

実潮流に基づく送電線運用による 北海道地域の再生可能エネルギー導入量推計

栗山昭久¹、劉憲兵²、内藤克彦³、津久井あきび⁴、陳奕均⁵

サマリー

- 2018年に閣議決定された『エネルギー基本計画』(第5次)では「再生可能エネルギーの主力電源化」が盛り込まれたが、既存の送電線の「空容量」決定方法及び発電設備に適用される「先着優先ルール」によって、再生可能エネルギー(以下、再エネ)電源の新規接続に制限や遅延が発生しているという課題がある。
- 本分析では、北海道地域の275kVの基幹送電線を対象に、実潮流に基づく送電線運用のもとで、系統運用シミュレーションを行った。シナリオの前提条件としては、合理的と想定される既存の導入ポテンシャル推計結果に基づいて、系統に接続される風力発電の設備容量を1,950MW(2018年度450MWの4.3倍、発電電力量ベースでは7.8倍)、太陽光発電の設備容量を1,855MW(2018年度1,605MWの1.16倍、発電電力量ベースでは1.2倍)と想定した。それ以外の発電・送電設備は2018年度と同様とした。電力需要量や電力需要の時間及び地理的分布も2018年度時点のものとした。また、石炭火力・水力・原子力発電について、発電種別の調整力や稼働の有無といった電源運用の観点から3つのシナリオを設定し、上記の風力・太陽光発電などの想定を加味して分析を行った。
- 計算の結果、この3つのシナリオではいずれの場合にでも、275kVの基幹送電線のうち、現在「空容量なし」とされる北新得変電所―南早来変電所間送電線(狩勝幹線)及び 西双葉開閉所―大野変電所間送電線(道南幹線)において、風力・太陽光発電による電力を含む潮流が送電線の運用容量を超えることがない状態で系統運用できることが明らかとなった。
- 3つのシナリオの中でも、技術的に許される範囲で柔軟に石炭火力発電及び水力発電を運用するシナリオでは、風力発電の出力抑制率は0.01%、太陽光発電の出力抑制率は0.27%とほとんど出力抑制は不要であった。この場合の年間の電力供給量における風力・太陽光発電の合計、及び非揚水式水力等を含む再エネ全体の、発電電力量(MWh)の比率は、全電源比で、それぞれ、30%、46%となった。このシナリオに加えて泊原子力発電所3号機の稼働を想定したシナリオでも、風力・太陽光による発電電力量、出力抑制率に大きな影響はなく、原子力発電が石炭火力発電による発電電力量を代替する結果となった。

¹IGES 戦略的定量分析センター研究員、²IGES 気候変動とエネルギー領域リサーチリーダー、³早稲田大学理工学術院客員上級研究員、IGES 気候変動とエネルギー領域シニアフェロー、⁴IGES 気候変動とエネルギー領域研究員、⁵京都大学経済研究所先端政策分析研究センター研究員

1. はじめに

2018年に閣議決定された『エネルギー基本計画』(第5次)[1]には「再生可能エネルギーの主力電源化」が盛り込まれたが、現状では依然として再生可能エネルギー(以下、再エネ)電源の新規接続に制限や遅延が発生している[2]。その主な理由として以下の2点が指摘されている[3]。

第一に、送電線への新規接続の可否を左右する「空容量」の決定方法がある。各一般送配電事業者管内の送電線の運用において現在の新規電源の接続には、接続対象となる線路の既存電源や需要を考慮した「最も過酷な条件」を想定し送電線混雑を評価する。この時に新規発電設備の定格運転時においても送電線の運用容量を超えないように「空容量」を計算し、新規発電設備の接続を決定しており[4,5]、実潮流(Physical flow)とその動的な状況は考慮されていない。

第二に、火力発電等の既存の発電設備が「先着優先ルール」によって、基幹送電線を先取りしていることがある。このため、新規に参入しようとする発電施設が利用できる「空容量」として残されているものが制約されてしまっている[6]。他方、欧州では再エネの優先接続(Priority connection)が欧州連合(EU)の指令(Directive) 2009/72/EC[7]で規定され、米国では米国連邦エネルギー規制庁(FERC)の命令(Order)888[8]などによって送電線のオープンアクセスや非差別性が徹底されている。

再エネ電源の新規接続に制限や遅延が発生している一方で、2016年から2017年における北海道及び北東北4県の基幹送電線の1年間の平均利用率はいずれも20%以下であり、送電線の運用容量に対する最大利用率が50%を上回る送電線も少なく[9]、「最も過酷な条件」で運用される状況がほとんど発生していなかった。そのため、風力・太陽光発電といった再エネを現状よりも多く接続した際に、どのように送電線が使われるのか¹、さらに、風力・太陽光発電が実際にどの程度出力抑制が必要となるのかといった分析を行うことが、新規電源の接続問題を議論する上で有用であると考えられる。

実際に、我が国の一部の一般送配電事業者の中には、混雑が発生している送電線に対して、より細かな実潮流に基づく送電線運用²によって既存の送電設備を効率的に運用することが試みられ、再エネ電源の接続制限や遅延が発生することなく導入量増加に大きく寄与する可能性があることが報告されている³。この点、日本国内の学術研究あるいは調査レポートにおいても、電力系統運用に関する様々な分析が実施されている[10-16]が、実潮流に基づく送電線運用に着目したシミュレーションを行った研究はほとんど見受けられない⁴。

¹ EUの規則(Regulation)714/2009[39]や米国のFERCのOrder 888[8]では、実潮流も考慮して柔軟に送電運用を行うことが義務付けられている。

² 本稿では、「実潮流に基づく送電線運用」とは、送電線の輸送電力を時々刻々と計算し、その結果に基づく30分毎からリアルタイムに近い時間帯で送電線の運用容量の管理を行う運用の意味で用いる。

³ 2019年5月17日に東京電力パワーグリッドが「試行的な取り組みについて」プレスリリースを発表した。そこでは、平常時の混雑の際に発電出力抑制を許容し、時間ごとにきめ細かな断面で潮流想定を合理化し、系統アクセスの検討結果を示した[4]。それまで千葉方面基幹系統(佐京連系)に影響する新規電源の連系申し込みは特別高圧だけで973万kW(9.73GW)であり、従来のルールでは、概算工事費が800億~1,300億円、工期が約9年~13年かかる見込みであった。しかし、佐京連系の潮流を想定したシミュレーションで試算すると、現状の送電設備でも佐京連系の限界を超過する時間帯はわずかであり、その時間帯は出力抑制することで対応可能があることが示されている。

⁴ 世界では、欧米を中心に実潮流に基づく送電線運用を分析するツール開発やシミュレーション研究が進められている[40,41]。

2. 分析の目的及び対象地域

2.1 分析の目的

本分析の目的は、北海道地域を対象に、現状よりも多くの風力・太陽光発電の導入量を想定したシナリオにおいて、実潮流に基づく送電線運用を行う場合には、現状で「空容量なし」とされる送電線がどのように運用されるかを分析し、風力・太陽光の発電電力量や出力抑制率がどのようになるかを試算することである。

分析の際には、風力・太陽光発電設備以外は2018年度の発電・送電設備を前提として、ノード毎の電力需要データを作成した上で、275kV基幹送電線における潮流解析を実施する。ノードは北海道電力ネットワーク株式会社管内の最上位系統である275kVの交流送電線及び変電所、開閉所の位置情報を基に定義する。加えて、様々な条件が考えられる石炭火力発電⁵や水力発電⁶の運用方法や原子力発電の稼働の有無をシナリオ化する⁷。なお、本研究では風力・太陽光発電が現状よりも多く導入できるほど、発電費用がそれ以外の電源よりも十分に経済的競争力があると想定している。従って、需給バランスを含む系統制約または需要制約に達しない限り、電源として優先的に供給されるということとなる。

2.2 対象となる北海道地域

日本には一般送配電事業者が10社あり、中でも北海道地域における風力発電のポテンシャルは、陸上風力・洋上風力ともに、最も大きい。その導入ポテンシャル⁸は、現在の技術で経済的に風力発電設備が導入可能とされる目安の年間平均風速が5.5m/s以上の風況に位置する陸上風力発電だけでも、年間発電電力量ベースで373TWh、設備容量ベースでは156GWと推計されている[17]。これは、2018年度の北海道内の電力需要量の約10倍、東日本⁹の2018年度の全電力需要量(396TWh)と同程度の非常に大きな導入ポテンシャルがあることを示唆している。

しかし、図 1の赤線に示す通り、北海道電力ネットワーク株式会社が公表する管内の275kVと187kVの基幹送電線空容量は、道央の一部の送電線を除き、そのほとんどが「空容量なし」とされている[18]。特に、275kVの基幹送電線では、北新得変電所―南早来変電所間(狩勝幹線)及び西双葉開閉所―大野変電所間(道南幹線)が「空容量なし」となっている。そのため、再エネ等の新規発電事業を計画したとしても、北新得変電所から南早来変電所を経由して西当別変電所や西野変電所といった札幌周辺の大きな電力需要地への送電線の容量を確保することができない状態となっている。また、北新得変電所及

⁵ 石炭火力の位置付けとして、第5次エネルギー基本計画の中でも「再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、適切に出力調整を行う」についても言及されている。また、電力広域的運営推進機関の広域系統長期方針における用語集[42]では、ベースロード電源を「長期方針における電力潮流シミュレーションでは、原子力、水力、地熱及び石炭火力としている。(ただし、石炭火力については出力調整が可能な電源(最低出力 30%)として設定。)」

