリは、一般に容量が製油所に比べ小さく、資源が存在する場所に幅広く所在する可能性がある。たとえば、アメリカのコーンベルトの中西部及び南東部全体に、エタノール加工プラントが無数に存在するが、沿岸地域にはいくつかの製油所が集中している。ブラジルでは、多数のバイオリファイナリが運用され、糖類、エタノール、バイオディーゼル、家畜飼料、電力、蒸気、熱を生産している。

燃料配送コストは、生産コスト全体から見た割合は小さいが、広範な拡張と統合に要する物流管理と資本は、計画が不十分な場合は障害になりかねない。貯蔵及び輸送時のエタノールとガソリンの混合(ガソホル)については、パイプラインで無水エタノールが水を吸収する場合、技術的な課題を生ずる可能性がある (8.2.4.3 節)。しかし、ブラジルでは、サトウキビ系のエタノールは、石油製品にも使用されるパイプラインで 20 年以上輸送されているが、精製と保守の手続きも増大している。エタノールの容積エネルギー密度はガソリンの約 3 分の 2 であることから、同量のエネルギーを貯蔵、輸送するには、貯蔵システムの大型化、鉄道車両や船舶の増便、パイプラインの大容量化が必要になる。したがって、石油系製品に比べ、燃料貯蔵及び配送に要するコストは増加する。

たとえば、バガス、サトウキビ残渣などバイオ燃料の副産物は、バイオガス生産または発電の原料として使用できる可能性がある。既存電力システムとの統合は、加工プラントのエネルギー需要を満たした後、コージェネレーションのスキームを利用することにより、ブラジルやその他の場所で成功している (Rodrigues et al., 2003; Pacca and Moreira, 2009)。バイオエタノール及びバイオディーゼルの加工によって副産物に嫌気性消化を行う方法は、既存の様々なバイオリファイナリモデルと統合する可能性がある。バイオガスは、発熱及び発電用、自動車の燃料 (Börjesson and Mattiasson, 2008) としても使用可能であるし、ガス導管網への注入も可能である (8.2.3 節)。

8.2.4.3 再生可能エネルギー統合の課題

再生可能エネルギー由来の液体燃料は、石油燃料用の既存インフラの構成要素 (貯蔵、混合、配送、充填など) を利用可能だが、いくつかの課題を解決する必要がある。大半のバイオ燃料は、ガソリン及びディーゼルとかなり似た特質を持ち、これらと合理的に容易に混合可能である。寒冷な気象条件では、いくつかのバイオディーゼル使用時に粘度の増加とジェル形成による問題があり、貯蔵及び配送に問題が生ずる可能性がある (NAS, 2009)。

石油製品のインフラをバイオ燃料と共有すると、含水エタノールで水汚染が起こり、その結果、パイプライン及び機器の稼働年数を維持するために新たな材料が必要になる。石油製品パイプラインでの輸送も、同一ラインを使用した場合、パイプライン内での圧縮による水分でエタノールの水分量が増加する可能性がある。これによりバイオエタノールの技術的な規格を逸脱する場合、配送後にさらに蒸留が必要になるだろう。エタノール及びバイオディーゼルも、多品種を扱うパイプライン内にある不純物を溶解し運搬する可能性があり、これらも内燃機関に有害である可能性がある。このため、多品種パイプラインで輸送される製品の精製方法を改良してもうましくない場合は、専用のパイプラインが望ましい。エタノールのパイプライン出荷中に起こる水分吸収と相分離は、含水エタノールを先に配送して、最終消費者の直接使用か蒸留を行った後、ガソリンとの直接混合に適する無水エタノールを配送することで回避出来る。別の戦略としては、エタノールまたは混合物の第一バッチを送る前に、ニート・エタノールを“犠牲バッファ”としてパイプラインに流し、水分をすべて吸収する方法がある。このバッファショットは処分するか、再蒸留する。

高濃度のエタノールは、鋼鉄のパイプライン及び貯蔵タンクの、特に、溶接継ぎ手及び屈曲部において応力腐食割れ (SCC) を加速させる可能性がある (NAS, 2009)。この問題は、溶接前の特定の熱処理を用いたタンクライナーや、内部の重要な部分 (パイプラインの継ぎ手部など) のコーティングにより、回避可能である。しかしこれらはすべてシステムコストを増加させる。エタノールは、パイプラインとターミナルや一部のエンジンの密封部及びバルブで見られる一定のエラストマーやポリマーを劣化させ、これらを交換する必要があるだろう。パイプラインの新設は、バルブ、ガスケット、密封部にエタノールに適合したポリマーや、応力腐食割れを最小限にする設計によって可能である (NAS, 2009)。

8.2.4.4 再生可能エネルギー統合を容易にする選択肢

技術の選択肢

技術は、既存の石油インフラとより適合するバイオ燃料生産に向け進化を続けていくだろう (Sims et al., 2008)。将来の先進的なバイオ燃料は、貨物輸送、海運、及び航空の用途で設置される既存及び新規のエンジン設計と燃料を適合させるため、厳しい品質仕様を満たす必要がある。一部の国では、バイオ燃料の法体系及び基準の設定が遅く、供給システムへの統合に遅れが出ている。品質管理の手順も、これらのバイオ燃料が適用される製品仕様をすべて満たし (Hoekman, 2009)、統合を円滑化するため、実施が要である。

バイオ燃料の国際取引の円滑化には、より均一な国際基準を定める必要があり、既存のバイオ燃料の基準の比較が行われた (NCEP, 2007)。ブラジルとアメリカのバイオディーゼル基準では、従来の鉱物のディーゼル燃料の混合要素としての用途しか反映されていないが、ヨーロッパの基準では、混合またはニート燃料としてのいずれの用途も認められている。市場に出回るバイオディーゼルの品質を規制する現在の基準にも、様々な石油及び石油原料を使用可能としているため、差異がある。これが、各バイオ燃料の性能特性のばらつきにつながっているが、長鎖のバイオディーゼルと比べ、単純な化合物であるエタノールではばらつきはそれほど大きくはない。バイオエタノールの技術仕様は、水分量に関しては様々だが、国際取引の障害にはならない (NIST, 2007)。バイオ燃料の混合レベルは、自動車エンジンの普及年代及び種別、気温、及び地域の排出規制の地域差を考慮する必要がある。

制度上の側面

政策支援は、バイオ燃料の市場形成に重要な役割を担っている。たとえば、いくつかの国では、ディーゼルへのバイオディーゼル混合、ガソリンへのエタノール混合が義務化されている (11.5.5 節)。石油製品市場の規制当局も、バイオ燃料を自己の管轄下に収めることが出来る。これらの規制当局は、バイオ燃料の供給の安定性、安全性仕様と技術的仕様 (または基準)、及び生産と小売双方のレベルでの品質管理といった課題に対処するのに、最も適している。これは、石油部門の規制当局がバイオ燃料も統括するブラジルの現在の事例である (TN Petróleo, 2010)。

環境当局及び関連の規制 (低炭素の燃料基準及び大気質の管理など) は、バイオ燃料の普及と既存エネルギーシステムへの統合を容易にする可能性がある。国のエネルギー計画組織では、バイオ燃料システムと既存及び将来の生産配送システムの大規模な統合に関して、影響や追加コストを評価することが出来る。

8.2.4.5 再生可能エネルギーの大規模な普及に関する便益及びコスト

貯蔵及び輸送の追加コストがコスト全体に占める割合は比較的小さいため、ユニット生産コストが輸入石油製品のコストと同様の場合、バイオ燃料の割合を高めることは比較的容易なはずである。石油配送の既存インフラは、特に混合率の低いバイオ燃料に応用可能である。バイオ燃料が大規模に普及する場合や E100 または B100 の使用が予想される場合は、特別な規定を定める必要がある。

エタノールやバイオディーゼルの混合や混合物のバージ、鉄道、タンク車両への積荷のために、港湾や製油所でバイオ燃料を入荷する集積ターミナルにおいては、特殊な設備が必要となる (Reynolds, 2000)。輸送、貯蔵、及び自動車給油所の充填用の既存の設備は、アメリカ、ブラジル、ドイツ、スウェーデンなどで行われているように、バイオ燃料混合物を取り扱うには改修が必要である。地下の貯蔵タンクシステム、ポンプ、及び充填器は、バイオ燃料の混合率が高いものと互換性を持つように改造が必要であるとともに、安全性の要件も満たす必要がある。既存施設の改造に関する課題は、パイプライン輸送関連の問題と類似しており (8.2.4.3 節)、相分離、応力腐食割れ、及び不適合な材料の劣化などが含まれている (NAS, 2009)。

エタノールのターミナルは通常、750~15,000m³ の貯蔵タンクを複数備えている。新たなエタノール貯蔵タンクのコストは、小規模タンクの場合は 180US ドル(2005 年)/m³、大規模タンクで 60US ドル(2005 年)/m³ である (Reynolds, 2000)。新たなタンクへの投資に比べてより低価格の、ガソリンタンクを改装してエタノール貯蔵に適合させることも可能だろう。

アメリカでは、エタノールの大半は、鉄道、タンク車、及びバージで輸送されるが (NCEP, 2007)、2008 年以降は、フロリダでエタノールがガソリンのパイプラインでも輸送されている (KinderMorgan, 2010)。エタノールの場合、貯蔵及び配送に使用する機器の容量及びコストは、まちまちである (表 8.4)。評価基準として、アメリカのエタノールプラントはそれぞれ 300~1,200m³/日を生産するが、一方で E10 を使用する 100 万台の自動車のエタノール需要は約 400~800m³/日であり、貯蔵施設は一般に地域及び地方の需要に対応する 4,000~12,000m³ を保有する。

表 8.4: エタノールの貯蔵及び長距離輸送に適した様々な機器の容量及びコスト

	容量	コスト (US ドル (2005 年))	参照
トラック・トレーラー	25m ³	103,000 141,000	EPA (2007) Reynolds (2000)
鉄道車両	90m ³	85,000	EPA (2007)
川船	1,200m ³ /ユニットの 複数ユニット連結	1 ユニット当たり 500 万	EPA (2007)
海洋船	3,000-30,000m ³	不明	Reynolds (2000)
パイプライン (直径 300mm)	12,000m ³ /日	0.34-0.85 百万/km	
ターミナル貯蔵タンク	3,000m ³ 6,000m ³	360,000 540,000	Reynolds (2000) Reynolds (2000)
ガソリン貯蔵タンク改造	1,200m ³	18,800	EPA (2007)
混合機器		170,000-450,000	Reynolds (2000)
ターミナル改装全体	6,000m ³	1.13 百万	Reynolds (2000)

一般に、中長距離 (500~3,000km) や港湾施設のない目的地の場合は、鉄道輸送が最もコスト効率の良い配送システムである (Reynolds, 2000)。鉄道輸送の場合、バージに比べて小規模ユニット数が多く、貨物積み込み、積み下ろし、検査はより労働集約的な作業であるため、ターミナルでの処理は多くなる。貨物車両を最大 75 台連結する列車が、パイプライン開発の代替方法として、エタノール向けに提案されている (Reynolds, 2000)。

バージは、バイオ燃料生産プラントが水路にアクセス出来る場合、長距離輸送に使用される。たとえば、アメリカでは、バージは中西部のエタノールプラントからミシシッピ川を下り、メキシコ湾の港に到着する。エタノールはここで貯蔵され、海外輸出または混合のための全国の沿岸の仕向地ターミナルへの輸送のために出荷される。

大量のエタノールを長距離輸送する (Reynolds, 2000) コストの推定値は (2.6.2 節)、海洋の出荷で 6~10US ドル (2005 年) /m³、バージで 20~90US ドル (2005 年) /m³、鉄道で 10~40US ドル (2005 年) /m³、トラックの短距離輸送で 10~20US ドル (2005 年) /m³ である (2.6.2 節)。ブラジルでは、バイオ燃料の由来にもよるが、生産地域から輸出港までのエタノール輸送コストは約 35~64US ドル (2005 年) /m³ であり、このなかにはターミナルでの貯蔵コストも含まれる (Scandiffio and Leal, 2008)。地方の主要なエタノール生産センターと沿岸の輸出港を連系するパイプライン増設がさらに計画中であり、そのコストは 20~29US ドル (2005 年) /m³ と予想されている。これは、道路輸送に比べて 70%、鉄道輸送に比べ 45%低い (CGEE, 2009)。

8.2.4.6 ケーススタディ: ブラジルのエタノール

ブラジルでの、エタノール配送システム、バイオ燃料混合の小売、及びフレックス燃料エンジンの製造は比較的遅いスタートだったが、過去 10 年でそのすべてにおいて成功している。2010 年には、ブラジルはアメリカに次いで世界第二位のエタノール製造国となった (REN21, 2010)。バイオ燃料と石油配送システムの統合は、初の世界的な石油危機後に開始された。このとき、政府がサトウキビエタノールをガソリン代替品として推進した (Box 11.9)。国営石油会社のペトロプラスは、国内生産のエタノールを全量買い取り、ガソリンと混合して全国に配送することを義務付けられた (Walter, 2006)。1979 年には、E100 で動作する設計のエンジンを使用した自動車が生産され、既存のインフラは 100%エタノールを全国に配送出来るように変更されたが、生産は地方に集中していた。作付面積当たりのサトウキビ生産量が大幅に伸びたことも、土地面積当たりのエタノール収量増加を下支えし、2008 年には、エタノール生産は 495PJ になった。これは、エネルギーで見た場合、2008 年にブラジルで消費されたガソリンの 85%に相当する (EPE, 2009)。

ブラジルのエタノール蒸留の約 60%には 2 つの用途がある。世界の砂糖価格が高い場合は砂糖生産に使用され、その他の時はエタノールに転換される (Ministry for Agriculture Livestock and Supply, 2010)。1990 年代に砂糖価格が世界的に上昇した際、エタノール生産は減少し、E100 専用の自動車保有者は燃料不足に陥った。このため、E20~E100 のバイオエタノール混合を使用可能なフレックス燃料自動車 (8.3.1.3 節) が開発され (de Moraes and Rodrigues, 2006)、E100 専用の車両の大半がすでに代替された。現在のガソリンは無水エタノールを (体積で) 20~25%混合しているため、2003 年の商用導入以降に新たに販売された軽量自動車の大半は、現在、「フレックス燃料」エンジンを搭載している (Goldemberg, 2009)。

過去 30 年以上にわたり、全国的なエタノール貯蔵及び配送システムが導入され、複数のバイオ混合燃料 (最大で E100) が事実上すべての給油所で利用可能である。補助金はすべて 1990 年代に撤廃されたが (Box 11.9)、エタノール価格は徐々に低下し、石油価格が 70US ドル (2005 年) /バレルで推移している場合、依然としてガソリン

に対して競争力を持つ。

1990年以降、砂糖プラントやエタノールプラントでは、CHPシステムでバガスの副産物を燃焼することで発電と温熱供給を行っている (Cerri et al., 2007)。電力系統が近くにある場合、オンサイトの需要を上回る電力は売却し、国の電力系統に送りこむことが可能である (Azevedo and Galiana, 2009)。技術的改良、エネルギー管理の向上、コージェネレーションのスキームによって、バガスの最適な使用が可能になっている。また、政府のプログラム (PROINFA, 2010)、規制の変更、及び電力契約の入札が導入され、電力を地域の事業体に売却したり、国の送電系統事業者の監視や負荷配分したりすることが可能になった (8.2.1 節)。ブラジルでは、サトウキビは乾季と同時期に収穫を迎えるため、バガスによる発電はブラジルの水力発電を補完している。2009年現在、バガス燃焼による CHP の設備容量合計は 5.6GW_e で、電力全体の約 4.75% を発電している (BEN, 2010)。

ブラジルの経験から、バイオ燃料の割合が高くても、経済的、社会的、環境的な障壁を解決するために混合の義務化とその他の政策を組み合わせる実施すれば、統合は成功することが示されている (11.5 節)。

8.2.5 自立エネルギーシステムへの再生可能エネルギーの統合

すべての建築物、コミュニティ、企業が、電力系統、地域冷暖房システム、またはガス導管網に連系しているわけではなく、液体燃料に容易にアクセス出来るわけでもない。本節では、一般的に小規模で、送電系統やネットワークを通じて商用エネルギーが現状利用出来ない非系統連系のへき地、小さな島々、個別の建物に導入されることが多い自立エネルギー供給システムを扱う。先進的な制御システムを利用し、スマートメーター、時間帯別あるいは価格に応答する家電機器によって多数の小規模な電源・熱源技術を統合出来る分散型エネルギー供給システムに連系²⁶する今後の可能性に関して産業界の関心も高まっている (Cheung and Wilshire, 2010)。全体的なシステムコスト、便益、及び制約は不確実性が高いため、主要な電力及び情報技術産業の協力の下、いくつかの政府が研究開発と実証、モニタリング、及び評価を行ってきた。小規模な自立コミュニティのマイクログリッドに関する実証プロジェクトが、アメリカ、日本、デンマーク、その他の地域で行われてきた。

基本的に、自立システムへの再生可能エネルギー統合上の課題は、大規模電力システムと同様である。たとえば、電力供給システムの需給バランス (8.2.1 節)、冷暖房の方式 (8.2.2 節)、地域で使用する再生可能エネルギーガス生産 (8.2.3 節) や液体バイオ燃料の生産 (8.2.4 節) の選択が挙げられる。自立システムには、建物一体型再生可能エネルギー技術も関係する (8.3.2 節)。

へき地に位置し、対応するエネルギー需要が小さい自立システムの計画においては、その場所における将来の化石燃料供給方法、利用可能な地方の再生可能エネルギー資源、再生可能エネルギー技術のコスト、将来のイノベーションの展望、そしてインフラの新設または拡張がその場所におけるオプションである場合には建設コストの回避の可能性が考慮される (Nema et al., 2009)。

8.2.5.1 再生可能エネルギー統合の特徴

自立システムにはいくつかの種類が存在し、単一のエネルギーキャリア (電力、熱、液体、気体、または固体燃料) またはそれらを組み合わせて使用することが出来る。一般的に、熱、照明、乾燥、冷房、冷却、海水淡水化、揚水 (Bouzidi et al., 2009)、電気通信などのあらゆるエネルギーサービスを提供することが出来る。

大規模な電力システムと異なり、小規模な自立システムでは、地域レベルで容易に利用出来る再生可能エネルギー供給の選択肢は少ない場合も多い。さらに、高度な再生可能エネルギーの供給予測、確率的な始動停止計画、厳しい燃料品質基準、地理的、技術的多様性による変動の平滑化などの、大規模な電力システムで統合を管理するための技術的、制度的な選択肢は、小規模な自立システムの場合、より難しくさらには奨励されない場合もある。

一般的に、再生可能エネルギーの統合方法は、供給システムの規模が小さくなり、特に様々な再生可能エネルギー源の導入割合が高くなるほど、難しくなる。自立システムは必然的に、供給と需要の一致のため、貯蔵、多様な需要反応、柔軟性の高い化石燃料発電に重きを置く傾向がある。地方の負荷の形状により合致した、あるいは負荷配分可能な再生可能エネルギー供給が選ばれ、地域の負荷パターンにあまり合致しない変動性の低コストのものが選択されないことが多い。自立システム内で再生可能エネルギーの統合管理を行う場合、他の条件が同じであるとしても、大規模な電力システムよりもコストが高くなる可能性がある。この事情は、自立システムにおいては、信頼性が高い継続的な供給と、より大規模なネットワークよりも安価な全体的な供給コストという、相反する目的の難しい選択が求められること意味している。電力がすぐに利用出来ない状況下では、大規模な電力システムとのコストによる比較は無意味であり、信頼性の基準も異なる可能性がある。

²⁶ 「分配型エネルギーシステム」、「デジタル・エネルギー」、「インテリ・グリッド」、「スマート・グリッド」など、エネルギー供給における潜在的な将来のパラダイム・シフトを表現するため、様々な用語が文献で使用されているが、まだ明確に定義されたものはない。

小規模から中規模の自立システムにおける発電では、一般的に、発電機用定置エンジンの燃料としてディーゼル油、ガソリン、液化石油ガスなどが使用されてきた。開発途上国における潜在的な供給の制約と、へき地に化石燃料を供給するコストのため、利用可能な場合には地方の再生可能エネルギー資源を利用する傾向が強くなっている。大規模な集中型システムと同様、自立電力システムでも、様々な再生可能エネルギー資源に起因する需給調整の問題が顕在化する可能性があり、その問題はより深刻であると思われる。様々な再生可能エネルギー技術の変動性及び予測可能性とそれらの電力システムの信頼性に対する影響についての議論は、8.2.1.2 節に述べられている。小さな配電網を持つへき地集落、簡易な低電圧 DC 小規模システムを利用している小さな村、または個別の建物においては、太陽光発電 (PV) または小規模の水力などの 1 種類の再生可能エネルギー発電を限定的に導入することが出来る。しかし、そのような場合、信頼性を確保するため、変動する再生可能エネルギー供給を、需要側の方策、エネルギー貯蔵、発電の柔軟性の向上などの他の方策と組み合わせる必要がある (8.2.5.2 節)。

地方にあることが多い非系統連系の自立した建築物の冷暖房では、特に良質な太陽、地熱、またはバイオマス資源が利用可能である場合、再生可能エネルギーを利用することが出来る (IEA, 2007c)。太陽が利用される場合はその変動性が懸念されるが、多くの場合蓄熱の追加によって改善することが出来る。

都市部の住宅及び業務用建物は、通常電力システムに連系されているが、再生可能エネルギー技術の統合によってより多くの既存及び新規の建物にエネルギー供給機能を持たせることが注目されている (IEA, 2009b)。建物一体型太陽光発電 (PV) (Bloem, 2008)、非系統連系システム運用 (Dalton et al., 2008)、太陽熱、小規模バイオエネルギー-CHP、小規模水力、及び小型の風車を含む分配型エネルギーシステム (IEA, 2009a) はすべて、多くの成功した技術例によって実証され、商業化前の開発段階を超えている。建物は、省エネルギーに加え、消費量に等しいエネルギーを生産する再生可能エネルギーを利用するように設計することが出来る。たとえば、米国エネルギー省の Net-Zero Energy Commercial Building Initiative (USDOE, 2008a) は、2025 年までに市場性のある低炭素建築物設計を実現することを目指している。省エネルギー (気密性の高い構造、断熱性の向上、換気効率の向上、空調、照明、給湯など) と再生可能エネルギー技術の統合を組み合わせることで、低層建築物を自立エネルギーシステムにすることが出来る (8.3.2 節)。

8.2.5.2 再生可能エネルギー統合及び導入を促進するオプション

自立エネルギーシステムでは、再生可能エネルギー変換技術の転換技術、需給調整の選択肢、最終消費技術の統合は、再生可能エネルギー資源の場所により異なる利用可能性と地域のエネルギー需要といった個別の条件に大きく影響され、これらの条件地域の気候やライフスタイルによって異なる。すでに述べたように、自立的な電力システムを特に開発途上国のへき地に設計、導入する際、小規模な自立システムでは確実に信頼性の高い供給への追加コストが多額になるため、コストと信頼性のバランスは非常に難しくなる。基本的には、より大規模な電力システムで利用可能な需給調整のためのオプションは、自立電力システムでも利用可能であり、8.2.1.3 節でより幅広く述べている通り、これには送配電網などの改善、発電の柔軟性の増加、需要側の方策、電力貯蔵、運用/市場及び計画方法の改善が含まれる。

これらのシステムに様々な再生可能エネルギーを統合するために利用可能なオプションの優先順位を付けることは、システムの種類、地理的な場所、及び期待する信頼度などの様々な要因に依存する。しかし、すでに述べたように、自立システムの規模が小さくなるほど、変動性管理の方法のいくつかは実用性がなくなり、貯蔵、柔軟な化石燃料発電、及び需要反応の優先度が高くなる。

需要側の方策に関しては、自立型の再生可能エネルギーシステムは、余剰電力が利用可能な場合にのみ、それを利用する最終消費技術と統合することが出来る。これには、太陽熱蒸留器、加湿器と除湿器、膜蒸留器、逆浸透または電気透析水脱塩器 (Mathioulakis et al., 2007)、太陽光発電 (PV) と AC または DC モーターを用いた揚水ポンプ (Delgado-Torres and Garcia-Rodriguez, 2007)、太陽熱を利用した吸収冷却 (Lemmini and Errougani, 2007)、及び油糧種子圧搾 (Mpagalile et al., 2005) が含まれる。その他の様々な種類の需要管理も、供給及び需要の変動が大きいことが特徴である自立システムの需給調整に重要である。

電力貯蔵技術 (8.2.1.3 節) は、コストは比較的高いものの、自立型の再生可能エネルギーシステムにおいてしばしばより魅力的な方策になる。たとえば、揚水式水力が採用出来ない場合、2~3 日分の電力需要を満たすのに十分な容量を持つ蓄電池を導入することも有り得る。そのような貯蔵オプションのコストは、システムの設備投資及び運用コストと併せ、設計・計画段階に信頼性の水準を考慮して慎重に評価しなければならない。自立システムへのエネルギー貯蔵技術の応用のシミュレーション分析、実証評価、及び商業運用についてもいくつか報告がある。これには、ギリシャの水素貯蔵を用いた太陽光発電 (PV) と風力発電の併用 (Ipsakis et al., 2009)、ノルウェーの風力/水素 (Ulleberg et al., 2010; 8.2.5.5 節)、3 つのギリシャの島における揚水式水力システムと風力の統合 (Caralis and Zervos, 2007b, 2010)、及びスペインのカナリー諸島における風力/太陽/揚水式水力の実証 (Bueno and Carta, 2006; 8.2.5.5 節) が含まれる。蓄電池と組み合わせた小規模太陽光発電 (PV) システムは、多くの国においてすでに広

く利用されている。

一方、再生可能エネルギー及び非再生可能エネルギー技術を組み合わせて、システムの信頼性を向上させることが出来る。たとえば、小型のディーゼル油またはガソリンを用いた発電設備や負荷抵抗（需要を超えて発電された余剰電力を消費するヒーター）は、風力または太陽資源が利用出来ない短期間に蓄電池で備えるよりも運用コストが低くなる可能性がある（Doolla and Bhatti, 2006）。

地方においてバイオマスから生産出来る気体または液体のバイオ燃料（2.2.2 節）は、暖房、発電設備または車両の燃料補給のオプションになりうる（8.3.1 節）。自立電力システム運用で供給信頼性と柔軟性を望ましい水準に保つために（8.2.1 節）、現在の小型発電設備で使用しているガソリンまたはディーゼル油を、将来的に再生可能エネルギー由来のガス及びバイオ燃料で全面的に置き換えられる可能性がある。再生可能エネルギー由来のガスはブチル容器またはシリンダー内に低圧または中圧で容易に貯蔵でき（8.2.3 節）、液体バイオ燃料はスチールまたはブチル・ゴムのタンクで貯蔵することが出来る（8.2.4 節）。

多くの自立型の再生可能エネルギーシステム（バイオエネルギーの CHP 及び特定の貯水池式小規模水力は例外）において、エネルギー貯蔵と低エネルギー利用技術は不可欠である（Lone and Mufti, 2008）。自立小規模水力計画は、特にネパールなどの開発途上国の丘陵地域における資源に依存した継続的（乾季は例外）な電力供給の提供手段として一般的である。流れ込み式水力の場合、コスト効率の高い需給調整の解決策（8.2.1 節）は、発電制御の代わりに負荷制御を用いることである（Paish, 2002）。

自立システムにおいてコスト効率を落とさずにシステムの信頼性を向上させることは困難である。しかし、革新的なシステム制御、スマートメーター、需要反応サービスを提供する利用機器の開発に基づく自立熱電供給システムの将来の設計（Meenual, 2010）によって、その解決策を見つけ、再生可能エネルギー統合を進めることが出来る可能性がある。しかし、開発途上国のへき地におけるそのような技術的解決策の利用が適切であるかどうかは不確かである。

8.2.5.3 再生可能エネルギー統合及び設計の便益及びコスト

地方の場合、エネルギー供給が、1人当たりの生産の増加、教育、市場の確立、飲用及び灌漑用の水の供給などの社会的サービスと経済的サービスの強化、街路照明による治安の改善、貧困の緩和、そして健康状態と環境状態の改善を通して地方の発展に貢献することが広く認識されている（Goldemberg, 2000; Johansson and Goldemberg, 2005; Takada and Charles, 2006; Takada and Fracchia, 2007）。エネルギー・アクセスの問題は、9.3.2 節で述べる。

有機廃棄物を含めた、適切かつ持続可能なバイオマス資源がある開発途上国においては、それらの利用は、調理、給湯、小規模発電、及び照明などの基本的サービスを提供するための最も経済的な方法であることが多い。中国では、孤立した地方の住居向けの太陽熱給湯は、環境的、社会的、経済的便益をもたらしてきた（Z. Li et al., 2007）。

一般に、自立システムで生産された電力は系統連系が利用可能な場所における電力よりもコストが高い。このため、都市ではマイクログリッドやその他のコンセプトにおいてある程度の関心は見られるものの、自立型の再生可能エネルギー利用建築物は、一般的ではない。へき地においては、再生可能エネルギーに基づく自立電力システムは、少なくとも外部の送配電系統への連系が利用可能になるまでは、唯一の最も経済的な方策である。

8.2.5.4 再生可能エネルギー導入の制約及び機会

すでに述べた障壁以外にも、多岐にわたる再生可能エネルギー技術の仕様とその適切な設計、建設、及び保守の難しさから、自立システムにおける統合は制約される可能性がある。これらは、設備投資と運用コストの増加や、不十分な保守につながる場合がある。技術的障害が発生した場合、その技術に対する世間の理解が損なわれる場合もある。基準の確立、製品の認証、計画手段の統合、保守管理者の教育、及び知識データベースの開発は、技術の信頼性に関する問題の回避の一助となる（Kaldellis et al., 2009）。地方の人材育成、教育、優れた計画、慎重な市場の確立は、運転保守コストの低下や、世評、雇用機会、その他社会的便益の改善を実現出来ると思われる（Meah et al., 2008）。

今後、導入及び統合の可能性のある再生可能エネルギー技術は多岐にわたるため、汎用性のある計画ガイドラインを確立することは難しいが、各種の自立型の再生可能エネルギーシステムにおいては、適切な計画が開発事業者によるプロジェクトの構築を支援することは出来る（Gitrakos et al., 2009）。計画の方法論を改善するためには、研究開発と実証のプロジェクト、持続可能性基準（Igarashi et al., 2009）、生活様式（Amigun et al., 2008; Himri et al., 2008）、特定の場所の条件下における様々な技術の組み合わせについての比較を可能にする、実績にもとづくデータベースを作成する必要がある。

広範な自立システムへの再生可能エネルギーの統合は、追加的コストの補償を助け、有効な環境を提供するような

政策措置も必要とする場合がある(11.6節)。自立型の再生可能エネルギー統合システムにはその寿命を通して採算性があるとされても、設備投資コストの障壁を取り除く適切な融資枠組みが必要となる。

8.2.5.5 ケーススタディ

メキシコの地方における海水淡水化

バハ・カリフォルニア・スル州は、人口増加、農業灌漑需要、及び観光によって地下帯水層が乱開発されている乾燥地域で人口の少ない沿岸の州である。そのため、70基の海水淡水化プラントが化石燃料による電力を用いて運用されており、これから建設予定のプラントもある。

太陽光発電(PV)を用いた小規模海水淡水化は、この州におけるより小規模かつへき地のコミュニティにおける水供給の手段である。導入された太陽光発電(PV)利用海水逆浸透プラントはそれぞれ、溶解性物質総量が250ppm未満の淡水を1日に19m³生産でき、その際に消費する電気はわずか2.6kWh/m³(最大9.4MJ/m³)である(Contreras et al., 2007)。このプラントは、エネルギー回収装置を使用し、蓄電池群を統合することで、24時間稼働を可能にしている。継続的でスムーズな運用とコスト最小化の両立は、この蓄電池の統合・容量の最適化に依存している。将来的には、海水淡水化プラントと地方の電化の統合は、上水及び持続可能なエネルギー供給の提供に有益となり得る。

ノルウェー、ウトシラ島における風力/水素の実証

ノルウェー、ウトシラ島にある自立風力/水素エネルギー実証システムは、2004年7月にNorks Hydro(現Statoil)及びEnerco(ドイツの風車メーカー)によって正式に立ち上げられた。このシステムの主な構成要素は、600kWの風車、10Nm³/hの水素製造のための水電解槽、2,400Nm³の水素貯蔵(20,000kPa)、水素駆動内燃機関による55kW発電機、及び10kW_eプロトン交換膜(PEM)燃料電池²⁷である。この革新的な実証システムによって、この島の10戸の家庭に2~3日分の完全に独立したエネルギーを供給している(Ulleberg et al., 2010)。

4~5年にわたるこのプラントでの運用経験で収集されたデータにより、通常の運用条件下の水素生産システム(電解槽、圧縮機、インバータ、変圧器、及び補助電力システム)における電力消費は、約6.5kWh/Nm³(約23.4MJ/Nm³)であり、効率は約45%(LHV基準)であることが示された。水素エンジン/発電システムの効率は約25%である。そのため、風力、AC電力、水素、AC電力のシステムの全体効率は、貯蔵損失がないとして、わずか約10%である。水素エンジンを50kW_eプロトン交換膜燃料電池に置き換えた場合、全体効率は16~18%上昇する。現状の電解槽をより効率の良いユニット(プロトン交換膜、より高度なアルカリン設計など)に交換すると、全体システム効率は約20%上昇する(Ulleberg et al., 2010)。

このシステムの比較的低い効率は、水素の実用化開発の課題を示している。自立型の風力/水素システムを技術的及び経済的に実現可能なものにするためには、より小型の水素貯蔵システムと、よりロバストで安価な燃料電池を開発する必要がある(Gardiner et al., 2008)。このプロジェクトは、水素をエネルギー貯蔵媒体として使用したへき地のコミュニティへの風力によるエネルギー供給が可能であるが、風力/ディーゼル発電機によるハイブリッドと競合するにはさらなる技術の向上とコスト削減が必要であることを示している。わずか20%の風力エネルギー利用率は、より適切で高効率の負荷追従型の電解槽の導入し、連続で動的な運用を行うことで改善出来る。余剰風力も、プラント及び住宅の両方において地元の熱需要を満たすことが出来る。さらに、水素は、車両や船舶の燃料など、その他の地元の用途に利用出来る可能性がある。このシステムの全体コストは不明であるが、比較的高いと考えられる。

エル・イエロースペイン・カナリー諸島

このカナリー諸島の最も小規模なシステムは、10MW_eディーゼル発電設備、100kW_e及び180kW_eの風車発電機、276km²島全体に及ぶ小規模低電圧配電網であり、これらを用いて、10,600人分(これに加えて観光客年間60,000人分)の電力需要を満たした(IEA, 2009b)。年間の輸入ディーゼル燃料コストは年間約3百万USドル(2005年)であったが、2005年に、地方政府が、風力、水力、及び太陽にそれぞれ約2千万USドル(2005年)、5千万USドル(2005年)、1千万USドル(2005年)の予算を投入し、100%再生可能エネルギーの電力プログラムを実施した。省エネルギーはプロジェクトの重要要素であり、太陽熱給湯の導入を促進する地方政府のインセンティブが含まれている。この実証プログラムは、単純回収期間が約30年であるため、欧州委員会のALTENERプログラムを含む7機関のコンソーシアムによる支援を受けている。

電力会社であるUnelco-Endesaは、2011年に運用開始する予定の風力/水力プラントを建設している。地方政府からの出資は、このプロジェクトにおいて70%を占めており、島民も株式を購入することが出来る。5つの2.2MWタ

²⁷ Nm³ は、0℃及び1気圧の標準条件下におけるガスの非圧縮「標準」立法メートルである。

ービンが導入されており、余剰の風力は、貯水容量 200,000m³、揚程 700m の火山クレータに防水処置をした貯水池に、長さ 3km、直径 0.5m パイプによって揚水される。この貯水池は、ピーク電力需要を満たすための水力発電に使用されるとともに、最大 7 日間の(風力発電がない)穏やかな期間における需給調整用の予備力としても機能する。余剰分の水は、システムの補給に使用される海水淡水化プラントからの水とともに、灌漑目的で使用出来る。既存のディーゼル電源は、システムの需給調整を目的として(また、最過酷な条件下における予備電源として)継続され、初期段階では年間総電力需要の約 20%を供給すると予想されている。

太陽光発電 (PV) は街路照明に利用されており、また 10 の公共建築物にも導入される予定である。それぞれ 5kW の容量のシステムで、低電圧配電網へ余剰電力を供給する。持続可能な形で地元で生産された木質バイオマスはすでに熱需要の一部を満たすために利用されている。様々な原料から生産されたバイオガスがハイブリッドバスの燃料補給に利用されており、将来は熱供給や発電にも利用出来ると思われる (Insula, 2010)。電気自動車は計画中であり、海洋エネルギー開発の可能性が検討されている (Iglesias and Carballo, 2010)。2005 年の島民向けに行われた大規模な啓蒙活動によって、このプロジェクトの立ち上げは成功した。現地の住民から設置業者や保守要員を創出するため、地元民に対する研修も行われた (de Angelis et al., 2010)。

8.3 移行の道筋に向けた戦略的要素

輸送、民生、産業、及び一次生産のそれぞれの部門において、再生可能エネルギーの寄与 (図 8.2) を高めるためには、障壁と非技術的問題を乗り越えるための可能な戦略について理解を深める必要がある。ある分野における特徴のある戦略的要素の移行の道筋を準備することで、既存のエネルギー供給システムへの再生可能エネルギーの効果的に統合を行うことが可能になる。

IPCC 4th Assessment Report (IPCC, 2007) では、各部門の経済的削減ポテンシャルが様々な炭素価格の下で分析されている (図 8.12²⁸)。熱及び電力の生産における再生可能エネルギー資源による化石燃料の代替は、(燃料転換、原子力、及び二酸化炭素回収貯留とともに) エネルギー供給部門に含まれている。輸送用のバイオ燃料の統合、民生の冷暖房用の再生可能エネルギー、産業用プロセス熱向けの再生可能エネルギー、及び食糧生産と繊維生産における再生可能エネルギーは、限定的な範囲にとどまっている。

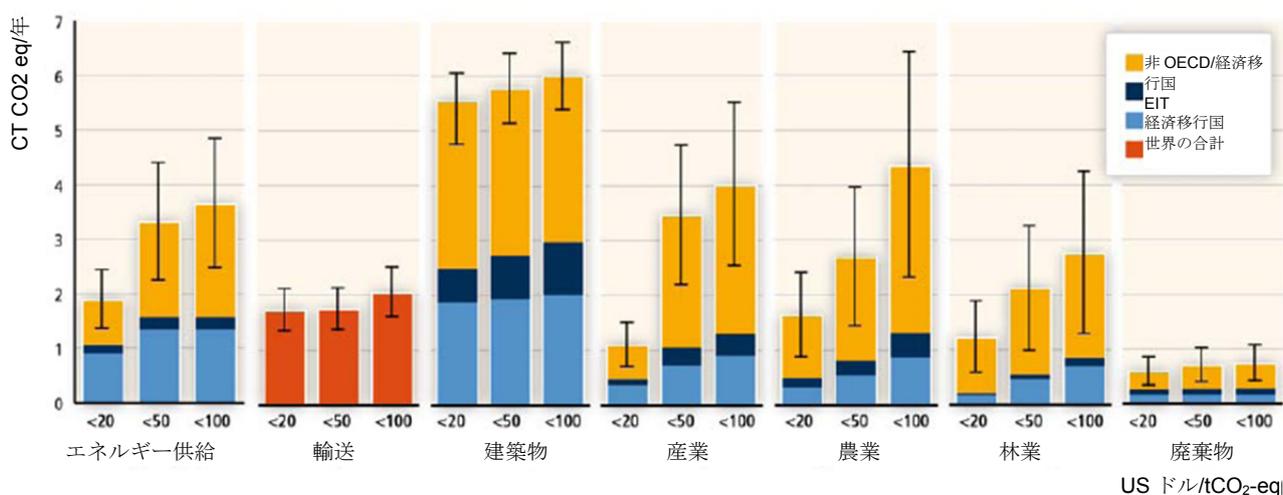


図 8.12: エネルギー供給及び最終消費部門における温室効果ガス削減の推定経済ポテンシャル幅 (IPCC, 2007)。発電時を含む排出量の最終消費割り当てに基づき、様々な地域の想定ベースラインを上回る量を 2030 年の異なる炭素価格の関数として推定。ここで示す地域分類は、全世界、経済協力開発機構 (OECD)、経済移行国 (EIT)、及び非 OECD 諸国/経済移行国を含む。

IPCC 4th Assessment Report は、主に 2004 年以前に発表された当時として最新の文献から収集された情報及びデータに基づいている。それ以降、再生可能エネルギーは発展し続け、コスト競争力の向上、支援政策の増加、及び安全性の低いエネルギー供給と気候変動の脅威に関する社会的関心の高まりを背景に導入が進んできた。以下の節では、輸送、住宅用及び業務用建築物、産業、及び農業/林業部門における再生可能エネルギー利用の現状、活用の拡大を促進する可能性のある道筋、克服されていない統合の障壁、可能性のある将来の傾向、及び地域による変化について解説する。

²⁸ 本章では、8.2 節で「エネルギー供給」部門を取り上げ、8.2.2、8.2.3、及び 8.3.4 の各節でそれぞれバイオガス、埋立処分地ガス、及び生活系固形廃棄物 (MSW) に関する「廃棄物」部門の議論を扱っている。

