

論文 / 著書情報
Article / Book Information

題目(和文)	持続可能なエネルギー社会に向けた電力低炭素化シナリオの考察
Title(English)	Study on Low Carbonization Scenario in Power Sector toward Sustainable Energy Future
著者(和文)	中山寿美枝
Author(English)	Sumie Nakayama
出典(和文)	学位:博士(工学), 学位授与機関:東京工業大学, 報告番号:甲第11176号, 授与年月日:2019年3月26日, 学位の種別:課程博士, 審査員:奥野 喜裕,岡村 哲至,末包 哲也,肖 鋒,長崎 孝夫
Citation(English)	Degree:Doctor (Engineering), Conferring organization: Tokyo Institute of Technology, Report number:甲第11176号, Conferred date:2019/3/26, Degree Type:Course doctor, Examiner:,,,,,
学位種別(和文)	博士論文
Type(English)	Doctoral Thesis

平成 30 年度 学位論文

持続可能なエネルギー社会に向けての
電力低炭素化シナリオの考察

Study on Low Carbonization Scenario in Power Sector
toward Sustainable Energy Future

東京工業大学 工学院 機械系 エネルギーコース

中山 寿美枝

指導教員

奥野喜裕教授

2019 年 2 月 1 日

目次

第1章	序論	1
1.1.	研究の背景と本研究の主題	1
1.2.	既往研究	3
1.3.	研究目的	7
1.4.	本論文の構成	7
第2章	エネルギーと気候変動問題の現状と課題	9
2.1.	はじめに	9
2.2.	世界のエネルギー情勢	9
2.2.1.	近年のエネルギー需給	9
2.2.2.	主要なエネルギー展望	9
2.3.	「2°C目標」の意味	12
2.3.1.	パリ協定	12
2.3.2.	IPCCの気候変動に関する知見、2°Cシナリオ達成の条件	15
2.3.3.	現実的なシナリオと2°Cシナリオのギャップ	19
2.3.4.	SDGにおける気候変動の位置づけ	21
2.4.	まとめ	24
第3章	世界におけるエネルギー需給の低炭素化シナリオ	26
3.1.	はじめに	26
3.2.	低炭素化と電力	26
3.2.1.	電化への着目	26
3.2.2.	IEAのエネルギー統計データによる電化の進捗	27
3.3.	低炭素化シナリオの検討	28
3.3.1.	WEOに見る電化	28
3.3.2.	低炭素化のための電力炭素強度低下と電化の条件	33
3.3.3.	省エネルギーの効果	34
3.4.	再生可能エネルギーと調整力（柔軟性）への着目	35
3.4.1.	VREと柔軟性：IEA	35
3.4.2.	柔軟性の技術要件	36
3.4.3.	各国のVRE導入に対する柔軟性強化の対応	37
3.4.4.	APPF報告書	39
3.4.5.	日本へのインプリケーション	40
3.5.	まとめ	40

第 4 章	日本における電力の低炭素化シナリオ.....	43
4.1	はじめに.....	43
4.2	日本の電力・再生可能エネルギー動向.....	43
4.3	日本の電力システムにおける VRE と柔軟性のモデル解析.....	51
4.3.1	需給解析モデルについて.....	51
4.3.2	モデルの定式化.....	52
4.3.3	マージナルコストモデル.....	57
4.4	計算条件.....	58
4.4.1	需要の設定.....	58
4.4.2	電源の設定.....	61
4.4.3	コジェネレーション.....	62
4.4.4	費用.....	64
4.4.5	連系線.....	66
4.4.6	需給調整力.....	66
4.4.7	部分負荷特性（低出力時の効率低下）.....	68
4.5	シナリオ分析.....	70
4.5.1	VRE 導入量の影響評価.....	70
4.5.2	柔軟性の影響評価.....	75
4.5.3	VRE および系統連系線の柔軟性のマージナルコスト分析.....	82
4.5.4	優先給電の評価.....	96
4.6	まとめ.....	99
第 5 章	結論.....	102
5.1	結論.....	102
5.2	今後の課題.....	104
	参考文献.....	106

図目次

図 1-1 IPCC 第 5 次評価報告書の全シナリオの 2000-2100 年の温室効果ガス排出経路	3
図 2-1 世界のエネルギー需要、化石燃料割合、エネルギー起源 CO ₂ 排出量の推移	9
図 2-2 主要なエネルギー展望の比較	11
図 2-3 第 5 次評価報告書の全てのシナリオの 2000-2100 年の温室効果ガス排出経路	17
図 2-4 ベースラインシナリオ (左)、緩和シナリオ CCS 有 (中)、緩和シナリオ CCS 無 (右) における部門別直接 CO ₂ 排出と非 CO ₂ 排出	18
図 2-5 2020~2100 年のシナリオ別世界共通カーボン価格	19
図 2-6 SDS のエネルギー部門 CO ₂ の排出経路と最近の脱炭素シナリオの関係	20
図 3-1 世界の電化率の推移	27
図 3-2 世界の電力/非電力部門別のエネルギー起源 CO ₂ 排出量の推移	27
図 3-3 世界の電力/非電力部門の炭素強度の推移	28
図 3-4 歴代 WEO による 2030 年の電化の展望	29
図 3-5 歴代 WEO による 2040 年の電化の展望	29
図 3-6 過去の電化率トレンドと 2030 年、2040 年の展望	30
図 3-7 原単位の実績およびシナリオ別の世界の原単位見通し	30
図 3-8 シナリオ別 世界の電源種別発電電力量	31
図 3-9 シナリオ別 世界の電力/非電力および OECD/非 OECD の CO ₂ 排出量	31
図 3-10 シナリオ別 燃料別の電力 CO ₂ 排出原単位	32
図 3-11 シナリオ別 世界および部門別の最終エネルギー消費	32
図 3-12 電化率別の排出係数改善率と CO ₂ 排出量の関係	33
図 3-13 再生可能エネルギー率別の省エネルギー率と CO ₂ 排出量の関係	34
図 4-1 日本の電力需要と電源構成の推移	44
図 4-2 日本の主な電源種別発電設備容量	44
図 4-3 日本の電力系統の概念図	45
図 4-4 日本の再生可能エネルギー発電設備容量の推移 (大型水力除く)	46
図 4-5 FIT 認定を受けた発電設備容量の推移	47
図 4-6 運転開始した FIT 発電設備容量の推移	47
図 4-7 系統別 FIT 認定太陽光発電設備の状況	48
図 4-8 系統別 FIT 認定風力発電設備の状況	49
図 4-9 長期需給見通しにおける 2030 年の電力需要と電源構成	50
図 4-10 需給調整力を考慮した連系系統の広域需給解析モデル MR のフロー図	51
図 4-11 元需要から負荷配分対象の需要作成イメージ	61
図 4-12 平日におけるコージェネレーションの発電パターン	64
図 4-13 休日におけるコージェネレーションの発電パターン	64

図 4-14 汽力タービンとガスタービンの出力に応じた効率低下	69
図 4-15 ケース別 電源種別発電電力量	71
図 4-16 ケース別 太陽光／風力別全国 VRE 抑制量.....	72
図 4-17 ケース別 年間運用費（燃料費＋起動費）	73
図 4-18 ケース別 系統別 年間燃料費	74
図 4-19 ケース別 系統別 年間起動費	74
図 4-20 ケース別 年間 CO ₂ 排出量.....	75
図 4-21 ケース別 太陽光／風力別 全国年間 VRE 抑制量.....	77
図 4-22 ケース別 柔軟性資源種別 調整力年間平均値.....	78
図 4-23 柔軟性欠如による VRE 抑制量の増加の関係（全国年間合計）	79
図 4-24 ケース別 燃料種別 年間運用費	79
図 4-25 柔軟性の欠如による運用費の増加の関係（全国年間合計）	80
図 4-26 ケース別 年間 CO ₂ 排出量.....	81
図 4-27 年間合計の系統間の送受電量 PV64（上）、PV103（下）	84
図 4-28 PV64Eb ケースと PV103Eb ケースの調整力融通量（年間平均）	85
図 4-29 系統ごとの調整力融通の収支 PV64（上）、PV103（下）	85
図 4-30 ケース別年間合計 VRE 抑制量.....	86
図 4-31 ケース別 系統別 年間合計 VRE 抑制量.....	87
図 4-32 系統 A、B、C の年間の VRE 抑制発生日数の 24 時間分布	87
図 4-33 系統 A・B 間、B・C 間の送電量の 24 時間分布（年間平均）	88
図 4-34 系統 A・B 間、B・C 間の調整力融通の 24 時間分布（年間平均）	88
図 4-35 系統 G、I における VRE 抑制発生の 24 時間分布（年間平均）	89
図 4-36 系統 G・I 間の調整力融通の 24 時間分布（年間平均）	89
図 4-37 ケース別 年間運用費と系統別内訳	90
図 4-38 Ee と Eb の系統別年間送受電収支.....	90
図 4-39 系統 B のケース/シナリオ別年間発電電力量内訳	91
図 4-40 年間平均の系統別平均マージナルコスト PV64（上）、PV103（下）	91
図 4-41 VRE 抑制があるときの系統別平均マージナルコスト PV64（上）、PV103（下）	92
図 4-42 PV103 のケース別系統 B（上）、系統 E（中）、系統 H（下）のマージナルコストの 持続曲線	93
図 4-43 PV103 のケース別系統 C のマージナルコストの持続曲線	94
図 4-44 マージナルコストがゼロのときの調整力余剰の有無.....	95
図 4-45 ケース別 全国年間 VRE 抑制量.....	98
図 4-46 ケース別 全国年間運用費（燃料費＋起動費）	99

表目次

表 2-1 UNFCCC における気候変動交渉の推移	12
表 2-2 京都議定書とパリ協定の比較	13
表 2-3 パリ協定を特徴づけるポイントとその背景、法的な意味	15
表 3-1 WEO2017 における実績値と 2°Cシナリオ 2040 年値	33
表 3-2 2040 年の省エネルギー率の感度分析に関するケースの条件	34
表 3-3 VRE 導入フェーズ	36
表 4-1 各エリアの電力需要（送電端）	59
表 4-2 EV 導入量の設定	60
表 4-3 HP 給湯器導入量の設定	60
表 4-4 2030 年における各エリアのコージェネレーション導入量（億 kWh）	63
表 4-5 火力の燃料価格(JPY/Mcal)（WEO2017 ベース）	64
表 4-6 起動費データ	65
表 4-7 2030 年における連系線容量の設定値[MW]	66
表 4-8 電源、能動化需要の需給調整力の設定	68
表 4-9 火力発電設備の最低出力（公開データのないもの）	68
表 4-10 汽力タービンとガスタービンの出力に応じた効率低下	69
表 4-11 VRE 導入シナリオの太陽光、風力の系統分布	70
表 4-12 解析ケース一覧	70
表 4-13 ケース別 電源種別発電電力量割合と主要な割合	72
表 4-14 ケース別 太陽光および風力の抑制割合（全国年間平均）	73
表 4-15 解析ケース一覧	76
表 4-16 ケース別 電源種別発電電力量割合と主要な割合	77
表 4-17 ケース別 太陽光および風力の抑制率（全国年間平均）	77
表 4-18 ケース別 年間運用費とベースに対する増分	80
表 4-19 解析ケース一覧	82
表 4-20 ケース別 電源種別発電電力量割合と主要な割合	83
表 4-21 シナリオ組み合わせ及びケース名	97
表 4-22 ケース別 電源種別発電電力量割合と主要な割合	97
表 4-23 ケース別 PV、風力抑制低減率（全国年間平均）	98

略語

APPF	Advanced Power Plant Flexibility (発電所柔軟性向上)
AR	Assesment Report (評価報告書；ここでは IPCC の評価報告書)
BAU	business as usual (通常と変わらない状態、現状維持のシナリオ名に用いられる)
BECCS	biomass energy carbon capture and storage (バイオマスエネルギーCCS)
CCS	carbon capture and storage (炭素回収貯留)
CEM	Clean Energy Ministerial (クリーンエネルギー大臣会合)
COP	conference of parties (締約国会議；ここでは UNFCCC 締約国会議)
DOE/EIA	Department of Energy / Energy Information Administration (米国エネルギー省エネルギー情報局)
DR	demand response (デマンドレスポンスまたは需要応答)
ELD	economic load dispatch (経済負荷配分)
EPRI	Electric Power Research Institute (米国電力研究所)
EV	Electric Vehicle (電気自動車)
FC	Frequency Converter (周波数変換所)
FIT	feed in tariff (再生可能エネルギー固定価格買取制度)
FC	frequency converter (周波数変換所)
GF	governner free (ガバナフリー)
HP	Heat Pump (ヒートポンプ)
IEA	International Energy Agency (国際エネルギー機関)
GHG	greenhouse gas (温室効果ガス)
GTCC	gas turbine combined cycle (ガスタービン複合サイクル)
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (気候変動に関する政府間パネル)
LFC	load frequency control (負荷周波数制御)
NDC	Nationally Determined Contribution (パリ協定の定める「自国が決定する貢献」)
NGO	non governmental organization (非政府組織)
NREL	National Renewable Energy Laboratory (米国立再生可能エネルギー研究所)
PV	photovoltaic (太陽光発電)
RE	renewable energy (再生可能エネルギー)
RPS	renewable portfolio standard (再生可能エネルギー供給義務化基準)
SDGs	sustainable development goals (国連の定める持続可能な開発目標)
SPM	summary for policymakers (政策決定者向け概要)
TFEC	total final energy consumption (合計最終エネルギー消費)
VRE	variable renewable energy (変動性再生可能エネルギー)

WEO	World Energy Outlook (IEA 発刊の「世界エネルギー展望」)
WG	working group (作業部会；ここでは IPCC の作業部会)
WMO	World Meteorological Organization (世界気象機関)
UNEP	United Nations Environmental Programme (国連環境計画)
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (国連気候変動枠組条約)

第1章 序論

1.1. 研究の背景と本研究の主題

国連気候変動枠組み条約（UNFCCC）の下のパリ協定 [1] では、長期的な低炭素化目標として、世界の平均気温上昇を産業革命以前と比べて「2°Cより十分低く抑える」と具体的に目標を定め、「1.5°Cに抑える努力を追及」と言及している。^(脚注1) この「2°C目標」は、気候変動に関する政府間パネル（IPCC）の第三次評価報告書 [2] において「2°C安定化（CO₂濃度 450ppm 安定化）」が、「気候変動による人類への影響が安全なレベル」として示唆されたことにより、低炭素化の目標イメージとして定着してきたものである。この2°C目標達成のためには、温室効果ガス（GHG）、中でも文明の発展と共に増加し続けるエネルギー起源 CO₂ の排出を早急に減少に転じ、ゼロまたはマイナスレベルへと大幅に削減する必要がある。

一方で、パリ協定の定めにより各国が提出する NDC ^(脚注2) の温室効果ガス排出削減目標は 2030 年を対象とした短期的な取り組みであり、全ての国の目標を合計すると、2030 年の世界の温室効果ガス排出は現状より更に増加する見込みである。これは多くの発展途上国では更なる経済成長を計画し、それに伴うエネルギー消費量の増加を見込んでおり、エネルギー起源 CO₂ 排出が増加することによる。その結果、長期的には大幅な温室効果ガス削減を必要とする低炭素化（2°C）目標と、短期的には温室効果ガス排出の増加が見込まれる現実の間にギャップが存在する。

持続可能性については、2015年に国連持続可能開発サミットにおいて「持続可能開発アジェンダ 2030」が採択され、その中で2030年までの同時達成を目指す17の持続可能な開発目標（SDGs）が定められ、明確な指標ができている [3]。この中に「気候変動への対応」も含まれている。

このような背景の下、2030年のSDGsの同時達成と長期の2°C目標との整合性、また2°Cシナリオと現実の間のギャップの評価とその原因の解明が本研究の主題の一つである。

エネルギー需給の低炭素化において、需要サイドでは省エネルギーが、供給サイドでは再生可能エネルギーによる発電が期待され、注目されている。しかし、需要と供給を合わせて

¹ 詳細については 2.3.2 (1)に記載している。

² UNFCCC 加盟国は 2030 年（国によっては 2025 年）の排出削減目標とその達成手段を記載した Nationally Determined Contribution（NDC「自国が決定する貢献」）を国連事務局に提出することが義務付けられている。

考えると、需要サイドで電化が進むことで供給サイドでの電力の低炭素化と相乗効果を生むことになるので、電化はエネルギーの低炭素化の重要なファクターとなる。世界の電化の現状、将来展望から、その課題と解決方法を検討することが本研究の次の主題である。

また、電力の低炭素化の手段として再生可能エネルギーが期待され、世界各国で導入が進む中、電力に関しては他のエネルギーと異なり、瞬時の需要と供給のバランス、変動性と調整力のバランスが要求され、再生可能エネルギーによる発電は常に 100%利用できるわけではなく、その制約から出力が抑制される（電力として利用されない）場合がある。

導入された再生可能エネルギーの電力利用については、その地域ごとに異なる需要の時間変化（需要曲線）、電源（ユニットレベルの設備容量、効率、燃料タイプなどの情報）、送配電網、系統連系などの電力システムの特徴を考慮して詳細に検討する必要がある。特に、天候によって変動する再生可能エネルギー（VRE）である太陽光、風力の増加に伴い、短期・中期の変動性が増加することで、それをバランスさせるために必要な調整力も増加し、調整力を提供するための電力システムの柔軟性が課題になっている。

一方で、パリ協定の定める NDC を日本政府が国連に提出する前に、そこに記載する 2030 年の GHG 排出削減目標が有識者委員会において議論された^(脚注3) 際に、その審議の多くの時間は電力ミックス、特に再生可能エネルギーの割合の目標に関して費やされた。最終的には長期エネルギー需給見通し [4]^(脚注4) において 2030 年の再生可能エネルギーの電力供給に占める割合の目標は 22-24%と決定されたが、20-22%という原子力の同目標が再稼働状況によって難しくなると、再生可能エネルギーの更なる導入が議論される可能性がある。

日本国内では、2012 年から再生可能エネルギーの固定価格買取制度（FIT）が導入され、太陽光、風力の発電設備が増加しており、一部の地域では電源構成に占める割合が欧州の VRE 先進国レベルに高まっている。

このような背景の下、2030 年の日本の電力部門において、経済効率的に VRE 導入を図るとともに、電力システムの特徴に配慮した詳細な検討により課題抽出とその解決方法を検討することが本研究のもう一つの主題である。

3 産業構造審議会 産業技術環境分科会 地球環境小委員会 約束草案検討ワーキンググループ・中央環境審議会地球環境部会 2020 年以降の地球温暖化対策検討小委員会合同会合において、省エネルギー目標およびエネルギー需給の目標と共に議論された。これは、日本では GHG 排出量の 8 割以上をエネルギー起源 CO₂ が占め、GHG 排出量とエネルギー需給は表裏一体であるからである。

4 エネルギー政策基本法に基づき、3 年おきに見直される「エネルギー基本計画」に基づいて策定される。長期エネルギー需給見通し 2015 は、2014 年改訂のエネルギー基本計画に基づいて策定された。

1.2. 既往研究

気候変動に関する学術論文を総括したものが、IPCC の評価報告書である。最新の IPCC の第三部会 (WGIII) の第五次評価報告書 (AR5) [5] では、2100 年までの GHG 排出経路として、緩和^(脚注5)シナリオに関する世界中の学術論文から約 900 本の排出経路を集約して示している。(図 1-1) これらの緩和シナリオは、気候変動モデル、エネルギー資源モデル、マクロ経済モデルを組み合わせ、目標とする安定化濃度または気温上昇幅に対応する排出経路を制約として排出量に関わるエネルギーと経済の関係を定式化した統合評価モデルにより最適化 (コスト最小化) 計算したものであり、その技術的、制度的手段がパラメータとなっている。図 1-1 の水色で示された範囲がいわゆる 2°Cシナリオに相当する。

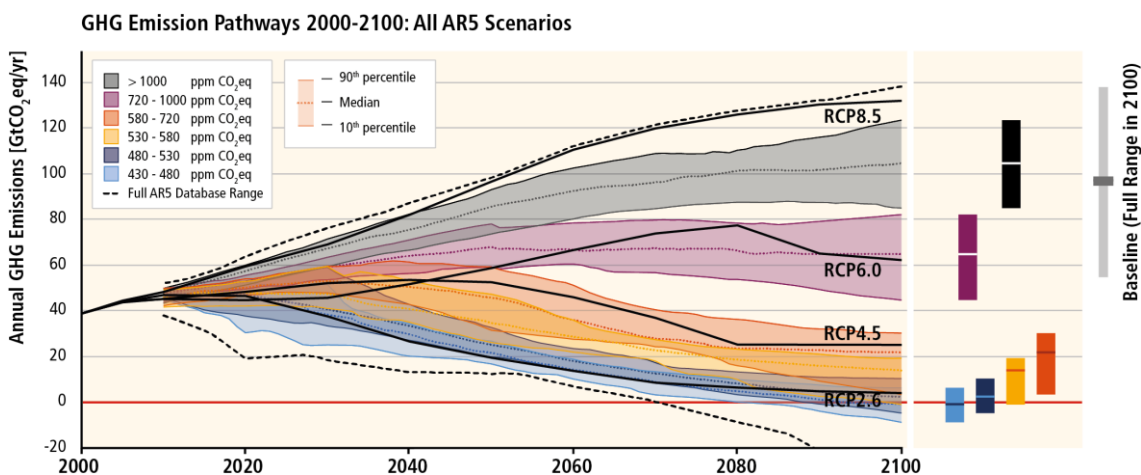


図 1-1 IPCC 第 5 次評価報告書の全シナリオの 2000-2100 年の温室効果ガス排出経路

(IPCC, 2014)

これらの緩和シナリオは、制約が GHG 濃度または気温上昇幅であり、そのためのコストを最適化しているが、緩和が世界経済に与える全ての影響を評価しているわけではない。WGIII AR5 では、その緩和コストを絶対値では評価しておらず、削減対策なしの場合の世界の消費 (2100 年までに 300%から 900%成長すると仮定) の 1.7% (2030 年)、3.4% (2050 年)、4.8% (2100 年) に相当 (いずれも中央値) と相対値で示している。また、緩和は好影響と悪影響の両方を持つ可能性があるが、これらの緩和シナリオでは考慮していない。

IPCC の評価報告書においては、2°Cシナリオの負の側面を定量的に評価することはなく、その他の側面からの持続可能性の評価も行われていない。IPCC にとっては、気候変動を緩

5 「緩和」は、気候変動用語で、多くの場合は主な緩和手段である GHG 排出の削減を意味する。

和することが即ち持続可能性であり、そのための 2°Cシナリオの持続可能性を改めて問うことは、その役割の範囲外であると認識していることによると考えられる。

大幅なエネルギー起源 CO₂削減には、「需要の電化」、「電力の低炭素化」が重要である。低炭素化のための省エネルギーと再生可能エネルギーによる電力の低炭素化は重要な課題と認識されているのに比べて、需要の電化の必要性については論文数も限定的である。主な既往研究は以下の通りである。

Sugiyama は、国際エネルギー機関 (IEA)、環境 NGO、電気事業者団体などの関心の異なる研究グループによる低炭素化シナリオに関して、排出制約の強度と電化の関係について研究を行っている [6]。結果として、最終エネルギー消費に占める電力の割合を電化率として、シナリオ間で排出制約が厳しいほど電化率が高くなる共通の傾向があること、一方で、部門ごとには民生・業務部門ではほぼ差がないのに対して、運輸部門では EV 普及の想定に差があることにより電化の進捗レベルが異なることなどを示している。また電化率は 2°Cシナリオで 32~55%、対策なしシナリオでは 20~30%であるとしている。

Williams らは、カリフォルニア州の GHG 排出量を 2050 年に 80%削減するシナリオを異なる技術ミックスで達成するシナリオについて、電力供給においては再生可能エネルギーの変動性と調整力のバランスも考慮した詳細なエネルギー需給モデルを用いて検討している [7]。結果として、削減シナリオにおいては省エネルギー、電力の低炭素化だけでは不足しており、電気自動車 (EV) など化石エネルギーの直接利用を電化することがキーであることを示している。電化率は 80%削減シナリオで 55%、ベースラインシナリオでは 15%である。

Kriegler らは、IPCC の第 5 次評価報告書に用いられたエネルギーモデルの比較プロジェクトの一つとして、大幅削減と技術の役割に注目した EMF27 の成果について述べている [8]。技術を詳細に記述している 18 のエネルギー経済モデルの比較により、排出制約が厳しいシナリオでは電化および電力部門の負の CO₂排出が他のシナリオに比べて急速に進むことを示している。電化レベルは 2°Cシナリオで約 20~80%、ベースラインシナリオで 15~40%である。

