

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
ディスカッションペーパー

C-E (出力抑制—電力量シェア) マップ

— 風力・太陽光発電の出力抑制を評価するための客観的・定量的手法 —

C-E (Curtailment – Energy Share) Map

An Objective and Quantitative Measure to Evaluate Wind and Solar Curtailment



2023 年 5 月

May 2023

京都大学大学院経済学研究科
特任教授
安田 陽
他、共著者 17 名

Yoh YASUDA

Research Professor

Graduate School of Economics,

Kyoto University

and other 17 coauthors



C-E (出力抑制—電力量シェア) マップ

— 風力・太陽光発電の出力抑制を評価するための客観的・定量的手法 —

C-E (Curtailment – Energy Share) Map

An Objective and Quantitative Measure to Evaluate Wind and Solar Curtailment

京都大学大学院経済学研究科 特任教授 安田 陽

Yoh YASUDA

Research Professor, Graduate School of Economics, Kyoto University

共著者

Enrico Maria Carlini, *TERNA*, Italy

Ana Estanqueiro, *LNEG*, Portugal

Lori Bird, *World Resources Institute*, USA

Peter Børre Eriksen, *Ea Energy Analyses*, Denmark

Damian Flynn, *University College Dublin*, Ireland

Daniel Fraile, *Wind Europe*

Daisuke Hayashi, *Ritsumeikan University*, Japan

Hannele Holttinen, *Recognis*, Finland

Emilio Gómez-Lózaró, *University of Castilla-La Mancha*, Spain

Sergio Martín Martínez, *University of Castilla-La Mancha*, Spain

Debra Lew, *Independent Consultant*, USA

John MacCam, *Sustainable Energy Authority of Ireland*, Ireland

Nickie Menemenlis, *Hydro Quebec*, Canada

Raul Miranda, *International Renewable Energy Agency (IRENA)*

Antje Orths, *Egerginet*, Denmark

Charlie Smith, *ESIG*, USA

Til Kristian Vrana, *SINTEF*, Norway

本ディスカッションペーパーは、日本語読者の理解のために、下記の学術誌掲載論文(英文)を共著者の賛同を経て日本語に翻訳したものです。

- Yoh Yasuda *et al.*: Flexibility chart 2.0: An accessible visual tool to evaluate flexibility resources in power systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **160** (2022) 112212

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112212>

本ディスカッションペーパーの日本語訳と原著論文の表現・内容に万一相違がある場合は、原著論文が優先されます。原著論文はオープンアクセス文献であるため、原著論文およびその翻訳物である本ディスカッションペーパーの内容や図表は、参考文献を明記する限り自由に引用・転載することができます。ただし、本ディスカッションペーパーの内容や図表を引用する場合は、上記の原著論文も引用元文献として参考文献に記載して頂けると幸いです。

Abstract:

As the share of VRE (variable renewable energy) has grown rapidly, curtailment issues have arisen worldwide. This paper evaluates and compares curtailment situations in selected countries using an objective and quantitative evaluation tool named the “C-E map” (curtailment-energy share map). The C-E map is a correlation map between curtailment ratios that mean curtailed wind (or solar) energy per available energy and energy shares of wind (or solar). The C-E map can draw a historical trend curve in a given country/area, as an at-a-glance tool to enable historical and/or international comparison. The C-E map also can classify the given countries/areas into several categories, according to the current levels of curtailment ratio and historical trends. The C-E map helps institutional and objective understanding of curtailment for non-experts including policy makers.

Keywords: wind power; curtailment ratio; penetration ratio; VRE (Variable Renewable Energy); photovoltaic (PV); solar power

要旨

変動性再生可能エネルギー(VRE : Variable Renewable Energy)のシェアが急速に拡大するにつれ、世界的に出力抑制の問題が生じている。本論文では、「C-E(出力抑制-電力量シェア)マップ」という客観的・定量的評価ツールを用いて、各国の出力抑制状況を評価・比較したものである。C-E マップは、風力(または太陽光)発電の利用可能な発電電力量あたりの抑制された電力量を意味する出力抑制率と、風力(または太陽光)の電力量シェアとの相関図である。C-E マップは、国・エリアごとの過去のトレンド曲線を描くことができ、歴史的・国際的な比較が一目でできるツールである。また、C-E マップは、現在の出力抑制率や過去のトレンドによって、国やエリアをいくつかのカテゴリーに分類することができる。C-E マップは、政策担当者を含む非専門家が、出力抑制を直感的かつ客観的に理解するのに役立つものである。

キーワード : 風力発電、出力抑制率、導入率(シェア)、変動性再生可能エネルギー(VRE)、太陽光発電

略語

BnetzA: 連邦ネットワーク規制庁 (Bundesnetzagentur) (ドイツの規制機関)
CAISO: カリフォルニア独立系統運用者 (California Independent System Operator)
COVID-19: 新型コロナウイルス感染症 (coronavirus disease 2019)
CREZ: 競争的再生可能エネルギーゾーン (Competitive Renewable Energy Zone) (テキサス州の政策)
DE: ドイツ
DK: デンマーク
DLR: 動的線路定格 (dynamic line rating)
EIA: 連邦エネルギー情報局 (Energy Information Administration) (米国の政府機関)
ERCOT: テキサス電力信頼度協議会 (Electric Reliability Council of Texas)
ES: スペイン
GB: グレートブリテン島
GW: ギガワット (giga watt)
GWh: ギガワット時 (giga watt hour)
HVDC: 高圧直流 (high voltage direct current)
IE: アイルランド
IT: イタリア
ISO: 独立系統運用機関 (independent system operator) (特に米国で用いられる用語)
ISO-NE: ニューイングランド独立系統運用機関 Independent System Operator of New England
MISO: 中部大陸独立系統運用機関 (Midcontinent Independent System Operator)
NI: 北アイルランド
NO: ノルウェー
NY-ISO: ニューヨーク独立系統運用機関 (New York Independent System Operator)
PJM: ペンシルバニア、ニュージャージー、メリーランドを含む 13 州をカバーする RTO
PSCO: コロラド公共サービス公社 (Public Service Company of Colorado)
PT: ポルトガル
RTO: 地域送電系統運用機関 (regional transmission operator) (特に米国で用いられる用語)
SNSP: 系統非同期電源シェア (system non-synchronous penetration)
SONI: 北アイルランド系統運用者 (System Operator in Northern Ireland)
SPP: 南西部パワープール (Southwest Power Pool) (米国の RTO)
STATCOM: 静止型無効電力補償装置 (STATic synchronous COMPensator)
TERNA: イタリアの送電系統運用者
TSO: 送電系統運用者 (transmission system operator) (特に欧州で用いられる用語)
UK: 英国
US: 米国
VRE: 変動性再生可能エネルギー (variable renewable energy)

1. はじめに

風力や太陽光を中心とする変動性再生可能エネルギー(VRE)が世界的に増加しており、多くの国で出力抑制が大きな問題となっている。1990年に行われた初期の研究では、出力抑制がなければわずかなVREのシェアしか実現できないとされた[1]。その後、別の研究により、一部のVREを出力抑制すれば、かなりのVREシェアを実現できることが示された[2]。また、他の研究では、VREのシェアが増加するにつれて、出力抑制が指数関数的に増加すると主張された[3]。

出力抑制とは、「利用可能な資源があるのに、通常、不本意的に、電源が出力する量を減少させること」[4]と理解できる。文献[5]のようないくつかの報告では、「出力抑制(curtailment)」(システム全体)と「出力制約(constrain)」(ローカルネットワークに対する供給の制約)を区別しているが、本論文では2つの用語を区別せず、市場ベースの経済的削減(例えば、米国とデンマークのデータには市場ベースの経済的削減が含まれている)以外の如何なる理由に対しても「出力抑制(curtailment)」と統一用語を適用している。また、文献[4]では、「…出力抑制の定義とデータの利用可能性はさまざまである。風力発電をスケジュール通りに停止または制限する比較的新しい市場ベースのプロトコルまたはプログラム、およびデータ収集の統一性の欠如により、出力抑制レベルの把握が複雑になる可能性がある」と述べている。

出力抑制は必ずしも「悪」ではない。風力発電事業者は、利用可能なエネルギーの一部が出力抑制されたときに上方予備力を提供することができる。これは、例えば米国のERCOTエリアで一次予備力として適用されており、Xcel社およびコロラド公共サービス公社のエリアでは出力抑制のおかげで二次予備力を得ることができている[6]。発電電力量を失うことで、結果的にこれらの価値ある系統サービスを提供することができる。風力発電の出力抑制と風力発電による予備力供給の関係は、より議論されるべき論点である[7]。風力発電を最適に配分することで、風力発電はエネルギー供給源としてだけでなく、柔軟性や系統サービスの提供者としての役割も果たす。例えば、風力発電の出力変化速度を制御することで、電力システムの(他の)出力変化の必要性を低減し、火力発電によって提供されていた柔軟性を代替することができる[8]。

風力発電から系統支援サービスが引き出されない場合、出力抑制は単にクリーンエネルギーの損失(すなわち「悪」となり、電力システムの柔軟性や適切な市場設計がないために、発電事業者や投資家だけでなくTSOや規制機関にとっても損失となる。本論文では、自発的(または市場ベース)出力抑制ではなく、強制された(または非自発的)出力抑制に焦点を当てることとする(ただし、デンマークや米国など、「市場ベース」の出力抑制とTSOやISOによる「強制された」出力抑制の区別が統計データ上つかない国やエリアを除く)。

風力発電の増加に伴い、多くの国で風力発電の出力抑制が大きな問題となっている。アイルランド[5]、スペイン[9]~[11]、英国[12]、米国[4]、中国[13]~[16]などの国々で多くの報告や論文が発表されている。出力抑制に関する国際比較を調査した研究は



ごくわずかである[17]-[22]。また、系統連系研究の重要な成果の一つとして、将来の出力抑制を推定することもできる[7],[23],[24]。

過去の出力抑制のデータとその傾向には、VRE 系統連系対策の能力に関する証拠が含まれている可能性がある。電力システム研究において、出力抑制レベルは系統連系の課題を示す指標となり得る。しかし、さまざま国やエリアの出力抑制レベルを直接比較することは、必ずしも容易ではない。何故なら、出力抑制のレベルは、ある国の電力システムにおける複数の特定の要因に関連している可能性が高いからである。VRE 連系の課題の深刻度を客観的に比較・評価するために、いくつかの高度な評価ツールが提案されている。文献[25]では、スウェーデンのゴットランド島、デンマーク西部、ドイツのシュレスヴィヒ・ホルスタイン州、アイルランド、米国・ニューメキシコ州における課題と風力発電シェアを比較するために、「風力発電最大シェア」という指標が提案されている。その結果、かなり高い VRE シェア(30~40%)であっても、必ずしも出力抑制を多くする必要がないことが示された[26]。文献[27]の一連のいくつかの研究では、送電や柔軟性のある電源、デマンドレスポンスのような柔軟性対策によって、出力抑制を減らすことができることが示されている。また、文献[28]では、VRE の出力抑制に貢献する電力システムの柔軟性資源を評価する「柔軟性チャート」という定性的な指標が提案されている。

風力発電の出力抑制の状況や傾向をよく理解することは、いくつかの理由から重要である。財務的な観点から見ると、プロジェクトの経済性は、サイトが期待される発電電力量を獲得できるかどうかによって直接依存する。プロジェクトの投資家は、出力抑制を考慮した安全係数を組み込むようになってきているが、出力抑制が過度になるとプロジェクトの収益が低下し、プロジェクトが不経済なものになる可能性がある。あるサイトやエリアについて、投資家は意思決定をする前に、予想される出力抑制の傾向を知っておきたいと望むようになる。電力システムの観点からは、二酸化炭素を排出しない電源の発電電力量が低下すると、設定された低炭素化目標に影響を与える可能性がある。また、より大きなエリア内の柔軟性資源を集合化することで、出力抑制レベルに影響を与える可能性がある。しかし、出力抑制を緩和するための選択肢は、特定の国やエリアの規制に強く依存する。また、柔軟性の問題(すなわち出力抑制)は、近隣諸国に頼るよりも、国内で解決することが望ましい。

出力抑制を起こしうる原因を探ることは、重要である。送電システムの混雑は、送電システムの拡張が必要であることを示すシグナルである可能性がある。出力抑制のもう一つの原因は、電力システムの需要と利用可能な風力発電の間のミスマッチである可能性がある。この場合も、送電網の拡張がその緩和策として利用できる可能性がある。送電システムのローカルな拡張はローカルな混雑問題を緩和することができ、エリア全体の増強計画は、需要とのミスマッチの問題を緩和するために必要とされる場合がある。計画された需要の増加、エネルギー貯蔵の追加、またはデマンドレスポンスを活用するために、ローカルな増強やエリア全体での増強のいずれかを行う場合、建設のタイミングが重要になる場合がある。三つ目の可能性は、電力システムの脆弱

