

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

東日本送電網の2030年のLMP分析

-LMPを用いた送電混雑の分析-

2030 LMP analysis of the East Japan power grid

-Analysis of transmission congestion using LMP-



2022年3月

March, 2022

京都大学大学院経済学研究科 特任教授 **内藤克彦**

Katsuhiko NAITO, Professor, Graduate School of Economics, Kyoto University

(公益財団法人)地球環境戦略研究機関 研究員 **栗山昭久**

Akihisa KURIYAMA, Researcher, Climate and Energy Area, IGES

(公益財団法人)地球環境戦略研究機関 研究リーダー **劉憲兵**

Xianbing LIU, Research Leader, Climate and Energy Area, IGES

(公益財団法人)地球環境戦略研究機関 研究員 **津久井あきび**

Akibi TSUKUI, Researcher, Climate and Energy Area, IGES



東日本送電網の2030年のLMP分析

— LMPを用いた送電混雑の分析 —

2030 LMP analysis of the East Japan power grid

— Analysis of transmission congestion using LMP —

京都大学大学院経済学研究科 特任教授 内藤克彦

Katsuhiko NAITO, Professor, Graduate School of Economics, Kyoto University

(公益財団法人)地球環境戦略研究機関 研究員 栗山昭久

Akihisa KURIYAMA, Researcher, Climate and Energy Area, IGES

(公益財団法人)地球環境戦略研究機関 研究リーダー 劉憲兵

Xianbing LIU, Research Leader, Climate and Energy Area, IGES

(公益財団法人)地球環境戦略研究機関 研究員 津久井あきび

Akibi TSUKUI, Researcher, Climate and Energy Area, IGES

Abstract:

Regarding the problem of power transmission management, the flow-based power transmission management by the TEPCO-method is progressing in a direction to be applied nationwide in Japan. In addition, the government is considering to introduce LMP (Locational Marginal Price) in the future. In the United States, the wholesale electricity market is operated according to LMP. However, LMP not only shows the wholesale price of electricity by location, but also functions as an indicator to show the situation of regional excess and deficiency of electricity and the congestion of transmission lines. In the research of “Evaluation of East Japan’s Renewable Energy Introduction Based on Flow-based Transmission Line Operation”, which was carried out as a project of IGES (Institute for Global Environmental Strategies), we analyzed the situation of curtailment when renewable energy is introduced to the level of 2030 target of related organizations while keeping the current transmission lines. In this paper, we further analyzed the distribution of LMP values using the output calculated by the same research. As the result, even using the current transmission lines, only slight curtailment would occur when introducing renewable energy to the target level of 2030 if the flow-based transmission management could be introduced. For this reason, LMP values do not show significant differences as caused by the daily congestion of certain transmission lines, and are generally higher in urban areas with high demand, and tend to be lower in areas where large amounts of renewable energy flow in.

Keywords: Flow-based power transmission management, LMP, renewable energy, east Japan, 2030 target

要旨

送電管理の問題については、東電方式による実潮流の送電管理が、「電力ネットワークの次世代化に向けた中間とりまとめ」によれば、全国に適用される方向で決定されている。また、同報告によると、政府は将来的にLMP(Locational Marginal Price: 地点別限界価格)を導入する方向で検討を進めている。米国においては、LMPによる電力卸売市場の運営が行われているが、LMPは単に地点別の電力卸売価格を示すだけでなく、電力の地域的な過不足の状況や送電線の状況を示唆する指標としても機能する。IGES(地球環境戦略研究機関)のプロジェクトとして実施された「実潮流に基づく送電線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」の研究においては、現況送電線のままで、再生可能エネルギーを各団体の2030年目標程度まで導入した場合の出力抑制の発生の状況等について分析したが、本論文では、同研究で計算した東日本のLMPがどのような値で分布するか分析した。その結果、2030年目標レベルの再生可能エネルギーの導入では、現況送電線のままで実潮流による送電管理の導入により、わずかな出力抑制しか発生しないことが明らかとなっている。このため、LMPの値の分布にも特定の送電線の日常的な混雑によると起因されるような顕著な差異は見られず、LMPの値は、需要の大きい都市部で高くなり、再生可能エネルギー電力が大量に流入される地域では低くなる傾向となっている。

キーワード：実潮流送電管理、LMP、再生可能エネルギー、東日本、2030年目標

1. はじめに

送電管理の問題については、2021年9月に経済産業省より公表された「電力ネットワークの次世代化に向けた中間とりまとめ」によれば、東電方式による実潮流に基づく送電管理が、全国に適用されることが決定されている。また、同報告によれば、政府は将来的に LMP (Locational Marginal Price: 地点別限界価格) を導入する方向で検討を進めている。米国等においては、LMP による送電混雑管理、電力卸売市場運営が行われているが、LMP は単に地点別の電力卸売価格を示すだけではなく、電力の地域的な過不足の状況や送電線の状況を示唆する指標としても機能する。IGES (地球環境戦略研究機関) のプロジェクトとして実施された「実潮流に基づく送電線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」(栗山ほか, 2021) の研究においては、現況送電線のままで、ノードプライシング機能も含む実潮流に基づく送電システム運用のシミュレーションにより、再生可能エネルギーを各団体の 2030 年目標程度まで導入した場合の電力構成や出力抑制の発生の状況等について分析した。本論文では、同研究の計算結果を基に、東日本の LMP がどのような値で分布するか分析した。また、個々の送電線解析とは異なり、LMP は送電混雑の状況を示す指標としての機能も持つものと考えられる。LMP を用いることで面的、視覚的に送電混雑を把握、解析することが可能となる。本論文では、LMP を用いた送電線の混雑解析を行う。

米国の FERC (Federal Energy Regulatory Commission : 連邦エネルギー規制委員会) は LMP を以下の式で説明している (米国送電システム研究会, 2020) :

$$\text{LMP} = \text{エネルギー価格} + \text{送電混雑価格} + \text{エネルギーロス},$$

すなわち、LMP は、送電線の結節点(ノード)毎に算出される、地点別にエネルギー価格、送電混雑価格、エネルギーロスを反映した電力卸売価格である。本研究で用いたシミュレーションソフト PROMOD は、米国において LMP のシミュレーションにも利用されているもので、SCUC (Security Constrained Unit Commitment : セキュリティ制約付発電機起動停止計画) により送電制約下でのメリットオーダーに基づく経済的発電指令の決定プロセスの結果として、各ノード毎、各時間区分毎に LMP が算出される。米国等においては、発電所の電力卸売価格や小売業者の電力仕入れ価格は、各々の接続しているノードの LMP によっている。

