

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

**柔軟性チャート 2.0**

ー 電力システムの柔軟性リソースを評価するための簡易ビジュアルツール ー

**Flexibility chart 2.0**

An accessible visual tool to evaluate flexibility resources in power systems



**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 16 名

**Yoh YASUDA**

Research Professor

Graduate School of Economics,

Kyoto University

*and other 16 coauthors*



## 柔軟性チャート 2.0

— 電力システムの柔軟性リソースを評価するための簡易ビジュアルツール —

### Flexibility chart 2.0

An accessible visual tool to evaluate flexibility resources in power systems

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

Peter Børre Eriksen, *Ea Energy Analyses*, Denmark

Damian Flynn, *University College Dublin*, Ireland

Lars Finn Herre, *Denmark Technical University*, Denmark

Bri-Mathias Hodge, *University of Colorado Boulder*, USA

Hannele Holttinen, *Recognis*, Finland

Matti Juhani Koivisto, *Denmark Technical University*, Denmark

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

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

Nickie Menemenlis, Hydro Quebec, Canada

Germán Morales-Espanák,

*Netherlands Organisation for Applied Scientific Research*, the Netherlands

Christoph Pellinger, *Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.*, Germany

Andrés Ramos, Comillas University, Spain

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* **174** (2023) 113116

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.113116>

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:**

Various aspects of power system flexibility are evaluated within the multi-country study framework of IEA Wind Task 25. Grid components and actions which have been adopted for enhancing flexibility in different areas, countries, regions are addressed, as well as how Transmission System Operators, Independent System Operators, Utilities intend to manage variable generation in their operating strategies. A visual assessment to evaluate the diversity of flexibility sources, called a “flexibility chart”, is further developed to illustrate several flexibility parameters (*e.g.*, hydropower, pumped hydro, gas turbine, combined heat and power, interconnection and battery) in a polygonal radar (fan-shaped) chart. This enhanced version of the Flexibility Chart is an “at-a-glance” and “easy-to-understand” tool to show how to estimate the potential of flexibility resources in a given country or area, and is accessible for non-technical experts. The Flexibility Chart 2.0 is also a useful tool to compare the past and future flexibility of a system. Comparing the historical change of flexibility resources may not only be helpful to discuss energy policy in regions with high installed variable renewable generation, but also to contribute to the discussion in other regions where renewables have not been widely adopted yet.

**Keywords:** Variable generation, Wind energy, Solar energy, System flexibility, Interconnection, PHS (Pumped hydro storage), CHP (Combined heat and power)

**要旨**

電力システムの柔軟性のさまざまな様相が IEA Wind Task 25 の多国間研究の枠組みの中で評価されている。送電系統運用者(TSO)、独立系統運用者(ISO)、電力事業者が運用戦略の中でどのように変動電源を管理しようとしているかや、さまざまなエリアや国・地域で柔軟性を高めるために採用されてきた系統構成要素や行動が取り上げられている。更に、多角形のレーダーチャートにいくつかの柔軟性の選択肢（水力、揚水、ガスタービン、熱電併給、連系線、蓄電池など）が示された「柔軟性チャート」と呼ばれる柔軟性供給源の多様性を評価するための視覚的評価法が開発されている。この改良版柔軟性チャートは、特定の国や地域における柔軟性資源のポテンシャルを推定する方法を示す「一目でわかりやすい」ツールであり、技術専門家でもなくても利用可能なものとなっている。また、柔軟性チャート 2.0 は、電力システムの過去と未来の柔軟性を比較するのに有効なツールである。柔軟性資源の過去の変化を比較することは、変動性再生可能エネルギーの導入量が多いエリアでのエネルギー政策の議論に役立つだけでなく、再生可能エネルギーがまだ広く導入されていない他の地域での議論に貢献する可能性がある。

**キーワード：** 変動電源、風力発電、太陽光発電、系統柔軟性、連系線、揚水発電、熱電併給(コージェネレーション)



**略語**

AU: オーストラリア

AEMO: オーストラリア電力市場運営者 (Australian Electricity Market Operator)

ATC: 送電可能容量 (available transfer capacity)

BRP: 需給調整責任会社 (balance responsible party) (特に欧州で用いられる用語)

CA: カナダ

CAISO: カリフォルニア独立系統運用者 (California Independent System Operator) (米国の ISO)

CAMX: カリフォルニアおよびメキシコ (California and Mexico) (北米の信頼度エリアの名称)

CCGT: コンバインドサイクルガスタービン (combined cycle gas turbine)

DE: ドイツ

EI: 東部連系系統 (Eastern Interconnection) (米国の同期エリア)

ENTSO-E: 欧州系統運用者ネットワーク (European Network of Transmission System Operators) (欧州の TSO 連盟)

ERCOT: テキサス電力信頼度協議会 (Electric Reliability Council of Texas) (米国の ISO および信頼度機関)

FAST: 柔軟性評価 (Flexibility ASsessment) (IEA による柔軟性評価ツール)

FIT: 固定価格買取制度 (feed-in tariff) (主に欧州および日本の再生可能エネルギー促進政策)

GIVAR: 変動性再生可能エネルギーの系統統合 (Grid Integration of Variable Renewables) (IEA のプロジェクト)

GW: ギガワット (giga watt)

HVDC: 高圧直流 (high voltage direct current)

IEA: 国際エネルギー機関 (International Energy Agency)

IEA Wind TCP: 国際エネルギー機関風力技術協力プログラム (IEA Wind Technology Collaboration Programmes)

IGCC: 国際系統制御協調 (International Grid Control Coordination) (欧州の TSO の協調プログラム)

IGCC-L: 2020 年時点での IGCC エリア (本論文での便宜上の定義)

IGCC-S: 2016 年時点での IGCC エリア (本論文での便宜上の定義)

IRENA: 国際再生可能エネルギー機関 (International Renewable Energy Agency)

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 (米国の ISO)

JP: 日本

MISO: 中部大陸独立系統運用機関 (Midcontinent Independent System Operator) (米国の RTO)

MRO: 中西部信頼度機関 (Midwest Reliability Organization) (北米の信頼度機関)

MW: メガワット (mega watt)

NERC: 北米信頼度協議会 North American Electric Reliability Corporation

NTC: 正味送電容量 (net transfer capacity)

NPCC: 北東部電力協議会 (Northeast Power Coordinating Council) (北米の信頼度機関)

NWPP: 北西部パワープール (北米の信頼度機関)

NY-ISO: ニューヨーク独立系統運用機関 (New York Independent System Operator) (米国の ISO)

OCGT: オープンサイクルガスタービン (open cycle gas turbine)

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

RF: 信頼度ファースト (ReliabilityFirst) (北米の信頼度機関)

RMRG: ロッキー山脈予備力グループ (Rocky Mountain Reserve Group) (北米の信頼度機関)

RTO: 地域送電系統運用機関 (regional transmission operator) (米国の州際機関)

SERC: 南東部電力信頼度協議会 (Southeastern Electric Reliability Council) (北米の信頼度機関)

SEM: 単一電力市場 (Single Electricity Market) (アイルランド島の電力市場)

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)

TDSO: 一般送配電事業者 (transmission and distribution system operator) (特に日本で用いられる用語)

TSO: 送電系統運用者 (transmission system operator) (特に欧州で用いられる用語)

TYNDP: 系統計画 10 年計画 (Ten-Year Network Development Plan) (ENTSO-E による報告書)

VRE: 変動性再生可能エネルギー (variable renewable energy)

WI: 西部連系系統 (Western Interconnection) (米国の同期エリア)

UK: 英国 (United Kingdom)

US: 米国 (United States (of America))



## 1. はじめに

エネルギーシステムの柔軟性を確保することは、風力や太陽光を含む変動電源の高いシェアを達成するための最も重要なステップの一つである。これは、TSO/ISO/電力事業者の管轄エリア、国、同期エリアなど、あらゆる規模の電力システムにあてはまる。風力・太陽光発電の変動や予測誤差を管理するために連系線容量を大規模に増強した国もあれば、非常に高速な応答をするガスタービンの比率を増やしたり、ディスパッチ可能な熱電併給プラントの比率を増やしたり、古い水力発電所を柔軟性の高い揚水モードで運用できるように転換したりといった、国レベルでの解決法に焦点を当てている国もある。さまざまな電力システムで十分な柔軟性を確保するための「シルバービュレット(銀の弾丸)」や「王道」は存在しない。むしろ、柔軟性の選択肢や解決策は多岐に亘り、電力システムによって適切な戦略もさまざまである。ほとんどの電力システムでは、一連の柔軟性の選択肢により変動性や不確実性を管理するためのコスト最適化の方法が提供されることが明らかになっている。

これまでのところ、IEA の GIVAR プロジェクトでは 2011 年の報告書[1]において FAST 法が提案され、柔軟性資源を発電設備、エネルギー貯蔵、連系線容量、需要側応答の 4 種類に分類している。文献[2]では、風力発電のシェアを高めることがどの程度難しいかを示す指標として、「最大風力発電シェア」という簡略化された指標が評価されている。また、柔軟性を測定するためのスコアカードも設計されている[3]。IRENA からは、柔軟性資源を評価するための“FlexTool”と呼ばれるツールが公開されている[4]。系統計画者が容量を増強する問題に対処するために、柔軟性ソリューションの累積変化や貢献度分布も提案されており[5-7]、この周波数スペクトル分析に基づくツールでは、年・週・日のタイムスケールで個別に柔軟性供給が定量化されている。これらの方法は、対象となる国・地域の柔軟性を定量的に推定するのに有用であるが、かなり多くのデータと相当なモデリング専門知識が必要となる。ENTSO-E も報告書とポジションペーパーを公表し、将来の柔軟性ニーズに対して考えられる 2 つの指標、すなわち出力変化と稀頻度期間の柔軟性ニーズについて説明している[8,9]。これらの方法は、対象となる国やエリアの柔軟性を定量的に推計するのに有効であろう。

本論文で取り上げる「柔軟性チャート」は、もともと文献[10]で提案され、そこでは日本の電力システムのみを対象とした柔軟性チャートの最初のアイデアが提示された。このコンセプトはその後すぐに、IEA Wind Task 25「変動電源大量導入時のエネルギーシステムの設計と運用」[11]の下で国際共同研究として開発された。このグラフは、柔軟性資源の支配的な要因を可視化し、さまざまな国やエリアで採用されているさまざまなソリューションを比較するための「一目でわかりやすい」グラフとして設計されている。このグラフの目的は、ジャーナリストや政策担当者など必ずしも専門家でない人にも、柔軟性戦略の違いを明確に示すことができる分かりやすいツールを提供することである。



オリジナルの柔軟性チャートでは、IEA GIVAR が提案した FAST 法[1]に従って、CCGT、熱電併給、揚水発電、水力発電、連系線容量の容量シェア（ピーク負荷比）による5つのパラメータが選定されている。これら5つのパラメータは、多くの国やエリアで公表されている統計報告書から比較的容易に入手できるため、途上国や再生可能エネルギーがまだ普及していない国やエリアにとって「作りやすい」チャートとなっている。当時は需要側応答の能力を推計する合理的な手段がなかったため、電気自動車を含む需要側資源からの柔軟性は無視されていた。また、エネルギー貯蔵システムによる柔軟性については、各国の系統規模の蓄電池の統計データが少ないため、評価されていなかった。

本論文では、OCGT と CCGT を含むガスタービン、熱電併給、水力発電（揚水発電を除く）、揚水発電、連系線容量の5つのパラメータをより細かく調整したデータを用いた新しい柔軟性チャート(Flexibility Chart 2.0)を提案する。連系線容量については、選択された国・エリアの統計データが入手可能であれば、近隣エリアとの運用上の利用可能性をより良く反映する NTC を選択している。第4節と第5節では、現在のところ統計データがいくつかの国や地域に限られているが、蓄電池を新たな柔軟性資源として第6番目の軸に追加している。この柔軟性チャートは、デマンドレスポンスなどの軸を追加できるように、拡張性を持つように設計されている。近い将来、多くの国で系統規模のエネルギー貯蔵システムや、電気自動車の車載電池のスマートチャージを集合化した需要側の柔軟性資源に関する統一的な統計データが公表されれば、このチャートは Flexibility Chart 3.0 としてアップデートできる可能性がある。

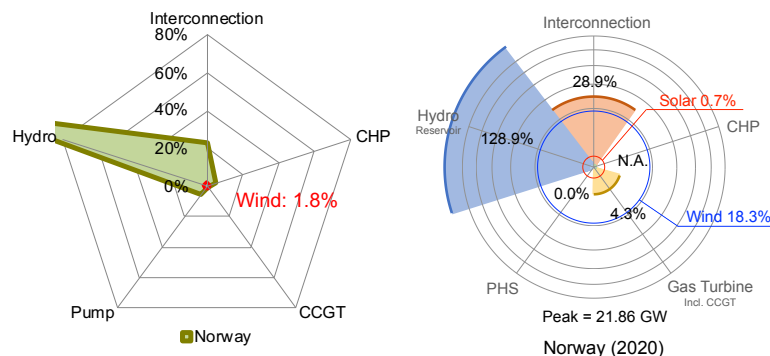
## 2. 柔軟性チャートの構成

### 2.1 方法論

図1に柔軟性チャートのVer.1[11]と本論文で提案する2.0の基本概念を示す。Ver.1の開発当初は、評価対象となる柔軟性の選択肢を5つの軸に設定していた。Ver.1の開発当初は、統計データの制約などから、①連系線容量、②熱電併給、③OCGTを除くCCGT、④流れ込み式および揚水を含む水力発電、⑤揚水発電の5軸で評価する柔軟性の選択肢を組み込んでいた。チャートのデザインは、頂点を直線で結んだ五角形のレーダーチャートで構成されていた。

主なコンセプトはver.1から変化していないが、新しいバージョン「柔軟性チャート2.0」では、以前のバージョンで解決されていなかった下記の点が改善された。すなわち、(1) Ver.1では、貯水池式と流れ込み式の区別が難しかったため、水力発電の容量が過大評価されていた可能性がある、(2) ガスタービンはCCGTのみカウントされ、OCGTは含まれていなかったため過小評価されていた可能性がある、(3)チャート内で囲まれた面積が柔軟性の総量や特徴を正確に表しておらず、誤解を生む可能性があった、と言う点である。柔軟性チャート2.0では、多くの国・エリアの統計情報から基本データを厳選している。また、グラフの見え方についても、扇形の面積を他の軸と線




**図1 柔軟性チャートの例**

左図: Ver.1 の描画 (ノルウェー、2011 年時点)、  
 右図: 柔軟性チャート 2.0 による描画 (ノルウェー、2020 年)

形的に比較するために、各軸はピークあたりの容量比の平方根を基準としており、読者の直感と定量分析との間に誤解や混乱を生じないようにしている。

柔軟性チャート 2.0 では、風力と太陽光の設備容量シェアに対応する 2 つの円を設けている。柔軟性資源は風力・太陽光の容量と同じである必要はないため、チャート内のこれらのシェアはあくまで指標であり、必ずしも各柔軟性の選択肢と直接比較する必要はない。また、過去のいくつかの研究[12,13]によれば、ある地域における風力発電と太陽光発電の合計出力は非常に相関が低く、風力と太陽光の出力が同時に高くなる可能性は非常に低いことが明らかになっている。通常、VRE(すなわち風力+太陽光)の最大出力値は、風力が主体で太陽光が少ない小国・地域を除いて、風力と太陽光の容量の合計値の 60~70%程度である。そのため、風力発電と太陽光発電の容量の合算値を示さずとも、風力発電と太陽光発電の容量を別々に示すことで十分であると考えられる。

ある国・エリアの柔軟性チャートの作成に必要な統計データは、(a) 最大需要(ピーク負荷)、(b) 風力発電設備容量、(c) 太陽光発電設備容量、および(1) CCGTを含むガスタービン設備容量、(2) 流れ込み式および揚水発電以外の貯水池式水力発電設備容量、(3) 揚水発電設備容量、(4) 熱電併給プラント設備容量、(5) 近隣の国・エリアへの連系線容量、の各種柔軟性資源である。5つの柔軟性パラメータが評価され、その数が柔軟性チャート2.0の軸の数となる。

連系線容量については、公表されている統計にデータがある場合は、年間最大NTC(送電可能容量)を選択した。それ以外の場合は設備容量としており、その場合は柔軟性資源のポテンシャルは若干過大評価される可能性がある。

熱電併給やガスタービンは、必ずしもその全てが応答性の良いディスパッチ可能な電源として運転できるわけではないことに注意が必要である。CCGTの中には、運転温度が高く非常に高効率で、「ベースロード電源」として運転を行うものとして設計されているものがある。また、熱電併給は一般に、デンマークやドイツなどいくつかの国で実現されているように、運用の柔軟性(場合によっては貯熱を含む)やアグリゲーターやBRPとの通信接続による市場での運用がなければ、柔軟性資源として機能す



ることはできない。

柔軟性チャートは、柔軟性の選択肢を比較し、世界のさまざまな国・エリアで適切な柔軟性資源を提供する戦略を選択するための非常に有用な「一目でわかりやすい」ツールではあるが、柔軟性をよりよく捉え、比較を可能にするためには、データと可視化を改善する余地もある。例えば、柔軟性のタイムスケールを考慮し、短期と長期の柔軟性を分けてプロットを構築することも可能であろう。

複数の柔軟性チャートを1つに集合化する際には、連系線容量に関して考慮すべき点がもうひとつ存在する。集合化されたエリアを見る場合に、エリア内の送電容量によってもたらされる柔軟性は、他の柔軟性指標を集合化するために重要である。集計されたグラフの他のすべての数値(連系線容量以外)は、個々のグラフ間の加重平均であるため、集合化された数値は個々の数値の間に位置することになる。集合化されたグラフのこの特性は直感的に理解しやすいが、連系線容量については当てはまらない。何故なら、2つのサブエリア間の連系線容量はキャンセルされ、エリア外に接続する連系線容量のみがカウントされるからである。このため、連系線容量の集合化に関しては他の軸とは全く異なり、集合化された柔軟性チャートの連系容量は一般に低い(直感的な予想より低い)数値となる。

本論文の後半では、柔軟性チャート2.0を用いて、各国の柔軟性の傾向を比較する。評価対象地域は、欧州(3.1節)、北米(3.2節)、日本(3.3節)、オーストラリア(3.4節)の世界4地域で、電力システムの統計データが広く公表されている地域である。これらの節では、評価対象となる最小限の地理的エリアである制御エリア(米国では信頼度評価エリア)に着目した「ミクロ」な視点と、複数の制御エリアや信頼度エリアに亘る同期エリアを集約した「マクロ」な視点が提供されている。

第5節では、選択された地域における柔軟性資源の過去から将来への変化について述べる。さまざまなレベルのエリアでの歴史的な変化を比較することで、より高い変動発電のシェアを目指す国にとって、いくつかの戦略的な洞察を得ることが可能となる。また、このツールによって、近隣の国・エリアとの協力や協調のための示唆や動機がもたらされることが期待される。