な場所で風力発電の増設が進むと、安定度の観点から送電制約が課される可能性があることである。市場設計の進展を理解することも重要な要素である。風力発電がアンシラリーサービス市場に参加する能力(これは出力抑制の役割の一つであるが)や容量市場に参加する能力は、新たな収入源となる可能性がある。

第2章で詳しく定義されるが、C-E マップは横軸が電力量シェア、縦軸が出力抑制率という2つの軸で構成される2次元平面であり、ある国やエリアのある年の出力抑制とシェアのデータを組み合わせ、C-E マップ上にプロットすることができる。C-E マップは、ある年のさまざまな国やエリアの出力抑制とシェアのデータを複数プロットすることで、視覚的かつ定量的に説明することが可能である。また、ある国やエリアの歴史的な傾向を、地図上の複数のプロットで結ばれた曲線として明示することができる。C-E マップの利点は、多くのデータを必要としないシンプルな手法でありながら、出力抑制の状況を直感的かつ定量的に比較するための有用な基礎を提供することである。

これまで、本論文の何人かの著者によって、出力抑制の傾向を定量的に可視化するために、「C-P マップ」と名付けた評価ツールが開発されてきた。このC-P マップは、ある国・エリアについて、y軸にVREの出力抑制率(VRE発電電力量あたりの抑制された電力量)、x軸に年間消費電力量あたりのVRE発電電力量の相関関係を示していた[18]。本論文では、C-P マップの萌芽的概念を強化し、「導入率 (penetration ratio)」よりもVREについてより中立的な用語である「電力量シェア(energy share)」を採用し、「C-E マップ」と名称を改めている。本論文の直接的な新規性は、文献[18]が公表されてから時間が経過したことによって得られた知見である。今日では、個々の電力システムにおいて、数年前よりもはるかに高い比率の再生可能エネルギーが導入され、出力抑制の原因やその影響は拡大し、出力抑制レベルを緩和・低減するためのさまざまな方法が導入されている。

本論文では、欧州の風力発電が先行する諸国、米国およびカナダの複数のISO/RTO、中国の風力発電の導入が進むエリア、日本の太陽光発電の導入が進むエリアといった三大陸のVRE導入が進む主要国・エリアについて調査する。第2章では、調査対象となった国・エリアから入手可能な統計データを表にまとめる。多くの国・エリアのVRE出力抑制に関する情報は、多くの統計データベースやさまざまな形式の報告書・資料に散在していたり、未公表であったりするため、入手は容易ではない。本研究の価値の一つは、再生可能エネルギーの導入段階がさまざまに異なり制度に関する知見や慣習も多様な多くの国・エリアからデータを収集し、それぞれの出力抑制の傾向のさまざまな原因を考察したことである。そのため、まとめたデータそのものが、本論文の独自性であり、新規性のある貢献の一つである。また本論文では、国際的に統一された客観的な比較のために、抑制電力量、電力量シェア、出力抑制率に関する用語の定義も行なっている。

また本論文では、「C-E 比」「C-E 勾配」という指標を提案している。これは元々、文献[18]において「C-P 比」「C-P 勾配」として示されたものである。前者は、ある年



のある電力システムにおける出力抑制率を電力量シェアで割った商と定義され、後者は、C-E マップ上の C-E 曲線のある点における勾配と定義される。本論文では、C-E マップや指標を用いて、与えられた国やエリアを、VRE の出力抑制の程度や傾向に応じていくつかのカテゴリーに分類する。これらの概念の詳細については、第3章にて説明する。この分類は、与えられた電力システムにおいて、過去にどのように出力抑制が発生し、将来どのように変化する可能性があるのかを説明するのに役立つ。

本論文の目的は、ある電力システムにおける出力抑制のマクロ的な傾向を得るために、客観的かつ定量的な比較方法を確立することである。電力システムの状況は、各国・各地域の地理的・政治的環境に応じて異なる可能性がある。技術的・政治的な要素に着目したミクロ的な分析については、過去に公表された文献[21]を参照のこと。

2. C-E マップおよび関連指標の方法論

C-Eマップを用いて各国の出力抑制の状況を評価する前に、まず、各国の統計データを基に、出力抑制率や電力量シェアの詳細な定義など、C-Eマップがどのように作成されるのかについて明らかにする。また、国際的に統一された出力抑制に関するデータベースが存在しないため、各国・エリアの出力抑制率・電力量シェアに関するデータを整理する。

2.1 方法論

本論文では、重要なパラメータである電力量シェアと出力抑制率について、以下のように定義する。

$$E_w = \frac{G_w}{T_c} \quad (1)$$

$$C_w = \frac{W_w}{G_w + W_w} \quad (2)$$

$$E_s = \frac{G_s}{T_c} \quad (3)$$

$$C_s = \frac{W_s}{G_s + W_s} \quad (4)$$

$$E_v = \frac{G_w + G_s}{T_c} \quad (5)$$

$$C_v = \frac{W_w + W_s}{G_w + G_s + W_w + W_s} \quad (6)$$

ここで、

C_w : ある国・エリアの風力発電の出力抑制率[%]

- C_s : ある国・エリアの太陽光発電の出力抑制率 [%]
 C_v : ある国・エリアのVREの出力抑制率 [%]
 E_w : ある国・エリアの風力発電の電力量シェア [%]
 E_s : ある国・エリアの太陽光発電の電力量シェア [%]
 E_v : ある国・エリアのVREの電力量シェア [%]
 T_c : ある国・エリアの年間総消費電力量 [GWh]
 G_w : ある国・エリアの風力発電の年間発電電力量 [GWh]
 G_s : ある国・エリアの太陽光発電の年間発電電力量 [GWh]
 W_w : ある国・エリアの風力発電の抑制電力量(逸失電力量) [GWh]
 W_s : ある国・エリアの太陽光発電の抑制電力量(逸失電力量) [GWh]

である。

なお、電力量シェアは、年間総発電電力量ではなく消費電力量に基づいて定義されている。連系線による輸出入や送配電時の電力損失により、この2つの指標には差が生じる可能性があるからである。また、ここで定義する出力抑制率は、発電電力量と抑制(逸失)電力量の合計を分母に用いている。筆者らの過去の論文[18]を含め、資料によってはこれらの用語を異なる形で定義している場合がある。

2.2 さまざまな電力システムの出力抑制に関する統計

表1~3は、C-Eマップを作成するためのデータである。これらのデータは、欧州のいくつかの国、アメリカやカナダの市場、そして風力発電が盛んな中国のエリアからそれぞれ収集したものである。

本分析では、IEAの“Electricity Information”や各国TSOから入手した欧州各国の年間総消費電力量と風力発電の発電電力量のデータを使用した。再生可能エネルギーの出力抑制のデータに関しては、規制機関やTSOが公表しなければならないという統一されたルールはない。欧州で出力抑制データを公表している国は、ドイツ[31]とアイルランド[5]のみである。イタリア、スペイン、イギリスなど他の国では、独立した研究者が作成した論文[9],[11],[21]、またはTSOが提供する未公開のデータから過去の出力抑制データを見出すことができる[30],[32]-[34]。

米国には、VREの出力抑制のデータを集計する連邦機関はない。各州の年間消費電力量や風力発電の発電電力量は、米国エネルギー情報局(EIA)のウェブサイトから入手することができ、各ISO/RTOのデータは個別に入手する必要があるが、本論文では、文献[37]を参照した。文献[37]では、いくつかのISOやRTOにおける風力発電のシェアと風力発電の出力抑制率の計算結果のみが示されている。またカナダでは、風力発電のシェアと出力抑制に関する統計データはほとんど公表されていない。NYISOやISO-NEなどの一部のISOの統計データには、「市場ベース」の出力抑制が含まれている可能性があり、ISOによる「強制された」出力抑制と現在区別されていないことに注意すべきである。ハイドロケベックによれば、これまでのところ、風力発電の出力抑制は行われていない[38]。

中国の消費電力量と風力発電に関する統計データは、国によって公表された報告書



から得ることができる[39]。中国では風力発電の出力抑制が大きな問題とされているため、この数年、年次総括報告書[40]-[45]や他の報告書[46]-[47]が発行されている。

表 1 欧州諸国の風力出力抑制の統計データ

Country	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Data source	
Denmark ^{a,1}	T ₁	32,409	33,018	32,584	32,073	32,152	31,569	33,867	34,018	34,159	34,211	35,093	[29]	
	G ₁	6721	7809	9774	10,270	11,123	13,079	14,133	12,782	14,777	13,895	16,150	16,353	[29]
	W ₁	-	-	-	-	-	-	215	120	170	325	553	1463	[30]
	E ₁	20.7%	23.7%	30.0%	32.0%	34.6%	41.4%	42.0%	37.6%	43.4%	40.7%	47.2%	46.5%	[30]
	G ₂	-	-	-	-	-	-	1.5%	0.9%	1.1%	1.4%	2.2%	3.3%	[30]
Germany	T ₁	513,665	547,284	540,560	539,516	537,331	526,904	528,133	530,374	531,324	522,756	510,542	510,542	[29]
	G ₁	38,647	37,793	48,883	51,708	57,357	79,206	78,598	106,601	111,590	123,546	129,759	129,759	[29]
	W ₁	73	125	410	359	480	1221	425	3530	5287	5247	6273	-	[31]
	E ₁	7.3%	6.9%	9.0%	9.4%	9.6%	10.9%	15.0%	14.8%	20.1%	20.9%	24.2%	25.4%	[31]
	G ₂	0.2%	0.3%	0.8%	0.7%	0.9%	2.1%	5.0%	4.2%	4.7%	4.5%	4.8%	-	[31]
Northern Ireland (SONI) ²	T ₁	-	-	-	-	-	-	8766	8772	8413	8403	8347	7987	[5]
	G ₁	-	-	943	1020	1259	1453	1883	1715	2270	2578	2763	2961	[5]
	W ₁	-	-	13	7	24	41	95	51	109	250	297	461	[5]
	E ₁	-	-	-	-	-	16.6%	20.5%	19.7%	27.0%	30.7%	33.1%	37.1%	[5]
	G ₂	-	-	-	-	-	2.7%	5.0%	2.9%	4.6%	8.8%	9.7%	13.5%	[5]
Republic of Ireland (EirGrid) ²	T ₁	-	-	-	-	-	-	27,572	28,776	29,509	30,868	31,340	31,825	[5]
	G ₁	-	-	4256	4102	4642	5140	6373	6147	7444	8640	10,019	11,549	[5]
	W ₁	-	-	106	103	171	286	348	348	277	457	711	1448	[5]
	E ₁	-	-	-	-	-	18.4%	22.8%	20.8%	24.8%	28.0%	32.0%	36.3%	[5]
	G ₂	-	-	-	-	-	2.4%	3.6%	4.4%	5.0%	6.6%	6.6%	11.1%	[5]
All Ireland ²	T ₁	-	-	-	-	-	36,723	37,583	38,335	38,446	39,272	39,688	39,811	[5]
	G ₁	-	-	3198	3112	3901	6593	8762	7862	9714	11,217	12,792	14,510	[5]
	W ₁	-	-	119	110	196	277	442	228	386	707	1008	1909	[5]
	E ₁	-	-	-	-	-	15.0%	14.4%	16.1%	18.0%	22.3%	20.6%	32.2%	[5]
	G ₂	-	-	-	-	-	2.2%	3.2%	4.0%	5.0%	5.8%	7.3%	11.6%	[5]
Italy	T ₁	320,268	330,453	334,640	328,220	338,475	310,535	316,897	314,261	320,548	321,910	319,600	302,800	[32]
	G ₁	6543	9048	9775	13,333	14,812	15,089	14,705	17,323	17,565	17,318	20,034	18,547	[32]
	W ₁	700	541	268	173	292	154	262	328	447	462	666	811	[32]
	E ₁	2.0%	2.7%	2.9%	4.1%	4.7%	4.9%	5.6%	5.5%	5.4%	6.3%	6.1%	6.1%	[32]
	G ₂	9.7%	5.6%	2.7%	1.3%	1.9%	1.0%	1.7%	1.8%	2.5%	2.6%	3.4%	4.2%	[32]
Portugal	T ₁	48,773	50,613	49,114	47,110	46,273	46,139	46,849	47,325	47,661	48,838	48,810	46,723	[29]
	G ₁	7577	9182	9161	10,259	12,014	12,111	11,607	12,474	12,426	12,650	13,576	12,172	[29]
	W ₁	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	[33]
	E ₁	15.5%	18.1%	18.7%	21.8%	26.0%	26.2%	24.8%	26.4%	26.7%	25.4%	27.8%	26.1%	[33]
	G ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	[33]
Norway	T ₁	-	132,000	126,100	130,000	129,200	126,700	133,100	134,100	136,700	134,700	133,700	133,700	[35]
	G ₁	-	900	1300	1600	1900	2200	2500	2100	2800	3900	5500	9900	[35]
	W ₁	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	[35]
	E ₁	-	0.7%	1.0%	1.2%	1.5%	1.7%	1.9%	1.6%	2.1%	2.9%	4.1%	7.4%	[35]
	G ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	[35]
Spain	T ₁	252,660	260,530	254,706	251,700	246,200	243,500	247,200	249,200	252,200	254,000	242,846	228,345	[39]
	G ₁	37,889	43,208	41,729	48,100	54,300	50,600	48,700	46,900	49,100	54,289	54,424	54,424	[39]
	W ₁	70	315	73	120	1160	520	50	99	20	49	49	182	[39]
	E ₁	15.0%	16.6%	16.4%	19.1%	22.1%	20.8%	19.5%	19.1%	18.6%	19.3%	22.4%	23.8%	[39]
	G ₂	0.18%	0.27%	0.17%	0.2%	2.1%	1.0%	0.2%	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	0.3%	[39]
UK	T ₁	330,018	337,390	325,918	325,483	324,321	310,887	311,139	307,914	311,241	302,622	286,868	286,868	[29]
	G ₁	9281	10,286	15,963	19,947	28,397	31,959	40,317	37,367	49,665	57,116	64,335	75,775	[29]
	W ₁	-	-	39	45	380	659	1276	1134	1542	1724	1940	3066	[36]
	E ₁	2.8%	3.0%	4.9%	6.1%	8.8%	10.3%	13.0%	12.0%	15.9%	18.4%	21.3%	26.4%	[36]
	G ₂	-	-	-	-	0.4%	0.2%	1.3%	2.0%	3.1%	2.9%	3.0%	4.7%	[36]
GB	T ₁	-	-	-	-	-	302,219	302,457	302,825	303,019	303,141	294,757	279,833	calculated by difference between UK and NI data
	G ₁	-	-	-	-	-	30,616	36,621	35,868	47,571	54,725	61,873	73,146	
	W ₁	-	-	-	-	-	621	289	1086	1440	1474	1940	3225	
	E ₁	-	-	-	-	-	10.1%	12.8%	11.8%	15.7%	18.1%	21.0%	26.2%	
	G ₂	-	-	-	-	-	2.0%	0.7%	2.9%	2.9%	3.0%	3.0%	4.2%	

