

# 実潮流に基づく送電系統運用による 東日本の再エネ導入可能性評価

京都大学再生可能エネルギー経済学講座研究会  
令和3年1月25日

栗山昭久、劉憲兵、内藤克彦、津久井あきび

# 目次

1. 本研究の意義
2. シミュレーションの方法
3. 入力諸元
4. シミュレーションの結果
5. 今後の展開
6. まとめ

# 1. 本研究の意義・目的

# ○第二百三回国会における菅内閣総理大臣所信表明演説

令和2年10月26日

## 三 グリーン社会の実現

菅政権では、成長戦略の柱に経済と環境の好循環を掲げて、グリーン社会の実現に最大限注力してまいります。

**我が国は、二〇五〇年までに、温室効果ガスの排出を全体としてゼロにする、すなわち二〇五〇年カーボンニュートラル、脱炭素社会の実現を目指すことを、ここに宣言いたします。**

## ○2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略

令和2年12月25日の成長戦略会議で報告

(1) カーボンニュートラルとグリーン成長戦略の関係

- ・ **電力部門の脱炭素化は、大前提である。再生可能エネルギーは、最大限導入する。**
- ・ **2050年カーボンニュートラルを目指す上では、電力ネットワークのデジタル制御も課題となる。**

(4) 規制改革・標準化

② 洋上風力

・ **送電網の空き容量を超えて再エネが発電した場合に、出力を一部抑えることを条件に、より多くの再エネを送電網に接続する仕組みを全国展開。石炭火力などより再エネが優先的に送電網を利用できるようにルールの本質的な見直しも検討する。**

## ○欧州気候法 (European climate law) の採択

2020年10月6日欧州議会採択

第一条 目的

パリ協定で定められた目標を達成するために、2050年のEUの**拘束力のある目標**を定める。

第2条 気候中立達成の目標

1. **EU全体の温室効果ガスの排出と除去は少なくとも2050年までにバランスさせ、温室効果ガス排出はネットゼロまで削減する。**

# 25年前の米国の電力改革

## ○オープンアクセスの確保 : 制度面の改革

「**電力卸売市場における競争を妨げる障害を取り除き**、効率的で低コストのシステムを実現することで、①電力の州間の取引の際に、**電力が送電されるかどうか、誰に送電されるかをコントロールしている独占的に所有されている送電線へのアクセスの不当な差別を改善すること**、②**独占的システムから全ての市場参加者が「フェア」に競合でき、市場競争により価格決定されるシステムへの移行のためのコストの回収について規定すること。**」とされている。(1996年Order No. 888 前文 (FERC) )

## 新旧発電・発電種別間の「公平性」を確保し、新技術を導入する制度面の改革

## ○同時に行われた技術的改革:フローベースの送電運用

契約値・計画値による固定的な送電管理ではなく、グリッド全体の潮流計算をリアルタイムで行いながら、**実潮流ベースで送電管理を行うのが基本。**・・・**フローベース(実潮流ベース)**の送電管理

・米国FERCの考え方：交流（AC）電力網は、相互接続されたウェブのように動作し、いくつかの例外を除いて、**オペレータは、電力の流れを個々のライン単位では、特に制御を行わない。**

その代わりに、**電力は、(物理法則に従い)最小抵抗の経路に沿って、同時に複数のラインを通り発電所から消費者に流れる。**

・契約値・計画値による送電管理：既契約発電施設の(発電キャパに応じた)送電契約最大値まで契約上の送電ルートで送電を行う。米国では、「Contract pass」と称して物理法則に適合しないフィクションとされる。

# FERCの「エネルギー市場基礎ハンドブック」

## Transmission . . . フローベースの管理の原則

- ・ 交流（AC）電力網は、相互接続されたウェブのように動作し、いくつかの例外を除いて、**オペレータは、電力の流れを個々のライン単位では、特に制御を行わない**。その代わりに、**電力は、最小抵抗の経路に沿って、同時に複数のラインを通り発電所から消費者に流れる**。
- ・ 契約値、定格値や最悪時モデル潮流による固定値による送電割り振りではなく、**時々の需要に応じた潮流計算の結果に基づくリアルタイムの送電**

## Transmission Service . . . 公平性の原則

- ・ 送電線を所有する事業者が、**すべての顧客に差別無く送電サービスを提供する**。

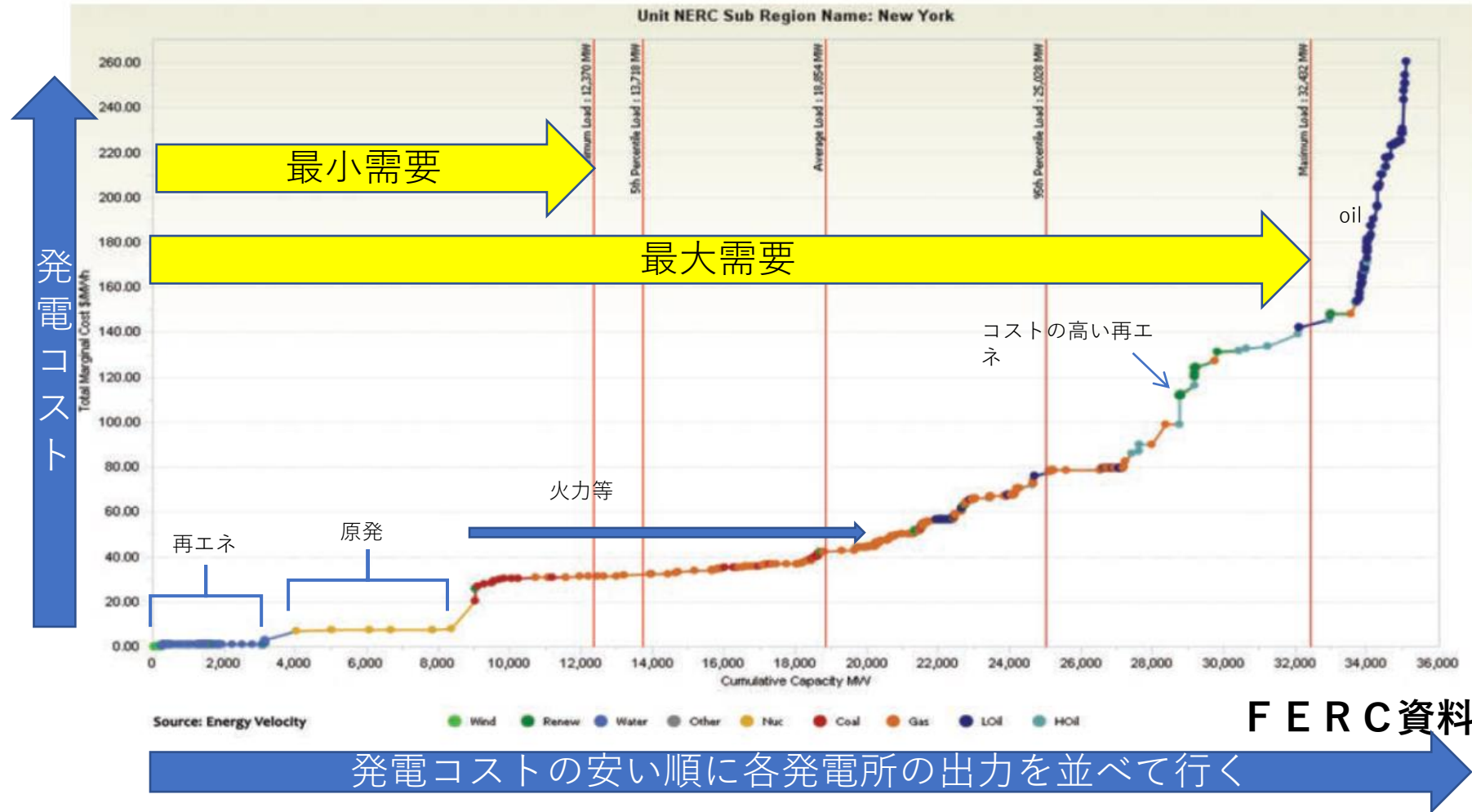
## Grid Operations . . . メリットオーダーの原則

- ・ グリッド事業者は、**送電システムの制約と信頼性要件と整合取りつつ、最もコストの低い発電施設を使用する給電指令を出す**。

# メリットオーダーでの電源選択（市場が決める）

NYISO（New York Independent System Operator）のメリットオーダーの曲線例(少し古い)

Market Supply Curve for NYISO (Illustrative)

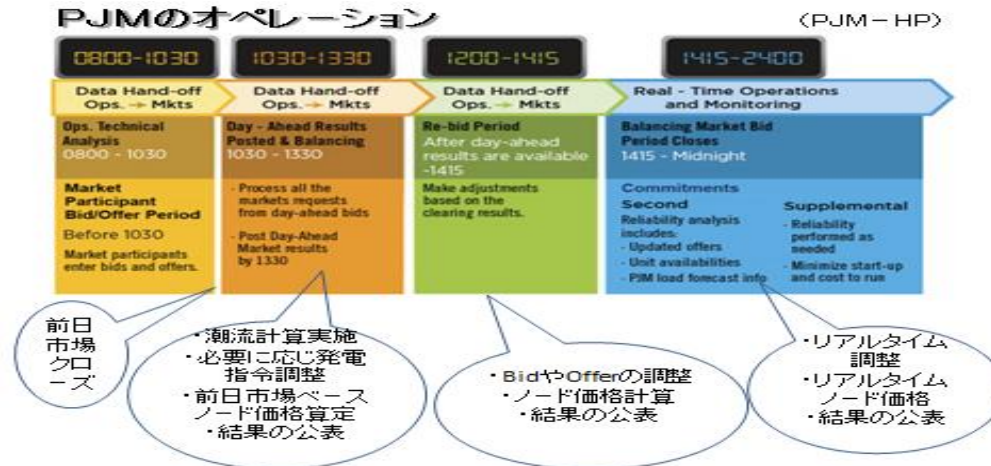


# 市場で決まった発電施設群と送電キャパシティとの整合性の確保

◎前日市場の結果を市場・気象予測に基づき補正し、潮流計算を行い発電指令計画。95%の発電指令は確定。



◎当日市場でリアルタイムの実需用・実発電状況に応じて前日市場発電指令計画を微修正。5%の修正。潮流計算を5分毎に修正し、5分毎に発電指令。



## 潮流計算で送電制約違反になった場合の対応は？

◎メリットオーダーで選択した発電施設と需要により、前日市場結果の潮流計算をしたところ一部の送電区間で送電制約違反となった場合。



◎送電ネックの発電側の発電施設の一部を出力抑制(停止、出力減少)し、送電ネックの需要側の発電施設への振替発電命令、または出力増加。 . . . **Re-dispatch** . . . **出力抑制**



# ISOの運用

最も経済的な発電機を選択する際には、需要予測とともに発電量をどの程度速く変更できるか、発電量の最大値と最小値、発電機の最小始動時間などの各発電ユニットの物理的動作特性、燃料コストや非燃料由来の運転コストや環境対応コストなど、発電単価の要因を考慮。

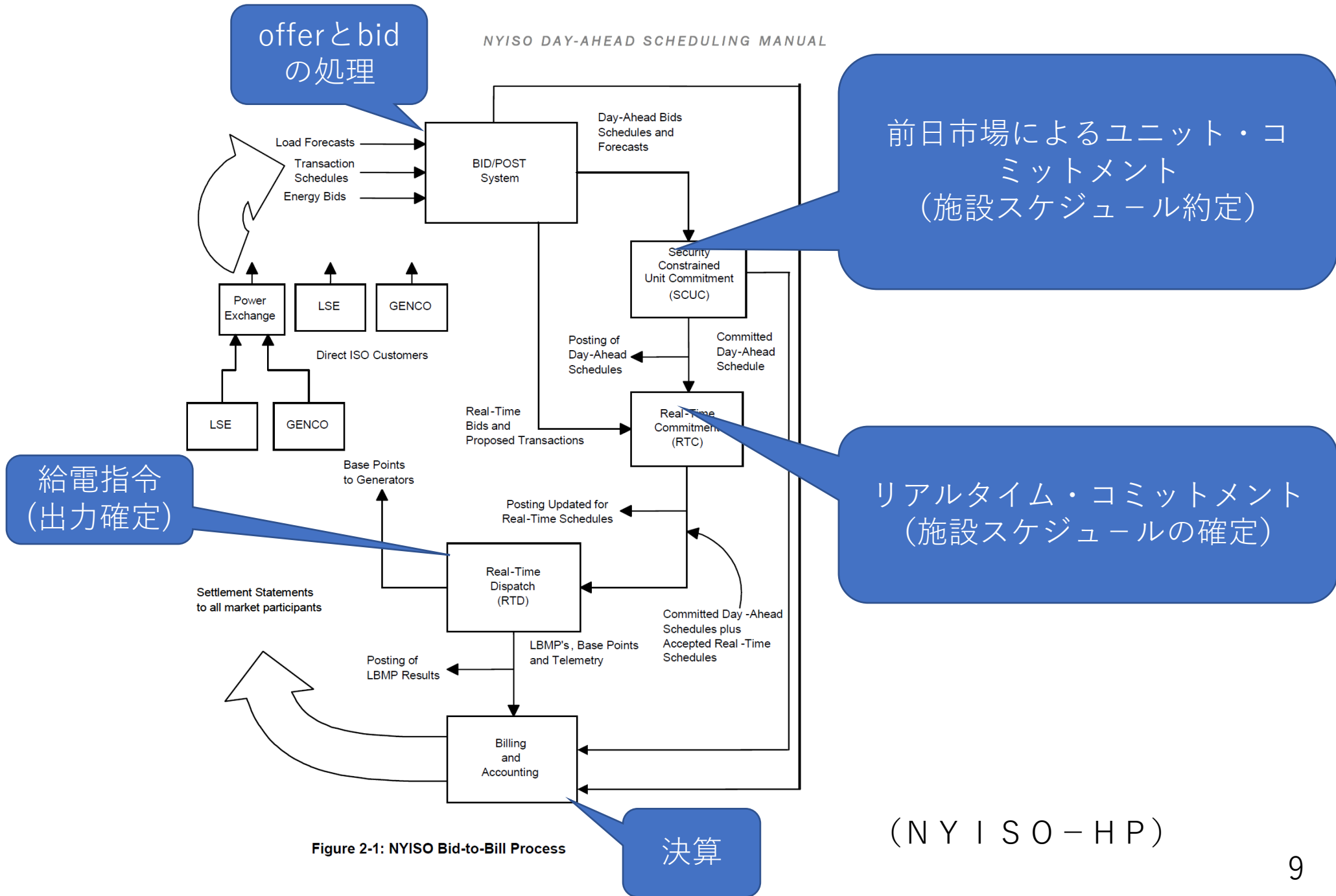


Figure 2-1: NYISO Bid-to-Bill Process

(NYISO-HP)

# フローベースの送電管理を行っている国の再エネ導入

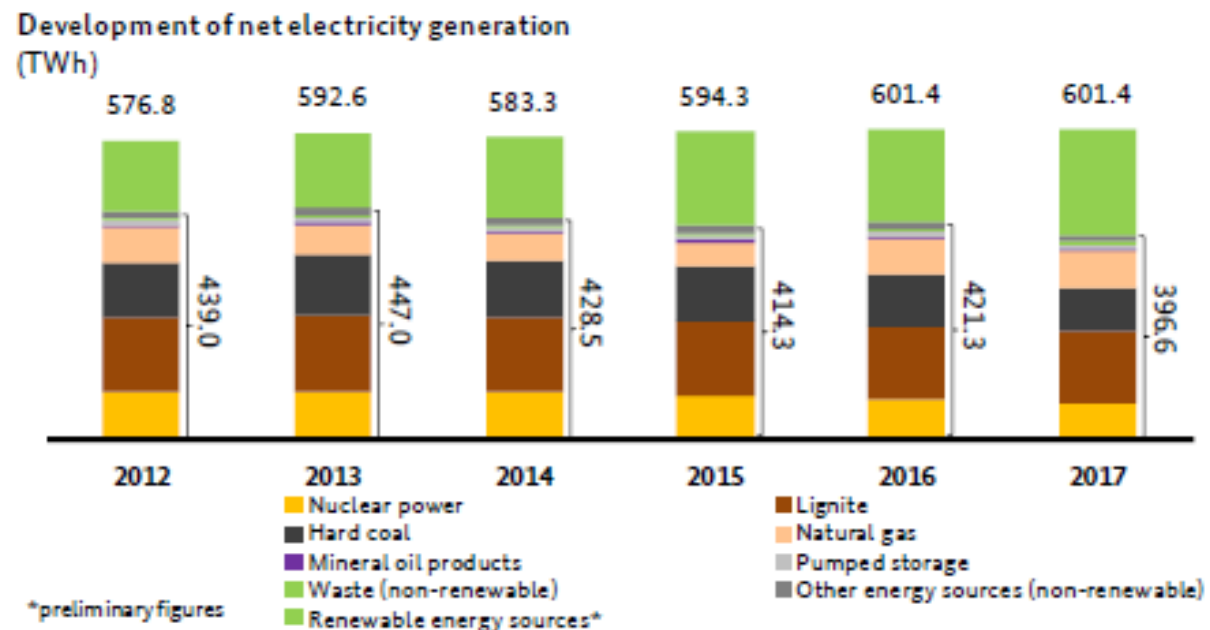


Figure 8: Development of net electricity generation (as at November 2018)

日本以外の先進国ではフローベースの送電管理を行っているが、例えば、ドイツの2017年実績は、

◎電力需要に対して34%の再エネ

◎2.7%の出力抑制。

となつている。

ドイツネット規制庁モニタリングレポート2018

# 米国流の送電オペレーションのシミュレーション

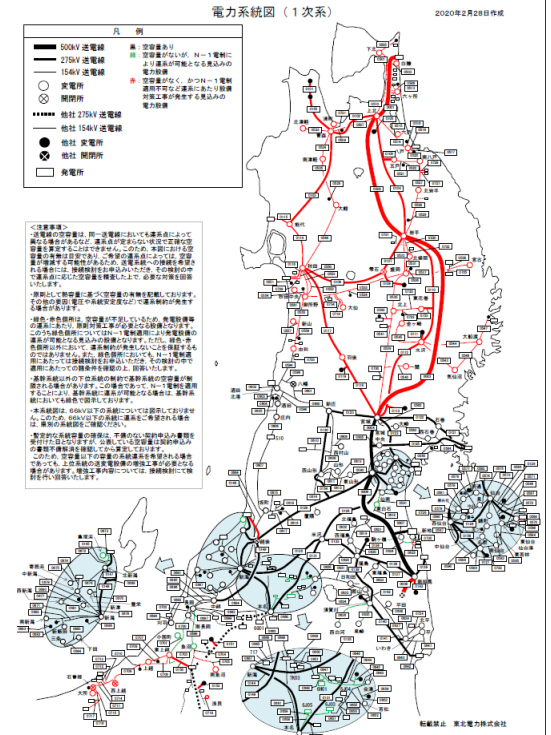
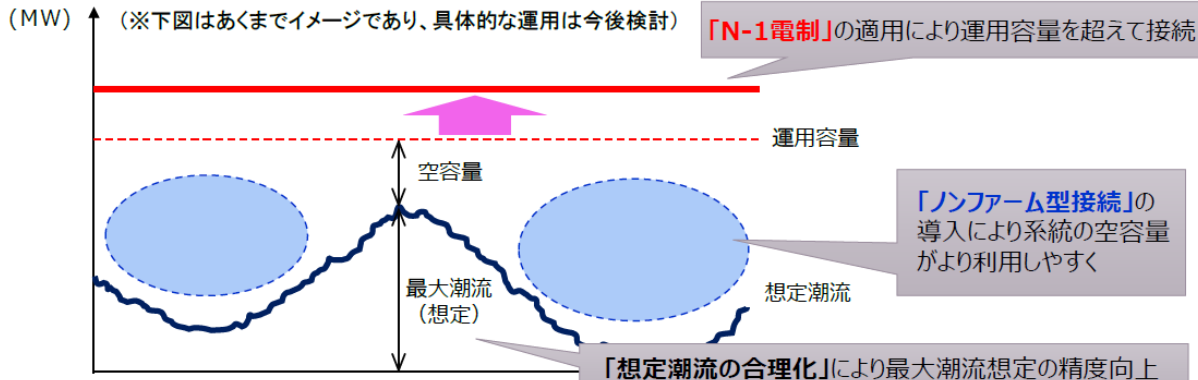
## 本研究の問題意識・目的

