

# 実潮流に基づく電力系統運用を行った場合の 2030年度の電源構成に関わる分析

栗山昭久<sup>1</sup>、劉憲兵<sup>2</sup>、内藤克彦<sup>3</sup>、津久井あきび<sup>1</sup>

<sup>1</sup>IGES 気候変動とエネルギー領域研究員、<sup>2</sup>IGES 気候変動とエネルギー領域リサーチリーダー、<sup>3</sup>京都大学大学院経済学研究科特任教授、IGES 気候変動とエネルギー領域シニアフェロー

## キーメッセージ

- 電力需要・電源設備容量が2018年度実績値又は2030年度エネルギー需給見通し(以下、2030需給見通し)見込値と同量を想定するシナリオに対して、発電コスト検証ワーキンググループ(以下、発電コスト検証WG)が想定する燃料費用及びCO<sub>2</sub>対策費用を発電ユニットごとに課す条件を与えて、実潮流に基づく電力系統運用(1時間毎の価格シグナルを用いたメリットオーダー方式による広域電力系統運用)をシミュレーションすると、2018年度実績値や2030需給見通し見込値よりも石炭火力の発電電力量が小さくなる代わりに、ガス火力の発電電力量が大きくなることが確認された。
- そのため、2030年度までに再稼働できる原発の基数が2030需給見通しの見込値よりも小さくなくても(本分析では、2030需給見通しの3割の原発が再稼働するシナリオと原発が再稼働しないシナリオを想定)、次の条件の下で実潮流に基づく電力系統運用がなされると、2030需給見通しが見込む電力部門からのCO<sub>2</sub>排出量(219MtCO<sub>2</sub>)以下に抑えられることが示された。
  - ✓ 再エネの導入量を太陽光発電協会や風力発電協会が示す目標値(2030需給見通し見込比、太陽光は6.2%増、陸上風力は45%増、洋上風力は40%増)まで促進させる。
  - ✓ 発電コスト検証WGが想定するCO<sub>2</sub>対策費用を発電ユニットごとに課す。
  - ✓ 電力需要を2030需給見通しの見込値より5%減少させる。
- 実潮流に基づく電力系統運用の下で、再エネの導入量を太陽光発電協会や風力発電協会が示す目標値まで促進させても、2030年度までに整備予定の地域間連系線や地内基幹送電線を含む送電設備の運用容量の制約が、風力・太陽光発電の出力抑制に与える影響は限定的であることが確認された。今後再エネ導入拡大に向けて、少なくとも地内基幹送電線の設備容量は2030年度までは大きな制約にならないことが示唆される。
- 実潮流に基づく電力系統運用の下で、電力部門からのCO<sub>2</sub>排出量を2030需給見通しで見込まれる219MtCO<sub>2</sub>以下に抑える場合、既存の熱効率が低い石炭火力のみならず、2030年度までにリプレース・新設される石炭発電ユニットの8割が発電事業の経済性を失う可能性があることが示唆された。

## 分析概要と結果

**（分析の背景）** 2050年目標(カーボンニュートラル)と総合的で野心的な目標として2030年度46%削減(2013年度比)を目指し、更には50%の高みに向けて挑戦を続けることが求められている。さらに、電力系統運用については、再エネ導入の拡大に向けて、再エネを供給地から需要地に効率的に送電できるように、運用の見直しが検討されている。しかし、2030需給見通しを前提として、電力系統の運用を見直した場合の効果の定量化について示されていない。

**（分析の目的）** 上記の背景より、本研究では、実潮流に基づく電力系統運用(1時間毎の価格シグナルを用いたメリットオーダー方式による広域電力系統運用)を行った場合の電源構成、CO<sub>2</sub>排出量、地域間連系線、各送配電会社の電力供給区域における上位2電圧の送電線(以下、地内基幹送電線)と電源の挙動を明らかにする。加えて、電力需要、再エネ導入量と原発の再稼働状況で分類される複数シナリオに対して、実潮流に基づく電力系統運用のシミュレーションを行い、2030年度の電力部門のCO<sub>2</sub>削減目標達成の可能性について分析を行う。

**（分析の手順）** 具体的な手順は以下の通り。

- 第一に、現行の先着優先型の電力系統運用実績(2018年度)と、実潮流に基づく電力系統運用における電源や送電線の使用状況の差異を明らかにする。そのために、2018年度の実績値とシナリオS\_2018woCP(再エネの設備容量、稼働する原発の基数、電力需要が2018年度実績値と同量と想定するがCO<sub>2</sub>対策費用を考慮しないシナリオ)及びシナリオS\_2018(S\_2018woCPの各発電ユニットの運転費用に28USD/トン相当のCO<sub>2</sub>対策費用を含めるシナリオ)を比較する。
- 第二に、2030年度時点で実潮流に基づく電力系統運用が行われた場合の電源構成や、CO<sub>2</sub>排出量、再エネの出力抑制率、地域間連系線及び地内基幹送電線の挙動を明らかにする。そのために、2030需給見通し見込み値とシナリオS1woCP(2030需給見通しの見込み値と同量の再エネと原発の設備容量と設備利用率を想定したがCO<sub>2</sub>対策費用を考慮しないシナリオ)及びシナリオS1(S1woCPのうち火力発電ユニットごとに発電コスト検証WGが想定する40USD/トン相当のCO<sub>2</sub>対策費用を課したシナリオ)のシミュレーション結果を比較する。
- 第三に、2030需給見通しの通りに原発の再稼働が進まない場合に、再エネの増加やさらなる省エネなどによる電力量需要の低下によって、電力部門からのCO<sub>2</sub>排出量をどの位抑えることができるか検証する。そのために、S2(原発低位+再エネ促進シナリオ)、S3(原発ゼロ+再エネ促進シナリオ)、S4(需要5%低下+原発低位+再エネ促進シナリオ)、S5(需要5%低下+原発ゼロ+再エネ促進シナリオ)を設定し、シミュレーション結果を基にCO<sub>2</sub>排出量や地域間連系線及び地内基幹送電線の挙動等を比較する。
- 第四に、EV・PHEVの蓄電池がCO<sub>2</sub>排出量や再エネの出力抑制率に与える影響を検証する。そのために、S1、S2、S3、S4、S5のサブシナリオとして、2030年度までに導入されるEV・PHEVを電力系統に接続して電力需給調整力に利用するS1'、S2'、S3'、S4'、S5'を設定し、シミュレーション結果を比較する。
- シナリオの条件として、原発低位とは2021年時点で再稼働済み及び地元理解表明が得られている原発ユニット12GWを想定し、再エネ促進シナリオとは、太陽光発電協会や風力発電協会の資料に基づき、太陽光発電容量125GW、陸上風力発電容量26GW、洋上風力発電容量8GW(2030需給見通しの量よりそれぞれ6.2%増、45%増、40%増)と想定したものである。

### （2018年度のシミュレーション分析結果から読む実潮流に基づく電力系統運用の特徴）

火力発電の運転費用にCO<sub>2</sub>対策費用を含めないS\_2018woCPのシミュレーション結果における石炭火力とガス火力の発電電力量は、2018年度実績値と同程度になった。地域別では、石炭火力の発電電力量が北海道、東北、中国において大きくなり、関東、中部、北陸、関西、四国、九州地域において小さくなった。反対に、ガス火力の発電電力量は、中部、関西で大きくなった。そして、関東と関西において域外からの純電力融通量が大きくなり、東北、中部、四国、九州は域外への純電力融通量が大きくなった。

火力発電の各ユニットにCO<sub>2</sub>対策費用を運転費用に計上したS\_2018のシミュレーション結果は、2018年度実績値と比較して石炭火力の発電電力量が小さくなり、ガス火力の発電電力量が大きくなった。この理由は、実潮流に基づく電力系統運用によって、送電線が運用容量まで利用可能となり、さらに、日本の電力系統全体で、電源の運転費用の最適化がなされたためと考えられる。

### （2030需給見通しにおける電源構成やCO<sub>2</sub>排出量見込値と実潮流に基づく系統運用シミュレーション結果の比較）

2030需給見通しで見込まれる電力部門からのCO<sub>2</sub>排出量が219MtCO<sub>2</sub>(2013年度比62%減)であるのに対し、S1woCPとS1のCO<sub>2</sub>排出量は、それぞれ、192MtCO<sub>2</sub>(2013年度比66%減)、159MtCO<sub>2</sub>(2013年度比72%減)となった。CO<sub>2</sub>排出量が減少した理由として、第一に、実潮流に基づく系統運用では、各電源の運転費用の大きさが電源の運用に大きく影響することから、CO<sub>2</sub>対策費用を発電ユニットごとに課した場合、石炭火力とガス火力発電の運転費用の差異が大きくなり、ガス火力の発電電力量が大きくなったと考えられる。第二に、ガス火力発電は出力変化速度が速く、風力・太陽光といった変動性電源の需給調整が行いやすいという特性があるためと考えられる。この結果、2030年度までにリプレースまたは新設される石炭火力発電所の12ユニットのうち10ユニットの年間設備利用率が70%を下回った。

但し、2030需給見通しでは、「エネルギー安全保障の観点から、天然ガスや石炭を中心に適切な火力ポートフォリオを維持」という方針を掲げている。特に、石炭火力とガス火力発電の比率については、「石炭火力からの過度なガス火力へのシフトは、①燃料の必要量が確保できないリスク、②LNGスポット価格の上昇リスクがある」としているように、運転費用のみならず、S+3Eの要素を複合的に捉えた電源構成になっていることに留意が必要である。

### （原発低位・再エネ促進を想定した2030年度複数シナリオのシミュレーション結果比較）

S2とS4のシミュレーション結果から、2030年度までに再稼働できる原発の基数が2030需給見通し見込み値よりも小さくなくても(本分析では、2030需給見通しの3割の原発が再稼働するシナリオと原発が再稼働しないシナリオを想定)、再エネの導入量を太陽光発電協会や風力発電協会が示す目標値まで促進させ、CO<sub>2</sub>対策費用を発電ユニットごとに課して、実潮流に基づく電力系統運用が行われると、2030需給見通しが見込む電力部門からのCO<sub>2</sub>排出量(219MtCO<sub>2</sub>)の数値以下に抑えられることが示された。さらに、S5の結果から、仮に2030年度時点で原発の発電電力量がゼロとなる場合においても、2030需給見通しで見込まれる電力需要量を5%下げることによって、2030需給見通しが見込む電力部門からのCO<sub>2</sub>排出量(219MtCO<sub>2</sub>)と同じ水準(216MtCO<sub>2</sub>)に抑えられる可能性が示された。

S2からS5のシミュレーション結果において、再エネの増加が主因で送電される電力量が送電線の運用容

量に達した地域間連系線は北海道―東北間の連系線であった。また、地内基幹送電線594本のうち、送電される電力量が送電線の運用容量に達する時間が占める割合が年間で10%以下の送電線が大半を占めており、10%以上の送電線は20本程度(全体の3%程度)であった。また、混雑となる送電線は、都市部に近いループ状の系統の一部の送電線や、火力発電からの電力が送電される発電所接続線であった。したがって、今後再エネ導入拡大に向けて、地内基幹送電線の設備容量が2030年度までには制約になる可能性がほとんどないことが示唆された。

風力・太陽光発電の出力抑制率は、北海道などの一部の地域で高いものの、日本全国平均で年間5%以下であった。また、出力抑制率が高い値を示すのは一部のノードに限定されており、ノードごとの電力需要や送電線の設備容量の大きさを考慮して陸上風力、洋上風力、太陽光発電を導入することで、出力抑制率がかなり改善できると考えられる。

S1からS5のシミュレーション結果を基に、石炭・ガス火力発電ユニットの設備利用率を計算したところ、2030年度までにリプレースまたは新設される石炭火力発電所の12ユニットのうち10ユニット(83%)の設備利用率が70%を下回ると計算された。本分析の条件下で、実潮流に基づく電力系統運用がなされると、2030年度までにリプレース・新設される石炭発電ユニットのうち8割が発電事業の経済性が失われる可能性が示唆された。

#### (EV・PHEVの需給調整効果)

2030年度における自家用乗用車用のEV・PHEVの普及率を2030需給見通しに従い16%、すべてのEV・PHEVの蓄電容量の25%を電力の需給調整に使用すると仮定すると、EV・PHEVによる需給調整を想定しないシナリオと比較して、風力・太陽光発電の出力抑制率が1パーセントポイント程度(出力抑制量にして約4割)改善することが示された。また、九州地域と中国地域の太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電や東北地域の太陽光発電といった出力抑制率が高い地域に大きな改善がみられた。

そして、CO<sub>2</sub>排出量は、EV・PHEVによる需給調整を考慮しないシナリオのシミュレーション結果と比較して、1.3MtCO<sub>2</sub>から2.5MtCO<sub>2</sub>の低減効果があった。また、太陽光発電の発電電力量がピークとなる時間帯では、揚水式水力発電とほぼ同程度調整力を持つことが確認された。2030年度以降の再エネ拡大において、EV・PHEVの需給調整が大きな役割を果たす可能性が示唆される。

## 目次

1. はじめに	7
1.1 背景	7
1.2 分析の目的	8
1.3 既往研究と本研究の位置づけ	8
2. 分析手法	9
2.1 分析の対象地域と送電線系統	9
2.2 分析の手順とシミュレーションツール	11
2.3 分析のシナリオ設定	12
2.4 分析用入力データの作成	14
3. 分析結果: 2018年度実績値と実潮流に基づく系統運用シミュレーション結果比較	25
4. 分析結果: 2030需給見通し見込値と実潮流に基づく系統運用シミュレーション結果の比較	29
5. 分析結果: 原発低位・再エネ促進を想定した2030年度複数シナリオのシミュレーション結果比較	35
6. 分析結果: EV・PHEVによる需給調整を取り入れた2030年度複数シナリオのシミュレーション結果比較	49
7. 分析のまとめ	52
8. 今後の課題	54
謝辞	56
参考文献	56
付録1 シナリオ別の電源の設備容量とその地域分布	60
付録2. 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分布	61
付録3. 各シナリオにおける送電線設備利用率一覧(上位10)	62
付録4. 2018年度の各ノードの電力需要データの作成手法	63
付録5. 2016年度から2019年度の各送配電会社の電力需要量	64

## 図目次

図 1 本分析における地域間連系及び地内基幹送電線概要図(沖縄地域を除く)	10
図 2 本分析の手順	11
図 3 洋上風力発電のアクセスポイント	18
図 4 火力発電ユニットごとのCO <sub>2</sub> 排出係数の分布	23
図 5 火力発電の運転費用に関する本分析で用いた設定値	24
図 6 2018年度実績値、S_2018woCP 及びS_2018のシミュレーション結果の電源別発電電力量	26
図 7 2018年度実績値、S_2018woCP 及びS_2018のシミュレーション結果の地域別電源別発電電力量	26
図 8 2018年度実績値とS_2018woCP 及びS_2018のシミュレーション結果の地域間連系線の持続曲線比較	27
図 9 2018年度実績値とS_2018woCP 及びS_2018シミュレーション結果の6月3日前後5日間の全国の電源別電力供給状況	28
図 10 S_2018woCP 及びS_2018シミュレーション結果の6月3日前後5日間の全国の出力変化速度別(火力発電のみ)電力供給状況	28
図 11 シナリオ別電源別発電電力量	30
図 12 シナリオ別電源別CO <sub>2</sub> 排出量	31
図 13 S_2018、S1woCP及びS1の地域別電源別発電電力量	31
図 14 各シナリオの6月3日前後5日間の全国の電源別及び出力変化速度別(火力発電のみ)電力供給状況	32

図 15 各シナリオの2月6日前後5日間の全国の電源別及び出力変化速度別(火力発電のみ)電力供給状況 .....	33
図 16 S <sub>2</sub> 2018、S1woCP及びS1における石炭火力、ガス火力の熱効率別の年間設備利用率 .....	34
図 17 シナリオ別電源別発電電力量 .....	36
図 18 シナリオ別電源別CO <sub>2</sub> 排出量 .....	36
図 19 地域別、シナリオ別の地域間連系線の年間持続曲線(時間解像度は1時間) .....	38
図 20 シナリオ別地域別電源別の発電電力量と地域間の電力融通量 .....	39
図 21 シナリオ別の地内基幹送電線の年間設備利用率分布 .....	40
図 22 送電される電力量が地内基幹送電線の運用容量に達する時間の割合分布 .....	41
図 23 各シナリオのリプレイス・新設石炭火力の年間設備利用率分布 .....	42
図 24 各シナリオのリプレイス・新設ガス火力の年間設備利用率分布 .....	43
図 25 各シナリオの原発の地域別年間設備利用率分布 .....	44
図 26 北海道地域と関西地域S1の原発の発電電力量 .....	44
図 27 S1シナリオにおける北海道地域の11月と関西地域の8月の時間別電源別電力供給状況 .....	44
図 28 S1シナリオにおける北海道地域内と九州地域内の風力・太陽光発電の出力抑制率が高い変電所の位置 .....	46
図 29 S1シナリオにおける北海道地域内のノード別出力抑制率(陸上風力発電) .....	47
図 30 S1シナリオにおける北海道地域内のノード別出力抑制率(太陽光発電) .....	47
図 31 留辺蘂→送電線分岐点までの送電線の年間持続曲線と運用容量 .....	47
図 32 S1シナリオにおける九州地域内のノード別出力抑制率(陸上風力発電) .....	47
図 33 S1シナリオにおける九州地域内のノード別出力抑制率(太陽光発電) .....	48
図 34 八代→中九州までの送電線の年間持続曲線と運用容量 .....	48
図 35 EV・PHEVIによる需給調整を想定したシナリオ別電源別発電電力量 .....	49
図 36 EV・PHEVIによる需給調整効果を想定したS1'の6月3日と2月6日の前後5日間の全国の電力供給状況 .....	50

## 表目次

表 1 本分析が対象とする地内基幹送電線の電圧 .....	10
表 2 本分析で扱う地域別のノード数とブランチ数 .....	10
表 3 2030年度の5つのシナリオの設定と系統運用に関わる条件 .....	13
表 4 本分析で想定した地域間連系線の容量 .....	16
表 5 地域毎に配分された太陽光発電設備容量を地域内のノードに配分する際に用いたデータ一覧 .....	17
表 6 系統に接続される電力需給調整に利用可能なEV・PHEVに関する想定 .....	20
表 7 シナリオ別の稼働が可能な原発ユニット一覧 .....	21
表 8 2030年度までにリプレイスまたは新設される石炭・ガス火力発電ユニット一覧 .....	22
表 9 S1woCPとS1の風力・太陽光発電の出力抑制率結果 .....	31
表 10 S1からS5の風力・太陽光発電の出力抑制率結果 .....	46
表 11 EV・PHEVIによる需給調整を想定したシナリオ別のCO <sub>2</sub> 排出量 .....	50
表 12 S1'からS5'の風力・太陽光発電の出力抑制率結果 .....	50
表 13 EV・PHEVIによる需給調整による出力抑制率改善効果(S1からS5との差分、パーセントポイント) .....	51

## 1. はじめに

### 1.1 背景

2030年度に温室効果ガス(以下、GHGs)を2013年度比46%削減する目標を達成しうる第6次エネルギー基本計画(以下、エネ基)が2021年10月22日に閣議決定された。同時に、2030年度におけるエネルギー需給構造や電力需給構造を示したエネルギー需給の見通し(関連資料)(以下、2030需給見通し)も示された。2030需給見通しでは、発電電力量合計は934TWhとなり、電力部門からのCO<sub>2</sub>排出量は219MtCO<sub>2</sub>と計算されている。電源構成は、発電電力量ベースで石炭火力が178TWh(19%)、ガス火力が187TWh(20%)、石油火力が19TWh(2%)、原子力発電(以下、原発)が188~206TWh(20~22%)、再生可能エネルギー(以下、再エネ)が336~353TWh(36~38%)、水素・アンモニアが9TWh(1%)という数値が示された。しかし、これらの再エネを供給地から需要地に送電できるかという点については、詳細な情報が提供されていない<sup>1</sup>。

その一方で、2030需給見通しにおいて、「送電線混雑時の出力制御、先着優先ルールの見直し」が示されており、「ノンファーム型接続+再給電方式」による系統運用が2022年度中に開始予定とされている。この方式では、送電容量の割り当ては実潮流に基づくが、後発発電施設に対してのみノンファーム接続を求めるものである。但し、電源を稼働させる順番は、TSO(Transmission System Operator)<sup>2</sup>が行うことから、一般送配電事業者の電力供給区域内でのメリットオーダーを通じた電力系統運用の最適化がなされるが、電力供給区域を跨った電力系統運用の最適化は必ずしも達成されない。同時に、現在電力システムの改革では、「ノンファーム型接続+再給電方式」にリアルタイムの価格シグナルを与えて市場主導型の管理を行う「ノード制」や「ゾーン制」の管理方式の議論が進められているところである[1]。このような市場主導の運用管理であれば、ノードやゾーンといった特定区域ごとに電源のメリットオーダーが達成されることで、電力供給区域を跨って電力系統運用の最適化がなされる。

また、2030需給見通しは、政策の重点項目(省エネ・再エネ・原発・電化等)に関する計画値であり、予測やシナリオではなく、試算の前提を変えれば、結果も変わるものである。過去にも、需給見通しと実態が乖離することを経験してきている[2]。2030需給見通しの前提の一つである原発の再稼働見込みについては、適合性審査や電源立地の地元住民との合意形成の状況によって大きく左右される。仮に、原発の発電電力量が2030需給見通し見込値よりも大きく下回る場合、電力部門からのCO<sub>2</sub>排出量が219MtCO<sub>2</sub>より多くなることが懸念される。

---

<sup>1</sup> 2030需給見通しでは、「送電網の増強」として、「マスタープランの中間整理(電源偏在シナリオの例)」に言及されているが、洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会が示した2040年断面での洋上風力の目標値(45GW)が導入された場合の実潮流等による送電運用を考慮せずに想定した送電線増強に関するものである。

<sup>2</sup> 日本では、一般送配電事業者が該当する。(参考資料: 地内系統の混雑管理に関する勉強会用語集[82])

## 1.2 分析の目的

このような背景から本分析では、日本全国の地域間連系線と各送配電会社の電力供給区域における上位2電圧の送電線（以下、地内基幹送電線）を対象に、2018年度の電力需要データと2030需給見通し見込み値に倣ったシナリオを分析することで、実潮流に基づく電力系統運用（1時間毎の価格シグナルを用いたメリットオーダー方式による広域電力系統運用）が導入された場合の一般送配電事業者の電力供給区域（以下、地域）別の電源構成や地域間連系線の使用状況変化について明らかにする。

次に、再エネの設備容量と稼働する原発の基数を2030需給見通しの見込みと条件を揃え、実潮流に基づく電力系統運用を行った場合の電源構成や風力・太陽光発電の出力抑制率を試算する。加えて、地内基幹送電線のうち、送電線の利用率（すなわち、混雑状況）と利用率の変化に基づいて選定した送電線について、年間持続曲線（Duration curve）を示し、運用状況を分析する。また、原発が2030需給見通し見込み値よりも下回る場合に電力部門からのCO<sub>2</sub>排出量を219MtCO<sub>2</sub>以下に抑えうる選択肢を検討するために、再エネ導入量の増加、更なる省エネによる電力需要の削減について、複数シナリオを設定し、シミュレーションを行う。さらに、2030需給見通しにおいて見込まれる電気自動車(EV)やプラグインハイブリッド自動車(PHEV)の普及台数の一部が電力系統に接続される需給調整効果を有するシナリオについても、シミュレーションを行う。なお、本研究は栗山ら[3,4]と同じ方法論やシミュレーションツールを用いて分析対象を日本全域に拡大したものである。

## 1.3 既往研究と本研究の位置づけ

地内基幹送電線を考慮して再エネの導入可能量を分析した主な国内研究として、Komiya and Fujii (2017)[5]やKomiya and Fujii (2021)[6]があげられる。特に、Komiya and Fujii (2021)[6]は、日本全国で383箇所のノードと472本のブランチ（送電線）について1時間毎のデータをもとにOPGM（Optimal power generation mix model）を用いて通年解析をしており、本研究と同程度の空間・時間解像度で分析を行っている。これらの既往研究がある中で、本分析の利用ツールやデータの特徴は、以下の3点が挙げられる。

第一に、日立エナジー社が提供するPROMODを使用したシミュレーションを行っている。PROMODは実潮流に基づく電力系統運用シミュレーションツールとして海外で実用的に用いられており、2017年時点で、北米で272件、欧州で27件、豪州太平洋地域で11件の導入実績がある[7]。日本では、電力広域的運営推進機関(OCCTO)がPROMODの永続ライセンスを取得している[8]。

第二に、火力発電について、出力に応じた熱効率(4段階)、ユニットごとに起動停止時間、出力変化速度、定期的なメンテナンスに必要な時間、燃料費用やCO<sub>2</sub>対策費を含む運転費用といった運転に関わる詳細なパラメータを考慮した電力需給をシミュレーションしている。

第三に、本分析のノード毎の需要データは、一般送配電事業者が公開する2018年度の毎時の1年間分の潮流データを統一的に用いて整理した上で、2030需給見通し見込み値電力需要に合わせて比例的に変化させて、2030年度の電力需要データを作成していることである。従って、本研究での分析結果は、日立エナジー社がライセンスを提供するPROMODを使用し、一般送配電事業者の公開情報を活用すれば、



再現できるものであり、透明性や汎用性を有している。また、1時間ごとの電力需給及び地内基幹送電線の運用容量を扱う分析により、需要制約及び送電制約を考慮した風力・太陽光発電の年間出力抑制や送電線の混雑状況等の評価を行っている。

本稿で用いる用語を次のように定義する。「風力・太陽光発電」とは陸上および洋上風力発電、太陽光発電のことであり、「再エネ発電」とは、陸上風力発電、洋上風力発電、太陽光発電、非揚水式水力発電、地熱発電、バイオマス発電である。なお、水力発電は、揚水式発電と非揚水式水力発電の二つに分類される。さらに、非揚水式水力発電は、流れ込み式、貯水池式、調整池式水力発電の3つの発電形式に分類される。水力発電の発電方式によって、電力系統の需給調整における役割が大きく異なる<sup>3</sup>。また、「火力発電」は、石炭火力、石油火力、ガス火力の3つの発電形式に分類される<sup>4</sup>。

## 2. 分析手法

### 2.1 分析の対象地域と送電線系統

本分析の対象は、北海道電力ネットワーク株式会社電力供給区域(以下、北海道地域)、東北電力ネットワーク株式会社電力供給区域(以下、東北地域)、東京電力パワーグリッド株式会社電力供給区域(以下、関東地域)、中部電力パワーグリッド株式会社電力供給区域(以下、中部地域)、北陸電力送配電株式会社電力供給区域(以下、北陸地域)、関西電力送配電株式会社電力供給区域(以下、関西地域)、中国電力ネットワーク株式会社電力供給区域(以下、中国地域)、四国電力送配電株式会社電力供給区域(以下、四国地域)、九州電力送配電株式会社電力供給区域(以下、九州地域)、沖縄電力株式会社電力供給区域(以下、沖縄地域)における上位2系統とする。全国の各送配電会社が公表する系統空容量マップ[12-20,26]やGoogle社が開発したGoogle Earth、ウェブ上で世界の送電網が閲覧できるOpen Infrastructure Map[27]を活用して各変電所の位置情報を特定した結果を図 1に示す。ただし、沖縄電力管内は電源立地と需要地の地理的距離が近いこと、他の地域との連系線がないことから、電力供給区域を一つのノードと設定し、送電線の運用容量による制約は設けていない。地内基幹送電線の電圧区分を表 1に示す。すなわち、ノードは、地内基幹送電線が接続する変電所及び開閉所と定義する。各ノードには、1時間ごとの電力需要が設定され、また複数の発電所が接続されることになる。ただし、開閉所や主要な下位系統がない変電所は、地内基幹送電線の結節点(電力需要や発電設備が含まれないノード)としてのみ機能することを想定した。送電線の運用容量<sup>5</sup>及びインピーダンスについては、全国の各送配電会社による公開情報[9-26]を利用した。本分析で扱うノード数とブランチ数を表 2に示す。

<sup>3</sup> 概要は、下記資源エネルギー庁のウェブサイトや電力広域的運営推進機関(OCCTO)の解説を参照：

[https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity\\_and\\_gas/electric/hydroelectric/mechanism/use/](https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/hydroelectric/mechanism/use/)  
<https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/kaisetu.pdf>

<sup>4</sup> 本分析におけるシミュレーションでは、さらに詳細な燃料種別の燃料価格、ユニット別の起動時間やランプ応答速度、維持管理費用などの火力発電の運転に関わる詳細パラメータを設定している。