注 1: この数字は、i) ネガティブプライス、ii) デンマーク送電網の混雑を意味する「一般送電停止規制」、iii) ドイツ送電網の混雑を意味する「特別送電停止規制」、の 3 つの分類による風力発電の停止を合計したものである。分類 i) は市場によって解決されるものであり、すなわち本来の意味である「出力抑制」ではない。分類 ii) は本来の出力抑制に相当するが、分類 iii) は国境を越えた問題であり、デンマークとドイツの国境のどちら側でも異なる規則を考慮している。2015 年から 2020 年にかけて、分類 iii) は出力抑制全体の 86% を占めている。

注 2: EirGrid および SONI では、“Dispatch Down” は TSO 側に起因する制約、“curtailment” は風力発電側に起因する抑制と定義されているが[5]、他の国・エリアとの比較のため、“Dispatch Down” と定義されるものも全て“curtailment” として呼称されている。小規模およびマイクロ発電の風力発電データも含まれる。

表2 米国およびカナダの風力出力抑制の統計データ

Area		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Data source
SPP	E_w	-	-	-	-	-	12.0%	13.6%	18.1%	23.0%	23.9%	[37]
	C_w	-	-	-	-	-	0.7%	0.9%	1.6%	2.8%	1.3%	
ERCOT	E_w	6.1%	7.7%	8.5%	9.1%	9.0%	10.5%	11.7%	15.1%	17.4%	18.6%	
	C_w	17.1%	7.7%	8.5%	3.8%	1.2%	0.5%	1.0%	1.6%	2.2%	2.5%	
MISO	E_w	2.7%	3.4%	4.6%	6.2%	6.8%	5.7%	6.2%	6.9%	7.7%	7.3%	
	C_w	1.9%	3.9%	3.2%	2.6%	4.7%	5.5%	5.4%	4.3%	4.3%	4.2%	
CAISO	E_w	-	-	-	-	-	-	5.3%	6.0%	6.0%	7.3%	
	C_w	-	-	-	-	-	-	0.4%	0.5%	0.2%	0.2%	
NYISO	E_w	-	-	-	1.9%	2.2%	2.5%	2.4%	2.4%	2.7%	2.5%	
	C_w	-	-	-	0.3%	1.4%	0.7%	0.9%	0.6%	1.0%	1.7%	
ISO-NE	E_w	-	-	-	-	-	1.4%	1.7%	2.0%	2.6%	2.8%	
	C_w	-	-	-	-	-	3.3%	2.4%	4.3%	2.9%	2.8%	
PJM	E_w	-	-	-	1.7%	1.9%	1.9%	2.1%	2.2%	2.7%	2.7%	
	C_w	-	-	-	2.0%	1.9%	0.7%	0.3%	0.2%	0.4%	0.2%	
Hydro-Québec	E_w	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	[38]
	C_w	-	-	-	-	-	-	-	-	0%	-	

表3 中国の風力出力抑制の統計データ

Province		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Data source
All China	T_c	4,700,090	4,976,260	5,420,340	5,638,370	5,802,000	6,129,700	6,482,100	6,347,800	7,268,600	[39]
	G_w	74,067	102,999	134,900	153,386	186,300	241,000	305,700	366,000	405,700	[40]
	W_w	10,113	20,783	16,231	12,376	33,900	49,700	41,900	22,700	16,860	[40-47]
	E_w	1.6%	2.1%	2.5%	2.7%	3.2%	3.9%	5.0%	6.0%	5.6%	
Inner Mongolia 内蒙古	T_c	186,407	201,676	218,190	241,674	254,287	260,500	289,200	335,300	365,300	same as above
	G_w	22,742	28,427	35,600	36,075	40,800	46,400	55,100	63,200	66,600	
	W_w	5672	11,335	6389	3567	9100	12,400	9500	7240	5120	
	E_w	12.2%	14.1%	16.3%	14.9%	16.0%	17.8%	19.1%	21.9%	18.2%	
Xinjiang 新疆	T_c	83,910	109,080	153,975	190,024	216,000	231,600	200,100	213,800	286,800	same as above
	G_w	2844	4967	7800	13,225	14,800	22,000	31,900	35,900	41,300	
	W_w	94	215	431	2334	7000	13,700	13,250	10,690	6610	
	E_w	3.4%	4.6%	5.1%	7.0%	6.9%	9.5%	15.9%	17.9%	14.4%	
Gansu 甘肅	T_c	92,345	99,456	107,325	109,548	109,900	106,500	116,400	129,000	128,800	same as above
	G_w	7103	9378	11,900	11,200	12,700	13,600	18,800	23,000	22,800	
	W_w	1454	3024	3102	1384	8200	10,400	9180	5400	1880	
	E_w	7.7%	9.4%	11.1%	10.2%	11.6%	12.8%	16.2%	19.8%	17.7%	
Jilin 吉林	T_c	63,015	63,700	65,385	66,781	65,200	66,800	70,300	75,100	78,000	same as above
	G_w	5019	6427	7172	6678	6000	6700	8700	10,500	11,500	
	W_w	1028	2032	1572	1002	2700	2900	2260	770	300	
	E_w	8.0%	10.1%	11.0%	10.0%	9.2%	10.0%	12.4%	14.9%	14.7%	
Shanxi 山西	T_c	98,247	106,675	115,222	122,601	122,200	135,700	149,500	167,900	191,400	same as above
	G_w	1307	3598	4200	7362	10,000	13,500	16,500	21,200	22,400	
	W_w	0	16	0	0	300	1400	1100	240	260	
	E_w	1.3%	3.4%	3.6%	6.0%	8.2%	9.9%	11.0%	14.2%	11.7%	
Yunnan 云南	T_c	120,407	131,586	145,981	152,938	143,900	141,100	153,800	167,900	181,200	same as above
	G_w	961	2931	4569	6211	9400	14,800	19,900	22,000	24,200	
	W_w	0	170	169	621	300	600	570	0	60	
	E_w	0.8%	2.2%	3.1%	4.1%	6.5%	10.5%	12.9%	14.3%	13.4%	
	C_w	0.0%	5.5%	3.6%	9.1%	3.1%	3.9%	2.8%	0.0%	0.2%	

2.2 C-Eマップの利用法

本節では、文献[16]で提案されたC-Eマップに描かれた情報から、客観的な指標である「C-E比」「C-E勾配」を導き出す手順を説明する。

C-E比は、出力抑制の度合いを表す指標である。比率 R は、出力抑制率 C を電力量シェア E で除した商として、以下のように定義される。

$$R \equiv \frac{C}{E} \quad (7)$$

したがって、C-E比とは、C-Eマップ上の原点に対する個々の点のベクトルの傾きを意味する。

図1にC-Eマップの一例を示す。ここで、各ゾーンは経験的に決定されており^{訳注1}、 R が0.1未満を「グリーン」、0.1を超え0.5未満を「イエロー」、 R が0.5以上を「レッド」のゾーンとしている。

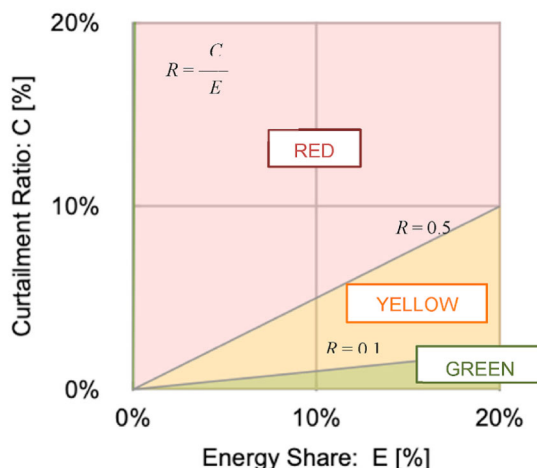


図1 C-E マップにおける C-E 比の概念図

C-E勾配は、過去の出力抑制の傾向を示している。C-E勾配 G の定義は、以下の式で与えられる。

$$G \equiv \frac{\Delta C}{|\Delta E|} \tag{8}$$

ここで、 ΔC および ΔE は、それぞれ C と E の後退差分である。C-E勾配 G は、C-Eマップの過去の傾向を示す指標であるため、 G が負の場合はその時点の出力抑制率が低減していることを表す。また、 G が正で0.5より大きい場合は、増加傾向を示しており、将来出力抑制率が上昇しないよう緩和策が必要となる。図2は、3つのケースのC-E勾配を表した概念図である。風の強い年や弱い年の消費電力量と風力発電の発電電力量の関係で、C-Eマップの曲線が逆向きになることがあるが、そのような場合でも、C-E勾配 G はその傾向が「下降」なのか「上昇」なのかを示すことができる。

訳注1: VRE シェアに対してどの程度の出力抑制率が適正かについては、各国・エリアの電源構成や系統構成等によってさまざまであり、厳密にはエネルギー技術経済モデルなどによる最適化計算を行わないと結論づけることはできない。しかしながら、一般に他の手段(例えば蓄電池)の導入を優先させてまで出力抑制率ゼロを目指すのはコスト効率が悪く社会コストをむしろ増大させてしまうことが知られており、また出力抑制率があまりに高いレベルだとこの場合も社会コストが無用に増大する可能性がある。本論文では、これまでの IEA Wind Task25 専門家会合で蓄積された各国の知見を元に、共著者であるこの分野の専門研究者・実務者の間で合意された値として、図1のゾーンを提案している。

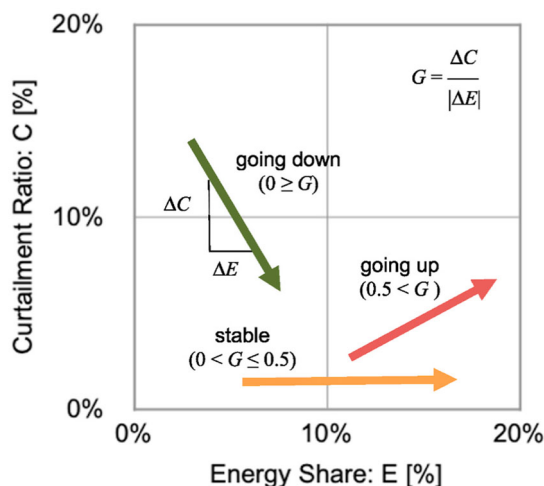


図 2 C-E マップにおける C-E 勾配の概念図

3. C-E マップの分析

選択した国・エリアの出力抑制に関する統計データを分析するために、著者らは、文献[18]の更新データを用いた「C-Eマップ」を用いることとした。図3～5は、欧州、米国、中国における出力抑制の状況を示している。データの比較を容易にするため、これら3つの図は横軸と縦軸のスケールを各図で統一して表示している。

