

# 博士論文

再生可能エネルギーの広域連系による  
平準化効果を考慮した  
北海道の電力・熱供給ネットワークの計画

2020年9月

岡田 昌樹

指導教員 小原伸哉 教授

Doctoral dissertation

Planning of electric power and heat supply network  
in Hokkaido considering the leveling effect using  
wide-area interconnection of renewable energy

September 2020

Masaki OKADA

Supervisors Prof.Shin'ya OBARA

# 要 旨

太陽光発電と風力発電による再生可能エネルギーの出力変動は、気象条件の異なる複数地点の連系による平準化効果で緩和する。本研究では、この広域連系に着目し、再生可能エネルギーの分散配置を経済性から最適化するアルゴリズムを開発し、事例として、北海道の電力・熱供給ネットワークを計画する。つまり、本研究の目的は、広域に適切な容量の再生可能エネルギーを設置し、連系することで、再生可能エネルギーの導入量を増やし、CO<sub>2</sub>の排出量を低減できることを明らかにするものである。

そこで、本研究では、分散する各エリアの電力と熱の需要に対し、最適な再生可能エネルギーの導入量と補償電源の供給量、熱機器の容量などを探求する。そのため、複数エリアにおける時々刻々と変化する電力と熱の需要に対して、気象条件に左右される再生可能エネルギーとそれを補償する電源、エネルギー貯蔵装置、蓄電池、ヒートポンプ、蓄熱槽などのエネルギー供給を常に一致させなければならない。特に、熱需要を電力で賄うことによる冬季電力需要の増加への対応や再生可能エネルギーの急峻な変動への対応、エリア間の融通電力が増えることによる送電線の容量調整などが必要となる。このような多種多様で大量の変数を同時に扱う問題に対し、数学的な絶対解を導くことは難しいため、工学的なアプローチとして、遺伝的アルゴリズム (GA: Genetic Algorithm) に基づいた最適化プログラムの開発を行った。

このプログラムでは、需要と供給を常に一致させる電力収支式と熱収支式に基づいて、導入される設備と託送コストの総コストが最も低いものを最適値として探索する。電力設備には、再生可能エネルギーとしての太陽光発電と風力発電、補償電源、蓄電池が導入され、熱設備には、ヒートポンプと蓄熱槽が導入される。解析条件となる入力データは、太陽光発電と風力発電の発電量を推定する気象データと各設備の単価、各エリアの電力と熱の需要データ、遺伝的アルゴリズムのパラメータなどである。

研究事例として、北海道を対象とした電力ネットワークを解析した結果、送電線の制約がない場合、再生可能エネルギーの発電割合は現状の 11%から 39.5%に増加したが、補償電源の供給量は最大電力需要の 98.5%であった。一方、送電線の制約が適用されると、熱需要の大きくなる冬季に一部の都市間で送電容量に不足を生じたため、これらの容量を増加させ、不足を解消した結果、再生可能エネルギーの発電割合が 22.5%となり、CO<sub>2</sub>排出量も道内の全世帯が年間に排出する約 67%分を削減できた。ただし、補償電源の供給量は最大電力需要の 127%となった。また、本システムの送電網を利用した実送電線利用率は 41%であるが、最適化後は電力の地産地消により 13.5%に低下した。

最後に、今後の技術の発展を見込んだ考察として、蓄電池の代わりに電気自動車 (EV) を導入した場合、プラグイン 100%として約 13 万台以上の EV が必要なことや、冬季間の熱需要に対し、再生可能エネルギー由来の水素を用いた場合、再生可能エネルギーの発電割合が約 29%、補償電源の供給量が最大電源需要の 54%となる解析結果を得た。

## Abstract

Output fluctuation of renewable energy by photovoltaic and wind power generation is mitigated by the leveling effect of interconnection of multiple points with different weather conditions. In this study, we focus on this wide area interconnection, and develop an algorithm that optimizes the distributed arrangement of renewable energy from the viewpoint of economy. Then, as an example, we plan a power and heat supply network in Hokkaido. In other words, the purpose of this study is to clarify that by installing and linking renewable energy of appropriate capacity over a wide area, it is possible to increase the amount of renewable energy introduced and reduce CO<sub>2</sub> emissions.

In this analysis, renewable energy that fluctuates under weather conditions and the power supply, storage battery, and thermal equipment energy supply that compensates for it must always match the power demand and heat demand in multiple areas. We have developed an optimization program based on a genetic algorithm as an engineering approach for dealing with such a large number of variables at the same time.

In this program, based on the power balance equation and the heat balance equation where demand and supply coincide, the amount of equipment installed and the amount of power transmission with the lowest total cost are searched for as optimal values. Solar power and wind power as renewable energy, compensating power supply, and storage battery are installed in electric power equipment, and heat pump and heat storage tank are installed in thermal equipment. The input data used as analysis conditions include weather data for estimating the amount of power generated by solar power and wind power, costs for each facility, power and heat demand data for each area, and parameters for genetic algorithms.

As a result of the analysis, when there is no constraint on the transmission line, the introduction amount of renewable energy increased from 11% at present to 39.5%, and the total capacity of the compensating power supply became 98.5% of the maximum power demand. On the other hand, when the restriction of transmission lines was added, there was a shortage of transmission capacity in some cities during the winter when heat demand increased. Therefore, as a result of increasing the capacity of these transmission lines and re-analyzing, the introduction amount of renewable energy was 22.5%, and CO<sub>2</sub> emission could be reduced by 67% of all households. However, the total capacity of the compensating power supply was 127% of the maximum power demand. The average transmission line utilization rate using the transmission network of this system was 41%, but the average transmission line utilization rate after optimization dropped to 13.5%.

As a consideration, in anticipation of future technology development, analysis of the required number of cases where electric vehicles (EVs) are introduced instead of storage batteries and the

heat demand during the winter season using hydrogen derived from renewable energy I also went.

# 再生可能エネルギーの広域連系による平準化効果を考慮した 北海道の電力・熱供給ネットワークの計画

-目次-

|                                    |    |
|------------------------------------|----|
| 1 章 緒言 .....                       | 1  |
| 1.1 再生可能エネルギー導入に伴う系統の課題 .....      | 1  |
| 1.1.1 電力需給の課題 .....                | 1  |
| 1.1.2 周波数変動 .....                  | 1  |
| 1.1.3 在来型電源による出力調整 .....           | 2  |
| 1.1.4 送電線の容量 .....                 | 3  |
| 1.2 国内外の研究動向 .....                 | 4  |
| 1.3 研究の着目点 .....                   | 5  |
| 1.4 研究の目的と意義 .....                 | 8  |
| 1.5 本研究の構成 .....                   | 8  |
| 2 章 システムの概要 .....                  | 9  |
| 2.1 分散型の電力・熱供給ネットワーク .....         | 9  |
| 2.2 エネルギー収支 .....                  | 10 |
| 2.2.1 電力収支式 .....                  | 10 |
| 2.2.2 熱収支式 .....                   | 11 |
| 2.3 経済効率 .....                     | 12 |
| 2.4 環境負荷 .....                     | 13 |
| 3 章 システムオペレーションと導入設備 .....         | 14 |
| 3.1 電力需給の特性 .....                  | 14 |
| 3.2 融通電力 .....                     | 15 |
| 3.3 電力供給設備 .....                   | 15 |
| 3.4 熱供給設備 .....                    | 16 |
| 4 章 解析方法 .....                     | 18 |
| 4.1 最適値の探索方法 .....                 | 18 |
| 4.2 GA 処理 .....                    | 18 |
| 4.2.1 染色体モデル .....                 | 18 |
| 4.2.2 選択と淘汰 .....                  | 20 |
| 4.2.3 交叉と突然変異 .....                | 21 |
| 4.2.4 遺伝子の表現 .....                 | 22 |
| 4.3 解析フロー .....                    | 24 |
| 4.3.1 目的関数 .....                   | 24 |
| 4.3.2 解析手順 .....                   | 24 |
| 5 章 送電線の制約を適用しない解析事例 (CaseA) ..... | 27 |
| 5.1 電力ネットワーク .....                 | 29 |

|       |                             |    |
|-------|-----------------------------|----|
| 5.2   | エネルギーの需給特性                  | 31 |
| 5.3   | 再生可能エネルギーの出力                | 33 |
| 5.3.1 | 太陽光発電の出力パターン                | 33 |
| 5.3.2 | 風力発電の出力パターン                 | 35 |
| 5.4   | 熱供給設備                       | 45 |
| 5.4.1 | ヒートポンプ                      | 45 |
| 5.4.2 | 蓄熱槽                         | 45 |
| 5.5   | 費用の設定                       | 46 |
| 5.5.1 | 発電単価と CO <sub>2</sub> 排出原単位 | 46 |
| 5.5.2 | 電力の託送コスト                    | 46 |
| 5.5.3 | 熱機器の設備コスト                   | 46 |
| 5.6   | GA パラメータ                    | 47 |
| 5.7   | 解析結果                        | 49 |
| 5.7.1 | 再生可能エネルギーの発電量と導入量           | 49 |
| 5.7.2 | 再生可能エネルギーの融通電力量             | 51 |
| 5.7.3 | 熱機器の導入量                     | 53 |
| 5.7.4 | 補償電源の供給量                    | 55 |
| 5.7.5 | コスト分析                       | 56 |
| 5.7.6 | 環境負荷分析                      | 57 |
| 6章    | 送電線の制約を適用した解析事例 (CaseB,C)   | 58 |
| 6.1   | 解析条件                        | 58 |
| 6.2   | 送電線の容量と平均利用率                | 58 |
| 6.3   | 再生可能エネルギーの出力                | 61 |
| 6.3.1 | 太陽光発電の出力パターン                | 61 |
| 6.3.2 | 風力発電の出力パターン                 | 63 |
| 6.4   | 解析結果                        | 71 |
| 6.4.1 | 電力需要のみの解析結果 (CaseB)         | 71 |
| 6.4.2 | 熱需要を加えた解析結果 (CaseC)         | 73 |
| 6.4.3 | 送電線の容量増加                    | 75 |
| 6.4.4 | 再生可能エネルギーの発電量と導入量           | 79 |
| 6.4.5 | 熱機器の設備容量                    | 82 |
| 6.4.6 | コスト分析                       | 84 |
| 6.4.7 | 環境負荷分析                      | 85 |
| 7章    | 蓄電池の代替に EV を用いた解析           | 86 |
| 7.1   | 解析方法                        | 86 |
| 7.1.1 | LFC 調整力                     | 86 |
| 7.1.2 | 再生可能エネルギーの出力と電力需要の相対変動量     | 86 |
| 7.1.3 | LFC 調整力を超える急峻な変動量           | 87 |

|       |                              |     |
|-------|------------------------------|-----|
| 7.2   | 解析条件の設定.....                 | 87  |
| 7.2.1 | 解析対象日 .....                  | 87  |
| 7.2.2 | EV の条件設定 .....               | 87  |
| 7.2.3 | EV の充電シナリオ .....             | 88  |
| 7.3   | 解析結果 .....                   | 89  |
| 7.3.1 | LFC 調整力を超える急峻な変動量.....       | 89  |
| 7.3.2 | EV の必要量.....                 | 89  |
| 7.3.3 | 充電量を加えた解析方法.....             | 89  |
| 7.3.4 | 送電線の利用率 .....                | 90  |
| 7.3.5 | 再生可能エネルギーの導入量.....           | 90  |
| 7.3.6 | コスト分析 .....                  | 91  |
| 7.3.7 | 環境負荷分析.....                  | 91  |
| 8 章   | 熱需要を水素利用システムで賄う解析 .....      | 92  |
| 8.1   | 再生可能エネルギー由来の水素製造.....        | 92  |
| 8.2   | 水素利用システム .....               | 93  |
| 8.2.1 | 水電解装置 .....                  | 93  |
| 8.2.2 | 水素貯蔵装置.....                  | 94  |
| 8.2.3 | 燃料電池.....                    | 95  |
| 8.3   | エネルギー需給特性.....               | 96  |
| 8.4   | エネルギー収支.....                 | 97  |
| 8.4.1 | 電力収支式 .....                  | 97  |
| 8.4.2 | 熱収支式.....                    | 98  |
| 8.5   | 解析条件の設定.....                 | 99  |
| 8.5.1 | 水素製造用の電力.....                | 99  |
| 8.5.2 | 水素製造用各装置の設定条件.....           | 99  |
| 8.6   | 解析結果 .....                   | 100 |
| 8.6.1 | 送電線の容量と平均利用率.....            | 100 |
| 8.6.2 | 再生可能エネルギーの発電量と補償電源の供給量 ..... | 102 |
| 8.6.3 | 水素利用システムにおける設備容量 .....       | 104 |
| 8.6.4 | コスト分析 .....                  | 105 |
| 9 章   | 結言 .....                     | 106 |
|       | 記号表.....                     | 108 |
|       | 参考文献.....                    | 111 |
|       | 謝辞 .....                     | 115 |
|       | 研究業績一覧.....                  | 116 |

# 1 章 緒言

## 1.1 再生可能エネルギー導入に伴う系統の課題

太陽光発電と風力発電の再生可能エネルギーの導入は、固定価格買取制度等により、増加してきたが、北海道では高いポテンシャル（陸上風力に関し、日本の全導入ポテンシャルの 49%[1]）を持ちながらも既に導入限界に達しつつあり、風力発電に関しては蓄電池を併設しないかぎり新規に系統接続が難しい状況にある[2]。太陽光発電と風力発電は、気象条件により出力が変動するため、出力の制御が難しく、火力発電などのように出力を人為的に制御できないためである。そのため、次のような課題への対応策が求められている。

### 1.1.1 電力需給の課題

出力制御の困難な再生可能エネルギーが増加すると、電力需要が少ないときに余剰電力が発生する。一方、再生可能エネルギーの出力が少なく、電力需要を満たせないときには、CO<sub>2</sub>排出量の多い補償電源からの出力が増加する。

例えば、北海道は風力発電のポテンシャルが高いため、深夜に強い風が吹くと余剰電力が発生する可能性がある。太陽光発電も需要が比較的少ない季節や時間帯に日射量が多くなると余剰電力となる可能性がある。また、1年のうちには、曇天であり風が吹かない日もある。こうなると太陽光発電も風力発電も出力しなくなるため、補償電源やエネルギー貯蔵装置によって、1日の電力需要を確保しなければならなくなる。結局のところ、これら設備の容量を削減できず、稼働率の悪い設備によるコスト増となる。

### 1.1.2 周波数変動

電力会社は、常に電力の需要と供給が一致するように各発電所の出力を制御し、電力の周波数を一定に維持している。これを同時同量という。例えば、図 1-1-2 に示す天秤において、電力需要よりも電力供給の方が少ない場合、電力が不足して周波数が低下する。一方、電力需要よりも電力供給の方が大きい場合、電力が余って周波数が上昇する。

このような特性から、電力会社は、周波数の変動幅を $\pm 0.2 \sim \pm 0.3 \text{ Hz}$  に抑えられるように、火力発電や水力発電等で調整している[3]。これに対し、気象条件に左右される太陽光発電や風力発電の出力が大きく変動すると、その調整を行う火力発電などの制御能力が追いつかなくなり、電力ネットワーク全体に甚大な影響を及ぼす。電力需給のバランスが崩れ、周波数が増減すると、需要側の機器類、例えば、モーターの回転数が増減するなど、交流電源を用いた機器に大きな影響が表れる。さらに、周波数が増減すると、発電機が保護機能を発動して解列を起し、大停電につながる可能性もある。

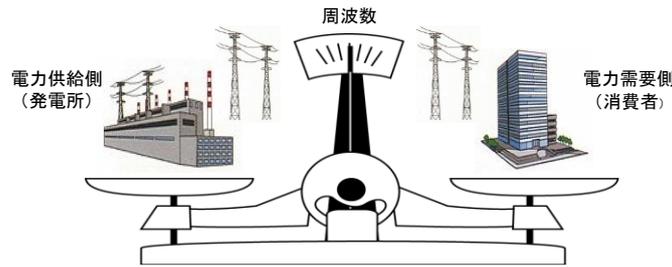


図 1-1-2 需要と供給の同時同量

### 1.1.3 在来型電源による出力調整

太陽光発電や風力発電のように気象条件で出力変動する再生可能エネルギー電源を導入することに対し、電力需要と電力供給のバランスを調整する補償電源として、在来型電源の火力発電や水力発電などの出力が必要となる。

従来、在来型電源による出力調整は、図 1.1.3-1 に示すとおり、3 種類の需要変動成分に対応し、運転制御の異なる方式で対応してきた。需要変動が微小変動分（数分以内の周期）の場合はガバナフリー方式（Governor Free：以下 GF と述べる）、短周期成分（数分～十数分の周期）の場合は負荷周波数制御方式（Load Frequency Control：以下 LFC と述べる）、長周期成分（十数分以上）の場合は経済負荷配分制御方式（Economic load Dispatching Control：以下 EDC と述べる）により、火力発電や水力発電等を用いて需要変動に対応した出力調整を行ってきた。

しかし、この需要変動に、再生可能エネルギーの出力変動が加わると、在来型電源にかかる負荷はさらに大きくなり、対応できない場面も出てくる。例えば、前線通過などによる急激かつ大きな気象変動が起こると、風力発電の出力が急激に減少し、従来の LFC では出力調整が間に合わず、電力供給に大きな支障を来すおそれがある。この対策として、反応の早い蓄電池の導入などが求められている。

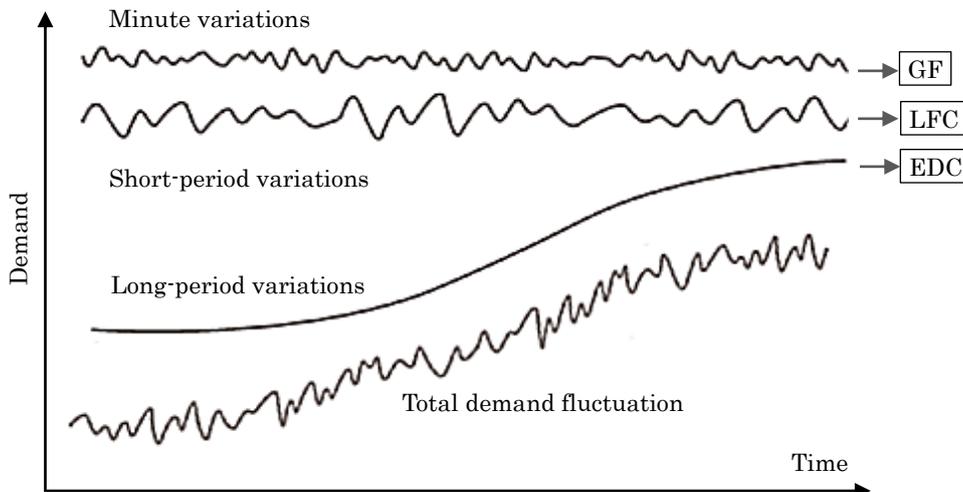


図 1.1.3-1 3 種類の需要変動成分と運転制御の方式

### 1.1.4 送電線の容量

仮に、求められる電力需要に対し、電力供給する量を全体として確保できたとしても、広域連系する各エリアに供給できる電力は、エリア間で融通する送電線の容量によって制限を受ける場合がある。例えば、北海道における風力発電の好適地は、稚内から留萌にかけての日本海沿岸や根室から網走にかけてのオホーツク沿岸など、電力需要の少ないエリアに多い。従来の送電線は、電力需要の大きなエリアに発電所を置き、送電線の設備にかかる費用や送電損失を抑えてきた。そのため、電力需要の少ないエリアへの送電線は容量が小さく、稚内や根室の風力発電所で大量の発電をしたとしても、その全てを大都市の札幌などへ送電できる状態にはなっていない。送電線の設備コストは表 1.1.4-1 に示すとおり[4]、例えば、電圧階級 275kV で約 2 億円/km もかかり、送電線の容量増加には多額のコストと多くの工事期間が必要となる。

表 1.1.4-1 送電線の設備コスト [4]

| Vvoltage classes<br>[kV] | Unit construction cost<br>[×10 <sup>8</sup> JPY/km] |
|--------------------------|-----------------------------------------------------|
| 6~7                      | 0.12                                                |
| 22                       | 0.25                                                |
| 60~80                    | 0.7 (About)                                         |
| 150~180                  | 1 (About)                                           |
| 275                      | 2 (About)                                           |
| 500                      | 3 (About)                                           |

## 1.2 国内外の研究動向

再生可能エネルギーを用いた電力ネットワークに関する調査例は多いが、本研究に関連するものとして、以下のような調査報告がある。

### (1) 再生可能エネルギーの設置計画に関する調査

- ① Obara ら[5]：独立した島におけるマイクログリッドの設計
- ② Han ら[6]：投資および設計計画のための多期間混合整数線形計画モデル
- ③ Castro-Santos ら[7]：およびオフショア再生可能エネルギーの設置

### (2) 統合された電気および熱エネルギーシステムに関する調査

- ① Qin ら[8]：電力，熱，およびガスに基づいたエネルギーシステムの計画
- ② Ahn ら[9]：冷却，加熱，および電力システムの組み合わせの経済的な実現可能性
- ③ Sandberg ら[10]：電力からエリアへの柔軟な熱を供給するグリッド料金体系

### (3) 電力と暖房によるネットワークシステムに関する調査

- ① Ayele ら[11]：ヒートポンプと熱のみのボイラーの最適な配置とサイズの決定
- ② Huang ら[12]：統合された熱と電力システムのネットワークに制約された経済配分
- ③ Schlachtberger ら[13]と Pfeifer ら[14]：エネルギーネットワークと再生可能エネルギーの協調
- ④ Ayele ら[15]：電気と熱によるネットワークシステムにおける暖房設備の容量と設置場所の最適化

しかしながら、上記の調査報告では、送電網に関する考慮がされていなかった。現在のところ、送電網を考慮した調査例は少なく、Zhang ら[16]の「高い割合の再生可能エネルギーを含む送電網の研究」や Li ら[17]の「再生可能エネルギーの統合をサポートする高電圧直流送電システムの研究」などが報告されている程度である。

一方、熱需要を電力で賄う場合の調査報告では、例えば、大量の変動な再生可能エネルギーのエリア暖房システムの適応[18]，再生可能エネルギーのピークシェービングのための電力から熱への生産[19]，風力とヒートポンプ，熱エネルギー貯蔵の協調システム[20]など，再生可能エネルギーを活用したヒートポンプシステムの動作に関する研究がなされている。しかし、これらの報告も残念ながら、再生可能エネルギーの設置計画や蓄熱式ヒートポンプの導入による送電線利用率の改善などを明らかにしていない。

さらに、風力発電が同期して起こる急峻な変動に対して、この変動量を電気自動車 (Electric Vehicle：以下、EV と述べる) の車載バッテリーで対応するための EV の必要数や送電線への負荷に関する報告はなく、熱需要を水素で賄った場合の送電線への負荷に関する報告もない。

### 1.3 研究の着目点

本研究では、まず、太陽光発電と風力発電の出力変動が気象条件の異なる複数地点の連系による平準化効果で緩和することに着目した。

図 1.3-1 は、数十 km から数百 km の範囲に分散して配置した全天日射量計による 1 日の測定結果の例である[21]。図中の(a)から(g)に示したグラフは、北海道の 7 箇所での全天日射量の結果であり、(h)は(a)から(g)の平均値である。(a)から(g)の各地の全天日射量は、天候の変化により数秒間で急激な変化をしているが、(g)に示した平均値では、お互いの変動成分が打ち消され、変動成分は低減している。例えば、(d)の函館で観測された全天日射量の最大変動幅は、1 日の最大全天日射量に対して約 37%であるが、(g)に示した平均値では、変動成分が約 11%に低減している。

同様に、図 1.3-2 は、数百 km の範囲に分散して設置した風力発電の連系量と短周期変動（20 分間）での変動率（定格出力に対する出力変動量の比率）および変動量の測定結果の一例である[22]。この例でも、風力発電の連系量を増やすと、平準化効果により、変動率が低減し、短周期の変動率は定格出力の 23%である。ただし、この例では、分散配置する距離が数百 km 離れていても、風力発電機を設置した地点の気象条件に大きな違いがない場合は相関し、変動量を増加する傾向にあることも示している。

一方、広域連系の需要において、従来の電力需要に、熱需要も電力化して加えることを検討すると、大量の再生可能エネルギーが必要になるとともに、同時同量の観点から、電力需給を一致させるために、大量の融通電力が必要となり、送電線の容量不足が懸念される。この融通電力量に着目し、送電容量を増加すべき送電線を明らかにする。

また、以降は今後の技術の発展を見込んだ考察であるが、風力発電を広域連系した時に同期して起こる急峻な変動に対し、従来の高額な蓄電池の代替として、駐車している EV の車載バッテリーに着目し、この急峻な変動量を賄う EV の必要数と充電にかかる増加電力を賄う各設備の電力供給量を明らかにする。さらに、冬季間に増大する熱需要について、再生可能エネルギー由来の水素で賄う方法に着目し、水素を製造するために必要となる電力量と送電線の増加容量を明らかにする。

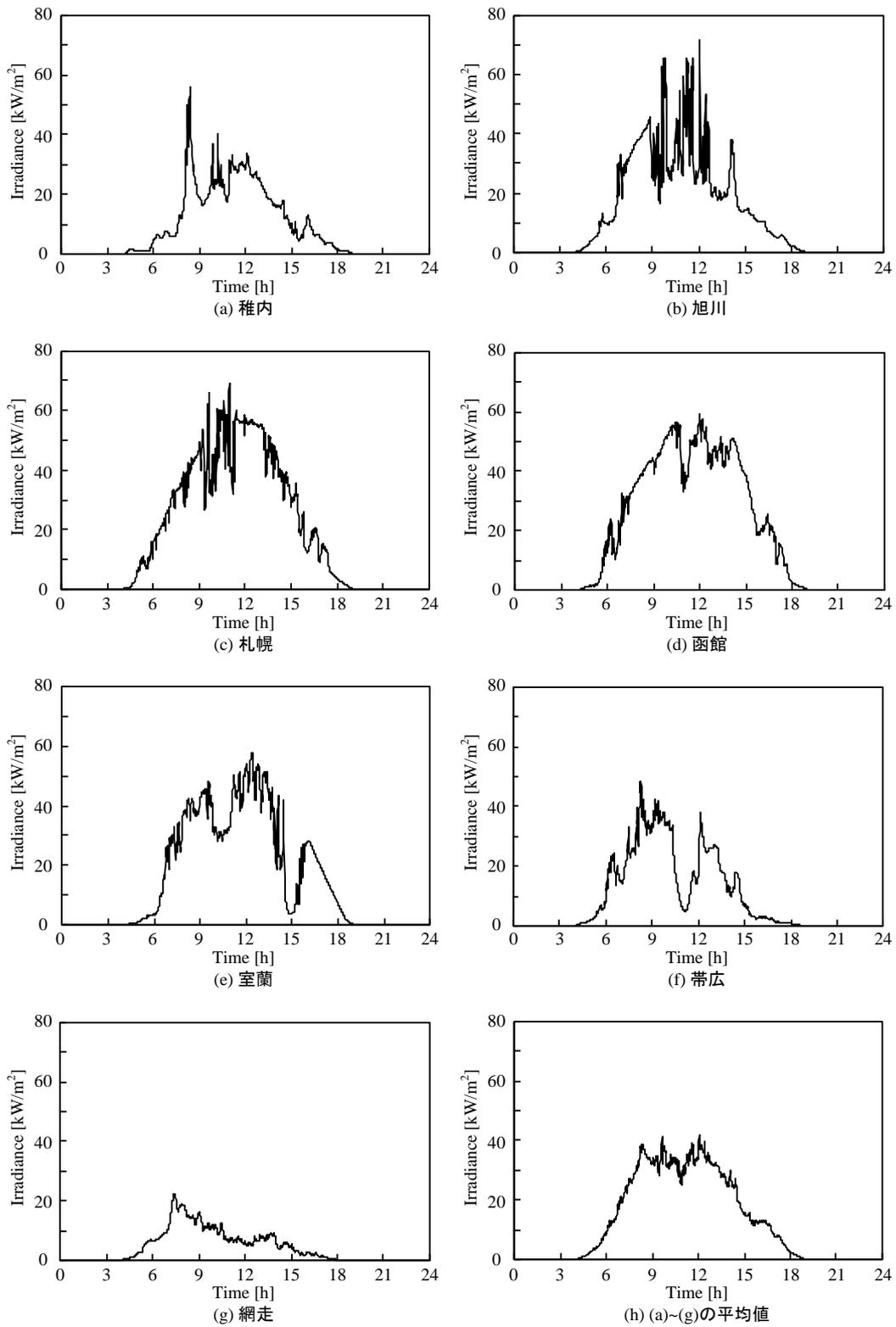


図 1.3-1 全天日射量の測定結果の例とそれらの平均値[21]

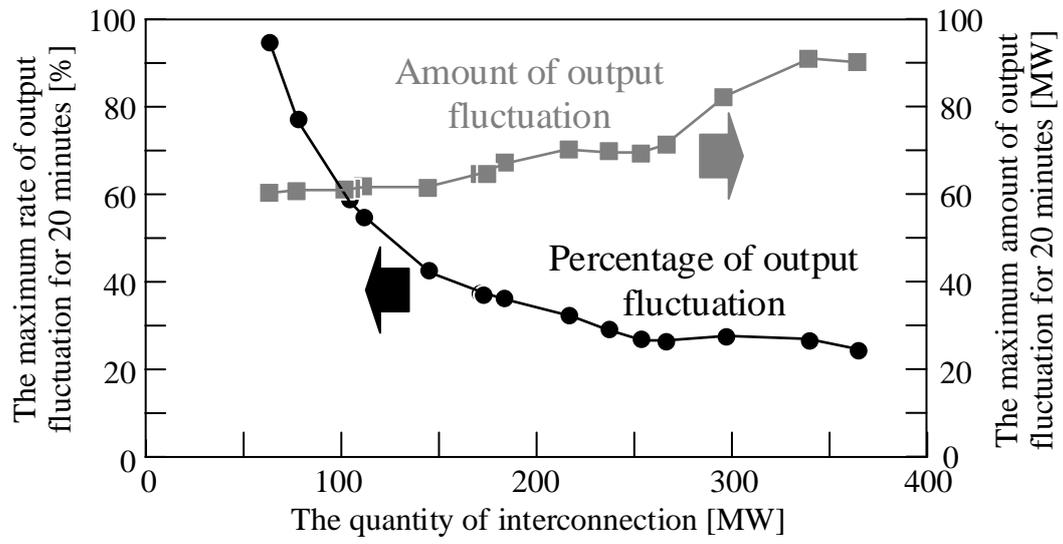


図 1.3-2 分散配置した風力発電を連系した際の出力変動率と出力変動量[22]

## 1.4 研究の目的と意義

本研究の目的は、再生可能エネルギーの広域連系による平準化効果を考慮した北海道の電力・熱供給ネットワークを計画するために、導入する発電設備や熱設備の種類と容量などを経済性から最適化するアルゴリズムを開発することである。

風力発電と太陽光発電の再生可能エネルギーは、地球温暖化の主要因とされる CO<sub>2</sub> をほとんど排出しないが、気象条件により変動する出力をバックアップする補償電源やエネルギー貯蔵装置が増加すると経済的なコストや CO<sub>2</sub> が増加する。また、再生可能エネルギーの発電量の増加や、熱需要への電力供給が行われると、電力の融通量が増加して、既存の電力ネットワークでは、送電線の容量に不足を生じる可能性がある。

そこで、本研究では、この変動する再生可能エネルギーの出力を広域連系で平準化し、補償電源やエネルギー貯蔵装置の設備容量を可能な限り低減するアルゴリズムを開発する。このアルゴリズムには、多数の変数を扱える遺伝的アルゴリズム (GA : Genetic Algorithm) を使用して、染色体にシステム全体のエネルギーバランスをシミュレートさせながら、電力・熱供給ネットワーク全体の最適な構成の実現を図る。

開発したアルゴリズムは、広域連系が図りやすく、再生可能エネルギーのポテンシャルの高い北海道に適用し、研究事例として、解析・評価する。

経済効率の向上と環境負荷の低減を目的に、対象としたエリアの電力・熱供給ネットワークを構成する設備の最適配置や最適容量、送電線利用率などを明らかにできるため、将来の電力・熱供給ネットワークの計画に貢献できる意義がある。

## 1.5 本研究の構成

本稿は、全 9 章で構成される。

第 1 章は、緒言として、本研究の背景や目的などを述べる。

第 2 章～第 4 章は、本研究で開発したアルゴリズムの概要を述べる。

第 5 章と第 6 章は、本アルゴリズムを用いた研究事例である。第 5 章では、送電線の制約を適用せず、従来の電力需要に熱需要を加えた解析で、再生可能エネルギーと補償電源の供給量の最適化を図った結果について述べる。この解析結果を CaseA とする。第 6 章では、送電線の制約を適用した解析結果について述べる。この中で、電力需要のみの解析結果を CaseB とし、電力需要に熱需要を加えた解析結果を CaseC とする。

第 7 章と第 8 章は、今後の技術の発展を見込んでの考察であるが、EV や再生可能エネルギー由来の水素を導入した場合の解析結果について述べる。考察ではあるが、水素を導入した場合の解析結果を CaseD とする。

第 9 章は、総評として本研究の結論と今後の課題についてまとめる。

## 2章 システムの概要

### 2.1 分散型の電力・熱供給ネットワーク

図 2.1-1 に、本研究で提案する再生可能エネルギーの広域連系による分散型の電力・熱供給ネットワークの例を示す。このネットワークは、気象条件が良く、風力発電所と太陽光発電所を設置できる、ある程度需要の大きなエリアを広域連系するものである。また、この複数のエリア間（図 2.1-1 では、例として AreaA と AreaB のみ）は送電線でつながれ、互いの電力を融通可能とする。

各エリアで発電された再生可能エネルギーの電力は、まずはそのエリア内で消費する電力と熱に供給され、余剰分は系統連系器を介して他エリアへ送電できるほか、系統に配置された蓄電池に貯蔵できたり、需要家に設置されたヒートポンプを介して蓄熱槽に熱の形で蓄えられる。この時、融通する電力が送電線の容量を超えた場合、容量を超えた分の電力は送電されない。

一方、各エリアの電力が不足する場合は、他エリアから融通してもらう電力と複数のエリアに設置された電力会社の補償電源 CPS（Controllable Power Source）で補充する。補償電源が設置されていないエリアには、他のエリアに設置された補償電源から電力を融通する。また、再生可能エネルギーの急峻な出力変動は、蓄電池で調整し、蓄熱槽に蓄えられた熱は時間をシフトして、いつでも出力できるようにする。

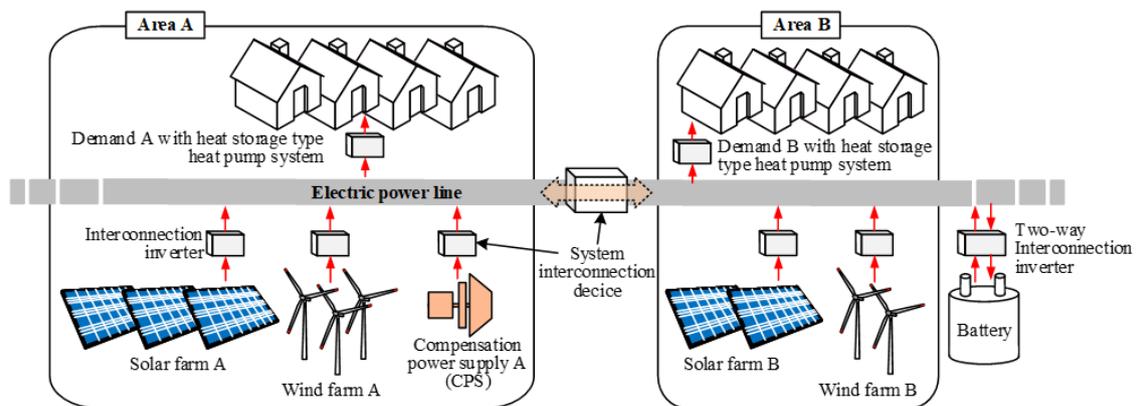


図 2.1-1 本研究で提案する分散型の電力・熱供給ネットワーク

## 2.2 エネルギー収支

本研究で提案するシステムでは、全てのエリアが送電網を介して連系しており、再生可能エネルギーの広域連系による分散型の電力・熱供給ネットワークが構築される。そこで、式(1)と式(2)に示す電力収支式と熱収支式をサンプリング時間毎に満たすように解析を行う。

### 2.2.1 電力収支式

本研究で用いる電力収支式を式(1)に示す。左辺と右辺はそれぞれ電力供給と電力需要である。左辺の電力供給項は、各エリアに設置された太陽光発電の出力  $P_{pv}$ 、風力発電の出力  $P_{wp}$ 、他のエリアから融通された電力量  $P_{tp}$ 、補償電源から供給される電力量  $P_{cps}$ 、蓄電池から供給される電力量  $P_{bt,dc}$  で構成される。一方、右辺の電力需要項は、各エリアの電力需要  $\Delta P_{need}$ 、ヒートポンプの電力消費量  $\Delta P_{hp}$ 、蓄電池の充電量  $\Delta P_{bt,cg}$ 、および他のエリアに融通する電力量  $\Delta P_{tp}$  から構成される ( $Area_i$  から  $Area_m$  に送電される電力を  $P_{tp,i \rightarrow m}$  で表す)。なお、式中の  $N_{period}$  は運転期間、 $N_{area}$  はエリアの数、 $N_{pv}$  は太陽光発電の設置台数、 $N_{wp}$  は風力発電の設置台数、 $\Delta t$  はサンプリング間隔である。

$$\begin{aligned} & \sum_{t=0}^{N_{period}} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{area}} \left( \sum_{j=1}^{N_{pv}} P_{pv,i,j,t} + \sum_{k=1}^{N_{wp}} P_{wp,i,k,t} + P_{tp,i,t} + P_{cps,i,t} + P_{bt,dc,i,t} \right) \cdot \Delta t \right\} \\ & = \sum_{t=0}^{N_{period}} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{area}} \left( \Delta P_{need,i,t} + \Delta P_{hp,i,t} + \Delta P_{bt,cg,i,t} + \sum_{m=1}^{N_{area}} \Delta P_{tp,i \rightarrow m,t} \right) \cdot \Delta t \right\} \quad (1) \end{aligned}$$

## 2.2.2 熱収支式

本研究で用いる熱のエネルギー収支式を式(2)に示す。左辺と右辺はそれぞれ熱供給と熱消費である。左辺の熱供給項は、各エリアに設置された蓄熱槽からの熱出力  $H_{st,out}$  ( $\eta_{st,out}$  は蓄熱槽からの放熱効率) とヒートポンプからの熱出力  $H_{hp}$  で構成される。右辺の熱消費項は、各エリアの熱需要  $\Delta H_{need}$  と蓄熱槽への蓄熱量  $\Delta H_{st,in}$  ( $\eta_{st,in}$  は蓄熱槽への蓄熱効率) で構成される。なお、式中の  $N_{period}$  は運転期間、 $N_{area}$  はエリアの数、 $\Delta t$  はサンプリング間隔である。また、排熱を利用した分散型電源の場合、左辺で排熱について考慮しなければならないが、既存の火力発電を補償電源として設定したため、補償電源の排熱利用は考慮しないこととした。

$$\sum_{t=0}^{N_{period}} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{area}} (H_{st,out,i,t} \cdot \eta_{st,out,i,t} + H_{hp,i,t}) \cdot \Delta t \right\} = \sum_{t=0}^{N_{period}} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{area}} (\Delta H_{need,i,t} + \Delta H_{st,in,i,t} \cdot \eta_{st,in,i,t}) \cdot \Delta t \right\} \quad (2)$$

式(3)に熱出力に使用可能な蓄熱槽内の熱量  $H_{st,i,t}$  を示す。時間  $t$  における蓄熱槽からの出力は、 $t-1$  時点で蓄えられた熱量を時間シフトして用いる。従って、時間  $t$  における熱出力に使用可能な蓄熱槽内の熱量  $H_{st,i,t}$  は  $t-1$  時点で蓄えられた熱量  $H_{st,i,t-1}$  から自然放熱による熱損失  $H_{st,loss,i,t}$  を差し引いたものとする。

ただし、本研究で用いる熱損失率は実際の蓄熱槽内の水が1時間当たりに放熱する値を基に計算した結果である0.43%とする。

$$H_{st,i,t} = H_{st,i,t-1} - H_{st,loss,i,t} \quad (3)$$

## 2.3 経済効率

発電所の設置と運用には、運転の維持費や安全対策、人件費などの費用が必要となり、電力ネットワークの計画では、これらのコストを考慮しなければならない。そこで、これらの費用を含めた各種電源による総コスト $C_{gen}$ を式(4)で求める。 $C_{gen}$ は、太陽光発電による発電単価 $u_{pv}$ と発電量 $P_{pv}$ 、風力発電による発電単価 $u_{wp}$ と発電量 $P_{wp}$ 、補償電源による発電単価 $u_{cps}$ と発電量 $P_{cps}$ 、これらの掛け合わせを合計することによって求める。式中の $N_{period}$ は運転期間、 $N_{area}$ はエリアの数、 $\Delta t$ はサンプリング間隔である。

$$C_{gen,period} = \sum_{t=0}^{N_{period}} \sum_{i=0}^{N_{area}} (u_{pv} \cdot P_{pv,i,t} + u_{wp} \cdot P_{wp,i,t} + u_{cps} \cdot P_{cps,i,t}) \cdot \Delta t \quad (4)$$

各エリアの熱需要を賄うために必要となるヒートポンプと蓄熱槽の総コスト $C_{heat}$ を式(5)で求める。 $C_{heat}$ は、ヒートポンプの設備単価 $u_{hp}$ と設備容量 $V_{hp}$ 、蓄熱槽の設備単価 $u_{st}$ と設備容量 $V_{st}$ 、これらの掛け合わせを合計することによって求める。

$$C_{heat} = (u_{hp} \cdot V_{hp}) + (u_{st} \cdot V_{st}) \quad (5)$$

本研究における電力ネットワークでは、エリア間で電力融通される電力量に応じて電力の託送コストが発生する。この託送コストは、北海道電力株式会社より公開されている託送単価 $u_{tp}$ に基づき、式(6)を用いて求める。従って、託送コストは電力会社の託送単価 $u_{tp}$ と各エリア間で融通される電力量 $\Delta P_{tp}$ を掛け合わせることで求められる。なお、式中の $N_{period}$ は運転期間、 $N_{area}$ はエリアの数、 $\Delta t$ はサンプリング間隔である。 $\Delta P_{tp,i \rightarrow m,t}$ は $Area_i$ から $Area_m$ に送電される電力で、 $i=m$ の場合、託送コスト $C_{tp}$ はゼロである。本システムでは、各エリアに設置された太陽光発電所と風力発電所から供給される電力の地産地消を目指すため、設置されたエリア内での電力供給に伴う電力の託送コストはかからず、他のエリアへの電力融通を行った場合のみ託送コストがかかるものとする。

$$C_{tp,period} = \sum_{t=0}^{N_{period}} \sum_{i=1}^{N_{area}} \left( \sum_{m=1}^{N_{area}} u_{tp} \Delta P_{tp,i \rightarrow m,t} \Delta t \right) \quad (6)$$

本研究における電力・熱供給ネットワークの総コストは、式(7)を用いて求める。

$$F_{system} = C_{gen,period} + C_{heat} + C_{tp,period} \quad (7)$$

## 2.4 環境負荷

地球温暖化の主要因とされるCO<sub>2</sub>を削減させることが、再生可能エネルギーの導入量を増加させる目的でもあるため、本ネットワークの計画では、CO<sub>2</sub>の排出量も評価しなければならない。そこで、各種電源によるCO<sub>2</sub>の総排出量 $CO2_{emi}$ を式(8)で求める。 $CO2_{emi}$ は、太陽光発電によるCO<sub>2</sub>単位排出量 $e_{pv}$ と発電量 $P_{pv}$ 、風力発電によるCO<sub>2</sub>単位排出量 $e_{wp}$ と発電量 $P_{wp}$ 、補償電源によるCO<sub>2</sub>単位排出量 $e_{cps}$ と発電量 $P_{cps}$ 、これらの掛け合わせを合計することによって求める。式中の $N_{period}$ は運転期間、 $N_{area}$ はエリアの数、 $\Delta t$ はサンプリング間隔である。

$$CO2_{emi,period} = \sum_{t=0}^{N_{period}} \sum_{i=0}^{N_{area}} (e_{pv} \cdot P_{pv,i,t} + e_{wp} \cdot P_{wp,i,t} + e_{cps} \cdot P_{cps,i,t}) \cdot \Delta t \quad (8)$$

なお、北海道電力株式会社の2017年度のCO<sub>2</sub>排出量は1,677万t-CO<sub>2</sub>（CO<sub>2</sub>排出原単位を0.678kg-CO<sub>2</sub>/kWh）である[23].

