

実潮流に基づく送電系統運用を行った場合の 東日本の再生可能エネルギー導入量評価

栗山昭久¹、劉憲兵²、内藤克彦³、津久井あきび⁴

概要

2020年10月26日、菅首相が所信表明演説にて、「2050年までに、日本の温室効果ガスの排出を全体としてゼロにする、すなわち2050年カーボンニュートラル、脱炭素社会の実現を目指すこと」を宣言し、再生可能エネルギー（以下、再エネ）の最大限の導入等にも言及した。既存の送電設備を効率的に活用し、再エネ電力を最大限に利用するための有効な手段の一つとして、実潮流に基づく送電系統運用がある。

本研究では、日本国内の中でも陸上・洋上風力のポテンシャルが多く存在するとともに、東京を中心とした電力大需要地がある、東日本全域（北海道地域、東北地域、関東地域から構成される）を対象とし、既存の送電設備のままで効率的な送電線混雑管理に資する実潮流に基づく送電系統運用を行った場合の電力需給シミュレーションを行った。分析する際には、発電側の設定変化に対する結果の差異を検証するために、Base、RE及びRE+Nucの3つのシナリオを想定した。各シナリオの条件を以下の表にまとめる。

項目	シナリオ		
	Base	RE	RE+Nuc
電力需要	2018年度実績値		
風力・太陽光 設備容量	2018年度実績値 陸上風力:2GW 太陽光:20GW	陸上風力:12GW(2018年度の6倍) 洋上風力:8GW(2018年度は導入実績なし) 太陽光:42GW(2018年度の約2倍)	
原発	稼働なし		
電源運用	<ul style="list-style-type: none"> 適合性審査状況等も踏まえ設定 		
送電線運用	<ul style="list-style-type: none"> 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) 非揚水式水力発電(設備容量は、2018年度の状況と同様に10GW)の運用について、調整池式及び貯水池式の水力発電の調整力を考慮 揚水式水力発電(設備容量は、2018年度の状況と同様に7GW)の運用について、設備容量(発電時及び揚水時)、貯水可能量などを考慮。 		
	実潮流に基づく送電系統運用(基幹系統)、地域間連系線の最大活用 <ul style="list-style-type: none"> 基幹系統の運用容量は、公表されている年間一律の2018年度の運用容量 北海道地域—東北地域:旧北本連系線(函館変換所—上北変換所ルート)及び新北本連系線(北斗変換所—今別ルート変換所) 東北地域—関東地域:南相馬変電所—南いわき開閉所ルート 		

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

分析の結果、2018年度実績とBaseシナリオの比較から、各電力会社管内において各自の送配電系統利用ルールに基づく運用結果と東日本3社の送電線と連系線を一体的に管理し、実潮流に基づく送電系統運用結果の差異を明らかにした。特に、Baseシナリオにおける北海道—東北地域間及び東北—関東地域間連系線の設備利用率は2018年度実績よりも高い。

Baseシナリオを基盤とするが、風力・太陽光発電の設備容量を多く想定するREシナリオでは、東日本全域での陸上風力発電、洋上風力発電、太陽光発電の出力抑制率はそれぞれ、0.6%、0.7%、0.8%になった。年間の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(風力・太陽光・水力・地熱・バイオマス)」の比率がそれぞれ、26%、33%となった(2018年度実績及びBaseシナリオは、それぞれ、7%、14%)。REシナリオを基盤とするが、原子力発電の稼働を想定するRE+Nucシナリオでも、REシナリオとの比較から東日本全域の再エネの発電電力量、出力抑制率に大きな影響を与えず、原子力発電の代わりに火力発電の発電電力量を下げた。その結果、電力供給量における非化石電源発電電力量の比率は43%になった。

REシナリオとRE+Nucシナリオにて、各電力会社の系統空容量マップにおいて、「空容量なし」とされる送電線についても、一部の送電線の部分的な時間帯で運用容量上限まで達するものの、運用容量の範囲内で送電線の運用が可能であった。なお、本分析では公表されている年間一律の運用容量を各送電線の送電容量として用いた。

3つのシナリオ分析の結果から、本分析で置いた前提¹の範囲内では、1)実潮流に基づく送電系統運用の導入、2)火力発電の調整力の活用、3)揚水式、非揚水式のうち調整池式及び貯水池式の水力発電の調整力の活用を行うことで、陸上風力を12GW(2018年度の6倍、風力発電協会が2019年に示した陸上風力発電の2030年目標)、洋上風力を8GW(2018年度は導入実績なし、官民協議会が示す洋上風力発電の2030年目標)、太陽光発電の設備容量を42GW(2018年度の2倍、太陽光発電協会が示す太陽光発電の2030年目標)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発電電力を供給できることが示された。

¹ 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。電力需要は2018年度実績値と同値。分析の対象は東日本全域。

目次

1. はじめに	4
2. 分析の目的及び対象地域	4
2.1 分析の目的	4
2.2 対象となる東日本全域	5
3. 分析手法及びデータ	7
3.1 分析手法及び分析用ツール	7
3.2 分析用データ	8
3.3 分析のシナリオ設定	11
4. 分析結果	14
4.1 電源別発電電力量構成及び再エネ抑制率に関わる推計結果	14
4.2 時間当たりの電力供給構成に関わる分析結果	17
4.3 送電線に関わる分析結果	21
5. 結論	25
6. 今後の課題	26
謝辞	27
参考文献	28
付録1. 分析に用いたトポロジー	30
付録2. シナリオ別地域別の時間当たり電源構成	33
付録3. 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	36
付録4. REシナリオにおける各送電線の年間利用率一覧	37

図目次

図 1 東日本全域における基幹系統の送電線概要図及び洋上風力促進区域の位置	6
図 2 本分析の手順	7
図 3 火力発電の運転費用に関する参考文献の推定値及び本分析で用いた設定値	10
図 4 本分析におけるシナリオ別電源別設備容量	14
図 5 地域別シナリオ別電源別発電電力量構成(年間)	16
図 6 3つのシナリオにおける5月5日前後と1月25日前後の東日本全域の電力供給状況	20
図 7 シナリオ別の地域間連系線の年間持続曲線(時間解像度は1時間)	21
図 8 REシナリオにおける地域別基幹系統の送電線の利用率のヒストグラム	22
図 9 北海道地域において利用率が上がる方向に最も差異のある2つの送電線の年間持続曲線(時間解像度は1時間)	23
図 10 東北地域において利用率が上がる方向に最も差異のある2つの送電線の年間持続曲線(時間解像度は1時間)	24
図 11 関東地域において利用率が上がる方向に最も差異のある2つの送電線の年間持続曲線(時間解像度は1時間)	24

表目次

表 1 分析に用いたデータ諸元	9
表 2 3つのシナリオで設定した系統運用に関わる条件	12
表 3 REシナリオ及びRE+Nucシナリオにおける風力・太陽光発電の出力抑制率	17

1. はじめに

2018年7月に閣議決定された『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。2020年10月には、菅首相が所信表明にて、「2050年までに、温室効果ガスの排出を全体としてゼロにする、すなわち2050年カーボンニュートラル、脱炭素社会の実現を目指すこと」を宣言し[2]、再生可能エネルギー(以下、再エネ)の最大限の導入にも言及した。再エネの最大限の導入には、様々な課題やそれに対応する技術が議論されている[3-5]。本分析では、電力系統に空き容量がないために再エネが接続できないという送電系統運用に関する制度上の課題に着目する。

再エネを最大限に導入する有効な手段の一つとして、混雑が発生している送電線に対し、実潮流に基づく送電系統運用²を行い、既存の送電設備をより効率的に運用することが挙げられる。例えば、栗山ら[6]は、北海道地域の275kVの送電線網を対象に、実潮流に基づく送電系統運用のもとで、系統運用シミュレーションを行った。その結果、現行制度で規定される空き容量の観点から再エネの導入が難しいとされている送電線についても、実潮流に基づく送電系統運用の下では、再エネによる電力を含む潮流が送電線の運用容量を超えずに系統運用できることを明らかにした。本研究は、栗山ら[6]の方法論やシミュレーションツールを用いて分析対象を東日本全域に拡大したものである。

本稿で用いる用語を次のように定義する。「風力・太陽光発電」とは陸上風力発電、洋上風力発電、太陽光発電のことであり、「再エネ発電」とは、陸上風力発電、洋上風力発電、太陽光発電、非揚水式水力発電、地熱、バイオマス発電である。「非化石電源」とは、「再エネ発電」に原子力発電を加えたものである。なお、水力発電は、揚水式発電と非揚水式水力発電の二つに分類される。さらに、非揚水式水力発電は、流れ込み式、貯水池式、調整池式水力発電の3つの発電形式に分類される。水力発電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³。また、「火力発電」は、石炭火力、石油火力、ガス火力の3つの発電形式に分類される⁴。

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、50Hzの送電の行われている北海道電力ネットワーク株式会社管内(以下、北海道地域)、東北電力ネットワーク株式会社管内(以下、東北地域)、東京電力パワーグリッド株式会社管内(以下、関東地域)からなる地域(以下、東日本全域)を対象に、現状よりも多くの陸上風力、洋上風力、

² 本稿では、「実潮流に基づく送電系統運用」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。例えば、EU規則「Commission Regulation(EU)2015/1222」第20条で、「capacity calculation methodologies shall be a flow-based approach」と規定されているように、欧米では、「flow-based」すなわち「実潮流管理」が採用されている。

³ 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>。

⁴ 本分析におけるシミュレーションでは、さらに詳細な燃料種別に燃料価格を設定している。

及び太陽光発電(以下、風力・太陽光発電)の設備容量が導入された状況を想定したシナリオにおいて(その他の電源は2018年度の状況と同じと想定)、既存の送電設備のままで実潮流に基づく送電系統運用を行った場合の電源構成や風力・太陽光発電の出力抑制率を試算することである。加えて、各地域内の基幹系統の送電線のうち、送電線の利用率(すなわち、混雑状況)と利用率の変化に着目して選定した送電線について、年間持続曲線(Duration curve)をもとに、運用状況を分析する。

基幹系統⁵の送電線も考慮して再エネの導入可能量を分析した主な研究として、Komiyama and Fujii (2017)[7]やKomiyama and Fujii (2021)[8]があげられる。特に、Komiyama and Fujii (2021)[8]は、日本全国で383箇所のノードと472本のブランチについて1時間毎のデータをもとにOPGM(Optimal power generation mix model)を用いて通年分析をしており、本分析と同程度の空間・時間解像度で分析を行っている。

これらの既存研究と違って、本分析の利用ツールやデータの特徴として、以下の2点があげられる。第一に、ABB Power Grids Japan株式会社(以下、APG社)が提供するPROMODを使用したシミュレーションを行っている。PROMODは実潮流に基づく送電系統運用シミュレーションツールとして、2017年時点で、北米で272件、欧州で27件、豪州太平洋地域で11件の導入実績がある[9]。日本では、電力広域的運営推進機関(OCCTO)がPROMODの永続ライセンスを取得している[10]。第二に、本分析のノード毎の需要データを作成する際に、各電力会社が公開する2018年度の毎時の1年間分のデータを統一的に用いていることである。そのため、系統や時間ごとの需要は現在の実情に近い分析を行っている。従って、本研究での分析結果は、APG社がライセンス提供をするPROMODを使用し、上記のような公開情報を活用すれば、だれもが再現できるものであり、高い透明性や汎用性を有している。また、1時間ごとの電力需給及び各地域内の基幹系統の送電線運用容量を扱う分析により、需要制約及び送電制約を考慮した年間の出力抑制の評価等が初めて可能となる。

2.2 対象となる東日本全域

日本には一般送配電事業者が10社あるが、中でも北海道地域と東北地域における風力発電のポテンシャルは、陸上風力・洋上風力ともに日本最大である。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東日本全域の陸上風力発電ポテンシャル⁶は、年間発電電力量ベースで553TWh、設備容量ベースでは227GWと推計されている[11]。年間平均風速が6.5m/s以上の風況に位置する東日本全域の着床式洋上風力発電ポテンシャルは、年間発電電力量ベースで612TWh、設備容量ベースでは199GWと推計されている[11]。東日本全域の陸上風力と着床式洋上風力のポテンシャルの合計(1,165TWh)は、2018年度の日本全国の電力需要量(898TWh)を超える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。実際に、風力発電協会が2014年に公表した「風力発電導入ポテンシャルと中長期導入目標v4.3」[12]における2030年目標値では、東日本全域の陸上風力の導入目標は日本全体の目標の4割を占めている。

⁵ 各一般送配電事業者の上位2電圧の送変電などの設備とする。

https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyoo/non_firm.html

⁶ 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。

着床式洋上風力について、「洋上風力産業競争力強化に向けた官民協議会」が2020年12月15日に公表した導入目標[13]によると、東日本全域の2030年導入目標上限値は7.8GWであり、これは日本全体の目標の6割を占めている。さらに、海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律(以下、再エネ海域利用法)では、洋上風力発電の促進区域が2021年2月時点で、「秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖」、「秋田県由利本荘市沖(北側)」、「秋田県由利本荘市沖(南側)」、「千葉県銚子市沖」、「長崎県五島市沖」の5区域指定されており、そのうち4区域は東日本全域に位置する[14]。太陽光発電についても、REPOS[11]が示すポテンシャルのうち5割を東日本全域が占めている。このため、今後の風力・太陽光発電の導入に向けて東日本全域における分析は重要である。

しかし、図 1に示すとおり、各電力会社が公表する系統空き容量マッピング[15-17]では、多くの基幹系統の送電線は「空容量なし」とされている。特に、東日本全域における洋上風力発電の促進区域付近の送電線はいずれも「空容量なし」である。発電設備等を送電系統に連系するに当たり、空き容量がある場合は系統増強費用が不要となるが、空き容量がなくなった場合には、それ以降接続を希望する発電事業者が増強費用を負担しなければならず、大規模な対策工事が必要となる場合には巨額の負担となることが指摘されている[18]。その一方で、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、「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ことも指摘されている[19]。このように、東日本全域で、風力・太陽光発電などの再エネからの電力を各需要地へ送電することに現行の送電線の運用ルール上の制約がある中で、改正が検討されている状況である[20]。

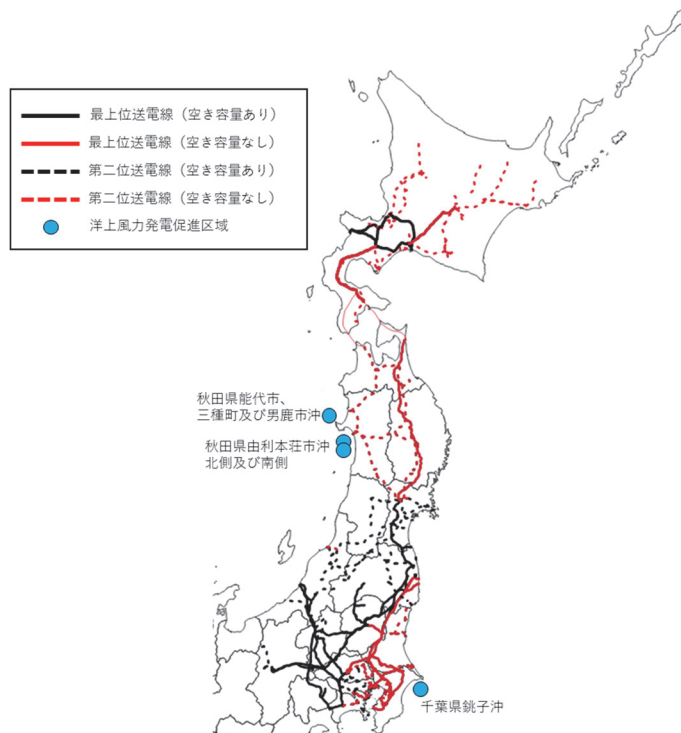


図 1 東日本全域における基幹系統の送電線概要図及び洋上風力促進区域の位置

注：基幹系統の送電線とは、北海道地域における 275kV 送電線、東北地域、関東地域における 500kV 送電線を指す。二位送電線とは、北海道地域における 187kV 送電線、東北地域、関東地域における 275kV 送電線を指す。
 出典：北海道電力ネットワーク株式会社資料[15]、東北電力ネットワーク株式会社資料[16]、東京電力パワーグリッド株式会社資料[17]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

本分析は東日本全域を対象とし、時間解像度は1時間、1年間8,760時間の解析を行った。分析は、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(詳細は、栗山ら[6]の付録参照)した上で、基幹系統の送電線における潮流解析を実施する。ここで、ノードは、北海道地域の275kV及び187kVの交流送電線が接続する変電所及び開閉所、並びに東北地域及び関東地域の500kV及び275kVの交流送電線が接続する変電所及び開閉所と定義する。各ノードには、1時間ごとの電力需要が設定され、また複数の発電所が接続されることになる。ただし、開閉所や主要な下位系統がない変電所は、基幹系統の送電線の結節点(電力需要や発電設備が含まれないノード)としてのみ機能することを想定した。ノードを繋ぐブランチ(送電線)は、これらのノードを結ぶ基幹系統の送電線と3つの送配電会社同士の連系線⁷とした。ノードとブランチの関係性を示す各地域のトポロジーは付録1に示し、本分析の手順を図 2に示す。分析手順の詳細は栗山ら[6]を参照されたい。