理想的には、各部門は、発展を続けるにあたっては、あらゆる再生可能エネルギーを将来的に統合出来るだけの柔軟性を備えている必要がある。市場シェアが増加すると、再生可能エネルギー間およびその他の低炭素技術との競合が発生する。たとえば、個別の建物向けの家庭用太陽電池及び地熱暖房システムのコスト競争力が高まると、地方自治体が支援する既存のバイオエネルギーによる地域暖房スキームは、建物の所有者が解列すれば、不用の設備になってしまう。規模が大きい場合も同様で、ある地域で新しい大規模な原子力発電や二酸化炭素回収貯留を備えた石炭火力電源が、エネルギー集約産業の将来の電力需要に十分な容量が開発されると、それは地方の地熱、バイオエネルギー、または水力発電を開発する産業の設備投資と競合し、良好な再生可能エネルギー資源が存在する場合でも数十年にわたってその開発を妨げる可能性がある。将来の競合を十分に認識していないと、どんな再生可能エネルギー技術についてもその統合の可能性を過大評価する可能性がある。同様に、道路輸送においては、バイオ燃料の供給、電力自動車の充電または水素の生産と貯蔵のためのインフラにどの程度の投資が必要になるか、また実際にこれらの技術がどの程度競合するかは不確定な要素が多い。

8.3.1 輸送

輸送需要は急激に高まっており、自動車の数は 2050 年までに 3 倍になると予測されている (IEA, 2009c)。世界では、輸送燃料の約 94%が石油資源由来のものであり、その内 70%が売買されている (EIA, 2010)。輸送部門の脱炭素化及び効率の向上は、炭素排出量の長期的かつ大幅な削減を達成する上で非常に重要となるだろう。再生可能エネルギーを燃料として利用を拡大することによる移行には可能性がある (IEA, 2009c)。

8.3.1.1 部門の状況及び戦略

2008 年には、輸送用石油製品の直接燃焼は、世界の一次エネルギー消費の約 18%、エネルギー関連温室効果ガス排出の約 22%²⁹ (IEA, 2009d)、大気汚染物質排出の 5~70% (汚染物質と地域によって変動する) を占めている。2008 年の世界の輸送燃料の総消費量 (約 96EJ、図 8.2) のうち、軽量自動車 (Light Duty Vehicle) が約半分を占め、重量自動車 (Heavy Duty Vehicle)、航空、海上輸送、および鉄道がそれぞれ 24%、11%、10%、及び 3%を占めている (IEA, 2009d)。将来のエネルギーの安定供給は、この部門の大きな懸念材料である。

エネルギーの安定供給と温室効果ガス排出削減の両方の将来目標を達成するためには、数十年をかけて石油の利用を大幅に削減する必要があると思われる。多くの削減シナリオ (10.2 節) 及びその他の最近の研究 (C. Yang, 2008; IEA, 2008c; NRC, 2008) では、予測されている需要の成長を満たしながら、(現在の数値と比べて) 2050 年までに輸送関連温室効果ガス排出量の 50~80%の削減を達成するためには、一次エネルギー供給の多様化に加え、複数のアプローチを組み合わせることが必要であることを示唆している (IEA, 2009c)³⁰。

- 交通需要の削減：総走行台キロを削減する手段としては、相乗り(car pooling)利用、自転車の利用、歩行の増加に、旅行の減少、通信の利用を組み合わせることが最良であると思われる。住民の通勤、買い物、及び社会的活動における交通の必要性を低減する都市計画によって都市及び地域の「スマート成長」を実践することで、温室効果ガス排出量を最大 25%削減出来る可能性がある (Johnston, 2007; PCGCC, 2010)。
- エネルギー効率の高い方式への転換 (キロメートル当たりのエネルギー必要量の削減)：たとえば、人々が軽量自動車から公共交通機関 (バスまたは鉄道) に移行し³¹、貨物輸送はトラックから鉄道または船舶に移行する可能性が挙げられる³² (IEA, 2009c)。
- 自動車のエネルギー効率の向上：自動車重量の削減、空力特性改善、エンジン、トランスミッション、及び駆動系の設計改善は続くだろう。具体例としては、ハイブリッド電気自動車 (HEV)、内燃機関 (ICE) のターボ過給、導入される自動車エンジン出力の低減などがある。電池または燃料電池を使用する電気自動車は、内燃機関よりも効率は良いが、一次エネルギー採掘から自動車走行(well-to-wheel)までの全効率は電力または水素の供給源に依存する (Kromer and Heywood, 2007; NRC, 2008; 8.3.1.3 節)。効率の高い駆動系や軽量の自動車が消費者に受け入れられるかどうかは、自動車の性能と購入価格、燃料価格、材料と安全性の進歩など、多くの要因に依存する。高速が必要とされない商用軽トラックの場合、より小型で効率の高いエンジンで十分である可能性がある。

²⁹ 本探掘から自動車走行までで見て、2005 年に 23%。

³⁰ IEA シナリオでは、2050 年までに自動車の効率は約 2 倍になるとされている。Energy Technology Perspective の「Blue map」シナリオ (2050 年までに 50%の温室効果ガス削減) では、従来のガソリン及びディーゼル燃料軽量自動車はかなりの程度、自動車駆動方式の新たな組み合わせに変わるとされている (IEA, 2010c)。温室効果ガス排出量の少なくとも半分は、効率改善と代替燃料 (バイオ燃料、電力、及び水素) の組み合わせによって実現される。これらは、2050 年の輸送燃料の総利用量の 25~50%を占め、液体バイオ燃料は重量自動車、航空、及び船舶でより広く用いられるとされる。

³¹ 公共交通機関が比較的大きい容量で使われると想定している。乗客輸送 km で言えば、温室効果ガス排出原単位が最も小さい輸送方式は、鉄道、バス、及び自動二輪であり、最も大きいのは軽量自動車及び航空である。

³² 貨物輸送の場合、海上輸送が tCO₂-km で最も温室効果ガス排出原単位が最も小さい方式である。鉄道、重量自動車、航空が続くが、それらの温室効果ガス排出原単位は少なくとも 1 桁大きい。

り、それによって温室効果ガス排出量を削減出来る。貨物輸送のための重量自動車と、航空の両部門においては、エネルギー効率を大幅に改善出来る可能性がある (8.3.1.6 節)。

- 炭素含有量が低いかほぼゼロの燃料による石油系燃料の置き換え：再生可能エネルギー、二酸化炭素回収貯留を用いた化石エネルギー、または原子力などの低炭素エネルギー源から生産されたバイオ燃料、電力、水素が含まれる。現在、内燃機関乗用車 (ICEV) の総数は世界の路上自動車数の 99%以上であるため、主にブレンドによって 2008 年に世界の陸上輸送燃料の約 2%を供給するバイオ燃料 (2.2 節) 以外では、石油系燃料の代替はこれまで大きな成功を収めていない (IEA, 2009c)。鉄道用の電力を含め、代替燃料は現在、輸送エネルギーの総使用量の約 5~6%を占めている (IEA, 2009c)。例外としては以下のようなものがある。
 - ▶ ブラジルでは、サトウキビ・バイオエタノール及びいくつかのバイオディーゼルが軽量自動車の輸送燃料全体の約 50% (エネルギー量基準) を供給しており (IEA, 2007b)、エネルギー総使用量の約 15%を占めている (EIA, 2010)。
 - ▶ スウェーデンでは、エタノールの輸入が課税政策を通じて促進されている。
 - ▶ アメリカでは、トウモロコシ由来またはブラジルから輸入したエタノールが複数の地域において最大 10%の体積比でガソリンとブレンドされ、輸送エネルギー総使用量の約 3%を占めている (EIA, 2010)。

圧縮天然ガス (CNG) は、主にパキスタン、アルゼンチン、イラン、ブラジル、インドで軽量自動車に広く利用されている (IANGV, 2009)。スウェーデンは自動車用バイオメタンの使用を促進しているが、いくつかの国では液化石油ガス (LPG) も利用されている (IEA Bioenergy, 2010b)³³。多くの国においては電力も輸送部門、主に鉄道への寄与がある³⁴。エネルギーの安定供給、石油価格の変動性や気候変動の懸念により、代替燃料の考え方は急速に変化しており、ヨーロッパ、北アメリカ、アジアでは多くの政策的取り組みが低炭素燃料及び無公害自動車の実現に向けて動いている。

8.3.1.2 再生可能燃料及び軽量自動車の道筋

ガソリン及びディーゼル・プラグイン・ハイブリッド電気自動車 (PHEV)、電池電気自動車 (EV)、水素燃料電池電気自動車 (HFCV)、液体及び気体バイオ燃料など、様々な効率の良い自動車や適合する代替燃料が提案されている。燃料及び自動車の可能な道筋 (図 8.13) は一次エネルギー源から始まり、エネルギーキャリア (または燃料) への変換、そして自動車駆動系での最終使用につながっていく。

³³ スウェーデンでは、2006 年に生産されたバイオガスの 19%がバイオメタンに改質され自動車で使用されているが、国内輸送エネルギーの総使用量におけるその割合はわずか約 1%である。

³⁴ たとえば、ドイツでは、2008 年には陸上旅客輸送が 1 兆 420 億旅客キロに達しており、この内約 8%が電気鉄道である (DPG, 2010)。再生可能エネルギー電力のみを購入している地域鉄道網もいくつかある。これには、結果的に 60,000t の CO₂/年を削減できるハンブルク S パーンが含まれる。
(www.s-bahn-hamburg.de/s_hamburg/view/aktuell/presse/2009_12_04.shtml)。

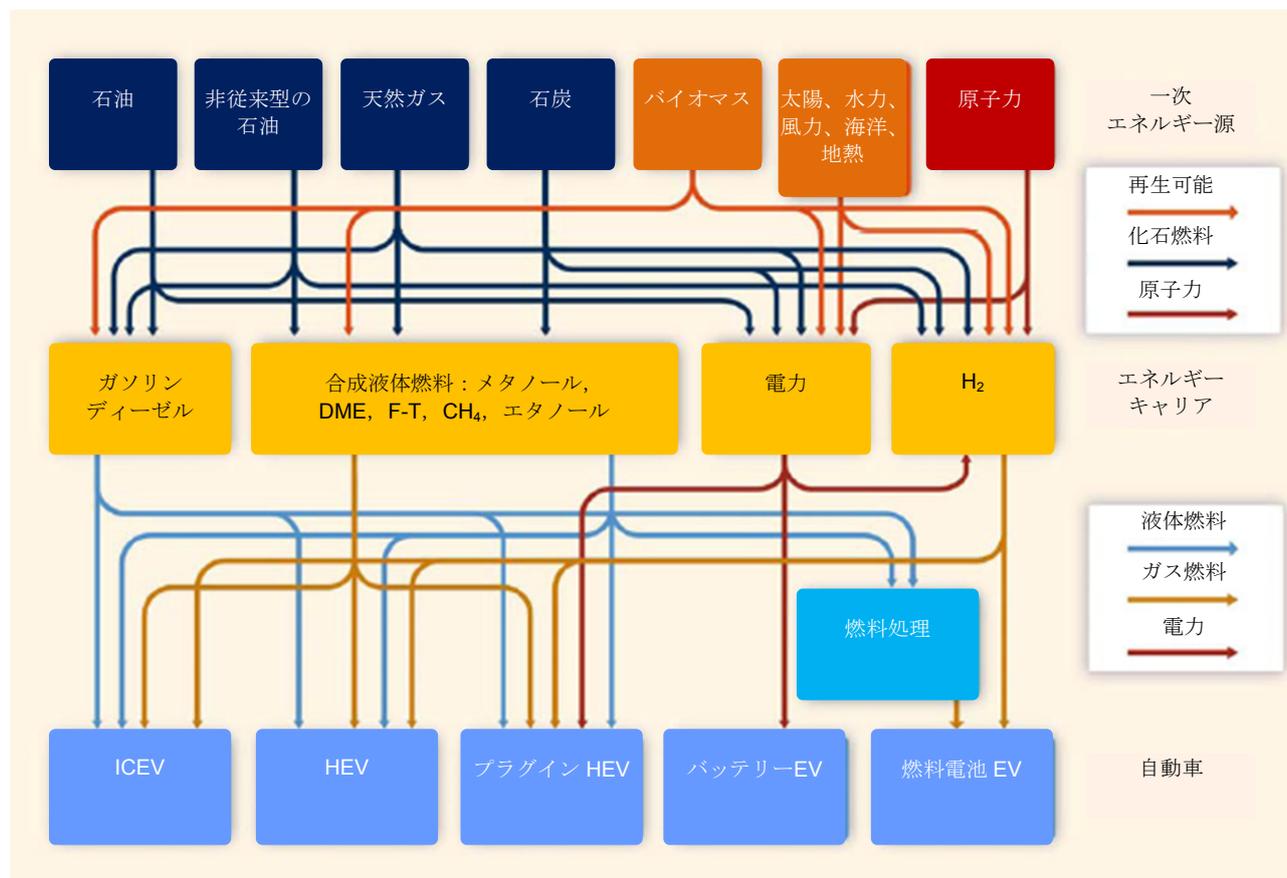


図 8.13: 一次エネルギー源から、エネルギーキャリア（黄色）を通じ、最終消費である自動車駆動系の選択肢への燃料/自動車の可能な道筋（再生可能エネルギーはオレンジ色で表示）。

注: F-T=フィッシャー-トロプシュ法。「非従来型石油」は、オイルサンド、オイルシェール、及びその他の重質原油を指す。

本節では、どのようにして様々な再生可能エネルギーの道筋（液体及び気体バイオ燃料向けを含む。8.2.3、8.2.4 及び 2.6.3 節）を現在の輸送システムに統合出来るかという点に焦点を当てている。評価指標には、コスト、採掘から自動車走行まで（well to wheel）の温室効果ガス排出量³⁵、エネルギー使用量、及び大気汚染物質排出量が含まれる（9.3.4 節）。

それぞれの燃料/自動車の道筋は、ライフサイクルの視点から見て異なる環境影響、コスト、及び便益を持つ。採掘から車両走行までの分析（MacLean and Lave, 2003; CONCAWE, 2007; Bandivadekar et al., 2008; L. Wang, 2008）によって、一次資源採掘、処理、供給、有用な燃料への転換、流通及び販売、及び自動車での利用が明確になる。将来の輸送の道筋における持続可能な混合燃料の指標としては、温室効果ガス排出量に加え、大気環境、安全なエネルギー供給など、様々な要因が含まれる（Zah et al., 2007）。材料の利用だけでなく、土地利用、水などの持続可能性に関わる問題（2.5 節）によって、さらなる制約が発生する可能性もある。新しい自動車駆動技術の商業化には、希少な鉱物資源を大量に必要とする可能性もある。たとえば、自動車用燃料電池にはプラチナ、電気モーターは強力かつ軽量の磁石（Delucchi and Jacobson, 2009; Margonelli, 2009; Mintzer, 2009）にはネオジムやランタンを必要とし、最も実現性の高い次世代の先進的な軽量の高エネルギー密度の蓄電池にはリチウムが必要となるだろう。バイオ燃料の原料の生産により、土地利用変化の影響が生じる場合もある（Fritsche et al., 2010; 2.5.3 節）。第 2 章及び第 9 章ではこれらの問題に関する補足的な解説を行っている。

現状と展望－自動車の技術

火花点火または圧縮点火エンジンを用いた内燃機関自動車、ハイブリッド電気自動車、プラグイン・ハイブリッド電気自動車、電気自動車、水素燃料電池自動車など、様々な代替駆動系で、再生可能エネルギー由来の燃料を使用することが出来る。いくつかの最近の研究において、様々な自動車の種類の性能、技術状況、及びコストが評価されている（CONCAWE, 2007; Kromer and Heywood, 2007; Bandivadekar et al., 2008; IEA, 2009c; Plotkin and Singh, 2009）。

³⁵ 自動車より上流の「採掘から燃料タンクまで」の排出量に「燃料タンクから車両走行まで」の排気管自動車排出量を加えたもの。

図 8.14 及び 8.15 には、これらの研究に基づく代替燃料自動車の燃費及び増加費用が比較されている。各研究において自動車設計、技術状況、及び開発期間（2010～2035 年の幅がある）の条件と想定が異なり、また各研究においてあらゆる可能性のある自動車/燃料の道筋が対象とされていないため、ここでは各研究で定義されている先進ガソリン内燃機関自動車のもので正規化して示している。研究の全体的な結論には矛盾はないが、各車種の相対的なエネルギー効率の想定は、成熟度が低い技術を中心に異なっている。

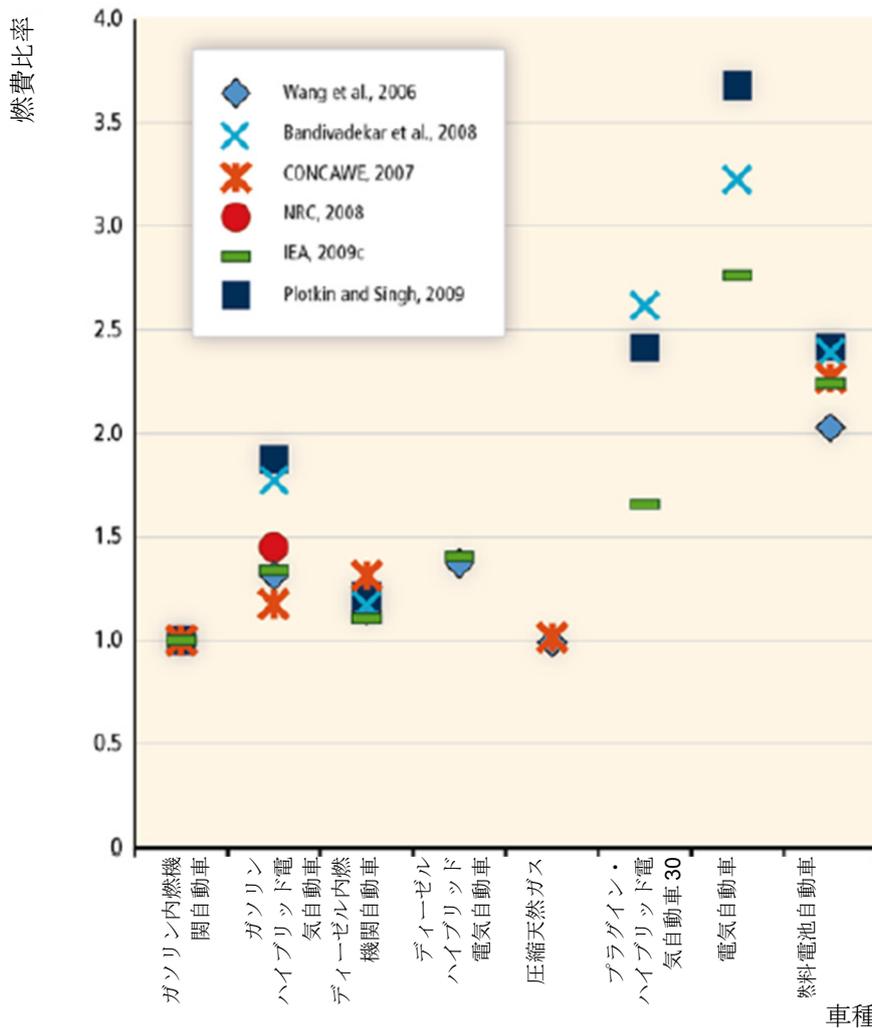


図 8.14: 複数の研究における先進火花点火ガソリン内燃機関自動車と比較した将来の代替駆動系軽量自動車の燃料消費率

注: 相対的な比率は、燃料タンクから車両走行までのエネルギー利用による。完全な分析としては、採掘から燃料タンクまでのエネルギー利用も考慮する必要がある (8.3.1.2 節)。その際、ガソリン及びディーゼル抽出、精製及び供給における全体システム損失は一般的に 5～15%、バイオ燃料の場合は種類及びバイオマス原料によって 20～80%、電力の場合は 40～80%、水素の場合は 40～90%である (M. Wang et al., 2006)。バイオ燃料は、ガソリン、ディーゼル、及びハイブリッド駆動系で使用でき、バイオメタンは圧縮天然ガスエンジンで使用出来る。プラグイン・ハイブリッド電気自動車 30 は、一充電当たりの電力のみでの走行距離が 30 マイルであることを示している (プラグイン・ハイブリッド電気自動車 50km とも呼ばれる)。

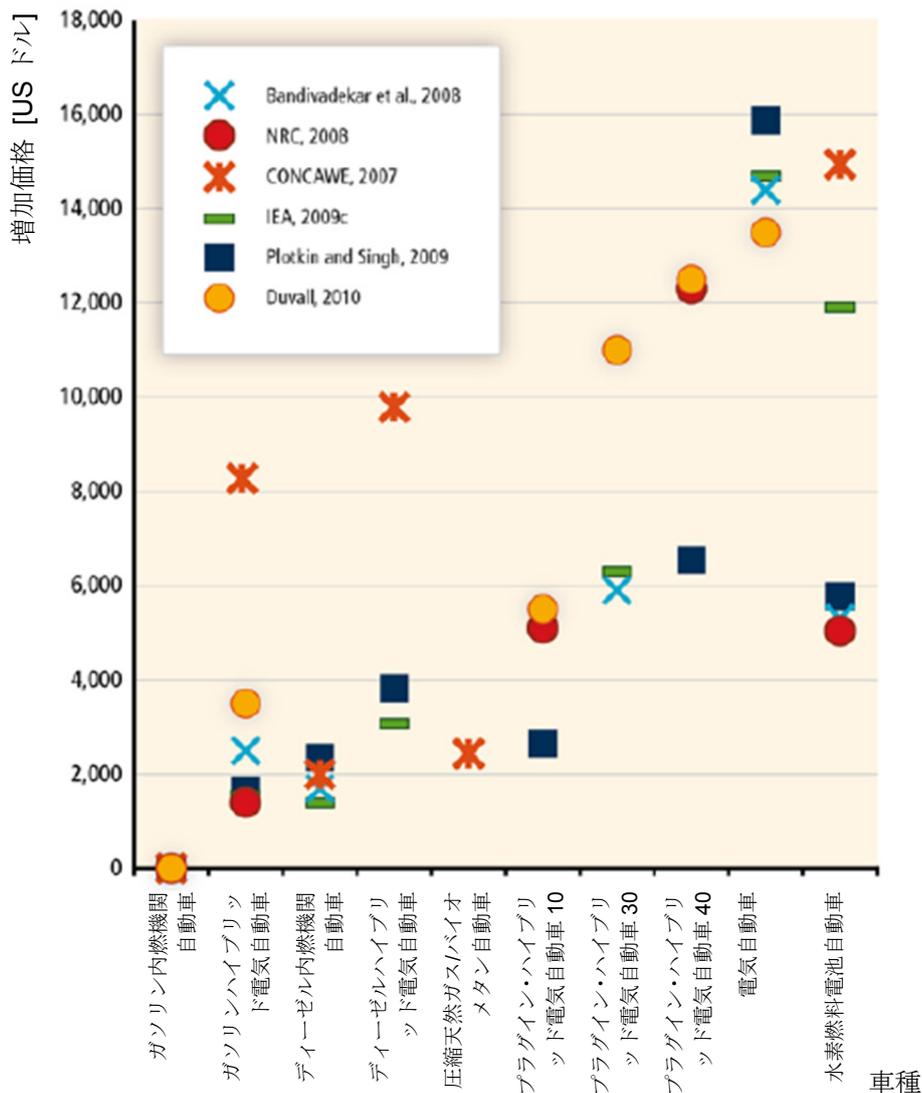


図 8.15: 参照価格 (=0 ドル) として先進ガソリン燃料火花点火内燃機関自動車と比較した将来の中型代替駆動軽量自動車の増加小売価格

注: 様々な研究で引用されているように、参照されるガソリン内燃機関自動車の価格幅は 21,000~24,000US ドル (2005) である。Bandivadekar et al. (2008) は 2035 年の予測を行っている。NRC (2008) は 2025 年以降の経験学習と大量生産によってコスト削減された成熟度の高い技術を想定している。CONCAWE (2007) は 2010 年の技術に対するものである。IEA (2009c) 及び Plotkin and Singh (2009) は 2030 年の技術予測に対するものである。これらの研究における純粋な電池電気自動車には、電池重量とコスト制限のため、参照とするガソリン自動車よりも短い一充電当たりの走行距離が設定されている (一般的に 320km)。プラグイン・ハイブリッド電気自動車 10、30、及び 40 は、電力のみでの走行距離をマイルで示している。バイオ燃料は、すべてのガソリン及びディーゼル自動車で使用することが出来る。

軽量自動車の燃料消費量においては、いくつかの顕著な傾向がある。

- 新しい燃料、駆動系、より高度なエンジンの導入、自動車の空気力学的設計の改善、より軽量な材料の使用による燃料費の改善には大きな可能性がある。
- ハイブリッド電気自動車は効率を向上させ、燃料タンクから車両走行までの自動車燃費を、改良型従来方式ガソリン内燃機関自動車と比べて 15~70%改善する。
- 水素燃料電池自動車はまだ開発中や実証段階であるが、非ハイブリッド・ガソリン内燃機関自動車よりも燃料タンクから車両走行において 2~2.5 倍の効率を達成する可能性がある。
- 電気自動車は、発電や石油採取・処理の効率性を含めない燃料タンクから車両走行までにおいてガソリン内燃機関自動車の 3~4 倍の効率の可能性がある。
- 採掘から車両走行までの燃料サイクル全体は、発電及び水素生産の損失が加わり、水素燃料電池自動車及び電気自動車の相対的な効率改善は大幅に小さくなる。
- 発電、送配電の損失は、電力源と送電の距離によって 40~80%の幅がある。水素生産でも、一次エネルギー源、変換技術、及び供給インフラによって同程度の幅の損失が発生する。

- 一般的に、燃費がよければよいほど、自動車価格も高くなる（サイズと性能がほぼ同じとした場合）。
- 特にまだ商業的に大量生産されていない水素燃料電池自動車及び電気自動車の場合、燃費及びコストの予測には不確実性がある。

8.3.1.3 軽量輸送における再生可能エネルギーの移行の道筋

歴史的には、運河、鉄道、高速道路の建設、ガソリン自動車の導入などの輸送システムにおける大きな変化は、いくつもの理由により完了までに数十年を要した。

- 乗用車の寿命は比較的長く、アメリカでは平均 15 年 (Davis et al., 2010)、EU 諸国では 10~13 年 (Christidis et al., 2003)、日本では 11~13 年 (M. Wang et al., 2006)、中国では 16 年 (M. Wang et al., 2006) となっている。新しい技術が新車販売全体に急速に拡大したとしても、自動車保有量全体が“移行”するには多くの年月を要する。実際には、新しい自動車技術の導入はゆっくりと行われ、あるイノベーションが路上の自動車の 35%に使用されるまでには 25~60 年かかる (Kromer and Heywood, 2007)。たとえば、1970 年代及び 1980 年代におけるガソリンハイブリッド電気自動車の研究は、1993 年に商業化が決定され、さらに初めての電気自動車が販売開始されたのは日本において 1997 年であった。しかし、13 年以上過ぎた現在でもなお、ハイブリッド電気自動車は新車販売の約 1%³⁶で、世界の自動車の保有台数の 0.5%にも達していない（もっとも、この期間の一部における低い石油価格も潜在的要因ではあるが）。この転換の遅さは、オートマチック・トランスミッション、間欠ワイパー、直接噴射などの比較的ゆるやかな技術の変化にも当てはまる (Kromer and Heywood, 2007; Bandivadekar et al., 2008)。電池、燃料電池、または先進バイオ燃料を用いた新しい技術の場合、完全商業化までの研究開発と実証への投資と国際標準化の必要性が大きく、導入普及に要する期間はもっと長くなる場合もある。幅広く消費者から受け入れられるためにはさらなるコスト削減も必要となる。
- 特に液体から気体燃料または電力への変換の場合、燃料供給インフラの変更に大規模な資本が必要となり、完了までには数十年かかるだろう (IEA, 2009c; Plotkin and Singh, 2009)。再生可能エネルギー向けの新しいサプライチェーンの構築及び既存の化石燃料システムの変換には時間がかかり、燃料供給者、自動車製造会社、及び政策決定者の間での密な協調を必要とする。

燃料/自動車の道筋はそれぞれが地域によって異なる移行上の課題を抱えている。燃料及び自動車の技術的な完成度に関しては、インフラの互換性、消費者の受容性（コスト、走行距離、燃料補給時間、信頼性、安全性の問題）、燃料の一次資源の利用可能性、ライフサイクル温室効果ガス排出量、空気汚染物質排出を含む環境、持続可能性に関する問題と、水、土地、材料の需要の競合などの課題がある。

世界の車両において、液体バイオ燃料またはバイオメタンで走行可能な数百万台の自動車ですでに商業的に利用可能となっている。現在の電池技術におけるコスト、重量、及び寿命が電気自動車とプラグイン・ハイブリッド電気自動車の主な障壁であるが、最近の世界規模の政策活動によって、これらの自動車は急速に発展している。いくつかの企業は、初期段階では比較的台数は少なく（年間数万台）、小売価格は補助金を受けたとしても同等の自動車より高いが、数年以内でのこれらの自動車の発売計画を発表している。電気オートバイ及びスクータは開発途上国、特に 2007 年の年間売上が 2 千万に達した中国では、大規模かつ急速な成長市場である (Kamakaté. and Gordon, 2009)。それらは燃費向上及び温室効果ガス削減における大きなポテンシャルを持っている。水素燃料電池自動車は実証されているが、燃料電池の耐久性とコスト、車載水素貯蔵、及び水素インフラの利用可能性及びコストの障壁のため、少なくとも 2015~2020 年までは完全な商業化の可能性は低い。各技術の商業化の時期は、8.3.1.4 節で解説している。

液体バイオ燃料の道筋

気体燃料（圧縮天然ガス、液体石油ガス、または水素）はごく一部の自動車しかに対応していない一方で、バイオ燃料は一般に内燃機関自動車で使用できるため、多くの自動車所有者はすでに普通に液体バイオ燃料とブレンドを選んでいる。しかし、既存のガソリン及びディーゼルの内燃機関自動車やハイブリッド電気自動車の多くは、比較的割合の小さいバイオ燃料ブレンドでしか駆動することが出来ない。エタノールが 10%或いはバイオディーゼルが 5%を超えるブレンドの場合、エンジン設計の一部に悪影響を及ぼし、場合によっては大気汚染水準が増加する可能性がある。ブラジルでは 100%のガソリンまたは E20~E100 のエタノールのブレンド (8.2.4.6 節)、アメリカ及びカナダでは E85 まで、冬季条件下のスウェーデンでは E75 までが使用出来るように、オートバイを含めて 2 千 2 百万台を超えるフレックス燃料車 (FFV) が設計された。フレックス燃料車生産の増分コストは、1 車両当たりわずか 50~100US ドル (2005 年) であると推定され、多くの場合、自動車製造会社は同等のガソリン内燃機関自動車と同じ価格でこれらの自動車を販売している (EPA, 2010)。

バイオマスは、多くの異なる経路で液体燃料に変換することが出来る (2.3.3 節)。第一世代のプロセスは商業的

³⁶ 日本では、2009 年にハイブリッド電気自動車が新車市場の約 8%を占めており、導入はより速い。

に利用可能であり、非食量の、セルロース系材料や藻類の転換を目的とした第二世代及びそれ以降のプロセスは開発中である(8.2.4 節)。先進バイオ燃料の場合、第一世代の一部及び石油系燃料よりも採掘から車両走行までの温室効果ガス排出量が小さくなる可能性があるが、これらの技術が市場に出るまでにはまだ数年を要する(Sims et al., 2008) (2.6.3 節)。

液体バイオ燃料の利点は、既存の液体燃料インフラとの相対的な互換性と石油系燃料との混合の容易さにある(8.2.4.1 節)。たとえば、ブラジルでは、フレックス燃料車の利用者は価格に基づいて燃料ブレンドを選んでいる。エタノールとバイオディーゼルを使用する際の走行距離と燃料費の低減(バイオディーゼルの方が低い)も、消費者の受容の要因となる。

持続可能な生産からの一次バイオマス資源利用可能量(Fritsche et al., 2010)は、バイオ燃料の重大な問題となる可能性がある。最近の研究(IEA, 2009c; Plotkin and Singh, 2009)では、石油生産物の代替としてのバイオ燃料の可能性を評価している。まだ議論されている段階ではあるが(2.6.3 節)、環境及び土地利用に関する問題によって、バイオ燃料の生産量は、2050年には輸送エネルギー需要総量の20~30%、約35~50EJ/年に限定される可能性がある(EA, 2008e)。航空、海運などの特定の輸送小部門が液体燃料を必要とすることを考えれば、バイオ燃料は主にこれらで使用されると考えられる(IEA, 2008c)。そして、開発に成功しコスト効率が高くなれば、電気駆動系自動車(電気自動車、プラグイン・ハイブリッド電気自動車、または水素燃料電池自動車)が最終的に軽量自動車部門をの大きな割合を占めると考えられる。

バイオメタンの道筋

有機廃棄物と緑色作物から生産されたバイオガスや埋立処分地ガス(2.3.3 節)からは、二酸化炭素(貯蔵シリンダー補給ごとの走行距離を伸ばすため)やあらゆる硫化水素(エンジン腐食のリスクを下げるため)を取り除く精製(8.2.3.3 節)によって、バイオメタンを得ることが出来る。利用の道筋は様々であり、既存の天然ガス供給システムへの導入(8.2.3 節)、圧縮天然ガスと同様の改良によって、バイオメタンで走行出来るよう設計または転換された火花点火エンジンを主に用いた内燃機関自動車における直接使用などが含まれる。

水素/燃料電池の道筋

水素は、複数の方法で生産可能な用途の広いエネルギーキャリアである(8.2.3 節)。水素燃料/自動車の道筋によって採掘から車両走行までの温室効果ガス排出量は異なるが、再生可能エネルギーと化石燃料由来の水素の道筋の両方とも、ガソリン自動車と比較して温室効果ガス排出量を低下させることが出来る(8.3.1.4 節)。

水素は転換された内燃機関自動車で燃焼可能だが、エンジン製造会社はより効率の良い水素燃料電池自動車の多くの研究開発と実証の投資を行っている。世界の主要な自動車メーカーの多くが水素燃料電池自動車のプロトタイプを開発しており、乗用車及びバスを含む世界で実証された水素燃料電池自動車は数百台に及ぶ。現在、水素燃料電池自動車のコストは非常に高いが、その理由の1つはそれがまだ大量生産されていないことである。また、燃料電池の寿命は比較的短い。水素燃料電気自動車のコストは、研究開発によるさらなる改善、大量生産による規模の経済、学習経験によって低下すると予測されている(NRC, 2008)。

水素燃料電池自動車は、自動車の性能や燃料補給時間に関しては、現在のガソリン内燃機関自動車に匹敵する。現在の軽量自動車型水素燃料電池自動車の一充填あたりの走行距離は約500km³⁷で、受け入れ可能な水準にあるが、水素燃料補給の利用可能性と、自動車と燃料双方の高コストが消費者の受容の主な障壁となっている。水素はまだガソリン、ディーゼルほど消費者に広く供給されておらず、市場、電力、天然ガス、及びバイオ燃料に依存している。多くの自動車所有者に水素を供給するには、数十年をかけて新しい燃料補給インフラを建設する必要がある(8.2.3.5 節)。水素及び燃料電池には、燃料補給所が整うまで自動車メーカーは水素自動車を販売せず、燃料供給業者は利用する車が十分になるまで燃料補給所を設置しないという“卵が先か、鶏が先か”の問題がある。一連の実証プロジェクトの中で、状況に合わせて初期の水素自動車及び補給所を導入することが解決策の1つである(Gronich, 2006; CAFCP, 2009; Nicholas and Ogden, 2010)。

水素は、地域の工場で生産するか、地方の自動車燃料補給所または建物内で現地生産することが出来る。水素燃料電池テスト車両への水素供給や小規模ネットワークにおける燃料補給技術の実証の第一段階は、アイスランド、カリフォルニア、ドイツ、及びその他の地域で構築されてきた³⁸。安全基準・標準の構築を含め、これらの計画から

³⁷ 走行距離がかなり長いデモ水素燃料電池自動車もある。最新のトヨタの水素燃料電気自動車は、70MPaの圧縮ガス搭載ができ、最適条件下で790kmの走行距離を達成している(www.cleanenergypartnership.de)。

³⁸ GermanHy project (Bonhoff et al., 2009)、Norway's Hynor project (www.hynor.no)、カリフォルニア燃料電池パートナーシップ(www.fuelcellpartnership.org)、水素・燃料電池実証プロジェクト(www.nedo.go.jp)、European Clean Energy Partnership (www.cleanenergypartnership.de)、EU Fuel Cells and Hydrogen - Joint Undertaking

システムレベルで学ぶことは有益かつ必須である。長期的視点から見れば、例えばアメリカでは、天然ガス、石炭（二酸化炭素回収貯留を使用）、バイオマス、風力を含む低炭素資源の組み合わせにより十分な水素を供給することができる（NRC, 2008）。様々なガソリン及び水素の道筋を通してアメリカで1億台の乗用車に十分な燃料を提供するために必要な一次エネルギー資源が評価されている（Ogden and Yang, 2009）。これによると、技術的に利用可能な風力資源の約13%を用いることで、風力による電気分解から十分な水素を生産することが可能である。しかし、電力から電気分解により水素を生産しそれを自動車の燃料電池により電力に戻すことは総合効率が低く、元の再生可能エネルギー投入量の60%以上が失われる。電力は電気自動車またはプラグイン・ハイブリッド電気自動車によってより効率的に使用されるが、より長い走行距離と短い燃料補給時間が求められる大型車においては、水素が優位になる可能性がある。

水素の生産と供給経路は、消費者へのコストに大きく影響する。加えて、産業利用と比較して、燃料電池用の水素は補給前の段階で99.99%超の純度で、かつ一般的に35~70MPaに圧縮する必要がある。短期的に最適な想定では、補給所での水素のコストは税抜きで約7~12USドル（2005年）/kgであり、将来的には徐々に3~4USドル（2005年）/kg³⁹まで下がると思われる（NRC, 2008）。しかし、水素のコストは、天然ガス改質から生産され販売された水素の場合は約8~10USドル/kg、電力網を用いた電気分解から生産した水素の場合は約10~13USドル/kgと幅がある（NREL, 2009）。再生可能エネルギー電力の増加によって電解水素のコストが上昇する可能性もある。燃料電池自動車の将来的な効率の上昇を見込めば、キロメートル当たりの燃料コストは最終的には内燃機関自動車に対して競争力を持ち得る（Kromer and Heywood, 2007; NRC, 2008）。

いくつかの研究（Gielen and Simbolotti, 2005; Gronich, 2006; Greene et al., 2007; NRC, 2008）においては、（技術学習及び大量生産を通じた）コスト削減によって燃料電池自動車の価格を市場決済価格（均衡価格）の水準まで引き下げる必要があるとしている。さらに、数十年かけて関連インフラを整える際のコストは数千億ドルに達する可能性がある（8.2.3.5節）。このコストの大部分は、初期の水素自動車の増加費用によるものであり、初期のインフラ整備コストは相対的に少ないと思われる。石油価格が高い時期にあっても、これらの技術がコスト競争力のある水準に達し消費者に受容されるように、政府の支援政策による助成が必要になる可能性が高い。

電気自動車及びハイブリッド自動車の道筋

再生可能エネルギー電力を貯蔵・使用する手段として、蓄電池の充電の利用と同様、電気自動車の駆動系は比較的効率が低い。コンセント〜電池出力〜モーターまでの総合的な電気自動車の効率（モーター/コントローラ効率は90~95%。バッテリー充電/放電効率は90%以下）は81~86%程度である（Kromer and Heywood, 2007）のに対し、送配電損失を含めた一次エネルギー源からの発電は一般的に20~60%の効率しかない（Graus et al., 2007; IEA, 2008c）。

現在の電気自動車の利用は、ゴルフ・カートやバスなどの施設内利用や特別な車種に限られている。台数は限定的であるが、1990年代と2000年代初頭にはGM、フォード、トヨタ、ホンダなどが業務用電気乗用車及び電気軽トラックを販売していた。限定的ではあるが、政策措置も要因となって、新たな電気自動車やプラグイン・ハイブリッド電気自動車の商業化が進んでおり（Kalhammer et al., 2007）、いくつかの自動車メーカーがニッチな初期製品を作っている。日本では、三菱自動車及び富士重工が2009年に電気自動車事業を立ち上げ、日産自動車は2010年にモデルを発表した。GMはアメリカでプラグイン・ハイブリッド電気自動車を始め、トヨタは2010年に準商業化段階のプラグイン・ハイブリッド電気自動車のプリウスの、路上テストを開始した。

現在のリチウム蓄電池のコストは700~1,000USドル/kWh（194~278USドル/MJ）であり、これはライフサイクル・コストで見た場合に電気自動車がガソリン自動車に対する競争力を持つために必要な目標値の3~5倍である。移行の主な課題は、コストの削減と先進的電池の性能の向上である。理想的には自動車の用途の蓄電池は最低10年の寿命が必要であるが、現在、先進的リチウム蓄電池技術の実証された寿命はわずか3~5年である（Nelson et al., 2009）。

