

平成 27 年度修士論文

電力小売自由化と再生可能エネルギー普及の  
CO<sub>2</sub>排出量への影響評価

東京大学大学院 新領域創成科学研究科

環境システム学専攻

47-146670 小林 勇介

指導教員

吉田 好邦 教授

2016 年 2 月 25 日



# 論文要旨

2016年に低圧受電需要家向けの電力小売市場の自由化が予定され、安く電力を調達するため、新電力による石炭火力の新設計画が日本国内で相次いでいる。また、2011年以降の原発停止やLNG価格の上昇の影響で、一般電力についても石炭火力発電の新設を積極的に進めている状況であり、2025年までに約17GWの新設計画がある。しかし、石炭火力はCO<sub>2</sub>排出量が大きく、国内のCO<sub>2</sub>排出量上昇への影響が懸念されている。

このようなCO<sub>2</sub>排出量増加を緩和するためには、再生可能エネルギー(再エネ)の大量導入が急がれる状況であるが、再エネの導入ポテンシャルは北海道や東北、九州という特定の地域に集中しており、現状のインフラでは出力抑制が頻繁に発生する可能性が高い。再エネによって発電された電力を効率的に、関東・関西といった需要の大きい地域で使用するには、地域間連系線と蓄電池を考慮した複合的なインフラ拡張は必須であると言えるが、それを検討している研究はほとんどなく、連系線の拡張などを外性的に与えるものが多い。

以上の背景より、本研究では以下の2つの検証を、日本の電力需給を再現した電源計画モデルを用いたシミュレーションをもとに行うことを目的とした。

検証①：自由化後の国内発電部門のCO<sub>2</sub>排出増加量の推定

検証②：再エネ大量導入によりCO<sub>2</sub>排出量削減を行う際の最適なインフラ拡張の検証

検証①では、電源計画モデル(代表日7日最適化)を用いて、自由化後のCO<sub>2</sub>排出量変化について、原発稼働の有無や新電力のシェアの大きさ、一般電力と新電力間の電力融通の有無の違いという点から検証を行った。結果として、新電力のシェアの大きさや、一般電力と新電力間の電力融通の有無の違いに関わらず、原発停止の前提では自由化後、CO<sub>2</sub>排出量が年間で約2000~6000万tほど増加し、発電コストも約5000億円~2兆円ほど減少するという結果が得られた。また、原発稼働の前提では、自由化後、CO<sub>2</sub>排出量が年間で約3000~7000万tほど増加し、発電コストに関しては逆に増加する年もあるという結果が得られた。

検証②では、電源計画モデル(53週平休日最適化)を用いて、蓄電池価格の変化(2, 4, 6万円/kWh)と再生可能エネルギーの大量導入を想定したケース設定に応じ、連系線の拡張と蓄電池の導入も含めた範囲で最適化を行った。結果として、蓄電池の価格設定の違いによってインフラ拡張の最適化結果に大きな違いが発生し、とくに蓄電池価格が2万円/kWhとなった場合には、北海道と東北地域での蓄電池の大量導入とともに、「北海道⇄東北」を結ぶ北本連系線と「東北→東京」の送電線に関して、大量の拡張がコスト優位となるという結果が得られ、CO<sub>2</sub>排出量も6000万tほど削減された。今後の再エネの有効利用とCO<sub>2</sub>排出量の削減のために、蓄電池の価格の低下が以下に重要な意味を持つかが示される結果となった。

# 目次

第 1 章	序論.....	1
1.1	研究の背景	1
1.1.1	日本の電力網と電力需給について	1
1.1.2	日本の電力市場と電力の小売自由化について	7
1.1.3	再生可能エネルギーについて	14
1.2	先行研究	18
1.3	研究の目的	20
1.4	本論文の構成	20
第 2 章	電源計画モデル (代表 7 日最適化) .....	21
2.1	独立変数	21
2.1.1	時間	21
2.1.2	地域	22
2.1.3	電源	22
2.1.4	燃料	22
2.2	パラメータ	22
2.2.1	年間電力需要伸び率	23
2.2.2	電力日負荷カーブ	23
2.2.3	新電力のシェア	24
2.2.4	発電方式別の性能とコスト	24
2.2.5	既存の発電設備容量	25
2.2.6	廃棄される発電設備容量	26
2.2.7	新設される発電設備容量	28
2.2.8	設備利用率上限	33
2.2.9	燃料コスト	34
2.2.10	地域間送電容量と送電ロス	35
2.2.11	再生可能エネルギーについて	36
2.3	制約条件	37
2.3.1	変数	37
2.3.2	制約式	38
2.4	最適化	48

第 3 章	自由化後の CO2 排出増加量推定 .....	49
3.1	検証ケース	49
3.2	検証結果	50
3.2.1	原発停止ケース	50
3.2.2	原発稼働ケース	65
第 4 章	電源計画モデル (53 週平休日最適化) .....	80
4.1	独立変数	80
4.1.1	時間	80
4.1.2	電源	80
4.2	パラメータ	81
4.2.1	年間電力需要伸び率	81
4.2.2	電力日負荷カーブ	81
4.2.3	新電力のシェアと電力融通率	81
4.2.4	発電設備容量	82
4.2.5	設備利用率上限	82
4.2.6	燃料コスト	83
4.2.7	地域間送電容量と送電ロス	83
4.2.8	地域間送電線拡張コストと直交変換施設の有無	83
4.2.9	蓄電池の性能	85
4.2.10	風力発電の出力パターン	86
4.2.11	太陽光発電の出力パターン	87
4.2.12	LFC(Load Frequency Control)制約	88
4.3	制約条件	88
4.3.1	変数	88
4.3.2	制約式	88
4.4	最適化	93
第 5 章	再エネの大量導入シミュレーション .....	94
5.1	再生可能エネルギーの導入想定量と検証ケース	94
5.1.1	太陽光発電の導入想定量	94
5.1.2	風力発電の導入想定量	95
5.1.3	再生可能エネルギーに関する検証ケース設定	96
5.2	インフラ拡張設定と検証ケース	97
5.2.1	インフラ拡張を考慮しないケース	98
5.2.2	連系線拡張のみを考慮するケース	98

5.2.3	連系線拡張と蓄電池の導入の両方を考慮するケース	98
5.2.4	インフラ拡張に関する検証ケース設定	98
5.3	検証結果	99
5.3.1	インフラ拡張を考慮しないケースの最適化結果	99
5.3.2	連系線拡張のみを考慮するケースの最適化結果	105
5.3.3	連系線拡張と蓄電池導入を考慮するケースの最適化結果	108
5.3.4	インフラ拡張の最適化結果の CO2 排出量への影響	115
第 6 章 結論.....		119
6.1	まとめと結論	119
6.2	今後の展望と課題	120
	謝辞	121
	参考文献	122

# 図表目次

Fig. 1-1	同期されている系統の概念	1
Fig. 1-2	受電電圧別の需要家の分類	3
Fig. 1-3	各一般電力会社の管轄地域 ("energy navi" HP[1] より)	4
Fig. 1-4	国内の地域間送電線 (連系線) の概観とその容量	4
Fig. 1-5	国内の電源構成比率と電気料金の推移 (文献[2] より)	5
Fig. 1-6	一般炭・天然ガスの輸入量の推移 (貿易統計[3] より作成)	6
Fig. 1-7	一般炭・天然ガスの輸入単位あたりの価格推移 (貿易統計[3] より作成)	6
Fig. 1-8	日本の貿易収支額の推移 (貿易統計[3] より作成)	6
Fig. 1-9	1995年以降の電力供給システム制度改革の流れ (文献[4] より)	8
Fig. 1-10	電力市場におけるプレーヤーと取引電力量 (文献[6] に基づき作成)	10
Fig. 1-11	経済産業省による自由化に関する国民意識調査結果の一部 (文献[7] より)	10
Fig. 1-12	各火力方式の発電電力あたりの燃料費と CO2 排出量	11
Fig. 1-13	2015年から2025年までの国内燃料別発電容量の変化	12
Fig. 1-14	イギリスの電源別の供給電力構成比率の推移 (文献[13] に基づき作成)	14
Fig. 1-15	FIT 制度の現状導入容量と認定容量 (文献[15] より作成)	15
Fig. 1-16	瞬時瞬時の需給均衡のための火力期制御 (文献[16] より)	17
Fig. 2-1	東京電力管内のパターン別日負荷曲線	24
Fig. 3-1	原発停止・PPS シェア 10%・融通率 0%のケースのコストと CO2 排出量	51
Fig. 3-2	原発停止・融通率 0%ケースの PPS シェア別のコスト・CO2 排出量	52
Fig. 3-3	原発停止・PPS シェア 10%・融通率 0%ケースでの発電容量の全国合計推移	53
Fig. 3-4	原発停止・PPS シェア 10%・融通率 0%ケースでの一般電力の発電容量推移	53
Fig. 3-5	原発停止・PPS シェア 10%・融通率 0%ケースでの新電力の発電容量推移	54
Fig. 3-6	原発停止・PPS シェア 10%・融通率 0%ケースでの発電容量の全国合計推移	54
Fig. 3-7	原発停止・PPS シェア 10%・融通率 0%ケースでの一般電力の発電電力量推移	55
Fig. 3-8	原発停止・PPS シェア 10%・融通率 0%ケースでの新電力の発電電力量推移	55
Fig. 3-9	原発停止・PPS シェア 10%・融通率 0%ケースでの燃料使用量の全国合計推移	56
Fig. 3-10	原発停止・PPS シェア 10%・融通率 0%ケースでの発電容量の地域合計推移	58
Fig. 3-11	原発停止・PPS シェア 10%・融通率 0%ケースでの発電電力量の地域合計推移	59
Fig. 3-12	原発停止・PPS シェア 10%・融通率 0%ケースでの 2015年地域間送電電力量	60
Fig. 3-13	原発停止・PPS シェア 10%・融通率 0%ケースでの 2025年地域間送電電力量	60
Fig. 3-14	原発停止・PPS シェア 10%・融通率 0%ケースの東北の電力需給(2015左 2025右)	61
Fig. 3-15	原発停止・PPS シェア 10%・融通率 0%ケースの中国の電力需給(2015左 2025右)	61
Fig. 3-16	原発停止・融通率 1.25%ケースの PPS シェア別のコスト・CO2 排出量	62

Fig. 3-17	原発停止・融通率 2.5%ケースの PPS シェア別のコスト・CO2 排出量 .....	63
Fig. 3-18	原発停止・融通率 5%ケースの PPS シェア別のコスト・CO2 排出量 .....	63
Fig. 3-19	原発停止・PPS10%・2020 年における融通率と発電コスト・排出 CO2 量の関係 .....	64
Fig. 3-20	原発停止・PPS10%・2025 年における融通率と発電コスト・排出 CO2 量の関係 .....	64
Fig. 3-21	原発稼働・PPS シェア 10%・融通率 0%のケースのコストと CO2 排出量 .....	66
Fig. 3-22	原発稼働・融通率 0%ケースの PPS シェア別のコスト・CO2 排出量 .....	67
Fig. 3-23	原発稼働・融通率 0%ケースでの発電容量の全国合計推移 .....	68
Fig. 3-24	原発稼働・融通率 0%ケースでの一般電力の発電容量推移 .....	68
Fig. 3-25	原発稼働・融通率 0%ケースでの新電力の発電容量推移 .....	69
Fig. 3-26	原発稼働・融通率 0%ケースでの発電電力量の全国合計推移 .....	69
Fig. 3-27	原発稼働・融通率 0%ケースでの一般電力の発電電力量推移 .....	70
Fig. 3-28	原発稼働・融通率 0%ケースでの新電力の発電電力量推移 .....	70
Fig. 3-29	原発稼働・融通率 0%ケースでの燃料使用量の全国合計推移 .....	71
Fig. 3-30	原発稼働・融通率 0%ケースでの発電容量の地域合計推移 .....	73
Fig. 3-31	原発稼働・融通率 0%ケースでの発電電力量の地域合計推移 .....	74
Fig. 3-32	原発稼働・融通率 0%ケースでの 2015 年地域間送電電力量 .....	75
Fig. 3-33	原発稼働・融通率 0%ケースでの 2025 年地域間送電電力量 .....	75
Fig. 3-34	原発稼働・PPS シェア 10%・融通率 0%ケースの東北の電力需給(2015 左 2025 右) .....	76
Fig. 3-35	原発稼働・PPS シェア 10%・融通率 0%ケースの中国の電力需給(2015 左 2025 右) .....	76
Fig. 3-36	原発稼働・融通率 1.25%ケースの PPS シェア別のコスト・CO2 排出量 .....	77
Fig. 3-37	原発稼働・融通率 2.5%ケースの PPS シェア別のコスト・CO2 排出量 .....	78
Fig. 3-38	原発稼働・融通率 5%ケースの PPS シェア別のコスト・CO2 排出量 .....	78
Fig. 3-39	原発稼働・PPS10%・2025 年における融通率と発電コスト・排出 CO2 量の関係 .....	79
Fig. 3-40	原発稼働・PPS10%・2030 年における融通率と発電コスト・排出 CO2 量の関係 .....	79
Fig. 4-1	連系線の拡張コスト見積情報 .....	84
Fig. 4-2	風力発電の性能曲線 .....	87
Fig. 5-1	2030 年の太陽光発電地域別導入目標量と現在の導入量 .....	95
Fig. 5-2	2030 年の風力発電地域別導入目標量と現在の導入量 .....	96
Fig. 5-3	2030 年の再エネ導入量の地域別目標量と平均需要 .....	96
Fig. 5-4	再生可能エネルギーに関するケースにおける太陽光・風力導入量 .....	97
Fig. 5-5	再エネ導入量ごとの排出 CO2 量と出力抑制量（インフラ拡張なし） .....	100
Fig. 5-6	再エネ導入量ごとの地域別出力抑制電力量（インフラ拡張なし） .....	101



Fig. 5-7	再エネ導入量ごとの太陽光・風力別出力抑制発生割合（インフラ拡張なし） ..	101
Fig. 5-8	北海道地域の 2/3 の電力需給（左: 再エネ現状値 右: 再エネ 2030 年目標値）	102
Fig. 5-9	東北地域の 2/3 の電力需給（左: 再エネ現状値 右: 再エネ 2030 年目標値） ...	103
Fig. 5-10	九州地域の 2/3 の電力需給（左: 再エネ現状値 右: 再エネ 2030 年目標値） .	104
Fig. 5-11	東京地域の 2/3 の電力需給（左: 再エネ現状値 右: 再エネ 2030 年目標値） .	104
Fig. 5-12	関西地域の 2/3 の電力需給（左: 再エネ現状値 右: 再エネ 2030 年目標値） .	105
Fig. 5-13	各再エネ導入量において拡張された連系線の拡張容量.....	106
Fig. 5-14	各検証ケースでの CO2 排出削減量 .....	117
Fig. 5-15	各検証ケースでの再エネ電源構成比率 .....	117
Fig. 5-16	各検証ケースでの再エネ出力抑制比率 .....	118
Table 2-1	電力需要パターン別日数 .....	21
Table 2-2	発電方式別使用可能燃料 .....	22
Table 2-3	電力需要伸び率(2010 年度比).....	23
Table 2-4	地域別の年間の電力需要量(GWh).....	23
Table 2-5	各発電方式の性能とコスト.....	25
Table 2-6	一般電力の既存発電設備容量(MW).....	25
Table 2-7	新電力の既存発電設備容量(MW) .....	26
Table 2-8	一般電力の廃棄発電容量 .....	26
Table 2-9	新電力の廃棄発電容量.....	27
Table 2-10	一般電力の新設容量上限と下限 .....	29
Table 2-11	新電力の新設容量上限と下限 .....	31
Table 2-12	日パターン別の設備利用率上限 .....	34
Table 2-13	発電方式別の年間稼働率上限 .....	34
Table 2-14	燃料価格(yen/kWh) .....	35
Table 2-15	CO2 排出量(kg/kWh).....	35
Table 2-16	地域間送電線の最大容量 .....	36
Table 2-17	地域間の送電ロス .....	36
Table 2-18	各発電方式の LFC 調整力 .....	37
Table 4-1	一般電力の既存発電設備容量(MW).....	82
Table 4-2	新電力の既存発電設備容量(MW) .....	82
Table 4-3	拡張前の地域間送電の容量(GW).....	83
Table 4-4	地域間送電線の拡張コスト（千円/kW） .....	84
Table 4-5	地域間送電線の有無.....	85
Table 4-6	地域間送電線の直交変換施設有無.....	85
Table 5-1	2030 年の太陽光発電地域別導入目標量（GW） .....	94
Table 5-2	2030 年の風力発電地域別導入目標量（GW） .....	95
Table 5-3	再エネ多量導入シミュレーションにおける検証ケース .....	99

Table 5-4	再エネ 2030 年目標達成 100%×連系線のみ拡張の時の連系線拡張量 .....	106
Table 5-5	再エネ 2030 年目標達成 75%×連系線のみ拡張の時の連系線拡張量 .....	107
Table 5-6	インフラ拡張なしの場合と連系線拡張ありの場合の CO2 排出量 .....	107
Table 5-7	インフラ拡張なしの場合と連系線拡張ありの場合の再エネ比率と出力抑制 ...	108
Table 5-8	再エネ 2030 年目標達成 100%×蓄電池 6 万円/kWh の時の連系線拡張量 .....	109
Table 5-9	再エネ 2030 年目標達成 100%×蓄電池 6 万円/kWh の時の蓄電池導入量 .....	109
Table 5-10	再エネ 2030 年目標達成 100%×蓄電池 4 万円/kWh の時の連系線拡張量 ....	109
Table 5-11	再エネ 2030 年目標達成 100%×蓄電池 4 万円/kWh の時の蓄電池導入量 .....	110
Table 5-12	再エネ 2030 年目標達成 100%×蓄電池 2 万円/kWh の時の連系線拡張量 .....	110
Table 5-13	再エネ 2030 年目標達成 100%×蓄電池 2 万円/kWh の時の蓄電池導入量 .....	110
Table 5-14	再エネ 2030 年目標達成 75%×蓄電池 6 万円/kWh の時の連系線拡張量 .....	111
Table 5-15	再エネ 2030 年目標達成 75%×蓄電池 4 万円/kWh の時の連系線拡張量 .....	112
Table 5-16	再エネ 2030 年目標達成 75%×蓄電池 4 万円/kWh の時の蓄電池導入量 .....	112
Table 5-17	再エネ 2030 年目標達成 75%×蓄電池 2 万円/kWh の時の連系線拡張量 .....	112
Table 5-18	再エネ 2030 年目標達成 75%×蓄電池 2 万円/kWh の時の蓄電池導入量 .....	113
Table 5-19	再エネ 2030 年目標達成 50%×蓄電池 4 万円/kWh の時の連系線拡張量 .....	113
Table 5-20	再エネ 2030 年目標達成 50%×蓄電池 4 万円/kWh の時の蓄電池導入量 .....	113
Table 5-21	再エネ 2030 年目標達成 50%×蓄電池 2 万円/kWh の時の連系線拡張量 .....	114
Table 5-22	再エネ 2030 年目標達成 50%×蓄電池 2 万円/kWh の時の蓄電池導入量 .....	114
Table 5-23	再エネ 2030 年目標達成 25%×蓄電池 4 万円/kWh の時の蓄電池導入量 .....	114
Table 5-24	再エネ 2030 年目標達成 25%×蓄電池 2 万円/kWh の時の蓄電池導入量 .....	114
Table 5-25	再エネ 2030 年目標 100%達成の際のインフラ拡張量 .....	115
Table 5-26	再エネ 2030 年目標 100%達成の際の CO2 排出削減量 .....	116

# 第1章 序論

## 1.1 研究の背景

### 1.1.1 日本の電力網と電力需給について

#### 1.1.1.1 電力系統の特徴と需給一致の原則

一般的な電力系統（電力網）の特徴として、以下の三点があげられる。

- ① 電線につながっている地域全体で1つの系統（グリッド）を形成する
- ② 1つの系統につながっている発電機の電圧の位相はすべて同期されていて等しい
- ③ 周波数を一定に保つために電力会社が電気の需要と供給を同時同量に保っている

欧州、米国（東西、テキサス）、日本（東西、北海道）など交流電線で物理的に接続されている広域全体がそれぞれ一つの系統を構成しており、そこを流れる電流は一つの周波数で同期されている。例を挙げると、ヨーロッパや西日本の系統は 50Hz、東日本の系統は 60Hz で同期され、その Grid のどの地点においても流れる電流の位相は常に同じである。また、この Grid に接続されているすべての発電所が発電している電気の電圧位相も Fig. 1-1 のようにすべて同期されていて等しくなっている。

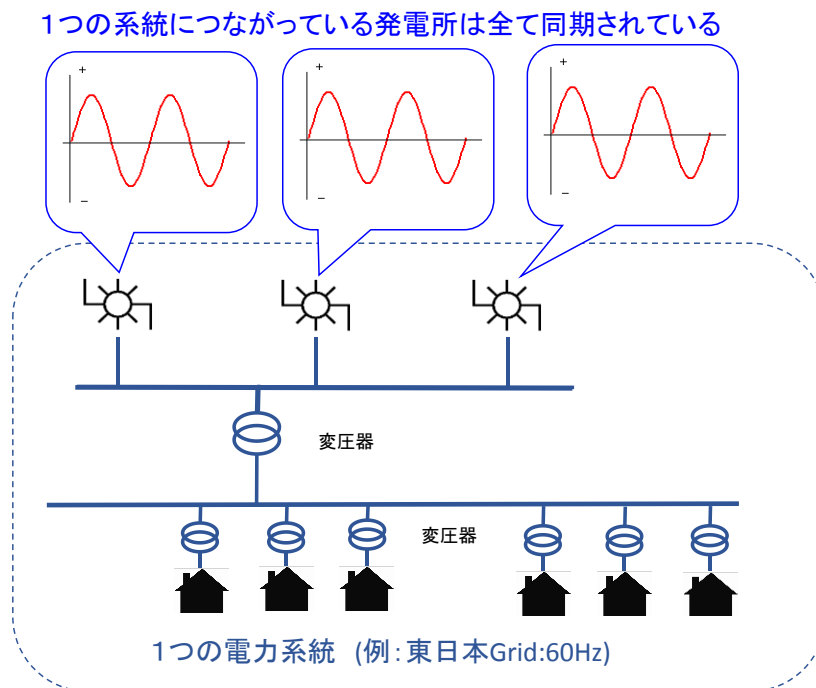


Fig. 1-1 同期されている系統の概念

また、一つの系統内においては、以下の式(1-1)が成り立つ。

---

$$P_G - P_R = M \frac{df}{dt} \quad (1-1)$$

---

$P_G$  : 発電量       $P_R$  : 需要量  
 $M$  : 系統定数       $f$  : 周波数

この式はある同期している電力系統について、発電量と需要量に差が生じることにより、系統全体の周波数がリアルタイムで変動することを示している。系統内での発電量と需要量のインバランス（差分）が大きくなることによって、周波数の変動が大きくなり、その差が系統の吸収できないほど大きくなって周波数が大きく変動すると、発電機が連続して停止して、大停電という事態に陥る可能性がある。この原因による大停電の例が、2003年北米大停電や2006年首都圏大停電、2012年のインド大停電などである。このような事態を防ぐため、各電力会社は電力の供給と需要が常時一致するように、需要の変動と周波数変化率を常にモニタリングして発電機の出力を調整し、さらに起動・停止することによって供給側の出力を調整するということを日々行っている。

つまり、電力会社にとって自社の管理している電力系統の中で、需要家の電力需要量と発電機が発電する電力供給量を常に一致させることは最低限のルールであり、系統の健全性や電力会社としての信頼性を保つためには必須の条件といえる。このように、電力系統内で常に需給一致を担保しなければいけないことを、「電力の需給一致の原則」という。

#### 1.1.1.2 受電電圧での需要家の分類

日本国内の電力の消費者（電力需要家）は、電力会社から受電している電力の電圧によって、「特別高圧需要家」・「高圧需要家」・「低圧需要家」の3つの種類に分けられる。Fig. 1-2に示すように、電力は発電所で発電された後に送電中の抵抗による発熱ロスをなるべく小さく抑えるため、電圧を約2万V以上というとても高くした状態（一般的な家庭での消費電圧は100V）で電力消費地の近くまで送電され、その後変圧器によって2回電圧を落とし6000V以下になった後、最終的に柱上変圧器によってもう一度電圧を落とし一般的な電力の消費電圧である100Vの状態一般家庭に届けられている。ここで、変圧器を2回通った後の電力（電圧6000V以下）で届けられた電力を消費している電力需要家を「低圧需要家」、変圧器を一回しか通っていない電圧が高い電力（電圧6000~20000V）を受電している電力需要家を「高圧需要家」、変圧器を一度も通っていない超高圧の電力（電圧2万V以上）を受電してい

る需要家を「特別高圧需要家」と呼ぶ。

基本的にこれらの需要家区分の違いは、使用電力量の違いから生じるもので、特別高圧に分類される需要家は大規模工場やデパート、オフィスビルなどである。また、高圧に区分される需要家は主に中・小規模工場やビル、スーパーなどである。さらに、低圧に分類される需要家はコンビニ等と一般家庭である。料金体系も異なり、一月の電力使用量が大きい特別高圧・高圧での電力受電契約のほうが単位電力量あたりの電力料金は安くなる傾向がある。

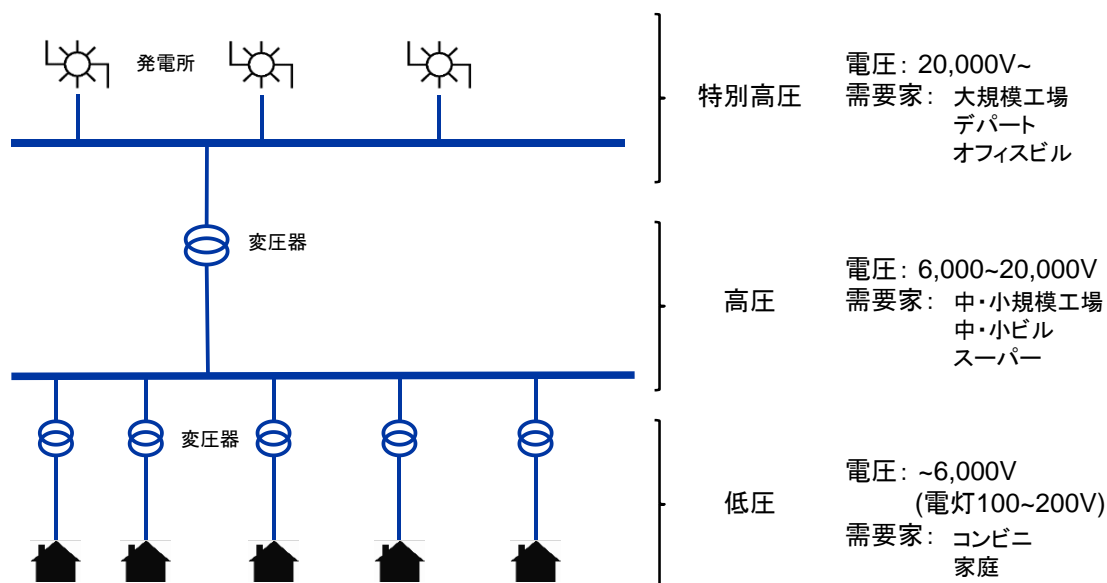


Fig. 1-2 受電電圧別の需要家の分類

### 1.1.1.3 地域間の連系線について

日本の電力系統は各地域に存在する一般電力会社によって管理されている。一般電力会社とは、元国営の電力会社のことで日本国内に 10 社存在しその地域の電力市場をほぼ独占している。名前を挙げると、北海道電力・東北電力・東京電力・中部電力・北陸電力・関西電力・中国電力・四国電力・九州電力・沖縄電力の 10 社であり、各社の管轄地域は Fig. 1-3 のようになっている。また、1.1.1.1 で述べたように、基本的に各一般電力会社は管轄内での電力系統において電力の需給一致の原則を守るため、常に需要の変動をモニターし発電設備の出力を常時コントロールしている。しかし、地域内の発電設備では対応できない電力需要ピークなどが来た場合や、他地域から電力の供給を受けたほうが調達費用を安くできる場合などには、他地域を管理している一般電力会社から電力の融通を受ける場合がある。その場合に使用する送電線が地域間連系線といわれているもので、各地域間に Fig. 1-4 のような容量で設置されている。関東(東京)と中部地域の送電線は、50Hz-60Hz の周波数変換施設を含む。



Fig. 1-3 各一般電力会社の管轄地域 ("energy navi" HP[1] より)

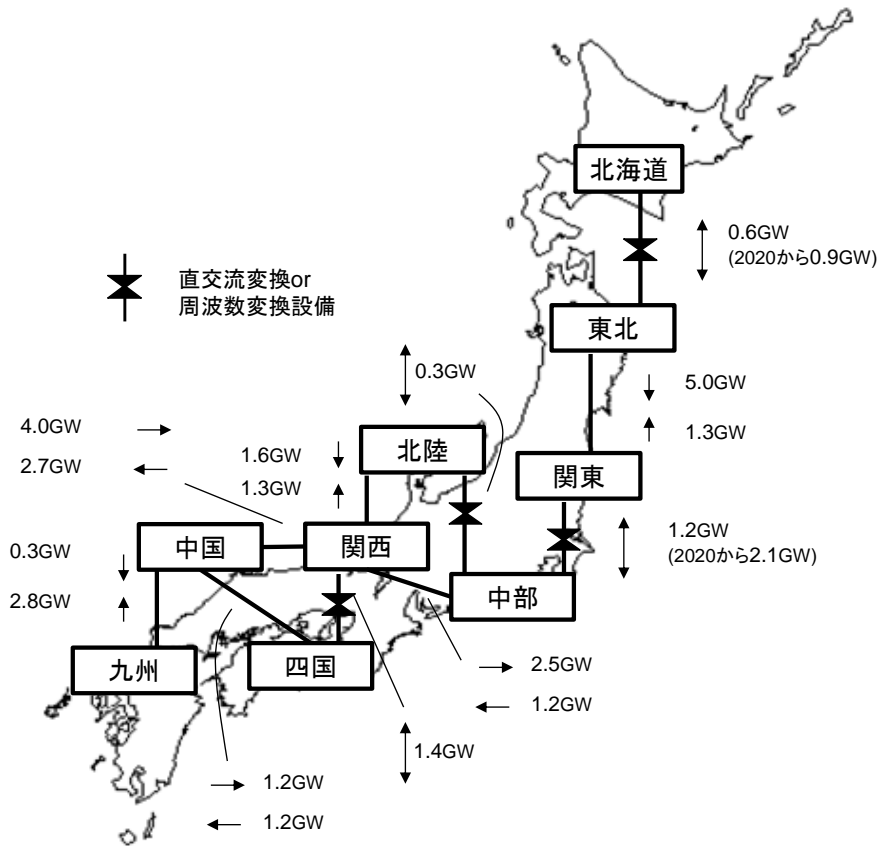


Fig. 1-4 国内の地域間送電線（連系線）の概観とその容量

### 1.1.1.4 原発停止と日本の電源構成比

2011年の東北大地震に伴う福島第一原子力発電所の事故以降、日本にあるほぼ全ての原発が、停止・再稼働申請中である。事故以前に原発は国内の供給電力の約20~30%以上を占めていたために、その停止による影響は大きい。震災直後の夏には冷房需要がまかなえず、東京電力管内では計画停電が実施された。Fig. 1-5に、文献[2]より引用した国内の電源構成比率と電気料金の推移を示す。2011年以降原子力による発電がほとんどなくなり、LNG火力による発電割合が急増していることがわかる。また、石炭火力・石油火力による発電割合も微増している。それに応じて、発電単価が上昇し家庭の電気料金も上昇していることが見て取れる。

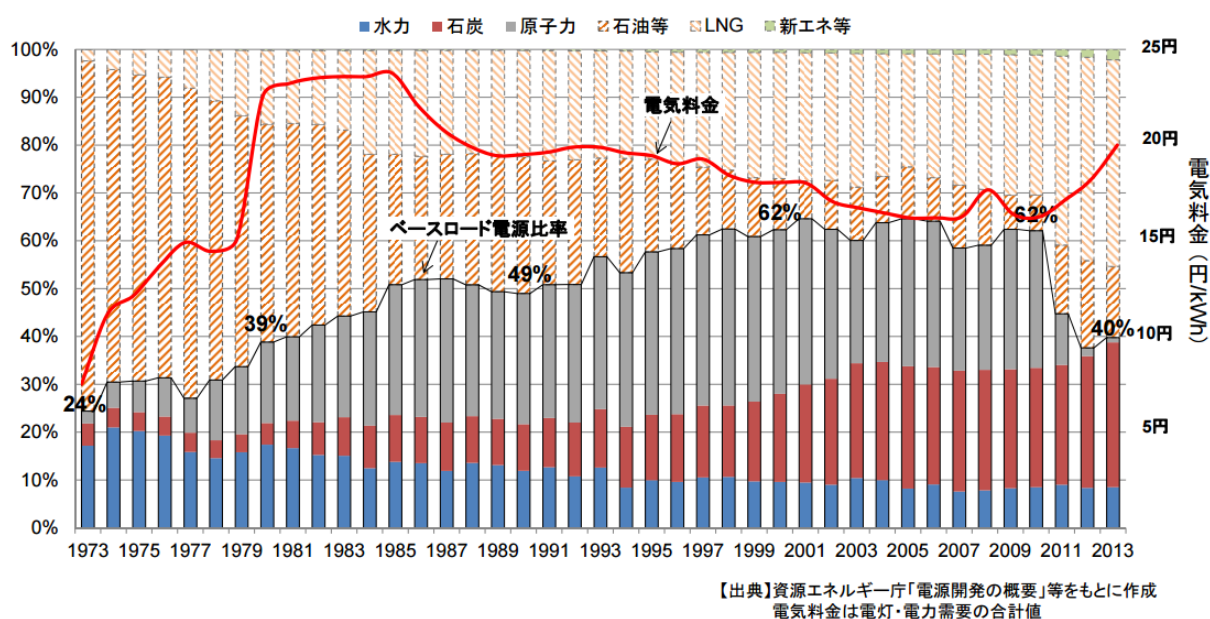


Fig. 1-5 国内の電源構成比率と電気料金の推移 (文献[2]より)

### 1.1.1.5 日本の貿易収支と燃料費

財務省の貿易統計[3]より作成した一般炭・天然ガスの輸入量と輸入単位あたり価格の推移を Fig. 1-6 と Fig. 1-7 に示す。

輸入量については、震災があった2011年以降石炭火力の燃料である一般炭が若干上昇し、LNG火力の燃料である天然ガスはやや上昇している。1.1.1.4で述べたように2011年以降、日本の電源構成に占める石炭火力・LNG火力の割合は急増していることによる影響が大きいと考えられる。一方、輸入単位数あたりの価格推移については、2011年以降一般炭はやや上昇の傾向がみられ、天然ガスは急増している。これらの結果、輸入費が急増し日本では現在、貿易赤字の拡大が大きな問題となっており、この貿易赤字を小さくするため一般電力では燃料費の安い石炭火力発電所の新設へのモチベーションが高まっている状況である。以下、Fig.

1-8に貿易統計より作成した2000年以降の日本の貿易収支額の推移を示す。今後、この貿易赤字の大幅な縮小のためには、燃料費がとて安い原子力発電の再稼働や変動費がほとんどかからない再生可能エネルギーの大量導入が必要になってくるであろうことが推察できる。

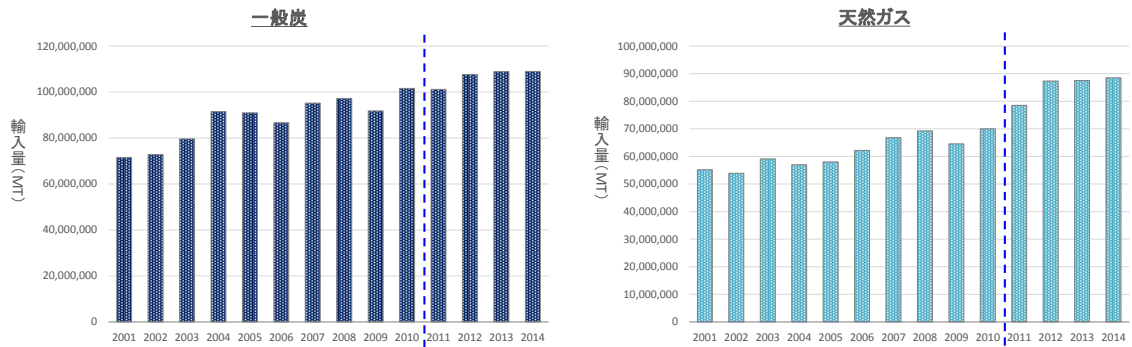


Fig. 1-6 一般炭・天然ガスの輸入量の推移（貿易統計[3]より作成）

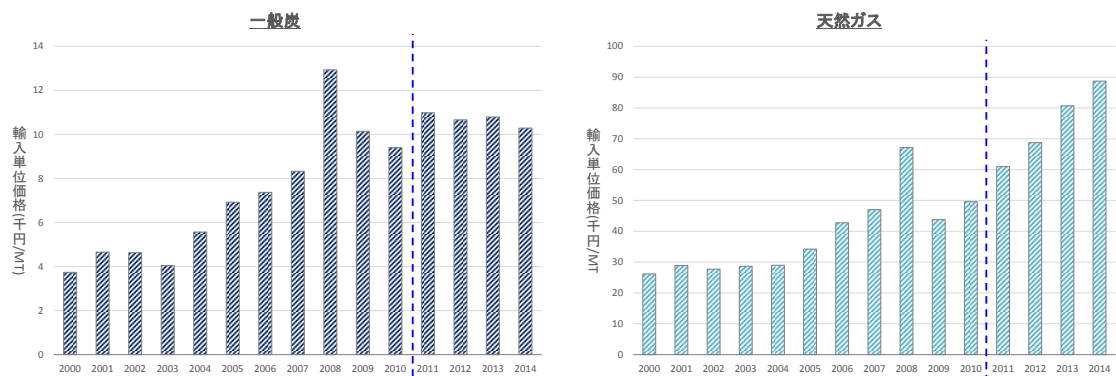


Fig. 1-7 一般炭・天然ガスの輸入単位あたりの価格推移（貿易統計[3]より作成）

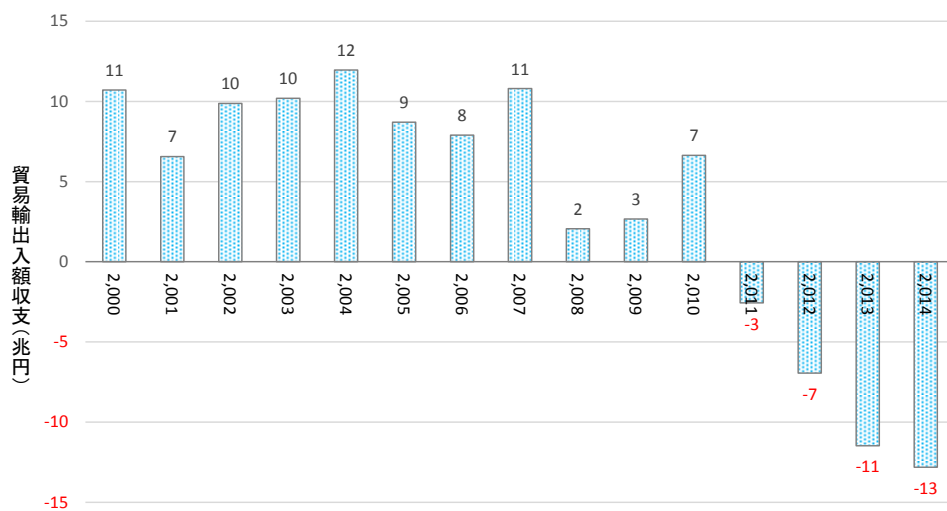


Fig. 1-8 日本の貿易収支額の推移（貿易統計[3]より作成）



## 1.1.2 日本の電力市場と電力の小売自由化について

### 1.1.2.1 電力小売の自由化とその流れ

現在、電力の小売市場は基本的に一般電力会社によってほぼ独占されている状態であり、特に一般家庭やコンビニなどへ電力の供給を行うことが出来る事業者は、法律によって一般電力のみに限られている状態である。しかし、2016年4月より法律が改正されて家庭向け電力の小売り自由化がスタートし、一般家庭やコンビニへの電力の供給が一般電力会社以外でも可能になる。家庭向け電力小売市場は約7.5兆円の市場と言われており、この市場の開放によって多くの事業者が新たに電力の小売りビジネスに参入を行うといわれている。

しかし、このような電力小売市場の自由化の流れは最近始まった新しい流れというわけではなく、1995年以降4度に渡って制度改革が行われてきた。その流れを Fig. 1-9 に示す。(出典：経済産業省 電力システム改革専門委員会報告書 2013[4]) まず2000年3月に特別高圧需要家への電力小売市場が自由化された。さらに、2004年には高圧需要家の一部が自由化され、2005年4月にはすべての高圧電力需要家への電力小売市場が開放された。

本来の自由化の目的は、元国営の電力会社によって独占状態にある市場を開放することで、新規参入と競争を活性化させ価格の低減やサービス品質の向上を図るということである。同じような自由化の例としては1990年代の通信市場の自由化があり、自由化後、KDDI や Vodafone (現 Softbank) などによる新規参入が活発に起こり通信料金の低下やサービスの向上などが実現された。しかし、電力小売市場に関しては市場の一部が自由化された後も市場での競争は活発にならず、自由化を進める流れは一時的に停滞していた。2011年の東日本大震災時の津波による福島第一原子力発電所での事故によって、国内の原発がすべて停止したことで引き起こされた国内での電力危機とそれに伴う計画停電などの経験を経て、電力小売市場の自由化を求める声が高まったことによって、審議が再開され2016年4月の低圧向け電力小売自由化が決定された。

今後の自由化の流れとして、平成32年(2020年)を目途として送配電部門の法的分離(発送電分離)が行われる予定であり、低圧向け電力小売自由化はそれにむけた電力システム改革の1ステップである。その電力システム改革の一部として、2015年4月に「電力広域的運営推進機関」が発足した。これは、全国的な送配電網の整備・運用のための組織ですべての電気事業者が加入を義務づけられている。従来、電気を送るための送配電網は一般電気事業者である東京電力などの各地域電力会社が自身の管内のみを管理しており、特に東日本大震災の時は電力会社間の電力融通に大きな手間が生じた。これを広域機関に一元化し、各地の系統情報を把握して電力需給や系統運用を全国規模で行うほか、系統に対する接続検討の受付(今後予定)なども担っていくことになっている。[5]

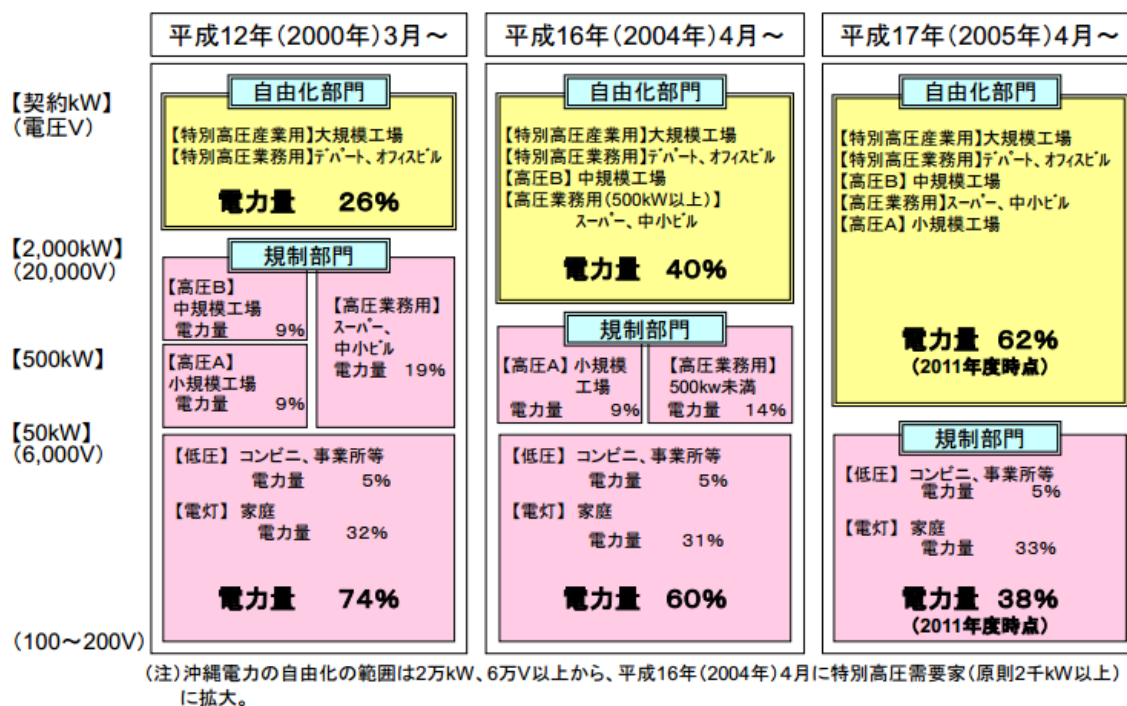


Fig. 1-9 1995年以降の電力供給システム制度改革の流れ(文献[4]より)

### 1.1.2.2 新電力の電力市場への参入

東京電力などの元国営の電力会社が「一般電力事業者」と呼ばれる一方で、電力の小売市場に自由化後、新規参入する会社は「新電力」と呼ばれる。その正式名称は特定規模電気事業者であり、PPS (Power Producer and Supplier) と呼ばれることもある。制度上どの会社でも新電力として政府への登録を行えば電力需要家への電力供給契約ができる。2015年12月時においてはすでに802社が新電力として資源エネルギー庁に登録されている。しかし、このなかには将来的に電力の供給サービスを開始したいと思っているが、設備等の準備が整っていないため実質的にはいまだにサービスを開始していない会社も多く含まれる。

現状では、一般電力が電力の「発電」「送電」「小売」の3機能について設備を保有し自社で行っているのに対し、新電力は「発電」と「小売」の2つの機能のみを担い、送電に関しては一般電力の保有する送電網を、電力託送料金を支払うことで使用している状況である。しかし、2020年に予定されている一般電力の発電電分離によって一般電力の発電部門と送電部門が切り離された後には、一般電力に関しても一般電力のように送電会社に電力託送料金を支払う形式に変わると考えられる。

新電力に関しては、すべての新電力が発電設備を持つというわけではなく、「小売」のみ行う新電力も存在する。具体的には、自社発電機を工場内にもっているが、その稼働率が低い会社から余剰稼働率分の電力を安く仕入れることでそれを消費者に提供するという形をとっている新電力もある。発電機能を自社設備で確保する予定である新電力はすでに発電施設の

新設の計画を立てており、建設過程にあるものもある。また、2014,2015年に2016年の自由化以降、低圧電力市場への参入を表明した新電力の中には、試行段階としてすでに自由化が行われている高圧以上の市場で電力供給サービスを開始している会社も多い。

### 1.1.2.3 電力市場の各プレイヤー

Fig. 1-10 に、文献[6] より作成した平成 23 年における電力市場での電力の取引量とその流れを示す。平成 23 年のデータであるため、新電力が徐々に普及してきた現状では若干状況は変わっているものと考えられるが、大まかな傾向に変化はないと思われる。基本的には一般電力の需要供給量が一般電力に対してとても多くなっており、新電力の供給電力量は比較するとかなり小さい値となっている。今までの電源計画モデルを用いた研究・検討等では、一般電力によって説明される電力取引が日本の取引のほとんどであったため、新電力や JEPX を介した電力の流れを考慮しているものはほとんどないが、今後低圧向け自由化をきっかけに新電力や JEPX を介した電力の流れが大きくなっていく可能性があり、その考慮の必要性も高まっている。

