



IEA Wind Task 25



## 風力発電大量導入時の 電力系統の設計と運用

最終報告書、IEA Wind Task 25,  
第3期 2012~2014年



## 風力発電大量導入時の 電力系統の設計と運用

最終報告書、IEA Wind Task 25,  
第3期 2012～2014年

---

Hannele Holttinen (VTT), Juha Kiviluoma (VTT), Alain Forcione (IREQ/Hydro Quebec), Michael Milligan (NREL), Charles J. Smith (UVIG), Jody Dillon (UCD), Jan Dobschinski (Fraunhofer IWES), Serafin van Roon (FfE), Nicolas Cutululis (DTU), Antje Orths (Energinet.dk), Peter Børre Eriksen (Energinet.dk), Enrico Maria Carlini (Terna), Ana Estanqueiro (LNEG), Ricardo Bessa (INESC-Tec), Lennart Söder (KTH), Hossein Farahmand (SINTEF), Jose Rueda Torres (TUDelft), Bai Jianhua (SGERI), Junji Kondoh (Tokyo University), Ivan Pineda (Wind Europe) & Goran Strbac (Imperial College)

原書 ISBN 978-951-38-8444-4 (URL:<http://www.vttresearch.com/impact/publications>)  
VTT Technology 268

ISSN-L 2242-1211  
ISSN 2242-122X (オンライン)  
<http://um.fi/URN:ISBN:978-951-38-8444-4>

Copyright©VTT 2016

#### JULKAISIJA – UTGIVARE – PUBLISHER

Teknologian tutkimuskeskus VTT Oy  
PL 1000 (Tekniikantie 4 A, Espoo)  
02044 VTT  
Puh, 020 722 111, faksi 020 722 7001

Teknologiska forskningscentralen VTT Ab  
PB 1000 (Teknikvägen 4 A, Esbo)  
FI-02044 VTT  
Tfn +358 20 722 111, telefax +358 20 722 7001

VTT Technical Research Centre of Finland Ltd (VTT フィンランド技術研究センター社)  
P.O.Box 1000 (Tekniikantie 4 A, Espoo)  
FI-02044 VTT, Finland (フィンランド)  
Tel +358 20 722 111, fax +358 20 722 7001

#### 日本語翻訳版作成

国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構  
IEA Wind 国内委員会  
IEA Wind 国内委員会 事務局 (株式会社風力エネルギー研究所)

日本語翻訳版出版 2020 年 12 月

#### 翻訳・校正

安田 陽 京都大学大学院 経済学研究科 再生可能エネルギー経済学講座 特任教授,  
博士(工学)

本翻訳書は,  
International Energy Agency (IEA) Wind Implementing Agreement, Task25 : “Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power : Final summary report, Phase three, 2012-2014” ( <https://community.ieawind.org/task25/ourlibrary?s=phase3%20report&l=1> より上記報告書ダウンロード可能)

を翻訳したものである。

翻訳にあたっては、国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 「風力発電等技術研究開発/風力発電高度実用化研究開発/風車運用高度化技術研究開発」事業の一環として、IEA Wind 国内委員会の承認のもと作成されたものである。

## 序文

「風力発電大量導入時の電力系統の設計と運用」に関する研究開発部会は、2006年に国際エネルギー機関(IEA)の風力発電システムの研究、開発、および展開における協力のための実施協定(<http://ieawind.org>)の枠内で、第25部会(Task 25)として設置された。本研究開発部会の目的は、風力発電が電力系統に与える影響に関する知見および研究から得られた情報を収集・共有し、使用された方法論、ツール、およびデータを再検証することである。以下の国および機関が共同研究に参加した。

- カナダ : Hydro Quebec's Research Institute (IREQ)
- 中国 : State Grid Energy Research Institute (SGERI)
- デンマーク : デンマーク工科大学 (DTU); Energinet.dk
- 欧州風力エネルギー協会(EWEA)、現 WindEurope
- フィンランド(系統運用者) : フィンランド技術研究センター (VTT)
- ドイツ : フラウンホーファー風力エネルギーシステム研究所 (Fraunhofer IWES)、エネルギー経済研究センター Research Centre for Energy Economies (FfE)
- アイルランド : アイルランド持続可能エネルギー局 (SEIA); アイルランド大学ダブリン校 (UCD)
- イタリア : Terna
- 日本 : 関西大学; 電力中央研究所 (CRIEPI); 東京理科大学
- ノルウェー : 産業科学技術研究所 (SINTEF)
- オランダ : デルフト工科大学 (TUDelft); TenneT
- ポルトガル : National Laboratory on Energy and Geology (LNEG); Institute for Systems and Computer Engineering, Technology and Research (INSEC-TEC)
- スペイン : カスティーヤ・ラ・マンチャ大学
- スウェーデン : Royal Institute of Technology (KTH)
- 英国 : Centre for Sustainable Electricity and Distributed Generation (インペリアル・カレッジ・ロンドンおよびストラスクライド大学)
- 米国 : 国立再生可能エネルギー研究所 (NREL); Utility Variable-Generation

Integration Group (UVIG); 米国エネルギー省 (DOE)

IEA Wind Task 25 は 2007 年にこれまで集められた最新の知識と結果に関する報告を作成し、VTT 研究成果報告書シリーズとして公表した。その後 2009 年(VTT Research Notes 2493)および 2013 年(VTT Technology T75)の第 2 期の概要報告も VTT により公表された。これらの報告では最近終了した調査の中から選択したものの概要を紹介した。さらに、IEA Wind Task 25 では、風力発電連系のシステムへの影響とコストを試算するときに推奨される方法論に関するガイドラインを作成した。これは 2013 年に IEA Wind の RP16 として発表された。これらの報告はすべて IEA Wind Task 25 のウェブサイトで閲覧可能である：[http://www.ieawind.org/task\\_25.html#](http://www.ieawind.org/task_25.html#).

本報告では 3 年ごとの第 3 期の結果をまとめた。作業は第 4 期の 3 年間(2015～2017 年)について継続される。

Sintef 研究所からは、IEA Task 25 活動への参加を財政的にご支援いただいた NOWITECH 研究センターに感謝の意を表したい。

2016 年 6 月、著者一同

# 目次

序文	3
略語一覧	7
要旨	8
1. はじめに	13
2. 入力情報：電力系統全体にわたる風力発電の変動性と不確実性	18
2.1 変動性	18
2.1.1 測定データとモデルデータにおける警告	19
2.1.2 広いエリアをカバーする風力発電の変動性と平滑効果の影響	20
2.1.3 風力と太陽光の変動性	23
2.1.4 風力発電による極端な出力変化	24
2.2 系統全体の風力発電の予測精度	29
3. 系統アデカシー計画	34
3.1 送電計画に対する風力発電の影響	34
3.1.1 各国の研究	35
3.2 欧州のオフショアグリッド	41
3.2.1 市場運用に対する影響	42
3.2.2 技術的問題	43
4. 長期的供給信頼度と安定供給の確保	47
5. 短期的系統信頼度の保証	50
5.1 風力発電が系統安定度に与える影響	50
5.1.1 過渡安定度	51
5.1.2 電圧安定性	51
5.1.3 周波数安定性	52
5.1.4 洋上風力発電研究	55
5.2 風力発電が運転予備力要件に与える影響	56
5.2.1 風力発電による運転予備力増加に関する経験	56
5.2.2 風力発電による運転予備力増加の推定値	58

5.2.3	予備力の動的設定 .....	60
6.	運用中の風力発電の価値を最大化する .....	63
6.1	風力発電の出力抑制 .....	63
6.2	需給調整に対する風力発電の影響 .....	66
6.2.1	連系研究からの需給調整コスト試算 .....	66
6.2.2	電力系統の需給調整に対する風力発電の影響に関する経験 .....	67
6.2.3	風力発電の需給調整への参加 .....	69
6.2.4	電力市場からの風力発電のインバランスコストの経験 .....	70
6.2.5	起動停止の影響と風力発電による排出の削減 .....	72
6.3	運用慣行 .....	76
6.3.1	電力系統運用における風力発電管理の経験 .....	76
6.3.2	風力発電の電力市場への統合 .....	79
6.4	デマンドサイドの柔軟性 .....	82
6.5	エネルギー貯蔵 .....	82
6.5.1	電力貯蔵 .....	83
6.5.2	水力発電における貯蔵 .....	86
6.5.3	熱およびガスの貯蔵 .....	87
7.	現状を打破する ～再生可能エネルギー導入率 40%以上を達成するための連系研究 .....	89
7.1	デンマーク .....	89
7.2	ドイツ .....	91
7.3	スウェーデン .....	92
7.4	米国 .....	94
8.	結論 .....	97
	参考文献 .....	101
	附録：2015～2017年の各国の風力連系研究計画、Task 25 共同研究 .....	A1

## 略語一覧

FACTS	フレキシブル交流送電システム
FERC	米国連邦エネルギー規制委員会
FRT	事故時運転継続要件。短時間の短絡などの間も系統への接続を維持できる系統機能
HVDC	高压直流
ISO	独立系統運用機関
MAE	平均絶対誤差
NWP	数値気象予測
PSS	電力系統安定化装置
RMSE	平均二乗誤差
TSO	送電系統運用者
TYNDP	系統開発十ヶ年計画
UCED	ユニットコミットメント(発電機起動停止)計画および経済配分
VSC	電圧型コンバーター

## 要旨

本報告は、2012～2014年の国際エネルギー機関(IEA)風力発電実施協定 Wind Task 25 に参加した 15 ヶ国からの風力発電の系統連系に関する最近の結果をまとめたものである。実系統における経験と研究の両者が報告されている。多くの風力連系研究が太陽光発電も取り入れており、ここに記載した結果の多くは風力以外の他の変動性再生可能エネルギーにも該当する。

各国の事例研究では、風力発電が電力系統に与えるいくつかの影響を扱っている。本報告では、長期的計画の問題と短期的な運用に対する影響に基づいてグループ分けした。長期的計画の問題としては系統計画と容量アデカシー(供給信頼度)がある。短期的な運用影響には、信頼度、安定度、予備力、運用のタイムスケールにおける風力の価値の最大化(需給調整に関する問題)などがある。最初の章では電力系統全体にわたる風力発電の変動性と不確実性を紹介し、最後の章で風力発電の導入率(シェア)向上のための最新の風力連系研究を取り上げる。附録には、2015～2017年のTask 25に貢献する国のプロジェクトにおける継続中の研究の概要を示す。

### 風力発電の変動性と不確実性—入力情報の重要性

風力発電の変動性と不確実性の特徴は、大規模風力発電の出力の測定データと予測に基づいて示される。電力系統全体のエリアを見た場合、変動性と不確実性のいずれについてもかなりの地理的平滑効果がある。この平滑効果を把握しないと、風力発電が電力系統に与える影響の推定値に影響する。

平滑効果は極端な変動の測定値と極端な予測誤差において見られ、これらは広いエリアのほうが相対的に小さい。また変動性は短いタイムスケールの場合に小さくなる。変動性と予測可能性の間には線形に近い関係があることが明らかになっている。風力発電の変動性が小さいほど、予測誤差も低くなる。翌日予測および1時間の最短期間予測について、単一の風力発電所をドイツなどの地方に集合化することにより、平均絶対誤差が50%から最高で80%まで改善することが期待される。これまでのところ高精度予測システムにより、ドイツの全風力発電の出力予測における平均絶対誤差は、1時間前の予測については設備容量の約1%、前日予測については3%になっている。

洋上風力発電については、発電所の大部分が狭いエリアに集中している場合には変動性と不確実性がより大きくなる。極端な出力変化が発生する荒天の状況は特に問題である。暴風時の出力変化は、個々の風車の制御を変更して強風時に敢て出力を下げたて発電を継続することで軽減することができる。これにより、洋上風力発電の短期予測が向上する。このような予測は極端な荒天状況に対処するのに極めて重要である。

### **システムの長期的計画および発電アデカシーにおける風力発電**

風力発電に必要なシステムの増強は、負荷に対して風力発電所がどこに位置しているか、および既存のインフラに大きく依存し、国により結果にはばらつきがあると予想される。風力発電によるシステム増強コストを報告している研究は多くない。多くの場合、送電線はさまざまな目的に使用されるからである。これまでの研究では、さまざまなニーズの間でコスト配分を試みているのはポルトガルだけであった。欧州の送電システム運用者(TSO)によるシステム開発十ヶ年計画(TYNDP)のための共同の取り組みにおいて、コスト配分の試算は、再生可能エネルギーに必要な新規システムの比率、市場、およびセキュリティとして一般的な水準で表現されている。最近の研究で報告されている国内の結果では、風力発電の出力抑制を減らし、水力発電による柔軟性を利用するため、送電網により緩和される柔軟性の必要性も取り上げている。欧州の大規模洋上風力発電所は、オフショアグリッドに関する調査を立ち上げている。いくつかの研究から明らかであるように、最適な開発を確保するためには、多国間でのオフショアグリッド開発の長期戦略を協調的に実施する必要がある。

システムの発電容量アデカシーに対して風力発電が貢献できることとしては、浮力発電の容量クレジットが挙げられる。多くの国において、風力発電の普及の開始段階ではこれは重要な問題とはならない。しかしながら、運転時間と全負荷時間が減少し、収入が減ったため市場から撤退した従来型発電所の経験がすでにある。ここから電力システムにおける電源(または発電)のアデカシーの問題が生じる。風力発電は新たな容量を提供し、電力システムの信頼度を向上させる。しかし新たな容量の便益は、ピーク負荷時にどの程度の風力資源を利用できるかに大きく依存する。風力発電の容量クレジットは、電力システムにおける風力発電の導入率が増えるほど小さくなる。本報告にまとめた結果が示すように、多くの国は風力発電導入率の最初の5~10%については設備容量の20~35%の容量クレジットを持つが、風力発電の導入率が20%になると、容量クレジットが設備容量の20%を超えるのは極めて大規模な連系されたシステムを想定した一研究のみである。集合化による便益は容量クレジットの計算に該当する。地理的範囲が広いほど、容量クレジットは高くなる。また風力の導入率が同じ場合でも、広い範囲が示されている。ピーク負荷時に風力発電が大きい場合の40%から、地域の風力発電出力特性が電力システムの負荷特性と負の相関を示す場合

(ピーク負荷時に発電量が小さい場合)の5%までの範囲に及ぶ。

### **短期的信頼度に対する風力発電の影響**

風力発電が電力システムのダイナミクス(動的特性)に与える影響は、風力発電の導入率が増えるにつれてますます顕著になり、風力連系研究においてこの問題を調べるのが今後さらに重要になると考えられる。風力発電は、単にその存在だけでは必ずしも電力システムの安定度を損なわないが、パワーエレクトロニクス装置を介した接続が増えるため、系統の特徴を変化させる。風力発電所は短期的な電圧と周波数の不安定性に対する保護に関連した有望な選択肢となり、パワーエレクトロニクス回路によるコンバーターの制御装置を適切に調整することにより、系統の能力を高めることができる。最近の研究では、風力発電所が系統を支持できる可能性も検討している。

系統事故後の過渡安定度シミュレーション結果から、風力発電導入率40%までは、これは困難な問題ではないことが明らかになっている。電圧安定性に関しては、風力発電所の能力を使用することが不可欠である。周波数安定性は、系統の規模、風力発電の導入率、および適用される制御戦略によって決まる。直接接続された同期の大型回転機械が少ない場合、系統の慣性が小さくなり、大規模発電所における故障後、自動周波数制御装置が系統を安定させる前に周波数が下がりすぎるリスクがある。これは最初アイルランドのような小規模な系統において研究されたが、風力発電の導入率が大きな大規模なエリアでも多くの研究が行われるようになってきている。風力および太陽光エネルギーの導入率が高い場合には周波数の低下が重要となり、高速応答により系統を支持する風力発電の研究が行われている。

風力発電が短期的需給調整と周波数制御に与える影響は、この数十年で多くの連系研究において注目されている。予備力は、インバランス(需給不均衡)の原因となる個々の要素ではなく、系統全体の発電と需要の正味インバランスに基づいて運用される。多くの研究結果が必要な予備力の増加の推定値を示している。予測範囲のタイムスケールは、どの程度の予備力を割り当てる必要があるか決めるときに極めて重要な仮定となる。なぜなら、短いタイムスケールでは、風力発電の不確実性は需要の不確実性よりかなり小さくなるからである。

- 風力発電の導入率が総需要の20%以内の場合、時間あたりの風力と負荷の変動のみを考慮して短期的予備力要件を試算すると、風力発電設備容量の3%以下という結果が多くの研究で示されている。
- 4時間あたりの風力発電と負荷の予測誤差を考慮した場合、風力の導入率が総需要の7~20%の場合には短期的予備力要件の増加は最大で設備容量の10%になると報告されている。
- 前日の不確実性をもとに予備力配分を考慮した場合、風力発電は最大で

設備容量の18%の増加をもたらす。

このような予備力要件の増加は、最悪の場合を想定して計算したものである。しかしこれは必ずしも、予備力容量のため新たな投資が必要であるという意味ではない。これまでの経験から、風力発電により新たな予備力容量のための投資が必要になったことはない。ただしイベリア半島では、将来風力発電の導入率が20%以上になった場合に対応するため、新しい揚水発電のしくみが計画されている。風力発電の導入率増加に関する新たな研究では、予備力の動的配分の研究が増えている。どの日にも同じ予備力要件を使用するのではなく、毎日1回翌日の配分を計算すれば、風の弱い日には系統に対する要件を小さくすることができる。ディスパッチと市場の運用について選択する時間ステップも、需給調整に必要な予備力の質と種類に影響を与える。例えば、5分間の時間ステップで運用される市場の場合、次の5分間の予定を遂行するため、出力変化が生じた発電機から自動的に需給調整能力を抽出することができる。

#### **運用中の風力発電の価値を最大化する**

風力発電の価値が最大になるのは、利用可能な風力発電を抑制する必要がなく、運用のタイムスケールの中で他の発電所への影響が最小になるときである。

風力発電抑制の経験から、年間電力消費量の5~10%程度の小さい導入率の場合、重大な送電のボトルネックがなく、風力が最初に限界費用の低い発電に配分されれば、出力抑制は起こらないことが明らかになっている。しかしいくつかの国では、風力の導入率が小さくても大幅な出力抑制(風力発電の10~20%)が生じ始めた。これらの国では送電の拡大に関連した緩和の取り組みが、風力発電の増加に伴う抑制率の削減につながっている。将来の風力エネルギーの出力抑制と、これを減らすための緩和策を推定することが、連系研究の重要な結果の一つとなっている。風力発電事業者が周波数制御(アンシラリーサービス市場)に参加することにより、系統内の風力発電の導入率が大きいときの再生可能エネルギー発電の全体的抑制を減らすことができる。なぜなら、これにより他の発電を停止させ、風力発電を増やす余地を作ることができるからである。

需給調整コストは、以前から多くの連系研究が推定を試みている主要な問題である。風力連系経験が豊富な国では、この問題は重要度を減らしつつある。連系コストの分析は、運用コストと投資コストの両方を示す将来のさまざまなシナリオについて、系統の総コストを比較する方向に進みつつある。風力発電が市場化されている国では、需給調整コストは系統運用者がインバランスコストの中で支払う。風力発電の導入率が増えている電力系統において、実際にコストバランスを取るための経験がいくつか記録されている。イタリアでは、コストがほぼ倍増している。一方ドイツでは、風力発電と太陽光発電が増えているにも関わらず、需給調整エリアと

の間で需給調整資源を共有したことの影響が大きいいため、需給調整コストは実際に50%減少している。

火力発電所の起動停止による需給調整の向上が詳細に研究されているが、これは風力と太陽光エネルギーにより達成できる運用コストの削減に対し、起動停止コストが相対的に小さいことを確認することを目的としている。排出に対する影響も極めて小さい。風力発電は、主にガス火力発電を代替した場合には約 0.3~0.4 Mt/MWh、また主に石炭火力発電を代替した場合には最大で 0.7 Mt/MWh の CO<sub>2</sub> 排出を減らすことができる。

風力発電の導入率が高い場合の需給調整手段としては、運用慣行と市場、需要側の柔軟性、および貯蔵がある。当日リアルタイムによる国際連系取引を行い、需給調整資源を持つ電力市場、および新興のアンシラリーサービス市場は、将来風力発電の導入率を増やすためのポジティブな経緯とみなされている。電力、ガス、および熱部門間のエネルギーシステムの連系が、再生可能エネルギーの導入率が高い将来の電力システムのため研究されている。より規模の大きいシステムのバランスを維持するため水力発電の貯蔵を増やすことも有望な選択肢の一つである。電力貯蔵は、送電容量の小さい場所の系統運用者による使用が始まっている。電力貯蔵は、大規模な電力システムでは、柔軟性のある他の手段に比べるとまだコスト効率は高くないが、再生可能エネルギー100%のシステムに関する新しい研究において、さまざまな形による貯蔵が大きい役割を果たす。

風力および太陽光発電の導入率が 40%以上の電力システムの連系研究では、変動電源を導入できる割合の限界を広げつつある。これまでの結果は有望であり、研究は継続され、将来のタイムスケールでは詳細なモデル作成の可能性がある。

## 1. はじめに

多くの国において、現行の風力発電目標では風力発電の高い導入率を想定している。電力系統に大量の風力発電を導入することは技術的には可能であるが、社会的・経済的に容認できるコストで実施可能な導入率には限界が生じる。すでにデンマーク、ポルトガル、スペイン、およびアイルランドでは風力発電連系の実用経験があり(図1)、年間(電力の)15%以上の導入率がある。またドイツ北部、米国中西部、イタリア中南部、シチリア、サルディニアなどの地方では導入率が20%を超えており、風力発電の導入率が大きくなったときの対応について知見を得ることができる。いくつかの国、特にドイツ、イタリア、およびギリシャでは、風力に加え太陽光エネルギーの導入率がかなり大きく、変動電源の問題が図1で示したものより高くなっている。

風力発電は、負荷および他の発電技術がもたらすものに加え、電力系統の運用に新たな変動性と不確実性を持ち込む。この問題に対処するためには、電力系統のさらなる柔軟性が必要となる。柔軟性のニーズの増加は、風力発電をどの程度系統に組み込むか、また電力系統にどの程度の柔軟性があるかによって変わる。

系統に対する影響の研究は、国内または電力系統制御エリア内で実行可能な風力発電の導入目標を定義するための第一歩であることが多いため、このような問題に関連して一般に受け入れられている標準的方法論を適用することが重要である。各国、州、または電力系統における風力連系に関連した状況は独特である。多くの国で風力発電の電力系統への影響を調査した報告が多数発表されている。技術的制約と風力発電のコストに関する結果は多様であり、用いられた方法論、データ、ツール、および結果を表現するための用語や測定基準が異なっているため、比較は難しい。基本事例との比較は結果に影響を与え、公正で透明な方法で行える直接的なものではないため、影響のコスト推定は困難な作業であることが明らかになっている。結果をまとめた取り組みとしては、DeMeo et al.(2005)、Smith et al.(2007)、UKERC(2006)、Ackerman & Kuwahata(2011)、およびO'Malley et al., in IPCC(2011)などがある。使用した方法論に関する詳細情報がないため、直接比較が可能なものはわずかである。

研究をもう少し詳細に調べる作業が、この国際協力事業の最先端報告(Holtinen et

al., 2007)および概要報告(Holttinen et al., 2009; Holttinen et al., 2013)で行われ、さらに新しい結果を含めたその更新版が本報告である。

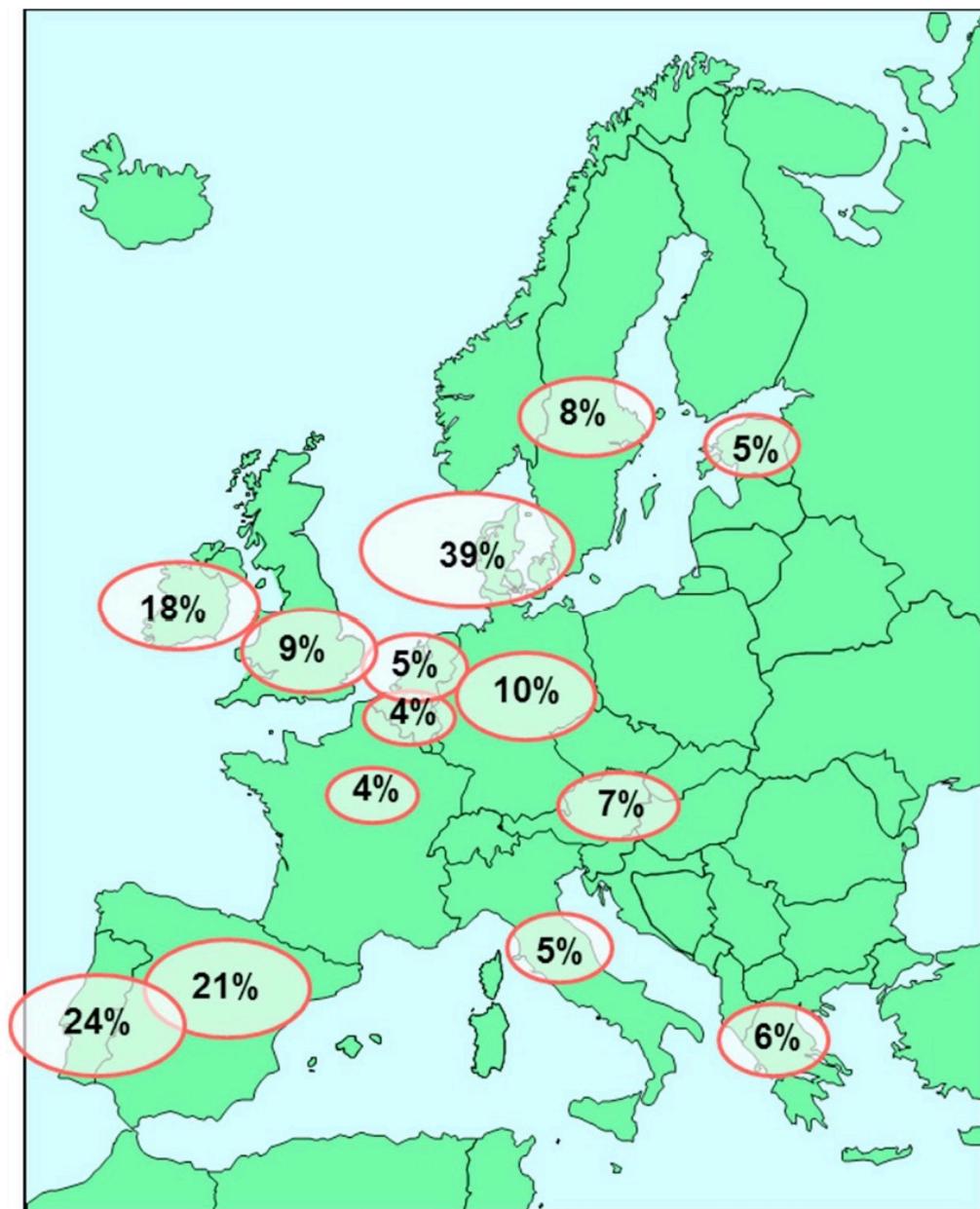


図 1 この地図は、2014年に風力発電の導入率が総電力消費量の4%に達した欧州各国の導入率を示したものである。欧州連合(EU)では、風力発電の導入率は2014年に9%を超えた。米国とオーストラリアの風力の導入率は4%である。中国は2%である。(風力発電導入率の出典: IEA WIND, 2015)

表1 風力および電力系統統計、2014年。出典：IEA WIND, 2015; IEEE P&E 誌、11/12月号、データは Energinet.dk, bNetzA, ドイツの系統運用者、REE, EirGrid, EdF, Terna より。Hydro-Quebec 年次報告 2015、ウェブサイトおよび Energy Supply Plan。欧州各国の輸出容量は全系統連系について利用可能な前日の1時間あたりの最大 NTC(正味送電容量)値、時間ごとのデータは以下で入手可能。

[https://transparency.entsoe.eu/content/static\\_content/Static%20content/legacy%20data/legacy%20data2014.html](https://transparency.entsoe.eu/content/static_content/Static%20content/legacy%20data/legacy%20data2014.html)

	負荷			輸出 容量 MW	2014 年末の 風力発電		風力発電の導入率		
	ピーク (MW)	最小 (MW)	TWh/a		MW	TWh/a	総需要 の%	ピーク 負荷 の%	最小負 荷+輸 出容量 の%
ケベック	38743	14500	184	7974	2857	6.8	3.7%	7.4%	12.7%
デンマーク	6 400	3000	33.5	6790	4 855	13.1	39.1%	75.9%	52.1%
フィンランド	14 000	6000	83	5000	627	1.1	1.3%	4.5%	6.7%
ドイツ	82 500	41 000	539.3	33 800	40 456	56	10.4%	49.0%	78.2%
アイルランド	6500	2500	26.6	1000	2 230	5.1	19.2%	34.3%	68.6%
イタリア	51 550	18740	310.5	2715	8 700	15.2	4.9%	16.9%	40.5%
日本	191000	90000	965.2	0	2 788	5.1	0.5%	1.5%	3.1%
オランダ	25200	9000	120.9	7350	2 753	5.8	4.8%	10.9%	18.8%
ノルウェー	24000	8000	127	6083	856	2.2	1.7%	3.6%	6.5%
ポルトガル	8800	4560	50.3	3000	4953	12.1	24.1%	56.3%	65.5%
スペイン	43 450	15300	243.5	4100	22 845	50.7	20.8%	52.6%	118.4%
スウェーデン	26000	13000	145	9165	5425	11.6	8.0%	20.9%	23.9%
英国	50930	18060	290.1	4000	12 808	31.6	10.9%	25.1%	58.6%
米国 ERCOT	66464	24083	340	856	11 601	36.1	10.6%	17.5%	46.5%

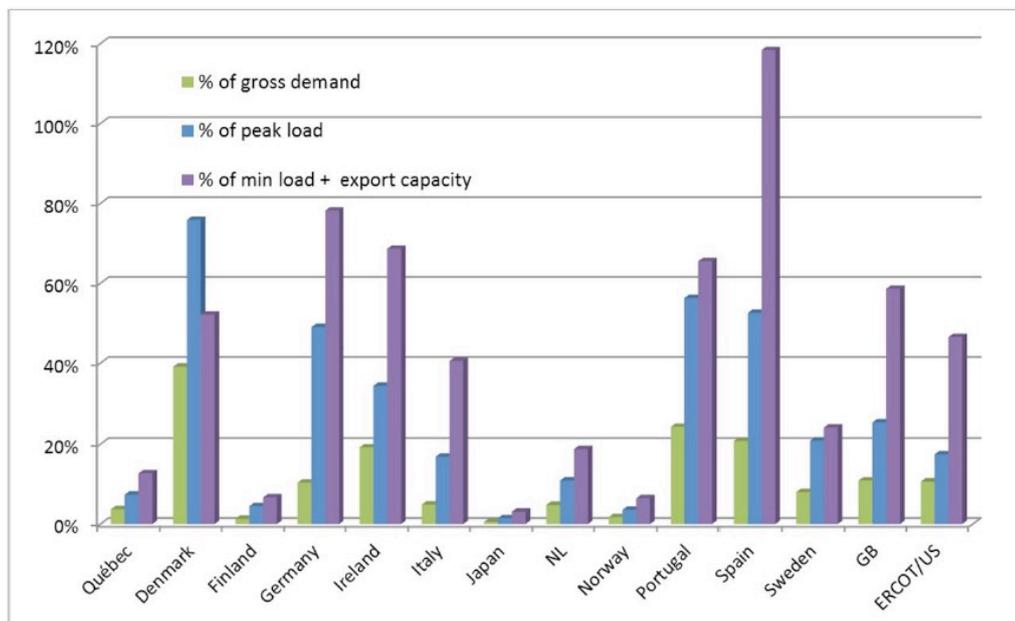


図2 調査対象の国と地域の風力の導入率、3つの方法で測定したもの：消費電力の導入率としての風力発電(総需要の%)、ピーク負荷容量の導入率としての風力発電容量、および最小負荷プラス輸出容量の導入率としての風力発電量(欧州諸国については全系統連系について使用可能な前日の1時間あたりの最大NTC値として)。

国の事例研究ではさまざまな影響を対象としている。異なる運用タイムスケールでの電力系統の需給調整、系統の混雑、増強、および安定度、電力のアデカシーなどである。風力連系の影響範囲が広いこと背景には、系統内の風力導入率の定義、運転予備力の種類とコスト、さまざまな電力系統と負荷の特徴および運用規則、風力の変動性、電源構成、燃料コストおよび需給調整エリアの大きさなどに関する仮定、利用可能な系統連系容量に関する仮定などの理由がある。

多くの研究では、連系コストの試算が示されている。連系コストは、運用需給調整コストと系統拡大コストの増加から生じるいくつかの構成要素に分けることができる。風力発電の容量クレジットも示すことができる。多くの事例研究では、風力に代わる他の選択肢との比較は調べられていない。コストを試算する場合、新規電力系統や風力発電の予備容量などの系統コストが異なる可能性がある。系統サービスはすべての系統ユーザーのために存在し、連系コストは観察できるものではないため、一つの技術に系統コストを割り当てるのは難しい。連系コストが観察できないことから、これを試算するためいくつかの間接的手法が取られた。需給調整の需要が高い場合、市場コストが試算されているか、またその結果が電力系統に関する技術的コストを参照しているかどうか注意する必要がある。電力系統に風力発電を加えることによる便益もある。風力は化石燃料の使用に代わるため、総運用コストと排出量を減少させる。連系コスト問題を考える場合、原子力や化石燃料発電所

を含むすべての発電源にはこれを系統上で管理するための付随的コストがあることも忘れてはならない。

事例研究の結果を4つの章にまとめた。まず第2章では、報告されている経験に基づき、大規模風力発電の変動性と不確実性に関する最新情報を提供する。第3章と4章は風力発電に伴う長期的計画の問題、系統計画と容量アデカシー(供給信頼度)を取り上げる。第5章と6章では運用の影響、すなわち短期的信頼度(安定度と予備力)、および運用タイムスケールにおける風力の価値の最大化(需給調整に関する問題)について述べる。第7章では風力発電の導入率向上のための最新の風力連系研究を紹介し、第8章に結論を述べる。付表にはTask 25に貢献する国家プロジェクトにおける継続中の研究の概要を提供した。

## 2. 入力情報：電力系統全体にわたる風力発電の変動性と不確実性

本章では、風力発電データと予測データから、風力発電の変動性と予測可能性を取り上げる。大規模な系統と需給調整エリアをカバーする集合化風力発電のデータは、連系研究の入力情報として重要である。風力発電の変動性は従来型電源群の運用に変化をもたらし、出力変化(ランプ)と始動/停止の回数を増やす。不確実性は短時間での変化(ランピングなど)の原因となり、従来型電源群の反応時間を短くするため、予備力や市場構造などの運用慣行の変更が必要になる可能性がある。

以下の各章で詳しく述べるように、風力発電は電力系統における変動性と不確実性の一つの源に過ぎない。電力需要、予定外の機器の欠損、流れ込み式水力発電や太陽光発電が、電力系統における集合化された変動性の一因となる。運用者は正味の系統変動性と不確実性に対応する必要があり、単に個々の影響を合計するだけでは、不必要なレベルの予備力を増やし電力系統全体の管理が非効率になりかねない。特にこれらの要因、例えば気象や環境に依存する需要や風力発電などが相関する場合には、さらに対応が必要となる。

電力系統全体のエリアを見た場合、風力発電の変動性と不確実性のいずれについてもかなりの平滑効果がある。この平滑効果を理解しないと、風力発電が電力系統に与える影響の推定値に影響してしまう。今後さらに正確な予測方法が開発され、系統運用の慣行が正確な予測に基づく迅速な決定に向かって進歩すれば、風力発電の不確実性はさらに削減されると考えられる。

### 2.1 変動性

風力発電の変動性は、風力発電の地理的分散が大きくなるにつれて減少する。変動の小さい風力発電であるほど、導入しやすくなる。それゆえ、風力連系研究では変動性を正しく把握することが重要である。本章では大規模風力発電が直面すると考えられる変動性と極端な出力変化に関する最新の研究結果の概要を示す。

### 2.1.1 測定データとモデルデータにおける警告

風力連系研究では、将来の集合化された風力発電に関する変動性を推定する必要がある。多くの場所で、将来の風力発電の時系列予測の基礎として利用できる風力発電の実時系列がすでに存在する。風力発電の実データにはバイアスがかかることがある。今後ハブ高さや受風面積と公称容量の比率が変わる可能性があり、これも変動性に影響を与える。また新しい風車により分散が大幅に変化することもある。通常は1年間のサンプルデータを使用するが、1年間ですべての重要な気象状況を網羅できないこともある。

測定データがなかったりデータの質に問題がある場合、気象モデルデータも利用できる。このデータは、モデル誤差や風速を風力発電の出力に換算するときに必要な仮定によりバイアスがかかる可能性がある。通常、同じ気象解析データに基づいた個々の場所の間には、風力発電の実測データにより観察されるものよりはるかに高い相関がある。相関を過大評価することは、平滑効果を過小評価することを意味する。

数値化予測のモデリングツールでは、いかなる時間および場所においても天候を再現し、物理的に一貫性のあるデータセットを提供するため、地理的分散により生じる平滑効果を正確に表現することができる(EWITS: Eastern Wind Integration and Transmission Study, 2010; NREL: National Renewable Energy Laboratory, 2010)。データセット内には異常値が見つかる可能性があり、解析してデータの質をチェックし、必要に応じて是正することが望ましい。例えば、米国の西部風力・太陽光連系研究(WWSIS: Western Wind and Solar Integration Study)第1期では、モデルを実際の観測データで再初期化した場合、シミュレーションにより作成した風力発電出力のデータセットには3日ごとに一時的継ぎ目が生じた。そのため実データには見られない変動性のスパイクが発生した(EWITS, 2010)。研究の第2期(Lew et al., 2013a)では、統計的手法を使い、この継ぎ目の変動性を予測されるものに整合させた。図3は、3日目の終わりに起こるスパイクを未修正のデータと、3日目の終わりに一時的継ぎ目の影響がない修正済みデータの平均的プロファイルを示したものである(Lew et al., 2013a)。このような異常は米国のEWITS研究では検出されず(EWITS, 2010)、その後NREL行われたこの種のデータセットに関するすべての作業では問題が修正されている。

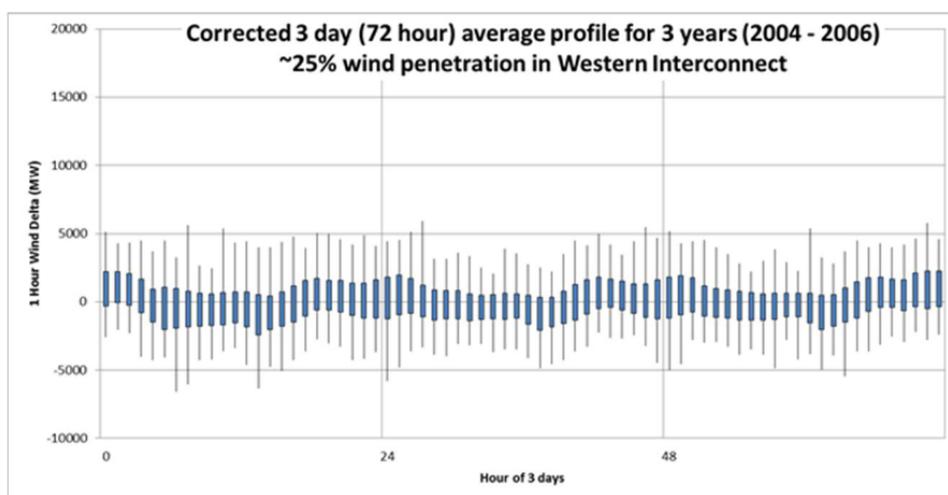
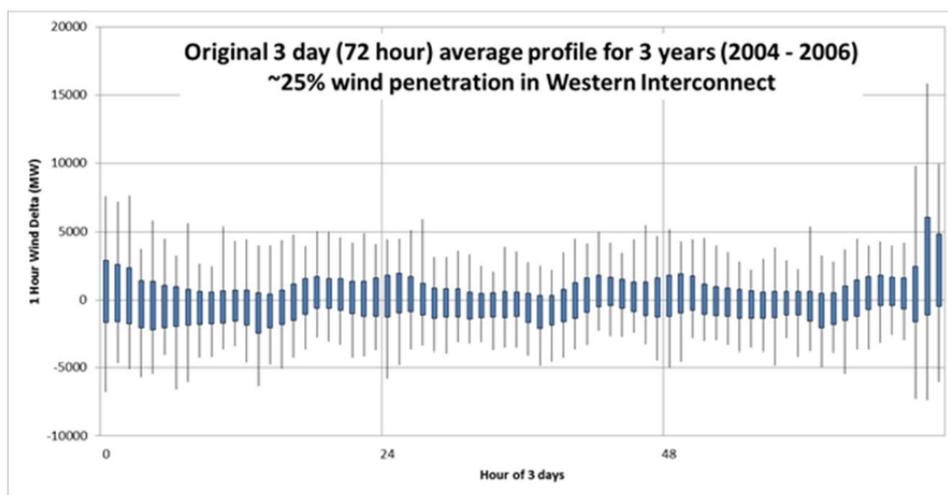


図3 米国西部の風力発電変動性のモデルデータにおける潜在的エラーの例。3日ごとに変動性のスパイクがある最初のデータ(上)と、不自然に高い変動性がない修正済みデータ(下)。(出典：WWIS 第2期; Lew et al., 2013a 参照)