### 3章 システムオペレーションと導入設備

#### 3.1 電力需給の特性

図 3.1-1 に本研究で用いる電力需給の特性例を示す。横軸に 1 日の時間を示し、縦軸に電力値を示す。グラフ下側の黄色い塗面の CPS (FIX) は、再生可能エネルギーの変動に対応するため待機運転 (アイドリング) させておく補償電源の出力 (定格の 15%以上) である。黒太線の  $\Delta\text{Need}$  が全需要で、赤太線が再生可能エネルギー (PV と WP) を加えた出力である。需要に対し、再生可能エネルギーの出力が余剰となる部分が水色面の  $\Delta\text{TP}$  (他エリアへの融通電力) とピンク色面の  $\Delta\text{BT}$  (蓄電池への充電, 蓄熱槽への蓄熱) で、不足するところが黄色面の CPS (補償電源からの電力供給) と水色面の TP (他エリアからの融通電力) とピンク色面の BT (蓄電池からの電力供給, 蓄熱槽からの出力) である。

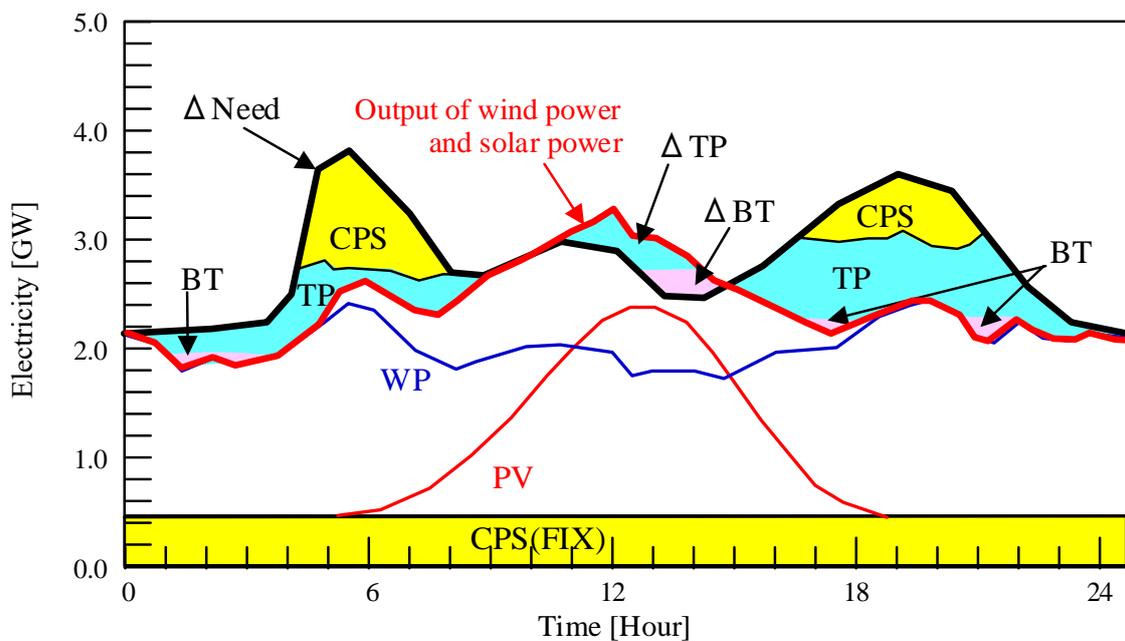


図 3.1-1 電力需給の特性例

## 3.2 融通電力

第6章以降の解析に用いられるが、サンプリング時間  $t$  に、エリア  $l$  と  $i$  の間の送電線を介して融通される電力  $P_{tp,i,l,t}$  を式(9)に示す。  $P_{tp,i,l,t}$  は、供給電力  $P_{tp,l \rightarrow i,t}$  とエリア  $l$  と  $i$  の間の送電損失  $P_{tp,loss,l \rightarrow i,t}$  の差として求める。

$$P_{tp,i,l,t} = P_{tp,l \rightarrow i,t} - P_{tp,loss,l \rightarrow i,t} \quad (9)$$

三相3線システムの送電線における損失  $P_{tp,loss,l \rightarrow i,t}$  を式(10)に示す。ここで、線電流  $I_{tp,t}$  は、式(11)に示すように、融通電力  $\Delta P_{need,i,t}$  を送電線の公称電圧で割ることによって得られ、  $R_p$  と  $L_p$  はそれぞれ送電線の抵抗と長さを示す。なお、  $V_{re}$  はエリア  $i$  における負荷受端電圧、  $\cos \phi$  は力率を示す。

$$P_{tp,loss,l \rightarrow i,t} = 3I_{tp,t}^2 R_{tp} L_{tp} \quad (10)$$

$$I_{tp,t} = \frac{\Delta P_{need,i,t}}{\sqrt{3} \cdot V_{re} \cos \phi} \quad (11)$$

## 3.3 電力供給設備

太陽光発電と風力発電の出力は、各導入エリアの日射量と風速に基づいて得られる。つまり、解析の入力データとなる太陽光発電の値は、日射量に変換効率が掛けられた値となり、風力発電の値は、パワーカーブによって換算された値となる。また、補償電源から供給される電力は、火力および水力発電所の電力を用いて調整されるが、本研究では、火力発電のみを利用する。なお、各サンプリング時間における送電網のエネルギー収支の算出において、補償電源の出力調整速度に関する厳密な計算は行っていないため、送電網を介した電力供給の安定性については取り扱われておらず、交流系統間の系統連系器及び再生可能エネルギー源から、系統に接続するまでの電力損失も考慮していない。

通常、送電線の最大利用率は、電力会社が電力供給の安定性と信頼性を考慮して決定する。しかし、日本の電力会社が使用する利用率の設計方法は不明であるため、サンプリング時間  $t$  における送電線  $i$  の利用率  $u_{tl,i,t}$  は、式(12)で定義する。この式はサンプリング時間  $t$  における送電量  $P_{tl,i,t}$  と最大送電量  $P_{max,tl,i}$  の比を求めている。また、式(13)に示すように、  $u_{tl,i,t}$  の積分平均値は、  $t=1h$  のときの送電線  $i$  の年間平均利用率  $U_{tl,i}$  を表す。

$$u_{tl,i,t} = \frac{P_{tl,i,t}}{P_{max,tl,i}} \quad (12)$$

$$U_{tl,i} = \frac{\sum_{t=1}^{Year} u_{tl,i,t}}{365 \cdot 24} \quad (13)$$

再生可能エネルギーの急峻な出力変動に対応するには、出力速度の速い蓄電池が有効である。このような蓄電池を使用する場合は、充電および放電の効率、サイクル寿命、およびメンテナンスコストを考慮する必要がある。充放電効率は、第2章の式(1)の電力収支式の  $P_{bt,dc,i,t}$  と  $\Delta P_{bt,cg,i,t}$  の設定に用いられる。表 3.3-1 に蓄電池の仕様を示す[24, 25]。

本研究では、コスト、サイクル寿命、充電時間、および充電効率の観点からリチウム電池を使用する。

表 3.3-1 各種蓄電池の性能比較

| Type<br>Parameter                   | Lithium               | Lead acid                   | Nickel                |
|-------------------------------------|-----------------------|-----------------------------|-----------------------|
| Cost/kWh                            | 140 USD/kWh<br>(2017) | 120 USD/kWh                 | 240 USD/kWh           |
| Cycle life (80% DoD)                | 500–1000 cycles       | 200–300 cycles              | 500–1000 cycles       |
| Energy density<br>(Wh/Kg)           | 120–160               | 30–50                       | 60–120                |
| Depth of discharge<br>(approximate) | 20% of 2000 cycles    | 20% of 500 cycles           | 20% of 2500<br>cycles |
| Fast charge time                    | 2–4 h                 | 8–16 h                      | 2–4 h                 |
| Charging efficiency                 | 99% at 4-hour rate    | 80% at 4-hour rate          | 95% at 4-hour rate    |
| Maintenance required                | Moderate              | High                        | Low                   |
| Hot climate                         | Great sustainability  | Severe effect               | Moderate effect       |
| Best application                    | Portable devices      | Renewable energy<br>storage | Emergency<br>lighting |

### 3.4 熱供給設備

各エリアの蓄熱量で熱需要を満たせない場合は、電力を用いたヒートポンプから出力を行う。ヒートポンプの電力消費量  $\Delta P_{hp,i,t}$  は、式(14)に示すとおり、サンプリング時間  $t$  におけるヒートポンプ  $i$  の熱出力  $H_{hp,i,t}$  をヒートポンプのエネルギー消費効率  $COP_{i,t}$  で割ることで得られる。

$$\Delta P_{hp,i,t} = H_{hp,i,t} / COP_{i,t} \quad (14)$$

なお、蓄熱槽は、次の条件で作動する。

(1) 蓄熱量が熱需要より多い場合

あるエリアに設置された蓄熱槽に蓄えられた熱が熱需要よりも多い場合は、エリア内の蓄熱量だけで熱需要を賄えるため、エネルギー収支式は、式(15)となる。左辺の熱供給項は、蓄熱槽からの熱出力  $H_{st,out}$  に放熱効率  $\eta_{st,out}$  を掛け合わせたものだけとなる。一方、右辺の熱消費項は、エリアの熱需要  $\Delta H_{need}$  と蓄熱槽に残っている蓄熱量  $\Delta H_{st,in}$  (蓄熱効率  $\eta_{st,in}$  を掛け合わせたもの) になる。

$$\begin{aligned} \sum_{t=0}^{N_{period}} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{area}} H_{st,out,i,t} \cdot \eta_{st,out,i,t} \cdot \Delta t \right\} \\ = \sum_{t=0}^{N_{period}} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{area}} (\Delta H_{need,i,t} + \Delta H_{st,in,i,t} \cdot \eta_{st,in,i,t}) \cdot \Delta t \right\} \end{aligned} \quad (15)$$

(2) 蓄熱量が熱需要より少ない場合

あるエリアに設置された蓄熱槽に蓄えられた熱が熱需要よりも少ない場合は、エリア内の蓄熱量だけでは足りず、不足分はヒートポンプからの出力 (再生可能エネルギーによる電力供給, および補償電源や他のエリアから供給した電力による) を用いて賄い、エネルギー収支式は、式(16)となる。従って、左辺の熱供給項は、蓄熱槽からの熱出力  $H_{st,out}$  (放熱効率  $\eta_{st,out}$  を掛け合わせたもの) にヒートポンプからの出力が加わる。一方、右辺の熱消費項は、エリアの熱需要  $\Delta H_{need}$  になる。従って、時間  $t$  における蓄熱槽内の熱量と蓄熱槽への蓄熱量は 0 となる。

$$\sum_{t=0}^{N_{period}} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{area}} (H_{st,out,i,t} \cdot \eta_{st,out,i,t} + H_{hp,i,t}) \cdot \Delta t \right\} = \sum_{t=0}^{N_{period}} \left( \sum_{i=1}^{N_{area}} \Delta H_{need,i,t} \cdot \Delta t \right) \quad (16)$$

## 4 章 解析方法

### 4.1 最適値の探索方法

本システムの最適値は、式(1)に示した電力収支式と式(2)に示した熱収支式に基づいて探索される。入力となる気象データは、太陽光発電と風力発電の発電量を推定するために使用され、各エリアの電力と熱の需要は、そのエリアの世帯数に基づいて作成される。最適解を探索する解析方法には、GA (Genetic Algorithm : 遺伝的アルゴリズム) を用い、太陽光発電と風力発電の導入量、補償電源の供給量、蓄電池を利用する場合の充放電量、およびヒートポンプによって導入される熱量などを決定する。また、蓄熱槽の入出力熱量と送電線の融通電力量は、各エネルギー収支が均衡するように算出される。

### 4.2 GA 処理

#### 4.2.1 染色体モデル

図 4.2.1-1 は、本研究の解析において、GA によって生成される太陽光発電 (PV) と風力発電 (WP) の電力量を示す染色体モデルである。この染色体モデルは、各エリアに設置される太陽光発電と風力発電の出力割合を表現し、例えば、図中の A~N はエリアを示す記号で、太陽光発電 (PV) の設置は A,C,E,H,I,K,N の 7 エリアに計画され、染色体群が 7 染色体あることを示す。同様に、風力発電 (WP) の設置は A~N の全て 14 エリアに計画され、染色体群は 14 染色体あることを示し、合計 21 染色体で構成することになる。各再生可能エネルギーの発電による電力量となる染色体は、0 または 1 で表される複数の遺伝子で構成され、1 つの染色体は 18bit の遺伝子群で構成される。

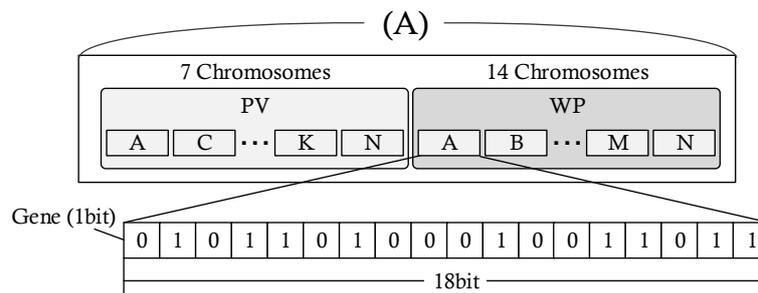


図4.2.1-1 太陽光発電と風力発電の電力量を表現する染色体

あるエリアの太陽光発電や風力発電の出力が大きく、余剰電力が発生した場合、どのエリアへ余剰電力を供給すると経済的に有利になるかは不明である。そこで、第6章以降の解析では、あるエリアで余剰電力が発生した場合、どのエリアへ電力供給するかを決定する染色体を1つ導入する。この染色体の例を図4.2.1-2に示す。図において、この染色体は各エリアを示す0~13までの番号で表される14個の遺伝子で構成され、最初は、この番号がランダムに並んでいるが、最終的には優先的に余剰電力を供給するエリア順に並び替わることになる。なお、この染色体は、GA操作において交叉は行わず、目的関数の値が最小となる際の組み合わせが残るように選択と淘汰のみを行う。

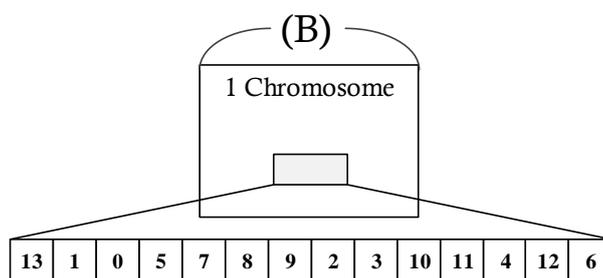


図 4.2.1-2 電力融通を行うエリアの優先順位を表現する染色体

また、あるエリアへ送電を行う際、複数の送電経路が存在する場合、どの経路を選択すると経済的に有利になるかも不明である。そこで、第6章以降の解析では、送電を行う際に複数の送電経路が存在する場合、どの経路を選択するかを決定する染色体を1つ導入する。この染色体の例を図4.2.1-3に示す。図において、選択経路が最大3つである場合、この染色体は0~2までの番号で表される3個の遺伝子で構成され、最初は、この番号がランダムに並んでいるが、最終的には優先的に送電する経路順に並び替わることになる。この染色体もGA操作において交叉は行わず、目的関数の値が最小となる組み合わせが残るように選択と淘汰を行う。

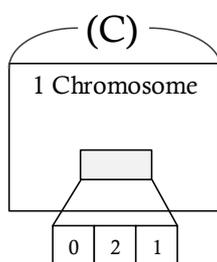


図 4.2.1-3 送電経路を選択する染色体

図 4.2.1-4 に GA で生成される全ての染色体モデル群を示す。

染色体群(A)は，図 4.2.1-1 に示した太陽光発電や風力発電の電力量を示す。染色体(B)は，第 6 章以降の解析で必要となる図 4.2.1-2 に示した電力融通を行うエリアの優先順位を示す。染色体(C)も，第 6 章以降の解析で必要となる図 4.2.1-3 に示した送電経路の優先順位を示す。この染色体モデル群は，1 世代につき複数の個体を生成し（例えば，3000 体），複数世代分の解析を行う（例えば，1000 世代）。さらに，各世代では，この染色体モデル群がサンプリング時間ごとに生成され，生成された各個体の適応度（目的関数）に応じて，この度合をより満たす個体ほど適応度が高い個体として評価され，全運用期間中の運用方法や発電用電源の容量などが計画される。

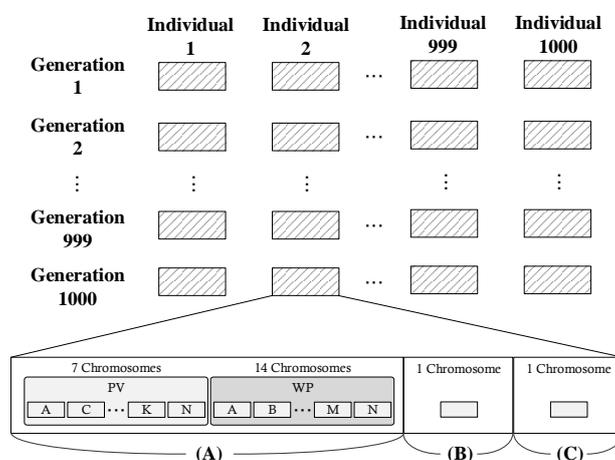


図 4.2.1-4 生成される個体群の例

## 4.2.2 選択と淘汰

GA では，一般的に「選択と淘汰」，「交叉」，「突然変異」の遺伝的操作が行われる。「選択」には種々の方法があるが，例えば，ルーレット選択やトーナメント選択の方法は，最良個体が次の世代に残されるとは限らず，世代を経るにつれ，適応度が高くなるわけでもないため，本研究では，各世代で最良の数個体を必ず次世代に残すエリート選択を用いる。図 4.2.2-1 に，この方法を用いた「選択と淘汰」の例を示す。

図において，(a) 列に第 1 世代の計算結果を示す。左端の 1～1000 までの個体の右横に  $F_{\text{system}}$  として，それぞれの目的関数で計算された結果が表示されている。この結果から，まずは， $F_{\text{system}}$  の値を小さい順に並べ替える。並べ替えられた結果を (b) 列に示す。この結果における下位の個体群には淘汰が施され，上位の個体群には増殖が施される。例えば，個体数が 1000 体で，下位 35%の個体群が淘汰されるとした場合，3 列目の 651 番～1000 番の個体が削除される。一方，適応度が高い個体は増殖される。(c) 列に増殖を行った結果を示すが，適応度が最も高い 1 位の個体は，3 列目下位 851 番～1000 番 (15%分) に，そのままコピーされる。適応度 2 位の個体は下位 801 番～850 番 (5%分)

にコピーされる。同様に、適応度 3 位～5 位の個体が下位から 5%ごとにコピーされ、増殖が終わる。この操作を世代数分繰り返すことによって、最適な個体が得られる。

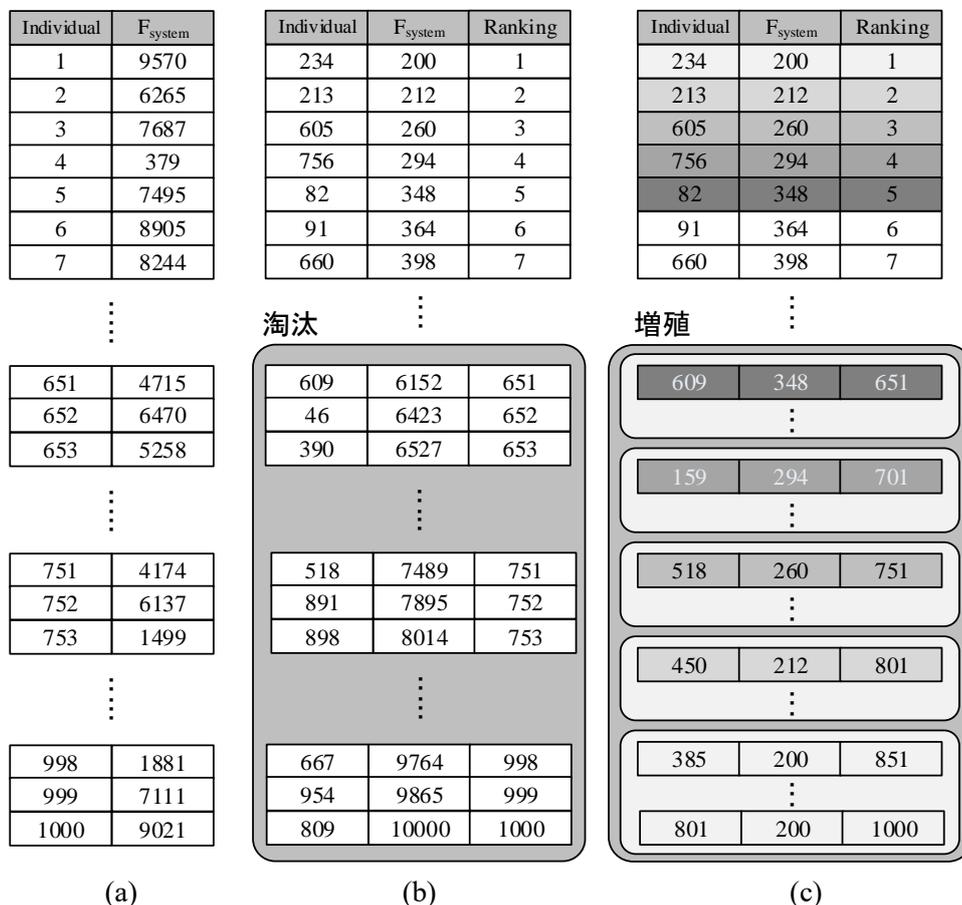


図 4.2.2-1 GA 操作における選択と淘汰の例

### 4.2.3 交叉と突然変異

適応度の高い個体を一定個数選択し、次世代に残す方法は、適応度の最大値が下がらないことを保証できる一方、エリート遺伝子が増えすぎて、解の多様性を失ったり、局所解に陥ることがある。そこで、一般的には「交叉」と「突然変異」の操作を行う。

交叉とは、親2人が交配して子供を作るように、2つの個体の遺伝子の一部を入れ換える操作である。交叉にも、一点交叉や多点交叉、一様交叉などの方法があるが、試行錯誤の結果、本研究では一般的な一点交叉を用いる。また、突然変異とは、個体の遺伝子の一部を変化させ、解の多様性を保つ操作である。

図4.2.3-1に「一点交叉」と「突然変異」の例を示す。▼マークの上側に、ランダムに抽出した太陽光発電と風力発電の出力を表す染色体（選択と淘汰の操作済み）をそれぞれ2つずつ示す。交叉の操作では、これら染色体中の遺伝子群の前後（縦線の位置）で染色体の遺伝子を交換することで、次世代の染色体を生成する。次に、▼マークの下側

に示すように、交叉操作によって生成された染色体のランダムな遺伝子に対してビット反転を行う突然変異の操作を加える。なお、交叉が発生する確率を交叉率、突然変異が発生する確率を突然変異率というが、一般に、交叉率は60~95%、突然変異率は5%以下で用いられている[26].

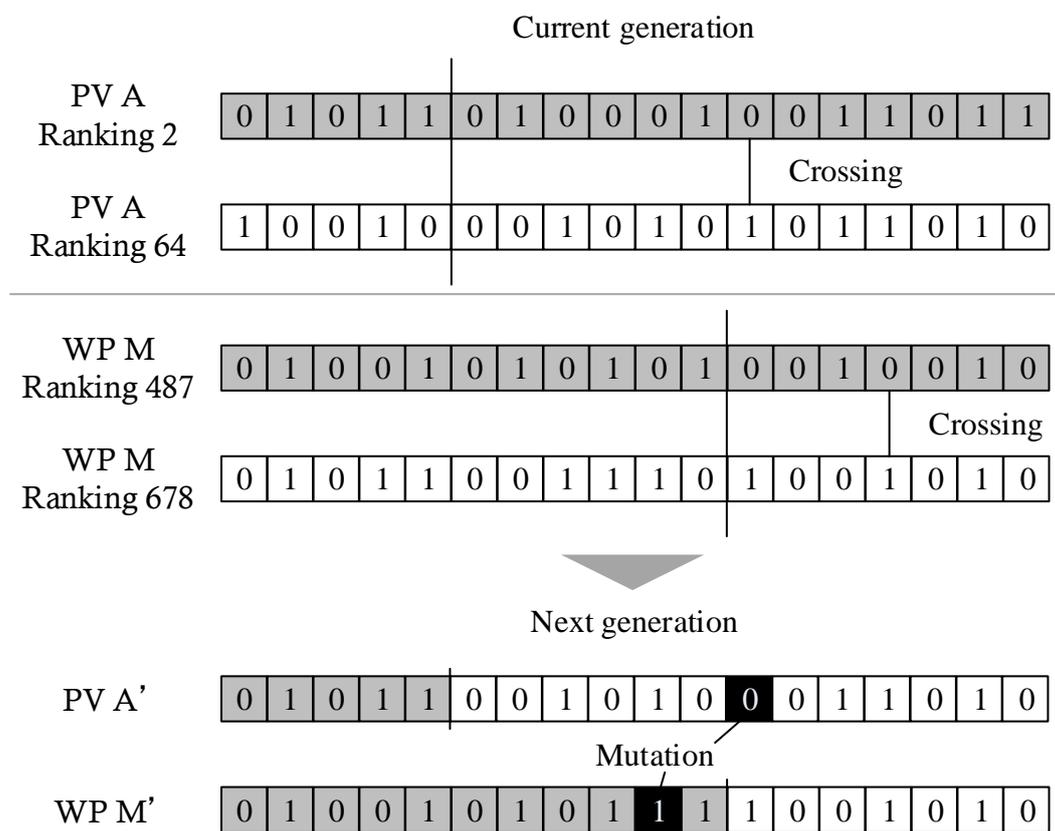


図4.2.3-1 GA操作における交叉と突然変異の例

#### 4.2.4 遺伝子の表現

染色体は、0または1の遺伝子（ビット文字列）で表現される。この表現方法には、バイナリ表現とグレイ表現がある。表4.2.4-1に10進数を変換したバイナリ表現とグレイ表現を示す。バイナリ表現は通常の2進数表現であるが、グレイ表現は、隣接する文字列が1ビットしか異ならない（ハミング距離が1である）表現である。

本研究ではグレイ表現を用いるが、例えば、3が最適解で現在の個体が4であった場合、バイナリ表現による3は011で、4は100であるため、突然変異で最適解を見つけるには突然変異を同時に3カ所で発生させなければならない。一方、グレイ表現による3は010で、4は110であるため、一度の突然変異で最適解を見つけることが容易になる。つまり、グレイ表現を用いると突然変異による局所的探索が可能となる。

なお、バイナリ表現  $(b_l b_{l-1} \cdots b_2 b_1)$  とグレイ表現  $(g_l g_{l-1} \cdots g_2 g_1)$  の変換式を式(17)と式(18)に示す。バイナリ表現とグレイ表現の最上位ビットは同じであるが、バイナリ表現をグレイ表現に変換するには、下位ビットから順に1つ上位のビットとの排他的論理和をとり、グレイ表現をバイナリ表現に変換するには、グレイ表現のビットと1つ上位のバイナリ表現のビットの排他的論理和をとることになる。

(1) バイナリ表現→グレイ表現

$$g_k = \begin{cases} b_l & k = l \text{ のとき} \\ b_{k+1} \oplus b_k & k \leq l-1 \text{ のとき} \end{cases} \quad (17)$$

(2) グレイ表現→バイナリ表現

$$b_k = \begin{cases} g_l & k = l \text{ のとき} \\ g_k \oplus b_{k+1} & k \leq l-1 \text{ のとき} \end{cases} \quad (18)$$

表4.2.4-1 10進数を変換したバイナリ表現とグレイ表現

| Decimal | Binary code $(b_4 b_3 b_2 b_1)$ | Gray code $(g_4 g_3 g_2 g_1)$ |
|---------|---------------------------------|-------------------------------|
| 0       | 0 0 0 0                         | 0 0 0 0                       |
| 1       | 0 0 0 1                         | 0 0 0 1                       |
| 2       | 0 0 1 0                         | 0 0 1 1                       |
| 3       | 0 0 1 1                         | 0 0 1 0                       |
| 4       | 0 1 0 0                         | 0 1 1 0                       |
| 5       | 0 1 0 1                         | 0 1 1 1                       |
| 6       | 0 1 1 0                         | 0 1 0 1                       |
| 7       | 0 1 1 1                         | 0 1 0 0                       |
| 8       | 1 0 0 0                         | 1 1 0 0                       |
| 9       | 1 0 0 1                         | 1 1 0 1                       |
| 10      | 1 0 1 0                         | 1 1 1 1                       |
| 11      | 1 0 1 1                         | 1 1 1 0                       |
| 12      | 1 1 0 0                         | 1 0 1 0                       |
| 13      | 1 1 0 1                         | 1 0 1 1                       |
| 14      | 1 1 1 0                         | 1 0 0 1                       |
| 15      | 1 1 1 1                         | 1 0 0 0                       |

## 4.3 解析フロー

### 4.3.1 目的関数

本システムの目的関数は、式(19)に示すとおり、経済効率の最大化(コストの最小化)である。ここで、 $F_{system}$  は式(7)によって求められる。GA を用いたランダム探索により、得られた染色体モデル群の中で最も目的関数を満足する解に基づいて、再生可能エネルギーの導入量や補償電源の供給量、その他設備の容量、システムオペレーションなどが決定される。

$$F_{system} \rightarrow minimize \quad (19)$$

### 4.3.2 解析手順

図 4.3.2-1 に GA を使用した最適化アルゴリズムの解析フローチャートを示す。図右列の(a)~(n)までの説明は、次のとおりである。

- (a) 初期データとして、各エリアの単位面積当たりの太陽光パネルの出力と風力発電機 1 台当たりの出力、電力需要、熱需要、太陽光発電と風力発電および補償電源の発電単価、ヒートポンプと蓄熱槽の設備単価、電力の託送単価、GA パラメータの入力を行う。
- (b) 各エリアに設置する太陽光発電と風力発電の出力割合を表す染色体を GA パラメータで設定した個体数分、ランダムに生成する。また、第 6 章以降の解析では、電力融通を行うエリアや送電経路の優先順位を表す染色体もランダムに生成する。
- (c) 上記(b)で生成した染色体と初期データの太陽光発電と風力発電の出力パターンを掛け合わせることによって、各エリアに設置された太陽光発電所と風力発電所から得られる電力量の計算を行う。
- (d) 初期データの熱需要を基に、式(2)の熱収支式によって、各エリアにおけるヒートポンプの熱出力と消費電力量を計算する。
- (e) 式(1)左辺の電力供給項に、上記(c)で計算した各エリアにおける太陽光発電と風力発電の出力を入力し、右辺の電力需要項に、初期データとして入力した電力需要と(d)で計算したヒートポンプの消費電力量を入力することによって、補償電源 CPS による供給電力量を計算する。ただし、他のエリアからの融通電力と送電損失はそれぞれ、式(9)および式(10)を用いて計算する。
- (f) 再生可能エネルギーの発電によって余剰電力が生じる場合は、ヒートポンプを介して蓄熱槽へ蓄熱するため、各エリアにおける蓄熱槽へ蓄熱するための電力量と蓄熱量を計算する。
- (g) 各エリアにおける再生可能エネルギーの余剰電力と、(f)で算出した蓄熱槽への蓄熱

に使用される電力から，エリア間の融通電力量を計算する．

- (h) 各エリアにおける太陽光発電と風力発電および補償電源の出力を式(4)に与えることによって，発電コストの合計を計算する．また，ヒートポンプおよび蓄熱槽の設備容量と各熱機器の設備コストを式(5)で計算し，各エリア間の電力融通に必要な託送コストと不足電力のコストを式(6)で計算する．
- (i) 上記(h)で計算した各コストを式(7)に与えることによって目的関数の計算を行う．
- (j) 上記(i)で計算した個体群について，目的関数の値から並び替えを行う．並び替えは，目的関数の値が低い個体ほど適応度の高い個体とみなし，順位が上となる．
- (k) GA パラメータで設定した値に基づき，上記(j)で並び替えた個体群で，下位となった個体群を淘汰し，上位となった個体を増殖させる．
- (l) GA パラメータで設定した交叉率に基づき，個体群からランダムに選択された2つの染色体のランダムな位置の遺伝子の前後を交換することで交叉操作を行う．また，GA パラメータで設定した突然変異率に基づき，染色体中のランダムな位置の遺伝子のビット反転を行うことで突然変異を与える．
- (m) GA パラメータで設定した世代数の解析を行い，最終世代の個体群から最も適応度の高い個体を最適解として抽出する．
- (n) 最終世代において最も適応度が高い個体を最適解とする．この個体の染色体情報を解読することによって，各エリアの太陽光発電と風力発電の導入量，補償電源の供給量，エリア間の融通電力量，ヒートポンプと蓄熱槽の設備容量などを得る．また，第6章以降の解析で，期間内に不足電力が発生した場合は電力収支が成り立たず，停電が発生したこととする．

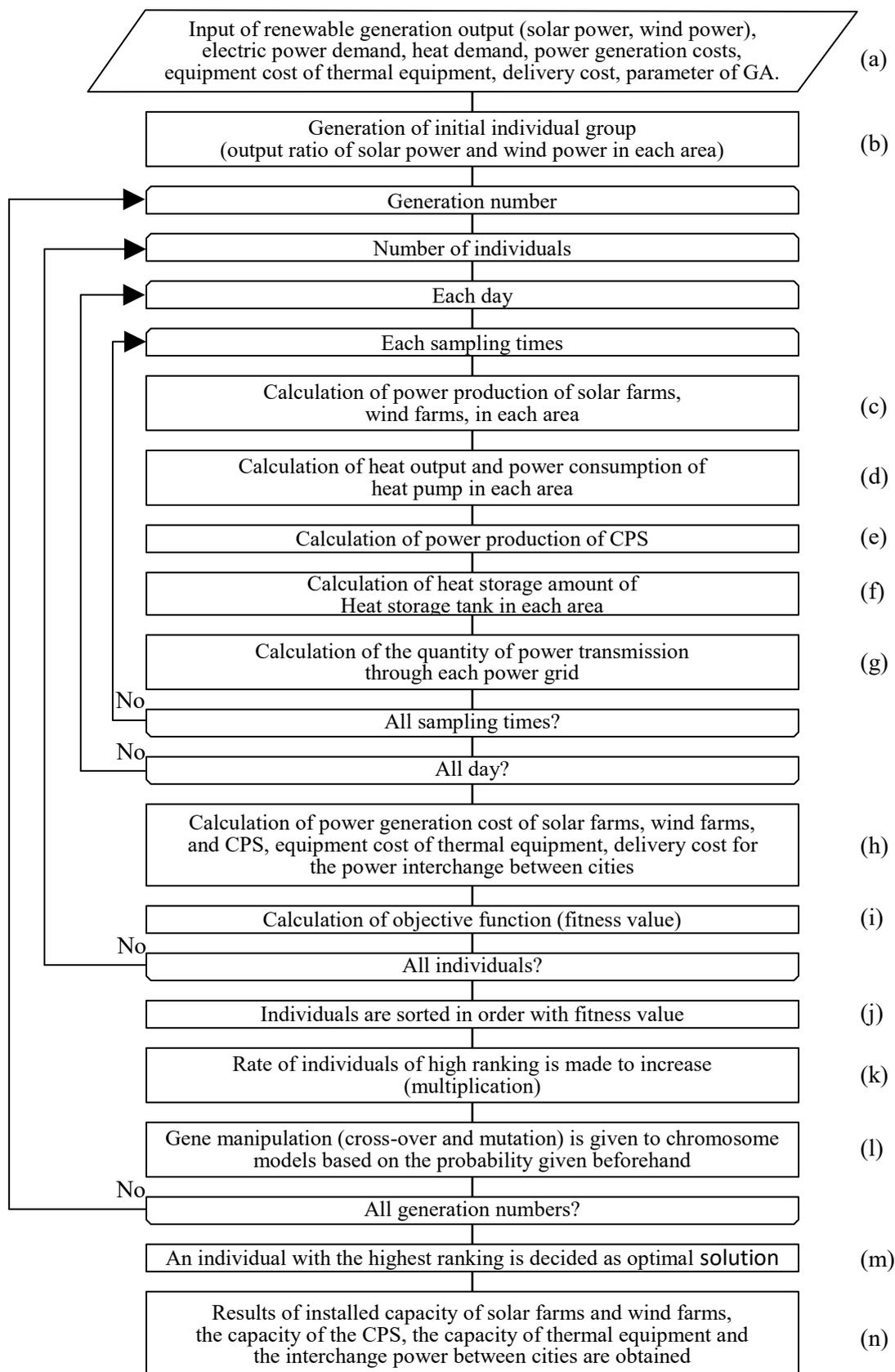


図 4.3.2-1 解析フローチャート

## 5 章 送電線の制約を適用しない解析事例 (CaseA)

本章では、本研究で提案するアルゴリズムを用いる中で、送電線の制約を適用しない解析を、北海道を対象として実施する。

北海道は 14 の振興局から構成され、2020 年 1 月 1 日現在、面積は 83,450km<sup>2</sup>、人口は約 530 万人、一般世帯数は 278 万世帯である[27]。図 5-1 に各都市の位置と電力需要量を示し、図 5-2 に主な都市の人口、図 5-3 に日平均気温、図 5-4 に平均風速を示す[28]。

図 5-2 において、人口は札幌市（道庁所在地）が最も多く、北海道全体の約 37%を占めるが、東西南北にもある程度の人口規模の都市が分散している。日平均気温は、札幌市の 7 月 21.4°Cが最も高く、旭川市の 2 月-7.7°Cが最も低い。平均風速は、釧路市の 3 月 6.3m/s が最も高く、帯広市の 7 月 1.2m/s が最も低い。

本研究では、これら各都市における人口分布と気象特性を考慮したエリア分けを行い、解析を行う。

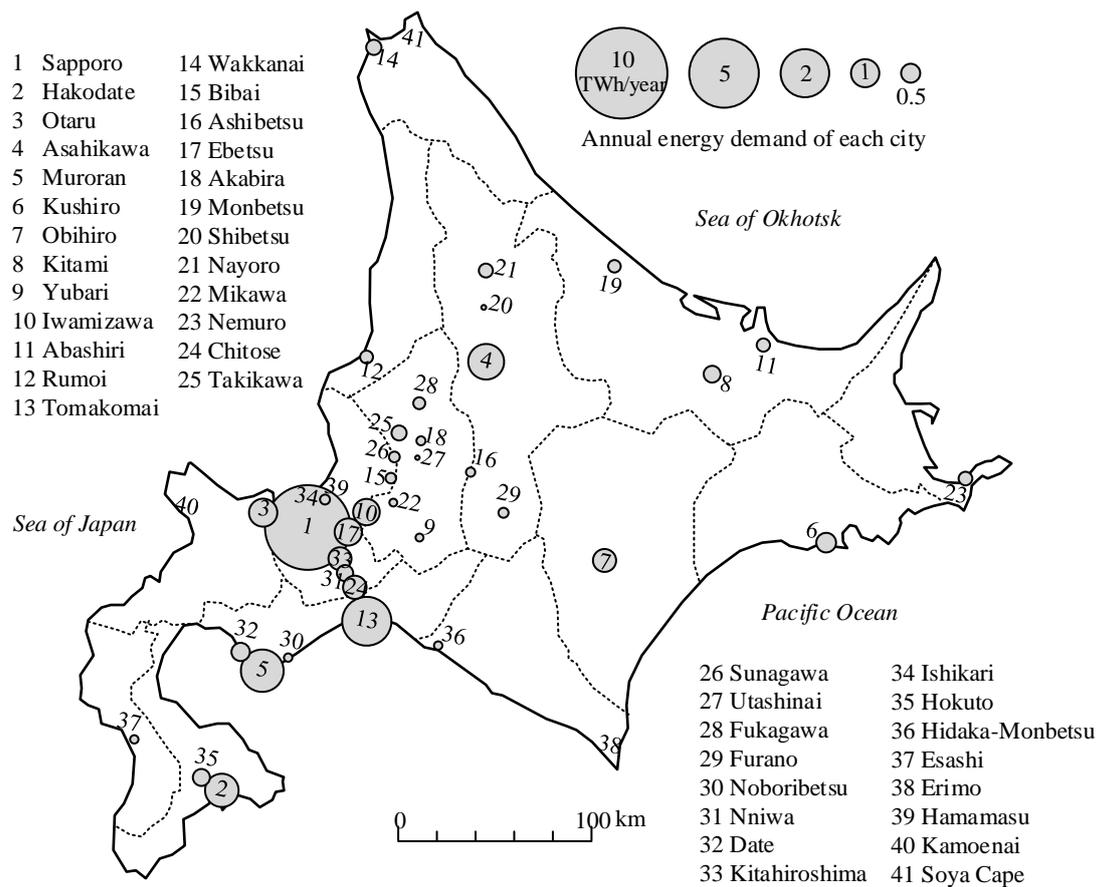


図 5-1 北海道の主要エリアにおける電力需要量

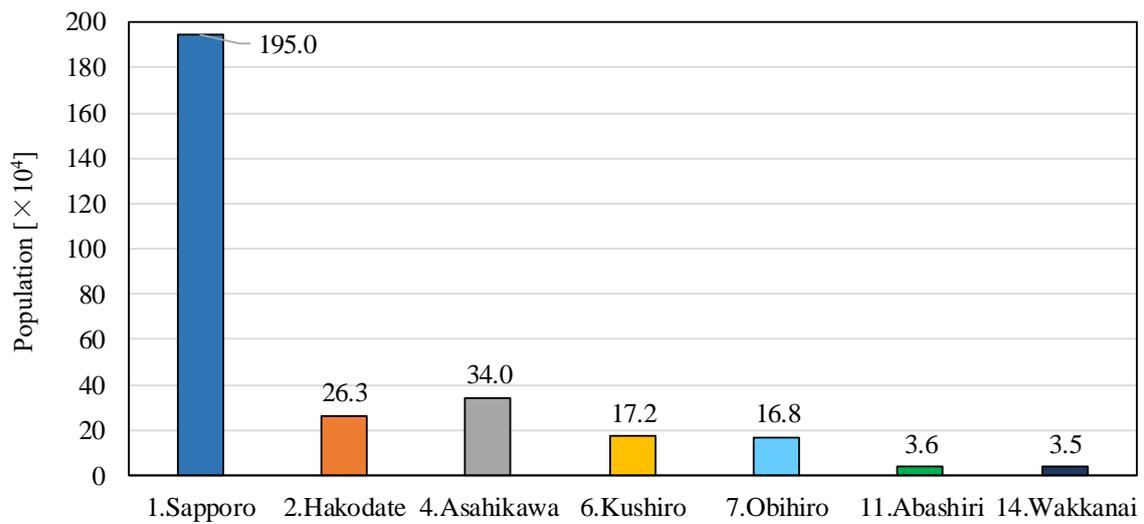


図 5-2 北海道の主要都市の人口 (2018 年)

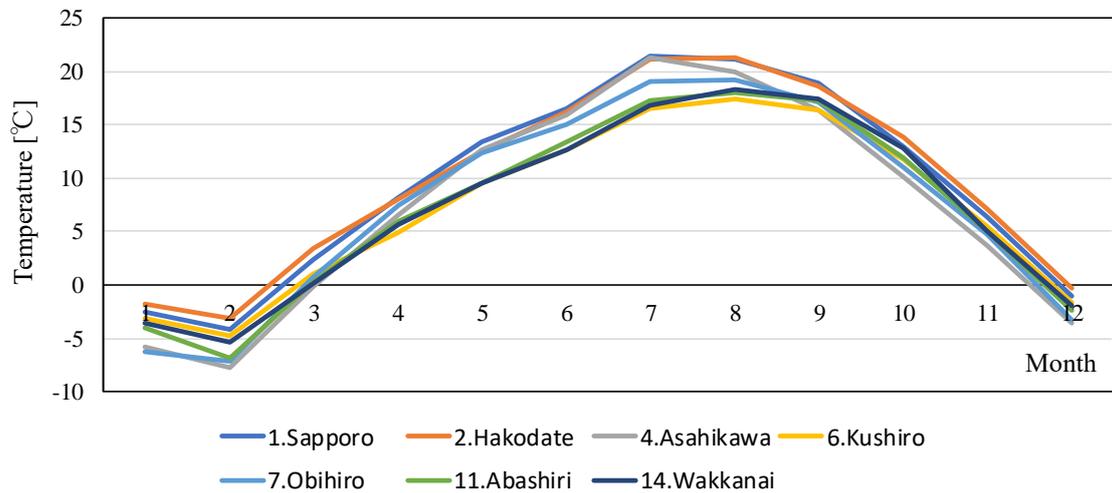


図 5-3 北海道の日平均気温 (2018 年)

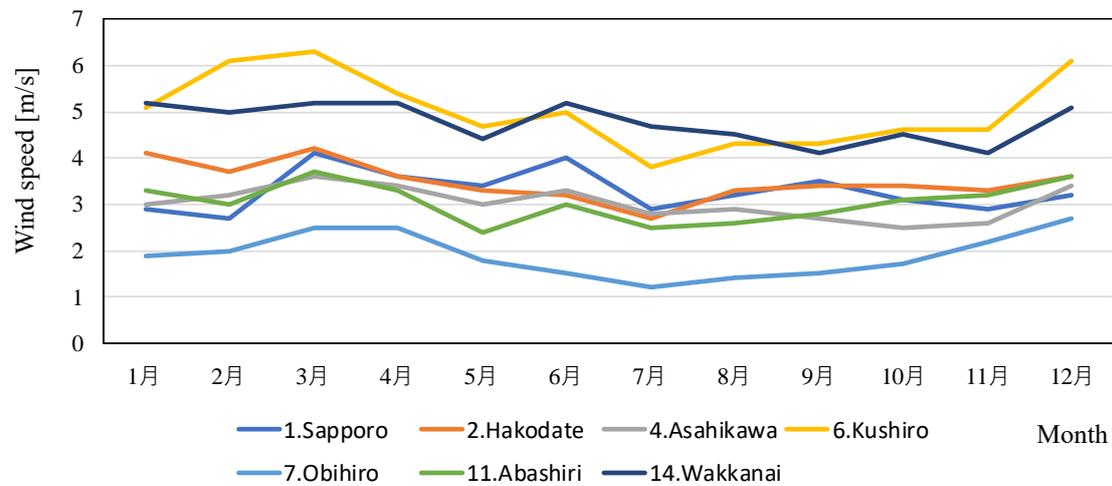


図 5-4 北海道の平均風速 (2018 年)

## 5.1 電力ネットワーク

図 5.1-1 は北海道に整備されている主な発電設備の配置と容量を示しており、図 5.1-2 は送電線の分布を示している[29]。図 5.1-1 において、2017 年のデータによる発電設備は、石炭火力 (49%)、石油火力 (25%)、再生可能エネルギー (11%)、水力発電 (7%) の構成で、火力発電所の設備容量が全体の約 3/4 を占めている。総発電容量は約 8.0 GW で、2016 年 12 月の最大需要は 5.3 GW であった。人口の多い札幌市とその近郊、工業地帯である室蘭市や苫小牧市など、電力需要の大きいエリアに多くの発電設備が配置されていることが分かる。従って、図 5.1-2 に示される送電線も多くの電力供給および電力消費が行われるエリアを中心として、容量の大きな送電線が設置され、電力消費の少ないエリアである北部や東部に行くにつれて送電線の容量が小さくなるような配置となっている。

現在、北海道各地では再生可能エネルギーによる発電所が建設され稼働しているが、設置される設備の多くが、送電線の容量の小さなエリアであるため、太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギーによる発電量は、北海道全体で発電された電力量のわずか 11% となっている[29]。そこで、今後、再生可能エネルギーの導入量を増加していく中で、各エリアの電力需要と再生可能エネルギーの導入量における関係や各エリア間で融通される電力量を明確にしなければならない。

本研究では、気象特性と人口分布を考慮して、風力発電に適した箇所が必ず含まれるエリアであることと、図 5.1-2 における北海道に整備されている主な送電線の分布を参考に、図 5.1-3 に示す Area A から Area G の 7 エリアを定義した。また、北海道各振興局を 1 つのエリアに集約して 14 都市 A~N を形成し、それぞれの都市間を送電線で接続する。太陽光発電は 7 つの都市 A, C, E, H, I, K, N に設置し、風力発電は全ての都市 A~N に設置する。太陽光発電と風力発電は、各都市の電力供給を決定する際に優先されるが、利用可能な再生可能エネルギーが需要よりも少ない場合、送電線を介して他の都市から電力を得られる。ただし、再生可能エネルギー源からの利用可能な総電力が総需要に対して不十分な場合、電力不足は補償電源（つまり、都市外に設置された火力発電所）から得られる。各補償電源からの供給量は、GA を使用して最適化される。