JEPX とは、電力自由化の流れを受けて設立した日本で唯一の電力取引市場である。2003 年に経済産業省電気事業分科会の答申を受けて、電力会社や新電力会社の出資により設立し、2005 年から取引を開始した。会員（会社）のみが市場での取引が可能な卸市場で、消費者や需要者が直接電気を買うことは出来ない。市場が開設した当初の会員数は 27 社であったが、2015 年現在は 100 社を超え、新規に加入した事業者のほとんどが新電力である。消費電力量に占める JEPX のスポット取引量の割合は平成 23 年で 0.5%にとどまっている。取引量は増加傾向にあるものの、主要な電力調達手段の 1 つと評価できる状況ではない。実際、新電力の供給力の大部分は、自前の電源と、既存電力会社からの常時バックアップ、自家発電事業者からの余剰電力購入によって賄われており、JEPX からの調達分は約 8%程度である。ちなみに常時バックアップとは、新電力が需要家に電力供給する際に、不足分を電力会社から継続的に安定的に供給を受けることを指す。一般電力会社が、常時バックアップを拒否するのは、新電力を市場から意図的に締め出す行為として考えられ、独占禁止法違反となる恐れがあるため、微量ながらも一般電気事業者は新電力に対して常時バックアップを行っている。

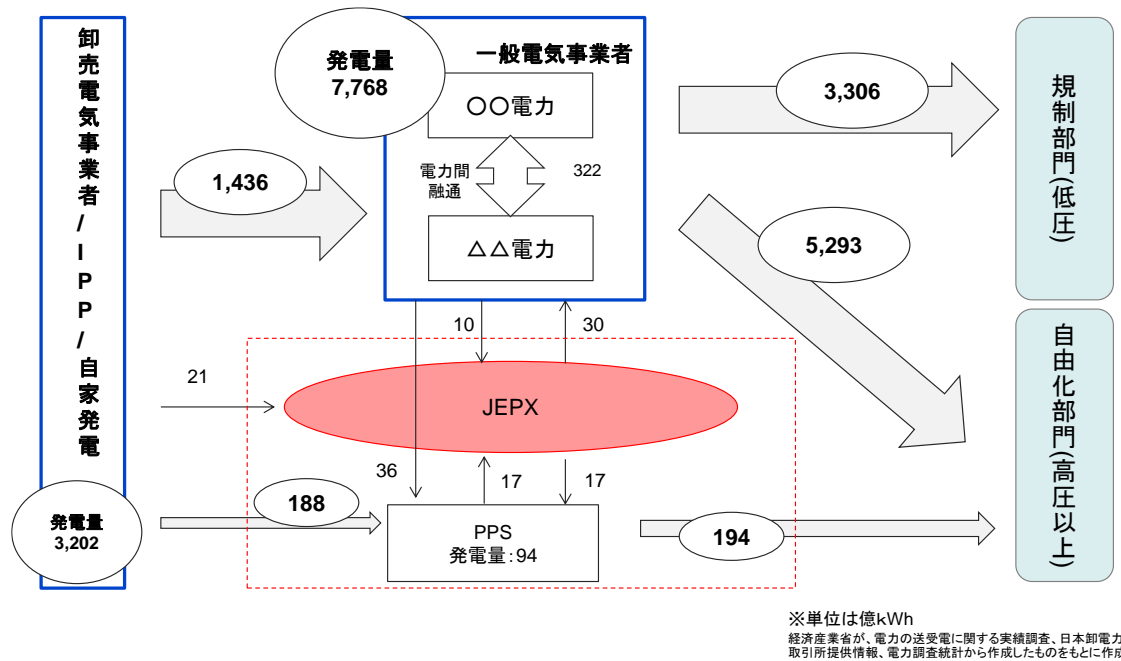


Fig. 1-10 電力市場におけるプレイヤーと取引電力量 (文献[6] に基づき作成)

#### 1.1.2.4 電力自由化に対する消費者の意識と新電力の訴求ポイント

Fig. 1-11 に、文献[7] に記載されている経済産業省が行った自由化に関する国民の意識調査の結果を示す。この結果から、消費者が電力自由化に期待することとして電力供給者選択肢の多様化と電力料金の低減の2点が大きく上げられることがわかる。

Q あなたは、「電気の小売自由化」に何を期待しますか。ご自身のお考えに一番近いものを一つずつ選択してください。

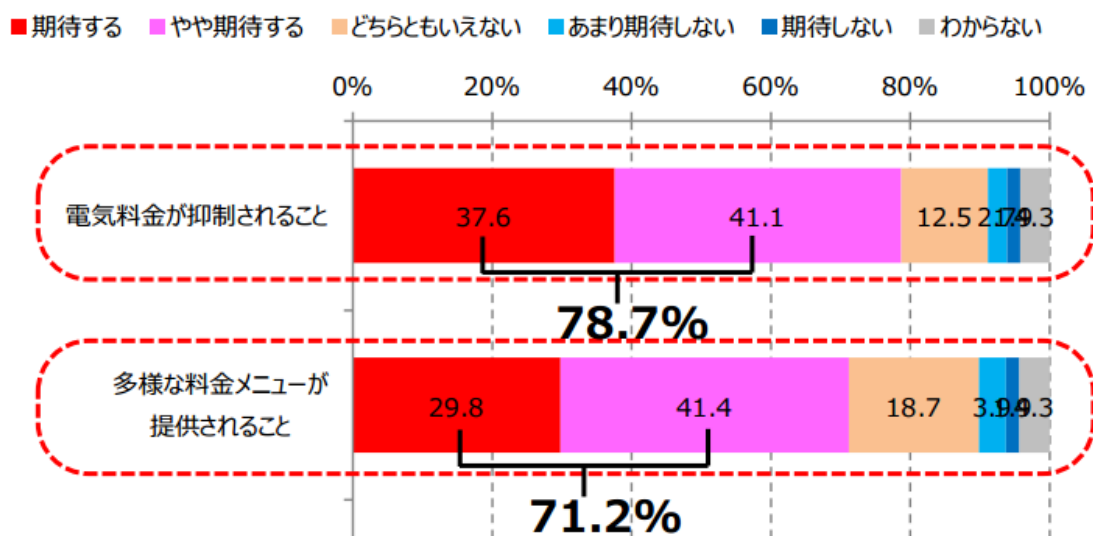


Fig. 1-11 経済産業省による自由化に関する国民意識調査結果の一部 (文献[7] より)

自由化後の低圧向け電力小売市場に参入を表明している会社として、東京ガスやソフトバンク、J:COMなどの会社がある。これらの会社について予想されている電力小売市場での消費者への訴求ポイントとしては、「ガス契約との合わせ売り」や「携帯電話契約との合わせ売り」、「ケーブルテレビ契約との合わせ売り」のような自社既存サービスとの合わせ売りによる割引がメインである。一部ミツウロコグリーンエネルギーのように再生可能エネルギーを多く使ったクリーンな電力という点を訴求ポイントとする新電力も存在するが、基本的にほとんどの会社が電力の「安さ」を訴求ポイントとする予定である。

### 1.1.2.5 近年増加する石炭火力の新設と懸念される CO<sub>2</sub> 排出量の増加

前項までで述べたように、自由化後契約電力価格の安さを一番の判断基準とする消費者がほとんどである市場において、なるべく大きな存在感を示すためには、電力をどれだけ安く調達・発電できるかが、新電力にとって大変重要なポイントになっている。文献[8] と [9] から作成した各火力方式の発電電力あたりの燃料費と CO<sub>2</sub> 排出量を Fig. 1-12 に示す。この図からも確認できるように、石炭火力が単位発電電力あたりの燃料費が一番安く、また燃料単価がさらに安い原子力発電とちがい建設が容易であるため、石炭火力の建設するモチベーションが新電力に生じる。

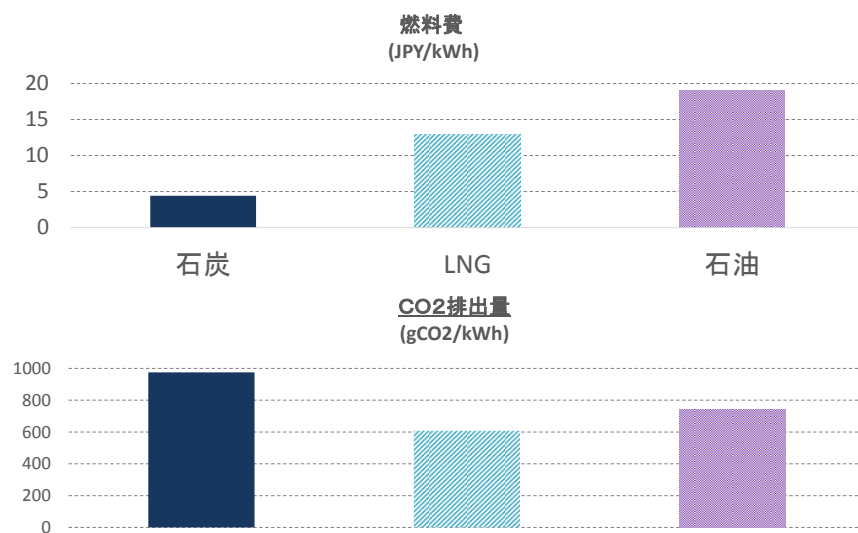


Fig. 1-12 各火力方式の発電電力あたりの燃料費と CO<sub>2</sub> 排出量

実際、文献[10]によると2025年までに、6.5GWほどの石炭火力発電設備の新設が、新電力によって計画されている。さらに、一般電力についても2025年までに9.5GWほどの石炭火力の新設計画がある。しかし、上図からも確認できるように石炭火力は、燃料費が一番安いものの排出 CO<sub>2</sub> 量は他の火力と比べてきわめて高く、これを多用することは環境面からも

好ましいこととはいええない。しかし、文献[10] から確認できる 2025 年までの火力発電の新設計画が全て進んだ場合、国内の火力発電容量は Fig. 1-13 に示すように変化する。ここから、今後 10 年ほどの期間において、国内の CO<sub>2</sub> 排出量の増加の恐れが極めて強くあることが確認できる。

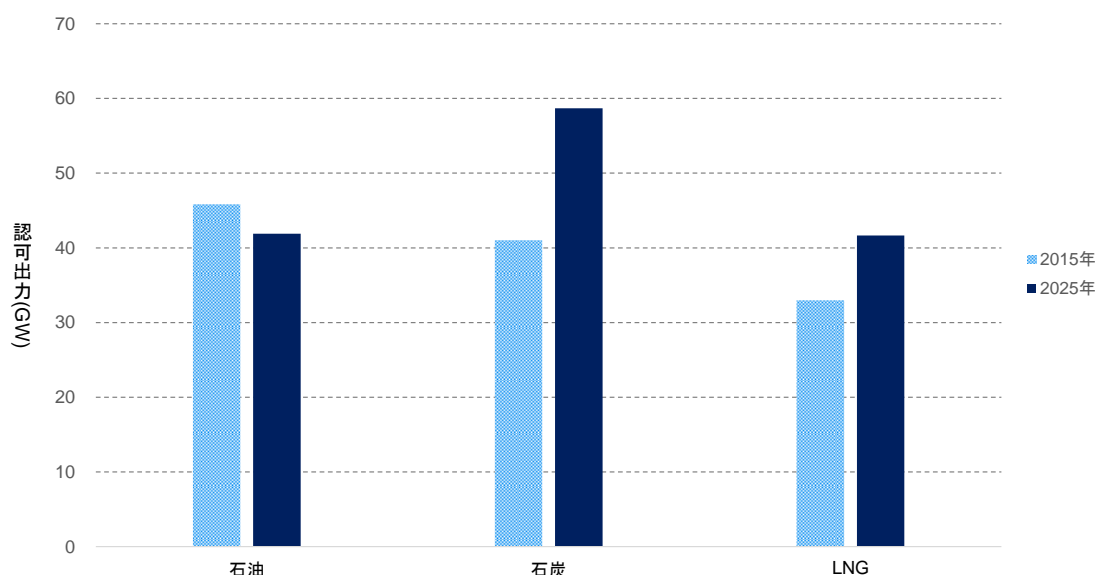


Fig. 1-13 2015 年から 2025 年までの国内燃料別発電容量の変化

#### 1.1.2.6 海外諸国での電力の小売自由化

本項では、日本以外の国での電力小売自由化の事例について言及を行う。主に電力事業連合会の公開情報[11] より引用を行った。

アメリカでは、小売電力市場の自由化、競争導入は州単位で進められており、当初は最大 24 州およびワシントン DC で自由化実施に関する法律が成立したり、規則が制定されたりした。しかしその後、2000 年から 2001 年にかけてカリフォルニア州で電力危機が発生し、同州は 2001 年 9 月に小売競争を中断した。アーカンソー州およびニューメキシコ州は、一旦成立した自由化法を廃止した。オクラホマ州およびウェストバージニア州は、自由化実施を無期延期とし活動を中止した。2013 年 7 月現在、13 州およびワシントン DC で小売の全面自由化を実施中である。このほかオレゴン、ネバダ、モンタナ、バージニア、カリフォルニアの 5 州は大口需要家に限定した部分自由化を実施中である。カリフォルニア州は 2010 年に家庭用以外の需要家を対象に小売自由化を再開したが、自由化の上限枠を自由化中断前の水準に設定している。またミシガン州は 2008 年に自由化法を改正して、自由化枠を電気事業者の前年の販売電力量の 10%に限定する変則的自由化を実施している。

筒井[12] は、アメリカ国内の自由化が行われている 14 州について、地元の既存電力事業者のシェアが高く競争が激しくない州から、他業種からの参入者や新規起業者のシェアが高く競争が激しい州まで各州を段階的にレベルわけし、そのレベルと州内での燃料別の電源構成比率と電気料金との関係性を検証した。結果として、競争が激しい州ほど石炭の電源構成比率が小さく LNG 火力の比率が高い、さらに電力料金も高いという結果が示されており、石炭火力の安い電力が、自由化後の競争力に大きな影響を及ぼしていることが確認できる。また、それに加えて電力が自由化された州では、自由化が行われていない州よりも電力料金が高くなるという結果も示されている。

イギリスでは、電力の自由化は 1990 年から段階的に進められ、1999 年以降、家庭用を含めたすべての需要家が電力の購入先を自由に選択できるようになっている。小売供給事業者は、価格の割引競争のほか、産業用需要家に対してはオーダーメイドサービス、また家庭用需要家に対しては、ガスと電力の抱き合わせ供給、最近では使用量を減らした需要家に対するポイント還元など、様々なサービスを用意し需要家獲得競争を展開している。この結果、全ての産業用需要家は供給事業者の変更や契約の見直しを行っている。また、家庭用需要家も、半数以上が供給事業者を変更している。しかし、このような競争激化の中、料金メニューの数が増大するとともに、内容も複雑化し、需要家が供給事業者を選択するに際して、どのメニューを選択すればいいのか困惑する事態も発生している。

以下、Fig. 1-14 にイギリス政府(Department of Energy & Climate Change)の統計[13] より作成したイギリスの電源別の電力構成比率の推移を示す。1999 年の完全自由化後、石炭の構成比減少はストップし 1999 年に 30%ほどであった石炭構成比率が 2006 年では 38%ほどにまで上昇している。それ以降、議会で石炭の使用が環境面から問題視され石炭比率は減少したが、近年の LNG 価格の上昇の影響か、2012,2013 年には再び 30%代後半にまで上昇していることが確認できる。

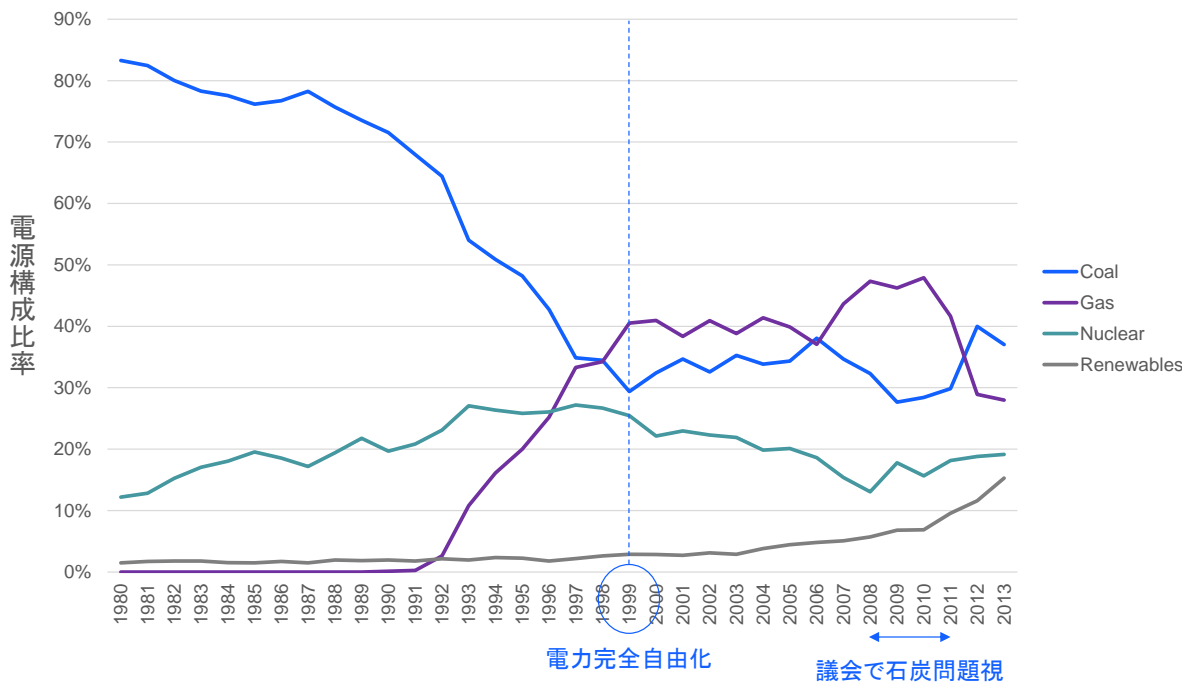


Fig. 1-14 イギリスの電源別の供給電力構成比率の推移 (文献[13]に基づき作成)

### 1.1.3 再生可能エネルギーについて

#### 1.1.3.1 再生可能エネルギーとは

太陽光発電や風力発電は、自然エネルギーをエネルギー源とする発電方式であり、有限で枯渇性の石油・石炭などの化石燃料などとは対照的に、資源枯渇のおそれが少ない再生可能エネルギー（再エネ, Renewable Energy）といわれ、近年、化石燃料の代替エネルギー源として、その導入の動きが世界的にも進んでいる。具体的に、法律で規定されている再生可能エネルギーとしては、太陽光、風力、水力、地熱、太陽熱、大気中の熱その他の自然界に存する熱、バイオマスがあげられる。また、火力発電と比較すると燃料費などの変動費がほとんどかからない発電方式であるため、再生可能エネルギーの大量導入が、1.1.1.4 や 1.1.1.5, 1.1.2.5 で述べた日本の抱える貿易赤字や CO<sub>2</sub> 排出量の上昇などの問題の有力な解決法のひとつとして注目されている。

#### 1.1.3.2 固定価格買い取り制度(Feed-In Tariff)

固定価格買い取り制度(Feed-In Tariff, FIT)とは、日本では 2012 年 7 月に開始した制度であり、再生可能エネルギーで発電した電気を、電力会社が一定価格で買い取ることを国が約束する制度である。電力会社が買い取る費用を電力消費者全員から賦課金という形で集め、コストの高い再生可能エネルギーの導入を支えるための制度である。この制度により、発電事業者にとって発電設備の高い建設コストも回収の見通しが立ちやすくなり、より普及が進



むための原動力となるといわれている。[14]

現状では、FIT 制度の対象となる再生可能エネルギーは 5 種類であり、「太陽光」「風力」「水力」「地熱」「バイオマス」の 5 つのいずれかを使い、国が定める要件を満たす設備を設置して、新たに発電を始める事業者や個人が対象となる。発電した電気は全量が買い取り対象になるが、住宅用など 10kW 未満の太陽光の場合は、自分で消費した後の余剰分が買い取り対象となる。Fig. 1-15 に文献[15] より作成した FIT 制度の平成 27 年 9 月末時点での導入量と認定量を示す。導入量・認定量ともに太陽光発電の容量が圧倒的に多く、その普及度合いが伺える。それに続き、風力・バイオマスも容量が大きくなっているが、認定を受けても稼働に至らない施設もあることや現状の導入量を考えると、太陽光発電と風力発電が日本での将来の再生可能エネルギーによる発電の代表的な 2 つといえることがわかる。

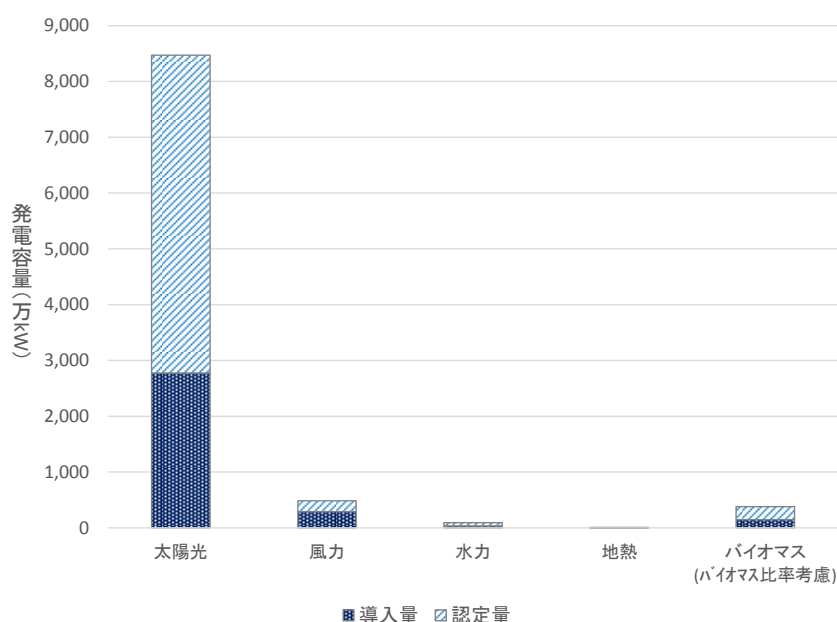


Fig. 1-15 FIT 制度の現状導入容量と認定容量 (文献[15] より作成)

### 1.1.3.3 再エネの大量導入への課題と出力抑制

1.1.3.1 で述べたように、再生可能エネルギーの大量導入は日本の抱えるエネルギー問題の解決に大きく貢献するポテンシャルを秘めており、その実現が急がれている。しかし、再エネの大量導入に向けては大きな障害があり、そのひとつが再生可能エネルギーの出力の変動性である。再エネによる発電は気象条件に左右されるため、短期的な出力が不安定であるという特徴がある。具体的に述べると、太陽光発電については日によって天候による出力差が大きいことに加え、雲のかげり具合でも 4 割程度出力が上下動することがある。このような発電源が従来の系統に多く接続されると、1.1.1.1 で述べた需給一致の原則に基づく発電量と

需要量の均衡がとりにくくなることから、再エネの大量導入は系統への負荷が非常に大きいといえ、系統での再生可能エネルギーが 30%を超えると送電網の安定性は維持できないとも言われている。再エネの導入量が少ない場合では、送電系統の管理者（現在は一般電力）は需要の変動需要の変動と周波数変化率をモニタリングし、それと均衡するように発電機を起動・停止すればよかったが、系統に再エネが大量に導入されると、その変動もモニタリングしながら、需給の一致が保たれるように発電機を起動・停止しなくてはならなくなる。電力需要の変動は需要家数が大きければ、短時間で大きく変化するものでもなく、またその変化はある程度予測することが出来るものの、再エネの電力の変動はそれよりも予想が困難でさらに変動幅も大きくなる。このような理由で、再生可能エネルギーの大量導入が行われた場合において、再エネの発電ポテンシャルはあるものの、その発電を行った場合に起こりうる変動を系統が吸収しきれない場合、再エネの発電は系統管理者に認められないため、発電は行われない。これを、再生可能エネルギー電力の「出力抑制」と呼ぶ。

#### 1.1.3.4 発電所における出力調整と LFC による再エネの出力変動吸収

火力発電所での電力需要の変化に対する発電量の調節について述べる。発電量に対し電力の需要が低下すると、系統全体の電流が上昇し周波数も上昇する（基準は西地域 60Hz、東地域 50Hz）。逆に発電量に対し需要が増加すると、系統全体の電流が下降し周波数も減少する。この周波数の変動を感知し、変動の周期ごとに次の 3 つの方法を組み合わせることで発電量を調整している。

- ① ガバナフリー運転: 十数秒から数分の周期の変動に対する調整を行う。系統の周波数が増減するとそれに合わせて発電機の回転数が変化することを利用し、それによる遠心力の変化から自動的にバルブを開閉することでタービンへの蒸気の流入量を調整し発電量を調整するガバナーという装置に制限をかけずに運転すること。
- ② LFC(Load Frequency Control)運転: 数分から 20 分程度の周期の変動に対する調整を行う。給電指令所の自動周波数制御装置により周波数偏差を検出し、数秒程度毎に出力指令信号を発電機に送ることで発電機出力を変化させる仕組み。火力発電機は定格出力の±5%ほどの幅が LFC の制御範囲となる。
- ③ ELD(Economic Load Dispatch): 20 分以上の周期の変動に対する調整を行う。予測需要に合わせ、3 分程度毎に個々の発電機に対し全体のコストが最小になるような出力指令(EDC 指令値)を出す。

このように発電量の調整には火力発電が大きな役割を果たしている。また水力発電もダム式や揚水式の場合、放水量の調節によって発電量の調節を行うことができ、火力発電と同じようにガバナフリー及び LFC の担う周波数領域の変動に対し調整力を有している。Fig. 1-16

に、文献[16] より引用した瞬時瞬時の需給均衡のための火力期制御の例を示す。

本研究内で使用する電源計画モデル（第2章と第4章で説明する）では、20分以上の周期の変動は電源計画モデル内で計算される ELD で調節可能範囲内であること、及びガバナフリーは LFC 制御範囲内の調整であることから、電源計画モデルにおいて太陽光と風力の変動量を考慮する際には、周期が 20 分未満の成分の太陽光と風力と電力需要の変動量を合わせたものよりも、火力と水力の LFC 調整力が大きいとする制約が必要となる。モデル内において、この制約を守れる範囲内以上に再エネの発電ポテンシャルがあった場合、その発電ポテンシャル分の発電は行われず、出力抑制となる。

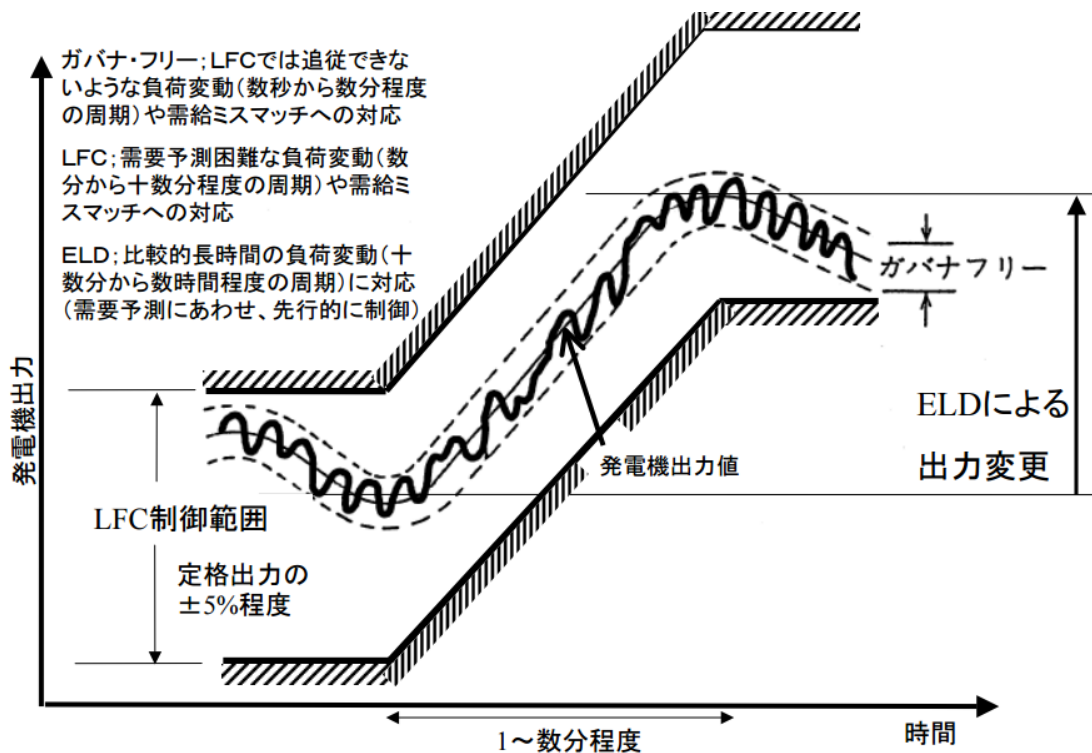


Fig. 1-16 瞬時瞬時の需給均衡のための火力期制御（文献[16] より）

## 1.2 先行研究

電源計画モデルを用いた、20年以上のスパンでの最適電源計画とCO<sub>2</sub>排出量の関係についての研究は、芦名[17]、山崎[18]、畑[19]などによって数多くなされてきた。これら研究で用いられている電源計画モデルは、すべて一年を代表日7日パターンで再現し、最小時間単位を1時間とするものである。芦名[16]は全国を60地域とする電源計画モデルを用いて、太陽光発電・風力発電の大量導入を仮定した全国の電源構成について検証を行った。しかし、この研究では、LFC調整力による再エネの短期変動の吸収などは考慮されていない。山崎[18]は原子力発電の導入促進とその発電コストやCO<sub>2</sub>排出量に及ぼす影響について、全国を10地域とする電源計画モデルを用いて評価した。畑[19]は、(財)気象業務支援センターの水平全天日射量データからならし効果の分析を行い、その結果を用いて太陽光発電の大量導入を仮定した全国10地域の電源計画モデルから原発稼働有無・将来の需要変動のケースごとに、最適電源構成の違いについて検証を行った。しかし、LFC調整力による太陽光発電電力の短期変動吸収の検証は行われているものの、それによる太陽光発電の出力抑制についてはモデル上に考慮されておらず、再エネの大量導入の検証に十分なモデルとはいえない。また、自由化や原発停止、LNG価格の上昇の影響による石炭火力の建設計画は、直近1年ほどで容量や場所などの詳細な情報が新電力を含めた各電力会社から明らかにされてきた状況であり、これらの実際の計画に基づいて、CO<sub>2</sub>排出増加量や発電コストの将来的な推移について試算・検証を行っている研究はいまだない。

電源計画モデルを用いた再エネの大量導入に関する研究は、文献[20]からもわかるように最小時間単位や再エネ導入量、最適化の対象範囲などの違うものが多数存在する。再エネの出力変動や需要の出力変動を詳細に再現するため、日パターン数はほとんどの研究で365日としており1年間のみの範囲で最適化を行っている。山本ら[21],[22]は最小時間単位を1時間としながら、各発電方式の運転モードの緻密化を行いそれぞれのモードにおけるLFC調整能力の違いを定義したシミュレーションを行うことで、再エネの出力抑制をより精密に再現した。しかし、全国を2地域としてモデルを作成しており、地域の細分化を行った際により多くの再エネの出力抑制が出る可能性が高くなっている。また、山岸ら[23]は北陸地域のみを対象として、最小時間単位を1時間とした電源計画モデルで蓄電池の導入についても最適化の範囲内として検証を行っている。さらに、小宮山ら[24]に関しては、最小時間単位を10分間として再エネの短期変動について詳細に再現を行っており、さらに蓄電池の導入も最適化の範囲内に入っている。この研究では、地域間連系線の拡張も一定値の拡張を行った場合として検証ケースに含まれているが、最適化の範囲内にはなっておらず、詳細な検証も行われていない。吉田ら[25]の研究においては、東日本における地理的なノードの細分化を行い、

東日本を 63 ノードと 71 ブランチによって再現して、北海道・東北への再エネ大量導入に伴う地域間または地域内の送電線のボトルネックの検証を行った。以上のように、国内についての電源計画モデルを用いた再エネの大量導入に関する研究については、制約条件の違いによって様々な面からのアプローチがなされているが、蓄電池の導入に加えて地域間連系線の拡張を最適化の範囲内として、再エネ大量導入に伴う電力供給のあり方の変化に関して複合的な検証を行っている研究は国内にはほとんど存在しない。

一方、海外での電源計画モデルを用いた研究は、日本のそれに比べて数が少ない。その理由として、海外諸国では日本のように他国と電力系統がつながっておらず、すべての電源構成と系統管理について自国でコントロールできることがほぼ不可能である国がほとんどであることが挙げられる。しかし、再生可能エネルギー大量導入に伴う国間の送電網の強化などについての研究は存在し、Schaber ら[26] はヨーロッパ全体を再現した電源計画モデルを用いて、再エネの大量導入を想定し各国・各地域間の送電線の拡張についてコスト最適な拡張についての検証と、その拡張によって最も恩恵を受ける可能性のある国と地域についての検証を行った。また、Steinke ら[27] はヨーロッパ全土について連系線の拡張に加え蓄電池の導入についても検証ケースを設定して、それらの経済性を検証した。

以上の先行研究を踏まえ、本研究で使用するモデルとして、「自由化後の国内発電部門の CO<sub>2</sub> 排出量の増加量の推定」の検証には、複数の時系列ケースを検証するために、代表 7 日の最適化を 4 年分行うモデルを作成・使用した。他研究では考慮されていない、電力自由化や原発停止と LNG 価格の上昇による最新の石炭火力新設計画と一般電力・新電力の分割を考慮して、今後 15 年の国内発電部門の CO<sub>2</sub> 排出量の変化について検証を行う。また、「再エネの大量導入によって CO<sub>2</sub> 排出量削減を行う際の最適なインフラ拡張」の検証には、再生可能エネルギーの変動を現実に近い形で再現しつつ、実施可能な計算量内に収めるため、1 年間 53 週の平・休日を再現した 105 日について最適化を行うモデルを使用した。他研究では考慮されていない地域間連系線拡張の最適化範囲内への組み込みを想定し、再エネ大量導入に伴う、連系線拡張と蓄電池導入を複合的に考慮した最適な電源供給のあり方について検証を行う。最適化は線形計画法によって行い、計算ソフトは GAMS を用いた。

## 1.3 研究の目的

先に記した背景を踏まえ、本研究では以下の 2 点について、それぞれにあった電源計画モデルを作成し、検証をおこなうことで、自由化後の CO<sub>2</sub> 排出量増加と再生可能エネルギーの使用とその CO<sub>2</sub> 排出量への影響についての示唆を得ることを目的とする。

- ① 自由化後の大量の石炭火力新設計画に伴う、CO<sub>2</sub> 排出増加量の定量的な推定
- ② 自由化後の CO<sub>2</sub> 排出増加量の相殺に必要な再生可能エネルギー導入量の推定と、それとともに最適なインフラ拡張の検証

それぞれの点については、新電力のシェアや原発稼働の有無、再生可能エネルギーの導入量などによって検証ケースを設定し、その違いによる影響分析も行う。

## 1.4 本論文の構成

本論文は、6つの章により構成されている。

第 1 章 は研究の背景、目的と本論文に纏わる先行研究、本論文の構成についてである。

第 2 章 では、自由化後の大量の石炭火力新設計画に伴う、CO<sub>2</sub> 排出増加量の定量的な推定に用いる電源計画モデル（代表日 7 日最適化）を紹介する。モデルを構成する独立変数・パラメータ・制約式についてそれぞれ詳しく紹介する。

第 3 章 では、電源計画モデル（代表日 7 日最適化）を用いた、「自由化後の大量の石炭火力新設計画に伴う、CO<sub>2</sub> 排出増加量の定量的な推定」についての検証結果及び考察を行っている。前半では原発稼働ケースについて、後半では原発停止ケースについての結果および考察の説明を行っている。

第 4 章 では、自由化後の CO<sub>2</sub> 排出増加量の吸収に必要な再生可能エネルギー導入量の推定と、それとともに最適なインフラ拡張の検証に用いる電源計画モデル（53 週平休日最適化）についての紹介を行う。ここでは、第 2 章 で紹介したモデルとの相違点や変更点などを中心に説明を行う。

第 5 章 では、電源計画モデル（53 週平休日最適化）を用いた、「自由化後の CO<sub>2</sub> 排出増加量の吸収に必要な再生可能エネルギー導入量の推定と、それとともに最適なインフラ拡張」についての検証結果及び考察を行っている。連系線拡張考慮の有無・蓄電池導入考慮の有無別に結果・考察の説明を行った。

第 6 章 では本研究で得られた結論及び、今後の課題についてまとめている。

最後に謝辞、参考文献を記す。

## 第2章 電源計画モデル（代表7日最適化）

本章では、自由化後の国内発電部門のCO<sub>2</sub>排出量の増加量の推定のために作成・使用した、代表7日の最適化を4年分行う電源計画モデルの構造の説明を行う。

電源計画モデルでは、各地域の電力需要を入力として、各地域別の発電設備容量や各発電種別の性能、地域間送電容量などを制約条件とし、全国の発電コストの最小化を目的関数として、各地域・時間・発電種別の発電量などを最適化する。

本モデルではすべての既存・新設発電設備量を、文献[10][28]をもとに一般電力または新電力に分類し、30分ごとの同時同量の原則に基づいて、基本的に一般電力と新電力はそれぞれに割り振られた需要に対してのみ電力を供給するものとする。また、一般電力・新電力間の電力の融通に関しては、後述のように可変条件として設定し、その影響も検証する。

### 2.1 独立変数

本節では、本モデルの構成最小単位である独立変数の説明を述べる。

#### 2.1.1 時間

時間の最小単位を1時間として1日を24個に分け、時間の属性変数名を $h$ とした。

電力需要が季節及び平日・休日の違いによって大きく異なることを考慮し、365日を夏季最大3日、夏季平日、冬季平日、中間期平日、夏季休日、冬季休日、中間期休日の7パターンに分類し、それぞれの需要パターンについて最適化を行う。日パターンの属性変数名を $d$ とした。季節の区切りとしては、日本冷凍空調工業会規格に従い、夏季を6月2日から9月21日、冬季を10月28日から4月14日、中間期をそれ以外の期間と設定し、2009年における年間日数を合計した。各需要パターン別の年間日数をパラメータDays( $d$ )とし、Table 2-1に示す。なお本来ならば、需要パターン別日数の設定に関しては、地域ごとにその分類基準が異なることを考慮すべきであるが、地域別に夏季・冬季・中間期を明確に定める基準がなかったため、本モデルでは全国一律とした。

年に関しては5年おきに2015・2020・2025・2030年の4つの値を設定した。属性変数名は $t$ とした。

Table 2-1 電力需要パターン別日数

夏季最大3日	夏季平日	冬季平日	中間期平日	夏季休日	冬季休日	中間期休日
3	76	114	53	33	55	31

## 2.1.2 地域

本モデルでは日本全国を電力会社主要 10 社の管轄区域ごと（北海道・東北・東京・北陸・中部・関西・中国・四国・九州・沖縄）に分類し，その属性変数名を  $r$  とした。

## 2.1.3 電源

本モデルでは，石炭火力発電，石炭ガス化複合発電（Integrated coal Gasification Combined Cycle; IGCC），LNG 火力発電，LNG コンバインドサイクル(以下 LNGC)，石油火力発電，原子力発電，一般水力発電，揚水力発電，太陽光発電の 9 種類の発電方式を考慮し，その属性変数を  $g$  とした。このうち太陽光発電は，発電量が日射量によって変動し人間によって調節することができないことと，FIT 制度により導入量を電力会社や政府などの意向によって完全にコントロールすることは不可能であること，コストが他発電方式に比べ高いことから，発電量と導入量を外生的に与え，最適化の対象にはしないものとする。

## 2.1.4 燃料

発電に使う燃料を石炭・LNG・石油・核燃料・水力・揚水力・バイオマス燃料の 7 種とし，その属性変数名を  $f$  とした。また燃料と各発電方式との関連付けに関して Table 2-2 のように定め，パラメータ  $F\_G(f, g)$  とした。それぞれの発電方式に対してその燃料が使用可能の場合は「1」としている。

Table 2-2 発電方式別使用可能燃料

	石炭火力	IGCC	LNG火力	LNGC	石油火力	原子力	一般水力	揚水力
石炭	1	1						
LNG			1	1				
石油					1			
核燃料						1		
水力							1	
揚水力								1
バイオマス燃料	1							

## 2.2 パラメータ

本節では，モデルで設定したパラメータについての説明を行う。パラメータとは，最適化の対象とされない固定値のことである。



## 2.2.1 年間電力需要伸び率

本モデルで最適化対象とするのは電力会社の供給分とし、企業の自家発電などは含まないことにする。文献[29]の年間電力需要量の予想値より2020年以降の国内電力需要合計の伸び率をTable 2-3のように定めた。本来、電力需要の伸び率は地域ごとに異なると考えられるが、地域別の将来需要を予測した調査や研究が存在しないことから、本研究では全国一律と仮定した。このパラメータを  $Dmnd\_Grw(t)$  とした。

Table 2-3 電力需要伸び率(2010年度比)

2015	2020	2025	2030
1	1.03	1.08	1.08

## 2.2.2 電力日負荷カーブ

各パターンの電力日負荷カーブを、以下のような手順で求めた。

- ① 各電力会社管内の2014年の電力日負荷カーブを各社HPから取得  
(情報の取得できない地域・時期に関しては、文献[30]の年間電力需要量の比と他地域の電力需要より補正して1年分の日負荷カーブを作成した。)
- ② 2.1.1で述べた基準に従い、日パターンごとに平均の日負荷カーブを算出

Table 2-4に地域別の年間の電力需要量を示す。

Table 2-4 地域別の年間の電力需要量(GWh)

北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
29,810	76,623	257,045	27,884	124,074	134,490	57,867	26,392	81,278	7,531

この手順で求められた日負荷カーブを、モデル内の2015年時の日需要カーブとする。例として、各パターンについて東京電力管内の日負荷カーブをFig. 2-1に示す。どの季節においても、平日の電力需要が休日のものよりも大きいことが確認できる。

この2015年の日負荷カーブに2.2.1の需要伸び率をかけたものを、 $t$ 年での日負荷カーブとして、そのパラメータを  $e\_DMD(t,r,h,d)$  とした。モデル内では、この値を新電力と一般電力の需要の値を合計した需要値とする。

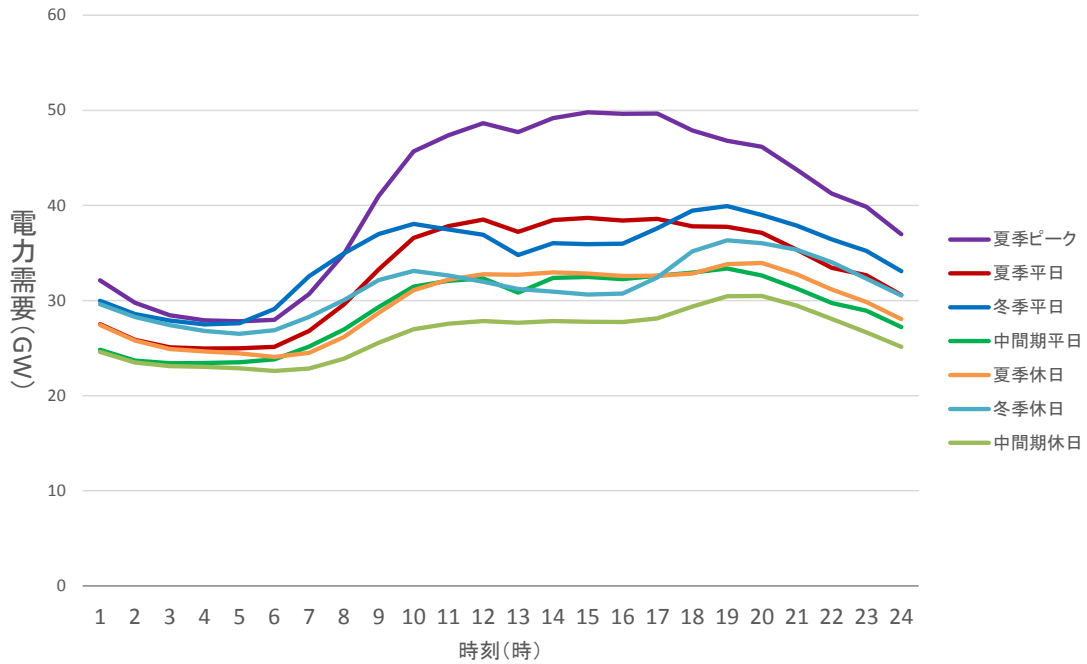


Fig. 2-1 東京電力管内のパターン別日負荷曲線

### 2.2.3 新電力のシェア

一般電力と新電力への電力需要の割り振りをモデルに組み込むために、新電力のシェアを設定する。高圧以上での現状の新電力シェアより、2015年の新電力シェアを4%として、それ以降のシェア（今回は2020, 2025, 2030で一定とする）を各検証ケースによって定める。このパラメータを  $DMD\_rate(r,t)$  とする。現実では、地域ごとにこのシェアは異なることが予想されるが、今回は簡易的に全地域でシェアは等しいものとする。

### 2.2.4 発電方式別の性能とコスト

畑[19]，山岸ら[23]の用いている値を基に、各発電方式の性能とコストをTable 2-5のように設定する。ここでの発電効率とは、所内率などの損失を除いて、発電端でなく送電端での値に直したものになっている。モデル内では、発電効率をパラメータ  $Conv\_Eff(g)$ ，負荷追従率上限をパラメータ  $upperlim(g)$ ，負荷追従率下限をパラメータ  $lowerlim(g)$ ，運転可能年数をパラメータ  $Dpr\_Yr(g)$ ，建設費をパラメータ  $Fix\_Cost(g)$ ，運転維持費の固定分をパラメータ  $Opt\_OM(g)$ ，運転維持費の変動分をパラメータ  $Varmcost(g)$  とした。

Table 2-5 各発電方式の性能とコスト

	送電端 発電効率	負荷追従率上限 (定格出力を 1とする)	負荷追従率下限 (定格出力を 1とする)	償却 年数	建設費 [千円/KW]	運転維持費 (固定分) [円/KW]	運転維持費 (変動分) [円/KWh]
石炭火力	0.396	0.31	0.58	40	260	2.8	0.4
IGCC	0.472	0.31	0.58	40	320	4.2	0.31
LNG火力	0.436	0.82	0.75	40	153	1.7	0.06
LNGC	0.57	0.82	0.75	40	120	1.8	0.06
石油火力	0.376	1	1	40	200	1.6	0.06
原子力	1	0	0	40	261	3.4	0.05
一般水力	1	1	1	60	300	1	0
揚水力	0.7	1	1	60	600	3	0

## 2.2.5 既存の発電設備容量

電気事業便覧[28]，および山崎[18] が水力発電所データベースより作成した値から，2015年における一般電力と新電力の発電所の設備容量をそれぞれ Table 2-6 と Table 2-7 のように設定した．10 電力会社と卸電力事業者，また相馬共同火力のような一般電力の完全子会社の所有する発電容量を一般電力の発電容量として分類し，それ以外の会社の所有のものを新電力の発電容量として分類した．パラメータについては，一般電力のそれを Plant\_ini(r,g)，新電力のものを Plant\_ini\_pps(r,g)と設定した．新電力に関しては，石油・石炭・LNG・LNGコンバインド以外の発電方式の設備は持たないものとする．

Table 2-6 一般電力の既存発電設備容量(MW)

	石油	石炭	IGCC	LNG	LNGC	原子力	水力	揚水
北海道	1,798	2,250	0	0	0	2,070	1,239	400
東北	2,736	7,484	250	2,523	3,465	3,274	2,440	3,062
東京	11,882	4,362	0	15,548	13,360	13,712	9,456	8,203
中部	3,900	4,100	0	7,734	8,772	3,617	5,232	4,490
北陸	1,500	2,900	0	0	0	3,263	1,913	220
関西	8,290	2,300	0	3,105	4,902	9,768	8,208	5,234
中国	3,925	3,890	0	340	1,685	1,280	2,906	2,123
四国	2,045	3,311	0	350	296	2,022	1,142	686
九州	4,380	5,538	0	2,113	2,295	5,258	3,583	2,300
沖縄	981	1,064	0	0	502	0	0	0
合計	41,436	37,199	250	31,713	35,277	44,264	36,119	26,719