再生可能エネルギー電力が効果的に電気自動車市場の成長を支えるためには、変動性の再生可能エネルギー発電出力を考慮した充電スケジュールの柔軟性の実現（おそらく夜間のオフピーク時の充電の促進によって）やピーク需要時の充電負荷の最適化など、いくつかのイノベーションの実現が必要となる。発電及び配電容量の増強は必ずしも必要ではなく、風力、太陽熱、または水力資源との時間的な適合を実現できる可能性がある。柔軟な送電系統、電力システム連系、エネルギー貯蔵など（8.2.1節）も、変動性の再生可能エネルギー資源を利用する際の自動車の充電の需要の管理及び調整を助ける。さらに、スマートメーター及び再生可能エネルギー技術を導入して送電系統を改良することで、負荷の増加に対応することが出来る（IEA, 2009b）。

電気自動車の市民の受け入れはまだ実証されていないが、多くの場合家庭で充電出来るため給油所に行かなくてす

(ec.europa.eu/research/fch) などがある。

³⁹ 120.2MJ（低い発熱量）の水素1kgは、ガソリン1米ガロン（3.78ℓ）と同等のエネルギー含量を有する。

むことは魅力の1つである。しかし、家庭での充電には、アメリカのわずか30～50%の家庭及びマンションでしか容易に導入出来ないような新しい機器を必要とする (Kurani et al., 2009)。そのため、公共の充電インフラを整備する必要がある地域も存在する。充電器技術のコストは、そのレベルによって異なる。即ち、

- 「レベル1」家庭用夜間充電は、110V (アメリカなど) または 240V (ヨーロッパなど) の標準的な家庭用コンセントを用い、液体・気体燃料での短い補給時間に対し、数時間の補給時間を要する。充電システムを導入するコストは700～1,300USドル (2005年) である (USDOE, 2008b)。
- 「レベル2」充電にかかる時間は短い、専用のより強力な電源出力を必要とし、導入コストは800～1,900USドルである。
- 「レベル3」急速充電は公的にアクセス出来る充電所で行われ、レベル1または2の充電技術よりも速くわずか10～15分で電池をほぼ完全に充電出来るが、内燃電気自動車の補給よりは時間がかかる。各充電所のコストは数万ドルである。

同等のサイズの内燃機関自動車の走行距離500～900kmに対して、電気自動車の走行距離は良好な条件下でも200～300kmである (Bandivadekar et al., 2008)。この走行距離は都市/郊外地域における自動車利用の80%に適するが、電気自動車での長距離走行はあまり現実的ではない。この問題は、小型通勤用電気自動車の所有者が長距離走行ではレンタルまたは地域での共同のカーシェアでハイブリッド電気自動車やプラグイン・ハイブリッド電気自動車⁴⁰を利用することで克服出来るだろう (IEA, 2009b)。

プラグイン・ハイブリッド電気自動車は車両コストの増加は大きいものの、同等のサイズの電気自動車よりは小さく、その走行距離はガソリンハイブリッド電気自動車に匹敵する。電気自動車用の電池技術を開発し向上させながら、初期段階ではプラグイン・ハイブリッド電気自動車を導入することは1つの戦略となり得る。これによって、よりコスト競争力のある電気自動車の普及を助けることが出来る。しかし、ハイブリッド電気自動車は電池容量が小さいため、常にプラグイン・ハイブリッド電気自動車よりも製造コストが安い。電池技術の進歩はハイブリッド電気自動車だけでなく、プラグイン・ハイブリッド電気自動車及び電気自動車にも反映される。

8.3.1.4 代替燃料自動車の道筋の比較

燃料/自動車の道筋によって、採掘から車両走行までの温室効果ガス排出量は異なる。石油燃料の場合、排出量のほとんどは“燃料タンクから車両走行まで”のものであり、自動車において発生するものである。電気自動車の温室効果ガス排出及び環境影響に関する便益は、増分需要に対する電源構成及び充電に使用される電源に依存する。プラグイン・ハイブリッド電気自動車の場合、電源のライフサイクル温室効果ガス排出量への影響 (図 8.16) は相対的に低い。現在のアメリカの送電系統は石炭に45%依存しており、電気自動車の採掘から車両走行までの排出量は高効率ガソリン自動車に比べて約20～40%しか温室効果ガス排出量を削減出来ない (図 8.17)。それに対して、原子力が大きな割合を占めるフランスの送電系統や、水力に依存するノルウェーのシステムは、採掘から車両走行までの炭素排出量が比較的小さくなる (Zgheib and Clodic, 2009)。

電気及び水素の場合、排出はすべて「採掘から燃料タンクまで」のものであり、自動車そのものは製造過程を除いて全く温室効果ガスを排出しない。再生可能エネルギー・バイオ燃料の道筋では、自動車の炭素排出量は、将来のバイオマス原料による大気中の炭素取り込みによって部分的に相殺される。なお、間接的な土地利用の問題があるため、この相殺の度合いは不確実である (Searchinger et al., 2008; Fritsche et al., 2010; 2.5 節)。

⁴⁰ 1987年にスイスとドイツで開始されたコミュニティー相乗り通勤協同組合が、ヨーロッパの多くの都市に存在しており、北アメリカでも同様の試みが増えてきている (www.carsharing.net and www.cooperativeauto.net/)。

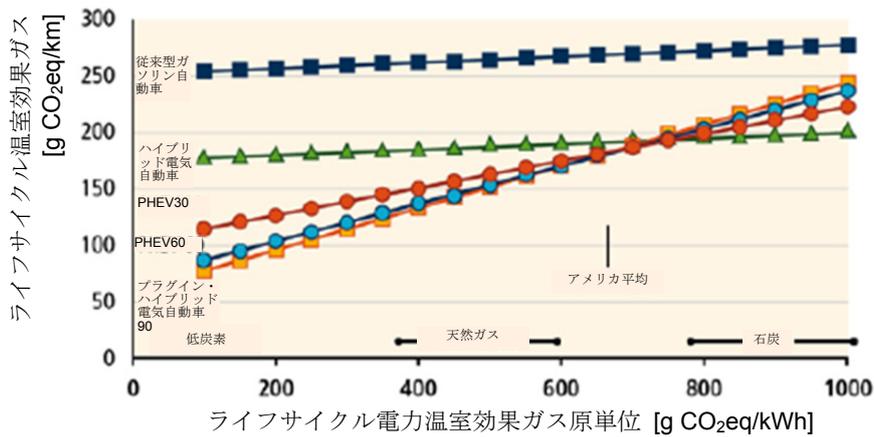


図 8.16: 石炭、天然ガス、及び原子力及び再生可能エネルギーを含む低炭素技術を用いた発電システムにおける、温室効果ガス排出原単位をパラメータとした軽量車種のライフサイクル温室効果ガス排出量（土地利用変化は除く）（Samaras and Meisterling, 2008）

注: 従来型ガソリン自動車 (CV) 及びハイブリッド電気自動車のゆるやかな増加は、自動車の生産時に使用される電力の温室効果ガス排出を反映している。発電オプションは、それぞれの温室効果ガス原単位に対応しており、様々な電源構成の影響を考えることができる。たとえば、“低炭素”の実現には、原子力、風力、及び二酸化炭素回収貯留を用いた石炭を用いる可能性がある。670g CO₂eq/kWh (186CO₂eq/MJ) の縦線は、現在のアメリカの電力の平均ライフサイクル温室効果ガス原単位を示している。PHEV30、60、及び 90 は、プラグインハイブリッドにおいてマイル単位での電力のみでの車両走行距離を示す。

様々な研究によって、今後数十年における電力システムの脱炭素化のシナリオが開発されており (8.2.1 及び 10.2 節)、それによれば電気自動車、ハイブリッド電気自動車、及びプラグイン・ハイブリッド電気自動車の採掘から車両走行までの排出量は低下するとしている (EPRI, 2007; IEA, 2009c)。再生可能エネルギーまたは低炭素の電力の利用を拡大することで、採掘から車両走行までの排出量は時間とともに多くの地域において現在よりも小さくなると思われる。排気管からの排出がない電気自動車によって、都市部の空気汚染を削減することも出来る。しかし、管理されていない供給源 (脱塵装置のない石炭プラントなど) から電力を生産すれば、1つの汚染源を単に異なる場所の汚染源に置き換えるにすぎない (Kromer and Heywood, 2007; Bandivadekar et al., 2008)。

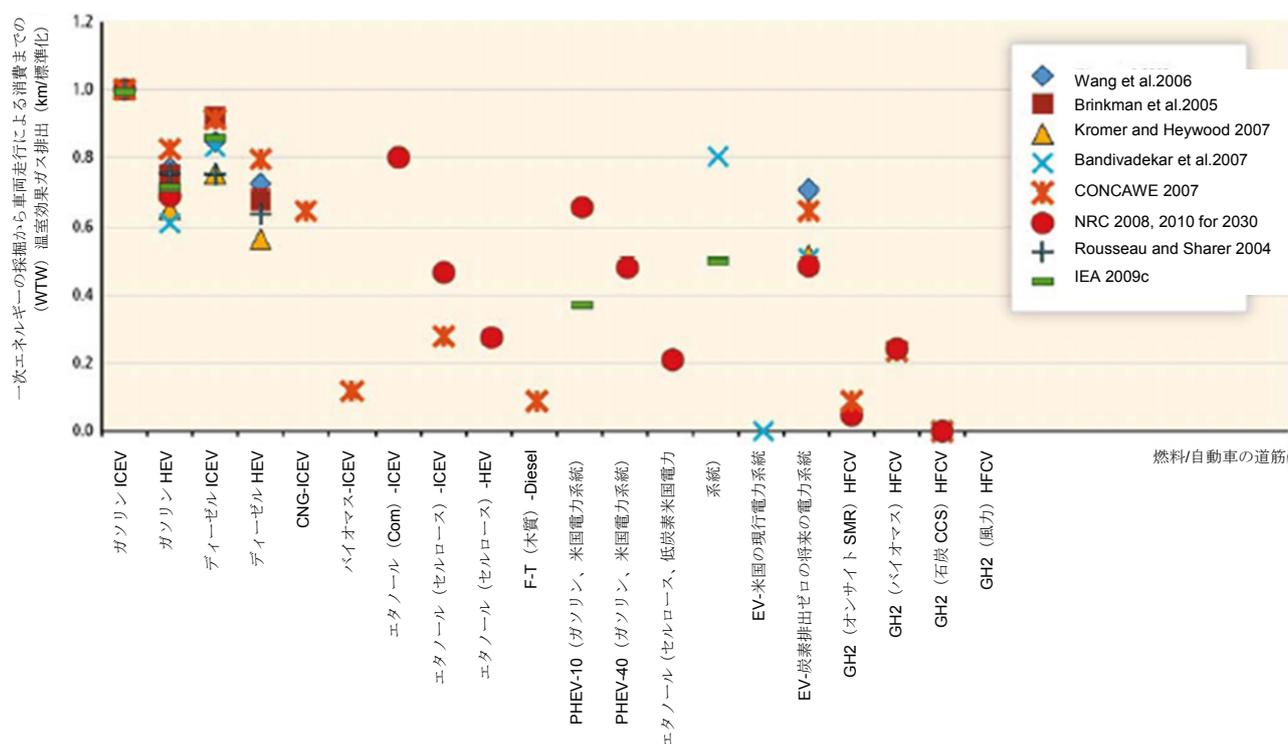


図 8.17: 一次エネルギーの採掘から車両走行による消費温室効果ガス排出削減（移動 km 当たり）。軽量自動車の燃料から自動車の道筋についての複数の研究より抽出。ガソリン内燃機関軽自動車（ICEV）の温室効果ガス排出量で正規化し、土地利用変化、自動車製造、及び燃料供給設備製造の影響を除いた。

注: ガソリン ICEV の WTW 温室効果ガス削減（移動 km 当たり）（「ガソリン ICEV」=y 軸上の 1）。各研究から抽出され、範囲は 170~394g CO₂/km で、ガソリン内燃機関自動車から取られた平均排出量により正規化している。すべての水素の道筋で、水素は自動車に圧縮ガス（GH2）として搭載される。SMR=水蒸気メタン改質装置

新しい燃料や車種への移行は、技術、コスト、インフラ、消費者の受け入れ、環境やエネルギー源への影響などを含む、複雑な過程である。移行上の課題は、バイオ燃料、水素、電気自動車で異なる。バイオ燃料は明確にスタートを切っており今後十年にわたって急速に成長しうるが（2.8 節）、長期的には明らかに“勝ち組”と言える選択肢ではなく、いずれの選択肢でも輸送市場において再生可能エネルギーの割合を大きくするまでには数十年かかるだろう。

8.3.1.5 その他の輸送部門における低排出駆動及び再生可能エネルギー・オプション

重量自動車

世界的には、主に貨物輸送トラック及び長距離トラクタ・トレーラで構成される重量自動車は、輸送関連エネルギー使用の約 24%で、温室効果ガスでも同様の割合を占めている（IEA, 2009c）。その他の重量自動車には、バスや農機具及び建設機具などのオフ・ハイウェー車が含まれる。重量自動車の場合では、軽量自動車と同様、以下のような幾つかの戦略により燃料消費量及び温室効果ガス排出量を削減出来る。

- より炭素量の少ない燃料への部分的な転換
- トラックから鉄道、内陸水路など、よりエネルギー効率の良い輸送方式への転換
- 荷役のための物流の効率化、及び全地球測位システムによる経路最適化技術を用いた、空荷の回避
- エンジンの高度化、排気ガス・エネルギー回収（先進的ターボ過給またはターボ・コンパウンド）、ハイブリッド自動車（電気または油圧モーターのどちらかを含む可能性がある）、軽量化、タイヤの転がり抵抗の低減、トラクタ及びトレーラに関する空気力学技術の利用、複数のトレーラによる連結走行、運転による効率向上、自動変速の最適化、減速、及びパワー・トレインから分離した際に用いるより効率の高い補助動力装置（APU）の使用などにより、2030 年までに最大 30~40%の向上が可能と思われる（IEA, 2009c）。

現在、貨物輸送トラック燃料の約 85%がディーゼルであり、残りはガソリンである。燃料構成へのバイオ燃料の統合は、最も直接的な再生可能エネルギー導入方法であると思われる。第二世代バイオ燃料は、トラック用のディーゼル燃料に対してより重要な混合成分となり、2050 年までに 20~30%に達する可能性がある（IEA, 2008c）。長距

離輸送用の重量自動車の走行距離とそのため燃料搭載の要件から、圧縮天然ガス、液化石油ガス、圧縮バイオメタン、水素（水素燃料電池自動車または内燃機関自動車）、電力などの他の低炭素燃料オプションの利用は、ごみ収集車、配送トラック、バスなどの都市または短距離重量自動車に限られそうである⁴¹。液化天然ガスは、走行距離の制約と燃料補給インフラの不足という大きな障害に直面しているが、貨物輸送のオプションとはなり得る。たとえば、液化天然ガストラックは、ディーゼル・トラックの走行距離の約半分にすぎないものの一回の燃料補給で約 600km 走行することが出来る。しかし、車載液化天然ガス・タンクによる重量の増加は、車両有効荷重の制約となる可能性がある。より厳しい大気汚染規制及び公共燃料補給所が存在する都市の自動車の場合、液化天然ガスはごみ収集車などの用途に利用出来る可能性がある (EIA, 2010)。その他の低炭素水素または電力の将来の利用法として、まだ費用対効果は高くないものの、車載燃料電池補助動力装置または充電電池への電力供給を挙げることが出来る。トラックも、トラック・ストップで電力源に連系することで補助装置を駆動させることは出来るが、その温室効果ガス削減の便益はその地方の電力源の低炭素化の程度に依存すると考えられる。

重量自動車の燃料消費量と温室効果ガス排出量の削減は、軽量自動車よりも難しいと思われる。その理由は、軽量化の余地が小さいこと、車両の回転率が低いこと、旅行距離 (VKT) の伸びが速いこと、貨物移動の融通性が低いこと、継続的な重量自動車の運用コストの最小化を促す特有の経済的要因などである。重量自動車の多くは多数台の運用のために購入されるため、新しい燃料補給インフラ、技術保守、必要に応じたドライバーの教育など、フリート車両全体に対する支援によって、代替燃料と自動車を統合する機会が生まれる。IEA のベースライン・シナリオ (IEA, 2008c) によれば、2050 年までの重量自動車エネルギー利用は、エネルギー効率が約 20%改善されたとしても、主に非 OECD 諸国における世界のトラックによる貨物輸送量が現在の 2 倍になるため、50%増加すると予測されている。

航空

航空のエネルギー需要は輸送エネルギー全体の約 11%を占め、2050 年までに 2 倍または 3 倍になる可能性がある (IEA, 2009c)。航空の温暖化ガス排出量の急速な増加は、旅客と貨物の両方の航空交通量の増加によるものであり、航空のエネルギー及び温室効果ガス原単位は一般的にすべての輸送方式の中で最も高い。燃料使用及び温室効果ガス排出の約 90%は、飛行中、主に巡航高度で発生する (TRB, 2009)。将来の航空機設計において、航空エネルギー使用量を 2005 年のモデルと比べて 30~50%削減するためには、効率の改善は重要な役割を果たす (IEA, 2009c)。これには、空気力学、機体軽量化、エンジン効率の向上に加え、荷重倍数を上昇させる運用及び航空管制管理の改善、経路指定の改善、空港での地上業務の効率改善 (搭乗口の電化、低炭素燃料サービス車の利用を含む) が含まれる (TRB, 2009)。約 30 年間という遅い平均機体回転率 (IEA, 2009c; TRB, 2009) のため、先進的な航空機設計の普及は遅れるであろう。乗客 km または貨物トン km 当たりのエネルギー使用量は大きく削減出来るが、それによって航空貨物輸送及び旅客輸送の需要の高まりによる温室効果ガス排出量の予想される増加が完全に相殺されるとは考えにくい。

航空機は、燃料の重量と容積を最小化するためにエネルギー密度の高い燃料を必要とし、主に液体燃料に依存し続けるだろう。さらに、安全性のため、燃料は、熱安定性 (高いエンジン温度における燃料の完全性を保証し、低温での凍結またはゲル化を避けるため)、特有の粘性、表面張力、点火特性、航空機材料との適合性など、他の輸送方式よりも厳しい要件を満たす必要がある。他の輸送部門と比べ、これらの特殊な要件により航空の低炭素排出燃料への転換の余地は小さい。再生可能エネルギー統合に関しては、すでに様々な航空機が様々なバイオ燃料混合によるテスト飛行を行っているが、厳しい航空燃料の仕様を確実に満たすため、道路燃料よりも必要な処理がかなり多くなる。従来の航空燃料へより大きい割合のバイオ燃料混合を認める基準は現在策定中である。産業及び政策当局の見解によると、2050 年までに航空燃料の総使用量におけるバイオ燃料の割合は数%から最大 30%になるとされている (IEA, 2009c)。

液体水素も長期的オプションの 1 つであるが、容積エネルギー密度が低いことが大きな障壁となる。極低温の貯蔵装置を導入するためには基本的な航空機設計の変更が必要となり、空港には水素供給及び燃料補給インフラを建設する必要がある。そのため、最も実現性の高い従来のジェット燃料の代替燃料は、従来の燃料と特徴が類似している (天然ガス、石炭、またはバイオマスから作られる) 合成ジェット燃料と考えられる。正味の炭素排出量は、燃料源によって異なるだろう。

海運

海上輸送は最も効率の良い貨物輸送の方式であり、現在、輸送燃料全体の約 9%を消費しており、その内 90%が国際輸送に使用されている (IEA, 2009c)。船舶は、主に重油 (「バンカー油」) を利用しているが、より軽い船舶用ディーゼル油も使用されている。重油は、船舶用燃料の約 80%を占めている (IEA, 2009c)。重油の燃焼によっては、冷却効果を生み出し実質的に温室効果ガスの影響を削減するエアロゾルを作り出す硫酸塩が放出される。た

⁴¹ 2009 年からアデレードにおいて、バス停の屋根に設置された太陽光発電 (PV) パネルにより毎日 50kW_e からの充電を行って、200km の走行距離を持つ電気バスが運用されている (IEA, 2009b)。

だし、より厳しい大気環境規制がクリーンな燃料による粒子排出量の削減を目指すため、将来的にはより硫酸塩の少ない船舶用燃料が要求され、この削減効果は下がると考えられる。2050年までに海運輸送は2~3倍になると予想されており、これによって海運部門からの温室効果ガス排出量は増加するだろう。

様々な国で船舶の所有及び運用が行われ市場が分散した業界であることに加え、一般的に30年とされる寿命による船舶の回転率の低さのため(IEA, 2009c)、海運産業全体のエネルギー効率は、重量自動車及び航空部門と同じようには改善されてこなかった。そのため、以下のような改善策を含め、様々な技術及び運用に関する効率改善策によって燃料消費量を削減する大きな機会が存在する(IEA, 2009d; TRB, 2009)。

- 船舶設計(大型化、軽量化、流体力学的改善、より抵抗の少ない船体塗装など)
- エンジン効率(ディーゼル電気駆動、排熱回収、エンジン・ディレーティングなど)
- 推進システム(スクリュー設計及び動作の最適化、帆または軽帆の利用など)
- より高効率で、温室効果ガス排出の少ない補助動力装置
- 動作(減速、経路指定最適化、船隊活用の改善、バラストの削減など)

これらの方法によって、特定の船型では50~70%もエネルギー強度を削減出来る可能性がある(IEA, 2009c)。

海上輸送における再生可能エネルギーの鍵となる応用技術は、バイオ燃料を用いたものである。既存の船舶は、バイオディーゼルのブレンド、バイオマスの熱分解によって生産された未精製のバイオ原油(2.3.3節)などの低品質燃料を含め、様々な燃料で航行することが出来る。バイオ燃料比率の高いブレンド(80~100%)で確実に動作させるために、エンジンは重量自動車と同様に改良する必要があると思われる。その他の再生可能エネルギー及び低炭素化のオプションとしては、補助動力を発生させる甲板ハイブリッド太陽光発電(PV)及びマイクロ風力システム、温水を供給する太陽熱システム、室内暖房または冷房、推進力を得るための帆、寄港時に再生可能エネルギー送電システムに連系する電気補助動力装置システムの利用が挙げられる。原子力は、一部の海軍、砕氷船及びその他極一部の船舶で数十年にわたって利用されてきたが、海上で広く利用するためには、大規模な投資、専門の乗組員、及び複雑な法規制及び安全上の問題への取り組みが必要となる。そのため、原子力による海上エネルギーの搭載は、商用船舶の推進力の選択肢としては実現可能性が低く、制約も多い(TRB, 2009)。

鉄道

鉄道輸送は世界の輸送エネルギー使用量の約3%しか占めていないが、2050年までに鉄道貨物輸送量は、主に非OECD諸国における増加により最大50%増加すると予想されている(IEA, 2009d)。鉄道は、道路の重量自動車よりも効率がかなり高いため、多くの貨物を運び、トン・キロメートル当たりのエネルギー使用量も1桁少ない(IEA, 2009c)。鉄道輸送は特に貨物輸送では主にディーゼル燃料が使用されている。しかし、電化が進み、2006年には貨物輸送と旅客輸送両方を含め、世界の鉄道部門におけるエネルギー使用量の31%を占めるまでになっている(IEA, 2009c)。OECDヨーロッパ、旧ソ連、日本を含む特定の経済国では、鉄道部門の50%以上が電気を利用している。高速電気鉄道技術の成長は、ヨーロッパ、日本、中国、及びその他の地域で急速に進んでいる。海運と同様、高硫黄燃料を利用することで、硫酸塩の負の放射強制効果による正味の温室効果ガス排出の削減を促進してきたが、この傾向はその他の好ましくない環境への影響をもたらしており、より厳しいクリーン燃料規制によって弱まる可能性が高い。

以下に挙げる方法を含め、鉄道部門においては最大20~25%の効率改善が可能である(IEA, 2009c; TRB, 2009)。

- より効率の良いディーゼルエンジン、ハイブリッド、及び補助動力装置などへの機関車のアップグレード
- 空荷の車両の削減、列車の長大編成、及び2段積みコンテナの使用による荷重係数の増加
- 運転士の教育、物流の最適化、アイドリングの低減などの運用改善

鉄道輸送における再生可能エネルギーの普及の主な2つの道筋は、2050年までに鉄道燃料使用量の2~20%に達し得るバイオディーゼルの利用拡大(IEA, 2009d)とさらなる電化である。ディーゼルによるものと比べて、電気機関車はライフサイクル効率を最大15%改善することが出来る(ただし、電池貯蔵を含むディーゼルハイブリッド電気駆動系と比べると改善の程度は小さい)。温室効果ガス排出量は、発電を再生可能エネルギー、原子力、二酸化炭素回収貯留を用いた化石燃料に転換することで、さらに削減することが出来る。水素燃料電池の利用は走行距離、エネルギー貯蔵、コストの問題によって制約を受ける場合があるが、機関車への燃料電池の導入における課題は、水素燃料電池乗用車の場合よりも少ないと見られている。軽量自動車と比べて、鉄道システムは水素貯蔵のためのスペースが大きく、より大型の燃料電池システムによる規模の経済を実現でき、ディーゼル電気機関車ですでに導入されている電気トラクション・モーターを使用出来る。

8.3.1.6 輸送における再生可能エネルギーの将来動向

輸送部門の最も重要な動向は、2050年までに現在の軽量自動車（7億台）が3倍になると予想される世界の路上走行車の高い増加率である（IEA, 2008c）。低炭素、持続可能、そして安全な輸送部門を実現するためには、新しい自動車及び代替燃料に関する大幅な自動車技術の進歩及び社会的受け入れ、強力な政策活動、経済的インセンティブ、そして恐らく燃料と自動車の追加的コストに対する消費者の支払い意思が必要となるだろう。再生可能エネルギー輸送燃料の利用が今後数十年で大幅に増加し、この移行に主要な役割を果たす機会はある。

将来的に、輸送燃料や車種はより多様になる可能性が高く、その状況は、地理的および輸送サブセクターによって異なる可能性がある。航空、海運の用途の場合、現在、液体燃料が唯一の現実的な規模の大きい選択肢である。軽量自動車部門では、電気駆動系技術の使用は増加し始めている。それは、ハイブリッド電気自動車から始まり、プラグイン・ハイブリッド電気自動車、電気自動車、そして場合によっては水素燃料電池自動車へと進んでいく可能性がある（IEA, 2008c）。歴史的に見て、電気部門と輸送部門は別々に発展してきたが、系統連系された電気自動車を通して、それらは電池自動車の充電、また場合によっては“Vehicle to Grid (V2G)”などによる電力供給といった新しい利用方法によって関わる可能性が高い（8.2.1節; McCarthy et al., 2007）。

環境保全的とエネルギーの安定供給に関する懸念は、新しい輸送システムに向かう重要な動機であるが、持続可能性の問題によって、代替燃料または新しい自動車駆動系の使用が制約を受ける可能性がある。持続可能で低炭素な未来の輸送システムを実現するには、これらの問題を理解することが必要である。温室効果ガス排出量とエネルギーの安定供給に関する将来の目標の達成は、現在の内燃機関自動車からの転換、より効率の高い航空機、電車及び船舶、温室効果ガス排出を削減する設計、より効率の良い輸送手段への転換、及び様々な一次供給源からクリーンかつ効率的に生産出来る新しい低炭素または炭素を含まない燃料の完全な採用を意味する。この多様な技術の道筋における不確実性は大きい、主要な技術（電池、燃料電池、水素貯蔵を含む）、及びバイオ燃料、水素、及び電力のエネルギーキャリアについての再生可能エネルギー及び低炭素生産方法に対する更なる研究開発と実証の投資が必要である。

最近の研究（IEA, 2008b, 2009d）では、厳しい炭素制限が導入を想定すると将来の社会的目標を達成するに当たって再生可能エネルギー輸送燃料が主要な役割を果たすと見られている。しかし、変化の不確実性と期間の長さを考えれば、行動の変化（旅行距離の減少）、より効率の良い自動車、様々な低炭素燃料を含む組み合わせによる方法を維持することが重要であると思われる。この方法は、人々が最終的に自動車購入の意思決定を行っており、様々な技術及び燃料オプションが様々な状況や要望に合致する必要があることを認識させる。

現在の輸送燃料及び自動車エンジン技術は、前世紀における経験と規模の経済により技術的学習曲線が下った投資コストのかからない技術の代表的な例である。そのため、新しい代替燃料や技術は初めから不利な状況にある（11.11節）。水素、バイオ燃料、または電気エネルギーキャリアの費用対効果、効率、信頼性を高めることは、輸送向けに再生可能エネルギーを供給するための条件の1つである。代替燃料自動車向けの補助金、税額控除、燃料基準の免除はすべて将来の市場シェアに影響を与える。輸送車に動力を供給する再生可能エネルギー燃料からの電力または水素の利用を可能にするためには、ガソリンよりも低い電気価格、炭素課税、低炭素電力の補助、自動車購入時の補助金などのインセンティブが、電気自動車、プラグイン・ハイブリッド電気自動車、及び水素燃料電池自動車を実行可能な選択肢とする上で必要となる可能性がある（Avadikyan and Llerena, 2010）。政策によって、バイオ燃料生産、高い水準の取引と混合、電気自動車の公共の充電、及び水素の生産と分配を可能にするインフラ開発について、具体的なインセンティブを提供出来る可能性がある。しかし、現段階では、これらの選択肢のどれが有力であり、そのようなインセンティブの多くを受けるべきかは決め難い。

8.3.2 業務・家庭

業務・家庭部門⁴²の脱炭素化は、電力システム（8.2.1節）、冷暖房網（8.2.2節）、及びガス導管網（8.2.3節）における再生可能エネルギーの統合、または再生可能エネルギー技術を最終消費するオンサイトに導入すること、つまり建築物の構造に直接組み込むこと（図 8.1）によって実現出来る。民生部門における再生可能エネルギーの導入は、居住者の教育や行動変化を通して、省エネルギーの促進と結びつけることが可能である（Pehnt et al., 2009a）。

8.3.2.1 部門の状況

2008年の世界の業務・家庭部門の最終エネルギー消費は約92EJであり、世界の最終エネルギー消費の総量の32%を占めた（IEA, 2010b; 図 8.2）。この総消費エネルギーのうち、約4EJ（±15%）は、調理及び暖房用の伝統的バイオマスの燃焼の約31EJによるものである（燃焼効率が約15%と想定（2.1節）。このバイオマス以外では、住宅

⁴² ここでは、「業務・家庭部門」は、IEA データにおいて部類された「住宅」部門、「商業及び公共サービス」部門、及び「非特定」部門を合わせたものと定義されている。

部門が建築物エネルギー需要の半分以上を消費しており、1990年から総量に占める割合をわずかに増やした商業及び公共サービスがそれに続いている (IEA, 2010b)。電力利用を含む業務・家庭部門からの温室効果ガス排出量は、2004年には約 8.6Gt CO₂であったが、主にエネルギー効率の向上によって⁴³大きな削減を実現する余地がある (IPCC, 2007; IEA, 2009b)。

地域ごとの業務・家庭部門のエネルギー需要予測は、各国における人口成長率、世帯数、サービス部門活動の想定の違いによって大きく異なる。省エネルギーとその他の政策の結果、OECD 諸国における民生暖房用のエネルギー使用量は減少すると予想されている (IEA, 2010b)。たとえば、2010年5月に、EU Energy Performance of Buildings Directive は、加盟国に対し 2020年までにすべての新築の建物をほぼゼロエネルギー建物にすることを求めている (EC, 2010)。一方、非 OECD 諸国は、人口の増加がはるかに早く、建築ストックの平均水準が上昇しているため、特に冷房用のエネルギー需要が大きく増加する可能性がある。しかし、IEA 450 Policy Scenario の厳しいエネルギー効率政策を想定すれば、2035年までに部門需要の総量は現在のレベルから 25%しか増加せず、最大でも 116EJ にとどまると考えられる (図 8.2)。

業務・家庭部門の広い分類

- 巨大都市の商業用建築物及び高層住宅
- 集合住宅及び一戸建て住宅を主とする小都市
- 歴史的地区
- 新しい市街地区団地
- 富裕層が居住する郊外
- 貧困層が居住する都市部
- エネルギー・サービスへのアクセスが限定的な開発途上国の小さな村落

国の建築ストックにおける築年数の構成は、特に冷暖房に関して将来のエネルギー需要に影響する。多くの先進国の建築物は、平均耐用年数が 120 年以上であるため、省エネルギー対策及び再生可能エネルギー技術の統合・導入は、主に既存の建築物を改良する必要がある。開発途上国は現在、建物の回転率は平均 25~35 年であり、新しい建物建設の増加は比較的大きいため (IEA, 2010d)、新しい建物の設計を通して再生可能エネルギーを統合する好機である。

住宅・業務用建物のエネルギー・サービス供給システムは、利用可能なエネルギーキャリア、地域の特徴、及びその豊かさによって異なる。基本的な人間の要求 (先進国及び開発途上国の建物で生活及び仕事をしている人の生活と福利) を満たすため、これらの建物に使用される電化製品は、以下を含む様々な目的のための基本的なエネルギー・サービスを提供している。

- 室内暖房、給湯、調理
- 冷房、冷蔵
- 照明、電気及び電子機器
- 給水ポンプ及び廃棄物処理

住宅・業務用建物において、再生可能エネルギーキャリアとサービス供給システムは、地域の特徴及び裕福さによって異なる (9.3 節)。この部門からの温室効果ガス排出量を抑えるためには、おそらく複数の手法の併用が必要となる。

冷暖房用エネルギー需要の削減

暖房負荷は一般的に OECD 諸国や移行期の経済圏において大きい、ほとんどの開発途上国においては冷房向けエネルギーに対する需要が大きくなることが多い。冷房と暖房両方において、建物の設計はエネルギー需要の削減に寄与する可能性がある。マートン・ロンドン特別区で始まったイギリスの規制 (IEA, 2009b) は、新しい建築物の開発事業者に対して、総エネルギー需要の 10%を満たす再生可能エネルギーを組み込むことを求めている。これによって、規制をクリアするための再生可能エネルギーによるコスト増加を抑えるために、省エネルギーの建築物の設計が建設されており、再生可能エネルギー導入と省エネルギーの両立が実証されている。暖房負荷が大きい場所では、パッシブ設計 (冬季に自然の太陽熱を取り込んだり、夏季に過剰加熱を回避したりするもの)、窓面の最適化、高断熱化が、暖房需要の削減及び自然光の有効活用となる可能性がある (第 3 章を参照)。冷房負荷が大きい温暖な気候においては、新しい建築ストックに大規模な日よけ、自然換気などの伝統的な設計の生物気候学的原理

⁴³ 業務・家庭部門のエネルギー効率及び再生可能エネルギーのポテンシャルの詳細は、IPCC 4th Assessment Report - Mitigation の第 6 章で示されている (Levine et al., 2007)。

を入れることで、エネルギー需要を削減出来る可能性がある。

電化製品の効率の向上

ガス凝縮ボイラー、ヒートポンプ、CHP プラントからの地域暖房（8.2.2 節）、待機中の電子機器、発光ダイオード（LED）、電球型蛍光灯（CFL）などのシステムや電化製品のエネルギー効率設計の改善は、エネルギー需要の削減に貢献する可能性がある。それらの技術の寿命は建物と比べると短いため、エネルギー効率の高い電化製品設計の採用を促進する政策が、短期的な二酸化炭素削減を達成する上で重要となると思われる。現在、基本的な照明用の電力すら入手出来ない住居では（Lighting Africa, 2010）、小型太陽光発電（PV）システム、小規模水力などの再生可能エネルギー技術の導入は、想定的にコストが大きくなる可能性がある。そのため、発光ダイオード、電球型蛍光灯などのエネルギー効率の高い電化製品を使用して、電力需要を最小化する必要がある。家庭及び業務部門におけるエネルギー利用及びエネルギー管理システムの改善は、研究開発投資を通して実現されてきている（図 8.18）。たとえば、エネルギー消費が少なく、将来の“インテリジェント”電力網を利用してオフピーク時に自動的に動作するスマート電化製品（Cheung and Wilshire, 2010）が市場に登場し始めている。

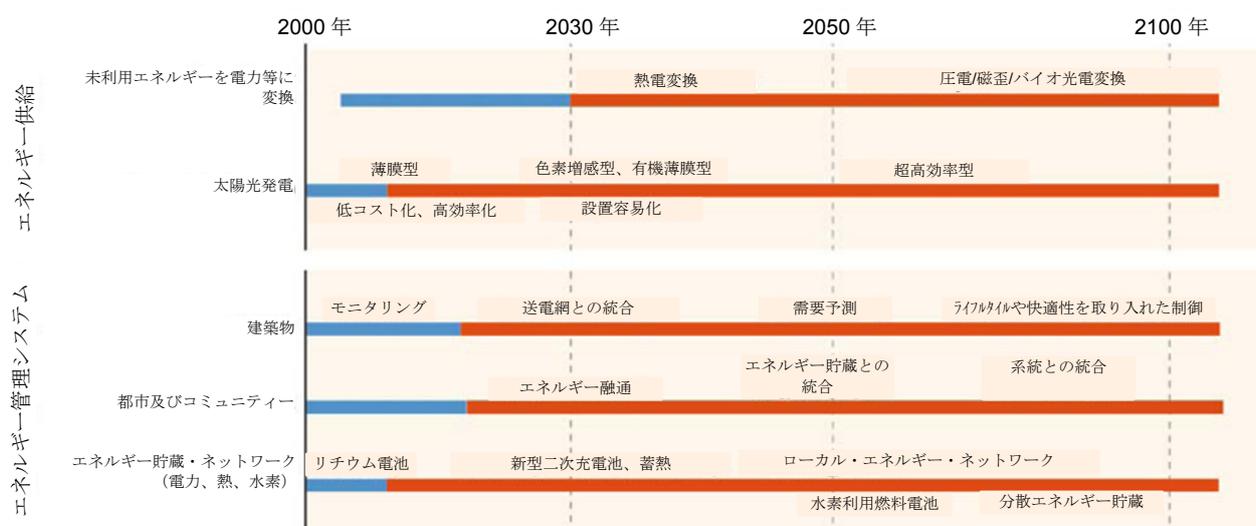


図 8.18: 家庭・業務部門で利用される将来のエネルギー効率及び再生可能エネルギー技術のための日本における技術開発の道筋（METI, 2005）

建物の管理

業務用または集合住宅建物のエネルギー管理者は、一般的に再生可能エネルギーの統合、エネルギー利用の管理、建物における生活や仕事の快適性の提供、環境的影響の低減を含む複数の目的を最小限のコストで実現する責任を持つ。これらの複数の目的のバランスを保つために、様々な建物エネルギー管理システムと制御が開発されてきた（Dounis and Caraiscos, 2009）。一般に、エネルギー利用と建物環境両方を測定し、モニタリングすることが必要とされる（図 8.18）（Wei et al., 2009）。分散型エネルギー・ネットワークの一部として電化製品を制御・作動させるために家庭エネルギーマネジメントの標準技術が導入された集合住宅では、管理モニタリング技術も導入可能である。

再生可能エネルギー技術の導入

近代的バイオマス、地熱、太陽熱からの低炭素またはほぼゼロ排出の燃料は、現在約 3.5～4.5EJ/年（世界の民生用暖房需要の約 6～8%（伝統的バイオマスを除く））を供給している（IEA, 2007c）。建物内の冷暖房用の再生可能エネルギーの割合は、新規または改善された再生可能エネルギー技術を用いることで、多くの地域で大きく上昇する可能性がある。これらの再生可能エネルギー技術として、コスト競争力と効率が高い密閉ペレット（enclosed pellet）及びその他のバイオマス・ストーブ、周囲のエネルギー源⁴⁴の低温熱を用いたヒートポンプ（IEA, 2007c）、太陽熱及び太陽光発電（PV）システム、太陽熱冷房システム、ハイブリッド技術（バイオガス・ボイラー、ヒートポンプ、または太陽光発電（PV）システムと太陽熱との併用など）などがある。

再生可能エネルギー暖房/冷房システムの導入の拡大を促進する政策は一般的ではないが、実際に上手く機能している国家や地方自治体によるいくつかの取り組みがある（IEA, 2007c; 11.5.4 節）。再生可能エネルギー源から生産

⁴⁴ 周囲の熱エネルギーは、空気、地表水、または地表（浅部地熱エネルギーとも呼ばれる）から取り出すことができる。

した電力は、すでに民生部門で広く利用されている。その割合の増加（8.2.1 及び 10.3 節）は、（原子力及び二酸化炭素回収貯留など低炭素の供給サイド技術を多く取り入れた電力の利用と同じように）部門の温室効果ガス排出量を削減出来る可能性がある。気密性の高い戸建て、集合住宅または業務用建物の設計においては、強制換気のための高いエネルギー需要を、再生可能エネルギー発電、ソーラーチムニー、集風器の適切な選択や複合化によって減少することが出来る（Antvorskov, 2007）。熱需要の脱炭素化を助けるための革新的な移行の道筋は、変動性の電力供給の調整に寄与する熱貯蔵システムの利用によって構築される（Hughes, 2010）。

8.3.2.2 先進国における再生可能エネルギー及び建築物

どの地域のどの種類の建築であっても、現存あるいは計画中の建物の特徴、気候条件によって生じるエネルギー需要、利用可能な再生可能エネルギー資源に基づき、再生可能エネルギーの戦略と関連するその技術オプションを構築することが出来る。本節では、先進国の建物環境に再生可能エネルギーを統合する選択肢を検討する。続いて、開発途上国の都市（8.3.2.3 節）及び地方（8.3.2.4 節）地域のための選択肢を示す。これらの対照的な状況は、再生可能エネルギーの導入の加速の試みにおいて、非常に多様な機会と課題に直面している。