3.1 欧州諸国のC-Eマップ

図3(a)は、さまざまな風力発電のシェアを持ついくつかの欧州諸国、すなわちデンマーク、アイルランド、ポルトガル、スペイン、ドイツ、イギリス、ノルウェー、イ

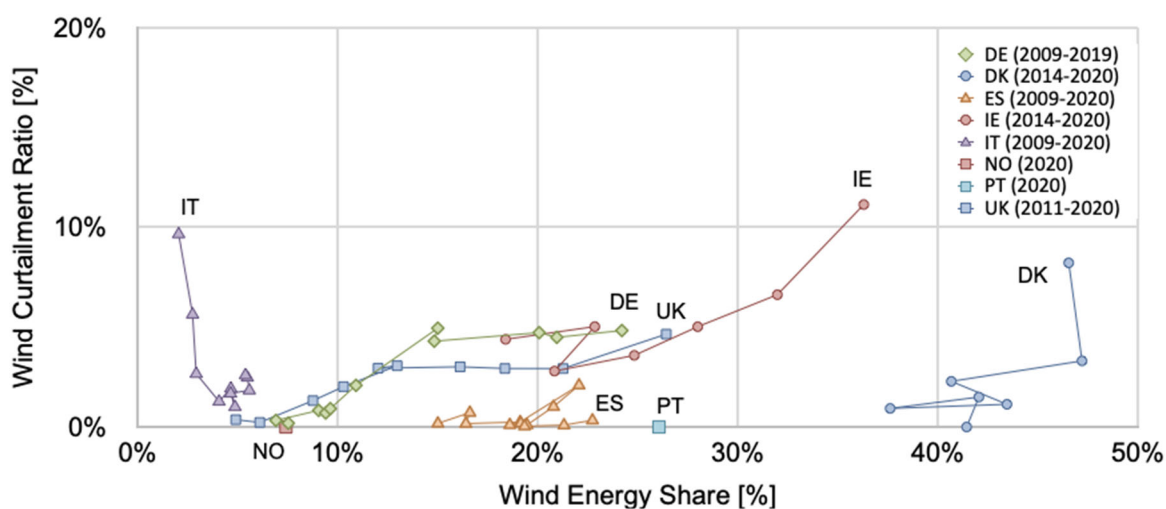


図 3(a) 欧州諸国の C-E マップ

(注: デンマークのデータには市場ベースの出力抑制(スポット市場のネガティブプライスによる正常な反応)も含まれている)



タリアのC-Eマップである。データが入手可能であるかどうかは、再生可能エネルギーのシェアが十分に高いレベルに達しているかどうかには依存する傾向があるため、国やエリアによって公開データがある年の範囲は若干異なる。しかし、ここでの主な目的は、国によって再生可能エネルギーの導入段階が異なることに注目し、再生可能エネルギーのさまざまなシェアにおける出力抑制レベルを比較することである。ある電力システムのC-Eマップの形状は、風力・太陽光発電のシェアに応じた柔軟性資源の妥当性が反映されたものとなる。

多くの国において、電力量シェアと出力抑制率の関係は一般に考えられているような単調増加ではなく、出力抑制レベルが減少したり、「ジグザグ」に増加したりする場合もある。こうした複雑なパターンは、国や電力システムによって（さまざまなタイミングで）さまざまな政策手段やさまざまな柔軟性資源を用いていることと関連している。本節では、いくつかの国の歴史的な傾向の理由を検討する。

これまでのところ、風力発電のシェアが高いにもかかわらず、風力発電の出力抑制が少ない例外的な国が1つ存在し、それはポルトガルである。ポルトガルでは、水力発電による柔軟性に加え、連系線の改善、更にはVRE導入に先駆けて高圧送電網の強化・拡張を行った結果、ポルトガルとスペインの間の市場分断は、2008～2017年の期間に62%から7%に減少し[33]、出力抑制率が低く抑えられている。

デンマークでは、スポット市場においてネガティブプライスが発生することがあった。2018年には、これによって風力発電事業者が合計25 GWh(約0.2%)の風力発電を自主的に出力低下させたが、これは市場のシグナルに対する反応であった。同じ年、デンマークの送電網では、TSOが要求する強制的な出力低下の指令(すなわち本論文で定義するところの送電混雑による出力抑制)が行われたが、それはわずか10 GWhであった。国境を越えた協定に基づき、ドイツの送電網の混雑により、デンマークではさらに290 GWhの出力抑制が行われた[30]。デンマークの出力抑制が少ない主な理由は、1)国内の送電網が堅牢であること、2)近隣諸国との連系線容量が大きいこと、3)火力発電所の柔軟性が非常に高いこと、4)デンマークが成熟した欧州電力市場の一部であることである[48]。

イタリアは欧州のもう一つの例外的な国で、風力発電導入の初期に比較的高い出力抑制率が発生した。これは、主要な電力消費地が中北部の都市にある一方で、南部エリアに設置された太陽光・風力発電プロジェクトが急速に成長したためである。このため、電力潮流のパターンが支配され、送電混雑が発生した。それ以降、送電網に対する大規模な投資が行われ、イタリアのTSOであるTERNAによれば、域内市場ゾーン内およびゾーン間の送電容量が増加した[32],[49]。さらに、動的線路定格(DLR)によって既設の送電網の利用率が向上し、蓄電池との組み合わせによって、必ずしも更なる拡張を必要とせずにより多くのVREからの電力を電力システムに受け入れることができるようになった。これらにより、2009年に10%近くあった出力抑制率は、2014年には1%まで段階的に減少した。しかし、再生可能エネルギーの導入が着実に進み(2014年の27 GWから2020年には32 GWに増加)、予期せぬ事態(認可プロセスや国民

の反対など)による送電網拡張の遅れもあって、2015年から最近にかけて再び比率が高まっている。COVID-19のロックダウン時の電力需要の落ち込みも、2020年の風力発電の出力抑制の増加の原因であった。

VREを受け入れるための追加的な対策として、電力システムの要所に同期調相機を設置することで電圧支持のために必要な火力発電所の数を減らしたことが挙げられる。その結果、風力発電の導入余地をより多く確保できるようになった。「資本集約的な」送電網増強の効果を予測し、より高度な送電網利用(例えば、線路負荷をより高くすること)を可能にするために現在行われている対策としては、380~220 kV線路へのDLR設置(南イタリアとの限られた送電容量による混雑に悩まされていた)、ボトルネックの迅速な除去、保護システムの更新(特別な保護システム計画、発電機の遠隔トリップ)、STATCOMや分路リアクトル(電圧支持および潮流制御用)や電力動揺減衰のための系統安定化用抵抗器の配備が挙げられる。

更にTERNAによってパイロットプロジェクトが立ち上げられ、風力発電による新しいディスパッチサービスの供給が試験される予定である。なお、2022年1月以降、イタリア規制機関はTERNAに対し、配電サービス、風力発電の出力抑制、「マストラン」電源の総コストを削減するための費用対効果の高い対策を推進する経済的インセンティブを与える予定である。

一方、ノルウェーは、風力発電の比率がイタリアとほぼ同じであるが、まだ出力抑制は起こっていない。これは、他の影響要因に大きな違いがあるためと考えられる。ノルウェーでは、太陽光発電の比率はまだ無視できるほど低く、水力発電ベースの電力システムには非常に柔軟性があり、風力発電の変動に容易に対応することができている。この柔軟性は、ノルウェーの風力発電が出力抑制することなく系統連系できる水準を上回り、ノルウェーは余剰の柔軟性を近隣諸国に輸出できる可能性を持っている。風力・太陽光発電の比率が増えれば、いずれは出力抑制が必要になる可能性もあるが、近い将来に予測することはできない。北欧の電力システムにおける将来の出力抑制に関する研究では、出力抑制はスウェーデンとデンマークで重要性を増し、最終的にはノルウェーにも及ぶことが明らかになっている[50]。しかし、既存の水力発電所のいくつかを揚水発電に改良することによって、(最終的な将来の出力抑制に対処するために)柔軟性を更に向上できる大きな可能性がある。北欧の電力市場の4番目の国であるフィンランドは、出力抑制なしに風力発電のシェアが10%に達しており、現在のところ、2020年に数時間にわたって市場価格がマイナスになった際にある風力発電事業者が自主的に出力を減らした例があるだけである。

図3(a)では、デンマークが近年、出力抑制比率を高めていることがわかる。デンマークのTSOであるEnerginetの未公開の情報[30]によると、2020年に88 GWhの下方調整が発生したが、これはネガティブプライスの際に風力事業者が取る通常の市場行動によるものである。デンマークの送電網の混雑による出力抑制、およびドイツの送電網の発電超過によって発生する国際協定による特別出力抑制規制は、2020年にはそれぞれ22 GWhと1,353 GWhであった。後者の要因は、ここ数年で大幅に増加している。



スペインは、近隣諸国との連系線容量の比率が年間ピーク需要の10%に過ぎず、比較的孤立した送電網であるにもかかわらず、低い出力抑制率を維持することに成功している点で注目すべきである[9],[10]。フランスとの連系線の拡張によって、出力抑制をさらに減少させること可能となる。例えば、2018年にはフランスとスペインの間で72.5%の時間帯で市場分断が発生し、送電混雑がイベリア半島と他の欧州諸国との間の電力潮流を妨げていた。最近では、風力発電の下方予備力が需給調整市場へ参加することにより、「制御できない電源の発電超過」による出力抑制が非常に低いレベルまで低下した[51]。その結果、2018年には出力抑制が発生したのは送配電網の混雑によってのみとなった[52]。

図3(a)では英国とアイルランドの出力抑制の数値も示されているが、このエリアのより詳細なものを図3(b)に示す。英国はグレートブリテン島(GB)と北アイルランド(NI)の2つの同期エリアに分けることができ、後者はアイルランド島の同期エリアの一部である。この同期エリアは、SONIが管理する北アイルランドと、EirGridが管理するアイルランド共和国(IE)の送電網の2つの制御エリアから構成されている。

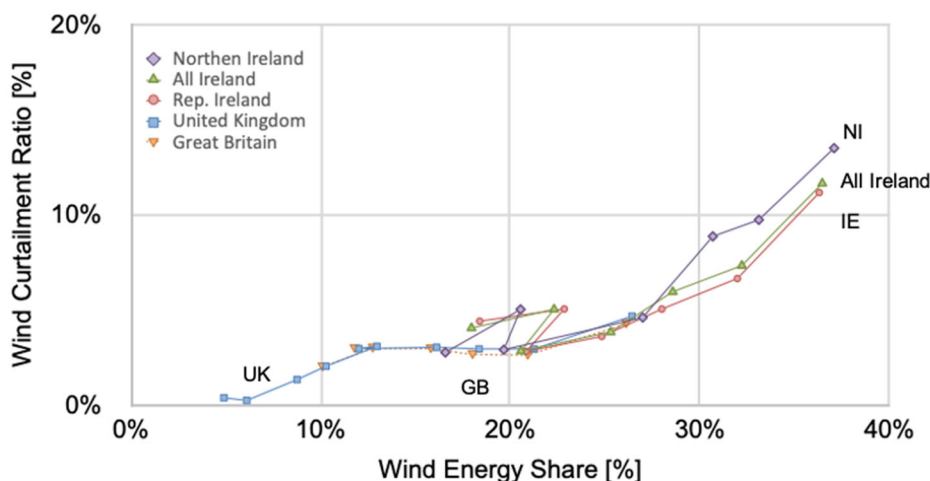


図 3(b) 英国およびアイルランドの C-E マップ

アイルランド島の送電網は比較的小さく、英国とのHVDC連系線も限られているため、アイルランド島はほぼ孤立した送電網となっている。アイルランドは2010年に、非同期電源と非同期機であるHVDC連系線からの電力の度合いを示す系統非同期率(SNSP)の上限を50%に設定し、同時に適切な対策があればSNSPを75%まで徐々に引き上げる計画を立てている。直流連系線は、電力輸出に役立つため、出力抑制のレベルを下げる点に留意する必要がある。しかし、直流連系線による電力輸入は、風力発電による発電と同様に、本質的に系統安定化に貢献するものではない。いわゆる「慣性問題」により、SNSPのシェアが定められた上限(2020年末で65%)より高くなると、風力発電の出力抑制が行われる。その後、アイルランドのTSOであるEirGridとSONIは、2021年にSNSPの上限を(試験的に)75%に引き上げ、現在は2030年までに95%に引き上げることを目指している。また、DS3プログラムに含まれる状