## 2.2 柔軟性チャートのための基礎的統計データ

欧州は、図 2(a)に示すように 5 つの同期エリアから構成されている。ここでは、(1) アイスランドを除く北欧エリア、(2) 欧州大陸エリア、(3) グレートブリテン島、(4) アイルランド等、を評価対象とする。欧州大陸エリアに含まれる一部の国は、図 2(b)に示すようにIGCC加盟国である。ここでは、2016年以前に加盟した国、すなわちドイツ、デンマーク、オランダ、スイス、チェコ、ベルギー、オーストリア、フランスを含む小さなエリア(IGCC-S)と、IGCC-S諸国および2020年の新規加盟国(クロアチア、スロベニア、イタリア、ポーランド、ハンガリー、スロバキア、スペイン、ポルトガル)を含む大きなエリア(IGCC-L)を評価する。

表 1 は、欧州諸国について得られたデータセットをまとめたものである。基本デ

一タに関する参考文献は、付録の詳細対応表のとおりである。

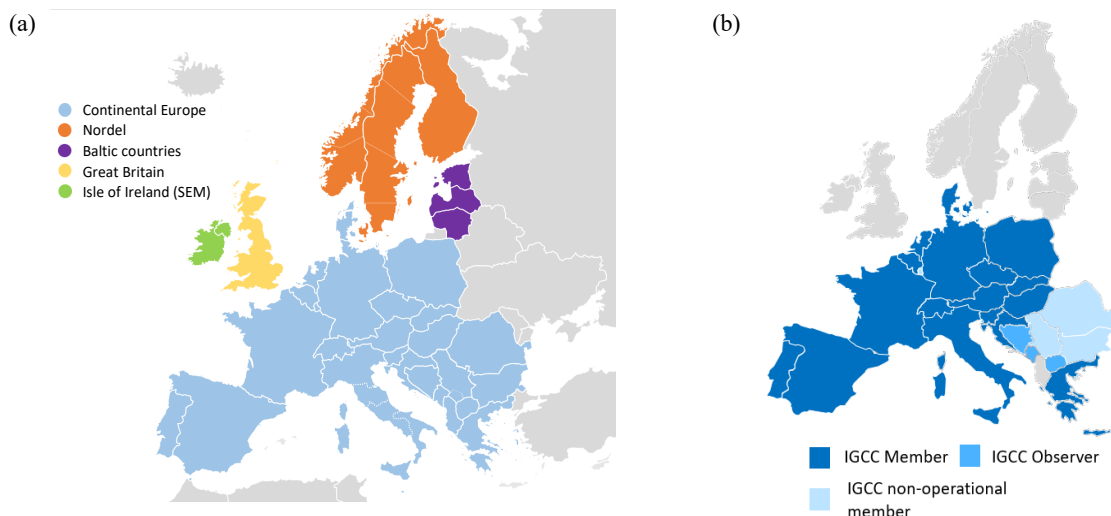


図2 欧州の電力システム

(a) 欧州の同期エリア(文献[14]を元に凡例を筆者改変)、(b) IGCC 加盟国[15]

表1 欧州の柔軟性チャートのための基礎統計データ

(2020年。データの参考文献は付録参照)

as of the end of 2020				Capacity [GW]								ratio per peak									
Syn. Zone	GCC	Country	Control Area	Peak	Wind	Solar	Intercon- nection	CHP	Gas turbine	PHS	Hydro Reser- voir	Wind	Solar	Intercon- nection	CHP	Gas turbine	PHS	Hydro Reser- voir			
NORDEL				62.57	22.39	3.26	8.53	14.80	7.75	0.00	46.52	35.8%	5.2%	13.6%	23.7%	0.0%	0.0%	74.3%			
			Norway	21.86	4.00	0.15	6.33	—	0.94	0.00	28.19	18.3%	0.7%	28.9%	—	4.3%	0.0%	128.9%			
			Sweden	22.51	9.69	1.42	11.10	3.30	2.96	0.00	16.33	43.0%	6.3%	49.3%	14.7%	13.1%	0.0%	72.6%			
			Finland	12.39	2.47	0.39	5.05	6.40	2.80	0.00	2.00	20.0%	3.2%	40.7%	51.7%	22.6%	0.0%	16.1%			
			Denmark		5.81	6.24	1.30	7.92	5.10	1.60	0.00	0.00	107.3%	22.4%	136.4%	87.8%	27.5%	0.0%	0.0%		
				Denmark East	2.28	1.18	0.42	2.95	—	1.05	0.00	0.00	51.8%	18.5%	129.6%	87.8%	46.1%	0.0%	0.0%		
			Denmark	Denmark West	3.57	5.00	0.88	6.17	—	0.61	0.00	0.00	140.1%	24.6%	172.8%	87.8%	16.9%	0.0%	0.0%		
				50 Hertz	16.80	20.38	12.97	20.95	11.50	2.76	2.79	0.00	121.3%	77.2%	124.7%	68.4%	16.4%	16.6%	0.0%		
			IGCC (as of 2016)			Amprion	29.27	10.84	11.89	35.60	13.30	10.14	1.83	0.06	37.0%	40.6%	121.6%	45.4%	34.6%	6.2%	0.2%
						TenneT	23.80	29.19	19.84	38.60	6.00	2.70	1.68	0.66	122.6%	83.4%	162.2%	25.2%	11.3%	7.0%	2.8%
TransBW	10.81	1.77				7.22	23.40	4.90	0.68	3.13	0.59	16.4%	66.8%	216.4%	45.3%	6.3%	28.9%	5.5%			
	79.48	62.18				53.78	24.27	54.80	21.51	9.42	1.31	78.2%	67.7%	30.5%	68.9%	27.1%	11.9%	1.6%			
Central Europe			Austria	10.58	3.22	2.22	9.05	2.90	4.25	3.46	2.44	30.5%	21.0%	85.5%	27.4%	40.2%	32.7%	23.0%			
			France	82.83	17.38	11.72	17.20	6.60	1.93	4.66	6.66	21.0%	14.2%	20.8%	8.0%	2.3%	5.6%	8.0%			
			Netherlands	17.84	6.60	10.21	5.28	8.80	14.20	0.00	0.00	37.0%	57.2%	29.6%	49.3%	79.6%	0.0%	0.0%			
			Belgium	13.34	4.69	5.65	4.61	2.40	4.90	1.31	0.00	35.2%	42.3%	34.6%	18.0%	36.7%	9.8%	0.0%			
			Switzerland	9.87	0.09	2.93	12.61	—	0.22	6.68	5.59	0.9%	127.7%	—	—	2.2%	67.7%	56.6%			
			Czech Rep.	10.68	0.34	2.07	8.19	8.50	0.36	1.17	0.75	3.2%	19.4%	76.7%	79.6%	3.4%	11.0%	7.0%			
				230.44	100.74	89.89	22.60	89.10	48.97	26.70	16.74	43.7%	39.0%	9.8%	38.7%	21.3%	11.6%	7.3%			
			IGCC (as of 2020)			Poland	26.53	6.24	3.94	4.14	9.70	2.45	1.79	0.16	23.5%	14.8%	15.6%	36.6%	9.2%	6.8%	0.6%
						Slovakia	4.70	0.00	0.59	4.25	1.50	0.90	0.92	0.42	0.1%	12.6%	90.4%	31.9%	19.1%	19.5%	8.9%
						Romania	9.32	3.02	1.39	3.20	1.30	0.00	0.00	3.39	32.4%	14.9%	34.3%	13.9%	0.0%	0.0%	36.4%
Slovenia	2.47	0.01				0.27	3.38	0.40	0.35	0.18	0.00	0.2%	10.8%	136.6%	16.2%	14.1%	7.3%	0.0%			
Croatia	2.87	0.79				0.09	4.55	0.90	0.72	0.28	1.45	27.4%	3.0%	158.4%	31.3%	25.1%	9.8%	50.3%			
Italy	49.96	10.84				21.59	6.27	8.60	43.36	7.28	4.45	21.7%	43.2%	12.5%	17.2%	86.8%	14.6%	8.9%			
Spain	40.14	27.09				11.79	7.10	5.00	27.98	5.65	19.19	67.5%	29.4%	17.7%	12.5%	69.7%	14.1%	47.8%			
Portugal	8.85	5.24				1.03	3.80	1.30	4.48	2.82	1.52	59.2%	11.6%	42.9%	14.7%	50.6%	31.9%	17.1%			
	375.30	153.97	130.56	18.87	117.80	129.21	45.61	47.30	41.0%	34.8%	5.0%	31.4%	34.4%	12.2%	12.6%						
Great Britain				52.37	24.49	13.46	4.83	4.70	34.09	4.31	0.00	46.8%	25.7%	9.2%	9.0%	65.1%	8.2%	0.0%			
			United Kingdom	51.01	23.49	13.38	6.50	—	32.54	4.31	0.00	46.0%	26.2%	12.8%	9.2%	63.8%	8.4%	0.0%			
			Northern Ireland	1.55	1.00	0.09	0.80	—	1.55	0.00	0.00	64.3%	5.9%	51.7%	—	100.1%	0.0%	0.0%			
All Island (SEM)				6.84	5.30	0.13	0.98	0.30	5.78	0.29	0.00	77.5%	1.9%	14.3%	4.4%	84.6%	4.3%	0.0%			
			Rep. Ireland	5.36	4.30	0.04	0.80	0.30	4.23	0.29	0.00	80.3%	0.7%	14.9%	5.6%	79.0%	5.5%	0.0%			

注1: デンマーク東部および西部の熱電併給の設備容量はデータが入手できなかったため、デンマーク全体の容量比率を用いている。

注2: グレートブリテン島の熱電併給の設備容量はデータが入手できなかったため、英国全体の容量比率を用いている。



北米では、図3(a)に示すように、東部連系系統(EI)、西部連系系統(WI)、テキサス電力信頼度協議会(ERCOT)、ケベック、の4つの連系系統がある(なお、ここでの「連系系統」は北米特有の用語であり、エリア同士の連系のための送電線を意味するものではなく、同期エリアのことを指す)。EIとWIは、米国、カナダ、メキシコの一部にまたがっている。ERCOTとケベックの連系系統は、それぞれ米国およびカナダに完全に含まれている。制御エリアや信頼性度評エリアは、EIとWI内のより小さなエリアを構成しているが、ERCOTとケベックは同期エリアの需給調整と信頼度に責任を持つ唯一の事業者である。ここでは、図3(b)に示すような信頼度評価エリアに基づく柔軟性チャートを評価する。

表2は、北米の各地域の柔軟性チャートを形成するための基本的な統計データである。米国とカナダの各地域の各種発電設備の実際の設備容量のデータを収集することは困難であるため、2019年の信頼度評価[15]に基づいて、2020年の推定値を採用した。また、北米の多くのRTO/ISOは近隣エリアへの連系線容量を公表していないため、NERCの信頼度評価による「正味確定輸送容量 (net firm capacity transfer)」で代用した。そのため、柔軟性チャートの連系線容量比率は過小評価されている可能性がある。米国の熱電併給のデータセットは信頼度エリアごとではなく州ごとであり、一部の信頼度エリアやRTO/ISOエリアの境界は州の境界と著しく異なる。そのため、ある州のすべての熱電併給の容量は、その州の最大の部分を含む信頼度エリアに属するものと仮定した。このため、柔軟性チャートには若干の不確実性が生じている。データの詳細な参考文献については、付録を参照のこと。

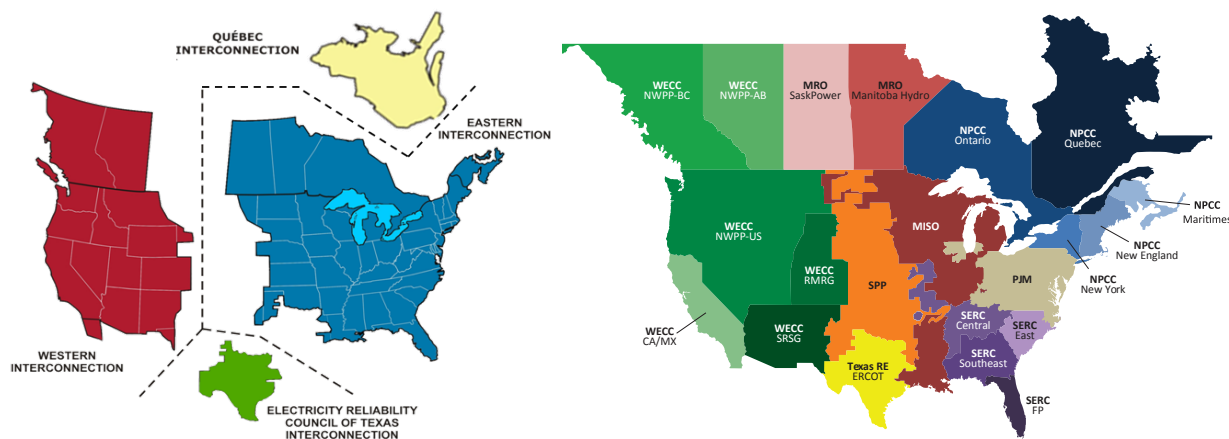


図3 北米の電力システム  
 (a) 北米の同期エリア[16]、(b) NERC 信頼度エリア[15]

**表 2 北米の柔軟性チャートのための基礎統計データ**

(2020年。データの参考文献は付録参照)

as of the end of 2020				Capacity [GW]							ratio per peak								
Country	Syn. Zone	Reliability Region	ISO/RTO	Peak	Wind	Solar	Interconnection	CHP	Gas turbine	PHS	Hydro Reservoir	Wind	Solar	Interconnection	CHP	Gas turbine	PHS	Hydro Reservoir	
Canada	Québec	NPCC	Québec	37.08	3.63	0	11.18	0.84	0.00	0.00	38.69	9.8%	0.0%	30.1%	2.3%	0.0%	0.0%	104.3%	
			Maritimes	5.30	1.146	0.01	2.63	0.32	0.76	0.00	0.44	21.6%	0.2%	49.6%	6.1%	14.3%	0.0%	8.4%	
			New England	23.70	1.39	1.21	4.83	3.25	15.80	1.85	1.28	5.9%	5.1%	20.4%	13.7%	66.7%	7.8%	5.4%	
			New York	30.62	1.90	0.03	1.73	5.57	18.07	1.41	3.32	6.2%	0.1%	5.7%	18.2%	59.0%	4.6%	10.8%	
			Ontario	23.33	4.43	0.42	4.61	2.38	7.44	0.12	6.11	19.0%	1.8%	19.8%	10.2%	31.9%	0.5%	26.2%	
	EI	SERC	RF	120.03	12.50	1.67	—	12.36	42.06	3.39	49.84	10.4%	1.4%	—	10.3%	35.0%	2.8%	41.5%	
			PJM	144.19	8.01	1.55	1.41	10.20	84.51	5.23	3.13	5.6%	1.1%	1.0%	7.1%	58.6%	3.6%	2.2%	
				177.24	0.49	2.87	—	9.59	111.08	6.50	10.49	0.3%	1.6%	—	5.4%	62.7%	3.7%	5.9%	
			MISO	120.11	19.17	0.28	1.43	18.66	61.53	2.76	1.53	16.0%	0.2%	1.2%	15.5%	51.2%	2.3%	1.3%	
			SPP	49.57	20.49	0.28	2.94	1.03	29.58	0.00	3.43	41.3%	0.6%	5.9%	2.1%	59.7%	0.0%	6.9%	
	MRO	SaskPower	Manitoba	4.76	0.25	0.00	2.39	0.02	0.40	0.00	5.15	5.2%	0.0%	50.3%	0.5%	8.5%	0.0%	108.2%	
			SaskPower	3.88	0.24	0.01	0.44	0.54	2.17	0.00	0.86	6.2%	0.2%	11.4%	13.8%	56.0%	0.0%	22.2%	
				178.32	40.15	0.57	—	20.25	93.69	2.76	10.97	22.5%	0.3%	—	11.4%	52.5%	1.5%	6.2%	
				702.73	70.01	8.33	13.75	63.92	373.40	21.26	85.60	10.0%	1.2%	2.0%	9.1%	53.1%	3.0%	12.2%	
				171.69	23.75	16.46	1.32	19.68	88.29	2.78	45.08	13.8%	9.6%	0.8%	11.5%	51.4%	1.6%	26.3%	
	USA	WI	WECC	Alberta	12.32	2.14	0.34	1.45	5.10	7.74	0.00	0.89	17.4%	2.7%	11.8%	41.4%	62.8%	0.0%	7.3%
				British Columbia	12.43	0.70	0.00	4.35	0.81	0.43	0.00	12.21	5.6%	0.0%	35.0%	6.5%	3.5%	0.0%	98.2%
				CAMX	54.84	6.19	11.78	2.43	8.95	35.14	2.18	5.73	11.3%	21.5%	4.4%	16.3%	64.1%	4.0%	10.4%
				NWPP	52.32	9.76	2.48	0.75	3.97	20.21	0.20	24.04	18.7%	4.7%	1.4%	7.6%	38.6%	0.4%	46.0%
				RMRG	13.41	3.79	0.46	—	0.68	6.71	0.28	1.46	28.3%	3.5%	—	5.1%	50.0%	2.1%	10.9%
SRSR				26.37	1.16	1.40	—	0.17	18.07	0.12	0.75	4.4%	5.3%	—	0.6%	68.5%	0.5%	2.8%	
				81.89	22.09	1.86	1.25	17.34	48.53	0.00	0.46	27.0%	2.3%	1.5%	21.2%	59.3%	0.0%	0.6%	
Texas				Texas RE	ERCOT														

日本は大陸から離れた島々からなる小さな国だが、消費電力量は比較的多い。年間消費電力量は、30ヶ国以上が加盟する欧州の約3分の1、北米の5分の1である。日本の電力システムは、図4に示すように、直流連系線で接続された3つの同期エリアと、合計10の制御エリアから構成されている(ただし、ここでは小規模な離島である沖縄のエリアは評価対象外)。2020年4月、日本の垂直統合型の電力会社はすべて「法的分離」によって発電・小売事業者と送配電系統運用者(TDSO)に分離され、現在は10社のTDSO所有者がそれぞれの制御エリアを運用している。

表3は、TDSOやその他の関連する公的機関から収集した基礎統計データである。水力発電のデータには、貯水池式と流れ込み式が容易に区別できないため、不確実性が含まれる場合があり、柔軟性資源のポテンシャルとして過大評価される可能性がある。日本の最新の熱電併給のデータが入手できなかったため、2018年のデータを採用したが、日本における熱電併給の開発速度が低いため、2020年の数値とそれほど変わらないと推測され、熱電併給比率が低いという点は重要な論点ではない。データの詳細な参考文献については、付録を参照のこと。

図5に示すように、オーストラリアには大陸西部の完全に孤立した電力システムを除き、5つの制御エリアがある。本土の同期エリアは、交流連系(一部、直流連系)で接続された4つの制御エリアで構成されている。5番目の制御エリアであるタスマニアは、本土と直流連系で結ばれた孤立システムである。柔軟性チャートのためのオーストラリアの基礎統計データの一覧を表IVに示す。データの詳細な参考文献は付録を参照のこと。なお、ガスタービンと水力は、入手可能な統計情報からは区別が難しいため、それぞれ蒸気タービンや流れ込み式を含む可能性がある。そのため、容量比が過大評価されている可能性がある。また、連系線容量についても、ATCではなく定格容量である可能性があるため、過大評価される可能性がある。