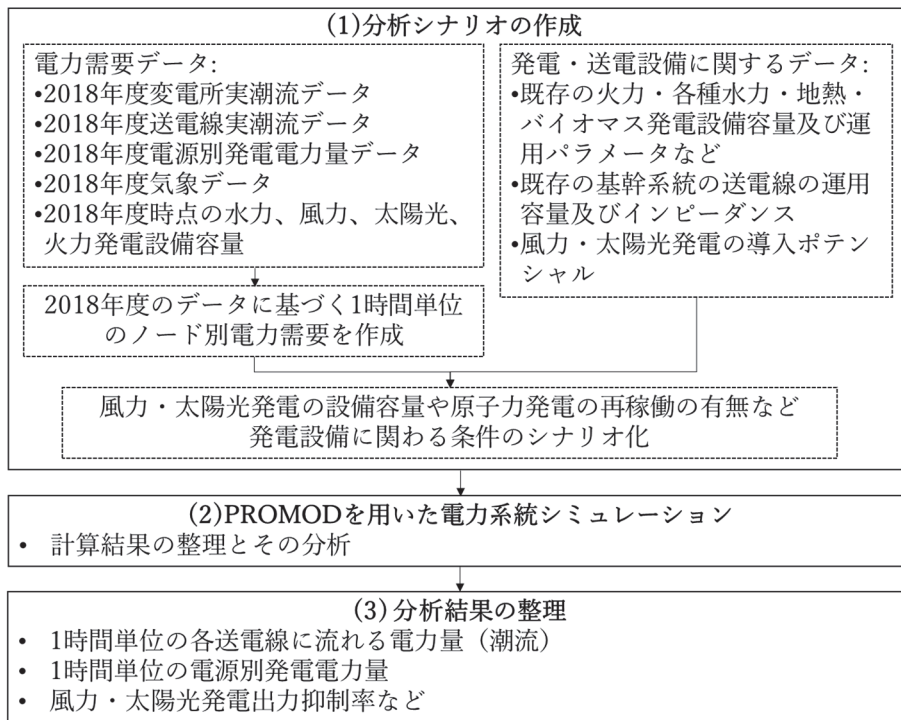


図 2 本分析の手順

前述のように、本分析のシミュレーションツールとしては、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トできることが特徴であり、系統の運用容量やトポロジー制約、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・時間毎の需要を入力とし、直流通近による潮流計算を行い、送電制約を満たしつつ、出力として時間毎の電源の発電指令とこれに伴

⁷ 2018年度の東京電力—中部電力間の電力融通量(MWh)は、東京電力管内の電力供給量の0.5%であったため、本分析では扱っていない。

う系統の潮流をシミュレートできるソフトウェアである。PROMODは、メリットオーダー方式による電源の運転費用に基づく経済的電源選択を原則としつつ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ユニットコミットメント(SCUC: Security constrained unit commitment)により電源選択を行い、セキュリティ制約経済負荷配分(SCED: Security constrained economic dispatch)により発電出力指令をシミュレートする[21,22]。なお、PROMODでは、マストラン電源設定や石炭火力の最低出力の調整により、日本の従来型の電源運用に近いシミュレーションを行うこともできる。また、PROMODでは、位相調整機(PAR)による無効電力の効果を加味したシミュレーションを行うことができるが、基本的に有効電力を扱っている。

日本においては、現状では基本的に各電力会社管内において各送配電系統利用に関するルール⁸に基づき需給調整が行われ、これに電力会社間の連系線を利用した広域の取引や電力会社間の過不足の調整が加えられている。一方で、EUにおいては、Entso-eに加盟する42の送電系統運用者(Transmission system operator)⁹を一体的に運用することで、EU全体での送電管理が行われている。従って、本分析で扱う2018年度実績値は、日本の個別電力会社管内管理による潮流であるが、分析のシミュレーションは、EUのように東日本3社の送電線と連系線を一体的に管理を行っているという系統運用に関わる前提の違いがある。

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)の各発電設備の発電電力量及び各送電線に流れる電力の量とその方向になる。また、シミュレーションによる出力結果を用いて、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算出することができる。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、東日本全域の各送配電会社が公表した2018年度の潮流実績(送電線及び変圧器)[17,23-26]、需給実績データ[27-29]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。想定する個々の風力・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、東日本全域の各送配電会社が公表する系統空容量マップ[15,16,30]やGoogle社が開発したGoogle Earth、ウェブ上で世界の送電網が閲覧できるOpen Infrastructure Map[31]を活用して特定した。送電線の運用容量¹⁰及びインピーダンスについては、東日本全域の各送配電会社による公開情報[18、22-26]を利用した。

⁸ 詳細は以下のウェブサイト参照。(https://www.hepco.co.jp/network/con_service/stipulation/rule.html; <https://nw.tohoku-epco.co.jp/consignment/system/rule/>; <https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/rule-tr-dis/>)

⁹ 詳細は以下のウェブサイト参照。(www.entsoe.eu/about/)

¹⁰ 時間帯毎の運用容量は公表されていないことから、本分析では、公表されている年間一律の運用容量を用いた。

表 1 分析に用いたデータ諸元

データ項目	データ根拠
電力需要実績	東日本全域の各送配電会社が公表する2018年度潮流実績(送電線及び変圧器)[17,23-26]及び需給実績データ[27-29]。
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[37]や電気事業便覧[38]などで整合性を確認。)に基づき、発電ユニット毎に整理。各種の火力発電の燃料価格及びCO ₂ 対策費は、海外電力調査会[39]、総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループの報告[40]。
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[41]、国土交通省一級河川における水力発電施設諸元一覧[42]、水力発電所位置検索データベース[43]及び東日本全域の各送配電会社が公表する2018年度需給実績[27-29]。
陸上風力発電	<ul style="list-style-type: none"> 風力発電協会が収集するプラント別設備容量データ、東日本全域の各送配電会社が公表する2018年度需給実績[27-29]。 日本全国及び地域別の設備容量目標値は風力発電協会[12]を参照。 気象庁公開の風速データ[44]。 電源の設備利用率(発電容量に対する発電電力量への変換値)及び設置場所は REPOS[11]を参照。 パワーカーブは牛山[45]を参照。
洋上風力発電	<ul style="list-style-type: none"> 日本全国及び地域別の設備容量目標値は官民協議会の目標値[13]。 気象庁公開の風速データ[44]。 電源の設備利用率(発電容量に対する発電電力量への変換値)は REPOS[11]を参照。 パワーカーブは牛山[45]を参照。
太陽光発電	<ul style="list-style-type: none"> 日本全国及び地域別の設備容量目標値は太陽光発電協会[46]を参照。 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[44]及び東日本全域の各送配電会社が公表する2018年度需給実績[27-29]。 太陽光発電ポテンシャル及び設置場所は REPOS[11]を参照。
地熱、バイオマス	APG社の提供する技術データ及び東日本全域の各送配電会社が公表する2018年度需給実績[27-29]。
送電線	東日本全域の各送配電会社が公表する「送変電設備のインピーダンス」及び「系統空容量一覧表」[17,32-36]参照。
変電所	系統構成図[16,17,33,47]、Google Earthによる衛星画像などから位置を特定。

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社からの発電ユニット¹¹毎のデータを用いた。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)[37]や電気事業便覧2019年版[38]等も用いて確認した。各送配電会社の基幹系統の送電線に直接つながっていない火力発電所は、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。

PROMODが電力系統運用をシミュレーションをする際には、発電所の運転に関わる費用を最適化する

¹¹ 発電機ならびにそれと一体となって発電に供される原動力設備、電気設備の综合体。設備容量の大きい発電所は、一つの発電所内に複数の発電ユニットが設置されていることが多い。

<https://www.safety-tohoku.meti.go.jp/denki/denkihoan/karyoku/tebiki/Q&A.htm>

ことから、主に燃料費、CO₂対策費に着目した。本分析で用いた燃料費、CO₂対策費と参考文献における燃料費、CO₂対策費との比較を図 3に示す。火力発電の燃料価格について、石炭火力発電及びガス火力発電は、海外電力調査会の資料[39]を参照した。石油火力発電の燃料価格及び各火力発電のCO₂対策費は、総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループ(以下、発電コスト検証WG)の報告[40]を参照した。発電コスト検証WG[40]においては、石炭火力、ガス火力、石油火力発電の燃料費、CO₂対策費の合計は、それぞれ8.5円/kWh、12.1円/kWh、24.2円/kWhである。しかし、海外電力調査会の資料[39]によるとLNGの市場価格の大幅な下落によって、2016年の燃料輸入価格実績に基づく、石炭火力、ガス火力の燃料費、CO₂対策費の合計は6.6円/kWh、6.7円/kWhと拮抗している。本分析では、運転費用として、燃料費、CO₂対策費に加えて、発電の出力に応じて変化する可変運転維持費を分析に加えた。石炭火力、ガス火力、石油火力の運転費用の代表値¹²はそれぞれ、0.4円/kWh、0.06円/kWh、0.06円/kWhである(APG社の提供する技術データ参照)。その結果、石炭火力、ガス火力、石油火力の運転維持費の代表値は7.0円/kWh、6.8円/kWh、24.3円/kWhとした。なお、本分析における原子力発電の運転維持費はこれらの火力発電の運転維持費よりも低い。

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[41]、国土交通省一級河川における水力発電施設諸元一覧[42]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[43]を用いた。

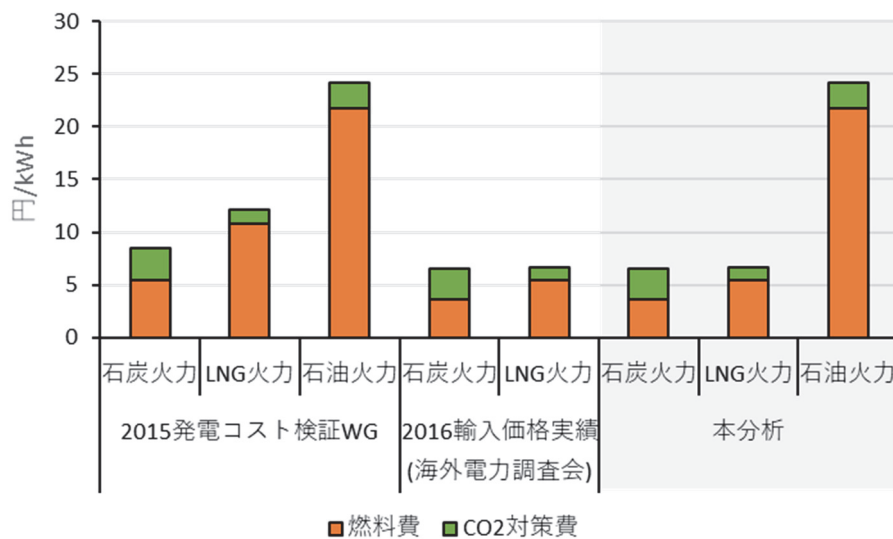


図 3 火力発電の運転費用に関する参考文献の推定値及び本分析で用いた設定値

陸上風力発電実績値については、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[44]及び東日本全域の各送配電会社が公表する需給実績[27-29]を参照した。さらに、風力発電の出力特性の一つである、カットイン及びカットアウトの風速を表現するために、牛山[45]を用いて、パワーカーブの曲線を作成した。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)

¹² 燃料費、CO₂対策費(発電のための燃料の使用に伴い排出されるCO₂対策に要する費用[40])は、発電所の熱効率や詳細な燃料種別によって発電所ごとに異なる。ここでは、代表的な発電所の費用を示している。

[11]及び風力発電協会が2019年に示した2030年目標値[12]を参照した。

洋上風力発電については着床式を想定し(実績値はゼロ)、シナリオで用いる風力発電の導入ポテンシャル容量は、官民協議会の洋上風力ビジョン[13]における2030年目標値の上限値を参照した。上限値を参照した理由は、既存の送電設備で洋上風力ビジョンの2030年の目標値を導入できるか分析するためである。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[44]及びREPOS[11]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。これらのデータには、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時間ごとの出力を計算するために、気象庁公開の日射量データ[44]及び東日本全域の各送配電会社が公表する需給実績[27-29]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REPOS[11]及び太陽光発電協会のビジョン[46]に示される2030年目標値を参照した。

各ノードに接続する水力、風力・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、市区町村の役所の位置と変電所の位置の最短距離に基づき特定し、送配電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位置と市区町村の役所の位置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東日本全域の各送配電会社が公表する需給実績[27-29]を利用した。

3.3 分析のシナリオ設定

本分析では、Baseシナリオ、REシナリオ及びRE+Nucシナリオの3つのシナリオを想定した(表 2参照)。

Baseシナリオは、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・太陽光発電の設備容量と発電電力量も共に、2018年度と同一と想定した。非揚水式水力発電のうち、調整池式または貯水池式の水力発電所は月別発電電力量が2018年度と同一という制約の下で、柔軟な運用を想定した¹³。流れ込み式水力発電は、月別発電電力量が2018年度と同一という制約の下で、出力一定を想定した。電力会社間の連系線は、2019年時点で運用されているものを対象とした。具体的には、北海道地域と東北地域との連系線は、旧北本連系設備と呼ばれる函館変換所—上北変換所ルート(600MW)及び新北本連系設備と呼ばれる北斗変換所—今別変換所ルート(300MW)を対象とする。東北地域と関東地域の連系線は、南相馬—南いわき開閉所ルート(5,830MW)を対象とする。すなわち、Baseシナリオと2018年度の実際の運用実績データを比較することで、実際の系統運用と実潮流に基づく系統運用の差異が明らかになる。Baseシナリオでは、東日本3社の送電線と連系線を一体的に管理することを想定しているため、系統運用に関わる制度、組織体制なども2018年度と異なる状況であることに留意が必要である。

¹³ 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[50]。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[51]。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。

表 2 3つのシナリオで設定した系統運用に関わる条件

項目	シナリオ		
	Base	RE	RE+Nuc
電力需要	2018年度実績値		
変動性 再エネ 設備容量	2018年度実績値 陸上風力:2GW 太陽光:20GW	陸上風力:12GW(2018年度の6倍) 洋上風力:8GW(2018年度は導入実績なし) 太陽光:42GW(2018年度の約2倍)	
原発	稼働なし		適合性審査状況等も踏まえ設定 <ul style="list-style-type: none"> ・ 泊3号機(北海道電力) ・ 東通1号機(東京電力) ・ 女川2号機(東北電力) ・ 柏崎刈羽6号機(東京電力) ・ 柏崎刈羽7号機(東京電力)
電源運用	<ul style="list-style-type: none"> ・ 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)。主な運転費用は図 3を参照。 ・ 非揚水式水力発電の設備容量は、10GW。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。 ・ 揚水式水力発電の設備容量は、7GW。運用について、設備容量(発電時及び揚水時)、貯水可能量などを考慮。 ・ 再エネについては、便宜的に流れ込み式水力、地熱、風力、太陽光の順に電力が供給される。調整池式及び貯水池式の水力発電、バイオマス発電は電力需給の状況に応じて給電する。 ・ 石狩湾新港ガス火力発電所1号機の稼働について、Baseシナリオでは、2018年度実績値との比較のため2019年2月からの稼働を想定し、REシナリオ及びRE+Nucシナリオでは、今後の既存設備の運用を分析することを目的とするため年間を通じた稼働を想定する。 		
送電線 運用	実潮流に基づく送電系統運用(基幹系統)、地域間連系線の最大活用 <ul style="list-style-type: none"> ・ 基幹系統の運用容量は、公表されている年間一律の2018年度の運用容量 ・ 北海道地域—東北地域:旧北本連系線(函館変換所—上北変換所ルート)及び新北本連系線(北斗変換所—今別ルート変換所) ・ 東北地域—関東地域:南相馬変電所—南いわき開閉所ルート 		

REシナリオは、Baseシナリオの想定のうち風力・太陽光発電の設備容量を風力発電協会、官民協議会、太陽光発電協会が示す2030年設備容量目標値を想定したものである(その他の想定はBaseシナリオと共通)。陸上風力については、風力発電協会が2019年に公表した「風力発電の主力電源化に向けた提案」[48]において、2030年の陸上風力の目標値が日本全体で26.6GWとしている¹⁴。また、風力発電協会が2014年に公表した「風力発電導入ポテンシャルと中長期導入目標v4.3」[12]において、2030年の陸上風力の設備容量目標値が電力会社の地域別に示されている。本分析では、「風力発電の主力電源化に向けた提案」[48]に示される26.6GWという日本全体の2030年目標値を、「風力発電導入ポテンシャルと中長期導入目標v4.3」[12]を用いて電力会社ごとの設備容量に按分した。洋上風力について、官民協議会は2020年に「洋上風力産業ビジョン(第1次)」を公表し、電力会社ごとの洋上風力発電設備容量の