⁶ 貯水池式及び調整池式水力発電所の出力調整に関わる柔軟性は高いとされている[40]。また、国内において水力発電の柔軟な運用についても議論されていた[43]。

⁷ ガス火力発電、石油火力発電の運用方法はすべてのシナリオで同一とした。

⁸ 立地条件や気象条件などの種々の制約要因による設置の可否を考慮したエネルギー資源量。

⁹ 北海道電力ネットワーク株式会社、東北電力ネットワーク株式会社、東京電力パワーグリッド株式会社管内。

び西当別変電所に接続される道東及び道北の再エネ電力を、西双葉開閉所以南を経由し、北海道本州間連系設備（以下、北本連系設備）を通じて東北電力管内に輸送するための送電線の容量を確保することができない状態となっている。



図 1 北海道地域における基幹送電線空容量一覧

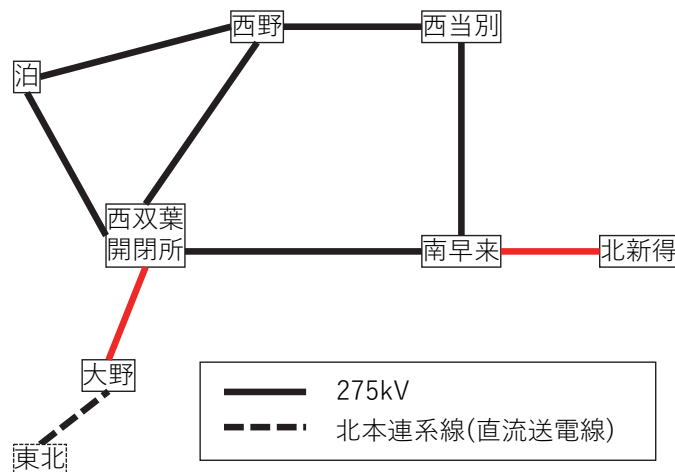
出典：北海道電力ネットワーク株式会社資料[18]を基に筆者作成

3. 分析手法及びデータ

3.1 分析手法及び分析用ツール

本分析は北海道電力ネットワーク株式会社管内地域を対象とし、時間解像度は1時間とし、1年間8,760時間の解析を行った。研究の第1段階でもあって、分析の空間解像度として、北海道電力ネットワーク株式会社管内の最上位系統である275kVの送電線、及びこれらに係る変電所、開閉所をノードとする¹⁰システムを対象とした。各ノードには、1時間ごとの電力需要がインプットとして設定され、また複数の発電所が接続されることになる。ただし、西双葉は開閉所であること、泊変電所は主要な下位系統がないことから、これらのノードは275kV送電線の結節点としてのみ機能することを想定した。このため、これらには電力需要量及び風力・太陽光発電の導入量を割り当てなかった。そして、ノードを繋ぐブランチは、275kV送電線とした。分析におけるノードとブランチの関係は図2に示す。

¹⁰ 本分析では、275kVの送電線のみを分析対象とし、新規に導入される風力発電や太陽光発電は、各ノードには送電線に制約なく接続できる、と想定している。



注：赤線は「空容量なし」とされる基幹送電線

図2 本分析におけるノードとブランチの関係図

次に、本分析の手順は、図3に示すとおり、以下の3段階に大別される。

- (1) データ整備を含む分析シナリオ作成
- (2) PROMODを用いた電力系統シミュレーションによる計算結果の整理とその分析
- (3) 1時間単位の各送電線に流れる電力量や電源別の発電電力量、風力・太陽光発電出力抑制率など、分析結果の整理

シナリオの作成は、電力需要データや発電・送電設備に関するデータの整備を行った上で、石炭火力発電や水力発電の運用条件や原子力発電の稼働の有無など様々な状況を考慮し、主要なパラメータを三つの場合に分けて行った。シナリオの詳細は、表2を参照されたい。

シミュレーションのインプットデータである電力需要は、2018年度実績値とした。ノードごとの1時間当たりの電力需要(MWh/h)は、ノードに流入するネットの電力供給量実績(MWh/h)及びノードに接続される発電所からの電力供給量実績を合計して求めた(詳細は、付録を参照)。ノードに流入するネットの電力供給量(MWh/h)は、ノードの外にある大規模発電所または他のノードに接続される発電所からの電力供給量であり、これらを2018年度各変電所の潮流実績データ(MWh/h)を用いて計算した。ノードに接続される複数の中小規模の発電所から供給される電力量は、2018年度電源別発電電力量データ(MWh/h)をその時点の水力、太陽光、風力、火力発電設備容量(MW)で按分して求めた。すなわち、2018年度の潮流実績データ等に基づき各ノードの1時間ごとの需要データを作成した。そして、作成した需要データ及び本分析で特定した発電・送電設備などのデータを使って、電力系統のシミュレーションを実施した。データ諸元の詳細は3.2に記述する。

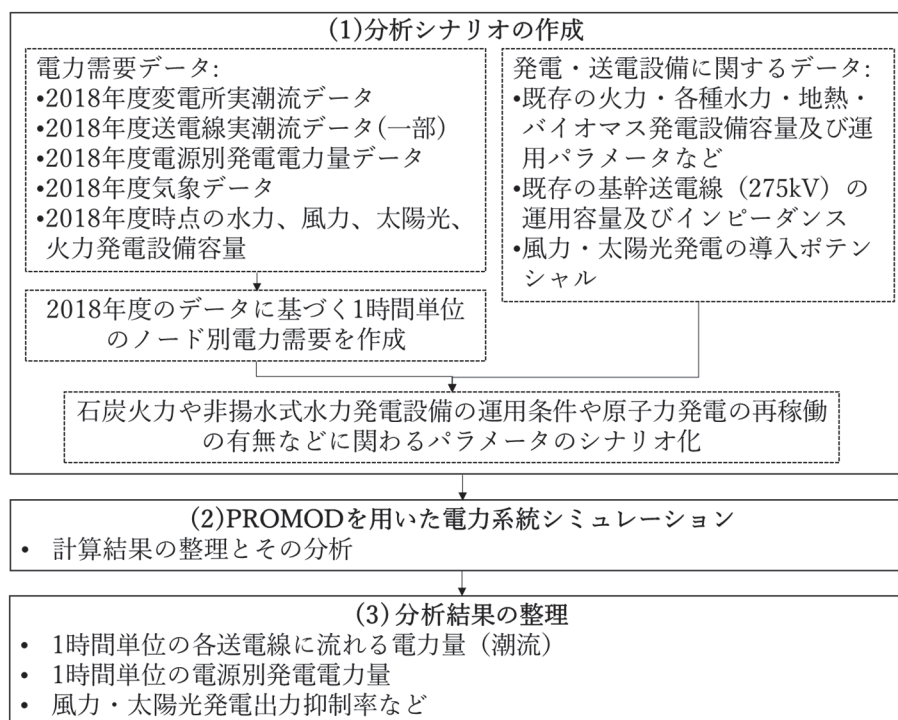


図 3 本分析の手順

シミュレーションは、シナリオの各種前提条件に基づいた発電・送電設備の運用に関して行った。すなわち、各種制約条件の下で、週単位の全体コスト最小化計算を行い、動的な系統運用を行った場合の、1時間ごとすなわち、年間で8,760時間—の各電源の発電電力量と各基幹送電線の潮流の大きさを求めた。

本分析のシミュレーションツールとしては、ABB Power Grids Japan株式会社(以下、APG社)が所有するPROMODを使用した。PROMODは、動的な電力系統運用をシミュレーションできることが特徴であり、系統のトポロジー制約、発電ユニットの各種制約、燃料費などの経済性パラメータ、ノード毎の時間毎の需要をインプットとし、直流近似による潮流計算を行い、送電制約を満たしつつ、アウトプットとして時間毎の電源のディスパッチをシミュレートできるソフトウェアである。電源選択は経済性をクライテリアとする。また、PROMODでは、電源の運転費用に基づく経済的電源選択に加え、マストラン電源設定や石炭火力発電等の最低負荷条件や出力変化速度(ランプレート)などを考慮したセキュリティ制約付きユニットコミットメント(SCUC: Security Constrained Unit Commitment)を含むセキュリティ制約付き経済負荷配分(SCED: Security Constrained Economic Dispatch)を考慮した分析が可能となる[19,20]。

シミュレーションによる出力結果は、1時間ごと(年間8,760時間分)の各発電所の発電電力量及び各送電線に流れる電力量の大きさとその方向になる。また、シミュレーションの結果を用いて、風力・太陽光発電の出力抑制量や出力抑制率を任意の期間で計算することができる。具体的には、任意の期間の風力・太陽光発電の実際の発電電力量、並びに同期間の風力・太陽光発電の発電可能量を用いて求めることができる。

3.2 分析用データ

本分析で用いたデータを表 1に示す。シナリオで用いる電力需要は、2018年の需要実績と同一と設定し、北海道電力ネットワーク株式会社が公表した2018年度の潮流実績(送電線及び変圧器)[21,22]、需給実績データ[23]及び本研究が整理した再エネの1時間当たりの発電電力量を基に、ノード毎に時間別に作成した。すべての風力・太陽光発電がどのノードに接続されるか特定するために、各変電所の位置情報を、系統空容量マップ[18]やGoogle社が開発したGoogle Earthを活用して公開する衛星画像などから特定した。送電線の運用容量及びインピーダンスについては、北海道電力ネットワーク株式会社による公開情報[24,25]を利用した。

火力・原子力発電の設備容量、発電出力段階別の熱効率(Heat rate)や立ち上げ時間(Up time)といった調整力に関するパラメータは、PROMODを所有するAPG社からの提供データを用いた。主要な火力・原子力発電設備の設備容量及び位置情報は、火力・原子力発電所設備要覧(平成29年改訂版)[26]や電気事業便覧2019年版[27]等も用いて確認した。火力発電の燃料価格について、世界銀行が公開する統計[28]、資源エネルギー庁による各種統計[29,30]、日本内航海運組合総連合会が公開するデータ[31]などの各種統計をもとに整合性を確認した。275kVの送電線につながない火力発電所は、どのノードに接続するかを特定し、各ノードの需要に対しては、送電線の制約がなく電力を供給できるものと想定とした。