### 2.1.2 広いエリアをカバーする風力発電の変動性と平滑効果の影響

単一の風力発電所、複数の風力発電所、およびドイツ全体の風力発電の測定時系列を比較することによる平滑効果の概要を図4に示した。

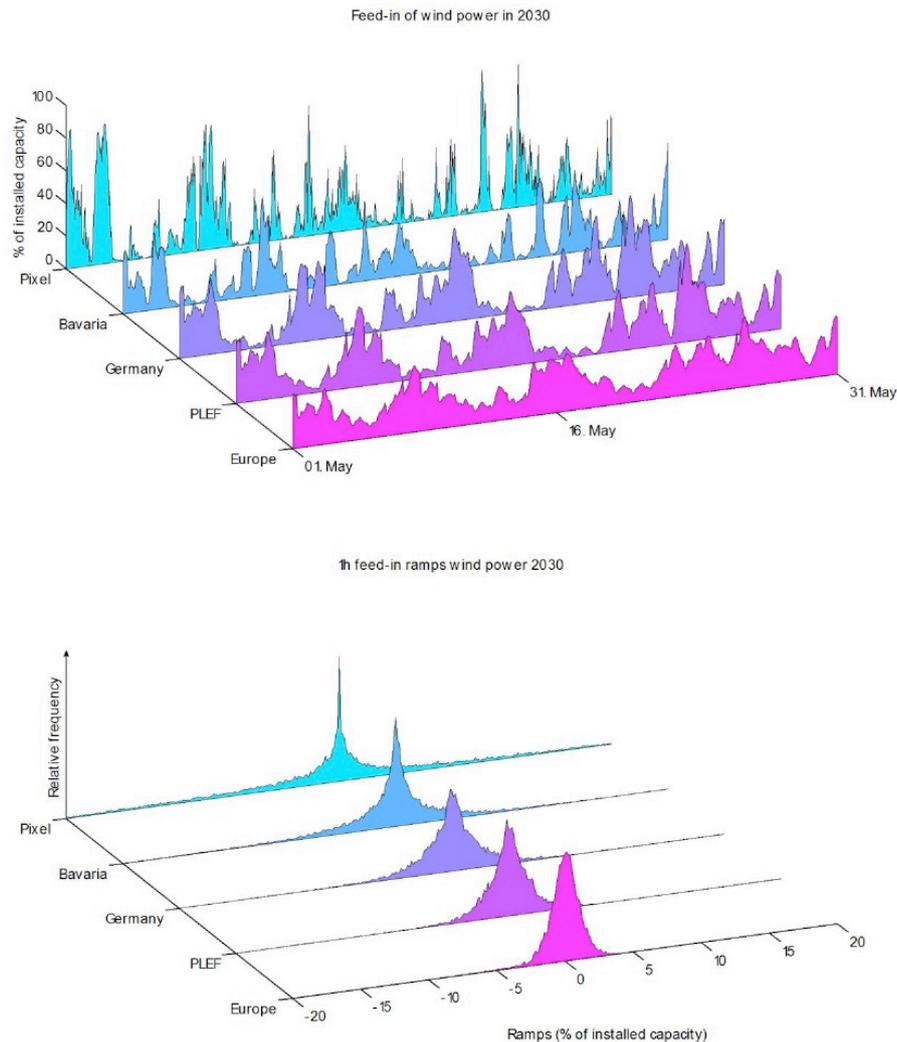


図4 平滑効果の図解。1国、複数の国、および欧州全体での大規模な風力発電出力(上図)では、短期変動性があるかに小さい(時間当たりの出力変化、下図)。(出典：Fraunhofer IWES, 2015)。1ピクセルは2.8 x 2.8 kmの面積に相当。PLEF = Pentilateral Energy Forum (5ヶ国エネルギーフォーラム: ベネルクス3国、ドイツ、フランス)

Task 25の共同研究では、すでに個別の風力発電設備を数十ヶ所保有する国々から、実際に測定された風力発電データが収集された(Kiviluoma et al., 2015)。設置されているメガワットクラス風力発電所間の平均距離の関数として、大規模な区域であるほど変動性の減少の傾向が明確に見られた(図5)。設備数が多くなっても変動性に顕著な減少は見られなかった。またさまざまな風力資源の場所や観測年で見ても、設備利用率に対して変動性が高くなる相関がみられた(図6)。図7は時間あたりの風力発電の出力変化の分布を出力レベルの関数として表したものである。エリアの広さは変動性の高さと相関する。

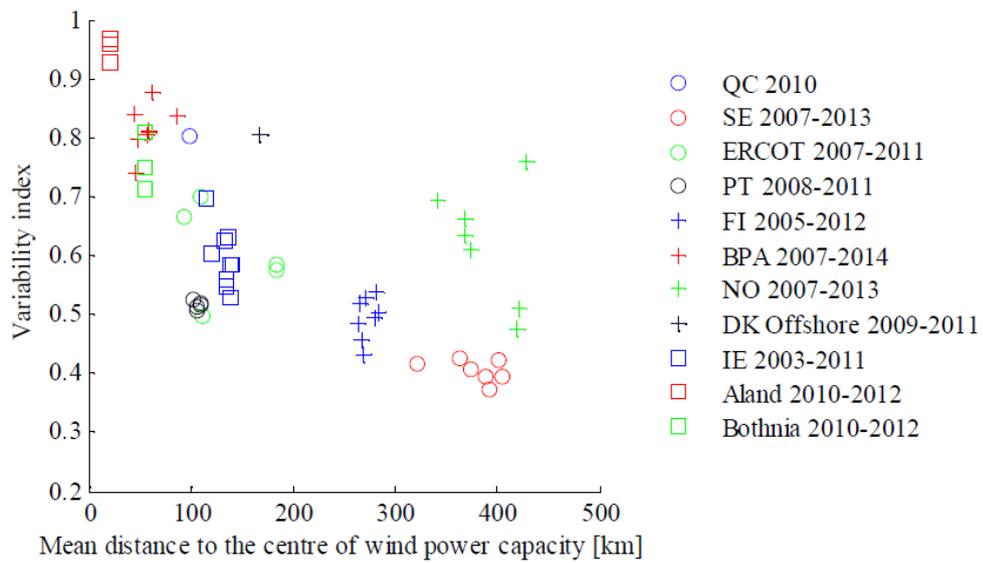


図5 解析した風力発電群において、容量加重した風力発電の地理的中心からの平均距離に対する変動指数。分散が進むに従い、変動性は減少する。(出典：Kiviluoma et al., 2015)

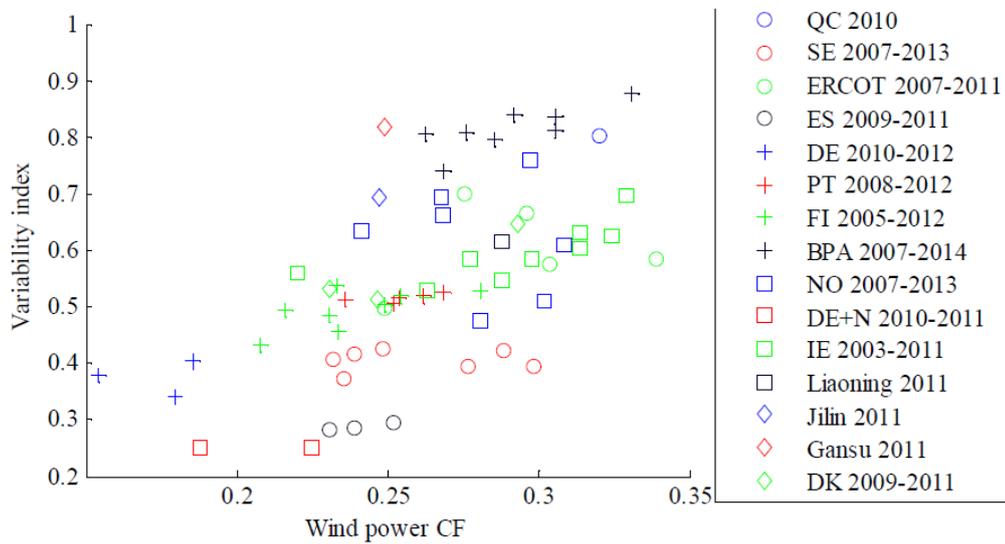


図6 風力発電の設備利用率に対する変動指数。(出典：Kiviluoma et al., 2015)

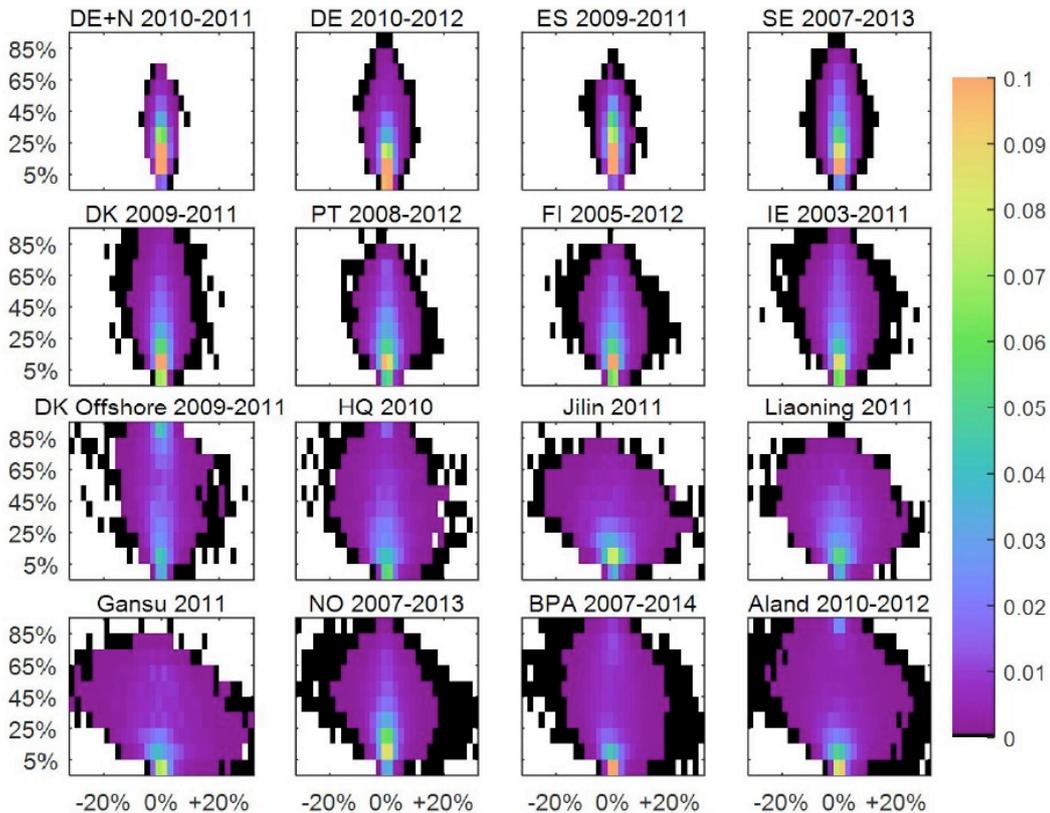


図7 出力変化開始時の出力レベルに対する関数としての60分の風力出力変化の頻度。出力レベルが中度の風車で出力変化の発生頻度が高くなっている。風力発電出力レベル(y軸)と風力発電出力変化速度(x軸)に基づいてデータが区分されている。(出典：Kiviluoma et al., 2015)

### 2.1.3 風力と太陽光の変動性

風力の変動性は、電力系統の中で見られる他の変動源の文脈の中で考慮されることが多い。米国西部風力・太陽光連系研究第2期では、変動性は太陽光エネルギーに支配され、不確実性は風力発電に支配されるとしている(Lew et al., 2013a)。

ポルトガルでは、風力・太陽光ハイブリッド発電所の動的モデリングにより、電力の変動を平滑化する可能性が評価された。この発電所については、風力を増やす代わりに容量を超過して太陽光発電を設置した場合、調べたどのタイムスケール(30分、1時間、4時間)においても出力の最大変動は有意に増加しない(Rodrigues & Estanqueiro, 2011)。

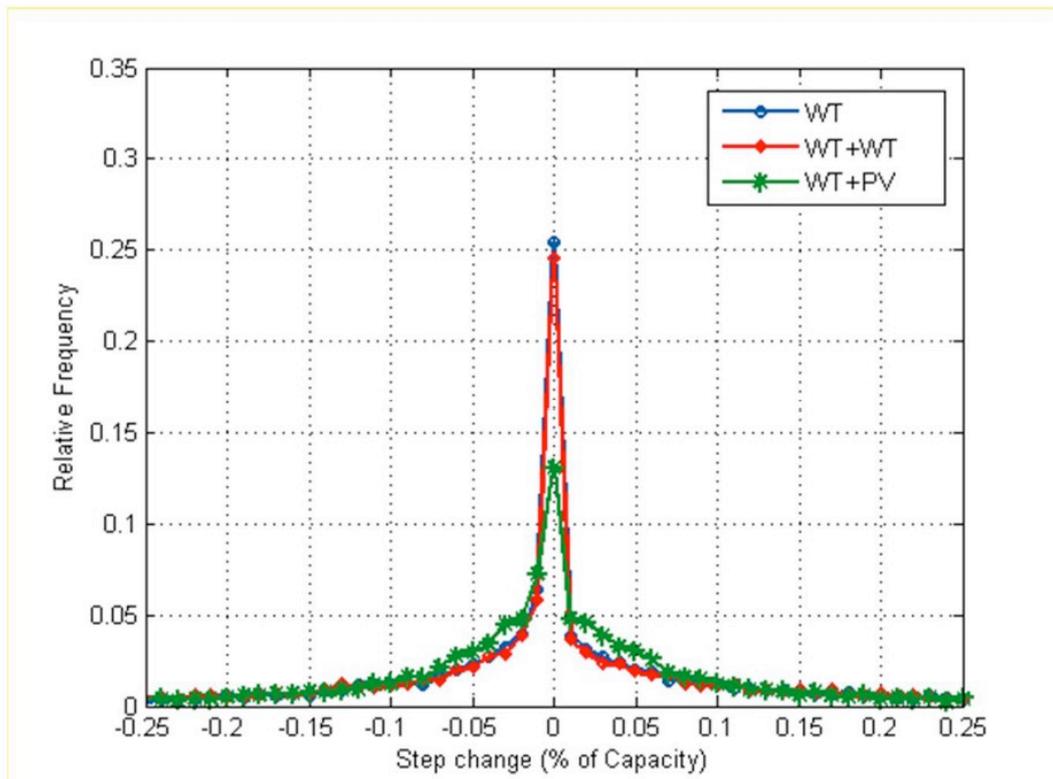


図8 風力発電所(青)、同じ風力発電所に風力を追加(赤)および太陽光の容量超過(緑)の場合の1時間のステップ変化。太陽光を追加すると主に設備容量の10%以下の変動に影響を与える(Rodrigues, 2012)。

#### 2.1.4 風力発電による極端な出力変化

各国のさまざまなタイムスケールについて報告されている風力発電測定値のデータの中で最大の変動を表2に示す。

表 2 設備容量に対する百分率で表した地方の大規模風力発電における極端な変動。デンマーク、ポルトガル、ドイツ、およびスウェーデンのデータは 2010～2011 年の TSO ウェブページ(<http://www.energinet.dk>)より。アイルランドのデータは 2011 年の EirGrid より。イタリア(シチリア島)のデータは 2010～2011 の Terna より。フィンランドのデータは 2005～2011 の VTT より。米国のデータは 2007～2011 年の NREL より。米国エネルギー省 Bonneville 電力局(BPA)データの大半は 60 x 60 km<sup>2</sup> の範囲内の発電施設のもの。中国のデータは国家电网公司より。ケベックのデータは Hydro Quebec より。スペインのデータは Castilla-La Mancha 大学より。

地方	領域 (km <sup>2</sup> )	発電施設の数	10～15 分		1 時間		4 時間		12 時間	
			最大減少	最大増加	最大減少	最大増加	最大減少	最大増加	最大減少	最大増加
イタリア (シチリア島)	25.711	>48	-49%	+46%	-50%	+49%	-58%	+47%	-67%	+68%
ES_2009_2011_10	800×900	14～16	-7%	10%	-10%	10%	-26%	29%	-39%	39%
DE_2010_2012_15	400×400	>100	-11%	12%	-10%	11%	-33%	34%	-53%	64%
PT_2008_2012_15	300×800	>100	-16%	11%	-15%	19%	-47%	57%	-72%	70%
ERCOT_2008_2011_5	490×490	25～55	-25%	25%	-41%	39%	-54%	61%	-77%	70%
BPA_2007_2014_5	300×200	8～37	-32%	31%	-38%	50%	-71%	86%	-89%	93%
HQ_2012_60	300×500				-20%	29%	-40%	68%	-78%	80%
IE_2003_2011	280×480	>50			-27%	28%	-67%	69%	-86%	84%
FI_2005_2012_60	400×900	30			-22%	24%	-52%	44%	-70%	78%
DK_2009_2011_60	300×300	>100			-20%	21%	-47%	56%	-88%	96%
SE_2007_2013_60	400×900	>100			-13%	13%	-35%	41%	-60%	64%
NO_2007_2013_60	1200×300	9-20			-42%	64%	-61%	63%	-81%	80%
DE+Nordic_2010_2011_60	2300×1100	>100			-6%	8%	-19%	23%	-30%	47%
Liaoning_2011_60	530×370				-31%	29%	-46%	50%	-65%	72%
Jilin_2011_60	660×300				-34%	34%	-66%	56%	-69%	73%
Gansu_2011_60	1655×530				-43%	51%	-65%	72%	-72%	74%

暴風事象は風力発電に極端な変動をもたらす可能性があり、風速が極めて高い場合には風車を定格運転状態から停止させる必要がある(風車を保護するため)。このような事象は稀であり、場所にもよるが、通常 1～3 年に 1 回程度しか起こらない。暴風時に記録された極端な出力変化率は以下の通りである。

- **デンマーク:** 電力系統に最大の影響を与えた嵐は 2013 年 10 月 28 日に発生した。午後には風速が運転停止速度をはるかに超え、午後の 1 時間で

風力発電は 3500 MW(設備容量は陸上で 3900 MW、洋上で 870 MW)から約 1300 MW にまで減少した(2200 MW、容量の 46%)。陸上風力の容量については、最大出力変化は 1380 MW/h(容量の 35%)であった。観察された最大の出力減少(ランプダウン)は 5 分間で約 200 MW(4%)であった(陸上発電所、-140 MW、4%)。嵐が過ぎ、風車は午後遅くに運転を再開したが、このときの 1 時間あたりの最大の出力増加(ランプアップ)は 1100 MW から 2100 MW への 1000 MW 増(21%)であった(陸上では 1350 MW から 2210 MW までの 860 MW、容量の 22%増)。観察された最大の出力変化は 5 分間で約 170 MW(4%)(陸上では 100 MW、容量の 3%)であった(Energinet.dk, 2015)。

- **ドイツ**：2012 年 1 月から 2015 年 4 月までのドイツ全体の風力発電の時系列を、出力変化および予測誤差について解析した。設備容量は 2012 年 1 月の 28575 MW から 2015 年 4 月には 38104 MW にまで増加した。暴風事象は最大の出力増加および減少 50 件と予測誤差のうちの 60%の原因となった。最大の出力変化は 15 分で容量の 5%の下降、6%の上昇、1 時間で±12%、5 時間で 45%の下降、38%の上昇であった。
- **ポルトガル**：2009/2010 年の冬には数回の暴風があり、高い出力変化が発生した。2009 年 11 月 15 日には 5.5 時間にわたり初めて 2.42 GW の出力上昇が発生し(風力設備容量の 72%)、その後、嵐による 2 回の系統事故により 1.3 GW 以上が失われ、15 分以内に回復した(風力発電の約 52%)。2010 年 1 月 12 日には、約 1 GW の出力減少が 1 時間、出力増加が 1.5 時間あった(最大出力変化率は 374 MW/15 分)。2010 年 2 月 23 日には出力減少率 442 MW/15 分で、その後 1 時間で最初の風力発電レベルが回復した。最近では、電力系統に最大の影響を与えた嵐は 2014 年 1 月 18/19 日に発生し、4 時間で 2.1 GW も出力が増加した(設備容量の 45%)。2013 年 3 月 28 日には、2012 年以来観察された 15 分の出力増加として最も高いものが 2 回あった。それぞれ 344 MW と 316 MW である。最も高い 15 分間での出力減少は 2013 年 1 月 9 日に発生した 286 MW のものである。これらの風力発電出力変件事象の間、ポルトガルの系統運用者から技術的問題は報告されていない。
- **スペイン**：最近記録された最大の出力変化率の例は、50 分で 3160 MW(14%)の上昇(出力変化率 3792 MW/h)と、50 分で 2874 MW(13%)の下降である(出力変化率 -3448 MW/h)。2014 年の最少出力は 139 MW で、最大出力は 16729 MW に達した(設備容量の 7~75%)。最も深刻な暴風事象は、2009 年 1 月 23~25 日の中緯度温帯低気圧 Klaus であり、スペイン北部地方の多くの風力発電所が解列され、風力発電の出力は約 7 時

間で 7000 MW 近く減少した(設備容量の 50%弱)。(出典：REE <sup>原注1)</sup>)

- **ケベック**：2011 年 12 月に大きい出力変化率が記録され、5 時間で 600 MW(容量の 65%)、すなわち 1 時間あたり 14%を示した。
- **イタリア**：シチリア島(2010 年の風力発電は 1391 MW、2013 年は 1750 MW)では、2013 年 3 月 1 日に 12 時間で 1168 MW という最大の下降を示し(設備容量の約 67%)、2012 年 2 月 10 日には 12 時間で 1189 MW という最大の上昇(設備容量の約 68%)を記録した。(出典：Terna <sup>原注2)</sup>)

規模の大きい暴風雨前線は 4～6 時間かけて数百 km を移動するため、風力発電が集合化により予期せぬ供給支障が数時間にわたり、出力減少につながる。

**洋上風力発電**に関しては、出力変化はより短時間で大きく発生し、デンマークでは 40～55 分で洋上風力発電容量の 24%が記録されている(Cutululis et al., 2011; Cutululis et al., 2013a)。しかし極端な風速に対する新しい制御装置が設置されてから、極端な出力変件事象は大幅に減っている。個々の風車について、高風速のときに出力レベルを落としながらも発電を続けられるよう制御を修正することにより、暴風事象時における出力急変を大幅に減らし、また間接的には、このような状況に対処するため極めて重要な風力発電の短期予測を大幅に向上させることができる(Cutululis et al., 2013b)。図 9 には、デンマークの Horns Rev 2 風力発電所において記録された発電状況を示した。この事象は暴風制御装置をより先進的なもの(HWRT)に交換した後に発生し、それにより風車は高風速時でも発電を続けることができた。運用の向上は、従来の暴風制御装置(HWSD)の場合に予想された発電状況との比較からわかる。またこれによって出力予測の大幅な向上ももたらされた(Cutululis et al., 2013a)。嵐が電力系統に与える影響を緩和させる他の手段として、大きな出力変化を防止するため、暴風時には大規模風力発電所を部分的負荷で運用させることが考えられる。またすべての風車が同時に停止しないよう制御を変更することにより影響を減らすこともできる。

---

原注1 REE (Red Electrica de España: スペインの送電系統運用者)からの直接情報

原注2 Terna (イタリアの送電系統運用者)からの直接情報

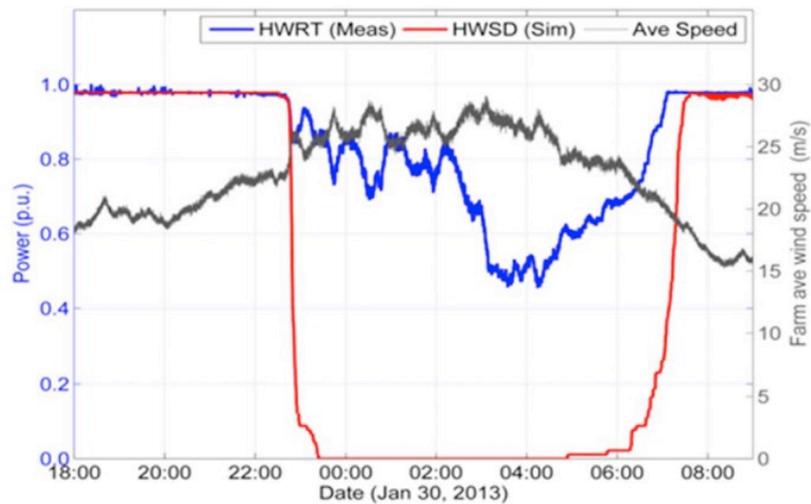


図9 2013年1月30日の暴風時の風力発電状況。Horns Rev 2 風力発電所(デンマーク)

風力発電の短期予測は暴風状況を管理する上で極めて重要である。図10はドイツにおける2007年1月の嵐 Kyrill の時の風力発電状況を例として示したものである。観察された出力の減少が完全に風車と風力発電所の嵐によるカットオフに基づくかどうかを判定するのは難しい。広い系統エリアの場合、嵐によるカットオフに加え、送電線の倒壊など送電システムの損傷により複数の風力発電所の接続が遮断され、それにより観測される出力が減少することも考えられる。

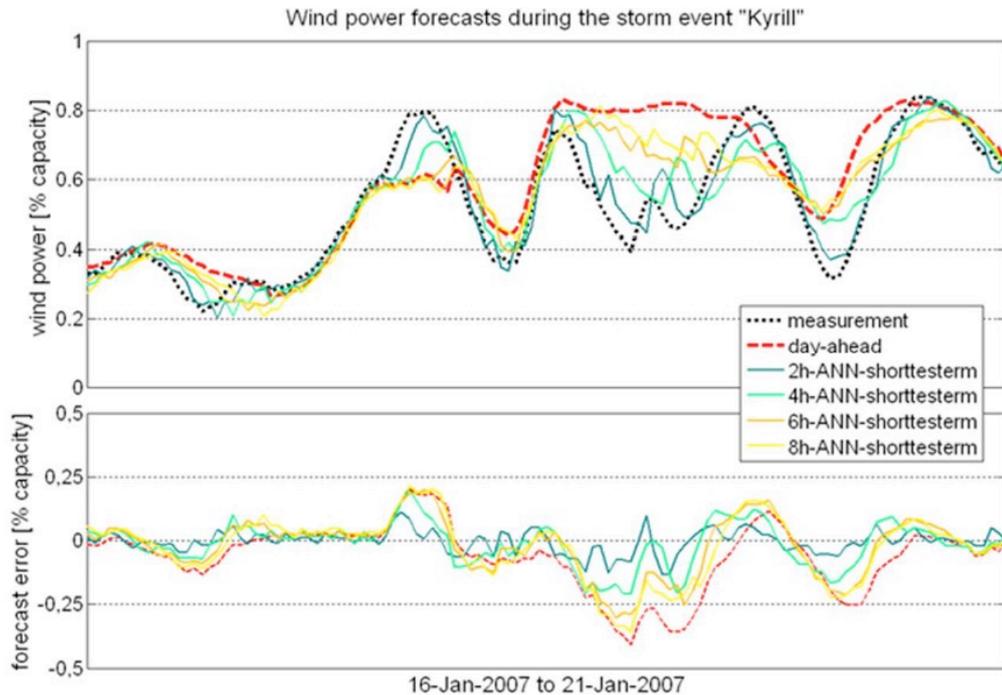


図 10 2007 年 1 月の嵐 Kyrill 時におけるドイツ全体の風力発電出力と各予測

## 2.2 系統全体の風力発電の予測精度

風力発電予測の精度は、予測対象期間が短いほど、また集合化された風力発電所であるほど向上する。図 11 はさまざまな集合化レベルについて、平均二乗誤差に関連した予測期間に対する最終的な予測精度を示したものである(Dobschinski, 2014)。複数の風力発電所、風力発電所のポートフォリオ、および 20 種類の異なる気象予測の結果を平均した。単一風力発電所の 1 時間の平均二乗誤差は約 6%である。ドイツ全体では約 80%の向上を示し、平均二乗誤差 1.2%となる。単一風力発電所をドイツ全体に集合化させることにより、翌日予測は最大 50%まで向上することが期待される。以前の解析では、ドイツ全体に空間的に分布する 10~12 箇所の風力発電所により、ドイツ全体に近い代表的予測の質を達成するのに十分であることが示されている (Sensfuss et al., 2011)。

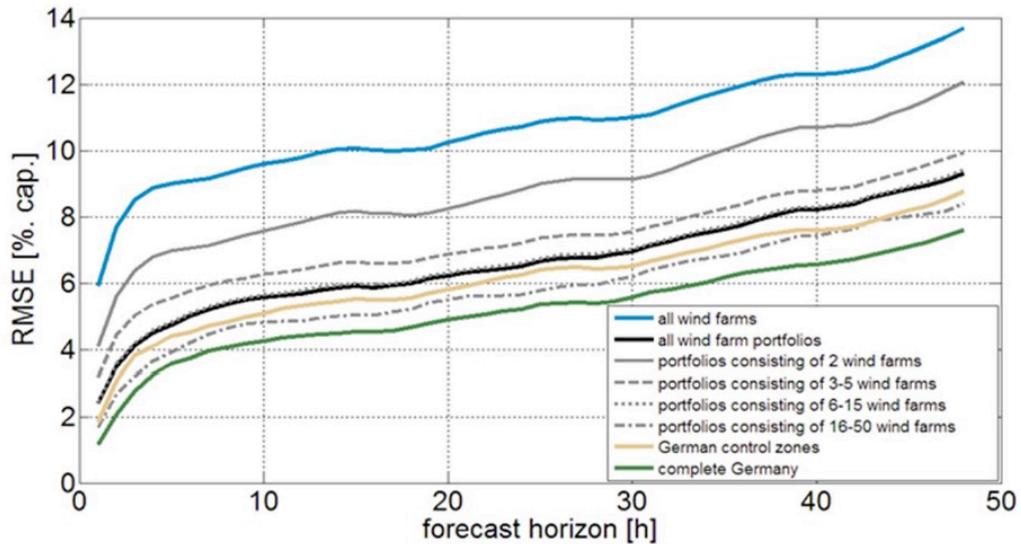


図 11 予測期間に対する予測精度(風力発電設備容量に対して百分率で表した平均二乗誤差)。各曲線は、個々の風力発電所(青)からドイツ全体(緑)にいたるさまざまな集合化レベルを表している。予測精度は、関連する複数の風力発電所、風力発電ポートフォリオ、および 20 種類の異なる気象予測が平均されている。

予測精度は、複数の国を集合化するとさらに向上する。北欧諸国については、すでに数百もの発電設備を持つデンマークとスウェーデンでは平均誤差が極めて小さく(それぞれ平均絶対誤差が 4%および 5%、平均二乗誤差が 5%および 6%)、4ヶ国すべてを集合化すると平均誤差はさらに低くなり、平均絶対誤差 3%、平均二乗誤差が 4%となる。しかし大きな誤差に対してはかなりの平滑効果がある(図 12)。

(Miettinen et al., 2014)

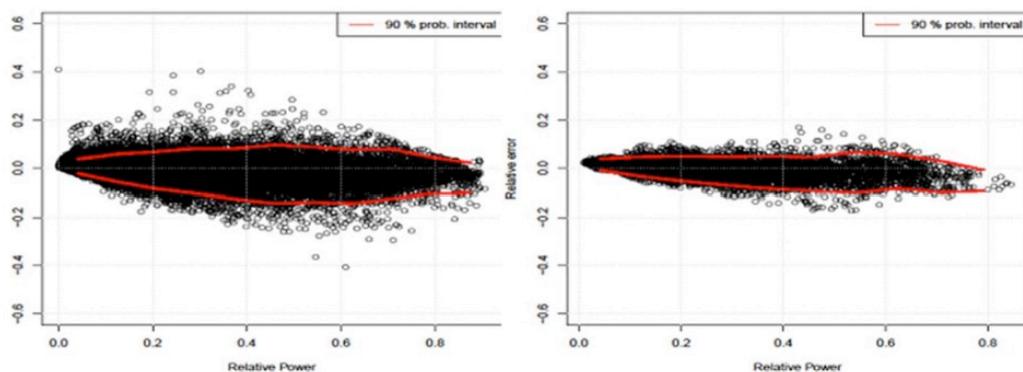


図 12 予測誤差は通常、風力発電所が設備容量の半分程度で発電しているときに高くなる。高い誤差は、広い区域を集合させた場合に平滑化される。デンマーク(左)および北欧諸国(右)における設備容量に対する前日予測誤差。出典 : Miettinen et al., 2014

異なる気象予測を組み合わせて使用すれば予測精度が向上する。予測期間が 5 時間を超える場合、異なる気象予測を組み合わせることにより、中程度の品質の NWP(数値気象予測)と比較して単一発電所で約 25%、ドイツのような大規模に集合化された風力発電設備では約 35%向上する。予測期間が 5 時間未満の場合、NWP の質はそれほど重要ではなくなる。予測が実供給の 1 時間前の場合、単一風力発電所の予測の平均二乗誤差は約 6%、ドイツ全体では約 1.2%になる(Dobschinski, 2014)。

変動性と予測可能性の依存性を用いて予測の質を標準化し、時間の長さや集合化レベルが異なる場合の予測を正しく比較することができる。風力発電による電力供給の特徴、および利用可能な気象予測を知ることにより、事前に予測の質を推定することができる。気象モデルの質は地域により大きく変わることがあるため、狭い地域のデータを使って気象モデルの精度を述べることはできない。NWP グリッドの空間分解能が高く、風速予測の変動性が低ければ、風力発電予測目的で有効だと考えられる。Dobschinski(2014)は予測可能性と変動性との間に線形に近い依存性を示している(図 13)。平均二乗誤差は予測期間 5~30 時間、および中程度の質の NWP に基づいている。

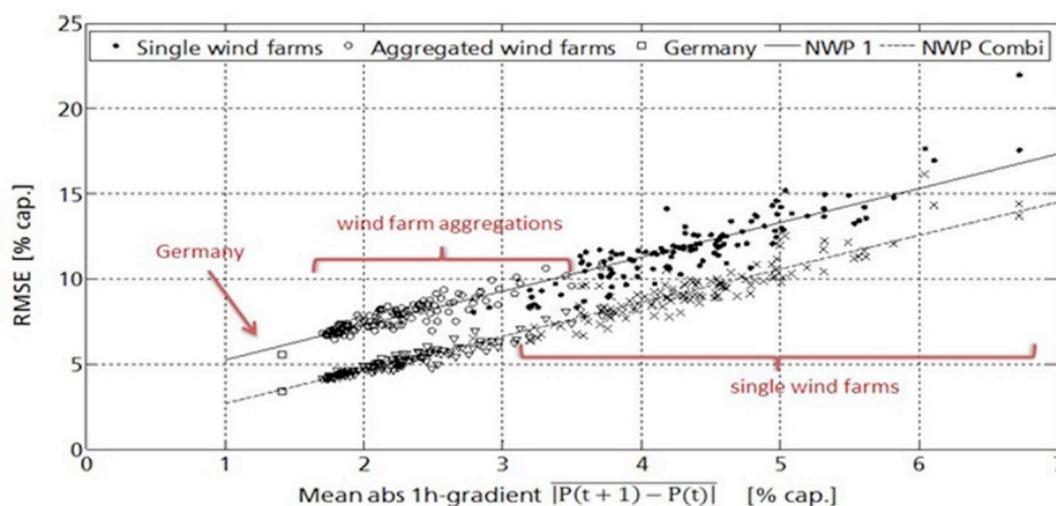


図 13 単一風力発電所、集合化された風力発電設備、および全ドイツの予測誤差と、それぞれの測定値の変動性との間の 1 時間あたりの平均絶対勾配に関する依存性。結果は、実供給前 5~30 時間の単一 NWP 風力発電予測と、異なる NWP の組み合わせに基づく。

古いデータを使って将来の予測誤差を推定すると、誤差が過大評価される可能性がある。平滑効果に関しては、風力発電設備が今後さらに大規模に拡大すれば、変動性(設備容量に対する百分率)が小さくなり、図 13 に示すように予測誤差が減ると考えられる。また気象モデルおよび気象を風力発電出力に転換するモデルがさらに

向上すると考えられ、連系研究の入力情報としての今後の予測誤差を推定するときに考慮する必要がある。

系統運用の慣行に見られる風力発電の翌日予測と 1 時間後予測誤差が、米国、フィンランド、スペイン、ポルトガル、スウェーデン、デンマーク、アイルランド、およびドイツの 7 ヶ国で研究されている(Zhang et al., 2013)。予測誤差の分布は、風力連系研究で仮定される正規分布ではうまく表せない場合が多いことが明らかになっている。分布はより集中分布に近く、重要な相違は、運用予測誤差分布は裾が重くなっていることである。スペインの例を図 14 に示す。

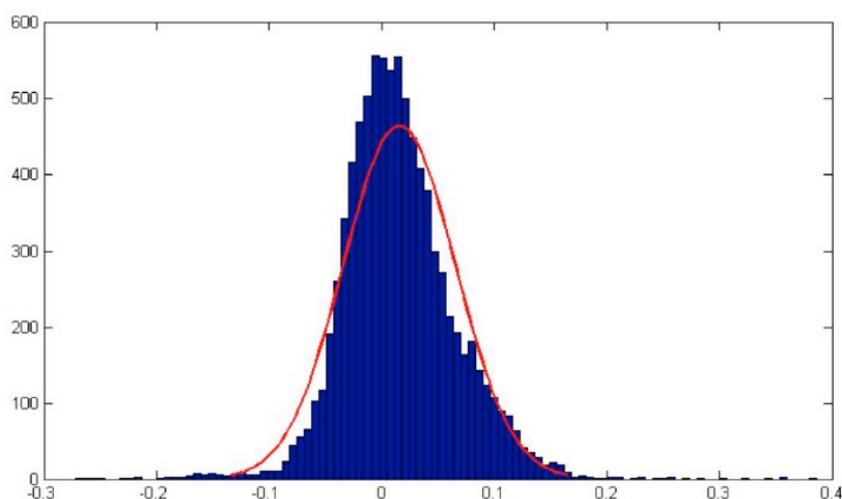


図 14 スペインの電力系統の正規化前日予測誤差のヒストグラム

正規分布で表現されない**極端な誤差**は、連系計画研究や系統運用に大きな経済的影響を与える可能性がある。今後の連系研究では、正規分布を仮定するのではなく、代表的な出力予測誤差分布を手引きとすることを筆者らは推奨する。本研究では、双曲線分布が全体的な出力予測誤差分布をより良好に代表することが明らかになった。地理的特性、予測方法、モデルの入力パラメータ、および長期的な風資源の質などによる出力予測誤差分布の国ごとのばらつきに見られる差の有意性に関して更なる研究が計画されている。(Zhang et al., 2013)に示されているように、系統運用にさらに役立つ情報を抽出するため、時刻および一般的気象パターンに基づき、全体の予測誤差分布を各要素に分ける研究も行われている。

2030 年までに計画されている大規模風力発電開発について、系統安定度のためには**極めて短期的な予測誤差**が重要となるであろう。初期の研究によると、15 分の風力発電の出力変化が一次予備力確保義務に影響する可能性がある(Cutululis, 2013b; Cutululis, 2014a)。

出力変化予測は風力発電の導入率が大きくなるほど重要になると考えられる。

NWP(数値気象予測)における“rapid refresh update cycle”などの新しい予測方法や基本となる気象モデルのさまざまな設定により、米国の研究では年間の大半の時期の出力変化の予測精度が向上した。また出力変化予測の成績は、出力変化の規模、方向、継続時間、変化の割合などに関連した出力変化の定義にも依存することが明らかになっている (Hodge et al., 2014)。ドイツの研究プロジェクト RAVE Grid Integration では、系統セキュリティにとって極めて重要な電力変動の大きい時間を予測できる方法が開発されている (von Bremen et al., 2012)。出力増加や出力減少のきっかけとなる総観的な天候レジームを理解することにより、系統運用のセキュリティを大幅に改善できる可能性があり、予備力の動的配分と合わせれば電力系統の全体的コストを削減することができる。ポルトガルでは、風力発電の重大な出力変化の発生と強い関係性を示す 6 種類の天候レジームが特定されている(Couto et al., 2014)。図 15 に示されるような期間に、風力発電の観測値と予測値の間に大きな逸脱が起きている。診断ツールで検出された天候レジームの連続は、このときに風力発電の出力変化事象がどのように発生するかを示している。これは系統運用者にとって、予備力レベルと十分な出力変化率に対応する容量の両者を満たすために役立つ貴重な情報となる。風力発電の出力変化の自動検出ツールと、天候パターンに基づいて風力発電の出力変化の可能性を警告する方法論が合わせて開発されている (Couto et al., 2014; Scholz, 2014; Lopes et al., 2012)。

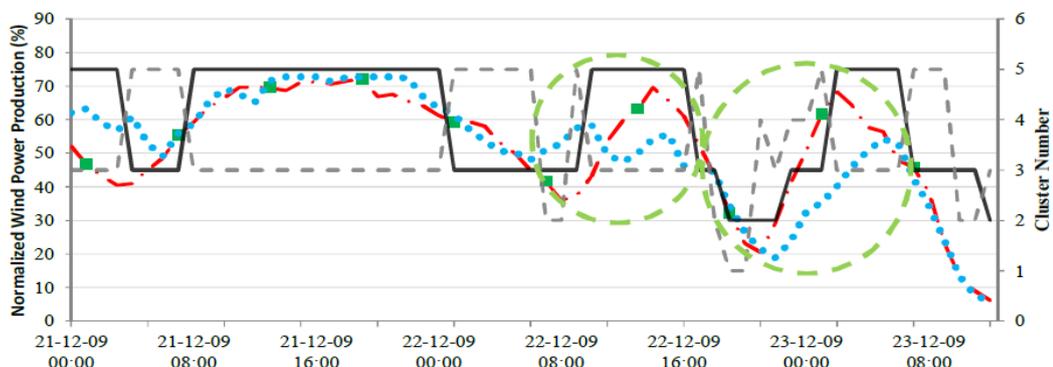


図 15 気象パターン分類の例。実線は支配的な天候レジームを表す。破線は二次天候レジームを表す。青い点線はポルトガルの系統運用者の 6 時間ごとに更新される風力発電出力予測、赤の一点破線は観測された風力発電の出力を表す。緑の四角の点はそれぞれ新しい NWP シミュレーションの開始を表す。円は開発された手法により有効な情報が得られた期間を表す。

## 3. 系統アデカシー計画

本章では風力発電が系統増強に与える影響を調べた研究結果を紹介する。

### 3.1 送電計画に対する風力発電の影響

各国の研究による系統増強コストは、これまでもグラフとしてまとめられて公表されている (Holtinen et al., 2009)。しかしコストを報告している研究は少ない。また、送電線は多くの場合多目的に使用されるため、一般にコストをすべて風力発電のみに配分することは望ましくない。これまでの研究で、コストをさまざまなニーズに配分する取り組みを行っているのはポルトガルのものである。欧州の系統運用者による系統開発十ヶ年計画(TYNDP)のための複合研究では一般的レベルでのコスト配分が、再生可能エネルギーや電力市場やセキュリティ上必要となる系統の比率として示されている(図 16)。近年北欧ではいくつかオフショアグリッド研究が行われており、第 3.2 節に概要を示す。