坂本は、これまでの研究が排出制約と電化率に注目しているのに対して、電化率に加えて電力需要の絶対量にも着目して、IPCC 第 5 次評価報告書で用いられたシナリオデータベースから得られる 430 のデータを用いて評価した [9]。その結果、排出制約が強いほど電化率が高まる傾向は共通しているが、電力需要の増加についてはバラつきが大きいことを示している。また、部門別に、民生部門では電化率および電力需要の増加は共通した傾向である一方で、運輸部門ではバラつきが大きいこと、それは EV 普及の想定などの違い

によることなどを明らかにしている。

学術論文以外には、電化に関する最新の報告書として、米国 EPRI による米国内の電化の評価 [10]、同 NREL による電化に関する技術コストと性能 [11]、また Eurelectric による欧州の脱炭素化シナリオ [12] などがある。低炭素化を社会の要請として、EPRI と NREL は米国内の、Eurelectric は EU 内の大幅な電化を進めるシナリオを解析しており、排出制約が最も厳しいシナリオにおける電化率は EPRI による 2050 年 47% である。

いずれの研究においても、2°Cシナリオと基本ケースの比較が対象であり、「持続可能な電化シナリオ」という視点からの研究は有意義であると考えられる。

電力の低炭素化に関しては、再生可能エネルギーの中でも、世界的に増加が著しい太陽光と風力の役割が期待されている。これらは天気や時間により出力が変動する VRE であり、VRE が大量に電力系統に連系される場合、その変動性、間歇性を調整するために、「柔軟性」が必要で、柔軟性を提供するものは、系統、火力発電、貯蔵、需要である。VRE 導入促進による電力の低炭素化に関しては、その国または地域の電力システム固有の需要、電源構成、系統連系等の条件を考慮して検討を進める必要がある。

日本の電力システムにおける再生可能エネルギーと柔軟性に関する研究に関しては、学術研究論文の数は現状では限定的である。IEA の評価^(脚注6)においても日本の VRE 導入フェーズは柔軟性が課題となるレベルに達していないことによるものと考えられる。しかし、地域的には、九州において 2018 年 10 月に初めて太陽光発電の出力抑制が行われるなどの VRE 導入影響が表れつつあり、また、2018 年電気学会 B 部門大会に「調整力」のセッションが初めて設けられたことはこのテーマへの研究の関心が高まりつつあることを象徴している。

荻本は、北海道、東北、東京エリアの風力発電の実績を示して、VRE 特有の短周期変動と長周期の大きな変動（ランプ変動）を含む需給調整を行うために電力システム全体として柔軟性の活用が重要であり、柔軟性向上の技術的施策として、負荷調整可能な電源の活用、VRE の出力調整、需要側の能動化、貯蔵技術の導入、送電網の拡張と系統連系線の活用を挙げている [13]。また合わせて、VRE 発電予測技術開発が必要としているが、定量的な解析は行っていない。

高橋は、電力需要と再生可能エネルギー電源出力変動に対応する必要量を同時に満たすコスト最適な電源と柔軟性資源構成を評価できるモデルを開発し、VRE が大量導入された

⁶ 3.4.1 に詳細を記載している。

系統を想定して蓄電池とデマンドレスポンス（DR）の評価を行い、火力電源のみの柔軟性提供に比べて蓄電池と DR に柔軟性資源として経済的な効果があることを示している [14, 15]。モデルの特徴として、調整力資源計画に用いている持続曲線モデルの経時的な変化を考慮できない欠点を補うために VRE の予測誤差を確率分布としていること、目的関数である費用最小化の対象に燃料費と起動費（プロダクションコスト）だけでなく、資本費、設備維持費を年経費化して考慮していることなどが特徴である。全国を対象として1年間の計算を行うことが可能としているが、1エリアを対象とした評価に留まっている。

学術論文以外では、以下のような研究が報告されている。

安田らは、風力発電の普及率に対する柔軟性の評価手法として、対象とする系統の最大需要に対する連系線、ガスタービン複合サイクル（GTCC）、コージェネレーション、水力発電、揚水発電の設備容量の割合をレーダーチャートで評価する手法により、国レベルおよび系統レベル柔軟性の評価を行っている [16]。最初に、デンマーク、スペイン、ドイツほかと日本について評価を行い、国レベルでは国際連系線のない日本は柔軟性に乏しいことを示し、次に、日本の9系統それぞれについての同様の評価から、多くの系統は欧州各国にそん色ない柔軟性レベルであり、特に系統連系が大きな柔軟性のポテンシャルを有していることを指摘している。ただし、コージェネレーションに関しては電力需要に応じて熱供給する設備でないと柔軟性はないにも関わらず、その区別を行っていないこと、GTCC 以外の火力発電所を評価対象にしていないこと、VRE として風力のみを対象として太陽光については評価の対象外であるなど総合的な評価としては不足がある。

福泉らは、火力発電所の柔軟性を向上して需給調整を行うことが、より多くの再生可能エネルギーを受け入れて系統の安定運用を電力系統の安定化のために必要であるとして、メーカーの立場から各種技術について述べている [17]。GTCC、航空転用ガスタービン、石炭火力について柔軟性運用と必要な設備改造の手法を各種紹介し、既設 GTCC 改造による柔軟性向上の効果の例を定量的に示しているが、電力系統レベルでの評価は行っていない。

荻本らは、2030年の日本の電力システムを対象として、需要側の柔軟性としてヒートポンプ給湯器と EV 充電の利用の有無と周波数制御（LFC）調整用のバッテリー導入量の組み合わせによる全国の発電費用の評価を行っている [18]。需要側柔軟性を利用して、かつ多くのバッテリーを導入する場合の費用が安価になることを示している。

また、荻本らは、2050年の日本の電力システムを対象として、調整力としてはランプ変動のみを対象として、揚水の有無による全国の発電費用への影響の評価を行っている [19]。揚水発電の調整力の電力システムへの貢献から、その価値の評価を試みている。

以上から、2030年の日本の電力システムを模擬した需給解析モデルを用いて、太陽光、

風力の双方の変動性を考慮して、系統連系、火力発電所、揚水発電所それぞれの柔軟性の影響をシナリオ分析の手法で定量的に評価することが必要であると考えられる。

1.3. 研究目的

2°C目標を前提とした世界規模での大幅な低炭素化目標と、現実の各国の取り組みとのギャップの要因を特定し、2°Cシナリオ実現の難易度とSDGsにおける位置づけを確認し、電力部門に着目して、持続可能なエネルギー社会に向けて電力低炭素シナリオを考察することが、本研究の目的である。持続可能性は、長期的な目標達成には欠かせない視点であり、それには資金や人材などの資源制約、設備寿命や各種（技術開発、商用化、建設）リードタイムなどの時間軸、地理的および経済的な地域の特性などに配慮する必要がある。

低炭素化には、エネルギー需要の大幅な電化と電力供給の低炭素化の2つが重要であり、世界における大幅な電化シナリオの課題を解析するとともに、電力の低炭素化の鍵である再生可能エネルギー電源を経済効率的に普及させるための課題を日本の電力システムを対象として定量的に評価し、その解決手法を検討する。

本論文では、時間軸と地理的カバレッジの問題を明確にするため、現状のエネルギー需給動向の確認を行い、長期的な目標到達点の姿をイメージし、現実的な変革の道筋を示す。

1.4. 本論文の構成

本論文の構成は以下の通りである。

第2章では、まず、世界のエネルギー情勢をIEAのデータから示し、今後の見通しについて世界のエネルギー研究機関の基本シナリオを比較して示す。次に、2°C目標の意味について、パリ協定における2°Cシナリオの位置づけ、IPCCの最新の評価報告書における2°Cシナリオとその条件、世界のエネルギー研究機関の示す2°Cシナリオの比較を行い、持続可能な開発目標における気候変動目標の位置づけを確認して、考察を行う。

第3章では、世界のエネルギー供給の中長期的な低炭素化に関して電化に注目して、これまでのトレンドをIEAのデータを示し、過去10年間の将来展望の変遷から、低炭素化に必要な電化の定量評価とその課題抽出を行って考察する。また、世界のエネルギー供給の短期的な低炭素化対策として、再生可能エネルギーと柔軟性に着目し、世界的な動向と主要国の取り組みについて調査結果を述べ、日本へのインプリケーションを考察する。

第4章では、まず、日本の電力部門と再生可能エネルギーの近年の変化、現状、2030年目標について整理を行う。次に、利用する需給解析モデルと計算条件の設定と根拠を説明した上で、シナリオ分析を行う。最初にVRE導入量が電力システムに与える影響をVRE抑

制、運用費、CO₂排出量で評価し、次に種類の異なる3つの柔軟性の影響評価と特徴のある系統についての詳細な解析を行い、更に系統連系線の柔軟性の影響をマージナルコストに注目して評価し、最後に FIT 制度の下で現行導入されている再生可能エネルギーの優先給電の評価を行う。これら多くのシナリオから、経済効率的に再生可能エネルギー利用を拡大して低炭素化に繋げる条件を明確にする。

第5章では、本研究で得られた結論を述べるとともに、今後の課題について言及する。

第2章 エネルギーと気候変動問題の現状と課題

2.1. はじめに

本章では、世界のエネルギー需給の現状の確認、現実的な将来展望と 2°Cシナリオのギャップを定量的に評価し、その要因を考察する。まず、世界のエネルギー需給の近年のトレンドを示し、次に、代表的なエネルギー研究機関の基本ケースの展望を比較して示す。そして、パリ協定における 2°C目標の意味を確認し、IPCC の評価報告書における 2°Cシナリオ達成の前提条件を確認した上で、現実的な将来展望と 2°Cシナリオのギャップを評価する。最後に、SDGs における気候変動の位置づけを確認して、持続可能性と 2°Cシナリオについて考察を行う。

2.2. 世界のエネルギー情勢

2.2.1. 近年のエネルギー需給

IEA のエネルギーデータベースによる 1971 年から 2015 年までのエネルギー需要、化石燃料割合 [20]、CO₂ 排出量 [22] を図 2-1 に示す。

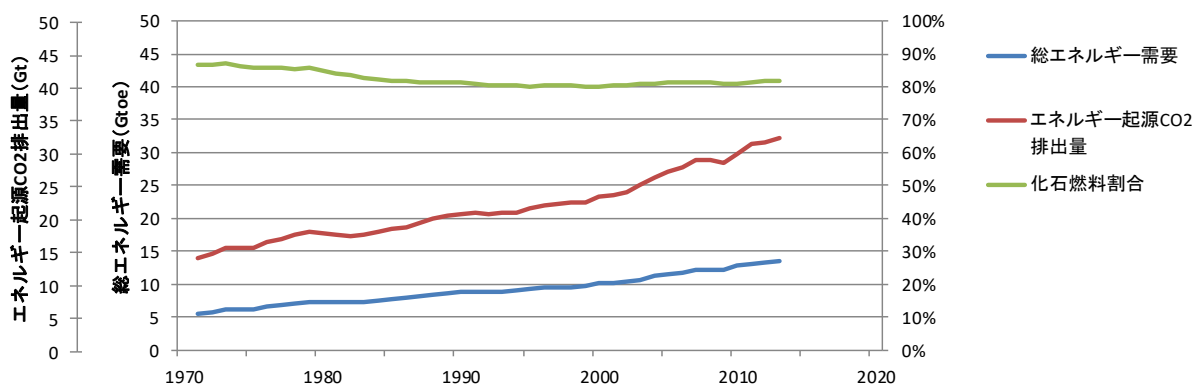


図 2-1 世界のエネルギー需要、化石燃料割合、エネルギー起源 CO₂ 排出量の推移

過去 40 年以上にわたって、世界のエネルギー需要は増加し続け、1971 年から 2015 年の間で 2.5 倍に増加している。同じ期間に、化石燃料割合は 8 割以上のレベルで推移したことにより、CO₂ 排出量も増加し続け、2.3 倍に増加している。

2.2.2. 主要なエネルギー展望

(1) IEA の新政策シナリオ

IEA は毎年、World Energy Outlook (WEO) を発刊して、最新のエネルギー需給動向の

分析と将来展望を提供している。2017年に発刊したWEO2017では、想定している3つのシナリオのうち、中心シナリオである「新政策シナリオ」を、パリ協定の下で各国が国連に提出した2030年または2025年の温室効果ガス削減目標に整合させて、パリ協定と整合を図ったとしている [22]。

IEAは、世界のエネルギー需要は2000年に10,035Mtoe^(脚注7)、2015年に13,600Mtoeであったのが、2040年には17,600Mtoeに達すると展望している。地域別には、世界のエネルギー需要増加をけん引しているのは非OECDで2040年には2015年比で増加、一方でOECDは2040年には2015年比で4%減少するとしている。2000年～2020年は中国の著しいエネルギー需要増加が世界の需要を押し上げていたこと、2020年以降は中国の成長は鈍る一方で、インドその他途上国の需要増加により、世界のエネルギー需要は増加し続けると展望している。

エネルギー種類別の推移では、化石燃料の占める割合は2015年の81%から2040年には74%に低下、再生可能エネルギーの割合は2015年の13%から2040年には20%に増加すると展望している。

2040年の世界の発電電力量は約39,000TWh、その電源構成は石炭26%、石油1%、ガス23%、原子力10%、再生可能エネルギー40%と展望している。

世界のエネルギー起源CO₂の排出量は、2015年の32.1Gtから2040年には35.7Gtに11%増加すると展望している。そのうち発電部門からの排出は13.9Gt、全体の43%となっている。

(2) 米国DOE/EIAのリファレンスシナリオ

米国エネルギー省のエネルギー情報局(EIA)は毎年、International Energy Outlookを発刊しており、最新版(2018年版)では2040年までの展望を示している [23]。中心シナリオ(リファレンスシナリオ)では、2040年のエネルギー需要は18,620Mtoeとなり2015年14,500Mtoe)比で28%増加すると展望している。その増加は途上国によってけん引され、2040年のエネルギー需要は2015年比で、非OECDでは41%増加、OECDでは9%増加するとしている。

2040年の世界の発電電力量は約34,000TWh、その電源構成は石炭31%、石油2%、ガス25%、原子力11%、再生可能エネルギー31%と展望している。

7 エネルギー統計で使用されるエネルギーの単位：1toe (ton oil equivalent) = 10Gcal = 41.87GJ

2040年のエネルギー起源CO₂排出量は39Gtで、2015年（33Gt）比で20%増加すると展望している。

(3) 日本エネルギー経済研究所のリファレンスシナリオ

日本エネルギー経済研究所は毎年、アジア／世界エネルギーアウトルック（2017年からIEEJアウトルックに改称）を公表しており、「IEEJアウトルック2018」において2050年までの展望を示している[24]。ここでは、他との比較のため2040年の展望について述べる。

中心シナリオ（リファレンスシナリオ）では、エネルギー需要は2015年の13,650Mtoeから2040年の18,370Mtoeに増加する。その増加は非OECD（中でもアジア）によってけん引され、2040年のエネルギー需要は非OECDで71%増加、OECDで4%減少するとしている。

2040年の世界の発電電力量は39101TWh、その電源構成は石炭34%、石油3%、ガス26%、原子力10%、再生可能エネルギー28%と展望している。

2040年のエネルギー起源CO₂排出量は41.7Gt、2015年（32.9Gt）比で26%増加すると展望している。

以上の3エネルギー研究機関の中心シナリオにおける2040年のエネルギー展望を、IEAの展望を1として比較したものを図2-1に示す。エネルギー需要の展望はほぼ同程度であるのに比べて、発電電力量、エネルギー起源CO₂排出量の展望にはバラつきがあることがわかる。なお、2015年のエネルギー需要の実績についても、EIA/DOEは他の2機関と異なることから、統計のベース等に差異があることが推測される。

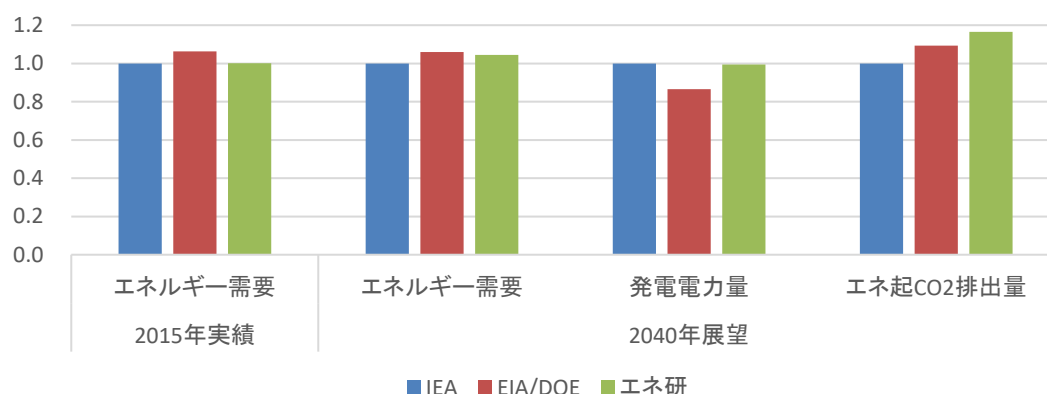


図 2-2 主要なエネルギー展望の比較

2.3. 「2°C目標」の意味

2.3.1. パリ協定

パリ協定は、持続可能開発 2030 アジェンダ採択の2か月後に、パリで開催された UNFCCC 加盟国による COP21 において採択された準国際条約である。UNFCCC は、大気中の温室効果ガスの濃度安定化を目的とした条約であり、この条約の下で 196 の締約国が国際枠組みの交渉を行っている。COP21 に至るまでの UNFCCC 交渉の推移を表 2-1 に示す。

表 2-1 UNFCCC における気候変動交渉の推移

年	会議名	開催地	主な成果
1992	国連サミット	リオデジャネイロ	気候変動枠組条約採択
1994			気候変動枠組条約発効
1997	COP3	京都	京都議定書採択（先進国は 2008-12 年の削減義務を負う）
2000	COP6	ボン	米国、京都議定書を離脱
2001	COP7	マラケシュ	京都議定書運用ルール合意
2005	COP11	モントリオール	京都議定書発効により京都議定書締約国会議と同時開催
2007	COP13	パリ	「COP15 までに post2012 の枠組みを合意」決定
2009	COP15	コペンハーゲン	post2012 枠組合意失敗
2010	COP16	カンクン	長期目標の交渉を合意、2020 年自主目標の決定
2011	COP17	ダーバン	「全ての国による post2020 枠組を 2015 年までに合意」決定
2012	COP18	ドーハ	post2020 枠組の作業計画決定
2014	COP20	リマ	post2020 枠組文書案の交渉開始。削減目標の要件決定
2015	COP21	パリ	「パリ協定」採択

UNFCCC の下で最初に合意され、発効に至った具体的な枠組みを定めたものが京都議定書である [25]。しかし、京都議定書は先進国のみ排出削減義務があったことから、それが不公平であるという理由で米国は批准せず、結果的に米国抜きの先進国のみの取り組みとなった。米国抜きの先進国は、京都議定書の第一約束期間（2008-2012 年）にその目標を達成したが、途上国の経済発展に伴う排出増加に相殺されて、エネルギー起源 CO₂ 排出量は、2007 年には 29Gt であったものが 2012 年には 32Gt へと増加し、結果的にこの期間の地球規模の温室効果ガスの排出量は増加している。

UNFCCC では、京都議定書の枠組みとは異なる実効性のある「全ての国による取り組み」のための新枠組みの交渉が 2007 年頃から始まったが、途上国は一貫して「先進国に責任あり」、「途上国の取組のため、先進国は資金支援、技術移転を率先すべき」と主張し続け、それを先進国が攻防するという対立の構図から、交渉は難航し、なかなか合意に至らなかった。

た^(脚注8)。2004年のCOP10からCOPに参加してUNFCCC交渉を観察してきたところによれば、途上国の主張は、気候変動問題というより南北問題の補償の要求という側面が強く、先進国と途上国が対立する場面が多い。このような困難なUNFCCC交渉の結果、21年目にして、全ての国による取り組みを定めるパリ協定が全ての加盟国により合意されたことは、画期的であると評価された。

京都議定書とパリ協定の基本的な要素についての比較を表2-2に示す。京都議定書が対象とするGHG排出量は世界の一部（エネルギー起源CO₂排出量で26%）であるのに対して、パリ協定はほぼ100%であり、更に、パリ協定は規定する行動が緩和だけでなく、適応や資金支援、レビューを含んでおり、実効性が高くなっている。また、途上国が受入やすいように、自ら目標を定めるボトムアップ方式である点、目標達成そのものは義務ではなく、目標に向けた取り組みが義務とした点も京都議定書と異なっている。

表 2-2 京都議定書とパリ協定の比較

	京都議定書	パリ協定
規定する行動	緩和（排出削減）	緩和、適応、資金支援、レビュー
緩和を行う主体	先進国のみ（不公平性を理由に離脱した米国除く）	全ての国
緩和目標の決め方	COPで決定（トップダウン）	自主的に決定（ボトムアップ）
緩和の位置づけ	目標達成は義務、非遵守時の罰則あり	目標に向けた自主的な取り組み
排出カバレッジ	第一約束期間（2008- 2012）のエネルギー起源CO ₂ で世界の26%	ほぼ100%
長期目標	なし	温度上昇を2℃以下に抑制

2℃目標が、初めて公式文書で言及されたのは1996年のEU閣僚理事会決定[26]であり、IPCCの第二次評価報告書[27]を根拠として「地球の平均気温上昇を工業化以前から2℃を超えないようにすべき、即ちCO₂濃度550ppm以下に制限すべき」としている。その後、IPCC第三次評価報告書が、将来リスクの指標として定義した5つの「懸念の理由」の全てが「2℃を超えると大きくなる」と示したことが重要な根拠の一つとなり、2℃という数字が気候変動における閾値のような位置づけで世界的に認識されるようになった。そして、

⁸ COP決定は、多数決でなく満場一致の賛成が条件となっている。

2℃目標という言葉が COP 決定に登場するのは 2007 年にインドネシアのバリで開催された COP13 で決定された「バリ・ロードマップ」 [28] においてであり、IPCC の第四次評価報告書 (2007 年) を参照して COP 目標と結びつけられた。それ以降、毎年の COP 決定において IPCC の「科学的知見」が参照されるようになり、COP 目標と 2℃シナリオのリンクが定着した。

表 2-3 に、パリ協定を特徴づける 5 つのポイントの内容と、その背景や法的な意味を示す。この表に示す通り、パリ協定には、①温度上昇を十分 2℃を下回って(“well below 2℃”)抑制するという長期目標、③各国が自ら定めて提出する短期 (最初は 2030 年を対象年) の削減目標という 2 つの目標があり、いずれも目標達成は義務ではない。しかし、各国の短期目標に関しては、④レビュープロセスを義務化することで、義務ではない目標達成の蓋然性を高めるようになっている。このように、パリ協定は 2℃抑制という長期目標のみならず、各国が短期の削減目標を策定・提出することを定めているが、この各国の 2030 年目標と長期目標は整合していない。COP21 に先立ち、各国が提出した NDC 草案の削減目標を国連事務局が合算した結果を公表しており、2.2.2 で示した通り 2040 年まで排出は増加し続け、長期目標の方向性と大きく乖離することが明らかになっている。そこで、長期目標に関しては、⑤グローバルストックテイク (世界全体の取り組みを総括) を 5 年おきに行って進捗状況を把握することになっている。これは、各国がグローバルストックテイクの結果を反映して、次に提出する NDC の目標を引き上げることで、長期目標達成に向かう道筋に近づけるメカニズムをパリ協定が備えていることを意味する

表 2-3 パリ協定を特徴づけるポイントとその背景、法的な意味

特徴	内容	背景／法的な意味
① 定量的な長期目標	世界の平均気温上昇を産業革命以前と比べて「2°Cより十分低く抑える」、更には「1.5°Cに抑える努力を追及」することを目指す、と記載。	パリ協定中唯一の数値目標。削減目標の義務化や資金の数値を避けつつ、島嶼国の合意を得るため、彼等の求める温度目標の記載を受け入れた。ただし、「目指す」が shall aim ではなく ”This Agreement...aims” と記載されており、法的には義務ではなく、努力目標。
② 長期目標の達成手段	排出削減について「長期目標を達成するために、世界の温室効果ガス排出ピークを可能な限り早め、今世紀後半に人為的な温室効果ガス排出と吸収をバランスさせるべく急激な削減を行うことを目指す。」と記載。	「目指す」が shall aim ではなく ”Parties aim to ” と記載されており、これらの達成手段に関しても法的な義務はなく、努力目標。
③ 世界共通の短期目標と取組み	先進国、途上国の別なく、削減目標 (Nationally Determined Contribution, NDC)を5年ごとに提出・更新し、削減目標達成のための国内対策を取ることを義務化。	NDC 提出および国内措置の実施は義務であるが削減目標の達成は義務ではない。一方で”Support shall be provided to developing country Parties”とあり、途上国への支援は義務。
④ 世界共通の短期取組みのチェック手法	NDC の実施状況を2年おきに報告し、レビューを受けることを義務化。	「排出削減提出→国内対策実施→実施状況の報告+レビュー」というプロセスを義務化した。
⑤ 長期目標に向けた進捗確認プロセス	世界全体の取り組みを総括（グローバルストックテイク）を5年おきに実施することが決定。	各国の取り組みを評価するものではなく、世界全体の実態と2°C目標の整合性を評価して、そのギャップを収斂させる狙い。