OECD とその他の経済規模の大きな国において、都市部のほとんどの建物は、電力、上下水道、そして一部は地域冷暖房と接続されている（8.2.2 節）。多くの建物で、暖房と調理に電力、天然ガス、液化石油ガスが使用されており、石炭や石油製品を用いる場合よりも、住民の快適性が向上している。木質バイオマスも、通常、たき火よりも効率性や気密性の高い暖房・調理用ストーブを用いて空調や給湯に利用されているが、この燃料はエネルギー密度の高い石炭または石油よりも広い操作及び貯蔵スペースを要する。そのため、ペレットの方が、扱いやすく、薪よりもエネルギー密度が高いこともあって、木材ペレット・ストーブの需要が高まっている（2.3.2.1 節）。太陽熱給湯器、地中熱ヒートポンプなど、その他の再生可能エネルギー変換技術の投資回収期間は、5 年以上になることが多い。それにも関わらず、低炭素排出量の目標及び将来のエネルギー供給の安定性を同時に実現しながら住民の生活の質を改善するため、それらの建物への統合は広がっている（IEA, 2009b）。

再生可能エネルギーの統合によって発生する課題

建築環境への再生可能エネルギーの統合の普及は、都市計画、建築設計、工学、技術の組み合わせの統合方式に直接依存する。計画の結果を予測するコンピュータ・シミュレーションなど（Dimoudi and Kostarela, 2008; Larsen et al., 2008）、新しい建物の建設や改修の計画における戦略的な意思決定を評価、支援するツールや手法が利用可能である（Doukas et al., 2008）。これによって、OECD 各国の都市、町、または地方自治体の民生部門における再生可能エネルギーの導入の促進のうえで、以下のような施策が可能である。

- 利用可能な再生可能エネルギー資源に基づいて、都市計画のための新しい見通しを立てる。
- 現在のように外部から取り入れたエネルギーを消費するのではなく、オンサイトでの熱や電力を生産する再生可能エネルギーを組み込むような、新しい建物を設計する。
- 再生可能エネルギー導入の経済的、非経済的な障壁を評価し、支援政策の必要性を検討する。

化石燃料ベースの集中型エネルギー供給システムから、増加した再生可能エネルギーの統合による分散エネルギーシステムへの移行には、従来の都市空間の計画と居住のあり方を総合的に変える必要がある。土地と資源の利用の変化に加え、既存のエネルギー供給に再生可能エネルギーをより良い形で取り入れるための計画上の規制を修正することは、統合の実現のために実行出来る主要な戦略的修正である。

都市環境における再生可能エネルギー資源の導入（IEA, 2009b）の拡大には、再生可能エネルギー技術の導入を容易にする建築物の屋根と壁面の革新的な利用法が必要となる。これは、近くの設備を遮ったり、覆ったりせずに日射や風力資源により良いアクセスをするために、建物の向きや高さに影響すると思われる。天然ガスやバイオガスで運転出来る新しい小規模 CHP システムなど、より効率の良いバイオエネルギーシステムとともに、地中熱ヒートポンプを用いた地方における余剰熱の季節貯蔵も貢献する可能性がある（NZVCC, 2008; Aliabadi et al., 2010）。

変動性の分散型再生可能エネルギーの電力、温熱生産の統合の技術的課題（8.2.1 及び 8.2.2 節）は、部分的には建物における電化製品の賢い利用で解決出来る。エネルギー貯蔵技術、リアルタイム・スマートメーター、需要マネジメント、より効率の良いシステムなどの技術の進歩は、建物環境への再生可能エネルギーの統合を支援する。双方向通信機能を持ち、電化製品向けのインテリジェント技術と結合した関連情報技術を用いた先進的な電力メーターは、需要反応とエネルギー貯蔵の便益（将来的には電気自動車を含む可能性がある）を得るため、分散型発電との組み合わせで広く導入されると予想されている（NETL, 2008）（8.2.5 節）。電化製品の利用を適切に管理することで、特に変動性の再生可能エネルギー源の普及が進んだ場合においてエネルギーシステムの供給/需要バランスの維持に貢献する。町や都市によっては、地方の配電（8.2.1 節）や温冷熱配送系統（8.2.2 節）も必要となる場合がある。

規制政策がない場合、省エネルギーと再生可能エネルギー源の活用の取り組みは、建物の所有者と居住者の考え方に大きく左右される。エネルギー会計、機器ラベリング、補助金、規制、インセンティブ、自動課金システムなどの制度的、金融的施策によって、導入は拡大する（11.5節）。多くの建物は居住者に賃貸されているので、“動機の分断”として知られる所有者/入居者便益に関する難問が発生する（IEA, 2007d）。一般的に、建物の所有者による省エネルギーまたは再生可能エネルギー統合への投資は入居者の便益となるため、投資の見返りとして賃料を上げる必要がある。

再生可能エネルギー統合を促進するオプション

高温地域と低温地域の両方において、新しい建物による暖房または冷房用エネルギーの“外部からの取り込み”は、革新的なパッシブ暖房/冷房建築設計、十分な断熱、熱シンクによって最小化出来ることが実証されている。建築基準は、そのような技術の導入を促進するように着実に改善されてきているため、将来の新しい優れた設計の建物では、外部からのエネルギーを用いた暖房や冷房は、あるとしてもわずかしかな必要としないだろう（EC, 2010）。多くの新しい建築設計によって、すでにこれらのパッシブソーラーのコンセプトが実証されているが、ストック回転率が遅いため、まだあまり普及はしていない。

既存の建物は、寿命が長く回転率が低いため、三重ガラス、中空壁、天井断熱、日よけ、屋根の白塗りなどのエネルギー効率技術を用いることで、冷暖房需要を大幅に削減する改修が可能なが多い（Akbari et al., 2009; Oleson et al., 2010）。建物の居住者が快適さの基準や他のエネルギー・サービスに必要なエネルギー消費が低いほど、再生可能エネルギーによりその需要を完全に満たす可能性が高くなる（IEA, 2009b）。再生可能エネルギーは、エネルギー密度が低く、設備投資コストが高いことが多いため、効率向上策によるエネルギー需要の削減によって、建物の総エネルギー需要を満たすために必要な初期投資を削減することが出来る（8.3.2.1節）。

太陽熱及び太陽光発電（PV）技術は、建築設計における構成要素（屋根瓦、壁のファサード、窓、バルコニーの柵など）として統合することが出来る。先進的な建築家は、設計にそのようなコンセプトを取り入れ始めている。建設時の屋根、窓、バルコニー、及び壁への太陽光発電（PV）パネルの統合によって、伝統的な建築材料の機能が置き換えられ、建築物に統合しない導入方法と比較して建築の美観を向上する可能性がある。集中型発電所からの送配電で発生する損失も回避することが出来る。

将来的には、分散型エネルギーシステムは、小規模から中規模の都市で生産された再生可能エネルギー熱や電力、または再生可能エネルギーで生産された燃料電池用の水素を、工業団地または新しい宅地の建物に供給することが出来る（Liu and Riffat, 2009）。地方の需要を満たすのに十分な熱と電力が生産されれば、余剰電力や熱をオフサイトに“送出して”、収益を得ることが出来る（IEA, 2009b）。蒸気機関、ガス・タービン、及びその他の変換技術と結合したバイオエネルギーCHPの燃焼は、中規模（50MW以上）及び小規模（5kW未満）発電で実用化されており、燃料電池及びその他の小規模のCHPシステムに関する研究が進行中である（Leilei et al., 2009）。

ケーススタディ：ベルギー、ブリュッセルの再生可能エネルギー住宅

暖房、冷房、及び電力需要を満たすための高い再生可能エネルギー普及水準を実現するために改修された多くの建物においては、ブリュッセルの“再生可能エネルギー住宅”は良い例である（EREC, 2008）。2006年に開かれ、現在、欧州再生可能エネルギー評議会及び15の再生可能エネルギー企業団体の本部を収容している。この歴史的な120年前に建築された2,800m²の建築物の会議施設と事務所を改造した目的は、同サイズの参考建築物と比較して暖房、換気、空調の年間エネルギー消費を50%減らすことと、再生可能エネルギー源を用いて冷暖房向けの残りのエネルギー需要を満たすことである（図8.19）。暖房システムの重要な構成要素は、85kW及び15kWの2つのバイオマス木材ペレット・ボイラー、60m²の太陽熱集熱器（半分は真空管型で、もう半分は平板型）、及び夏の冷房にも使用される24kW地中熱ヒートポンプ（GSHP）に連系した中庭に設置された4つの深度115mの地熱ボアホール・ループである。しかし、冷房のほとんどは、比較的低温の太陽熱集熱器（85℃）と制御装置及びポンプ用のわずかな電力によって駆動する容量35kW（7～12℃）太陽吸収冷凍器によるものである。

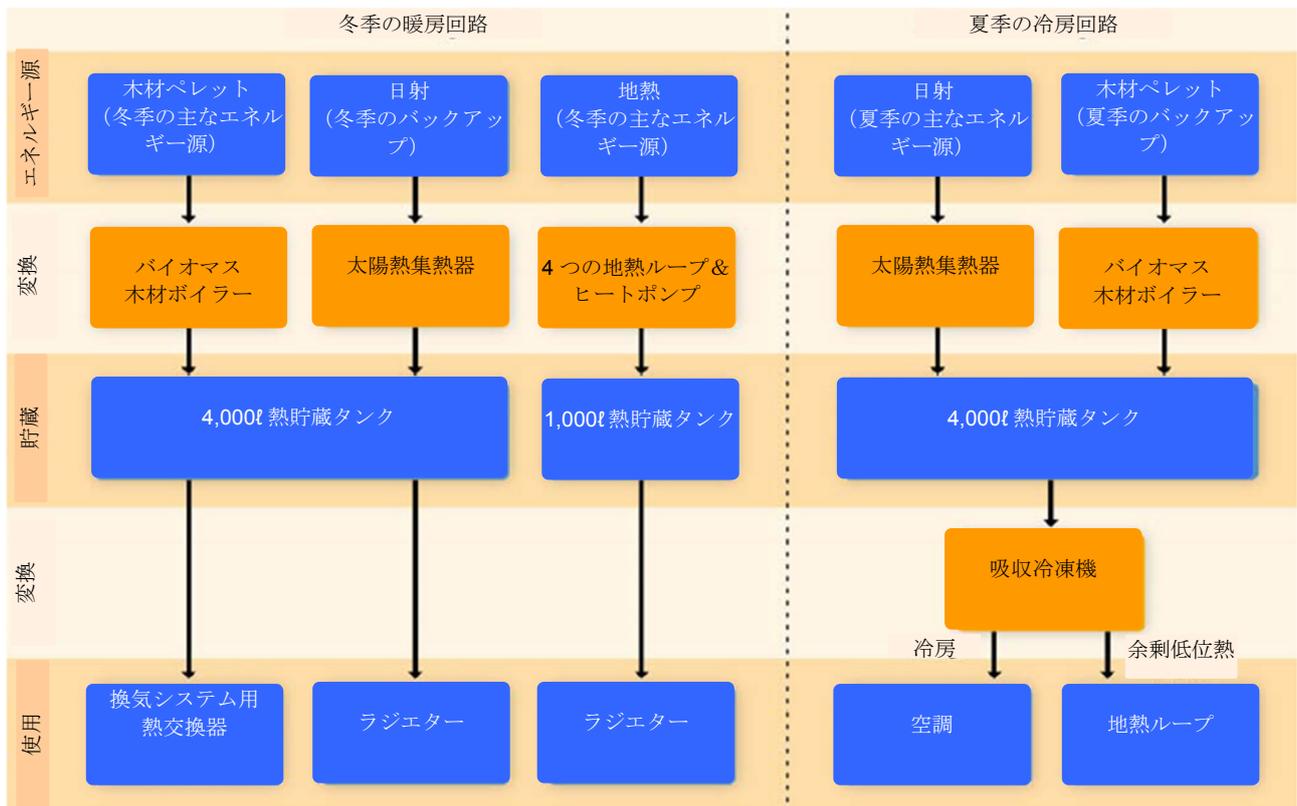


図 8.19: 改修前に商業事務所に転換されたブリュッセルの 120 年前の都市建物に設置された再生可能エネルギー統合冷暖房システム (EREC, 2008)

冬季の暖房は、日射の利用率が低いため、主に地中熱ヒートポンプとペレット・ボイラーに依存している。しかし、可能であれば、太陽熱はペレット燃料と同じ貯水タンクの加熱に使用され、ペレット燃料の消費を減らすことが出来る。地中熱ヒートポンプは、夏季の余剰低位熱を吸収し、季節熱貯蔵システムとして機能するポアホール・ループを用いた別の装置で運用する。夏季には、通常、高い太陽放射レベルが冷房需要に合致するため、太陽熱吸収冷凍器によって冷房のほとんどを賄うことが出来る (曇りの日にはバイオマス・ボイラーからの熱によってバックアップされる)。太陽熱冷房の熱駆動過程は複雑で、熱化学吸着過程または熱駆動開放冷却サイクルに基づいている (IEA, 2009b)。これらの技術はまだ広く活用されておらず、ヒートポンプなどの他の冷房技術と競争するためには、信頼性及び十分なコスト削減を実現するさらなる研究開発と実証に対する投資が必要である。

8.3.2.3 開発途上国における再生可能エネルギー及び都市居住地

多くの開発途上国における裕福な家庭の都市エネルギー消費は、先進国のものと類似している (8.3.2.1 節)。しかし、低所得国の貧困な都市家庭の多くは、まだ伝統的バイオマスの収集または購入に依存しており、おそらく今後も長い間、伝統的バイオマスは多くの人にとって一般的な燃料源であり続けると思われる。サハラ以南のアフリカとその他の地域の多くの都市部では、健康上の理由によりたき火や小型暖房・調理用ストーブでの薪の燃焼からよりクリーンな木炭の燃焼に切り替えている。ただし、需要の増加や炭化過程で使用される伝統的キルンの非常に低いエネルギー効率を考えると、この状況は、木炭を生産する地方の森林伐採を悪化させる可能性がある (2.3.2.2 節)。その上、森林地域から都市の需要の中心地まで木炭を輸送する際に、古く効率の悪いディーゼル・トラックが使用されることが多く、それが温室効果ガス排出につながる。近代的な再生可能エネルギー技術は、これに対する代替案を提供出来る。

再生可能エネルギー統合の課題及びオプション

都市部のコミュニティと家庭で使用されるバイオマスは、持続可能に生産された森林植林から供給する必要がある。いくつかの場所で、地方のバイオマス資源を提供するためにコミュニティ植林が発展してきた。そのような資源の持続可能性を確保するため、植林バイオマス供給、自然林管理に加え、燃料の切り替え、改良型暖房・調理用ストーブ及びキルンの導入などの、需要側を含めた政策形成への統合的アプローチが有効と思われる (図 8.20)。バイオマスが持続可能な供給源から供給されるようにするための奨励金の提供や、小型バイオガス消化槽など民生部門における他の再生可能エネルギー技術の導入促進のために、そのようなアプローチは財政政策を必要とする (CILSS, 2008)。たとえば、ネパールでは、2009 年 12 月時点で 200,000 以上の家庭用バイオガス・プラントが設置されており、最近の支援政策の結果、17 社のバイオガス機器製造企業が設立された (Bajgain and Shakya, 2005)。

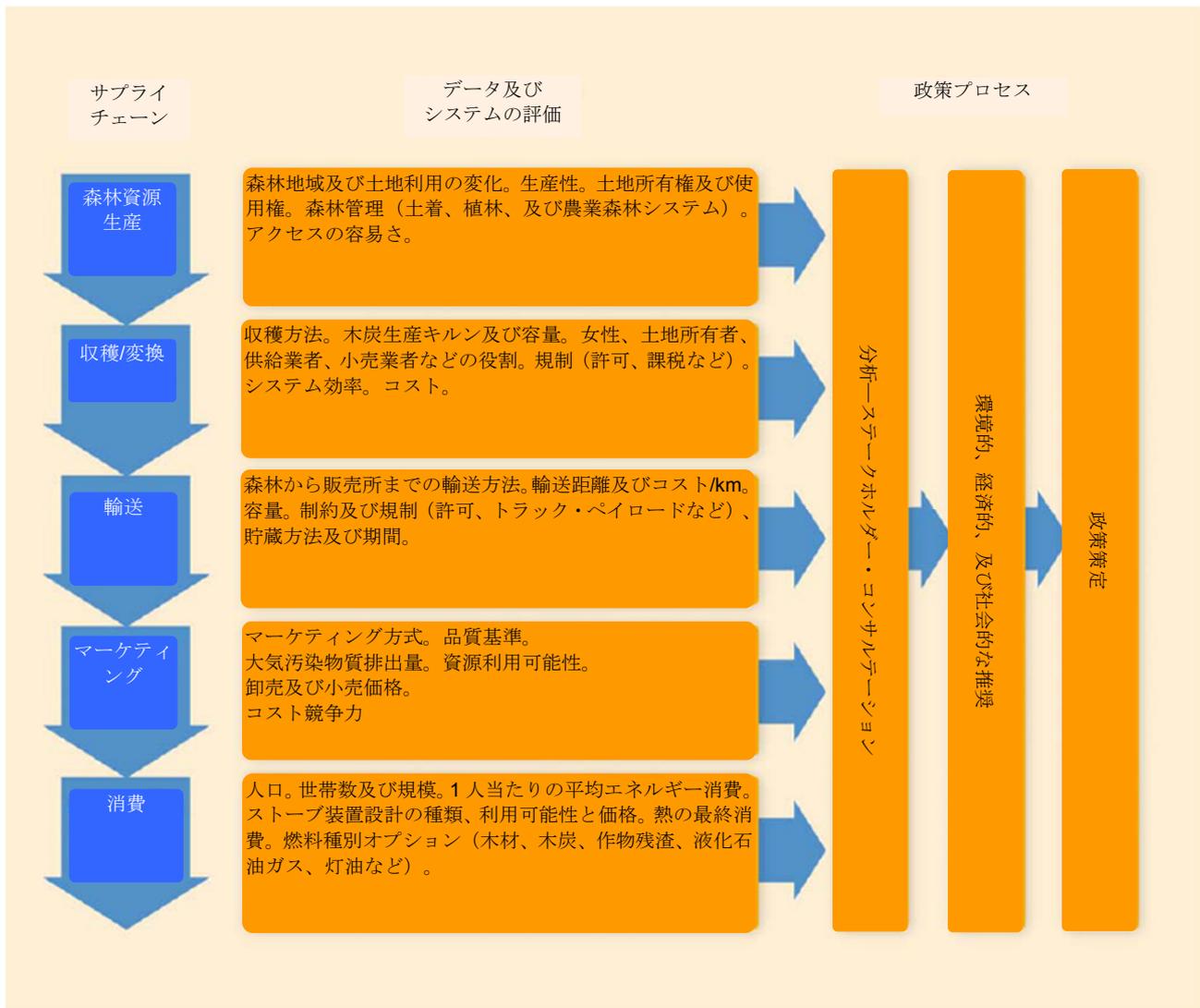


図 8.20: 開発途上国における国内消費向けバイオマスの持続可能な供給のための地方または国の政策形成のためのサプライチェーン分析による統合的アプローチ (Khennas et al., 2009)。政策の策定はサプライチェーンに影響し、継続的な実践的学習のフィードバック・ループになる。

一部の地域では信頼性が低く、価格も高いため、基本的な需要の提供に限定されることが多いものの、都市部の大部分で系統電力が利用可能である。系統電力の供給が停止した場合のバックアップ支援として、エネルギー貯蔵が可能な小型ガソリンまたはディーゼル発電装置に加え、エネルギー貯蔵と組み合わせた主な独立した小規模再生可能エネルギーシステムの普及を拡大する余地があるが、それによるコストは増える。

太陽熱給湯 (SWH) は、(世界の太陽熱給湯器の半分以上を占める中国などの、近代的給湯サービスのない非系統連系地方と同様に) 多くの国の系統連系された都市地域における優れた再生可能エネルギーの導入候補であると考えられている。この大規模な推進によって、顧客及び電力会社の両方が恩恵を受ける。中央制御方式 (電力線によるリップルコントロール通信の使用など) は電気温水器の負荷を管理しているものの、太陽熱温水器の省エネに対する寄与は限定的である。この設備を持たない電力会社の場合、特に太陽熱温水器の利用による需要の削減が冷房の夏季の高需要に一致する日差しの強い地域では、大量の太陽熱温水器を導入することで、電力システムのピーク需要を削減する追加的な便益が得られる可能性がある。そのため、特に太陽光発電 (PV) モジュールと統合されたハイブリッド技術として利用する場合、電気温水器の負荷を代替することによる容量の便益が得られる (Dubey and Tiwari, 2010)。太陽熱温水器の市場は、ホテル、ロッジなどのサービス部門、中・高所得層の家庭、及び非系統連系の建築物において存在している。多くの都市地域において、設備の限界数量の達成 (IEA, 2009b) によって普及の拡大から経済効果を得るためには、規制やインセンティブが必要であると考えられる。

より温暖な気候における冷房需要は、裕福になるにつれ大きくなる傾向がある。ほとんどの開発途上国におけるヒートポンプ普及率はまだ低いが、年間の冷房度日が高い場所においては、経済の成長に伴い将来の冷房需要が急速に増加する可能性がある。そのため、暑中のピーク電力需要が供給容量を超えた場合に停電が発生する可能性がある。

る。冷房需要の相殺は、新しい建築設計による比表面積の縮小、パッシブソーラー建築設計、冷却塔などの省エネルギー策によって可能である (Chan et al., 2010)。冷房向けのアクティブ再生可能エネルギー技術には、地中熱ヒートポンプ、冷水源を用いた地域冷房 (8.2.3 節)、太陽熱冷却器などがある (R. Wang et al., 2009)。後者の技術は、ピーク冷房需要をピーク太陽放射、ひいては従来のエアコン (空気対空気ヒートポンプ) 用ピーク電力需要に整合させるものである。従来の冷却装置または空気対空気ヒートポンプ (いわゆる“エアコン”) への電力供給に再生可能エネルギーを利用することも対策の 1 つである。

ケーススタディ: ブラジルの都市居住地

多くの開発途上国における急速な都市化プロセスによって、中央の大都市圏周辺に都市近郊の居住地が形成されている。ブラジルの場合、多くの大都市及び地方自治体の 3 分の 1 において、人口の多くの割合が“貧民街”に居住している。そこでは住宅は一般的に危険、脆弱かつ一時的なもので、基本的な水、衛生、ガス、配電のインフラがないことが多い (IBGE, 2008)。近代的エネルギーサービスへのアクセスは、多くの地方政府や公益企業にとっての課題である。エネルギー計画は複雑になる。配電網が利用可能な場所であっても、公益事業の安全性及び規制基準が守られていないことが多い。さらに、メーターを付けずに電線を違法に引き込むことも常習化している。再生可能エネルギー技術の新しい統合によって、新しい改善の機会が生まれる可能性がある。

現在の規制下では、ブラジルの電力公益企業は年間約 8000 万 US ドル (2005 年) (義務とされている社会的投資額の約半分) を、貧民街に住む低収入利用者向けの省エネルギープログラムに投資している。複雑な問題として、法規制の施行、盗電や詐欺を減少させる画期的かつ技術的な解決策の開発、貧困な居住者の経済状況の改善に取り組む必要がある。サンパウロのある貧民街におけるパイロット・ケーススタディでは、省エネルギー効率と太陽熱温水プログラムの結果、わずか 1.36 年の回収期間で家庭の平均消費電力量が 250kWh/月から 151kWh/月 (900MJ/月以上から 540MJ/月) に減少したとしている (ICA, 2009)。さらに、遠隔での測定、リアルタイムの需要監視、より効率の良い変圧器、新しい配線システム、改良された材料などの最先端技術を導入する機会もある。財務分析によって、商業的及び技術的損失が減少することが確認されている。滞納や不払いの減少の結果、収益の増加といった効用ももたらされる。

8.3.2.4 開発途上国における再生可能エネルギー及びへき地居住地

開発途上国の地方の家庭は、基本的なエネルギー需要を満たすために薪、非商用の作物残渣や動物の糞を利用しており、近代的なエネルギー・サービスへのアクセスが全くないか限定的であるため、貧困の解決、健康、教育、社会の改善と経済的発展の改善の制約となっている (9.3.1 節)。いくつかのサハラ以南のアフリカとその他の開発途上国では、伝統的バイオマスが一次エネルギーの 75%以上を占めている。サプライチェーン全体の非効率性は、屋内空気汚染の問題と相まって、人口の大部分、特に未だに基本的な調理と暖房需要を薪の収集に依存している女性に悪影響を与えている。薪集めに対する解決策としては、持続可能な形で収穫出来る地方の森林植林の開発、自然森林管理の改善などがある。ただし、土地所有権、コスト、社会的問題のため、これらは容易に達成出来るとは限らない (CILSS, 2004)。

バイオマスに依存する 27 億人 (及び石炭に依存する 3 億人) の人々のうち、約 4 分の 1 が現在、改良型の調理ストーブを使用している (UNDP and WHO, 2009)。これは、1 億 6600 万世帯に及んでおり、約 70%が中国にある。比較的成本が高い石油ランプ、たいまつ、ロウソクによって満たされている照明需要は、コスト効率が高く高品質な照明を提供出来る再生可能エネルギー電力技術によって、徐々に代替されてきている。たとえば、世界で 150 万基の家庭用太陽光発電 (PV) システム (ラジオ、テレビ、冷蔵、通信、及び携帯電話の充電にも利用される) とともに、約 100 万台の太陽ランタン (REN21, 2010) が導入されている。太陽光発電 (PV) 駆動送水ポンプ、小規模水力計画と小規模系統、小型バイオエネルギーガス化装置、及びバイオガスプラントは、すべて広く普及しているが、正確な導入率を示した信頼性の高い統計はない (REN21, 2010)。

再生可能エネルギー統合の課題及び機会

様々な金融、規制、インフラに関する障壁から実際の課題が出ているものの、系統に連系されない地方において、エネルギー貧困緩和のために再生可能エネルギーが利用出来ることに変わりはない。太陽光発電 (PV) システムなど、再生可能エネルギーの利用は収入を生む活動をもたらし、中小企業の発展を促す。エネルギーアクセスを向上させ、送配電系統の拡張を促進するため、補助金及び公的/民間パートナーシップと関連した権利など、革新的かつ実現可能な供給のメカニズムを構築出来ると考えられる (11.5.6 節)。

配電網の拡張がより多くのへき地や郊外の住民に達すれば、エネルギー貧困層の一部が、今後数十年の間に電力網の供給を受けられる可能性がある (9.4.2 節)。へき地のその他の住民は、地方の分散型エネルギー供給及び小規模系統の恩恵を受けることが出来る。民生向けの分散型エネルギー供給技術は開発段階である (8.2.5 節)。“デジタル・エネルギー”という用語は、家庭ピーク需要、エネルギー貯蔵設備、及び建築物内または周囲の再生可能エネルギー発電システムを効果的に制御する最新の情報技術の導入を表す (Cheung and Wilshire, 2010)。パッシブ・

エネルギーを消費してきた建物はエネルギー生産者となり、建物の管理者は地方の公益企業の協力の下、エネルギー・ネットワークの運用者になることが出来る (USDOE, 2008b)。但し、そのような技術が発展途上国の地方での利用に適しているかどうかは、今後の検討を必要とする。

十分な資金があれば、へき地のコミュニティーまたは都市住宅に適した再生可能エネルギー技術の組み合わせを利用することが出来る (図 8.21)。供給源に関わらず、電力を購入するための十分な資金を獲得することは、たとえ基本的な需要を満たすためのだけの少ない容量であっても、新たな消費者にとっては非常に難しい。革新的な金融の枠組み (UNDP, 2009) によって、エネルギー貧困層がより良い形で地域の再生可能エネルギー技術を最も安価なオプションとして利用するための支援を行うことが出来る。



図 8.21: ブルキナファソ、ケニア、ネパール、タンザニアの経験に基づく、貧困層へのエネルギー・サービス提供のための資金供給オプション (UNDP, 2009)

ケーススタディ: コンゴ民主共和国 (DR コンゴ) における再生可能エネルギー

DR コンゴ (コンゴ盆地で最も大きく、人口密度の高い国) の地方人口の大部分は、近代的なエネルギー・サービスに対して非常に限定的なアクセスしか持っていない。その約 7000 万人の人口の内、電力にアクセス出来るのはわずか約 5% である (アンゴラは 12%、コンゴは 18%、カメルーンは 46%、ガボンに 47% となっている) (IEA, 2006)。同地域には高い水力ポテンシャルがあるにもかかわらず、地方の電化の成長率は比較的 low、1 年あたり人口の約 1% 未満である。ここでは豊かな太陽資源に加えて、約 325 例の将来の水力発電計画が分かっており、予備データが収集されている (Khennas et al., 2009)。この小型及び小規模の水力ポテンシャルの開発によって、地方の電化率が劇的に増加し、最終的には多くの貧困な地方の家庭の生活が改善される可能性がある。そのようなプログラムを実施することで、基本的なエネルギー・サービスの需要を満たすための、地方の住民に対する再生可能エネルギーの供給が劇的に増加すると思われる。世界で 2 番目に大きい熱帯雨林地域であるコンゴ盆地では、森林伐採が行われている (de Wasseige et al., 2009)。地方の再生可能エネルギー資源の開発は、伝統的バイオマスの需要を削減し、村落周辺の森林伐採の低減に貢献すると思われる。

8.3.2.5 民生における再生可能エネルギーの今後の動向

多くの先進国において、冷暖房、また一定規模の照明にも民生におけるエネルギー需要を削減する最大のポテンシャルがあり、それによって満たすべき需要が小さくなり、費用効果の高い再生可能エネルギーの統合の機会が増える (8.3.2.1 節)。Energy Efficiency in Buildings - Transforming the Market (WBCSD, 2009) では、いくつかのケーススタディを扱っている。

- 日本のオフィス・ビルの場合、冷暖房設備及び照明に対する省エネルギー活動とともに、太陽光発電 (PV) が 2050 年においてオンサイトの使用を予測されている主な再生可能エネルギー源とされているが、特に高層ビル設計では利用が限られている。
- フランスの一世帯住宅のエネルギー消費は、室内暖房 (全体の 60% 未満) が主である。太陽光発電 (PV)、及び太陽熱温水器は、2050 年までに改良されたエネルギー効率の高い建築設計に統合され、電力需要の大部分を満たすと予測されている。

中国の多世帯アパートも、特に暖房、換気、及び冷房において、大きな将来的なエネルギー効率向上のポテンシャルを持っている。2050年までにオンサイトでの再生可能エネルギー・ポテンシャルを実現出来ると予測されているのは、太陽熱温水器のみである。IEAのシナリオ分析 (IEA, 2010c) では、2050年までに民生部門においてベースライン・シナリオ以下の約 6Gt CO₂ の排出量削減を達成するポテンシャルがあり、そのうち 10~25% (技術改善及びコスト削減の早さに関する推定による) が再生可能エネルギーによるもので、残りはヒートポンプ、建築設計、照明、電化製品などのエネルギー効率向上策によるものである。

先進国では、ゼロエネルギーの建物、さらには再生可能エネルギーが居住者のエネルギー需要を満たした上で消費量以上のエネルギーを発生させる“エネルギー・ポジティブ”建物の実現に向けて新しい新築と既築建物の改修が続けられる傾向にある (図 8.22)。建物の再生可能エネルギー、省エネルギーの両方に対する投資によって、運用コストと二酸化炭素排出量を削減出来るが、それぞれのオプションの投資単位当たりの相対的な削減量は建物の種別や場所によって異なる。人口密度の高い都市部では、建設土地面積 1ヘクタール当たりのエネルギー需要は、通常、再生可能エネルギーの地方のフロー (一般的に年間平均 10kW/ha 以下) を大幅に超えている。そのため、民生のエネルギー需要の大部分を直接供給するための再生可能エネルギーの統合は、地方及び人口密度の低い都市部にある建物でより実現可能性が高い。従って、高層ビルと比較して、戸建て住宅の場合、正味のエネルギー需要 (輸送を除く) を自ら満たすことはより容易である可能性がある (8.3.5 節)。しかし、地方または人口密度の低い都市部にある建物で取り入れるエネルギーの削減分は、輸送用のエネルギー需要の増加によって部分的に相殺されると思われる。

既築の建物の改修時の再生可能エネルギー統合の市場は、新築建物への統合と比べてまだ初期発展段階にあるが、建物の回転率が遅く、政策の焦点が既築建物に移動してきているため、近い将来、この状況も改善する可能性がある。

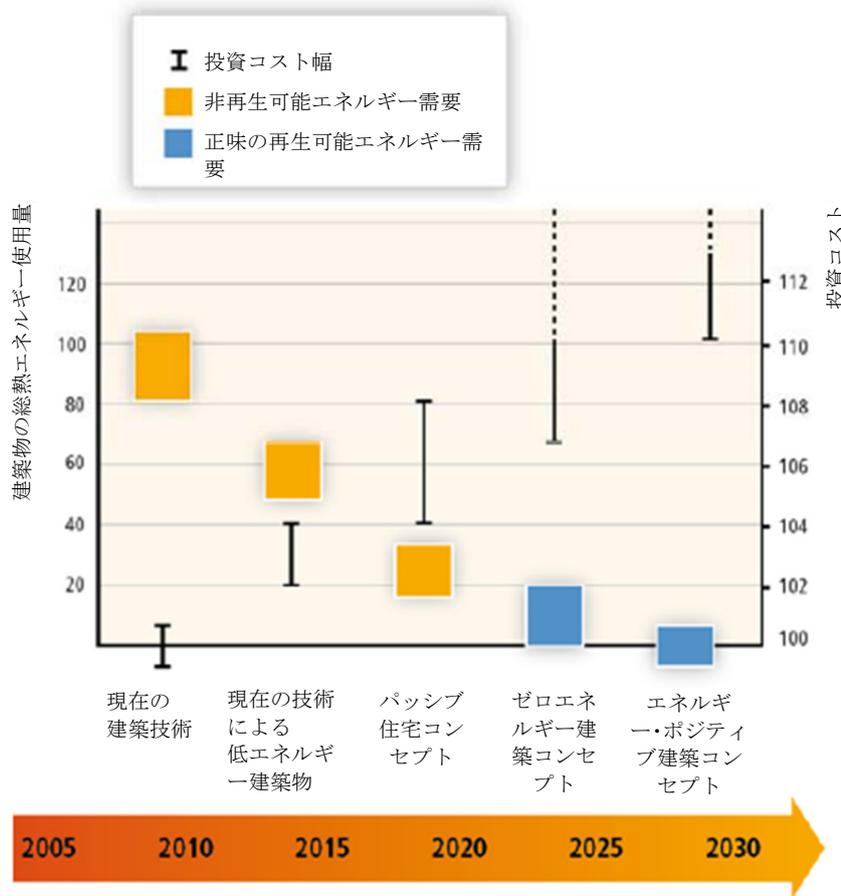


図 8.22: (フィンランドの本格実証プロジェクトに基づく) 統合再生可能エネルギーシステムを用いたエネルギー効率の高い建物の将来的な設計と比較した、熱エネルギー需要を満たす現在の建築技術の相対的パフォーマンス、及び関連投資コスト (基準年は 2005 年=100) (VTT, 2009)

開発途上国における業務用建物、都市住宅と地方の住宅における再生可能エネルギーシステム統合の可能性は大きい。現在、伝統的バイオマスの効率の悪い燃焼に依存している数百万人 (UN Energy, 2007) の将来的需要を満たす上で、小型ガス化装置、バイオガス・エンジン、エタノール・ゲル、ペレットバーナーなどの持続可能な近代的バ

イオエネルギーシステムを、効率が高く、手が届く価格で、設計が洗練され、社会的に受け入れられる家庭用機器、特に調理用ストーブと組み合わせることは非常に有効であると思われる。バイオマス資源について熟知することで、移行を促進出来る可能性がある。開発途上国の都市部と地方両方における近代的なエネルギーサービスへのアクセスの乏しさとエネルギー需要の特徴は、将来的に分散型再生可能エネルギー供給オプションを用いる可能性のある、あらゆる形の再生可能エネルギーの統合に相対的な強みを与えている。

8.3.3 産業部門

8.3.3.1 部門の状況

2008年の産業部門のエネルギー需要は、最終エネルギー消費でおよそ約98EJ(図8.2)で、世界の最終エネルギー消費の約3分の1を占めている(IEA, 2010b)。ただし、その割合は国によって大きく異なっている。産業部門は、「重工業」の大規模なエネルギー集約型の素材メーカーから「軽工業」の中小企業(SME)まで、非常に多様である。エネルギー集約型の鉄鋼、非鉄金属、化学、肥料、石油精製、鉱物、紙パルプ産業が、この部門のエネルギー使用の約85%を占めている(Bernstein et al., 2007)。これらの製品の生産は、過去30~40年で大きく増加しており、この傾向はまだ続くと予想されている。

産業部門の二酸化炭素排出源は、産業エネルギーキャリア(系統電力など)における化石燃料またはオンサイトで直接使う化石燃料(プロセス熱用の石炭など)に加え、主にセメント製造における炭酸カルシウム(CaCO_3)の脱炭酸、化学物質加工における化石燃料の非エネルギー利用、工業プロセスから生じる非化石燃料源によるものである。ほとんどの国において、二酸化炭素が産業部門の温室効果ガス総排出量の90%以上を占めており、残りはクロロフルオロカーボン類を含む様々なガスによるものである(IPCC, 2007)。2006年の産業部門による直接及び間接二酸化炭素排出量は、それぞれ7.2Gt及び3.4Gtであり、合わせると世界のエネルギー及びプロセスの二酸化炭素排出量の約40%に相当する(IEA, 2009d)。

産業部門による二酸化炭素排出量は、以下のような手段によって削減することが出来る。

- いくつかのバイオ産業で余剰な再生可能エネルギー熱・電力、バイオガスをオフサイトで販売可能にするような、特定のエネルギー利用を削減するエネルギー効率向上策
- 金属、紙パルプなどの多くの一次材におけるエネルギー集約的な初期の抽出・変換工程を不要とする物質の回収と循環
- 化石燃料の利用を削減する再生可能エネルギーの統合及び原料の代替
- 化石燃料とバイオマス燃料両方から排出した二酸化炭素の回収・貯留(CCS)。二酸化炭素回収貯留が将来のエネルギーシステムにおける温室効果ガス削減要素として実行可能になると想定すれば、加熱目的でバイオマスまたは化石燃料をオンサイトで直接消費しているような二酸化炭素を排出する産業やエネルギー集約型産業へのオプションともなり得る。

これらの措置のほとんどは、現在及び将来のエネルギーシステムへの再生可能エネルギーの統合においても重要となる。産業部門における主要な再生可能エネルギー統合には、以下の機会が含まれる(順不同)。

- オンサイトの熱及びCHP生産のためのプロセス残渣とバイオマス由来の燃料の直接利用。輸送用途にも利用されるバイオガスとその他バイオ燃料の直接的利用(8.2.3、8.3.1及び2.3.3節)
- 電熱プロセスを含む、再生可能エネルギー電力の需要の増加による間接的利用
- 液体燃料、バイオガス、熱、水素を含む、購入された再生可能エネルギーキャリアによる間接的利用(8.2.3節)
- 工業プロセスでの加熱と蒸気の需要への太陽熱エネルギーの直接的利用(3.5.3節)
- 工業プロセスでの加熱と蒸気の需要への地熱エネルギーの直接的利用(4.3.5節)

他の再生可能エネルギー源に関しては、淡水化用の海洋エネルギーなどのように特別な産業用途が見つかる可能性もある(6.3節)。産業部門で、将来的に再生可能エネルギーの直接、間接的利用を拡大するにあたり、重大な技術的制約はない。しかしながら、短期的には、統合は再生可能エネルギー技術のコスト、資本回転率、スペースの制約、高い信頼性と継続的な運転の要求といった要因に制約される。

現在の産業部門による再生可能エネルギーの直接的利用は、パルプ、紙、製糖、及びエタノール産業におけるバイオマスが主である。これらの産業では、プロセス副産物が主に工業プロセスに利用されるコジェネレーションの熱と電力の重要な供給源となっており、オフサイトに供給する可能性もある(2.1節)。そのため、産業部門は再生可能エネルギーの潜在的な使用者であるのみならず、副産物としての再生可能エネルギーの潜在的な供給者でもある。また、バイオマスは、特に開発途上国において、煉瓦製造用の木炭の使用など、多くの中小企業にとっても重要な燃料である(2.3.2節)。食品産業の嫌気性消化など、有機廃棄物及び副産物のエネルギーとしての活用に対

する関心が高まっている。バイオガス生産は、廃棄物及び排水政策によって、他の有機廃棄物処理の代替となることが多い (Lantz et al., 2007)。バイオガス・ベース産業を除き、産業部門における再生可能エネルギーに関する文献は、他の部門と比べると比較的限られている。