水力発電の設備容量及び発電方式は、電力土木技術協会水力発電所データベース[32]、国土交通省一級河川における水力発電施設諸元一覧[33]を参照し、位置情報については、水力発電所位置検索データベース[34]を用いた。流れ込み式、貯水池式、調整池式、揚水式などの発電方式によって、電力系統の需給調整における役割が大きく異なる¹¹。

風力発電については、風力発電協会が提供する発電プラント別の設備容量データ及び位置情報を利用した。このデータには、2019年時点の市区町村ごとの設備容量が示されている。また、1時間ごとの風力発電の出力を計算するために、気象庁公開の風速データ[35]及び北海道電力ネットワーク株式会社が公表する需給実績[23]を参照した。一方で、シナリオで用いる風力発電の導入ポテンシャル容量は環境省再生可能エネルギー情報提供システム(REPOS)[17]を参照した。

太陽光発電の設備容量実績値については、固定価格買取制度によって公開される情報に基づいた太陽光発電協会が提供するデータを利用した。本データには、2019年時点の市区町村ごとの設備容量が示されている。また、1時間ごとの出力を計算するために、気象庁公開の日射量データ[35]及び北海道電力ネットワーク株式会社が公表する需給実績[23]を参照した。シナリオで用いる太陽光発電の導入ポテンシャル容量は環境省再生可能エネルギー情報提供システム(REPOS)[17]を参照した。

各ノードに接続する水力、風力及び太陽光発電設備容量実績値及びシナリオで用いる導入ポテンシャル容量を特定する際には、市区町村の役所の住所と変電所の位置の最短距離に基づき特定し、送配電

¹¹ 概要は、下記資源エネルギー庁のウェブサイトや電力広域的運営推進機関(OCCTO)の解説を参照：
https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/hydroelectric/mechanism/use/.
<https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/kaisetu.pdf>.

図を用いて確認及び修正を行った。ノードごとの日射量及び風速も、データを有する気象台の住所と市区町村の役所の住所の最短距離に基づき特定した。

地熱及びバイオマス発電データについては、APG社による提供データ及び北海道電力ネットワーク株式会社が公表する需給実績[23]を利用した。

表 1 分析に用いたデータ諸元

データ項目	データ根拠
電力需要過去実績	北海道電力ネットワーク株式会社が公表する2018年度潮流実績(送電線及び変圧器)[21,22]及び需給実績データ[23]。
火力・原子力(燃料価格含む)発電、揚水式水力発電の技術パラメータ	APG社の提供する技術データ(火力・原子力発電所設備要覧[26]や電気事業便覧[27]、世界銀行統計[28]、資源エネルギー庁各種統計[29,30]、日本内航海運組合総連合会データ[31]などで整合性を確認。)データは発電ユニット毎に整理。
非揚水式水力発電(貯水池式、調整池式、流れ込み式)	電力土木技術協会水力発電所データベース[32]、国土交通省一級河川における水力発電施設諸元一覧[33]、水力発電所位置検索データベース[34] 及び北海道電力ネットワーク株式会社が公表する2018年度需給実績[23]。
太陽光発電	- 固定価格買取制度に基づく太陽光発電協会がまとめた設備容量データ、気象庁公開の日射量データ[35]及び北海道電力ネットワーク株式会社が公表する2018年度需給実績[23]。 - 太陽光発電ポテンシャル及び設置場所は環境省再生可能エネルギー情報提供システム(REPOS)[17]を参照。
風力発電	- 風力発電協会が収集するプラント別設備容量データ、気象庁公開の風速データ[35]及び北海道電力ネットワーク株式会社が公表する2018年度需給実績[23]。 - 風力発電ポテンシャル及び設置場所はREPOS[17]を参照。
地熱、バイオマス	APG社の提供する技術データ及び北海道電力ネットワーク株式会社が公表する2018年度需給実績[23]。
送電線	北海道電力ネットワーク株式会社が公表する「送変電設備のインピーダンス」及び「系統空容量一覧表(187kV以上)」[24,25]参照。
変電所	系統構成図[25,36]、Google Earthによる衛星画像などから位置を特定。

3.3 分析のシナリオ設定

本分析では、分析の対象とするノード及びノード間のブランチの関係図(トポロジー)、風力・太陽光発電以外の発電設備に関する設備容量その他の技術パラメータについては、既存のもの(2018年度時点のもの)に変更がないとして設定した。風力・太陽光発電に関しては、2018年度と比較して風力発電は4.3倍、太陽光発電は1.16倍の設備容量を設定した。その上で、石炭火力発電の運転条件、原子力の稼働の有無などに関して場合分けをし、合計3つのシナリオを設定した(表 2参照)。

表 2 各シナリオで設定した系統運用に関わる条件

シナリオ	電源運用	電源の設備容量	送電線運用
A	- 石炭火力発電がベースロード(経済性の観点から最低出力 60%と設定)、石油火力を含めたその他電源は運転費用の最適化を適用 - 流れ込み式、調整池式、貯水池式の水力発電は 2018 年度実績ベース - 揚水式水力発電は設備容量(発電時及び揚水時)、貯水可能量などを考慮 - 原子力発電稼働無し	風力発電:1,950MW (2018年度450MWの4.3倍、発電電力量ベースでは7.8倍) 太陽光発電:1,855MW (2018年度1,605MWの1.16倍、発電電力量ベースでは1.2倍)	実潮流に基づく送電線運用
B	- 全電源に対して運転費用の最適化を適用(技術面以外の最低出力は設定せず) - 調整池式及び貯水池式の水力発電の調整力を考慮。流れ込み式水力発電は 2018 年度実績ベース - 揚水式水力発電は設備容量(発電時及び揚水時)、貯水可能量などを考慮 - 原子力発電稼働無し	風力・太陽光発電以外の電源の設備容量: 2018年度時点の個々の設備容量と同様	
B+Nuc	- 全電源に対して運転費用の最適化を適用(技術面以外の最低出力は設定せず) - 調整池式及び貯水池式の水力発電の調整力を考慮。流れ込み式水力発電は 2018 年度実績ベース - 揚水式水力発電は設備容量(発電時及び揚水時)、貯水可能量などを考慮 - 原子力発電稼働有り	(注:風力発電、太陽光発電については、送電制約、需要制約に達しない限りは、発電した電力がすべて供給される状況を想定)	

シナリオ設定の考え方は、まず、太陽光・風力発電の設備容量を増やし、その他の各電源は2018年度時点と同一とし、新設も廃止もないとした上で、実潮流に基づく送電線運用(脚注2参照)を実施することを各シナリオで共通とした。その上で、第一に、石炭火力発電の最低出力を後述のように経済性の観点から設定し、制約のある範囲で負荷追従を行うベースロード的電源として運用するシナリオをAとした。第二に、ベースロード電源の観点からの石炭火力発電の最低出力を設定せずに、技術的な観点からの最低出力を想定し、調整池式及び貯水池式の水力発電の調整力を考慮するシナリオをBとした。第三に、シナリオBに加えて泊原子力発電所3号機の稼働を想定したシナリオをB+Nucとした。なお、すべてのシナリオにおける風力・太陽光発電は送電制約、需要制約に達しない限りは、発電した電力がすべて供給さ

れる状況を想定した¹²。石油火力及びガス火力発電については、全電源に対する運転費用の最適化を行い、発電所ごとの発電電力量を計算した。なお、東北電力ネットワーク管内との電力融通は2018年度実績値と同様と想定した。

電源運用方法に関して、シナリオAは、すべての石炭火力発電がベースロード的運用（最大出力の60%~100%の間で調整）を行うことを前提とした。火力発電に係るワーキンググループ[37]では、「新設の石炭火力とLNG火力の発電コストを比較すると、一般的に、設備利用率が60%未満においては、石炭火力の発電単価が高く、60%以上においてはLNG火力の発電単価が高い傾向にある」とされことから、本分析では、設備利用率60%をベースロードの石炭火力発電の最低出力と設定した¹³。流れ込み式、調整池式、貯水池式のうち、すべての非揚水式水力発電の発電出力パターンについては、2018年度と同様とした。シナリオBは、石炭火力発電の運転の柔軟性を高めて出力調整することを想定した。非揚水式水力発電である調整池式または貯水池式の水力発電所は調整力として機能する¹⁴と想定した。シナリオB+Nucは、シナリオBに加えて、泊原子力発電所3号機の稼働を想定した。設備利用率は分析期間1年間に定期検査がないという想定の下で100%[38]とし、出力は年間を通して一定とした¹⁵。

すべてのシナリオにおいて、風力・太陽光発電の設備容量増加分は共通のものを想定した。風力発電協会によると、北海道における陸上風力発電の2050年導入目標値のビジョンが3,900MWであることから、本分析では、2030年~2040年頃の導入量と整合し得る1,950MWをシナリオとして想定した。これは、2018年度時点の北海道における設備容量の450MWの4.3倍に相当し、発電電力量ベース量では、7.8倍に相当する。太陽光発電について、REPOSでは、パネルの設置しやすさを考慮したレベル別市区町村別に導入ポテンシャルが推計されている。本分析では、比較的設置が容易である（公共系建築物であれば、150m²以上の屋根）レベル1への導入量の約2/3である1,855 MWを想定した。これは、2018年度の北海道の導入容量1,605MWの1.16倍に相当し、発電電力量ベースでは1.2倍に相当する。各ノードへの接続容量は、REPOSに公開される市区町村別の導入ポテンシャルを用いて按分した。ノード別の風力発電、太陽光発電の導入量を表 3に示す。2018年度時点では太陽光発電が風力発電の3.6倍の設備容量を持つが、本分析におけるシナリオでは、風力発電の導入量が、そのポテンシャル量から大きく伸び、太陽光発電の設備容量と同程度の容量になる。特に、西当別ノードへ1GW強の風力発電が追加的に接続されることを想定したことになる。