これらの条件により、各都市の太陽光発電と風力発電の導入量と補償電源の供給量、都市間の融通電力量などを明らかにする。

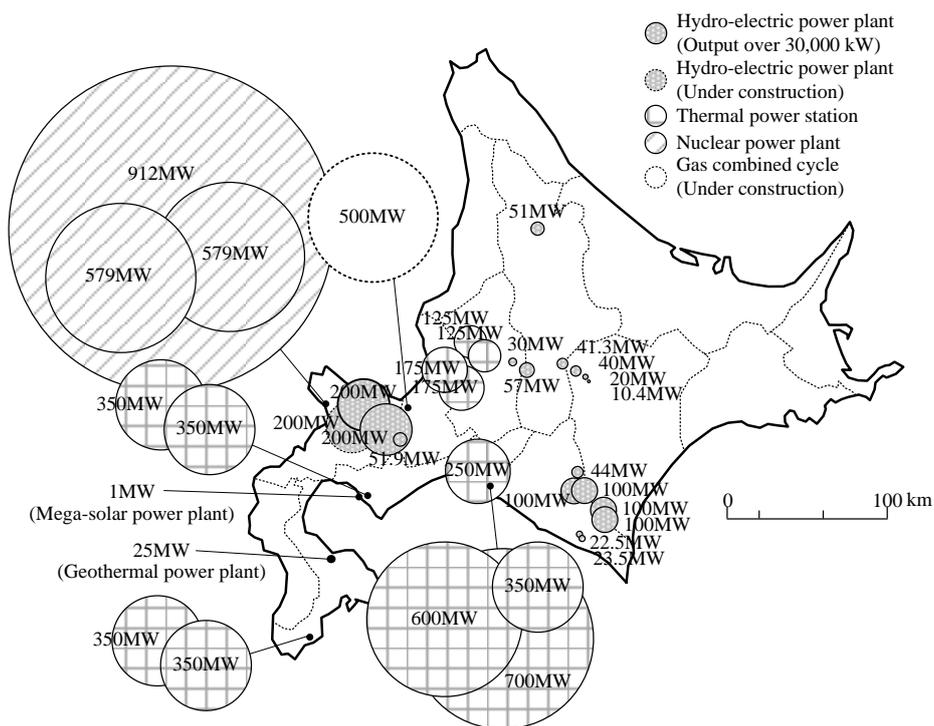


図 5.1-1 北海道に整備されている主な発電設備の配置と容量

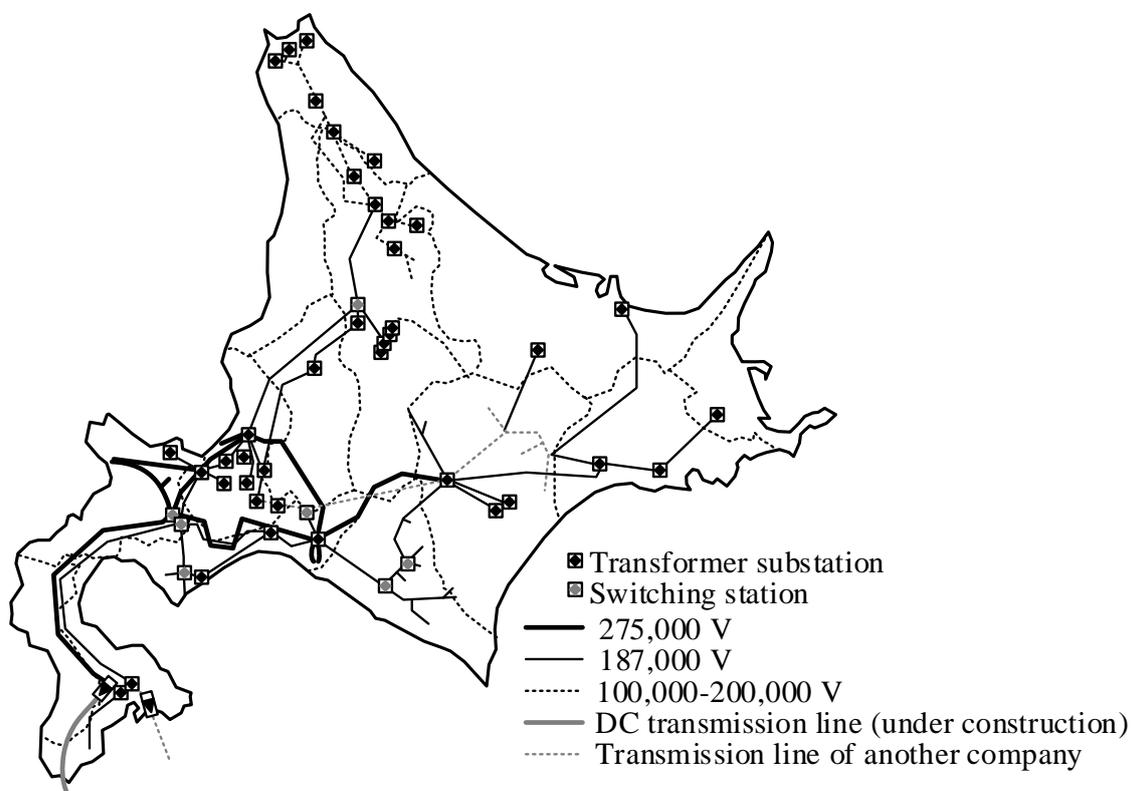


図 5.1-2 北海道に整備されている主な送電線の分布

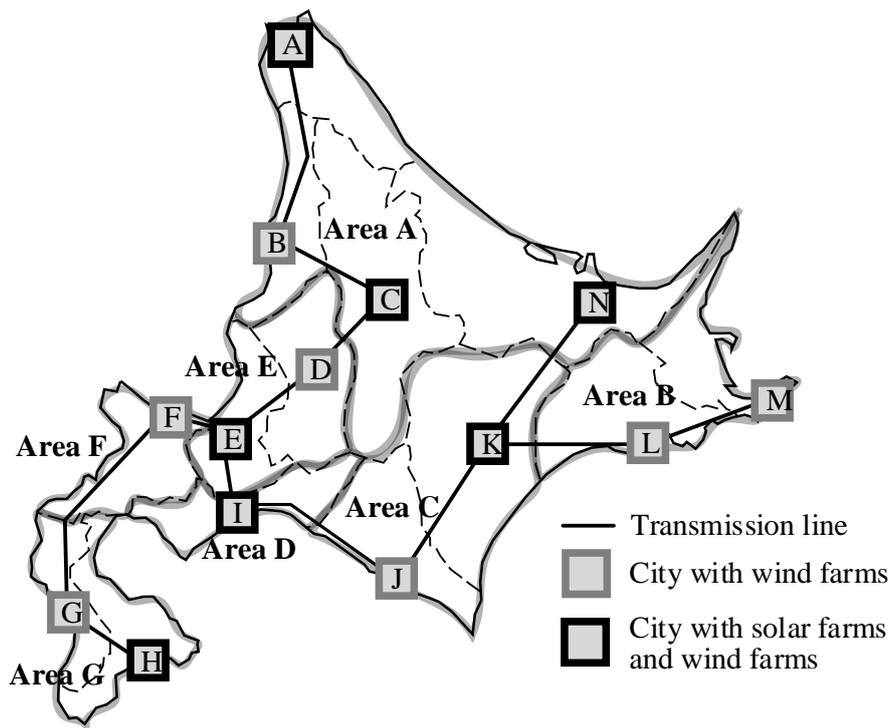


図 5.1-3 定義した7つのエリアと14の都市

## 5.2 エネルギーの需給特性

図 5.2-1 に、北海道電力株式会社の過去の電力使用状況データ[34] から作成した各月における1日の電力需要パターンを示す。各都市の電力需要データは、ここに示された全体のデータに各都市の人口比率を掛け合わせることで作成し、本研究の解析に用いる初期データとする。

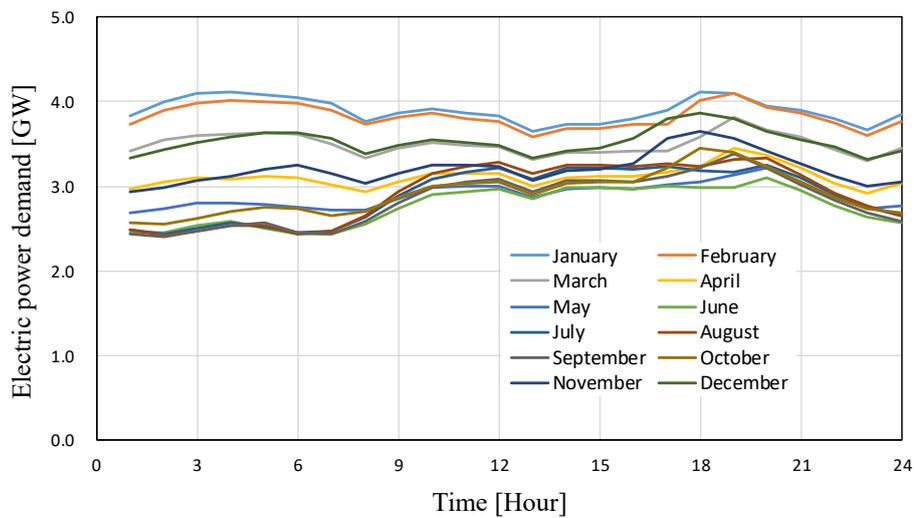


図 5.2-1 年間の電力需要パターン

また、図 5.2-2 に各月における 1 日の熱需要パターンを示す。この図は北海道の戸建住宅と集合住宅において暖房として使用された灯油のエネルギー量を示し、1 世帯当たりの年平均エネルギー消費量[35]と北海道の各都市における世帯数および各月における暖房に用いた灯油の比率を掛け合わせることで算出した。各都市の熱需要データも全体のデータに各都市の人口比率を掛けて算出しており、本解析の初期データとして入力する。調査エリアの個々の家屋の 70%~80%が暖房と給湯に灯油を使用しているため、朝と夕に大きな負荷ピークが観察され、蓄熱による熱供給の時間シフトが効果的である。そのため、提案システムでは、各住宅に蓄熱式電動ヒートポンプを導入する。

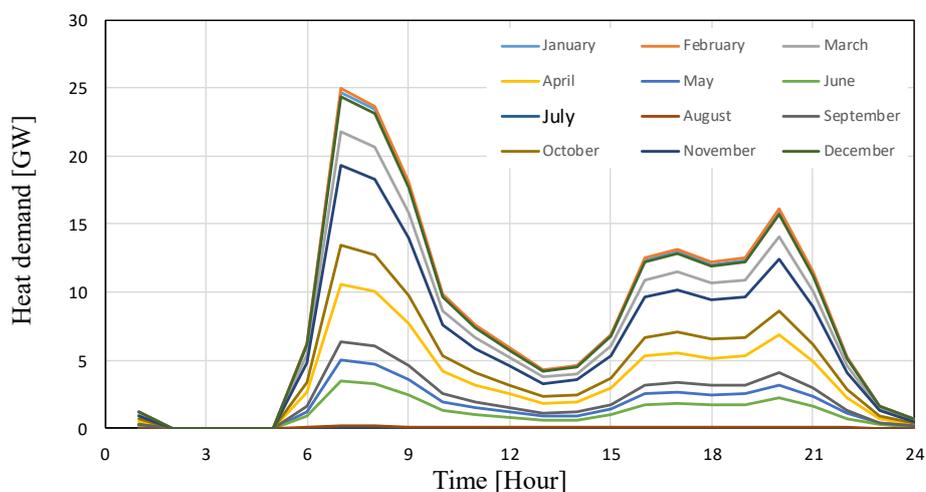


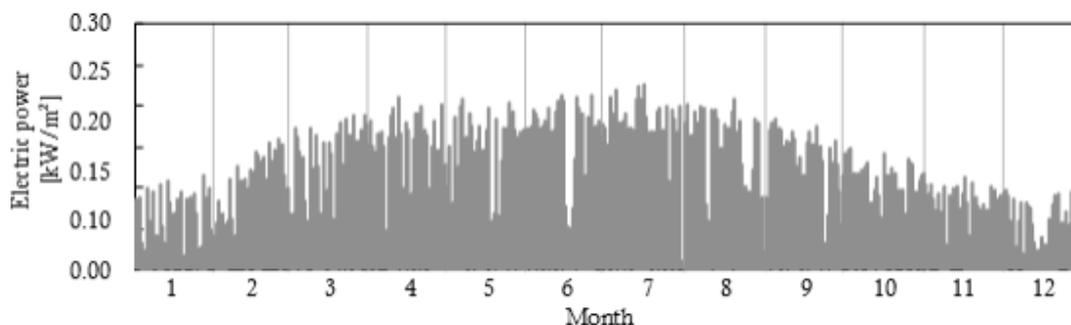
図 5.2-2 年間の熱需要パターン

### 5.3 再生可能エネルギーの出力

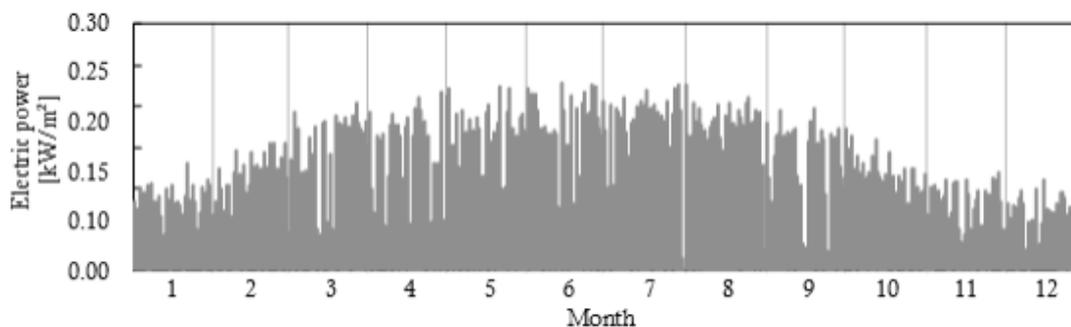
再生可能エネルギーとして、各都市における太陽光発電と風力発電の出力パターンを以下に示す。各都市の位置を表す記号 A~N は、図 5.1-3 のとおりである。

#### 5.3.1 太陽光発電の出力パターン

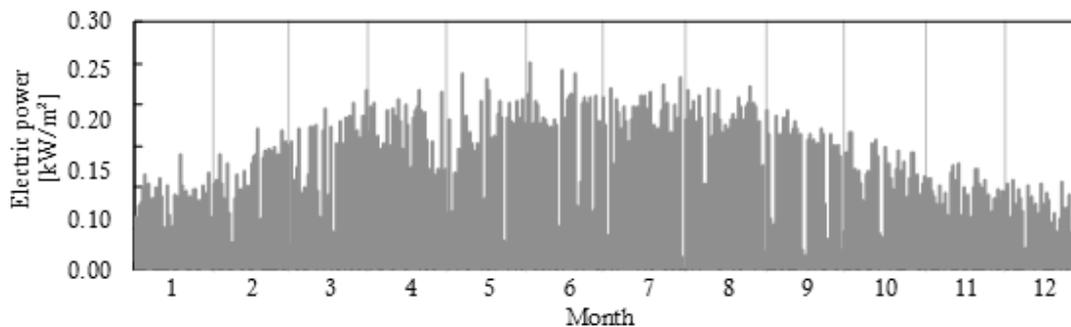
図5.3.1-1に各都市における太陽光発電の出力パターンを示す。これらのグラフは、一般財団法人 気象業務支援センターより提供されている地上気象観測 1 分値資料から取得した2015年の全天日射量に太陽光パネルの発電変換効率18.5%を掛けたものである。ここで求めたデータを本研究の解析初期データとして用いる。



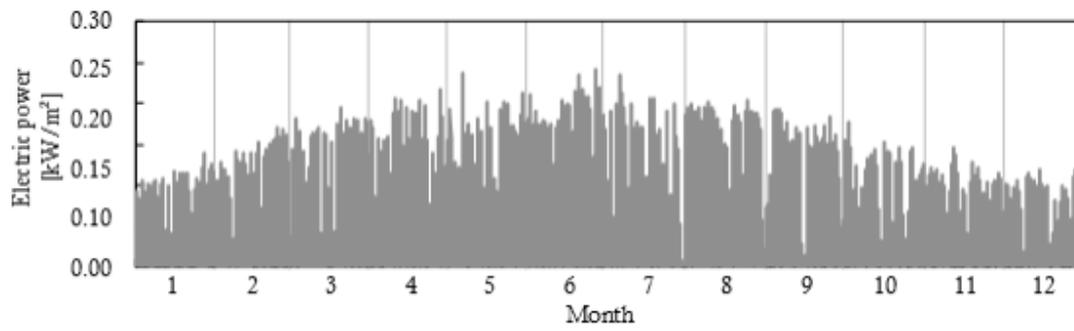
(a) 都市 A (稚内)



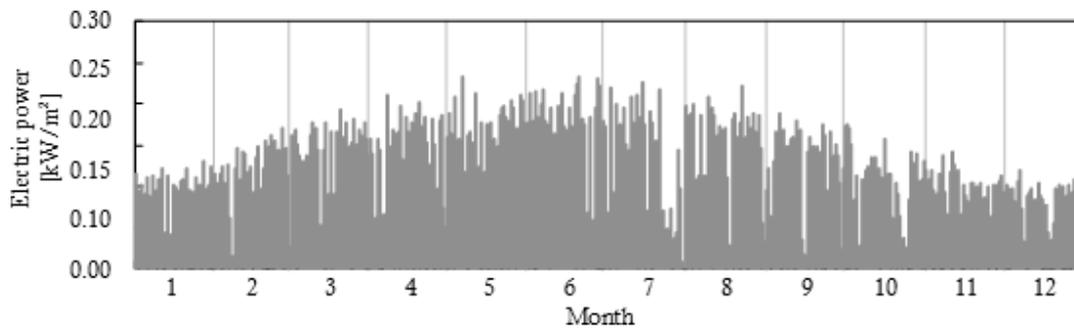
(b) 都市 C (旭川)



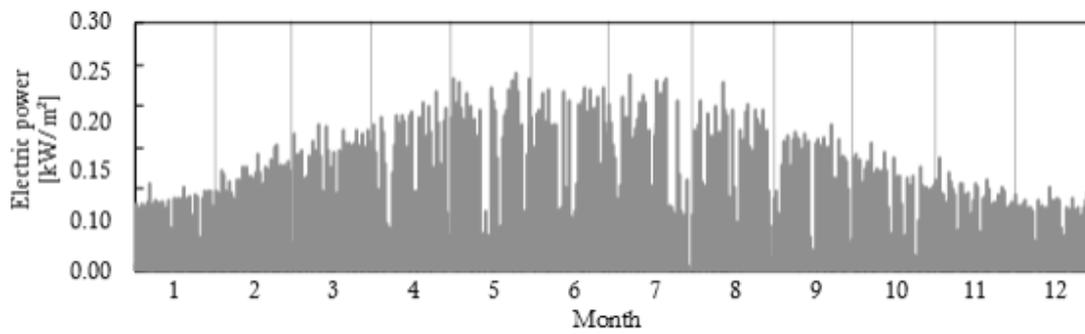
(c) 都市 E (札幌)



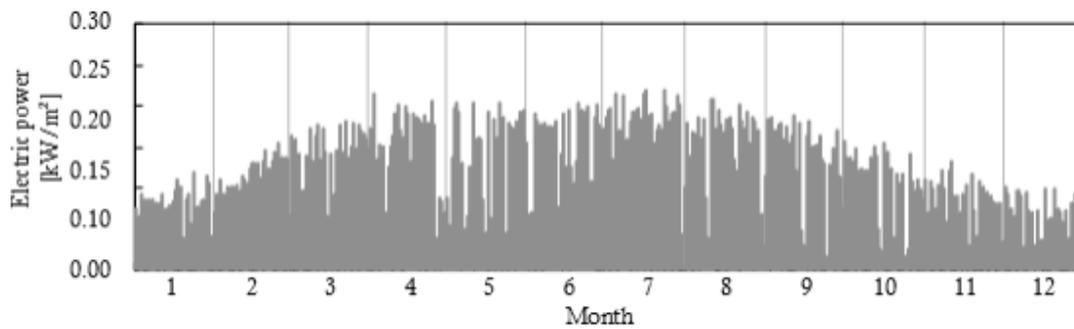
(d) 都市 H (函館)



(e) 都市 I (室蘭)



(f) 都市 K (帯広)



(g) 都市 N (網走)

図 5.3.1-1 各都市における太陽光発電の出力パターン

### 5.3.2 風力発電の出力パターン

各都市の風速データは、一般財団法人 気象業務支援センターより提供されている地上気象観測 1 分値資料から取得した 2015 年の観測データを用いる。しかしながら、本研究に用いる風力発電機の寸法は、図 5.3.2-1 に示すとおり、ロータ径 61.4m、受風面積 2960m<sup>2</sup>、ハブ高さが 68m であるため、ハブ高さを考慮した風速を設定する必要がある。

そこで、式(20)を用いて風速を算出し直した。式(20)で、 $v_{wp}$  は風力発電機のハブ高さ  $z_{hub}$  における風速で、 $v_{gd}$  は風速計が設置されている地上高  $z_{gd}$  における風速である。べき指数  $1/n$  は、国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)より公開されている値[36]で、海岸地域の都市には  $n=7$ 、内陸の都市には  $n=5$  を適用する。

この結果を図 5.3.2-3 に示す。なお、風力発電機 1 台の定格出力は 1MW であり[37]、カットイン風速は 2.5m/s、定格風速は 12.5m/s、カットアウト風速は 25.0m/s とする。

また、受風面の向きについては、風向センサーで検出した風向に、ロータを正対させるようヨー制御システムが働くため、影響を考慮せず、風力発電機の設置間隔についても考慮しないこととした。

$$v_{wp} = v_{gd} \cdot (z_{hub}/z_{gd})^{1/n} \quad (20)$$

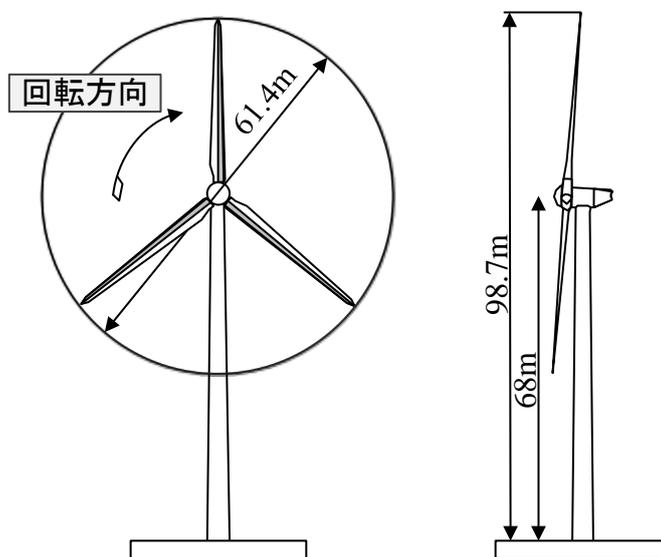


図5.3.2-1 本解析で想定する風力発電機のモデル

また、本研究では、図 5.3.2-2 に示す風力発電機のパワーカーブを用いて、各都市の風力発電の出力パターンを作成する。この結果を図 5.3.2-4 に示す。なお、風力発電機のカットイン風速である 2.5m/s から定格風速である 12.5m/s までの範囲における風力発電機の出力量  $P_{wp}$  は近似式(21)で求めることができる。ここで求めたデータを、本研究の解析初期データとして用いる。

$$p_{wp} = (0.001 \cdot v^6 - 0.0524 \cdot v^5 + 0.7069 \cdot v^4 - 1.5546 \cdot v^3 - 13.774 \cdot v^2 + 100.98 \cdot v - 164.8) / 1000 \quad (21)$$

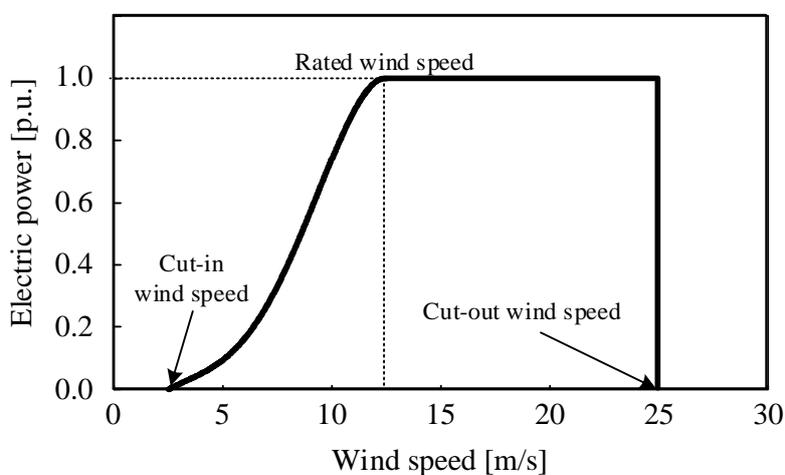
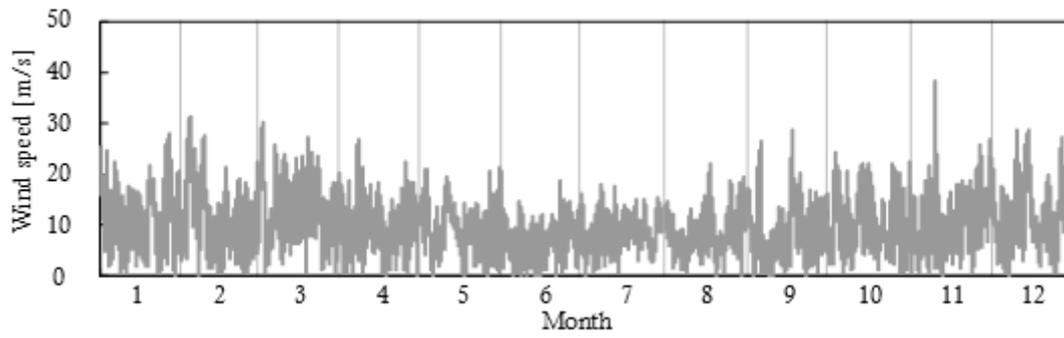
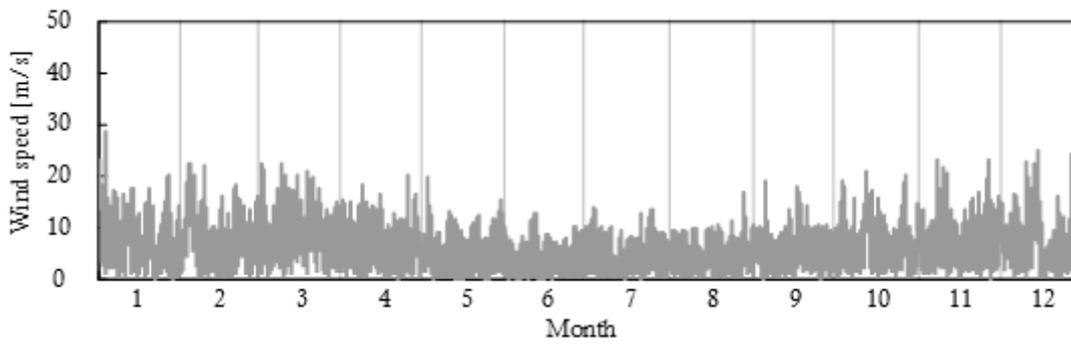


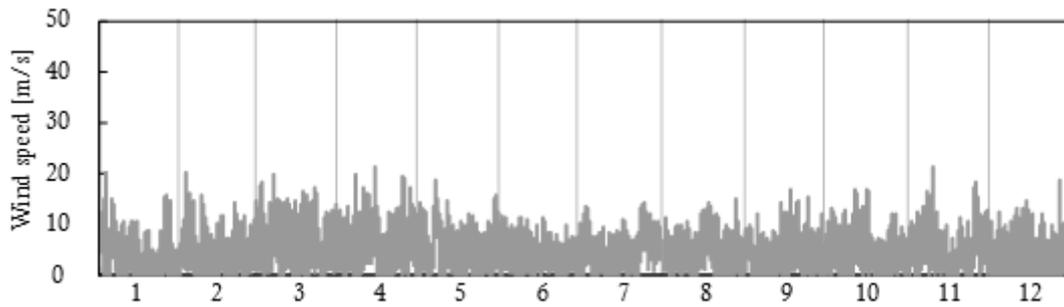
図 5.3.2-2 本研究に用いる風力発電機のパワーカーブ



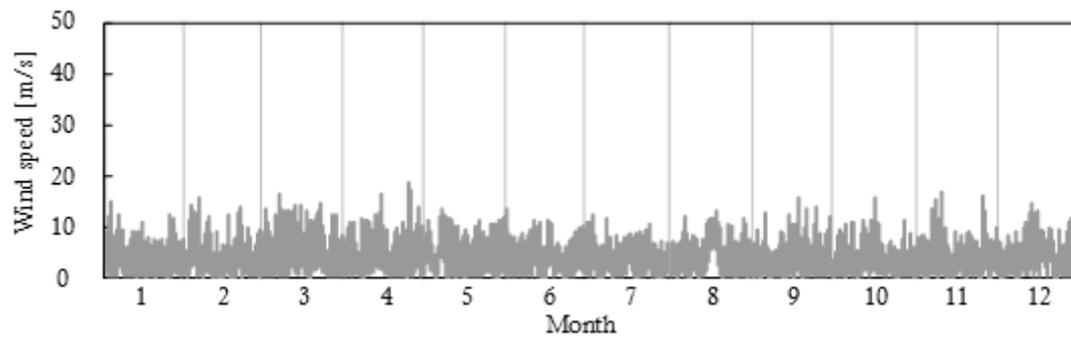
(a) 都市 A (宗谷岬)



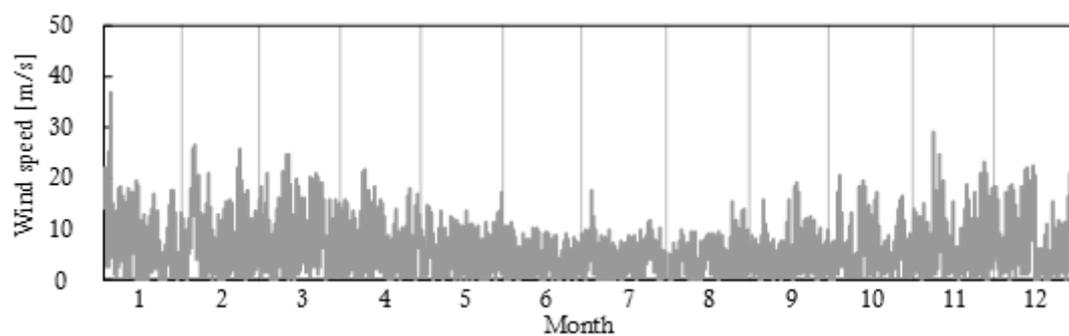
(b) 都市 B (留萌)



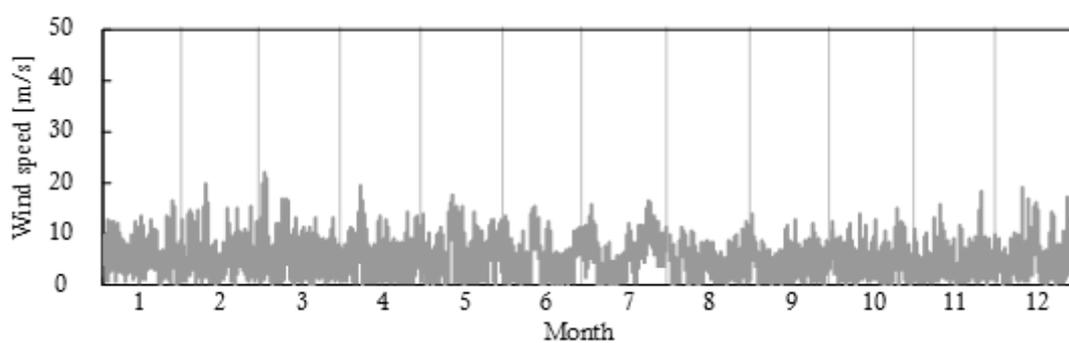
(c) 都市 C (東神楽)



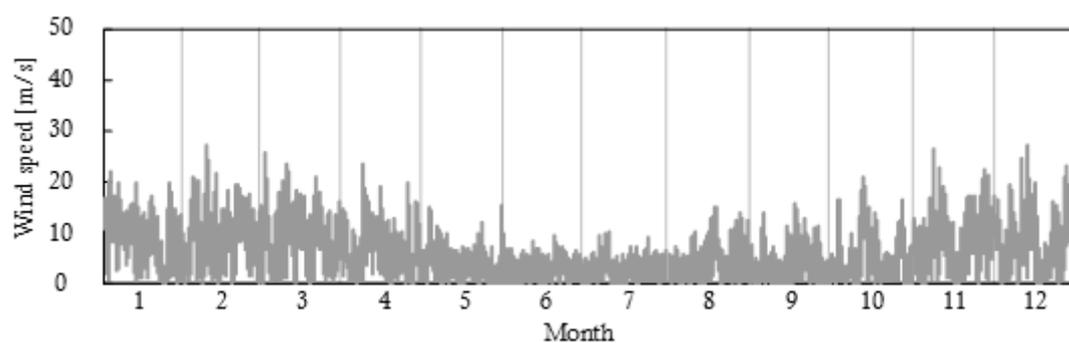
(d) 都市 D (岩見沢)



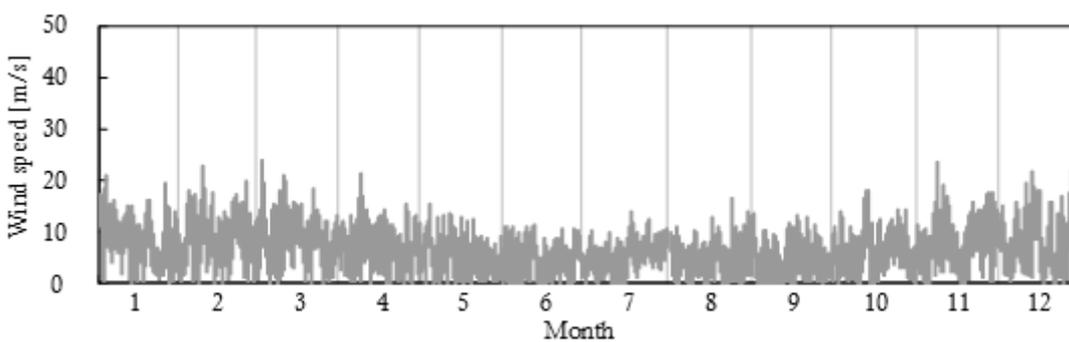
(e) 都市 E (浜益)



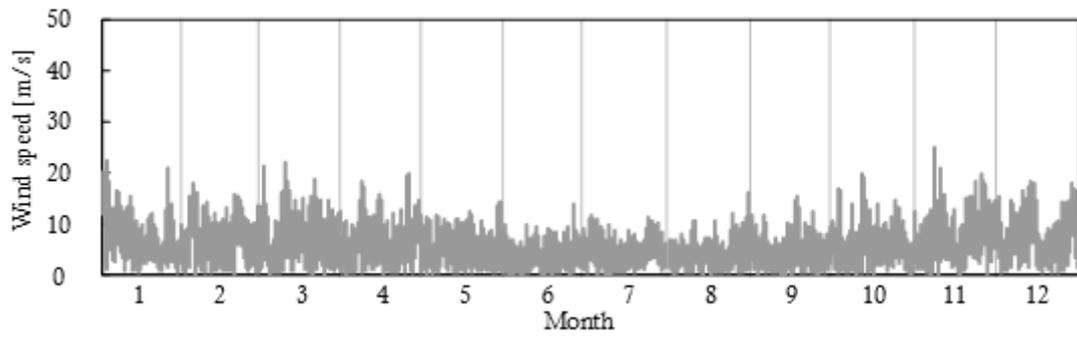
(f) 都市 F (寿都)



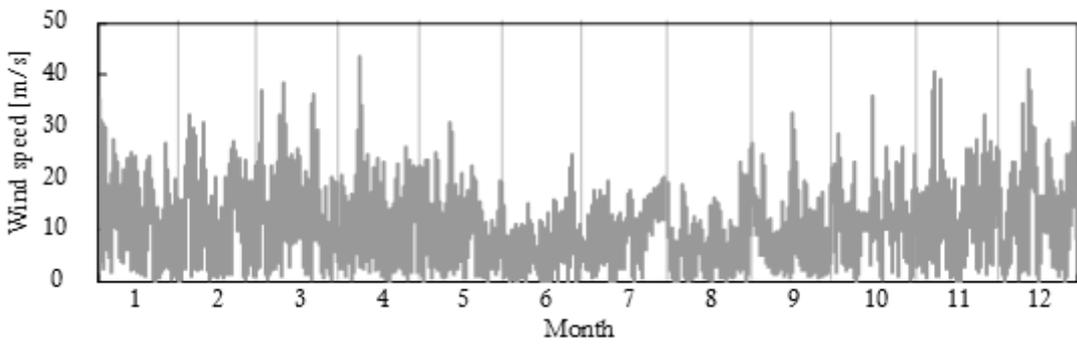
(g) 都市 G (江差)



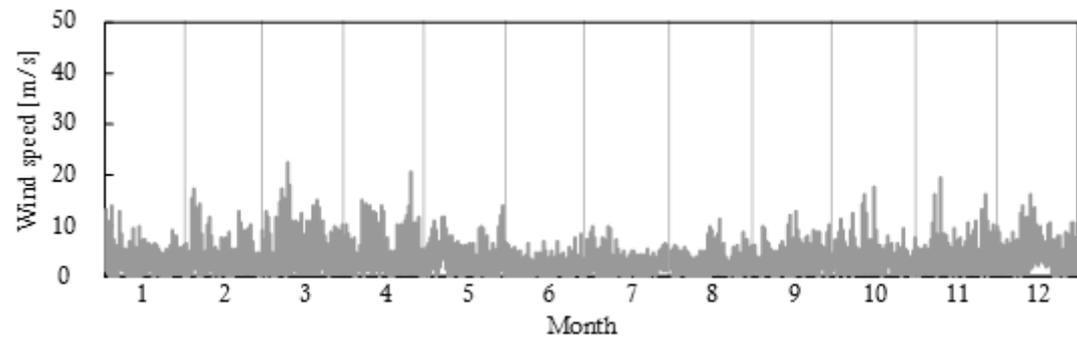
(h) 都市 H (松前)



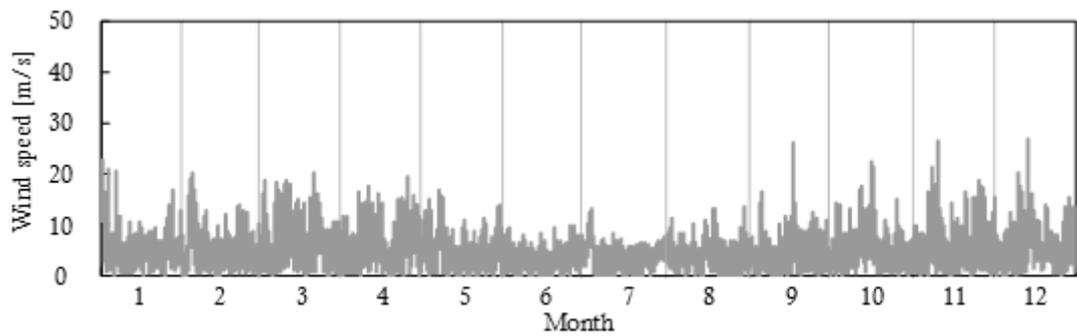
(i) 都市 I (室蘭)



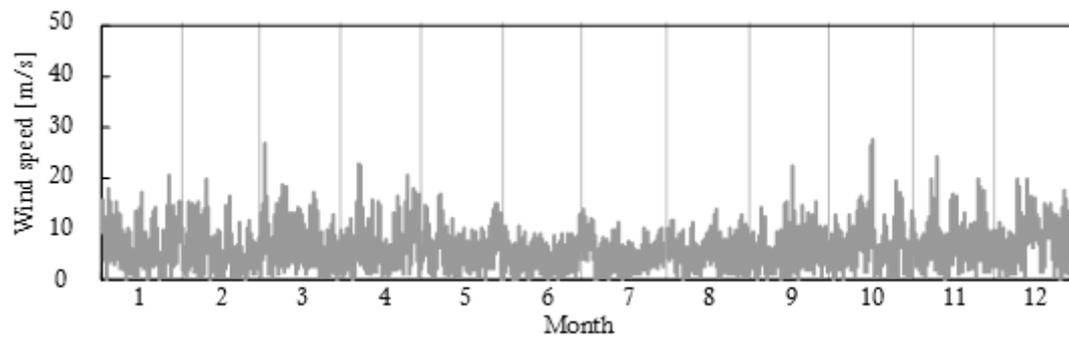
(j) 都市 J (襟裳岬)



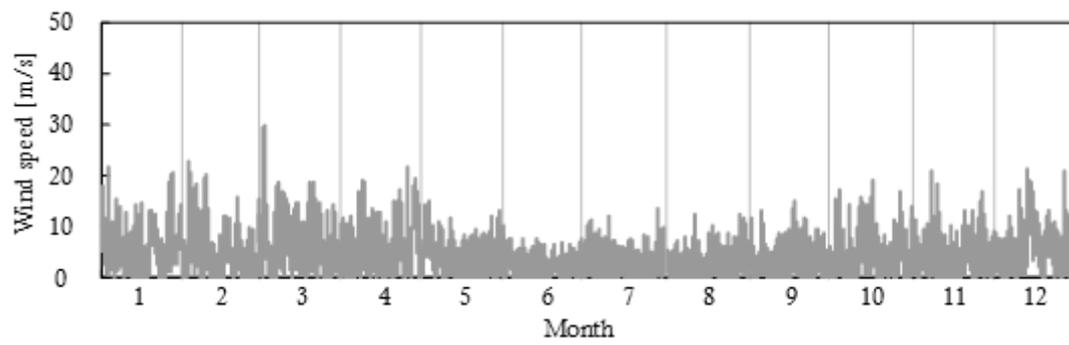
(k) 都市 K (広尾)



(l) 都市 L (釧路)

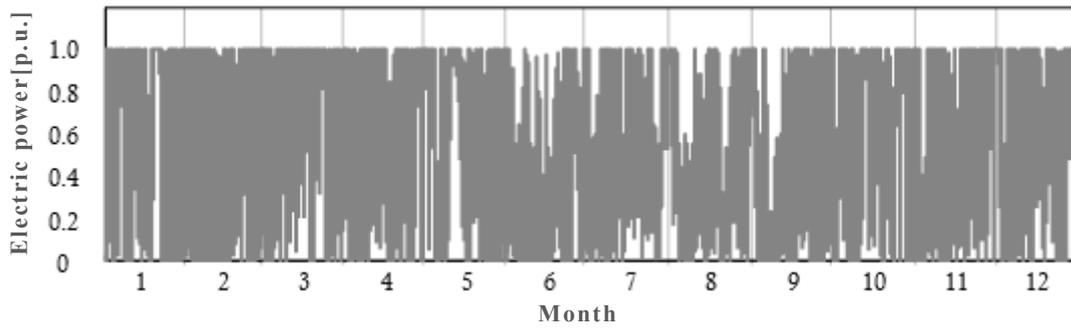


(m) 都市 M (根室)

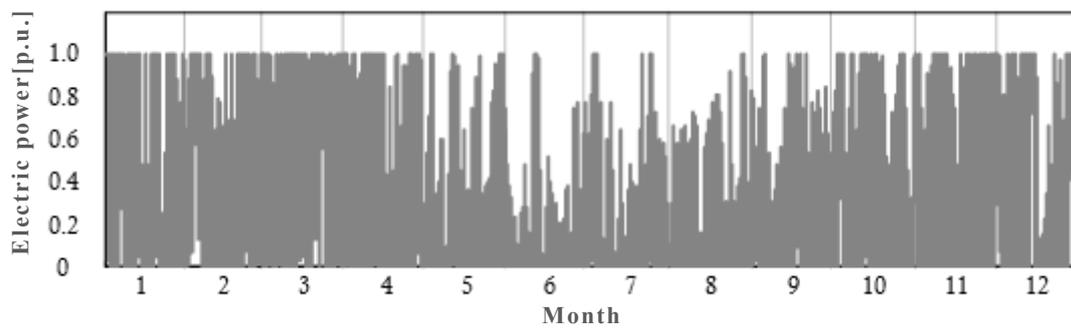


(n) 都市 N (紋別小向)

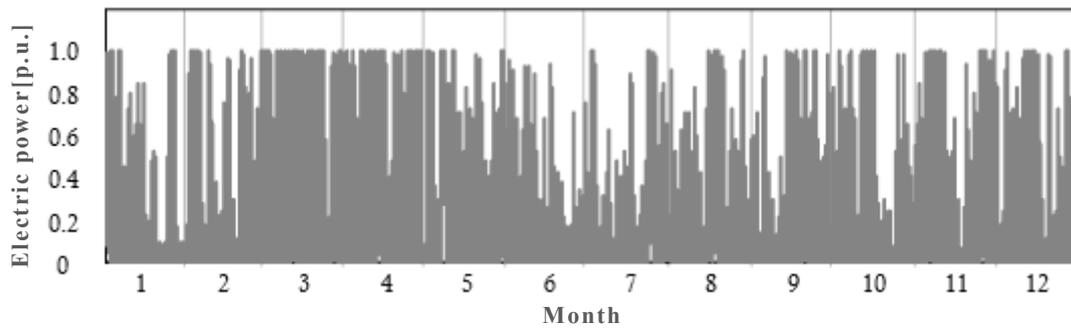
図 5.3.2-3 各都市における風速



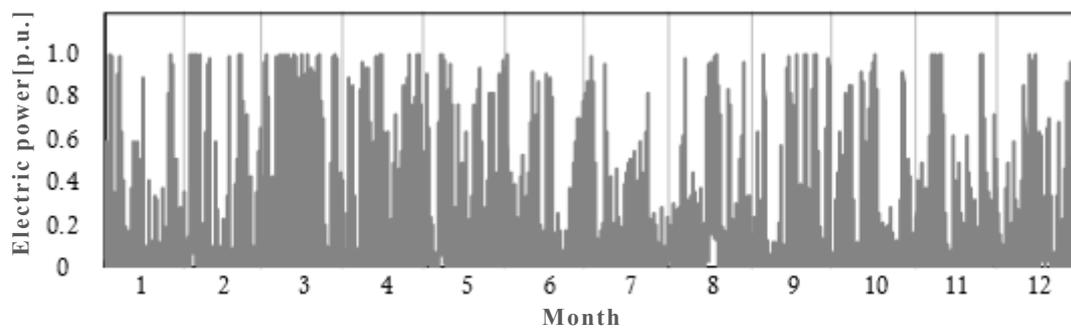
(a) 都市 A (宗谷岬)



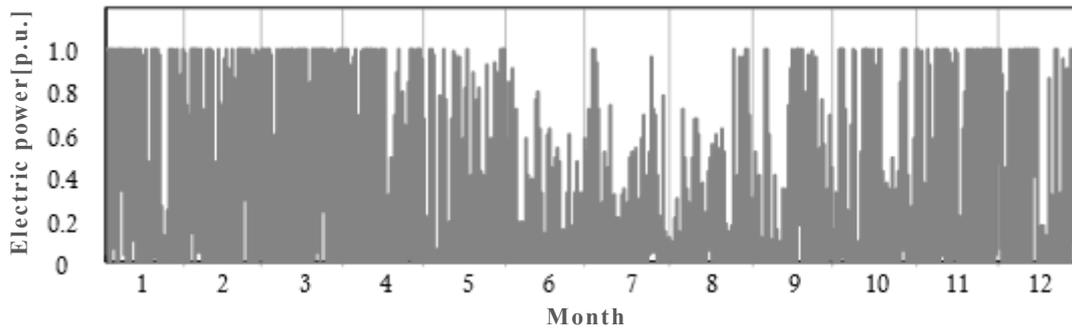
(b) 都市 B (留萌)



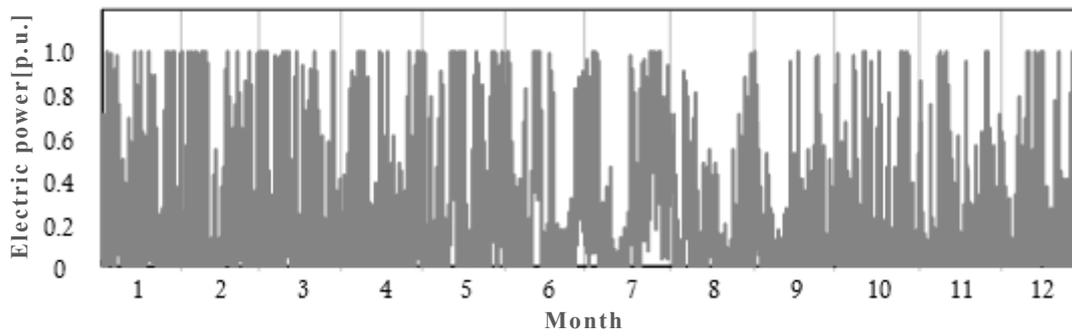
(c) 都市 C (東神楽)



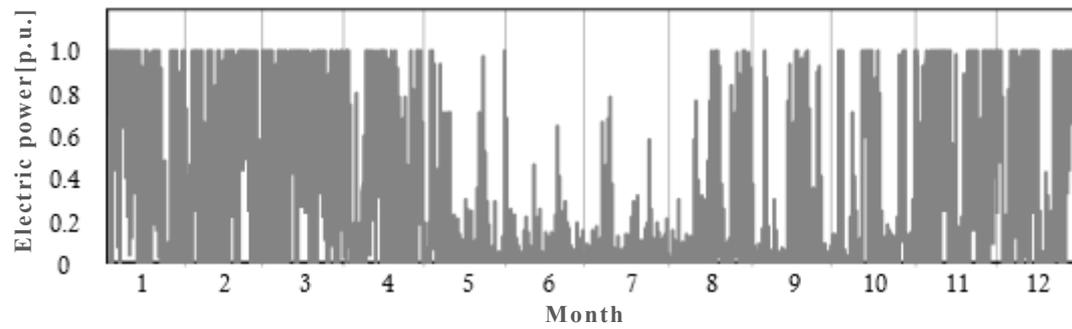
(d) 都市 D (岩見沢)