<sup>5</sup> 時間帯毎の運用容量は公表されていないことから、本分析では、公表されている年間一律の運用容量を用いた。



資料[12,27-34]を基に筆者作成。

図 1 本分析における地域間連系及び地内基幹送電線概要図(沖縄地域を除く)

表 1 本分析が対象とする地内基幹送電線の電圧

地域	最上位送電線	第二位送電線
北海道	275kV	187kV
東北	500kV	275kV
関東	500kV	275kV
中部	500kV	275kV
北陸	500kV	275kV
関西	500kV	275kV
中国	500kV	220kV
四国	500kV	187kV
九州	500kV	220kV
沖縄	132kV	—

資料[12,27-34]を基に筆者作成。

表 2 本分析で扱う地域別のノード数とブランチ数

	全国	北海道	東北	関東	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	地域間連系線
ノード数	449	42	31	84	72	7	59	37	28	89	1	—
ブランチ数	610	53	40	129	105	9	81	41	36	100	0	16

## 2.2 分析の手順とシミュレーションツール

本分析では、日本全域の地内基幹送電線を対象として、変電所、開閉所、結節点に基づくノード(変電所を表す)と、2点のノードを繋ぐブランチ(送電線)を設定し、時間解像度は1時間、1年間8,760時間の解析を行った。本分析の手順を図2に示す。

シミュレーションの入力データである電力需要データは、まず2018年度の潮流実績データ等に基づき各ノードの1時間ごとの需要データを作成した(詳細は、2.4参照)。系統設備に関するデータは、2030年度時点で電力供給が可能となる各種電源のシナリオ別設備容量(詳細は2.3を参照)を特定し、各電源の発電特性に併せて運用パラメータを設定した(詳細は、2.4参照)。送電線については、2030年度までに運用開始が予定される送電線も考慮して運用容量などのパラメータを設定した(詳細は、2.4参照)。これらの、電力需要と系統設備の入力データを用いて、電力システムのシミュレーションを実施した。シミュレーションの計算結果をもとに、電源構成、電力の需給状況、CO<sub>2</sub>排出量、電源の設備利用率、送電設備の利用状況を示す持続曲線、風力・太陽光発電の出力抑制率などの分析結果をまとめた。

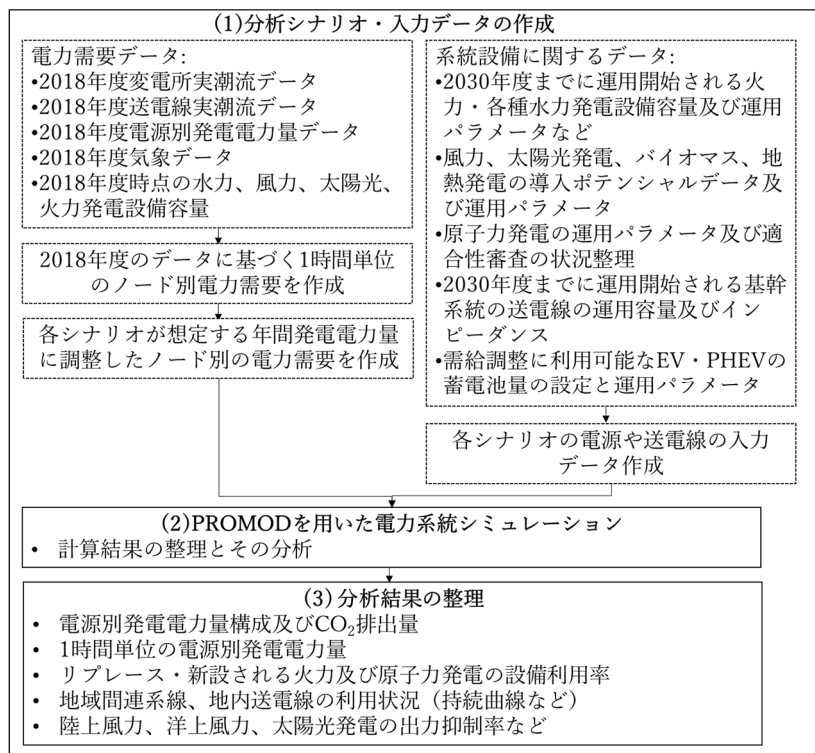


図2 本分析の手順

本分析で用いた実潮流に基づく電力システム運用のシミュレーションツールとしては、日立エナジー社が所有するPROMODを使用した。PROMODは、動的な電力システム運用をシミュレートできることが特徴であり、系統の運用容量やトポロジー制約、発電ユニットの各種制約、燃料費などの経済性パラメータ、ノード毎・時間毎の需要を入力とし、直流近似による潮流計算を行い、送電制約を満たしつつ、出力として時間毎の電源の発電指令とこれに伴う系統の潮流をシミュレートできるソフトウェアである。PROMODは、ノード毎のメリットオーダー方式による電源の運転費用に基づく経済的電源選択を原則としつつ、火力発電等の最

低負荷条件や出力変化速度(ランプレート)、送電制約などを考慮したセキュリティ制約ユニットコミットメント(SCUC: Security constrained unit commitment)により電源選択を行い、セキュリティ制約経済負荷配分(SCED: Security constrained economic dispatch)により発電出力指令をシミュレートする[35,36]。また、PROMODでは、位相調整機(PAR)による無効電力の効果を想定したシミュレーションを行うことができるが、本分析では有効電力を扱っている。

シミュレーションによる出力結果は、1時間ごと(年間8,760時間分)の各発電設備の発電電力量、CO<sub>2</sub>排出量及び各送電線に流れる電力の量とその方向になる。また、シミュレーションによる出力結果を用いて、風力・太陽光発電の出力抑制量や出力抑制率を任意の期間で算出することができる。具体的には、任意の期間の風力・太陽光発電の実際の発電電力量、並びに同期間の風力・太陽光発電の発電可能量を用いて求めることができる。

## 2.3 分析のシナリオ設定

本分析では、表 3に示すとおり、電力需要総量と各種電源の設備容量に関して、2018年度実績値と同一と想定したシナリオS\_2018woCP、2030需給見通し見込み値と同一と想定したシナリオS1woCPを作成した。さらに、シナリオS\_2018woCPとS1woCPについては、各発電ユニットの運転費用からCO<sub>2</sub>対策費用を加えたシナリオS\_2018及びS1を作成した。また、S1の想定から電力需要、再エネの設備容量、再稼働する原発の基数を変化させたシナリオ(S2-S5)を作成した。加えて、2030年度までに導入されるEV・PHEVを電力系統に接続して電力需給調整力に利用する効果を検証するためのサブシナリオ群(S1'、S2'、S3'、S4'、S5')も作成した。

S\_2018woCP(再エネの設備容量、稼働する原発の基数、電力需要が2018年度実績値と同量と想定するがCO<sub>2</sub>対策費用を考慮しないシナリオ)は、2018年実績値と本分析によるシミュレーション結果(すべての地域の電源、送電線、連系線を、メリットオーダー方式で広域的に最適化する運用)の差異を明らかにするために設定したシナリオである。そのため、平成30年度(2018年度)におけるエネルギー需給実績(確報)[37]と同量の再エネと電力需要を想定した。原発については、各原発ユニットの稼働実績に基づいて日ごとの設備利用率を想定した。火力発電は2018年時点で運転可能と考えられる発電ユニットの設備容量を想定した。揚水式水力発電の設備容量は2018年度と同じ設備容量、ストレージ容量を想定した。地内基幹送電線の運用容量は、2018年度と同値とした。

S\_2018は、S\_2018woCPの各発電ユニットの運転費用に28USD/トン相当のCO<sub>2</sub>対策費用を含めるシナリオである。S\_2018woCPとS\_2018を比較することで、CO<sub>2</sub>対策費用によるシミュレーション結果の変化を捉えることができる。また、総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループ(以下、発電コスト検証WG)による「基本政策分科会に対する 発電コスト検証に関する報告」[38]では、CO<sub>2</sub>対策費を「火力発電からのCO<sub>2</sub>排出量に相当する排出権を購入するとした場合の費用」と定義していることから、S\_2018woCPとS\_2018の結果の差異は、各火力発電のユニットに炭素価格が課されるか否かの差異と解釈できる。

表3 2030年度の5つのシナリオの設定と系統運用に関わる条件

	S_2018woCP 及びS_2018: 2018年度実績 値同量再エネ・ 電力需要	S1woCP 及び S1: 2030需給見 通し同量再エネ・ 電力需要	S2: 2030需給 見通し同量電 力需要 +原発低位 +再エネ促進	S3: 2030需給 見通し同量電 力需要 +原発ゼロ +再エネ促進	S4: 需要5%低下 +原発低位 +再エネ促進	S5: 需要5%低下 +原発ゼロ +再エネ促進
年間総発電 電力量	1,051TWh	934TWh	934TWh	934TWh	888TWh	888TWh
原子力	8GW	33 GW	12 GW	0 GW	12 GW	0 GW
太陽光	53GW	117.6 GW	125 GW [S1+7.4GW]			
陸上風力	3.8GW	17.9 GW	26 GW [S1+8.1GW]			
洋上風力	0GW	5.7 GW	7 GW (着床式)、1 GW (浮体式) [S1+2.3GW]			
バイオマス	1.7GW	8 GW				
地熱	0.5GW	1.5 GW				
非揚水式水力	51 GW					
火力発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>既設火力</li> <li>既設火力、リプレース・新規火力も給電可能な発電設備に計上</li> <li>各発電所のユニットごとに、CO<sub>2</sub>排出係数(tCO<sub>2</sub>/MWh)を設定。</li> </ul>					
揚水式水力	揚水式水力発電の出力は日本全国で12.5GW。蓄電容量は、日本全国で257GWh。					
電源運用	<ul style="list-style-type: none"> <li>ノード毎のメリットオーダーの観点から理論的には、再エネ、原発、火力発電の順に給電される。実際には、PROMODIによって運転費用や送電線制約を考慮して最適化している。</li> <li>再エネについては、変動性再エネである風力・太陽光発電が優先的に供給される。便宜的に流れ込み式水力による電力は、風力・太陽光からの電力よりも優先して給電される。調整池式及び貯水池式の水力発電、バイオマス発電、地熱発電は電力需給の状況に応じて給電する。</li> <li>火力発電、バイオマス発電、地熱発電については、各発電所のユニットごとに熱効率や起動時間、停止時間、稼働時の最低出力、運転費用、燃料価格、送電線制約といった運用条件などを考慮して最適化している。運転費用と燃料価格は図5を参照。</li> <li>原発は、年間で3か月間の定期点検を考慮し、定期点検を行わない期間は最大出力で定常運転を行うことができる状態と想定する。デイスパッチはノード毎のメリットオーダーに従う。</li> </ul>					
燃料費用及 びCO <sub>2</sub> 対策 費用	<ul style="list-style-type: none"> <li>発電コスト検証WGIによる電源別発電コストの試算結果[38]を参照。</li> <li>➢ S_2018woCP, S1woCPは、2020年/2030年電源別燃料費用を引用。</li> <li>➢ S_2018, S1, S2, S3, S4, S5は2020年/2030年電源別燃料費用及びCO<sub>2</sub>対策費用を引用。</li> </ul>					
地内基幹送電 線運用容量	公表されている年間一律の運用容量。					
地域間連系 線運用容量	2018年度と 同値	<ul style="list-style-type: none"> <li>北海道—東北間の運用容量合計を1,200MW、東北—関東間の運用容量合計を10,880MW、関東—中部の運用容量合計を2,100MWへの増強を想定し、それ以外の連系線は2018年度の運用容量を想定</li> </ul>				
インピーダ ンス	インピーダンスについては、全国の各送配電会社による公開情報[9-26]を利用					
利用可能 EV・PHEV 蓄電池容量	S1'、S2'、S3'、S4'、S5'シナリオ群において、日本全国で出力は16GW、容量は84GWh。					

S1woCP(2030需給見通しの見込み値と同量の再エネと原発の設備容量と設備利用率を想定したがCO<sub>2</sub>対策費用を考慮しないシナリオ)は、2030需給見通しと同量の再エネと原発の設備容量と設備利用率をシミュレーションの入力値として想定した。火力発電は、既設火力に加えて、リプレース・新規火力も給電可能な発電所として想定した。揚水式水力発電の設備容量は2018年度と同じ設備容量、ストレージ容量を想定した。ただし、再エネ、原発、火力発電の発電電力量は、電力需要バランスや送電制約をもとに電源デイスパッチが計算された値であることから、2030需給見通し見込値と一致しない。地内基幹送電線の運用容量は、2030年度までに新たに運用開始される送電線が特定されないことも、公表されている年間一律の2018年度の運用容量を用いた。地域間連系線の運用容量は、表4に示すとおり、北海道—

東北間の運用容量合計を1,200MW(2018年度は600MW、2019年3月28日から900MW)、東北—関東間の運用容量合計を10,880MW(2018年度は、5,830MW)、関東—中部の運用容量合計を2,100MW(2018年度は、1,200MW)への増強を想定し、それ以外の連系線は2018年度の運用容量を想定した。

また、2018年度分析と同様に、S1woCPのうち火力発電ユニットごとに発電コスト検証WGが想定する40USD/トン相当のCO<sub>2</sub>対策費用を課したシナリオあるS1を設定した。

S2(原発低位+再エネ促進シナリオ)、S3(原発ゼロ+再エネ促進シナリオ)、S4(需要5%低下+原発低位+再エネ促進シナリオ)、S5(需要5%低下+原発ゼロ+再エネ促進シナリオ)は、2030需給見通しの見込み通りに原発の再稼働が進まない場合に、再エネの増加やさらなる省エネなどによる電力量需要の低下によって、電力部門からのCO<sub>2</sub>排出量をどの程度抑えることができるか検証することを目的に設定したシナリオである。太陽光発電は、太陽光発電協会が第39回総合資源エネルギー調査会基本政策分科会に提出した「2050年カーボンニュートラルに向けて」[39]が示す125GWを想定し、設備利用率は2030需給見通しと同様に14%とした。陸上風力発電は、日本風力発電協会が第39回総合資源エネルギー調査会基本政策分科会に提出した「2050年カーボンニュートラルの実現に向けた2030年度の風力発電導入量の在り方」[40]における促進ケースである26GWを想定し、設備利用率は2030需給見通しと同様に22%とした。洋上風力発電は、日本風力発電協会「2050年カーボンニュートラルの実現に向けた2030年の風力発電導入量の在り方」(2021年3月15日)では、2030年の導入容量は認定取得ベースで10GWとされているが、運転開始の数値は記載されていない。そこで、風力発電専門家へのヒアリングをもとに、洋上風力発電が2023年以降毎年1GW導入されると想定し、2030年度の運転開始ベースの設備容量を8GWとした。現在日本では、浮体式洋上風力の事業化もすすめられていることから、8GWのうち1GWを浮体式洋上風力と想定した。着床式の洋上風力の設備利用率は、2030需給見通しと同様に34%とした。浮体式洋上風力の設備利用率は、三井物産戦略研究所が公表する「Commercialization of floating offshore wind power speeds up in Europe」[41]参照し、45%とした。バイオマス発電、火力発電、揚水式水力発電の電源運用、送電線の想定はS1シナリオと同等である。

## 2.4 分析用入力データの作成

本節では、各シナリオで想定した電力需要、地内基幹送電線及び地域間連系線、太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電(着床式・浮体式)、バイオマス発電、地熱発電、非揚水式水力発電、系統に接続されるEV・PHEVについて、各地域及び各ノードへの配分方法を記述する。次に、原発、リプレース・新規の火力発電のシナリオごとの想定について記述する。各電源の設備容量の各地域への配分の結果を付録1に示す。

その中で、陸上風力発電、太陽光発電、バイオマスの設備容量ポテンシャルは、市町村単位の発電ポテンシャルデータを利用した。そのため、各市町村の発電ポテンシャルとしての設備容量を各変電所(ノード)に割り振るために、市区町村の役所の位置と変電所の位置の最短距離に基づき特定し、送配電図を用いて確認及び修正を行った。洋上風力発電は、促進区域の指定や検討がなされているところ及び風況が良いところを、風力発電関係者のヒアリング結果を踏まえて接続する変電所を特定した。変電所ごと

の日射量及び風速も、データを有する気象台の位置と変電所の位置の最短距離に基づき特定した(図 3 参照)。水力発電の設備容量及び発電方式は、電力土木技術協会水力発電所データベース[42]、国土交通省一級河川における水力発電施設諸元一覧[43]を参照し、位置情報については、水力発電所位置検索データベース[44]を用いて、最短の変電所を特定した。地熱発電、火力発電、原発について、各送配電会社が公表する送配電図を参照した。地内基幹送電線に直接つながっていない発電所など、各送配電会社が公表する送配電図で特定できない発電所は、発電所の住所や位置情報を基に、最短の変電所に接続し、各変電所の需要に対しては、送電線の制約がなく電力を供給できるものと想定とした。

### 電力需要

初めに、各送配電会社が公表した2018年度の潮流実績(送電線及び変圧器)[45-53]、需給実績データ[54-63]及び本研究が整理した再エネの1時間当たりの発電電力量を基に1時間単位の電力需要を特定した。具体的には、ノードに流入するネットの電力供給量実績(MWh/h)及びノードに接続される発電所からの電力供給量実績を合計して、ノードごとの1時間当たりの電力需要(MWh/h)を求めた(詳細は、付録4を参照)。データのないノード内に接続される複数の中小規模の火力発電所から供給される電力量は、2018年度火力発電電力量データ(MWh/h)からノードの外にある大規模火力発電所の発電電力量データ(MWh/h)を差し引いた値を2018年度のノードごとの火力発電設備容量(MW)で按分して求めた。ノード内に接続される水力発電所、風力発電所、太陽光発電所から供給される1時間ごとの電力量の実績値を得ることができないため、各送配電会社が公開する1時間ごとの電源別発電電力量(需給実績)(MWh/h)をノードごとの水力発電、風力発電、太陽光発電設備容量(MW)で按分して求めた。

次に、整理した2018年度のノード別の電力需要量を各シナリオが想定する年間発電電力量の大きさに合わせて比例的に増減してシミュレーション用の電力需要データを作成した。具体的には、2030需給見通しにおいて見込まれる総発電電力量934TWhを、上記のノード別、時刻別(1時間ごと)の電力需要データを用いて、ノードや時刻に関係なく一律に、 $(2030\text{年度総発電電力量}) / (2018\text{年度総発電電力量実績}) = 934\text{TWh} / 1,051\text{TWh} = 0.89$ 倍した。S4とS5では、省エネのさらなる進展や経済構造の変化など様々な要因で、電力需要が2030需給見通し見込値から5%小さくなることを想定した。そのため、総発電電力量を888TWhと設定し、ノード別、時刻別(1時間ごと)の電力需要データを用いて、S1-S3同様に一律に定数倍で配分した。なお、自家発電による発電電力量は特定ができないこと、2030需給見通しでは、製造業における自家発電への切り込みが方針と掲げられていることから、分析を簡易化するために自家発電需要はすべて系統電力に切り替わっていると想定した。

付録5に2016年度から2019年度の各送配電会社の電力需要量及び年度別原因別電気事故件数示している。各送配電の年度別電力需要量は、2016年度から2018年度にかけておよそ一定であり、2019年度に2%ほど減少している。また、月別年度別電力需要量を見ると、毎年度の月別の需要カーブが多少異なるものの大きな傾向は一致している。しかし、年度別原因別電気事故件数をみると、2018年度は風雨・水害による事故件数が多いという特徴的な年度であったことに留意が必要である。

地域間連系線及び地内基幹送電線

各シナリオにおける地域間連系線の設備容量入力値を表 4に示す。S1woCP、S1、S2、S3、S4、S5では、各送配電会社の整備計画を基に北海道—東北間、東北—関東間、関東—中部間の連系線の運用容量が増強されると想定した。

表 4 本分析で想定した地域間連系線の容量

連系線	S_2018woCP、S_2018における連系線の運用容量(MW)	S1woCP、S1、S2、S3、S4、S5における運用容量(MW)
北海道—東北	600(300×2)	1,200(600×2)
東北—関東	5,830	10,880(5,830、5,050)
関東—中部	1,200(600、300、300)	1,800(600×3)
中部—北陸	300	300
中部—関西	2,500	2,500
北陸—関西	1,900	1,900
関西—中国	4,140(2,070×2)	4,140(2,070×2)
関西—四国	1,400	1,400
中国—四国	1,200	1,200
中国—九州	2,470	2,470

地内基幹送電線については、各送配電会社が公表する2018年度の基本系統構成を参照し設定した。また、2019年度及び2020年度の基本系統構及び流通設備基本計画を参照し、本分析を実施する上では地内系統について更新箇所がないことを確認した。

太陽光発電

S1における太陽光発電のデータ作成手順として、はじめに、太陽光発電の設備容量の種類を、住宅、非住宅、農地の3つに分けた。太陽光発電協会の資料では、2030年の導入目標を125GWとし、住宅、非住宅、農地にそれぞれ34GW、76GW、15GWの設備容量の目標値が想定されている。S1シナリオでは、2030年度の設備容量の目標値は117.6GWであることから、太陽光発電協会が想定する住宅、非住宅、農地の設備容量の割合をもとに、それぞれ、32GW、72GW、14GWと想定した。これらの各種類の太陽光発電の設備容量を、各地域にそれらの2018年度の電力需要量に比例して配分した。これは、電力広域的運営推進機関(OCCTO)の「マスタープラン検討に係る中間整理」[64]において、分析シナリオの一つに「電源立地変化シナリオ」が採用されているように、需要近傍に電源を置くことで、送電線増強に関わる投資額を抑えられるという考えに基づくものである。各地域における各種類の太陽光発電の設備容量地域内をノードに配分する際には、表 5に示されるデータを用いて配分した。既設太陽光は、固定価格買取制度の市町村別導入容量に基づいて配分した。新設太陽光は、住宅用太陽光発電は環境省REPOSデータを用いた。非住宅は、固定価格買取制度の市町村別認定容量のデータに基づいて配分した。すなわち、非住宅への太陽光発電は、過去の実績に比例して導入されるという想定になる。農地への太陽光発電について、農林水産省「令和元年の都道府県別の荒廃農地面積」[65]を用いて都道府県ごとの荒廃農地面積を特定し、「2015年農林業センサス」[66]を用いて都道府県ごとの荒廃農地面積を市町村ごとに配分した。太陽光発電の設備利用率は、2030需給見通しの想定と同様に一律に14%とした。S2-



S5における太陽光発電のデータは、S1で作成したノード別のデータを日本全国での設備容量をもとに比例的に配分して作成した。更に、1時間ごとの出力を計算するために、気象庁公開の2018年度日射量データ[67]を参照した。

表 5 地域毎に配分された太陽光発電設備容量を地域内のノードに配分する際に用いたデータ一覧

	既設太陽光	新設太陽光
住宅	FIT data (10kW以下)	環境省REPOSデータ
非住宅	FIT data(10kW以上)	FIT data(10kW以上)
農地	なし	荒廃農地に関するデータ

#### 陸上風力発電

S1における陸上風力発電のデータ作成手順として、陸上風力発電の2030年度の設備容量の目標値である17.9GWを日本風力発電協会の資料[40]を基に、地域ごとに配分した。地域ごとに配分した設備容量を各ノードに配分する手順として、はじめに、風力発電が接続されるノード毎に半径50km以内にある陸上風力の平均風速7.5m/s以上の陸上風力発電のポテンシャルを算定した。次に、この算定したポテンシャル量に比例して、地域ごとに配分した設備容量を配分した。S2-S5における陸上風力発電のデータは、S1で作成したノード別のデータを日本全国での設備容量をもとに比例的に増加して作成した。設備利用率は2030需給見通しと同様に22%とした。

1時間ごとの陸上風力発電の出力パターンは、気象庁公開の2018年度風速データ[67]を参照して計算した。さらに、風力発電の出力特性の一つである、カットイン及びカットアウトの風速を表現するために、牛山[68]を用いて、パワーカーブの曲線を作成した。

#### 洋上風力発電

S1における洋上風力発電のデータ作成手順として、2030年度の設備容量の目標値である5.7GWを洋上風力産業ビジョンに基づいて、地域ごとに配分した。地域ごとに配分した設備容量を各ノードに配分する手順として、促進区域の指定や検討がなされているところ及び風況が良いところを風力発電関係者のヒアリング結果を踏まえて配分した。本分析で想定した洋上風力発電のアクセスポイントを図 3に示す。S2-S5における洋上風力発電のデータは、S1で作成したノード別のデータを日本全国での設備容量をもとに比例的に増加して作成した。着床式の洋上風力の設備利用率は、2030需給見通しと同様に34%とした。浮体式洋上風力の設備利用率は、三井物産戦略研究所が公表する「Commercialization of floating offshore wind power speeds up in Europe」[41]参照し、45%とした。

現状では、洋上における詳細な風速データを入手することができないため、1時間ごとの洋上風力発電の出力を計算するために、気象庁公開の2018年度風速データ[67]のうち沿岸部のデータを利用した。

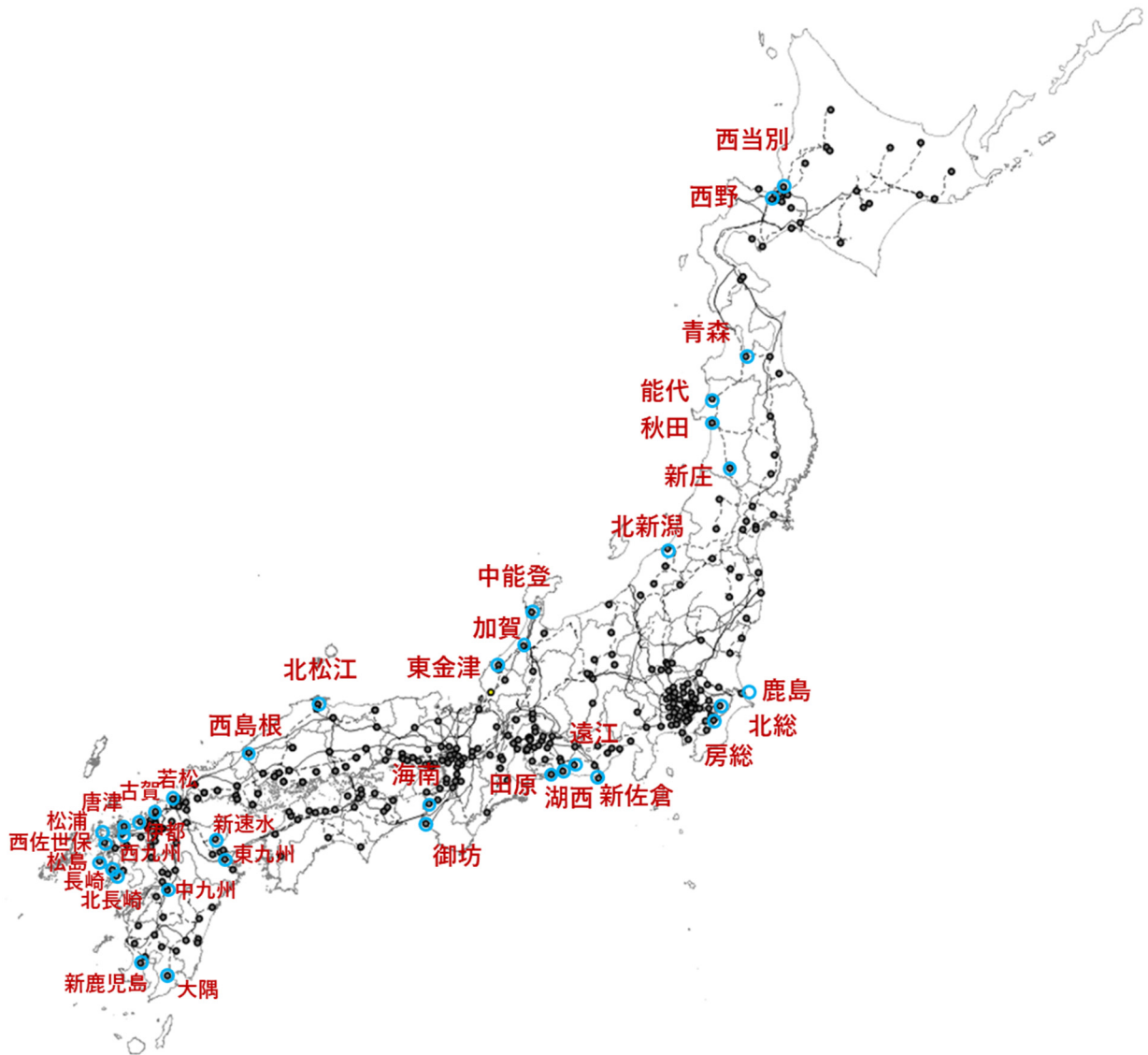


図3 洋上風力発電のアクセスポイント

## バイオマス発電

S1におけるバイオマス発電のデータ作成手順として、バイオマス発電は、固定価格買取制度データに基づいて、ノード別の認定容量を計算した。さらに、固定価格買取制度を利用してバイオマス混焼を行う火力発電所をFoE Japanが示す「主なバイオマス混焼の石炭火力発電設備」一覧[69]をもとに特定し、特定した火力発電所の設備容量の5%をバイオマス混焼分と想定した。固定価格買取制度データにおける認定容量からバイオマス混焼分を差し引いたノードごとの設備容量を用いて、バイオマス発電の2030年度の設備容量の目標値である8GWを配分した。なお、バイオマス発電ユニットの熱効率や起動時間などの各種制約は、日立エナジー社が所有するユニット別の石炭火力発電のデータの中から100MW程度の小規模石炭火力発電所のパラメータを参照して独自に作成した。また、バイオマス発電の年間の発電電力量が、2030需給見通し見込値と整合するように、各週の発電電力量を1,074GWhとした<sup>6</sup>。