¹² 以下のような状況が考えられる。1)風力発電・太陽光発電の発電費用が火力発電と比較して十分に安価である、2)風力発電・太陽光発電が優先給電される、など。

¹³ 電力広域的運営推進機関の広域系統長期方針における用語集[42]では、石炭火力については出力調整が可能な電源（最低出力 30%）ということも言及されているが、本分析では、シナリオ A と B の差異を明確にするために、石炭火力のベースロード的運用の最低出力を 60%として設定した。

¹⁴ 本分析では、便宜的に最大出力と最小出力の差分に 0.25 を乗じた値を調整力として設定した。

¹⁵ 日本では定格原子炉熱出力が国で定められており、泊原発にも適用されている[44]ことから、本分析もこれに準じた。

表 3 本分析におけるノード別の太陽光・風力発電導入想定設備容量入力値(MW)

		ノード					合計
		大野	西野	西当別	南早来	北新得	
風力	2018年度実績	148	85	201	0	16	450
	本分析	238	52	1,285	6	369	1,950
太陽光	2018年度実績	93	155	143	523	691	1,605
	本分析	110	297	234	523	691	1,855

注：西双葉は開閉所であること、泊変電所は主要な下位系統がないことから、ノードが送電線の結節点としてのみ機能することを想定したため、風力・太陽光発電の接続を想定しない。

3つのシナリオにおける各種電源の設備容量を図 4に示す。2018年度との最大の相違点は風力発電で、1.5GWの増加を想定したことである。本分析で扱うシナリオでは、太陽光発電、風力発電、水力発電、地熱発電の設備容量が合計で5,047MWとなった。2018年度の最小需要が2,457MW、最大需要が5,422MWであることから、北海道内の電力需要と比較して多くの再エネが導入されるシナリオであると位置付けられる。なお、A及びB両シナリオとも2018年度の状況と同様に、原子力を稼働しない条件で分析を行った。今回の分析では、基本的に北海道電力ネットワーク管内のみを対象としており、北本連系設備等を通じて遠隔の大需要地まで再エネ電力を輸送する想定とはしてない。したがって、再エネの設備容量想定は、導入ポテンシャル[16]に比較すると小さい結果となっているが、北海道の需要規模と比較すると十分に大きいことがわかる。

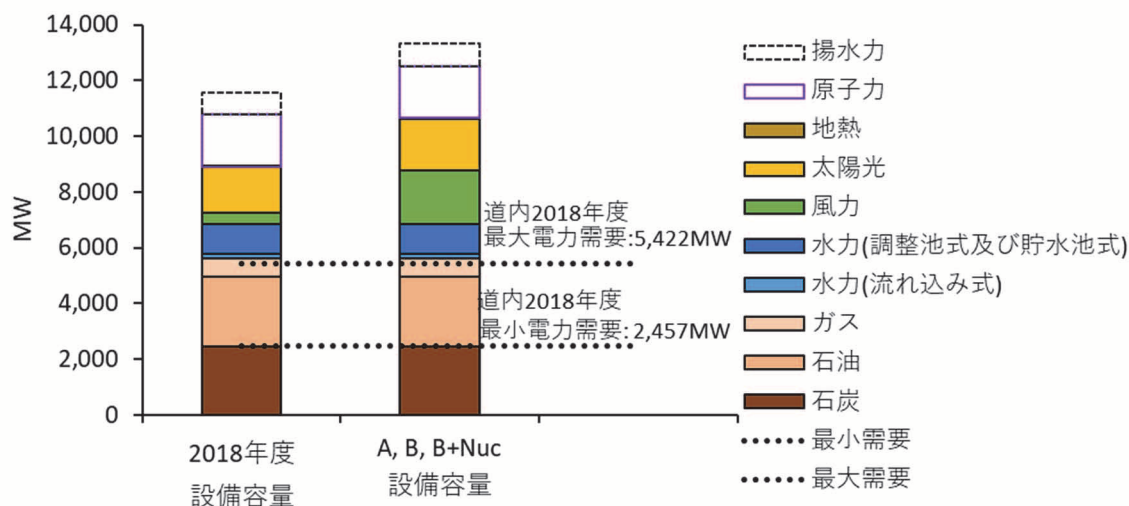


図 4 本分析における電源別設備容量

4. 分析結果

4.1 送電線に関わる分析結果

北海道電力管内の275kVの送電線のうち、現時点で「空容量なし」とされる、北新得変電所―南早来変電所間(狩勝幹線)及び 西双葉開閉所―大野変電所間(道南幹線)の送電線を対象に、シナリオ別の単位時間当たりの輸送電力量(すなわち、輸送電力)の分布状況を表す持続曲線(Duration curve)を図 5及び図 6に示す。

図 5に示すように、北海道電力ネットワーク株式会社の資料では、北新得変電所―南早来変電所間の275kV送電線の運用容量は $\pm 949\text{MW}$ [25]のところ、2018年度の実績値では、北新得変電所から南早来変電所の方向を正とすると、最大値は260MW、最小値は-571MWと、大きな余裕があった。一方でシナリオAでは、持続曲線が2018年度実績と比較して下側にシフトしていることから、南早来を經由して他ノードからの電力供給(石炭火力発電及び再エネ等を含む)が2018年度よりも北新得ノードに多く供給されていることがわかる。シナリオBとシナリオB+Nucでは、北新得ノードに接続される風力・太陽光発電が電力供給しやすい状況になっている分、北新得変電所から南早来変電所方向の送電線の利用(持続曲線の値が正となる時間帯)において、シナリオAと比較して持続曲線が上側にシフトしている。さらに、シナリオBの持続曲線の最大値は425MW、最小値-867MWであり、シナリオB+Nucの持続曲線の最大値は532MW、最小値-903MWであるが、北新得―南早来の送電線の運用容量の上限に達していない。したがって、本分析で想定する再エネの設備容量増加分では、北新得―南早来間の送電線の運用容量が北新得内の再エネの出力抑制の要因とならないことが明らかとなった。

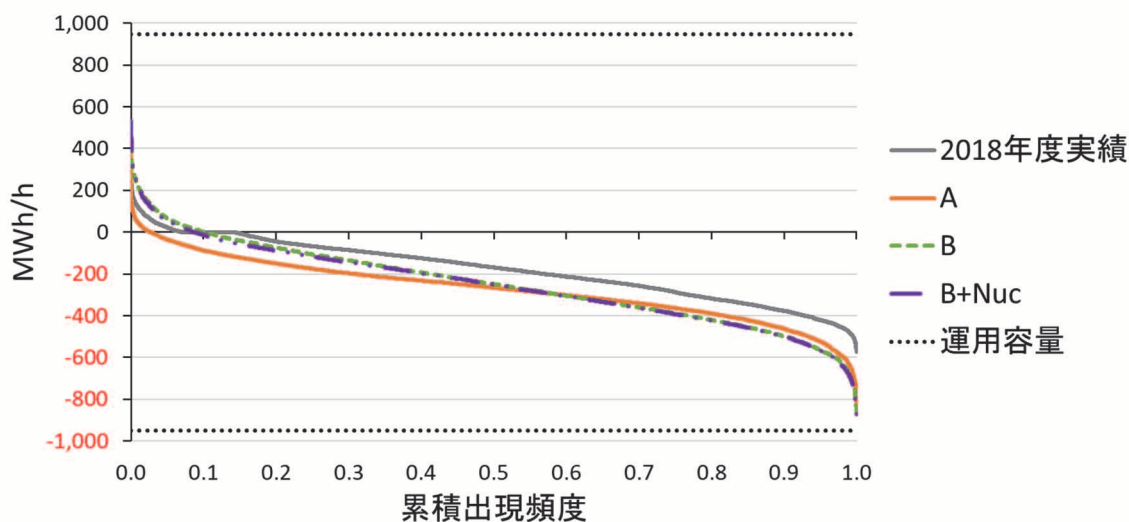


図 5 北新得変電所→南早来変電所年間持続曲線(時間解像度は1時間)

図 6に示すように、全てのシナリオでは、西双葉開閉所から大野変電所方向の送電線の利用において、2018年度実績と比較して持続曲線が全体に上側にシフトした。これは、大野ノードにある知内石油火力発電所からの電力供給分が大野ノード以外のノードに接続される風力・太陽光発電に代替されたことに

より、西双葉開閉所から大野変電所への潮流が増加したことが主な理由として考えられる。この結果、西双葉開閉所―大野変電所間の275kV送電線の運用容量は±733MW[25]であるところ、2018年度の実績値では、西双葉開閉所から大野変電所の方向を正とすると、最大値は414MW、最小値は-486MWであった。シナリオA及びBにおいて、持続曲線の最大値が656MW、最小値が-437MWであることから、西双葉開閉所―大野変電所間の送電線の運用容量の上限に達しなかった。したがって、本分析で想定する再エネの設備容量増加分では、西双葉開閉所―大野変電所間の送電線の運用容量の範囲内で十分に系統運用ができ、北海道内の再エネによる発電を大野変電所に送電できることが明らかになった。