Table 2-7 新電力の既存発電設備容量(MW)

	石油	石炭	IGCC	LNG	LNGC	原子力	水力	揚水
北海道	265	180	0	0	0	0	0	0
東北	0	136	0	0	0	0	0	0
東京	2,321	475	0	671	0	0	0	0
中部	473	271	0	0	0	0	0	0
北陸	0	0	0	0	0	0	0	0
関西	170	1,463	0	290	0	0	0	0
中国	907	235	0	0	0	0	0	0
四国	0	690	0	0	0	0	0	0
九州	255	378	0	313	0	0	0	0
沖縄	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	4,390	3,828	0	1,273	0	0	0	0

## 2.2.6 廃棄される発電設備容量

電力事業便覧[28] と電力広域的推進機関の取りまとめたデータ[29] より、一般電力・新電力について地域別に廃棄される予定の発電容量を Table 2-8 と Table 2-9 のように設定する。このパラメータをそれぞれ  $C\_Decm(t,r,g)$  と  $C\_Decm\_pps(t,r,g)$  する。

Table 2-8 一般電力の廃棄発電容量

地域	発電種別	2020	2025	2030	地域	発電種別	2020	2025	2030
北海道	一般水力	0.0276	0	0	関西	一般水力	0	0	0
北海道	原子力	0	0	0	関西	原子力	0	0	0
北海道	石炭火力	0	0	0	関西	石炭火力	0	0	0
北海道	IGCC	0	0	0	関西	IGCC	0	0	0
北海道	LNG 火力	0	0	0	関西	LNG 火力	0	1.2	0
北海道	GCC	0	0	0	関西	GCC	0	0	0
北海道	石油火力	0.00099	0	0	関西	石油火力	0	1.2	0
北海道	揚水力	0	0	0	関西	揚水力	0	0	0
東北	一般水力	0.01165	0	0	中国	一般水力	0	0	0
東北	原子力	0	0	0	中国	原子力	0	0	0
東北	石炭火力	0	0	0	中国	石炭火力	0.6	0	0
東北	IGCC	0	0	0	中国	IGCC	0	0	0
東北	LNG 火力	0	0	0	中国	LNG 火力	0	0	0
東北	GCC	0	0	0	中国	GCC	0	0	0
東北	石油火力	0.35	0	0	中国	石油火力	0	0	0
東北	揚水力	0	0	0	中国	揚水力	0	0	0

東京	一般水力	0	0	0	四国	一般水力	0	0	0
東京	原子力	0	0	0	四国	原子力	0	0	0
東京	石炭火力	0	0	0	四国	石炭火力	0	0.156	0
東京	IGCC	0	0	0	四国	IGCC	0	0	0
東京	LNG 火力	0	0	0	四国	LNG 火力	0	0	0
東京	GCC	0	0	0	四国	GCC	0	0	0
東京	石油火力	0.0866	0	0	四国	石油火力	0.35	0	0
東京	揚水力	0	0	0	四国	揚水力	0	0	0
北陸	一般水力	0	0	0	九州	一般水力	0	0	0
北陸	原子力	0	0	0	九州	原子力	0	0	0
北陸	石炭火力	0.25	0	0	九州	石炭火力	0	0	0
北陸	IGCC	0	0	0	九州	IGCC	0	0	0
北陸	LNG 火力	0	0	0	九州	LNG 火力	0	0	0
北陸	GCC	0	0	0	九州	GCC	0	0	0
北陸	石油火力	0	0	0	九州	石油火力	0.875	0	0
北陸	揚水力	0	0	0	九州	揚水力	0	0	0
中部	一般水力	0	0	0	沖縄	一般水力	0	0	0
中部	原子力	0	0	0	沖縄	原子力	0	0	0
中部	石炭火力	0	0	0	沖縄	石炭火力	0	0	0
中部	IGCC	0	0	0	沖縄	IGCC	0	0	0
中部	LNG 火力	0	0	0	沖縄	LNG 火力	0	0	0
中部	GCC	0	0	0	沖縄	GCC	0	0	0
中部	石油火力	1.125	0	0	沖縄	石油火力	0.01858	0.0435	0
中部	揚水力	0	0	0	沖縄	揚水力	0	0	0

Table 2-9 新電力の廃棄発電容量

地域	発電種別	2020	2025	2030	地域	発電種別	2020	2025	2030
北海道	一般水力	0	0	0	関西	一般水力	0	0	0
北海道	原子力	0	0	0	関西	原子力	0	0	0
北海道	石炭火力	0	0	0	関西	石炭火力	0	0	0
北海道	IGCC	0	0	0	関西	IGCC	0	0	0
北海道	LNG 火力	0	0	0	関西	LNG 火力	0	0	0
北海道	GCC	0	0	0	関西	GCC	0	0	0
北海道	石油火力	0	0	0	関西	石油火力	0	0	0
北海道	揚水力	0	0	0	関西	揚水力	0	0	0
東北	一般水力	0	0	0	中国	一般水力	0	0	0

東北	原子力	0	0	0	中国	原子力	0	0	0
東北	石炭火力	0	0	0	中国	石炭火力	0	0	0
東北	IGCC	0	0	0	中国	IGCC	0	0	0
東北	LNG 火力	0	0	0	中国	LNG 火力	0	0	0
東北	GCC	0	0	0	中国	GCC	0	0	0
東北	石油火力	0	0	0	中国	石油火力	0	0	0
東北	揚水力	0	0	0	中国	揚水力	0	0	0
東京	一般水力	0	0	0	四国	一般水力	0	0	0
東京	原子力	0	0	0	四国	原子力	0	0	0
東京	石炭火力	0	0	0	四国	石炭火力	0	0	0
東京	IGCC	0	0	0	四国	IGCC	0	0	0
東京	LNG 火力	0.03816	0	0	四国	LNG 火力	0	0	0
東京	GCC	0	0	0	四国	GCC	0	0	0
東京	石油火力	0	0	0	四国	石油火力	0	0	0
東京	揚水力	0	0	0	四国	揚水力	0	0	0
北陸	一般水力	0	0	0	九州	一般水力	0	0	0
北陸	原子力	0	0	0	九州	原子力	0	0	0
北陸	石炭火力	0	0	0	九州	石炭火力	0	0	0
北陸	IGCC	0	0	0	九州	IGCC	0	0	0
北陸	LNG 火力	0	0	0	九州	LNG 火力	0	0	0
北陸	GCC	0	0	0	九州	GCC	0	0	0
北陸	石油火力	0	0	0	九州	石油火力	0	0	0
北陸	揚水力	0	0	0	九州	揚水力	0	0	0
中部	一般水力	0	0	0	沖縄	一般水力	0	0	0
中部	原子力	0	0	0	沖縄	原子力	0	0	0
中部	石炭火力	0	0	0	沖縄	石炭火力	0	0	0
中部	IGCC	0	0	0	沖縄	IGCC	0	0	0
中部	LNG 火力	0	0	0	沖縄	LNG 火力	0	0	0
中部	GCC	0	0	0	沖縄	GCC	0	0	0
中部	石油火力	0	0	0	沖縄	石油火力	0	0	0
中部	揚水力	0	0	0	沖縄	揚水力	0	0	0

## 2.2.7 新設される発電設備容量

電力事業便覧[28] と電力広域的推進機関の取りまとめたデータ[29]，経済産業省の発電所環境アセスメント情報サービスの公開情報[32] より，一般電力・新電力について地域別に新設される予定の発電容量を Table 2-10 と Table 2-11 のように設定する．上限のパラメータを

C\_NEW\_Y(t,r,g)と C\_NEW\_Y\_pps(t,r,g)し、下限のパラメータを C\_NEW\_X(t,r,g)と C\_NEW\_X\_pps(t,r,g)する。今回の検証では、2025年までの発電施設の新設については、計画が公表されているもののみ行われるように設定をおこない、発電コスト・CO<sub>2</sub>の変化について現実に忠実な形での検証を行う。また、2030年については、火力発電のみに関して、一般電力は各地域各発電種について2GWまでの新設、新電力は、その2GWに新電力のシェアDMD\_rate(r,t)（各検証ケースによって異なる）を乗じた値の新設を認め、新電力のシェアが大きくなることによって発電所の新設が増えることの影響を検証する。一般電力・新電力ともに2030年について上に定めた上限以上の新設計画がある場合は、その値を上限とした。

Table 2-10 一般電力の新設容量上限と下限

最大値					最小値				
地域	発電種別	2020	2025	2030	地域	発電種別	2020	2025	2030
北海道	一般水力	0.017	0.017	0	北海道	一般水力	0.017	0.017	0
北海道	原子力	0	0	0	北海道	原子力	0	0	0
北海道	石炭火力	0	0	2	北海道	石炭火力	0	0	0
北海道	IGCC	0	0	0	北海道	IGCC	0	0	0
北海道	LNG 火力	0.569	0.569	2	北海道	LNG 火力	0.569	0.569	0
北海道	GCC	0	0	2	北海道	GCC	0	0	0
北海道	石油火力	0.00099	0	2	北海道	石油火力	0.00099	0	0
北海道	揚水力	0.2	0	0.2	北海道	揚水力	0.2	0	0.2
東北	一般水力	0.018	0	0	東北	一般水力	0.018	0	0
東北	原子力	0	0	0	東北	原子力	0	0	0
東北	石炭火力	0	0.6	2	東北	石炭火力	0	0.6	0
東北	IGCC	0	0	0	東北	IGCC	0	0	0
東北	LNG 火力	1.002	0.572	2	東北	LNG 火力	1.002	0.572	0
東北	GCC	0	0	2	東北	GCC	0	0	0
東北	石油火力	0	0	2	東北	石油火力	0	0	0
東北	揚水力	0	0	0	東北	揚水力	0	0	0
東京	一般水力	0.001	0	0	東京	一般水力	0.001	0	0
東京	原子力	0	0	0	東京	原子力	0	0	0
東京	石炭火力	0.038	0	2	東京	石炭火力	0.038	0	0
東京	IGCC	0	0	0	東京	IGCC	0	0	0
東京	LNG 火力	1.756	0	2.13	東京	LNG 火力	1.756	0	2.13
東京	GCC	0	0	2	東京	GCC	0	0	0
東京	石油火力	0	0	2	東京	石油火力	0	0	0
東京	揚水力	0	0	2.28	東京	揚水力	0	0	2.28

北陸	一般水力	0.005	0	0
北陸	原子力	0	0	0
北陸	石炭火力	0	0	2
北陸	IGCC	0	0	0
北陸	LNG 火力	0.425	0	2
北陸	GCC	0	0	2
北陸	石油火力	0	0	2
北陸	揚水力	0	0	0
中部	一般水力	0.134	0.013	0
中部	原子力	0	0	0
中部	石炭火力	0	1.07	2
中部	IGCC	0	0	0
中部	LNG 火力	2.376	0	2
中部	GCC	0	0	2
中部	石油火力	0	0	2
中部	揚水力	0	0	0
関西	一般水力	0.001	0.001	0
関西	原子力	0	0	0
関西	石炭火力	0	1.2	2
関西	IGCC	0	0	0
関西	LNG 火力	0	0	3.7
関西	GCC	0	0	2
関西	石油火力	0	0	2
関西	揚水力	0	0	0
中国	一般水力	0.003	0	0
中国	原子力	0	0	0
中国	石炭火力	0	1.6	2
中国	IGCC	0	0	0
中国	LNG 火力	0	0	2
中国	GCC	0	0	2
中国	石油火力	0	0	2
中国	揚水力	0	0	0
四国	一般水力	0.004	0	0
四国	原子力	0	0	0
四国	石炭火力	0	0.5	2
四国	IGCC	0	0	0
四国	LNG 火力	0.289	0	2

北陸	一般水力	0.005	0	0
北陸	原子力	0	0	0
北陸	石炭火力	0	0	0
北陸	IGCC	0	0	0
北陸	LNG 火力	0.425	0	0
北陸	GCC	0	0	0
北陸	石油火力	0	0	0
北陸	揚水力	0	0	0
中部	一般水力	0.134	0.013	0
中部	原子力	0	0	0
中部	石炭火力	0	1.07	0
中部	IGCC	0	0	0
中部	LNG 火力	2.376	0	0
中部	GCC	0	0	0
中部	石油火力	0	0	0
中部	揚水力	0	0	0
関西	一般水力	0.001	0.001	0
関西	原子力	0	0	0
関西	石炭火力	0	1.2	0
関西	IGCC	0	0	0
関西	LNG 火力	0	0	3.7
関西	GCC	0	0	0
関西	石油火力	0	0	0
関西	揚水力	0	0	0
中国	一般水力	0.003	0	0
中国	原子力	0	0	0
中国	石炭火力	0	1.6	0
中国	IGCC	0	0	0
中国	LNG 火力	0	0	0
中国	GCC	0	0	0
中国	石油火力	0	0	0
中国	揚水力	0	0	0
四国	一般水力	0.004	0	0
四国	原子力	0	0	0
四国	石炭火力	0	0.5	0
四国	IGCC	0	0	0
四国	LNG 火力	0.289	0	0



四国	GCC	0	0	2	四国	GCC	0	0	0
四国	石油火力	0	0	2	四国	石油火力	0	0	0
四国	揚水力	0	0	0	四国	揚水力	0	0	0
九州	一般水力	0.004	0	0	九州	一般水力	0.004	0	0
九州	原子力	0	0	0	九州	原子力	0	0	0
九州	石炭火力	0.575	1	2	九州	石炭火力	0.575	1	0
九州	IGCC	0	0	0	九州	IGCC	0	0	0
九州	LNG 火力	0.48	0	2	九州	LNG 火力	0.48	0	0
九州	GCC	0	0	2	九州	GCC	0	0	0
九州	石油火力	0	0	2	九州	石油火力	0	0	0
九州	揚水力	0	0	0	九州	揚水力	0	0	0
沖縄	一般水力	0	0	0	沖縄	一般水力	0	0	0
沖縄	原子力	0	0	0	沖縄	原子力	0	0	0
沖縄	石炭火力	0	0	2	沖縄	石炭火力	0	0	0
沖縄	IGCC	0	0	0	沖縄	IGCC	0	0	0
沖縄	LNG 火力	0	0	2	沖縄	LNG 火力	0	0	0
沖縄	GCC	0	0	2	沖縄	GCC	0	0	0
沖縄	石油火力	0.018	0	2	沖縄	石油火力	0.018	0	0
沖縄	揚水力	0	0	0	沖縄	揚水力	0	0	0

Table 2-11 新電力の新設容量上限と下限

最大値					最小値				
地域	発電種別	2020	2025	2030	地域	発電種別	2020	2025	2030
北海道	一般水力	0	0	0	北海道	一般水力	0	0	0
北海道	原子力	0	0	0	北海道	原子力	0	0	0
北海道	石炭火力	0.1	0	2*DMD_rate	北海道	石炭火力	0.1	0	0
北海道	IGCC	0	0	0	北海道	IGCC	0	0	0
北海道	LNG 火力	0	0	2*DMD_rate	北海道	LNG 火力	0	0	0
北海道	GCC	0	0	2*DMD_rate	北海道	GCC	0	0	0
北海道	石油火力	0	0	2*DMD_rate	北海道	石油火力	0	0	0
北海道	揚水力	0	0	0	北海道	揚水力	0	0	0
東北	一般水力	0	0	0	東北	一般水力	0	0	0
東北	原子力	0	0	0	東北	原子力	0	0	0
東北	石炭火力	1.249	1.3	2*DMD_rate	東北	石炭火力	1.249	1.3	0
東北	IGCC	0	0	0	東北	IGCC	0	0	0
東北	LNG 火力	0	0	2*DMD_rate	東北	LNG 火力	0	0	0

東北	GCC	0	0	2*DMD_rate
東北	石油火力	0.109	0	2*DMD_rate
東北	揚水力	0	0	0
東京	一般水力	0	0	0
東京	原子力	0	0	0
東京	石炭火力	0.755	1.66	2*DMD_rate
東京	IGCC	0	0	0
東京	LNG 火力	0.02875	0	2*DMD_rate
東京	GCC	0	0	2*DMD_rate
東京	石油火力	0	0	2*DMD_rate
東京	揚水力	0	0	0
北陸	一般水力	0	0	0
北陸	原子力	0	0	0
北陸	石炭火力	0	0	2*DMD_rate
北陸	IGCC	0	0	0
北陸	LNG 火力	0	0	2*DMD_rate
北陸	GCC	0	0	2*DMD_rate
北陸	石油火力	0	0	2*DMD_rate
北陸	揚水力	0	0	0
中部	一般水力	0	0	0
中部	原子力	0	0	0
中部	石炭火力	0.343	0	2*DMD_rate
中部	IGCC	0	0	0
中部	LNG 火力	0.0312	0	2*DMD_rate
中部	GCC	0	1.8	2*DMD_rate
中部	石油火力	0	0	2*DMD_rate
中部	揚水力	0	0	0
関西	一般水力	0	0	0
関西	原子力	0	0	0
関西	石炭火力	0	0	2*DMD_rate
関西	IGCC	0	0	0
関西	LNG 火力	0	0	2*DMD_rate
関西	GCC	0	0	2*DMD_rate
関西	石油火力	0	0	2*DMD_rate
関西	揚水力	0	0	0
中国	一般水力	0	0	0
中国	原子力	0	0	0

東北	GCC	0	0	0
東北	石油火力	0.109	0	0
東北	揚水力	0	0	0
東京	一般水力	0	0	0
東京	原子力	0	0	0
東京	石炭火力	0.755	1.66	0.66
東京	IGCC	0	0	0
東京	LNG 火力	0.02875	0	0
東京	GCC	0	0	0
東京	石油火力	0	0	0
東京	揚水力	0	0	0
北陸	一般水力	0	0	0
北陸	原子力	0	0	0
北陸	石炭火力	0	0	0
北陸	IGCC	0	0	0
北陸	LNG 火力	0	0	0
北陸	GCC	0	0	0
北陸	石油火力	0	0	0
北陸	揚水力	0	0	0
中部	一般水力	0	0	0
中部	原子力	0	0	0
中部	石炭火力	0.343	0	0
中部	IGCC	0	0	0
中部	LNG 火力	0.0312	0	0
中部	GCC	0	1.8	0
中部	石油火力	0	0	0
中部	揚水力	0	0	0
関西	一般水力	0	0	0
関西	原子力	0	0	0
関西	石炭火力	0	0	0
関西	IGCC	0	0	0
関西	LNG 火力	0	0	0
関西	GCC	0	0	0
関西	石油火力	0	0	0
関西	揚水力	0	0	0
中国	一般水力	0	0	0
中国	原子力	0	0	0

中国	石炭火力	0.222	0.66	2*DMD_rate
中国	IGCC	0	0	0
中国	LNG 火力	0	0	2*DMD_rate
中国	GCC	0	0	2*DMD_rate
中国	石油火力	0	0	2*DMD_rate
中国	揚水力	0	0	0
四国	一般水力	0	0	0
四国	原子力	0	0	0
四国	石炭火力	0	0	2*DMD_rate
四国	IGCC	0	0	0
四国	LNG 火力	0	0	2*DMD_rate
四国	GCC	0	0	2*DMD_rate
四国	石油火力	0	0	2*DMD_rate
四国	揚水力	0	0	0
九州	一般水力	0	0.0004	0
九州	原子力	0	0	0
九州	石炭火力	0.172	0	2*DMD_rate
九州	IGCC	0	0	0
九州	LNG 火力	0	0	2*DMD_rate
九州	GCC	0	0	2*DMD_rate
九州	石油火力	0	0	2*DMD_rate
九州	揚水力	0	0	0
沖縄	一般水力	0	0	0
沖縄	原子力	0	0	0
沖縄	石炭火力	0	0	2*DMD_rate
沖縄	IGCC	0	0	0
沖縄	LNG 火力	0	0	2*DMD_rate
沖縄	GCC	0	0	2*DMD_rate
沖縄	石油火力	0	0	2*DMD_rate
沖縄	揚水力	0	0	0

中国	石炭火力	0.222	0.66	0
中国	IGCC	0	0	0
中国	LNG 火力	0	0	0
中国	GCC	0	0	0
中国	石油火力	0	0	0
中国	揚水力	0	0	0
四国	一般水力	0	0	0
四国	原子力	0	0	0
四国	石炭火力	0	0	0
四国	IGCC	0	0	0
四国	LNG 火力	0	0	0
四国	GCC	0	0	0
四国	石油火力	0	0	0
四国	揚水力	0	0	0
九州	一般水力	0	0.0004	0
九州	原子力	0	0	0
九州	石炭火力	0.172	0	0
九州	IGCC	0	0	0
九州	LNG 火力	0	0	0
九州	GCC	0	0	0
九州	石油火力	0	0	0
九州	揚水力	0	0	0
沖縄	一般水力	0	0	0
沖縄	原子力	0	0	0
沖縄	石炭火力	0	0	0
沖縄	IGCC	0	0	0
沖縄	LNG 火力	0	0	0
沖縄	GCC	0	0	0
沖縄	石油火力	0	0	0
沖縄	揚水力	0	0	0

## 2.2.8 設備利用率上限

山崎[18]の研究を基に、需要パターン別の設備利用率上限を Table 2-12 のように設定する。火力発電所の設備利用率は定期点検による計画停止期間も含んだ値として設定している。定期点検などが考慮されていない電源においても定期点検による稼働率の低下を考慮するた

め、年間の稼働率上限をパラメータ  $util\_max(=0.9)$  とし、Table 2-13 に示す。ただし一般水力の値は、畑[19] が文献[31] に記載されていた我が国の包蔵水量の項の年間可能発電量と最大出力量から算出した値を用いている。また、表 3.13 の設備利用率上限をパラメータ  $MaxUtil\_D(g,d)$  とする。

**Table 2-12 日パターン別の設備利用率上限**

	夏季ピーク	夏季平日	冬季平日	中間期平日	夏季休日	冬季休日	中間期休日
一般水力	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
原子力	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
石炭火力	0.895	0.846	0.857	0.655	0.845	0.871	0.639
IGCC	0.895	0.846	0.857	0.655	0.845	0.871	0.639
LNG火力	0.956	0.911	0.803	0.739	0.906	0.813	0.723
GCC	0.941	0.898	0.809	0.809	0.903	0.796	0.815
石油火力	0.966	0.884	0.776	0.732	0.884	0.785	0.724
揚水力	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95

**Table 2-13 発電方式別の年間稼働率上限**

	稼働率
一般水力	0.48
原子力	0.9
石炭火力	0.9
IGCC	0.9
LNG火力	0.9
GCC	0.9
石油火力	0.9
揚水力	0.9

## 2.2.9 燃料コスト

燃料種別の単位エネルギー量当たりの価格及び CO<sub>2</sub> 排出量をそれぞれ Table 2-14 と Table 2-15 のように設定した。燃料価格は、アジア/世界エネルギーアウトルック 2015[33] のレファレンスケースを元に、為替相場を 1 ドル 120 円として設定した。ただしバイオマス燃料は、発電に使わない場合でも燃やされたり生分解されたりすることによって CO<sub>2</sub> を排出するものであり、発電に用いることによって CO<sub>2</sub> が発生したとは言えないため、CO<sub>2</sub> 排出量を 0 とした。燃料価格をパラメータ  $Fuelcost(f,t)$  とする。ここでの燃料費や CO<sub>2</sub> 排出量は、発電効率を乗じる前の一次エネルギーベースでの値であることに留意が必要である。

Table 2-14 燃料価格(yen/kWh)

	2015	2020	2025	2030
石炭	1.59	1.45	1.58	1.72
LNG	6.86	5.05	6.23	7.41
石油	7.47	5.33	6.22	7.11
核燃料	1.51	1.51	1.51	1.51
水力	0	0	0	0
揚水力	0	0	0	0
バイオマス	2.75	2	1.76	1.52

Table 2-15 CO<sub>2</sub> 排出量(kg/kWh)

	2015	2020	2025	2030
石炭	0.33	0.33	0.33	0.33
LNG	0.18	0.18	0.18	0.18
石油	0.26	0.26	0.26	0.26
核燃料	0	0	0	0
水力	0	0	0	0
揚水力	0	0	0	0
バイオマス	0	0	0	0

## 2.2.10 地域間送電容量と送電ロス

地域間の電力融通を考慮するために、連系線による送電量の最大値を送電容量とし、文献[29]を参考に Table 2-16 のように定めた。またその際の送電ロスを Table 2-17 のように定めた。両表においては行見出しが送電地域、列見出しが受電地域を表している。またにおける対角成分は域内での送電ロスを表し、両表で 0 となっている場所は連系線がないことを示している。

Table 2-17 において値が対称行列になっていないが、これは連系線の設備容量でなく連系線ごとの設備容量・安定度限界・電圧安定性・周波数上昇及び低下限度のうち送電における制約となる値を送電容量として定義しているためである。送電容量をパラメータ  $Trans\_Cap(r1,r2,t)$ 、送電ロスをパラメータ  $Trans\_Loss(r1,r2)$  とする。

また、1.1.1.3 で述べたように、2020 年までにそれぞれ予定されている北本連系線と東京・中部間の連系線の拡張に関してもモデルに反映しており、2020 年以降北本連系線は 0.9GW、東京・中部間連系線は 2.1GW に容量が拡張されるように設定した。

Table 2-16 地域間送電線の最大容量

	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
北海道	0	0.6	0	0	0	0	0	0	0	0
東北	0.6	0	5	0	0	0	0	0	0	0.6
東京	0	1.2	0	0	1.2	0	0	0	0	0
北陸	0	0	0	0	0.3	1.6	0	0	0	0
中部	0	0	1.2	0.3	0	1.2	0	0	0	0
関西	0	0	0	1.3	2.5	0	2.7	1.4	0	0
中国	0	0	0	0	0	4	0	1.2	0.3	0
四国	0	0	0	0	0	1.4	1.2	0	0	0
九州	0	0	0	0	0	0	2.78	0	0	0
沖縄	0	0.6	0	0	0	0	0	0	0	0

Table 2-17 地域間の送電ロス

	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
北海道	0.063	0.103	0	0	0	0	0	0	0	0
東北	0.127	0.057	0.056	0	0	0	0	0	0	0
東京	0	0.083	0.05	0	0.078	0	0	0	0	0
北陸	0	0	0	0.047	0.075	0.059	0	0	0	0
中部	0	0	0.089	0.069	0.047	0.053	0	0	0	0
関西	0	0	0	0.049	0.058	0.052	0.053	0.067	0	0
中国	0	0	0	0	0	0.072	0.05	0.081	0.072	0
四国	0	0	0	0	0	0.064	0.062	0.061	0	0
九州	0	0	0	0	0	0	0.062	0	0.052	0
沖縄	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.046

## 2.2.11 再生可能エネルギーについて

### 2.2.11.1 再生可能エネルギーの導入量

本モデルを用いた検証では、再生可能エネルギーの大量導入は考慮しないため、考慮する再生可能エネルギーは太陽光発電のみとする。畑[19] が財団法人日本気象協会 NEDO の METPV - 3 から出力したデータをもとに日パターンごとの太陽光出力効率を設定した。また、太陽光発電の導入量については、その影響を小さくするために全国で 25GW (2015 年現在の全国の太陽光発電導入実績値) の導入量を 2030 年まで一定にとるものとした。以上によって算出した地域と日パターンごとの太陽光発電可能量のパラメータを C\_PV(t,r,g,h,d)とする。

### 2.2.11.2 LFC(Load Frequency Control)制約

電源計画モデルへの再エネの組み込みを考慮する際には、1 時間単位での計算では、表現

できない再エネ出力の短期変動に対する調整能力の制約式を追加する必要がある。そのため、それぞれの発電方式の LFC 運転能力(数分から 20 分程度の周期の変動に対する調整力)を設定し、それが導入されている再エネの変動ポテンシャルを常に上回るように制約式を設定する。文献[22] を参考に、のように各発電方式の LFC 能力を定め、そのパラメータを `lfc_range(g)` とした。(LFC 運転をしている発電容量を 1 としている) また、再生可能エネルギーの LFC 必要準備率としては、太陽光発電の準備率は地域の発電電力の 10% と定め、そのパラメータを `lfc_sun(r)` とした。

Table 2-18 各発電方式の LFC 調整力

石炭	0.05
LNG	0.05
LNGC	0.05
石油	0.05
原子力	0
水力	0
揚水	0.2

## 2.3 制約条件

### 2.3.1 変数

ここでの変数とは、モデル内で値が固定値として定められておらず、最適化により値が求められるものを指す。以下に本モデルにおける変数を列挙する。ただし以下の変数はすべて正の数とする。

- `e_DMD_gen(t,r,h,d)` : 地域別の 1 時間ごとの一般電力需要量
- `e_DMD_pps(t,r,h,d)` : 地域別の 1 時間ごとの新電力需要量
- `O(t,r,g,h,d)` : 地域別・発電種別の 1 時間ごとの一般電力発電量
- `O_total(t,r,g)` : 地域別・発電種別の年間の一般電力発電量
- `O_rttotal(t,g)` : 発電種別の年間一般電力発電量
- `O_pps(t,r,g,h,d)` : 地域別・発電種別の 1 時間ごとの新電力発電量
- `O_total_pps(t,r,g)` : 地域別・発電種別の年間の新電力発電量
- `O_rttotal_pps(t,g)` : 発電種別の年間新電力発電量
- `O_pv(t,r,h,d)` : 地域別の 1 時間ごとの太陽光発電の発電量

- $C(t,r,g)$  : 地域別・発電種別の一般電力設備容量
- $C\_total(t,g)$  : 発電種別の一般電力設備容量
- $C\_New(t,r,g)$  : 5年間の地域別・発電種別の一般電力新規設備容量
- $C\_pps(t,r,g)$  : 地域別・発電種別の新電力設備容量
- $C\_total\_pps(t,g)$  : 発電種別の新電力設備容量
- $C\_New\_pps(t,r,g)$  : 5年間の地域別・発電種別の新電力新規設備容量
- $Prmf\_G(t,r,f,g,h,d)$  : 地域別・発電種別・燃料種別の1時間ごとの一般電力燃料使用量
- $PrmEng(t,r,f,h,d)$  : 地域別・燃料種別の1時間ごとの一般電力燃料使用量
- $PrmEng\_total(t,r,f)$  : 地域別・燃料種別の年間の一般電力燃料使用量
- $PrmEng\_rtotal(t,f)$  : 燃料種別の一般電力年間燃料使用量
- $Prmf\_G\_pps(t,r,f,g,h,d)$  : 地域別・発電種別・燃料種別1時間ごとの新電力燃料使用量
- $PrmEng\_pps(t,r,f,h,d)$  : 地域別・燃料種別の1時間ごとの新電力燃料使用量
- $PrmEng\_total\_pps(t,r,f)$  : 地域別・燃料種別の年間の新電力燃料使用量
- $PrmEng\_rtotal\_pps(t,f)$  : 燃料種別の新電力年間燃料使用量
- $PumpUp(t,r,h,d)$  : 揚水式水力発電所へ貯蓄しておく発電量(一般電力のみ)
- $StoreHdr(t,r,h,d)$  : 揚水式水力発電所に貯蓄されている発電量(一般電力のみ)
- $LFC\_C(t,r,g,h,d)$  : 地域別・電源種別の時間ごとのLFC運転をしている発電設備容量(一般電力のみ)
- $Trans\_gen(t,r_1,r_2,h,d)$  : 地域  $r_1$  から  $r_2$  へ送電される1時間毎の送電電力量(一般電力)
- $Trans\_pps(t,r_1,r_2,h,d)$  : 地域  $r_1$  から  $r_2$  へ送電される1時間毎の送電電力量(新電力)
- $Trans(t,r_1,r_2,h,d)$  : 地域  $r_1$  から  $r_2$  へ送電される1時間ごとの送電電力量合計
- $Mutual\_PtoG(t,r,h,d)$  : 新電力から一般電力へ送電される融通電力量
- $Mutual\_GtoP(t,r,h,d)$  : 一般電力から新電力へ送電される融通電力量
- $Total\_Cost$  : 電力需給に関する対象期間中の総コスト

## 2.3.2 制約式

以下に、モデル内の制約式について述べる。最適化の過程において、変数の値を制約式の許す範囲内で変化させ、目的関数が最小となる点を見つける。

### 2.3.2.1 一般電力・新電力の需要の割振制約

一般電力と新電力の電力需要の割り振りを式(2-1)と(2-2)のように行う。新電力の市場シェアを  $DMD\_rate(r,t)$  として、その値は 3.1 で述べるように検証ケースによって変化させる。



---

$$\begin{aligned} e_{DMD\_gen}(t,r,h,d) \\ = e_{DMD}(t,r,h,d) \cdot \{1 - DMD\_rate(r,t)\} \end{aligned} \quad (2-1)$$

---

$$e_{DMD\_pps}(t,r,h,d) = e_{DMD}(t,r,h,d) * DMD\_rate(r,t) \quad (2-2)$$

---

### 2.3.2.2 初期設備容量制約

2015 年の一般電力・新電力の設備容量を式(2-3)と(2-4)のように既設の発電所の設備容量で固定する。

---

$$C(2015,r,g) = Plant\_ini \quad (2-3)$$

---

$$C\_pps(2015,r,g) = Plant\_ini\_pps \quad (2-4)$$

---

### 2.3.2.3 新規設備容量制約

一般電力と新電力の新規発電所の設備容量の最大・最小を式(2-5)と(2-6)のように定める。

---

$$C\_NEW\_X(t,r,g) \leq C\_NEW(t,r,g) \leq C\_NEW\_Y(t,r,g) \quad (2-5)$$

---

$$\begin{aligned} C\_NEW\_X\_pps(t,r,g) \leq C\_NEW\_pps(t,r,g) \\ \leq C\_NEW\_Y\_pps(t,r,g) \end{aligned} \quad (2-6)$$

---

### 2.3.2.4 設備容量制約

一般電力と新電力のある年の設備容量と新規設備容量との関係を式(2-7)と(2-8)のように定める。

---

$$\begin{aligned} C(t+5,r,g) = \\ C(t,r,g) + C\_NEW(t+5,r,g) - C\_Decm(t+5,r,g) \end{aligned} \quad (2-7)$$

---

---


$$\begin{aligned}
C\_pps(t + 5, r, g) \\
&= C\_pps(t, r, g) + C\_NEW\_pps(t + 5, r, g) \\
&\quad - C\_Decm\_pps(t + 5, r, g)
\end{aligned}
\tag{2-8}$$


---

### 2.3.2.5 地域合計設備容量制約

一般電力と新電力の設備容量が地域ごとの設備容量の総計であることを式(2-9)と(2-10)のように示す。

---


$$C\_total(t, g) = \sum_r C(t, r, g) \tag{2-9}$$


---

$$C\_total\_pps(t, g) = \sum_r C\_pps(t, r, g) \tag{2-10}$$


---

### 2.3.2.6 発電量・燃料使用量制約

発電量と燃料の使用量との関係を式(2-11)と(2-12)で表す。発電方式と関係のある燃料の使用量に効率をかけるという形式になっている。

---


$$\begin{aligned}
O(t, r, g, h, d) = \\
\sum_f \{F\_G(f, g) \cdot Prmf\_G(t, r, g, h, d)\} \cdot Conv\_Eff(t, g)
\end{aligned}
\tag{2-11}$$


---

$$\begin{aligned}
O\_pps(t, r, g, h, d) = \\
\sum_f \{F\_G(f, g) \cdot Prmf\_G\_pps(t, r, g, h, d)\} \cdot Conv\_Eff(t, g)
\end{aligned}
\tag{2-12}$$


---

### 2.3.2.7 年間合計発電量制約

一般電力と新電力について、年間の発電量がそれぞれの時間の合計であることを式(2-13)と(2-14)で示す。

---


$$O\_total(t, r, g) = \sum_{h,d} \{O(t, r, g, h, d) \cdot Days(d)\} \tag{2-13}$$


---

---

$$O\_total\_pps(t, r, g) = \sum_{h,d} \{O\_pps(t, r, g, h, d) \cdot Days(d)\} \quad (2-14)$$

---

### 2.3.2.8 地域合計発電量制約

一般電力と新電力について、電源種別の年間発電量を、それぞれの地域の電源種別年間発電量を合計したものととして次の式(2-15)と(2-16)で示す。

---

$$O\_rtotal(t, g) = \sum_r O\_total(t, r, g) \quad (2-15)$$

---

---

$$O\_rtotal\_pps(t, g) = \sum_r O\_total\_pps(t, r, g) \quad (2-16)$$

---

### 2.3.2.9 出力変動上限制約

発電所の出力変動の上限を定める制約を式(2-17)と(2-18)のように定式化する。

---

$$O(t, r, g, h + 1, d) \leq upperlim(g) \cdot O(t, r, g, h, d) \quad (2-17)$$

---

---

$$O\_pps(t, r, g, h + 1, d) \leq upperlim(g) \cdot O\_pps(t, r, g, h, d) \quad (2-18)$$

---

### 2.3.2.10 出力変動下限制約

発電所の出力変動の下限を定める制約を式(2-19)と(2-20)のように定式化する。

---

$$O(t, r, g, h + 1, d) \geq lowerlim(g) \cdot O(t, r, g, h, d) \quad (2-19)$$

---

---

$$O\_pps(t, r, g, h + 1, d) \geq lowerlim(g) \cdot O\_pps(t, r, g, h, d) \quad (2-20)$$

---

### 2.3.2.11 地域別 1 時間ごとの合計燃料使用量制約

発電種別に分けていた燃料の使用量を式(2-21)と(2-22)のように総計する。

---

$$PrmEng(t, r, f, h, d) = \sum_g Prmf\_G(t, r, f, h, d) \quad (2-21)$$

---

$$PrmEng\_pps(t, r, f, h, d) = \sum_g Prmf\_G\_pps(t, r, f, h, d) \quad (2-22)$$

---

#### 2.3.2.12 地域別年間燃料使用量制約

地域ごとの年間の燃料使用量がそれぞれの時間の合計であることを式(2-23)と(2-24)のように定める。

---

$$PrmEng\_total(t, r, f) = \sum_{h,d} \{PrmEng(t, r, f, h, d) \cdot Days(d)\} \quad (2-23)$$

---

$$\begin{aligned} PrmEng\_total\_pps(t, r, f) \\ = \sum_{h,d} \{PrmEng\_pps(t, r, f, h, d) \cdot Days(d)\} \end{aligned} \quad (2-24)$$

---

#### 2.3.2.13 地域合計の年間燃料使用量制約

燃料種別の年間使用量を各地域の合計であることを式(2-25)と(2-26)のように設定する。

---

$$PrmEng\_rtotal(t, f) = \sum_r PrmEng\_total(t, r, f) \quad (2-25)$$

---

$$PrmEng\_rtotal\_pps(t, f) = \sum_r PrmEng\_total\_pps(t, r, f) \quad (2-26)$$

---

#### 2.3.2.14 バイオマス混燃制約

石炭火力発電所に混燃燃料として用いるバイオマス燃料の上限を  $BioRte(=0.15)$  として式(2-27)と(2-28)のように定式化する。ただし石炭を *coal*、バイオマス燃料を *biomas*、石炭火力発電所を *CLF* とした。

---


$$\begin{aligned} Prmf\_G(t, r, coal, CLF, h, d) \cdot BioRte \geq \\ Prmf\_G(t, r, biomas, CLF, h, d) \cdot (1 - BioRte) \end{aligned} \quad (2-27)$$


---

$$\begin{aligned} Prmf\_G\_pps(t, r, coal, CLF, h, d) \cdot BioRte \geq \\ Prmf\_G\_pps(t, r, biomas, CLF, h, d) \cdot (1 - BioRte) \end{aligned} \quad (2-28)$$


---

### 2.3.2.15 バイオマス供給量制約

バイオマス燃料の持続可能な供給量は国内のストック総量の 2%弱までであると考え、バイオマス燃料の単年度当たりの供給量を 7.4E+17J(205556GWh)とし、式(2-29)のように定式化した。ただし上記のバイオマス燃料の供給量をパラメータ *biomas\_ul* とした。

---


$$\begin{aligned} PrmEng\_rtotal(t, biomas) + PrmEng\_rtotal\_pps(t, biomas) \\ \leq biomas\_ul \end{aligned} \quad (2-29)$$


---

### 2.3.2.16 揚水式水力発電バランス制約

揚水式水力発電の発電量と貯蔵量の変化の関係を次の式(2-30)で表す。新電力については、揚水発電施設は持たないものとする。

---


$$\begin{aligned} StoreHdr(t, r, h + 1, d) \leq \\ StoreHdr(t, r, h, d) + PumpUp(t, r, h, d) \\ - PrmEng(t, r, PumpHdr, h + 1, d) \end{aligned} \quad (2-30)$$


---

### 2.3.2.17 揚水式水力貯水量上限制約

揚水式水力発電所で貯水できる電力の上限を、発電のための設備容量の PumpUpCap(=8.0)倍とし、式(2-31)のように定式化する。ただし揚水式水力発電を PumpHdr とする。

---


$$StoreHdr(t, r, h, d) \leq C(t, r, PumpHdr) \cdot PumpUpCap \quad (2-31)$$


---

### 2.3.2.18 揚水式水力の揚水量上限制約

揚水に用いる発電量の上限は揚水式発電の設備容量分とし、式(2-32)のように定式化する。

---

$$PumpUp(t, r, h, d) \leq C(t, r, PumpHdr) \quad (2-32)$$

---

### 2.3.2.19 送電量上限制約

連係線による地域間送電量の上限を式(2-33)のように定める。

---

$$\begin{aligned} Trans\_gen(t, r_1, r_2, h, d) + Trans\_pps(t, r_1, r_2, h, d) \\ \leq TransCap(r_1, r_2, t) \end{aligned} \quad (2-33)$$

---

### 2.3.2.20 最大出力制約

1.1.3.4 の定義より、 $LFC\_C(t, r, g, h, d)$ が LFC 運転を行っている発電機の定格出力の値(=容量)を表し、 $lfc\_range(g)$ がその定格出力に対する LFC 調整幅を表している。このことから LFC を考慮した、発電所の最大出力量の制約を式(2-34)のように定式化する。この式では、出力変動を行わずに運転する場合には定格出力の 100%で発電が行えるが、LFC 運転のための調整幅を持たせる場合には、発電の際の ELD による指令値を最大でも定格出力から調整幅分引き下げた値にしなければならないことを表している。LFC 運転は、送電線を所有する一般電力のみ行うものとした。 $C(t, r, g) \cdot MaxUtil\_D(g, d)$ の部分がその地域内のある発電種が出せる最大の出力を示し、 $LFC\_C(t, r, g, h, d)$ 分の容量が LFC 運転をする場合、出力はそこから  $lfc\_range(g)/2$  分だけ下げた値になることを表している。

---

$$\begin{aligned} O(t, r, g, h, d) \leq \\ \{C(t, r, g) \cdot MaxUtil\_D(g, d) - LFC\_C(t, r, g, h, d)\} \\ + LFC\_C(t, r, g, h, d) \cdot (1 - lfc\_range(g)/2) \end{aligned} \quad (2-34)$$

---

### 2.3.2.21 最大 LFC 運転容量制約

発電機は発電の際、出力が低い状態で発電を行っているると燃焼効率が低下しコストが高くなってしまふ。そのため連結された発電機全体でみた出力が例え 50%程度であっても、稼働している個々の発電機の多くは定格出力に近い値で発電が行われている。

また系統全体でみた LFC 調整容量が足りなくなる限界点では、稼働中の全ての発電所が

LFC 運転を行っているはずである。

この2点を考慮し、LFC 運転を行っている発電機の定格の容量の合計は『稼働中の発電所が全て LFC 運転を行っており、定格出力から出力調整幅分出力を下げた状態で発電を行っている』と仮定したときの稼働中の発電所の全設備容量を超えないことを式(2-35)で表す。LFC 運転をすることが出来る最大容量を以下のように規定する。

---


$$LFC\_C(t, r, g, h, d) \leq \frac{O(t, r, g, h, d)}{1 - lfc\_range(g)/2} \quad (2-35)$$


---

### 2.3.2.22 LFC 調整容量制約

需要変動と PV 発電量変動の相関性は今回考慮していないため、二つの変動の算術和分 LFC 調整力が必要だとし、式(2-36)のように定式化する。ただし、文献[19] [34] の値から系統における許容調整残を  $remain(=0.01)$  とし、需要に対する需要変動率を  $lfc\_dmd(=0.0113)$  とする。また、本モデルでは新電力による需要予測誤差（インバランス）も一般電力の LFC 調整力で吸収するものとする。新電力の需要量に対する、吸収が必要な新電力のインバランス電力量の割合を  $lfc\_pps(=0.03)$  とする。よって、式全体として系統における LFC 調整容量と系統における許容調整残の和（左辺）が、需要変動と PV の出力変動、さらに新電力インバランス変動の和（右辺）を常に上回っていることを表している。

---


$$\begin{aligned} & \sum_g \{LFC\_C(t, r, g, h, d) \cdot lfc\_range(g)\} + e\_DMD(t, r, h, d) \cdot remain \\ & \geq \{e\_DMD(t, r, h, d) \cdot lfc\_dmd + O\_PV(t, r, h, d) \cdot lfc\_sun(r) \\ & \quad + e\_DMD\_pps(t, r, h, d) \cdot lfc\_pps\} \end{aligned} \quad (2-36)$$


---

### 2.3.2.23 年間稼働率制約

年間平均稼働率の上限を式(2-37)と(2-38)で示す。

---


$$\begin{aligned} & \sum_{h,d} \{O(t, r, g, h, d) \cdot Days(d)\} \\ & \leq 24 \cdot 365 \cdot util\_max(g) \cdot C(t, r, g) \end{aligned} \quad (2-37)$$


---

---


$$\sum_{h,d} \{O\_pps(t,r,g,h,d) \cdot Days(d)\} \leq 24 \cdot 365 \cdot util\_max(g) \cdot C\_pps(t,r,g) \quad (2-38)$$


---

#### 2.3.2.24 太陽光発電制約

2.2.11 で定めた太陽光の発電可能量に対して、実際の発電量がそれを超えないように式(2-39)のように制約式を設定する。

---


$$O\_PV(t,r,g,h,d) \leq C\_PV(t,r,g,h,d) \quad (2-39)$$


---

#### 2.3.2.25 一般電力・新電力間電力融通制約

JEPX(卸電力取引所)での電力取引量は現在 0.5%程に留まっているが、ここでの電力取引量が今後どの程度増加するかも、安い余剰電力が一般電力・新電力間でどの程度効率的に取引されるかという点で、コスト・排出 CO<sub>2</sub> 量の面での影響が大きいことが予想される。JEPXでの取引量の影響を検証するため、モデルでは一般電力・新電力間融通をどの程度許すかの制約を式(2-40)のように設定した。具体的には、日本全国の需要量のうちの、ある割合(Mtl\_rate とする)まで一般電力・新電力間で融通することを可能とし、3.1 で示すようなケース設定で Mtl\_rate の値を動かすことで、総発電コストや排出 CO<sub>2</sub> 量への影響を検証する。

---


$$\sum_h \{Mutual\_GtoP(t,r,g,h,d) + Mutual\_PtoG(t,r,g,h,d)\} \leq Mtl\_rate \cdot \sum_h \{O(t,r,g,h,d) + O\_pps(t,r,g,h,d)\} \quad (2-40)$$


---

#### 2.3.2.26 需給均衡制約

常に発電と電力需要の均衡がとれているように次の式(2-41)と(2-42)の制約式を設定する。



---


$$\begin{aligned}
e\_DMD\_gen(t, r, g, h, d) &= \sum_g [O(t, r, g, h, d) - PumpUp(t, r, h, d) \\
&+ O\_PV(t, r, h, d) - Mutual\_GtoP(t, r, h, d) + Mutual\_PtoG(t, r, h, d) \\
&+ \sum_{r_1} \{Trans\_gen(t, r_1, r_2, h, d) \cdot (1 - Trans\_Loss(r_1, r))\} \\
&\quad - \sum_{r_2} Trans\_gen(t, r_2, r, h, d)]
\end{aligned} \tag{2-41}$$