## 地熱発電

地熱発電の2030年度の設備容量は、2030需給見通し見込値の1.5GWである。S1における地熱発電のデータ作成手順として、既存の設備容量の0.5GW分は、日立エナジー社が所有する地熱発電のユニット別のデータを利用した。新規の1GWの設備容量は、環境省が公表する「地域共生型の地熱利活用に向けた温泉法及び自然公園法の運用等について」[70]に基づき、開発調査が行われている立地の47か所で等分した。発電ユニットの各種制約は、日立エナジー社が所有する地熱発電のユニット別のデータを参照して独自に設定した。

## 非揚水式水力発電

S1における水力発電の2030年度の設備容量を、2030需給見通しと同様に、51GWとし、発電電力量を98TWhと想定した。非揚水式水力発電の発電電力量は河川の水量によって左右されることから、設備容量だけでなく、月別の発電電力量を事前に入力した。初めに、電力土木技術協会水力発電所データベース[42]、国土交通省一級河川における水力発電施設諸元一覧[43]を参照し、ノード別及び水力発電方式(流れ込み式、貯水池式、調整池式)別に51GWの設備容量を配分した。月別発電電力量は、2018年度の一般送配電事業者が公表する需給実績データから得られる実績値をもとに98TWhの発電電力量を地域別月別に配分した。配分した各地域の月別発電電力量をノード別及び水力発電方式別の設備容量で配分した。流れ込み式水力発電はひと月の間一定の出力で発電することを想定した。調整池式、貯水池式水力発電は、月別の発電電力量と設備容量や出力増減の制約<sup>7</sup>を満たす範囲内で電力の需給状況に応じて最適な発電を行うような設定を行った。

<sup>6</sup> 2030需給見通しでは、バイオマス発電の発電電力量が47TWh、水素・アンモニアの発電電力量が9TWhと想定されているが、本分析では便宜的にバイオマス発電の発電電力量をその合計値の56TWhと想定した。

<sup>7</sup> 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想定した。

系統に接続され、電力需給調整に利用可能なEV・PHEV

本分析では、S1-S5の想定に加えて、系統に接続される電力需給調整に利用可能なEV・PHEVを想定したサブシナリオS1'-S5'を分析した。2030年度における自家用乗用車のEV・PHEVの普及率を2030需給見通しに従い16%とした。2030年度の普通自動車と軽自動車の保有台数を2020年度と同じにそれぞれ、3,815万台[71]、2,274万台[72]とした。EVとPHEVのシェアは、ボストンコンサルティンググループが公表する各年の日本の数字[73]を参考に、2030年度まで積み上げる<sup>8</sup>と、EVとPHEVの比率は7:4と計算される。さらに、2030年度の自家用乗用車EV・PHEV台数のうち半数が常時需給調整に利用可能とした。これらの自家用乗用車EV・PHEV台数を、市区町村別自動車保有車両数[71]、市区町村別軽自動車車両数[72]に収録されている市町村の2020年時点の保有台数をもとに各ノードに配分した。

EVとPHEVともに、1台あたりの出力を一般的な充電器の出力と同等の3.2kW<sup>9</sup>と想定した。1台あたりの蓄電池の容量をEV普通自動車で60kWh、軽自動車で30kWhと想定した。PHEVの容量はEVの1/10とし、普通自動車で6kWh、軽自動車で3kWhとした。蓄電池の容量のうち最大で50%を電力システムの需給調整に利用できると想定した。以上の想定を表6にまとめた。なお、本分析ではEVとPHEVは1時間単位での電力需給を調整することを想定しており、周波数といった分単位での需給調整は考慮していない。

表6 系統に接続される電力需給調整に利用可能なEV・PHEVに関する想定

	EV		PHEV		合計
	乗用車	軽自動車	乗用車	軽自動車	
2030年度の自家用乗用車EV・PHEV台数(万台)	412	237	206	119	974
保有台数のうち1/2が調整機能として使えると想定を置いた場合の台数(万台)	206	119	103	59	487
1台あたりの出力(kW/台)	3.2	3.2	3.2	3.2	-
日本全体で利用可能な出力(GW)	<b>6.6</b>	<b>3.8</b>	<b>3.3</b>	<b>1.9</b>	<b>16</b>
1台当たりの容量(kWh/台)	60	30	6	3	-
蓄電池の使用割合	50%	50%	50%	50%	-
日本全体で利用可能な蓄電容量(GWh)	<b>62</b>	<b>18</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>84</b>

注：乗用車とは、普通乗用車と小型乗用車の合計である。

<sup>8</sup> 保有台数のシェアの計算には、販売シェアの積み上げのみを考慮し、EVとPHEVの車両の寿命は考慮していない。

<sup>9</sup> 一般的な普通充電器の出力電力。一般的な高速充電器は50kW(すなわち普通充電器の10倍を超える出力)があり、同出力で逆潮流が可能な急速充電器がV2G用に普及した場合には、これらの前提は大きく変わりうる。

## 原子力発電

S1における原発は、2030需給見通し見込値と整合する稼働を想定した<sup>10</sup>。S2、S4では、2021年時点で再稼働済み及び地元理解表明が得られている原発の稼働を想定した。また、S1、S2、S4において、各発電ユニットが4-6月または9-11月に3か月の定期点検を行い、定期点検を行わない期間は最大出力で定常運転を行う<sup>11</sup>ことで、全ユニットの平均の設備容量利用率が最大で75%となるように想定した。S3、S5では、原発は稼働しない想定した。

表7 シナリオ別の稼働が可能な原発ユニット一覧

シナリオ	稼働が可能な原発ユニット
S1	<b>廃炉決定済み、建設中を除くすべての原発(33GW)</b> 高浜3号機、高浜4号機、大飯3号機、大飯4号機、美浜3号機、伊方3号機、玄海3号機、玄海4号機、川内1号機、川内2号機、高浜1号機、高浜2号機、女川2号機、島根2号機、柏崎刈羽6号機、柏崎刈羽7号機、東海第2(1号機)、泊1号機、泊2号機、泊3号機、東通1号機、浜岡3号機、浜岡4号機、志賀2号機、敦賀2号機、女川3号機、柏崎刈羽1号機、柏崎刈羽2号機、柏崎刈羽3号機、柏崎刈羽4号機、柏崎刈羽5号機、浜岡5号機、志賀1号機
S2, S4	<b>2021年時点で再稼働済み及び地元理解表明が得られている原発(12GW)</b> 高浜3号機、高浜4号機、大飯3号機、大飯4号機、美浜3号機、伊方3号機、玄海3号機、玄海4号機、川内1号機、川内2号機、高浜1号機、高浜2号機、女川2号機
S3, S5	原発稼働なし

<sup>10</sup> シミュレーションでは、ノード毎のメリットオーダーによって発電電力が決定されることから、稼働想定したすべての原発が最大出力で定常運転を行うとは限らない。

<sup>11</sup> 日本では定格熱出力一定運転が許可されており、本分析で対象とする原発にも適用されている[83-85]ため、本分析では定格電気出力一定運転(定格値 100%)を想定した。

火力発電

既存火力発電所の設備容量は、PROMODを所有する日立エナジー社からの発電ユニット<sup>12</sup>毎のデータを用いた。主要な火力発電設備の設備容量及び位置情報は、火力・原子力発電所設備要覧(平成29年改訂版)[74]や電気事業便覧2019年版[75]等も用いて確認した。さらに、稼働可能な火力発電のユニットリストに表 8に示される2030年度までに運用開始が予定されている設備を加えた。また、火力発電からのCO<sub>2</sub>排出量を計算するために、ユニットごとのCO<sub>2</sub>排出係数を日立エナジー社が所有データをもとに作成した(図 4)。S1-S5において稼働が可能な火力発電のユニットはすべて同じである。

表 8 2030 年度までにリプレースまたは新設される石炭・ガス火力発電ユニット一覧

火力発電の種類	発電所	号機	設備容量(MW)	運転開始(予定)年
石炭火力	勿来IGCC	-	543	2020年
	広野IGCC	-	543	2021年
	常陸那珂共同火力	1	650	2021年
	横須賀火力	1,2	1300	2024年
	武豊火力	5	1070	2022年
	神戸	3	650	2021年
	神戸	4	650	2022年
	三隅	2	1000	2022年
	徳山製造所東	3	300	2022年
	西条	1	500	2023年
	松島火力	2	500	2026年
	石狩湾新港	1	569.4	2019年
ガス火力	五井火力	1	780	2023年
	五井火力	2	780	2023年
	五井火力	3	780	2024年
	姉ヶ崎火力発電所	1	650	2023年
	姉ヶ崎火力発電所	2	650	2023年
	姉ヶ崎火力発電所	3	650	2023年
	新居浜北火力	-	150	2022年
	真岡発電所	1	624	2019年
	真岡発電所	2	624	2020年
	相馬港天然ガス発電所	1	590	2020年
	相馬港天然ガス発電所	2	590	2020年
	ひびき天然ガス発電所	1	423.7	2025年
	ひびき天然ガス発電所	2	423.7	2025年
	ひびき天然ガス発電所	3	423.7	2025年
	ひびき天然ガス発電所	4	423.7	2025年
	姫路天然ガス発電所	1	622.6	2026年
姫路天然ガス発電所	2	622.6	2026年	

<sup>12</sup> 発電機ならびにそれと一体となって発電に供される原動力設備、電気設備の総合体。設備容量の大きい発電所は、一つの発電所内に複数の発電ユニットが設置されていることが多い。

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

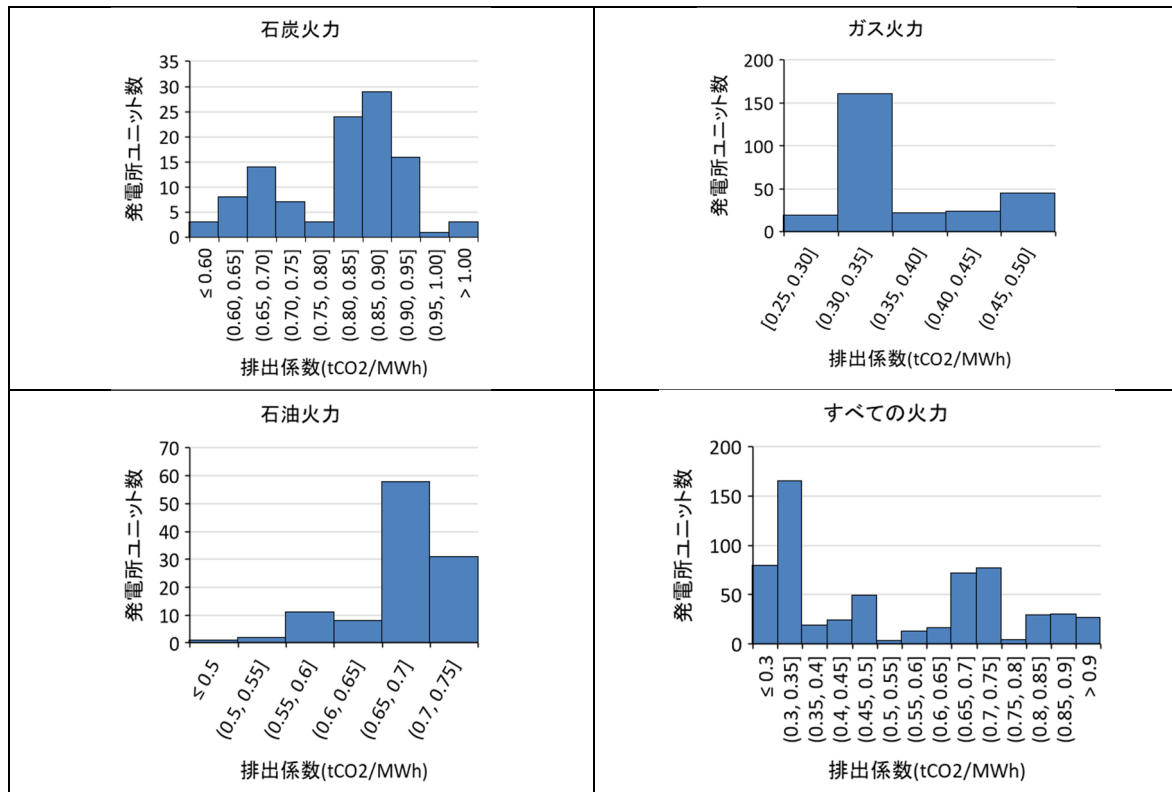


図4 火力発電ユニットごとのCO<sub>2</sub>排出係数の分布

#### 各種電源の運転費用等に関わるパラメータ設定

火力発電、原発、バイオマス発電、地熱発電の設備容量、発電出力段階別の熱効率(Heat rate)や立ち上げ時間(Up time)、停止時間(Down time)、運転費用といった運転や調整力に関するパラメータは、PROMODを所有する日立エナジー社が提供する発電ユニット毎のデータを用いた。

費用に関するパラメータについて、PROMODが電力系統運用をシミュレーションする際には、発電所の運転に関わる費用を最適化することから、主に燃料費、CO<sub>2</sub>対策費に着目した<sup>13</sup>。本分析で用いた燃料費、CO<sub>2</sub>対策費を図5に示す。火力発電の燃料価格及びCO<sub>2</sub>対策費は、発電コスト検証WGの報告[38]における「2020年の電源別発電コスト試算の結果」及び「2030年の電源別発電コスト試算の結果」を参照した<sup>14</sup>。発電コスト検証WG[38]においては、石炭火力、ガス火力、石油火力発電の2030年の燃料費は、それぞれ、4.3円/kWh、6.0円/kWh、12.9円/kWhである。2030年のCO<sub>2</sub>対策費は、それぞれ5.0円/kWh、2.2円/kWh、3.7円/kWhである。本分析では、運転費用として、燃料費、CO<sub>2</sub>対策費に加えて、発電の出力に応じて変化する可変運転維持費を分析に加えた。石炭火力、ガス火力、石油火力の可変運転費用

<sup>13</sup> 燃料費、CO<sub>2</sub>対策費(発電のための燃料の使用に伴い排出されるCO<sub>2</sub>対策に要する費用[86])は、発電所の熱効率や詳細な燃料種別によって発電所ごとに異なる。ここでは、代表的な発電所の費用を示している。

<sup>14</sup> 発電コスト検証WGでは、2020年のCO<sub>2</sub>対策費については、EU-ETSの炭素価格から推計している。2030年のCO<sub>2</sub>対策費については、IEA「World Energy Outlook 2020」における「公表済政策シナリオ」(STEPS)及び「持続可能開発シナリオ」(SDS)に示されたCO<sub>2</sub>価格を用いて、それぞれ推計しており、本稿では、STEPSの推計値を引用した。

の代表値はそれぞれ、0.4円/kWh、0.06円/kWh、0.06円/kWhである（日立エナジー社の提供する技術データ参照）。その結果、2030年の石炭火力、ガス火力、石油火力の運転維持費の代表値は9.7円/kWh、8.3円/kWh、16.7円/kWhとした。なお、本分析における原発の運転維持費はこれらの火力発電の運転維持費よりも低い。

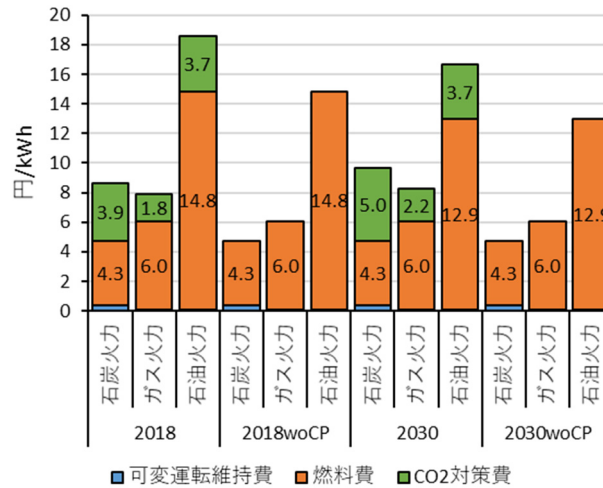


図 5 火力発電の運転費用に関する本分析で用いた設定値

発電コスト検証WGにおけるバイオマス発電（専焼）の燃料費の試算値は、2020年、2030年ともに、21.0円/kWhであり、石炭火力、ガス火力、石油火力と比較しても高価であるが、固定価格買取制度などの政策措置を通じて導入され、電力系統に給電されると考えられる。本分析では、バイオマス発電が運転費用の最適化で2030需給見通し見込み値の水準まで給電されるように、燃料費用をガス火力よりも低い水準に設定し、発電電力量の上限を定めた。可変運転維持費は日立エナジー社の提供する技術データ参照した。

地熱発電、陸上風力発電、洋上風力発電、太陽光発電、非揚水式水力発電は、発電コスト検証WGと同様に燃料費をゼロと想定した。地熱発電の可変運転維持費は、日立エナジー社の提供する技術データを参照し、陸上風力発電、洋上風力発電、太陽光発電、非揚水式水力発電は0円/kWhとした。



### 3. 分析結果: 2018年度実績値と実潮流に基づく系統運用シミュレーション結果比較

2018年度実績値とS\_2018woCP 及びS\_2018のシミュレーション結果の電源別発電電力量を図 6に示す。火力発電の運転費用にCO<sub>2</sub>対策費用を含めないS\_2018woCPのシミュレーション結果における石炭火力とガス火力の発電電力量は、それぞれ、306TWh、447TWhとなり、2018年度実績値と近い値になった。火力発電の各ユニットにCO<sub>2</sub>対策費用を運転費用に計上したS\_2018のシミュレーション結果は、2018年度実績値と比較して石炭火力の発電電力量が小さくなり、ガス火力の発電電力量が大きくなった。

2018年度実績値とS\_2018woCP 及びS\_2018のシミュレーション結果の地域別電源別の発電電力量を図 7に示す。2018年度実績値と比較して、S\_2018woCPのシミュレーション結果では、石炭火力の発電電力量が北海道、東北、中国において大きくなり、関東、中部、北陸、関西、四国、九州地域において小さくなった。反対に、ガス火力の発電は、中部、関西で大きくなった。また、関東と関西において域外からの純電力融通量が大きくなり、東北、中部、四国、九州は域外への純電力融通量が大きくなった。S\_2018のシミュレーション結果では、S\_2018woCPのシミュレーション結果と比較して各地域の石炭火力の発電電力量が小さくなり、ガス火力発電の発電電力量が大きくなった。

次に、2018年度実績値とS\_2018woCP 及びS\_2018のシミュレーション結果の地域間連系線の持続曲線比較を図 8に示す。地域間連系線の利用状況について、北海道から東北、東北から関東、中部から北陸、中部から関西、四国から関西、中国から四国、九州から中国の潮流が大きくなった。これは、地域別電源別の発電電力量で示したように、関東と関西において域外からの純電力融通量が大きくなった結果と整合する。

2018年度実績値とS\_2018woCP 及びS\_2018のシミュレーション結果の時間別の電源別電力供給状況を図 9に示す。後述するS1シナリオにおいて、1時間当たりの風力・太陽光発電比率が最も高い日時が6月3日の11:00であるから、対象とした日は6月3日前後の5日間とする。2018年度実績値では、火力発電の燃料種別の1時間ごと発電電力量はデータが入手できないことから、すべての火力発電の1時間ごとの発電電力量を示している。2018年度実績値とS\_2018woCP 及びS\_2018のシミュレーション結果を比較すると、非揚水式水力発電や揚水式力発電の運用の違いによって、火力発電の電力供給量が実績と差異がある。S\_2018woCP 及びS\_2018の日本全国の出力変化速度別(火力発電のみ)電力供給状況を図 10に示す。出力変化速度が速い火力発電が主として電力需要や太陽光発電の出力の変動を調整していることが確認できた。

以上より、実潮流に基づく電力系統運用によって、送電線が運用容量まで利用可能となり、さらに、メットオーダー方式に従って、広域的に電源の運用が最適化されることで、電力需要が大きい関東と関西地域は、周辺の地域からの電力輸入が多くなることが示された<sup>15</sup>。また、CO<sub>2</sub>対策費用を発電ユニットごとに課すような運用が行われるとガス火力発電の発電電力量が大きくなることが確認された。

<sup>15</sup> 各発電所の燃料種、熱効率や需要地までの距離など様々な要因があるが、2018年度実績値における各発電所の運用状況を把握することができないため、詳細な考察は差し控える。

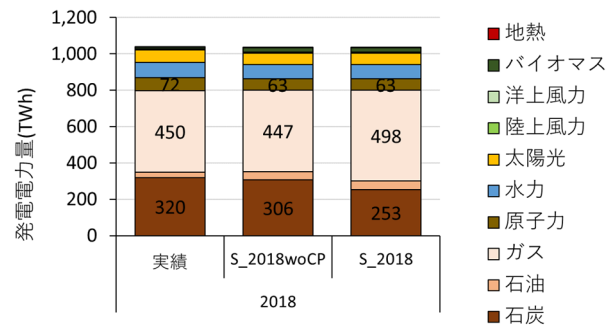


図 6 2018 年度実績値、S\_2018woCP 及び S\_2018 のシミュレーション結果の電源別発電電力量

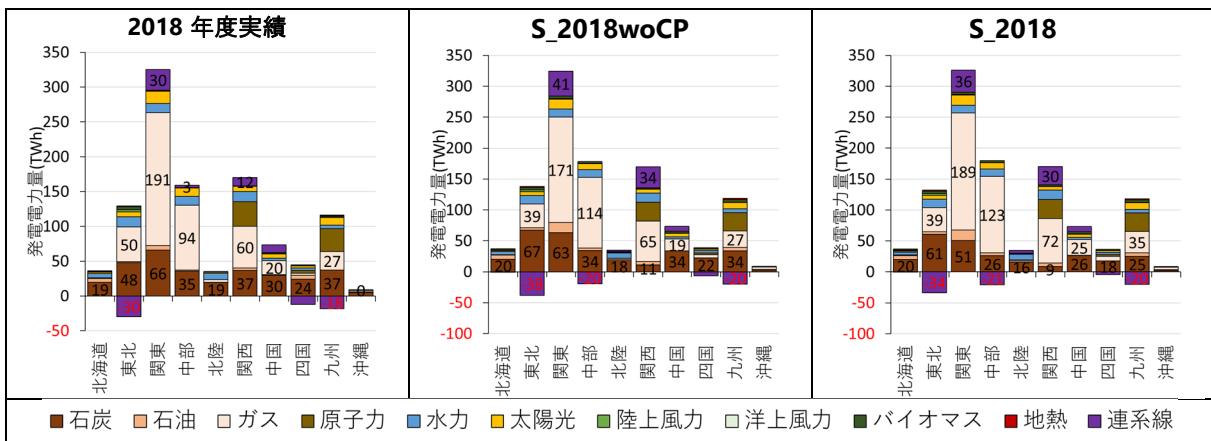
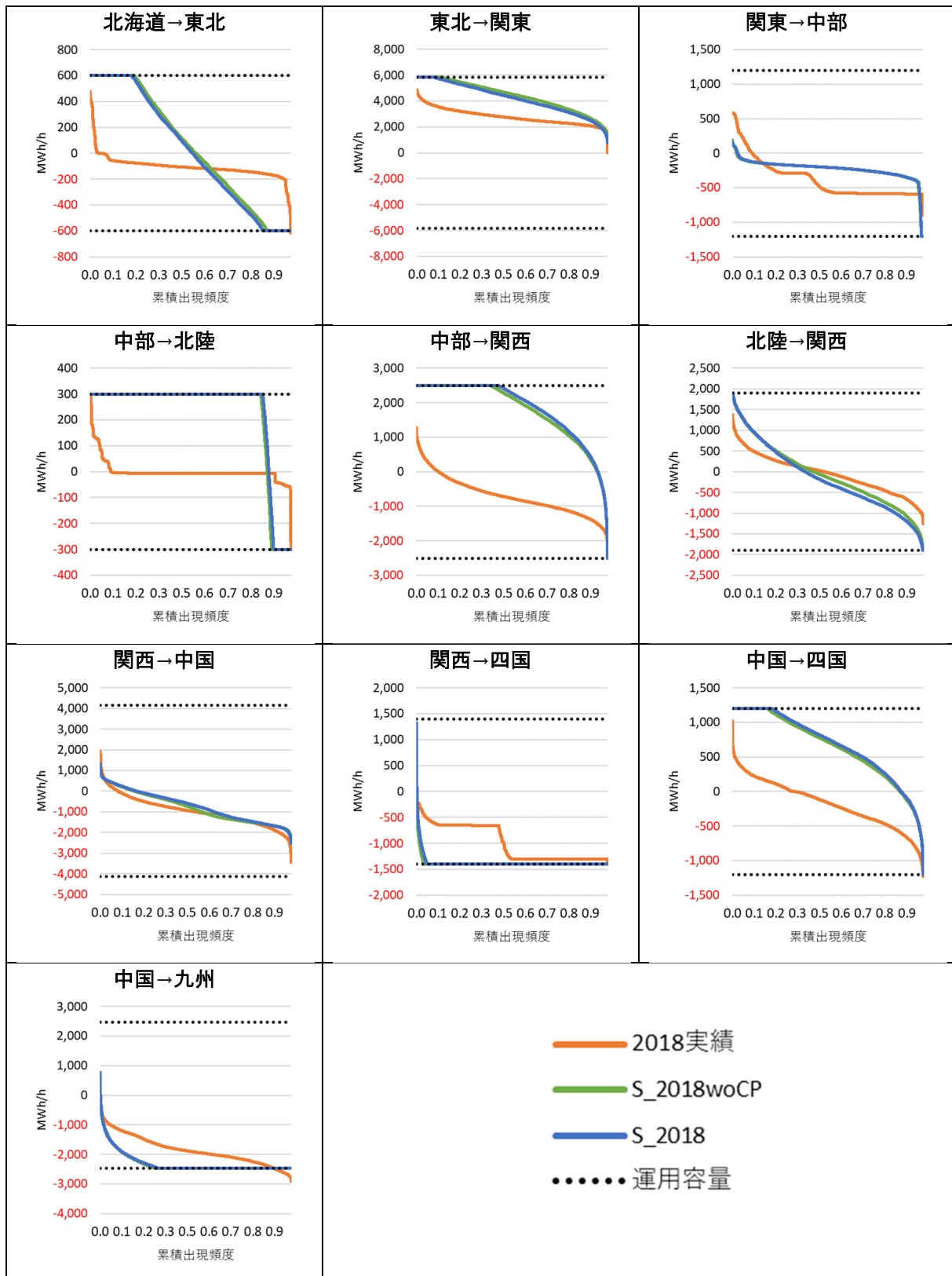


