

風力発電の系統連系

～欧州の最前線～

欧州風力エネルギー協会（訳：日本風力エネルギー学会）

風力発電の系統連系

～欧州の最前線～

Powering Europe:

wind energy and the electricity grid

欧州風力エネルギー協会

(訳：日本風力エネルギー学会)

European Wind Energy Association

(translated by Japan Wind Energy Association)

原著者一覧：

- 第1章～第5章： Frans Van Hulle (XPwind), Nicolas Fichaux (European Wind Energy Association - EWEA)
第6章： Anne-Franziska Sinner (Pöyry), Poul Erik Morthorst (Pöyry), Jesper Munksgaard (Pöyry),
Sudeshna Ray (Pöyry)
執筆協力者： Christian Kjaer (EWEA), Justin Wilkes (EWEA), Paul Wilczek (EWEA), Glória Rodrigues (EWEA),
Athanasia Arapogianni (EWEA)
査読及び編集： Julian Scola (EWEA), Sarah Azau (EWEA), Zoë Casey (EWEA), Jan De Decker and Achim Woyte (3E),
EWEA's Large Scale Integration Working Group
プロジェクト管理： Raffaella Bianchin (EWEA), Sarah Azau (EWEA)
デザイン： www.megaluna.be Print: www.artoos.be
カバー写真： Getty

2010年11月出版

翻訳者一覧：

- 巻頭言（日本語版序文）： 勝呂 幸男（日本風力エネルギー学会会長）
第1章： 西尾 宣俊（電源開発(株)） 安田 陽（関西大学）
第2章： 雪田 和人（愛知工業大学） 安田 陽（関西大学）
第3章： 近藤 潤次（(独)産業技術総合研究所）
第4章： 尾上 令時（(株)ユーラスエネルギーホールディングス） 小宮山 一（富士重工業(株)）
第5章： 安田 陽（関西大学） 大島 堅一（立命館大学）
第6章： 吉田 茂雄（富士重工業(株)） 安田 陽（関西大学）

全体校正・編集： 安田 陽（関西大学）
日本語版出版： 一般社団法人 日本風力エネルギー学会

2012年2月出版
ISBN: 978-4-906826-00-1

巻頭言（日本語版序文）

翻訳プロジェクト"Powering Europe"発刊にあたり一言御挨拶を申し上げます。

今日、世界を見ると、欧州、米国、アジアを中心に、多くの地域で風力発電が予想以上の増加量で導入され、実用に供しています。それらの多くの国や地域で、従来の大型発電所による集中発電と大消費地への集中電力輸送と消費というシステムから分散型小出力発電所の消費地への設置と、それらの機器と従来のシステムとの組み合わせの問題が発生しており、再生可能エネルギーと従来電力システムとの適合性に関して各種の検討が行われています。即ち、電力システムに関する大きな変化、いわゆる「電力を中心としたエネルギーのパラダイムシフト」が起こっている状況であることは大きな流れであると思われます。この様な動きの中で、欧州風力エネルギー協会 (EWEA) は多くの国をまたがる電力網を如何に作り、如何に活用し、再生可能エネルギーによる発電所を運転していくかという点から各種の調査や検討が行われてきました。これらの動きは石油を中心とした化石燃料の価格や供給元の不安定さや、原子力発電所の事故による放射能汚染、それに多くの二酸化炭素による森林破壊といった状況から、欧州の環境を守り、世界の環境を守ろうという観点から調査、検討が行われてきたものです。

本書は欧州風力エネルギー協会 (EWEA) が発行している多くの資料の一つで、上述の系統連系問題に関して、再生可能エネルギーを導入するため行った調査と検討を現時点で取りまとめたものです。欧州連合 (EU: Europe Union) の再生可能エネルギーと二酸化炭素削減目標を中心としたビジョンのもとに、大きな目標を定め、そこに到達するために現在の各国の状況や法的な状況を調査し、今後進むべき方向性を示したものであり、系統連系を調査検討するうえでは、先進の検討書と言えると考えます。その内容は多岐にわたっており、特に現在と今後の方向性について、技術的・経済的・法的な問題としてそれらを分類し説明しています。また風力発電を増加させることによって、欧州がエネルギーの安全保障に向かってどのように歩んで行けるかを併せて調査、検証しています。

本書は、その調査、検討の基礎となる風力発電装置と風力発電所の運用を分かり易く説明し、今後必要となる研究課題を示すとともに、現在の運転や系統連系における欧州圏の課題である発電予測に関しても多くのページを割いています。特に、従来の発電所との連携を模索し、電力供給システムの今後の在り方を併せて検討していることも重要な点であります。従来の電力エネルギーに関するステークホルダーと、再生可能エネルギー関係者が上述の共通目標を持ち、議論を実務的な調査、検討を行っている点や今後の方向性や推奨事項も議論の大きな

流れを感じさせてくれます。

系統連系システムの増強を把握し、その回答を各方面から検討しており、具体的な技術に踏み込んだ議論もされておりその意味からも我々日本風力エネルギー学会としての今後の方向性を示唆してくれております。加えてこれらの議論には今後の設置目標を見据え、時間的な流れを考慮した検討がなされており、今後発展するであろう洋上風車に関する取り組みの方向等も十分に示されています。その面からも再生可能エネルギーを欧州の電力エネルギーの中心に持っていかうとする強い意欲が感じられます。

本書の中で一番興味深いのは、「欧州の電力システムに連系できるか風力発電の量を決めるのは、技術的・実務的制約よりも、むしろ経済的・法制的枠組みにより決定される」という点です。大きな目標を立て、そこに如何に向かうかを決め、どの様なことを、誰が行うかといった、プロジェクトを進めていくときの基本的な進め方が明確に示されています。風力発電を大量導入するにはいくつかの障壁があるが、それは風の変動性ではなく、インフラストラクチャーや電力市場間の系統連系の不十分さにあると結論付けており、このような電力市場では、競争が非効率的で不公平であり、新しい技術が伝統的な考え方ややり方に脅かされているとまで述べている。なお、欧州では大規模電力系統では、深刻な技術的・実務的問題が発生することなく、風力エネルギーは 20% の電力需要を占めることが出来ると一般的に見なされていると述べ、上述の経済的・法的枠組みの大切さを強調していることは特筆すべきと思われる。

なお、本原書で議論されている内容は、欧州における電力系統に関するもので、我が国の電力系統にそのまま当てはまるものではありません。しかし環境とエネルギー問題という大きな課題に挑戦しているのは日本も同様であり、欧州のこの取り組みは参考になると思います。本書はその点からも、欧州の系統に分散型再生可能エネルギーを導入しようとしている最新動向が示されている。これらの技術的・政治的・法的な状況を把握し、参考にすることは、我が国の風力発電普及にとっても非常に意義があるものと考えます。

最後に、本書の翻訳事業に関わった日本風力エネルギー学会の関係者各位のご努力に感謝するとともに、本書がわが国の再生可能エネルギー導入の拡大といった大きな目標の、小さな、しかし輝く一歩になることを期待して発刊の挨拶と致します。

日本風力エネルギー学会会長 勝呂 幸男

4.4.2	技術的課題	
4.4.3	政策的課題	
4.4.4	規制面	
4.4.5	計画	
4.5	送電費用	66
4.5.1	費用試算	
4.5.2	系統インフラ費用の配分	
4.6	能動的な配電系統	67
4.7	スマートグリッド	67
4.8	まとめ	67
第5章	電力市場の設計	69
5.1	はじめに	69
5.2	電力市場に風力発電を 大量導入する際の障壁	69
5.3	欧州電力市場の発展	70
5.3.1	各国の電力市場の自由化	
5.3.2	連系線による欧州電力系統の統合	
5.3.3	さらなる自由化に向けた法的枠組み	
5.4	欧州域内電力市場における風力発電	72
5.4.1	現在の各EU加盟国の市場ルール	
5.4.2	適切な市場ルールの経済的便益	
5.5	まとめ	72

第6章	風力発電の大規模系統連系の メリットオーダー効果	74
6.1	背景	74
6.2	序論	74
6.2.1	研究プロジェクト	
6.2.2	文献調査のまとめ	
6.3	解析結果の概要	77
6.4	方法論	78
6.4.1	アプローチ	
6.4.2	モデリング	
6.5	解析	81
6.5.1	モデリングの結果	
6.5.2	感度分析	
6.6	結論	94
6.7	付録	95
6.7.1	モデルにおける仮定条件	
6.7.2	モデル記述	
用語集		101
	固有名詞（団体名・プロジェクト名、法令文書等）	
	一般名詞（専門用語）	
参考文献		112
索引		115

凡 例

- 本書は、“Powering Europe: wind energy and the electricity grid”, European Wind Energy Association (November 2010) http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Grids_Report_2010.pdf の忠実な翻訳である（訳注、用語集の追加分および索引を除く）。ただし、著者の一人 (Dr. Frans Van Hulle) の要請により、原文および図表のいくつかの誤りの訂正を反映している。また、EWEA の許可を得て、原著に掲載された本文と直接関係のないイメージ写真は省略している。
- 本書は電気工学、経済学、欧州法と分野が多岐に亘るため、日本語版ではさまざまな分野の読者を想定し、巻末の「用語集」には、各分野の基本的な用語も含め専門用語を大幅に加えることとした。また、欧州の電力系統およびエネルギー政策に必ずしも馴染みのない読者のために、欧州に固有の団体・組織・プロジェクトおよび法令文書等の解説も同じく巻末「用語集」に加えることとした。これらの文責は翻訳者にある。
- 本文中、**ゴシック体**で表記される用語は巻末用語集に記載されている用語を示す。ただし、同じ章で2回以上登場する用語については、各章初出時のみ**ゴシック体**表記とした。
- 本文中の専門用語は、出来るだけ JIS および緒学会で定義されている表記に従った。ただし、慣習語の方が一般に多く使われていると判断される場合はその限りではない。例：「沖合風車」→「洋上風車」
- 欧州諸機関の固有名詞・法令文書等の名称は、出来るだけ既に存在する訳語例（特に政府公文書での記載例）に従った。
- 原文の通貨（ユーロ）は、2012年1月時点でのおおよその通貨レートである 1ユーロ≒100円で換算し、文中では例えば「2億ユーロ（≒200億円）」と並列表記した。



第1章

欧州のビジョン

1.1 はじめに

欧州連合 (EU) の再生可能エネルギーおよび CO₂ 排出量削減の目標を達成するために^{訳注1}、欧州の電力系統に大容量の風力発電を連系することが必要となる。本書では、これまで公表された文献を精査することによって、風力発電の大規模系統連系を実行するために取り組むべき技術的・経済的・法的な問題を分析する。また、風力発電を増加させることによって、欧州がエネルギーの安全保障 (安定供給) に向かってどのように歩んで行けるかを検証する。

本書の主な結論は、「欧州の電力系統に連系できる風力発電の量を決めるのは、技術的・実務的制約よりも、むしろ経済的・法制的枠組みである」ということである。風力発電を大量導入するにはいくつかの障壁があるが、その理由は風の変動性ではなく、電力インフラや電力市場間の系統連系の不十分さにある。このような電力市場では、競争が非効率的で不公平であり、新しい技術が伝統的な考え方や方法によって脅かされている。風力発電は今日すでに、大規模電力系統では深刻な技術的・実務的問題が発生することなく電力需要の 20% までを占めることができると一般に見なされている^{原注1}。

風力発電の導入率が 20% 未満と低い場合は、系統の運用はほとんど影響を受けることはない。今日、風力発電は EU 全体の電力需要の 5% 以上を供給しているが、地域

^{訳注1} EU は 2010 年 10 月に発表した政策提言「エネルギー2020: 競争力・持続可能性・供給安全保障のための戦略」において、(i) 温室効果ガス排出量を 1990 年比で 20% 削減、(ii) 最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合を 20% に引き上げ、(iii) エネルギー効率を 20% に引き上げ (省エネによる 20% のエネルギー消費削減) の 3 項目を 2020 年までの目標値として定めており、この野心的な政策目標はいわゆる「20-20-20 目標 (20-20-20 Targets)」あるいは「3 つの 20% (three 20% goals)」として知られている。

^{原注1} 国際エネルギー機関 風力実施協定 第 25 部会 (IEA Wind Task25): 「風力発電大量導入時の電力システムの設計と運用」第 1 期最終報告書を参照のこと。

や国によって大きな差が存在する。既存の変動する需要や供給をうまく扱うための制御方法やバックアップ電源はすでに導入されており、特定の系統や地理的な分布によっては、電力需要の 20% までの風力発電を取り扱うには充分である。20% 以上というさらに高い導入率のためには、電力系統および風力発電を受け入れるための運用方法における変革が必要である。

自国の系統内に既に大容量の風力発電を持つスペイン・デンマーク・ドイツがこれまで得てきた知見から、既存の系統内に再生可能エネルギー発電を受け入れる余地があるかどうかは、技術的問題よりむしろ経済的・法的な問題となる。これから風力発電に力を入れていこうとしている欧州の他の地域にとって、風力発電の経験を積んできた国々から本書で述べるような多くの知識を得ることが可能である。しかし、新興成長市場のステークホルダー (利害関係者) や政策立案者、規制当局が理解すべきことは、スペイン・デンマーク・ドイツの送電系統運用事業者 (TSO) が現在直面しているような問題は、それぞれの国の系統に風力発電が大量に接続されるまでは問題にならない、ということである。

本書で言及する風力発電と系統連系に関する問題は、技術的・経済的評価に対する事例・知見・文献などの詳細な調査に基づいている。本書は各分野に精通した専門家、関係者からの助言に加え、専門の論文で公表された詳細な事実や成果をまとめたものであり、風力発電を系統に連系する場合の現時点の課題に対し、有益な解決策を提供することを目的としている。

1.2 技術的挑戦からコスト競争へ

欧州のエネルギーは 2006 年時点で 54% を輸入に頼っており^{原注2}、供給戦略が大転換しない限り、その比率は今後 20 年で大幅に増加すると予想される。欧州の石油の多くは中東から、ガスのほとんどはロシア・アルジェリア・ノルウェーのわずか 3 カ国から輸入している。欧州経済は安価な炭化水素の安定供給が頼りであるが、化石燃料の価格が高騰し変動する中で刻々と化石燃料を使い続けている。価格の高騰と変動はエネルギー市場を圧迫し、エネルギー投資のリスクを増加させ、電力価格を含めたエネルギー価格を吊り上げる。欧州の今後の継続的な経済的・社会的発展は、気候変動リスクを緩和するための電源構成の脱炭素化だけでなく、エネルギー安定供給のリスクを緩和するための輸入に頼らない再生可能資源の利用にもかかっている。信頼性が高く、持続可能で、低

^{原注2} 欧州委員会政策文書: 「第 2 次戦略的エネルギーレビュー: EU のエネルギー安全保障と連帯に関する行動計画」(COM(2008)781 final)

価格であるエネルギーがなければ、持続可能な長期成長も起こりえない。欧州は可能な限り、輸入に頼らないエネルギー資源を開発し、エネルギー効率を上げることが重要である。電源構成における「再生可能資源からのエネルギーの利用の促進に関する指令（2001/77/EC, 2009/28/EC）」の発効によって、欧州は再生可能エネルギー電源の開発に関して、常に世界をリードし続けて来ている。

欧州は、とりわけ風力技術において優位な位置にある。風力発電は将来の欧州のエネルギー自給や CO₂削減目標の確保に貢献するだけでなく、商業的便益・技術研究・輸出・雇用を通じて、深刻なエネルギー供給問題を欧州にとっての好機に変えることも可能である。

風力発電の資源が無料でクリーンであることは、経済的・環境的に極めて重要であるが、風が生み出す電力のコストは一度ウィンドファームが建設されたあとは一定であるということもまた同じように重要な事実である。これは欧州の今後の経済が、従来の発電方式で見られるような軍事的・政治的・経済的・環境的デメリットのない、欧州域内で自給可能なエネルギー源による既知で予測可能な電力コストに基づいて計画できるということを意味している。

1.2.1 欧州における風力発電

老朽化したインフラと一定の電力需要成長のために、発電所や電力系統への巨額投資が求められている。今後12年で予想される需要の増加に対応するために、老朽化した発電所を更新して、360 GW 分の新たな電源（現在のEUにおける電源容量の50%）を開発する必要がある^{原注3}。エネルギー投資は長い期間を要するため、今日の決定内容は今後の10年間の電源構成に影響を与える。本書で示すビジョンは、風力発電が現在のEUエネルギー政策で求められている要求を満たし、それと同時に、燃料価格・炭素価格がより高価な時代になってもすべてにおいてプラスの提案ができるものである。

1980年代初頭に風力発電産業が生まれて以降、風力発電技術は大きな進歩を遂げている。この30年間の技術発展により、今日の風車はモジュール化や工期の短縮などを含め最先端の技術を結集したものとなっている。あるサイトを仮定すると、25年前と比較して風車1基当たりの年間発電量は200倍になり、kWhあたりのコストは半分以上となっている。風力発電の分野には、世界の巨大エネルギー企業が参入している。現在のウィンドファーム

ムは、他の発電所と同様に電圧調整などの系統支援サービスを提供することができる。規制措置や政策枠組みは日々審議され実施されており、そして欧州は風力発電の分野で世界のリーダーであり続けている。

現在、風力発電は欧州の全電力量の5%以上を賅っている^{原注4}。EUの再生可能エネルギー指令により、今後、再生可能エネルギーの中で最も安価である陸上風力は2020年までにEU内の再生可能エネルギーの比率を34%に拡大させるという目標に多大な貢献をすると予想される。

欧州風力エネルギー協会（EWEA）の「2020年ベースライン・シナリオ」^{原注2}によると、2009年から2020年で風力発電の設備容量を80 GWから230 GWへと増設することが必要とされる。それにより発電電力量は163 TWhから580 TWhに増加し、全電力量に対する比率も4.2%から14.2%に増加する。また、EWEAの「ハイシナリオ」では、同期間で設備容量を80 GWから265 GWに増設することが必要とされ、それによる発電電力量は163 TWh（2009年）から681 TWh（2020年）に、全電力量に対する比率は2009年の4.2%から2020年の16.7%に、それぞれ増加する。

2009年10月7日、欧州委員会は政策提言「低炭素エネルギー技術開発への投資（SET-Plan）」^{原注5}を発表し、その中で、産業のニーズに応えるべく、2020年までにEU全電力量の最大20%、2030年までに最大33%を風力発電で賅えると明言した。EWEAは欧州委員会のこの判断に賛同している。さらなる研究努力により今後10年で必要な系統インフラの建設が大きく進展すれば、風力発電により2020年にEU全電力量の1/5、2030年に1/3、2050年に1/2を賅うことも可能である。

風力発電に対する欧州委員会の野心的な目標を実現するには、2020年までに風力発電の電源容量を洋上風力の55 GWを含む、265GWにするというEWEAの「ハイシナリオ」を実現する必要がある。EUの全電力量の33%を風力発電で賅うという欧州委員会の2030年の目標は、EWEA2030年の導入目標である400 GW（このうちの150 GWは洋上風力）に対応している。風力発電設備容量は2050年までに合計600 GWで、うち陸上が250 GW、洋上が350 GWなると思われる。これは2,000 TWhを発電し、2050年の欧州の全電力需要を4,000 TWhと仮定すると、その50%を風力発電が賅うこととなる^{原注6}。

^{原注4} <http://www.ewea.org/index.php?id=1665>

^{原注2} EWEA 報告書:「ピュアパワー:2020年および2030年の風力エネルギー目標」の中で用いられた将来予測シナリオのこと。

^{原注5} 欧州委員会報告書 COM(2009) 519 final

^{原注6} EWEA 報告書:「ピュアパワー:2020年および2030年の風力エネルギー目標」を参照のこと

^{原注3} 欧州委員会政策文書:「第2次戦略的エネルギーレビュー:EUのエネルギー安全保障と連帯に関する行動計画」(COM(2008)781 final)



図 1.1 EU の電力消費量に対する風力発電比率の予想（出典: EWEA）

2010年6月の欧州委員会共同研究センターの発表によると、欧州連合統計局の暫定データから2009年時点では3,042 TWhの19.9% (608 TWh) は再生可能エネルギーで発電されていることが明らかとなっている^{原注7}。内訳として、水力発電が最も多く11.6%で、風力の4.2%、バイオマスの3.5%、太陽光の0.4%と続いている。また、現在の再生可能エネルギー資源の成長比率が維持される場合、2020年には、再生電力で最大600 TWh (45~50%) を発電できるようになると結論付けている。

風力発電はその技術が実証されてきている一方で、総潜在量も増え続けている。欧州の系統インフラは、20世紀に石炭火力・水力・原子力、近年では天然ガス火力を加えた大規模集中発電を念頭に建設されてきた。将来の風力や他の再生可能エネルギーの導入率を上げるために、電力分野の意思決定者とステークホルダーが、欧州における系統インフラの必要な改変に対応するために協力することが必要となる。

2020年までに、EUの再生可能電力のほとんどは陸上ウィンドファームで発電されると予想されるが、欧州は今後10年の間に最大の欧州原産資源である洋上風力発電の開発をしなくてはならない。最も経済的に洋上風力を開発していくために、欧州電力系統では、最新のオフショアグリッド(海底送電網)の新設や主要な陸上連系の強化への投資が必要になる。新たに設立された欧州電力系統事業者ネットワーク(ENTSO-E)、欧州エネルギー規制協力庁(ACER)、ならびに「系統開発10カ年計画(TYNPD)」⁷、さらには進行中の政府間組織「北海沿岸諸国オフショアグリッド構想」とともに、近年の法的枠組みは非常に有益なものであり、系統開発と再生可能エネルギーの統合に関して政策的な弾みをつけるものである。

^{原注7} 欧州委員会共同研究センター:「再生可能エネルギー・スナップショット2020」 http://re.jrc.ec.europa.eu/refsys/pdf/FINAL_SNAPSHOTS_EUR_2010.pdf

1.2.2 電力系統における風力発電

風力発電は電力系統の他の部分から切り離して単独で解析できるものではなく、全ての電力系統はそれぞれさまざまに異なっている。電力系統の規模や固有の柔軟性は、系統が大規模風力発電を導入できるかを決定する上で極めて重要である。風力発電のような変動電源は、電力系統における変動する需要と供給の一要素として考える必要がある。

系統運用者は、例えば毎朝ある工場の運転開始時の電力消費のような需要家の個々の需要量の変化に対応する必要はない。これと同様に、個別の風車の変動出力に対応する必要もない。重要なのは、系統あるいはウィンドファームの巨大なグループ全体の全ての風車出力の正味値である。それゆえ風力発電を考える場合は、系統全体の需要変動や他の発電の変動性・間欠性を相対的に考慮しなければならない。

風力発電の変動性は、個々の風車やウィンドファームで考慮するより、電力系統全体で考慮することが望ましい。風は連続的に吹くことはないが、ある特定の場所で風が吹いていなくても他の場所では吹いており、全体としての影響はほとんどない。このように、特定のサイトでたとえ風を100%利用できなくても、風は信頼性の高い電力を供給することができる。全体的な電力供給に関しては、個々の風車やウィンドファームで風が止むことはそれほど重要なことではない。

1.2.3 従来型電源の不確実性

エネルギー源である風は常に変動するため、しばしば風力発電自体に信頼性がないと主張されることがある。しかし、完全に信頼性のある発電所や発電方式は存在せず、全ての設備はある時点で故障する可能性がある。実際、大規模発電所が停止する場合は、その原因が偶然や

必然あるいは計画停電にかかわらず、電源喪失や偶発事故の要件となる。火力発電所の場合、未計画の供給停止による喪失量は、そのエネルギー供給量の約6%に相当する。火力発電所や原子力発電所が予期せずトリップした場合、その影響は瞬間的に1,000 MWにもなる。これまでも電力系統は、変動する需要だけでなく、このような瞬間的な出力変動にも常に対応してこなければならなかった。この問題に対処するための方法は風力発電の変動性にも適用でき、実際すでにいくつかの国々で実証されている。

対照的に、風力発電が系統から瞬間的にトリップすることはない。風力発電は原子力や火力のような1基が大規模な発電所と違い、何百基、何千基もの風車が存在するため、風力発電の変動はとて滑らかであり、かつ系統運用者にとって系統全体で変動性の管理や予測が容易である。つまり2 MWの風車が停止しても系統へは何の影響もないが、500 MWの火力発電所や1,000 MWの原子力発電所が突然停止した場合は、系統は適切な対応を取らねばならない。

風力発電は間欠的なエネルギー資源であると誤って表現されることが多い。電力系統レベルでの間欠性とは不定期な間隔で運転と停止を繰り返すことを意味するが、これは風力発電では当てはまらず、間欠的という表現は誤解を与えやすい。風力発電は確かに出力が変動する発電方式ではあるが、その変動性のために本質的に信頼性の乏しいエネルギーであると誤って説明されることが多い。

電力系統の需要と供給はもともと大きく変動するものであり、計画されたり計画されていない多くの要因の影響を受ける。天気が変わると何百万人もの人々が暖房や電灯のスイッチをオン・オフする。欧州でも何百万人もの人々が電灯やテレビ、パソコンといった瞬時に電力を必要とする電気製品のスイッチをオン・オフしている。発電所・電力設備・送電線は予測できない要因で故障する一方で、渇水のような極端な天気の影響を受ける。送電線に木が倒れたり凍ったりすると、電力供給が突然中断する。系統運用者は系統の保全のため、時々刻々と変化する需要と供給をにらみながら、計画された変動や予期せぬ変動のバランスを取らなければならない。電力の変動は今に始まったことではなく、電力系統に元々内在する固有の特性である。

電力の需要と供給は両者とも変動するものであるため、重要なのは変動性や間欠性それ自体ではなく、変動を予測・管理・改善する手法を確立し、そしてどのツールが効率を改善するのに有用かを追及していくことである。風力発電の出力は変動するが、その変動はかなりの

範囲で予測することができる。その変動は系統運用に全く影響が無いわけではなく、風力発電が電力需要量の大部分を占めるときに特に重要な要因となる。

1.3 系統連系における主な課題

いくつかの国ではすでに電力系統に接続された風力発電の導入率が高くなっているが、このことから風力発電は問題となっている電力系統の変更を行わずとも従来型電源と同程度の導入率を達成することが可能であることが明らかである。2010年中頃の段階で、欧州には既に80 GWの風力発電が設置されており、地域ごとの導入率に応じて弊害と課題を調査することが可能となっている。陸上風力および洋上風力の大規模連系により、発電所から送配電網を通じて電力取引所や需要家に電力を供給するまでの全過程に関わるさまざまなステークスホルダーに関する多くの課題が浮かび上がる。

風力発電を適切に連系させるために、以下に記す多くの分野の問題を解決する必要がある。

- システム設計と運用（供給予備力容量、需給調整管理、風力発電の短期予測、需要家側負荷制御、電力貯蔵、風力発電の系統アデカシーに対する貢献）
- 風力発電の系統連系（グリッドコード（系統運用規則）と電力品質）
- ネットワークインフラ問題（送電線混雑管理、拡張および補強、洋上風力特有の課題、連系線、スマートグリッド）
- 風力発電の連系を容易にするための電力市場設計の課題（電力市場ルール）

技術的・制度的な課題が、上記したそれぞれの分野に関連している。本書はバランスのとれた双方の観点から解決策を導き出すことを目的としている。

1.4 欧州における風力発電の系統連系

EWEAの予測によると、風力発電による発電の比率は2020年にはEUの電力需要の14~17%、2030年には26~34.7%にまで達するが、これは技術的にも経済的にも可能であり、風力発電は従来型電源の比率と同等以上になる^{原注8}。系統セキュリティを高く保ち追加費用を低く抑えることにより、このような大きな比率が実現可能となる。しかし、その目標に到達するためには、電力系統およびその運用方法の再設計が必要となる。風力発電の大量導入を妨げるものは、風力発電技術に関するものではなく、電力インフラの費用配分、法規制、構造的な非効率

^{原注8} EWEA 報告書：「ピュアパワー：2020年および2030年の風力エネルギー目標」を参照のこと

性、市場の変化および一部の電力市場機関のパラダイムシフトに関するものである。

風力発電の系統連系に関する主な問題は、電力系統の設計・運用や供給安定性・信頼性を維持するための風力発電所の接続要件、送配電網インフラの拡張と増強などのさまざまなアプローチに関するものである。同様に、風力発電の大量導入に対する制度上および電力市場での障壁が解消されなければならない。この問題に関する結論は、意思決定者に対する推奨とともに、以下に述べられている。

1.4.1 風力発電と風力発電所

最先端の制御性能などの風力発電の最新技術は、アンシラリーサービスによる系統のパフォーマンスを強化するように設計されている。このように風力発電所の特性を最大限活かし出力抑制を最小限にすることが、風力発電の効率的で大規模な系統連系に対して極めて重要である。最先端の風力発電所は、電圧制御や有効電力制御、フォルトライドスルー (FRT) などの性能を持つ「系統親和性のある」発電所となる。また、系統の慣性を模擬することもできるようになる。系統におけるこれらの特性の経済的価値は費用に比例させて価格に反映させることが望ましい。

風力発電は変動電源であるが、その変動性は電力系統の計画やスケジューリングにあわせて数秒、数分、数時間および季節ごとといったさまざまな時間スケールで予測可能である。一時間内の変動は運転予備力、数時間に亘る変動は負荷追従予備力に関係する。風車単体では顕著となる数秒～数分スケールの非常に短い周期の変動は、複数のフィンドファームや地域で「集合化」することによって消滅し、その他の変動性も広域に分散した風力発電の集合化により大幅に低減する。電力系統は、各地に分散した風力発電所の集合化による変動性低減の鍵となる。風力発電所の制御により、短時間のタイムスケールの変動性を制御することができる。

風力発電の最新の予測技術によって、系統運用に即したタイムスケールでの変動を定量的かつ正確に予測することが可能となる。広範囲に分散した風力発電を集合化してまとめて予測することによって、系統運用に即した時間領域 (4 時間～24 時間先) で風力発電の予測誤差を管理できるレベルにまで低減することができる。隣接した系統と十分な容量の連系線で連系されている場合はさらに多くの利点を持つ。偶発的に発生し得る大きな予測誤差を制御するためには、発電電力のリアルタイムデータおよびサイトに特有の風況を援用しながら、出来るだけ短いタイムスケール (通告時間の短縮) で予備力のス

ケジューリングが実行されることが望ましい。予測誤差の改善による大きな経済的便益があるため、大規模な気象観測網への投資は有効である。

欧州ではグリッドコードの要件が歴史的に発展してきたが、その方法は結果的にメーカーや開発事業者に多大な非効率性を与えてきた。技術的要件の一元化は全ての関係者の効率を最大化するので、可能で適切な限り利用することが望ましい。しかし、技術的要件を完全に一元化することは現実的でないことには注意する必要がある。極端な場合、各加盟国の中で最も厳格な要求事項を実施しなければならなくなる可能性があるが、このような状況は望ましいものではなく、経済的にも魅力がなく、効率的でもない。具体的な欧州の風力発電接続規定は、**第 3 次自由化パッケージ**で謳われた系統連系に関するグリッドコードを包括した枠組み内で定められることが望ましい。また、連系要件の技術的基礎は系統事業者と風力発電業界が共同して継続的に発展させることが望ましい。

グリッドコードの一元化に対して EWEA から技術的一元化と構造的一元化の 2 つのアプローチが提案されている。風力発電の導入率を大幅に増加させる観点から、この提案された一元化の戦略が早急に必要であり、以下の事業者に便益をもたらすことが求められる。

- 風車メーカー: 共通のハードウェアおよびソフトウェアのプラットフォームの開発のみが要求される。
- 開発事業者: 費用削減によって便益がもたらされる。
- 系統事業者 (特に、風力発電所のために既存のグリッドコードの要件を開発しなければならない系統事業者)

さらに要件の技術的基礎は系統事業者と風力発電業界の共同でさらに発展させることが望ましい。系統連系にあたって簡潔なグリッドコードという方法により欧州レベルでこの提案が導入されれば、他の国々に対してよりよい前例を作ることとなる。

1.4.2 風力発電大量導入時の電力系統の運用

電力系統内の風力発電の導入率を増加させるためには、風力発電所に可能な有効電力制御のほか、柔軟性のある電源や需要家側の対策、国際連系線を通じた電力取引、エネルギー貯蔵など、電力系統の柔軟性を増加させる可能性のあるあらゆる手段を検討しなければならない。系統セキュリティにおいて必要で経済性の観点からも妥当な場合、風力発電所の出力制御によって短時間の変動を調整することができる。大規模なエネルギー貯蔵

装置の設置は2020年以降に必要な可能性はあるが、2020年までに予想される風力発電の導入レベルに対しては経済的な妥当性はない。

風力発電の導入率が大きくなった場合、それに必要な追加予備力を削減できる可能性のある場合は、系統運用者は常に通告時間の短縮と風力発電の短時間予測の組み合わせを適切に利用することが望ましい。このような予備力は、1時間予測の不確実性が増加したときに負荷追従予備力として必要とされるからである。既存の発電所もこれまでと違った方法でスケジューリングと運用を行えば、このような予備力として使うこともできる。大規模な変動電源の連系のために古い発電所を設備更新したり将来の電源構成を再考したりするときは^{原注9}、低応答性の発電所を含む既存の発電所をより柔軟性のある方法で運用するだけでなく、より柔軟性の高い電源（例えばオープンサイクル・ガスタービン（OCGT）やコンバインドサイクル・ガスタービン（CCGT）による火力発電、水力発電など）を用いることが望ましい。国際連系線を通じて隣接エリアの柔軟性のある予備力へのアクセス性を改善することも、系統の柔軟性を改善する方法の一つである。

風力発電の予測手法の不確実性を従来の系統運用計画手法に盛り込み、その手法を発展させることは非常に重要である。予測手法の精度を向上させることにより大きな経済的便益が生じるが、これは大規模な風況観測ネットワークへの投資の妥当性を裏付けている。これらの予測手法を発展させ、予測手法に入力するための気象データの精度を高めるために、さらなる研究開発の努力が必要である。

最新の研究によると、10%の風力導入量に対して1～15%の予備力容量が、20%の導入量に対しては4～18%の容量が必要とされる。これらの数値は、スペイン・デンマーク・ドイツ・アイルランドなど既に高い風力導入量を持つ国々の事例やEWISなど一連の系統解析に基づいており、これらによって2020年までに予想される風力発電の導入率に必要な追加予備力の容量を推察することができる。上記の数値に大きな幅があるが、これはさまざまな要因に起因しており、その中の最も重要なものの一つとして予測ツールの効果的な利用が挙げられる。

20%の風力発電導入率に対して追加が必要な調整費用は、風力発電の発電電力量に対して2～4ユーロ/MWh（≒0.2～0.4円/kWh）の範囲となる。これは主に火力発電による調整力の使用が増加するためである。報告されてい

る系統の研究によると、風力の導入率の増加に対して必要とされる予備力やその配置のための費用は急激に変化しない。電力系統が進化的に徐々に発展すれば^{原注10}、風力発電が20%以上の効率的な大量導入の実現が可能である。

風力発電の予測誤差は、広範囲に広がる風力発電所を集合化することにより軽減することができる。欧州の送電網全体で広範囲に分散した風力発電を集合化し予測手法と組み合わせることによって、風力発電の予測誤差は系統運用の管理できるレベル（4～24時間先の予測）にまでにすることができる。風力発電を効率的に連系することは必然的に、系統運用者の制御室に予測ツールを設置することを意味している。中央制御された予測システムを用いると、不確実性の低減により発電所の運用費（すなわち需給調整費用）が大幅に低減するため、その費用便益比は非常に高い。系統運用におけるさまざまな時間スケールで系統予備力の利用を最適化するために、風力発電の予測をカスタマイズする必要がある。既存の計画・運用ツールに風力発電の不確実性を組み込むことがまずその第一歩であり、この分野には集中的な研究開発が必要である。

複数のウィンドファームを仮想的な風力発電所とみなすことにより、集合化された風力発電の制御性が向上し電力系統の運用を最適化することができる。分散した変動電源を協調して運用することにより、変動性の管理を改善し予測性を強化できることがスペインなどにおける事例から立証されている。

風力発電は電力系統の中で地理的に大きく広がっているため、空間的な配置計画や適切な売買メカニズム、さらに必要とされる連系線インフラを確立することによって推進されることが望ましい。これにより変動性が低減し予測性が高まり、出力がほとんどゼロだったり最大だったりといった極端な状態をほぼなくすることができる。

欧州では、従来型発電が風力発電に置き換えられている。欧州レベルでの大規模風力発電の容量クレジットは2020年に予測される風力発電導入率に対して定格出力の10%のオーダーである。分散した風力発電を集合化し連系線を援用することにより、欧州レベルでの容量クレジットは増加する。風車が電力系統に貢献することを適切に評価するために、欧州の発電アデカシー予測において、風力発電の利用可能容量を評価する一元化された手法が必要である。この方法は、将来自由化された電力市場において風力発電の容量評価の基礎にもなると考えられる。

^{原注9} 欧州委員会の「第2次戦略的エネルギーレビュー: EUのエネルギー安全保障と連帯に関する行動計画」(SEC(2008)2871)によると、2020年までに360GWの新規容量が必要であるとされている。

^{原注10} 進化的に (evolutionally): 既存の系統構成をベースにしな

ながら徐々に発展すること。

1.4.3 電力系統の増強

風力発電を大量導入するシナリオにおいて、従来型電源の燃料費によっては、風力発電の建設費の増加や調整費用の増加や、系統増強といった追加費用が便益を上回ってしまう可能性がある。したがって風力発電コストの持続的な削減が重要である。CO₂ 排出量の削減による社会的・健康的・環境的便益を考慮した場合、風力発電の経済的便益は更に大きくなる。欧州の系統網は、現在いくつかの基幹送電線にみられる混雑を解消するだけでなく、需給調整費用や系統運用費の削減をもたらす、域内電力市場を機能させると期待される。

汎欧州的な送電系統の補強に対する財政スキームは、空間的な配置計画も含む一元化された計画や許認可プロセスとともに EU レベルで発展することが望ましい。新しい欧州エネルギー安全保障インフラ手段のひとつである修正 TEN-E（欧州横断エネルギーネットワーク）協定に対する投資がさらに増え、新規の連系線事業者を増やすために機能的で効果的なものとなることが望ましい（TEN-E に関するより詳細な情報は第 4 章を参照のこと）。

EU の第 3 次自由化パッケージに定められたとおり、発電事業者と系統所有者/運用者の法的な分離が進むと、それらの事業者同士の関係を統括する技術要件を明確に定義しなければならなくなる。変動する再生可能電源は従来の大型発電所で使われるような系統に直結する同期発電機とは異なる特性を持つため、そのような電源の導入によって上記のプロセスが複雑化することもある。

送電線および配電線レベルの欧州の系統インフラの増強は、欧州の単一電力市場を生み出すために必要不可欠であり、風力発電の大規模系統連系への基本的なステップである。各電力系統間の連系の改善により、各地に分散したそれぞれ相関性のない発電を集約化し、大陸レベルで平滑化が可能となり、予測精度を向上させ、風力発電の容量クレジットを増加させることになる。

TradeWind の研究によると、風力発電の導入容量が 279.6 GW という 2030 年のシナリオに対して、連系線を増強することにより年間 15 億ユーロ（≒1,500 億円）の風力発電の総運用費の削減が見込まれる。TradeWind や EWIS のような欧州の研究は、連系線容量を増強することによって全ての系統利用者に極めて大きな便益があることを定量的に示しており、増強することにより欧州における風力発電の大量導入の実現が容易になる送電線ルート特定している。

欧州の電力系統を増強するための費用は**社会化**され、系統への接続は公平性及透明性が保たれ、競争が促進されることが望ましい。イギリスやドイツ、デンマークな

どの主要国の研究では、系統連系費用は最も保守的な仮定をした場合でも、0~4 ユーロ/MWh（≒0~0.4 円/kWh）と、電力の実際の年間消費者価格に対してわずかであることが明らかになっている。風力の導入率が 25% レベルを超えても、欧州レベルでの連系費用は急激には増加しないと予想される。この価格は、風力発電が徐々に増加し電源構成が変化するに従って潜在的なシステム構造がどのように変化していくかによって変わってくる。

EU の長期的な政策目標に従った系統インフラの展望を汎欧州的に計画するための主なツールとして、新たに創設された欧州の系統運用者の団体（ENTSO-E）による「系統開発 10 年計画」を定期的に更新することが望まれる。また各加盟国の「再生可能エネルギー・アクションプラン」による風力発電導入計画にはこの「10 年計画」が反映されることが望ましい。現実的には、充分適切な容量の連系線が必要であり、実現を加速するためには、地中 HVDC（高圧直流）送電などの技術を利用する必要がある。送電技術の開発と標準化を加速させるためには、特に**電圧形自励コンバータ**^{訳注 3}を用いた多端子 HVDC 送電が必要である。現在このような多国間の送電に対する適切な規制環境や魅力的な法的支援策は見当たらない。

真の汎欧州的な系統の実現に向けた系統増強にとって、さまざまな大きな障壁がある。それは送電線の新設に対する抗議運動（これにより非常に長い建設期間が必要となる）、高い投資費用と資金調達必要性、単なる一国の国内事情を超えた国際送電線に対する適切な費用配分や原価補償の方法が存在しないことなどである。

既存の系統インフラや送電ルートを最適に有効活用する短期的な計画は多数存在する。これらの計画は、欧州の送電系統が高い系統セキュリティを維持しながら、急速に増加しつつある風力発電を受け入れるために役立つ。送電線定格の動的な決定や送電線の熱容量の高い導体への置換により、送電線の有効容量は大きく増加する。FACTS のような潮流制御技術の採用や運用戦略の改良は、既存系統の利用をさらに最適化するために今すぐ取れる選択肢である。これらのうちいくつかの方法は、欧州でも大量の風力発電が導入されている地域で既に利用されている。

域内電力市場の機能を向上させ、増加が期待される洋上風力発電を系統に接続するためには、国をまたぐオフ

^{訳注 3} 原書では“VSC: voltage source converter”（=電圧形コンバータ）と表記されるが、4.4.2 項で述べられるように電流形他励コンバータと対比して用いられ、自励コンバータであることが自明なため、本翻訳書では全体を通じて「電圧形自励コンバータ」と表記することとする。4.4.2 項および巻末用語集参照。

ショアグリッドを建設することが望ましい。このようなオフショアグリッドには 2030 年までに 200~300 億ユーロ（≒2~3 兆円）の投資が必要であると考えられ、系統事業者の既存の計画から始まって徐々にメッシュ状の送電網へと、段階的に建設されることが望ましい。このコンセプトを試験するために、いくつかの洋上ウィンドファームを陸上の 2~3 ヶ国へ接続する実証プロジェクトが短期的に実施され、最適な技術的・規制的方法が開発されることが望まれる。また、初期段階で、沿岸部の陸上系統の補強も検討されることが望ましい。

洋上風力発電を展開するためには、欧州レベルで必要なインフラが協調して作られることが望ましい。EWEA による将来予測（2020 年および 2030 年における洋上風力の容量がそれぞれ 40 GW, 150 GW）および Offshore-Grid^{原注11}のようなプロジェクトによるバックアップは、欧州委員会および ENTSO-E によって推進・実行されることが望ましい。定められた投資利益率に基づいて、陸上の電力系統やオフショアグリッド、連系線に対する投資に適したビジネスモデルが早急に導入されることが望ましい。

将来、風力発電および他の再生可能エネルギー比率が非常に高くなることが予想されるが、今後ますます応答性が高くなる需要家やますます分散し柔軟性が高くなる電源を最適に運用するために、送電系統および配電系統全体を、統合されたユニットとして設計し運用しなければならない。

特に配電レベルでは、変動電源の導入率が高くなると、その管理のために、「スマートグリッド」や「アクティブネットワーク」、「インテリジェントグリッド」あるいは「インテリジェントネットワーク」などと呼ばれる革新的で効果的な方法を利用して、適切なモニタリングや制御方法を援用する必要がある。将来の重要な研究課題として、周波数応答のような系統サービスに寄与するために、制御可能な動的負荷の応用のための研究が挙げられる。

国際連系線による送電を促進するための魅力的な法的環境や奨励策のためには、適切な法的枠組みを開発する必要がある。これは、TEN-E の中で明確に定義され決められた目標を持ち最も重要な最優先プロジェクトの実行を促進するために任命された欧州コーディネーターの経験に基づいて形成するのが有効である。

欧州のエネルギー規制当局や ENTSO-E は、国内/国際的インフラプロジェクトが迅速に完了することを確実にするために国内委員会を実行することができる。さらに、国家間プロジェクトを管理する EU 加盟国内での権限機

原注11 <http://www.offshoregrid.eu>

関の設立も検討する価値がある。

陸上および洋上の風力発電技術をさらに発展させ、欧州の電力系統に大規模な再生可能電力の連系を可能とし、風力発電技術のグローバル市場における欧州企業の強固な立場を維持するためには、欧州レベルおよび各国レベルでの風力発電に関する更なる短期的・長期的研究開発が不可欠である。研究のニーズを一元化する適切な枠組みは、EU の欧州風力エネルギー技術プラットフォーム (TPWind) によって作られている。今後 10 年の研究ニーズは欧州風力イニシアティブで示されており、60 億ユーロ（≒6,000 億円）の予算が付けられている。欧州風力イニシアティブは、「戦略的エネルギー技術計画 (SET-Plan)」の一部を構成する欧州産業イニシアティブのひとつである^{原注12}。系統連系の分野では、TP-Wind は欧州産業イニシアティブのもうひとつの分野である欧州電力系統イニシアティブとの情報交換を開始している。

風力発電の系統連系に対する優先的研究分野としては、

- 洋上ウィンドファームと高圧交流 (HVAC) および HVDC 送電系統との連系に関する研究、および多端子 HVDC 系統の開発
- 系統を支援できる風力発電所、および仮想発電所のような新しい制御および動作モード
- 高い柔軟性をもつ将来の電力系統の設計に向けた、電力系統および電力市場の需給調整運用
- 送電技術、送電線建設、送電線運用ツール
- 分散型再生可能エネルギーの運用および需要者側制御のための、より能動的な配電系統および配電系統運用ツール
- 負荷および電源モデリングを含む確率的計画および運用、風力発電の短時間予測技術、需給調整および送電線混雑処理のための市場ツール^{原注13}

などが挙げられる。

1.4.4 電力市場の設計

不完全な競争や市場の歪みは欧州における風力発電の系統連系にとって障壁となる。不完全性の主な例は、小規模で分散する風力発電事業者にとって市場アクセスの敷居が高いことや、国際容量割当ての際の隣接市場のスポット市場価格の情報が不足していることである。電力市場が真に競争的であるためには、各市場エリア間に十分な送電容量が必要とされる。

原注12 http://ec.europa.eu/energy/technology/set_plan/set_plan_en.htm

原注13 このようなツールの例としては、欧州委員会の第7次枠組みプログラムによって発足した共同研究プロジェクト OPTIMATE による汎欧州電力市場モデルがある。
<http://www.optimate-platform.eu/>

欧州委員会は系統運用者、規制当局、電力取引所、生産者、開発者、売買業者など関係するステークホルダーとともに、先物市場、**前日市場**、**当日市場**、需給調整市場などの各市場と容量管理を網羅する目標モデルやロードマップを実行しながら包括的な EU 市場統合戦略を強化しなければならない。欧州委員会の目標によると、各地域の個別のイニシアティブ（構想）プログラムは最終的には 2015 年までに統合し、単一の欧州市場を形成することが望ましいとされている^{原注14}。さらに、単一の中央競売所が EU によって設立される可能性もある。市場をさらに統合し、需給調整および国際電力取引のための当日市場を設立することは、大量の洋上風力発電を連系するために非常に重要である。

各国間の連系線の効率的な利用を可能とするためには、適切な法的・規制枠組みが必要である。2009 年の第 3 次自由化パッケージの適用により、系統事業者およびエネルギー規制者に与えられるチェックリストを通じて EU の電力市場の再編成の必要性を促し、大量の再生可能エネルギー受給率が支援されることになる。市場ステークホルダーとの協議の結果つくられたグリッドコードにより、風力発電や他の変動する再生可能エネルギーが他の形態の電源と同じレベルの役割をすることが望ましい。

風力発電が全電力需要の 10～12%の割合で導入された電力系統では、柔軟性のある発電所だけでなく、当日リスクジェーリングに寄与できる比較的応答の遅い発電所（起動時間が一時間以上）も必要となる。

欧州の予備力の国際取引が実現すれば、さらにメリットが増えるものと考えられる。柔軟性のある発電所に対する費用を削減することと国境を越えて予備力を共有することのトレードオフについては、専用のモデルを用いて研究を行うことが望まれる。

欧州全体で進展する市場統合、特に地域市場の創設は、将来の電力系統にとって重要な礎石となる。この将来の電力系統は、需要家サイドも含む市場参加者が価格シグナルや燃料価格リスク、炭素価格リスクなどに反応する柔軟性のある動的な電力市場が特徴である。**NordPool 市場**や**ペンタラテラルエネルギーフォーラム**、**アイルランド全島市場**、**イベリア電力市場 (MIBEL)** など、地域レベルでイニシアティブ（構想）プログラムが進展しているが、これらのイニシアティブはすべて、変動電源である再生可能エネルギーを大量に連系することに役立っている。「北海沿岸諸国オフショアグリッド構想」も、北海

電力市場を設立し大量の洋上風力発電を連系するための一つの道筋になっている。

変動電源である風力発電を最大限連系できるような市場が再構成できれば、全体的な発電所の運用費を削減でき、大きなマクロ経済的便益をもたらすことになる。発電事業者の当日リスクジェーリングと風力発電の当日予測を適用すれば、必要な予備力を低減でき、結果的に年間 2.5 億ユーロ（≒250 億円）の削減となる。国際電力取引によるリスクジェーリングを行えば、年間の費用削減量は 10～20 億ユーロ（≒1,000～2,000 億円）にも達すると予想される¹⁵。

最適な市場機会を分析するために、全ての市場参加者に、定期的に更新された透明性の高い情報が与えられることが望ましい。これは公正な市場行動を保証するだけでなく、市場ベースの非差別的な需給調整を可能とする最もよい方法であるからである。

市場監視のための適切なメカニズムが導入されることが望ましい。規制当局は、すべての関連する情報に完全にアクセスできなければならず、それにより市場活動を監視し、事後調査を行い、**市場支配力**を緩和し、その乱用を事前に防止することが可能となる。

1.4.5 風力発電の大規模系統連系によるメリットオーダー効果

系統に大量の風力発電が存在する場合、**メリットオーダー効果 (MOE)** と呼ばれる効果によって電力卸市場価格は低減する。電力市場モデリングによる解析の結果、2020 年までに 265 GW の風力発電が導入された場合、メリットオーダー効果は 11 ユーロ/MWh（≒1.1 円/kWh）になると試算され、平均電力卸価格水準は 85.8 ユーロ/MWh（≒8.58 円/kWh）から 75 ユーロ/MWh（≒7.5 円/kWh）に低下する。メリットオーダー効果による 2020 年までの総費用削減は年間 417 億ユーロ（≒4.17 兆円）になると推算されている。メリットオーダー効果は燃料価格および炭素価格によってさらに影響を受けることになる¹⁶。

しかしながら、この数値は完全に機能的な市場を想定したものであり、長期投資予測も含んでいるため長期市場均衡を元に計算されている。解析で仮定した 2020 年における発電電力量には、**長期限界費用**を考慮した経済的実現可能性が要求される。従来型電源の中で最も費用効率の悪いものが風力発電に置き換えられ、それによって系統が均衡する。この電源構成の移行が、解析で見られたメリットオーダー効果の主たる原因である。

^{原注14} 例えば Oettinger 欧州委員（エネルギー担当）の 2010 年 3 月の演説 ‘An integrated and competitive electricity market: a stepping stone to a sustainable future’ (SPEECH/10/102) を参照のこと。

^{原注15} TradeWind プロジェクト報告書: ‘Integrating Wind: Developing Europe’s power market for the large-scale integration of wind power’ を参照のこと。

^{原注16} より詳しい情報は第 6 章を参考のこと。

現実には、このようなことは必ずしも起こるわけではない。電力市場の入札は**短期限界費用**に基づいており、系統に大量の風力発電が存在するなど極端な場合には費用効率の悪い発電所も必要となる場合がある。風力発電の短期的効果は風力発電の変動性に最も関係する。風力発電が増加することによる価格の急激な変動は、風力発電自体が持つ費用効率に悪影響をもたらす。これにより、現実には、将来の最適化された市場均衡においてはメリットオーダー効果が解析結果より減少する可能性がある。したがって、この研究の結果は慎重に検討しなければならず、特に将来の電源構成は多くの不確実性を含むため注意が必要である。さらに、最近の他の文献は一般に風力発電の短期価格効果を推定しているため、この結果を直接比較することは望ましくない。したがって市場は常に均衡しているわけではなく、実際の価格差やメリットオーダー効果は大きく異なる可能性がある。

さらにこの研究では、特定の年の1年間の風力発電導入量による総費用削減量を参照しながらメリットオーダーの量的効果を推定しており、全電力需要が発電側の限界費用で購入されると仮定すると、全体的なメリットオーダーの量的効果は2020年で年間417億ユーロ（≒4.17兆円）と計算されている。しかし、これは純粋な社会経済的便益と見なすべきではない。価格の低下は発電事業者の収入が減ることを意味するので、このメリットオーダー効果の一部は発電事業者から需要家へ再配分される。現在のところ、風力発電に置き換えられた従来型電源の長期限界費用のみが実際の経済的便益となっており、これは世論が風力発電の増加を支持していることと対比して考えるべきである。

感度分析の結果によると、石炭・石油・天然ガスなどの化石燃料価格が25%上昇した場合、メリットオーダー効果は1.9ユーロ/MWh（≒0.19円/kWh）上昇する。「高燃料価格ケース」^{訳注4}による想定では、風力発電によって電力価格は、風力発電があまり導入されない「参照シナリオ」の場合で87.7ユーロ/MWh（≒8.77円/kWh）、風力発電が大量導入される「風力シナリオ」の場合で75ユーロ/MWh（≒7.5円/kWh）に低下する。したがって、「高燃料価格ケース」のメリットオーダー効果は差し引き12.7ユーロ/MWh（≒1.27円/kWh）となり、同様に燃料価格が上昇していない「ベース価格ケース」の場合には10.8ユーロ/MWh（≒1.08円/kWh）となる。両者を比べると、燃料価格が25%上昇したケースではメリットオーダー効果が17.5%も高くなるのがわかる。

この研究により、燃料価格は電力価格や限界費用水準

に影響を与える主たる要因であることが明らかである。メリットオーダー効果は2つのシナリオ間における各電源構成の容量の差でほとんど決まり、特に石炭および天然ガス火力がどれだけ使われるかによって決まってくるのがわかる。したがって、燃料価格の差を調査することは非常に重要である。しかし、メリットオーダー効果に対する強い影響は、石炭および天然ガスの価格水準の相対的な価格差の変化によってさらに見られることになる。

この研究により、炭素市場の仮定（特に炭素価格水準）が将来の電力市場およびその価格水準にとって非常に重要なパラメータとなることが明らかになった。また、温室効果ガス削減目標を仮定して感度分析を行った結果、削減目標を考慮しないベースケースの場合20%削減目標ケースと比較して30%削減目標ケースでは均衡価格が高くなることが明らかになっている。しかし、この感度分析の結果は全ての産業部門や全てのEU-ETS部門における将来的な削減潜在量と削減費用の仮定に大きく依存している。

1.5 各ステークホルダーの役割と責任

風力発電は、火力発電や原子力発電、大規模水力発電など現在の従来型電源と比較しても同程度あるいはそれ以上の容量の電力を供給することが可能であり、欧州の電力需要の一部を担うことができる。しかし、そのような風力発電の導入率になると従来型の大型発電所を念頭に発展してきた欧州の系統インフラを変える必要があるため、電力分野の意思決定者やステークホルダーの間で協力が必要となる。この場合、ステークホルダーとは以下のような関係者を指す。

- 風力発電分野：風車メーカーおよび風車部品メーカー、ウィンドファーム開発事業者、ウィンドファーム運用者、設計・工事会社、研究機関および公的組織
- 電力分野：送配電系統運用者、発電事業者、エネルギー事業者、重電メーカー、研究機関および関連組織
- 各国および欧州エネルギー規制省庁
- 公的規制機関：エネルギー庁・省、国および地域の規制機関、欧州諸機関、ACERおよびENTSO-E
- 利用者：産業および家庭部門の電力需要家、エネルギーサービス供給者

^{訳注4} メリットオーダー効果の解析における各シナリオやケースについては、6.3節を参照のこと。

表 1.1 各ステークホルダーの役割と責任

		ステークホルダー				
		風力分野	系統運用者・電力分野	EU/各国エネルギー規制当局	EUおよび各国政府	取引業者、市場運営者、利用者
系統の設計および運用	主たる設計原則としてのより高い柔軟性の導入（柔軟性の高い電源、需要家側負荷制御、連系線、電力貯蔵など）。大規模な変動電源を連系することが可能となるよう古い発電所の設備更新を計画し将来の電源構成を考える際に、応答性の遅いベースロード電源を含む従来型電源をより柔軟性の高い手法で運用するだけでなく、OCGT、CCGTや水力発電のような柔軟性の高い電源が望まれる。系統の柔軟性を改善するために、電力取引を通じて隣接する系統内の柔軟性の高い予備力の有効利用が促進されるべきである。		○	○	○	○
	通告時間の短縮と組み合わせた風力発電の短時間予測の活用。これにより、風力発電の導入量が高い場合でも追加すべき予備力の容量を低減できる可能性がある。系統運用者の制御室に風力発電の予測ツールを設置しなければならない。いかなる偶発的な予測誤差をも制御するために、風力発電の出力と各サイトの風況のリアルタイムデータを援用しながら出来るだけ短時間の時間枠で（すなわち通告時間を出来るだけ短縮して）予備力のスケジューリングがされるべきである。	○	○	○		○
	風力発電の不確実性を既存の計画ツールやモデリングに組み込む手法の開発。大規模な風況観測ネットワークの整備。	○	○			
	発電アデカシー予測および計画に用いるための風力発電の容量評価の一元化された手法の開発と実行。	○	○		○	○
系統連系要件	風力発電に対する系統連系要件の2段階の一元化：構造的な一元化と技術的の一元化。	○	○	○	○	
	欧州のグリッドコードの枠組み内での明確な風力発電規定。	○	○	○		
	系統運用者・風力発電業界共同による連系要件の技術的基準のさらなる発展。	○	○			
系統インフラの増強	将来予測された風力発電の導入率を可能とするための欧州の送電系統の補強と拡張。欧州の系統運用者（ENTSO-E）が定期的に更新する「10ヶ年計画」を実際の風力発電予測に反映し、充分アデカシーのある容量を供給することが望ましい。地中HVDC送電用電圧形自励コンバータなどの新しい技術が必要となる場所に導入されることが望ましい。		○	○	○	
	動的な送電線定格や高い熱容量導線への交換、潮流制御装置、FACTSおよび改良された運用戦略などを用いた既存のインフラおよび送電線ルートの活用最適化。		○			
	既存の系統運用者の計画から始まり、徐々にメッシュ状の電力網へ移行する、段階的なオフショアグリッドの建設。技術的および規制的概念を試験するためのさまざまなソリューションを組み合わせた実証プロジェクトの実施。	○	○	○	○	
	特に電圧形自励コンバータによるメッシュ状HVDC送電やその関連方式などの送電技術の開発と標準化の推進。	○	○		○	
	特に配電レベルで大量の変動電源を管理するための、適切なモニタリングおよび制御方法に支援された「スマートグリッド」「アクティブネットワーク」「インテリジェントグリッド」「インテリジェントネットワーク」のような革新的で効果的な手法の展開。		○	○	○	○
	多国間送電のための適切な法規制の開発と展開。		○	○	○	
	広範囲に分散した風力発電と連系線の計画と投資を通じた促進。	○	○	○	○	
	送配電線の増強費用の社会化。		○	○	○	○
電力市場の設計	改良された欧州の電力系統からもたらされる便益（需給調整費用の削減と改良された市場機能）の評価。	○	○	○	○	○
	電源および連系線の当りリスクの導入、および全欧州での国家間前日市場および当日市場の設立。	○	○	○	○	○
	欧州における更なる市場統合の遂行。連系線の非明示的容量競売の設立。	○	○	○	○	○
	全ての電源（応答性の低い発電所も含む）の当日リスクの参加。	○	○	○	○	○
	国際電力取引への予備力導入。		○	○	○	
	先物市場、前日市場、当日市場、需給調整市場などの各市場と容量管理を網羅する目標モデルやロードマップを実行することによるEU市場統合戦略の設立。各地域のイニシアティブは2015年の単一欧州市場に向けて統合されることが望ましい。単一の中央競売所がEU内で設立される可能性もある。		○	○	○	○
	最良の市場機会を分析するための全ての市場参加者に対して与えられる定期的に更新される透明性のある情報の確立。		○	○	○	○
欧州機関および規制当局	市場監視のための適切なメカニズムが導入されることが望ましい。すなわち規制当局は、すべての関連する情報に完全にアクセスできなければならない、そのことにより規制当局は市場活動を監視し、事後調査を行い、市場支配力を緩和し、その乱用を事前に防止することが可能となる。			○	○	○
	汎欧州送電線のための投資スキームの発展と展開。		○	○	○	
	国家間計画に参加する加盟国間の協調を強化するためにTEN-Eおよび関連メカニズムを完全にサポートする一元化された計画と許認可プロセスの開発。		○		○	
	オフショアグリッドを建設するための協調的なイニシアティブ。オフショアグリッドに対する投資のためのビジネスモデルの開発。		○	○	○	○
	地域および国家間のインフラプロジェクトをサポートするための地域委員会および規制機関の創設。		○	○	○	○
研究開発	複数の枠組みガイドラインやグリッドコードを束ねた国家間送電線運用のための明確な法的枠組みの設立。		○	○	○	○
	洋上ウィンドファームのHVDC送電線およびHVAC送電線への接続方法の確立。	○	○		○	
	風力発電の系統支援に対する供給能力。「仮想発電所」のような新しい制御および運用モードの開発。	○	○		○	
	柔軟性を高めた将来の電力系統を指向した需給調整ができる電力系統及び電力市場の運用。	○	○		○	
	送電技術、送電線建設および運用ツール。	○	○		○	
分散された再生可能エネルギーの運用や需要家側負荷制御のためのより能動的な配電系統とそのツール。	○	○		○	○	
負荷および発電モデリングや風力発電の短時間予測、需給調整や送電線混雑処理のための電力市場ツールなどを含む確率的計画および運用ツール。	○	○		○	○	

1.6 欧州再生可能エネルギー グリッド・ビジョン 2010-2050

1.6.1 目的

本書で記されている系統マップは、2050年までの欧州エネルギーにおける風力発電や他の再生可能エネルギーの発展について示したものである。加えて主要な再生可能エネルギー供給エリア、消費エリアを明らかにし、主要な送電ルートが統合された電力市場のどこに配置されていくのかを示している。






必要な系統インフラが開発され、市場が完全に統合されるという条件で、2050年までの再生可能エネルギーの発展および完全に連系された欧州の電力系統の歩みをこの系統マップで概説することを目標としている。

系統マップは2010年、2020年、2030年、2040年、2050年の5年ごとで構成されている。それぞれの系統マップは、主要な発電エリア、消費エリア、そして送電ルートに沿った支配的な電力潮流を示している。この手法により、読者は主要な発電容量、送電ルート、そして送電ルートに沿った特定の発電源の支配的な電力潮流の発展を、時系列で分析することが可能となる。






1.6.2 凡例

系統マップは2050年までの欧州発電システムにおける再生可能エネルギーの発展を示している。


電源 主要な陸上、洋上における再生可能エネルギーの発電可能なエリアを示している。下記の発電源は異なるアイコンで表される。

-  陸上風力発電および洋上風力発電
-  水力発電
-  波力発電
-  バイオマス発電
-  太陽光発電


電源の大まかなエリアが分かるように、系統マップはグラデーションにより色分けされている。これらのグラデーションはエリアの違い、時間枠の違いが分かるように、発電源の関連性及び普及率によってサイズが変更されている。

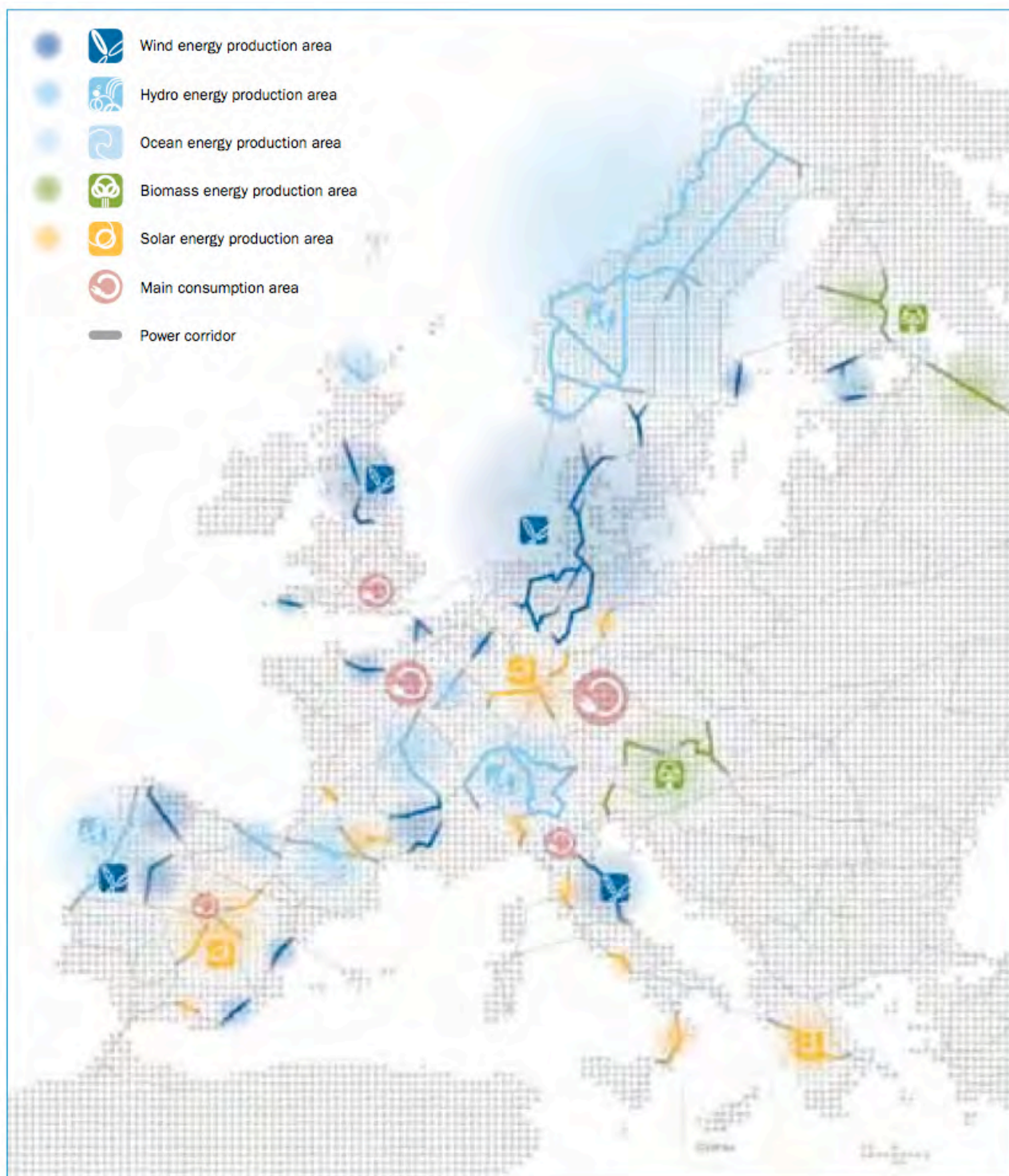
-  風力エネルギー発電エリア
-  水力エネルギー発電エリア
-  波力エネルギー発電エリア
-  バイオマスエネルギー発電エリア
-  太陽光エネルギー発電エリア