---

$$\begin{aligned}
e\_DMD\_pps(t, r, g, h, d) &= \sum_g [O\_pps(t, r, g, h, d) \\
&+ Mutual\_GtoP(t, r, h, d) - Mutual\_PtoG(t, r, h, d) \\
&+ \sum_{r_1} \{Trans\_pps(t, r_1, r_2, h, d) \cdot (1 - Trans\_Loss(r_1, r))\} \\
&\quad - \sum_{r_2} Trans\_pps(t, r_2, r, h, d)]
\end{aligned} \tag{2-42}$$


---

### 2.3.2.27 電力需給における対象期間中の総コスト

解析対象とする期間中の、電力需給に関するすべてのコストを式(2-44)のように定める。またこの際、割引率を  $DR(=0.05)$ 、送電コストの変動分を  $Trans\_Cst(=1[\text{円}/\text{GW}])$  とする。発電所の償却費を算出する際、実際の簿記上の計算では税制上有利である定率償却法が用いられていると思われるが、本モデルでは運転可能年数 ( $DprYr(g)$ ) による資本回数係数 ( $Capital\ Recover\ Factor$ ) を式(2-43)から求め、それを建設費に乗じることにより単年度当たりの償却費を求めた。

---


$$Cpt\_Prc(g) = \frac{DR \cdot (1 + DR)^{DprYr(g)-1}}{(1 + DR)^{DprYr(g)} - 1} \tag{2-43}$$


---

$$\begin{aligned}
Total_{Cost} = & \sum_{r,t,gen,pps} \{(1 + DR^{2015-t}) \cdot \\
& [\sum_g \{Cpt\_Prc(g) \cdot Fix\_Cost(t, g) + Cpt\_OM(g)\} \cdot C(t, r, g)] + \\
& \sum_{h,d,f} \{PrmEng(t, r, f, h, d) \cdot Days(d) \cdot Fuel\_Cost(t, f)\} + \\
& \sum_{h,d,g} \{O(t, r, g, h, d) \cdot Days(d) \cdot Varmcost(g) + \\
& \sum_{h,d,r} \{Trans\_Cst \cdot Trans(t, r, r', h, d) \cdot Days(d)\}\}
\end{aligned} \tag{2-44}$$

## 2.4 最適化

上記のような入力条件及び制約式によってモデルを構築し、電力需給における期間中の総コストを最小化するように解く。このモデルでは、すべての制約式が変数に対する1次方程式として記述されているため、線形計画問題として解くことができる。本研究では最適化のツールとしてGAMSというソフトを用いた。

GAMS(General Algebraic Modeling System)とはGAMS Development Corporationが開発した大規模数理計画問題を解く高級モデリングシステムであり、用いるソルバーによって線形計画問題に限らず非線形計画問題や混合整数問題など様々な種類の問題を解くことができる。本研究ではソルバーとしてxpressを適用し、最適化を行った。

与えられた条件下で最適解が存在する場合、すべての変数の値が定まり、条件を変化させることによって感度分析などを行うこともできる。逆にすべての制約式を満たす変数の値が存在しない場合モデルがinfeasibleとなるが、この場合にもinfeasibleになった原因を考察することによって電源計画に対しての示唆を得ることができる。今回の場合では、新電力の発電容量が少ない地域において新電力のシェアを大きくし過ぎた場合、制約条件内での電力の供給が不可能になり、解がなくなってinfeasibleとなる例が発生する例が確認された。

本モデルは、総計1,711,816個の変数と968,736本の式で表される線形計画モデルとなっている。

## 第3章 自由化後の CO<sub>2</sub> 排出増加量推定

### 3.1 検証ケース

本研究では、原発稼働の有無、新電力のシェア、一般電力・新電力間の電力融通の以下の3点についてケース設定を行い、自由化後の CO<sub>2</sub> 排出増加量についての示唆を得る。

#### (1) 原発稼働の有無

今後、国内の原発稼働を認める場合と認めない場合では、電力部門が排出する CO<sub>2</sub> 量と発電コストには大きな影響があることが予想できる。そのため、原発については以下のようにケースを設定して検証を行う。

- 原発停止ケース（全ての原発が停止したまま）
- 原発稼働ケース（震災直後に運転を停止・廃炉が決まった原発以外は運転する）

#### (2) 新電力のシェア

現在の新電力のシェアは、全体需要家の4%（高圧部門の8%）程度あり、また文献[34]では2020年に低圧のシェアは合計で10%ほどに達すると予想される。さらに2030年までに新電力の持つ発電施設は、建設予定のものも含めると全体（一般電力の水力・揚水も含む）の約5%となる予定である。以上の事実より、以下の3ケースを検証対象とする。全てのケースで、新電力の容量を持たない離島の沖縄は、シェア0%とした。また、PPS10%ケースにおいては、モデルが infeasible になることを防ぐため、新電力発電容量の少ない北陸地方は PPS のシェアを8%とした。

- 2020年以降 PPS シェア 5%ケース（現状と同水準）
- 2020年以降 PPS シェア 7.5%ケース
- 2020年以降 PPS シェア 10%ケース

#### (3) 一般電力・新電力間の電力融通

2.3.2.25 の式(2-40)における  $Mtl\_rate$  を一般電力・新電力間の電力の「融通率」として、その値を2020年以降で一定に設定し、ケースごとのコスト・CO<sub>2</sub> 排出量の変化を確認することで、一般電力と新電力間の電力融通の、コスト・排出 CO<sub>2</sub> 量への影響を評価する。融通率 ( $Mtl\_rate$ ) の値を0%, 1.25%, 2.5%, 5%, 10%とするケースを設定し、それによる最適化結果の違いを検証し、考察を行う。

## 3.2 検証結果

### 3.2.1 原発停止ケース

以下では、PPS シェアと一般電力・新電力間の電力融通それぞれの影響を別々に評価するため、まずは融通を全く許さない場合（融通率 0%の場合）を考慮し、のちに融通率を変化させて、その影響を評価する。

#### 3.2.1.1 総発電コストと排出 CO<sub>2</sub> 量（融通率 0%の場合）

以下の Fig. 3-1 に、原発停止ケースにおける PPS シェア 10%かつ一般電力・新電力の融通率 0%の場合の年別のコストと CO<sub>2</sub> 排出量の推移とその内訳を示す。

Fig. 3-1 の折れ線から確認できるように、電力需要の新電力への移動と一般電力・新電力による石炭火力の新設によって、発電電力に占める石炭火力の供給量の割合は、2015 年には 32%であるが、2020 年には 33%、2025 年には 38%、2.2.7 で述べたように発電容量の新設を最適化の対象とした 2030 年では 53%となっており、徐々に増加する傾向が確認できる。それに伴って、2015 年時と比較した発電コストは、2020 年では約 2 兆円減（約 16%減）、また 2025 年と 2030 年では、約 5000 億円の減少（約 5%の減少）となっている。2025 年と 2030 年のコストの下がり幅が小さい理由として、2.2.9 で定めた燃料コストが 2020 年で最低値をとり、その後全体的に上昇する設定であることが挙げられる。

しかし、CO<sub>2</sub> 排出量については、2020 年で約 5%（約 2000 万 t）、2025 年で約 13%（約 6000 万 t）、2030 年で約 8%（約 4000 万 t）の増加が見込まれる結果となっている。自由化・原発停止に伴う近年の石炭火力新設の潮流がいかにか CO<sub>2</sub> 排出増加に対する影響が大きいかが確認できる結果となっている。2030 年の排出 CO<sub>2</sub> が 2025 年と比較して相対的に少ない理由として、2.2.9 で石炭火力の混燃燃料としてのバイオマス燃料のコストが減少する設定をしたことがあげられる。

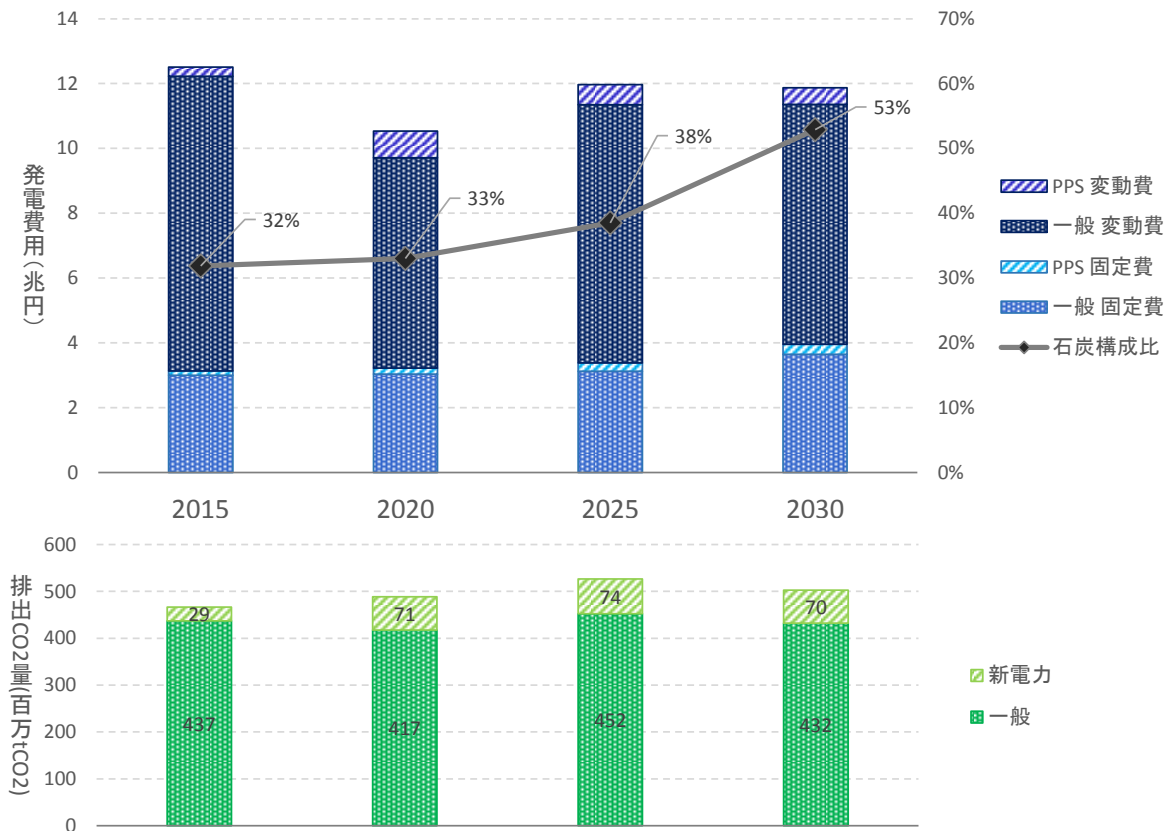


Fig. 3-1 原発停止・PPSシェア10%・融通率0%のケースのコストとCO<sub>2</sub>排出量

また、Fig. 3-2 に一般電力・新電力間の電力融通を全くないものとしたケース（融通率0%）における PPS のシェアごとの合計コストと CO<sub>2</sub> 排出量の推移を示す。この図からも確認できるように、各年で比較しても、PPS に電力需要が移動することによって、国内の発電コストの合計は減少し、CO<sub>2</sub> 排出量は増加するという傾向が確認できる。

発電コストについては、PPS シェアが5%の場合と10%の場合を比較すると、2020年ではその差はほとんど確認できないが、2025年と2030年の場合については、それぞれ約4,000億円（約3%）、約5,000億円（約4%）の差がでることが確認できる。

また、CO<sub>2</sub> 排出量に関しては、PPS シェアが5%の場合と比較すると10%の場合では2020年では約400万t、2025年では、約500万t、2030年程では、約1600万tの差が生じることが分かる。



Fig. 3-2 原発停止・融通率 0%ケースの PPS シェア別のコスト・CO<sub>2</sub>排出量

### 3.2.1.2 発電種別発電容量の推移（融通率 0%の場合）

Fig. 3-3 に PPS のシェアを 10%・電力融通率を 0%とした場合の発電種別発電容量の推移を示す。発電施設の新設がすでに所与とされている 2025 年までは、石炭が緩やかに上昇する傾向が確認できる。3.2.1.1 から確認できるように、石炭の電源構成比率も 2015 年には 32%であったものの、2025 年には 38%と徐々に増加している。さらに、新設が最適化対象となる 2030 年には石炭が大幅に新設されていることが Fig. 3-3 から確認できる。この影響で、石炭の電源構成比率は 52%と急激に増加している。

また、一般電力と新電力のそれぞれについての発電容量の推移を Fig. 3-4 と Fig. 3-5 に示す。一般電力については、全国の発電容量のほとんどを占めることから、全体の容量合計の推移から確認できるのと同じ傾向を示している。一方で新電力に関しては、2030 年まで継続的に石炭火力の発電容量が伸びていくことが確認できる。

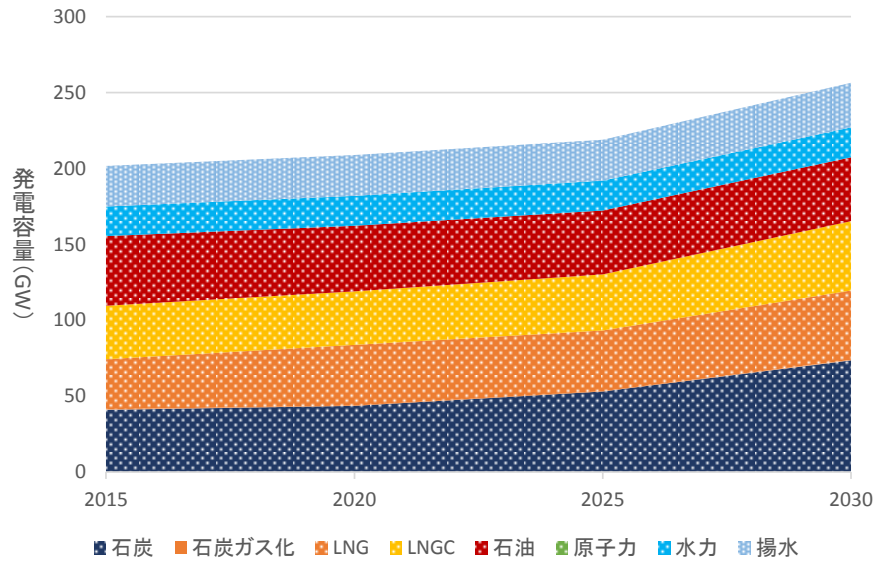


Fig. 3-3 原発停止・PPSシェア10%・融通率0%ケースでの発電容量の全国合計推移

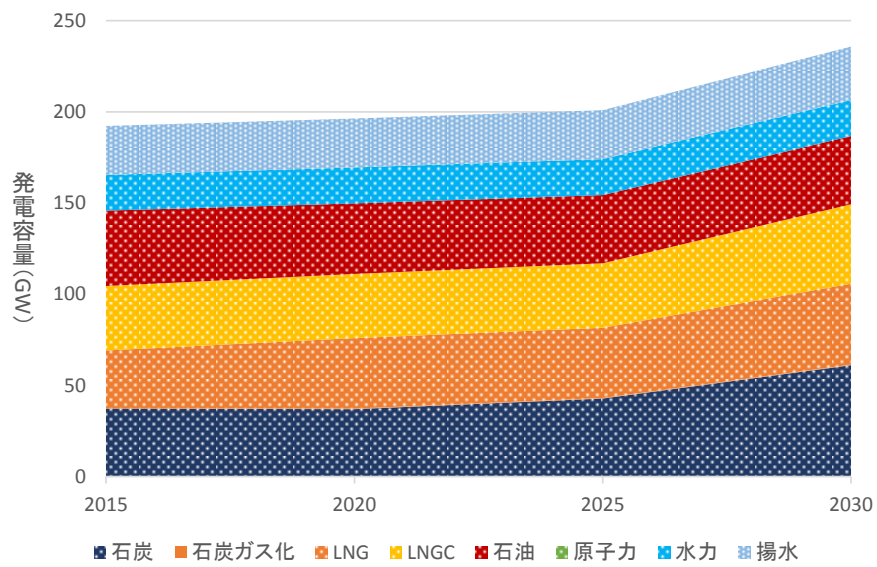


Fig. 3-4 原発停止・PPSシェア10%・融通率0%ケースでの一般電力の発電容量推移

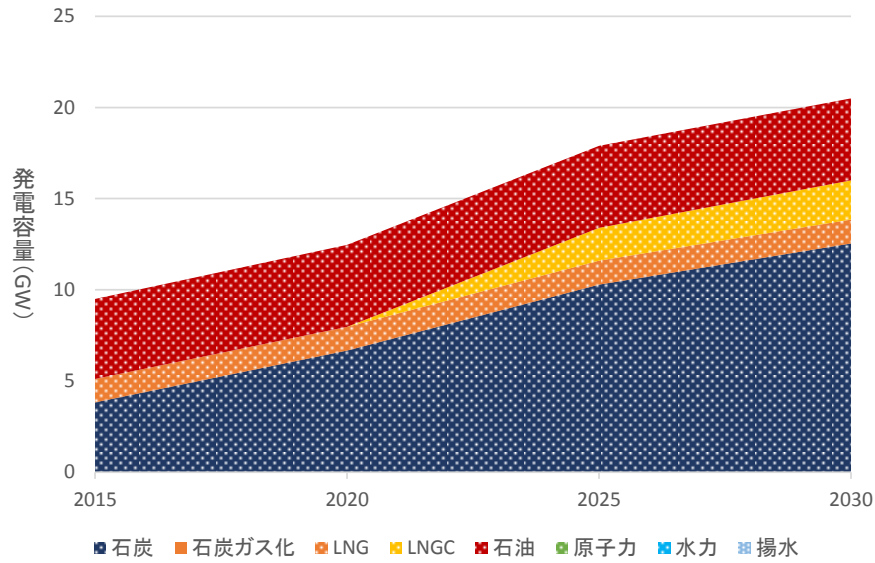


Fig. 3-5 原発停止・PPSシェア10%・融通率0%ケースでの新電力の発電容量推移

### 3.2.1.3 発電種別発電電力の推移（融通率0%の場合）

Fig. 3-6 に PPS のシェアを 10%・電力融通率を 0%とした場合の発電種別発電電力量の推移を示す。2015 年から 2025 年にかけて、石油火力での発電が減り、石炭火力での発電が増加する傾向が確認できる。新設も最適化範囲である 2030 年では、その傾向はより顕著である。

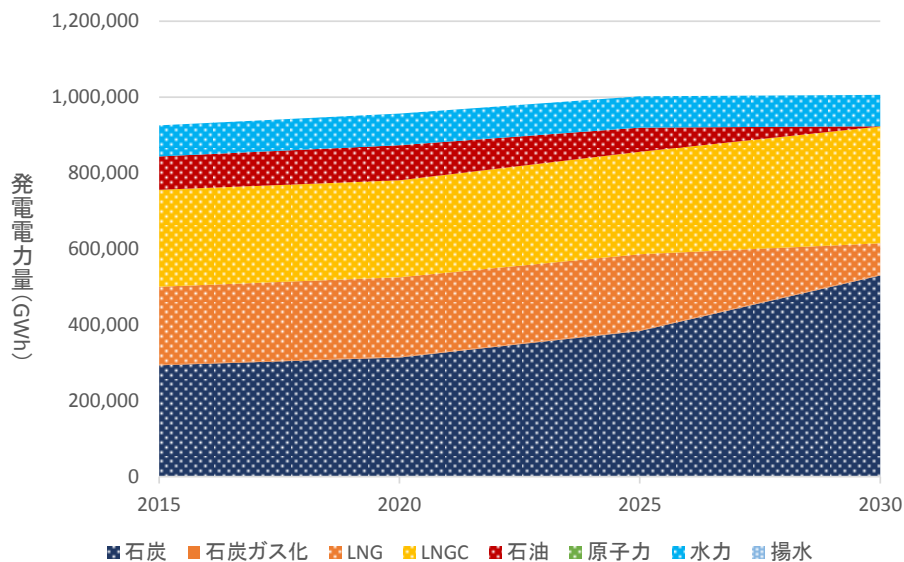


Fig. 3-6 原発停止・PPSシェア10%・融通率0%ケースでの発電容量の全国合計推移

一般電力と新電力それぞれの発電種別発電電力量の推移を Fig. 3-7 と Fig. 3-8 に示す。3.2.1.2 と同様に、一般電力について確認できる傾向は、全国合計のそれとは変わらない。新



電力については、2020年には未完成の石炭火力が多いため多くの石油火力が使用されることが確認でき、2025年以降にはそれは新設される石炭・LNGコンバインドに代替される。

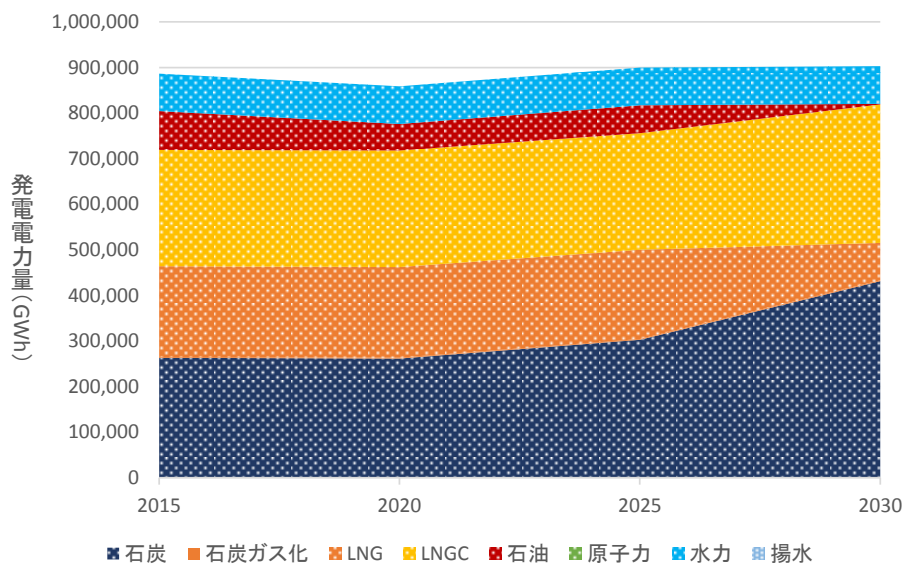


Fig. 3-7 原発停止・PPSシェア10%・融通率0%ケースでの一般電力の発電電力量推移

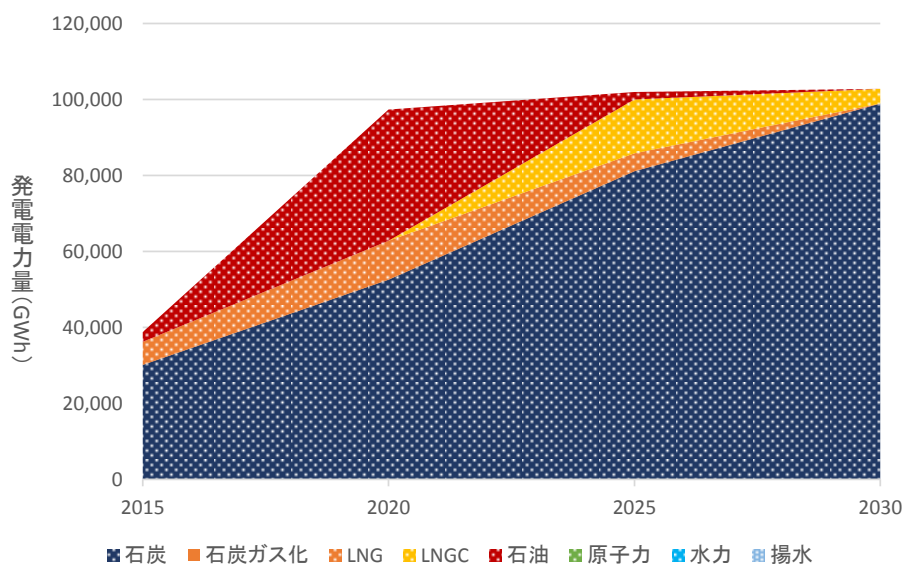


Fig. 3-8 原発停止・PPSシェア10%・融通率0%ケースでの新電力の発電電力量推移

### 3.2.1.4 燃料使用量の推移（融通率0%の場合）

Fig. 3-9にPPSのシェアを10%・電力融通率を0%とした場合の発電種別発電電力量の推移を示す。石油の使用量の減少と石炭の使用量の増加の傾向が確認できる。また、2.1.4で設定した燃料価格について、2030年よりバイオマス燃料の価格が大きく下がる設定となってい

るため、石炭との混燃燃料としてバイオマス燃料の使用が増加する結果となっている。

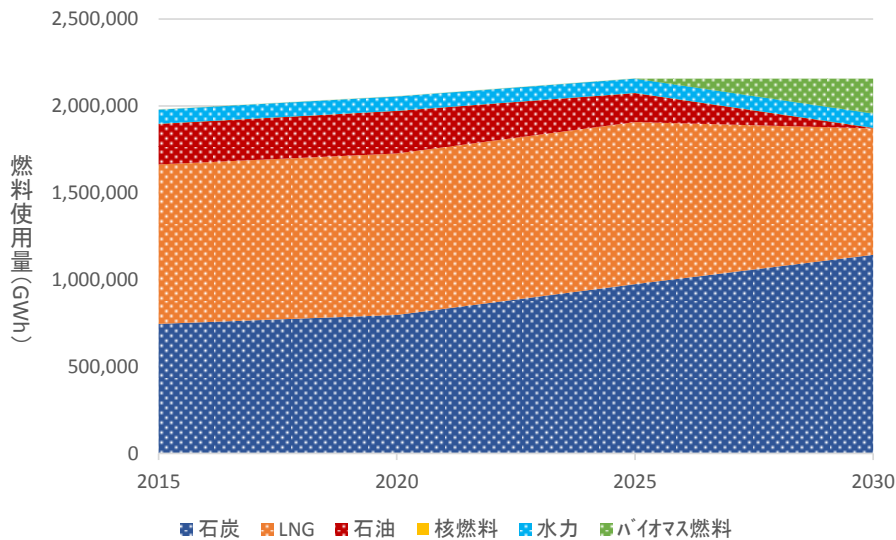
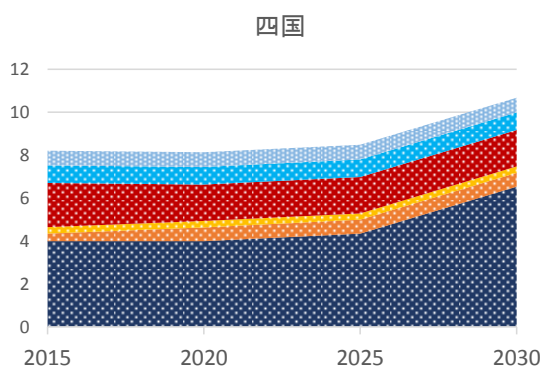
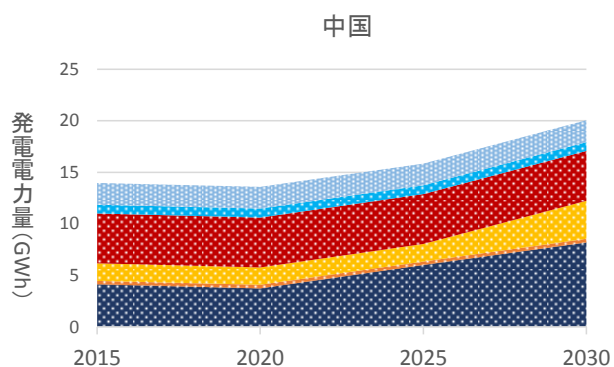
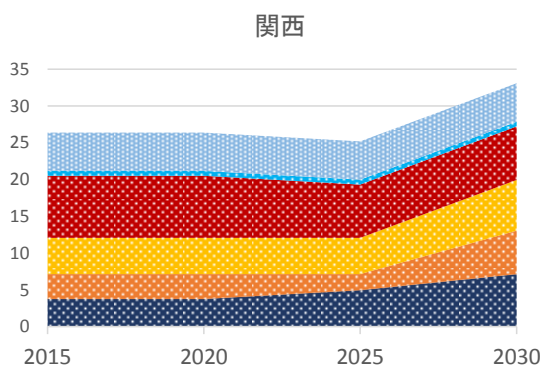
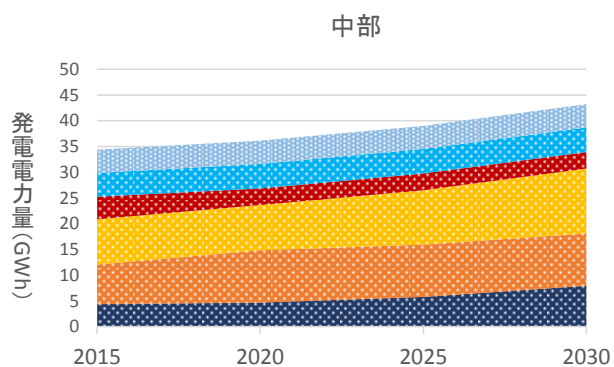
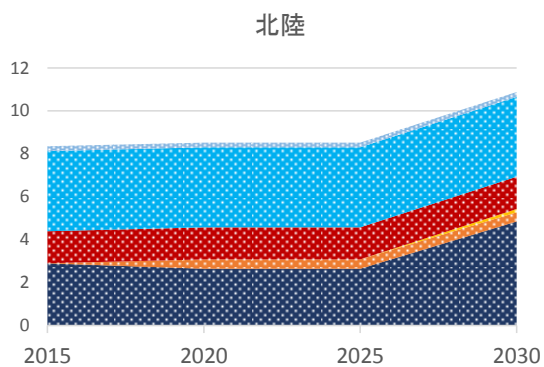
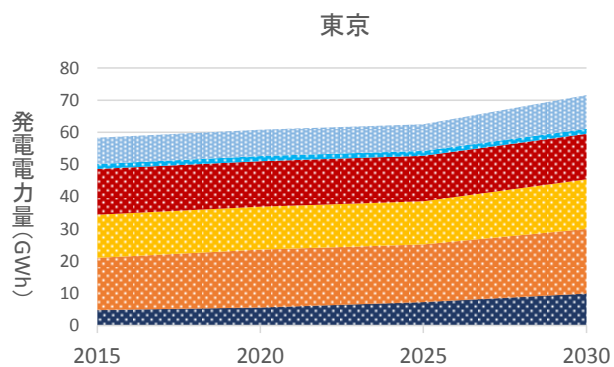
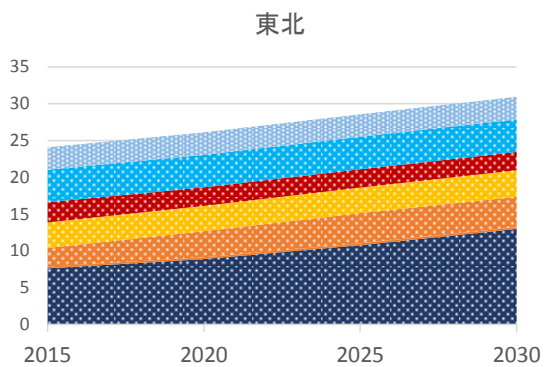
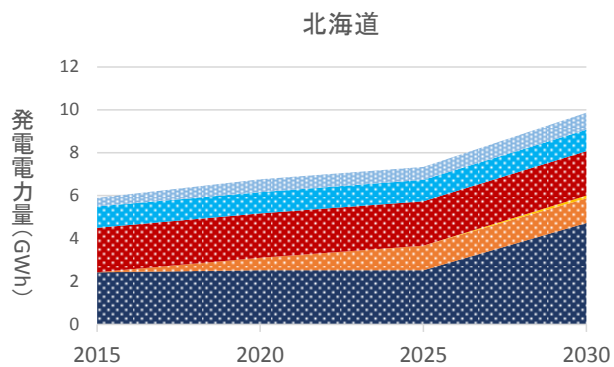


Fig. 3-9 原発停止・PPSシェア10%・融通率0%ケースでの燃料使用量の全国合計推移

### 3.2.1.5 地域ごとの発電種別発電設備容量・発電電力の推移（融通率0%の場合）

Fig. 3-10 に PPS のシェアを 10%・電力融通率を 0%とした場合の地域ごとの発電種別発電設備容量を示す。容量の新設が最適化の範囲外である 2025 年までを見ると、全ての地域で石炭火力の容量の増加傾向が確認できる。特に、東北・中国の 2 つの地域で石炭火力の新設が既存の発電容量と比べると多いことが確認できる。これは、自由化後に地域間連系線を通して、需要の大きい東京電力管内と関西電力管内に電力を供給することを目的とした石炭火力の新設がこの地域に多いということが原因であると考えられる。また、東電管内・関電管内についてもグラフの縮尺のためわかりづらくなっているものの、石炭火力の新設は多い。

Fig. 3-11 に PPS のシェアを 10%・電力融通率を 0%とした場合の地域ごとの発電種別発電電力量の推移を示す。発電容量の推移からも確認できたのと同じ傾向が確認することができ、東京・関西地域にくわえて、それらに隣接する東北・中部・中国地域での石炭火力による発電が増加する傾向が大きく見て取れ、これらの影響が国内の排出 CO<sub>2</sub> 量に大きな影響を与えていると考えられる。



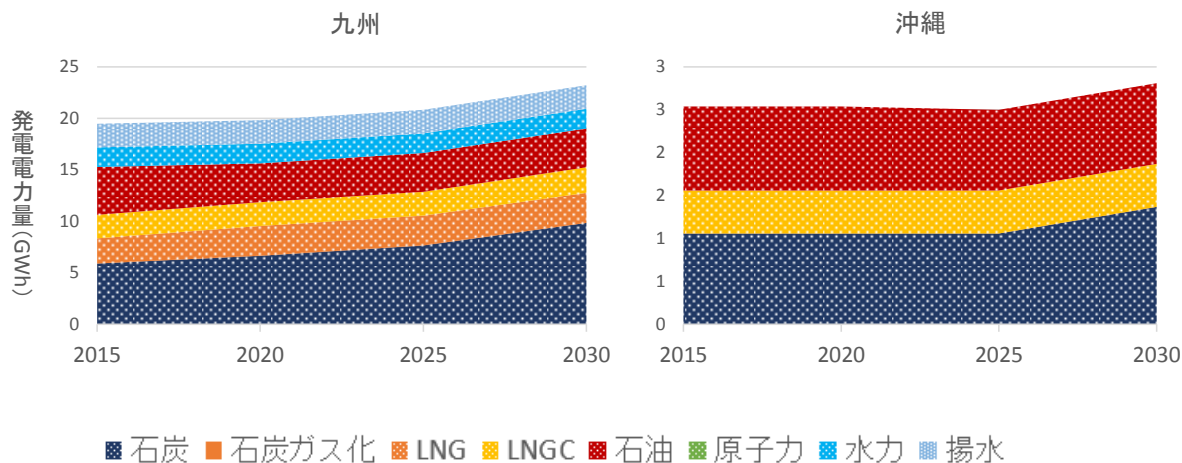
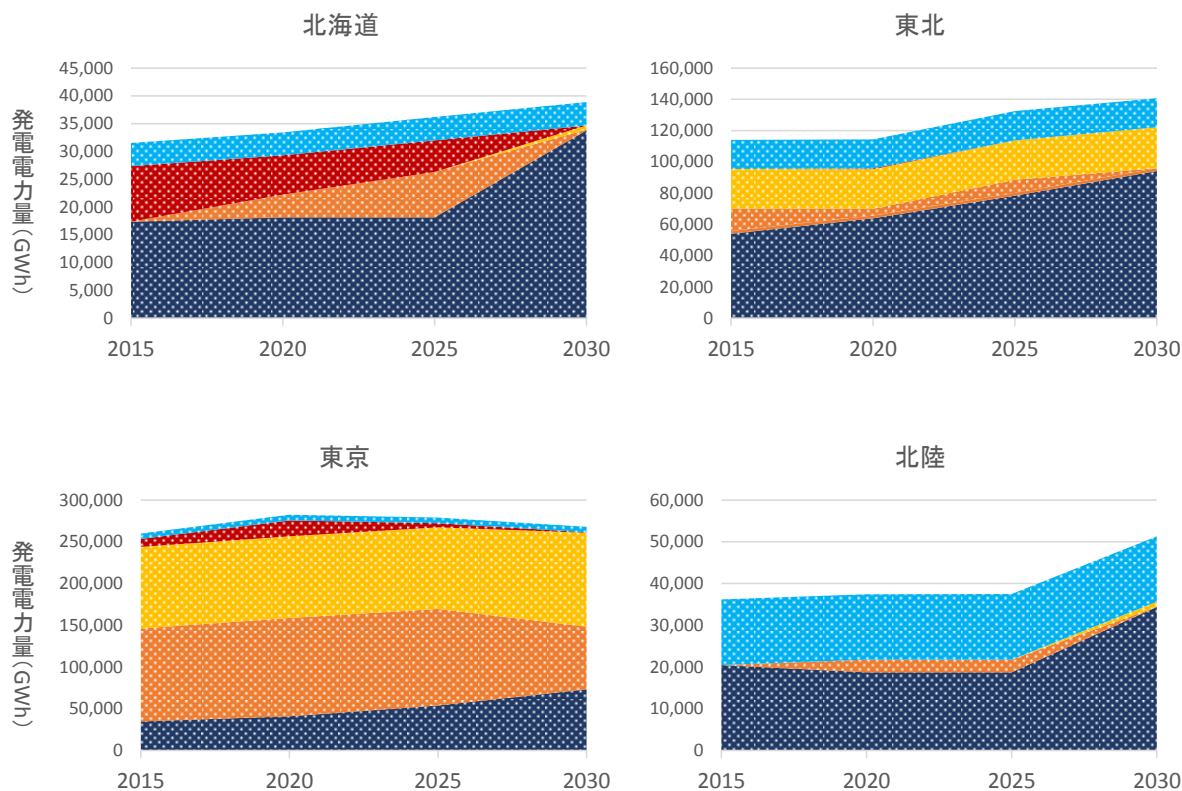


Fig. 3-10 原発停止・PPSシェア10%・融通率0%ケースでの発電容量の地域合計推移



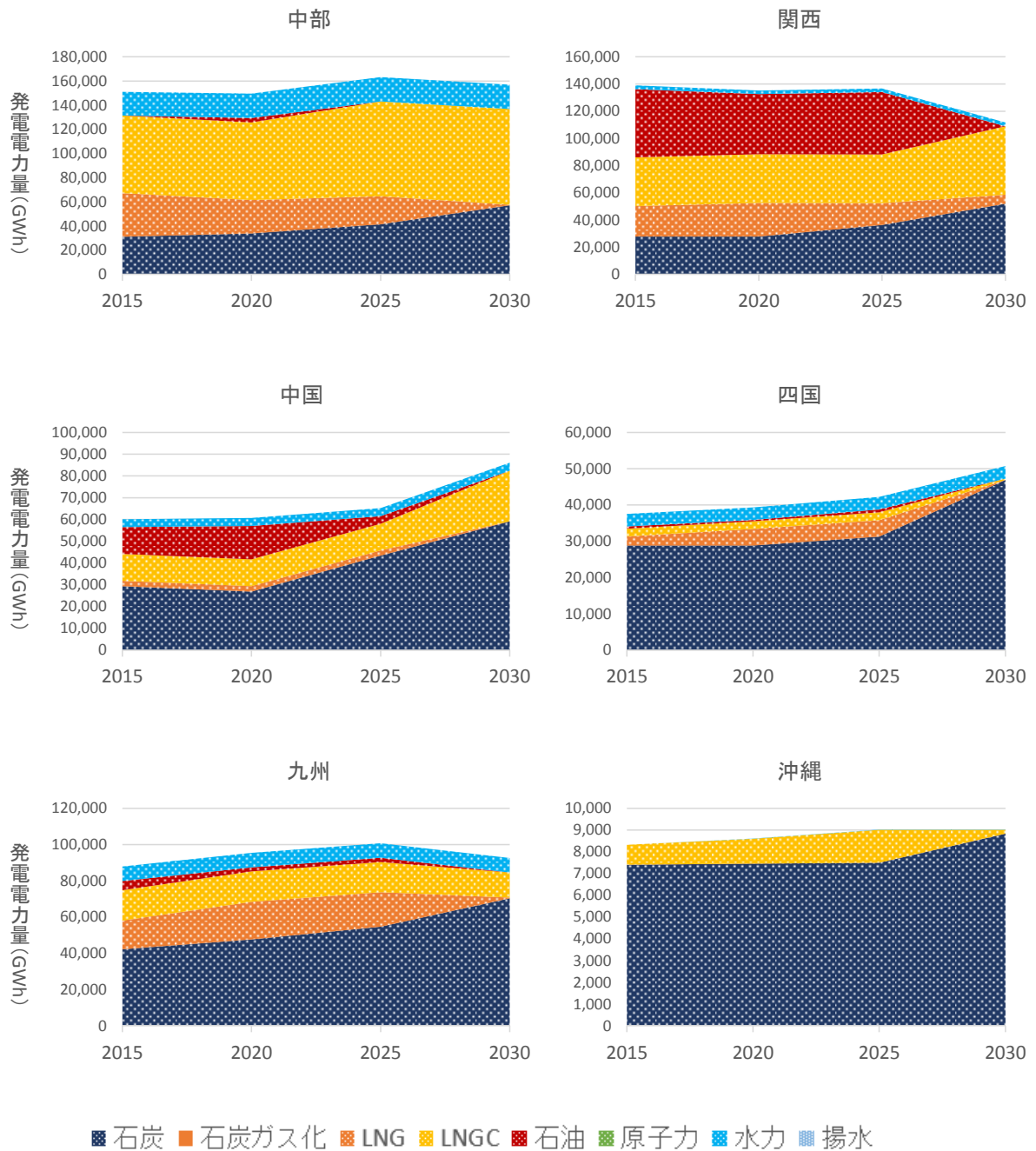


Fig. 3-11 原発停止・PPSシェア10%・融通率0%ケースでの発電電力量の地域合計推移

### 3.2.1.6 地域間送電電力量（融通率0%の場合）

Fig. 3-12 に PPS のシェアを 10%・電力融通率を 0%とした場合の 2015 年の地域間送電電力量の年間合計値を、さらに Fig. 3-13 に同場合の 2015 年の地域間送電電力量の年間合計値を示す。2015 年では、東北から東京、中国から関西といった消費電力の大きい地域への隣接地域からの送電に加えて、関西から中部、四国から中国といった送電も確認することができるが、2025 年のケースでは、そのような送電は相対的にほとんど確認することが出来ず、消

費電力の大きい地域への隣接地域からの送電がメインとなっている。

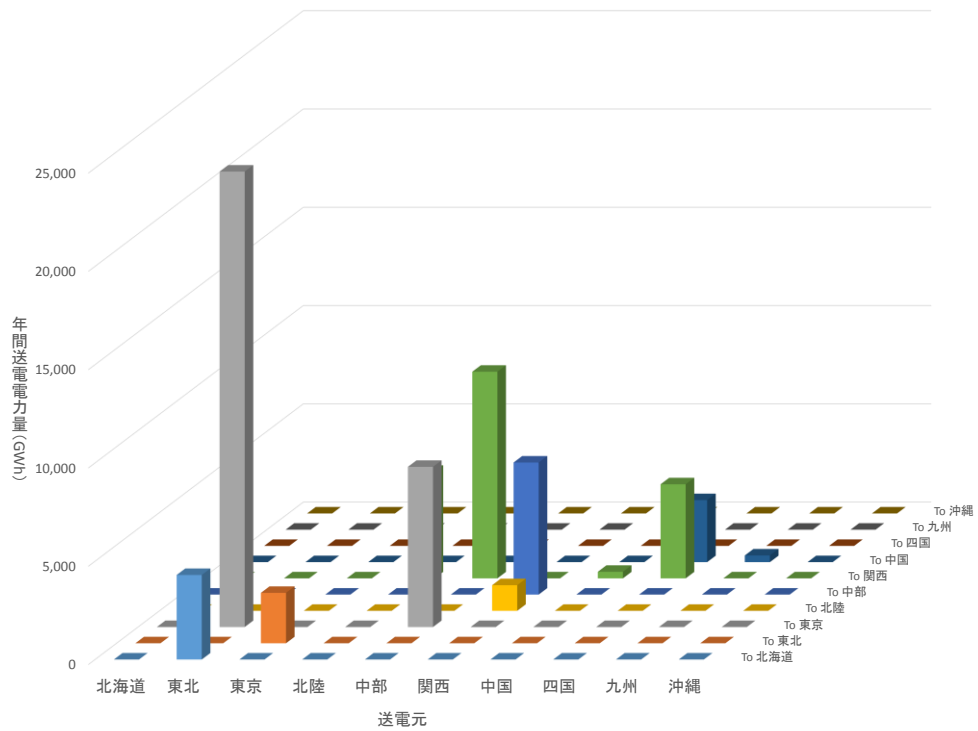


Fig. 3-12 原発停止・PPSシェア10%・融通率0%ケースでの2015年地域間送電電力量

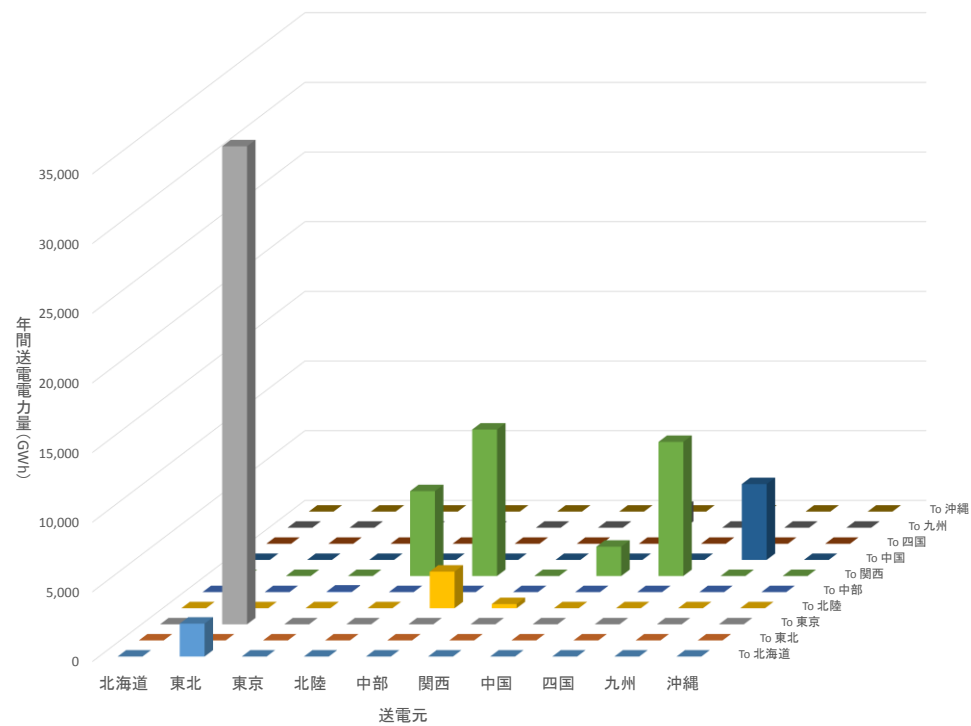


Fig. 3-13 原発停止・PPSシェア10%・融通率0%ケースでの2025年地域間送電電力量

### 3.2.1.7 1日の電源種別発電電力量推移

3.2.1.5にて自由化前後で地域での石炭火力の使用割合が、相対的に増加することが確認された、東北・中国地域についての1日の電力の需給状況についての確認を行う。

PPSのシェアを10%・電力融通率を0%とした場合について、Fig. 3-14に東北地域での冬季休日パターンの2015年と2025年の電力の需給状況を示す。また、Fig. 3-15に中部地域での冬季休日パターンの2015年と2025年の電力の需給状況を示す。一般電力と新電力の需給状況の合算で、さらに他地域への送電も考慮しているため、石炭火力発電などのベース電源であっても変動が見られる点に注意が必要である。両地域について、石炭火力の発電量が大きくなっていることが顕著にわかり、東北地域では他地域へ送電量も増加している。