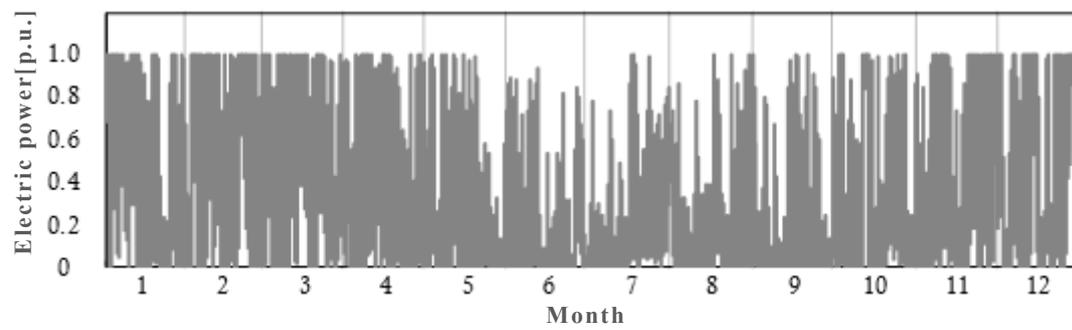
(e) 都市 E (浜益)



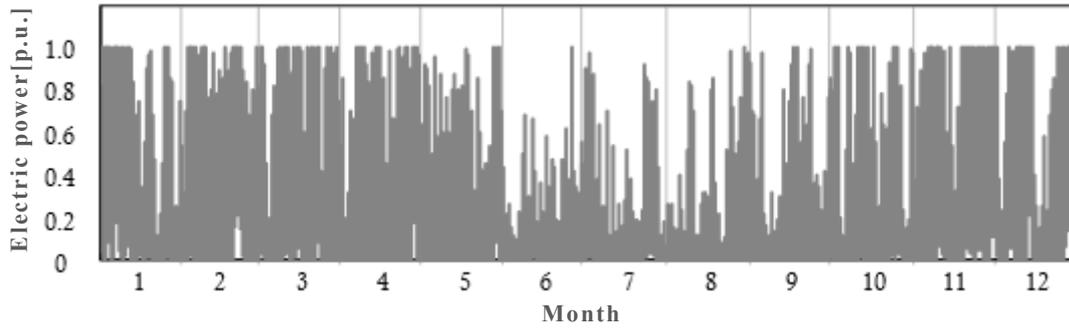
(f) 都市 F (寿都)



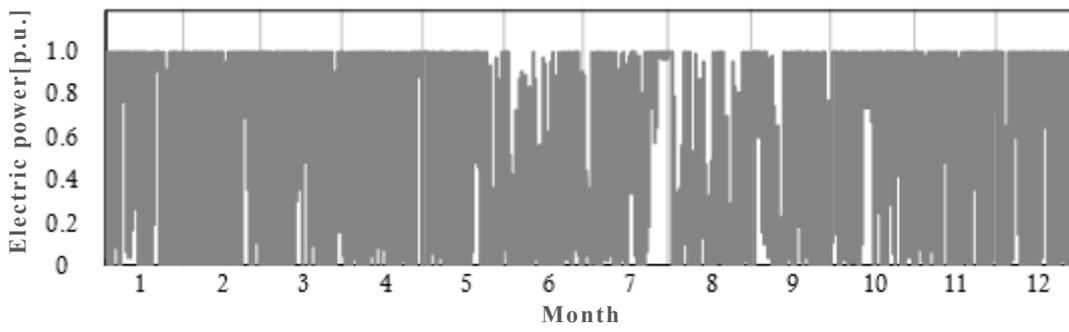
(g) 都市 G (江差)



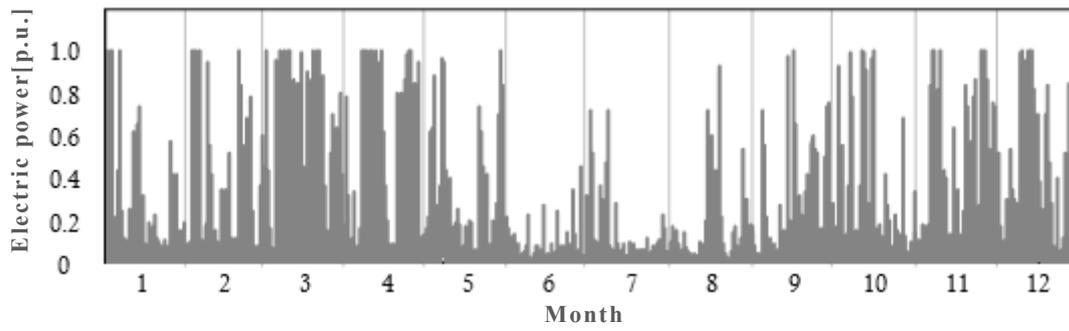
(h) 都市 H (松前)



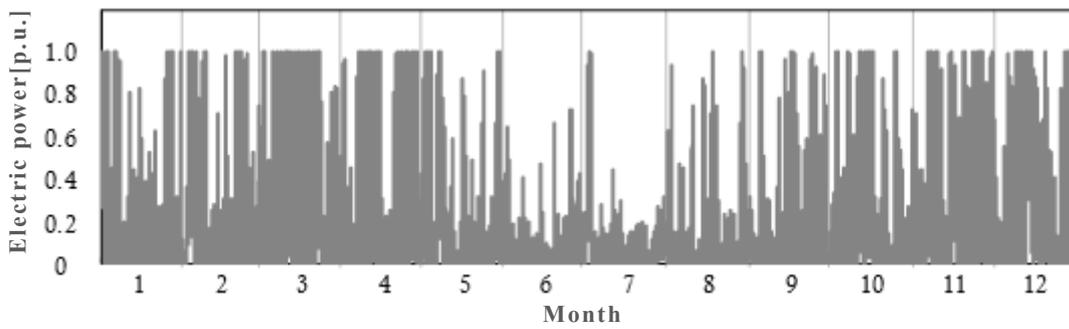
(i) 都市 I (室蘭)



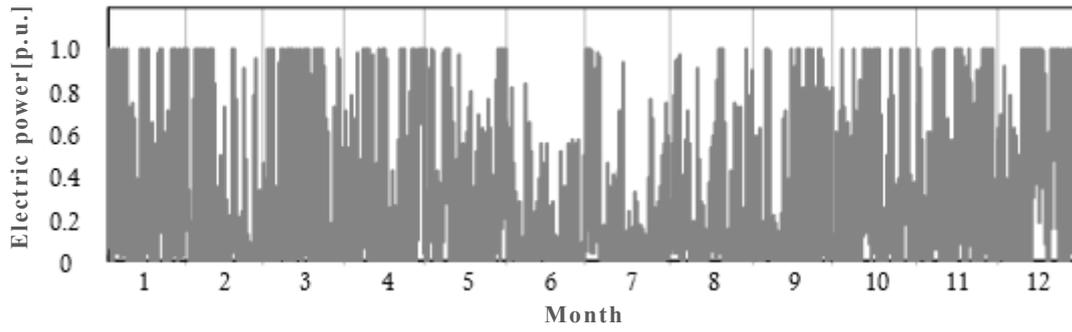
(j) 都市 J (襟裳岬)



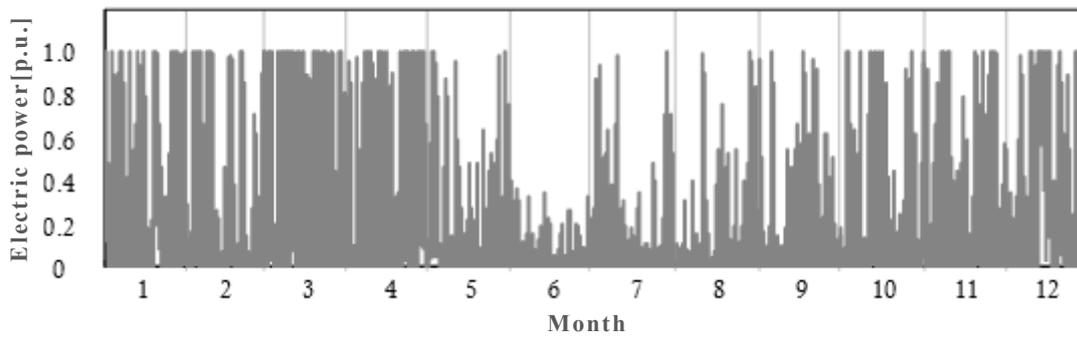
(k) 都市 K (広尾)



(l) 都市 L (釧路)



(m) 都市 M (根室)



(n) 都市 N (紋別小向)

図 5.3.2-4 各都市における風力発電の出力パターン

## 5.4 熱供給設備

### 5.4.1 ヒートポンプ

本研究のヒートポンプとして、三菱重工業株式会社のキュートン ESA301 シリーズ[38]を用いる。この機種の外気温度におけるエネルギー消費効率 COP(Coefficient Of Performance)を図 5.4.1-1 示す。この COP の値を式(14)に代入してヒートポンプの電力消費量を求める。

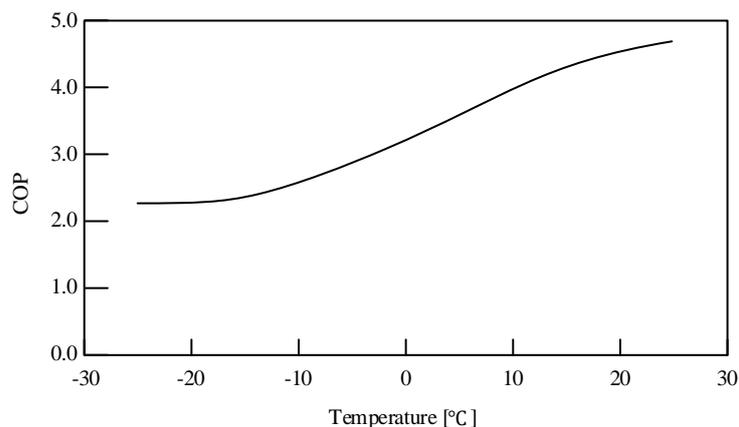


図 5.4.1-1 ヒートポンプのエネルギー消費効率(COP)[38]

### 5.4.2 蓄熱槽

本研究の蓄熱槽として、三菱電機株式会社のエコキュート追いだきフルオート貯湯ユニット SRT-STK55UD[39]を用いる。この機種のタンク容量は 550ℓ、沸上げ温度 90°Cである。水の比熱  $c$  を 4,180.5 J/(kg・°C)、質量  $m$  を 550kg とし、道内の年間平均気温を 7.9°Cとした場合、昇温にかかる温度差  $\Delta T$  は 82.1°Cであるため、貯湯熱量  $Q_{st}$  は、式(22)から 188,770kW である。また、本貯湯槽の熱通過率  $K$  を 0.68 W/(m<sup>2</sup>・°C)、貯湯の表面積  $A$  を 4 m<sup>2</sup>とした場合、対流放熱量  $Q_{loss}$  は、式(23)から 0.225kW である。従って、損失率は約 0.43%/h (0.225kW /188,770kW = 0.00012%/s) である。

$$Q_{st} = m \cdot c \cdot \Delta T \quad (22)$$

$$Q_{loss} = K \cdot A \cdot \Delta T \quad (23)$$

## 5.5 費用の設定

### 5.5.1 発電単価と CO<sub>2</sub> 排出原単位

表 5.5.1-1 に経済産業省・資源エネルギー庁[40]が公表している各種電源の発電単価と電力中央研究所[41]と北海道電力株式会社[23]が公表している各種電源の CO<sub>2</sub> 排出原単位を示す。

太陽光発電と風力発電の発電単価には、主に資本費(建設費, 固定資産税, 廃棄費用), 運転維持費(人件費, 修繕費, 諸費, 業務分担費)などが考慮されており, 発電設備の稼働年数は太陽光発電と風力発電ともに 20 年間で想定している。

また, 補償電源には, 火力発電を使用するため, 発電単価には, 上記費用のほかに燃料費および CO<sub>2</sub> 対策費用などが考慮されており, 稼働年数は 40 年を想定している。なお, 各種電源の発電コストは式(4)を用いて求め, 各種電源の CO<sub>2</sub> 排出量は式(8)を用いて求める。

表5.5.1-1 各種電源の発電単価とCO<sub>2</sub>排出原単位

| Type of generator    | Power generation cost<br>[×10 <sup>4</sup> JPY/MWh] | CO <sub>2</sub> emission intensity<br>[t-CO <sub>2</sub> /MWh] |
|----------------------|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|
| Photovoltaics        | 2.42                                                | 0.059                                                          |
| Wind power generator | 2.16                                                | 0.025                                                          |
| CPS (Oil-fired)      | 2.43                                                | 0.678                                                          |

### 5.5.2 電力の託送コスト

電力の託送単価は, 北海道電力株式会社より公開されている値を参考に, 0.41×10<sup>4</sup> [JPY/MWh]とする[42]。この託送単価を式(6)に代入することで電力の託送コストを計算する。

### 5.5.3 熱機器の設備コスト

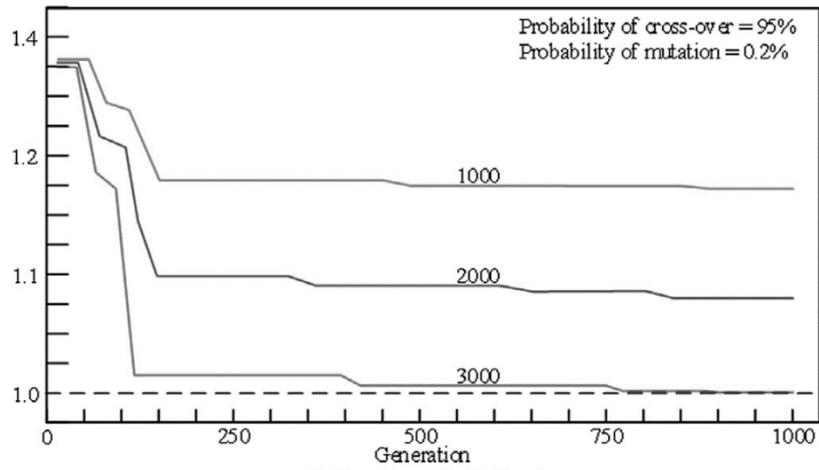
本解析では, 蓄熱槽を伴うヒートポンプを各都市に設置する。これら熱機器の設備単価は 2017 年度におけるエコキュートの実勢価格を参考に決定した[39]。ヒートポンプの設備単価は, 導入価格を消費電力と稼働年数 20 年間で割ることで算出し, 1MW あたり 365.3 万円とした。蓄熱槽の設備単価は, 実価格に対し, 蓄熱槽内の水を昇温するために必要な電力量と稼働年数 20 年で割ることで算出し, 1MWh あたり 23.1 万円とした。なお, 蓄熱槽への蓄熱効率と蓄熱槽からの放熱効率は, それぞれ 90%に設定した。

## 5.6 GA パラメータ

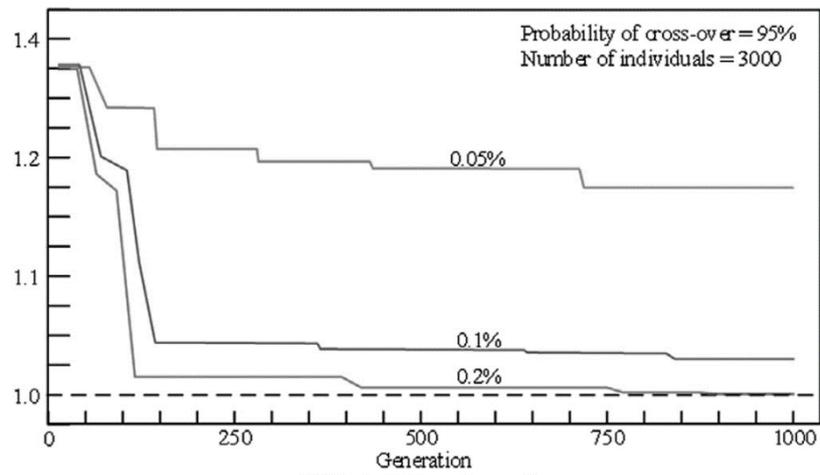
本解析に用いる GA パラメータを表 5.6-1 に示す。世代数を 1000，染色体個体数を 3000，解析のサンプリング時間を 1 分に設定した。これらを含め，各設定値は，図 5.6-2 に示す感度分析を参考に，良好な収束特性を持つ組み合わせの範囲から試行錯誤によって決定した。図 5.6-2 の(a)，(b)，(c)は，それぞれ個体数の感度，突然変異の確率感度，交叉の確率感度の調査結果を示している。なお，遺伝子表現にはグレイ表現を用いる。

表 5.6-1 GA パラメータ

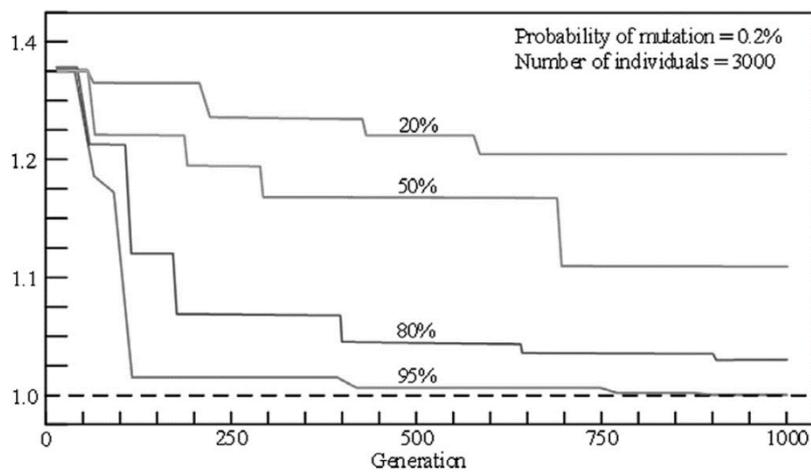
|                                 |                            |
|---------------------------------|----------------------------|
| Generation number               | 1000                       |
| Chromosomes number              | 3000                       |
| Sampling time                   | 1min                       |
| Gene expression                 | Gray code                  |
| Probably of cross-over          | 95%                        |
| Probably of mutation            | 0.2%                       |
| Operation of selection          |                            |
| Selection rate of first rank    | 15% in all the individuals |
| Selection rate of second to 5th | 5% in all the individuals  |



(a) Number of individuals



(b) Probability of mutation



(c) Probability of cross-over

図 5.6-2 感度分析の結果

## 5.7 解析結果

### 5.7.1 再生可能エネルギーの発電量と導入量

図 5.7.1-1 に本解析期間における電力需要合計に対する太陽光発電と風力発電，補償電源の全発電量を示す．太陽光発電と風力発電の再生可能エネルギーの発電割合は，全発電量の 39.5% となり，現在の北海道における再生可能エネルギーの発電割合である 11%（水力発電を除く）を大きく上回った．

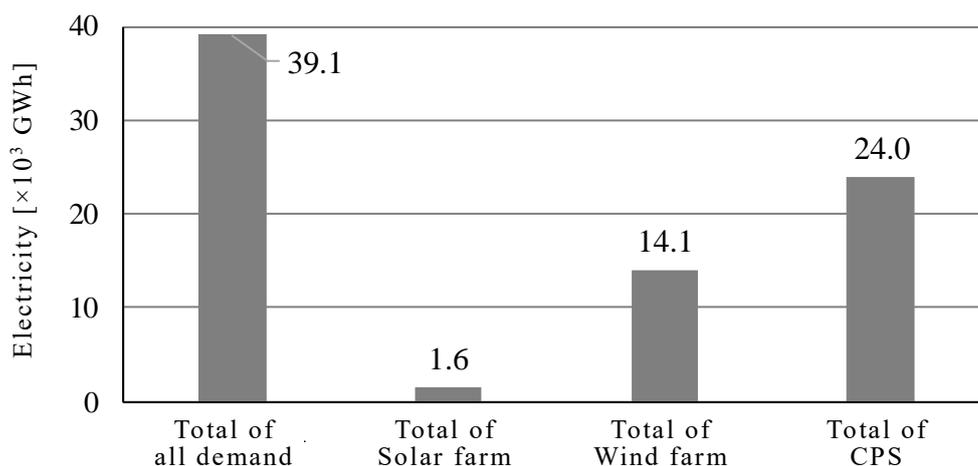


図 5.7.1-1 電力需要合計と太陽光発電，風力発電，補償電源の全発電量

図 5.7.1-2 は，本解析期間における各都市の電力需要合計と再生可能エネルギーの発電量である．多くの都市で再生可能エネルギーの発電量が電力需要を下回っているが，都市 A と F だけが再生可能エネルギーによる発電量が電力需要を上回っている．この理由は，これらの都市から他の都市へ電力融通が積極的に行われたことによるものと考えられる．

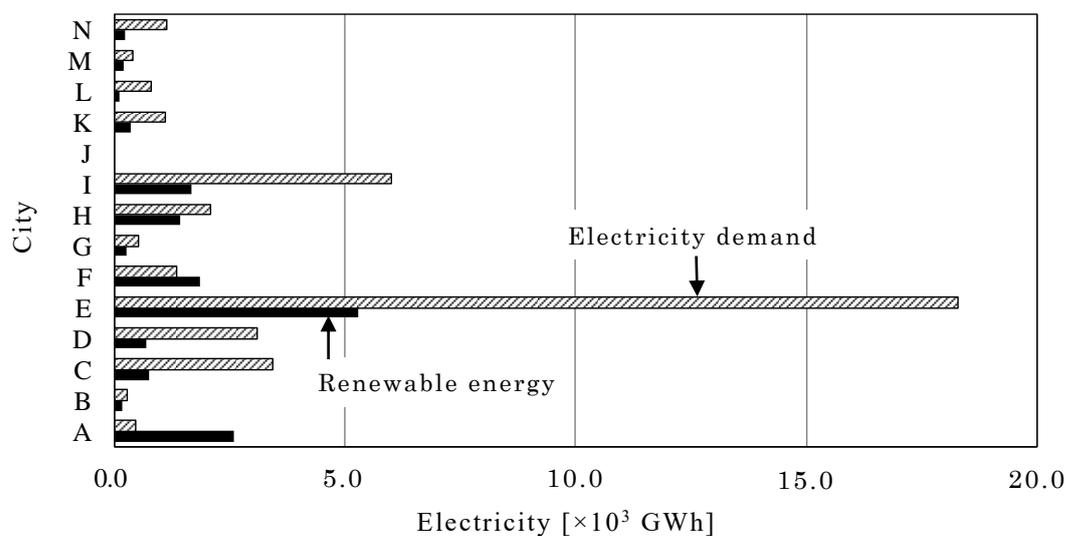


図 5.7.1-2 各都市における電力需要と再生可能エネルギーの発電量

図 5.7.1-3 は、各都市に導入された太陽光発電と風力発電の設備容量である。本解析期間における再生可能エネルギーの導入量は、全都市の合計で、太陽光発電が 1.8GW、風力発電が 6.3GW となった。太陽光発電より風力発電の導入量の方が多くなった理由は、好天の日中にしか出力しない太陽光発電より、昼夜を問わず比較的安定して出力できる風力発電の方が有効になったためと考えられる。また、表 5.5.1-1 に示した発電単価が太陽光発電より風力発電の方が安価であることも要因として考えられる。

再生可能エネルギーの導入量については、北海道で最も電力需要の大きい都市 E を中心として、工業地域でもある近郊都市 F, I, D を含めた一帯が、他都市と比較して多く計画された。また、太陽光発電と風力発電の両方を設備する各地域の中核都市 C, H, K も、導入量の合計が 0.5GW を超えており、電力の地産地消が計画されたと考えられる。さらに、風況の良い都市 A は、風力発電の導入量だけで 0.5GW を超えており、電力の融通を行うために、再生可能エネルギーの導入量が多くなったと考えられる。

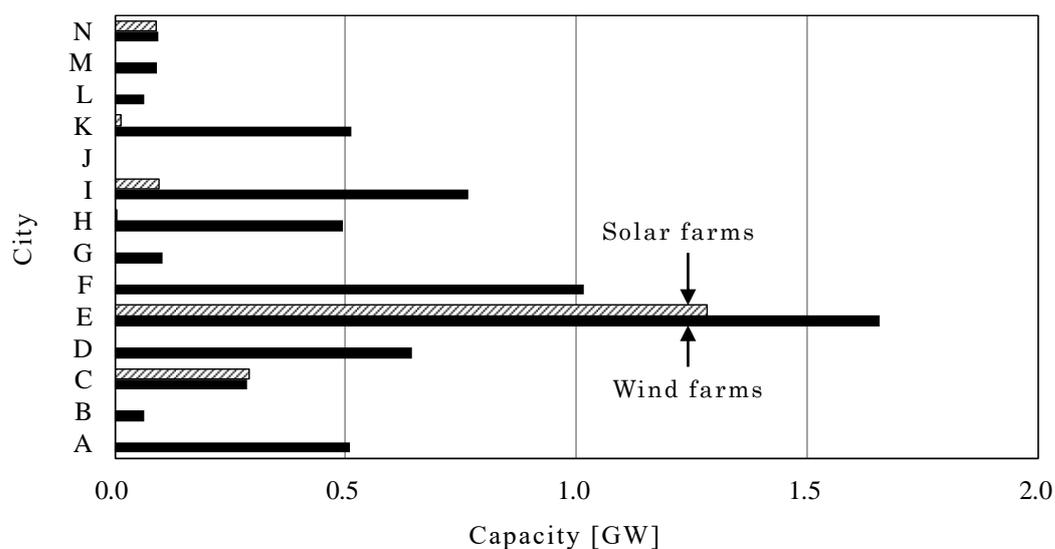


図 5.7.1-3 各都市における再生可能エネルギーの導入量

### 5.7.2 再生可能エネルギーの融通電力量

図 5.7.2-1 に各都市における再生可能エネルギーの融通電力量を示す。この結果から、都市 A と F から融通する再生可能エネルギーの電力量が多いことが分かる。都市 A と F の融通電力量が多い理由は、図 5.7.2-2 のグラフから分析する。この折れ線グラフは、風力発電の年間発電量に対する各月の発電量の割合を都市ごとに示している。この割合は、多くの都市で、冬季に高く、夏季に低くなっている。これに対し、都市 A の割合は、横ばいとなっており、都市 F は、冬季に低く、夏季に高いという逆パターンになっている。つまり、都市 A と F は、他の都市とは異なった発電パターンとなっていることから、他都市において、再生可能エネルギーによる出力を得にくい時期に電力融通が計画されたと考えられる。

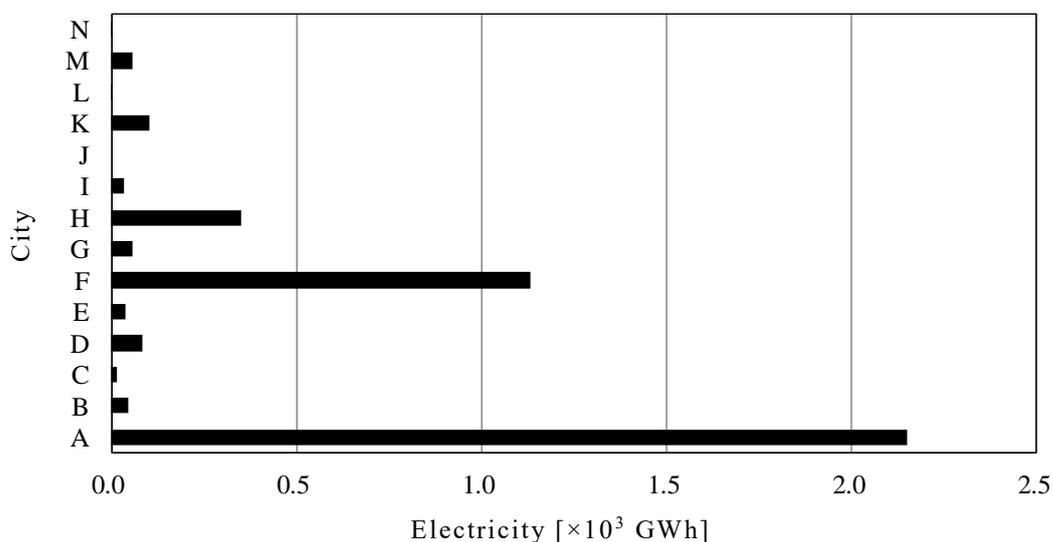
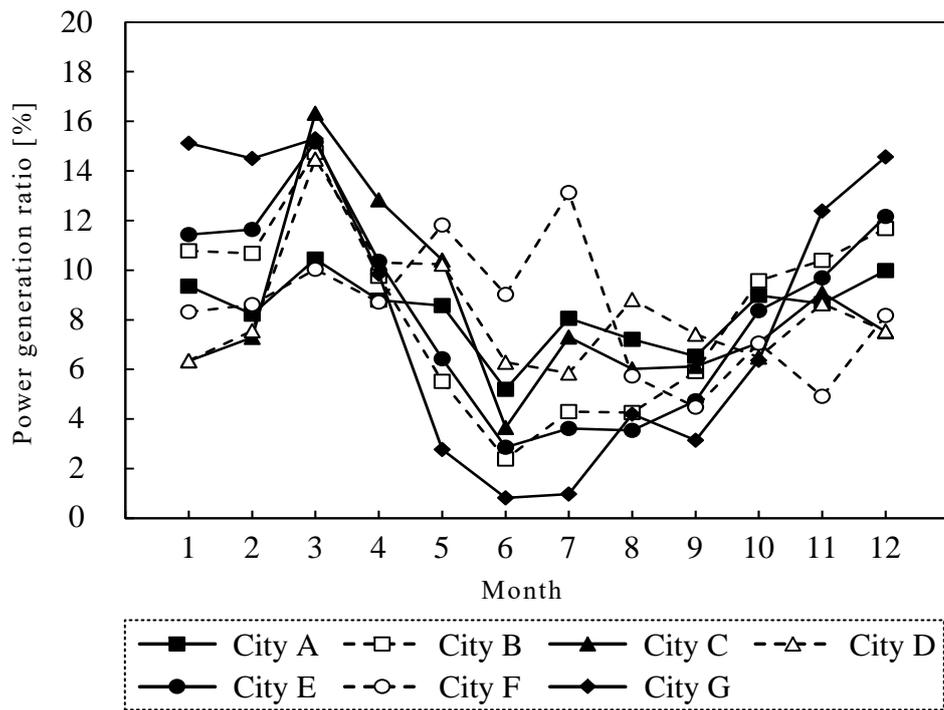
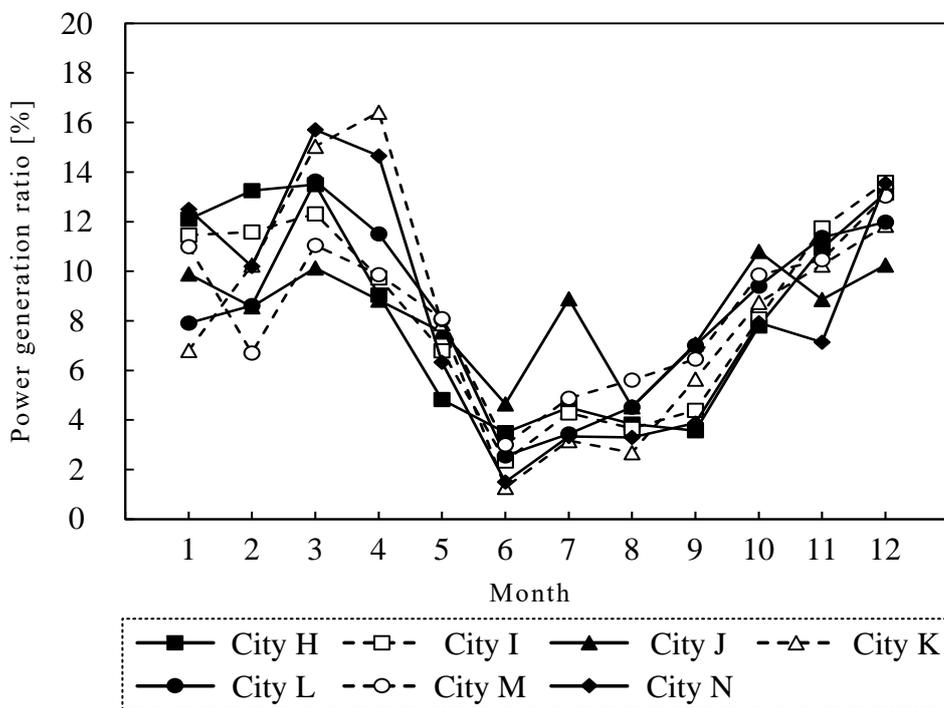


図 5.7.2-1 各都市における再生可能エネルギーの融通電力量



(a) 都市 A から都市 G



(b) 都市 H から都市 N

図 5.7.2-2 各都市における風力発電の発電量の割合

### 5.7.3 熱機器の導入量

図 5.7.3-1 に各都市に設置されたヒートポンプの導入量を示す。ヒートポンプの導入量は、各都市の熱需要を満たすために、必要となる容量の最大値が計画され、全都市の合計で 8.9GW の容量となった。

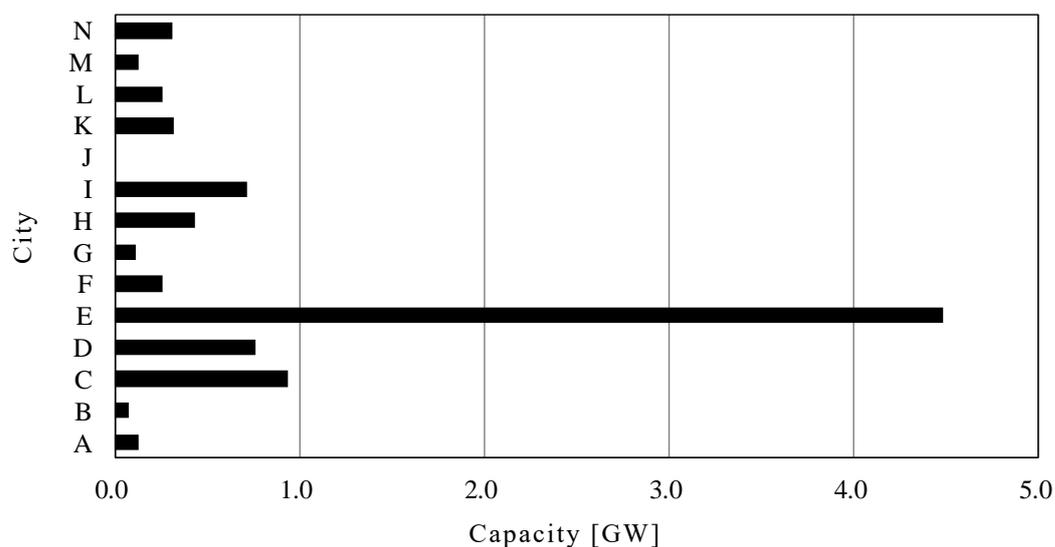


図 5.7.3-1 各都市におけるヒートポンプの導入量

図 5.7.3-2 は、各都市に設置された蓄熱槽の導入量を示す。各都市における蓄熱槽の導入量は、蓄熱する余剰電力を各都市の熱需要の比率に合わせて配分したため、熱需要割合に比例した導入量となっており、全都市の合計で 61.7GWh となった。

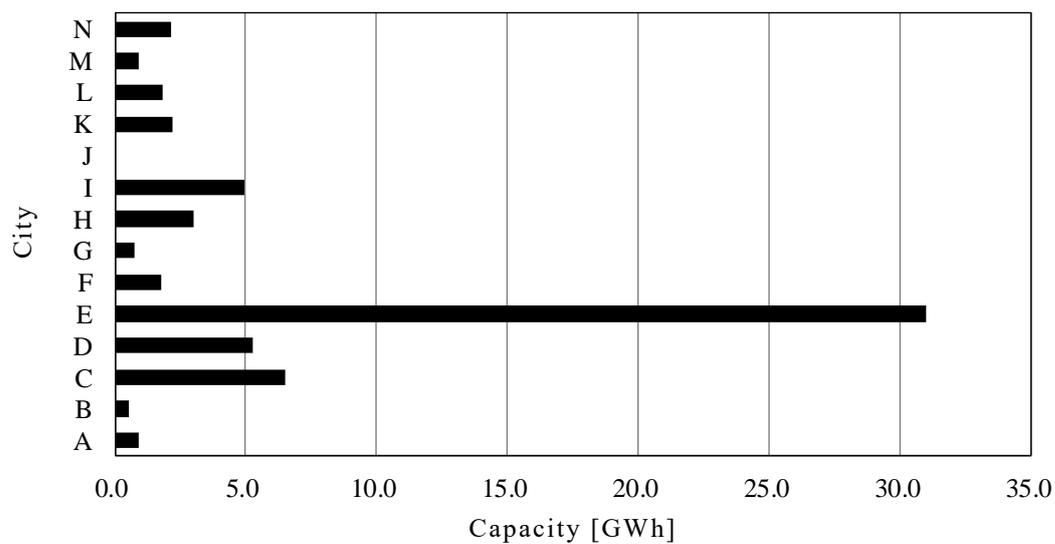


図 5.7.3-2 各都市における蓄熱槽の導入量

図 5.7.3-3 は、蓄熱槽における蓄熱量の年間推移を示したものである。このグラフでは、蓄熱槽の蓄熱量は冬季に少なく、中間季や夏季に多い傾向になっている。冬季は、暖房等に用いる熱需要が大きいため、電力消費も多くなり、再生可能エネルギーの余剰電力がほとんど出ないものと考えられる。一方、中間季や夏季では、熱需要が少なくなるため、再生可能エネルギーの余剰電力が生じやすく、蓄熱槽への蓄熱が計画されたものと考えられる。

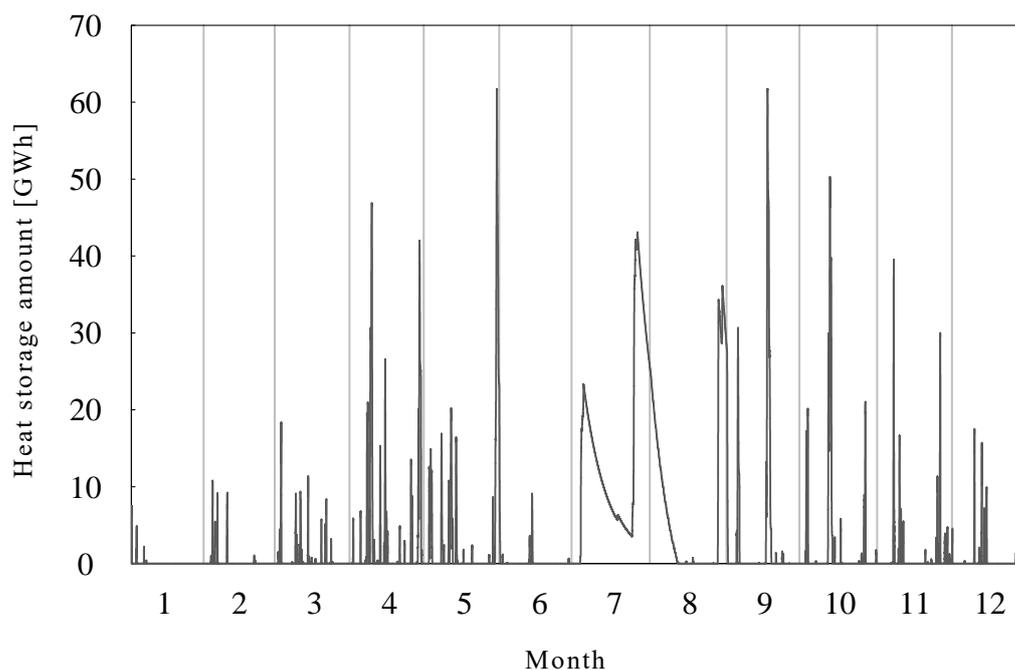


図 5.7.3-3 蓄熱槽の蓄熱量の推移

#### 5.7.4 補償電源の供給量

補償電源の最大供給量は、12.7GWとなり、本解析期間における最大需要12.9GWに対して98.5%の供給量が計画された。

図 5.7.4-1 に、補償電源の出力が最大となった 2015 年 1 月 22 日の総電力需要と再生可能エネルギーの総発電量（都市 A～N）および補償電源 CPS の電力供給量を示す。一般に、冬季は出勤前と帰宅後となる朝晩に熱需要が大きくなり、この日も午前 6 時ごろに総電力需要のピークを迎え、ヒートポンプの運転に大量の電力が消費された。さらに、この日は気象条件が悪く、再生可能エネルギーの出力をほとんど得られなく、電力供給のほとんどが補償電源からの出力となった。

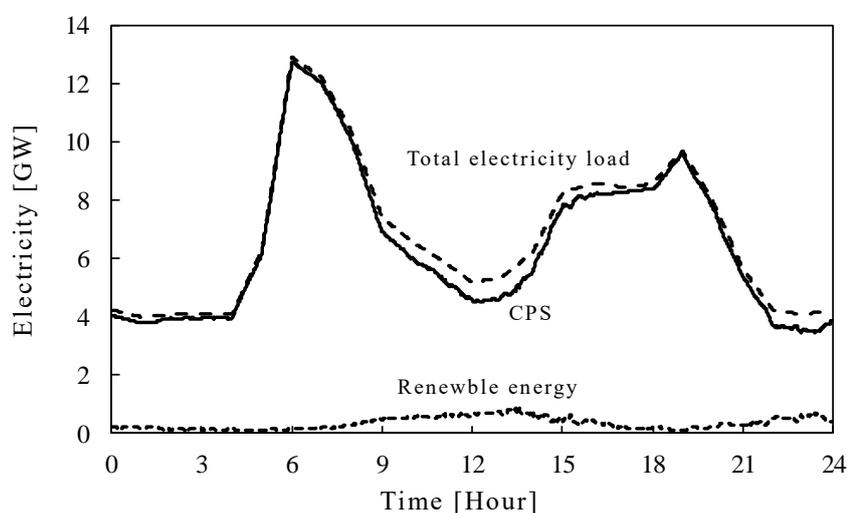


図 5.7.4-1 1 月 22 日の総電力需要と各種電源による電力供給

### 5.7.5 コスト分析

図 5.7.5-1 に各種コストの解析結果を示す。左から総コスト、太陽光発電、風力発電、補償電源による発電コスト、電力の託送コスト、ヒートポンプ、蓄熱槽のコストを示す。なお、太陽光発電と風力発電の発電コストには、資本費や運転維持費が考慮されており、補償電源による発電コストには、資本費、運転維持費、燃料費、CO<sub>2</sub>対策費用などが考慮されている。

再生可能エネルギーに関しては、昼夜を通して1日中安定した出力を得ることのできる風力発電の設備導入が積極的に行われたため、発電コストが多くなり、太陽光発電は出力が少ない分、発電コストも少なかった。また、補償電源の発電コストは、出力が不安定な再生可能エネルギーの出力を補うため、季節や時間、気象条件などにより、多くの導入が必要となり、最も高いコストとなった。

電力の託送コストは、5.7.2 項で示したとおり、再生可能エネルギーの出力パターンが他都市と異なる都市 A と F からの融通電力や 5.7.4 項で示した補償電源からの電力供給による託送コストが多く発生したため、補償電源、風力発電に次いで高くなった。

ヒートポンプの設備コストは、熱需要のピークを賄う容量分の設備が計画され、蓄熱槽の設備コストも、再生可能エネルギーから生じる余剰電力の蓄熱に必要となる分の設備が計画されたが、いずれも設備容量が少なく、低いコストとなった。

以上の各種コストから、本ネットワークの構築に必要なコストの合計は、およそ 1 兆 900 億円となった。

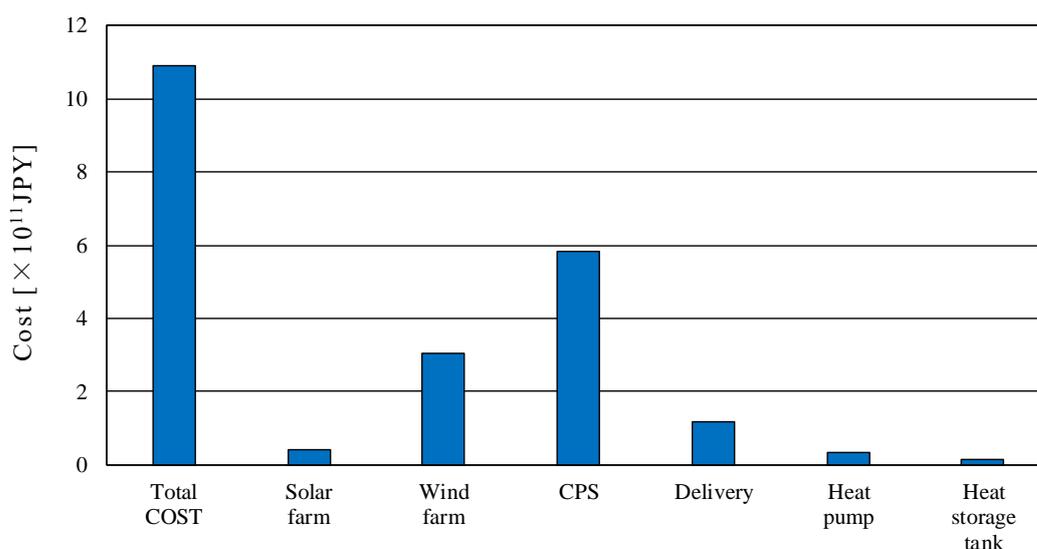


図 5.7.5-1 各種コストの解析結果

### 5.7.6 環境負荷分析

表 5.7.6-1 に各種電源の CO<sub>2</sub> 排出量を示す。合計値は約 1,672 万 t-CO<sub>2</sub> となり、北海道電力の公表値 1,677 万 t-CO<sub>2</sub> [23]より 5 万 t-CO<sub>2</sub> 少なくなった。

冬季の暖房等に使われている灯油等の CO<sub>2</sub> 排出量は、北海道の世帯当たりの年間 CO<sub>2</sub> 排出量を 2.5 t-CO<sub>2</sub> とした場合[43]，全世帯数 278 万世帯で約 695 万 t-CO<sub>2</sub> になる。つまり，この分をさらに差し引くと，977 万 t-CO<sub>2</sub> となり，北海道電力の公表値より 700 万 t-CO<sub>2</sub> 少なくなった。

表5.7.6-1 各種電源のCO<sub>2</sub>排出量

| Type of power generation                                              | CO <sub>2</sub> emission intensity [t-CO <sub>2</sub> /MWh] | Electric power generation [ $\times 10^6$ MWh] | CO <sub>2</sub> emission [ $\times 10^4$ t-CO <sub>2</sub> ] |
|-----------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| Solar farm                                                            | 0.059                                                       | 1.6                                            | 9.44                                                         |
| Wind farm                                                             | 0.025                                                       | 14.1                                           | 35.25                                                        |
| CPS                                                                   | 0.678                                                       | 24.0                                           | 1,627.2                                                      |
| Total of CO <sub>2</sub> emission [ $\times 10^4$ t-CO <sub>2</sub> ] |                                                             |                                                | 1,672                                                        |

## 6 章 送電線の制約を適用した解析事例 (CaseB,C)

本章では、本研究で提案するアルゴリズムを用いる中で、送電線の制約を適用した解析を、北海道を対象として実施する。

なお、送電線の制約とは、表 6.2-1 の右列に示す値を上限とする送電容量と式(9)～(11)に示した送電損失を与えるものである。

### 6.1 解析条件

解析条件は、基本的に第 5 章と同様であるが、補償電源となる火力発電所は、現在の北海道電力の火力発電所の位置と同様に図 6.2-2 の都市 D, E, H, I に設置し、都市 J の電気と熱の需要は人口比率でゼロに設定した。

また、本章の解析では、計算時間の効率化から、サンプリング間隔を 1 時間に設定し、GA パラメータの染色体個体数を 1000 に減らした。

これらの条件により、各都市の太陽光発電と風力発電の導入量と補償電源の供給量、都市間の融通電力量などを明らかにする。

### 6.2 送電線の容量と平均利用率

本解析に用いる送電線の容量は、2017 年における実際の潮流実績[30]と北海道電力株式会社の運用容量値[31, 32, 33]を参考に、表 6.2-1 と図 6.2-2 に示すとおり設定した。これらの値を用いた各都市間の送電容量の年間利用率を図 6.2-3 に示す。図中の記号は図 6.2-2 に示した各都市に対応しており、例えば、都市 L と都市 M を結ぶ送電線を L-M と表す。図 6.2-3 において、送電線の年間利用率は全ての都市間において 55% 以下であり、送電線の設定容量を大きく下回っていた。年間利用率の平均値は 41% であり、本研究では、この値を実際の送電線の平均利用率とする。