フローベースの送電管理を日本の送電線に適用したら、「空き容量無し」の部分が多い我が国の送電グリッドに再生可能エネルギーは、どのくらい接続できるようになるのか評価する。

### ・従来の送電線のキャパシティ管理:

「最も送電線が混雑する時」を想定してこの一瞬に送電線の空きがあるかないかにより判断し、通常時も含めて再エネの接続の可否を決めていた。つまり、一瞬でも「混雑」があれば、送電線のキャパシティの空きは年間を通してゼロとみなして、再エネの接続はさせないという「想定値による固定的管理」を行っていた。

### 日本版コネクト&マネージの潮流イメージ

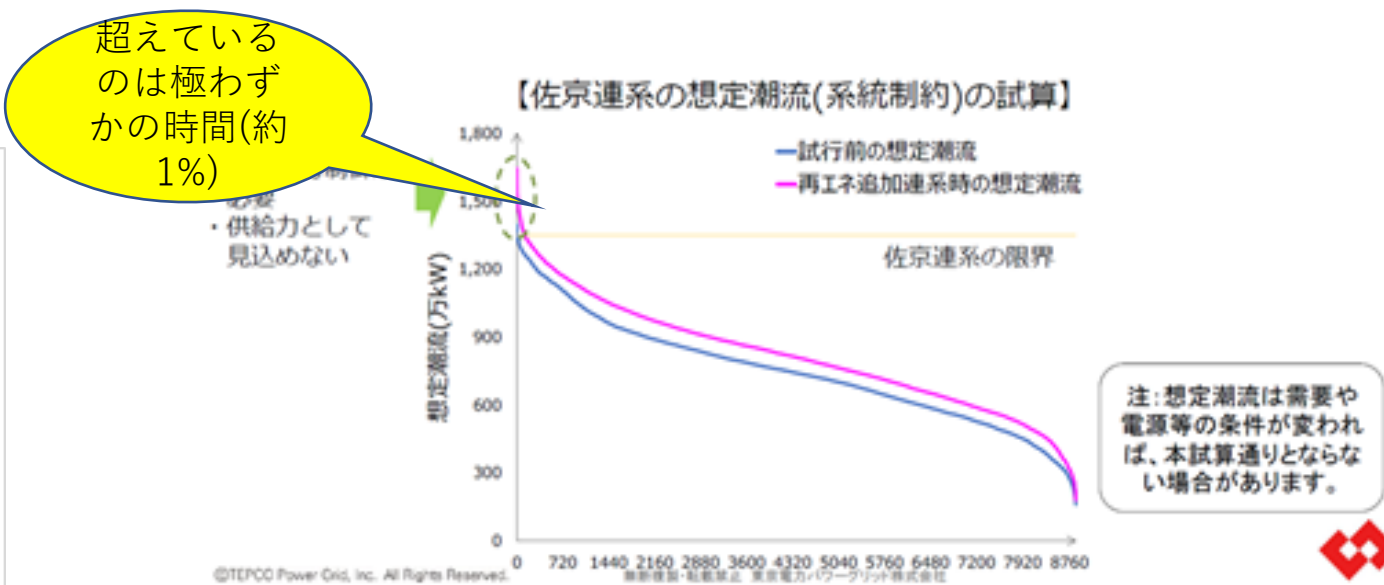
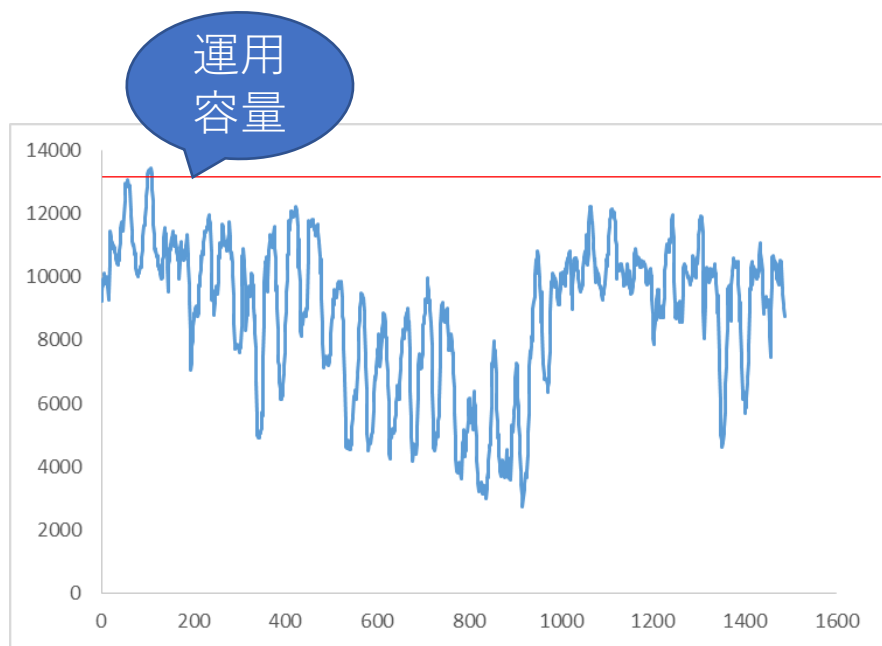


# 同時期に行われた同様の試み

## 東電パワーグリッドの新たな試み

### 「想定潮流」⇒「実潮流・リアルタイム」

- 東電は千葉に多数の再エネ接続希望を受けているが、都心需要と千葉の間に送電ネックがある。
- 東電の送電ネックの千葉側に**接続希望(合計約500万kw)**の再エネは、**現行の運用の方法では空容量ゼロで接続可否の回答を保留**としている。
- しかし、これらの再エネを全て接続しても「フローベース(実潮流)」で年間潮流計算すると、**送電容量超**の時間は、年間、**極わずかしか**かない(図から読み取ると1%程度)。
- 「**極わずかの時間**」出力抑制すれば、**接続しても問題ない**ということ。
- 今後(6月から)、**系統アクセス申し込みの回答に反映する**予定。



# PROMODによるシミュレーションの実施

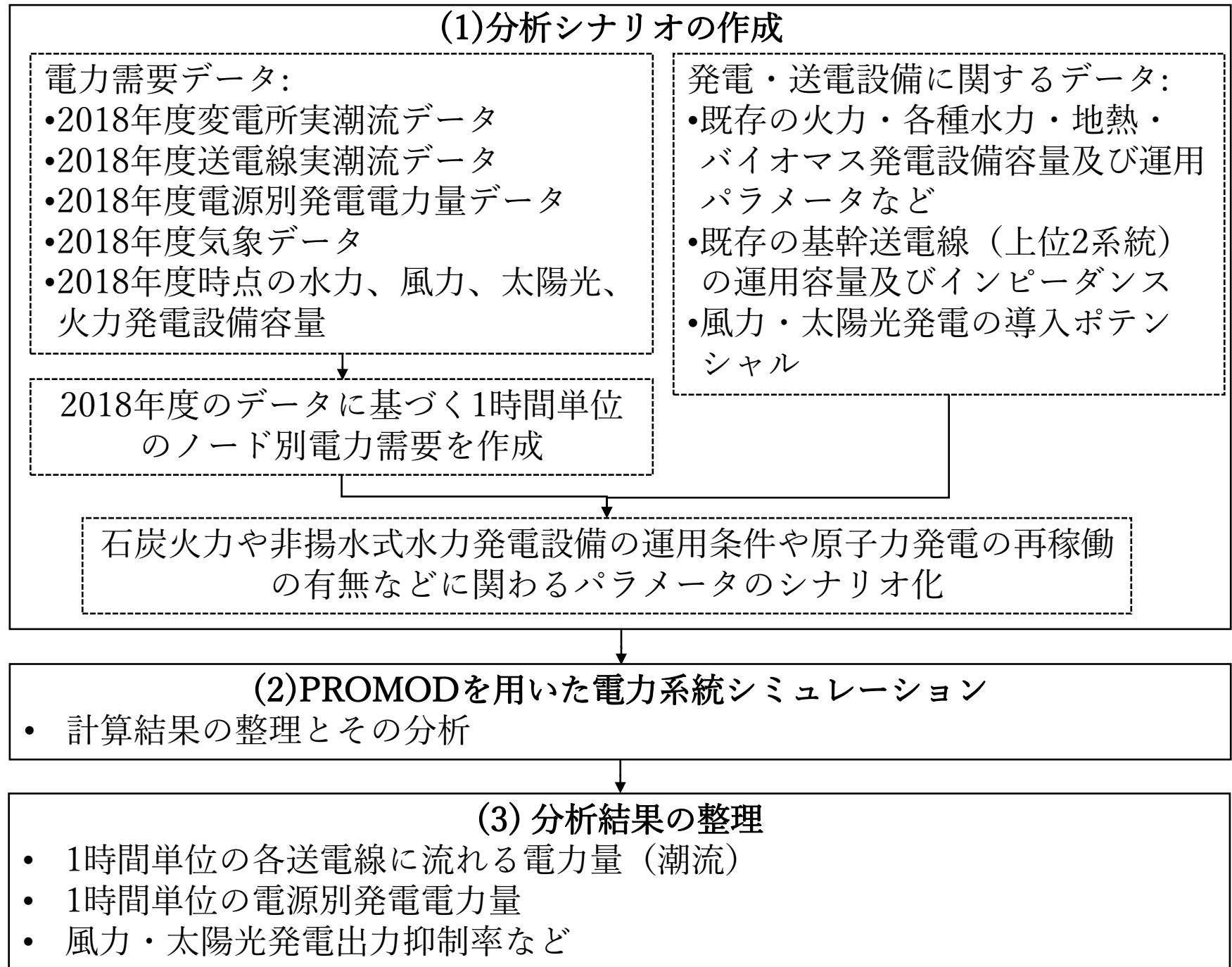
## ○「実潮流」による送電系統運用のシミュレーションの実施

- ・「実潮流による送電系統運用」は、欧米では20年以上前から行われており、これを現実の送電網でシミュレートするソフトウェアが、電力ビジネスの現場で広く用いられている。
- ・今回のシミュレーションは、このようなソフトウェアのうち米国等で良く用いられている日立ABBパワーグリッド社のPROMODというソフトウェアを用いて実施した。
- ・PROMODは、2017年には、北米で272件、欧州で27件、豪州太平洋地域で11件等の利用があり、欧米の電力ビジネスの現場で広く実用に供されているものである。
- ・PROMODでは、各変電所毎の需要、送電制約、発電制約に基づき、各時刻毎の給電指令をシミュレートする。

- 直流近似による潮流計算を行い、送電制約を満たしつつ、動的な電力系統運用をシミュレーション。
- インプット：系統のトポロジー制約、発電ユニットの各種制約、燃料費などの経済性パラメータ、ノード毎の時間毎の需要
- アウトプット：時間毎の電源のディスパッチ、送電線利用状況、LMP価格など
- 電源選択は経済性をクライテリアとする。また、電源の運転費用に基づく経済的電源選択に加え、マストラン電源設定や石炭火力発電等の最低負荷条件や出力変化速度（ランプレート）などを考慮したセキュリティ制約付きユニットコミットメント（SCUC: Security Constrained Unit Commitment）を含むセキュリティ制約付き経済負荷配分（SCED: Security Constrained Economic Dispatch）を考慮した分析が可能。

## 2. シミュレーションの方法

# 分析の手順



# データの整理の手順

## トポロジーの設定：

分析の対象とする変電所及び送電線を特定。本分析では、上位2系統を対象とする。

## 各変電所に接続される既存発電所及びポテンシャルを特定：

- 火力・原子力・地熱はABB社提供のデータをもとに、火力・原子力発電所設備要覧などの資料を用いてダブルチェックしつつ、接続される発電所を個別に特定
- 風力・太陽光発電は市区町村別の導入容量・ポテンシャルを特定。各市区町村の庁舎がある位置からの最寄りの変電所を特定
- 非揚水式水力発電は、電力土木技術協会水力発電所データベース、水力発電所位置検索データベースをもとに、発電方式、発電容量、位置を特定
- 揚水式水力発電は、ABB社提供のデータをもとに、火力・原子力発電所設備要覧などの資料を用いてダブルチェックしつつ、接続される発電所を個別に特定

## 各変電所ごとの2018年度の電力需要を特定 接続される発電所を特定：

- 以下のデータをもとに電力需要を特定
- 2018年度の高圧→低圧への時間別変換量 (MW/hour)
  - 2018年度の火力発電、水力発電、風力発電、太陽光発電などの時間別発電電力量

注：バイオマス発電は火力に含まれる



# トポロジーの設定：北海道電力

275kV、187kVの送電線を対象

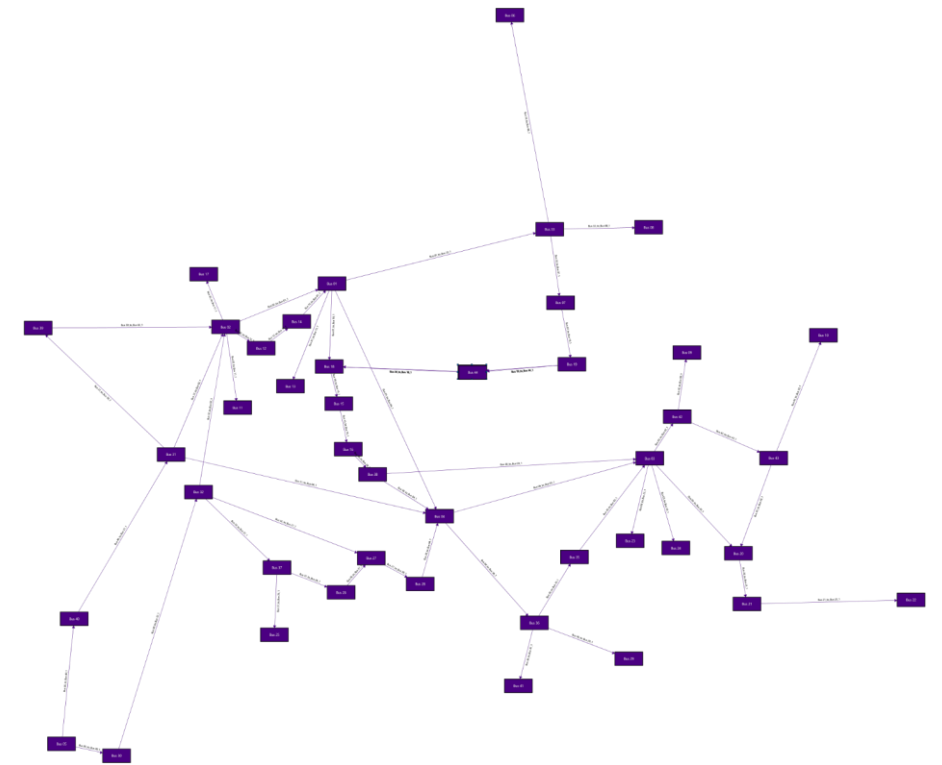
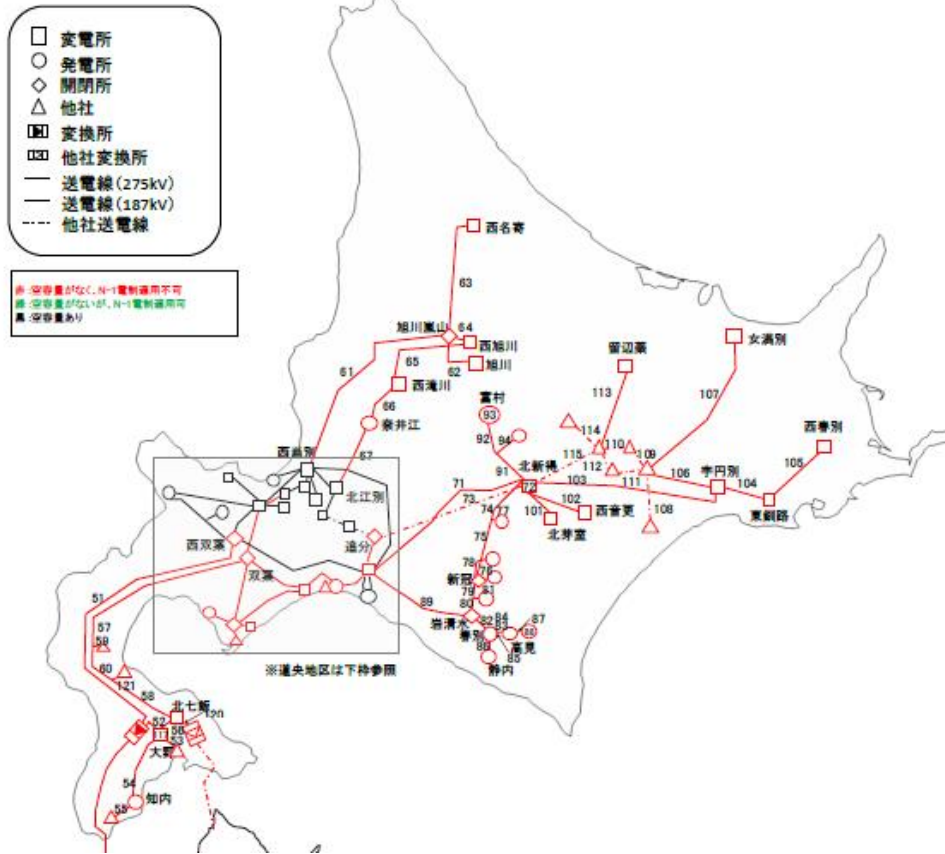
ノード数：変電所→34箇所

開閉所および結節点→9箇所

合計→43箇所

ブランチ数：53本

系統空容量マップ(187kV以上)