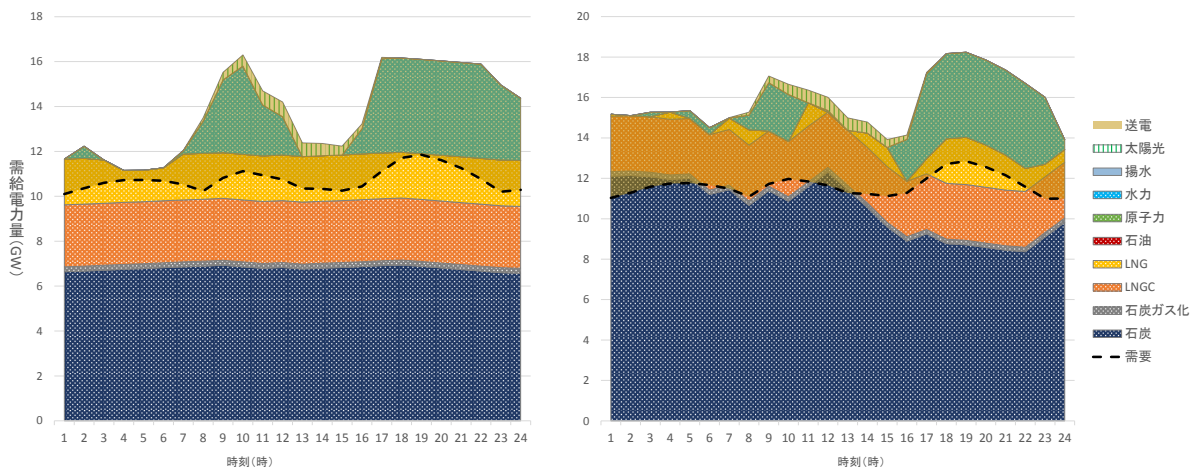


Fig. 3-14 原発停止・PPSシェア10%・融通率0%ケースの東北の電力需給(2015左 2025右)

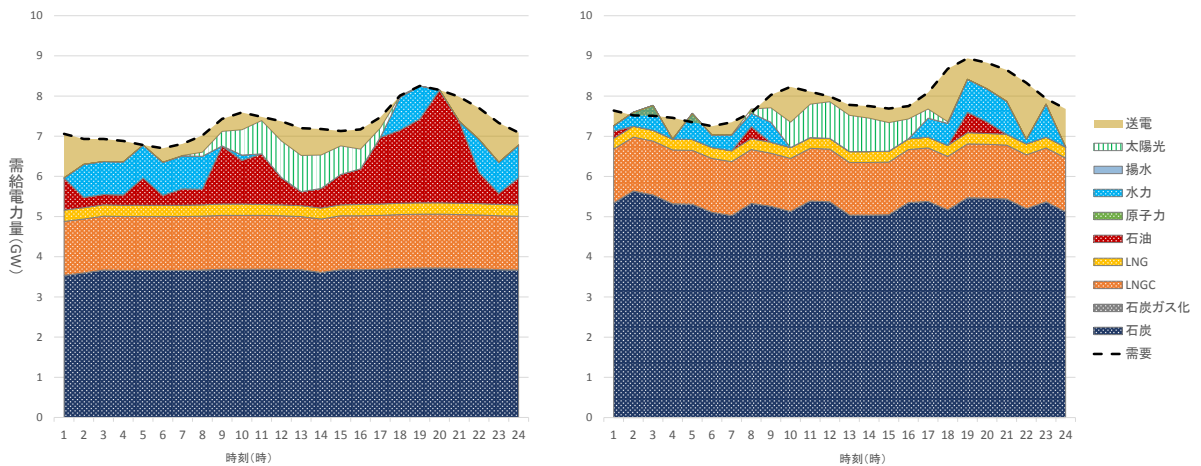


Fig. 3-15 原発停止・PPSシェア10%・融通率0%ケースの中国の電力需給(2015左 2025右)

### 3.2.1.8 一般電力・新電力間の融通電力量によるコスト・CO<sub>2</sub>排出量の変化

ここまでは、単純化のため一般電力・新電力間の電力融通を考えない場合（融通率が0%）

の結果について考察を行ってきた。本項では、融通率を変化させることによる発電コストやCO<sub>2</sub>排出量の変化について、検証と考察を行う。

以下に、3.1で述べた一般電力・新電力間の電力融通率を1.25% (Fig. 3-16), 2.5% (Fig. 3-17), 5% (Fig. 3-18)とした場合についてのPPSシェア別発電コスト・CO<sub>2</sub>排出量の推移を示す。基本的には、一般電力・新電力間の電力融通を許容するほど、電力の供給が全体最適に近づき、新電力のシェアによる差が小さくなっていく。実際に、融通率が大きくなるほど、それぞれにおけるPPSシェアによる差は小さくなっていき、融通率が5%のときは全体最適に近づいて、PPSのシェアによる差がほぼなくなっていることが確認できる。融通率を10%とした場合の傾向は、それが5%の場合とほとんど差がないため、省略する。

融通率を5%として、全体最適に近づいた場合であっても自由化後にCO<sub>2</sub>排出量が最大10%ほど増加する傾向が確認できる。よって原発停止を前提とした場合、国内発電部門による排出CO<sub>2</sub>量の増加は、ほぼ確実なものといえるであろう。

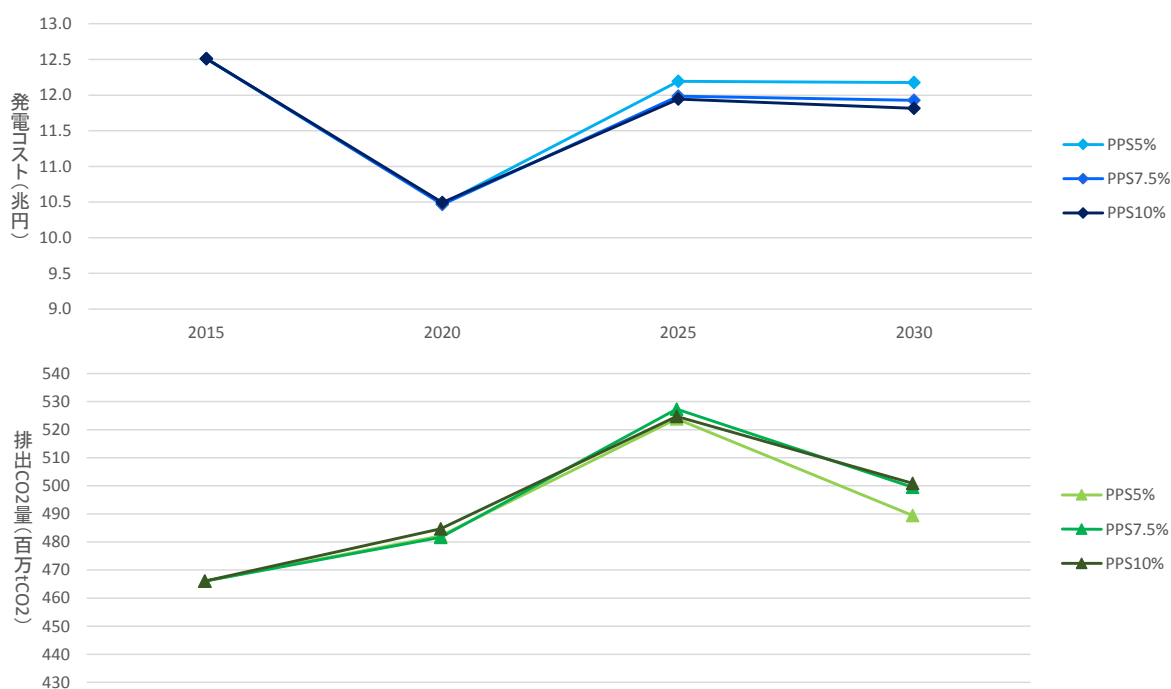


Fig. 3-16 原発停止・融通率1.25%ケースのPPSシェア別のコスト・CO<sub>2</sub>排出量



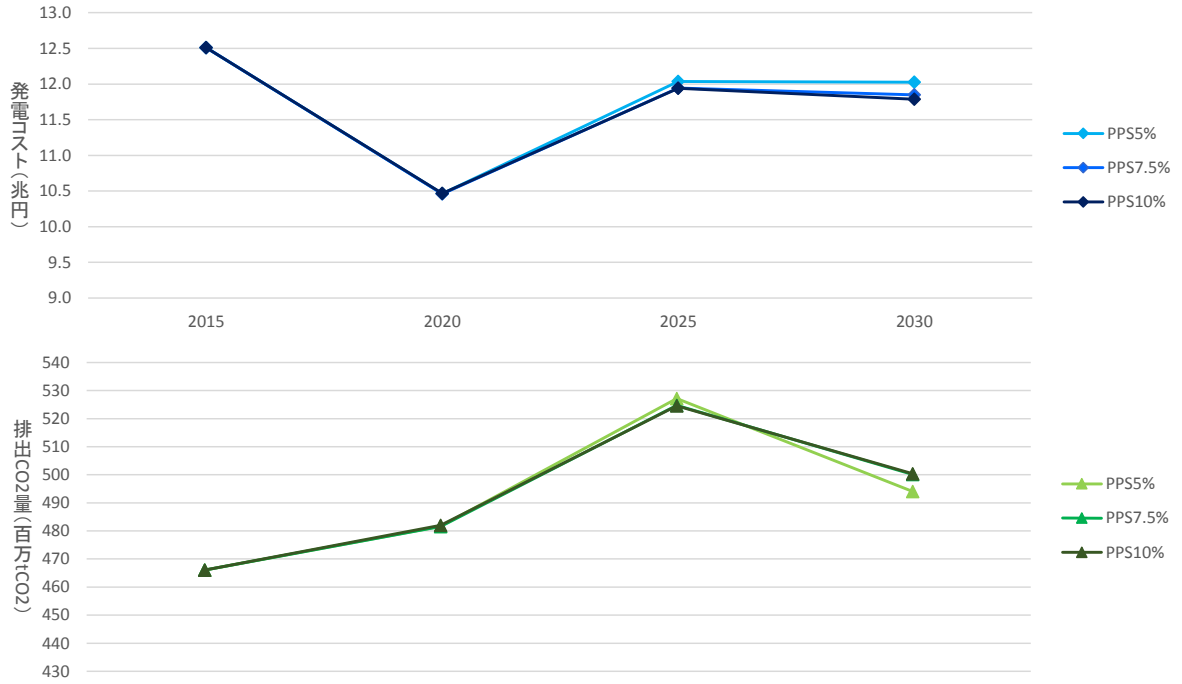


Fig. 3-17 原発停止・融通率 2.5%ケースの PPS シェア別のコスト・CO<sub>2</sub> 排出量

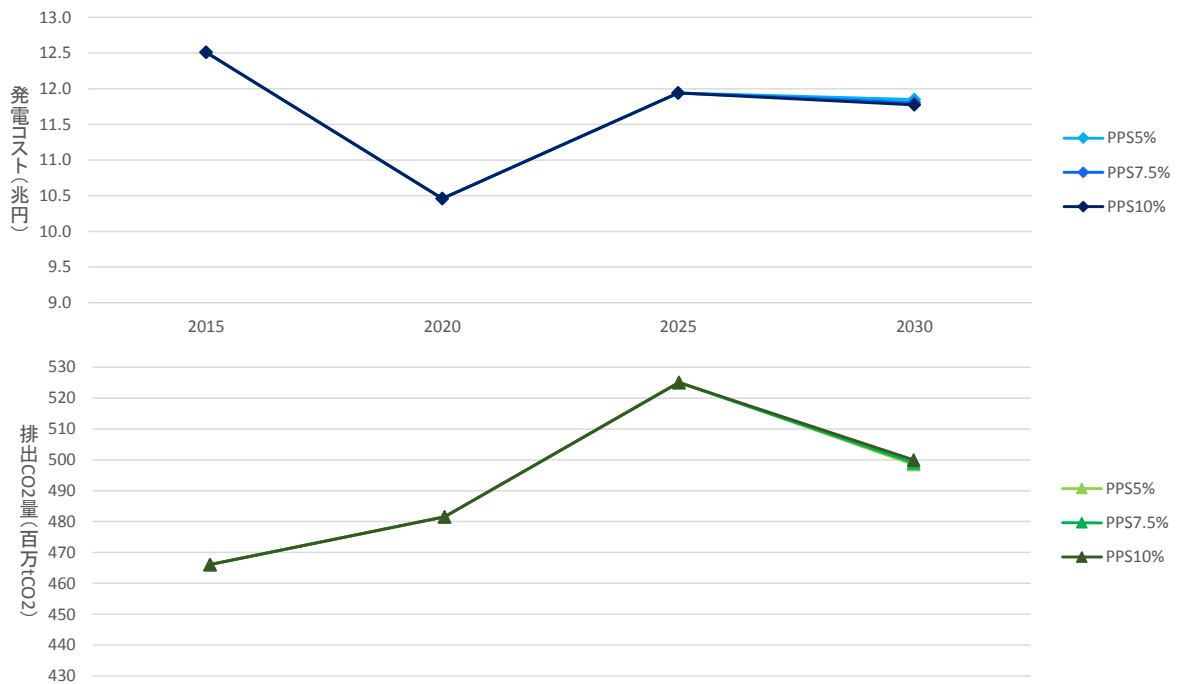


Fig. 3-18 原発停止・融通率 5%ケースの PPS シェア別のコスト・CO<sub>2</sub> 排出量

Fig. 3-19 に PPS シェア 10%における 2020 年の融通率と発電コスト・排出 CO<sub>2</sub> 量の関係を示す。原発停止ケースにおいては、融通率が上昇すると、一般電力または新電力の石油火力がもう一方の LNG 火力によって置き換えられることによって、コストの減少とともに CO<sub>2</sub>

排出量も減少する。しかし、まれに、一方の LNG 火力がもう一方の石炭火力によっておきかえられ、CO<sub>2</sub> 排出量が一部増加する例も見られる。その例として、Fig. 3-20 に PPS シェア 10%における 2025 年の融通率と発電コスト・排出 CO<sub>2</sub> の関係を示す。これらの差は、PPS のシェアによって生じる差に比べると、相対的に小さいものとなっている。

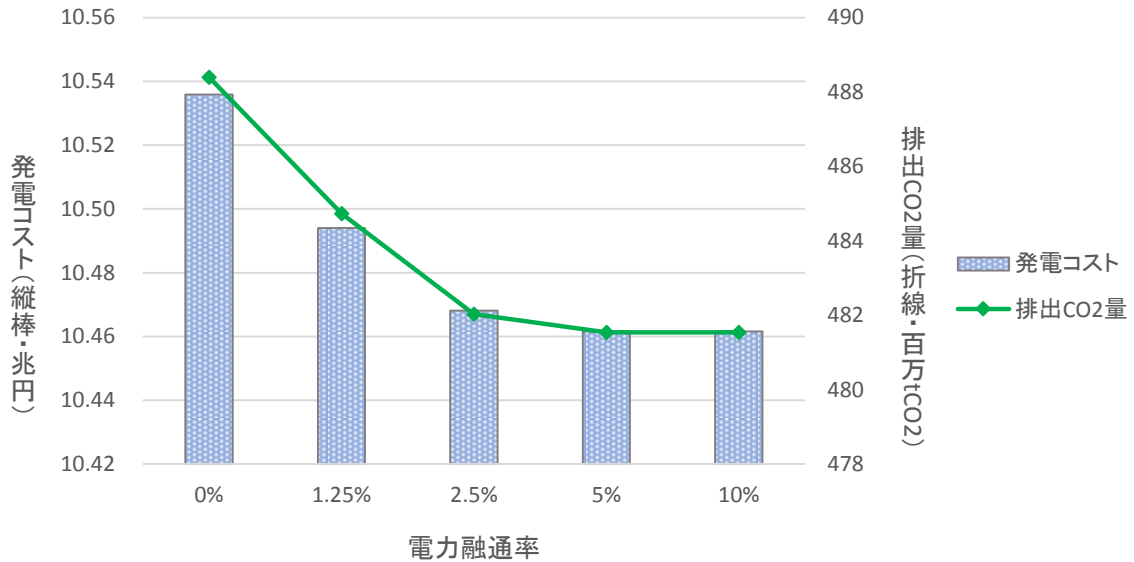


Fig. 3-19 原発停止・PPS10%・2020年における融通率と発電コスト・排出CO<sub>2</sub>量の関係

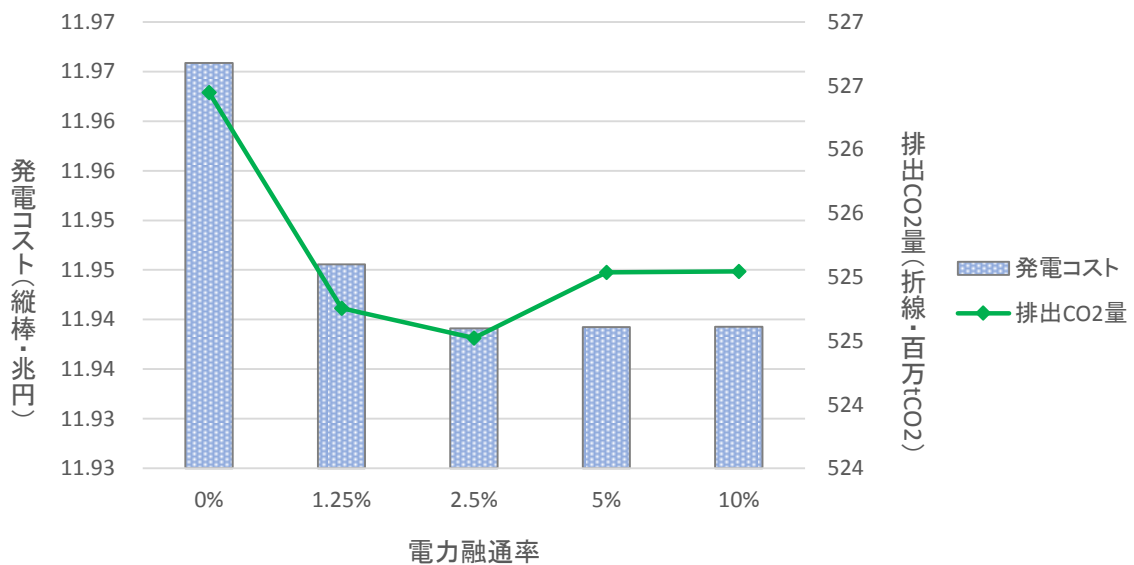


Fig. 3-20 原発停止・PPS10%・2025年における融通率と発電コスト・排出CO<sub>2</sub>量の関係

### 3.2.2 原発稼働ケース

以下では、原発手停止ケース同様、PPS シェアと一般電力・新電力間の電力融通それぞれの影響を別々に評価するため、まずは融通を全く許さない場合(融通率 0%の場合)を考慮し、のちに融通率を変化させて、その影響を評価する。

#### 3.2.2.1 総発電コストと排出 CO<sub>2</sub> 量 (融通率 0%の場合)

以下の Fig. 3-21 に、原発停止ケースにおける PPS シェア 10%かつ融通率 10%の場合の年別のコストと CO<sub>2</sub> 排出量の推移とその内訳を示す。3.2.1.1 での原発停止ケースと比較すると、石炭火力の電源構成比率は原発が稼働していることによって小さくなっているが、2020 年から 2030 年にかけて増加傾向にあることは、同様である。

しかし、石炭火力の使用量が増えていくにもかかわらず、2020 年では約 4,000 億円(約 5%)の減少にとどまり、2025 年と 2030 年に関してはそれぞれ約 2,000 億円(2%)と 3,000 億円(4%)のコストの増加が確認できる。これは、原発の発電単価の安さと原子力発電の極めて安い発電コストと燃料費上昇のパラメータ設定の影響である。さらに、原発稼働ケースでは、原子力発電の極めて安い発電コストの影響で、2015 年の発電コストが約 8.5 兆円と原発停止ケースに比べて極めて安くなっていることに留意が必要である。

また、CO<sub>2</sub> 排出量に関しては、CO<sub>2</sub> 排出量の極めて少ない原子力発電の影響で、新電力に需要が移動することによる相対的な増加量は大きくなっている。2020 年では、2015 年と比較して約 3000 万 t(約 11%)の増加、2025 年では約 7000 万 t(約 24%)、2030 年では約 6000 万 t(約 20%)の CO<sub>2</sub> 排出量増加が見込まれる結果となっている。

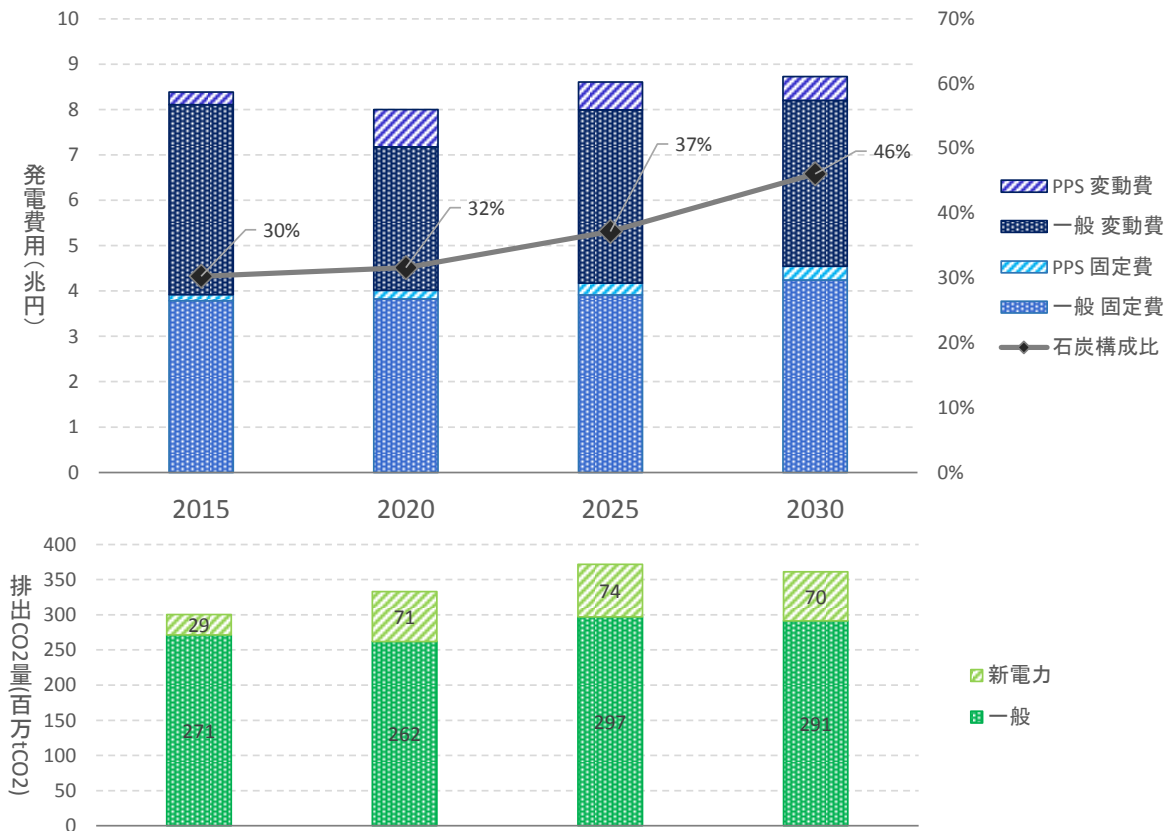


Fig. 3-21 原発稼働・PPSシェア10%・融通率0%のケースのコストとCO<sub>2</sub>排出量

また, Fig. 3-22 に一般電力・新電力間の電力融通を全くないものとしたケース(融通率0%)における PPS のシェアごとの合計コストと CO<sub>2</sub> 排出量の推移を示す. この図からも確認できるように, 原発停止ケースと同様, 各年で比較しても, PPS のシェアが増加ことによって, 国内の発電コストの合計は減少し, 排出 CO<sub>2</sub> 量は増加するという傾向が確認できる. しかし, 2020 年については PPS シェアが大きい場合ほど発電コストが増加するという結果が得られた. これは, 2020 年については, 3.2.2.2 からわかるように新電力の持つ供給容量が小さく, 一般電力が安価な原子力発電を使う一方で, 新電力が大量の石炭火力を使う必要が生じ, 一般電力から新電力への乗換えが多くなるほど, 発電コストが上昇するためである.

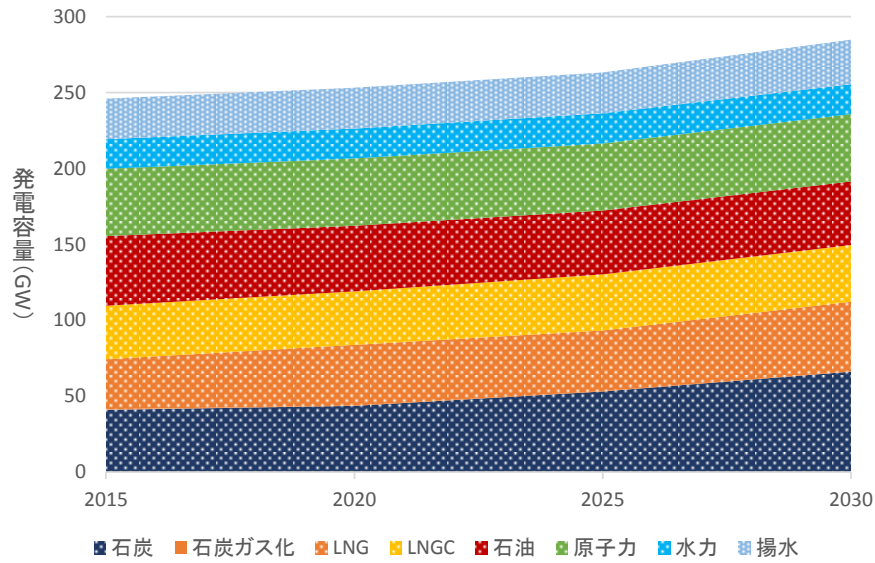
発電コストについては, PPS シェアが 5%の場合と 10%の場合を比較すると, 2020 年では PPS シェアが 10%の場合のほうが, 約 2,000 億円(約 5%) コストが上昇することが確認でき, 2025 年と 2030 年の場合については, それぞれ約 2,000 億円(約 2%)と 2,500 億円(約 2.5%) の差が生じることが確認できる. また, 排出 CO<sub>2</sub> 量に関しては, 2015 年時と比較して 2020 年では約 1400 万 t, 2025 年では, 約 1500 万 t, 2030 年程では, 約 800 万 t の差が生じることが分かる.



Fig. 3-22 原発稼働・融通率 0%ケースの PPS シェア別のコスト・CO<sub>2</sub> 排出量

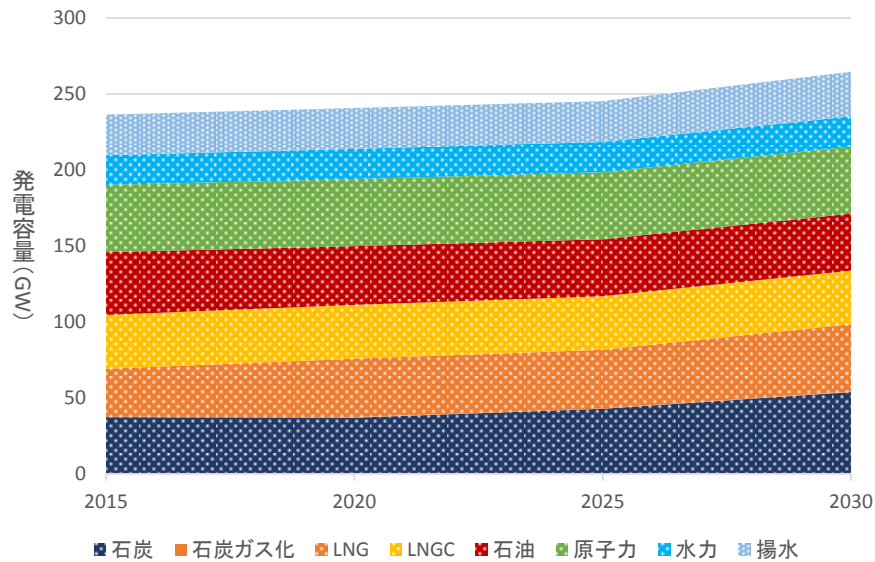
### 3.2.2.2 発電種別発電容量の推移 (融通率 0%の場合)

Fig. 3-23 に PPS のシェアを 10%・電力融通率を 0%とした場合の発電種別発電容量の推移を示す。発電施設の新設がすでに所与とされている 2025 年までは、石炭が緩やかに上昇する傾向が確認できる。3.2.2.1 からも確認できるように、石炭の電源構成比率も 2015 年には 30%であったものの、2025 年には 37%と徐々に増加している。さらに、新設が最適化対象となる 2030 年には石炭がさらに新設されていることが Fig. 3-3 から確認できる。この影響で、石炭の電源構成比率は 46%と急激に増加している。しかし、3.2.1.2 での原発停止ケースと比べると、全国で新設される石炭火力の容量は小さい値をとっており、原発稼働の排出 CO<sub>2</sub> 量の減少への影響が見て取れる。



**Fig. 3-23 原発稼働・融通率 0%ケースでの発電容量の全国合計推移**

また、一般電力と新電力のそれぞれについての発電容量の推移を Fig. 3-24 と Fig. 3-25 に示す。一般電力については、全国発電容量のほとんどを占めることから、全体の容量合計の推移と同様の傾向が見て取れる。一方で新電力に関しては、2030年まで継続的に石炭火力の発電容量が伸びていくことが確認でき、原発停止ケースと同じ値をとることが確認できる。



**Fig. 3-24 原発稼働・融通率 0%ケースでの一般電力の発電容量推移**

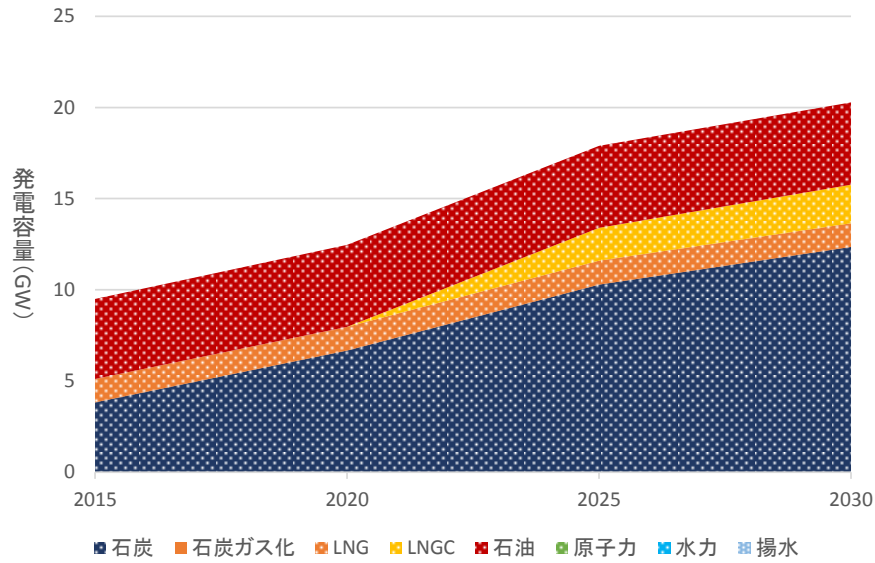


Fig. 3-25 原発稼働・融通率 0%ケースでの新電力の発電容量推移

### 3.2.2.3 発電種別発電電力の推移（融通率 0%の場合）

Fig. 3-26 に PPS のシェアを 10%・電力融通率を 0%とした場合の発電種別発電電力量の推移を示す。2015 年から 2025 年にかけて、石炭火力での発電が増加する傾向が確認できる。新設も最適化範囲である 2030 年では、その傾向はより顕著である。

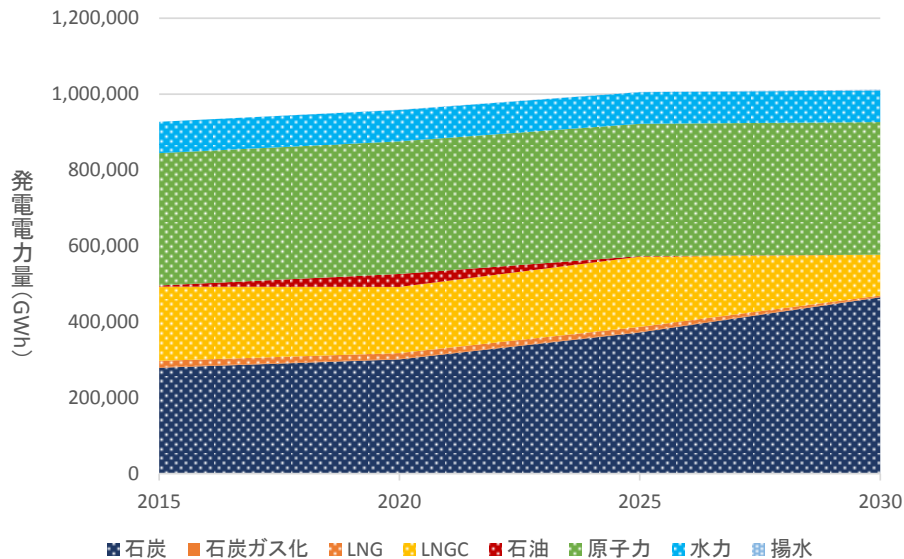


Fig. 3-26 原発稼働・融通率 0%ケースでの発電電力量の全国合計推移

一般電力と新電力それぞれの発電種別発電電力量の推移を Fig. 3-27 と Fig. 3-28 に示す。発電容量と同様に、一般電力について確認できる傾向は、基本的に全国合計のそれとは変わ

らないが、原発の稼働によって原発停止ケースと異なり石油火力の運転がなくなっている。新電力については、2020年には未完成の石炭火力が多いために多くの石油火力が使用されることが確認でき、値は原発停止ケースと同じ値をとる。3.2.2.1で原発稼働ケースにおいて、PPSのシェアが大きいほど2020年のコストが高くなるという現象は、十分な石炭火力の建設が完了していない新電力が石炭を使わざるを得ないためであると考えられる。2025年以降にはこのような石油火力による発電は新設される石炭・LNGコンバインドに代替される。

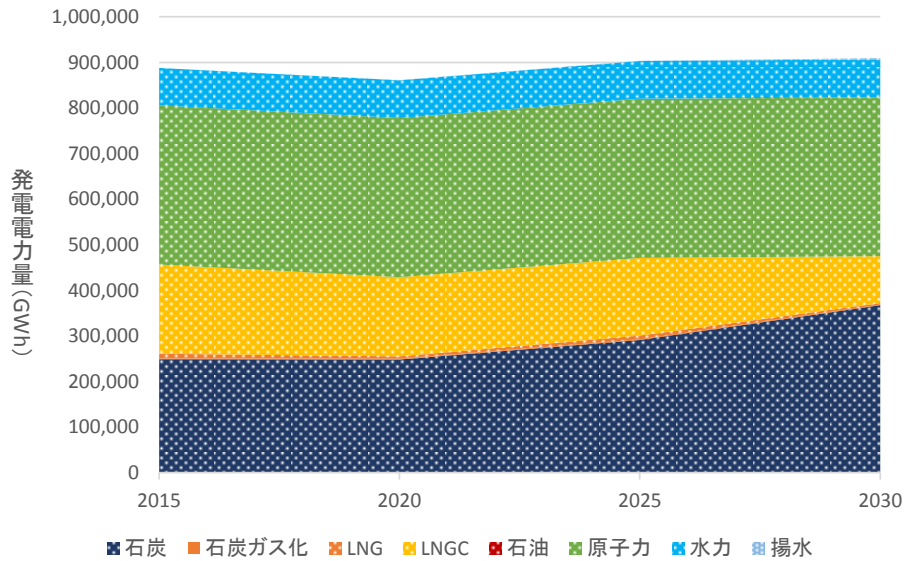


Fig. 3-27 原発稼働・融通率0%ケースでの一般電力の発電電力量推移

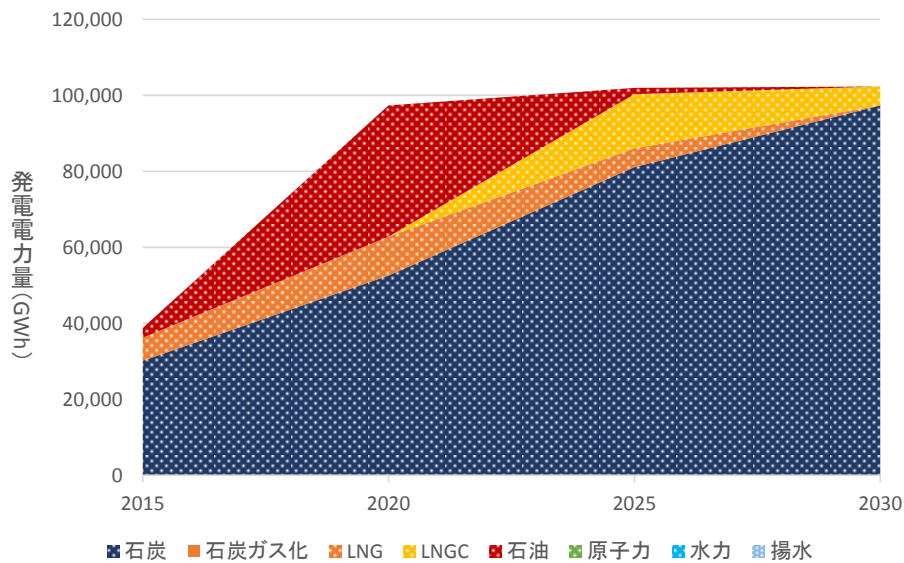


Fig. 3-28 原発稼働・融通率0%ケースでの新電力の発電電力量推移



### 3.2.2.4 燃料使用量の推移（融通率 0%の場合）

Fig. 3-29 に PPS のシェアを 10%・電力融通率を 0%とした場合の発電種別発電電力量の推移を示す。原発停止ケースと同様に石油の使用量の減少と石炭の使用量の増加の傾向が確認できるが、石炭の使用量は原発の使用により比較して小さい。また、同じく石炭との混燃燃料としてのバイオマス燃料の使用も増加する結果となっている。一方石油に関しては、新電力の供給能力の少ない 2020 年と 2025 年において若干使われるだけで、ほとんど使われない結果となっている。

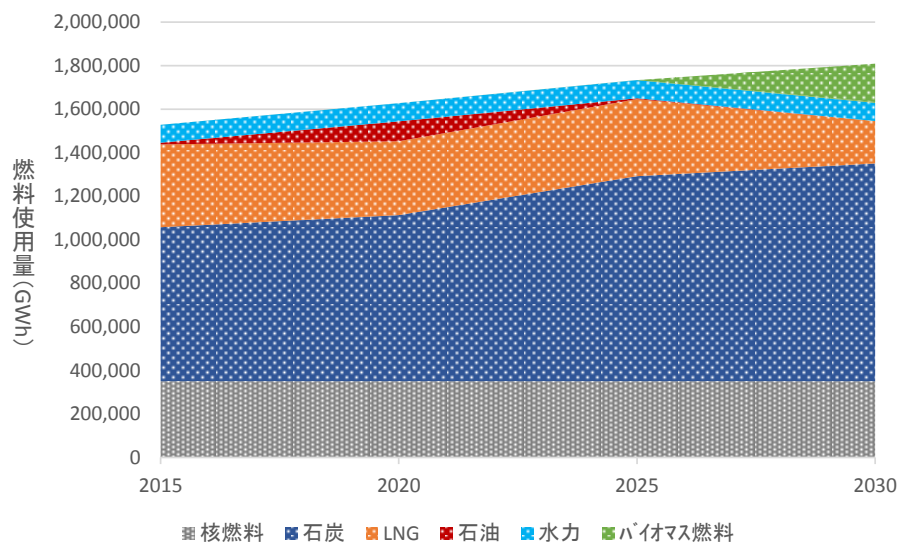
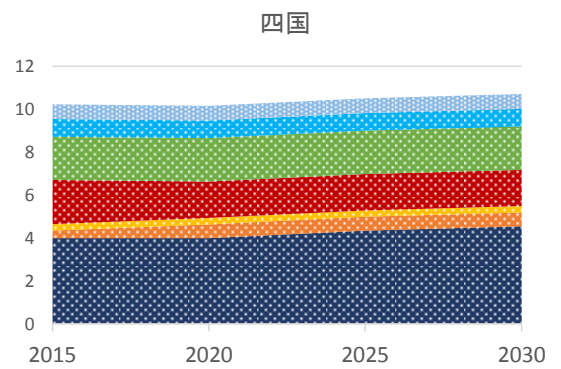
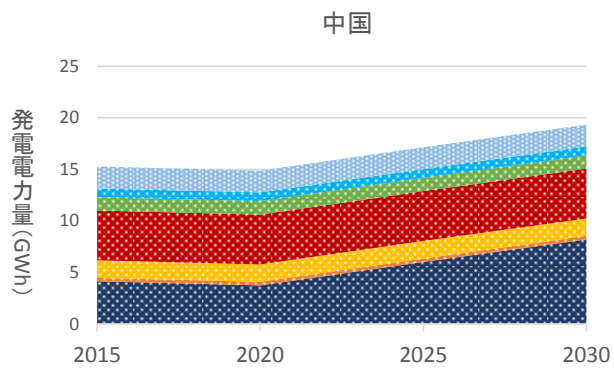
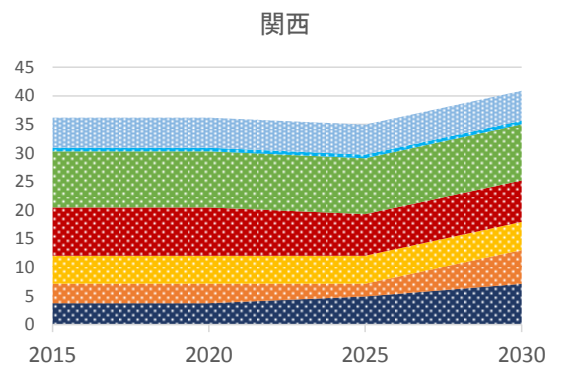
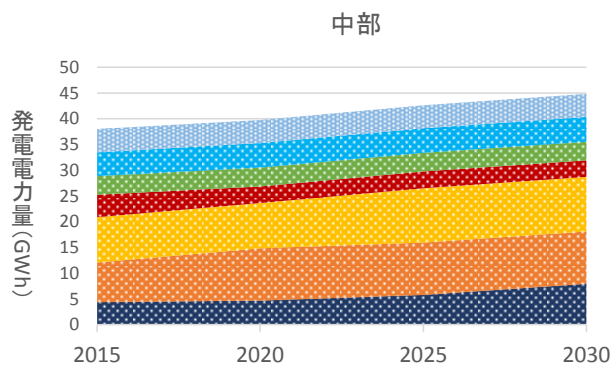
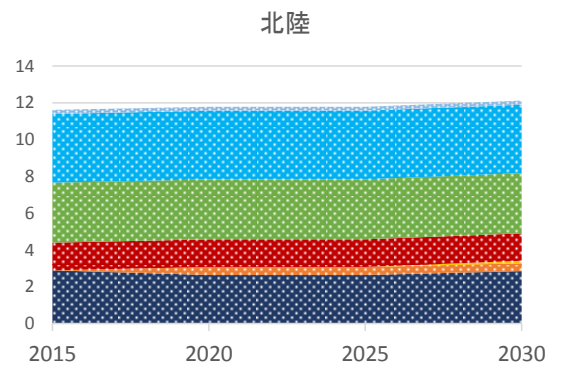
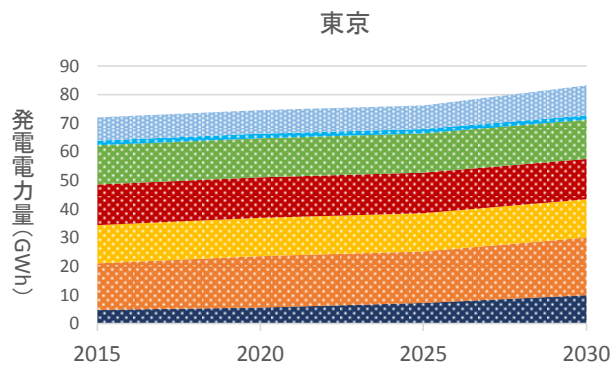
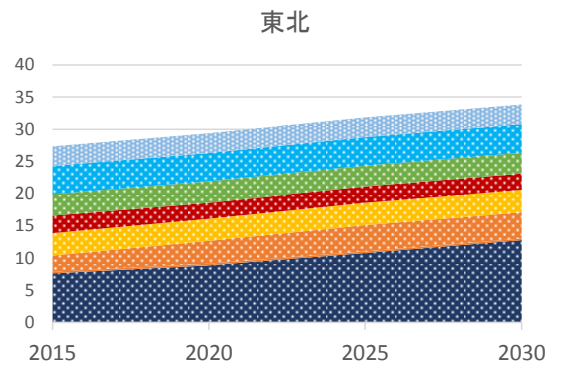
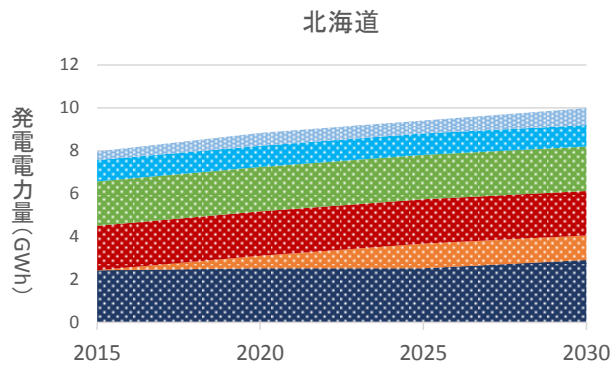


Fig. 3-29 原発稼働・融通率 0%ケースでの燃料使用量の全国合計推移

### 3.2.2.5 地域ごとの発電種別発電設備容量・発電電力の推移（融通率 0%の場合）

Fig. 3-30 に PPS のシェアを 10%・電力融通率を 0%とした場合の地域ごとの発電種別発電設備容量を示す。容量の新設が最適化の範囲外である 2025 年までを見ると、北陸以外の地域で石炭火力の容量の増加傾向が確認できる。特に、原発停止ケースと同様に、東北・中国の 2 つの地域で石炭火力の新設が既存の発電容量と比べると多いことが確認できる。これは、需要の大きい東京地域と関西地域に隣接しているということに加えて、原発の既存容量小さいことが原因であると考えられる。

Fig. 3-31 に PPS のシェアを 10%・電力融通率を 0%とした場合の地域ごとの発電種別発電電力量の推移を示す。原発停止ケースと同様に、東京・関西・東北・中部・中国地域での石炭火力による発電が増加する傾向が見て取れる。