態監視、新しいシステムサービス、制御所の能力およびツール拡張などのいくつかの対策を導入して達成する予定である[5]。アイルランドと北アイルランドでは、近年、風力（および太陽光）シェアの上昇に強く相関して出力抑制の傾向が強まっているが、COVID-19の流行により、2020年は特に極端なものとなっている。2020年は例年より風が強く、パンデミックにより需要が減少したため、瞬間的な風力発電の導入率は例年より顕著に高くなっている。また、パンデミックによって従来型発電所の保守サイクルが中断または遅延したため、稼働時間が減少した一部のユニットが冬期まで「稼働してはならない」状態となった。その結果、最低出力が高い代替ユニットが多くなり、需要の少ない時間帯に出力抑制が増えることになった。また、送電線の増強や新設の計画による送電線制約も、例年より顕著に高かった。

グレートブリテン島の送電網はアイルランド島の送電網に比べて比較的大きな電力システムであるにもかかわらず、グレートブリテン島のC-Eマップの曲線は、同じような風力発電シェアでもアイルランドの曲線より高くなっている。北アイルランドの総消費電力量と風力発電設備容量はグレートブリテン島よりはるかに小さいため、グレートブリテン島の電力量シェアと出力抑制率は英国全体のそれと非常に似ている。C-Eマップ上でアイルランドの左側に位置するドイツも同様である。その結果、近隣諸国との連系線能力がさらに高いドイツは、孤立したアイルランドの送電網よりも明らかに悪いように見える。ドイツと英国のケースで発生した出力抑制は、送電網の要所でのボトルネックに加え、アイルランドのケースには見られなかったVRE電源と需要の地理的ミスマッチの結果である。送電網の強化はまだ不十分ではあるが、両者の状況は若干改善され、前者では2018年初頭の再給電コストが前年比で低下し、後者では出力抑制が減少したことが強調されている。

各国の出力抑制に関する政策の詳細については、参考文献[17]および[21]も参照のこと。

3.2 米国のISO/RTOのC-Eマップ

米国で風力発電が出力抑制される理由はさまざまである。送電混雑は、その場所で他の電源が経験する混雑と同じように発生する可能性がある。風力発電に特化した混雑は、風力発電所が送電線よりも速く建設されるという事実に関連するもので、風力発電からの電力を大規模需要地に輸送するための送電線が建設されている間に風力発電の出力抑制が発生することがある(ERCOT、SPPなど)。ERCOTやXcel社/コロラド公共サービス公社、マウイ島などのエリアでは、電力システム全体で発電超過が発生し、需要が低い夜間に定期的に風力が出力抑制されることがある(CAISOにおける日中によく発生する太陽光の出力抑制については第4章を参照のこと)。また、ISO-NEのように風力発電所が電力システムの脆弱な部分と連系されている場合、過渡安定度上の制約を遵守するために風力発電が出力抑制されることもある。

図4は、米国のいくつかのISO/RTOのC-Eマップである。ERCOTとSPPの履歴曲線の一部が互いに非常に似ているのは興味深い点である。実際に起こりうることであるが、風力発電の導入状況と送電網増強のための政策は、同じようなパターンを辿ることが

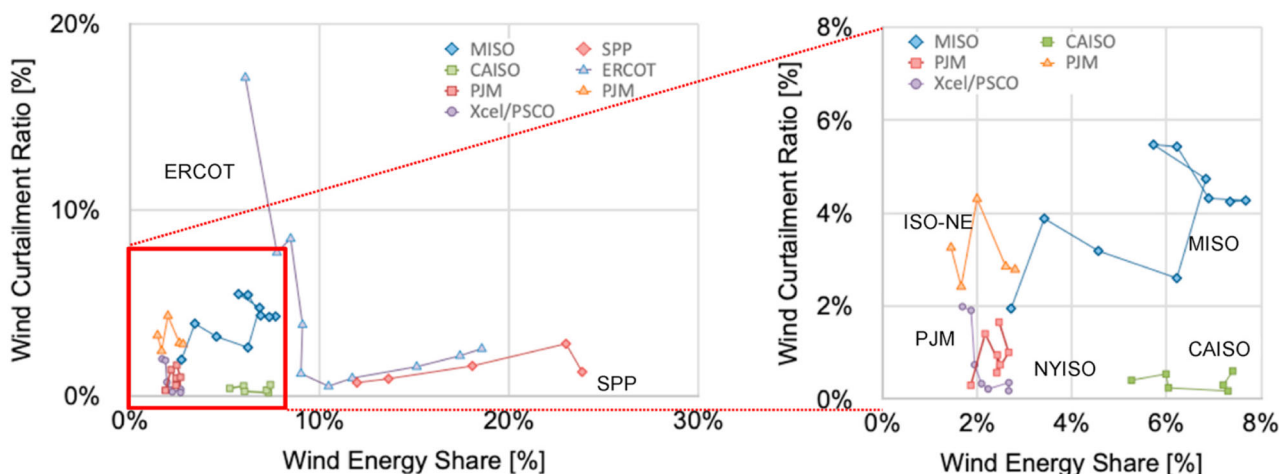


図4 米国のISO/RTOのC-Eマップ

(左図：米国全体，右図：拡大図。データは市場ベースの出力抑制も含まれていることに注意)

ある。ERCOTの曲線の初期は、図1のイタリアの曲線と似ており、どちらも数年かけて出力抑制率がほぼゼロになるような劇的な低減傾向を示している。実際、ERCOTでは2008年にCREZプログラムが承認され、テキサス州の風況の豊かな地域での送電線開発が促進された。CREZプログラムによって風力発電プロジェクトに対応する新規送電線が建設され、風力発電の出力抑制が大幅に減少できただけでなく(図2参照)、ネガティブプライスも緩和された[53]。更に、慣性のリアルタイム監視や、いわゆる限界慣性(それ以下では利用可能な系統資源が系統故障に効果的に対応できない可能性がある慣性応答能力の下限値)の設定など、系統運用に関する多くの措置が適用されてきた。近年では、脆弱な送電網に関連する安定度の問題により、ERCOTでは出力抑制が増加している。送電線よりも風力発電所が先に建設されたというERCOTの経験と同様に、SPPは2017年末に2線路の新規345 kV送電線と位相調整器を導入し、その結果、2018年の出力抑制は半減した[20]。

MISOは、C-Eマップ上で明らかになる通り「迷走」しており、時間とともに風力発電のシェアが減少していることもあるがわかる。これは、最近MISOエリアが拡大したことによるものであるが、近年の傾向として、風力発電の出力抑制が改善されつつある。現在のところ、MISOの新規送電線が不足していることが、更なる導入を阻害している。ISO-NEの曲線では、出力抑制率が上下しており、最近の傾向では良い方向に向かっていることがわかる。しかし、近年のISO-NEでは、風力発電のシェアが非常に低いにもかかわらず、送電が不十分な地域に風力発電プロジェクトが建設されたことにより出力抑制が発生している。この点は、出力抑制率は低いものの注意が必要である。PJMの風力発電シェアと出力抑制率はともに2%程度と小さいが、C-Eマップに示される過去の曲線の傾向はERCOTのそれと非常によく似ているように見える。一方、NYISOの曲線は、風力発電のシェアが低いにもかかわらず、あまり望ましくない方向に進んでいる。NYISOでは、最低負荷と送電容量の限界が問題になっている。

近年のNYISOの市場ベースの出力抑制率は低いですが、これは大規模需要地と風力発電

所がある地域との間の送電が不十分であることが原因である。このような制約のある地域にさらに風力発電所を設置した場合、より多くの電力を輸送するために、新たな送電線増強が必要となる。NYISO のほぼすべての風力発電所は市場を通して取引されているため、NYISO が報告する出力抑制はすべて市場ベースのものである。

さまざまなISOでは、風力発電はさまざまなメカニズムで出力抑制される。MISOなどの一部のエリアでは、給電指令可能な間欠性資源(Distpatchable Intermittent Resource)プログラムを通じて、リアルタイムで風力発電の経済的な給電指令が指令されている。これは、すべての風力発電が価格シグナルにตอบสนองし、自身で発電計画ができないことを意味する。米国では、生産税額控除は、風力発電が発電した場合にのみ利用できるインセンティブである。このため、市場では風力発電による入札によってネガティブプライスになってしまう。風力発電の出力抑制は、価格シグナルに基づいて経済的に行われる。CAISOでは、風力発電は経済的に給電指令されるが、風力発電の自己計画も受け入れている。経済的に入札された風力発電が最初に出力抑制され、次に自己計画された風力が出力抑制される。CAISOの出力抑制のほとんどは、自己計画の出力抑制ではなく、経済的給電指令による出力抑制である。

3.3 中国のC-Eマップ

中国では、2000年代半ば以降、国を挙げて風力発電の開発が強力に支援されてきた。しかし、風況の豊かな大陸内部と沿岸部の人口が多い地域との間の送電容量が大幅に不足しており、苦慮しているのが現状である。図5のC-Eマップに示された内蒙古(Inner Mongolia)、甘肅(Gansu)、新疆(Xinjiang)、吉林(Jilin)のエリア別傾向を見ると、2015年に出力抑制率が30~40%という劇的な増加を見せた後、最近は著しく改善しているという興味深い曲線であることがわかる。なお、各曲線の一番右のプロットは推定値によるプロットである。これらの省は、中国の北部、東北部、北西部(「三北」地域)に位置し、中国の中でも最も良好な風力資源が集中し、風力発電の設備容量の60%以上が設置されている[15]。

また、三北地域は中国で最も石炭が豊富な地域の一つである。この地域にはガス発電所や水力発電所がほとんどないため、送電網の安定度を維持するために石炭発電所の出力が増減される[16]。多くの石炭火力発電所は、一定の全負荷時間に対応する年間で定められた電力量を供給する長期契約を結んでおり、風力・太陽光を導入する余地が少なくなっている。さらに、石炭火力発電の多くは柔軟性に欠けるため、風力発電を系統連系するのが更に困難となる。しかし、中国では、既存の石炭発電所の柔軟性を向上させるための大規模な改修計画が進行中である[54]。北部の省における出力抑制レベルが低減したことは、そのほとんどが、風力資源も多くなる冬季に熱供給を担う熱電併給ユニットを改修したことによる結果である。熱需要が多くなるとCHPユニットの柔軟性が低下し、電力システムの運用も柔軟性を欠くことになる。発電と熱供給がある程度独立に制御できないと、冬場は必然的に出力が大きくなるため、風力発電の出力抑制が起こりがちとなる。今回のデータからは大幅な出力抑制の低減が確認されており、イタリアやERCOTでの風力発電の導入黎明期と同様に、中国でも出力

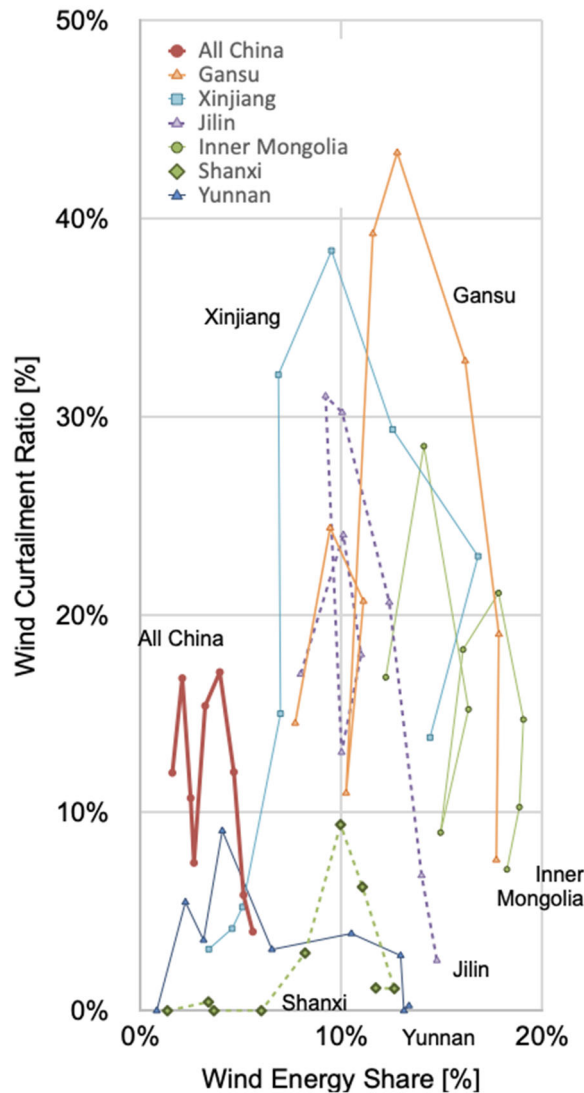


図5 中国のC-Eマップ (2011~2019年)