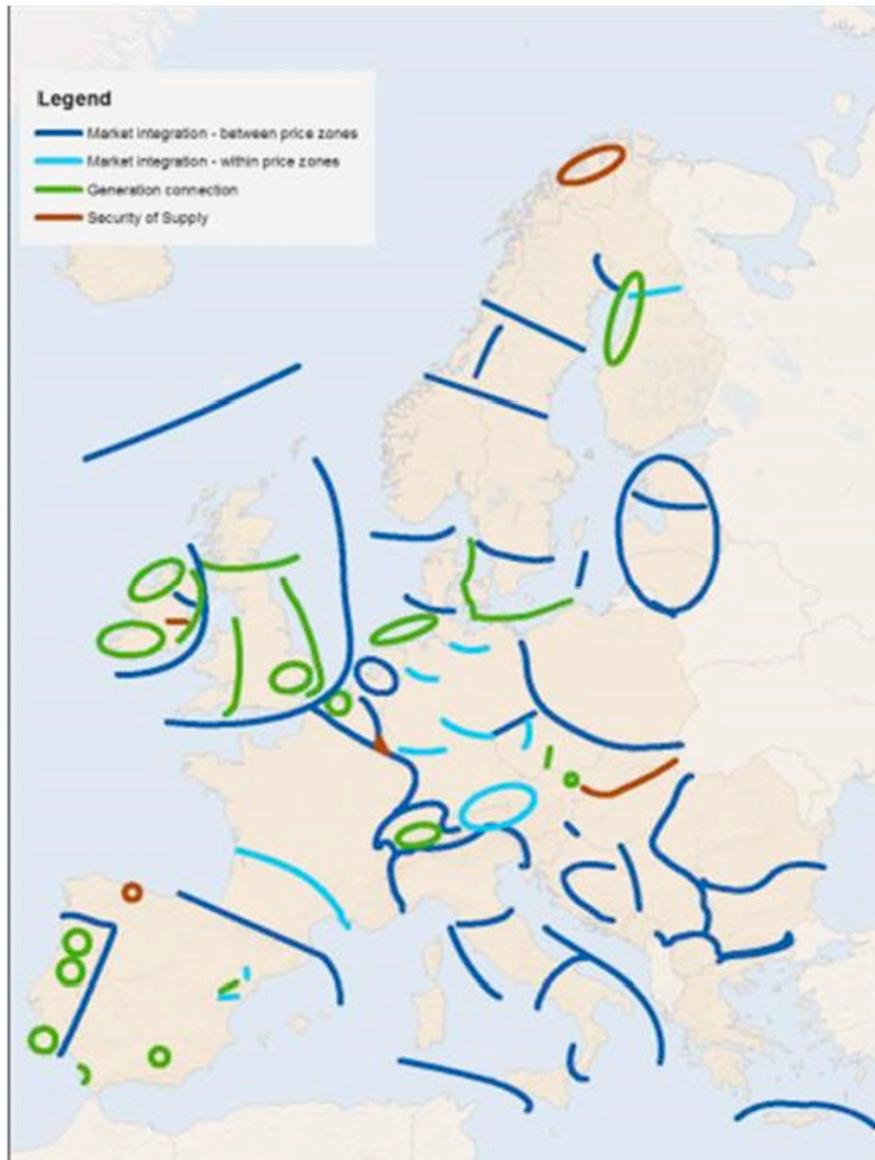


図 16 欧州における送電線の必要性の主な原因(出典：ENTSO-E：欧州送電系統運用者ネットワーク、2014)

### 3.1.1 各国の研究

米国ミネソタ州再生可能エネルギー連系・送電研究(MRITS)：負荷潮流、UCED(ユニットコミットメントおよび経済負荷配分)および動的シミュレーションにより、ミネソタ州の年間電力需要の最大 40%を供給した場合の風力(8 GW)および太陽光発電(4.5 GW)と、近隣 MISO(中部大陸独立系統運用者)の北部および中部各州で予想される風力および太陽光発電(最大で風力、太陽光 6 GW)を加えたときの MISO 系統のシミュレーションを行った。このシナリオ 1 について、増えた風力および太陽光発電

を受け入れるため、合計 54 の送電緩和策が加えられた(図 17)。緩和策は送電線の増強、変圧器の追加または交換、および変電所の端末装置の変更などで、総コスト試算は 3 億 7300 万ドルである。新規送電線は必要なかった。シナリオ 2 は、新たに合計 17,245 MW の風力・太陽光発電が追加され、ミネソタ州の再生可能エネルギー導入率を 50%、MISO の再生可能エネルギー導入率を 25%となるシナリオである。シナリオ 1 の送電系統には、合計 9 本の新しい送電線と 30 箇所送電増強が必要となり、追加コストは合計 26 億ドルとなった。シナリオ 2 の送電の拡張と増強に関する未決定の部分は、MISO の再生可能エネルギー導入率を 15%から 25%に増加させたことに関連している。送電構想計画の開発では、新規風力・太陽光資源は高压送電線の母線に接続されることに注意する必要がある。新風力発電所および太陽光発電所の実際の接続プロセスには、発電所ごとの系統連系設備が必要になると考えられる。

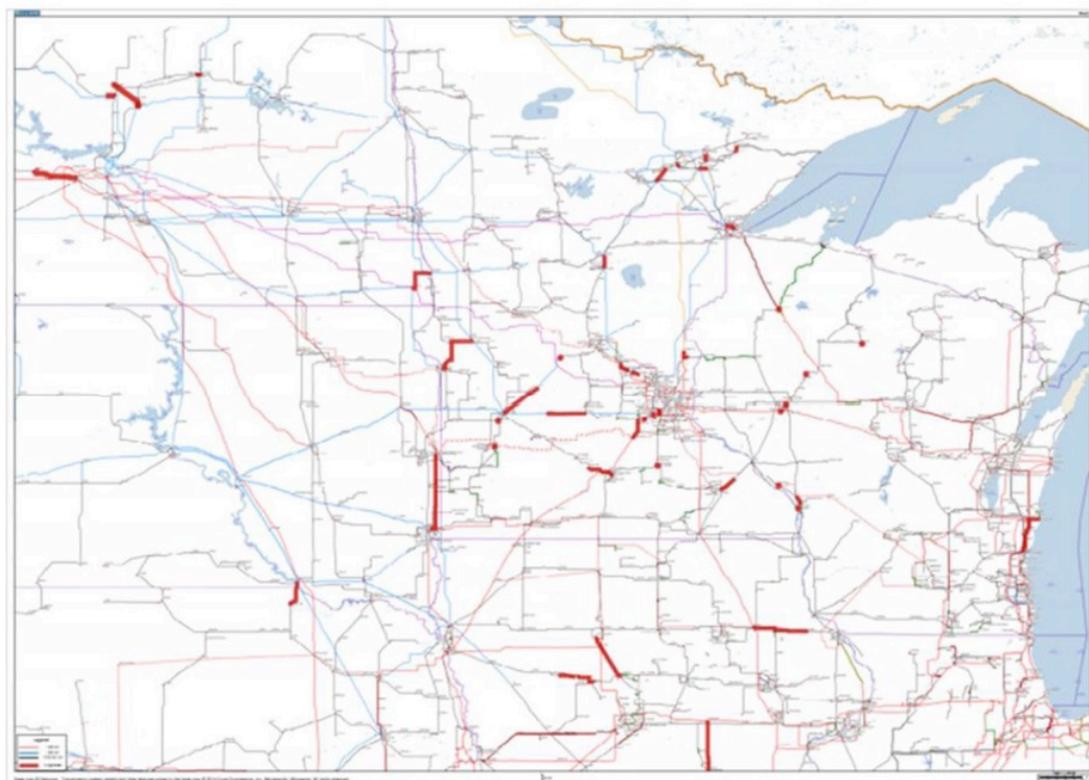


図 17 ミネソタ州における風力・太陽光 40%用の送電線設置。(出典：MRITS, 2014)

米国では、再生可能電力の未来研究(REFS)によって年間発電電力量の最大 90%までを再生可能エネルギーでまかなうことについていくつかのシナリオが調べられている (NREL, 2012)。代替送電線の構築、非再生可能エネルギー電源群の柔軟性、技術の向上などに関連したさまざまな仮定や、再生可能エネルギーの導入率が 30～

90%の範囲について複数のシナリオが検証された。再生可能エネルギーによる電源構成については、風力、太陽光、バイオマス、地熱、および新規水力発電が含まれる。また研究では、風力および太陽光を 50%以上含む再生可能エネルギーを大規模需要地に輸送するために必要となる送電線も調べている。発電コストシミュレーションにおいて使用したモデルは交流による電力潮流モデルではなく、直流近似による電力潮流により電力輸送モデルで検証された。送電網の概念図を図 18 に示す。この概念図は新しい送電網の相対的規模を表し、黒線は米国東部系統、西部系統、およびテキサス系統のそれぞれ同期されていない連系系統の境界を示している。この新しい送電網によって、エネルギー輸送を可能になるだけでなく、広範囲にわたる残余需要の変化率を減らし、新たな資源へのアクセスも可能となる。これによって全体的に必要な需給調整を減らすことができ、新たな応答能力を提供することができる。

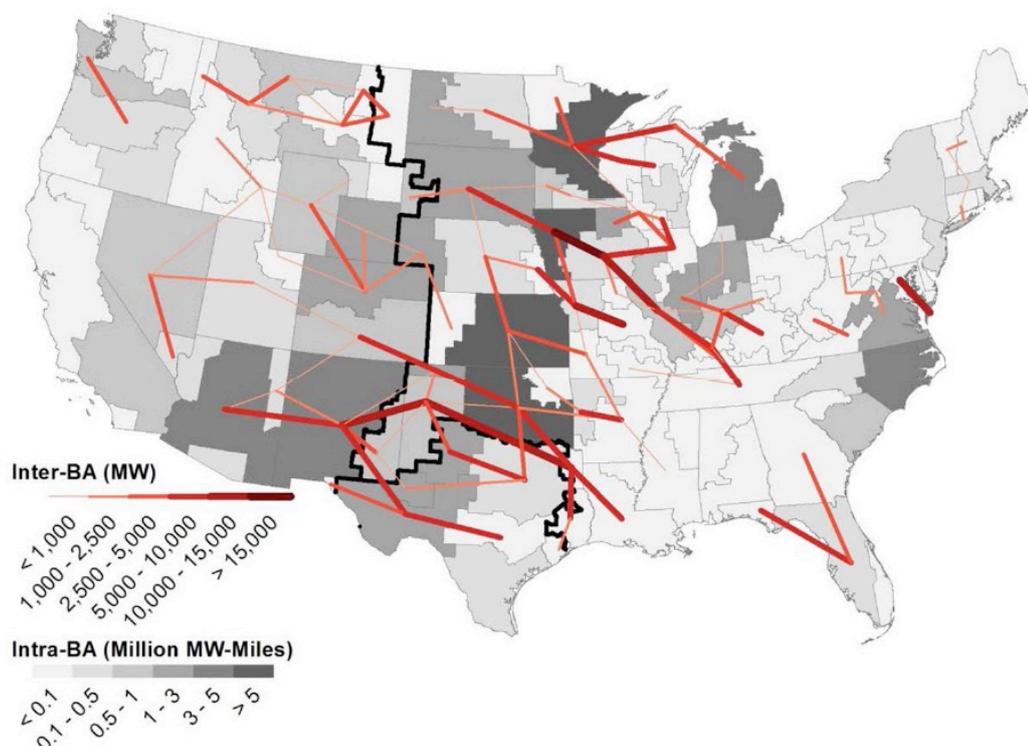


図 18 REF 研究の送電網の概念図

スウェーデンでは、系統運用者(TSO)研究において国の送電系統における投資の必要性が調査されている (SvK, 2013b)。投資の必要性は、原子力発電容量の増加、風力発電の増加、古い送電線の更新、市場統合などによって変化する。送電増強プログラム全体の総コストは約 600 億スウェーデン・クローネ、約 60 億ユーロである。このうち 170 億クローネ、約 17 億ユーロは新規発電所(風力および増設した原子力

発電)に関するものである。しかし送電系統は連結した多数の線路で構成され、主に発電用に設置された線が市場統合など他の必要性のために利用されることもある。研究では、入力としてスウェーデンの年間 17 TWh の風力発電による発電電力量のシナリオ（風力エネルギーの導入率 10%）を使用している。

ノルウェーでは、北欧における風力発電の変動性を管理するため必要な送電系統の投資と水力発電の柔軟性について研究が行われた(Twenties project: Farahmand et al., 2013; Farahmand et al., 2015)。ノルウェーにおける水力発電の全ポテンシャルと将来の揚水発電容量を活用するためには、ノルウェーと他の北海沿岸諸国との間に HVDC (高圧直流) 連系線を増やす必要がある。ノルウェーの水力発電所を HVDC 連系線に接続する送電回廊を拡張することが望ましい。図 19 は Solvang et al. (2012) が提案するシナリオに従い、ノルウェー南部の潜在的な水力発電所の地理的分布を図示したものである。図の赤い実線の矢印は、海またはフィヨルド近くに位置する発電所に接続し、陸上の交流送電系統の増強を必要としない HVDC ケーブルの可能なルートを示す。HVDC 変換所を戦略的に配置することにより、陸上の交流系統に対する投資の必要性はかなり減るが、冗長性と信頼度に対する懸念から、この系統増強を完全に回避することはできない。破線はノルウェーの陸上系統のうち増強が必要な部分を表す。

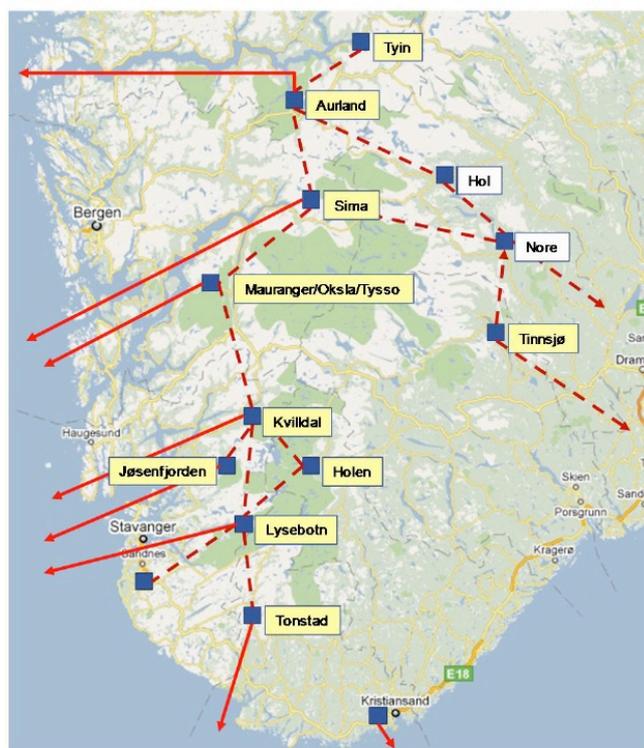


図 19 北海周辺の風力発電に必要な需給調整に利用されるノルウェーの水力発電の柔軟性確保のため必要な系統連系 (Solvang et al., 2012)

中国では、系統発電シミュレーションによると、中国北西部の受け入れ能力は全体としてこの地域における巨大な風力発電計画には足りない。2015年までに、風力発電の40%以上が中国東部および中央部へ地域間送電される。地域間の受け入れ率は50%以上に増加すると考えられる。太陽光発電の利用率が95%、および新疆から東北部電力系統への3GWの電力潮流などの境界条件を考えた場合、計画される太陽光発電の容量は基本的に2018年までに省内および北西部で受け入れることができる。変動する風力および太陽光電力の送電線利用を向上させるため、計画された送電曲線に基づく火力または水力発電とのハイブリッドモードが提案されている。これにより、系統の安定した運用が確保され、風力、太陽光、火力発電の経済性と利用レベル、および送電容量を向上させることができる。ハミ・鄭州間のUHV(超高压直流)送電線の例は、如何にして風力と太陽光の出力抑制率を5%以内に維持しながら、ハイブリッド電力価格を河南省の火力電力の基準価格よりはるかに低くできるかを示している。

イタリアではシチリアとその他の電力網を新たに接続することにより、風力発電の出力抑制を減らし、より効率的な風力資源の利用が可能となる。本土との間に新たな系統増強(Sorgente - Rizziconi間の400kVの新連系線)を行った場合と行わなかった場合のいずれにおいても、風力発電が増えるほど風力発電の出力抑制は増加する。増強を行った場合には最大1TWh/年(シナリオW6)、行わなかった場合には最大3.8TWh/年となる(シナリオW6)。出力抑制の原因は、発電所の(非)柔軟性(軽負荷条件下における火力発電の最低負荷運転)、運用予備率の制約、国際連系線の不適合(地域間の輸送容量の不足)などである。風力発電の設備容量が約7.4GW(シチリアのピーク時負荷は約3.3GW)になると、潜在的な風力発電導入率が65%であるのに対し、出力抑制によって実際の導入率は年間消費電力量の48%になるが(図20)、シナリオW6では風力発電の出力抑制を最大で2.8TW時/年減らすことができる。解析した電力網では、発電所群の柔軟性が解析地域における風力発電導入率向上を制約する主な要因となる。

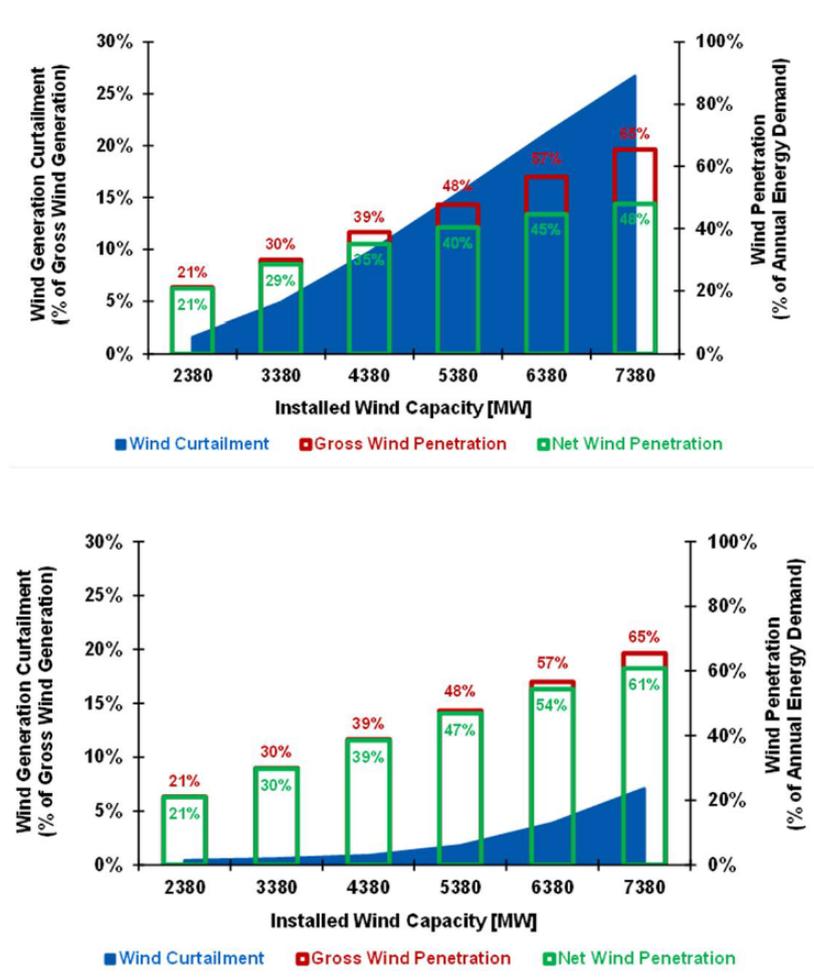


図 20 シチリアとの連系容量の開発(シチリア・本土新プロジェクト)により、出力抑制される風力発電が減少し(解析シナリオの最大抑制率は 7.1%相当)、実際(正味)の風力発電導入率と潜在的な(グロスの)導入率とのギャップが小さくなる。

ポルトガルでは、系統事故発生時に電圧を維持し、事故時運転継続要件(FRT)非対応の風力発電所が系統との接続を維持できるようにし、系統の不安定性につながる可能性のある大規模な解列を防止するための FACTS(フレキシブル交流送電システム)装置の設置場所と規模に関する研究が行われた。得られた結果から、STATCOM(無効電力補償装置)がネットワーク事故時に電圧を維持し、瞬低による風力発電所のトリップを防止するための有効な手段であることが明らかになった。研究結果から得られた最終的解決策は、複数の運用シナリオにおいて、また多くの重大な系統事故について信頼できることが証明されている。しかし FRT 対応風力発電所が 60~65%にまで増えれば、別に新たな対策を取る必要なしにセキュリティ基準をすべて満たすことができる。そのため、FRT 機能を具備するために風力発電所の改修も検討される可能性がある (Barbeiro et al., 2015)。

オランダでは、洋上送電網における事故が陸上送電網の信頼度に与える影響について調べられた。主な問題は、洋上送電網が陸上送電網と同様 N-1 冗長性を持つべきかどうかということである。以前の調査では、洋上送電網における冗長性は、特に生産者の視点から見た場合、経済的解決策ではないことが示された。洋上の冗長性のコストは、風力発電の出力抑制を削減することによって得られるコストを上回る(Tuinema et al., 2010)。しかし系統運用者の視点から見た場合、高い水準の供給安定度を維持するためには何らかの冗長性が必要である。電力系統の不安定化のさまざまな原因の深刻度が調べられ比較された (Tuinema et al., 2015)。この研究から、洋上送電網の事故により起こる供給支障は、風力発電の大規模な出力予測誤差より頻度が少ないことが明らかになった。電力系統では、風力発電の予測誤差に対処するため十分な予備力がなければならない。陸上系統に風力発電の予測誤差に対応できるだけの十分な堅牢性がある場合、洋上の予備力はある程度まで陸上送電網の冗長性の役割を果たすことができる。将来の電力系統では、エネルギー貯蔵とデマンドレスポンスが洋上送電網の冗長性にとって代わる可能性がある。

### 3.2 欧州のオフショアグリッド

欧州の再生可能エネルギーの開発に関する諸研究では必要な送電容量が推定されており、いくつかの例では過去の倍の設備容量が示されている (Hewicker et al., 2011)。洋上風力資源の開発を促進し北海沿岸諸国との取引を増やすため、オフショアグリッド構想が進められている (Woyte et al., 2008; De Decker et al., 2011)。北海オフショアグリッドは欧州連合のインフラ規則 EC347/2013 で定められている 12 の柱の一つであり、欧州の政策的議論において注目されている(Orths et al., 2012; European Commission, 2014)。

オフショアグリッド開発と陸上系統拡張に関する長期的戦略は、最適開発を確保できるよう協調的方法で実施することが望ましい。これは複数の大規模多国籍オフショアグリッド研究から得られた結論である (EU TWENTIES プロジェクトおよびオランダによる北海多国籍系統調査プロジェクト)。CO<sub>2</sub> 排出削減、国境を超えた電力融通、擾乱時の高度な制御などのオフショアグリッドの運用による便益を最大限活用するためには、陸上と洋上の送電網を一緒に計画することが望ましい(NSCOGI, 2012)。

より協調的な系統整備では、多くの洋上ハブが必要となり、陸上と接続されるケーブルは少なくなるが、定格値は高くなる (PWC et al., 2014)。協調的送電網開発のためインフラ投資コストを 49 から 103 億ユーロに増加したときの正味の影響の推定が行われた。しかしこの投資は、協調的送電網開発により可能となる技術経済的、環境的、および戦略的便益により採算が取れる。協調的オフショアグリッド開発に

関しては、電力損失コスト、CO<sub>2</sub>排出、および発電のコスト削減を含む2030年の年間コスト削減は、15～51億ユーロと試算された。このように貨幣価値に換算された便益により、協調的オフショアグリッドはすべてのシナリオにおいて収益性の高いものになる。この研究により、各国がそれぞれの予備力容量も調整することができれば、さらに34～78億ユーロの投資コスト削減が可能になることが示された。

ENTSO-Eの結論として、2050年に向けて事前に有効な最終的に最適化されたシステムインフラを設計できる可能性に対しては、洋上風力発電の水準に関連した極めて流動的で変化の大きな環境や今後の法的枠組という課題が上がる。そのためオフショアグリッドはモジュール方式による建設が必要となる可能性がある。一つ一つの段階が現在および将来のプロジェクトに影響を与えるため、慎重で継続的な計画により、システム運用者、サプライヤー、風力発電開発者、その他のステークホルダーにとって最低限の(財政的)確実性をもたらし、すべての関係当事者にとってプラスのビジネスケースとする必要がある。

英国では、協調とEU市場統合のレベルが異なる代替政策アプローチの便益が研究されている(Strbac et al., 2014)。市場統合のレベルは、限定的なもの(エネルギー中立や自己保全)から完全に統合されたEU電力市場までの範囲である。北海の洋上風力発電の系統連系に対する現在の漸増的アプローチと比較した戦略的アプローチの重要性は、展開される風力発電の水準によって決まる。また戦略的インフラ投資の決定が将来のさまざまな風力開発シナリオを受け入れられるだけの十分な柔軟性をどのように提供できるか考えることも重要である。すなわち、以前選択された送電網設計による過度の制約を受けないさまざまな送電網設計について選択の余地を残しておくということである。戦略的インフラ投資の決定が将来の多様な風力発電開発シナリオをどの程度受容できるかにより、いくらか過大投資して資産を停滞させるリスクを取るほうが、過少投資して利用可能な風力発電を大幅に出力抑制するより良いことが明らかになった。言いかえると、高レベルの展開を予測して「過剰建設」することに伴う潜在的后悔は、過度に控えめな展開予測に基づく「過少建設」による後悔よりはるかに小さいということである。

### 3.2.1 市場運用に対する影響

送電容量の大幅な拡大は、現実には技術的、規制的、社会的、あるいは法的障壁に直面する。経済的視点から見て、国境を超えた送電インフラを展開するには多大な投資が必要となる(NSCOGI, 2012)。これはさまざまな国の市場操作に大きな影響を与えることになる。

北海沿岸諸国がオフショアグリッドから受ける便益は公平ではないことが観察されている。勝者になるか敗者になるかは、地域のさまざまな経済的、技術的、およ

び地理的特徴、例えば市場流動性、従来型電源群の特性、風力の利用可能性などによって決まる (Torbaghan et al., 2015a; Torbaghan et al., 2012)。この研究は HVDC 電力潮流の近似値を導入し、現行の交流潮流のものと一致する HVDC に基づいた価格設定のしくみを取り入れた。提案されている市場のメカニズムは、多端末 HVDC オフショアグリッドの交流系統への連系を促進するものである。

現行の国内向け支援計画も、北海で想定されている国際連系プロジェクトに適用できるように修正する必要がある。洋上風力発電プロジェクトを支援するため一般的なフィードインプレミアム(供給した電力の市場価格に対するプレミアム分を支援する制度)を導入すると仮定した場合、支払基準(発電ベースか容量ベースか)に関わらず、支援するプレミアムのレベルが最も影響の大きい因子であり、適切に決定する必要がある (Torbaghan et al., 2015b; Torbaghan et al., 2014)。プレミアムが低過ぎたり高過ぎたりする場合、洋上風力発電投資の回収不足または過剰につながり、洋上風力発電のポテンシャルをフル活用するために必要な基本的な洋上風力投資を弱体化させる。これは究極的には社会厚生への損失や最終消費者の高いコスト負担につながる。プレミアムのレベル以外に、設備容量、オフショアグリッドの設計、および社会厚生の分布が、洋上風力プロジェクト専用として充当される最大予算に左右されやすいことが明らかになっている (Torbaghan et al., 2015b; Torbaghan et al., 2014)。

ENTSO-E によると、安定した市場と規制の枠組(再生可能エネルギー源助成金や先行投資の可能性など)、および将来の市場価格差に対する十分な期待は、サプライヤーや研究機関にとって、例えばメッシュ型直流系統の系統動作や交流・直流系統の並行運用などに関する研究に投資しようとする刺激的環境を作り出すための重要な要素である。規制の枠組は、ハイブリッドソリューションや多国間系統連系を共同開発する当事者を支援することが望ましい。そのためには、洋上風力発電所と連系線のタイミングをできるだけ調整し協調することが特に必要である。現在これらはそれぞれ異なる目標を目指しているため、別の当事者により互いに独立して計画されている。いずれにせよどのプロジェクトも、選択したソリューションの便益がそのコストを上回ることを証明する必要がある。

### 3.2.2 技術的問題

技術的問題は文献の中で明確に特定され、指摘されている(Beeten, 2013; ENTSO-E, 2011)。

オランダの北海多国籍系統研究プロジェクト(<http://www.nstg-project.nl/>)では、市場シミュレーション(風力と太陽光の時系列による 1 時間ごとの分解能)に負荷潮流計算を組み合わせた通年アプローチを用いた。VSC-HVDC(電圧源コンバーターを使った高圧直流送電)による多国籍オフショアグリッドの回路構成は系統全体の電力潮

流とダイナミクスに大きな影響を与える。ダイナミクスの研究では風力が強く慣性が低いケースを選択し、動的な多端末 VSC-HVDC モデルを安定度解析に取り入れた。主に推奨されるのは、送電網の洋上部分を市場および安定度の両者に関連した系統解析に明確に含めることである。

10ヶ国のエネルギー関係省庁、欧州委員会、各国の規制機関、および各国の系統運用者の協力事業である**北海沿岸諸国オフショアグリッド構想(NSCOGI)**では、2012年にその連系研究が発表された (NSCOGI, 2012)。この研究では、洋上風力発電所と連系線の接続を組み合わせたときのオフショアグリッドのメッシュ型デザインと放射型デザインの比較解析が行われた。メッシュ型と放射型のいずれも発電コスト節減について同じような結果となったが、どのように達成されるかについては有意な差が見られた。例えば地域間の主要潮流の経路設定はデザインによって異なり、各国の投資水準には差が生じた。建設すべき新たな線は約 9,000 km となり、ENTSO-E の系統開発十ヶ年計画(TYNDP) 2012 年版で特定された 2020 年の「運用開始」に到達するため 2012～2020 年間ですでに使われる 770 億ユーロに加え、さらに 300 億ユーロ程度のコストが試算された。また市場便益、輸入／輸出状況、および CO<sub>2</sub> 排出についても、シナリオ間で大きな差はなかった。結果が類似しているのは、2011 年の夏時点で 10ヶ国の政府が持っていた入力データに基づいた場合、このシナリオで 2030 年までに設置されると仮定される洋上再生可能エネルギー容量が比較的小さい (55 GW) ためだと考えられる。洋上風力容量をおおよそ倍の 117 GW にしたときの感度解析 (“RES+シナリオ”) では、メッシュ設計の便益が向上した (ハイブリッドプロジェクトと一対一型の連系線の利用を増やすなど)。ここで言う「便益」とは、投資コスト節減に関連してのみ使用されており、NSCOGI 系統研究では時間がなかったため社会経済厚生は評価されていない。

さらに研究では、2020 年以前に洋上風力発電容量が大きくなることは期待されず、2030 年の潜在量についてはかなりの不確実性が残ると指摘している。2030 年の系統研究について技術的仮定を評価した先行の「洋上送電技術報告」(ENTSO-E, 2011) では、資産は必要なときに市場で入手できると結論づけている<sup>原注3</sup>。そのため、2013 年以後 NSCOGI の主な焦点は規制／市場および許認可業務の方向にシフトしている (Orths et al., 2013)。

2014 年 12 月の ENTSO-E(欧州送電系統運用者ネットワーク)の系統開発十ヶ年計画(TYNDP)では、北海横断プロジェクトの展望がまとめられており(ENTSO-E, 2014)、2030 年の計画対象期間について北海地域投資計画の中でさらに詳細に述べられている。特別章で NSCOGI 系統研究と TYNDP 結果の比較が行われている。需要と再生

---

原注3 NSCOGI 系統研究と HVDC 技術報告は以下で入手可能 <http://www.benelux.int/NSCOGI/>

可能エネルギー源に関する全体的な NSCOGI の入力データは、ENTSO-E の「グレー」ビジョン 1 と 2、および「グリーン」ビジョン 3 と 4 のちょうど間であった。系統に残る火力発電所の仮定が異なり、NSCOGI 各省の試算は ENTSO-E のビジョンを上回った。国別ではこれらの結果は異なると考えられる。最終的には、すべての研究がかなり近い結論に達している。

- インフラを増やすことは地域にとって有益であり、各国間およびステークホルダー間の協力が重要である。
- 洋上ソリューションは「放射型」と「メッシュ型」構造を組み合わせたものとなり、交流、直流両方の技術が使用される。
- 選択はケースバイケースで行い、常に(費用便益分析を使用して)技術的・経済的パラメーターに基づくことが望ましい。
- 北海地方の洋上インフラは、4つの地域同期エリアを互いに密に接続し、また多くの洋上風力発電所を接続しながらモジュール方式で発達する。このようにして、エリアごとに調整されたソリューションの集まりから発展し、将来は大規模な洋上連系系統が出現する。

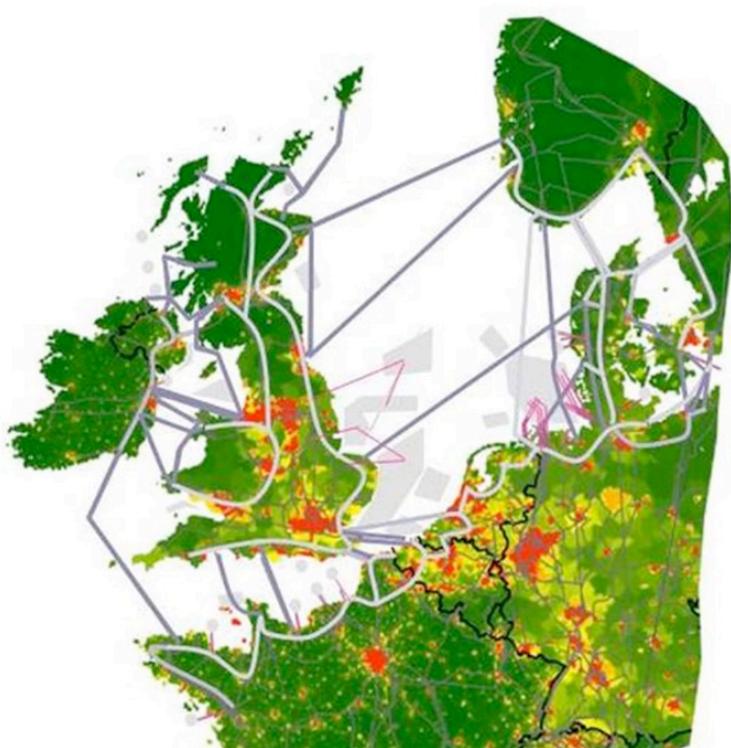


図 21 ENTSO-E の欧州電力網開発十か年計画 TYNDP(ENTSO-E, 2014)による北海オフショアグリッドインフラ 2030。(薄いグレー：既存の接続、濃いグレー：新しい接続、グレーの部分：風力開発地域)

ENTSO-E は、同じ用語を使用したさまざまな定義があったため、このコンセプトを「放射型対メッシュ型」ではなく、より一般的な「オフショアグリッドインフラ」と呼ぶことを主張している。このようなオフショアグリッドインフラでは、交流であれ直流であれ、洋上風力発電を接続する、あるいは各国間を連系する(あるいはハイブリッドプロジェクトではその両方の)あらゆる技術的ソリューションは、地域の4つの同期エリアと洋上風力発電所を連系させる可能性を提供するものである。インフラの実現はすでに既存のプロジェクトにより始まっており、そのすべてが将来のオフショアグリッドインフラの一部となる。

北海を横断する19のTYNDP地域プロジェクトを組み合わせれば、連系された北欧オフショアグリッドインフラに向かう力強い一歩を示す全体像が出現し、風力発電(陸上・洋上合わせて)の系統連系が可能となり、地域の同期エリアと近隣諸国の系統連系レベルが向上する。

北海を横断する連系線は陸上の系統増強とともに完成し、2030年までに10,000 km以上の新しい直流海底ケーブルが出現する。このしくみにより、洋上および陸上の新しい資産と既存の資産の両者が強調される。TYNDPプロジェクトのうち、4つは発電所の接続と北海沿岸諸国間の連系能力の両者を併せ持ついわゆる「ハイブリッドプロジェクト」である。一般にこのような設計は例外だと考えられる。原則は、一方では洋上風力発電所と陸上との(専用の交流線または直流ハブを介した)接続、また他方では各国間を接続する一対一型の連系線だからである。このような分離した設計でもコストを節減することはできる。系統連系に必要な大規模交直流変換所は、洋上ではなく陸上に建設し運用するほうが安いと考えられるからである。現在洋上プラットフォームは依然として高価であり、洋上の機会は制限され、系統連系の多くは一対一型の連系線を通じて陸上系統同士で行われている。「メッシュ型」は陸上で行われる。計画全体では約170~220億ユーロのコストで、ビジョンにより年間10億~41億ユーロ節約できると予想される。

## 4. 長期的供給信頼度と安定供給の確保

風力発電はより多くの容量を供給し、電力系統の信頼度を高めることができる。しかし新たな容量による便益は、ピーク負荷時にどの程度風力資源を利用できるかによって異なる。多くの国では、普及の黎明期にはこれは重要な問題ではないが、すでに従来型発電所の中には、経済性が損なわれるほど運用時間と全負荷時間が減少しているため、市場から撤退するところが出ている。ここから電力系統の電源(または発電)アデカシーという問題が生じる。

電源(発電)アデカシーを評価するためには、風力発電の**容量クレジット**を評価する必要がある。容量クレジット計算について推奨されている方法は**電力量不足確率 (LOLP)**に基づいたものであり、天候にひそむ重要な相関を把握するための風力と負荷の、少なくとも 10 年間の等時性のあるデータを使用している (Holtinen et al., 2013)。

風力発電の容量クレジットのまとめに示されている数値は、さまざまな手法を利用した以下の研究から得られたものである。

- ドイツ (Dena, 2005)
- アイルランド (AIGS, 2008)
- アイルランド (EirGrid 2015c)
- ノルウェー (Tande & Korpås, 2006)
- カナダケベック州 (Bernier & Sennoun, 2010)
- 英国 (Ilex Energy & Strbac, 2002)
- 米国ミネソタ州 (EnerNex/WindLogics, 2004 & 2006)
- 米国ニューヨーク州 (GE Energy, 2005)
- 米国カリフォルニア州 (Shiu et al., 2006)
- 米国 EWITS 研究 (EWITS, 2010)
- フィンランド (Kiviluoma & Helistö, 2014)
- 米国ミネソタ州 MRITS プロジェクト (MRITS, 2014)

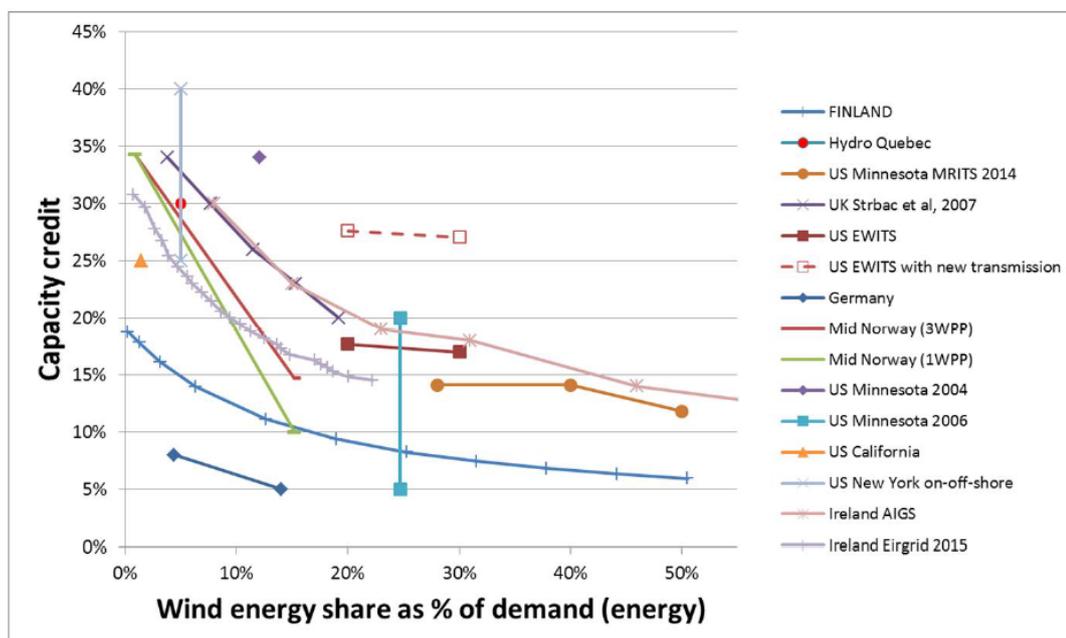


図 22 風力発電の容量価値(容量クレジット)。さまざまな解析結果の比較。

アイルランドでは、Eirgrid が発電容量の報告書の中で風力発電の容量クレジットに関する最新情報を公表している (Eirgrid, 2015c)。これによると、風力発電の容量クレジットは、風力発電の設備容量導入率が10%のときの30%であり、50%では15%以下にまで減少している。これらの数値は、図 22 では発電電力量導入率の値に変換されている。

フィンランドでは、VTT がフィンランドの電力システムの容量アデカシーについてフィンランド・エネルギー市場総局に対する報告を行った (Kiviluoma & Helistö, 2014)。これは風力発電の影響も含んでおり、9.5年間の過去の時系列データが使用され、風力発電のさまざまな導入率について容量アデカシー計算が可能になっている。結果は図 22 でわかるように、導入率が増えるほど容量クレジットは一定して減少を示している。