¹⁴ 現行の長期エネルギー需給見通し[52]においては、2030年時点において 9.2GWの導入量が想定されている。一方で、経済産業省の総合エネルギー調査会基本政策部会資料(2021年4月13日)[53]では、陸上風力の導入見通しに関して、積み上げ計算を行った結果、現行政策努力を継続した場合には 13.3GW、政策強化した場合には 15.3GWという設備容量を推計していて、さらなる導入にむけての検討の中で、事業者団体からの意見として、合計として 18GW、さらには 6-8GW程度の上積みをも可能とする取り組み項目も示された(これらは風力発電協会へのヒアリングをベースとしている)。

2030年目標と2040年目標の範囲を示している中で、本分析では、2030年目標の上限値を用いた¹⁵。太陽光発電について、太陽光発電協会が2020年に「JPEAビジョン・PV OUTLOOK2050」[46]を公表し、日本全体の2030年の太陽光発電の設備容量を100GWとしている¹⁶。また、REPOSは、太陽光パネルの設置のしやすさを考慮したレベルを設定しており、レベル別及び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、太陽光発電協会が示す2030年に日本全体で100GWという設備容量目標値をREPOSのレベル2の設備容量を用いて、電力会社ごとの設備容量に按分した。その結果、対象地域においては、REシナリオにおける陸上風力、洋上風力、太陽光発電の設備容量は、それぞれ、12GW(2018年度の6倍)、8GW(2018年度は導入実績なし)、42GW(2018年度の約2倍)と設定した。これらの設備容量をREPOSのデータを用いて、年間の発電電力量に換算した。得られた年間の発電電力量をもとに、陸上・洋上風力発電については風速データ、太陽光発電については、日射量データを用いて1時間ごとの発電電力量を計算した。

RE+NucシナリオはREシナリオの想定のうち、適合性審査状況等も踏まえ、泊原子力発電所3号機、東通原子力発電所1号機、女川原子力発電所2号機、柏崎刈羽原子力発電所6号機及び7号機の合計5GWの原子力発電所の稼働を想定したシナリオとなっている。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%[49]とし、出力は年間を通して一定とした¹⁷。

なお、3つ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¹⁸。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、発電ユニットごとの発電電力量を計算した。

2018年度及びBaseシナリオにおける各種電源の設備容量とREシナリオ及びRE+Nucシナリオにおける各種電源の設備容量を図4に示す。REシナリオ及びRE+Nucシナリオでは、東日本全域で陸上風力発電(12GW)、洋上風力発電(8GW)、太陽光発電(42GW)、非揚水式水力発電(10GW)、地熱発電(0.3GW)の再エネの設備容量が合計で72GWとなる。2018年度の東日本全域の最小需要が29GW、最大需要が73GWであることから、東日本全域の電力需要と比較して設備容量ベースではほぼ同程度の再エネが導入されるシナリオであることが分かる。また、本分析で想定した設備利用率では、2018年度の東日本全域の電力需要量(402TWh)に対する再エネによる最大電力供給量(135TWh)の割合は、33%となる。

¹⁵ 上記脚注と同様に、現行の長期エネルギー需給見通しの数字は0.8GW(2030年)であり、基本政策部会資料では、現行政策努力ケースでは1.7GW、政策強化ケースでは3.7GWを見通している。さらなる上積みの可能性や方策に関しては示されていない。

¹⁶ 上記脚注と同様に、現行の長期エネルギー需給見通しの数字は64GW(2030年)であり、基本政策部会資料では、現行政策努力ケースでは87.6GWを見通している。政策強化ケースの数字はさらなる検討が必要として推計は行われていない。

¹⁷ 日本では定格熱出力一定運転が許可されており、本分析で対象とする原発にも適用されている[54-56]が、本分析では定格電気出力一定運転(定格値100%)を想定した。

¹⁸ 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。

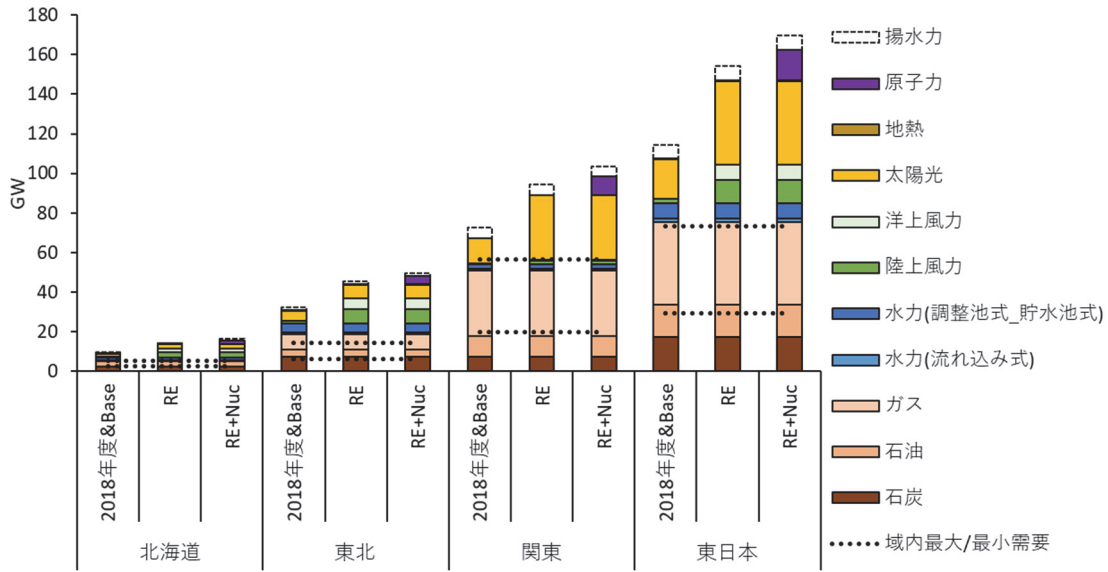


図 4 本分析におけるシナリオ別電源別設備容量

4. 分析結果

4.1 電源別発電電力量構成及び再エネ抑制率に関わる推計結果

図 5に、東日本全域の結果を示すとともに、地域間の差異をより明確にするために、北海道地域、東北地域、関東地域の電源別発電電力量構成を地域別シナリオ別に示す。

Baseシナリオでは、水力発電、風力・太陽光発電の時間毎の発電電力量が2018年度実績値と同じであるが、東日本3社の送電線と連系線が一体的に管理されることとなり、2018年度と比較して、石炭火力と石油火力の発電電力量が増加し、ガス火力の発電電力量が減少した。理由として、燃料価格や発電ユニットの熱効率など様々な要因が影響し、2018年度実績では利用率に余力のあった一部の石炭火力発電の出力や連系線の利用量が、Baseシナリオでは増加したためと考えられる。北海道地域及び東北地域にある石炭火力による発電電力量増加分が北海道地域から東北地域、東北地域から関東地域に送電された。なお、Baseシナリオと2018年実績値の東日本全域の火力全体の発電電力量はほぼ同量である。

東日本全域のREシナリオでは、石炭火力、ガス火力の発電電力量がともに2018年度比2割減少し、RE+Nucシナリオでは、石炭火力、ガス火力の発電電力量がともに2018年度比3割減少した。各送配電会社の地域において、風力・太陽光発電の増加によって、石炭火力、ガス火力が代替されているが、その代替割合は、火力発電所の発電効率や燃料価格や運転費用、立地に大きく影響を受けることから地域によって異なる。北海道地域のREシナリオでは、石炭火力の発電電力量が2018年度比6割減少した一方で、ガス火力の発電電力量は1TWhから4TWhと4倍に増加した。RE+Nucシナリオでは、石炭火力の発電電力量が2018年度比7割減少し、ガス火力の発電電力量は1TWhから3TWhと3倍に増加した。理由として、北海道地域では、地域内の需要に対して多くの風力・太陽光発電の設備容量を想定していることと、REシナリオ及びRE+Nucシナリオでは発電効率が60%を超える石狩湾新港ガス火力発電所1号機が年

間を通じて稼働することを想定しているためである。東北地域のREシナリオでは、石炭火力とガス火力の発電電力量がともに2018年度比3割減少した。RE+Nucシナリオでは、石炭火力の発電電力量は2018年度比5割、ガス火力の発電電力量は2018年度比4割減少した。関東地域のREシナリオでは、石炭火力の発電電力量はほとんど変化がなかった一方で、ガス火力の発電電力量は2018年度比2割減少した。RE+Nucシナリオでは、石炭火力の発電電力量が2018年度比1割減少した一方で、ガス火力の発電電力量は2018年度比3割減少した。

風力・太陽光発電の発電電力量全体の中の比率という視点では、Baseシナリオにおける東日本全域、北海道地域、東北地域、関東地域の比率は、それぞれ、7%、8%、11%、6%となり、2018年度実績と同様の値となり、2018年度の再エネ発電電力量の再現という観点からはシミュレーションの妥当性が確認された。REシナリオにおける比率は、それぞれ、26%、48%、53%、15%となった。RE+Nucシナリオにおける各地域の比率は、25%、45%、50%、15%となった。

また、再エネ電力全体の発電電力量全体の中の比率という視点では、Baseシナリオにおける東日本全域、北海道地域、東北地域、関東地域の比率は、それぞれ、14%、25%、27%、9%となり、2018年度実績と同様の値となった。REシナリオにおける比率は、それぞれ、33%、65%、69%、19%となった。RE+Nucシナリオにおける各地域の比率は、それぞれ、33%、61%、65%、19%となった。

北海道地域、東北地域において、RE+Nucシナリオにおける各地域の再エネの発電電力量比率がREシナリオよりも小さくなった理由は、風力・太陽光発電による電力供給量が出力抑制によって、再エネの発電電力量がわずかに低くなったことに加えて、原子力発電の稼働によって、北海道地域、東北地域における総発電電力量が大きくなったためである。3つのシナリオにおける地域間連系線の使用状況は、後述の4.3に示す。

3つのシナリオ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、これらのシナリオでは、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、それぞれのシナリオにおいて、2018年度実績値よりも多く発電をシミュレーション上で行ったことが挙げられる。

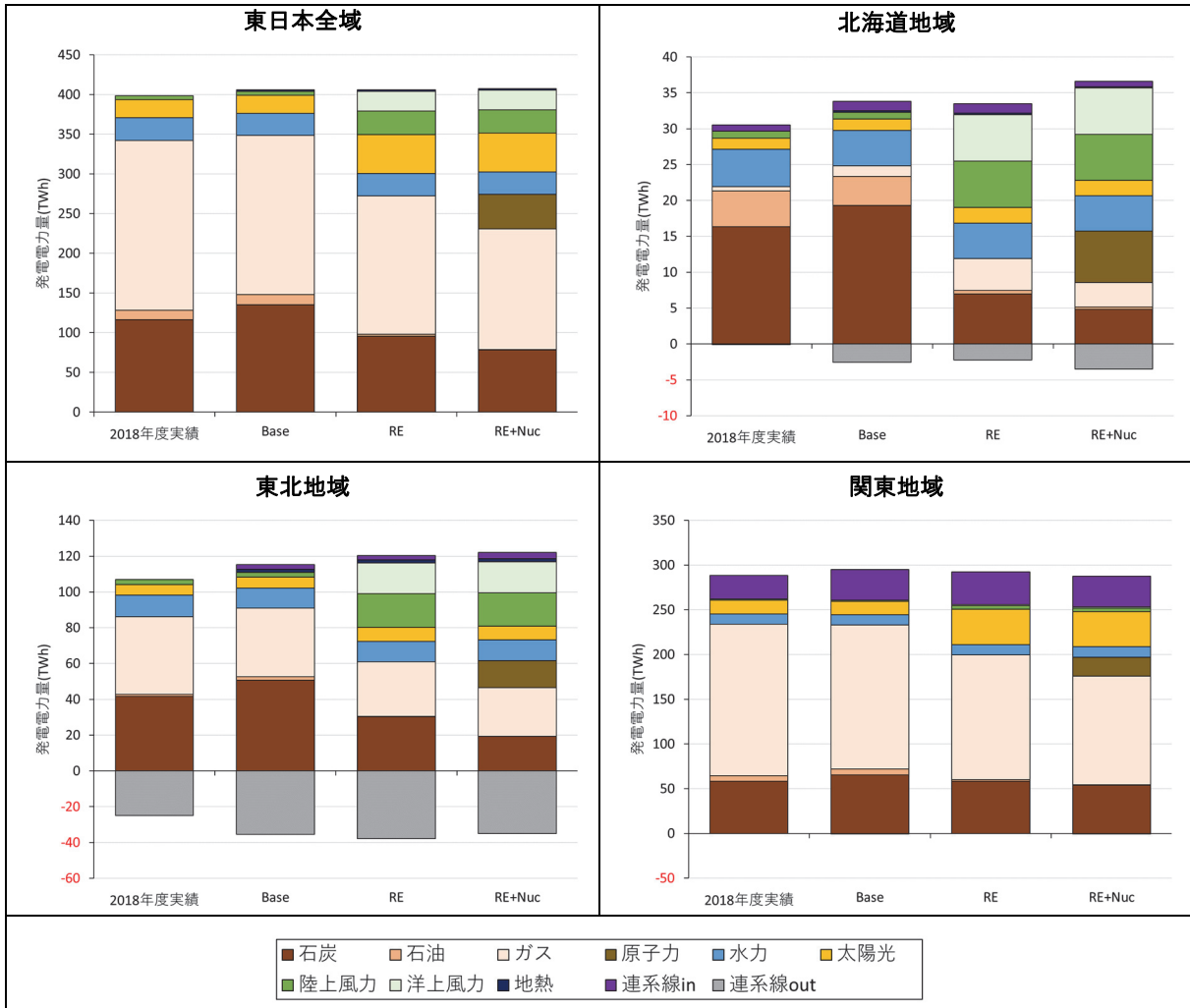


図 5 地域別シナリオ別電源別発電電力量構成(年間)

REシナリオ及びRE+Nucシナリオにおける地域別の陸上風力発電、洋上風力発電及び太陽光発電の出力抑制¹⁹率を表 3に示す。出力抑制量は、陸上風力発電、洋上風力発電及び太陽光発電が発電できる量から同期間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、出力抑制量を陸上風力発電、洋上風力発電及び太陽光発電の発電できる量で割った値である。出力抑制の主因は、4.2及び4.3で述べるように、火力発電と揚水発電の調整能力の限界によるものと、一部の送電線が部分的に運用容量に達することに起因するものと、両者がある。

REシナリオでは、東日本全域、北海道、東北、関東地域における陸上風力発電及び洋上風力発電の出力抑制率は、0.0%～2.1%の範囲内であった。太陽光発電の出力抑制率は、北海道及び東北地域で1.5%～3.2%となったが、電力需要量をもっとも大きい関東地域では、0.5%であり、東日本全域平均では、0.8%となった。RE+Nucシナリオにおいては、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光発電出力抑制率がわずかに大きくなった。東日本全域、北海道、東北、関東地域における陸上風力発電及び洋上風力発電の出力抑制率は、0.0%～2.2%の範囲内であった。太陽光発電の出力抑制率

¹⁹ 太陽光や風力の出力抑制とは、システムの安定性のため、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。

は、北海道地域で5.8%となったが、発電電力量がもっとも大きい関東地域では、1.0%であり、東日本全域では、1.5%となった。

従って、REシナリオ及びRE+Nucシナリオはともに、陸上風力発電の設備容量を12GW(2018年度2GWの6倍)、洋上風力発電の設備容量を8GW(2018年度は導入実績なし)、太陽光発電の設備容量を42GW(2018年度20GWの約2倍)に増加したとしても、基幹系統に接続された風力・太陽光発電のごく僅かを抑制することで電力供給できることになる。REシナリオ及びRE+Nucシナリオ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に起因することが考えられる。

表 3 REシナリオ及びRE+Nucシナリオにおける風力・太陽光発電の出力抑制率

シナリオ	地域	陸上風力発電	洋上風力発電	太陽光発電
RE	東日本	0.6%	0.7%	0.8%
	北海道	0.7%	0.4%	3.2%
	東北	0.3%	0.9%	1.5%
	関東	2.1%	0.0%	0.5%
RE+Nuc	東日本	0.9%	1.2%	1.5%
	北海道	1.3%	0.9%	5.8%
	東北	0.4%	1.4%	2.9%
	関東	2.2%	0.0%	1.0%