抑制率を低減させる方向で進んでいることが伺える。

山西(Shanxi)や雲南(Yunan)など出力抑制が中程度の省もあり、その曲線はイタリアやERCOTと同様の傾向を示している。このことは、イタリアやERCOTのような政策的、技術的制度を含む利用可能な系統管理方法が取られていることを示唆している。これらのエリアでの経験を学ぶことで、VREの過剰な出力抑制を緩和する方法について適切な戦略が得られる可能性がある。中国の国全体レベルでは、系統制約が存在する地点を示す動的リスク警報システムを毎年公開し、新規の変動電源を容易に受け入れることができる場所に設備投資を振り向けている。

中国における風力発電の出力抑制の第一段階は、2009年頃から2012年頃までであり、その主な原因は、風力発電の設備容量のかつてないほどの増大と、系統インフラの開発ペースが不十分であったことにある[15]。2013年、2014年には送電容量の増強が行われ、一時的に出力抑制問題は緩和された。しかし、中国経済の減速と電力需要の伸び悩みにより、異なる電源間の競争が激化したため、2015年に再び出力抑制率が急増

した[15]。

中国では2015年以降、風力発電の出力抑制に対処することが、いくつかの政策の焦点となっている。最も有望なのは、系統運用者に再生可能エネルギー電源の電力システムへの優先的なアクセスを義務付ける新しい規制である[54],[55]。また、三北地域の出力抑制レベルが高いいくつかの省で新規の風力発電プロジェクトを制限することによって、風力発電の導入を大規模需要地にシフトする取り組みも行われている。中国ではまた、新規の送電線が運用開始され、石炭火力発電所の柔軟性も改善され、電源により強い価格シグナルを与えるための電力部門改革を実施している[56]。

3.4 C-Eマップの比較とまとめ

図6は、上記の議論をC-Eグラフでまとめたものである。国・エリアごとに地理的・系統的な事情があるにもかかわらず、履歴曲線はいくつかのグループに分類できる。イタリア、中国、テキサス州(ERCOT)は、初期の段階では風力発電のシェアが低いにも関わらず比較的高い出力抑制率であったが、最近になって劇的に改善された。英国、ドイツ、スペインは、風力発電のシェアが高いほど出力抑制率が徐々に上昇する別のグループに分類され、15~30%の比較的高い風力シェアにもかかわらず5%未満に留まっている。

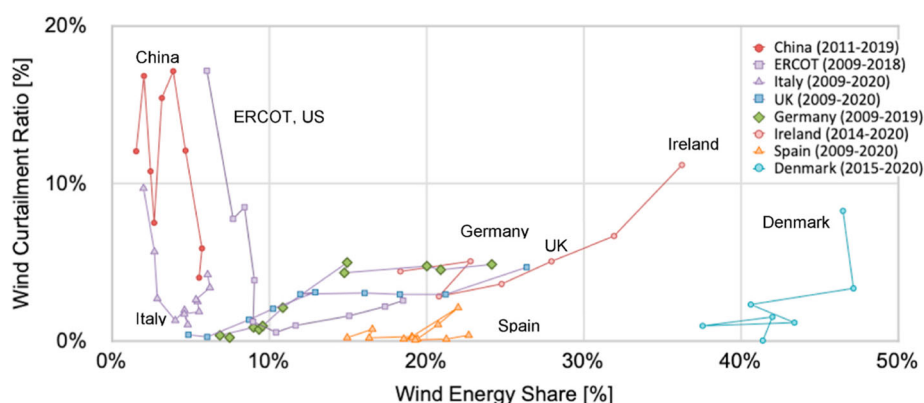


図6 世界の主要国・エリアのC-Eマップ (まとめ)

4. 太陽光(およびVRE)の出力抑制

筆者らが調査した限りでは、太陽光発電の出力抑制が公式に公表されている国は、ドイツ、北アイルランド、イタリア、アメリカのCAISO、そして日本の5ヶ国であった。

ドイツは2009年から太陽光発電の出力抑制を行っている。BnetzAによると、2009年のドイツの太陽光発電の出力抑制は0.4 GWhで、太陽光の年間発電電力量の0.006%に過ぎず、その年の太陽光発電シェアは1.1%であった[31]。2019年の太陽光発電のシェアは9.1%であり、抑制電力量は178 GWhに上昇したが、0.4%程度とまだ控えめであ



る。

北アイルランドでは、太陽光発電の出力抑制が公式に報告されたのは2019年以降である[5]。アイルランド共和国では、インセンティブがないため太陽光発電の設備容量はごくわずかであり、したがって出力抑制はまだ報告されていない。出力抑制を目的とするという点では、大規模太陽光発電は風力発電と同様に扱われる。安定度(SNSP)、系統制約、従来型電源の最小出力などの理由で出力抑制が行われるが、小規模・マイクロ規模の太陽光発電は考慮されない。2019年、大規模太陽光発電の発電電力量のうち4.2%が出力抑制されたが、これは主に系統制約と最小限の従来型電源を並列しておくための要件によるものである。北アイルランドの風力・太陽光発電の設備容量は電力システムの規模に対して高く(2021年のVREの最大瞬間導入率は147%)、アイルランドとの連系線潮流は限られており、連系線の故障による系統分断の場合、従来型電源が必要となる。北アイルランドとアイルランド間には新規の連系線容量が計画されており、これが導入されれば系統混雑による出力抑制に大きな影響を与えることが予想される。2020年には、大規模太陽光発電の出力抑制率は6.3%に上昇し、その3分の2は系統制約と関連しており、残りは高いSNSPと低い需要(従来型電源の最小運転台数)の状況にほぼ二分される。

イタリアでは、主要な配電事業者と連携して、ディスパッチ可能でない電源の発電超過や予備力マージンの不足といった深刻な系統状況が発生し、系統トポロジーや従来型電源に対する他の対応が不可能な場合に太陽光発電を出力抑制する特別なプロトコルが策定された。過去6年間、太陽光発電の出力抑制は、2015年の晴れた週の朝に起きた皆既日食に近い状況と、2020年の復活祭の非常に消費電力量の少ない日に行われただけである。

米国では、CAISOの太陽光発電のシェアがトップクラスである。CAISOでは、太陽光発電の導入レベルが高いこと、最低負荷レベルが低いこと、他の電源の出力を下げられないこと(夕方のピークを満たすために必要な火力発電所の最低出力、春季の水力出水、他のエリアからの輸入など)が重なり、昼間に発電超過がしばしば発生する。出力抑制は当初、春の週末に日中に発生していたが、現在は年間を通じて発生している。CAISOのデータによると、2019年には、大規模太陽光発電は年間消費電力量の13%を占め、その年に利用可能な大規模太陽光発電の3.1%が出力抑制された[57]。カリフォルニア州では、12.7 GWの大規模太陽光発電の設置に加え、ディスパッチ可能でない8 GWの分散型太陽光が存在し、これが昼間の発電超過の状況を助長している。

日本では、2018年10月に九州電力が低需要期に隣接エリアとの連系線で柔軟な発電・輸出能力が不足するとして、日本の電力会社で初めて太陽光・風力発電の出力抑制を決定した。2020年の同エリアの太陽光発電の年間シェアは14.3%、風力発電シェアは0.8%(九州電力[58]のデータにより筆者が算出)であるのに対し、2019年の九州の太陽光、風力、VREの年間出力抑制率はそれぞれ3.9%、2.6%、3.8%であった^{訳注2}。今の

訳注2 その後の九州エリアでの太陽光、風力、VREの年間出力抑制率は、2020年にはそれぞれ3.9%、2.6%、3.8%、2021年には4.3%、3.0%、4.2%、2022年には1.5%、0.8%、1.4%であった(九州電力送配電ウェブサイト「系統

ところ、日本では九州電力のみが出力抑制を行っているが、日本の他のいくつかの一般送配電事業者は、数年以内に行うことを検討していると発表している^{訳註3}。

図7(a),(b),(c),(d)は、ドイツ、北アイルランド、米国のCAISO、日本の九州エリアにおける風力、太陽光、VREのC-Eマップである。ドイツでは太陽光の出力抑制はほとんどないが、九州とCAISOではシェアが10%を超えた時点で出力抑制が比較的高くなっていることがわかる。北アイルランドでは、太陽光発電の出力抑制率が他の電力システムに比べてかなり高いが、これは風力発電と太陽光発電が同じような扱いを受けていることが大きな要因である。CAISOの風力発電の出力抑制率はかなり低い、九州では風力発電のシェアが非常に低いにもかかわらず出力抑制率が急上昇している。これは、九州の風力発電が太陽光発電に比べて市場アクセスや運用条件の面で不平等な状態に置かれている可能性を示唆している。

したがって、太陽光発電の出力抑制は世界のいくつかの国・エリアで発生していることは明らかだが、これまでのところ世界の他のエリアで見られる風力発電の出力抑制のレベルに比べるとはるかに小さなものである。場合によっては、太陽光発電がボトルネックの一因となっているものの、風力発電の方が規模が大きく制御が容易であるため、風力発電の出力抑制によって解決されている可能性もある。

上記のように、多くの国・エリアで太陽光発電の貢献が急速に高まっているにもかかわらず、太陽光発電の出力抑制は風力発電の出力抑制よりもはるかに小さくなっている。その主な理由は、ほとんどの太陽光パネルが建物の屋上に設置されており、一般的に系統運用者と接続する監視制御装置がないためである。また、制御可能な大規模太陽光発電所(いわゆるメガソーラー)も、多くの国・エリアではまだメジャーな存在ではない。このような状況において、VREの総発電電力量を考慮して風力と太陽光を組み合わせると、風力発電の出力抑制レベルを過小評価することになりかねない。

図8は、縦軸を風力発電の出力抑制率ではなくVREの出力抑制率とした欧州各国のC-Eマップである(ここでは元のデータ表は省略)。図に示すように、C-Eマップ上のVREの出力抑制率の履歴曲線は、図3(a)に示した風力発電の出力抑制率より常に低いことが容易にわかる。筆者らの過去の論文[18]を含め、VREの出力抑制率を算出した論文もあるが、風力発電自体の出力抑制率を過小評価しない方が良い。風力発電の出力抑制率をVRE全体との関係で分析することで、系統連系の課題をよりよく把握することができる。風力と太陽光の両者が、例えば送電混雑によって出力抑制が必要となる可能性もある。風力発電所は通常大規模であるため、一時的な出力抑制が必要な場合、系統運用者が制御することが容易である。

情報の公開 http://www.kyuden.co.jp/wheeling_disclosure.html より訳者調べ。なおこの数値は国際統計データと合わせるために歴年単位であり、経済産業省等が公開する年度単位でないことに留意)。

訳註3 2022年以降には東北エリア、四国エリアで、2023年には中部エリア、北陸エリア、中国エリア、沖縄エリアでも出力抑制が開始されている。2022年11月時点で経済産業省が公表した2023年度の太陽光発電の出力抑制率の見通しは、北海道エリアで0.01%、東北エリアで0.56%、中部エリアで0.01%、北陸エリアで0.01%、中国エリアで0.67%、四国エリアで0.48%、沖縄エリアで0.34%である(https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene/shin_energy/keito_wg/pdf/043_s01_01.pdf)。