図 7 2018 年度実績値、S\_2018woCP 及び S\_2018 のシミュレーション結果の地域別電源別発電電力量



注：矢印は本分析で定義した潮流の正方向を示す。

図 8 2018 年度実績値と S\_2018woCP 及び S\_2018 のシミュレーション結果の地域間連系線の持続曲線比較

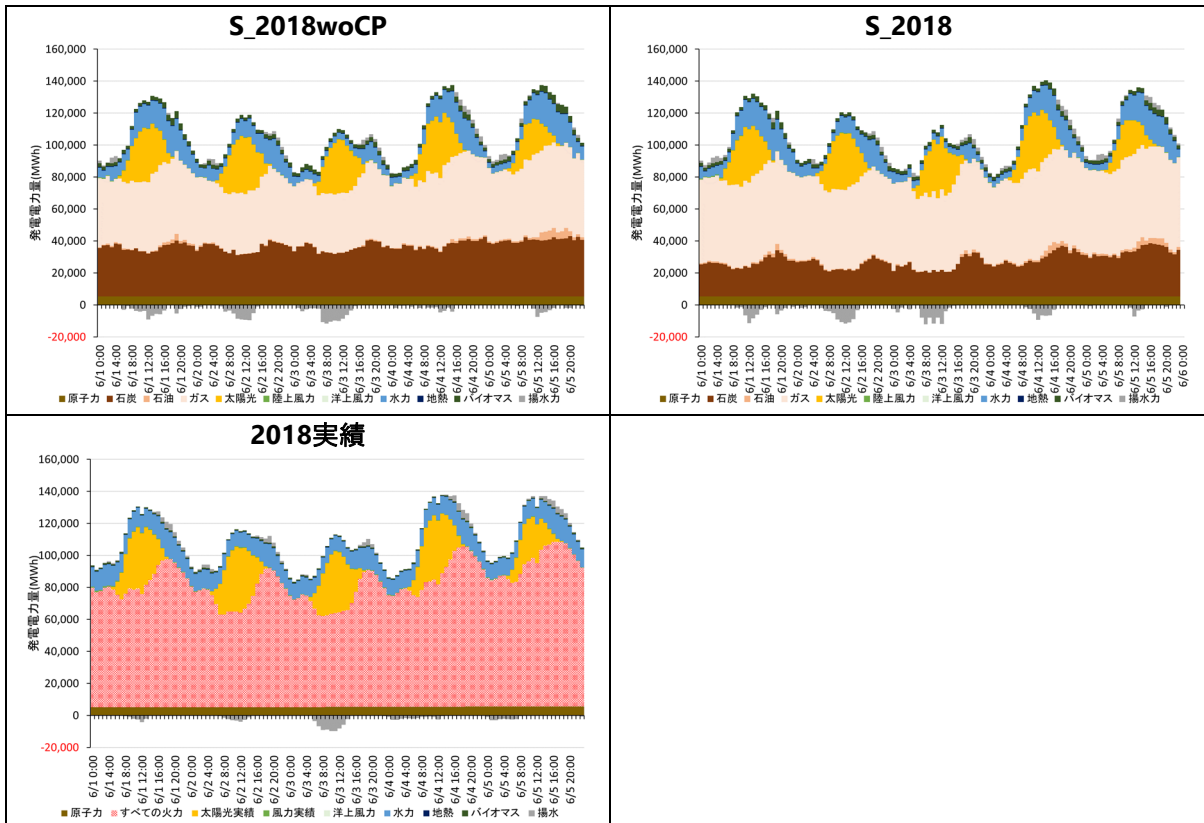
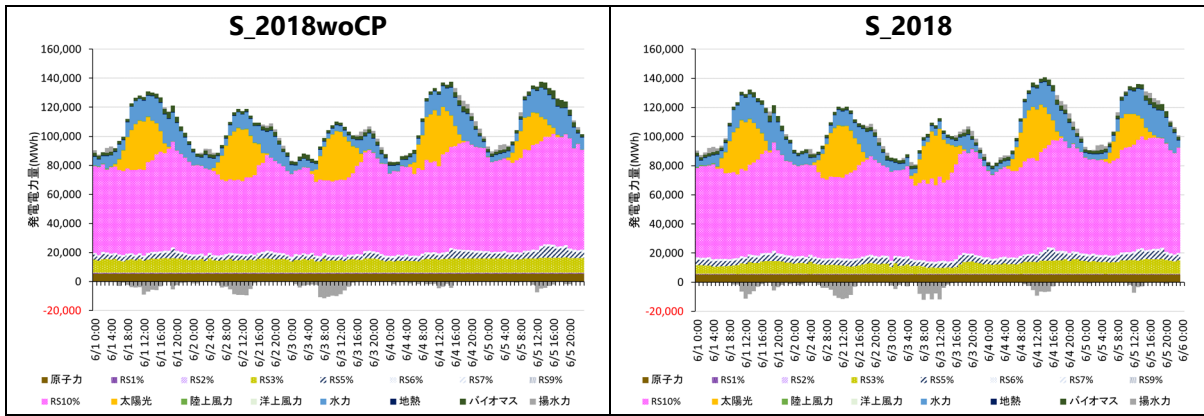


図9 2018年度実績値とS\_2018woCP及びS\_2018シミュレーション結果の6月3日前後5日間の全国の電源別電力供給状況



注：RSはRamp Speed(出力変化速度)を表し、数字は1分あたりに設備容量の何%の出力を変化できるかを示す。例えば、RS10%は、1分間に設備容量の10%を変化させることができると意味する。

図10 S\_2018woCP及びS\_2018シミュレーション結果の6月3日前後5日間の全国の出力変化速度別(火力発電のみ)電力供給状況

## 4. 分析結果: 2030 需給見通し見込値と実潮流に基づく系統運用シミュレーション結果の比較

2030需給見通しにおける2030年度電源構成、S1woCP及びS1のシミュレーション結果を図 11に示す。石炭火力発電の発電電力量は2030需給見通しでは178TWhと見込まれているところ、S1woCPでは120TWh、S1では48TWhと小さくなった。その一方で、ガス火力発電は、2030需給見通しでは187TWhと見込まれているところ、S1woCPでは280TWh、S1では343TWhと大きくなった。特に、S1では図 13に示されるように、東北と関東以外の地域では、火力発電の発電電力量のうちガス火力発電が大半をしめる結果となった。図12に示すように、火力発電の内訳が変わることで、電力部門からのCO<sub>2</sub>排出量は2030需給見通しでは219MtCO<sub>2</sub>(2013年度比62%減)と想定されているところ、S1woCPでは192MtCO<sub>2</sub>(2013年度比66%減)、S1では159MtCO<sub>2</sub>(2013年度比72%減)となった。また、風力・太陽光発電の出力抑制率を表 9に示す。北海道と九州地域以外の地域では風力・太陽光発電ともに出力抑制率が目安の5%以下であった。また、風力・太陽光発電の出力抑制率<sup>16</sup>の全国平均も5%以下であった。

2030需給見通しにおける火力発電の発電電力量とS1woCP及びS1における火力発電の発電電力量に差異がある理由は以下の通りと考えられる。2030需給見通しでは、「エネルギー安全保障の観点から、天然ガスや石炭を中心に適切な火力ポートフォリオを維持」とするという方針を掲げている。特に、石炭火力とガス火力発電の比率については、「石炭火力からの過度なガス火力へのシフトは、①燃料の必要量が確保できないリスク、②LNGスポット価格の上昇リスクがある」としているように、S+3Eの要素を複合的に捉えた電源構成になっている。一方で、S1woCP及びS1の電源構成は、地域間連系線と地内基幹送電線の運用容量や火力発電の熱効率、起動停止時間、出力変化速度、燃料費、CO<sub>2</sub>対策費、運転費用を考慮したうえで、電力系統運用の費用最小化したシミュレーション結果である。

S1において1時間当たりの風力・太陽光発電比率が最も高い日時は、6月3日の11:00であり、風力・太陽光発電の比率は78%であった。1時間当たりの風力・太陽光発電比率が最も低い日時は、2月6日の19:00であり、風力・太陽光発電の比率は2%であった。これに倣い、S<sub>2018</sub>、S1woCP及びS1の6月3日前後5日間と2月6日の前後5日間の日本全国の電力供給状況(電源別及び火力発電の出力変化速度別)を図 14と図 15に示す。6月3日前後5日間の状況について、太陽光発電の発電電力量が多い時間帯にガス火力発電の発電電力量が小さくなり、太陽光発電の発電電力量が少ない時間帯にはガス火力発電の発電電力量が大きくなっているように、需給調整の役割を主にガス火力発電が担っていることが示されている。また、出力変化速度別にみると、出力変化速度が速い火力発電が主に需給調整の役割を担っていることが示される。2月6日前後5日間の状況についても、石炭火力発電あるいは出力変化速度が遅い火力発電の発電電力量の変動は、ガス火力発電あるいは出力変化速度が速い火力発電の発電電力量の変動よりも小さいことが示されている。すなわち、年を通じて火力発電の発電電力量が多い時間帯においても、ガス火力発電あるいは出力変化速度が速い電源が電力の需給調整を主に担っていることが確

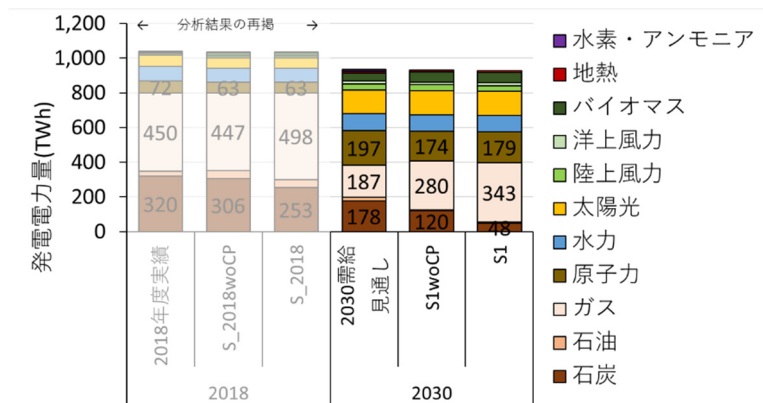
<sup>16</sup> 出力抑制量を風力・太陽光発電の発電できる量から同期間の風力・太陽光発電の実際の発電電力量を差し引いた値と定義し、出力抑制率は、出力抑制量を風力・太陽光発電の発電できる量で割った値と定義する。

認められた。

S\_2018、S1woCP及びS1において、石炭火力、ガス火力発電所の各ユニットが年間でのどの程度稼働したのかを示すために、熱効率別の年間設備利用率を図 16に示した。石炭火力について、S\_2018では、単位当たりの発電に必要な熱量が小さい(熱効率が高い)発電ユニットのみならず、単位当たりの発電に必要な熱量が大きい(熱効率が低い)発電ユニットの多くの年間設備利用率が70%以上の高水準を示した。一方で、S1woCPでは、熱効率が低い発電ユニットの多くは年間設備利用率が30%を下回った。さらに、S1では、熱効率が高い発電ユニットの多くも設備利用率が30%を下回っている。また、2030年度までにリプレースまたは新設される石炭火力発電の年間設備利用率分布を図 23に示しているが、どちらのシナリオも設備利用率が70%を下回る発電ユニットが大半を占めている。

ガス火力発電について、S\_2018では、熱効率が高い発電ユニット及び熱効率が低い発電ユニットともに年間設備利用率が高いユニットと低いユニットの両者が存在する。これはガス火力発電ユニットが立地する地域や周辺地域の電力の需給状況によって、ガス火力発電が調整電源として運用されていることが理由として考えられる。S1woCPでは、熱効率が低い発電ユニットの年間設備利用率が全体的にS\_2018の結果よりも低い結果となった。再エネの発電電力量の増加や原発の再稼働によって、S1woCPのガス火力発電全体の年間発電電力量がS\_2018よりも低くなったことにより、熱効率が低い火力発電の年間設備利用率が低下したと考えられる。一方で、S1woCPにおける熱効率が高い発電ユニットの年間設備利用率は高い水準にあるものが多い。S1では、S1woCPよりもガス火力発電全体の年間発電電力量が大きいことから、熱効率が低い発電ユニットの年間設備利用率が、全体的にS1woCPよりも高い水準となった。

以上より、原子力発電の再稼働、再エネの導入量の発電電力量を2030需給見通しと同量と想定し、発電ユニットごとにCO<sub>2</sub>対策費用を課す条件で実潮流に基づく電力系統運用をシミュレーションした結果、ガス火力の発電電力量が火力の発電電力量のうち9割近くを占めた。この結果、電力部門のCO<sub>2</sub>排出量は2030見通しにおいて見込まれる値よりも小さくなった。



注：2030需給見通しにおける2030年度の発電電力量では、原発が188TWh～206TWh、太陽光が129～146TWhと幅を持って示されている。グラフでは、それぞれ中間値をとって、原発を197TWh、太陽光を137.5TWhとしている。

図 11 シナリオ別電源別発電電力量

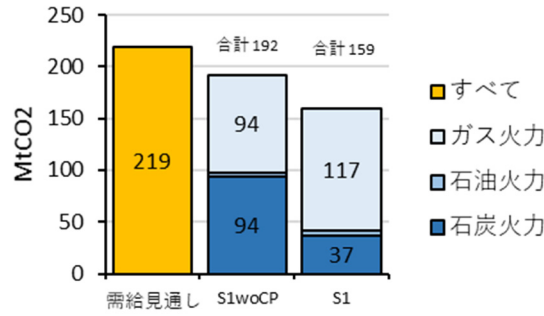


図 12 シナリオ別電源別 CO<sub>2</sub> 排出量

表 9 S1woCPとS1の風力・太陽光発電の出力抑制率結果

	北海道	東北	関東	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国平均
<b>S1woCP</b>											
太陽光	7.6%	3.1%	1.4%	0.4%	0.3%	0.6%	3.7%	0.7%	3.2%	0.5%	1.7%
陸上風力	5.3%	1.5%	1.6%	0.1%	0.6%	0.5%	1.7%	0.9%	4.0%	0.0%	2.5%
洋上風力	1.0%	1.9%	1.8%	3.3%	3.9%	2.6%	3.3%		5.9%		3.0%
<b>S1</b>											
太陽光	8.1%	3.3%	1.4%	0.6%	0.3%	0.7%	3.9%	0.6%	3.3%	0.5%	1.8%
陸上風力	5.6%	1.6%	1.8%	0.2%	0.8%	0.7%	1.7%	1.0%	3.6%	0.0%	2.6%
洋上風力	1.5%	2.0%	1.8%	4.5%	4.4%	2.9%	3.6%		6.0%		3.3%

■: 出力抑制率が8%以上、■: 出力抑制率が5%以上8%未満、□: 出力抑制率が3%以上5%未満、

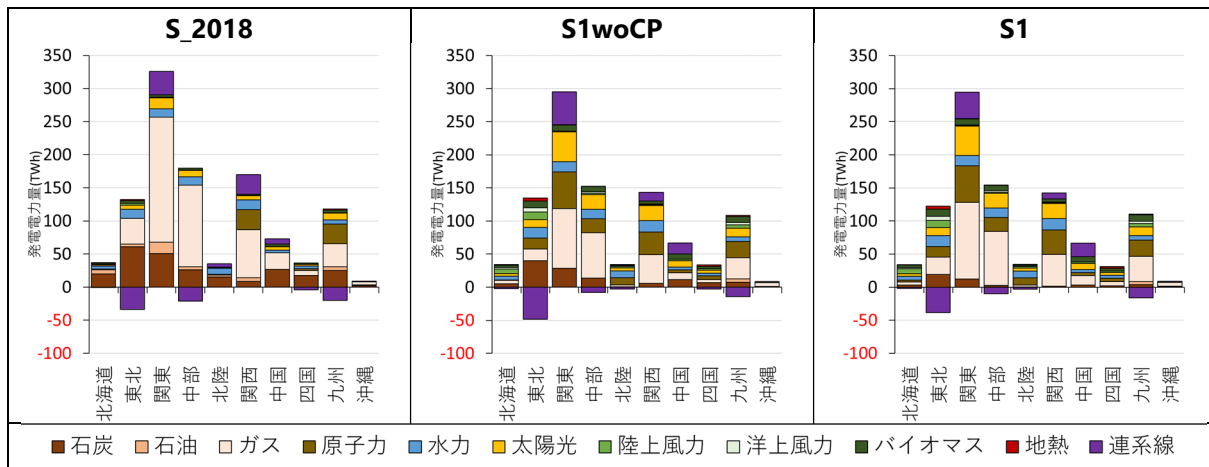
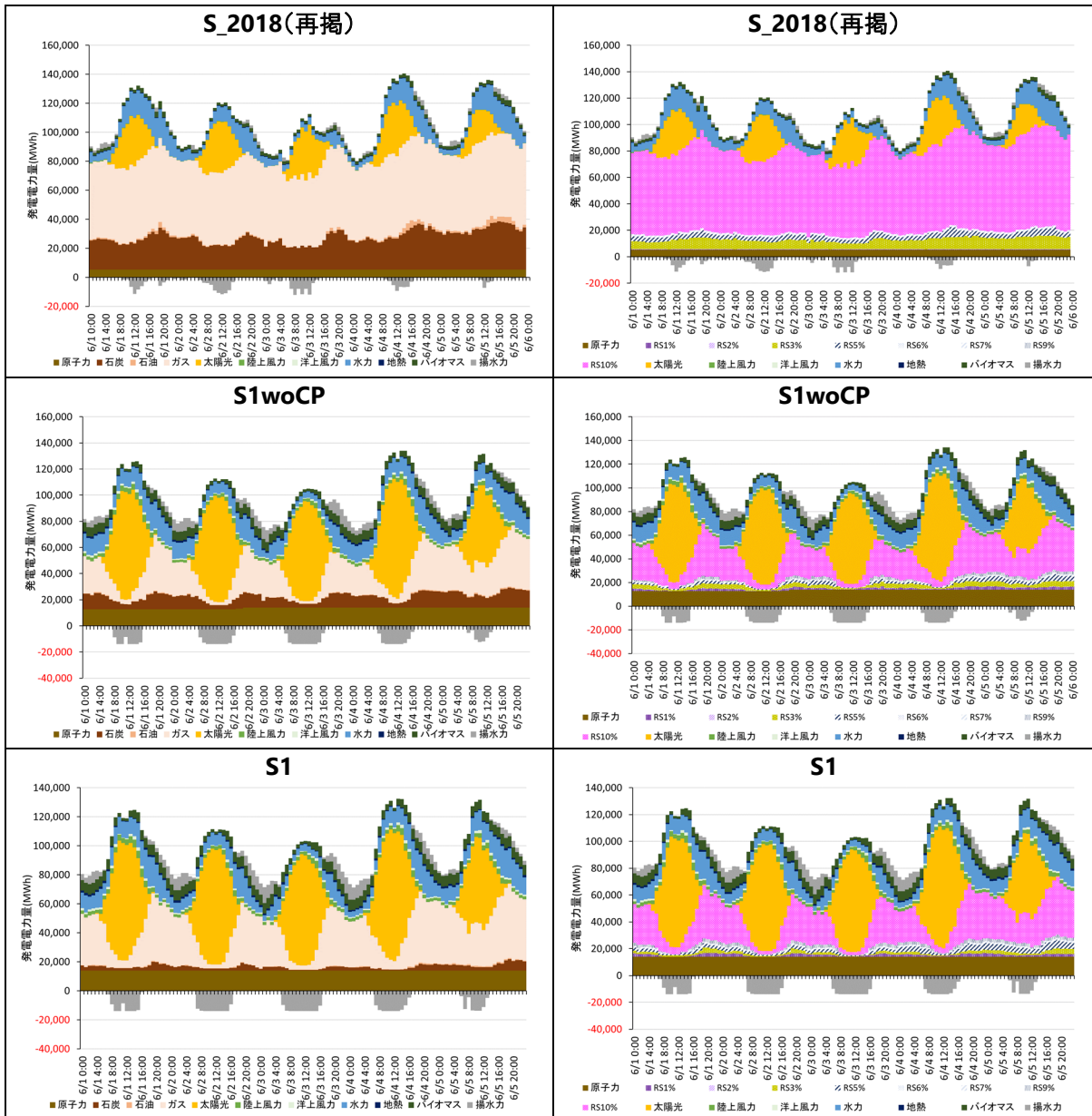


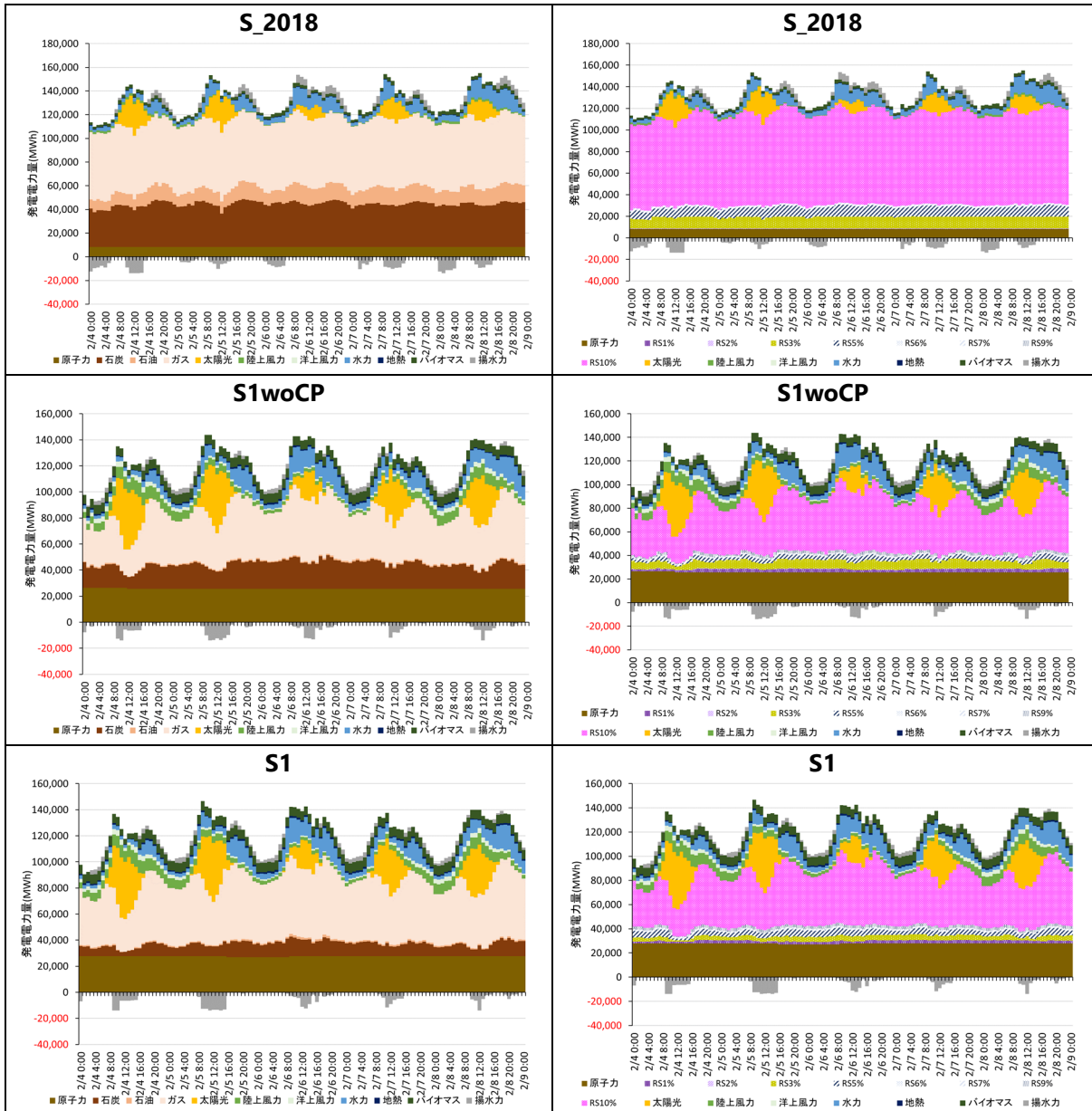
図 13 S\_2018、S1woCP 及び S1 の地域別電源別発電電力量



注：RSはRamp Speed(出力変化速度)を表し、数字は1分あたりに設備容量の何%の出力を変化できるかを示す。例えば、RS10%は、1分間に設備容量の10%を変化させることができると意味する。

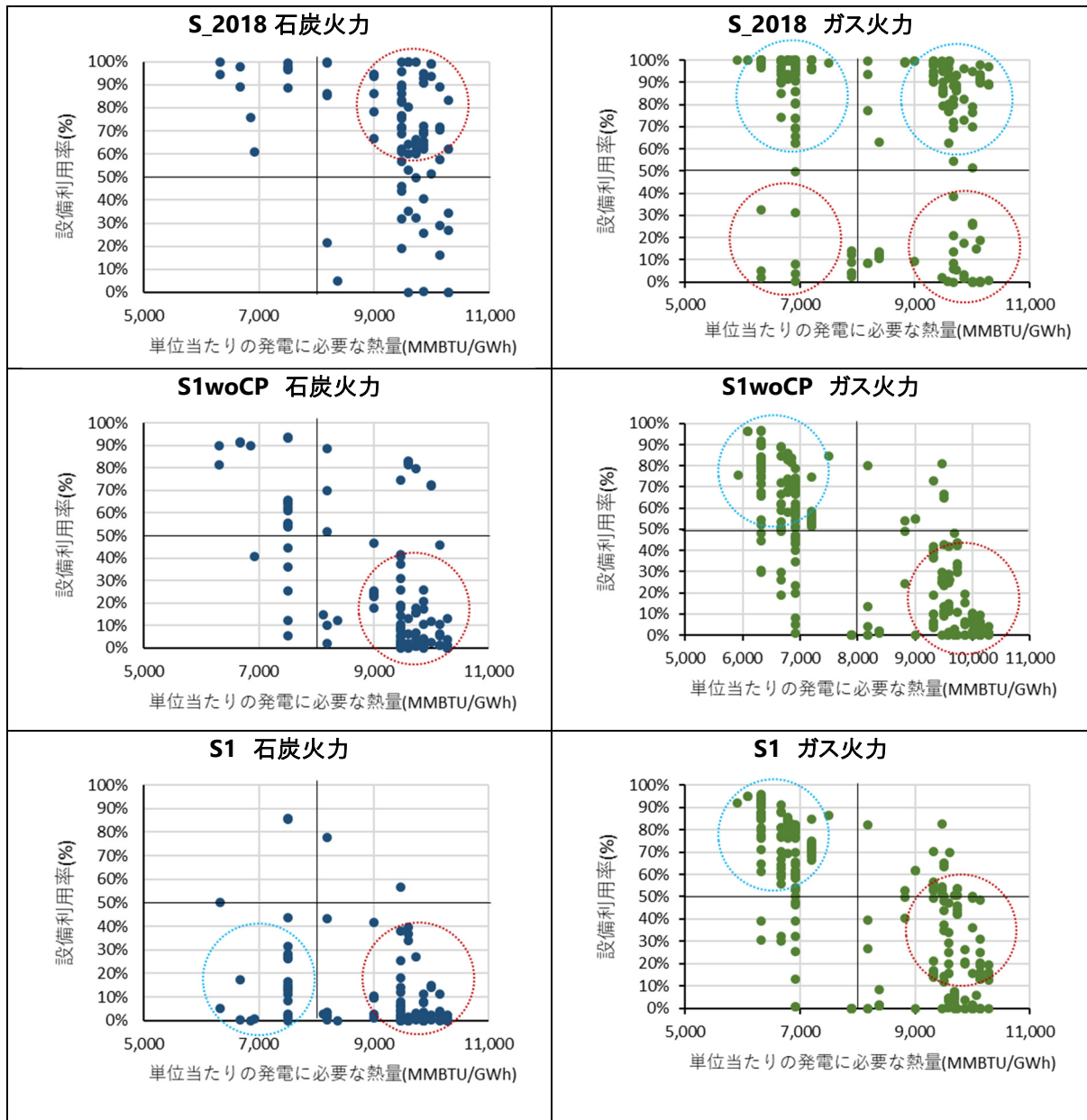
図 14 各シナリオの6月3日前後5日間の全国の電源別及び出力変化速度別(火力発電のみ)電力供給状況





注:RSはRamp Speed(出力変化速度)を表し、数字は1分あたり設備容量の何%の出力を変化できるかを示す。例えば、RS10%は、1分間に設備容量の10%を変化させることができると意味する。

図 15 各シナリオの2月6日前後5日間の全国の電源別及び出力変化速度別(火力発電のみ)電力供給状況



注：S1woCP 及び S1 は、2030 年度までに新設される石炭火力及びガス火力発電を含む。

図 16 S\_2018、S1woCP 及び S1 における石炭火力、ガス火力の熱効率別の年間設備利用率

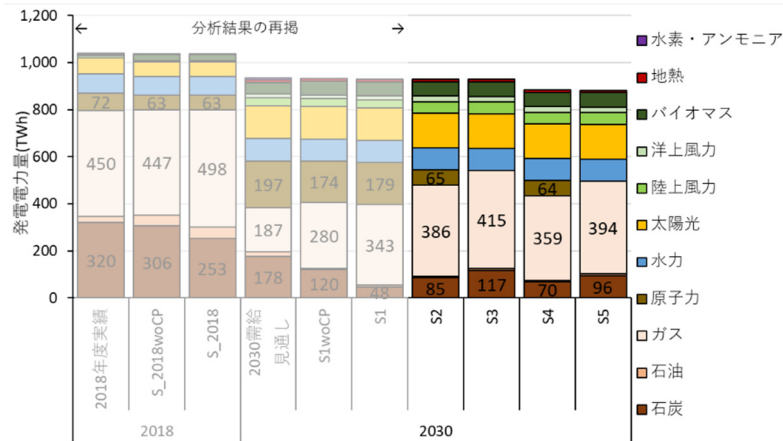
## 5. 分析結果：原発低位・再エネ促進を想定した2030年度複数シナリオのシミュレーション結果比較