本論文では、東日本の現況送電線において実潮流に基づくシステム運用のシミュレーションを行うことにより、送電管理システムが、欧米型のフローベース、メリットオーダー型のものに近いものに将来転換され、さらに米国等において行われているノードプライシング方式が導入された場合の LMP の状況に対する示唆を与えるとともに、再生可能エネルギー大量導入に伴う LMP の分布状況について解析を加えるものとする。



2. 先行研究

LMP については、米国連邦エネルギー規制委員会(FERC)が、電力システム改革を行った 1996 年から 2000 年頃にかけて米国において William W. Hogan¹らを中心に多くの議論がなされている。例えば、Hogan(1998)には、米国の RTO である PJM の LMP についての解析結果が示されている。米国等においては、現在、LMP は、学術の世界よりはむしろ事業の世界で実用に供されている。LMP を求めるには、ノード毎時刻毎の電力の需要等のデータが必要であるが、我が国においては、2018 年のデータから各電力会社のノード毎の潮流データがようやく公表され、特別に電力会社の協力を得なくとも LMP の計算が可能となった。

我が国の基幹送電線を対象に LMP の分析を行った先行研究は、東京大学の藤井・小宮山の「電力需給モデルを活用したシミュレーション調査」[藤井康正 & 小宮山涼一, 2016]が、あげられる。藤井・小宮山は、概ね電圧上位 2 系統に相当する全国の基幹送電線 166 ブランチ、135 ノードで 1 時間の時間解像度で年間のシミュレーションを実施している。藤井・小宮山は、2016 年当時の長期エネルギー需給見通しで記載される諸条件を採用したシナリオに対して、2030 年の送電シミュレーションを実施している。すなわち、当時のエネルギー需給見通しに整合する原子力、火力発電の利用率や 2.9GW の風力発電、64GW の太陽光発電を導入するというシナリオに対してシミュレーションを行い、年平均 LMP を算出している。この結果、全国の平均 LMP は、5.15–7.4 円/kWh に分布し、電力会社ごとの年平均 LMP が 5.6–6.7 円/kWh であることなどが初めて明らかにされている。しかしながら、藤井・小宮山の研究では、火力等の発電量が優先的に確保されていることが前提となっていること、再生可能エネルギー導入が太陽光発電に偏っていること、LMP の解析が電力会社毎の集計に留まっているなど十分にされていないなどの点が指摘できる。特に、火力・原子力のベース電源運用を前提としているために再生可能エネルギーの出力抑制も多く、このことが LMP にも反映されていることが考えられる。本論文では、米国 ISO (Independent System Operator : 独立系統運用者)と同様なメリットオーダーによる経済的送電運用とし、また、最新の風力発電の開発動向で計算し、我が国の現況送電網に、より世界の標準的な送電運用に近い送電運用を行った場合の LMP 解析を試みることにする。

また、本研究では、上位 2 系統の送電線をすべてシミュレーションすることにより、藤井・小宮山(2016)より空間解像度を上げ、全ての送電結節点における LMP を多角的に解析することにより、単なる地域 LMP の算出に留まらず LMP を用いた面的な送電混雑解析が可能としている。また、藤井・小宮山(2016)の現況の火力発電に優先順位を置いた発電指令を前提とした計算ではなく、メリットオーダーによる発電指令を前提とした計算とすることで、2030 年における再生可能エネルギーの導入想定に即した、より再生可能エネルギーの導入比率が高まった状態での混雑解析を行っている。

¹ Professor of Public Policy and Administration, John F. Kennedy School of Government, Harvard University

3. シミュレーションの前提条件

3.1 シミュレーション上の系統構成

フローベース(実潮流に基づく)系統運用を再現できるシミュレーションソフトとして、米国等において実績のある ABB Power Grids Japan 株式会社(以下、APG 社)が提供する PROMOD 用いてシミュレーションを行った。このソフトは、送配電網の諸データさえあれば、送配電や発電の種々の制約を考慮した年間の約定時間区分単位の発電指令、送配電の状況をシミュレートすることができる。ここでは、入力データの制約から、東日本の送電上位 2 系統(図 1)について、1 時間 1 コマの時間分解能で年間 8760 時間のシミュレーションを行った。シミュレーションに用いた上位 2 系統の送電線網は、図 1 のとおりである。各送電線網の潮流データやノードとなる変電所、開閉所の潮流データが各電力会社から公表されており、本研究では、2018 年度の潮流データを用いてノード毎の需要整理やシミュレーションを行っている。なお、図 1 が示すとおり、従来の「最悪事態想定」の送電管理では、ここで対象とした多くの送電線は、空き容量なしとなっている。各変電所は、より低圧の配電に近い変電所を通して需要とつながっているため、本研究では、この上位 2 系統に係る各変電所に接続される需要データを公表されている潮流データ等から割り出して、ノード毎の 8760 時間毎の需要データとしてシミュレーションを行っている。

発電施設への発電指令は、メリットオーダーに基づいて設定された当初発電指令案が SCUC で送電制約や発電所の出力増減時間の制約等の観点から検証され、制約要件に抵触する場合は次善の経済的選択に置き換えられ、最終的な発電指令が作成される。このリデイスパッチの操作や送電ロスに伴い、各ノードの卸売価格に差が生じるが、これらのノード価格も PROMOD では算出されるようになっている。

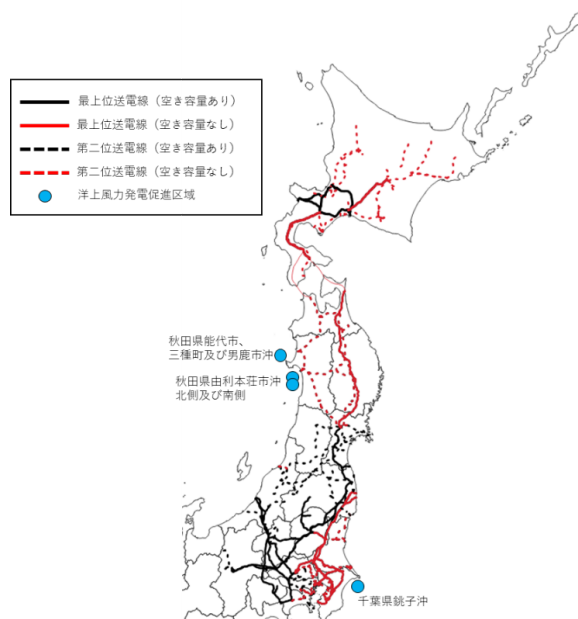


図 1 シミュレーションで用いた東日本の上位系統送電網

出所：栗山ほか (2021)



本シミュレーションで用いたノード数等を表1にまとめる。全体で160ノード、222ブランチ（送電区間）となっている。

表1 シミュレーションのノード・ブランチ数

地域	ノード数	(変電所)	(開閉所)	ブランチ数
北海道電力	43	34	9	53
東北電力	32	28	4	41
東京電力	85	80	5	128
合計	160	142	18	222