# トポロジーの設定：東北電力

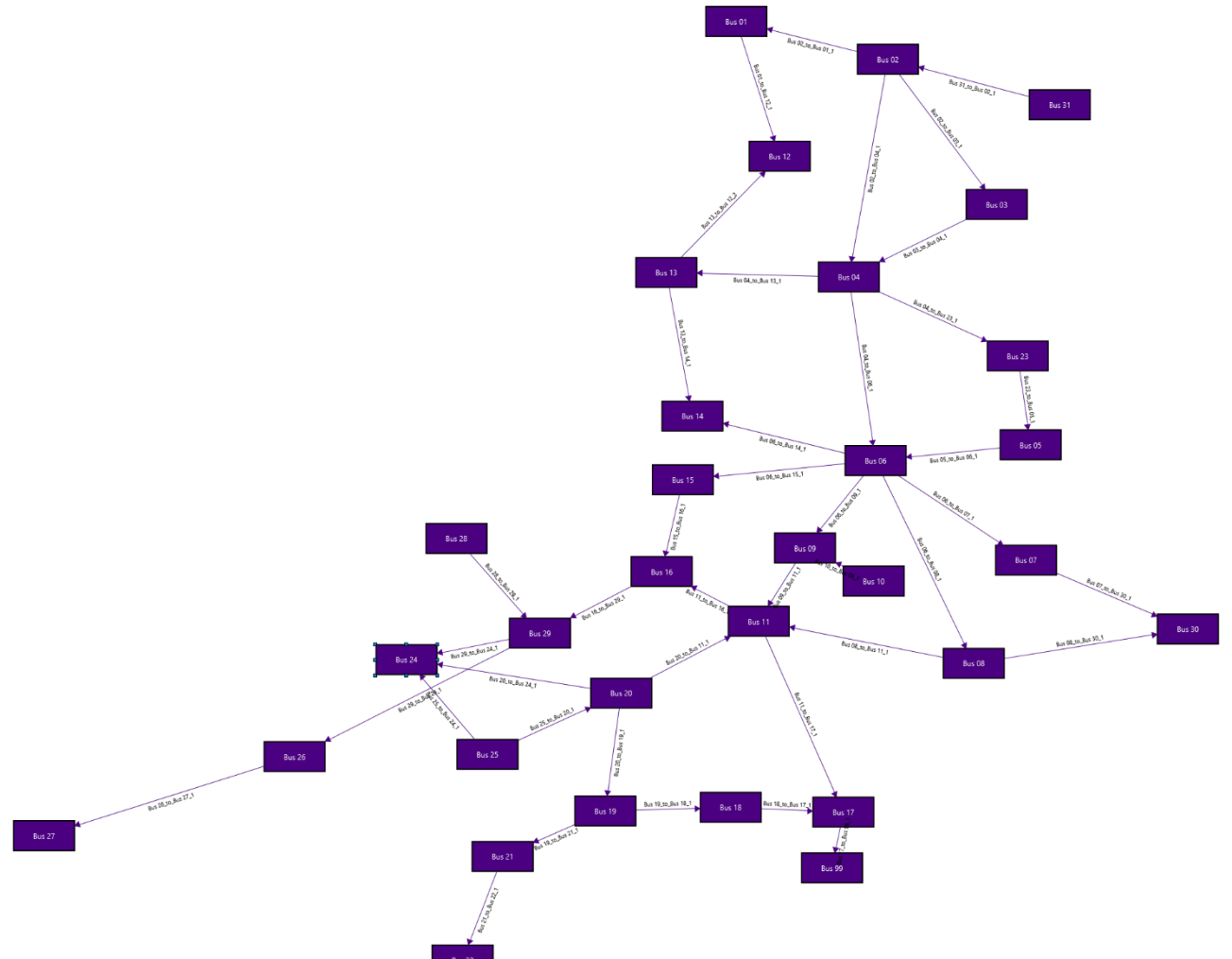
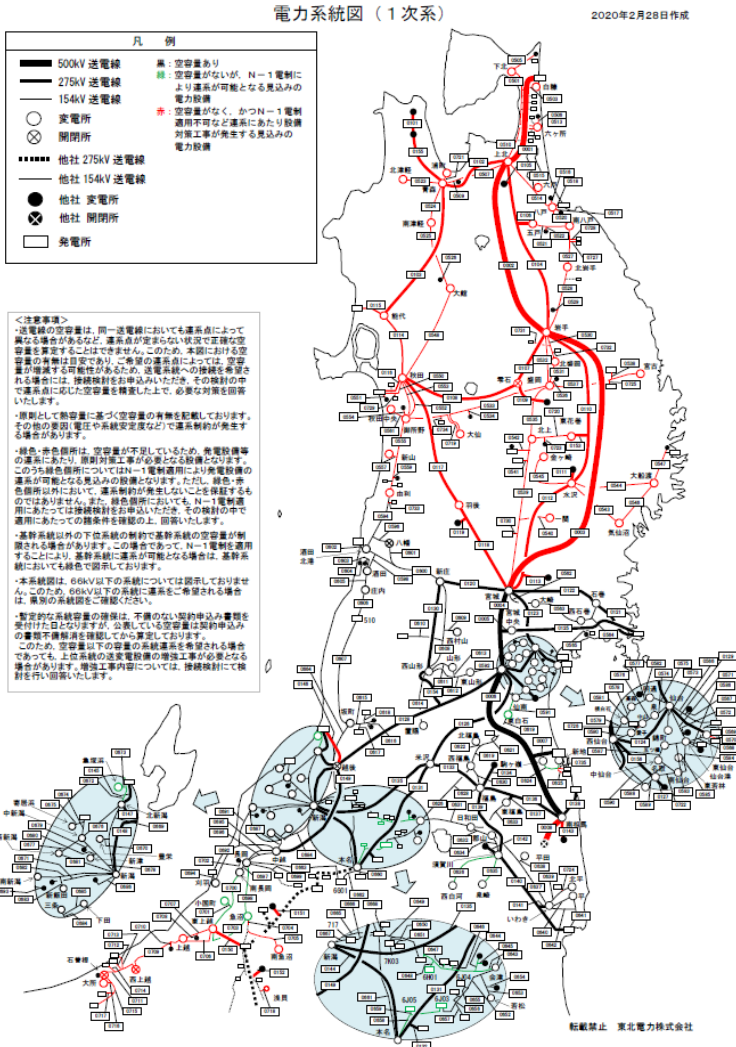
500kV、275kVの送電線を対象

ノード数：変電所→28箇所

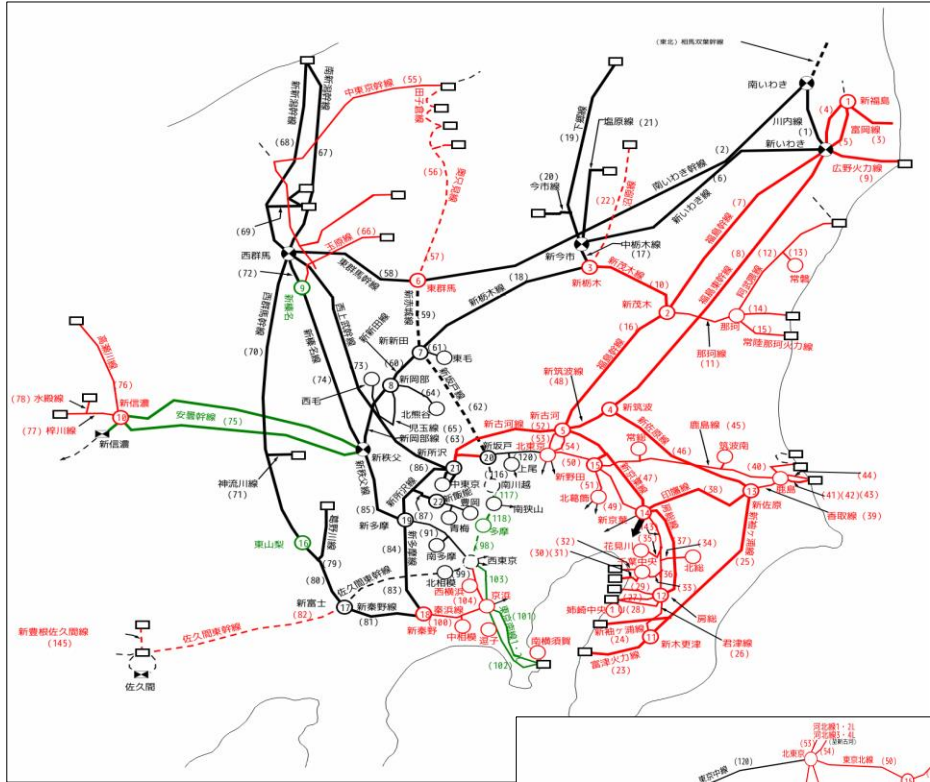
開閉所および結節点→4箇所

合計32箇所

ブランチ数：41本



# トポロジーの設定：東京電力



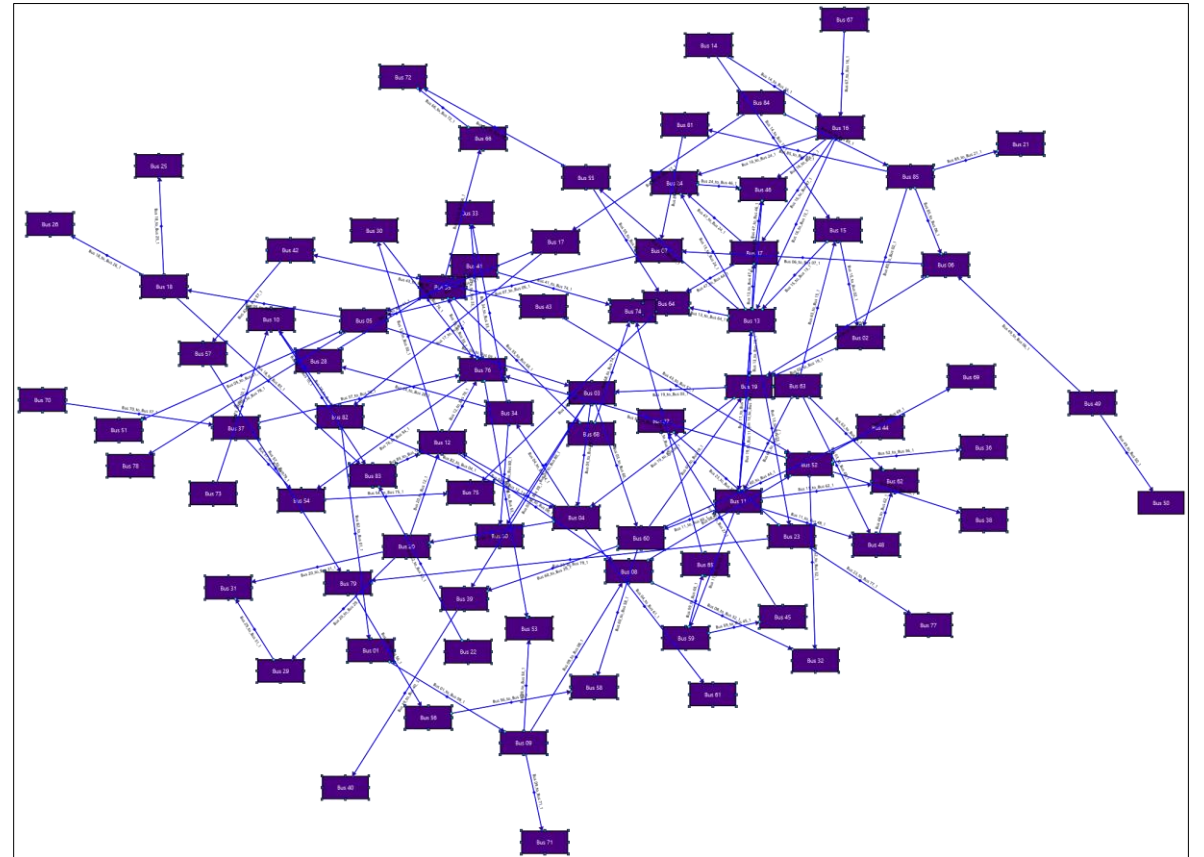
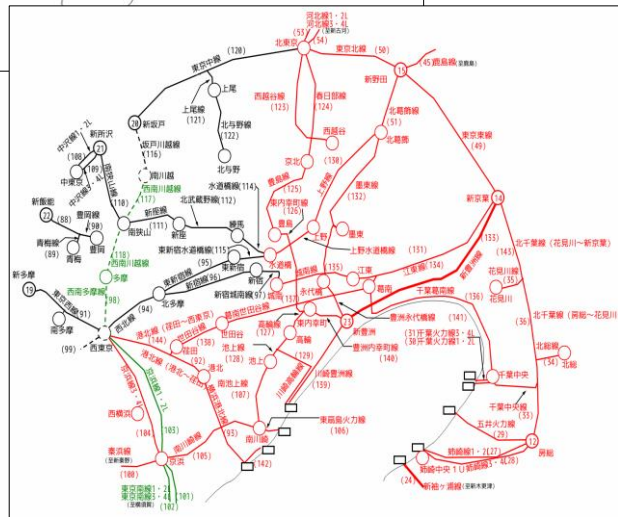
500kV、275kVの送電線を対象

ノード数：変電所→80箇所

合計→85箇所

ブランチ数：128本

開閉所および結節点→5箇所



## シミュレーションに用いたノード数及びブランチ数の概要

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

# 3. 入力諸元

# 火力・原子力発電所のデータ概要

各発電所の各ユニットに対して、以下の項目に関するパラメータを設定している。

- 発電容量(最大、最低出力の設定)および出力に応じた熱効率(4段階)
- アンシラリーサービスに関するパラメーター
- ユニットコメント(保守点検、起動時間など)に関するパラメーター

各地域別のユニット数は以下の通り

- 北海道エリア：42ユニット
- 東北エリア：58ユニット
- 東京電力エリア：149ユニット

富津ガス火力発電所であれば、  
21ユニット分のデータが入っている。

◎火力発電等は、ユニット単位でscucにより管理される。

一つの発電所内の一号系列、二号系列・・・が、個別に管理される。

- 火力・原子力・地熱はABB社提供のデータをもとに、火力・原子力発電所設備要覧などの資料を用いてダブルチェック。接続ノードは潮流データ等により確認。

# 水力発電所のデータ

## ➤ 貯水池式、調整池式の水力発電：

発電容量（MW）は電力土木技術協会水力発電所データベースなど参照。

出力調整ができる電源として定義。

月ごとの発電電力量合計は2018年度実績値を用いる。

1時間で、最大出力と最小出力の差の25%まで出力を増減できると仮定した。

## ➤ 流れ込み式の水力発電：

発電容量（MW）は電力土木技術協会水力発電所データベースなど参照。

月ごとの発電電力量を出力一定で供給

## ➤ 揚水力発電：

ABB社提供のデータを用いる。発電出力と貯水可能量が定義されている。

揚水によるエネルギー損失率は26%。

# 風力・太陽光発電所の発電データ整理

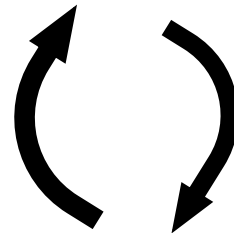
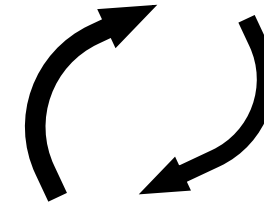
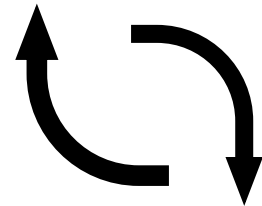
風力・太陽光発電の既存導入容量やポテンシャルデータを市区町村ごとに整理  
→市区町村情報を通じて3つのデータを接合

太陽光発電の既存導入量及びポテンシャル量  
風力発電の既存導入量及びポテンシャル量

変電所住所データ

市区町村の役場住所データ

気象観測所住所データ

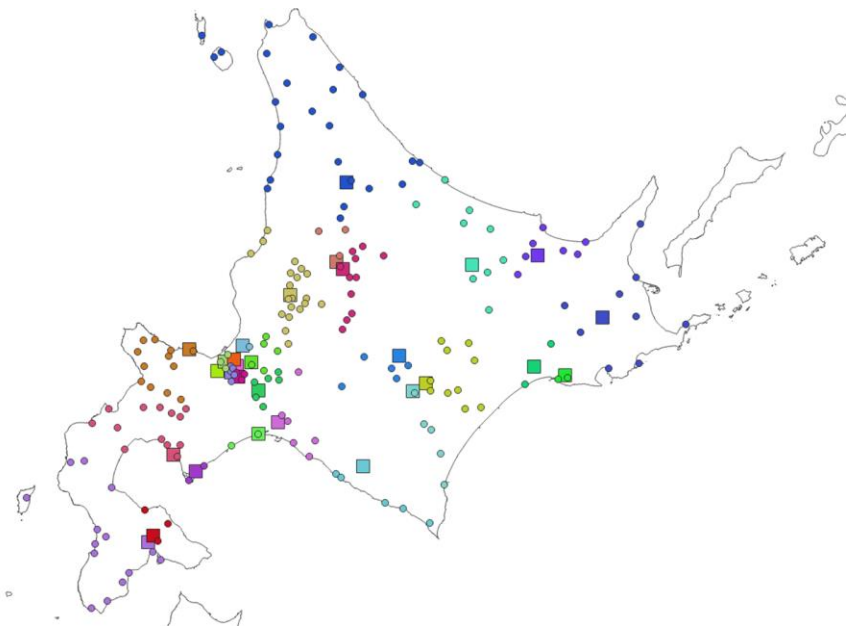




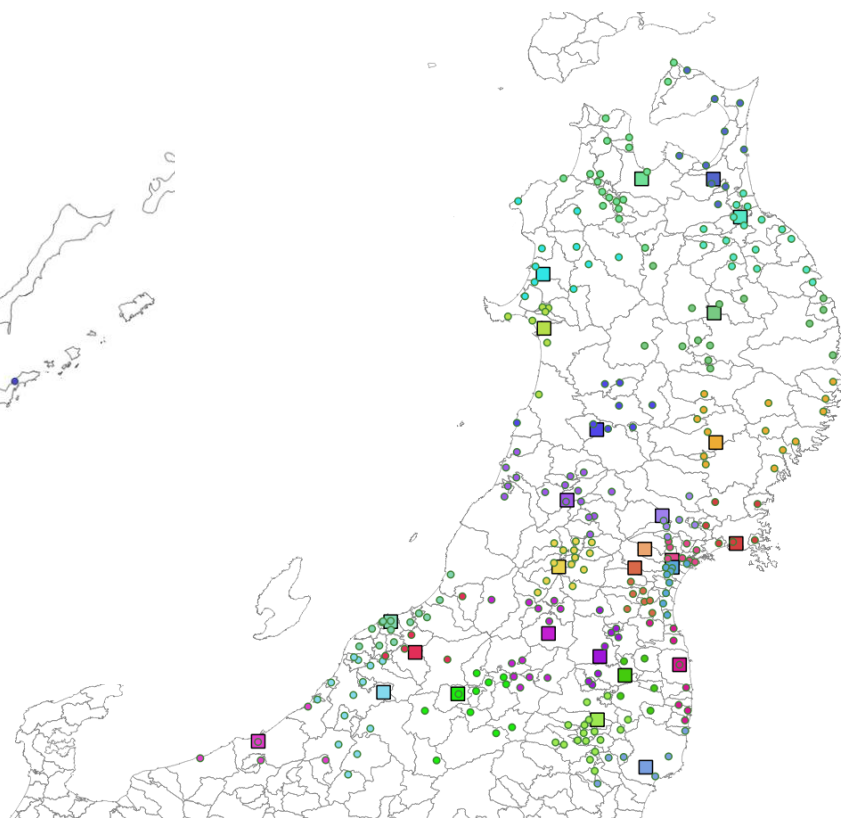
# 風力・太陽光発電所の発電データ整理手順

各市区町村の庁舎からの最短距離の変電所をGIS処理により特定  
(同様に、気象観測所からの最短距離の変電所をGIS処理により特定)