また、図 6.2-4 に北海道の各月における電力需要 [34]と送電線の平均利用率を示す。暖房が必要となる冬季は電力需要が多いため、送電線の平均利用率も 55% と高くなっており、暖房や冷房の利用が少ない中間期の 6 月は電力需要が少ないため、送電線の平均利用率も 32% と低かった。なお、9 月は地震発生による停電により、推定値となっている。

表 6.2-1 本研究用に設定した送電線の距離と容量の一覧

| Transmission line | Section                                     | Distance [Km] | Transmission capacity[MW] |
|-------------------|---------------------------------------------|---------------|---------------------------|
| A-C               | Wakkanai - Asahikawa・arashiyama             | 245           | 46                        |
| B-C               | Rumoi - Asahikawa.arashiyama                | 77            | 41                        |
| C-D               | Asahikawa.arashiyama - Naie                 | 71            | 213                       |
| C-E               | Asahikawa.arashiyama - W.Toubetsu(Sapporo)  | 135           | 383                       |
| D-E               | Naie - W.Toubetsu(Sapporo)                  | 45            | 276                       |
| E-F               | W.Toubetsu(Sapporo) - W・Futaba(Kimobetsu)   | 92            | 1303                      |
| E-I               | W.Toubetsu(Sapporo) - S.Hayakita(Tomakomai) | 69            | 576                       |
| F-G               | W・Futaba(Kimobetsu) - Esashi                | 185           | 483                       |
| F-I               | W・Futaba(Kimobetsu) - S.Hayakita(Tomakomai) | 96            | 1197                      |
| G-H               | Esashi - Hakodate                           | 73            | 483                       |
| I-J               | S.Hayakita(Tomakomai) - Shizunai            | 80            | 208                       |
| I-K               | S.Hayakita(Tomakomai) - N.Shintoku          | 132           | 949                       |
| J-K               | Shizunai - N.Shintoku                       | 166           | 276                       |
| K-L               | N.Shintoku - E.Kushiro                      | 157           | 276                       |
| K-N               | N.Shintoku - Memanbetsu                     | 198           | 169                       |
| L-M               | E.Kushiro - Nemuro                          | 122           | 125                       |

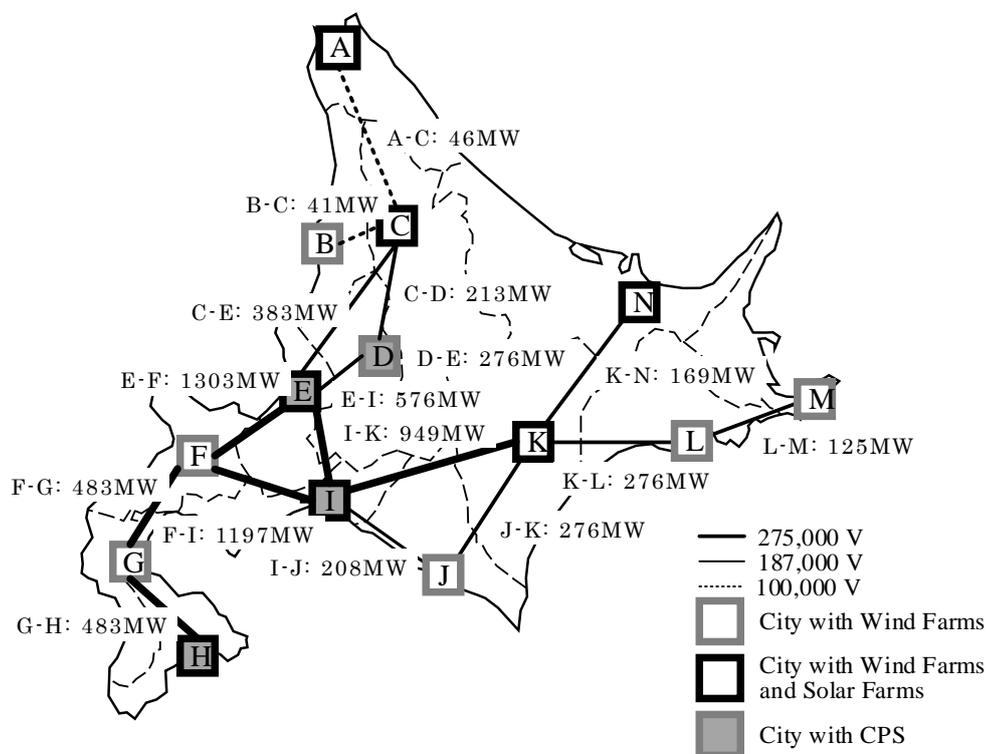


図 6.2-2 本研究用に設定した送電線の区間マップ

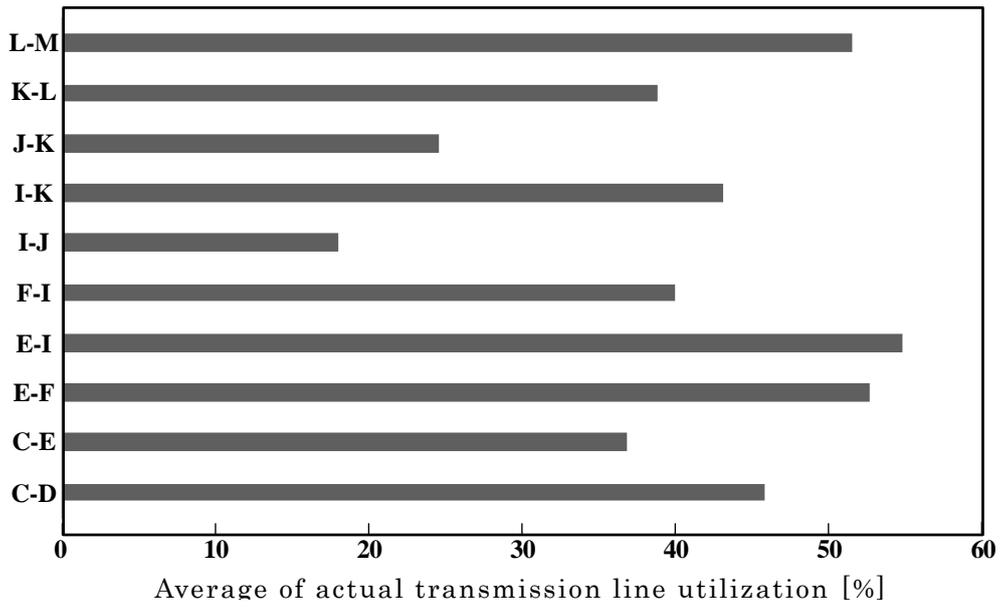


図 6.2-3 各送電線の年間利用率例

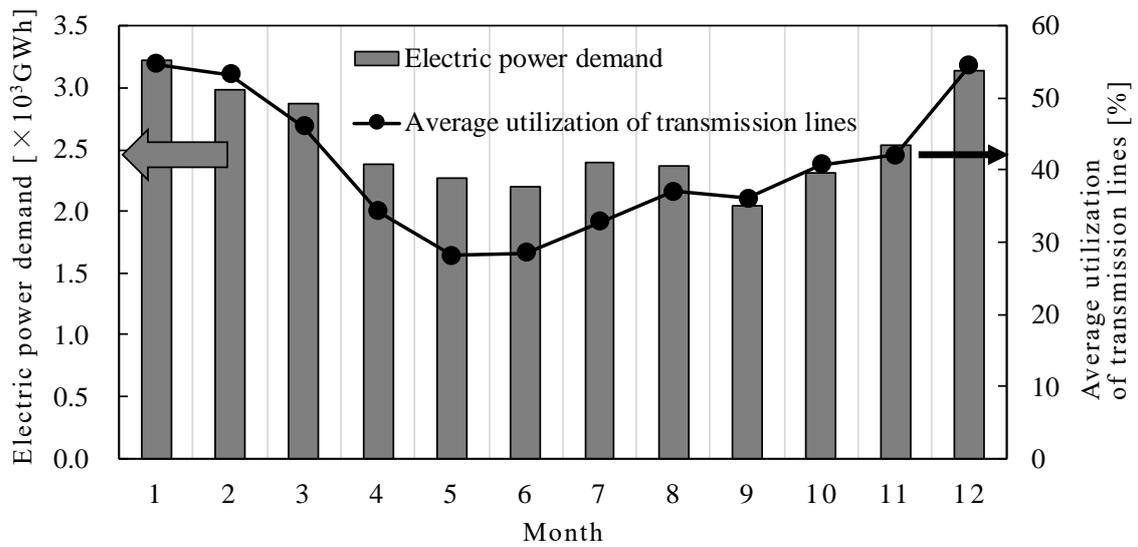


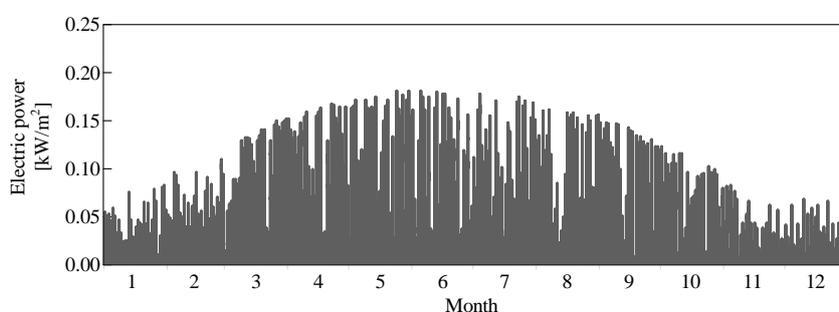
図 6.2-4 各月における電力需要と送電線の平均利用率

## 6.3 再生可能エネルギーの出力

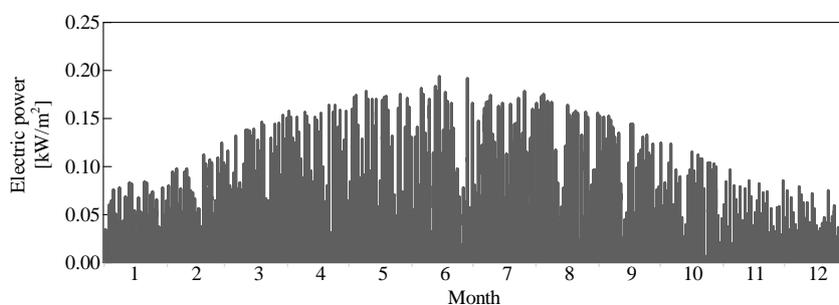
再生可能エネルギーとして、各都市における太陽光発電と風力発電の出力パターンを以下に示す。各都市の位置を表す記号 A～N は、図 6.2-2 のとおりである。

### 6.3.1 太陽光発電の出力パターン

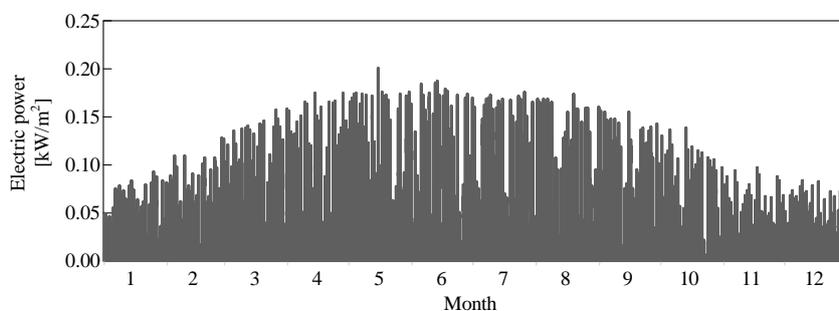
図6.3.1-1に各都市における太陽光発電の出力パターンを示す。これらのグラフは、気象庁より提供されている2017年地上気象観測1時間ごとの全天日射量[28]に太陽光パネルの発電変換効率18.5%を掛けたものである。ここで求めたデータを本研究の解析初期データとして用いる。



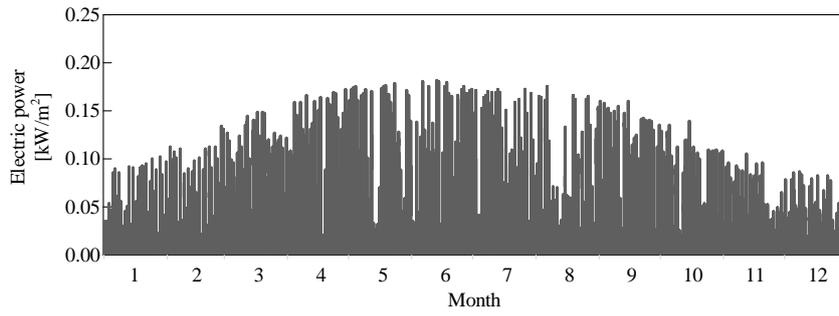
(a) 都市 A (稚内)



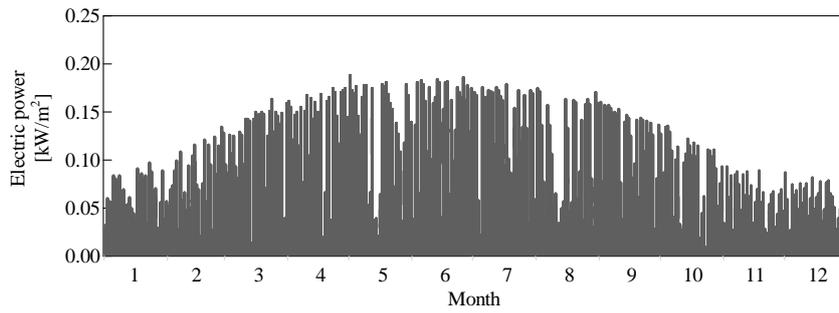
(b) 都市 C (旭川)



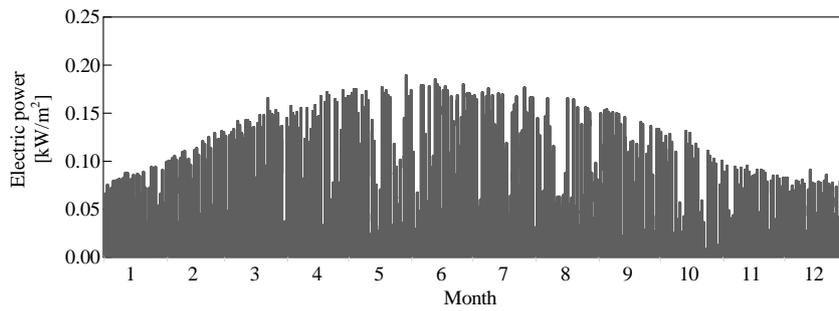
(c) 都市 E (札幌)



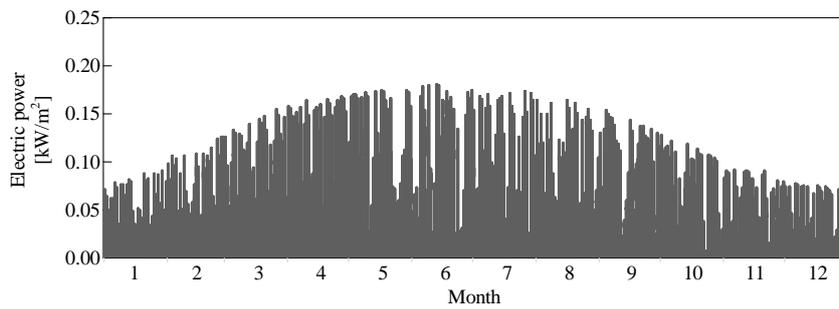
(d) 都市 H (函館)



(e) 都市 I (室蘭)



(f) 都市 K (帯広)



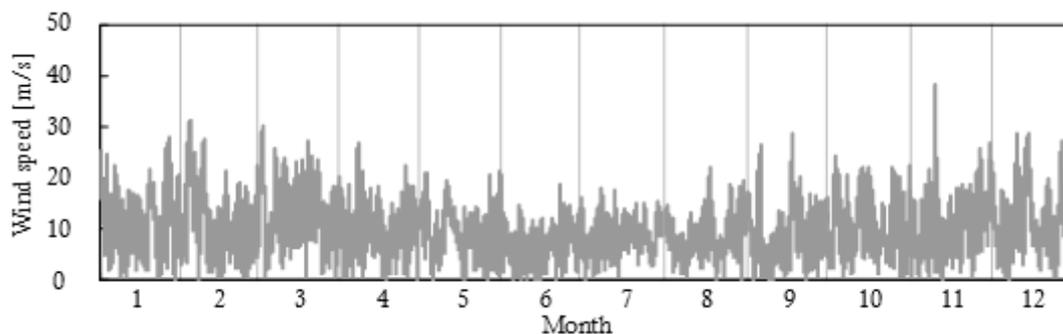
(g) 都市 N (網走)

図 6.3.1-1 単位面積当たりの太陽光パネルの出力パターン

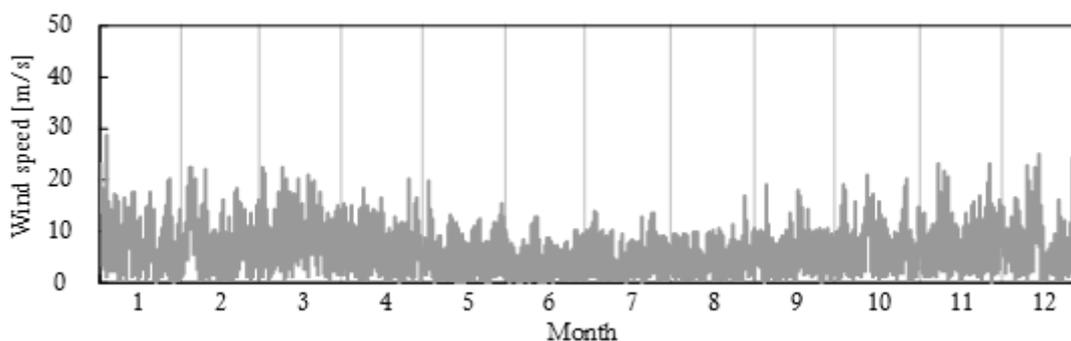
### 6.3.2 風力発電の出力パターン

北海道における各都市の風速データは、気象庁より提供されている 1 時間ごとの前 10 分間の風速平均データ[28]を用いる。第 5 章と同様に、式(20)を用いて算出した風速の結果を図 6.3.2-1 に示す。

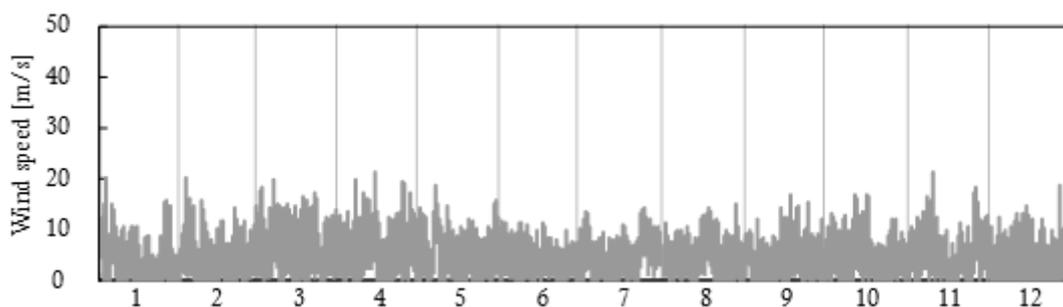
また、図 5.3.2-2 に示す風力発電機のパワーカーブを用いて作成した各都市の風力発電の出力パターンを図 6.3.2-2 に示す。



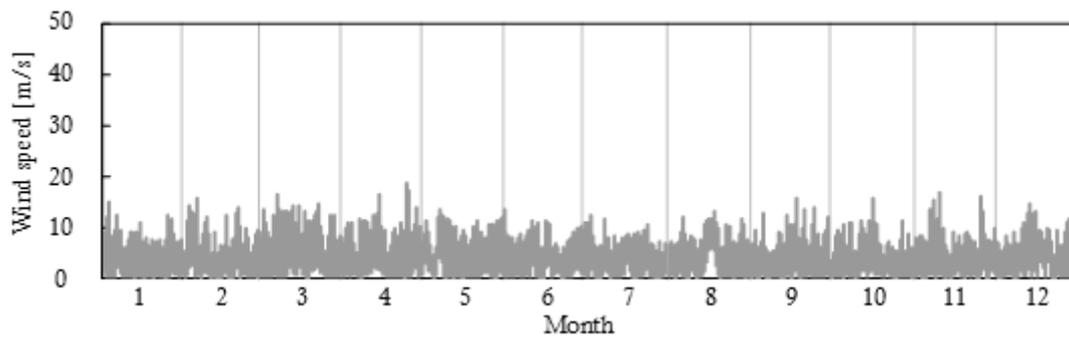
(a) 都市 A (宗谷岬)



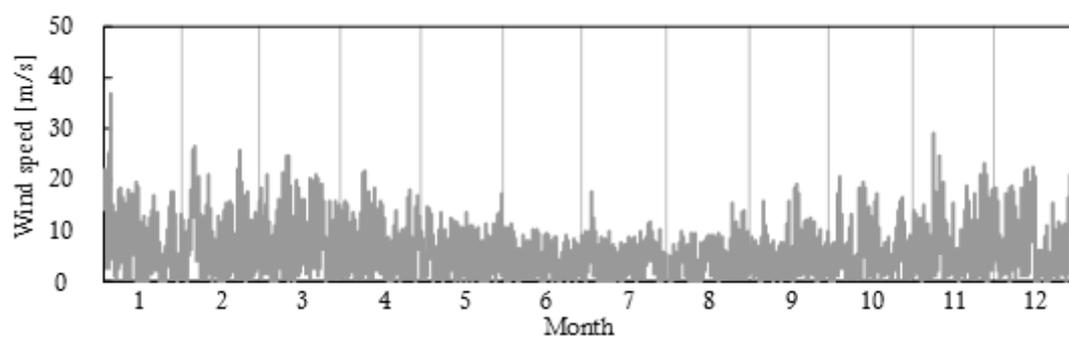
(b) 都市 B (留萌)



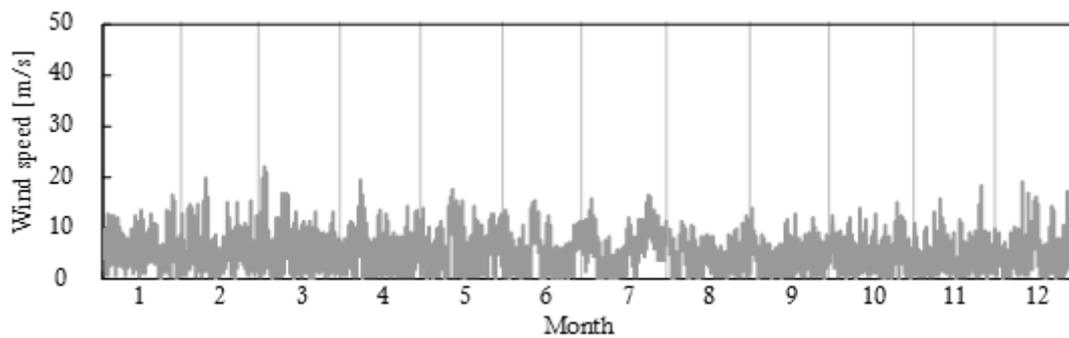
(c) 都市 C (東神楽)



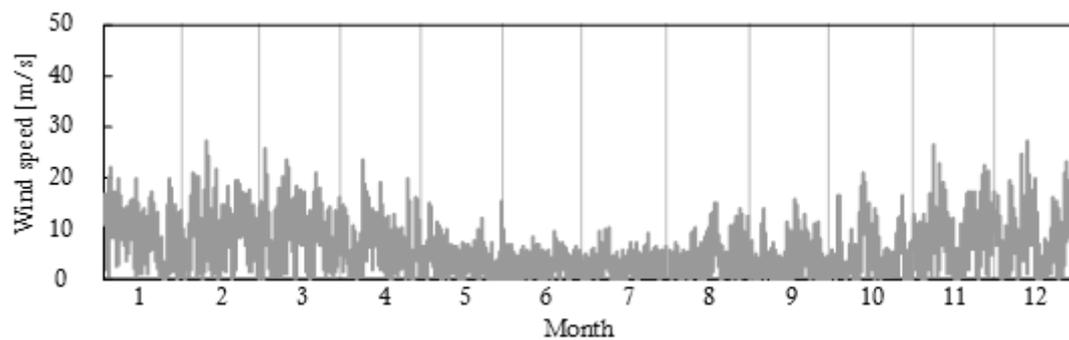
(d) 都市 D (岩見沢)



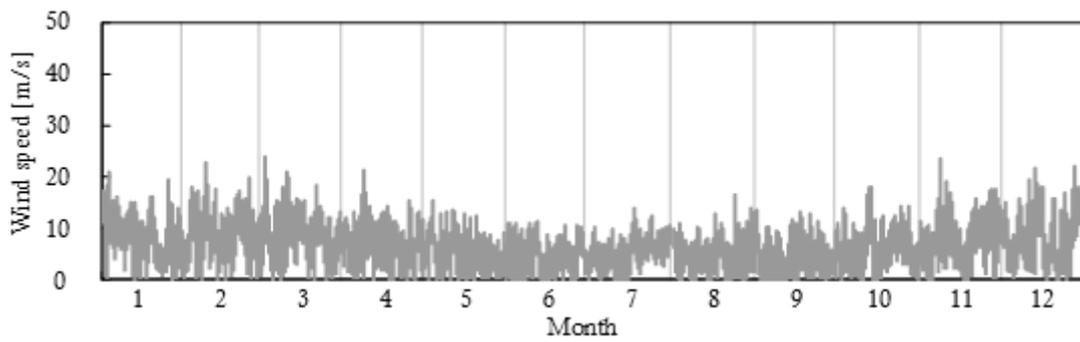
(e) 都市 E (浜益)



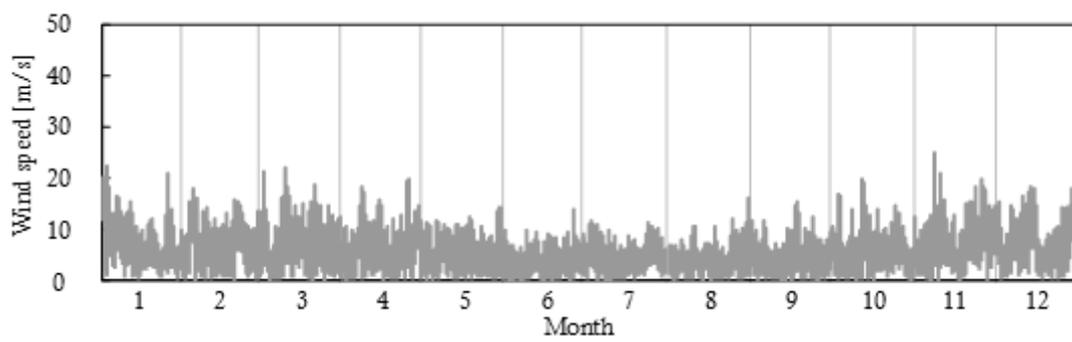
(f) 都市 F (寿都)



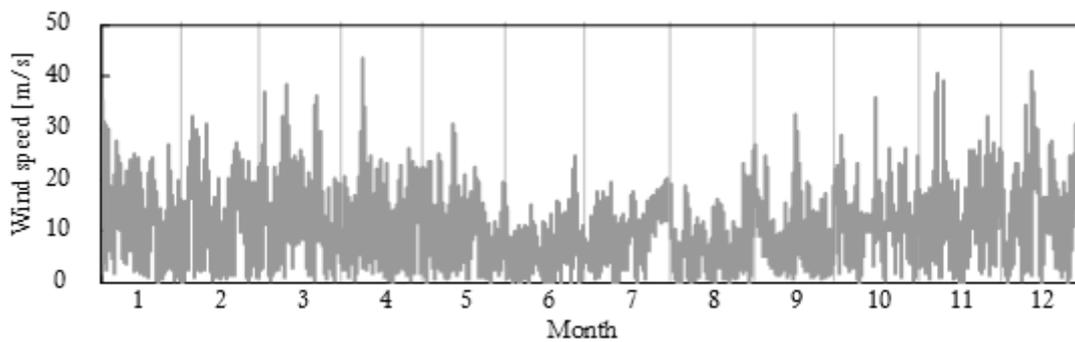
(g) 都市 G (江差)



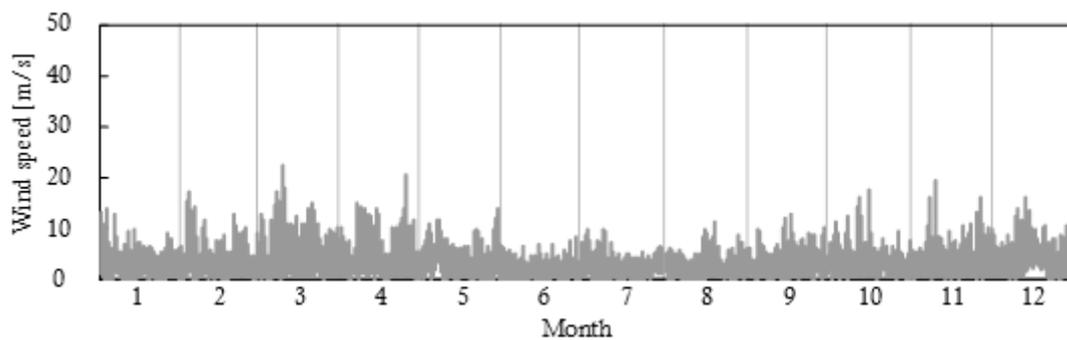
(h) 都市 H (松前)



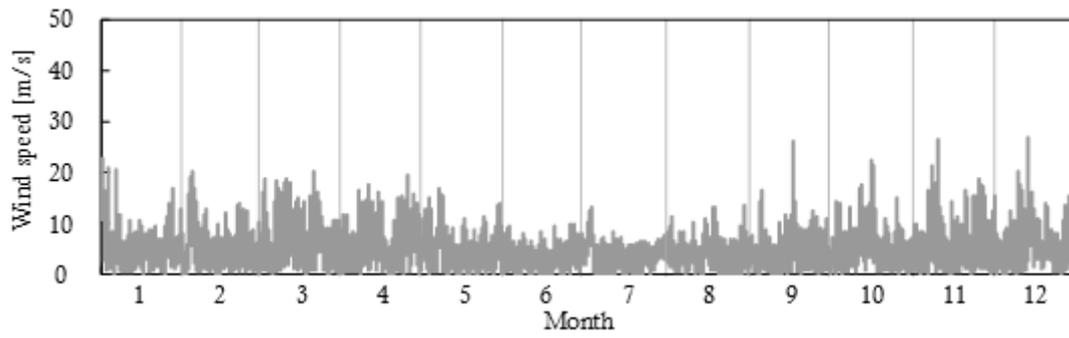
(i) 都市 I (室蘭)



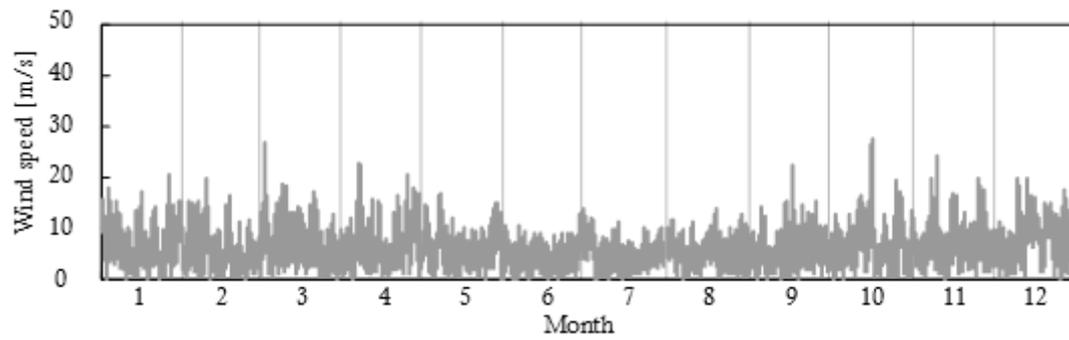
(j) 都市 J (襟裳岬)



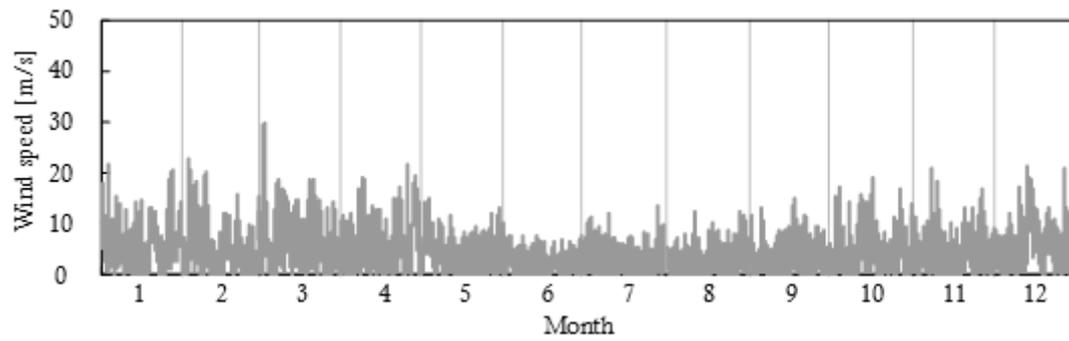
(k) 都市 K (広尾)



(l) 都市 L (鉏路)

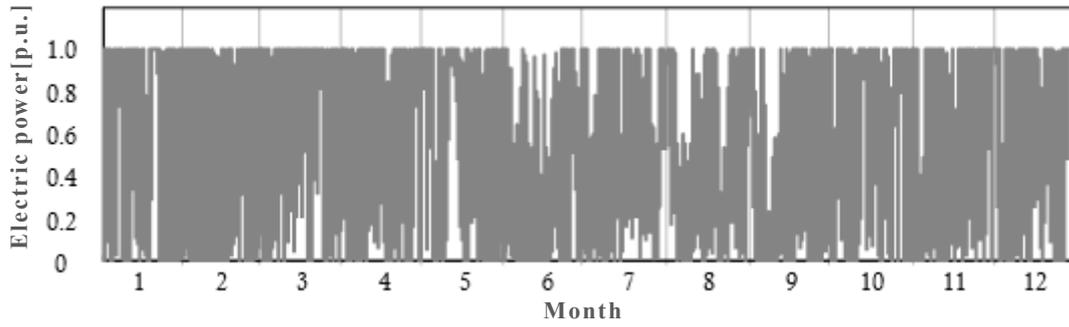


(m) 都市 M (根室)

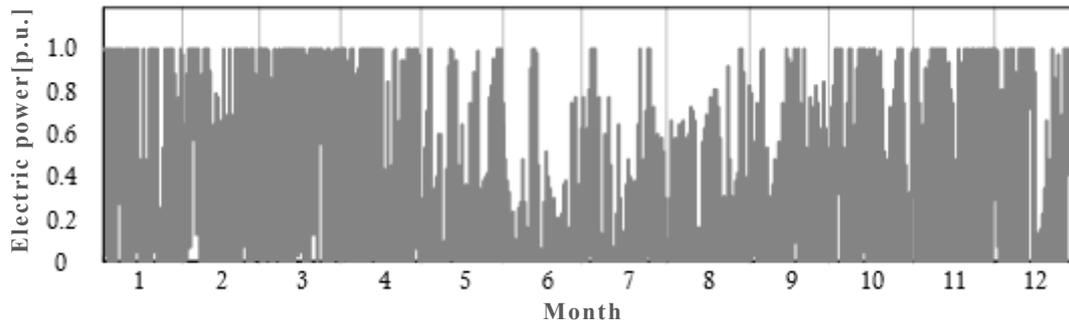


(n) 都市 N (紋別小向)

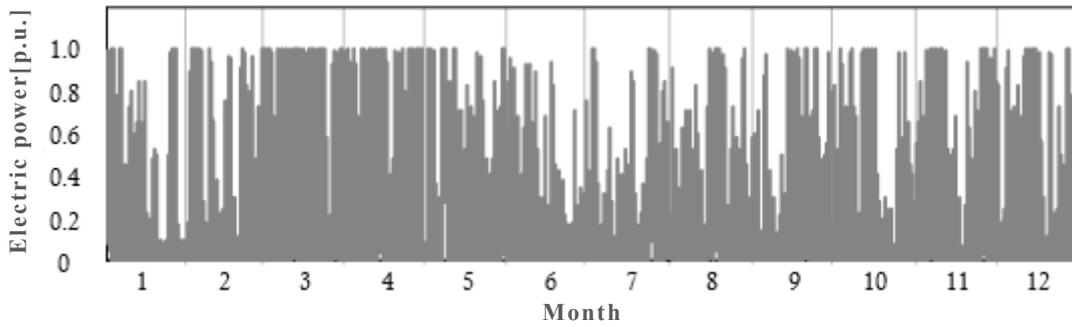
図 6.3.2-1 各都市における風速



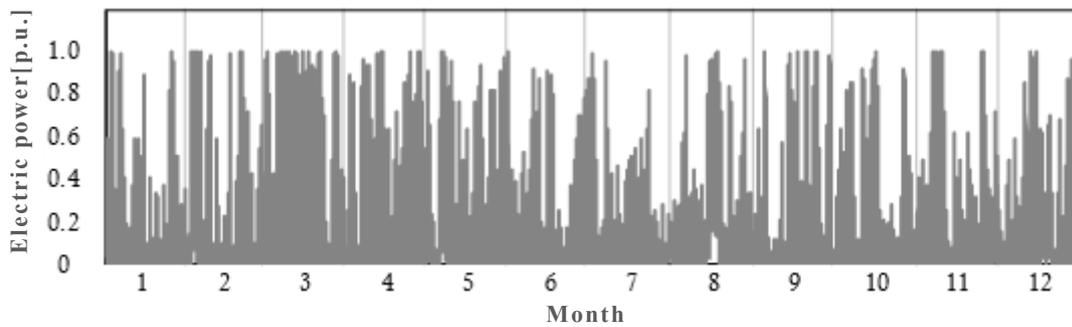
(a) 都市 A (宗谷岬)



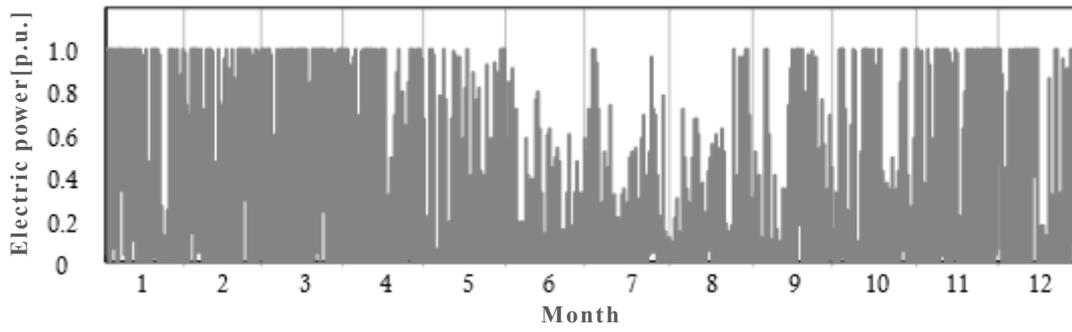
(b) 都市 B (留萌)



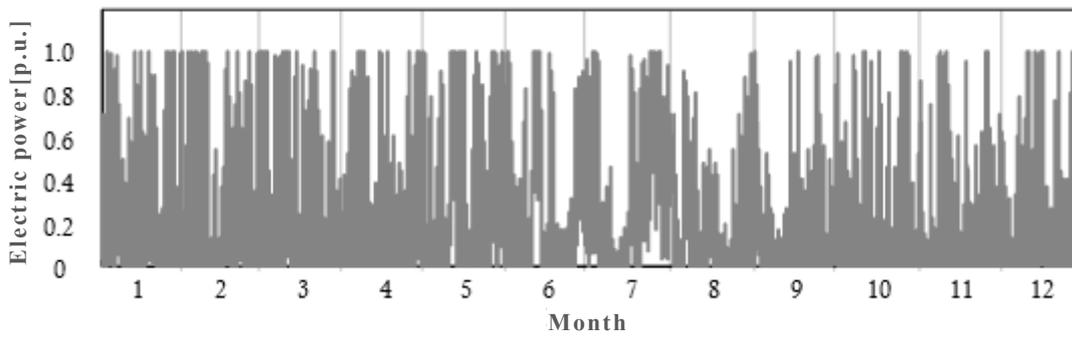
(c) 都市 C (東神楽)



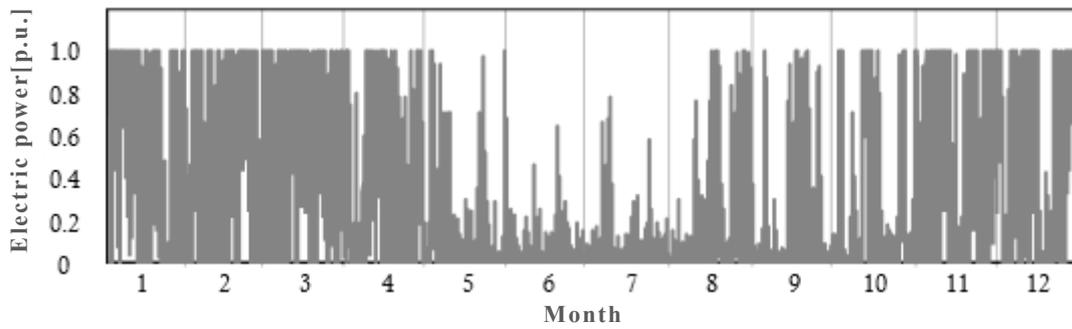
(d) 都市 D (岩見沢)



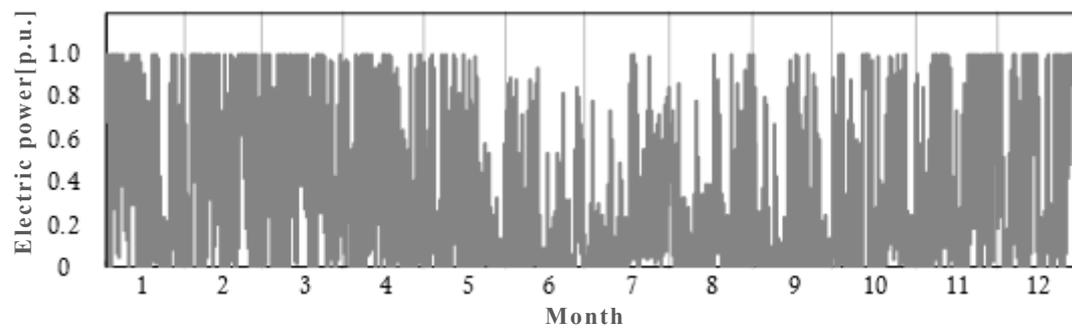
(e) 都市 E (浜益)



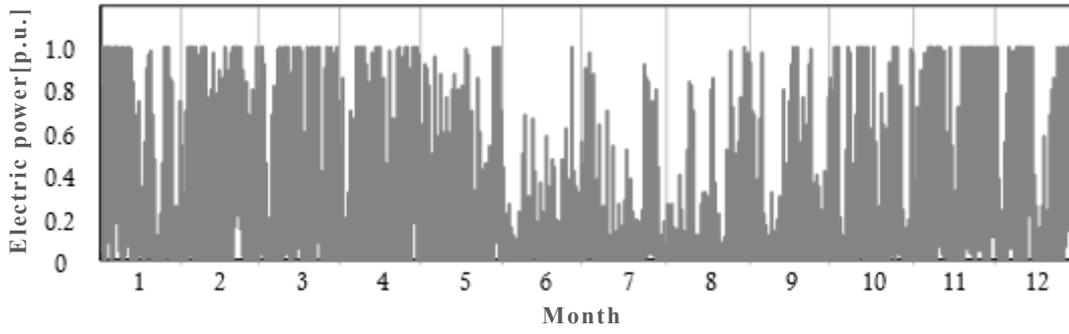
(f) 都市 F (寿都)



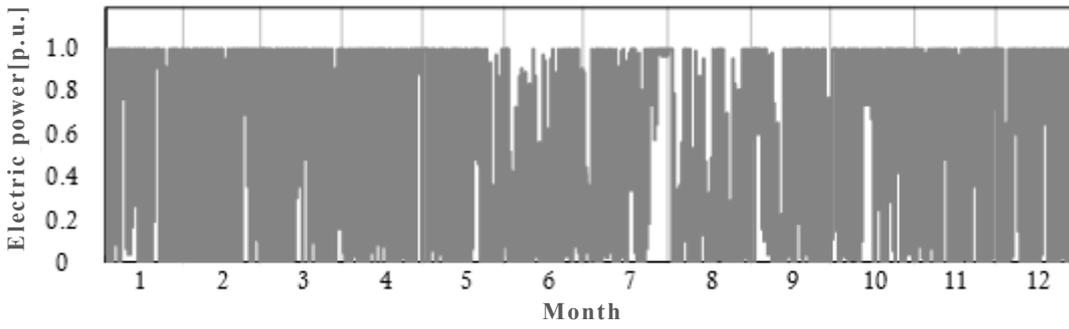
(g) 都市 G (江差)



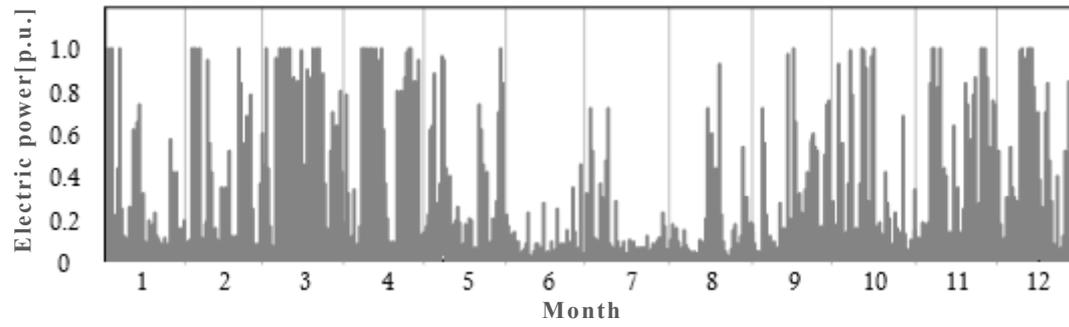
(h) 都市 H (松前)



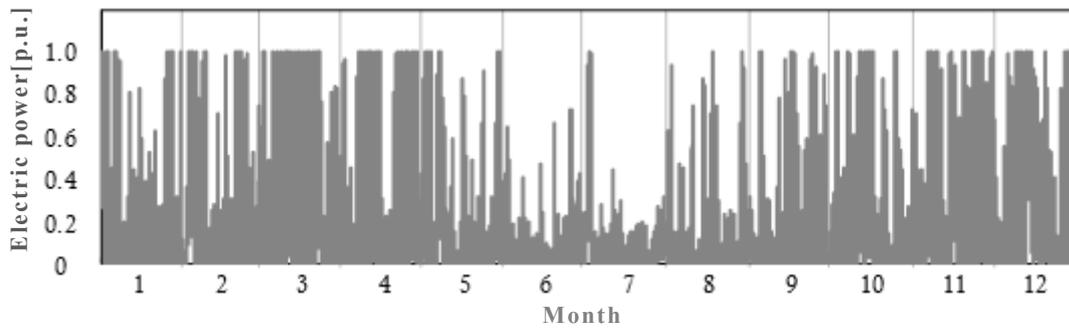
(i) 都市 I (室蘭)



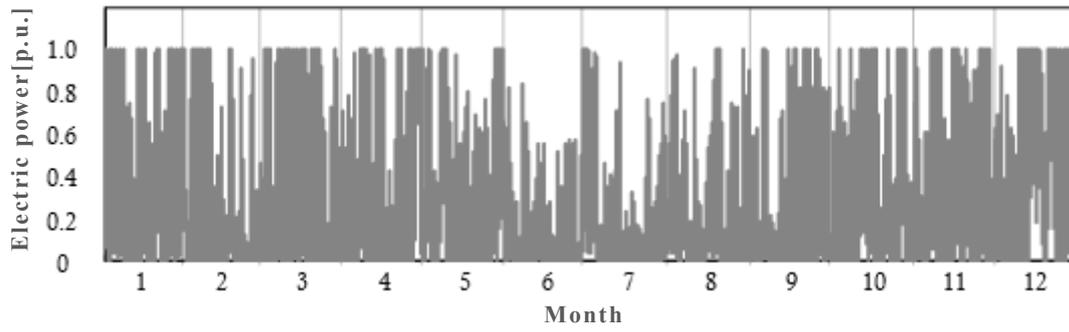
(j) 都市 J (襟裳岬)



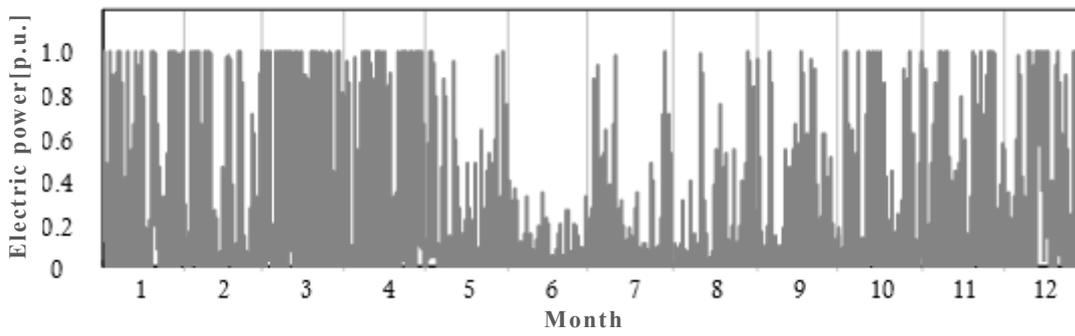
(k) 都市 K (広尾)



(l) 都市 L (釧路)



(m) 都市 M (根室)



(n) 都市 N (紋別小向)

図 6.3.2-2 各都市における風力発電の出力パターン

## 6.4 解析結果

### 6.4.1 電力需要のみの解析結果 (CaseB)

送電線の制約を適用した本電力ネットワークで、電力需要のみの解析（熱需要を加えない）を行い、送電線の容量に不足が生じるか否かを確認した。

その結果、解析期間内に不足電力は発生せず、電力収支が成り立つことを確認した。

図 6.4.1-1 に本解析期間における電力需要合計に対する太陽光発電と風力発電、補償電源の全発電量を示す。太陽光発電と風力発電の再生可能エネルギーの発電割合は、全発電量の 33.8% となり、現在の北海道における再生可能エネルギーの発電割合である 11%（水力発電を除く）を大きく上回った。

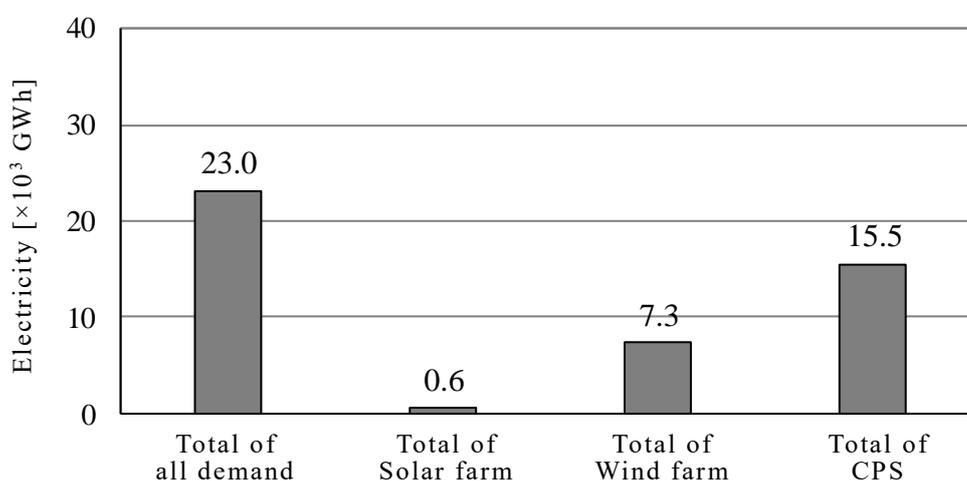


図 6.4.1-1 電力需要合計と太陽光発電，風力発電，補償電源の全発電量

図 6.4.1-2 に各都市に導入された太陽光発電と風力発電の設備容量を示す。本解析期間における再生可能エネルギーの導入量は、全都市の合計で、太陽光発電が 0.5GW，風力発電が 3.6GW となり、風力発電の導入量が太陽光発電の導入量を大きく上回る結果となった。この理由は、5.7.1 項と同様である。また、補償電源の供給量は 3.8GW となり、最大需要に対して 100%の容量となった。

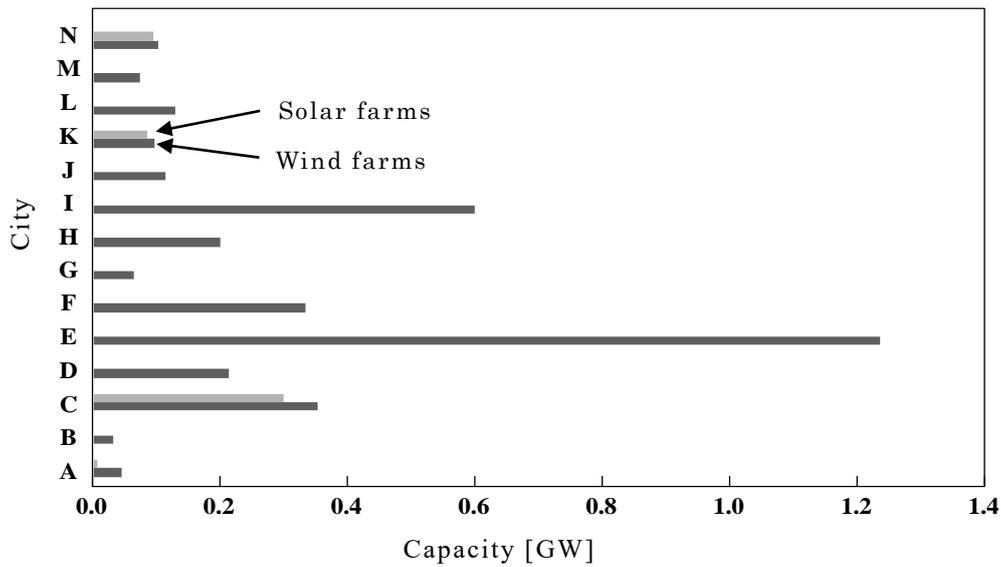


図 6.4.1-2 各都市に導入された再生可能エネルギーの容量

図 6.4.1-3 に各種コストの解析結果を示す. CaseB が本解析の結果であり, CaseA は送電線の制約を適用しない 5.7.5 項の結果である. 左から総コスト, 太陽光発電, 風力発電, 補償電源による発電コスト, 電力の託送コストを示す (熱需要がないため, ヒートポンプと蓄熱槽の項目はゼロ). 電力の託送コストが低い理由は, 補償電源の設置を計画した都市で, 他都市の融通電力より, 自前の補償電源による電力供給の方が経済的に有効となったためと考えられる. なお, 本ネットワークの構築コストは約 5,660 億円であった.