電力消費 電力消費がもっとも大きい5つの国に関しては、電力消費が大きくなるに従って対応するアイコンを大きく表示している。

-  主要な消費エリア

送電ルート 主要な送電ルートは、それら全域で流通する支配的な再生可能エネルギー電源によって色分けされている。ただし、これはその送電ルートを他の電源が使用しないことを意味しているわけではない。

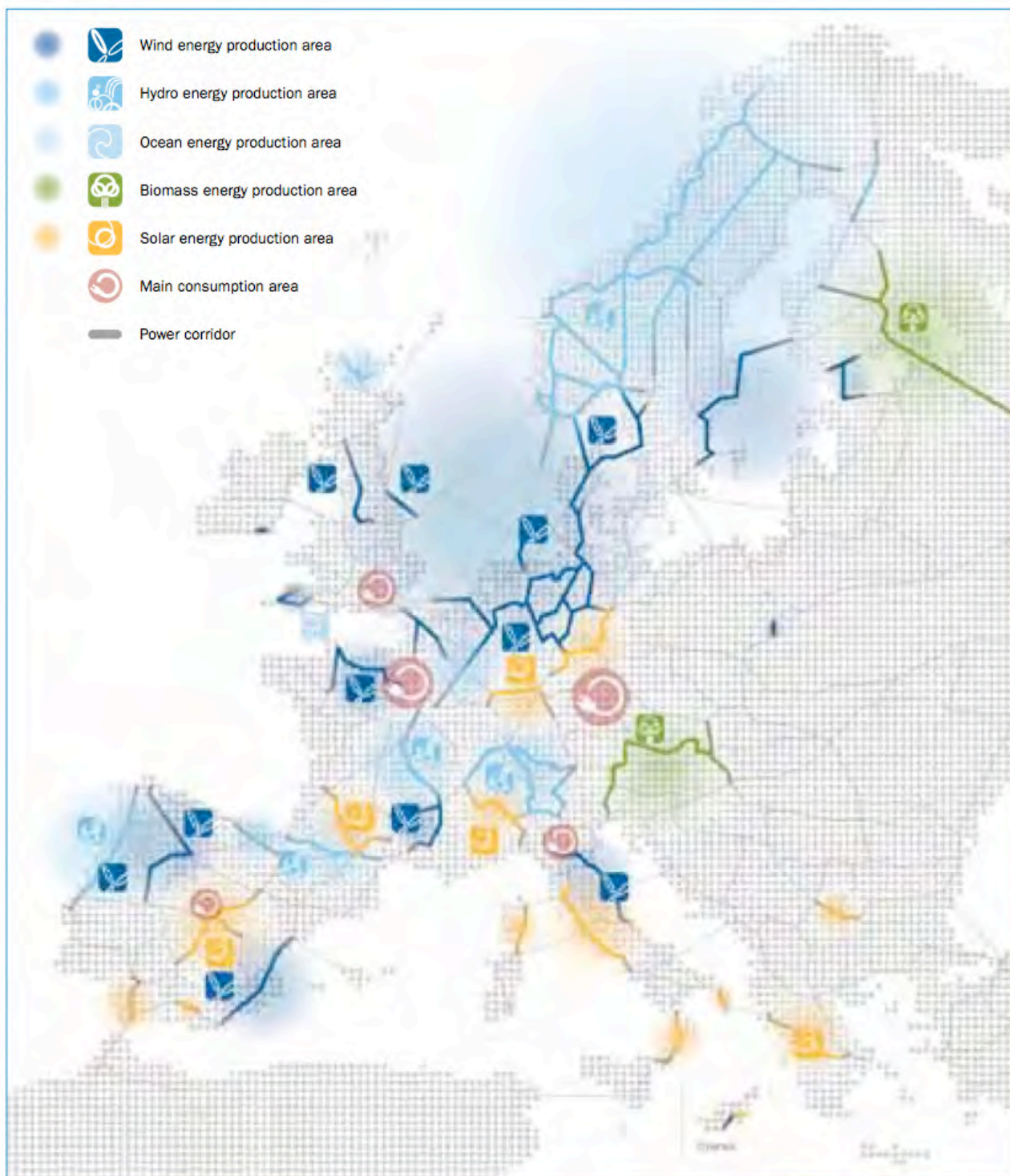
-  送電ルート



Design: www.onehemisphere.se

図 1.2 欧州再生可能エネルギーグリッド 2010

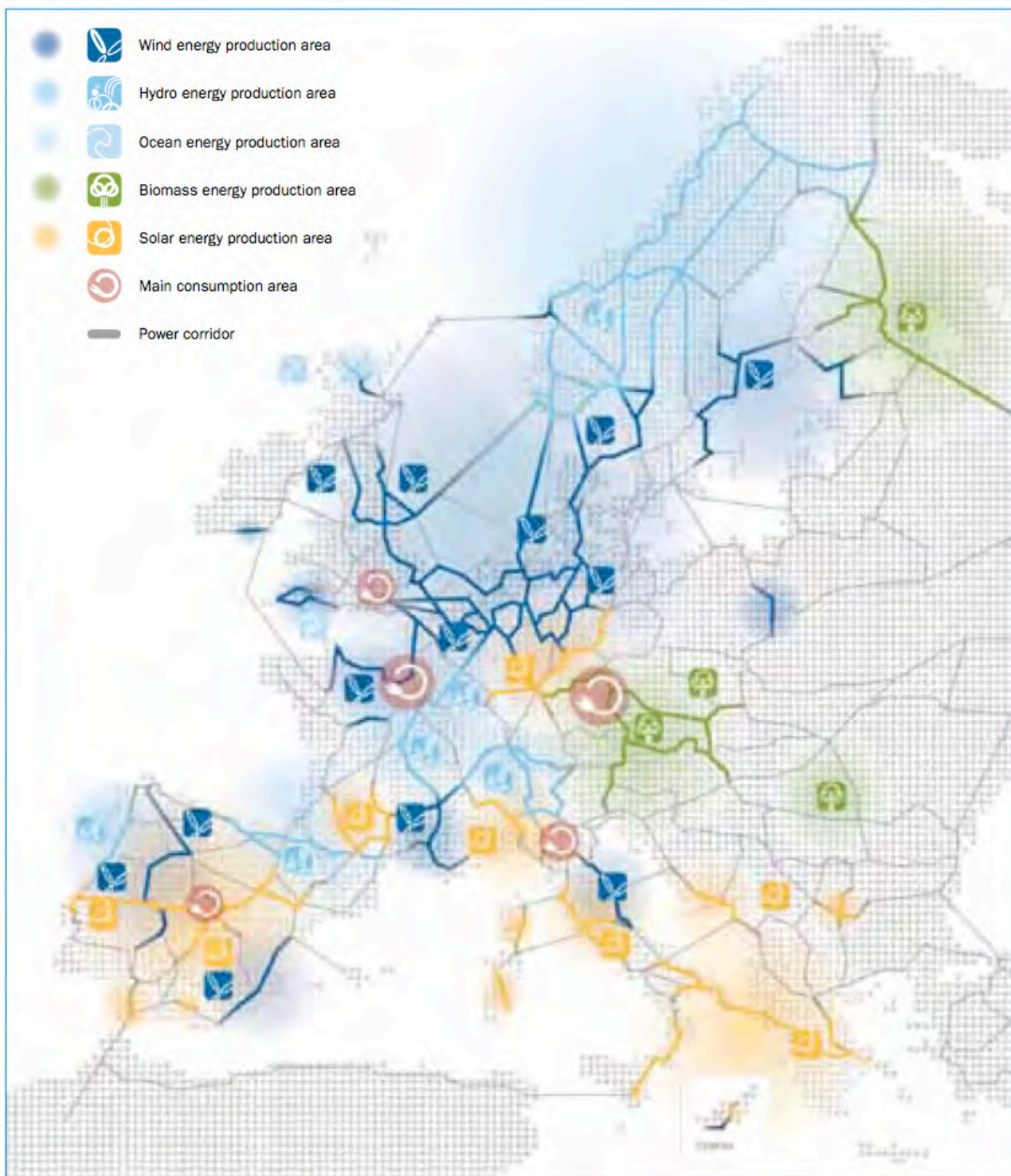
この系統マップより、断片的な電力系統内における再生可能エネルギー源の現在の役割が分かる。風力発電は、水力発電に次いで欧州の電力需要の 4.8% を賄う最大の再生可能電源となる。風力発電はすでに北ドイツ・デンマーク・イベリア半島の電力系統でかなりの比率を占めている。



Design: www.onehemisphere.se

図 1.3 欧州再生可能エネルギーグリッド 2020

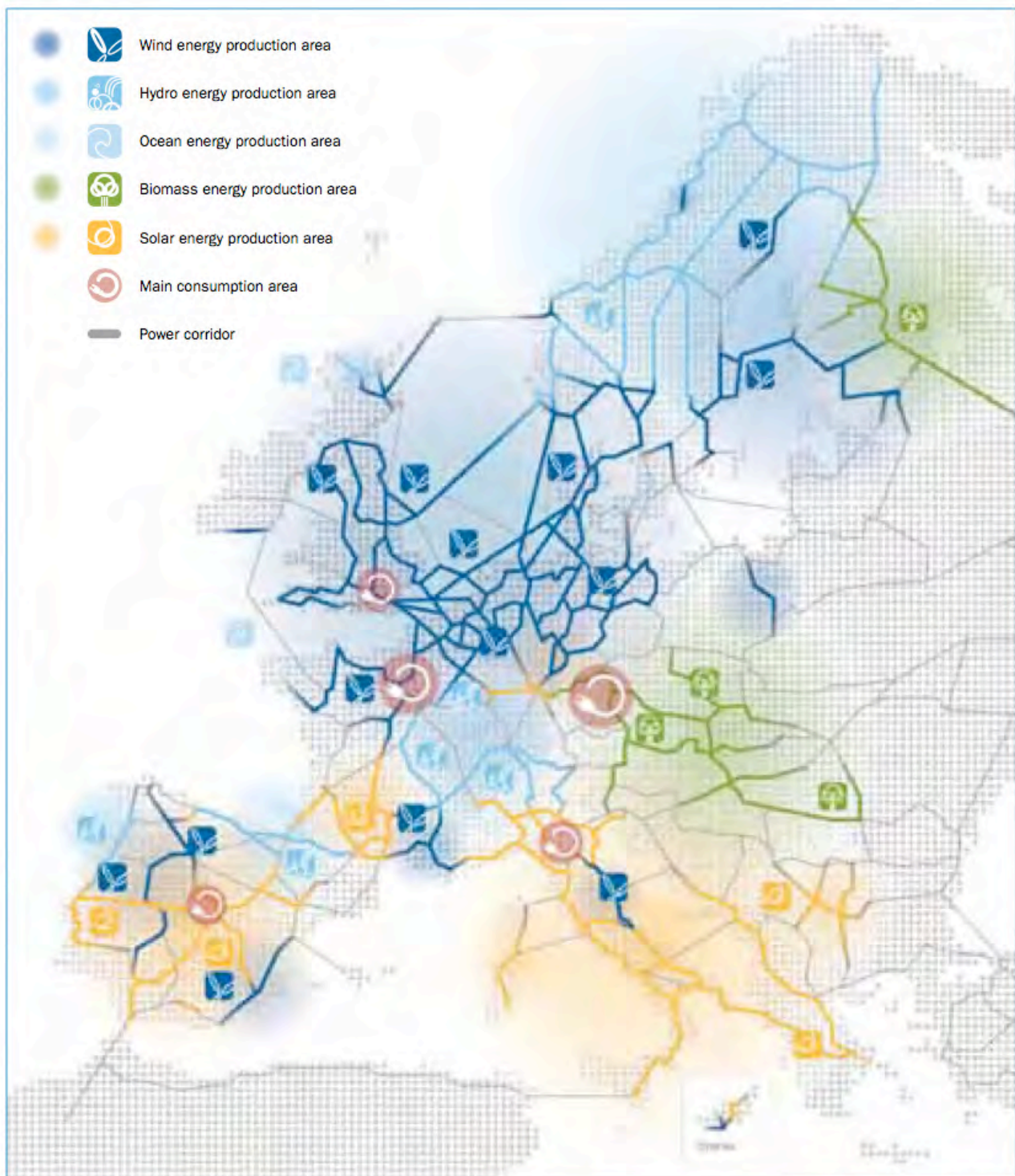
「再生可能エネルギー指令 2009」で目標年となっている 2020 年の系統マップより、再生可能エネルギーがますます重要な役割を担っていることが分かる。2020 年には 230 GW の風力発電は、欧州電力需要の 14～18% の供給をすると予想され、そのうち洋上風力は 40 GW を占めている。風力発電は北海沿岸諸国・バルト海・イベリア半島でかなり重要な電源になっている。



Design: www.onehemisphere.se

図 1.4 欧州再生可能エネルギーグリッド 2030

再生可能エネルギーは 2020 年から 2030 年にかけてかなり増加する。この系統マップより、北海での洋上風力系統の発展により促された北海沿岸諸国での風力発電が支配的な役割を担っていることが分かる。また、南欧の太陽発電システムと集光型太陽熱発電、東欧の系統内のバイオマスの成長も示されている。



Design: www.onehemisphere.se

図 1.5 欧州再生可能エネルギーグリッド 2040

発電需要の増加と電力市場の統合により、2040 年以降、再生可能エネルギーの普及率はさらに増加する。北海、バルト海沿岸諸国の風力発電、アルプス山脈とスカンジナビア半島の水力発電、南欧の太陽発電システムおよび集光型太陽熱発電、東欧のバイオマスや北大西洋エリアの波力発電はすべて、再生可能エネルギーの普及率に貢献すると予想される。

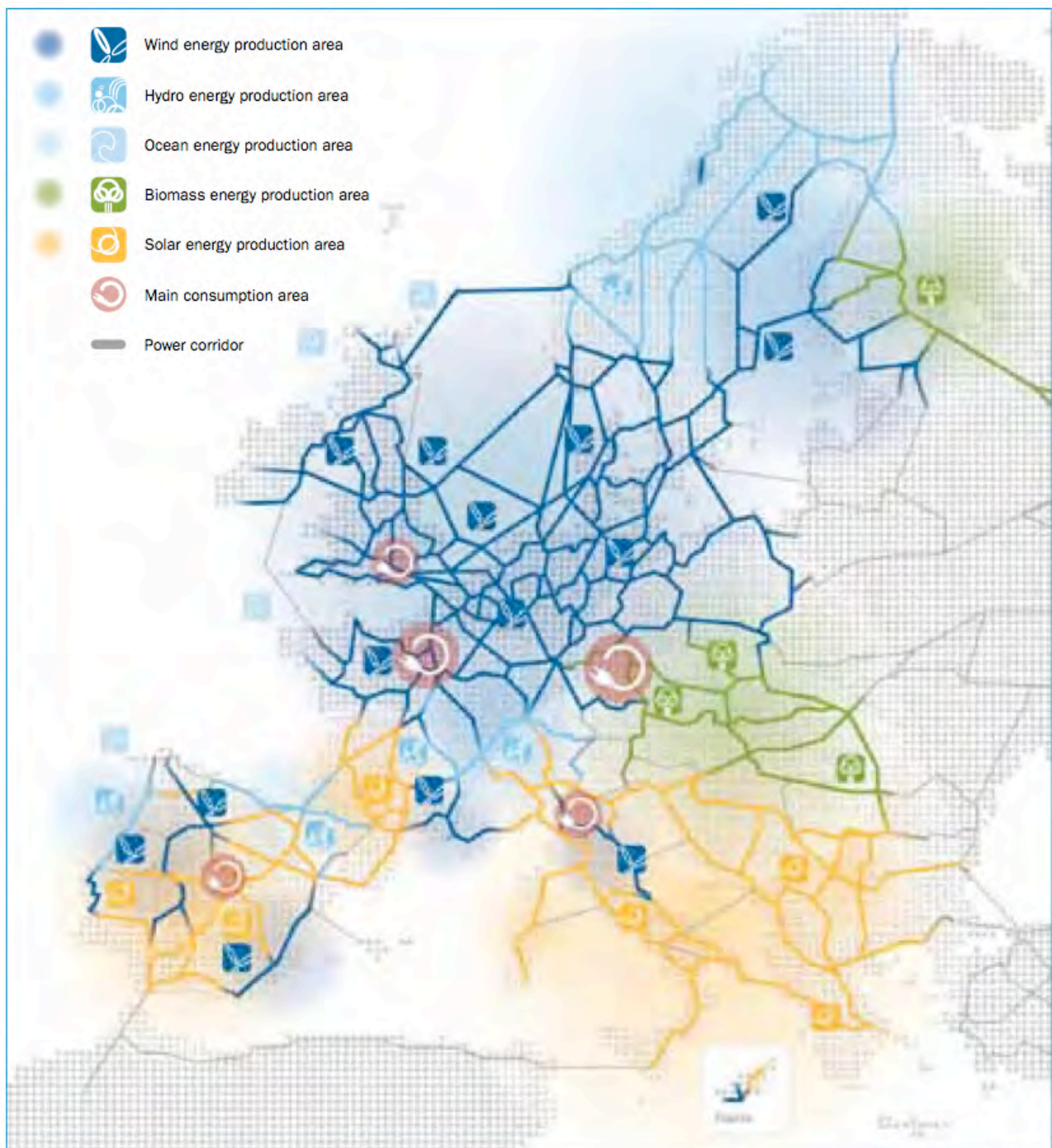


図 1.6 欧州再生可能エネルギーグリッド 2050

2050 年、系統は必要なエリア内の系統インフラや充実した市場統合により、100%再生可能エネルギーで運用する。風力発電は北海・バルト海・イベリア半島・南フランス・中央イタリアで欧州電力の需要の 50%にまで達する。変動する再生可能エネルギーは、スカンジナビア・アルプス・イベリア半島の水力発電でバランスを取っている。集光型太陽熱発電は南欧の電力市場で、バイオマス発電は中欧・東欧できわめて重要な役割を成すと予想される。

第2章

風力発電と風力発電所

2.1 風力発電の基礎

電力系統全体から見ると、風力発電所は他の発電所と同様に発電を行うが、従来型電源と比較すると風力発電はかなり際立った特徴がある。風力発電自体の技術は確立されているが、それ以上に重要な点として、風力発電の燃料となる風資源が変動しやすいという性質を持っている。こうした独特な特徴や電力系統への影響を理解することが風力発電を系統に連系する際の基盤となる。

2.1.1 風力発電所

(a) 風力発電所の特徴

本節は、電力系統との相互作用を理解しやすくするために、欠かすことのできない風力発電所の技術的特徴を説明する。ここでの議論は、風車単体の概念と風力発電所に利用される概念とに分類されている。

(b) 風車の電気的構成

電力系統に連系される風車は、単純な固定速風車から有効電力を制御できる完全な可変速システムへと、この30年間で徐々に発展してきた。従来ほとんどの風車では、風車のロータ速度は電力系統の周波数によって固定されており、風車は運転可能風速のほとんどの範囲で最大効率で運転が可能である。この方式は安価で堅牢な方式として実績があり、2MWクラスまでのものが商用化されている。

可変速制御システムは、瞬間的な風速や風車制御システムでリアルタイムに決まる回転周波数と系統周波数を分離するコンバータを用いている。可変速制御システムの運用は風車性能を最適化し、機械的負荷を軽減すると同時に、有効電力も制御するなどさまざまな動作を可能にする。可変速風車における一つの特徴はブレード（翼）のアクティブピッチ制御であり、それは風車の空気力学的パワーを完全に制御できることである（これらのほとんどは、燃焼系エンジンやガスタービンの燃料弁の制御に相当す

る）。電気的周波数と回転周波数を分離することで風速変動は緩和し、加減速するフライホイールとして動作する。そうすることで電力・電圧・トルクにスパイクがないように平滑化することができ、風力発電の導入力が高く他系統との連系が脆弱な電力系統で重要となる合成慣性をも発生させることが可能である。

2000年まで固定速方式は市場を支配しており、多くの風車を運用しているデンマークやスペイン、そしてドイツの一部地域といった先駆的な国々ではまだ主な割合を占めている。しかしながら、新設される風車のほとんどは可変速風車である。

応用可能な技術を幅広く考慮すると、風車の電気的構成はパワーエレクトロニクス含む発電機の種類や電力制御方法によって表2.1のような4タイプ、A、B、C、Dに分類することができる。2010年までにタイプCとタイプDの合計がほぼ100%のシェアを占め、このタイプへ大きなシフトをしていることから、風力発電の導入率の増加に従って系統親和性を改善するよう設計を進めてきた風力産業の努力がうかがえる（ここで「風力発電の導入率」という用語は、総（年間）消費電力量^{原注1}に対する風力発電の発電電力量の割合を表している）。

今日、より柔軟性の高いタイプの風車のシェアは世界中で導入され、運転中の風車のおおよそ75%になっている^{原注2}。商業的要因（メーカーの市場での地位）や技術的要因（グリッドコード）、歴史的要因（急激な市場成長の期間）などの理由から、特定の地域や国で風車タイプの（累積）分布が大きく異なっている。特に、初期に風車を導入した国（ドイツ・デンマーク・スペイン）では、タイプAが未だ多くの割合を占めているが、風車の新設に伴って状況は急速に変化している。例えば、スペインでは、タイプAが18%、タイプBが0%、タイプCが77%、タイプDが5%となっている^{原注3}。

(c) 風力発電所のコンセプトと系統親和性の高い風車

風車は通常、数基の風車をまとめて（すなわちウィンドファームとして）設置され、その大きさは数MWから数百MWとなる。これらの風車群はあたかもひとつの発電

^{原注1} 「導入率（penetration ratio）」を定義するには多くの方法がある。例えば、ある系統におけるピーク負荷に対する風力発電の総設備容量(MW)として風力発電の導入率を表わすこともできる。この意味で用いられる場合、「容量導入率」と明確に記述されることが多い。本書では「エネルギー導入率」の方を用いることとする。なぜならば、これまでほとんどの研究は年間消費電力に対して風力発電の導入率を調査しているからである。

^{原注2} この推計は、2009年のBTMコンサルティング社およびEER社による市場調査に基づいたものである。

^{原注3} 2010年のAEE（スペイン風車メーカー協会）のデータに基づく。

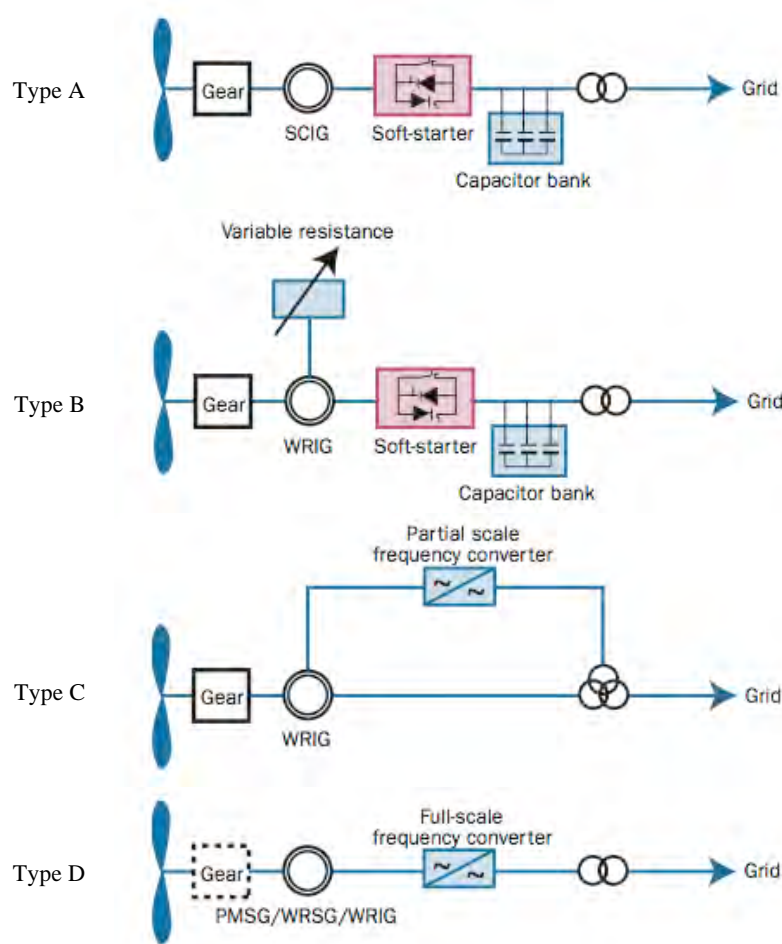


図 2.1 典型的な風車の電気構成

SCIG=かご型誘導発電機、WRIG=巻線型誘導発電機
 PMSG=永久磁石型同期発電機、WRSG=巻線型同期発電機

機として系統連系されているため、「風力発電所 (wind power plant)」という用語を用いるのが最適である。初期のウィンドファーム設計で重点視されたのは主に系統運用者のルールを尊重した効率的で経済的なエネルギー生産であったが、今日では風力発電の導入量の増加に伴って、系統運用者の要求が変わりつつある。こうした要求に応じて、現在の風車群やウィンドファームはいわゆる風力発電所というコンセプトとして発展してきた。そのコンセプトは本質的には従来型発電所と似たような特性を持ったウィンドファームであり、燃料供給が変動的であるという点だけが例外である。風力発電所の運用は電力系統にさまざまなアンシラリーサービスを提供できるように設計されている。制御システムは電力が能動的に制御できるように設計されていて、従来の発電所と同様に出力を大きく増減することができる。系統の安定度を維持し、系統事故を復

旧させ、電圧を維持するために風力発電所は積極的に貢献できるし、現在でも既にそれは行われている。

上記で述べられた特性により、風力発電の系統連系能力は大きく高められている。高い風力発電導入率を達成するには、他の発電所と協調して電力供給の責務を負ったり、系統のセキュリティを高めたりするのに、能動的な制御特性が不可欠である。2.2 節では、こうした風力発電所の性能がいかに系統連系コードに反映されるか、また風力発電特有の技術がこうした要件に如何に応じることができるかについて説明する。発電所が提供する本質的なサービスという点において、風力発電所は従来型発電所に匹敵するものとなる。表 2.2 には、2つの発電方式の性能が示されている。この2つの発電方式の違いは、気象現象による変動電源という性質のみである。

表 2.1 風車コンセプトの概要

系統の種類	説明	メーカーと種類	発電所の能力	欧州市場シェア (累積)
タイプA 固定速 (1つある いは2つの 速度に固定)	80年代に幅広く導入され、利用されたこの方式は、「かご形」非同期発電機 (SCIG) に基づいている。回転子は風車主軸によって駆動され固定子は系統に直接接続されている。回転子の回転速度は、1~2%とわずかに可変できるに過ぎず、他の風車のコンセプトと比較するとほとんど「固定速」である。このタイプには同速型と倍速型の2つがある。倍速運転では、低風速時に性能を向上させ低周波音を改善することができる。タイプAのタイプを用いた空力制御のほとんどはパッシブストール制御である。その結果として、特にブレードのピッチ変換機構がない場合、系統に接続したり解列する以外にはアクティブな制御はほとんどできない。このタイプは常に改善され続けており、例えば、いわゆるアクティブストール制御では、制御システムによりブレードのピッチ角をストール側へ変えることができる。	Suzlon Nordex Siemens Bonus Ecotecnia	電圧制御 無効電力 制御	15%
タイプB 限定的な可変 速	タイプBの風車は80年代から90年代にかけてVestas社で使用され、「巻線形」誘導発電機 (WRIG) が採用されている。回転子の抵抗を制御するためにパワーエレクトロニクスが用いられている。回転子抵抗は突風時に回転子や発電機の速度を±10%変化させ、電力品質を最大限に維持し、風車構成要素の機械的負荷を抑えることが可能である (しかし多少のエネルギー損失を伴う)。タイプBの風車にはブレードのアクティブピッチ制御システムが備わっている。	Vestas (V27, V34, V47)	電圧制御 (電力品質)	5%
タイプC DFIG (二重給 電巻線形誘導 発電機) を用 いた改良型可 変速	タイプCは、従来のシステムの利点と最新のパワーエレクトロニクス技術を組み合わせたものである。誘導発電機は巻線形回転子を持ち、励磁システムを制御するバック・トゥ・バック電圧形コンバータを介して系統に連系されている。このことによって機械的なロータ周波数と電気的な回転子周波数が分離でき、回転子周波数を系統周波数に一致させることができる。パワーエレクトロニクスを利用することで有効電力と無効電力を制御し、電圧制御が可能となる。このタイプでは出力の約40%までがコンバータを介して系統へ出力され、残りは直接系統へ出力される。また、速度変化は同期速度から約40%上下させることができる。	GE Repower Vestas Nordex Gamesa Alstom Acciona Windpower Suzlon Bard Kenersys	無効電力 制御 電圧制御 フォルトラ イドスルー (FRT)	55%
タイプD フルスケール 周波数コンバ ータを伴っ た可変速	タイプDの風車には、典型的なドライブトレイン (ギアボックス) を搭載しているものや、ダイレクトドライブ (低速回転形発電機) のコンセプトをもつもの、さらにハイブリッド方式 (低ギア比のギアボックスに中速回転形発電機の組合せ) も存在する。巻線形同期発電機、永久磁石方式発電機、かご形誘導発電機など、あらゆる発電機のタイプが使用されている。タイプD風車では固定子はフルスケールのパワーエレクトロニクス・コンバータを介して系統に接続されており、回転子には励磁巻線あるいは永久磁石が用いられている。系統から完全に分離することで、タイプCよりも運転速度が広範囲になり、無効電力と電圧制御の容量も幅広く取ることができる。	Enercon MEG (Multibrid) GE Winwind Siemens Leitner Mtorres Lagerwey	無効電力 制御 有効電力 制御 電圧制御 フォルトラ イドスルー	25%

(d) 風力発電特性指標

風力発電所と従来型発電所の本質的な違いは、風力発電所の出力が設置されたサイトの特性 (主に局所的風気候)

に大きく左右されるということである。公称電力あるいは定格電力は最大電力であり、全体の運転時間の1~10%を占めるに過ぎない。風車運転時間の多くは部分負荷で運転

表 2.2 系統親和性のある風力発電と従来型発電所の将来性の比較

項目	風力発電所	従来型発電所
力率	-0.9~+0.9	-0.85~+0.85
系統の安定度 (有効電力制御)	出力抑制	出力抑制
	変化率制御	変化率制御
給電指令 (ディスパッチ)	短期予測に基づく (±10%)	フルディスパッチ
周波数応答	垂下特性	垂下特性
運用制御と報告	SCADA	分散制御システム

灰色のセルは風力発電所が従来型発電所とは異なることを示している。(出典: GE)

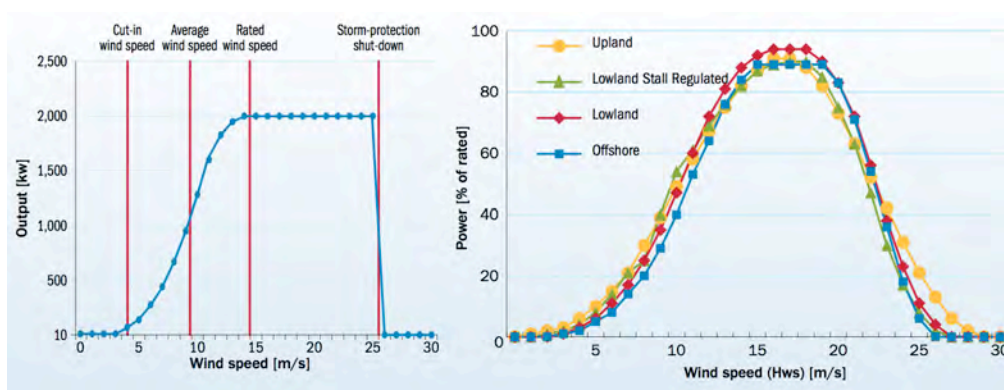


図 2.2 風車単体の出力曲線の例(左)^[2.1]と広域評価・予測で用いられるウィンドファーム出力曲線の例(右)^[2.1]

され、風速に左右される。電力系統の立場からは、風車の出力は定格電力の 20~40%に相当し、最大時には 3~5 倍も高い出力となる発電設備とみなすことができる。風力発電の特性の指標は、第一に定格電力やロータ直径といった風車設計に関連する。パワー密度^{原注4}は 300~500 W/m²の範囲で、面積はロータが掃把する面積である。風車の出力電力は IEC61400-12^[2.1]に基づいて計測され、図 2.2 のような出力曲線で表される。

出力曲線は、特定地域の特定の風況下(ハブ高さに換算された風速や卓越風向)におけるエネルギー出力の推定に用いられる。エネルギー出力は長期^{原注5}の平均年間エネルギー出力として標準化される。また、気象予測モデルで生じた 10 分間平均風速値から短期予測の発電量を得るためにも出力曲線が用いられる。図 2.2 に示すような電力系統の研究には、いわゆる地域平均化された出力曲線が使われている^[2.2]。今日導入されている風車技術の代表的な値を表 2.3 および 2.4 に示す。

原注4 パワー密度 (specific rated power): 風車の受風面積 (捕らえられる風のエネルギー比例) と公称 (定格) 電力との割合。

原注5 ここでいう「長期 (long-term)」という時間スケールは、風車の技術設計期間、すなわち 20 年である。

2.1.2 風力発電の変動性

(a) 変動する電力系統に組み込まれた

変動電源としての風力発電

風力発電は時間とともに、主に気象状況の影響を受けて変動する。その変動は秒・分・時間・日・月・季節・年などのあらゆるタイムスケールで発生する。こうした変動やその予測可能性を理解することは、電力系統の連系や最適運用に重要な鍵となる。電力系統は需要と供給の両者を考慮すると本質的に変動的なものであり、この変動性に効果的な方法で対応するよう設計されている。電力需要は非常に変わりやすく、気象(周辺温度)、日照、工場やテレビ番組のスケジュールなど、数多くの要因に左右される。系統運用者は、例えば従来型大規模発電所で突然送電線を遮断したり需要予測を誤ったりするといったような系統の予測可能な事象や予測不可能な事象のどちらも対応する必要がある。図 2.3 から明らかなように、風の変動性によって系統運用がどの程度影響されるかは、今後ますます高まる風力発電の比率によって決定されることになる。

表 2.3 風車の特性（市場情報と統計運用資料から抽出）

風車の特性		範囲	標準値
定格電力 [MW]		0.850 ~ 6.0	3.0
ロータ直径 [m]		58 ~ 130	90
パワー密度 [W/m ²]		300 ~ 500	470
設備利用率* (=負荷率) [%]	陸上	18 ~ 40	---
	洋上	30 ~ 45	---
全負荷相当運転時間 [h]	陸上	1,600 ~ 3,500	---
	洋上	2,600 ~ 4,000	---
年間エネルギー密度** [kWh/m ² year]		600 ~ 1,500	---
技術的稼働率 [%]		95 ~ 99	97.5

*年間ベース、サイトの平均風速およびその平均風速で換算したパワー密度に大きく左右される

**ロータ回転面積、サイトの平均風速に依存する値、および風車特性で規格化された値

***陸上のみ。通常メンテナンスのための運転停止を含む。

表 2.4 ウィンドファームの特性

ウィンドファームの特性		範囲	標準値
ウィンドファーム定格容量 [MW]		1.5 ~ 500	---
風車の数		1~数百基	---
パワー密度 [MW/km ²]	陸上	6 ~ 10	---
	洋上	10 ~ 15	---
設備利用率 (=負荷率) [%]	陸上	18 ~ 40	---
	洋上	30 ~ 45	---
全負荷相当運転時間 [h]	陸上	1,600 ~ 3,500	---
	洋上	2,600 ~ 4,000	---
年間エネルギー密度 [GWh/km ² year]	陸上	30 ~ 40	---
	洋上	20 ~ 50	---
技術的稼働率 [%]		95 ~ 99	97

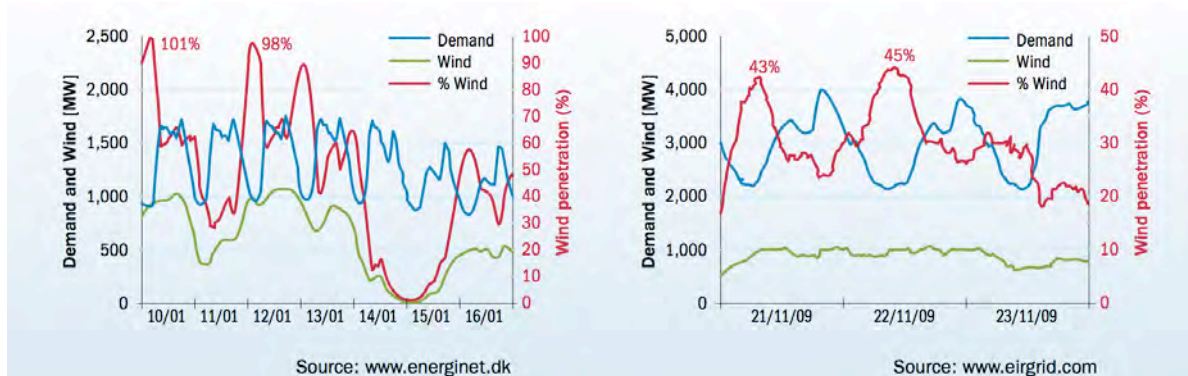


図 2.3 風力エネルギーと電力需要と瞬時導入率

デンマーク西部における 2005 年 1 月の 1 週間（左） アイルランドにおける 2009 年 11 月の 3 日間（右）

【コラム】変動電源か間欠電源か？

風力発電は「間欠的な (intermittent)」発電方式であるとよく誤って考えられるが、これは誤解である。電力システムレベルでは、風力発電は不規則な間隔で（すなわち時々休止ことを意味し、これは従来型発電方式に見られる特徴である）スタートしたり、ストップしたりはしない。暴風雨のような極端な場合でさえ、系統のあるエリア内で多くの風車が止まるには時間がかかる。例えば、2005年1月8日の暴風雨ではデンマーク西部にある集合化された風力発電が発電量を90%から10%に下げるのに6時間もかかっている。さらに、出力がゼロになる期間は予測可能であり、その場合は段階的にゼロとなる。風車の技術的稼働率は他の発電方式に比べて98%と高く、これは考慮する価値がある。風力発電のもうひとつの長所は、モジュール化された装置であることと電力系統内に分散して設置できるということである。ひとつの装置が故障しても安定供給全体には大きな影響はない。従って、「間欠的」という言葉は風力発電の広域システムには不適當であり、「変動電源 (variable generation)」という用語が使われるのが望ましい。

(b) 短周期変動性

系統連系のためには、風力発電の数分から数時間単位の短周期変動性が最も重要となる。それは電源ユニットごとの発電計画や電力需給調整、必要予備力の決定に影響を及ぼしている。電力系統に見られる風力発電の短周期変動性は、短期間の風の変動（気象状況）や風力発電所の地理的な分散度によって決定される。

電力系統で起こるあらゆる変動性は、負荷や風力発電所およびその他の発電所からそれぞれ発生する変動によって決定される。ある電力系統に与える風力発電の短周期変動の影響は、風力発電の設備容量および電源構成や連系容量といった電力系統特有の問題に左右される。また、予測手法を用いたり需給調整をしたりしながら、いかに効率よく変動性の増加に対応するかということにも左右される。

典型的な風力発電所のサイトで発電可能な電力や風況測定を分析することで、数分あるいは数時間以上といった与えられた期間の正味出力の変動を予測することが可能となる。予測データは特定のタイムスケールごとに区分され、需給調整のさまざまな発電方式に対応させる情報となる。これまでの知見や電力系統の解析から、電力系統はこの短周期変動性にむしろ充分対応できていることがわかる。

(i) 1分以内の変動（顕著な影響はない） 集合化された風力発電の出力の急激な変動は、乱流や瞬間的な事象による数秒から1分以内の変動であれば、これまでのウィンドファームの運転データでも見られるようにかなり小さいものである。結果として、電力系統でほとんど感知されるものではない。

(ii) 1時間以内の変化（導入率が大きくなると顕著になる） 10～30分の変動は予測するのは容易ではないが、複数の風力発電所が地理的に分散していることで一様になり、一般にその変動は地理的に分散されたウィンドファームの設備容量の±10%以内となる。最も著しい出力変動は、出

力曲線の傾きが急になる定格電力の25～75%の範囲でおこる風速変動である。1時間以内の変動は電力系統にとって重要であり、変動の大きさが需要の変動に匹敵するようになると需給調整容量に影響すると予想される。一般にそれは、風力発電導入率が5～10%に上昇するときである。

(iii) 時間毎のタイムスケールにおける変動（予測可能だが不確実性が大きくなる） 1時間毎・4時間毎・12時間毎の変動はほとんど予測可能であり、需要にあわせて発電所のスケジューリングを考慮することができる。このタイムスケールでは、需給調整の必要性が生じる原因は予測された変動性自体ではなく、予測の不確実性（予想した予測誤差）である。系統運用者にとって風力発電の需要の不確実性は、需要予測の誤差や他の発電所の供給停止と同じと考えることができる。表2.5では風力発電および需要の時間毎の変動の大きさが示されているが、こうした風力発電の変動を風力発電の設備容量の割合で表すことは有用である。多くの国で幅広い研究が行われており、表2.5はその概要を表している^[2,3]。

風力発電所ではなく風力発電所が建設された広域のエリアに着目すると、ほとんどの風力発電が暴風の際に解列にするのに何時間もかかっていることがわかる。例えば、2005年1月8日のデンマークの暴風雨は何十年に一度起こるかどうかの最大級の暴風雨のひとつであったが、デンマーク西部エリア（200 km²）に設置された風力発電の設備容量2,400 MWに対して2,000 MWから200 MWに出力を低下させるのに6時間かかっている。洋上に集中したウィンドファームであれば、出力の低下は1時間以内に起こっていた可能性があるため、その地域に設置された風力発電のほとんどが洋上ウィンドファームに集中しているのなら、暴風雨でも風車を完全に停止しない制御方法が推奨される。暴風雨前線の通過は予測可能であり、影響を最小限にするために適切な制御を用いることが望ましい。

有効電力の変動が誤って予測されると、系統運用に影響

表 2.5 さまざまなタイムスケールに対する各地域の大規模風力発電の極端な短周期変動

(風力発電設備容量に対する%表示)

地域	エリア面積		10～15分		1時間		4時間		12時間	
			最大減少率	最大増加率	最大減少率	最大増加率	最大減少率	最大増加率	最大減少率	最大増加率
デンマーク	300×300 km ²	>100			-23%	+20%	-62%	+53%	-74%	+79%
デンマーク西部	200×200 km ²	>100			-26%	+20%	-70%	+57%	-74%	+84%
デンマーク東部	200×200 km ²	>100			-25%	+36%	-65%	+72%	-74%	+72%
アイルランド	280×480 km ²	11	-12%	+12%	-30%	+30%	-50%	+50%	-70%	+70%
ポルトガル	300×800 km ²	29	-12%	+12%	-16%	+13%	-34%	+23%	-52%	+43%
ドイツ	400×400 km ²	>100	-6%	+6%	-17%	+12%	-40%	+27%		
フィンランド	400×900 km ²	30			-16%	+16%	-41%	+40%	-66%	+59%
スウェーデン	400×900 km ²	56			-17%	+19%	-40%	+40%		

デンマーク：データ2000～2002年 <http://www.energinet.dk>

アイルランド：Eirgrid社データ、2004～2005年 ドイツ：ISET、2005年

フィンランド：2005～2007年^[2,4] ポルトガル：INETI

スウェーデン：1992～2001年にかけて56のサイトをシミュレーションしたデータ^[2,5]

する極端なケースとなる場合がある。例えば、最終的にどれくらい風力発電量が減少するかという不確実性を含んだ暴風雨前線予想が挙げられる。ここでは、予測手段の正確さが第一に重要であり、それは2.1.3項で論じることとする。さらに、暴風雨前線がウィンドファームを通過するとき出力の急激な上昇・下降を少なくするために、例えば「暴風雨制御モード」で運転するなど風車出力を制御することが技術的に可能である。しかし、この変化率は小規模のエリアを考慮する場合には非常に大きくなる可能性がある。

地理的により広範囲なエリアでは、あらゆる風力発電所の出力に一時的な上限値を設定したり、ウィンドファーム出力の最大変化率を制限する対策がある。例えば、風車の始動や停止を時間的にずらしたり、正方向に変化する変化率を抑制したりすることであり、ウィンドファームはこの点においては制御性が高い。風力発電の出力を抑制することは、資本を投入した発電所が発電する「無料」エネルギーを捨てることと明らかに同じであるため、他に手段がない場合のみ利用することが望ましい。

系統運用者にとって特に気になることは、風速変動が送電系統の潮流にどのように影響するかである。風力発電の時間毎の変動が連系線の潮流に与える影響に関しては、TradeWindによって研究されている。この研究から、需要変動のような別の影響と風力発電によって引き起こされる変動を区別するのが難しいことが明らかになっているが、さらに連系線の潮流を予測する際に風力発電量の予測誤差が著しい不確実性を引き起こしていることが明らかになっている。

(c) 長周期変動性

系統連系に際して風力発電が影響を与える緩やかな長周期変動には、気候の影響による季節変動や年間の変動がある。このような変動は日々の系統運用や管理にとってはあまり重要ではないが、戦略的な系統計画では重要な役割を担っている。

(i) 月毎および季節毎の変動 月毎および季節毎の変動は風力発電の出力が電力料金に影響するため、先物取引を行う必要のある電力取引業者にとって重要であり、電力系統を計画する上でも同様に重要である。電力取引にとっても系統計画にとっても、風力発電出力の年間統計値から算出されるデータのばらつきに対しては、十分リスク回避できるもの考えられる。

(ii) 年間の変動 年間の変動は長期系統計画にとって関連性があるが、日々の電力系統運用には関係がない。欧州の各地域での平均風速の年間変動性は似たようなものになる傾向があり、6%の標準偏差で正規分布するという特徴がある。風資源の年間変動性は、例えば水力発電の流入量の変動性よりも小さい。最後に、電力系統レベルでは、風力発電市場の成長や陸上風力と洋上風力の比率によって年間の変動が影響する。

(d) 地理的に分散したサイトの集合化の便益

複数の風車が広域に分散していると風の短周期変動と局地的変動は相関性が低いため、互いに平均化される。こうした現象は多くの国で広く研究されてきており^[2,3]、最近ではTradeWindやEWIS、OffshoreGridなどの欧州共同

研究がある。結果からいうと、現在電力系統で見られている風力発電の変動の最大値は減少することが明らかになり、この平滑効果は図 2.4 に示す通りである。この図の例では、2030 年のシナリオ^{訳注 1}に基づいて集合化された風力発電所の出力シミュレーションによって、風力発電の出

力の正と負の変化量の時間平均の発生頻度が得られている。図 2.4 に示す通り、集合化のレベルが高くなると出力勾配（時間あたりの出力の変動量）が大きいところでは発生頻度が少なくなる。ウィンドファーム 1 設備では出力勾配 20%の発生頻度が年間数時間を示しているのに対し、デ

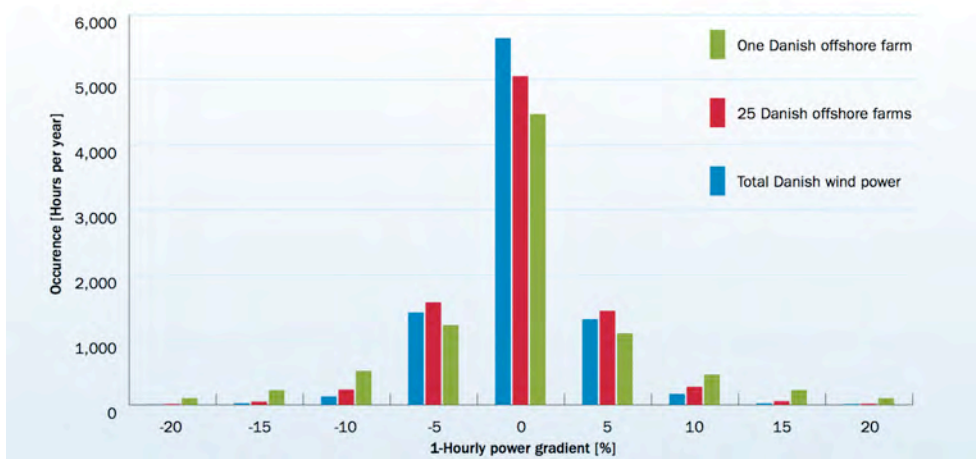


図 2.4 1 時間あたりの相対出力変動の発生頻度

緑：北海デンマーク領域にある洋上ウィンドファーム1設備
 赤：2030年までに予想されるデンマークのすべての洋上ウィンドファーム（総容量 3.8 GW）
 青：2030年までに予想されるデンマークのすべての陸上および洋上ウィンドファーム（総容量 8.1 GW）
 正の値は出力の増加を意味し、負の値は減少を示す。IEEのOffshoreGridプロジェクトのデータ^[2.6] から作製

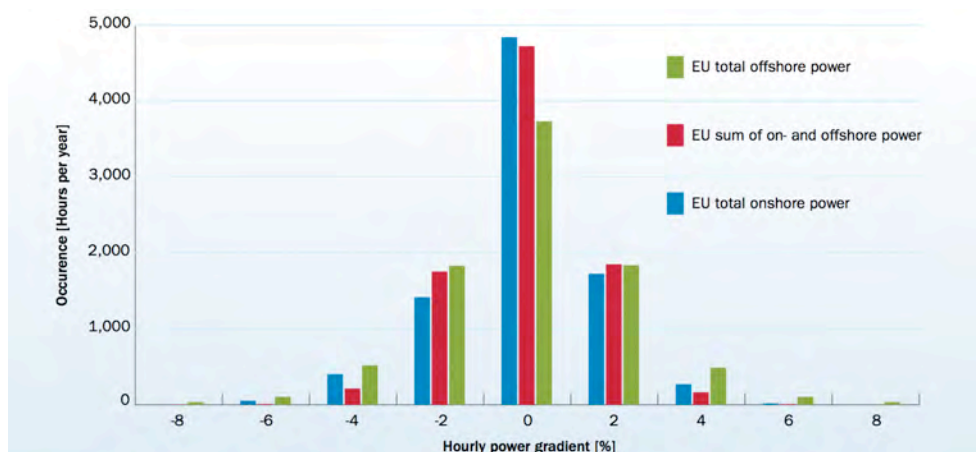


図 2.5 IEE に基づく 1 時間あたりの相対出力変動の発生頻度

緑：2030年にまで予想される全欧州の洋上風力発電所（127 GW）
 赤：2030年に予想される全欧州の陸上風力発電所（267 GW）
 青：2030年に予想されるEU全体の陸上および洋上風力発電の合計容量（394 GW）
 正の値は出力の増加を意味し、負の値は減少を示す。平均出力は洋上で60 GW、陸上で64 GW^[2.6]。

訳注 1 EWEA の 2030 年シナリオについては 1.2.1 項を参照のこと

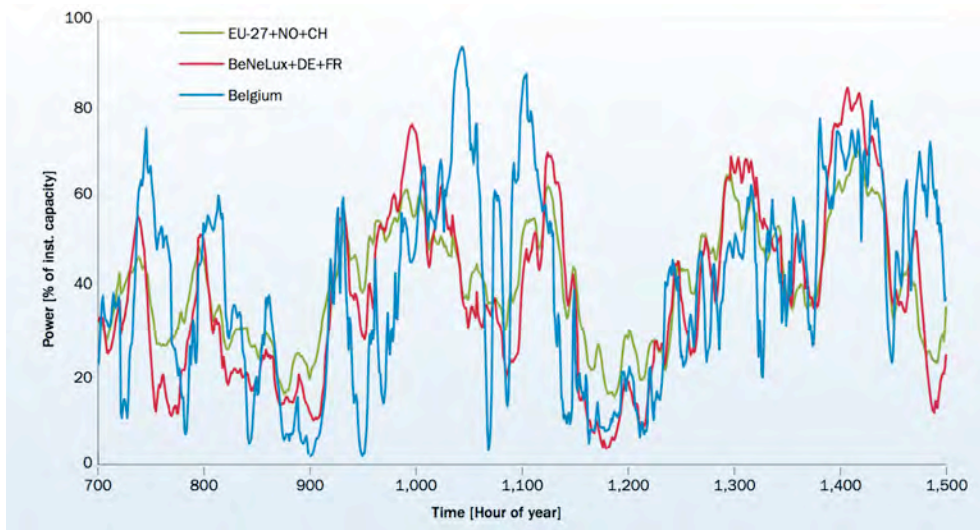


図 2.6 地理的分散による平滑効果の例

この図は2030年の陸上・洋上の全風力発電所を含んだ3つの地域における1時間ごとの風力発電の規格化された出力を比較している。これは2007年2月の風速データで計算され、IEEのOffshoreGridプロジェクトでシミュレーションされたものである^[2.6]。

デンマーク全体の風力発電の総出力に対しては出力勾配15%の頻度はほとんどゼロである。図 2.5 に示されているように、その結果は欧州スケールで集合化するとより明確となる。EU 全体での洋上風力発電では、出力勾配 8%の発生頻度がわずかに見られているが、EU 全体の陸上と洋上の風力発電の総和では出力勾配 5%以上の発生頻度はほとんどない。このように、洋上風力と陸上風力を集合化することによる便益効果は、図 2.5 から読み取ることができる。

風力の変動性に関する平滑効果は図 2.6 からはっきりと見ることができる。図 2.6 では1ヶ月に亘る風力発電の規格化された出力(時間あたりの平均出力を設備容量で割ったもの)が、国(ベルギー)・地域(欧州北西部)・欧州全域で示されている。

電力系統における風力発電所の地理的な広がり短周期の変動性の問題に対応するのに非常に効果がある。換言すると、系統運用上運転する風力発電所が多いほど、変動性の影響は少なくなる。

複数の風力発電所の出力を地理的に集合化する効果は、変動を低減するのに役立つだけでなく、系統内に風力発電の総容量が確実に増えることにもなる。簡単に言うと、風はいつでもどこかで吹いており、至るところで同時に強く吹くことは決してない。風力発電の出力のピーク値は広域で見ると減少するが、このことは風力発電所からの急峻な出力上昇を電力系統が吸収しなければならないことから考えると重要である。その効果は想定するエリアが大きくな

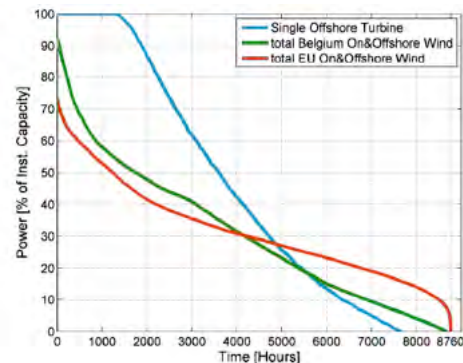


図 2.7 2030 年における持続曲線^[2.6]

青：ベルギー沿岸の洋上風車単体
 緑：2030年に予想されるベルギーの陸上と洋上の風力発電所の総計
 赤：2030年に予想される欧州の陸上と洋上の風力発電所の総計

るほど増大する。理想的には、平滑効果を最大限引き出すためには、系統のさまざまなエリアで発生する風速ができる限り無相関であることが望ましい。典型的な気象パターンによると、暴風雨前線を吸収するのに必要とされる集合化の規模は1,500 km程度である^[2.7]。欧州中の風力発電を集合化し欧州全土の高気圧・低気圧のバランスをとることで、系統にとっては便益が生まれる。送電容量を利用した風力発電の出力変動を平滑化する経済的なケーススタディは、陸上および洋上風力発電ともに、さまざまな欧州共

同研究の課題である^{[2.2], [2.6], [2.8]}。

電力系統の集合化による効果の有効性を示す方法としては風力発電所の負荷持続曲線があり、これは風力発電の発電時の部分負荷運転状態の発生頻度を示している。風車単体の例として、小規模な国（ベルギー）と EU 全体の例が図 2.7 に示されているが、風力発電を集合化すると持続曲線が滑らかになることがわかる。この例では、洋上風車が単体で定格電力を出力するのは年間で 1,500 時間あり、出力がゼロとなるのは年間 1,000 時間であることがわかる。小規模な国で集合化する場合、総出力がゼロとなる時間はほとんどなく、設備容量の 90% を超えることも決していない。EU のように大きなエリアでは、風力発電の総出力が最大となるのは全設備容量の 70% であり、一方、総出力の最小値は設備容量の 10% を下回ることは決していない。このことは、欧州規模の集合化が如何に安定性のある風力発電量を増やす結果になるかを示している。

さらに詳細な研究^[2.9]によると、風力発電が欧州中にさらに分散すると、さらに滑らかな曲線になることが明らかになっている。このような研究によって風力発電の計画やサイト選定のための政策の指針が押し進められ、風の変動性のために需給調整費用を追加することを最小限に減らし、経済的な系統連系を支援することが可能となる。

重要な結論としては、大規模な風力発電はより適切に連系された系統なくしては最適な規模に集合化することができないということがある。この観点からすると、さまざまな地理的な場所に設置され、さまざまな気象状況をとともなう風力発電所の出力を集合化するために、系統は重大な役割を担っている。特に国際連系など系統同士を広範囲に連系すればするほど、その効果はより明確なものとなる。この効果は、需要家を複数の連系された地域で集合化するために系統を利用することとまったく同じである。

2.1.3 風力発電の変動性と予測可能性

(a) はじめに

風力発電の出力を発電スケジューリングや送電容量に関連したタイムスケール内で正確に予測することにより、系統運用者は系統内の風力発電の変動を管理することが可能となる。予測技術は風力発電の変動性を管理するための重要な鍵となる。風力発電の予測精度は、必要とされる需給調整予備力を考える上でも便益効果がある。このように風力発電の予測は、電力系統の費用効率をよくするために重要である。今日、最先端の数値計算手法による気象予測や風力発電所モデル、統計手法を用いた風力発電の予測技術を用いて 5 分～1 時間の時間間隔で、48～72 時間後まで発電が予測されており、同様に季節毎および年間に対しても出力が予測されている。

風力発電の出力を予測することは、他の発電方式や負荷需要を予測することと異なる^{原注6}。需要予測に関してはこれまでに豊富な知見があるため、消費量の予測は風力発電より予測しやすい。以下、風力発電の予測精度について述べることにするが、風力発電の正確な予測はどのように短時間スケール予測を改善し、広域に対してはいつ予測を行うのかについて解説する。さらに、予測誤差を低減させる方法についても着目する。

(b) 予測ツール

短時間風力発電出力予測は、多くのステップから構成されている^{[2.10], [2.11]}。6 時間以上前の予測期間に対して数値気象予測 (NWP) が開始されるが、ここでは風の予測、すなわち各時刻・各地点における予測された風速と風向が提供される。次のステップでは、風力発電所のサイトに NWP モデルの結果を適用して、その地域の風速が電力に換算され、最後に地域全体の出力予測として与えられる。

風力発電の予測手法には別の手法も存在し、その典型は、風速場の物理的記述に依存したモデルと統計手法に依存したモデルである (図 2.8)。統計的手法と物理的手法の両モデルは、系統運用における短時間予測モデルとして使うことができる。

予測ツールは、NWP モデルからのさまざまな入力データによって異なっている。風力発電所における風速と風向は、最小限使用される。統計モデルのいくつかと物理モデルの大半は、気象モデルから例えば気温傾度やさまざまな標高における風速・風向・気圧などの追加パラメータを使用している。現在のモデルで欧州は 3 分割されており 15 km 四方の解像度であるため、すべてのモデルは NWP モデルの粗い解像度から得られた結果をスケールダウンしている。例えばデンマークのような平坦な地形の地域では、この解像度でも風のエネルギーの予測としては十分満足な結果が得られている。

また、例えばスペインのような複雑な地形では、そのような解像度では風力発電所周辺地域の影響をすべて把握することはできない。このようなケースでは、メソスケールあるいはマイクロスケールモデルを追加で用いることができ、風力発電所の半径 400 km の周囲で NWP モデルの気象場全体を利用できる。統計モデルを用いる場合、山岳は計算結果の精度にほとんど影響を与えず、複雑な地形でも良好な結果が得られることがスペインでの知見から明らかである。短時間予測技術は非常に急速に発展し、目覚ましい成果を見せている。

原注6 従来型発電所の自然要因による予測不能な計画外の発電停止を除く。これについては、風力発電はモジュール性があり、発電停止した場合でも解列する容量は常に小さいため、優位性がある。

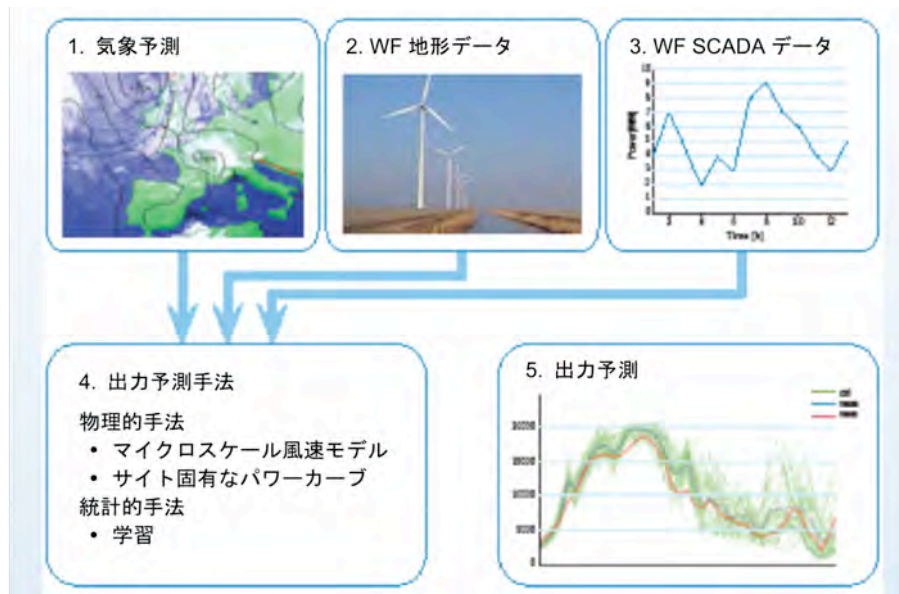


図 2.8 代表的な予測手法の概念

風速予測データ(1)は気象サービスからNWP手法によって得られ、風力発電のSCADAデータ(3)はウィンドファームから提供されている。将来のエネルギー発生を予測するためには2種類のデータセットが組み合わせられる^{12.6)}。予測システムにはさまざまな種類があるが、入力データの種類の組み合わせや、統計手法か物理手法かといった計算方法によって分類することができる。1分～2時間という時間帯の短時間予測のSCADAデータは実時間で入手しなければならない。現在のNWPシステムには、短時間予測（1～12時間）、当日予測（6～24時間）、前日予測（24～48時間）、中期予測（3～10日）および長期予測（1～4週間）といったさまざまな予測期間がある（www.ecmwf.int を参照のこと）。

一般に、最先端の統計モデルはほとんどの状況で良好な結果が得られる傾向にあるが、十分に機能するためには半年以上のデータの蓄積が必要である。一方、物理モデルツールは、風力発電所を建設する前に風速を予測することができ、あとで計測データを用いて改善することができる。しかし、物理モデルツールのうちいくつかは、大規模な計算機を必要とする。この場合、実用的な予測のためには計算時間を短くしなければならず、計算負荷の少ないモデルが組み込まれることもある。

最近では、高い計算パフォーマンスを実現するために、以下に示すようなさまざまな組み合わせの入力モデルや予測ツールの組み合わせを用いた計算が実施されている。システム運用にあたってのツールの利用については、第3章で説明する。