負荷管理の1つの形として電力ピーク負荷シフトを可能にする需要反応サービスの提供は、産業部門に対する重要な方策の1つである。これは、様々な再生可能エネルギー発電の割合の増加に伴い、将来の電力システムにおいて重要性を増す可能性が高い (8.2.1 節)。また、これによって、限界費用の高い発電に対する需要の削減、低価格の電力システム需給調整の実現、送電システムの増強投資の低減も可能になる。この考え方は、すでに多くの国において十分な予備容量やピーク電源容量を確保するために利用されており、将来的により重要になると予想されている。既存の制度では、主に計画変更、機械の停止、一時停止可能な熱エネルギーの貯蔵、冷蔵倉庫、電気ボイラーなど、負荷を比較的大きく削減出来る産業ユーザーに焦点を当ててきた。一般に工場においては、定められた規則や様々な経済的補償手段を用いて必要に応じて負荷を削減または停止させるが、これを送電システム運用者が遠隔で行う場合もある (8.2.1.3 節)。産業部門においては、需要反応による生産の縮小とプロセス用設備への障害のリスクは重要な課題であるが、産業の管理しやすい電力需要による需要反応の可能性に関する研究発表は、わずかである。フィンランドの例では、エネルギー集約型産業における需要反応のポテンシャルは 1,280MW と推定されており、総システム・ピーク需要の 9%に相当する (Torriti et al., 2010)。

8.3.3.2 エネルギー集約型産業

2006年における産業部門の二酸化炭素排出量の主な寄与は、鉄鋼 (29%)、セメント (25%)、及び化学と石油化学 (17%) である (IEA, 2009d)。パルプ・紙産業は、プロセスエネルギーに大量のバイオマスを利用するため (バイオエネルギーシステムは一般的に炭素排出量が小さい)、産業用化石燃料による二酸化炭素排出量のわずか約 2%しか占めていない。

産業部門全体として再生可能エネルギーの直接的統合を増加させる道筋は、産業によって異なる。主な選択肢は、ボイラーで使用する化石燃料の変更、有機物の含有量の高い排水からのバイオガスの生産や産業プロセスにおける石油・ガスからバイオマスへの切り替え (蒸解廃液の浸透のために酸化カルシウムを生産する石灰キルンにおけるバーク・パウダーの使用など) である。バイオマスは、ボイラー、キルン及び炉で化石燃料と共燃焼させるか、完全に化石燃料を代替することができ、またバイオ化学製品及びバイオ素材への切り替えによって石油化学物質を置き換える代替品となる。

運用の規模を考えれば、十分な量のバイオマスの供給量が制約となる可能性がある。太陽エネルギーの直接利用は、高いエネルギー需要や資源の変動性から制約を受ける可能性がある。地熱エネルギーは、高い設備利用率とエネルギー密度により産業部門での利用に適しているが、これまでエネルギー集約型産業で利用された例は少ない (Lund et al., 2010)。現在、わずか約 500MW の地熱容量 (世界の地熱エネルギーの直接利用の 2.7%相当) しか産業プロセス熱向けには利用されていない。現在活用されているのは約 12PJ/年で、用途は酪農、洗濯、革なめし、飲料、及びパルプ工場である。ニュージーランド、カウエラウの地熱プラントはノルスケ・スコグ・タスマン (Norske Skog Tasman) 社のパルプ工場に蒸気を供給しており、これは現在の世界の地熱産業熱利用の約半分を占めている (White, 2009)。地熱エネルギーは、ヒートポンプを温度を上げるために利用することで、産業プロセスのさらに大きい熱需要を満たすことが出来る。地熱エネルギー利用の可能性は大きく (4.2 節)、太陽熱エネルギーと比較して設備利用率が高いため、産業部門において魅力的な選択肢となる。しかし、これまで、コスト及び資源の場所の制約が障壁となってきた。

多くのエネルギー集約型プロセスにおいて、電力及び水素への切り替えによる間接的な再生可能エネルギー統合は重要な将来の選択肢の1つである。電力は、すでに電気化学ホール・エル法を用いたアルミニウムの生産において主要なエネルギー投入となっている。カーボン・ニュートラル発電の選択肢の多様性とその汎用性は、乾燥、加熱、加硫、融解工程における燃料の転換のための電熱プロセスが今後より重要になることを示唆している。プラズマ技術は、高温用途のための化石燃料燃焼の代替としてセ氏数千度の熱を供給出来る。電熱プロセスには、ヒートポンプ、電気ボイラー、電気オープン、抵抗加熱、電気アーク、プラズマ誘導、高周波とマイクロ波、赤外線照射と紫外線照射、及びレーザー光と電子線が関係している (EPRI, 2009)。現在、これらの技術は、明確な利点 (省エネルギー、生産性の向上、製品品質向上など) がある場合、または他に実行可能な選択肢がない場合 (電気アーク炉など) に利用されている。一般的に、化石燃料の直接燃焼は電力よりも安いいため、電力の導入は限定的であった。しかし、気候政策が炭素排出量に重点を置く場合、相対的価格は大きく変わる可能性がある。電力供給が再生可能エネルギー由来のものまたは脱炭素化されたものであったとしても、電熱プロセスは、その他の低炭素プロセス候補の組み合わせと競合する。

一般的に、エネルギー集約型産業は資本集約的であり、その結果生じる長い設備サイクルがこの部門におけるエネルギー転換の主たる障壁となる。振幅の大きい市場と利幅の小さい時期はめづらしくなく、経営側は、投資や新しい技術の導入でリスクを冒すよりも、コスト削減や設備寿命の延長に力点を置く。既存のプラントにおいて、

改修の選択肢は、スペースの制約、リスク回避、信頼性などの要件によって制約を受ける。グリーン・フィールド投資は主に開発途上国で行われているが、エネルギーと気候政策の実施は先進国ほど一般的ではない。

エネルギー集約型産業は、国際競争にさらされており、炭素リーケージのリスクが伴うため、野心的な気候政策を有する先進国において優遇されることが多く、エネルギー税と炭素税の免除または排出権取引制度における排出許可の自由な割り当てを行うことが一般的である。パルプ・紙産業などのバイオベース産業は、再生可能エネルギー政策の恩恵を受け、またこれに対応している (Ericsson et al., 2010)。炭素リーケージのリスクを削減し、技術移転及び削減措置の資金供給を促進するために、国際的な気候政策においては部門別アプローチが検討されている (Schmidt et al., 2008)。

鉄鋼：鉄鋼の生産には、鉄鉱石の還元による溶鉱炉及び酸素転炉における選鉱、コークス製造、及び鉄製造が含まれる。一次エネルギー投入は、鉄 1t 当たり 13~14GJ で、主に石炭によるものである。鉄鉱の直接還元のための天然ガスも、確立された技術である。スクラップ鉄のリサイクルのために電気アーク炉を用い、これらのエネルギー集約型の過程を避けることで、一次エネルギー使用を約 4~6GJ まで減らすことが出来る。しかし、スクラップ鉄の量は限られており、増加する(純粋な)一次鋼の需要は主に鉄鉱石からの生産を必要とする⁴⁵。様々な研究開発の取り組み(一部、再生可能エネルギー導入を伴う)は、二酸化炭素排出量の削減に焦点を当てている (Croezen and Korteland, 2010; Miwa and Okuda, 2010)。

木炭は長い間、1800年代に石炭及びコークスが取って代わるまで、鉄鋼業における主要なエネルギー源であった。伝統的な生産では、木材エネルギー含量の3分の1しか木炭に変換されておらず、残りはガスとして排出されており(2.3.2節)、これについては、効率をより高めることが可能である (Rossilo-Calle et al., 2000)。木炭は、溶鉱炉での鉄の生産における還元剤として使うことができるが、(石炭から作られる)コークスは発熱量、純度、機械的強度がより高いという利点がある。

現在、製鋼所はたいてい化石燃料や電力に完全に依存している。木炭は、ブラジルで溶鉱炉に利用されている例がいくつかあるだけで、競争力を持つことはなかった。近い将来において鉄鋼業で再生可能エネルギーの利用を増加させる選択肢としては、電気アーク炉で再生可能エネルギー電力へ切り替えること、石炭及びコークスを木炭で置き換えることなどがあり、資源及び持続可能性の制約を受ける。バイオメタンへの切り替えも選択肢の1つである。鉄の還元のための電力及び水素ベースのプロセスに関する研究は、長期的な可能性はあるが、コークス燃焼に二酸化炭素回収貯留を組み合わせた方が経済的な選択肢であると考えられている。

セメント：セメントの生産では、石灰岩の採取と破碎及び950°Cを遥かに超える温度への加熱が行われる。回転炉で炭酸カルシウムを酸化カルシウムへ分解し、セメント・クリンカーの生産過程において二酸化炭素を放出する。この反応からの二酸化炭素排出量は、セメント生産からの総排出量の半分強を占めており、残りが化石燃料の燃焼によるものである。そのため、燃料を完全に再生可能エネルギー燃料に切り替えたとしても、削減出来る排出量は全体の半分未満である。

セメント製造では、燃料の種類とは特に関係なく、材料を加熱するための十分な火炎温度が必要となる。使用済みタイヤ、木材、プラスチックを含む様々な種類の廃棄物が、すでにセメント・キルンで混合燃焼されている例がある。様々なバイオマス由来燃料も化石燃料の代替として利用出来る。炭酸塩ベース原料からの二酸化炭素排出量を大きく減らすには、その回収貯留が不可欠であるが、非炭酸塩ベースの原料使用によって排出量が減少する可能性もある (Phair, 2006)。

化学及び石油化学：この部門は大規模かつ非常に多様である。オレフィンと芳香族、メタノール、アンモニアの大量生産が部門エネルギー利用の70%以上を占めている (EA, 2008c)。化学物質の構成要素となる主要な原料は、エネルギー源としても消費される石油、天然ガス、及び石炭である (Ren and Patel, 2009)。エタノール、メタノールなどの化学物質は、様々な製品において、燃料及び基礎化学品として使われる。

水蒸気分解は、オレフィン及び芳香族の生産における重要なプロセス・ステップである。様々なバイオマス燃料や廃棄物の燃焼を、蒸気生産に利用出来る可能性がある。多くのメタノール生産では天然ガスが主に利用されているが、バイオマスから、または再生可能な生産法による水素と二酸化炭素を反応させることで生産出来る可能性もある。

化学部門における再生可能エネルギー原料への移行の余地は大きい (Hatti-Kaul et al., 2007)。石油系原料に移行する前は、人工の化学物質の多くが、基礎化学品としてエタノールなどを用いてバイオマスから作られていた。このようなバイオ化学製品への回帰には、4つの原則的アプローチが必要となる。

- 発酵、酵素的変換などの産業バイオ技術プロセスを用いて変換された原料 (2.3.3.3節)

⁴⁵ (訳注) 合金などに使用するためには、不純物を含まない鉄を鉄鉱石から生産することが現状の技術では必要である。

- メタノールを含む一定の範囲の化学物質の生産のためのバイオマスの熱化学変換 (2.3.3.1 節)
- 様々な方法で抽出された天然高分子やその他の化合物
- 非食料生産用のための作物の改良に使用されるグリーン・バイオテクノロジーと植物育種

肥料産業において、アンモニア生産は高圧力下での水素と窒素の反応を含むエネルギー集約型プロセスである。農業における肥料消費に伴うエネルギーの使用 (8.3.4 節) は、世界の一次エネルギー需要の約 1% を占める (Ramirez and Worrell, 2006)。窒素は空気中から得られ、水素は一般的に天然ガスからであるが、石炭ガス化、精油所ガス、重油製品からも得られる。アンモニア生産には二酸化炭素が多い流れがあり、二酸化炭素回収貯留が有効である。再生可能エネルギー源からの水素の利用、生物窒素固定を含むその他の窒素固定プロセスも可能性がある (Ahlgren et al., 2008)。

林産物：森林収穫作業と、製材工場、紙パルプ工場、木材加工工場への丸太の輸送では、大量の木質バイオマスを取り扱う。このバリューチェーンからの残渣及び副産物は、内部での使用と外部へ供給するエネルギーとして使用出来る。たとえば、丸太から取られた樹皮部分はボイラーで燃焼可能である。圧力が十分高い蒸気を生産し、オンサイトでの CHP で近代的パルプ工場の蒸気及び電力需要のすべてを賄えることが多い。副産物としてのバイオマスを熱と電力のオンサイトでの生産に利用することで、林業の温室効果ガス原単位を比較的強く抑えることが出来る。

多くのパルプ化工程があるが、そのうち機械的工程と化学的工程が主である。電力集約型の機械式パルプ化工程では、樹皮剥ぎとチップ化の後、木質チップは大型のグラインダーで加工されて、ほぼすべての繊維が最終的にパルプになり、新聞印刷用紙などの紙の生産に使用される。熱は、機械式パルプ化工程から回収され、生産された蒸気は紙の乾燥及びその他のプロセスに利用される。化学パルプ化工程は、強く高品質な繊維の生産に利用され、化学蒸解プロセスにおけるリグニンの溶解が含まれる。リグニンを主とする木材の約半分は、最終的に蒸発器内で濃縮されるパルプ廃液になる。この廃液は「黒液」と呼ばれ、薬品回収ボイラーで燃焼することが出来る。化学パルプ化工程における伝統的回収ボイラーから黒液ガス化への変更は、エネルギー回収の効率を向上させ、燃料生産に利用される合成ガスを用いた CHP システムにより電力熱比率を高めることが出来る (以下のケーススタディを参照)。エネルギー最終消費効率の継続的な改善、ボイラーの蒸気圧の増加、及び凝縮蒸気タービンの使用によって、紙パルプ産業における外部からのエネルギー購入量を削減でき、また生産された熱と電力の一部を副産物として売ることが出来る (Axegård et al., 2002)。

ケーススタディ：バイオ DME 生産のための黒液ガス化

薬品回収ボイラーにおける黒液からの温熱生産の代替手法として、黒液のガス化は 20 年以上研究開発されてきており、いくつかのパイロットプラントで実証されている技術である (Kåberger and Kusar, 2008)。生産される合成ガス (主に一酸化炭素及び水素) は、複合サイクル発電、CHP プラントまたはフィッシャー・トロプシュ法などによるバイオ燃料の生産において、非常に高い効率で利用出来る (8.2.4 節)。DME (ジメチルエーテル) の生産のための加圧ガス化を実証する最初のパイロット・プラントは、約 4t/日の定格容量で、2010 年 9 月にスウェーデン、ピテで運用開始された。提携企業は Chemrec、Haldor Topsoe、ボルボ、Preem、Total、Delphi、及び ETC であり、スウェーデン政府及び欧州委員会の財政支援を受けている。固体バイオマスのガス化と比較して、加圧ガス化装置への注入が容易なことは黒液の利点の 1 つである。全体のプラント・エネルギー・バランス及び配置にもよるが、プロセス統合の利点やエネルギー効率の大幅な向上の可能性がある場合が多い。パルプ・紙の製造プロセスのエネルギー需要を満たすために、液体または気体バイオ燃料生産 (ジメチルエーテル含む) のために取り出すエネルギーを低品質バイオマスをを用いて補うことができる。このプロジェクトではジメチルエーテル生産に加え、バイオ・ジメチルエーテルの実効性を評価するためのジメチルエーテル燃料の 4 か所の補給所及び 14 台の HDV トラックも含まれている。

8.3.3.3 エネルギー集約度が比較的低い産業及び企業

非エネルギー集約型産業は、数こそ多いものの、エネルギー利用全体に占める割合はエネルギー集約型産業よりも小さい。しかし、より柔軟性が高く、再生可能エネルギーの統合の余地も大きい。この種類の産業には、食品加工、繊維、家庭用電化製品とエレクトロニクス製造、自動車組立工場、木材加工などが含まれる。これらの「軽」工業におけるエネルギー需要の大部分は、照明、室内暖冷房・換気、オフィス設備などの業務用建物におけるエネルギー利用と同様である。これらのほとんどの産業用加熱冷却需要は中程度の温度に対するものであり、太陽熱エネルギー、地熱エネルギー、吸収式冷凍機を用いた太陽熱冷却システムの利用を推進することが出来る (IEA, 2007c; Schnitzer et al., 2007)。2007 年には世界で約 150GW の太陽熱集熱器容量が稼働していたが、産業用途で利用されていたのは 1% 未満である (IEA-SHC, 2010)。その理由として、コスト以外に、日射の変動により産業プロセスの信頼性が不足することが挙げられるが、今後、集光型太陽熱システム向けを含む蓄熱技術 (3.2 節) により、問題を克服出来る可能性もある。

典型的なプロセス・エネルギーの使用目的は、低温及び中温加熱、調理、冷却、洗浄、給水ポンプと空気処理、塗装、乾燥と脱水、加硫、破碎、予熱、濃縮、低温殺菌と殺菌、及び、いくつかの化学反応である。さらに、様々な機械作業で、工具及びその他の設備への動力供給に電気モーターや圧縮空気が利用される。プラントの規模は、零細企業から大規模な組み立てプラントや加工工場まで様々である。

多くの企業が、プロセス用に 50~120°C の温度の温水及び蒸気を利用している (図 8.23)。化石燃料が使われる場合、熱を供給する設備はたいてい 120~180°C の温度で稼働する。これは、この高いプロセス熱温度によって、使用する熱交換機と加熱ネットワークの面積を小さく出来るためである。太陽熱エネルギー利用の可能性は、システム全体を最適化するための、より低温での運転を行うエンジニアリングデザインにかかっている。80°C 未満の温度であれば太陽熱集熱器は市場に出回っているが、250°C 以下の温度を必要とする用途の実例になると限定的になる (Schnitzer et al., 2007)。そのような高温に対しても、ヒートポンプや、場所の条件が整えば集光型太陽熱システムを用いることで実現可能である。

産業用電気技術は、電力を用いることによって石炭及びガスによる一次熱エネルギーを削減することが出来る。再生可能エネルギー資源からの電力により化石燃料からの熱生成を代替すれば、一次エネルギーを節減できなくとも産業の二酸化炭素排出量は削減出来る。例としては、蒸発の熱プロセスの代替手段としての凍結濃縮、乾燥用誘電加熱 (高周波及びマイクロ波加熱)、重合、溶液塗装や従来の対流式オープン代替手段としての赤外線オープンによる定着を用いた紛体塗装などがある (Eurelectric, 2004)。その他の電力化の利点としては、プロセス起動の高速化、プロセス制御の改善、生産性の向上などがある (EPRI, 2009)。高品質 (高エクセルギー) な電力は低品質 (低エクセルギー) の熱利用に使用すべきではないという従来の考え方は、電力システムの脱炭素化が達成されれば⁴⁶、将来的に覆る可能性がある。

開発途上国の中小企業の多くは、ナッツ類、コーヒー、ココナッツ、イネなどからの皮、藁、及び殻の形で大量の作物残渣を熱と電力を生産する目的で使用している。これらの残渣はコストが低く、その他の地方産業に熱を供給するための燃料として、薪及び木炭と共に使用されることが多い。一部の食品及び繊維加工産業では、有機含量の高い廃水もバイオガス生産に利用されているが、現状、それらの資源はあまり有効活用されていない。

先進国では、廃棄物政策が、エネルギー目的でのバイオマス残渣の利用増加の重要な要因となっている。食品及び繊維加工産業において、バイオエネルギーは最も一般的であり (林産物に関しては 8.3.3.4 節参照)、オンサイトのバイオマス残渣が内部のエネルギー供給に広く利用され、または他の場所での利用のためにエネルギーが搬出されており、これにより廃棄物処理の問題を解決することができる。たとえば、ブラジルの砂糖及びエタノール工場は、バガス残渣から熱と電力を生産し、余剰の電力を送電系統に売っている (以下のケーススタディを参照)。廃熱は、他の産業や地域暖房システムで利用出来る (8.2.2 節)。暖房温室や養魚業が低位熱の利用者となる可能性もある。

産業生態学及び産業共生は、エネルギー、水、副産物などの企業間での交換を指す比較的新しいコンセプトであるが、現象としては新しいものではない。スウェーデンの林業では、そのような企業間での交換が数例見られるが、多くはグループ企業間でのものである (Wolf and Petersson, 2007)。そのような革新的な手法における再生可能エネルギーの間接利用の増加の可能性を推定することは難しい。

農産物とその他の生産物の脱水は、太陽エネルギーの重要な用途の 1 つである。多くの開発途上国で、野外での伝統的な脱水法は、食品汚染、栄養劣化、大きな製品損失につながる可能性がある。そうした中で、製品の品質を改善し、乾燥時間を短縮する太陽熱乾燥機技術が実証されている。例としては、トウガラシ用の太陽熱トンネル乾燥機 (Hossain and Bala, 2007) 及びパイナップル用の熱貯蔵、バイオマス・バックアップ・ヒーター付きの太陽熱乾燥機 (Madhlopa and Ngwalo, 2007) などがある。

重工業と軽工業両方において再生可能エネルギーの直接利用を増加させる可能性は、この部門の複雑性、多様性、それぞれの場所の地理的及び気候条件が異なることから、一般的にあまり理解されていない。総合的な削減及び一般的な再生可能エネルギー統合のコストも、同様の理由により想定が難しい。

化石燃料の価格は比較的低く、産業部門に対するエネルギー税や炭素税が低いかまたは無いため、産業部門における再生可能エネルギーの直接的利用は、現在、化石燃料との競争に不利な状態にある。化石燃料の代替となるバイオマスベース産業におけるプロセス残渣の活用の改善は、特にバイオマス残渣廃棄コスト低減があれば、短期的な機会となる。太陽熱技術は有望であるが、集熱器、熱貯蔵、需給調整システム、プロセスの適応と統合のさらなる発展が必要である。地熱の直接利用は、産業熱需要が隣接する場所では、すでに活用されている。最終消費の場所におけるクリーンかつ利便性の高い電力、天然ガスなどのエネルギーキャリアの利用を増加させることが、産業部門における一般的な傾向である。そのため、再生可能エネルギー源から作られた電気を伴う電気技術による再生可能エネルギーの間接的な統合は、短期的にも長期的にも大きな影響を与える可能性がある。様々な国における再生

⁴⁶ (訳注) それによる効用が大きい場合、プロセス全体の二酸化炭素排出量を削減できる場合もある。

可能エネルギー支援政策は、産業よりもエネルギー、輸送、及び民生部門を重視する傾向にある。その結果、産業部門の再生可能エネルギーの利用可能性は比較的分かっている部分が多い。

ケーススタディ

製糖産業及び CHP：送電系統へのアクセスに制約があり、電力の独占買い取り者及び独立系発電事業者によって電力価格が低く抑えられることで、産業側が CHP による全体のエネルギー効率と電力熱比率を増加させるインセンティブが損なわれている。たとえば、砂糖及び砂糖/エタノール工場におけるプロセス電力消費は、一般的に生のサトウキビ 1 トン当たり 20~30kWh (72~108MJ) である。製糖所のほとんどは、効率の悪い低圧ボイラーの燃料として主にバガスを使用し、熱と電力をこれに対し、自給自足出来るよう設計されている。残渣回収率の増加及び高圧ボイラーと濃縮復水蒸気タービンの導入により、100kWh/t (360MJ/t) 以上の電力を外部利用のために生産することが出来る。ブラジルの発電は、2005 年のサトウキビ 1t 当たり平均 9kWh (32MJ/t) から 2020 年には 1t 当たり 135kWh (486MJ/t) まで増加すると予想されている (Macedo et al., 2008)。しかし、砂糖/エタノール工場によって、産業においてははるかに高いレベルのエネルギー用バイオマスを統合する機会がある。サトウキビの梢頭部と葉は、通常、収穫前に燃やされるか収穫後その場に残される。これらを収集し工場に運べば、外部利用向け電力ポテンシャルは 150kWh/t (540MJ/t) 以上まで増える可能性がある。ガス化技術と複合サイクル電源または超臨界蒸気サイクルを用いることで、さらに 300kWh/t (1,080MJ/t) まで増える可能性もある (Larson et al., 2001)。砂糖/エタノール工場における原料の物流とバイオマス残渣の活用を統合することで、残渣を別々に処理、及び変換する場合よりも大きいコストやその他の面でのメリットを得ることが出来る。

産業部門向けの太陽熱産業プロセス熱：太陽熱エネルギーは、多くの産業プロセスに適している。2003 年のヨーロッパにおける正味の産業熱需要は 8.7EJ、電力需要は 4.4EJ と推定されている (Werner, 2006b)。低温、中温、高温の熱需要について、2003 年の EU25 各国、加盟候補国 4 各国、及び欧州自由貿易連合加盟国 3 各国の一部の産業に関する推定結果を図 8.23 に示す。産業プロセス熱は、この部門による一次エネルギー消費の約 28%を占めており、この半分以上を占める 400°C未満の温度に対する熱需要は太陽熱エネルギーの利用に適していると考えられる (Vannoni et al., 2008)。

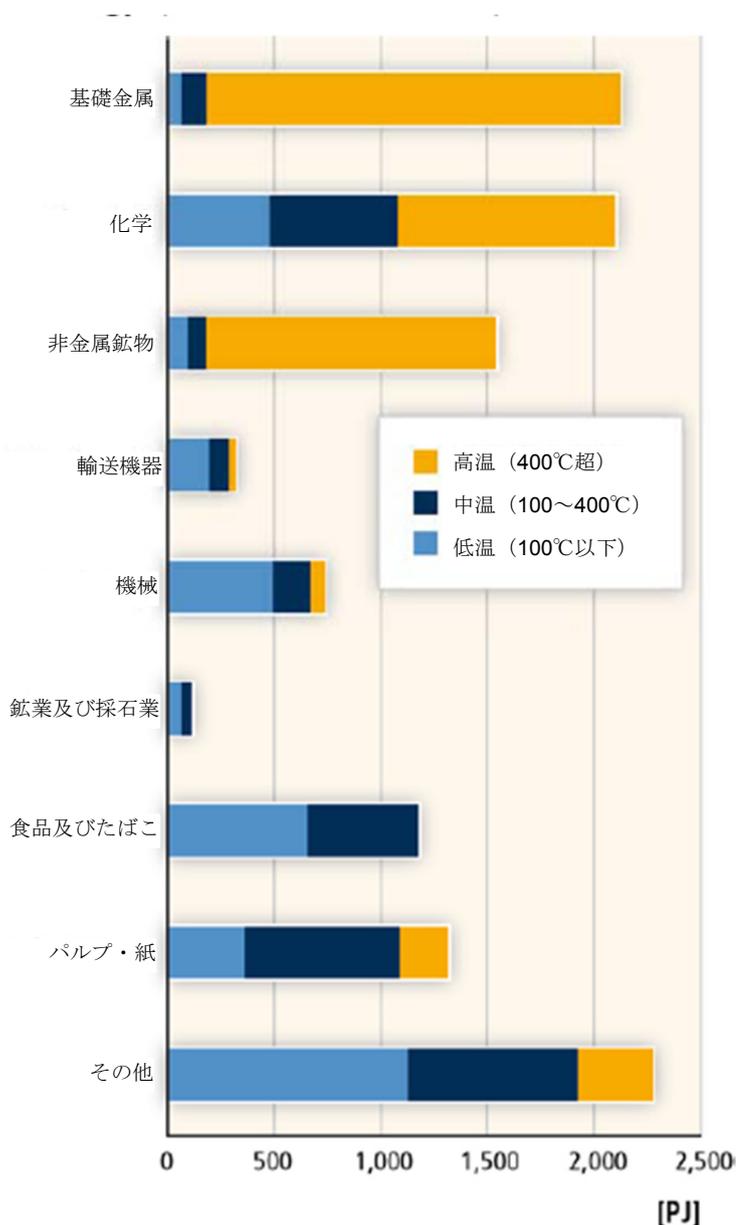


図 8.23: ヨーロッパ 32 か国における温度水準・製造部門ごとの産業向け熱需要 (Werner, 2006b)

注: データはドイツの産業部門の実績から作成され、IEA エネルギー・データベースにより対象の領域に適用されたもの

集熱器から直接プロセス蒸気を作ることが出来る集光型太陽熱システムなどの太陽熱エネルギー技術は、産業熱の供給に利用出来る。ドイツ、エナペータールで 2010 年にパイロットプラントが稼働開始された。この「P3 プロジェクト」によって、小規模な面積 100m² のパラボラ・トラフ集熱器からの直接生成される蒸気が産業用途に適している可能性があることが実証された (Hennecke et al., 2008; Krüger et al., 2009)。2008 年に食品加工会社のフリトレーが、プロセス蒸気を生産し、ガス消費及びそれに伴う二酸化炭素排出量の削減のためにカルフォルニア州、モデストにあるプラントで行った約 5,000m² の太陽熱集熱器の導入は、太陽熱利用の例の 1 つである (Krüger et al., 2008)。

8.3.4 農林水産業 (一次生産)

8.3.4.1 部門の状況

農林水産部門のエネルギー需要が最終エネルギー消費に占める割合は、OECD 諸国では約 5%、世界全体では 3% である (図 8.2)。土地利用の変化を除けば、現在の農林水産部門はメタンと亜酸化窒素を含む温室効果ガス総排出量の約 15% を占めている (IPCC, 2007)。エネルギー供給者または利用者としての農林水産部門への再生可能エネルギーの統合は、中規模 (バイオエネルギー・CHP プラント、ミニ水力発電など) 及び小規模 (バイオガス・プラント、風力水ポンプなど) 両方を含む多くの例にみられるように成功を収めてきた。

エネルギー投入と作物収穫量、持続可能な農法（耕作及び肥料の方法を含む）、水利用、土地利用変化、生物多様性、景観と観光、及び土壌炭素収支の間には複雑な関係が存在している。気候、土壌、及び土地管理によって、大きな地域差が発生する（IPCC, 2007）。

低エネルギー投入型の零細農業及び漁業は、主に人力及び畜力に依存しており、伝統的バイオマスも乾燥及び加熱用途に利用されている（2.4.2 節）。集約型の工業的農業、林業、漁業生産は、大きなエネルギー投入に依存しており、その一般的な供給源は化石燃料である。これらは、加熱、乾燥、ボート、トラクター、及び機械の動力供給のために直接燃焼するか、肥料及び農薬の製造（8.3.3 節）、動物飼料の生産と購入する動物飼料の輸送、建物やフェンスの建設、給水ポンプ、照明、冷却、及び固定設備の駆動用の発電に間接的に利用される。企業の種別によって異なるが、一般的に、農園での直接的利用では、間接エネルギー投入の2倍のエネルギーが使用される（Schnepf, 2006）。エネルギー効率向上策は実施されており、綿密に農業へ応用する方法やエネルギー集約度が低い有機農業システムも用いると、将来的には肥料や農薬の使用量が削減される可能性もある。

エネルギー投入と出力の比は、製品やシステムによって異なる。たとえば、ジャガイモ栽培の総エネルギー投入は、収穫される作物の食物エネルギー出力値を超える可能性がある（結果として比は負になる）（Haj Seyed Hadi, 2006）。エネルギー比は、それぞれの農園管理システム、エネルギー分析における境界、その他の想定に依存する。そのため、ジャガイモに関して言えば、正のエネルギー比も報告されている（Mohammadi et al., 2008）。

農林水産部門は、再生可能エネルギーのエネルギー利用者と供給者という二重の役割を果たす可能性がある（表 8.5）⁴⁷。多くの場合、土地所有者は、風力、バイオマス、太陽放射、河川及び小川の位置及び運動エネルギーなどの地域の再生可能エネルギー資源をすぐ利用出来る状態にある。食料、繊維、動物飼料、バイオ燃料用エネルギー作物、レクリエーション、生物多様性、保安林など、土地利用にに対する競争は増えており、厳重な管理に置かれつつある（GMF, 2008; Fritsche et al., 2010）。

⁴⁷ 本節が取り上げているのは、農園の門までの収穫及び収穫後の作業を含む農園内及び森林内の生産及び加工活動のみである点に注意。食品及び繊維加工作業については、8.3.3 節で扱っている。

表 8.5: 工業規模企業による農林水産部門は、様々な水準のエネルギー使用度基準（生産単位当たりの入力（GJ）、または土地（ha）当たりの GJ）で直接エネルギー投入を必要とする。このエネルギー投入は、農園外から購入して取り入れるか、利益が獲得できるような余剰再生可能エネルギー源をベースにするエネルギーキャリアを提示できるような農園内の再生可能エネルギーシステムの生産によって得られる。

事業の種別	直接エネルギー投入	エネルギー使用度基準	潜在的再生可能エネルギーキャリア	エネルギー移出可能性
酪農業	搾乳施設、水及び糞尿のくみ上げ、冷蔵用の電力 トラクター用のディーゼル 灌漑用のディーゼルまたは電力	高 中 揚水灌漑は高	バイオガス用の糞尿 牛乳冷却からの熱 温水用の太陽熱 太陽光発電（PV）の電力	CHP（コジェネレーション）用のバイオガス ここで挙げた陸上の事業のほとんどにおいて太陽熱または電力が利用可能であるが、費用対効果は高くない。
牧畜 （羊、牛、鹿、山羊、ラマなど）	剪毛用の電力 農園機械類用のディーゼル	極めて低いが、土地が灌漑される場合には高くなる。 低（または中（牧草地の一部が保存される場合））	条件の良い丘の場合は風力 小川からの水力 建物設置の太陽熱システム バイオガス用の緑色作物	風力 水力 CHP 用のバイオガス
集約家畜生産	照明、冷房、給水ポンプ、清掃用の電力 トラクター用のディーゼル	屋内に収容する場合は高 主に屋外に放つ場合は低～中 飼料の収穫は高	バイオガス用の糞尿 家禽敷料の燃焼 建物設置の太陽熱システム	CHP 用のバイオガス イギリス及びアメリカで稼働中のいくつかの MW 級電源
耕地（小麦、トウモロコシ、菜種、パームオイル、綿、サトウキビ、米など）	トラクター用のディーゼル燃料 貯蔵設備、コンベヤ・モーター、灌漑用の電力 乾燥用のガスまたは液化石油ガス	機械類は高 天水の場合は中 灌漑する場合は高 低、季節により変動	熱、電力（バイオ燃料の場合もある）用の作物残渣 エネルギー作物 条件により風力及び水力	エネルギー利用目的の作物の場合は高 風力も可能であるが、作物は丘の少ない土地での栽培に限る。
野菜（大規模） （ジャガイモ、玉葱、人参など）	トラクター用のディーゼル燃料 等級付け、運搬、灌漑、冷却用の電力	機械類は高 土地が灌漑されている場合及び収穫後の冷蔵庫がある場合は高	燃焼用の乾燥残渣 バイオガス用の液状残渣	主にオンサイト利用に限定される。
市場向け菜園野菜（小規模） （広範囲の作物）	機械類用のディーゼル 洗浄、等級付け用の電力	中 収穫後は低 冷蔵される場合は中	バイオガス用の残渣や不適格品（ただし、オンサイト利用においても資源量が小さすぎ、季節変動も大きすぎる）	低
苗床作付	機械類用のディーゼル 保護された温室がある場合は高	低 中	燃焼用の残渣及び不適格品	低
温室作物生産	換気、照明用の電力 暖房用のガス、石油、またはバイオマス	暖房中は高 暖房しない場合は中	少量の燃焼用の残渣及び不適格品	低
果樹園 （ピップ・フルーツ、バナナ、	機械類用のディーゼル 等級付け、細流灌漑、冷蔵など	中 灌漑された場合及び収穫後貯蔵	熱用の剪定残渣の燃焼 バイオガスまたは CHP 用の傷物	低

事業の種別	直接エネルギー投入	エネルギー使用度基準	潜在的再生可能エネルギーキャリア	エネルギー移出可能性
パイナップル、オリーブなど)	に使う電力	は中	の果物、房、及び残渣	
森林植林 (ユーカリ、トウヒ、松、パームオイルなど)	植林、剪定、及び収穫用のディーゼル	低	森林残渣 短期循環森林作物 使用後のアブラヤシの房	高—CHP (バイオ燃料の場合もある) 用の大量のバイオマス
漁業—大規模な沖合でのトローリング	船舶用ディーゼル/燃料油 冷蔵用の電力	高 中	海に投棄される不適格品の魚	なし
養魚場—沿岸または地上	ボート用のディーゼル 冷蔵用の電力	低。沖合の設備の場合は中 中	バイオガス及び油用の魚廃棄物 海洋エネルギー	低 将来的に可能性のある海洋エネルギーからの電力
漁業—小規模な沿岸のボート	ディーゼル/ガソリン 氷または冷蔵用の電力	低 低	バイオガス及び油用の魚廃棄物	低

小麦、米、トウモロコシなどの食品及びバイオ燃料用のエネルギー作物を栽培して輸出するために、国外の政府による土地投資が行われている例がある (Von Braun and Meizen-Dick, 2009)。既存の地方コミュニティの搾取の可能性が問題となっているが (WWICS, 2010)、ガーナに投資している砂糖エタノール会社に見られるように、土地利用と再生可能エネルギーの統合の利点が公平に共有されれば、便益も期待できる (Sims, 2008)。バイオマスの持続可能な生産 (2.5 節) と同様に、国家貿易政策に従い便益を共有し、自営農園単位での慣習権を尊重する倫理規定の作成が検討されている (UN Energy, 2007)。

8.3.4.2 状況及び戦略

農林水産部門の土地利用との再生可能エネルギーの統合は確立されている。たとえば、牧草地及び耕作地に建設された風車によって、土地所有者は収益を増やすことが出来る。これは、連絡道路、風車の基礎、管理センターの建物には、農業生産用地の土地面積からわずかに 2~5% を充てるだけで足りるためである (7.6.3 節)。小規模水力発電及びミニ水力発電にも、同様の機会が存在する。古い水力製粉工場の建設地の多くは、貯水池式小規模水力発電に利用出来る可能性がある (5.3.1 節)。低落差タービンは、灌漑ポンプに動力を供給する緩勾配配水経路に用いるために開発されてきた (EECA, 2008)。太陽光発電 (PV) システムは給水ポンプと統合され、太陽熱システムは給湯と作物乾燥に広く利用されている。空調、冷蔵、製氷、及び生鮮製品の収穫後冷蔵のための太陽熱吸収技術は、まだ開発段階である (Fan et al., 2007)。地熱は、温室の暖房、果物及び野菜の乾燥、様々な厩舎の暖房、木材の乾燥、及び魚とエビの養殖用の水の加熱など、様々な用途で利用されてきた (J. Lund, 2005)。

森林及び農園で生産されるバイオマス資源は、一般的に地域の農業とへき地のコミュニティの熱エネルギー需要を満たしていたが、大規模なプロジェクトの開発が課題となりつつあり、一部の土地ではバイオマス中の栄養の潜在的な損失が制約となる可能性がある (IEA, 2007a)。熱分解を通じたバイオ炭の生産と同様、燃焼後の灰を栄養の一部として土地に返すことも有効であり、適切に管理すればそれを土壌に取り込んで生産性を向上させ、大気中の炭素濃度も削減出来る (8.3.4.4 節)。

作物または森林残渣は、一次産品 (穀物または木材) の収穫後に別の作業として収集・輸送するか、すべての産物の収穫作業として統合される (Heikkillä et al., 2006)。一部の国における電力産業の民営化により、砂糖、米、及び木材加工プラントの所有者は、より効率の良い CHP プラントに投資出来るようになった。その CHP プラントは、外部利用向けに余剰電力を生産し (8.3.3 節)、バイオマスが乾燥していて効率的に燃焼され、石炭を代替する場合、地方の大気汚染を削減することも出来る (Shanmukharadhya and Sudhakar, 2007)。

動物糞尿、魚、食品、繊維加工廃棄物、及びモロコシ、トウモロコシなどの緑色作物の嫌気性消化は広く認知されたバイオガス生産技術である (2.3.3 節)。ガス貯蔵は技術的には可能でもコストが高いため、供給と需要を一致させる必要がある (8.2.3 節)。無臭消化固体残渣は、土壌改良や栄養補充に利用出来る。熱供給のためのバイオガスの農園内直接燃焼は広く行われている。また、バイオガスはバイオメタンへの改質 (8.2.3 節) 後、圧縮天然ガスと同様、コージェネレーション用の固定ガスエンジンまたは輸送にも利用出来る (8.3.1 節)。

8.3.4.3 再生可能エネルギー統合及び適応の道筋

食品及び繊維産品を生産する農地や林地の多くは、同時に再生可能エネルギーの供給にも利用することができ、それは多くの場合、事業運営のために購入しているエネルギー投入を代替する熱・電力となる (表 8.5)。バイオ燃料やバイオガスも農園内で生産し、オンサイトで直接利用されるか (8.2.3 節)、市場で販売される。地方の土地と河川における再生可能エネルギー発電は、地方の電化、より安全なエネルギー供給、需要負荷が増加している地域における高コストの送電系統増強の回避などを目的に促進することができる (8.2.1 節)。

バイオマスを含む農林水産部門の一次生産品の需要の増加に対応するために、管理の改善と、より収穫量の多い品種の選択によって、既存の耕作地、牧草地、植林森林地の生産性を向上させることは 1 つの選択肢となる (畜産物の消費を抑えるように食事内容を変えることもまた 1 つの選択肢である)。世界の主要生産物の平均収穫量は、過去数十年間にわたって増加し続けてきた (図 8.24)。この傾向は、今後数十年は続く可能性があり、遺伝子組み換え作物がプラスの影響を与えていると考えられる。逆に、異常気象の発生頻度の上昇を含む気候変動の変化が、予想される技術進歩による生産性向上を部分的に相殺する可能性がある (Lobell and Field, 2007)。