パリ協定は、このようなメカニズムのみで長期目標が達成可能だと想定しているわけではなく、技術イノベーションの加速と実現が、経済成長と持続可能な開発を進めながら気候変動に長期的に対応していくために必須であることを明記している。

2.3.2. IPCC の気候変動に関する知見、2°Cシナリオ達成の条件

(1) IPCC と最新報告書の2°Cシナリオ

IPCC は、「気候変動に関する最新の科学的知見の評価」を行う目的で、国連環境計画 (UNEP) 及び世界気象機関 (WMO) が 1988 年に共同で設立した国際機関である。3 つの作業部会 (WG) が設けられ、世界各国の研究者 数千名が参加して WG ごとの評価報告書と統合報告書を作成する。第一作業部会 (WG I) は「自然科学的根拠」、第二作業部会 (WG II) は「影響・適応・脆弱性」、第三作業部会 (WG III) は「気候変動の緩和」について、それぞれの分野の専門家が最新の査読付き論文をとりまとめる形で評価報告書を作成する。

それぞれの WG の評価報告書は 1000 頁を超える詳細なものであるが、評価報告書が完成した後で 100 頁程度の「技術要約」と 20 頁程度の「政策決定者向け要約」(Summary for Policy Makers, SPM) が作成される。SPM は、各国政府代表が一堂に会して審議を行い、満場一致を条件として決定される。最後に、全ての部会の報告をまとめた「統合報告書」(約 150 頁) が作成され、これに関しても SPM が作成される。このようなプロセスの性質から、評価報告書は学術論文をベースとした技術的、科学的なものであるが、全ての政府代表の合意を必要とする SPM に関しては、政治的な要素を含んだものとなる。

IPCC は、政策的に中立であり特定の政策の提案を行わない (policy relevant not being policy prescriptive) という科学的中立性を宣言している。評価報告書では、多くの文献を総括して事象の発現を確率的に表現しており、「温度上昇を 2°C 以内に抑制すべき」などの表現が使われることはない。しかし、前述の通り、COP13 で決定されたバリ・ロードマップに IPCC 第 4 次評価報告書が科学的根拠として引用され、それ以降 COP 決定文書や G8 サミット共同声明の気候変動対策に関する記述の根拠として政治的に利用されているのが実情である。

最新の評価報告書は AR5 で、2013 年に WG I の評価報告書が、2014 年に WG II、WG III の評価報告書および統合報告書が公表された。WG I の評価報告書では、重要な新たな知見として、人為起源の CO₂ 累計排出量と世界平均気温の上昇幅はほぼ比例関係にあることが報告された [29]。

この AR5 における 2°C シナリオは、「GHG 濃度が 2100 年時点で約 450ppm の緩和シナリオ」であり、「2100 年に気温上昇を 2°C 未満に抑える可能性が高い(66%以上の確率)」というものである。図 2-3 (再掲) は、シナリオと温室効果ガス排出量の関係を示す WG III の報告書中の図であり、RCP2.6^(脚注9) (実線と薄青色で示されている範囲) が 2°C シナリオに相当する。図が示す通り、2°C シナリオでは、2100 年の排出量は平均でゼロ、その範囲にはマイナスの排出を含む。

⁹ RCP は Representative Concentration Pathway の略であり、RCP2.6、RCP4.5 等は GHG 濃度シナリオの名称である。

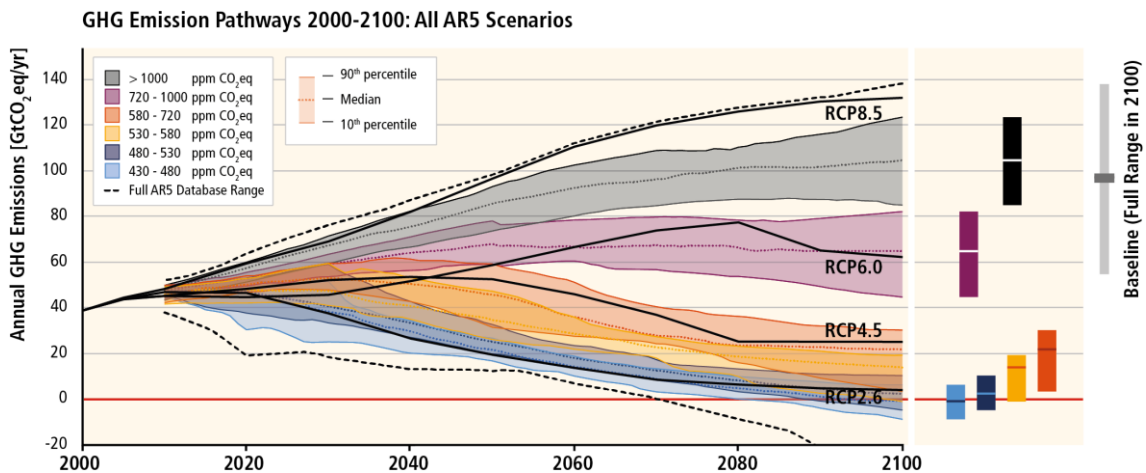


図 2-3 第 5 次評価報告書の全てのシナリオの 2000-2100 年の温室効果ガス排出経路

(IPCC, 2013)

パリ協定第 2 条では、協定の目標を「2°Cより十分低く抑える」と定めただけでなく、「1.5°Cに抑える努力を追及」と言及し、また、IPCC に対して 2018 年に 1.5°C抑制の排出経路と影響に関する特別報告を行うように要請するとしている。AR5 の時点では、2°Cシナリオより厳しい CO₂濃度 430ppm 以下（1.5°Cに相当）については「数少ない幾つかのモデルによる研究が存在する」という記載が、図 2-3 の説明としてされているのみで、1.5°Cシナリオは評価の対象外であったことから、改めて 1.5°Cシナリオの科学的な根拠を示す報告書が必要であったのである。

(2) 2°Cシナリオの前提条件

気候変動の緩和に関する評価を行う WGIII では、1.2 で述べた通り統合評価モデルによるシナリオを用いた数値シミュレーションが主な評価手法であり、AR5 では複数のモデルにより 200 本近い 2°Cシナリオが扱われている。数値シミュレーションでは、モデルにもよるが、与える前提条件次第で「2100 年時点で 2°C以下に温度上昇を抑えることは可能」という結果が導かれる。統合評価モデルによって計算上は可能であるこれら 2°Cシナリオは、共通して 3つの条件を前提としている。それは、①全世界の即時の行動、②技術の総動員、③世界共通のカーボン価格、である。①全世界の即時の行動、が困難であることは明らかであるので、②技術の総動員、③世界共通のカーボン価格、についての現実性について検討する。

図 2-4 は、部門別の CO₂および非 CO₂の排出量を、炭素制約のないベースラインシナリオ（左）、炭素回収貯留（Carbon Capture and Storage, CCS）が可能な 2°Cシナリオ（中）、CCS が利用できない 2°Cシナリオ（右）を示している。

Direct Sectoral CO₂ and Non-CO₂ GHG Emissions in Baseline and Mitigation Scenarios with and without CCS

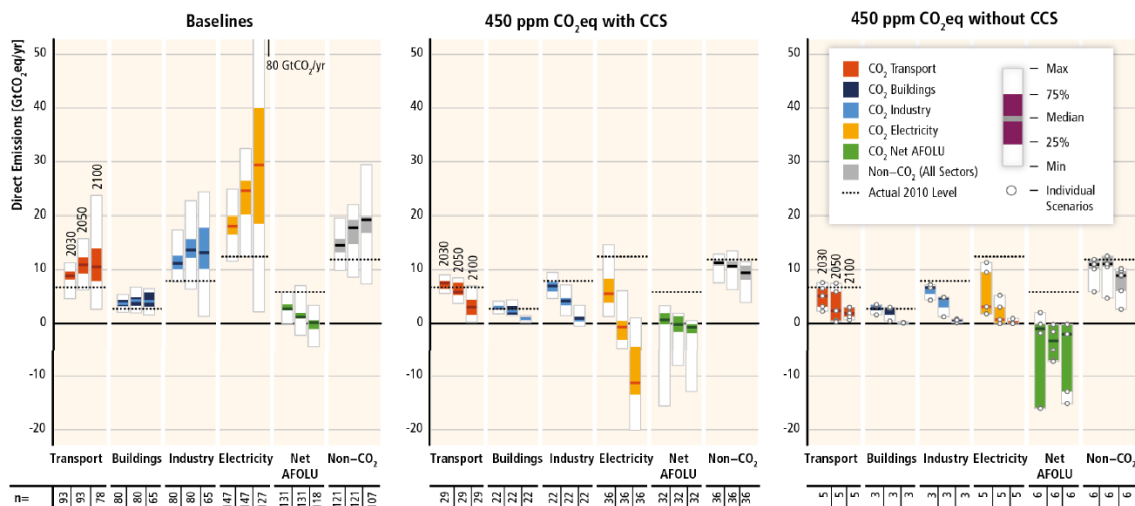


図 2-4 ベースラインシナリオ (左)、緩和シナリオ CCS 有 (中)、緩和シナリオ CCS 無 (右) における部門別直接 CO₂ 排出と非 CO₂ 排出

(IPCC, 2013)

CCS が利用可能な 2°Cシナリオでは電力部門の CO₂ 排出が大幅削減して他の部門の削減負担が軽減されるが、CCS が不可能な 2°Cシナリオでは土地利用・植林が大幅な排出削減を担うことを示している。図の下の数字は計算を実施したシナリオの数を示しており、CCS が不可能な 2°Cシナリオの数が一桁少ないのは、多くのモデルで CCS なしには 2°Cシナリオ達成の解が存在しなかったことを意味している。この CCS のほとんどがバイオマス燃料で発電して、その排出 CO₂ を貯留するバイオマスエネルギーCCS (BECCS) であり、化石燃料の排出する CO₂ を貯留してオフセットする CCS がゼロ排出であるのに対して、BECCS は (バイオマス燃焼により排出される CO₂ はゼロカウントであることから) 負の排出である。WG I で得られた新たな知見「人為起源の CO₂ 累計排出量と世界平均気温の上昇幅はほぼ比例関係にある」によれば、負の排出により過去の排出を相殺して累計排出量を小さくすれば、理論上はそれに比例する温度上昇も小さくなるので、多くの 2°Cシナリオが BECCS を用いているのである。2°Cシナリオの前提条件である②技術の総動員とは、BECCS による膨大な負の排出を意味している。

異なる多くの統合評価モデルの 2°Cシナリオが全て、このように BECCS という特定の技術にのみ依存している理由として、数値シミュレーションの限界が考えられる。これらのモデルでは、既存の技術、商用化に近い技術に関して利用可能な量とコストを時系列で設定して、それを積み上げて最適化計算をしており、商用化の時期とコストが定量的に設定できない革新的技術が考慮されていない。現在、エネルギー需要においては ICT および

AIにより省エネルギーが短期間で革新的に進む可能性や、エネルギー供給においては2100年より前に長年の核融合、宇宙太陽光発電などの技術開発成果が出る可能性があるにも関わらず、それらは2°Cシナリオには全く反映されていないのである。

③世界共通のカーボン価格、については、WGⅢの技術要約には、図2-5に示す191本のシナリオの世界共通カーボン価格の図が示されている [30]。

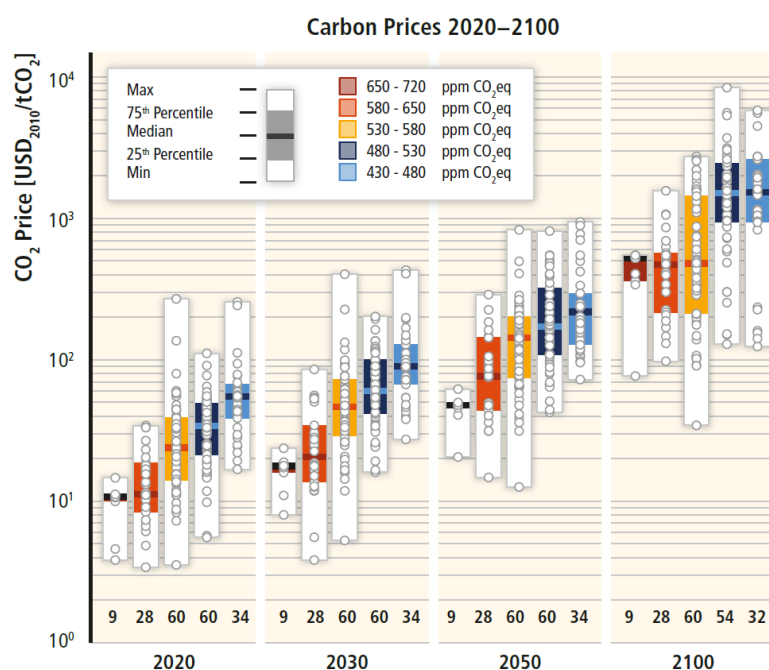


図 2-5 2020～2100 年のシナリオ別世界共通カーボン価格

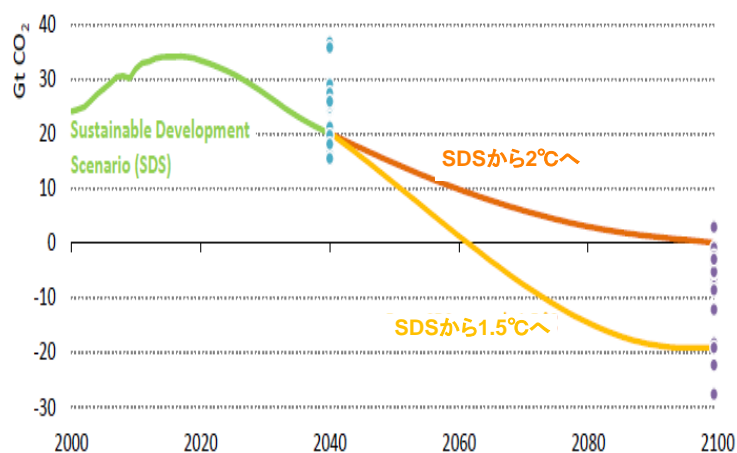
(IPCC, 2013)

この図によれば、2°Cシナリオ（図中の水色と青で示された部分）では、カーボン価格は2050年には200ドル前後、2100年には1000ドルのオーダーと非常に高い。世界共通のカーボン価格を課すには国際社会の合意が必要であるが、燃料単価を数十倍にするようなレベルのカーボン価格について国際合意を得ることは、現実的には困難と考えられる。以上から、IPCCの気候変動科学的知見による2°Cシナリオの3つの前提条件の実現は容易でなく、これらを前提とした2°C目標の達成は困難であると考えられる。

2.3.3. 現実的なシナリオと2°Cシナリオのギャップ

図2-6は、IEAのWEO2017による2°Cシナリオ「持続可能な開発シナリオ（SDS）」のエネルギー部門CO₂の排出経路と最近の脱炭素シナリオの関係を示したものである。SDSはIEAが想定した、負の排出を前提とせずに2100年の温度上昇を2°C以下に抑制すること

が可能な 2040 年までのシナリオであるが、2040 年断面の排出量も 2100 年断面の排出量も、どちらも文献による温度上昇を 1.7-1.8℃とする排出量の範囲にあり、パリ協定の”well below 2℃”に近い 2℃シナリオである。しかし、SDS の 2040 年までの排出経路から 2100 年の温度上昇を 1.5℃に抑制するには、2060 年に排出をゼロにして、その後膨大なマイナス排出を行う必要がある。このようなネガティブエミッションには「CO₂を空気中から除去する技術の他、厳しい技術的、経済的、資源的な強い抑制が必要」と記載されている。



温度上昇を1.7-1.8℃とする最近の文献の排出シナリオにおける排出量 ●2040 ●2100

図 2-6 SDS のエネルギー部門 CO₂ の排出経路と最近の脱炭素シナリオの関係

IEA は、毎年発刊する WEO の 2009 年から、中心シナリオと 2℃シナリオの比較を示している。IPCC で示された統合モデルによる 2℃シナリオと整合した 2040 年のエネルギー起源 CO₂ 排出量から、バックキャストで中心シナリオとのギャップを示し、それを埋める手段を示している。WEO2017 では、2016 年のエネルギー起源 CO₂ 排出量実績 32.1Gt に対して、2030 年の同排出量は基本シナリオで 34.3Gt、SDS シナリオで 25.1Gt と分析しており、その間のギャップは 9.1Gt で、最新の排出量の 28%に相当する。また、2040 年のギャップは 17.4Gt と分析している。エネルギー起源 CO₂ 排出量を GHG 全体の約 7 割とすると、2030 年、2040 年のギャップは GHG 排出量で 13Gt、25Gt である。

UNEP は、Emission Gap Report 2018 において、2017 年の GHG 排出量実績 49Gt に対して、2030 年の GHG 排出量は NDC シナリオで 40Gt、2℃シナリオで 53~56Gt^(脚注 10)、そのギャップは 13~15Gt と分析している [31]。これは、最新の GHG 排出量の 27~

¹⁰ NDC において、一部の途上国は先進国の支援を条件とした排出削減目標とそれがない場合の排出削減目標の 2 つを記載している。UNEP は NDC 条件が満たされた場合とそうでない場合の 2通りの排出量か

30%に相当する。また、IEA の分析によるギャップは、UNEP の分析によるギャップの範囲にあることがわかる。

2.3.4. SDG における気候変動の位置づけ

2015 年 9 月、国連持続可能開発サミットにおいて「持続可能開発アジェンダ 2030」が採択され、その中で 2030 年までの達成を目指す 17 の持続可能な開発目標（Sustainable Development Goals, SDGs）が定められ、翌年 1 月 1 日から発効した。このアジェンダ 2030 で定められている国連加盟国全体で 2030 年の達成を目指す 17 の目標が SDGs であり、それぞれの内容は以下の通りである。

- 目標 1：あらゆる場所のあらゆる形態の貧困を終わらせる
- 目標 2：飢餓を終わらせ、食糧安全保障および栄養状態を改善し、持続可能な農業を促進する
- 目標 3：あらゆる年齢の全ての人々の健康的な生活を確保し、福祉を促進する
- 目標 4：すべての人々に包摂的かつ公正な質の高い教育を確保し、生涯学習の機会を促進する
- 目標 5：ジェンダーの平等を達成し、全ての女性および女児の能力強化を行う
- 目標 6：すべての人々の水と下水の利用可能性と持続可能な管理を確保する
- 目標 7：すべての人々の、安価かつ信頼できる持続可能な近代的エネルギーへのアクセスを確保する
- 目標 8：包摂的かつ持続可能な経済成長およびすべての人々の完全かつ生産的な雇用と働き甲斐のある人間らしい雇用を促進する
- 目標 9：強靱なインフラ構築、包摂的かつ持続可能な産業化の促進およびイノベーションの推進を図る
- 目標 10：各国内および各国間の不公平を是正する
- 目標 11：包摂的で安全かつ強靱で持続可能な都市および人間居住を実現する

ら、2通りのギャップを計算している。

目標 12：持続可能な生産消費形態を確保する

目標 13：気候変動およびその影響を軽減するための緊急対策を講じる*

目標 14：持続可能な開発のために海洋・海洋資源を保全し、持続可能な形で利用する

目標 15：陸域生態系の保護、回復、持続可能な利用の推進、持続可能な森林の管理、砂漠化への対処、土地の劣化の阻止・回復および生物多様性の損失を阻止する

目標 16：持続可能な開発のための平和で包摂的な社会を促進し、すべての人々に司法へのアクセスを提供し、あらゆるレベルにおいて効果的で説明責任のある包摂的な制度を構築する。

目標 17：持続可能な開発のための実施手段を強化し、グローバル・パートナーシップを活性化する

*UNFCCC が気候変動の世界的対応について交渉を行う基本的な国際的政府間対話の場であると認識している。

SDGs はこのように人類の直面する深刻な問題を解決するための多岐にわたる目標から構成されている。この 17 の異なる目標に関して、持続可能開発 2030 アジェンダ本文では、貧困の撲滅（目標 1）および、飢餓の撲滅と食糧安全保障（目標 2）は優先事項と明記されているが、その他の目標の優先順位は各国の事情によるとされている。しかし、国連の SDGs の公式 website には「気候変動との戦い」というサイトが特別に設けられていることから、国連としては、気候変動への緊急対策（目標 13）は重要と位置づけていると考えられる。

「持続可能開発 2030 アジェンダ」における目標 13 の詳細な記載は、以下のような必要な行動の列記となっており、2°C 目標等の温度目標や削減目標等は示さず、詳細については UNFCCC に委ねた形となっている。

目標 13：気候変動およびその影響を軽減するための緊急対策を講じる*

13.1 気候関連災害に対する強靱性と適応の能力の強化

13.2 気候変動対策の政策への取り込み

13.3 気候変動に関する教育、人的能力、制度機能の改善

13.a UNFCCC における途上国支援のための資金動員の約束の履行

13.b 後発開発途上国と小島嶼国における気候変動関連の計画・管理能力向上メカニズムの推進

* UNFCCC が気候変動の世界的対応について交渉を行う基本的な国際的政府間対話の場であると認識している。

2°Cシナリオの前提条件については、2.3.2 で述べたような BECCS の大量利用とエネルギー価格を何倍にもするような高額なカーボン価格の導入を想定しており、前者に関してはバイオ燃料作物と食料作物とのトレードオフ^(脚注11)から SDGs の目標 2「飢餓の撲滅」への逆効果^[32]、後者に関しては目標 1「貧困の撲滅」への逆効果となる可能性がある。また、貧困の撲滅および飢餓の撲滅には相当の資金および人材が必要であるが、一方で 2°Cシナリオ達成のためには既存の低炭素化技術への巨額な投資が必要であり、SDGs 達成にはバランスのよい適正な資源（資金および人材）配分を行う必要がある。

同じ国連が 2030 年に SDGs の同時達成を目指すのであるから、目標 13「気候変動への緊急の対応」は、2°C目標にこだわらず、他の 16 の目標と整合する範囲で達成されるべきものである。パリ協定の下で各国が提出した NDC に記載されている削減目標も 2030 年を対象としていることから、NDC の達成が SDGs における目標 13 の達成と解釈可能と考えられる。

この SDGs の登場以降、IPCC の AR5 では定性的な配慮事項にとどまっていた「緩和と持続可能性」について、その整合性を意識した分析が試みられるようになった。

現実のエネルギー動向から推測される CO₂排出量と 2°C目標達成に必要な CO₂排出量の差については、前述の通り、IEA および UNEP が毎年報告を行っているが、これら報告書

¹¹ WEO2016 によれば、2°Cシナリオ達成にはインドの国土面積に相当するバイオエネルギー作物の耕作面積が必要になる。

においても、SDGs との整合を図る方向への変化が見られる。

IEA は、前述の通り WEO2009 から 2°Cシナリオを 450 シナリオという名前で示してきたが、2017 年からは SDS と名称変更して、2°C目標に加えて国連 SDGs のうち、健康（目標 3）と万人のエネルギーアクセス（目標 7）の同時達成を目指すシナリオとしている。ただし、SDS とその他の SDGs との関係については、触れていない。

UNEP の Emission Gap Report は、IPCC で示された統合モデルによる 2°Cシナリオに沿った排出経路と整合する 2030 年の GHG 排出量から、バックキャストでギャップを求め、その達成手段を示しており、IEA と共通したアプローチをとっている。2018 年版報告では、2°C目標に向けた緩和と他の SDGs にはシナジーとトレードオフが存在する可能性を示し、その研究例を紹介している。シナジーの方が大きい研究例、持続可能な開発により緩和が促進される研究例を紹介し、ギャップを狭める効果があるとポジティブに記載している。

このように、IEA も UNEP も 2°Cシナリオと 17 の SDGs 全体との整合性、悪影響、好影響に関して、定量的な評価は行っていない。

2.4. まとめ

本章においては、世界のエネルギー需給の近年のトレンドを確認し、主要な将来のエネルギー展望を比較・整理した。続いて、パリ協定における長期の 2°C目標と短期の各国の削減目標およびその実効性向上メカニズムを確認した上で、IPCC の第 5 次評価報告書における 2°Cシナリオ達成の条件の実現性、現実的なシナリオと 2°Cシナリオのギャップ等から、2°C目標達成の可能性について検討した。また、SDGs における気候変動問題の位置づけを確認した。まとめると以下の通りである。