4.2 時間当たりの電力供給構成に関わる分析結果

図 6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REシナリオにて電力需要に対する「再エネ供給比率が最大」となる5月5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1月25日(金曜日)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、2018年度実績と東日本全域におけるシナリオ別シミュレーション結果を示す。北海道地域、東北地域、関東地域における詳細な結果は、付録2に示す。図においてプラス側(上側)は発電と域外からの受電を、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)を表している²⁰。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。

5月5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。

- Baseシナリオでは、1時間当たりの風力・太陽光の発電電力量は、2018年度実績と同時同量と想定している。水力発電の月当たりの発電電力量は、2018年度実績と同量であるが、調整池式及び貯水池式の水力発電所は調整力をもった運用を想定している。結果として、この時間帯では、燃料コストの高い石油火力発電は稼働していない。石炭火力発電とガス火力発電は、需要変動や再エネの発電電力量に応じて、柔軟な運転をしている。火力発電全体としては、2018年度実績値と比較して大きな乖離はない。揚水式水力発電は太陽光発電からの電力を原資²¹として、電力の貯蔵を行っている点も2018年度実績値

²⁰ 2018年度実績では、中部電力との電力融通がわずかにあるが、本分析では、中部電力との電力融通は省略した。

²¹ 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。

と共通しているが、年間を通じて揚水式水力発電の発電電力量が 2018 年度比 225% 増とより多く利用されている。

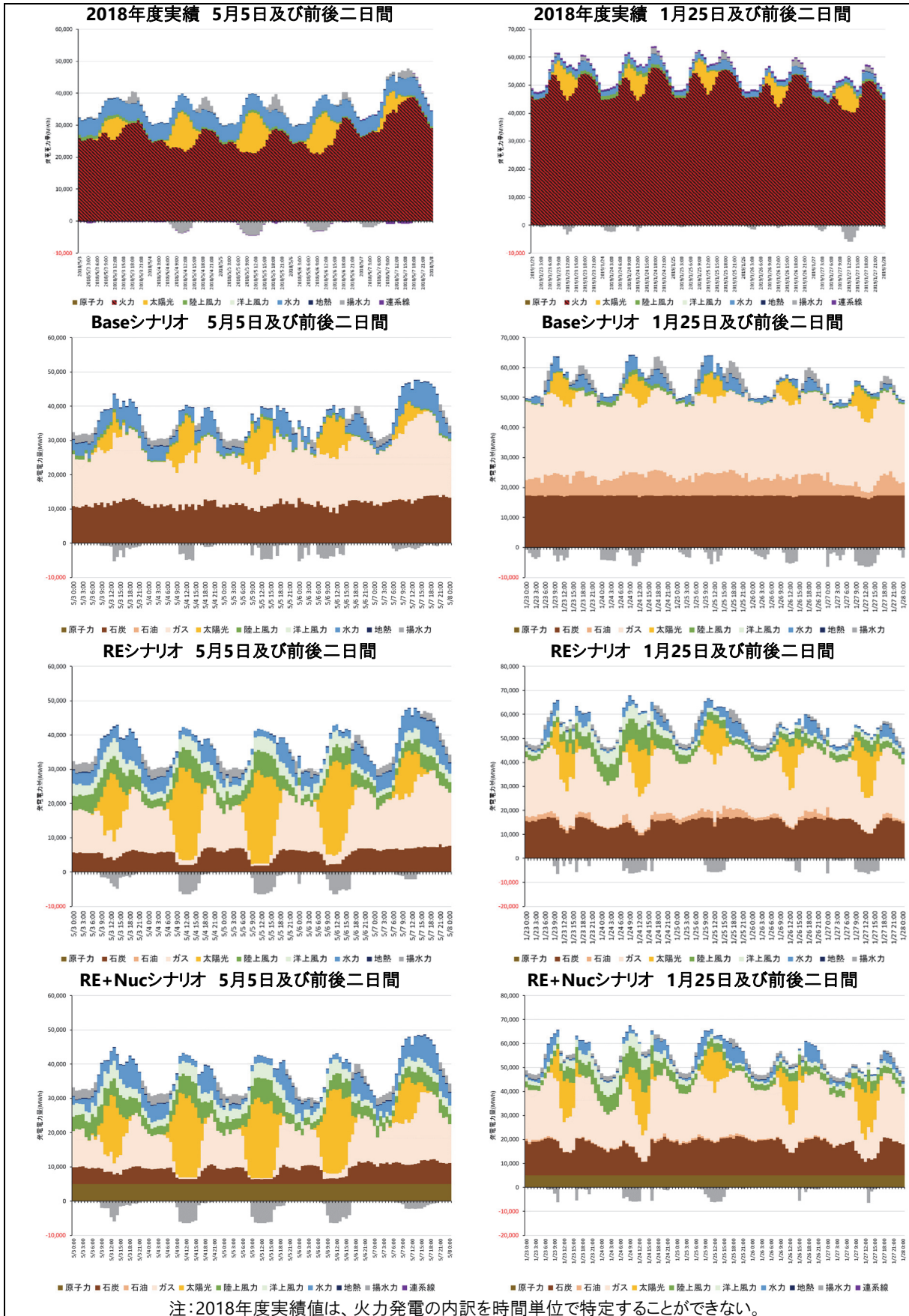
- RE シナリオでは、Base シナリオに対して、再エネの導入を増やしたシナリオである。すなわち、陸上風力、洋上風力、太陽光発電の設備容量を、それぞれ、12GW(2018 年度の 6 倍)、8GW(2018 年度は導入実績なし)、42GW(2018 年度の約 2 倍)と想定した。再エネの出力が上がってくると、まず、出力調整が容易な揚水式水力発電がその分の出力を下げ、次いで、ガス火力、石炭火力が出力を下げる。その結果、太陽光発電の発電電力量が多い時間帯では、石炭火力発電、ガス火力発電ともに出力を大幅に下げているとともに、揚水式水力発電が電力の貯蔵を行っている。太陽光発電の発電電力量が比較的少ない 5 月 7 日では、ガス火力が出力を高め電力需給の調整を行っている。火力発電及び揚水式水力発電の調整力を最大限に使うことで、風力・太陽光発電の出力抑制率が表 3 にも示される通り低い水準となった。
- 原子力発電が発電を行う RE+Nuc シナリオと RE シナリオの比較では、原子力発電が火力発電による発電を代替した。本分析では、原子力発電は出力調整をしないと想定していることから、5 月 4 日、5 月 5 日、5 月 6 日の昼間の時間帯は、火力発電の出力調整(ほぼ下限)に加えて、揚水発電が最大限に揚水を行い、それでも対応しきれなかった分、太陽光発電に加え風力発電の出力抑制も行い(表 3 参照)、電力需給の調整を行っている。なお、この期間は、4.3 で後述するように東北—関東間の連系線は運用容量に達していないことを確認している。従って、火力発電や揚水発電の調整能力の限界によって、太陽光発電に加え風力発電が抑制されている。

1月25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。

- Base シナリオでは、火力発電の中でも石炭火力発電の出力がほぼ一定の水準を保っている。需要が大きいため、5 月 5 日には見られなかった石油火力の稼働も行われている。電力需給の調整は、石油火力発電、ガス火力発電、揚水式水力発電に加えて、非揚水式水力発電も用いられている。なお、揚水式水力発電の運用は、2018 年度実績よりも積極的に行われている。図 A.1-3 に表されている地域別にみても、北海道地域における 2018 年度実績では連系線を通じて電力を受電しているが、Base シナリオでは、連系線を通じて電力を東北地域に供給している。このように、東日本全体での電源の運用の最適化による差異が見られる。
- RE シナリオでは、Base シナリオと比較して、風力・太陽光発電が多い時間帯を中心に、ガス火力に続いて石炭火力発電が頻繁に出力調整を行っている(再エネ分があるため、石炭火力がフル稼働する必要がない)。この時間帯では、石油火力発電の発電電力量がほとんどない。風力・太陽光の発電電力量がともに多い 1 月 24 日の午前 10 時から午後 3 時にかけて、風力・太陽光の発電電力量の出力抑制が発生する時間帯が存在する。これは、北海道—東北間の連系線の運用容量の制限などから関東地域に送電できずに余剰分が発生するほど、北海道及び東北地域内の洋上風力、陸上風力及び太陽光による発電電力量が多かったためである。
- 原子力発電が発電を行う RE+Nuc シナリオでは、RE シナリオと比較して、その分、期間全体にわたり石油火力と石炭火力の発電電力量が小さくなっている。また、昼間の時間帯を中心にガス火力に加えて、石

炭火力発電の出力調整量が大きくなっている。RE シナリオと同様に、1 月 24 日の午前 10 時から午後 3 時にかけて、風力・太陽光発電の出力抑制が発生する時間帯が存在する。この時間帯の風力・太陽光発電の抑制量は、RE シナリオと同程度であったことから、本分析の想定範囲では、原子力発電の稼働がこの時間帯における風力・太陽光発電の抑制に対して大きな影響を与えていないと考えられる。

各地域の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付録3に示す。



注:2018年度実績値は、火力発電の内訳を時間単位で特定することができない。

図 6 3つのシナリオにおける5月5日前後と1月25日前後の東日本全域の電力供給状況

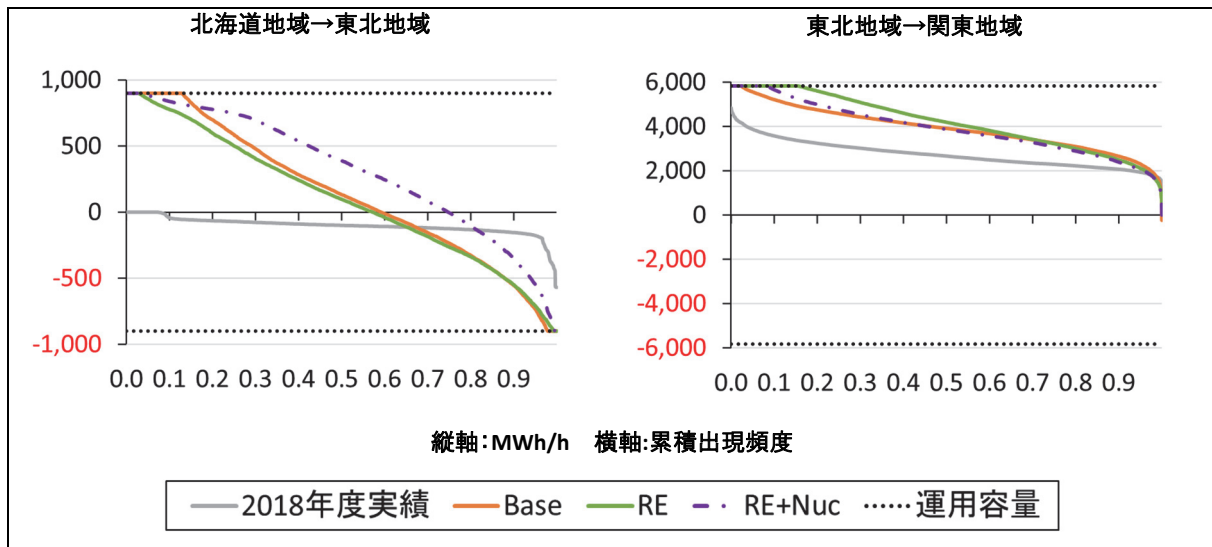
4.3 送電線に関わる分析結果

地域間連系線

北海道地域、東北地域、関東地域の地域間連系線の年間持続曲線を図 7に示す。本節で扱う送電線の設備利用率とは、送電線の運用容量(MW)に対する1時間ごとの送電線の使用量(MWh/h)割合の年間平均値である。

北海道地域と東北地域の連系線について、2018年度実績、Baseシナリオ、REシナリオ、RE+Nucシナリオ設備利用率は、それぞれ、11%、49%、46%、54%である。2018年度実績は、基本的に各電力会社の個別需給調整・送電運用がなされていたのに対して、Baseシナリオでは、東日本3社の一体的な需給調整・送電運用がなされた結果、北海道内の石炭火力発電の発電電力量が2018年度実績よりも大きく、東北地域への送電量も多いことから、連系線の利用率が2018年度実績と比較して大きくなったものと考えられる。REシナリオでは、Baseシナリオと比較して連系線の持続曲線が下方に位置している。これは、REシナリオでは、東北地域に送電される電力量がBaseシナリオも少ないためである。RE+Nucシナリオでは、北海道地域内の原子力発電の稼働に伴い、北海道内の総発電電力がREシナリオと比較して大きいため、北海道地域から東北地域への送電量が多いことから、連系線の持続曲線が上方に位置する。

東北地域と関東地域の連系線について、2018年度実績、Baseシナリオ、REシナリオ、RE+Nucシナリオ設備利用率は、それぞれ、47%、67%、72%、67%である。REシナリオでは、Baseシナリオと比較して、連系線の持続曲線が上方に位置し、運用容量上限値まで達する時間帯が多い。なお、この時間帯に、東北地域内の陸上風力及び洋上風力による発電電力量が大きく、東北地域内の需要を超える電力を関東地域に送りきれないことが確認された。RE+Nucシナリオでは、REシナリオと比較して、連系線の持続曲線が下方に位置する。これは、REシナリオと比較して、関東地域内で原子力による発電電力量が大きいこと、東北地域から関東地域に送る電力量が比較的少ないことが理由として考えられる。



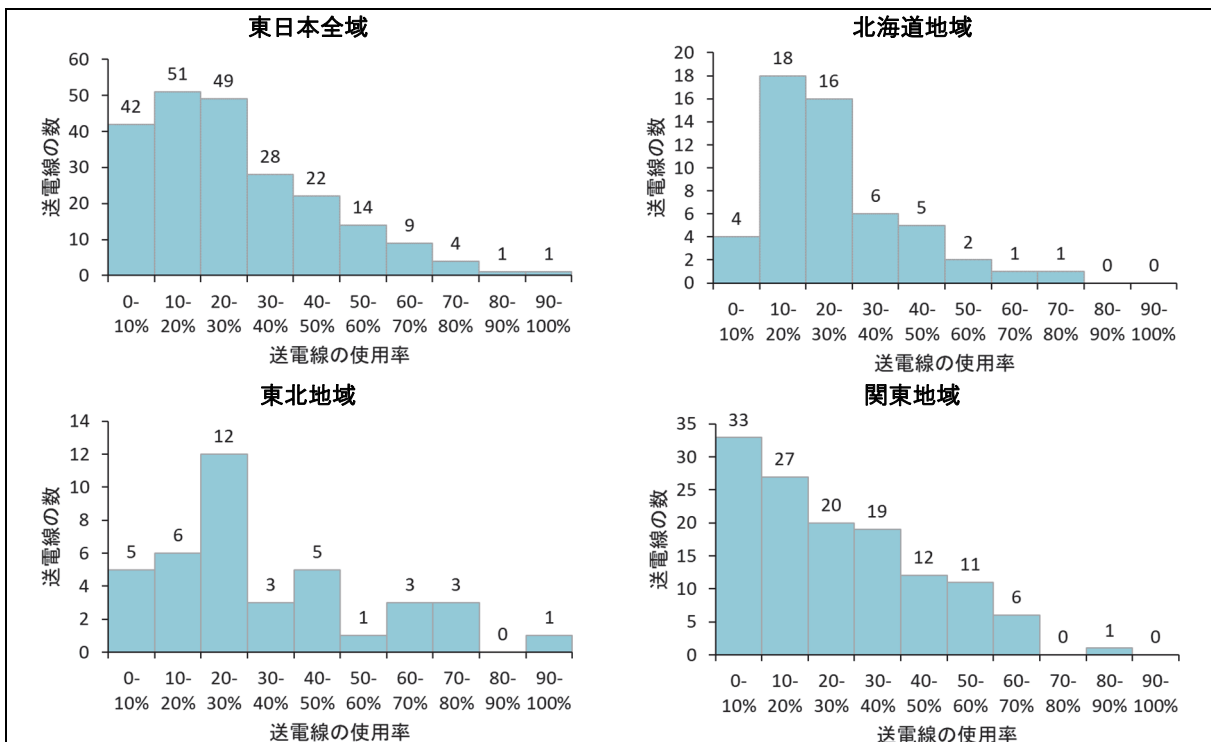
注：潮流の正方向は矢印(→)の方向とする。

図 7 シナリオ別の地域間連系線の年間持続曲線(時間解像度は 1 時間)

各地域内の基幹系統の送電線

各地域内の基幹系統の送電線の分析では、第一に、REシナリオにおけるすべての送電線の年間利用率を示す。次に、BaseシナリオとREシナリオにおける送電線の利用率を比較して利用率に最も差異がある2つの送電線の年間持続曲線を比較する²²。これにより、実潮流に基づく送電系統運用の導入などによって、「空容量なし」とされる送電線を含む基幹系統が、Baseシナリオ、REシナリオ、RE+Nucシナリオでどのように運用されるか明らかにする。なお、2018年度実績とBaseシナリオ、REシナリオ、RE+Nucシナリオでは、送電系統の運用条件が大きく異なることから、2018年度実績は図 9から図 10に示していない。なお、本分析で扱った各地域内の基幹系統の送電線の位置は、各送配電会社の資料[15-17]を参照されたい。