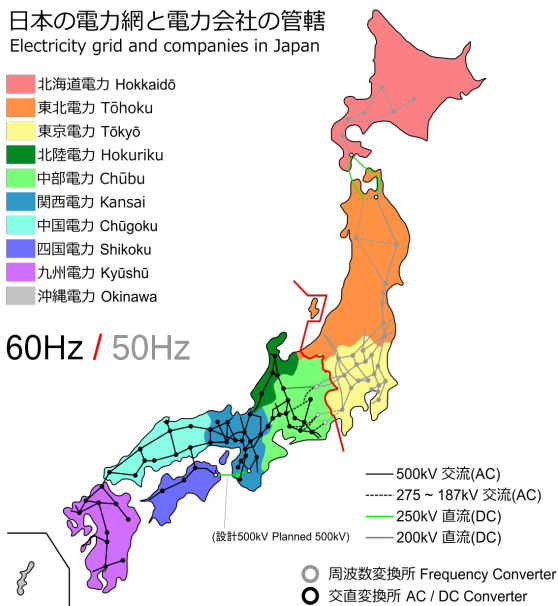


図4 日本の電力システム [18]



図5 オーストラリアの電力システム [19]

表3 日本の柔軟性チャートのための基礎統計データ

(2020年。データの参考文献は付録参照)

as of the end of 2020			Capacity [GW]							ratio per peak							
Country	Synchronous Zone	Control Area	Peak	Wind	Solar	Intercon- nection	CHP	Gas turbine	PHS	Hydro Reser- voir	Wind	Solar	Intercon- nection	CHP	Gas turbine	PHS	Hydro Reser- voir
Japan			169.87	4.48	59.70	0.00	10.70	61.39	27.92	17.78	2.6%	35.1%	0.0%	6.3%	36.1%	16.4%	10.5%
		Hokkaido	5.41	0.53	1.97	0.90	0.30	0.57	0.90	0.71	9.8%	36.4%	16.6%	5.5%	10.5%	16.6%	13.1%
		East	70.84	2.03	22.76	1.80	5.05	32.36	11.91	5.03	2.9%	32.1%	2.5%	7.1%	45.7%	16.8%	7.1%
		Tohoku	14.80	1.60	6.44	5.45	0.67	7.36	0.71	1.15	10.8%	43.5%	36.8%	4.5%	49.7%	4.8%	7.8%
		Tokyo	56.04	0.43	16.32	7.40	4.38	25.00	11.20	3.88	0.8%	29.1%	13.2%	7.8%	44.6%	20.0%	6.9%
		Central West	93.62	1.92	34.97	1.20	5.35	28.46	15.11	12.03	2.1%	37.4%	1.3%	5.7%	30.4%	16.1%	12.9%
		Chubu	26.24	0.37	9.49	6.20	1.80	13.74	4.49	3.10	1.4%	36.2%	23.6%	6.9%	52.4%	17.1%	11.8%
		Hokuriku	5.34	0.16	1.07	5.00	0.00	0.42	0.12	1.33	3.0%	20.0%	93.6%	0.0%	8.0%	2.2%	24.9%
		Kansai	29.10	0.17	6.05	10.45	1.84	8.32	5.23	3.44	0.6%	20.8%	35.9%	6.3%	28.6%	18.0%	11.8%
		Kyushu	16.37	0.59	10.11	3.10	0.74	3.00	2.58	1.61	3.6%	61.8%	18.9%	4.5%	18.3%	15.8%	9.8%

表4 オーストラリアの柔軟性チャートのための基礎統計データ

(2020年。データの参考文献は付録参照)

as of the end of 2020			Capacity [GW]							ratio per peak							
Country	Synchronous Zone	Control Area	Peak	Wind	Solar	Intercon- nection	CHP	Gas turbine	PHS	Hydro Reser- voir	Wind	Solar	Intercon- nection	CHP	Gas turbine	PHS	Hydro Reser- voir
Australia			36.53	5.78	12.01	0.59	0.26	9.40	1.34	4.55	15.8%	32.9%	1.6%	0.7%	25.7%	3.7%	12.5%
	Main land	Queensland	9.97	0.39	4.54	1.29	0.16	2.64	0.50	0.16	3.9%	45.5%	12.9%	1.6%	26.4%	5.0%	1.6%
		NSW	13.83	1.34	3.48	2.89	0.03	1.77	0.84	2.13	9.7%	25.1%	20.9%	0.2%	12.8%	6.1%	15.4%
		Victoria	9.62	2.13	2.44	3.01	0.05	2.24	0.00	2.26	22.2%	25.3%	31.3%	0.6%	23.3%	0.0%	23.5%
		South Australia	3.11	1.92	1.56	0.82	0.02	2.75	0.00	0.00	61.6%	49.9%	26.3%	0.7%	88.2%	0.0%	0.1%
	Tasmania		1.76	0.31	0.16	0.59	0.00	0.37	0.00	2.17	17.5%	8.9%	33.8%	0.0%	21.1%	0.0%	123.3%

### 3. 世界のさまざまなエリアの柔軟性チャート

#### 3.1 欧州諸国

図6は、北欧のノルウェー、スウェーデン、フィンランドの3ヶ国と、デンマーク東部(DK1)制御エリアからなるノルデル同期エリアの柔軟性チャートである。ノルウェーが柔軟性の高い豊富な水力発電資源を有していることが明らかである。新たな連系線を介して柔軟性のある再生可能エネルギーを他の欧州諸国に輸出するノルウェーの「グリーンバッテリー」戦略もここから容易に理解できる[20]。スウェーデンも同様の特徴を持っている。

図6では、ノルデル同期エリアの集合化された柔軟性チャートも描かれており、この同期エリアで(設備容量として)最も支配的な2つの国であるノルウェーとスウェーデンの組み合わせに大きく呼応している。ノルウェーの水力発電容量は大きいため、将来的にこの地域でVREを受け入れる可能性は高く、余剰の柔軟性資源を近隣のエリアに輸出する余地もある。図3のフィンランドのグラフは、デンマーク東部のグラフと非常によく似ている。しかし、集合化すると個々のエリアの連系線容量よりも総連系線容量の方がはるかに小さく、これは個々の国の連系線容量のほとんどがノルデルエリア内にあることを示している。ENTSO-EによるTYNDP[21]では、将来のVREに対応するだけでなく、欧州中部に柔軟性を持たせるために、他のエリアへの連系線を増強・新設する計画が公表されている。

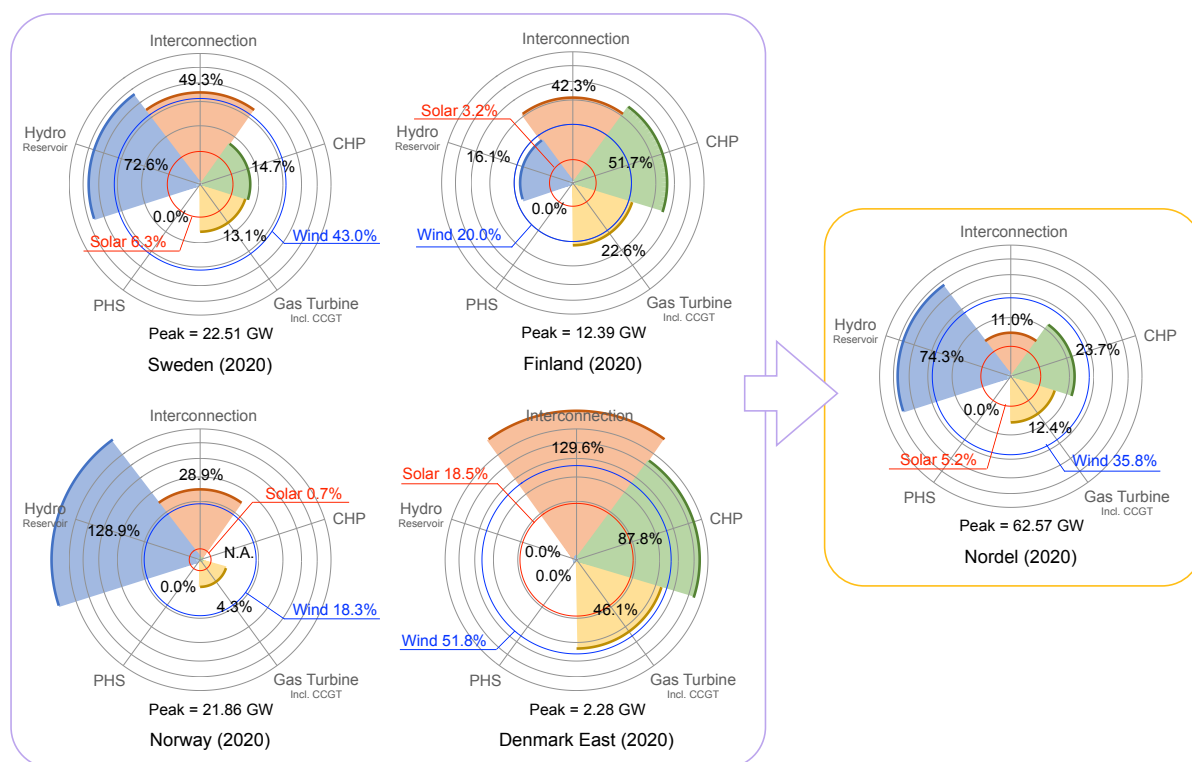


図6 ノルデルエリアの柔軟性チャート



デンマークは図7に示すように、デンマーク東部(DK1)とデンマーク西部(DK2)の2つの制御エリアに分かれている。前者はスウェーデンやノルウェーと交流海底ケーブルで結ばれており、ノルデル同期エリアに属している。後者は交流送電線でドイツに接続されており、欧州大陸の同期エリアの一部を構成している。デンマークの2つのエリアは、「グレートベルト」と呼ばれる直流連系線で唯一接続されている。図4は、デンマーク東部と西部の柔軟性チャートであるが、両エリアとも柔軟性のある熱電併給という資源と大きな連系線容量を持っている。また、図7にはデンマーク全体の集合化された柔軟性チャートも掲載されているが、デンマーク東部と西部の柔軟性チャートの特徴は互いに似ているため、集合化したチャートも当然ながらそれぞれに似ており、連系線と熱電併給を柔軟性供給源として有している。集合化によって得られる大きな連系線容量は、ほとんどの連系線容量が他のエリアと接続していることを示しており、前述のグレートベルト連系線は限定的な役割しか果たしていないことがわかる。実際、デンマークではVREの増加による変動性と不確実性は、連系線の拡張と熱電併給の柔軟性のある運用によって緩和されている[22]。

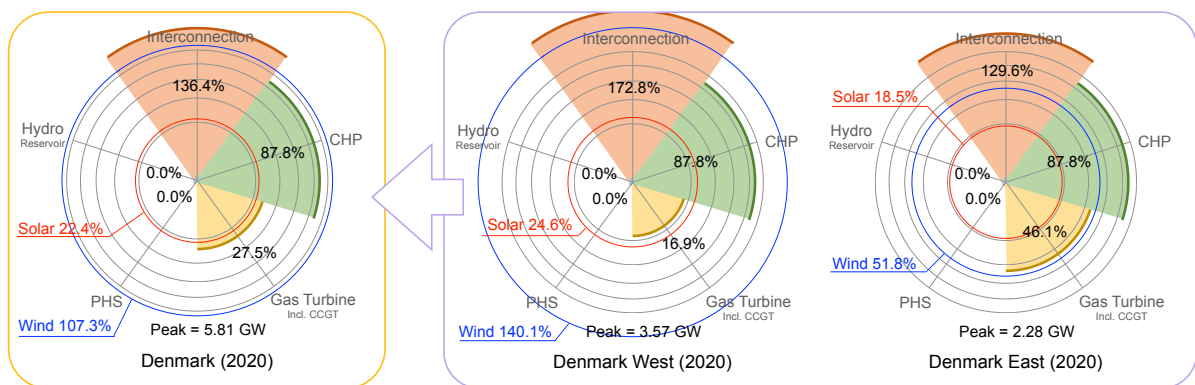


図7 デンマークの柔軟性チャート

(注: デンマーク東部および西部の熱電併給の設備容量はデータが入手できなかったため、デンマーク全体の容量比率を用いている。)

ドイツは4つのTSOで構成されており、欧州では例外的なケースである。図8は、4つのTSOの制御エリアの柔軟性チャートであり、TSOが大きな連系能力を持つことが明確に示されている。しかし、50HerzとTenneTという一部のTSOは、高い風力と太陽光のシェアに対応するための柔軟性資源が不足している。ドイツ全体の柔軟性チャートは、熱電併給の柔軟性資源が豊富で、ガスタービンの容量が比較的大きいという特徴があり、この点でデンマークの柔軟性チャート(図7)と似ている。集合化された連系線比率はかなり低く、個々の連系線容量のほとんどがドイツのTSOエリア間であり、他国との接続ではないことを示している。



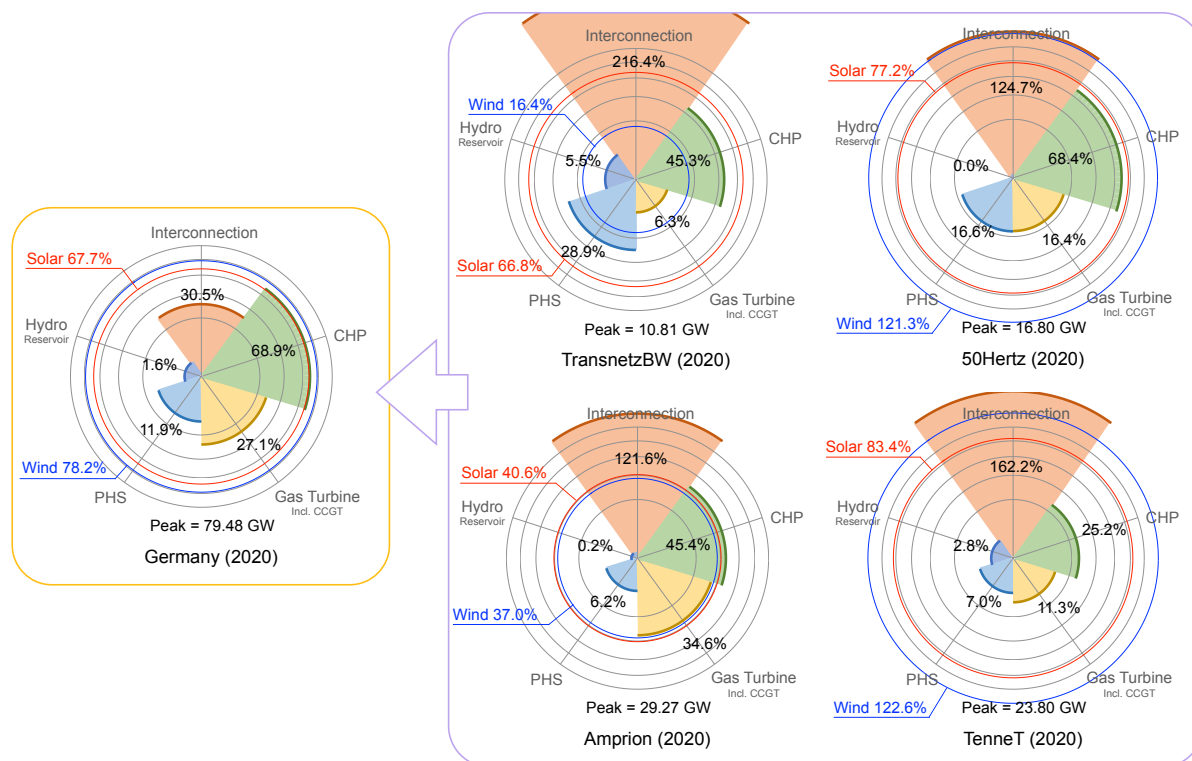


図8 ドイツの柔軟性チャート

(注: ドイツの4つ TSO 間の ATM の値は入手できなかったため、ここでは定格容量の 50%値を利用している。)

欧州大陸の同期エリアのデンマーク、ドイツ以外の国については、ここではIGCC加盟国について評価する。図9は、図7と図8ですでに示したデンマークとドイツを除くIGCC加盟諸国の柔軟性チャートである。これらのグラフを組み合わせると、国によって柔軟性資源の多様性が強く表れていることが「一目でわかりやすい」。オーストリアはあらゆる種類の柔軟性資源をバランスよく備えており、近隣諸国への柔軟性を輸出できるポテンシャルがある一方、フランスは原子力の比率が高いため柔軟性資源がほとんどない。オランダとベルギーは、地形が平坦なため水力はほとんどないが、ガスタービンによる柔軟性供給が大きいという類似した特徴を持つ。スイスは、風力や太陽光のシェアがほとんどないにもかかわらず、貯水池式水力や揚水発電の容量が大きく、連系線容量もあるため、柔軟性を輸出するポテンシャルが高い。チェコのグラフはドイツと似ているが、連系線容量が大きく、風力と太陽光のシェアがかなり低い。東欧の多くの国では、VREのシェアが低いにもかかわらず、さまざまな柔軟性資源がうまく組み合わせられていることがわかる。イタリアは、ガスタービン容量が大きく、他の柔軟性資源もバランスよく備えている。しかし、半島であるためか、PVと風力の高いシェアと比較すると連系線容量に限りがある。

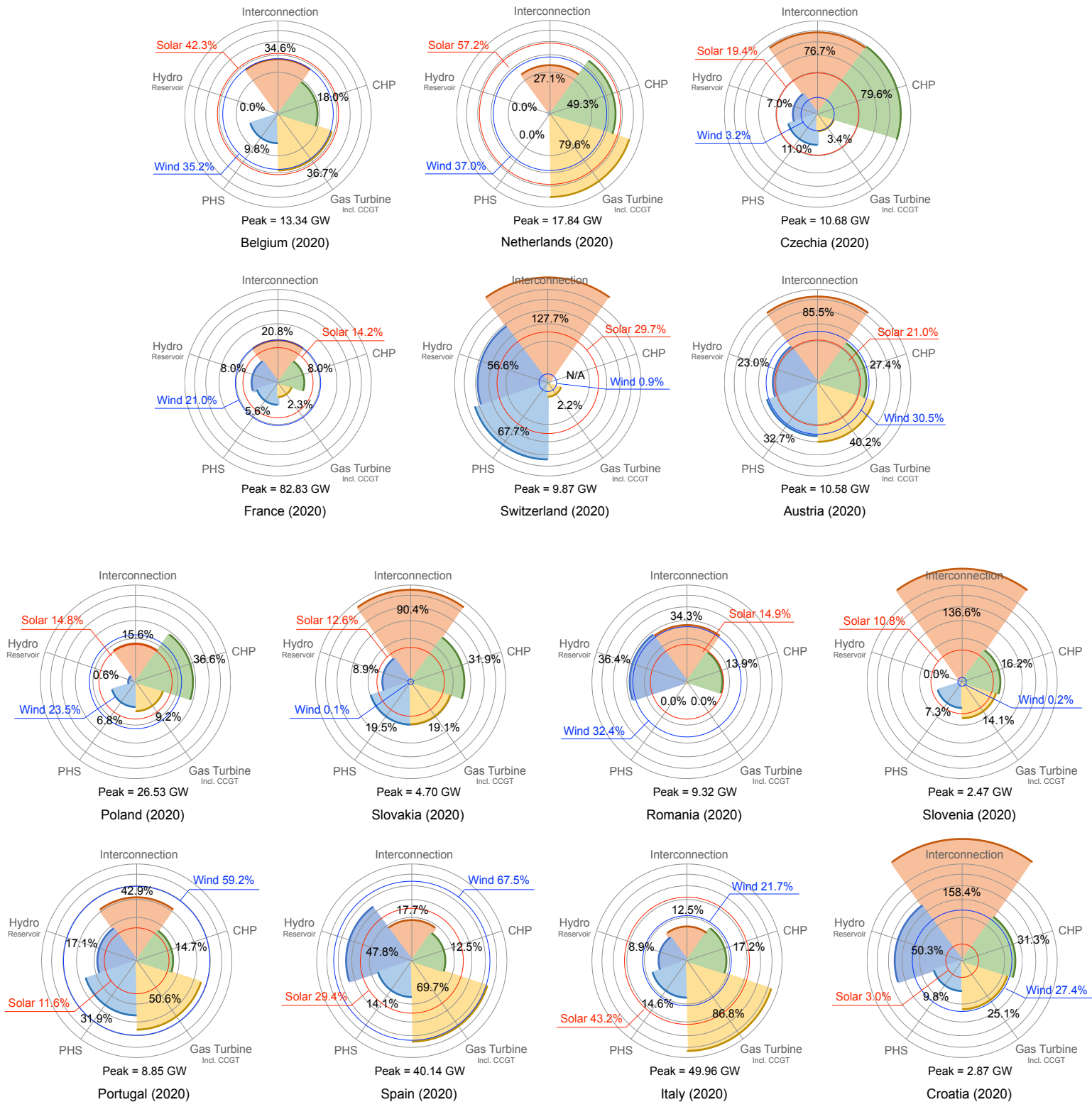


図9 IGCC加盟国の柔軟性チャート  
(ドイツおよびデンマークは既出のため除く。)