- ・世界のエネルギー需要は 1971 年以降常に右肩上がりであり、1971 年からの 44 年間で 2.5 倍に増加している。同期間に化石燃料割合は約 8 割で大きく変化していないことから、エネルギー起源 CO₂ も増加し続け、2.3 倍に増加している。
- ・主要なエネルギー研究機関の中心シナリオにおけるエネルギー展望では、今後も 2040 年まで化石燃料の消費は増加し、CO₂ 排出量も増加する。2030 年の CO₂ 排出量の展望には研究機関によって差があり、2015 年比での増加率は約 11%~30%となっている。
- ・パリ協定は、長期の低炭素化目標を示し、各国に短期の緩和目標（NDC、現在は 2030 年目標）の提出を義務付け、その目標達成を担保し、更に長期目標の排出経路に近づけるためのメカニズムを定めている。ただし、各国の NDC 達成は義務ではなく、強制力はないことから、長期目標の実現性は不確かである。

- パリ協定のもとで各国が NDC 通りに 2030 年の削減目標を達成したとしても、長期の 2°C 目標達成と整合したシナリオとの GHG 排出量には大きなギャップがある。国際機関の分析によれば、最新の GHG 排出量は 49Gt、2030 年の排出量は NDC シナリオで 53~56Gt、2°C シナリオで 40Gt であり、13~15Gt のギャップがある。
- 2°C シナリオは、急激な変革を実現するために、世界の全ての国が直ちにカーボン価格を導入し、その価格を 2050 年には数百ドル、2100 年には 1000 ドル/t-CO₂ 以上に引き上げること、負の排出のための膨大な BECCS を実施すること、を前提とした統合評価モデル用のシナリオである。
- BECCS の大量利用と高額なカーボン価格の導入は、SDGs の目標 1「貧困の撲滅」、目標 2「飢餓の撲滅」への逆効果となる可能性がある。また、貧困の撲滅および飢餓の撲滅には相当の資金および人員が必要であり、SDGs 達成には、2°C シナリオ達成のための投資に偏ることなく、バランスのよい適正な資源（資金および人員）配分を行う必要がある。
- SDGs における目標 13「気候変動への緊急対策」は、2°C 目標を目指すとは明記されていないこと、2°C シナリオの条件である BECCS 利用と高額カーボン価格が目標 1 と 2 と相反することを考慮すると、2°C 目標を目指すものではなく、NDC 達成を意味すると考えられる。

第3章 世界におけるエネルギー需給の低炭素化シナリオ

3.1. はじめに

本章では、世界のエネルギー供給の中長期的な低炭素化に果たす電化の役割に注目して、過去の電化のトレンドを示し、将来展望について過去 10 年間の WEO の 2030 年、2040 年のシナリオ別展望を比較、分析を行う。そして、分野別の電化の課題を考察し、低炭素化に必要な電化率、炭素強度、省エネルギーの定量評価の感度分析による評価を行う。また、世界の電力部門における短期的な低炭素化の対策として、再生可能エネルギーと柔軟性の関係に注目して、再生可能エネルギー導入フェーズの高い国や地域の先進的な取り組みに関する調査結果を述べ、日本へのインプリケーションを考察する。

3.2. 低炭素化と電力

3.2.1. 電化への着目

温暖化を含む気候変動は CO₂ のみによってもたらされるものではない。気候変動枠組条約の下での京都議定書においては、削減対象とする GHG は CO₂、CH₄、N₂O、HFC、PFC、SF₆ の 6 種類である。IPCC AR5 によれば、世界の GHG の排出量のうち、CO₂ の占める割合は 76% で、うちエネルギー起源 CO₂ の占める割合は約 65% であるが、CH₄ の 16%、N₂O の 6% など他のガスに比べて圧倒的に多く、半減期が長いことなどから、気候変動対策として削減対象としては GHG の中ではエネルギー起源 CO₂ が主であり、それゆえに「低 GHG 化」ではなく「低炭素化」という言葉が用いられている。

エネルギー起源 CO₂ の排出は、以下の式のように、「エネルギー最終消費量」、「最終消費に占める電力の割合（電化率）」、「電力の炭素強度」、「非電力セクターの CO₂（「エネルギー最終消費量」、「最終消費に占める非電力の割合」、「非電力の炭素強度）」と書き表すことができる。

$$C = C_{pc} + C_{npc}$$
$$= \left(\text{TFEC} \times \frac{E_{pc}}{\text{TFEC}} \times \frac{C_{pc}}{E_{pc}} \right) + \left(\text{TFEC} \times \frac{E_{npc}}{\text{TFEC}} \times \frac{C_{npc}}{E_{npc}} \right)$$

電化率 電力の炭素強度 非電力の炭素強度

C : CO₂ 排出量

C_{pc} : 電力由来の CO₂ 排出量

C_{npc} : 電力由来以外の CO₂ 排出量

TFEC: 最終エネルギー消費

E_{pc} : 電力によるエネルギー消費

Enpc：電力以外によるエネルギー消費

なお、電化にはいくつか異なる定義があるが、本論文では、「電化」の定義として最終エネルギー消費の割合に占める電力の割合（上式の電化率）とする。

3.2.2. IEA のエネルギー統計データによる電化の進捗

IEA のエネルギー統計データに基づく、1971 年から 2014 年までの世界の電化率を図 3-1 に示す。世界平均の電化率は 1971 年から一貫して増加しており、40 年間で倍増している。

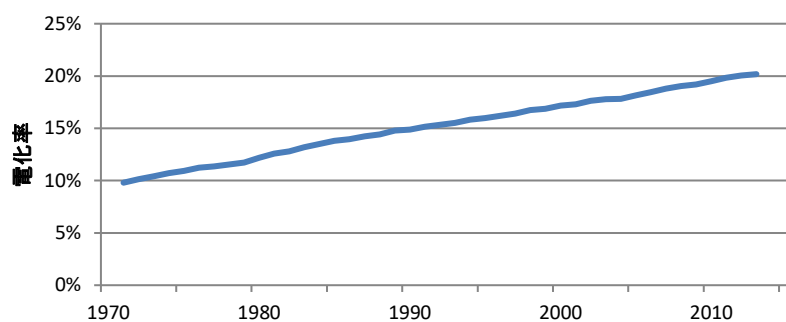


図 3-1 世界の電化率の推移

Cpc と Cnpc の 1971~2013 年の推移を図 3-2 に示す。

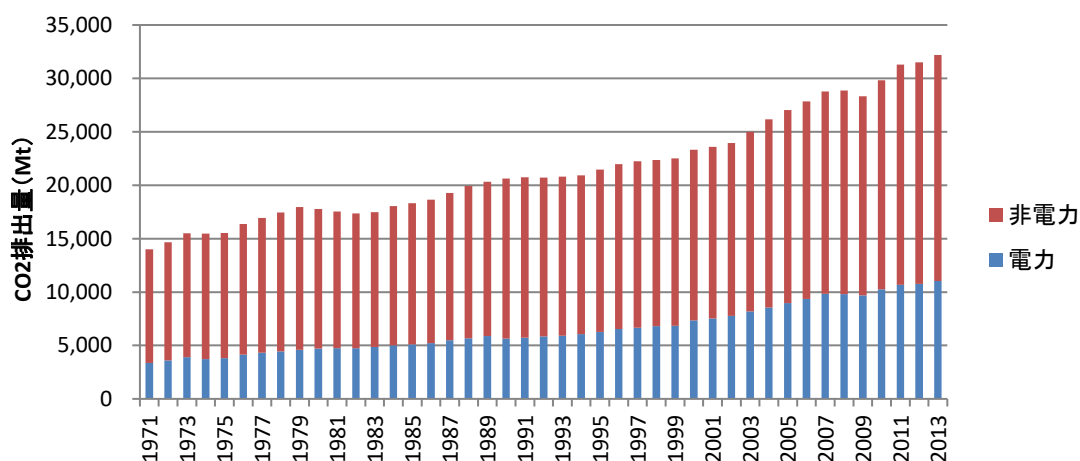


図 3-2 世界の電力／非電力部門別のエネルギー起源 CO₂ 排出量の推移

電力部門の CO₂ 排出量と非電力部門の CO₂ 排出量は、1971 年以降ほぼ 1 : 2 の割合で

推移している。

IEA のエネルギーデータベースの最終消費エネルギーと部門別 CO₂ 排出量から算出した電力部門、非電力部門の炭素強度の推移を図 3-3 に示す。

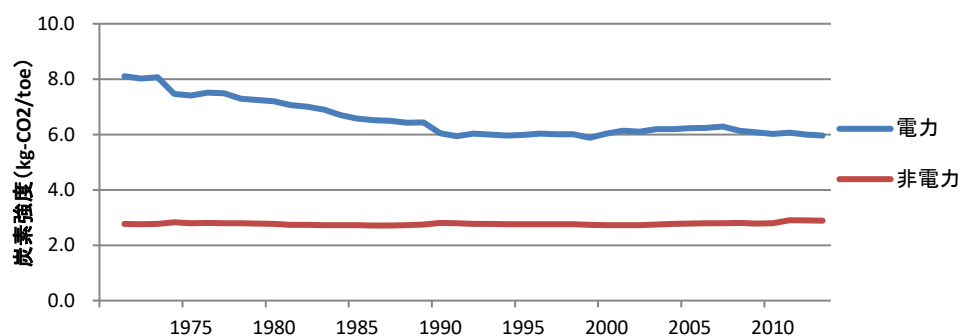


図 3-3 世界の電力／非電力部門の炭素強度の推移

絶対値としては電力部門の炭素強度は非電力部門より倍以上大きい。これは、電力部門では石炭の割合が最も高いのに対して、非電力部門では石油、ガスの割合が高いことによると考えられる。経年変化に着目すると、電力部門は非電力に比べて 1970 年から 1990 年にかけて 1/4 ほど減少しているのに対して、非電力部門は歴史的に変化が少なく近年は増加傾向である。これは、電力部門ではゼロ排出電源である再生可能エネルギーと原子力による発電割合増加により化石燃料発電割合が低下して部門の炭素強度が低減したのに対して、非電力部門では化石燃料の低炭素エネルギーへの代替が難しいことによると考えられる。

3.3. 低炭素化シナリオの検討

3.3.1. WEO に見る電化の展望

IEA は 1994 年から毎年、WEO を発刊しているが、2008 年版から Annex に世界、OECD、非 OECD および主要国の一次エネルギー供給量、燃料別・部門別の最終エネルギー消費量、発電電力量、CO₂ 排出量の数値を、近年の実績から将来展望にわたって示している。WEO の 2008 年版から 2017 年版までに示された最終エネルギー消費と最終電力消費量から [33] 2030 年、2040 年の電化率を算定した。世界、OECD (先進国)、非 OECD (途上国+ロシア) のシナリオ別に図 3-4、図 3-5 に示す。実線は IEA がベースと考えているシナリオ (New Policies Scenario)、破線は WEO2010 以降に記載されている 2°C 目標と整合をとったシナリオ (WEO2016 まで 450 Scenario、WEO2017 では Sustainable Development Scenario) を示している。

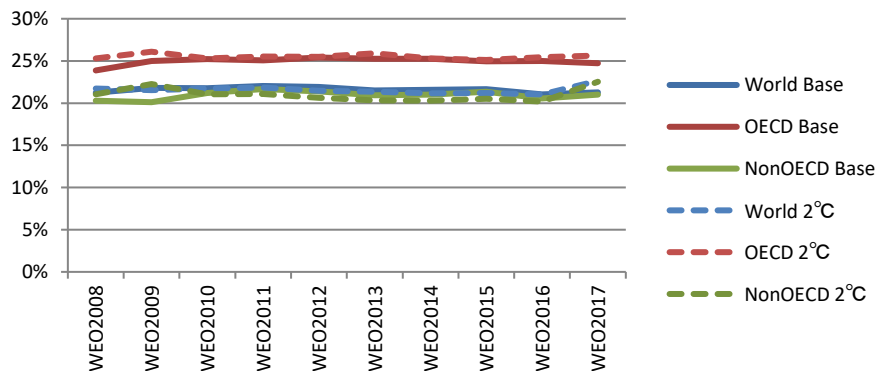


図 3-4 歴代 WEO による 2030 年の電化の展望

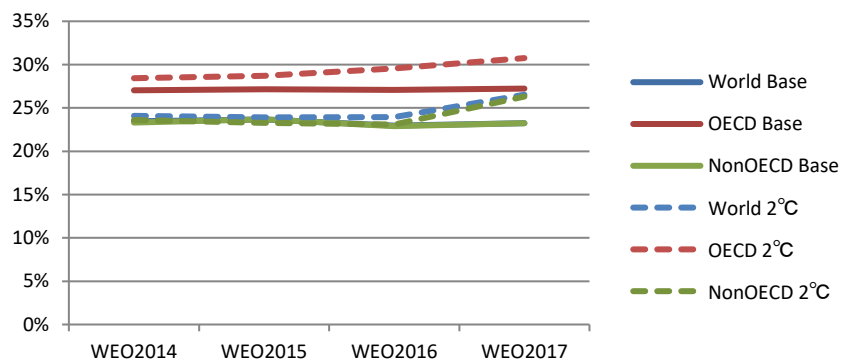


図 3-5 歴代 WEO による 2040 年の電化の展望

2030 年、2040 年ともに、いずれのシナリオでも世界と非 OECD は近く、OECD はそれより高い値であることが示されている。これは、2030 年には最終エネルギー消費の 6 割以上が非 OECD におけるものであることに起因している。2030 年においては、シナリオ間で電化率に大きな差は見られないが、2040 年では、ベースではほとんど変化していないのに対して、2°Cシナリオでは上昇している。2°Cシナリオにおける 2040 年の電化率は WEO2017 では世界 27%、OECD31%、非 OECD26% にそれぞれ増加している。このことは、2030 年以降に電化による削減が急激に進むと想定されていることを示す。これは、年を追うごとに累積 CO₂ 排出量が増加して、いわゆるカーボンバジェットが小さくなることにより、より急激な低炭素化が必要になって電化率を増加させていると考えられる。

過去の電化率のトレンドと 2030 年の 2°Cシナリオの展望を図 3-6 に示す。

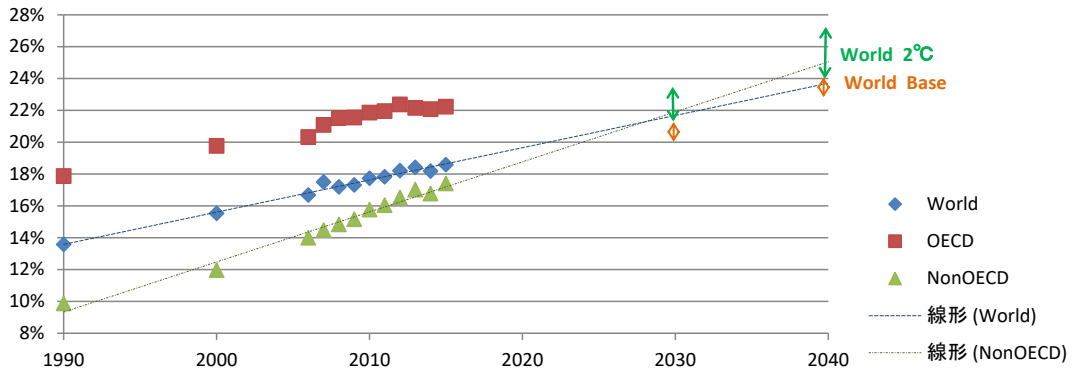


図 3-6 過去の電化率トレンドと 2030 年、2040 年の展望

世界全体の電化率に注目すると、過去のトレンドに比較して、2030年、2040年に2°Cシナリオの電化率に達するには電化率の増加ペースを加速する必要があることがわかる。途上国の電化率の上昇が鍵になるが、過去のトレンドにおいても先進国に比べて増加率は高く、世界の電化率上昇がこのペースで進めば2°Cシナリオの電化率の達成は可能である。

電力の低炭素化は、単位電力量あたりのCO₂排出量を表す原単位 (kg-CO₂/kWh) が指標となる。図 3-7 に原単位実績とシナリオ別の世界の原単位見通しを示す。この図から、原単位についても、これまでのトレンドでは2°Cシナリオの2030年、2040年の原単位達成は難しいこと、2°Cシナリオ達成には電力の低炭素化を加速する必要があることが示されている。また、IEAの2°Cシナリオでは急激な電化および急激な電力の低炭素化により、大幅なCO₂排出削減が仮定されていることがわかる。

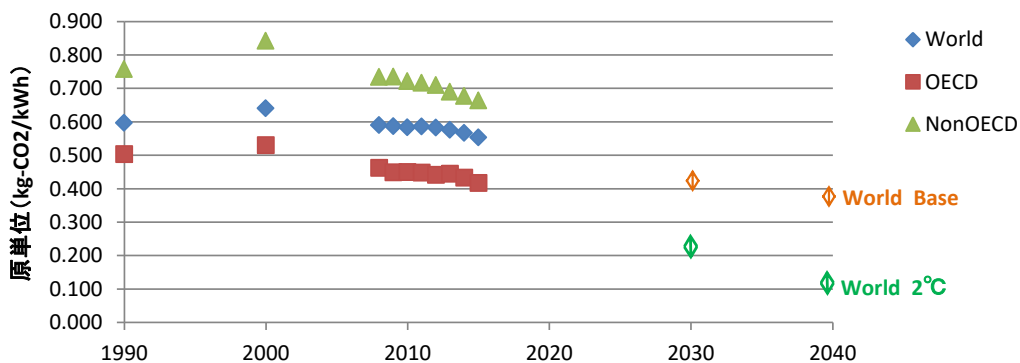


図 3-7 原単位の実績およびシナリオ別の世界の原単位見直し

WEO2017によるシナリオ別発電電力量とその電源別内訳を図 3-8 に、シナリオ別の電

力／非電力部門別 CO₂ 排出量を図 3-9 に示す。

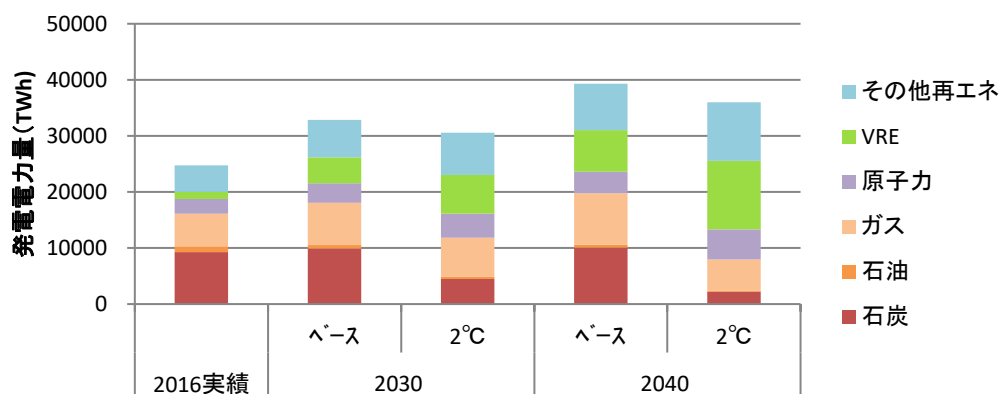


図 3-8 シナリオ別 世界の電源種別発電電力量

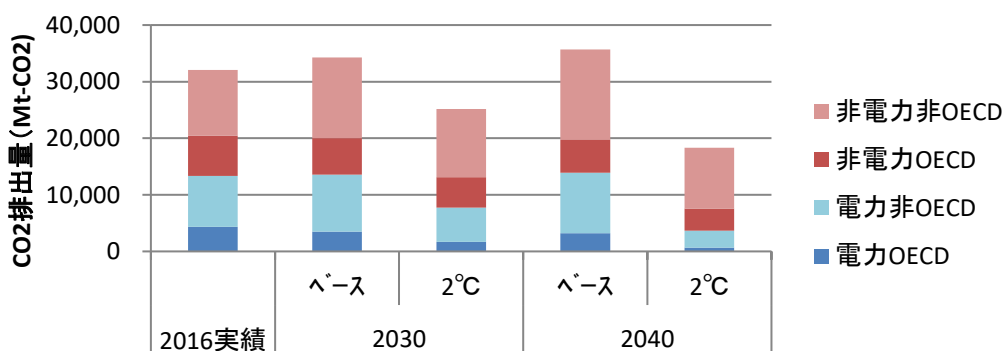


図 3-9 シナリオ別 世界の電力／非電力および OECD/非 OECD の CO₂ 排出量

2°Cシナリオにおける電力、非電力部門の CO₂ 排出は、全電力部門では 2016 年比で排出量が 2030 年 42%、2040 年には 72%低下する一方で、非電力部門ではそれぞれ 7%、22%の低下に留まっており、電力部門の排出原単位の大きな低下により CO₂ 排出の大幅削減に寄与している（前提条件となっている）。また、電力、非電力ともに先進国（OECD）における CO₂ 排出削減が大きいことも示されている。

この電力部門における CO₂ 排出の大幅な削減は再生可能エネルギー、原子力などの非排出電源の割合増加だけでなく、火力電源の CCS が想定されている。図 3-10 に示す排出原単位によれば、2040 年の石炭だけが大きく中心シナリオから低下しており、石炭火力の 4 割程度は CCS により CO₂ を排出していない電力であることがわかる。

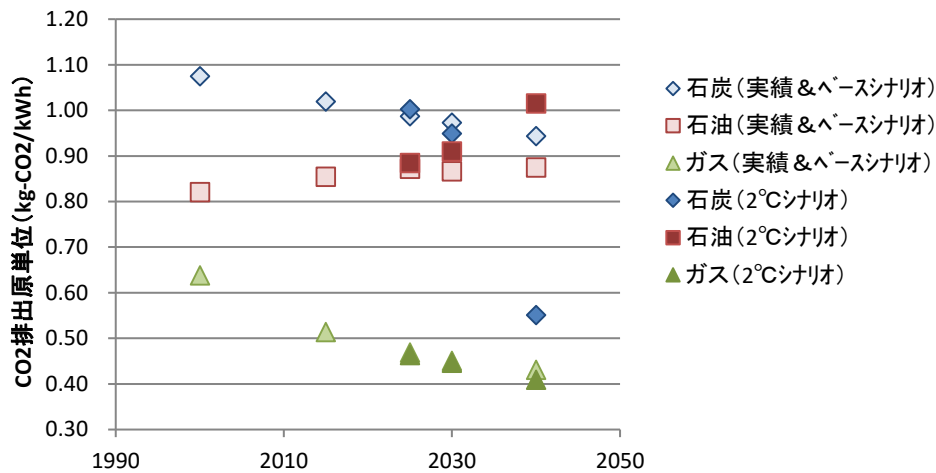


図 3-10 シナリオ別 燃料別の電力 CO₂ 排出原単位

部門別の電化に注目して、WEO2017 の部門別エネルギー消費に占める電力、非電力（再生可能エネルギー）、非電力（化石）の 2016 年実績、ベースおよび 2°Cシナリオの 2040 年の値を図 3-11 に示す。2040 年に向けて、最も電化が進んでおり今後も進むのは民生・業務部門で、次いで産業部門、最も電化が現状も低く今後も進まないのは運輸部門である。WEO では、航空、船舶では電化が難しいこと、エンジン車から EV への転換については EV へ転換可能なのは短距離走行の普通乗用車（light duty vehicle）と想定していることが、運輸部門の電化制約となっていると考えられる。

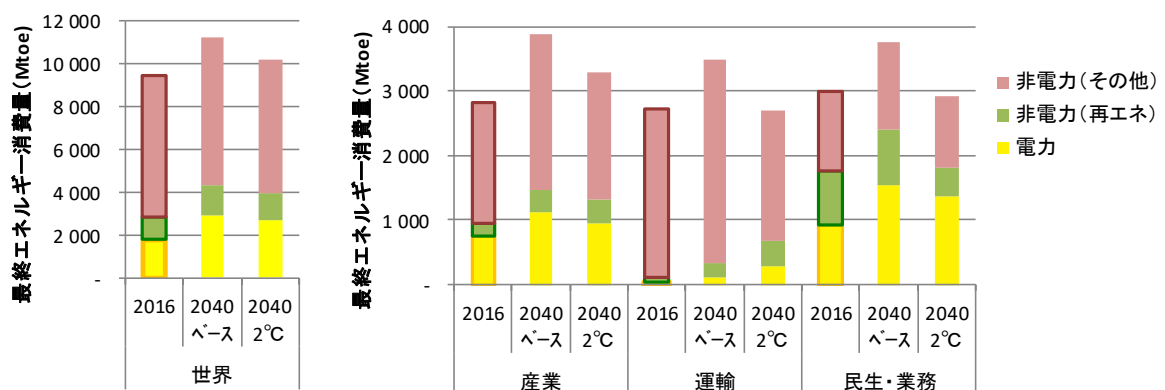


図 3-11 シナリオ別 世界および部門別の最終エネルギー消費

3.3.2. 低炭素化のための電力炭素強度低下と電化の条件

IPCC の AR5 では、2°C目標達成のためには 2050 年の CO₂ 排出量を 2010 年比で 40～70%削減が必要としている。このような排出レベルにするためにはどれだけの電化と排出係数の低減が必要か、試算を行う。