ピーク負荷事象が極めて少ないこと、また風力発電と電力需要の間に潜在的に複雑な相関があることから、本来であれば極めて長年にわたるデータが必要となる。そのため33年間の気象学モデルデータ(NASA/Merra)を使用してデータを拡大し、より長期間にわたる電力消費と風力発電時系列が再現されている。その結果から、たとえ数十年分のデータを使用しても、風力発電容量クレジットの推定にはかなりの不確実性が残ることが明らかになっている (Milligan et al., 2016)。

米国ミネソタ州では、MRITS 研究が容量拡大のため資源予測を行うのに、風力と太陽光発電の容量クレジットを必要とした。MRITS 研究にどの容量クレジットを使うかを決めるため、現在開発されている MISO プロセスが用いられた。得られた風

力発電の容量クレジットは、ベースラインおよび風力・太陽光導入率 40%のとき 14.1%であり、風力・太陽光の導入率が 50%のとき 11.8%であった (MRITS, 2014)。

イタリアでは、風力発電がある場合の系統アデカシーを評価するため、確率論的手法が用いられている。これにより、古典的リスク指標 (EENS, LOLE, LOLP)における再生可能エネルギー電源の影響と、風力発電の出力抑制のリスクを推定することができる。その例の一つが本土=シチリア間連系線の詳細研究である。風力発電導入率が比較的低い水準(シナリオ W1, 2,380 MW、導入率 21%)から島内における理論上の最大限度(シナリオ W6, 7,380 MW、導入率 65%)までの数段階について研究された。シチリアのピーク負荷は約 3,300 MW である。風力発電はリスク指標の減少が強調するように系統信頼度を向上させるが、これは風力発電の導入率が発電アデカシーに貢献するからである (Clerici et al., 2015)。電力系統の供給安全レベルを損なうことなく風力発電が代替できる従来型発電所の容量は、100 MW の風力発電所について約 41.7%と試算された。

Task 25 (Holtinen et al., 2013) と IEEE (電気電子技術者協会) の風力発電容量クレジットタスクフォース (Keane et al., 2011) の勧告以来、指摘された問題を取り上げた新しい研究がいくつか行われている。米国で大量の風力発電が登場するようになり、新たな指標の評価に関する関心が生じている。例えば停電日数期待値 (LOLE)、1 時間あたりの不足電力量期待値 (LOLH)、供給力不足の電力量の期待値 (EUE) などである。Ibanez & Milligan (2014) はこれらのそれぞれの指標の間の大半が対数線形であり、勾配は系統により異なることを明らかにした。ここから、個々の系統には独自の特徴があるが、それがわかりさえすれば他の信頼度指標に換算するのは容易であることがわかる。また解析では米国西部で利用されている経験則的プロセスも評価されたが、これでは多くの場所で太陽光発電の容量クレジットが過大評価され、場所により定格容量の 5~30% の範囲になる風力発電の容量クレジットの変動は認識できないことが明らかになった。

## 5. 短期的系統信頼度の保証

風力発電が短期的信頼度に与える影響には、電力系統安定度に対する潜在的影響と、短期的需給調整、すなわち周波数制御のための運転予備力設定に対する影響が含まれる。風力発電が電力系統のダイナミクスに与える影響は、風力発電の導入率が大きくなるにつれますます顕著になり、風力連系研究において研究することがより重要になると考えられる。また風力発電は系統を支援できる可能性があり、最近の研究ではこれも考慮されている。風力発電が周波数制御のための運転予備力に与える影響は、この数十年の間多くの連系研究の主たるテーマとなっている。新しい研究では予備力の動的配分に対する関心が高まっている。

### 5.1 風力発電が系統安定度を与える影響

風力発電は、存在自体が必ずしも系統安定度を損なうものではないが、パワーエレクトロニクス装置を介した接続が増えるにつれ、その特徴を変化させるのは確かである。また風力発電所は、新たに発生した状況における短期的な電圧・周波数の不安定性に対する保護として有望かつ実用的選択肢にもなり、パワーエレクトロニクススペースの制御をインテリジェントに協調することにより、系統の送電能力を向上させることができる。

特定の系統について懸念される問題は、系統の規模、負荷および他の発電と比較した風力発電の分散、ならびにユニットコミットメント(発電機起動停止)計画と送電網の構成による(Flynn et al., 2016)。関心の対象となる系統安定度は以下の問題に関係している。

- 重大な系統擾乱にさらされたときに発電機の同期性を維持する能力(過渡または位相角安定度)
- 小さな擾乱にさらされた後に安定状態(電圧、電流、電力)を回復する能力(定態または振動安定度)
- 小さい擾乱にさらされた後に許容電圧範囲を維持する能力(電圧安定性)
- 発電と負荷の大幅なインバランス後に系統周波数を維持する能力(周波数安定性)

### 5.1.1 過渡安定度

過渡安定度研究は重大な系統事故による緊急時の電力系統の運用を調べるもので、この場合風力発電導入率が高い時期が関係する。風車は電圧低下／上昇時の運転継続機能により系統の回復に貢献することができる (Boemer et al., 2011; Gomez et al., 2007)が、維持できるレベルは系統に影響される。

米国では、西部風力・太陽光連系研究 (Western Wind and Solar Integration Study) 第3期において、米国西部連系系統において風力／太陽光の導入率が高い状況下で大きな擾乱が過渡安定度と周波数応答に与える影響が研究された (NREL, 2015)。この研究の結果により、ローカルな問題が適切に対処されている限り、風力と太陽光の導入率が高くても過渡安定度は維持されることが示された。

アイルランドでは、風力発電の瞬時導入率が高い場合の周波数と動的安定度の問題が系統運用者再生可能エネルギー研究促進 (TSO Facilitation of Renewables Studies) で特定された (Eirgrid and SONI, 2010)。過渡安定度は予想される風力発電導入率が40%近くであれば緩和できると推定されている。

### 5.1.2 電圧安定性

電圧安定性は、負荷の上昇や電力網における事故などの系統擾乱後に、許容電圧特性を定常状態に維持することに関係する。電圧不安定は主として(ローカルな)無効電力要件を満たせないことに関係し、発電機の無効電力発電能力と負荷の無効電力需要に依存するが、実施されている電圧制御戦略、例えば変圧器のタップ切換装置との相互作用などにも影響される。従って、風力発電導入率が高いときの電圧安定性を評価する場合、風車の潜在的な無効電力供給能力を利用することが重要な決定要因となる。

一般に、風車の電圧を管理するため無効電力制御能力が用いられている場合、電圧安定性は風車の存在により影響されないか、または向上する (You et al., 2013)。ただし、特に(従来型)発電が撤去された系統エリアでは、静止型無効電力補償装置(SVC)や調相機などの機器を導入するか、あるいは電圧維持目的で特定の発電機を「マストラン」にしたほうが良いと考えられる。

現代の風車は高速な無効電力制御能力を持つため、電圧不安定性に対する保護として魅力的な選択肢である。しかしこの能力を受け入れるためには、電圧不安定性に対する保護戦略を再設計する必要がある (Das et al., 2013)。

EUの研究プロジェクトである TWENTIES と ReServiceS では、風力発電所の電圧制御能力が研究されている。十分な能力を持つ風力発電所の場合、送電系統との電氣的距離が短い場所であれば、高压送電でも電圧制御を維持することができる (TWENTIES, 2013)。周波数および電圧の維持には、配電系統運用者(DSO)と送電系統

運用者(TDO)との調整が必要である (Kiviluoma et al., 2014)。

### 5.1.3 周波数安定性

周波数安定性の難しさは、系統の規模、風力発電の導入率、および用いられる制御戦略によって決まる。これは最初アイルランドなどの小規模系統において研究されたが、風力発電の導入率が大きな大規模な地域でも研究されるようになってきている。直接接続された大型の同期機が少なく、風力や太陽光エネルギーなどのようにパワーエレクトロニクス機器が多いほど、系統内の慣性は小さくなる。慣性が小さいと、大規模発電所で事故(予期せぬ解列)が発生したとき、周波数制御装置(一次制御)が系統を安定させる前に周波数が低くなり過ぎるリスクがある。

アイルランドでは、風力発電の瞬時導入率が高いときの周波数不安定性問題が系統運用者再生可能エネルギー研究促進における最大の関心事であった(Eirgrid and SONI, 2013)。小規模な孤立同期系統では、周波数安定性に対する懸念により、非同期電源(風力発電と HVDC 連系線による輸入の和)の瞬時導入率を需要と HVDC 連系線による輸出の和の 50%までとする制約がある。2015 年にはこの限度が試験的に 55%に引き上げられた。電圧および過渡安定度の問題は、予想される風力導入率が 40%近くであれば緩和できると推定され、動態安定度は問題視されなかった。一つ懸念されたのは、周波数変化率が 0.5 Hz/s 以上のときに風力発電や従来型電源が系統との同期性を保てるかどうかであった。EirGrid は 2014 年 11 月に新たな運用上の制約を 2 つ導入した。その制約とは、オンライン上で常時十分な慣性を維持するための最少慣性 (20,000 MW)と、偶発事象後に予想される周波数変化率(RoCoF)が 0.5 Hz/s を超えないことである (EirGrid 2014; Sullivan et al., 2014)。

2015 年 12 月に EirGrid は、疑似慣性または高速周波数応答を使い、電源の供給支障事象後の周波数安定性を維持する風力発電技術の潜在的役割を調査した研究結果を発表した (EirGrid, 2015a)。研究結果から、風力発電所の高速周波数応答は、従来型電源の同期応答と組み合わせることにより有効になり得るが、有効性は応答の特徴に大きく依存することが明らかになった。有効であるためには、事象発生から 100 ms 以内に応答が行われ、また事象の 200 ms 後までには応答が完了していなければならない。事象が継続している間、合計して最低でも 360 MW の高速周波数応答能力が必要であることが明らかになった。周波数回復段階で、適切な制御システムによる緩和が必要となる意図しない有害な系統問題が発生する可能性に対する懸念が挙げられた。

米国中部大陸独立系統運用者(MISO)では、ミネソタ州の年間電力需要の 40%を占める風力・太陽光発電、および近隣の北部・中部各州で予想される風力および太陽光発電の系統について研究が行われた。MISO は東部連系系統の一部で、夏のピーク

時負荷が約 600 GW、設備容量 700 GW を持つ。動的解析結果から、ミネソタ州について再生可能エネルギー導入率 40%を達成するための風力・太陽光発電の増加に伴い、系統全体にわたる重要な動的安定度や電圧調整問題はないことが明らかになった。この研究では、新しい風力発電機が、二重給電誘導発電機(DFIG)と標準制御のついたフルコンバーター方式の発電機の 2 種類あることを想定している。新規風力発電と系統規模の太陽光発電は、現在の最低性能要件を満たし(電圧調整/応答維持機能を持ち、ゼロ電圧時の運転継続機能を装備)、ローカルな問題は標準的な発電機の系統連系要件を通じて対応される。

米国の西部風力・太陽光連系研究 (Western Wind and Solar Integration Study) の第 3 期では、米国西部連系系統において風力/太陽光の導入率が大きい時に、大規模な擾乱が過渡安定度と周波数応答に与える影響が研究されている (NREL, 2015)。西部電力協調委員会 (WECC: Western Electricity Coordinating Council)による確立した事例をもとに、軽負荷時および重負荷時の応答を調べられている。風力・太陽光導入率が高い期間と極めて高い期間(発電電力量の 44%と53%)を、風力および太陽光発電導入率が低い基準事例に対して比較した。Palo Verde の 2 基の発電所の電力不足に対する周波数応答(WECC の設計基準)を図 23 に示す。すべてのケースにおいて不足周波数による負荷制限は回避されたが、これはそのような応答のきっかけとなる最低周波数が 59.5 Hz に達することは一度もなかったからである。しかし周波数応答は明らかに重要であり、風力および太陽光発電が多いほど影響は大きくなる。

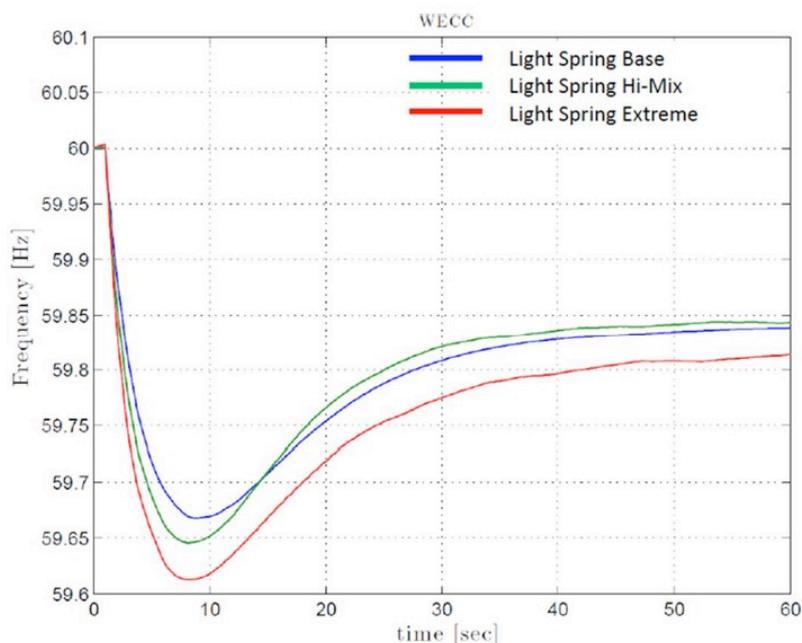


図 23 Palo Verde の 2 つの発電所の電力不足に対する周波数応答、春季の軽負荷の系統条件下で風力・太陽光導入率 44%または 53%

この結果を、風力発電所に2種類の周波数応答制御を追加したケースと比較した。シミュレーションした慣性応答と有効電力制御／调速機能で、いずれも従来型発電所のそれぞれの設定を代表するよう設定された。風力発電(27.2 GW)は風力および太陽光の設備容量(52.8 GW)の半分であった。各ケースを比較した結果が図 24 である。

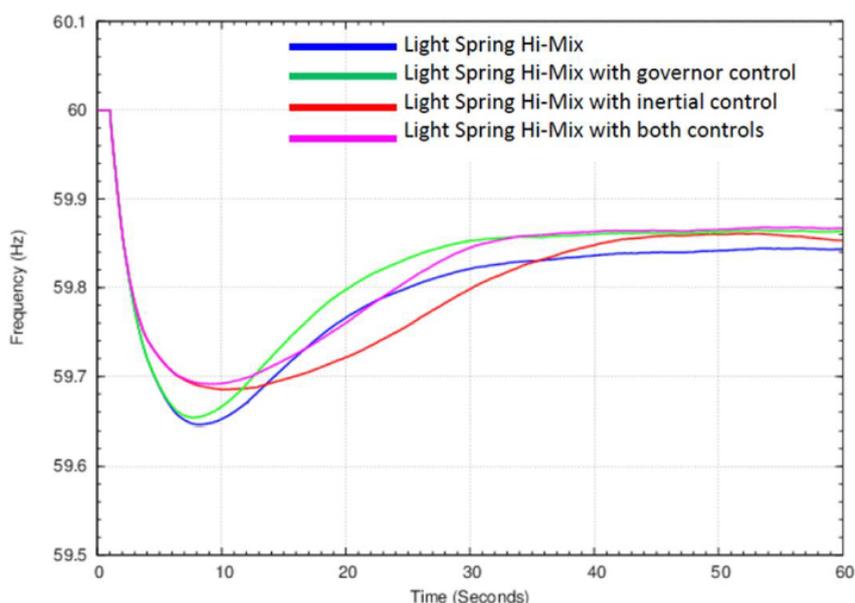


図 24 風力／太陽光導入率 44%について、風力発電所に周波数制御の3種類の組み合わせを加えたときの2つの発電所の解列に対する周波数応答

この結果から、緩和措置が取られている場合には十分な周波数応答が達成できることがわかる。

スウェーデンでは、風力発電の高い導入率による周波数安定性の問題が簡略化した方法でシミュレーションされた (SvK, 2013a)。発生したいくつかの解列において観察された周波数の導関数をもとに、系統内の慣性を計算することができる。そして将来の風力発電の仮定をもとに初期の周波数導関数の下降を計算することができ、それにより風力発電が多い将来の系統において同じ種類の供給支障があった場合の影響を試算することができる。解析の結果、風力発電が7,000 MWのときの周波数のさらなる下降が0.07 Hz未満であると結論された。軽負荷で1,400 MWの供給支障の場合、風力発電7,000 MWにより、風力発電がない場合と比較して周波数低下を0.2 Hzにすることができる。スウェーデンは北欧の同期系統の一部であり、図 25 の状況では、北欧の電力消費は46,600 MWだという点に留意することが望ましい。従って7,000 MWは同期エリア内の負荷の15%を供給するに過ぎない。

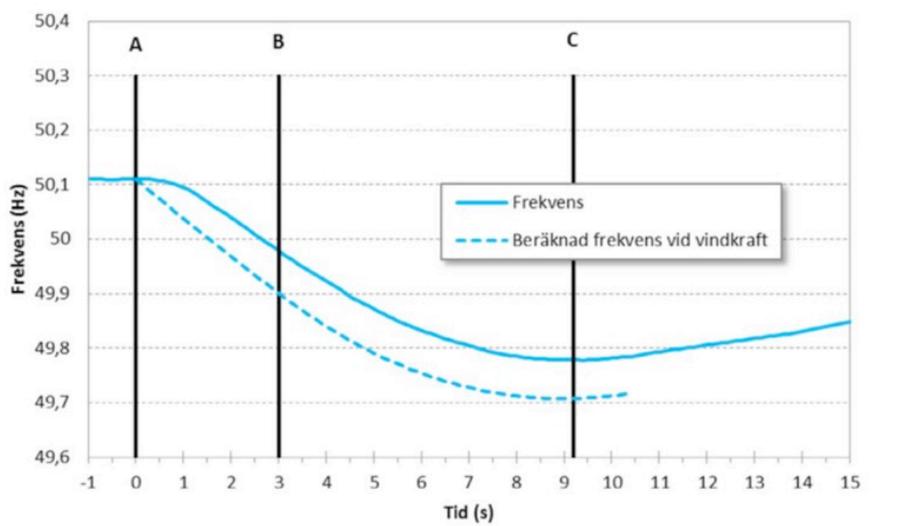


図 25 負荷 46,600 MW の北欧系統で 1,400 MW の解列を仮定したときの、7,000 MW の風力発電ありとなしのときの周波数低下 (Frekvens = 周波数; Tid = 時間; Beräknad frekvens vid vindkraft = 風力発電ありの場合の推定周波数)。 (出典: SvK, 2013a)

#### 5.1.4 洋上風力発電研究

VSC-HVDC (電圧源コンバーターを使った高圧直流送電)により接続された洋上風力発電所は、陸上交流系統の電圧制御を行うことができるが、これは通常極めて優れた電圧制御機能を示す陸上 HVDC コンバーターにより行われることが多い。良好に設計されていれば、HVDC 変換所は従来型機器に匹敵し、特に不足励磁のシナリオではより高い柔軟性を示す (Zeni et al., 2014)。HVDC 電力網の周波数制御能力は、電圧源コンバーター(VSC)だけでなく、DC リンクの背後にあるものによっても変わる (Zeni et al., 2014; Silva et al., 2012)。多端末 HVDC に接続された洋上風力発電所から一次周波数調整および FRT 容量を提供するための直流系統の協調制御手法や最新制御戦略の開発が EU プロジェクト TWENTIES において研究されている (Silva et al., 2012; Silva et al., 2014)。

デンマークとポルトガルでは、HVDC 接続された風力発電所による電力動揺の減衰能力が研究されている。これは実現に向けさらに多くの努力を必要とするが、実施は可能である (Cutululis et al., 2014b; Zeni et al., 2014)。HVDC コンバーターは電力動揺の減衰について従来型の電力系統安定装置(PSS)に近い性能を持つ (Resende et al., 2014)。孤立系統における動揺のミラーリングの可能性を回避するため洋上風力発電所との協調が必要である。一般に、HVDC コンバーターは PSS を代替することができる。

オランダでは、FLOW プロジェクトにおいて、一般的なグリッドコード要件を境

界条件として、HVDC 接続された大規模洋上風力発電が交流系統の電圧および周波数の安定性に与える影響が研究されている ([http://flow-offshore.nl/page/projects#lijst\\_3](http://flow-offshore.nl/page/projects#lijst_3))。直流で接続された風力発電所のグリッドコード遵守に関する限界とトレードオフが評価され、連系された系統の特性が数量化された。一対一型と多端末型 HVDC 接続の両者が対象とされた。陸上交流系統における事故時の電圧と無効電力の維持の場合、陸上の変換所(VSC-HVDC リンクを受電側)が重視された。交流系統の事故時における新たな無効電流注入は、陸上系統の電圧応答と過渡安定度に有利な影響を与える。周波数安定性については、直流接続洋上風力発電の大規模導入が系統の慣性応答の減少をもたらす。一対一型の HVDC 接続洋上風力発電所が周波数および慣性応答に貢献するためには、HVDC 系統レベルで新たな制御ループを組み入れる必要がある。洋上風力発電所が異なる制御エリア間の多端末 HVDC と接続する場合、交流系統間で一次予備力または疑似慣性応答を取引し、相互接続された交流・直流系統のパフォーマンスを向上させる追加の選択肢がある。

## 5.2 風力発電が運転予備力要件に与える影響

運転予備力は、発電量と需要の間の短期的バランスを確保するため、また事故が起きた場合に電力系統の安定度を確保するため必要である。この予備力は、昔から火力発電および水力発電により提供されてきた。風力発電の導入率が高なるにつれ、運転予備力の必要性が高まる。風力発電は多くの変動性と予測誤差を系統にもたらしからである。電力系統は運転予備力により、需給調整エリア内の総負荷および発電に対してバランスを取る。負荷と発電のインバランスは予測できない変動により発生する。ディスパッチのための時間ステップ内(例えば1時間または15分の内)に生じる変動性は、電力系統の秒単位または分単位の運用にインバランスを生じさせる。風力発電のインバランスは、電力系統の他のインバランスと混ぜ合わされる。需給調整と周波数制御のための運転予備力はいくつかの応答タイムスケールに分けられる。極めて一般的な分類は、自動で応動する予備力(秒単位のタイムスケール)と手動で応動する予備力(10分程度のタイムスケール)であろう。通常、風力発電の影響は、より長いタイムスケールの予備力において見られる。

本節では、風力発電の導入率が高い系統について、運転予備力の配分と利用に関する経験と研究をまとめる。また風力発電は運転予備力を提供することもできる。これは6.2.3項で述べる。

### 5.2.1 風力発電による運転予備力増加に関する経験

風力発電の高い導入率に対処している系統運用の経験はすでに存在する。主なポイントを以下にまとめる。

- **アイルランド**では、東西連系線に極めて稀に発生する単一かつ最大の供給支障をカバーするため、緊急時運転予備力が維持されている。この予備力ではアイルランドの系統の特徴(限られた連系線による小規模孤立系統)を考慮し、電源の供給支障事象後に系統周波数を安定させ回復させる必要性が主な原動力となっている。風力発電変動性が高い時間帯に新たな予備力が必要になったことはない。しかし周波数および電圧安定性に対する懸念から、系統に接続する発電所の数について規則を定める必要性が生じた(北アイルランドで3基、アイルランド共和国で5基)(Söder et al., 2012)。2014年11月には、EirGridは系統擾乱の後、慣性と周波数変化率に関する2つの新たな運用制限を導入した。
- **スペイン**：風力発電の自動で応動する瞬動予備力に対する影響は極めて小さいが、手動応動の予備力に対する全体的な影響はすでにかなり大きくなっている。確率論的手法による予備力要件の判定では良好な結果が得られているが、信頼度を獲得するためにはまだ試験が必要である(Gil et al., 2010)。風力発電の出力が高い軽負荷時に、ある事故で下方予備力が底をついたことがある(2010年11月9日2:10 a.m.~5:00 a.m.、風力発電により54%を消費)。これは系統運用者がいくつかの火力発電所を停止させ、その後風力発電を出力抑制することにより解決された(Söder et al., 2012)。
- **ポルトガル**：需給調整の増加には、既存の水力および火力発電所、そして時にはスペインからの輸入を減らすことにより対応している (Ribeiro, 2012)。
- **ドイツ**：驚くべきことに、2008年以降風力と太陽光発電容量は3倍になっているのに、需給調整のための予備力は15%減少している。これはドイツの4つの系統運用者間で協力が強化されているためであり、ドイツにおける全体的な需給調整のニーズが減少している(Hirth and Ziegenhagen, 2015; 6.2.2章および図33も参照のこと)。しかし風力発電が需給調整予備力に影響を与えた個別の状況も特定されており、例えば2013年1月30日には風速と出力の減少が前日(上図の緑の線)に予測されず、最短期間予測(青と黄色の線)でも予測されなかった(図26)。結果として生じた誤差は瞬時に自動応動の二次予備力により需給調整され、その後分単位で起動する三次予備力に代わった。

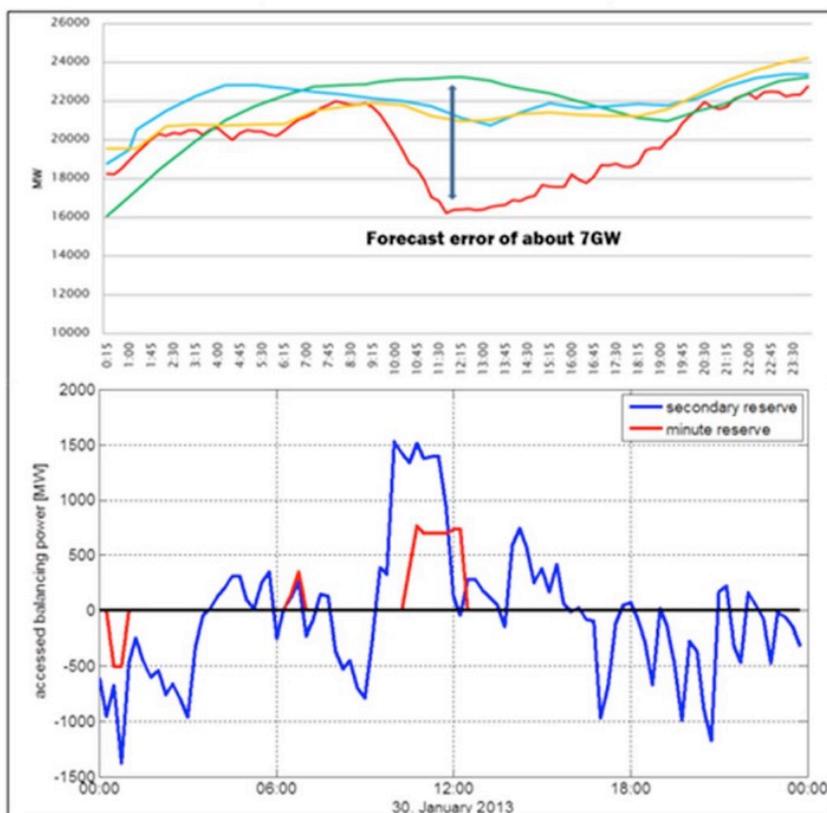


図 26 ドイツにおける 2013 年 1 月 30 日の風力発電の予備力利用に対する影響。最短期間予測による予測誤差は約 4 GW であり、予備力の利用は 1.5 GW であった。

### 5.2.2 風力発電による運転予備力増加の推定値

風力発電の増加が正味の負荷変動性を増加させる例を図 27 に示す (Kiviluoma et al., 2051)。さまざまな風力発電導入率について、風力発電と負荷の 1 年間分の過去の計測データ、および徐々に導入率が高くなる風力発電の時系列を用いられ、時間ごとの出力変化率を示した。グラフはその年の最高値の 0.1%と 1%のときの極端な変動性を示す。増加は当初穏やかだが、導入率が 10%を超えるとより急になる。風力発電の変動性は影響を与える。風車が多く地理的範囲が広いドイツの時系列では、増加はフィンランドおよび米国北西部ほど急ではない。また 5 分の時系列も、1 時間のものほど劇的な変動性増加を示さない

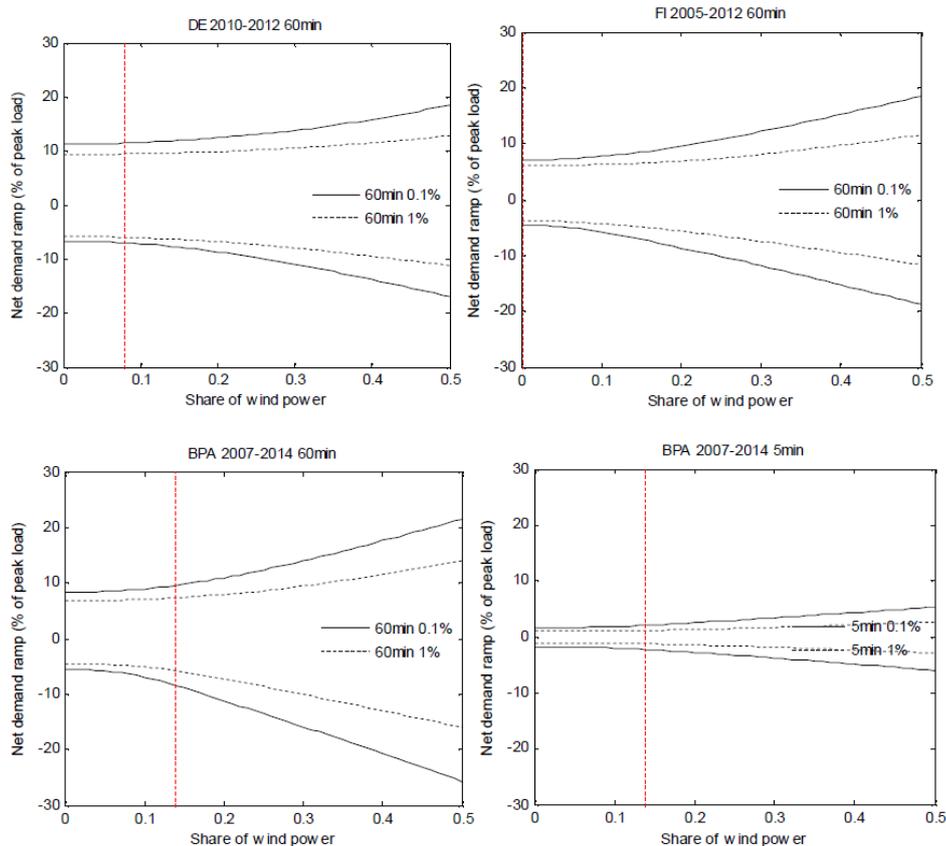


図 27 フィンランド、ドイツ、および BPA(米国北西部)の風力発電の年間発電電力量導入率の関数として、1 時間あたりの(BPA については 5 分間の)等価需要の出力変化率(分位点 0.1%および 1%)。垂直の赤い点線は初期のデータセットにおける風力発電の導入率を表す。

前回の Task 25 概要報告から更新された概要を図 28 に示した。風力発電による予備力需要の増加について示されている結果は以下の研究からのものである。

- カナダ・Hydro Quebec (Robitaille et al., 2012)
- ドイツ (Dena, 2005; Dena, 2010; Dobschinski et al., 2010)
- アイルランド (AIGS, 2008; Workstream 2B)
- オランダ (Holtinen et al., 2012)
- スウェーデン (Axelsson et al., 2005)
- 北欧、フィンランド、スウェーデン、デンマークの 1 時間あたりの変動性 (Holtinen et al., 2013) –必要となる上方予備力と下方予備力の平均
- 英国 (Strbac et al., 2007)
- 米国・ミネソタ州 2006(EnerNex/WindLogics, 2006)
- 米国・NE-ISO(ニューイングランド独立系統運用者)エリア (NEWIS, 2010)

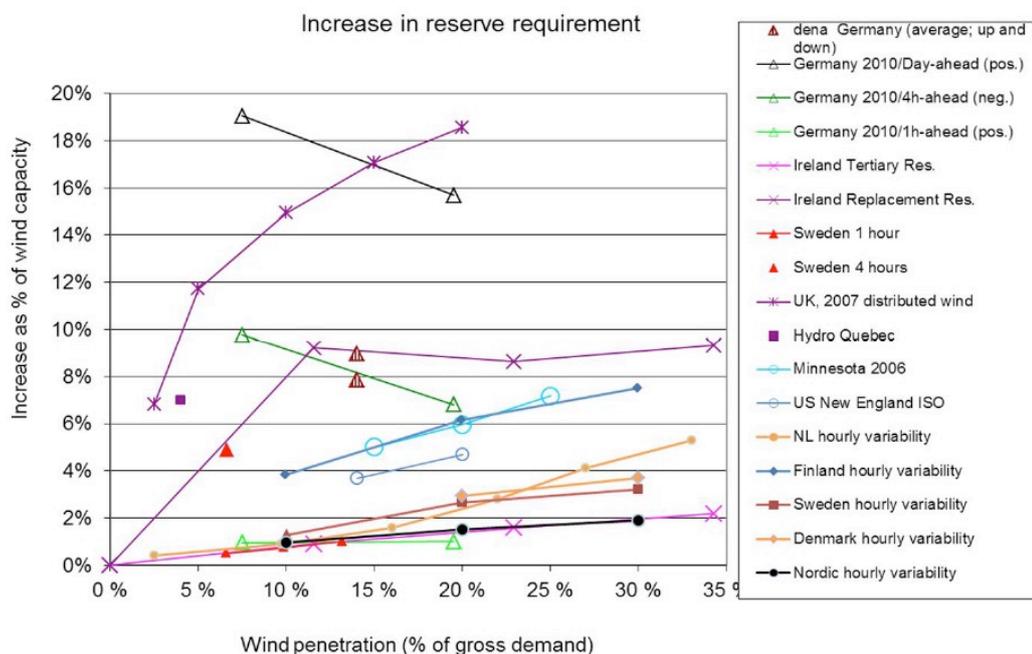


図 28 風力発電によって必要となる予備力の増加に関する各研究の結果まとめ

結果には大きなばらつきがあり、特に不確実性について用いられた対象期間により差が大きい。24 時間後予測から生じるインバランスは極めて大きく(ドイツの例)、また予測法が用いられていない場合には 4 時間後予測から生じるインバランスも大きい(英国の例)。1 時間前の不確実性のみに基づいて予備力が決められ(配分され起動停止計画に組み込まれ)ている場合には、予備力に対する影響はそれほど大きくない。多くの研究では風力導入率 10%のときに設備容量の 2%未満、導入率 20%のときに 1~3%、導入率 30%のときには 2~5%を示している。フィンランドは例外であり、他の研究に比べて約 2 倍も高い数値を示している。これは風力データに含まれる場所が少ないこと(変動性が大きくなる)、また安定した工業負荷のシェアが高いため最初の負荷の変動性が小さいことによる。

### 5.2.3 予備力の動的設定

系統の需給調整は正味の不確実変動に直面したときに行うことが望ましいことが認識されている。また運用計画の中で確保すべき需給調整予備力をどのレベルに設定しても、出力に予備力を加えた量が供給時の義務をカバーするのに足りない相応のリスクがあり、系統運用者は緩和措置を取らなければならなくなる。従ってこのリスクは、基本的には経済的価値である。従って概念上は、完全に動的でリスクに基づく電力系統の需給調整を目指すほうがわかりやすい。

米国では、風力発電の変動性はその出力レベルの関数であるという観測をもとに、動的予備力手法が構築されてきた (EWITS, 2010; Lew et al., 2013a)。図 29 は、10 分間の出力変化で表した変動性の最大値が対象範囲内の全風力発電の運用範囲の中央付近で発生することを示している。この情報の統計学的特徴から得られる動的予備力は、調整力(5分未満)と柔軟性 (ディスパッチ)に分けることができる(図 30)。

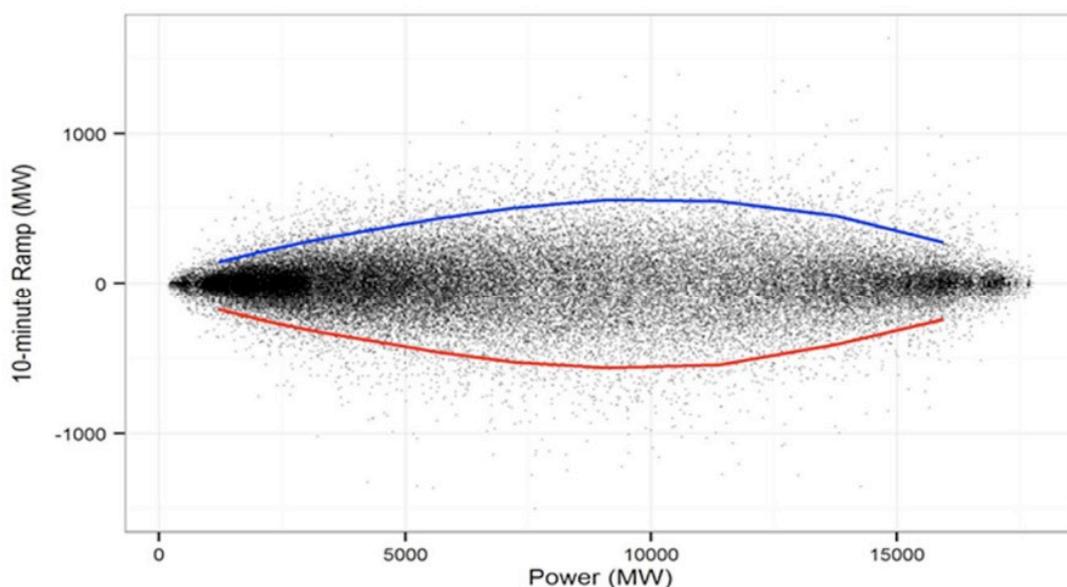


図 29 米国西部エリアの風力発電所では、10 分の風力発電の出力変化は出力レベルの関数である。(出典 : Lew et al., 2013a)

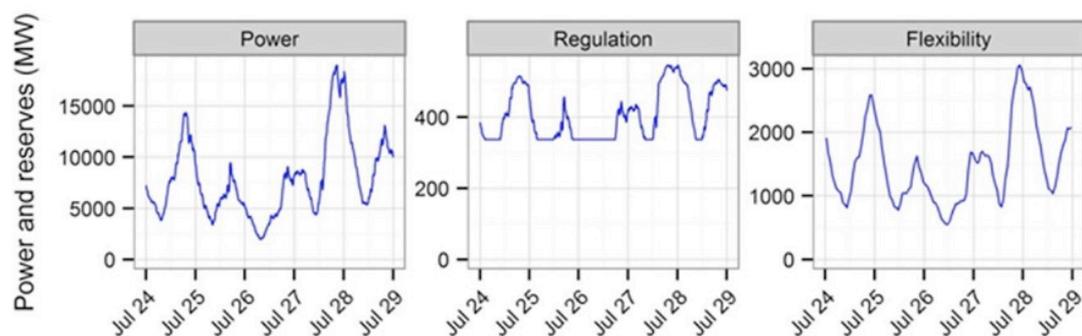


図 30 動的調整力および柔軟性予備力は風力発電出力の関数である。

動的予備力を調べたドイツの研究では、予測誤差または変動により予備力の起動が必要となるあらゆる潜在的スケジュール逸脱を解析した (Jost et al., 2014)。予測誤差に影響を与える因子には以下のものがある。

- 時刻と曜日

- 負荷とその変化率
- 温度
- 風力および太陽光発電とその変化率
- 残余需要

変動に対する主な影響は以下の通りである。

- 負荷およびその変化率
- 風力および太陽光発電とその変化率
- 残余需要とその変化率

すべての予測誤差および変動の確率密度関数を解析した結果、この確率密度関数は厳密に言うと確率論的に独立していないため、畳みこむことはできないことが明らかになった。しかし畳みこみは低分位点と高分位点だけを考慮した場合には良い手法だと考えられる (Jost et al., 2014)。

ポルトガルの INESC-Porto/FEUP (コンピューターシステム工学研究所・オポルト大学工学部) は、風力発電の導入率が高い系統の運転予備力を設定するツールを開発した。結果から、決定論的手法はハイリスクまたは高コスト状況をもたらす可能性があることが明らかになった。確率論的ツールでは、運用者は余剰電力不足のリスクについて情報を得ることができ、より正確な決定を下すことができる (Bessa et al., 2012)。

カナダ・ケベック州では、動的リスクに基づく需給調整予備力を運用ツールに統合するための方法論開発が行われている (Menemenlis & Huneault, 2015)。第一段階として、これが決定論的ユニットコミットメント (発電機起動停止) 計画に組み込まれつつあり、確率制約条件付き解決法を用いた確率論的手法を緊密に模倣している。グローバル目標に基づいた系統全体の最適化を目指すこの研究の次段階をサポートするため、確率論的ユニットコミットメント手法を開発中である。新規風力発電によるアンシラリーサービスに対する運用の影響がシミュレーションによる手法で研究され、方法論の微調整が行われている。状態推定プログラムの系統構成、SCADA (変電所遠隔制御監視) データ、および計画されたピーク時の電力網をもとに、新規風力発電または他の変動電源あり／なしのときの 1 分刻みのシミュレーションが数年間にわたって行われている。シミュレーション担当者は、送電系統運用者のあらゆるセキュリティ規則や規制、ならびにすべての風力発電所が設置されたときの電力網を代表する長期的計画立案における仮定を考慮している。

## 6. 運用中の風力発電の価値を最大化する

風力発電の価値が最大になるのは、利用可能な電力を抑制する必要がなく、また運用タイムスケール内で他の発電所への影響が抑えられるときである。出力抑制と需給調整の経験と結果に加え、本章では風力発電の導入率が高い場合の需給調整を向上させる対策、系統運用の慣行と市場、デマンドサイドの柔軟性と貯蔵について述べる。

### 6.1 風力発電の出力抑制

風力発電の出力抑制は、風力発電をいかにうまく電力系統に取り込めるかを示す一つの基準である。利用可能な風力エネルギーの削減は、電力量の余剰が発生し電力系統にそれを吸収する他の手段が存在しないという重大な局面において用いることができる。いくつかの国で出力抑制に関する経験が既にある。また風力発電の出力抑制は電力系統のディスパッチに関する風力連系研究のシミュレーションに基づいて計算されることも多く、風力発電の系統連系の課題として示されている (Lew et al., 2013b)。