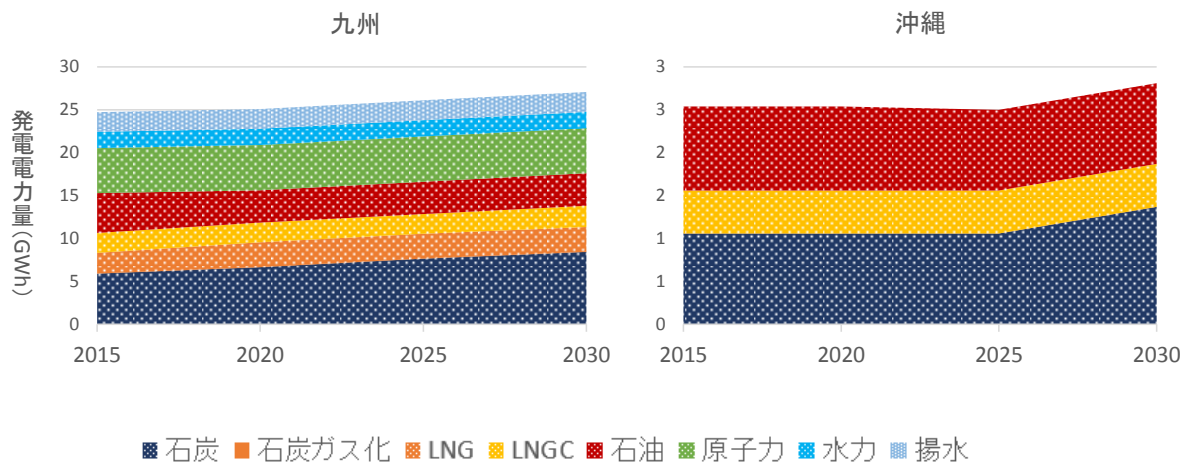
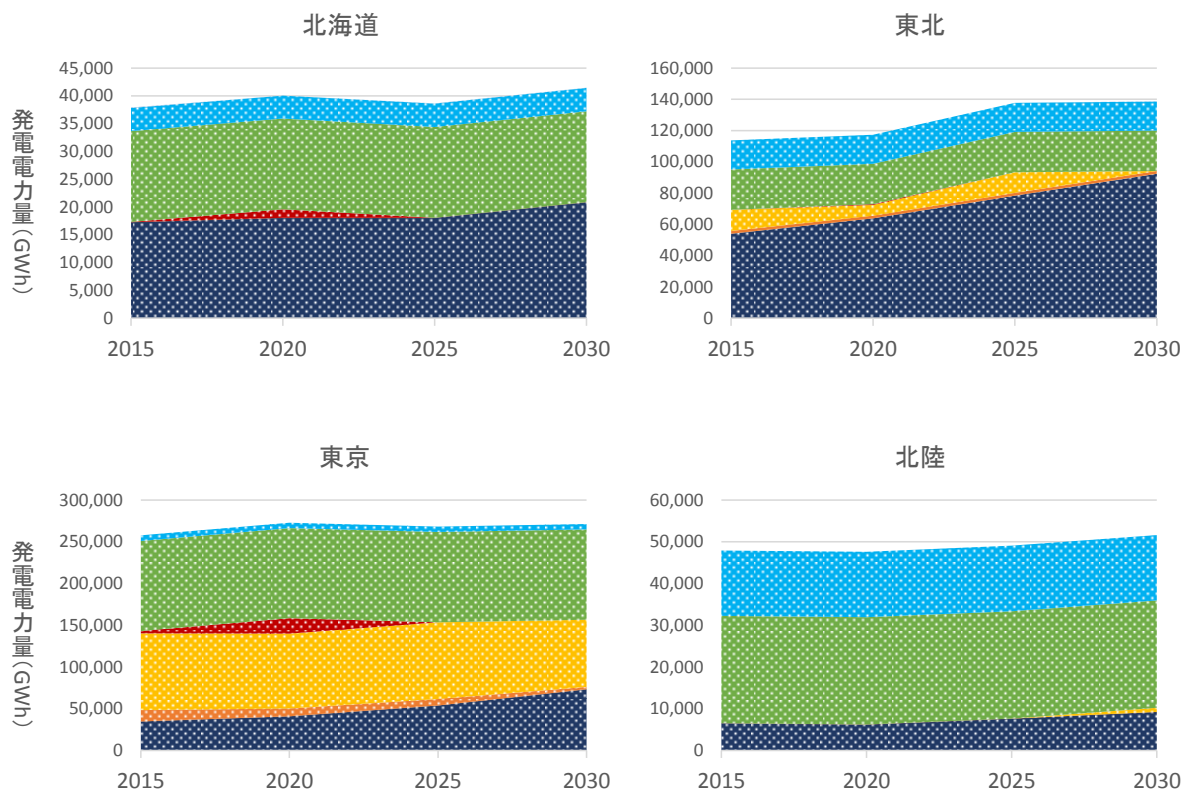


Fig. 3-30 原発稼働・融通率0%ケースでの発電容量の地域合計推移



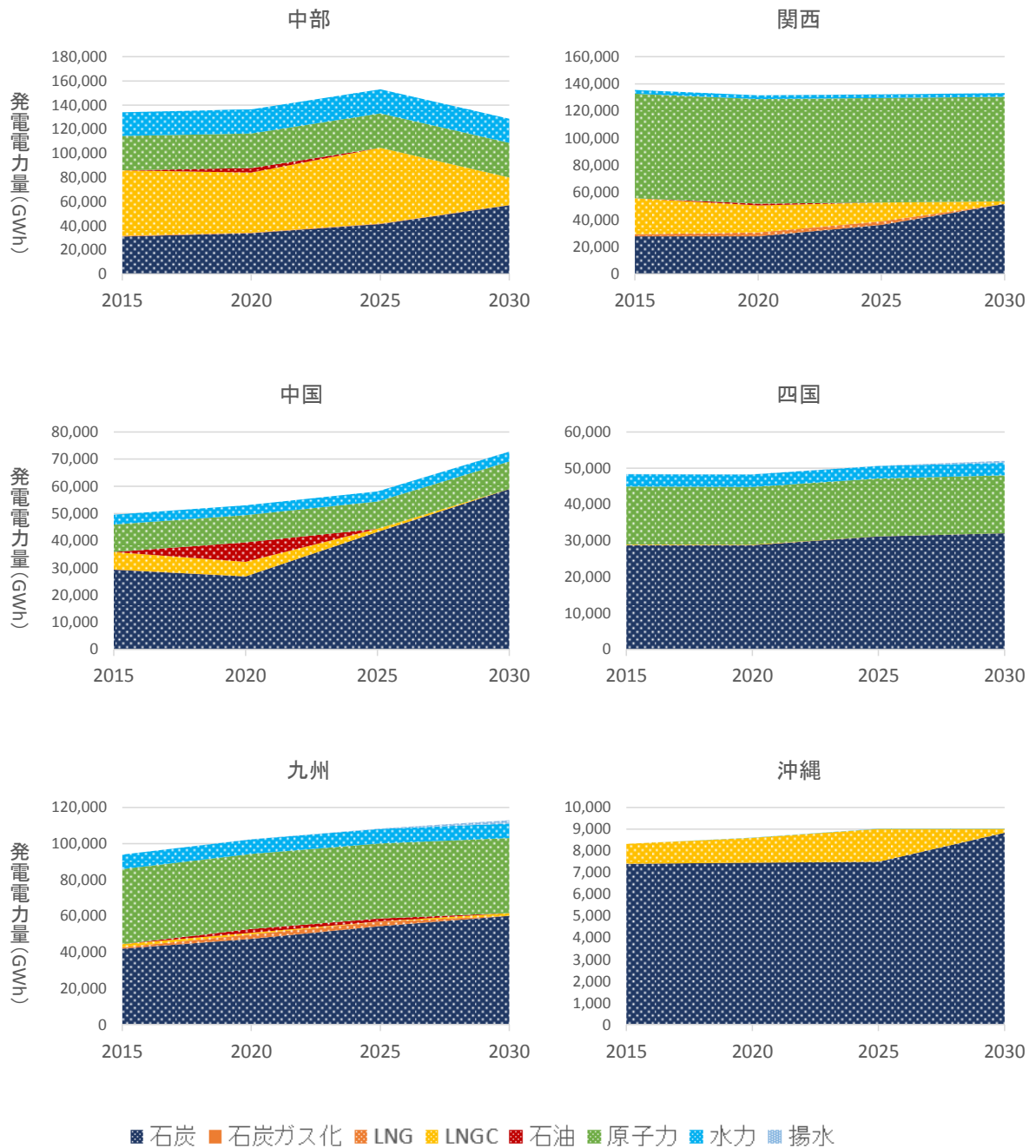


Fig. 3-31 原発稼動・融通率 0%ケースでの発電電力量の地域合計推移

### 3.2.2.6 地域間送電電力量

Fig. 3-32 に PPS のシェアを 10%・電力融通率を 0%とした場合の 2015 年の地域間送電電力量の年間合計値を、さらに Fig. 3-33 に同場合の 2015 年の地域間送電電力量の年間合計値を示す。2015 年では、原発による安価な電力を需要の大きい地域でも発電し、他地域に送電することが出来るため、東京から東北、関西から中部のような原発停止ケースでは見られなかった送電が確認できるが、2025 年では、そのような送電はほぼなくなり、東京・関西地域

への隣接地域からの送電がメインとなっている。また、原発停止ケースと比べると、原発の容量が大きい四国と九州地域からの、原発容量の小さくさらに発電単価の大きい発電設備を多く持つ中国地域への送電も比較的多く確認できる。

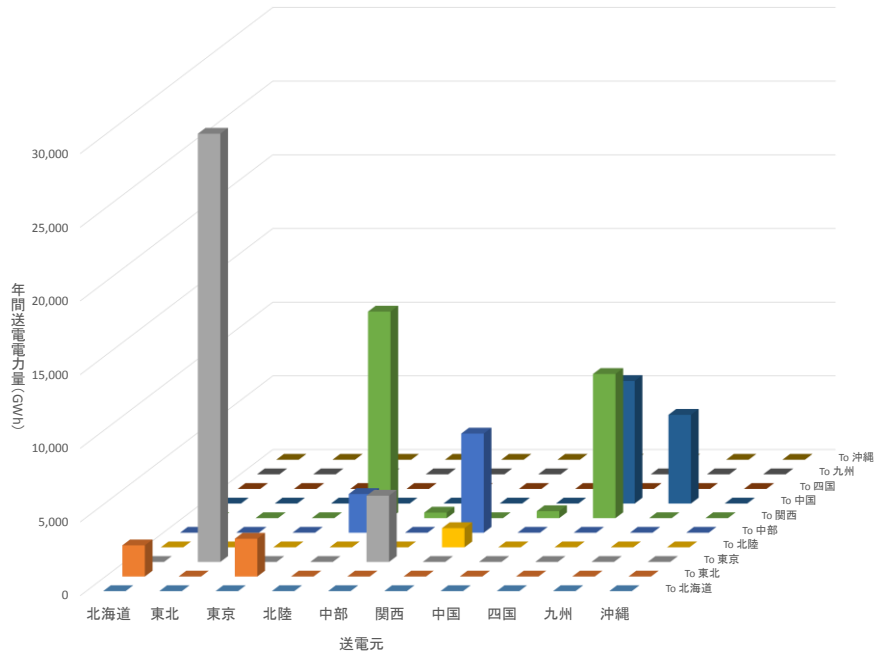


Fig. 3-32 原発稼働・融通率 0%ケースでの 2015 年地域間送電電力量

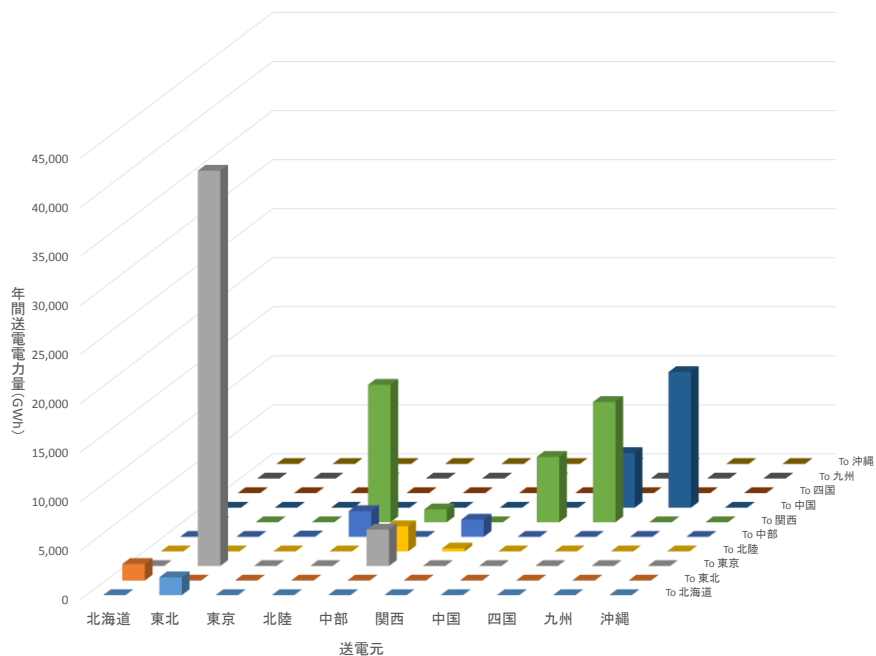


Fig. 3-33 原発稼働・融通率 0%ケースでの 2025 年地域間送電電力量

### 3.2.2.7 1日の電源種別発電電力量推移

3.2.2.5にて自由化前後で地域での石炭火力の使用割合が、相対的に増加することが確認された、東北・中国地域についての1日の電力の需給状況についての確認を行う。

PPSのシェアを10%・電力融通率を0%とした場合について、Fig. 3-34に東北地域での冬季休日パターンの2015年と2025年の電力の需給状況を示す。また、Fig. 3-35に中部地域での冬季休日パターンの2015年と2025年の電力の需給状況を示す。一般電力と新電力の需給状況の合算で、さらに他地域への送電も考慮しているため、石炭火力発電などのベース電源であっても変動が見られる点に注意が必要である。原発停止ケースと同様に、両地域について、石炭火力の発電量が大きくなっていることが顕著にわかり、東北地域では他地域へ送電量も増加している。

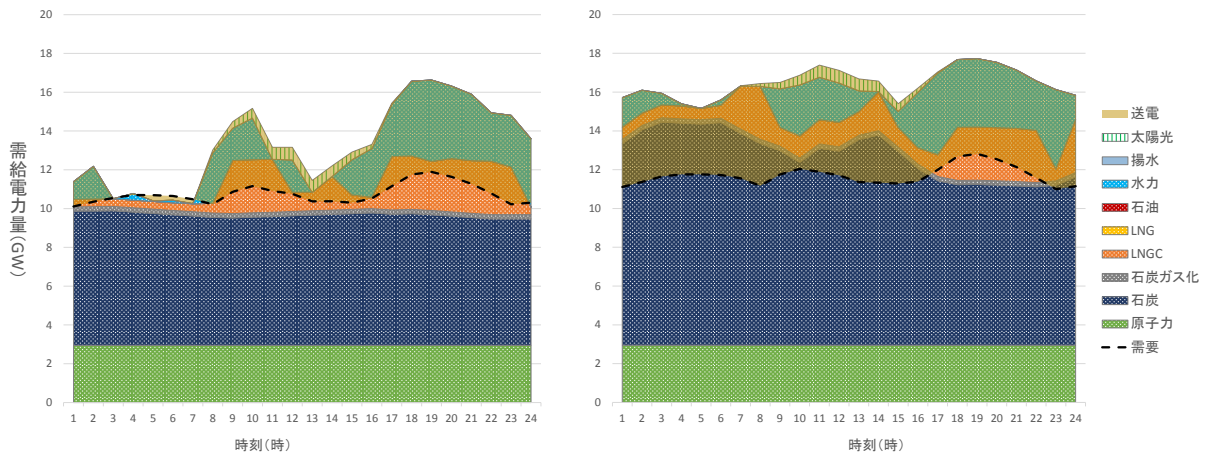


Fig. 3-34 原発稼働・PPSシェア10%・融通率0%ケースの東北の電力需給(2015左 2025右)

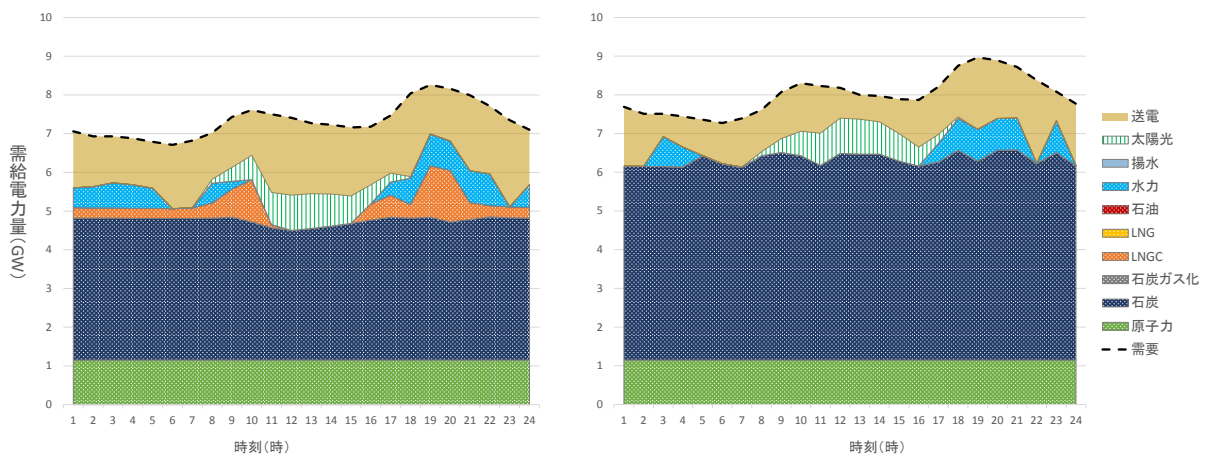


Fig. 3-35 原発稼働・PPSシェア10%・融通率0%ケースの中国の電力需給(2015左 2025右)

### 3.2.2.8 一般電力・新電力間の融通電力量によるコスト・CO<sub>2</sub>排出量の変化

ここまででは、単純化のため一般電力・新電力間の電力融通を考えない場合（融通率が0%）の結果について考察を行ってきた。本項では、融通率を変化させることによる発電コストやCO<sub>2</sub>排出量の変化について、検証と考察を行う。

以下に、3.1で述べた一般電力・新電力間の電力融通率を1.25%（Fig. 3-36）、2.5%（Fig. 3-37）、5%（Fig. 3-38）とした場合についてのPPSシェア別発電コスト・CO<sub>2</sub>排出量の推移を示す。基本的には、一般電力・新電力間の電力融通を許容するほど、電力の供給が全体最適に近づき、新電力のシェアによる差が小さくなっていく。実際に、融通率が大きくなるほど、それぞれにおけるPPSシェアによる差は小さくなっていき、融通率が5%のときは全体最適に近づいて、PPSのシェアによる差がほぼなくなっていることが確認できる。融通率を10%とした場合の傾向は、それが5%の場合とほとんど差がないため、省略する。

融通率を5%として、全体最適に近づいた場合であっても自由化後にCO<sub>2</sub>排出量が最大20%ほど増加する傾向が確認できる。よって原発稼働を前提とした場合も、国内発電部門によるCO<sub>2v</sub>排出量の増加は、ほぼ確実なものといえるであろう。

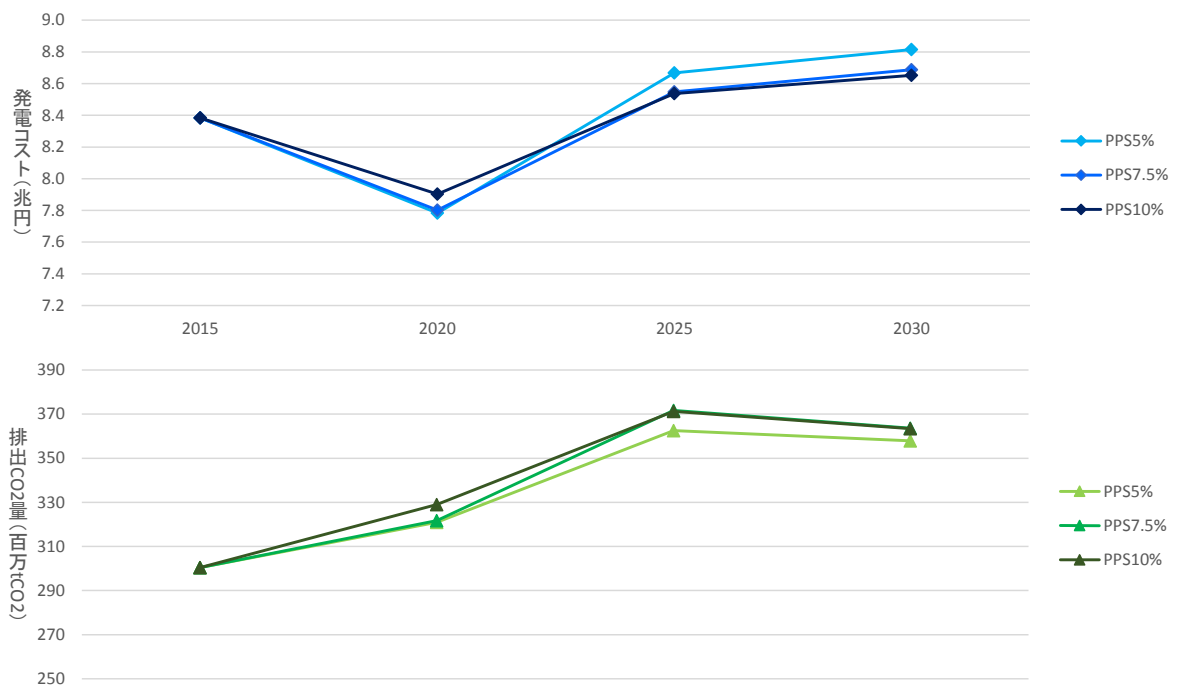


Fig. 3-36 原発稼働・融通率1.25%ケースのPPSシェア別のコスト・CO<sub>2</sub>排出量

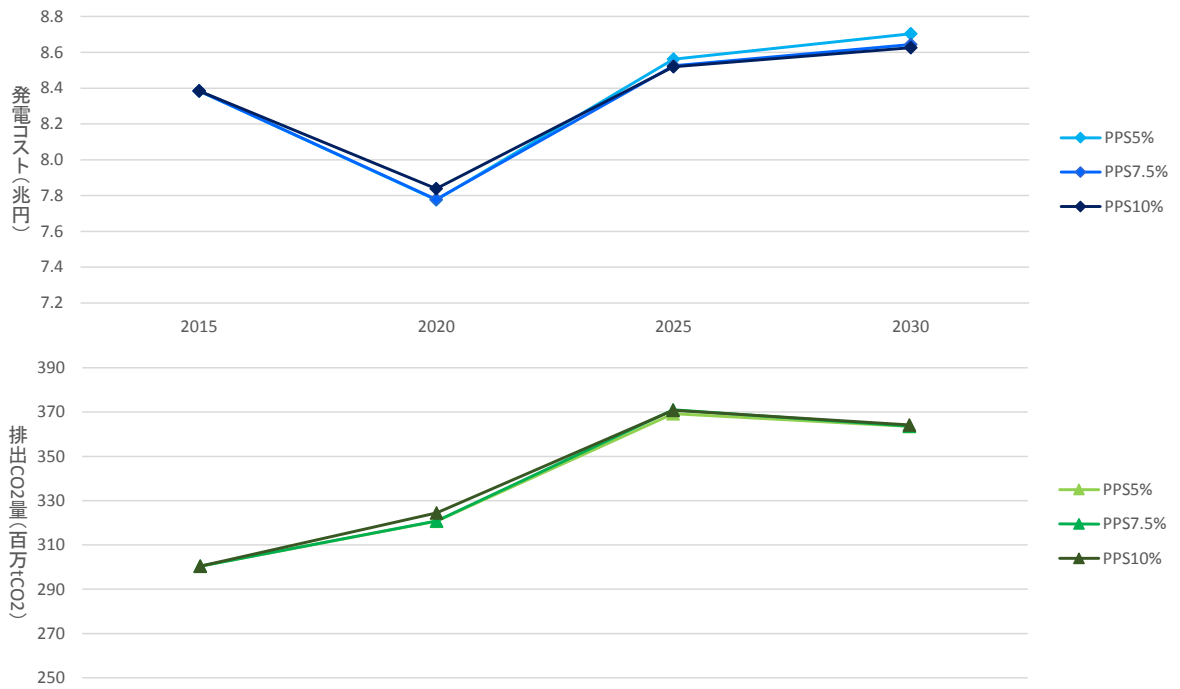


Fig. 3-37 原発稼働・融通率 2.5%ケースの PPS シェア別のコスト・CO<sub>2</sub> 排出量



Fig. 3-38 原発稼働・融通率 5%ケースの PPS シェア別のコスト・CO<sub>2</sub> 排出量

Fig. 3-39 に PPS シェア 10%における 2025 年の融通率と発電コスト・CO<sub>2</sub> 排出量の関係を示す。原発稼働ケースにおいても原発稼働ケースと同様に、融通率が上昇するとコストの減少とともに CO<sub>2</sub> 排出量も減少する傾向が確認できる。しかし、新設も最適化の範囲内にな



る 2030 年になると、一方の LNG 火力がもう一方の石炭火力によっておきかえれ、CO<sub>2</sub> 排出量が一部増加する傾向が顕著になる。その例として、Fig. 3-40 に PPS シェア 10%における 2030 年の融通率と発電コスト・CO<sub>2</sub> 排出量の関係を示す。このように、融通電力量が上がる と CO<sub>2</sub> 排出量が増える結果は、発電設備の新設を最適化の範囲内にいれた 2030 年のみで生じる。そのため、原発を稼働したとしても、電力融通によって CO<sub>2</sub> 排出量は減少する傾向にあるといえる。また、基本的にこれらの差は、原発停止ケース同様、PPS のシェアによって生じる差に比べると、相対的に小さいものとなっている。

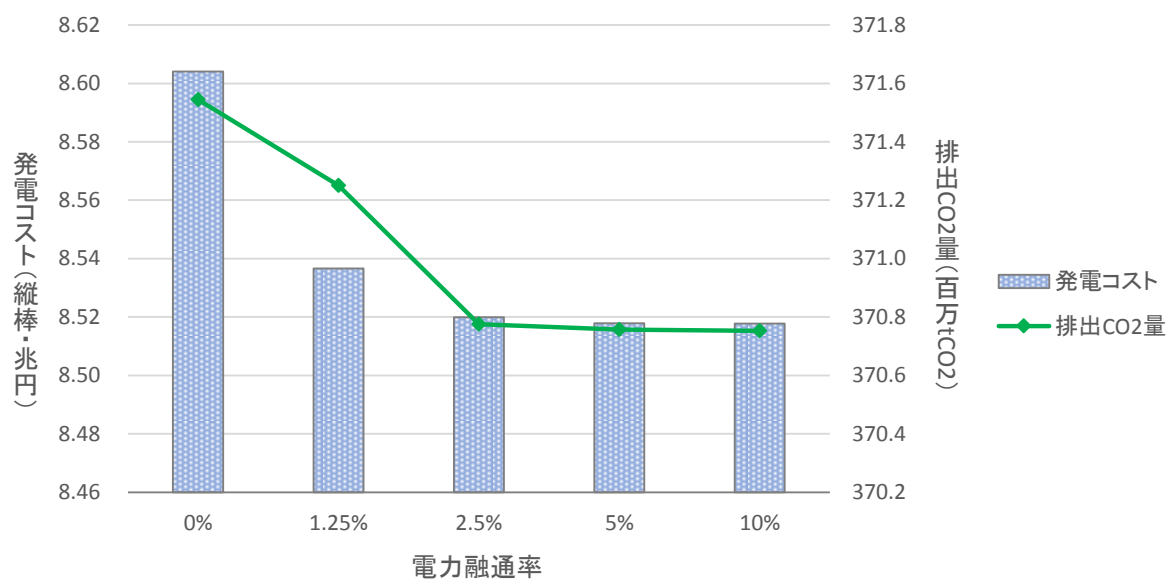


Fig. 3-39 原発稼働・PPS10%・2025年における融通率と発電コスト・排出CO<sub>2</sub>量の関係

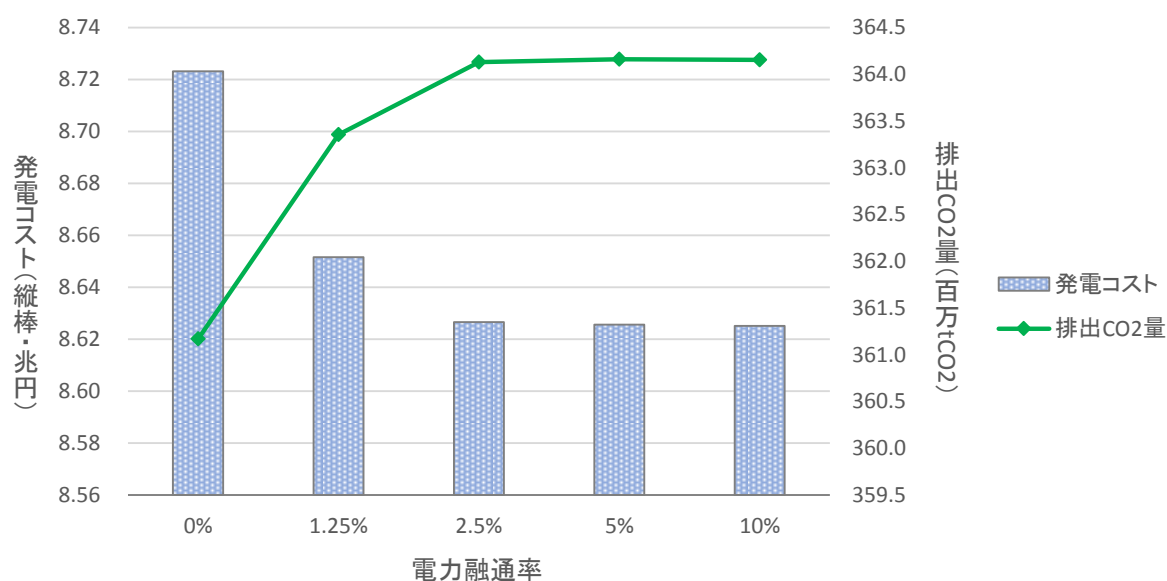


Fig. 3-40 原発稼働・PPS10%・2030年における融通率と発電コスト・排出CO<sub>2</sub>量の関係

## 第4章 電源計画モデル（53 週平休日最適化）

本章では、第 3 章 で検証した自由化後の CO<sub>2</sub> 排出増加量を、再エネの大量導入によって相殺するためにはどの程度の導入量が必要であるかを示し、その際の出力抑制を軽減させるためのインフラ拡張についての考察を行うために使用した、53 週の平休日を再現した 105 日パターンについて最適化を行う電源計画モデルについて、解説を行う。

第 2 章 のモデルでは、1 年を代表日 7 日の 7 パターンで単純化して表すことで各ケースについて 2030 年までの電力供給をモデル化していた。しかし、代表 7 日のモデルでは、再生可能エネルギーの大量導入を想定しその出力変動や出力抑制を考慮するに当たっては、文献 [20] からわかるように、検証を行う粒度として不十分である。つまり、代表 7 日モデルでは、再生可能エネルギーの導入に際して考慮すべき、不確実な変動を各パターンについて標準化してしまうことによって再現できなくなってしまう。よって、以降の検証では、1 年間 53 週の平・休日を再現した 105 日について最適化を行うモデルを作成・使用し、再生可能エネルギーの変動を現実に近い形で詳細に再現しつつ、モデルを GAMS によって最適化実施可能な計算量内に収めて検証を行う。

基本的な電源計画モデルの構造としては、第 2 章 で用いたモデルと変わらず、変数  $t$  を除いただけであるため、以下では大きく異なる点や新たにモデルに追加した点のみ記載する。

### 4.1 独立変数

#### 4.1.1 時間

第 2 章 の電源計画モデルと同様に時間の最小単位を 1 時間として 1 日を 24 個に分け、時間の属性変数名を  $h$  とした。また、日パターンについては、1 年間 53 週の平・休日の全 105 日を考慮するパターンとし、変数を  $d$  とする。

年パターンに関しては、今回は単年の最適化を行うものとして 1 つの年のみ考慮し、変数  $t$  はモデルには含めない。

#### 4.1.2 電源

再エネ以外の発電方式についての設定は、第 2 章 でのモデルと同じであり、変数  $g$  に関して変化はない。大量導入を考慮する再エネとしては、国内で導入が進んでいる太陽光発電と風力発電の 2 つを考慮する。この 2 つの再生可能エネルギー電源は、発電量が日射量によって変動し人間によって調節することができないことと、FIT 制度により導入量を電力会社や

政府などの意向によって完全にコントロールすることは不可能であること、コストが他発電方式に比べ高いことから、発電量と導入量を外生的に与え、最適化の対象にはしないものとする。今回は各ケース設定によってその量を変化させる。

## 4.2 パラメータ

4.1.1 で述べたように、本モデルでは年の変数  $t$  は考慮しない。そのため、以下に示すパラメータも 2.2 で示したパラメータの変数  $t$  をすべて 2030 年の値に固定したものとなっている。

### 4.2.1 年間電力需要伸び率

2.2.1 で示した年需要の伸び率から、2030 年の値の 1.08 に設定し、 $Dmnd\_Grw$  とする。

### 4.2.2 電力日負荷カーブ

各パターンの電力日負荷カーブは、以下のような手順で求めた。

- ① 各電力会社管内の 2014 年の電力日負荷カーブを各社 HP から取得  
(情報の取得できない地域・時期に関しては、文献[28]の年間電力需要量の比と他地域の電力需要より補正して 1 年分の日負荷カーブを作成した。)
- ② 各パターンの電力需要をそこに分類される日にちの先頭の日の電力需要に設定する。

この手順で求められた日負荷カーブに 4.2.1 の需要伸び率をかけたものを、日負荷カーブとして、そのパラメータを  $e\_DMD(r,h,d)$  とした。第 2 章 のモデルと同様に、この値を新電力と一般電力の需要の値を合計した需要値とする。

### 4.2.3 新電力のシェアと電力融通率

本検証では、新電力のシェアによる結果の変化は検証しないため、新電力のシェアを全国一律に 10% に固定し、そのパラメータを  $DMD\_rate(r)$  とする。また、一般電力と新電力の電力の融通に関しても、その影響を極力結果に反映しないために電力融通率を 10% に固定し、パラメータを  $Mtl\_rate$  とする。

この設定によって、本モデルでの最適化は一般電力・新電力の発電容量の区別をあまり考慮しない全体最適化に近づく。しかし、3.2.1.8 で述べたとおり、全体最適化された結果でも、原発停止ケースで自由化後に  $CO_2$  排出量が 10% 前後増加する傾向は変わらないため、本検証ではこの設定を用いた。

#### 4.2.4 発電設備容量

2030年の一般電力・新電力の発電能力を、2.2.5で作成・使用した2015年時点での既存発電容量データ、2.2.6での廃棄発電用容量のデータ、2.2.7での新規建設発電容量のデータから、それぞれTable 4-1とTable 4-2のように設定する。発電設備はこの値で固定とする。

Table 4-1 一般電力の既存発電設備容量(MW)

	石油	石炭	IGCC	LNG	LNGC	原子力	水力	揚水
北海道	1,798	2,250	0	0	1,139	2,070	1,245	800
東北	2,386	8,624	250	4,097	3,465	3,274	2,446	3,062
東京	11,795	7,657	0	19,434	13,360	13,712	9,457	10,483
中部	2,775	5,180	0	10,110	8,772	3,617	5,379	4,490
北陸	1,500	2,650	0	0	425	2,906	1,918	220
関西	7,090	6,000	0	5,605	4,902	8,928	8,218	5,234
中国	3,925	5,708	0	340	1,685	820	2,909	2,123
四国	1,695	3,655	0	639	296	2,022	1,146	686
九州	3,505	6,538	0	2,593	2,295	4,699	3,587	2,300
沖縄	937	1,064	0	0	502	0	0	0
合計	37,405	49,326	250	42,818	36,840	42,048	36,304	29,399

Table 4-2 新電力の既存発電設備容量(MW)

	石油	石炭	IGCC	LNG	LNGC	原子力	水力	揚水
北海道	265	280	0	0	0	0	0	0
東北	109	2,685	0	0	0	0	0	0
東京	2,321	3,550	0	1,761	0	0	0	0
中部	473	614	0	31	3,000	0	0	0
北陸	0	0	0	0	0	0	0	0
関西	170	1,463	0	290	0	0	0	0
中国	907	1,117	0	0	0	0	0	0
四国	0	690	0	0	0	0	0	0
九州	255	550	0	1,913	0	0	0	0
沖縄	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	4,499	10,949	0	3,995	3,000	0	0	0

#### 4.2.5 設備利用率上限

2.2.8と同様に需要パターン別の設備利用率上限と年間の稼働率上限を設定する。その際に、日ごとの稼働率上限は、各日を2.1.1で定義した代表7日の各パターンに分類し、2.2.8の稼働率を適用し、パラメータをMaxUtil\_D(g,d)とする。ここでは、年末年始・お盆の時期

の日パターンに関しては、平日であっても休日とし、その稼働率を適用した。また、年間の稼働率上限をパラメータ `util_max` として、2.2.8 と同値に定める。

#### 4.2.6 燃料コスト

燃料種別の単位エネルギー量当たりの価格及び CO<sub>2</sub> 排出量をそれぞれ 2.2.9 の 2030 年の値に設定した。燃料価格をパラメータ `Fuelcost(f)` とする。

#### 4.2.7 地域間送電容量と送電ロス

最適化による拡張前の連系線による送電量の最大値を 2.2.10 で 2030 年のとして設定された値に定めた。Table 4-3 のように 2020 年までにそれぞれ予定されている北本連系線と東京・中部間の連系線の拡張に関しても反映している。またその際の送電ロスも同様に 2.2.10 と同じ値に定めた。送電容量をパラメータ `Trans_Cap_ini(r1,r2)`、送電ロスをパラメータ `Trans_Loss(r1,r2)` とする。

Table 4-3 拡張前の地域間送電の容量(GW)

	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
北海道	0	0.9	0	0	0	0	0	0	0	0
東北	0.9	0	5	0	0	0	0	0	0	0.6
東京	0	1.2	0	0	2.1	0	0	0	0	0
北陸	0	0	0	0	0.3	1.6	0	0	0	0
中部	0	0	2.1	0.3	0	1.2	0	0	0	0
関西	0	0	0	1.3	2.5	0	2.7	1.4	0	0
中国	0	0	0	0	0	4	0	1.2	0.3	0
四国	0	0	0	0	0	1.4	1.2	0	0	0
九州	0	0	0	0	0	0	2.78	0	0	0
沖縄	0	0.6	0	0	0	0	0	0	0	0

#### 4.2.8 地域間送電線拡張コストと直交変換施設の有無

再生可能エネルギーの大量導入に伴う最適なインフラ拡張の検証のため、各地域関連系統の拡張コストを文献[36],[37],[38],[39]より確認できた拡張見積コスト (Fig. 4-1 に示す) をもとに推定した。モデルでは各地域関連系統の拡張コストを Table 4-4 のように定め、そのパラメータを `Trans_upcost(r1,r2)` とする。直交変換または周波数変換施設の有無によって費用に大きな差が確認されたため、それに従ってコストを定めた。また、連系線の有無 (拡張可能性) を示すフラグをパラメータ `Trans_Capable(r1,r2)` として、Table 4-5 のように定める。このフラグの値が 1 であると、その地域間に連系線があるということを示す。

さらに、各地域間連系線が直流交流変換施設を含んでいるかどうかを示すフラグを、

Trans\_equal(r1,r2)として、Table 4-6 のように定める。前述したように、直交変換施設の有無によって連系線の拡張コストが変化する。さらに直交変換施設がない場合であると、ある連系線に関して単方向での拡張が可能であるのに対し、ある場合では拡張は常に双方向の容量の拡張となる。このフラグの値が1 であると、その地域間の連系線は直交変換施設を含むということを示す。

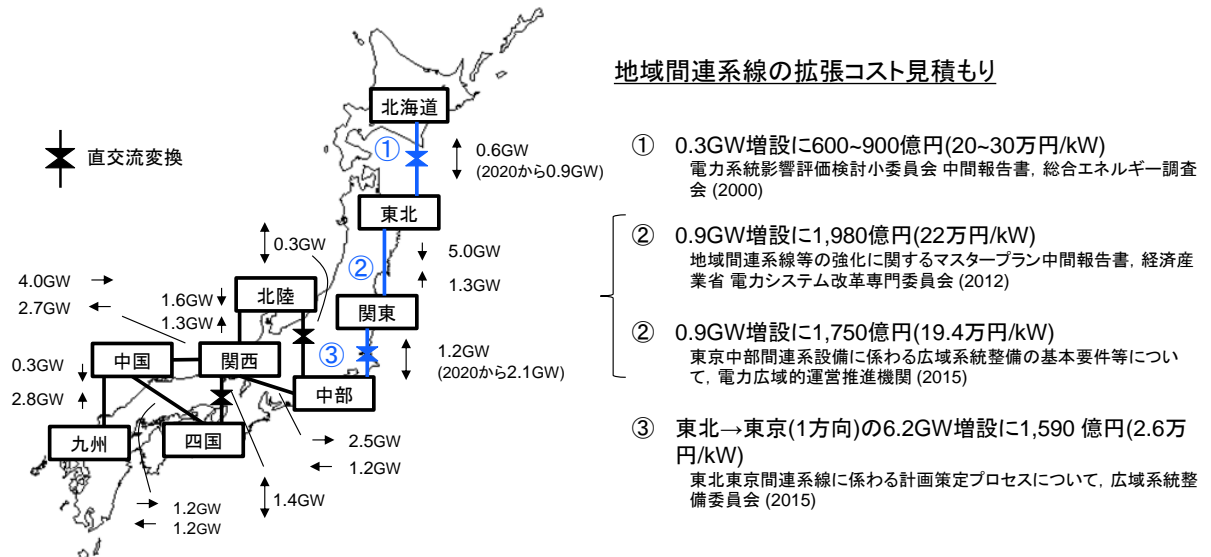


Fig. 4-1 連系線の拡張コスト見積情報

Table 4-4 地域間送電線の拡張コスト (千円/kW)

	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
北海道	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0
東北	100	0	26	0	0	0	0	0	0	0
東京	0	26	0	0	100	0	0	0	0	0
北陸	0	0	0	0	100	26	0	0	0	0
中部	0	0	100	100	0	26	0	0	0	0
関西	0	0	0	26	26	0	26	100	0	0
中国	0	0	0	0	0	26	0	26	26	0
四国	0	0	0	0	0	100	26	0	0	0
九州	0	0	0	0	0	0	26	0	0	0
沖縄	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Table 4-5 地域間送電線の有無

	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
北海道	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
東北	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
東京	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
北陸	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
中部	0	0	1	1	0	1	0	0	0	0
関西	0	0	0	1	1	0	1	1	0	0
中国	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0
四国	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0
九州	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
沖縄	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Table 4-6 地域間送電線の直交変換施設有無

	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
北海道	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
東北	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
東京	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
北陸	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
中部	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0
関西	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
中国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
四国	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
九州	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
沖縄	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

#### 4.2.9 蓄電池の性能

各地域に再生可能エネルギー電力のピークシフトと LFC 調整力としての役割をもつ蓄電池の導入を想定する。本研究ではリチウムイオン電池の導入を想定し、コストを設定して導入量を最適化の対象とする。基本的な性能としては、文献[40] より最大充電サイクルは 3,500 回、放電出力と蓄電容量の比を文献[20] より 3(kWh 容量/kW 出力)とし、それぞれの値を Bcycle, GenCap と設定する。また、償却年数に関しては、一般的に 6~10 年といわれているが、今回は系統に接続する高負荷な使用を想定しているため、6 年に設定しパラメータを BtrYr とした。また LFC 調整力に関しては、揚水発電と同じく LFC 運転をしている出力の 20%を LFC 調整能力とした。

蓄電池は、文献[41][42] でも述べられているように、今後大量生産により価格が大幅に下落する可能性が高く、その下落価格に応じて最適な導入量も大きく変化することが想定される。本研究では、5.1 で述べるように蓄電池の価格に関していくつかのケースを想定し、それ

ぞれの場合に関して最適な蓄電池導入量についての検証を行う。

#### 4.2.10 風力発電の出力パターン

まず、文献[21][24]を参考にして AMeDAS 観測地点 806 地点の風速 1 時間値を元に、地域別に 1 年間の日別の風力発電の設備稼働率を算出した。具体的には、以下の手順によって算出を行った。そのパラメータを WIND\_GEN\_ini(d,h,r)とする。また、地域別の風力発電の導入量（検証ケースによって変化）のパラメータを、WIND\_Grw(r)とする。

##### ① べき法則による風車ハブ高での風速算出

各 AMeDAS 地点の風速データ（2014 年の 1 年分）と文献[43]より取得した風速計の高さから、式(4-1)のべき法則の式によって、それぞれの気象観測地点について風車ハブ高での風速を算出し、地域ごとに平均風速が大きかった 10 地点(離島以外の地点を採用し、沖縄は 5 地点のみ採用)を抽出した。今回は、風車ハブ高  $Z$  は 80m とした。

---

$$V_Z = V_h \cdot (z/h)^{1/n} \quad (4-1)$$

---

$Z$  : 風車ハブの高さ(m)     $h$  : アメダス風速計の高さ(m)  
 $V_Z$  : 風車ハブ高での風速(m/s)     $V_h$  : アメダス記録風速(m/s)  
 $n$  : 定数 (4.7 とする)

##### ② 性能曲線からの風車稼働率の算出

抽出したそれぞれの地点について Fig. 4-2 に示すような性能曲線に応じて、設備稼働率を算出した。Vc は 5m/s, Vr は 12.5m/s, Vf は 25m/s とした。求めた稼働率の平均が、風力発電の採算ラインといわれている 20%に達しない地域は、平均が 20%となるように補正を行った。得られた稼働率曲線を地域ごとに平均し、地域ごとの稼働率カーブを算出した。

以上の手順から求められた 2014 年 1 年間の風力発電稼働率の 1 時間値データについて、再生可能エネルギーの細かい変動を忠実に再現するため、各日パターンの先頭の 1 日の稼働率パターンをその日パターンの稼働率カーブとした。再エネ稼働率として、各日パターンの平均を採用してしまうと、再エネの変動がならされてしまうためこのような手法を採用した。



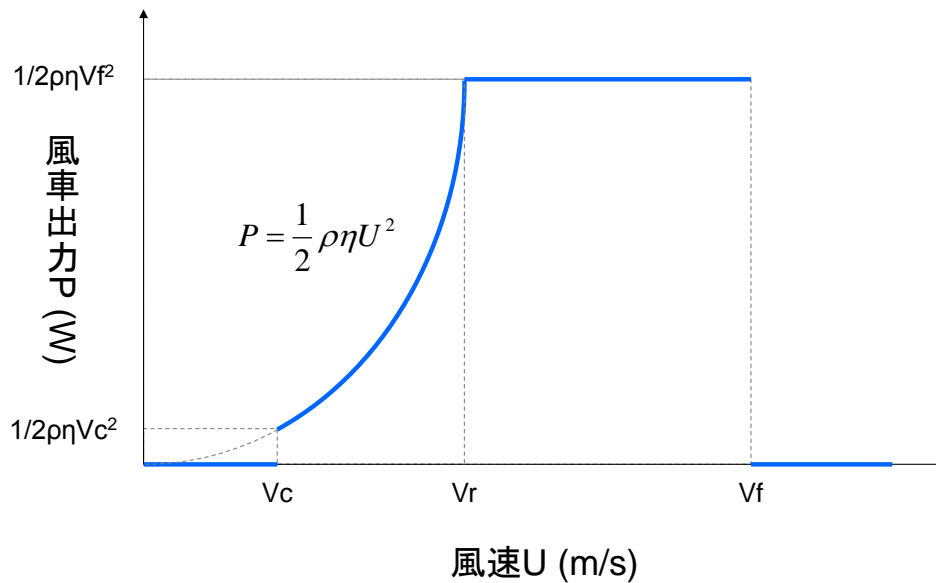


Fig. 4-2 風力発電の性能曲線

#### 4.2.11 太陽光発電の出力パターン

全天日射量を計測している AMeDAS の全国 50 地点の全天日射量データをもとに、以下の手順で地域ごとの太陽光発電の設備稼働率の 1 時間値を算出した。そのパラメータを PV\_GEN\_ini(d,h,r) とする。また、地域別の太陽光発電の導入量 (検証ケースによって変化) のパラメータを、PV\_Grw(r) とする。