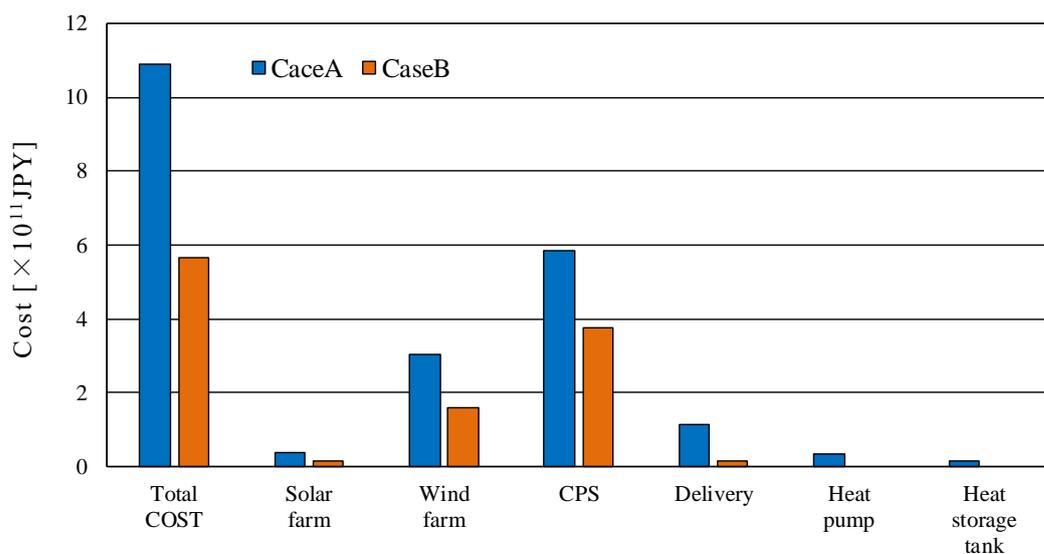


図 6.4.1-3 各種コストの解析結果

### 6.4.2 熱需要を加えた解析結果 (CaseC)

送電線の制約を適用した本電力ネットワークで、電力需要に熱需要も電力化して加えた解析を行い、送電線の容量に不足が生じるか否かを確認した。

その結果、一部の都市で電力不足を発生した。各都市における年間の不足電力量を図 6.4.2-1 に示す。北部の都市 (A, B, C) と東部の都市 (L, M, N) で電力不足が発生し、電力収支が成り立たない結果となった。

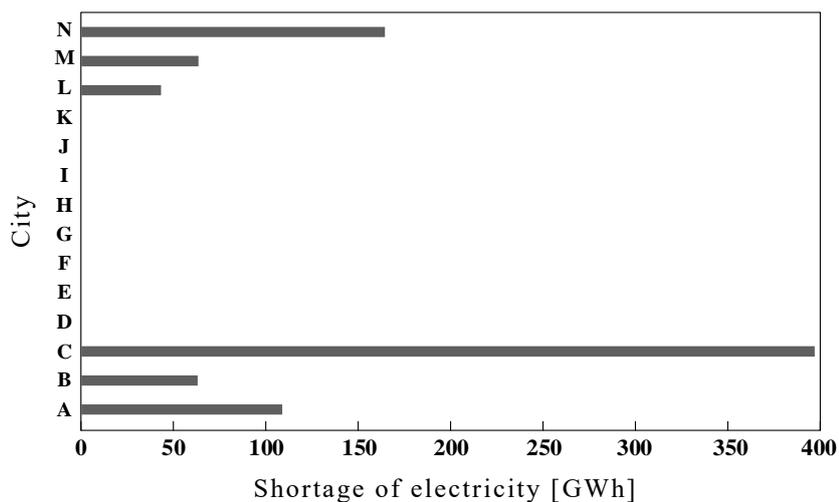


図 6.4.2-1 都市別の年間不足電力量 (2017 年)

図 6.4.2-2 に月別の不足電力量を示す。この図より、不足電力量は熱需要の量に応じて、大きくなっていることが分かる。現状の送電線が電力需要に応じた容量設定で運用されているため、道北や道東は、需要に合わせて送電線の容量が元々小さく設定されている。これに対し、今回の解析では、灯油などの熱需要も電力化して加えたため、電力不足となった。

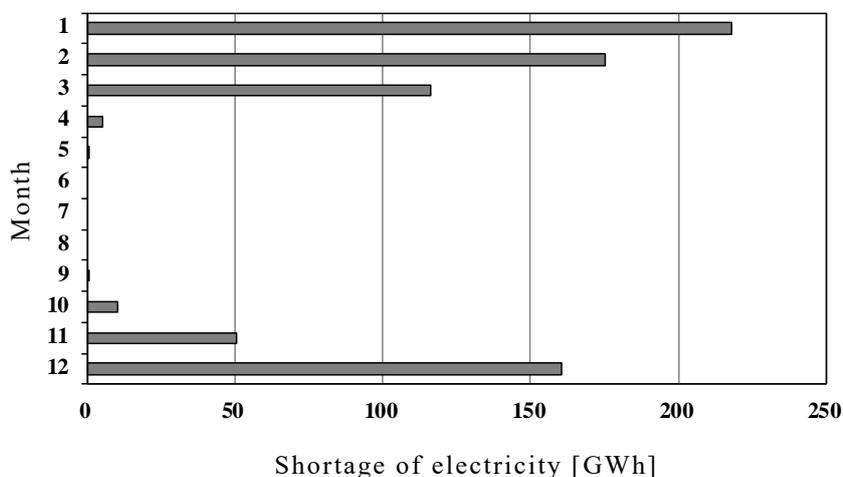


図 6.4.2-2 月別の全不足電力量 (2017 年)

図 6.4.2-3 に不足電力が最大となった 2017 年 1 月 18 日の全都市における総電力需要量, 総電力供給量, 再生可能エネルギーの総発電量を示す. なお, 総電力供給量には, 再生可能エネルギーと補償電源の発電量が含まれている.

結果として, この日は, 終日全ての都市で再生可能エネルギーの出力が少なく, 電力供給のほとんどが補償電源からの出力となった.

このように, 全都市において再生可能エネルギーを得にくい日もあるが, 図 5.2-2 において, 朝晩の熱需要が大きく設定されているため, 送電容量の小さい北部や東部の都市では, この時間帯の需要を自前の再生可能エネルギーと補償電源からの融通電力だけで満たすことができなかつたと考えられる. 結果として, 既存の送電網で, 熱需要を含めた電力・熱供給ネットワークを構築した場合, 電力収支が成り立たなくなる事が明らかになった.

そこで, 不足する送電線区間の送電容量を増やし, 停電とならないように電力不足を解消することとした.

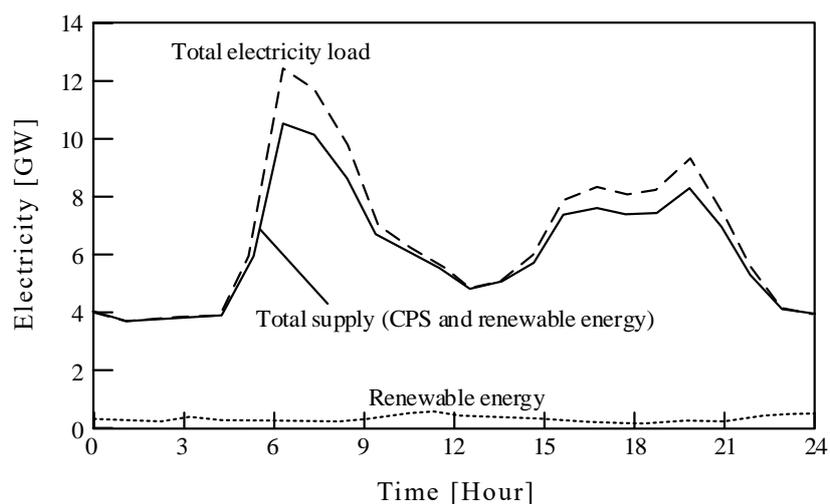


図 6.4.2-3 1 月 18 日の総電力需要と各種電源による電力供給 (2017 年)

### 6.4.3 送電線の容量増加

電力不足が発生した都市 A, B, C, L, M, N に接続された複数の送電線の容量を表 6.4.3-1 と図 6.4.3-2 に示すとおり増加させ、再度解析を行った。

表 6.4.3-1 容量が増加された送電線の一覧（灰色面は増加なし）

| Transmission line | Section                                     | Distance [Km] | Transmission capacity[MW] | Increased capacity[MW] |
|-------------------|---------------------------------------------|---------------|---------------------------|------------------------|
| A-C               | Wakkanai - Asahikawa・arashiyama             | 245           | 46                        | <b>450</b>             |
| B-C               | Rumoi - Asahikawa.arashiyama                | 77            | 41                        | <b>240</b>             |
| C-D               | Asahikawa.arashiyama - Naie                 | 71            | 213                       | <b>2200</b>            |
| C-E               | Asahikawa.arashiyama - W.Toubetsu(Sapporo)  | 135           | 383                       | <b>2200</b>            |
| D-E               | Naie - W.Toubetsu(Sapporo)                  | 45            | 276                       | 276                    |
| E-F               | W.Toubetsu(Sapporo) - W・Futaba(Kimobetsu)   | 92            | 1303                      | 1303                   |
| E-I               | W.Toubetsu(Sapporo) - S.Hayakita(Tomakomai) | 69            | 576                       | 576                    |
| F-G               | W・Futaba(Kimobetsu) - Esashi                | 185           | 483                       | 483                    |
| F-I               | W・Futaba(Kimobetsu) - S.Hayakita(Tomakomai) | 96            | 1197                      | 1197                   |
| G-H               | Esashi - Hakodate                           | 73            | 483                       | 483                    |
| I-J               | S.Hayakita(Tomakomai) - Shizunai            | 80            | 208                       | 208                    |
| I-K               | S.Hayakita(Tomakomai) - N.Shintoku          | 132           | 949                       | <b>2800</b>            |
| J-K               | Shizunai - N.Shintoku                       | 166           | 276                       | 276                    |
| K-L               | N.Shintoku - E.Kushiro                      | 157           | 276                       | <b>680</b>             |
| K-N               | N.Shintoku - Memanbetsu                     | 198           | 169                       | <b>640</b>             |
| L-M               | E.Kushiro - Nemuro                          | 122           | 125                       | <b>200</b>             |

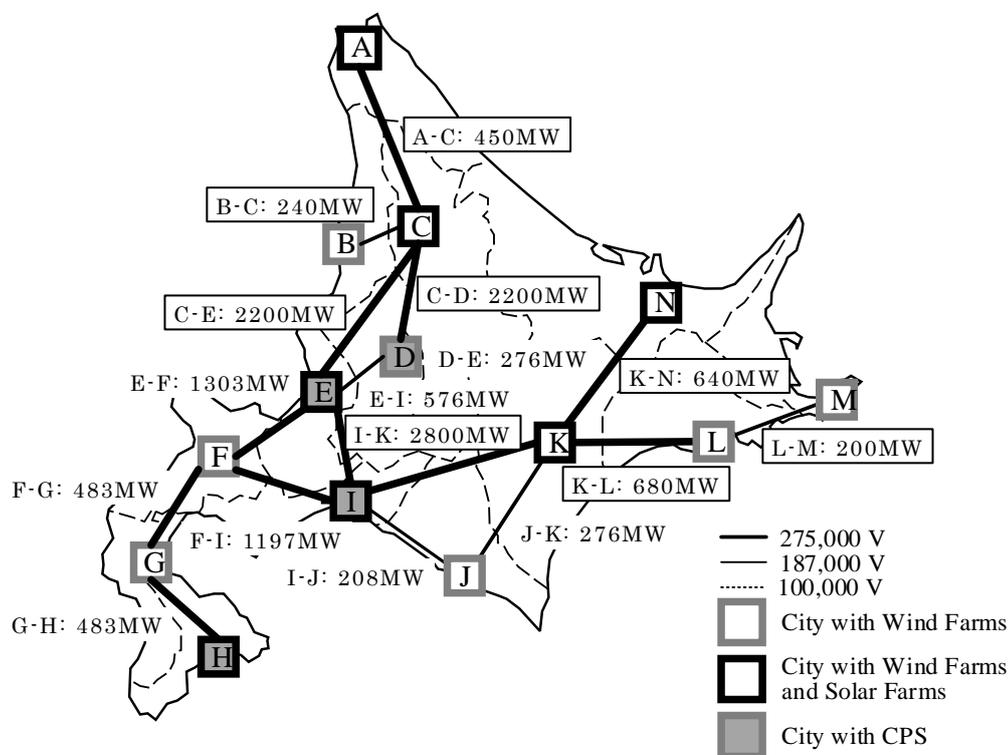


図 6.4.3-2 容量が増加された送電線の区間マップ

解析結果，不足電力は発生せず，電力収支が成り立つことを確認できた．

図 6.4.3-3 に各送電線の年間利用率を示す．左側の図が最大利用率で，右側の図が平均利用率である．16本の送電線の中で，最大利用率 80%以上の送電線が9本あるが，平均利用率が20%以上の送電線は4本しかない．

また，この利用率において，再生可能エネルギーの余剰電力を融通した分を図 6.4.3-4 に示す．左側の図が最大利用率で，右側の図が平均利用率である．最大利用率 40%以上の送電線が6本あるが，平均利用率が20%以上の送電線は1本しかない．電力の融通が行われなかった送電線が3本ある．送電線 D-E と F-I, I-J である．送電線 D-E は両都市に補償電源があること，送電線 F-I は都市 F が都市 E の補償電源から電力融通してもらえらること，送電線 I-J は都市 I に補償電源があり，都市 J に電力需要がないためと考えられる．

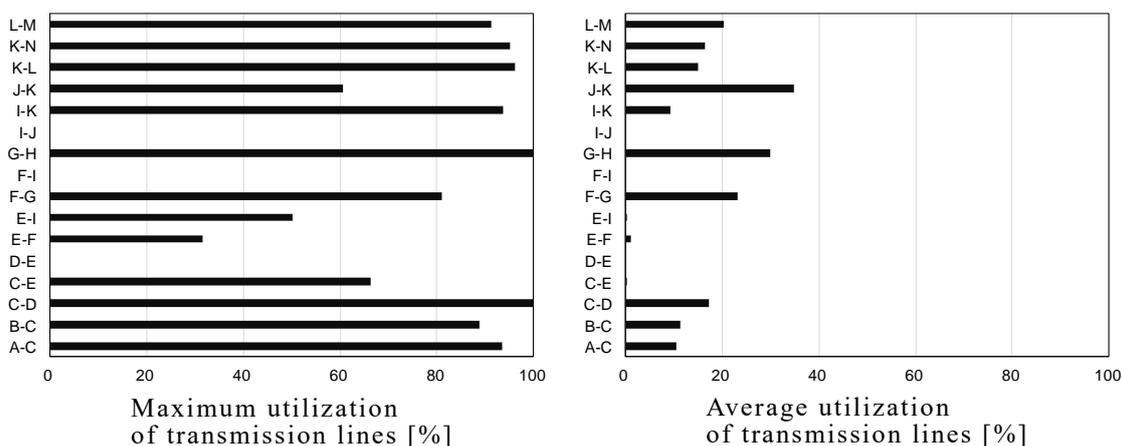


図 6.4.3-3 各送電線の年間利用率（左：最大，右：平均）

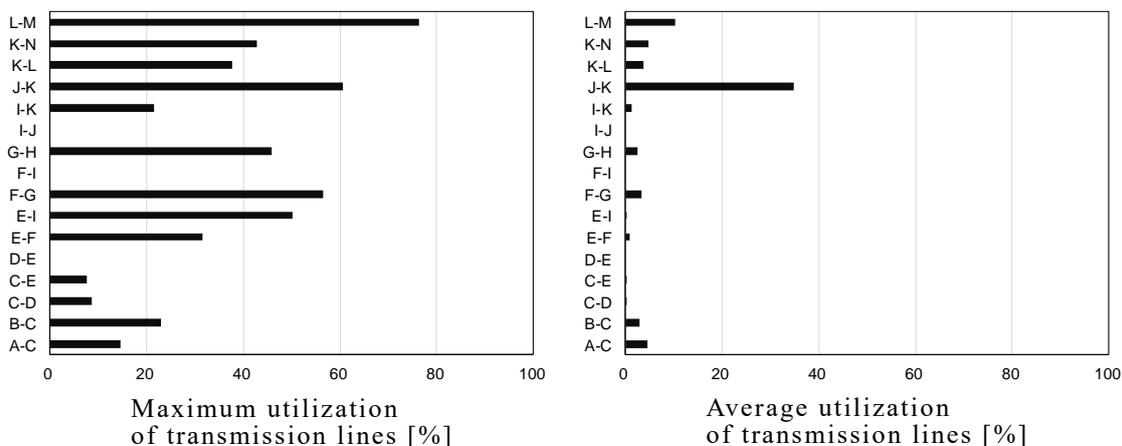


図 6.4.3-4 再生可能エネルギー余剰電力の融通率（左：最大，右：平均）

図 6.4.3-5 の CaseC に、本解析期間における送電線の年間平均利用率を示す。この図において、CaseR が実際の送電線の平均利用率で、CaseB が 6.4.1 項で電力需要のみを解析した結果である（CaseA は、第 5 章の送電線の制約を適用しないケースのため、結果がない）。

また、CaseB' と CaseC' は、CaseB と CaseC の解析結果のうち、再生可能エネルギーの余剰電力だけを融通した分の平均利用率である。

CaseR の送電線の年間平均利用率が 41% であるのに対し、CaseB が 17.8%、CaseC が 13.5% と低い理由は、再生可能エネルギーの配置と容量が最適化されたことのほか、CaseB' が 6.0%、CaseC' が 5.1% と、再生可能エネルギーの余剰電力を融通した分の平均利用率が低いことから、再生可能エネルギーの地産地消が行われたことが考えられる。

また、CaseB の送電線の年間平均利用率 17.8% に比べて、CaseC が 13.5% と低い理由は、道北と道東の一部の送電容量を増加したためと考えられる。

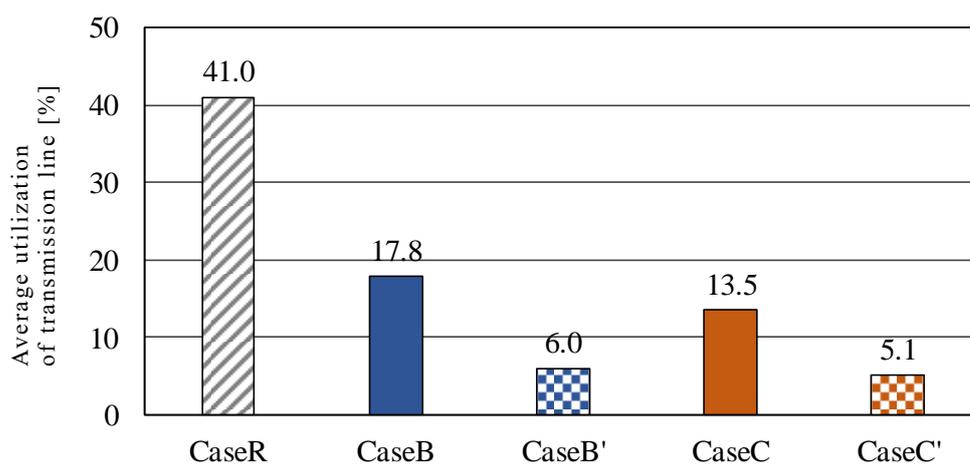


図 6.4.3-5 送電線の年間平均利用率

図 6.4.3-6 の CaseC に、本解析期間における送電線の各月平均利用率を示す。冬季に比べて夏季の利用率が低いのは、需要量の違いであるが、熱需要を加えた冬季の結果でも、CaseR のように大きく上昇していないのは、補償電源の設置を計画した需要の大きな都市で、自前の補償電源による電力供給が有効となり、他都市から再生可能エネルギーの余剰電力を融通してもらう量が少なかったためと考えられる。

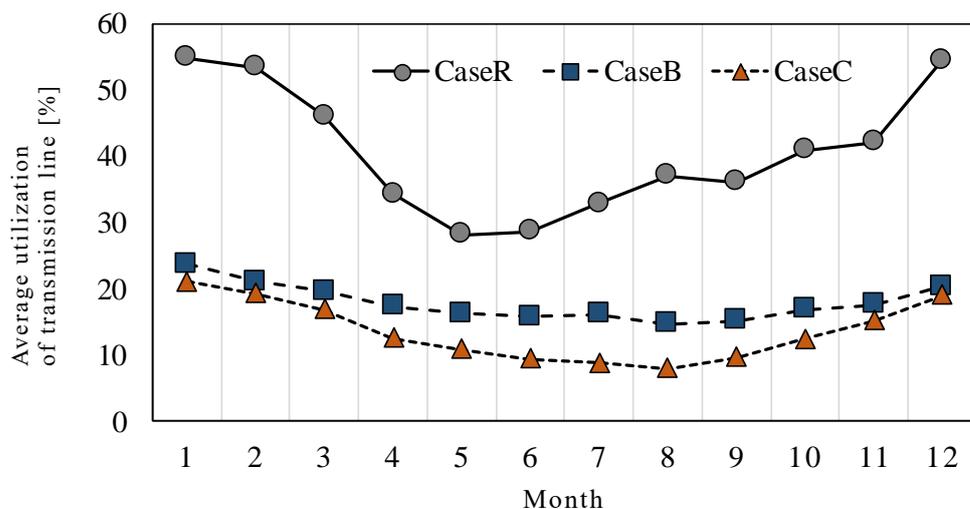


図 6.4.3-6 各月における送電線の平均利用率

なお、今回の送電線の容量増加にかかる費用は、表 6.4.3-7 に示すとおり、2,000 億円以上である。

表 6.4.3-7 送電線の容量増加にかかる建設費

| Transmission line               | Distance [Km] | Vvoltage classes [kV] | Unit construction cost [ $\times 10^8$ JPY/km] | Construction cost [ $\times 10^8$ JPY] |
|---------------------------------|---------------|-----------------------|------------------------------------------------|----------------------------------------|
| A-C                             | 245           | 275                   | 2                                              | <b>490</b>                             |
| B-C                             | 77            | 187                   | 1                                              | <b>77</b>                              |
| C-D                             | 71            | 275                   | 2                                              | <b>142</b>                             |
| C-E                             | 135           | 275                   | 2                                              | <b>270</b>                             |
| I-K                             | 132           | 275                   | 2                                              | <b>264</b>                             |
| K-L                             | 157           | 275                   | 2                                              | <b>314</b>                             |
| K-N                             | 198           | 275                   | 2                                              | <b>396</b>                             |
| L-M                             | 122           | 187                   | 1                                              | <b>122</b>                             |
| Total cost [ $\times 10^8$ JPY] |               |                       |                                                | <b>2,075</b>                           |

#### 6.4.4 再生可能エネルギーの発電量と導入量

図 6.4.4-1 の CaseC に本解析期間における電力需要合計に対する太陽光発電と風力発電，補償電源の全発電量を示す．太陽光発電と風力発電の再生可能エネルギーの発電割合は，全発電量の 22.5%となり，現在の北海道における再生可能エネルギーの発電割合である 11%(水力発電を除く)を上回った．

CaseA は送電線の制約を適用しない 5.7.1 項の結果であり，CaseB は送電線の制約は適用しているが，電力需要のみの 6.4.1 項の結果である．再生可能エネルギーの発電割合は，CaseA の 39.5%，CaseB の 33.8%に比べ，10 ポイント以上低下している．この原因は，補償電源の設置を計画した都市で，需要の大部分を補償電源による電力供給で賄ったことにより，本ネットワーク全体で再生可能エネルギーの発電割合が低下したと考えられる．

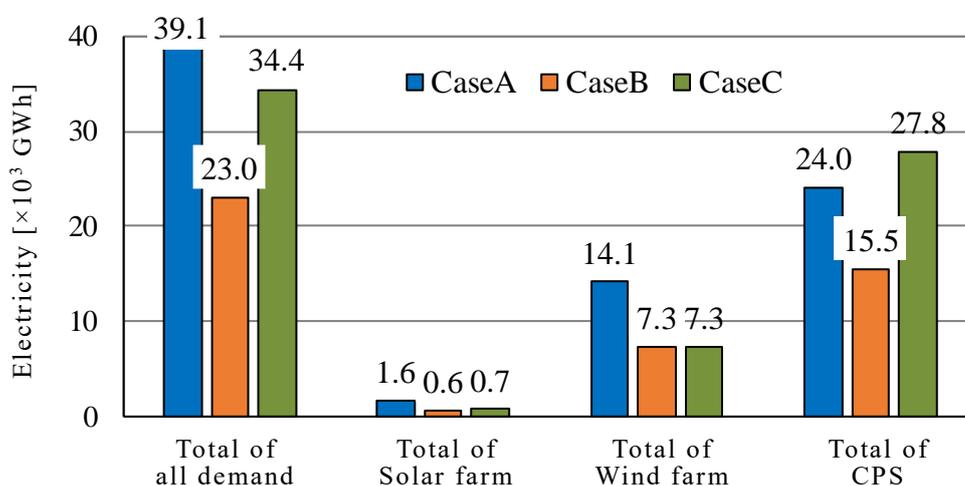


図 6.4.4-1 電力需要合計と太陽光発電，風力発電，補償電源の全発電量

図 6.4.4-2 は，本解析期間における各都市の電力需要と再生可能エネルギーの発電量である．都市 A, B, M では，電力需要に対する再生可能エネルギーの発電量が 60%を超え，電力需要の多くを再生可能エネルギーで賄った．一方で，補償電源が設置されている都市 D, E, H, I では，電力需要に対する再生可能エネルギーの発電量が 30%を下回り，補償電源による電力供給が多くなった．つまり，補償電源が設置されている都市では，蓄熱槽の設置によるコストを抑えるために，再生可能エネルギーの導入量を少なくし，補償電源で電力供給を行う方が経済的に有効となったと考えられる．

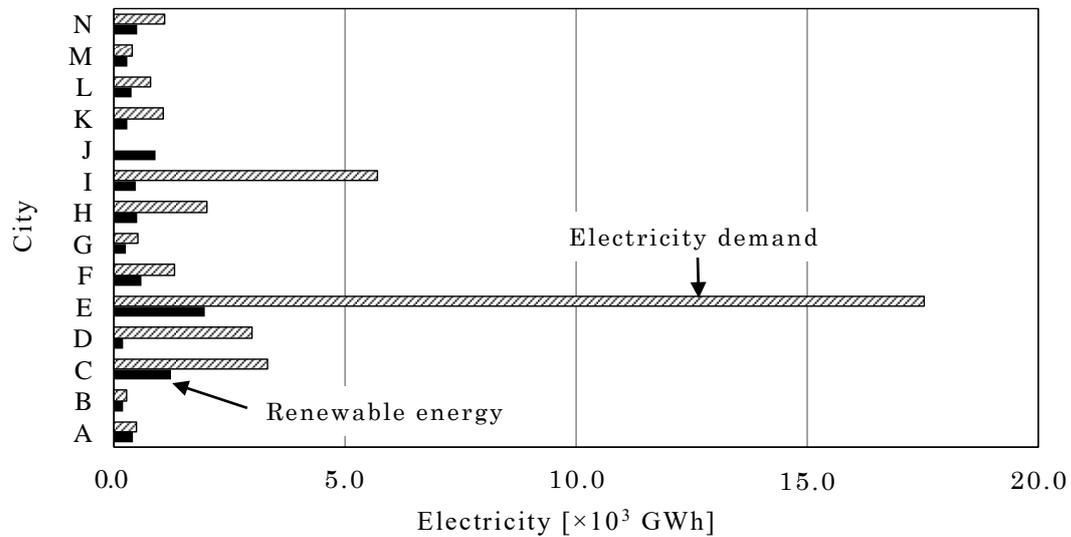


図 6.4.4-2 各都市における電力需要に対する再生可能エネルギーの発電量

図 6.4.4-3 は、各都市に導入された太陽光発電と風力発電の設備容量である。本解析期間における再生可能エネルギーの導入量は、全都市の合計で、太陽光発電が 0.6GW、風力発電が 3.7GW となった。太陽光発電より風力発電の導入量の方が多くなった理由は、好天の日中にしか出力しない太陽光発電より、昼夜を問わず比較的安定して出力できる風力発電の方が有効になったためと考えられる。また、表 5.5.1-1 に示した発電単価が太陽光発電より風力発電の方が安価であることも要因として考えられる。

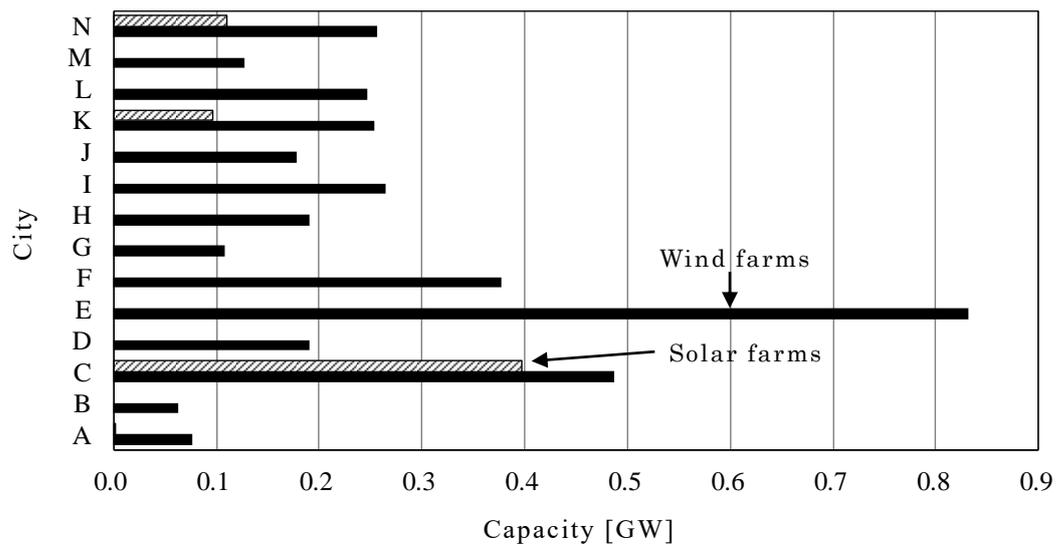


図 6.4.4-3 各都市に導入された再生可能エネルギーの容量

図 6.4.4-4 に各都市における再生可能エネルギーの融通電力量を示す。この結果において、都市 J は電力需要をゼロと設定したため、発電した再生可能エネルギーの全てを電力融通するのみとなり、特出した結果となっている。次に多いのは都市 C で、融通電力量は  $0.24 \times 10^3 \text{GWh}$  である。都市 D, E, I の融通電力量がゼロになったのは、電力需要が多く、再生可能エネルギーの余剰電力が出なかったためである。

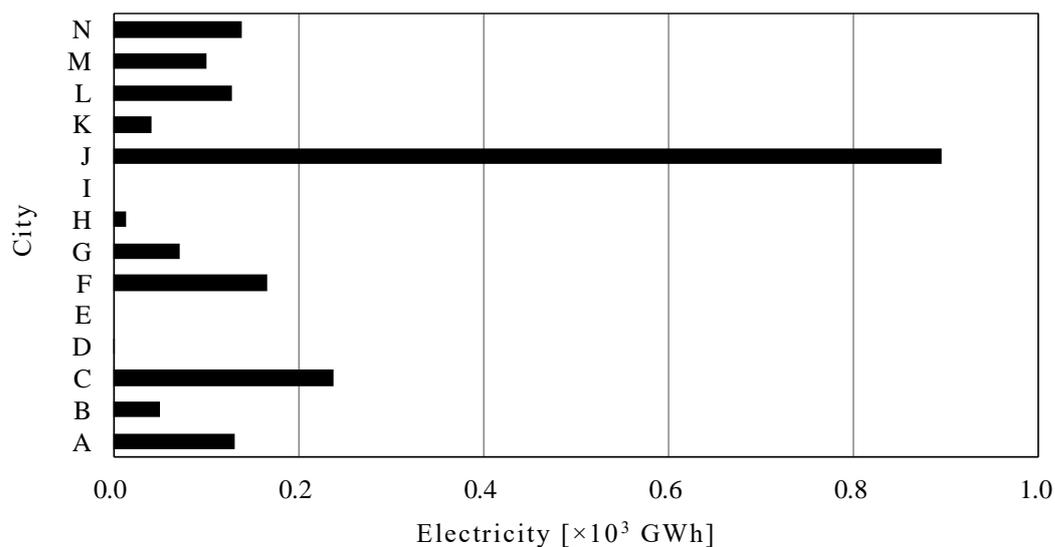


図 6.4.4-4 各都市における再生可能エネルギーの融通電力量

図 6.4.4-5 に最大需要に対する補償電源の最大容量を示す。本解析期間内の最大需要である 12.4GW に対して、補償電源 D, E, H, I の最大時を合計した容量は 15.8GW となり、127%の設備容量となった。

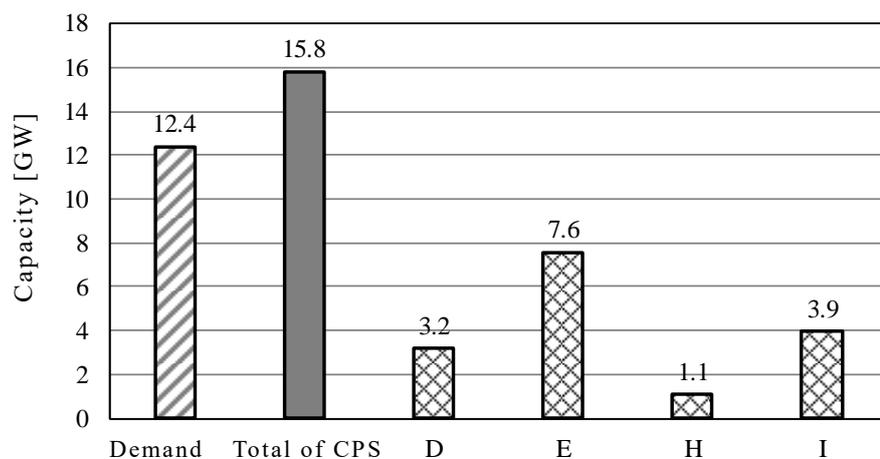


図 6.4.4-5 最大需要に対する補償電源の最大容量

### 6.4.5 熱機器の設備容量

図 6.4.5-1 に各都市に設置されたヒートポンプの導入量を示す。ヒートポンプの導入量は、各都市の熱需要を満たすために、必要となる容量の最大値が計画され、全都市の合計で 8.6GW の容量となった。

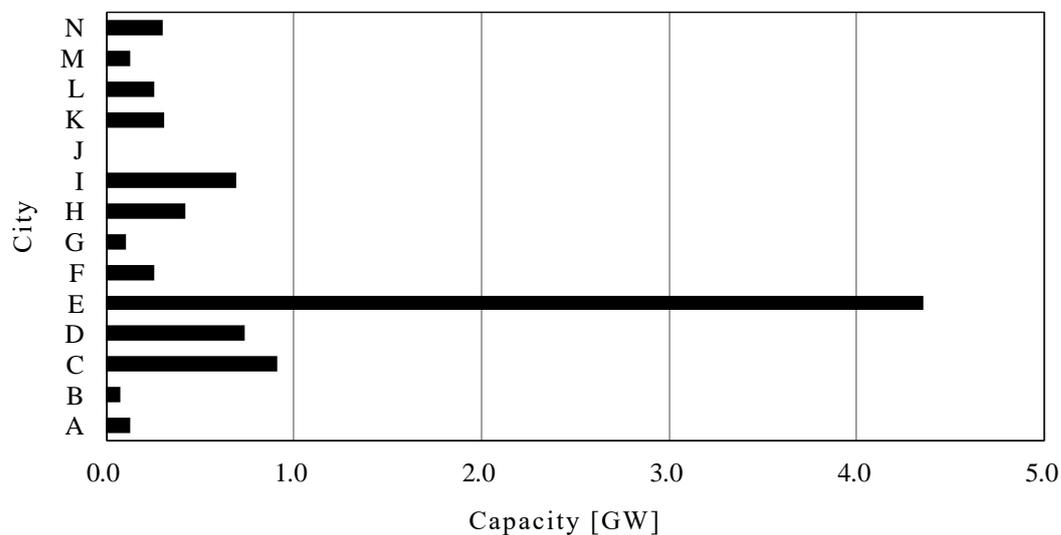


図 6.4.5-1 各都市のヒートポンプの設備容量

図 6.4.5-2 に各都市に設置された蓄熱槽の設備容量を示す。図において、蓄熱槽は都市 A, G, K, L, N のみに導入された。これらの都市では時期により再生可能エネルギーの余剰電力が発生したと考えられる。

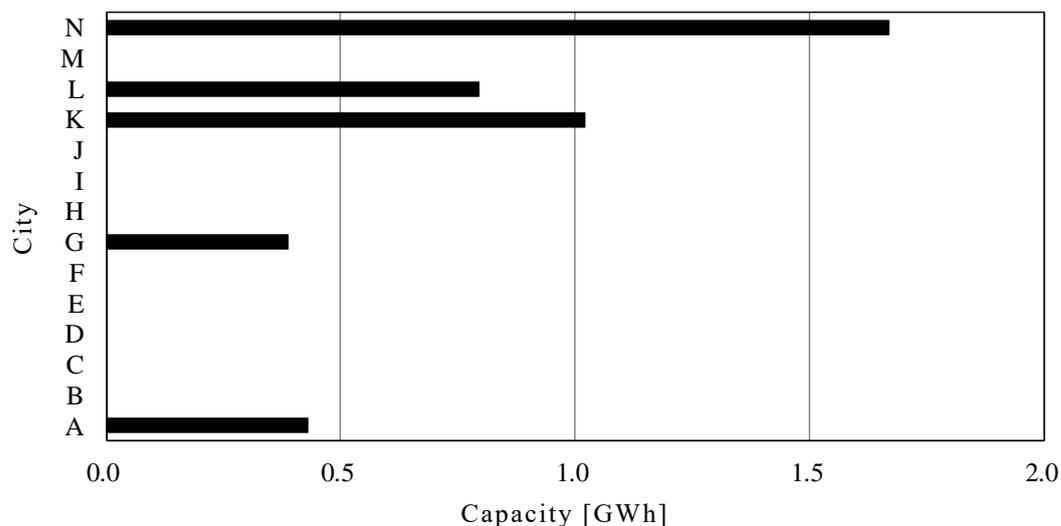


図 6.4.5-2 各都市の蓄熱槽の設備容量

図 6.4.5-3 は、蓄熱槽における蓄熱量の年間推移を示したものである。このグラフでは、蓄熱槽の蓄熱量は、中間季において多くなった。中間季は熱需要が少ないため、再生可能エネルギーによる余剰電力が生じやすくなり、蓄熱槽への蓄熱が計画されたと考えられる。また、風力発電の出力源となる風量は、夏季に少ないため、7月から8月の蓄熱が抑えられ、一方、風量は冬季に多いが、暖房による熱需要が多くなるため、再生可能エネルギーによる電力供給の多くが消費され、余剰電力が少なく、蓄熱が抑えられたと考えられる。

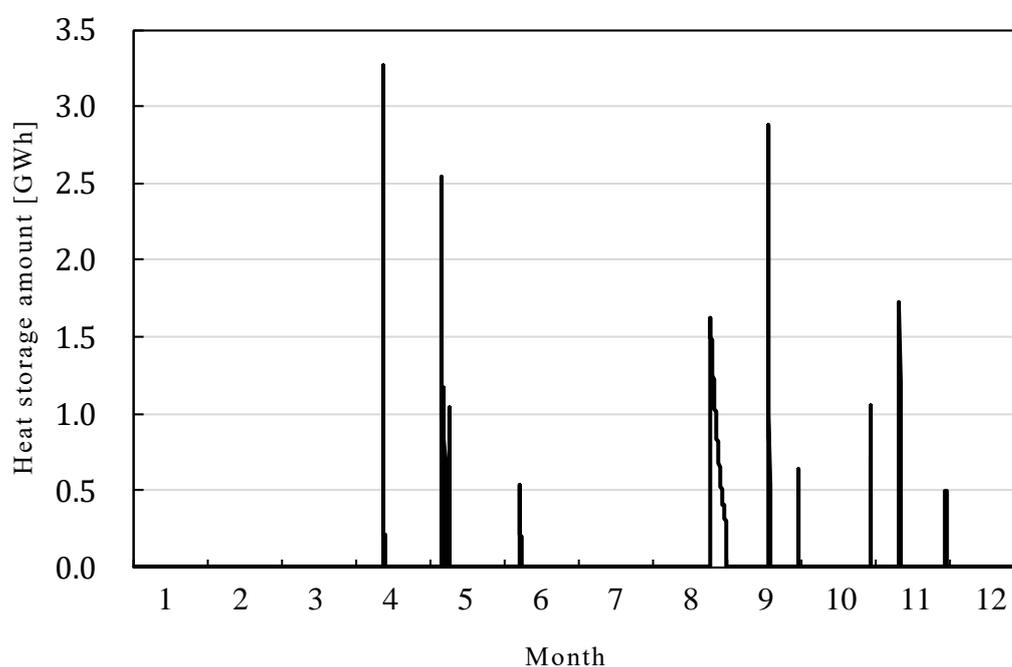


図 6.4.5-3 蓄熱槽内の熱量の推移

### 6.4.6 コスト分析

図 6.4.6-1 に各種コストの解析結果を示す。CaseC が本解析の結果であり，CaseA は送電線の制約を適用しない 5.7.5 項の結果であり，CaseB は送電線の制約は適用しているが，電力需要のみの 6.4.1 項の結果である。左から総コスト，太陽光発電，風力発電，補償電源による発電コスト，電力の託送コスト，ヒートポンプ，蓄熱槽のコストを示す。太陽光発電，風力発電，補償電源の合計コストは，総コストの 90%以上を占めた。再生可能エネルギーの発電コストを比較すると，好天の昼間しか出力しない太陽光発電に比べ，年間を通して終日出力が得られる風力発電の方が多くなった。