出力抑制にはいくつかの理由が考えられる。

- 送電混雑またはローカルな送電網の制約が、一般的な出力抑制の理由である。新規の風力発電所は、十分な送電インフラが運開されるまで出力抑制されることがある(米国テキサス州、中国、イタリア)。出力抑制が稀な事象である場合、送電網を拡充する代わりに短時間の出力抑制を行うほうが経済効率が高い可能性がある。
- 系統の需給調整も出力抑制のもう一つの理由になり得る。軽負荷時に風力発電の出力が多く、火力発電所で特に予備力の下方調整を行わなければならないときに、最低負荷運転の制約に反して出力を下げざるを得ない場合もある。これは例えば最小流量近くで運転する流れ込み式水力発電所が負荷を十分支えられる水力発電ベースのエリアのように、一般的には柔軟性の高い系統にも該当する可能性がある。そのような場合、水

力発電や風力発電を出力抑制させるかどうかについて経済的決定を下す必要がある。

- さらに、特に小規模孤立系統(アイルランド)や、瞬時風力導入率が高い中規模の非同期連系系統(ケベック、英国)などでは、周波数要件を維持し、安定度の問題に対処するため、非同期発電としての風力発電に制限が加えられることがある。

各国の風力発電の出力抑制の経験から、風力発電の導入率が年間消費電力量の 5～10%と小さい場合、重大な送電のボトルネックがなく、風力発電が最初に限界費用の低い電源の一つとしてディスパッチされていれば、出力抑制は起こらないことが明らかになっている(ケベック、北欧諸国、ポルトガル)。ポルトガルとデンマークは、風力発電が過剰状態にあるときには近隣諸国との取引を行うことにより、出力抑制なしで風力発電導入率 20%以上を達成している。デンマークは 2014 年に総消費電力量における風力発電導入率が 40%を達成し、いわゆる「市場取引を通じた出力抑制)はわずか 0.21%であった。これは市場価格がネガティブプライス(洋上風力発電所 2 基に該当)または-13€/MWh(他の風力発電所に該当)以下になったとき、直ちに(系統運用者ではなく)発電事業者が発電を停止することを意味している。デンマークでは接続ケーブルに事故が起きた場合には系統運用者が風力発電を停止することができるが、これは 2014 年には起こらなかった。ケベックでは新しい電力購入契約に出力抑制の場合の補償規定が含まれているが、実質的に出力抑制が課せられたことはまだない。

スペインでは、風力発電の導入率が 10%に達した後に出力抑制が増えたが、緩和策が取られてからは低水準を維持している(しかし全体としては風力発電全体の 1%未達の比較的低い水準である)。

いくつかの国では、風力の導入率が低くてもかなりの出力抑制(風力発電の 10～20%)が開始されている(中国、テキサス、イタリア)。送電網建設に関連した緩和策の取り組みにより、風力発電の増加にも関わらず抑制率は減少している。中国におけるもう一つの出力抑制の理由は、高風力時のマストラン電源(熱負荷に基づいて運転される熱電併給プラントなど)と、石炭火力発電所に対する全負荷時間保証付き固定買取料金による優先的発電による系統の発電余剰である。

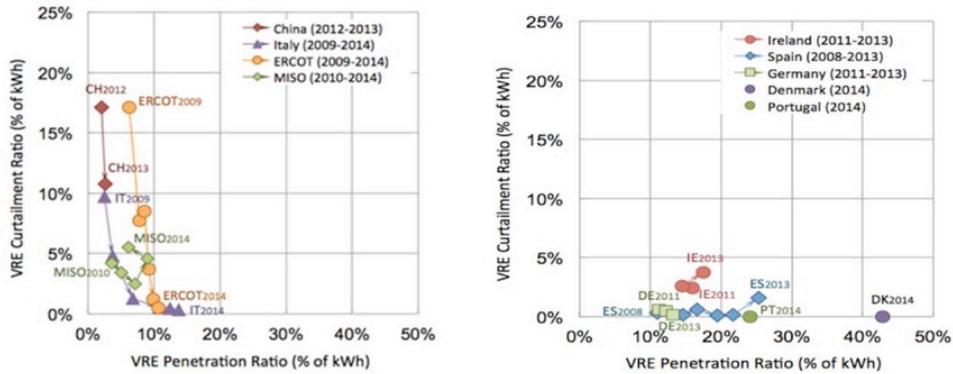


図 31 風力発電の時間の経過による出力抑制。欧州、米国、および中国の送電が制約された事例(左)、および堅牢な系統を持つ国の事例(右)

いくつかの国では、出力抑制は風力発電事業者にとって重要な問題となっている。特に抑制ルールが定められていないこと、補償問題、および今後出力抑制の増加が見込まれることが問題となる(Eclareon & Öko institute, 2012)。

米国ミネソタ州では、ある連系研究(MRITS, 2014)結果の一つが将来の出力抑制推定値であった。風力発電の導入率が高いシナリオ(電力量の 50%)では、抑制される風力発電の電力量は 2%以上であった(図 32)。その原因は局地的送電混雑と系統全体にわたる最小発電条件が合わさったものである。

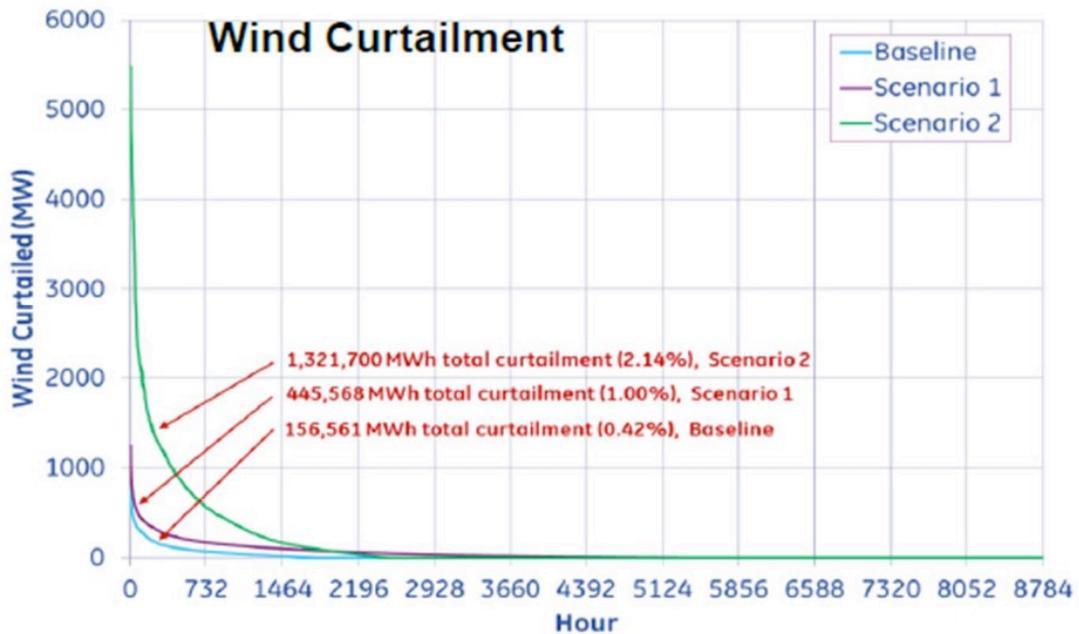


図 32 ミネソタ州の連系研究における風力発電出力抑制シミュレーションの結果。変動エネルギー源(風力と太陽光)の導入率は、ベースラインが 28%、シナリオ 1 が 40%、シナリオ 2 が 50%である。太陽光発電の出力抑制は 0.5%未満であった。

アイルランドでは、非同期電源の瞬時導入率は現在 55%に制限され、電力量ベースの風力発電導入率は年間 15%であり、すでに出力抑制が必要となっている。この制限値は、2020 年までに 55%から段階的に 75%にまで上がると予想されている。2020 年に予想される風力発電導入率は 40%であり、この 75%という制限値は再生可能エネルギーの大幅な出力抑制をもたらすであろうことが研究結果から示されている。いくつかの仮定により、抑制水準は 6~8%の範囲になる可能性もある (Mc Garrigle et al., 2013)。

イタリアでは、過去数年にわたる送電系統への莫大な投資により、出力抑制レベルは 2009 年の 10%から 2014 年には 1%未満にまで低下した。EU の新たな 2030 年再生可能エネルギー目標を考慮した場合、風力発電のもつ下方予備力の市場参加が必要であり、二つの相反する結果につながると考えられている。すなわち、下方予備力による需給調整サービスへの参加によって風力発電の出力抑制が増加することと、望ましい予備力マージンを作り出すため必要な火力発電の参加が減少することによって系統の発電過剰問題(またそれによる風力発電の出力抑制)が減少することである。抑制される発電量は系統のリアルタイムインバランスに比例する。しかし系統の発電過剰状況が緩和されれば、恒久的効果として出力抑制が減少する。このような理由から、再生可能エネルギー電源のアンシラリーサービス市場への参加は、全体として再生可能エネルギーの出力抑制を減少させる。同様の結果は EU プロジェクト ReServiceS のイベリアに関するシミュレーションでも得られている (Kiviluoma et al., 2014)。

## 6.2 需給調整に対する風力発電の影響

風力発電によって、電力系統の変動性と不確実性が増加する。需給調整には、出力変化や起動停止の増加、そして短い時間で応動する運転予備力供給の増加が必要となる。需給調整コストは以前から重要な問題であり、多くの連系研究がその試算を試みているが、風力発電連系の経験が蓄積している国では、大きな問題ではなくなりつつある。風力発電が電力市場に参加している国では、需給調整コストはインバランスコストの中で系統運用者により支払われる(6.2.4 章)。風力発電が火力発電所の運用(起動停止コスト)に与える影響の評価については 6.2.5 章で述べる。

### 6.2.1 連系研究からの需給調整コスト試算

「需給調整コスト」という語は、一般的には風力発電が原因となる系統の需給バランス維持のためのコストの増加を意味する。風力発電のないベース事例では、同じ電力量が別の電源により供給されなければならないことを認識する必要がある。問題になるのは、電力の需給バランスを取るための総コストではなく、需給調整の

ための電力量の増分コストである。

通常、連系コスト研究では、系統に風力発電がない場合にもベースレベルとなる一定の変動性と不確実性が存在することを認識した上で、風力発電により増加する変動性と不確実性のコストを把握しようとする。コストの計算方法はこの数年で進化しているが、風力発電による変動性と不確実性によるコストがあるという全般的同意があるにも関わらず、広く認められた計算方法は現在のところ存在しない。難しいのは、どうすれば正確に計算できるかということである。これは本質的には方法論の問題であり、正解はないと考えられる。問題を複雑化させるポイントが3つある。(1) 適切な「風力発電なし」事例の定義、(2) このコストの極めて非線形的特徴を抽出すること、そして(3) 需給調整関連コストを発生させる他のタイプの電源について比較計算を行うことなく需給調整コストを計算すること、である (Milligan et al., 2013a; Milligan et al., 2011)。

どの発電所にも、ある能力とない能力がある。だからこそ多くの電力系統はさまざまな特徴を持つ発電所の組み合わせで構成されている。米国ではFERC(連邦エネルギー規制委員会)規則で定められているように、一定のコストまたは影響のある種類の発電所のみに戻し、他のすべての発電所に適用しないことは認められない(FERC, 1996の「同等性規則」の議論参照)。

どのような系統連系コストも電源構成と柔軟性のレベルに大きく依存するが、これはデマンドサイドレスポンス、従来型発電所の特徴、系統連系およびエネルギー貯蔵の水準により影響を受ける。柔軟性が上昇すると、系統連系の潜在的コストは桁違いに減少する可能性がある。風力発電の連系コストは石炭・ガス価格とともに増加するが、同時に風力発電の競争力、および電力系統に対する価値も増加する。

系統内の風力発電の導入率と比較した需給調整コストの概要が以前のTask 25 成果報告書で発表されている (Holtinen et al., 2013、Holtinen et al., 2009)。需給調整コストが連系研究であまり重視されなくなっている近年、これらの図表はほとんど更新されず、解析は将来の異なるシナリオについて運用コストと投資コストを示した総系統コストの比較に向かう傾向がある (AIGS, 2008; Mai et al., 2012; IEA, 2014)。

## 6.2.2 電力系統の需給調整に対する風力発電の影響に関する経験

風力発電の導入率が増加しつつある電力系統について、実際の需給調整コストがいくつか記録されている。しかし需給調整エリア間の協力による便益が風力発電による影響を上回ったドイツの例が示すように、系統運用における他の変化は需給調整コストに大きな影響を与える。

イタリアでは、風力および太陽光発電の急速な増加により、アンシラリーサービス市場(ASM)におけるコスト増加が観察されている。これは系統運用者がプログラム

制御のできない風力および太陽光発電の変動性と不確実性の増加に備えるため、また電力市場にディスパッチする火力発電所の数が減少し、アンシラリーサービス市場における再給電(リディスパッチ)なしに予備力マーヅンを利用できる見込みが少なくなることから、これまでより大きな予備力マーヅンを持つようになってきているからである。アンシラリーサービス市場における再給電の量と関連コストはこの数年でほぼ倍増し、2013年には13億ユーロを超えているが、前日市場の電力価格は3分の1近く下がっている(風力および太陽光発電の電力需要に対する導入率はそれぞれ2009年の2%および0.2%から5%と7%に増加)。電力系統に変動再生可能エネルギー電源をより多く受け入れるため、分散型再生可能エネルギー電源のアンシラリーサービス市場への参加などの対策が検討中である。

ドイツでは、2008年以後驚くべきことに、風力および太陽光発電容量がほぼ3倍になっているにも関わらず、需給調整のための予備力は15%、費用は50%も削減されている。これはドイツの4つのTSO間の協力の強化のおかげであり、ドイツにおける全体的需給調整の必要性が減少している(Hirth and Ziegenhagen, 2015)(図33)。変動再生可能エネルギー電源が電力系統の需給調整に与える影響を解析した結果、3つの要因に由来することが明らかになった。すなわち、需給調整のための予備力の要求を増やす原因となる予測誤差、風力および太陽光発電事業者による需給調整サービスの提供、およびインバランス料金によってもたらされる予測向上のインセンティブである。

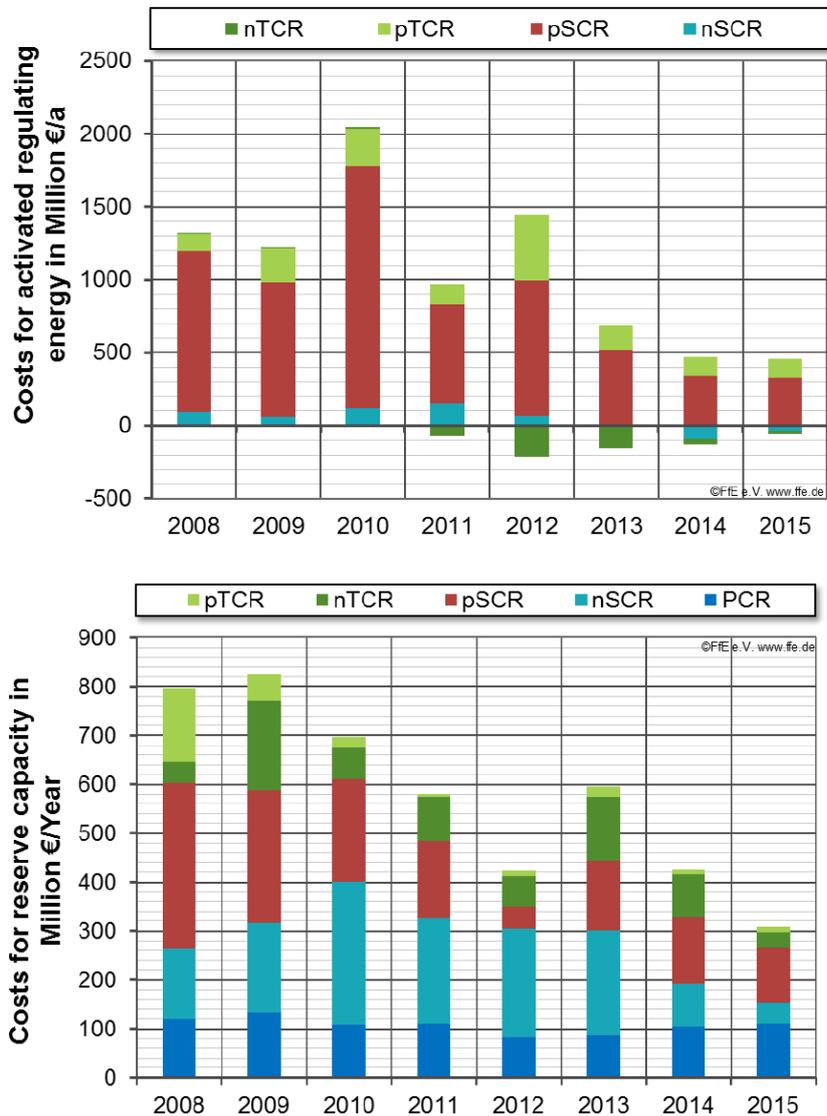


図 33 ドイツにおける短期需給調整コスト—系統運用者間の協力により、風力および太陽光発電が増加しているにも関わらず、減少傾向を示す。PCR は一次、SCR は二次、TCR は三次制御、p はプラス、n はマイナス。応動電力量(上)と予備容量(下)。

### 6.2.3 風力発電の需給調整への参加

2020年に消費電力量の50%以上が風力発電によって賄われるデンマークの系統において、5分間の需給調整モデルを使用し、風力発電を自動発電制御(AGC)に組み込んだときのリアルタイムの有効電力バランスを調べた研究結果が発表されている(Basit et al., 2014)。結果は、風力発電がリアルタイム運用における電力インバランス

を減少させ、有効でコスト効率の高い下方調整を行い、高い出力変化速度により迅速なエリア制御誤差(ACE)遵守を提供できることを示している。

REserviceS プロジェクトでは、風力発電と太陽光発電を周波数予備力に利用することによる影響を解析した。変動電源の導入率が高いときには明確な便益があった(図 34)。すべての風力および太陽光発電所が参加する必要はなく、シミュレーションでは発電所の 4 分の 1 に周波数維持能力がある場合に、十分な周波数応答が達成され、便益が得られた。風力および太陽光発電所の周波数応答は、適切な制御構造と設定を想定すれば、他のタイプの発電所と同じ、あるいはむしろこれを上回ることもある。しかし周波数変化の感知が遅れたときには急速応答が増加し、系統安定度の問題につながる可能性があり、周波数制御に用いるための制御システムの必要性は差し引いてみられることがある (Kiviluoma et al., 2014)。

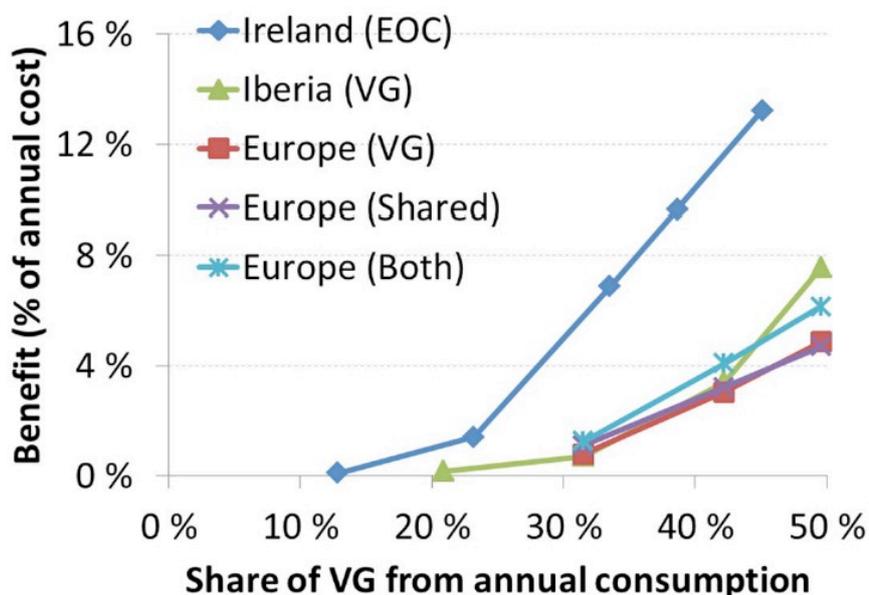


図 34 風力発電と太陽光発電を周波数予備力に統合したときの系統便益(年間運用コストの減少)は、変動再生可能電源の導入率が高くなるほど増加する(出典：ReServiceS D5.5、Kiviluoma et al., 2014 参照)。

#### 6.2.4 電力市場からの風力発電のインバランスコストの経験

風力発電事業者はすでに多くの電力市場において系統運用にかかる余分な需給調整コストを負担し、いくつかの市場では過大になっていることもある。欧州の業界間での協議に基づく、風力発電事業者の需給調整コストは平均 2~3 ユーロ/MWh である (EWEA, 2015)。顕著な例外がいくつかある。高い事例では、風力発電事業者

がアグリゲーターに所属していない場合に、ブルガリアでは 10～24 ユーロ/MWh、ルーマニアでは 8～10 ユーロ/MWh の範囲のインバランス料金を課している。低い事例では、スペインが 1 ユーロ/MWh のインバランス料金を定めている(図 35)。調査した加盟国 18 ヶ国のうち 14 ヶ国では、風力発電事業者はすでに何らかの形で需給調整の責任を負っている。

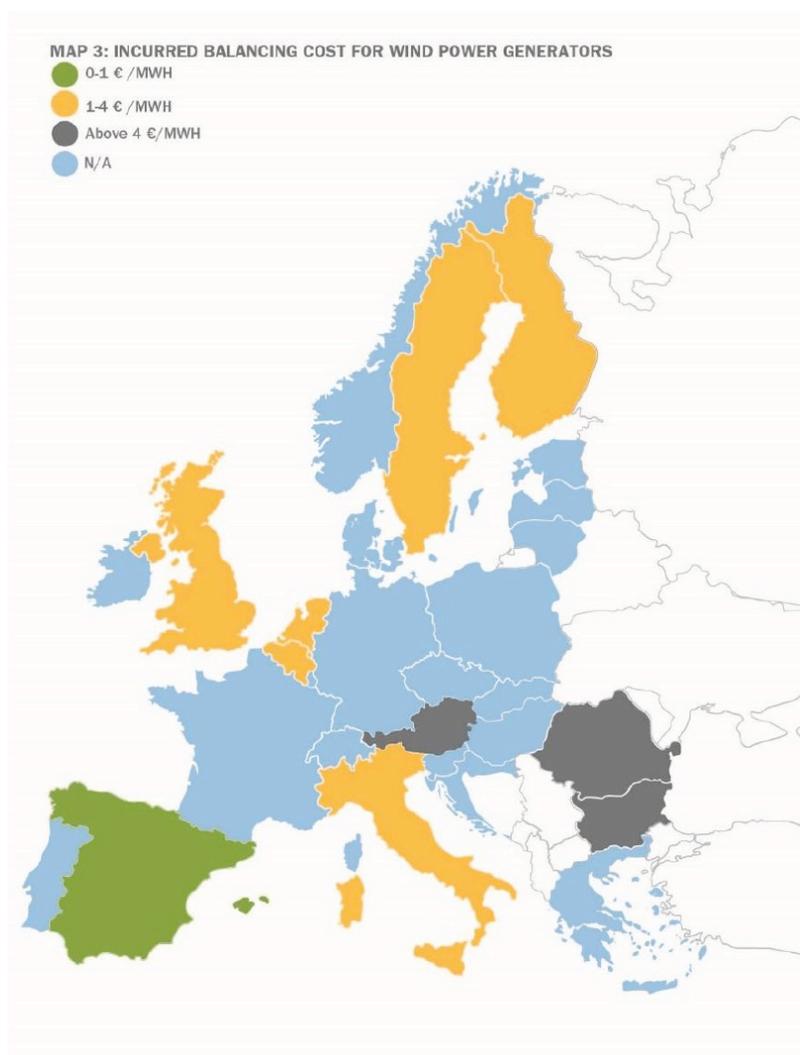


図 35 電力市場における風力発電事業者の予測誤差に起因する需給調整コスト(出典：EWEA, 2015)

前回の Task 25 成果報告書で報告されているように、北欧諸国の風力発電の需給調整コストは全体として中程度のレベルであり、すべての電源で 1～3 ユーロ/MWh である (Holtinen et al., 2012)。フィンランドについては、3 年間のデータを解析した結果、1 つの発電所の需給調整コストが 2～3 ユーロ/MWh となり、24 発電所を集合化すると 1～1.4 ユーロ/MWh にまで低下した。発電所を集合化することにより、需給

調整コストの相対的シェアが最大 60%と大幅に減少する。コストはインバランスに関する価格を決定する需給調整市場(北欧調整電力市場)価格に強く依存する。予測誤差のレベルが変わらなくても、2012年のインバランスコストは2011年より40%も高くなった (Holtinen et al., 2013)。

デンマークでは、風力発電はすでに市場価格に大きな影響を与え、電力系統が発電超過になっているときにはネガティブプライス(マイナス価格)になることもある。風車の多くは、市場価格に関係なくスポット価格に一定額を上乗せされた額で(陸上)、または発電した MWh あたりの固定額で(洋上)、発電助成金が支払われている。これにより、事業者は市場でさらにマイナスの価格(助成額を差し引いた価格)で入札することになる。発電超過状況を緩和するため、Anholt (400MW) のような新しい洋上風力発電所には発電した MWh あたりの固定額を支払われるが、スポット価格がマイナスの場合、返金はない。その代わりに、事業者は発電に対するマイナスのスポット価格を支払わなければならない。洋上風力発電所の多くと、いくつかの陸上風車は、需給調整市場に(下方調整を)入札している。入札価格は通常支払われるはずの発電助成金を差し引いたものと等しい。

### 6.2.5 起動停止の影響と風力発電による排出の削減

米国では、西部風力・太陽光連系研究が第2期(WWSIS2)として継続され、火力発電所の起動停止が連系に与える影響を詳しく調べるための5分毎の経済負荷配分モデルが導入された (Lew et al., 2013a)。WWSIS2 研究では、発電所の起動停止と部分負荷運転のコストに関する詳細情報が開発された。風力および太陽光発電が原因となる起動停止の増加を確実な方法で、また入手可能な最良の情報およびシミュレーションで計算できるようにするため、これらのコストを表すパラメータが発電シミュレーションツールに入力された。

その結果、発電コストは風力および太陽光発電の電源構成により、29.40~30.60ドル/MWh 減少するたことが明らかになった。火力発電所(主にガス火力発電所)の起動停止によって、風力および太陽光発電の発電電力量あたり 0.14~0.16 ドル/MWh の減少となる。このことを図 36 に示す。



図 36 システムの視点から見た場合、起動停止コストは比較的小さい(出典：WWSIS2、Lew et al., 2013 参照)。

このコストはモデリングした発電所群特有の発電特性に強く依存するが、風力／太陽光エネルギーにより達成できる運用コスト削減に対する起動停止コストの百分率は比較的小さいことがわかる。

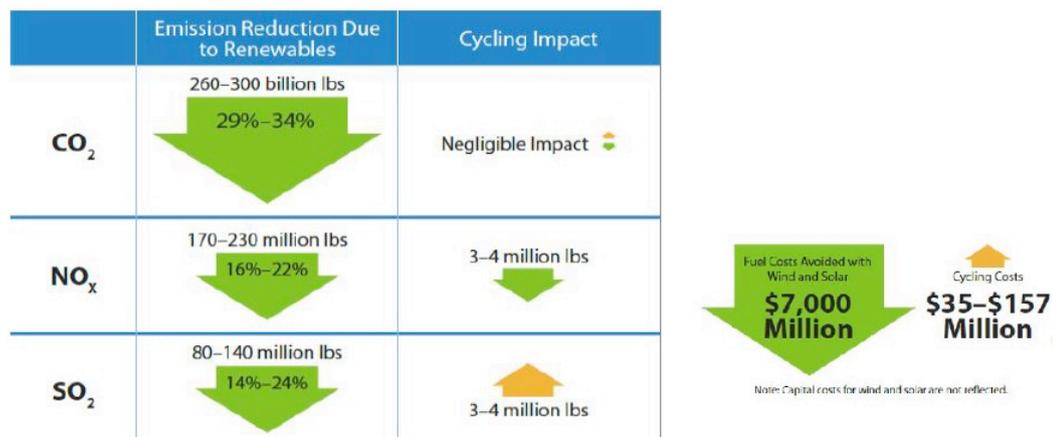


図 37 火力発電所の起動停止を増やすことが排出と需給調整コストに与える影響。システムの視点から見た場合、起動停止コストと排出に対する影響は比較的小さい(出典：WWSIS2、Lew et al., 2013a 参照)。

ミネソタ州では、供給シミュレーションから得られた石炭火力発電の市場約定による起動停止の結果が図 38 に示されている。この図では、石炭火力発電所の運用が電力市場により経済的に決まる場合、風力と太陽光発電導入の増加が起動停止の必要性にどのように影響するかを直接比較することができる。起動停止の必要性はほぼすべての石炭火力発電所で大幅に増加する (MRITS, 2014)。石炭火力発電所の多くはもともとベースロード運転用に設計されているため、起動停止の必要性が増えると発電所の損耗が増え、それに伴いメンテナンス要件も増加する。MISO における多

くの石炭火力発電所は現在、市場による約定を余儀なくされた場合に発生する起動停止のサイクルを回避するため、「マストラン」電源として運転するように発電所所有者によって設計されている。シナリオ S1a と S2a では、MISO のすべての石炭火力発電所が、MISO 内の負荷、風力発電、および太陽光発電の前日予測に基づいて経済的に約定・ディスパッチされる(すなわちマストランではない)と仮定した。発電シミュレーション結果では、経済的な市場シグナルによって以下のように石炭火力発電所にかなりの起動停止が発生することが示されている。

- 小規模石炭火力発電所(定格出力 300MW 未満)では、強制的または計画的停電によるもの以外に、年間さらに 100~200 回の起動停止が増える可能性がある。
- 大規模発電所(300MW 以上)では、年間さらに 20~100 回の起動停止が増える可能性がある。

石炭火力発電所の起動停止サイクルは、時として 2 日以内の停止時間を伴うことがある。ユニットコミットメントのプロセスが変更され、より長期の先渡市場(例えば 3~5 日先など)が使用されるようになれば、石炭火力発電所所有者は、長期間にわたり風力・太陽光発電の出力が大きくなり、低い系統負荷が予測される場合には、市場連動ではない運転を考えるよう運用戦略に変更することができる。先渡市場は、市場の予測期間と一致した風力・太陽光および負荷の長期予測に依存する。このような予測は翌日予測に比べてある程度不正確ではあるが、予測精度はこのようなユニットコミットメントの決定の根拠とするのに十分であると考えられる。

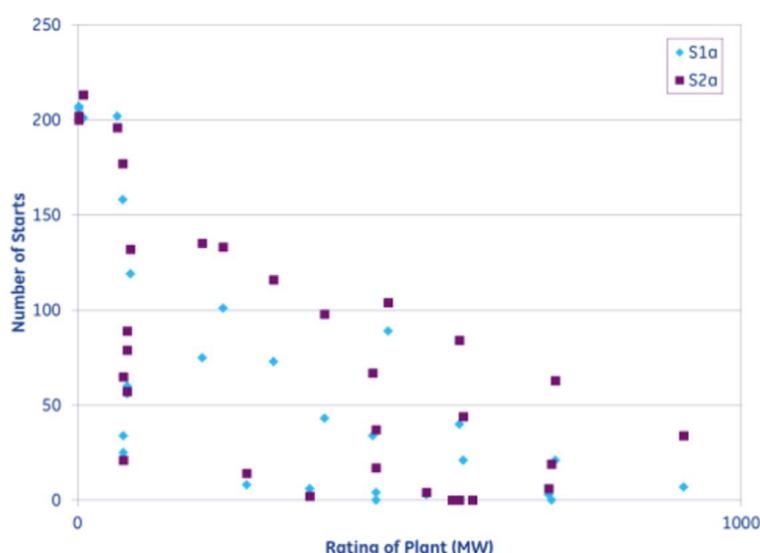


図 38 ミネソタの石炭火力発電所の経済的コミットメントによる年間の起動回数。シナリオ 1a は風力および太陽光発電が 40%、シナリオ 2a は 50%である(出典：MRITS, 2014)。

ミネソタ研究のシナリオ S1 と S2 では、ほぼすべての石炭火力発電所が現在と同様に運転を継続すると仮定され、年間を通じて系統に並列されており(計画的メンテナンス期間を除く)、市場価格が低い時期にも運転停止されない。これらのシナリオの結果から、ミネソタ中央地域の全体的運用に若干の与える影響えながら石炭火力発電所がマストラン状態で維持されてしまう可能性があることが確認された。石炭火力発電所の所有者は、風力および太陽光発電導入率の上昇に伴う起動停止増加の悪影響を回避するため、マストランを継続することを選択できてしまう。その場合、電力価格が発電所の損益分岐点を下回ったときには、ある程度の追加的な運用コストを招くことになる。風力発電の出力抑制も、石炭火力発電所が経済的な市場での約定の場合に比べ、約 0.5%増加すると考えられる。

風力発電による CO<sub>2</sub> 排出削減のさまざまな方法論による計算方法が (Holtinen et al., 2015)に示されている。過去のデータに基づく計算値は、ディスパッチシミュレーションに基づいたものに比べ、方法論に多くの落とし穴がある。近接エリアとの間の電力取引を考慮することは、どの手法においても難しい。CO<sub>2</sub> 排出量削減の結果がいくつかの国について示されている。風力発電は、主にガス火力を代替した場合には排出量を約 0.3~0.4 MtCO<sub>2</sub>/MWh、主に石炭火力発電を代替した場合には最大で 0.7 MtCO<sub>2</sub>/MWh 削減することができる(図 39)。

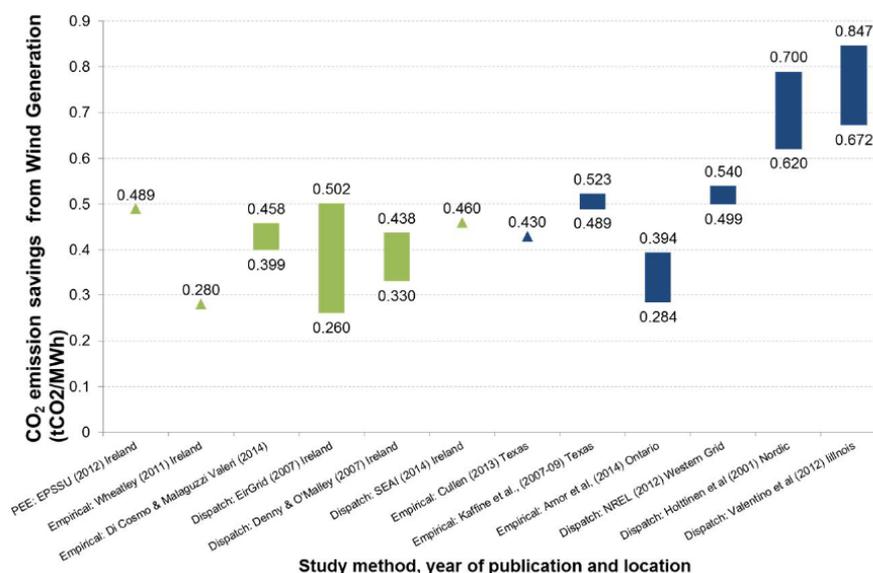


図 39 風力発電による排出量削減の比較。ガス火力発電が支配的である電力システムを代替した場合には緑で表示し、石炭火力発電が支配的である電力システムを代替した場合と比較した(青)。(出典 : Holtinen et al., 2015)

## 6.3 運用慣行

風力発電の導入率が高い場合の電力系統の運用経験はすでに存在する。単一の需給調整エリアではなく、広いエリアで需給調整を行うことは、風力連系の一つのポイントである。需給調整資源の国際共有を行う進化する市場はその一例であり、第6.3.2項で詳細に述べる。

### 6.3.1 電力系統運用における風力発電管理の経験

Ackermann et al., 2015; Söder et al., 2012; Holttinen et al., 2011; Söder et al., 2007 では、系統内で瞬間的に風力発電の導入率が高くなったときの対応の経験が報告されている。系統運用者のコントロールルームで風力発電の最新予測とオンライン情報を利用することは風力連系にとって重要な要素であり、現在風力発電の導入率がかなり高い電力系統で用いられている。

デンマークは年間 75 時間近く発生する瞬時導入率 100%以上の状況を、ノルウェーおよびスウェーデンの近隣国に輸出することで管理している。ポルトガルでは、2015 年に初めて風力発電の瞬時導入率が 100%を超える状況が発生し、輸出および揚水発電所における揚水動力を増やすことで対処された(図 40)。

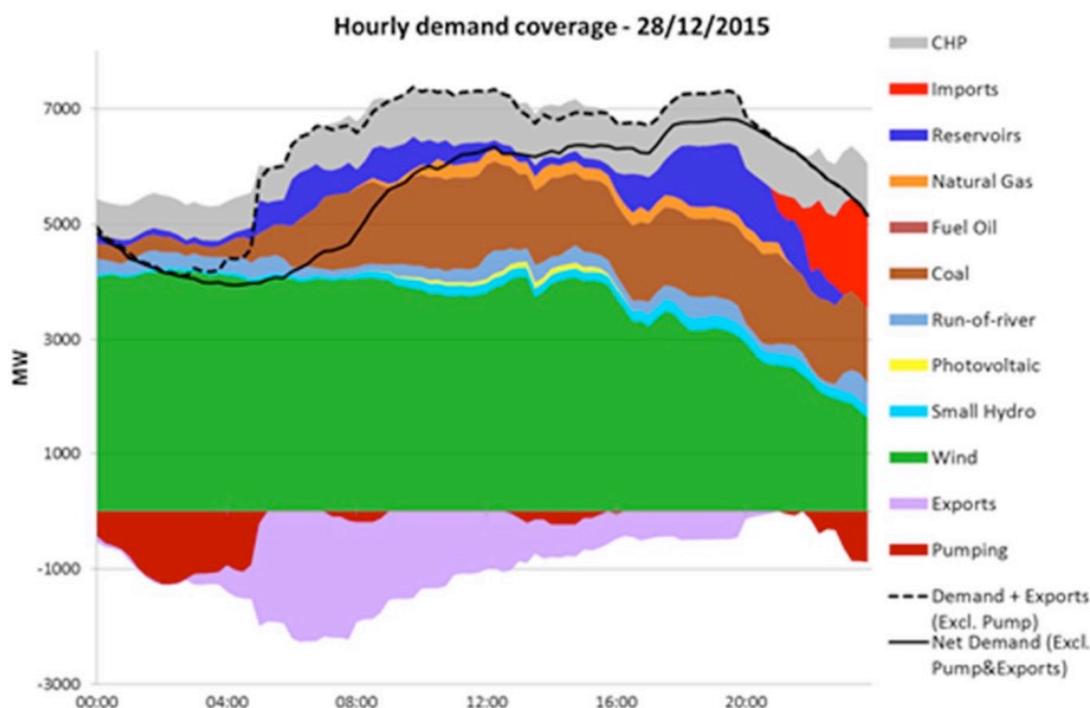


図 40 ポルトガルにおいて夜間の数時間、風力発電出力が消費電力を上回った事象。

スペインでは、系統運用者は再生可能エネルギー制御センター (CECRE) の機能により、**重大な状況で風力発電を出力抑制する可能性**を利用している(Ackermann et al., 2015)。アイルランドでは、周波数および動的安定度に対する懸念から、系統運用者である EirGrid は**非同期電源**(風力発電と HVDC 送電線による輸入の和)の**瞬時導入率を制限**している。EirGrid は風力発電の瞬時導入率 50%を十分管理できるようになったため、制限値は需要プラス輸出の 55%に引き上げられている。この制限値は、いくつかの是正措置が実施される 2020 年までに最大 75%にまで段階的に引き上げられると見られている。是正措置には、新たなアンシラリーサービス商品や、新たなグリッドコード要件、たとえば周波数変化率 1 Hz/s まではすべての電源が同期性を維持しなければならないという要件の強化などがある。2014 年 11 月以来、EirGrid は系統上で最低 20,000 MW の慣性を確保するための運用上の制約も強化している。

電力系統上の計画外潮流の増加に関連する問題は、風力および太陽光発電に関係することが多い。**中欧のループ潮流・迂回潮流**、およびこの問題に対応するため用いられる可能性のある対策の市場への影響が調べられた(Thema consulting, 2013)。迂回潮流の根本原因となる要因の 1 つは、不十分な価格シグナルである。市場価格は物理的系統を正確には反映せず、ビiddingゾーン内の混雑を十分考慮していない。根本原因の 2 つめはエネルギー・インバランスの増加であり、変動再生可能エネルギー電源の導入率が増え続けることにより、エネルギーシステム、そして送電系統の供給と負荷の再設定が必要になる。提案されている緩和策には、価格シグナルを向上させるためのビiddingゾーンの限界設定、ビiddingゾーンの限界設定に伴う「フローベースの市場結合(FBMC)」の施行、そして最後に長期的対策としてより協調的な系統開発である。さらに協力と補償のための二国間または地域間のしくみもコスト配分に対処するためのツールとなる可能性があり、政策決定者はフローベースの市場結合で直接対処できない迂回潮流に関連した便益を考慮することが望ましい。

**風力発電による系統サービスの提供**に関する最初の試行が始まっている。いわゆるアンシラリーサービスである。風力発電所は下方予備力により超過周波数の状況に有効に関与することができる。不足周波数の場合、部分負荷運転されていない限りはその能力はそれほど大きくない。風力発電を周波数応答に活用することにより、多くの火力および水力発電所を閉鎖することができ、燃料や水の利用量を減らすことができる。イタリアでは、高圧系統に接続された発電所について、必要な通信および制御システムにおいて下方三次予備力と下方需給調整サービスを低コストで提供できるようにするための研究が行われている。自動周波数制御(AFC)の技術的可能性が、デンマーク(Horns Rev 洋上風力発電所において)および EU プロジェクト TWENTIES の送電レベルでの周波数と電圧維持の実証実験(スペイン)において試験されている。

デンマークでは手動で応動する周波数維持サービスが需給調整市場(北欧需給調整市場)で用いられることが時々ある。風力発電所は需給調整市場で下方調整に入札し、時にはその入札が用いられる。需給調整市場で有効となった 20 MW の入札により、時間あたり 100 MW の計画がインバランス精算では 80 MW として扱われることになる。