##### ① 斜面係数による斜面日射量の算出

全天日射量の 1 時間値に地域・季節ごとの斜面係数を乗じることで、各地点の斜面日射量の 1 時間値を算出する。斜面係数は、文献[44] に記載されている最適角度での係数を参考に地域・季節ごとに決定した。

##### ② 変換効率・最大出力による稼働率変換

斜面日射量に変換効率を乗じることで、単位面積当たりの発電電力量を算出し、さらにその値を面積あたりの最大出力で割り戻すことで、各地点の稼働率を算出した。地域ごとにその平均をとり、地域の太陽光発電の稼働率とした。今回は、変換効率を 15%、最大出力を  $200\text{W/m}^2$  として算出を行った。

以上の手順から求められた 2014 年 1 年間の太陽光発電稼働率の 1 時間値データについて、各日パターンの先頭の 1 日の稼働率パターンをその日パターンの稼働率カーブとした。

## 4.2.12 LFC(Load Frequency Control)制約

再生可能エネルギーの LFC 必要準備率としては、文献[22] を参考に風力発電の LFC 準備率を地域の風力発電稼働発電容量の 15%(=lfc\_wind)、太陽光発電の準備率は地域の太陽光発電発電電力の 10%(=lfc\_sun)と定めた。

## 4.3 制約条件

### 4.3.1 変数

以下に本モデルにおける変数を列挙する。ただし以下の変数はすべて正の数とする。モデルの構造は変わらないため、基本的に変数は第 2 章 のモデルと同じで、2.3.1 で述べたものから変数  $t$  を除いたものである。そのため、ここでは既存の変数に加えて新しく導入された変数やその定義式に変数  $t$  以外の点で変化があったもののみ列挙する。

- $O\_PV(r,h,d)$  : 地域別の 1 時間ごとの太陽光発電の発電量
- $O\_WIND(r,h,d)$  : 地域別の 1 時間ごとの風力発電の発電量
- $O\_WIND(r,h,d)$  : 地域別の 1 時間ごとの風力発電の稼働している容量
- $O\_PV\_total(h,d)$  : 地域別の年間太陽光発電発電電力量
- $O\_WIND\_total(h,d)$  : 地域別の年間風力発電発電電力量
- $BtrC(r)$  : 地域別の蓄電池導入容量
- $ChargeBtr(r,h,d)$  : 地域別の 1 時間ごとの蓄電池に蓄電 (入力) される電力量
- $GenBtr(r,h,d)$  : 地域別の 1 時間ごとの蓄電池から出力される電力量
- $StoreBtr(r,h,d)$  : 地域別の 1 時間ごとの蓄電池に貯まっている電力量
- $LFC\_Btr(r,h,d)$  : LFC 運転をしている蓄電池の出力容量
- $Trans\_Cap\_up(r1,r2)$  : 地域  $r1$  から  $r2$  への送電線の拡張容量

### 4.3.2 制約式

変数と同様に 2.3.2 で述べた制約式に加えて新しく導入された制約式やその定義式に変数  $t$  以外の点で変化があったもののみ列挙する。

#### 4.3.2.1 太陽光発電制約

太陽光の発電量の時間・地域別発電量の最大値を式(4-2)のように定める。この右辺の値が本来発電可能な太陽光発電ポテンシャルとなり、それを発電電力量が下回った分の値が出力

抑制となる。

---

$$O_{PV}(r, h, d) \leq PV\_GEN\_ini(d, h, r) \cdot PV\_Grw(r) \quad (4-2)$$

---

#### 4.3.2.2 風力発電制約

風力の発電量の時間・地域別稼働発電容量の最大値を式(4-3)のように定め、時間・地域別稼働発電量の最大値を式(4-4)のように定める。式(4-4)の右辺の値が本来発電可能な風力発電ポテンシャルとなり、それを発電電力量が下回った分の値が出力抑制となる。

風力発電の LFC 調整力必要量は、稼働している風力発電の発電容量に比例する設定としたため、このような式の設定の方法を採用した。

---

$$C\_WIND(r, h, d) \leq WIND\_Grw(r) \quad (4-3)$$

---

$$O\_WIND(r, h, d) \leq C\_WIND(r, h, d) \cdot WIND\_GEN\_ini(d, h, r) \quad (4-4)$$

---

#### 4.3.2.3 太陽光・風力発電の年間合計発電量制約

太陽光発電と風力発電について、地域別の年間の発電量がそれぞれの時間の合計であることを式(4-5)と(4-6)で示す。

---

$$O_{PV\_total}(r) = \sum_{h,d} \{O_{PV}(r, h, d) \cdot Days(d)\} \quad (4-5)$$

---

$$O_{WIND\_total}(r) = \sum_{h,d} \{O_{WIND}(r, h, d) \cdot Days(d)\} \quad (4-6)$$

---

#### 4.3.2.4 送電線容量拡張制約

地域間送電線の送電容量拡張について、式(4-7)のように定式化する。

---

$$\begin{aligned} Trans\_Cap(r_1, r_2) \\ = Trans\_Cap\_ini(r_1, r_2) + Trans\_Cap\_up(r_1, r_2) \\ * Trans\_Capable(r_1, r_2) \end{aligned} \quad (4-7)$$

---

#### 4.3.2.5 直交変換のある送電線の拡張制約

直交流変換施設をもつ地域間送電線に関しては、拡張は双方向にのみ可能であるためその制約を式(4-8)のように定式化する。

---

$$\begin{aligned} Trans\_Cap\_up(r_1, r_2) \cdot Trans\_equal(r_1, r_2) \\ = Trans\_Cap\_up(r_2, r_1) * Trans\_equal(r_2, r_1) \end{aligned} \quad (4-8)$$

---

#### 4.3.2.6 送電線拡張上限制約

地域間送電線の拡張容量の上限として、本研究では全ての送電線について一律 5GW の上限を設定し、パラメータを  $Trans\_uplim(r_1, r_2)$  とした上で、式(4-9)のように定式化する。

---

$$Trans\_Cap\_up(r_1, r_2) \leq Trans\_uplim(r_1, r_2) \quad (4-9)$$

---

#### 4.3.2.7 蓄電池バランス制約

蓄電池の発電量と蓄電量の変化の関係を次の式(4-10)で表す。以降の蓄電池に関する制約式は、揚水発電のものと基本的に同じ構造となっている。

---

$$\begin{aligned} StoreBtr(r, h + 1, d) \leq \\ StoreBtr(r, h, d) + ChargeBtr(r, h, d) - GenBtr(r, h + 1, d) \end{aligned} \quad (4-10)$$

---

#### 4.3.2.8 蓄電池蓄電量上限制約

蓄電池で蓄電できる電力量の上限を、式(4-11)のように定式化する。

---

$$StoreBtr(r, h, d) \leq BtrC(r) \quad (4-11)$$

---

#### 4.3.2.9 蓄電池発電量上限制約

蓄電池が発電できる電力と蓄電に入力できる電力の上限を、式(4-12)と(4-13)のように定式化する。

---

$$GenBtr(r, h, d) \leq BtrC(r)/GenCap \quad (4-12)$$

---

$$ChargeBtr(r, h, d) \leq BtrC(r)/GenCap \quad (4-13)$$

---

#### 4.3.2.10 蓄電池サイクル上限制約

本モデルでは、蓄電池の劣化による蓄電容量の低下を考慮していないが、蓄電池の使用状況をなるべく現実に沿ったものとするため、蓄電池の使用に関して最大使用サイクルから式(4-14)のように条件を設定した。最大使用サイクルを  $Bcycle(=3,500)$ 、蓄電池の償却年数を  $Btryr(=6)$  とした。

---

$$\frac{BtrC(r) \cdot Bcycle}{Btryr} \geq \sum_{h,d} \{ChargeBtr(r, h, d) \cdot Days(d)\} \quad (4-14)$$

---

#### 4.3.2.11 蓄電池の LFC 運転用容量制約

LFC 運転を行っている蓄電池の出力容量に関して、式(4-15)のように制約を設定する。

---

$$LFC\_Btr(r, g, h, d) \leq \frac{GenBtr(r, h, d)}{1 - Btrlfc/2} \quad (4-15)$$

---

#### 4.3.2.12 LFC 調整容量制約

系統内の LFC 調整能力に関して、式(4-16)のように定式化を行う。式全体として系統における LFC 調整容量と系統における許容調整残、蓄電池による LFC 調整能力の和 (左辺) が、需要変動と太陽光・風力の出力変動、さらに新電力インバランス変動の和 (右辺) を常に上回っていることを表している。蓄電池の LFC 容量は揚水力発電に習い、出力電力の  $20%(=Btrlfc)$  とする

---


$$\begin{aligned}
& \sum_g \{LFC\_C(r, g, h, d) \cdot lfc\_range(g)\} + e\_DMD(r, h, d) \cdot remain \\
& \quad + LFC\_Btr(r, h, d) * Btrlfc \\
& \geq \{e\_DMD(r, h, d) \cdot lfc\_dmd + O\_PV(r, h, d) \cdot lfc\_sun \\
& \quad + O\_WIND(r, h, d) \cdot lfc\_wind \\
& \quad + e\_DMD\_pps(r, h, d) \cdot lfc\_pps\}
\end{aligned} \tag{4-16}$$


---

#### 4.3.2.13 需給均衡制約

一般電力の需給均衡制約を式(4-17)のように定式化する。新電力の需給均衡制約式に関しては、2.3.2.26 と変わらないため、ここでは割愛する。

---


$$\begin{aligned}
e\_DMD\_gen(r, g, h, d) = & \sum_g [O(r, g, h, d) - PumpUp(r, h, d) \\
& - ChargeBtr(r, h, d) + GenBtr(r, h + 1, d) \\
& + O\_PV(r, h, d) + O\_WIND(r, h, d) \\
& - Mutual\_GtoP(r, h, d) + Mutual\_PtoG(r, h, d) \\
& + \sum_{r_1} \{Trans\_gen(r_1, r_2, h, d) \cdot (1 - Trans\_Loss(r_1, r))\} \\
& - \sum_{r_2} Trans\_gen(r_2, r, h, d)]
\end{aligned} \tag{4-17}$$


---

#### 4.3.2.14 電力需給における対象期間中の総コスト

本モデルで拡張を考慮した地域間送電線（連系線）と蓄電地について、それぞれの償却年数を TransYr(=40)と BtrYr(=6)として、2.3.2.27 と同様に式(4-18)と(4-19)のように資本回数係数を算出した。それらを用いて、式(4-20)のように電力需給に関するすべてのコストを定義した。

---


$$Cpt\_Prc\_trans = \frac{DR \cdot (1 + DR)^{TransYr-1}}{(1 + DR)^{TransYr} - 1} \tag{4-18}$$


---

$$Cpt\_Prc\_btr = \frac{DR \cdot (1 + DR)^{BtrYr-1}}{(1 + DR)^{BtrYr} - 1} \tag{4-19}$$


---

---


$$\begin{aligned}
Total\_Cost = & \sum_{r,gen,pps} \{ \\
& [\sum_g Cpt\_Prc(g) \cdot Fix\_Cost(g) + Cpt\_OM(g)) \cdot C(r, g)] + \\
& \sum_{h,d,f} \{PrmEng(r, f, h, d) \cdot Days(d) \cdot Fuel\_Cost(f)\} + \\
& \sum_{h,d,g} \{O(r, g, h, d) \cdot Days(d) \cdot Varmcost(g) + \\
& \sum_{h,d,r} \{Trans\_Cst \cdot Trans(r, r', h, d) \cdot Days(d)\}\} \\
& + Cpt\_Prc\_trans \cdot \sum_{r_1, r_2} \{Trans\_upcost(r_1, r_2) * Trans\_Cap\_up(r_1, r_2)\} \\
& + \sum_r \{Cpt\_Prc\_btr \cdot Btr\_Cost \cdot BtrC(r)\}
\end{aligned} \tag{4-20}$$


---

## 4.4 最適化

2.4 と同様に GAMS を用いて最適化を行い、用いるソルバーは **xpress** とする。

本モデルは、総計 5,272,329 個の変数と 3,067,449 本の式で表される大型の線形計画モデルとなっている。

## 第5章 再エネの大量導入シミュレーション

本章では、1年間53週の平・休日を再現した105日について最適化を行うモデルを使用し、第3章で検証した自由化後のCO<sub>2</sub>排出増加量を再エネの大量導入によって削減するためには、どの程度の導入量が必要であることを示し、再エネの大量導入に伴う蓄電池と連系線拡張を複合的に考慮したインフラ拡張についての考察を行い、示唆を得ることを目標とする。

今回の検証では、原子力発電は停止し稼動しない前提で分析を行い、さらに新電力のシェアによる結果の変化は検証しないため、新電力のシェアを全国一律に10%に固定した。また、一般電力と新電力の電力融通に関しても、その影響を極力結果に反映しないために電力融通率を10%に固定する。この設定によって、本モデルでの最適化は一般電力・新電力の発電容量の区別をあまり考慮しない全体最適化に近づく。しかし、3.2.1.8で述べたとおり、全体最適化された結果でも、原発停止ケースで自由化後にCO<sub>2</sub>排出量が10%前後増加する傾向は変わらないため、本検証ではこの設定を用いた。

### 5.1 再生可能エネルギーの導入想定量と検証ケース

再エネ大量導入に、どの程度のCO<sub>2</sub>排出量が削減されるポテンシャルがあるのかを把握するため、再エネの大量導入時の地域別導入量を想定する。今回は、文献[22]などで再エネの大量導入ケースとして想定されている導入量を参考に、以下のように太陽光・風力の地域別最大導入量を推定した。基本的には太陽光発電協会または日本風力発電協会の公表する2030年の導入目標値を参考に推定を行った。

#### 5.1.1 太陽光発電の導入想定量

文献を参考に太陽光発電協会の定める2030年の導入量目標値[45]を、現在の固定価格買い取り制度の太陽光発電全国認定容量に占める地域ごとの認定量の割合（文献[15]より）で割り振った導入量を地域ごとの2030年の導入目標量として、Table 5-1のように設定する。

Table 5-1 2030年の太陽光発電地域別導入目標量 (GW)

	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
現在の導入量	0.7	1.9	6.7	0.5	4.7	3.2	2.2	1.5	5.5	0.3
2030年目標量	3.5	18.5	23.3	1.5	13.2	8.6	7.9	3.6	23.1	0.7

Fig. 5-1 に太陽光の2030年の地域別導入目標量と現在の導入量を示す。東京・中部・九州



の地域では、すでに一定量の導入が進んでいることがわかるが、2030年の導入目標量にはまだまだ及ばないことが確認できる。

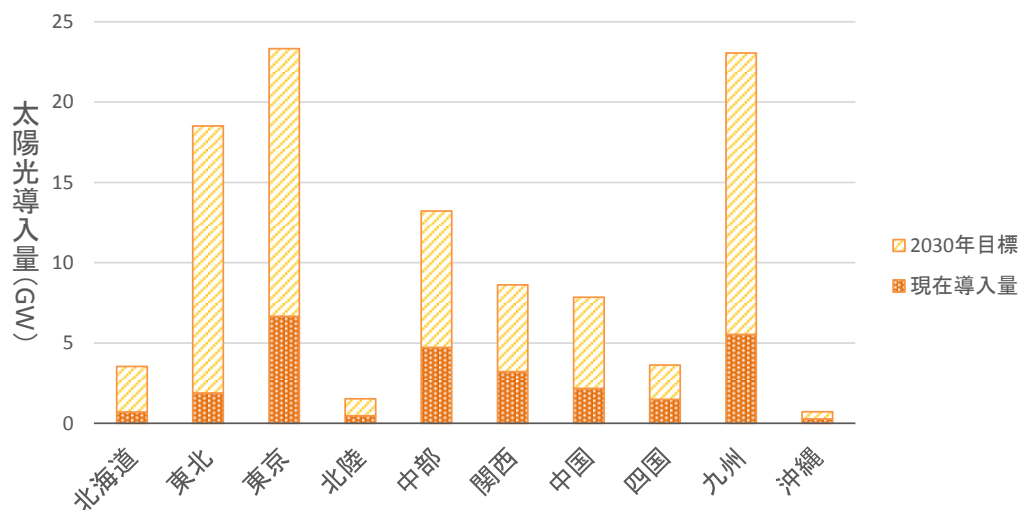


Fig. 5-1 2030年の太陽光発電地域別導入目標量と現在の導入量

### 5.1.2 風力発電の導入想定量

風力発電に関しては、文献[46]より日本風力発電協会の定める2030年の導入目標値(浮体式を除く)を各地域の導入ポテンシャルで分配した値を、地域ごとの2030年の導入目標量としてTable 5-2のように設定する。

Table 5-2 2030年の風力発電地域別導入目標量 (GW)

	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
現在の導入量	0.3	0.9	0.2	0.1	0.3	0.2	0.3	0.1	0.5	0.0
2030年目標量	18.0	7.9	1.6	0.3	2.3	1.1	0.7	0.5	2.3	1.6

Fig. 5-2に風力の2030年の地域別導入目標量と現在の導入量を示す。風力発電の導入ポテンシャルが北海道・東北地域に集中しているため、2030年目標導入量のほとんどはこの2つの地域に集中していることが確認できる。また、太陽光発電に比べると、現状の導入値は目標値に比べて小さく導入があまり進んでいない現状が確認できる。

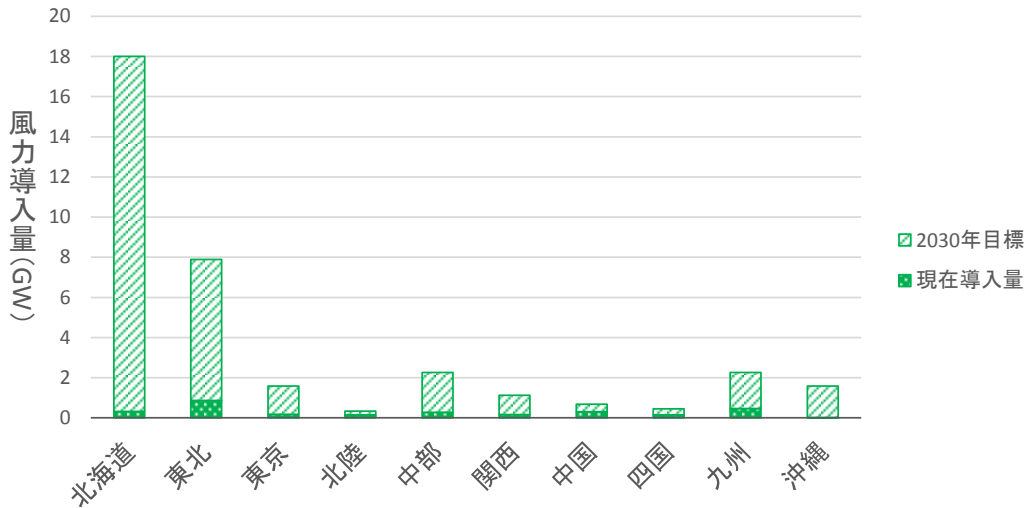


Fig. 5-2 2030年の風力発電地域別導入目標量と現在の導入量

### 5.1.3 再生可能エネルギーに関する検証ケース設定

上記の 5.1.1 と 5.1.2 で設定された太陽光・風力発電の 2030 年の地域別導入目標量を足し合わせた値を Fig. 5-3 に示す。平均電量需要と比較すると、北海道・東北・九州の 3 地域で再エネの導入量が大きく平均需要を上回っており、出力抑制発生リスクが高いことが確認できる。

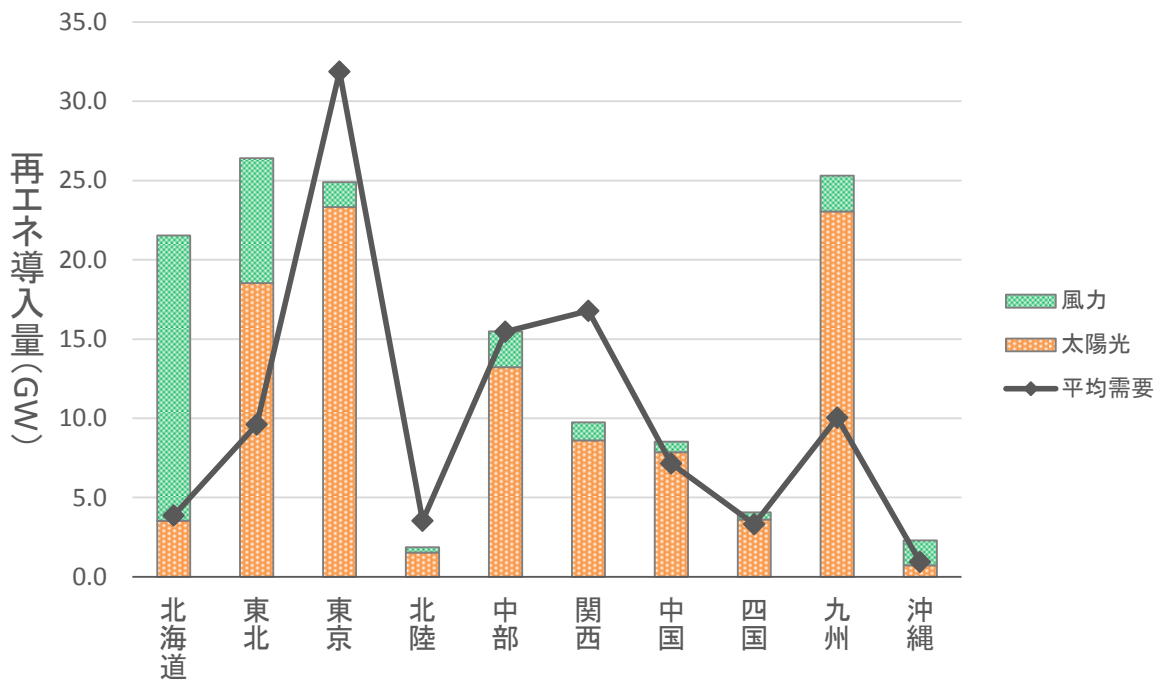


Fig. 5-3 2030年の再エネ導入量の地域別目標量と平均需要

以上の 2030 年の地域ごとの導入目標値を，本研究での再エネ導入に関するケース設定において，再エネ導入量が最大の場合のケースとする．そして，その導入目標達成率が 25%，50%，75%，100% の場合の 4 つのケースを本研究での再生可能エネルギーに関する検証ケースとして設定する．Fig. 5-4 に各ケースにおける全国の太陽光・風力発電の導入量を示す．25% ケースと現状では，風力には大きな差があるものの導入が進んでいる太陽光ではその差は比較的になくなってきている．

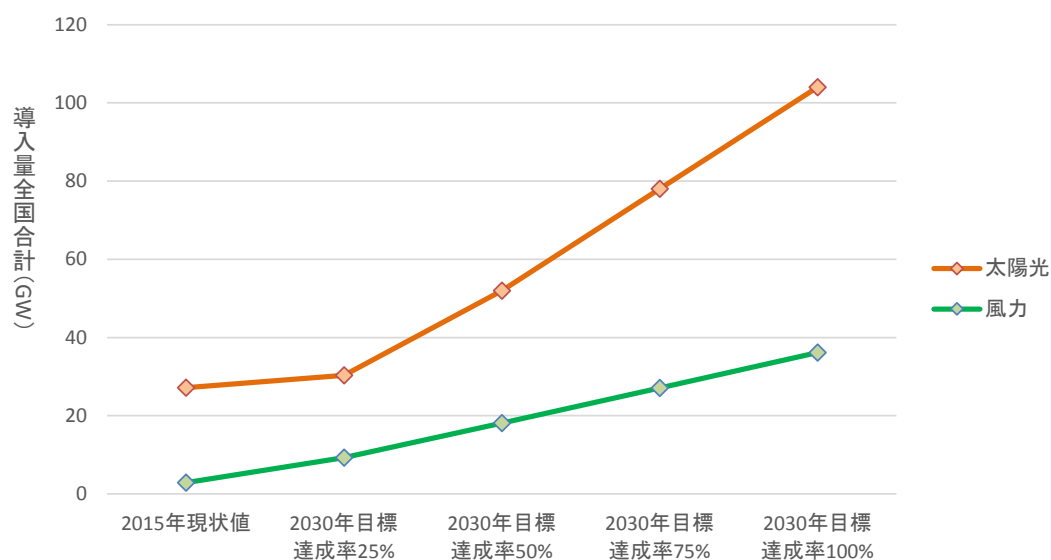


Fig. 5-4 再生可能エネルギーに関するケースにおける太陽光・風力導入量

## 5.2 インフラ拡張設定と検証ケース

本研究では，上記に述べた再生可能エネルギーに関する検証ケース以外に，インフラ拡張に関しても検証ケースを設定し，検証・考察を行う．考慮する検証ケースは以下の 3 点であり，以降の節でそれぞれのケースでの検証とその目的について詳しく述べる．

### (1) インフラ拡張を考慮しないケース

連系線や蓄電池等のインフラ拡張を一切行わずに，再エネの大量導入を行う．

### (2) 連系線拡張のみ考慮するケース

蓄電池の導入はないものとし，連系線の拡張のみ最適化の対象とする．

### (3) 連系線拡張と蓄電池の導入の両方を考慮するケース

連経線の拡張に加えて，蓄電池の導入を最適化の対象とする．

### 5.2.1 インフラ拡張を考慮しないケース

この検証では、導入される再生可能エネルギーの発電容量に応じた、削減される CO<sub>2</sub> 排出量、さらには発生する出力抑制によって使われなかった電力量やその地域の偏りなどを確認することを目的とする。

第 4 章 にて述べた電源計画モデル（53 週平休日最適化）をについて、連系線の拡張量と蓄電池の導入量をゼロに固定した状態で、5.1 で述べたように全国に導入される再生可能エネルギーの量をケースごとに変化させ、それぞれの場合の結果を CO<sub>2</sub> 排出量や出力抑制された再エネ電力量などの面での比較を行う。

### 5.2.2 連系線拡張のみを考慮するケース

各再生可能エネルギーの導入量ケースにおいて、連系線の容量拡張量をコスト最小化による最適化の範囲内に含めた場合について、電源液計画モデルを動かして再エネの大量導入にともなって拡張がコスト的に合理性を持つ連系線が存在するか、またあるとすればどの程度の再エネの導入が行われた場合においてどの程度の容量を拡張することが合理的といえるのかについて検証・考察を行う。ここで、蓄電池の拡張に関してはゼロに固定する。

それに加えて、連系線を拡張することによって全国での CO<sub>2</sub> 排出量や再エネの出力抑制の状況に大きな変化はあるかという点でも検証を行う。

### 5.2.3 連系線拡張と蓄電池の導入の両方を考慮するケース

地域間連系線の拡張に加えて、再エネのピークシフトや LFC 調整力としての役割を持つ蓄電池の導入を考慮した場合に、最適なインフラの拡張がどのようなものとなるかについて検証を行う。このケースにおいては、蓄電池が導入されることで再エネ電力の一時的な蓄電や発電可能量の増加が可能となり、全国視点での最適なインフラ拡張は他のケースと比較しても大きな違いを持つことが予想できる。

さらに将来的に製造コストの大幅な減少が予測されている蓄電池に関して、そのコストについて様々なケースでの分析を行い、将来の蓄電池価格の下落が最適なインフラ拡張投資に与える影響についても検証を行う。具体的には、文献[41] や[42] のなかで提示されているコスト下落予想値から蓄電池の単位蓄電容量あたりの価格を 2 万円/kWh, 4 万円/kWh, 6 万円/kWh という 3 つのケースで想定し、電源計画モデルを動かす。

### 5.2.4 インフラ拡張に関する検証ケース設定

以上の検証ケースを踏まえて、再エネ導入量に関するケースとインフラ拡張に関するケー

スの組み合わせで検証ケースを Table 5-3 のように設定し、電源計画モデルに検証を行う。

Table 5-3 再エネ多量導入シミュレーションにおける検証ケース

		再エネ導入量			
		2030年目標 達成率25%	2030年目標 達成率50%	2030年目標 達成率75%	2030年目標 達成率100%
インフラ拡張なし					
連系線拡張のみ					
連系線 & 蓄電池	2万円/kWh				
	4万円/kWh				
	6万円/kWh				

## 5.3 検証結果

### 5.3.1 インフラ拡張を考慮しないケースの最適化結果

#### 5.3.1.1 CO<sub>2</sub>排出量と出力抑制の発生

Fig. 5-5 に各再エネの導入量ごとの年間の CO<sub>2</sub> 排出量と電力需要に占める再生可能エネルギー（水力・揚水力・太陽光・風力）の供給比率（再エネ比率）、さらに再生可能エネルギーによる発電ポテンシャルのうち出力抑制によって発電されなかった電力の比率（出力抑制比率）を示す。比較対象として一番左には、再生可能エネルギーの導入容量を 2015 年現在の固定価格買い取り制度の太陽光・風力発電の導入量（文献[15] より）をモデルに入力した結果の値も記載している。

再生可能エネルギーの導入量があがるにつれて CO<sub>2</sub> 排出量は下がり、再生可能エネルギーの電力供給に占める割合や、再生可能エネルギーによる発電ポテンシャルに占める出力抑制によって発電されなかった電力の量の割合は、増加する傾向が確認できる。

また、CO<sub>2</sub> 排出量について着目すると 2030 年の再エネ導入目標達成率が 25%, 50%, 75%, 100%と上がっていくと、削減率が 1%, 4%, 7%, 9%と上がっていく。よって、3.2.1.1 において 2030 年に上昇するとされた約 8%（3000 万 t）の CO<sub>2</sub> 排出量を相殺するためには、インフラ拡張をしない場合では全国で 2030 年の再エネ導入目標量の 75%~100%ほどの値を導入する必要があることが示された。

また、再エネの比率に関しては、2015 年の再エネ導入現状値では 12%程度であった割合が、2030 年目標の達成率 100%の再エネ導入値を入力した場合には 25%程度まで上昇していることがわかる。さらに出力抑制に関しては現状値の再エネ導入量ではほぼゼロであったの

にもかかわらず，2030年目標達成率25%の場合では30%弱まで急増し，導入量が増えるにつれて徐々に増加して達成率100%では最終的に38%程度まで上昇する。

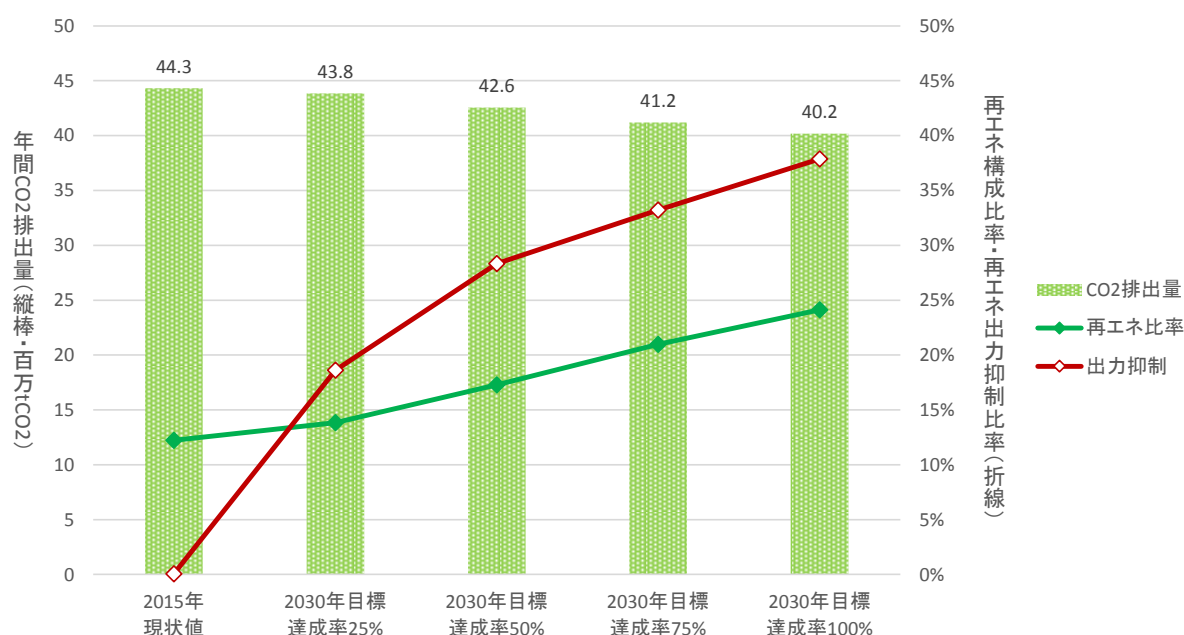


Fig. 5-5 再エネ導入量ごとの排出CO<sub>2</sub>量と出力抑制量（インフラ拡張なし）

### 5.3.1.2 地域ごとの出力抑制発生量

Fig. 5-6 にインフラ拡張を考慮せず，再エネ導入量をケースにしたがって変化させた際の地域ごとの出力抑制される再エネ電力量を示す。2030年目標達成率が25%の場合では，離島の沖縄地域を除いては出力抑制の発生はほとんど北海道地域で起きている。再エネの導入率が2030年の目標達成率50%，75%，100%と大きくなっていくに伴って，次に東北地域での出力抑制が大きくなっていき，その次に九州地方での出力抑制が大きくなる。結果的に2030年目標達成率100%の再エネ導入量のうち，北海道地域で発生したものが全体の74%，東北地域のものが13%，九州地域のものが7%となっている。

再エネの導入量が少ない場合においても，北海道・東北地域での出力抑制が比較的多く発生している原因としては，この2地域には風力発電が多く導入されているという点が大きな原因としてあげられる。モデル上において，風力発電に関するLFC調整力必要量は稼働容量の15%と太陽光発電より比較的に厳しい設定となっており，さらに風力発電の導入ポテンシャルが北海道・東北の2地域に集中しているため，地域への風力の想定導入量も大きな値となっている。また，九州には太陽光発電が多く導入される想定となっているため，導入量が増えていくとこの地域で出力抑制が比較的多く発生する結果となっている。

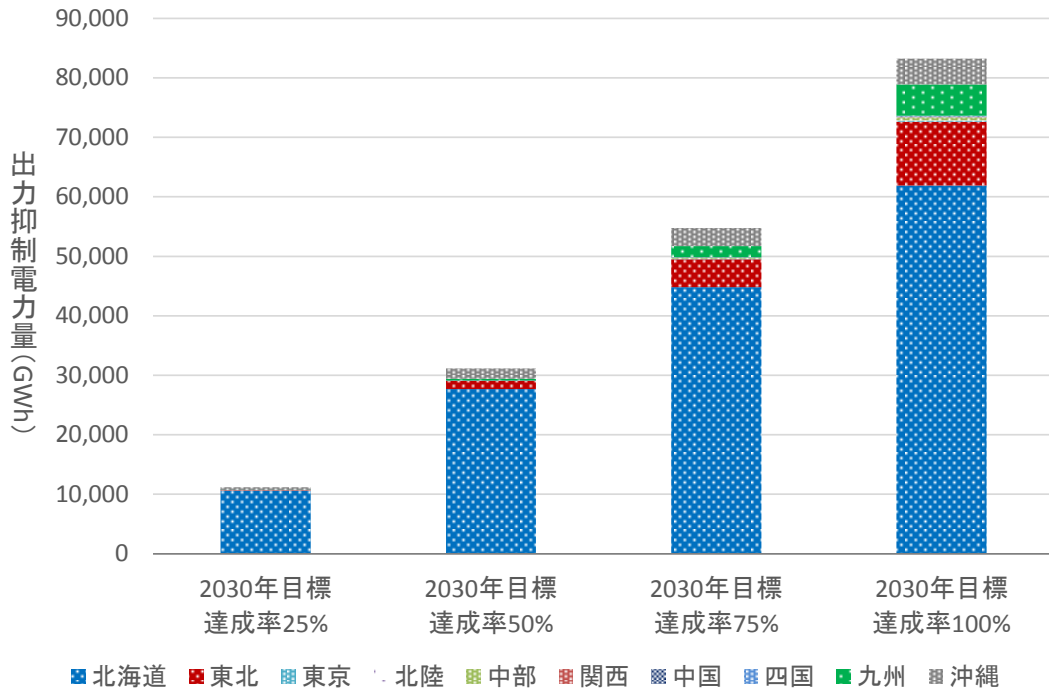


Fig. 5-6 再エネ導入量ごとの地域別出力抑制電力量（インフラ拡張なし）

### 5.3.1.3 太陽光・風力別の出力抑制発生量

以下、Fig. 5-7 に再エネの導入容量ごとの太陽光・風力それぞれの出力抑制発生割合（発電電力量ベース）を示す。太陽光発電に関して発生する出力抑制の割合は最大でも 4%程度であり、風力発電は 40%~70%とかなり多くの割合で出力抑制が発生していることがわかる。

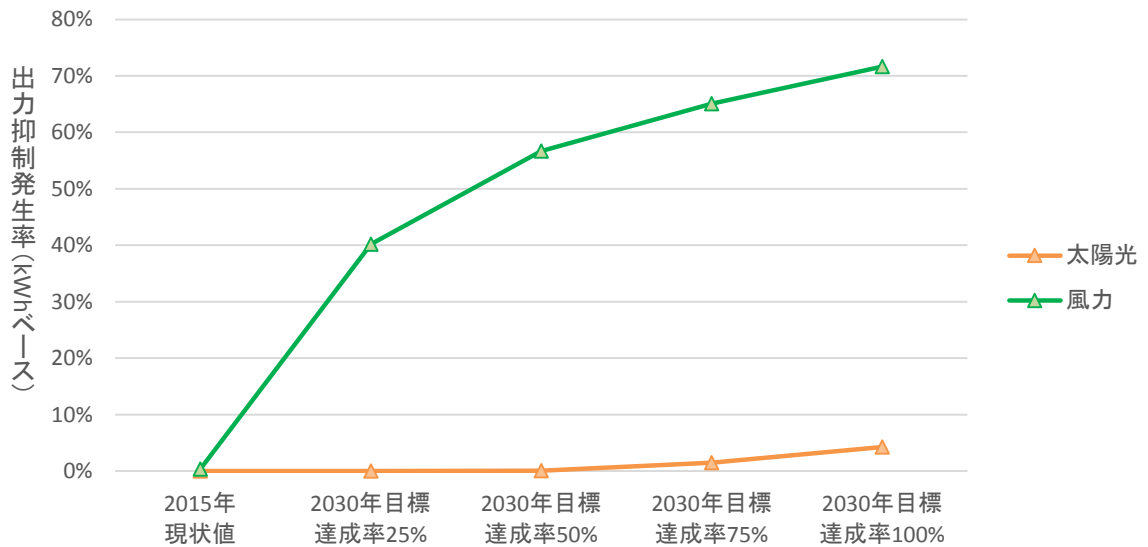


Fig. 5-7 再エネ導入量ごとの太陽光・風力別出力抑制発生割合（インフラ拡張なし）

このように風力発電についてかなり多くの割合で出力抑制が発生する理由として、5.1.2でも述べたように導入ポテンシャルが北海道・東北の2地域に極端に集中してしまっているためであると考えられる。このため、LFC調整力制約や送電線容量の制約のために無駄になってしまっている風力ポテンシャルは相当量であることが容易に想像できる。よって、今後再エネの大量導入にインフラの拡充なしには、かなり多くの再エネ発電電力が無駄になってしまうことが予想され、送電線や蓄電池等のインフラ拡張の必要性が強く示唆される結果となった。

### 5.3.1.4 1日の発電種別発電電力量推移

本項では、再エネを大量に導入することによって地域ごとの1日のうちの電力の需給状況がどのように変化するかを検証するため、ここでは各地域の2/3~2/7の平日の日パターンについて再エネ導入量を2015年の現状値とした場合と2030年目標値とした場合の電力需給状況について、違いの確認・考察を行う。ここでは、再エネ大量導入地域の北海道・東北・九州地域と、電力大量消費地域の東京・関西地域についての電力需給状況について述べる。

以下、Fig. 5-8に北海道地域の2/3の再エネ導入量を2015年の現状値とした場合と2030年目標値とした場合の電力需給状況を示す。再エネ現状導入量のケースでは、電力供給のほとんどが石炭・LNG・水力で行われていたものの、再エネ2030年目標値導入時は風力発電による電力供給が増え、LFC調整力制約を満たすために水力発電の代わりに多くの石油火力が稼動する結果となっている。また、他地域への送電に関しては再エネ現状導入量のケースでは、他地域（東北）からの送電を多く受け取っておいたものの、再エネ2030年目標値導入時は再エネで発電した電力を主に他地域に送電するようになっている。

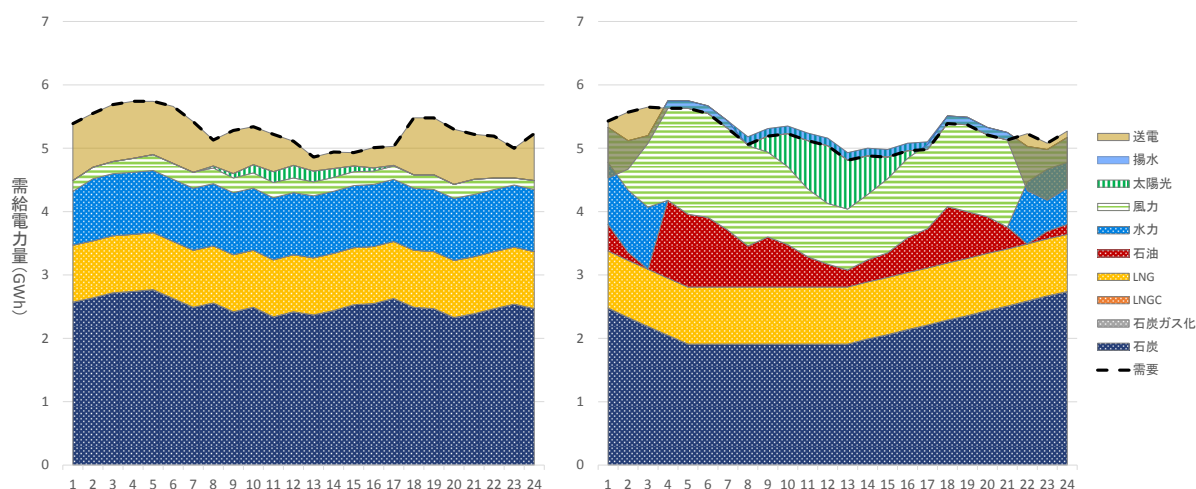


Fig. 5-8 北海道地域の2/3の電力需給（左：再エネ現状値 右：再エネ2030年目標値）



以下、Fig. 5-9 に東北地域の 2/3 の再エネ導入量を 2015 年の現状値とした場合と 2030 年目標値とした場合の電力需給状況を示す。ここで、本モデルは一般電力・新電力の分割や他地域への送電などの制約により、石炭のように安く本来ベース電源となっている発電種についても、地域別で見たときに多少の変動があるという点に留意が必要である。再エネ 2030 年目標値導入時では、風力・太陽光発電での電力供給割合が上昇するとともに、他地域への送電量も比較して増えているように見える。また、この日においては、午前中に風力発電で発電を行っていたものの午後から夜にかけて風がなくなったためか、風力発電量が減ってその分石炭火力による発電が増加するという減少も見て取れる。

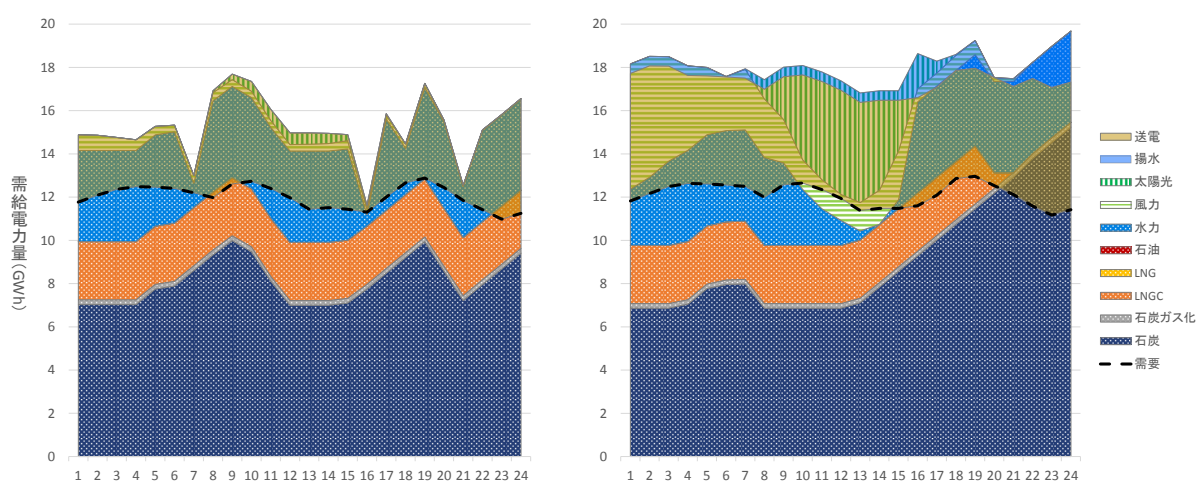


Fig. 5-9 東北地域の 2/3 の電力需給 (左: 再エネ現状値 右: 再エネ 2030 年目標値)

以下、Fig. 5-10 に九州地域の 2/3 の再エネ導入量を 2015 年の現状値とした場合と 2030 年目標値とした場合の電力需給状況を示す。九州地域には大量の太陽光発電の導入を想定しているため、再エネ 2030 年目標値導入時では、地域内での発電電力に占める太陽光発電電力の割合が大きくなり、再エネ現状量導入時にはほとんどなかった他地域への送電も太陽光の出力が大きい地域で確認できるようになっている。

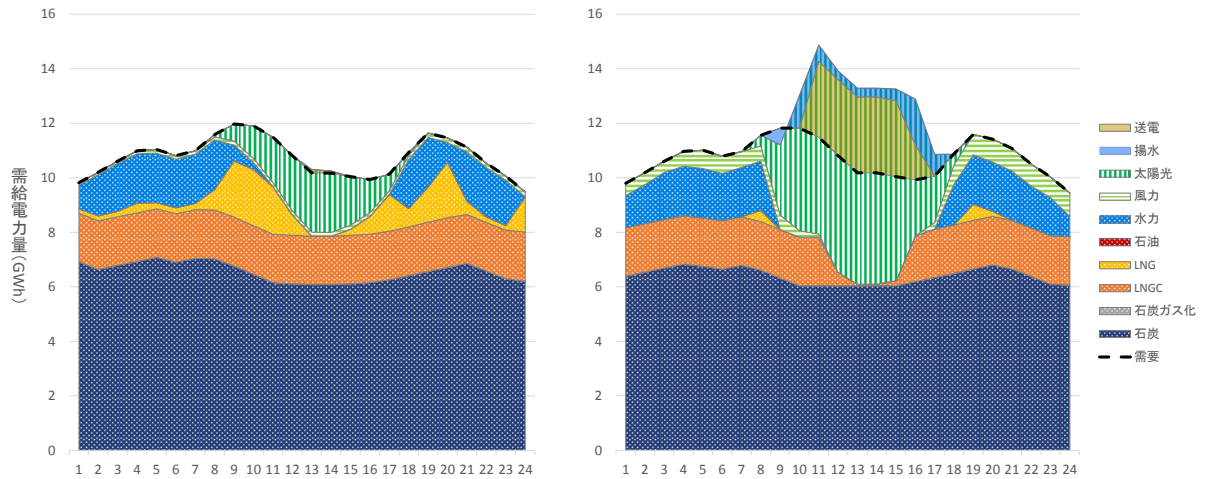


Fig. 5-10 九州地域の2/3の電力需給（左：再エネ現状値 右：再エネ2030年目標値）

以下、Fig. 5-11 に東京地域の2/3の再エネ導入量を2015年の現状値とした場合と2030年目標値とした場合の電力需給状況を示す。東京地域では太陽光の導入想定量が多くなっており、再エネ2030年目標値導入時では、その発電量も一定量の発電割合を占めていることが確認できる。また、他地域からの送電電力に関しては、1日を通してほぼ一定の電力量（送電線の容量でとりうる最大送電量）の送電を他地域から受けていることが確認できる。