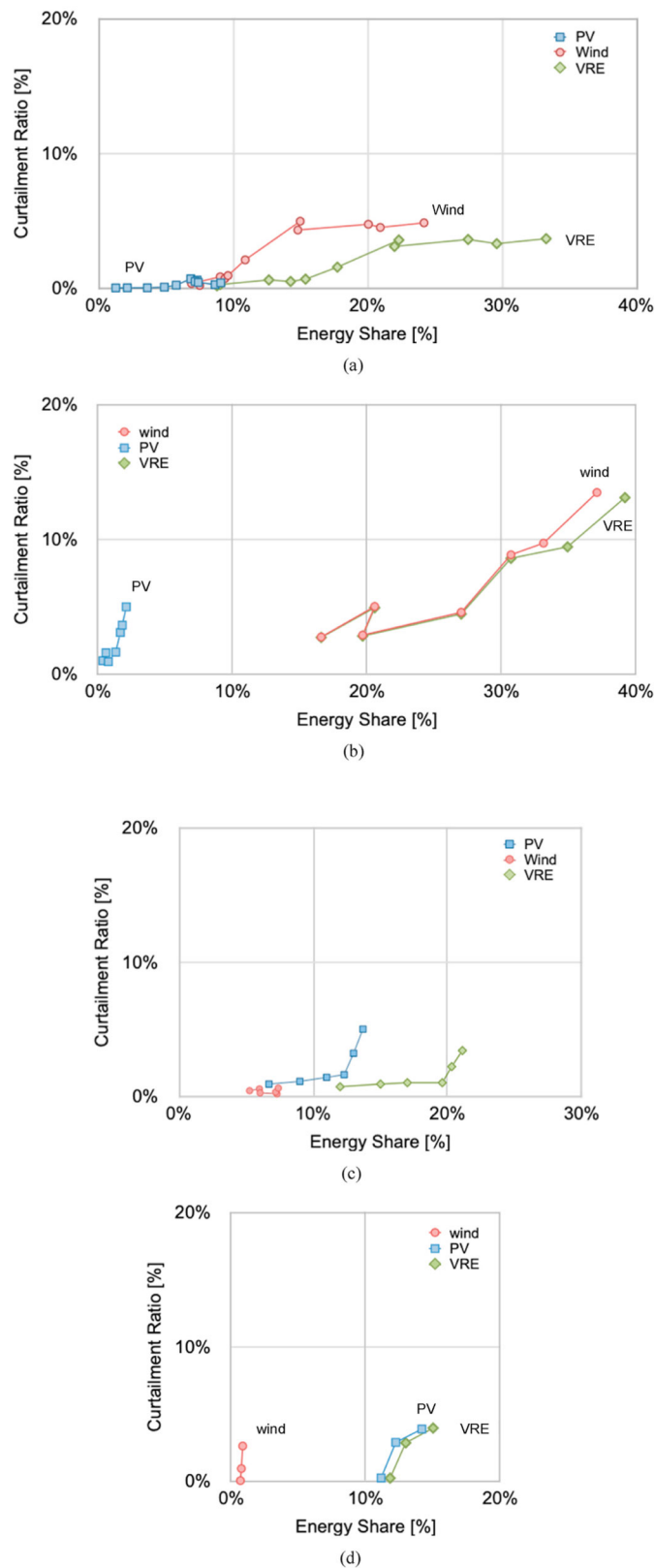


図7 風力・太陽光・VREのC-Eマップ

(a) ドイツ (2009~2019年), (b) 北アイルランド (2014~2020年)
 (c) 米国・CAISO (2015~2020年), (d) 日本・九州 (2018~2020年)

5. C-E 比および C-E 勾配の分析

2.3節で紹介したC-E比とC-E勾配は定量的かつ客観的な指標であるため、過去・現在の状況や過去の傾向に応じた分類が可能である。筆者らは、C-E比により、①グリーン、②イエロー、③レッドの3つの状態を想定し、C-E勾配により、①低減、②一定、③上昇の3つの傾向を特定した。したがって、2つの指標の相関図には、以下の9つの分類が定義される。

- (1a) グリーン、かつ、さらに低減。
- (1b) グリーン、かつ、一定。
- (1c) グリーン、しかし、上昇。
- (2a) イエロー、かつ、低減。
- (2b) イエロー、かつ、一定。
- (2c) イエロー、かつ、上昇。
- (3a) レッド、しかし、低減。
- (3b) レッド、かつ、一定。
- (3c) レッド、かつ、さらに上昇。

表4は、C-Eマップの傾向をもとに、各国の出力抑制傾向を分類したもので、世界の出力抑制の傾向を俯瞰することができる。表4では、黒字がその国・地域の現状と傾向を表し、3年前のデータと比較した過去からの傾向を算出している。また、灰色の文字は、選択された国・エリアの任意の年における過去の状況・傾向を示している。

表4 本論文で取り上げた国やエリアの出力抑制の傾向の分類

分類		傾向	(a)	(b)	(c)
		C-E 勾配	$G < 0$	$0 \leq G < 0.5$	$0.5 \leq G$
現状	C-E 比		低減	一定	増加
(1)	$R < 0.1$	グリーン	スペイン SPP CAISO PJM 山西 雲南	ポルトガル ドイツ(太陽光) スペイン(過去) ケベック 山西(過去) 九州(太陽光)	雲南(過去)
(2)	$0.1 \leq R < 0.5$	イエロー	内モンゴ 甘肅 吉林	ドイツ 英国 グレートブリテン島 ERCOT	デンマーク アイルランド共和国 北アイルランド アイルランド島 イタリア
(3)	$0.5 \leq R$	レッド	Italy(過去) ERCOT(過去) MISO ISO-NE 中国全体 内モンゴ(過去) 新疆	吉林(過去)	NYISO MISO(過去) 中国全体(過去) 新疆(過去) 甘肅(過去) 九州(風力)



また表4では、出力抑制に関する過去から現在の傾向も見る事ができる。例えば、イタリアは2010年代前半の(3a)から現在の(2c)へと変化しており、過去の好ましくない状況が系統拡張の成功などにより改善されたが、その後の傾向はまた若干悪くなりつつあることが分かる。同様に、ERCOTも(3a)から(2b)へと改善されている。また、中国の山西省は、最も悪い条件(3c)から最も好ましい条件(1a)に最近移行したが、中国の他の省はまだ(3a)または(2a)であり、今後更なる努力が必要である。

ドイツと英国は(2b)に属しているが、デンマークとアイルランドは(2c)に属しており、風力発電のシェアが高い国は出力抑制が高まりつつある。しかし、風力発電のシェアがさらに増加すると、TSOは系統安定度上の制約や利用可能な市場設計についてさらなる努力を必要とする可能性がある。米国のISO/RTOの中には、まだ(3a)に分類されるものがあり、風力発電の電力量シェアが低いにもかかわらず、出力抑制に関する状況を改善する余地がある可能性がある。

風力発電と太陽光発電を系統連系するための方策は、その国特有の事情に強く影響される。成功裡に導入した国々は、以下の条件の一つ以上を備えている。

- **VRE導入をリードする強力な国内送電網。** 風力発電所や太陽光発電所は、長い認可プロセスや市民の反対、その他の障壁に直面する可能性のある送電アセットよりも迅速に建設することができる。
 - 送電網によってより容易に追加のVREを受け入れることのできる地域への投資が誘導されるようにするために、送電網に制約のある場所を明示した**送電網容量マップ**がTSOから公表されている場合がある。
 - 既存の送電資源を有効に活用するための**動的線路定格**。
- **近隣諸国との豊富な連系線容量。** 地域の柔軟性資源を活用し、送電網の安定度を支持するのに有効である。
- **従来型電源による高い柔軟性。** 水力発電や、熱電併給プラントにおける発電と熱供給の制御分離など。
 - 電力部門の改革と強力な価格シグナルを提供し、柔軟性の高い方法で運用する送電アセットにインセンティブを与える市場の枠組みなど、既存の従来型電源の柔軟性を向上させるための改修プログラムが実施できる。
- **運用に関する解決の実施。** 慣性のリアルタイム監視や限界慣性の設定を含む。系統非同期導入率(SNSP)の閾値を設定することで、特定の電力システムの状況において系統連系が信頼度高く達成されることが確実になる。更に、電圧制御のために同期調相機を配置し、電圧指示と潮流制御のためにSTATCOMや分流利アクトルを配置することが有効である。

6. 結論

本研究では、世界各国の風力(および太陽光)発電の電力量シェアと出力抑制率の関

係を調査した。筆者らが提案する客観的かつ定量的なツールであるC-Eマップを用いて、世界の出力抑制の傾向が調査された。C-Eマップによって、各国・エリアの出力抑制の歴史的傾向や複数国間の現状と傾向の比較が簡単かつ視覚的に理解することが可能となる。

C-Eマップを使うことで、以下のような事実が明らかになった。

- デンマーク、アイルランド共和国、北アイルランドなど、風力発電のシェアが30%を超える高い国は、これまで出力抑制率が低かったにもかかわらず、近年出力抑制率を高めている。
- ドイツ、スペイン、英国、米国SPPなど、風力発電シェアが20%前後の国やエリアは、風力発電のシェアが高まっても、出力抑制率は中程度に留まっている。
- イタリア、米国ERCOT、中国のいくつかの省などいくつかの国やエリアでは、C-Eマップの履歴曲線が似ており、導入初期の望ましくない状況から大きく改善されていることがわかる。

今回用いたC-E比とC-E勾配の指標は、国際的な出力抑制レベルの比較に利用できる。本研究では、欧州、北米、アジアのさまざまな電力システムの過去と現在の出力抑制や過去の傾向を分類し、比較した。

出力抑制レベルの比較は、運用方法や利用可能な柔軟性手段など、その国やエリア特有の状況を考慮する必要がある。出力抑制レベルは、電源構成、送電網の状況、政策や規制、運用方法など、さまざまな要因に影響される可能性がある。しかし、ある国やエリアの経験は、他の国やエリアにとって参考になる可能性がある。世界の出力抑制の傾向の比較は、さまざまな地域で適用可能なベストプラクティスを特定するのに役立つ。本論文で提案したC-Eマップ、C-E比、C-E勾配によって、運用や計画立案が改善され、将来の電力システムにおけるVREの出力抑制が最適化されるものと考えられる^{訳注4}。最後に、多くの電力システムが再生可能エネルギー100%を目指し、特に

訳注4 原論文は国際比較が目的であり、政策や市場設計への示唆・提言は原論文の範囲ではないが、日本の政策や市場設計への示唆について、訳注として短くまとめておく。

「1. はじめに」の章で述べた通り、「出力抑制は必ずしも「悪」ではない」という理解は、国際的知見に基づき世界中のこの分野の専門研究者・実務者がほぼ合意するところである。この文章は多くの日本の読者を驚愕させるかもしれない。しかしながら、あるいはそれ故に、それに続く同章の「発電電力量を失うことで、結果的にこれらの(訳注: 二次予備力などの)価値ある系統サービスを提供することができる」あるいは「風力発電から系統支援サービスが引き出されない場合、出力抑制は単にクリーンエネルギーの損失(すなわち「悪」となり、電力システムの柔軟性や適切な市場設計がないために、発電事業者や投資家だけでなく TSO や規制機関にとっても損失となる)」という文章こそが、今後の日本の政策や市場設計に対して大きな示唆となるだろう。

日本では「再エネは調整できない」という誤った理解が多く流布しているが、実は電力工学的に見ると、出力抑制は変動性再生可能エネルギー(VRE)が現時点で電力システムに対して供給できる立派な(下方)調整力である。電力システムの側から見ると、VREは出力抑制を通じて電力の安定供給に(部分的に)貢献しているとも見られる。問題は、その調整力提供の価値が市場において、もしくは社会的に、明示的に価値づけされていない、という点にある。

現在、日本の変動性再生可能エネルギー(すなわち、太陽光・風力)発電事業者の殆どが固定価格買取(FIT)制度の支援を受けており、同支援制度では発電事業者は自ら市場入札を行う必要がなく、計画値同時同量を達成する義務が課されていない(一般送配電事業者がそれを代行している)。FIT制度の法的根拠である『再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法』および経済産業省令『再生可能エネルギー



風力や太陽光を中心としたシステムを構築するようになると、利用可能な(再生可能)エネルギーが、輸出、貯蔵、他のエネルギー部門に変換する(経済的)機会や需要を大幅に上回る時間帯が多くなるのが、より一般的になると考えられる。このため、出力抑制という用語をより慎重に再定義しなければならない日が来る可能性もある。

利益相反に関する宣誓

筆者らは、本論文で報告された研究に影響を及ぼすと考えられ得る既知の競合する金銭的利益や個人的関係がないことを宣誓する。

謝辞

本論文は、国際エネルギー機関風力エネルギー技術協力プログラム(IEA TCP Wind) Task25「変動電源大量導入時のエネルギーシステムの運用と計画」における研究開発協力の一環である。貴重な情報や示唆を与えてくれた協力研究者、例えばアイルラン

電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則』では、2012年に施行された時点では出力抑制についていわゆる「30日ルール」が適用されており(その後、2014年の省令改正で太陽光は360時間、風力は720時間が上限に変更)、年間およそ8%の出力抑制を考慮してもなお高い内部収益率(IRR)が融投資の際に織り込まれているのが一般的である。現時点で日本で最も出力抑制が行われている九州エリアでもこれまで最も出力抑制率が高かった2021年で4.6%であり、「30日ルール」(改正後は720/360時間ルール)よりも十分低い水準に留まり、また本論文で明らかになった通り国際比較の点からも適正な範囲である。この点こそ注目されるべきであろう。

現時点での日本の制度設計の問題点は、この「30日ルール」(改正後は720/360時間ルール)を超えてなお出力抑制が必要となった際にも発電事業者にその逸失電力量の補償がなく、青天井で損失が発生する可能性があることと事業者や投資家に疑心暗鬼を持たせる結果となり、VREに対する投資が大きく減退しかねない点にある。