(c) 短時間出力予測の精度

予測ツールの性能や精度の決定に影響する主な要因は2つ存在する。すなわち、考慮する地域の大きさと予測すべきタイムスケールである。

- どのような予測手法を使用するかにかかわらず、現在のツールでは、風力発電所1ヶ所に対する36

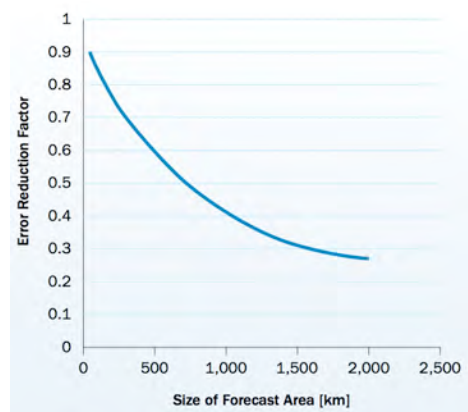


図 2.9 広域の平滑効果によって減少する風力発電の予測誤差

誤差減少の因子は、風車単体での予測のnRMSEをその地域の集合化された全風力発電所の出力予測のnRMSEで割った比で定義されている。nRMSEはRMSEの絶対値を設備容量で割ったものとして定義される。なお、平均風速や規格化された平均発電電力量（設備容量）が増加するとnRMSEも増加するという事に留意しなければならない。例えば全く同じNWPデータと予測システムを用いた場合でも、ドイツよりもスコットランドの方がnRMSEは高くなる^{12.6)}。

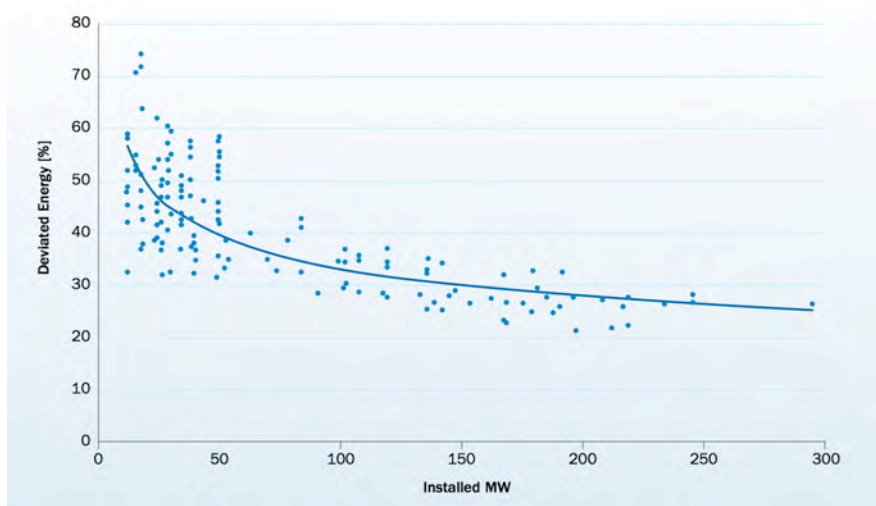


図2.10 発電設備の地理的サイズの関数としての予測精度（スペインの例）

ウィンドファームの集合化によって、発電量の平均絶対パーセント誤差は40%から約25%に減少している。（出典: W2M）

時間後予測の予測誤差（RMSE）^{原注7}は、設備容量の10～20%となる。風力発電の集合化を全域に拡大すると、誤差は平滑化のために10%以下に低減する。集合化の地域を大きくすればするほど全体の予測精度はより向上する（図2.9を参照）。

- 予測精度は予測期間を長くすると低下する。したがって、市場への供給計画提示時刻と実際の送電時刻のあいだの時間（すなわち**通告時間**）を短縮すれば、予測不能な変動性を劇的に減少することが可能である。それによって、系統安定度を犠牲にせずにより効率的な系統運用が可能となる。

このように相関性のない複数のサイトを利用すると予測手法に便益効果をもたらすが、このことは地理的に広域に分散した発電設備を有する開発事業者によっても明らかにされている（図2.10参照）。

平均予測誤差のみを調査しても充分ではない。ある程度妥当な精度の平均予測が可能であったとしても、確率的な自然風のため比較的高い頻度で例えば需要予測誤差と反対の大きな予測誤差が発生する。図2.12に示すように、誤差の分布は数学的なガウス関数分布とはならず、大きな予測誤差が比較的高い頻度で発生している。第3章で後述

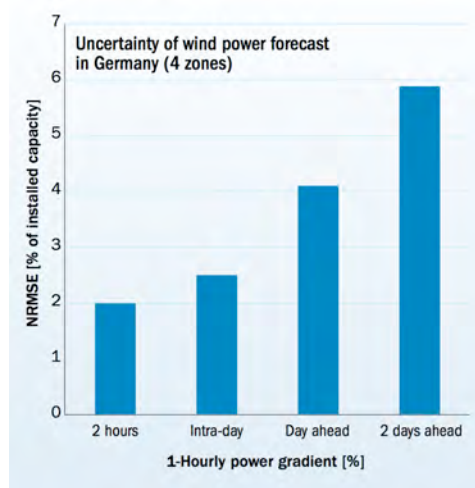


図 2.11 予測期間が長くなるにしたがって増加する平均風力予測誤差（ドイツの例）

するように、系統の予備力計画にとってこれは非常に重要となる。この解決方法のひとつとしては、当日取引と2～4時間の短時間予測を組み合わせることで予測誤差を軽減することが挙げられる。

予測ツールの性能は、2000年以降劇的に改善されてきている。平滑効果と改良された予測ツールの組み合わせによる効果は、図2.13に示すような学習曲線に反映されている。この図では、ドイツの各年代における平均誤差の開発経緯が示されている。

ひとつのツールにさまざまな気象モデルを入力し、さまざまな予測ツールを組み合わせる予測手法の組み合わせ

^{原注7} 風力発電予測の精度の指標である予測誤差は、さまざまな誤差関数を用いて定量化することができる。平均二乗誤差（RMSE: root mean square error）法は、すでに設置された風力発電を規格化するのに非常に一般的に使われる。同様に、出力の実測と予測の相関係数も非常に有用である。予測誤差が発生した場合の違反金は、上方誤差であれ下方誤差であれ誤差に比例することが多いため、例えばスペインなどでは平均絶対誤差あるいは平均パーセンテージ誤差が用いられている。

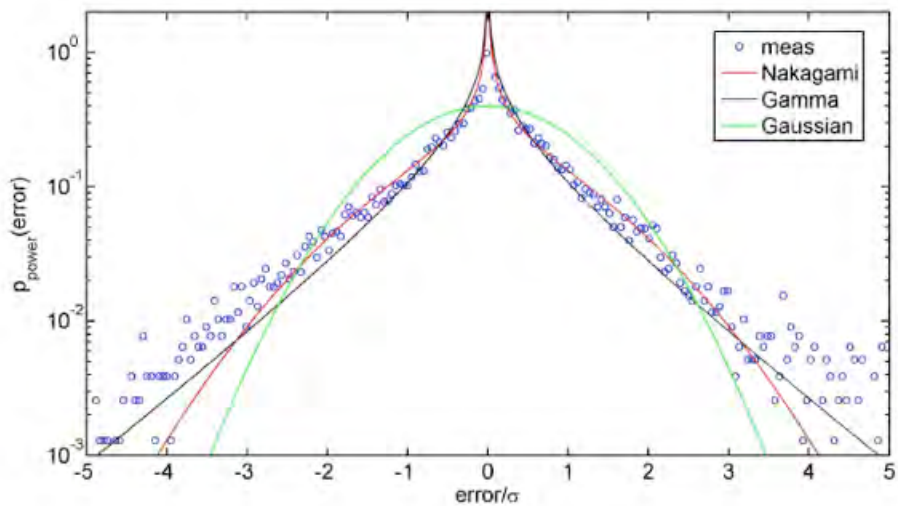


図 2.12 風力発電の一日前予測に対する誤差の確率密度分布（北東ドイツの例）

ガウス関数、ガンマ関数および仲上分布による近似曲線も示す。仲上分布は予測誤差の極値に最も良好に一致している^[2.6]。

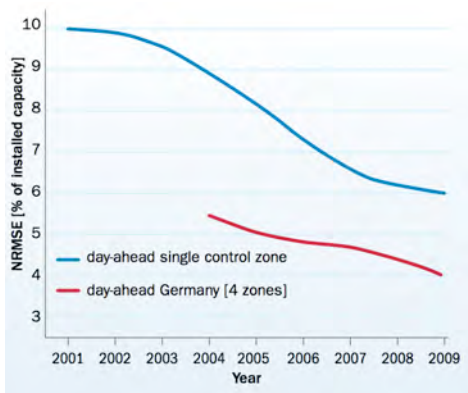


図 2.13 平均予測誤差の開発経緯
（ドイツ全域と単一制御地域の過去 9 年間の比較）

を基本としたアンサンブル予測手法を用いることによって、さらに改善が行われている。これにより、単一のモデルを用いるよりもはるかに正確な予測が可能となっている。2～4 時間先の短時間予測では非常に正確な予測が可能であるが、数値気象モデルやオンラインの風力発電予測データ、リアルタイムの風速観測データなどのいくつかのデータが必要となる。以上の議論をまとめると、さまざまな要因により短時間予測は著しく改善されてきている。しかし、より一層の改善のための余地は数多く残されていることが専門家によって指摘されている。

風力発電の予測手法を議論する場合、電力系統の需給調整に関係するのは単に風速予測の精度だけではない。すべての需要と供給の予測誤差の総和は、系統運用者に関する問題である。風力発電の導入率が低い場合は、風速の予

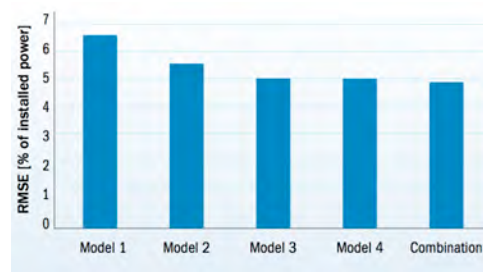


図 2.14 アンサンブル予測手法を用いた
予測精度の改善

モデルの組み合わせを用いた結果、最も正確な一つのモデルを用いた場合よりも誤差が 20%減少した^[2.6]。

測誤差が電力系統全体の予測誤差へ与える影響はわずかである。

2.1.4 風力発電の大規模系統連系の影響

風力発電が電力系統へ与える影響は、短時間効果と長時間効果に分類することができる。短時間効果は、数分～数時間といった系統運用のタイムスケールの中で、系統の需給調整によって決定される。長時間予測の効果は、風力発電が系統アデカシーに如何に貢献できるかに関係している。すなわち、高い信頼度を保ちながらピーク負荷に見合う出力をすることである。

(a) 局地的な系統と広域系統の両者に与える影響

風力発電所は、局地的にはちょうど他の発電所と同様に系統電圧に影響し影響される。風力発電所のサイトの定常

表 2.6 電力系統に対する風力発電の影響と連系要件^{[2],[12]}

	効果あるいは影響要因	地域	時間	風力発電の系統への貢献
短時間効果	電圧管理	局所的	分	風力発電所は(動的な)電圧維持が可能(設計に依る)。
	火力発電と水力発電の発電効率	系統全体	1~24時間	効果は系統運用方法と短時間予測に依存する。
	送電効率および配電効率	系統全体もしくは局所的	1~24時間	普及率に依存。風力発電所は新たな投資費用や便益を生み出す可能性があり、系統損失を低減することができる。
	調整予備力	系統全体	数分~数時間	風力発電は一次制御および二次制御に対して部分的に貢献できる。
	離散的な(風力)エネルギー	系統全体	数時間	風力発電の導入率が高くなると、出力が系統で吸収できる量を超える場合がある。
長時間効果	系統信頼度(発電および送電アデカシー)	系統全体	年	風力発電は電力系統の信頼度に貢献できる。(容量クレジット)

状態の電圧偏差・電力品質・電圧制御が全て考慮されるべき特性である。分散型電源としてみなした場合、風力発電所は、電圧制御と有効電力制御をすることができ、送電損失や配電損失を低減することができる。

系統全体のスケールとしては、他の考慮すべき効果がある。風力発電所は電力系統の電圧階級と潮流に影響を与える。これらの影響は、特に風力発電所が負荷の集中する地域の近くに設置され、導入率が充分低い場合に、系統にとって便益となる。一方、風力発電が大規模に導入される場合は、ちょうど他の発電所が系統連系するときと同様に、送電線や配電線のインフラの拡充が必要となる。

洋上風力発電のような風資源の良好な遠隔地のサイトを負荷の集中する地域に接続するためには、天然ガスや石油のパイプラインの建設が必要なように、新規の送電線を建設しなければならない。系統アクセスと一般的な電力取引を組み合わせたり、あるいは風力発電所近くに大規模な産業消費者を設置したりすることで、風力発電の比較的低い設備利用率のために送電線の利用率が低くなることを補償することができる。

地理的に分散された風の平滑効果を最大にし、安定した電力レベルを高めるためには、国際連系線の潮流を利用することが考えられ、これにより風力発電の導入率が高い電力系統の運用上の課題を軽減することが可能となる。他の発電方式と同様、風力発電も需給調整制御が必要となる(二次制御および三次制御に関しては、第3章で後述する)。さらに、風力発電の導入率や局所的系統特性に依存するが、風力発電は系統の他の発電所の効率に影響を与えたり影響を受けたりする。

地域間あるいは国家間の電力取引の際、十分な知識やよ

く管理された取引がない場合、系統が管理できない需要と発電が組み合わさると、風力発電が制約される状況になる可能性がある。最終的に風力発電は、系統安定度を維持する役割を果たしており、系統の堅牢性や供給信頼度に貢献する。表2.6は系統における風力発電の影響をまとめ、分類したものを示している。風力発電の系統への影響は、導入率によって決まる。

上述した効果の影響は、風力発電の導入率や系統規模、電源構成に大きく依存している。2010年の時点ではEUの風力発電の総発電電力量に対する平均導入率は5%であるが、EWEAの目標は2020年までに14~17%であり、2030年までには26~35%、2050年までには50%としている^{原注8}。

風力発電の導入率が低から中程度のレベルを超えたときに連系費用がどの程度上昇するかの評価は、電力系統の将来の進化に左右される。導入率が約25%を超えたときの費用は、電力系統の基本構造が時間とともにどのように変化するかによる。その間、急激に上昇する電力需要に見合うために大量の風力発電が徐々に増加し、他の発電方式の廃炉や建設、古い設備の設備更新が進むこととなる。将来の系統の基本構造の構成要素としては、柔軟性の高い電源構成、電力取引を促進するための電力系統間の連系、制御可能な電力需要、熱供給や交通など他のエンドユーズとの融通の可能性、およびエネルギー貯蔵技術などが挙げられる。

風力発電の導入率が25%以上の場合の連系費用は詳細に解析されており、風力発電の卸価格から比べると小さな

原注8 EWEA 報告書:「ピュアパワー:2020~2030年の風力エネルギー目標」を参照のこと。

割合に過ぎないことが明らかになっている^{原注9}。経済的影響や系統連系問題は、電力系統が直面している課題に大きく依存している。関連のある特性としては、電源構成の構造やその柔軟性、系統の強さ、負荷パターン、電力市場のメカニズム、電力系統の組織的・構造的の問題などが挙げられる。

技術的には、この数十年間に電力技術者が用いてきた手法を風力発電に応用することは可能である。しかし、風力発電の導入率が25%以上になった場合は、新しい電力系統が必要になる可能性がある。そのようなコンセプトは、今から考えなければならない。

欧州の多くの地域ですでに風力発電の大規模系統連系が存在し、その知見から判断すると、単に理論的な議論以上のものであることが明らかである。風力発電の大規模導入の実現可能性は、デンマーク、アイルランド、ドイツの一部地域、イベリア半島など、20%、30%あるいは40%の風力発電をすでに導入している国や地域によってすでに証明されている。

2.2 風力発電の系統連系

電力系統を安全に効率的に運用するために、発電事業者・需要家を問わず公的な電力系統に接続している全ての利用者は、技術要件を満たさなければならない。電力系統では発電事業者に信頼が置かれ、多くの制御機能を提供すること求められている。したがって、発電事業者に対する技術要件は需要家に対して必然的により複雑となる。

この技術要件は「グリッドコード」（系統運用規則）と呼ばれることが多いが、接続する電圧階級やプロジェクトの大きさによってさまざまなコードがある場合が多いため、この用語を用いる際には注意が必要である。さらに、グリッドコードで言及されない技術要件もあることもあり、接続協定や電力購入協定、アンシラリーサービスのための支援スキーム（例えばドイツやスペインなど）あるいはその他の方法が各プロジェクトに適用される場合もある。

技術要件の目的は発電事業者と系統運用者の責務や技術的特性を定義することである。その便益としては以下のようなものが挙げられる。

- 電力系統運用者にとって、どのような発電プロジェクトや発電方式であろうと、系統安定度を保証することができる。
- 各プロジェクトにおける技術的交渉や設計の数を減らすことができる。

- 電力機器メーカーにとって、技術要件が明確に決まっており勧告や協議なしには変更されないという前提に基づいて機器を設計できる。
- プロジェクト開発事業者にとって、幅広いさまざまな機器メーカーを選択することができる。
- 同じようなプロジェクトが公正に扱われる。
- さまざまな発電方式ができるだけ同じに扱われる。

2.2.1 風力発電に対するグリッドコードの問題点

過去において、垂直統合された電力会社として同じ組織が計画・系統運用・発電所の接続に関して責任を負っていたため、技術要件を明確に定義したり公平性を保たせたりする必要はなかった。現在では、第3次自由化パッケージなど新しいEUの法制に基づいて発電事業者と系統所有者・運用者間の所有権の分割が進められているため、発電事業者と系統運用者間の技術要件はより明確に定められなければならない^{原注10}。再生可能エネルギー電源を導入する場合、従来の巨大発電所で使われている同期発電機を系統に直結する方式とは異なる特性を持つため、このプロセスは極めて複雑になる。いくつかの国ではこの問題によって、風力発電のためのグリッドコード要件の形成に大きな遅れが出ている。

今日の特に問題となる点は、国ごとのさまざまなグリッドコードや要件があることであり、産業面に関わるもうひとつの問題点としては、技術要件が十分に明確に公式化されておらず、関係者間でさまざまな解釈や長々とした議論が残されたままであるということである。いくつかの国では風力発電に特化したグリッドコードが制定されているが、他の国では出来るだけ発電方式に左右されないように技術要件を定義することが目標とされているに過ぎない。出来るだけ一般的技術要件を定め、全てのプロジェクトを平等に扱うことは便益がある。しかしその結果、小規模なプロジェクトに大規模なプロジェクトと同じ要件が要求されてしまうことにもなりかねず、技術的な担保や経済的な最適化が必ずしもない可能性もある。EWEAは、風力発電に特化して定式化されたグリッドコードなど、全欧州的な技術要件の一元化を提唱している。

系統ごとにさまざまな大きさを持ち、さまざまな電源構成や連系線を持つため、さまざまな技術要件が存在するという理由から多様性が正当化されるかもしれないが、世界中の国がその国の中で同じような電圧・周波数の系統を用いており、これは物理的パラメータの違いに過ぎない。さまざまなEU加盟国のグリッドコード文書は必ずしもすべ

^{原注9} 国際エネルギー機関 風力実施協定 第25部会 (IEA Wind Task25): 「風力発電大量導入時の電力システムの設計と運用」を参照のこと。

^{原注10} 「域内電力市場の共通ルールに関する指令(2009/72)」(指令2003/54/ECの改訂版)

て様ではない。さらに、それらの文書が英語で書かれていないことが多く、理解の妨げとなっている^{原注11}。この問題により不必要な追加費用が発生し、風車設計者やメーカー、開発事業者、運用事業者は余計な労力を強いられている。

風力発電所の規模や性能、動作などの要件は明確でない場合が多く、系統および消費者の観点から見ると技術的にも経済的にも必ずしも最適ではない。従来、技術要件は通常、国レベルの系統運用者によって作成され、エネルギー規制機関もしくは政府がその概要を保有していた。しかし、公平性と効率化の関心が高まっており、技術要件を修正するプロセスに透明性が求められるようになり、発電事業者、系統利用者、機器メーカーおよびその他の関係者間の協議が必要となっている。このプロセスには修正事項を満足するために多くの時間が必要である。系統接続のための最初の欧州グリッドコードが **ENTSO-E** によって提案され、それを発展させるために欧州レベルで導入される法規制的プロセスが検討されているが、これは風力発電産業にとって良いチャンスである。

現在実用可能な風車は全ての制御可能な能力を必ずしも全て使い切っているわけではない。その理由は、費用の問題もあるが、グリッドコードが風車の本来持つ性能を充分利用していないことにもある。風力発電の導入量が高まるにつれ、系統運用者は系統の新しい挙動の知見を蓄積し、グリッドコードもより厳しくなる可能性がある。しかし、新しい技術要件はその要求の評価に基づくべきであり、要求するものに見合う最適な方法が取られることが望ましい。

2.2.2 現在のグリッドコードの概要

(a) 基本的要件

グリッドコードの技術要件および関連書類は電力系統ごとにさまざまであるが、簡略化すると、発電事業者に対する典型的な要件は以下のように分類できる。

- 耐故障性：すなわち風力発電所が運転を継続するための電力系統の状態の範囲。
- 無効電力制御：系統の電圧制御に寄与するための要件も含まれる場合が多い。
- 有効電力制御および周波数応答
- 保護機器
- 電力品質
- 系統における発電所の可視性

これらの技術要件は風力発電所の電力系統への受電点

^{原注11} さまざまな国のグリッドコードを全て取り揃えたデータベース的なサイトは存在しない。各国のグリッドコードのあり程度完全なリストは下記のサイトから得ることができる。
http://www.gl-group.com/pdf/IGCC_list.pdf

で要求されることが多い。この場合、技術要件は風力発電所に発生する。風車がこれらの要件を満たすためにはさまざまな方法がある。風車メーカーは風車の特性のみを考え、風力発電所全体について考慮しないことも多い。**EWEA** は透明性と相互比較のため、すべてのグリッドコードが受電点で適応される要件に特定すべきであると推奨している。風車から付加的な装置を切り離すことによっていくつかの要件に適合することが可能である。これについては下記の関連箇所でも述べるとこととする。

(b) 耐故障性

風力発電所は、電圧が定められた最小値と最大値にある間、運転を継続しなければならない。通常これは定常状態での値で定められているが、短い時間内であればさらに広い電圧幅が適用される。

風力発電所は、周波数に関しても定められた最小値と最大値にある間は運転を継続しなければならない。通常、この幅は徐々に広がるように適用され、極めて短時間であるほどレンジも大きくなる。一般に初期の風車(タイプ A)^{原注12}は、いくつかのグリッドコードで要求される幅広い周波数レンジに見合う性能を持ち得ていないが、幅広い周波数レンジでも運転できる風車の運転はそれほど難しいことではなく、パワーエレクトロニクス装置などの熱時定数の小さい機器の熱的過負荷が主な要因となっているに過ぎない。短時間過負荷容量を解決する方法としては、コンバータの容量を上げることが考えられるが、これは一般にそれほど高コストにならずに実現可能である。動作温度が上昇すると絶縁特性の寿命が低下する可能性があるが、逸脱した周波数で運転することは稀であるためこの効果は無視でき、最大限の周波数レンジで出力することが可能となる。したがって、一般的に風車は広い周波数レンジで運転することが可能である。

風力発電の導入が比較的高くなった系統では、短時間に電圧レベルが極端に低下するような深刻な系統擾乱の際に、風力発電所が運転を継続することを要求されることが一般的である。これは**フォルトライドスルー (FRT)** もしくは**低電圧ライドスルー**と呼ばれる。十年前までは系統運用者は系統事故時に全ての風車を解列することを要求していたが、今日では、このような擾乱時でも系統から解列しないで運転を継続するよう要求するようになっている。系統事故はいかなる電力系統でも起こりえるものであり、例えば雷のような自然現象や機器故障、第三者の原因などによっても起こりえる。送電線の線路インピーダンスが比較的低い場合、このような事故は系統の広い範囲に亘って大きな過渡的電圧降下を引き起こす可能性がある。従来型の大型同期発電機では、一般に直結した回線で**永久事故**が

^{原注12} 風車の電氣的構成のタイプは本章の冒頭で説明している。

起こった場合のみトリップするように設計されている^{原注13}。隣接した健全回線に接続された他の発電機は事故回線が遮断されたあとも運転を安定的に継続しなければならず、さもないと最初の事故で解列した発電機だけでなく非常に多くの電源が喪失してしまうことになる。この場合は明らかに、電力系統は設計上の最大損失以上の電源喪失に見舞われることになり、急激に系統周波数が低下するため、負荷遮断が必要となる。

この技術要件は電力系統の特性に左右され複雑であり、この技術要件を満足することは簡単ではない。実現可能な方法としては、無効電力を発生・吸収できる機器を風車本体や風力発電所の中に設置すれば、FRT 要件を満たしていない風車でも FRT 要件を満たすことが可能である。

(c) 無効電力制御および力率制御

発電機で無効電力が発生・吸収できれば、系統運用者はその系統の電圧を制御することが可能となる。この要件は多くの方法で定めることができる。最も簡単な方法は力率を一定とすることである。風力発電所は発電時に一定の力率で運転することが要求され、多くの場合この値は 1.0 であるが、要求される精度は求められないことも多く、「一定の値」は例えば夏季と冬季で時折変化する場合もある。

他の方法としては、定められた地点の電圧を制御するために、無効電力の発生や消費を調整することを風力発電所に求めることもできる。通常これは受電点の電圧であるが、他の地点が設定されることもあり、制御精度や応答速度も要求される場合もある。風力発電所の SCADA 通信システムの性能に左右されるため、応答速度の速い制御を実現するのは難しい場合もある。いくつかの風車では、風車が発電していないときでもこれらの機能が継続できるように設計されているものもある。これは系統運用者にとって潜在的に非常に有用な機能であるが、必ずしも要求されるものではない。FRT を考慮して、風力発電所全体で無効電力補償を設置することでこれらの要件を満たすことも可能である。

(d) 有効電力制御と周波数応答

発電機の出力を能動的に調整する性能限界を管理するグリッドコードが系統運用者から追加で要求されることもある。さらに、系統周波数が逸脱した場合の発電機の応答が要求されることもある。すべての発電機では、風や水蒸気などの原動力を制御することが、周波数制御の性能として求められている。風速は制御することができないが、現在のほとんどの風車は出力を制御することができる。ピ

ッチ制御風車を用いれば、ブレードのピッチングを行うことでいつでも出力を下げるができる。原理的にはストール制御風車でも、風力発電所内の個々の風車を停止することにより同様のことが可能となるが、これは比較的大雑把な制御にしかならない。

最も簡単な方法は出力抑制であるが、この方法は最も高コストでもある。この場合、風力発電所もしくは複数の風力発電所のグループの出力は、ある一定のレベルに保たれるように指令される。出力抑制のより複雑な方法としては、ある一定値から決められた範囲の幅で風速に対して自由に変動を許容するものがある。

出力抑制と同時に、風力発電所に時間変動率を制御することが要求されることもある。すなわち、風速の上昇による出力の増加時や停止後の運転復帰時に出力の上昇率に制限を設ける方法であり、変動率は例えば 1 分あるいは 10 分などといった間隔で定義さる。この方法により、系統運用者が他の発電方式の出力が急速に変化した場合に行わなければならない要求を制限することができる。

風速が急激に低下した場合は、風車の出力の負の変動率、すなわち減少率を制御することは明らかに不可能である。しかし、適切な風速予測技術を用いれば、風速の低下を予測することは可能であり、風速の低下に先立って風車の出力を徐々に低下させることもできる。したがって、許容範囲内で負の変動率を制限することも可能である。

電力需要が予期せず増加したり系統の一部が遮断された際に、系統周波数を維持するために発電機の出力を上昇させる能力は、系統運用のために非常に重要である。したがって、風力発電の導入量が比較的高い系統においては、周波数応答もしくは周波数制御が要求されることが多い。ピッチ制御風車では、定格より低い電圧で運転しており、かつ当然ながら風が充分ある場合にのみ、そのような系統支援をすることが可能である。これにより、一次周波数制御および二次周波数制御が可能となる。この制御にはさまざまな方法があるが基本原理としては、指令があった場合、風力発電所は一旦数%出力を減少させ、その後系統周波数に合わせ出力を調整する方法が挙げられる。系統周波数が低い場合出力を増加し、高い場合は出力を減少させることによって、風力発電所が系統周波数を制御することに貢献することになる。

風車によるこの種の系統支援に関する問題点としては、出力を減少させることである。それはすなわち収益の損失を意味しており、一次制御サービスによって埋め合わせられない可能性もある。これは従来型発電所では、歳入が減少しても燃料消費も減少することである程度相殺されるためさほど問題にはならないが、風力発電の場合は燃料費がゼロであるため、発電電力量の減少はコスト的に最適な

^{原注13} FRT要件を実際に満たすのは、必ずしも欧州の新型CCGTやアメリカ合衆国の原子力発電のような従来型大型発電機のケースだけとは限らない。

選択肢ではない。これは、例えば化石燃料による発電方式の出力抑制など、他の費用効率のよい選択肢を取り尽くした後に行うことが望ましい。

(e) 保護機器

事故時に風力発電所および系統を保護するために、リレーやヒューズ、遮断器などの保護機器が要求される。すべての想定できる事故を健全機器の遮断を最小限に抑えながら安全に確実に処理するため、綿密な協調が要求される。事故電流は関連する問題であり、風力発電所に近い系統に事故が起こった際に、風車から事故点へ事故電流が流出する。これに対し最大あるいは最小許容レベルが要求される場合がある。

(f) 電力品質

この用語は風車が電力系統の電圧品質に与える影響を決めるいくつかに分類された諸問題を内包している^[2,13]。これは原則として送電系統および配電系統両方に適用されるが、後者は発電所側の電圧変動の影響をより受けやすいためこの問題はより本質的な問題となる。

関連するパラメータとしては、有効・無効電力およびその最大値、電圧変動（フリッカ）、スイッチング動作の回数（結果として電圧変動を引き起こす）、高調波電流などが挙げられる。風車の電力品質の特性および関連する物理量の測定法に関する規格は IEC 61400-21 に見られる^[2,13]。この規格の適用により、風車が電力系統の電圧品質に与える影響を詳細に評価することが可能となる。以下の事項を実行するためには、風力発電用としてはおそらく禁止されることになる簡略化された諸規則を適用するのではなく、IEC 61400-21 の方法に基づく分析が推奨される^[2,14]。

- 低周期の電圧変動が許容範囲内であるかを評価するための負荷潮流解析
- 風車の起動および停止時、もしくは運転時に起因するフリッカ発生の許容上限値に適用するための測定および比較
- 風車の起動および停止時、もしくは変圧器の作動によって起こりえる電圧降下の評価
- 最大高調波電流の推定、および許容上限値との比較

(g) 可視性

分散型電源が系統安定度に大規模に寄与しているような系統では、系統運用者が分散型電源の実際の運転状況に関する情報をオンラインで取得することが極めて重要である。このような情報にアクセスすることは、例えば系統事故時に電源をリスクジェーリングし、系統構成を切り替

える判断を迅速に行う必要があるときには決定的となる。この目的のため、系統運用者と風力発電事業者間の合意で、有効・無効電力や技術的稼働率、あるいは他の関連する状態信号のような情報を通信する方法がある。風力発電所に関するオンライン情報は、その地域の風力発電所の出力の短時間予測の目的のためにも、系統運用者にとって必要である。

(h) 将来の動向

上述の通り、将来、風力発電の導入率が上昇するにつれ、風力発電に対する技術要件は重荷になってくるものと考えられる。今後考えられる新規の技術要件のひとつとして、慣性機能に関するものが挙げられる。従来型発電所の回転慣性はフライホイールとして働き、需要と供給のインバランスの短時間効果を低減するため、電力系統にとって非常に有効である。可変速風車はこのような同等の効果は持ち合わせていないが、原理的には制御システムを用いれば慣性と似た効果を持つ機能を持たすことも可能となる。

義務的な要件ではなく、市場向けにアンシラリーサービスを提供する動きもある。このような動きにより、最もアンシラリーサービスを供給することができる発電事業者が契約されるため、費用効率が良くなる可能性がある。例えば、系統運用者が電圧を制御する際に、風力発電所が系統に悪影響を及ぼす効果を相殺するだけでなく、それ以上の有用なサービスを提供することができれば、風力発電所はそのサービスに対して対価を求めることもできる。さらに、電力変換システムのパワーエレクトロニクス技術により、風力発電所は従来型火力発電所よりも高速に系統サービス（特に電圧制御）を提供することが可能である。

2.2.3 グリッドコード一元化に向けたプロセス

(a) 欧州グリッドコードの一元化

風力発電に要求されるグリッドコードを一元化することにより、風力発電の系統連系のプロセスを大きく改善する可能性が出て来るものと考えられる。このようなプロセスは風力発電の系統連系に関連する全てのステークホルダーにとって便益になるものと考えられる。進行中の欧州グリッドコード一元化プロセスを定めるための系統的なアプローチは EWEA によって 2008 年に提案されている^{註14}。一元化は必ずしも最大多数の最も厳格な技術要件をどこにでも適応すべきということを意味しているのではない。むしろ、技術的な裏付けのない技術要件を取り除き、共通の定義や記述などに従いながら透明性のある理解しやすい包括的で適切に定められた一連の技術要件を作成

註14 http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/position_papers/080307_WGGCR_final.pdf

し、その要件が適用される電力系統に最適化することにある。

EWEA によって導入された 2 段階の一元化戦略は、まず始めに構造的一元化、次に技術的一元化から成っている。2 つの段階の一元化は、風力発電所に対するグリッドコード要件を独自に定めていない系統運用者にとって特に有用となることが望ましい。

構造的一元化は、一定の共通の構造（順序や章立て）、名称、適宜、パラメータ、単位などのグリッドコードのテンプレートを作成することから始まる。構造的一元化のプロセスの鍵となる目標は、効率的なグリッドコードを配置するための枠組みの合意形成である。このようなテンプレートは EWEA によって 2009 年に作成されている^{訳注15}。

技術的一元化は、前述の新しいグリッドコードのテンプレートに追従する形で既存のグリッドコードを適応させる、より長期的なプロセスとなると考えられる。このプロセスは、系統運用者（ENTSO-E）および風力発電業界、規制機関（ACER）の間の共同作業として実行されることとなる。後述の「第 3 次自由化パッケージ」によって、EU レベルでの法制的構造的枠組みが適切に可能になると考えられる。

(b) 欧州グリッドコードにむけた欧州の展開

欧州の域内電力市場の発展にあたっては、各国の系統をより効率的な手段で相互接続し、必要な国家間電力取引を可能とするために統合された欧州系統の一部として運用しなければならない。このことは、系統接続要件などの一元化されたグリッドコードや技術的規格が必要とされているということである。しかし、今日、欧州の各国の電力系統はそれぞれ異なるため、完全な一元化は不可能であり、早急な実行はすべきではない。

いわゆる「第 3 次自由化パッケージ」によって課せられた欧州のエネルギー部門の更なる自由化の遂行のひとつとして、接続のための欧州グリッドコードを作ることが挙げられる。このプロセスにはいくつかの段階が含まれており、欧州の系統運用者や規制者が極めて大きな役割を持つ。基本的には、いわゆる枠組みガイドラインと呼ばれるグリッドコードのための枠組みは、規制者（ACER）によって定められ、その枠組みガイドラインで定められた事項に基づき系統運用者が欧州グリッドコードのドラフトを作成する。一度制定されれば、このグリッドコードは欧州中で適用され、各国の法制もそれに従うことになる（いわゆるコミットロジー・プロセス）。このプロセスでは、グリッドコードのドラフトを作成中に関連の産業団体にオー

ブンに諮問が行われる。このことにより、系統運用者と風力エネルギー分野の協調を通じて、グリッドコード要件の一元化をさらに発展させるための法的枠組みが作られる。同時にこのことにより、最も効率的で経済的便益をもたらす解決法を可能とするために、風力発電所に対する技術要件と系統レベルでの要件の適切なバランスを取るためのよい機会が生み出される。系統接続のためのこの将来の欧州グリッドコードにおいて、特定の風力発電所の能力の明確で適切な査定を最大レベルで保証するために、風力発電に関連したグリッドコード要件を独立した章でグループ化することを EWEA は推奨している。

2.3 まとめ

最先端の制御性能などの風力発電の最新技術は、アンシラリーサービスによる系統のパフォーマンスを強化するように設計されている。このように風力発電所の特性を最大限活かし出力抑制を最小限にすることが、風力発電の効率的で大規模な系統連系に対して極めて重要である。最先端の風力発電所は、電圧制御や有効電力制御、フォルトライドスルー（FRT）などの性能を持つ「系統親和性のある」発電所となる。また、系統の慣性を模擬することもできるようになる。系統におけるこれらの特性の経済的価値は費用に比例させて価格に反映させることが望ましい。

風力発電は変動電源であるが、その変動性は電力系統の計画やスケジューリングにあわせて数秒、数分、数時間および季節ごとといったさまざまな時間スケールで予測可能である。一時間内の変動は運転予備力、数時間に亘る変動は負荷追従予備力に関係する。風車単体では顕著となる数秒～数分スケールの非常に短い周期の変動は、複数のフィンドファームや地域で「集合化」することによって消滅し、その他の変動性も広域に分散した風力発電の集合化により大幅に低減する。電力系統は、各地に分散した風力発電所の集合化による変動性低減の鍵となる。風力発電所の制御により、短時間のタイムスケールの変動性を制御することができる。

風力発電の最新の予測技術によって、系統運用に即したタイムスケールでの変動を定量的かつ正確に予測することが可能となる。広範囲に分散した風力発電を集合化してまとめて予測することによって、系統運用に即した時間領域（4 時間～24 時間先）で風力発電の予測誤差を管理できるレベルにまで低減することができる。隣接した系統と十分な容量の連系線で連系されている場合はさらに多くの利点を持つ。偶発的に発生し得る大きな予測誤差を制御するためには、発電電力のリアルタイムデータおよびサイトに特有の風況を援用しながら、出来るだけ短いタイムスケール（通告時間の短縮）で予備力のスケジューリングが実

^{訳注15} http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/091127_GGCF_Final_Draft.pdf

行されることが望ましい。予測誤差の改善による大きな経済的便益があるため、大規模な気象観測網への投資は有効である。

欧州ではグリッドコードの要件が歴史的に発展してきたが、その方法は結果的にメーカーや開発事業者に多大な非効率性を与えてきた。技術的要件の一元化は全ての関係者の効率を最大化するので、可能で適切な限り利用することが望ましい。しかし、技術的要件を完全に一元化することは現実的でないことには注意する必要がある。極端な場合、各加盟国の中で最も厳格な要求事項を実施しなければならない可能性があるが、このような状況は望ましいものではなく、経済的にも魅力がなく、効率的でもない。

グリッドコードの一元化に対して EWEA から技術的一元化と構造的な一元化の 2 つのアプローチが提案されている。風力発電の導入率を大幅に増加させる観点から、この

提案された一元化の戦略が早急に必要であり、以下の事業者に便益をもたらすことが求められる。

- 風車メーカー。共通のハードウェアおよびソフトウェアのプラットフォームの開発のみが要求される。
- 開発事業者。費用削減によって便益がもたらされる。
- 系統事業者（特に、風力発電所のために既存のグリッドコードの要件を開発しなければならない系統事業者）

さらに要件の技術的基礎は系統事業者と風力発電業界の共同でさらに発展させることが望ましい。系統連系にあたって簡潔なグリッドコードという方法により欧州レベルでこの提案が導入されれば、他の国々に対してよりよい前例を作ることとなる。

第3章

風力発電大量導入時の 電力系統の運用

3.1 はじめに

現在の電力系統でも成長し続ける風力発電を連系することは充分可能だが、導入率が高くなると、革新的な電力系統の拡張及び運用が必要になる。本章で述べられている研究により、最先端の電力系統では大量（20%以上）の風力発電を効果的に導入できることが示されている。本章では、特に主要な研究結果について述べることにするが、電力系統の様々な部分（発電、送電、需要側）の運用方法のどの部分を変える必要があるのかを示す。基本的な考え方としては、風力発電のように出力が変動する再生可能電源を効率的に大量導入するには、電力系統が高い柔軟性を持つように設計する必要がある。この柔軟性は、柔軟な発電所、需要側の柔軟性、系統間連系線が充分に利用できること、これら柔軟性の高い手段を安価に利用できるような一連の電力市場のルールが形成されていることにより得られる。

3.2 風力発電と需給調整

3.2.1 はじめに

他の主要な発電方式の場合と同様に、ある程度大規模の風力発電設備を新規に電力系統に導入する際には、**供給予備力**の追加が必要となり電力費用が変化するなど、技術的な導入対策と電力市場の再構築が必要になる。

系統の需給調整に要求される重要なことは、風力発電のような特定の電源の出力変動を補償することではなく、電力系統全体の需要と発電のバランスに対する不確実性を処理することである。この電力系統運用で管理しなければならない不確実性は、(i) 需要と、(ii) 従来型電源および再生可能電源、の双方の変動に起因する。これら個々の変

動は一般的に相関がないため、これらを組み合わせることで変動は平滑化される。その結果として系統運用にかかる費用を低減する効果がある。

系統運用者の運用業務の内容は、管理対象である広域系統や国ごとにさまざまであるし、供給予備力という専門用語の分類も異なる。本書では供給予備力を、制御対象とするタイムスケールに従って2つのグループに分ける。すなわち、秒～分のタイムスケールで運転するすべての供給予備力を集めた「一次予備力」と、10分～数時間のタイムスケールで運転する供給予備力を集めた「二次・三次予備力」である。一次予備力は instantaneous reserve, frequency response reserve, automatic reserve, regulation と呼ばれる。二次予備力は fast reserve、三次予備力は long-term reserve と呼ばれ、両方を指す言葉として load following reserve という用語も用いられる^{訳注1}。電力系統運用の原理については付録（3.7節）でも述べる。

電力系統の需給バランスに対して風力発電が与える影響は、数分・数時間・1日単位といった、いくつかのタイムスケールに現れる。これまでの知見からも試験結果からも、変動の大きさおよび予測システムの限界から、風力発電の1～6時間の出力変動が電力系統の需給調整に最も重大な影響を与えるとと言える。現状では、秒オーダーの周波数制御や慣性応答は、大規模な広域系統に風力発電が連系される場合には重要な問題とはなっていない。しかしながら、小規模系統ではそれらが問題となり得るし、大規模系統でも風力発電導入率が将来高くなれば問題になると予想される。

3.2.2 供給予備力計画に対する風力発電の影響

風力発電の導入量を増やした際に追加が必要な供給予備力とその費用については、多くの国の研究者により調査されている。それらの調査では電力系統の運用が模擬され、風力発電導入量が増えた場合の効果がさまざまな電源構成の比率に対して分析されている。短期間の供給予備力の追加必要量については、風力発電と需要の変動性または予測誤差を統計的手法で推定し、系統で生じ得る最大の変動がどれだけ増えるかが調査されている。一般的な結論として、需給調整に新たに必要な供給予備力は、地域のサイズ、負荷変動、風力発電設備がどれだけ密集または分散して設置されるかに依存する。

2006年に国際エネルギー機関・風力実施協定第25分科会 (IEA Wind Task 25)^{原注1}において、各国の電力系統に関する研究結果を比較・分析する国際協力について合意が

^{訳注1} これらの用語は対応する日本語の学術用語が特にないため、本書では英文のまま記載することとする。

^{原注1} IEA Wind Task 25 ホームページを参照のこと。

<http://www.ieawind.org/AnnexXXV.html>

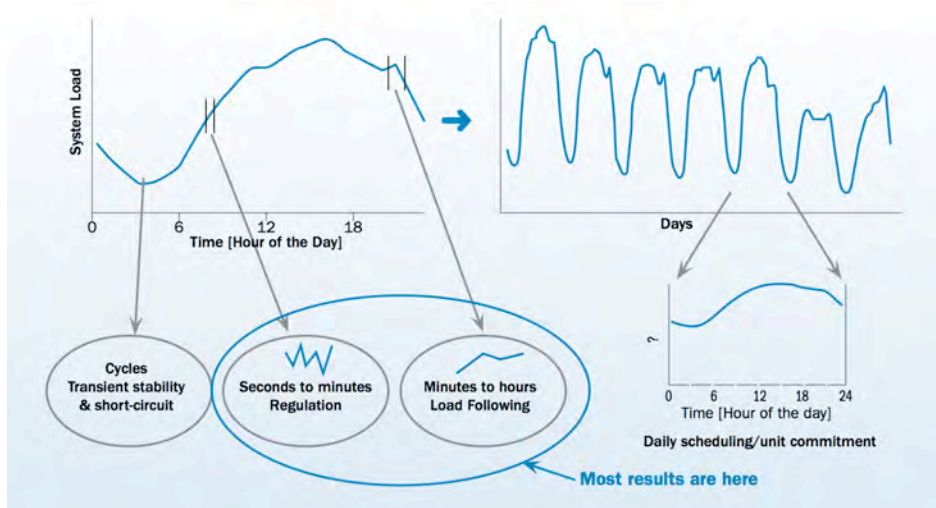


図 3.1 系統運用のためのタイムスケール^[3.2]

なされた。この Task 25 の 2009 年発刊の報告書では、デンマーク・フィンランド・ノルウェー・スウェーデン・ドイツ・アイルランド・スペイン・オランダ・ポルトガル・英国・米国に関する研究結果がまとめられている^[3.1]。本書では、供給予備力に関わる問題点と解決策を明らかにするのに、IEA Task 25 の評価結果を用いる。IEA Task 25 の評価は、風力発電の導入拡大に伴い、必要な供給予備力をどれだけ増やす必要があるかが体系的にまとめられている点に価値がある。さまざまなタイムスケールの供給予備力に対して風力発電の導入が与える影響を考慮する際、数時間から 1 日の長いタイムスケールの柔軟性（正味の負荷変動、すなわち需要と風力発電の差に追従できる発電所）の必要性和、数秒から数分のタイムスケールで稼働できる予備力（予測できなかった正味の負荷変動に追従できる発電所）の必要性を明確に区別する必要がある。図 3.1 に時間スケールと変動の関連性を示す。

(a) 一次予備力

風力発電の開発が一次予備力の必要量に対して与える影響は僅かである。秒/分のタイムスケールにおいて風力発電総容量の中での急激な変動は、すでに存在する負荷変動のように不規則に生じる。負荷と発電の変動を合わせた時、風力発電による変動増分は非常に小さい。さらに、電力系統で割当てられている一次予備力の量は、大規模火力発電所の突然の電源脱落の可能性により決まるので、風力発電の出力急変を処理するのに必要な量より充分大きい。実際に、発電所の発電電力は予想される需要の傾向に合う

ように計画されるので、需要は供給に釣り合わせるができる。予想させる傾向からのいかなる偏差に対しても系統周波数を基本値近傍に維持するため（3.7 節参照）、一次および二次予備力は連続的に運転される。加えて、風力発電は自身の一次予備力を供給できる。

(b) 二次および三次予備力

10～30 分のタイムスケールにおいて風力発電が二次予備力に与える影響は風力発電導入率が 10% 以上に増えた場合のみ重要になる^{原注²}。風力発電は従来型発電所を負荷に追従するための運用計画に対してより重大な影響を与える。完全な予測が無い中で、ユニットコミットメント（発電設備の計画的な起動・停止）の決定は、負荷や従来型発電所の突然の電源脱落などの通常の不確実性に加えさらに大きな不確実性の中で行われることになる。その結果、発電所が不必要な時に起動したり、必要な時に起動しなかったりする可能性も時として考えられる。ここで、風力発電電力の予測によってスケジューリングがどの程度変わるかは、電力系統の電源構成によって決まる。より柔軟性の高い発電所があればあるほど、ユニットコミットメントの決定は後に行っても良い。

短期間の予備力による需給バランス容量の増加の評価^[3.1]は、総需要に対して風力発電が 10% 導入されている場合で風力発電容量の 1～15%、20% 導入されている場合で風力発電容量の 4～18% という、広い幅を示している。

原注² 国際エネルギー機関 風力実施協定 第 25 部会 (IEA Wind Task25): 「風力発電大量導入時の電力システムの設計と運用」第 1 期最終報告書を参照のこと

(c) 新たな予備力の必要性に関する議論

図 3.2 で表された大きな差異は、さまざまな電力システムの運用手順、特に負荷と風力発電の予測頻度の違いにより説明できる。もし予測に基づく出力調整可能電源への再給電指令（再ディスパッチ）が 4～6 時間で行われるならば、前日予測に基づいた発電計画を履行する場合と比較して、予備力の必要性は減り風力発電導入費用も低減される。このことを考慮すると、時間毎の更新の機会が与えられる当日市場の創設が必要であることがわかる。電力システムが予測計画と実際の給電の間の時間の隔たりを考慮して運用される方法は、風力発電がもたらす不確実性の度合いに決定的な影響を与え、それにより必要な予備力の追加量が間接的に決定される。

必要な予備力の増加は、必ずしも新規の火力発電の建設のような新しい投資の必要性を意味しないことに注意することが重要である。系統解析およびこれまでの知見から、風力発電と需要の相乗的な予測の不確実性、特に低需要かつ高風力の組み合わせは、新たな予備力の必要性を評価するために重大である。軽負荷・高風力の状況では風力発電出力の急減時に火力発電が急速に出力を増加しなければならないので、従来型発電所による柔軟性の追加は特に重大である^[3.3]。より一般的には、風力発電の増加は、従来の火力発電所が風力発電のない場合より柔軟性の高い方法で運転されなければならないことを意味する。

3.2.3 系統需給調整を支援する短期予測

風力発電の発電予測は、風力発電の割合が顕著になった電力システムを運用するには必須となっている。予測システム

は系統運用者、エネルギー取引業者、風力発電事業者といった様々な団体に利用されている。その主な利点は、費用削減と電力システムの安全性の改善である。風力発電は発電電力を予測することで、取引を行ったり需給バランスを担保し、最も経済的な電源を最大限利用するための運用計画システムに組み込めるようになる。

スペイン・ドイツ・デンマーク・アイルランドといった風力発電の導入率が高い地域では、ウィンドファームの運用者は定期的にウィンドファームの発電電力を予測している。これらの予測は、系統運用者が他の発電所の運転計画を立てたり、取引を行うために利用される。風力発電予測は系統運用者にも**便益**をもたらすが、その中でも特に以下の項目が挙げられる。

- 定期的予測：信頼水準の向上
- 系統運用が厳しい期間、すなわち最大負荷や最大負荷変動の時間の予測
- 風力発電の総発電出力の顕著な変動の予測
- 過酷な気象の予測

風力発電の予測は、特に大量の風力発電が導入された電力システムにおいて高い経済的価値を有し、米国（カリフォルニア）での研究では、1:100 の費用便益比があると評価されている^[3.4]。集中予測システムを効果的に実行するには大きな追加投資、特に必要な気象データや運用データを供給するための観測網への投資が必要になるが、この投資により、発電のための運用費を大幅に削減できる。

系統運用に関連のある時間範囲を表 3.1 に示す。各時間範囲に対応して、固有の予報可能な気象現象がある。専門の予測会社は、これらの現象に合わせて予測手法を調整し

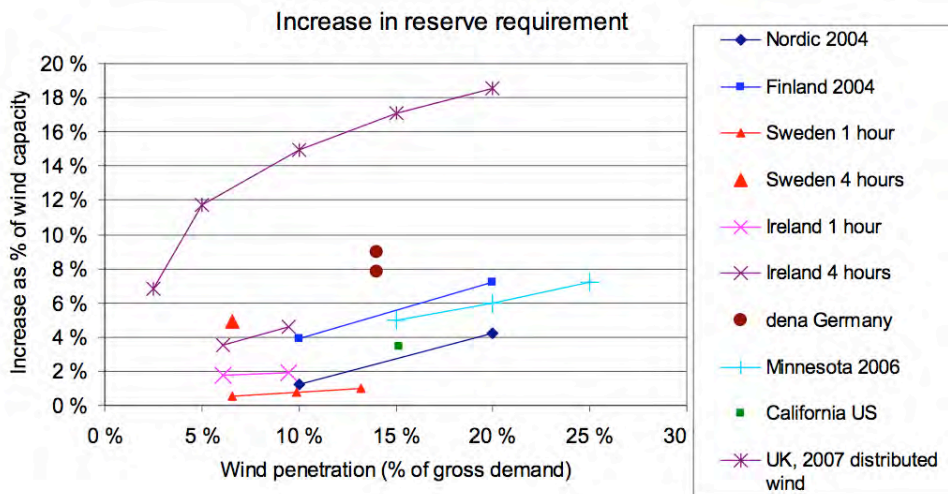


図 3.2 風力発電により必要になる予備力容量の増加の評価

DENAの研究は一日先の不確実性を正の調整力と負の調整力に分けて考慮している。一方、英国の研究は4時間先の変動量を考慮している。ミネソタ州とカリフォルニア州では、一日先の不確実性が評価に含まれている。それ以外については、運転時間の間の変動の効果が考慮されている。アイルランドとスウェーデンについては、4時間先の不確実性が別に評価されている^[3.1]。

表 3.1 電力系統運用に関連したタイムスケールによる風力発電予測手法の分類

	5～60分	1～6時間	一日先	季節的・長期
用途	周波数調整 リアルタイム給電決定	負荷追従、次の運転時間のため の発電機起動停止	発電機起動停止と 発電計画、市場取引	資源計画、偶発事故解析
現象	旋風、乱流混合遷移	前線、海風、 海風・陸風循環	高・低気圧、暴風雨	気候振動、地球温暖化
手法	最新の大規模統計的手法	統計モデルとNWPモデルの 組み合わせ	系統誤差を補正したNWP	循環パターンへの解析に 大きく依存する

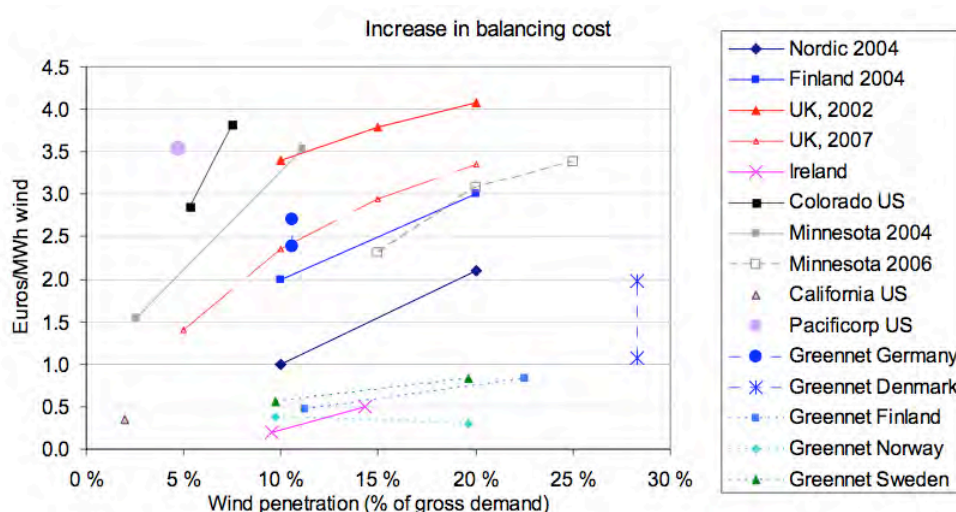


図 3.3 風力発電導入量に対する需給調整および運用費

図中の“UK2007”（イギリスの2007年の研究）に関しては平均値が示されており、例えば風力発電が20%導入された場合の費用は2.6～4.7ユーロ/MWh^{原注3}（≒0.26～0.47円/kWh）の幅を持っている（IEA Task 25 最終報告書^[3.1]より）。

ている。風力発電予測誤差の統計的性質により、以下のような重要な観測結果が導き出されている。まず、需給調整に必要なエネルギーの総量は平均予測誤差から算出できる。しかし、必要な予備力は主に最大予測誤差により決まる。したがって、利用可能な最良の予測手法を用いることはもちろんであるが、需給調整に必要な電力（および予備力発電設備容量）を軽減するために、非常に短期間（2～4時間先）の予測と組み合わせた当日取引により予測誤差を可能な限り低く抑えることが推奨される^[3.5]。

3.2.4 新たな需給調整費用

第2章で述べた通り、風力発電の導入率が総電力量の20%以下の国や地域の電力系統に関する調査研究では、風の変動性および不確定性に起因する電力系統運用費の増分は、風力発電電力量 1 MWh あたり 1～4 ユーロ（≒0.1

～0.4 円/kWh）になると結論付けている^[3.1]。この費用は風力発電電力量あたりに正規化され、ほとんどの市場での電力卸価格を参考にしている。

この研究では、風力発電のない状況と比べて、さまざまな容量の風力発電が導入されたケースの追加費用を計算している。変動性に伴う費用は、風力の発電電力が一定と仮定した場合と変動している場合との比較により求められている。

予備力の割当てと利用により追加費用が生じる。第2章で述べたように、これまでに行われたほとんどの研究結果は、20%までの風力発電の導入では、風力発電の導入に対する必要な予備力の増分は電力系統内の従来の発電所によりまかなえることを示している。すなわち、新規の予備力は必要なく、したがって新規の発電所設置のための追加費用は必要ない。すでに使われている予備力の利用機会を増加させ部分負荷運転を行う発電所を増加させること

原注3 1 ユーロ ≒ 0.7 ポンド ≒ 1.3 ドルとして計算。

のみが、一次エネルギー消費量が増えるという点での追加費用となる。また、従来の発電所の柔軟性を向上させるための追加投資費用もある。費用がいくらになるかは、電力市場のルールや電力系統の中で使われる周波数調整や変動緩和を行うための**限界費用**に依る。

需給調整のための費用を低減する主な要素は以下のとおりである：

- **より広いエリア**：より広いエリアで需給調整を図ると、変動分を低く抑えられる利点がある。また、風力発電予測の予測誤差の低減にも寄与し、それによって予測できない需給不均衡（インバランス）を小さくすることができる。広いエリアを考えることでより経済的な需給調整設備を共同運用できる。この点で、欧州の電力市場の地域的な集合化により、風力発電導入の経済性が改善されていると考えられる。国際連系線の追加および増強が、需給調整エリアの拡大の鍵となる。**第2章**で説明したように、確実に、国際連系線の増強は風力発電の導入に便益をもたらすと予想される。
- **通告時間の短縮**：これは電力系統の運用決定時間を実際に給電する時間に近づけることを意味する。例えば、4～6時間先の予測に基づく再給電指令ができれば、前日予測のみによる運用計画に比べて、風力発電導入費用を低減することが可能である。この点で、当日電力市場が実現すれば、電力系統への風力発電導入拡大が促進される。**第4章**を参照のこと。
- **予測システムの効率改善**：風力発電予測の正確性

が改善されれば、電力系統の他の要素による小さな偏差のみを残して、需給調整費用は減少する。ドイツ・スペイン・アイルランドなどいくつかの国の実績では、予測の正確性は、気象データの改善からアンサンブル予測手法や予測手法の組み合わせに至るまでさまざまな手法により改善されている。後者の2つでは、さまざまなデータとさまざまな予測過程の手法をバランス良く組み合わせることで、予測の質が向上する（**2.1 節**参照）。

3.3 風力発電管理手法の進歩

電力系統が大量の風力発電を受け入れられるようにするには、最適な風力発電の運転・管理・制御が必要である。幾つかのウィンドファームを GW クラスの一群として一体管理することは、変動電源を電力系統へ最適に導入することを実現可能とするための新しい選択肢となる。一体管理の新しいコンセプトには、最適な系統管理と従来型発電設備の最適な計画を目的として、さまざまな基準に従い、かつ地理的に分散したウィンドファームの集合化が含まれている。ウィンドファーム群は大規模な従来型発電所のように運転・制御される。

風力発電の予測誤差が起り得るものであるという観点から考えると、発電計画が維持されることを保証するために、予測と実際の供給の差はウィンドファーム群の制御手法により最小化されなければならない。この場合、発電出力は短期間予測により決定された計画と一致して制御される。この手法はウィンドファームの運転に大きな影響

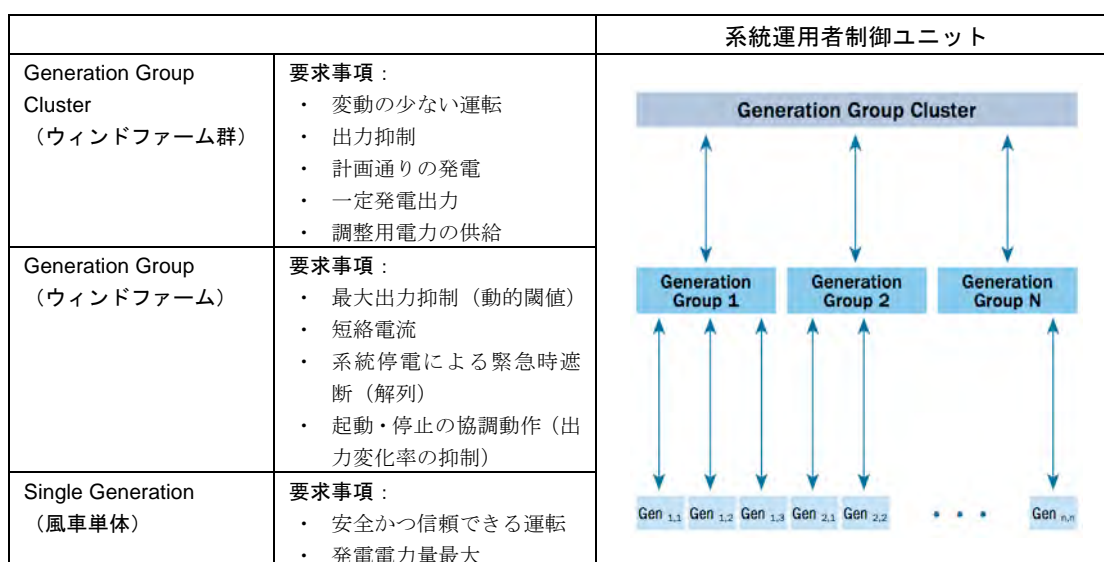


図 3.4 ウィンドファーム群管理システム^[3,6]

を与え、通告した出力と実際の出力を1分ごとに一致させることが求められる。その計画は一定の許容幅以内で実行されなければならない(許容幅は予測誤差から決定されることが望ましい)。時間と共に変化する設定値は絶え間なく生成・更新され、個々のウィンドファーム管理とウィンドファーム群の管理の間での最適な相互作用のために用いられる。個々のウィンドファームと集合化された地域の短期間予測は、この種の運転管理のために利用され、連続的に更新されると考えられている。ウィンドファーム制御手法には以下のようなものがある。

- 発電出力の抑制
- 発電電力量制御
- 容量制御
- 出力変化率の最小化

ウィンドファーム群内に制御できないウィンドファームがある場合は、そのウィンドファーム群内の制御可能なウィンドファームの応援を受けることができる。この手法により、系統要件を満たす混成ウィンドファーム群が可能となる。

(a) 送電線混雑管理に対する風力発電の貢献

風力発電の出力により、系統機器が許容最高温度に達することがときどきあり、さらにそれを超過することもある。この状況は風力発電予測に基づく電力潮流解析によっ

て予測し、風力発電の出力を事前に計算された閾値以下に制限することで避けることができる。ウィンドファーム群内のさまざまなウィンドファームがさまざまに出力を抑制することができ、これにより経済的に最適な対策を行うことができる。

(b) 損失低減、有効・無効電力潮流の最適化

風力発電の出力は時間的のみならず地理的にも変動し、地理的変動は長距離にわたる電力潮流とそれに起因する電力損失を引き起こす。そのような状況を事前に予測し、従来型発電所とウィンドファーム群との相互作用により低減したり完全に抑制することができる。無効電力の伝送も同様に管理が可能である。

これらの運用方法を実行することにより、風力発電の経済的価値は新たな需給調整費用を最小に維持するシステムとして大幅に増大する。革新的なウィンドファーム運用制御や系統運用者間の制御ユニット、ウィンドファーム群をベースとして、計画的な発電(すなわち系統運用を手助けするタイムスケジュールに沿った出力)や以下のタスク管理が、ウィンドファーム群によって可能となる。

- オンラインで取得データと予測を考慮すること
- 予測した出力を集合化し、他のウィンドファーム群へ配分すること
- 系統構成により生じる系統上の制約を考慮する

【コラム】制御センター CECRE

スペインの送電会社Red Eléctricaは再生可能エネルギー発電の制御に関するパイオニアである。Red Eléctrica社の「再生可能エネルギー制御センター (CECRE)」は再生可能エネルギーによる発電を如何に最大化させるかのモデルとなっており、これによって再生可能エネルギーが電力の安定供給を保ちながら国内電力系統に導入できるようになっている。マドリッドの全電力制御センターに統合された運用ユニットのひとつとして、CECREは再生可能エネルギー発電事業者による発電出力を管理・制御し、瞬時的な電源消失を防いでいる。10 MW以上の全てのウィンドファームを制御できる制御センターを持つ国は、CECREを設立したスペインが初めてとなる。

- CECREは「電力制御センター (CECOEL)」に組み込まれた運用ユニットのひとつである。スペインの再生可能エネルギー発電事業者の出力は、CECREにより管理・制御される。
- さらにCECREは、CECOELと複数の発電制御センターとの間でリアルタイムで通信を行う唯一の制御所である。この発電制御センターには複数のウィンドファームが接続されており、許認可を受けなければならない。
- CECREの主な業務は再生可能エネルギー発電、特に風力発電の監視と制御である。またCECREは、再生可能エネルギー発電の系統連系と安定供給の両立を明確に打ち出している。そのため、以下のような作業が行われている。
 - リアルタイム運用に必要な情報が発電ユニットから収集される。ウィンドファームから12秒ごとに、有効・無効電力、電圧、接続状況、温度、風速といった計測値が取得される。
 - これらの入力情報に基づき、発電機の特性と電力系統の状態を考慮して、電力系統に送電する出力電力が計算される。

この計算結果は、各ウィンドファームおよび送電線ノードごとの集合化されたウィンドファーム群に振り分けられる。各発電事業者は系統に託送する電力を補正しなければならないため、計算結果はCECREから各発電制御センターに送信され、そこからさらに各発電事業者に転送される。

こと

- 発電所スケジューリングと電力取引により生じる制約を考慮すること
- 閾値を決定すること
- さまざまなウィンドファーム群や発電所へ目標値を割り当てること

ウィンドファーム群の管理によって、先進的なウィンドファーム制御システムの組み合わせや調整が可能となる。さらにウィンドファーム群の管理では、予測や運転データ、オンライン取得した出力、系統運用者からの初期設定を基にして、発電所制御システムのため運用計画を準備し実施することが可能である。