基本ケースとして、最終エネルギー消費量と非電力部門の炭素強度は表 3-1 に示す。WEO2017 の 2°Cシナリオ 2040 年想定と等しいとして、電化率および電力部門の CO₂ 排出係数を変化させたときの世界のエネルギー起源 CO₂ 排出量について試算した結果を図 3-12 に示す。

表 3-1 WEO2017 における実績値と 2°Cシナリオ 2040 年値

		実績値				2°Cシナリオ
		1990 年	2000 年	2010 年	2015 年	2040 年
世界の最終エネルギー消費量	Mtoe	6,161	7,039	8,678	9,370	10,174
世界の CO ₂ 排出量	Mt-CO ₂	20,448	23,013	30,190	32,077	3,688
電力炭素強度	t-CO ₂ /toe	9.09	8.46	8.13	7.72	0.25
非電力炭素強度	t-CO ₂ /toe	2.41	2.32	2.48	2.44	1.96
電化率	%	14%	16%	18%	19%	27%
電力排出係数 (kg/toe)		9.09	8.46	8.13	7.72	1.37

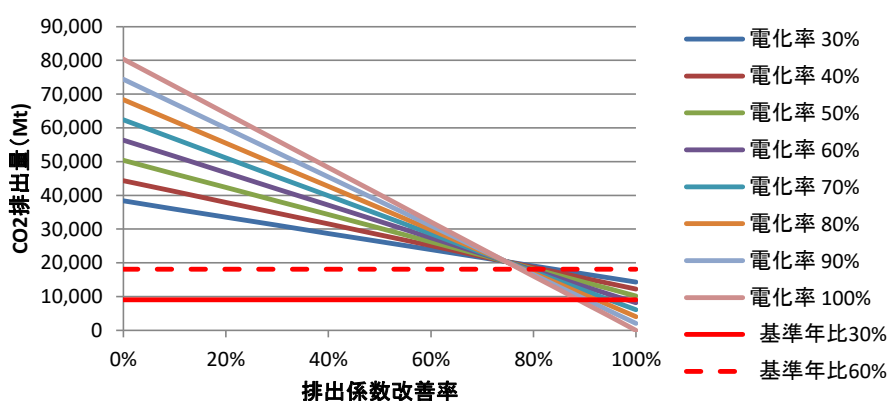


図 3-12 電化率別の排出係数改善率と CO₂ 排出量の関係

エネルギー起源 CO₂ を 2010 年比で 40%削減（排出量で 60%）するには、電化率を問わず排出係数改善率 75%以上が必要である。一方で、2010 年比 70%削減（排出量で 30%）するためには、排出係数を 90%以上改善する必要がある、即ち、2010 年比の火力発電割合 60%を 9 割削減して 6%にすることを意味する。

3.3.3. 省エネルギーの効果

次に、省エネルギー割合について感度分析を行う。電化とCO₂排出について表3-2に示す3ケースを設定して最終エネルギー消費の増減の影響を評価した結果を図3-13に示す。省エネ率は、中心シナリオの2040年の最終エネルギー消費の値からの低下割合（「省エネ率20%」であれば、最終エネルギー消費は中心シナリオの2040年値の80%）とし、排出係数低下率は2010年の排出係数に対する低下率を示す。

表 3-2 2040年の省エネルギー率の感度分析に関するケースの条件

ケース名	電化率	排出係数低下率	意味
Re40%CIΔ20%	40%	20%	電化も電力低炭素化も過去のトレンドで進む
Re40%CIΔ70%	40%	70%	電化は過去のトレンド、電力低炭素化は大幅に進む
Re70%CIΔ90%	70%	90%	電化も電力低炭素化も大きく進む

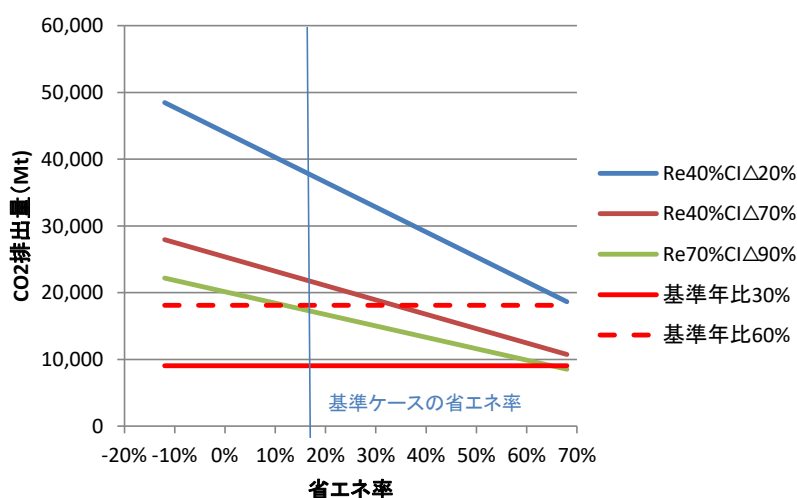


図 3-13 再生可能エネルギー率別の省エネルギー率とCO₂排出量の関係

基準ケースでは2050年の最終エネルギー消費を、WEO2017の2°Cシナリオの2040年値（中心シナリオからの省エネ率18%）としたが、省エネ率が30%を超えれば電化がそれほど進まない場合でも電力低炭素化が大幅に進めば2°C目標の範囲（2010年比で30%～60%の排出量）まで排出量を低下させることが可能である。逆に、省エネルギー率が10%以下であった場合には、電化も電力低炭素化も共に大幅に進んだ場合でも排出量は2°C目標の範囲を超える。つまり、低炭素化には省エネルギーも重要な役割を果たす。

3.4. 再生可能エネルギーと調整力（柔軟性）への着目

太陽光と風力は天気や時間により出力が変動する再生可能エネルギー発電（VRE）であり、VRE が大量に電力系統に連系される場合、その変動性、間歇性を調整するために、「柔軟性」が必要である。柔軟性を提供するものは、系統、火力発電、貯蔵、需要であり、電力系統に占める VRE の割合が大きくなると、これら柔軟性を全て活用することが必要になってくる。調整力における貯蔵の役割はもとより知られていたが、最近はコネク&マネージ、デマンドレスポンスなど、系統と需要の柔軟性も注目されるようになってきた。しかし、火力発電の柔軟性については、欧州以外ではまだ認知度が低いことから、VRE の導入促進には火力発電の柔軟性が重要であることを世界に普及させ、設備改造や運用改善による火力発電所の柔軟性向上を推進するための国際的な活動として **Advanced Power Plant Flexibility (APPF)** キャンペーンが実施された。クリーンエネルギー大臣会合の下で、中国、デンマーク、ドイツの3カ国が共同リーダーとして、ブラジル、カナダ、欧州委員会、インド、インドネシア、日本、メキシコ、サウジアラビア、南アフリカ、アラブ首長国連邦が政府として参加し、企業パートナーとして **COWI**、**Ørsted**（旧 **Dong Energy**）、**ENEL**、**ENERGINET DK**、**GE**、**J-POWER**、九州電力、**MAN Diesel & Turb**、**MHPS**、**Siemens** が、組織パートナーとして **Agora** と **VGB** が参加した。筆者は **J-POWER** 代表としてこの **APPF** の活動に参加し、ワークショップおよび設備視察を通じて、柔軟性の各国の状況と取り組みを調査する機会を得た。その結果について、以下にまとめる。

3.4.1. VRE と柔軟性 : IEA

VRE、つまり風力と太陽光は、変動性、不確実性（予測できない）、小規模で分散型、DC/AC 変換機を介して系統連系している、などの特徴がある。これを補うのが電力系統に存在する連系線、柔軟な発電、貯蔵、需要サイド、という4つの柔軟性資源である。火力発電はこれまでも電力系統に柔軟性を提供してきたが、そのポテンシャルについては過小評価または理解が不足している。技術的な知識の不足、市場の不適切な設計、硬直的な契約などが、火力発電の柔軟性ポテンシャルを引き出す障害となっている場合もある。IEA がコーディネートして経験や知識を共有し、先進的な火力発電の柔軟性を推進していくのが **APPF** である。

VRE の導入割合により、電力系統に与える影響や必要な対応が異なる。表 3-3 に IEA の VRE 導入フェーズの区分を示す [34]。

表 3-3 VRE 導入フェーズ

フェーズ	状況
1	VRE の設備容量は系統の全てのレベルで全く影響を与えない
2	VRE の設備容量を送電網運用者が気付くようになる
3	VRE の変動が需給バランスに影響を与え、柔軟性の問題が顕在化する
4	特定の時間においては VRE が需要の多くを占めるようになり、安定性の問題が顕在化する
5	構造的な余剰が発生し、他部門の電化の問題が顕在化する。
6	季節的な電力不足の期間と余剰の期間を非電力アプリケーション(長期貯蔵や合成燃料)で補完

(IEA,2017)

IEA によれば、2016 年実績に基づく各国の VRE 導入率と該当するフェーズは、インドはフェーズ 1、中国、ブラジル、日本を含め、多くの APPF 参加国はフェーズ 2 である。フェーズ 2 では、系統混雑が増加してくることにより、VRE の予測を他の発電機への給電計画に組み込むことが必要になってくると同時に、制御可能な VRE の普及が焦点になってくる。多くの西欧諸国はフェーズ 3 にあり、このフェーズ以上は、系統の変革が必要になり、そのための政策と市場の枠組みが必要である。市場の変革は、3つの側面（組織面、経済面、技術面）からの総合的なアプローチが必要である。2016 年の時点では最高は、フェーズ 4 のアイルランド、デンマークである。

3.4.2. 柔軟性の技術要件

(1) 柔軟性の要素

柔軟性の要素は 4 つあり、①ホットスタート時間、②ランプ速度、③最低負荷、④コールドスタート時間である。柔軟性は既設の設備でも改造、制御変更、運用の見直しによって改善可能である。実際に、複数の新旧の石炭、ガス焚きのプラントで改造を行って、柔軟性が向上している実績がある [35]。

(2) 柔軟性が価値を持つ新しい電力系統

VRE 導入前の電力系統では最大出力と定格の効率に価値があったが、VRE が大量導入された後の電力系統では起動時間、部分負荷時の性能、燃料の選択肢などの柔軟性に価値がある。VRE 導入前では年間 8000 時間の運転時間と 15 回の起動回数を前提として、予測可能な規制と長期契約で事業性を評価して投資決定すればよい事業環境であったのに対

し、VRE 導入後では年間 2000 時間の運転時間と 100 回以上の起動回数、不確定な電力価格、容量・アンシラリー対価、頻繁な規制の変更などの事業環境に変わっている。柔軟性向上のための投資には、市場、規制の不確実性を考慮した経済モデルが必要である。

(3) デジタル化、新手法による柔軟性

ボイラーのビンシステム^(脚注12) 採用による最低負荷引下げ (褐炭焚きの場合)、蒸気タービンのリーフプレート^(脚注13) 利用、GTCC 軸へのクラッチの採用による起動時間短縮、負荷変化速度、などの設備改造による対応だけでなく、今後は、デジタル技術を活用したビッグデータ解析による運用最適化、系統電圧安定化のための発電機の同期コンデンサーとしての利用、などの新しい手法も柔軟性向上に効果的である。

3.4.3. 各国の VRE 導入に対する柔軟性強化の対応

(1) デンマーク (VRE 導入フェーズ 4)

デンマーク政府は「2020 年までに発電の 50%を風力に、2030 年までに最終エネルギー消費の 50%を再生可能エネルギーに、2050 年までに火力燃料依存をゼロにする。」という目標を掲げて低炭素化に取り組んでおり、総発電量に占める風力のシェアは既に 40%を超えている。

火力発電に関しては、発電専用は全てコジェネレーション化、既設のコジェネレーションも全て「柔軟なコジェネレーション」に改造済みであるが、規模的には、国内の最大需要 (約 6GW) とほぼ同容量の国際連系線による柔軟性が、火力発電の柔軟性を大きく上回る。過去 10 年で、風力の増加に合わせて国際連系線を増強し、現時点でドイツ、ノルウェー、スウェーデンと連系して合計の連系容量は 5.8GW であり、更にドイツ、オランダとの連系線が建設中 (同 1.1GW)、英国との連系線を計画中 (同 1.4GW) である。多様かつ十分な容量の国際連系線により、国境をまたぐ高い柔軟性 (余剰風力の周辺国への輸出など) が可能となっている。

また、利用率の高い洋上風力の価格が入札により著しく低下したこと、新設の洋上風力には系統連系要件に自動制御および調整力の提供を義務付けていることから、再エネによ

12 微粉にした石炭を直接ボイラーに搬送せずに専用の貯蔵装置 (ビン) に貯蔵して、そこからボイラーに供給するシステム。

13 タービンのブレードとケーシングの空間からの蒸気漏洩による損失を低減させるためにブレード外周に傾斜させて多数配置した薄板。

る「ほぼベースロード」を実現できたとしている。

(2) ドイツ (VRE 導入フェーズ 3)

ドイツは、かつては国産の安価な褐炭と原子力で国内の電力の半分以上を供給していたが、2012年に国策として **Energiewende** (エネルギー大変革) を掲げ、それ再生可能エネルギー導入促進、原子力発電の段階的廃止、化石燃料依存の低下を政策誘導している。FIT 制度による風力および太陽光の増加は堅調であり、2017年の電源別発電実績において再生可能エネルギーは 33%、褐炭 22%、石炭 14%、原子力 12%、ガス 13%、その他 5%である。また、2017年の4月30日にはドイツ全体の電力需要の 85%を再生可能エネルギーが供給するという記録的な数字を出している。

VRE の増加により、冬期 (ドイツではピーク期) に火力電源の稼働状況は、かつては褐炭は定格一定運転であったのが週末に部分負荷運転を行い、石炭は日間起動停止 (DSS) または週末起動停止 (WSS)、ガスはコージェネレーションを除いて短い周期でオンオフ運転、高い柔軟性が求められている。もともとはベースロード電源として設計されている褐炭火力発電所や石炭火力発電所は、柔軟性のポテンシャルを引き出せば、VRE 割合が大きい将来の電力システムにも貢献可能である。そのためにフレキシビリティ向上の技術開発に焦点が置かれている。

VRE の変動性への対応は時間領域によって対応者が異なる。時間～日レベルの変動に対しては政策 (容量メカニズムなど) と系統運用者が、分～時間レベルの変動に対しては市場 (国際市場との連携、商品の短時間化など) と系統運用者が、そして秒～分レベルの変動に対しては系統運用者が単独で (国際系統制御協力、調整力市場への新規参入者拡大など)、調整力を確保している。

(3) 中国 (VRE 導入フェーズ 2)

中国は国家目標として、2020年までに風力を 210GW、太陽光を 110GW 導入して、非化石電力率を 2020年までに 15%、2030年までに 20%にすることを掲げている。2016年時点で、風力は 150GW、太陽光は 77GW が導入されているが、1年で約 50 TWh、約 15%に相当する抑制が発生している。そこで、2020年の RE 抑制を 5%に抑制するという目標を掲げて、石炭コージェネレーションプラント 133GW、石炭復水式発電専用プラント 86GW、合計約 220GW をレトロフィットすることを決定した。それに先立って、能源局 (エネルギー省に相当) は電力設計総院に委託して、22件の実証プロジェクト、合計 17GW を選定して、総費用 4.5 億 USD をかけて柔軟性改善の調査および改造工事を行い、工事が完了した案件では最低負荷を大きく低下させることができている。

中国は、柔軟性向上のインセンティブとして、柔軟性に対価を与える市場メカニズムの利用を計画している。将来的には調整力はスポット市場で扱うことを目指し、現在 8 省においてパイロット市場を開始している。短期的には下げ調整力市場（Down regulation market）で対応することとして、風力抑制の顕著な東北部に導入している。これは、一定の負荷より低い負荷に下げて運用する発電所には対価を支払い、その対価の原資を風力発電、原子力、負荷を下げられない火力発電が拠出するものである。

3.4.4. APPF 報告書

1 年間の活動の成果として、IEA が中心となって執筆した報告書”Status of Power System Transformation 2018 - Advanced Power Plant Flexibility-“^(脚注14) が 2018 年 5 月開催のクリーンエネルギー大臣会合に答申されている [36]。同報告書では、柔軟性を時間スケールで 6 つに区分して定義して、発電所がどのような柔軟性ポテンシャルを有しているのか電源種別に改造を含む柔軟性向上の手段とその効果について示し、将来必要な柔軟性およびシステムレベルの柔軟性ポテンシャルの評価手法を示して国別ケーススタディを例示、また、発電所の柔軟性の報酬メカニズムとして市場ルールや規制手段の必要性とその手段について提示している。政策決定者が優先すべきアプローチを以下の 6 つのステップに要約している。

- 1: **評価** - 発電所の柔軟性の役割を含め、システム全体の柔軟性要件、機会および障壁の評価を実施する。定期的にこれらの評価を見直し、直近と長期の意思決定と計画プロセスの両方に反映させる。
- 2: **連携** - 利害関係者のコミュニティと連携し、電力システムと発電所の柔軟性を拡大するための技術的、政策的、制度的能力を強化する。国際社会と連携して、成功事例を共有する。
- 3: **拡大** - システムレベルで市場、規制、および運用の様々な成功事例を適応させることにより、利用可能な電力システムの柔軟性の利用を拡大する。
- 4: **開放** - 潜在的な柔軟性を開放するために電力システムの運用を制限する規制、政策、取組みを見直す。これらのオプションには、独立発電事業者とのより柔軟な電力購入契約および火力発電事業者への燃料供給契約が含まれる。
- 5: **インセンティブ** - 政策、規制、市場の枠組みの変更を通じて、電力システムに柔軟性を

¹⁴ APPF キャンペーン参加メンバーは筆者を含めてレビューワーとして参加した。

もたらしることができるすべての設備が、公平で適切な対価を得る機会を増やす。

6：ロードマップ – システムの柔軟性要件の将来予測を取り込むための計画作成プロセスを強化する。電力システム変革の長期的な費用と運用面での影響を軽減するためのすべての柔軟性を高めるオプションに対する考察を可能にする。

最初のステップである「柔軟性の評価」の手法として、対象とする国または地域の詳細な電力システムデータ^(脚注15)を集積して、プロダクションコストモデル^(脚注16)をカスタマイズして、現状の柔軟性の把握を行い、将来計画の検討にあたってはシナリオ分析を行うことが有効であることを示している。

3.4.5. 日本へのインプリケーション

以上のような各国の取り組みからの、日本として学ぶべき教訓を考察する。日本においては、デンマーク、ドイツのような国際連系線というオプションは現実的でないことから、国内での対応を考える必要がある。系統連系線の活用、既設の火力発電の柔軟性の活用、揚水発電所の活用の3点が重要である。これらの柔軟性ポテンシャルを評価し、影響を解析して、経済効率性の高い柔軟性の提供を行うことが、今後増加するVREを有効（抑制を減らす）かつ経済的に利用するために必要である。また、インセンティブとして柔軟性に対する適正な対価を与えるメカニズムについては、日本ではまだ検討中であり、プロダクションコストモデルによる定量的な経済性評価を行うことで、必要な市場や制度の設計のベースとすることができると考えられる。

3.5. まとめ

本章では、エネルギー需給における低炭素化手段として電化に着目し、過去のトレンドとシナリオ別の将来展望を確認し、電化率と炭素強度をパラメータとして2°C目標に必要な条件を検討し、省エネルギーの影響を評価した。次に、短期的な再生可能エネルギー導入促進策としての柔軟性に着目し、国際的な発電所柔軟性向上の活動を通じた調査結果を整理して、日本へのインプリケーションを考察した。まとめると、以下の通りである。

¹⁵ 文献[37]には、ユニット単位の発電所情報（設備容量、効率、燃料タイプ、柔軟性パラメータおよび制約）、送電系統、時間単位の需要曲線、太陽光および風力の特性、運用費、燃料費、その他の負荷配分決定に関する情報、とある。

¹⁶ プロダクションコストモデルは、発電所や送電網の物理的な制約を考慮して、費用最小化となる負荷配分を模擬するモデルであり、電力需給バランス、調整力・柔軟性バランスを考慮して、系統連系された複数の系統について数年間を対象期間として解くことができる。費用としては燃料費ほかの運用費を考慮する。

- 過去のトレンドにおいて、世界の平均電化率は上昇しており、1970年代初めから1990年代にかけて倍増して20%を超えている。一方で、電力部門のCO₂排出量と非電力部門のCO₂排出量は、ほぼ1：2の割合で変わらずに推移している。炭素強度は、電力部門が一貫して減少傾向にあるのに比べて、非電力部門は歴史的に変化が少なく、また近年は増加傾向である。これは、電力部門では再生可能エネルギーや原子力によって化石燃料の割合が低下している一方で、非電力部門では化石燃料の低炭素エネルギーの代替が難しいことによる。
- 過去10年分のIEA WEOから、電化に関する将来展望の変遷を精査し、2030年の予測は基準シナリオ、2°Cシナリオのいずれでも変化が見られなかったのに対して、2°Cシナリオの2040年の予測は年々増加していることを確認した。これは、年を追うごとに累積CO₂排出量が増加して、いわゆるカーボンバジェットが小さくなることにより、より急激な低炭素化が必要となって電化率を上昇させていることによると考えられる。
- 途上国は、先進国に比べて電化率は低いが、その増加率は先進国より高く、過去のトレンドが継続する場合、2040年前に先進国に追いつく。また、2°Cシナリオの2040年の電化率達成は、世界の電化の過去のトレンドでは達成できないが、途上国の過去のトレンドで増加すれば達成可能なレベルにある。
- 2°CシナリオではCO₂排出量が、電力部門では2016年比で排出量が2040年には72%低下する一方で、非電力部門ではそれぞれ22%の低下に留まっており、即ち、電力部門の排出原単位の大きな低下がCO₂排出の大幅削減の前提条件となっている。
- この電力部門におけるCO₂排出の大幅な削減は再生可能エネルギー、原子力などの非排出電源の割合増加だけでなく、火力電源のCCSが想定されている。算出した電源別の排出原単位から、2040年の石炭だけが大きく低下しており、石炭火力の4割程度はCCSによりCO₂を排出していないと想定していることを確認した。
- 2040年に向けて、最も電化が進んでおり今後も進むのは民生部門で、次いで産業部門、最も電化が現状も低く今後も進まないのは運輸部門である。WEOでは、航空、船舶では電化が難しいこと、エンジン車からEVへの転換についてはEVへ転換可能なのは短距離走行の普通乗用車(light duty vehicle)と想定していることが、運輸部門の電化制約となっていると考えられる。
- エネルギー起源CO₂を2010年比で40%削減(排出量で60%)するためには、電化率を問わず排出係数改善率75%以上が必要である。一方で、2010年比70%削減(排出量で30%)するためには、排出係数を90%以上改善する必要がある、即ち、2010年比の火力発電割合60%を9割削減して6%にすることを意味する。

- ・ 省エネルギー率が 30%を超えれば電化がそれほど進まない場合でも電力低炭素化が大幅に進めば 2°C 目標の範囲まで排出量を低下させることが可能である。逆に、省エネルギー率が 10%以下であった場合には、電化も電力低炭素化も共に大幅に進んだ場合でも排出量は 2°C 目標の範囲を超える。つまり、低炭素化には省エネルギーも重要な役割を果たす。
- ・ 以上から、2°C 目標達成を目指す大幅な低炭素化には、輸送および産業部門の電化促進による電化率の向上、電力の炭素強度の低下、省エネルギー、の全てを著しく大幅に進める必要があることが明らかになった。
- ・ 現在、低炭素化の取り組みとして再生可能エネルギーの導入が世界レベルで進んでいるが、太陽光、風力の導入が増加すると、その変動性、間欠性を補う柔軟性が必要となり、不足する場合には太陽光、風力の抑制が増加して有効に活用できない。
- ・ VRE の導入が先行するドイツ、デンマークでは、柔軟性の価値に対して対価を支払う調整力市場を導入して、そのインセンティブによって多くの発電所で柔軟性を向上させる改造工事や運用の変更などが行われている。中国では、一部の地域で急激に VRE の導入が進んだことから、国策で柔軟性向上およびそのインセンティブとなる市場の導入を決定して、急速に対策を進めている。
- ・ クリーンエネルギー大臣会合の下での発電所柔軟性向上キャンペーンでは最終報告において、柔軟性向上のためには、①プロダクションコストモデルを利用した柔軟性の評価、②関係者間での連携、③システムレベルでの柔軟性の拡大、④潜在している柔軟性の開放、⑤柔軟性に対価を与えるインセンティブ・メカニズム、⑥将来の柔軟性向上に向けたロードマップ作成が必要であるとしている。