また，補償電源による発電コストが高くなった理由は，表 5.5.1-1 に示した各種電源の発電単価において，補償電源が 1MWh あたり 2.43 万円であるのに対し，風力発電が 2.16 万円であり，その差がわずかに 0.27 万円しかないことである。風力発電の発電単価に託送単価 0.41 万円/MWh を加え，さらに送電損失も加わると，補償電源が設置されている都市では，他都市の再生可能エネルギーの余剰電力を融通してもらうより，自前の補償電源を使った方が低コストになる。補償電源が設置されている都市は，需要の大きな都市が多いことから，自前の再生可能エネルギーの出力を得られないときは，補償電源からの出力の方が有効となり，補償電源による発電コストが高くなったと考えられる。この影響で，電力の託送コストが少なく，各都市の熱需要を賄うための蓄熱槽とヒートポンプの設備コストも少なかった。

以上の結果から，本ネットワークの構築コストは約 9,200 億円となるが，送電容量を増加させたコスト 2,075 億円を加えると約 1 兆 1,280 億円となる。

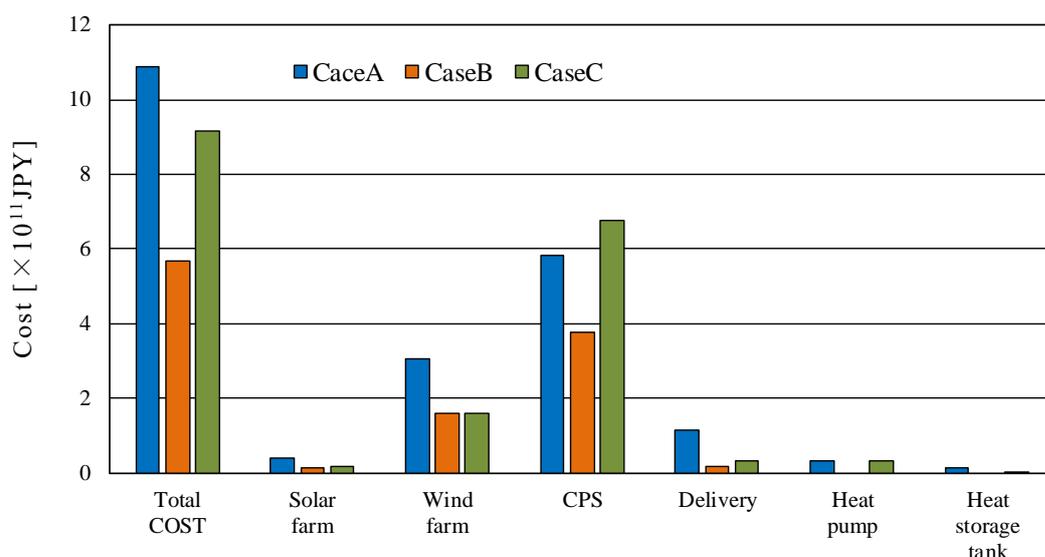


図 6.4.6-1 各種コストの解析結果

#### 6.4.7 環境負荷分析

表 6.4.7-1 に各種電源の CO<sub>2</sub> 排出量を示す。合計値は約 1,907 万 t-CO<sub>2</sub> となり、北海道電力の公表値 1,677 万 t-CO<sub>2</sub> [23]より 230 万 t-CO<sub>2</sub> 多くなったが、この原因は、本解析で熱需要も電力で賄っているためである。

冬季の暖房等に使われている灯油等の CO<sub>2</sub> 排出量は、北海道の世帯当たりの年間 CO<sub>2</sub> 排出量を 2.5 t-CO<sub>2</sub> とした場合[43]，全世帯数 278 万世帯で約 695 万 t-CO<sub>2</sub> になる。つまり、この分を差し引くと、1,212 万 t-CO<sub>2</sub> となり、北海道電力の公表値より 465 万 t-CO<sub>2</sub> 少なくなり、世帯数に換算すると、北海道の全世帯数の約 67%となる 186 万世帯が 1 年に排出する CO<sub>2</sub> を削減できたことになる。

表6.4.7-1 各種電源のCO<sub>2</sub>排出量

| Type of power generation                                              | CO <sub>2</sub> emission intensity [t-CO <sub>2</sub> /MWh] | Electric power generation [ $\times 10^6$ MWh] | CO <sub>2</sub> emission [ $\times 10^4$ t-CO <sub>2</sub> ] |
|-----------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| Solar farm                                                            | 0.059                                                       | 0.7                                            | 4.1                                                          |
| Wind farm                                                             | 0.025                                                       | 7.3                                            | 18.3                                                         |
| CPS                                                                   | 0.678                                                       | 27.8                                           | 1,884.8                                                      |
| Total of CO <sub>2</sub> emission [ $\times 10^4$ t-CO <sub>2</sub> ] |                                                             |                                                | 1,907.2                                                      |

## 7章 蓄電池の代替にEVを用いた解析

### 7.1 解析方法

第6章では、サンプリング間隔を1時間に設定して解析したため、短周期変動対策に設備した蓄電池の充放電量を算出できなかった。そこで、第5章と同様にサンプリング間隔を1分間に設定した解析からLFC制御が困難な急峻な変動量を求め、この最大値からEVの必要量を求める。解析条件は、第6章と同様であるが、代表日1日だけの解析を行う。さらに、EV導入にともなう電力需要（充電量）の増加に伴う送電線の容量不足を確認する。

#### 7.1.1 LFC調整力

式(24)にLFC調整力 $P_{lfc}$ の算出式を示す。LFC調整力は、対象となる補償電源の出力 $P_{cps,max}$ と待機運転率 $\eta_{idling}[\%]$ 、瞬動率 $\eta_{lfc}[\%]$ の掛け合わせで求める。例えば、第6章の解析結果から、図6.4.4-5において、補償電源Eを対象とした場合、最大出力は約8GWである。この値に待機運転率15%をかけて、1,200MWの待機運転を行い、この値に瞬動率10%をかけて、最大120MWのLFC調整力を出力する[44]。

$$P_{lfc} = P_{cps,max} \cdot \eta_{idling} \cdot \eta_{lfc} \quad (24)$$

#### 7.1.2 再生可能エネルギーの出力と電力需要の相対変動量

式(25)に再生可能エネルギーの出力と電力需要の相対変動量 $P_{re\cdot need}$ の算出式を示す。 $t$ 時点の再生可能エネルギー（太陽光発電 $P_{pv}$ と風力発電 $P_{wp}$ ）の出力変動量は、 $t-1$ 時点から $t$ 時点の出力を差し引くことで求まる。同様に、時間 $t$ 時点の電力需要 $\Delta P_{need}$ の変動量も、 $t-1$ 時点から $t$ 時点の値を差し引くことで求まる。 $t$ 時点の再生可能エネルギーの変動量から電力需要の変動量を差し引くことで、再生可能エネルギーの出力と電力需要の相対変動量が求められる。この変動量のイメージを図7.1.2-1に示す。

$$P_{re\cdot need} = \sum_{i=1}^{N_{area}} \left\{ \left( \sum_{j=1}^{N_{pv}} P_{pv,i,j,t-1} + \sum_{k=1}^{N_{wp}} P_{wp,i,k,t-1} \right) - \left( \sum_{j=1}^{N_{pv}} P_{pv,i,j,t} + \sum_{k=1}^{N_{wp}} P_{wp,i,k,t} \right) \right\} - \sum_{i=1}^{N_{area}} (\Delta P_{need,i,t-1} - \Delta P_{need,i,t}) \quad (25)$$

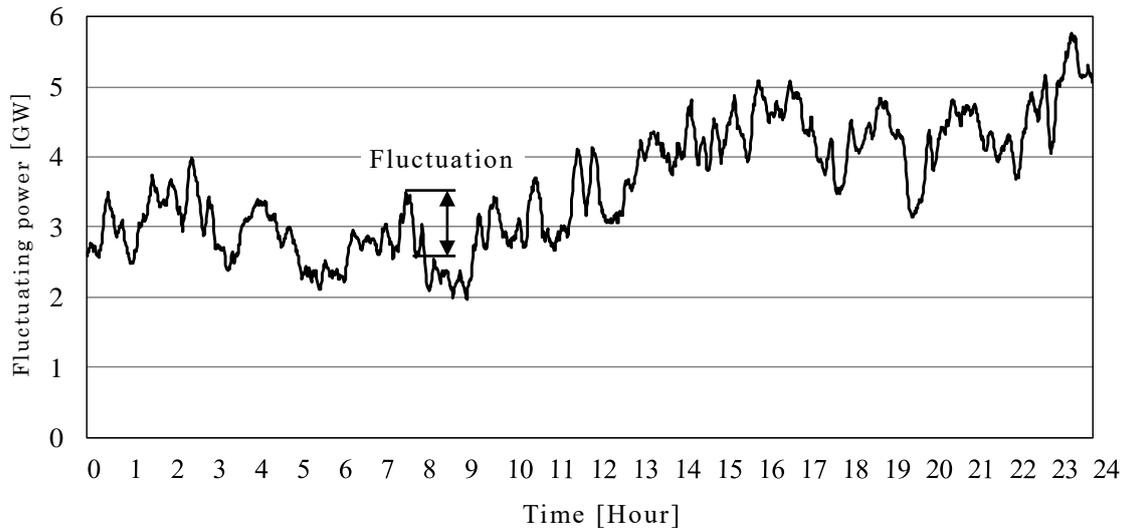


図 7.1.2-1 再生可能エネルギーの出力と電力需要の相対変動量のイメージ

### 7.1.3 LFC 調整力を超える急峻な変動量

式(26)に LFC 調整力を超える急峻な変動量  $P_{bt,dc}$  の算出式を示す. この変動量は, 再生可能エネルギーの出力と電力需要の相対変動量  $P_{re\cdot need}$  から LFC 調整力  $P_{lfc}$  を差し引くことで求める. この変動量が本章の第 1 段階で求める EV の車載バッテリーの必要量となる.

$$P_{bt,dc} = P_{re\cdot need} - P_{lfc} \quad (26)$$

## 7.2 解析条件の設定

### 7.2.1 解析対象日

第 6 章の解析結果より, 再生可能エネルギーの出力では, 太陽光発電より風力発電の方が多くなった. 風力発電の出力は冬季に多く, 変動も大きい. また, 冬季は, 朝晩の暖房など, 電力化した熱需要も加わるために, 需要の変動が大きい. そこで, 変動の大きな 1 月代表日の 1 日を対象に解析する. なお, GA パラメータの Sampling time は 1 分とする.

### 7.2.2 EV の条件設定

- (1) EV 1 台の給電力を 6kW とする.
- (2) EV のプラグイン率を 100% とする (すべての EV が充放電可能状態).

### 7.2.3 EVの充電シナリオ

EVの車載バッテリーの必要量が求められると、EVの数量が算出できるため、EVの充電量を加えた電力ネットワークの解析が行える。この充電シナリオは休日と平日、都市と地方などで異なるが、本章では、図7.2.3-1に示す仮定の充電シナリオを全日に当てはめ、解析する。このパターンでは、急速充電を三相200V出力50kW、普通充電を単相200V出力6kWとし、6:00～17:00における出勤時および外出時には急速充電が行われ、17:00～6:00の帰宅時および夜間時には普通充電が行われると設定した。23時に一時的に充電量が上昇するのは、深夜割引が始まる時間から充電を始めるケースを加味している。一方、EVから電力系統に逆潮流させる電力は6kWとし、LFC調整力を超えた急峻な変動が起きた場合のみ出力する。

また、経済性に関し、ガソリン車をEVに転換した場合、ガソリン車を15円/km（燃費8km/l、120円/l）とし、EVを3円/km（電費8km/kWh、24円/kWh）とする。環境負荷に関し、CO<sub>2</sub>はEVから排出されないため、転換されたガソリン車から排出される分が削減される。しかし、火力発電による電力で充電した場合、CO<sub>2</sub>は84.75g-CO<sub>2</sub>/km排出される（0.678kg-CO<sub>2</sub>/kWh、電費8円/kWh）。

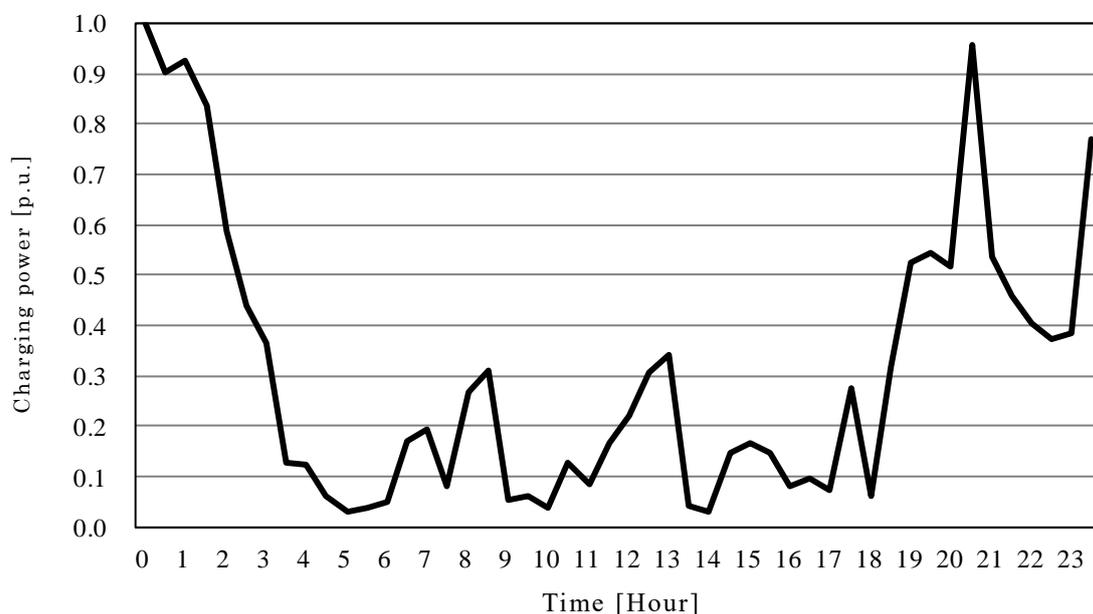


図 7.2.3-1 EVの充電シナリオ

## 7.3 解析結果

### 7.3.1 LFC 調整力を超える急峻な変動量

第1段階の解析結果として、図7.3.1-1にLFC調整力を超えた急峻な変動量の推移を示す。1日を通して、LFC調整力を超えた急峻な変動量の最大値は約800MWであった。

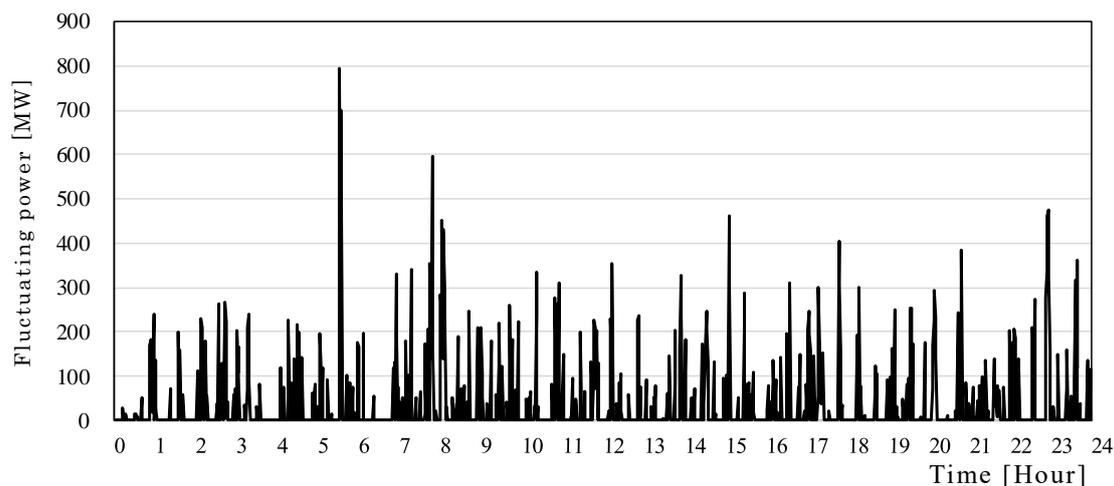


図 7.3.1-1 LFC 調整力を超えた急峻な変動量の推移

### 7.3.2 EV の必要量

LFC調整力を超えた変動量の最大値を800MW, EV1台の給電力を6kWとした場合、その必要数は約13万台(800MW/6kW)となり、北海道の自家用普通乗用車87万台[45]の15%分がEVとして必要になる。

13万台のEVが変動最大時に100%プラグインしていると仮定し、乗用車の走行距離を10,000km/年(27.4km/日)、EVの電費を166Wh/kmと想定すると、1日約590MWh(166Wh/km×27.4km×13万台)以上の充電用電力が必要となる。

### 7.3.3 充電量を加えた解析方法

第2段階の解析として、EVのプラグイン率を50%とした場合の充電用電力1,180MWh/日(590MWh×2)を図7.2.3-1に示した充電シナリオに合わせて、従来の電力需要と熱需要に加算し、送電線の容量不足や各種設備の最適容量などを求めた。

### 7.3.4 送電線の利用率

解析結果として、第6章の表6.4.3-1に示した容量が増加された送電線で、不足電力は発生せず、電力収支が成り立つことを確認できた。各送電線の年間利用率は、第6章の結果と同様であった。

なお、EVのプラグイン率を50%以下にした解析を行ったところ、一部の都市で電力不足が発生したため、プラグイン率を50%以下に設定する場合は、送電容量の増加を検討しなければならない。

### 7.3.5 再生可能エネルギーの導入量

図7.3.5-1に電力需要合計に対する太陽光発電と風力発電、補償電源の全発電量を示す。斜線面の棒グラフが本解析の結果で、灰塗面の棒グラフが第6章の結果である。本電力需要合計は、第6章の値にEVの充電量を加わり、年間約430GWh増加されたが、そのほとんどが補償電源で賄われた。この原因は、図7.2.3-1のEVの充電シナリオにおける充電時間が、夜間に多く設定され、特に深夜割引が行われる23時頃に集中しているため、夜間は、風力発電のみの出力となるが、EVの保有割合も人口比率としているため、風況のあまり良くない内陸の大都市に充電需要が大きいためと考えられる。

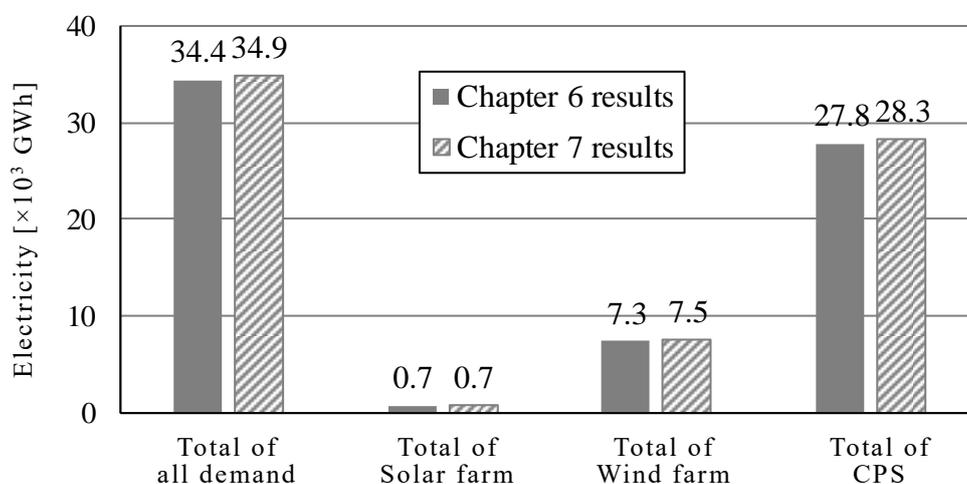


図7.3.5-1 電力需要合計と太陽光発電、風力発電、補償電源の全発電量

### 7.3.6 コスト分析

本ネットワークのトータルコストは約 9,300 億円となり，第 6 章の結果である約 9,200 億円と比較して，100 億円の増加となり，このほとんどが補償電源にかかるコストであった．この結果は，EV の充電シナリオに依存するが，日中に充電する仕組みができない限り，EV の充電にかかる電力は補償電源からの出力が多くを占めることになる．また，EV のプラグイン率が 50% 以下となり，道北や道東での充電量が増加した場合には，送電線のさらなる容量増加が求められる．

なお，ガソリン車を EV に転換した場合，燃料コストはガソリン車が 15 円/km（燃費 8km/ℓ，120 円/ℓ），EV が 3 円/km（電費 8km/kWh，24 円/kWh）となり，その差が 12 円/km で，312 億円（12 [円/km]×10,000 [km/台]×260,000 [台]）のコスト削減となり，充電により増加したコスト 100 億円を引いても 200 億円以上のコスト削減となる．

### 7.3.7 環境負荷分析

表 7.5.7-1 に各種電源の CO<sub>2</sub> 排出量を示す．合計値は約 1,941 万 t-CO<sub>2</sub> となり，北海道電力の公表値 1,677 万 t-CO<sub>2</sub> [23]より 264 万 t-CO<sub>2</sub> 多くなった．

しかしながら，本解析では，ガソリン車から EV へ転換された分の CO<sub>2</sub> 排出量 75 万 t-CO<sub>2</sub>（2.32 [kg-CO<sub>2</sub>/ℓ]／8 [km/ℓ]×10,000 [km/台]×260,000 [台]）[46]と暖房等にかかる CO<sub>2</sub> 排出量 695 万 t-CO<sub>2</sub> が差し引かれるため，実質 1,171 万 t-CO<sub>2</sub> となり，北海道電力の公表値より，506 万 t-CO<sub>2</sub> の削減となる．

世帯数に換算すると，北海道の全世帯数の約 73%となる 202 万世帯が 1 年に排出する CO<sub>2</sub> を削減できたことになる．

表7.5.7-1 各種電源のCO<sub>2</sub>排出量

| Type of power generation                                                | CO <sub>2</sub> emission intensity [t-CO <sub>2</sub> /MWh] | Electric power generation [×10 <sup>6</sup> MWh] | CO <sub>2</sub> emission [×10 <sup>4</sup> t-CO <sub>2</sub> ] |
|-------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|
| Solar farm                                                              | 0.059                                                       | 0.7                                              | 4.1                                                            |
| Wind farm                                                               | 0.025                                                       | 7.3                                              | 18.3                                                           |
| CPS                                                                     | 0.678                                                       | 28.3                                             | 1,918.7                                                        |
| Total of CO <sub>2</sub> emission [×10 <sup>4</sup> t-CO <sub>2</sub> ] |                                                             |                                                  | 1,941.1                                                        |

## 8 章 熱需要を水素利用システムで賄う解析

### 8.1 再生可能エネルギー由来の水素製造

第 6 章の解析結果、熱需要も電力で賄うと、一部の送電線で容量が不足し、この容量増加に多額のコストと長期の建設時間がかかることが分かった。

そこで、熱需要分のエネルギーを水素利用システムで賄うと、送電線の負荷がどの程度軽減するか考察してみることにした。

図 8.1-1 に本研究における水素利用システムの概要を示す。一般に、水素利用システムは、エネルギー効率が悪く、水電解装置から水素を得るには大量の電力を要する。加えて、水電解装置、水素貯蔵装置、燃料電池は、高コストな装置である。この他にも多くの課題を抱えてはいるが、水素発電や純水素型燃料電池コージェネレーション、燃料電池自動車など、新たな技術が確立されつつあり、今後の電力ネットワークの構築に有望な機能である。

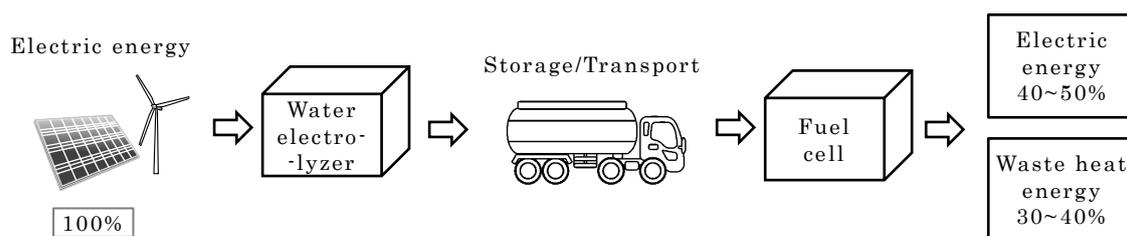


図 8.1-1 水素利用システムの概要

図 8.1-1 に示す水素利用システムでは、まず、再生可能エネルギーで発電した電力を用いて水を電気分解して水素を製造する。この水素を高圧に圧縮し、ポンベ等に貯蔵し、トレーラーで輸送する。水素は、需要に合わせて、燃料電池で再度電気に戻す。水素は、蓄電池のように自己放電することがないため、長期間貯蔵することができ、高圧の気体にするすることで、体積当たりのエネルギー密度を高めることができる。製造した水素は、他エリアへの輸送も可能となるが、本研究ではエリア内で消費することとし、年間のエリア内消費分のみを製造し、貯蔵する。

なお、水素エネルギーからの変換効率は、電気エネルギーへの出力、廃熱エネルギーへの出力ともに 40%以上とする。例えば、約 5kWh の電力と 803g の水を入力して電気分解すると、水電解装置で電気分解を行い、1Nm<sup>3</sup>(90g) の水素ガスと 0.5Nm<sup>3</sup>(713g) の酸素を出力する。1Nm<sup>3</sup> の水素ガスを燃料電池で発電すると、2kWh 以上の電力と 2kWh 相当以上の熱が得られる。

## 8.2 水素利用システム

### 8.2.1 水電解装置

再生可能エネルギーで発電した電気をを用いて水を電気分解して水素を製造する方法には、アルカリ水電解や固体高分子水電解などがある。アルカリ水電解と固体高分子水電解の水素製造原単位を図 8.2.1-1、設備費を図 8.2.1-2 に示す[47]。アルカリ水電解は、設備費が約 60 万/(Nm<sup>3</sup>/h)と安いために導入しやすい。一方、固体高分子水電解は白金系材料を使用することから、設備費が 100 万円/(Nm<sup>3</sup>/h)以上と高コストであるが、高効率であるという利点がある[48]。一般に、再生可能エネルギーからの水素製造は、再生可能エネルギーの余剰電力を利用することが、系統安定化対策であり、有効策として位置付けられている[49]。しかしながら、本研究では、広域連系を考慮した電力ネットワークにより、再生可能エネルギーの導入量が最適化され、余剰電力をあまり発生しないため、冬季間の熱需要分の電力を賄うことは難しい。また、図 6.4.5-3 に示した余剰電力の蓄熱量の推移では、年間を通して大きなムラが発生している。水電解装置にかかる水素製造コストは、次ページにて詳細を説明するが、設備利用率によって、大きく変化し、水電解装置の設備利用率が低いと製造コストが高くなる。従って、本研究では、再生可能エネルギーの出力のうち、できるだけ安定部分を利用して、水電解装置の設備利用率を上げる方を優先した。

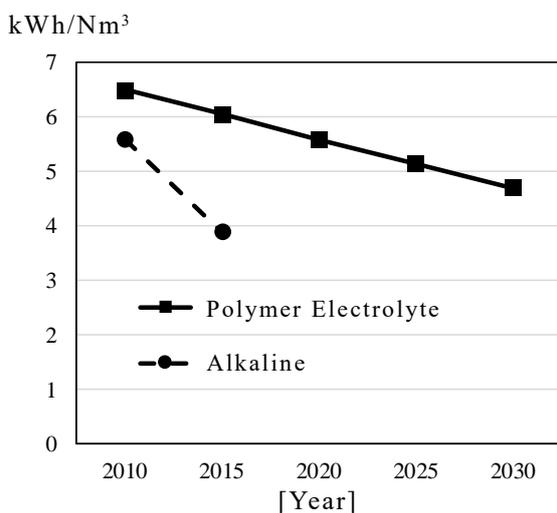


図 8.2.1-1 電解装置の水素製造原単位

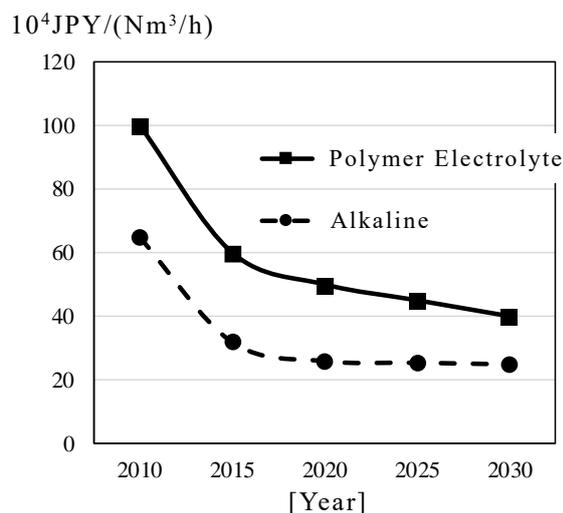


図 8.2.1-2 電解装置の設備費

水電解装置の設備費用は、式(27)から求められる。設備費用 $C_{we}$ は、設備単価 $u_{we}$ と設備維持費（設備単価 $u_{we}$ ×運転維持費 $m_{we}$ ×利用年数 $period$ ）の合計を、設備利用率 $op_{we}$ と利用年分の時間数 $time$ （1時間単位）で割ることで算出される。例えば、20年間利用する水電解装置の設備単価を100万円/(Nm<sup>3</sup>/h)、運転維持費を4%と想定した場合、図8.2.1-3に示すとおり、設備利用率10%で102.7円/Nm<sup>3</sup>、50%で20.5円/Nm<sup>3</sup>、100%で10.3円/Nm<sup>3</sup>と、大きく異なる。仮に、風力発電の電力単価を21.6円/kWh、水素製造原単位を5kWh/Nm<sup>3</sup>とした場合、水素製造価格は、設備利用率10%で211円/Nm<sup>3</sup>、50%で128.5円/Nm<sup>3</sup>、100%で118.3円/Nm<sup>3</sup>となる。

$$C_{we} = \frac{u_{we} \cdot (1 + m_{we} \cdot period)}{op_{we} \cdot time} \quad (27)$$

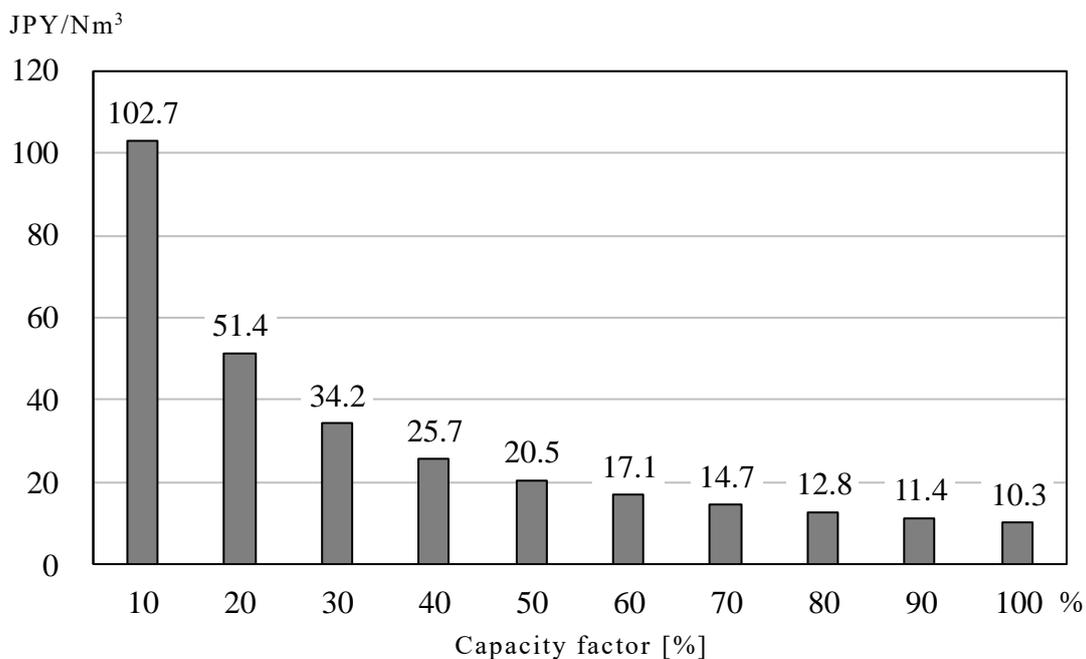


図 8.2.1-3 電解装置の設備利用率

### 8.2.2 水素貯蔵装置

水素を貯蔵する代表的な方法には、高圧に圧縮する方法や液化する方法、水素吸蔵合金を使う方法がある。本研究では、各エリア内で水素を製造して、消費するため、すでに短距離区間に活用されている高圧に圧縮して貯蔵し、輸送する方法を想定する。法律上の規制や危険性はあるが、他の方法に比べ、低コストで扱いやすく、圧縮率の向上も期待できる。水素貯蔵にかかる単価は、暫定的に2010年時点のNEDO技術実証から、約20円/Nm<sup>3</sup>とする[50]。

### 8.2.3 燃料電池

家庭用燃料電池として市販されているエネファームと一部のメーカーから試販されている純水素型燃料電池のコスト（工事費は除く）を表 8.2.3-1 に示す。エネファームは、水素から電気を作るのではなく、都市ガスや LP ガスのメタンから水素を取り出し、この水素と空気中の酸素を化学反応させて、電気と熱を出力する。一方、純水素型燃料電池は、水素から直接、電気と熱を出力するため、本研究の装置として適しているが、一般に普及していないために高価格である。本研究では、純水素型燃料電池 TOSHIBA H2Rex の 100kW タイプ（発電出力 50%以上、排熱出力 40%以上）を想定とする。

表 8.2.3-1 各種燃料電池のコスト例

| Type      | Maker            | Output | Cost [ $\times 10^4$ JPY] | Cost/W [ $\times 10^4$ JPY/W] |
|-----------|------------------|--------|---------------------------|-------------------------------|
| Enefarm   | Panasonic TM1-AG | 700W   | 200                       | 0.29                          |
|           | AISIN 192-AS07   | 700W   | 203                       | 0.29                          |
| Pure      | TOSHIBA H2Rex    | 700W   | 700                       | 1.0                           |
| Hydrogen  | TOSHIBA H2Rex    | 3.5kW  | 2,000                     | 0.57                          |
| Fuel Cell | TOSHIBA H2Rex    | 100kW  | 10,000                    | 0.1                           |

### 8.3 エネルギー需給特性

図 8.2.1-3 で示したように、水素製造用の水電解装置は、利用率がコストに大きく影響する。そこで、本研究では毎時同量の水素を製造し続けるため、各都市で予想される年間の熱需要を平均化し、この平均熱需要を電力換算し、電力需要に加える。例えば、図 8.3-1 に示す夏季の需給特性では、熱需要がほとんどないため、加算された平均熱需要分の電力の全てが水素化され貯蔵される。一方、図 8.3-2 に示す冬季の需給特性では、熱需要が大きく、平均熱需要では不足するため、貯蔵してある水素を出力し、燃料電池を介して熱エネルギーに変換して供給する。なお、基本的には、再生可能エネルギーからの水素製造を優先するが、水電解装置の利用率を高めるため、再生可能エネルギーの出力が不足するときは、補償電源の電力を用いて水素を製造することとする。

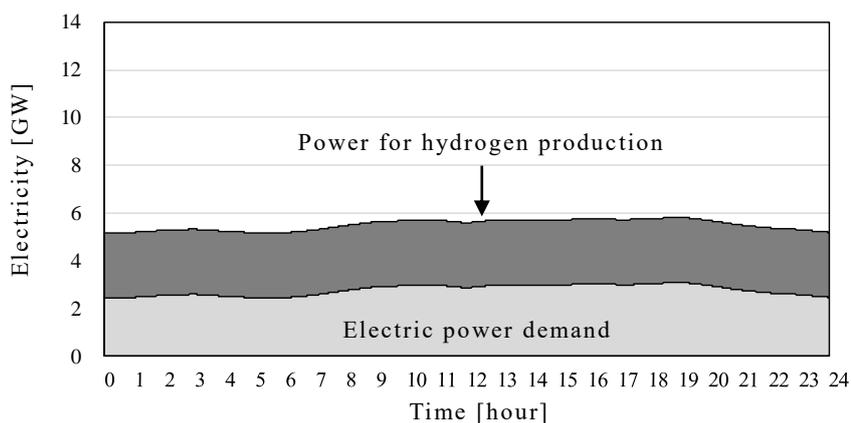


図 8.3-1 夏季の需給特性

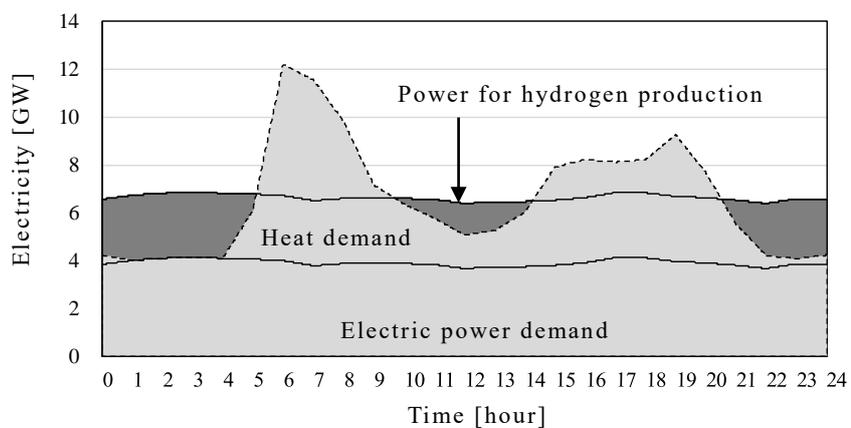


図 8.3-2 冬季の需給特性

## 8.4 エネルギー収支

本解析で用いるエネルギー収支は、式(28)の電力収支式と式(29)の熱収支式がサンプリング時間毎に満たされるように行なわれる。

電力収支式では、水素を製造するために大量の電力が必要となり、熱収支式では、第6章において、蓄熱槽とヒートポンプから供給していた熱エネルギーが、水素利用システムから供給されることになる。

### 8.4.1 電力収支式

本解析で用いる電力収支式を式(28)に示す。左辺が電力供給で、右辺が電力需要である。左辺の電力供給項は、第2章の式(1)と同様に、各エリアに設置された太陽光発電の出力  $P_{pv}$ 、風力発電の出力  $P_{wp}$ 、他のエリアから融通された電力量  $P_{tp}$ 、補償電源から供給される電力量  $P_{cps}$ 、蓄電池から供給される電力量  $P_{bt}$  で構成される。一方、右辺の電力需要項は、各エリアの電力需要  $\Delta P_{need}$  に加え、定量的に定められた水素製造に投入される電力消費量  $\Delta P_{we}$ 、蓄電池の充電量  $\Delta P_{bt}$ 、および他のエリアに融通する電力量  $\Delta P_{tp}$  から構成される。式中の  $N_{period}$  は運転期間、 $N_{area}$  はエリアの数、 $N_{pv}$  は太陽光発電の設置台数、 $N_{wp}$  風力発電の設置台数、 $\Delta t$  はサンプリング間隔である。

$$\begin{aligned} & \sum_{t=0}^{N_{period}} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{area}} \left( \sum_{j=1}^{N_{pv}} P_{pv,i,j,t} + \sum_{k=1}^{N_{wp}} P_{wp,i,k,t} + P_{tp,i,t} + P_{cps,i,t} + P_{bt,dc,i,t} \right) \cdot \Delta t \right\} \\ & = \sum_{t=0}^{N_{period}} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{area}} \left( \Delta P_{need,i,t} + \Delta P_{we,i,t} + \Delta P_{bt,cg,i,t} + \sum_{m=1}^{N_{area}} \Delta P_{tp,i \rightarrow m,t} \right) \cdot \Delta t \right\} \quad (28) \end{aligned}$$

また、定量的に定められた水素製造に投入される電力消費量  $\Delta P_{we}$  は、式(29)に示すとおり、熱需要の平均値  $\Delta H_{need,average}$  を燃料電池の発電効率  $r_{ele}$  にエネルギー消費効率  $COP$  を掛けたものと燃料電池の排熱効率  $r_{heat}$  の合計で割ることで求める。

$$\Delta P_{we} = \frac{\Delta H_{need,average}}{r_{ele} \cdot COP + r_{heat}} \quad (29)$$

### 8.4.2 熱収支式

本解析で用いる熱のエネルギー収支式を式(30)に示す．左辺が熱供給で、右辺が熱消費である．左辺の熱供給項は、各エリアに設置された燃料電池から出力される電力変換熱  $H_{ele}$  と排熱  $H_{waste}$  で構成される．電力変換熱  $H_{ele}$  は式(31)に示すように、燃料電池から出力される電力  $W_{ele}$  にエネルギー消費効率  $COP$  を掛けた値である．右辺の熱消費項は、各エリアの熱需要  $\Delta H_{need}$  で構成される．なお、式中の  $N_{period}$  は運転期間、 $N_{area}$  はエリアの数、 $\Delta t$  はサンプリング間隔である．

$$\sum_{t=0}^{N_{period}} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{area}} (H_{ele,i,t} + H_{waste,i,t}) \cdot \Delta t \right\} = \sum_{t=0}^{N_{period}} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{area}} (\Delta H_{need,i,t}) \cdot \Delta t \right\} \quad (30)$$

$$H_{ele} = W_{ele} \cdot COP \quad (31)$$

式(32)に燃料電池に供給できる貯蔵水素量  $H_{hyst,t}$  を示す．時間  $t$  における水素は、 $t-1$  時点までに蓄えられた水素を時間シフトして用いる．従って、時間  $t$  における熱出力に使用可能な貯蔵水素量  $H_{hyst,t}$  は、 $t-1$  時点までに蓄えられた水素量  $H_{hyst,t-1}$  から排熱時の熱損失  $H_{hyst,loss,t}$  を差し引いたものとする．ただし、本研究では、水電解時や水素貯蔵時の排熱損失は省略し、燃料電池の出力時に合わせて差し引くものとする．

$$H_{hyst,i,t} = H_{hyst,i,t-1} - H_{hyst,loss,i,t} \quad (32)$$

## 8.5 解析条件の設定

解析条件の設定値および解析手順は第 6 章と同様である。異なる点は、熱需要へのエネルギー供給が蓄熱槽とヒートポンプから、水素利用システムに変更になることである。なお、水素利用システムの設備にかかる費用は固定費と考え、目的関数の経済性に影響する変動費は、水素を作る電力の増加分だけとする。

### 8.5.1 水素製造用の電力

水素製造用の水電解装置と水素貯蔵装置，燃料電池は各都市に配置する。水電解装置は，毎時同量の水素を製造するため，各都市で予想される年間の熱需要を平均化し，この値から水電解に必要な電力を算出し，電力需要に加算する。図 8.5.1-1 に各都市で予想される 1 時間平均の熱需要を示す。なお，水電解装置の消費電力は本解析には加えていない。

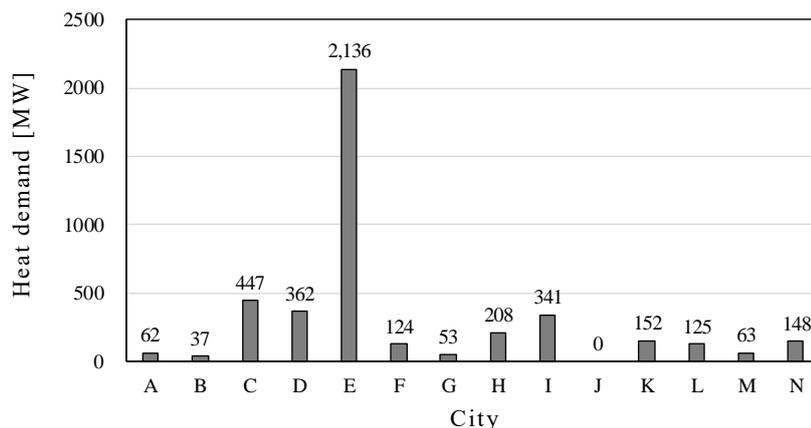


図 8.5.1-1 各都市で予想される熱需要

### 8.5.2 水素製造用各装置の設定条件

表 8.5.2-1 に本解析で用いる水素利用システムの各装置のコストを示す。水電解装置の単価は，設備利用率を 100%として，10.3 円/Nm<sup>3</sup>とする。水素貯蔵・輸送の単価は，20 円/Nm<sup>3</sup>とする。純水素型燃料電池の単価は，0.1 万円/Wとする。なお，純水素型燃料電池の発電効率は 50%，排熱効率は 40%とする。

表 8.5.2-1 各種装置のコスト

| Water electrolyzer          | Hydrogen storage           | Fuel cell                  |
|-----------------------------|----------------------------|----------------------------|
| 10.3 [JPY/Nm <sup>3</sup> ] | 20 [JPY /Nm <sup>3</sup> ] | 0.1 [ $\times 10^4$ JPY/W] |

## 8.6 解析結果

### 8.6.1 送電線の容量と平均利用率

図 6.2-2 に示す電力ネットワークを用いて、予備解析を行った。その結果、都市 A, B, C, N で電力不足が発生した。そこで、これら都市に関わる送電線の容量を表 8.6.1-1 と図 8.6.1-2 のとおり増加させ、再度、解析を行った。

表 8.6.1-1 容量が増加された送電線の一覧（灰色面は増加なし）

| Transmission line | Section                                     | Distance [Km] | Transmission capacity[MW] | Increased capacity[MW] |
|-------------------|---------------------------------------------|---------------|---------------------------|------------------------|
| A-C               | Wakkanai - Asahikawa・arashiyama             | 245           | 46                        | <b>350</b>             |
| B-C               | Rumoi - Asahikawa.arashiyama                | 77            | 41                        | <b>200</b>             |
| C-D               | Asahikawa.arashiyama - Naie                 | 71            | 213                       | <b>600</b>             |
| C-E               | Asahikawa.arashiyama - W.Toubetsu(Sapporo)  | 135           | 383                       | 383                    |
| D-E               | Naie - W.Toubetsu(Sapporo)                  | 45            | 276                       | 276                    |
| E-F               | W.Toubetsu(Sapporo) - W・Futaba(Kimobetsu)   | 92            | 1303                      | 1303                   |
| E-I               | W.Toubetsu(Sapporo) - S.Hayakita(Tomakomai) | 69            | 576                       | 576                    |
| F-G               | W・Futaba(Kimobetsu) - Esashi                | 185           | 483                       | 483                    |
| F-I               | W・Futaba(Kimobetsu) - S.Hayakita(Tomakomai) | 96            | 1197                      | 1197                   |
| G-H               | Esashi - Hakodate                           | 73            | 483                       | 483                    |
| I-J               | S.Hayakita(Tomakomai) - Shizunai            | 80            | 208                       | 208                    |
| I-K               | S.Hayakita(Tomakomai) - N.Shintoku          | 132           | 949                       | 949                    |
| J-K               | Shizunai - N.Shintoku                       | 166           | 276                       | 276                    |
| K-L               | N.Shintoku - E.Kushiro                      | 157           | 276                       | 276                    |
| K-N               | N.Shintoku - Memanbetsu                     | 198           | 169                       | <b>350</b>             |
| L-M               | E.Kushiro - Nemuro                          | 122           | 125                       | 125                    |