2030年度時点において、再稼働できる原発の基数が2030需給見通しよりも少なくなった場合に、風力・太陽光発電の追加的な導入やさらなる省エネなどによって電力需要の削減によって電力部門のCO<sub>2</sub>排出量をどの程度抑えることができるか検証するために、S2,S3,S4及びS5を作成しシミュレーションを実施した(各シナリオの詳細は表3参照)。

風力・太陽光発電の発電電力量を2030需給見通しよりも数GW追加的に導入すること及びさらなる省エネなどによって電力需要が小さくなること想定する複数シナリオ(S2,S3,S4及びS5)の電源別発電電力量ミックスを図17、CO<sub>2</sub>排出量を図18に示す。

- S2(原発の稼働が2030需給見通しよりも進まず、再エネの導入量が風力発電協会と太陽光発電協会の目標値まで進む想定)では、電力部門からのCO<sub>2</sub>排出量は、206MtCO<sub>2</sub>(2013年度比64%削減)と計算され、S2の電力部門のCO<sub>2</sub>削減率は2030需給見通し見込値よりも大きくなった。
- S3(S2の想定の上、原発の稼働をしない想定)では、石炭火力発電の発電電力量が、2030需給見通し見込み値の0.6倍であるが、ガス火力発電の発電電量は2.2倍となり、電力部門からのCO<sub>2</sub>排出量は243MtCO<sub>2</sub>(2013年度比58%削減)と計算され、S3の電力部門のCO<sub>2</sub>削減率は2030需給見通し見込み値よりも小さくなった。
- S4(S2の想定の上、さらなる省エネなどによって電力需要が減少し、発電電力量合計が2030需給見通し見込値よりも5%小さい想定)では、電力部門からのCO<sub>2</sub>排出量は、183MtCO<sub>2</sub>(2013年度比68%削減)と計算された。S4の電力部門のCO<sub>2</sub>削減率は2030需給見通し見込値よりも大きくなった。
- S5(S4想定の上、原発の稼働をしない想定)では、石炭火力発電の発電電力量が、2030需給見通し見込み値の0.5倍となり、ガス火力発電の発電電力量は2.1倍となり、電力部門からのCO<sub>2</sub>排出量は216MtCO<sub>2</sub>と計算(2013年度比62%削減)と計算された。S5の電力部門のCO<sub>2</sub>削減率は2030需給見通しと同程度となった。

S2とS4の結果から、2030年度までに再稼働できる原発の基数が2030需給見通し見込よりも少なくなっても、少なくとも再エネの導入量を太陽光発電協会や風力発電協会が示す目標値まで促進させ、CO<sub>2</sub>対策費用が各発電ユニットに課される条件の下で、実潮流に基づく電力系統運用すると、2030需給見通しが見込む電力部門からのCO<sub>2</sub>排出量以下に抑えられることが示された。さらに、S5の結果から、2030年度時点で原発の発電電力量がゼロとなる場合においても、S2と同量の再エネ導入増の条件に加えて電力需要を5%下げること、2030需給見通しが見込む電力部門からのCO<sub>2</sub>排出量と同じ水準に抑えられる可能性が示された。



注:2030需給見通しにおける2030年度の発電電力量では、原発が188TWh～206TWh、太陽光が129～146TWhと幅を持って示されている。グラフでは、それぞれ中間値をとって、原発を197TWh、太陽光を137.5TWhとしている。

図 17 シナリオ別電源別発電電力量

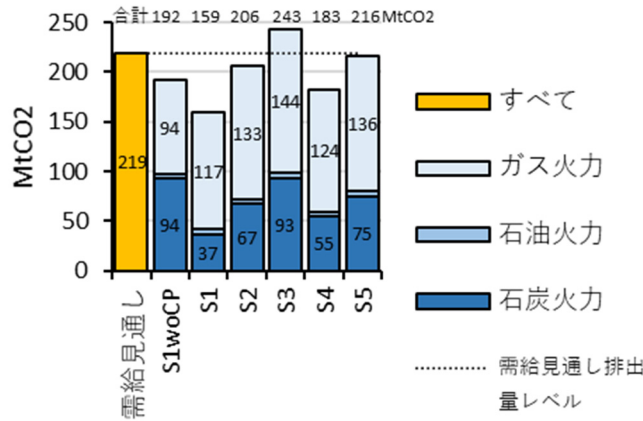


図 18 シナリオ別電源別 CO2 排出量

各地域間連系線のシナリオ別の持続曲線を図 19に示し、各地域のシナリオ別の電源構成を図 20に示す。

- S1からS5の北海道—東北間及び東北—関東間の地域間連系線は、2018年度実績値及び S\_2018のシミュレーション結果と比較して、持続曲線が上方に位置している。これは、図 20において、北海道と東北地域における風力・太陽光発電の発電電力量が大きくなるとともに、連系線を通じた輸出分が大きくなっていることから、北海道及び東北内で導入された再エネからの電力が地域間連系線を通じて東北、更に関東に送電されたと考えられる。S2、S3、S4、S5における北海道—東北間の連系線の持続曲線は、一部の時間帯に運用容量に達していることから、連系線の運用容量の不足が、後述する北海道内の風力・太陽光発電の出力抑制に影響を与えている可能性がある。
- 関東—中部間の地域間連系線は、S\_2018のシミュレーション結果では、関東—中部間の電力融通量が大きくないが、S1からS5では持続曲線がプラスの時間帯が多く、関東から中部に流れる電力量が増加している。この理由を特定することが難しいが、再エネや原発の稼働などの状況に応じて、電力系統運用が広域的に費用最小化された結果である。

- 中部—関西間の連系線は、S\_2018のシミュレーション結果で、すでに運用容量まで利用した送電が行われている。関西の原発の稼働を想定していないS3とS5では、中部から関西に送電される電力量が大きくなり、関西の原発の稼働を想定しているS1、S2、S4では、中部から関西に送電される電力量が小さくなった。同様の傾向が北陸から関西間の連系線の持続曲線にみられる。また、図20においても、中部と北陸のS3とS5の電源構成と連系線に送電される電力量の状況は、S2とS4とは大きく異なっていることから、中部と北陸内の電源の運用は関西での原発の稼働状況に大きく影響を受けていることがわかる。
- 関西—中国間及び関西—四国間の連系線は、2018年度実績値及びS\_2018のシミュレーション結果では、持続曲線がマイナスの時間帯、すなわち、中国から関西あるいは四国から関西方向に電力が流れる時間帯が多い。一方で、S1からS5では、関西から中国あるいは四国方向に電力が流れる時間帯が多い。図20では、S\_2018のシミュレーション結果と比較して、S1からS5における中国、四国の火力発電電力量が小さくなっていることから、これらの火力発電によって供給される電力のうち関西に送電される分も減少したことが理由として考えられる。
- 中国—四国間の連系線について、S1と比較して、S2、S3、S4、S5の持続曲線が下方(マイナス方向)にある。S2、S3、S4、S5の想定で増加した分の再エネからの電力が中国に送電されたことが理由として考えられる。
- 中国—九州間の連系線について、2018年度実績値及びS\_2018のシミュレーション結果では、持続曲線がマイナスの時間帯、すなわち、九州から中国に送電する時間帯が主である。一方でS1からS5の持続曲線は、持続曲線がプラスの時間帯、すなわち中国から九州地域に送電する時間帯も増えている。また、S1からS5の持続曲線が連系線の運用容量に達する時間帯がほとんどないことから、後述する九州内において発生している風力・太陽光発電の出力抑制の理由が地域間連系線の容量不足である可能性は限定的である。

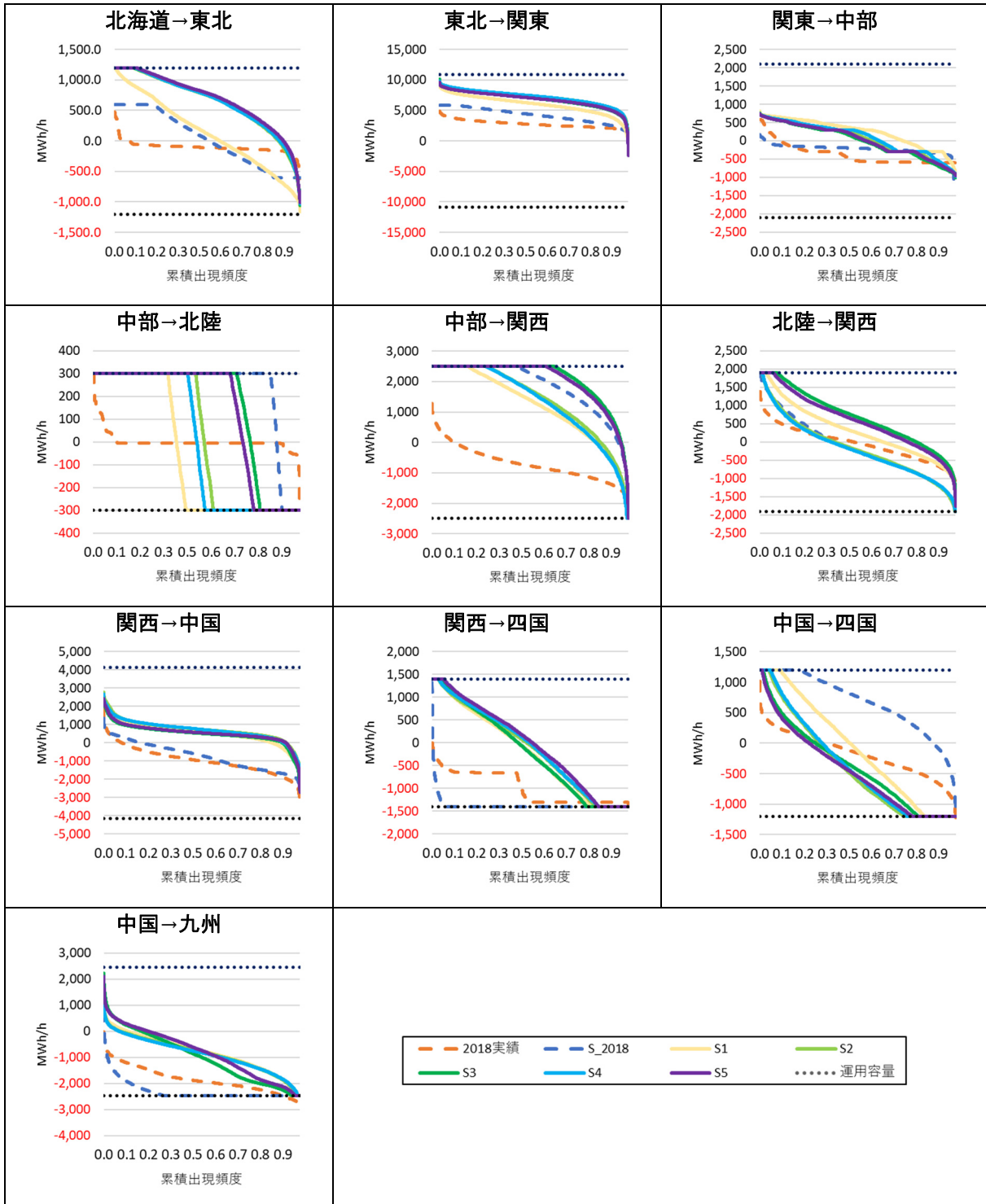


図 19 地域別、シナリオ別の地域間連系線の年間持続曲線(時間解像度は 1 時間)

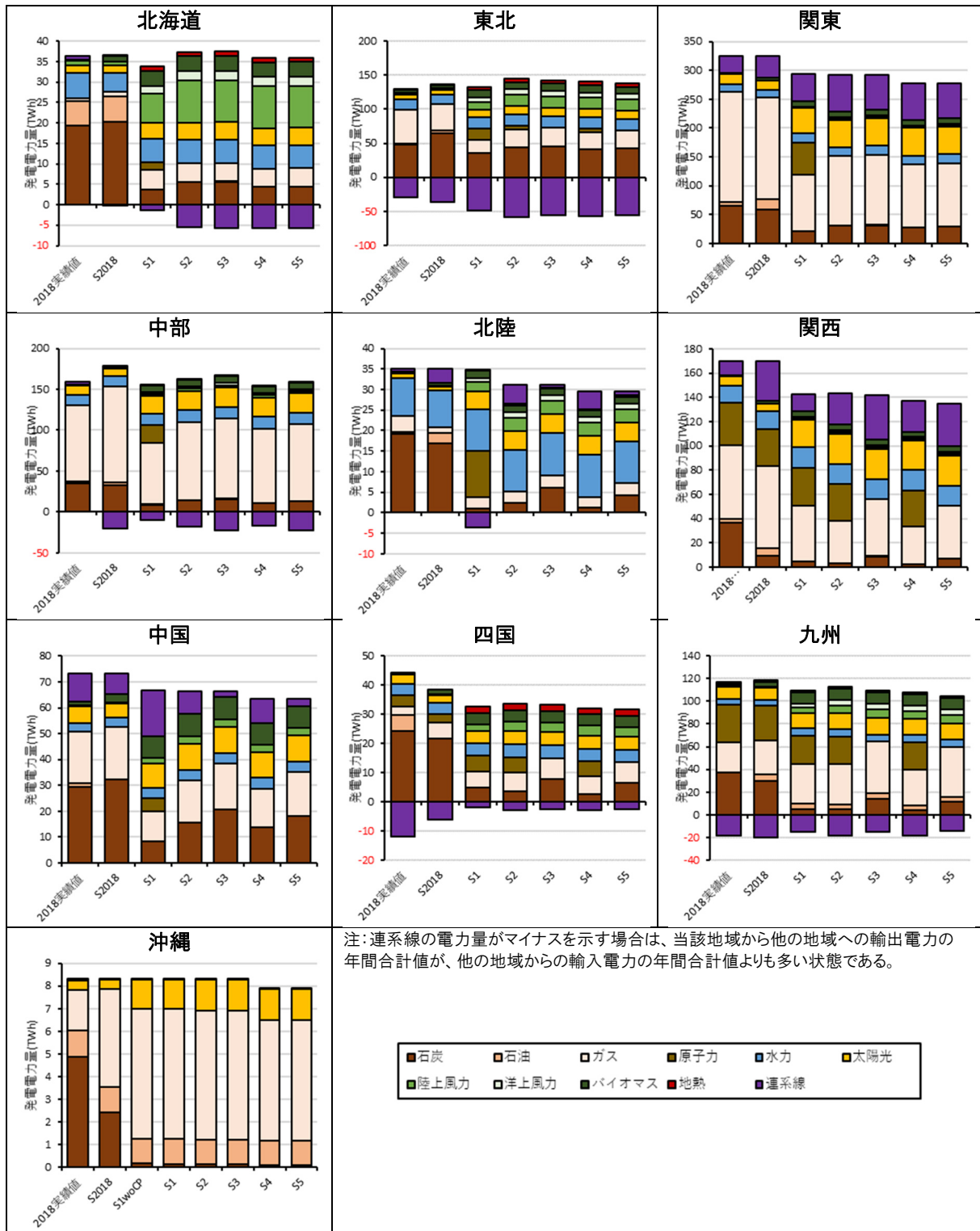


図 20 シナリオ別地域別電源別の発電電力量と地域間の電力融通量

シナリオ別の地内基幹送電線の利用率分布を図 21、送電される電力量が送電線の運用容量に達する時間の割合を図 22に示す。すべてのシナリオにおいて、年間設備利用率が10%から20%となる送電線の数が最大である。また、設備利用率が80%以上の送電線は殆どのシナリオにおいて、10本以下である。また、1年間のうち送電される電力量が送電線の運用容量に達する時間が占める割合が10%以下の送電線が大半を占めており、10%以上の送電線は20本程度(全体の3%程度)であった。また、混雑している送電線は、都市部に近いループ状の系統の一部の送電線や、火力発電からの電力が送電される発電所接続線であった(付録3参照)。

以上より、S1-S5で想定した再エネ導入量では、2030年度までに整備予定の地域間連系線や地内基幹送電線を含む送電設備の運用容量の制約が、風力・太陽光発電の出力抑制に与える影響は限定的であることが確認された(詳細は後述)。このため、今後再エネ導入拡大に向けて、少なくとも地内基幹送電線の設備容量は2030年度までは大きな制約にならないことが示唆される。

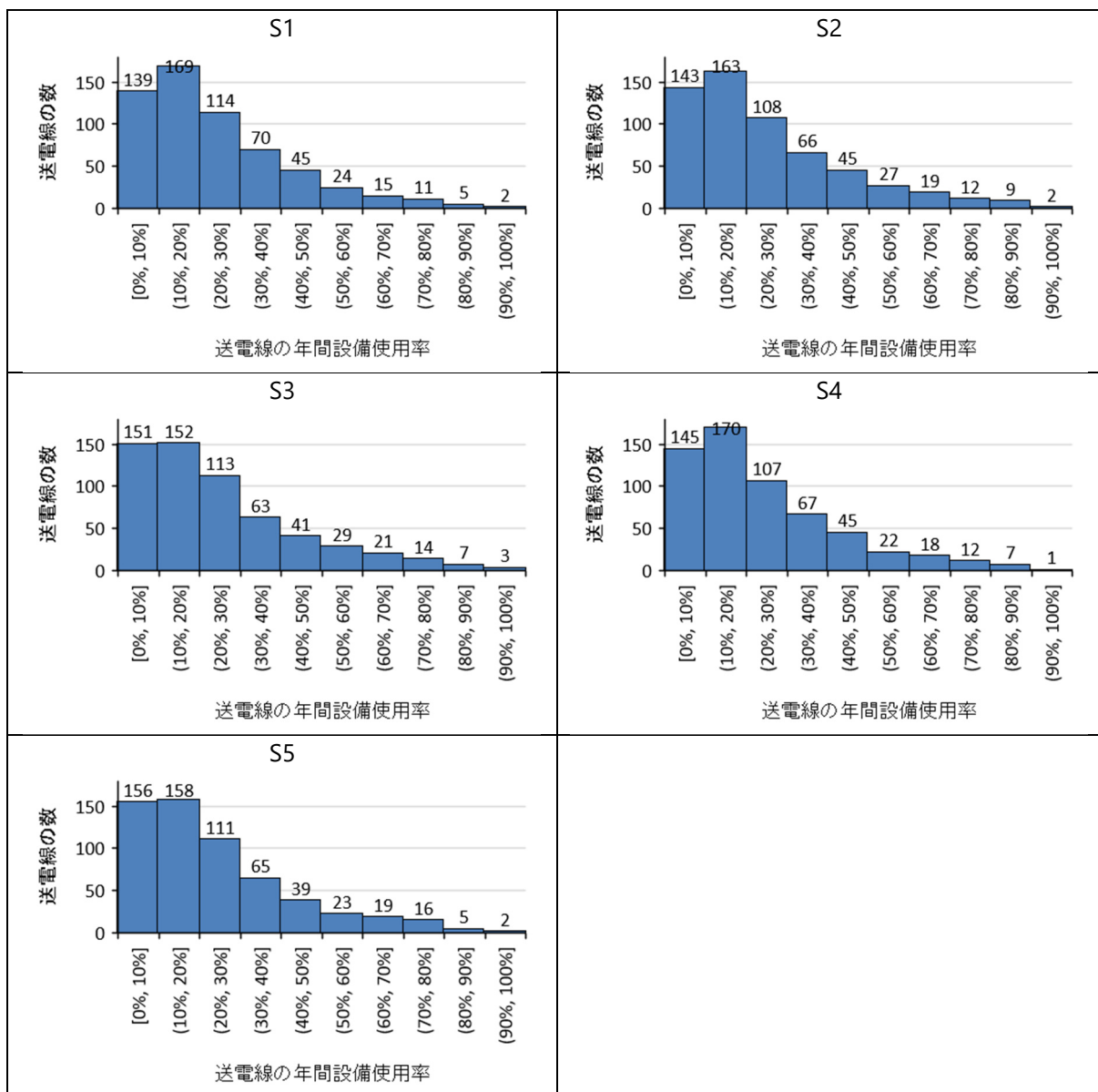


図 21 シナリオ別の地内基幹送電線の年間設備利用率分布



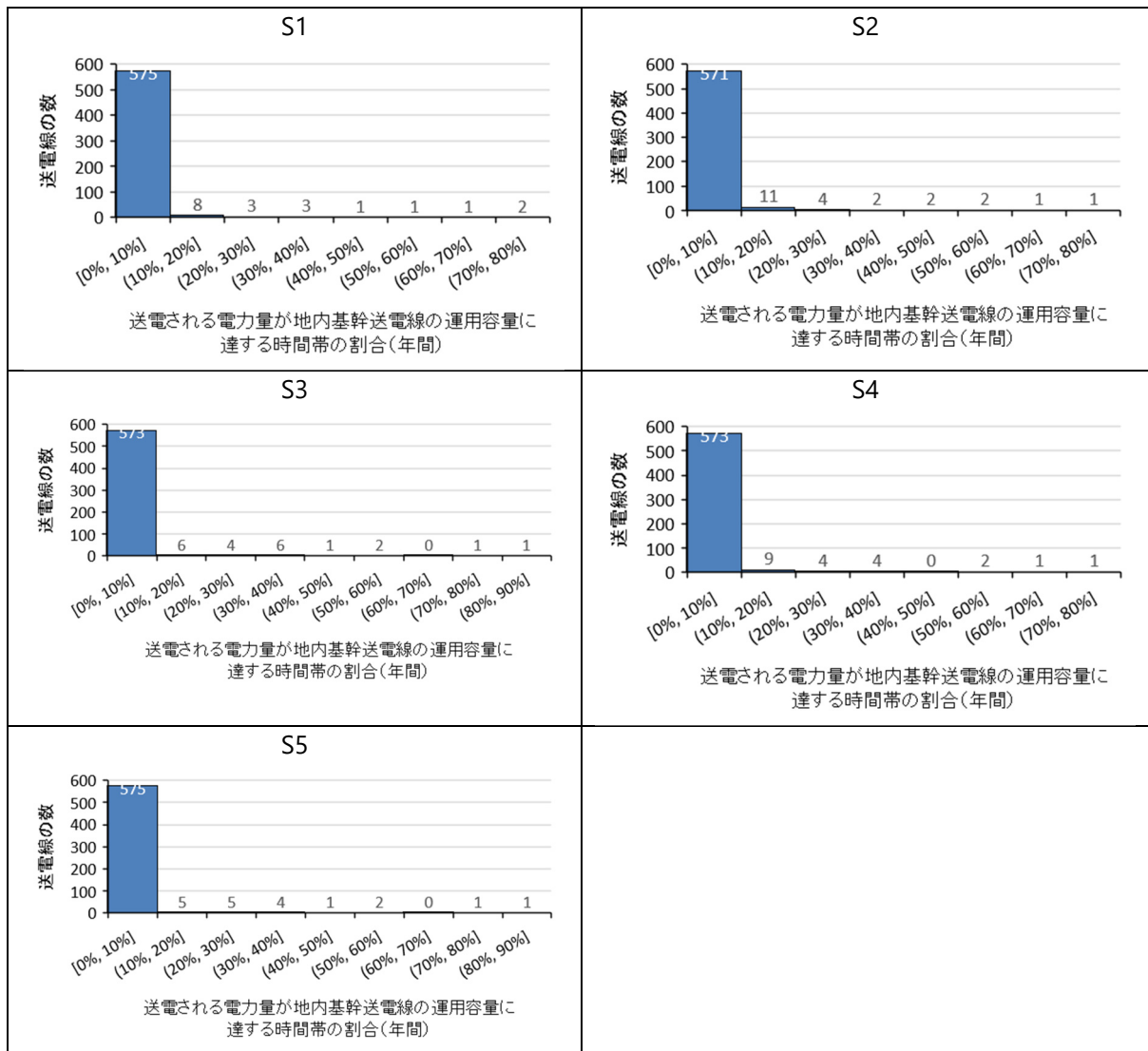


図 22 送電される電力量が地内基幹送電線の運用容量に達する時間の割合分布

S1からS5における表 8で示した2030年度までにリプレイスまたは新設される石炭・ガス火力発電ユニットのそれぞれの設備利用率を図 23及び図 24に示した。石炭火力発電について、多くの発電所が建設時に設備利用率を80～90%と想定している[76]。また、発電コスト検証WGが、火力については、近年に運転開始した4つの発電所の平均値を用いて発電コストを計算する際に、石炭火力とガス火力の設備利用率を70%と想定している[77]。

本分析のシミュレーション結果では、2030年度までにリプレイスまたは新設される石炭火力発電所の12ユニットのうち、年間設備利用率が70%を下回るものは、S1、S2、S3、S4、S5において、すべて10ユニット(83%)と計算された。ガス火力発電については、17ユニットのうち、S1とS2において4ユニット(23%)、S3とS5において2ユニット(12%)、S4において6ユニット(35%)の設備利用率が70%を下回ると計算された。

以上の結果より、2030需給見通し見込みが想定する燃料費用とCO<sub>2</sub>対策費がかかる条件下で、実潮流に基づく電力系統運用がなされると、2030年度までにリプレイス・新設される石炭発電ユニットのうち8割が発電事業の経済性が失われる可能性のあることが示された。一方で、2030年度までにリプレイス・新設されるガス火力発電のうち発電事業の経済性が失われる可能性があるのは、1割～3割程度であった。以上より、石炭火力発電を筆頭に、火力発電をリプレイス・新設する際には、事業環境の変化も想定した慎重な事業計画が必要であることが示唆される。

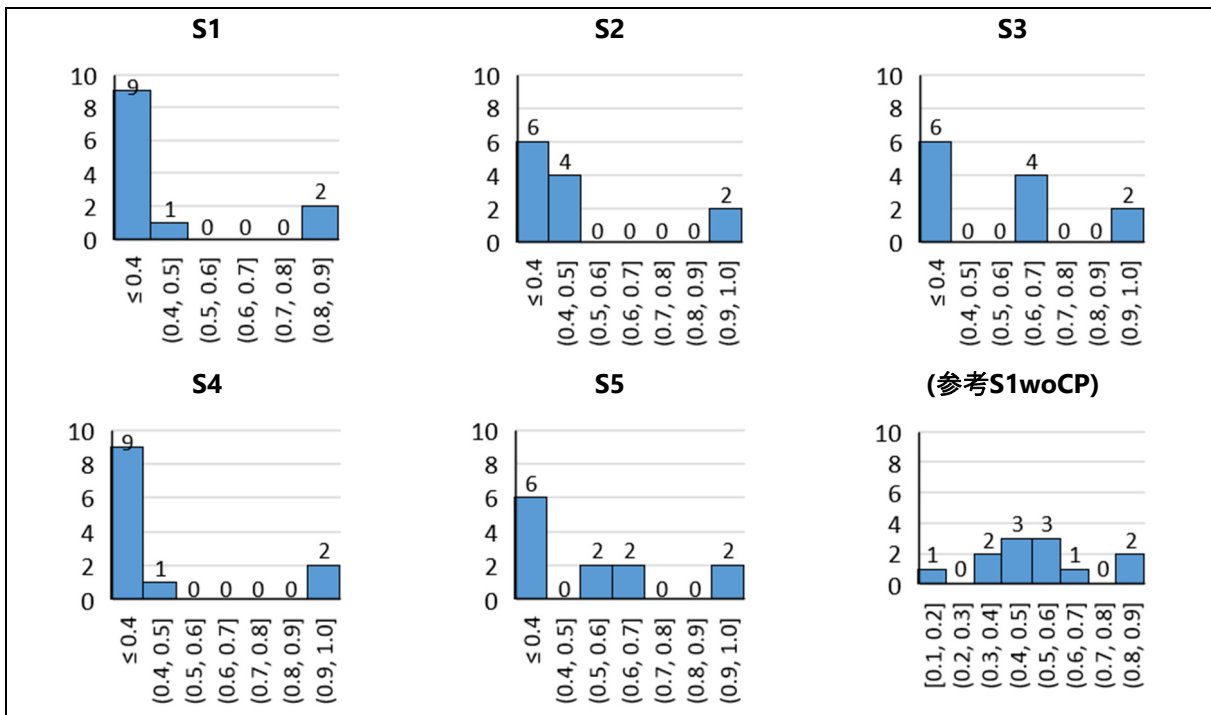


図 23 各シナリオのリプレイス・新設石炭火力の年間設備利用率分布

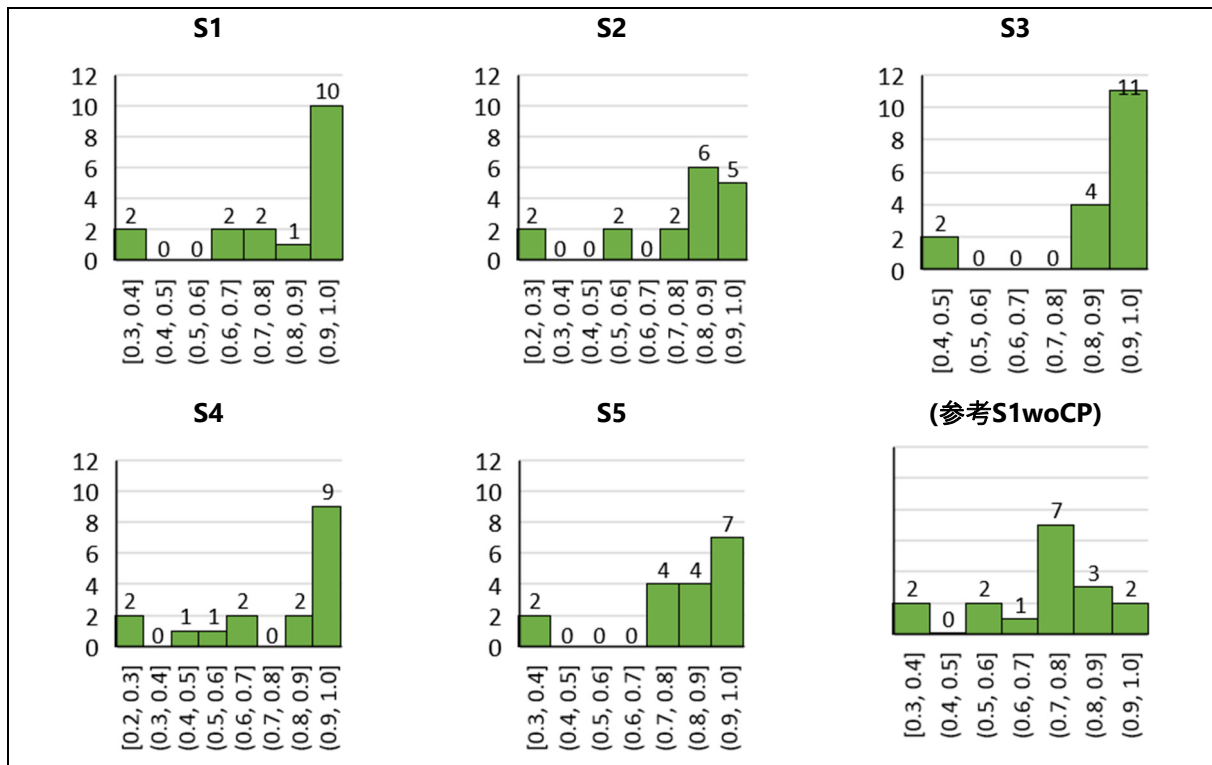


図 24 各シナリオのリプレース・新設ガス火力の年間設備利用率分布

図 25にシナリオ別の原発の年間設備利用率分布を示す。本分析では、各発電ユニットが4～6月または9～11月に3か月の定期点検を行い、定期点検を行わない期間はユニットごとに最大出力で定格運転を行うという想定であることから、年間設備利用率の最大値は75%となる。S1シナリオにおいて北海道地域では、泊原発1号機～3号機も稼働できる発電ユニットと想定したが、設備利用率が18%程度という結果になった。関西地域においても、高浜3号機、高浜4号機、大飯3号機、大飯4号機、美浜3号機、高浜1号機、高浜2号機、敦賀2号機が稼働できる発電ユニットと想定したが、年間設備利用率が61%となった。