これら海外における VRE 増加に対する柔軟性向上の取組は、インセンティブのメカニズム導入を含めて、日本においても VRE 導入増加が進む中、プロダクションコストモデルを利用して現状の柔軟性を把握し、将来必要な柔軟性を評価して十分な検討を行う必要があることを示唆する。

第4章 日本における電力の低炭素化シナリオ

4.1 はじめに

本章では、日本の電力部門の低炭素化のための VRE 大量導入時の経済効率的な VRE 活用の検討として、柔軟性に着目して、日本の電力系統を模擬したプロダクションモデルを用いてシナリオ解析を行う。最初に、日本の電力部門の特徴と近年の動向、再生可能エネルギーの地域別の導入状況、日本の 2030 年目標について整理する。続いて解析に用いるモデルの特徴、定式化、そして計算条件の根拠と設定を示す。次にシナリオ解析を、VRE 導入量による影響、系統連系・発電・貯蔵（揚水）の 3 種類の柔軟性の有無による影響を、シナリオ別の VRE 抑制量、運用費、CO₂ 排出量などで比較して評価する。更に、系統連系の柔軟性の影響をマージナルコスト分析により評価し、最後に現行の優先給電の効果と経済効率性を評価する。これら多くのシナリオ解析から、経済効率的に再生可能エネルギーを拡大して低炭素化につなげる条件を明らかにする。

4.2 日本の電力・再生可能エネルギー動向

エネルギー白書 2018 年度版による日本の電源種別の発電電力量の推移^(脚注17)を図 4-1 に示す [37]。電力需要は、1970 年代から 2008 年のリーマンショックまでは平均的に増加してきたが、その後 2011 年の震災と福島第一原発の事故が影響して近年は緩やかな減少傾向にある。電源構成に関しては、1970 年度に石油依存度が 60% と高く、その後の石油ショックの経済的影響が大きかったことから、石油依存度低減の政策として原子力、石炭、LNG の割合の拡大が図られ、2010 年にはそれぞれがほぼ 3 割となった。しかし、2011 年の震災および福島第一原発事故により、原子力発電の比率が急激に低下した。

17 制度の変更に伴い、統計値の集計範囲が変更になったことで、2010 年の前後でデータ連続性は失われている。

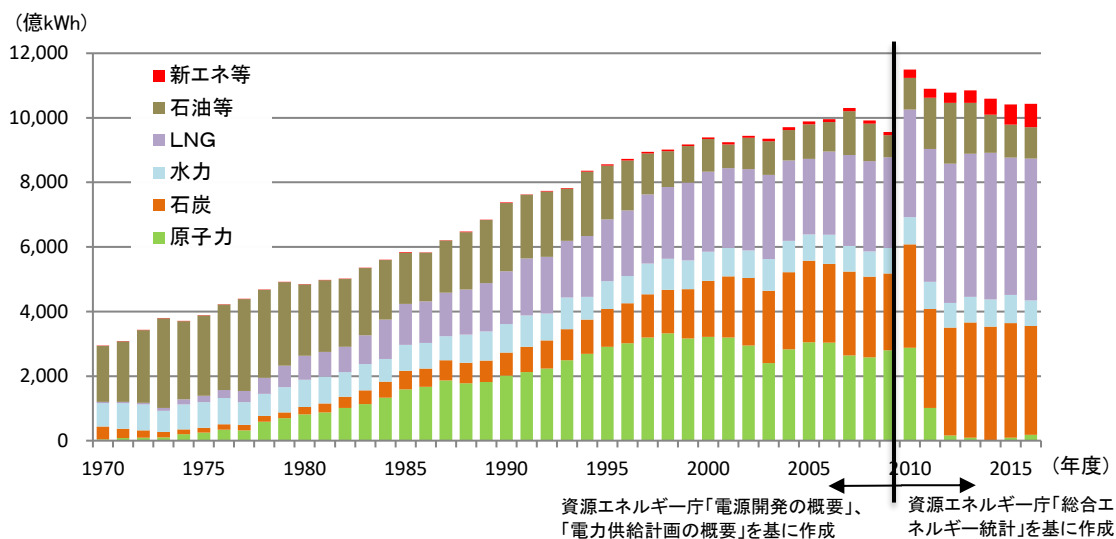


図 4-1 日本の電力需要と電源構成の推移

（資源エネルギー庁, 2018）

2000年と2015年の発電設備の構成を、エネルギー白書2018のデータから作成して図4-2に示す。この15年間で大きく新エネルギーの導入が進んだことがわかる。なお、揚水発電所は、歴史的に原子力発電所の夜間電力の貯蔵のために建設されてきた経緯があるが、国の発電設備容量の1割以上の揚水発電所を有することは、世界に類を見ない日本の電源構成の特徴の一つである。

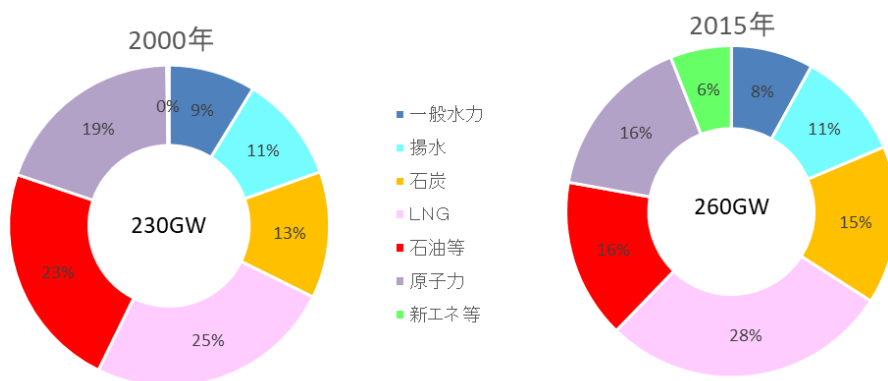


図 4-2 日本の主な電源種別発電設備容量

（資源エネルギー, 2018）

現状での日本の電力系統と系統連系の状況を図4-3に示す [38]。各エリアに記載さ

れている数値は系統内需要の最大値の目安、系統間の数字は送電の方向とその運用容量を示す。

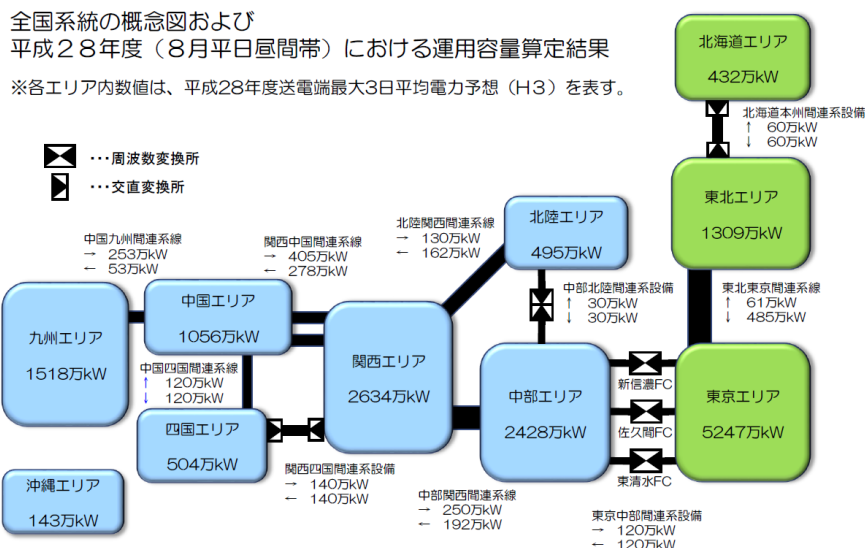


図 4-3 日本の電力系統の概念図

(電力広域的運営機関, 2016)

日本の電系統の特徴として、東西で 50Hz と 60Hz に分かれていること、系統間の連系が系統によって方式（交流または直流）と連系点の数、合計連系容量が大きく異なることが挙げられる。例えば、北海道エリアは直流 60 万 kW の北本連系線で東北エリアと、九州エリアは交流 253 万 kW の関門連系線で中国エリアと、それぞれ 1 本の連系線しかないが、関西エリアは交流の連系線 3 本（合計約 700 万 kW）、直流の連系線 1 本（140 万 kW）と隣接する 4 エリアと 840 万 kW の容量で連系している。日本の系統連系は櫛型（英語では fishbone wise）の連系と呼ばれ、欧州大陸のメッシュ型の系統連系と比べて、1 系統あたりの連系線の本数が少ない特徴から、構造的に脆弱である。

再生可能エネルギーに関しては、低炭素化政策として導入促進のため様々な法・制度が 2000 年代から導入されている。図 4-4 にエネルギー白書 2018 に示されている 2003 年以降の再生可能エネルギー（大型水力除く）の発電設備容量の推移を示す。2003 年には電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法（通称 RPS 法）により新エネルギー証書の買い取りを一般電気事業者に義務付けられ、2009 年には家庭用太陽光発電等の余剰電力買取制度が導入されたがそれらの効果は限定的であった。そこで政府は、2012 年に利益率 8% となるような価格で 20 年間（種類によっては 15 年間または

10年間)の買い取りを保証する固定価格買取制度^(脚注18)(通称FIT法)を導入し、これにより一気に再生可能エネルギー導入が加速した。

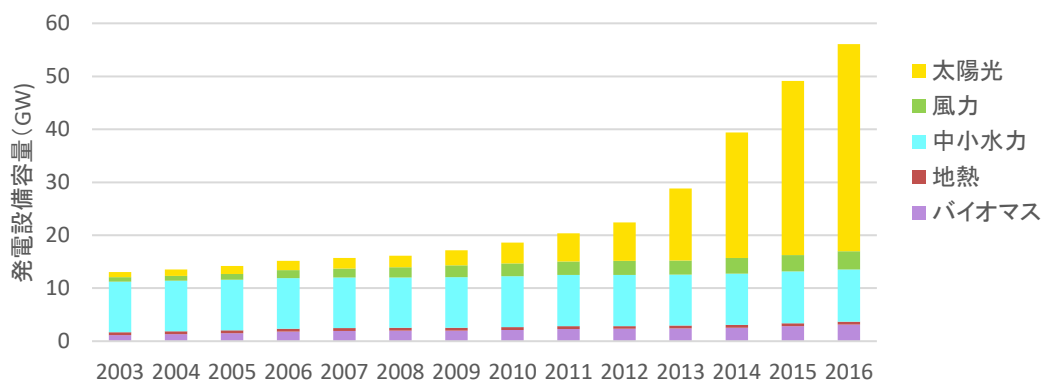


図 4-4 日本の再生可能エネルギー発電設備容量の推移 (大型水力除く)

(資源エネルギー庁, 2018)

特に、FIT導入時点で買取価格が最も高額(40円/kWh)に設定された太陽光発電が、経済的インセンティブから急増した。

図 4-5 に政府が固定価格買取制度情報公表用ウェブサイト [39] で公表しているデータから作成した FIT 認定申請された発電設備容量の累積値の推移を、図 4-6 に実際に運転開始した FIT 認定設備の発電設備容量の累積値の推移を示す^(脚注19)。

¹⁸ 2012年に導入された日本の固定価格買取制度では、可能な限りこの制度の下で導入された再生可能エネルギーの発電を優先する優先給電が保証されており、その出力抑制の前に、購入している電力会社は自社電源(水力、火力、バイオマス、の順)の抑制や揚水の活用、購入電力の抑制、系統連系による送電、を行うことが義務付けられている。

¹⁹ 2017年3月のFIT認定取り消し後に一時定期的なデータ更新がなされなかったことにより、数値が欠損している。

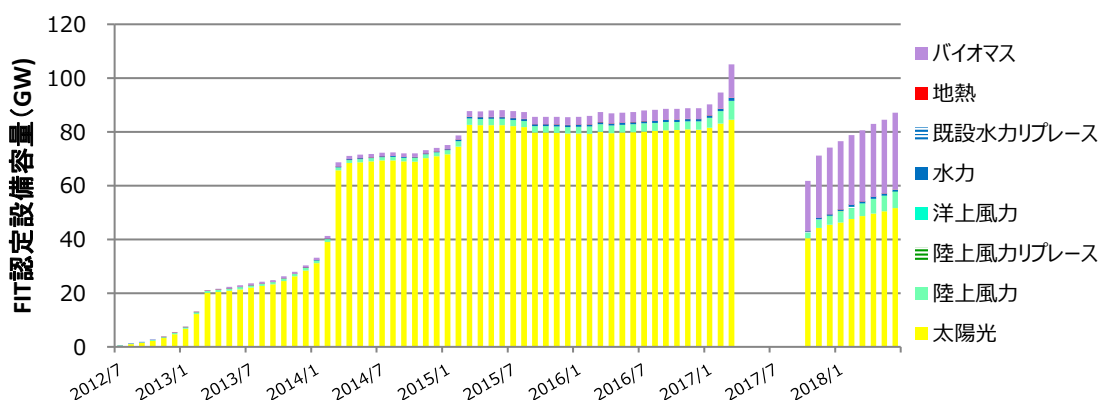


図 4-5 FIT 認定を受けた発電設備容量の推移

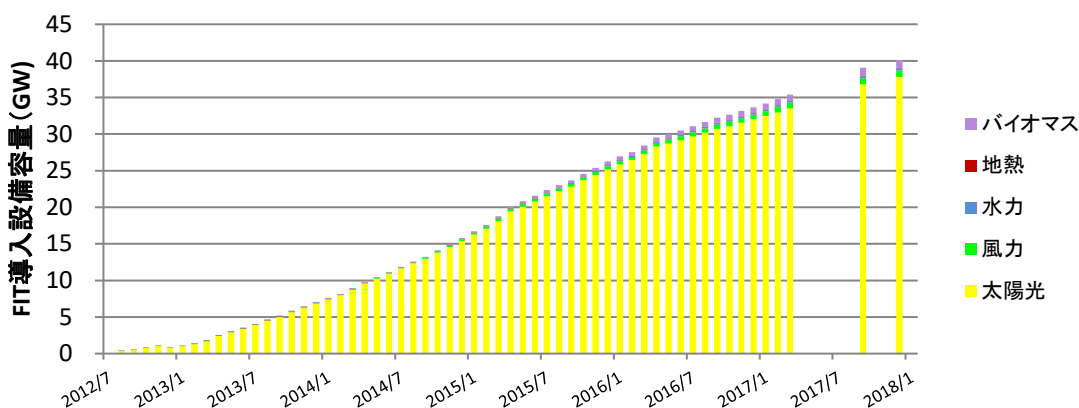


図 4-6 運転開始した FIT 発電設備容量の推移

導入当初より認定も実際の導入も太陽光に偏っていたことがわかる。2016 年度当初で太陽光の FIT 認定は 80GW を超えていたが、実際に導入されたのは 25GW と 1/3 以下であったことから、2016 年 8 月に FIT 法が改正され、認定のみの案件を対象に調査を行い、2017 年 3 月に設置見込みのない合計 28GW の太陽光が FIT 認定を取り消された。定期的な買い取り価格の見直しにより、太陽光の買い取り価格が引き下げられた（2018 年時点で 18 円/kWh）影響もあり、2017 年の取り消し以降は太陽光にのみ FIT 認定申請が集中することなく、バイオマスおよび風力の FIT 認定申請も増加しつつある。

2017 年末時点で、FIT 認定量は合計で約 80GW、導入量は約 40GW である。なお、風力発電所は経済性の配慮から環境アセスメントが必要な大規模なものが多く、建設工事にも時間がかかることから、太陽光と比べて導入に要する時間が長いという特徴がある。

FIT 設備の地域分布は、日本全土で電力需要に比例して分布しているわけではなく、需要の小さい地方に偏在している傾向がある。上述の固定価格買取制度情報公表用ウェブサイ

上のデータから作成した太陽光（図 4-7）、風力（図 4-8）の 2017 年末時点の系統別 FIT 認定設備量と接続可能量の関係を示す。接続可能量とは、一部の電力会社が FIT 認定設備の系統接続申請（脚注²⁰）を中断したことから、経済産業省の有識者会議（脚注²¹）において電力会社が自系統における太陽光および風力の「接続可能量（脚注²²）」を算出根拠と共に公開して、同会議の了解を得ることとなったものである。

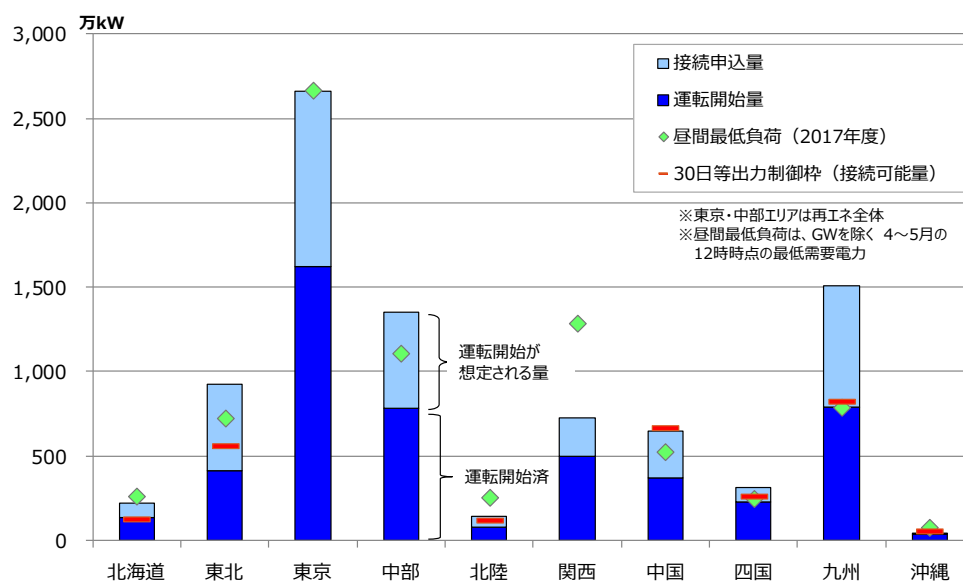


図 4-7 系統別 FIT 認定太陽光発電設備の状況

²⁰ 日本では FIT 認定申請の条件として系統接続許可、設備設置が求められていないことから、FIT 認定を取得してから系統連系の申し込みをすることになる。

²¹ 経済産業省総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ

²² FIT 制度においては、電力会社が 30 日（時間上限は太陽光 360 時間、風力 720 時間）の出力制御の上限を守るように優先給電を行うことが義務付けられているが、これを超えて出力制御を行わなければ追加的に受入不可能となる時の接続量を「接続可能量」と言う。即ち、各系統でこの量に達するまでに系統接続した太陽光、風力は優先給電ルールの対象となり、この量を超えて系統接続した太陽光、風力は優先給電ルールの対象外として、系統運用者は無制限に出力制御を行うことが可能である。

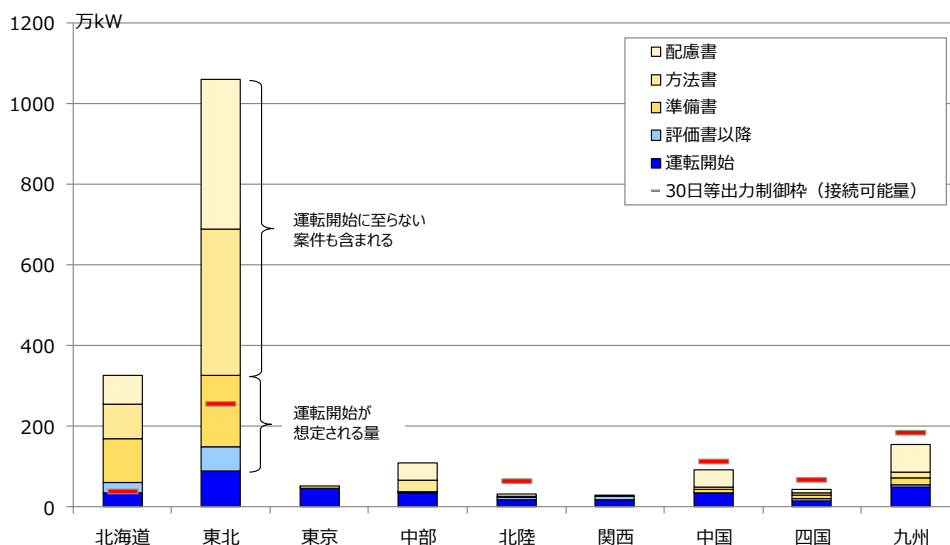


図 4-8 系統別 FIT 認定風力発電設備の状況

太陽光の導入量では、北海道、四国、九州で運転開始済みの設備量が接続可能量にほぼ達しており、特に九州では接続申し込み量を合計すると大きく接続可能量を上回っている。風力では、北海道では運転開始済の設備が接続可能量に達し、東北でも運転開始済から環境アセスメント完了に近いもの（準備書段階）を合計すると、接続可能量を大きく上回る。このような太陽光、風力の偏在は、日照や風況の条件に加えて、安価な土地の有無が要因であると考えられる。なお、東京、中部、関西の3大需要地域では、VRE 導入割合がまだ系統上の問題になっていないことから、接続可能量が示されていない。

日本政府は 2030 年に達成を目指す電力需要および電源種別構成について、2015 年に見直しされた長期エネルギー需給見通しにおいて示している。(図 4-9) これは、2015 年 12 月開催の COP21 に先立って、各国は国連に 2030 年の GHG 排出削減目標を提出する必要があり、エネルギー起源 CO₂ が GHG 排出の約 9 割を占める日本では、一次エネルギーと電力需要、その供給ミックスは CO₂ 排出量と表裏一体であることから、GHG 目標と合わせて議論を行って、統合的なエネルギー、電源構成、そして CO₂ 削減目標を決定したものである。

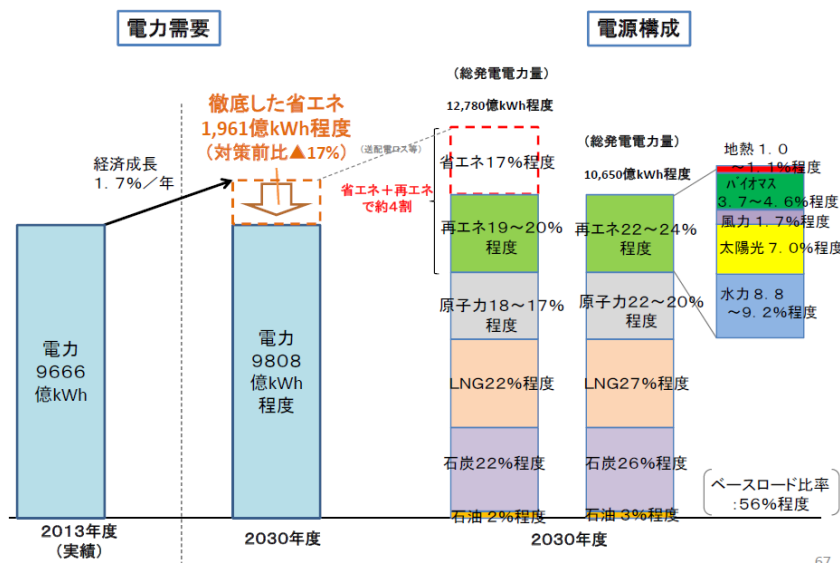


図 4-9 長期需給見通しにおける 2030 年の電力需要と電源構成

(資源エネルギー庁, 2015)

2030 年の目標電力需要は、省エネルギーを見込んだ上で 2013 年実績と同等の約 1000 億 kWh、電源種別の割合は、石油 3%、石炭 26%、天然ガス 27%、原子力 22~20%、再生可能エネルギー 22~24%とされている。日本政府が国連に提出した CO₂ の排出削減目標「2013 年比で 26%減」はこの需要と電源構成を前提としていることから、政府はこの電源構成の達成の蓋然性を高めるために、省エネルギー法を改正して発電事業者が火力発電の電源構成比と発電効率の達成を求め、高度化法を改正して小売業者に非化石電力の購入割合を義務付けている。ただし、火力発電の構成比と発電効率の達成された場合でも、原子力の再稼働状況によっては非化石電力が目標達成のためには不足することから、再生可能エネルギーの更なる積み増しが求められる可能性も考えられる。