3.4 風力発電の連系を支援する方法

柔軟な発電方式や負荷制御、エネルギー貯蔵といった柔軟性の高い需給調整方法は風力発電の電力系統への導入を促進する。電力系統の需給調整は新しい技術ではないが、風力発電の導入率が高くなると風力発電の出力変動性という特徴のため電力系統がより柔軟性を持つ必要があるため、新しい課題となってきた。要求される柔軟性とは、高速かつ著しい系統負荷変動に十分に応答する能力である。

別の言い方をすると、風力発電の導入率がある一定のレベルに到達するために必要な課題は、柔軟性の高い系統の方が柔軟性の低い系統の場合に比べて少なくなる。一般に、系統の地理的エリアが広いほど、大量の柔軟性のある手段が利用できる。電力系統のサイズや給電の原則や系統の柔軟性などの違いから、なぜさまざまな国々で風力発電の系統への導入費用がさまざまに異なるのかが説明できる。例えば1年のうちの数時間は風力発電の出力が電力需要の100%を超えるデンマークのような国は、高い柔軟性を有している。その理由は、特に水力発電が豊富な北欧の国々と十分な連系をしているためであり、これによって低い追加費用で高い風力発電導入率が可能となっている。低コストで簡単に風力発電の導入を可能とする柔軟性の高い電力系統の他の例としては、応答速度の速い可逆水力発電（揚水発電）を大量に有するポルトガルの電力系統が挙げられる。

大量の風力発電の導入を計画するには、風力発電が無い状況と比較して系統に新たな柔軟性を追加するために、どのような用意（すなわち柔軟性のある設備）が必要かを考慮すべきである。要求される新たな柔軟性を評価するにあたっては、一時間前または一日前といったさまざまな市場のタイムスケールを別けて考えなければならない。新たな柔軟性の主な供給源としては、柔軟性の高い発電、**需要側管理 (DSM)**、エネルギー貯蔵、国際連系、通告時間の短

い迅速な市場が挙げられる。これらについて以下で簡単に議論する。

- **柔軟性の高い発電**：水力発電は高速な出力増加率および減少率を有することから、一般的に電力の需給不均衡を低減するための高速な手段と考えられている。大量の風力発電により電力価格を下げるができる（第6章参照）ので、需給調整には経済的で非常に効率のよい手段でもある。このことは、水力発電による発電する時間帯を調整し、風が弱まり電力価格が高くなる時間帯にずらす方が経済的になるケースもあることを意味する。さらに揚水発電（下記参照）によりエネルギーを貯蔵でき、需要が低かったり風力発電出力が多い時間帯の安い電力を買い、需要が大きく電力価格が高いときに売ることが可能になる。火力発電の中では天然ガス火力発電が高速な出力調整が可能で最も柔軟性がある。さらに、既存の発電所の柔軟性をより高める方法、例えばより頻繁な起動・停止に耐える能力、をさらに探求すべきである。

- **需要側管理**：需要側を管理して負荷の電力需要を増減することで電力の需給不均衡に適切に制御するように制御する。例えば加熱や冷却といった需要の一部は、電力価格信号により、時間をずらしたり単純にオン・オフすることができる。これは、発電電力を調整する必要なく、新しい需給調整手段にしたり、需要のピークを減らすことができる。

需要側管理は一般に、今日では柔軟性のある発電ほど用いられていない。このソリューションの利用可能性は、例えば製鉄のような産業で負荷制御が可能であるかどうかと、柔軟性のある負荷契約が需要家に財政的便益を提供できるか（すなわち電力を増減させる費用に対して電力料金が安くなるか）に依存している。分散型エネルギー貯蔵と組み合わせた魅力的な需要側ソリューションは以下のとおりである。

- 熱ボイラーと組み合わせたヒートポンプ（一般家庭または地区レベル）
- 冷熱貯蔵と組み合わせた冷却機
- プラグイン電気自動車による V2G (Vehicle to Grid) コンセプト

これらのそれぞれのソリューションによって、エネルギー貯蔵を用いることにより家電機器を使用する時間帯と電力を消費する時間帯を分離することが可能となる。

- **エネルギー貯蔵という選択肢**：送電レベルでの大

規模エネルギー貯蔵の実用化と、配電系統内に設置される小規模なエネルギー貯蔵の両者に対する関心が高まっている。エネルギー貯蔵技術の範囲は潜在的に多岐にわたる。大規模エネルギー貯蔵に関しては、揚水発電が最も一般的かつ最も知られた技術であり、地下で行うこともできる。もうひとつの大規模エネルギー貯蔵に利用できる技術は圧縮空気貯蔵 (CAES) である。さらに、魅力的な手段として、いくつかの熱電併給 (コージェネレーション) 発電所 (CHP) の運用の柔軟性を高めるために熱ボイラーを設置することも考えられる。

エネルギー貯蔵は常にエネルギー変換の過程で損失が発生する。例えば水素貯蔵の場合、損失はかなり大きい。もしある国が貯水池式水力発電に適した地理的条件を持たないのであれば、エネルギー貯蔵は最初に検討する選択とはならない。なぜならば、20%までの適度な風力発電導入レベルでは、系統費用に対して経済的な影響は限定的だからである。このような状況は例えば「**アイルランド全島系統研究**」に見ることができる^[3.7]。オランダの研究においても、経済負荷配分を最適化することの方が利点があり、大規模エネルギー貯蔵は系統での CO₂ 排出量の増加を招く可能性があることが明らかになっている^[3.3]。これは、例えば石炭火力発電のような CO₂ 排出量の多い発電所が、より長い間運転されより多くの電力を売れるようになるからである。風力発電所の変動を平滑化するためにエネルギー貯蔵を使うことは、系統全体でこの変動を処理するのに比べて、現状では間違いなく経済性が大きく劣っている。

瞬動予備力を供給できるエネルギー貯蔵の経済性について英国で検討された例があり、そこでは変動を系統のみで処理する場合と電力貯蔵を用いた場合でどのように系統の挙動や燃料費、CO₂ 排出量が異なるかが評価されている^[3.8]。系統内の発電設備のさまざまな柔軟性のレベルを考慮すると、電力貯蔵により節約された燃料費の資産計上値は、柔軟性の低い系統では 1,164 ユーロ/kW (≒11.64 万円/kW) で、柔軟性の高い系統では 302 ユーロ/kW (≒3.02 万円/kW) である^{原注4}。これらは経済的実現可能性を評価する際に利用すべき典型的な数値である。言い換えれば、電力貯蔵がこの費用で設置できるかどうか、ということになる。

- **国際連系**：国家間の電力取引を可能とする連系線は、電力系統において重要な柔軟性の供給源となる。連系線は技術的にも商業的にも利用可能な状態であることが望ましい。国際連系の実施と改善費用については第2章で詳細に議論している。
- **迅速な市場**：欧州の電力市場ルールにはさまざまな国で多様性がある。**前日市場**はほぼすべての国で存在する。風力発電の前日予測誤差は近年では気象予測モデルの改善により大幅に低減したが、その誤差はまだ当日予測誤差より大きい。消費者が負担する費用を最小にするという観点からは、予測の不確実性を下げて需給調整のための最終補正を減らすため、通告切時間を短縮することが望ましい。欧州全体の市場をより迅速に運用するよう組織化するため、通告切時間をより短く（一般に3時間前に）すれば、欧州の電力系統に大量の風力発電を導入する経済性が大幅に改善されると予想される。

新たな予備力の追加や柔軟性のある電源の必要性、電力系統の運用経験、系統の必要な補強、系統内の制御可能な負荷や電力貯蔵などについて、いくつかの国では大量の風力発電を導入した場合を調査する研究が行われつつある。その例として、ドイツ、英国、アイルランド、オランダ、デンマークおよび他の北欧諸国の研究を 3.6 節で記述する。

3.5 安定な電力供給に対する 風力発電の貢献

電力系統を設計する際の重要な問題は、風力発電の設備容量のうちのどれだけが、統計的にピーク負荷時に保証された容量として貢献できるかである。風力発電の設備容量のうちの安定な容量は**容量クレジット**と呼ばれる。風の変動性のために、風力発電の容量クレジットは他の発電技術より低い。にもかかわらず、風力発電の設備容量のうちのある一定程度は安定であり、電力系統のアデカシーに貢献する。本節は送電系統運用者により定義される系統アデカシーを手短かに記述し、風力発電と系統アデカシーの相互作用について述べる。

表 3.2 平均の年間ピーク負荷の上昇^[3.9]

ENTSO-E年間 平均ピーク負荷 成長率 [%]	2010年～ 2015年	2015年～ 2020年	2020年～ 2025年
1月の午後7時	1.32	1.45	1.21
7月の午前11時	1.49	1.66	1.32

原注4 1 ポンド = 1.2 ユーロで換算。

3.5.1 供給の信頼度と系統アデカシー

欧州における電力のピーク需要（またはピーク負荷）は依然として増加している。2020年までに冬期のピーク需要が年間1.3～1.45%、夏期のピーク需要は年間1.5～1.7%とやや高い割合で増加をするとENTSO-Eは予想している^[3.9]。ピーク需要は、これによって必要な発電・送電容量が決定されるため重要なパラメータである。欧州では慣例として、系統設計のために1年のうちの特定の時刻、特に1月と7月におけるピーク負荷の値が参考にされている。

電力系統を電力需要の伸びに合わせて増強する方法は、「系統アデカシー」という言葉で表現される。系統アデカシーは以下に示すようなさまざまな要素からなる。

- 電力系統の中で需要（負荷）に追従するための発電所の能力
- 送電系統が発電と需要家の間に電力潮流を流す能力

系統アデカシーを定められた高い水準に維持するのは系統運用者の仕事である。言い換えれば、発電システムが与えられた供給信頼度の水準内で停電を避けつつピーク需要に対応できるようにすることを、系統運用者が保証することが望ましい。さまざまな国の規制によって、この供給信頼度の水準は91%（10年に1回の事象）から99%（100年に1回ピーク負荷に供給できない）の範囲に保たれている。

3.5.2 容量クレジット

出力が変動する風力発電の系統信頼度への貢献、すなわち換言すれば風力発電の容量クレジットは、ピーク需要期間の停電確率を変えないよう系統信頼度を同水準に維持しつつ、風力発電によって置き換えられる従来型発電所の設備容量を決定することで、定量化することが望ましい。

欧州の各国や地域間で風況や系統の特性に違いがあるにもかかわらず、容量クレジットに関する研究は同じような結果が得られている。風力発電の導入量が低い場合は、風力発電の相対容量クレジットは評価対象期間（発電アデカシーを計画するための需要が最も多い時間）における平均発電電力（設備利用率）と同程度となる。北欧諸国では、冬期の平均発電電力量は通年のそれより一般に25～30%高くなるため、系統アデカシー評価のための容量クレジットはプラスの方向に影響する。一般に、風力発電の導入量が多い場合のみならず少ない場合でも、代替される従来型電源の設備容量（すなわち容量クレジット）は、高負荷時における風速の分散によって決定される。

系統における風力発電の導入量の増加と共に、風力発電の相対容量クレジットは低くなる（図3.5）。このことは、新規の風力発電所は既設の風力発電所に比べ、風力発電1MWあたりで代替できる従来型電源が少なくなることを意味している。表3.3に容量クレジットを決定する要因をまとめる。

【コラム】風力発電の容量クレジット

容量クレジット（capacity credit）は、多くの国の風力導入に関する研究^{[3.1], [3.10]}の中で特に注目されてきている。その理由は、容量クレジットが系統内の電源としての風力発電の潜在的便益を示す「総合的」指標であるためである。風力発電の容量クレジットは従来型発電所の供給停止期間との対比で評価されることもある。

どのように容量クレジットが決定されるか？

風力発電の容量クレジットを計算する方法には、基本的にシミュレーションと確率的解析という2つの異なる方法がある。シミュレーション法では、系統の安定運用はシミュレーションモデルを用いた時系列データの逐次計算により解析され出力される。ひとつの事象によって結果が決まりやすいので、その結果は慎重に解釈することが望ましい^[3.11]。

最も重要な事象は、特に高負荷時における負荷と風速の特定の組み合わせである。このような特定の組み合わせの効果を把握するため、負荷データに対して風力発電の時系列データを1日ステップでずらすことで、感度解析が実施される。確率的手法は系統計画のためによく用いられる手法であるが、発電システムにおける各発電所の有用性が評価される。例えば、石炭火力発電所は運転率が約96%であり、計画的あるいは計画外の運転停止率が4%と一般的に仮定されている。

風力発電を評価するために、その容量と確率をモデルに導入しなければならない。個々の風車の発電率は、個々の風車同士の出力に一定の相関があることを暗黙に仮定して、風況により決定される。現実的な方法としては、ウィンドファームが地理的に分散していることによる平滑効果を考慮する必要がある。個々の発電所や風力発電の発電率を元に、さまざまな負荷水準に対応するための発電システム全体の発電率が計算できる。

表 3.3 系統においてある一程の風力発電の容量クレジットに影響する要因

容量クレジットを上げるもの	容量クレジットを下げるもの
低い風力発電の導入率	高い風力発電導入率
高平均風速、需要ピーク時に高風速季節	低平均風速
低い系統信頼度	高い系統信頼度
高い（集合化された）風力発電所の負荷率 （風況と発電所の効率によって決まる）	風力発電の低い集合化された設備利用率
需要と風の相関性	需要と風の非相関性
ウィンドファームの各サイトの風速の低相関性 （想定エリアの大きさに関連）	ウィンドファームの各サイトの風速の高相関性 （想定エリアが小さい）
国際連系線を通じた活発な風力発電の電力取引	系統間の貧弱な風力発電の電力取引

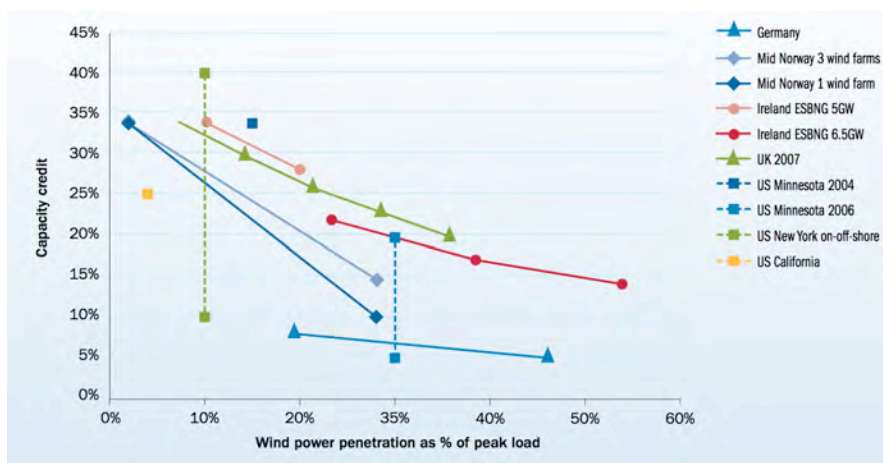


図 3.5 8つの研究結果から導かれた風力発電の容量クレジット

アイルランドはピーク負荷が5 GWと6.5 GWの2つの電力系統構成に対して評価している^[3.1]。

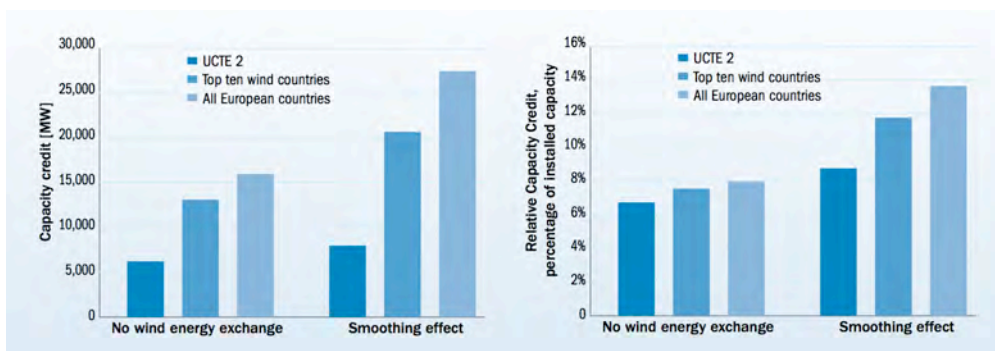


図 3.6 2020 中期シナリオ（200 MW, 12%導入率）における国家間風力エネルギー融通による欧州での容量クレジットの増加^[3.12]

UCTE2はフランス・ベネルクス・ドイツ・スイス・オーストリアを含む。

TradeWind の研究では、欧州の電力系統の集合化がどのように欧州の風力発電の容量クレジットに影響しているかが調査されている。この研究では、定性的手法を用いることにより、より緊密な国家間連系によって欧州レベルでの風力発電の容量クレジットが著しく増大できることが明らかになっている。図 3.6 に示すような 2020 年のデータを用いた研究によると、一国での風力発電の容量クレジットに比べ、複数の国家間で風力発電を集合化すると、集合化した風力発電の平均容量クレジットは 1.7 倍に増えることが明らかになっている。

したがって、風力発電は電力系統の中で非常に大きな容量クレジットを持つことがわかる。系統内のウィンドファームの集合化した容量クレジットは、多くの要因に左右される。例えば信頼度の水準や電源構成の柔軟性といった現在問題となっている電力系統の特性や、その系統への風力の導入率に依存し、また風況や風力発電の平均設備利用率^{原注5}といった風力発電に固有の技術的要因などにも依存する。風力発電導入率が低い場合には、相対容量クレジットは高負荷時の風力発電設備利用率と同程度の値の 25～35%となるが、導入率が高くなると 10～15%程度に減少する。

風力発電の容量クレジットは、実際に技術的・物理的に利用可能かどうかに関わらず、まだ一般には容量計画では用いられず、電力市場でも価値が認められていない。その障壁のうちの一つとしては、容量クレジットを計算するための標準化され一般に認められた手法が無いことが挙げられる。

結果として、例えば年間を通じた「系統アデカシー予測」^[3.13]のように、各国の送電系統運用者が欧州レベルでの系統計画を実施した場合、容量クレジットの評価が大きくならつきが見られる。風力発電が系統アデカシーに貢献することを適切に評価するためには、欧州の発電アデカシー予測と計画に風力発電の容量クレジットの一元化された評価手法を確立しそれを用いる必要がある。このことは将来自由化された電力市場の中で風力発電の設備容量を評価するための基礎にもなると考えられる。

3.6 風力発電の系統連系に関する研究成果

本節では、風力発電の系統連系に関する各国の研究から得られた知見を紹介する。図 3.7 は各研究で仮定された風力発電導入率の違いを表す。導入率は 3 つの異なる評価法（計量法）で示されている。

- 年間の総電力需要に対する割合（エネルギー比率）

^{原注5} 設備利用率は風車ロータ直径と発電機定格の関係に依存する。

- 最大需要に対する割合（容量比率）
- 最小負荷と利用可能な国際連系線容量の和に対する割合

最初の方法（エネルギー比率）は最も一般的なエネルギー（例えば GWh）の割合で評価したものである。一連の研究では、風力発電導入率が 10～50%までの場合を取り扱っており、デンマークとアイルランドではエネルギー比率が高い場合について調査している。

3 つ目の定義は、導入レベルが如何に重大かの目安を与える。風力発電の設備容量が負荷の最小値と利用可能な国際連系線容量の和を超える（図 3.7 において 100%以上）と、ピークシフトや国際連系線の増強、電力貯蔵の検討など、系統連系のための新たな手段が必要になる。このような重大な状況に最初に達するのはアイルランドと英国である。この 2 国は、主に他国と比べて隣接国が少なく国際連系が比較的弱い島国であることから、エネルギー導入レベルは他国と同程度ながらこのような状況に最初に達している。さらに図 3.7 より、エネルギー導入レベルで 50% までを見据えた研究結果もある。

3.6.1 ドイツ

ドイツにおける最も進んだ風力発電の系統連系の研究は 2005 年に公表されたドイツエネルギー機構（DENA）の研究であり、現在もマイルストーンとして見なされている。DENA の研究では、2015 年までに風力発電導入率が 15%（34 GW）になると想定したシナリオのもとで調査されている。そして、既存発電所の構成のままこの研究で開発された発電所の運転方法を用いることで必要な予備力容量が確保されると結論付けている。風力発電所の設備容量と発電電力量を表 3.4 に示す。この研究ではドイツ国境の既存の国際連系線を考慮した結果、ドイツの総発電容量 125 GW（2003 年）のうちの 40 GW が 2020 年までに風力発電によって置き換えられなければならないと仮定した。

風力発電の予測不能な変動を含む電力系統の需給をバランスさせるためには、正と負の調整が可能な短周期およ

表 3.4 DENA 研究のシナリオに基づいた 2003 年、2009 年および 2015 年における風力発電設備容量と発電電力量の特性値^[3.14]

	2003 年	2009 年	2015 年
風力発電設備容量 [GW]	14.5	25.8	36
年間発電電力量 [TWh]	23.5	46.8	77.2
設備利用率	18 %	21 %	25 %
年間総電力需要に対する風力発電電力量の比率	5.5 %	7.6 %	14 %

比較のため 2009 年の実際の値も掲載してある。

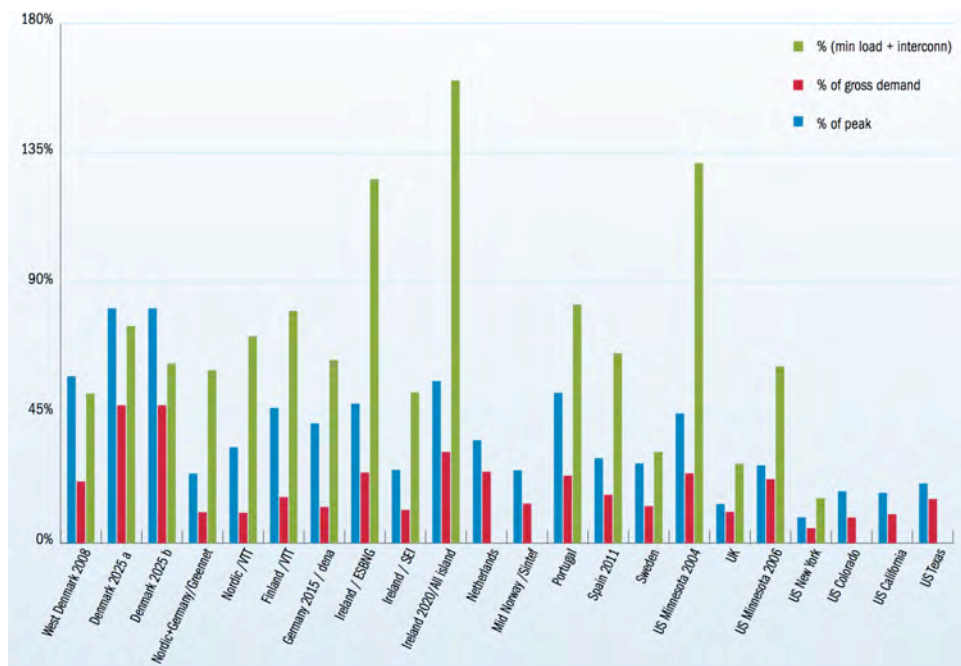


図 3.7 対象とされた電力系統における風力発電の導入レベルの比較

風力発電最大ケースに関するさまざまな導入レベル評価法
 複数の国にまたがるエリアの研究では、集合化した導入レベルが計算されている。
 個々の国に関してのケースの方が風力発電導入量レベルは非常に高い^[3.11]。

表 3.5 DENA 研究により算出された 2003 年および 2015 年における必要な調整電力（一日先予備力）の概要

	2003 年		2015 年	
	平均	最大	平均	最大
正の調整容量 (MW)	1.2	2	3.2	7
風力発電設備容量に対する割合%	9	14	9	19
負の調整容量 (MW)	0.75	1.9	2.8	5.5
風力発電設備容量に対する割合%	5	14	8	15

風力発電設備容量は 2003 年に 14.5 GW、2015 年は 36 GW とした。これら一次および二次予備力の容量は、運転計画を考慮して風力発電出力の予測不能な変化を適切に処理するよう計画する必要がある。

推定については、従来からの研究で議論されている^{[3.16],[3.17]}。その結果を表 3.6 に示す。

- 必要となる予備力の増分は、風力発電導入率が 10% のときに風力発電設備容量の 2%、導入率 20% のときに 4% となる。一国で処理する場合、北欧地域全体で処理する場合より平滑効果が小さい

び1時間周期の予備力を供給しなければならない。2003年の時点では、平均1.2 GW、最大2.0 GWの風力発電に関連した正の調整電力をドイツの前日市場で利用可能としなければならないが、2015年までには平均3.2 GW、最大7.0 GWに上昇すると予想される。この平均値は風力発電の設備容量の9%に、最大値は19%に相当する。これらの容量を正の分単位および1時間単位の予備力として利用可能としなければならない。負の調整電力に関しては、2003年に平均0.75 GW、最大1.9 GWが前日市場で利用可能としなければならないが、2015年までには平均2.8 GW、最大5.5 GWに上がると予想されている。この平均値は導入される風力発電容量の8%に、最大値は15.3%に相当する。

その後の継続研究では、当日市場の創設によって風力発電の系統連系量が増加する可能性が調査されている^[3.15]。その結果、当日市場を利用しても予備力の電力価格に対して特段の利点はなく、平均スポット市場価格は 45 ユーロ/MWh (≒4.5 円/kWh) となると結論付けられている。

3.6.2 北欧地域

北欧諸国の風力発電によって必要となる運転予備力の

表 3.6 総需要に対するさまざまな風力発電導入レベル（電力量比率）に対する
風力発電による予備力追加の必要性

	予備力の追加利用		予備力の追加設置		
	[TWh/year]	[ユーロ/MWh]	[%]	[MW]	[ユーロ/MWh]
北欧：導入率 10%	0.33	0.1~0.2	1.6-2.2	310~420	0.5~0.7
北欧：導入率 20%	1.15	0.2~0.5	3.1-4.2	1,200~1,400	1.0~1.3
フィンランド：導入率 10%	0.28	0.2~0.5	3.9	160	—
フィンランド：導入率 20%	0.81	0.3~0.8	7.2	570	—

予備力追加の必要性は需要変動をより良く予測できることを考慮しなければならない。北欧の数値に幅があるのは、風力発電の設備容量が集中しているか分散しているかによる。

ので、必要な予備力の増分は2倍となる。もし新たな天然ガス発電所が予備力として建設され、その投資費用が風力発電事業者に割り振られるとすると、風力発電の費用増分は風力発電導入率が10%のときに0.7ユーロ/MWh（≒0.07円/kWh）、導入率20%のときに1.3ユーロ/MWh（≒0.13円/kWh）となる。比較として挙げると、デンマークでの2009年の一般家庭への電力小売価格は250ユーロ/MWh（≒25円/kWh）以上である。

- 予備力利用の増加は、風力発電の導入率が10%のときに0.33 TWh/年、導入率20%のときに1.15 TWh/年となる。予備力利用の増加による風力発電の費用増分は、予備力の費用を5~15ユーロ/MWh（≒0.5~1.5円/kWh）と仮定すると、風力発電の導入率が10%のときに0.1~0.2ユーロ/MWh（≒0.01~0.02円/kWh）、導入率20%のときに0.2~0.5ユーロ/MWh（≒0.02~0.05円/kWh）となる。

北欧のケースでは、需給調整を追加する必要性は、例えば DENA 研究の結果と比べて非常に低い。これは主に以下の2つの理由による。第一に、研究対象エリアが北欧4

国全体で非常に広いことである。このことは、北欧の電力系統を連系された系統として運用することの利点を示している。次に、その結果は運転時間中の変動から計算されており、より長いタイムスケールでの風力発電の予測誤差が考慮されていない。北欧電力系統の需給調整を担当している組織には、送電開始時間まで変更する機会が与えられている。このことは、より正確な予測結果が送信されれば、予測誤差の一部を修正できることを意味している。

3.6.3 デンマーク

デンマークの送電系統運用者である Energinet は、約3,000 MW 導入されている風力発電を2025年までに約6,000 MW まで倍増した場合の影響について調査している^{[3.18], [3.19]}。そのうち約2,000 MW は洋上風力と予想されている。これにより、デンマークの電力需要に対する風力発電の比率は20%から50%に増加する。この研究では、エネルギーバランス、燃料消費、CO₂ 排出、電力需給バランス、アンシラリーサービスの必要性、および送電網を考慮して評価が行われているが、より一般的には電力系統へ

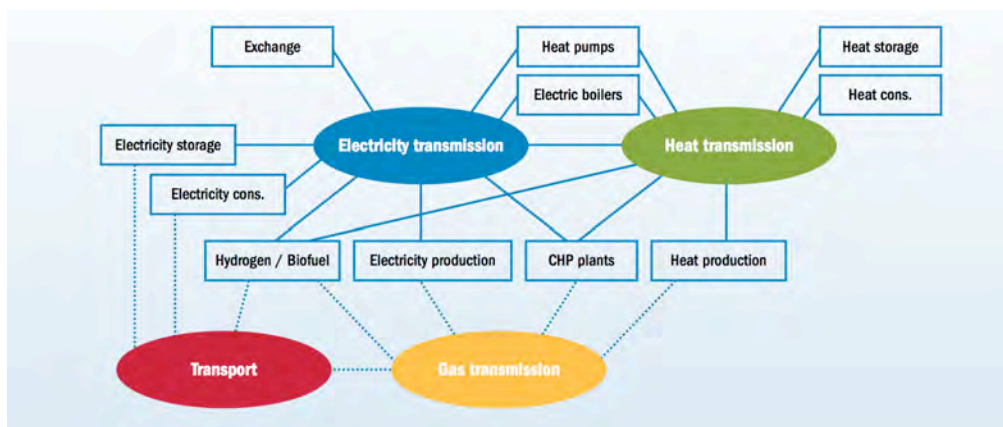


図 3.8 デンマークにおける大規模な風力発電を系統連系する手段^[3.18]

50%の風力発電を導入することで生じる発電・系統運用・電力消費の柔軟性が評価されている。

この研究では、デンマーク国内の柔軟性と国際的な電力市場の両者が、電力の安定供給維持と風力発電の経済的価値の最大化のために不可欠であることを示している。大規模に風力発電を系統連系する手段としては、市場サイド、発電サイド、送電サイド、および需要サイドの全ての範囲が含まれている。さらに、電力系統を地域暖房システムや輸送部門（すなわち電気自動車を通じて）やエネルギー貯蔵システムにつなぐことが、そのような高い風力発電連系比率を実現するために重要な要素である。

ユトランド半島を通る送電線の過負荷を防ぐための手段は、電力系統の幾つかのサイドで実施される。

- **市場サイド**：例えば NordPool と欧州エネルギー取引所 (EEX) のような市場の統合。これにより、予備力の共有や当日取引の実現可能性が増し、アンシラリーサービスの国際的融通を増やすことができる。
- **発電サイド**：風力発電所の発電電力を調整する電力管理システムの利用、洋上ウィンドファームの地理的分散、調整用資源や新しいタイプの発電所の結集、および電力市場的な意味で動作する分散型電源の更なる改善。
- **送電サイド**：洋上風力発電所の系統連系点の再分配、高温導体の利用を含む送電容量の増大、国内系統と国際連系の補強と拡大。
- **需要サイド**：電気料金に連動する需要の開発、電気ボイラーやヒートポンプといった熱システムと電力系統の連携の利用と強化、輸送部門と電力系統の連携の開発（電気料金に連動する需要としての電気自動車）、水素・圧縮空気貯蔵・二次電池といったエネルギー貯蔵の導入。

上に述べた手段は、風力発電を 3,000 MW に増加するという 2025 年シナリオを可能にするために、デンマークの送電系統運用者と共同研究開発者によって研究されたものである。

3.6.4 英国

英国では、風力発電の急成長と共に運転予備力の追加量と供給費用を検討する必要が出てくると予想されている。この数年間に、これら必要な需給調整の追加量と費用を把握するための研究が英国でいくつか実施されている^{[3.20] [3.21], [3.22]}。

文献[3.8]では、既存の欧州大陸との連系線を考慮しつつ、20 GW までの風力発電（ほとんどは洋上）の導入が英国の電力系統の運用と開発に与える影響について研究されている。この研究では非常に高い予測誤差が仮定されているが、実際には必要な予備力は予測システムを例えば 4 時間前予測などに改善すればもっと低減できる可能性がある。ここで考慮された追加費用は追加の予備力の費用のみであり、追加の容量ではない。英国の系統運用者は平均して約 600 MW の動的周波数制御を委託する一方、約 3～4 時間の時間範囲における不確実性を処理するために約 2,400 MW のさまざまな種類の予備力が必要とされる。4 時間以上のタイムスケールでは、要求される予備力は新たな発電所を起動させることで対応するが、これは天然ガスの燃焼技術によって動的容量を増やせる範囲内であることが望ましい。

風力発電により追加に必要な一次・二次予備力とその関連費用は、5 GW 刻みで 20 GW までの様々なレベルの風力発電に対して計算されている（表 3.7）。一次予備力の増加は、連系される風力発電の適度な増加に対して、相対的に小さいことが分かっている。しかし、風力導入量が高い場合、風力発電出力の極端な変動に対処するために必要

表 3.7 英国での風力発電導入の増加のための連続的周波数応答および予備力に対する必要な追加量

風力発電 設備容量 [GW]	新たに必要な 一次予備力 [MW]		一次予備力の追加 費用 [ユーロ/MWh]		新たに必要な 予備力 [MW]		予備力追加費用の 幅 [ユーロ/MWh]		予備力の総費用 [ユーロ/MWh]	
	最小	最大	最小	最大	最小	最大	最小	最大	最小	最大
5	34	54	0.1	0.3	340	526	0.7	1.7	0.8	2.0
10	126	192	0.3	0.6	1,172	1,716	1.4	2.5	1.6	3.1
15	257	382	0.4	0.8	2,241	3,163	1.7	3.1	2.1	3.8
20	413	596	0.5	0.9	3,414	4,706	1.9	3.5	2.3	4.4
25	585	827	0.5	1.0	4,640	6,300	2.0	3.7	2.6	4.7

予想される最小値および最大値 [MW] は風力発電所の分散に反映している。予想される最小および最大費用は予備力保持費用の幅 2～4ポンド/MWhに反映している。費用については、需要家費用^[3.8]から風力発電費用 [ユーロ/MWh] に変換されており、1ポンド＝1.3ユーロとしている^[3.1]。

な二次予備力の水準は、導入された風力発電設備容量の25%に匹敵することが明らかになっている。

この研究で予想された最小値は、風力発電が地理的に非常に分散した場合である。現在予想されるブリテン島東岸のWash湾沖、テムズ河口、イングランド北西部、スコットランドへの風力発電所の大規模集中の場合、一次予備力の必要性は予想される最大値に近づくようである。予備力の追加量は現在の従来型発電所で処理できると結論付けられているので、既存の予備力の運転増加分の費用のみが表3.7で推定されている。

3.6.5 アイルランド

アイルランド持続可能エネルギー局 (Sustainable Energy Ireland) は「アイルランド電力系統での風力発電導入の増加による運転予備力の必要性 (Operating Reserve Requirements as Wind Power Penetration Increases in the Irish Electricity System)」という報告書を発行している^[3.23]。この研究によると、アイルランド共和国の系統に最大1,500 MWの風力発電を導入したことによる燃料費とCO₂排出の節減は風力発電の導入率に直接比例する、と結論付けられている。表3.8に示すように、1~4時間といったより長いタイムスケールでは、風力導入を増加すると新たな運転予備力を増やさなければならないことが明らかになっている。風力発電により全体的な電力系統運用費が低減する一方で、運転予備力の費用は風力導入率9.5%時の0.2ユーロ/MWh (≒0.02円/kWh) から14.3%時の0.5ユーロ/MWh (≒0.05円/kWh) と少し増加するという結論がこの研究によって明らかになっている。

アイルランド全島研究 (All Island Study)

再生可能電源を高い比率まで連系することによる技術的問題とそれによる費用と便益を調査するために、北アイルランド自治州とアイルランド共和国の両政府の要望により「アイルランド全島系統研究」が実施された^[3.7]。その結果、総需要の40%の比率まで再生可能電源(ほとんど風力発電)を系統に連系でき、これによってCO₂排出が25%削減でき、系統全体の費用が最大7%増加する、と結論付けられている。この再生可能電源を問題なく系統連系するための鍵となる課題は以下のようなものが挙げられる。

- 柔軟性のある非再生可能電源の相補的投資配分。これは再生可能電源の変動性を追加費用やCO₂の排出を伴わずに補うものであり、これにより必要とされる発電所の発電事業の持続的な成長が市場や規制構造によって促進されることが保証される。

- 電力系統の制御。これによって再生可能電源の発電事業が促進され、持続的な安定度と信頼度が保障される。
- 系統連系の実用化。発電所開発事業者に確実性を保証し、系統開発を最適化するために「Gate 3」として知られる集団連系プロセスがアイルランド共和国の「エネルギー規制委員会 (Commission for Energy Regulation)」によって義務づけられている。
- 系統補強と新たな国際連系線の開発。これによって大量の風力発電や他の再生可能エネルギー発電が従来の発電と連系できるようになる。
- 柔軟性のある負荷。柔軟性のある発電所の投資配分に加えて、電気的な負荷もより柔軟性を高める必要がある。家庭での需要側管理のほか、電気自動車に電力を蓄えて柔軟性のある需要を供給することができれば、風力発電を補足できる可能性がある。現在のところ、アイルランド政府は電気自動車の普及台数の目標を2012年までに2,000台、2013年までに6,000台としつつ、2020年までに全体の10%にする目標を立てている。

表3.8 さまざまな風力発電導入率に対する予備力の必要な追加量^[3.1]

風力発電設備容量 [MW]	総需要に対する比率 [%]	必要な1時間予備力 [MW]	必要な4時間予備力 [MW]
845	6.1	15	30
1,300	9.5	25	60
1,950	14.3	50	150

3.6.6 オランダ

文献[3.3]の研究では、オランダに0~12 GWの幅で風力発電が導入された場合のシミュレーションが行われている。12 GWの供給はオランダの年間需要のほぼ33%となる。この研究では、オランダの電力系統での風力発電導入の技術的限界が明確化され、風力発電が系統運用に与える経済的・環境的影響が定量化されている。さらに、オランダの系統における風力発電連系のためのエネルギー貯蔵と熱ボイラーの利用可能性が調査されている。

風力発電出力予測が正確に更新され、ユニットコミットメントや経済負荷配分が継続的に再計算されると仮定した場合、予備力を高くすると、既存の負荷変動に加えて風力発電の変動を調整するのに十分な容量が確保できる。風

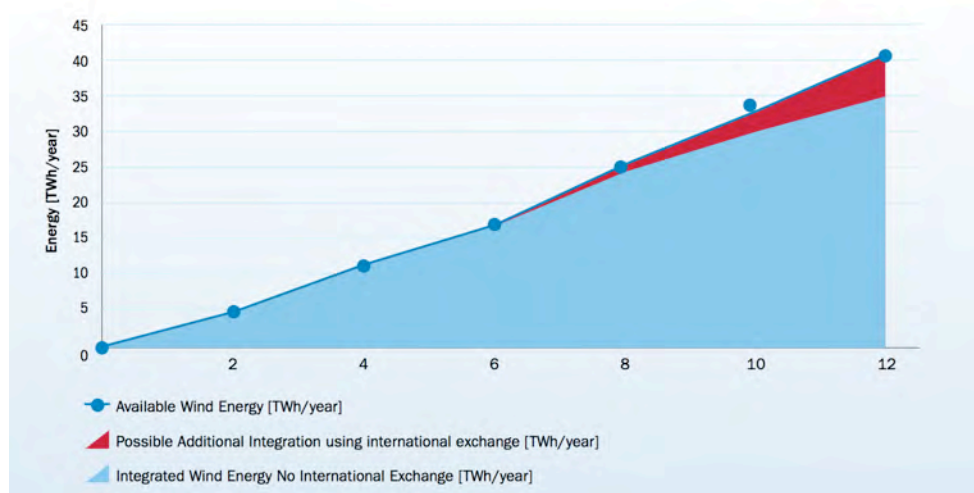


図 3.9 オランダにおける風力発電の導入設備容量(GW)に対する国内消費および国際連系線により輸出される電力量(TWh/year)の関係^[3.3]

力発電によりもたらされる新たな変動は集合化によって対処できるので技術的には問題とならないが、風が強く需要が少ない時間帯で風力発電の連系限界が徐々に生じてくる。国際電力市場の設計によっては、最小負荷の問題を防ぐために、かなりの容量の風力発電による電力を輸出しなければならない場合もある（図 3.9）。

風力発電予測がさらに改善されそれが応用できるようになると国際取引もさらに最適化されるため、国際電力市場の通告時間の短縮は風力発電の系統連系に便益をもたらすことになる。主に燃料費を節約できるため、風力発電は系統全体の運転費用を下げるのがシミュレーション結果により示されている。風力発電の連系にとって、特に導入レベルが高いときに国際取引は最も重要であることが明らかになっている。国際取引の可能性、特にノルウェー・オランダ間の **NorNed 国際連系線** の補強は、オランダ国内にエネルギー貯蔵を開発することよりも有望な代替案として評価されるべきである。この研究の結果として、オランダ系統への風力発電連系にとって規模の大きいドイツ系統がより重要であることが定量化されている。

3.6.7 欧州風力連系研究

欧州の風力発電導入率を 10%にするという 2015 年シナリオに向けて風力発電の送電系統への経済的な連系を調査するために、従来の機関である **ETSO** と **UCTE** の傘下の欧州の 14 の系統運用者が「**欧州風力発電系統連系研究 (EWIS)**」を 2007 年に開始した。185 GW の風力発電を導入する「楽観的シナリオ」が考慮されたが、「ベストシナリオ」は 140 GW の導入である。この研究は系統連系問題

のソリューションを焦点としているが、必要な需給調整用予備力のような他の系統運用問題も調査されている。送電系統を用いて風のばらつきと各国間で可能な需給調整手段の共用することで、風の変動性に対処する運転費が全体の便益と比べてどれだけ小さくなるかが **EWIS** モデルによって予想されている。新たな需給調整費用は「ベストシナリオ」の場合は風力発電 1 MWh あたりに対して 2.1 ユーロ（≒0.21 円/kWh）、「楽観シナリオ」の場合は 2.6 ユーロ/MWh（≒0.26 円/kWh）となったが、これらは燃料費と CO₂ 排出費用の削減することを考慮した風力発電による便益の 5%以下に相当する。

3.6.8 まとめと提言

- 電力系統に風力発電の大量連系を促進する手段としては、風力発電所の有効電力制御を適切に利用することや、柔軟性のある電源、負荷制御、国際連系を通じた電力取引、エネルギー貯蔵といった柔軟性を増やすための全ての可能な手段が考えられる。風力発電所の出力制御は、系統の安定運用のために必要な場合や経済的に合理性がある場合に、短時間の変動対策を補助することができる。既存の水力発電によるエネルギー貯蔵と他の柔軟性のある需給調整の手段は連系線を改善することで最大限利用することが望ましく、2020 年の想定導入レベルまでは、大規模なエネルギー貯蔵を上記の手段の代わりに建設することには経済的な合理性はない。

- 系統における風力発電の比率が増えると、1時間先の不確実性（すなわち負荷追従予備力）が増加し、主にこれを処理するために新たな需給調整容量が必要になる。短期間の風力発電予測を充分に利用すると、この新たな予備力の必要容量を減らすことができる。既存の従来型発電所でこの容量をまかなえる場合も多いが、予備力は計画的にさまざまな電源で運転することが望ましい。既存の発電所、応答の遅いベース電源さえも風力発電導入の増加に伴いより柔軟性の高い手段で利用することも考えられ、老朽化した発電所の設備更新や将来の発電構成の見通しを計画する際は、大容量の変動電源の連系を可能とするために**コンバインドサイクル・ガスタービン (CCGT)** や水力発電などの柔軟性のある電源を優先させることが望ましい。電力取引を通じて隣接する制御エリアにある柔軟性のある予備力をさらに活用できるようにすることも系統の柔軟性を改善する方法の一つである。
- 例えばスペイン・デンマーク・ドイツ・アイルランドといった高い風力発電導入率の運用経験と一連の系統研究により、2020年に想定される風力発電導入率のために必要とされる新たな予備力の見通しが得られている。これらの研究では導入率10%では1～15%、導入率20%では4～18%と示されているが、この数値の幅が広いことは、さまざまな要因が関与することを示している。最も重要な点のひとつが予測の効果的な活用である。導入率20%における新たな需給調整費用は、主に化石燃料による予備力の運転増加によるものであり、風力発電 1 MWhあたり4ユーロ（≒0.4円/kWh）程度である。EWIS研究（導入率10%、時間範囲2015年）では、欧州レベルでの新たな需給調整費用は他の研究と同じ水準の2ユーロ/MWh（0.2円/kWh）程度となっている。一連の系統研究で得られた非常に重要な共通の結論は、風力発電導入率が増加しても必要な予備力の追加量や設置費用に急激な変化はないということである。実際の系統運用者はモデルで仮定された方法より優れた方法の予測を用いているので、研究の見積はやや保守的になっている。
- 相互連系された大きなエリアや分散した各地域で風力発電の集合化し、予測技術を組み合わせることにより、系統運用に適したタイムスケール（4～24時間先）で風力発電予測誤差を管理可能な範囲に低減することが可能となる。風力発電を効率

的な連系を促進するために、予測ツールを系統運用者の制御室に導入することが望ましい。不確実性を減らすことで運転費が大幅に削減するので、集中予測システムを適用する費用便益比は非常に高い。系統運用のさまざまなタイムスケールでの系統予備力を最適利用するために、予測はカスタマイズする必要がある。風力発電の不確実性を既存の計画ツールとモデルに組み入れる方法を開発することが重要であり、この分野はさらなる研究開発が必要である。

- 複数のウィンドファームを仮想発電所としてまとめることにより、最適な電力系統運用のために集合化した風力発電の制御性を高めることができる。例えばスペインのような実際の例では、分散した変動電源を統合した運用の利点を実証されている。スペインでは、系統運用者が適所に設置した全国あるいは地方制御センターに支援を受けて、その変動性を管理して予測可能性を高める手段が取られている。
- 従来型発電所の設備容量は風力発電の設備容量に取って代わられる。2020年に200 GWというTradeWindの中間シナリオで予測された風力発電導入率では、欧州レベルの大規模風力発電の容量クレジットは定格容量の10%のオーダーである。連系線を改善し用いることで分散した地域から風力発電を集合化することにより、容量クレジットの増加を支援可能である。

3.7 付録：電力系統の需給調整の原理

電力系統では、発電と消費のバランスを連続して維持しなければならない。系統で需給バランスを制御するのに不可欠なパラメータは系統周波数である。もし発電が消費を上回れば周波数は上昇し、もし消費が発電を上回れば周波数は低下する。電力のバランスを常に維持することを保障するのは最終的には系統運用者の責任である。

電力系統の運用では秒単位から日単位までの範囲のさまざまなタイムスケールを取り扱っている。**一次予備力**は周波数変動により自動的に作動する。一次制御の発電機は迅速に、通常は30～60秒以内で応答する。このような需給不均衡は火力発電所の電源脱落や大きな負荷の突然の遮断により生じる。一次制御による即時的な応答は電力バランスを回復するために必要であり、そこで系統周波数は再び安定な値になる。この電力の需給不均衡に対する極めて即時的な応答のために、十分な発電予備力が運転中の発電所から利用可能でなければならない。**二次予備力**は基本周波数からの偏差が発生してから10～15分のうちに手動

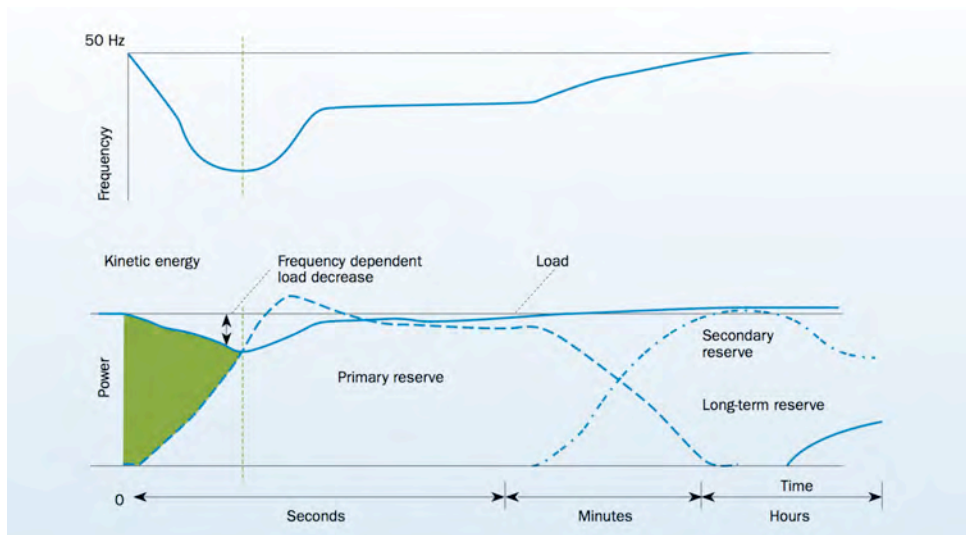


図 3.10 電力系統における需給調整の原理

または自動で作動する有効・無効電力である。二次予備力は一次予備力をバックアップし、長周期予備力が代替するまで運転される。二次予備力は瞬動予備力（部分負荷運転状態の水力または火力発電所）および待機予備力（急速起動するガスタービン発電所と負荷遮断）で構成される。

一般に電力の需給不均衡の原因となる負荷や発電の変化は予測したり事前に計画するものではないので、一次および二次制御は系統周波数をその基準値に維持するために連続的に運転しながら制御するものである。

電力消費は分毎、時間毎、日毎に変化する。電力のバランスは連続的に維持されなければならないので、発電は長周期変動に一致するように計画される。このような経済負荷配分は予想される需要の変動曲線に基づいて決定される。（一次および二次制御は予測できない需給不均衡に回答し続ける。）たとえば早朝の期間は、通常、負荷の増加が午前 7 時頃から正午または午後の早い時間帯まで生じる。一日のピークに達した後は、通常、負荷は数時間かけて低下し、最終的には夜間に一日の最低値に達する。

いくつかの発電機は起動して系統に同期するまで数時間を要する。このことは、その発電機を当日のピークの間を利用するためには予想されるピークの数時間前に前もって起動しなければならないことを意味する。多くの場

合、停止の過程も時間がかかり、発電機は再起動の前に数時間の冷却を必要とする。このようなタイプの発電機を使うかどうかは、経済性を考えると停止前に数日間運転しなければならないことを考慮して決定しなければならない。このタイムスケールはユニットコミットメント（発電機起動停止）と呼ばれ、固有の発電機特性や運転経験に基づいて数時間から数日の幅を有している。

系統運用にあたっては、通常は需給調整の仕事は個々の発電事業者から系統運用者に引き継がれる。個々の発電所と負荷は集合化により平滑化されるし、周波数を制御するには系統エリア全体の需給不均衡のみを解消すればいいので、系統運用者による実施は効果的である。系統運用者は発電と消費と連系線の利用に関する計画情報を有している。これらの計画は系統運用者自身によって作られるか、電力市場あるいは発電事業者、需給調整義務や計画義務を有する機関などの関係者から提供される。系統運用者は運転義務を支援するため、通信回線で取得した負荷などのデータと風力発電の予測も用いる場合がある。運用中は、系統運用者は電力系統を監視し、電力系統の需給調整のために必要に応じて発電機や負荷などの予備力をもつ発電事業者と連絡を取り、それらを起動させる。

第4章

電力システムの増強

4.1 系統増強に対する推進力と障壁

欧州の電力系統インフラの増強は、エネルギー需要の20%を再生可能資源で賄い、2020年までに再生可能電源の比率を15%から34%まで上げるというEUに課せられた目標に至る最も根本的な一歩となる。同様に再生可能エネルギーは、エネルギーの安定供給・自給、域内市場の発展とともに、欧州の電力系統を拡張・最新化し、それらを連系するための重要な推進力となってきている。複数の系統が適切な容量で連系されると、それぞれ相関関係のない分散した発電所を一つのものともなし「集合化」することができる。このことは分散型再生可能電源にとって大きな**便益**をもたらす、欧州全体での平滑化や予測技術の向上、ピーク需要に対する風力発電容量の比率の向上に繋がることになる。

欧州の送電系統は、さまざまな電源が混合したものを今日ならびに将来あるような形に設計・建設されたものである^[4.1]。事実、100年前の初期の電力系統では、電気は分散型の発電所から供給されており、送電系統がより大きな集中型の発電所を想定して計画されるようになったのは、ここ50年程度でしかない。電力の歴史において、UCTE加盟国間や、UCTE加盟国と他の同期ゾーン（Nordel加盟国やイギリス・アイルランド）との間でさえも国際連系線による電力融通はほとんど行われてこなかった。当時は、大型水力を除く再生可能エネルギーが相当量導入されることは考慮されていなかったし、小型発電施設を組み合わせでひとつの発電所のように見立てる仮想発電所の構想や**スポット市場**で電力を取引するという構想もなかった。系統内で潮流が変化するという新たな問題も発生するが、このことは発電所から消費者までの送電を最大化するために系統の拡大や強化が必要であることを示唆している。今後、分散し、変動する電源システムを導入することを想定した電力系統を準備するためには、より柔軟性の高い新しい技術や電力系統の運用構想を導入する必要がある。

将来の電力系統について議論する際、スーパーグリッド (super grid) とスマートグリッド (smart grid) という2つの概念が存在する。これらの用語には決まった定義はないが、より多くの通信情報 (スマートグリッド) を伴ったハイウェイ型の連系 (スーパーグリッド) の形態を取ることが期待されているということが共通の見解となっていることが分かる。この形態は、風力の大規模連系に対して確かに有利な特性を持っている。系統増強のもうひとつの大きな推進力となるのは欧州の新興の域内電力市場である。域内電力市場には、電力市場において欧州の需要家の便益につながる競争を効果的に行うため、地域間や国家間において十分な送電容量が求められる。

「系統開発 10ヶ年計画 (TYNDP)」の初版^[4.2]において、ENTSO-Eは供給安定性 (SoS) や再生可能資源 (RES)、域内電力市場 (IEM) に関する推進力を定量的に評価しながら、2020年までに必要な欧州全体の利益に繋がる系統拡張を予測している (図4.1参照)。系統インフラの新設・増強に加え、適切な法的枠組みが必要であり、これによって設備容量が有効利用できるようになる。欧州レベルでは、枠組みの基本的な要素として以下のような2つの主な支援策が挙げられる。

- 「**欧州再生可能エネルギー指令**」(2009年)では、各国政府や系統運用者は再生可能エネルギーに対し十分な送電容量と送電系統への公正なアクセスを保証することが望ましい、と規定している。
- 「**第3次自由化パッケージ**」(2008年)では、発電機の所有権分離 (アンバンドリング) が要求されている。これによって他の発電事業者と公平な条件を保証する法的根拠がもたらされる。

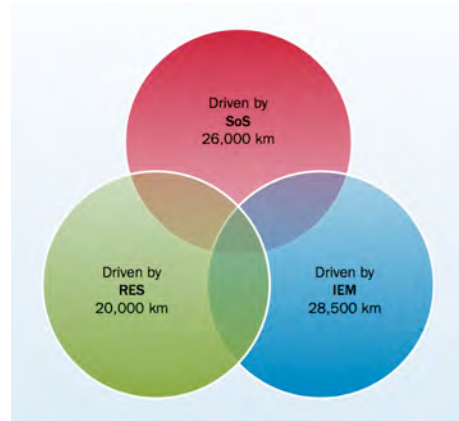


図4.1 電力系統の新設または補修に対する投資の主な推進力

(欧州の重要な系統のプロジェクト) ^[4.2]

現実には、特に送電線の新設など必要とされる系統の増強には、非常に長いプロセスが必要となる。その結果、風力発電の開発スピードと送電系統の開発スピードとの間に差が生じることから、風力発電と他の発電方式が共存する送電系統のほとんどの場合で、公正なアクセスルールが必要となっている。しかし統一的なルールは欧州レベルでは未だ存在せず、現在のところ、風力発電の系統アクセスは意外にも場当たりの方法で行われている。ドイツ・スペインなどいくつかの国では、2009年の再生可能エネルギー指令の推奨を考慮に入れて、ある程度までは風力発電の優先アクセスが許可されている。実際には、連系可能量が限られている場合は大抵「まず接続し運用する (connect and manage)」という原則に従っているが、配電レベルでは、大抵「まず設置し忘却する (fit and forget)」ということが多い。2010年のWindBarriersプロジェクトで調査されたウィンドファームへの系統接続の許認可を得るまでの期間は、EU加盟国ごとに大きな差がある^[4.3]。これは、新規の再生可能エネルギー電源や系統の拡張による国際共同計画を論じる際に、欧州各国の政策に一貫性がないことを反映している。

不明瞭な将来のニーズに送電インフラを適合させることは、以下のような段階的な戦略的計画に依存した、複雑なプロセスとなる。

- 短期：送電系統の利用の最適化
- 中長期：欧州全体に及ぶ陸上電力系統とオフショアグリッド（海底送電網）の構築

系統の増強と拡張、特に送電線の新設については、以下に示すようないくつかの障壁が存在する。

- 計画プロセスを考慮するとリードタイムが長くなること。近年欧州の多くの地域では、架空送電線を新設するためには初期計画から7年以上かかっている。これは、主に長期に亘る計画と社会的受容性の影響を受けやすい許認可プロセスによる。
- 系統増強には相当量の資本が必要であること。
- 複数の国家・利用者を持つ送電線における公平な費用配分のメカニズムが存在しないこと。
- 系統開発とウィンドファームの計画のプロセスは、ほとんど無関係に行われること。

欧州の送電計画は現在重大な局面にある。ここ5年ほどで、欧州レベルでは再生可能エネルギー指令やエネルギー自由化の次の大きな一歩となる第3次自由化パッケージなど重大な政治判断がなされている。この点において、ENTSO-Eの系統開発10ヶ年計画が「再生可能エネルギー・国内アクションプラン」を含むEUの再生可能エネルギー長期目標と一致した系統インフラの汎欧州計画の展

望を策定する主要ツールとなることが期待される。

4.2 系統利用の最適化

短期的に見れば、また風力発電の導入が比較的少ない段階では、送電系統を増強することとは、送電の混雑を管理し送電系統を最適化することと同義である。さらに、系統への設備投資の抑制や延期をしなくても、それほど費用のかからない技術的な方法もあり、系統容量を増やし、風力エネルギーを連系しやすくする魅力的な技術は多数存在する。本節ではそれらの技術について議論する。

4.2.1 温度モニタリングによる動的送電線定格

動的送電線定格とは、温度のモニタリングにより既存の送電線をより大容量で運用でき、より有効な形で使うことができる方法である。送電容量は強風などの気象条件に起因する冷却効果によって増加する。強風時には風力発電所の発電電力量は明らかに大きいため、温度モニタリングを用いた動的送電線定格を活用することにより、風力発電出力が大きい場合の送電制約は緩和される。また風力発電の発電電力量は、夜間や年間のうち気温が低い期間に大きくなる傾向がある。そのため、動的送電線定格により利用できる送電容量は増加する。この方法はいくつかのサイトで既に運用され実証されており^{原注1}、標準化も進行中である。ドイツの研究^[4.4]では動的送電線定格の実現性が定量的に調べられており、地域の気象や風況に応じた大きな可能性があることが明らかになっている。

4.2.2 耐熱電線への交換

既存の送電線を低弛度で高耐熱の電線と交換することにより、架空線容量が50%まで上がる可能性がある。これは電流搬送容量が送電線の弛度や電線の温度に直接依存しているためである。状況にもよるが一般に許認可を取る必要がないため、送電線の容量を大幅に増加させるには最も時間のかからない方法である。

4.2.3 潮流制御装置

系統内の適切な箇所に潮流制御装置を設置することは、既存系統の利用を最適化するのに有効である。FACTS^{原注2}

^{原注1} これは再生可能エネルギーだけでなく一般的なケースについてもあてはまる解決策である。太陽光発電は一日のうち気温の高い時間帯ほど高い出力を出す、その時間帯は送電容量が少ないということが分かっている。しかし、送電線の容量はほとんどの時間帯で静的に制限されているため、動的送電定格は太陽光発電に取ってもメリットがある可能性がある。

^{原注2} FACTS (Flexible AC Transmission Systems) : 系統内の特定の箇所に設置されるパワーエレクトロニクス装置で、代表例

は電力システムの安定性を向上させるために広く使われているが、FACTS のいくつかの応用例では潮流制御を行うことも可能である。現在の欧州の大規模な放射状の送電システムでは潮流の経路は一つしかないため、物理的に潮流の制御性が欠如している。このため、代替ルートに空き容量が残っているにもかかわらず特定の送電ルートで混雑になるといったことがたびたび発生している。大規模風力発電が新規に設置されるとシステムの発電パターンが変わるため、風力発電の増加によって潮流制御が経済的にも見合ってくる可能性もある。この事例が TradeWind の解析で示されており^[4,5]、ノルウェー中部の風力発電が増加した場合、ノルウェー南部への送電ルートに空き容量が残っていたとしてもスウェーデンへの送電ルートが過負荷となることが明らかにされている。このケースにおける解決策の一つは高風速時にノルウェー中部の水力発電の発電量を減らすことであるが、上記の研究によると、潮流を制御できる可能性があるのであれば、水力発電の抑制は市場として推奨される解決策ではなく、たとえ付加的な装置への設備投資に費用がかかるとしても、特定の送電線で潮流を制御することは経済的に魅力的になる可能性がある。このように、潮流制御により既存送電線を確実に最大限利用することができる。これは、送電線の 신설に住民の抵抗がある場合や、電力システムの補強を伴う長期プロジェクトの場合に重要である。

4.2.4 新しい系統運用戦略のための緒技術

電力品質広域計測システム (WAMS) によってオンラインで電力システムの動的安定性を評価することは、従来型の保守的な運用条件を大幅に低減し、実際の電力システムの託送能力が増える可能性がある。WAMS は系統運用者 (TSO) が電力取引や故障除去、アセットマネジメントをほぼリアルタイム対処できるよう高度な GPS ベースの監視ツールを用いている。そのため、再生可能電源が増加しても信頼性などの必要な系統性能を維持することが可能となる。広範囲な WAMS の導入は構造上・規制上の課題があり、特に標準化されたモニタリング技術、同期されたデータ収集、オンラインでのデータ授受などが必要となる。

4.2.5 分散した風力発電所の系統運用への貢献

とりわけ無効電力の制御性能を高める技術を組み合わせ、ウィンドファーム自体の技術的な機能によって系統への設備投資を抑えることもできる。例えば、ある送電系統に対して特定の地点に風力発電所を設置することで、系統をサポートすることができる可能性もある。これは

として STATCOM や静止形無効電力補償装置 (SVC; static var compensator) などがある。

FACTS 機器を設置するのと同じ効果になるが、系統のサポートだけでなくそれ自体で発電が可能であるため、風力発電所の方が優位性がある。

4.3 欧州送電計画に向けた長期的改善策

送電計画は、風力を含む発電設備や電力需要の推移に対する評価と、安定供給を維持するための現在の系統インフラ (例えば送電線混雑や補修の必要性など) の分析に基づいて行われる。これらの分析に必要な情報は、次節で説明するような幅広い研究によって得られるものである。オフショアグリッドの開発は当然このプロセスの一部であるが、個別の問題を伴うため、これについては別の章で取り扱う (4.4.1 項を参照)。

4.3.1 これまでの研究成果と提言

各国及び欧州レベルでいくつかの研究が行われており、大規模風力の連系を促進するための欧州の送電システムの増強計画の裏付けが進んでいる。近年で最も重要な国際的な研究は、TradeWind と欧州風力発電系統連系研究 (EWIS) である。定常状態の潮流解析や動的な系統安定度解析などの拡張性を分析するこれらの研究は、風力導入量の増加に伴って適正な送電を維持するために必要な系統増強の定量評価に必要不可欠なものである。

4.3.2 TradeWind の研究成果

2006 年から 2009 年の TradeWind の研究は、EWEA が調整した風力エネルギー部門のコンソーシアムによって行われた。このプロジェクトでは、2030 年までの風力発電容量についてのシナリオを用いて、欧州レベルで系統の増強のシナリオについての研究が行われたが、これは風力エネルギーの導入を最大 25% にまで可能にするために必要なものである。

電力系統に接続される風力発電が増加することによって連系線にどの程度の送電線混雑が発生するのかを見るために、系統モデルが用いられている。このモデルを混雑が最大になった送電線に適用し、3 つの異なる段階の系統増強を行い、それによってどの程度発電の運用費が抑えられるかが計算されている。

TradeWind のシミュレーションから、欧州における風力発電容量の増加により国境をまたぐ電力取引が増え、将来的に国際連系線のボトルネックがより厳しくなるということが明らかになっている。2020 年および 2030 年の風力発電容量の予測によると、フランス、イギリス、アイルランド、スウェーデン、ドイツ、ギリシャなどの国境では無対策のままだと厳しい送電線混雑が発生すると予想される。欧州委員会の「欧州横断エネルギーネットワーク

表 4.1 TradeWind の研究で用いられた想定風力発電容量 (GW) ^[4,5]

シナリオ	2005 年	2008 年	2010 年	2015 年	2020 年	2030 年
低	42.0	56.2	69.0	101.3	140.8	198.9
中	42.0	64.9	85.4	139.3	199.9	293.5
高	42.0	76.0	105.0	179.1	255.8	364.9

(TEN-E) プログラムでは「欧州の利益」に繋がる連系線に特別な注意が払われており^{原注3}、主要な送電ボトルネックが具体的に指摘されている(3.2.3 項を参照)。国際連系線の潮流に対する暴風雨の影響についても研究が行われている。風力発電の予測に誤差があると、ほとんどの国際連系線の潮流でかなりの時間帯に亘って実測と予測の間に乖離が発生し、送電線混雑がさらに悪化することになる。このような送電線混雑の費用を考慮すると、連系線によって現状および将来発生すると予想される構造的な送電線混雑を緩和し系統を増強することは、大きな経済的便益をもたらすことが明らかである。