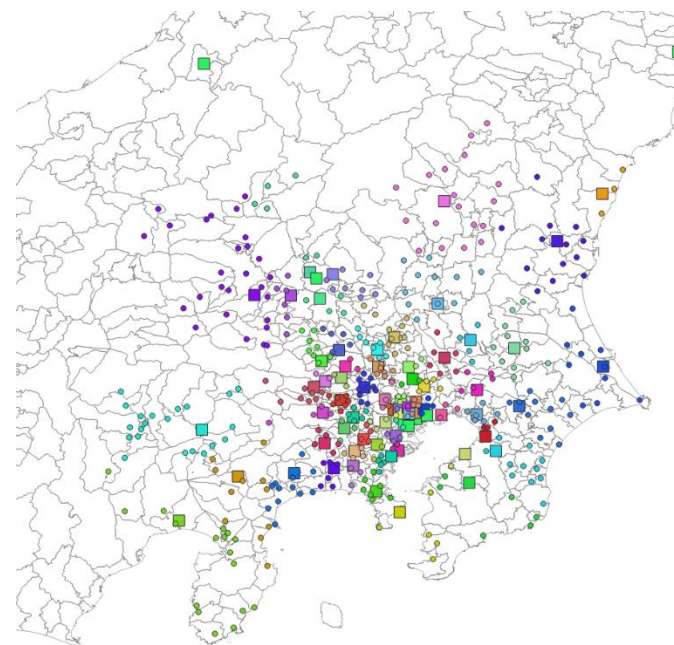
北海道電力地域



東北電力地域



東京電力地域



# 風力・太陽光発電所の発電データ整理 (2018年実績値)

各変電所の風力・太陽光発電の2018年度時間別発電電力量は、  
2018年の実績値を各変電所に紐づけされる風力・太陽光の容量と気象情報パラメータの積で按分

	2018年度実績値		変電所A(i1)	変電所B(i2)	変電所C(i3)	...
時間1 (t1)	XXX	→	XXX	XXX	XXX	
時間2 (t2)	XXX	→	XXX	XXX	XXX	
時間3 (t3)	XXX	→	XXX	XXX	XXX	
...		按分				

変電所*i*内時間*t*の太陽光発電電力量(MWh/hour)=

$$\{2018年度電力需給実績の時間tの太陽光発電電力量 (MWh/hour)\} \times \frac{\text{変電所}i\text{内太陽光発電容量}i(MW) \times \text{変電所}i\text{内時間}t\text{の平均日射量}}{\sum_i(\text{変電所}i\text{内太陽光発電容量}i(MW) \times \text{変電所}i\text{内時間}t\text{の平均日射量})}$$

変電所*i*内時間*t*の風力電力供給量(MWh/hour)=

$$\{2018年度電力需給実績の時間tの風力発電電力量(MWh/hour)\} \times \frac{\text{変電所}i\text{内風力発電容量}(MW) \times f(\text{変電所}i\text{内時間}t\text{の平均風速})}{\sum_i(\text{変電所}i\text{内風力発電容量}(MW) \times f(\text{変電所}i\text{内時間}t\text{の平均風速}))}$$

f(x)はパワー曲線の関数を示す

# 風力・太陽光発電所の発電データ整理（発電ポテンシャル）

各変電所の風力・太陽光発電の発電電力量ポテンシャルは、  
各変電所に紐づけされた年間発電電力量ポテンシャルを、  
各変電所に紐づけされる風力・太陽光の容量と気象情報パラメータの積で按分

	2018年度実績値	変電所A(i1)	変電所B(i2)	...
時間1 (t1)	XXX	XXX	XXX	
時間2 (t2)	XXX	XXX	XXX	
時間3 (t3)	XXX	XXX	XXX	
...				
合計	XXX	XXX	XXX	

変電所*i*内時間*t*の太陽光発電電力量*i,t*(MWh/hour)=

$$\{ \text{太陽光発電電力量ポテンシャル}_{i,\text{all}}(\text{MWh}) \} \times \frac{\text{変電所 } i \text{ 内太陽光発電容量}(MW) \times \text{変電所 } i \text{ 内時間 } t \text{ の平均日射量}}{\sum_t (\text{変電所 } i \text{ 内太陽光発電容量}(MW) \times \text{変電所 } i \text{ 内時間 } t \text{ の平均日射量})}$$

変電所*i*内時間*t*の風力電力供給量*i,t*(MWh/hour)=

$$\{ \text{風力発電電力量ポテンシャル}_{i,\text{all}}(\text{MWh}) \} \times \frac{\text{変電所 } i \text{ 内風力発電容量}(MW) \times f(\text{変電所 } i \text{ 内時間 } t \text{ の平均風速})}{\sum_t (\text{変電所 } i \text{ 内風力発電容量}(MW) \times f(\text{変電所 } i \text{ 内時間 } t \text{ の平均風速}))}$$

f(x)はパワー曲線の関数を示す

# 気象庁データの風速を補正

◎風力発電大量導入時の風力発電の出力を気象官署の風速データから算出する際には、地表からの高さに応じた風速補正を行っている。

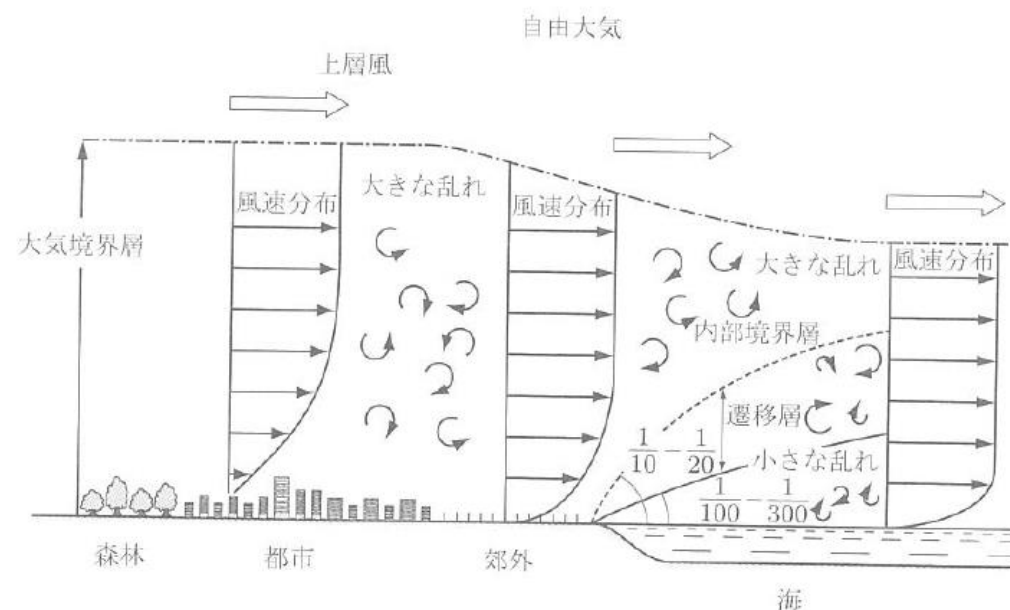
以下の式から風速計の高さ (m) の風速を地上100mの風速に補正  
各変電所に対応する風速を用いる。複数の気象観測所がある際には、それらを平均する。

$$V_z = V_h \times \left(\frac{h}{z}\right)^{1/n}$$

Z: 風速計の高さ  
h: 求める風速の高さ  
n: べき指数

▼表 3.3 地表状態によるべき指数

地表状態	n
非常になめらかな面, 静かな海面など	10
平野・草原	7
森林・田園・高い建物のない市街地	4
大都市の郊外周辺	3
大都市の中心付近	2

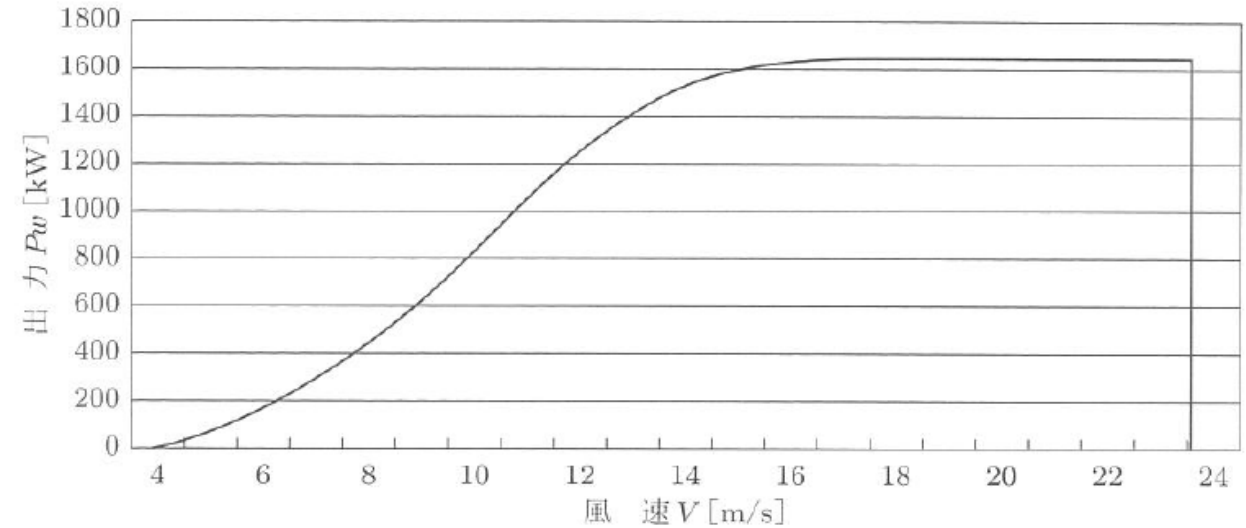


出典：牛山(2013)風力工学入門第2版

▲図 3.3 地表粗度と風速分布

# 風力発電の出力特性を考慮

風速→風力発電出力の関係について、風力発電のパワー曲線の関係性を考慮している。風速15m/s以上で定格値となる曲線により、風力発電の出力を算出している。



©牛山(2013)風力工学入門第2版にあるパワーカーブの式を利用。

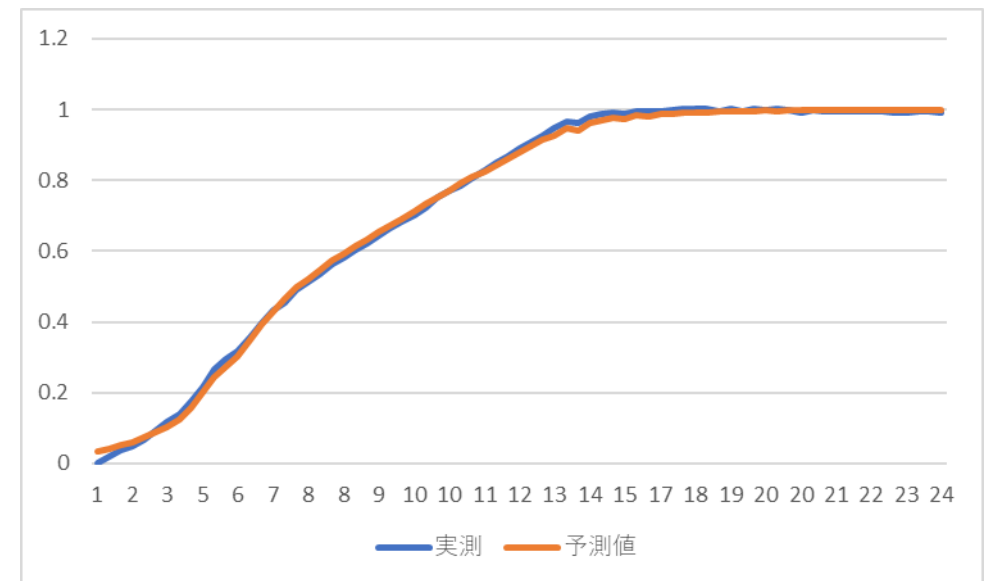
推計パラメータ

$$y = 1/(1+a*\exp(-bx))$$

a                      37.2

b                      0.476

当てはまり具合



# 各変電所ごとの2018年度の電力需要計算

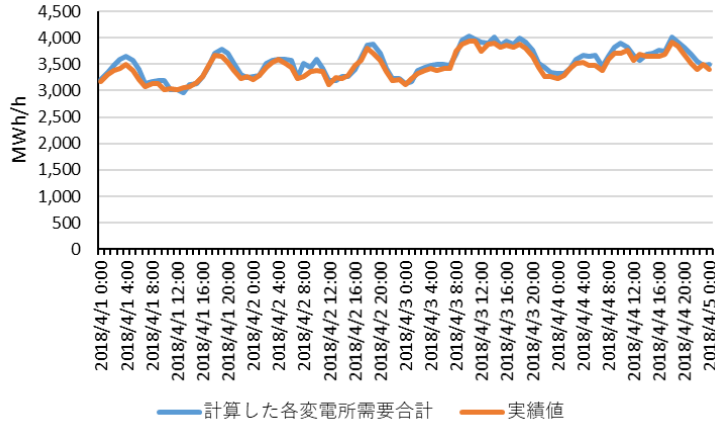
- ◎各変電所から供給される需要は、変電所における潮流データにより、低圧の配電グリッドに供給される部分を基本的にはノード需要として扱っている。
- ◎しかし、小規模な自家発電など配電グリッド内で収支のとれるものの需給はノード潮流に現れない。  
一方で、各電力の公表している管内合計の発電データ、需要データにはこれらの需給が分離されて集計されている。
- ◎ノード毎の発電・需要データと各電力の公表している管内合計の発電・需要データを整合の取れたものとするために、以下のような作業を行い、ノード毎の需要を整理している。

$$\begin{aligned} & \text{「各変電所域内の電力需要 (MWh/hour) 」} = \\ & \text{「各変電所の高圧→低圧の変換値MWh/hour) 」} \\ + & \text{「各変電所域内の小規模火力発電所の発電量MWh/hour) 」} \\ + & \text{「各変電所域内の小規模水力発電所の発電量MWh/hour) 」} \\ + & \text{「各発電所内の太陽光発電、風力発電、地熱発電の発電量MWh/hour) 」} \end{aligned}$$

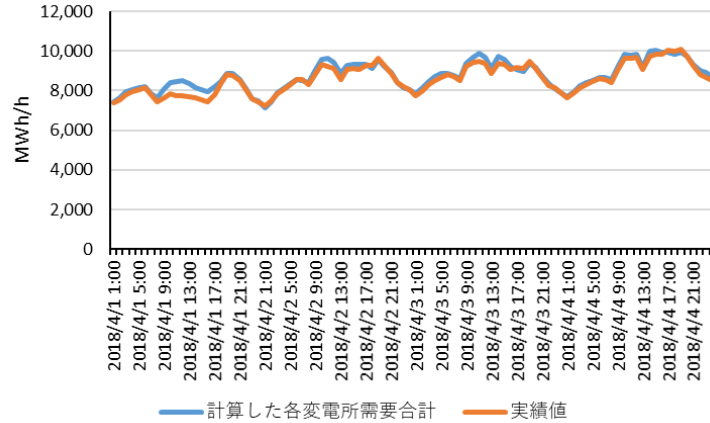
# 各変電所ごとの2018年度の電力需要計算結果

潮流データ等から計算した各変電所の需要の合計は実績値の±5%~10%程度に収まっている。

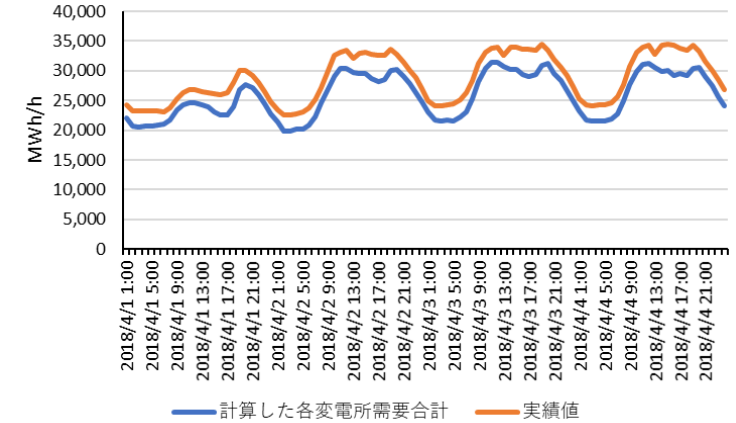
北海道電力地域



東北電力地域

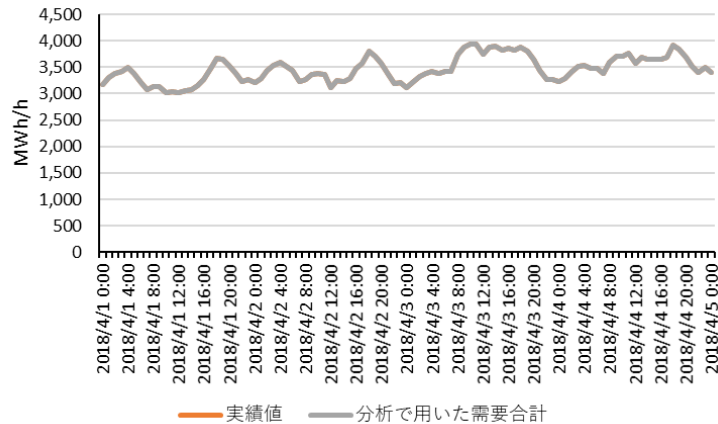


東京電力地域

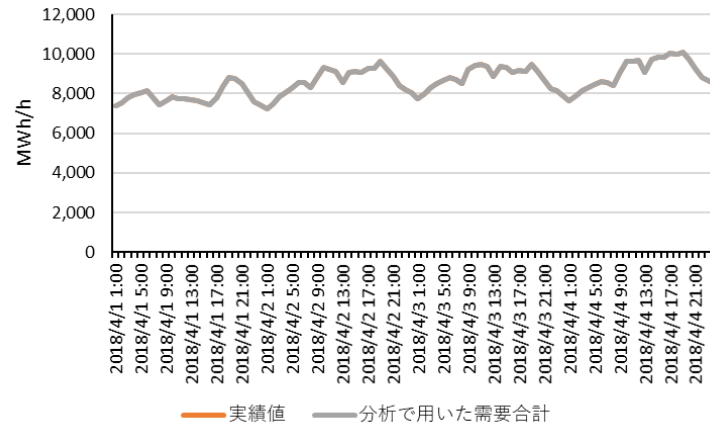


分析では、各変電所の需要の合計値が実績値と合致するように調整している。

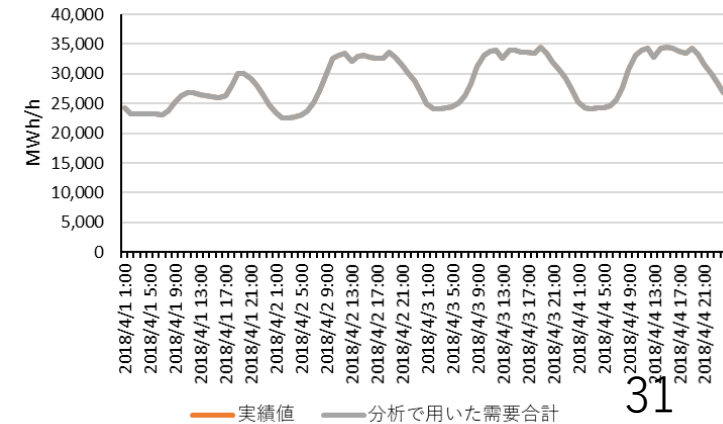
北海道電力地域



東北電力地域



東京電力地域



## 4. シミュレーションの結果 (東日本エリア分析の暫定結果)

注：今後の取りまとめに向けて、分析条件を更新いたします。  
分析結果の引用はお控えください。



# 分析シナリオ

シナリオ名	電源運用	原発	再エネ導入量	送電線運用
2030年再エネ目標	<ul style="list-style-type: none"> <li>全電源に対して運転費用の最適化を適用（技術面以外の最低出力は設定せず）。燃料価格は別紙参照。</li> <li>調整池式及び貯水池式の水力発電の調整力を考慮。流れ込み式水力発電は2018年度実績ベース</li> <li>揚水式水力発電は設備容量（発電時及び揚水時）、貯水可能量などを考慮</li> <li>再エネについては、水力・地熱・バイオマス＞風力＞太陽光の順番に電力が供給される</li> </ul>	稼働なし	陸上風力：11.8GW 洋上風力：7.7GW 太陽光：42GW	実潮流に基づく送電線運用  地域間連系線の最大活用 <ul style="list-style-type: none"> <li>北海道→東北：北本連系線（北斗ー今別および函館ー上北）</li> <li>東北→東京：（南いわきー南相馬および新福島ー南相馬）</li> </ul>
2030年再エネ目標＋原発		<ul style="list-style-type: none"> <li>泊3号機</li> <li>東通1号機</li> <li>女川2号機</li> <li>柏崎6号機</li> <li>柏崎7号機</li> </ul> （適合性審査の状況をもとに設定）	（詳細は次ページ参照）	