図 26に示されるように、北海道地域と関西地域の原発の発電電力量が最大可能発電電力量に達しない月がある。このうち、北海道については11月、関西については8月の時間別電源別電力供給状況を図 27に示す。北海道では、原発が電力を供給している時間帯は、連系線の電力供給量がマイナスになっている。すなわち、原発からの電力を域外に輸出できる時間帯に原発が稼働していると考えられる。関西では、全電力供給量に対する太陽光発電による電力供給量の割合が大きい時間帯に、原発からの電力供給量が小さくなっている。本分析では、再エネの運転費用が原発よりも安価であるという想定をおいたこと、原発の起動時間、停止時間、稼働時の最低出力などの制約条件が火力発電よりも厳しいことから、実潮流に基づく電力系統運用の下では、再エネからの電力割合が大きい時間帯には、原発の発電指令が行われない場合もあることが示された。

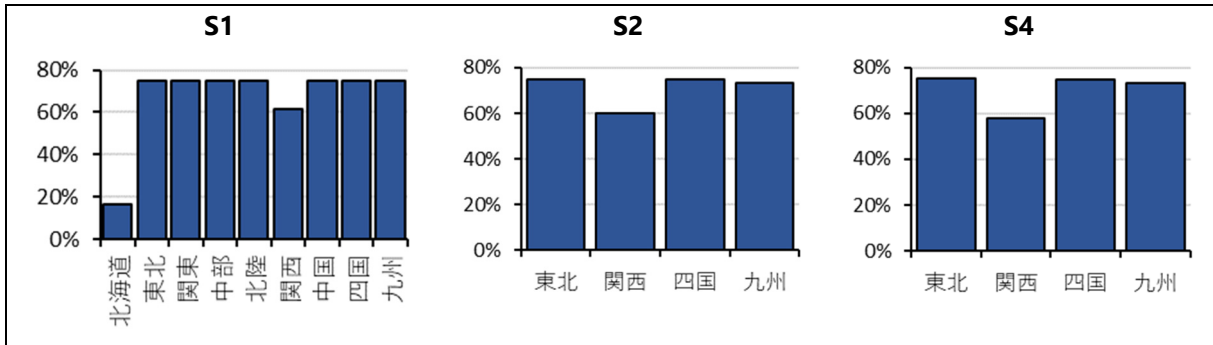
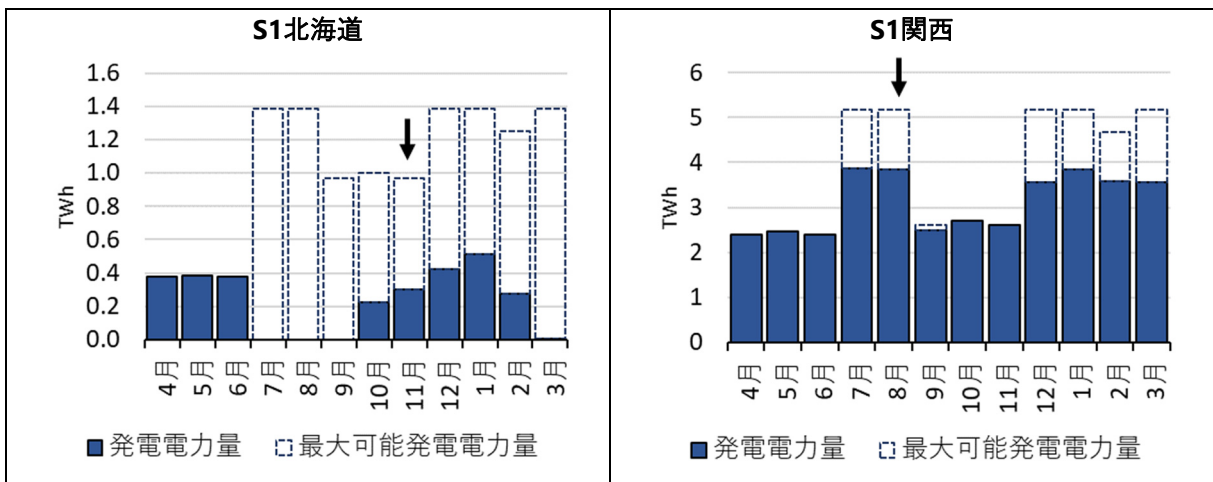


図 25 各シナリオの原発の地域別年間設備利用率分布



注: 点線は再稼働が想定される原発の最大電力量を示す。最大可能発電電力量は、設備容量(MW)×24(時間)×各月の日数(日)×設備利用率(100%)で求めた。

図 26 北海道地域と関西地域 S1 の原発の発電電力量

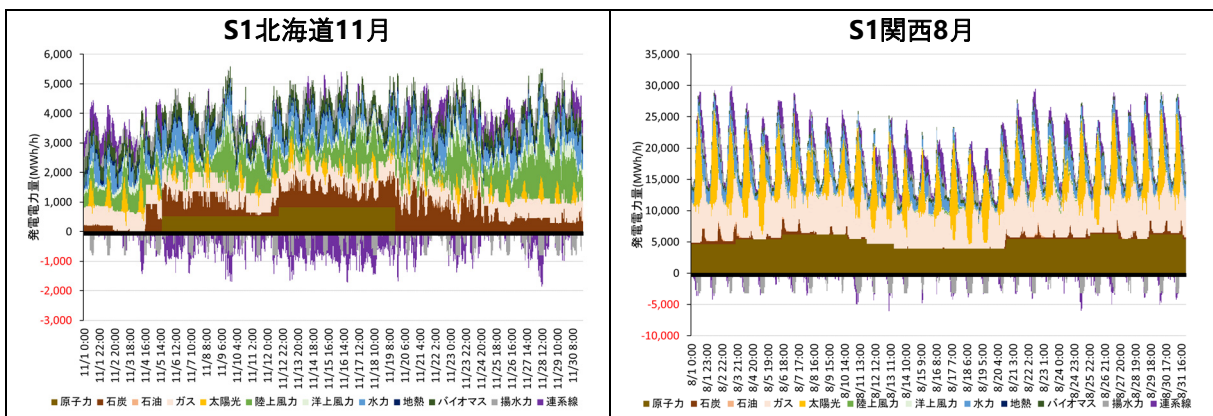


図 27 S1 シナリオにおける北海道地域の 11 月と関西地域の 8 月の時間別電源別電力供給状況

欧州を中心に再エネの比率が50%未満の国では、再エネによる電力の出力抑制を年間5%以下に抑えるという議論がなされている[78-80]ことから、本分析においても出力抑制が5%を超える電源を地域別に考察する。S1からS5の出力抑制率結果を表 10にまとめた。日本全国平均では、すべてのシナリオにおいて陸上風力発電、洋上風力発電、太陽光発電ともに5%を下回った。

地域別にみると、陸上風力と太陽光発電の導入量が地域内の電力需要量に対して大きい北海道地域では、すべてのシナリオにおいて、陸上風力と太陽光発電の出力抑制率が5%以上となった。図 29と図 30にS1における北海道内のノード別出力抑制率を示している。北海道内において、出力抑制率が大きいノードは、留辺蘂、東釧路、女満別など道東地域に集中している(位置関係は図 28参照)。これは、道東地域は電力需要量が小さいことに加えて、道央や道東につながる送電線の容量が小さいことから、出力抑制が起きやすいためである。図 31に留辺蘂変電所から道東地域の基幹送電線につながる送電線の持続曲線を示しているが、約20%の時間帯で送電電力量が運用容量に達している。したがって、北海道地域においては、道東地域に導入が想定される陸上風力発電や太陽光発電の設備容量の一部を他地域に導入するなどの、個別事情も考慮した電源配置を行うことで、出力抑制率を改善できると考えられる<sup>17</sup>。

九州地域では、S4において陸上風力と太陽光発電の出力抑制率が5%を超えているが、原発の稼働を想定しないS3、S5では出力抑制率が相対的に小さく、5%を下回った。これは、上述の地域間連系線の結果考察で論じたように、一部の時間帯で原発と太陽光発電からの発電電力量が需要を超える時間帯に太陽光発電からの電力供給が抑制されることが一因として考えられる。図 32と図 33にS1における九州地域内のノード別出力抑制率を示している。

九州地域内において、出力抑制率が大きいノードは、八代、中九州、人吉など熊本県周辺に集中している(位置関係は図 28参照)。図 34に八代変電所から中九州変電所の基幹送電線につながる送電線の持続曲線を示しているが、送電電力量が運用容量に達する時間帯はない。また、図 19では、S1において、中国—九州の連系線の逆方向においても運用容量に達していない。さらに、九州地域内の太陽光発電、陸上風力発電の出力抑制率は原発が稼働しないS3とS5は、原発が稼働するS2とS4よりも明らかに出力抑制率が小さい。このことから、九州地域内の太陽光発電と陸上風力発電の出力抑制の原因は、九州地域周辺の太陽光発電、陸上風力発電の発電電力量が多い時間帯の同電力量が九州地域周辺の電力需要量(揚水式水力発電の汲み上げ出力を含む)よりも大きいためであり、送電線の制約による影響は限定的と考えられる。

東北地域は陸上風力発電と洋上風力発電の導入量想定がもっとも大きいですが、すべてのシナリオにおいて出力抑制率が、陸上風力発電、洋上風力発電、太陽光発電ともに5%を下回った。これは東北地域の地内基幹送電線の運用容量に余裕があること、東北—関東間の連系線の2030年度時点の運用容量が10,000MW以上に増強されるといったことが理由として考えられる。

<sup>17</sup> 個別事情も考慮した電源配置を行っても出力抑制が解決されないほど風力発電が導入される場合、送電線の増強も検討することが必要である。

表 10 S1 から S5 の風力・太陽光発電の出力抑制率結果

	北海道	東北	関東	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国平均
<b>S1</b>											
太陽光	8.1%	3.3%	1.4%	0.6%	0.3%	0.7%	3.9%	0.6%	3.3%	0.2%	1.8%
陸上風力	5.6%	1.6%	1.8%	0.2%	0.8%	0.7%	1.7%	1.0%	3.6%	0.0%	2.6%
洋上風力	1.5%	2.0%	1.8%	4.5%	4.4%	2.9%	3.6%		6.0%		3.3%
<b>S2</b>											
太陽光	8.3%	1.7%	1.0%	0.2%	0.2%	0.7%	3.5%	0.7%	4.6%	0.3%	1.6%
陸上風力	5.0%	1.0%	1.0%	0.0%	0.4%	0.7%	1.6%	1.0%	4.1%	0.0%	2.2%
洋上風力	2.6%	1.2%	1.5%	2.6%	3.3%	2.7%	3.2%		8.1%		3.3%
<b>S3</b>											
太陽光	8.2%	1.7%	1.0%	0.2%	0.1%	0.4%	2.5%	0.4%	0.9%	0.3%	1.1%
陸上風力	5.1%	0.9%	1.0%	0.0%	0.4%	0.3%	1.1%	0.6%	1.2%	0.0%	1.7%
洋上風力	2.8%	1.2%	1.5%	1.9%	2.5%	1.9%	2.4%		4.7%		2.4%
<b>S4</b>											
太陽光	8.9%	2.6%	1.2%	0.3%	0.3%	1.0%	4.5%	0.9%	5.4%	0.5%	2.0%
陸上風力	5.4%	1.2%	1.2%	0.1%	0.4%	0.9%	2.0%	1.3%	5.0%	0.0%	2.6%
洋上風力	3.2%	1.7%	1.9%	3.0%	3.8%	3.1%	3.7%		9.3%		3.9%
<b>S5</b>											
太陽光	8.8%	2.4%	1.1%	0.3%	0.2%	0.4%	3.3%	0.6%	1.2%	0.5%	1.3%
陸上風力	5.5%	1.2%	1.1%	0.0%	0.5%	0.3%	1.4%	0.9%	1.4%	0.0%	2.0%
洋上風力	3.4%	1.6%	1.9%	2.4%	3.0%	2.3%	2.9%		5.5%		2.9%

■: 出力抑制率が8%以上、□: 出力抑制率が5%以上8%未満、□: 出力抑制率が3%以上5%未満、

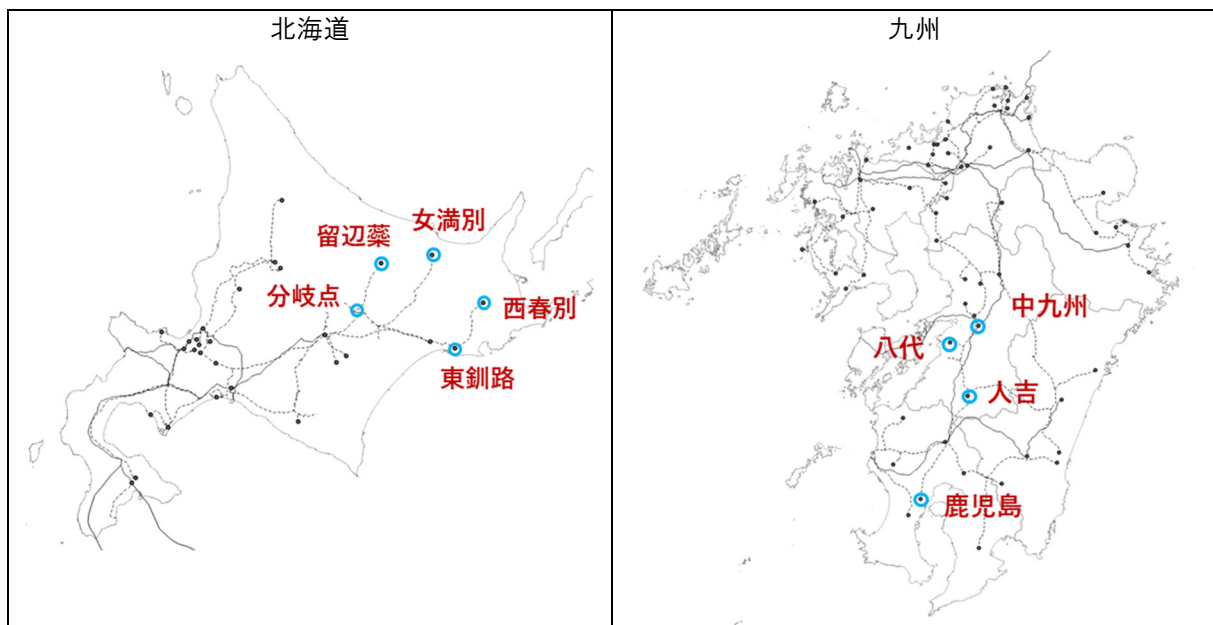


図 28 S1 シナリオにおける北海道地域内と九州地域内の風力・太陽光発電の出力抑制率が高い変電所の位置

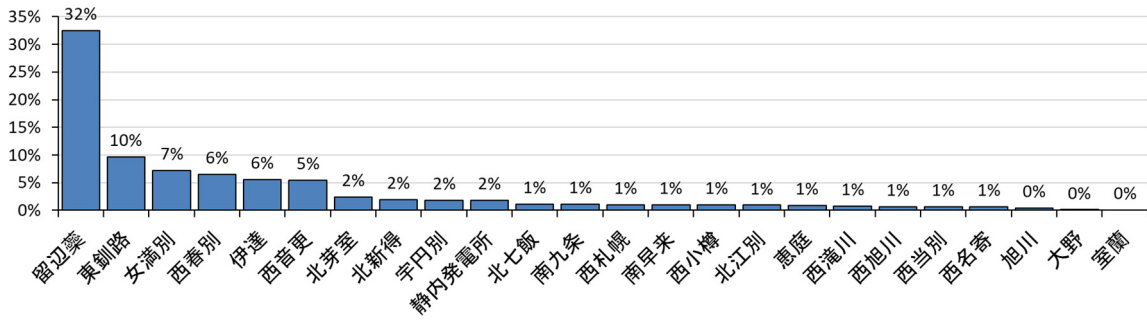


図 29 S1 シナリオにおける北海道地域内のノード別出力抑制率(陸上風力発電)

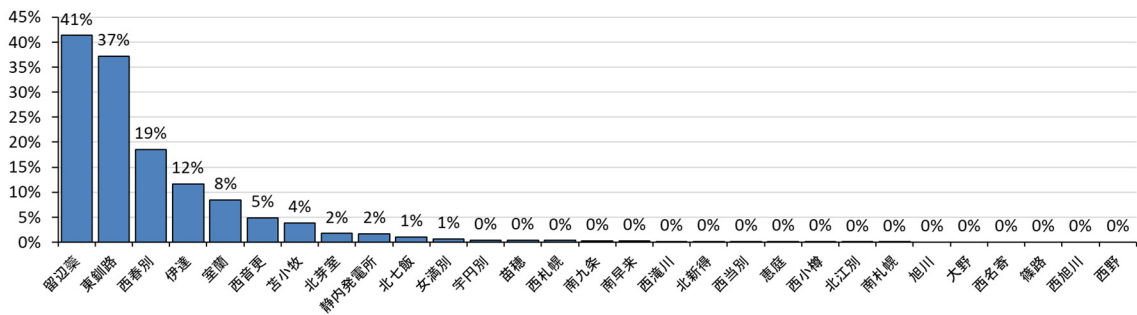


図 30 S1 シナリオにおける北海道地域内のノード別出力抑制率(太陽光発電)

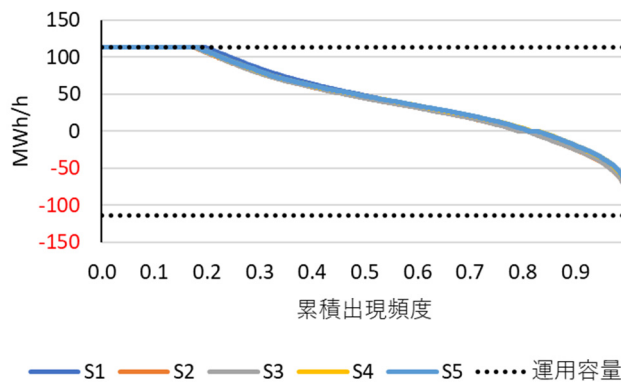


図 31 留辺蘂→送電線分岐点までの送電線の年間持続曲線と運用容量

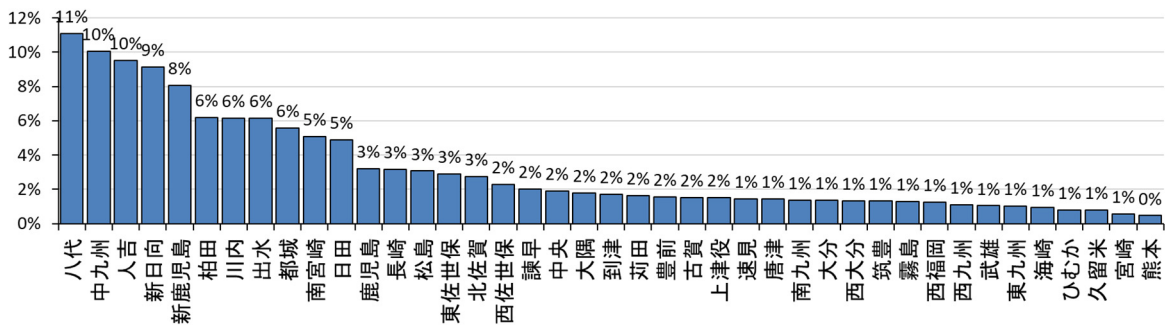


図 32 S1 シナリオにおける九州地域内のノード別出力抑制率(陸上風力発電)

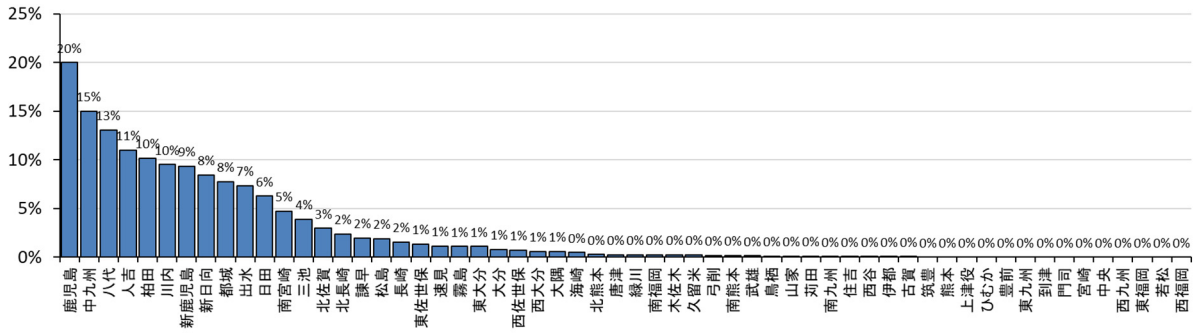


図 33 S1 シナリオにおける九州地域内のノード別出力抑制率(太陽光発電)

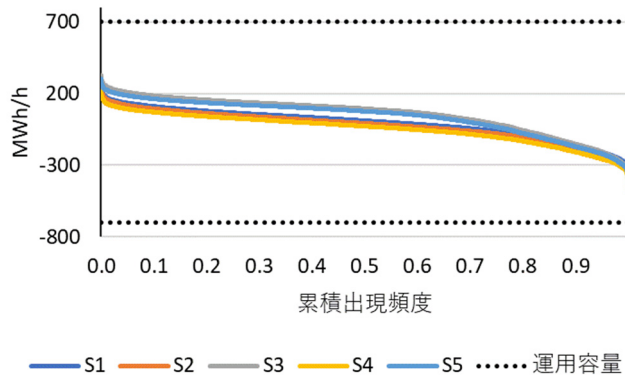


図 34 八代→中九州までの送電線の年間持続曲線と運用容量

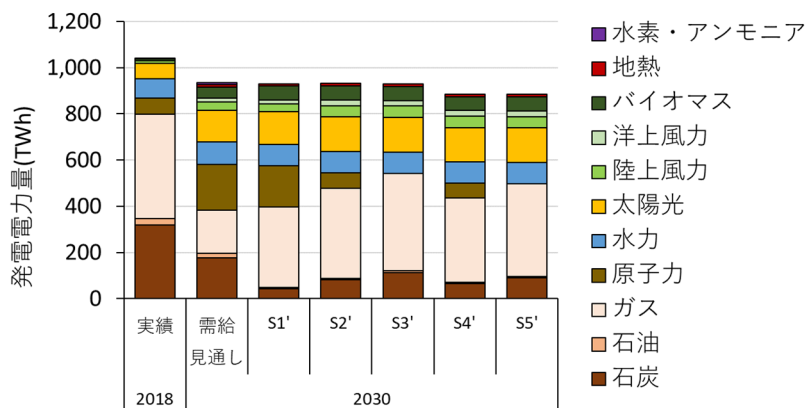


## 6. 分析結果:EV・PHEVによる需給調整を取り入れた2030年度複数シナリオのシミュレーション結果比較

2030年度までに導入されるEV・PHEVを電力系統に接続して電力需給調整力に利用する効果を検証するためのサブシナリオ群 S1'、S2'、S3'、S4'、S5'の電源別の年間発電電力量を図 35に示し、CO<sub>2</sub>排出量を表 11に示した。EV・PHEVによる需給調整効果を想定した電源構成は、EV・PHEVによる需給調整を想定しないシナリオ別電源別の電源構成(図 17参照)と大差はない。EV・PHEVによる需給調整を考慮しないシナリオのシミュレーション結果とのCO<sub>2</sub>排出量の差分は、S1'、S2'、S3'、S4'、S5'において、それぞれ、-2.5 MtCO<sub>2</sub>、-1.6 MtCO<sub>2</sub>、-2.0 MtCO<sub>2</sub>、-1.3 MtCO<sub>2</sub>、-1.6 MtCO<sub>2</sub>であった(表11)。

EV・PHEVによる需給調整を想定したシナリオ別の風力・太陽光発電の出力抑制率の結果を表 12にまとめ、出力抑制率改善効果を表 13にまとめた。EV・PHEVによる需給調整を想定しないシナリオ別の出力抑制率(表 10)と比較すると九州地域と中国地域の太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電や東北地域の太陽光発電といった出力抑制率が高い地域に大きな改善がみられた。一方で、北海道地域の太陽光発電と陸上風力発電出力抑制率は大きな改善効果は見られなかった。これは、既に考察したとおり北海道における出力抑制の要因は、電力需給の制約ではなく、道東地域は電力需要量が小さいことに加えて、道央や道東につながる送電線の容量が小さいことから、EV・PHEVを導入しても改善されないという結果が得られた。

全国的には、EV・PHEVによる需給調整を想定したシナリオ別の出力抑制率は、EV・PHEVによる需給調整を想定しないシナリオ別の出力抑制率と比較して最大で1.5パーセントポイント(出力抑制量にして約44%)改善した。S1'の6月3日前後5日間(S1において、1時間当たりの再エネ発電電力量割合最大)と2月6日の前後5日間(S1において、1時間当たりの再エネ発電電力量割合最小)の日本全国の電力供給状況を、図 36に示す。これらの結果から、EV・PHEVがおおよそ揚水式水力発電と同じ挙動をしていることが確認された。さらに、6月3日前後5日間をみると、揚水式水力発電の出力容量が12.5GWに対し、ここではEV・PHEVが16GWの想定であるため、太陽光発電の発電電力量がピークになる時点でほぼ同程度の効果をもたらしていることがわかる。ただし、kWhベースでは揚水式水力発電より小さいため、必ずしも出力に比例した効果というわけではない。



注:2030需給見通しにおける2030年度の発電電力量では、原発が188TWh~206TWh、太陽光が129~146TWhと幅を持って示されている。グラフでは、それぞれ中間値をとって、原発を197TWh、太陽光を137.5TWhとしている。