3.2 発電所のデータ

発電所のデータは、既存の火力発電所等は、系列別にすべて発電諸元が入力されている。揚水・貯水式のダムについては、調整力としての使用が優先されるような設定としている。再生可能エネルギーについては、日本風力発電協会の「風力発電の主力電源化に向けた提案(2019)」における2030年の導入目標、洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会の「洋上風力産業ビジョン(2020)」の2030年目標値、太陽光発電協会の「JPEA ビジョン・PV OUTLOOK2050(2020)」の2030年の設備容量を東日本管内にポテンシャルに応じて配分し、表2のとおり合計62GWとなっている。

また、再生可能エネルギーの時間変動は、各ノードの最寄りの気象観測点の2018年度の1時間毎の年間日射量データ及び年間風速データを用いてシミュレーションをおこなっている。風力発電の出力特性については、牛山(2013)を用いて、パワーカーブの曲線を作成し、カットイン及びカットアウトの風速を表現した。

表2 再生可能エネルギー等の導入量の設定

出所：栗山ほか(2021)

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		• 適合性審査状況等も踏まえ設定
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） 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。 		
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 		

3.3 燃料コスト等

LMP の算出に当たっては、燃料コスト等の設定が重要となる。当初、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（経済産業省, 2015）に基づきシミュレーションしたところ、火力発電の燃料別の発電指令のシミュレーション結果が、実際の 2018 年度の発電状況と若干異なる結果となった。海外電力調査会の資料（相澤, 2016）によると実際の運用の場では 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。本研究では、2018 年の現況シミュレーションの精度を上げるために、実勢の燃料価格に近い数値として、相澤（2016）の数値により、石炭、LNG の価格の設定を行い、シミュレーションを行ったところ、実際の 2018 年度の発電状況をほぼ再現する結果となったため、海外電力調査会の資料（相澤, 2016）に基づく燃料価格を採用している。

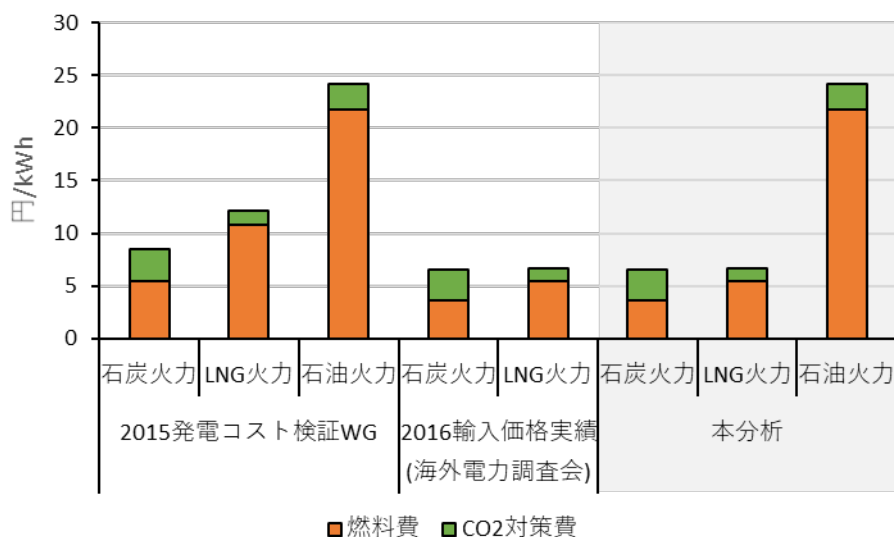


図 2 火力発電の運転費用に関する参考文献の推定値及び本分析で用いた値

出所：栗山ほか（2021）

3.4 シミュレーションのシナリオ

表 2 に示すように、シミュレーションのシナリオとしては、再生可能エネルギーを 2018 年度実績値に基づくシミュレーション（Base シナリオ）、再生可能エネルギーを各団体の 2030 年目標値まで導入し原発は稼働しないケース（RE シナリオ）、再生可能エネルギーを各団体の 2030 年目標値まで導入し原発は適合性審査状況を踏まえて 5 基の原発（泊 3 号、東通 1 号、女川 2 号、柏崎刈羽 6 号、柏崎刈羽 7 号）が稼働するケース（RE+Nuc シナリオ）の 3 つのシナリオについてシミュレーションを行った。

3.5 シミュレーションによる出力抑制等の概況

栗山ほか（2021）より、本シミュレーションによる送電線の使用状況の概要は、以



下の通りとなっている。東日本において、現行の送電線のままで、62GWの太陽光発電・風力発電を導入した場合のシミュレーションの結果は、図3、表3のとおりとなっている。なお、図・表の2018年度実績は、2018年度の実際の発電シェアである。