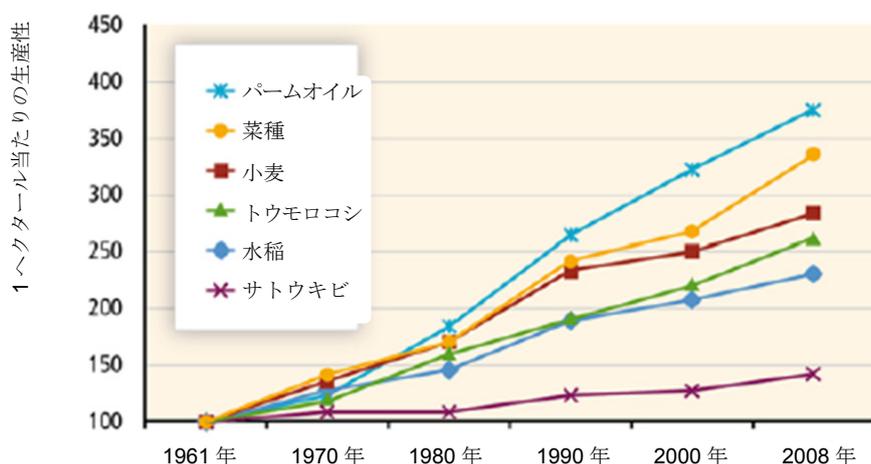


図 8.24: 基準年の 1961 年（100 で示す）の平均収穫量と比較した、過去数十年における世界の主要作物に関する 1 ヘクタール当たりの生産性の増加（FAO（2009）のデータに基づく）

農林水産部門は、外部からのエネルギー依存度の低減、再生可能エネルギー源の本来の資源量にもとづくより良い利用へ向け、徐々に移行してきている。農業とエネルギー目的の土地利用の統合は進んでいるが、地方における再生可能エネルギー導入の拡大には、高い資本コスト、利用可能な資金の不足、エネルギー需要地からの遠さ（電力及びガス導管網へのアクセス含む）、土地利用における競合、輸送の制約、限定的な水供給、土地所有者及び管理者の技術や知識の不足などが障壁である。

8.3.4.4 農業における再生可能エネルギーの将来的動向

小規模再生可能エネルギー技術に基づく分散型エネルギーシステム（IEA, 2009b）は、へき地において高いポテンシャルを有する。この考え方は、電力サービスがまだ利用できない開発途上国のへき地コミュニティにおけるミニ送電系統（8.2.1 節）の構築に応用される場合もある。

農業部門における将来の機会に、「バイオ炭」という土壤中の炭素隔離の考え方がある（Lehmann, 2007; Woolf et al., 2010）。持続可能な生産によるバイオマスを、制御された酸素燃焼を用いてガス化または熱分解すると炭化物ができ、耕地土壌への混入によって将来の植物成長を促進し大気中の二酸化炭素が減少するとされている（Verheijen et al., 2010）。バイオ炭の特性はバイオマスによって異なり、様々な作物や土壌のタイプによって生産性が異なる可能性がある。そして、様々な種類のバイオ炭に対し、その正味のエネルギーと栄養の収支バランスに取り組むためには、更なる研究開発が必要である。

ケーススタディ: へき地コミュニティにおける分散型再生可能エネルギー発電

ニュージーランド トタラ・バレー（Totara Valley）の小コミュニティは、地元の再生可能エネルギー資源を地域の熱と電力の需要へ活用し、収益及び社会的便益を生むことを示す好例である。ここでは近隣の水力発電ポテンシャル、風速、及び日射を観測することで、季節や日による変化を示し、電力需要と一致させるための手法を開発した（Murray, 2005）（図 8.25）。電力会社や配電会社は、そのような計画に強い商業的関心を持ち、共同事業者となり余剰電力を売買するだけでなく、土地所有者への再生可能エネルギー設備の販売、借り上げ、または貸し出しを行った（Jayamaha, 2003）。

トタラ・バレーの小規模実証プロジェクトは、一部の住宅に設置した太陽光発電（PV）、太陽熱パネル、ヒートポンプ、バイオディーゼル発電装置、1kW ペルトン水力タービン、及び 2.2kW 風車（平均風速及び負荷への近さから選択された丘に設置）で構成されている。丘とコミュニティの建築物を連系する 1.5km の銅ケーブルの設置には 13,000US ドルのコストがかかると推定されているため、代わりに風車を用いて隣接する電解槽に動力供給を行っている（Sudol, 2009）。生産された水素は、農舎に設置されている燃料電池につながる地下アルカテン・パイプに運ばれる。パイプ内での貯蔵及び輸送損失は、水素生産全体の約 1%に過ぎない（Gardiner et al., 2008）。水素システムの全体効率は低いが、コミュニティ・システムのエネルギー貯蔵としても機能するため、効率の低さの一部は相殺される。実証では、農業コミュニティにおける既存の熱電供給システムと再生可能エネルギー技術の組み合わせの統合は実行可能あることと同時に、場所ごとに異なるオプションの経済的評価を行うべきことも示された。

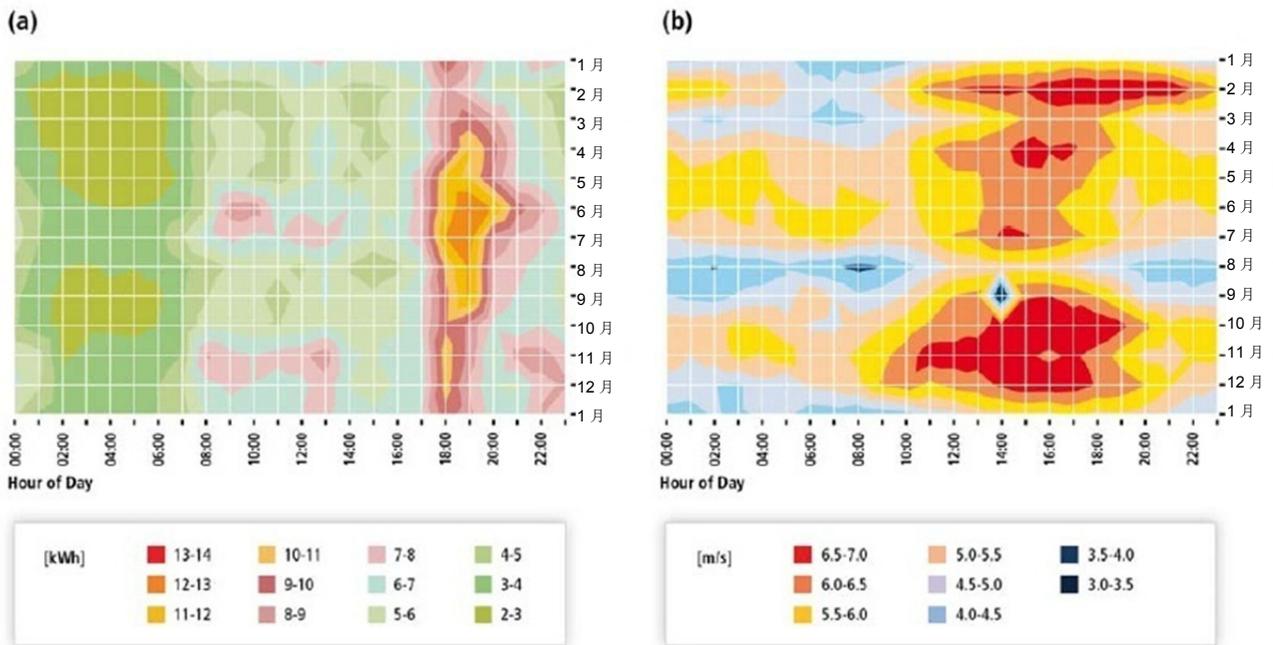


図 8.25: (a) トタラ・バレーコミュニティの季節別及び日内の平均電力需要 (30 分間当たりの kWh 消費) と (b) 夜間及び冬季のピーク需要と風力電力供給の一致度を示す年間及び日内の風データ (Murray, 2005)

REFERENCES

- Abdelkader, S., S. Abbott, J. Fu, L. McClean, D. Flynn, B. Fox, and L. Bryans (2009).** Dynamic monitoring of overhead line ratings in wind intensive areas. In: *European Wind Energy Conference (EWEC)*, Marseille, France, 16-19 March 2009.
- Achilles, S., S. Schramm, and J. Bebic (2008).** *Transmission System Performance Analysis for High-Penetration Photovoltaics, Subcontract Report*. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, 77 pp.
- Ackermann, T., G. Ancell, L.D. Borup, P.B. Eriksen, B. Ernst, F. Groome, M. Lange, C. Mohrlen, A.G. Orths, J. O'Sullivan, and M. de la Torre (2009).** Where the wind blows. *IEEE Power and Energy Magazine*, 7(6), pp. 65-75.
- Ackermann, T., and P. Morthorst (2005).** Economic aspects of wind power in power systems. In: *Wind Power in Power Systems*. T. Ackermann (ed.), John Wiley & Sons, New York, NY, USA, pp. 383-410.
- AEMO (2010).** *An Introduction to Australia's National Electricity Market*. Australian Energy Market Operator, Melbourne, Australia, 28 pp.
- Ahlgren, S., S. Bernesson, Å. Nordberg, and P.A. Hansson (2008).** Nitrogen fertiliser production based on biogas – energy input, environmental impact and land use. *Bioresource Technology*, 101(18), pp. 7181-7184.
- Åhman, M. (2010).** Biomethane in the transport sector – An appraisal of the forgotten option. *Energy Policy*, 38(1), pp. 208-217.
- AIGS (2008).** *All Island Grid Study, Workstream 4: Analysis of Impacts and Benefits*. Department of Communications, Energy and Natural Resources, UK Department of Enterprise, Trade and Investment, Dublin, Ireland, 82 pp.
- Akbari, H., S. Menon, and A. Rosenfeld (2009).** Global cooling: increasing world-wide urban albedos to offset CO₂. *Climatic Change*, 94(3-4), pp. 275-286.
- Alakangas, E., and M. Flyktman (2001).** *Biomass CHP technologies*. VTT Energy Reports 7/2001, VTT Energy, Jyväskylä, Finland, 62 pp.
- Aliabadi, A.A., J.M. Thomson, and J.S. Wallace (2010).** Efficiency analysis of natural gas residential micro-cogeneration systems. *Energy Fuels*, 24(3), pp. 1704-1710.
- Amigun, B., R. Sigamoney, and H. Blottnitz (2008).** Commercialization of biofuel industry in Africa: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(3), pp. 690 -711.
- Anant, S., D. Buddhi, and R.L. Sawhney (2008).** Thermal cycling test of selected inorganic and organic phase change materials. *Renewable Energy*, 33(12), pp. 2606-2614.
- Antvorskov, S. (2007).** Introduction to integration of renewable energy in demand controlled hybrid ventilation systems for residential buildings. *Building and Environment*, 43(8), pp. 1350-1353.
- ARE (2009).** *Hybrid Power Systems Based on Renewable Energies: A Suitable and Cost-Competitive Solution for Rural Electrification*. Position Paper, Alliance for Rural Electrification, Brussels, Belgium, 7 pp.
- Akershus Energi (2010).** Skedsmo Kommune, Akershus Energi Varme AS. Ecoheat4EU. www.ecoheat4.eu/en/Country-by-country-db/Norway/Local-Success-Stories/-print.
- Arroyo, J.M., and F.D. Galiana (2005).** Energy and reserve pricing in security and network-constrained electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(2), pp. 634-643.
- Avadikyan, A., and P. Llerena (2010).** A real options reasoning approach to hybrid vehicle investments. *Technological Forecasting and Social Change*, 77(4), pp. 649-661.

- Awerbuch, S. (2006).** Portfolio-based electricity generation planning: policy implications for renewables and energy security. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, **11**(3), pp. 693-710.
- Axegård, P., B. Backlund, and B. Warnquist (2002).** The Eco-Cyclic pulp mill: Focus on closure, energy efficiency and chemical recovery development. *Pulp & Paper Canada*, **103**(5), pp. 26-29.
- Azevedo, J.M., and F.D. Galiana (2009).** The sugarcane ethanol power industry in Brazil: obstacles, success and perspectives. In: *IEEE Electrical Power & Energy Conference*, Montreal, Canada, 22-23 October 2009.
- Bajgain, S., and I.S. Shakya (2005).** *The Nepal Biogas Support Program: A Successful Model of Public Private Partnership for Rural Household*. Netherlands Development Organisation and the Biogas Support Programme, The Hague, The Netherlands and Kathmandu, Nepal, 75 pp.
- Bajnóczy, G., G. Palfy, E. Prépostffy, and A. Zöld (1999).** Heat storage by two-grade phase change material. *Periodica Polytechnica Chemical Engineering*, **43**(2), pp. 137-147.
- Bandivadekar, A., K. Bodek, L. Cheah, C. Evans, T. Groode, J. Heywood, E. Kasseris, M.Kromer, and M. Weiss (2008).** *On the Road in 2035: Reducing Transportation's Petroleum Consumption and GHG Emissions*. Laboratory for Energy and the Environment, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MA, USA.
- Barroso, L.A., S. Granville, J. Trinkenreich, M.V. Pereira, and P. Lino. (2003).** Managing hydrological risks in hydro-based portfolios. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, **2**(274).
- Bauer, D., R. Marx, J. Nußbicker-Lux, F. Ochs, W. Heidemann, and H. Müller-Steinhagen(2010).** German central solar heating plants with seasonal heat storage. *Solar Energy*, **84**(4), pp.612-623.
- Bayem, H., L. Capely, F. Dufourd, and M. Petit (2009).** Probabilistic study of the maximum penetration rate of renewable energy in an island network. In: *IEEE PowerTech 2009*, Bucharest, Romania, 28 June – 2 July 2009, pp. 1-5.
- BDEW (2008).** *Technical Conditions for Connection to the Medium-Voltage Network*. German Association of Energy and Water Industries, Berlin, Germany.
- BEN (2010).** *Balanço Energetico Nacional (National Energy Balance Brazil)*. Ministry of Mines and Energy, Brazil. Available at:
www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/Balan%C3%A7o%20Energetico%20Nacional%20E2%80%93%20BEN/Estudos_13.aspx.
- Bergen, A., and V. Vittal (2000).** *Power Systems Analysis*. 2nd ed. Prentice-Hall Inc., NJ, USA, 619 pp.
- Bernstein, L., J. Roy, K.C. Delhotal, J. Harnisch, R. Matsuhashi, L. Price, K. Tanaka, E.Worrell, F. Yamba, and Z. Fengqi (2007).** Industry. In: *Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, and L.A. Meyer (eds.), Cambridge University Press, pp. 447-496.
- Billinton, R. and R.N. Allan (1988).** Concepts of power system reliability evaluation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, **10**(3), pp. 139-141.
- Billinton, R., and P.G. Harrington (1978).** Reliability evaluation in energy limited generating capacity studies. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, **97**(6), pp. 2076-2085.
- Biogasmax (2009).** *European Biomethane Demonstration Project*. Available at:www.biogasmax.co.uk.

- Bloem, J.J. (2008).** Evaluation of a PV-integrated building application in a well-controlled outdoor test environment. *Building and Environment*, **43**(2), pp. 205 -216.
- BMU (2009).** *Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt*, German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU), Berlin, Germany, 25 pp.
- BMU (2010).** *Renewable Energy Sources in Figures*. German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU), Berlin, Germany, 76 pp.
- Bodmann, M., D. Mangold, J. Nußbicker, S. Raab, A. Schenke, and T. Schmidt (2005).** *Solar unterstützte Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher (Februar 2003 bis Mai 2005)*. Report 0329607F, Forschungsbericht zum BMWA/BMU-Vorhaben, Stuttgart, Germany, 159 pp.
- Bonhoff, K., N. Parker, S. Joest, M. Fichtner, M. Wietschel, U. Bünger, C. Stiller, P. Schmidt, and F. Merten (2009).** *Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050? [Where will the Hydrogen in Germany come from in 2050?]*. Report GermanHy Study, Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW), Berlin, Germany, 62 pp.
- Börjesson, P., and G. Berndes (2006).** The prospects for willow plantations for wastewater treatment in Sweden. *Biomass & Bioenergy*, **30**, pp. 428-436.
- Börjesson, P., and B. Mattiasson (2008).** Biogas as a resource-efficient vehicle fuel. *Trends in Biotechnology*, **26**(1), pp. 7-13.
- Bouzidi, B., M. Haddadi, and O. Belmokhtar (2009).** Assessment of a photovoltaic pumping system in the areas of the Algerian Sahara. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **13**(4), pp. 879-886.
- Brattle Group, Freeman Sullivan & Co, and Global Energy Partners LLC (2009).** *A National Assessment of Demand Response Potential*. Federal Energy Regulatory Commission, Washington, DC, USA, 254 pp.
- Braun, T., T. Stetz, B. Reimann, G. Valov, and G. Arnold (2009).** Optimal reactive power supply in distribution systems - Technological and economic assessment for PV systems. In: *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Hamburg, Germany, 21-25 September 2009.
- Breuer, W., V. Hartmann, D. Povh, D. Retzmann, and E. Teltch (2004).** Application of HVDC for large power system interconnections. In: *International Council on Large Electric Systems, 2004 Session*, Paris, France, 29 August – 3 September 2004.
- Brinkman, N., M. Wang, T. Weber, and T. Darlington (2005).** *Well-to-wheels analysis of advanced fuel/vehicle systems - a North American study of energy use*. Greenhouse Gas Emissions and Criteria Pollutant Emissions, General Motors Report, May. 173 pp
<http://www.transportation.anl.gov/pdfs/TA/339.pdf>
- Bromley, C.J., L. Rybach, M.A. Mongillo, and I. Matsunaga (2006).** Geothermal resource utilization strategies to promote beneficial environmental effects and to optimize sustainability. In: *Proceedings RE 2006*, Chiba, Japan, 9-13 October 2006, pp. 1-4.
- Brown, D.W. (1996).** The geothermal analog of pumped storage for electrical demand load following. In: *Energy Conversion Engineering Conference (IECEC 96)*, Denver, Co, USA, 11-16 August 1996, pp. 1653-1656.
- Brown, W. (2010).** *The National Grid – Building for the Future*. Transpower New Zealand Ltd., Wellington, New Zealand, 48pp. Available at: www.transpower.co.nz/f1958,45849325/iet-wayne-11may2010.pdf.

- Bruus, F., and H. Kristjansson (2004).** Principal design of heat distribution. *Danish Board of District Heating Newsletter*, **2/2004**. See: <http://dbdh.dk/images/uploads/pdf-distribution/principal-design-of-heat-distribution.pdf>.
- Bryans, A.G., B. Fox, P.A. Crossley, and M. O'Malley (2005).** Impact of tidal generation on power system operation in Ireland. *IEEE Transactions on Power Systems*, **20(4)**, pp. 2034-2040.
- Buckingham, G.S. (1965).** Remote control of electricity supplies to the domestic consumer. *Electronics and Power*, **11(3)**, p. 98.
- Bueno, C., and J.A. Carta (2006).** Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **10(4)**, pp. 312-340.
- Buijs, P., D. Bekaert, S. Cole, D. Van Hertem, and R. Belmans (2011).** Transmission investment problems in Europe: Going beyond standard solutions. *Energy Policy*, **39(3)**, pp. 1794-1801
- Burke, D., and M. O'Malley (2010).** Maximizing firm wind connection to security constrained transmission networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, **25(2)**, pp. 749-759.
- Caamano-Martin, E., H. Laukamp, M. Jantsch, T. Erge, J. Thornycroft, H. De Moor, S. Cobben, D. Suna, and B. Gaiddon (2008).** Interaction between photovoltaic distributed generation and electricity networks. *Progress in Photovoltaics*, **16(7)**, pp. 629-643.
- CAFCP (2009).** *Hydrogen Fuel Cell Vehicle and Station Deployment Plan: A Strategy for Meeting the Challenge Ahead. Action Plan.* California Fuel Cell Partnership (CAFCP), West Sacramento, CA, USA. Available at: www.fuelcellpartnership.org/sites/files/Action%20Plan%20FINAL.pdf.
- CAISO (2010).** *Fifth Replacement FERC Electric Tariff, Appendix V Large Generator Interconnection Agreement (LGIA).* California Independent System Operator Corporation, Folsom, CA, USA, 68 pp.
- Cappers, P., C. Goldman, and D. Kathan (2010).** Demand response in US electricity markets: Empirical evidence. *Energy*, **35(4)**, pp. 1526-1535.
- Caralis, G., and A. Zervos, (2007a):** Analysis of wind power penetration in autonomous Greek islands. *Wind Engineering*, **31(6)**, pp. 487-502.
- Caralis, G., and A. Zervos, (2007b):** Analysis of the combined use of wind and pumped storage systems in autonomous Greek islands. *Renewable Power Generation*, **1(1)**, pp. 49-60.
- Caralis, G., and A. Zervos (2010).** Value of wind energy on the reliability of autonomous power systems. *Renewable Power Generation*, **4(2)**, pp. 186-197.
- Carraretto, C. (2006).** Power plant operation and management in a deregulated market. *Energy*, **31(6-7)**, pp. 1000-1016.
- Castello, P., E. Tzimas, P. Moretto, and S.D. Peteves (2005).** *Techno-economic Assessment of Hydrogen Transmission and Distribution Systems in Europe in the Medium and Long Term.* Report EUR 21586 EN, Institute for Energy, Petten, The Netherlands, 137 pp. (ISBN: 92-894-9292-9).
- CEC (2006).** *Bioenergy Action Plan for California.* Action Plan CEC-600-2006-01, Bioenergy Interagency Working Group, California Energy Commission (CEC), Sacramento, CA, USA.
- Centolella, P. (2010).** The integration of price responsive demand into Regional Transmission Organization (RTO) wholesale power markets and system operations. *Energy*, **35(4)**, pp. 1568-1574.
- CEP (2010).** *Clean Energy Partnership.* See:

http://www.cleanenergypartnership.de/fileadmin/pdf/20110519_CEP_%20PM%20Beitritt_AL%20Honda_eng.pdf

- Cerri, C.E.P., M. Easter, K. Paustian, K. Killian, K. Coleman, M. Bemoux, P. Falloon, D.S.Powlson, N.H. Batjes, E. Milne, and C.C. Cerri (2007).** Predicted soil organic carbon stocks and changes in the Brazilian Amazon between 2000 and 2030. *Agriculture, Ecosystems and Environment*, **122**, pp. 58-72.
- CGEE (2009).** *Bioetanol como combustível: uma oportunidade para o Brasil*. Report Document Number 389b, Centro de Gestão e Estudos Estratégicas em Ciência (CGEE), Tecnologia e Inovação, Sala, Brazil, 536 pp.
- Chan, H.-Y., B. Saffa, and J.Z. Riffat (2010).** Review of passive solar heating and cooling technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **14**, pp. 781-789.
- Chen, H.S., T.N. Cong, W. Yang, C.Q. Tan, Y.L. Li, and Y.L. Ding (2009).** Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in Natural Science*, **19**(3), pp. 291-312.
- Chen, Q., C. Kang, and Q. Xia (2010).** Modeling flexible operation mechanism of CO₂ capture power plant and its effects on power-system operation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, **25**(3), pp. 853-861.
- Chen, Z., J.M. Guerrero, and F. Blaabjerg (2009).** A Review of the state of the art of power electronics for wind turbines. *IEEE Transactions on Power Electronics*, **24**(8), pp. 1859-1875.
- Cheung, A., and M. Wilshire (2010).** *White paper from Consortium on Digital Energy 2009-2010*. Bloomberg New Energy Finance, London, UK, 40 pp.
- Cheung, K. (2008).** Ancillary service market design and implementation in North America: From theory to practice. In: *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008 (DRPT 2008)*. Third International Conference, Nanjing, China, 6-9 April 2008, pp. 66-73
- Chowdhury, B.H., and A.W. Sawab (1996).** Evaluating the value of distributed photovoltaic generations in radial distribution systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, **11**(3), pp.595-600.
- Christidis, P., I. Hidalgo, and A. Soria (2003).** *Dynamics of the Introduction of New Passenger Car Technologies: The IPTS Transport Technologies Model*. Report EUR 20762 EN, European Commission, Brussels, Belgium.
- Ciferno, J.P., and J.J. Marano (2002).** *Benchmarking Biomass Gasification Technologies for Fuels, Chemicals and Hydrogen Production*. U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, Pittsburgh, PA, USA, 58 pp.
- CILSS (2004).** *Capitalisation of the Sahelian experience in natural forest management for wood energy production*. Regional workshop. Comité Inter-Etats pour la Lutte contre la Sécheresse au Sahel (CILSS: Permanent Inter-State Committee for Drought Control in the Sahel), Niamey, Niger.
- CILSS (2008).** *Réglementation et fiscalité sur le bois énergie: situation comparée, contexte, enjeux et défis*. Regional workshop. Comité Inter-Etats pour la Lutte contre la Sécheresse au Sahel (CILSS : Permanent Inter-State Committee for Drought Control in the Sahel), Niamey, Niger.
- CONCAWE (2007).** *Well-to-wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context*. Report Version 2c (March). Conservation of Clean Air and Water in Europe (CONCAWE), Brussels, Belgium. Available at: ies.jrc.ec.europa.eu/uploads/media/V3.1%20TTW%20Report%2007102008.pdf.
- Contreras, A.B., M. Thomson, and D.G. Infield (2007).** Renewable energy powered desalination

- in Baja California Sur, Mexico. *Desalination*, **220**(1-3), pp. 431-440.
- Cornell (2005)**. *Lake Source Cooling*. Cornell University Facilities Services, Utilities and Energy Management, Ithaca, NY, USA. Available at: <http://energyandsustainability.fs.cornell.edu/util/cooling/production/lsc/default.cfm>.
- CREZ (2010)**. *CREZ Progress Report No. 1*. Competitive Renewable Energy Zone (CREZ) Program Oversight, Public Utility Commission of Texas, Austin, TX, USA, 95 pp.
- Croezen, H., and M. Korteland (2010)**. *A Long-Term View of CO₂ Efficient Manufacturing in the European Region*. Report 10 7207 47, CE Delft, Delft, The Netherlands, 87 pp.
- CSO (2010)**. *Population and Migration Estimates*. Central Statistics Office, Cork, Ireland, 9 pp.
- Curtright, A.E., and J. Apt (2008)**. The character of power output from utility-scale photovoltaic systems. *Progress in Photovoltaics*, **16**(3), pp. 241-247.
- Dalenbäck, J.O. (2010)**. *Success factors in solar district heating* CIT Energy management AB, Project Report for Solar District Heating, (SDH) December. 62pp. <http://www.solar-district-heating.eu/LinkClick.aspx?fileticket=c6-K2BVa2hM%3d&tabid=69>
- Dalton, G.J., D.A. Lockington, and T.E. Baldock (2008)**. Case study feasibility analysis of renewable energy supply options for small to medium-sized tourist accommodations. *Renewable Energy*, **34**(4), pp. 1134 -1144.
- Davis, S., S. Diegel, and R. Boundy (2010)**. *Transportation Energy Data Book*. ORNL-6985 (Edition 29 of ORNL-5198), Oak Ridge National Laboratory, Center for Transportation Analysis, Energy and Transportation Science Division, Oak Ridge, TN, USA.
- de Angelis, F., G. Magnante, N. Rossi, and A. Siniscalchi (2010)**. Local governance and sustainable communities. European benchmarking and EU convergence regions in Southern Italy. In: *MED3 Proceedings*, Tunis, Tunisia, 7-8 October 2010, pp. 1-17. Available at: med-eu.org/documents/MED3/DE%20ANGELIS-MAGNANTE-ROSSI-SINISCALCHI.pdf.
- de Moraes, M.A.F.D., and L. Rodrigues (2006)**. *Brazil Alcohol National Program. Relatório de pesquisa*. No publisher specified, Piracicaba, Brazil, 54 pp. Available at: english.unica.com.br/multimedia/documentos/Default.asp?sqlPage=1.
- de Wasseige, C., D. Devers, P. de Marcken, R. Eba'a Atyi, R. Nasi, and P. Mayaux (eds.) (2009)**. *Etat des Forêts 2008*. Congo Basin Forest Partnership, Publications Office of the European Union, 426 pp. (ISBN 978-92-79-132 11-7).
- DEA (2009)**. *Danish Energy Agency*. Danish Energy Agency, Copenhagen, Denmark. See: www.ens.dk/en-US/supply/Renewable-energy/WindPower/Facts-about-Wind-Power/Key-figures-statistics/Sider/Forside.aspx
- Deane, J., B.Ò. Gallachòir, and E.J. McGeogh (2010)**. Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **14**(4), pp.1293-1302.
- DeCarolis, J., and D. Keith (2006)**. The economics of large-scale wind power in a carbon constrained world. *Energy Policy*, **34**(4), pp. 395-410.
- Delgado-Torres, A.M., and L. García-Rodríguez (2007)**. Comparison of solar technologies for driving a desalination system by means of an organic Rankine cycle. *Desalination*, **216**(1-3), pp.276-291.
- Delille, G., B. François, and G. Malarange (2010)**. Dynamic frequency control support: A virtual inertia provided by distributed energy storage to isolated power systems. In: *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), IEEE PES*, Gothenburg, Sweden,

11-13October 2010.

- Delucchi, M., and M. Jacobson (2009).** A plan to power 100 percent of the planet with renewables. *Scientific American*, **November 2009**, pp. 58-65.
- DENA (2005).** *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*. Study by Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Deutsches Windenergie-Institut (DEWI), E.ON Netz GmbH, RWE Transportnetz Strom GmbH, Vattenfall Europe Transmission GmbH. Report, Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA), Köln, Germany, 380 pp.
- DENA (2010).** *Dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025*. Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA), Berlin, Germany, 620 pp.
- Denault, M., D. Dupuis, and S. Couture-Cardinal (2009).** Complementarity of hydro and wind power: Improving the risk profile of energy inflows. *Energy Policy*, **37**(12), pp. 5376-5384.
- Deng, Y., Z. Yu, and S. Liu (2011).** A review on scale and siting of wind farms in China. *WindEnergy*, **14**(3), pp. 463-470.
- Denholm, P., and R.M. Margolis (2007).** Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in electric power systems utilizing energy storage and other enabling technologies. *Energy Policy*, **35**(9), pp. 4424-4433.
- Denholm, P., and R. Sioshansi (2009).** The value of compressed air energy storage with wind in transmission-constrained electric power systems. *Energy Policy*, **37**(8), pp. 3149-3158.
- Denholm, P., R.M. Margolis, and J.M. Milford (2009).** Quantifying avoided fuel use and emissions from solar photovoltaic generation in the western United States. *Environmental Science & Technology*, **43**(1), pp. 226-232.
- Denholm, P., E. Ela, and B. Kirby (2010).** *The role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation*. Technical report, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, 61 pp.
- Denny, E. (2009).** The economics of tidal energy. *Energy Policy*, **37**(5), pp. 1914-1924.
- Denny, E., and M. O'Malley (2006).** Wind generation, power system operation, and emissions reduction. *IEEE Transactions on Power Systems*, **21**(1), pp. 341-347.
- Denny, E., A. Tuohy, P. Meibom, A. Keane, D. Flynn, A. Mullane, and M. O'Malley (2010).** The impact of increased interconnection on electricity systems with large penetrations of wind generation: A case study of Ireland and Great Britain. *Energy Policy*, **38**(11), pp. 6946-6954.
- DeValve, T., and B. Olsommer (2006).** *Micro-CHP Systems for Residential Applications Final Report*. US DOE Report (Contract No. DE-FC26-04NT42217), United Technologies Research Center, East Hartford, CT, USA, 114 pp.
- Devine-Wright, P., H. Devine-Wright, and F. Sherry-Brennan (2010).** Visible technologies, invisible organisations: An empirical study of public beliefs about electricity supply networks. *Energy Policy*, **38**(8), pp. 4127-4134.
- DFID (2002).** *Energy for the Poor – Underpinning the Millennium Development Goals*. UK Department for International Development (DFID), London, England. Available at: <http://www.ecn.nl/fileadmin/ecn/units/bs/IEPP/energyfortheppoor.pdf>
- Dimoudi, A., and P. Kostarela (2008).** Energy monitoring and conservation potential in school buildings in the C' climatic zone of Greece. *Renewable Energy*, **34**(1), pp. 289-296.
- DiPippo, R. (2008).** *Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies*

and Environmental Impact. 2nd ed. Elsevier Ltd., London, UK, 493 pp.

- Doherty, R., H. Outhred, and M. O'Malley (2006)**. Establishing the role that wind generation may have in future generation portfolios. *IEEE Transactions on Power Systems*, **21**(3), pp. 1415-1422.
- Doherty, R., A. Mullane, G. Nolan, D.J. Burke, A. Bryson, and M. O'Malley (2010)**. An assessment of the impact of wind generation on system frequency control. *IEEE Transactions on Power Systems*, **25**(1), pp. 452-460.
- Doolla, S., and T.S. Bhatti (2006)**. Load frequency control of an isolated small-hydro power plant with reduced dump load. *IEEE Transactions on Power Systems*, **21**(4), pp. 1912-1919.
- Doukas, H., C. Nychtis, and J. Psarras (2008)**. Assessing energy-saving measures in buildings through an intelligent decision support model. *Building and Environment*, **44**(2), pp. 290-298.
- Dounis, A.I., and C. Caraiscos (2009)**. Advanced control systems engineering for energy and comfort management in a building environment: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **13**(6-7), pp. 1246-1261.
- DPG (2010)**. *Elektrizität: Schlüssel zu einem nachhaltigen und klimaverträglichen Energiesystem*. Deutsch Physikalische Gesellschaft (DPG), Bad Honnef, Germany, 144 pp.
- Droege, P., A. Radzi, N. Carlisle, and S. Lechtenböhmer (2010)**. *100% Renewable Energy and Beyond for Cities*. Report, HafenCity University Hamburg and World Future Council Foundation, Hamburg, Germany, 26 pp.
- Dubey, S., and G.N. Tiwari (2010)**. Energy and exergy analysis of hybrid photovoltaic/thermal solar water heater considering with and without withdrawal from tank. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, **2**(4), 043106.
- Dudurych, I.M. (2010a)**. On-line assessment of secure level of wind on the Irish power system. In: *Power and Energy Society General Meeting, IEEE*, 25-29 July, Minneapolis, pp. 1-29.
- Dudurych, I.M. (2010b)**. Statistical analysis of frequency response of island power system under increasing wind penetration. In: *Power and Energy Society General Meeting, IEEE*, Minneapolis, MN, USA, 25-29 July 2010, pp. 1-29.
- Dunwoody, C. (2010)**. Progress and Next Steps in California. In: *WHEC 2010 - 18th World Hydrogen Energy Conference*. D. Stolten (ed.), International Association for Hydrogen Energy, Essen, Germany, 16-21 May 2010.
- Duvall, M. (2010)**. Benefits and impacts of plug-in hybrid and battery electric vehicles. In: *Electrification of the Transportation System: An MIT Energy Initiative Symposium*, Cambridge, MA, USA, 8 April 2010, 32 pp. Available at: web.mit.edu/mitei/docs/reports/electrification-transportation-system.pdf.
- EA Energy Analyses (2007)**. *50% Wind Power in Denmark in 2025*. Energy Agency, Copenhagen, Denmark, 12 pp.
- Earle, R., E.P. Kahn, and E. Macan (2009)**. Measuring the capacity impacts of demand response. *The Electricity Journal*, **22**(6), pp. 47-58.
- EASAC (2009)**. *Transforming Europe's Electricity Supply – An Infrastructure Strategy for a Reliable, Renewable and Secure Power System*. Policy report 11, European Academies Science Advisory Council (EASAC), Halle, Germany, 41 pp.
- EC (2006)**. *Spain's New Building Energy Standards Place the Country among the Leaders in Solar Energy in Europe*. Action Plan, European Commission Environmental Technologies, Brussels, Belgium, 2 pp.
- EC (2010)**. *Energy Performance of Buildings Directive (Recast)*. Report 2010/31/EU,

European Commission, Brussels, Belgium.

ECI (2006). *Diversified Renewable Energy Resources: An Assessment of an Integrated Wind, Wave and Tidal Stream Electricity Generating System in the UK, and the Reliability of Wave Power Forecasting.* The Carbon Trust and the Environmental Change Institute (ECI), London and Oxford, UK, 42 pp.

Ecofys (2008). *Study on the Comparative Merits of Overhead Electricity Transmission Lines versus Underground Cables.* Report prepared for the Department of Communications, Energy and Natural Resources, Dublin, Ireland, 234 pp.

EECA (2008). *Hydro Energy on Your Farm, Technical Guide 5.0.* Energy Efficiency and Conservation Authority (EECA) of New Zealand, Wellington, New Zealand.

Egeskog, A., J. Hansson, G. Berndes, and S. Werner (2009). Co-generation of biofuels for transportation and heat for district heating systems – an assessment of the national possibilities in the EU. *Energy Policy*, **37**, pp. 5260-5272.

EIA (2007). *About U.S. Natural Gas Pipelines – Transporting Natural Gas.* Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, Washington, DC, USA, 76 pp.

EIA (2010). *International Energy Outlook 2010.* Report DOE/EIA-0484(2010), Energy Information Administration, US Department of Energy, Washington, DC, USA, 338 pp. Available at: [www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/0484\(2010\).pdf](http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/0484(2010).pdf).

EIGA (2004). *Hydrogen Transportation Pipelines.* Report IGC Doc 121/04, European Industrial Gases Association, Brussels, Belgium, 77 pp.

EirGrid (2008). *Grid 25: A Strategy for the Development of Ireland's Electricity Grid for a Sustainable and Competitive Future.* EirGrid, Dublin, Ireland, 47 pp.

EirGrid (ed.) (2009). *Grid Code Version 3.4.* EirGrid, Dublin, Ireland, 316 pp.

EirGrid (2010a). *Annual Renewable Report: Powering a Sustainable Future.* EirGrid, Dublin, Ireland, 32 pp.

EirGrid (2010b). *All Island TSO Facilitation of Renewable Studies.* EirGrid, Dublin, Ireland, 77 pp.

Ekman, C.K., and S.H. Jensen (2010). Prospects for large scale electricity storage in Denmark. *Energy Conversion and Management*, **51**(6), pp. 1140-1147.

El-Sharkawi, M.A. (2009). *Electric Energy – An Introduction.* CRC Press, Taylor & Francis LLC, Oxford, UK, 472 pp.

Energinet.DK (2007). *System Plan 2007.* Energinet.DK, Fredericia, Denmark, 64 pp.

Energinet.DK (2008). *Technical Report on the Future Expansion and Undergrounding of the Electricity Transmission Grid, Summary.* Energinet.DK, Fredericia, Denmark, 28 pp.

EnerNex Corporation (2010). *Eastern Wind Integration and Transmission study (EWITS).* Subcontract Report National Renewable Energy Laboratory, Knoxville, TN, USA, 242 pp.

ENTSO-E (2010). *Ten-Year Network Development Plan 2010-2020.* European Network of Transmission System Operators for Electricity, Brussels, Belgium, 286 pp.

EPA (2007). *Regulatory Impact Analysis: Renewable Fuel Standard Program: Estimated Costs of Renewable Fuels, Gasoline and Diesel (Chapter 7).* Report EPA420-R-07-004, Office of Transportation and Air Quality, U.S. Environmental Protection Agency, Assessment and Standards Division, Washington, DC, USA, 62 pp.

EPA (2010). *Renewable Fuel Standard Program (RFS-2) Regulatory Impact Analysis.* Report

- EPA-420-R-10-006, Assessment and Standards Division, Office of Transportation and Air Quality, U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, USA, 62 pp.
- EPE (2009).** *Balanço Energético Nacional 2009: Ano base 2008*. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, Brazil.
- Epp, B. (2009).** Dänemark: Solare Nahwärme ist wirtschaftlich. *Solarthemen*, 17(24-25September), pp. 312.
- EPRI (2007).** *Environmental Assessment of Plug-In Hybrid Electric Vehicles*. Report 1015325, Electric Power Research Institute, Palo Alto, California, USA. Available at: m1a1strada.com/yahoo_site_admin/assets/docs/epriVolume1R2.36180810.pdf.
- EPRI (2009).** *Program on Technology Innovation: Industrial Electrotechnology Development Opportunities*. Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA, USA.
- EREC (2008).** *The Renewable Energy House*. European Renewable Energy Council, Brussels, Belgium. Available at: www.erec.org/reh.html.
- Ericsson, K. (2009).** *Introduction and Development of the Swedish District Heating Systems – Critical Factors and Lessons Learned (Policy Paper)*. Policy development for improving Renewable Energy Sources Heating and Cooling penetration in European Member States (Intelligent Energy Europe), CRES, Pikerimi, Greece. Available at: [www.res-h-policy.eu/downloads/Swedish_district_heating_case-study_\(D5\)_final.pdf](http://www.res-h-policy.eu/downloads/Swedish_district_heating_case-study_(D5)_final.pdf).
- Ericsson, K., L.J. Nilsson, and M. Nilsson (2010).** New energy strategies in the Swedish pulp and paper industry – The role of national and EU climate and energy policies. *Energy Policy*, 39, pp.1439-1449.
- Eriksen, P.B., and A.G. Orths (2008).** The challenges and solutions of increasing from 20 to 50 percent of wind energy coverage in the Danish power system until 2025. In: *7th International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power and on Transmission Networks for Offshore Wind Farms*. T. Akermann (ed.), Erenyautics GmbH, Madrid, Spain, 26-27 May2008, pp. 7.
- Ernst, B., U. Schreier, F. Berster, J.H. Pease, C. Scholz, H.P. Erbring, S. Schlunke, and Y.V.Makarov (2010).** *Large-scale Wind and Solar Integration in Germany*. Pacific Northwest National Laboratory, prepared for the U.S. Department of Energy, Oak Ridge, TN, USA, 52 pp.
- Estanqueiro, A., C.B. Mateus, and R. Pestana (2010).** Operational experience of extreme wind penetrations. In: *9th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants*, Quebec City, Canada, 18-19 October 2010, pp. 34-39.
- Eto, J., J. Undrill, P. Mackin, R. Daschmans, B. Williams, B. Haney, R. Hunt, J. Ellis, H. Illian, C. Martinez, M. O'Malley, K. Coughlin, and K.H. LaCommare (2010).** *Use of Frequency Response Metrics to Assess the Planning and Operating Requirements for Reliable Integration of Variable Renewable Generation*. Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, USA, 141 pp.
- Eurelectric (2004).** *Electricity for More Efficiency: Electric Technologies and Their Energy Savings Potential*. Union of the Electricity Industry, Brussels, Belgium.
- Eurogas (2008).** *Eurogas Annual Report 2007/2008*. Eurogas, Brussels, Belgium, 43 pp.
- Euroheat & Power (2007).** *District Heating and Cooling – Country by Country 2007 survey*. Report, Euroheat & Power, Brussels, Belgium.
- EWIS (2010).** *Towards a Successful Integration of Large Scale Wind Power into European Electricity Grids, Final Report*. European Wind Integration Study, Brussels, Belgium,

182 pp.