# 再生可能エネルギーの導入容量

東日本地域で2018年比、風力8.9倍、太陽光2.1倍

- ◎陸上風力:日本風力発電協会(2019)風力発電の主力電源かに向けた提案の2030年導入目標値(陸上)。
- ◎洋上風力:洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会(2021)洋上風力産業ビジョンの2030年導入目標上限値。
- ◎太陽光:太陽光発電協会(2020)JPEAビジョン・PV OUTLOOK2050の2030年ケース。

## 分析した導入容量

	導入容量(GW)			年間発電電力量(TWh)		
	陸上風力	洋上風力	太陽光	陸上風力	洋上風力	太陽光
合計	27	14	100	64	41	121
01北海道	2.7	2.1	2.0	6.5	6.5	2.3
02東北	7.4	5.3	7.0	18.8	15.8	7.9
03東京	1.7	0.4	33.0	4.5	1.1	39.6
04中部	2.0	1.4	18.1	4.6	4.3	22.8
05北陸	1.1	0.9	1.5	2.2	2.3	1.7
06関西	2.9	0.8	11.3	6.7	2.0	13.6
07中国	2.2	0.1	9.0	4.9	0.2	11.0
08四国	1.1	0.0	5.1	2.5	0.0	6.4
09九州	5.7	3.0	12.2	12.9	8.4	15.0
10沖縄	0.3	0.0	0.8	0.7	0.0	1.0

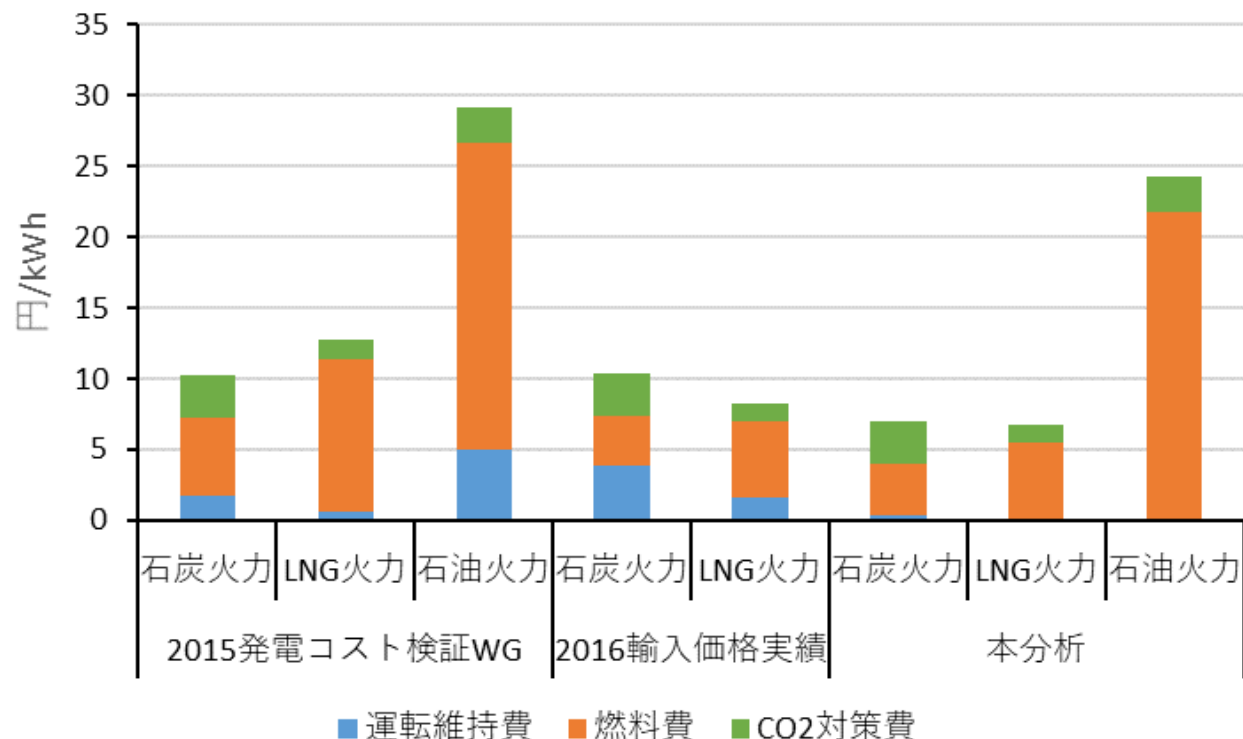
## 2018年度時点導入容量

	導入容量(GW)		
	陸上風力	洋上風力	太陽光
合計	4	0	52
01北海道	0.4	0	1.6
02東北	1.4	0	5.1
03東京	0.4	0	13.1
04中部	0.3	0	9.0
05北陸	0.1	0	1.0
06関西	0.2	0	5.6
07中国	0.4	0	4.5
08四国	0.2	0	2.6
09九州	0.5	0	8.8
10沖縄	0.0	0	0.4

- 風力の配分は、日本風力発電協会(2014)風力発電導入ポテンシャルと中長期目標V4.3を参照
- 太陽光の配分は環境省REPOSデータを参照
- 想定した導入容量をもとに、環境省REPOSデータを用いて年間発電電力量に換算

# 火力発電の燃料価格及び維持管理費用想定

PROMODでは、電力システム運用をシミュレーションすることを目的とすることから、資本費や維持管理費に含まれる固定費は含めていない

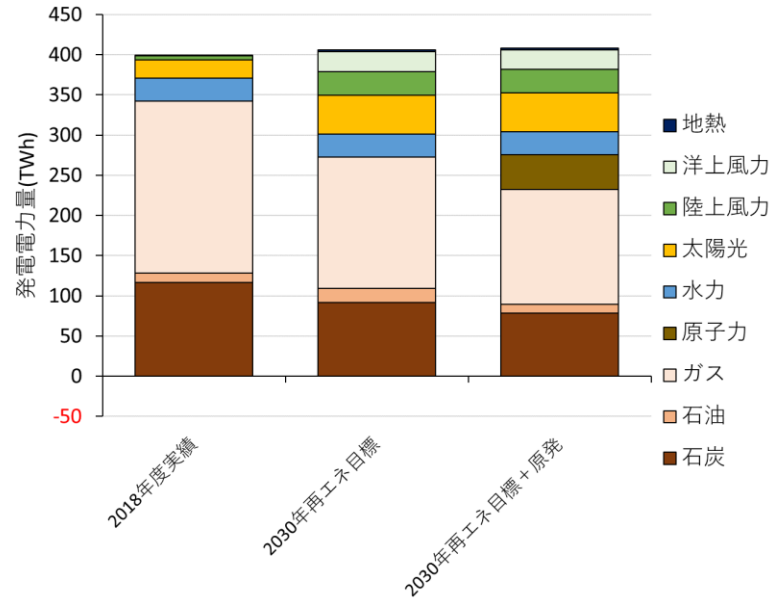


## 参考資料：

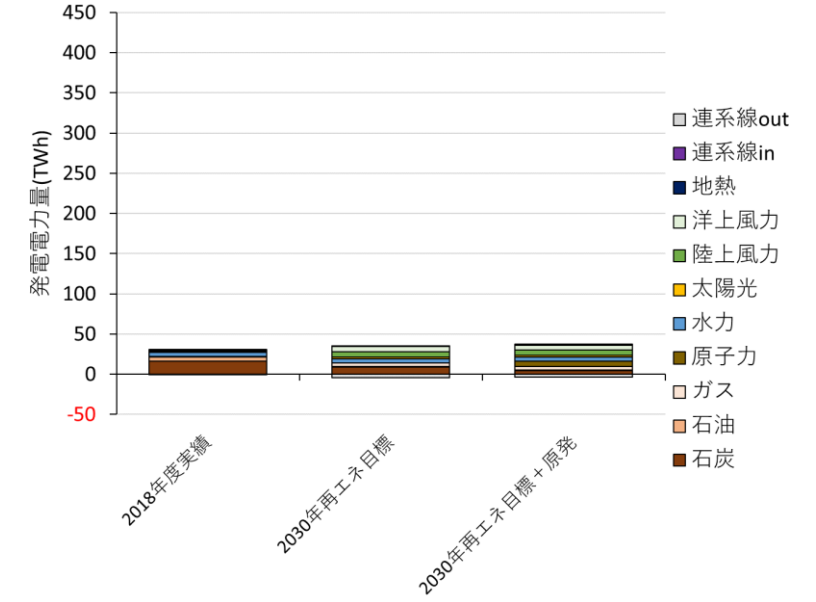
- 海外電力調査会 相沢会長(元東京電力副社長) 「東大エネルギー・環境シンポジウム」発表資料
- 長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告
- ABB提供データ