図 8にREシナリオにおける基幹系統の送電線の運用容量に対する年間利用率のヒストグラムを地域別に示す。なお、REシナリオにおけるすべての送電線の年間利用率は付録4に示す。東日本全域では、年間利用率が90%を超える送電線は1本、80%から90%の間の送電線は1本となった。運用容量に対する年間利用率の最頻値は10%-20%の間であった。北海道地域の送電線は、最も高い年間利用率でも70%から80%の間が1本であり、年間利用率の最頻値は、10%から20%の間であった。東北地域の送電線は、最も高い年間利用率は90%から100%の間が1本であり、年間利用率の最頻値は、20%から30%の間であった。関東地域の送電線は、最も高い年間利用率は、80%から90%の間が1本であり、年間利用率の最頻値は、0%から10%の間であった。これらの結果から、REシナリオにおいても年間利用率が高い送電線は限定的であったといえる。これらの送電線の年間持続曲線は付録4に示す。



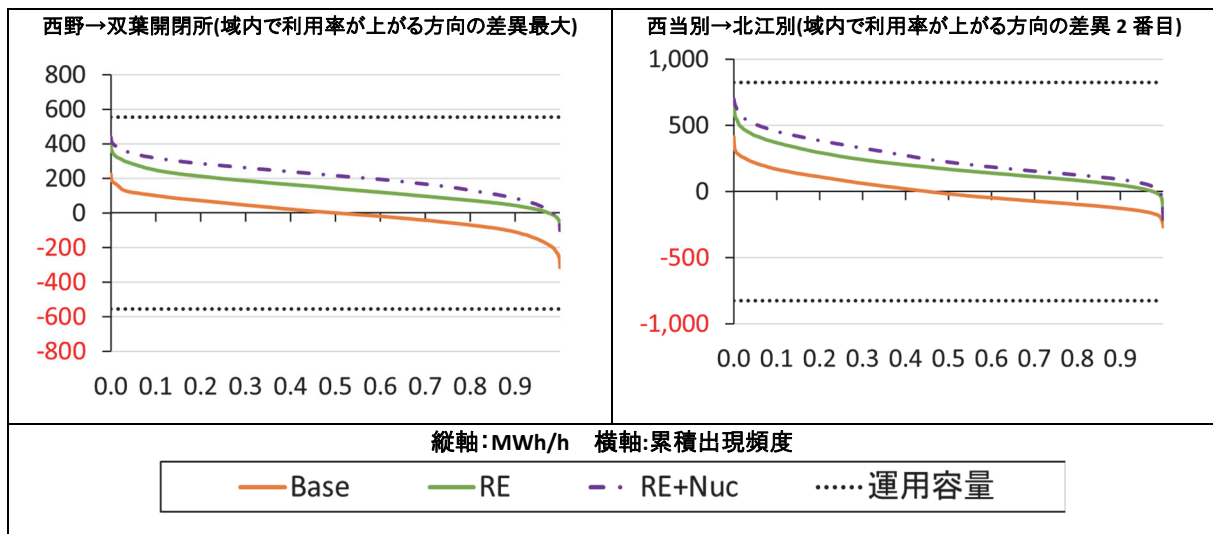
注：グラフ上の数字は、送電線の数を示す。

図 8 REシナリオにおける地域別基幹系統の送電線の利用率のヒストグラム

²² REシナリオにおいて、送電線の利用率が最も高い(最も混雑している)送電線は、大型火力発電と系統需要をつなぐ接続線としての役割を果たす送電線が主である。これらの送電線を、付録4に示す。

北海道地域のREシナリオで利用率が上がる方向に最も差異のある2つの送電線は、西野→双葉開閉所と西当別→北江別である。これらの送電線の年間持続曲線を図 9に示す。

西野→双葉開閉所間及び西当別→北江別間送電線では、REシナリオ、RE+Nucシナリオともに持続曲線が、Baseシナリオと比較して上方に位置する。これは、道北地域における陸上風力発電及び洋上風力発電の電力や泊原子力発電からの電力供給が北海道地域内で増加し、これらの送電線の利用頻度が増えたためと考えられる。なお、西野→双葉開閉所間の送電線は、系統空容量マップにおいて、「空容量なし」とされる送電線であるが、本分析では、REシナリオ、RE+Nucシナリオともに、運用容量の範囲内で送電線の運用が可能であった。

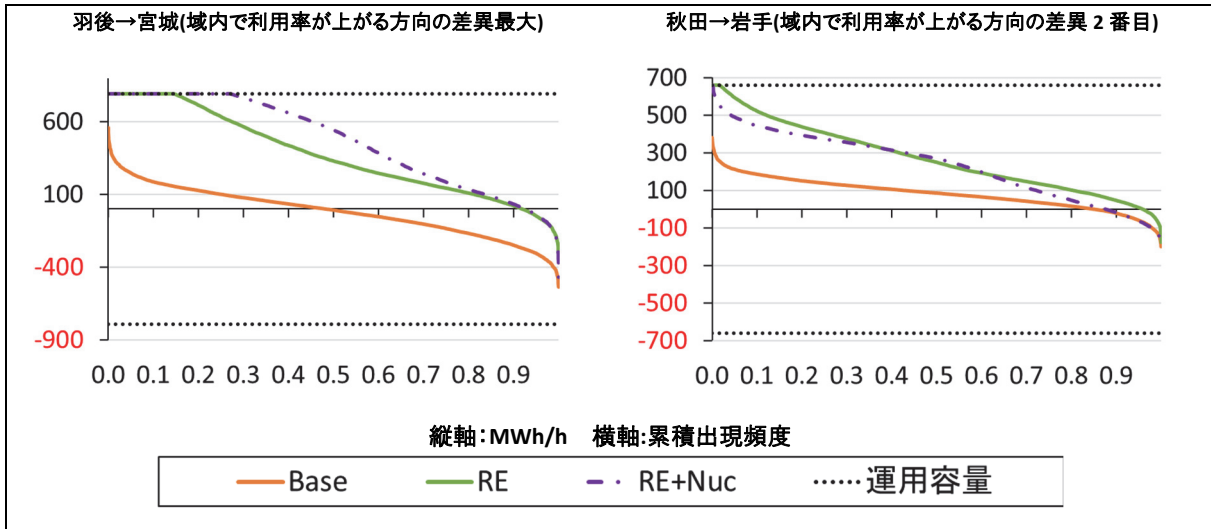


注: 潮流の正方向は矢印(→)の方向とする。

図 9 北海道地域において利用率が上がる方向に最も差異のある2つの送電線の年間持続曲線(時間解像度は1時間)

東北地域のREシナリオで利用率が上がる方向に最も差異のある2つの送電線は、羽後→宮城と秋田→岩手である。これらの送電線の年間持続曲線を図 10に示す。

羽後→宮城間及び秋田→岩手間送電線では、REシナリオ、RE+Nucシナリオの持続曲線が、Baseシナリオと比較して上方に位置する。特に前者では、送電線容量の上限に達した時間が8,760時間中1,280時間(15%)に達した。これは、東北地域の北西部にある陸上風力発電及び洋上風力発電からの電力供給が東北地域内で増加し、これらの送電線の利用頻度が増えたためと考えられる。REシナリオとRE+Nucシナリオの比較では、羽後→宮城間では持続曲線も上方に位置するが、秋田→岩手間では、大きな変化は見られなかった。これは、羽後→宮城間は南北方向にわたる送電線であり、東通原子力発電所の稼働によって、秋田、青森にある洋上風力からの電力に加えて原子力発電の電力を送電したことによるものと考えられる。一方で、秋田→岩手間は東西方向にわたる送電線であり、東通原子力発電所の稼働の影響を受けづらい構造になっていると考えられる。なお、羽後→宮城間及び秋田→岩手間の送電線は、系統空容量マップにおいて、「空容量なし」とされる送電線であるが、本分析では、REシナリオ、RE+Nucシナリオともに、一部の送電線の部分的な時間帯で運用容量上限まで達するものの、運用容量の範囲内で送電線の運用が可能であった。

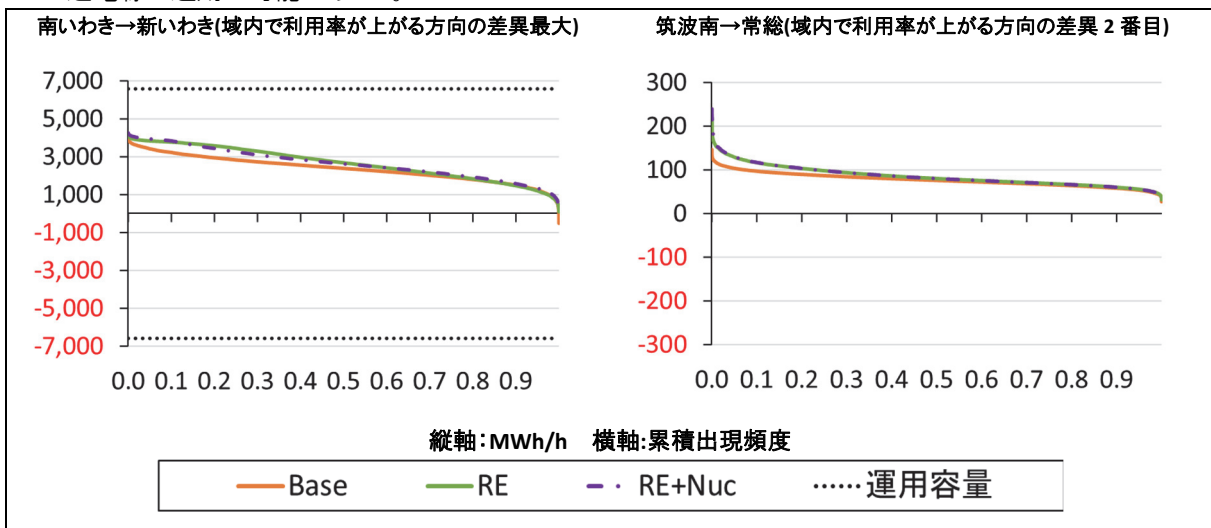


注：潮流の正方向は矢印(→)の方向とする。

図 10 東北地域において利用率が上がる方向に最も差異のある2つの送電線の年間持続曲線(時間解像度は1時間)

関東地域のREシナリオで利用率が上がる方向に最も差異のある2つの送電線は、南いわき→新いわきの送電線と筑波南→常総間の送電線である。これらの送電線の年間持続曲線を図 11に示す。

南いわき→新いわき間及び筑波南→常総間の送電線では、REシナリオ、RE+Nucシナリオの持続曲線が、Baseシナリオと比較して上方に位置する。南いわき→新いわき間では、東北地域で導入された風力・太陽光による電力が東北地域と関東地域間の連系線を通じて、関東地域に送電されたためと考えられる。筑波南→常総間では、千葉沖への導入を想定した洋上風力発電からの電力が都心部に送電されたためと考えられる。なお、筑波南→常総間の送電線は、系統空容量マップにおいて、「空容量なし」とされる送電線であるが、本分析では、REシナリオ、RE+Nucシナリオともに、新豊洲→東内幸町間及び港北→西東京間送電線の一部の送電線で部分的な時間帯で運用容量上限まで達するものの、運用容量の範囲内で送電線の運用が可能であった。



注：潮流の正方向は矢印(→)の方向とする。

注：筑波南→常総間の送電線の運用容量は、1,729MW であるが、グラフのスケール上表示されていない。

図 11 関東地域において利用率が上がる方向に最も差異のある2つの送電線の年間持続曲線(時間解像度は1時間)

5. 結論

北海道地域、東北地域、関東地域から構成される東日本全域を対象に、2018年度と同量の各種電源の設備容量を想定したシナリオ及び2018年度よりも多くの風力・太陽光発電の設備容量を想定したシナリオを作成し、実潮流に基づく送電系統運用のシミュレーションを行った。シミュレーションの結果をもとに、各地域内の電源構成、風力・太陽光発電の出力抑制率、送電線の年間利用状況について分析を行った。具体的には、Baseシナリオ、REシナリオ及びRE+Nucシナリオの3つシナリオを設定した。Baseシナリオでは、風力・太陽光発電は設置容量と発電電力量が2018年度と同一と想定し、非揚水式水力発電は月別発電電力量が2018年度と同一、非揚水水力発電のうち調整池式及び貯水池式は柔軟な運用を想定した。火力発電、揚水式水力発電の電源は柔軟な運用も想定した。REシナリオは、陸上風力を12GW（2018年度の6倍、風力発電協会が示す陸上風力発電の2030年目標）、洋上風力を8GW（2018年度は導入実績なし、官民協議会が示す洋上風力発電の2030年目標）、太陽光発電の設備容量を42GW（2018年度の約2倍、太陽光発電協会が示す太陽光発電の2030年目標）に増やした。さらに、RE+Nucシナリオは、泊3号機、東通1号機、女川2号機、柏崎刈羽6号機、柏崎刈羽7号機の原子力発電所の稼働を想定した。

2018年度実績とBaseシナリオの比較から、各電力会社管内において各送配電系統利用に関するルールに基づく運用実績と東日本3社の送電線と連系線を一体的に管理し、実潮流に基づく送電系統運用シミュレーション結果の差異を明らかにした。東日本全域では、Baseシナリオの火力全体、石炭火力、石油火力、ガス火力の発電電力量と2018年度実績値比は102%、119%、184%、88%となった。すなわち、火力全体では、2018年度実績とBaseシナリオの差異が小さいものの、燃料種別では差異が見られた。時間当たりの電力供給構成について、2018年度実績値が火力の種別に公開されていないため比較はできないが、Baseシナリオでは、石油火力、ガス火力、石炭火力の順に電力需給の調整を行っていることが確認された。また、揚水式水力発電について、Baseシナリオでは2018年度実績値よりも頻繁に電力需給の調整を行っていることが確認された。連系線についても、北海道地域→東北地域間及び東北地域→関東地域間ともに、Baseシナリオの利用率は、2018年度実績値より高く、地域間の電力融通量が多いことが確認された。各地域内の基幹系統の送電線の利用状況は、2018年度実績とBaseシナリオで大きく異なることも確認された。

Baseシナリオを基盤とするが、風力・太陽光発電の設備容量を多く想定するREシナリオでは、風力・太陽光発電による発電電力量が増加したことで、東日本全域での石油火力、石炭火力、ガス火力の発電電力量がBaseシナリオ比、それぞれ30%、73%、88%となった。東日本全域での陸上風力発電、洋上風力発電、太陽光発電の出力抑制率はそれぞれ、0.6%、0.7%、0.8%になった。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、26%、33%となった(2018年度実績及びBaseシナリオは、共通してそれぞれ、7%、14%)。出力抑制の主因は、火力発電や揚水発電の調整能力の限界によるものと、一部の送電線の部分的な時間帯で容量に達することに起因するものと、両者があることが確認された。

REシナリオに加えて泊3号機、東通1号機、女川2号機、柏崎刈羽6号機、柏崎刈羽7号機の原子力発

電所の稼働を想定したRE+Nucシナリオでは、石油火力、石炭火力、ガス火力の発電電力量がBaseシナリオ比、それぞれ14%、59%、78%となった。東日本全域の再エネの発電電力量、出力抑制率に大きな影響を与えず、火力発電の発電電力量を下げることで運用が可能であることがわかった。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43%になった。

REシナリオにおいてBaseシナリオとREシナリオにおける送電線の利用率を比較して利用率に最も差異がある2つの送電線の年間持続曲線を比較したところ、各シナリオ間の持続曲線の差異について合理的な説明が可能であることが確認できた。さらに、系統空容量マップにおいて、「空容量なし」とされる送電線についても、一部の送電線の部分的な時間帯で運用容量上限まで達するものの、運用容量の範囲内で送電線の運用が可能であることが確認できた。

3つのシナリオ分析の結果から、本分析で置いた前提²³では、1)実潮流に基づく送電系統運用の導入、2)火力発電の運用の調整力の活用、3)揚水式、非揚水式のうち調整池式及び貯水池式の水力発電の運用の調整力を活用することで、陸上風力を12GW、洋上風力を8GW、太陽光発電の設備容量を42GW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。

6. 今後の課題

本分析では、東日本全域の基幹系統の送電のデータを利用している。今後、さらなる細部の送電線の運用を分析する際には、東北地域と関東地域においては、154kVまでの電力潮流データを使用することが考えられる。なお、風力発電やメガソーラーを実際に導入する際には、66kVの送電線に接続することが主流であるが、66kV以下の電力潮流は現時点では公開されていないため、分析の空間的解像度を高める際に制約はある。

また、都心部にある送電線を中心に、すべて送電線のインピーダンスが公開されていない。そのため、都心部における送電線系統運用についてより正確に再現してシミュレーションするには、専門家などに実際の運用条件に関するヒアリング調査などを実施し、現状への理解を深める必要がある。