より具体的には、TradeWind では 42 の連系線を具体的にに取り上げ、系統増強のタイムスケジュールを示すことによって、風力発電の連系能力だけでなく欧州の電力系統自身にとっても便益をもたらすことを示している。完全な市場ではこの系統増強によって年間 15 億ユーロ(≒1,500 億円)の発電運用費を抑えることができるため、2030 年までの風力シナリオを実現するのに必要な 220 億ユーロ(≒2.20 兆円)という系統への設備投資が妥当であることが裏付けられる。

TradeWind の研究結果の重要なポイントは、連系する風力発電の容量に関わらず、系統強化がエンドユーザーに大きな経済的便益をもたらすということである。北海およびバルト海で 120 GW の洋上ウィンドファームと陸上送電系統とがリンクしたメッシュ状のオフショアグリッドに関して事前経済分析が行われている。その中でウィンドファームごとに放射状連系する場合と比較した場合、高い柔軟性が期待され国際電力取引にも便益をもたらすことが明らかになっている。TradeWind は風力発電の導入量が多くなった場合の欧州全体の送電系統に与える影響について研究した初めての学術的なプロジェクトである。その方法論やモデルの一部は、RealiseGrid^{原注4}や、OffshoreGrid^{原注5}、RE-Shaping^{原注6}などのプロジェクトに引き継がれている。

原注3 http://europa.eu/legislation_summaries/energy/internal_energy_market/127066_en.htm

原注4 <http://realisegrid.erse-web.it/>

原注5 <http://www.offshoregrid.eu/>

原注6 <http://www.reshapeing-res-policy.eu/>

4.3.3 EWIS の研究成果

EWIS は欧州の 15 の系統運用者によって 2007 年から 2010 年にかけて行なわれた研究プロジェクトである^{原注7}。このプロジェクトでは、2015 年までに予測される風力発電の設備容量を実現するために必要となる系統の変更について研究が行われた。2015 年までに設置される設備容量については TradeWind と同じ前提を用いている。EWIS の「ベスト・シナリオ」は TradeWind の「2015 年ミディアム・シナリオ」に相当し、EWIS の「楽観シナリオ」は TradeWind の 2015 年ハイ・シナリオに関連付けられている(表 4.1 参照)。EWIS はまた「系統補強シナリオ」も想定しており、これは無対策ケースに系統のいくつかの最重要地点を増強したものとなっている。

EWIS の研究では^[4,6]、29 カ所の国際連系線を取り上げており、その大半がオフショアグリッドである。この研究ではこれらの連系線の増強の必要性を示しており、その資本費用として 123 億ユーロ(≒1.23 兆円)を見積もっている。2008 年から 2015 年までの間に新設される風力発電を受け入れるために現在主に計画されている系統の開発費用は、新設される風力発電の設備容量に対して 25~121 ユーロ/kW(≒2,500~12,100 円/kW)と試算されている。風力発電の設備容量に対して 121 ユーロ/kW という数値は、約 4 ユーロ/MWh(≒0.4 円/kWh)に相当するが、この価格は風力発電の変動対策ために新たに必要な運用費とほぼ同じであり、小売価格や風力発電による全体的な便益と比較すれば小さいものである。

EWIS は市場モデルを用いて通年解析を行い、「北部強風ケース」と「南部強風ケース」の二つの重要な状況を再現している。「北部強風ケース」の場合、ドイツ国内およびその周辺で全体的にループ潮流が発生し、結論として、位相変圧器の設置や系統の動的送電線定格のような系統容量の特別な強化方法が必要となることが明らかになっている。EWIS の系統への影響を解析するための動的モデルでは、有効・無効電力制御やフォルトライドスルー(FRT)など、風力発電の導入量の多い地域において現在

原注7 <http://www.wind-integration.eu/>

要求される系統連系特性を満たす機能を風力発電所が有していると仮定している。

EWISによる経済分析によると、欧州系統の強化によってもたらされる便益は、提案されているさまざまな送電の増強手法の費用を上回ることが明らかになっている。EWISによる推奨案は、例えば「系統開発10ヶ年計画」など、ENTSO-Eの将来的な系統計画の一部として採用されることになっている（「系統開発10ヶ年計画」についての詳しい情報は後述）。EWISの研究では、適切な増強評価方法を用いて系統内の最重要地点を特定することにより、2015年に想定される風力発電の設備容量を欧州の電力系統に連系することが可能であると結論付けている。

欧州レベルの系統強化計画は、2009年よりENTSO-Eに委ねられている。この計画プロセスは透明に、風力発電業界やEWEAを含むさまざまなステークホルダー（利害関

係者）と緊密な協議によって行われなければならない。この計画プロセスは、国ごとの系統の開発計画との整合性を確保するために欧州の規制当局（ACER）によって監督されている。協議プロセスの一つとして、2年ごとに定期的にENTSO-Eが提供しなければならない文書があり、次回は2012年3月に予定されている。この文書には、今後予測され必要とされる欧州全体の系統開発、すなわち「系統開発10ヶ年計画2010」が含まれている。ENTSO-Eは10ヶ年計画のパイロット版を2010年6月に初めて発行している^[4.2]。

10ヶ年計画はまた、新しい系統インフラがどのような新技術を持続的にさせつつ利用するかについて指摘し、スマートグリッドやスーパーグリッドなど系統運用者とステークホルダー両者の2050年までの長期ビジョンを示している。10ヶ年計画における統合された系統のモデリン

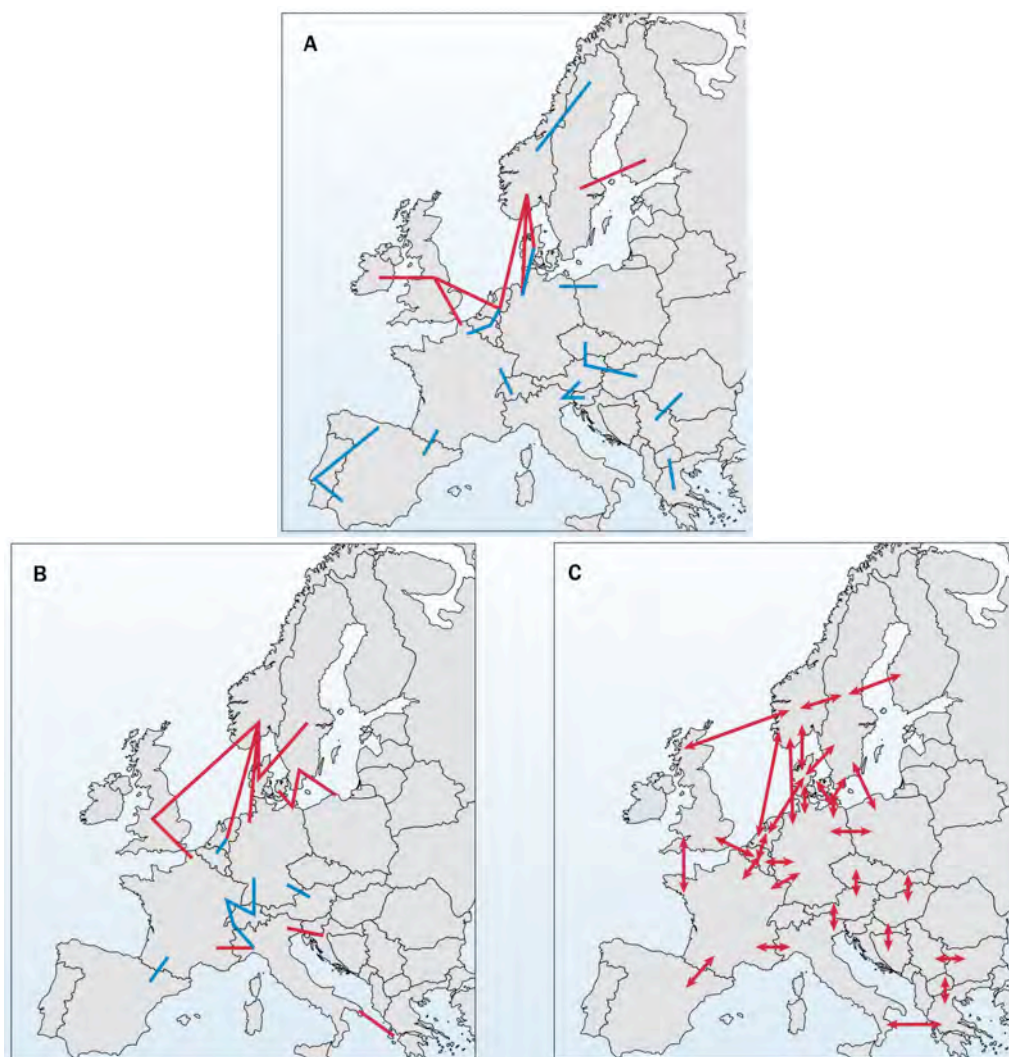


図 4.2 TradeWind (A,B)、EWIS (C)による国際連系線の増強案

グは、最も起こり得る潮流パターンを評価する EWIS の研究^{4,6)}の入力データと結果を元に行っている。この 10 ヶ年計画では、特に国際連系線容量の開発に関する投資ギャップや投資プロジェクト明確にしている。洋上風力発電の連系に関しては、この計画は「北欧の洋上風力発電の系統連系」に関する欧州コーディネーターの役割とリンクしている。

この文書は欧州の政策的枠組みとリンクしているため戦略的に重要であり、規制機関によるさらなる問題提起や議論の基礎となることが望まれる。欧州全体や各地域・各国プロジェクトに際して、新規インフラの費用配分や関税を通じた費用回収を明確化するような議論が望まれている。

10 ヶ年計画の 2010 年のパイロット版の背景にある目的は、各系統運用事業者で計画されたプロジェクトを単にまとめるのではなく、系統立てた方法で企画された欧州の最初の計画となるはずだった。しかし、2020 年のエネルギー政策目標や各加盟国の再生可能エネルギーの義務的目標値が 2010 年中期のパイロット版では含まれていないため、当初の目標は完全には達成されていない。

4.3.4 連系線の改善に対する欧州委員会の枠組み

EU の「欧州横断エネルギーネットワーク (TEN-E)」プログラムは、加盟国間の連系を積極的に促進することによって、風力発電の系統連系も促進しようとしている。TEN-E は以下のような援助を目標としている

- ・ 域内市場一般、特に域内のエネルギー市場の効率的な運用
- ・ EU 内の地理的に分離された地域へのネットワーク拡張、およびそれによる経済的・社会的団結の強化
- ・ エネルギー安定供給の強化

2006 年以来、TEN-E プログラムはさまざまな変化を経験してきた。このプログラムの基本的な弱点の一つは、実現可能性評価に対する支援しかできないことである。TEN-E の存在にも関わらず、連系プロジェクトの実現に向けた成長は非常に遅かったことが明らかになっている。プログラムを加速させる試みは、まず始めにどのプロジェクトが欧州の利益になるかを定義し、これらのプロジェクトのコーディネーターを指名し、いくつかのプロジェクトに対して限られた構造基金の調達を行うことであった。欧州委員会の新しいエネルギー政策の一環として、欧州に重要だと考えられる 3 つのプロジェクトのコーディネーターを指名することが決定された。特に北欧の洋上風力開発を後押しする送電プロジェクトに対しコーディネーターの一人が指名されたが、これは TEN-E の根本的な欠陥を解決するものではなかった。すなわち、安定供給を確保し、

真の域内エネルギー市場を構築し、再生可能電源の比率を 2005 年の 15% から 2020 年に 34% に上げるといった EU のエネルギー政策に歩調を合わせているに過ぎない。結局のところ、TEN-E の資金調達はこれまで国家間のインフラ投資に対する支援メカニズムとしては不十分であるということが証明された。

結果的に、欧州委員会は新しい「欧州エネルギー安全保障とインフラ手段」を準備中である。これは 2009 年 3 月の欧州理事会の要請を受けたものであり、「第 2 次戦略的エネルギーレビュー」(2008 年) および「エネルギーネットワークのグリーンペーパー」(2008 年) で約束されたものである。欧州委員会は TEN-E プログラムの実施状況に関する最近の報告書^{原註 8)}の中で、TEN-E 機関の改善に関するいくつかの分野を指摘している。

- ・ より簡素化された計画カテゴリー。国際送電プロジェクト単体と必要に応じて一つの地域的なスキームにまとめられた複数のプロジェクト
- ・ 構造基金と欧州投資銀行 (EIB) のより緊密な連携。新しいエネルギーインフラ開発のための財政手段を模索することが望ましい。
- ・ 各加盟国間の連携と協力が強化されることが望ましい。監督機関への提出期限など、迅速かつ透明で信頼性のある許認可計画が可能となるように、計画手続きを合理化することが望ましい。欧州レベルの優先的なプロジェクトと同様に、各国レベルでも必要な援助を行わなければならない。例えばフランス・スペイン間の連系線などコーディネーターが明確に定められた目標を持つ場合のように、TEN-E は欧州コーディネーターの豊富な経験の上に築き上げられるはずである。

最終的に、「第 3 次自由化パッケージ」の成果と TEN-E プロジェクトの連携がなされなければならない。系統運用事業者と欧州エネルギー規制当局は ENTSO-E による次期「系統開発 10 ヶ年計画」の実現に向けた明確なタイムテーブルを示し、全ての TEN-E プロジェクトを援助しなければならない。

4.4 オフショアグリッド

4.4.1 推進力と通過点

(a) オフショアグリッドのケース

洋上風力発電の開発は、欧州の送電系統にとっても新たな挑戦の機会になっている。EWEA によると、欧州の洋上風力発電の設備容量は 2030 年に 150 GW に達すると予

原註 8) http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/studies/doc/2010_0203_en.pdf

想されている^{原注9}。

現在欧州で計画中の多くの洋上風力プロジェクトのサイトは、海岸から 100 km 以上の沖合でなく、沿岸近くに設定されている。この理由の一部としては、限られた送電線利用率、系統連系のコスト高などが挙げられ、さらに複数の洋上風力発電所から一度に数カ国に電力を供給するための適切な法的枠組みがないことにも起因している。数百 GW の風力賦存量がある北海だけをみても、複数の国同士の国際連系によって国際電力取引と競争が後押しされることが期待される。例えば現在ドイツとイギリスで計画されているように、陸上系統と複数の地点で連系するオフショアグリッドが実現されれば、陸上から遠く離れた洋上風力への連系が可能となる。ペンタラテラルエネルギーフォーラムの作業部会案^{原注10}はその利点を下記のようにまとめている。

(i) 電力の安定供給

- 北海周囲の電力消費地との連系の改善
- 政治的に不安定な地域からの石油・ガス依存の低減
- 洋上再生可能エネルギーの域内での地産地消
- 輸送能力が限界に達しつつある陸上の送電系統のバイパス

(ii) 競争と市場

- 国家間や系統間の相互接続を進めることは電力取引を改善するとともに、欧州のエネルギー市場の競争を改善する。
- 裁定取引の可能性を増やし、価格高騰を抑える。

(iii) 再生可能エネルギーの系統連系

- 大型洋上風車や他の海洋技術を促進する。
- 風力発電と他の再生可能エネルギー発電を広域で平滑化することにより出力変動性を緩和し、その結果、必要な系統調整力を減らすことができる
- スカンジナビアにおける大規模水力発電との連系により、調整力が増え、風力および他の再生可能エネルギーの出力変動性を補償することが可能となる。
- 2020 年の欧州の再生可能エネルギーおよび CO₂ 排出量の目標達成に貢献する。

現実的な技術的観点から、現在稼働中・計画中の洋上風力発電のほとんどは魅力的な風力賦存量のある北欧の浅水域に位置している。そのため、オフショアグリッドに関する計画・運用は、主に北海・バルト海・アイルランド海

を対象に議論されている。

(b) 各国の奨励策からオフショアグリッドへの発展

世界中のほとんどの電力系統はボトムアップ方式、すなわち地域の発電所と付近の消費地を結ぶ形で作られてきており、これはオフショアグリッドにおいても変わらないと考えられる。オフショアグリッドは完成まで数十年を要する可能性があり、1本のケーブルを敷設するにも非常な期間を要することもあり得る（主に許認可の手続きによる）。モジュール方式でウィンドファームと電力系統を接続する国家間のオフショアグリッドは、大きく以下の3つのステージに分け建設されることになると考えられる。

(i) 第 I ステージ：ローカルな（各国の）系統の連系 最初に各国は、洋上風力を国内の系統に連系する。国内の電力系統間の取引のため、一対一の連系線が建設される。風力発電用の陸上の連系点が決められ、洋上風力をまとめて連系するため系統運用者によって専用の高圧直流 (HVDC) 海底ケーブルによる連系線が計画・建設される。海底ケーブル送電のための専用の監督体制が確立され、系統運用者は国内の電力市場から投資を回収することができるようになる。やがて、監督体制は徐々に国際的なものになっていく。陸上のどの送電線の強化が必要かが特定され、多国間の連系のための準備が進む。平行して、電圧形自励コンバータによる HVDC 送電技術の開発・標準化がより一層進む。

(ii) 第 II ステージ：多国間連系系統への遷移 多国間の系統が計画される。洋上ウィンドファームのための長距離送電線が計画・敷設される。洋上風力から複数の市場へ接続する試験プロジェクト（Kriegers Flak 洋上風力発電所、Super-node プロジェクト、COBRA ケーブルプロジェクトなど。表 4.2 参照）が実施される。自励 HVDC 送電技術が試験され、実証結果により最適化される。洋上の連系点の位置は、洋上ウィンドファームに合わせたものとなり、また新たに計画されるウィンドファームの位置は既設の連系点を通じて連系できるよう考慮したものとなる。

(iii) 第 III ステージ：多国間連系系統 多国間のオフショアグリッドが徐々に形成される。計画された送電線が建設され、必要に応じてウィンドファームの相互接続や陸上への連系が行われる。

EWEA は 2009 年に「オフショアグリッド 20 年開発基本計画」を提案した。その基本計画の中で、2020 年および 2030 年に予想される洋上風力の設備容量をどのように系統連系するかの展望が示されている。この欧州の展望は、欧州委員会と ENTSO-E によって押し進められ実現されなければならない。同時に、オフショアグリッドや連系線への投資に対する新たなビジネスモデルも必要であり、

^{原注9} EWEA レポート：「ピュアパワー：2020 年および 2030 年の風力エネルギー目標」 http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/purepower.pdf

^{原注10} ベルギー・エネルギー省：「オフショア電力インフラのための作業計画部会提案書」草案（非公開）

表 4.2 洋上風力の連系と国際連系の組合せ案

プロジェクト	説明	参加国	風力発電 容量 [MW]	送電線		運用開始 (予定)
				容量 [MW]	線路長 [km]	
(a) Kriegers Flak	バルト海のKriegers Flak洋上風力発電所(容量1,600 MW)をドイツ・デンマーク・スウェーデン(計画の最終段階)に国際連系。	デンマーク ドイツ スウェーデン	1,600	600/600/ 2,200 の3段階	< 100 (3段階)	2016年
(b) Cobra	デンマークとオランダの国際連系線。ドイツの排他的経済水域 (EEZ) 内にある洋上ウインドファームが接続する可能性も。	デンマーク オランダ	未定	700	275	2016年
(c) Nordbalt – S Midsjöbank	スウェーデン・リトアニア間の国際連系線	スウェーデン リトアニア	1,000	1,000	350	2016年
(d) Moray Firth Hub	Shetland島・スコットランドおよびMoray湾洋上ウインドファーム間の連系線。国際連系線ではないが技術的観点から同様のソリューションとして比較できる。	イギリス	2,500	600	340	2014年
(e) Super-node	将来のオフショア・スーパーグリッドの一部となる送電網ハブの技術的構想	イギリス ドイツ ノルウェー	4,000	2,400×4	ハブ 構想	未定

(a) 文献[4.7] (b) Energinet.dk社 (デンマーク) および Tennet社 (オランダ)

(c) E.ON Climate and Renewables社 (ドイツ) (d) Scottish Hydro-Electric Transmission社 (イギリス)

新たな投資に対する収益率を規定することで早急に導入すべきである。欧州ではシステムのレイアウトはENTSO-Eや欧州風力業界(例: OffshoreGridプロジェクト)によって評価されている。

表 4.2 はそれぞれの期ごとに進行するオフショアグリッドの計画について、主に国内の系統運用者との協力下で進行している計画について示している。すべての計画は、風力発電の連系と電力系統間の連系を考慮しており、原則としてこれらの先進的な取り組みが将来の「多国間スーパーグリッド」の一部となり、そこから発展していくことになる。また、すべての計画でHVDC送電技術が検討されている。いくつかの計画では欧州経済再生計画(EERP)の補助金の対象となっている。各計画はさまざまに異なるが、表 4.2 に示したすべての先進的取り組みは、後述する便益と推進力を有しており、規制上、技術上および計画上の克服しなければならない問題をみな抱えている。この点については次項以下で解説する。

4.4.2 技術的課題

(a) HVDC送電技術の現状と将来

HVDC送電技術は、将来のオフショアグリッドに魅力的な選択肢であり、これによって風力発電からの電力供給

を最適に制御でき、異なる同期ゾーンでも大容量の電力取引が可能となる。さらに、HVDCケーブルは地中に埋設できるため、陸上の沿岸付近の交流系統を増強すること無しに内陸まで引きこむことができる。

HVDC送電は大きく2つの方式に分かれる。従来のHVDC送電は他励コンバータを使用し^{原注11}、今日の一対一の大容量長距離送電の主流であり、海を隔てた2国間の系統連系のように海底ケーブルしか使えない場合にも使用される。もう一つの最近の方式は自励HVDC送電で、メッシュ型のオフショアグリッドで利用する場合特に優位であり、以下のような特性を持っている。

- 従来のHVDC送電方式と同じく、自励HVDCもHVAC送電よりも長距離(最大600kmまで)に適している。
- 電力変換所の容積は他励式より小さく、洋上プラットフォームのような構造にとって便益効果が大きい。
- この方式は多数の連系点を持つ。これにより、全ての関連する便益とともに段階的なメッシュ型送電網の構築が可能である。
- この方式は有効電力と無効電力を独立に制御す

原注11 従来のHVDC送電は電流形他励コンバータを用いている。

ることができる。そこから得られる AC 系統への動的なサポート能力により、脆弱な陸上系統に接続したり、系統のブラックスタートを行ったり、故障時の系統回復をサポートしたりすることが可能である。

HVDC 送電方式は HVAC 送電方式より高価だが電力損失が少ないため、送電距離が 100km 以上になると競争力がある。

ABB、Siemens および Areva などの重電メーカーは、現在、自励 HVDC 送電の提案を行っている。ABB は「HVDC Light」という商標名を使用しているのに対し、Siemens は「HVDC Plus」を使用している。各技術は異なっており、系統で一緒に使用するには互換性や統合運用性を確保する必要がある。そのために、DC 駆動電圧の標準化と可能な限りのプラグアンドプレイ（互換性のある自動設定）機能という 2 点について合意することが必要である。

洋上における自励 HVDC 送電の実現にあたって重要なステップは、ドイツの系統運用者 Transpower による「BorWin1 プロジェクト」で、ABB により 2011 年に試運転が行われる。このいわゆる HVDC Light 送電システムは 400 MW の洋上ウィンドファーム (Bard Offshore 1) をドイツ本土の陸上の変電所に接続するもので、125 km の海底区間を含む総距離 200 km 以上のものである (図 4.3)。

(b) オフショアグリッドの運用

オフショアグリッドの基本的な運用業務は、洋上風力発電の予想出力と売買に指定された電力をスケジューリングすること、安定かつ公平に保守・運用を行うこと、接続する事業者に平等なアクセス権を与えることである。しかし、オフショアグリッドの運用は欧州全域に連系された電力系統の運用の一部であり、特にさまざまな電力系統間の

優れた協調が求められる。これはオフショアグリッドに取り組むために新しく組織された ENTSO-E にとって挑戦しがいのある課題である。

4.4.3 政策的課題

(a) 欧州における政策的課題

欧州の送電強化に関する政策的枠組みは、オフショアグリッドについても暗黙に内包している。しかし欧州のオフショアグリッドの可能性は、以下のようなかつてない課題に直面している。

- さまざまな規制の枠組みによる、電力市場における規制の枠組みの欠如
- 送電線と風力発電の共同計画および財政リスク
- 技術的課題。厳しい環境条件下への新しい技術（自励 HVDC 送電）の展開、および地域レベルでの研究開発の支援政策（「北海沿岸諸国オフショアグリッド構想」）

各国の政策レベルでの地域構想は、欧州全体の政策を実行し、実際の開発を促進するための協力や調整を行うために極めて重要である。2008 年末のペンタラテラルエネルギーフォーラムにおいて、ベルギーのエネルギー大臣は洋上風力発電と電力インフラに関する協調作業を開始するよう提案している。この提案は 2009 年末までに、北海及びアイリッシュ海沿岸 10 ヶ国（ベルギー・フランス・オランダ・ルクセンブルク・ドイツ・イギリス・アイルランド・デンマーク・スウェーデン・ノルウェー）の政策構想にまで発展している。この「北海沿岸諸国オフショアグリッド構想」は、さまざまな国が洋上風力発電およびインフラ開発を協調して作業を行うことを目的としている。より具体的には、その地域の洋上インフラ開発のための共通の政策的・規制的原則に到達することをターゲットとしてい

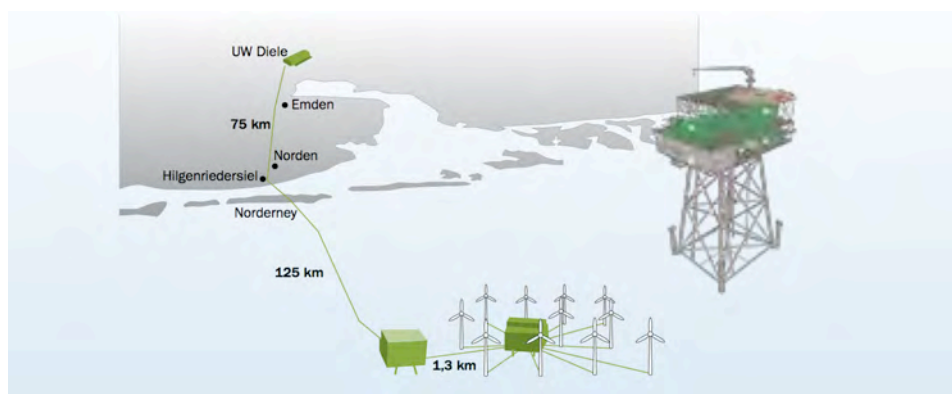


図 4.3 Bard Offshore 1 プロジェクトの概念図

Bard Offshore 1 プロジェクトとドイツの陸上の Diele 変電所を結ぶ 200 km の 150 kV 自励 HVDC 送電の BorWin 1 連系線。洋上の交直変換設備を搭載した洋上プラットフォームも示されている。

る。政治宣言は 2009 年 12 月に行われ、2010 年末までに全ての関係機関の間で共通の覚書が交わされることを目標としている^{訳注 1}。2011 年以降、北海沿岸諸国オフショアグリッド構想はこの覚書に定められたゴールの実現に向けてスタートすることになる。

4.4.4 規制面

重要な問題点はオフショアグリッドに「どのように資金援助するか？」である。欧州委員会は最初の一手を進める最適な立場にあり、2010 年末までに洋上開発の青写真を提出する予定だと公表している。また、北海沿岸諸国オフショアグリッド構想も政府・系統運用者および規制当局が含まれているため、政策や規制レベルでの実務的な解決策を導くのに適した立場にある。

現在、欧州電力市場には、効率的な電力取引と多国間オフショアグリッドを利用した洋上風力発電の送電を妨げる以下のような障壁がある。

- 関係各国間で異なる規制と市場メカニズム
- 風力発電による電力と前日取引の指名の優先順位を考慮した適切なルール欠如

オフショアグリッドの開発の全ステージで、さまざまな送電ケーブルの効率的な利用を可能にするための法規制の枠組みの確立が必要である。国家間電力取引の連系線の効果的な割当てを確実にするため、連系線は**非明示的競売**を通じて市場に直接割当てることが望ましい（5.2 節参照）。

4.4.5 計画

(a) オフショアグリッドの展開に関連した陸上システムの強化

オフショアグリッドは他の系統から独立して考えることはできず、電力取引と洋上の再生可能エネルギーへの連系を促進するように開発する必要がある。またこの開発は欧州の系統運用者連合によって実行される欧州全体の系統開発計画の一部としてなされなければならない（4.5.2 項参照）。短中期に実際にやらねばならないことは、陸上系統の特定の送電ルート強化である。強化すべき連系点・送電ルート・送電線を調査し、正確に特定する必要がある。2030 年に予想される洋上の発電容量に対し陸上の連系点の容量が圧倒的に不足することが、OffshoreGrid プロジェクトによって明らかになっている。これは、沿岸地域での送電容量が著しく不足することを意味している。

欧州全域における陸上システムの強化の研究を最初に行ったプロジェクトの一つが、TradeWind である。この研究で

は 2030 年までの風力発電の導入シナリオに基づき、欧州の系統の送電線混雑を大幅に緩和する強化策が打ち出されている。EWIS の研究でも欧州の陸上システムの強化の必要性について考察されているが、対象期間は 2015 年までである。2015 年の段階では、洋上風力発電の開発はまだ発展途上であり、欧州レベルでの送電強化レベルには達していない。陸上の送電網強化とは別に、多端子形 HVDC 送電によって連系される複数の電力系統を計画・運用・制御する方法や、洋上からの潮流を各地域で配電する方法などの技術課題を解決しなければならない。

(b) ENTSO-E 北海地域グループ

ENTSO-E 系統開発委員会の 3 つのワーキンググループではオフショアグリッドの送電インフラを重点的に扱っている。地域別グループとして、北海地域グループとバルト海地域グループがあり、このワーキンググループは地域の系統運用者と電力系統計画の調整を行っている。長期的展望を描くため、ENTSO-E は 2050 年までの予測に関するワーキンググループと将来の汎欧州スーパーグリッドの必要性を検討するワーキンググループを設立している。このワーキンググループは 2011 年までに技術・規制・計画・政策・経済の側面から研究プログラムを作成し、今後数年でこれらの研究を統合する予定である。

(c) 風力発電・送電統合計画と関連リスク

今後数十年は、洋上風力発電と海底電力ケーブルのインフラに巨額の投資が行われると予想される。これらの資金を可能な限り有効活用するために、慎重な計画が必須である。以下の 4 つの項目が重要である：

- **立地**：まず、洋上ウィンドファームは連系点に可能な限り近く、風況の良い位置に計画する必要がある。さらに、国境を越えて電力を共有し、風力発電を連系点に接続する機会を最大限活かすための国際協調が必要である。
- **タイミング**：風力発電所と送電線の統合計画は、投資の破綻を引き起こすリスクがある。適切な協調が重要であり、規制当局がこの調整を推進することが望ましい。さらに、許認可手続きを迅速化・簡略化し、開発リスクを低減させるため、適切な海洋空間計画を可能な限り早く実施することが望ましい。
- **技術**：大容量の洋上ウィンドファームに対応するため、必要な場所の陸上システムを強化しなければならない。技術はそれが必要とされるときに実用可能であることが望ましく、逆に計画は実用可能な技術に適合することが望ましい（例：離岸距離が

^{訳注 1} 2010 年 12 月に参加 10 ヶ国全ての国の担当大臣が覚書に署名した。

長い地点で大規模ウィンドファームが建設される時には、大容量のケーブルや電力設備が実用化されていることが望ましい。

- **サプライチェーン**：港湾・船舶・クレーン・熟練作業員などが適切に利用できるような国際的に調整し、より詳細に調査することが望ましい。政府の計画・目標は長期に亘る投資の枠組みを保障するものであることが望ましい（例えば、2020年まで毎年数GW導入し、その後計画が全く止まるような要求はすべきではない）。

4.5 送電費用

4.5.1 費用試算

「送電費用」とは、風力発電所を送電系統に接続するための追加費用である。いくつかの国内外の研究では、系統の拡張方法や一般に新規で追加される発電容量や需要による追加費用、そして特に風力発電に伴う追加費用などを定量化しており、文献[4.8]の報告書ではこれらの研究成果の概要がまとめられている。これらの解析は各国の送配電網に対応した潮流シミュレーションに基づいており、既存・計画・建設予定のサイトを用いて風力発電のさまざまな系統連系シナリオが考慮されている。

風力発電の系統連系のための追加費用は、需要地や系統インフラに対してどこに風力発電所を設置するか非常に依存する。この費用は地域の環境もさまざまなため、国によって大きく異なり直接比較することができないのは驚くべきことではない。上記の研究では、標準的な送電費用は設備容量ベースで0~270ユーロ/kW（≒0~2.70万円/kW）、発電量ベースでは0.1~5ユーロ/MWh（≒0.01~0.5円/kWh）の幅であることが明らかになっている。風力発電の割合を30%まで引き上げた場合の送電費用は風力発電費用の約10%となり、風力発電を受け入れるための予

備力に必要な需給調整の追加費用と同レベルとなる。需給調整費用と同様、系統費用は風力発電の導入レベルによって上昇するが、費用の増加量は需給調整費用とは異なり風力の導入量とは一致しない。また例えば、社会的受容性の問題などで送電線を埋設ケーブル化しなければならない場合、当初予算を大幅にオーバーするなど、さまざまな要因による単発の突出した費用増加もあり得る。

この研究では、送電費用を全額系統運用者に配分する方式と、その費用の一部を風力発電事業者に転嫁する方式の両者を検討している。送電費用の一部を系統運用者に配分するのは、多くの系統増強や送電線の新設が全ての需要家や発電事業者にとって便益となり、従って信頼性の向上や電力取引の増加など多くの目的に還元できるからである。

系統の増強を行うにあたっては、風力発電の出力制御の可能性や、あるいは現在運用中の他の発電方式を代用できる可能性を比較検討することが望ましい。例えば、系統**アデカシー**が不足するのが特定の発電や負荷に起因したほんの一部の時間帯だけである場合には、後者の方がより経済的合理性がある場合もある。

最後に、多量の系統増強が必要となった場合に最も費用対効果の高い方法は、風力発電の計画のあるフェーズの設備容量ではなく、計画の最終段階の設備容量に対して送電網の計画・拡張を行うことである。各国の送電網増強の費用計算では、国際連系線の改善費用は除外されやすい。この国際連系線費用は前述の2030年までのシナリオとしてTrade WindやEWISなど欧州で研究が進められている。

4.5.2 系統インフラ費用の配分

大規模な風力発電の系統連系に伴い、多くのEU諸国で送配電インフラの拡張や強化を行わなければならないのは疑いがない。また、消費者の便益のために有効に機能する真に競争的な単一の電力市場を作ろうとするならば、より適切に連系された電力系統が欧州において必要となる

表 4.3 各国の研究による系統増強費用^[4.8]

国	系統増強費用 [ユーロ/kW]	風力発電設備 容量 [GW]	備考
ポルトガル	53 ~ 100	5.1	風力発電用の追加費用のみ
オランダ	60 ~ 110	6.0	洋上風車用
イギリス	45 ~ 100	8.0	
	85 ~ 162	26.0	風力発電導入量20%時
ドイツ	100	36.0	DENAの研究結果より
アイルランド	154	6.6	風力90%を含むすべての再生可能エネルギー用の費用。追加費用は電力価格の1~2%
デンマーク	270	3	系統増強費用の40%が風力発電用と推測

のも明らかである。しかし、これらは風力発電を受け入れるためだけではなく、急速に成長する欧州の電力需要と電力取引に見合うよう他の電力源を接続するためにも必要となる。既存の系統インフラの拡張や強化の必要性は非常に重要である。系統内のある1点での発電や負荷を変更すると、系統全体に波及する変化を引き起こし、送電線混雑に至る可能性がある。「らくだの背骨を折る最後の藁1本」という諺はあるが、どの新規に追加される発電所がその問題を引き起こすかを特定するのは不可能である。それゆえ、新規の発電所（例えば新規のウィンドファーム）の連系に必要な追加費用をその発電所のみで転嫁するのは避けるべきである。

また、新規の連系線への融資に関する議論は域内の電力市場の発展という大きな文脈の中で行うべきであって、個別のプロジェクトや個々の技術の便益のみに結びつくような系統開発になってはならない。インフラのプロジェクトは**自然独占**であり、そのようなものとして扱うべきである。系統の開発は全ての発電事業者、需要家の便益となるもので、そのためその費用と便益は**社会化**されなければならない。

4.6 能動的な配電系統

再生可能エネルギーやコージェネレーションなど大量の分散型電源が配電レベルで急速に伸長している。配電系統は送電系統より脆弱で、また放射状のネットワーク形態ゆえに電圧階級が低くなるに従い信頼性も低下する。さらに、いわゆる「能動的な」配電系統管理はほとんど実施されておらず、むしろ負荷の上限値および架空線の容量を減少させる外気温の上限値を考慮して設計され構成されている。このような系統に風力発電を追加すると、例えば系統制御や保護装置の動作に影響する潮流方向が変化するなど新しい負荷状態が発生する。これは、設計や運用の変更が必要となることを意味する。ここで重要な問題は、能動的な電圧管理の必要性が増えているということである。

新しい情報通信技術と能動的な管理を使用した系統は、現在の受動的な配電系統の次の実現可能なステップと考えられ、自由化市場での分散型電源の導入促進には最適である。これは2つの基本的な原則に基づいている。すなわち (a) 複数の需給間のリンクを可能とする高い接続性、(b) 需要家、あるいはより広義にいわゆる「プロシューマー」^{訳注2}と言われる発電も消費も行う系統利用者の相互連携、である。

デンマークの系統運用者 Energinet は、分散型電源の協調制御・インテリジェント制御や系統連系を目的として

^{訳注2} プロシューマー (prosumer): 生産者 (producer) と消費者 (consumer) を組み合わせた造語。

様々な実験を行なっている。「セル制御試験プロジェクト」^{14,91}と呼ばれるプロジェクトでは、風力発電、バイオマス発電や可制御負荷などの既存の分散型機器からなるいわゆる試験的な「セル」と呼ばれる制御装置・データ収集・指令・通信インフラが開発されている。これらの実験は、再生可能エネルギー電源が導入できるような将来の電力系統に向けた開発の一部であり、このような系統では、需要家の近くで十分なインテリジェント制御をし、配電レベルで系統安定性を増強しながら分散型電源を大きな比率で受け入れられるようになる。しかし、より経済的な需給調整方法がありそれが利用できる場合は、送電レベルでの再生可能エネルギーの導入の費用と比較すべきである。

4.7 スマートグリッド

送電レベルでも配電レベルでも、風力発電が大規模導入されるなど分散型電源が増加するのに伴い、配電網はもはや送電網の「受動的な従属物」とはみなされなくなる。将来、再生可能エネルギーが非常に高い比率を占めると、送配電系統全体は統合されたひとつのユニットとして設計・運用しなくてはならなくなる。膨大な再生可能エネルギーが連系された系統で需給バランスを維持するためには、「スマートグリッド」または「アクティブネットワーク」「インテリジェントグリッド」「インテリジェントネットワーク」などと呼ばれる革新的で効率の高い手段が必要となる。このような構成の管理には複数の分野の諸機関が関わり、複雑な作業となる。将来へ向けた重要な研究課題としては、周波数応答など系統サービスに貢献できる可制御な動的負荷の応用の研究が挙げられる。

4.8 まとめ

欧州の送配電系統インフラの増強は、欧州に出現しつつある単一の電力市場が機能するのに極めて重要であるばかりでなく、風力発電の大規模系統連系の道への基礎的な一歩でもある。電力系統同士が適切に連系されると、それぞれ分散し相関性のない再生可能エネルギー電源を集合化することで大きな便益がもたらされる。このことにより、欧州全域で変動が平滑化され、需給予測精度が向上し、**容量クレジット**を増加させることが可能となる。

真の汎欧州的な電力系統にとって重大な障壁が存在する。例えば、新規送電線に対して住民の理解を得ることが難しかったり（これは非常に長い計画・建設期間の原因となる）、高コストで投資が必要であったり、多国間送電線に対して適切な投資回収手段がないことなどが挙げられる。

欧州の送電系統を増強し補強することによって、さらに大容量の風力発電の系統連系が可能となる。大量の風力発

電が導入されるシナリオでは、建設費の増加や需給調整量の増大、系統の補強といった風力発電の費用が追加されても、従来型化石燃料の費用によっては便益が生まれる可能性がある。風力発電の発電費用は持続的に低下するものと予測されるが、それは重要な要素となっている。CO₂排出量削減による健康問題や社会上・環境上の便益を考慮した場合、風力の経済的便益はさらに大きなものとなる。TradeWind や EWIS などの欧州の研究では、連系線容量が増えた場合に全ての系統利用者に対する便益を定量化しており、欧州における大規模風力発電の実現を支援するためにどの送電ルートの補強が必要かを特定している。TradeWind による 2030 年時点の風力発電と送電系統のシナリオによると、連系線の増強を目標通り達成した場合、年間 15 億ユーロ（≒1,500 億円）の総発電費用の削減が可能としている。系統の発展は全ての発電事業者・需要家に便益をもたらす。したがって、費用と便益は社会化されなければならない。

短期的に既存の送電インフラや送電ルートの利用を最適化するためには様々な手段があると言える。例えば、系統安定性を高いレベルで維持しながら急速に増加する風力発電の設備容量に対応するために、欧州の送電容量を迅速に改善する方法もある。動的送電線定格や高耐熱電線により、送電ルート利用可能量が大幅に増加する可能性がある。FACTS 機器を用いた一連の潮流制御技術や運用方法の改善は、既存系統のさらなる最適化に即効性のある選択肢として適している。

莫大な欧州の海洋エネルギー資源にアクセスするためには、複数の国家をまたぐオフショアグリッドを建設することが望ましい。北欧のオフショアグリッドは 2030 年までに 200~300 億ユーロ（≒2~3 兆円）もの投資が必要となるが、その経済的価値は単に潜在的な海洋資源の活用に

とどまらず、欧州における国家間電力取引を増加させることになり、経済的価値は高い。系統運用者の既存の計画から始まり、徐々にメッシュ状の送電網に移行していくような一歩ずつの取り組みが推奨される。長期的な欧州の系統インフラのビジョンを示すために「10 年計画」は重要な役割となる。

このコンセプトを実証するために、洋上ウィンドファームを陸上の 2~3 ヶ国へ接続する実証プロジェクトが早期に実施され、最適な技術的・規制的ソリューションが発展することが望まれる。沿岸地域の系統増強も初期段階で考慮されることが望ましい。タイミングよく計画をすすめるためには、送電技術（具体的には電圧形自励コンバータによる多端子 HVDC 送電）の開発の加速や標準化が必要である。適切な規制の枠組みや多国間送電を推進する法令やインセンティブもまだ未整備である。これらは EU 加盟国や欧州委員会、欧州のエネルギー規制者や系統運用者など関連するステークホルダーの協調によって進められなければならない。

将来、風力発電や他の再生可能エネルギーが高い比率になり、それが一般的となった場合を考えると、分散型電源や需要側の制御可能な負荷を最適に管理するために、送配電システム全体が一つの統合された柔軟性のあるユニットとして設計・運用されなければならない。特に配電レベルでは、変動電源の導入を可能とするような、スマートグリッドまたはアクティブネットワーク、インテリジェントグリッド、インテリジェントネットワークなどと呼ばれるモニタリングや制御方法に支援された革新的で効率の高い手段が必要となる。将来へ向けた重要な研究課題としては、周波数応答など系統サービスに貢献できるような制御可能な動的負荷の利用が挙げられる。

第5章

電力市場の設計

5.1 はじめに

本章では、欧州の電力市場の特徴とメカニズムについて考察する。欧州の電力市場は風力発電の系統連系のプロセスに大きな影響を及ぼす。また、自由化や市場統合の度合いだけでなく、供給予備力の取引やリアルタイムに近い電力取引の運用の可能性についても言及する。さらに、系統連系のプロセスにも関係する欧州の電力市場の現在の発展状況についても述べ、風力発電の大規模系統連系を促進するためのキイプレイヤーの役割や法的プロセス・提言についても指摘する。

5.2 電力市場に風力発電を大量導入する際の障壁

風力発電の効果的な市場参入を促進するにあたって一連の市場ルールを考えるには、以下のような風力エネルギーの特徴を考慮する必要がある。

- **分散性および広域性**：風力は1,000 kmのスケールの大規模気象現象による大陸性のエネルギー資源であり、地理的に分散したそれぞれのサイトで利用される。風資源がどの場所でどれだけ得られるかについては、地理的な相関性は低い。
- **予測可能性**：風力発電の予測技術は、より短時間の予測とより広い領域を考慮することにより、性能が向上している。短時間および広域の予測に際して、潜在的な予測誤差を補償するための予備力が必要であるが、それをスケジューリングするために、信頼幅を設定することができる（第2章および第3章参照）。
- **変動性**：風力の変動性は、15分から数日の範囲で顕著な特徴を持つ。風速は、短距離では相関するが、1,000 km以上の長距離では相関しない（第2章参照）。

- **低い限界費用**：風力エネルギーは燃料を必要としないため**限界費用**は非常に低く、温室効果ガスを排出せずに電力を発電する。したがって、風力発電は風が吹いている限りは常に運転することが望ましい。一方、電力需要が低いときは、高速な負荷追従ができない大規模ベース電源と競合しなければならない。

上記のような特徴を持つ風力発電をスムーズに大規模連系するためには、下記のような特徴を持つ電力システムが必要である。

- (1) 地理的に広範囲に亘る電力システム。これにより変動は平滑化でき、予測可能性や容量クレジットも最大化できる。
- (2) 十分な域内系統容量^{原注1}。これにより分散型電源や調整電源を用いることができ、広範囲に分散した風力発電を集合体として取り扱うことができる。
- (3) リアルタイムに近い運用。これにより風力発電の予測性能を向上させることができ、不確実性や付加的な需給調整費用を最小化することができる。
- (4) 多くの調整電源が利用できること。（これは最初の項目によって容易になる。）
- (5) 応答性のある需要と、例えば揚水発電のような貯蔵が利用できること。

欧州の市場は現在、自由化の過程にあり、一方で、持続可能性や競争性、供給安定性が高められている。風力発電の大規模系統連系を最適に支援する電力市場は、以下のような性質を持つことが期待される。

- **前日市場**、当日市場および需給調整市場が機能することによって支援された、ディスパッチ（給電）決定のリスケジューリングの（時間軸上での）柔軟性。
- 十分な連系容量と効率的な取引ルール、および機能的な前日市場、当日市場および需給調整市場によって支援された、柔軟性のある国際電力取引。

非常に柔軟性のあるディスパッチ決定に関するリスケジューリングは、1日の間に頻繁かつ大きな予期しない需要と発電の変動がある場合に必要となる。この柔軟性を高めるためには、**コンバインドサイクル・ガスタービン (CCGT)** や貯水池式水力発電などのように短時間で応動できる電源が必要となる。

国際電力取引の柔軟性は市場統合にとって有益である。この柔軟な国際電力取引のメカニズムにより、変動電源の比率が増加すると、国家レベルよりむしろ国際レベルでの

^{原注1} 欧州のような大規模な電力システムでは、域内系統とは、加盟国間の国際連系も含まれる。

電力ディスパッチが最適化できる。国際電力取引の効率性は割当容量のメカニズムにも強く依存する。理想的には、割当容量は**明示的な競売**ではなく、市場の結合メカニズムによる非明示的な方法で割当てられることが望ましい。

従来、欧州の市場ルールは、中央給電指令による巨大な火力発電を持った国家の規制下にある電力系統のために発展してきた。風力エネルギーが市場に参入する際の難しさの大半は、既存の電力市場が上述の5項目の特徴を有していないという事実にある。小規模で分散する風力発電事業者にとって市場参入のレベルが高いことや、国際電力取引の割当容量の際の代替隣接市場の**スポット市場**価格の情報が得られないことなどの大きな障壁が存在している。小規模事業者が直面している障壁は集合化によって克服できる可能性があり、代替市場の情報不足は非明示的な割当容量により国内市場を結合することによって解決する可能性がある。北欧諸国の**NordPool 市場**や、ベネルクス3国・フランス・ドイツの間の**ペンタラテラル市場**がその市場結合の一例である。

5.3 欧州電力市場の発展

5.3.1 各国の電力市場の自由化

欧州の電力市場自由化の理由は、競争的で真に統合された電力市場をEU内に創設するためである。自由化の初期段階の特徴としては、各国の電力市場に競争原理を導入して開放することであった。発送配電の所有権の分離が進み、伝統的な形態の電力会社はその存在に終止符が打たれることになる。垂直統合された電力会社の公的義務、すなわち発送配電を制御することで電気を灯し続けることはもはや正当性が失われ、セルフディスパッチ・メカニズムに道を譲ることになる。このことは、送電網は**送電系統運用事業者 (TSO)** によって監視される一方、発電所のディスパッチは市場参加者によって行われることを意味している。

電力系統の安定性を保証するためには、セルフディスパッチに需給調整義務が伴うことになる。送電系統の利用者はそれぞれ系統に対してニュートラルな状態に維持すること、すなわちポートフォリオ（運用計画）に対して送電系統との間の入出力の均衡を保つことに責任を負う。したがって自由化された電力市場では、系統利用者は系統運用者に対して、15分間および1時間の時間枠で前日ベースで調整されたプログラムを提示する。**インバランス**（特定のポートフォリオに対する発電マイナス負荷均衡の違反）が生じた際は、市場価格よりも不利なインバランス料金を支払うことにより系統運用者によって事後処理される。系統運用者はその管区内の需給バランスに責任を負い、した

がって電力系統全体の安定に貢献することにも責任を負う。これを実現するための手段、すなわち予備力電源は、迅速な調整電力を供給できる市場参加者との契約により確保されている。

5.3.2 連系線による欧州電力系統の統合

2006年以前は**Nordic 市場**を除いては欧州の全ての電力市場は国内的なものであった。これらの市場の特徴はただ一つあるいは少数の独占的な発電事業者があることであり、発電および送電の大部分のシェアを持つ従来の電力会社を前身としていた。海外に発電設備を持つ新しい市場への参入者は、変動する電力を国境を越えて輸送するにあたって困難に直面していた。

さまざまな国の電力市場がひとつの市場に統合されることが望ましく、完全な市場ではそれぞれの国での市場価格は各国間の連系容量が不十分な場合以外は同じであることが望ましい。連系線は、異なる市場での価格の発展をベースに用いられる可能性がある。過去においては、連系容量の割当ては市場ベースではなかったが、今日では欧州のメカニズムは主に競売を通じての市場ベースが増えつつある。ほとんどの競売は明示的である。すなわち外国スポット市場においてエネルギーを提供するために、市場参加者は容量競売における国際融通容量の購買と関連するスポット市場におけるエネルギーの購買とを別々にしなければならない。

真に競争的な電力市場のためには、関係する市場同士の間に十分な送電容量が必要とされる。さらに、法規制面での枠組みによって、参加国同士の間の連系線の使用が効率的になされなければならない。これは連系容量の非明示的割当てをもたらす市場結合と市場分割を通じて、その地域での共通市場価格を確立するために異なる国からの入札と応札が結びつけられたときに可能となる。連系線が混雑する場合は両国での価格をこれ以上収束させることはできず、価格差は電力融通における連系線の価値を表すことになる。このような非明示的競売により、連系線容量を効率的に使うことが保証される。

ここ数年、欧州の電力市場の統合は、いくつかのイニシアティブ（構想）のおかげで加速してきている。まず、**欧州電力・ガス規制当局グループ (ERGEG)** の地域イニシアティブはいくつかの国々から構成される7つの地域の電力市場の発展を促進させている。ドイツやフランスといった大国はいくつかの地域市場に参加している。従ってこれらの国々の市場参加者は、入札と応札の際、市場地域を自由に選ぶことが可能となる。実際、これはさまざまな地域市場の価格を調整すると考えられる。

しかしながら、地域市場を指向した最も具体的なステッ

プとしては、NordPool 市場およびベネルクス三国・フランス・ドイツの間に設けられたペンタラテラル市場の創設が挙げられる。さらに 2007 年にはドイツは NordPool の前日市場に参加した。EMCC^{原注2} によって運営されるドイツとデンマークとの間のさらなる市場統合は 2009 年末に行われた。いわゆる「北海沿岸諸国オフショアグリッド構想」が、ペンタラテラルエネルギーフォーラムによって 2010 年に開始された。地域統合の他の例としては、アイルランド全島市場やイベリア電力市場 (MIBEL) が挙げられる。

欧州中で進行する市場統合は、柔軟で動的な電力市場によって特徴付けられる将来の電力システムに新たな一石を投じる可能性がある。この電力市場では、需要家サイドを含む市場参加者の増加が価格シグナルに呼応し、競争の促進や風力発電や他の再生可能エネルギーの導入が進んでいる。

5.3.3 さらなる自由化に向けた法的枠組み

自由化された市場に向けた動きは欧州レベルでの包括的立法手続きによって加速されつつある。2009 年には重要な一歩が「第 3 次自由化パッケージ」の採択によって踏み出された。この包括案では、ENTSO-E を創設することを義務化し、欧州の電力系統運用者の役割をよりはっきり

と明記している。ENTSO-E は 2009 年に創設された、欧州レベルで送電計画や協調運用の権限を持つ包括的な機関である。この機関の設立により送電容量の増強が促され、欧州の電力系統の混雑が緩和され、最終的には電力料金の低減が期待されている。

同様に、この規制的措置の包括案では、欧州エネルギー規制協力庁 (ACER) の設立によってエネルギー規制に関する欧州の役割を強化することが決定されている。この機関は自由化された電力市場の中で電力網の適切なグリッドコード (系統運用規則) と市場機能を作るプロセスを開始し、監視することを目的としている。本書の執筆時点では、このプロセスはまさにスタートしたばかりであり、系統連系要件に関する最初の試験的なグリッドコードが定められたところである (第 2 章参照)。

さまざまな電力市場のエリアで異なった度合いの進展を考慮して、欧州委員会は、複数の地域イニシアティブを単一市場に収束させるためのロードマップと目標モデルを始めている。欧州市場結合にあたって 2015 年までに遂行すべき行程が、図 5.1 に示すように電力規制のための欧州フォーラム (フローレンス・フォーラム) で提案されている。

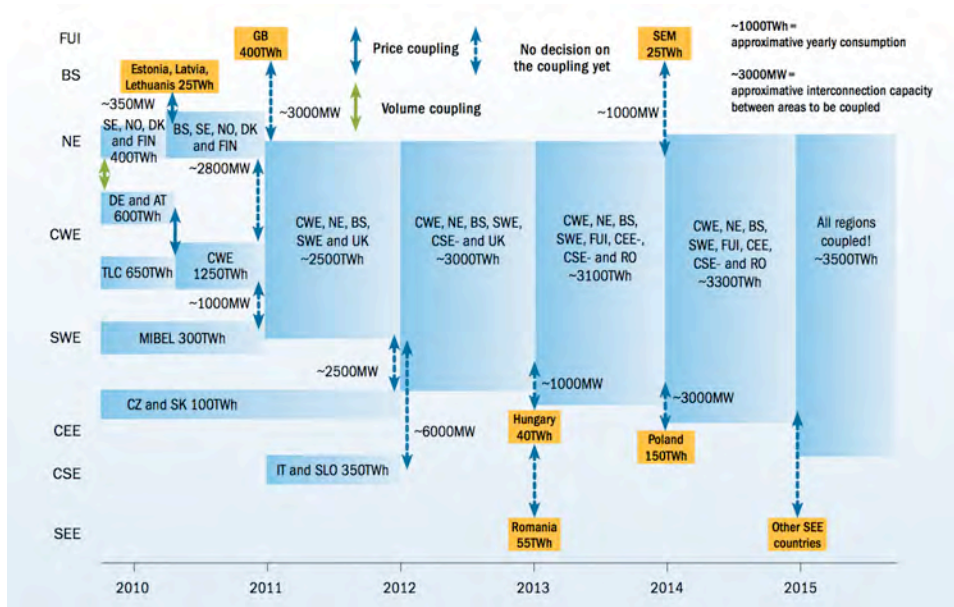


図 5.1 電力規制のための欧州フォーラムで提案された単一市場に向けたロードマップ

欧州市場結合に向けた考える行程 (ここに示した行程とタイミングは単に示唆的なものであり、PCG の了承した見解を再現したものではないことに注意。) 出典: 第 17 回フローレンス・フォーラム (2009 年 12 月 10~11 日) におけるプロジェクト協調グループ (PCG) スライド

原注² EMCC: European Market Coupling Company

5.4 欧州域内電力市場における風力発電

5.4.1 現在の各 EU 加盟国の市場ルール

市場の特性が風力発電に対して妥当であるかどうかは、EU 全体でさまざまにその度合いは幅広い。TradeWind の分析に基づくと、以下のようなことが明らかになっている^[5.1]。

- スロベニアとマルタを除く EU の殆どの国では、電力市場は自由化されている。スイスとギリシャおよびハンガリーは自由化の途上である。
- 前日電力市場は殆どの国で機能しているが、いくつかの国では流動性は低い。スポット市場における取引に関しては、北欧諸国およびスペインで高い比率が見られるのみである。スペインでは、前日市場の取引量はエネルギー消費の最大 90% になっている。北欧諸国の前日市場は、2009 年の取引量は全消費量の 72% と記録されている。他の国での前日市場は、その殆どが 20% 以下である。
- 当日市場はいくつかの国で存在しているが（フランス・ベルギー・ドイツ・オランダ・スペイン・北欧諸国など）、殆どのケースでは市場はまだ若く、非常に流動性は低い。これらの市場は供給の直前にポートフォリオの最終調整のために使われている。したがって、この市場での取引量は前日以上の取引量よりも非常に低くなり、一般的には電力需要の数%程度である。
- 需給調整市場の総合的機構は多くの国である程度共通している。にもかかわらず、より詳細なレベルでは大きな相違点が存在している。一方、国際需給調整市場は未だ存在していない。
- 風力発電の支援スキームは、加盟国間でさまざまに異なる。固定価格買取制度 (FIT) が最も一般的であり、それ以外ではグリーン電力認証制度やプレミアム（電力料金上乘せ）制度がある。しかし、個々の加盟国において、固定価格買取制度やプレミアム方式、競争入札やグリーン電力認証スキームなどの支援スキームがどのように用いられるかには大きな違いが存在する。
- 多くの国では風力発電は優先給電（ディスパッチ）となっている。デンマークやフィンランドなどわずかな国で、複数の発電事業者の責任を平均化させている。
- 多くの国では、予測した発電電力量に満たない場合でも風力発電はペナルティを課されない。しかし、例外は存在する。
- 明示的競売は国際容量割当て（年毎・月毎・日毎）

の最も一般的な方法である。前日市場の結合は北欧諸国、オランダ、ベルギー・フランス間、あるいはイタリア国内で存在する。2010 年 7 月にオランダ、ベルギーおよび北欧諸国を結合した当日市場を創設し、2010 年 11 月から運用することが決められている。

5.4.2 適切な市場ルールの経済的便益

過去における電力市場の統括メカニズムは、一般にさまざまな再生可能エネルギー（特に風力発電）の大規模導入に対して、障壁を作ってきた。欧州レベルで進行する市場再編成により、変動する再生可能エネルギーの特性を考慮するような市場メカニズムやルールを進展させ導入する機運が高まっている。風力発電の系統連系に対する便益については、TradeWind プロジェクトによりさまざまな市場シナリオが分析されている^[5.1]。これらのシナリオは次の 2 つの方向性に特徴付けられる。

- 市場の時定数（柔軟性）
- 市場エリアの地理的サイズ（国際電力取引の度合いと柔軟性）

2020 年および 2030 年に向けてのシナリオを見ると（第 4 章参照）、適切に機能した電力市場のマクロ経済的便益としては、以下のものが挙げられる。

- 発電事業者の当日リスクジェーリングおよび風力発電の当日予測の応用により、要求される予備力を減らすことができ、年間 2.5 億ユーロ（≒250 億円）の節約を生む。
- 国際電力取引の当日リスクジェーリングにより、系統費用を下げ、価格を安定化させ、年間 10～20 億ユーロ（1,000～2,000 億円）の節約を生む。

域内市場の発展を支援するために系統インフラを利用できることが不可欠である。電力価格を収束させるのに十分な国際連系線容量を利用できることで、TradeWind の 2030 年シナリオでは年 15 億ユーロ（≒1,500 億円）の節約を生む。

電力市場が充分よく設計されていれば、風力発電の出力抑制や負荷遮断は起こりえない。電力取引の当日リスクジェーリングやユニットコミットメントおよびディスパッチの前日リスクジェーリングが有効であれば予備力の必要性は低く抑えられるため、予備力の国際取引は市場設計の最優先課題ではない。予備力取引の主な便益は、国境を越えて予備力を共有化することにより、柔軟性の高い発電所への投資を節約できる可能性があることである。

5.5 まとめ

適切に機能する市場が存在しないと、それは風力発電の

系統連系にとって障壁となる。障壁とは、小規模に分散する風力発電事業者に対する市場アクセス性の低さや、国際容量割当ての際の代替隣接市場のスポット市場価格の情報不足である。電力市場が真に競争的であるために、十分な送電容量が各市場エリア間に必要とされる。

需給調整および国際電力取引のためのさらなる市場統合と当日市場の確立は、風力発電を大規模系統連系する際に欧州の電力市場が効率性を保つために大変重要である。このように、電力市場は風力発電の特性に、より適応するよう対応していくものと予想される。

2009年の第3次自由化パッケージの採択は、欧州市場の再編成に向けたきわめて重要な一歩であり、より競争を促し、再生可能エネルギー利用を促進すると考えられる。この包括案の有用な要素のひとつは、系統運用者およびエネルギーにとって欧州レベルで行うべき項目の明確なリストである。市場のステークホルダー（利害関係者）と協議してグリッドコードを作成することにより、出力が変動する再生可能エネルギーおよび風力発電を他の発電方式と同じレベルのフィールドに引き上げるための市場ルールを作り出すことが促されると考えられる。

欧州委員会は、欧州のエネルギー規制当局や他のステークホルダーと共に、電力市場を統合するための目標モデルやロードマップを開発することを決定している。この作業の結果は、直接的に将来の枠組みガイドラインや混雑処理

や容量割当てに関する将来のグリッドコードに影響を与えることとなる。包括的な目標は遅くとも2015年までに欧州中で普遍的な目標モデルおよびロードマップを実行することと、全ての地域市場を単一の欧州市場に確実に統一することである。

欧州中で進行する市場統合（特に地域市場の設立）は、原則として、柔軟で動的な電力市場のための安定した礎石を構成するものである。需要家サイドも含め市場参加者が増えた市場は、風力発電および他の再生可能エネルギーの導入を促進しながら価格に反応する。NordPool市場やペンタラテラルエネルギーフォーラム、アイルランド全島市場およびイベリア電力市場（MIBEL）といった進行中の先行例はすべて、出力が変動する再生可能エネルギーをより多く利用するための手段である。「北海沿岸諸国オフショアグリッド構想」は、短期間のうちに洋上風車を系統に接続する北海市場を創設する手段を提供する。

風力発電の連系が可能となった実際の市場においては、発電のためのトータルの運用費が低減され、多くのマクロ経済的便益が生み出される。発電事業者の当日リスクレーティングおよび風力発電の当日予測により、必要な予備力も低減され、年間2.5億ユーロ（≒250億円）の節減となる。また、国際レベルでの電力取引のリスクレーティングにより、年間10～20億ユーロ（1,000～2,000億円）の節減がもたらされる。

第6章

風力発電の大規模系統連系の メリットオーダー効果

6.1 背景

EU域内での風力発電はここ数年にわたってめざましい成長率を見せている。この理由のひとつは、成長目標や各国の支援スキームを通して常に再生可能エネルギー技術を支えながら、欧州のエネルギー政策や気候変動政策が進展してきたことにある。2008年、欧州委員会は「エネルギーと気候変動に関する包括的提案」を採択したが、これには「再生可能エネルギー指令(2009/29)」が含まれている。ここで、2020年にEUの再生可能エネルギー資源の利用目標を20%とすることが唱われているが、これが、各国の義務的目標値に割当てられている。

再生可能エネルギー、特に風力発電の導入量拡大のための計画や政策は、国家レベルでは、さまざまな度合いや形態で既に導入されており、将来の欧州のエネルギー市場における競争を促進している。EWEAは、EU域内において、風力発電による発電量は2020年までに540TWh増加し、その多くを大規模な洋上風力発電が占めると予想している^{原注1}。2010年時点で、各加盟国は、この2020年の目標値の達成方法を詳細化した「再生可能エネルギー国別行動計画」を策定しつつある。この「行動計画」においては、一貫した進歩を促しながら、目標達成と風力発電の開発・支援の政策に関する各国の取り組みについて示されることになる。各国が確実に風力発電の支援を継続するためには、風力発電の導入促進が利益をもたらすことを示すこと

^{原注1} EWEA:「ピュアパワー: 2020年および2030年の風力エネルギー目標」、2009年。同文献の高目標シナリオによると、EU全域で風力発電による発電量は2008年時点の137TWhから2020年には681TWhに増加し、全電力需要に占める風力エネルギーのシェアは2008年時点の4.1%から16.7%に増加する。

が重要である。これは、単に政策目標の達成に有効であるだけでなく、エネルギーの輸入依存度の低減、地域の発展への寄与、温室効果ガスの排出削減、電気料金の引き下げにも有効である。

風力発電を大量に導入することにより電力卸売価格の平均値が大幅に低下することは、市場のダイナミクスによって証明されており、これはメリットオーダー効果(MOE)として知られている。しかし、これが当てはまるのは、予想される電力需要に対して必要な従来型電源の発電電力量を、風力発電によって低減する場合に限られる。電力需要があまり増加しないと予想される地域や、風力発電の新規導入量が電力需要の増加を上回る地域では、最もコストの高い発電所は風力発電に代替され、その地域の電力価格が低下する。したがって、電力価格の低下の度合いは、電源構成ならびに風力発電に代替される発電方式に依存する。北欧諸国のような風力発電と水力発電をベースとする系統においては、火力発電をベースとする系統よりも電力価格の低下の度合いは若干大きくなる。さらに、隣接地域への接続や利用可能な送電容量も風力発電による費用低減効果に影響を与える。したがって、風力発電の増加による平均電力価格の低下は、国ごとにかなり幅がある。