# 地域別電源別年間発電電力量（スケール統一）

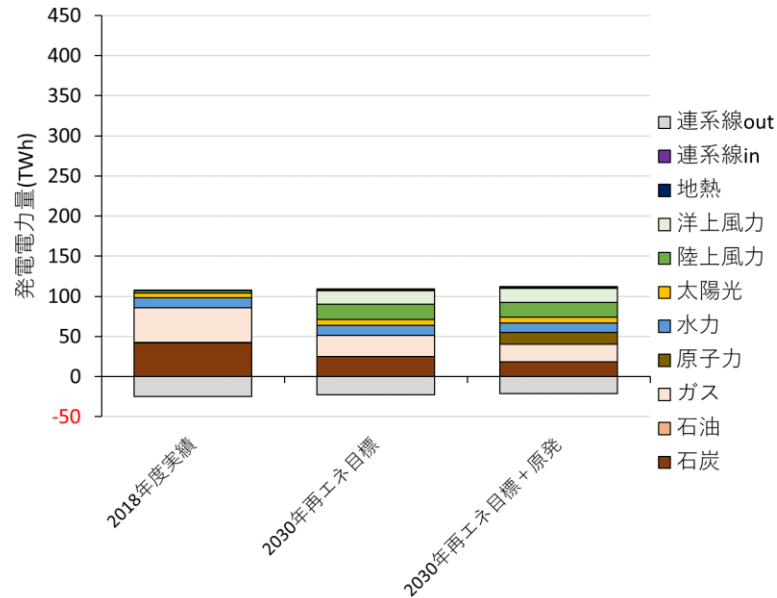
## 東日本全体



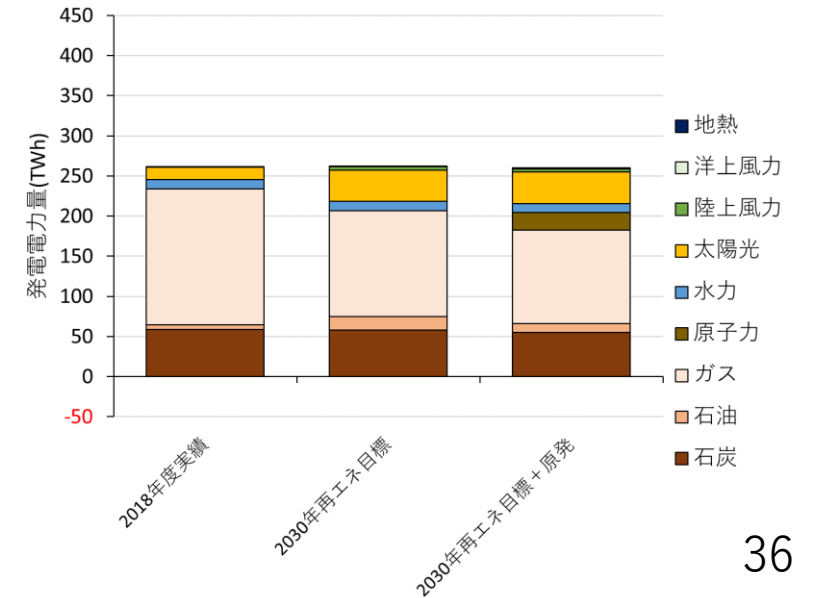
## 北海道 電力地域



## 東北 電力地域

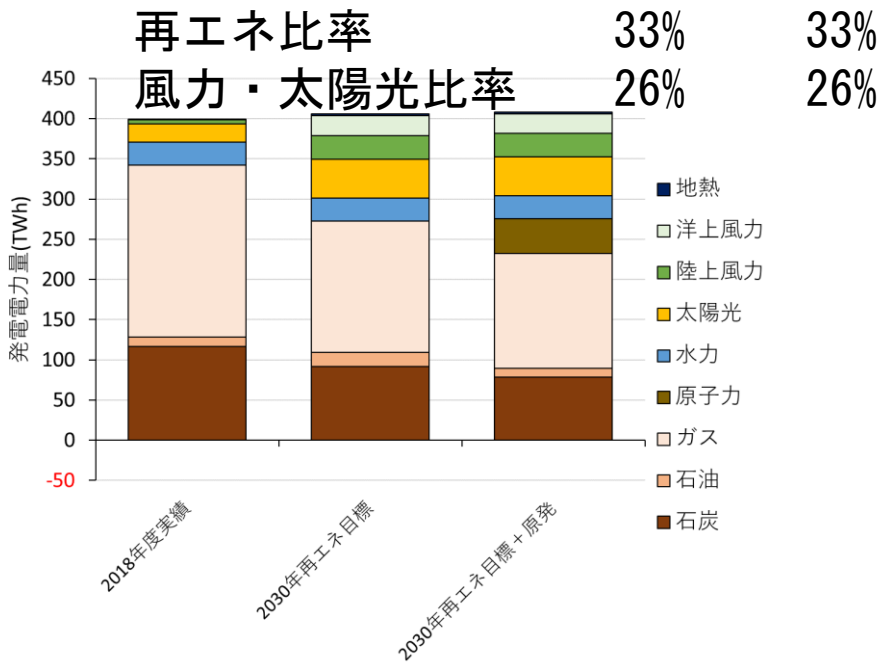


## 東京電力 地域

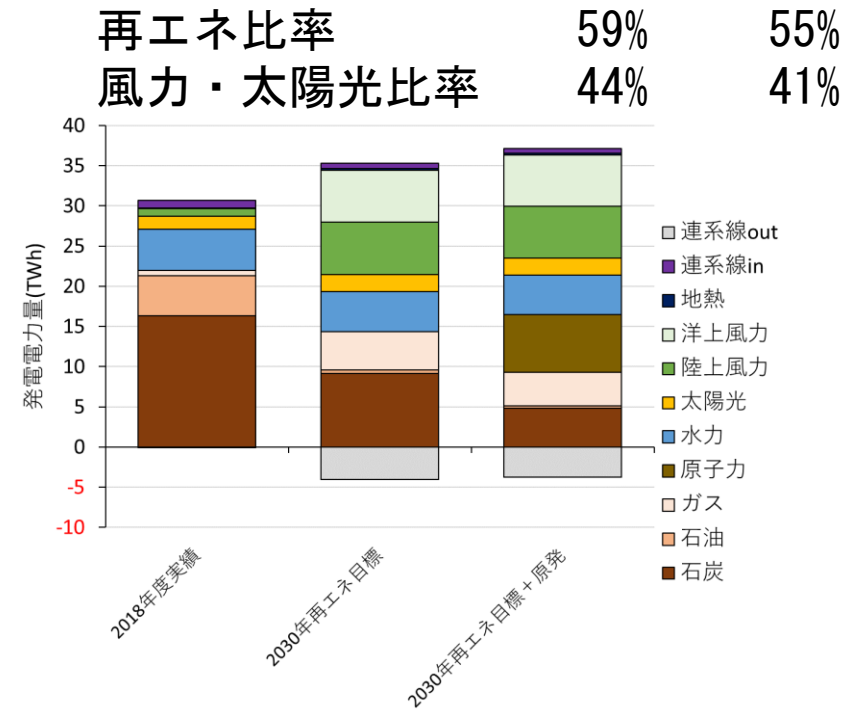


# 地域別電源別年間発電電力量（スケール拡大）

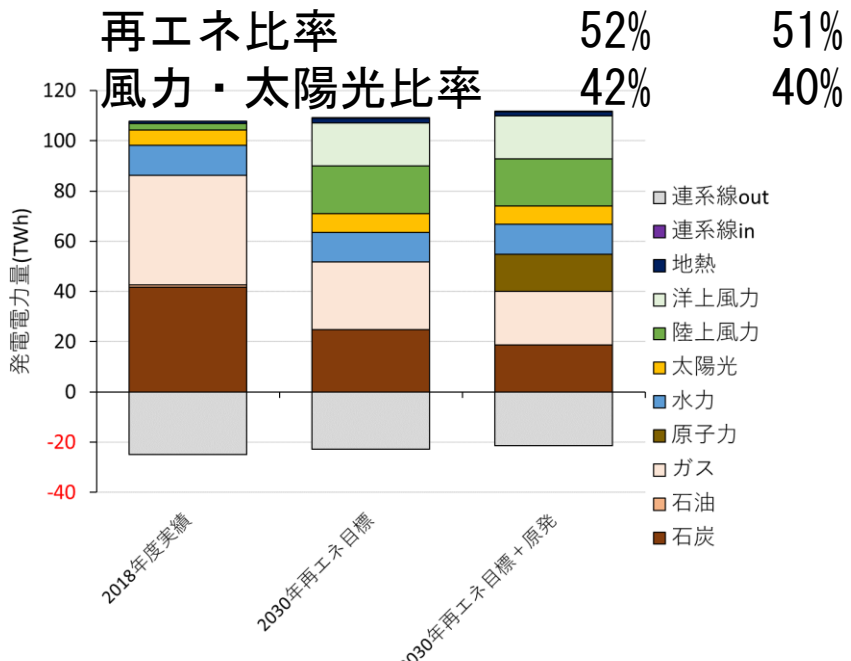
## 東日本全体



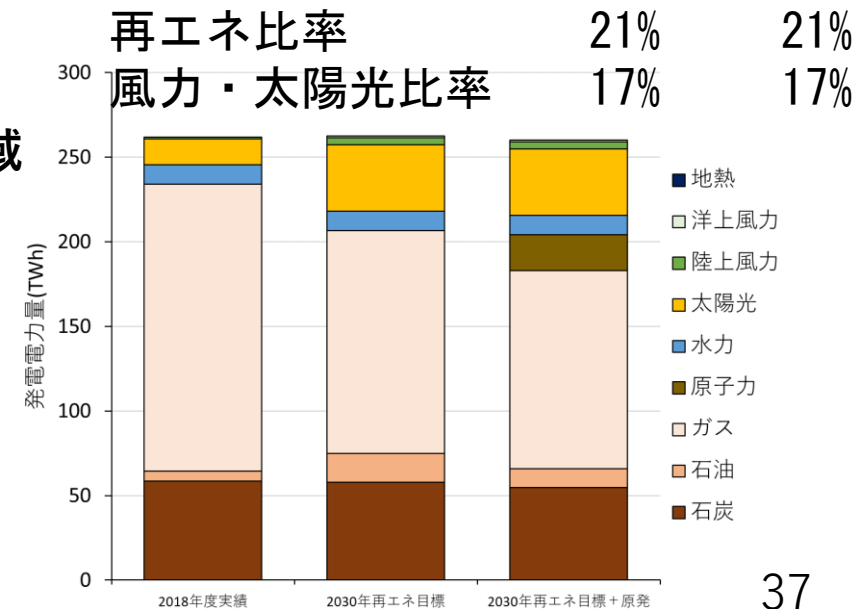
## 北海道 電力地域



## 東北 電力地域



## 東京 電力地域



# 出力抑制率

## 東日本

	30再エネ 目標	30再エネ 目標+原発
太陽光	2%	3%
陸上風力	1%	1%
洋上風力	1%	1%

## 北海道電力地域

	30再エネ 目標	30再エネ 目標+原発
太陽光	4%	7%
陸上風力	1%	1%
洋上風力	0%	1%

## 東北電力地域

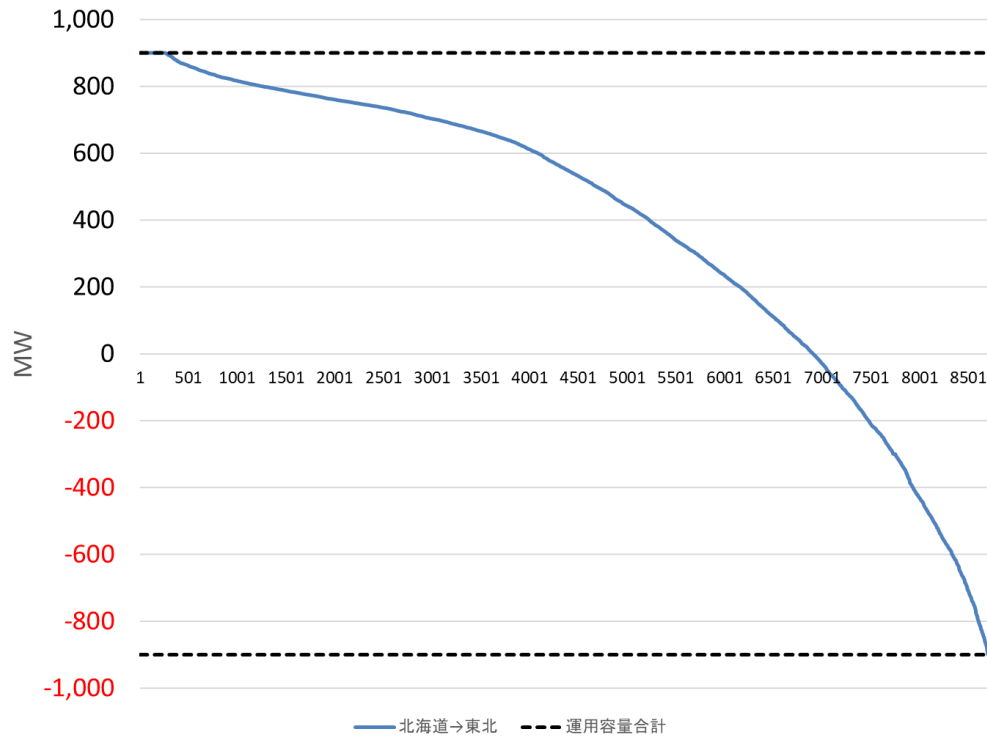
	30再エネ 目標	30再エネ 目標+原発
太陽光	5%	9%
陸上風力	0%	0%
洋上風力	1%	2%

## 東京電力地域

	30再エネ 目標	30再エネ 目標+原発
太陽光	1%	1%
陸上風力	2%	2%
洋上風力	1%	1%

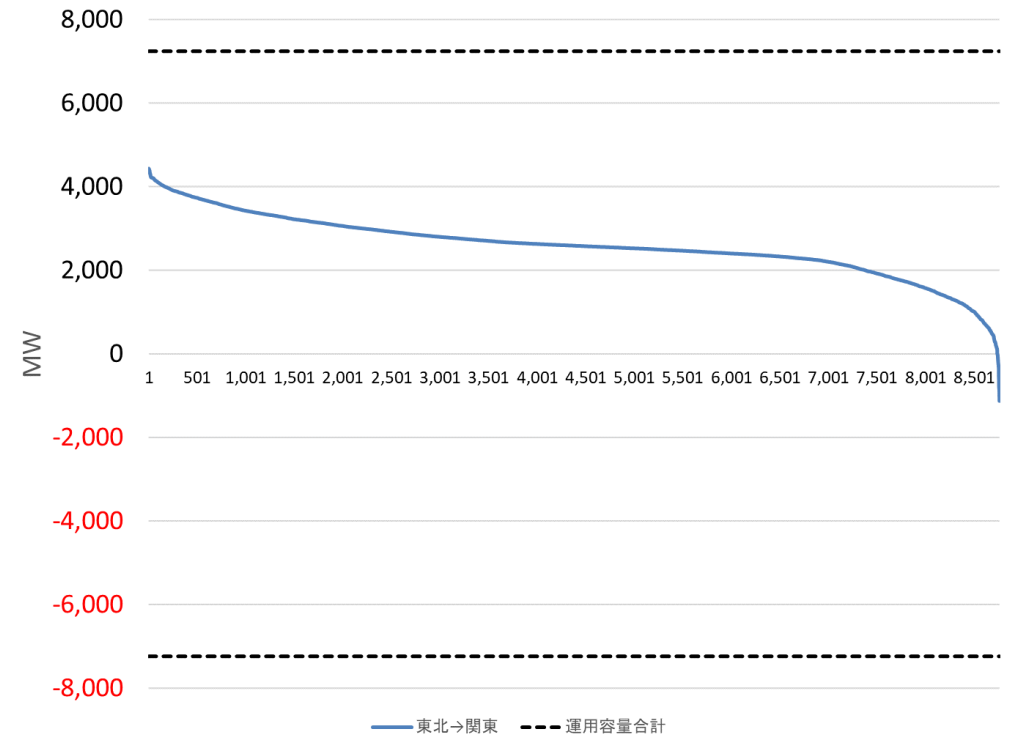
# 時間別連系線利用状況

## 北海道→東北



北斗—今別および函館—上北ルート合計値

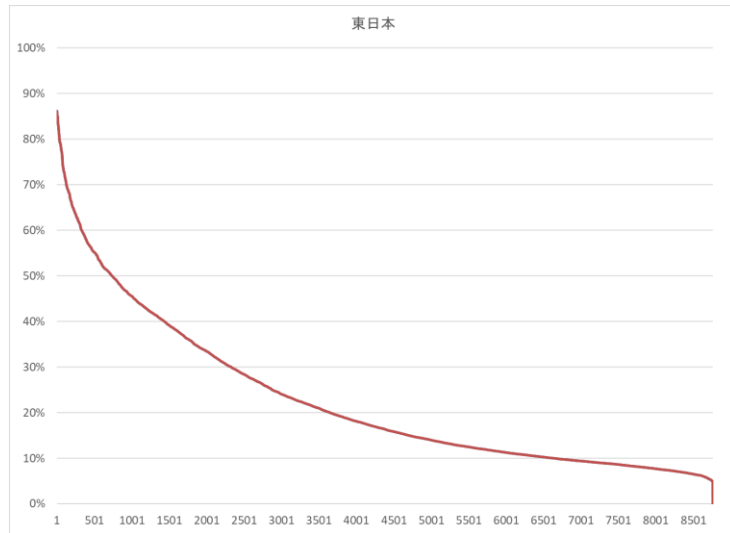
## 東北→東京



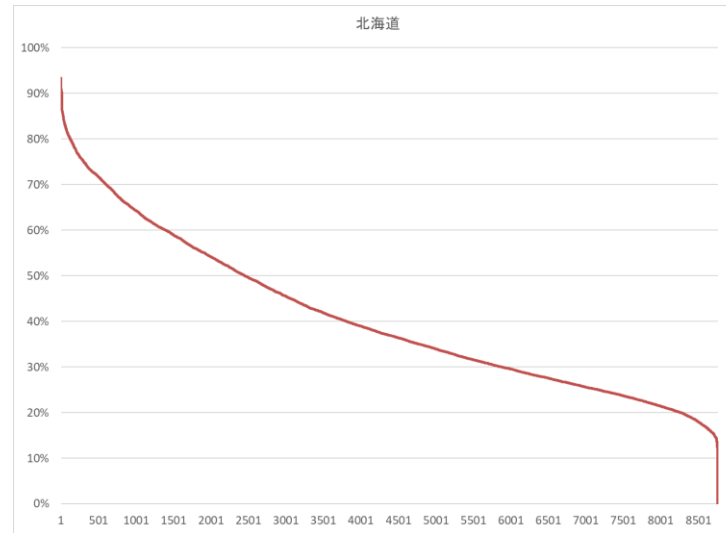
南いわき—南相馬および新福島—南相馬ルート合計値

# 時間別風力・太陽光電力供給比率

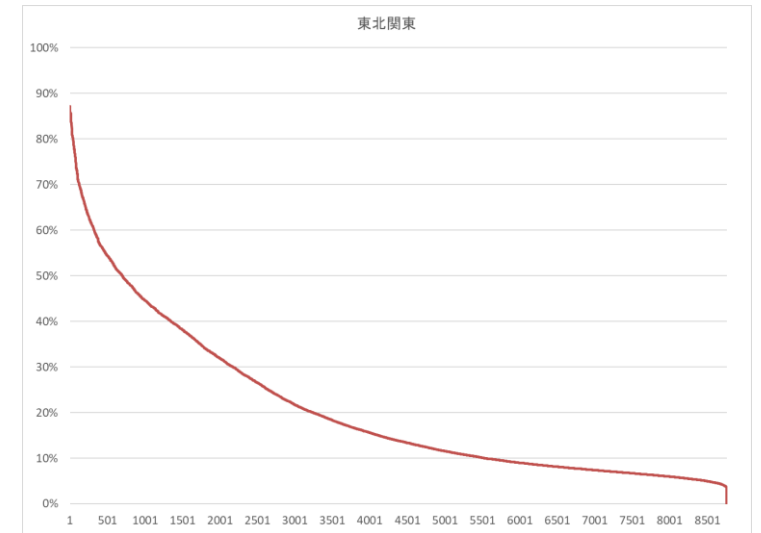
## 東日本



## 北海道電力地域



## 東北・東京電力地域





## 暫定結果のまとめ

1. 東日本地域の2030年断面では、風力発電協会、太陽光発電協会、洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会が目標とする風力・太陽光発電を既存の送電設備に導入した場合も、実潮流に基づく送電システム運用を行うことで、出力抑制は風力1%、太陽光3%程度で、ほぼ全ての電力を需要地まで送電できる。  
(ただし、上位2系統での分析の結果であることに留意が必要。)
2. 東日本全体で、再エネ比率33%、風力・太陽光比率が26%程度。
3. 北海道→東北の北本連系線の運用容量の上限に達する時間帯がある。
4. 原発を稼働した場合には、ゼロ炭素比率は40%程度となる。  
なお、今回の分析では東通原発を稼働したことによる再エネの導入に対する支障はない模様。

# 5. 今後の展開

## 1. 分析の精緻化

- より明確な分析課題の設定
  - 例1：官民協議会が設定した2040年断面の洋上風力導入目標達成に向けた主要課題分析
  - 例2：50-60%やそれ以上の再エネ比率達成に向けた必要な送電線増強等の主要課題の分析
  - 例3：ノード価格分析
- より詳細なデータの整備
  - 2030年～2050年頃の需要データの設定
- 蓄電池やディマンドレスポンスのモデル化
  - PROMODの機能面からは可能であるが、どのような状況を想定し、パラメータや関数を設定すべきか要検討。

## 2. 分析エリアの拡大

- 西日本エリアにおける2018年度の需要データや気象データ整備

## 6. 全体まとめ

1. データの整理など分析の枠組みについて紹介
2. 太陽光発電協会、風力発電協会、官民協議会が想定する太陽光・風力発電の2030年目標値を用いてた東日本地域での暫定的な分析結果を紹介
3. 本日いただいた議論も踏まえて、今後分析目的、分析手法を精緻化
4. 本分析を通じて、再生可能エネルギーの導入量を増やすための課題とその解決手段について提案し、脱炭素社会の構築に貢献していきたい

**御静聴ありがとうございました。**



## ISO・ISO・RT0のフローベースの運用を解説

### ◎執筆者一覧

内藤 克彦	[全体編集；第1章、第2章、第3章冒頭、同第4節]	
小川 祐貴	[第3章第1節1～4項]	株式会社イー・コンサル
柴田 悠生	[第3章第1節5～7項]	ABB Power Grids Japan
山内 恒樹	[第3章第2節1～2項]	三菱重工業株式会社
濱崎 博	[第3章第2節3～8項]	デロイトトーマツコンサルティング合同会社
千貫 智幸	[第3章第3節]	三菱電機株式会社
杉山 瑛美	[第3章第3節]	三菱電機株式会社

### 全体の構成

- ・ FERCのハンドブックに基づく概説
- ・ NYISO Transmission Services Manualの解説
- ・ NYISO Day Ahead Scheduling Manualの解説
- ・ NYISO Transmission & Dispatch Operations Manualの解説
- ・ PJM Financial Transmission Rights Manualの概説

○NYISOはエジソン以来、電力の世界の先端を走っているという自負がある。

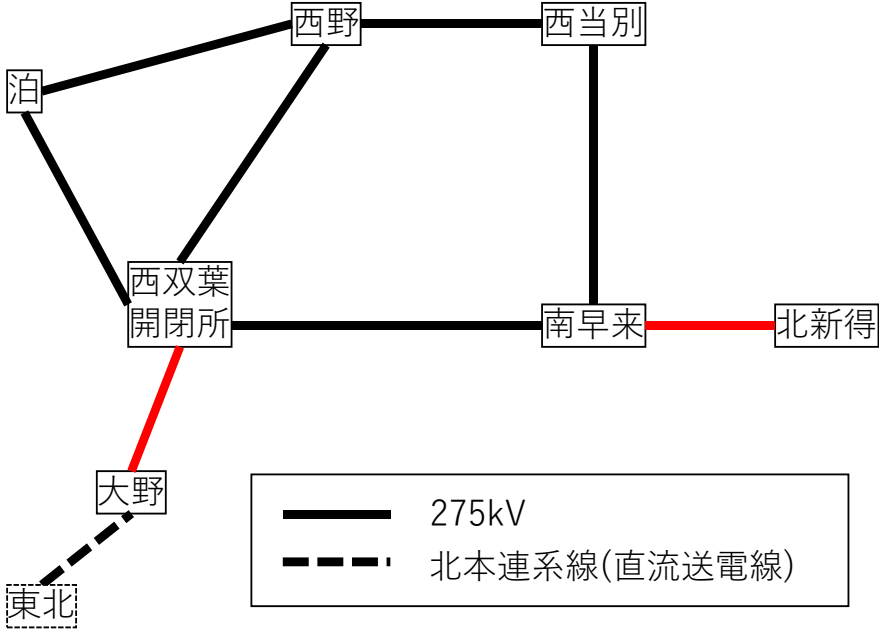
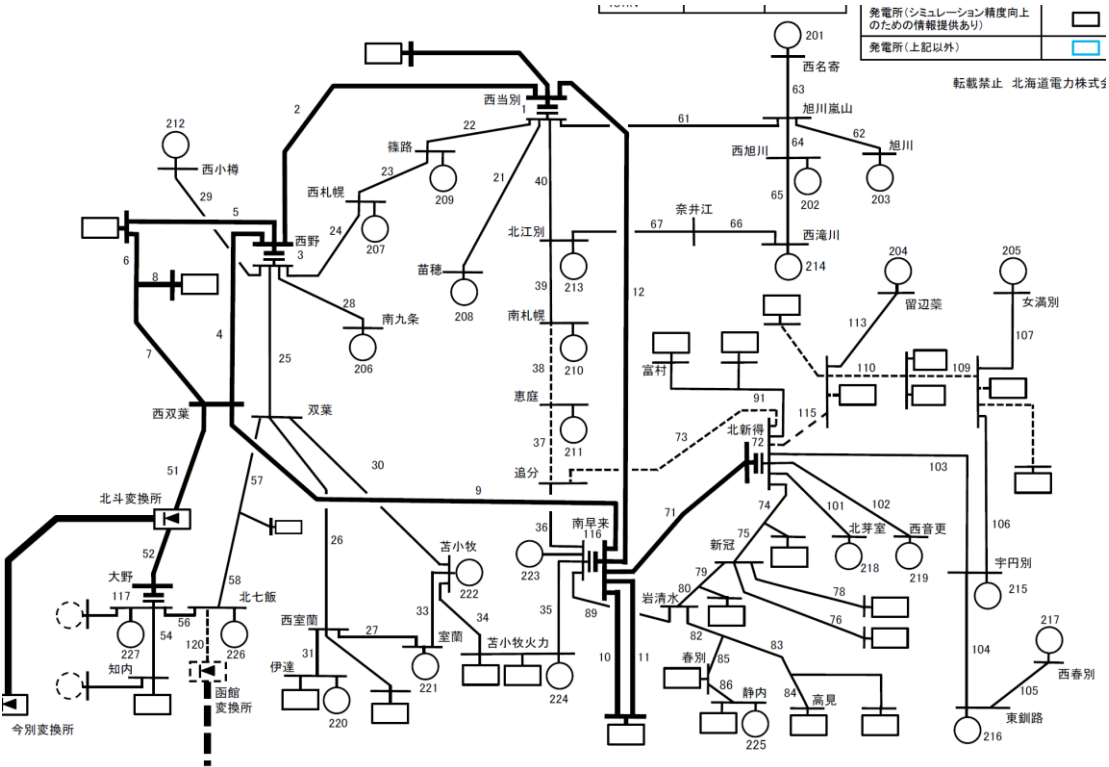
## 分析に用いたデータ諸元まとめ