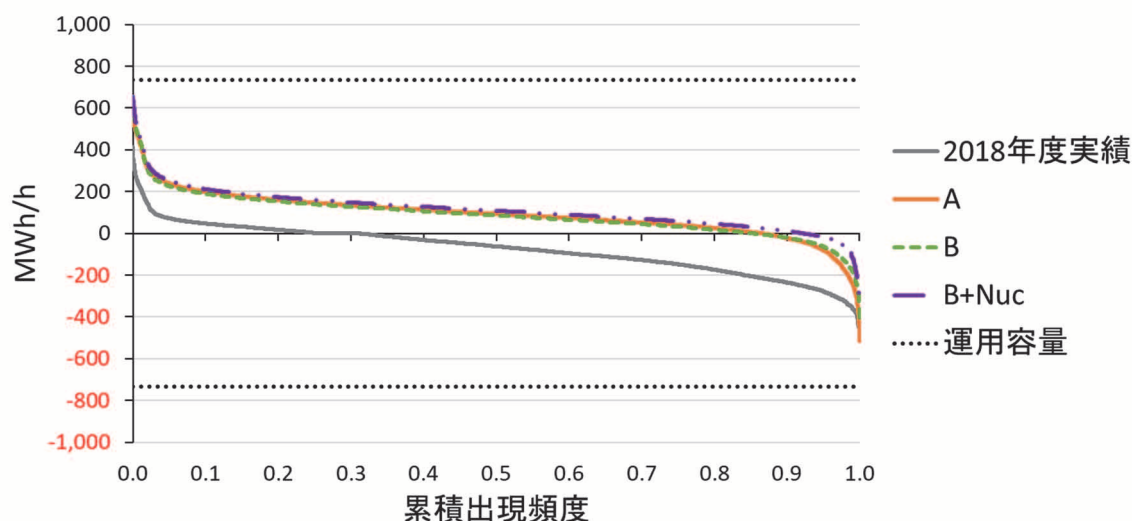


図 6 西双葉開閉所→大野変電所年間持続曲線(時間解像度は1時間)

4.2 時間当たりの電力供給構成に関わる分析結果

図 7に3つのシナリオのうち風力・太陽光発電による電力供給量が最も多いシナリオBにおいて、電力需要に対する「再エネ供給比率が最大」となる4月21日(土曜日)及び前後2日間、及び電力需要に対する「再エネ供給比率が最小」となる12月23日(日曜日)及び前後2日間における1時間ごとの電源別電力供給状況について、シナリオ別と2018年度実績を示した。図においてプラス側(上側)は発電と輸入を、マイナス側(下側)はエネルギー貯蔵(ほとんどが揚水式水力発電)と輸出を表している。同じ日時の電力需要は、シナリオの設定上、それぞれのシナリオと2018年実績で共通である。

4月21日及び前後2日間(風力・太陽光発電の供給比率が最大の5日間で、全電力需要も小さい)の3つのグラフからは、以下の特徴が読み取れる。

- シナリオAでは、すべての石炭火力発電所が本分析で設定したベースロードとしての最低出力(最大出力の60%)で稼働している時間帯が多い。石炭火力発電以外の火力発電所は稼働していない。また、揚水式水力発電が風力・太陽光発電による発電電力量を吸収(貯蔵)している時間帯が多く見られる。さらに、需要変動と再エネ出力の変動を、揚水式水力発電が(貯蔵と発電の双方の機能で)中心的に行っている

(非揚水式水力発電もやや担っている)。揚水式水力発電の原資¹⁶は再エネと捉えることができる。シナリオ Aはシナリオ Bと比較して、石炭火力発電及び非揚水式水力発電の運用に柔軟性が少ないと想定したため、シナリオ Aでは、程度の差があるものの、風力・太陽光発電の出力抑制が発生する日は、1年間で177日間である。

- 一方で、シナリオ Bでは、シナリオ Aで制約となった石炭火力発電の最低出力を技術的に可能な30%程度まで下げられることを想定したことから、より柔軟な系統運用が可能となり、揚水式水力発電の役割はシナリオ Aよりは小さい。この場合には、揚水式水力発電の原資は再エネと石炭火力発電の双方と捉えることができる。風力・太陽光発電の出力抑制はほとんど不要であり、出力抑制が発生する日は、1年間で10日間のみである。
- シナリオ B+Nucでは、原子力発電が発電を行うことで、シナリオ Bにおける石炭火力発電による発電電力量が原子力発電によって代替されている。なお、この期間において、数多くの石炭火力発電所が稼働しておらず、起動時間の関係から稼働している発電所についても技術的な最低出力で発電をしている。シナリオ Bより系統運用の柔軟性は低くなるため、揚水式水力発電の役割もより大きくなる(原資は再エネと原子力が主であると捉えることができる)。

12月23日及び前後2日間(風力・太陽光発電の供給比率が最小の5日間で、全電力需要も大きい)に関しては、以下の特徴が読み取れる。

- 季節的なものとして、太陽光発電が大きくなることはなく、一方で風力発電による発電電力が大きい日があり、風況が、系統運用に大きな影響を与える¹⁷。
- シナリオ Aでは、石炭火力発電の最高出力に達してもなお電力が必要な時間帯は、石油火力発電によって電力が供給されるとともに、出力調整を担っている。石炭火力発電も、ある程度の柔軟な運転がなされているが、電力需要変動対応というより、風力発電の変動に対応していることになる。揚水式水力発電は稼働していない。
- シナリオ Bでは、火力発電の発電電力量のパターンはシナリオ Aとおおよそ変わらないが、石炭火力発電、石油火力発電、ガス火力発電ともに、出力調整が行われている。風力発電が原資と捉えることができる揚水式水力発電の稼働がみられる。
- シナリオ B+Nucは、シナリオ Bと比較すると、石炭火力発電による電力供給が原子力によっておおよそ代替された。風力・太陽光発電の出力抑制が発生する日は、1年間で171日間である。

2018年度実績(原子力は非稼働)との比較においては、3つのシナリオの風力発電部分を、2018年度実績では火力発電が担っている。調整は主として火力が行い、揚水式水力の需給調整出力は各シナリオより小さい。また、非揚水式水力も出力はおおよそ一定であり、調整機能は各シナリオより小さい。

¹⁶ 揚水式発電は、余剰電力を用いて下池の水を上池に汲み上げ、需要が大きいときにその逆で発電を行う一種の「電池」機能を持つ。この下池の水の汲み上げに用いられた電力のソースを、ここでは「原資」と呼んでいる。