図 35 EV・PHEVによる需給調整を想定したシナリオ別電源別発電電力量

表 11 EV・PHEVによる需給調整を想定したシナリオ別のCO<sub>2</sub>排出量

	2030 需給見通し	S1'	S2'	S3'	S4'	S5'
CO <sub>2</sub> 排出量(MtCO <sub>2</sub> )	219	157	205	241	182	215
EV・PHEVによる需給調整効果なしシナリオ(S1-S5)との差分(MtCO <sub>2</sub> )	—	-2.5	-1.6	-2.0	-1.3	-1.6

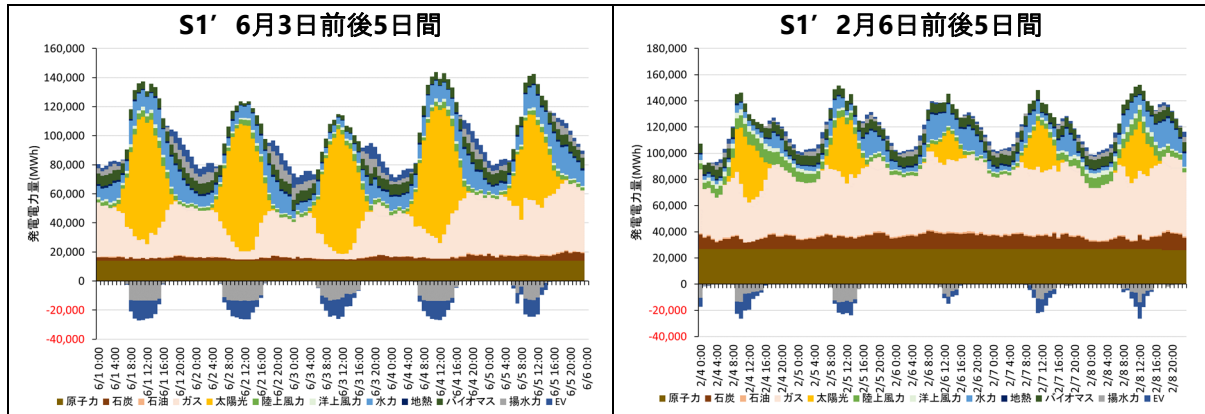


図 36 EV・PHEVによる需給調整効果を想定したS1'の6月3日と2月6日の前後5日間の全国の電力供給状況

表 12 S1'からS5'の風力・太陽光発電の出力抑制率結果

	北海道	東北	関東	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国平均
<b>S1'</b>											
太陽光	8.3%	1.5%	0.6%	0.4%	0.0%	0.3%	1.5%	0.2%	2.3%	0.1%	1.0%
陸上風力	5.8%	0.9%	0.8%	0.1%	0.3%	0.4%	0.8%	0.4%	2.7%	0.0%	2.1%
洋上風力	1.1%	1.0%	0.9%	2.5%	2.1%	1.0%	1.5%		3.8%	0.0%	1.9%
<b>S2'</b>											
太陽光	9.1%	0.9%	0.6%	0.2%	0.0%	0.3%	1.5%	0.2%	3.0%	0.1%	1.0%
陸上風力	5.2%	0.5%	0.6%	0.0%	0.1%	0.4%	0.8%	0.6%	3.2%	0.0%	1.9%
洋上風力	2.2%	0.7%	0.9%	1.1%	1.7%	1.2%	1.5%		5.7%	0.0%	2.1%
<b>S3'</b>											
太陽光	9.0%	0.9%	0.5%	0.2%	0.0%	0.2%	1.1%	0.2%	0.3%	0.1%	0.7%
陸上風力	5.3%	0.5%	0.6%	0.0%	0.1%	0.2%	0.7%	0.4%	0.6%	0.0%	1.5%
洋上風力	2.2%	0.7%	0.9%	0.7%	1.2%	0.7%	1.1%		2.2%	0.0%	1.2%
<b>S4'</b>											
太陽光	10.2%	1.7%	0.7%	0.2%	0.1%	0.5%	2.6%	0.4%	3.6%	0.1%	1.4%
陸上風力	5.9%	0.8%	0.9%	0.0%	0.2%	0.6%	1.2%	0.9%	3.2%	0.0%	2.2%
洋上風力	3.4%	1.1%	1.4%	1.7%	2.5%	1.9%	2.3%		6.7%	0.0%	2.8%
<b>S5'</b>											
太陽光	10.1%	1.5%	0.7%	0.2%	0.1%	0.3%	1.6%	0.3%	0.5%	0.1%	0.9%
陸上風力	6.0%	0.8%	0.7%	0.0%	0.2%	0.2%	0.9%	0.6%	0.8%	0.0%	1.8%
洋上風力	3.4%	1.0%	1.2%	1.2%	1.8%	1.1%	1.6%		3.0%	0.0%	1.8%

■: 出力抑制率が8%以上、■: 出力抑制率が5%以上8%未満、■: 出力抑制率が3%以上5%未満、

表 13 EV・PHEVによる需給調整による出力抑制率改善効果（S1 から S5 との差分、パーセントポイント）

	北海道	東北	関東	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国平均
<b>S1'</b>											
太陽光	0.2%	-1.8%	-0.8%	-0.2%	-0.3%	-0.4%	-2.3%	-0.4%	-1.0%	-0.1%	-0.8%
陸上風力	0.2%	-0.7%	-0.9%	-0.1%	-0.6%	-0.3%	-1.0%	-0.6%	-0.9%	0.0%	-0.5%
洋上風力	-0.4%	-1.1%	-0.9%	-2.1%	-2.3%	-2.0%	-2.1%	0.0%	-2.2%	0.0%	-1.5%
<b>S2'</b>											
太陽光	0.8%	-0.8%	-0.5%	0.0%	-0.1%	-0.4%	-1.9%	-0.5%	-1.6%	-0.2%	-0.6%
陸上風力	0.2%	-0.4%	-0.4%	0.0%	-0.2%	-0.3%	-0.8%	-0.5%	-0.9%	0.0%	-0.3%
洋上風力	-0.4%	-0.5%	-0.6%	-1.5%	-1.6%	-1.5%	-1.6%	0.0%	-2.4%	0.0%	-1.2%
<b>S3'</b>											
太陽光	0.8%	-0.8%	-0.5%	0.0%	-0.1%	-0.1%	-1.4%	-0.3%	-0.6%	-0.2%	-0.4%
陸上風力	0.2%	-0.3%	-0.4%	0.0%	-0.2%	-0.1%	-0.5%	-0.2%	-0.6%	0.0%	-0.2%
洋上風力	-0.6%	-0.5%	-0.6%	-1.2%	-1.3%	-1.2%	-1.2%	0.0%	-2.5%	0.0%	-1.1%
<b>S4'</b>											
太陽光	1.2%	-0.9%	-0.5%	0.0%	-0.2%	-0.5%	-1.9%	-0.5%	-1.9%	-0.4%	-0.6%
陸上風力	0.5%	-0.3%	-0.3%	0.0%	-0.2%	-0.3%	-0.8%	-0.4%	-1.8%	0.0%	-0.4%
洋上風力	0.1%	-0.5%	-0.5%	-1.3%	-1.4%	-1.2%	-1.4%	0.0%	-2.6%	0.0%	-1.1%
<b>S5'</b>											
太陽光	1.3%	-0.9%	-0.4%	-0.1%	-0.2%	-0.2%	-1.7%	-0.3%	-0.7%	-0.4%	-0.4%
陸上風力	0.5%	-0.4%	-0.4%	0.0%	-0.3%	-0.1%	-0.5%	-0.3%	-0.6%	0.0%	-0.2%
洋上風力	0.0%	-0.6%	-0.7%	-1.2%	-1.3%	-1.2%	-1.3%	0.0%	-2.5%	0.0%	-1.1%

■: 出力抑制の改善率が2パーセントポイント以上、

□: 出力抑制の改善率が1パーセントポイント以上2パーセントポイント未満

## 7. 分析のまとめ

本分析では、以下の分析を段階的に行った。

第一に、実潮流に基づく電力系統運用の特性を検証することを目的に、日本全国の上位2系統の電力系統を対象に、2018年度実績値と同量の再エネの設備容量、原発の日別設備利用率、電力需要を想定し、発電コスト検証WGが示す2020年の燃料価格を用いたシナリオ(S\_2018woCP)を作成し、実潮流に基づく電力系統運用をシミュレーションした。さらに、S\_2018woCPIに発電コスト検証WGが示す2020年のCO<sub>2</sub>対策費用28USD/トン相当を発電ユニットごとに課すことを想定したシナリオ(S\_2018)をシミュレーションした。これらの結果を基に、地域別の年間電源構成、地域間連系線の年間持続曲線、1時間ごとの電源別電力供給状況を比較した。

第二に、2030年度時点で実潮流に基づく電力系統運用による電力系統の利用状況やCO<sub>2</sub>排出削減効果を検証することに目的に、2030需給見通しが見込む再エネの設備容量、再稼働する原発の基数、電力需要及び発電コスト検証WGが示す2030年度の燃料価格を想定したシナリオ(S1woCP)を作成し、実潮流に基づく電力系統運用シミュレーションした。さらに、S1woCPIに発電コスト検証WGが示す2030年のCO<sub>2</sub>対策費用40USD/トン相当を発電ユニットごとに課すことを想定したシナリオ(S1)をシミュレーションした。これらの結果を基に、地域別の年間の電源構成、CO<sub>2</sub>排出量、1時間ごとの電源別及び出力変化速度別(火力発電のみ)電力供給状況、石炭火力、ガス火力の熱効率別の年間設備利用率を比較した。

第三に、2030需給見通しの見込み通りに原発の再稼働が進まない場合(本分析では、2030需給見通しの3割の原発が再稼働するシナリオと原発が再稼働しないシナリオを想定)に、再エネの増加やさらなる省エネなどによって電力需要が減少し、発電電力量が2030需給見通しよりも5%小さい条件の下では、電力部門からのCO<sub>2</sub>排出量をどの程度抑えることができるか検証することを目的に、S2(原発低位+再エネ促進シナリオ)、S3(原発ゼロ+再エネ促進シナリオ)、S4(需要5%低下+原発低位+再エネ促進シナリオ)、S5(需要5%低下+原発ゼロ+再エネ促進シナリオ)を作成し、2030年のCO<sub>2</sub>対策費用を発電ユニットごとに課す条件を与えて、実潮流に基づく電力系統運用のシミュレーションを行った。これらの結果を基に、地域別の年間電源構成、CO<sub>2</sub>排出量、地域間連系線の年間持続曲線、地内送電線の年間設備利用率分布と送電される電力量が送電線の運用容量に達する時間の割合、リブレース・新設石炭火力の年間設備利用率分布、原発の年間設備利用率、風力・太陽光発電の出力抑制率を算定した。

第四に、2030年度までに導入されるEV・PHEVを電力系統に接続して電力需給調整力に利用する効果を検証することを目的に、サブシナリオ群S1'、S2'、S3'、S4'、S5'を作成し、実潮流に基づく電力系統運用をシミュレーションした。これらの結果を基に、地域別の年間の電源構成、CO<sub>2</sub>排出量、風力・太陽光発電の出力抑制率を算定した。

2018年度に関わるシナリオのシミュレーション分析結果に基づく実潮流に基づく送電線系統運用の特徴について、火力発電の運転費用にCO<sub>2</sub>対策費用を含めないS\_2018woCPのシミュレーション結果における石炭火力とガス火力の発電電力量は、2018年度実績値と同程度になった。地域別にみると、石炭火力の発電電力量が北海道、東北、中国において大きくなり、関東、中部、北陸、関西、四国、九州地域において小さくなった。反対に、ガス火力の発電は、中部、関西で大きくなった。その結果、関東と関西に

において域外からの純電力融通量が大きくなり、東北、中部、四国、九州は域外への純電力融通量が大きくなった。

火力発電の各ユニットにCO<sub>2</sub>対策費用を運転費用に計上したS\_2018のシミュレーション結果は、2018年度実績値と比較して石炭火力の発電電力量が小さくなり、ガス火力の発電電力量が大きくなった。これは、実潮流に基づく電力系統運用によって、送電線が運用容量まで利用可能となり、さらに、日本の電力系統全体で、電源の運転費用の最適化がなされた結果と考えられる。また、CO<sub>2</sub>対策費用を発電ユニットごとに課すような運用が行われるとガス火力発電の発電電力量がさらに大きくなることが確認された。

2030需給見通しにおける電源構成やCO<sub>2</sub>排出量見込値と実潮流に基づく系統運用シミュレーション結果の比較について、2030需給見通しで見込まれる電力部門からのCO<sub>2</sub>排出量が219MtCO<sub>2</sub>(2013年度比62%減)であるのに対し、S1woCPとS1とのCO<sub>2</sub>排出量は、それぞれ、192MtCO<sub>2</sub>(2013年度比66%減)、159MtCO<sub>2</sub>(2013年度比72%減)となった。CO<sub>2</sub>排出量が減少した理由として、第一に、実潮流に基づく系統運用では、各電源の運転費用の大小が電源の運用に大きく影響することから、CO<sub>2</sub>対策費用を発電ユニットごとに課した場合、石炭火力とガス火力発電の運転費用の差異が大きくなり、ガス火力の発電電力量が大きくなったと考えられる。第二に、ガス火力発電は出力変化速度が速く、風力・太陽光といった変動性電源の需給調整が行いやすいという特性があるためと考えられる。この結果、2030年度までにリプレースまたは新設される石炭火力発電所の12ユニットのうち10ユニットが年間の年間設備利用率が70%を下回った。

なお、2030需給見通しでは、「エネルギー安全保障の観点から、天然ガスや石炭を中心に適切な火力ポートフォリオを維持」という方針を掲げている。特に、石炭火力とガス火力発電の比率については、「石炭火力からの過度なガス火力へのシフトは、①燃料の必要量が確保できないリスク、②LNGスポット価格の上昇リスクがある」としているように、運転費用のみならず、S+3Eの要素を複合的に捉えた電源構成になっていることに留意が必要である。

原発低位・再エネ促進を想定した2030年度複数シナリオのシミュレーション結果比較について、S2、S3、S4とS5のシミュレーション結果に基づくCO<sub>2</sub>排出量は、それぞれ、206MtCO<sub>2</sub>(2013年度比64%減)、243MtCO<sub>2</sub>(2013年度比58%減)、183MtCO<sub>2</sub>(2013年度比68%減)、216MtCO<sub>2</sub>(2013年度比62%減)となった。従って、2030年度までに再稼働できる原発の基数が2030需給見通し見込よりも少なくなっても、再エネの導入量を太陽光発電協会や風力発電協会が示す目標値まで促進させ、CO<sub>2</sub>対策費用を発電ユニットごとに課して、実潮流に基づく電力系統運用が行われると、2030需給見通しが見込む電力部門からのCO<sub>2</sub>排出量の見込み値(219MtCO<sub>2</sub>)以下に抑えられる可能性が示された。さらにS5の結果から、2030年度時点で原発の発電電力量がゼロとなる場合においても、2030需給見通しで見込まれる電力需要量を5%下げること、2030需給見通しが見込む電力部門からのCO<sub>2</sub>排出量の見込み値(219MtCO<sub>2</sub>)と同じ水準(216MtCO<sub>2</sub>)に抑えられる可能性が示された。

S2からS5のシミュレーション結果において、再エネの増加が主因で送電される電力量が送電線の運用容量に達した地域間連系線は北海道—東北間の連系線であった。また、地内基幹送電線594本のうち、送電される電力量が送電線の運用容量に達する時間が占める割合が年間で10%以下の送電線が大半を占めており、10%以上の送電線は20本程度(全体の3%程度)であった。また、混雑している送電線は、

都市部に近いループ状の系統の一部の送電線や、火力発電からの電力が送電される発電所接続線であった。したがって、今後再エネ導入拡大に向けて、地内送電線の設備容量が2030年度までには制約になることは、一部の送電線に限定される可能性が示唆される。

風力・太陽光発電の出力抑制率は、北海道地域や九州地域において5%～10%の出力抑制率を示したが、日本全国平均で年間5%以下になった。また、東北地域は陸上風力発電と洋上風力発電の導入量想定がもっとも大きい、すべてのシナリオにおいて出力抑制率が、陸上風力発電、洋上風力発電、太陽光発電ともに5%を下回った。なお、出力抑制の理由には2つのパターンがあり、送電線制約が効いているケース(北海道)と、近接地域を含めた電力需要より再エネ電力供給が大きなケース(九州)になる。また、北海道地域において、出力抑制率が高い値を示すのは一部のノードに限定されており、ノードごとの電力需要や送電線の設備容量の大きさを考慮して陸上風力、洋上風力、太陽光発電を導入することで、出力抑制率が改善できると考えられる。

S1からS5のシミュレーション結果を基に、石炭・ガス火力発電ユニットのそれぞれの設備利用率を計算したところ、2030年度までにリプレースまたは新設される石炭火力発電所の12ユニットのうち10ユニット(83%)の設備利用率が70%を下回ると計算された。本分析の条件下で、実潮流に基づく電力系統運用がなされると、2030年度までにリプレース・新設される石炭発電ユニットのうち8割が発電事業の経済性が失われる可能性がある。

EV・PHEVの需給調整効果について、2030年度時点でのEV・PHEVの普及想定台数に基づき、すべてのEV・PHEVの蓄電容量の25%を電力の需給調整に使用すると仮定すると、EV・PHEVによる需給調整を想定しないシナリオ別と比較して、風力・太陽光発電の出力抑制率が1パーセントポイント程度(出力抑制量にして約4割)改善することが示された。また、九州地域と中国地域の太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電や東北地域の太陽光発電といった出力抑制率が高い地域に大きな改善がみられた。そして、CO<sub>2</sub>排出量は、EV・PHEVによる需給調整を考慮しないシナリオのシミュレーション結果と比較して、1.3MtCO<sub>2</sub>から2.5MtCO<sub>2</sub>の低減効果があった。また、太陽光発電の発電電力量がピークとなる時間帯では、揚水式水力発電とほぼ同程度調整力を持つことが確認された。2030年度以降の再エネ拡大において、EV・PHEVの需給調整が大きな役割を果たす可能性が示唆される。

## 8. 今後の課題

本分析の再エネの設備容量や設備利用率は各種資料を参照した想定によるシナリオ分析であり、2030年度までの導入量の予測ではない。2030年度の電源構成や電力部門からのCO<sub>2</sub>排出量削減目標達成の実現性に焦点を当てた分析を進めるためには、太陽光発電と風力発電の導入可能性を別途精査する必要がある。また、第6次エネルギー基本計画で原則である「再エネについては、主力電源として最優先の原則の下で最大限の導入」を具体化するために、政府は火力発電に対して新たな運用方針を検討しており、方針が策定された次第、これらを反映していく必要がある。また、本分析は、発電に関わる運転費用を最適化するシミュレーションの結果である。発電所の建設費用や発電していない発電所の維持管理費用などを踏まえたより大きな視点からの費用最適化は行っていないことに留意する必要がある。

本分析では、各送配電会社が公開する日本全国の地内基幹送電線のデータを利用しており、以下の

技術的詳細なパラメータについて考慮できていない。第一に、都市部にある送電線を中心に、すべての送電線のインピーダンスが公開されておらず、公開される送電線のインピーダンスを参照して独自に設定している。第二に、送電線の運用容量については公開されている資料を基に、年間で一律の値を用いており、時間や季節に応じた送電線の運用容量の変化は反映されていない。第三に、公開されているデータの制約上、位相制御などの潮流制御に関するパラメータを設定していない。そのため、送電線系統運用についてより詳細に再現してシミュレーションするには、専門家などに実際の運用条件に関するヒアリング調査などを実施し、現状への理解を深める必要がある。

本分析の電力需要の1時間ごとのパターンは分析開始時に利用可能なデータであった2018年度のデータを用いている。付録5に示す通り、2018年度の電力需要データは、年別、月別にみると2016年度、2017年度、2019年度と大差はないが、原因別電気事故件数で見ると、特徴的な年度であった。そのため、2018年度以外の複数年度のデータを用いて電力需要データを作成することで、より標準化された電力需要データの作成を行うことが望ましい。さらに、より精緻な分析を行うには、様々な部門における電化の促進による電力需要増加要因と、人口減や省エネの促進などによる電力需要減少要因を地域ごとあるいはノードごとに捉える必要がある。また、デマンドレスポンスなどの需要側の変化を捉えたシナリオが重要と考えられる。

風力発電の発電出力パターンを、138箇所の地方気象台及び特別地域気象観測所の地上気象観測装置による風速データをもとに作成しているが、その数は必ずしも十分ではない。今後は、地域気象観測システム(アメダス)などの風速データを追加し、風力発電の集合化効果<sup>18</sup>を分析する必要がある。将来の気象変化に伴う風速の変化(平均とバリエーションのみならず時刻シフト)も考慮した感度分析を行うことが望まれる。また、洋上風力の発電出力パターンは利用可能なものがないことから、陸上の風速データを便宜的に使用している。海上の1時間ごとの風速データが利用できるようになると、洋上風力の発電出力特性を考慮した分析が可能になる。

太陽光発電の発電出力パターンは、41箇所の地方気象台の地上気象観測装置による日射量データをもとに作成している。地方気象台は、北海道で7箇所、その他の都道府県では各1箇所程度しかない。太陽光発電の発電電力量は雲の動きなど局所的な気象状況にも左右されることから、太陽光発電の発電出力パターンの精緻化も分析の目的に応じて必要となる。

本分析では、すべてのEV・PHEVの蓄電容量の25%を電力の需給調整に使用することができる(ただし、周波数レベルでの需給調整は考慮していない)と想定し、風力・太陽光発電の出力抑制を緩和する効果を示した。今後、2030年度以降の分析においては、風力・太陽光発電の発電割合が本分析以上に増えることが想定され、EV・PHEVの蓄電池による需給調整力の重要性が増すと考えられる。このような状況においては、EV・PHEVが需給調整に利用できる時間帯や容量についてより精緻なシナリオを想定して分析することが有益であると考えられる。

---

<sup>18</sup> 多くの風力発電所が電力系統で集合化されることで、風力発電の変動が平滑化されること。これにより、シミュレーション上の風力発電の出力抑制率が緩和される可能性がある。

## 謝辞

本分析を進めるにあたり、数多くの専門家の皆様から貴重なご助言を賜った。IGES松尾直樹上席研究員には、2030需給見通しの見込み値に関する論点や分析結果の解釈に関する数多くのご助言を頂いた。IGES江口博行統括研究ディレクターには大所高所も含め貴重なご意見を頂いた。東京工業大学風間智裕氏にはデータ入力支援を頂いた。加えて、本分析に対して、示唆に富むご知見、ご支援をその他の多くの方々からも頂いたことに深く感謝を申し上げます。本研究は2021年度IGES戦略的研究基金プロジェクトの下で実施されたものである。

## 参考文献

- [1] 電力広域的運営推進機関, 系統混雑を前提とした系統利用ルールについて(報告)～再給電方式～, 東京, 2021. [https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2020/files/seibi\\_52\\_03\\_01.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2020/files/seibi_52_03_01.pdf).
- [2] 松尾直樹, 田村堅太郎, 46%削減と炭素中立を目指す日本のエネルギー政策設計図の理解と前進に向けた提案—新しいエネルギー基本計画とNDCをどう捉えるか?, 葉山, 2021. <https://www.iges.or.jp/jp/pub/japan-energy-policy/ja>.
- [3] 栗山昭久, 劉憲兵, 内藤克彦, 津久井あきび, 陳奕均, 実潮流に基づく送電線運用による北海道地域の再生可能エネルギー導入量推計, 葉山, 2020. <https://www.iges.or.jp/en/pub/psa-hokkaido/ja>.
- [4] 栗山昭久, 劉憲兵, 内藤克彦, 津久井あきび, 実潮流に基づく送電系統運用を行った場合の東日本の再生可能エネルギー導入量評価, 葉山, 2021. <https://www.iges.or.jp/jp/pub/psa-east/ja-0>.
- [5] R. Komiyama, Y. Fujii, Assessment of post-Fukushima renewable energy policy in Japan's nationwide power grid, Energy Policy. 101 (2017) 594–611. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.11.006>.
- [6] R. Komiyama, Y. Fujii, Large-scale integration of offshore wind into the Japanese power grid, Sustain. Sci. 16 (2021) 429–448. <https://doi.org/10.1007/s11625-021-00907-0>.
- [7] アクセンチュア, 平成28年度産業経済研究委託事業卸電力取引市場における競争促進政策評価モデルの開発に向けた調査 報告書, 東京, 2017. [https://www.meti.go.jp/meti\\_lib/report/H28FY/000555.pdf](https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/H28FY/000555.pdf).
- [8] ABB, ABBは電力広域的運営推進機関と広域需給シミュレーションツールのPROMODで永続ライセンス契約を締結しました, Web Story. (2020). <https://new.abb.com/news/ja/detail/57015/japans-grid-operator-occto-signs-perpetual-license-agreements-for-abbs-cross-regional-power-supply-and-demand-simulation-software-promod> (accessed December 20, 2020).
- [9] 北海道電力ネットワーク株式会社, 送変電設備のインピーダンス(ループ系統), 札幌, 2020. [https://www.hepco.co.jp/network/con\\_service/public\\_document/bid\\_info.html](https://www.hepco.co.jp/network/con_service/public_document/bid_info.html).
- [10] 東北電力ネットワーク株式会社, 送変電設備のインピーダンス(ループ系統), 仙台, 2020. <https://nw.tohoku-epco.co.jp/consignment/system/demand/>.
- [11] 東北電力ネットワーク株式会社, 送電線(500kV, 275kV及び154kV)の空容量, 仙台, 2020. <https://nw.tohoku-epco.co.jp/consignment/system/announcement/>.
- [12] 東京電力パワーグリッド株式会社, 基幹系統(275kV以上)空容量マッピング, 東京, 2020. <https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/>.
- [13] 中部電力パワーグリッド株式会社, 275kV以上送電線及び500/275kV変電所運用容量など一覧表, 名古屋, 2020.
- [14] 北陸電力送配電株式会社, 154kV以上空容量表(送電線), 富山, 2020. [https://www.rikuden.co.jp/nw\\_notification/U\\_154seiyaku.html](https://www.rikuden.co.jp/nw_notification/U_154seiyaku.html).
- [15] 関西電力送配電株式会社, 電気所(発電所, 変電所, 配電塔)における変圧器の空容量一覧, 大阪, 2020.
- [16] 中国電力ネットワーク株式会社, 系統空容量マップ(220kV以上), 広島, 2020.
- [17] 四国電力送配電株式会社, 四国エリアの送電系統(187kV以上の特高系統)空容量, 高松, 2020.