例えばドイツでは出力抑制による逸失電力量のほとんどがVRE発電事業者に補償される制度となっている。出力抑制の逸失電力量を発電事業者に一旦補償し、TSOが金銭的にも技術的にも負担とリスクヘッジを負うという制度設計は、その補償額をネットワークコストに転嫁すると言う点で価格シグナルを明示しやすく、TSOが積極的に出力抑制を低減させようとするというインセンティブが働きやすいという利点がある。またTSOは出力抑制低減の対策を一手に引き受けることで技術的にも最適化しやすく、またレベニューキャップ制度下ではそのような技術に対する投資や系統運用を行うことで収益を向上できるというチャンスもある(ただし、このような制度を取る国は、FIT制度が先行する欧州でもむしろ稀であることに留意)。

より本質的な問題は、誰が(どの業界が)儲かったか損をしたかではなく、出力抑制が将来どの程度発生するかという不確実性に起因するリスクを誰が負担し、どのような手段でヘッジした方が脱炭素が加速でき社会コストが最小になるか、という点にある。この点こそが現在の日本に足りない議論と言えるだろう。

一方、将来の前向きな議論に目を転じると、現在日本でも議論が進むフィードインプレミアム(FIP)制度や、支援制度なしの市場取引やコーポレート電力購入契約(PPA)に移行すれば、発電事業者も(バランスグループを通じて)計画値同時同量を達成する義務が生じる反面、時間前市場や需給調整市場においてスポット市場でのkWhの価値以上の高い付加価値で調整力(柔軟性)を販売し、収益を向上させることも可能である。このように市場取引を通じて「再エネの変動性を再エネが調整する」という状況は、決して遠い未来の話ではなく、既にデンマークやスペインなど欧州のいくつかの国々や米国の一部のISO/RTOエリアでは、10年ほど前から現実のものになっている。

したがって、今後日本で出力抑制を適切なレベルに維持し社会コストを最適化させるためには、(i)適切に制度設計されたFIP制度への速やかな移行やコーポレートPPAの普及促進、(ii)小規模発電事業者のリスクをヘッジする役割を持つアグリゲータービジネスの普及、(iii)小規模発電事業者でも(直接、もしくはアグリゲーターを通じて)時間前市場や需給調整市場に非差別的に参加が可能となる市場設計と市場監視の構築、(iv)投資を減退させないよう出力抑制に関する将来見通しの定量評価と適切なレベルに出力抑制を維持する手段の費用便益分析、が重要となる。

ドのEnergy Reform社のJody Dillon博士、カナダのIREQ社のAlain Forcione氏、英国のベルファスト女王大学 Paraic Higgins教授、WindeuropeのVasiliki Klonari博士に謝意を表したい。本研究の一部は、日本学術振興会科研費番号JP 20H00649の支援を受けている。

参考文献

- [1] O'Dwyer, E *et al.* The Case for Wind Energy, CIGRE CE/SC37, 1990.
- [2] Gardner, P. *et al.* The Impacts of Increased Levels of Wind Penetration on the Electricity Systems of the Republic of Ireland and Northern Ireland, Commission for Energy Regulation, 2003.
- [3] Holt, J. *et al.* Assessment of the impact of wind energy on the CEGB system, CEC Brussels, 1990.
- [4] Bird, L. *et al.* Wind and Solar Energy Curtailment: Experience and Practices in the United States, Technical Report, NREL/TP-6A20-60983, National Renewable Energy Laboratory, March 2014.
<http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60983.pdf>
- [5] EirGrid and SONI. Annual Renewable Dispatch Down Reports (2011-2020).
<https://www.eirgridgroup.com/how-the-grid-works/renewables/>
- [6] Lew, D., *et al.* Secrets of Successful Integration: Operating Experience with High Levels of Variable, Inverter-based Generation, *IEEE PES Magazine*, **Vol. 17** (6), pp. 24-34, 2019.
- [7] IEA Wind Task 25, Final Report of Phase 5 (to be published in 2021)
- [8] Morales-España, G., Nycander, E. & Sijm, J. Reducing CO2 Emissions by Curtailing Renewables: Examples from Optimal Power System Operation, *Energy Economics*, 2021, **99** 105277.
<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105277>.
- [9] Rodríguez García, J. M. *et al.* Wind Power Integration Experience in Spain, Chapt. 26 in “Wind Power in Power Systems 2nd Edition” ed. by T. Ackermann, Wiley, 2012.
- [10] Martín-Martínez, S. *et al.* Impact of wind power curtailments on the Spanish power system operation, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2014.
- [11] Martín-Martínez, S. *et al.* Curtailments and wind power plants ancillary service markets in Spain, *Wind Energy Science Conference 2019*, 2019
- [12] Joos M, *et al.* Short-term integration costs of variable renewable energy: wind curtailment and balancing in Britain and Germany, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 86 (August 2017). 2018. pp. 45–65.
- [13] Canbing L. *et al.* Comprehensive review of renewable energy curtailment and avoidance: A specific example in China, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **Vol.41**, pp.1067–1079, 2015.
- [14] Luo, G. *et al.* Why the Wind Curtailment of Northwest China Remains High, *Sustainability*, **Vol.10**, pp.570-595, 2018.
- [15] Qi, Y. *et al.* Wind Curtailment in China and Lessons from the United States, Brookings-Tsinghua Center for Public Policy, 2018.
<https://www.brookings.edu/wp-content/uploads/2018/03/wind-curtailment-in-china-and-lessons-from-the-united-states.pdf>
- [16] Hayashi, D. *et al.* Gone with the Wind: A Learning Curve Analysis of China's Wind Power Industry, *Energy Policy*, **Vol.120**, pp. 38-51, 2018.
- [17] Lew, D. *et al.* Wind and Solar Curtailment, *12th Wind Integration Workshop*, WIW13-1146, 2013
- [18] Yasuda, Y. *et al.* International Comparison of Wind and Solar Curtailment Ratio, *14th Wind Integration Workshop*, WIW15-111, 2015
- [19] Spruytte, J. *et al.* On the Economics of Curtailment of Wind Power Plants in the European Legislative Context, *14th Wind Integration Workshop*, WIW15-106, 2015
- [20] Windeurope: Windeurope views on curtailment of wind power and its links to priority dispatch, June 2016
<https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/Windeurope-Priority-Dispatch-and-Curtailment.pdf>
- [21] Bird, L. *et al.* Wind and Solar Energy Curtailment: A Review of International Experience, *Renewable and Sustainable Energy Review*, **Vol.65**, pp.577-586, 2016.
- [22] Lew, D., *et al.* Operating Experiences with High Penetrations of Variable Energy Resources, *Proceedings of the 18th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants*, Dublin, Ireland, 16-18 Oct 2019.
- [23] PCWIS, Pan Canadian Wind Integration Study, 2016. Available at: <https://canwea.ca/wind-integration-study/>
- [24] Brinkman, G., Bain, D., Buster, G., Draxl, C., Das, P., Ho, J., Ibanez, E., Jones, R., Koebrich, S., Murphy, S., Narwade, V., Novacheck, J., Purkayastha, A., Rossol, M., Sigrin, B., Stephen, G., & Zhang, J., The



- North American Renewable Integration Study: A U.S. Perspective. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-79224, 2021. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79224.pdf>
- [25] Söder, L. *et al.* Experience from wind integration in some high penetration areas, *IEEE Trans. on Energy Conversion*, Vol. 22, No.1, pp.4-12, 2007
- [26] Söder, L., Milligan, M., Orths, A., Pelling, C., Kiviluoma, J., Silva, V., Lopez-Botet Zulueta, M., Flynn, D. & O'Neill, B. 2017. Comparison of Integration Studies of 30-40 Percent Energy Share from Variable Renewable Sources. In: Proceedings of *16th Wind Integration Workshop* – Berlin, October 2017.
- [27] Holttinen, H. *et al.* Design and operation of power systems with large amounts of wind power, Final report of IEA Wind Task 25 Phase four 2015-17, 2018. Available at <http://iea-wind.org/task25/>.
- [28] Yasuda, Y. *et al.* “Flexibility Chart – Evaluation on Diversity of Flexibility in Various Areas”, *12th Wind Integration Workshop*, WIW13-1029, 2013.
- [29] International Energy Agency (IEA). Monthly Electricity Statistics – Revised historical data, 2021 (last update: July 2021) <https://www.iea.org/reports/monthly-oecd-electricity-statistics>
- [30] Energinet. Partly unpublished information directly given by Energinet, 2021.
- [31] Bundesnetzagentur (BNetzA). EEG in Zahlen 2018, 2019 https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Instituten/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2018.html
- [32] TERNA: Dati provvisori di esercizio del sistema elettrico nazionale, 2021 https://download.terna.it/terna/Dati_provvisori_esercizio_2020_8d921d6104c3b55.pdf
- [33] Redes Energéticas Nacionais (REN): unpublished information directly given by REN, 2019
- [34] Red Eléctrica de España: unpublished information directly given by Red Eléctrica de España, 2021.
- [35] Statistisk Sentralbyrå SSB, <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitett>, Norway, 2021 [in Norwegian]
- [36] Renewable Energy Foundation (REF). Balancing Mechanism Wind Farm Constraint Payments, last updated: 23-Apr-20, 2020 <https://www.ref.org.uk/constraints/indexbymth.php?order=mth&dir=desc&start=>
- [37] Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, U.S. Department of Energy (DOE). 2018 Wind Technology Market Report, 2018 https://emp.lbl.gov/sites/default/files/wtmr_final_for_posting_8-9-19.pdf
- [38] Hydro-Québec. unpublished information directly given by Hydro-Québec, 2021
- [39] National Bureau of Statistics of China (NBSC). China Statistical Year Books 2013-2020 [in Chinese] <http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/>
- [40] National Energy Administration, China (NEA). Wind power industry continues to maintain steady and rapid development momentum in 2013, March 6th, 2014 [in Chinese] http://www.nea.gov.cn/2014-03/06/c_133166473.htm
- [41] National Energy Administration, China (NEA). Wind power grid connection operation in 2014, National Energy Administration, China, February 12th, 2015 [in Chinese] http://www.nea.gov.cn/2015-02/12/c_133989991.htm
- [42] National Energy Administration, China (NEA). Wind power grid connection operation in 2015, National Energy Administration, China, February 2nd, 2016 [in Chinese] http://www.nea.gov.cn/2016-02/02/c_135066586.htm
- [43] National Energy Administration, China (NEA). Wind power grid connection operation in 2016, National Energy Administration, China, January 26th, 2017 [in Chinese] http://www.nea.gov.cn/2017-01/26/c_136014615.htm
- [44] National Energy Administration, China (NEA). Wind power grid connection operation in 2017, National Energy Administration, China, February 1st, 2018 [in Chinese] http://www.nea.gov.cn/2018-02/01/c_136942234.htm
- [45] National Energy Administration, China (NEA). Wind power grid connection operation in 2018, National Energy Administration, China, January 28th, 2019 [in Chinese] http://www.nea.gov.cn/2019-01/28/c_137780779.htm
- [46] Li, J. *et al.* 2012 China Wind Energy Outlook, 2012
- [47] Li, J. *et al.* 2013 Annual Review and Outlook on China Wind Power, 2013 [in Chinese]
- [48] Eriksen, P.B. The transition of the Danish power system from a fossil fueled system to presently having 40% wind penetration. Conference <http://grand-re2018.org/english/index.html>., Grand Renewable Energy Conference, Yokohama, Japan, June 2018
- [49] TERNA: Valori dei limiti di transito tra le zone di mercato, 2020 https://download.terna.it/terna/Limiti_di_transito_V27_2021_8d8a2d608c9b057.pdf
- [50] Elis Nycander *et al.*, Curtailment analysis for the Nordic power system considering transmission capacity,

- inertia limits and generation flexibility, *Renewable Energy*, 2020, **Vol.152**, No.4,
DOI:10.1016/j.renene.2020.01.059
- [51] Martín-Martínez, S. *et al.* Contribution of wind energy to balancing markets: The case of Spain, *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, **Vol.7**, No.5, e300, 2018
- [52] Edmuds C. *et al.* On the participation of wind energy in response and reserve markets in Great Britain and Spain, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **Vol.115**, 109360, 2019.
- [53] U.S. Energy Information Administration (EIA). Wind generates more than 10% of Texas electricity in 2014, today in energy, Feb. 19, 2015.
- [54] International Energy Agency (IEA). Renewables 2017: Analysis and Forecasts to 2022, 2017.
- [55] Lewis, J. I. Wind Energy in China: Getting More from Wind Farms, *Nature Energy*, **Vol.1**, pp.1-2, 2016.
- [56] National Development and Reform Commission (NDRC). Renewable Energy Power Purchase Management Guidelines, 2016. [in Chinese]
- [57] California Independent System Operator (CAISO). *Production and Curtailments Data (2014-2020)*.
<http://www.caiso.com/informed/Pages/ManagingOversupply.aspx>
- [58] Kyushu EPCO website: Publication of Grid Information (2019-2021). [in Japanese]
http://www.kyuden.co.jp/wheeling_disclosure.html