風力発電が自動周波数制御を提供する例は、米国コロラド公営サービス Xcel/Public Service (PSCO)の需給調整エリアで見られる。2014 年に、PSCO はかなり小規模(ピーク時 7 GW)なその系統内において、風力発電の導入率が 19%、太陽光は 1%であった。2014 年 10 月に全時間の 6%の時間帯で風力は負荷の 50%以上を供給し、2013 年 5 月 24 日には午前 1 時と 2 時の間にピークの 60%に達した。負荷が低く風力が大きい夜間には、PSCO は石炭火力発電所を大幅に起動停止するか、または風力発電の出力を抑制するかを決定しなければならない。風力発電の出力抑制には 2 つの便益がある。石炭火力発電の起動停止を減らすことにより低頻度だが影響の大きい潜在的な事象を回避し、また抑制された風力発電は上方予備力を提供することができる。出力抑制はブロック抑制により手動で行うことができる。これは風力発電の出力を決められた量だけ一定時間削減する方法である。風の強い夜間における 200 MW の出力抑制の例を図 41 に示したが、これは風力発電所を自動発電制御モードにした場合である。地域のインバランスを定められた限度内に維持するため、状況に応じた出力の上下の調節が午前 6 時まで行われた。

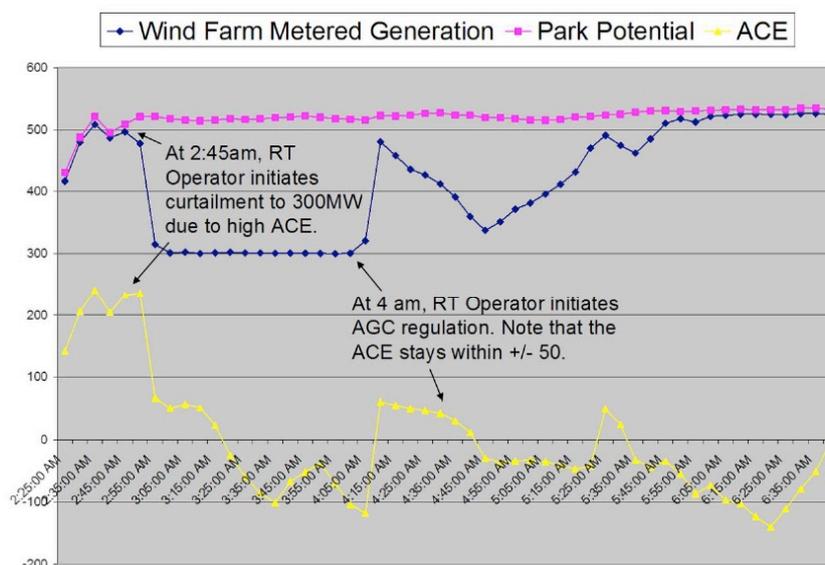


図 41 コロラドの風力発電所において、系統のエリア制御誤差(ACE)をゼロ近くに維持するため高速周波数応答(自動発電制御、AGC)を行った運用経験

ドイツの実証試験では、再生可能エネルギー源が技術的にはすでに制御予備力を提供できる状態にあるのに、現状では需給調整市場の枠組みの条件により、再生可能エネルギー源が実際にその能力を提供することが妨げられていることが明らかになった。入札公示期間や実供給までの時間がより短時間であれば、供給可能容量が実供給まで数時間あるいはほぼ 1 日でしか予測できない太陽光発電と風力発電も需給調整市場に参加することができる。また制御予備力の供給量の検証は、風車や太陽光システムの実際の「利用可能な有効電力」に基づくことが望ましい。仮に変動電源事業者が既存事業者のように制御予備力を提供しなければならないのであれば、彼らも定められた期間に一定の値を出力しなければならないことになる。これは、変動電源事業者が一定レベルまで出力を減少させ、潜在的な発電電力量の多くを捨てなければならないというデメリットがあるだけでなく、発電者と負荷との間の相補的効果が利用できないことを意味する (Fraunhofer IWES et al., 2014)。

### 6.3.2 風力発電の電力市場への統合

風力発電の電力市場への統合は、良好な実績のある系統運用の慣行の一つである。欧州では、需給調整市場の統合や予備力の取引・共有を行えば、年間 30 億ユーロ規模の運用コスト節減と必要とする予備力の削減(最大で 40%減)が可能となる。さらにこのような取引による毎年の便益は、IT および関連システム実装のための「1 回限り」のコストより少なくとも一桁大きい (MottMacDonald & Sweco, 2013)。

米国テキサスでは、風力発電は持続的な予報による 5 分間ディスパッチに組み込まれている。これにより系統運用者である ERCOT は、5 分間ディスパッチによってディスパッチされた電源に内在する柔軟性を用いて変動性を管理することができる。予測誤差による不確実性は、5 分間のディスパッチ時間内の調整と、時々使用される 30 分の予備力で対応される。また ERCOT は 2010 年 12 月にノード制市場を施行した。その市場は、8,000 以上のノードからなる電源の地点別限界価格(LMP)、前日のエネルギー(電力量)市場およびアンシラリーサービス市場を共に最適化した市場、前日および時間別信頼度によるユニットコミットメント、および混雑収入権を特徴とする。それ以来、それまでのゾーン制市場に比べ、増加する風力発電容量をはるかに簡単に連系できるようになり、2014 年末時点での風力発電設備容量は 12,000 MW を超えた。

米国西部のエネルギー・インバランス市場 (EIM) の潜在的影響は、再生可能エネルギーによる変動電源の導入率上昇に合わせた地域市場設計の変化の一例である (<https://www.caiso.com/informed/Pages/EIMOverview/Default.aspx>)。Milligan et al.(2014) では、ほぼ完全な連系系統から既存の地域送電計画機関の周囲に構築された 3 つの異なる EIM に至るまでの範囲でのさまざまな市場参加レベルで構成された複数の

EIM シナリオが、1 時間未満の単位で詳細に解析されている。図 42 は、EIM がある場合(右)とない場合(左)の連系系統の米国部分の「温度分布図」を表している。予想された通り、より大きな市場ができると効率性が上昇する。なぜなら、特定の需給調整エリアの外に安価な供給源が（少なくとも時々）存在することがあるからであり、それは EIM を通じてしか評価できないからである。この研究の後に CAISO と PacifiCorp は、CAISO が運用を担当し、利害と参加をもとに多くの参加者に合わせて拡張可能な EIM の創設を発表した。2015 年には NV Energy が参入した。2016 年には Puget Sound Energy と Arizona Public Service が参入する予定であり、さらに 2017 年には Portland General Electric が、また 2018 年には Idaho Power が続くことになっている。

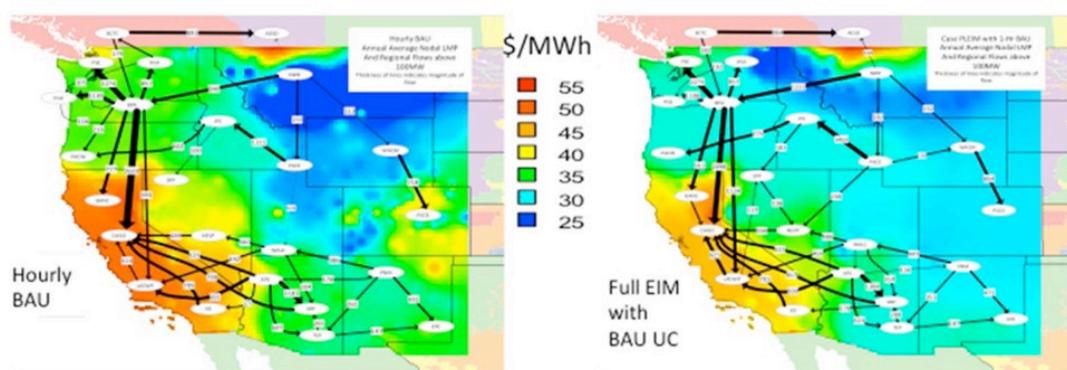


図 42 EIM 解析結果から、複数の需給調整エリアの需給調整供給源を組み合わせることにより、需給調整コストは多くのエリアで削減できることがわかる。需給調整コストが極めて低い地域(濃い青)だけは供給源の共有によりわずかにコストが増加する(出典： Milligan et al., 2014)。

アイルランドでは、I-SEM と呼ばれる EU 目標モデルに適合した新たな電力市場の詳細な設計規則を現在開発中である。この市場構造は、大量の再生可能エネルギーによる系統運用に適している (EirGrid, 2015b)。風力発電に影響を与える新たな市場構造の主な特徴には以下のものが挙げられる。

- 変動再生可能エネルギー(主に風力)のインバランスを管理するための経済的ディスパッチを可能にする前日市場およびそれに続く当日需給調整市場
- アンシラリーサービス市場：EirGrid は DS3 プログラム(安全で持続可能な電力系統の提供)のもとで、出力変化対応サービスの提供に関する支払や高速周波数応答など、周波数制御に関連した新しいアンシラリーサービス商品について意見を求めているところである。風力発電の中には、

疑似慣性応答の提供を通じて高速周波数応答サービスに貢献できるものがあると見込まれている (EirGrid, 2015b)。

- 2018 年からは系統レベルでの変動再生可能エネルギー電源の出力抑制に対する補償がなくなる(送電混雑に係るものを除く)。

さまざまな市場設計の方法により、風力発電の連系をうまく向上させることができる。方法論の違いを調べ、有効なものとそうでないものを理解し、再生可能エネルギー電源の導入率が上昇し続ける中で常に新たに改善された方法論を求め続けることにより学べることが多い (Smith et al., 2014)。再生可能エネルギーの系統連系という文脈において、電源アデカシー、運用の柔軟性、および送電能力の現状の比較から、米国と欧州の間には多くの共通する分野があることがわかるが、以下のように異なる点もいくつかある (Smith et al., 2014)。

1. 限界費用が低い再生可能電源の系統への連系は、米国と欧州で容量アデカシーを確保するための多くの方法論、例えばエネルギーオンリー市場 (kWh 市場のみ)、容量市場、あるいは規制による容量計画予備力マージン要件が関わる混合的方法論などの原動力となっている。米国と欧州の市場は、この点では類似しているが、この問題に対処する必要性は欧州のほうが急を要する。
2. 運用の柔軟性はいくつかの要因から生じる。一つは、EU が市場統合の理念で試みているように、また米国において需給調整エリアの物理的および仮想的な統合が起きているように、より広域のエリアにわたるディスパッチの最適化である。地理的多様性と資源の多様性が増えれば、リアルタイム運用で再生可能エネルギー電源を管理するのに役立つ。もう一つは、予備力を利用して極値的な事象に対処しつつ、電力量と予備力を共に最適化することにより、(米国のいくつかの独立系統運用者や地域送電運用者などが行っているように、風力発電を 5 分間ディスパッチに含めることによって)ディスパッチプロセスにおける出力変化対応能力を活用することである。性能を向上させるためのさらに厳格なグリッドコードやデマンドサイドの参加などの新しい対策も見られるようになっている。
3. 送電系統の構築とコスト配分のための政策は、再生可能エネルギー電源の連系のためには明らかに必要である。EU にはそのためのシステムがすでに構築されており、米国もその方向に向けて動き出している。

風力発電の不確実性と電力価格を考慮したときの発電事業者の市場参加は、2 段階の適応ロバスト最適化により可能となる。異なる市場(電力プール市場、先渡市場、当日市場など)に入札することにより、入札者の利益は最大化される (Lopes et al.,

2013b; Lopes & Algarvio, 2014)。風力発電の不確実性とや電力プールにおける価格のボラティリティをヘッジするための契約のレベルとの関係は、把握することが可能である(Lima et al., 2015)。

## 6.4 デマンドサイドの柔軟性

IEA Task 25 参加者のある論文では、デマンドサイドの柔軟性が風力および太陽光発電の変動性を緩和するのにどのように利用されているかに関する文献のレビューが行われ (Nolan et al., 2014)、ここでは便益を生み出す主な分野が4つ特定されている。エネルギーの裁定取引、アンシラリーサービスの提供、発電アデカシーへの貢献と送電網への投資の先送り、および全体的なシステムコストの削減である。現在デマンドレスポンスが電力市場やアンシラリーサービスに全面的に参加することを妨げている障壁もいくつか特定された。

日本では、青森(東北北部)の地元消費者が使用するヒートポンプ温水暖房機3台の電力消費量を制御する実証プロジェクトが実施された。ヒートポンプ温水暖房機の総電力消費量は、電力システムの周波数の上下動とともに増減することが示された。しかしながら、制御盤では毎秒周波数を測定し、閾値を超えたときにはただちに制御信号を送っていたにも関わらず (Kondoh et al., 2013b)、ヒートポンプ温水暖房機の電力消費量の変化はオン・オフ信号から数十秒遅れた(Kondoh et al., 2013a)。

英国では、(Aunedi et al., 2014)に紹介された解析において、デマンドサイドのスマート技術(電気自動車、ヒートポンプ、工業的および商業的デマンドレスポンスと使用の動的な時間帯別料金設定など)がグレートブリテン島の2030年および2050年の電力システムへの風力発電のコスト効率の高い連系を可能にすることが示されている。

ドイツでは、デマンドサイドマネジメント(DSM)が風力および太陽光発電連系の柔軟性を高める有望な選択肢と見られている。Agora 研究(Agora, 2013)では、ドイツ南部における DSM の工業分野におけるポテンシャルが、少なくとも850 MWで1~2時間分あると計算されている。ドイツにおける DSM 方策のコスト評価が行われ (Gruber, 2014)、低い限界費用(20ユーロ/MWh未満)で約3,500 MWが利用可能であることが明らかになっている。電力集約型プロセスによる負荷制限のポテンシャルは約4,800 MWであるが、限界費用は100~500ユーロ/MWhとかなり高くなる。

## 6.5 エネルギー貯蔵

エネルギー貯蔵の選択肢は、負荷と発電の需給バランスを調整するためのシステムレベルのツールとして、連系研究において研究されている。Task 25 のまとめが (Estanqueiro et al., 2012) に発表されている。

### 6.5.1 電力貯蔵

イタリアでは、2011年にイタリアの送電系統運用者 Terna が、再生可能エネルギーの系統連系、および電気化学的エネルギー貯蔵発電所によるアンシラリーサービス提供の可能性に関する能力と制約を試験するための実証プロジェクト実施を促進した。国の規制機関により正式に認定されている実証プロジェクトの主な目的は、さまざまな技術を使用した一連のエネルギー貯蔵発電所を設計・建設・運用し、この技術の大規模導入によるイタリアの電力系統に対する有効な便益を評価することであった。2014年、実証プロジェクトは複数の施設に所在する5箇所の異なる発電所で実施された。そのうちイタリア南部に所在する3箇所は、NaS(ナトリウム・硫黄)電池を使用し、エネルギー/電力比約8時間を特徴とする「エネルギー集約型」プロジェクト(35 MW)専用で、残りは1箇所がサルディニア島(8 MW)に、もう1箇所がシチリア島(8 MW)にある。後の2箇所は「電力集約型」と定義される。SoNick(ナトリウム・ニッケル)電池およびリチウム電池を使用し、エネルギー/電力比約0.5~4時間を特徴とするからである。「エネルギー集約型」プロジェクトは、風力発電所により作られ、現在は利用されていないエネルギーである数百GWhもの電力量を回収することができる。これは国全体にとって大きな節約となり、またCO<sub>2</sub>排出を大幅に減らすため環境に対する便益にもなる。「電力集約型」プロジェクトの成果の中で最も重要なものの一つは、極めて高速の有効電力応答に関連した高い性能が示されていることであり、特に周波数抑制予備力(FCR)、疑似慣性、および系統保護計画の特別保護スキーム(SPS: Special Protection Scheme)への統合に有効である。

ポルトガルでは、電気自動車(EV)が静的(三次)予備力と運転予備力に与える影響が評価された。可制御でない充電とスマート充電のどちらも負荷需要を増やすが、時間帯が異なる。電気自動車のシェアが11%のときに未利用電力量(EENS)指数がいくらか上昇したが、十分な静的予備力が得られた。運転予備力に対する影響はさらに大きかった。電気自動車を使って二次予備力を増やす可能性は、電気自動車のないシナリオと比較した場合には有益だと考えられる (Madureira, 2012)。

揚水発電と電気自動車の貯蔵システムについて、風力および流れ込み式水力発電が過剰になったときに送電系統運用者を支援できる可能性が評価されている (Mateus, 2011; Mateus & Estanqueiro, 2012)。電気自動車の分散貯蔵に基づく調整は、ディスパッチ可能でない発電所群による発電超過の吸収にある程度貢献するが、電気自動車はそれほど貢献しない可能性がある。2020年について調べた3つのシナリオにおける最大余剰電力は2020年に計画されている揚水発電の設備容量を上回らないからである。

アイルランドでは、電力貯蔵価値に関する最近の研究 (O'Dwyer & Flinn, 2013) において、設備貯蔵容量、電力貯蔵量、系統連系のレベル、および風力の設備容量の

さまざまな組み合わせが調べられた(図 43)。主な結論は以下の通りである。

- 発電容量(MW)は、電力貯蔵量(MWh)より電力貯蔵価値に対する影響がはるかに大きい。
- 調査したすべてのシナリオにおいて、電力貯蔵による年間の運転コスト節減は、最大で設備容量 300 MW までについて、年換算の資本コストを上回った。
- 系統連系を増やすと貯蔵と類似した便益が生じるため、その価値を減少させる。
- 風力発電出力抑制の削減(2020 年にベース風力発電シナリオについて最大で 385 GW)は、貯蔵設備のサイズとともにほぼ線形に上昇する。
- コスト節減は電力貯蔵設備の柔軟性により推進され、電力貯蔵設備を広く使用して予備力を供給することにより、従来型発電所の始動コストを減らして負荷効率を高め、より効率的な系統運用を可能にする。

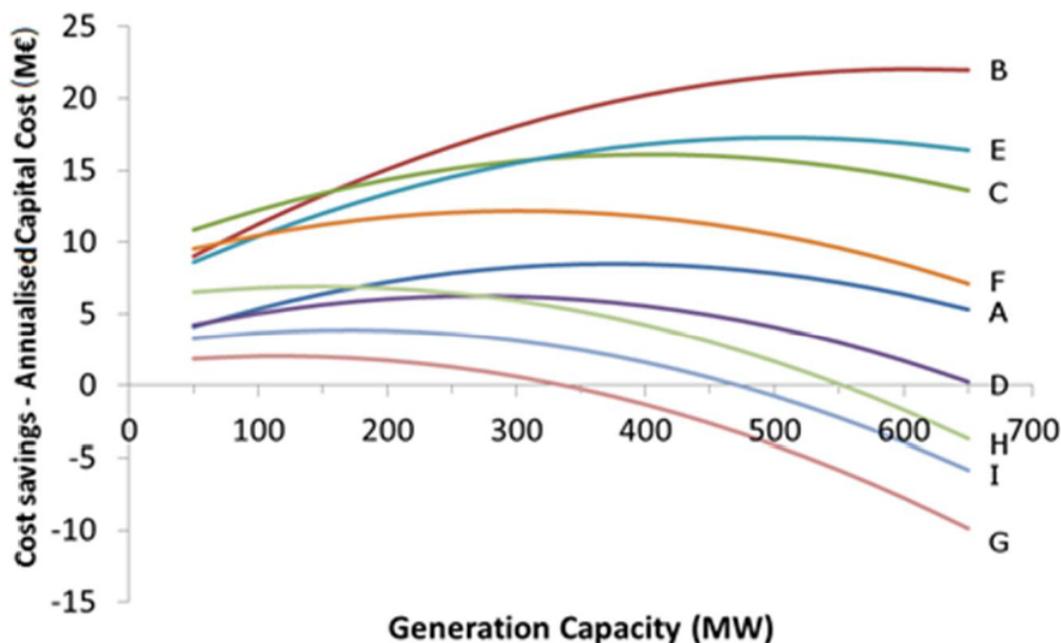


図 43 2025 年にアイルランドの揚水発電容量を増やした際の揚水発電所の便益。シナリオ A から I は、貯蔵の規模(2 時間と 10 時間)、風力発電の設備容量および瞬時導入率の限度(50%ないし 75%)の異なる組み合わせである。最もコスト効率が高いのは、2 時間のみの貯蔵の場合(風力発電の出力が大きい場合の B と中程度の場合の E)である。

米国では、コロラド州に本拠を置く試験系統において、コロラド公営系統とコロ

ラド=ミズーリ西部エリアの需給調整エリアを組み合わせたときの貯蔵価値(単位貯蔵容量あたりの金額)が推定されている (Denholm et al., 2013)。研究では風力および太陽光発電導入率に 11%が用いられている。モデリングは PLEXOS 発電シミュレーションモデルで行われ、複数の貯蔵シナリオが考慮された。ケースごとに、当該貯蔵シナリオにより可能となる系統運用コストの削減として貯蔵価値が計算された。貯蔵価値は、電力サービス提供、および調整予備力と瞬時/緊急時予備力供給について計算されている。これらの関数を別々にモデリングし、貯蔵の個々の貢献を別々に測定できるようになっている。さらに、電力と予備力の両方に関する貯蔵の組み合わせの例が解析され、出力変化による制約がなく、充放電効率 75%、フル出力で 8 時間の容量を持つ 300 MW の電力貯蔵プラントが用られた。予備力だけのモデリングでは、出力変化の制約がない 100 MW の設備が用られている。その理由は、電力貯蔵設備の効率は 100%ではなく、たとえ調整モードであってもエネルギーを消費するからである。貯蔵設備の規模を変えることにより、その数値が導入率の関数としてどのように変化するか調べるためのパラメータとした。電力のみのシミュレーション結果を図 44 に示す。

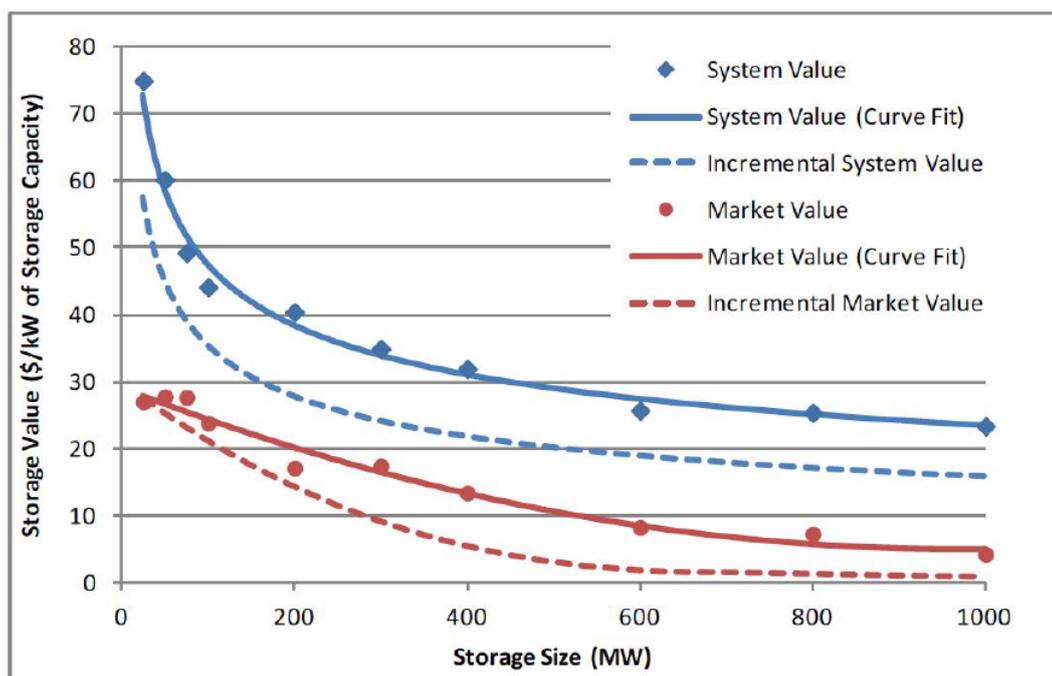


図 44 系統価値(発電コストの削減)および市場価値(貯蔵設備が市場で獲得することが期待できる収入)としての貯蔵価値。漸増曲線は追加の(増分)貯蔵による影響を、価値曲線は貯蔵の決められたレベルに対する総価値を表す。

全体として見た場合、電源としての貯蔵には価値があることがわかる。ただしこ

の価値は比較的低い。これは電力貯蔵が従来型発電所のディスパッチなどの代替サービスと競合するからである。

### 6.5.2 水力発電における貯蔵

水力は最も柔軟性の高い電源である。柔軟性の高い水力発電の多い系統は、風力や太陽光のような変動電源の連系を行いやすくする可能性がある。しかし川の水流や貯水池の水位を許容限度内に維持しながら中長期的安定供給を確保するという運用上の制約がある。利用可能で有効な水力発電の柔軟性とその貯蔵価値を正しく評価するためには、水力発電の詳細な評価が不可欠である。気象に依存する水循環に伴う不確実性、水力発電系統に対する規制上の制約、およびエリア内の負荷や変動電源(風力と太陽光)の不確実性により、この評価は複雑である。そのため、水力発電と他の変動再生可能エネルギーの導入率が高い電力系統との基本的相互作用をすべて適切にモデリングする必要がある (Huertas Hernando et al., 2016)。

水力発電は、デンマーク(北欧市場を通じて)、スペイン、およびポルトガルの風力発電連系においてすでに重要な役割を果たしている。米国では北西太平洋地域における水力発電の重要性が認識されているが、このエリアの貯水池は、しばしば発電より優先される複数の目的に利用され、水力発電の柔軟性の便益評価が複雑になることが多い (Huertas Hernando et al., 2016)。より詳細なモデル(Riverware)を使用した水力発電所のシミュレーション結果が、PLEXOS モデルによる電力系統シミュレーションに含まれる一般的で単純化された仮定と比較された(Ibanez et al., 2014)。RiverWare で示されたように、水力発電の高い柔軟性のおかげで電力系統に対する有意な便益があった。

- 従来(BAU)シナリオのもとでは、総発電コストは2%減少した。
- 風力が高いシナリオでは変動電源の抑制電力量が16%削減され、総発電コストは0.6%減少した。
- BAUでも風力が高いシナリオでも、限界価格の極端なスパイクは減少した。

ノルウェーでは、貯水池の管理と水力発電が、それぞれ2010年と2030年の風力導入率が低いシナリオと高いシナリオで比較されている (Farahmand et al., 2015)。水力発電の長期計画を考慮した確率動的計画に基づき、貯水池に貯蔵された水力発電電力の戦略的利用の試算が行われた。図は75気候年に基づく数値のパーセンタイル値を表す。2010年には、貯水池の扱いは北欧諸国の特徴を顕著に示し、冬季と早春は枯渇し、その他の季節には充填された。2030年の未来のシナリオにおける貯水池の扱いは、貯水池の水位が全般的に高くなっている一方で、長期的な貯水池の貯蔵能力の利用は少なくなっている(図45)。これは貯水池処理のパーセンタイル値がよ

り拡散し平坦になっていることを意味している。また貯水池の利用が長期的観点から短期的観点へと変化したことも示している。

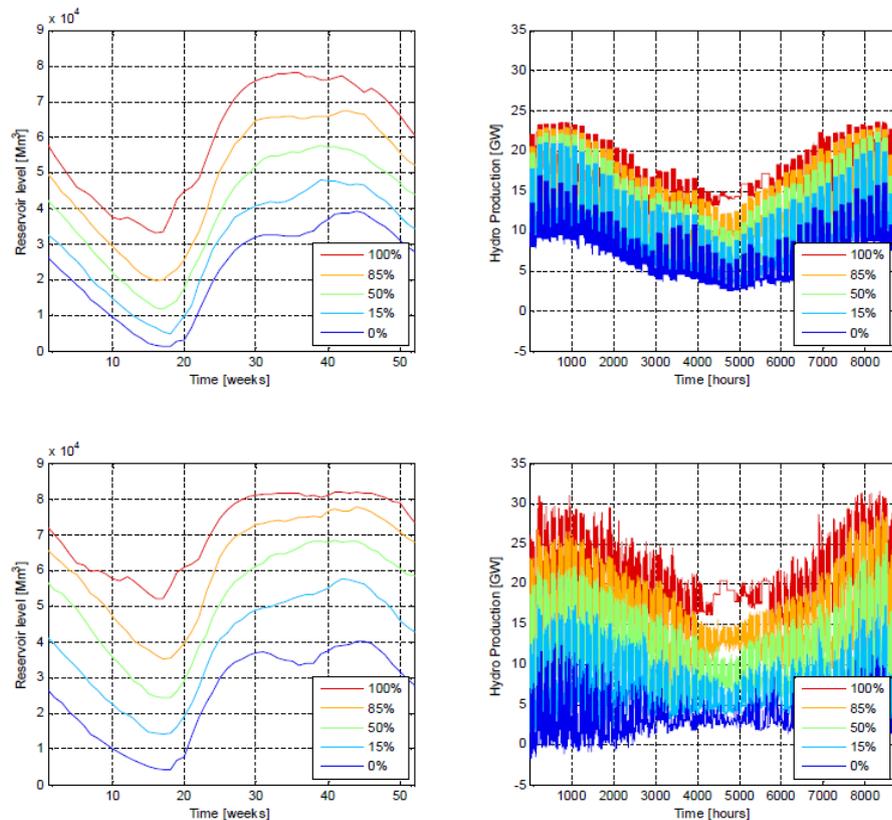


図 45 2010 年と風力発電が導入された 2030 年の水力発電所貯水池水位(左)と水力発電出力 (右)。図は 75 年間のパーセンタイル値を示す(平均 50%、多雨年 100%、渇水年 0%)。

ノルウェーの系統における揚水戦略と北海周辺の陸上および洋上風力発電の変動の相関が TWENTIES プロジェクトで調べられている (Farahmand et al., 2013)。メッシュ構造のオフショアグリッドを流れる潮流も、欧州大陸と英国の陸上系統の制約に強く影響される。これは風力および水力発電の最適利用を損なう。揚水発電所は系統の制約の増加に伴って増える。これは欧州大陸における混雑と風力発電により増加した柔軟性のニーズを反映している。

水力発電に関連したモデリングの難しさは (Huertas Hernando et al., 2016) で論じられている。

### 6.5.3 熱およびガスの貯蔵

熱供給・熱利用による柔軟性利用の可能性が、フィンランド規模の将来の電力系統において研究されている (Kiviluoma, 2013)。熱による手段は、風力発電の系統連系に柔軟性を提供するという点において、スマート充電電気自動車より顕著に優れている。確率論的ユニットコミットメントモデル(WILMAR)と発電計画モデル(Balmorel)による解析が行われた。電気ボイラーは、風力発電の出力が多く電力需要が少ないときに余剰電力を吸収し、コージェネレーション(熱電併給、コジェネ)設備の停止を可能にする。熱貯蔵は熱供給を早めたり先送りすることができるため、電気ボイラーとコージェネ設備の運転に影響を与える。ある解析シナリオでは、熱による手段が利用できることにより、コスト最適な風力発電の導入率が 35%から 47%に増加する。

中国では、20%を超える出力抑制レベルを経験しているが、これは主に柔軟性の低いコージェネプラントの容量が大きいためである。蓄熱と電気ボイラーの使用により、中国北部電力系統に柔軟性を提供できる可能性が、清華大学とアイルランド国立大学ダブリン校(UCD)の共同研究により研究されている (Chen et al., 2015)。調査された試験系統では、電気ボイラーを使用することによりこのエリアの出力抑制率を 34.9%から 5.6%にまで削減でき、ボイラーの使用は蓄熱より風力発電の出力抑制の提言に効果的であることが示された。しかし蓄熱により最も経済的な便益を得られることができる。両者の技術を利用することにより、最大の長期的便益が得られることが明らかになった。

デンマークの高い風力発電目標では、第 7 章で述べるように、電気・ガス・熱の各部門間でのエネルギーシステムの統合が必要である。

## 7. 現状を打破する ～再生可能エネルギー導入率 40%以上を達成するための連系研究

風力発電が年間電力消費の 40%以上を占める場合を研究した最近の風力連系研究概要をここに紹介する。

### 7.1 デンマーク

デンマークは2020年までに総エネルギー消費量の30%を再生可能エネルギーにすることを目指しており、その結果2020年には風力エネルギーが電力需要の50%を満たすと推定されている。さらにデンマークの政策的エネルギー目標では、2050年までにいかなる化石燃料の使用も停止するとしている。2014年の風力発電の導入率は40%であり、これはすでにデンマークの系統にとって、一方では柔軟性のニーズに関連して、また他方では重要な系統サービスを提供する発電所を市場から追い出すことにより、大きな挑戦となっている。

幅広い系統解析方法と新たな市場設計の取決めにより、より高い柔軟性と系統に必要な系統サービス(慣性、短絡容量、ブラックスタート能力、電圧制御、動的電圧支持、および系統変動、および系統動揺の減衰など)の提供を奨励することが必要になると考えられる。現在の大規模風力発電所はこれらのニーズの一部を提供することができるが、無効電力補償装置(STATCOM)や他の系統とのVSC HVDC接続などの選択肢もデンマークの系統に加えることが望ましい。

最初の広範研究(Energinet.dk, 2015)では、さまざまなエネルギー源からエネルギーサービスにまでいたるバリューチェーン全体の解析が行われ、電力系統内の移行プロセスが参照されている(図46)。

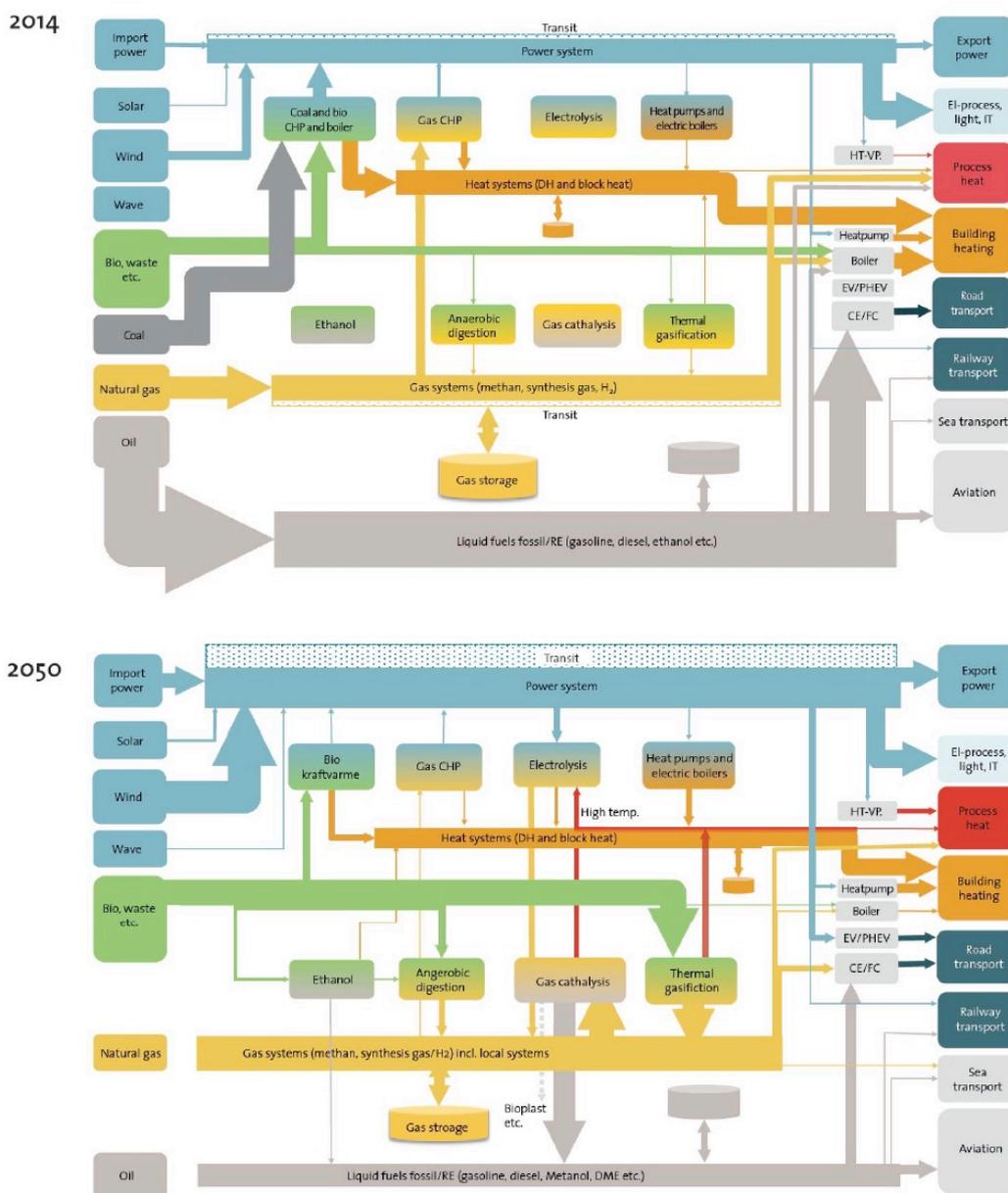


図 46 デンマークにおける 2014 年と 2050 年のエネルギーの流れ。エネルギーの規模を矢印の大きさと表示(出典 : energinet.dk, 2015)

解析の結果、すべての部門(熱、輸送、工業)においてエネルギーの利用が大きく変化する、例えば、天然ガスの利用は 2011 年の水準の 3 分の 1 近くにまで減少すると結論されている(図 47)。

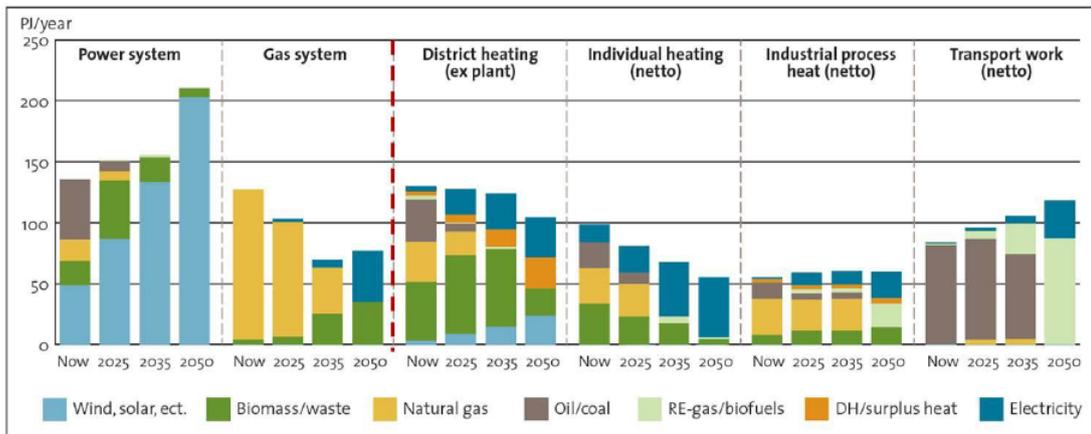


図 47 デンマークの潜在的移行プロセス。左図：生産の推移、右図：各部門の将来需要の推移

将来の「風」に起因する変動に対する柔軟性需要を評価するため、デンマークおよび近隣諸国の発電と需要の 10 年間の時系列を使用し、さまざまな期間における残余負荷（負荷から風力発電と太陽光発電の出力の和を差し引いたもの）を解析した。解析結果から、需要の柔軟性と V2G（自動車から電力系統への電力融通）は、5 時間未満の期間については極めて有用なサービスを提供するが、期間が 12 時間以上続く場合には、デンマークが支援を必要としている時間帯に余剰電力を持つ可能性のある近隣諸国間での融通などの手段がより重要となる。

特に 12 時間から 1 週間の期間については、市場手段を使って柔軟性の利用可能性を確保する必要がある。つまり柔軟性が市場の需要を反映した価格を持つことが望ましいということである。もう一つ可能性のある選択肢は、電力需給調整の会計システムを、消費者が支払う系統料金において一部公営化された形から、責任ある市場参加者がインバランス資金を提供する形に変更することである。それにより、インバランスは実供給の時間帯から当日市場、あるいは前日市場にまで推移する可能性がある。2014 年春に、デンマークの送電系統運用者 **Energinet.dk** が、柔軟性需要、DSM の選択肢、国内外のあらゆる燃料の種類、および周辺諸国も含む計画市場の取決めに関連した前提条件と構成条件に関する現在の市場の取決めと計画的変更・開発を見直すプロセスを発表した。同じような問題を抱える近隣諸国との間で詳細な協議が継続中である。

## 7.2 ドイツ

ドイツのエネルギー転換「エネルギーヴェンデ (Energiewende)」、すなわち再生可能エネルギーを前進させる政策変更は、再生可能電力系統 100%を見据えた多くの研究をますます惹きつけている。温室効果ガスの排出(特に農業部門におけるもの)を回

避するという目標達成に必要な2050年までの再生可能電源の導入率は95%と試算され、風力と太陽光が最も大きい比率を占める (Repenning, 2014)。

将来、再生可能エネルギーの100%近い導入率は、時間あたりのエネルギーバランスを考慮し、近隣諸国からの正味輸入が増えると仮定した場合、理論上は実現可能であることが明らかになっている。貯蔵容量の向上は、P2G(電気からガスへのエネルギー転換)、電気自動車、および蓄熱が中心である (Benndorf, 2013; Nitsch, 2014; Repenning, 2014)。