図 10 のイベリア半島を見ると、スペインはイタリアと同様、ガスタービンの柔軟性資源は比較的高いが、連系線容量はあまりない。イベリア半島では、柔軟性資源としての水力とガスタービンは現状で十分と考えられるが、揚水(主にポルトガル)と連系線(主にスペイン)の増強が進んでいる[23], [24]。ポルトガルはバランスのとれた柔軟性資源を持っており、オーストリアのそれとよく似ているが、将来の高い風力シェアを管理するためには、ポルトガルの柔軟性資源全体はより拡張する必要がある。ポルトガルの柔軟性の構成には、スペインとの連系線容量が含まれており、この2国間の連系線容量は、より大きなピーク負荷を持つスペインの視点から見ると、非常に小さく見える。スペインには、フランスへの交流および直流接続の連系線容量がある(モロッコとの連系線容量はほとんど無視できる)にもかかわらず、その連系容量比率はポルトガルの比率よりかなり小さくなっている。イベリア半島全体を集合化したグラフでは、2国間の接続がここに表示されないため、連系容量比率は非常に低くなっている。

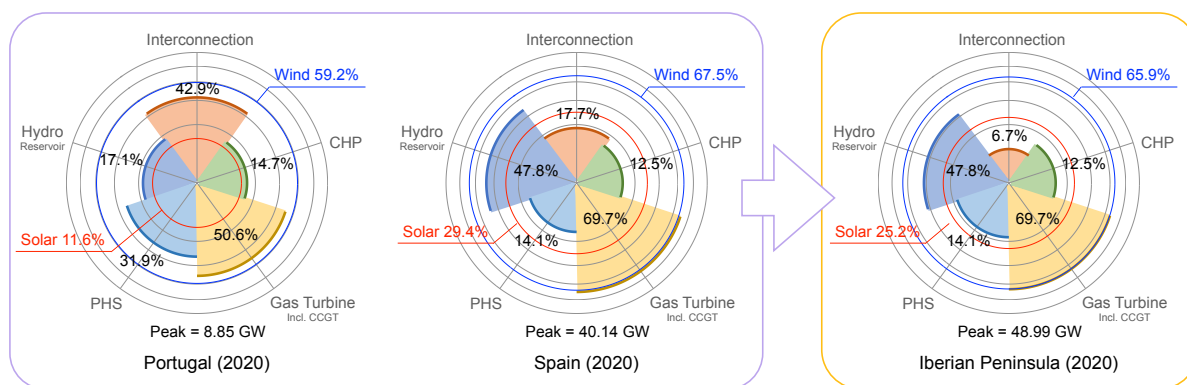


図 10 イベリア半島の柔軟性チャート

IGCC-S エリアと IGCC-L エリアの集合化した図を図 11 に示す。どちらの図もさまざまな柔軟性資源がバランスよく組み合わせられているが、IGCC-L はガスタービン容量がかなり高く、貯水池式水力と揚水の容量が比較的高い。この比較から、IGCC がより広いエリアに拡大した理由、すなわち将来の高い VRE シェアを管理するためにより幅広い柔軟性資源を集合化するということが理解できる。

図 12 は、英国とアイルランドの柔軟性チャートを示している。英国とアイルランド共和国(EirGrid 制御エリア)の図は互いに似ているものの、他のエリアと比べるとかなり異なっているように見える。北アイルランド(SONI 制御エリア)も他のエリアとはまったく異なる独自の特徴を示しており、主要な柔軟性供給源として連系線を介した隣接エリア、つまりアイルランド共和国に依存していることがわかる。北アイルランドの連系線容量は他のエリアに比べて比較的高いものの、N-1 セキュリティの懸念から、高い風力シェアに対応するには十分ではない。実際、北アイルランドは 13% を超える高い出力抑制率に直面しており、文献[25]で評価されているように増加傾向にある。

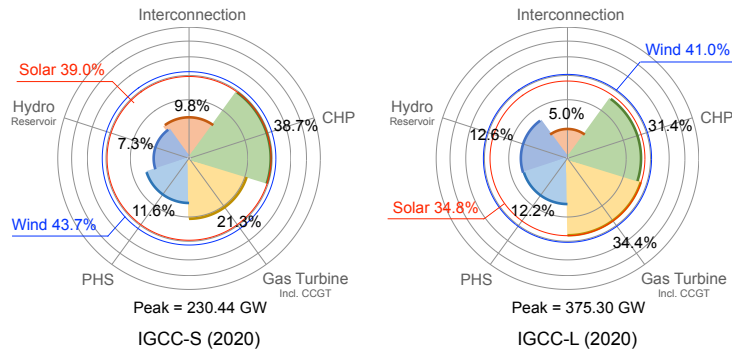


図 11 IGCC-S および IGCC-L エリアの柔軟性チャート

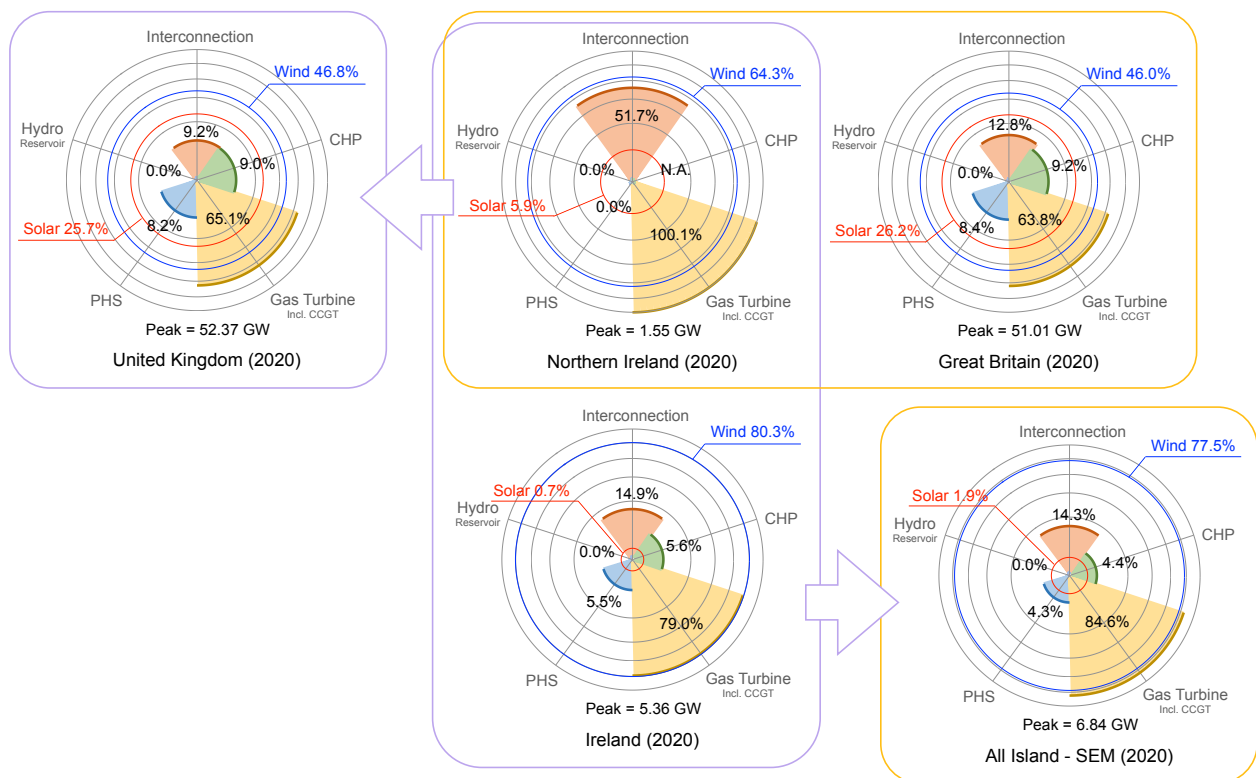


図 12 英国およびアイルランドの柔軟性チャート

英国とアイルランドの同期エリアは、グレートブリテン島とアイルランド島(アイルランド共和国および北アイルランド)という地理的な区分に対応している。また、図 12 には、アイルランド島の同期エリアと英国全体(グレートブリテン等および北アイルランド)を集合化した柔軟性チャートも示されている。興味深いのは、ピーク需要レベルの違いにもかかわらず、各制御エリア(北アイルランドを除く)、および集合化されたエリアの特性が似通っていることである。これは、平地が多いため水力による資源が少なく、島国のため連系線容量が比較的小さいという地理的条件が共通しているためである。アイルランドは現在、75%という非常に高い風力の瞬間導入率(非同期電源比率)を認めており、低い慣性条件に対する解決策を検討しながら、その比

率を増やしている[26]。グレートブリテン島も近い将来、同じような状況に直面することになる。

### 3.2 北米

図 13 は、NPCC 信頼度エリアの柔軟性チャートである。NPCC の一部でありながら独立した同期エリアである hidro・ケベックのエリアは、水力が豊富な地域としてよく知られており、歴史的に HVDC 接続を介して他のエリアに水力エネルギーを輸出してきた。同エリアの特徴は図 6 に示したノルウェーと非常によく似ており、水力資源からの柔軟性の輸出を高め、連系線を増強するという点で、今後の戦略も似てくる可能性があることは興味深いことである。

NPCC の米国側に属する 2 つのエリア、すなわち ISO-NE と NY-ISO の制御エリアは、図 13 の柔軟性チャートの中で非常に似たポートフォリオを示しており、どちらもガスタービンが主要な柔軟性資源であることがわかる。また、イタリア(図 9)や英国・アイルランド(図 12)の柔軟性チャートと特徴がよく似ていることもわかる。

NPCC エリアの柔軟性チャートを集合化すると、水力資源はカナダから、ガスタービンによる柔軟性は米国の 2 つの大きなエリアからの貢献で支えられ、かなり特殊な特性を持っていることがわかる。NPCC エリアでは、風力や太陽光の開発はまだ成熟しておらず、柔軟性の観点から将来の VRE 電源を受け入れる大きな機会が残されている。

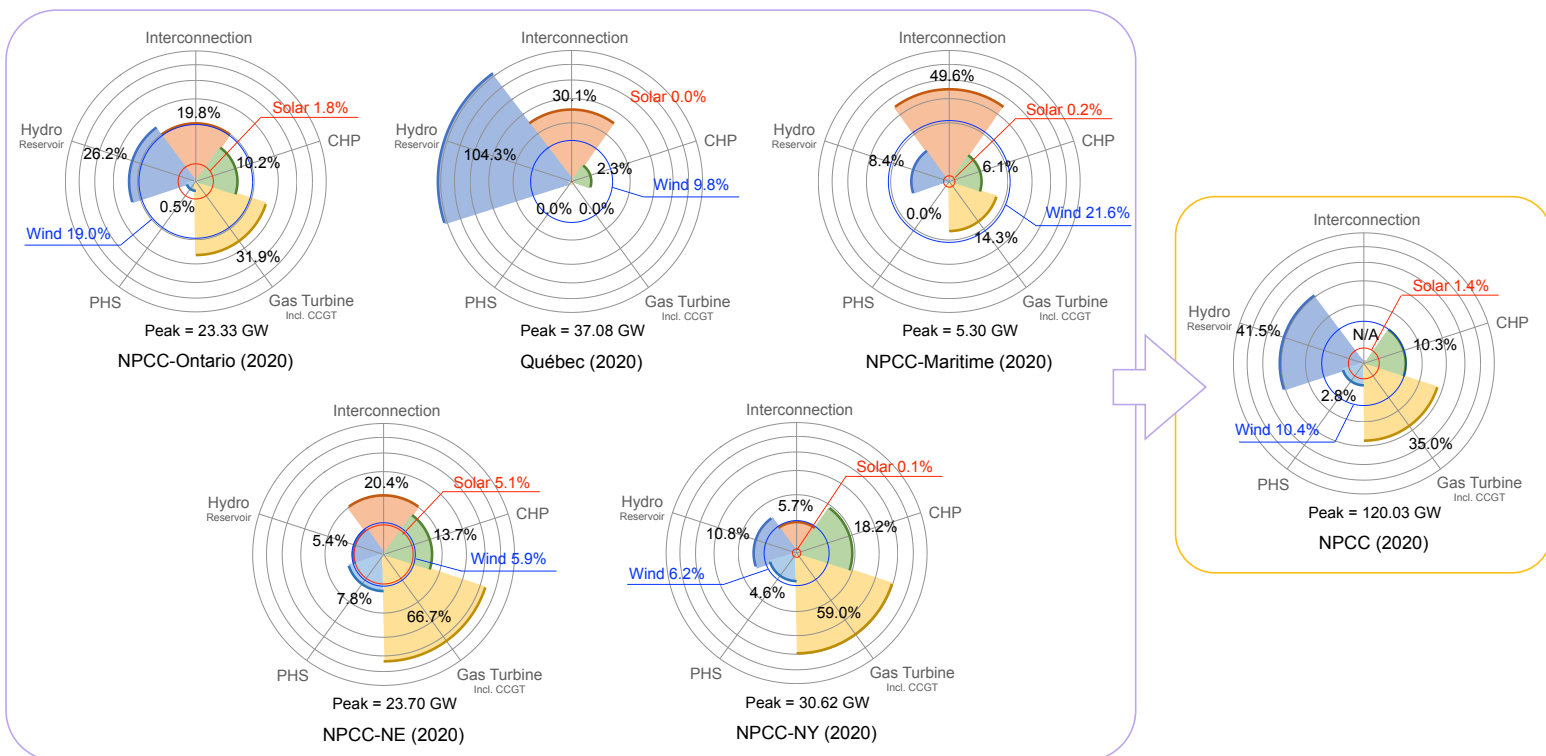


図 13 NPCC 信頼度エリアの柔軟性チャート



図 14 は、PJM および SERC の信頼度エリアの柔軟性チャートである。PJMは単一の信頼度エリアである。SERCは図3左図のようにいくつかのサブエリアに分かれているが、既存および計画中のVREシェアが低いため、SERCエリア全体のみを評価している。両エリアの柔軟性チャートの特徴は、図13に示すNPCC-NEやNPCC-NYのそれとよく似ている。

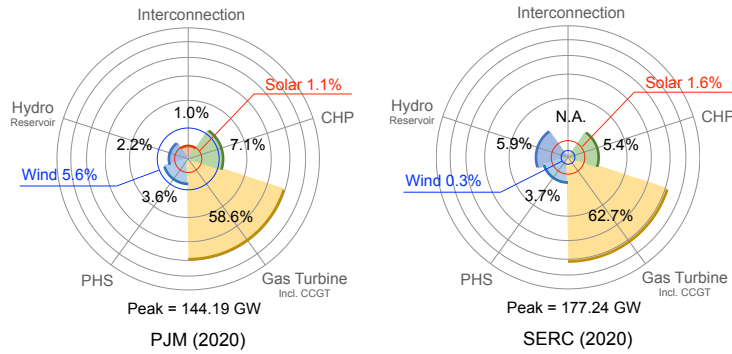


図 14 PJM および SERC 信頼度エリアの柔軟性チャート

MRO には信頼度評価のための 4 つのサブエリアがあり、そのうち 2 つ(サスクパワーおよびマニトバ)はカナダ、他の2つ(MISOおよびSPP)は米国に属している。図15のマニトバの柔軟性チャートはケベックと似ているが、MRO全体の集合化された図では、MISO、SPPの影響を強く受け、欧州のイタリア、イギリス、アイルランド、米

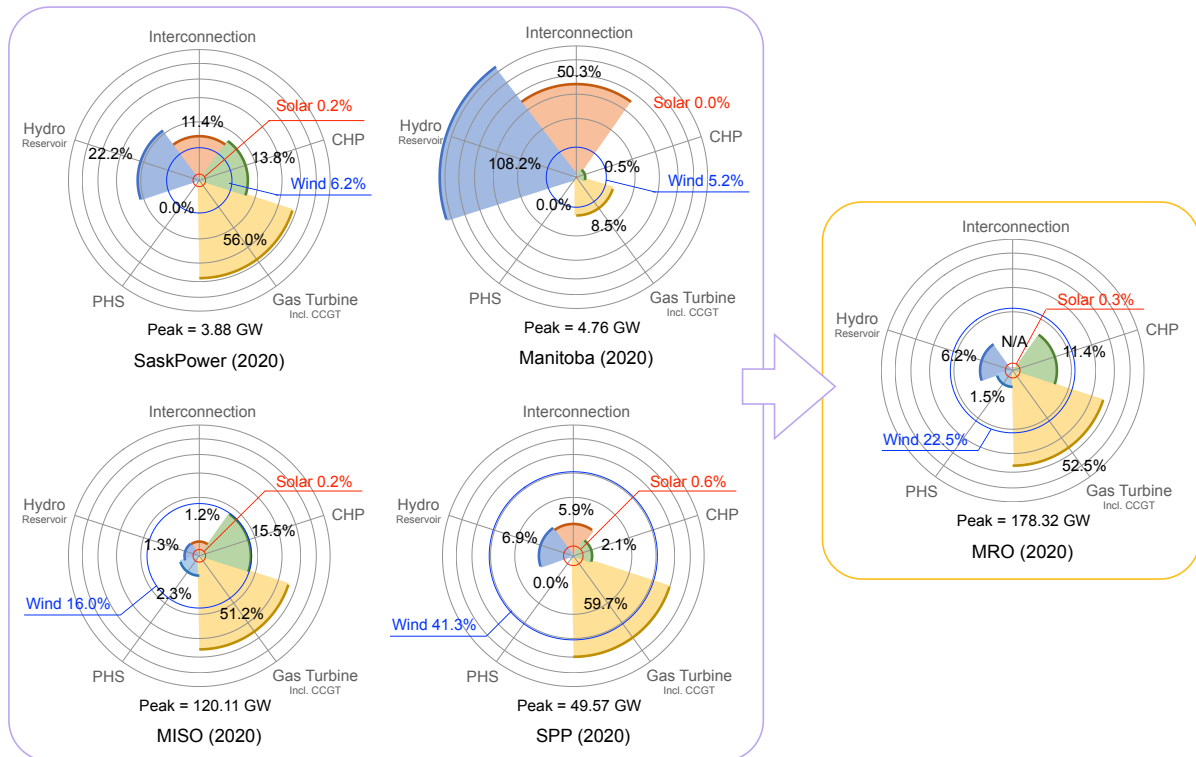


図 15 MRO 信頼度エリアの柔軟性チャート

国のISO-NE、NY-ISOと似たようなものになる。その理由は、単純に米国の2つエリアの系統がマントバやサスクパワーのものよりはるかに大きいからである。現在、SPPは大平原地域での豊富な風況によって風力発電の設備容量が米国の7つのISOの中で最も高くなっており、SPPエリア内での柔軟性資源の追加や近隣エリアとの連系線容量の強化を検討する時期に来ていると言える。