¹⁷ シミュレーションでは問題にならないが、現実では、風力・太陽光発電の発電電力量予測を含む系統運用の難易度が上がると思われる。

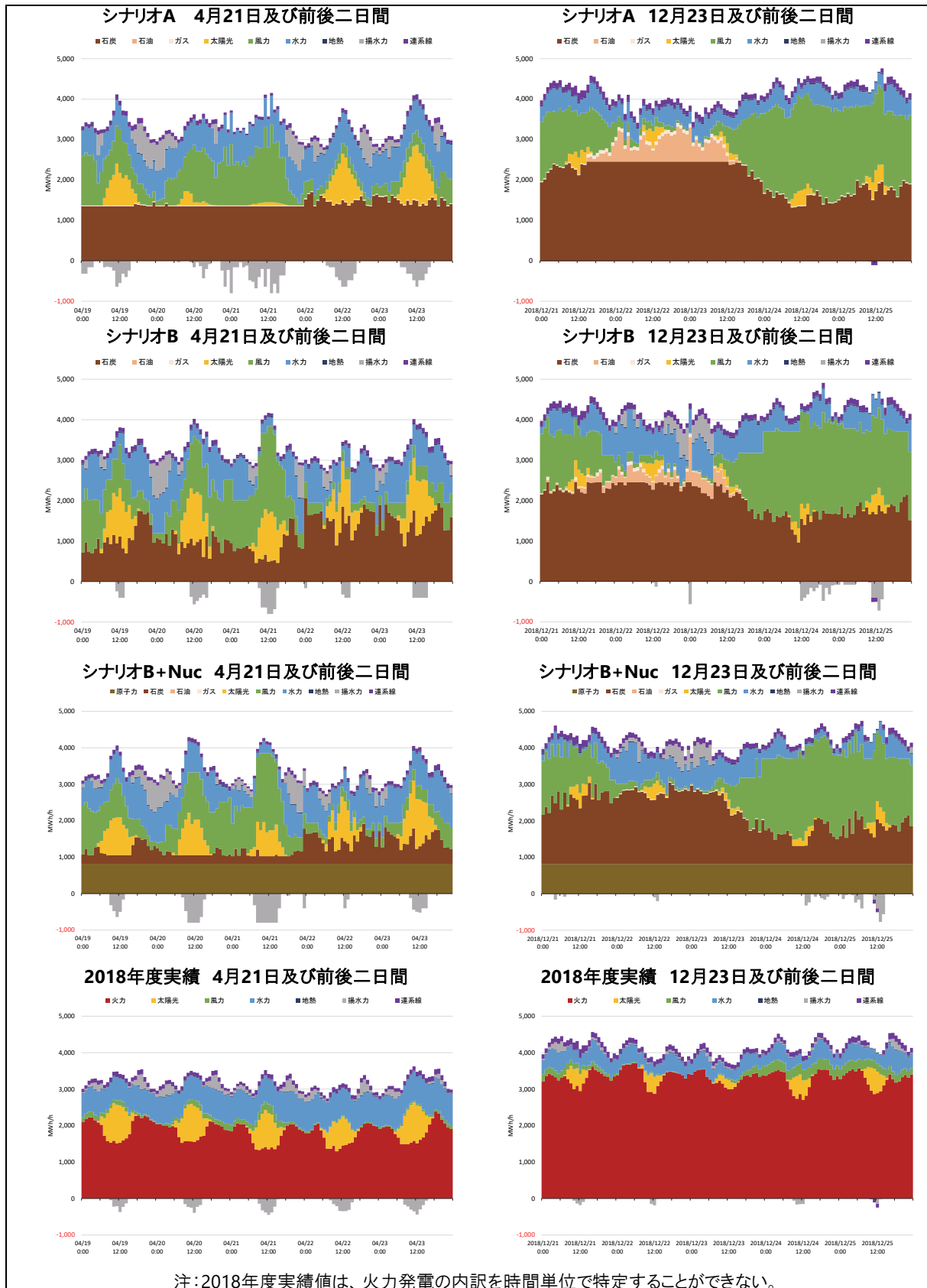


図 7 各シナリオにおける4月21日前後と12月23日前後の北海道全体の電力供給状況

図 8は北海道全体の1年間の1時間ごとの総電力供給量に対する風力・太陽光発電による発電割合の持続曲線を示している。上述の通り、シナリオB及びB+Nucは、同量の再エネ導入量を想定したものの、石炭火力発電の最低出力がシナリオAよりも低い分、シナリオAと比較して再エネが入りやすい状況であることから、この二つのシナリオにおける持続曲線は、シナリオAよりも上側にシフトした。シナリオB及びB+Nucは前者の柔軟性が高いため、この図でもシナリオBが上にきている。なお、4月21日におけるシナリオA、B及びB+Nucの風力・太陽光発電の供給比率はそれぞれ72%、82%、72%¹⁸となり、2018年度実績値39%から大きく増加した。

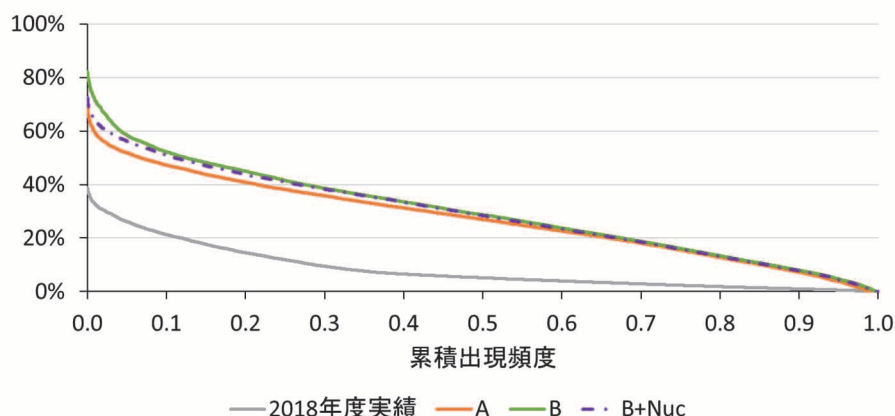


図 8 1時間ごとの総発電電力量に対する風力・太陽光発電による供給比率

4.3 再エネ抑制率及び電源別発電電力量構成に関わる推計結果

各シナリオにおける風力発電及び太陽光発電の出力抑制¹⁹率を表 4に示す。なお、出力抑制量は、風力・太陽光発電の発電できる量から同期間の風力・太陽光発電の実際の発電電力量を差し引いた値である。出力抑制率は、出力抑制量を風力・太陽光発電の発電できる量で割った値である。

表 4 風力・太陽光発電の追加導入時における出力抑制率

シナリオ	風力発電出力抑制率	太陽光発電出力抑制率
A	4.8%	21.2%
B	0.01%	0.27%
B+Nuc	0.80%	5.7%

シナリオAでは、風力発電の出力抑制率が4.8%であり、太陽光出力抑制率が21.2%となった。一方で、シナリオBにおいては風力発電の出力抑制率は0.01%、太陽光の出力抑制率が0.27%と、シナリオAよりも大幅に改善された。シナリオB+Nucでは、原子力発電の稼働によって、風力発電出力抑制率及び太陽

¹⁸ 電力系統の中で風力・太陽光発電の供給比率をどの程度に高められるのかという点は、系統の規模、トポロジカルな特徴、調整可能電源の容量や種別、適用する系統安定技術、求める電力の品質など、さまざまなファクターに依存する。現在、電力系統に関する技術の発達に伴い1時間当たりの風力・太陽光発電の供給比率を上昇させる系統運用が積極的に研究開発されている[45]。

¹⁹ 太陽光や風力の出力抑制とは、系統の安定性のため、系統への電力供給を抑制することを指す。これがゼロということは、発電した分はすべて有効に利用されたことを意味する。

光発電出力抑制率が、シナリオBと比較してわずかに大きくなり、それぞれ、0.80%と5.7%となった。つまり、シナリオB及びB+Nucはともに石炭火力・非揚水式水力発電の柔軟な運用により、275kVの基幹送電線については、風力発電の設備容量を1,950MW(2018年度450MWの4.3倍)、太陽光発電の設備容量を1,855MW(2018年度1,605MWの1.16倍)に増加したとしても、系統に接続された風力・太陽光発電がほとんど抑制無しで電力供給できることになる。シナリオBとB+Nucにおける出力抑制率の差は、後者の原子力の出力を年間通じて一定と想定したこと起因することが考えられる。また、すべてのシナリオにおいて、本分析が対象とする基幹送電線に流れる電力量が各送電線の運用容量を超えないことが明らかとなった²⁰。

図 9に、北海道電力ネットワーク株式会社管内全体の電源別発電電力量構成をシナリオ別に示す。2018年度実績と比較すると、風力発電及び太陽光発電の増加を想定したシナリオA及びBでは、どちらも風力発電が石炭火力発電及び石油火力発電を代替する点は共通している。また、どのシナリオにおいても、2018年度実績では全発電電力量に対して15%程度必要であった石油火力発電の稼働がほとんどなくなっている。これは風力発電によって代替されることが図9から読み取れる。背景として、2018年度の電力需給状況では、北海道内の電力需要が大きくなる冬季の需要を満たすため、火力発電の中でも燃料費用の高い石油火力発電を高い稼働率で運転していた。そのため、運用費用の最適化を行うシミュレーションでは、すべてのシナリオで、石油火力がどの電源よりも先に、風力発電・太陽光発電に代替される結果となった。

シナリオAでは、石炭火力発電をベースロード電源的運用するため、風力発電や太陽光発電の一部が出力抑制された結果、風力・太陽光発電による電力供給量がシナリオBよりも少なくなった。この結果、発電電力量合計に対する風力・太陽光発電及び再エネ全体の比率がそれぞれ、2018年度実績では8%、26%であったのに対し、シナリオAでは、風力・太陽光発電比率及び再エネ全体の比率がそれぞれ、27%、44%、シナリオBでは30%、46%、シナリオB+Nucでは29%、46%となった。なお、シナリオB+Nucでは、原子力発電が石炭火力発電による発電電力量を代替し、原子力発電の比率が23%となり、非化石電源による発電電力量の割合は、69%になった。また、2018年度実績は、再エネ全体の比率同様に26%であった。

²⁰ 風力・太陽光発電による発電が多い時間帯における風力・太陽光発電の出力抑制の主な要因はこれらの発電電力量と他の電源による発電電力量の合計が必要よりも多く、揚水式水力発電を利用しても吸収しきれないことと考えられる。

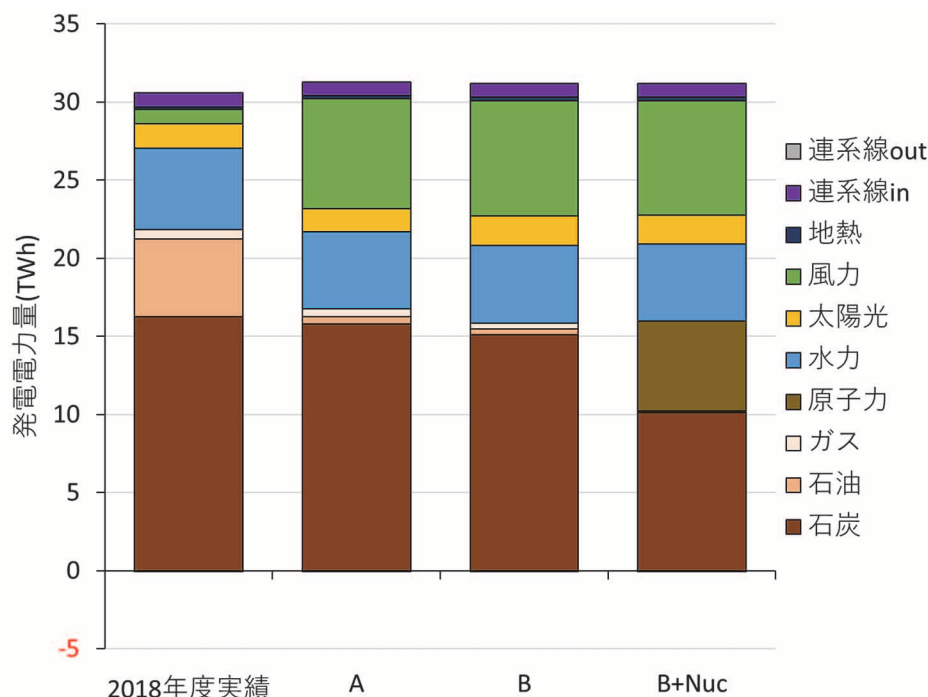


図 9 北海道全体のシナリオ別電源別発電電力量構成(年間)²¹

5. 結論

本分析では、北海道地域の275kVの送電線を対象に、風力発電の設備容量を1,950MW(2018年度450MWの4.3倍、発電電力量ベースでは、7.8倍)、太陽光発電の設備容量を1,855MW(2018年度1,605MWの1.16倍、発電電力量ベースでは、1.2倍)、それ以外の発電・送電設備は2018年度と同様と想定し、実潮流に基づく送電線運用、並びに電源運用に関し3つの異なるシナリオに対する系統運用シミュレーションを行った。