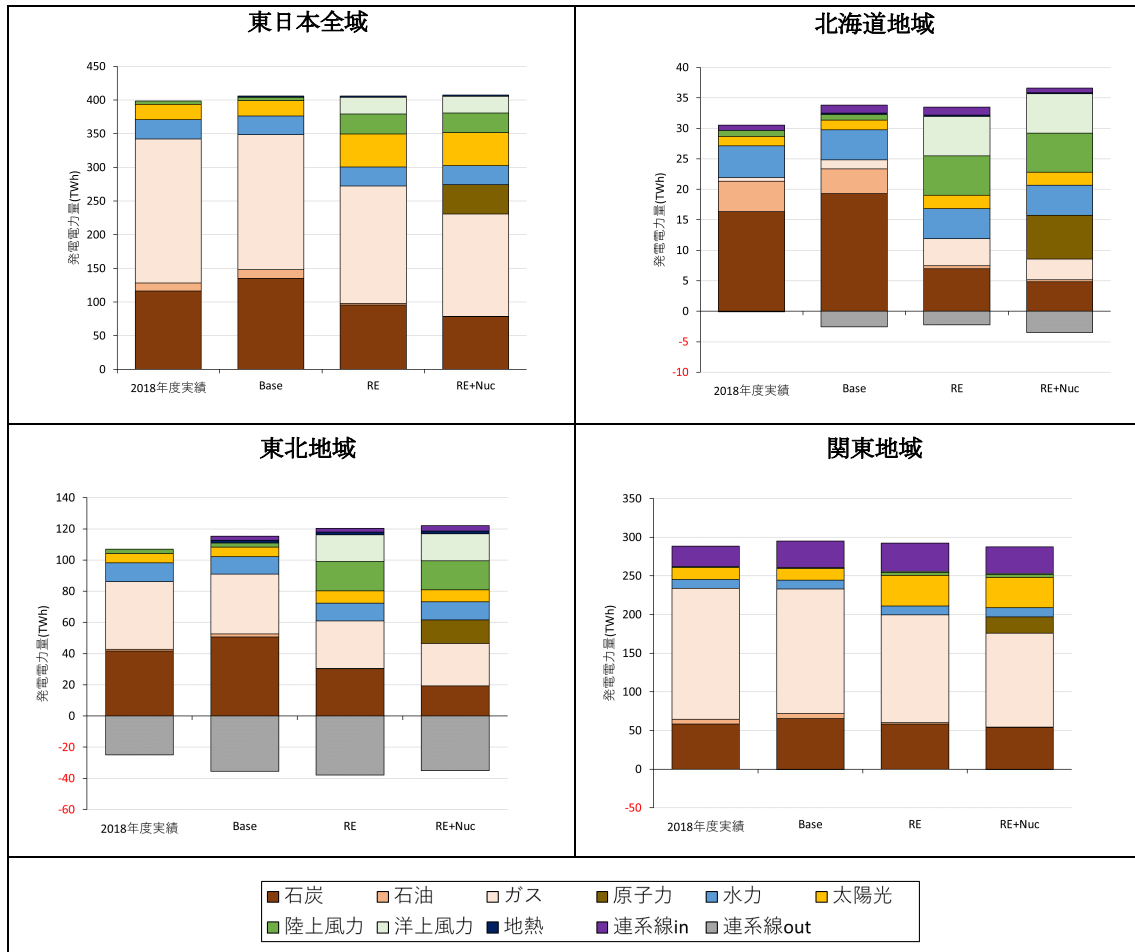


図3 地域別シナリオ別電源別発電電力量構成（年間）

出所：栗山ほか（2021）

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

出所：栗山ほか（2021）

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%

2018年度実績では、東北電力管内から東京電力管内に地域間連携線で電力がかなり送られているが、北海道と本州の間でのやり取りはほとんどない。Baseシナリオで

は、北海道電力管内→東北電力管内→東京電力管内の電力会社間のやり取りが増加し、大需要地である東京電力に北海道・東北から電力が送られている。東北電力管内には、東京電力関連の発電施設が多数立地するので、2018年度実績でもこの両者の間の送電は一定量存在するが、2018年度実績では、基本的には、電力会社毎に需給収支が取られているために、電力会社間のやり取りは必要最小限にとどめられているのに対して、Baseシナリオでは、東日本全体の広域メリットオーダーにより、電力会社間の相互のやり取りが増加しているために会社間連携線の利用量が増加しているものと推定される。なお、Baseシナリオの再生可能エネルギー比率は、東日本全体で14%となっているが、REシナリオでは33%、RE+Nucシナリオでも33%となっている。RE+Nucシナリオの場合は、非化石電源比率は、43%となっている。

表3は、太陽光発電・風力発電を現況送電線のままで、62GW導入した時の出力抑制比率を示したものである。原発稼働なしの場合、東日本全体では、陸上風力発電は、0.6%の出力抑制、洋上風力は0.7%の出力抑制、太陽光発電は0.8%の出力抑制に留まることが示されている。本シミュレーションでは、連系線だけではなく、地内の基幹送電線のキャパシティ制約もすべて考慮されているが、62GW程度の風力・太陽光発電の導入では、現況送電線のままだでも、再生可能エネルギーの立地に支障がない程度の出力抑制に留まることが示されている。

東通、女川等の5基の原発が稼働すると、原発は一般に火力発電よりメリットオーダー上で有利な位置を占めるので、基幹送電線のキャパシティの利用に関して、再生可能エネルギーと原発の間で競合が生じるのではないかという議論があるが、表3に示されるように、原発の稼働があっても、陸上風力0.9%、洋上風力1.2%、太陽光発電1.5%の出力抑制となっており、原発の稼働のない場合よりは若干出力抑制が増加しているものの、いずれも立地に支障が生ずるレベルとはなっていない。太陽光発電で、出力抑制の増加率がやや高いのは、風力発電が一般に地域により発電ピークが分散する傾向にあるのに対して、太陽光発電は晴天時には各地域でほぼ同時に発電ピークとなるためではないかと推察される。

出力抑制が発生している日の例として、5月5日の状況を見ると、需要がさほど大きくなく、一方で、再生可能エネルギーの発電量の大きい日となっている。5月5日の昼の時間帯は、火力発電の出力は下限値となり、揚水発電は最大限に揚水を行っており、揚水等で対応しきれなかった分が一部出力抑制となっている。

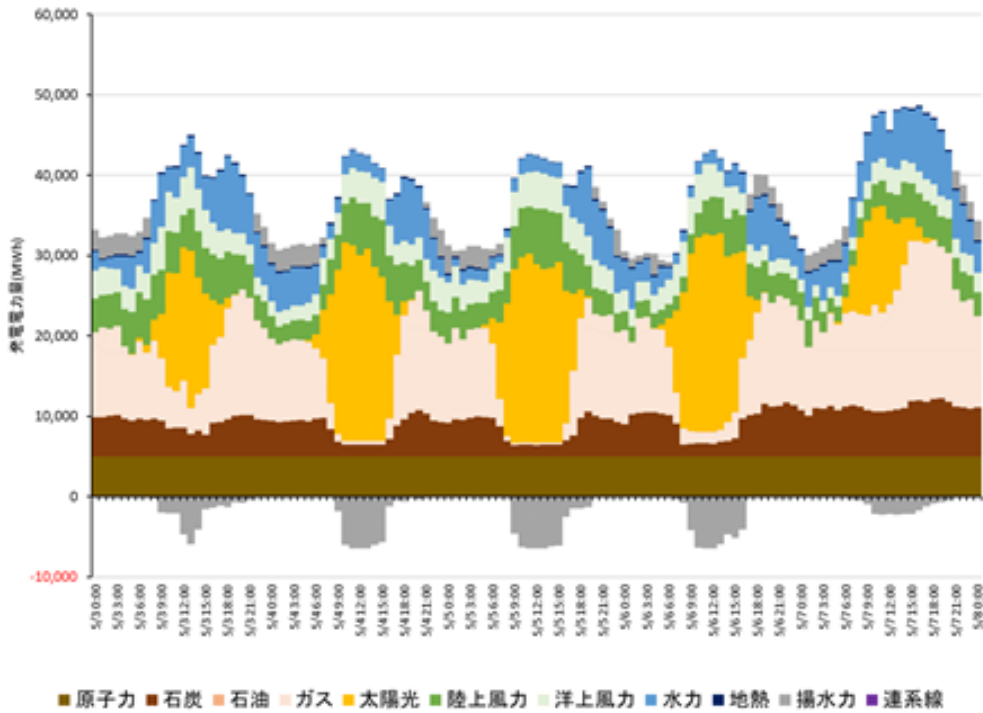


図4 5月5日前後のRE+Nucシナリオの発電状況

出所：栗山ほか（2021）

4. LMPのシミュレーション結果

4.1 年平均LMP

本シミュレーションのREシナリオ、RE+Nucシナリオにおける年間平均LMPは、表4のとおりとなっている。

表4 東日本の地域別年平均LMP(平均は電力量によらない単純平均, 円/kWh)