データ項目	データ根拠
電力需要過去実績	<ul style="list-style-type: none"> <li>北海道電力、東北電力、東京電力が公表する2018年度潮流実績（送電線及び変圧器）及び需給実績データ。</li> </ul>
火力・原子力（燃料価格含む）発電、揚水式水力発電の技術パラメータ	<ul style="list-style-type: none"> <li>APG社の提供する技術データ（火力・原子力発電所設備要覧や電気事業便覧、世界銀行統計、資源エネルギー庁各種統計、日本内航海運組合総連合会データなどで整合性を確認。）</li> <li>データは発電ユニット毎に整理。</li> </ul>
非揚水式水力発電（貯水池式、調整池式、流れ込み式）	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力土木技術協会水力発電所データベース、国土交通省一級河川における水力発電施設諸元一覧、水力発電所位置検索データベース 及び北海道電力、東北電力、東京電力が公表する2018年度需給実績。</li> </ul>
太陽光発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>固定価格買取制度に基づく太陽光発電協会がまとめた設備容量データ、気象庁公開の日射量データ及び北海道電力ネットワーク株式会社が公表する2018年度需給実績。</li> <li>太陽光発電ポテンシャル及び設置場所は環境省再生可能エネルギー情報提供システム（REPOS）を参照。</li> <li>太陽光発電協会(2020)JPEAビジョン・PV OUTLOOK2050</li> </ul>
風力発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>風力発電協会が収集するプラント別設備容量データ、気象庁公開の風速データ[35]及び北海道電力ネットワーク株式会社が公表する2018年度需給実績。</li> <li>風力発電ポテンシャル及び設置場所はREPOSを参照。</li> <li>日本風力発電協会(2019)風力発電の主力電源かに向けた提案</li> <li>日本風力発電協会(2014)風力発電導入ポテンシャルと中長期目標V4.3</li> <li>洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会(2021)洋上風力産業ビジョンの2030年導入目標</li> </ul>
地熱、バイオマス	<ul style="list-style-type: none"> <li>APG社の提供する技術データ及び北海道電力ネットワーク株式会社が公表する2018年度需給実績。</li> </ul>
送電線	<ul style="list-style-type: none"> <li>北海道電力、東北電力、東京電力が公表する「送変電設備のインピーダンス」及び「系統空容量一覧表（187kV以上）」参照。</li> </ul>
変電所	<ul style="list-style-type: none"> <li>北海道電力、東北電力、東京電力が公表する系統構成図、Google Earthによる衛星画像などから位置を特定。</li> </ul>

## 分析結果②： 北海道エリアの275kVに対象を絞った分析結果 (レポート公表済み)

実潮流に基づく送電線運用による北海道地域の再生可能エネルギー導入量推計  
<https://www.iges.or.jp/en/pub/psa-hokkaido/ja>

# トポロジーの設定：北海道電力①（再掲）





## 各シナリオで設定した系統運用に関わる条件

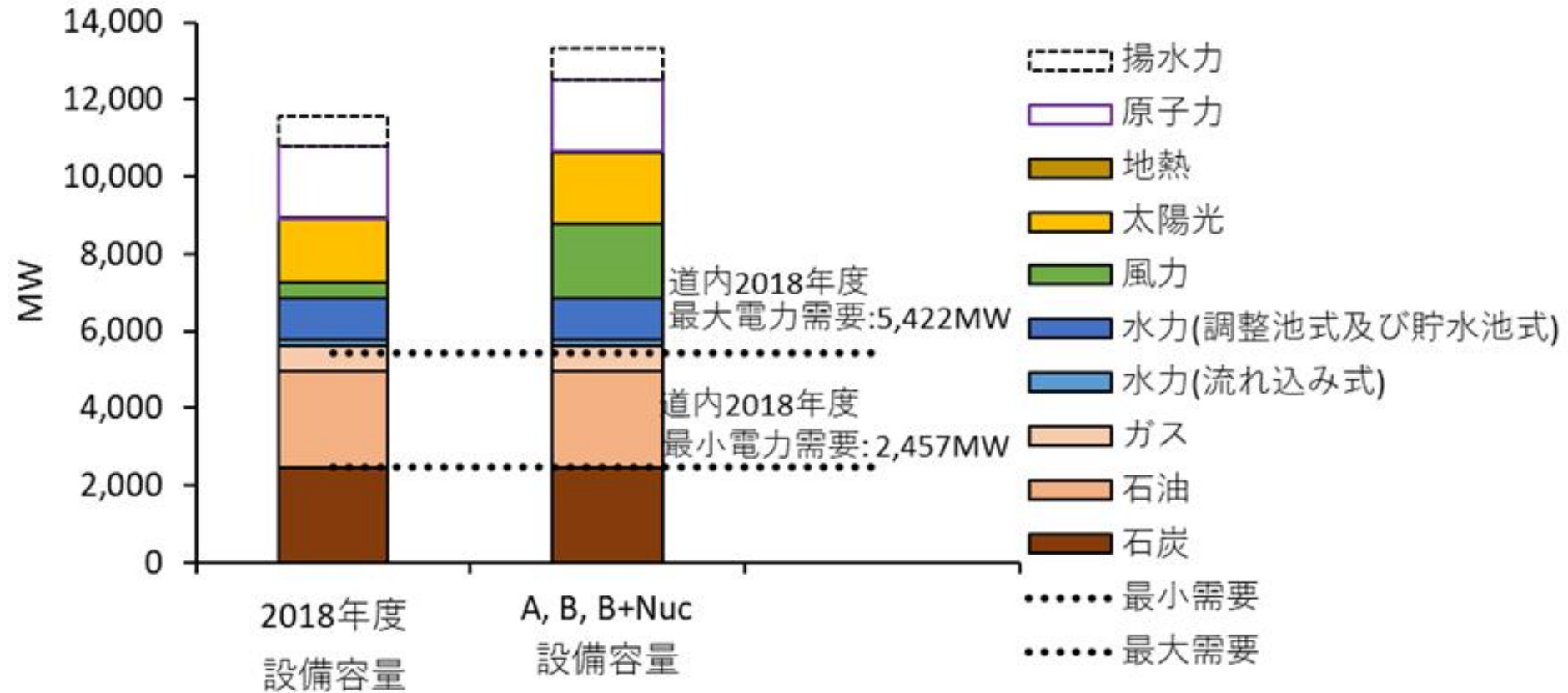
シナリオ	電源運用	電源の設備容量	送電線運用
A	<ul style="list-style-type: none"> <li>石炭火力発電がベースロード(経済性の観点から最低出力 60%と設定)、石油火力を含めたその他電源は運転費用の最適化を適用</li> <li>流れ込み式、調整池式、貯水池式の水力発電は 2018 年度実績ベース</li> <li>揚水式水力発電は設備容量(発電時及び揚水時)、貯水可能量などを考慮</li> <li>原子力発電稼働無し</li> </ul>	<p>風力発電:1,950MW (2018年度450MWの4.3倍、発電電力量ベースでは7.8倍)</p> <p>太陽光発電:1,855MW (2018年度1,605MWの1.16倍、発電電力量ベースでは1.2倍)</p>	実潮流に基づく送電線運用
B	<ul style="list-style-type: none"> <li>全電源に対して運転費用の最適化を適用(技術面以外の最低出力は設定せず)</li> <li>調整池式及び貯水池式の水力発電の調整力を考慮。流れ込み式水力発電は 2018 年度実績ベース</li> <li>揚水式水力発電は設備容量(発電時及び揚水時)、貯水可能量などを考慮</li> <li>原子力発電稼働無し</li> </ul>	<p>風力・太陽光発電以外の電源の設備容量: 2018年度時点の個々の設備容量と同様</p>	
B+Nuc	<ul style="list-style-type: none"> <li>全電源に対して運転費用の最適化を適用(技術面以外の最低出力は設定せず)</li> <li>調整池式及び貯水池式の水力発電の調整力を考慮。流れ込み式水力発電は 2018 年度実績ベース</li> <li>揚水式水力発電は設備容量(発電時及び揚水時)、貯水可能量などを考慮</li> <li>原子力発電稼働有り</li> </ul>	<p>(注:風力発電、太陽光発電については、送電制約、需要制約に達しない限りは、発電した電力がすべて供給される状況を想定)</p>	

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

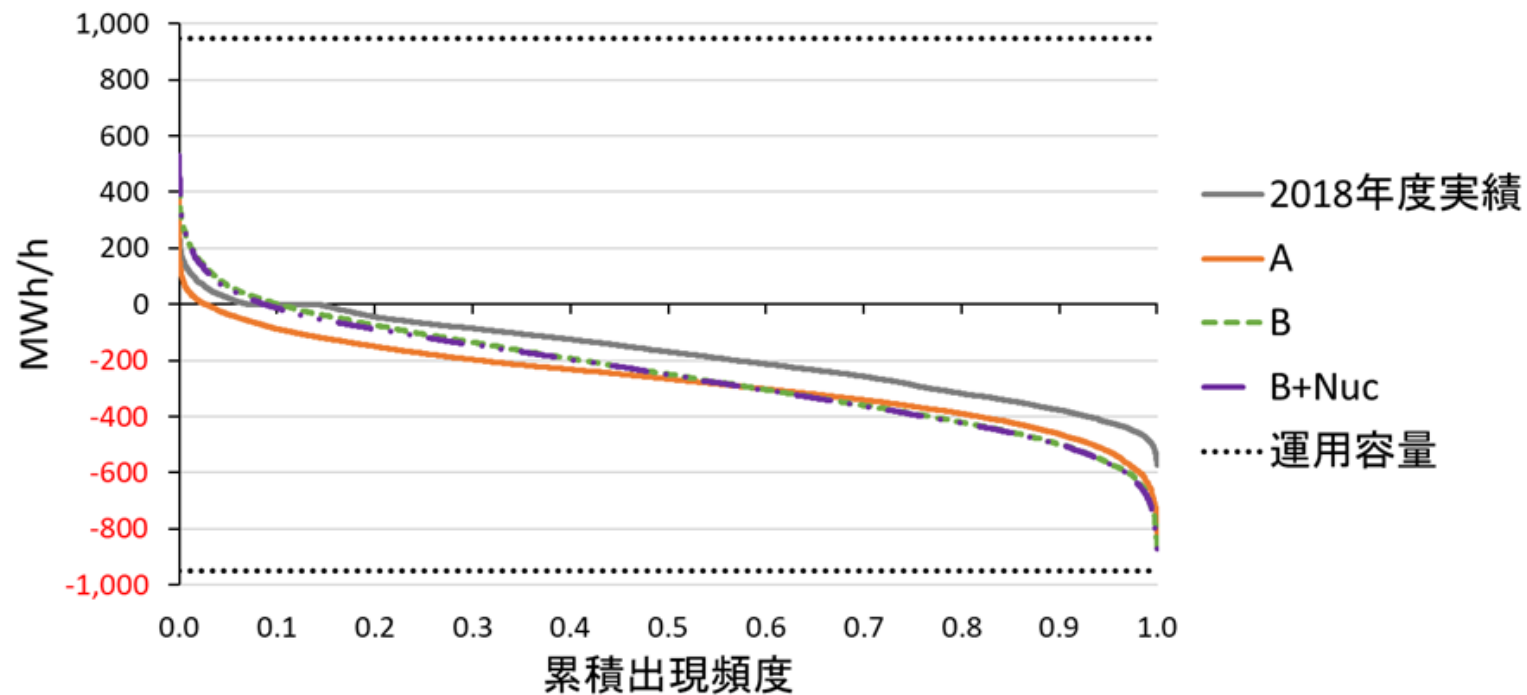
		ノード					合計
		大野	西野	西当別	南早来	北新得	
風力	2018年度実績	148	85	201	0	16	450
	本分析	238	52	1,285	6	369	1,950
太陽光	2018年度実績	93	155	143	523	691	1,605
	本分析	110	297	234	523	691	1,855