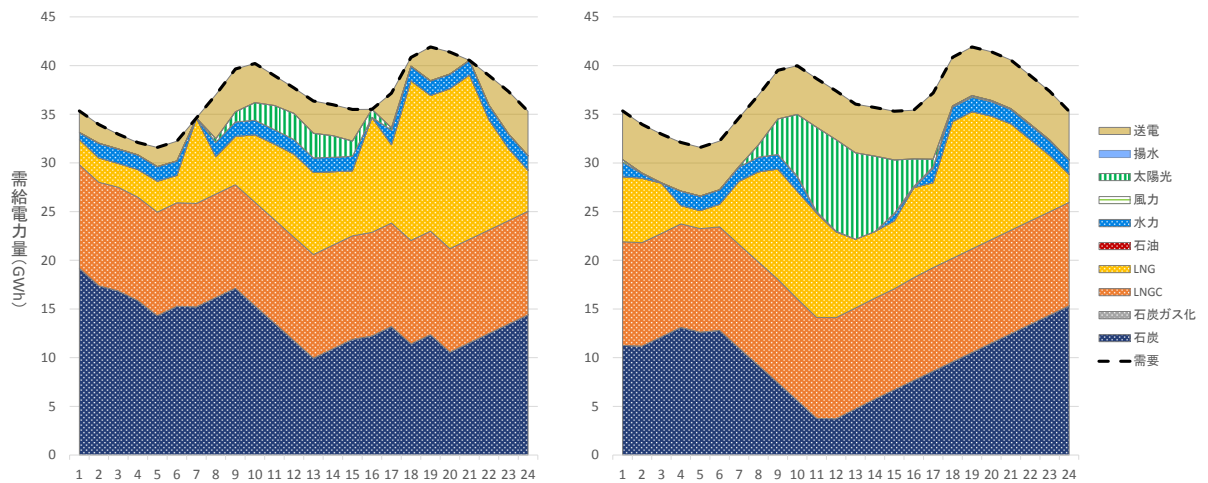


Fig. 5-11 東京地域の2/3の電力需給（左：再エネ現状値 右：再エネ2030年目標値）

以下、に関西地域の2/3の再エネ導入量を2015年の現状値とした場合と2030年目標値とした場合の電力需給状況を示す。関西地域は原発を比較的多く保有しており、今回の検証では原発の停止を前提としているため、再エネ現状導入量のケースでは石炭火力・LNG火力・LNGコンバインドのほかに石油火力も多くの割合で稼働していることが確認できるが、再

エネ 2030 年目標値導入時では、石油火力は太陽光発電によって置き換えられていることが確認できる。また、他地域からの送電電力も若干増加している。

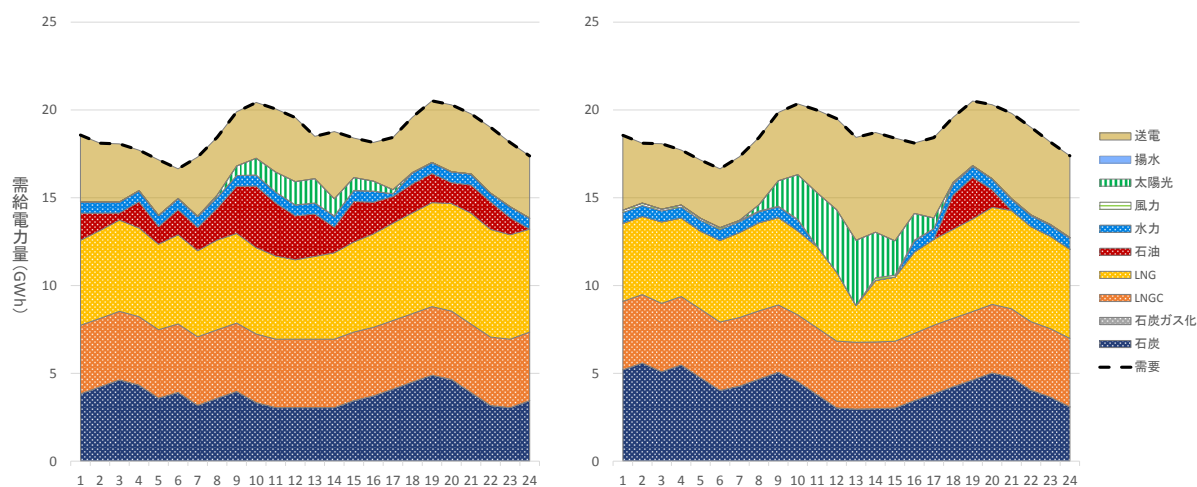


Fig. 5-12 関西地域の 2/3 の電力需給 (左: 再エネ現状値 右: 再エネ 2030 年目標値)

### 5.3.2 連系線拡張のみを考慮するケースの最適化結果

#### 5.3.2.1 最適化により拡張された連系線

最適化によって再エネ大量導入時に拡張が合理的であるという結果が得られた連系線は、「東北→東京」・「中部→関西」・「中国→関西」・「九州→中国」の 4 つの連系線で、以下 Fig. 5-13 にそれぞれの再エネ導入量ケースにおける拡張量を示す。

2030 年導入目標の 100%の再エネ導入量では、導入が集中する九州地域と東北地域からの電力を関西地域と東京地域に送電する送電線の拡張が合理的であるようである。（「東北→東京」・「中国→関西」・「九州→中国」）それに加えて、「中部→関西」という比較的再エネ導入の集中が少ない中部地域からの送電線拡張も行われた。「東北→東京」・「九州→中国」の送電線の拡張に関しては、1GW を超える大きな量の拡張が最適とされた。ここで、「北海道⇄東北」の連系線に関しては、北海道地域に大きな再エネポテンシャルがあるにもかかわらず拡張が起らない結果となった。この原因としては、「北海道⇄東北」の連系線が直交変換施設を含む連系線であるため、4.2.8 において拡張コストが高く設定されていることがある。

また、2030 年の再エネ導入目標の 50%以下の導入では、どの連系線の拡張も起らず連系線の拡張が合理化されるためには、相当量（全国で 70GW ほど）の再エネの導入量が必要であることが確認できる。以下、Table 5-4 と Table 5-5 に、再エネ 2030 年目標達成 100%のときと 75%のときの最適な連系線拡張量を示す。

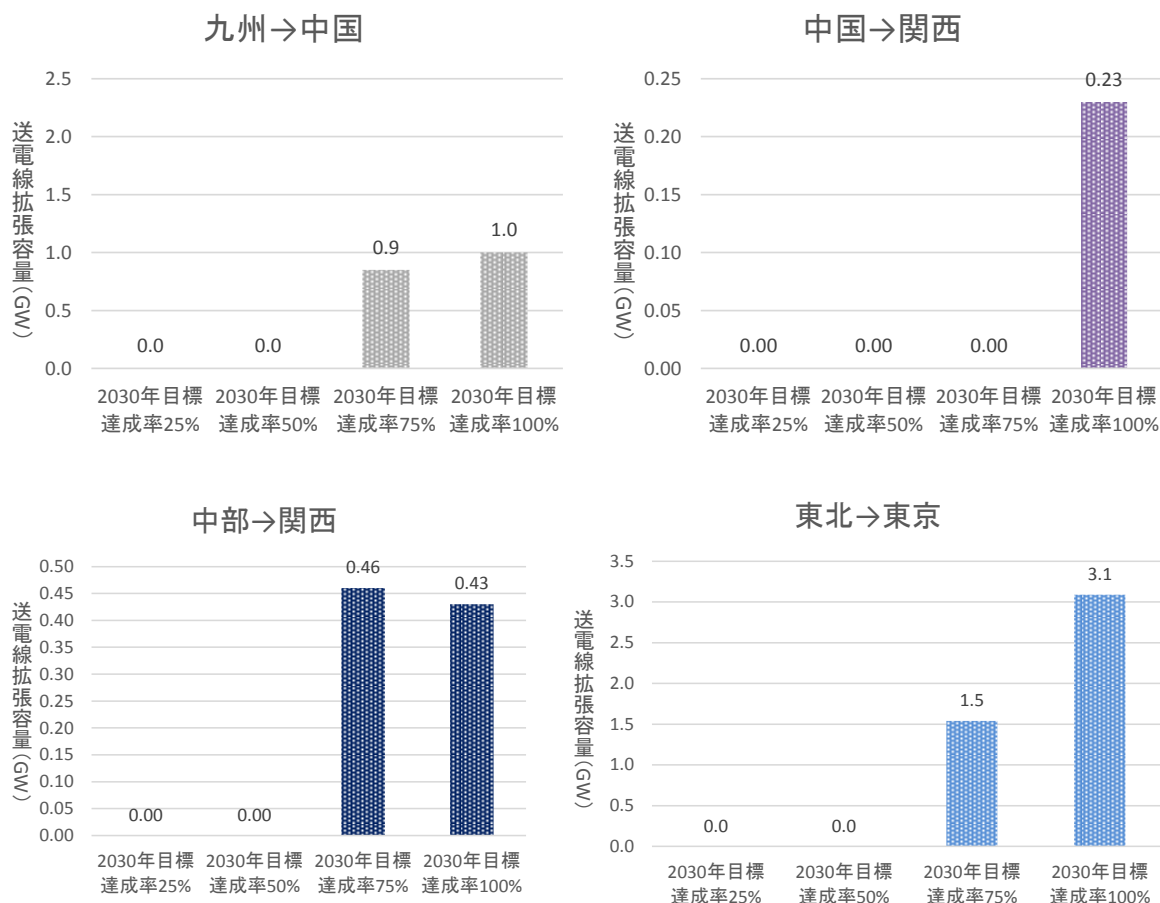


Fig. 5-13 各再エネ導入量において拡張された連系線の拡張容量

Table 5-4 再エネ 2030 年目標達成 100%×連系線のみ拡張の時の連系線拡張量

	From									
	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
To 北海道										
東北										
東京		3.09								
北陸										
中部										
関西					0.43		0.23			
中国									1.00	
四国										
九州										
沖縄										

**Table 5-5 再エネ 2030 年目標達成 75%×連系線のみ拡張の時の連系線拡張量**

		From									
		北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
To	北海道										
	東北										
	東京		1.54								
	北陸										
	中部										
	関西					0.46					
	中国									0.85	
	四国										
	九州										
	沖縄										

### 5.3.2.2 CO<sub>2</sub> 排出量と出力抑制の発生の変化

以下の Table 5-6 と Table 5-7 に、インフラ拡張を考慮しない場合と連系線の拡張のみ考慮した場合の最適化結果における、CO<sub>2</sub> 排出量と供給電力に占める再エネ構成比率、出力抑制の発生割合（電力量ベース）の比較を示す。CO<sub>2</sub> 排出量に関しては、インフラ拡張を考慮していない場合と連系線のみ考慮した場合ではほとんど差はなく、最大で 2030 年目標達成率 100%のときに年間で約 120 万 t（約 0.3%）の削減効果が見込まれる。

**Table 5-6 インフラ拡張なしの場合と連系線拡張ありの場合の CO<sub>2</sub> 排出量**

(単位: 万t)	2030年目標 達成率25%	2030年目標 達成率50%	2030年目標 達成率75%	2030年目標 達成率100%
インフラ拡張無し	438,441	425,589	412,011	401,789
連系線拡張あり	438,441	425,632	410,845	400,438
(対拡張なし比)	0.0%	0.0%	(-0.3%)	(-0.3%)

さらに、インフラ拡張を考慮していない場合と連系線のみ考慮した場合には、再エネの電源構成比率に関してもほとんど差は確認できず、最大で 2030 年目標達成率 100%のときに 0.2%ポイントの上昇にとどまっている。それに加えて、再エネの発電ポテンシャルに占める出力抑制された電力の割合では、2030 年目標達成率 75%のときに 0.4%ポイント、2030 年目標達成率 100%のときに 1.0%ポイントの減少が確認できる。

Table 5-7 インフラ拡張なしの場合と連系線拡張ありの場合の再エネ比率と出力抑制

		2030年目標 達成率25%	2030年目標 達成率50%	2030年目標 達成率75%	2030年目標 達成率100%
再エネ 電源比率	インフラ拡張無し	13.9%	17.3%	21.0%	24.1%
	連系線拡張あり	13.9%	17.3%	21.0%	24.3%
(差分ポイント)					(+0.2%)
出力抑制 比率	インフラ拡張無し	18.6%	28.3%	33.2%	37.9%
	連系線拡張あり	18.6%	28.3%	32.8%	36.9%
(差分ポイント)				(-0.4%)	(-1.0%)

### 5.3.3 連系線拡張と蓄電池導入を考慮するケースの最適化結果

ここでは、5.2.3 で述べた再エネの導入量と蓄電池の価格に関するケースの各組み合わせにおける最適化の結果について述べていく。以降にはそれぞれのケースについての最適化されたインフラ拡張状況を示す。ケースを渡っての分析や考察は、5.3.4 でおこなう。

#### 5.3.3.1 再エネ 2030 年目標達成率 100% × 蓄電池 6 万円/kWh の場合

以降では、それぞれのケースについての最適化されたインフラ拡張状況を示す。

再エネ 2030 年目標達成率 100%かつ蓄電池 6 万円/kWh の場合の最適化のインフラ拡張最適化の結果を、Table 5-8 と Table 5-9 に示す。表のなかで空欄になっている部分はまったく拡張・導入が起こらないということを示している。6 万円/kWh という現状レベルの蓄電池価格では、蓄電池導入はほとんど起こらないという結果が得られた。九州地域への 0.2GWh の蓄電池導入に伴い、「九州→中国」と「中国→関西」の連系線拡張が連系線のみの場合(5.2.2)と比較して 0.2GW ずつ増加する結果となり、再エネの大量導入下においては、蓄電池の導入によってより多くの容量の連系線拡張がコスト的に優位となることが確認できた。他の連系線の拡張に関しては、蓄電池導入を考えない場合と同じ結果となった。

**Table 5-8 再エネ 2030 年目標達成 100%×蓄電池 6 万円/kWh の時の連系線拡張量**

		From									
		北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
To	北海道										
	東北										
	東京		3.09								
	北陸										
	中部										
	関西					0.43	0.25				
	中国									1.02	
	四国										
	九州										
	沖縄										

**Table 5-9 再エネ 2030 年目標達成 100%×蓄電池 6 万円/kWh の時の蓄電池導入量**

北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
								0.2	

### 5.3.3.2 再エネ 2030 年目標達成率 100%×蓄電池 4 万円/kWh の場合

再エネ 2030 年目標達成率 100%かつ蓄電池 4 万円/kWh の場合の最適化のインフラ拡張最適化の結果を、Table 5-10 と Table 5-11 に示す。現状の蓄電池価格よりも低い水準の価格設定となっているこのケースにおいては、北海道・東北・九州といった再エネの導入集中地域における蓄電池の拡張が合理化された。連系線に関しては、「九州→中国」と「中国→関西」の九州地域での再エネ電力（主に太陽光発電）を関西地域に送電する連系線が、蓄電池がない場合に比べて大きく拡張され、「東北→東京」の送電線は蓄電池がない場合と比べて、最適拡張量が微減する結果となった。

**Table 5-10 再エネ 2030 年目標達成 100%×蓄電池 4 万円/kWh の時の連系線拡張量**

		From									
		北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
To	北海道										
	東北										
	東京		2.98								
	北陸										
	中部										
	関西					0.38	0.77				
	中国									1.82	
	四国										
	九州										
	沖縄										

Table 5-11 再エネ 2030 年目標達成 100%×蓄電池 4 万円/kWh の時の蓄電池導入量

北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
12.6	2.7							3.3	0.0

### 5.3.3.3 再エネ 2030 年目標達成率 100%×蓄電池 2 万円/kWh の場合

再エネ 2030 年目標達成率 100%かつ蓄電池 2 万円/kWh の場合の最適化のインフラ拡張最適化の結果を、Table 5-12 と Table 5-13 に示す。蓄電池の導入が、再エネ導入の集中している地域に発生する傾向に、蓄電池価格が 4 万円/kWh の場合 (5.3.3.2) から変化はないものの、連系線の拡張に関しては大きな傾向が見られる。具体的には、拡張コストが高く設定されていたためこれまでのケースではまったく拡張が認められなかった「北海道⇄東北」の連系線（北本連系線）の拡張が大幅に行われる結果となった。拡張容量は 6.62GW となっている。また、「東北→東京」の連系線の拡張も大幅に行われ、拡張量は 8.17GW となっている。この結果より、蓄電池の価格が 2 万円/kWh というかなりの低水準に到達することにより、「北海道での再エネ発電電力を大量蓄電し、同時に連系線を拡張して関東に大量送電を行う」という再エネ電力の供給システムの構築がコスト的に合理化されることが示された。

Table 5-12 再エネ 2030 年目標達成 100%×蓄電池 2 万円/kWh の時の連系線拡張量

		From									
		北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
To	北海道		6.62								
	東北	6.62									
	東京			8.17							
	北陸										
	中部										
	関西					0.38		0.46			
	中国									1.49	
	四国										
	九州										
	沖縄										

Table 5-13 再エネ 2030 年目標達成 100%×蓄電池 2 万円/kWh の時の蓄電池導入量

北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
94.4	28.5	0.4		1.6		0.2	0.0	13.2	0.6

### 5.3.3.4 再エネ 2030 年目標達成率 75%×蓄電池 6 万円/kWh の場合

再エネ 2030 年目標達成率 75%かつ蓄電池 6 万円/kWh の場合の最適化のインフラ拡張最



適化の結果を、Table 5-14 に示す。蓄電池の導入はまったく起こらない結果となった。連系線の拡張容量も蓄電池導入をまったく考慮しなかった場合（5.3.2.1 で確認できる）とまったく同じ結果となっていることがわかる。蓄電池価格が 6 万円/kWh と現状レベルの場合は、たとえ全国に再エネ 2030 年目標量の 75%の再エネが導入されていたとしても、蓄電池の導入が合理的とはいえないという結果が得られ、蓄電池のコストが以下に導入のボトルネックとなっているかが確認できる結果となった。これ以降のケースにおいても蓄電池価格が 6 万円/kWh の場合では、5.3.2.1 の連系線拡張のみを考慮する場合と同じ結果が得られるため、本論文内では特に紹介はしないこととする。

**Table 5-14 再エネ 2030 年目標達成 75%×蓄電池 6 万円/kWh の時の連系線拡張量**

		From									
		北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
To	北海道										
	東北										
	東京		1.54								
	北陸										
	中部										
	関西					0.46					
	中国									0.85	
	四国										
	九州										
	沖縄										

### 5.3.3.5 再エネ 2030 年目標達成率 75%×蓄電池 4 万円/kWh の場合

再エネ 2030 年目標達成率 75%かつ蓄電池 6 万円/kWh の場合の最適化のインフラ拡張最適化の結果を、Table 5-15 と Table 5-16 に示す。蓄電池の導入は主に北海道・九州地域に導入が行われ、送電線に関しては連系線のみ考慮する場合（5.3.2.1）と傾向は同じであるが、西日本の送電線拡張量が微増し、「東北→東京」の拡張量は 0.2GW ほど多くなっている。

Table 5-15 再エネ 2030 年目標達成 75%×蓄電池 4 万円/kWh の時の連系線拡張量

		From									
		北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
To	北海道										
	東北										
	東京		1.75								
	北陸										
	中部										
	関西					0.46					
	中国									0.86	
	四国										
	九州										
	沖縄										

Table 5-16 再エネ 2030 年目標達成 75%×蓄電池 4 万円/kWh の時の蓄電池導入量

北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
13.2								0.7	0.0

### 5.3.3.6 再エネ 2030 年目標達成率 75%×蓄電池 2 万円/kWh の場合

再エネ 2030 年目標達成率 75%かつ蓄電池 2 万円/kWh の場合の最適化のインフラ拡張最適化の結果を、Table 5-17 と Table 5-18 に示す。再エネ 2030 年目標達成率 100%の場合 (5.3.3.3) に比べ、蓄電池の導入量は東日本では若干の減少がみられ、九州では半減した。連系線の拡張に関しては、「北海道⇄東北」連系線（北本連系線）の拡張が行われる傾向は同じであるが、拡張量は減少した。

Table 5-17 再エネ 2030 年目標達成 75%×蓄電池 2 万円/kWh の時の連系線拡張量

		From									
		北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
To	北海道		4.16								
	東北	4.16									
	東京		4.45								
	北陸										
	中部										
	関西					0.38					
	中国									0.61	
	四国										
	九州										
	沖縄										

**Table 5-18 再エネ 2030 年目標達成 75%×蓄電池 2 万円/kWh の時の蓄電池導入量**

北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
72.6	17.1							6.6	0.6

### 5.3.3.7 再エネ 2030 年目標達成率 50%×蓄電池 4 万円/kWh の場合

再エネ 2030 年目標達成率 50%かつ蓄電池 4 万円/kWh の場合の最適化のインフラ拡張最適化の結果を、Table 5-19 と Table 5-20 に示す。連系線の拡張のみを考慮する場合 (5.3.2.1) では、どの連系線の拡張も行われなかったが、今回は北海道地域への 13GWh の蓄電池の導入とともに「東北→東京」の送電線の拡張が行われる結果となった。

**Table 5-19 再エネ 2030 年目標達成 50%×蓄電池 4 万円/kWh の時の連系線拡張量**

From		北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
To	北海道										
	東北										
	東京		0.30								
	北陸										
	中部										
	関西										
	中国										
	四国										
	九州										
	沖縄										

**Table 5-20 再エネ 2030 年目標達成 50%×蓄電池 4 万円/kWh の時の蓄電池導入量**

北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
13.9									0.0

### 5.3.3.8 再エネ 2030 年目標達成率 50%×蓄電池 2 万円/kWh の場合

再エネ 2030 年目標達成率 50%かつ蓄電池 2 万円/kWh の場合の最適化のインフラ拡張最適化の結果を、Table 5-21 と Table 5-22 に示す。連系線の拡張のみを考慮する場合 (5.3.2.1) では、どの連系線の拡張も行われなかったが、北海道・東北地域への蓄電池の大幅な導入とともに北本連系線と「東北→東京」の連系線の拡張が行われる結果となった。

**Table 5-21 再エネ 2030 年目標達成 50%×蓄電池 2 万円/kWh の時の連系線拡張量**

		From									
		北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
To	北海道		1.64								
	東北	1.64									
	東京		1.66								
	北陸										
	中部										
	関西										
	中国										
	四国										
	九州										
	沖縄										

**Table 5-22 再エネ 2030 年目標達成 50%×蓄電池 2 万円/kWh の時の蓄電池導入量**

北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
48.0	7.2							1.3	0.7

### 5.3.3.9 再エネ 2030 年目標達成率 25%×蓄電池 4 万円/kWh の場合

再エネ 2030 年目標達成率 50%かつ蓄電池 4 万円/kWh の場合の最適化のインフラ拡張最適化の結果を、Table 5-23 に示す。本ケースでは連系線の拡張はまったく起こらず、沖縄以外では北海道地域にのみ蓄電池が導入される結果となった。

**Table 5-23 再エネ 2030 年目標達成 25%×蓄電池 4 万円/kWh の時の蓄電池導入量**

北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
9.1									0.0

### 5.3.3.10 再エネ 2030 年目標達成率 25%×蓄電池 2 万円/kWh の場合

再エネ 2030 年目標達成率 50%かつ蓄電池 2 万円/kWh の場合の最適化のインフラ拡張最適化の結果を、Table 5-24 に示す。本ケースでは 5.3.3.9 と同様に連系線の拡張はまったく起らなかったが、北海道への蓄電池導入は 27GWh と大量に行われる結果となった。

**Table 5-24 再エネ 2030 年目標達成 25%×蓄電池 2 万円/kWh の時の蓄電池導入量**

北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
27.3									0.5

### 5.3.4 インフラ拡張の最適化結果のCO<sub>2</sub>排出量への影響

#### 5.3.4.1 インフラ拡張の最適化結果比較

以下、Table 5-25 に再エネ導入を 2030 年目標の 100%導入した際の、各ケースにおけるインフラ拡張容量を示す。連系線の行は連系線拡張量を示し、地域の行は蓄電池導入量を示す。空欄になっている欄は拡張がなかったことを示す。

蓄電池価格が 6 万円/kWh のときは、インフラの拡張状況や CO<sub>2</sub> 排出量など、ほとんど連系線拡張ケースと結果が変化はない。唯一、九州地域への 0.2GWh の蓄電池導入と「九州→中国」の送電線の 0.2GW の追加連系線拡張が行われた。

蓄電池価格が 4 万円/kWh のときは、北海道や東北、九州といった再エネ大量導入地で蓄電池の導入が進むとともに、西日本の連系線拡張は 6 万円のとより増加し、東日本の連系線の拡張量は減少した。

蓄電池価格が 2 万円/kWh のときは、他のケースと大きく異なり、北海道・東北地域への大量の蓄電池導入と共に、拡張コストを高く設定した北本連系線が大幅に増強され、北日本の再エネを関東に送る傾向が顕著になった。蓄電池価格が 2 万円/kWh の際に、北本連系線が拡張される傾向はより小さい再エネ導入量ケースの最適化結果でも確認することができ、蓄電池価格の下落が、北本連系線の拡張をコスト的に合理化するためのボトルネックであることが伺える結果となった。

Table 5-25 再エネ 2030 年目標 100%達成の際のインフラ拡張量

地域	蓄電池導入(GWh)or連系線拡張(GW)			
	連系線のみ	蓄電池 6万円	蓄電池 4万円	蓄電池 2万円
北海道			12.6	94.4
↓ 連系線				6.62
東北			2.7	28.5
↓ 連系線	3.09	3.09	2.98	8.17
東京				0.4
中部				1.6
↓ 連系線	0.43	0.43	0.38	0.38
関西				
↑ 連系線	0.23	0.25	0.77	0.46
中国				0.2
↑ 連系線	1	1.02	1.82	1.49
九州		0.2	3.3	13.2

### 5.3.4.2 排出 CO<sub>2</sub> 量と再エネ電源比率

以下、Table 5-26 に再エネ導入を 2030 年目標の 100%導入した際の、各ケースにおける CO<sub>2</sub> 排出量と再エネ比率、出力抑制比率を示す。蓄電池が 4,6 万円/kWh のケースでは、連系線のみ拡張の場合と大きな差はない。蓄電池価格が 2 万円/kWh のケースにおいては CO<sub>2</sub> 排出削減量が大きく改善しており、北本連系線の拡張による北海道の再エネ発電ポテンシャルの効率利用がいかにより CO<sub>2</sub> 排出削減量に大きな影響をもつかが示される結果となった。

**Table 5-26 再エネ 2030 年目標 100%達成の際の CO<sub>2</sub> 排出削減量**

	現状	拡張 なし	連系線 のみ	蓄電池 6万円	蓄電池 4万円	蓄電池 2万円
CO <sub>2</sub> 排出量(万t)	44,306	40,179	40,044	40,039	39,595	37,772
CO <sub>2</sub> 削減率		-9%	-10%	-10%	-11%	-15%
再エネ比率	12%	12%	24%	24%	25%	28%
出力抑制比率	0%	38%	37%	37%	33%	16%

以下、Fig. 5-14 に各検証ケースにおける CO<sub>2</sub> 排出削減量を示す。再エネ導入量によって削減される CO<sub>2</sub> 量に大きな差があることが確認できるが、拡張なし・連系線のみ・蓄電池 6 万円/kWh のケースでは、ほとんど削減量に差がなく、4 万円/kWh のケースにおいてもその改善は小さいことが確認できる。しかし、蓄電池が 2 万円/kWh のケースについては、4 万円の場合と比べてそれぞれ 1000~2000 万 t の CO<sub>2</sub> 排出削減効果が確認できる。蓄電池 2 万円/kWh の実現によって、北本連系線の拡張が合理化されることで、再エネの導入量が 2030 年目標の 50%の場合であっても、3000 万 t の削減が見込まれる結果となった。第 3 章 によって自由化後増加されるとされた CO<sub>2</sub> 排出量 (2020 年に 2000 万 t, 2025 年に 6000 万 t, 2030 年に 3000 万 t) を考慮しても、その影響は大きいことがわかる。

また、以下 Fig. 5-15 と Fig. 5-16 に各検証ケースにおける再エネの電源構成比率と、再エネ発電ポテンシャルの出力抑制比率を示す。再エネ電源構成比率に関しては、CO<sub>2</sub> 排出量の削減量と同じ傾向で上昇が確認された。それに加えて、出力抑制比率に関しては、蓄電池価格が 6 万円/kWh から 4 万円/kWh に下がることで各ケースにおいて 5%ほどの下落が確認され、4 万円/kWh から 2 万円/kWh に下がることで各ケースにおいて 10%ほどの大幅な下落が確認できた。

以上の結果より、蓄電池価格の 2 万円/kWh 水準への下落によって、北本連系線の拡張が合理化されること、そしてそれによって北海道の再エネ発電ポテンシャルの利用が大幅に進み、CO<sub>2</sub> 排出量の削減と再エネの電源構成比の改善に大きく影響を与えることが示された。

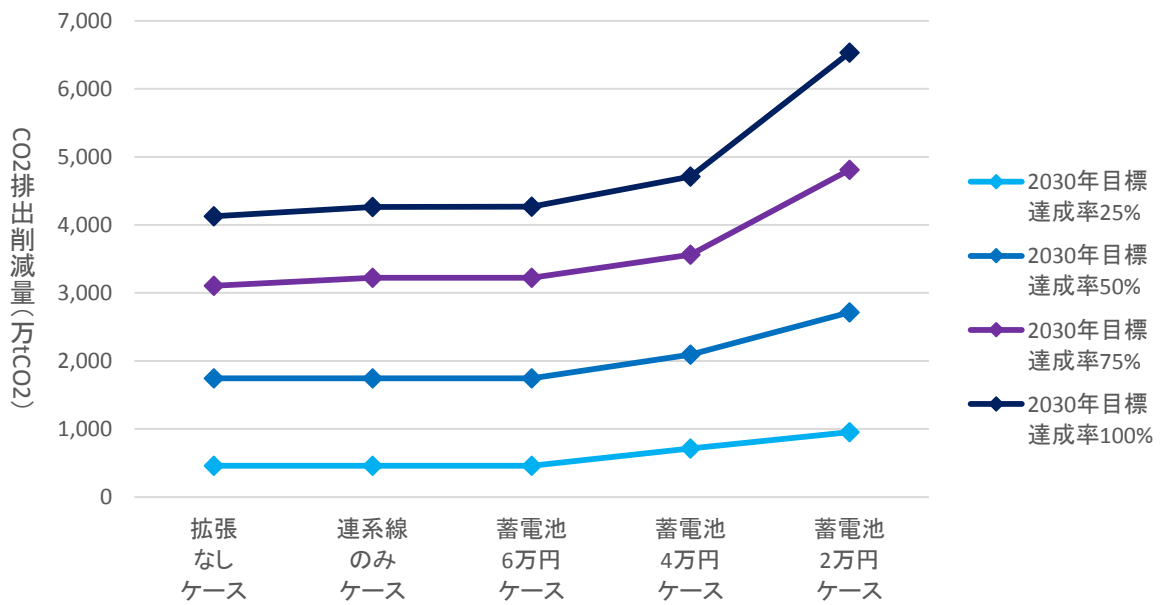


Fig. 5-14 各検証ケースでのCO<sub>2</sub>排出削減量

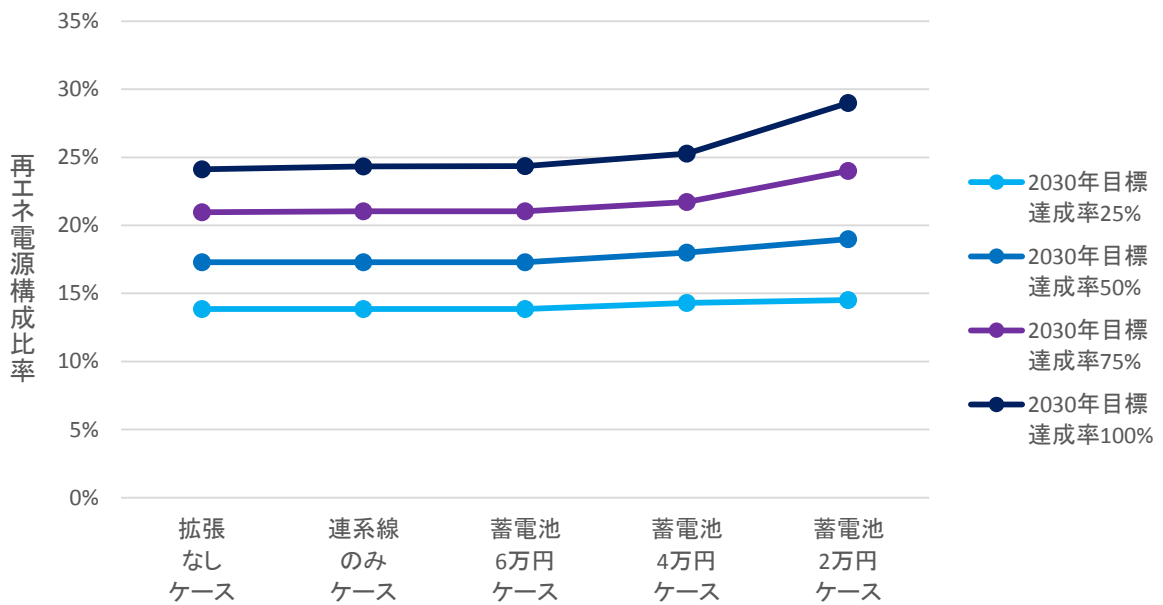


Fig. 5-15 各検証ケースでの再エネ電源構成比率

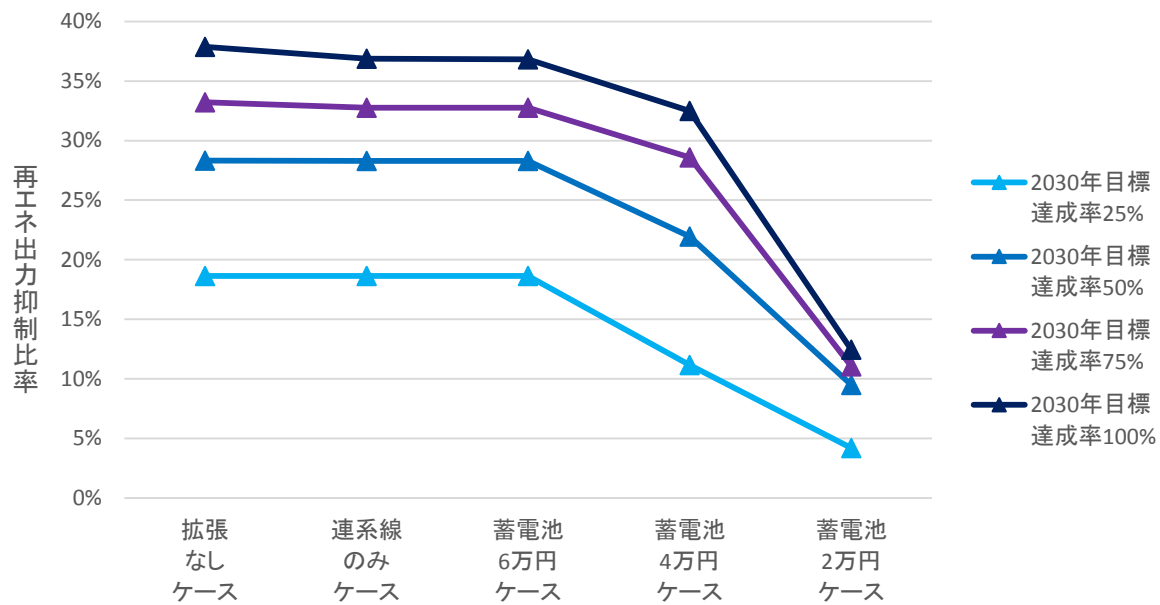


Fig. 5-16 各検証ケースでの再エネ出力抑制比率



## 第6章 結論

### 6.1 まとめと結論

本論文では、近年の原発停止と LNG 価格の上昇、さらには 2016 年 4 月から始まる電力の完全小売自由化による大量の石炭火力の建設計画を背景として、その新設計画が発電部門の CO<sub>2</sub> 排出量に及ぼす影響の評価と、その削減のために再生可能エネルギーを大量導入した際の CO<sub>2</sub> 排出量の変化と連系線や蓄電池等のインフラ拡張の必要性について、電源計画モデルを用いて検証を行った。

第 2 章 では、原発停止と LNG 価格の上昇、さらに電力の完全小売自由化による CO<sub>2</sub> 排出量の変化の検証に用いた電源計画モデル（代表日 7 日最適化）について、変数やパラメータ、制約式について詳細に説明を行った。

第 3 章 では、前章で説明した電源計画モデル（代表日 7 日最適化）を用いて、自由化後の CO<sub>2</sub> 排出量変化について、原発稼働の有無や新電力のシェアの大きさ、一般電力と新電力間の電力融通の有無の違いという点から検証を行った。結果として、新電力のシェアの大きさや、一般電力と新電力間の電力融通の有無の違いに関わらず、原発停止の前提では自由化後、CO<sub>2</sub> 排出量が年間で約 2000~6000 万 t ほど増加し、発電コストも約 5000 億円~2 兆円ほど減少するという結果が得られた。また、原発稼働の前提では、自由化後、CO<sub>2</sub> 排出量が年間で約 3000~7000 万 t ほど増加し、発電コストに関しては逆に増加する年もあるという結果が得られた。

第 4 章 では、再生可能エネルギーを大量導入した際の CO<sub>2</sub> 排出量の変化と連系線や蓄電池等のインフラ拡張の必要性について検証するために用いた電源計画モデル（53 週平休日最適化）について詳しく説明した。

第 5 章 では、前章で説明した電源計画モデル（53 週平休日最適化）を用いて、蓄電池価格の変化（2,4,6 万円/kWh）と再生可能エネルギーの大量導入（2030 年目標の達成率 25,50,75,100%）を想定したケース設定に応じ、連系線の拡張と蓄電池の導入も含めた範囲で最適化を行った。結果として、蓄電池価格の違いによってインフラ拡張の最適化結果に大きな違いが発生し、とくに蓄電池価格が 2 万円/kWh となった場合では、北海道と東北地域での蓄電池の大量導入とともに、「北海道⇄東北」を結ぶ北本連系線と「東北→東京」の送電線に関して、大量の拡張がコスト優位となるという結果が得られた。CO<sub>2</sub> 排出量の削減と再エネの電源構成比にも大きく改善が確認でき、今後の再エネの有効利用と CO<sub>2</sub> 排出量の削減のために、蓄電池の価格の低下がいかに重要な意味を持つかが示される結果となった。

## 6.2 今後の展望と課題

本節では、本研究の課題と今後の展望について述べる。

まず、第2章と第3章で行った自由化後のCO<sub>2</sub>排出量の変化の検証についてだが、本研究では株主比率等で全ての発電施設について、一般電力または新電力の2つに分類を行い、それぞれが振り分けられる需要に対し、独立して需給を行うというモデルを作成・使用した。しかし、現実での電力取引は、一般電力の新電力に対する常時パックアップ契約や電力卸価格におろされる電気の流れ、新電力間での電力取引などより複雑なものであり、市場原理なども含めて考察されるべきである。さらに、新電力の新設発電機に関しては、自社工場への供給などを目的とした自家発電用のものであるか、さらに新設計画の中断する可能性などの考慮がされていないことが課題である。

さらに、第4章と第5章で行った再エネの大量導入とそれに伴うインフラ拡張シミュレーションに関しては、文献[25]などでされている地域内送電線の拡張必要性などの考慮がなされていないことや、連系線の拡張費用の推定の妥当性と蓄電池のLFC吸収能力の妥当性(短期変動吸収と長期変動吸収の違い)のさらなる検証の必要性、さらには電力需要変動と気象条件の変動の相関を考慮した厳密なLFC制約の設定など、今後のモデルの課題として挙げられる。とくに、再エネの短期変動吸収(LFC調整力としての使用)が激しい蓄電池の劣化を引き起こすことを条件に含められていないが、それは結果にある程度大きい影響を及ぼす可能性が大きい。今後、再エネの大量導入を仮定した検証を進めていくには、以上のような事項の重要性の評価とそれに応じたモデル改編を行っていく必要が大きいといえる。

## 謝辞

今回、本研究の遂行及び論文作成に当たりまして、親切、丁寧にご指導いただいた吉田好邦教授、副査としてご指導いただいた松橋啓介客員准教授、さらに博士課程の小澤暁人さんに心から感謝の意を表したいと思います。

また、研究室でいつもお世話になっている、先輩の久賀潤也さん、原明宏さん、古里亮太さんに加えまして、同期の邵沁夫君、橋本佑樹君、畑智也君、本間優君にも研究室生活をととても充実した楽しいものにしていただきましたことを心より感謝いたします。

末筆にもなりますが、とうとう修士課程卒業までの長い学生生活を、金銭的、精神的に支えていただいた両親に深く感謝を致しまして、筆をおきたいと思います。

2016年1月末日 研究室にて  
小林勇介

## 参考文献

- [1] energy navi ウェブサイト <http://energy-navi.com/> (アクセス日 2016.1.24)
- [2] 資源エネルギー庁, 総合資源エネルギー調査会, 長期エネルギー需給見通し小委員会資料, 各電源の特性と電源構成を考える上での視点 (2015)
- [3] 財務省, 貿易統計 (アクセス日 2016.1.18)
- [4] 経済産業省 電力システム改革専門委員会報告書, 2013
- [5] 電力広域的運営推進機関ウェブサイト (アクセス日 2016.1.28)  
<https://www.occto.or.jp/koiki/koiki/index.html>
- [6] 最新の卸電力取引における現状等について, 資源エネルギー庁 (2013)
- [7] 経済産業省, 第6回 制度設計ワーキンググループ事務局提出資料 ~小売自由化に関する国民意識調査の結果概要について~ (2014)
- [8] 経済産業省, 第3回電力需給検証小委員会, 燃料コスト増の影響 及びその対策について (2014)
- [9] 経済産業省, 低炭素電力供給システムに関する研究会, 低炭素電力供給システムの構築に向けて (2009)
- [10] 国内石炭火力発電所 建設・入札・廃止予定リスト, NPO 法人気候ネットワーク,  
<http://sekitan.jp/data/> (2015年9/3調べ版)
- [11] 電気事業連合会ウェブサイト, 海外諸国の電気事業 (アクセス日 2016.1.18)  
[https://www.fepec.or.jp/library/kaigai/kaigai\\_jigyo/index.html](https://www.fepec.or.jp/library/kaigai/kaigai_jigyo/index.html)
- [12] 筒井美樹; 米国の業務・産業用電力小売市場における新規参入の実態評価(Y14001), 電力中央研究所
- [13] United Kingdom Department of Energy & Climate Change 統計  
<https://www.gov.uk/government/statistical-data-sets/historical-electricity-data-1920-to-2011> (アクセス日 2016.1.24)
- [14] 資源エネルギー庁ウェブサイト (アクセス日 2016.1.28)  
[http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/index.html](http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/index.html)
- [15] 固定価格買取制度 情報公開用ウェブサイト (アクセス日 2016.1.19)  
[http://www.fit.go.jp/statistics/public\\_sp.html](http://www.fit.go.jp/statistics/public_sp.html)
- [16] 東京電力(株), 電力会社における周波数調整と会社間連系について (2003)
- [17] 芦名秀一, 藤野純一; 多地域最適電源計画モデルを用いたわが国電力部門におけるCO<sub>2</sub>削減シナリオの検討, エネルギー・資源, Vol.29 No.1 (2008)
- [18] 山崎幸弘; 「電力の低炭素化に向けた電源の投資戦略に関する研究」 東京大学大学院新領域創成科学研究科修士論文 (2011)
- [19] 畑和宏; 東京大学工学部システム創成学科 PSI コース卒業論文(2012)
- [20] 井上智弘; 自然変動電源・蓄電池のコスト低減見通しと大規模普及に伴う系統安定技術課題, エネルギー・資源, Vol.36 No.5 (2015), 32-36

- [21] 山本博巳, 坂東茂, 杉山昌広, 渡邊裕美子 ; マルチモード電源構成モデルによる太陽光・風量発電導入時の発電システムの評価, 電気論 B, 134-9 (2014), 799-810
- [22] 山本博巳, 坂東茂, 杉山昌広 ; 火力発電の複数の運転モードと需給調整力を考慮した電源構成モデルの開発(Y12030), 電力中央研究所
- [23] 山岸良雄, 藤井康正 ; 再生可能エネルギーの変動特性を考慮した最適電源構成の検討, 電気論 B, 132-10 (2012), 834-843
- [24] 小宮山涼一, 柴田紗英子, 藤井康正 ; 太陽光, 風力発電の出力変動と地域間電力融通を考慮した最適電源構成に関する研究, 電気論 B, 133-3 (2012), 263-270
- [25] 吉田好邦ほか ; 1ZF-1201 東日本大震災を踏まえた電源構成の転換を実現するためのシナリオと方策に関する研究, 環境研究総合推進費課題成果報告 (2013)
- [26] Katrin Schaber, Florian Steinke, Thomas Hamacher ; Transmission grid extensions for the integration of variable renewable energies in Europe (2011)
- [27] Florian Steinke, Philipp Wolfrum, Clemens Hoffmann ; Grid vs. storage in a 100% renewable Europe, Renewable Energy, Vol.50 (2013) 826-832
- [28] 電気事業便覧(平成 26 年度版), 電気事業連合会統計委員会編
- [29] 平成 27 年度供給計画の取りまとめ, 電力広域的推進機関(2015)
- [30] 2014 年度電力需要実績 (確報), 電気事業連合会
- [31] 平成 19 年度 電源開発の概要 52 ; 経済産業省 資源エネルギー庁・ガス事業部 (2008)
- [32] 経済産業省, 発電所環境アセスメント情報サービス 原動力別環境アセスメントの事例 [http://www.meti.go.jp/policy/safety\\_security/industrial\\_safety/sangyo/electric/detail/index\\_assessment.html](http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/index_assessment.html) (アクセス日 2015.12.4)
- [33] アジア/世界エネルギーアウトルック 2015, 日本エネルギー経済研究所 (2015/10/20)
- [34] 富士経済ウェブサイト <https://www.fuji-keizai.co.jp/market/15062.html> (アクセス日 2015.11.30)
- [35] 東北電力 (株), 東北系統への風力発電の連係可能量の検討結果 (2004)
- [36] 電力系統影響評価検討小委員会 中間報告書, 総合エネルギー調査会 (2000)
- [37] 地域間連系線等の強化に関するマスタープラン中間報告書, 経済産業省 電力システム改革専門委員会 (2012)
- [38] 東京中部間連系設備に係わる広域系統整備の基本要件等について, 電力広域的運営推進機関 (2015)
- [39] 東北東京間連系線に係わる計画策定プロセスについて, 広域系統整備委員会 (2015)
- [40] 蓄電池技術の現状と取組について, 資源エネルギー庁 (2009)
- [41] Russell Hensley, John Newman, Matt Rogers ; Battery technology charges ahead, McKinsey Quarterly (2012)

- [42] 低炭素社会の実現に向けた技術および経済・社会の定量的シナリオに基づくイノベーション政策立案のための提案書 技術開発編 蓄電池システム –要素技術の構造化に基づく定量的技術シナリオと科学・技術ロードマップ-, LCS, FY2013-PP-03 (2014)
- [43] AMeDAS 地域気象観測所一覧, 気象庁 (2015年10月30日現在)
- [44] 太陽光発電ファールドテスト事業に関するガイドライン, NEDO (2010)
- [45] 2030年に向けた確かな歩み, 太陽光発電協会 (2015)
- [46] 風力発電導入ポテンシャルと 中長期導入目標 V4.3, 日本風力発電協会 (2014)