6.2 序論

6.2.1 研究プロジェクト

本章の研究の目的は、欧州の総発電電力量における風力発電の比率の増大の影響を分析することであり、主として2020年までに風力発電が増加することによるメリットオーダー効果に焦点を当てている。

このプロジェクトは2つのフェーズで実施された。第1フェーズは風力発電の展望からのメリットオーダー効果などの既往の研究の調査で、第2フェーズはPöyry社の電力モデリングツールおよびEWEAが定めたシナリオに基づいたモデル解析である。最終目標は、電力卸売価格における風力発電の効果を評価することである。本レポートはプロジェクトの第2フェーズのモデル解析の結果について述べる。文献調査に関しては、プロジェクトの最初の報告書に示されている^{原注2}。

メリットオーダー効果に関する研究は、これまでも数多く報告されてきたが、そのほとんどはドイツやスペイン、デンマークなどの国単位の研究であった。したがって、欧州における風力発電の大規模導入による電力価格の低下

^{原注2} EWEA:「風力発電のメリットオーダー研究: フェーズ1, 文献調査 (Study on Merit Order Effect of Wind Power, Phase 1: Literature Survey)」, 2009

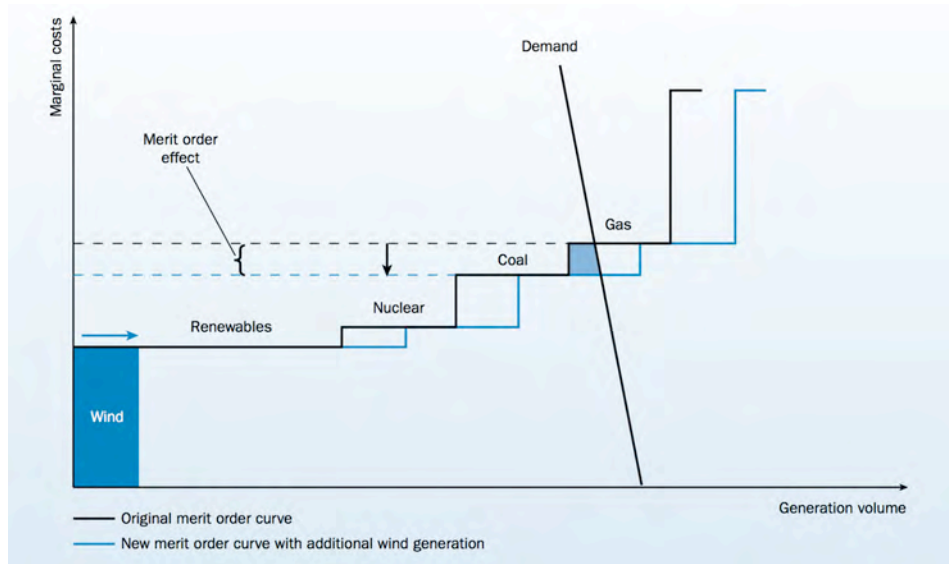


図 6.1 再生可能電源のメリットオーダー効果

黒線：従来のメリットオーダー曲線
 青線：風力発電が加わった場合の新しいメリットオーダー曲線

による総便益を推定するためには、欧州レベルでのメリットオーダー効果を推定する必要がある。これが、プロジェクトの第2フェーズの目標であった。

「メリットオーダー」の原則は費用最適化の原則であり、電力需要に対して短期限界費用が最低の電源が最初に割当てられ、よりコストの高い電源は必要に応じて順次発電を開始するというものである。このメリットオーダーの原則は、入札額が最低のものが優先的に供給するという電力スポット市場の基本理念であり、風力発電が増加した場合、最も価格の高い従来型の発電所は必要なくなる可能性もある。風力発電の短期限界費用が従来型発電所のうち最も高いものよりも低い場合、電力の平均価格は低下する。これが「メリットオーダー効果」と呼ばれるものである。メリットオーダー効果は、前日電力価格あるいはスポット電力価格を参照し、投資費用を含まない場合、短期限界費用をベースとしている。

図 6.1 は電力取引の需要曲線と供給曲線を表している。風力発電は限界費用が低いため、入札額は最低価格水準に入る（供給曲線の左側に描かれる青いブロック）。したがって同図において、風力発電は再生可能エネルギーのひとつとして曲線の左側に位置する。これには、水力発電も含まれる。風力発電や水力発電はメリットオーダー曲線上では他の従来型電源の前に入る。ただし、揚水発電だけは例外で、非常に低価格の電力価格水準とは別に扱われる。一般的なメリットオーダー曲線では、再生可能エネルギーに

原子力、石炭火力、コージェネレーションが続くが、天然ガス火力は限界費用が最も高いので供給曲線の上方に位置している。さらに、電力需要はスポット市場の短期予測に対して非弾力的であると考えられる^{原註3}。風力発電のシェアが増加すると、供給曲線は右にシフトして青い実線のようになり、結果として電力価格が低下する。一般に、電力の短期価格は低風速時より高風速時の方がより低くなると予想される。このことは、ある需要に対して電力市場でのスポット価格が低くなることを意味している。

本研究は風力発電の増加による短期価格ではなく、長期価格に対する効果に関するものであるが、2020年までの欧州の電力市場の推移に関するシナリオを検討するためにあるモデリングツールが使用されている。この解析では、2020年の欧州における風力発電の導入増加による長期メリットオーダー効果について定量化しており、電力市場が将来どのように推移し、どのような投資が行われるのかを予測している。このツールは市場の長期均衡を模擬するため用いられているため、解析されたメリットオーダー効果は2020年時点で予想される電力価格水準に基づいており、全ての価格は長期限界費用を考慮して計算されている。したがって、発電費用は資本アイテム（発電所、設備、

^{原註3} 非弾力的 (inelastic) な需要とは、電力需要が電力価格の上下によって大きく増減しないことを意味している。この仮定は短期見通しにおいては非弾力的であり、価格水準と総収入の直接的な関係による短期入札行動に反映する。価格の上昇により、需要量が減ったとしても総収入が増加する。

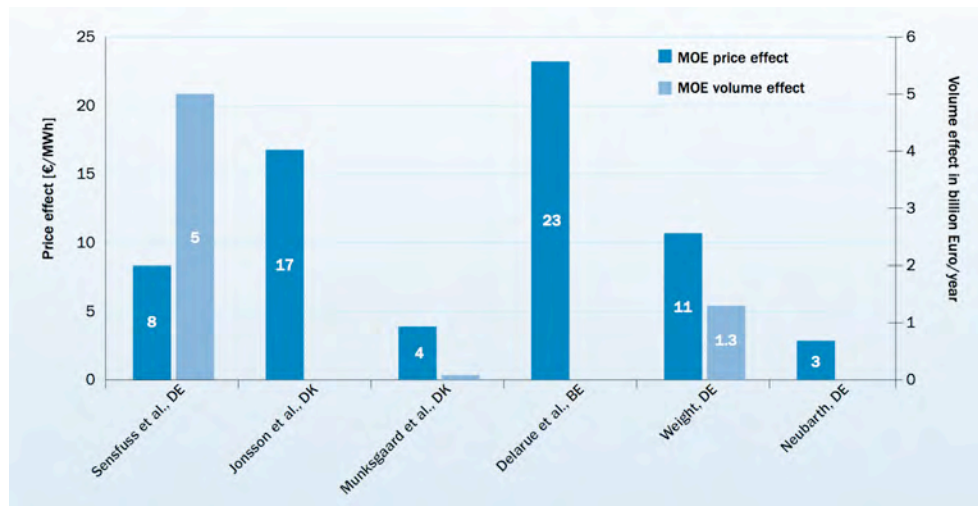


図 6.2 関連文献のまとめと推定されたメリットオーダー効果

2009年の電力価格におけるメリットオーダー効果 (MOE) の価格と量的効果

建物)を含む全ての生産投入が予測された価格水準となることを仮定して計算されたものと考えられる。これが変動生産投入(労働者、原料、燃料およびCO₂)のみを考慮している上述の短期限界費用と異なる点である。費用は固定であり、生産者の設備や経常経費などは無視している。

本章では、モデル解析から導かれる主な結論について述べる。まず本研究の主な結果の概要を述べ、続いて、解析手法とモデリングツールについて述べる(6.4節参照)。メリットオーダー効果および風力発電の増加によるメリットオーダーの量的効果に関する主な成果と感度分析を6.5.2項で述べる。この解析では燃料価格や温室効果ガスの削減目標などの要素によるメリットオーダー効果への影響について定量化し、最終的に、第1フェーズで調査した既往の研究成果と比較する。基本的なモデル条件やモデリングツールについては付録の節で述べる。なお、本プロジェクトのモデル解析はPöyry社により実施されたものであるが、モデルと入力データとしての想定シナリオはEWEAによって定義されたものである。

6.2.2 文献調査のまとめ

本プロジェクトの第1フェーズでは、風力発電の導入量が増加した際の価格とメリットオーダー効果に関する広範な文献調査が行われたが、これらは主に特定の国に関する調査である。これらの研究では異なる条件が仮定されていたが、導き出された結論は本質的に似たようなものであった。それら全てに共通しているのは、風力発電の導入量増加により電力卸売価格^{原注4}およびスポット価格が低下す

る傾向があるということである。いくつかの研究では、スポット価格がゼロになるという事実が見られたが、この原因の一部は風力発電によるものの可能性がある。これらでは、メリットオーダー効果は前提条件により3~23ユーロ/MWh(≒0.3~2.3円/kWh)と報告されている。さらに、風力に置き換えられた発電方式とそのメリットオーダー曲線上の位置に関して、風力発電が増加することによるメリットオーダー効果について議論した文献も見られる^{原注5}。結局、特定の年に風力発電による費用削減量を評価した論文はわずかで、ドイツの例で費用削減効果は年13~50億ユーロ(≒1,300~5,000億円)との研究が2件と、デンマークの例でメリットオーダーの量的効果が2006年に1億ユーロ(≒100億円)と推定している研究が1件のみである。しかしこれらの計算は、風力発電の導入レベル、電源構成、従来型電源の限界費用などの条件により大きく変化する。また、これらの研究は、設備投資が固定された既存あるいは過去の電源構成を参照しているため、風力に代替される従来型発電方式の短期限界費用に対するメリットオーダー効果を参照しているだけである。次のグラフは、既往研究の調査結果をまとめたものである。

^{原注5} ールによって設定された価格である。発電事業者が電力を発電したときに受け取る価格であり、小売業者が電力を購入するときに支払う価格である。これらには短期価格と長期価格がある。短期価格はスポット価格とも表現される。
メリットオーダー曲線 (merit order curve): 電力市場が定義されると、全電力供給は通常メリットオーダー曲線によって表現することができる。このカーブは、最も安価な発電ユニットから最も高価なものまで、全ての発電事業者の費用および容量を表現している。全ての発電ユニットは階段状に表され、費用の差は主に発電方式と化石燃料に関する。

^{原注4} 電力卸売価格 (wholesale electricity price): 卸価格は電力卸ブ

Pöyry が実施した文献調査から得られた主な結論の一つは、調査した文献は全て過去のデータをベースにしており将来の予測をベースにしたものではなく、また、対象としているのも、欧州全体の電力市場ではなく単一の国であったということである。したがって、欧州の電力市場の複数の国々を網羅するようなより包括的な研究が必要とされる。さらに、解析は、さまざまな国について同じ条件で行うことが望ましく、将来の展望を考慮することが最も重要である。それが、2020年時点で、より厳しい排出削減目標で電源構成の中の再生可能エネルギーの比率を増加させた条件のもとで、現実的な価格効果の指標を得る上で有用である。

6.3 解析結果の概要

近年、メリットオーダー効果に関する多くの研究が発表されているが、その殆どがドイツ、スペイン、デンマークなどの単一の国に関する研究である。一方、欧州レベルでは、2020年までに全エネルギー使用量の20%を再生可能エネルギーで賄うというEUの再生可能エネルギーの導入目標により大規模な風力発電の開発が加速され、電力市場価格が全体的に低下することが予想されるが、その評価のためには欧州レベルでのメリットオーダー効果を推定する必要がある。ここでは、欧州のメリットオーダー効果、すなわち、欧州で増加する風力発電の2020年の電力卸平均価格への影響を解析し定量化する Pöyry のモデル解析について述べる。

この解析は、2020年での2つの異なる電力市場シナリオの比較に基づいている。「基準シナリオ」は再生可能エネルギー発電の導入が抑制され、風力発電を含む全ての再生可能エネルギー発電の設備容量を2008年レベルで固定したケースである。また、「風力シナリオ」は、欧州全体で風力発電設備が2020年までに200GW建設され、2008年時点での65GWに加えて総計256GWになると仮定し、他の再生可能エネルギー発電の設備容量を2008年レベルで固定したケースである。

この2つのシナリオによる2020年までに想定される欧州の電力市場の推移を予想するために、モデリングツールが使用された。このシナリオ解析には、予想される風力発電および再生可能エネルギー発電の設備容量に基づいた将来の必要投資額も定量化されている。このツールでは、従来型電源に対する設備投資は、2020年の長期市場均衡に基づく長期限界費用水準に従って決定されているため、風力発電の増加による長期価格効果が考慮される。なお、この検討では、2020年時点で、電源容量が最適に推移し、全ての発電方式の費用効率性は高くなっているものと仮定している。

一方、この報告では、欧州で増加する風力発電の導入量に対する長期メリットオーダー効果が、異なるシナリオ（但し長期市場均衡を保った）による2020年までの短期限界費用曲線と比較しながら述べてられている。2020年までの2つのシナリオの均衡価格水準の違いは、風力発電の追加分のメリットオーダー効果と解釈される。これはメリットオーダー効果をもたらす平均短期限界費用の相対的な差である。

この研究の結果、「基準シナリオ」による2020年の均衡価格水準は85.8ユーロ/MWh（≒8.58円/kWh）であるのに対し、風力シナリオでは75ユーロ/MWh（≒7.5円/kWh）と、両シナリオ間に差が見られた。両シナリオにおける市場均衡価格の差は、電源ごとの設備容量と発電電力量の差によるものである。また、2つのシナリオで排出水準と炭素価格が異なっているため、特に石炭火力発電に対する長期投資の推移もそれぞれ異なっている。さらに、炭素価格の違いにより、「基準シナリオ」における褐炭、石炭、天然ガスなどの火力発電は、風力シナリオよりも高い短期限界費用水準となっている。メリットオーダー効果、すなわち「基準シナリオ」と風力シナリオの均衡価格水準の差は2020年において10.8ユーロ/MWh（≒1.08円/kWh）と算出されている。

全ての電力需要が限界費用で購入されると仮定すると、全体的なメリットオーダー効果は年間417億ユーロ（≒4.17兆円）と試算される。この「量的効果」は、当該年の風力発電の導入による消費者への全体的な値下げに相当する。しかし、発電事業者にとっての収入減は、風力発電に代替された発電方式の限界分のみが実際の経済的便益となっていることを意味している。また、経済的便益は風力発電への投資のための公的支援も考慮して対比する必要がある。

燃料価格が2020年までにIEAが予測した値よりも25%高騰すると仮定した感度分析では、両シナリオとも炭素価格が約5ユーロ/t（≒500円/t）上昇すると結論になった^{原注6}。これは主として電力価格と炭素価格の間接的な関係に起因している。燃料価格が高くなると発電の限界費用も高くなり、それにより炭素価格水準が間接的に高くなる。燃料価格が2020年までに25%上昇した場合、メリットオーダー効果は17.5%にあたる1.9ユーロ/MWh（≒0.19円/kWh）が上乘せられ、12.7ユーロ/MWh（≒1.27円/kWh）

^{原注6} 2020年において予想される燃料価格は、石炭が11ユーロ/MWh（≒1.1円/kWh）、天然ガスが29ユーロ/MWh（≒2.9円/kWh）である。これはIEA（国際エネルギー機関）の「世界エネルギー展望2009年版」および欧州委員会の「第2次戦略的エネルギーレビュー：EUのエネルギー安全保障と連帯に関する行動計画」、COM(2008)781 finalの新エネルギー政策シナリオの仮定を組み合わせ得られた値である。より詳しい情報は6.7節の付録を参照のこと。

に達する。このメリットオーダー効果の増加の主な理由は、基準シナリオにおける平衡価格が高いことである。石炭火力と比較すると天然ガス火力は低炭素であるため費用効率が高いが、需要を満たすために天然ガス発電を増加させると費用は上昇する。この感度分析から、炭素排出の削減目標が高いほどメリットオーダー効果が低くなることが分かる。30%の温室効果ガス削減のケースでは、メリットオーダー効果は9.4 ユーロ/MWh (=0.94 円/kWh) と算出された。

この感度分析から、温室効果ガス 30%削減目標のケースでは 20%削減目標ケースよりも均衡価格が高くなることが明らかとなっている。また、風力シナリオでは、均衡価格水準は基準シナリオよりも高くなる。この主な理由は、非常に高い炭素価格水準では、電力業界への課税減額により石炭火力から天然ガス火力への転換が起こるからである。温室効果ガスの削減目標が非常に高い場合には、天然ガス火力への設備投資と発電電力量は大幅に増加するため、増加した風力発電は短期限界費用が比較的高い天然ガス火力を代替しなければならない。

なお、この解析は月ごとの長期均衡モデルが適用されているため、変動性に起因する時間ごとの価格変化も見ることにはできない。また、価格変動がより大きくなれば、ピーク容量が増加し、間接的に風力発電の費用を押し上げ、短期メリットオーダー効果を低減させる可能性もある。

6.4 方法論

本節では、欧州の電力系統への導入が増加する風力発電のメリットオーダー効果の定量化の方法について議論する。風力導入量が異なる将来シナリオに対して平均電力価格水準を評価するために、モデリングツールが用いられている。このシナリオについては、6.4.1(a)項で詳細に述べ、モデリングツールとその応用については6.4.2項で簡単に紹介する。

6.4.1 アプローチ

欧州における風力発電のメリットオーダー効果は、2020年までの風力発電導入量について、市場の推移の異なる2つのシナリオについて分析される。「基準シナリオ」は2020年における供給電力量に占める再生可能エネルギーのシェアが2008年のまま維持され、風力や他の再生可能エネルギーに対して新たな投資が行われないシナリオであり、「風力シナリオ」は電源構成が風力発電指向となり、風力発電の設備容量が2008年時点の65 GWから、2020年には265 GWに成長するというシナリオである。

これらのシナリオを Pöyry 社のモデルベース解析と組み合わせ、他の仮定パラメータを決定してデータを入力す

ることによって、2020年の各シナリオに対する小売市場価格水準が算出される。メリットオーダー効果は、検討する2つのシナリオの市場価格の差として推計される。得られた全ての平均価格は2020年までの長期限界費用を反映している。このモデル解析には、想定した風力発電の設備容量に対して最適な経済発展を模擬することにより今後の投資も考慮されている。モデリング手法については6.4.2項で詳細に述べる。

(a) シナリオ開発

モデリング解析により、将来の電力系統に対する風力発電の追加容量の効果を見ることができるようシナリオが開発された。このため、2つのシナリオの主な違いは、風力発電の設備容量である。「基準シナリオ」では、風力発電の設備容量は2008年のレベルが維持され、風力発電の追加容量はないと仮定している。それに対して「風力シナリオ」では、風力発電の設備容量が、2008年から2020年までに、EWEAの仮定する「高水準シナリオ」にしたがって増加すると仮定している^{原注7}。また解析上、総電力需要に対する相対的なシェアが2008年と2020年で同一になるように、両シナリオとも他の再生可能エネルギーの設備容量は全て2008年レベルで据え置かれた。

モデリング解析の基礎となる2つのシナリオを開発するにあたって、化石燃料価格や電力需要、CO₂削減目標、従来の投資費用などのモデル入力に使われる主な市場変数が決定されている。2つのモデルにより全体の解析を構成するように、それぞれのシナリオは2020年までのみを想定して開発されている。このモデリング解析の結果として、各国ごとの年平均小売電力価格水準、本解析がカバーする国々（EU加盟国27ヶ国およびノルウェー・スイス）に対するメリットオーダー曲線などがあり、さらに電力需要、発電量、電源構成、送電容量、投資および炭素価格がそれぞれのシナリオおよび年ごとに示される。

2つのシナリオで想定した主な入力パラメータの比較を表6.1に示す。両者の想定条件において異なるものを灰色のセルで示す。また図6.3に、2つのシナリオで仮定した風力発電の設備容量を示す。なお、導入容量は、基準シナリオでは2008年の値を、風力シナリオではEWEAの「ピュアパワー・シナリオ」の高水準値を用いている。同図では濃い青でそれぞれの国が示されている。

6.4.2 モデリング

(a) モデリングツール

モデリング解析を実行するために Pöyry 社が採用した

^{原注7} EWEA:「ピュアパワー: 2020年および2030年の風力エネルギー目標」

表 6.1 各シナリオの仮定条件

入力パラメータ	基準シナリオ	風力シナリオ
燃料価格 (IEAの予測による)	石炭: 11ユーロ/MWh (≒1.1円/kWh) 天然ガス: 29ユーロ/MWh (≒2.9円/kWh)	
風力発電設備容量*	2008年と同水準	2008年に比べ高い成長
CO ₂ 削減目標	1990年比 -20% (EU目標)	
炭素価格**	48ユーロ/t (≒4,800円/t)	30ユーロ/t (≒3,000円/t)
従来型発電所への投資	長期限界費用による	
風力発電以外の再生可能エネルギー容量	2008年と同水準	

* 他のシナリオと異なる仮定条件

** モデル解析の計算結果

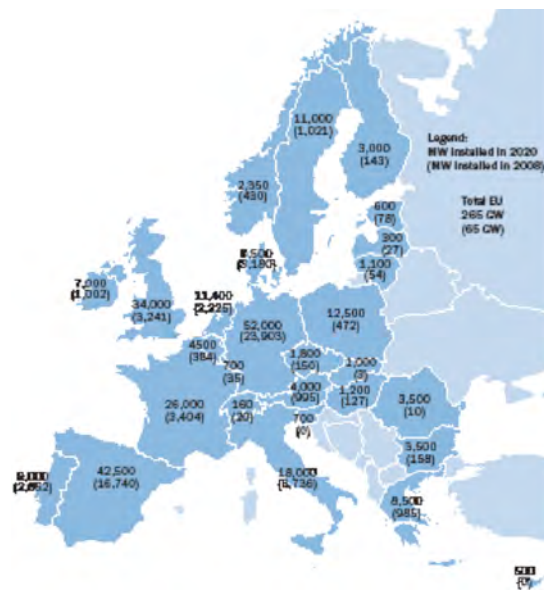


図 6.3 基準シナリオおよび風力シナリオにおける風力発電の設備容量の想定

モデリングツールは、「クラシックカーボンモデル」である (6.7 節を参照)。これは欧州の電力市場の非常に進化したモデルであり、電力市場と炭素市場の相互作用を解析するための高度なシミュレーションツールである。クラシックカーボンモデルは完全に競争的な市場を仮定する一般均衡モデルであり、電力市場と炭素市場の基本的な供給関数および需要関数を表現したボトムアップモデルとトップダウンモデルを組み合わせたものである。このモデルによって多数の基本的制約の中で**社会全体の厚生**が数学的に最大化できる。これらの制約は、全ての時間において電力需要と電力供給が同量であること、送電線の制約、コージェネレーション的な側面、CO₂排出量の削減目標などである。経済理論に従うと、厚生の最大化によりもたらされる所産は、生産者の利益と消費者の効用が最大化する完

全に競争的な市場における所産に等しい^{原注8}。クラシックカーボンも完全に競争的な市場を前提としているが、このモデルは市場支配力のパラメータを調整することにより、市場支配力の影響を表現することも可能である。クラシックカーボンモデルおよびそのモデリング解析は、欧州 (EU 加盟国 27 ヶ国およびノルウェー・スイス) の電力市場および炭素市場をカバーしている。

炭素市場に関しては、このモデルは全取引期間に対する**欧州域内排出量取引制度 (EU-ETS)** 市場の割当量の需給均衡と個々の国の電力の需給均衡を同時に得ることができる。このモデルでは、ETS 対象企業の発電・熱供給・生産による排出量は排出枠に合致させる。すなわち、これらの部門からの総排出量は総割当量以下にならなければならない

^{原注8} 例えば、Varian: “Microeconomic Analysis, third edition”, Norton, New York (1992)と比較されたい。この本は競争的市場に関する主な論争のうちの一つである

らない。また、このモデルでは、**京都議定書**に基づく排出権取引メカニズムによって欧州以外の国々からの**カーボンのクレジット**を輸入することも認められている。輸入量はEU規則に合致するよう量的排出枠によって制限され、**欧州域内排出権 (EUA)** の価格水準と比較して価格差を考慮しながら**外生的**に推定されている。

クラシックカーボンモデルは長期市場の実勢をモデル化し、電力需要の推移や連系線容量、燃料開発、エネルギー政策、排出水準などの影響を表現するように設計されている。また、このモデルは電力市場だけでなく、熱供給部門やETSの産業部門も考慮されており、電力市場の需給均衡点とEU-ETS市場の均衡点を同時に得ることができる。モデルの結果には、各市場エリアの小売価格およびエンドユーザ価格や電力の輸出入、発電量、需要、燃料消費、CO₂排出量および炭素価格 (EUA 価格) などが含まれる。このモデルについては **6.7 節** の付録でより詳細に記述する。

(b) モデリング・アプローチ

以下のモデル解析において、Pöyry 社は同社のクラシックカーボンモデルにより、従来のベース負荷容量の運用と採算性を変える風力発電の設備容量増加による2020年の電力容量の長期的効果をメリットオーダー曲線上で推測している。すなわちクラシックカーボンモデルは、短期限界費用および固定投資費用など大容量風力発電への投資が従来型電源に与える効果によって、長期市場均衡が受ける影響を模擬している。この影響は、欧州およびEU27ヶ国の国レベルでの2020年における平均市場価格を使用したモデルによって明らかにされている。2つのシナリオ間の相対的な価格差は、電力生産における風力発電増加によるメリットオーダー効果を示している。

クラシックカーボンモデルは、電力価格だけでなく、予測需要の水準に見合った電力輸出入および投資も計算する。投資は短期限界費用および固定投資価格を元に計算される。モデル計算のため、再生可能エネルギーの投資額の数値を増やし、需要と供給の差が埋め合わされるように計算する。

解析では2020年の価格を推測するため、モデル計算にする再生可能エネルギーの設備容量に加え、必要な設備投資を計算するようモデリングツールが利用される。残りの電源容量は長期限界費用の投資の長期経済実現可能性に一致するように計算される。市場価格は全ての投資が市場均衡になるよう長期的に費用効果があるようにしなければならない。

2020年までの解析にあたって、計算の開始年は2008年である。入力データとした2008年における設備容量、価格、発電および需要レベルが与えられ、2020年までのシ

ナリオ・データも定義され、モデルに入力される。これには風力発電の設備容量や将来の投資費用、燃料価格、排出上限値および需要レベルが含まれる。モデルは2020年の需要と供給を最適化する。必要であれば追加投資も認められるが、それは長期限界価格が市場で見られる価格の範囲内に収まった場合に限られる。すなわち、電力の販売による潜在的な収入が2020年までにプロジェクトに要求される年間収入(8%の利潤を含む)よりも高くなった場合、投資が発生する。

設備投資は価格の期待値に基づいているため、2020年までに計算される価格は発電がその年ごとに費用効率性が高いことが保証されており、2020年における短期価格も価格均衡に達するようその年の費用効率性が保証されていると仮定することができる。したがって短期限界費用が著しく低い風力発電の設備容量が費用効率の低い電源の設備容量をメリットオーダー曲線から押しよけるので、それらの設備容量はそれ以上発電を行わない。その結果、平均価格水準は低下し、消費者の便益となるが、新しい発電容量への設備投資のインセンティブも低下することになる。

モデリング解析では、2つのシナリオの2020年までの平均価格水準が新設された風力発電によるメリットオーダー効果になると解釈される。メリットオーダー効果は、この平均価格の差によって与えられる。

クラシックカーボンモデルは、二つのレベルの時間分解能で動作する。2020年という解析年は各々1ヵ月に相当する12の期間に分割され、各期間はさらに最大5つの負荷ブロックに分割される。負荷ブロックは個々の期間で発生する変動負荷水準を表し、一般に夜間や週末、日中、夕方、日中ピーク時など一日のうちの各時間帯に相当する。そして、モデルの最適化は定義された各負荷ブロックに対して行われる。

このため、計算されたメリットオーダー効果の価格効果は一般的に月平均価格にのみ関するものである。時間ごとの価格曲線の変化など、日ごとの効果は解析されず見ることにはできない。

風力発電は変動性を持ち、電力価格がゼロもしくは非常に低くなる時間が増加するため、火力発電は大容量の風力発電によって大きく影響されることが予想される。価格構造はより変動しやすくなる。これは、風力発電は限界費用と**機会費用**が非常に低いいためメリットオーダー曲線の最初に位置し、風が吹くと電力系統に電力を供給しはじめるからである(風力発電の資本費用は本解析には含まれない)。機会費用は風力発電の環境および社会に対する非明示的費用である。機会費用がほとんどゼロでも、風が吹くたびに風力発電が発電をすれば、低負荷の時間帯では他の

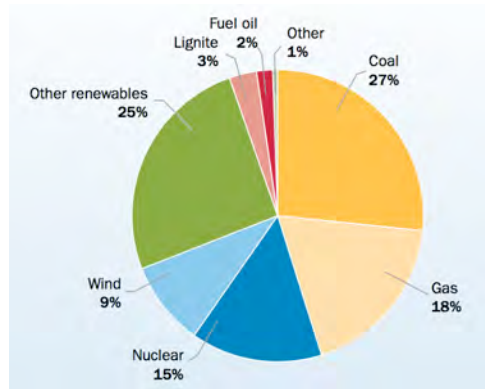


図 6.4 2020 年の基準シナリオにおける電源構成モデル

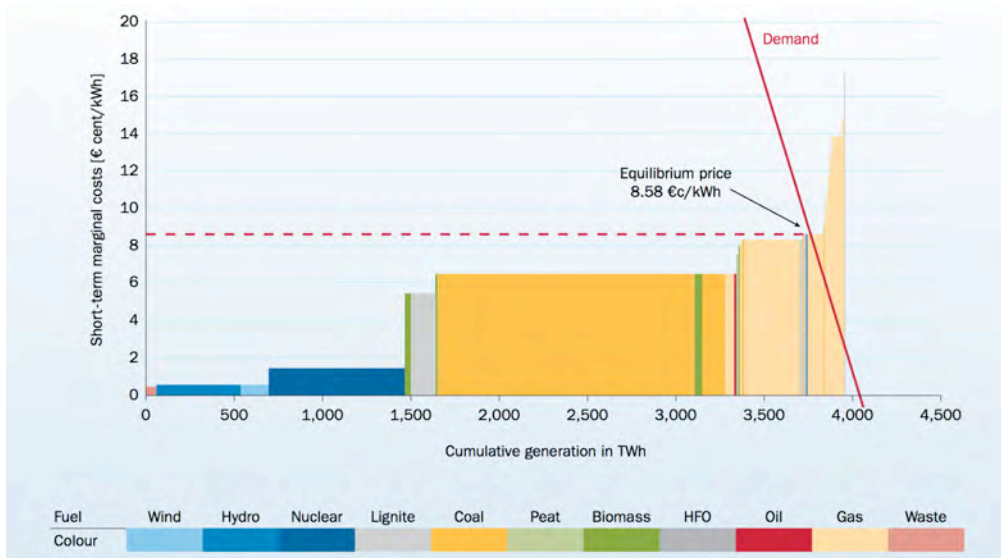


図 6.5 2020 年の基準シナリオにおけるメリットオーダー曲線

ベース負荷電源（例えばコージェネレーションや原子力発電）が存在するため、市場価格は低下する。価格におけるこの効果は、風力発電が最も導入されている地域で最も顕著になるが、この効果は本モデリング解析には含まれていない。基本的に価格変動性に左右される短期費用効果は本プロジェクトの範囲外であり、本書では言及しない。

6.5 解析

6.5.1 モデリングの結果

(a) メリットオーダー曲線

電力市場に言及する際、一般に全ての電力供給はメリットオーダー曲線によって表される。費用が最低のものから最高のもので、発電機費用は発電方式ごとに階段状に示される。メリットオーダー曲線は特定の期間における市場

の全ての発電事業者の限界費用および発電容量、発電量を示している。

基準シナリオにおける欧州電力市場のメリットオーダー曲線を図 6.5 に示す^{原註9}。このシナリオでは 2020 年における風力発電の設備容量は 2008 年の実績と同じ水準に留まっているため、2020 年の風力発電は約 160 TWh であり総電力需要の 4.1% に相当することがわかる。また、全体の電源構成は図 6.4 の通りであり、2020 年における総設備容量は約 806 GW である。

原註9 「カーボンクラシックモデル」は EU 27 ヶ国およびノルウェー・スイスを含んでいる。しかし、マルタ・キプロス・アイルランド・ルクセンブルグ・ブルガリア・ルーマニアは「外部地域」としてまとめられている。これらの国々の詳細な結果は得られておらず、従って、メリットオーダー曲線およびメリットオーダー効果には反映されていない。

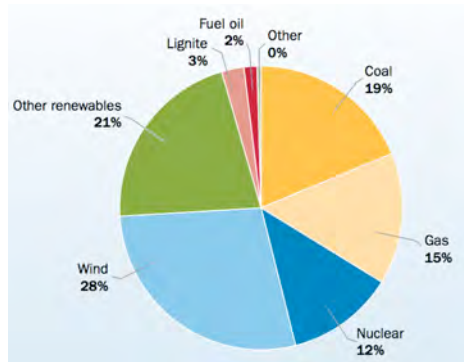


図 6.6 2020 年の風力シナリオにおける電源構成モデル

図 6.5 におけるメリットオーダー曲線には、基準シナリオにおける 2020 年の欧州電力市場の全ての発電方式が示されており、それぞれの発電電力量が短期限界費用順に並べられている。グラフの横軸は 2020 年の発電方式ごとの発電電力量を示しており、縦軸は各発電方式の対応する限界費用が割り当てられている。また、各発電方式は短期限界費用および使用する燃料に従って並べられている。このグラフは短期限界費用を示しているが、全ての発電方式の費用効率を仮定した長期市場均衡に基づいている。しかし、メリットオーダー曲線を描く従来の方式に従うために、図 6.5 の曲線には燃料以外の変動価格、輸送費、燃料価格および炭素価格のみを含み、建設費は含めない（本モデルの価格の仮定の詳細は 6.7 節を参照）。総電力需要が 3,754 TWh となる場合の電力市場の均衡価格は 8.58 ユーロセント/kWh（≒8.58 円/kWh）と推算されている。

メリットオーダー曲線を見ると、欧州の電力需要に対してまず短期限界費用が最も安価な廃棄物発電、水力発電、風力発電が供給し始めることがわかる。これらの発電方式は合計 680 TWh あり、その 2/3 を水力発電が占める。従来型の既存の原子力発電は 780 TWh で、その限界費用は平均 1.5 ユーロセント/kWh（≒1.5 円/kWh）である^{原注10}。欧州の電力需要 1,700 TWh の大半は 5~7 ユーロセント/kWh（≒5~7 円/kWh）である。それは、主として石炭技術によるものであり、褐炭やバイオマスによるものは極僅かである。最も高い費用水準においては、500 TWh/年を供給す

^{原注10} 新設の原子力発電所に対する非燃料変動価格は 10 ユーロ/MWh（≒1 円/kWh）以下と仮定している。古い発電所の変動価格はそれよりも若干高い可能性がある。燃料価格は 1.2~1.5 ユーロ/MWh（≒0.12~0.15 円/kWh）と仮定している。このことは、35~37%の効率では燃料価格が 3.5~4 ユーロ/MWh（≒0.35~0.4 円/kWh）となることを意味している。出典は「EDF 2009 UK エネルギー供給者 ~新しい原子力の機会~」およびスウェーデンの原子力発電事業者の公表物による。

るガス発電が優位になる。基準シナリオの均衡価格における限界的な発電方式はコンバインドサイクル・ガスタービン (CCGT) である。

風力発電の増設によるメリットオーダー効果を評価するために、風力シナリオのメリットオーダー曲線が解析され、基準シナリオと比較されている。風力シナリオでは、2020 年までに風力発電が 200 GW 追加導入され、総容量が 265 GW となる。その他の外生的な再生可能エネルギーおよび従来型電源の設備容量は、基準シナリオと同じものがモデルに入力される。さらにこのモデルでは、供給に見合った十分な設備容量が得られないため、2つのシナリオは内生的にモデリングされた従来型電源の設備容量の増加によって大きく異なる。

風力シナリオの 2020 年の設備容量は 960 GW であり、その電源容量を図 6.6 に示す。図 6.7 に風力シナリオのメリットオーダー曲線を示す。風力発電は、基準シナリオの 160 TWh に対して約 650 TWh あるため、メリットオーダー曲線上ではより高い発電方式として図の右側にシフトして示されている。結果として、風力シナリオの需要水準 3,860 TWh は 7.5 ユーロセント/kWh（≒7.5 円/kWh）という限界費用及び均衡価格水準で供給されることになる。

風力シナリオの電源構成とメリットオーダー曲線は、基準シナリオのものと非常に似ている。主な違いは風力による発電がより大きいことであり、よりコストの高い発電方式はより高い累積発電電力量として曲線の右側にシフトしている。これは、原子力発電や褐炭による発電電力量が両シナリオで一定であることを意味している。風力シナリオの石炭および天然ガス、風力以外の再生可能エネルギーの発電電力量は、基準シナリオに比べて低くなっている。両者の発電電力量の比較の詳細を表 6.2 に示す。この表から風力シナリオでは、石炭や天然ガス発電はその短期限界費用が最も高いため風力発電によって置き換えられたと

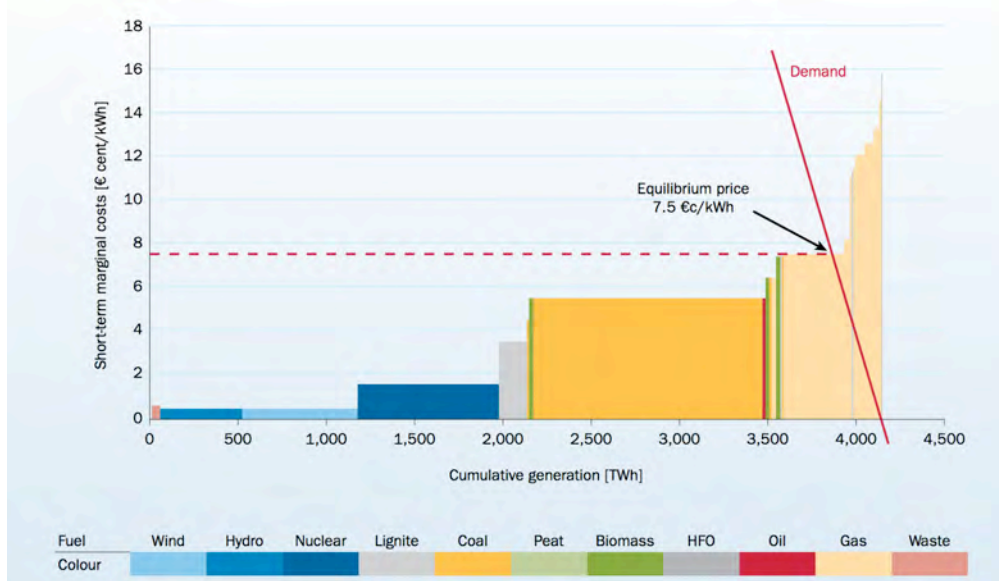


図 6.7 2020 年の風力シナリオにおけるメリットオーダー曲線

表 6.2 2020 年の発電方式ごとの年間発電電力量

[TWh]	原子力	褐炭	石炭	風力	再生エネ (非風力)	天然ガス	その他
基準シナリオ	800	165	1,638	161	611	563	27
風力シナリオ	800	165	1,373	648	603	457	26

結論付けることができる。しかし、風力シナリオでも基準シナリオと同様、7.5 ユーロセント/kWh (≒7.5 円/kWh) の均衡価格における限界発電方式は CCGT であることがわかる。

両シナリオは均衡な市場を示すが、その方法によると、均衡となる需要と見合うためには、風力発電に加えてさらに別の電源の容量が必要であることがわかる。ここに、2つのシナリオの主要な差があり、風力シナリオと比較して基準シナリオは従来型電源に対する投資額が非常に高くなっており、石炭火力の設備投資は約 30,000 MW 高く、天然ガス火力への投資は約 5,000 MW 高い。両シナリオ間の価格差の主な理由は、設備投資の違いによる長期限界費用の差である。

上記のメリットオーダー曲線では、価格差は主に発電方式に起因し、燃料の種類に関係している。例えば両シナリオにおいて、原子力発電所と石炭火力発電所の限界費用は、ほとんどの天然ガス火力発電所よりも低くなっている

原注¹¹ これは、燃料価格や炭素価格、非燃料変動運用費を含む発

ている。この結果は想定する燃料価格や、石炭と天然ガスの相対的な価格差に非常に大きく左右される。想定する燃料価格の影響やその不確実性を推定するために感度分析が行われているが、それに関しては本章の後の節で言及する。

さらに、従来型電源の短期限界費用水準も、CO₂ 価格の差に起因して両シナリオで大きく異なっている。より低いベースライン排出量を通じて電力部門からの EU-ETS の排出量割当てに対する要求により、風力発電の増加による影響は低下することが予想される。このことは、産業部門に対する削減要求、ならびに、電力や熱に変換する燃料の削減を意味している。結果として、炭素価格水準は低下し、基準シナリオの 48 ユーロ/t (≒4,800 円/t) に対して風力シナリオは 30 ユーロ/t (≒3,000 円/t) という CO₂ 換算の炭素価格水準となる。したがって、炭素価格の違いにより、褐炭、石炭および天然ガス発電の長期限界費用は、風力シナリオよりも基準シナリオの方が高くなる。

電所の短期限界費用について言及している。長期限界費用を考慮すると、一回限りの投資費用も含むため、石炭火力は通常天然ガス火力より高い価格水準となる。

表 6.3 モデリング解析結果のまとめ：メリットオーダー効果とその量的効果

	風力発電の発電電力量	メリットオーダー効果	量的効果	風力発電1 MWhあたりのメリットオーダー効果
2020年	648 TWh/年	10.8ユーロ/MWh (≒1.08円/kWh)	417億ユーロ/年 (≒4.17兆円/年)	64.4ユーロ/MWh (≒6.44円/kWh)

この表は風力発電 1 MWh あたりのメリットオーダー効果、すなわち、メリットオーダーの量的効果を風力発電の年間発電電力量で割った値を表している。なお、風力発電の経済的便益を推定するためには、風力発電 1 MWh あたりの支持線と比較すべきである。

(b) メリットオーダー効果とその量的効果

前節で述べた通り、風力発電は限界費用が低い（燃料価格がゼロ）ため、電力系統への導入が増加した場合、他の電源は風力発電に置き換えられ、価格が低下する。その結果、最もコストの高い従来型発電所のいくつかは、需要に応えるためには必要なくなる可能性がある。需要水準が固定されている場合、メリットオーダー曲線が正の傾きを持つ限り、従来型電源を削減することにより平均電力価格が低下する。これは市場価格が市場の発電技術のメリットオーダーに従ってシフトすることを意味しているため、メリットオーダー効果と呼ばれている。本研究において、メリットオーダー効果は、基準シナリオと風力シナリオの間の長期均衡価格水準の差として算出される。

解析では、メリットオーダー効果（両シナリオの均衡価格水準の差）は 1.08 ユーロセント/kWh（≒1.08 円/kWh）と推算されている。ここで、均衡価格は基準シナリオで 8.38 ユーロセント/kWh（≒8.38 円/kWh）、風力シナリオで 7.5 ユーロセント/kWh（≒7.5 円/kWh）である。

全ての電力需要が限界費用で購入されると仮定すると、各シナリオに対するメリットオーダーの量的効果を算出することができる。この量的効果は、風力発電の導入による年間削減額を示している。2つのシナリオの価格差は、風力発電の設備容量増加によるメリットオーダーの量的効果を示していると言える。これは両シナリオ間の均衡価格の差に風力シナリオの総電力需要 3,860 TWh を乗じることで計算することができ、メリットオーダーの量的効果は、417 億ユーロ/年（≒4.17 兆円/年）となる^{原注12}。

しかし、これが風力発電増加による経済的便益の総額であると誤解される恐れがある。風力発電によって平均電力価格が低下した場合、需要家にとっての電力価格に多大な影響を及ぼすことになる。価格が下がれば、風力発電から

の電力だけでなく全ての取引された電力にこの価格低下が適用されるため、全ての電力消費者にとっては便益となるが、同時に、価格の低下により電力供給者の短期収入は減少する。これはメリットオーダー効果によって電力の供給者から消費者へ再配分が起こったことを意味しており、真の経済的便益は、風力に代替された電源の長期限界費用の一部のみである。

しかし、今回想定した風力発電への追加投資は、通常、投資補助金や固定価格買取制度（FIT）あるいは他の支援策などによって発生する経済的費用である。このような理由から、風力発電の増加による実際の経済的便益を決定するために、メリットオーダー効果からもたらされる年間削減費用を風力発電支援策の年間費用に関連づけるべきである。メリットオーダーの量的効果が末端の消費者が支払う正味の風力発電支援費用を上回ったときのみ、全経済的便益が発生する。化石燃料や原子力発電に対する助成金も経済的便益を決定する際に考慮するのが理想的であるが、これは今回の解析の範囲外である。

(c) 電力卸価格

両シナリオでは、ほとんどの国の入力データが、風力発電の新設量が電力需要の増加量よりも大きくなるように設定され、最もコストの高い発電所が風力発電に代替されると仮定されている。これにより、平均価格水準が低下する。

基準シナリオの場合、2020 年において予想される価格水準は、EU 全体でおよそ 8.9 ユーロセント/kWh（≒8.9 円/kWh）となる（図 6.8 参照）。チェコおよびポーランド、ハンガリー、スロバキアの平均価格で極めて高くなり、EU 全体の平均価格より 50%程度高い価格となる。平均価格水準が高くなる主な理由は、これらの国々では石炭火力をベースとしており、相対的に炭素価格が高いためである。これらの国々ではいくつかの古い発電所は非常に効率が低く、非常に大量の CO₂ を排出するのに加えて、チェコとポーランドでは、基準シナリオにおける電力需要がその国の電力容量を上回っており、需要に見合うために非常にコストのかかる発電方式で発電しなければならない。こ

原注12 このプロジェクトの第 1 フェーズでは文献調査が行われたが、量的オーダー効果についての文献はいくつかあるものの、ドイツなどの単一の国を対象にしたもののみであった。そこでは、13~50 億ユーロ（≒1,300~5,000 億円）のメリットオーダー効果年間総額が確認されている。それに対し、今回のモデル解析では、国ごとの結果を見るとドイツでは年間 67 億ユーロ（≒6,700 億円）のメリットオーダー効果年間総額という結果が得られている。

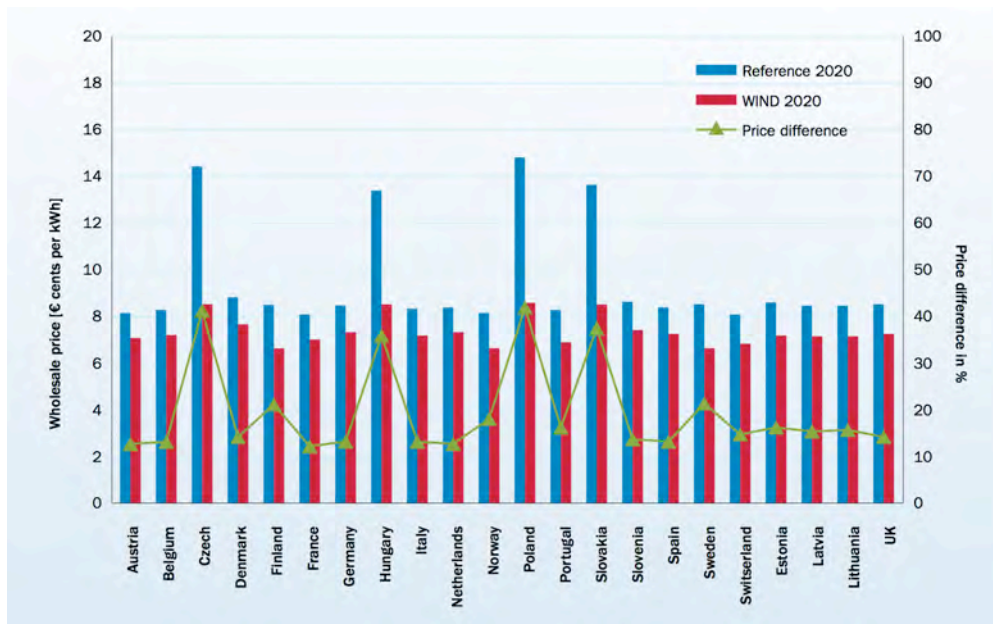


図 6.8 2020 年における各国の平均電力卸価格

の 2 国は正味の電力輸入国であり、その電力は主にドイツとスロバキアから輸入されている。また、スロバキアもポーランド、チェコ、ハンガリーに対して電力を大量に輸出しているため、高価格地域となっている。さらにハンガリーも自国の発電容量が不足しており、チェコやスロバキアのような高価格地域から輸入している（詳細は図 6.13 の電力輸出入の図を参照のこと）。

風力シナリオにおいては、平均価格は基準シナリオより 18% 低下し、EU 全体での平均価格は約 7.3 ユーロセント/kWh（≒7.3 円/kWh）となる。同様に、チェコおよびポーランド、ハンガリー、スロバキアでは EU 平均よりも高くなるが、15% 程度の上昇に留まり、基準シナリオに比べるとその価格差は小さい。

スウェーデン、フィンランド、ノルウェーなどの水力発電を多く有する国々では、火力発電をベースとする欧州大陸の他の国々とは違った効果を見ることができる。上述のポーランド、チェコ、ハンガリー、スロバキアなどの非常に価格差の大きい国々に加え、図 6.8 からはフィンランドやスウェーデン、ノルウェー、ポルトガルなどの水力発電がベースの国々でも風力発電により価格が低下していることがわかる。ここで、風力発電の大量導入によって、隣接する国へ需給調整サービスを提供するために、国内において水力発電よりも柔軟性の高い電源の必要性が大きくなる。このことは、風力シナリオでは、これらの国から隣接する国への電力の輸出入が減少することを意味してい

る（図 6.13 参照）。その結果、風力発電の大量導入により、電力価格が異なる地域間の連系線容量など、より多くの系統容量が必要となり、それに対する設備投資増加させる誘因となる。

(d) その他の結果

(i) 設備投資 風力発電に対する大量の投資により、電力の需要と供給を一致させるために必要な従来型発電所に対する設備投資の機会が奪われることになる。風力発電に代替される発電方式は、風力発電の大量導入がなかった場合の設備投資により左右される。電力需要の増加や、いくつかの原子力発電所や古い従来型発電所の廃炉計画があるため、従来型電源に対する追加投資が必要になると予想される。

図 6.9 はクラシックカーボンモデルによって計算された各シナリオの電力需要に見合うための設備投資を表している。設備投資は長期限界費用に一致して行われる。完全に自由化された市場では、予想された電力価格が長期限界費用より高い限り、最もコストの低い発電方式に設備投資が行われる。

同図から、**内生的投資**は褐炭、石炭、天然ガスなどの従来型電源に限って行われていることがわかる^{原注13}。両シナ

^{原注13} **内生的投資 (endogenous investment)** とは、モデリング解析の結果得られる投資であることを意味している。モデリング解析では、需給バランスを取るような投資が計算される。一方このモデルには、例えば既知の計画中の投資や投資開

リオとも、将来なされる設備投資のほとんどが石炭に対するものであり、ほとんどの国では基準シナリオは風力シナリオと比較してより多くの投資を必要とする。これは2008年から2020年にかけて電力需要が年間400 TWh以上増加する中（図6.10参照）、古い電源が廃止され、需要に見合う新しい電源が追加で必要となるからである。風力シナリオでは、従来型電源に対する設備投資の必要性が低下している（モデリング解析における長期限界費用の詳細な仮定については、6.7節付録を参照のこと）。

しかし、ほとんどの国では、風力発電に対する投資だけでは電力需要に追いつかず、従来型電源に対する追加投資が発生している。一般に従来型の発電方式に対する設備投

資は風力シナリオより基準シナリオの方が高いが、チェコとスロベニアだけは例外である。それらの国では明らかに、風力シナリオで風力に対する非常に多大な投資により、追加のベースロードの設備投資が必要とされており、石炭火力に対する設備投資は基準シナリオより風力シナリオの方が高くなっている。

上述の設備投資の推移には、ピーク容量の推移も含まれている。クラシックカーボンモデルは風力発電などの個別の発電方式の変動の大きい発電特性も考慮している。風力発電の模擬する際には、一年を通じて個々の期間の統計的な風速プロファイルが用いられている。その結果、モデリング解析において、必要であればピーク需要に対応できる

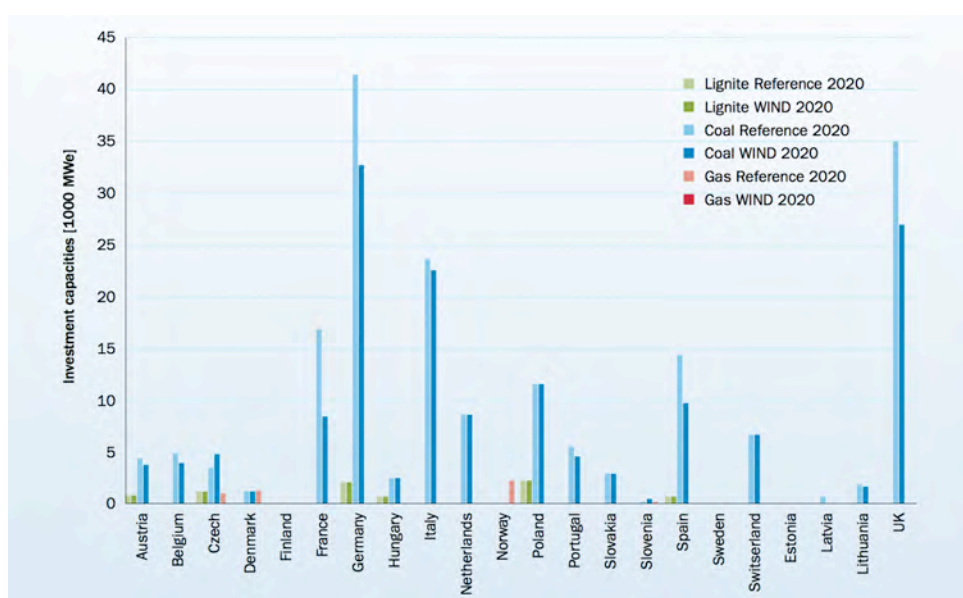


図 6.9 2つのシナリオに対する2020年までの内生的投資

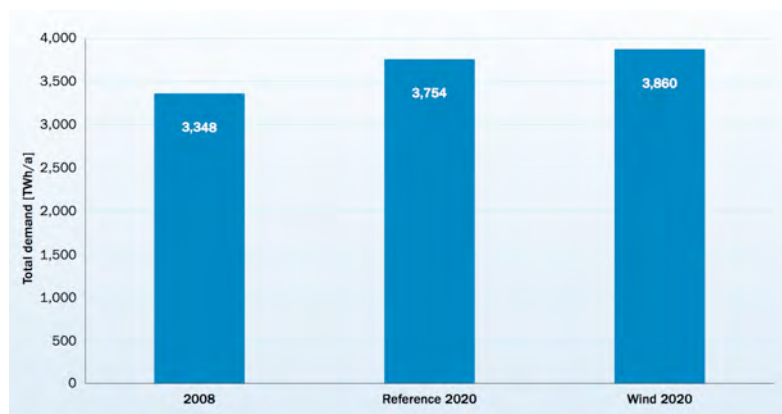


図 6.10 モデリング解析で想定した全電力需要

鎖など、仮定データとしてモデルに入力する「政策ベースの」投資も含まれている。

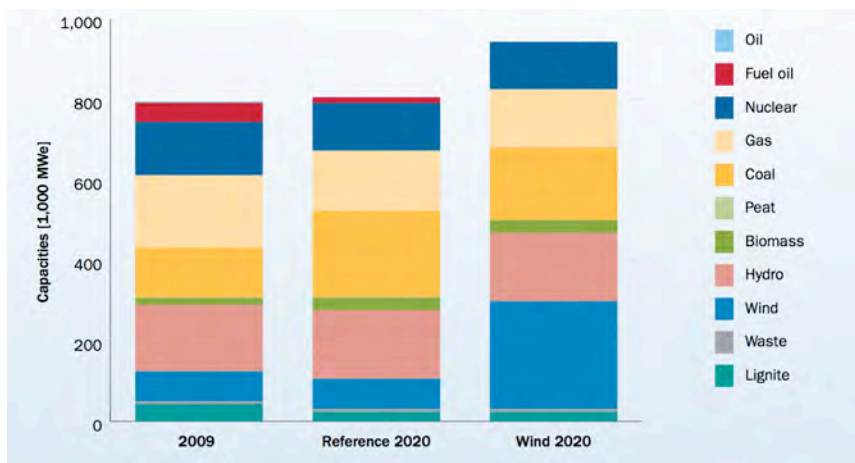


図 6.11 2008 年および 2020 年における欧州の全設備容量

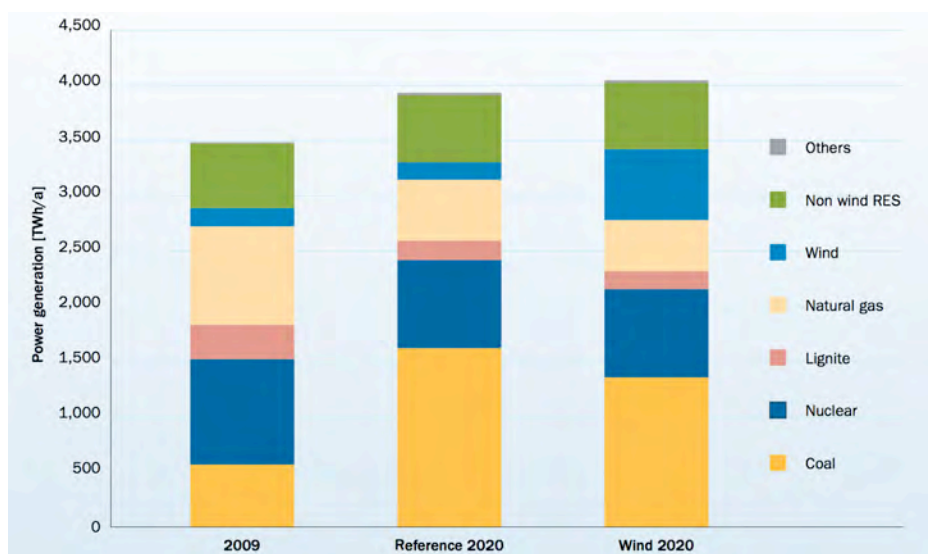


図 6.12 2008 年および 2020 年における年間発電電力量

よう、主に天然ガス火力によるピーク容量に対しても設備投資が行われる。

(ii) **総設備容量** 各シナリオにおける総設備容量を図 6.11 に示す。基準シナリオでは、2020 年における総設備容量は 775,000 MW、年間総需要電力量は 3,754 TWh と算出されている。一方、風力シナリオでは、年間 3,859 TWh と若干高い需要量を示し、総設備容量も非常に高く 908,000 MW と算出されている^{原注14}。6.4 節で既に述べたように、風力シナリオでは 200,000 MW の風力発電が増設され、風力発電の総設備容量は 265 GW となっている。そ

の結果、風力シナリオでは、特に石炭および天然ガス火力などの従来型電源の設備容量は基準シナリオよりも低くなっている。両シナリオにおける総設備容量の詳細な電源構成は図 6.11 に示す通りである。

(iii) **発電電力量** 各シナリオにおける電源構成は図 6.11 に示す通りであるが、モデリングの目的のため、いずれも、EU が設定した 2020 年における再生可能電力の目標値(総電力需要量の 34%) に達していないと仮定している。2020 年の総需要量に対する再生可能エネルギーの比率は、基準シナリオにおいて 22%、風力シナリオでは 32% と算出されている。図 6.12 には、各シナリオに対する発電電力量が示されている。

原注14 2つのシナリオの総需要水準の差は、モデルに含まれる価格弾力性による。

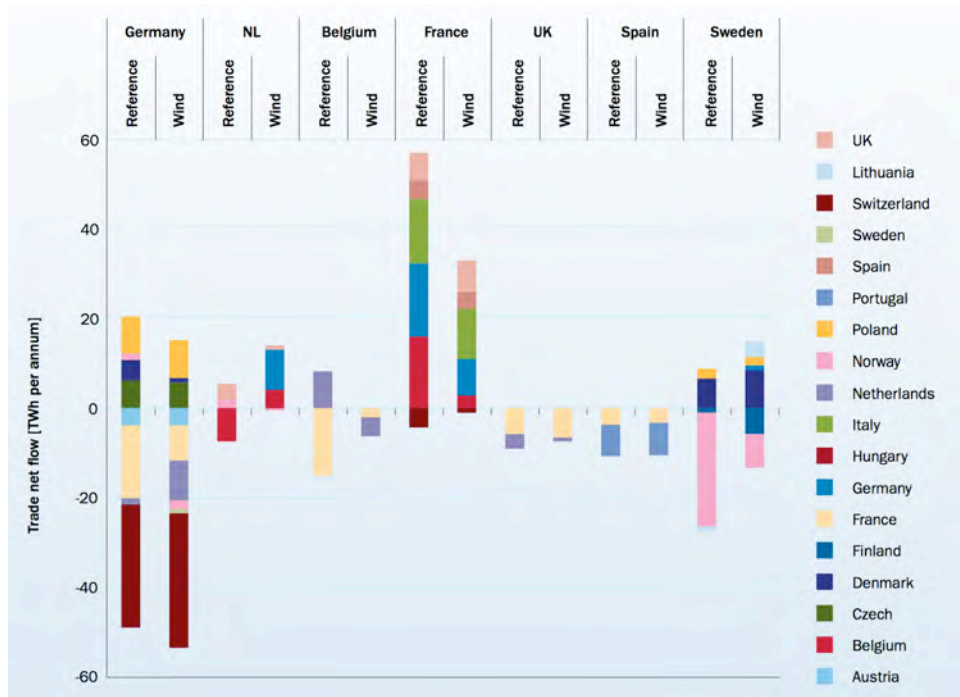


図 6.13 主な国における 2020 年の電力輸出入の流れ

図では電力輸出を基準としているため、正の数値は純輸出、負の数値は純輸入を意味している。

(iv) 国際送電 クラシックカーボンモデルでは、経済的観点から国際送電のモデリングが組み込まれており、地域にかかわらず一定の（距離に比例した）損失や費用、利用可能率および設備容量が設定されている^{原注15}。したがって、一般に送電は価格ベース、すなわち送電損失や送電料金を含めた価格差がベースとなって行われる。しかし、フィンランドとロシアのように、相互の契約により特定の地域間で送電が固定して行われるケースもある。

一般に、系統に風力発電が大量に導入されると、連系容量を増加させる必要性が高くなるが、これはクラシックカーボンモデルによる結果でも確認されており、風力発電に対して多くの投資が行われると、ほとんどの送電線で混雑による超過料金が增加する。これは系統内での変動が大きくなることにより予想されるものであるが、系統の需給調整をより適切に行うためには、より多くの連系線が必要となる。今回のモデルでは、EU 全体での送電容量は 2020

年までに 20,000 MW 増加すると仮定しているが、送電線の拡張費は上記の計算および結果には含まれていない。

しかし、電力の輸出入の流れを見ると非常に違った印象を受ける。それぞれの国の電源容量の推移により、ある国は輸出入量を非常に大きく伸ばし、他の国は減少させている。図 6.13 および図 6.14 に示す 2 つのグラフは、各シナリオにおける主な国の電力輸出入の流れを示している。正の数値はグラフ最上段に示した国からグラフ右側にリストアップされた国への純輸出を示しており、同様に負の数値は純輸入を示している。なお、このグラフは、送電容量の時間ごとの利用状況や混雑を表したものではない。

表 6.4 総電力需要における再生可能エネルギーの比率

2008年	基準シナリオ 2020年	風力シナリオ 2020年
22%	22%	32%

^{原注15} 今回のモデルでは、どの国にも送電のボトルネックはないものと仮定している。しかし国際送配電網の損失は利用者に特有のパラメータによる線形な損失関数を用いて説明されている。損失関数は「誤った」（実際に送電された容量が異なった場合）があると想定されることによって、誤りの度合い（一般に推定値あるいは実測値と要求値との差）の関数となって損失（金額的な損失および電力的な損失）として表現される。

6.5.2 感度分析

言うまでもなく、上述の解析結果には、多くの不確実性が含まれている。この項では、燃料価格や温室効果ガス削減目標などメリットオーダー効果に対する影響の大きい



図 6.14 主な東欧諸国における 2020 年の電力輸出入の流れ

図では電力輸出を基準としているため、正の数値は純輸出、負の数値は純輸入を意味している。

主要なパラメータに関する感度分析について議論する。具体的には、以下のようなケースについて調査する。

- 1) 化石燃料が 25% 上昇した場合
- 2) 2020 年の欧州の温室効果ガスの削減目標を 1990 年の水準に対して 30% とした場合

なお、前項までに述べた解析結果は、2020 年の欧州の温室効果ガスの削減目標が 1990 年の水準に対して 20% であると仮定して計算されたものである。

短期的には、燃料価格は需要と供給の不平衡など、さまざまな市場状況の影響を受ける。長期的には、発電費用は平均燃料価格に対して非常に大きな影響を受けるが、需要や供給、政策や政府の規制などの強制力によって市場状況は地域ごとに異なり、それが将来の燃料価格に大きな影響を与え、燃料価格の予測に関する不確実性として表れる。感度分析を行うのは、今回の研究における長期燃料価格予測の不確実性を反映させるためである。