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

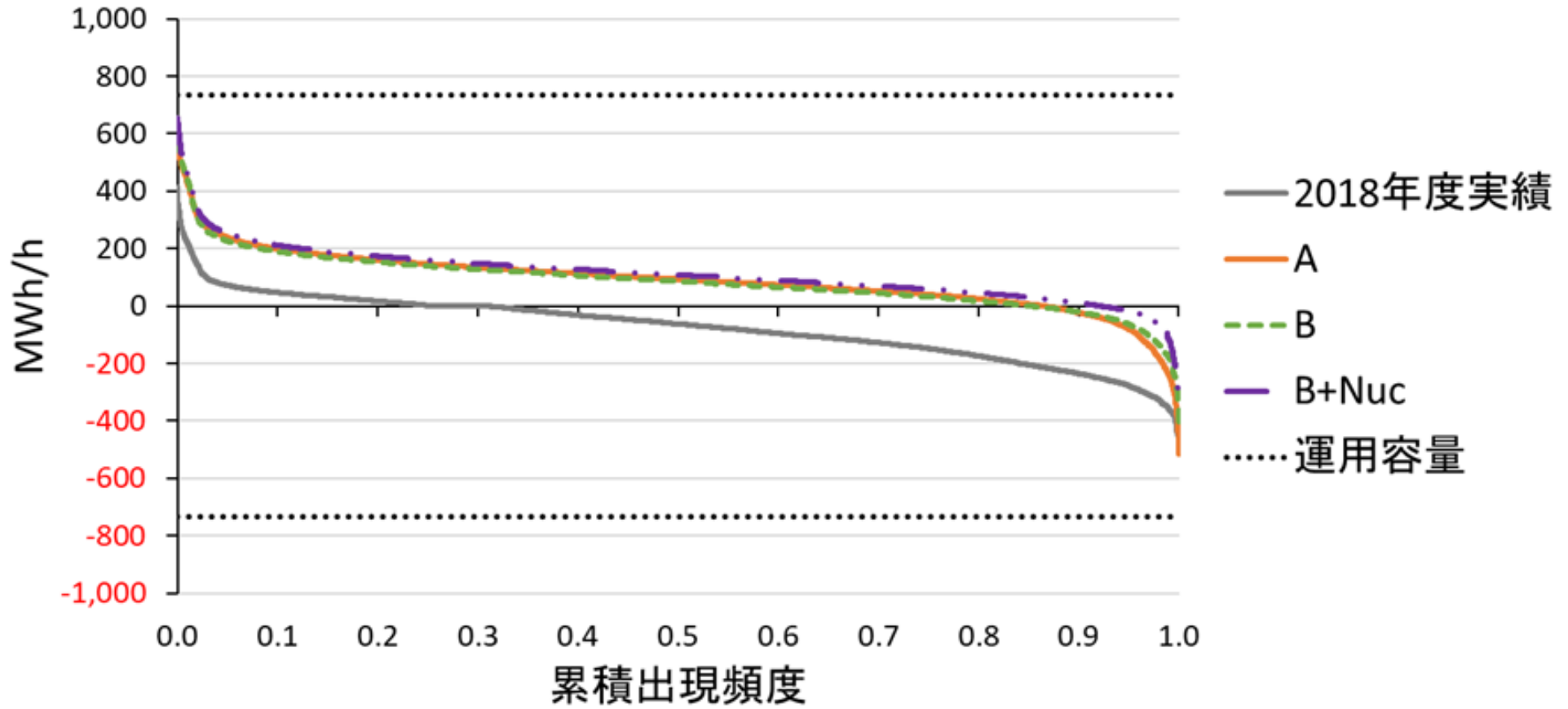
## 本分析における電源別設備容量



## 分析結果：北新得変電所→南早来変電所間年間持続曲線（時間解像度は1時間）

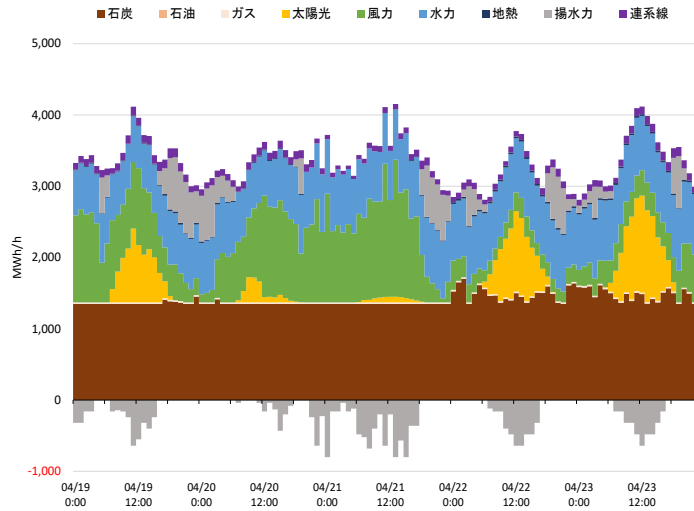


西双葉開閉所→大野変電所間年間持続曲線（時間解像度は1時間）

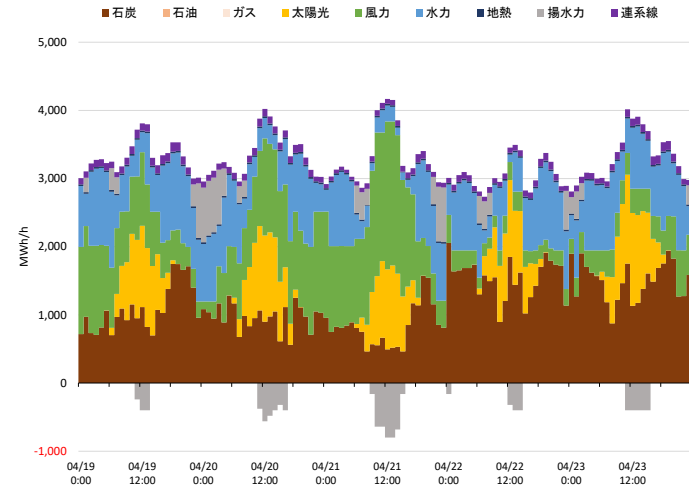


# 各シナリオにおける4月21日前後の北海道全体の電力供給状況

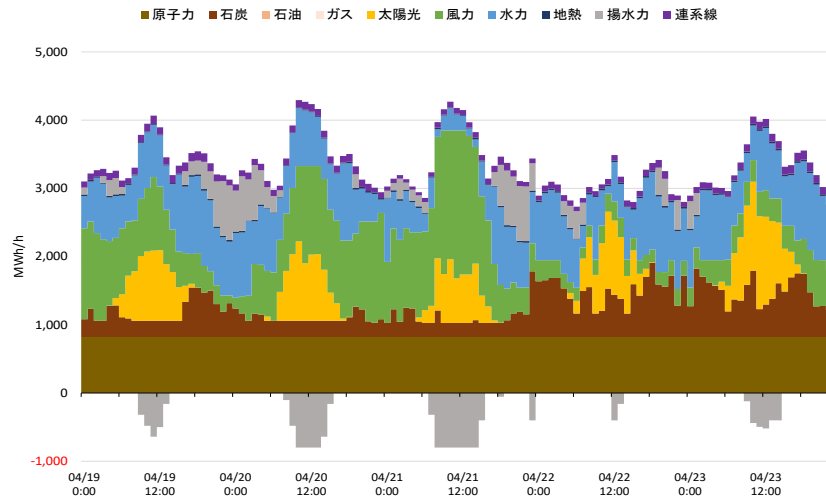
## シナリオA



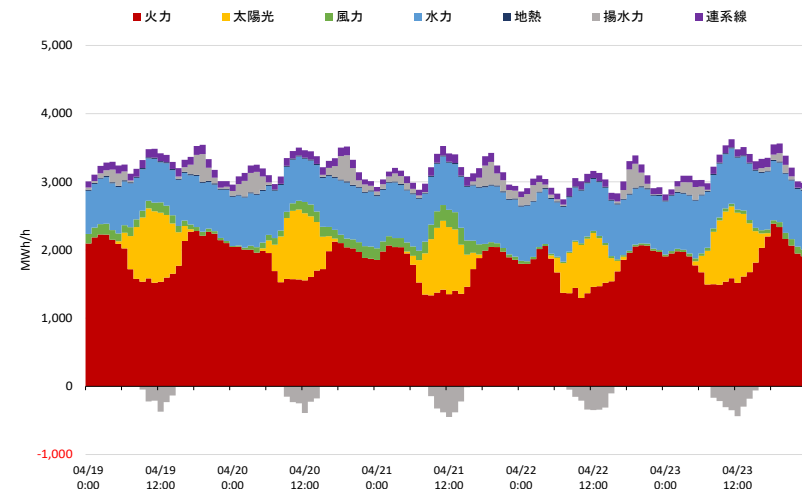
## シナリオB



## シナリオB+Nuc

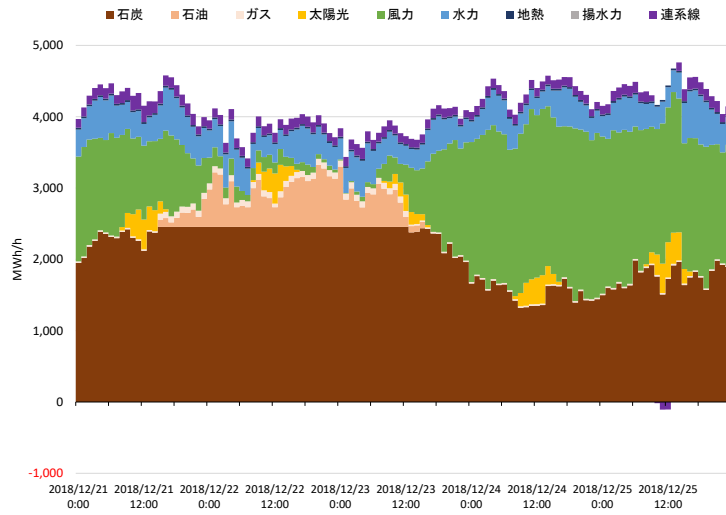


## 2018年度実績

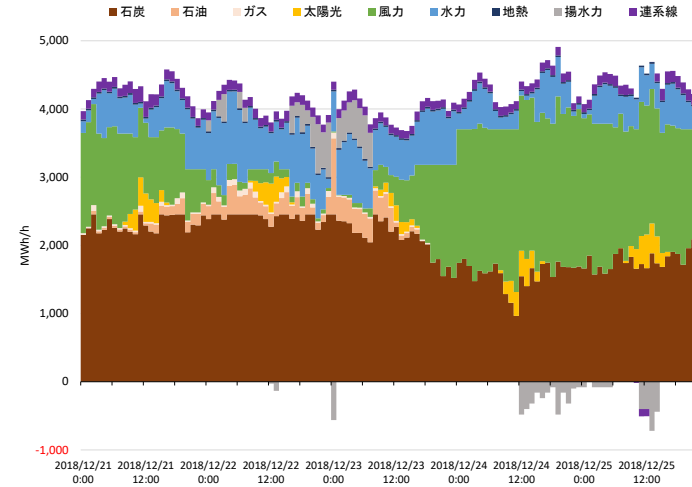


# 各シナリオにおける12月23日前後の北海道全体の電力供給状況

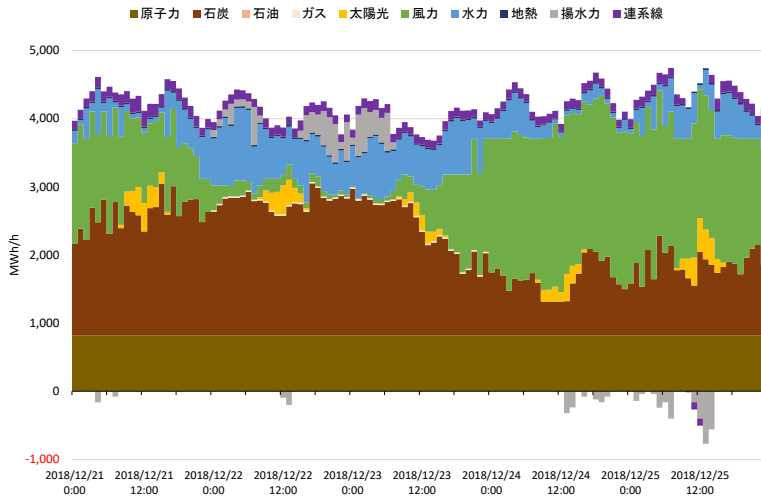
## シナリオA



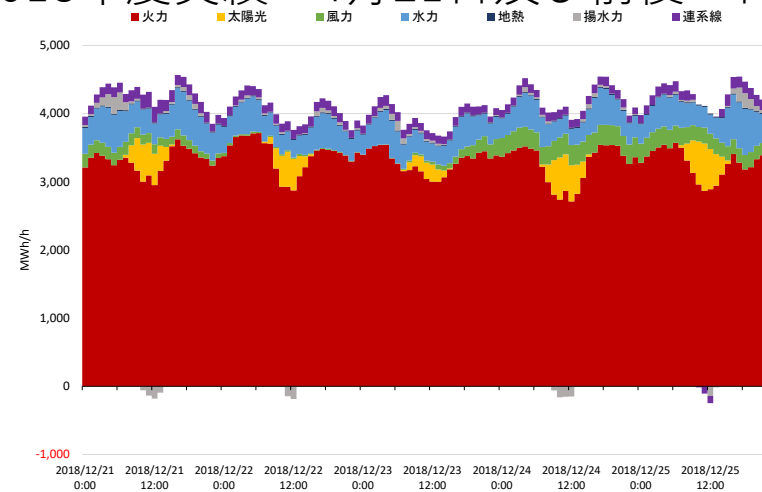
## シナリオB



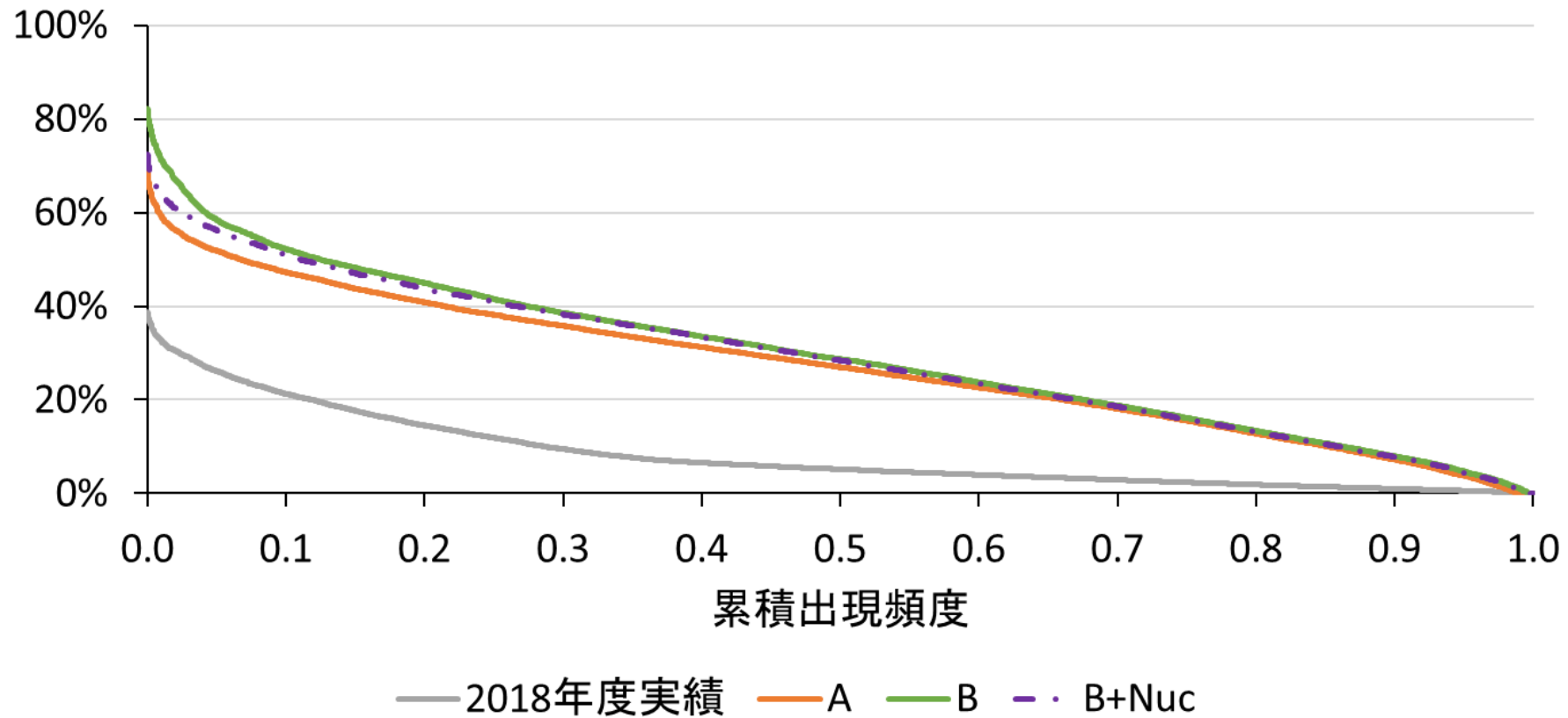
## シナリオB+Nuc



## 2018年度実績 4月21日及び前後二日間



### 1時間ごとの総発電電力量に対する風力・太陽光発電による供給比率

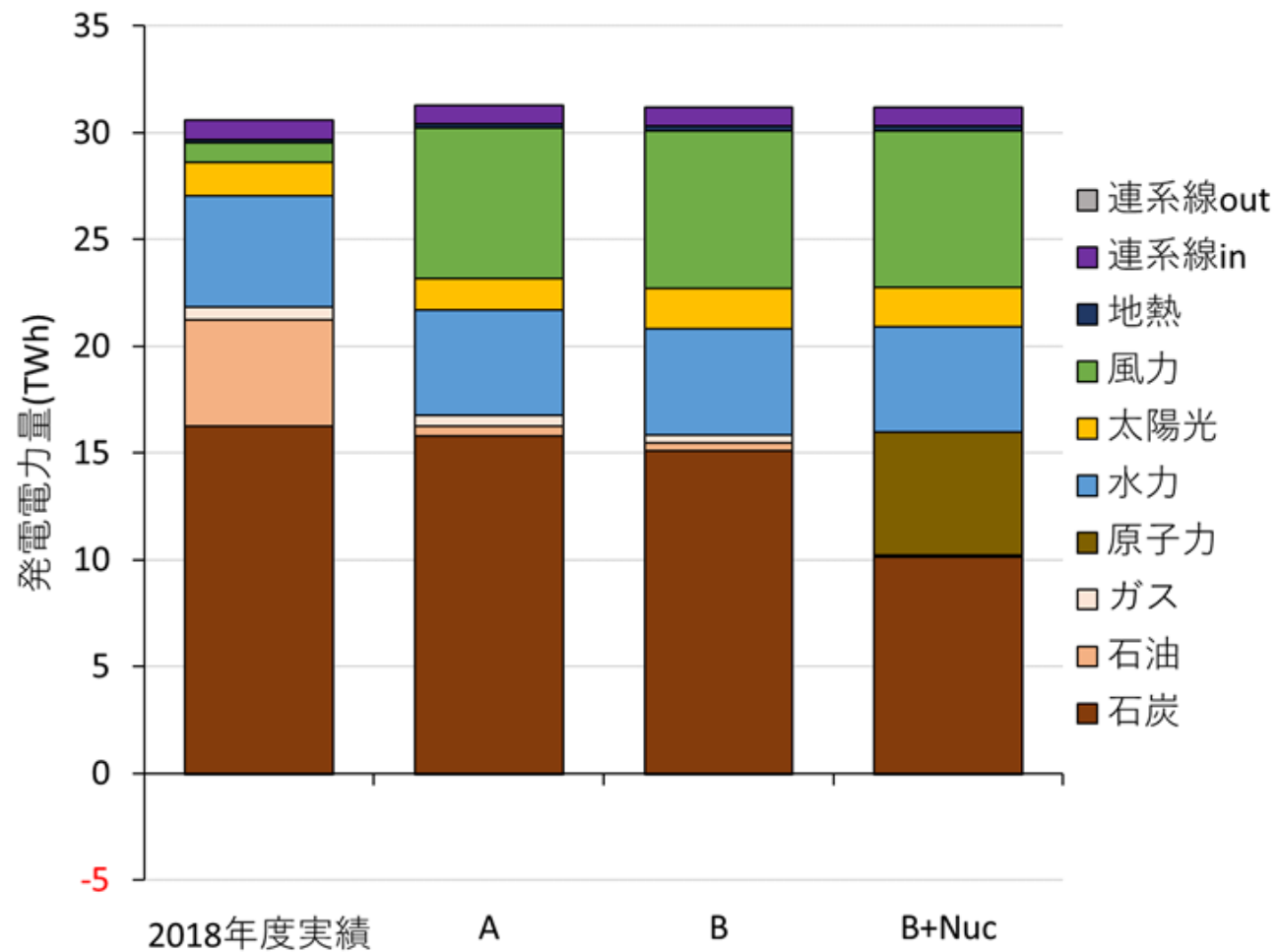




## 風力・太陽光発電の追加導入時における出力抑制率

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

## 北海道全体のシナリオ別電源別発電電力量構成（年間）



## 北海道分析からのキーマッセージ

- 3つのシナリオではいずれの場合にでも、275kVの基幹送電線のうち、**現在「空容量なし」とされる北新得変電所一南早来変電所間送電線（狩勝幹線）及び西双葉開閉所一大野変電所間送電線（道南幹線）**において、**風力・太陽光発電による電力を含む潮流が送電線の運用容量を超えることがない状態で系統運用できることが明らかとなった。**
- 3つのシナリオの中でも、技術的に許される範囲で柔軟に石炭火力発電及び水力発電を運用するシナリオでは、**風力発電の出力抑制率は0.01%、太陽光発電の出力抑制率は0.27%とほとんど出力抑制は不要であった。**
- この場合の年間の電力供給量における風力・太陽光発電の合計、及び非揚水式水力等を含む**再エネ全体の、発電電力量(MWh)の比率**は、全電源比で、それぞれ、**30%、46%**となった。

## 手順① 気象庁データの風速を補正

以下の式から風速計の高さ(m)の風速を地上100mの風速に補正  
各変電所に対応する風速を用いる。複数の気象観測所がある際には、それらを平均する。

$$V_z = V_h \times \left(\frac{h}{z}\right)^{1/n}$$

Z: 風速計の高さ  
h: 求める風速の高さ  
n: べき指数

▼表 3.3 地表状態によるべき指数

地表状態	n
非常になめらかな面, 静かな海面など	10
平野・草原	7
森林・田園・高い建物のない市街地	4
大都市の郊外周辺	3
大都市の中心付近	2

出典：牛山(2013)風力工学入門第2版

## 手順② パワーカーブのロジスティック曲線を推計

牛山(2013)風力工学入門第2版にあるパワーカーブの式を作る。図で用いている風力発電の容量が1650MWなので、yの値を1/1650した曲線を推計  
→すなわち1MWの風力発電のパワーカーブとなる。

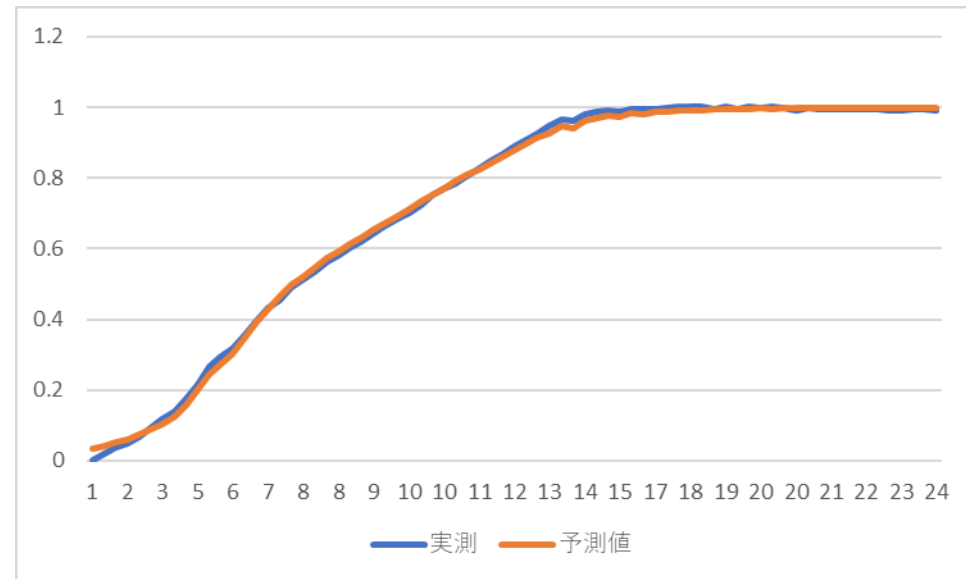
推計パラメータ

$$y = 1/(1+a*\exp(-bx))$$

a	37.20617
---	----------

b	0.475503
---	----------

当てはまり具合



手順③ ①で求めた風速を②のロジスティック曲線のxに代入してyの値を求める。

$$y = 1/(1+a*\exp(-bx))$$

手順④ 各時間の発電量を以下の式で求める

$$P_t = P_{all} \times \frac{y_t}{\sum y_t}$$

これだけだと、「 $P_t > \text{設備容量}$ 」となる時間帯がある。

手順⑤  $P_t > \text{設備容量}$ の時間帯を以下の手順で処理する。

$$P_t > \text{Capacity} \text{ の場合、 } P_t = \text{Capacity}$$
$$\text{Residual}_t = P_t - \text{Capacity}$$

$$P_t \leq \text{Capacity} \text{ の場合、 } P_t = P_t$$

手順⑥ 全体の発電電力量の整合性を保つために、以下の処理をする。

$$P'_t = P_t + \frac{\sum \text{Residual}_t}{8760}$$

すべての $P'_t$ に対して $P'_t < \text{Capacity} * 1.05$ であれば、作業終わり

$P'_t > \text{Capacity} * 1.05$ のものがあれば、手順⑤を再度行う。