その結果、北海道地域全体で風力発電の設備容量を1,950MW、太陽光発電の設備容量を1,855MWと、それぞれ現状の4.3倍、1.16倍に増やした場合でも、新規接続可否判断において現在「空容量なし」とされる北新得変電所―南早来変電所間送電線(狩勝幹線)及び西双葉開閉所―大野変電所間送電線(道南幹線)において、潮流が送電線の運用容量を超えることがない系統運用が可能なが明らかとなった。

3つのシナリオ分析の結果から、本分析で置いた前提²²の範囲内では、1)実潮流に基づく送電線運用の導入、2) 石炭火力発電の運用の柔軟性の活用、3)揚水式、調整池式及び貯水池式の水力発電の運用の柔軟性の活用が、風力・太陽光発電の導入量を増やすための有効な要素であることが定量的に明

²¹ シナリオ A、B 及び B+Nuc における総発電電力量が 2018 年度実績値よりも若干大きい理由として、これらのシナリオは揚水式水力発電、送電線の利用が 2018 年度実績よりも多く、発電した電力の損失が大きい分も加え、各シナリオにおいて、2018 年度実績値よりも多く発電していることが挙げられる。

²² 風力・太陽光発電以外は既存の発電・送電設備を継続利用すること。

らかとなった。

より具体的にみると、石炭火力発電の最低出力を60%に設定し、ベースロードとして運用するシナリオAでは、風力発電の出力抑制率は4.8%、太陽光発電の出力抑制率は21.2%であった。この場合、発電電力量における「風力・太陽光発電」比率及び「再エネ全体」の比率が、それぞれ、27%、44%と、2018年度と比較してそれぞれ3.4倍、1.7倍になった。最低出力を30%程度とする石炭火力発電柔軟な運用を想定するシナリオBでは、シナリオAよりも、系統に接続された再エネが電力供給しやすい状況になることから、風力発電の出力抑制率は0.01%、太陽光発電の出力抑制率は0.27%となり、シナリオAよりも大きく改善した。その結果、電力供給量における「風力・太陽光発電」比率及び「再エネ全体」の比率がそれぞれ、30%、46%と2018年度と比較してそれぞれ3.7倍、1.8倍になった。結果的に、石炭火力発電の調整力を最大限に活用することで、出力抑制をほとんど行わず送電できることが分かった。また、2018年度実績で全発電電力量の15%程度を担う石油火力発電については、一般的に燃料が高価なため、ほとんど不要となった。シナリオBに加えて泊原子力発電所3号機の稼働を想定したシナリオB+Nucでは、再エネの発電電力量、出力抑制率に大きな影響を与えず、石炭火力発電の発電電力量を下げる結果となった。このシナリオでは、原子力を含む非化石電源による発電電力量の割合が69%になった。

本分析より、実潮流に基づく送電線運用のもとでは、北海道地域の275kVの送電線においては、風力発電の設備容量を1,950MW(2018年度450MWの4.3倍)に、太陽光発電の設備容量を1,855MW(2018年度1,605MWの1.16倍)に増加させても、追加の基幹送電線を整備せずに系統接続し、ほとんど出力抑制することなく電力を供給できることが示された。これは、新規発電所の接続の可否判断における「空容量」が現状でゼロと示されている送電線でも、実潮流に基づく運用が十分に可能であり、新規接続余地があることを意味している。

6. 今後の課題

今後、実際の系統運用ルールを体系的に整理し、具体的な提言に結び付けていくために、以下の課題に取り組んで分析を精緻化して行く必要がある。

本分析では、北海道地域の275kVの基幹送電線を対象にしている。従って、新規に導入される風力発電や太陽光発電は、各ノードに制約なく接続できるという想定になる。実際には、西当別ノードや北新得ノードに接続する形で風力発電を新規導入する場合、187kV以下の枝状になった送電線への接続が制約になる場合が多いことから、187kV以下の系統も含めた分析が必要になる。一方で、一般的に道央のようなループ構造になっているところでは、より細い送電線までシミュレーションに組み込むことは、柔軟性を増すことにもなる。さらには、予定されている送電線増強なども、シナリオ分析に組み込むことで、さらなる示唆を得ることが期待できる。

シナリオ分析においては、電力需要は2018年度と同じと仮定した。今後、様々な部門における電化の促進による電力需要増加要因と、人口減や省エネの促進などによる電力需要削減要因がある。また、蓄電池やデマンドレスポンスといった技術の普及によって電力需要が2018年度と変わる可能性がある。これらの需要側の変化を捉えた分析が必要と考えられる。

供給側から見れば、シナリオB及びB+Nucにおける貯水池あるいは調整池をもつ水力発電のシミュレーションの想定として、月別の発電電力量を2018年度実績値と同量にしつつ、時間当たり出力を変動できるようにしている。また、本分析では、2018年度実績に基づくシミュレーションであることから石狩湾新港発電所の稼働を2019年2月からと設定している。今後、将来的な電源構成を分析する際には、水力発電、ガス火力発電に関するパラメータをより詳細にシナリオ化した分析が必要と考えられる。

風力発電の発電出力パターンを、22の地方気象台及び特別地域気象観測所の地上気象観測装置による風速データをもとに作成しているが、その数は必ずしも十分ではない。今後は、地域気象観測システム(アメダス)などの風速データを追加し、風力発電の集合化効果を分析する必要がある。将来の気候変動に伴う風速の変化(平均とバリエーションのみならず時刻シフト)も考慮した感度分析を行うことが望まれる。

今回の推計には、風力・太陽光発電が火力発電と比較して十分に安価である、あるいは、送電制約・需要制約に達しない限りは、発電した電力がすべて供給されるといった条件を想定した。今後は、火力発電に対する建設費用を含む経済性を考慮した分析が必要である。

最後に、本分析では、東北電力との連系線の運用は、すべてのシナリオにおいて2018年度と同様とした。今後は、とくに長期的に再エネの発電コストが十分に低くなった状況下では、東北電力管内などの、広範囲な系統と併せて、北海道外需要地への送電の可能性など、連系線をより活用できる条件での分析が有益であると考えられる。

謝辞

本分析を進めるにあたり、数多くの専門家の皆様から貴重なご助言を賜りました。IGES松尾直樹上席研究員には分析に係る論点整理など数多くのご助言を頂きました。日本風力開発株式会社板橋正明様には、北海道における電力系統の状況についてご意見を頂きました。IGES森秀行所長ならびに江口博行統括研究ディレクターより、大所高所のご意見を頂きました。そして、本分析に対して、貴重なご知見、ご支援をその他の多くの方々からも頂きました。深く感謝を申し上げます。

参考文献

- [1] 経済産業省, エネルギー基本計画(第5次), 経済産業省資源エネルギー庁, 東京, 2018.
- [2] 安田陽, 送電線空容量問題の本質を探る -問題は、技術論ではなく制度設計-, 日本風力発電協会誌. 14 (2017) 75-84. <http://jwpa.cloud/wp-content/uploads/2019/10/jwpa-mag.pdf>.
- [3] 京都大学再生可能エネルギー講座, 送電線空容量問題への提言, 京都, 2018. http://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/wp-content/uploads/2018/02/2017-2-honbun.pdf.
- [4] 東京電力パワーグリッド株式会社, 千葉方面における再生可能エネルギーの効率的な導入拡大に向けた「試行的な取り組み」について, 2019. https://www.tepco.co.jp/pg/company/press-information/press/2019/1515133_8614.html.
- [5] 資源エネルギー庁, 送電線「空き容量ゼロ」は本当に「ゼロ」なのか? ~再エネ大量導入に向けた取り組み, 東京, 2017. <https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/akiyouryou.html>.
- [6] 資源エネルギー庁, 電力ネットワークの次世代化: 系統制約の克服に向けた送電線設備の増強・利用ルールの高度化, 東京, 2020.