日本においては、VRE 導入がこのように進む中で、柔軟性の確保について現状では、FIT の下の優先給電ルールと電力会社による調整力公募に頼っているが、OCCTO の委員会^(脚注23)において、商品によって導入時期が異なるが 2021 年~2030 年の期間に調整力市場が整備されることが示され、今後はその市場設計が議論されていくことになっている [39]。

²³ OCCTO 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

このような状況を踏まえて、大量に VRE が導入された 2030 年の電力システムを具体的に設定したプロダクションコストモデルにより、VRE の経済効率的な活用手法を定量的に評価を行い、日本における電力部門の短期的な低炭素化シナリオを考察する。3 章で述べたように、プロダクションコストモデルは対象期間の費用を最小化する負荷配分を模擬するモデルであり、持続可能な電力低炭素化としての経済的な VRE 利用を検討するのに適している。ここでは対象期間を 2030 年の 1 年間、最小化する費用は燃料費と起動費の合計とする。

4.3 日本の電力システムにおける VRE と柔軟性のモデル解析

4.3.1 需給解析モデルについて

(1) モデルの構成

本研究では、連系線によるエネルギーと需給調整力融通を含む電力需給解析における「連系系統における融通最適化」と「単独系統における揚水運用の最適化」を切り離すことで簡略化を図り、各モデルの最適化部分に数理最適化ソルバー「Gurobi Optimizer」を使用して高速計算を行うように開発されたプロダクションコストモデル「広域需給調整プログラム (MR)」を用いて計算を行う [41]。本手法では、元の問題を 2 つの問題に分解して近似的な最適解を得るために、繰り返し計算を行う。モデルのフローを図 4-10 に示す。

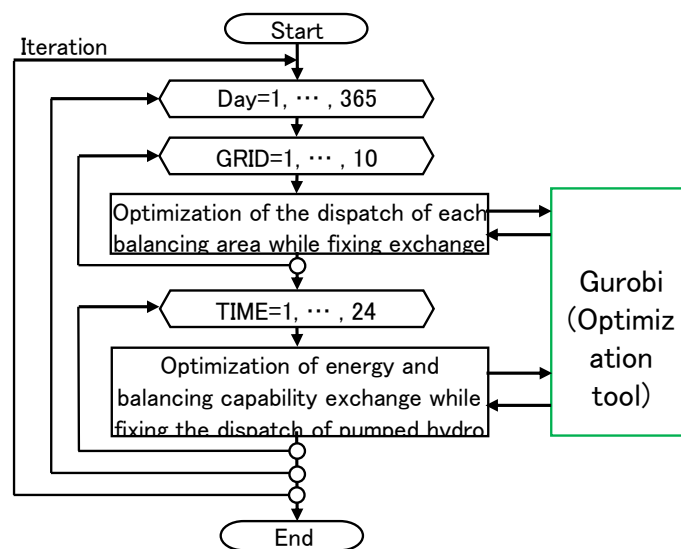


図 4-10 需給調整力を考慮した連系系統の広域需給解析モデル MR のフロー図

問題を分解して繰り返し解く方法 (分解法) は大規模問題を解く手法として広く使われており、引用文献 [42] において、連系系統の電源計画の策定に適用されている。本手法では、

LFC 調整力を、運転中発電機における運用枠として、その部分には負荷を配分しない枠として確保する。

(2) 連系線考慮の 1 時間連系系統需給モデル

連系系統を対象に、1 時間毎（あるいはその他の時間間隔）に電源の経済負荷配分、系統間のエネルギー融通（経済融通）に加えて、連系線による需給調整力融通を含めて、需給調整を考慮しつつ費用最小となる系統間の融通を決定する。また、各時刻の揚水の運用（動力および出力）は固定とする（最初はゼロなどの初期値を入力して、反復計算を行う場合は下記(3)の結果を反映する）。

(3) 揚水考慮の日間単独系統需給モデル

上記(2)で決定した各時刻の連系線の融通（エネルギー融通および需給調整力融通）を固定した状態で、単独系統を対象に揚水を含めた 24 時間の需給を最適化する。

4.3.2 モデルの定式化

(1) 連系線考慮の 1 時間連系系統需給模擬定式化

連系線による融通を考慮して、1 時間断面ごとにエネルギー融通および需給調整力融通を最適化する。需給調整力融通を考慮するために、「⑥ 需給 (LFC) 調整力の融通に関する制約」を追加し、「⑤ 需給 (LFC) 調整力確保制約」に需給調整力融通の変数 (LFC) を追加している。なお、各時刻の水力（地熱、バイオマスも同様の扱い）の出力は、負荷持続曲線を用いた需給解析モデル **ESPRIT** の経済負荷配分による結果を使用し、各時刻の揚水の運用（動力および出力）は固定とする（最初はゼロ）。なお、目的関数を燃料費と起動費の合計費用の最小化とし、起動費を考慮することで電源種別の運用特性を模擬している。

目的関数：当該時刻における連系系統全体の燃料費および起動費の最小化

$$\min \left(\sum_{ig=1}^{Ngrid} \sum_{i=id_{x_{ig}}+NG_{ig}-1}^{id_{x_{ig}}+NG_{ig}-1} (F_i(P_i)) \right) = \min \left(\sum_{ig=1}^{Ngrid} \sum_{i=id_{x_{ig}}}^{id_{x_{ig}}+NG_{ig}-1} (b_i \cdot P_i + c_i \cdot U_i) \right) \quad (1)$$

【制約式】

① 需給バランス制約

$$\sum_{i=id_{x_{ig}}}^{id_{x_{ig}}+NG_{ig}-1} P_i + \sum_{j=id_{p_{ig}}}^{id_{p_{ig}}+PUMP_{ig}-1} (Pg_j - Pp_j) - \sum_{k \in npf_{ig,from}}^{Npf} Pfs_m + \sum_{k \in npf_{ig,to}}^{Npf} (1 - loss_n) \times Pfs_m + \sum_{m \in npf_{ig,to}}^{Npf} (1 - loss_n) \times Pfr_n - \sum_{m \in npf_{ig,from}}^{Npf} Pfr_n + (P_{pv}^{ig} - SV_{pv}^{ig}) + (P_{wd}^{ig} - SV_{wd}^{ig}) + P_{cg}^{ig} = LOAD_{ig} \quad ig = 1, \dots, Ngrid$$

(2)

② 発電機出力上下限制約

$$U_i \times PL_i \leq P_i \leq U_i \times PU_i \quad (3)$$

③ VRE 抑制量上下限制約

$$\begin{aligned} SV_{wd}^{ig} &\leq p_{wd}^{ig} \\ SV_{pv}^{ig} &\leq p_{pv}^{ig} \end{aligned} \quad (4)$$

④ 連系線潮流制約

$$0 \leq Pfs_m \leq PfsU_m - mrg_m \quad 0 \leq Pfr_n \leq PfsU_n - mrg_n \quad (5)$$

⑤ 需給 (LFC) 調整力確保制約

$$\begin{aligned} &\sum_{i=1}^{NTG^{ig}} (U^{i,ig} \times PU^{i,ig} \times adj^{i,ig}) + \sum_{i=1}^{NHG^{ig}} (Ph^{i,ig} \times adjh^{i,ig}) + \sum_{i=1}^{NPG^{ig}} (Ug^{i,ig} \times P_g U^{i,ig} \times adjpg^{i,ig}) \\ &\quad + \sum_{i=1}^{NPG^{ig}} (Up^{i,ig} \times PpU^{i,ig} \times adjpu^{i,ig}) + BT^{ig} \times adjbt + P_{cg}^{ig} \times adjcg \\ &\geq (LOAD^{ig} \times or_{load}^{ig}) + \left(PU_{wd}^{ig} \times \left(1 - \frac{SV_{wd}^{ig}}{P_{wd}^{ig}} \right) \times or_{wd}^{ig} \right) + ((P_{pv}^{ig} - SV_{pv}^{ig}) \times or_{pv}^{ig}) \\ &\quad + (1 + loss_{ig,jg,m}) \times LFC_{send}^{ig} - LFC_{receive}^{ig} \end{aligned} \quad (6)$$

⑥ 需給 (LFC) 調整力の融通に関する制約

$$\begin{aligned} LFC_{send}^{ig} &\leq \sum_{jg=1, jg \neq ig}^{Ngrid} mrg_{ig,jg,m} \\ LFC_{receive}^{ig} &\leq \sum_{jg=1, jg \neq ig}^{Ngrid} mrg_{ig,jg,n} \end{aligned} \quad (7)$$

$$\sum_{ig=1}^{Ngrid} (LFC_{send}^{ig} - LFC_{receive}^{ig}) = 0 \quad (8)$$

⑦ マストララン制約

$$\begin{aligned} U_{imustrun} &= 1 \\ U_{imuststop} &= 0 \end{aligned} \quad (9)$$

⑧ 定期補修制約

$$U_{imamai} = 0 \quad (10)$$

【定数】

- $Ngrid, ig$: 系統数, 系統番号
- $NGig, idxig$: 系統 ig の発電機総数, 最初の発電機番号
- Npf : 連系線数
- $Npf_{ig, from}$: 系統 ig に接続する連系線の From 側系統番号の集合
- $Npf_{ig, to}$: 系統 ig に接続する連系線の To 側系統番号の集合
- $LOAD_{i,ig}$: 負荷
- PL_i, PU_i : 発電機 i の最低出力, 最大出力
- NTG^{ig} : 火力機数 (原子力を含む)
- NHG^{ig} : 水力機数 (地熱, バイオマスを含む)
- $PU^{i,ig}, adj^{i,ig}$: 火力機 i の定格出力, 調整力 ($adj < 1$)
- F, b_i, c_i : 燃料費関数, 係数
- $Ph^{i,ig}, adjh^{i,ig}$: 水力機 i の出力, 調整力 ($adjh < 1$)
- $P_{cg}, adcg^{i,ig}$: コージェネレーション出力, 調整力 ($adjcg < 1$)
- $BT^{ig}, adjbt^{i,ig}$: バッテリーの定格容量, 調整力 ($adjbt < 1$)
- $PfsU_m$: 連系線 m の潮流上限 (順方向)
- $PfrU_n$: 連系線 n の潮流上限 (逆方向)
- $mrg_{ig,jg,m}$: 系統 ig から jg への連系線 m のマージン容量 (ig からの送り)
- $mrg_{ig,jg,n}$: 系統 ig から jg への連系線 n のマージン容量 (ig からの送り)
- $loss_m$: 連系線 m の送電損失率
- p_{pv}^{ig}, p_{wd}^{ig} : PV の出力, 風力の出力
- PU_{wd}^{ig} : 風力の定格出力
- or^{ig} : 需要, PV, 風力に対する調整力要求率
- Pg_j, Pp_j : 揚水機の出力, 動力

$U_{gi,ig}$, $U_{pi,ig}$: 揚水機の発電・動力起動停止 (0:停止、1:起動)

$Imustrun$: 強制起動ユニットの発電機番号

$Imuststop$: 強制停止ユニットの発電機番号

$imainte$: 定期補修ユニットの発電機番号

【変数】

P_i : 発電機 i の出力

U_i : 発電機 i の起動停止変数 (0:停止、1:起動)

$Pfsm$: 連系線 m の潮流(当該系統からの送電)

$Pfrn$: 連系線 n の潮流(当該系統への受電)

$SV_{pv,ig}$, $SV_{wd,ig}$: PV の出力抑制量, 風力の出力抑制量

$Pf_{ig,jg,m}$: 系統 ig から系統 jg への連系線 m の潮流

$LFC_{send,ig}$: 系統 ig の他系統への調整力送り分

$LFC_{recv,ig}$: 系統 ig の他系統からの調整力受け取り分

(2) 揚水考慮の日間単独系統需給模擬定式化

上記 3.2 で決定した各時刻の連系線の潮流を固定した状態で、個別系統の揚水を含めた単独系統の日間の運用を模擬する。なお、各時刻の水力の出力は、負荷持続曲線を用いた需給解析モデル ESPRIT の ELD によって決まった結果を使用する。なお、水位制約は1日の初めと終わりを同一とし、その値は入力で指定する (今回の検討では 20%を設定)。

目的関数: 当該系統の1日の燃料費および起動費の最小化

$$\min \left(\sum_{ig=1}^{N_{grid}} \sum_{i=id_{ig}}^{id_{ig}+NG_{ig}-1} (F_i(P_i)) \right) = \min \left(\sum_{ig=1}^{N_{grid}} \sum_{i=id_{ig}}^{id_{ig}+NG_{ig}-1} (b_i \cdot P_i + c_i \cdot U_i) \right) \quad (11)$$

【制約式】

① 需給バランス制約

$$\begin{aligned}
& \sum_{i=idx_{ig}}^{idx_{ig}+NG_{ig}-1} P_i^t + \sum_{j=idp_{ig}}^{idp_{ig}+PUMP_{ig}-1} (Pg_j^t - Pp_j^t) - \sum_{\substack{m=1 \\ k \in npf_{ig,from}}}^{Npf} p f_m^t + \sum_{\substack{m=1 \\ k \in npf_{ig,to}}}^{Npf} (1 - loss_n) \times \\
& p f_m^t + \sum_{\substack{n=1 \\ m \in npf_{ig,to}}}^{Npf} (1 - loss_n) \times p f_n^t - \sum_{\substack{n=1 \\ m \in npf_{ig,from}}}^{Npf} p f_n^t + (P_{pv}^t - SV_{pv}^t) + (P_{wd}^t - SV_{wd}^t) + \\
& P_{cg}^t = LOAD^t \quad t = 1, \dots, NT \quad (12)
\end{aligned}$$

②発電機出力上下限制約

$$U_i^t \times PL_i \leq P_i^t \leq U_i^t \times PU_i \quad (13)$$

③VRE 抑制量上下限制約

$$\begin{aligned}
SV_{wd}^t & \leq P_{wd}^t \\
SV_{pv}^t & \leq P_{pv}^t \quad (14)
\end{aligned}$$

④揚水貯水池容量制約

$$\begin{aligned}
Ps_j^t & = Ps_j^{t-1} + Pp_j^t - Pg_j^t / \eta_j \\
PsL_j & \leq Ps_j^t \leq PsU_j \quad (15)
\end{aligned}$$

⑤揚水入出力上下限制約

$$\begin{aligned}
Ug_i^t \times PgL_i & \leq Pg_i^t \leq Ug_i^t \times Pgu_i \\
Up_i^t \times PpL_i & \leq Pp_i^t \leq Up_i^t \times Ppu_i \quad (16)
\end{aligned}$$

⑥需給調整力確保制約

$$\begin{aligned}
& \sum_{i=1}^{NTG^{ig}} (U_i^t \times PU_i \times adj_i) + \sum_{i=1}^{NHG^{ig}} (Ph_i^t \times adj_h_i) + \sum_{i=1}^{NPG^{ig}} (Ug_i^t \times Pgu_i \times adj_pg_i) + \sum_{i=1}^{NPG^{ig}} (Up_i^t \times Ppu_i \times adj_pu_i) + BT \times adj_{bt} + p_{cg}^t \times adj_{cg} \\
& \geq (LOAD_t \times or_{load}) + (PU_{wd} \times (1 - \frac{SV_{wd}}{p_{wd}}) \times or_{wd}) + ((p_{pv} - SV_{pv}) \times or_{pv}) + (1 + loss_{ig,jg,m}) \times LFC_{send} - LFC_{receive} \quad (17)
\end{aligned}$$

⑦マストラン制約

$$\begin{aligned}
U_{imustran}^t & = 1 \\
U_{imustop}^t & = 0 \quad (18)
\end{aligned}$$

⑧定期補修制約

$$U_{imamai}^t = 0 \quad (19)$$

【定数（上記3・2と重複するものは省略）】

Pfs_m : 連系線 m の潮流(当該系統からの送電)
 Pfr_n : 連系線 n の潮流(当該系統への受電)
 η_j : 揚水発電機 j の揚水効率
 PsL_j, PsU_j : 揚水発電機 j の最低貯水量, 最大貯水量
 PgL_i, Pgu_i : 揚水発電機 i の最低出力, 最大出力
 PpL_i, Ppu_i : 揚水発電機 i の最低入力, 最大入力
 LFC_{send}^{ig} : 他系統への調整力送り分
 $LFC_{receive}^{ig}$: 他系統からの調整力受け取り分

【変数 (上記 3・2 と重複するものは省略)】

Ps_j^t : 時刻 t , 揚水発電機 j の貯水量
 Pp_j, Pg_j : 揚水発電機 j の揚水入力, 揚水出力
 Up_j^t : 時刻 t 発電機 i の動力起動停止変数(0:停止、1:起動)
 Ug_j^t : 時刻 t 発電機 i の発電起動停止変数(0:停止、1:起動)

4.3.3 マージナルコストモデル

4.4.3 のシナリオ分析においては、マージナルコスト分析を行っている。本研究においては、「連系線の活用を考慮した連系系統の需給モデル」で述べた混合整数計画問題として解かれた最適化計算結果において数理最適化ソルバーで最適化計算をしているが、最後に整数変数^(脚注24)を固定して線形計画問題として解くことで数理解析ソルバーは制約式に対するラグランジュ乗数を返す。

線形計画問題：

$$\begin{array}{ll}
 \text{Minimize} & f(x) \\
 \text{Subject to} & g(x) \leq 0
 \end{array}$$

²⁴ 発電機は停止しているか、運転しているか、という 0 か 1 の値を取るため、整数変数として扱われる。整数変数は偏微分できないため、ラグランジュ乗数を求められない。

$$h(x) = 0$$

但し、 $f()$:目的関数、 $g()$:不等式制約ベクトル関数、 $h()$:等式制約ベクトル関数、 x :決定変数ベクトル(連続変数)

この線形計画問題をラグランジェ関数としておくと、

$$L(x, \lambda_g, \lambda_h) = f(x) + \lambda_g^T g(x) + \lambda_h^T h(x)$$

但し、 $L()$:ラグランジェ関数、 λ_g :不等式制約に関するラグランジェ乗数ベクトル、 λ_h :等式制約に関するラグランジェ乗数ベクトル

一般に線形計画問題の最適解 x^* で得られるラグランジェ乗数 λ^* は、Karush-Kuhn-Tucker の最適条件より下式が成立する。

$$\nabla_x L(x^*, \lambda_g^*, \lambda_h^*) = 0$$

$$\nabla_{\lambda_g} L(x^*, \lambda_g^*, \lambda_h^*) \leq 0, \quad \lambda_g^{*T} \nabla_{\lambda_g} L(x^*, \lambda_g^*, \lambda_h^*)^T = 0, \quad \lambda_g^* \geq 0$$

$$\nabla_{\lambda_h} L(x^*, \lambda_g^*, \lambda_h^*) = 0, \quad \lambda_h^{*T} \nabla_{\lambda_h} L(x^*, \lambda_g^*, \lambda_h^*)^T = 0, \quad \lambda_h^* \geq 0$$

一般に経済的には λ^* は潜在価格と呼ばれ、該当する制約を緩和した(または摂動させた)場合に目的関数値の変化量を示す。特に需給解析モデルにおける需給バランス制約に関するラグランジェ乗数は、一般にマージナルコストと呼ばれ、単位需要を増加させた場合の費用の増分を意味する。

4.4 計算条件

ここでは、2030年の日本の電力システムを対象とし、計算条件は基本的に長期エネルギー需給見通しに合わせるが、明記されていない情報については、対象年が11年後(2019現在)であることを踏まえて、現実的な考え方と根拠に基づいて設定を行った。電源については、既設設備をベースとして、寿命による廃止、蓋然性の高い建設計画のみの新設を考慮した。系統連系設備についても、現在計画されている増強のみを反映した。

4.4.1 需要の設定

(1) 需要曲線

需要曲線は、2013年度の電力各社の公表需要曲線データ [41] ^(脚注25) を基に作成した。な

25 電力各社はホームページで1時間単位の需要データを公開しているが、過去何年分を公開しているか

お、沖縄は 2013 年度の負荷曲線、各日の需要実績共に公開されておらず、同エリアでは東日本震災の影響がほとんど無いことから、過去に公開された 2010 年度の負荷曲線を使用することとした。

(2) 需要電力量、最大電力

「長期エネルギー需給見通し（2015）」をもとに、全国の需要端電力量を 9,808 億 kWh と設定した。入力データには送配電ロスを用いて送電端に変換したデータを使用した。各地域の需要電力量は 2013 年度実績の需要電力量比を用いて配分した。

最大電力は各地域の 2013 年度実績をベースとし、2030 年まで需要電力量と同様の伸びで推移すると設定した。

表 4-1 各エリアの電力需要（送電端）

エリア		需要電力量[GWh]	最大電力[MW]
GRID-A	北海道	37,536	6,296
GRID-B	東北	94,886	17,134
GRID-C	東京	333,702	65,261
GRID-D	中部	149,509	29,470
GRID-E	北陸	33,783	6,235
GRID-F	関西	173,492	33,665
GRID-G	中国	71,846	13,062
GRID-H	四国	33,737	6,489
GRID-I	九州	100,194	19,033
GRID-J	沖縄	8,532	1,610
	全国	1,037,217	—

(3) EV

EV の普及による需要の追加は、「長期エネルギー需給見通し（2015）」の省エネルギー想定をもとに、2030 年に 971 万台（968 万 kW ,486 億 kWh）が設置されると設定した。電力システム別の導入量は、都道府県別の一般世帯数・平均世帯人員の将来推計（2000 年 3 月推計）の比率で配分して、表 4-2 のように設定した。

は会社によって異なり、現在でも 2013 年度の需要データを公開しているのは一部である。

表 4-2 EV 導入量の設定

系統	調整可能容量 (万kW)	調整可能電力量 (億kWh)	調整不可能容量 (万kW)	調整不可能電力量 (億kWh)	調整容量合計 (万kW)	調整電力量合計 (億kWh)
北海道	30	10	13	11	43	22
東北	55	19	23	20	78	39
東京	258	88	110	96	368	185
中部	71	24	30	27	102	51
北陸	15	5	6	5	21	11
関西	112	38	48	42	159	80
中国	36	12	15	13	51	26
四国	20	7	8	7	28	14
九州	69	23	29	26	98	49
沖縄	14	5	6	5	19	10
合計	678	232	289	253	968	486

(4) ヒートポンプ

ヒートポンプ（HP）給湯機の需要は、「長期エネルギー需給見通し（2015）」の導入・普及見通し 1400 万台、1 台の平均運転時間を 4 時間として 204.4 億 kWh と設定した。電力システム別の導入量は、家庭用を都道府県別の一般世帯数・平均世帯人員の将来推計（2000 年 3 月推計）、業務用を飲食店・宿泊業用建築物床面積の比率で配分して表 4-3 のように設定した。

表 4-3 HP 給湯器導入量の設定

系統	家庭用		業務用		合計	
	調整容量 (万kW)	電力需要 (億kWh)	調整容量 (万kW)	電力需要 (億kWh)	調整容量 (万kW)	電力需要 (億kWh)
北海道	11	2	51	7	62	9
東北	20	3	92	13	113	16
東京	97	14	436	64	533	78
中部	27	4	120	18	147	21
北陸	6	1	25	4	30	4
関西	42	6	189	28	231	34
中国	14	2	61	9	74	11
四国	7	1	33	5	40	6
九州	26	4	116	17	141	21
沖縄	5	1	23	3	28	4
合計	254	37	1,146	167	1,400	204

(5) 定置バッテリー

定置バッテリーは、高価なことから 2030 年時点では大規模な導入可能性は低いと考えられること、また、バッテリーは揚水発電所と同じ機能を持つが、本研究においては揚水発電の影響を評価することを旨とし、導入量ゼロとした。

以上の設定に基づき、エリアごとの 8760 時間の需要パターンから、その時間ごとに電力融通量(送電ならプラス、受電ならマイナス)を加味し、コジェネレーション発電量を除き、更に PV と風力発電分を除いて、EV と HP の需要を追加した上で、エリア内電源に対して経済負荷配分を行う。図 4-11 にそのイメージを示す。

エリア内需要 = 負荷配分対象の需要 + 融通電力量 + コジェネレーション発電 + (太陽光 + 風力)

負荷配分対象の需要 = エリア内需要 - (融通 + コジェネレーション) - (太陽光 + 風力)