- Fan, Y., L. Luo, and B. Souyri (2007).** Review of solar sorption refrigeration technologies: development and applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **11**(8), pp. 1758-1775.
- FAO (2009).** *FAO Statistical Databases*. UN Food and Agricultural Organization, Rome, Italy.
- FERC (2005).** *Order 661-A*. Federal Energy Regulatory Commission, Washington, DC, USA, 59 pp.
- Fox, B., A.I. McCartney, and B.M. McCann (1998).** Scheduling of radio-controlled heating load. *IEEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution*, **145**, pp. 641-646.
- Fritsche, U.R., R.E.H. Sims, and A. Monti (2010).** Direct and indirect land use competition issues for energy crops and their sustainable production – an overview. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, **4**, pp. 692-704.
- Fusco, F., G. Nolan, and J.V. Ringwood (2010).** Variability reduction through optimal combination of wind/wave resources – An Irish case study. *Energy*, **35**(1), pp. 314-325.
- Gardiner, A.I., E.N. Pilbrow, S.R. Broome, and A.E. McPherson (2008).** Hylink – a renewable distributed energy application for hydrogen. In: *3rd International Solar Energy Society Conference – Asia Pacific Region (ISES-AP-08)*, ISES, Sydney, Australia, 25-28 November 2008, pp. 11.
- GE Energy (2010).** *Western Wind and Solar Integration Study Report (WWSIS)*. Subcontract Report NREL/SR-550-47781, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, 536 pp.
- GE Energy Consulting (2007).** *Impact of Intermittent Generation on Operation of California Power Grid*. Subcontract Report, California Energy Commission Public Interest Energy Research Program, Sacramento, CA, USA, 242 pp.
- Gitrakos, G.P., T.D. Tsoutsos, and N. Zografakis (2009).** Sustainable power planning for the island of Crete. *Energy Policy*, **37**(4), pp. 1222-1238.
- Giebel, G., R. Brownsword, G. Kariniotakis, M. Denhard, and C. Draxl (2011).** *The State-Of-The-Art in Short-Term Prediction of Wind Power: A Literature Overview, 2nd Edition*. ANEMOS.plus Deliverable D-1.2, ARMINES, France.
- Gielen, D., and G. Simbolotti (2005).** *Prospects for Hydrogen and Fuel Cells*. International Energy Agency Publications, Paris, France, 253 pp.
- Gil, A., M.d.l. Torre, and R. Rivas (2010).** Influence of wind energy forecast in deterministic and probabilistic sizing of reserves. In: *9th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants*, Quebec City, Canada, 18-19 October 2010.
- Glanchant, J.M., and D. Finon (2010).** Large-scale wind power in electricity markets. *Energy Policy*, **38**(10), pp. 6384-6386.
- GMF (2008).** Feeding the world: are new global agricultural policies needed? German Marshall Fund report on *Wilton Park Conference 927*, Steyning, UK, 24-26 November 2008. Available at: cap2020.ieep.eu/2009/4/14/feeding-the-world-are-new-global-agricultural-policies-needed.
- Goldemberg, J. (2000).** Rural energy in developing countries. In: *World Energy Assessment: Energy and the Challenge of Sustainability*. United Nations Development Programme, United Nations Department of Economic and Social Affairs, and World Energy Council, New York, NY, USA, pp. 367-389. Available at: www.undp.org/energy/activities/wea/drafts-frame.html.
- Goldemberg, J. (2009).** The Brazilian experience with biofuels. *Innovations*, **4**(4), pp. 91-107.

- Gorenstin, B.G., N.M. Campodonico, J.P. Costa, and M.V.F. Pereira**, 1992: Stochastic optimization of a hydrothermal system including network constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, 7(2), pp. 791-797.
- Grant, W., D. Edelson, J. Dumas, J. Zack, M. Ahlstrom, J. Kehler, P. Storck, J. Lerner, K.Parks, and C. Finley (2009)**. Change in the air. *IEEE Power & Energy Magazine*, 7(6), pp. 47-58.
- Graus, W., M. Voogt, and E. Worrell (2007)**. International comparison of energy efficiency of fossil power generation. *Energy Policy*, 35(7), pp. 3936-3951.
- Greaves, B., J. Collins, J. Parkes, and A. Tindal (2009)**. Temporal forecast uncertainty for ramp events. *Wind Engineering*, 33(4), pp. 309-319.
- Greene, D., P. Leiby, and D. Bowman (2007)**. *Integrated Analysis of Market Transformation Scenarios with HyTrans*. Report ORNL/TM-2007/094, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN, USA.
- Grimsrud, G.P., L. Isaksen, M.L. Chan, and S.T.Y. Lee (1981)**. Marketability of low-head hydropower. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 100(1), pp. 184-189.
- Gronheit, P.E., and B.O.G. Mortensen (2003)**. Competition in the market for space heating. District heating as the infrastructure for competition among fuels and technologies. *Energy Policy*, 31, pp. 817-826.
- Gronich, S. (2006)**. Hydrogen & FCV implementation scenarios, 2010 – 2025. In: *USDOE Hydrogen Transition Analysis Workshop*. US Department of Energy, Washington, DC, USA, 26 January 2006. Available at: www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/transition_wkshp_summ.pdf.
- Hagen, M., E. Polman, J.K. Jensen, A. Myken, O. Joensson, and A. Dahl (2001)**. *Adding Gas from Biomass to the Gas Grid*. Technical Report ISSN 1102-7371, Swedish Gas Center, Malmö, Sweden, 142 pp.
- Haj Seyed Hadi, M.R. (2006)**. Energy efficiency and ecological sustainability in conventional and integrated potato production. In: *ATEF 2006 - Advanced Technology in the Environmental Field*, L. Ubertini (ed.), Acta Press, Lanzarote, Spain, 6-8 February 2006, 501-034.
- Haldane, T.G.N., and P.L. Blackstone (1955)**. Problems of hydro-electric design in mixed thermal hydro-electric systems *Proceedings of the IEE - Part A: Power Engineering*, 102(3), pp.311-322.
- Hara, R., H. Kita, T. Tanabe, H. Sugihara, A. Kuwayama, and S. Miwa (2009)**. Testing the technologies: Demonstration grid-connected photovoltaic projects in Japan. *IEEE Power & Energy Magazine*, 7(3), pp. 77-85.
- Harris, C. (2006)**. *Electricity Markets, Pricing, Structures and Economics*. John Wiley and Sons, Sussex, UK, 519 pp.
- Hasche, B., A. Keane, and M. O'Malley (2010)**. Capacity credit of wind power, calculation and data requirements: The Irish power system case. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(1), pp. 1-11.
- Hatti-Kaul, R., U. Törnvall, L. Gustafsson, and P. Börjesson (2007)**. Industrial biotechnology for the production of bio-based chemicals – a cradle-to-grave perspective. *Trends in Biotechnology*, 26, pp. 119-124.
- Heidemann, W., and H. Müller-Steinhagen (2006)**. Central solar heating plants with seasonal heat storage. In: *International Conference on Renewable Energies and Water Technologies*, CIERTA, Almeria, Spain, 6-7 October 2006.

- Heikkilä, J., J. Laitila, V. Tantt, J. Lindblad, M. Sirén, and A. Asikainen (2006).** Harvesting alternatives and cost factors of delimbed energy wood. *Forestry Studies (Metsanduslikud Uurimused)*, **45**, pp. 49-56.
- Hennecke, K., T. Hirsch, D. Krüger, A. Lokurlu, and M. Walder (2008).** Pilot plant for solar process steam supply. In: *Eurosun 2008 – 1st International Congress on Heating, Cooling and Buildings*, ISES Europe, Lisbon, Spain, 7-10 October 2008.
- Henry, S., A.M. Denis, and P. Panciatici (2010).** Feasibility study of off-shore HVDC grids. In: *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, Minneapolis, MN, USA, 25-29 July 2010, pp. 1-5, 25-29.
- Herrmann, U., B. Kelly, and H. Price (2004).** Two-tank molten salt storage for parabolic trough solar power plants. *Energy*, **29**(5-6), pp. 883-893.
- Himri, Y., A.B. Stambouli, B. Draoui, and S. Himri (2008).** Techno-economical study of hybrid power system for a remote village in Algeria. *Energy for Sustainable Development*, **33**(7), pp.1128-1136.
- Hingorani, N.G. (2007).** FACTS technology – State of the art, current challenges and the future prospects. In: *Power Engineering Society General Meeting, IEEE*, Tampa, FL, USA, 24-28 June 2007, pp. 1-4, 24-28.
- Hoekman, S.K. (2009).** Biofuels in the U.S. – Challenges and opportunities. *Renewable Energy*, **34**(1), pp. 14-22.
- Hoff, T., and R. Perez (2010).** Quantifying PV power output variability. *Solar Energy*, **84**(10), pp.1782-1793.
- Holttinen, H., P. Meibom, A. Orths, F. van Hulle, B. Lange, M. O'Malley, J. Pierik, B. Ummels, J.O. Tande, A. Estanqueiro, M. Matos, E. Gomez, L. Söder, G. Strbac, A. Shakoor, J. Ricardo, J.C. Smith, M. Milligan, and E. Ela (2009).** *Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power*. Final Report IEA Wind Task 25 (2006-2008), VTT, Vuorimiehentie, Finland, 229 pp. (ISBN 978-951-38-7308-0).
- Holttinen, H., P. Meibom, A. Orths, B. Lange, M. O'Malley, J.O. Tande, A. Estanqueiro, E. Gomez, L. Söder, G. Strbac, J.C. Smith, and F. van Hulle (2011).** Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration. *Wind Energy*, **14**(2), pp. 179-192.
- Hossain, M.A., and B.K. Bala (2007).** Drying of hot chilli using a solar tunnel drier. *Solar Energy*, **81**(1), pp. 85-92.
- Hotson, G.W. (1997).** Utilisation of geothermal energy in a pulp and paper mill. *Energy Sources*, **19**(1), pp. 49-54.
- Huang, S-H., Dumas, J., Gonzalez-Perez, C., Wei-Jen Lee (2009),** Grid security through load reduction in the ERCOT market. *IEEE Transactions on Industry Applications*, **45**(2), pp. 555-559.
- Hughes, L. (2010).** Meeting residential space heating demand with wind-generated electricity. *Renewable Energy*, **35**(8), pp. 1765-1772.
- Hur, K., M. Boddeti, N.D.R. Sarma, J. Dumas, J. Adams, and S.K. Chai (2010).** High-wire act. *IEEE Power & Energy Magazine*, **8**(1), pp. 37-45.
- Huttenrauch, J., and G. Muller-Syring (2006).** *Assessment of repair And Rehabilitation Technologies relating to the Transport of hythane (hydrogen-methane-mixture)*. Naturalhy Project Report No. R0016-WP4-P-0, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig, Germany, 63 pp.

- IANGV (2009).** *International Association for Natural Gas Vehicles*. International Association for Natural Gas Vehicles, Auckland, New Zealand. See: <http://www.iangv.org/tools-resources/statistics.html>
- IBGE (2008).** *Perfil dos Municípios Brasileiros 2008*. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, Rio de Janeiro, Brazil (ISBN 978-85-240-4061-0 (CD-ROM)). Available at: www.ibge.gov.br/home/estatistica/economia/perfilmunic/2008/munic2008.pdf.
- ICA (2009).** *A um passo da cidadania: Projeto Piloto para Eletrificação de Favelas e Redução de Perdas*. International Copper Association Ltd., São Paulo, Brazil, 94 pp. Available at: www.procobre.org/archivos/pdf/One_Step_Citizenship.pdf.
- IEA (2006).** Energy for cooking in developing countries. Chapter 15 in: *World Energy Outlook2006*. International Energy Agency, Paris, France.
- IEA (2007a).** *Bioenergy Project Development and Biomass Supply – Good Practice Guidelines*. International Energy Agency, Paris, France, 66 pp.
- IEA (2007b).** *Energy Statistics for Brazil (2007)*. International Energy Agency, Paris, France. Available at: www.iea.org/stats.
- IEA (2007c).** *Mind the Gap - Quantifying Principal-Agent Problems in Energy Efficiency*. International Energy Agency, Paris, France, 160 pp. (ISBN 978-92-64-03884-4).
- IEA (2007d).** *Renewables for Heating And Cooling – Untapped Potential*. International Energy Agency, Paris, France, 209 pp.
- IEA (2008a).** *Combined Heat and Power: Evaluating the Benefits of Greater Global Investment*. International Energy Agency, Paris, France.
- IEA (2008b).** *Deploying Renewables: Principles for Effective Policies*. International Energy Agency, Paris, France, 250 pp. (ISBN: 978-92-64-04220-9).
- IEA (2008c).** *Energy Technology Perspectives 2008. Scenarios and Strategies to 2050*. International Energy Agency, Paris, France, 646 pp.
- IEA (2008d).** *World Energy Outlook 2008*. International Energy Agency, Paris, France, 578 pp.
- IEA (2009a).** *Cities, Towns and Renewable Energy – Yes In My Front Yard*. International Energy Agency, Paris, France, 194 pp. (ISBN 978-92-64-07687-7).
- IEA (2009b).** *Cogeneration and District Energy: Sustainable Energy Technologies for Today and Tomorrow*. International Energy Agency, Paris, France, 24 pp.
- IEA (2009c).** *Transport, Energy, and CO₂ – Moving Towards Sustainability*. International Energy Agency, Paris, France, 400 pp. (ISBN 978-92-64-07316-6).
- IEA (2009d).** *World Energy Outlook 2009*. International Energy Agency, Paris, France, 696 pp.
- IEA (2010a).** *Energy Technology Perspectives 2010. Scenarios and Strategies to 2050*. International Energy Agency, Paris, France, 708 pp.
- IEA (2010b).** *Key World Energy Statistics 2010*. International Energy Agency, Paris, France, 82 pp.
- IEA (2010c).** *Technology Roadmap: Concentrating Solar Power*. International Energy Agency, Paris, France, 52 pp.
- IEA (2010d).** *World Energy Outlook 2010*. International Energy Agency, Paris, France, 736 pp.
- IEA Bioenergy (2010a).** *100 % Biogas for Urban Transport in Linköping, Sweden* IEA Bioenergy Task 37, International Energy Agency, Svensk Biogas AB, Linköping, Sweden. Available at: www.iea-biogas.net/_download/linkoping_final.pdf.

- IEA Bioenergy (2010b).** *Country report Sweden* IEA Bioenergy Task 37, *Energy from Biogas*. IEA Bioenergy, International Energy Agency, Paris, France. See: http://www.iea-biogas.net/_download/publications/country-reports/april2011/Sweden_Country_Report.pdf.
- IEA-HIA (2006).** *Prospects for Hydrogen from Biomass*. IEA Hydrogen Implementing Agreement Task 16, Subtask B, Final Report, International Energy Agency, Paris, France, 69 pp. Available at: ieahia.org/pdfs/finalreports/Task16BFinal.pdf.
- IEA-SHC (2010).** *Solar Heating and Cooling Implementing Agreement*. International Energy Agency, Paris, France. See: http://www.iea-shc.org/publications/downloads/Solar_Heat_Worldwide-2010.pdf.
- Igarashi, Y., K. Mochidzuki, M. Takayama, and A. Sakoda (2009).** Development of local fuel system for sustainable regional biomass utilization: Climate change: Global risks, challenges and decisions. In: *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 6(2009). IOP Publishing, Copenhagen, Denmark, doi:10.1088/1755-1315/6/1/001001.
- Iglesias, G., and R. Carballo (2010).** Wave resource in El Hierro – an island towards energy self-sufficiency. *Renewable Energy*, 36(2), pp. 689-698.
- Insula (2010).** *El Hierro 100% RES*. International Scientific Council for Island Development, Paris, France. Available at: www.insula.org/index.php?option=com_wrapper&Itemid=22.
- IPCC (2007).** *Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, and L.A. Meyer (eds.), Cambridge University Press, 851 pp.
- Ipsakis, D., S. Voutetakis, P. Seferlis, F. Stergiopoulos, and C. Elmasides (2009).** Power management strategies for a stand-alone power system using renewable energy sources and hydrogen storage. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34(16), pp. 7081-7095.
- Jayamaha, N.P. (2003).** *Distributed Generation on Rural Electricity Networks – A Lines Company Perspective*. Massey University, Massey, New Zealand, 243 pp.
- Jenkins, N., G. Strbac, and J. Ekanayake (2010).** *Distributed Generation*. Institution of Engineering and Technology, Stevenage, UK, 272 pp.
- Jiang, B., and Y. Hai (2010).** China's heat pumps technology review (in Chinese). *China Construction*, 2010(7), pp. 68-69.
- Johansson, T.B., and J. Goldemberg (eds.) (2005).** *World Energy Assessment Overview: 2004 Update*. United Nations Development Programme, United Nations Department of Economic and Social Affairs, and World Energy Council, New York, NY, USA, 85 pp. Available at: www.undp.org/energy/weaover2004.htm.
- Johansson, T.B., H. Kelly, A. Reddy, R. Williams, and L. Burnham (1993).** *Renewable Energy: Sources for Fuels and Electricity*. Island Press, Washington, DC, USA, 62 pp.
- Johnston, R.A. (2007).** *Review of U.S. and European Regional Modeling Studies of Policies Intended to Reduce Highway Congestion, Fuel Use, and Emissions*. Victoria Transport Policy Institute, Victoria, Canada, 9 pp.
- Jónsson, T., P. Pinson, and H. Madsen (2010).** On the market impact of wind energy forecasts. *Energy Economics*, 32, pp. 313-320.
- Jupe, S.C.E., and P.C. Taylor (2009).** Distributed generation output control for network power flow management. *IET Renewable Power Generation*, 3(4), pp. 371-386.
- Jupe, S.C.E., P.C. Taylor, and A. Michiorri (2010).** Coordinated output control of multiple distributed generation schemes. *IET Renewable Power Generation*, 4(3), pp. 283-297.

- Kåberger, T., and H. Kusar (2008).** BioDME – beslut enskilt projekt, Volvo Powertrain Report, DNR 2008-000766, Project 31243-1 Swedish Energy Agency, Eskilstuna, Sweden. 10 pp.
- Kaldellis, J.K., D. Zafirakis, and K. Kavadias (2009).** Techno-economic comparison of energy storage systems for island autonomous electrical networks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **13**(2), pp. 378-392.
- Kalhammer, F.A., B.M. Kopf, D.H. Swan, V.P. Roan, and M.P. Walsh (2007).** *Status and Prospects for Zero Emission Vehicle Technology*. Report ARB Independent Expert Panel, State of California Air Resources Board, Sacramento, CA, USA, 207 pp.
- Kamakaté, F. and D. Gordon (2009).** *Managing Motorcycles: Opportunities to Reduce Pollution and Fuel Use from Two- and Three-Wheeled Vehicles*. International Council on Clean Transportation, Washington, DC, USA. Available at: www.theicct.org/pubs/managing_motorcycles.pdf.
- Kang, Y., and J. Zhang (2008).** Study on current status, barriers and recommendations for China's CHP/DHC market development. *Energy of China (In Chinese)*, **30**(10), pp. 8-13.
- Karapidakis, E. (2007).** Transient analysis of Crete's power system with increased wind power penetration. In: *International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG 2007)*, Setubal, Portugal, 12-14 April 2007, pp. 18-22.
- Katsaprakakis, D.A., N. Papadakis, D.G. Christakis, and A. Zervos (2007).** On the wind power rejection in the islands of Crete and Rhodes. *Wind Energy*, **10**(5), pp. 415-434.
- Kawasaki, N., T. Oozeki, K. Otani, and K. Kurokawa (2006).** An evaluation method of the fluctuation characteristics of photovoltaic systems by using frequency analysis. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, **90**(18-19), pp. 3356-3363.
- Keane, A., and M. O'Malley (2005).** Optimal allocation of embedded generation on distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, **20**(3), pp. 1640-1646.
- Keane, A., M. Milligan, C.J. Dent, B. Hasche, C. D'Annunzio, K. Dragoon, H. Holttinen, N.Samaan, L. Söder, and M. O'Malley (2011a).** Capacity value of wind power. *IEEE Transactions on Power Systems*, **26**(2), pp. 564-572.
- Keane, A., L.F. Ochoa, E. Vittal, C.J. Dent, and G.P. Harrison (2011b).** Enhanced utilization of voltage control resources with distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, **26**(1), pp. 252-260.
- Kempton, W., and J. Tomic (2005).** Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy. *Journal of Power Sources*, **144**(1), pp. 280-294.
- Khan, J., G. Bhuyan, and A. Moshref (2009).** *Potential Opportunities and Differences Associated with Integration of Ocean Wave and Marine Current Energy Plants in Comparison to Wind Energy*. Report prepared by Powertech Labs for the IEA-OES Annex III, Powertech Labs Inc., Surrey, BC, Canada, 64 pp.
- Khennas, S., C. Sepp, and S. Hunt (2009).** *Review and Appraisal of Potential Transformative Rural Energy Interventions in the Congo Basin*. Final report by Practical Action Consulting and Eco Consulting, Department for International Development, London, UK.
- KinderMorgan (2010).** *Pipeline Products: Central Florida Pipeline Co.* Kinder Morgan, Dallas, Texas. Available at: www.kindermorgan.com/business/products_pipelines/central_florida.cfm
- Kirby, B.J. (2007).** Load response fundamentally matches power system reliability requirements. In: *Power Engineering Society General Meeting, IEEE*, Tampa, FL, USA, 24-28 June 2007, pp.1-6.
- Kirby, B., and M. Milligan (2010).** Utilizing load response for wind and solar integration and power

system reliability. In: *WindPower 2010*, Dallas, TX, 23-26 May 2010. Available at: www.nrel.gov/docs/fy10osti/48247.pdf.

Kiviluoma, J., and P. Meibom (2010). Influence of wind power, plug-in electric vehicles, and heat storages on power system investments. *Energy*, **35**(3), pp. 1244-1255.

Kiviluoma, J., and P. Meibom (2011). Methodology for modelling plug-in electric vehicles in the power system and cost estimates for a system with either smart or dumb electric vehicles. *Energy*, **36**(3), pp. 1758-1767.

Klobasa, M. (2010). Analysis of demand response and wind integration in Germany's electricity market. *IET Renewable Power Generation*, **4**(1), pp. 55-63.

Kobayashi, H., and I. Kurihara (2009). Research and development of grid integration of distributed generation in Japan. In: *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Calgary, AB, Canada, 26-30 July 2009.

Kondoh, J. (2010). Autonomous frequency regulation by controllable loads to increase acceptable wind power generation. *Wind Energy*, **13**(6), pp. 529-541.

Kromer, M.A., and J.B. Heywood (2007). *Electric Powertrains: Opportunities and Challenges in the U.S. Light-Duty Vehicle Fleet*. Report LFEE 2007-02 RP, Laboratory for Energy and the Environment, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MA, USA, 153 pp. Available at: web.mit.edu/sloan-auto-lab/research/beforeh2/files/kromer_electric_powertrains.pdf.

Krüger, D., A. Anthrakidis, S. Fischer, A. Lokurlu, M. Walder, R. Croy, and V. Quaschnig (2009). Experiences with solar steam supply for an industrial steam network in the P3 Project. In: *15th International SolarPACES Symposium*, Berlin, Germany, 18 September 2009, pp. 15.

Krüger, D.R., K. Hennecke, and S. Dathe (2008). *Parabolrinnen für prozesswärme, Projekte und Entwicklungen 11. Kölner Sonnenkolloquium*. German Aerospace Center (DLR) Solar Research, Köln, Germany. Available at: www.dlr.de/sf/en/Portaldata/73/Resources/dokumente/Soko/Soko2008/Poster/5_Parabolrinnen_fuer_Prozesswaerme.pdf.

Kundur, P., (2007). Power system stability. Chapter 7 in: *Power System Stability and Control*. L.Grigsby (ed.), CRC Press, Boca Raton, FL, USA.

Kurani, K.S., J. Axsen, N. Caperello, J. Davies, and T. Stillwater (2009). *Learning from Consumers: Plug-In Hybrid Electric Vehicle (PHEV) Demonstration and Consumer Education, Outreach, Market Research Program*. Research Report UCD-ITS-RR-09-21, Institute of Transportation Studies, University of California, Davis, CA, USA. Available at: pubs.its.ucdavis.edu/publication_detail.php?id=1310.

Lannoye, E., M. Milligan, J. Adams, A. Tuohy, H. Chandler, D. Flynn, and M. O'Malley (2010). Integration of variable generation: capacity value and evaluation of flexibility. In: *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Minneapolis, MN, 25-27 July 2010.

Lantz, M., M. Svensson, L. Björnsson, and P. Börjesson (2007). The prospects for an expansion of biogas systems in Sweden: incentives, barriers and potentials. *Energy Policy*, **35**(3), pp. 1830-1843.

Larsen, S.F., C. Filippin, A. Beascochea, and G. Lesino (2008). An experience on integrating monitoring and simulation tools in the design of energy-saving buildings. *Energy and Buildings*, **40**(6), pp. 987-997.

Larsen, X.G., and J. Mann (2009). Extreme winds from the NCEP/NCAR reanalysis data. *WindEnergy*, **12**(6), pp. 556-573.

Larson, E.D., R.H. Williams, M. Regis, and L.V. Leal (2001). A review of biomass integrated-

gasifier/gas turbine combined cycle technology and its application in sugarcane industries, with an analysis for Cuba. *Energy for Sustainable Development*, **5**(1), pp. 54-76.

Lazarewicz, M.L., and T.M. Ryan (2010). Integration of flywheel-based energy storage for frequency regulation in deregulated markets. In: *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Minneapolis, MN, 25-27 July 2010, pp. 1-6, 25-29.

Lehmann, J. (2007). A handful of carbon. *Nature*, **447**, pp. 143-144.

Leighty, W.C., J. Holloway, R. Merer, B. Somerday, C. Marchi, G. Keith, and D.E. White (2006). Compressorless hydrogen transmission pipelines deliver large-scale stranded renewable energy at competitive cost. In: *23rd World Gas Conference*, Amsterdam, The Netherlands, 5-9 June 2006. Available at: www.leightyfoundation.org/files/WGC-Amsterdam/WGC-Abstract310.pdf.

Leilei, D., H. Liu, and S. Riffat (2009). Development of small-scale and micro-scale biomass-fuelled CHP systems – a literature review. *Applied Thermal Engineering*, **29**(11-12), pp. 2119-2126.

Lemmini, F., and A. Erroumani (2007). Experimentation of a solar adsorption refrigerator in Morocco. *Renewable Energy*, **32**(15), pp. 2629-2641.

Levine, M., D. Ürge-Vorsatz, K. Blok, L. Geng, D. Harvey, S. Lang, G. Levermore, A. Mongameli Mehlwana, S. Mirasgedis, A. Novikova, J. Rilling, and H. Yoshion (2007). Residential and commercial buildings. In: *Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave and L.A. Meyer (eds.), Cambridge University Press, pp. 387-446.

Li, J. (2009). From strong to smart: the Chinese Smart Grid and its relation with the globe. *AsiaEnergy Platform News*, **September 2009**, pp. 10.

Li, Z.S., G.Q. Zhang, D.M. Li, J. Zhou, L.J. Li, and L.X. Li (2007). Application and development of solar energy in building industry and its prospects in China. *Energy Policy*, **35**(8), pp. 4121-4127.

Liao, C.P., E. Jochem, Y. Zhang, and N.R. Farid (2010). Wind power development and policies in China. *Renewable Energy*, **35**(9), pp. 1879-1886.

Lighting Africa (2010). *Lighting Africa – Catalyzing Markets for Modern Lighting*. International Finance Corporation and World Bank Programme. See: www.lightingafrica.org/.

Liu, D.H., and S. Riffat (2009). Development of small-scale and micro-scale biomass-fuelled CHP systems – A literature review. *Applied Thermal Engineering*, **29**(11-12), pp. 2119-2126.

Liu, E., and J. Bebic (2008). *Distribution System Voltage Performance Analysis for High-Penetration Photovoltaics*. Subcontract Report NREL/SR-581-42298, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA.

Liu, Y.Q., and A. Kokko (2010). Wind power in China: Policy and development challenges. *Energy Policy*, **38**(10), pp. 5520-5529.

Lobell, D.B., and C.B. Field (2007). Global scale climate – crop yield relationships and the impacts of recent warming. *Environmental Research Letters*, **2**(1), pp. 1-7.

Loisel, R., A. Mercier, C. Gatzen, N. Elms, and H. Petric (2010). Valuation framework for large scale electricity storage in a case with wind curtailment. *Energy Policy*, **38**(11), pp. 7323-7337.

Lone, S.A., and M.D. Mufti (2008). Modelling and simulation of a stand-alone hybrid power generation system incorporating redox flow battery storage system. *International Journal of*

Modelling and Simulation, **28**(3), pp. 337-346.

Longhetto, A., G. Elisei, and C. Giraud (1989). Effect of correlations in time and spatial extent on performance of very large solar conversion systems. *Solar Energy*, **43**(2), pp. 77-84.

Lorenz, E., J. Hurka, D. Heinemann, and H.G. Beyer (2009). Irradiance forecasting for the power prediction of grid-connected photovoltaic systems. *IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing*, **2**(1), pp. 2-10.

Lorenz, E., T. Scheidsteiger, J. Hurka, D. Heinemann, and C. Kurz (2010). Regional PV power prediction for improved grid integration. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, doi:10.1002/pip.1033.

Lund, H. (2006). Large-scale integration of optimal combinations of PV, wind and wave power into the electricity supply. *Renewable Energy*, **31**(4), pp. 503-515.

Lund, H., and E. Munster (2003). Management of surplus electricity-production from a fluctuating renewable-energy source. *Applied Energy*, **76**(1-3), pp. 65-74.

Lund, H., and W. Kempton (2008). Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G. *Energy Policy*, **36**(9), pp. 3578-3587.

Lund, H., and G. Salgi (2009). The role of compressed air energy storage (CAES) in future sustainable energy systems. *Energy Conversion and Management*, **50**(5), pp. 1172-1179.

Lund, J.W. (2005). Direct application of geothermal energy: 2005 worldwide review. *Geothermics*, **34**, pp. 691-727.

Lund, J.W., D.H. Freeston, and T.L. Boyd (2010). Direct utilisation of geothermal energy 2010 worldwide review. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-30 April 2010. Available at: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0007.pdf.

Lundsager, P., and I. Baring-Gould (2005). Isolated systems with wind power. In: *Wind Power in Power Systems*. T. Ackermann (ed.), John Wiley & Sons Ltd., London, UK, pp. 299-329.

Macedo, I.C., J.E.A. Seabra, and J.E.A.R. Silva (2008). Greenhouse gas emissions in the production and use of ethanol from sugarcane in Brazil: the 2005/2006 averages and a prediction for 2020. *Biomass & Bioenergy*, **32**, pp. 582-595.

MacGill, I. (2010). Electricity market design for facilitating the integration of wind energy: Experience and prospects with the Australian National Electricity Market. *Energy Policy*, **38**(7), pp. 3180-3191.

MacLean, H.L., and L.B. Lave (2003). Evaluating automobile fuel/propulsion technologies. *Progress in Energy and Combustion Science*, **29**, pp. 1-69.

Madhlopa, A., and G. Ngwalo (2007). Solar dryer with thermal storage and biomass-backup heater. *Solar Energy*, **81**(4), pp. 449-462.

Mandle, K.T. (1988). Dinorwig pumped-storage scheme. *Power Engineering Journal*, **2**(5), pp.259-262.

Mangold, D., and T. Schmitt (2006). The new central solar heating plants with seasonal storage in Germany. In: *EuroSun 2006*, ISES (ed.), International Solar Energy Society, Glasgow, Scotland, 27-30 June 2006, pp. 6.

Mangold, D., M. Riegger, and T. Schmitt (2007). *Solare Nahwärme und Langzeit- Wärmespeicher*. Report 0329607L, Forschungsbericht zum BMU-Vorhaben, Stuttgart, Germany, 66 pp.

Marcos, J., L. Marroyo, E. Lorenzo, D. Alvira, and E. Izco (2011). From irradiance to output power fluctuations: the PV plant as a low pass filter. *Progress in Photovoltaics: Research and*

Applications, doi:10.1002/pip.1063.

- Margonelli, L. (2009).** Clean energy's dirty little secret. *The Atlantic Magazine*, **May 2009**. Available at: www.theatlantic.com/magazine/archive/2009/05/clean-energy-apos-s-dirty-little-secret/7377.
- Martinez, E., F. Sanza, J. Blanco, F. Daroca, and E. Jimenez (2008).** Economic analysis of reactive power compensation in a wind farm: Influence of Spanish energy policy. *Renewable Energy*, **33**(8), pp. 1880-1891.
- Masters, C.L. (2002).** Voltage rise - the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines. *Power Engineering Journal*, **16**(1), pp. 5-12.
- Mathioulakis, E., V. Belessiotis, and E. Delyannis (2007).** Desalination by using alternative energy: Review and state-of-the-art. *Desalination*, **203**(1-3), pp. 346-365.
- Matic, D. (2006).** *Global Opportunities for Natural Gas as a Transportation Fuel for Today and Tomorrow*. Report from Working Committee 5 at the *23rd World Gas Conference*, Study Group 5.3 on Natural Gas for Vehicles (NGV), International Gas Union, Oslo, Norway, 144 pp.
- McCarthy, R.W., J.M. Ogden, and D. Sperling (2007).** Assessing reliability in energy supply systems. *Energy Policy*, **35**(4), pp. 2151-2162.
- McDonough, C., and R. Kraus (2007).** Does dynamic pricing make sense for mass market customers? *The Electricity Journal*, **20**(7), pp. 26-37.
- McKormick, K., and T. Kåberger (2005).** Exploring a pioneering bioenergy system: The case of Enköping in Sweden. *Journal of Cleaner Production*, **13**, pp. 1003-1014.
- McNutt, P., J. Hambrick, M. Keesee, and D. Brown (2009).** *Impact of SolarSmart Subdivisions on SMUD's Distribution System*. Technical report NREL/TP-550-46093, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, 41 pp.
- Meah, K., and S. Ula (2007).** Comparative evaluation of HVDC and HVAC transmission systems. In: *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Tampa, FL, USA, 24-28 June 2007, pp.1-5, 24-28.
- Meah, K., S. Ula, and S. Barrett (2008).** Solar photovoltaic water pumping – opportunities and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **12**(4), pp. 1162 -1175.
- Meenual, T. (2010).** Roadmapping the Provincial Electricity Authority (PEA) smart grids. In: *2010 Proceedings of the International Conference on Energy and Sustainable Development (ESD): Issues and Strategies*, Chiang Mai, Thailand, 2-4 June 2010, 1-6pp. (ISBN: 978-1-4244-8563-5).
- Meibom, P., R. Barth, B. Hasche, H. Brand, C. Weber, and M.J. O'Malley (2011).** Stochastic optimisation model to study the operational impacts of high wind penetrations in Ireland. *IEEE Transactions on Power Systems*, doi:10.1109/TPWRS.2010.2070848.
- METI (2005).** *Energy Vision 2100, Strategic Technology Roadmap (Energy Sector)*. Ministry of Economy, Trade, and Industry, Tokyo, Japan, 42 pp. Available at: www.iae.or.jp/2100/main.pdf.
- Miller, N., K. Clark, and M. Shao (2010).** Impact of frequency responsive wind plant controls on grid performance. In: *Proceedings of the 9th International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power and on Transmission Networks for Offshore Wind Farms*, Quebec City, Canada, 18-19 October 2010, pp. 371-382.
- Milligan, M., B. Kirby, R. Gramlich, and M. Goggin (2009).** *Impact of Electric Industry Structure on High Wind Penetration Potential*. Technical Report, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA.
- Mills, A., and R. Wiser (2010).** *Implications of Wide-Area Geographic Diversity for Short-Term*

Variability of Solar Power. LBNL-3884E, Environmental Energy Technologies Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, USA, 48 pp.

Mills, A., M. Ahlstrom, M. Brower, A. Ellis, R. George, T. Hoff, B. Kroposki, C. Lenox, N. Miller, J. Stein, and Y. Wan (2009a). *Understanding Variability and Uncertainty of Photovoltaics for Integration with the Electric Power System*. Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, USA.

Mills, A., R. Wiser, M. Milligan, and M. O'Malley (2009b). Comment on “Air Emissions Due to Wind and Solar Power”. *Environmental Science & Technology*, **43**(15), pp. 6106-6107.

Mills, A., A. Phadke, and R. Wiser (2011). Exploration of resource and transmission expansion decisions in the Western Renewable Energy Zone initiative. *Energy Policy*, **39**(3), pp. 1732-1745.

Ministry for Agriculture Livestock and Supply (2010). *Sugar Cane and Ethanol Distilleries*. Ministry for Agriculture Livestock and Supply, Brasilia, Brazil. (In Portuguese) Available at: http://www.agricultura.gov.br/arq_editor/file/1984_posicao_04_2010.pdf

Mintzer, I. (2009). Look before you leap: Exploring the implications of advanced vehicles for import dependence and passenger safety. In: *Plug-in Electric Vehicles: What Role for Washington?* D.B. Sandalow (ed.), Brookings Institution Press, Washington, DC, USA, pp 107-126. Available at: www.potomacenergyfund.com/files/Potomac%20Energy%20Fund%20-%20Look%20Before%20You%20Leap.pdf.

Miwa, T., and H. Okuda (2010). CO₂ ultimate reduction in steelmaking process by innovative technology for Cool Earth 50. *Journal of the Japan Institute of Energy*, **89**, pp. 28-35.

Modi, V., S. McDade, D. Lallement, and J. Saghri (2005). *Energy Services for the Millennium Development Goals*. Energy Sector Management Assistance Programme, United Nations Development Programme, UN Millennium Project, and World Bank, New York, NY, USA.

Mohammadi, A., A. Tabatabaeefar, S. Shahin, S. Rafiee, and A. Keyhani (2008). Energy use and economical analysis of potato production in Iran a case study: Ardabil province. *Energy Conversion and Management*, **49**(12), pp. 3566-3570.

Mohitpour, M., and A. Murray (2000). *Pipeline Design and Construction: A Practical Approach*. ASME Press, New York, NY, USA.

MoP (2006). Rural electrification policy, Resolution 44/26/05-RE. *Gazette of India, Ministry of Power, Vol. II* (23 August), pp. 17.

Morales, A., X. Robe, M. Sala, P. Prats, C. Aguerri, and E. Torres (2008). Advanced grid requirements for the integration of wind farms into the Spanish transmission system. *IET Renewable Power Generation*, **2**(1), pp. 47-59.

Morozumi, S., H. Nakama, and N. Inoue (2008). Demonstration projects for grid-connection issues in Japan. *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, **125**(12), pp. 426-431.

Moura, P.S., and A.T. de Almeida (2010). The role of demand-side management in the grid integration of wind power. *Applied Energy*, **87**(8), pp. 2581-2588.

Mpagalile, J.J., M.A. Hanna, and R. Weber (2005). Design and testing of a solar photovoltaic operated multi-seeds oil press. *Renewable Energy*, **31**(12), pp. 1855-1866.

MTEP (2008). *The Midwest ISO Transmission Expansion Plan; Growing the grid across the Heartland*. Midwest ISO, Carmel, IN, USA, 402 pp.

Mullane, A., and M. O'Malley (2005). The inertial response of induction-machine-based wind turbines. *IEEE Transactions on Power Systems*, **20**(3), pp. 1496-1503.