地域	RE	RE+Nuc
北海道	7.6	6.4
東北	6.8	5.9
関東	11.0	8.8
東日本	9.1	7.5

全般的に再生可能エネルギーが入るために、LMPの値は現在の卸売価格と比較して低めとなっており、特に多数の再生可能エネルギー立地が想定されている東北・北海道のLMPは比較的に低くなっている。これに対して大規模な需要地を抱える関東地方のLMPは高くなるという傾向がみられる。原発が加わることでLMPはさらに低くなるが、これはメリットオーダー上では、原発は再生可能エネルギーに次いで限界

価格が安い電源とされるためであろう。RE シナリオで発電指令が出ていた石炭火力から RE+Nuc シナリオの原発に発電指令が移ったことによるものと考えられる。東北より北海道の LMP が高い理由については今後の詳細な解析が必要であるが、北海道では道東地域などのように発電所から遠い送電線の末端の需要地が広く広がっており、このような地域では平均的に LMP が高くなる傾向があるためではないかと考えられる。

米国で行われている送電混雑管理では、地点間の LMP の差をコンジェスチョンチャージとして徴収することが行われている（米国送電システム研究会, 2020）。米国で行われているノードルプライシングに基づく混雑管理の場合には、時間毎・ノード毎の LMP に基づくものであるが、本研究では、コンジェスチョンチャージが再生可能エネルギーが多数立地する地域から需要地に向けた地内線や連携線の混雑に伴うものなのか、あるいは、需要地内の送電線の混雑に伴うものなのかをマクロに考察するために、適宜 LMP の時間・地域平均値を算出している。

RE シナリオにおける地域間のマクロに見た年平均・地域平均のコンジェスチョンチャージの傾向は、北海道-関東間は、3 円/kWh 程度、RE+Nuc シナリオでは、2.5 円/kWh 程度となる。

ノード別の LMP の地域差を見ると、例えば、北海道の場合、再生可能エネルギー・火力ともに目ぼしい発電施設が近傍にない東釧路では、LMP は 8.1 円/kWh (年平均、RE+Nuc) と高めになっているが、多くの再生可能エネルギーが接続される西名寄では、LMP は 6.1 円/kWh (年平均、RE+Nuc) となっている。東釧路と西名寄の LMP の値の差は、道東と道央を繋ぐ送電線の脆弱さをも示唆していると考えてよかろう。東北地方から関東にかけての、LMP の値を見ると、東北の上北で LMP は 6.3 円/kWh (年平均、RE+Nuc)、中間地点の福島で LMP は 6.2 円/kWh (年平均、RE+Nuc) となり、首都圏の入り口の新今市あたりでは、7.5 円/kWh (年平均、RE+Nuc) である。一方で、需要地内の永代橋で、9.4 円/kWh (年平均、RE+Nuc)、新宿 10.5 円/kWh (年平均、RE+Nuc) と需要地の内部ではかなり LMP が高くなっている。上北から需要地近傍までの LMP にあまり大きな差が見られないのに対して、都心に近づくと急速に LMP が上昇している。都心部の LMP の高騰は、需要地近傍の送電線の混雑を反映しているものと考えられるので、首都圏需要地と東北、北海道の再生可能エネルギー産地との間のコンジェスチョンチャージは、東北、北海道内の再生可能エネルギーが多数立地する地域から需要地に向けた地内線や連携線の混雑に伴うものと言うよりは、むしろ需要地内の送電線の混雑ということが言えそうである。

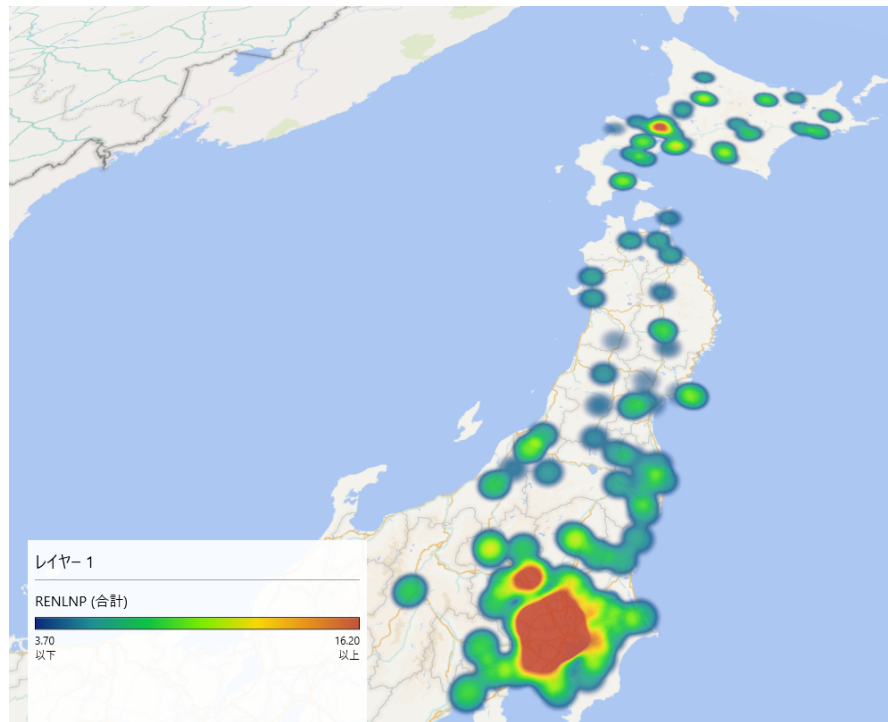


図 5 RE+Nuc シナリオの年平均 LMP の地理的分布 (円/kWh)

RE+Nuc シナリオの各ノードの LMP を地図に落とすと図 5 のとおりとなる。この時の LMP の値の分布は図 6 のとおりとなる。なお、これらの図では、需要がほとんど接続されず特定の大規模発電所の接続点の性格を持ち、特異な LMP の挙動を示す 3 ノードは除外している。大半のノードでは、LMP は、5~8 円/kWh (年平均、RE+Nuc) となっている。