本分析の目的が、現状の系統設備において風力・太陽光発電が増加した状況下で、実潮流に基づく送電系統運用を行った場合の電源構成や風力・太陽光発電の出力抑制率を試算することである。そのため、シナリオ分析では、電力需要は2018年度と同じと仮定した。一方で、より精緻な分析を行うには、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減少要因を捉える必要がある。また、蓄電池やディマンドレスポンスといった技術の普及によって将来の電力需要が大きく変わる可能性がある。これらの需要側の変化を捉えたシナリオが重要と考えられる。

風力発電の発電出力パターンを、60箇所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

²³ 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。電力需要は2018年度実績値と同値。分析の対象は東日本全域。

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²⁴を分析する必要がある。将来の気象変化に伴う風速の変化(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。

太陽光発電の発電出力パターンは、19箇所の地方気象台の地上気象観測装置による日射量データをもとに作成している。地方気象台は、北海道で7箇所、その他の都道府県では各1箇所しかない。太陽光発電の発電電力量は雲の動きなど局所的な気象状況にも左右されることから、太陽光発電の発電出力パターンの精緻化も分析の目的に応じて必要となる。

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結果のまとめ方に関する数多くのご助言を頂きました。早稲田大学大学院環境・エネルギー研究科中西要祐教授には、実際の系統運用に関するご意見を頂きました。IGES森秀行特別政策アドバイザー及び江口博行統括研究ディレクターには大所高所含め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。

²⁴ 多くの風力発電所が電力系統で集合化されることで、風力発電の変動が平滑化されること。これにより、シミュレーション上の風力発電の出力抑制率が緩和される可能性がある。

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] 首相官邸, 第二百三回国会における菅内閣総理大臣所信表明演説, 東京, 2020.
https://www.kantei.go.jp/jp/99_suga/statement/2020/1026shoshinhyomei.html.
- [3] 資源エネルギー庁, 2030年における再生可能エネルギーについて, 2021.
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/031.html.
- [4] 岡本浩, GRIDで理解する電力システム, 一般社団法人日本電気協会新聞部, 東京, 2020.
- [5] 電力50編集委員会, 電力・エネルギー産業を変革する50の技術, オーム社, 東京, 2021.
- [6] 栗山昭久, 劉憲兵, 内藤克彦, 津久井あきび, 陳奕均, 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, 葉山, 2020. <https://www.iges.or.jp/en/pub/psa-hokkaido/ja>.
- [7] R. Komiyama, Y. Fujii, Assessment of post-Fukushima renewable energy policy in Japan's nation-wide power grid, *Energy Policy*. 101 (2017) 594–611. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.11.006>.
- [8] R. Komiyama, Y. Fujii, Large-scale integration of offshore wind into the Japanese power grid, *Sustain. Sci.* 16 (2021) 429–448. <https://doi.org/10.1007/s11625-021-00907-0>.
- [9] アクセンチュア, 平成28年度産業経済研究委託事業卸電力取引市場における競争促進政策評価モデルの開発に向けた調査 報告書, 東京, 2017. https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/H28FY/000555.pdf.
- [10] ABB, ABBは電力広域的運営推進機関と広域需給シミュレーションツールのPROMODで永続ライセンス契約を締結しました, *Web Story*. (2020). <https://new.abb.com/news/ja/detail/57015/japans-grid-operator-occto-signs-perpetual-license-agreements-for-abbs-cross-regional-power-supply-and-demand-simulation-software-promod> (accessed December 20, 2020).
- [11] 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>.
- [12] 日本風力発電協会, 風力発電導入ポテンシャルと中長期導入目標 v4.3, 東京, 2014.
- [13] 洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会, 洋上風力産業ビジョン, 東京, 2020.
- [14] 経済産業省, 洋上風力発電関連制度, なっとく再生可能エネルギー. (2021).
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/yojo_furyoku/index.html (accessed January 20, 2021).
- [15] 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.
- [16] 東北電力ネットワーク株式会社, 電力系統図(1次系), 2020. <https://nw.tohoku-epco.co.jp/consignment/system/announcement/pdf/5001.pdf>.
- [17] 東京電力パワーグリッド株式会社, 基幹系統(275kV以上)空容量マッピング, 東京, 2020.
<https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/>.
- [18] 薄井繭実, 系統制約克服への現状と課題, 立法と調査. 4 (2019) 90–102.
https://www.sangiin.go.jp/japanese/annai/chousa/rippou_chousa/backnumber/2019pdf/20190415090.pdf.
- [19] 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.
- [20] 資源エネルギー庁, 電力ネットワークの次世代化: 基幹系統・ローカル系統等における接続・利用の高度化, 2021. https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/024_03_00.pdf.
- [21] 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.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.11.047>.
- [22] Exeter Associates, Long-Term Electricity Report for Maryland, Maryland, 2011.
<https://msa.maryland.gov/megafile/msa/speccol/sc5300/sc5339/000113/013000/013994/unrestricted/20110818e-003.pdf>.
- [23] 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.
- [24] 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.
- [25] 東北電力ネットワーク株式会社, 地点別需要・系統潮流実績(変圧器), 仙台, 2020. <https://nw.tohoku-epco.co.jp/consignment/system/demand/>.
- [26] 東北電力ネットワーク株式会社, 地点別需要・系統潮流実績(送電線), 仙台, 2020. <https://nw.tohoku-epco.co.jp/consignment/system/demand/>.
- [27] 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.
- [28] 東北電力ネットワーク株式会社, 2018 年度エリア需給実績, 仙台, 2020. <https://setsuden.nw.tohoku-epco.co.jp/download.html>.
- [29] 東京電力パワーグリッド株式会社, 2018 年度の需給実績, 2020. https://www.tepco.co.jp/forecast/html/area_data-j.html.
- [30] 東京電力パワーグリッド株式会社, 空容量マッピング, 2020.
- [31] R. Garrett, Open Infrastructure Map, Openinframap.Org. (2021). <https://openinframap.org/> (accessed January 15, 2021).
- [32] 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.
- [33] 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.
- [34] 東北電力ネットワーク株式会社, 送電線(500kV, 275kV 及び 154kV)の空容量, 仙台, 2020. <https://nw.tohoku-epco.co.jp/consignment/system/announcement/>.
- [35] 東北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), 仙台, 2020. <https://nw.tohoku-epco.co.jp/consignment/system/demand/>.
- [36] 東京電力パワーグリッド株式会社, インピーダンス(ループ系統), 東京, 2020. <https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/>.
- [37] 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.
- [38] 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.
- [39] 相澤善吾, 海外の電源事情とベストミックス, in: 第 8 回 東大エネルギー・環境シンポジウム(第 17 回 AECE 技術フォーラム), 2016.
- [40] 経済産業省, 長期エネルギー需給見通し小委員会に対する 発電コスト等の検証に関する報告(案), in: 総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループ(第6回会合)資料1, 2015.
- [41] 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/>.
- [42] 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/.
- [43] 水力発電所位置検索データベース, 2020. <http://kisnet.dip.jp/~aika/hatuden/index.htm>.
- [44] 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>.
- [45] 牛山泉, 風車工学入門, 2nd ed., 森北出版, 2013.
- [46] 太陽光発電協会, JPEA ビジョン・PV OUTLOOK 2050 感染症の危機を乗り越え、あたらしい社会へ「太陽光発電の主力電源化への道筋」, 東京, 2020.
- [47] 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.
- [48] 日本風力発電協会, 風力発電の主力電源化に向けた提案, 東京, 2019.
- [49] 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>.
- [50] IRENA, Planning for the Renewable Future: Long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies, Abu Dhabi, 2017.
- [51] 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>.
- [52] 経済産業省, 長期エネルギー需給見通し, 東京, 2015. http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004_2.pdf.
- [53] 資源エネルギー庁, 2030 年に向けたエネルギー政策の在り方, 2021. https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/041/.
- [54] 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.
- [55] 東北電力, 女川原子力発電所<リアルタイムデータ>, 2021. <https://www.tohoku-epco.co.jp/electr/genshi/onagawa/hd.html>.
- [56] 日本原子力産業協会, 柏崎刈羽7が定格熱出力一定運転、プラント機能試験は最終局面へ, 2009. <https://www.jaif.or.jp/p6062>.

付録 1. 分析に用いたトポロジー

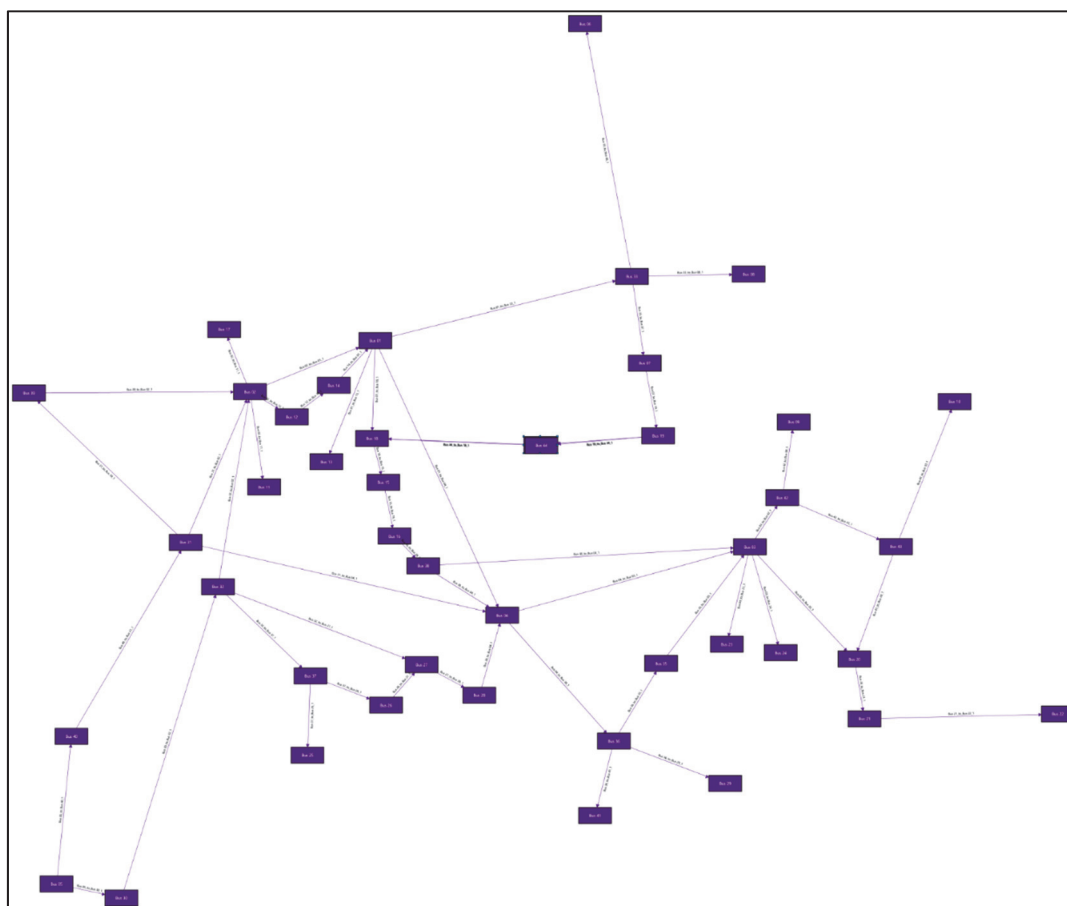


図 A.1 北海道地域におけるノードとブランチ関係図(トポロジー)

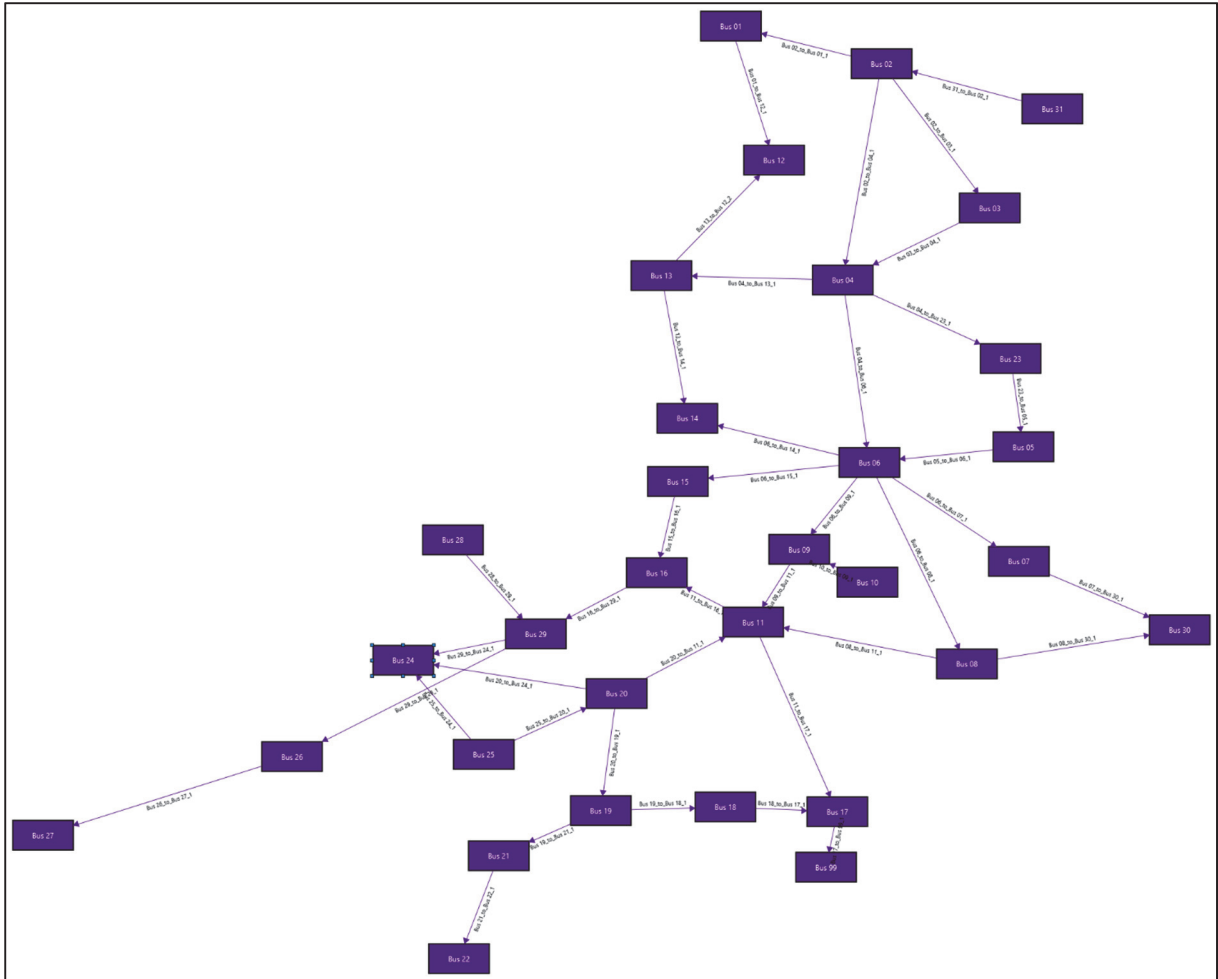


図 A.2 東北地域におけるノードとブランチ関係図(トポロジー)