図16の6つの図は、WECC信頼度の6つのサブエリアにおける柔軟性資源の特性を示している。ブリティッシュ・コロンビア州の柔軟性チャートは、ケベックと似ており、大きな水力容量と強力な連系線容量を持ち、他のWECCエリアへ柔軟性を輸出できる可能性を持っている。一方、NWPPは水力のシェアが比較的高いものの、連系線容量が貧弱であるため、柔軟性の輸出は容易ではない(前述の通り、連系線の運用容量ではなくNERCの信頼度評価における「正味確定輸送容量」で代用しているため、図示された比率は過小評価となる可能性があることに留意)。

CAISOとメキシコの一部を含むCAMXエリアは、米国で最も太陽光発電の設備容量が多いエリアである。CAMXは他の制御エリアとは異なり、風力よりも太陽光の比率が高いという、世界の他のエリアと比較しても珍しい特徴がある(例外は、図9に既出のイタリアと、図21で後述する日本の九州エリア)。実際、カリフォルニア州では、日没後の出力変化のための容量が不足するという、いわゆる「ダックカーブ問題」が深刻な需給調整問題となっているが、これは風力の豊富なエリアでは発生しない。CAMXの柔軟性資源のポートフォリオは、ガスタービンが圧倒的に多く、強固であるように見えるが、近い将来、より多くの太陽光や風力に対応するために、他のエリアとの連系線容量など、柔軟性を強化する必要がある。蓄電池によるエネルギー貯蔵シ

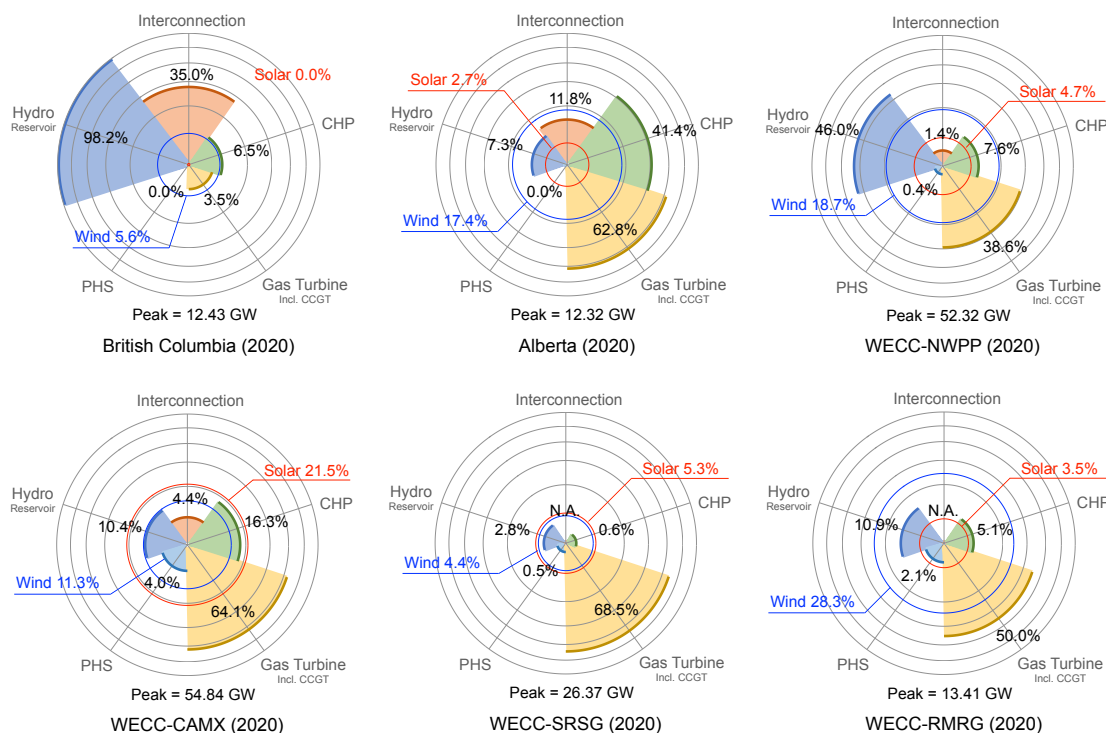


図 16 WECC 信頼度エリアの柔軟性チャート



システムという選択肢の計画については、第4章で説明する。

図17は、北米の2つの主要な同期エリア、すなわち東部連系系統(EI)と西部連系系統(WI)の柔軟性チャートを集計したものである。両図は互いに似ているが、これは米国の多くのエリアが柔軟性資源の点で類似した特性を持ち、ガスタービンが主要な柔軟性資源であることによる。水力発電の柔軟性資源は、カナダからもたらされる傾向にある。

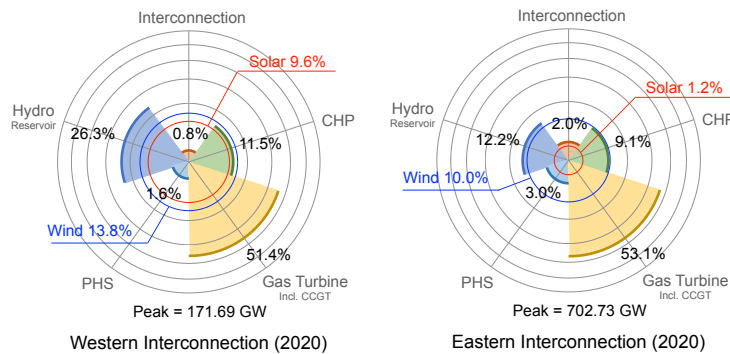


図 17 東部連系系統(EI)および西部連系系統(WI)の柔軟性チャート

北米の最後のエリアは、図18に示すERCOTであり、HVDC連系線を介して他のエリアから分離された完全に独立したエリアである。このように孤立しているため、ERCOTの柔軟性チャートは北米や欧州の他のエリアとは異なる様相を呈している。柔軟性容量ではガスタービンが圧倒的に多いという類似点はあるものの、平坦な地形のため貯水池式水力や揚水はかなり貧弱で、連系線容量比率はアイルランドやイギリス(図12参照)など他の孤立した同期エリアと比べるとかなり低い。風力・太陽光の増加が予想されることから、将来のERCOTの戦略は、慣性応答[27]などの点で、当然ながら同じような将来に直面する欧州の孤立システムの例であるグレートブリテン島やアイルランド島と共通の手法を取ることになると予想される。

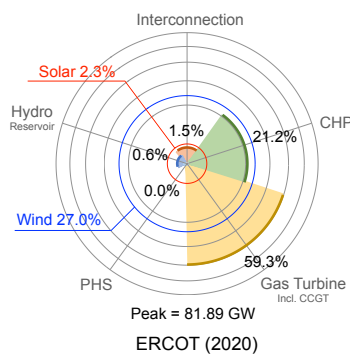


図 18 ERCOT の柔軟性チャート



### 3.3 日本

図19、図20、図21は、日本の3つの同期エリアの柔軟性チャートであり、最後の2つのエリアは、それぞれ2つの制御エリアと6つの制御エリアから構成されている。1つ目は、図19に示すように、日本の北の島である北海道で、唯一の隣接エリアである東北と3つの直流連系線で接続されている。図20に示すように、2番目の同期エリアは東日本と呼ばれ、東北および東京の2つの制御エリアから構成されている。最後の中西日本は、日本の本州の西半分から南部の四国、九州に広がる同期エリアである。このエリアは、中部、北陸、関西、中国、四国、九州の6つの制御エリアからなり、それらの柔軟性チャートは図21に示す通りである。

日本の柔軟性チャートの全体的な特徴をまとめると、以下のようになる。1) 隣接する各エリアに豊かな多様性があり、柔軟性の輸出入や複数エリア間の連携が可能である 2) 一部のTDSOは他のエリアとの連系線容量が十分にあり、この特徴は図8で述べたドイツのTSOとよく似ている。3) 北海道や九州のように、柔軟性資源のバランスが取れているTDSOもあり、将来の大規模なVREシェアを管理するための複数の選択肢を使いこなす上で強い利点となる可能性がある。

図20には東北と東京の制御エリアを集合化した東日本の同期エリアの図も載せているが、東北 (14.80 GW) および東京 (560.04 GW) のピーク需要の差が大きいため、集合化された図の特性は東京のそれとよく似たものとなる。また、風力資源のポテンシャルが多く、日本で最も風力発電の設備容量が大きい東北エリアは、連系線を介し

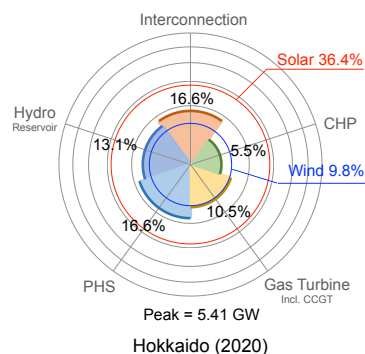


図 19 北海道の柔軟性チャート

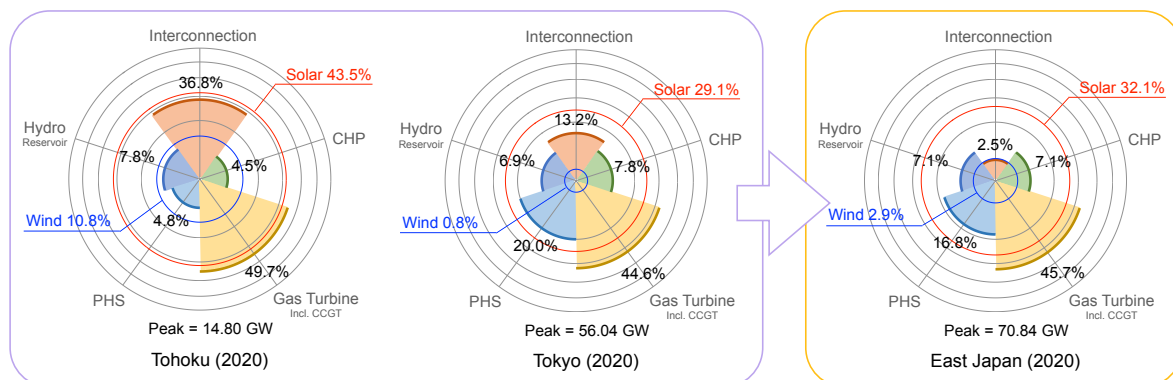


図 20 東日本の柔軟性チャート

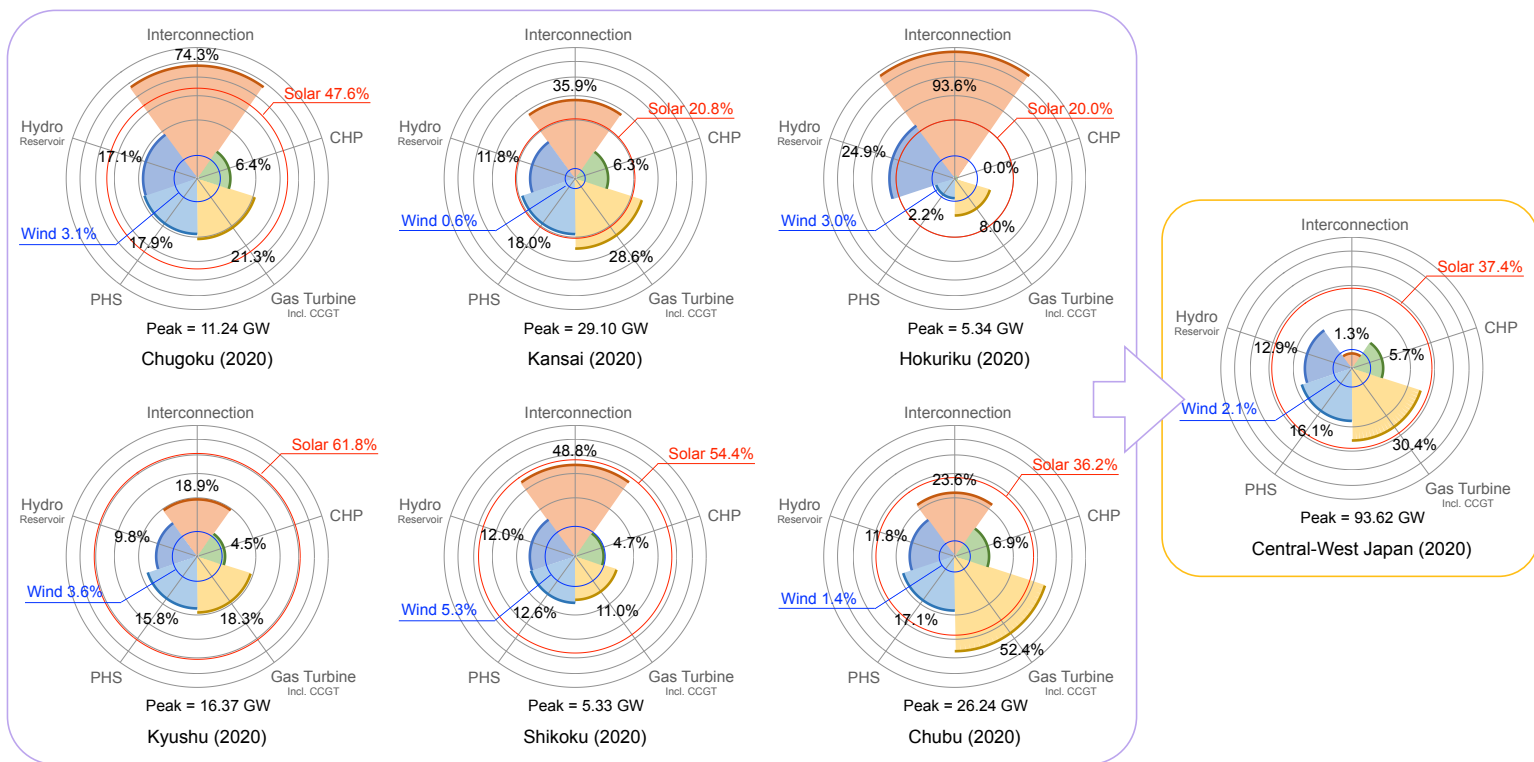


図 21 中西日本の柔軟性チャート

て東京エリアからの柔軟性資源を利用し、風力発電をより受け入れられる可能性が高い。同期エリアのピーク負荷あたりの太陽光や風力のシェアはまだ高い水準に達していないため、さらなるVRE容量の受け入れに十分な余力がある。東北エリアの既存の相互連系線容量と、東京エリアの比較的高い揚水容量は、両エリア間の柔軟性資源を調整するのに良い組み合わせである。

図 21 の集合化された柔軟性チャートの形状は、連系線容量を除けば、このエリアの需要ピークが最も高い関西エリアと 2 番目に高い中部エリアにやや類似している。東京エリアへの連系線は、3つのルートで容量の小さいバック・トゥ・バック交直変換コンバータを経由している。

九州エリアは日本で最も太陽光発電のシェアが高いエリアであり、柔軟性のある資源が不足している。九州エリアは、2018年秋以降、日本で唯一太陽光と風力の出力抑制が発生しているエリアであり<sup>訳註1</sup>、文献[25]で評価されている。九州エリアは柔軟性資源の不足に直面しているが、重要な供給源のポテンシャルとして、中国エリアを経由して関西エリアに至る連系線を利用することとなる。

東日本(図20)と中西日本(図21)は、各サブエリアの連系線容量が比較的豊富であるにもかかわらず、集合化された連系線容量は小さいように見える。これは、各サブエリアの連系線が、同期エリア内の輸送には貢献しているが、電力量や柔軟性を他のエリアと取引するように設計されていない現状を意味している。

上記の同期エリアは、東日本では北から中央へ、中西日本では中央から西へと長く

訳註1: 2022 年にはわずかながら東北、四国エリアでも出力抑制が行われた。

伸びる、いわゆる「串形系統」であるため、近い将来、太陽光や風力のさらなる急速な伸張に対応するためには、系統安定度の問題を検討する必要がある。

### 3.4 オーストラリア

図22に示すように、オーストラリア大陸の4エリアの構成は日本とやや似ており、柔軟性資源の種類はさまざまであり、それぞれの柔軟性資源の総容量(ポテンシャル)は控えめである。

南オーストラリアは風力発電のシェアが高く、デンマークに匹敵するが、柔軟性チャートの特徴は図12に示した北アイルランドによく似ている。柔軟性資源が乏しい現状を打破するために、南オーストラリア州政府とAEMOは、蓄電池によるエネルギー貯蔵システムという新しい柔軟性資源を模索している[28]。蓄電池を考慮した柔軟性チャートについては、次節で述べる。タスマニアは水力発電の容量が大きいので、本土に柔軟性を輸出できる可能性が大きい。その結果、柔軟性チャートの形状は、図6のノルウェーや図15のマニトバのものと明らかに似ている。

オーストラリア大陸の4つの制御エリアは交流線で結ばれており、1つの同期エリアを形成している。南オーストラリア州の制御エリアは、非常に高い風力発電瞬間導入率に対して柔軟性資源が不足しているが、大陸全体で集合化した柔軟性チャートを見ると、既存の柔軟性資源を利用して風力および太陽光を受け入れるための余地がまだ大きいことがわかる。つまり、ビクトリア州の豊富な水力など他のエリアの柔軟性資源が、十分な容量の連系線を通じて南オーストラリア州の高い風力発電シェアを管理するのに貢献する可能性が高いことを意味する。オーストラリア大陸の連系線容量、