ドイツの研究プロジェクト「再生可能発電所2050 (Kombikraftwerk 2050)」の計算によると、システムを適切に調節すれば、現在の高い供給品質を落とす必要なしにドイツのエネルギー転換を実行することができる。しかし電力部門において100%を達成するためには、システムに大きな貯蔵容量が必要である。またアンシラリーサービス提供にも適していなければならない。貯蔵の使用、システム拡大、再給電手段の適用範囲、および余剰エネルギーの使用または電力制限などは、それぞれ相互依存する。バイオエネルギーやメタン発電所の設備容量として、最大負荷とほぼ同レベルが必要である。火力発電所は主に合成メタン生成用に計画され、それゆえ(燃料転換後に)長期的貯蔵設備とみなすことができる。輸出入は控えめに想定され、火力発電所の容量が大きくなっている。また100%のシナリオの結果は基本的仮定に大きく依存し、依然として高い分散があることにも注意する必要がある。現在フラウンホーファー風力エネルギー研究所 (IWES) の研究者らは、他の柔軟性に加え、風力発電と太陽光発電の容量クレジットにより、火力発電は50~60%になると予想している。分散型システムをネットワーク化し、周波数変動とローカル電圧変動をシステム全体で協調して補償する必要がある。周波数制御は予測された発電状況に基づいて動的に構成することが望ましい。一次制御予備力の起動時間は、回転質量の減少を技術的に実行可能な風力および太陽光システムの高速度応答時間により補償されるため、電源ごとに差をつける必要がある。シミュレーションでは電圧は常時維持された。たとえば都市部などにおいて新たに発生するローカルな無効電力需要については、追加の補償制度の使用が必要となる可能性がある。無効電力供給を最適化するためには、再生可能エネルギー統を可能な限り高い電圧で接続することが望ましい。インバーター制御された電源は、発電していないときでも電圧維持に貢献可能である。

### 7.3 スウェーデン

スウェーデンでは再生可能エネルギー100%に近い電力システム(図48)が既に運用されている (Söder, 2014)。これは既存の原子力発電所(1972~86年に運開した65TWh/年)が廃止された際に再生可能エネルギー100%による電力供給に移行できる可能性を示している。

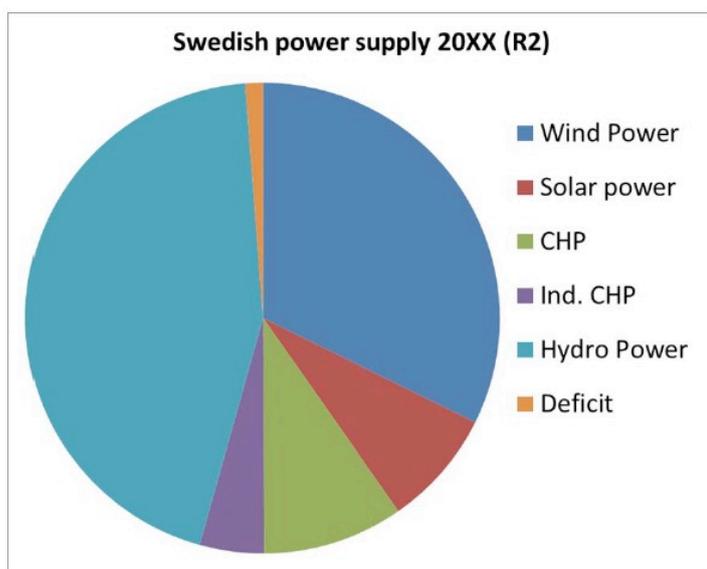


図 48 研究されたスウェーデンの将来の再生可能エネルギー100%電力系統の電力供給

再生可能エネルギー100%を達成するためには、風力・太陽光発電の大幅な増加が想定され、既存のコージェネはバイオ燃料 100%となるが、これは現実的である。この研究では、スウェーデンは「孤立系統」とであるとみなされている。つまり、近隣諸国からの容量供給を期待することはできず、また近隣諸国が余剰電力をもらうこともできない。スウェーデンのピーク時負荷は約 26 GW で、近隣諸国との融通能力は約 10 GW あるため、これは控えめな見方である。主に問題となる部分は負荷が高く風力が少ないときの不足分である。ここでは、ガスタービンを設置することにより対応すると仮定された。ガスタービンは総発電電力量の約 1%しか供給しないが、設備容量としては約 5 GW が必要である。これらすべてのコストは、全消費電力量で割った場合に約 0.2 ユーロセント/kWh となる。輸入や需要の柔軟性のコストが低ければ、これを緩和できると考えられる。もう一つの問題は余剰であり、軽負荷で風力と太陽光発電の出力が大きいときに起こる。ここでは余剰は捨てられると仮定され、風力と太陽光発電のコストが約 2~3%増加することになる。輸出を含む余剰市場、および地域暖房や電気自動車の充電などにおける余剰の利用はこれを緩和できる可能性がある。スウェーデンにおける全般的な課題の一つは、多くの長い河川があり、これに多数の水力発電所が水文学的に連結されているため、それぞれ独立して利用できないことである。風力と太陽光の発電がこれよりはるかに多ければ、これらの発電所は最高レベル(800 時間/年以上)および最小レベル(800 時間/年未満)でより頻繁に利用されることになる。さらに、風力発電予測に関する不確実性もあり、水力発電所計画において考慮する必要がある。これらの問題は現在詳細に研究されているところである。

## 7.4 米国

中部大陸独立系統運用者(MISO)系統について、ミネソタ州の年間電力需要の最大40%を供給する風力および太陽光発電(風力 8 GW、太陽光 4.5 GW)と、近隣の MISO 北部・中部各州において予測される風力および太陽光発電(最大で風力 38 GW、太陽光 6 GW)を追加したときの、負荷潮流、ユニットコミットメントおよび経済ディスパッチ(UCED)、ならびに動的シミュレーションによるシミュレーションが行われている。さらにミネソタ州で風力および太陽光の導入率を 50%に、また MISO 北部・中部の再生可能エネルギーを 25%(現在の RPS の 10%増)にした場合について、UCED シミュレーションが実施された。

5 州の区域における大がかりな送電の増強と拡張(第 3 章参照)により、電力系統は年間常時適切に運用することができる。使用されない負荷や予備力要件違反はなく、再生可能エネルギーの出力抑制はわずかであった(図 30)。風力発電の導入率が 50%の場合の動的解析は行われなかったため、系統信頼度を確保するためにはさらなる解析が必要だと考えられる。

発電シミュレーション結果を解析し、電源の種類別の年間発電電力量、再生可能エネルギー源利用率と出力抑制率(図 32)、火力発電所の起動停止義務(図 38)、MISO 発電所群のランピング能力の妥当性、および予備力要件違反と未使用負荷のリスクのパラメータに関連した系統運用成績を評価した。

MISO 発電所群の出力変化対応能力の妥当性を図 49 に示す。従来型発電所の出力変化率対応能力は、系統に加えられる風力および太陽光発電の増加に伴い、減少している。

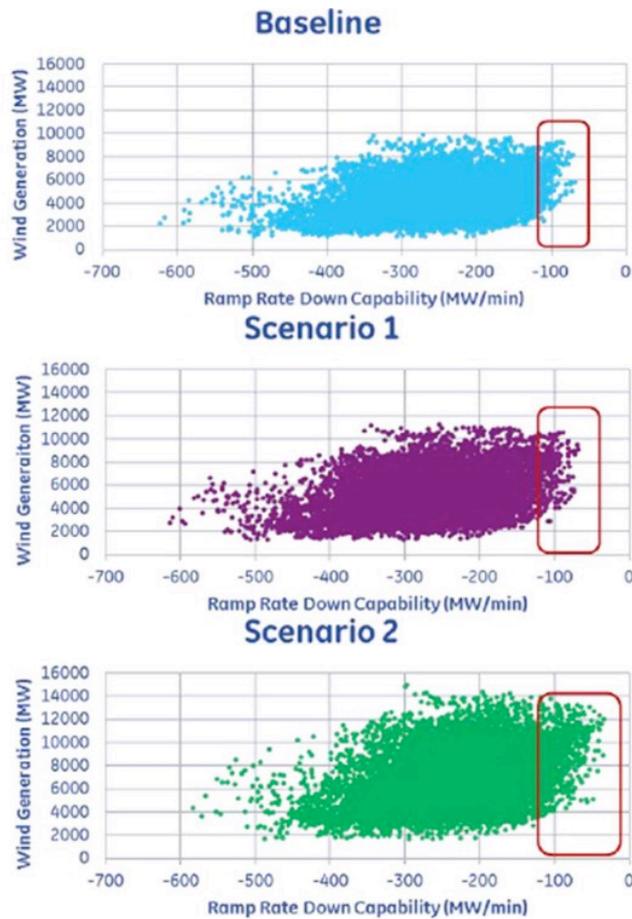


図 49 ミネソタ中部地方における MISO 従来型発電所群と風力発電を比較した出力変化率能力減少の散布図。ベースライン: 25%、シナリオ 1: 40%、シナリオ 2: 50%。  
(出典: MRITS, 2014)

米国では、再生可能電力の未来研究(REFS)において年間発電電力量の最大 90%まで再生可能エネルギーでまかなうことについていくつかのシナリオが調査されている(NREL, 2012)。代替送電線の構築、非再生可能エネルギー電源群の柔軟性、技術の向上、および再生可能エネルギー導入率 30~90%の範囲を仮定した複数のシナリオが検証された。再生可能エネルギーの電源構成については、風力、太陽光、バイオマス、火力、および新規水力発電がさまざまな比率で含まれる。

図 50 は REF 研究におけるいくつかの選択シナリオの電源構成を示す。変動再生可能エネルギーの比率が高い場合にも、電力系統の需給調整が年間の全時間ごとに行われている。

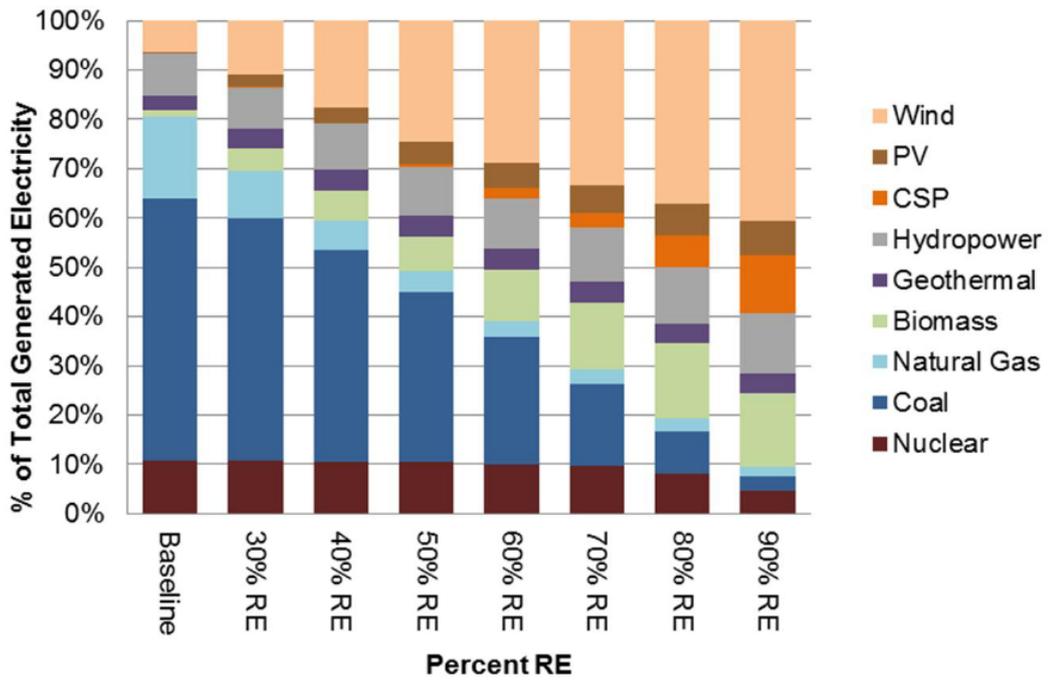


図 5 米国再生可能電力の未来研究の電源構成(出典: Mai et al., 2012—REF Executive Summary, p.15)

## 8 結論

本報告は、2012～2014年の国際エネルギー機関(IEA)風力発電実施協定 Wind Task 25 に参加した 16ヶ国からの風力発電の系統連系に関する最近の結果をまとめたものである。各国の事例研究では、風力発電が電力系統に与えるいくつかの影響、すなわち長期的計画の問題と短期的な運用影響の問題を扱っている。

風力発電の**変動性と不確実性**の特徴は連系研究にとって重要な入力情報である。電力系統全体のエリアを見た場合、変動性と不確実性のいずれについてもかなりの地理的平滑効果がある。平滑効果は極端な変動の測定値と極端な予測誤差において見られ、これらは広いエリアのほうが相対的に小さい。またタイムスケールが短いほど変動性は小さくなる。翌日予測は、単一の風力発電所をドイツなどの地域に集合化することにより、最大 50%まで向上することが期待される。洋上風力発電の場合、発電所の大部分が狭い地域に集中しているときには変動性や不確実性がより大きくなる。暴風時の出力変化は、個々の風車の制御を変更し、強風時にたとえ出力を下げてでも発電を続けられるようにすることで低減することができる。これにより、極値的な荒天状況に対処するのに不可欠な洋上風力発電の短期予測も向上する。

風力発電に**必要な系統の増強**は、需要地に対する風力発電所の位置や既存の系統インフラに大きく依存し、国により結果にはばらつきがあることが予想される。風力発電による系統増強コストを報告している研究は多くない。多くの場合、送電線は多目的に利用されるからである。最近の研究で報告されている各国の結果では、風力発電の出力抑制を減らし、水力発電による柔軟性を利用するため、必要となる柔軟性が送電線により緩和されることも取り上げている。欧州の大規模洋上風力発電所は、オフショアグリッドに関する調査を立ち上げている。いくつかの研究から明らかであるように、最適な開発を確保するためには、多国間でのオフショアグリッド開発の長期戦略を協調的に実施する必要がある。

系統の発電容量アデカシーに対して、風力発電は**容量クレジット**として貢献できる。風力発電は新たな設備容量を提供し、電力系統の信頼度を向上させる。しかし新規容量の便益は、ピーク負荷時にどの程度の風資源を利用できるかに大きく依存する。風力発電の容量クレジットは、風力発電導入率が増えるほど小さくなる。複数の研究結果が示すように、多くの国では風力発電導入率の初期の 5～10%については、設備容量の 20～35%の容量クレジットがある。しかし風力発電の導入率が 20%になると、容量クレジットが設備容量の 20%を超えるのは極めて大規模な連系系統を想定した一研究のみである。集合化による便益は容量クレジットの計算に適用できる。地理的範囲が広いほど、容量クレジットは高くなる。また風力の導入率が同じ場合でも、広い範囲が示されている。ピーク負荷時に風力発電が大きい場合の 40%から、地域の風力発電出力特性が電力系統の負荷特性と負の相関を示す場合(ピーク

負荷時に発電量が小さい場合)の5%までの範囲に及ぶ。

風力発電が**電力システムのダイナミクス**に与える影響は、風力発電の導入率が増えるにつれて顕著になり、風力連系研究においてこの問題を調べるのが今後さらに重要になると考えられる。風力発電は、単にその存在だけでは必ずしも系統安定度を悪化させないが、パワーエレクトロニクス装置を介した接続が増えるため、系統の特徴を変化させる。最近の研究では、風力発電所が系統を支援できる可能性も検討されている。系統事故後の過渡安定度シミュレーション結果から、風力発電導入率40%までは、これは困難な問題ではないことが明らかになっている。電圧安定性に関しては、風力発電所の能力を利用することが不可欠である。周波数安定性は、系統の規模、風力発電の導入率、および適用される制御戦略に依存する。これは当初アイルランドのような小規模系統において研究されたが、風力発電の導入率が高い大規模なエリアでも多くの研究が行われるようになってきている。風力・太陽光の導入率が高い場合には周波数の下降が多くなる可能性があり、高速応答により系統を支援する風力発電の研究が行われている。

**必要となる予備力**に風力発電が与える影響がこの数十年で多くの連系研究において注目されている。予備力は、インバランスの原因となる個々の要素ではなく、系統全体の発電と需要の正味インバランスに基づいて運用される。必要となる予備力増加の推定値について広い範囲の結果が示されている。予測範囲のタイムスケールは、どの程度の予備力を割り当てる必要があるか決めるときに極めて重要な仮定となる。なぜなら、タイムスケールが短い場合、風力発電の不確実性は需要の不確実性よりかなり小さくなるからである。

- 風力発電の導入率が総需要の20%以内の場合、時間あたりの風力と負荷の変動のみを考慮して短期的に必要な予備力を試算すると、風力発電設備容量の3%以下という結果が多くの研究で示されている。
- 4時間あたりの風力発電と負荷の予測誤差を考慮した場合、風力の導入率が総需要の7~20%の場合には短期的に必要な予備力の増加は最大で設備容量の10%になると報告されている。
- 前日の不確実性をもとに予備力配分を考慮した場合、風力発電は最大で設備容量の18%の増加をもたらす。

このような必要となる予備力の増加は最悪の場合について計算したものである。しかしこれは必ずしも予備力容量のための新たな投資を意味するものではない。これまでの経験から、風力発電により新たな予備力容量のための投資が必要になったことはない。風力発電の導入率が高い場合の新たな研究では、予備力の動的配分の研究が増えている。どの日にも同じように必要となる予備力を用意するのではなく、毎日1回翌日の配分を計算すれば、風の弱い日には系統に対する必要量を小さくす

ることができる。ディスパッチと市場の運用について選択する時間ステップも、需給調整に必要な予備力の質と種類に影響を与える。例えば、5分間の時間ステップで運用される市場の場合、次の5分間の予定を遂行するため、出力変化が生じた発電機から自動的に需給調整能力を抽出することができる。

**風力発電の出力抑制**の経験から、年間消費電力量の5~10%程度の小さい導入率の場合、重大な送電のボトルネックがなく、風力発電が限界費用の低い発電として最初にディスパッチされれば、出力抑制は起こらないことが明らかになっている。しかしいくつかの国では、風力の導入率が小さくても大幅な出力抑制(風力発電の10~20%)が生じ始めている。これらの国では送電の拡張に関連した緩和の取り組みによって、風力発電が増加しながらも出力抑制率の削減が達成できている。将来の風力発電の出力抑制と、これを減らすための緩和策を推定することが、連系研究の重要な結果の一つとなっている。風力発電事業者が周波数制御(アンシラリーサービス市場)に参加することにより、他の電源が停止し風力発電を増やす余地を作ることができるため、系統内の風力発電の導入率が高い場合の再生可能エネルギー発電の全体的な出力抑制を減らすことができる。

**需給調整コスト**は、以前から多くの連系研究が推定を試みている主要な問題である。風力連系経験が豊富な国では、この問題は重要度を減らしつつある。連系コストの分析は、運用コストと投資コストの両方を示す将来のさまざまなシナリオについて、系統の総コストを比較する方向に進みつつある。風力発電が市場取引されていない国では、需給調整コストは系統運用者がインバランスコストの中で支払う。風力発電の導入率が増えている系統において、実際の需給調整コストに関する経験がいくつか報告されている。イタリアではコストがほぼ倍増しているが、ドイツでは、風力発電と太陽光発電が増えているにも関わらず、需給調整エリアとの間で需給調整供給源を共有したことの影響が大きいため、需給調整コストは実際に50%減少している。

**火力発電所の起動停止**による需給調整の向上が詳細に研究されているが、これは風力と太陽光エネルギーにより達成できる運用コストの削減に対し、起動停止コストが相対的に小さいことを確認することを目的としている。排出に対する影響も極めて小さい。風力発電は、主にガス火力発電を代替した場合に約0.3~0.4 Mt/MWh、また主に石炭火力発電を代替した場合には最大で0.7 Mt/MWhのCO<sub>2</sub>排出を減らすことができる。

風力発電の導入率が高い場合の**需給調整向上の手段**としては、系統運用の慣行と市場、デマンドサイドの柔軟性、および貯蔵がある。当日リアルタイムによる国際連系取引を行い、需給調整資源を持つ電力市場、および新興のアンシラリーサービス市場は、将来風力発電の導入率を増やすためのポジティブな経緯とみなされている。電力・ガス・熱部門間のエネルギーシステムの統合が、再生可能エネルギーの

導入率が大きい将来の電力系統のため研究されている。より規模の大きい系統の需給バランスを維持するため揚水発電の貯蔵を増やすことも有望な選択肢の一つである。電力貯蔵は、送電容量の小さい系統運用者による利用が始まっている。電力貯蔵は、大規模な電力系統では、柔軟性を利用した手段に比べるとまだコスト効率は高くないが、再生可能エネルギー100%系統に関する新しい研究において、さまざまな形による貯蔵が重要な役割を果たす。風力および太陽光発電の導入率が40%以上の電力系統の連系研究では、変動電源を導入できる比率の限界を広げつつある。これまでの結果は有望であり、将来のより詳細なモデル作成の可能性とともに作業が継続中である。

## 参考文献

- Ackermann, T., Kuwahata, R. 2011. Lessons learned from international wind integration studies. Commissioned by Australian Energy Market Operator AEMO. November, 2011. Energynautics GmbH, Germany.  
<http://www.energynautics.com/publications/projects>
- Ackermann, T., Carlini, E.M., Ernst, B., Groome, F., Orths, A., O'Sullivan, J., de la Torre Rodriguez, M., Silva, V. 2015. Integrating Variable Renewables in Europe: Current Status and Recent Extreme Events, IEEE Power and Energy Magazine, vol. 13, no. 6, pp. 67-77.
- Agora. 2013. Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany. Available at:  
[https://ffegmbh.de/download/informationen/334\\_agora/Agora\\_Study\\_Load\\_Management.pdf](https://ffegmbh.de/download/informationen/334_agora/Agora_Study_Load_Management.pdf)
- AIGS. 2008. All island grid study.  
<http://www.dcenr.gov.ie/Energy/North-South+Co-operation+in+the+Energy+Sector/All+Island+Electricity+Grid+Study.htm>
- Aunedi, M., Teng, F., Strbac, G. 2014. Carbon impact of smart distribution networks. Report for “Low Carbon London” LCNF project. London: Imperial College London.
- Barbeiro, P.N., Moreira, C., Keko, H., Teixeira, H., Rosado, N., Moreira, J., Rodrigues, R. 2015. Sizing and siting static synchronous compensator devices in the Portuguese transmission system for improving system security. Generation, Transmission & Distribution, IET, 9(10), 957–965.
- Basit, A., Hansen, A.D., Altin, M., Sørensen, P., Gamst, M. 2014. Wind power integration into the automatic generation control of power systems with large-scale wind power. The Journal of Engineering, doi: 10.1049/joe.2014.0222
- Beerten, J. 2013. Modeling and Control of DC Grids (Modellering en controle van DC netten). Status: published.
- Benndorf. 2013. Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Dessau-Roßlau: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB).
- Bernier, L., Sennoun, A. 2010. Evaluating the Capacity Credit of wind generation in Quebec. 9th International workshop on Large-Scale Integration of Wind Power, Quebec, Canada.
- Bessa, R.J., Matos, M.A., Costa, I.C., Bremermann, L., Franchin, I.G., Pestana, R., Machado, N., Waldl, H.-P., Wichmann, C. 2012. Reserve setting and steady-state security assessment using wind power uncertainty forecast: a case study. IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol.

3(4), pp. 827–837, Oct. 2012.

- Boemer, J.C., van der Meer, A.A., Rawn, B.G., Hendriks, R.L., Gibescu, M., van der Meijden, M., Kling, W.L., Ferreira, J.A. 2011. Network fault response of wind power plants in distribution systems during reverse power flows. 10th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Farms, Århus, October 2011.
- Chen, X., Kang, C., O'Malley, M., Xia, Q., Bai, J., Liu, C., Sun, R., Wang, W., Li, H. 2015. Increasing the Flexibility of Combined Heat and Power for Wind Power Integration in China: Modeling and Implications. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 30, No. 4, pp. 1848–1857, July 2015.
- Clerici, A., Cova, B., Callegari, G., Ardito, A. 2015. Non-programmable RES and their impacts on power systems: the Italian case. *Cigre South Africa*.
- Couto, A., Costa, P., Rodrigues, L., Lopes, V., Estanqueiro, A. 2014. Impact of Weather Regimes on the Wind Power Ramp Forecast in Portugal. *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 07/2014; PP(99):1,9.
- Cutululis, N.A., Detlefsen, N., Sørensen, P. 2011. Offshore wind power prediction in critical weather conditions. 10th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems, 25–26 October 2011, Aarhus, Denmark
- Cutululis, N.A., Altiparmakis, A., Litong-Palima, M., Detlefsen, N., Sørensen, P. 2013a. Market and system security impact of the storm demonstration in task-force TF2. Deliverable D16.6, TWENTIES project (online: <http://goo.gl/1PXYX8>).
- Cutululis, N.A., Litong-Palima, M., Bjerger, M.H., Detlefsen, N., Sørensen, P. 2013b. Impact of high speed shut-down in the Danish power system. 12th Wind Integration Workshop, London.
- Cutululis, N.A., Litong-Palima, M., Sørensen, P. 2014a. Impact of Offshore Wind Power Variability on the Frequency Stability of European Power System. International Conference on Wind Energy Grid-Adaptive Technologies 2014, Jeju, S. Korea.
- Cutululis, N.A., Zeni, L., El-Khatib, Z.W., Holbøll, J., Sørensen, P., Stamatiou, G., Carlson, O., Tai, V.C., Uhlen, K., Kiviluoma, J., Lund, T. 2014b. Challenges Towards the Deployment of Offshore Grids: the OffshoreDC Project. 13th Wind Integration Workshop, Berlin.
- Das, K., Hansen, A.D., Sørensen, P.E. 2013. Aspects of Relevance of Wind Power in Power System Defense Plans. 12th Wind Integration Workshop, London.
- De Decker, J., Kreutzkamp, P., Cowdroy, S., Warland, L., Völker, J., Tambke, J. 2011. Offshore electricity grid infrastructure in Europe. OffshoreGrid Final Report.
- DeMeo, E.A., Grant, W., Milligan, M., Schuerger, M.J. 2005. Wind plant integration: costs, status and issues. *IEEE Power & Energy Magazine*, Vol. 3, Issue 6, pp. 38–46
- Dena, 2005. Planning of the grid integration of wind energy in Germany onshore and offshore up to the year 2020 (Dena Grid study). Deutsche Energie-Agentur Dena, March 2005. English summary and full German version available at: <http://www.dena.de/themen/thema-reg/projektarchiv>.
- Dena, 2010. German Energy Agency (dena): dena Grid Study II – Integration of Renewable Energy

- Sources in the German Power Supply System from 2015–2020 with an Outlook to 2025 – Summary of the main results by the project steering group. Berlin.
- Denholm, P. et al. 2013. Value of storage at high penetration. Technical Report. NREL. Available at <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/58465.pdf>.
- Dobschinski, J., De Pascalis, E., Wessel, A., von Bremen, L., Lange, B., Rohrig, K., Saint-Drenan, Y.-M. 2010. The potential of advanced shortest-term forecasts and dynamic prediction intervals for reducing the wind power induced reserve requirements. Proceedings of European Wind Energy Conference EWEC2010, 20–23 April, 2010, Warsaw, Poland.
- Dobschinski, J. 2014. How good is my forecast? Comparability of wind power forecast errors. In: Proceedings of the 14th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants. 11–13 Nov, 2014, Berlin.
- Eclareon & Öko institute. 2012. Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION. A re- port to European Commission DG Energy. Available at <http://www.eclareon.eu/en/res-integration-final-report>
- EirGrid and SONI. 2010. All Island TSO Facilitation of Renewable Studies. June, 2010. Available at <http://www.eirgrid.com/media/FacilitationRenewablesFinalStudyReport.pdf>
- EirGrid. 2014. Operational Constraints Update 18th November 2014 available at [http://www.eirgrid.com/media/OperationalConstraintsUpdateVersion1\\_19\\_November\\_2014.pdf](http://www.eirgrid.com/media/OperationalConstraintsUpdateVersion1_19_November_2014.pdf)
- EirGrid. 2015a. DS3 RoCoF Alternative Solutions Project Report Overview. Available at: [http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3\\_RoCoF\\_Alternatives\\_Phase\\_2\\_Overview.pdf](http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3_RoCoF_Alternatives_Phase_2_Overview.pdf)
- EirGrid. 2015b. The DS3 Programme, Delivering a Secure, Sustainable Electricity System. Available at: <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3-Programme-Brochure.pdf>
- EirGrid. 2015c. [http://www.eirgrid.com/media/Eirgrid\\_Generation\\_Capacity\\_Statement\\_2015.-2024.pdf](http://www.eirgrid.com/media/Eirgrid_Generation_Capacity_Statement_2015.-2024.pdf)
- Energinet.dk. 2015. Energy Concept 2030 – Summary. An analysis of concepts and development paths to sustain a competitive and strong RE based energy system. English version: May 2015.
- EnerNex/WindLogics, 2004. Xcel North study (Minnesota Department of Commerce). <http://www.uwig.org/XcelMNDOCStudyReport.pdf>.
- EnerNex/WindLogics, 2006. Minnesota Wind Integration Study Final Report. Vol I, prepared for Minnesota Public Utilities Commission, Nov. 2006. [http://www.puc.state.mn.us/portal/groups/public/documents/pdf\\_files/000\\_664.pdf](http://www.puc.state.mn.us/portal/groups/public/documents/pdf_files/000_664.pdf).
- ENTSO-E. 2011. Offshore Transmission Technology. Available at [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu). Bruxelles 2011.
- ENTSO-E. 2014. Ten Year Network Development Plan TYNDP and Regional Investment Plan Regional Group North Sea. [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu). Bruxelles, December 2014.
- Estanqueiro, A.I., Árdal, A.R., O’Dwyer, C., Flynn, D., Huertas-Hernando, D., Lew, D., Gómez-Lázaro, E., Ela, E., Revuelta, J., Kiviluoma, J., Rodrigues, L.C., Amelin, M., Holttinen,

- H. 2012. Energy Storage for Wind Integration: Hydropower and other contributions. Proceedings of the IEEE PES General Meeting 2012. 22–26 July, 2012, San Diego, CA, USA.
- European Commission. 2014. Study of the Benefits of a meshed offshore grid in Northern Seas Region. Bruxelles, September 2014.
- EWEA. 2015. Balancing responsibilities of Wind Power generators across the EU. <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/position-papers/EWEA-position-paper-balancing-responsibility-and-costs.pdf>
- EWITS. 2010. Eastern Wind Integration and Transmission Study. <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/47078.pdf>
- Farahmand, H., Jaehnert, S., Aigner, T., Huertas-Hernando, D. 2013. Possibilities of Nordic hydro power generation flexibility and transmission capacity expansion to support the integration of Northern European wind power production: 2020 and 2030 case studies, EU FP7 TWENTIES project, D. 16.3, March 2013. Available at: <http://www.twenties-project.eu/node/18>
- Farahmand, H., Jaehnert, S., Aigner, T., Huertas-Hernando, D. 2015. Nordic hydropower flexibility and transmission expansion to support integration of North European wind power. Wind Energy 2015, 18: 1075–1103. Available at: <http://dx.doi.org/10.1002/we.1749>
- FERC. 1996. Federal Energy Regulatory Commission Order No. 888. Available at: <http://www.ferc.gov/legal/maj-ord-reg/land-docs/rm95-8-00w.txt>.
- Fraunhofer IWES et al. 2014. BMU-Project Kombikraftwerk 2, Abschlussbericht 2014. Available at [http://www.kombikraftwerk.de/fileadmin/Kombikraftwerk\\_2/Abschlussbericht/Abschlussbericht\\_Kombikraftwerk2\\_aug14.pdf](http://www.kombikraftwerk.de/fileadmin/Kombikraftwerk_2/Abschlussbericht/Abschlussbericht_Kombikraftwerk2_aug14.pdf)
- Fraunhofer IWES. 2015. The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits. An Analysis with a Focus on the Pentalateral Energy Forum Region. Analysis on behalf of Agora Energiewende, 2015. Available at <https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/160/The+European+Power+System+in+2030%3A+Flexibility+Challenges+and+Integration+Benefits/1/0/>
- GE Energy, 2005. The effects of integrating wind power on transmission system planning, reliability, and operations. Report on phase 2. Prepared for The New York State Energy Research and Development Authority, City, State, March 2005. <http://www.windaction.org/documents/157>.
- Gil, A., de la Torre, M., Rivas, R. 2010. Influence of wind energy forecast in deterministic and probabilistic sizing of reserves. 9th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, October, 2010, Quebec, Canada
- Gómez-Lázaro, E., Fuentes, J.A., Molina-García, A., Ruz, F. and Jimenez, F.. Field tests of wind turbines submitted to real voltage dips under the new Spanish grid code requirements. Wind Energy, 10(5), 483-495, 2007.
- Gruber. 2014. [https://ffegmbh.de/download/veroeffentlichungen/454\\_dr\\_industry\\_enerday/ffe\\_demand-response-industry\\_paper.pdf](https://ffegmbh.de/download/veroeffentlichungen/454_dr_industry_enerday/ffe_demand-response-industry_paper.pdf)
- Hewicker, C., Hogan, M., Mogren, A. 2011. Power Perspectives 2030: On the road to a decarbonised

- power sector 2050. On the road to a decarbonised power sector. [www.roadmap2050.eu](http://www.roadmap2050.eu).
- Hirth, L., Ziegenhagen, I. 2015. Balancing Power and Variable Renewables: Three Links. Submitted to Renewable & Sustainable Energy Reviews, March 2015.
- Hodge, B.-M., Zhang, J., Florita, A., Hodge, B.-M., Freedman, J. 2013. Ramp Forecasting Performance from Improved Short-term Wind Forecasting. ASME 2014 International Design Engineering Technical Conferences and Computers and Information in Engineering Conference (IDETC/CIE), Buffalo, NY Aug 2013.
- Holtinen, Hannele; Lemström, Bettina; Meibom, Peter; Bindner, Henrik; Orths, Antje; Hulle, Frans van; Ensslin, Cornel; Hofmann, Lutz; Winter, Wilhelm; Tuohy, Aidan; O'Malley, Mark; Smith, Paul; Pierik, Jan; Tande, John Olav; Estanqueiro, Ana; Ricardo, João; Gomez, Emilio; Söder, Lennart; Strbac, Goran; Shakoor, Anser; Smith, J. Charles; Parsons, Brian; Milligan, Michael; Wan, Yih-huei. 2007. Design and operation of power systems with large amounts of wind power. State-of-the-art report. Espoo, VTT. 119 p. + app. 25 p. VTT Working Papers; 82 ISBN 978-951-38- 6633-4. <http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2007/W82.pdf>
- Holtinen, Hannele, Meibom, Peter, Orths, Antje, et al.. 2009. Design and operation of power systems with large amounts of wind power. Final report, IEA WIND Task 25, Phase one 2006-2008. VTT Tiedotteita - Research Notes 2493, Espoo, VTT, 200 p. + app. 31 p. ISBN 978-951-38-7308-0 <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2009/T2493.pdf>  
 【日本語訳】近藤潤次, 安田陽訳: 風力発電が大量に導入された 電力系統の設計と運用, 産業技術総合研究所, 日本電機工業会 (2012)  
[https://www.jema-net.or.jp/Japanese/res/wind/images/IEA\\_WIND\\_Task25\\_Ph1\\_JP.pdf](https://www.jema-net.or.jp/Japanese/res/wind/images/IEA_WIND_Task25_Ph1_JP.pdf)
- Holtinen, H., Orths, A.G., Eriksen, P.B., Hidalgo, J., Estanqueiro, A., Groome, F., Coughlan, Y., Neumann, H., Lange, B., Hulle, F., Dudurych, I. 2011. Currents of change. IEEE Power & Energy Magazine, Vol. 9, Issue 6, pp. 47–59
- Holtinen, H., Kiviluoma, J., Robitaille, A., Cutululis, N.A., Orths, A., Hulle, F. van, Pineda, I., Lange, B., O'Malley, M., Dillon, J., Carlini, E.M., Vergine, C., Kondoh, J.,; Gibescu, M., Tande, J.O.,; Estanqueiro, A., Gomez, E., Söder, L., Smith, J.C., Milligan, M., Lew, D. 2012. Design and operation of power systems with large amounts of wind power. Final summary re- port, IEA WIND Task 25, Phase two 2009–2011. VTT Technology 75. Espoo: VTT. 81 p. + app. 13 p. ISBN 978-951-38-7910-5. <http://www.vtt.fi/inf/pdf/technology/2012/T75.pdf>
- Holtinen, H., Rissanen, S., Larsen, X., Løvholm, A.-L. 2013. Wind and load varia- bility in the Nordic countries. VTT Technology 96. Espoo: VTT. 98 p. + app. 33 p. <http://www.vtt.fi/inf/pdf/technology/2013/T96.pdf>
- Holtinen, H., Kiviluoma, J. (VTT), Pineda, I. (EWEA), Mc Cann, J., Clancy, M. (SEAI), Milligan, M. (NREL), Orths, A., Eriksen, P.B. (Energinet.dk, DK). 2015. Reduction of CO<sub>2</sub> Emissions due to Wind Energy – Methods and Issues in Estimating Operational Emission Reductions. IEEE PES GM July, 2015, Denver, CO, USA.
- Huertas Hernando, D., Holtinen, H., Kiviluoma, J., Rinne, E., Söder, L., Milligan, M., Ibanez, E., Martín Martínez, S., Gomez Lazaro, E., Estanqueiro, A., Rodrigues, L., Carr, L., van Roon, S., Orths, A.G., Børre Eriksen, P., Forcione, A., Menemenlis, N. 2016. Hydro power Flexibility for Power Systems with Variable Renewable Energy Sources. An IEA Task 25 Collaboration. Submitted to Wiley WIREs Energy and Environment.

- Ibanez, E., Milligan, M. 2014. Comparing Resource Adequacy Metrics. Paper WIW14-1063 in Proceedings of 13<sup>th</sup> International Workshop on Large- Scale Integration of Wind Power into Power Systems. Berlin, Germany. Nov 11–13, 2014.
- Ibanez, E., T. Magee, M. Clement, G. Brinkman, M. Milligan, and E. Zagana. 2014. Enhancing hydropower modeling in variable generation integration studies. *Energy* 74 (C): 518-28.
- IEA, 2014. International Energy Agency, IEA. The power of transformation: wind, sun and the economics of flexible power systems. Paris, France: OECD; 2014.  
 【日本語訳】荻元和彦・占部千由・岡本浩・岩田章裕訳: 電力の変革 ~風力、太陽光、そして柔軟性のある電力系統の経済的価値, 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) (2015)  
<https://www.nedo.go.jp/content/100643823.pdf>
- IEA Wind, 2015. Annual report 2014. Available at [http://ieawind.org/annual\\_reports\\_PDF/2014.html](http://ieawind.org/annual_reports_PDF/2014.html)
- Jost, D., Braun, A., Fritz, J. Sizing control reserves with a new dynamic method considering wind and photovoltaic power forecasts, Influences on the demand for frequency control, in proceedings of the 14th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, Berlin, 2014
- Keane, A., Milligan, M., D’Annunzio, C., Dent, C., Dragoon, K., Hasche, B., Holttinen, H., Samaan, N., Söder, L., O’Malley, M. 2011. Capacity Value of Wind Power. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 26, No. 2, May.
- Kiviluoma, J. 2013. Managing wind power variability and uncertainty through increased power system flexibility. *VTT Science* 35. Espoo: VTT. 77 p. + app. 88 p. ISBN 978-951-38-8005-7 (Soft back ed.); 978-951-38-8006-4 (PDF). <http://www.vtt.fi/inf/pdf/science/2013/S35.pdf>
- Kiviluoma, J., Helistö, N. 2014. Selvitys tehoreservin tarpeesta vuosille 2015– 2020. Tutkimusraportti VTT-R-06032-14. Espoo: VTT. 34 s.  
<http://www.vtt.fi/inf/julkaisut/muut/2014/VTT-R-06032-14.pdf>
- Kiviluoma, J., Azevedo, M., Holttinen, H., Gubina, A., Drobnjak, G., Cutululis, N., Quiñonez Varela, G. 2014. Ancillary services from wind and solar PV at transmission level – evaluation and conclusions of case studies, REServiceS D5.5: EU REServiceS project.  
<http://www.reservices-project.eu/wp-content/uploads/D5-5-REServiceS-Final-updated.pdf>
- Kiviluoma, J., Holttinen, H., Weir, D., Scharff, R., Söder, L. et al. 2015. Variability in large-scale wind power generation. *Wind Energy*, No. October, 2015. Wiley. doi:10.1002/we.1942
- Kondoh, J. 2013a. Demonstration Test of Heat Pump Water Heaters with Frequency Regulation. *IEEE Transactions on Power and Energy*, Vol. 133, No. 11, pp. 910–917. DOI:10.1541/ieejpes.133.910 (in Japanese)  
 【日本語原著】近藤潤次: 周波数調整を行うヒートポンプ給湯機の実証試験, 電気学会論文誌 B, Vol. 133-B, No. 11, pp.910-917 (2013)
- Kondoh, J. 2013b. Experiment of an Electric Water Heater with Autonomous Frequency Regulation. *IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, Vol. 8, No. 3, pp. 223–228. DOI:10.1002/tee.21843
- Lew, D., Brinkman, G., Ibanez, E., Florita, A., Heaney, M., Hodge, B.-M., Hummon, M., Stark, G., King, J., Lefton, S.A., Kumar, N., Agan, D., Jordan, G., Venkataraman, S. 2013a. The Western

- Wind and Solar Integration Study – Phase 2. NREL/TP-5500-55588. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/55588.pdf>.
- Lew, D; Bird, L; Milligan, M; Speer, B; Wang, X; Carlini, E M; Estanqueiro, A; Flynn, D; Gomez-Lazaro, E; Holttinen, Hannele; Menemenlis, N; Orth, A; Smith, J C; Söder, L; Sørensen, P; Altiparmakis, A; Yasuda, Y. 2013b. Wind and Solar Curtailment. Proceedings of 12th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, WIW2013, London, 22 - 24 Oct, 2013. Energynautics. Darmstadt, Germany (2013)
- Lima, R.M., Novais, A.Q., Conejo, A.J. 2015. Weekly self-scheduling, forward contracting, and pool involvement for an electricity producer. An adaptive robust optimization approach. *European Journal of Operational Research*, 240(2), 457–475. doi:10.1016/j.ejor.2014.07.013
- Lopes, V.V., Scholz, T., Estanqueiro, A., Novais, A.Q. 2012. On the use of Markov chain models for the analysis of wind power time-series. 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering, January 2012.
- Lopes, F., Algarvio, H., Coelho, H. 2013a. Bilateral Contracting in Multi-agent Electricity Markets: Negotiation Strategies and a Case Study. In: *European Energy Market (EEM-13)*, pp. 1–8. IEEE Computer Society Press. [DOI:10.1109/EEM.2013.6607343]
- Lopes, F., Ilco, C., Sousa, J. 2013b. Bilateral Negotiation in Energy Markets: Strategies for Promoting Demand Response. In: *European Energy Market (EEM-13)*, pp. 1–6. IEEE Computer Society Press. [DOI:10.1109/EEM.2013.6607347]
- Lopes, F., Algarvio, H. 2014. Customer Load Strategies for Demand Response in Bilateral Contracting of Electricity. In: *E-Commerce and Web Technologies (15th)*, pp. 153–164. Springer Verlag (LNBIP 188). [DOI: 10.1007/978-3-319-10491-1\_16]
- Madureira, A. et al. 2012. Evaluation of the impact that a progressive deployment of EV will provoke on electricity demand, steady state operation, market issues, generation schedules and on the volume of carbon emissions, EU MERGE Project, Deliverable 3.2 (Part II), 2012
- Mai, T., Sandor, D., Wiser, R., Schneider, T. 2012. NREL Renewable Electricity Futures Study (RE Futures), Executive Summary. NREL/TP-6A20- 52409.
- Mateus, C.M.B. 2011. Regulação da Variabilidade da Produção Eólica: Contribuição dos Veículos Eléctricos e Outros Sistemas de Armazenamento de Energia Eléctrica. Master Thesis MIEEA FCUL, 2011, pp81. (in port.)
- Mateus, C.B., Estanqueiro, A. 2012. Regulation of the Wind Power Production: Contribution of the Electric Vehicles and Other Energy Storage Systems. 11th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants. Lisbon, Portugal, November 2012.
- Mc Garrigle, E.V., Deane, J.P., Leahy, P.G. 2013. How much wind energy will be curtailed on the 2020 Irish powersystem? *Renewable Energy*, Vol. 55, p. 544, January 2013.
- Menemenlis, N., Huneault, M. 2015. Study of the Incorporation of Risk-Based Reserves in the Unit Commitment with Application to a Hydraulic System. In: *Proceedings of the 14th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Plants*. Brussels, Belgium.