- [7] EU, Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC, Document 32009L0072, 2017. <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2009/72/oj>.
- [8] FERC, Order No. 888, Washington, DC, 1996. <https://www.ferc.gov/industries-data/electric/industry-activities/open-access-transmission-tariff-oatt-reform/history-oatt-reform/order-no-888>.
- [9] 安田陽, 山家公雄, 北海道・東北地方の地内送電線利用率分析と風力発電大量導入に向けた課題, 風力エネルギー利用シンポジウム. 39 (2017) 488–491.
- [10] R. Komiyama, Y. Fujii, Optimal integration assessment of solar PV in Japan's electric power grid, *Renew. Energy*. 139 (2019) 1012–1028. doi:10.1016/j.renene.2019.02.130.
- [11] 三菱総合研究所, 平成28年度低炭素社会の実現に向けた中長期的再生可能エネルギー導入拡大方策検討調査委託業務報告書, 東京, 2017. <https://www.env.go.jp/earth/report/h29-03/>.
- [12] 東仁, 福留潔, 蓑津真一郎, 野中俊介, 荻本和彦, 片岡和人, 連系線によるエネルギーと需給調整力融通を含む電力需給解析手法, 電気学会論文誌B. 137 (2017) 83–92.
- [13] P. Merk, R. Kuwahata, S. Rabe, T. Wakeyama, S. Ichimura, D. Pescia, Integrating renewables into the Japanese power grid by 2030, Tokyo, 2019. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Japan_Grid/148_Agora_Japan_grid_study_WEB.pdf.
- [14] 杉山達彦, 小宮山涼一, 藤井康正, 全国の電力基幹系統を考慮した最適電源構成モデルの開発と太陽光・風力発電大量導入に関する分析, 電気学会論文誌B. 136 (2016) 864–875.
- [15] Y. Matsuo, S. Endo, Y. Nagatomi, Y. Shibata, R. Komiyama, Y. Fujii, A quantitative analysis of Japan's optimal power generation mix in 2050 and the role of CO₂-free hydrogen, *Energy*. 165 (2018) 1200–1219. doi:10.1016/j.energy.2018.09.187.
- [16] 川上恭章, 松尾雄司, エネルギーシステム技術選択モデルによる GHG80%削減分析: 気象条件が技術選択や GHG 削減費用に与える影響, エネルギー・資源学会論文誌. 41 (2020) 68–76.
- [17] 環境省, REPOS(再生可能エネルギー情報提供システム), (2019). <http://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/index.html>.
- [18] 北海道電力ネットワーク株式会社, 系統空容量マップ(187kV以上), 札幌, 2020. https://www.hepco.co.jp/network/con_service/public_document/bid_info.html.
- [19] S. Blumsack, J. Xu, Spatial variation of emissions impacts due to renewable energy siting decisions in the Western U.S. under high-renewable penetration scenarios, *Energy Policy*. 39 (2011) 6962–6971. doi:10.1016/j.enpol.2010.11.047.
- [20] Exeter Associates, Long-Term Electricity Report for Maryland, Maryland, 2011. <https://msa.maryland.gov/megafile/msa/speccol/sc53300/sc53339/000113/013000/013994/unrestricted/20110818e-003.pdf>.
- [21] 北海道電力ネットワーク株式会社, 2018年度分潮流実績(送電線), 札幌, 2020. https://www.hepco.co.jp/network/con_service/public_document/bid_info.html.
- [22] 北海道電力ネットワーク株式会社, 2018年度分潮流実績(変圧器), 札幌, 2020. https://www.hepco.co.jp/network/con_service/public_document/bid_info.html.
- [23] 北海道電力ネットワーク株式会社, 北海道エリアの需給実績, 2020. https://www.hepco.co.jp/network/renewable_energy/fixedprice_purchase/supply_demand_results.html.
- [24] 北海道電力ネットワーク株式会社, 送変電設備のインピーダンス(ループ系統), 札幌, 2020. https://www.hepco.co.jp/network/con_service/public_document/bid_info.html.
- [25] 北海道電力ネットワーク株式会社, 系統空容量一覧表(187kV以上), 東京, 2020.
- [26] 火力原子力発電技術協会, 火力・原子力発電所設備要覧(平成29年改訂版), 平成29年改訂版, 火力原子力発電技術協会, 東京, 2017.
- [27] 資源エネルギー庁, 電気事業便覧2019年版, 経済産業調査会, 東京, 2019.
- [28] World Bank, Commodity Markets, Washington, DC, 2020. <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets#1>.
- [29] 資源エネルギー庁, スポットLNG価格調査, 東京, 2020.

- <https://www.meti.go.jp/statistics/sho/slng/result-2.html>.
- [30] 資源エネルギー庁, 石油製品価格調査, 東京, 2020.
https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/petroleum_and_lpgas/pl007/results.html.
- [31] 日本内航海運組合総連合会, 燃料油, 東京, 2020. <http://www.naiko-kaiun.or.jp/datastock/data-stock03.php>.
- [32] 電力土木技術協会, 水力発電所データベース, 2020. <http://www.jepoc.or.jp/hydro/>.
- [33] 国土交通省, 一級河川における水力発電施設諸元一覧, 2010.
https://www.mlit.go.jp/river/toukei_chousa/kasen/jiten/suiryoku/.
- [34] 水力発電所位置検索データベース, 2020. <http://kisnet.dip.jp/~aika/hatuden/index.htm>.
- [35] 気象庁, 過去の気象データ・ダウンロード, 東京, 2020.
<http://www.data.jma.go.jp/gmd/risk/obsdl/index.php>.
- [36] 北海道電力ネットワーク株式会社, 系統構成(実績), 札幌, 2020.
https://www.hepco.co.jp/hepcowwwsite/network/con_service/public_document/pdf/sys_config_results.pdf.
- [37] 経済産業省, 総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会省エネルギー小委員会火力発電に係る判断基準ワーキンググループ取りまとめ, 東京, 2018.
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/sho_energy/karyoku_hatsuden/pdf/20180330005_01.pdf.
- [38] 北海道電力株式会社, 泊発電所のこれまでの実績, 札幌, 2020.
<http://www.hepco.co.jp/energy/atomic/data/availability.html>.
- [39] EU, Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003, Document 32009R0714, 2009. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32009R0714>.
- [40] IRENA, Planning for the Renewable Future: Long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies, Abu Dhabi, 2017.
- [41] IRENA, Power System Flexibility for the Energy Transition, Part 2: IRENA FlexTool methodology, Abu Dhabi, 2018.
- [42] 電力広域的運営推進機関, 広域系統長期方針における用語集, 東京, n.d.
https://www.occto.or.jp/kouikikeitou/chokihoushin/files/170510_choukihoushin_yougo.pdf.
- [43] 水力発電に関する研究会, 水力発電に関する研究会中間報告, 東京, 2008.
<https://www.meti.go.jp/report/downloadfiles/g80725a01j.pdf>.
- [44] 北海道電力株式会社, 発電機出力リアルタイムデータ, 札幌, 2020.
http://www10.hepco.co.jp/gen_out_realtime.html.
- [45] K.S. Ratnam, K. Palanisamy, G. Yang, Future low-inertia power systems: Requirements, issues, and solutions - A review, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 124 (2020) 109773. doi:10.1016/j.rser.2020.109773.

付録 各ノードの電力需要データの作成手法

本分析において、各ノードの電力需要は式(A.1)によって求めた。ここで $D_{i,t}$ は、ノード i の時間 t における電力需要を示す。 $TF_{i,t}$ は、変電所(ノード) i 、時間 t における1次電圧(275kV)から2次電圧(187kV以下)へ降圧した電力量を示す。 $G_{j,t}$ は、ノード i 内(すなわち187kV以下)に接続される電源 j 、時間 t における発電電力量を示す。

$$D_{i,t} = TF_{i,t} + \sum_j G_{j,t} \quad \text{式(A.1)}$$

電源 j のうちノード i 内に接続される火力発電の発電電力量は、式(A.2)によって求めた。ここで、 $G_{Ti,t}$ は、ノード i 内の火力発電単位時間あたりの発電電力量(MWh/h)を示す。 $G_{TA,t}$ は、北海道内すべての火力発電の単位時間あたりの発電電力量(MWh/h)、 $G_{Tk,t}$ は、275kV送電線に接続する火力発電所 k の単位時間あたりの発電電力量を示す。 C_{TA} は、北海道内すべての火力発電の設備容量(MW)、 C_{Tk} は275kV送電線に接続する火力発電所 k の設備容量(MW)、 C_{Ti} はノード i 内の火力発電設備容量合計(MW)を示す。

$$G_{Ti,t} = (G_{TA,t} - \sum_k G_{Tk,t}) \times \frac{C_{Ti}}{C_{TA} - \sum_k C_{Tk}} \quad \text{式(A.2)}$$

電源 j のうちノード i 内に接続される水力発電の発電電力量は、式(A.3)によって求めた。ここで、 $G_{Hi,t}$ は、ノード i 内の水力発電単位時間あたりの発電電力量(MWh/h)を示す。 $G_{HA,t}$ は、北海道内すべての水力発電の単位時間あたりの発電電力量(MWh/h)を示す。 C_{HA} は、北海道内すべての水力発電の設備容量(MW)、 C_{Hi} はノード i 内の水力発電設備容量合計(MW)を示す。

$$G_{Hi,t} = G_{HA,t} \times \frac{C_{Hi}}{C_{HA}} \quad \text{式(A.3)}$$

電源 j のうちノード i 内に接続される風力発電及び太陽光発電の発電電力量は、それぞれ、式(A.4)、式(A.5)によって求めた。ここで、 $G_{Wi,t}$ は、ノード i の風力発電の単位時間あたりの発電電力量(MWh/h)を示す。 $G_{WA,t}$ は、北海道内すべての風力発電の単位時間あたりの発電電力量(MWh/h)を示す。 C_{Wi} はノード i 内の風力発電設備容量合計(MW)を示し、 $S_{i,t}$ はノード i の時間当たりの平均風速(m/s)を示す。また、 $G_{Si,t}$ は、ノード i の太陽光発電の単位時間あたりの発電電力量(MWh/h)を示す。 $G_{SA,t}$ は、北海道内すべての太陽光発電の単位時間あたりの発電電力量(MWh/h)を示す。 C_{Si} はノード i 内の太陽光発電設備容量合計(MW)を示し、 $R_{i,t}$ はノード i の時間当たりの平均日射量(MJ/m²)を示す。

$$G_{Wi,t} = G_{WA,t} \times \frac{C_{Wi} \times S_{i,t}^3}{\sum_i C_{Wi} \times S_{i,t}^3} \quad \text{式(A.4)}$$

$$G_{Si,t} = G_{SA,t} \times \frac{C_{Si} \times R_{i,t}}{\sum_i C_{Si} \times R_{i,t}} \quad \text{式(A.5)}$$

公益財団法人 地球環境戦略研究機関 (IGES)

気候変動とエネルギー領域

〒240-0115 神奈川県三浦郡葉山町上山口 2108-11

Tel: 046-826-9605 Fax: 046-855-3809 E-mail: ce-info@iges.or.jp

www.iges.or.jp

この出版物の内容は執筆者の見解であり、IGES の見解を述べたものではありません。

©2020 Institute for Global Environmental Strategies. All rights reserved.