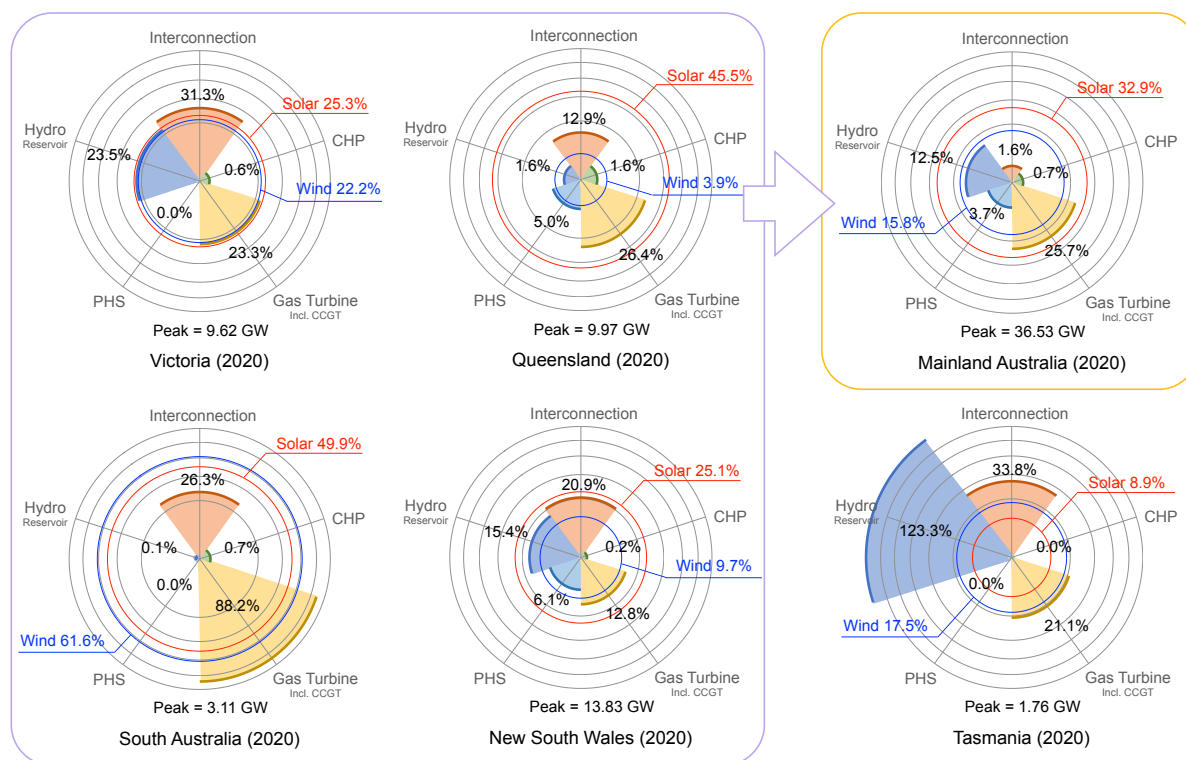


図 22 オーストラリアの柔軟性チャート

つまり集合化された外部エリアへの容量は小さすぎるように見えるが、これはオーストラリアの電力システム全体が、タスマニアへの連系線を除いて他の大陸や島から孤立しているためであり、ごく自然な結果である。

#### 4. 第6番目の軸としての蓄電池の追加

これまでの章では、公開された統計資料から必要なデータを収集するという点から、柔軟性チャートは、ガスタービン、熱電併給、貯水池式水力、揚水発電、連系線という5つの軸を持たせていた。しかし、柔軟性資源の選択肢は上記の5つに限定されるものではない。デマンドサイドマネジメント(DSM)や新たなエネルギー貯蔵システムに関する各国の統計データを入手することは難しいが、アイルランド、カリフォルニア、南オーストラリアなど、DSM能力の定量化や系統規模の蓄電池を設置し始めている国やエリアもある。

本論文で提案する柔軟性チャートは、もちろん軸を追加することで新たな柔軟性の選択肢を統合することが可能である。図23は、南オーストラリア州に対して第6番目の蓄電池軸を持つ拡張された柔軟性チャートである。将来、需要側の柔軟性に関する十分な統計が利用できるようになれば、柔軟性チャートに第7番目あるいはそれ以上の軸を追加することも可能である。

第6番目の蓄電池軸を用いて、将来の柔軟性資源を評価するための時間的変化については、一部のエリアを対象に次章にて説明する。

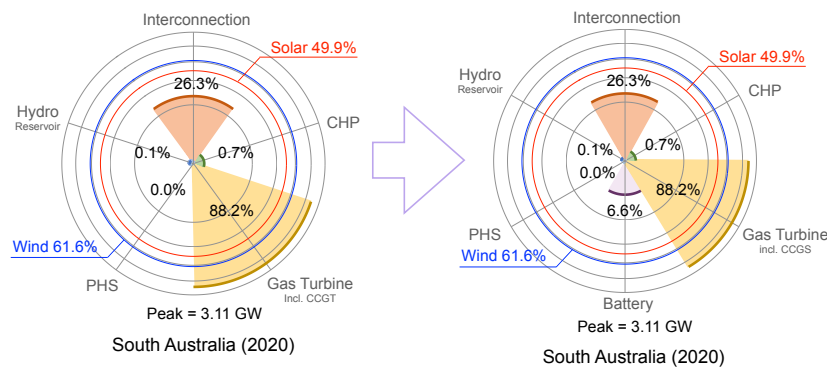


図 23 南オーストラリアの柔軟性チャート  
 (左図: 5つの軸による従来型表記、右図: 第6番目の軸を追加した拡張版)

#### 5. 柔軟性チャートの時間的推移の評価

柔軟性チャートは、元々「一目でわかりやすい」ツールとして作られている。そこで一連の柔軟性チャートを用いて、与えられた国やエリアの時間的推移の傾向を把握することも有用である。ここでは、表5に示すように、世界のいくつかのエリアに焦点を当て、時間的推移の評価例を示す。データの詳細な参考文献は付録を参照のこと。

表5 いくつかのエリアの柔軟性チャートの時間的推移のための基礎統計データ

Area	Year	Capacity (GW)									ratio per peak							
		Peak	Wind	Solar	Interconnection	CHP	Gas turbine	Battery	PHS	Hydro Reservoir	Wind	Solar	Interconnection	CHP	Gas turbine	Battery	PHS	Hydro Reservoir
Ireland	2011	4.64	1.39	0.00	0.30	0.30	4.03	0.00	0.29	0.00	29.9%	0.0%	6.5%	6.5%	86.8%	0.0%	6.2%	0.0%
	2020	5.36	4.30	0.04	0.80	0.30	4.23	0.00	0.29	0.00	80.3%	0.7%	14.9%	5.6%	79.0%	0.0%	5.5%	0.0%
	2030	6.67	11.70	1.50	3.00	0.30	4.70	0.70	0.65	0.00	175.4%	22.5%	45.0%	4.5%	70.5%	10.5%	9.8%	0.0%
CAISO, US	2020	54.84	6.19	11.78	2.43	8.95	35.14	0.00	2.18	5.73	11.3%	21.5%	4.4%	16.3%	64.1%	0.0%	4.0%	10.4%
	2030	54.84	10.29	25.91	5.00	8.95	35.14	12.14	2.18	5.73	18.8%	47.2%	9.1%	16.3%	64.1%	22.1%	4.0%	10.4%
Hokkaido, Japan	2017	5.25	0.39	1.33	0.60	0.30	0.00	0.00	0.80	0.71	7.4%	25.3%	11.4%	5.7%	0.0%	0.0%	15.2%	13.5%
	2020	5.41	0.53	1.97	0.90	0.30	0.57	0.00	0.71	0.71	9.8%	36.4%	16.6%	5.5%	10.5%	0.0%	16.6%	13.1%
	mid 2020s	5.41	1.89	2.46	1.20	0.30	1.14	0.15	1.00	0.71	34.9%	45.5%	22.2%	5.5%	21.0%	2.8%	18.5%	13.1%
South Australia	2017	3.10	1.81	0.12	0.82	0.02	1.86	0.10	0.00	0.00	58.4%	3.9%	26.5%	0.7%	60.0%	3.2%	0.0%	0.1%
	2020	3.11	1.92	1.56	0.82	0.02	2.75	0.21	0.00	0.00	61.6%	49.9%	26.3%	0.7%	88.2%	6.6%	0.0%	0.1%
	late 2020s	3.25	5.86	4.83	1.77	0.02	2.53	1.14	0.09	0.91	180.2%	148.5%	54.5%	0.6%	77.8%	35.0%	2.8%	27.8%

図24は、アイルランドの柔軟性チャートの時間的な推移を示している。アイルランドの2011年の風力発電設備容量は約1.4 GWであったが、2017年には3.3 GWに達している。アイルランド政府は「2021年気候対応および低炭素発展(改正)法」[29]を施行し、「気候アクションプラン2021」において2030年までに最大8 GWの陸上風力と少なくとも5 GWの洋上風力、1.5~2.5 GWの太陽光発電を設置することを宣言した[30]。したがって、風力発電シェアは、右図のように2030年には計算上約175%になると予想される。同時に、2024年には英国との間にグリーンリンク連系線、2026年にはフランスとの間にケルティック連系線が完成し、他エリアとの連系線の総容量は2倍以上になると予想される[31]。さらに、アイルランドのTSOであるEirGridは、2030年までに約0.7 GW(すなわちピーク比10.5%)の系統規模の蓄電池が設置されると予想している[32]。アイルランドにおける柔軟性資源の増加傾向は、図24の過去から未来への一連の柔軟性チャートから容易に読み取ることができる。

現在、CAISOは太陽光のシェアが高く、山火事のリスクから送電線の電力潮流が定期的に制約されるという厳しい状況にあるが、カリフォルニアでの風力・風力はますます開発が進むと予想されている。現在、2030年の太陽光発電の総設備容量は約26 GW、風力発電は約10 GWが見込まれている(それぞれピーク時の約50%、約20%で、既存容量のほぼ倍となる)。カリフォルニア州政府は、12 GWの系統規模の蓄電池を

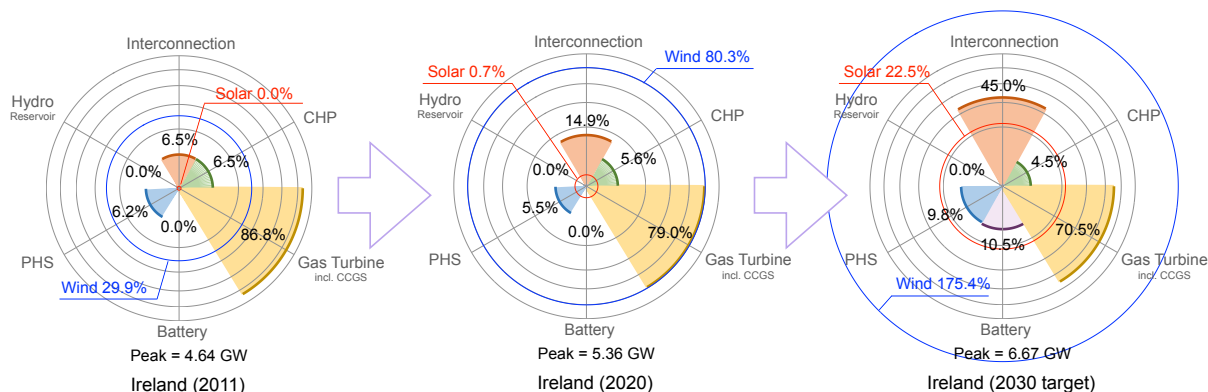


図24 アイルランドの過去から将来の柔軟性チャートの推移



導入するほか、水力発電や連系線の増設を計画している[33]。図25に描かれた将来の柔軟性チャートでは、蓄電池が重要な柔軟性の選択肢としての役割を果たすことを明確に示されている。

日本の北海道は、これまでのところあまり多くVREが導入されておらず、意欲的な目標を採択していない。とはいえ、FIT 制度に基づく現在の許認可によれば、北海道では近い将来、かなりの量の 太陽光・風力発電が建設されることになる[34]。2020年

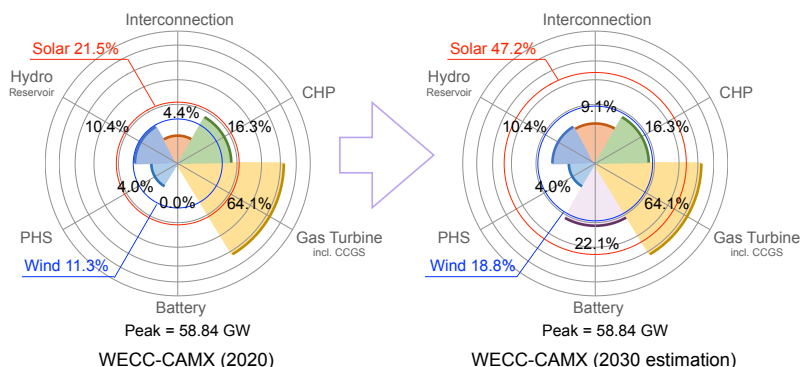


図 25 カリフォルニアの現在から将来の柔軟性チャートの推移

代半ばまでの太陽光・風力の総設備容量は、それぞれ約2.3 GWと1.8 GW(ピーク需要の約45%と35%)になると予想される。幸い北海道では、過去10~20年の間に、新設ガスタービン(北海道初のガスタービン)、揚水発電、連系線ルートを増設など、柔軟性資源の増強計画が進行した。連系線の増設は、再生可能エネルギーの増加によるものではなく、原子力発電(2011年の原発事故前の計画)、系統レジリエンス(2018年9月のブラックアウト後の計画)など、他の理由によるものである。図26の将来の柔軟性チャートを見ると、北海道の柔軟性資源は、より多くのVREを受け入れるために、ほぼ理想的な組み合わせとなることがわかる。実際、北海道は日本で最も有望な風力開発エリアとなることが予想される。

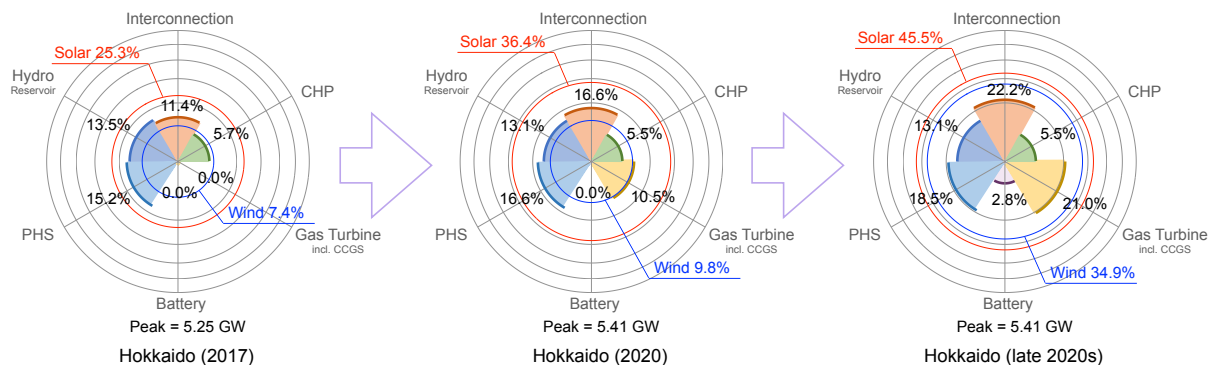


図 26 北海道の過去から将来の柔軟性チャートの推移

本章で考察する最後の例は、南オーストラリアのものである。南オーストラリア州政府は2030年の意欲的な目標を掲げており、ピークが3.3 GWに過ぎない南オーストラリアの送電網に、約6 GWの風力と3.7 GWの太陽光が導入されるとAEMOは推定している[35]。南オーストラリアでは、2016年9月のブラックアウト後に、テスラ社によって世界最大の蓄電池プラント「ホーンズデール・パワーリザーブ」(100 MW)が設置されたことはよく知られている。AEMOによると、複数の柔軟性資源を導入する計画が急速に進んでいる。2020年代後半には、水力、連系線、大容量蓄電池の合計設置容量がそれぞれ約0.7 GW、1.7 GW、1.1 GW(それぞれ21%、55%、35%)に達すると予想されている。南オーストラリアの過去から未来へのこの傾向は、図27に示した一連の柔軟性チャートで視覚的に観察することができる。

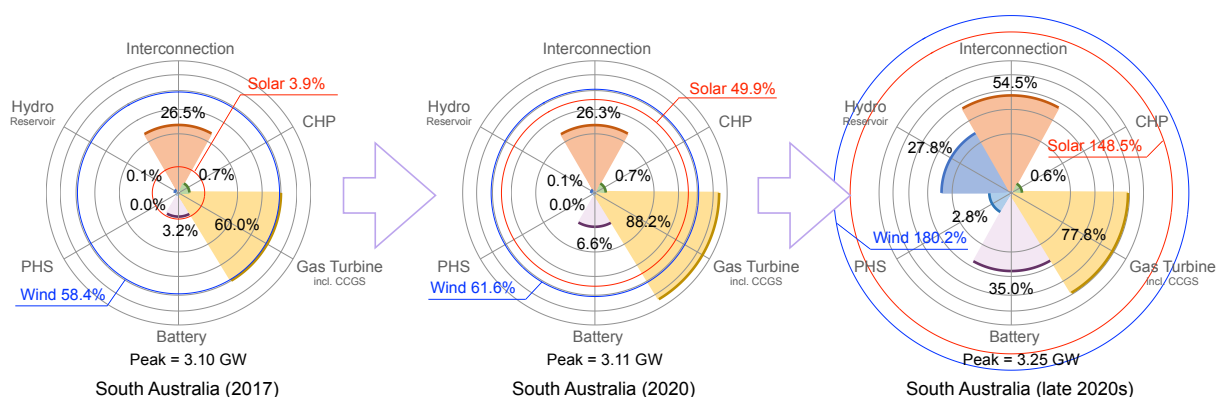


図 27 南オーストラリアの過去から将来の柔軟性チャートの推移

## 6. 考察

### 6.1 柔軟性チャートによる評価のまとめ

提案する柔軟性チャートは、地理的な集合化や過去の傾向の両者を評価するために、あるエリアの柔軟性資源の組み合わせの特徴を示すのに有用である。表6は、これまでの章での結果を要約したものである。図28~31は、表6で示された分類に従って、国やエリアの柔軟性ポートフォリオを色分けして地図化したものである。

この表における定量的・客観的基準として、最も優位な柔軟性(X)のピーク比が50%以上のエリアを「X優位」、優位な柔軟性(X)以外の柔軟性選択肢が10%以上ないエリアを「X依存」と定義している。また、10%以上の柔軟性の選択肢が4つ以上あり、すべての柔軟性選択肢の比率の合計が100%以上であるエリアを「好バランス」と定義した。



表 5 いくつかのエリアの柔軟性チャートの時間的推移のための基礎統計データ

	制御エリア	集合化されたエリア	同期エリア
連系線優位	Denmark-West, Denmark-East, German TSOs, Austria, Czechia, Switzerland, Slovakia, Slovenia, Croatia, Manitoba (CA), Hokuriku (JP), Chugoku (JP), Shikoku (JP)	Denmark	
熱電併給優位	Finland, Denmark-West, Denmark-East, 50Hetz (DE), TransnetBW (DE), Czechia	Denmark, Germany	
水力優位	Norway, Sweden, Switzerland, Croatia, Manitoba (CA), British Columbia (CA)		Nordel, Québec (CA), Tasmania (AU)
ガスタービン優位	Netherlands, Italy, Portugal, Spain, Ireland, Northern Ireland (UK), NPCC-NE (US), NPCC-NY (US), PJM (US), SERC(US), SaskPower (CA), MISO (US), SPP (US), Alberta (CA), CAMX (US), SRSG (US), RMRG (US), Chubu (JP), South Australia (AU)	UK, MRO	Great Britain (UK), All Island (SEM), WI (US), EI (US), ERCOT (US)
ガスタービン依存	PJM (US), SERC (US), SPP (US), SRSG (US)	UK	Great Britain (UK)
好バランス	Sweden, 50Herz (DE), Austria, Italy, Spain, Portugal, Slovakia, Croatia, SaskPower (CA), Chubu (JP), Kansai (JP), Chugoku (JP), Ireland (2030 target), CAMX (US, 2030 estimation), South Australia (AU, late 2020s)	Germany, Iberia	Nordel, Hokkaido (JP, mid2020s)