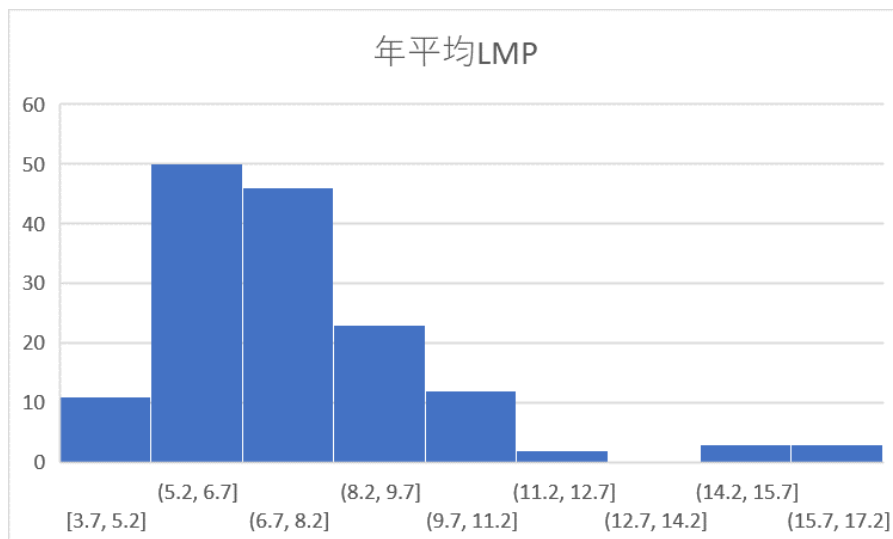


図 6 RE+Nuc シナリオの年平均 LMP の出現度数分布 (円/kWh)

首都圏を拡大すると図7のとおりとなっている。東京電力管内においては、都心部の LMP は高くなっているが、火力発電所や再生可能エネルギーが多数立地する千葉方面の LMP は低くなっていることがわかる。また、LMP の分布も 6~11 円/kWh (年平均、RE+Nuc) と高めになっている。

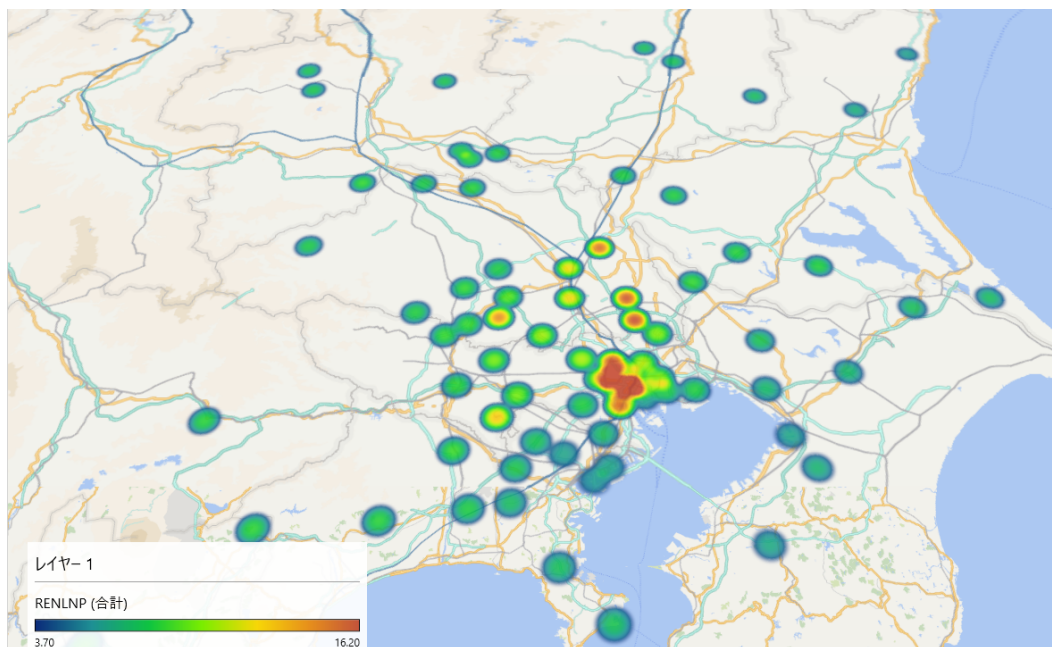


図7 RE+Nuc シナリオの年平均 LMP の首都圏における地理的分布 (円/kWh)

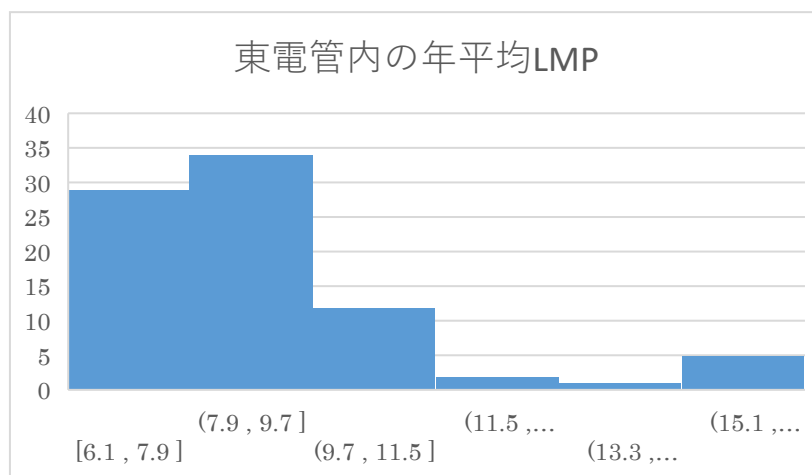


図8 RE+Nuc シナリオの東電管内の年平均 LMP の出現度数分布 (円/kWh)

4.2 出力抑制が発生した日の LMP の状況

栗山ほか (2021) では、出力抑制が発生した日として 5 月 5 日について分析を行っている。本稿においても、同様に 5 月 5 日の LMP の状況について分析する。



この日の各ノードの日平均 LMP(円/kwh)を見ると再生可能エネルギーが潤沢なせいもあって、図9のように全般的に低く 2.5~6.5 円/kwh の間に分布しており、極端な値は見られない。栗山ほか (2021) によれば、この日は需要は小さいが、天候に恵まれ再生可能エネルギーの発電量が多くなっており、揚水発電や火力発電により吸収し切れない再生可能エネルギー発電に対して出力抑制が発動されている。したがって、LMP は、再生可能エネルギーの余剰を反映して全般的にかなり低くなっているが、再生可能エネルギー産地と需要地との間の送電混雑による LMP の段差は特段見られない。参考までに、LMP の地理的な分布を示すと図10のとおりとなっており、全般的な傾向としては首都圏までの送電線のネックに伴う LMP の大きな変化は特に認められず、むしろ需要地近傍での LMP の上昇が顕著である。ここでも、東北・北海道からの遠距離送電のネックよりも首都圏周辺における需要地内の送電ネックの方が LMP への影響が大きいと言えそうである。