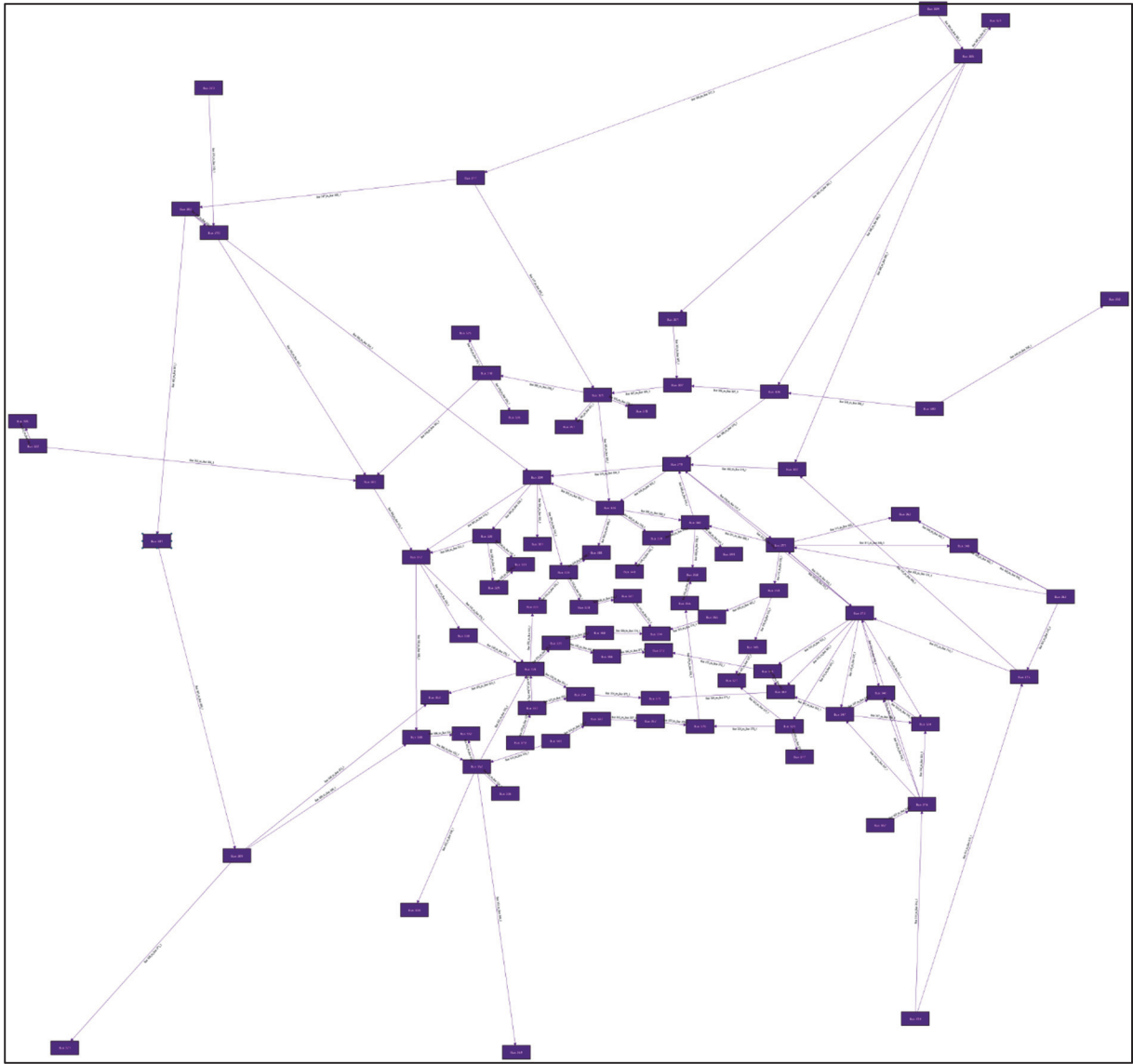


図 A.3 関東地域におけるノードとブランチ関係図(トポロジー)