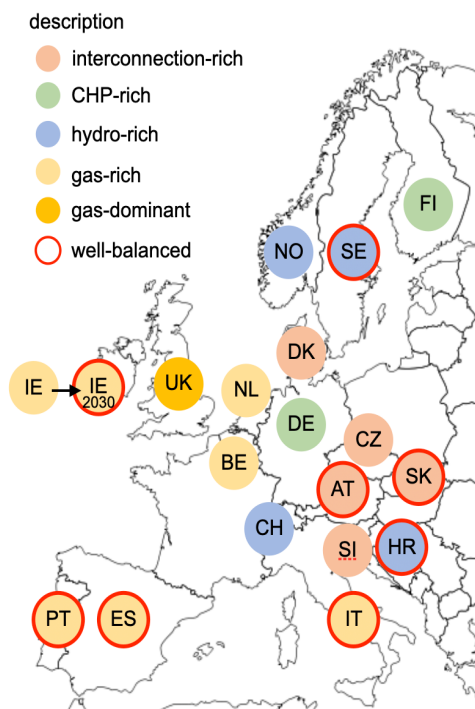


図 28 欧州諸国の柔軟性ポートフォリオ  
(優位な柔軟性選択肢が 2 つ以上ある国・エリアでは最も優位な柔軟性を提示している。)



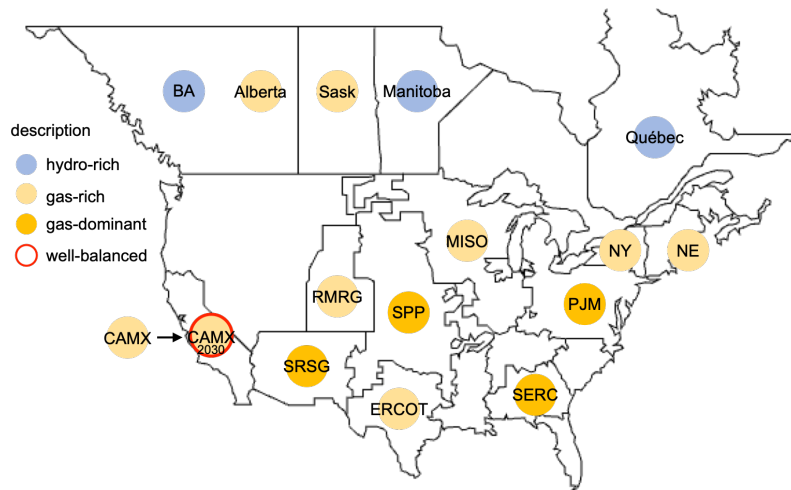


図 29 北米の柔軟性ポートフォリオ  
(優れた柔軟性選択肢が 2 つあるエリアでは最も優れた柔軟性を提示している。)

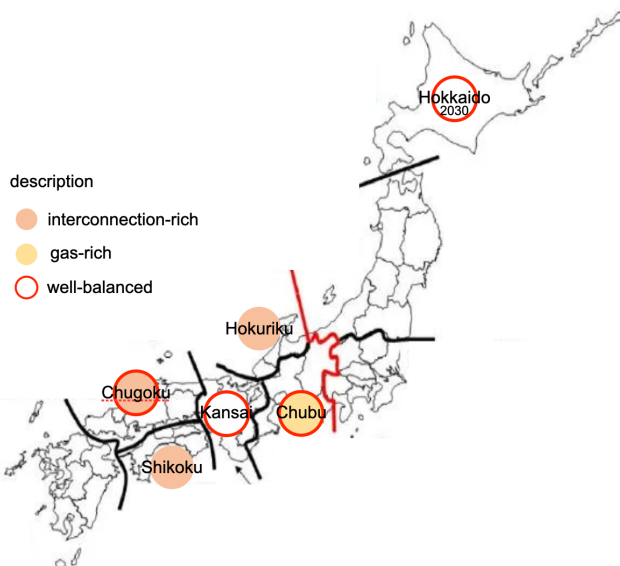


図 30 日本の柔軟性ポートフォリオ

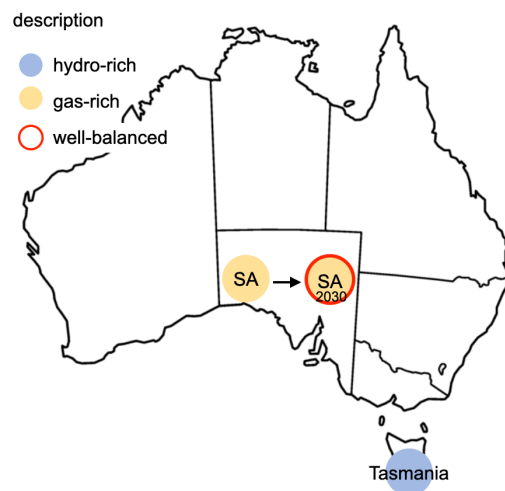


図 31 オーストラリアの柔軟性ポートフォリオ

## 6.2 将来の予想と示唆

世界の多くの国や地域では、ガスタービンを主な柔軟性の選択肢としているが、連系線、熱電併給、貯水池式水力発電など複数の選択肢を持つエリアも存在する。特に英国や米国では、柔軟性資源としてガスタービンという単一の支配的な選択肢を持つエリアがあり、2022年2月のロシアのウクライナ侵攻後のエネルギー危機により、これらのエリアでは新たな柔軟性を生み出すのに困難を伴う可能性がある。英米には今のところロシアのガス供給元への直接的な依存はないが、ロシアから欧州への供給が途絶えた場合、これらの国に間接的に影響を及ぼす可能性がある。各地域間の相互作用を考えると、その影響はガス価格に既に表れはじめている。一般論として、低炭素社会の実現に向け、ガス火力は、より長期的な柔軟性を提供するピーク電源として稼働し、短期的な柔軟性にはあまり使われなくなり、連系線、蓄電池、需要応答、風力



や太陽光などの再生可能エネルギーといった他の解決策が優位になると考えられる。

現時点でバランスのとれた柔軟性オプションを保有している国・エリアは、より多くのVREを受け入れる大きな可能性を持っていると考えることができる。アイルランド、カリフォルニア、北海道、南オーストラリアの4エリアは、かつては柔軟性の選択肢が豊富ではなかったが、近い将来、蓄電池を含む柔軟性資源をバランスよく確保することに成功すると予想され、注目に値する。

### 6.3 政策決定への影響と柔軟性チャート2.0の限界

柔軟性チャートの本来の目的は、専門家でなくても、ある国・エリアのさまざまな柔軟性資源の可能性を「一目でわかる」ツールを作ることであった。このチャートで示される「柔軟性」の値は、必ずしもある柔軟性選択肢から提供できる最大ポテンシャルを示すものではなく、むしろこの柔軟性チャートは、評価対象の国やエリアにおける既存の柔軟性資源の全体的な特徴を示すのに有用である。

「柔軟性」という用語は、電力システムの専門家には広く使われ理解されているが、やや抽象的な概念であり、他の分野の専門家や、ジャーナリスト、政策立案者など技術者以外の人々には必ずしも理解されない可能性がある。エネルギー・モデルの作成者・利用者や系統運用者のような技術専門家にとっても、自国やエリア内の柔軟性資源の可能性を過小評価したり、見落とししたりする可能性もある。柔軟性チャート2.0は、水力やガスタービンといった個々の柔軟性資源の潜在的な貢献度を明確に示し、その可能性を定量的に示すことで、柔軟性の諸選択肢が如何に再生可能エネルギーへの対応に役立つかについて、専門家以外の理解を支援する手段である。さらに、柔軟性チャートは、国やエリア同士の比較を可能にするだけでなく、ある電力システムの過去と将来の能力を考慮することで、再生可能エネルギーの比率が(非常に)高い将来の電力システムに対する意欲的な目標を効率よく実現する方法についての議論を支援する手段でもある。

本論文で提案した柔軟性チャートは、前バージョンより改善されているが、依然として限界がある。柔軟性チャート2.0は、各柔軟性資源の時間的情報が組み込まれておらず、それを組み込もうと意図したものでもない。例えば、短期(秒～分)、中期(時間～日)、長期(週～季節、またはそれ以上)の柔軟性を別々にプロットするなど、柔軟性のタイムスケールを考慮することで、より深く理解することができる。系統運用の柔軟性タイムスケールを含む情報を、非専門家に一つのグラフで簡潔に示すことは困難であるが、市民や幅広いステークホルダーとの科学的コミュニケーションには重要である。(水力発電などの)エネルギー供給の季節変動など、その他の時間的側面については、「FlexTool」のような専門ツール精査することが望ましい。あるいは、柔軟性チャートの更なる進化版を期待したい。

## 7. 結論

本論文では、「柔軟性チャート2.0」を提案した。これはもともと文献[11]で提案されたものであり、新バージョンとして大幅な改良を加えたものである。新たなバージョンの特徴と有用性は、専門家でなくてもある国やエリアの柔軟性資源のポテンシャルを推定する方法を「一目見てわかりやすく」示すツールであることである。

柔軟性チャートは、特定の国・エリアについて、同期エリアまたは国別に集合化されたチャートも併せて提示されており、また、いくつかのエリアについては複数年に亘る柔軟性資源の推移を示すチャートも含まれている。欧州のノルデルエリア(図6)やIGCCエリア(図11)、北米の東部連系系統や西部連系系統(図17)、日本の東日本エリアや中西日本エリア(図20、21)、オーストラリア大陸(図22)など集合化された柔軟性チャートは連系線を除いて、集合化エリアを構成する個々の国やエリアよりも、利用可能な柔軟性資源の多様性や量の点でよりバランスが取れていることがわかる。これは、一部の国・エリアでの有力な柔軟性資源が、連系線を介して集合化されたエリアに貢献していると理解できる。集合化された連系線容量は、個々の容量の合計として形成されるのではなく、集合化されたエリア内の連系線が相殺されるため、他の柔軟性資源とは異なる例外的なものである。その結果、集合化された柔軟性チャートの多くは連系線容量が低いように見えるが、これは必ずしも集合化されたエリアの柔軟性の合計が低いことを意味しない。さらに、英国や米国のMROエリアのように、柔軟性の提供をガスタービンなどの単一資源に大きく依存している集合化エリアもあり、そのような地域の将来的な問題点も議論した。

また、柔軟性チャート2.0は、過去と未来を比較するのに有効なツールである。本論文では、アイルランド、カリフォルニア、日本の北海道、南オーストラリアといったいくつかの注目すべきエリアについて、過去、現在、未来の柔軟性チャートを描いて評価した。柔軟性資源の時間的推移を比較することは、その国・エリアの人々とのエネルギー政策の議論に役立つだけでなく再生可能エネルギーがまだ推進されていない他の国・エリアの議論に貢献する可能性がある。

さらにデータが入手可能になれば、蓄電池やデマンドレスポンスなどの新たな柔軟性資源をチャートに簡単に追加することもできる。この拡張性も、柔軟性チャートが基本的に持っている顕著な特徴の一つである。このビジュアルツールが、すでに再生可能エネルギーが強力に推進されている国やエリア、また現在意欲的な未来が議論されつつある国やエリアの合意形成に貢献することを、著者らは願っている。

### 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。著者らは、貴重な情報と示唆を与えてくれたTask25の全メンバーに謝意を表したい。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。

## 付録 表 1～表 5 の参考文献の対応表

本論文で取り上げた国・エリアの柔軟性チャートを作成するための統計データは非常に多岐にわたり、また複雑であるため、表1～5の対応するデータへの参照をすべて盛り込むことは困難である。本付録では文献番号の対応表を提示する。ここでは、表A-1～表A-5の中の各行・列の文献番号がそれぞれ表1～5のそれに対応している。

表 A-1 表 1 の参考文献対応表

Syn. Zone	Country	Cont. Area	Peak	Wind	Solar	Interconnection	CHP	Gas turbine	PHS	Hydro Reservoir										
NORDEL	Norway			[37]		[33]	---	[39]		[40]										
	Sweden						[38] *1													
	Finland																			
Central Europe	IGCC (as of 2016)	Denmark	[36]	[36]		[41] *3	---	[36] *2		[36]										
							Denmark East													
							Denmark West													
							50 Hertz													
							TenneT													
							Amprion													
		TransBW																		
		France						[39]												
		Austria						[38] *1			[36] *2									
		Netherland																		
		Belgium																		
		Switzerland																		
	Czech Rep.																			
Central Europe	IGCC (as of 2020)	Poland	[36]	[37]		[36]	[38] *1	[39]		[36]										
		Slovakia																		
		Romenia																		
		Slovenia																		
		Croatia																		
		Italy																		
		Portugal																		
		Spain																		
		Great Britain									United Kingdom		[36]				---	[36] *2		[36]
All-Island (SEM)	Ireland		[36]	[37]			[36] *1	[39]		[36]										
											Northern Irela									

\*3 As an ATC value cannot be obtained in German TSO's area, a half value of thermal capacity was substituted. \*1 as of 2019 \*2 may include steam turbine

\*4 the sum of 4 German TSO's CHP dose not coincide with German CHP data because of different statistical sources.

表 A-2 表 2 の参考文献対応表

Country	Syn. Zone	RR	Cont. Area	Peak	Wind	Solar	Interconnector	CHP*3	Gas turbine *1	PHS	Hydro Reservoir		
Canada	USA	EI	Québec	[43] *1	[43] *1	[43] *1	[43] *1	[43] *1	[43] *1	[43] *1	[43] *1		
			Maritime									[44]	[45]
			New England									[46] *2	[47]
			New York									[48] *3	[49] *4
			Ontario									[46] *2	[47]
			PJM									[49] *4	[51] *5
			SERC									[49] *4	[51] *5
			MISO									[50]	[52]
			SPP									[46] *2	[47]
			Manitoba									[46] *2	[47]
			SaksPower									[46] *2	[47]
			Alberta									[50]	[54]
			British Colom									[46] *2	[47]
			CAMX									[55]	[49] *4
			NWPP									[49] *4	[49] *4
			RMRG									[49] *4	[49] *4
			SRSR									[49] *4	[49] *4
Texas	ERCOT	[56] *2	[56] *2										

\*1 not actual value but estimation \*2 as of 2017 \*3 given by state and are not always equivalent with that in ISO/RTO's area  
\*3 as of 2019 \*5 may include run-or-river

表 A-3 表 3 の参考文献対応表

Country	Syn. Zone	Cont. Area	Peak	Wind	Solar	Interconnector	CHP	Gas turbine	PHS	Hydro Reservoir	
Japan	Hokkaido	[57]	[57]	[58]	[57]	[57]	[59] *1	[60] *2	[61] *3	[61] *3	
	East			Tohoku							[62]
				Tokyo							[63]
	Central-West			Chubu							[65]
				Hokuriku							[66]
				Kansai							[67]
				Chugoku							[68]
				Shikoku							[69]
	Kyushu			[70]							

\*1 as of FY2017 \*2 may include steam turbine \*3 as of 2019  
\*4 may include run-or-river

表 A-4 表 4 の参考文献対応表

Country	Syn. Zone	Cont. Area	Peak	Wind	Solar	Interconnector	CHP	Gas turbine	PHS	Hydro Reservoir
Australaria	Main land	Queensland	[71]	[71]	[71]	[72] *1	[72] *1	[71] *2	[72]	[71] *3
		NSW								
		Victoria								
		South Austral								
Tasmania										

\*1 nominal capacity as of 2017 \*2 may include steam turbine \*3 may include run-or-river

表 A-5 表 5 の参考文献対応表

Area	Year	Peak	Wind	Solar	Interconnector	CHP	Gas turbine	Battery	PHS	Hydro Reservoir
Ireland	2011	[32]	[39]	[30]	[36]	[38]	[39]	—	[75]	— *1
	2030		[30]		[31]	— *1	[76]	[32]	[76]	— *1
CAMX, U.S	mid 2020s	— *1	[33] *2	[33] *2	— *1	— *1	[33] *2	— *1	— *1	— *1
Hokkaido, Japan	2017	[57]	[58]	[57]	[59]	[60]	—	—	[61]	[61]
	late 2020s	— *1	[58]	[77]	— *1	[78]	—	—	[80]	— *1
South Australia	2017	[81]	[82]	[72]	[72]	[83]	[83]	—	[73]	[81]
	late 2020s	— *1	[28]	[83]	— *1	[28]	[28]	—	[73]	[28]

\*1 As data cannot be obtained, the same value as 2020 is assumed. \*2 and are not always equivalent with that in CAMX area.