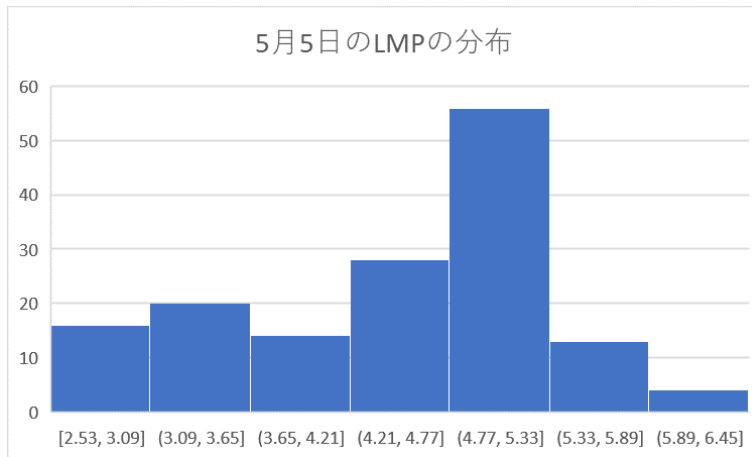


図9 5月5日の日平均 LMP の状況 (円/kWh)

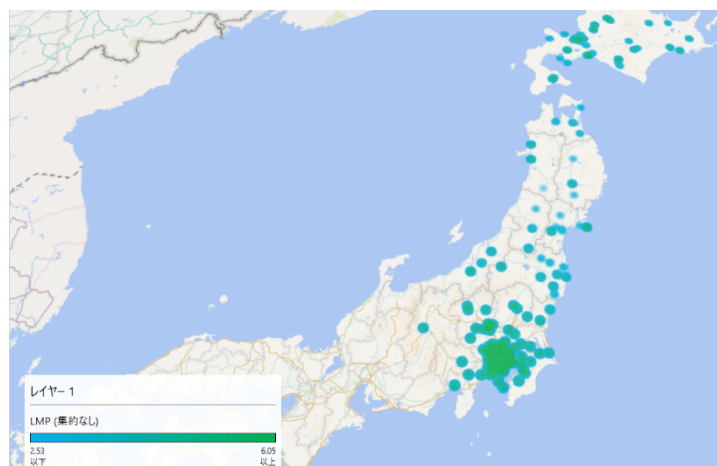


図10 RE+Nuc シナリオの5月5日の日平均 LMP の地理的分布 (円/kWh)

4.3 北本連系線の起終点の LMP の状況

栗山ほか (2021) によれば、北海道一本州間の会社間連系線は、図11に示すよう

に、RE+Nuc シナリオでは、最も混雑するときには、ほぼ運用容量の上限に達している。冒頭の LMP の定義式では、送電線の混雑が発生すると LMP が高くなることが予想されるため、この区間の起終点のノードとして北海道側の大野と東北側の青森の LMP のデュレーションカーブ（図 12、図 13）を用いて検証した。