- Müller-Langer, F., F. Scholwin, and K. Oehmichen (2009).** *Biomethane for transport: a worldwide overview*. Presentation at IEA Bioenergy Task 39 Subtask Policy and Implementation Workshop: From today's to tomorrow's biofuels – From the Biofuels Directive to bio based transport systems in 2020; Dresden, Germany; June 3-5, 2009; adapted from: *Possible European biogas supply strategies*; Institute for Energy and Environment; Leipzig; 2007.
- Munksgaard, J., and P.E. Morthorst (2008).** Wind power in the Danish liberalised power market- Policy measures, price impact and investor incentives. *Energy Policy*, **36**(10), pp. 3940-3947.
- Murata, A., H. Yamaguchi, and K. Otani (2009).** A method of estimating the output fluctuation of many photovoltaic power generation systems dispersed in a wide area. *Electrical Engineering in Japan*, **166**(4), pp. 9-19.
- Murray, P.E. (2005).** *Designing Sustainable Distributed Generation Systems for Rural Communities*. Massey University, Palmerston North, New Zealand.
- NAS (2009).** *Liquid Transportation Fuels from Coal and Biomass: Technological Status, Costs, and Environmental Impacts*. National Academy of Sciences, National Academies Press, Washington, DC, USA, 388 pp. (ISBN-13: 978-0-309-13712-6).
- National Bureau of Statistics China (2010).** *City District Heating (1990-1999, 2004-2008)*. (In Chinese). Available at: www.stats.gov.cn.
- National Grid (2009).** *The Potential for Renewable Gas in the UK*. Paper, National Grid, Media Relations, UK.
- NATURALHY (2009).** *Strategic justification of the NATURALHY project*. Project Report, NATURALHY, Groningen, The Netherlands, 19 pp. Available at: www.naturalhy.net/docs/Strategic_justification_NATURALHY.pdf.
- NBB (2010).** *Automakers' and Engine Manufacturers' Positions of Support for Biodiesel Blends*. National Biodiesel Board, Jefferson City, MO, USA. Available at: www.biodiesel.org/resources/oems/default.aspx.
- NCEP (2007).** *Task Force on Biofuel Infrastructure*. National Commission on Energy Policy, Washington, DC, USA. <http://ourenergypolicy.org/docs/2/biofuels-taskforce.pdf>
- Nelson, P.A., D.J. Santini, and J. Barnes (2009).** Factors determining the manufacturing costs of lithium-ion batteries for PHEVs. In: *EVS-24 Conference*. Stavanger, Norway, 13-16 May 2009, pp. 12. Available at: www.cars21.com/files/papers/Nelson-Santini-Barnes-paper.pdf.
- Nema, P., R.K. Nema, and S. Rangnekar (2009).** A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **13**(8), pp. 2096-2103.
- NERC (2009).** *Special Report: Accommodating High Levels of Variable Generation*. North American Reliability Corporation, Princeton, NJ, USA, 95 pp.
- NERC (2010a)** *NERC IVGTF Task 2.1 Report Variable Generation Power Forecasting for Operations*. North American Electric Reliability Corporation, Princeton, NJ, USA, 35 pp. Available at: www.nerc.com/files/Variable%20Generation%20Power%20Forecasting%20for%20Operations.pdf.
- NERC (2010b).** *Special Report: Flexibility Requirements and Potential Metrics for Variable Generations: Implication for System Planning Studies*. North American Electric Reliability Corporation, Princeton, NJ, USA, 63 pp.

- NERC (2010c)** *Special Report: Potential Reliability Impacts of Emerging Flexible Resources*. North American Electric Reliability Corporation, Princeton, NJ, USA, 57 pp.
- NETL (2008)**. *NETL Modern Grid Strategy – Powering Our 21st-Century Economy – Advanced Metering Infrastructure*. White Paper V1.0, National Energy Technology Laboratory, U.S. Department of Energy, Pittsburgh, PA, USA, 32 pp.
- New Holland Information Center (2010)**. *Biodiesel Support*. New Holland Information Center, Racine, WI, USA. Available at: agriculture.newholland.com/us/en/information-center/Biodiesel-Support/Pages/default.aspx.
- Newbery, D.M. (2005)**. Electricity liberalisation in Britain: the quest for a satisfactory wholesale market design. *Energy Journal, Special Issue on European Electricity Liberalisation*, **26**(Special I), pp. 43-70.
- Newbery, D.M. (2010)**. Market design for a large share of wind power. *Energy Policy*, **38**(7), pp.3131-3134.
- Nicholas, M., and J. Ogden (2010)**. *An Analysis of Near-Term Hydrogen Vehicle Rollout Scenarios for Southern California*. Report UCD-ITS-RR-10-03, University of California, Institute of Transportation Studies, Davis, CA, USA.
- NISRA (2009)**. *Northern Ireland Statistic & Research Agency. Population and Migration Estimates Northern Ireland (2009) – Statistical Report*. Northern Ireland Statistics & Research Agency, National Statistics, Belfast, Ireland, 19 pp.
- NIST (2007)**. *White paper on Internationally Compatible Biofuel Standards (Tripartite task force: Brazil, European Union and United States of America)*. Report, National Institute of Standards and Technology, Gaithersburg, MD, USA, 93 pp.
- Nordel (1996)**. *Annual Report*. Nordel, Helsinki, Finland, 64 pp.
- Nordel (2000)**. *Annual Report*. Nordel, Helsinki, Finland, 70 pp.
- Nordel (2008)**. *Annual Report*. Nordel, Helsinki, Finland, 23 pp.
- Notholt, A. (2008)**. *Fault Ride Through Capabilities of Inverter-Based Distributed Generation Connected to Low and Medium Voltage Distribution Networks*. Kassel University, Kassel, Germany.
- NRC (2008)**. *Transitions to Alternative Transportation Technologies: A Focus on Hydrogen*. TheNational Research Council, National Academies Press, Washington, DC, USA, 142 pp. (ISBN-13: 978-0-309-12100-2).
- NRC (2010)**. *Transitions to alternative transportation technologies: plug-in hybrid vehicles*, TheNational Research Council, National Academies Press, Washington, DC, USA. 57pp. (ISBN-13:978-0-309-14580-4).
- NREL (2009)**. *H2 Production Cost vs. Process Composite Data Product (CDP #15)*. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA. Available at: www.nrel.gov/hydrogen/docs/cdp/cdp_15.jpg.
- NREL (2010)**. *Oahu Wind Integration and Transmission Study: Summary Report*. NationalRenewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, 28 pp.
- NSCA (2006)**. *Biogas as transport fuel*. Final Report, National Society for Clean Air andEnvironmental Protection, Brighton, UK, 46 pp. (ISBN 978 0 903 47461 1).
- Nyamdash, B., E. Denny, and M. O’Malley (2010)**. The viability of balancing wind generation with large scale energy storage. *Energy Policy*, **38**(11), pp. 7200-7208.

- NZVCC (2008).** *University Research Commercialisation – Paying Dividends for New Zealand*. Report, New Zealand Vice-Chancellors' Committee, Wellington, New Zealand, 11 pp.
- Ochoa, P., and A. van Ackere (2009).** Policy changes and the dynamics of capacity expansion in the Swiss electricity market. *Energy Policy*, **37**(5), pp. 1983-1998.
- Ogden, J.M., and C. Yang (2009).** Build-up of a hydrogen infrastructure in the US. Chapter 15 in: *The Hydrogen Economy: Opportunities and Challenges*. M. Ball and M. Wietschel (eds.), Cambridge University Press, pp. 454-482.
- Oleson, K.W., G.B. Bonan, and J. Feddema (2010).** Effects of white roofs on urban temperature in a global climate model. *Geophysical Research Letters*, **37**, L03701, doi:10.1029/2009GL042194.
- Oliver-Solà, J., X. Gabarrell, and J. Rieradevall (2009).** Environmental impacts of the infrastructure for district heating in urban neighbourhoods. *Energy Policy*, **37**(11), pp. 4711-4719.
- Paatero, J.V., and P.D. Lund (2007).** Effects of large-scale photovoltaic power integration on electricity distribution networks. *Renewable Energy*, **32**(2), pp. 216-234.
- Pacca, S., and J.R. Moreira (2009).** Historical carbon budget of the Brazilian ethanol program. *Energy Policy*, **37**(11), pp. 4863-4873.
- Paish, O. (2002).** Small hydro power: technology and current status. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **6**(6), pp. 537-556.
- Papaefthymiou, G., and D. Kurowicka (2009).** Using copulas for modeling stochastic dependence in power system uncertainty analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, **24**(1), pp. 40-49.
- Papathanassiou, S.A., and N.G. Boulaxis (2006).** Power limitations and energy yield evaluation for wind farms operating in island systems. *Renewable Energy*, **31**(4), pp. 457-479.
- Pastowski, A., and T. Grube (2009).** Scope and perspectives of industrial hydrogen production and infrastructure for fuel cell vehicles in North Rhine-Westphalia. *Energy Policy*, **38**(10), pp.5382-5387.
- PCGCC (2010).** *State and Local Net Greenhouse Gas Emissions Reduction Programs*. Pew Center on Global Climate Change, Arlington, VA, USA. Available at: www.cleanairconstruction.org/content/legislative/AB1493%20-%20Greenhouse%20Gas%20Emissions%20Reduction.pdf.
- Pearmine, R., Y.H. Song, and A. Chebbo (2007).** Influence of wind turbine behaviour on the primary frequency control of the British transmission grid. *IET Renewable Power Generation*, **1**(2), pp. 142-150.
- Pehnt, M., A. Paar, F. Merten, W. Irrek, and D. Schüwer (2009a).** Intertwining renewable energy and energy efficiency: from distinctive policies to combined strategies. In: *ECEEE 2009 Summer Study*, ECEEE, La Colle sur Loup, Côte d'Azur, France, pp. 389-400.
- Pehnt, M., A. Paar, P. Otter, F. Merten, T. Hanke, W. Irrek, D. Schüwer, N. Supersberger, and C. Zeiss (2009b).** *Energiebalance - Optimale Systemlösungen für erneuerbare Energien und Energieeffizienz (Energy Balance – Optimum System Solutions for Renewable Energy and Energy Efficiency)*. Report FKZ 0327614, Institut für Energie-und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Heidelberg, Germany, 440 pp.
- Pelland, S., and I. Abboud (2008).** Comparing photovoltaic capacity value metrics: A case study for the City of Toronto. *Progress in Photovoltaics*, **16**(8), pp. 715-724.
- Perez, R., M. Taylor, T. Hoff, and J.P. Ross (2008).** Reaching consensus in the definition of photovoltaics capacity credit in the USA: A practical application of satellite-derived solar resource data. *IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote*

Sensing, **1**(1), pp. 28-33.

Pérez-Díaz, J.I., and J.R. Wilhelmi (2010). Assessment of the economic impact of environmental constraints on short-term hydropower plant operation. *Energy Policy*, **38**(12), pp. 7960-7970.

Persson, M. (2003). *Utvärdering av uppgraderingstekniker för biogas (Study of Biogas Upgrading Techniques)*. Report SGC 142, ISSN 1102-7371, Swedish Gas Centre, Malmö, Sweden, 69 pp.

Persson, M., O. Jönsson, and A. Wellinger (2006). *Biogas Upgrading to Vehicle Fuel Standards and Grid Injection*. IEA Report, Swedish Gas Center (SGC), Malmö, Sweden, 34 pp.

Phair, J.W. (2006). Green chemistry for sustainable cement production and use. *Green Chemistry*, **8**, pp. 763-780.

Pihl, E. (2009). *Concentrating Solar Power*. Energy Committee of the Royal Swedish Academy of Sciences, Stockholm, Sweden, 32 pp.

Plotkin, S., and M. Singh (2009). *Multi-Path Transportation Futures Study: Vehicle Characterization and Scenario Analyses*. Report ANL/ESD/09-5, Argonne National Laboratory, Argonne, IL, USA, 310 pp. Available at: www.transportation.anl.gov/pdfs/TA/613.PDF.

Power-Gen (2009). *Cummins Approves B20 Biodiesel for 19- to 78-Litre High Horsepower Engines*. Power Engineering International, PennWell Publishing, Tulsa, OK, USA.

PROINFA (2010). *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica*, Minas e Energia, Brasília, Brazil. Available at: www.mme.gov.br/programas/proinfa.

Qadrdan, M., M. Chaudry, J.Z. Wu, N. Jenkins, and J. Ekanayake (2010). Impact of a large penetration of wind generation on the GB gas network. *Energy Policy*, **38**(10), pp. 5684-5695.

Radtke, J., C.J. Dent, and S.J. Couch (2010). Capacity value of large tidal barrages. *IEEE Transactions on Power Systems*, doi:10.1109/TPWRS.2010.2095433.

RAE (2007). Decision 85/2007, 25th April 2007: “Adoption of a methodology for determining the growth potential of RES plants in saturated networks in accordance with the provisions of Article 4 § 1 of the Licensing Rules for electricity Production from RES and CHP” (in Greek). Regulatory Authority for Energy, Greece, *Official Gazette B* 448/3.4.2007.

Rajvanshi, A.K., S.M. Patil, and B. Mendonca (2007). Low-concentration ethanol stove for rural areas in India. *Energy for Sustainable Development*, **11**(1), pp. 94-99.

Ramirez, C.A., and W. Worrell (2006). Feeding fossil fuels to the soil. An analysis of energy embedded and technological learning in the fertilizer industry. *Resources Conservation and Recycling*, **46**, pp. 75-93.

Reikard, G. (2009). Forecasting ocean wave energy: Tests of time-series models. *Ocean Engineering*, **36**(5), pp. 348-356.

REN (2008). *Plano de investimento e desenvolvimento da rede de transporte 2009-2014 (2019)*. Rede Eléctrica Nacional, Lisbon, Spain, 26 pp.

REN21 (2010). *Renewables 2010: Global Status Report*. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century Secretariat, Paris, France, 80 pp.

Ren, T., and M.K. Patel (2009). Basic petrochemicals from natural gas, coal and biomass: Energy use and CO₂ emissions. *Resources, Conservation and Recycling*, **53**, pp. 513-528.

- Reynolds, R. (2000).** *The Current Fuel Ethanol Industry Transportation, Marketing, Distribution and Technical Considerations*. Report Oak Ridge National Laboratory Ethanol Project, Subcontract No. 4500010570, Downstream Alternatives Inc., Bremen, IN, USA, 263 pp.
- Riis, T.R., G. Sandrock, E.F. Hagen, Ø. Ulleberg, and P.J.S. Vie (2006).** *Hydrogen Production and Storage – R&D Priorities and Gaps*. Report (white paper), Hydrogen Implementing Agreement, International Energy Agency, Paris, France, 33 pp.
- Rodrigues, M., A.P.C. Faaij, and A. Walter (2003).** Techno-economic analysis of co-fired biomass integrated gasification/combined cycle systems with inclusion of economies of scale. *Energy*, **28**(12), pp. 1229-1258.
- Rodriguez, G.D. (2010).** A utility perspective of the role of energy storage in the smart grid. In: *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Minneapolis, MN, USA, 25-27 July 2010, pp. 1-2, 25-29.
- Rodriguez, J.M., O. Alonso, M. Duvison, and T. Domingez (2008).** The integration of renewable energy and the system operation: The Special Regime Control Centre (CECRE) in Spain. In: *IEEE Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, Pittsburgh, PA, USA, 20-24 July 2008, pp. 1-6, 20-24.
- Rossilo-Calle, F., S.V. Bajay, and H. Rothman (2000).** *Industrial Uses of Biomass Energy: The Example of Brazil*. Taylor & Francis, London and New York.
- Rousseau, A. And P. Sharer (2004).** *Comparing Apples To Apples: well-to-Wheel Analysis of Current ICE and Fuel Cell Vehicle Technologies*. Report No. 2004-01-1015, Argonne National Laboratory, Argonne, IL, USA.
- Salter, S., J. Taylor, and N. Caldwell (2002).** Power conversion mechanisms for wave energy. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part M: Journal of Engineering for the Maritime Environment*, **216**(1), pp. 1-27.
- Samaras, C., and K. Meisterling (2008).** Life cycle assessment of greenhouse gas emissions from plug-in hybrid vehicles: implications for policy. *Environmental Science & Technology*, **42**(9), pp. 3170-3176.
- Sandsmark, M., and B. Tennbakk (2010).** Ex post monitoring of market power in hydro dominated electricity markets. *Energy Policy*, **38**(3), pp. 1500-1509.
- Scandiffio, M., and M.R.V. Leal (2008).** Novo desenho logístico para exportação de etanol: uma visão de longo prazo. In: *7º Congresso Internacional sobre Geração Distribuída e Energia no Meio Rural*. L.B. Cortez (ed.), AGRENER, Fortaleza, Brazil, 23-26 September 2008. Available at: <http://www.nipeunicamp.org.br/agrener/anais/2008/Artigos/72.pdf>.
- Scania (2010).** *World's Largest Ethanol Bus Fleet Grows by 85 Scania Buses*. Press release, 21 June 2010, Scania, Södertälje, Sweden. Available at: www.scania.com/media/pressreleases/N10018EN.aspx.
- Schäfer, N., T. Degner, J. Jäger, T. Teil, and A. Shustov (2010).** Adaptive protection system for distribution networks with distributed energy resources. In: *10th International Conference on Developments in Power System Protection*, Manchester, UK, 29 March – 1 April 2010.
- Schmidt, J., N. Helme, J. Lee, and M. Houdashelt (2008).** Sector-based approach to the post-2012 climate change policy architecture. *Climate Policy*, **8**, pp. 494-515.
- Schnepf, R. (2006).** *Energy Use in Agriculture, Background And Issues - Updated*. Congressional Research Service report, Order Code RL32712, Library of Congress, Washington, DC, USA, 40 pp.

- Schnitzer, H., C. Brunner, and G. Gwehenberger (2007).** Minimizing greenhouse gas emissions through the application of solar thermal energy in industrial processes. *Journal of Cleaner Production*, **15**(13-14), pp. 1271-1286.
- Schultz, R. (2007).** HVDC options today [In my View]. *IEEE Power and Energy Magazine*, **5**(2), pp. 94-96.
- Schweppe, F.C., M.C. Caramanis, R.D. Tabors, and R.E. Bohn (1988).** *Spot Pricing of Electricity*. Kluwer Academic Publishers, Boston, MA, USA, 355 pp.
- Searchinger, T., R., R.A. Heimlich, F. Houghton, A. Dong, J. Elobeid, S. Fabiosa, D. Tokgoz, and T.-H. Hayes (2008).** Use of U.S. croplands for biofuels increases greenhouse gases through emissions from land use change. *Science*, **319**(5867), pp. 1238-1240.
- Sebastian, M., J. Marti, and P. Lang (2008).** Evolution of DSO control centre tool in order to maximize the value of aggregated distributed generation in smart grid. In: *SmartGrids for Distribution. IET-CIRED. CIRED Seminar*, Frankfurt, Germany, 23-24 June 2008, pp. 1-4, 23-24
- Sensfuß, F., M. Ragwitz, and M. Genoese (2008).** The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy Policy*, **36**(8), pp. 3076-3084.
- Shanmukharadhya, K.S., and K.G. Sudhakar (2007).** Effect of fuel moisture on combustion in a bagasse-fired furnace. *Journal of Energy Resources Technology*, **129**(3), pp. 248-254.
- Shenyang (2006).** *Guidance on Promoting the Development and Application of Heat Pumps*. Document No.20 (in Chinese), Shenyang City Government, Shenyang, China.
- Sherif, S.A., F. Barbir, and T.N. Veziroglu (2005).** Towards a hydrogen economy. *The Electricity Journal*, **18**(6), pp. 62-76.
- Shiu, H., M. Milligan, B. Kirby, and K. Jackson (2006).** *California Renewables Portfolio Standard Renewable Generation Integration Cost Analysis: Multi-year analysis results and recommendations*. California Energy Commission, Sacramento, CA, USA, 134pp.
- Sims, R. (2008).** Reaching consensus on sustainable biofuels. *Renewable Energy World Magazine*, July 2008. Available at: www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2008/07/reaching-consensus-on-sustainable-biofuels-52692.
- Sims, R., M. Taylor, J. Saddler, and W. Mabee (2008).** *From 1st- to 2nd-Generation Biofuel Technologies - An Overview of Current Industry and RD&D Activities*. IEA, Paris, France, 120 pp.
- Sioshansi, R., and W. Short (2009).** Evaluating the impacts of real-time pricing on the usage of wind generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, **24**(2), pp. 516-524.
- Sjølvgren, D., S. Andersson, T. Andersson, U. Nyberg, and T.S. Dillon (1983).** Optimal operations planning in a large hydrothermal power system. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, **102**(11), pp. 3644-3651.
- Smith, J.C., M.R. Milligan, E.A. DeMeo, and B. Parsons (2007).** Utility wind integration and operating impact state of the art. *IEEE Transactions on Power Systems*, **22**(3), pp. 900-908.
- Smith, J.C., S. Beuning, H. Durrwachter, E. Ela, D. Hawkins, B. Kirby, W. Lasher, J. Lowell, K. Porter, K. Schuyler, and P. Sotkiewicz (2010a).** Impact of variable renewable energy on US electricity markets. In: *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Minneapolis, MN, USA, 25-27 July 2010, pp. 1-12, 25-29.
- Smith, J.C., H. Holttinen, D. Osborn, R. Zavadil, W. Lasher, L. Gómez, T. Trötscher, J.O.Tande, M. Korpås, F. Van Hulle, A. Estanqueiro, and L. Dale (2010b).** Transmission

- planning for wind energy: Status and prospects. In: *EWEC 2010 – European Wind Energy Conference*, Warsaw, Poland, 20-23 April 2010.
- Söder, L., and H. Holttinen (2008).** On methodology for modelling power system impact on power systems. *International Journal of Global Energy Issues*, **29**(1-2), pp. 181-198.
- Söder, L., L. Hofmann, A. Orths, H. Holttinen, Y.H. Wan, and A. Tuohy (2007).** Experience from wind integration in some high penetration areas. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, **22**(1), pp. 4-12.
- Stadler, I. (2008).** Power grid balancing of energy systems with high renewable energy penetration by demand response. *Utilities Policy*, **16**(2), pp. 90-98.
- Statistics Finland (2009).** *Production of Electricity and Heat 2009*. Statistics Finland, Helsinki, Finland, 14 pp.
- Sterner, M. (2009).** *Bioenergy and Renewable Power Methane in Integrated 100% Renewable Energy Systems - Limiting Global Warming by Transforming Energy Systems*. PhD Thesis, Kassel University, Kassel, Germany (ISBN: 978-3-89958-798-2).
- Stetz, T., W. Yan, and M. Braun (2010).** Voltage control in distribution systems with high level PV-penetration – Improving absorption capacity for PV systems by reactive power supply. In: *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Valencia, Spain, 6-10 September 2010, pp. 5000-5006.
- Stoft, S. (2002).** *Power Systems Economics – Designing Markets for Electricity*. IEE Press Editorial Board, Piscataway, NJ, USA, 496 pp.
- Stoutenburg, E.D., N. Jenkins, and M.Z. Jacobson (2010).** Power output variations of co-located offshore wind turbines and wave energy converters in California. *Renewable Energy*, **35**(12), pp. 2781-2791.
- Strauss, P. (2009).** *Einfluss des Frequenzverhaltens kleiner Generatoren und lasten auf Stromnetze unter besonderer Berücksichtigung großer Netzstörungen*. Dissertation, University of Kassel, Kassel, Germany, 128 pp.
- Strbac, G. (2008).** Demand side management: Benefits and challenges. *Energy Policy*, **36**(12), pp. 4419-4426.
- Strunz, K., and H. Louie (2009).** Cache energy control for storage: Power system integration and education based on analogies derived from computer engineering. *IEEE Transactions on Power Systems*, **24**(1), pp. 12-19.
- Sudol, P. (2009).** *Modelling and Analysis of Hydrogen Based Wind Energy Transmission and Storage Systems*. Massey University, Palmerston North, New Zealand.
- Swider, D.J., and C. Weber (2007).** The costs of wind's intermittency in Germany: application of a stochastic electricity market model. *European Transactions on Electrical Power*, **17**(2), pp. 151-172.
- Takada, M., and N.A. Charles (2006).** *Energizing Poverty Reduction: A Review of the Energy-Poverty Nexus in Poverty Reduction Strategy Papers*. United Nations Development Programme, New York, NY, USA, 117 pp. Available at: www.undp.org/environment/sustainable-energy-library.shtml.
- Takada, M., and S. Fracchia (2007).** *A Review of Energy in National MDG Reports*. United Nations Development Programme, New York, NY, USA, 48 pp. Available at: www.undp.org/environment/sustainable-energy-library.shtml.
- Taylor, C. (1994).** *Power System Voltage Stability*. McGraw Hill, 273 pp.

- Tester, J.W., B.J. Anderson, A.S. Batchelor, D.D. Blackwell, R. DiPippo, and E.M. Drake (eds.) (2006).** *The Future of Geothermal Energy – Impact of Enhanced Geothermal Systems on the United States in the 21st Century*. Prepared by the Massachusetts Institute of Technology, under Idaho National Laboratory Subcontract No. 63 00019 for the U.S. Department of Energy, Assistant Secretary for Energy Efficiency and Renewable Energy, Office of Geothermal Technologies, Washington, DC, USA, 358 pp (ISBN-10: 0486477711, ISBN-13: 978-0486477718). Available at: geothermal.inel.gov/publications/future_of_geothermal_energy.pdf.
- Thomson, M., and D.G. Infield (2007).** Impact of widespread photovoltaics generation on distribution systems. *IET Renewable Power Generation*, **1**(1), pp. 33-40.
- Thorsteinsson, H.H., and J.W. Tester (2010).** Barriers and enablers to geothermal district heating development in the United States. *Energy Policy*, **38**, pp. 803-813.
- Thyholt, M., and A.G. Hestnes (2008).** Heat supply to low-energy buildings in district heating areas: Analyses of CO₂ emissions and electricity supply security. *Energy and Buildings*, **40**(131-139)
- TN Petróleo (2010).** *ANP propõe regulação para biocombustível*. TN Petróleo, Brazil. Available at: www.tnpetroleo.com.br/clipping/4265/anp-propoe-regulacao-para-biocombustivel.
- Torriti, J., M.G. Hassan, and M. Leach (2010).** Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. *Energy*, **35**(4), pp. 1575-1583.
- TradeWind (2009).** *Integrating Wind. Developing Europe's Power Market for the Large Scale Integration of Wind Power*. TradeWind, 104 pp.
- Transmission Code (2007).** *Transmission Code: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. Verband der Netzbetreiber, Berlin, Germany, 90pp.
- TransPower (2008).** *Grid upgrade plan 2008 Instalment 1, part III: Wairakei Ring Investment proposal*. Transpower New Zealand Ltd., Wellington, NZ, 43 pp.
- TRB (2009).** *Modal Primer on Greenhouse Gas and Energy Issues for the Transportation Industry*. Research Circular E-C143, Transportation Research Board, Washington, DC, USA (ISSN 0097-8515).
- Troy, N., E. Denny, and M. O'Malley (2010).** Base-load cycling on a system with significant wind penetration. *IEEE Transactions on Power Systems*, **25**(2), pp. 1088-1097.
- Tsikalakis, A.G., and N.D. Hatziargyriou (2008).** Centralized control for optimizing microgrids operation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, **23**(1), pp. 241-248.
- Tsili, M., and S. Papathanassiou (2009).** A review of grid code technical requirements for wind farms. *IET Renewable Power Generation*, **3**(3), pp. 308-332.
- Tuohy, A., and M. O'Malley (2011).** Pumped storage in systems with very high wind penetration. *Energy Policy*, **39**(4), pp. 1965-1974.
- Tyll, H.K., and F. Schettler (2009).** Power system problems solved by FACTS devices. In: *PowerSystems Conference and Exposition*, Seattle, WA, USA, 16-18 March 2009, pp. 1-5, 15-18.
- Uchida, H. (2010).** Policy and action programs in Japan - Hydrogen energy as eco technology. In: *WHEC 2010 – 18th World Hydrogen Energy Conference*, International Association for Hydrogen Energy, Essen, Germany, 16-21 May 2010.
- UCTE (2006).** *Final Report: System Disturbance on 4 November 2006*. Union for the Co-Ordination of Transmission of Electricity, Brussels, Belgium, 85 pp.
- Ueda, Y., K. Kurokawa, T. Tanabe, K. Kitamura, and H. Sugihara (2008).** Analysis results of output power loss due to the grid voltage rise in grid-connected photovoltaic power generation

- systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, **55**(7), pp. 2744-2751.
- Ulleberg, Ø., T. Nakken, and A. Eté (2010)**. The wind/hydrogen demonstration system at Utsira in Norway: Evaluation of system performance using operational data and updated hydrogen energy system modeling tools. *International Journal of Hydrogen Energy*, **35**(5), pp. 1841-1852.
- Ummels, B.C., E. Pelgrum, and W.L. Kling (2008)**. Integration of large-scale wind power and use of energy storage in the Netherlands' electricity supply. *IET Renewable Power Generation*, **2**(1), pp. 34-46.
- UN Energy (2007)**. *Sustainable Bioenergy: A Framework for Decision Makers*. United Nations, New York, NY, USA, 64 pp. Available at: esa.un.org/un-energy/pdf/susdev.Biofuels.FAO.pdf.
- UNEA (2009)**. *Energy for Sustainable Development: Policy Options for Africa*. United Nations Energy Africa, New York, NY, USA. Available at: www.uneca.org/eca_resources/publications/unea-publication-tocsd15.pdf.
- UNDP (2007)**. *World Urbanization Prospects: The 2007 Revision*. United Nations Population Division, United Nations, New York, NY, USA, 230 pp. Available at: www.un.org/esa/population/publications/wup2007/2007WUP_Highlights_web.pdf.
- UNDP (2009)**. *Small-Scale Finance for Modern Energy Services and the Role of Governments*. United Nations Development Programme, New York, NY, USA, 43 pp.
- UNDP and WHO (2009)**. *The Energy Access Situation in Developing Countries - A Review Focusing on the Least Developed Countries and Sub-Saharan Africa*. United Nations Development Programme and World Health Organization, New York, NY, USA and Geneva, Switzerland. Available at: content.undp.org/go/newsroom/publications/environment-energy/www-ee-library/sustainable-energy/undp-who-report-on-energy-access-in-developing-countries-review-of-ldcs---ssas.en.
- University of Edinburgh (2006)**. *Matching Renewable Electricity Generation with Demand: Academic study: Full report*. University of Edinburgh, Edinburgh, Scotland, 77 pp.
- US DOE (2004)**. *Energy Information Administration Annual Energy Review 2003*. U.S. Department of Energy, Washington, DC, USA, 428 pp.
- US DOE (2008a)**. *The Net-Zero Energy Commercial Building Initiative*. U.S. Department of Energy, Washington, DC, USA. Available at: www1.eere.energy.gov/buildings/initiative.html.
- US DOE (2008b)**. *The Smart Grid: An Introduction*. U.S. Department of Energy, Washington, DC, USA. Available at: [www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/DOE_SG_Book_Single_Pages\(1\).pdf](http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/DOE_SG_Book_Single_Pages(1).pdf).
- US DOE and EPRI (1997)**. *Renewable Energy Technology Characterizations*. Topical Report, U.S. Department of Energy and EPRI, Washington, DC, USA and Palo Alto, CA, USA, 283 pp.
- USDA (2009)**. *Precision, Geospatial and Sensor Technologies*. USDA Co-operative State Research Education and Extension Service, Washington, DC, USA. Available at: www.csrees.usda.gov/precisiongeospatialsensortechnologies.cfm.
- U.S. Forest Service (2010)**. Record of Decision - San Diego Gas & Electric Special Use Authorization for the Sunrise Powerlink Transmission Line Project. San Diego County, California, USA. Available at: http://www.sdge.com/sunrisepowerlink/docs/ROD_SDGE_%20SpecialUse.pdf
- Utria, B.E. (2004)**. Ethanol and gelfuel: clean renewable cooking fuels for poverty alleviation in Africa. *Energy for Sustainable Development*, **8**(3), pp. 107-114.
- Vandezande, L., L. Meeus, R. Belmans, M. Saguan, and J.M. Glachant (2010)**. Well-

- functioning balancing markets: A prerequisite for wind power integration. *Energy Policy*, **38**(7), pp. 3146-3154.
- Vannoni, C., R. Battisti, and S. Drigo (2008).** *Potential for Solar Heat in Industrial Processes*. Booklet IEA SHC Task 33 and SolarPACES, CIEMAT, Madrid, Spain, 17 pp.
- Velasco, D., C.L. Trujillo, and R.A. Pena (2011).** Power transmission in direct current. Future expectations for Colombia. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, **15**(1), pp. 759-765.
- Verbruggen, A. (2006).** Electricity intensity backstop level to meet sustainable backstop supply technologies. *Energy Policy*, **34**, pp. 1310-1317.
- Verheijen, F., I. Diafas, S. Jeffery, A.C. Bastos, and M. van der Velde (2010).** *Biochar Application to Soils: A Critical Scientific Review of Effects on Soil Properties, Processes and Functions*. Science and Technical Report EUR 24099 EN – 2010, Joint Research Centre, Ispra, Italy, 166 pp.
- Vittal, V., J. McCalley, V. Ajjarapu, and U. Shanbhag (2009).** *Impact of Increased DFIG Wind Penetration on Power Systems and Markets: Final Project Report*. Power Systems Engineering Research Center, Tempe, AZ, USA, 221 pp.
- Von Braun, J., and R. Meizen-Dick (2009).** *Land Grabbing by Foreign Investors in Developing Countries – Risks and Opportunities*. IFPRI Policy Brief 13, International Food Policy Research Institute, Washington, DC, USA, 8 pp. Available at: www.ifpri.org/sites/default/files/publications/bp013all.pdf.
- VTT (2009).** *Energy Visions 2050 – Summary*. VTT Technical Research Centre of Finland, Helsinki, Finland.
- Wagner, J. (2009).** Nahwärmekonzept Hirtenwiesen II. In: *Solarthermie 2009 - Heizen und Kühlen mit der Sonne*. VDI Verlag GmbH, Düsseldorf, Germany, pp. 121-132. Available at: www.fachbuch-erneuerbare-energien.de/solarthermie_2010_vdi_2074.htm.
- Walter, A. (2006).** Is Brazilian biofuels experience a model for other developing countries? *Entwicklung & Ländlicher Raum*, **40**, pp. 22-24.
- Wang, L. (2008).** Contemporary issues in thermal gasification of biomass and its application to electricity and fuel production. *Biomass and Bioenergy*, **32**(7), pp. 573-581.
- Wang, M., H. Huo, L. Johnson, and D. He (2006).** *Projection of Chinese Motor Vehicle Growth, Oil Demand, and CO₂ Emissions through 2050*. Report ANL/ESD/06-6, Argonne National Laboratory, Energy Systems Division, Argonne, IL, USA.
- Wang, R.Z., T.S. Ge, C.J. Chen, Q. Ma, and Z.Q. Xiong (2009).** Solar sorption cooling systems for residential applications: options and guidelines. *International Journal of Refrigeration*, **32**, pp. 638-660.
- Wangdee, W., W. Li, and R. Billinton (2010).** Coordinating wind and hydro generation to increase the effective load carrying capability. In: *IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Singapore, 14-17 June 2010, pp.337-342.
- WBCSD (2008).** *Efficient Heat and Power for One Million People (ABB Case Study)*. WorldBusiness Council for Sustainable Development, Geneva, Switzerland, 5 pp.
- WBCSD (2009).** *Transforming the Market - Energy Efficiency in Buildings*. World Business Council for Sustainable Development, Geneva, Switzerland, 72 pp. Available at: www.wbcds.org/DocRoot/Ge2Laeua8uu2rkodeu7q/91719_EEBReport_WEB.pdf.
- Weber, C. (2010).** Adequate intraday market design to enable the integration of wind energy into the European power systems. *Energy Policy*, **38**(7), pp. 3155-3163.

- Wei, N., W. Yong, S. Yan, and D. Zhongcheng (2009).** Government management and implementation of national real-time energy monitoring system for China large-scale public building. *Energy Policy*, **37**(6), pp. 2087-2091.
- Weiss, W., I. Bergmann, and R. Stelzer (2009).** *Solar Heat World Wide: Markets and Contribution to the Energy Supply 2007*. IEA Solar Heating and Cooling Programme, International Energy Agency, Paris, France, 46 pp. Available at: www.energytech.at/pdf/SH_worldwide_2009.pdf.
- Weisser, D., and R.S. Garcia (2005).** Instantaneous wind energy penetration in isolated electricity grids: concepts and review. *Renewable Energy*, **30**(8), pp. 1299-1308.
- Wenger, H.J., T.E. Hoff, and B.K. Farmer (1994).** Measuring the value of distributed photovoltaic generation: final results of the Kerman grid-support project. In: *IEEE First World Conference on Photovoltaic Energy Conversion. Conference Record of the Twenty Fourth IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 5-9 December 1994, Waikoloa, HI, USA, pp. 792-796.
- Werner, S. (2004).** District heating and cooling. In: *Encyclopaedia of Energy, Vol. 1*. C.J.Cleveland (ed.), Elsevier, New York, NY, USA, pp. 841-848.
- Werner, S. (2006a).** *ECOHEATCOOL Work package 4 – The European Heat Market*. Final report prepared for the EU Intelligent Energy Europe Programme, Euroheat & Power, Brussels, Belgium, 73 pp.
- Werner, S. (2006b).** *ECOHEATCOOL Work package 1 - The European Heat Market Final Report*. Euroheat & Power, Brussels, Belgium, 18 pp.
- White, B. (2009).** *An Updated Assessment of Geothermal Direct Heat Use in New Zealand*. NewZealand Geothermal Association, Wellington, NZ, 36 pp.
- Widén, J., E. Wäckelgård, and P.D. Lund (2009).** Options for improving the load matching capability of distributed photovoltaics: Methodology and application to high-latitude data. *Solar Energy*, **83**(11), pp. 1953-1966.
- Wiemken, E., H.G. Beyer, W. Heydenreich, and K. Kiefer (2001).** Power characteristics of PV ensembles: experiences from the combined power production of 100 grid connected PV systems distributed over the area of Germany. *Solar Energy*, **70**(6), pp. 513-518.
- Wilson, I.A.G., P.G. McGregor, and P.J. Hall (2010).** Energy storage in the UK electrical network: Estimation of the scale and review of technology options. *Energy Policy*, **38**(8), pp.4099-4106.
- Wiser, R., and M. Bolinger (2010).** *2009 Wind Technologies Market Report*. National RenewableEnergy Laboratory, Golden, CO, USA, 88pp.
- Wolf, A., and K. Petersson (2007).** Industrial symbiosis in the Swedish forest industry. *Progress in Industrial Ecology*, **4**(5), pp. 348-362.
- Wood, A.J., and B.F. Wollenberg (1996).** *Power Generation Operation and Control*. 2nd ed. JohnWiley and Sons, New York, NY, USA, 569 pp.
- Woolf, D., J.E. Amonette, F.A. Street-Perrott, J. Lehmann, and S. Joseph (2010).** Sustainable biochar to mitigate global climate change. *Nature Communications*, doi:10.1038/ncomms1053.
- Woyte, A., R. Belmans, and J. Nijs (2007).** Fluctuations in instantaneous clearness index: Analysis and statistics. *Solar Energy*, **81**(2), pp. 195-206.
- Wu, C., W. Lee, C.L. Cheng, and H.-W. Lan (2008).** Role and value of pumped storage units in an ancillary services market for isolated power systems – Simulation in the Taiwan power system. *IEEE Transactions on Industry Applications*, **44**(6), pp. 1924-1929.
- WWICS (2010).** *Land Grab: The Race for the World's Farmland (Event 5 May 2009)*. Woodrow Wilson International Centre for Scholars, Washington, DC, USA. Available at:

www.wilsoncenter.org/index.cfm?fuseaction=events.event_summary&event_id=517903.

Xcel Energy (2009). *An Effective Load Carrying Capability Analysis for Estimating the Capacity Value of Solar Generation Resources on the Public Service Company of Colorado System*. Xcel Energy Services, Inc., Denver, CO, USA, 13 pp.

Yang, C. (2008). Hydrogen and electricity: Parallels, interactions, and convergence. *International Journal of Hydrogen Energy*, **33**, pp. 1977-1994.

Yang, X., Y. Song, G. Wang, and W. Wang (2010). A comprehensive review on the development of sustainable energy strategy and implementation in China. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, **1**(2), pp. 57-65.

Yu, D., J. Liang, X. Han, and J. Zhao (2011). Profiling the regional wind power fluctuation in China. *Energy Policy*, **39**(1), pp. 299-306.

Zabalza, I., A. Aranda, and M. Dolores de Gracia (2007). Feasibility analysis of fuel cells for combined heat and power systems in the tertiary sector. *International Journal of Hydrogen Energy*, **32**, pp. 1396-1403.

Zah, R., H. Böni, M. Gauch, R. Hischer, M. Lehmann, and P. Wäger (2007). *Life Cycle Assessment of Energy Products: Environmental Assessment of Biofuels*. Federal Office for the Environment (BFE), Bern, Switzerland, 16 pp. Available at: http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00496/index.html?lang=en&dossier_id=01273

Zgheib, E., and D. Clodic (2009). CO₂ emission and energy reduction evaluations of plug-in hybrids (Paper 2009-01-1234). In: *Advanced Hybrid Vehicle Powertrains*. SAE International, Warrendale, pp. 399.

Zhang, P., F. Li, and N. Bhatt (2010). Next-generation monitoring, analysis, and control for the future smart control center. *IEEE Transactions on Smart Grid*, **1**(2), pp. 186-192.

Zhang, X.-P., C. Rehtanz, and B. Pal (2006). *Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control*. Springer, Berlin, Germany, 383 pp.

Zinco, H., B. Bohm, H. Kristjansson, U. Ottosson, M. Rama, and K. Sipila (2008). *District Heating Distribution in Areas with Low Heat Demand Density*. IEA R&D Programme on District Heating and Cooling, including the integration of CHP, 117 pp. Available at: www.iea-dhc.org/reports/pdf/Energiteknik_IEA-Final-report-5.pdf.

Zogg, R., K. Roth, and J. Brodrick (2008). Lake-source district cooling systems. *ASHRAE Journal*, February 2008. Available at: findarticles.com/p/articles/mi_m5PRB/is_2_50/ai_n25376339/?tag=content;coll.

Zuurbier, P., and J.V.D. Vooren (eds.) (2008). *Sugarcane Ethanol: Contributions to Climate Change Mitigation and the Environment*. Wageningen Academic Publishers, Wageningen, The Netherlands.