## 参考文献

- [1] International Energy Agency (IEA): Harnessing Variable Renewables – A Guide to the Balancing Challenge (2011), <https://www.iea.org/reports/harnessing-variable-renewables> (last access: 22nd May, 2022)
- [2] Söder, L.: On limits for wind power generation, *International Journal of Global Energy Issues*, **Vol. 21**, no. 3, pp. 243–254 (2004)
- [3] Milligan, M, *et al.*: Impact of Electric Industry Structure on High Wind Penetration Potential, NREL Technical Report NREP/TP-550-46273 (2009), <https://www.nrel.gov/docs/fy09osti/46273.pdf> (last access: 22nd May, 2022)
- [4] International Renewable Energy Agency (IRENA): IRENA FLEXTOOL – Summary of Methodology (2019), [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Nov/IRENA\\_FlexTool\\_summary\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Nov/IRENA_FlexTool_summary_2019.pdf) (last access: 22nd May, 2022)
- [5] Heggarty, T, *et al.*: Multi-temporal assessment of power system flexibility requirement, *Applied Energy*, **Vol. 238**, pp.1327-1336 (2019)
- [6] Heggarty, T, *et al.*: Quantifying power system flexibility provision, *Applied Energy*, **Vol. 279**, 115852 (2020)
- [7] International Energy Agency (IEA) Wind TCP Task 25: Design and operation of energy systems with large amounts of variable generation, Final Summary Report Phase 5, VTT Technology 396 (2021), <https://publications.vtt.fi/pdf/technology/2021/T396.pdf> (last access: 22nd May, 2022)
- [8] ENTSO-E: Assessment of Future Flexibility Needs, ENTSO-E Position Paper (2021), <https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/2021/ENTSO-E%20Report%20on%20the%20assessment%20of%20future%20flexibility%20needs%20in%20practice%20211019.pdf> (last access: 22nd May, 2022)
- [9] ENTSO-E: The Assessment of Future Flexibility Needs in Practice, ENTSO-E Report (2021), <https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/2021/ENTSO-E%20Report%20on%20the%20assessment%20of%20future%20flexibility%20needs%20in%20practice%20211019.pdf> (last access: 22nd May, 2022)
- [10] Yasuda. Y.: Data Analysis on European Grid for Wind Integration Studies, 34th *Symposium on Wind Energy Utilisation* (2012) [in Japanese], [https://www.jstage.jst.go.jp/article/jweasympos/34/0/34\\_239/\\_pdf](https://www.jstage.jst.go.jp/article/jweasympos/34/0/34_239/_pdf) (last access: 22nd May, 2022)
- [11] Yasuda. Y. *et al.*: Flexibility Chart – Evaluation on Diversity of Flexibility in various areas–, *13th Wind Integration Workshop*, WIW13-1029 (2013)
- [12] J. Widén: Correlations Between Large-Scale Solar and Wind Power in a Future Scenario for Sweden, *IEEE Trans. on Sustainable Energy*, **Vol.2**, No.2, pp.177-184 (2001)
- [13] P. E.BettHazel and E.Thornton: The climatological relationships between wind and solar energy supply in Britain, *Renewable Energy*, **Vol.87**, Part 1, pp.96-110 (2016)
- [14] ENTSO-E: TYNDP 2018 Executive Report – Appendix: Final version after public consultation and ACER opinion – October 2019 (2019), <https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/tyndp-documents/TYNDP2018/consultation/Main%20Report/TYNDP18%20Exec%20Report%20appendix.pdf> (last access: 22nd May, 2022)
- [15] ENTSO-E: Imbalance Netting (ca2020), [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/imbalance-netting/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/imbalance-netting/) (last access: 22nd May, 2022)
- [16] U.S. Department of Energy (DOE): United States Electricity Industry Primer (2015) <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/12/f28/united-states-electricity-industry-primer.pdf> (last access: 22nd May, 2022)
- [17] North American Electric Reliability Corporation (NERC): 2019 Long-Term Reliability Assessment (2019) [https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC\\_LTRA\\_2019.pdf](https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_LTRA_2019.pdf) (last access: 22nd May, 2022)
- [18] Wikimedia: File:Power Grid of Japan.svg (2021), public domain [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Power\\_Grid\\_of\\_Japan.svg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Power_Grid_of_Japan.svg) (last access: 22nd May, 2022)
- [19] A. Groom: Managing Australia’s Changing Energy Mix, ESIG (2019) <https://www.esig.energy/managing-australias-changing-energy-mix/>

- [20] Siemensen, E. O.: Norway as Europe's Green Battery: Analysing Functions in Technological Innovation Systems for Renewable Energy Technologies, The European Inter-University (2012), <https://www.duo.uio.no/bitstream/handle/10852/34372/MASTER-endelig.pdf?sequence=2&isAllowed=y> (last access: 22nd May, 2022)
- [21] ENTSO-E: TYNDP 2020 (2020), [https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/FINAL/entso-e\\_TYNDP2020\\_IoS\\_N\\_Main-Report\\_2108.pdf](https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/FINAL/entso-e_TYNDP2020_IoS_N_Main-Report_2108.pdf) (last access: 22nd May, 2022)
- [22] Danish Energy Agency: Development and Role of Flexibility in the Danish Power System –Solutions for integrating 50% wind and solar, and potential, future solutions for the remaining 50%. (2021) [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/development\\_and\\_role\\_of\\_flexibility\\_in\\_the\\_danish\\_power\\_system.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/development_and_role_of_flexibility_in_the_danish_power_system.pdf) (last access: 22nd May, 2022)
- [23] Martin, B.: The role and value of pumped storage in Portugal, *Hydropower & Dams*, **Vol.26**, No.5, pp.41-44 (2019)
- [24] REE: Strengthening interconnections (ca2018), <https://www.ree.es/en/red21/strengthening-interconnections> (last access: 22nd May, 2022)
- [25] Yasuda, Y. *et al.*: Curtailment – Energy Share Map: An Objective and Quantitative Measure to Evaluate Wind Curtailment, *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, **Vol.160**, 112212 (2022), <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122001356> (last access: 22nd May, 2022)
- [26] EirGrid and SONI: Low Carbon Inertia Services – Our plan to procure Low Carbon Inertia Services (LCIS), webinar 15 December 2021 <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/EirGrid-SONI-Plan-for-procurement-of-LCIS-Webinar.pdf> (last access: 22nd May, 2022)
- [27] IEA Wind TCP Task25: Impacts of Wind (and Solar) Power on Power System Stability, Fact Sheets 2020 (2020) <https://iea-wind.org/wp-content/uploads/2021/08/Task25-FactS-Stability-May2020.pdf> (last access: 22nd May, 2022)
- [28] Australian Electricity Market Operator (AEMO): South Australian Electricity Report (2020) [https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/planning\\_and\\_forecasting/sa\\_advisory/2020/2020-south-australian-electricity-report.pdf?la=en](https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/planning_and_forecasting/sa_advisory/2020/2020-south-australian-electricity-report.pdf?la=en) (last access: 22nd May, 2022)
- [29] Government of Ireland: Climate Action and Low Carbon Development (Amendment) Act 2021 (2021) <https://www.irishstatutebook.ie/eli/2021/act/32/enacted/en/print> (last access: 22nd May, 2022)
- [30] Government of Ireland: Climate Action Plan 2021 (2021) <https://www.gov.ie/en/publication/6223e-climate-action-plan-2021/> (last access: 22nd May, 2022)
- [31] EirGrid Group: Celtic Interconnector (ca2017), <http://www.eirgridgroup.com/the-grid/projects/celtic-interconnector/the-project/> (last access: 22nd May, 2022)
- [32] EirGrid: All-Island Generation Capacity Statement 2017-2026 (2017), [https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/4289\\_EirGrid\\_GenCapStatement\\_v9\\_web.pdf](https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/4289_EirGrid_GenCapStatement_v9_web.pdf) (last access: 22nd May, 2022)
- [33] State of California: 2019-2020 Electric Resource Portfolios to Inform Integrated Resource Plans and Transmission Planning (2020), <http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Efile/G000/M327/K750/327750339.PDF> (last access: 22nd May, 2022)
- [34] Hokkaido Electric Power Company: On the Status of Renewable Energy Development and Balancing in Hokkaido Area (2019) [in Japanese] [https://www.hepco.co.jp/hepcowwwsite/info/2019/\\_icsFiles/afieldfile/2019/07/22/190722.pdf](https://www.hepco.co.jp/hepcowwwsite/info/2019/_icsFiles/afieldfile/2019/07/22/190722.pdf) (last access: 22nd May, 2022)
- [35] AEMO: South Australian Electricity Report 2019 (2019) [https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/planning\\_and\\_forecasting/sa\\_advisory/2020/2020-south-australian-electricity-report.pdf?la=en](https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/planning_and_forecasting/sa_advisory/2020/2020-south-australian-electricity-report.pdf?la=en) (last access: 22nd May, 2022)
- [36] ENTSO-E: Transparency Platform, <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show> (last access: 22nd May, 2022)
- [37] International Renewable Energy Agency (IRENA): Renewable Capacity Statistics 2021(2021), <https://www.irena.org/publications/2021/March/Renewable-Capacity-Statistics-2021> (last access: 22nd May, 2022)
- [38] European Commission: EU energy in figures, Statistical pocketbook 2021 (2021), <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/41488d59-2032-11ec-bd8e-01aa75ed71a1/language-en> (last access: 22nd May, 2022)
- [39] IEA: Electricity Information, <https://www.iea.org/reports/electricity-information-overview> (last access:



- 22nd May, 2022)
- [40] Finish Energy: MISTÄ LISÄJOUSTOA SÄHKÖJÄRJESTELMÄÄN? Loppuraportti (2012) [in Finnish] [https://energia.fi/files/694/Mista\\_lisajoustoa\\_sahkojarjestelmaan\\_loppuraportti\\_28\\_11\\_2012.pdf](https://energia.fi/files/694/Mista_lisajoustoa_sahkojarjestelmaan_loppuraportti_28_11_2012.pdf) (last access: 22nd May, 2022)
- [41] Forschungsstelle für Engiewirtschaft (FfE): undisclosed material
- [42] Bundesnetzagentur: Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur (2021), [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Instituten/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/Kraftwerkliste\\_2021.xlsx](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Instituten/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/Kraftwerkliste_2021.xlsx) (last access: 22nd May, 2022)
- [43] North American Electric Reliability Corporation (NERC): 2019 Long-Term Reliability Assessment (2019), [https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC\\_LTRA\\_2019.pdf](https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_LTRA_2019.pdf) (last access: 22nd May, 2022)
- [44] HEC Montréal: État de L'énergie au Québec, édition 2021(2021) [in French], [https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2021/02/EEQ2021\\_web.pdf](https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2021/02/EEQ2021_web.pdf) (last access: 22nd May, 2022)
- [45] Hydro Québec, Electricity supply contracts in force in Québec (2020), <http://www.hydroquebec.com/electricity-purchases-quebec/electricity-contracts.html> (last access: 22nd May, 2022)
- [46] House of Commons, Canada: Strategic Electricity Interties (2017), <https://www.ourcommons.ca/Content/Committee/421/RNNR/Reports/RP9335660/rnnrrp07/rnnrrp07-e.pdf> (last access: 22nd May, 2022)
- [47] The Canadian Energy and Emissions Data Centre (CIEEDAC), Cogeneration Database (2021), <https://cieedacdb.rem.sfu.ca/cogeneration-database/> (last access: 22nd May, 2022)
- [48] ISO New England: ISO New England Available Transfer Capability Implementation Document, version 4.0 (2019), [http://www.oatioasis.com/woa/docs/ISNE/ISNEdocs/ISNE\\_ATCID.pdf](http://www.oatioasis.com/woa/docs/ISNE/ISNEdocs/ISNE_ATCID.pdf) (last access: 22nd May, 2022)
- [49] The Department of Energy, U.S. (DOE): State of CHP in all 50 states (2021), <https://betterbuildingssolutioncenter.energy.gov/chp/resources/state-chp-all-50-states> (last access: 22nd May, 2022)
- [50] South Power Pool (SPP): 2020 Integrated Transmission Planning Assessment Report (2020), <https://www.spp.org/documents/63434/2020%20integrated%20transmission%20plan%20report%20v1.0.pdf> (last access: 22nd May, 2022)
- [51] SPP: State of the Market 2020 (2021), <https://www.spp.org/documents/65161/2020%20annual%20state%20of%20the%20market%20report.pdf> (last access: 22nd May, 2022)
- [52] Alberta Electric System Operator (AESO): Current Supply Demand Report (2021), [http://ets.aeso.ca/ets\\_web/ip/Market/Reports/CSDReportServlet](http://ets.aeso.ca/ets_web/ip/Market/Reports/CSDReportServlet) (last access: 22nd May, 2022)
- [53] AESO: AESO 2020 Long-term Transmission Plan (2020), <https://www.aeso.ca/assets/downloads/AESO-2020-Long-termTransmissionPlan-Final.pdf> (last access: 22nd May, 2022)
- [54] AESO: AESO 2020 Annual Market Statistics (2021), <https://www.aeso.ca/assets/Uploads/2020-Annual-Market-Stats-Final.pdf> (last access: 22nd May, 2022)
- [55] Scottmadden: Informing the Transmission Discussion (2020), [https://www.scottmadden.com/wp-content/uploads/2020/01/ScottMadden\\_WIRES\\_Informing-the-Transmission-Discussion\\_3H-Regional-Discussion\\_2020\\_0115.pdf](https://www.scottmadden.com/wp-content/uploads/2020/01/ScottMadden_WIRES_Informing-the-Transmission-Discussion_3H-Regional-Discussion_2020_0115.pdf) (last access: 22nd May, 2022)
- [56] Electric Reliability Council of Texas (ERCOT): 2017 State of the Grid (2018), [http://www.ercot.com/content/wcm/lists/144926/ERCOT\\_2017\\_State\\_of\\_the\\_Grid\\_Report.pdf](http://www.ercot.com/content/wcm/lists/144926/ERCOT_2017_State_of_the_Grid_Report.pdf) (last access: 22nd May, 2022)
- [57] Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, Japan (OCCTO): General Information on Electric Power Balancing and Power Systems – Actual data in FY2020– (2021) [in Japanese], [https://www.occto.or.jp/houkokusho/2021/files/denryokujukyu\\_2020\\_210825.pdf](https://www.occto.or.jp/houkokusho/2021/files/denryokujukyu_2020_210825.pdf) (last access: 22nd May, 2022)
- [58] Hokkaido Electric Power Network: On Information regarding Connection and Application of Renewable Generation Plants (2021) [in Japanese], [https://www.hepco.co.jp/network/renewable\\_energy/fixedprice\\_purchase/connection\\_app\\_status.html](https://www.hepco.co.jp/network/renewable_energy/fixedprice_purchase/connection_app_status.html) (last access: 22nd May, 2022)
- [59] Advanced Cogeneration and Energy Utilization Center Japan: Cogeneration System White Paper 2018, Nihon Kogyo Shuppan (2018) [in Japanese]
- [60] Japan Electric Power Exchange (JEPX): Generation Information Publication System (2021) [in Japanese], <https://hjks.jepx.or.jp/hjks/unit> (last access: 22nd May, 2022)
- [61] Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan (MEIT): The 24th Grid Working Group, Appendix1 (2019)



- [in Japanese],  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene\\_shinene/shin\\_energy/keito\\_wg/pdf/024\\_s01\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/024_s01_00.pdf) (last access: 22nd May, 2022)
- [62] Tohoku Electric Power Network: State of Connection and Application of Renewables (2021) [in Japanese],  
<https://nw.tohoku-epco.co.jp/consignment/system/status/> (last access: 22nd May, 2022)
- [63] Tokyo Electric Power Company Power Grid, website (2021) [in Japanese],  
[https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/pdf/newenergy\\_hondo\\_backnumber.pdf](https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/pdf/newenergy_hondo_backnumber.pdf) (last access: 22nd May, 2022)
- [64] Hydropower Location Information Search Database (2021) [in Japanese],  
<http://kisnet.dip.jp/~aika/hatuden/index.htm> (last access: 22nd May, 2022)
- [65] Chubu Electric Power Company Power Grid, State of Connection and Application of Renewables (2021) [in Japanese],  
[https://powergrid.chuden.co.jp/goannai/hatsuden\\_kouri/takuso\\_kyokyu/rule/situation/](https://powergrid.chuden.co.jp/goannai/hatsuden_kouri/takuso_kyokyu/rule/situation/) (last access: 22nd May, 2022)
- [66] Hokuriku Electric Power Transmission & Distribution: Status of Renewables Application (2021) [in Japanese],  
[http://www.rikuden.co.jp/nw\\_koteikaitori/mousikomi.html](http://www.rikuden.co.jp/nw_koteikaitori/mousikomi.html) (last access: 22nd May, 2022)
- [67] Kansai Electric Power Transmission & Distribution: State of Connection of Renewable Generations (2021) [in Japanese],  
<https://www.kansai-td.co.jp/consignment/disclosure/distribution-equipment/renewable-energy.html> (last access: 22nd May, 2022)
- [68] Chugoku Electric Power Network: Status on Connection Application of PV (2011) [in Japanese],  
<https://www.energia.co.jp/nw/energy/kaitori/status/> (last access: 22nd May, 2022)
- [69] Shikoku Electric Power Transmission & Distribution: State of Connection and Application of Renewables (2021) [in Japanese],  
[https://www.yonden.co.jp/nw/renewable\\_energy/data/application\\_status.html](https://www.yonden.co.jp/nw/renewable_energy/data/application_status.html) (last access: 22nd May, 2022)
- [70] Kyushu Electric Power Transmission & Distribution: State of Renewable Connections in Kyushu main Island (2021) [in Japanese],  
[https://www.kyuden.co.jp/td\\_renewable-energy\\_application\\_index.html](https://www.kyuden.co.jp/td_renewable-energy_application_index.html) (last access: 22nd May, 2022)
- [71] Australian Energy Regulator (AER): State of the energy market 2020 data (2021),  
<https://www.aer.gov.au/publications/state-of-the-energy-market-reports/state-of-the-energy-market-2020-data> (last access: 22nd May, 2022)
- [72] Australian Energy Market Operator (AEMO): Interconnector Capacities (2017),  
[https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security\\_and\\_Reliability/Congestion-Information/2017/Interconnector-Capabilities.pdf](https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/Congestion-Information/2017/Interconnector-Capabilities.pdf) (last access: 22nd May, 2022)
- [73] AEMO: South Australian Fuel and Technology Report 2017 (2017),  
[https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Planning\\_and\\_Forecasting/SA\\_Advisory/2017/2017\\_SAFTR.pdf](https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Planning_and_Forecasting/SA_Advisory/2017/2017_SAFTR.pdf) (last access: 22nd May, 2022)
- [74] Australian Renewable Energy Agency (ARENA): ARENA Pumped Hydro Energy Storage (PHES) (2020),  
<https://arena.gov.au/assets/2019/08/pumped-hydro-infographic.pdf> (last access: 22nd May, 2022)
- [75] European Commission: EU energy in figures, Statistical pocketbook 2019 (2019),  
<https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/41488d59-2032-11ec-bd8e-01aa75ed71a1/language-en> (last access: 22nd May, 2022)
- [76] Silvermines: About the Project (2020), <https://silvermineshydro.ie/about-silvermines/> (last access: 22nd May, 2022)
- [77] OCCTO: Interconnectors' Transfer Capacity in FY2017-FY2026 (Yearly to Long-term Plan) (2017) [in Japanese] [https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2016/files/besshi\\_h29\\_38unyoyouryou.pdf](https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2016/files/besshi_h29_38unyoyouryou.pdf) (last access: 22nd May, 2022)
- [78] Hokkaido Electric Power: Summary of Ishikariwan Shinko Power Plant (2019) [in Japanese]  
[http://www.hepco.co.jp/energy/fire\\_power/ishikari\\_ps/outline.html](http://www.hepco.co.jp/energy/fire_power/ishikari_ps/outline.html) (last access: 22nd May, 2022)
- [79] Hokkaido Electric Power Network: Tender for Wind Power Plant with Grid-Side Battery (1st term) (2019) [in Japanese],  
[https://www.hepco.co.jp/network/renewable\\_energy/efforts/wind\\_power/battery\\_recruit\\_1st.html](https://www.hepco.co.jp/network/renewable_energy/efforts/wind_power/battery_recruit_1st.html) (last access: 22nd May, 2022)
- [80] Hokkaido Electric Power: Kyogoku Power Plant (2015) [in Japanese],  
[https://www.hepco.co.jp/energy/water\\_power/kyogoku\\_ps.html](https://www.hepco.co.jp/energy/water_power/kyogoku_ps.html) (last access: 22nd May, 2022)
- [81] AER: State of the Energy Market 2018 (2018),  
[https://www.aer.gov.au/system/files/State%20of%20the%20Energy%20Market%202018%20-%20Full%20Report%20A4\\_2.pdf](https://www.aer.gov.au/system/files/State%20of%20the%20Energy%20Market%202018%20-%20Full%20Report%20A4_2.pdf) (last access: 22nd May, 2022)
- [82] AEMO: South Australian Electricity Report 2018 (2018),  
[https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Planning\\_and\\_Forecasting/SA\\_Advisory/2018/2018-South-Australian-](https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Planning_and_Forecasting/SA_Advisory/2018/2018-South-Australian-)



[Electricity-Report.pdf](#) (last access: 22nd May, 2022)

- [83] ElectraNet: South Australian Energy Transformation – RIT-T, Project Assessment Conclusions Report (2019), <https://www.electranet.com.au/wp-content/uploads/projects/2016/11/SA-Energy-Transformation-PACR.pdf> (last access: 22nd May, 2022)