- [18] 九州電力送配電株式会社, 九州電力送配電株式会社管内における発電機連系制約マップ, 福岡, 2020.
- [19] 東京電力パワーグリッド株式会社, インピーダンス(ループ系統), 東京, 2020.  
<https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/>.
- [20] 中部電力パワーグリッド株式会社, 送電線インピーダンス, 名古屋, 2020.
- [21] 北陸電力送配電株式会社, 送電線インピーダンス, 富山, 2020.
- [22] 関西電力送配電株式会社, 送電線インピーダンス, 大阪, 2020.
- [23] 中国電力ネットワーク株式会社, 送変電設備のインピーダンス(ループ系統), 広島, 2020.
- [24] 四国電力送配電株式会社, 送変電設備のインピーダンス(ループ系統), 高松, 2020.
- [25] 九州電力送配電株式会社, 送電線インピーダンス, 福岡, 2020.
- [26] 北海道電力ネットワーク株式会社, 系統空容量マップ(187kV以上), 札幌, 2021.  
[https://wwwc.hepco.co.jp/hepcowwwsite/network/con\\_service/public\\_document/pdf/sys\\_capa\\_map.pdf](https://wwwc.hepco.co.jp/hepcowwwsite/network/con_service/public_document/pdf/sys_capa_map.pdf).
- [27] 北海道電力ネットワーク株式会社, 系統空容量マップ(187kV以上), 札幌, 2020.  
[https://www.hepco.co.jp/network/con\\_service/public\\_document/bid\\_info.html](https://www.hepco.co.jp/network/con_service/public_document/bid_info.html).
- [28] 東北電力ネットワーク株式会社, 電力系統図(1次系), 2020. <https://nw.tohoku-epco.co.jp/consignment/system/announcement/pdf/5001.pdf>.
- [29] 中部電力パワーグリッド株式会社, 500kV・275kV系統構成図(2018年度基本系統), 名古屋, 2018.  
[https://powergrid.chuden.co.jp/resource/takuso\\_service/hatsuden\\_kouri/takuso\\_kyokyu/rule/rule\\_28.pdf](https://powergrid.chuden.co.jp/resource/takuso_service/hatsuden_kouri/takuso_kyokyu/rule/rule_28.pdf).
- [30] 北陸電力送配電株式会社, 系統構成図, 富山, 2018.
- [31] 関西電力送配電株式会社, 系統図:2018年度地点別需要・系統潮流実績他, 大阪, 2019.  
[https://www.kansai-td.co.jp/consignment/disclosure/pdf/01\\_keitou\\_2018.pdf](https://www.kansai-td.co.jp/consignment/disclosure/pdf/01_keitou_2018.pdf).
- [32] 中国電力ネットワーク株式会社, 系統構成(2018年度), 広島, 2020.
- [33] 四国電力送配電株式会社, 四国エリアの送電系統(187kV以上の特高系統)空き容量, 高松, 2021.  
[https://www.yonden.co.jp/nw/assets/line\\_access/mapping1.pdf](https://www.yonden.co.jp/nw/assets/line_access/mapping1.pdf).
- [34] 九州電力送配電株式会社, 系統構成(実績), 福岡, 2019.
- [35] S. Blumsack, J. Xu, Spatial variation of emissions impacts due to renewable energy siting decisions in the Western U.S. under high-renewable penetration scenarios, *Energy Policy*. 39 (2011) 6962–6971.  
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.11.047>.
- [36] Exeter Associates, Long-Term Electricity Report for Maryland, Maryland, 2011.  
<https://msa.maryland.gov/megafile/msa/speccol/sc5300/sc5339/000113/013000/013994/unrestricted/20110818e-003.pdf>.
- [37] 資源エネルギー庁, 平成30年度(2018年度)におけるエネルギー需給実績(確報), 東京, 2020.  
[https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total\\_energy/pdf/stte\\_030.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total_energy/pdf/stte_030.pdf).
- [38] 発電コスト検証ワーキンググループ, 基本政策分科会に対する 発電コスト検証に関する報告, 東京, 2021.  
[https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/cost\\_wg/pdf/cost\\_wg\\_20210908\\_01.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20210908_01.pdf).
- [39] 太陽光発電協会, 2050年カーボンニュートラル実現に向けて: 次期エネルギー基本計画について(2030年目標 125GW), 東京, 2021.  
[https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/039/039\\_007.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/039/039_007.pdf).
- [40] 日本風力発電協会, 2050年カーボンニュートラルの実現に向けたエネルギー基本計画策定に対する意見, 東京, 2021. [https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/039/039\\_008.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/039/039_008.pdf).
- [41] J. Zhao, Commercialization of floating offshore wind power speeds up in Europe, 2021.  
[https://www.mitsui.com/mgssi/en/report/detail/\\_icsFiles/afieldfile/2021/08/18/2107t\\_zhao\\_e.pdf](https://www.mitsui.com/mgssi/en/report/detail/_icsFiles/afieldfile/2021/08/18/2107t_zhao_e.pdf).
- [42] 電力土木技術協会, 水力発電所データベース, 2020. <http://www.jepoc.or.jp/hydro/>.
- [43] 国土交通省, 一級河川における水力発電施設諸元一覧, 2010.  
[https://www.mlit.go.jp/river/toukei\\_chousa/kasen/jiten/suiryoku/](https://www.mlit.go.jp/river/toukei_chousa/kasen/jiten/suiryoku/).
- [44] 水力発電所位置検索データベース, 2020. <http://kisnet.dip.jp/~aika/hatuden/index.htm>.
- [45] 北海道電力ネットワーク株式会社, 地点別需要・系統潮流実績, 札幌, 2020.  
[https://www.hepco.co.jp/network/con\\_service/public\\_document/bid\\_info.html](https://www.hepco.co.jp/network/con_service/public_document/bid_info.html).

- [46] 東北電力ネットワーク株式会社, 地点別需要・系統潮流実績, 仙台, 2020. <https://nw.tohoku-epco.co.jp/consignment/system/demand/>.
- [47] 東京電力パワーグリッド株式会社, 地点別需要・系統潮流実績, 東京, 2020. <https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/>.
- [48] 中部電力パワーグリッド株式会社, 地点別需要・系統潮流実績, 名古屋, 2020. [https://powergrid.chuden.co.jp/goannai/hatsuden\\_kouri/takuso\\_kyokyu/rule/](https://powergrid.chuden.co.jp/goannai/hatsuden_kouri/takuso_kyokyu/rule/).
- [49] 北陸電力送配電株式会社, 地点別需要・潮流実績, 富山, 2020. [https://www.rikuden.co.jp/nw\\_notification/U\\_154seiyaku.html](https://www.rikuden.co.jp/nw_notification/U_154seiyaku.html).
- [50] 関西電力送配電株式会社, 地点別需要・系統潮流実績 他, 大阪, 2020. <https://www.kansai-td.co.jp/consignment/disclosure/distribution-equipment/index.html>.
- [51] 中国電力ネットワーク株式会社, 地点別需要, 系統潮流実績(変電所単位かつ1時間単位の実績), 広島, 2020. <https://www.energia.co.jp/nw/service/retailer/keitou/access/>.
- [52] 四国電力送配電株式会社, 地点別需要、系統潮流実績, 高松, 2020. [https://www.yonden.co.jp/nw/line\\_access/index.html](https://www.yonden.co.jp/nw/line_access/index.html).
- [53] 九州電力送配電株式会社, 地点別需要・系統潮流実績(2018年度), 福岡, 2020. [https://www.kyuden.co.jp/td\\_service\\_wheeling\\_rule-document\\_disclosure](https://www.kyuden.co.jp/td_service_wheeling_rule-document_disclosure).
- [54] 北海道電力ネットワーク株式会社, 北海道エリアの需給実績, 2020. [https://www.hepco.co.jp/network/renewable\\_energy/fixedprice\\_purchase/supply\\_demand\\_results.html](https://www.hepco.co.jp/network/renewable_energy/fixedprice_purchase/supply_demand_results.html).
- [55] 東北電力ネットワーク株式会社, 2018年度エリア需給実績, 仙台, 2020. <https://setsuden.nw.tohoku-epco.co.jp/download.html>.
- [56] 東京電力パワーグリッド株式会社, 2018年度の需給実績, 2020. [https://www.tepco.co.jp/forecast/html/area\\_data-j.html](https://www.tepco.co.jp/forecast/html/area_data-j.html).
- [57] 中部電力パワーグリッド株式会社, エリア需給実績データ 毎月更新, 名古屋, 2020. <https://powergrid.chuden.co.jp/denkiyoho/>.
- [58] 北陸電力送配電株式会社, エリア需給実績について, 富山, 2020. [https://www.rikuden.co.jp/nw\\_jyukyudata/area\\_jisseki.html](https://www.rikuden.co.jp/nw_jyukyudata/area_jisseki.html).
- [59] 関西電力送配電株式会社, エリア需給実績, 大阪, 2020. <https://www.kansai-td.co.jp/denkiyoho/area-performance.html>.
- [60] 中国電力ネットワーク株式会社, 供給区域の需給実績, 広島, 2020. <https://www.energia.co.jp/nw/service/retailer/data/area/>.
- [61] 四国電力送配電株式会社, 需給実績, 高松, 2020. [https://www.yonden.co.jp/nw/renewable\\_energy/data/supply\\_demand.html](https://www.yonden.co.jp/nw/renewable_energy/data/supply_demand.html).
- [62] 九州電力送配電株式会社, エリア需給実績, 福岡, 2020. [https://www.kyuden.co.jp/td\\_service\\_wheeling\\_rule-document\\_disclosure](https://www.kyuden.co.jp/td_service_wheeling_rule-document_disclosure).
- [63] 沖縄電力株式会社, 需給関連情報(需給実績)の公表, 那覇, 2020. <https://www.okiden.co.jp/business-support/service/supply-and-demand/>.
- [64] 電力広域的運営推進機関, マスタープラン検討に係る中間整理, 東京, 2021. [https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuram/2021/210524\\_masutapuram\\_chukanseiri.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuram/2021/210524_masutapuram_chukanseiri.html).
- [65] 農林水産省, 令和元年の都道府県別の荒廃農地面積, 2020. <https://www.maff.go.jp/j/press/nousin/nihon/201016.html>.
- [66] 農林水産省, 2015年農林業センサス, 2018. <https://www.e-stat.go.jp/stat-search/files?page=1&toukei=00500209&tstat=000001032920>.
- [67] 気象庁, 過去の気象データ・ダウンロード, 東京, 2020. <http://www.data.jma.go.jp/gmd/risk/obsdl/index.php>.
- [68] 牛山泉, 風車工学入門, 2nd ed., 森北出版, 2013.
- [69] 国際環境NGO FoE Japan, バイオマス混焼の石炭火力発電の増加に強い懸念 ～石炭火力を延命させ、GHG排出増・森林生態系破壊の原因にも～, 2021. <https://www.foejapan.org/forest/biofuel/210427.html#list>.
- [70] 環境省, 地域共生型の地熱利活用に向けた温泉法及び自然公園法の運用等について, 東京, 2021.

- <http://www.env.go.jp/nature/onsen/council/kyoseichinetsurikatsuyo/01kyoseirikatsuyo/shiryo02.pdf>.
- [71] 自動車検査登録情報協会, 市区町村別自動車保有車両数(令和2年3月末現在), 東京, 2021.
- [72] 全国軽自動車協会連合会, 市区町村別軽自動車車両数(No42. 令和2年3月現在), 2021.
- [73] X. Mosquet, A. Arora, A. Xie, M. Renner, Who Will Drive Electric Cars to the Tipping Point?, 2020. [https://image-src.bcg.com/Images/BCG-Who-Will-Drive-Electric-Cars-to-the-Tipping-Point-Jan-2020-rev\\_tcm56-237575.pdf](https://image-src.bcg.com/Images/BCG-Who-Will-Drive-Electric-Cars-to-the-Tipping-Point-Jan-2020-rev_tcm56-237575.pdf).
- [74] 火力原子力発電技術協会, 火力・原子力発電所設備要覧(平成29年改訂版), 平成29年改訂版, 火力原子力発電技術協会, 東京, 2017.
- [75] 資源エネルギー庁, 電気事業便覧2019年版, 経済産業調査会, 東京, 2019.
- [76] 滝澤元, 大久保ゆり, 石炭火力発電投資の事業リスク分析, 東京, 2019. [https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/CoalBusinessRisks\\_JP\\_1909.pdf](https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/CoalBusinessRisks_JP_1909.pdf).
- [77] 資源エネルギー庁, 発電コスト検証に関する取りまとめ(案), 東京, 2021. [https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/cost\\_wg/2021/data/08\\_05.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/2021/data/08_05.pdf).
- [78] WindEurope, How to operate wind farms under the Clean Energy Package rules?, Windflinx. (2020). <https://windeurope.org/newsroom/news/how-to-operate-wind-farms-under-the-clean-energy-package-rules/>.
- [79] M. Putnam, 'Economic Curtailment' – what it is and how to embrace it, PV MAGAZINE. (2019). <https://pv-magazine-usa.com/2019/11/19/economic-curtailment-what-it-is-and-how-to-embrace-it/>.
- [80] 金子憲治, 「出力制御率は最大5%、リアルタイム制御が必須に」、京都大学・安田特任教授に聞く, 日経XTECH. (2019) 2. <https://xtech.nikkei.com/dm/atcl/feature/15/305464/052900092/?P=2>.
- [81] 電気事業連合会, 電気事業のデータベース(INFOBASE)b-電力設備, 東京, 2020. [https://www.fepec.or.jp/library/data/infobase/pdf/2020\\_b.pdf](https://www.fepec.or.jp/library/data/infobase/pdf/2020_b.pdf).
- [82] 電力広域的推進運営機関, 地内系統の混雑管理に関する勉強会用語集, 東京, 2020. [https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2020/files/konzatsu\\_5\\_00\\_03.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2020/files/konzatsu_5_00_03.pdf).
- [83] 北海道電力株式会社, 発電機出力リアルタイムデータ, 札幌, 2020. [http://www10.hepco.co.jp/gen\\_out\\_realtime.html](http://www10.hepco.co.jp/gen_out_realtime.html).
- [84] 東北電力, 女川原子力発電所<リアルタイムデータ>, 2021. <https://www.tohoku-epco.co.jp/electr/genshi/onagawa/hd.html>.
- [85] 日本原子力産業協会, 柏崎刈羽7が定格熱出力一定運転、プラント機能試験は最終局面へ, 2009. <https://www.jaif.or.jp/p6062>.
- [86] 経済産業省, 長期エネルギー需給見通し小委員会に対する 発電コスト等の検証に関する報告(案), in: 総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループ(第6回会合)資料1, 2015.

## 付録 1 シナリオ別の電源の設備容量とその地域分布

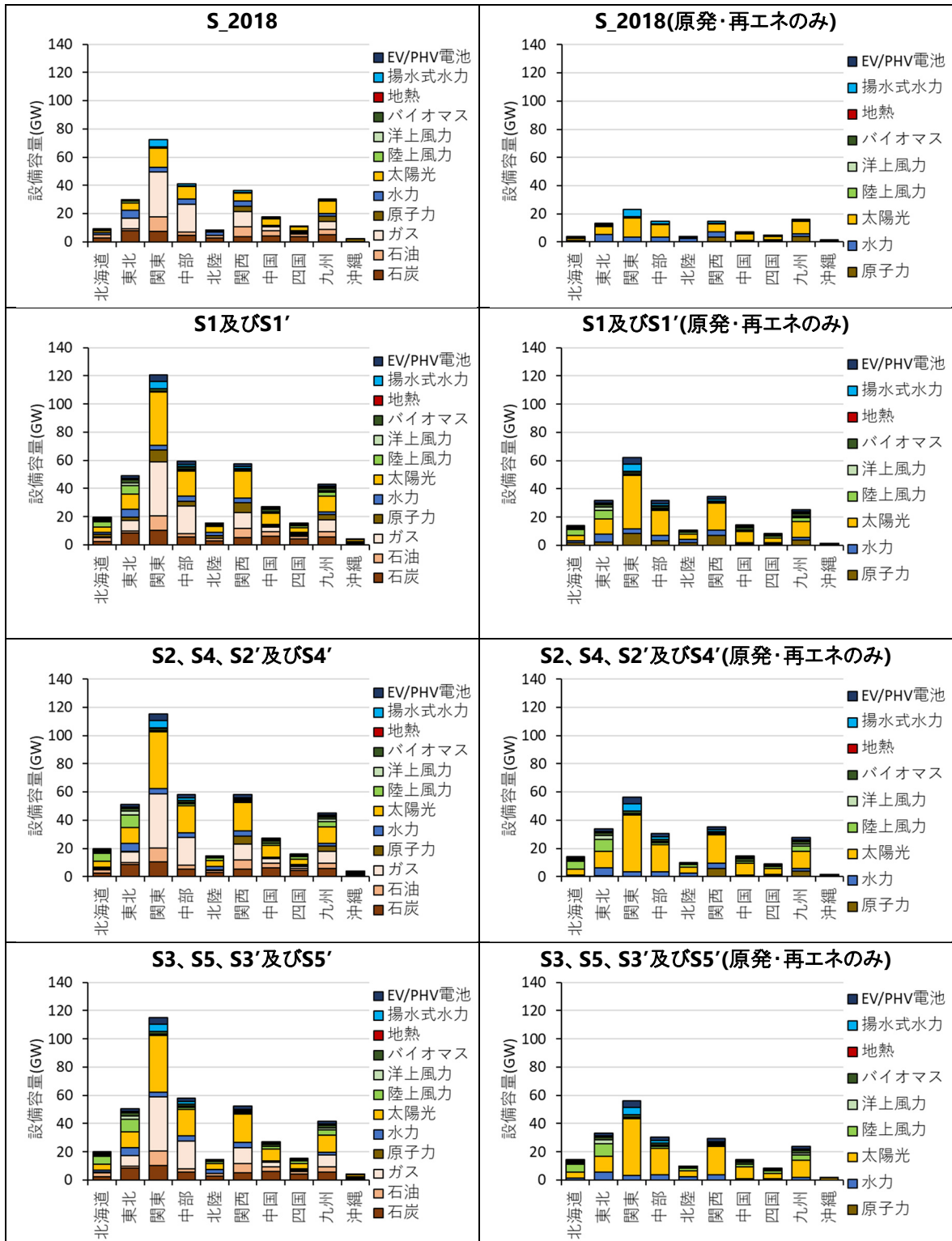


図 A. 1 シナリオ別の電源の設備容量

付録 2. 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分布

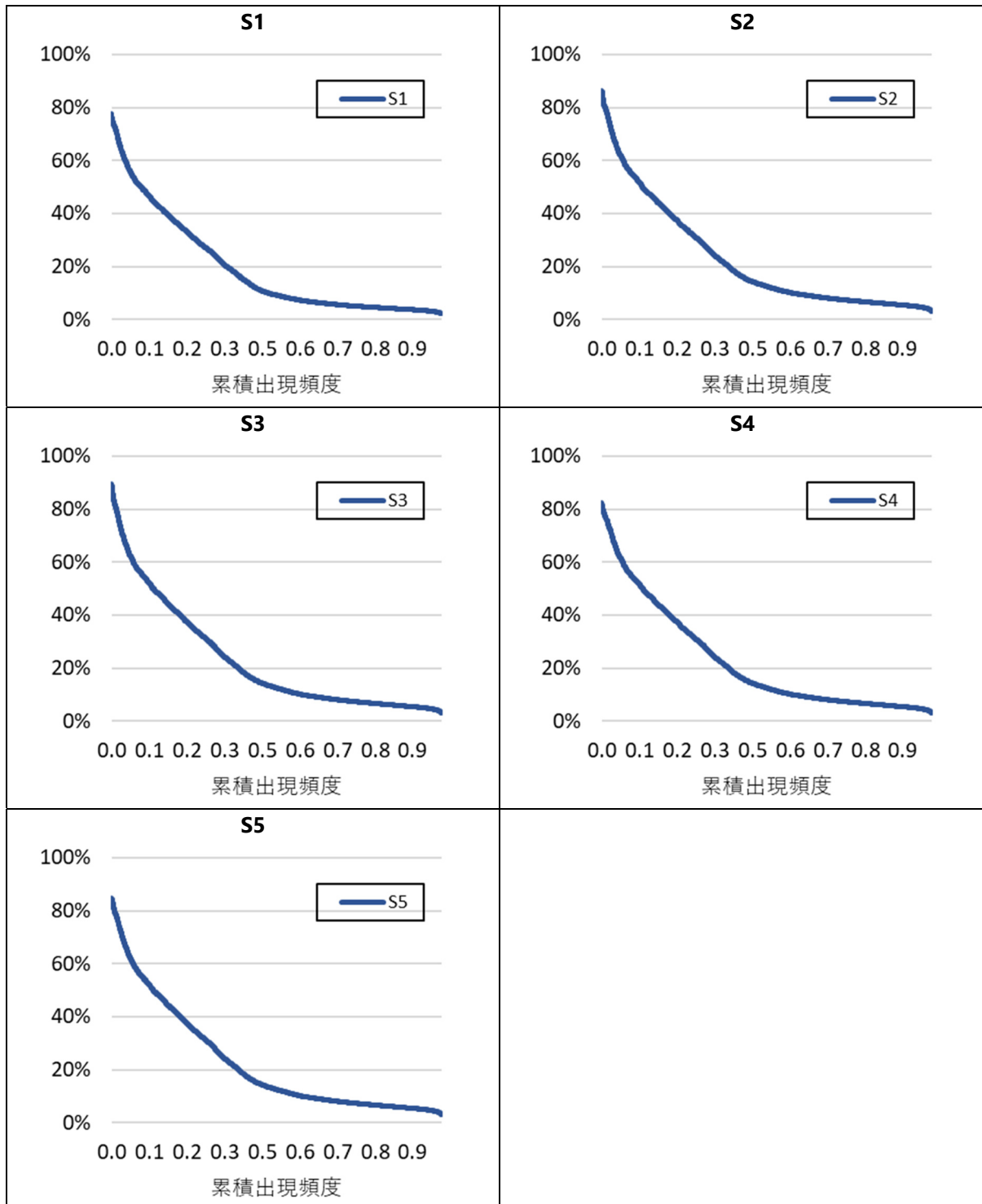


図 A.2 1 時間ごとの総発電電力量に対する風力・太陽光発電による供給比率

### 付録 3. 各シナリオにおける送電線設備利用率一覧(上位 10)

表 A.1 シナリオ別混雑率上位 10 本の送電線の年間利用率一覧

シナリオ	ノード始点	ノード終点	設備利用率
s1	西佐世保	東佐世保分岐	95%
	江東	城南	90%
	西播	姫路	90%
	新加古川	宝塚	86%
	中越	東上越	82%
	西九州	武雄	82%
	新坂戸	北東京	81%
	東仙台	仙台	78%
	三河	遠江	77%
	房総	新京葉	76%
s2	西佐世保	東佐世保分岐	94%
	東仙台	仙台	90%
	松ヶ枝	金山	89%
	江東	城南	86%
	新加古川	宝塚	85%
	西九州	武雄	84%
	梅森	金山	81%
	新茂木	新古河	81%
	房総	新京葉	80%
	北新潟	越後開閉所	80%
s3	新加古川	宝塚	94%
	西佐世保	東佐世保分岐	93%
	東仙台	仙台	91%
	松ヶ枝	金山	88%
	江東	城南	83%
	新大分	東九州	83%
	松ヶ枝	名城	82%
	房総	新京葉	82%
	北新潟	越後開閉所	81%
	西名古屋	亀山	81%
s4	西佐世保	東佐世保分岐	93%
	松ヶ枝	金山	89%
	東仙台	仙台	88%
	江東	城南	87%
	西九州	武雄	83%
	梅森	金山	82%
	新加古川	宝塚	81%
	新茂木	新古河	80%
	北新潟	越後開閉所	78%
	熊本	日田	78%
s5	西佐世保	東佐世保分岐	93%
	新加古川	宝塚	92%
	松ヶ枝	金山	89%
	東仙台	仙台	89%
	江東	城南	84%
	梅森	金山	82%
	新大分	東九州	82%
	北新潟	越後開閉所	80%
	松ヶ枝	名城	80%
	飾磨港	姫路第一	79%

## 付録4. 2018年度の各ノードの電力需要データの作成手法

本分析において、それぞれのシナリオの各ノードの電力需要入力データのベースとなる2018年度の各ノードの電力需要は、式(A.1)によって求めた。ここで $D_{i,t}$ は、ノード $i$ の時間 $t$ における電力需要を示す。 $TF_{i,t}$ は、変電所(ノード) $i$ 、時間 $t$ における1次電圧(たとえば、500kV)から2次電圧(たとえば、275kV)へ降圧した電力量を示す。 $G_{i,j,t}$ は、ノード $i$ 内(すなわち2次電圧以下)に接続される電源 $j$ 、時間 $t$ における発電電力量(送電端)を示す。

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

ここで留意すべき点は、発電電力量データが得られるものと得られないもので方法が異なり、前者はそのまま得られたデータを用いることができる。一方、後者は電源タイプによって発電電力量の推計の仕方が異なる。2018年度の実績値として得られているデータは、大規模火力発電などの地内基幹送電線に接続される一部の電源の発電電力量データであり、多くの電源の発電電力量は実績値を得ることができない。これらの電源の1時間ごとの発電電力量は、各送配電会社が公開する1時間ごとの電源別発電電力量(需給実績)を各変電所内の各電源の設備容量で按分して求めた。具体的な手順を以下に示す。

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

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

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

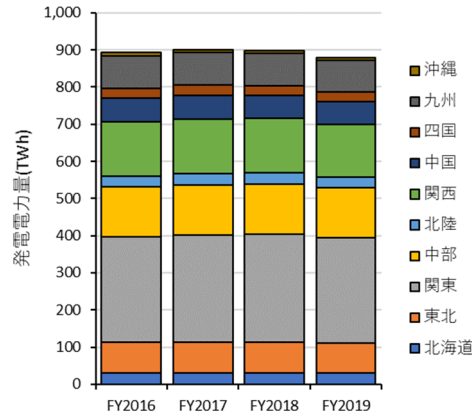
$$G_{Hi,t} = G_{HA,t} \times \frac{C_{Hi}}{C_{HA}} \quad \text{式(A.3)}$$

電源 $j$ のうちノード $i$ 内に接続される「風力発電及び太陽光発電」(添字WおよびSで表す)の発電電力量は、それぞれ、式(A.4)、式(A.5)によって求めた。ここで、 $G_{Wi,t}$ は、ノード $i$ の風力発電の単位時間あたりの発電電力量(MWh/h)を示す。 $G_{WA,t}$ は、すべての風力発電の単位時間あたりの発電電力量(MWh/h)を示す。 $C_{Wi}$ はノード $i$ 内の風力発電設備容量合計(MW)を示し、 $S_{i,t}$ はノード $i$ の時間当たりの平均風速(m/s)を示す。また、 $G_{Si,t}$ は、ノード $i$ の太陽光発電の単位時間あたりの発電電力量(MWh/h)を示す。 $G_{SA,t}$ は、すべての太陽光発電の単位時間あたりの発電電力量(MWh/h)を示す。 $C_{Si}$ はノード $i$ 内の太陽光発電設備容量合計(MW)を示し、 $R_{i,t}$ はノード $i$ の時間当たりの平均日射量(MJ/m<sup>2</sup>)を示す。

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

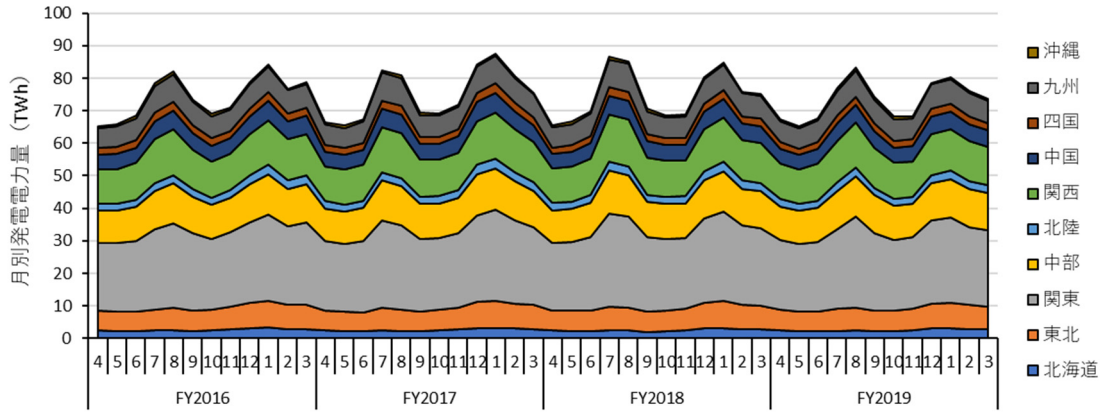
$$G_{Si,t} = G_{SA,t} \times \frac{C_{Si} \times R_{i,t}}{\sum_i C_{Si} \times R_{i,t}} \quad \text{式(A.5)}$$

## 付録 5. 2016 年度から 2019 年度の各送配電会社の電力需要量



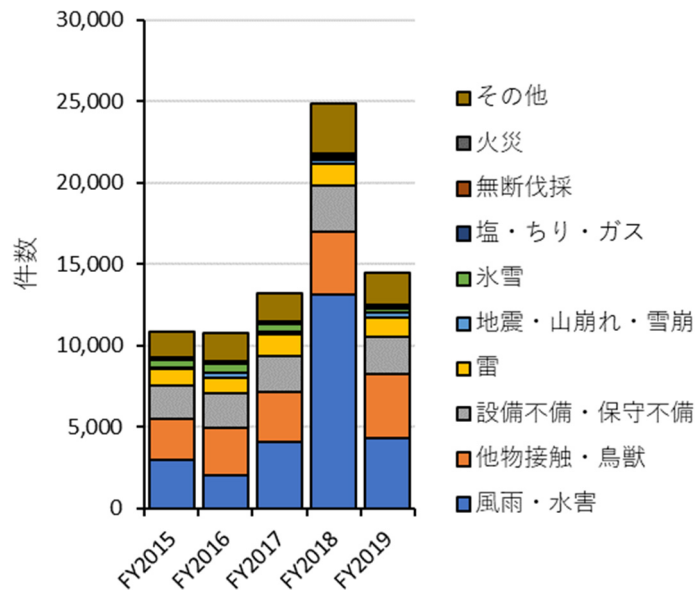
出典:各送配電会社の電力需給実績をもとに筆者作成

図 A.3 各送配電会社の年度別電力需要量



出典:各送配電会社の電力需給実績をもとに筆者作成

図 A.4 各送配電会社の年度別月別電力需要量



出典:電気事業連合会資料[81]を基に筆者作成

図 A.5 年度別原因別電気事故件数



公益財団法人 地球環境戦略研究機関 (IGES)

気候変動とエネルギー領域

〒240-0115 神奈川県三浦郡葉山町上山口 2108-11

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

[www.iges.or.jp](http://www.iges.or.jp)

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

©2022 Institute for Global Environmental Strategies. All rights reserved.