- Miettinen, J.J., Holttinen, H., Giebel, G. 2014. Nordic Wind Power Forecast Errors: Benefits of Aggregation and Impact to Balancing Market Volumes. Proceedings of WIW14, Berlin, 2014. Energynautics.
- Milligan, M., Ela, E., Hodge, B., Kirby, B., Lew, D., Clark, C., DeCesaro, J., Lynn, K. 2011. Integration of Variable Generation, Cost-Causation, and Integration Costs. *Electricity Journal*, Vol. 24(9), November, pp. 51–63. Available at <http://dx.doi.org/10.1016/j.tej.2011.10.011>
- Milligan, M., Kirby, B., Holttinen, H., Kiviluoma, J., Estanqueiro, A., Martin-Martinez, S., Gomez-Lazaro, E., Peneda, I., Smith, C. 2013a. Wind Integration Cost and Cost-Causation: Preprint. Prepared for the 12th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power Into Power Systems. October 22–24, London, England. 9 p. NREL Report No. CP-5D00-60411. Available at <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60411.pdf>
- Milligan, M., Clark, K., King, J., Kirby, B., Guo, T., Liu, G. 2013b. Examination of Potential Benefits of an Energy Imbalance Market in the Western Inter-connection. 122 p. NREL Report No. TP-5500-57115. Available at <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/57115.pdf>
- Milligan, M.R., Holttinen, H., Kiviluoma, J., Orths, A.G., Lynch, M.Á., Söder, L.H. 2014. Market designs for high levels of variable generation. IEEE Power and Energy Society General Meeting. 27–31 July 2014, National Harbor, United States. IEEE Computer Society. doi:10.1109/PESGM.2014.6939455
- Milligan, M., Ibanez, E., Kiviluoma, J., Holttinen, H., Söder, L. 2016. Capacity value assessments for wind power. Submitted to Wiley WIREs Energy and Environment.
- Mott MacDonald and Sweco. 2013. Impact Assessment on European Electricity Balancing Market, March 2013. Available at [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20130610\\_eu\\_balancing\\_master.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20130610_eu_balancing_master.pdf)
- MRITS. 2014. Minnesota Renewable Energy Integration and Transmission Study Final Report. Work performed by GE Energy Consulting, Schenectady, NY. October 31, 2014. Available at <http://www.minnelectrans.com/documents/MRITS-report.pdf>
- NEWIS, 2010. New England Wind Integration Study, Dec 2010. [http://www.uwig.org/newis\\_report.pdf](http://www.uwig.org/newis_report.pdf).
- Nitsch, J. Dr. 2014. GROKO – II Szenarien der deutschen Energieversorgung auf der Basis des EEG-Gesetzentwurfs – insbesondere Auswirkungen auf den Wärmesektor. Berlin: Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.
- Nolan, S., Burke, D., Wajahat Qazi, D., Flynn, D., O’Malley, M., Kiviluoma, J., Kirby, B., Hummon, M., Milligan, M. 2014. Synergies between Wind and Solar Generation and Demand Response. In: Proc. Of 13th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants. Berlin, Germany, 11–12th of Nov. 2014.
- NREL. 2010. Western Wind and Solar Integration Study WWSIS. Work performed by GE Energy, Schenectady, NY. NREL/SR-550-47434. Golden, CO. <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47434.pdf>.
- NREL. 2012. Renewable Electricity Futures Study REFS. Hand, M.M.; Baldwin, S.; DeMeo, E.; Reilly, J.M.; Mai, T.; Arent, D.; Porro, G.; Meshek, M.; Sandor, D. eds. 4 vols.

- NREL/TP-6A20-52409. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. [http://www.nrel.gov/analysis/re\\_futures/](http://www.nrel.gov/analysis/re_futures/).
- NREL. 2015. WWSIS III The Western Wind and Solar Integration Study – Phase 3. <http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/62906-ES.pdf>
- NSCOGI. 2012. WG1 Grid Configuration. Available: <http://www.benelux.int/NSCOGI/>, Bruxelles, November 2012.
- O'Dwyer, C., Flynn, D. 2013. Pumped Hydro and Compressed Air Energy Storage at High Wind Penetrations. In: Proc. Of 12th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants. London, United Kingdom, 22–24th of Oct. 2013.
- O'Malley, M., Flynn, D., Holttinen, H., Outhred, H., van Hulle, F., Bazilian, M., Denny, E., Infield, D., Keane, A., Power, M., Smith, P., Söder, L. 2011. Integration of RE into electric power systems. Ch 8.2.1 of IPCC Special Report on Renewables (SRREN), 2011. Available at <http://srren.ipcc-wg3.de/report>
- Orths, A., Hiorns, A., van Houtert, R., Fisher, L., Fourment, C. 2012. The Europe- an North Seas Countries' Offshore Grid Initiative – the Way Forward (invited panel paper 2012GM0076). Proceedings of the IEEE PES General Meeting 2012. 22–26 July, 2012, San Diego, CA, USA.
- Orths, A., Green, D., Fisher, L., Pelgrum, E., Georges, F. 2013. The European North-Sea Countries Offshore Grid Initiative – Results (invited panel pa- per 2013GM0928). Proceedings of the IEEE PES General Meeting 2013. 21–25 July 2013, Vancouver, BC, Canada.
- O'Sullivan, J., Rogers, A., Flynn, D., Smith, P., Mullane, A., O'Malley, M. 2014. Studying the Maximum Instantaneous Non-Synchronous Generation in an Island System – Frequency Stability Challenges in Ireland. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 29, No. 6, pp. 2943–2951, Nov. 2014.
- PwC, Ecofys and Tractebel consulting. 2014. Benefits of an offshore grid in the North- ern Seas region, July 2014. Available at [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014\\_nsog\\_report.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_nsog_report.pdf)
- Repenning. 2014. Klimaschutzscenario 2050 – 1. Modellierungsrunde. Freiburg, Berlin: Öko-Institut e.V., Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI).
- Resende, F., Vasconcelos, H., Peças Lopes, J., 2014. Simultaneous Tuning of Power System Stabilizers Installed in the VSC-based MTDC Networks of Large Offshore Wind Farms, in Proceedings of the 18th Power Systems Computation Conference (PSCC 2014), Wroclaw, Poland,
- Smith, J.C., Milligan, M.R., DeMeo, E.A., Parsons, B. 2007. Utility wind integration and operating impact state of the art. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 3, pp. 900–908.
- Ribeiro, F. 2012. Impact of wind power in the Portuguese system operation. Proceedings of the 11th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants. Lisbon, 13–15 November, 2012. Pp. 205–208
- Robitaille, A., Kamwa, I., Heniche Oussedik, A., de Montigny, M., Menemenlis, N., Huneault, M., Forcione, A., Mailhot, R., Bourret, J., Bernier, L. 2012. Preliminary impacts of wind power integration in the hydro-quebec system. Wind Engineering, Vol. 36, No. 1, pp. 35–52.

- Rodrigues Jr., L. 2012. Integração de fontes renováveis no sistema eléctrico através de Centrais Renováveis Virtuais. Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa. Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente. Março 2012.
- Rodrigues Jr., L. & Estanqueiro, A. 2011. Integration of Renewable Sources in the Electric System using Virtual Renewable Power Plants. Em 11th International Conference of Electrical Power Quality and Utilization. Lisbon, Portugal, IEEE, October 2011.
- Scholz, T., Lopes, V.V., Estanqueiro, A. 2014. A cyclic time-dependent Markov process to model daily patterns in wind turbine power production. *Energy* 04/2014; 67:557–568.
- Sensfuß, F. et al. 2011. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Vorhaben IV Instrumentelle und rechtliche Weiterentwicklung im EEG. Endbericht.  
[http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg\\_eb\\_2011\\_rec ht bf.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_eb_2011_rec ht bf.pdf)
- Shiu, H., Milligan, M., Kirby, B., Jackson, K. 2006. California renewables portfolio standard renewable generation integration cost analysis. Multi-year analysis results and recommendations. California Energy Commission, PIER Public Interest Energy Research Programme.  
<http://www.energy.ca.gov/2006publications/CEC-500-2006-064/CEC-500-2006-064.PDF>.
- Silva, B., Moreira, C.L., Phulpin, Y., Seca, L., Peças Lopes, J., 2012. Provision of Inertial and Primary Frequency Control Services Using Offshore Multiterminal HVDC Networks, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol.3, no.4, pp.800-808.
- Silva, B., Moreira, C.L., Leite, H., Peças Lopes, J., 2014. Control Strategies for AC Fault Ride Through in Multiterminal HVDC Grids, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.29, no.1, pp.395-405.
- Smith, J.C., Ahlstrom, M., Dumas, J., Eriksen, P.B., O’Sullivan, J., Sotkiewicz, P. 2014. Market Evolution for RES Integration in the US and Europe. CI- GRE Paper C5-308, Paris, France, August 2014.
- Söder, L., Abildgaard, H., Estanqueiro, A., Hamon, C., Holttinen, H., Lannoye, E., Gomez Lazaro, E., O’Malley, M., Zimmermann, U. 2012. Experience and challenges with short term balancing in European systems with large share of wind power. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 3, Issue 4, pp. 853–861.
- Söder, L., Hofmann, L., Orths, A., Holttinen, H., Wan, Y.-H., Tuohy, A. 2007. Experience from wind integration in some high penetration. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 22, No. 2, pp. 4–12
- Söder, L. 2014. On the way to a 100 percent Swedish renewable supply. Available at  
<http://kth.diva-portal.org/smash/record.jsf?searchId=1&pid=diva2%3A727697&dswid=-8349>
- Solvang, E., Harby, A., Killingtveit, Å. 2012. Increasing balance power capacity in Norwegian hydroelectric power stations (A preliminary study of specific cases in Southern Norway). SINTEF Energi Research, CEDREN Project, Project No. 12X757.
- 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, pp. 1143–1238.

- Strbac, G., Moreno, R., Konstantelos, I., Pudjianto, D., Aunedi, M. 2014. Strategic Development of North Sea Grid Infrastructure to Facilitate Least-Cost Decarbonisation. London: Imperial College London. July 2014.
- SvK. 2013a. Perspektivplan 2025. Svenska Kraftnät, April 2013.
- SvK. 2013b. Integrering av vindkraft. Svenska Kraftnät. Available at [http://www.svk.se/Global/06\\_Energimarknaden/Pdf/Vindkraft/20130313-Integrering-av-vindkraft.pdf](http://www.svk.se/Global/06_Energimarknaden/Pdf/Vindkraft/20130313-Integrering-av-vindkraft.pdf)
- Tande, J.O., Korpås, M. 2006. Impact of large scale wind power on system adequacy in a regional hydro-based power system with weak interconnections. Proceedings of Nordic Wind Power Conference NWPC 2006, 22– 23 May, 2006, Espoo, Finland.
- Thema consulting. 2013. Study on loop flows. October 2013. Available at [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/201310\\_loop\\_flows\\_study.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/201310_loop_flows_study.pdf)
- Torbaghan, S., Rawn, B., Gibescu, M., van der Meijden, M. 2012. November. Offshore grid transmission planning using approximated hvdc power flows. In: Proceedings of the 11th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Plants. Lisbon, Portugal. Pp. 13–15.
- Torbaghan, S.S., Muller, H., Gibescu, M., van der Meijden, M., Roggenkamp, M. 2014. July. Impact of wind energy support schemes on the development of an offshore grid in the North Sea. In: PES General Meeting Conference & Exposition, 2014 IEEE. Pp. 1–5.
- Torbaghan, S.S., Gibescu, M., Rawn, B.G., Meijden, M. 2015a. A Market-Based Transmission Planning for HVDC Grid – Case Study of the North Sea. IEEE Transactions on power systems, Vol. 30, No. 2, pp. 784–794.
- Torbaghan, S.S., Müller, H.K., Gibescu, M., van der Meijden, M., Roggenkamp, M. 2015b. The legal and economic impacts of implementing a joint feed-in premium support scheme on the development of an offshore grid. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 45, 263–277.
- Tuinema, B.W., Gibescu, M., Kling, W.L. 2010. Availability Evaluation of Offshore Wind Energy Networks within the Dutch Power System. IEEE Joint IAS/PELS/PES Benelux Chapter, Young Researchers Symposium: Smart Sustainable Power Delivery, Leuven, March, 2010.
- Tuinema, B.W., Rueda, J.L., van der Meijden, M.A.M.M. 2015. Network Redundancy versus Generation Reserve in Combined Onshore-Offshore Transmission Networks. Powertech2015, Eindhoven, The Netherlands, June, 2015. Submitted for publication.
- TWENTIES. 2013. D15.2 Economic impact analysis of the demonstrations in task- forces TF1 and TF3. Deliverable: D15.1. Available from <http://www.twenties-project.eu/>
- 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.
- Vittal, E., O'Malley, M., Keane, A. 2010. A steady-state voltage stability analysis of power systems with high penetrations of wind. IEEE Trans. PWRs, Vol. 25 (1), pp. 433–442.
- von Bremen, L., Tambke, J., Busch-Saleck, N. 2012. Characterization of Wind Power Fluctuations

- and Prediction. RAVE – international conference, May 2012.
- Woyte, A., De Decker, J., Van Thong, V. 2008. A North Sea electricity grid [r]evolution. Electricity output of interconnected offshore wind power: a vision of offshore wind power integration. Brussels: 3E–Greenpeace.
- You, R., Barahona, B., Chai, J., Cutululis, N.A. 2013. A novel wind turbine concept based on an electromagnetic coupler and the study of its fault ride- through capability. *Energies*, Vol. 6, pp. 6120–6136.
- Zeni, L., Glasdam, J., Hesselbæk, B., Lund, T., Sørensen, P., Hansen, A.D., Kjær, P.C. 2014. Coordinated system services from offshore wind power plants connected through HVDC networks. CIGRE 45th session, Paris.
- Zhang, J., Hodge, B.-M., Miettinen, J.J., Holttinen, H., Gomez-Lazaro, E., Cutululis, N., Litong-Palima, M., Sørensen, P., Lovholm, A.L., Berge, E., Dobschinski, J. 2013. Analysis of Variability and Uncertainty in Wind Power Forecasting: An International Comparison. Proceedings of 12th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, WIW2013. London, 22–24 Oct, 2013. Energynautics.

## 附録：2015～2017年の各国の風力連系研究 計画、Task 25 共同研究

Task 25 作業計画による国家プロジェクトの貢献(2015年4月)

カナダ：Hydro-Quebec は以下のテーマについて研究中である。

- 系統管理プロセスの観察／予測をもとにした、運用における環境リスクの統合に対する世界の研究開発手法の協調。
- 逼迫した気象条件を考慮した不確実性推定を含む、リアルタイムから10日間の運用までをカバーする運用を中心とした風力発電予測システムの向上。
- 1～48時間またはそれ以上の範囲において必要な需給調整予備力を動的に定義するための方法論の向上。その際、風力発電、負荷、およびその他の変動入力情報の複合的予測不確実性を考慮し、発電プラントの停電と電力取引の計画の余地を含め、受容可能なレベルのリスクに対応して最適動的予備力レベルを設定する。動的予備力を組み入れるため、IREQ(Hydro-Quebec 研究所)はIBMとの共同研究プロジェクトとして確率論的ユニットコミットメントなどを開発している。成功すれば、現行のメリット・オーダーによるユニットコミットメントを代替できる可能性の評価が行われる。予備力設定に相当する「受容可能な」リスクレベルを、関連コストおよび輸出による販売収入とリンクさせ、数値化する取り組みが行われることになっている。
- 「1～5分の時間刻みによる通年の」シミュレーションモデルの改良・利用。特に変動電源の電力系統との連系による新たなアンシラリーサービス要件の定義。調整と負荷追従予備力。IREQが開発したモデルでは、セキュリティおよび送電系統提供者の規制規則を考慮している。
- 直列型補償装置が組み込まれた電力系統や実際のHVDC制御、および大量の変動電源の間に起こり得る相互作用の解析を可能にする電力系統研究の変動電源の電氣的モデル開発の継続。風力およびその他の変動性再

生可能エネルギー（太陽光）および分散型設備（電気自動車など）が系統に与える影響の解析の継続。これらの設備の高度協調制御による潜在的系統支援制度の研究。

- 本部はカナダの多くの公益事業および系統運用者と、また米国の独立系統運用者は継続中の汎カナダ研究と関与し、全体的に増加したカナダの風力発電導入率、および米国との国境を超えた影響の概要を調べることを目指している。

**中国：**国家電網エネルギー研究所(SGERI)は風力発電の利用向上のための系統拡大と柔軟性の高い発電の展開を研究している。モデル開発のため、風力導入率が高いときの多地域電力系統拡大計画モデル、風力発電モデルに組み入れた短いタイムスケールの確率論的発電シミュレーション、および風力発電導入率が高いときの電力系統の運用の最適化が研究されることになっている。

- 全国的にエネルギー源を最適展開するため、中国における適切な系統配置および系統計画を研究予定。柔軟性の高い新しい発電、および風力や他の再生可能エネルギー源との間での容量、分散、および運用の協調についての詳細研究。
- 主に風力発電の不確実性を考慮した確率論的発電シミュレーションモデルの開発。風力発電の変動性をより良く説明できる発電シミュレーションの新しいアルゴリズムを含む。
- 中国における風力発電の急速な成長による、交流・直流のハイブリッド電力系統に対する経済的および技術的影響の調査研究。
- 風力発電が多い電力系統の運用柔軟性を向上させるため開発された運用最適化手段。その目的は風力発電設備容量の効率的利用を促進すること。より柔軟性の高い系統連系線の制御、広範囲の需給調整エリア制御、ユニットコミットメントの適合、大規模風力発電のもとでの経済負荷配分、火力発電、水力発電、および風力発電の間の協調などが含まれる。
- 中国北西部における火力発電、水力発電、および風力発電の協調に関する調査、および風力発電の利用向上のためのディスパッチパターンモデルの構築。
- 風力発電の利用を向上させるため、発電、系統、および消費者側から技術および管理手段がいくつか提案されている。例えば、火力発電と風力発電の共同開発と運用、デマンドレスポンスなどである。これらの手段を合理的に応用するため、風力発電連系を向上させるその能力と、それに伴う経済・環境上の便益とコストの調査が計画されている。

デンマーク：デンマーク工科大学風力エネルギー研究センター (DTU Wind) は以下のテーマを研究している。

- 電力システムの信頼度において風力発電の変動性と不確実性が占める割合を表現するためのツールと手法
- 風力発電所の制御
- 風力発電所によるアンシラリーサービス
- 風力発電の電力系統維持計画への統合
- 風力発電の不確実性の電力系統信頼度評価への包含。
- 市場および動的モデルを組み合わせた再生可能エネルギー電源の系統連系研究
- 風力発電と太陽光発電を合わせた変動性と不確実性を表現するためのツール
- 風力発電の不確実性を考慮した動的予備力のための手法

Energinet.dk は、2025 年までにデンマークの電力系統に占める風力発電導入率を 50% (国内消費の 50% を風力で供給) にするための送電系統運用者による準備作業について研究結果を公表する。

- 従来型発電所が直結されていない風力発電中心の電力系統を運用する場合の課題 (慣性、十分な短絡容量、連系線の潮流方向が変化したときの継続的電圧制御、および事故時・事故後の動的電圧維持の提供)
- 風力発電所のアンシラリーサービス提供能力
- 風力発電の導入率が高い電力系統における新規送電線の計画方法
- 熱部門 (ヒートポンプ)、輸送部門 (電気自動車)、およびガス部門 (電気によるガス生成) の系統計画への包含。目的は新たな柔軟性、エネルギー貯蔵、および需給調整の機会を創出することである。また海外の新規送電線により、さらに多くの風力発電を受け入れる能力が向上する。
- デンマークの研究からの、柔軟性問題を解決するための新規市場設計に関する報告
- ENTSO-E 共同作業からの欧州送電系統開発に関する報告。風力は依然として ENTSO-E の TYNDP (電力網開発十ヶ年計画) における系統投資の必要性を推進する重要な要素の一つである。
- 継続中の欧州委員会プロジェクト Garpur (目的：汎ヨーロッパ電力システムの信頼度を 2020 年までの、またその先の進化と一致するよう数量化するための信頼性の高い新基準を定義すること)、Ecogrid (デンマークのボーンホルム島におけるスマートグリッドの実施)、E-Highway 2050 プロジ

エクトからの報告。

**フランス**：フランス電力公社研究開発センター (EDF R&D)が以下のテーマについて研究している。

- 変動電源を含む系統運用を支援するための方法論とツール
- 風力および太陽光発電の予測誤差が運用マージンと必要な予備力に与える影響を数量化する確率論的ツールの開発、および必要な動的予備力の定義におけるその応用
- さまざまな時間スケール(前日から 30 分前まで)について、電力系統の柔軟性の妥当性を評価する確率論的ツールの開発と応用
- 非同期発電の導入率が高い電力系統の動的安定度
- 大規模連系系統におけるアンシラリーサービスと疑似慣性に対する風力発電の参加
- 風力・太陽光発電の系統連系が欧州系統に与える長期的影響を研究するための方法論とツール
- 大規模に連系された系統の長期的計画における運用問題に対処するための方法論の開発と実施の経験。EDF R&D ツールには、複数の連系された系統にわたる長期的発電計画における動的安定度と短期的柔軟性評価が含まれる。
- 貯蔵、デマンドサイドマネジメント(DSM)、系統連系等の柔軟性供給源の費用便益分析の方法論
- 変動電源の導入率が高い電力系統の経済的側面
- 変動電源(風力および太陽光発電)の電力市場への統合：市場価格の下落と収益のカニバリゼーション効果
- 従来型発電の課題：バックアップ容量に対する投資、エネルギーオンリー市場における収益の低下、および成長中のアンシラリーサービス市場と予備力市場が提供する機会
- 風力発電の市場参加：変動電源事業者のインバランスコストを最小化するための戦略

**フィンランド**：フィンランド技術研究センター (VTT; Technical Research Centre of Finland)は以下のテーマ(プロジェクト)を研究中である。

- 風力発電の予測誤差がフィンランドおよび北欧電力系統の需給調整に与える影響 (Icwind)
- 風力発電が北欧のエネルギーバランス、スポット価格と需給調整市場価

格、および需給調整電力のアデカシーに与える影響、電力系統における柔軟性オプションの影響 (FLEXe)

- バルト海／北海の直流送電リンクの価値 (OffshoreDC)
- 変動電源連系の柔軟性オプションとしての P2G (NeoCarbon)
- 火力発電所および熱利用・生成による柔軟性 (FLEXe)
- 中規模モデルによる最長 2 週間までの校正された確率論的エネルギー予測を利用した貯蔵使用の最適化や、その他の長い時間スケールによる決定の向上 (VaGe)

ドイツ: フラウンホーファー・風力エネルギーシステム研究所 (Fraunhofer IWES) は以下のテーマについて研究中である。

- 気象依存電源の系統連系のための革新的な気象および風力・太陽光発電予測モデルの開発 (<http://www.projekt-eweline.de/en/index.html>)
- 極値的な予測誤差
- 風力・太陽光発電によるアンシラリーサービスの提供
- 異なる集合化レベルごとの風力。太陽光発電の特徴づけ、および風力発電と太陽光発電の相互作用
- 利用可能有効電力の推定
- 系統運転予備力の動的設定法
- 再生可能エネルギー導入率が高い電力系統のシミュレーション
- 再生可能エネルギー100%の系統を目指す方法の研究
- 再生可能エネルギーによるバーチャル・パワー・プラント(仮想発電所)
- 再生可能エネルギーの大規模連系に関連した市場設計
- 再生可能エネルギーの導入率が高い安全な電力系統のためのデータ要件の定義

エネルギー経済研究センター (FfE: Research Centre for Energy Economics) は以下のテーマについて研究を行っている。

- 空間的に分散した再生可能エネルギーの拡大、およびそれが系統と貯蔵の必要性に与える影響
- 配電系統に存在する設備によるアンシラリーサービスの提供
- 系統拡張の必要性
- 貯蔵の必要性
- 市場設計から生じる障壁の分析

**アイルランド**：アイルランド国立大学ダブリン校(UCD) およびダブリン大学の電力研究センター(ERC)が以下のテーマについて研究を行っている。

- 運用・計画ツールの開発と高水準の風力発電系統連系のための戦略
- 非同期発電導入率が高いときの電力系統の動的安定度
- 電力系統の柔軟性向上のためのデマンドサイドと貯蔵の選択肢
- 風力発電導入率が高い系統に適した市場機構とアンシラリーサービスの設計
- 風力発電によるアンシラリーサービスの予測と利用のための開発戦略

**イタリア**：国の電力系統の運用、保守、および開発を扱う Terna グループの Terna Rete Italia 社が以下のテーマについて研究を行っている。

- すでに経験されている実際の危機的な運用条件およびその解決方法の紹介
- 必要な予備力評価の手順
- 「発電超過」リスクの評価と必要な下方調整容量
- ローカルな過負荷や系統の需給調整を解決するための新しい貯蔵設備の影響
- 需給調整、周波数制御に対する貢献、あるいは予備力供給のための能動的需要の役割
- 大量の風力発電と分散型太陽光発電に対する送電系統の拡張
- 風力および太陽光発電導入率が高いときのアンシラリー市場の設計と運用。可能性のある市場モデルと経験

**日本**：東京理科大学、関西大学、および電力中央研究所(CRIEPI)が以下のテーマについて研究を行っている。

- 風力および太陽光発電の容量クレジット、およびピーク需要期間の差(エリアの差)の影響の評価。
- 再生可能エネルギーの大量連系時の負荷の特徴。再生可能エネルギーの系統連系を受け入れるための調整予備力と運用予備力。長期的電力供給計画、揚水発電所運用計画、ユニットコミットメントと負荷ディスパッチ制御、1時間未満の運用のシミュレーション、リアルタイム周波数制御など 2030年までに再生可能性エネルギー目標を達成もしくは上回った場合の系統運用に対する影響。大量の再生可能エネルギーの系統連系を促進・緩和する可能性のある対策に関する提言

**メキシコ** : 電力研究所 (IIE: Instituto de Investigaciones Electricas) が以下のテーマについて研究を行っている。

- 国の各地方について風力発電と太陽光発電の季節特性と日分布を考慮するため、メキシコで長期的発電計画プロセスに使用されている PEGYT モデル(IIE 発電および送電拡大計画モデル)の機能向上
- メキシコ法に定められたクリーンエネルギー導入目標を考慮した、メキシコの長期的発電および送電系統拡大計画
- 系統に必要な柔軟性を評価するため、電力負荷成長率が高い場合と風力および太陽光発電容量の成長率が高い場合の 2016~2024 年間のシナリオを考慮したメキシコの短期的系統運用シミュレーション

**オランダ** : 送電系統運用者 TenneT TSO b.v. が以下のテーマについて研究を行っている。

- 風力発電の導入率が高い場合に、事故発生時に系統セキュリティを確保するため必要な従来型発電による最小オンラインリソース。
- 洋上風力発電所と陸上系統を接続する交流ケーブル周辺において、100 Hz 程度の低周波数に見られる共振現象問題、および可能性のある解決策の研究
- 分散型発電から生じる短絡の影響のモデリング
- 送電計画法。年間を通じたセキュリティ解析、方法の施行および適用経験
- EU プロジェクト GridTech (欧州におけるクリーン、効率的、かつセキュリティの高い電力系統を可能にする革新的系統影響技術)
- EU プロジェクト Umbrella (送電系統運用者の分散型系統セキュリティ手法を支援する革新的ツールボックスの開発)
- EU プロジェクト Low Inertia Systems (低慣性系統)
- オランダの大学(デルフト工科大学 : TU Delft、アイントホーフェン工科大学 : TU Eindhoven、フローニンゲン大学 : RU Groningen、アムステルダム自由大学 : VU Amsterdam) との共同事業による国家プロジェクト、380 kV ケーブルプロジェクト。動的電力管理に関する遠隔大規模洋上風力発電 (FLOW: Far and Large Offshore Wind) プロジェクト。系統安定度とグリッドコード要件に関する FLOW プロジェクト。大規模風力発電を持つ洋上および陸上風力発電系統の信頼度 INCAH; フェーザ情報計測装置(PMU)支援による修正制御に関する NWO URSES WAMPAC; NWO

URSES DISPATCH 分散型知能; TKI Wind at Sea, 洋上シナジー効果;  
VDE 分散型電源(DER)高導入率時の持続可能な電力システムの安定度; NWO  
洋上国際電力インフラ、設計、運用、規制; NWO Top Sector (ポテンシャル：  
電力市場の再設計)

デルフト工科大学 (TU Delft) では以下のテーマについて研究を行っている。

- 系統安定度とグリッドコード遵守に対する影響
- 多国籍電力インフラ
- 超高压送電線の信頼度
- VSC-HVDC 多端末送電系統を通じた洋上再生可能エネルギーの統合
- 総合的信頼度評価 (GARPUR プロジェクト)
- 分散型電源の高導入率時の持続可能な電力システムの安定度
- HVAC-HVDC 系統の計画と制御
- パワーエレクトロニクスコンバーター技術の大規模導入
- 再生可能エネルギー源の動的等価の識別

ノルウェー： SINTEF 研究所が以下のテーマについて研究を行っている。

- 北海沿岸地域における風力発電の変動性を平衡させるための、水力発電ベースの北欧電力システムの柔軟性の利用。洋上風力発電所が特に重視されている。
- 北海沿岸地域における洋上風力発電所の系統連系と市場結合向上のためのオフショアグリッド投資戦略
- オフショアグリッドの社会経済便益とコスト、およびこれが電力系統制御と市場操作に与える影響
- 変動風力発電が引き起こすインバランスに対応するため、スマートグリッドソリューションを用いた新しい市場概念の開発
- 風力発電の高導入率時に生じる電力システムの技術的問題、および結果として生じる送電網の潮流の評価
- グリッドコードとアンシラリーサービスを通じた風力発電所による電力系統支援
- 離岸距離が問題となる大量の洋上風力発電所のための系統連系技術

ポルトガル： 国立エネルギー地質研究所(LNEG)、 オポルト大学工学部コンピューターシステム工学研究所(FEUP/INESCTEC)、 およびリスボン工科大学(IST)が以下のテーマについて研究を行っている。

- 仮想再生可能エネルギー発電所(VRPP):(分散型再生可能エネルギー源の相互関係、再生可能エネルギー発電の余剰、ならびに大規模/全国および小規模/ローカルベースでの新規電力貯蔵容量の必要性(揚水発電、バナジウム・レドックス電池、プラグイン自動車など)の評価。系統安定度研究と、ローカル系統の混雑について VRPP 技術の技術・経済的便益の特徴づけに応用するための VRPP 動的および静的モデルの開発(LNEG)。VRPP の市場統合を促進するため、VRPP 管理者のための確率論的最適化に基づいた意志決定サポートツールの開発。貯蔵システムと電気自動車(LNEG)。局地的系統の電力の質における電気自動車、国内の分散型発電、およびスマートバッテリーによる蓄電ソリューションの影響の評価。全高調波歪み、フリッカ、および電圧特性のローカル特性(LNEG)。新たな再生可能エネルギー発電のための無駄のない連系を目指した水力発電所の成績と柔軟性の高い運用(HYPERBOLE FP7 EU プロジェクト、2013～2016年)(INESC TEC/FEUP)。水力発電所の運用範囲の柔軟性を拡大し、同時に固定速度および変動速度モデルを含む長期的利用可能性を改善することによるその価値の向上。具体的には、INESC TEC/FEUP は電力網連系研究を実施し、その中で水力および揚水発電所の運用範囲と柔軟性の拡大をもとに、再生可能電源の電力網への最適連系について調査する。
- 大規模風力発電連系のための送電ツール：ローカルな風力発電群による系統混雑に対応するための風力発電の貢献の分析(LNEG)。(EU プロジェクト IRP Wind, 2013～2017年)。将来の協調的で安定した汎ヨーロッパ送電システムのための革新的ツール(FP7 EU プロジェクト iTESLA, 2012～2015年)(INESC TEC/FEUP)。送電系統に大規模な風力発電がある場合のサービスの復旧手順。オフショアグリッド開発のための高圧直流(HVDC)技術。COMUTE-DC：洋上多端末直流系統の制御と運用(FCT プロジェクト、2013～2015年)。このプロジェクトでは、多端末直流(MTDC)電力変換所と洋上ウィンドファームにおいて自律的に作動する革新的制御機能の識別と開発を目指している。プロジェクトの主な進展は、エリア間周波数調整サービス、さらには洋上のウィンドファームからの慣性エミュレーションと一次周波数制御も使用できる可能性に関連する。MTDC 系統からの交流側 FRT 機能の提供に関連した制御ソリューションの開発。縮小型実験室プロトタイプの4端末 MTDC 系統の詳細指定と開発が提案されており、周波数制御機能などの主なプロジェクト成果の発表が可能となる。
- 高度風力発電予測アルゴリズム：気象の数値予測の不確実性を高める大気条件を探索するための循環気象パターンのモデリングシステムの開発

(IRP Wind) (LNEG)。さざ波と多変量統計分解に基づく高度予測(IRP Wind) (LNEG)。総観気象レジームとその変遷を特徴付けることによる、電力系統に急激な影響を与える風力発電の出力変化や極値風事象の自動検知(FCT Fluctwindー出力変化と変動の特徴) (LNEG)

- 運転予備力：極値風事象予測に基づいた動的予備力の合理的使用のための方法論の開発(LNEG)。需給調整サービスの提供における協調的風力発電クラスターと貯蔵資産の貢献の評価(FR7 IRP Wind) (LNEG)。INESC TEC/FEUP および TSO REN：再生可能エネルギー発電の導入率が高い系統の運転予備力要件を試算するツール実施のための直接契約(2015)。このツールは、負荷、従来型発電所、風力、太陽光、コジェネ、小規模水力発電など、さまざまな供給源からの不確実性を包含する。
- 市場：電力市場の複雑さに対応するためのソフトウェア自律エージェント使用の問題への対処(LNEG)。特に、電力プール市場とこれに付随する技術・経済上の問題、入札のメカニズムに関する問題など(EU IRP Wind プロジェクト, 2013～2017年)。先渡し市場とこれに伴う相対取引プロセス、主に相対契約の主要条件(価格、電力量、期間など)の交渉(FCT プロジェクト MAN-REM)。電力会社をさまざまな市場、特に電力プール市場と先渡し市場で電力取引を行うことができるソフトウェアエージェントとしてモデリングし、通常いくつもの不確実性(発電所の停電、不確実な電力市場価格、不完全な風力発電予測など)により影響を受ける意志決定プロセスの重視。(IRP Wind プロジェクト) (LNEG)。風力発電所群を、自由化された電力市場に参加できるソフトウェアエージェントの連成モデリング。具体的ケーススタディの開発(EU IRP Wind プロジェクト, 2013～2017年) (LNEG)。

スペイン：カスティーヤ・ラ・マンチャ大学／再生可能エネルギー研究所(UCLM-IER) が以下のテーマについて研究を行っている。

- 新国際標準のもとでの再生可能エネルギー発電所の電力系統への連系：風力および太陽光資源の電力モデルの開発と検証
- 大量の風力発電を含むスマートグリッドの周波数制御
- 風力発電所の電力変動：解析と調整
- 変動電源モデリング。大量の風力発電を含む電力系統研究：蓄電と電気自動車

スウェーデン：スウェーデン王立工科大学(KTH)が以下のテーマについて研究を行

っている。

- 風力発電の1時間未満の需給調整 (博士課程学生 Camille Hamon)
- 風力発電大量導入時の水力発電スケジュール (博士課程学生 Yelena Vardanyan)
- 風力発電大量導入時の効果的需給調整のための市場設計 (博士課程学生 Richard Sharff)
- 太陽光発電連系 (ポストドクター Afshin Samadi)
- 大量の風力発電を含む系統における需給調整資源としてのコジェネの使用 (博士課程 Ilias Dimoulkas)
- 風力発電による多端末 HVDC オフショア系統の一次および二次制御問題
- 家庭でのスマートグリッド応用、ならびに大量の風力発電を含む系統におけるその役割 (新博士課程学生：募集中)
- ほぼ 100%の再生可能エネルギーに基づくスウェーデン研究 (Lennart Söder + 新博士課程学生の募集を計画)
- 大量の風力発電を含む電力系統における新しい蓄電技術応用の総合研究

**英国**：英国持続可能電力・分散型発電センター (SEDG) が英国の Task 参加の拠点となり、インペリアル・カレッジ・ロンドンとストラスクライド大学が参加する。Task 25 第3期に計画された主な研究分野は以下の通りである。

- 大規模風力発電を導入した系統について、発電と需要、貯蔵、および系統連系の役割と価値を考慮した系統運用と開発の解析方法の向上
- 大規模陸上および洋上風力発電連系のための送電要件の評価
- 発電予備力配分と送電投資の相互作用の研究
- コスト効率の高い風力発電系統連系の文脈における決定論的および確率論的送電網セキュリティ基準の見直し
- 陸上送電に対する世論の反対を踏まえた陸上・洋上ハイブリッド送電網の運用と設計の課題の理解
- 風力発電のタイムリーな接続を可能にする先行投資を行いやすくするための代替規制方法の研究
- さまざまな送電価格設定方法、およびそれが電力網および発電 (従来型発電と風力発電) への投資に与える影響に関する評価
- 風力発電導入率がかなり高い系統におけるピーク供給可能で柔軟性の高い発電所への投資を刺激する代替手段の分析

米国：国立再生可能エネルギー研究所(NREL)が以下のテーマについて研究を行っている。

- 市場設計：NREL はリアルタイム市場における柔軟性を奨励するためのさまざまな市場アプローチの比較。さまざまな風力(および太陽光)発電導入率による長期的歳入の十分性の評価の実施。
- 柔軟性解析：さまざまな柔軟性オプションの価値の総合および個別評価。
- 風力発電の新複数年データセット、および風力発電の容量クレジットに関連した研究。国際的比較を行うため、NREL の LOLP ツール、REPRa を IEA T25 参加者の間に回覧することができる。
- AGC(自動発電制御)とユニットコミットメントモデル/シミュレーションの結合(FESTIV、コード導入率リング可能)
- 動的研究
- 水力発電の柔軟性と風力発電連系
- 風車および風力発電所からの有効電力制御
- 変動電源高導入率時の複数の連系系統にまたがる大規模研究

欧州風力エネルギー協会 EWEA (現 WindEurope)：WindEurope は欧州レベルでの風力発電連系と関係性のある連系研究および政策の検証を行い、以下のテーマに重点を置いている。

- 出力集合化と運用のためのクラスターツールを含む、大量の風力発電がある場合の欧州レベルでの系統の運用。
- 新しい柔軟性対策の価値。具体的には、風力エネルギーによるアンシラリーサービスの提供、ならびに関連市場設計および商品の進歩
- 欧州レベルでの風力発電の接続、需給調整、および混雑管理のための要件、規格、およびグリッドコード
- 欧州レベルの風力発電事業者が経験した需給調整コスト
- 大量の風力発電を含む送電系統の増強、特に国際融通や取引に使用されるオフショアグリッドや電力ハイウェイの例
- 風力発電大量導入時の効率的な電力市場の設計

## 風力発電大量時の電力系統の設計と運用 最終報告、IEA WIND Task 25、第3期 2012～2014年

本報告は、2012～2014年の国際エネルギー機関(IEA)風力実施協定 Wind Task 25に参加した15ヶ国からの風力発電の系統連系に関する最近の結果をまとめたものである。実系統における経験と研究の両者が報告されている。各国の事例研究は、風力発電が電力系統に与えるいくつかの影響を扱っている。本報告では、長期的計画の問題と短期的な運用影響に基づいてグループ分けした。長期的計画の問題としては系統計画と容量アデカシーがある。短期的な運用影響には、信頼度、安定度、予備力、運用のタイムスケールにおける風力の価値の最大化(需給調整に関する問題)などがある。

最初の章では電力系統全体にわたる風力発電の変動性と不確実性を紹介し、最後の章では風力発電の高導入率時に関する最新の風力連系研究を取り上げる。附録には、2015～2017年のTask 25に貢献する各国のプロジェクトのうち、現在も継続中の研究の概要を示す。

原書 ISBN 978-951-38-8444-4  
(URL; <http://www.vttresearch.com/impact/publications>)

ISSN-L 2242-1211

ISSN 2242-122X(オンライン)

<http://urn.fi/URN:ISBN:978-951-38-8444-4>