さらに、2009 年 12 月にデンマークで開催された国連気候変動会議 (COP15) 以来、欧州委員会は、世界が低炭素経済に向けシフトする中で EU が世界を主導し続けることが最も重要であると、強調してきた。EU によると、他の先進国が EU と同様の排出量削減に参加し、途上国がそれぞれの責務と能力に基づいて十分な貢献をすれば、2020 年の温室効果ガスは 1990 年の水準に対して 30% 削減できる。しかし、COP15 は将来の温室効果ガス排出削減目標

に関する国際的な同意には至らず、会議の結果は多くの政策上あるいは市場に関する不確実性を残すこととなった。それにもかかわらず、EU は温室効果ガス削減目標を 20% から 30% に引き上げることもありえると欧州委員会は分析している^{原注16}。そこで、本研究において EU-ETS 対象部門に対して想定する温室効果ガス削減目標を、さらに大きくしなければならない可能性は充分にある。したがって、以下の感度分析では、この野心的な温室効果ガス削減目標がどのようにメリットオーダー効果に関する解析結果に影響を与えるかを見ることにする。

(a) 燃料価格

メリットオーダー効果は 2020 年の短期限界費用曲線を用いて算出されている。一般に短期限界費用は非燃料変動費用、燃料費、輸送費および CO₂ 排出費用を含む。燃料費は全体的な限界費用水準に影響を与える大きな要因であり、想定される燃料価格にも大きく影響を及ぼすため、燃料価格の変更によるメリットオーダー効果の影響を検討することとした。

感度分析の基本的なアプローチは、他の影響パラメータを前項までに述べた基準となるモデリング解析と同じ値に保ったまま燃料価格水準を変化させることである。な

原注16 http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/com_2010_86.pdf を参照のこと。

お、従来型化石燃料である天然ガス、石炭、石油などの燃料価格は両シナリオで25%上昇するとしている。

図 6.15 および図 6.16 に示す2つのグラフから、元の「ベースケース」に対して「高燃料価格ケース」に基づく新しい限界費用曲線が描かれている。図 6.15 は基準シナリオを表しており、このシナリオでは風力発電の設備容量は2008年時点と同じである。一方、図 6.16 は風力シナリオを示しており、EWEA 報告書「ピュアパワー」の「ハイシナリオ」^{訳注1}に従って風力発電の設備容量は200 GW と

大きく増加している。

ベースケースに対する差は、限界費用曲線がシフトすることにより明らかであるが、燃料価格が高くなると化石燃料を使う従来型発電方式の燃料費、ならびに短期限界費用が高くなるため限界費用曲線が部分的に上方へシフトする。同時に、需要も25 TWhと全体的に非常に抑制される。基準シナリオでは、ベースケースの8.58 ユーロセント/kWh (≒8.58 円/kWh) に対して8.77 ユーロセント/kWh (≒8.77 円/kWh) と、市場の均衡価格は若干上昇する結

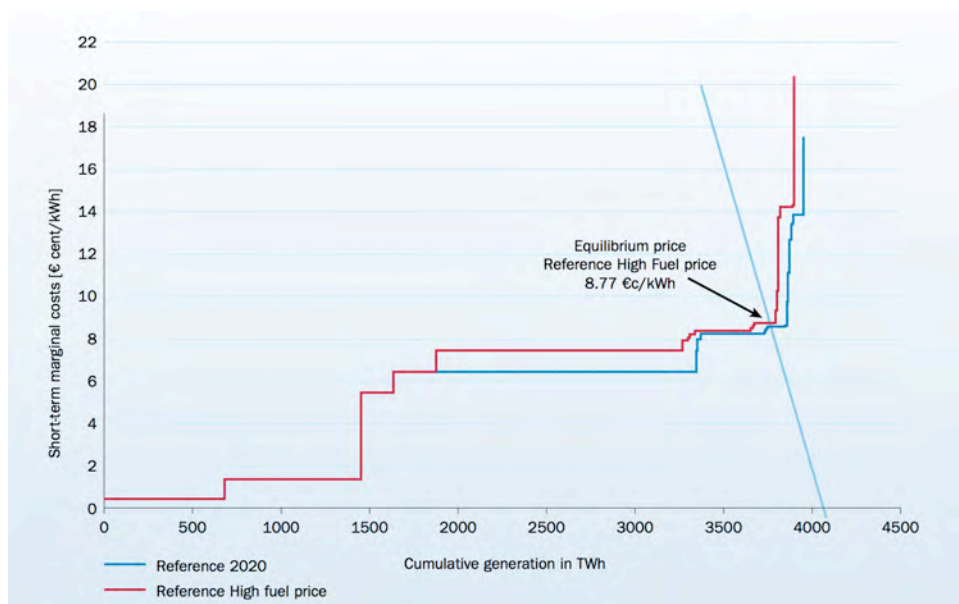


図 6.15 基準シナリオにおける感度分析とメリットオーダー曲線

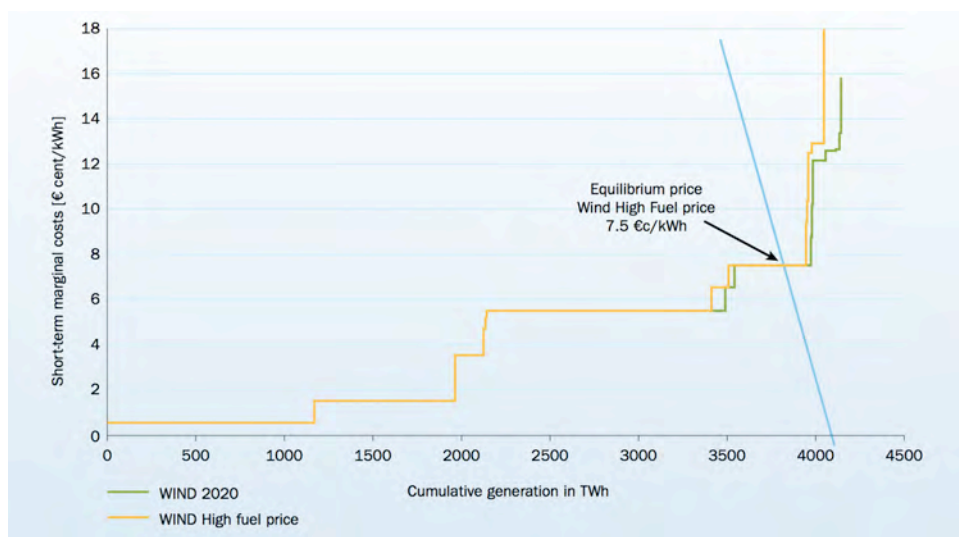


図 6.16 風力シナリオにおける感度分析とメリットオーダー曲線

訳注1 EWEA の2030年シナリオについては1.2.1項を参照のこと

表 6.5 各シナリオおよび感度分析に対する設備投資の推移

単位: MW	基準シナリオ 2020 年		風力シナリオ 2020 年		基準シナリオ (高燃料価格)		風力シナリオ (高燃料価格)	
	政策ベース	内生的	政策ベース	内生的	政策ベース	内生的	政策ベース	内生的
投資								
石炭	-96,458	187,183	-96,458	153,299	-96,458	177,895	-96,458	147,972
天然ガス	-35,486	4,993	-35,486		-35,486	9,633	-35,486	
原子力	-14,061		-14,061		-14,061		-14,061	
風力			192,403				192,403	
再生エネ (非風力)	15,677		15,677		15,677		15,677	
褐炭	-28,068	8,793	-28,068	8,793	-28,068	8,793	-28,068	8,793
石油	-36,402		-36,402		-36,402		-36,402	
他	1,269		1,269		1,269		1,269	
合計	-193,530	200,969	-1,127	162,092	-193,530	196,321	-1,127	156,765

「政策ベースの投資」とは、仮定したデータをモデリング解析に入力した投資であり、例えばそのときどきの既知の投資や投資閉鎖などである。「内生的投資」とは、需要に見合うようにモデリング解析によって（長期限界費用に基づいて）算出された投資である。

果となっている。

しかし風力シナリオでは、限界費用曲線のシフトはわずかであるため、市場均衡価格はベースケースおよび高燃料価格ケース両者ともに 7.5 ユーロセント/kWh (≒7.5 円/kWh) のままとされている。ここで両ケースにおいて、同一の発電方式は限界的であり同じ短期限界費用水準となっている。

上述の通り、元の風力シナリオでは従来型の化石燃料による電源やそれに対する設備投資は少ないため、図 6.16 に見られるように、メリットオーダー効果の燃料価格に対する感度は基準シナリオに対して非常に小さくなることは事前に予想されていた。両シナリオとも燃料価格が高くなると設備投資の推移や化石燃料による発電に影響を受けるが、基準シナリオでは化石燃料による発電方式が多いため、受ける影響も非常に大きくなる。基準シナリオにおける高燃料価格ケースを通常ケースと比較すると、石炭および天然ガスに対する内生的投資は、天然ガス火力の方が 4,500 MW も多くなり、一方石炭火力は 10,000 MW も少なくなることが明らかになった。このことは、表 6.5 から明らかである。従って、高燃料価格ケースでは化石燃料による発電は、ベースケースに比べ天然ガス火力が 100 TWh 多く、石炭火力が 100 TWh 少なくなっている。

この理由としては、石炭火力は一般に天然ガス火力よりも長期限界費用が高いことが挙げられる。燃料価格が高騰し費用が増えると、石炭火力は長期的に費用効率が悪くなり、それに対する設備投資は現実的ではなくなる。したがって、燃料価格の高騰は長期的効果として現れ、長期限界

費用を上昇させ、投資や市場均衡における電源構成に影響を与え、最終的に限界費用曲線における発電方式の順位も変化させる。さらに、燃料費および短期限界費用の上昇は限界費用曲線を上方にシフトさせるため、短期的な影響もある。

一方、燃料価格の高騰は炭素価格の低下により相殺される。理論的には、炭素価格が低下すると限界費用も低下する。本項で前述したように、高燃料価格ケースでは、ベースケースに比べて天然ガス火力が増加し石炭火力が減少することにより CO₂ 排出水準が低下する。天然ガス火力は石炭火力に比べ CO₂ の集約度が低いため、より低い CO₂ 削減費用水準、すなわち市場におけるより低い炭素価格で全体的な排出上限値が決まることになる。

高燃料価格ケースにおける炭素価格は、ベースケースに比べて約 5 ユーロ/t (≒500 円/t) 低い。風力シナリオにおいて炭素価格水準が低いことは、限界収益点にある発電方式の短期限界費用がベースケースと高燃料価格ケースとで同じであることを意味している。燃料価格が高くなると、短期限界費用が維持されるように均衡を保つため、炭素価格は低くなる。したがって、風力シナリオにおける市場の均衡価格は両ケースで同一となる。

メリットオーダー効果、すなわち基準シナリオと風力シナリオの短期限界費用の差は、高燃料価格ケースでは 12.7 ユーロ/MWh (≒1.27 円/kWh) となる。ベースケースと比較すると、メリットオーダー効果は 25%の燃料価格の高騰に対し、1.9 ユーロ/MWh (≒0.19 円/kWh) 上昇することになる。

表 6.6 燃料価格に対する感度分析結果のまとめ

	メリットオーダー効果	量的効果
風力シナリオ 2020	10.8 ユーロ/MWh (≒1.08 円/kWh)	417 億ユーロ/年 (≒4.17 兆円/年)
風力シナリオ (高燃料価格)	12.7 ユーロ/MWh (≒1.27 円/kWh)	487 億ユーロ/年 (≒4.87 兆円/年)

表 6.7 各シナリオ・ケースによる炭素価格水準の解析結果

	ベースケース		温室効果ガス 30%削減		高燃料価格	
	基準シナリオ	風力シナリオ	基準シナリオ	風力シナリオ	基準シナリオ	風力シナリオ
EUA 価格	48.87 ユーロ/t (≒4,887 円/t)	30 ユーロ/t (≒3,000 円/t)	59.34 ユーロ/t (≒5,934 円/t)	44.76 ユーロ/t (≒4,476 円/t)	44.51 ユーロ/t (≒4,451 円/t)	26.16 ユーロ/t (≒2,616 円/t)
電力価格	8.58 ユーロセント/kWh (≒8.58 円/kWh)	7.5 ユーロセント/kWh (≒7.5 円/kWh)	9.02 ユーロセント/kWh (≒9.02 円/kWh)	8.08 ユーロセント/kWh (≒8.08 円/kWh)	8.77 ユーロセント/kWh (≒8.77 円/kWh)	7.5 ユーロセント/kWh (≒7.5 円/kWh)
メリット オーダー効果	10.8 ユーロ/MWh (≒1.08 円/kWh)		9.4 ユーロ/MWh (≒0.94 円/kWh)		12.7 ユーロ/MWh (≒1.27 円/kWh)	

この表は温室効果ガス削減シナリオに対する主な結果を示しており、炭素価格水準、均衡電力価格および算出されたメリットオーダー効果を示している。

(b) 排出削減目標

燃料価格に対して、短期限界費用に影響を与えるもうひとつの主要なパラメータとして、炭素価格が挙げられる。これは排出削減目標の影響を受けるため、メリットオーダー効果が想定された EU-ETS 上限値や 2020 年における全体的な排出削減目標に与える影響を解析する必要がある。

欧州委員会は、**ポスト京都議定書の約束期間**の国際的同意が得られれば、CO₂ 削減量を 20%から 30%に引き上げるという野心的な声明を発表している。さらに、EU のみが一方的に削減目標を 30%に引き上げることに對して、その実現可能性を検討する重要な評価がすでに着手されている。しかし、この 30%という削減目標をどのように EU-ETS 部門と非 ETS 部門に配分するかについては、定量的な指標は示されていない。

今回のベースケースで欧州の排出削減目標として仮定した 20%という数値は、EU-ETS 部門の 2005 年の排出量に比べ 21%の削減に相当する。これは欧州委員会によって定義されたものであり、ETS 部門が EU の排出量のおよそ 40%を占め、削減目標の 60%を分担しているという事実に基づくものである。

「30%削減目標ケース」では、全排出削減量の ETS の分担が 60%のままであると仮定しているが、これは ETS の 2005 年比の削減目標 36%に相当する。さらに、このうちの半分が非EUのプロジェクトからの外部クレジットでカバーされていると仮定する。上述した分担比に基づいて

EU-ETS 上限値を下げるために、ここで再び、他のパラメータを一定にして感度分析が実行される。

感度分析の結果、CO₂ 排出削減目標がより高くなっても、増加した風力発電によって電力価格が低下することが明らかになった。一般に、炭素価格水準が 44 ユーロ/t (≒4,400 円/t) まで上昇すると、電力市場価格も上昇する。炭素価格の上昇は、天然ガス火力への設備投資やその発電電力量の増加も引き起こす。この理由は主に、天然ガス火力は炭素集約度が低く、石炭火力に対して競争力が高いためである。さらに、風力シナリオにおいてさえ、非常に野心的な温室効果ガス削減目標は、従来型電源を新設の風力発電によって代替することによってのみしか達成できない。石炭火力を別の電源で代替するには補助的な天然ガス火力も必要であるため、風力発電の増加に伴って、結果的に天然ガス火力が風力発電に代替されることになると予想される。

30%削減目標ケースにおける炭素価格は、需要と供給が釣り合う一般均衡価格も目標値 20%の「ベースケース」に比べて上昇する。30%削減目標ケースの基準シナリオの結果では、均衡価格は 90.2 ユーロ/MWh (≒9.02 円/kWh) となる。さらに、表 6.8 のように、20%削減目標ケースに比べ 30%削減目標ケースの方が均衡価格は高くなるのがわかる。

しかし、電力市場価格の影響は、基準シナリオよりも風力シナリオで大きい。例えば、風力シナリオの電力市場価

格はベースケースで 7.5 ユーロセント/kWh (≒7.5 円/kWh)、30%削減目標ケースで 8.08 ユーロセント/kWh (≒8.08 円/kWh) であり、その差は 0.58 ユーロセント/kWh (≒0.58 円/kWh) であり、これは基準シナリオの 0.44 ユーロセント/kWh (≒0.44 円/kWh) よりも大きい。このことは、温室効果ガスの削減目標が高くなると電力市場価格も高くなることを意味している。同様に、風力シナリオにおいては削減目標が高いほど(石炭火力よりも短期限界費用が高い)天然ガス火力が利用され、新設の風力発電に代替されることを意味している。

結論として、基準シナリオと風力シナリオにおける感度分析により、20%削減目標ケースに比べ 30%削減目標ケ

ースでは均衡価格が高くなり、風力シナリオの均衡価格水準は基準シナリオに比べより上昇することも明らかになった。メリットオーダー効果は両シナリオ間の均衡価格の差として算出されるため、一般に、より野心的な温室効果ガス削減目標はメリットオーダー効果を弱めると予想される。

図 6.17 に示すように、30%削減目標ケースにおけるメリットオーダー効果は 9.4 ユーロ/MWh (≒0.94 円/kWh) と算出されている。図 6.18 には、これまで行ったすべての感度分析の結果がまとめられており、6.5.1 項で述べたベースケースで算出されたメリットオーダーの量的効果も示されている。したがってこの図から、2種類の感度分

表 6.8 温室効果ガス削減目標に対する感度分析による電力市場価格

	基準シナリオ	風力シナリオ
ベースケース	8.58 ユーロセント/kWh (≒8.58 円/kWh)	7.5 ユーロセント/kWh (≒7.5 円/kWh)
温室効果ガス 30%削減目標	9.02 ユーロセント/kWh (≒9.02 円/kWh)	8.08 ユーロセント/kWh (≒8.08 円/kWh)
ベースケースを基準 とした価格上昇比	0.44	0.58

表 6.9 感度分析に対するメリットオーダー効果およびその量的効果

	メリットオーダー効果	量的効果
風力シナリオ ベースケース	10.8 ユーロ/MWh (≒1.08 円/kWh)	417億ユーロ/年 (≒4.17 兆円/年)
高燃料価格	12.7 ユーロ/MWh (≒1.27 円/kWh)	487億ユーロ/年 (≒4.87 兆円/年)
温室効果ガス 30%削減目標	9.4 ユーロ/MWh (≒0.94 円/kWh)	357億ユーロ/年 (≒3.57 兆円/年)

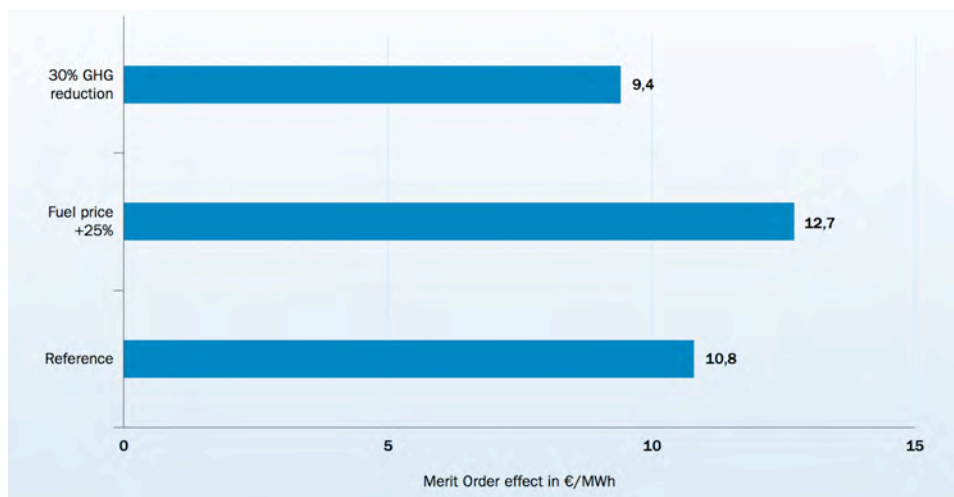


図 6.17 感度分析の各ケースに対するメリットオーダー効果

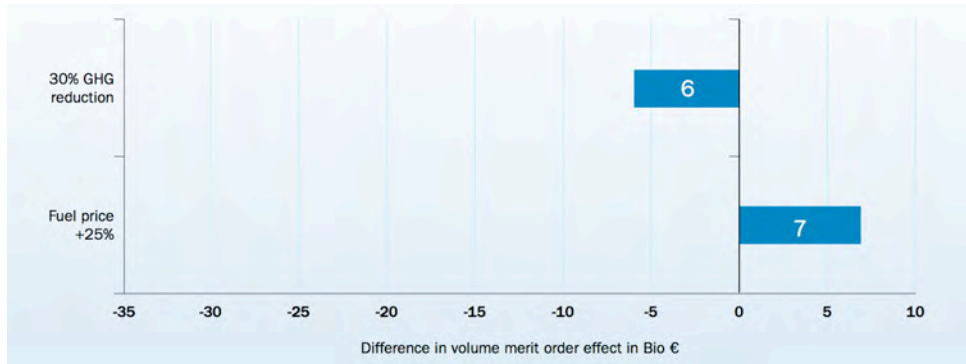


図 6.18 さまざまな感度分析に対するメリットオーダー効果の量的効果

析におけるメリットオーダーの量的効果の差、すなわちベースケースに対して燃料価格が 25% 上昇した場合と削減目標が 30% に引き上げられた場合の差も明らかとなる。

25% 燃料価格が上昇した場合のメリットオーダーの量的効果は、ベースケースに対して 70 億ユーロ（≒7,000 億円）増加する。さまざまな感度分析に対するメリットオーダーの量的効果の絶対値は図 6.18 に示す通りであり、その他いくつかの特徴的な数値が図から読み取れる。

6.6 結論

モデリング解析の結果は、風力発電の設備容量が増加することにより将来の欧州の電力市場における電力価格が低下するという理論を裏付けている。風力発電の設備容量が 2020 年までに 200 GW 増加し、累計で 265 GW に達した場合、10.8 ユーロ/MWh（≒1.08 円/MWh）のメリットオーダー効果が発生し、平均電力卸価格水準は 85.8 ユーロ/MWh（≒8.58 円/kWh）から 75 ユーロ/MWh（≒7.5 円/kWh）に低下すると推定されている。

しかし、この数値は完全に機能している市場を想定したものであり、長期投資予測や長期市場均衡を前提としたものである。2020 年において想定した発電電力量には、長期限界費用を考慮した経済的実現性が要求される。系統が平衡になるように、最も費用効率の低い従来型電源は風力発電に代替される。この電源構成のシフトが解析によって得られたメリットオーダー効果の主な要因である。

しかし、現実には、このようなことは必ずしも起こるわけではない。電力市場の入札は短期限界費用に基づいており、系統に大量の風力発電が存在するなど、極端な場合には費用効率の悪い発電所も必要となる場合がある。風力発電の短期的効果の大部分は風力発電の変動性に関する。また、風力発電の増加による価格の急激な変動は風力発電自体が持つ費用効率性に悪影響をもたらす。現実にはこの

ことにより、将来の最適化された市場均衡ではメリットオーダー効果が解析結果より減少する可能性がある。したがって、この研究の結果には慎重な考察が必要で、特に将来の電源構成は多くの不確実性を含むため注意が必要である。さらに、他の文献では一般に風力発電の短期価格効果を推定しているため、市場は常に均衡しているわけではなく、実際の価格差やメリットオーダー効果は必然的に大きく異なる可能性があるため、この結果と最近の他の文献とを直接比較することは好ましくない。

さらにこの研究では、特定の年の一年間の風力発電導入量による総費用削減量を参照しながらメリットオーダー効果の量を推定しており、全ての電力需要が発電側の限界費用で購入されたと仮定すると、メリットオーダー効果の総量は 2020 年で年間 417 億ユーロ（≒4.17 兆円）と計算されている。しかし、価格の低下は発電事業者の収入が減ることを意味し、このメリットオーダー効果の一部は発電事業者から需要家へ再配分されるため、純粋な社会経済的便益と見なすべきではない。現在のところ、風力発電に代替された従来型電源の長期限界費用のみが実際の経済的便益となっており、これは世論が風力発電の増加を支持していることと対比して考えるべきである。

2 つのシナリオは、新設される風力発電が将来の電力価格に与える影響をモデリング解析によって明らかにするために開発されたものである。このため、2 つのシナリオの主な違いは風力発電の設備容量であり、その他の再生可能エネルギー源はすべて 2008 年レベルのままに固定され、バイオマスや太陽光、地熱発電などのエネルギー資源は増加しないものと仮定されているが、これは実際の市場の推移を反映したものではない。また、再生可能エネルギーの比率が高まれば、設定された CO₂ 排出上限値を達成するための削減費用に影響を与えるものと考えられ、間接的に化石燃料ベースの従来型発電方式に対する投資判

断に影響を与える可能性もあるが、メリットオーダー効果を推定することは困難である。排出水準が低いと炭素価格も低くなり、石炭火力の費用効率が上昇するため、排出量に対する再生可能エネルギーの影響を相殺する可能性がある。したがってこれらの影響は、定量化されたモデリングツールを用いて、より厳密な感度分析を行うことによって検討すべきである。

感度分析の結果から、天然ガス、石炭、石油などの化石燃料価格が 25% 上昇した場合、メリットオーダー効果は 1.9 ユーロ/MWh (≒0.19 円/kWh) 上昇することが明らかになっている。また、高燃料価格ケースでは、風力発電の増加により電力価格が基準シナリオの 87.7 ユーロ/MWh (≒8.77 円/kWh) から風力シナリオの 75 ユーロ/MWh (≒7.5 円/kWh) に低下することが示されている。また、高燃料価格ケースの 12.7 ユーロ/MWh (≒1.27 円/kWh) とベースケースの 10.8 ユーロ/MWh (≒1.08 円/kWh) を比較すると、燃料価格の 25% 上昇に対してメリットオーダー効果は 17.5% 上昇する結果となった。

今回の研究から、電力価格および限界費用水準に影響を与える主な要因は燃料価格であることが明らかになった。メリットオーダー効果は両シナリオ間の電源構成とその設備容量の差、特に石炭火力および天然ガス火力発電の開発と利用の差としてほぼ説明できる。したがって、解析された燃料価格の差は非常に意義のあるものであるが、天然ガスと石炭の価格水準の相対的価格差を変えれば、メリットオーダー効果に対してさらに非常に強い影響が見られる可能性もある。

今回の研究では、炭素市場の想定、特に炭素価格水準が将来の電力市場およびその価格水準にとって非常に重要なパラメータであることが証明された。温室効果ガス排出削減目標を対象とした感度分析により、30%削減目標ケースの均衡価格は 20% ベースケースよりも高くなることが明らかとなった。しかし、感度分析の結果は全ての EU-ETS 部門および産業部門における今後の削減潜在量や削減費用に強く依存する。

6.7 付録

6.7.1 モデルにおける仮定条件

(a) 燃料価格

燃料価格および発電効率などの他の入力パラメータは、電力費用の決定と将来の電力系統の展望に影響を及ぼすため、クラシックカーボンモデルにとって非常に重要である。本節では、モデルにおける供給側の最も重要な仮定条件と将来の設備容量への影響について、概略を説明する。本モデル解析の両シナリオにおける 2020 年の燃料価格

表 6.10 燃料価格の設定条件 (2008 年は実際の価格)

	石炭	天然ガス
2008 年	7 ユーロ/MWh (≒0.7 円/kWh)	12.5 ユーロ/MWh (≒1.25 円/kWh)
2020 年	11 ユーロ/MWh (≒1.1 円/kWh)	29 ユーロ/MWh (≒2.9 円/kWh)

2020年における燃料価格の想定は、IEAに基づく^{原注17}

は、表 6.10 のようになる。

(b) 再生可能エネルギー電源の設備容量

一般に、クラシックカーボンモデルにおける設備容量の推移は、一部は外生的、すなわち解析に入力する入力データとしてモデル外部から決定され、一部は内生的、すなわちモデルによって決定される。内生的投資は投資の収益性に基づいており、外生的投資は(電源の廃炉も同様に)既知の決定や政策的アクションに基づいている。したがって、内生的投資は「市場ベースの投資」とも呼ばれ、外生的投資は「政策ベースの投資」とも名付けられている。両シナリオでは、風力発電の推移は外生的に決定されている。これは、2020 年までに新設される風力発電の設備容量の数値が外的に定義され、固定された入力データとしてモデルに入力されていることを意味している。

さらに、太陽光、バイオマスなどの全ての再生可能エネルギー電源は、両シナリオとも 2008 年レベルのまま一定となっている。これらは、既に実施されている支援スキームに従って発生する政策ベースの投資として考えるべきであるため、現実的でないように見えるが、本解析では、風力発電に対する投資による純粋なメリットオーダー効果のみを推定するために、風力以外の再生可能エネルギー電源の外生的な容量は増加させないこととした。他の再生可能エネルギー電源に対する政策ベースの投資を増やすことは「通常ケース」とみなせるかもしれないが、これによって費用の高い従来型電源が代替され、平均電力価格の低下につながる可能性があり、解析結果および風力発電のメリットオーダー効果が歪められる可能性がある。本研究は風力発電のメリットオーダー効果のみを調査することを前提としているため、他の再生可能エネルギーに対する政策ベースの投資は制限されている。

表 6.11 では、各シナリオに対する風力発電の設備容量の想定値が示されている。基準シナリオでは 2008 年の値が、風力シナリオでは設備容量は EWEA の「ピュアパワ

^{原注17} IEA: 「世界エネルギー展望 2009 (World Energy Outlook 2009)」および「EU のエネルギー安全保障と連帯に関する行動計画」COM(2008)781 final の新エネルギー政策シナリオ (New Nergy Policy scenario) の仮定を組み合わせている。

表 6.11 各シナリオにおける各国の風力発電設備容量の想定値

	基準シナリオ [MW]		風力シナリオ [MW]		2020年需要 [TWh]
	陸上	洋上	陸上	洋上	
オーストリア	950		4,000		78
ベルギー	354	30	2,500	2,000	109
ブルガリア	159		3,500		56
キプロス	0		500		7
チェコ	150		1,800		103
デンマーク	2,771	409	4,000	2,500	40
エストニア	78		500	100	15
フィンランド	119	24	2,000	1,000	102
フランス	3,404		20,000	6,000	633
ドイツ	23,891	12	42,000	10,000	674
ギリシャ	985		8,300	200	80
ハンガリー	127		1,200		53
アイルランド	997	25	6,000	1,000	37
イタリア	3,736		17,000	1,000	442
ラトビア	27		200	100	9
リトアニア	54		1,00	100	21
ルクセンブルグ	35		700		4
マルタ	9		200		2
オランダ	1,978	247	4,000	6,000	152
ポーランド	472		12,000	500	204
ポルトガル	2,862		9,000	0	77
ルーマニア	10		3,500	0	93
スロバキア	3		1,000		43
スロベニア	0		700		18
スペイン	16,740		41,000	1,500	387
スウェーデン	888	133	8,000	3,000	187
イギリス	2,650	591	14,000	20,000	452
合計	64,935		265,000		4,079

一・シナリオ」における最も高い値がそれぞれ使われている。

(c) 電力需要

同じく表 6.11 に示す 2020 年の電力需要の入力データも、EWEA から提供されたものである^{原注18}。クラシックカーボンモデルでは柔軟な需要アプローチ(すなわち価格に反応できる需要)が用いられているため、電力需要は詳細で高度なモデリングが可能となっている。この需要データは外生的に与えられ、解析によって特定の所得や**価格弾力性**に従って実際の需要が算出される^{原注19}。

^{原注18} この図は EWEA の「ピュアパワー・シナリオ」の計算を参照しており、欧州委員会の「2030 年に向けた動向」から(発電電力量から純輸出を差し引いて)導かれている。

^{原注19} **価格弾力性** (price elasticity) は価格の百分率変化に対する需要の百分率変化として表現される。例えば、もし 1% の価

(d) 設備投資

6.4 節で述べたように、両シナリオとも風力および他の再生可能エネルギー電源の設備容量は固定されている。しかし、クラシックカーボンモデルには、需要と供給の不均衡に基づいて電源容量に対する設備投資が発生するようなモジュールが組み込まれている。

したがって、外生的な所与の設備容量の推移が電力需要に充分満たない場合には、追加投資が内生的に決定される。内生的投資判断の元となる一般的な論理は、電力価格が最もコストの低い従来型発電方式の長期限界費用を超えた場合、その発電方式への設備投資が行われる、ということである。それぞれの発電方式の総費用は、その方式の

格上昇に対して需要が 0.5%減少したとすると、価格弾力性は 0.5 となる。したがって弾力性は、需要が価格変化に対してどの程度柔軟性(あるいは鋭敏性)があるかの指標となる。

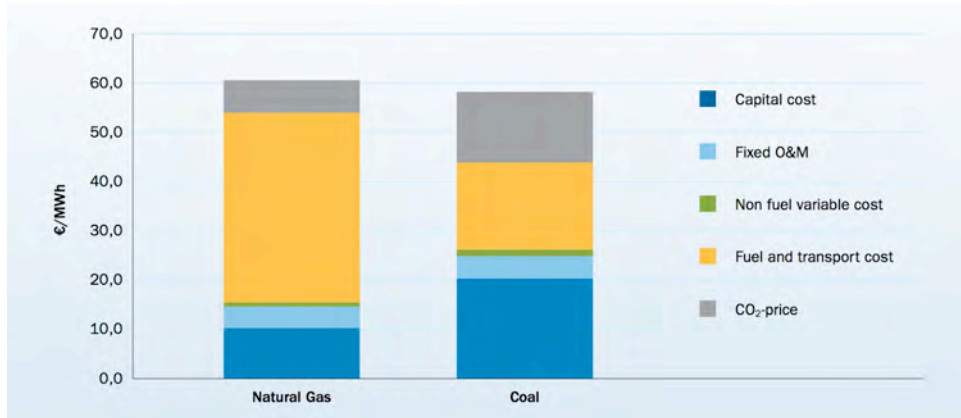


図 6.19 2020 年におけるドイツの石炭火力および天然ガス火力の長期限界費用

表 6.12 2020 年における EU-ETS 割当量の仮定条件

ETS部門の排出量 (2005年)		21.41 億t
ETS部門の割当量 (2020年)		(-21%) 16.92 億t
新部門の排出量 (2005年)		2.53 億t
	航空	1.56 億t
	化学	0.85 億t
	アルミ	0.12 億t
新部門の割当量 (2020年)		(-21%) 2.00 億t

資本費用や燃料費、発電効率、CO₂排出費用、燃料輸送費およびさまざまな変動・固定費用に左右される。設備投資は、石炭および天然ガス火力に限定して行われる。

しかし、従来の設備投資は 2 つの主な側面で制限される。まず、原子力発電の開発は政策によって大きく影響される傾向があるので、このモデルでは原子力発電に対する内生的投資は制限されている。さらに政策的投資水準および投資方式は、それぞれの国で既存の設備容量プロファイル（統計データ）に従って上限が決められており、本モデルではある発電方式のみに無制限に投資ができないよう設定されている。

図 6.19 では、2020 年におけるドイツの新設された CCGT と石炭火力の設備容量に対する長期限界費用の仮定条件を比較している。この図は、CCGT の稼働率は 85% で石炭液化による火力発電は 90% と若干高い稼働率で運転するという仮定条件を元としている^{原注20}。今回の仮定によると、石炭火力は 2020 年には最もコストの安い発電方式となる。燃料輸送費は国によって異なる唯一の要素であり、この図が元になっている燃料および炭素価格を考える

^{原注20} クラシックモデルにおける石炭液化による発電の稼働率は、モデルの解析結果として与えられる。したがって、図 6.19 の仮定条件と一致しないこともある。

と、クラシックカーボンモデルによって生成される西欧の設備投資のほとんどは火力発電の設備容量に投資されると推定することもできる。石炭火力に対する設備投資が増加すると、価格効果は割当てに依存するが、炭素価格は上昇する。

(e) 炭素市場

両シナリオとも、EU の 2020 年における（対 1990 年比の）排出量削減目標は基本的に 20% とした。さらに、2020 年における排出量割当および取引ルールについての基本的な仮定に、欧州議会で可決された欧州委員会の草稿を使用した^{原注21}。この最近の法令では、割当ておよび競売ルールに関して多くの説明がなされているが、一部の定義と記述が未解決なため、法令解釈に不明瞭性が残ってしまっている。割当てのための法令における不明瞭性は、欧州全体での総割当量や競売量、外部クレジットの輸出量を定量化するための仮定を単純に定義することによって処理されている。

さらに、既存の ETS 部門が 2005 年の水準に対し 2020

^{原注21} 改正指令は 2008 年 12 月に欧州議会で可決された。
http://www.consilium.europa.eu/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/en/ec/104692.pdf

年までの排出削減量を21%と仮定している。将来的には、航空産業からのCO₂排出量やいくつかの化学プロセスからのCO₂およびNO_xの排出量、回収・輸送・貯蔵される温室効果ガスがETSに含まれることになる。この新しい部門にも同様に21%の削減目標が設定される。

欧州委員会は、EUのみで上限値を拡大させ、割当量が一元化されたルールに基づいて配分することを決定している。したがって、総割当量は2005年の設備を含むスキームの排出量に基づいており、毎年1.74%の割合で線形的に減少していくことになる。

2008年から2020年までの期間に亘って最大16億tを上限とするクレジット輸入が仮定されている。この数値は欧州委員会の推定した総輸入量に基づいたものであるが、ETS指令の草稿案では、認証排出削減量(CER)や排出削減単位(ERU)の輸入はポスト京都議定書の国際的合意がなされない限りこれ以上認められないとしている。CERやERUは2008年から2020年までの取引期間では遵守されないが、第3約束期間に実行される可能性もある。また、2013年から2020年までの期間では、平均クレジット輸入は年間1.06億tになると仮定されている。

6.7.2 モデル記述

メリットオーダーに関する解析結果は、Pöyry社のクラシックカーボンモデルを用いて得られたものである。このモデルは長期電力市場および炭素市場のシミュレーションモデルであり、電力価格と電力潮流から想定された需要に見合うよう設備投資が計算される。設備投資は短期限界費用および固定投資費用に基づいて行われる。今回の解析では、風力発電に対する多額の投資が追加されており、需要と供給の不均衡はモデルの計算によって埋め合わされていく。

このモデルの地理的な対象は欧州のほとんどの地域である。モデルの時間分解能は月ごとであり、それぞれの月は5つの異なる負荷ブロックに分割されている。クラシックカーボンモデルは完全な予測モデルであり、風に対する確率論的なモデルではない。また1時間の時間分解能力は有していない。

クラシックカーボンモデルは電力市場および炭素市場を解析するための最先端のモデルシミュレーションツールである。このモデルはボトムアップモデルおよびトップダウンモデルを組み合わせたもので、電力市場および炭素市場における基本的な供給関数と需要関数を把握するものである。このモデルはPöyry社の電力市場モデルCLASSICの拡張版で、その名前が示唆する通りPöyry社が開発した最初の電力市場モデルである。このモデルは市場の推移に伴って15年以上に亘って開発され拡張してお

り、電力価格、需要量、発電量、設備投資、取引量およびCO₂排出量などの長期市場の展望をモデリングするために設計されている。CLASSICは全欧州の電力市場(EU 27ヶ国およびノルウェー、スイス)をモデリングでき、欧州の電力市場、特に価格および電力需要、さまざまな発電方式に対する設備投資の推移を解析するために用いられて来た。CLASSICは欧州の電力市場用に最先端の解析アルゴリズム、解析速度、ならびに、ユーザーフレンドリー設計を兼ね備えている。CLASSICのユーザーインターフェースはExcelであり、入力データおよび解析結果が共にメニューベースで表示でき、ユーザーは必要な情報を簡単に入出力して表やグラフの形式で読み取ることができる。

CLASSICの数学的プログラミングのモジュールはGAMSを用いて実行されており、ExcelのインターフェースによりGAMSのモジュールを全て制御し実行させている。CLASSICを使うために必要な知識は、Excelに関する基本的な知識のみであり、ユーザーにはGAMSあるいは数学的プログラミングの知識は一切必要としない。

CLASSICの技術的特徴

(i) 地理的範囲 CLASSICの標準版では、全ての欧州の国々(EU 27ヶ国およびノルウェー・スイス)が同時にモデリングされる。デンマークに関しては、ユトランドとジューランドの2つの領域にさらに分割され、面積の小さい国(例えばキプロス、マルタ)およびいくつかの東欧諸国は除外されている。このモデルでは、モデリングできる国の数を簡単に増減させることができる^{原注22}。

(ii) 時間分解能 CLASSICの解析は2つの時間分解能で実行される。解析時間は、例えば季節、月、週など、1つないし複数の期間に分割され、それぞれの期間は5つの負荷ブロックにさらに分割される。この負荷ブロックは深夜、週末、夕方、日中ピーク時など一日のうちの特定の時間帯に相当し、それぞれの期間で発生する変動する負荷水準を表す。負荷ブロックは元の期間と異なり時間順に並んでいない(すなわち、負荷ブロック1の後は必ずしも負荷ブロック2が来るわけではない)。

この解析期間や負荷ブロックの時間分解能はユーザーによって決定できる。ユーザーはそれぞれの期間の長さを簡単に設定でき(不均等間隔も可能)、その定義に従って対応するデータを得ることができる。例えば特定の週に対してそれぞれの負荷ブロックとして時間を設定すること

^{原注22} このモデルでは、欧州以外の地域への電力取引(例えばロシアとフィンランド間の電力取引)のモデルを可能とするため、外部「地域」が利用されている。この外部地域のデータセットにはその地域へもしくはその地域から接続される国家間送電容量および、一定の送電量もしくは外部地域と価格ベース取引する場合に決定されるユーザーが定義するその地域の電力価格が含まれている。

もできる。

(iii) **電力供給** このモデルでは、既存の発電方式や燃料費および他の運転費用に関連するデータを有しており、市場価格が限界入札より高くなると従来型火力発電による発電が要請される。CLASSIC では、与えられた地域の個々の発電所のモデルではなく、発電所のタイプごとに発電方式をワンセットにまとめている。それぞれの発電所タイプは、いくつかの共通の特性（費用など）と、国ごとによって異なる他の特性（設備容量や発電効率など）を持っている。この発電所タイプを用いる理由は、一般に、全ての発電所を精度のレベルに合わせて詳細にモデリングするにはデータが不十分であるからである。詳細な技術的モデリングと比較すると、経済的モデリングにおいては、多数の発電所を追加しても計算精度を向上させずに計算機の負荷を（時として著しく）増大させるだけである。データが不足していることも合わせて考慮すると、精度が向上できたと思っても、それはみせかけにしかすぎず、最悪、間違っている場合もある。

風力発電およびコージェネレーションは、統計データに基づいた発電プロファイルで表現されている。コージェネレーションに関しては、改良コージェネレーション・モデリングが採用されており、**抽気**および**背圧**のプロセスが別個にモデリングされている^{原注23}。後者はさらに公共部門と産業部門に細分される。

Nordic 電力市場あるいはアルプス地方などの大容量の貯水池式水力発電を持つ市場については、貯水池式水力発電を充分適切な方法で表現すること、すなわち長期間に亘って貯水が可能であるかどうかを考慮することが非常に重要となる。例えば、雪解けと降水による流入ピークが夏季と秋季にあっても、需要のピークが冬季にある場合もあるため、水力発電事業者は水を貯水し、いつでも貯水池の水位と将来の流入量および価格の予測に従って供給することになる。このような特徴を表すため、CLASSIC は年間を通じた水利用を最適化し、流入と貯水を考慮している。

(iv) **電力需要** 電力需要は電力供給と同様に重要であるため、CLASSIC における電力需要のモデリングは詳細で高度なモデリングである。ここで最も重要な特徴は、CLASSIC では柔軟性のある需要、すなわち価格に反応する需要が用いられているということである。他の多くのモデルでは、需要水準は外生的であり、このことは需要水準がユーザーによって指定できる。それに対して CLASSIC では需要はモデル内部で計算され、ユーザーは弾力性と呼ばれる需要の柔軟性と計測点（通常、観測された価格と需要水準のセット）のみを指定する。したがってこのモデル

^{原注23} 背圧式発電は熱と電力発生の関係が一定であるという特徴を持つ。一方、抽気式はこの関係がある程度柔軟である。発熱により発電が抑制されるがそれは一意的でない。

では、電力需要の数学的表現としていわゆる Cobb-Douglas 型需要関数^{原注24}を仮定している。ユーザーが需要の柔軟性のデータを持ち合わせていない場合には、需要を一定にするオプションも選択できる。

さらにこのモデルでは、最大5つの需要群を設定でき、それぞれ別個の需要曲線を持たせることも可能である。現在のところ、5つの需要群は一般家庭、電力、サービス業、その他の産業部門、電炉に設定されている。このうち電炉は北欧における解析では重要である。

さらに、ユーザーは各需要群の中で年間および日中（負荷ブロックを用いた場合）を通じて需要の形状を設定することができる。それぞれの需要群に対してユーザーは利幅や税、流通費用、VAT 水準なども設定することができる。

(v) **送電** 国際送電に関しては、経済的な観点から（物理的な負荷潮流の観点からではなく）モデリングされており、ある地域から他の地域への接続に対してはそれぞれ一定の（線形な）損失や費用、稼働率および容量が設定されている。

一般に、CLASSIC では、以下の3つのタイプの地域間送電が設定されている。

- 通常、送電は価格ベースで行われる。すなわち地域間の送電は価格差に基づいて行われる（価格には損失および送電料金が含まれる）。
- 地域間で契約がある場合、その地域間の送電は契約に基づいて一定となる（例えばフィンランドとロシア）。
- 価格ベースと一定方式を組み合わせた送電も可能である。CLASSIC では、送電容量に対してまず一定方式の取引量を許可し、残りの容量に対して価格ベースの取引を認めている。

CLASSIC では、どの国でも送電線混雑は発生しないと仮定しているが、域内総配電の損失についてはユーザーが設定するパラメータとして線形損失関数が考慮されている。

(vi) **市場支配力のモデリング** CLASSIC では完全に競争的な市場を前提としているが、市場のダイナミクスの効果を把握することも可能である。完全に競争的な市場では、電力供給者は**限界生産費用**で入札するが、**市場支配力**を想定すると、電力供給者はその限界費用以上の価格で入札する。CLASSIC では、これを入札価格引き上げとして定義することにより表現している。入札価格引き上げは相対値（限界費用に対する比）でも絶対値でもどちらでも可能である。入札価格引き上げに関しては、これは外生的でありすなわちユーザーによって定義される値であることに留

^{原注24} 経済学の分野で一般的に用いられている関数。

意すべきである^{原注25}。

(vii) 投資のモデリング CLASSIC は長期電力市場のモデリングに適しているため、このようなモデリングでは発電所に対する将来の設備投資が非常に重要となる。投資は事前に決められている場合もある。このような場合、ユーザーはそれぞれの地域や発電所群に対して自動的に投資が発生するよう設定することができる。

しかし、将来発生する全ての投資が既知であるわけではない。この場合は、投資水準はモデルによって計算され、モデルの出力結果として投資が決定される。例えば、20年後までモデルを解析する場合、例えば CCGT に対する設備投資が 20 年間という計算期間の間どの程度発生したか、ということが主な出力結果となる。将来発生する投資

をモデルに計算させるために、ユーザーは個々の国や発電所群の投資潜在力や投資費用を設定する。このモデルでは、発電所の補修や廃炉も計算することができる。廃炉や補修費はユーザーが設定しなければならない。

(viii) シナリオのモデリング 「基本ケース」となるデータセットを設定し、そこからいくつかの条件を変えた複数のシナリオを仮定できるようにするため、柔軟性のあるシナリオ構造が採用されている。基本ケースのデータセットおよび各シナリオのデータセットはモデルデータとして組み合わせられ、解析に用いられる。基本ケースのデータセットはモデルの一部として保存され、それぞれのシナリオは変更されたデータが記録された対応するデータ表として表現される。

^{原注25} 市場支配力のモデルでは、入札価格引き上げは外生的である。すなわち、モデルでは市場ダイナミクスおよび不確実性のような他の特徴に基づき入札価格引き上げの水準が計算される。

用語集

固有名詞 *

(団体・プロジェクト名、法令文書等)

あ行

アイルランド全島市場 All-Island market

2004年8月にアイルランド共和国のエネルギー規制委員会 (Commission for Energy Regulation) および英国・北アイルランド自治州の北アイルランド系統規制局 (Northern Ireland Authority for Utility Regulation) の間で合意され創設されたアイルランド島における単一の電力卸市場。現在、SEMO (Single Electricity Market Operator) が運営している。

「域内電力市場の共通ルールに関する指令」 Directive concerning common rules for the internal market in electricity, 2009/72/EC

第3次自由化パッケージのうちの法令文書のひとつで、欧州域内の電力市場自由化に関する指令。1996年に制定され (96/92/EC)、2003年に改訂 (2003/54/EC) された後、第3次自由化パッケージの一部として大幅改正された。「IEM指令 (IEM Directive)」とも略称される。この文書の英語版は以下のサイトで閲覧可能。

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:EN:PDF>

イベリア電力市場 MIBEL: Mercado Ibérico de la Electricidad (西), The Iberian Electricity Market (英)

2004年に合意されたスペインおよびポルトガル両国による政府間イニシアティブにより創設されたイベリア半島の地域電力市場。現在、スポット市場はOMIE (Operador del Mercado Ibérico Polo español S.A.)が、デリバティブ市場はOMIP (Operador do Mercado Ibérico Polo Português, SGMR) が運営している。

「エネルギー2020：競争力・持続可能性・供給安全保障のための戦略」 Communication on Energy 2020: Strategy for competition, sustainability and security, COM(2010)639 final

欧州委員会が2010年10月に発表した政策提言。(i) 温室効果ガス排出量を1990年比で20%削減、(ii) 最終エネルギー消費

に占める再生可能エネルギーの割合を20%に引き上げ、(iii) エネルギー効率を20%に引き上げ(省エネによる20%のエネルギー消費削減)の3項目を2020年までの目標値として明確に定めている。同文書に含まれるこの野心的な政策目標はいわゆる「20-20-20目標 (20-20-20 Targets)」あるいは「3つの20% (three 20% goals)」として知られている。この文書の英語版は以下のサイトで閲覧可能。

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:0639:FIN:EN:PDF>

「エネルギーネットワークのグリーンペーパー」 Green Paper on energy networks, COM(2008)782 final

2008年11月に欧州委員会から公表された政策提言。正式名称は “Green Paper towards a secure, sustainable and competitive European energy network”。なお、欧州委員会が提出する文書としては、白書 (white paper) が特定分野の発展を目的とし公的な提言を含んでいるのに対し、グリーンペーパーは一般に議論を喚起するために作成されるものである。この文書の英語版は以下のサイトで閲覧可能。

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0782:FIN:EN:PDF>

欧州委員会 EC: European Commission

欧州連合 (EU) の意思決定機関のひとつで、EU政策の立案と執行の両機能を担う組織。欧州委員会は現在29の総局 (DG: Directorates-General) およびその他の部局等に分かれ、それぞれ予算総局、開発総局、エネルギー総局、環境総局など特定の政策分野や業務に相当する組織を構成する。また、欧州委員 (Commissioner) は欧州委員長 (President) 以下各加盟国から一名選出され、それぞれの政策・業務を担当する。

欧州域内排出量取引制度 EU-ETS: European Union Emission Trading Scheme

EU域内における温室効果ガスの排出量取引制度。複数の国家が参加する事実上世界最大の排出量取引制度。EU-ETSの対象となっているCO₂排出者はCO₂排出量を毎年計測・報告しなければならない、かつその上で排出許容量の譲渡・売買を行うことができる。2003年10月に欧州委員会が制定した指令 (2003/87/EC) で同制度の創設が決定され、2009年4月の改正ETS指令によって制度の変更が加えられている。

欧州インテリジェントエネルギー計画 IEE: Intelligent Energy – Europe

欧州委員会の政策プログラム「競争力及び技術革新枠組計画」の3つの柱のひとつ。EUの2020年目標値 (20-20-20目標) を実現させるための再生可能エネルギーを含むエネルギー政策を提言する。IEEが出資する風力発電に関する研究プロジェクトとしては、TradeWind、OffshorGridなどがある。

欧州エネルギー安全保障とインフラ手段 EU Energy Security and Infrastructure Instrument

TEN-E機関の改善に関して新たに創設が予定される機関。2008年11月の第2次戦略的エネルギーレビューおよび「エネルギーネットワークのグリーンペーパー」において創設が示唆されている。本文4.3.4項も参照のこと。

欧州エネルギー規制協力庁 ACER: Agency for the Cooperation of Energy Regulators

* 本項目はすべて翻訳者による加筆である。

2009年の第3次自由化パッケージに基づき設立されたEUの機関。EU加盟国のエネルギー規制当局間の協力を促進することを目的としている。

欧州エネルギー取引所 EEX: European Energy Exchange
ドイツ・ライプチヒにある電力・天然ガス・排出権 (EUA) などのスポット・デリバティブ取引等を扱う欧州最大のエネルギー取引所で、20カ国200社以上が参加している。

欧州横断エネルギーネットワーク TEN-E: Trans-European Energy Network

電力・ガスのインフラ建設をサポートするため**欧州委員会**の中に設置されたプログラム。単一市場の完成、供給の安全性強化、共同体の経済的・社会的結束強化などを目的としている。詳細は本文4.3.1(c)項を参照のこと。

「**欧州経済再生計画**」 EERP: Communication on European Economic Recovery Plan, COM(2008)800 final

2008年11月に**欧州委員会**から欧州理事会へ提出された政策提言。財政政策による需要創出、EU経済の長期的競争力強化に向けた産業分野・人材の育成、インフラ整備への重点投資などについての提言を行っている。この文書の英語版は以下のサイトで閲覧可能。

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0800:FIN:EN:PDF>

欧州産業イニシアティブ EII: The European Industrial Initiatives
欧州委員会が**戦略的エネルギー技術計画 (SET-Plan)**の中で提言され、2008年から立ち上げた低炭素エネルギー技術有望6分野（風力・太陽光・CO₂貯留・バイオマス・電力系統・持続可能な核分裂）の研究開発構想。このイニシアティブの中には、**欧州風力イニシアティブ**も含まれる。

欧州送電協調連盟 UCTE: Union for the Coordination of the Transmission of Electricity

欧州大陸での系統運用事業者の団体。2008年に旧Nordelなど他の欧州地域の団体と統合され、現在は欧州単一の機関ENTSO-Eとなっている。現在でもENTSO-E内で欧州大陸の同期エリアとして旧名が継続されている。

欧州送電系統運用者協会 ETSO: European Transmission System Operators

旧UCTEや旧Nordelなど欧州の送電系統運用者地域団体間の意見調整を行うために1999年に設立された機関。2008年にENTSO-Eに発展解消した。

欧州電力・ガス規制当局グループ ERGEG: European Regulators' Group for Electricity and Gas

2003年に**欧州委員会**の決定 (Decision 2003/726) によって設立された域内エネルギー市場に関する**欧州委員会**の諮問機関。EU加盟各国の規制当局が参加し、将来の欧州の単一市場の創設に向け**欧州委員会**を補佐する役割を担っていたが、第3次自由化パッケージに基づく2011年3月のACERの発足にともない、2011年6月に解散した。

欧州電力系統事業者ネットワーク ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity

第3次自由化パッケージに先立ち、ATSOI (アイルランド系統運用者協会)、BALTSO (バルト地域系統運用者協会)、ETSO (欧州送電系統運用者協会)、Nordel (北欧系統運用事業者連盟) UCTE (欧州送電協調連盟)、UKTSOA (イギリス系統運用者協会) の既存地域系統協議機関を統合する

形で2008年12月に誕生した欧州全域の電力系統の運用を統括する組織。現在EUを含む34ヶ国41事業者が加盟している。

欧州風力イニシアティブ EWI: The European Wind Initiative
戦略的エネルギー技術計画 (SET-Plan)の中で提言された**欧州産業イニシアティブ**の低炭素エネルギー技術有望6分野のうちのひとつ。主として洋上風力に適用を目指し大型風車および大規模システムの実証を目的としている。本イニシアティブのブリーフィング (概要報告書) は2010年6月にEWEAから発行されており、以下のサイトで閲覧可能。
http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/EWI/EWI_2010_final.pdf

風力エネルギー技術プラットフォーム TPWind: European Technology Platform for Wind Energy

戦略的エネルギー技術計画 (SET-Plan)の中で提言され、**欧州委員会**が出資して2007年より開始された研究フォーラム。風力エネルギーに関する政策論や将来の研究計画などが議論され、欧州全体の共同研究開発を通じて風力エネルギーのコストを下げることを目的としている。

欧州風力発電系統連系研究 EWIS: European Wind Integration Study

欧州委員会の協力によりENTOS-Eが創設した共同研究プロジェクト。プロジェクトの最終報告書は2010年3月に刊行され以下のサイトで閲覧可能。

http://www.wind-integration.eu/downloads/library/EWIS_Final_Report.pdf

EWISの研究については4.3.3項も参照のこと。

「**温室効果ガス排出量取引制度の改善・拡大するための指令**」 Directive to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community (2009/29/EC)

欧州域内排出量取引制度 (EU-ETS) を改善・拡大するために2009年4月に**欧州委員会**が制定した法令文書。「ETS指令 (IEM Directive)」とも略称される。この文書の英語版は以下のサイトで閲覧可能。

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0063:0087:en:PDF>

か行

競争力および技術革新枠組計画 CIP: Competitiveness and Innovation Framework Programme

欧州委員会が2005年に公表した、中小企業の競争力増大と環境・エネルギー技術の研究・開発促進、本格的な情報社会実現の加速化を主目的とした2007年～2013年の7ヶ年計画。起業・技術革新計画 (EIP)、情報通信政策支援計画 (ICT)、欧州インテリジェントエネルギー計画 (IEE) の3つの柱からなる。

京都議定書 Kyoto Protocol

国連気候変動枠組条約 (UNFCCC: United Nations Framework Convention on Climate Change) に基づき、1997年12月に京都で開催された第3回締約国会議 (COP3) において締結された議定書。先進国におけるCO₂等の温室効果ガスの削減率を1990年を基準として定め、第1約束期間 (2008年～2012年) までに目標値の達成を規定している。

系統開発10ヶ年計画 TYNDP: 10-Year Network Development Plan ENTSO-Eに隔年で公表する開発計画書。汎欧州の観点から、各国および欧州レベルでの意思決定プロセスをサポートする送電システムに対する投資に関して公開性と透明性を高めるために第3次自由化パッケージによって公表が義務づけられている。詳細は本文4.3.3項を参照のこと。

国際エネルギー機関 IEA: International Energy Agency
エネルギーの安全保障および持続可能なエネルギー需給構造の確立を目的として1974年に設立された国際機関。OECD加盟30カ国のうちの28カ国が参加している。

国際エネルギー機関風力実施協定第25分科会 IEA Wind Implementing Agreement, Task25

IEA風力実施協定は、IEA再生可能エネルギー作業部会(REWP; Working Party on Renewable Energy)傘下の実施協定のひとつであり、我が国も現在、(独)産業技術総合研究所が代表機関となって参加している。

第25分科会(Task25)は「風力発電大量導入時の電力システムの設計と運用」を扱う分科会であり、2006年から活動を開始し、我が国は2009年から参加している。

国際大電力システム会議 CIGRE: Conseil International des Grands Reseaux Electriques (仏), International Council on Large Electric Systems (英)

パリに本部を置く民間の非営利団体で、主に送変電に関する技術問題を討議する。

さ行

再生可能エネルギー指令 Renewable Energy Directive

→ 「再生可能資源からのエネルギーの利用の促進に関する指令」の項を参照。

再生可能エネルギー制御センター CECRE: Centro de Control de Régimen Especial (西), Control Centre of Renewable Energies (英)

スペインの系統運用者 Red Eléctrica社が2006年に設置した中央給電指令機能の一部であり、世界初の再生可能エネルギー発電の大規模制御センターとして知られている。詳細は第3章コラム(p.42)を参照のこと。

「再生可能資源からのエネルギーの利用の促進に関する指令」
Directive on the Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources, 2001/77/EC, 2009/28/EC

2001年に発効し、2009年に大幅改正されたEUの指令。特に2009年の改正では、各加盟国の再生可能エネルギー導入目標は法的拘束力があるものとされ、EU内の全ての再生可能エネルギー政策の基礎となっている。「再生可能エネルギー指令」「RES指令 (RES Directive)」とも略称される。この法令の英語版は以下のサイトで閲覧可能。

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:en:PDF>

「戦略的エネルギー技術計画 (SET-Plan)」 Communication on Strategic Energy Technologies Plan (SET-Plan) 'Toward a Low Carbon Future', COM(2007)723 final

欧州委員会が2007年に公表した低炭素エネルギー技術有望6分野(風力・太陽光・CO₂貯留・バイオマス・電力系統・持続可能な核分裂)開発のための政策提言。この文書の英語版は以下のサイトで閲覧可能。

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0723:FIN:EN:PDF>

→ 「低炭素エネルギー技術開発への投資」の項も参照。

た行

「第2次戦略的エネルギーレビュー: EUのエネルギー安全保障と連帯に関する行動計画」 Second Strategic Energy review: An EU Energy Security and Solidarity Action, COM(2008)781 final

2008年11月に欧州委員会から公表されたEUのエネルギー政策に関する政策提言。欧州のエネルギー分野における持続可能性・競争力・環境性・安全保障を向上させ、インフラや資源の有効利用(EU域内資源の有効活用やエネルギー効率の改善)など分野における対策を重視し、EUの「20-20-20目標」の達成を支援する。

この文書の英語版は以下のサイトで閲覧可能。

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0781:FIN:EN:PDF>

「第3次EU域内ガス・電力市場のための法令パッケージ」 The Third Legislative Package for an internal EU gas and electricity market

EUが目指してきた電力・ガス市場のEU域内での単一市場を創設するための自由化に関する一連の法令であり、2007年9月に欧州委員会によって法令案が提出され、2009年7月に欧州議会および理事会で採択された。2つの指令と3つの規則から成り、電力関係は「域内電力市場の共通ルールに関する指令」および「国境を越える電力取引での送電網へのアクセス条件に関する規則(Regulation on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity, (No.714/2009))」、「エネルギー規制協力庁(ACER)設置規則(Regulation establishing an Agency for the Cooperation of Energy Regulators, No.713/2009)」などが含まれる。

「第3次自由化パッケージ」、「第3次エネルギーパッケージ(the Third Energy Package)」あるいは「第3次法令パッケージ(the Third Legislative Package)」とも略称される。

第3次自由化パッケージ The Third Liberalisation Package

→ 第3次EU域内ガス・電力市場のための法令パッケージの項を参照。

「低炭素エネルギー技術開発への投資」 Communication on Investing in the Development of Low Carbon Technologies, COM(2009) 519 final

「戦略的エネルギー技術計画(SET-Plan)」の実現に向け低炭素エネルギー技術有望6分野(風力・太陽光・CO₂貯留・バイオマス・電力系統・持続可能な核分裂)への加盟国および民間企業の投資を促進するために欧州委員会が2009年に発表した政策提言。この文書の英語版は以下のサイトで閲覧可能。

http://www.eusscienceandtechnology.eu/uploads/docs/2009_comm_investing_development_low_carbon_technologies_en.pdf

電力規制のための欧州フォーラム(フローレンス・フォーラム) European Forum for Electricity Regulation (Florence Forum)

欧州委員会主催で1998年以降毎年もしくは隔年でフローレンス(フィレンツェ)で開催される国際会議。EUの域内単一市場を創設する上で必要な国際電力取引や国際連系線容量の管理などを議論する。主な参加者は各国規制機関、各

加盟国政府および系統運用者、電力取引所、系統利用者などのステークホルダーである。

ドイツエネルギー機構 DENA: Deutsche Energie-Agentur GmbH (独), German Energy Agency (英)

ドイツ連邦政府等が出資する省エネおよび再生可能エネルギーの研究機関。

は行

「ピュアパワー：2020年および2030年の風力エネルギー目標」
Pure Power: Wind energy Targets for 2020 and 2030

EWEAが2008年に発表した報告書。この文書は以下のサイトで閲覧可能。

http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Pure_Power_Full_Report.pdf

「風力発電の大量導入時の電力システムの設計と運用」 Design and operation of power systems with large amounts of wind power

IEA Wind Task25 が取り扱うテーマであり、その同名の第1フェーズ最終報告書は2009年6月に刊行され以下のサイトで閲覧可能。

<http://www.ieawind.org/AnnexXXV/PDF/Final%20Report%20Task%202025%202008/T2493.pdf>

ペンタラテラルエネルギーフォーラム Pentilateral Energy Forum
ベネルクス3国およびフランス・ドイツの5ヶ国間の政府間イニシアティブ（構想）。単一の欧州電力市場に向けた中間ステップとして、他の地域イニシアティブと協調しながら、欧州北西部の地域電力市場を創設するために全ての関係者間の協調を強化することを目的とする。

ペンタラテラル市場 Pentilateral Market
ベネルクス3国およびフランス・ドイツの5ヶ国に跨がる国際電力取引市場。2006年11月にフランス・ベルギー・オランダで開始されたトリラテラル（3ヶ国）市場にドイツ・ルクセンブルグが加わることで2010年11月に市場結合が達成された。

北欧系統運用事業者連盟 Nordel: Association for Electricity Cooperation in the Nordic Countries

北欧の系統運用事業者の団体。2008年にUCTEなど他の欧州地域の団体と統合され、現在はENTSO-Eとなっている。現在でもENTSO-E内でスカンジナビア半島およびデンマーク東部の同期エリアとして旧名が継続されている。

北海沿岸諸国オフショアグリッド構想 North Seas Countries' Offshore Grid Initiative

将来の欧州スーパーグリッド構想の一部をなす大規模系統構想のひとつであり、北海沿岸諸のEU加盟国各国とノルウェーの間で交わされた政府間構想。「第2次戦略的エネルギーレビュー」により同構想の推進が推奨されている。詳しくは本文4.4.3項も参照のこと。