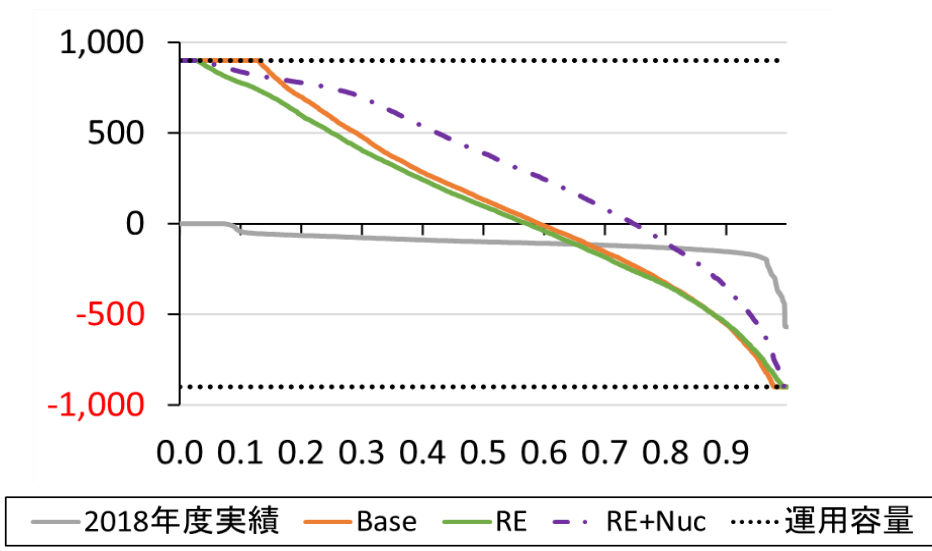


図 11 北海道→東北間連系線のデュレーションカーブ

注：縦軸：MWh/h 横軸：累積出現頻度

出所：栗山ほか（2021）

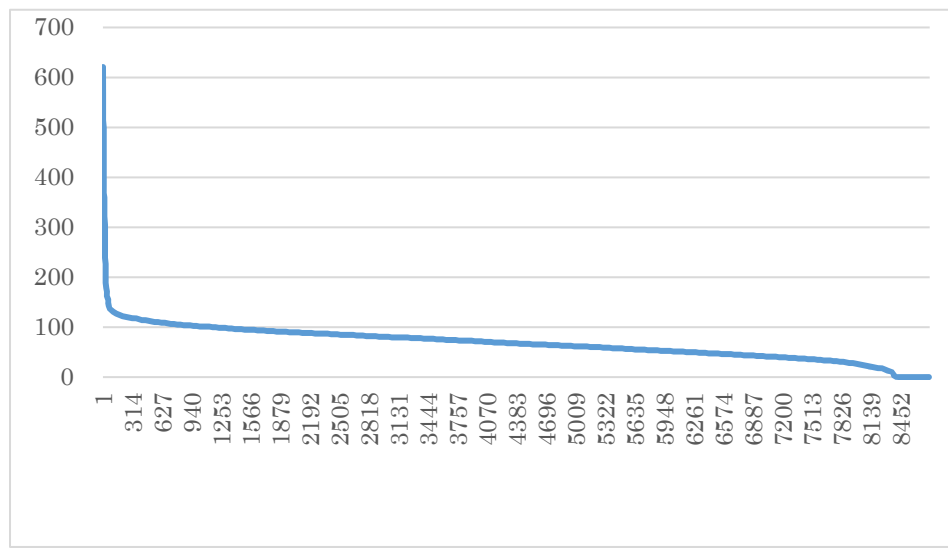


図 12 大野ノードの LMP のデュレーションカーブ

注：縦軸：LMP、横軸：累積時間

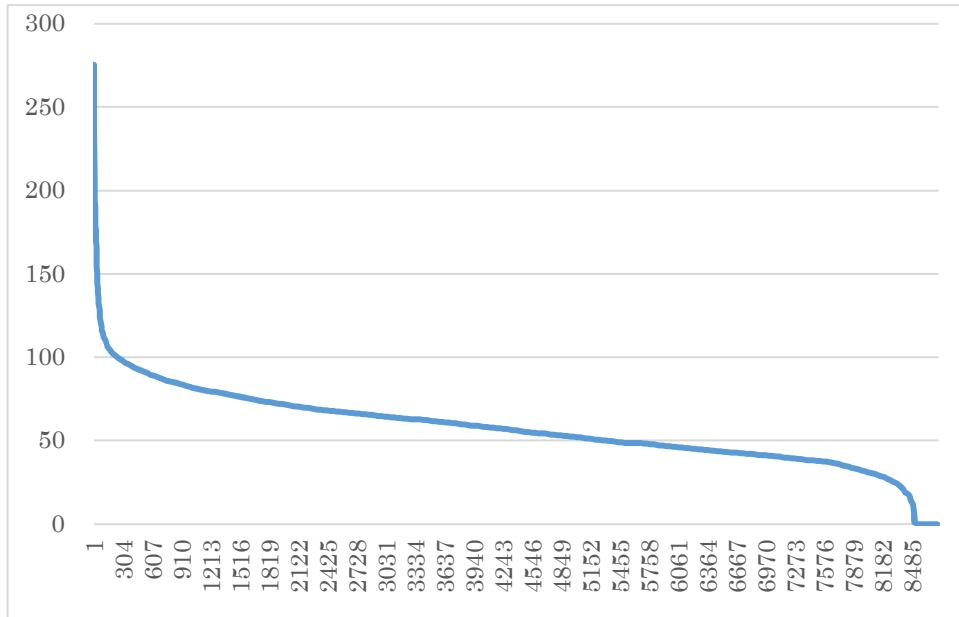


図 13 青森ノードの LMP のデュレーションカーブ

注：縦軸:LMP、横軸:累積時間

どちらのノードにおいても年間わずかな時間ではあるが、LMP が高騰する時間帯と LMP がゼロになる時間帯があり、これらは、北本連系線に送電される 1 時間当たりの電力量が運用容量近くまで達する時間帯と一致することが確認された。

また、どちらのノードにおいても、11 月 8 日 18:00 に極端に高い LMP を記録しているが、この前後の 1 時間程度の間は、需要が高いにもかかわらず北海道において太陽光発電・風力発電の発電量が極めて少なく、北海道の需要を満たすために石油火力等が大きく稼働するとともに、北本連系線により東北→北海道の送電が活発に行われていることが確認された。

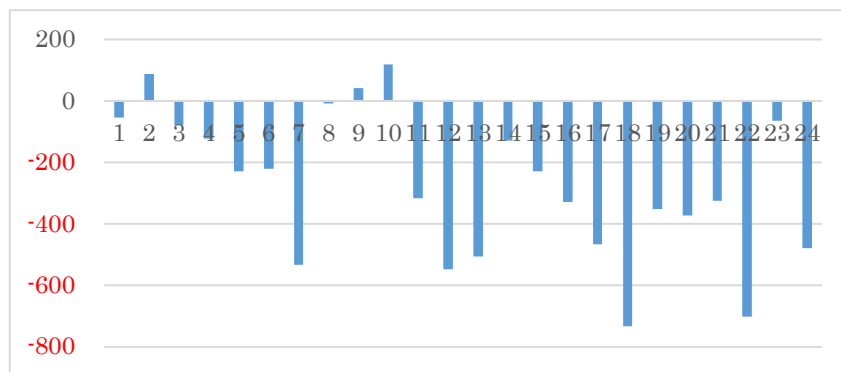


図 14 北本連系線の 11 月 8 日の稼働状況

注：縦軸：送電量(MW)、横軸:時刻

5. おわりに

PROMOD によるフローベースのシミュレーションでは、シミュレーションと同時

に LMP の値も求めることができるが、今回は、この機能を用いて東日本の LMP の分析を始めて試みてみた。国内の文献で、実際の送電網を対象とした LMP の分析の文献がほとんど存在しないために、LMP の分析の手法については、手探りで試みた部分が多く、今後の改善を必要とする部分が多々ある。今後は、さらに送電混雑の解析における LMP の利用方法の研究を深めていく必要がある。

本研究は、我が国の送電網の結節点において初めて本格的な LMP の解析を行った研究ということが言えよう。また、本研究は LMP の算出は情報公開を前提とすれば我が国の一般の研究者にもできることを示したという点でも意義があるかもしれない。ここでは、本邦初の LMP を用いた送電線の混雑解析を行っているが、LMP は、米国では混雑料の算定に用いられるなど、混雑解消の経済的な手段として現在用いられており、この点からの研究は今後の課題の一つである。

今回の解析で用いた 2030 年の再生可能エネルギー導入量の想定では、地内線の送電混雑がさほど発生しないため、LMP の値にも送電混雑に起因する大きな変動はほとんど見られなかったが、2050 年目標等に対応し、さらに多くの再生可能エネルギーを導入した場合には送電混雑に伴う LMP の大きな変動がみられる可能性がある。今後は、このような作業を試みる必要がある。

本研究では、我が国の地内線のキャパシティは 2030 年の段階では、若干の再生可能エネルギーの出力抑制を前提とすれば、十分であることを示している。2030 年までの段階では、無用の送電増設コストを再生可能エネルギーに負担させる必要はなさそうである。2050 年に向けても、LMP 解析等の地内線の混雑解析を行うことにより、必要最小限の増設量かつ必要な場所を科学的に求める必要がある。

経済産業省において、現在、我が国にも LMP を導入する方向での検討が行われている。LMP には送電混雑対応や立地誘導の経済的な誘導手段等の多様な機能があり、今後の政策にこれらの機能を取り入れられていくことを期待したい。本研究も、これらの研究の先駆けとして、経済産業省の検討に資するものとなれば幸いである。

また、LMP の算出に当たっては、火力発電や原子力発電の限界費用を実勢に合わせて入力する必要があるが、これらのデータがほとんど開示されていない。これらに関する信頼できるデータが幅広く開示されることを期待したい。



参考文献

- 牛山泉 (2013), 風車工学入門(第2版), 森北出版.
- 栗山昭久, 劉憲兵, 内藤克彦, 津久井あきび (2021), 実潮流に基づく送電線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, IGES ワーキングペーパー, 5月.
- 経済産業省 (2015), 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), 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).
- 相澤善吾 (2016), 海外の電源事情とベストミックス, 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) .
- 藤井康正, 小宮山涼一 (2016), 平成28年度産業経済研究委託事業調査(電力需給モデルを活用したシミュレーション調査)報告書, 東京大学大学院工学系研究科, 藤井・小宮山研究室.
- 米国送電システム研究会 (2020), 米国型送電システム, 化学工業日報社.
- 経済産業省 (2021), 電力ネットワークの次世代化に向けた中間とりまとめ, <https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/20210903_2.pdf>.
- William W. Hogan (1998), Getting the Prices Right in PJM, Electricity Journal, pp. 61-67.