付録 2. シナリオ別地域別の時間当たり電源構成

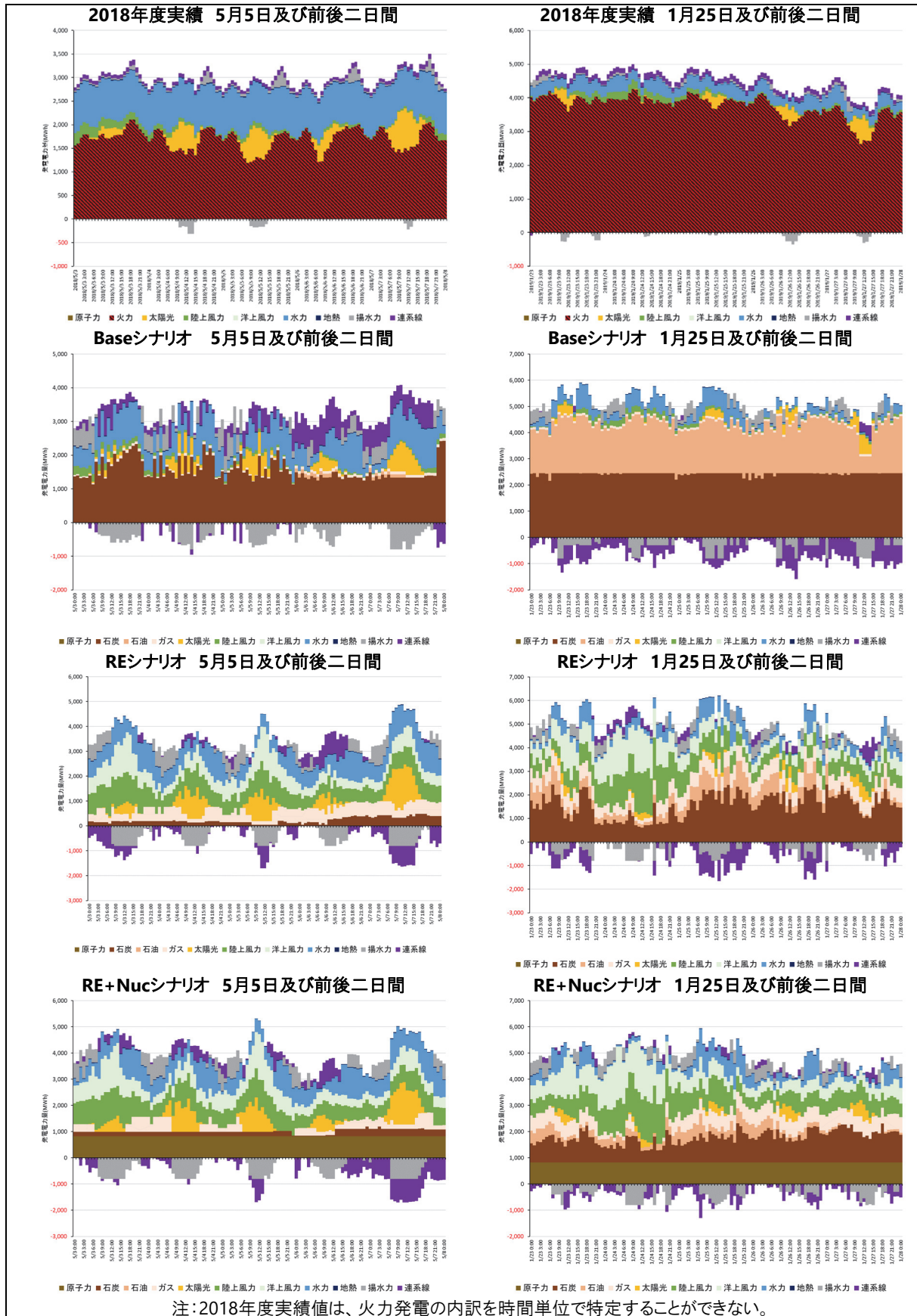


図 A.4 北海道地域におけるシナリオ別 1時間当たり電源構成

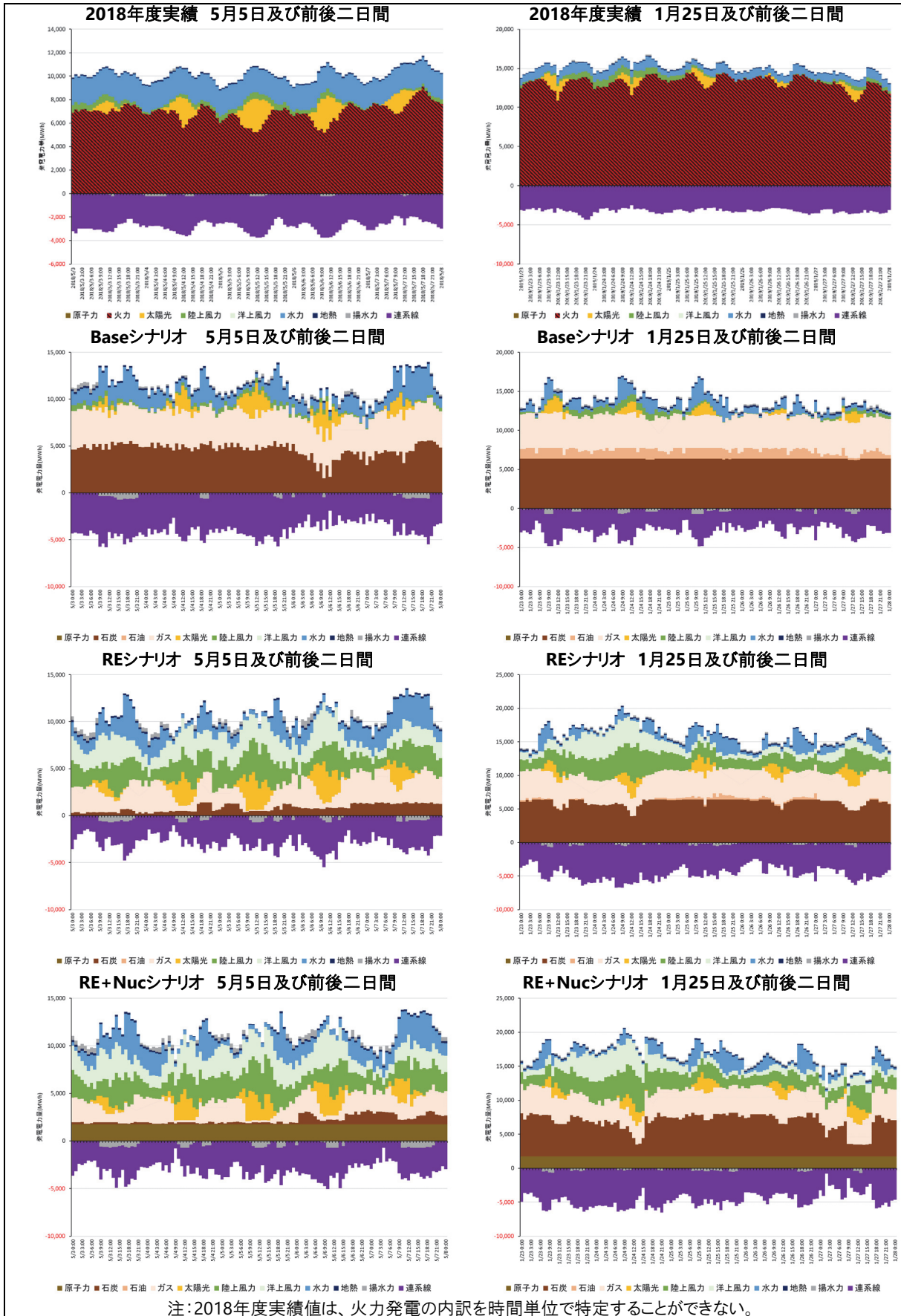


図 A.5 東北地域におけるシナリオ別 1 時間当たり電源構成

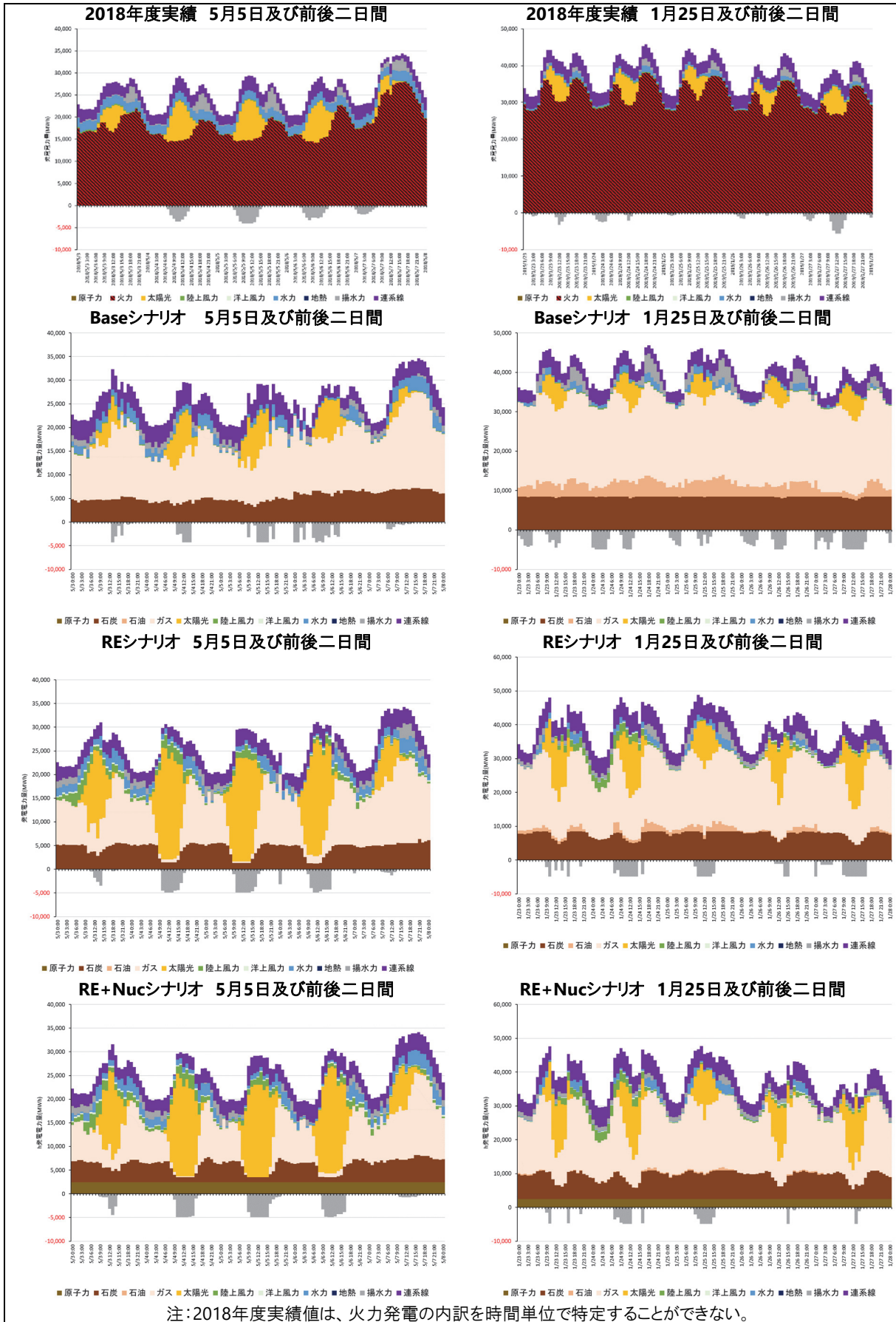


図 A.6 関東地域におけるシナリオ別 1 時間当たり電源構成

付録 3. 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

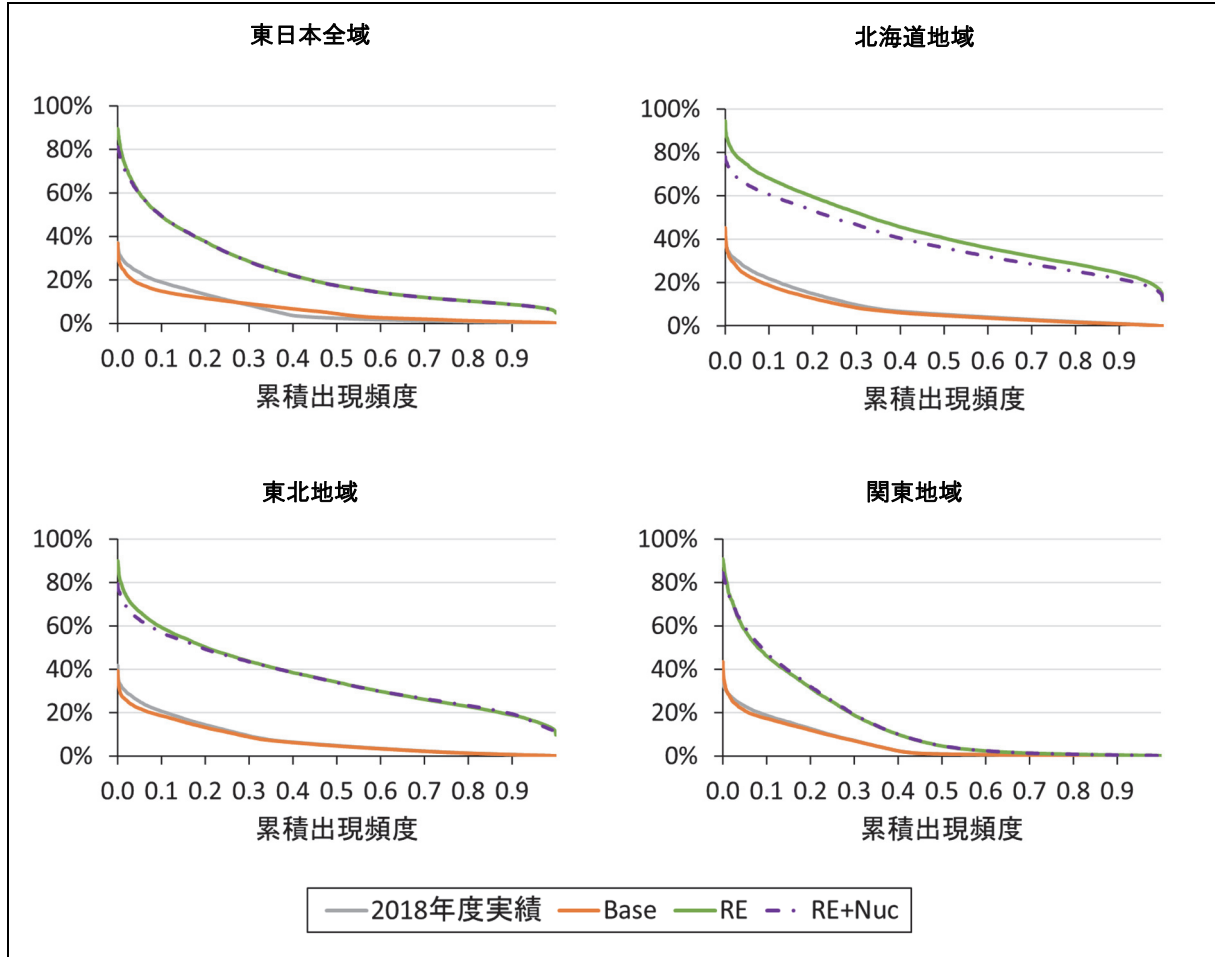


図 A.7 1時間ごとの総発電電力量に対する風力・太陽光発電による供給比率

付録 4. RE シナリオにおける各送電線の年間利用率一覽

表 A.1 北海道地域における RE シナリオの下での各送電線の年間利用率一覽

変電所名(起点)	変電所名(終点)	利用率	変電所名(起点)	変電所名(終点)	利用率
苫小牧火力変電所	苫小牧発電所	73%	西野変電所	西札幌変電所	23%
北江別変電所	南札幌変電所	67%	北宇 a 開閉所	北宇 b 開閉所	21%
奈井江火力	北江別変電所	58%	旭川嵐山開閉所	西旭川変電所	21%
宇門別変電所	東釧路変電所	52%	追分開閉所	北新得変電所	20%
北七飯変電所	双葉開閉所	49%	大野変電所	北七飯変電所	19%
苫小牧火力発電所	南早来変電所	48%	北新得変電所	北芽室変電所	19%
双葉開閉所	苫小牧変電所	44%	北宇 b 開閉所	宇門別変電所	19%
北斗変換所	西双葉開閉所	44%	西野変電所	西小樽変電所	19%
西野変電所	南九条変電所	43%	北宇 b 開閉所	女満別変電所	19%
西札幌変電所	篠路変電所	39%	泊原発	西野変電所	18%
北新得変電所	北宇 a 開閉所	39%	大野変電所	北斗変換所	18%
岩清水開閉所	静内発電所	36%	室蘭変電所	苫小牧変電所	17%
篠路変電所	西当別変電所	35%	恵庭変電所	追分開閉所	17%
西旭川変電所	西滝川変電所	34%	南早来変電所	追分開閉所	17%
東釧路変電所	西春別変電所	34%	西野変電所	西当別変電所	16%
新冠開閉所	北新得変電所	30%	西当別変電所	旭川嵐山開閉所	15%
南早来変電所	岩清水開閉所	30%	西双葉開閉所	西野変電所	15%
北新得変電所	宇門別変電所	29%	南早来変電所	北新得変電所	15%
西野変電所	双葉開閉所	26%	岩清水開閉所	新冠開閉所	14%
北新得変電所	西音更変電所	26%	南早来変電所	西双葉開閉所	11%
西滝川変電所	奈井江火力	26%	西室蘭開閉所	室蘭変電所	10%
西当別変電所	苗穂変電所	25%	南札幌変電所	恵庭変電所	9%
西双葉開閉所	泊原発	24%	西当別変電所	南早来変電所	8%
旭川嵐山開閉所	旭川変電所	24%	双葉開閉所	西室蘭開閉所	2%
旭川嵐山開閉所	西名寄変電所	24%	西室蘭開閉所	伊達変電所	0%
西当別変電所	北江別変電所	23%	岩清水開閉所	高見揚水力	23%
北宇 a 開閉所	留辺蘂変電所	23%			

注1: 北宇a開閉所は、北新得から宇門別への送電線の留辺蘂変電所への分岐点。北宇b開閉所は、北新得から宇門別への送電線の女満別変電所への分岐点。

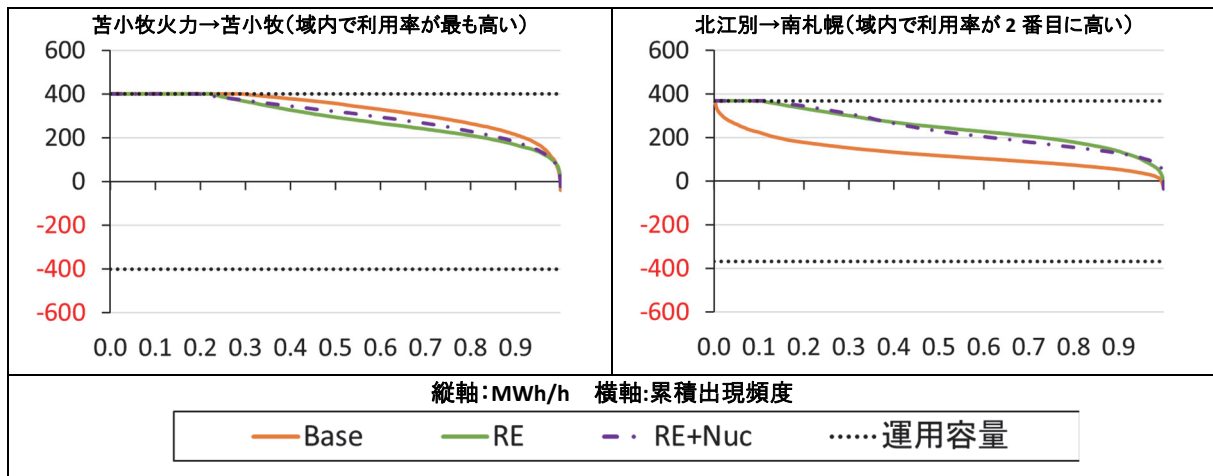


図 A.8 北海道地域において混雑率が高い2つの送電線の年間持続曲線(時間解像度は1時間)

表 A.2 東北地域における RE シナリオの下での各送電線の年間利用率一覧

変電所名(起点)	変電所名(終点)	利用率	変電所名(起点)	変電所名(終点)	利用率
北新潟	越後開閉所	93%	米沢	西仙台	24%
本名	新潟	78%	宮城中央	西仙台	22%
仙台	西仙台	77%	上北	五戸	22%
米沢	福島	72%	水沢	宮城	22%
東仙台	仙台	69%	岩手	東花巻	22%
米沢	新潟	66%	須賀川	いわき	22%
中越	東上越	62%	宮城	宮城中央	21%
本名	米沢	57%	秋田	能代	21%
羽後	宮城	49%	東福島	南相馬市	20%
上北	青森	47%	新庄	西山形	18%
秋田	羽後	44%	宮城	新庄	16%
越後開閉所	新潟	43%	青森	能代	14%
秋田	岩手	41%	五戸	岩手	13%
仙台	宮城	34%	岩手	宮城	12%
福島	須賀川	34%	上北	岩手	8%
東花巻	水沢	31%	宮城	石巻	7%
越後開閉所	中越	29%	石巻	女川	3%
西山形	越後開閉所	27%	宮城中央	女川	3%
西仙台	西山形	25%	東通	上北	0%
福島	東福島	24%			

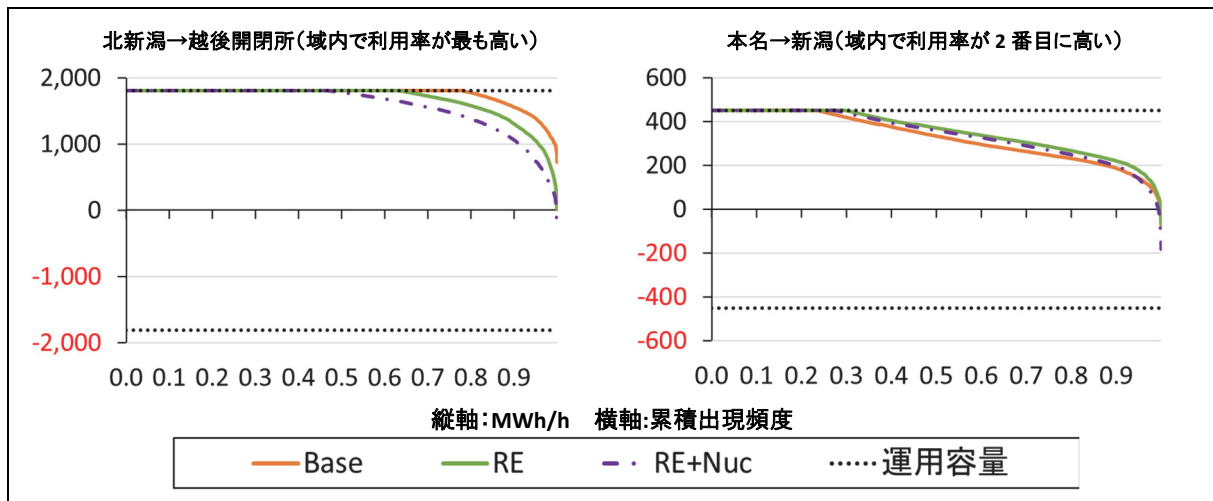


図 A.9 東北地域において混雑率が高い2つの送電線の年間持続曲線(時間解像度は1時間)

表 A.3 関東地域における RE シナリオの下での各送電線の年間利用率一覧(上位半分)²⁵

変電所名(起点)	変電所名(終点)	利用率	変電所名(起点)	変電所名(終点)	利用率
新豊洲	東内幸町	84%	新飯能	青梅	39%
港北	西東京	69%	南狭山	南川越	39%
京浜	西東京	68%	新野田	北葛飾	38%
新京葉	新野田	68%	西東京	北多摩	37%
新古河	新坂戸	65%	新古河	新野田	36%
新豊洲	永代橋	61%	新京葉	新古河	36%
東新宿	水道橋	58%	新宿	城南	36%
房総	新京葉	57%	豊島	京北	35%
北多摩	東新宿	57%	鹿島	常総	35%
東内幸町	豊島	56%	江東	城南	35%
北葛飾	上野	55%	京浜	中相模	35%
新秦野	京浜	54%	新京葉	千葉中央	35%
西東京	多摩	54%	姉崎	房総	34%
新坂戸	北東京	53%	北東京	西越谷	32%
池上	高輪	52%	南いわき開閉所	東群馬	31%
南川崎	池上	52%	京浜	西横浜	31%
千葉中央	花見川	50%	鹿島	筑波南	31%
港北	江田	49%	新豊洲	大井埠頭	30%
新茂木	新古河	49%	新坂戸	新所沢	30%
上野	水道橋	48%	南狭山	新座	29%
新木更津	房総	47%	新京葉	江東	29%
鹿島	新野田	44%	新所沢	南狭山	29%
新岡部	西毛	44%	練馬	水道橋	29%
西東京	北相模	44%	新坂戸	上尾	28%
新しいわき開閉所	新筑波	43%	千葉中央	北総	28%
新新田	東毛	43%	新富士	駿河	26%
南川崎	京浜	43%	新木更津	新佐原	25%
新野田	北東京	41%	江田	世田谷	25%
南いわき開閉所	新しいわき開閉所	40%	新京葉	北総	25%
那珂	新茂木	39%	京浜	南横須賀	25%
新京葉	新豊洲	39%	千葉中央	葛南	25%
那珂	常磐	39%	墨東	永代橋	24%

²⁵ 関東地域内の送電線シミュレーションは以下の理由から複雑であり、これらの課題を踏まえたシミュレーション結果であることに留意が必要である。第一に、都心部を中心とした送電線のインピーダンスが公開されていない。インピーダンスの設定によっては、一部の送電線に電力が集中するため、分析の際には、そのような状況を回避するために、必要に応じて適宜調整した。第二に、送電線の本数が多いため、どの発電所からの電力がどの変電所に送電されているのか特定することが難しく、部分的な整合性チェックに留まった。第三に、実際の運用容量は時間帯により変化しているため、2018年度実績においても、公表されている固定値の運用容量を超えて送電線が使用されている時間帯がある。都心にあるインピーダンスが公開されていない送電線に対しては、シミュレーションにおいても同じような状況下で固定値の運用容量を超えた運用を限定的に許容した。この場合も、Baseシナリオ、REシナリオ、RE+Nucシナリオにおいて、運用容量を超えて送電される送電線についても、設備容量は超えていないことを確認している。これらの送電線は7本、最大でも年間で1.5%の時間帯に過ぎない。

表 A.4 関東地域における RE シナリオの下での各送電線の年間利用率一覧(下位半分)

変電所名(起点)	変電所名(終点)	利用率	変電所名(起点)	変電所名(終点)	利用率
新坂戸	南川越	23%	新野田	常総	10%
新新田	新岡部	22%	京浜	逗子	9%
上尾	北与野	22%	葛南	世田谷	9%
西東京	江田	20%	新多摩	西東京	9%
新新田	東太田	20%	新多摩	新秦野	9%
新秦野	中相模	20%	北葛飾	墨東	8%
新栃木	新新田	20%	横浜大黒	港北	8%
房総	北総	20%	東花巻	新富士	8%
北東京	新古河	19%	房総	花見川	8%
新飯能	豊岡	18%	新信濃	新秩父開閉所	8%
新しいわき開閉所	新今市開閉所	18%	新岡部	北熊谷	7%
新富士	北相模	18%	西群馬開閉所	東花巻	7%
新今市開閉所	新栃木	17%	高輪	東内幸町	7%
新所沢	中東京	17%	北東京	上尾	7%
新京葉	葛南	16%	信濃川	新榛名	7%
新茂木	新栃木	15%	南狭山	多摩	6%
新富士	新秦野	15%	北東京	京北	6%
新しいわき開閉所	新茂木	15%	新新田	新坂戸	6%
新佐原	新京葉	15%	新飯能	新多摩	6%
新野田	筑波南	15%	千葉中央	房総	6%
新筑波	新古河	14%	新秩父開閉所	新多摩	5%
新所沢	新飯能	14%	筑波南	常総	5%
新座	練馬	13%	新岡部	新秩父開閉所	4%
北多摩	新宿	13%	青梅	豊岡	3%
江東	葛南	13%	新多摩	南多摩	3%
東群馬	西群馬開閉所	13%	西群馬開閉所	新榛名	3%
新佐原	新筑波	12%	北総	花見川	3%
鹿島	新佐原	12%	新榛名	新秩父開閉所	3%
新古河	新所沢	12%	新野田	新京葉	3%
新京葉	花見川	11%	西群馬開閉所	新所沢	3%
東群馬	新新田	11%	新所沢	新多摩	1%
南多摩	西東京	11%	新しいわき開閉所	新福島	1%

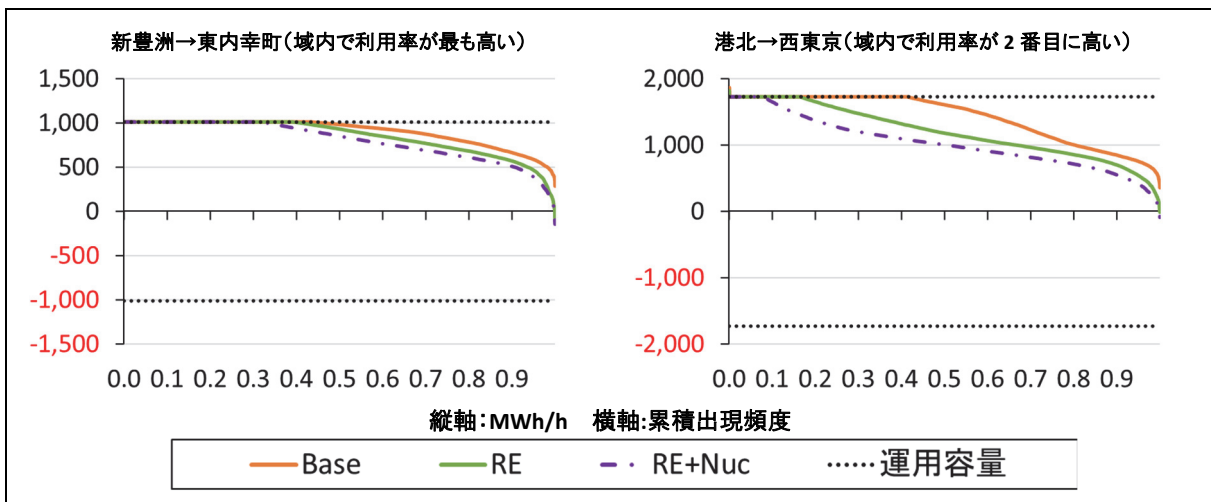


図 A.10 関東地域において混雑率が高い2つの送電線の年間持続曲線(時間解像度は1時間)

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。

©2021 Institute for Global Environmental Strategies. All rights reserved.