英数字

20-20-20目標 20-20-20 Targets

→ 「エネルギー2020：競争力・持続可能性・供給安全保障のための戦略」

ACER Agency for the Cooperation of Energy Regulators
→ 欧州エネルギー規制協力庁

CECRE Centro de Control de Régimen Especial
→ 再生可能エネルギー制御センター

CIGRE Conseil International des Grands Réseaux Electriques
→ 国際大電力会議

CIP Competitiveness and Innovation Framework Programme
→ 競争力および技術革新枠組計画

DENA Deutsche Energie-Agentur GmbH
→ ドイツエネルギー機構

EEX European Energy Exchange
→ 欧州エネルギー取引所

EERP European Economic Recovery Plan
→ 欧州経済再生計画

EMCC European Market Coupling Company GmbH
2008年ハンブルクに設立されたジョイントベンチャー。NordPoolのスポット市場を運営するNord Pool Spot AS、欧州エネルギー取引所（EEX）およびドイツのTSOの50Hertz Transmission GmbH（旧Vattenfall Europe Transmission）、TenneT TSO GmbH、デンマークのTSOのEnerginet.dkの共同出資による。主に市場結合に際しての連系線の混雑管理を行っている。

ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity
→ 欧州電力系統事業者ネットワーク

EREGG European Regulators' Group for Electricity and Gas
→ 欧州電力・ガス規制当局グループ

ETS Emission Trading Scheme
→ EU-ETS, 欧州域内排出量取引制度

ETS 指令 ETS directive
→ 「域内温室効果ガス排出量取引制度の改善・拡大するための指令」

ENTSO European Transmission System Operators
→ 欧州送電系統運用者協会

EU-ETS European Union Emission Trading Scheme
→ 欧州域内排出量取引制度

EWIS European Wind Integration Study
→ 欧州風力発電系統連系研究

IEA International Energy Agency
→ 国際エネルギー機関

IEA Wind Task25 IEA Wind Implementing Agreement, Task25
→ 国際エネルギー機関風力実施協定第25分科会

IEE Intelligent Energy – Europe
→ 欧州インテリジェントエネルギー計画

IEM 指令 IEM directive
→ 「域内電力市場の共通ルールに関する指令」

MIBEL Mercado Ibérico de la Electricidad
→ イベリア電力市場

Nordel Association for Electricity Cooperation in the Nordic Countries
→ 北欧系統運用事業者連盟

Nordic市場 Nordic market
一般に北欧諸国のエネルギー市場を指し、現在はNASDAQ OMX Commodities Europe およびNord Pool Spotで取引され

ている。

→ NordPool市場も参照のこと。

NordPool市場 NordPool market

1996年にノルウェーとスウェーデンの2ヶ国間協定で発足した世界初の国際電力取引所。その後、フィンランド(1998年)およびデンマーク西部地域(1999年)、同東部地域(2000年)が統合し、北欧4ヶ国の市場統合が完成した。2010年11月にNord Pool ASはNASDAQ OMX Oslo ASAと社名を変更し、取引所名はNASDAQ OMX Commodities Europe と名称変更されている。現在は電力デリバティブと排出権(EUA)が主に取引されており、スポット市場は2002年にNord Pool Spot AS社が運営するNord Pool Spotに分離している。

NorNed国際連系線 NorNed interconnector

ノルウェーとオランダを結ぶ総距離580 kmの世界最長のHVDC海底ケーブル。電圧定格±450 kV、定格容量700 MWで2008年に運開している。

OffshoreGridプロジェクト OffshoreGrid Project

欧州委員会の欧州インテリジェントエネルギー計画(IEE)の出資による研究プロジェクト。北海・バルト海など北欧地域のオフショアグリッドの実現可能性を技術的・経済的に研究することを目的としている。プロジェクトの最終報告書は2011年10月に刊行され以下のサイトで閲覧可能。

http://www.offshoregrid.eu/images/FinalReport/offshoregrid_finalreport.pdf

RES 指令 RES directive

→ 「再生可能資源からのエネルギーの利用の促進に関する指令」

SET-Plan

→ 戦略的エネルギー技術計画

TEN-E Trans-European Energy Network

→ 欧州横断エネルギーネットワーク

TPWind European Technology Platform for Wind Energy

→ 風力エネルギー技術プラットフォーム

TradeWindプロジェクト TradeWind Project

欧州委員会の欧州インテリジェントエネルギー計画(IEE)の出資による研究プロジェクト。風力発電の大規模系統連系時の政策や市場ルールを提言することを目的としている。プロジェクトの最終報告書は2009年に刊行され、以下のサイトで閲覧可能。

http://www.trade-wind.eu/fileadmin/documents/publications/Final_Report.pdf

TradeWindの研究については、本文4.3.2項も参照のこと。

UCTE Union for the Coordination of the Transmission of Electricity

→ 欧州送電協調連盟

WindBarrierプロジェクト WindBarrier Project

EWEAの研究プロジェクトで、風力発電の社会的受容性や系統連系の際の技術的・制度的な障壁(barrier)の要因と解決方法について調査が行われている。プロジェクトの最終報告書は2010年に刊行され、以下のサイトで閲覧可能。

http://www.windbarriers.eu/fileadmin/WB_docs/documents/WindBarriers_report.pdf

一般名詞（専門用語）*

あ行

アデカシー adequacy

必要な電力およびエネルギーの総量を計画的・偶発的停電を考慮しながら機器定格・制限電圧内で需要家に供給するための電力系統の能力の指標。アデカシーは、電力系統が標準的な条件にあると考えられる全ての定常状態において負荷に電力を供給することができる電力系統の能力の指標である。(CIGREによる定義)

アデカシーとは供給信頼度を評価する際の指標のうちのひとつで、想定された状況すなわち系統設備すべて健全な状態および N-1 状態において、設備がその容量以内、系統電圧が許容値以内となることを指す^[A.1]。

アンシラリーサービス ancillary service

電力の販売者・購入者間の輸送（すなわち送電）を遂行するために必要であると認められた連系運用サービス (Interconnected Operations Services) であり、送電サービスの供給者はオープンアクセスされた送電料金にそれを含まなければならない。(UCTEによる定義)

送電線網を通して需要家に供給する電気の品質を維持するために電力会社等が実施するサービスをいう。アンシラリーサービスの定義は各国で異なるが、わが国においては、周波数維持に関わる電源コストをアンシラリーサービスコストとして、送電線網の利用者が負担することとなっている^[A.1]。

アンシラリーサービスの具体例としては、例えば無効電力補償、周波数制御、予備力供給、電圧制御、ブラックスタートなどが挙げられる。

安定度 stability

系統の平常および異常状態もしくは擾乱時に平衡状態を維持するための電力システム的能力。

電力系統の安定性には、同期の安定性、電圧の安定性、周波数の安定性がある。一般的に同期の安定性を安定度という。安定度は、対象とする時間領域や擾乱の大きさにより、過渡安定度、動態安定度、定態安定度に区分される。安定度が厳しい場合には、擾乱発生時に大きな電力動揺を生じる^[A.1]。

一次制御 primary control

タービンの速度ガバナを用いて系統内の発電と需要のバランスを維持する制御。一次制御は集中制御ではない自動化

されたタービンガバナの機能であり、発電機出力を調整し、結果として同期エリアの周波数偏差を調整する。一次制御は同期エリア内で運転している電源に対して出来るだけ均等に配置されることが望ましい。

一次制御予備力 primary control reserve

擾乱前の動作点から（リミッタを考慮した）最大一次制御出力までで定められる一次制御の制御範囲（の正および負の）部分。一次制御予備力の概念は、発電機・制御エリア・制御ブロック・同期エリア全体それぞれに適用される。(UCTEによる定義)

インバランス imbalance

発電量と需要量の乖離^[A.1]。需給不均衡。

永久事故 permanent fault

再閉路が成功せず故障点で手動による故障要因除去や設備修理・交換が必要な事故のこと。なお、再閉路とは、保護継電器によって自動的に故障区間を特定・遮断し再送電を行うことであり、一般に高速再閉路は1秒以下、低速再閉路は10秒～1分程度である。

遠隔監視制御システム SCADA: supervisory control and data acquisition

遠隔地から通信回線を介して、電力設備の運転状態などを監視するほか、その設備を制御するためのシステム^[A.1]。

欧州域内排出権 EUA: EU Allowance

EU-ETCで定められた取引権およびその単位。1 EUAはCO₂ 1tに相当し、京都議定書で定められた割当量単位 (AAU: Assigned Amount Unit) と等価であるものとして取扱われる。「EU排出権」「EU排出枠」とも訳される。

欧州コーディネーター European coordinator

「欧州横断エネルギーネットワーク (TEN-E)」プロジェクトの調整・実施を円滑に進めるために欧州委員会から任命される特定の人物。EUコーディネーター (EU coordinator) とも表記される。

オープンサイクル・ガスタービン OCGT: open-cycle gas turbine

ガスタービン発電は、空気圧縮機、燃焼器、ガスタービンおよび発電機などで構成されており、排気を大気中に放出するオープンサイクル（開放サイクル）と作動気体を循環して使用するクローズドサイクル（密閉サイクル）の二つに分けられる。一般にクローズドサイクルは構造が比較的複雑で運転・保守が難しくあまり広く用いられておらず、近年製作されているガスタービンはすべてオープンサイクルである^[A.2]。

オフショアグリッド offshore grid

海底電力ケーブルおよび洋上変電所・変換所などから構成される環海形の広域電力系統。欧州では北海・バルト海および地中海でオフショアグリッドの建設構想がある。

か行

外生的 exogenous

計量経済モデルの変数は大きく外生変数と内生変数に分けられ、前提条件としてモデルの外より値を与えられる変数を外生変数、モデルを解くことによって値が求まる変数を内生変数という^[A.3]。

* 下線部は原著の用語集 (glossary) および脚注を翻訳したもの。それ以外の項目・説明はすべて翻訳者による加筆。
なお、特に電力系統用語に関しては、同じ名称あるいは似たような名称でも、国や地域によって定義や運用方法に差異がある場合もあることに留意すべきである。

外部クレジット external credit

→ カーボンクレジット

解列 disconnection

電力系統から発電設備を切り離すこと。

価格弾力性 price elasticity

価格弾力性は価格の百分率変化に対する需要の百分率変化として表現される。例えば、もし1%の価格上昇に対して需要が0.5%減少したとすると、価格弾力性は0.5となる。したがって弾力性は、需要が価格変化に対してどの程度柔軟性（あるいは鋭敏性）があるかの指標となる。（p.96原注17）

褐炭 lignite

石炭の中で最も炭化度が低いもの。亜炭。

過渡安定度 transient stability

特定の過酷な擾乱に晒された場合に電力系統の各部分間の同期を維持し、擾乱後平衡状態に回復する能力。

系統に加わる擾乱が比較的大きい場合で、非線形性の影響が大きいかつ、擾乱からの経過時間が短い領域の安定度をいう^[A.11]。

カーボンクレジット carbon credit

京都議定書で規定された「国際排出力取引（IET）」（先進国同士で排出削減目標を達成するために排出枠をクレジットとして売買するスキーム）において取引されるクレジット。取引できるクレジットとして、割当量単位（AAU: Assigned Amount Unit）、認証排出削減量（CER）、排出削減単位（ERU）、吸収源活動による吸収量（RMU: Removal Unit）がある^[A.4]。

慣性 inertia

電力系統における慣性とは、系統に接続された全ての発電機の回転質量の系統周波数の変化に対する慣性の総和を指す。同期発電機の回転速度は系統周波数を正確に表現している。電源喪失直後の非常に早い時間内では、系統は回転機の慣性によって維持される。

機会費用 opportunity cost

ある選択肢を選ぶことにより実行の機会が失われた選択肢の中で最も望ましいものの**便益**。すなわち、そのような便益を得る機会があったにも関わらず、他の選択肢を選ぶことにより失われた便益のこと^[A.3]。

供給予備力 reserve

設備の事故・計画外停止、異常気象（渇水など）または需要変動など予測し得ない状態が発生しても、安定した供給を行うために、需要より多く保有する供給力をいう^[A.1]。
なお、我が国では供給予備力の区分としては、待機予備力、運転予備力および瞬間予備力があるが、欧州（特にUCTE）では、一次制御予備力、二次制御予備力、三次制御予備力と区分され、定義や運用方法も我が国のものとは異なっている。

偶発事故 contingency

発電機・送電線・遮断器・開閉器もしくは他の電氣的装置など系統構成要素の予期しない故障および停電。偶発事故には、複数の構成要素も含まれる場合があり、それは複数の構成要素の同時的な停電に至るような状況に関連する。（UCTEによる定義）

系統運用者

→ 送電系統運用事業者

系統周波数 system frequency

系統に対して数秒内の時間枠で（異なる測定地点間の場合のわずかな差のみで）一定の値であると仮定した上で、同期エリアの全ての系統エリア内で計測することができる系統の電氣的周波数。（UCTEによる定義）

限界生産力 marginal production

他の生産要素を一定として、ある生産要素をごくわずかに増加させたときに、産出がどれだけ増加するかという比率^[A.3]。

例えば、労働投入量 l に対して生産関数 $x = f(l)$ で与えられる総生産力曲線を考えると、限界生産力は $\partial f(l)/\partial l$ と表される。

限界費用 marginal cost

生産量をごくわずかに増加させたときに、総費用がどれだけ増加するかという比率。すなわち、生産量 q に対する総費用 C の微分 $\partial C/\partial q$ （＝生産量－総費用曲線における接線）のこと。

厚生 welfare

→ 社会全体の厚生

構造基金 structural fund

地域間差を正のためのEUから加盟国への補助金。

コミットロジー comittology

EUの政策決定過程を管理する手続または制度。

混雑 congestion

連系線故障などによる運用容量の減少、あるいは逆方向の連系線利用計画の減少による計画潮流の増加により、計画潮流とマージンの合計が運用容量を超えて、空容量が負となることを**混雑**という。なお、計画潮流とは、潮流の向きを考慮した連系線利用計画の合計値をいい、マージンとは、系統を安定に保つために各地域間連系線を確保しておく値をいう^[A.5]。

コンバインドサイクル・ガスタービン CCGT: combined-cycle gas turbine

燃焼器で圧縮した空気により燃料を燃やし、その高温の燃焼ガスの力でガスタービンを駆動し発電を行い、さらにガスタービンから排出される高温ガスを排熱回収ボイラに導き蒸気を発生させ、蒸気タービンを駆動し発電する方式^[A.1]。

コンバータ converter

狭義では交流を直流に変換する順変換装置。広義では、直流を交流に変換する逆変換装置を含む電力変換装置一般を意味する。一般にスイッチングデバイスを持つパワーエレクトロニクス回路で構成される。

→ 電圧形コンバータの項も参照

さ行

三次制御 tertiary control

適切な時間に十分な**二次制御予備力**を回復させるために（主にリスケジューリングにより）発電機の動作点を（自動もしくは）手動で変化させること。（UCTEによる定義）
十分な二次制御予備力を供給するために三次制御として（自動もしくは）手動で接続される電力は、**三次制御予備力**または**ミニッツ制御予備力**として知られている。この予

備力は二次制御の制御範囲の回復に貢献するような方法で用いられなければならない。十分な二次制御の制御範囲の回復は例えば最大で15分かかる場合があり、それに対して送電および発電系統を最適化する三次制御は、必ずしもこの時間より後に完了しない。(UCTEによる定義)

支持線 support level

相場が一定の幅で上下動を繰り返している時の下限のライン。下値支持線。

市場支配力 market power

ある市場において、通常の企業間競争によって決定する市場価格と異なり、特定の企業が自己に有利な価格を人為的にコントロールできる力を有していること。価格支配力とも呼ばれる。

自然独占 natural monopoly

自然独占とは、産業全体の生産量を一企業で生産する方が、複数の企業で生産するよりも総費用が低くなることをいい、規模の経済性があると自然独占となる。規模の経済性とは、生産量が増加するにつれて平均費用が低下(返金費用通減)する場合である。市場支配力が規模の経済性ないし自然独占によって生じる市場では、公的部門が企業の所有や経営を行ったり、あるいは私企業に独占的経営権を付与して、財・サービスの種類や品質や価格、投資の決定を規制したりする場合がある^[A.6]。

社会化 socialisation

ある消費者または生産者の行動で、他の消費者や生産者の効用やコストに影響を与えながら市場価格に反映されないような直接的な相互作用のことを外部効果といい、影響を受ける消費者や生産者にとってプラスのものを外部経済、マイナスのものを外部不経済と呼ぶ。こうした外部効果を価格メカニズムで補正することは内部化と呼ばれ、具体的政策としては生産者に対する課税や補助金などが上げられる^[A.3]。本書における「(費用の)社会化」は、この内部化に相当する。

社会全体の厚生 total welfare

厚生経済学の提唱者 A. C. Pigou によれば、社会全体の厚生は、他の条件が等しいかぎり、①国民分配分(=国民所得)が大きければ大きいほど大きい、②国民分配分のうち貧者に属する部分が多ければ多いほど大きい、③国民分配分の変動が少なければ少ないほど大きい。この3命題の背後には経済政策の最終目標を消費者全体の満足の極大化に求める消費者主権の考え方が含まれている^[A.3]。

出力曲線 power curve

風車の正味出力電力とハブ高さで計測した風速の10分間平均に基づいた関係。

出力抑制 curtailment

計画された容量もしくはエネルギー輸送を低減させること。(UCTEによる定義)

指令 Directive

欧州連合(EU)の拘束力を持つ法律文書のひとつ。すべての加盟国において即時に効力を有する「規則(Regulation)」や特定の個人・団体に拘束性を持つ「決定(Decision)」とは異なり、原則として各加盟国内において関連法の整備を必要とする。「命令」と訳されることもある。

自励コンバータ self-commutated converter

→ 電圧形コンバータ

自励HVDC送電 HVDC-VSC transmission

電圧形(自励)コンバータを用いたHVDC送電。欧州では1999年に運開したスウェーデン本土とGotland島を結ぶ直流送電を皮切りに開発・導入が徐々に進みつつある。

なお、従来のHVDC送電は電流形他励コンバータを用いる方式が多い。

信頼度 reliability

電力が許容される基準内で要求される量を需要家に輸送されるための一連の電力系統の構成要素の特性の度合い。送電レベルでの信頼度は、電力供給・輸送・発電にとって不都合な影響の頻度・時間・大きさ(あるいは確率)で測定されることもある。電力系統の信頼度は、電力系統の以下の2つの基本的・基礎的な側面を考慮することにより説明できる。**アデカシー**: 系統構成要素の計画的および合理的に予想できる計画外の停電を考慮した上で、全ての時間において集合化された電力需要および需要家の要求するエネルギーを供給するための電力系統の能力。**セキュリティ**: 電氣的短絡あるいは系統構成要素の予期せぬ喪失などの突発的な擾乱に耐える電力系統の能力。(UCTEによる定義)

垂下 droop

系統の水車発電機およびタービン発電機は、各期間の負荷配分を適正にし、かつ安定に運転するために「周波数が低下すると発電電力が増加し、周波数変化を抑制するように働く」特性をもたせている。これを、発電機の速度垂下特性という^[A.7]。

スポット市場 spot market

先物市場に対して契約と同時に現物の受渡しをする市場。一般に原油・石油製品・電力などの取引で、長期契約と区別した当用買いをスポットといい、その市場をスポット市場と呼ぶ。電力市場の場合は一般に、**前日市場**とリアルタイム市場がスポット市場にあたる。

制御エリア control area

そのエリア内で物理的な負荷および制御可能な発電所を持つ、単一の系統運用者(TSO)によって運営されたENTSO-Eの連系系統の一部を成す。通常、他の連系系統と電力およびエネルギーの取引を計測する地点で物理的に分離された会社・国または地理的エリアと同一である。

制御エリアは二次制御の階層内で副次的な制御を持つ制御ブロックの一部を成す場合もある。(UCTEによる定義)

制御ブロック control block

制御ブロックはひとつまたはそれ以上の制御エリアから構成され、二次制御の機能として、同じ同期エリアに属する他の制御ブロックに対して協調を取る。(UCTEによる定義)

セキュリティ security

セキュリティとは供給信頼度を評価する際の指標のうちのひとつで、想定された事故に対し、電力系統が動的な状態を含め供給を維持できることを指す^[A.11]。

セキュリティ限界 security limit

セキュリティ限界は許容される運用境界(熱、電圧および安定限界)で定義される。系統運用者は各自の送電網にセキュリティ限界を設定し、確実に堅持しなければならない。セキュリティ限界が長時間脅かされると、系統運用状態の

更なる悪化の原因となる他の構成要素の障害や停電を引き起こす可能性がある。

設備利用率 capacity factor

所与の期間の平均発電電力と（定格）設備容量の比。

前日市場 day-ahead market

電力取引所において、実際の取引の前日に例えば1時間単位で電力の需要と供給が一致する均衡価格を見だし、電力の価格と取引量を決定する市場。

送電系統運用事業者 TSO: transmission system operator

制御エリアおよびその連系線としての送電系統の運用・維持・発展に責任を持つ会社。(UCTEによる定義)

た行

他励コンバータ LCC: line-commutated converter

→ 電圧形コンバータの項を参照

短期 short-run

経済学では一般に、少なくとも1つの固定的生産要素が存在する期間を「短期」、全ての生産要素が可変的となる期間を「長期」と呼ぶ。

本書では、資本設備が固定とみなす場合が「短期」、資本設備を可変として考えなければならない場合が「長期」と理解される。

抽気 extraction

復水タービンで使用した蒸気を復水器で復水する際に、その中間段から工場用蒸気を抽出すること。

長期 long-run

→ 短期の項を参照

通告時間 gate closure time

発電および需要のスケジュールを系統運用者に通告する時刻。

電圧形自励コンバータ

→ 電圧形コンバータ

電圧形コンバータ VSC: voltage source converter

コンバータは、パルプデバイス（スイッチングデバイス）の動作性能によって大きく他励式と自励式の2つの方式に分類することができる。他励コンバータは自己消弧できないデバイス（主にサイリスタ）を用いたコンバータで、デバイスの消弧は系統からの転流で行う方式である。

一方、自己消弧が可能なスイッチングデバイス（例えばIGBTなど）を用いた自励コンバータの代表例としては、電圧形自励コンバータが挙げられる。

なお、自励コンバータには電流形も存在するが、現在電力分野で実用化されているもののほとんどが電圧形である。原著で用いられる「電圧形コンバータ (VSC)」は4.4.2項で述べられるように電流形他励コンバータと対比して用いられ、自励コンバータであることが自明なため、本翻訳書本文中では全体を通じて「電圧形自励コンバータ」と表記している。

電力卸価格 wholesale electricity price

卸価格は電力卸プールによって設定された価格である。発電事業者が電力を発電したときに受け取る価格であり、小売業者が電力を購入するときに支払う価格である。これら

には短期価格と長期価格がある。短期価格はスポット価格とも表現される。(p.76原注4)

同期エリア synchronous area

自身の制御エリアが系統運用者連盟に加盟している制御エリアと同期連系された連系系統によってカバーされたエリア。同期エリア内では、系統周波数は定常状態で共通である。ある加盟事業者が複数の同期エリアに一時的あるいは恒久的基準に基づいて同時に存在する場合もある。同期エリアは、他のいかなる連系系統とも同期連系しない同期連系系統である。例としてUCTE同期エリアが挙げられる。(UCTEによる定義)

同期ゾーン synchronous zone

→ 同期エリア

動的送電線定格 dynamic line rating

線路温度を連続的に計測する機能を適用し、送電線定格を制御すること。

導入率 penetration ratio

導入率を定義するには多くの方法があり、例えば、ある系統におけるピーク負荷に対する風力発電の総設備容量(MW)として風力発電の導入率を表わすこともできる。この意味で用いられる場合、「容量導入率」と明確に記述されることが多い。本書では「エネルギー導入率」の方を用いることとする。なぜならば、これまでほとんどの研究は年間消費電力に対して風力発電の導入率を調査しているからである。(p.18原注1)

トリップ trip

遮断器等電力用開閉装置が開放動作すること。転じて、遮断器等の開放動作によって発電所や系統の一部が系統から切り離されること。

な行

内生的 endogenous

→ 外生的の項を参照

仲上分布 Nakagami distribution

主に情報通信の分野で用いられる確率分布。m分布とも呼ばれる。

二次制御 secondary control

他の全ての制御エリアとともに制御計画での潮流を維持するために、同時に（制御エリアから発生する大きな周波数偏差の場合、特に大規模電源消失後に）一次制御によって占められた容量を開放するために制御エリアから発生する周波数偏差の場合の周波数を修復し、一次制御予備力を回復させるために、制御エリアにおいて二次制御予備力に基づいて発電を調整する中央制御された自動機能。

認証排出削減量 CER: Certified Emission Reductions

京都議定書で規定された「クリーン開発メカニズム(CDM)」（途上国において行う排出削減または吸収プロジェクト）の結果生じる排出削減量または吸収量をクレジットとして発行したもの^{1A.4)}。

は行

背圧 backpressure

タービンで使用した蒸気を復水器に導かずに工場用蒸気に送気すること。

排出削減単位 ERU: Emission Reduction Unit

京都議定書で規定された「共同実施 (JI)」（先進国同士がそれぞれ協力して行う排出削減または吸収プロジェクト）の結果生じる排出削減量または吸収量をクレジットとして発行したもの^[A.4]。

バック・トゥ・バック・コンバータ BTB: back-to-back converter

DCリンクを介した2台のAC-DCコンバータで構成されるが、2台のコンバータが背中合わせ (back-to-back) に配置されるため一般にこの名称で呼ばれている。このコンバータは、送電距離が0の直流送電と見なすこともできるし、2つの交流系統の間に挿入された周波数コンバータと見なすこともできる。

発電機起動停止

→ ユニットコミットメント

パワー密度 specific rated power

風車の受風面積（捕らえられる風のエネルギー比例）と公称（定格）電力との割合。（p.21原注4）

非ETS部門 non-ETS sector

EU-ETSの対象部門以外の分野。具体的には、自動車運輸、オフィス、小売、小規模製造業、農業、家庭などの分野などが挙げられる。

非弾力的需要 inelastic demand

非弾力的な需要とは、電力需要が電力価格の上下によって大きく増減しないことを意味している。この仮定は短期見通しにおいては非弾力的であり、価格水準と総収入の直接的な関係による短期入札行動に反映する。価格の上昇により、需要量が減ったとしても総収入が増加する。（p.75原注3）

非明示的競売 implicit auction

→ 明示的競売の項を参照

フォルトライドスルー FRT: fault ride through

系統事故時に発生する過酷な電圧変動、周波数変動に対しても系統から解列せず運転を継続し、系統の安定度を確保する機能もしくは能力。

負荷 load

電力系統から電力を受電するエンドユーザ機器あるいは需要家のこと。負荷が受電または要求する電力の大きさを意味する需要と混同すべきではない。負荷はしばしば需要の同義語として誤って用いられる。（UCTEによる定義）

ブラックスタート black start

故障波及の結果、系統崩壊により電力系統のすべての発電機が停止することをブラックアウトといい、ブラックアウト後の系統復旧のために、ガスタービン、小水力など自立起動可能な発電所を起動した後、他の停止発電所内電力を確保しながら、発電機を順次起動することをブラックスタート（系統全停復旧）という^[A.8]。

便益 benefit

一般に財に対して人が払ってもよいと思う最大金額を「支

払意思」というが、厚生経済学ではこの支払意思を財が人に与える経済福祉の貨幣表現と考え、「便益」と呼ぶ^[A.9]。

ポスト京都議定書 post-Kyoto

京都議定書では、第1約束期間が2008年～2012年と定められているが、第1約束期間が終了したら直ちに失効するものではなく、本来はその後第2約束期間（2013年～2017年）、第3約束期間（2018年～2022年）と継続することを前提として採択されたものである。「ポスト京都議定書」とはこの第1約束期間終了後の期間を指す。

ま行

無効電力 reactive power

皮相電力の虚数成分。通常、キロバル (kVar) またはメガバル (MVar) で表現される。無効電力は交流機器の電場および磁場を発生・持続する電力の一部を成す。無効電力は電動機や変圧器のようなほとんどの電磁的機器に供給されなければならないが、送電設備で無効電力損を引き起こす。無効電力は発電機、同期進相機もしくはコンデンサなどのような静電機器から発生し、系統電圧に直接影響を及ぼす。無効電力は電圧および電流の複素積の虚数部分である。

（UCTEによる定義）

簡単のため単相正弦波交流回路で考えると、交流の電圧（実効値E）と電流（実効値I）の位相差を θ とすれば、有効電力Pは $P = EI \cos\theta$ [W]、無効電力Qは $Q = EI \sin\theta$ [Var]で表される。電力を複素数表示した際には、実数部分が有効電力で、虚数部分が無効電力となる。無効電力は2つの素子または領域間に蓄積された誘導性および容量性のエネルギーの交互の（無駄な）やり取りという形で理解される。

磁界を発生する交流電磁機器で消費される遅れ無効電力と、電界を発生する交流静電機器で消費される進み無効電力があるが、この2つは上記の定義式では正負の関係にある。一般に電力系統には電動機や変圧器といった電磁機器が多数つながっているため、遅れ無効電力を供給する必要があり、発電機や同期調相機の遅相運転もしくはコンデンサなどのような静電機器により発生する。無効電力を消費してもエネルギーは消費されないが、無効電力を伝送すると線路電流が増加するため送電設備の抵抗分との相互作用による送電損失を引き起こすし、送電設備のリアクタンス分との相互作用により系統電圧に影響を及ぼす。そこで無効電力を出来るだけ低減させることが望ましく、この対策を一般に調相、力率改善あるいは無効電力補償と呼ぶ。

明示的競売 explicit auction

欧州の国際連系線の送電容量を取引する方法としては、明示的競売と非明示的競売の2つの方法がある。明示的な競売（オークション）とは送電線の容量を利用する権利を取引市場（競売市場）を通じて系統利用者に配分する方法である。他方、混雑発生箇所を境に市場を分割しエリアごとの価格差により混雑料金を徴収する方法もあるが、これは市場を通じた送電容量の確保という視点から「非明示的競売」と言われている^[A.9]。

メリットオーダー merit order

電力市場におけるメリットオーダーとは、費用効率の高い順に電源のリストを並べ、需要曲線に合わせてリストの順

番に発電を開始する経済学的手法のこと。

メリットオーダーの詳細に関しては第6章全般を参照のこと。

メリットオーダー曲線 merit order curve

電力市場が定義されると、全電力供給は通常メリットオーダー曲線によって表現することができる。このカーブは、最も安価な発電ユニットから最も高価なまで、全ての発電事業者の費用および容量を表現している。全ての発電ユニットは階段状に表され、費用の差は主に発電方式と化石燃料に係る。(p.76原注5)

メリットオーダー効果 MOE: merit order effect

メリットオーダーによって生じた電力量 (kWh) あたりの便益。

メリットオーダーの量的効果 volume merit order effect

メリットオーダーによって生じた便益の年間総額。

や行

約定期間 trading period

→ ポスト京都議定書の項を参照

容量 capacity

電源や送電あるいは他の電気的設備の、連続負荷を受け持つ定格能力で、有効電力の場合 MW、皮相電力の場合 MVA で表される。(UCTEによる定義)

容量クレジット capacity credit

風力発電設備容量の容量クレジットとは、電源供給セキュリティの既存レベルを維持しながら風力発電によって置き換えられる従来型電源の容量を指す。「利用可能容量」とも呼ばれる。

容量クレジットの詳細に関しては、本文3.5.2項も参照のこと。

予備力

→ 供給予備力

有効電力 active power

皮相電力の実数部。無効電力と対比され、一般にキロワット (kW) あるいはメガワット (MW) で表現される。(UCTEによる定義)

ユニットコミットメント unit-commitment

定められた期間内で系統の電力需要を満たしながら、総運転費を最小にするために火力機の起動停止を計画すること。ユニットコミットメントでは、各火力機の最大・最小出力、各火力機が停止してから再び並列するのに必要な最小停止時間、並列してから再び停止するまでに必要な最小起動時間、並列する際に必要な起動費、埋火する際に必要な埋火費用などを考慮する必要がある。

ら行

利用可能容量 capacity value

→ 容量クレジット

連系 interconnection

2つの制御エリアを接続する、連系線もしくは変圧器などによる送電接続。(UCTEによる定義)

連系系統 interconnected system

通常、連系線を介して同期し、物理的に接続された2つまたはそれ以上の個々の電力系統からなる系統。(UCTEによる定義)

英字

BTBコンバータ back-to-back converter

→ バック・トゥ・バック・コンバータ

CCGT combined-cycle gas turbine

→ コンバインドサイクル・ガスタービン

CER certified emission reductions

→ 認証排出削減量

ERU emission reduction unit

→ 排出削減単位

EUA EU Allowance

→ 欧州域内排出権

FACTS flexible AC transmission system

系統内の特定の箇所に設置されるパワーエレクトロニクス装置で、代表例としてSTATCOMや静止形無効電力補償装置 (SVC: static var compensator) などがある。(p.76原注2)

FRT fault ride through

→ フォルトライドスルー

GAMS general algebraic modelling system

一般的な代数的演算用のモデル構築用プログラミング言語で、線形計画法、非線形計画法などの数理計画問題を解くために専ら用いられる。

HVDC-VSC transmission high-voltage direct-current with voltage source converter transmission

→ 自励HVDC送電

LCC line-commutated converter

→ 他励コンバータ

MOE merit order effect

→ メリットオーダー効果

N1基準 N1 criterion

ひとつの系統要素 (送電線・変圧器・発電所もしくはある場合はバスバーなど) の故障後、動作を継続する要素が故障したひとつの要素による電力系統内の潮流の変化を順応させる能力を持たなければならないという規則。(UCTEによる定義)

電力系統設備の一構成要素が事故で停止 (N-1) した場合にも停電や電源停止などの影響が基本的に発生しないという設備形式の考え方^[A.11]。

OCGT open-cycle gas turbine

→ オープンサイクル・ガスタービン

SCADA supervisory control and data acquisition

→ 遠方監視制御システム

TSO transmission system operator

→ 送電系統運用事業者

VSC voltage source converter

→ 電圧形コンバータ

参考文献

第 2 章

- [2.1] IEC 61400-12-1: 2005(E) Wind turbines Part 12-1. Power performance measurements of electricity producing wind turbines.
- [2.2] Van Hulle, F., J.O. Tande, K. Uhlen, L. Warland, M. Korpås, P. Meibom, P. Sørensen, P. Morthorst, N. Cutululis, G. Giebel, H. Larsen, A. Woyte, G. Dooms, P. Mali, Delwart, F. Verheij, C. Kelinschmidt, N. Moldovan, H. Holttinen, B. Lemstrom, S. Uski-Joutsenvuo, P. Gardner, G. van der Toom, J. Mclean, S. Cox, K. Purchala, S. Wagemans, A. Tiedemann, P. Kreutzkamp, C. Srikantham, and J. Volker. Integrating wind – developing Europe’s power market for the large-scale integration of wind power (Tradewind project). EU-project contract no. EIE/06/022/SI2.442659, EWEA, Brussels, 102pp.
- [2.3] 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. 2009b. Design and operation of power systems with large amounts of wind power. Final Report IEA Wind Task 25 (2006-2008) ISBN 978-951-38-7308-0 VTT, Vuorimiehentie, 229pp.
- [2.4] Holmgren, M., Power regulation resources required by wind power in Finland and regulation characteristics of power plants. Master’s Thesis, Helsinki University of Technology, 78 p., 2008 (In Finnish; submitted as a CIGRE 2009 paper.)
- [2.5] Axelsson, U., Murray, R. & Neimane, V. 2005. 4000 MW wind power in Sweden – Impact on regulation and reserve requirements. Elforsk Report 05:19, Stockholm, 2005. Available at: <http://www.elforsk.se>.
- [2.6] Tambke, J., et al. Smoothing of Wind Power in Pan-European Electricity Grids – Results from the IEE-Project OffshoreGrid. In: Proceedings of European Wind Energy Conference EWEC, Warsaw, 2010.
- [2.7] Dowling, P., Hurley, B. A strategy for locating the least coast wind energy sites within an EU electrical load and grid infrastructure perspective. European Wind Energy Conference 2004, London
- [2.8] Woyte, A., J. De Decker, V. Van Thong. A north Sea electricity grid revolution. Electricity output of interconnected offshore wind power. A vision of offshore wind power integration. Greenpeace, Brussels, September 2008, 39 pp.
- [2.9] Roques, F., C. Hiroux, M. Saguan. Optimal Wind Power Deployment in Europe – a Portfolio Approach. Cambridge EPRG 0911. Université Paris XI October 2008.
- [2.10] Giebel, G., Kariniotakis, G., Brownsword, R. The state-of-the-art in short-term prediction of wind power. A literature overview. Deliverable 1.1 of Anemos project, July 2003. www.anemos.cma.fr
- [2.11] Giebel, G. On the Benefits of Distributed Generation of Wind

Energy in Europe (PhD-Thesis, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg). VDI-Verlag, Schriftenreihe Energietechnik, 2001. ISBN 3-18-344406-2.

- [2.12] Holttinen, H. The impact of large-scale wind power on the Nordic electricity system. VTT Publications 554, 2004 (PhD Thesis).
- [2.13] IEC-61400-21: 2008 Wind turbines – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines Edition 2.0 (2008-08).
- [2.14] Tande, J. O. Power Quality Standards for Wind Turbine, in Chapt.5, Ackermann, T. (Editor). Wind power in power systems. Wiley and Sons, 2005.
<http://www.windpowerinpowersystems.info>

第 3 章

- [3.1] 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, 2009b. Design and operation of power systems with large amounts of wind power. Final Report IEA Wind Task 25 (2006-2008) ISBN 978-951-38-7308-0 VTT, Vuorimiehentie, 229pp.
- [3.2] Parsons, B. et al. Grid Impacts of Wind Power: A Summary of Recent Studies in the United States. EWEC Madrid, 2003.
- [3.3] Ummels, Wind integration. Power systems operation with large-scale wind power in liberalized environments. Delft, Technical University: PhD Thesis. 2009
- [3.4] Bai, X., Clark, K., Jordan, G. A., Miller, N. W., and Piwko, R. J. Intermittency Analysis Project: Appendix B Impact of intermittent generation on operation of California power grid, California Energy Commission, CEC-500-2007-081-APB, 2007
- [3.5] Lange, B., A. Wessel, J. Dobschinski, and K. Rohrig. Role of wind power forecasts in grid integration. In: Kasseler Energy Systems Technik Symposium [Rohrig, K. (ed.)]. 24-25 September, Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology, Kassel.
- [3.6] Wind Energy Report Germany 2005, ISET, Kassel.
- [3.7] All Island Electricity Grid Study. from <http://www.dcenr.gov.ie/Energy/North-South+Cooperation+in+the+Energy+Sector/All+Island+Electricity+Grid+Study.htm>
- [3.8] Strbac, G., Shakoor, A., Black, M., Pudjianto, D. & Bopp, T. 2007. Impact of wind generation on the operation and development of the UK electricity systems. Electrical Power Systems Research, Vol. 77, Issue 9. Elsevier. Pp. 1143–1238.
- [3.9] ENTSO, 2010 Ten Year Network Development Plan. Draft for consultation. From www.entso-e.eu
- [3.10] Giebel, G. Wind Power has a Capacity Credit – A Catalogue of 50+ Supporting Studies. WindEng Ejournal, windeng.net, 2005.
- [3.11] Giebel, G. On the Benefits of Distributed Generation of Wind Energy in Europe (PhD-Thesis, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg). VDI-Verlag, Schriftenreihe Energietechnik, 2001. ISBN 3-18-344406-2
- [3.12] Van Hulle, F., J.O. Tande, K. Uhlen, L. Warland, M. Korpås, P. Meibom, P. Sørensen, P. Morthorst, N. Cutululis, G. Giebel, H. Larsen, A. Woyte, G. Dooms, P. Mali, Delwart, F. Verheij, C. Kelinschmidt, N. Moldovan, H. Holttinen, B. Lemstrom, S. Uski-Joutsenvuo, P. Gardner, G. van der Toom, J. Mclean, S. Cox, K. Purchala, S. Wagemans, A. Tiedemann, P. Kreutzkamp, C. Srikantham, and J. Volker. Integrating wind – developing Europe’s power market for the large-scale integration of wind power (Tradewind project). EU-project contract no. EIE/06/022/SI2.442659, EWEA, Brussels, 102pp.
- [3.13] SAF, 2010 System adequacy Forecast, ENTSO-E, 2010.
- [3.14] Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von

Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Dena, March 2005.

- [3.15] FGE/FGH/ISET, 2007 FGE/FGH/ISET. Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungsnetz. 2007. Available at: <http://www.erneuerbareenergien.de/inhalt/42024/4591/>
- [3.16] Holttinen, H. The impact of large-scale wind power on the Nordic electricity system. VTT Publications 554, 2004 (PhD Thesis).
- [3.17] Holttinen, H. Impact of hourly wind power variations on the system operation in the Nordic countries. Wind Energy, Vol. 8, No. 2, pp. 197-218, 2005.
- [3.18] Energinet.dk. System plan 2007. Available at <http://www.energinet.dk>
- [3.19] Eriksen, P. B. and A. G. Orths. The challenges and solutions of increasing from 20 to 50 percent of wind energy coverage in the Danish power system until 2025. 7th International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power and on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Madrid, Energynautics GmbH, 2008.
- [3.20] Dale, L., Milborrow, D., Slark, R. & Strbac, G. A shift to wind is not unfeasible (Total Cost Estimates for Large-scale Wind Scenarios in UK). Power UK Journal Issue 109, pp. 17-25, 2003.
- [3.21] MacDonald, M. The Carbon Trust & DTI Renewables Network Impact Study Annex 4: Intermittency Literature Survey & Roadmap. The Carbon Trust & DTI. 2003.
- [3.22] UKERC, 2006. The Costs and Impacts of Intermittency: An assessment of the evidence on the costs and impacts of intermittent generation on the British electricity network. UK Energy Research Centre, 2006.
- [3.23] Ilex, UMIST, UCD and QUB. Operating reserve requirements as wind power penetration increases in the Irish electricity system. Sustainable Energy Ireland, 2004.

第 4 章

- [4.1] Orths, A. G. and P. B. Eriksen (2009). Europe Going Renewable – The TSOs' Power Transmission Challenges. 8th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks of Offshore Wind Farms, Bremen, Energynautics.
- [4.2] ENTSO, 2010 Ten Year Network Development Plan. Draft for consultation. From www.entsoe.eu
- [4.3] Windbarriers, Administrative and grid barriers to wind power. July 2010. http://www.windbarriers.eu/fileadmin/WB_docs/documents/WindBarriers_report.pdf
- [4.4] Burges, 2006 K. Burges, J. Twele, H.-J. Ziesing, H. Gaßner. Windenergieerzeugungsmanagement. Final Report. Unpublished study by order of the German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, May 2006.
- [4.5] Van Hulle, F., J.O. Tande, K. Uhlen, L. Warland, M. Korpås, P. Meibom, P. Sørensen, P. Morthorst, N. Cutululis, G. Giebel, H. Larsen, A. Woyte, G. Doms, P. Mali, Delwart, F. Verheij, C. Kelin-schmidt, N. Moldovan, H. Holttinen, B. Lemstrom, S. Uski-Joutsenvuo, P. Gardner, G. van der Toom, J. Mclean, S. Cox, K. Purchala, S. Wagemans, A. Tiedemann, P. Kreutzkamp, C. Srikantham, and J. Volker. Integrating wind – developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power (Tradewind project). EU-project contract no. EIE/06/022/SI2.442659, EWEA, Brussels, 102pp.
- [4.6] EWIS, 2010 Towards a Successful Integration of Wind Power in European Electricity Grids. ENTSO-E Brussels, 2010.
- [4.7] Kriegers Flak combined grid solution. Feasibility Study,

February 2010. Energinet.Dk, 50 HZRTZ, Svenska Kraftnät, www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xbcr/trm_de/2010-02-24_Final_Feasibility_Study_Public.pdf

- [4.8] 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. 2009b. Design and operation of power systems with large amounts of wind power. Final Report IEA Wind Task 25 (2006-2008) ISBN 978-951-38-7308-0 VTT, Vuorimiehentie, 229pp.
- [4.9] Martensen N, Kley H, Cherian S and Lund P. The Cell Controller pilot project: testing a smart distribution grid in Denmark. Grid-Interop 2009, Denver, CO, 17-19 November 2009, 216-222.

第 5 章

- [5.1] Van Hulle, F., J.O. Tande, K. Uhlen, L. Warland, M. Korpås, P. Meibom, P. Sørensen, P. Morthorst, N. Cutululis, G. Giebel, H. Larsen, A. Woyte, G. Doms, P. Mali, Delwart, F. Verheij, C. Kelin-schmidt, N. Moldovan, H. Holttinen, B. Lemstrom, S. Uski-Joutsenvuo, P. Gardner, G. van der Toom, J. Mclean, S. Cox, K. Purchala, S. Wagemans, A. Tiedemann, P. Kreutzkamp, C. Srikantham, and J. Volker. Integrating wind – developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power (Tradewind project). EU-project contract no. EIE/06/022/SI2.442659, EWEA, Brussels, 102pp.

第 6 章 (主な参考文献)

- Bach, Paul Erik. Effect of Wind Power on Spot Prices. Renewable Energy Foundation, London, UK.
- Bode, 2006 Bode, Sven. Impact of Renewable Energy Support Schemes on Power Prices. HamburgischesWeltWirtschaftsinstitut. HWWI Research Paper 4-7.
- Delarue, Erik D., Luickx, Patrick J., D'haeseleer, William D. The actual effect of wind power on overall electricity generation costs and CO2 emissions. Energy Conversion and Management 50 (2009) 1450–1456.
- Danish Energy Agency. 2009. Energy Statistics 2008.
- Deutsche Energie Agentur. Integration into the national grid of onshore and offshore wind energy generated in Germany by the year 2020. Grid Study I.
- European Commission. EU Energy in Figures 2010.
- European Commission. Communication: International climate policy post-Copenhagen: Acting now to reinvigorate global action on climate change. COM(2010) 86 final.
- European Wind Energy Association. Trade Wind: Integrating Wind – Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power.
- European Wind Energy Association. Pure Power- Wind energy targets for 2020 and 2030 – 2009 update.
- German Ministry for Environment. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland, Leitszenario 2009.
- Goransson, Lisa and Johnsson, Filip. Dispatch Modelling of a Regional Power Generation System: Integrating Wind Power. Renewable Energy 34 (2009) 1040–1049.
- International Energy Agency (IEA). 2008. World Energy Outlook 2009. OECD/IEA – 2009
- Jonsson, Tryggvi, Pinson, Pierre and Madsen, Henrik. Day-Ahead Electricity Prices in Denmark: The Impact of Wind Power Forecasts and On the Market Impact of Wind Energy Forecasts. Energy Economics (2009) 10.018.
- Munksgaard, J. and Morthorst, Poul Erik. Wind Power in the

- Danish Liberalised Power Market – Policy Measures, Price Impact and Investor Incentives. Energy Policy 2008.
- Neubarth, Juergen et.al. Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 56. Jg. (2006) Issue 7.
 - Nicolsi, Marco and Fürsch, Michaela. The Impact of Increasing Share of RES-E on the Conventional Power Market – The example of Germany. Zeitschrift fuer Energiewirtschaft 03/2009.
 - Sáenz Miera, Gonzalo, Del Río Gonzales, Pablo and Vizciano, Ignacio. Analysing the Impact of Renewable Energy Support Schemes on Power Prices: The Case of Wind Energy in Spain. Energy Policy 36 (2008) 3345– 3359.
 - Sensfuss, Frank, Ragwitz, Mario and Genoese, Massimo. Merit Order Effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot prices in Germany. Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research. Energy Policy 36 (2008) 3086– 3094.
 - Varian. Microeconomic Analysis, third edition, Norton, New York.
 - Weigt, Hannes. Germany's Wind Energy: The Potential for Fossil Capacity Replacement and Cost Saving. Applied Energy 86 (2009) 1857–1863.

用語集^{*}

- [A.1] 電気学会 給電用語の解説調査専門委員会編: 給電用語の解説, 電気学会技術報告第 977 号, 2004
- [A.2] 電気学会: 発電・変電 改訂版, オーム社, 2001
- [A.3] 小峰隆夫編: 経済用語辞典第 4 版, 東洋経済新報社, 2007
- [A.4] 京都メカニズム情報プラットフォーム web サイト:
<http://www.kyomecha.org/index.html>
- [A.5] 電気学会 電力系統の利用を支える解析・運用技術調査専門委員会編: 電力系統の利用を支える解析・運用技術, 電気学会技術報告第 1100 号, 2007
- [A.6] 神戸大学経済経営学会編: ハンドブック経済学, ミネルヴァ書房, 2011
- [A.7] 電気事業事典, エネルギーフォーラム, 2008
- [A.8] 植田和弘・岡敏弘・新澤秀則編著: 環境政策の経済学, 日本評論社, 1997
- [A.9] 岡田健司・渡邊尚史: 「欧米諸国における送電権の動向調査」, 電力中央研究所報告, Y07001, 2007

* 翻訳者による参考文献の追加

索引*

あ行

アイルランド全島系統研究 All Island Grid Study	45, 52
アイルランド全島市場 All Island Market	9, 71, 73
圧縮空気貯蔵 compressed air energy storage (CAES)	45, 51
アデカシー adequacy	4, 6, 30~31, 45~48, 66
アンシラリーサービス ancillary service	5, 19, 32~36, 50~51
安定供給 security of supply	1, 51, 56~62
安定度 stability	19, 29~35, 52, 58
アンバンドリング unbundling	56
域内電力市場の共通ルールに関する指令 IEM Directive	32
イベリア電力市場 Mercado Ibérico de la Electricidad → MIBEL	
一次制御 primary control	34, 54
一次(制御)予備力 primary (control) reserve	38~39, 51~55
インバランス imbalance	35, 42, 70
ウィンドファーム群 wind farm cluster	42~44
永久事故 permanent fault	34
エネルギー貯蔵 energy storage	5, 31, 44~45, 51~53
エネルギーネットワークのグリーンペーパー Green Paper on energy networks	61
遠隔監視制御システム supervisory control and data acquisition → SCADA	
欧州委員会 European Commission	2~3, 8~9, 58~74, 89~92, 97~98
欧州域内排出権 EU Allowance → EUA	
欧州域内排出量取引制度 European Union Emission Trading Scheme → EU-ETS	
欧州インテリジェントエネルギー計画 Intelligent Energy – Europe → IEE	
欧州エネルギー安全保障とインフラ手段 EU Energy Security and Infrastructure Instrument	61
欧州エネルギー規制協力庁 Agency for the Cooperation of Energy Regulators → ACER	
欧州エネルギー取引所 European Energy Exchange → EEX	
欧州横断エネルギーネットワーク	

* ゴシック体の項目は用語集に解説があるものを示す。

Trans-European Energy Network → TEN-E	
欧州経済再生計画 European Economic Recovery Plan → EERP	
欧州コーディネーター European Coordinator	8, 61
欧州産業イニシアティブ European Industrial Initiatives	8
欧州送電協調連盟 Union for the Coordination of the Transmission of Electricity → UCTE	
欧州送電系統運用者協会 European Transmission System Operators → ETSO	
欧州投資銀行 European Investment Bank → EIB	
欧州電力・ガス規制当局グループ European Regulators' Group for Electricity and Gas → ERGEG	
欧州電力系統事業者ネットワーク European Network of Transmission System Operators for Electricity → ENTSO-E	
欧州風力イニシアティブ The European Wind Initiative	8
風力エネルギー技術プラットフォーム European Technology Platform for Wind Energy → TPWind	
欧州風力エネルギー協会 European Wind Energy Association → EWEA	
欧州風力発電系統連系研究 European Wind Integration Study → EWIS	
欧州連合統計局 Eurostat	3
オープンサイクル・ガスタービン open-cycle gas turbine → OCGT	
オフショアグリッド offshore grid	3, 7~11, 57~65, 68
オフショアグリッド 20 年開発基本計画 20 Year Offshore Network Development Master Plan	62
温室効果ガス green house gas (GHG)	1, 10, 69, 74~78, 88~98

か行

外生的 exogenous	80~82, 95~99
外生的投資 exogenous investment	95
外部クレジット external credit	92, 97
解列 disconnecting	20, 23, 27, 33~34, 42
価格シグナル price signal	71
価格弾力性 price elasticity	87, 96
褐炭 lignite	77, 82~85, 91
稼働率 availability	22, 35, 97, 99
可変速 variable speed	18, 20, 35
カーボンクレジット carbon credit	80
慣性 inertia	5, 18, 35~38
感度分析 sensitivity analysis	10, 76~78, 82~83, 88~95
機会費用 opportunity cost	80
給電 dispatch	21, 40~44, 69~70, 72
供給予備力 reserve	4, 38~39, 69
京都議定書 Kyoto Protocol	80, 92, 98
競売 auction	9, 65, 70~72, 97

均衡価格 equilibrium price	10, 77~78, 82~84, 91~95	再生可能電力 renewable electricity	3, 8, 87
偶発事故 contingency	4, 41	再ディスパッチ re-dispatch	40
グリッドコード grid code	4~5, 9, 18, 32~37, 71~73	三次制御 tertiary control	31
グリーンペーパー green paper	61	三次(制御)予備力 tertiary (control) reserve	38~39
経済負荷配分 economic dispatch	45, 52, 55	支援スキーム incentive scheme	32, 72~74, 95
経済的便益 economic benefit	5~10, 36~37, 59, 68, 72~73, 77, 84, 94	支持線 support level	84
系統運用者 transmission system operator	1~11, 19~73	市場結合 market coupling	70~71
系統開発 10 ヶ年計画		市場支配力 market power	9, 11, 79, 99~100
10-Year Network Development Plan (TYNDP)	3, 7, 56~61, 68	市場統合 market integration	9, 17, 69~73
系統周波数 system frequency	18, 34, 39, 54~55	自然独占 natural monopoly	67
系統連系(風車の) grid integration	1~9, 19~37, 49~53, 60~74	社会化(費用の) socialisation	7, 11, 67~68
限界費用 marginal cost	9~10, 42, 69, 75~99	社会全体の厚生 total welfare	79
限界生産 marginal production	99	自由化 liberalization	6, 36, 48, 57, 67~72, 85
限界入札 marginal action	99	集合化 aggregation	5~7, 23~29, 36, 42~43, 48, 53~56, 67, 70
高圧直流(送電) high voltage direct current → HVDC		柔軟性 flexibility	3~11, 18, 31, 38~56, 59, 68~72, 85, 99~100
高圧交流(送電) high voltage alternating current → HVAC		出力曲線 power curve	21~23
厚生 welfare	79	出力抑制 curtailment	5, 34~36, 72
構造基金 structural fund	61	需給調整 balancing	4~11, 23, 27~31, 38~45, 50~55, 66~73, 85, 88
コージェネレーション combined heat and power locations (CHP)	45, 67, 75, 79, 81, 99	需給不均衡 imbalance	42~44, 54~55
国際エネルギー機関 International Energy Agency → IEA		需要 demand	1~17, 21~40, 44~58, 66~99
国際エネルギー機関風力実施協定第 25 分科会 IEA Wind		需要側管理 demand-side management (DSM)	44, 52
Implementing Agreement, Task25 → IEA Wind Task25		瞬動予備力 spinning reserve	45, 55
国際電力取引 cross-border exchange	9, 59, 62, 69~73	指令 Directive	2, 14, 56~57, 74, 98
国際連系線容量 cross-border capacity	48, 61, 72	自励 HVDC 送電 HVDC-VSC transmission	62~64
国連気候変動会議 COP	89	信頼度 reliability	30~31, 46~48, 52
固定価格買取制度 Feed-in Tariff (FIT)	72, 84	垂下 droop	21
コミットロジー comitology	36	数値気象予測 Numerical Weather Prediction → NWP	
混雑 congestion	4, 7~8, 43, 57~59, 65~73, 88, 99	スーパーグリッド supper grid	56, 60~65
コンバインドサイクル・ガスタービン		スポット価格 spot price	75~76
combined-cycle gas turbine → CCGT		スポット市場 spot market	8, 49, 56, 70~75
コンバータ converter	7, 18, 33, 62~63, 68	スマートグリッド smart grid	4, 8, 56, 60, 67~68
		制御エリア control area	54
		静止形無効電力補償装置 static var compensator	58
		セキュリティ security	4~7, 19
		設備容量 installed capacity	2, 18, 23~30, 41, 45~56, 59~62, 66~68, 77~90, 94~98
		設備利用率 capacity factor	22, 31, 46~48
		前日予測 day-ahead prediction	28, 40, 42, 45
		前日市場 day-ahead market	9, 11, 45, 49, 69~72
		戦略的エネルギー技術計画	
		Strategic Energy Technologies Plan → SET-Plan	
		送電系統運用事業者 → 系統運用者	
		送電ボトルネック transmission bottleneck	59
さ行			
再給電 re-dispatch	40~42		
再生可能エネルギー renewable energy	1~3, 7~17, 32, 52, 56~57, 61~82, 87, 94~96		
再生可能エネルギー指令 RES Directive	2, 14, 56~57, 74		
再生可能エネルギー制御センター			
Centro de Control de Régimen Especial → CECRE			
再生可能資源 renewable source	1~2, 56		
再生可能資源からのエネルギーの利用の促進に関する指令			
→ 再生可能エネルギー指令			
再生可能電源 renewable generation	7, 13, 38, 52, 56~61		

た行

第3次自由化パッケージ Third Liberalisation Package	5~9, 32, 36, 56~57, 61, 71~73
第3次 EU 域内ガス・電力市場のための法令パッケージ	
→ 第3次自由化パッケージ	
第2次戦略的エネルギーレビュー	
Second Strategic Energy review	1~2, 6, 61, 77
他励コンバータ line commutated converter	7, 63
短期価格 short-term price	10, 75, 80, 94
短期限界費用 short run marginal cost	10, 75~83, 89~84, 98
抽気 extraction	99
長期価格 long-term price	75~77
長期均衡 long-term equilibrium	75, 78, 84
長期限界費用 long-run marginal cost	9~10, 75~86, 91~97
長期市場均衡 long-run market equilibrium	9, 77, 80, 82, 94
炭素価格 carbon cost	2, 9~10, 77~84, 91~97
炭素市場 carbon market	10, 79, 95~98
調整電源 regulating power	69
調整予備力 regulating reserve	27, 31
潮流 power flow	7, 12, 24, 31, 35, 43, 46, 56~68, 98~99
貯水池式水力発電 hydro reservoir	45, 69, 99
通告時間 gate closure time	5~6, 11, 29, 37, 42~44, 53
低炭素エネルギー技術開発への投資	
Development of Low Carbon Technologies	1
ディスパッチ dispatch	21, 40, 69~72
電圧形コンバータ → 電圧形自励コンバータ	
電圧形自励コンバータ voltage source converter	7, 62, 68
電源構成 generation mix	1~2, 6~11, 23, 31~32, 38~39, 48, 74~95
電力卸価格 wholesale electric price	9, 41, 76, 84~85, 94
電力規制のための欧州フォーラム	
European Forum for Electricity Regulation	71
電力市場 power market	1~12, 16~17, 32, 36~56, 62~82, 92~99
電力取引 power exchange	
	4~5, 8, 11, 24, 31, 36, 44~45, 53~54, 58~75
電力品質広域計測システム wide-area measurement system	58
電力変換所 converter station	63
同期ゾーン synchronous zone	56, 63
当日市場 intraday market	9, 11, 40, 49, 69~73
当日取引 intraday trading	29, 41, 51
当日予測 intraday prediction	9, 28, 45, 72~73
動的送電線定格 dynamic line rating	57~59, 68
ドイツエネルギー機構 Deutche Energie-Agentur GmbH → DENA	
導入率 penetration ratio	1~11, 18~19, 23, 30~54
トリップ trip	4, 34

な行

内生的 endogenous	82, 85~86, 91, 95~97
内生的投資 endogenous investment	85~86, 91, 95~97
仲上分布 Nakagami distribution	30
二次制御 secondary control	31, 55
二重給電誘導発電機 doubly fed induction generator → DFIG	
認証排出削減量 certified emission reduction → CER	
入札価格引き上げ bid-mark-up	99~100
燃料価格 fuel price	2, 9~10, 76~78, 82~84, 88~95

は行

背圧 backpressure	98
排出削減単位 emission reduction unit → ERU	
排出上限値 emission cap	80, 91, 94
排出量削減 emission reduction	1, 68, 89, 97
バック・トゥ・バック・コンバータ back-to-back converter	20
発電機起動停止 unit-commitment	55
パワー密度 specific rated power	21
非弾力的 inelastic	75
ピュアパワー Pure Power	2, 4, 31, 62, 74, 78, 90, 95~96
非明示的競売 implicit auction	65, 70
風速プロファイル wind profile	86
風力実施協定 Wind Implementing Agreement	1, 38
風力発電所 wind power plant	5~8, 18~37, 45~53, 57~66
風力発電大量導入時の電力システムの設計と運用	1, 32, 39
フォルトライドスルー fault ride through (FRT)	5, 20, 33, 36, 59
ブラックスタート black start	64
フローレンス・フォーラム Florence Forum	71
平滑効果 smoothing effect	25~31, 49
平均二乗誤差 root mean square error	29
便益 benefit	2~11, 24~46, 52~84, 94
ペンタラテラルエネルギーフォーラム	
Pentalateral Energy Forum	9, 62~64, 71~73
ペンタラテラル市場 Pentalateral market	70~71
変動電源 variable generation	3~11, 19~23, 36, 42, 54, 68~69
ポスト京都議定書 post-Kyoto	92, 98
北欧系統運用事業者連盟 Association for Electricity	
Cooperation in the Nordic Countries → Nordel	
北海沿岸諸国オフショアグリッド構想 North Seas	
Country's Offshore Grid Initiative	3, 9, 11, 64, 71~73

ま行

無効電力 reactive power	20, 33~35, 43, 55, 58~59, 64
明示的競売 explicit auction	72
メリットオーダー merit order	9~10, 74~95
メリットオーダー曲線 merit order curve	75~84, 90
メリットオーダー効果 merit order effect (MOE)	9~10, 74~95
メリットオーダーの量的効果 volume merit order effect	10, 76, 84, 93~94

や行

約束期間 trading period	92, 98
有効電力 active power	5, 18, 23, 31~36, 53, 64
ユニットコミットメント unit-commitment	39, 52, 55, 72
洋上風車 offshore wind turbine	26~27, 62, 66, 73
洋上風力発電 offshore wind power	3~12, 25~26, 31, 61~65, 74
揚水発電 pumped hydro accumulation storage	44~45, 69, 75
容量クレジット capacity credit	6~7, 31, 45~48, 54, 67~69

ら行

力率 power factor	21, 34
リスケジューリング rescheduling	9, 11, 35, 69, 72~73
連系系統 interconnected system	62
連系線 interconnector	4~11, 24, 31~32, 36~72, 80, 85, 88

英字

ACER 欧州エネルギー規制協力庁	3, 10, 36, 60, 71
CCGT コンバインドサイクル・ガスタービン	6, 54, 69, 82~83, 97, 100
CECOEL スペイン電力制御センター	42
CECRE 再生可能エネルギー制御センター	42
CER 認証排出削減量	98
CHP → コージェネレーション	
Cobb-Douglas 型需要関数 Cobb-Douglas demand function	99
DENA ドイツエネルギー機構	40, 48~50, 66
DFIG 二重給電誘導発電機	20
DSM → 需要側管理	
EEX 欧州エネルギー取引所	51
EERP 欧州経済再生計画	63
EIB 欧州投資銀行	61
EMCC	71
ENTSO-E 欧州電力系統事業者ネットワーク	3, 7~11, 33~36, 46, 56~65, 71

ERGEG 欧州電力・ガス規制当局グループ	70
ERU 排出削減単位	98
ETS → EU-ETS	
ETS 指令 ETS Directive	98
ENTSO 欧州送電系統運用者協会	53
EU-ETS 欧州域内排出量取引制度	10, 79~83, 89~95
EUA 欧州域内排出権	80, 92
EWEA 欧州エネルギー協会	2~5, 8, 25, 31~33, 35~36, 58~62, 74
EWIS 欧州風力発電系統連系研究	6~7, 24, 53~54, 58~68
FACTS	7, 11, 57~58, 68
FIT → 固定価格買取制度	
FRT → フォルトライドスルー	
GAMS	98
HVAC 高圧交流	8, 11, 63~64
HVDC 高圧直流	7~8, 11, 62~68
IEA 国際エネルギー機関	1, 32, 38~41, 77~79, 95
IEA Wind Task 25	1, 32, 38~41
IEE 欧州インテリジェントエネルギー計画	25~26
MIBEL イベリア電力市場	9, 71, 73
MOE → メリットオーダー効果	
Nordel 北欧系統運用事業者連盟	56
Nordic 市場 Nordic market	70, 99
NordPool 市場 NordPool market	9, 51, 70~73
NorNed 国際連系線 NorNed interconnector	53
NWP 数値気象予測	27~28, 41
OCGT オープンサイクル・ガスタービン	6, 11
OffshoreGrid	8, 24~26, 59, 63, 65
RMSE → 平均二乗誤差	
SCADA 遠隔監視制御システム	21, 28, 34
SET-Plan 戦略的エネルギー技術計画	2, 8
Super-node	62~63
SVC → 静止形無効電力補償装置	
TEN-E 欧州横断エネルギーネットワーク	7~11, 59~61
TPWind 欧州風力エネルギー技術プラットフォーム	8
TradeWind	7, 24, 48, 54, 58~59, 65, 68, 72
TSO → 系統運用者	
TYNDP → 系統開発 10 ヶ年計画	
UCTE 欧州送電協調連盟	47, 53, 56
V2G	44
VSC → 電圧形自励コンバータ	
WAMS → 電力品質広域計測システム	
WindBarrier	57

風力発電の系統連系 ～欧州の最前線～

2012年2月15日発行

著者 European Wind Energy Association

訳者 一般社団法人 日本風力エネルギー学会

発行者 勝呂 幸男

〒166-8532

発行所 東京都杉並区和田3-30-22

大学生協学会支援センター内 一般社団法人 日本風力エネルギー学会

本書の全部または一部の複写・複製・転記載および磁気または光記録媒体への入力等を禁じます。これらの許諾については学会事務局までご照会下さい。

©2012<検印省略>

Printed in Japan

ISBN: 978-4-906826-00-1

<http://www.jwea.or.jp/>