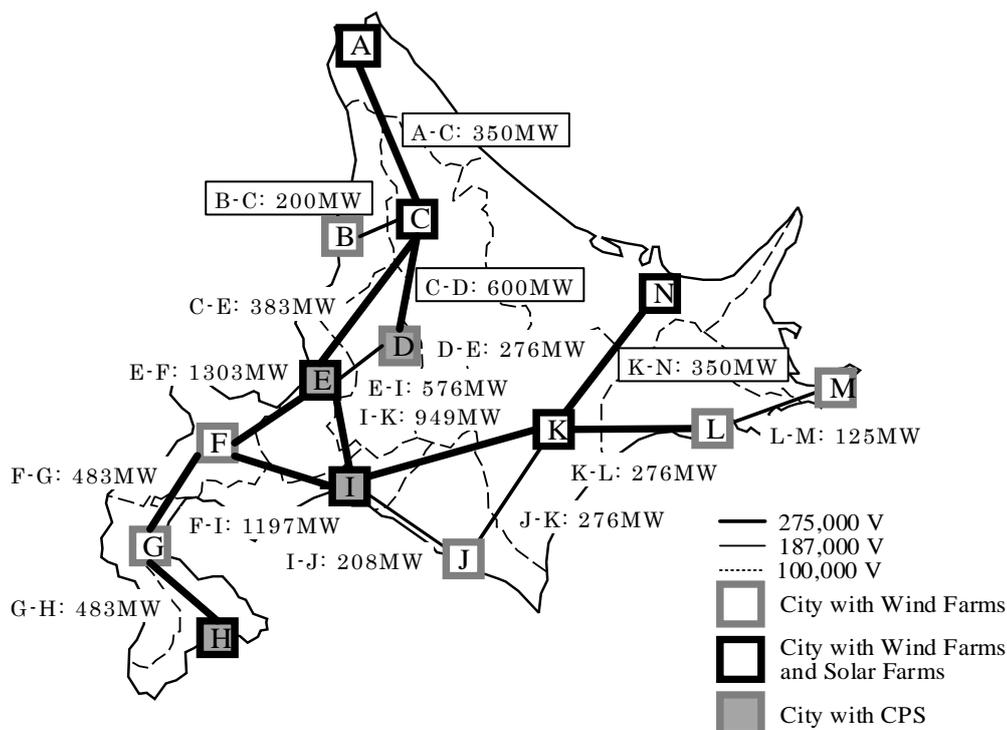


図 8.6.1-2 容量が増加された送電線の区間マップ

解析結果，不足電力は発生せず，電力収支が成り立つことを確認できた．送電線の増加容量は 1,031MW で，表 6.4.3-1 に比べると 1/7 程度である．

図 8.6.1-3 の CaseD に，本解析期間における送電線の年間平均利用率を示す．第 6 章の結果である CaseC と比較し，9.2 ポイント増加して 22.7% となった．また，再生可能エネルギーの余剰電力を融通した分の平均利用率 CaseD' も CaseC' と比較し，3.3 ポイント増加して 8.4% となった．なお，補償電源の融通電力量も 5.9 ポイント増加して 14.3% となった．

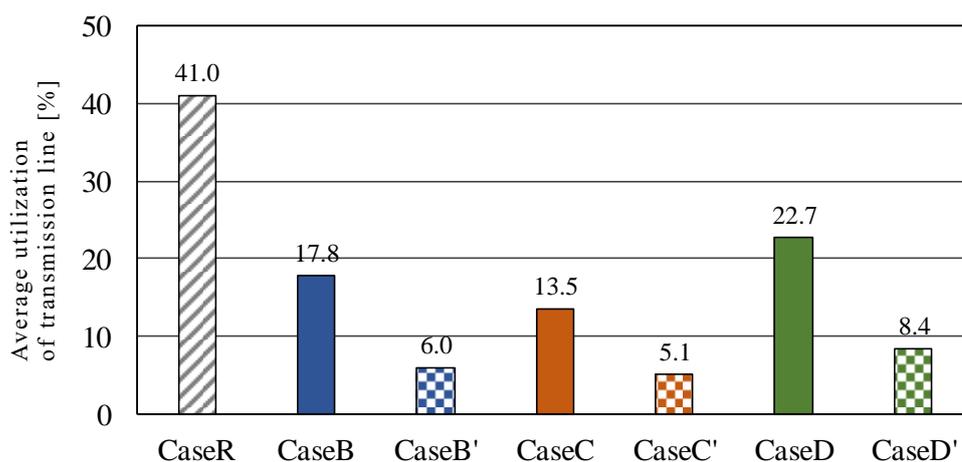


図 8.6.1-3 送電線の年間平均利用率

図 8.6.1-4 の CaseD に，本解析期間における送電線の各月平均利用率を示す．第 6 章の結果である CaseC と比較して，全体的にアップしており，夏季の 7 月が最も大きく，13 ポイント増の 20% である．アップ率が最も低い 12 月でも 9.4 ポイント増の 26.6% であった．また，最低利用率は，8 月の 19.2% であった．水素を製造する電力需要について，年間を通して平準化したことにより，送電線の平均利用率が 19% 以上になったと考えられる．

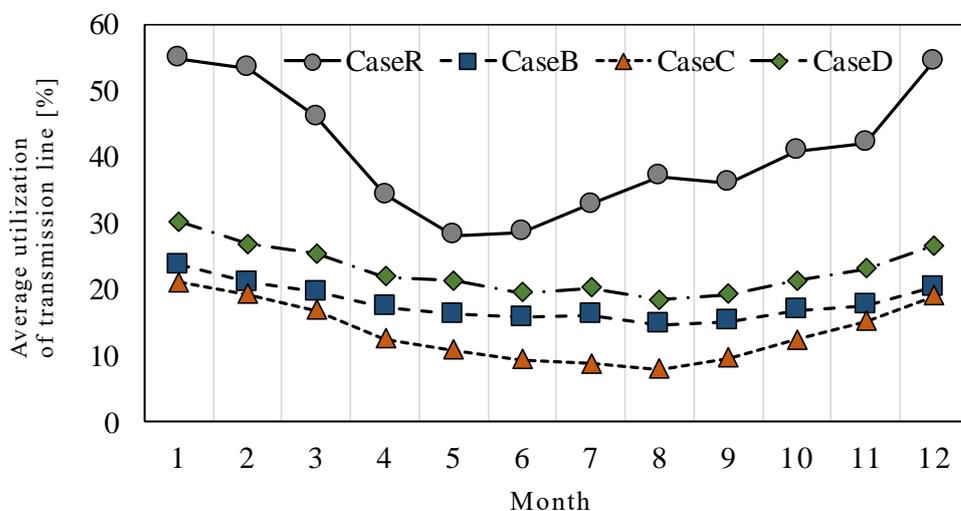


図 8.6.1-4 各月における送電線の平均利用率

### 8.6.2 再生可能エネルギーの発電量と補償電源の供給量

図 8.6.2-1 に電力需要合計に対する太陽光発電と風力発電，補償電源の全発電量を示す．格子面の棒グラフが本解析の結果で，灰塗面の棒グラフが第 6 章の結果である．熱需要の代わりに水素製造用の電力が加わり，本電力需要合計は，第 6 章の結果と比較し，約  $7.2 \times 10^3 \text{GWh}$  増加された．太陽光発電と風力発電の再生可能エネルギーの発電割合は，全発電量の 29.1% となり，第 6 章の 22.5% と比較すると，6 ポイント以上増加した．

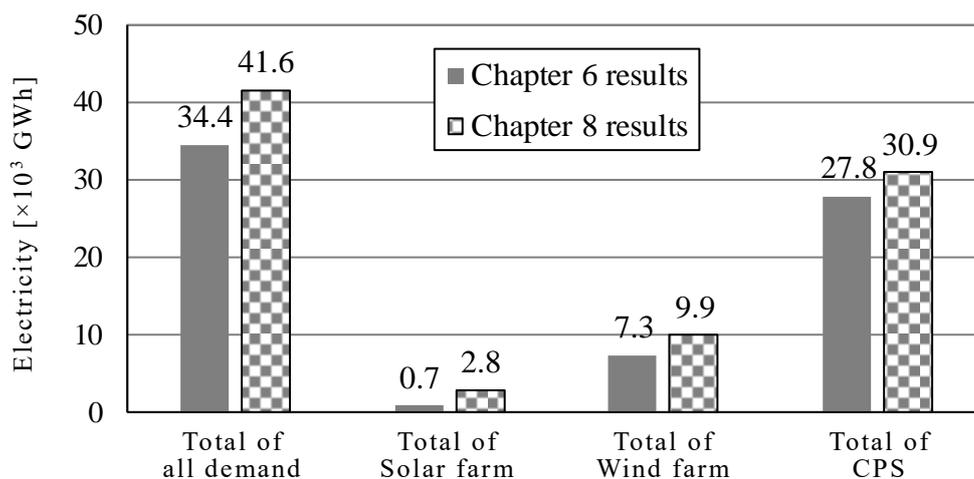


図 8.6.2-1 電力需要合計と太陽光発電，風力発電，補償電源の全発電量

図 8.6.2-2 に，各都市の水素製造用の電力において，再生可能エネルギーが用いられた割合を示す．左端の格子面の棒グラフが全都市の合計比率で，60% である．再生可能エネルギー由来の水素を製造する場合，道北・道南・道東の都市 A，B，H，M で，約 60% 以上の比率であることから，これらの都市では，有用性があると考えられる（J は需要がゼロのため対象としない）．

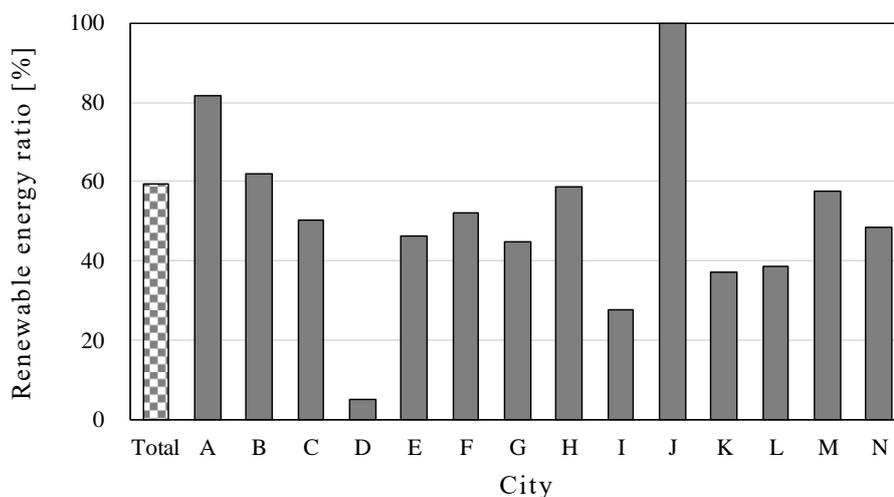


図 8.6.2-2 水素製造用電力における再生可能エネルギーの割合

図 8.6.2-3 に、水素製造用の電力に用いられた再生可能エネルギーで、最高比率 82%の都市 A と最低比率 5%の都市 D の月別の推移を示す。両方とも横ばい傾向であるが、都市 A には太陽光発電も設備されているため、夏季の比率が高まっている。この 2 都市の違いは、図 6.3.2-2 の風力発電の出力パターンから、都市 A は風況が良く、都市 D はあまり良くないことである。また、都市 D は、都市 A の約 5 倍の熱需要がある。再生可能エネルギーだけで水素を製造する場合、図 8.2.1-3 の電解装置の設備利用率のコストを基準に検討すると、都市 A は好適地で、都市 D は不適地と判断される。

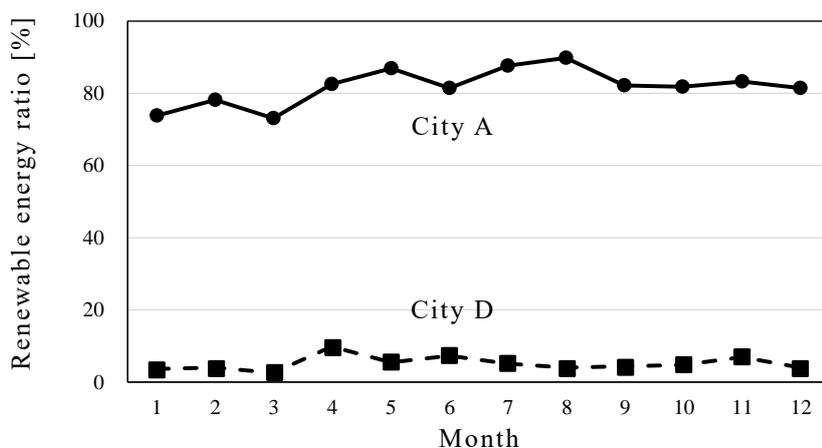


図 8.6.2-3 最大需要に対する補償電源の最大容量

図 8.6.2-4 に最大需要に対する補償電源の最大容量を示す。最大需要である 12.4GW に対して、補償電源 D, E, H, I の最大時を合計した容量は 6.7GW となり、54%の設備容量となった。第 6 章の結果が 128%であることから、大幅な削減となった。

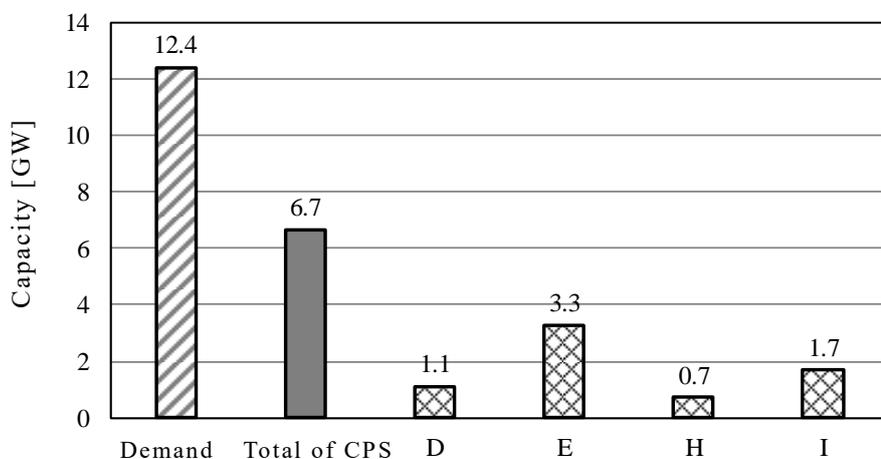


図 8.6.2-4 最大需要に対する補償電源の最大容量

### 8.6.3 水素利用システムにおける設備容量

水電解装置による水素は、それぞれの都市の年間熱需要を平均化した熱需要分、製造される。熱需要は冬季に多く、夏季に少ないため、製造した水素は、1年を通して、夏季に貯蔵され、冬季に出力する特性となる。

図 8.6.3-1 に各都市における水素貯蔵量の推移を示す。ほとんどの都市が7月に貯蔵のピークを迎え、1月に空になる。なお、水素の製造量は、合計で  $4,348 \times 10^6 \text{Nm}^3$  である。

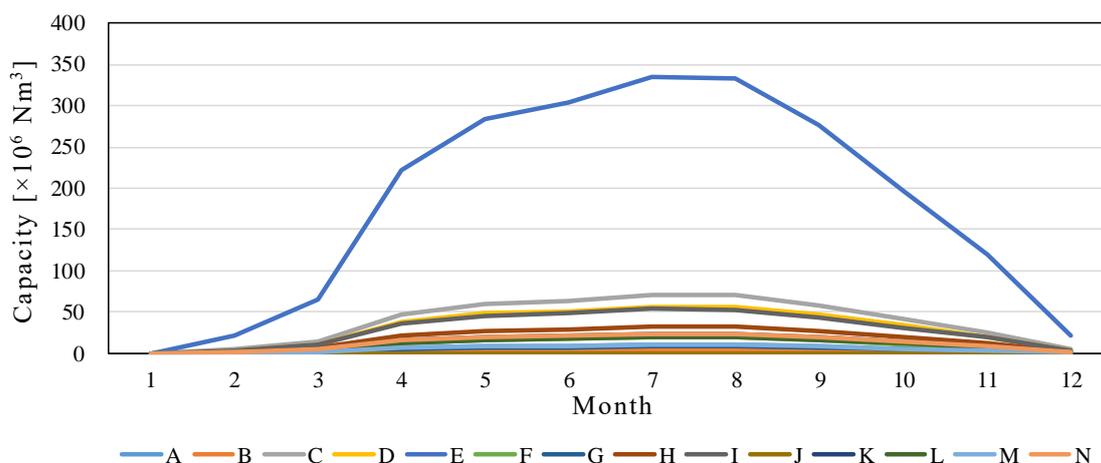


図 8.6.3-1 各都市における水素貯蔵量の推移

また、図 8.6.3-2 に各都市で貯蔵する水素の最大容量を示す。最も人口の多い都市 E で最大の約  $335 \times 10^6 \text{Nm}^3$  の水素貯蔵量が必要となり、全都市合計では、約  $668 \times 10^6 \text{Nm}^3$  の水素貯蔵量が必要となる。

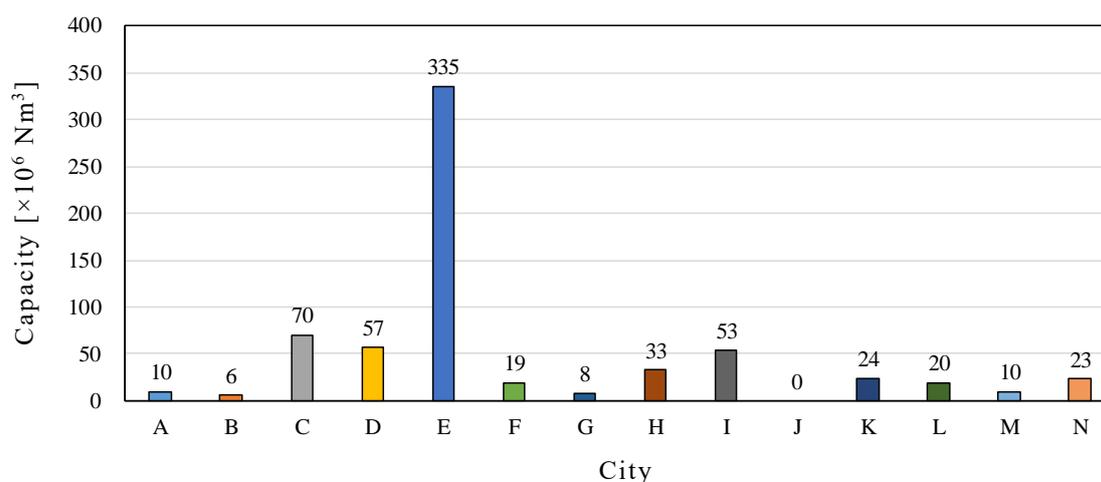


図 8.6.3-2 各都市で必要となる水素の最大貯蔵量

貯蔵した水素から熱エネルギーを出力する燃料電池について、各都市に必要とされる最大容量を図 8.6.3-3 に示す。最も人口の多い都市 E で最大の約 3.78GW の燃料電池が必要となり、全都市合計では、約 7.52GW の燃料電池が必要となる。

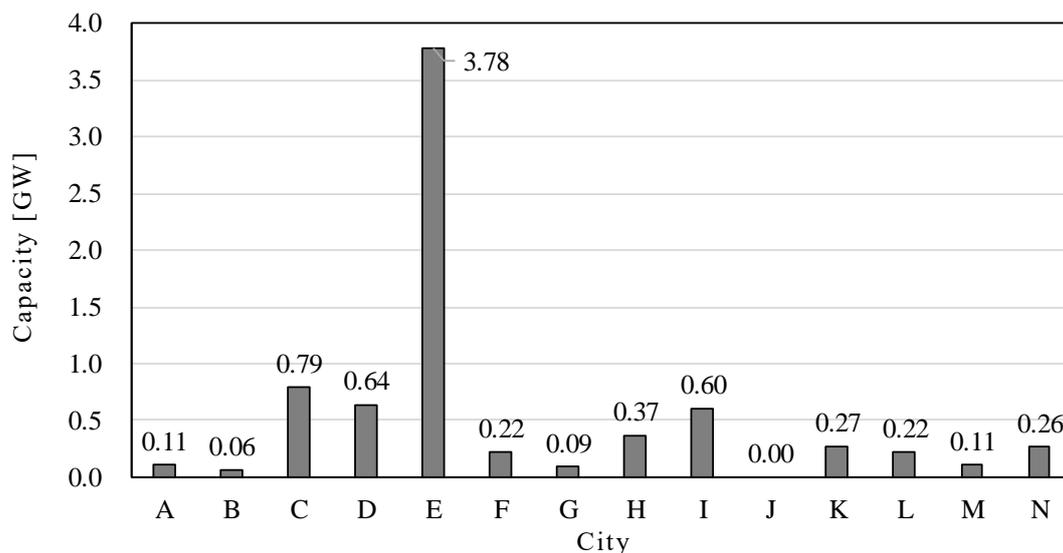


図 8.6.3-3 各都市における燃料電池の最大容量

#### 8.6.4 コスト分析

解析結果、水素利用システムにかかる費用を除いたトータルコストは 1 兆 2,600 億円となり、第 6 章の結果である約 9,200 億円と比較して 3,400 億円の増加となった。

水素利用システムの設備費用については、日々の技術の進歩とともに変化し、明確になっていない部分が多いため、参考値ではあるが、水電解装置が利用率を 100%として 448 億円 ( $10.3 \text{ 円}/\text{Nm}^3 \times 4,348 \times 10^6 \text{ Nm}^3$ )、水素貯蔵・輸送費が 870 億円 ( $20 \text{ 円} \times 4,348 \times 10^6 \text{ Nm}^3$ )、純水素型燃料電池が 7 兆 5,200 億円 ( $0.1 \text{ 万円}/\text{W} \times 7.52 \text{ GW}$ ) 程度と算出した。

## 9章 結言

本研究では、既存の送電網をベースに、再生可能エネルギーの広域連系による平準化効果を考慮した電力・熱供給ネットワークを構築し、電力と熱のエネルギー収支を満たす中で、経済的に最適化を図るコンピュータアルゴリズムの開発を行った。

このアルゴリズムには、多くの変数を同時に扱うことができる遺伝的アルゴリズム(GA)を用いており、各エリアの電力需要、熱需要、気象データの入力に対し、各都市に導入される再生可能エネルギーや補償電源の最適容量、送電線の利用率や熱需要を満たす機器の容量などを明らかにする。また、急峻する需給変動に対応する蓄電池の代替として、EVの必要台数を明らかにし、さらに、熱需要を水素利用システムで賄った場合の各種設備の最適容量も明らかにする。この開発アルゴリズムを検証するため、北海道の電力・熱供給ネットワークを事例として、解析を行った。これらの解析結果から、次の結論が得られた。

- (1) 送電線の制約を適用しない解析では、各都市に導入される太陽光発電の容量が 1.8GW、風力発電の容量が 6.3GW となり、これら再生可能エネルギーの発電割合は、全発電量の 39.5%となり、非常に高い割合で計画された。しかし、補償電源の最大出力も 12.7GW となり、解析期間中の電力需要の最大値 12.9GW に対して 98.5%の設備容量が計画された。この原因は、再生可能エネルギーによる電力供給が、1日を通してほとんど得ることができない日があったためである。
- (2) 送電線の制約を適用した解析では、既存の送電網で熱需要も電力化して賄うと、送電容量の小さい北海道の北部や東部の送電線で容量が足りず、電力供給不足となった。送電線を十分な容量に増加するには、2,000 億円以上かかる。以下、(3)~(8)は送電線の容量増加後の解析結果である。
- (3) 再生可能エネルギーの導入量は、太陽光発電が 0.6GW、風力発電が 3.7GW となり、導入量は風力発電の方が多くなった。また、再生可能エネルギーの発電割合は、全発電量の約 22.5%であった。
- (4) 各都市に導入量されたヒートポンプの設備容量は、熱需要が大きいエリアほど容量が大きくなり、システム全体の設備容量は 8.6GW となった。
- (5) 蓄熱槽は、再生可能エネルギーの余剰電力が多く発生する一部の都市にしか設置されず、補償電源を計画した都市ではコストを抑えるために設置されなかった。
- (6) 送電線の年間平均利用率は 13.5%となった。この結果は実際の送電線の

潮流実績から求めた利用率である 41%を大きく下回る値となった。

- (7) 本電力ネットワークの構築に必要なコストの合計は約 9,200 億円となった。送電線の容量を増加するコストを加えると約 1 兆 1,280 億円となった。
- (8) 電力・熱供給ネットワークの最適化により、北海道の全 278 万世帯の約 67%となる 186 万世帯が 1 年に排出する CO<sub>2</sub>を削減できた。
- (9) 本電力ネットワークの LFC 調整力を 120MW とした場合、LFC 調整力を超えた急峻な変動量の最大値は約 800MW であった。この結果、蓄電池の代替となる EV の必要数は、給電力を 6kW として、約 13 万台となった。
- (10) 熱需要に水素利用システムを用いた場合、水電解装置で製造する水素の量は年間  $4,348 \times 10^6 \text{Nm}^3$ 、水素貯蔵の最大容量は約  $668 \times 10^6 \text{Nm}^3$ 、燃料電池の必要量は全都市最大容量の合計で約 7.52GW となった。

以上のように、再生可能エネルギーの広域連系による平準化効果を考慮した電力・熱供給ネットワークの計画アルゴリズムを構築し、北海道を事例とした検証ができた。

今後は、2019 年 9 月に改定された再生可能エネルギーの発電単価、道内各都市の日格差と都市別の気温に基づいたエネルギー消費効率 COP、各系統連系器の損失とコスト、実用化のフェーズにあった水素製造方法の選択などを再設定した条件で、再解析を行い、評価の見直しを行う。

また、難解な問題ではあるが、電力・熱供給ネットワークの信頼性と品質（周波数変動、電圧変動、高調波など）に基づく提案システムについて、運用計画の修正にチャレンジしていきたいと考えている。

## 記号表

|                    |                                                  |
|--------------------|--------------------------------------------------|
| $A$                | : 断面積[m <sup>2</sup> ]                           |
| $b$                | : バイナリコード                                        |
| $c$                | : 比熱[J/(kg·°C)]                                  |
| $C_{gen}$          | : 発電コスト[JPY]                                     |
| $C_{heat}$         | : 熱機器の設備コスト[JPY]                                 |
| $CO2_{emi}$        | : CO <sub>2</sub> 排出量[t-CO <sub>2</sub> ]        |
| $COP$              | : エネルギー消費効率                                      |
| $cos\varphi$       | : 力率                                             |
| $CPS_{(FIX)}$      | : 待機電源の電力[MW]                                    |
| $C_{tp}$           | : 託送コスト[JPY]                                     |
| $C_{we}$           | : 水電解装置のコスト[JPY]                                 |
| $e$                | : CO <sub>2</sub> 排出原単位[kg-CO <sub>2</sub> /kWh] |
| $F_{system}$       | : 目的関数                                           |
| $g$                | : グレイコード                                         |
| $H$                | : 熱[MW]                                          |
| $\Delta H$         | : 熱の消費量[MW]                                      |
| $H_{ele}$          | : 電力変換熱[MW]                                      |
| $H_{hyst}$         | : 水素貯蔵装置内の水素量[Nm <sup>3</sup> ]                  |
| $H_{st,in}$        | : 蓄熱槽への蓄熱量[MW]                                   |
| $H_{st,out}$       | : 蓄熱槽からの放熱量[MW]                                  |
| $H_{waste}$        | : 排熱[MW]                                         |
| $I$                | : 電流[A]                                          |
| $JPY$              | : 日本円                                            |
| $K$                | : 熱通過率[W/(m <sup>2</sup> ·°C)]                   |
| $L$                | : 送電線の長さ[km]                                     |
| $m$                | : 質量[kg]                                         |
| $m_{we}$           | : 水電解装置の運転維持費[%]                                 |
| $OP_{we}$          | : 水電解装置の稼働率[%]                                   |
| $P$                | : 電力[MW]                                         |
| $\Delta P$         | : 電力の消費量[MW]                                     |
| $P_{lfc}$          | : LFC 調整力[MW]                                    |
| $P_{max}$          | : 最大潮流実績[MW]                                     |
| $P_{tl}$           | : 潮流実績[MW]                                       |
| $P_{re\cdot need}$ | : 再生可能エネルギーの出力と電力需要の相対変動量[MW]                    |

|                 |                                     |
|-----------------|-------------------------------------|
| $R$             | : 送電線の抵抗値 [ $\Omega/\text{km}$ ]    |
| $r_{ele}$       | : 燃料電池の発電効率 [%]                     |
| $r_{heat}$      | : 燃料電池の排熱効率 [%]                     |
| $\Delta t$      | : サンプル間隔 [hour]                     |
| $\Delta T$      | : 温度差 [ $^{\circ}\text{C}$ ]        |
| $time$          | : 時間 [hour]                         |
| $u_{cps}$       | : 補償電源の発電単価 [JPY/MWh]               |
| $u_{hp}$        | : ヒートポンプの設備単価 [JPY/MW]              |
| $u_{pv}$        | : 太陽光発電の発電単価 [JPY/MWh]              |
| $u_{st}$        | : 蓄熱槽の設備単価 [JPY/MWh]                |
| $u_{tl}$        | : 送電容量の利用率 [%]                      |
| $U_{tl}$        | : 送電線の年間平均利用率 [%]                   |
| $u_{tp}$        | : 電力の託送単価 [JPY/MWh]                 |
| $u_{we}$        | : 水電解装置の設備単価 [JPY/Nm <sup>3</sup> ] |
| $u_{wp}$        | : 風力発電の発電単価 [JPY/MWh]               |
| $v$             | : 風速 [m/s]                          |
| $v_{gd}$        | : 風速計が設置されている高さにおける風速 [MW]          |
| $V_{hp}$        | : ヒートポンプの設備容量 [MW]                  |
| $V_{re}$        | : 負荷受端電圧 [V]                        |
| $V_{st}$        | : 蓄熱槽の設備容量 [MWh]                    |
| $v_{wp}$        | : 風車のハブ高さにおける風速 [m/s]               |
| $W_{ele}$       | : 燃料電池から出力される電力 [MW]                |
| $z_{gd}$        | : 風速計が設置されている地上高 [m]                |
| $z_{hub}$       | : 風力発電機のハブ高さ [m]                    |
| $\eta_{idling}$ | : 待機運転率                             |
| $\eta_{in}$     | : 蓄熱槽への蓄熱効率                         |
| $\eta_{lfc}$    | : 瞬動率                               |
| $\eta_{out}$    | : 蓄熱槽からの放熱効率                        |

## Subscript

|                |                                   |
|----------------|-----------------------------------|
| <i>area,i</i>  | : 各エリア                            |
| <i>average</i> | : 平均値                             |
| <i>bt</i>      | : 蓄電池                             |
| <i>cg</i>      | : 充電                              |
| <i>cps</i>     | : 補償電源(Controllable Power Source) |
| <i>dc</i>      | : 放電                              |
| <i>hp</i>      | : ヒートポンプ                          |
| <i>loss</i>    | : 損失                              |
| <i>max</i>     | : 最大値                             |
| <i>need</i>    | : 需要                              |
| <i>period</i>  | : 期間                              |
| <i>pv</i>      | : 太陽光発電                           |
| <i>st</i>      | : 蓄熱槽                             |
| <i>tp</i>      | : 電力融通                            |
| <i>we</i>      | : 水電解装置                           |
| <i>wp</i>      | : 風力発電                            |
| <i>Year</i>    | : 1年                              |

## 参考文献

- [1] 北海道再生可能エネルギー振興機構 <https://www.reoh.org/>
- [2] 北海道電力, 風力発電設備の出力変動緩和対策に関する技術要件, 2016.  
[https://www.hepco.co.jp/hepcowwwsite/energy/recyclable\\_energy/fixedprice\\_purchase/pdf/wind\\_power\\_pv\\_tec.pdf](https://www.hepco.co.jp/hepcowwwsite/energy/recyclable_energy/fixedprice_purchase/pdf/wind_power_pv_tec.pdf)
- [3] 電気学会技術報告, 電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御, 2002.
- [4] 国家戦略室コスト等検証委員会, 議事次第 第5回コスト等検証委員会 4(3) 系統に関するコストについて p4, 2018.  
[https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20111125/siryu4\\_3.pdf](https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20111125/siryu4_3.pdf)
- [5] Obara S, Sato K, Utsugi Y. Study on the operation optimization of an isolated island microgrid with renewable energy layout planning. *Energy* 2018;161:1211–1225. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.07.109>
- [6] Han S, Kim J. A multi-period MILP model for the investment and design planning of a national-level complex renewable energy supply system. *Renewable Energy* 2019; 141:736–750. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.04.017>
- [7] Castro-Santos L, Garcia G P, Simões T, Estanqueiro A. Planning of the installation of offshore renewable energies: A GIS approach of the Portuguese roadmap. *Renewable Energy* 2019;132:1251–1262.  
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.09.031>
- [8] Qin C, Yan Q, He G. Integrated energy systems planning with electricity, heat and gas using particle swarm optimization. *Energy* 2019;188:116044.  
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116044>.
- [9] Ahn H, Freihaut J D, Rim D. Economic feasibility of combined cooling, heating, and power (CCHP) systems considering electricity standby tariffs. *Energy* 2019;169:420–432. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.11.126>.
- [10] Sandberg E, Kirkerud J G, Trømborg E, Bolkesjø T F. Energy system impacts of grid tariff structures for flexible power-to-district heat. *Energy* 2019;168:772–781. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.11.035>.
- [11] Ayele G T, Mabrouk M T, Haurant P, Laumert B, Lacarrière B. Optimal placement and sizing of heat pumps and heat only boilers in a coupled electricity and heating networks. *Energy* 2019;182:122–134.  
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.018>.
- [12] Huang S, Tang W, Wu Q, Li C. Network constrained economic dispatch of integrated heat and electricity systems through mixed integer conic programming.

- Energy 2019;179:464–474. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.05.041>.
- [13] Schlachtberger D P, Brown T, Schramm S, Greiner M. The benefits of cooperation in a highly renewable European electricity network. *Energy* 2017;134:469–481. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.06.004>.
- [14] Pfeifer A, Dobravec V, Pavlinek L, Krajačić G, Duić N. Integration of renewable energy and demand response technologies in interconnected energy systems. *Energy* 2018;161:447–455. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.07.134>.
- [15] Ayele G T, Mabrouk M T, Haurant P, Laumert B, Lacarrière B. Optimal placement and sizing of heat pumps and heat only boilers in a coupled electricity and heating networks. *Energy* 2019;182:122–134. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.018>
- [16] Zhang W, Zhang X, Huang S, Xia Y, Fan X, Mei S. Evolution of a transmission network with high proportion of renewable energy in the future. *Renewable Energy* 2017;102: 372–379. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.057>
- [17] Li Z, Zhan R, Li Y, He Y, Hou J, Zhao X, Zhang X. Recent developments in HVDC transmission systems to support renewable energy integration. *Global Energy Interconnection* 2018;1: 595–607. <https://doi.org/10.14171/j.2096-5117.gei.2018.05.009>
- [18] Hast A, Rinne S, Syri S, Kiviluoma J. The role of heat storages in facilitating the adaptation of district heating systems to large amount of variable renewable electricity. *Energy* 2017;137:775–788. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.05.113>.
- [19] Åberg M, Lingfors D, Olauson J, Widén J. Can electricity market prices control power-to-heat production for peak shaving of renewable power generation? The case of Sweden. *Energy* 2019;176:1–14. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.156/>
- [20] Vorushylo I, Keatley P, Shah N, Green R, Hewitt N. How heat pumps and thermal energy storage can be used to manage wind power: A study of Ireland *Energy* 2018;157:539–549. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.001>.
- [21] 一般財団法人 気象業務支援センター 地上気象観測 1 分値資料 (2015) <http://www.jmbasc.or.jp/hp/offline/mo010.htm>
- [22] 東北電力株式会社 風力発電連系可能量の算定プロセス (2015) [https://www.tohoku-epco.co.jp/oshirase/newene/04/pdf/h25\\_01.pdf](https://www.tohoku-epco.co.jp/oshirase/newene/04/pdf/h25_01.pdf)
- [23] 北海道電力株式会社, 2017 年度の CO2 排出実績について, 2017. [http://www.hepco.co.jp/info/info2018/1227520\\_1762.html](http://www.hepco.co.jp/info/info2018/1227520_1762.html)
- [24] Bizon N, Oproescu M, Raceanu M. Efficient energy control strategies for a

- standalone renewable/fuel cell hybrid power source. Energy Conversion and Management 2015;90:93–110. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.11.002>.
- [25] Dash V, Bajpai P. Power management control strategy for a stand-alone solar photovoltaic fuel cell battery hybrid system. Sustainable Energy Technologies and Assessments 2015;9:68–80. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2014.10.001>
- [26] 伊庭齊志, 遺傳的アルゴリズムの基礎, オーム社, パラメータについての経験則 p101, 1994.
- [27] 北海道総合政策部情報統計局統計課, 住民基本台帳人口・世帯数, 2020. <http://www.pref.hokkaido.lg.jp/ss/tuk/900brr/index2.htm#jump1>
- [28] 気象庁, 過去の気象データダウンロード, 2018. <http://www.data.jma.go.jp/gmd/risk/obsdl/index.php>
- [29] 北海道電力株式会社, 電源構成・設備データ, 2017. [http://www.hepco.co.jp/corporate/company/ele\\_power.html](http://www.hepco.co.jp/corporate/company/ele_power.html)
- [30] 電力広域的運営推進機関, 系統情報サービス, 地内基幹送電線の現在潮流・潮流実績, 2017. <https://www.occto.or.jp/keitoujouhou/index.html>
- [31] 北海道電力株式会社, 系統空容量マップ (187kV 以上), 2017. [https://www.hepco.co.jp/hepcowwwsite/corporate/con\\_service/pdf/sys\\_capa\\_map.pdf](https://www.hepco.co.jp/hepcowwwsite/corporate/con_service/pdf/sys_capa_map.pdf)
- [32] 北海道電力株式会社, 系統空容量一覧表 (187kV 以上), 2017. [https://www.hepco.co.jp/hepcowwwsite/corporate/con\\_service/pdf/sys\\_capa\\_list.pdf](https://www.hepco.co.jp/hepcowwwsite/corporate/con_service/pdf/sys_capa_list.pdf)
- [33] 北海道電力株式会社, 系統空容量マップ (110kV 以下), 2017. [http://www.hepco.co.jp/energy/recyclable\\_energy/fixprice\\_purchase/restrictions\\_map.html](http://www.hepco.co.jp/energy/recyclable_energy/fixprice_purchase/restrictions_map.html)
- [34] 北海道電力株式会社, 過去の電力使用状況データダウンロード, 2018. [http://denkiyoho.hepco.co.jp/area\\_download.html](http://denkiyoho.hepco.co.jp/area_download.html)
- [35] 北海道経済部環境・エネルギー室, 北海道エネルギー問題関連調査業務調査結果 (環境・エネルギー室) 第3章 道内民生部門のエネルギー消費実態等分析調査, 2017. <http://www.pref.hokkaido.lg.jp/kz/kke/H22enemontyosakekka.htm>
- [36] 国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 風力発電導入ガイドブック(2015) <http://www.nedo.go.jp/content/100079735.pdf>
- [37] 三菱重工の新1000kW風車, MWT-1000A, 2004. <http://www.mhi.co.jp/technology/review/pdf/411/411028.pdf>
- [38] 三菱重工工業株式会社, 業務用エコキュート自然冷媒CO<sub>2</sub>ヒートポンプ給湯

- 機，技術資料キュートン ESA301 シリーズ，2018.
- [39] 三菱電機株式会社，三菱エコキュート，追いだきフルオート SRT-SK553UD-BS，2018.
- [40] 経済産業省・資源エネルギー庁，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などの検証に関する報告，p81，2017.
- [41] 電力中央研究所報告，日本における発電技術のライフサイクル CO<sub>2</sub> 排出量総合評価，2016.  
<https://criepi.denken.or.jp/jp/kenkikaku/report/detail/Y06.html>
- [42] 北海道電力，託送料金の算定プロセス，2015.  
[www.hepco.co.jp/info/2015/1194526\\_1643.html](http://www.hepco.co.jp/info/2015/1194526_1643.html)
- [43] 環境省，家庭部門の CO<sub>2</sub> 排出実態統計調査（家庭 CO<sub>2</sub> 統計）のご紹介，家庭からの二酸化炭素排出量の推計に係る実態調査 全国試験調査，2018.  
<http://www.env.go.jp/earth/ondanka/kateico2tokei/result1/detail1-4.html>
- [44] 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO），NEDO 再生可能エネルギー技術白書，第 9 章 系統サポート技術，p13，2014.  
<https://www.nedo.go.jp/content/100544824.pdf>
- [45] 北海道運輸局，自動車保有車両数関係統計，2019.  
[https://www.tb.mlit.go.jp/hokkaido/touroku/04\\_siryuu\\_toukei/toukei.html](https://www.tb.mlit.go.jp/hokkaido/touroku/04_siryuu_toukei/toukei.html)
- [46] 環境省，温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度，算定方法・排出係数一覧，2019. <https://ghg-santeikohyo.env.go.jp/>
- [47] 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO），燃料電池・水素技術開発ロードマップ，2010.  
[https://www.nedo.go.jp/library/battery\\_hydrogen\\_2010.html](https://www.nedo.go.jp/library/battery_hydrogen_2010.html)
- [48] 光島重徳，松津幸一，水電解技術の現状と課題，水素エネルギーシステム Vol.136，No.1，2011.
- [49] 小宮山涼一，大槻貴司，藤井康正，再生可能エネルギー余剰電力の水素貯蔵を考慮に入れた最適電源構成の検討，電気学会論文誌 B，Vol.134 No.10pp.885-895，DOI:10.1541/ieejpes.134.885，2014.
- [50] 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO），水素製造・輸送・供給技術ロードマップ，2010.  
<https://www.nedo.go.jp/content/100642945.pdf>

## 謝辞

本論文は，国立大学法人北見工業大学大学院 寒冷地・環境・エネルギー工学専攻 博士後期課程において実施した研究成果をまとめたものです。

本研究の遂行及び本論文をまとめるにあたり，北見工業大学大学院 教授 小原伸哉博士には，大変多くのご助言，ご指導を賜りました。ここに厚くお礼申し上げます。また，研究の成果を学会等で発表する機会を数多くいただき，素晴らしい経験を積むことができました。今後は，さらに研鑽を重ね，社会に貢献できる研究成果を継続的に発表していくとともに，ここで学んだ研究方法や論文の執筆方法について，次代を担う学生たちに還元し，工学系の人材育成に尽力していきたいと思えます。

本論文の作成にあたっては，いろいろなアドバイスをいただきました山田貴延教授，星野洋平教授，岡崎文保准教授，高橋理音准教授に深くお礼申し上げます。

最後に，本研究の立ち上げ時から現在まで，研究活動を共にし，頑張ってきた伊藤優児氏と大西輝弥氏，電力工学研究室の学生の皆様に心より感謝申し上げます。本当にありがとうございました。

令和2年9月

北見工業大学大学院  
寒冷地・環境・エネルギー工学専攻  
岡田 昌樹

## 研究業績一覧

### 1. 学術論文（学位論文関係）

- 1) Masaki Okada, Terumi Onishi, Shin'ya Obara, A design algorithm for an electric power system using wide-area interconnection of renewable energy, *Energy*, 2020, Vol.193, 116638.
- 2) Shin'ya Obara, Yuji Ito, Masaki Okada, Optimization algorithm for power-source arrangement that levels the fluctuations in wide-area networks of renewable energy, *Energy*, 2018, Vol.142, pp.447-461.

### 2. 学術論文（その他）

- 1) 小原伸哉, 伊藤優児, 岡田昌樹, 再生可能エネルギーの広域連系による平準効果を考慮した北海道の電力・熱供給ネットワーク, *日本機械学会論文集*, 2017, Vol. 83, No. 856, pp.17-00266-17-00266.
- 2) Shin'ya Obara, Katsunori Nagano, Masaki Okada, Facilities introduction planning of a microgrid with CO2 heat pump heating for cold regions, *Energy*, 2017, Vol.135, pp.486-499.
- 3) Shin'ya Obara, Jorge Morel, Masaki Okada, Kazuma Kobayashi, Performance evaluation of an independent microgrid comprising an integrated coal gasification fuel cell combined cycle, large-scale photovoltaics, and a pumped-storage power station, *Energy*, 2016, Vol.116, pp.78-93.
- 4) Shin'ya Obara, Jorge Morel, Masaki Okada, Kazuma Kobayashi, Study on the load following characteristics of a distributed IGCC for independent microgrid, *Energy*, 2016, Vol.115, pp.13-25.
- 5) Shin'ya Obara, Jorge Morel, Masaki Okada, Kazuma Kobayashi, Study on the dynamic characteristics of an integrated coal gasification fuel cell combined cycle, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2015, Vol.40, Issue 43, pp.14996-15011.
- 6) Shin'ya Obara, Yuta Utsugi, Yuji Ito, Jorge Morel, Masaki Okada, A study on planning for interconnected renewable energy facilities in Hokkaido, Japan, *Applied Energy*, 2015, Vol.146, pp.313-327.

3. 国際会議プロシーディングス

- 1) Masaki Okada, Shin'ya Obara, Study of Renewable Energy Main Power System Using Smoothing Effect by Wide Area Interconnection, EcoDesign2019, 2019, Yokohama.
- 2) Terumi Onishi, Shin'ya Obara, Masaki Okada, Yuji Ito, Equipment Planning for Renewable Energy Wide-Area Network in Hokkaido and Consideration of Transmission Capacity for the Increase in the Amount of Introduction, Proceedings of the 2018 China International Conference on Electricity Distribution(CICED 2018), 2018, pp.949-953, Tianjin, China.
- 3) Masaki Okada, Shin'ya Obara, Yuji Ito, Study on the arrangement optimization method of renewable energy facilities using the smoothing effect of a wide-area interconnection, International Conference on Power and Energy Engineering, 2016, PE 03, London, UK.

#### 4. 国内講演予稿集

- 1) 岡田昌樹, 小原伸哉, 大西輝弥, 北海道における広域連系を有効利用した再エネ主力電力システムの検討, 日本機械学会 2019 年度年次大会, 2019, S06101.
- 2) 大西輝弥, 小原伸哉, 岡田昌樹, 伊藤優児, 北海道送電網と送電容量に基づいた再生可能エネルギー割合の増加計画, 空気調和衛生工学会北海道支部講演会, 2018.
- 3) 大西輝弥, 小原伸哉, 岡田昌樹, 伊藤優児, 既存の送電容量を考慮した道内送電網の再生可能エネルギー割合の増加計画, 電気学会全国大会, 2018.
- 4) 岡田昌樹, 小原伸哉, 大西輝弥, 伊藤優児, 北海道における再生可能エネルギーの広域連系による平準化効果を考慮した電力需給システム, 日本機械学会 2018 年度年次大会, 2018, J0620001.
- 5) 大西輝弥, 小原伸哉, 岡田昌樹, 伊藤優児, 北海道における再生可能エネルギーの広域連系網の設備計画と導入量の増加に向けた送電容量の検討, 日本機械学会 2018 年度年次大会, 2018, J0510105.
- 6) Terumi Onishi, Shin'ya Obara, Masaki Okada, Yuji Ito, Layout planning of renewable energy in consideration of power transmission range based on transmission capacity, Proceedings of IEEE Electrical Power and Energy Conference 2018, 2018, PP05, pp.1-4, Toronto, Canada.
- 7) 岡田昌樹, 小原伸哉, 大西輝弥: 北海道における平滑化効果を用いた再生可能エネルギーの最適分散配置研究, 日本機械学会北海道支部第 55 回講演会, 2017, pp. 55-56.
- 8) 岡田昌樹, 小原伸哉, 伊藤優児: 広域連系による平滑化効果を用いた再生可能エネルギーの最適分散配置の研究, 日本機械学会 2016 年度年次大会, 2016, J0810102.
- 9) Yuji Ito, Shin'ya Obara, Masaki Okada, A study on the renewable energy facilities planning with a large area connection of Hokkaido power grid, Proceedings of International Conference on Power and Energy Engineering, 2016, PE 08, London, UK.
- 10) 岡田昌樹, 小原伸哉, 宇都木裕太, 伊藤優児: 再生可能エネルギーの広域連系による最適分散配置解析法, 日本機械学会第 1 回イノベーション講演会, 2015, 0006.