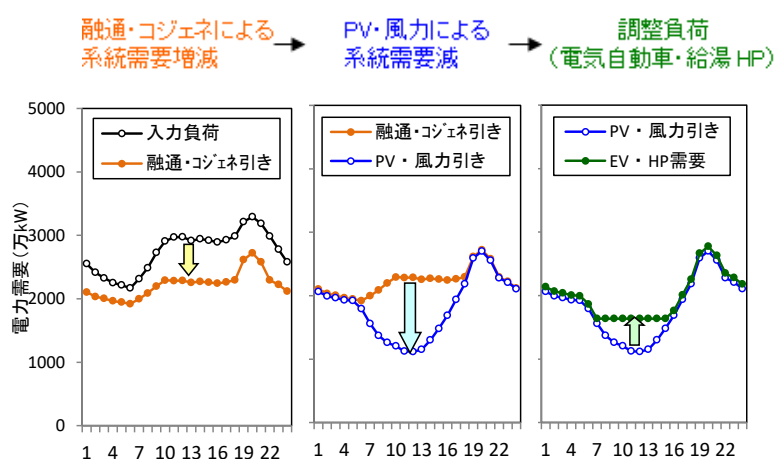


図 4-11 元需要から負荷配分対象の需要作成イメージ

4.4.2 電源の設定

(1) 原子力

設置許可申請済み (25 基) + 既設扱いの 3 基 + 増出力計画分について、全て稼働する設定とした。

すべての設備の稼働率を 70%とした上で、追加で必要な設備容量 (エネルギーミックス想定発電電力量の比率が 20%) になるまで、設置年の若い炉から順次運転する設備として設定した。

(2) 火力

火力の新設・廃止は以下のように設定した。

【新設】

2030年までに新設される火力電源は、平成30年度の電力各社の供給計画や事業者のプレスリリース、環境省のウェブサイトで公開されているアセス計画手続書などを参考に設定した。

【廃止】

廃止や長期計画停止が公開されている発電所や、運転年数が以下の年数を経過した発電所を廃止する設定とした。

石炭、LNG : 40年経過で廃止
石油 : 運転年数による廃止なし

【補修日数】

石炭 : 110日
生炊きLNG : 46日
GTCC : 36日
石油 : 46日

(3) 一般水力

文献（資源エネルギー庁, 2004）に掲載されている電力各社の計画値を参考にして、以下を設定した。

- ・ 月別の供給力、発電電力量
- ・ 流れ込み式水力、貯水池式水力の比率

(4) 揚水式水力

供給計画などを参考に設備を設定した。

4.4.3 コージェネレーション

コージェネレーションは電力需要ではなく、需要家の熱需要に追従して運転される（熱主運転である）と考えられることから、負荷配分の対象とはせず、導入量と運用・発電パターンによって与えられる電力量を需要から自動的に差し引くことで影響を模擬する。

(1) 導入量

コージェネレーションの導入量は「長期エネルギー需給見通し（2015）」をもとに2030年に全体で1,192億kWhが導入されると設定した。

(2) 地域配分

地域配分は産業用、業務用、家庭用それぞれについて2011年度の導入実績（コージェネ財団提供）をもとに設定した。（表4-4）

表 4-4 2030年における各エリアのコージェネレーション導入量（億kWh）

エリア	産業	業務	家庭	合計
北海道	14	12	13	39
東北	72	8	10	90
東京	302	53	60	414
中部	192	14	16	222
北陸	16	2	2	20
関西	141	31	35	207
中国	71	5	6	82
四国	21	4	4	29
九州	57	13	15	85
沖縄	1	2	2	5
全国計	886	144	162	1,192

(3) 発電パターン

発電パターンは、用途別に平日・休日の発電パターンを日本ガス協会からの聞き取りにより設定した。図4-12に平日、図4-13に休日におけるコージェネレーションの発電パターンを示す。2013年度の平休日に基づいて各日のパターンを設定し、需要から差し引く。

【 平日の発電パターン 】

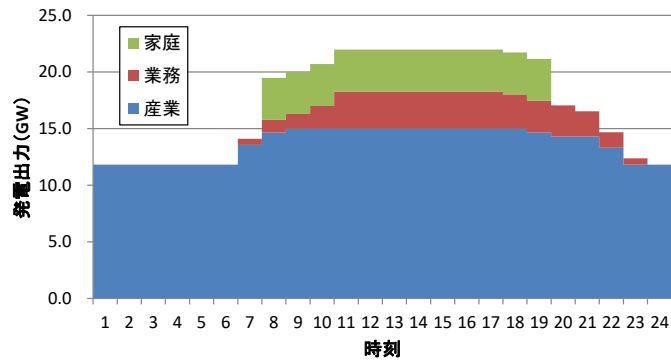


図 4-12 平日におけるコージェネレーションの発電パターン

【 休日の発電パターン 】

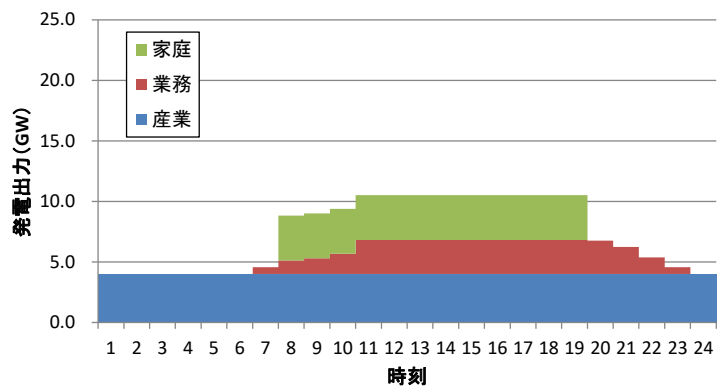


図 4-13 休日におけるコージェネレーションの発電パターン

4.4.4 費用

(1) 火力の燃料価格

WEO2017 の日本の燃料価格の想定値を使用した。(表 4-5)

表 4-5 火力の燃料価格(JPY/Mcal) (WEO2017 ベース)

種別	2030 年	2040 年	2050 年
石炭	1.46	1.49	1.49
LNG	4.12	4.16	4.16
石油	6.82	8.05	8.05

(2) 原子力の燃料価格

原子力の燃料価格は、2015年コスト等検証委員会の想定値を用いた。MRでは熱量あたりの燃料費を使用するため、熱効率よりヒートレートを算出し、熱量あたりの燃料費に換算した。

熱効率は、火力・原子力設備要覧から算出した値（33%～34%程度）から、所内率（3%～4%程度）を引いた送電端効率として、30%と設定した。

発電単価：1.4(円/kWh)

熱効率：30%

ヒートレート = $860(\text{kcal/kWh}) / 30(\%) \times 100 = 2886.67(\text{kcal/kWh})$

燃料価格 = $\text{発電単価}(\text{円/kWh}) / \text{ヒートレート}(\text{kcal/kWh}) \times 1000$

= $1.4(\text{円/kWh}) / 2886.67(\text{kcal/kWh}) \times 1000$

= 0.49(円/Mcal)

(3) 起動費

文献[44]に記載されている起動費を使用し、線形で補間して各電源に設定した。規模あたりの石炭火力の起動費がLNGに比べて大きいことから、起動停止が多い運用には石炭でなくLNGが選択され、実際の運用^(脚注26)をある程度模擬することができる。

表 4-6 起動費データ

種別	定格出力 (MW)	起動費 (万円)
石炭	200	160
	500	501
	700	728
	1000	1500
LNG (GTCC)	100	104
	250	120
	500	147
	650	163
	850	184

26 石炭火力は、燃料費は安価であるが、起動時は補助燃料（重油または軽油）の燃焼により炉内温度を上昇させてから石炭に切り替える必要があり、起動時間が長いことから頻繁な起動停止には適さないという特性から高負荷（ベースロード）で運用されることが多い。一方で、LNG火力（石炭より燃料費は高い）と石油火力（燃料費は最も高い）は起動停止が比較的短時間で可能であり、頻繁な起動停止を伴うような運用にはLNG火力が用いられ、それで不足する場合は石油火力が用いられる。

LNG	200	66
	500	229
	700	337
	1000	500
石油	250	800
	500	1264
	700	1635

(永田、2012年)

4.4.5 連系線

現在の容量から電力広域的運営推進機関の長期計画値[45]をもとに下記の2地点の連系線および周波数変換所が増強されると仮定して、票4-7のように各連系線・周波数変換所の連系容量を設定した。

- ① 北海道本州間連系線 : 300MW 増強 (トータル 900MW)
- ② 相馬双葉第二連系 : 5,000MW 増強 (トータル 10,280MW)
- ③ 50/60Hz FC : 900MW+900MW 増強 (トータル 3,000MW)

送電損失係数については、電力会社の公表している資料[46]に基づいて設定した。

表 4-7 2030年における連系線容量の設定値[MW]

連系元系統	連系先系統	連系容量 (順方向)	連系容量 (逆方向)	送電損失係数
A	B	900	900	0.041
B	C	10280	2360	0.002
C	D	3000	3000	0.02
D	E	300	300	0.021
D	F	1170	2500	0.002
E	F	1810	1300	0.002
F	G	2780	4150	0.002
F	H	1400	1400	0.008
G	H	1200	1200	0.003
G	I	210	2780	0.002

(電力広域的運営推進機関, 2018)

4.4.6 需給調整力

将来、PVや風力発電などの出力の変動する再生可能エネルギー発電の増加によって需給変動が増加することに加え、原子力や石炭ガス化などの出力一定運転が望ましい電源が加わり、需給調整力の高い水力・火力発電の割合が減少することで、電力システム全体の需給

調整力が不足する可能性がある。

そこで、本解析では通常の経済負荷配分による需給解析と併せて、電力システムにおける需給調整力を評価する。調整力評価に用いる調整力必要量のパラメータを示す。

(1) 需給調整力必要量のパラメータ

電源事故による需給変動や、PV と風力発電の出力変動に対応するために需給調整力、および出力変化速度が必要となる。本検討では負荷、PV、風力を対象として系統全体の需給調整力必要量を求める。

本試算では、需要や VRE の変動に対して必要な調整力を以下の考え方で算出し、シミュレーション内の各時刻において調整力を確保するように設定した。

$$\text{必要調整力 Load} = \text{各時点の需要} \times \text{変動率 2 (\%)}$$

$$\text{必要調整力 Wind} = \text{風力の定格} \times \text{変動率 5 (\%)}$$

(出力が 0-15%の領域は、同±0%から線形に 15%の時に±5%に上昇)

$$\text{必要調整力 PV} = \text{各時点の PV 出力} \times \text{変動率 10 (\%)}$$

上記の 3 つの必要調整力を合計 (単純和) して当該系統、当該時刻の必要調整力としている。

(2) 需給調整力供給のパラメータ

火力、原子力、水力とも、発電量の増加には、定格容量に対し上げ余力を持った運転点である必要がある。シミュレーション内において可変式揚水の発電および揚水は、この調整幅を残して運用を行うこととしている。火力発電については、需給バランス制約および需給調整力バランス制約下での最適化による経済負荷配分を行っており、それぞれの調整力は定格の±5%として、最低負荷の+5%以上で定格の 95%以下で運転している発電機が調整力を提供するとしている。原子力は運転する場合は定格 100%で調整力の提供は行わないとしている。

表 4-8 に電源の需給調整力の設定を示す。なお、揚水の最低出力の()内は定格動力に対する最低動力の比率である。

表 4-8 電源、能動化需要の需給調整力の設定

種別	最低出力(定格比)	揚水(充電中)	発電(放電中)	停止中
原子力	100%	-	無し	無し
石炭火力	後述	-	定格の±5%	無し
LNG 火力 GTCC 生焚	後述	-	定格の±5%	無し 無し
石油火力	後述	-	定格の±5%	無し
水力 流込式	100%	-	無し	無し
貯水池式	30%	-	定格の±20%	無し
揚水 定速機	30%(100%)	無し	定格の±20%	無し
可変速機	30%(60%)	定格の±20%	定格の±20%	無し

※揚水の()内は最低動力

(3) 火力の最低出力の設定

最低出力が公開されている火力発電設備は公開値を設定した。それ以外の設備については文献 [47] の発電機モデルより、定格出力に表 4-9 の比率を掛けた値とした。

※出典には型式に応じて 2 種類あったが、個別の特定が難しいことから 1 種類とした。

表 4-9 火力発電設備の最低出力（公開データのないもの）

火力発電種別	最低出力
石炭	30%
LNG 生炊き	30% (※)
石油	30%
GTCC	40%
IGCC	40%

4.4.7 部分負荷特性（低出力時の効率低下）

定格出力時の効率に加えて、最低出力時の効率を設定することで部分負荷特性を模擬した。最低出力時の効率は文献値に従って各発電機の種別や定格に対する最低出力の比率に応じて設定した。図 4-14 に文献 [48] のデータと表 4-10 にそれに沿った汽力、ガスタービン出力に応じた効率低下の設定を示す。

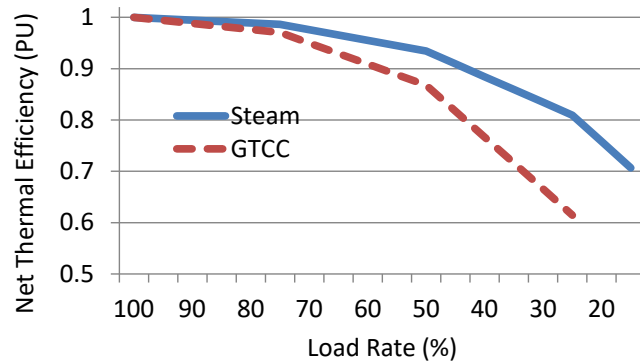


図 4-14 汽力タービンとガスタービンの出力に応じた効率低下

(荻本ほか, 2012)

表 4-10 汽力タービンとガスタービンの出力に応じた効率低下

定格に対する 最低出力の比率[%]	Steam (石炭、生炊き LNG、石油)	GTCC (GTCC、IGCC)
100	1	1
95	99.7%	99.4%
90	99.4%	98.8%
85	99.2%	98.2%
80	98.9%	97.6%
75	98.6%	97.0%
70	97.6%	95.0%
65	96.5%	92.9%
60	95.5%	90.9%
55	94.5%	88.8%
50	93.4%	86.8%
45	90.9%	81.7%
40	88.4%	76.7%
35	85.9%	71.6%
30	83.4%	66.5%
25	80.9%	61.5%
20	75.8%	—
15	70.7%	—

(※網掛けは出典の値、その間を線形で補間して使用した)

4.5 シナリオ分析

4.5.1 VRE 導入量の影響評価

(1) シナリオ設定

再エネ導入量の影響を評価するために、長期エネルギー需給見通しに示されている 2030 年の政府目標と整合する VRE 導入シナリオ（太陽光 64GW+風力 10GW）と、それを上回る VRE 大量導入のシナリオ（太陽光 103GW+風力 32GW）を設定した。各系統への分布については表 4-11 に示すように、PV は文献 [49] の FIT 制度開始後の偏在を反映した配分、風力は文献 [50] の資源量と系統規模に基づいて配分を設定した。

表 4-11 VRE 導入シナリオの太陽光、風力の系統分布

シナリオ名 系統	PV64		PV103	
	PV(GW)	風力(GW)	PV(GW)	風力(GW)
A：北海道	2.5	1.1	4.5	2.7
B：東北	7.5	3.3	13.5	10.9
C：東京	17	1.6	27.4	5.9
D：中部	8.6	1.1	12.9	3.7
E：北陸	1.1	0.2	1.8	0.8
F：関西	8.7	0.9	14.2	2.1
G：中国	4.8	0.6	7.5	2.1
H：四国	2.4	0.6	3.6	1.1
I：九州	11.2	1.2	17.3	2.4
J：沖縄	0.5	0.1	0.6	0.4
全国合計	64.3	10.6	103.4	32.2

解析ケースについては、VRE シナリオそれぞれについて、系統連系、貯蔵、火力発電の柔軟性を 3 種類とも利用可能である場合と、全く利用できない場合を設定して、表 4-12 に示す 4 ケースについて計算を行った。

表 4-12 解析ケース一覧

ケース名	VRE シナリオ	柔軟性シナリオ
PV64Ee	PV64	full-F
PV64F0	PV64	F0
PV103Ee	PV103	Full-F
PV103F0	PV103	F0

(2) 解析結果

発電電力量構成

全国の電源別の発電電力量を図 4-15、その構成を表 4-13 に示す。PV64Ee については、発電電力量割合で VRE8%、再生可能エネルギー合計 22%であり、設定通り長期エネルギー需給見通しと整合していることがわかる。

この結果において、同じ VRE 導入シナリオでは、柔軟性が利用できないときは VRE 発電の割合が、8%から 3%へ、14%から 5%へと低下している。また、同じ柔軟性シナリオでは VRE 発電割合は、柔軟性フルで PV64 の 8%から PV103 では 14%と増加、柔軟性ゼロで PV64 の 3%から 5%と増加しており、VRE 導入量が多いケースが VRE 発電割合も増加することがわかる。

なお、同じ VRE 導入量の下では Ee の発電電力量の方が F0 より大きいのは、Ee では揚水発電の発電電力量が多い（F0 ではゼロ）ことによる揚水動力による損失（消費動力に対する発電効率を 70%と設定）、および電力融通がないので送電損失（表 4-7 に記載）がないことが原因と考えられる

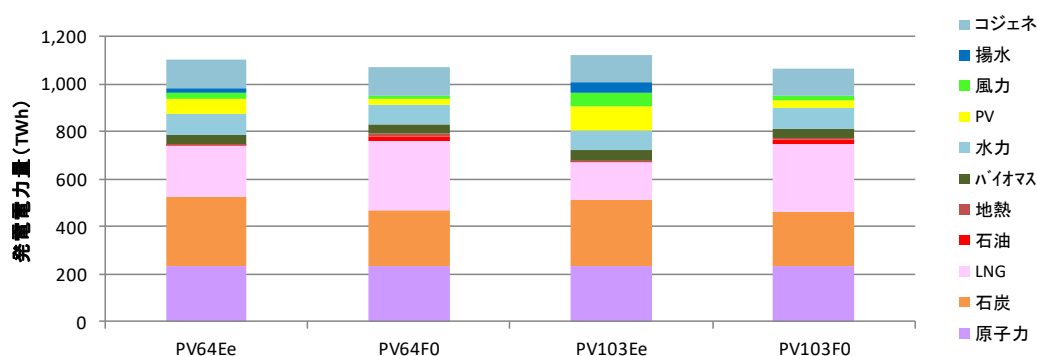


図 4-15 ケース別 電源種別発電電力量

表 4-13 ケース別 電源種別発電電力量割合と主要な割合

	PV64Ee	PV64F0	PV103Ee	PV103F0
発電電力量	1,102	1,068	1,123	1,066
原子力	21%	22%	21%	22%
石炭	27%	22%	25%	22%
LNG	19%	28%	14%	27%
石油	0.1%	1.6%	0.0%	1.6%
地熱	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%
バイオマス	3.6%	3.7%	3.5%	3.7%
水力	7.6%	7.9%	7.5%	7.9%
太陽光	5.9%	2.5%	9.2%	2.8%
風力	2.0%	0.9%	5.3%	1.8%
揚水	2.0%	0.0%	3.4%	0.0%
コージェネレーション	11%	11%	11%	11%
VRE	8%	3%	14%	5%
再生可能エネルギー	22%	16%	30%	17%
非化石	43%	38%	50%	39%

注：再生可能エネルギーには長期エネルギー需給見通しに合わせて揚水を含めている。

柔軟性が利用できれば、VRE 導入量が増加すると VRE 発電割合も増加する(8%→14%)
が、柔軟性が利用できない場合は、VRE 導入量が増加しても VRE 発電割合は低いまま(3%
→5%)である。

VRE 抑制

各ケースの VRE 抑制量は図 4-16 に、全国の太陽光、風力それぞれの年間平均抑制率は表
4-12 に示す通りである。

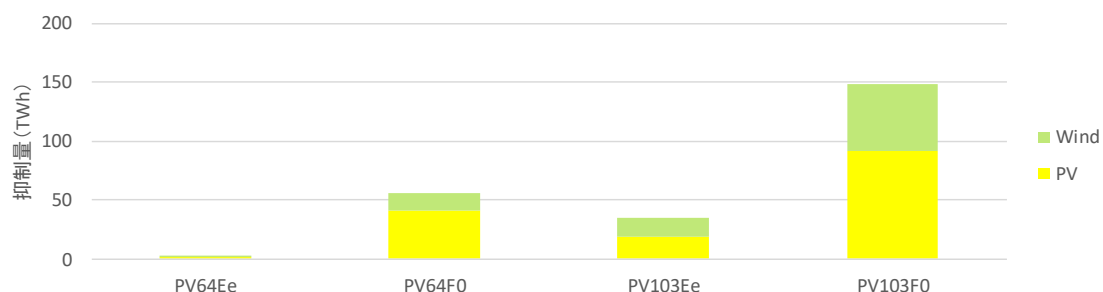


図 4-16 ケース別 太陽光/風力別全国 VRE 抑制量

表 4-14 ケース別 太陽光および風力の抑制割合（全国年間平均）

	PV64Ee	PV64F0	PV103Ee	PV103F0
太陽光抑制率	3%	61%	16%	75%
風力抑制率	5%	61%	21%	74%

長期エネルギー需給見通しを再現した PV64Ee では、抑制は僅かであるが、同じ VRE 導入量であっても柔軟性がない PV64F0 では、風力、太陽光共に約 60%が抑制される。VRE 導入が多い PV103 シナリオでは、柔軟性がある場合の VRE 抑制率は 15%程度であるが、柔軟性がない場合は抑制率が 70%を超えて増大する。また、同じ柔軟性シナリオにおいて VRE 導入量で比較すると、PV64 に比べて PV103 の方が VRE 抑制が大きいことが示されている。

運用費

全国の運用費を燃料費、起動費別に図 4-17 に、燃料費、起動費を系統別にそれぞれ図 4-18、図 4-19 に示す。

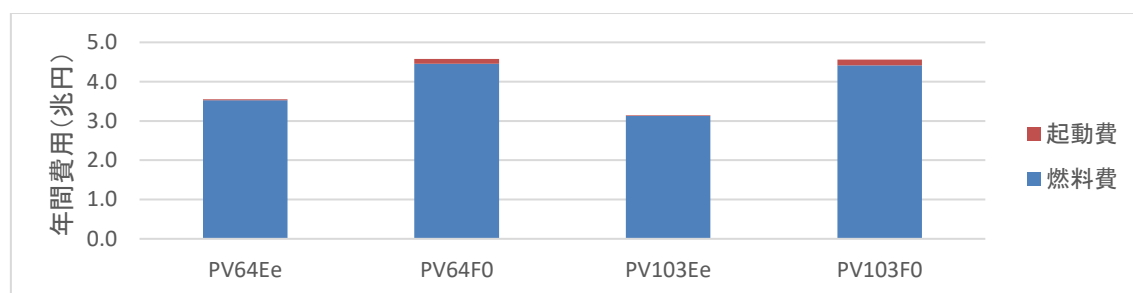


図 4-17 ケース別 年間運用費（燃料費+起動費）

全国合計の運用費は、柔軟性が利用可能な場合は、PV64Ee に比べて PV103Ee が小さい。これは、VRE 導入量が大きければ VRE 発電量も大きくなり、その分火力発電燃料が減るからである。一方で、柔軟性が利用できない場合は、PV64F0 と PV103F0 の差はほとんどない。これは、VRE 導入量が大きくても、柔軟性がないと VRE 発電量が（抑制されて）増加せずに、火力発電燃料を減らす効果がないからであることが、表 4-13 から確認できる。

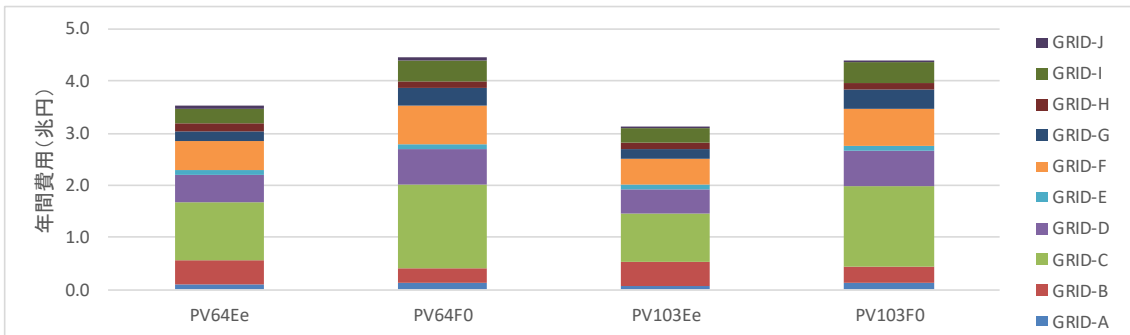


図 4-18 ケース別 系統別 年間燃料費

燃料費は、柔軟性が利用可能な場合は、系統 C,D,F において低下することがわかる。一方で、柔軟性が利用できない場合は、PV64F0 と PV103F0 で合計値にも系統別にもほとんど差は見られない。

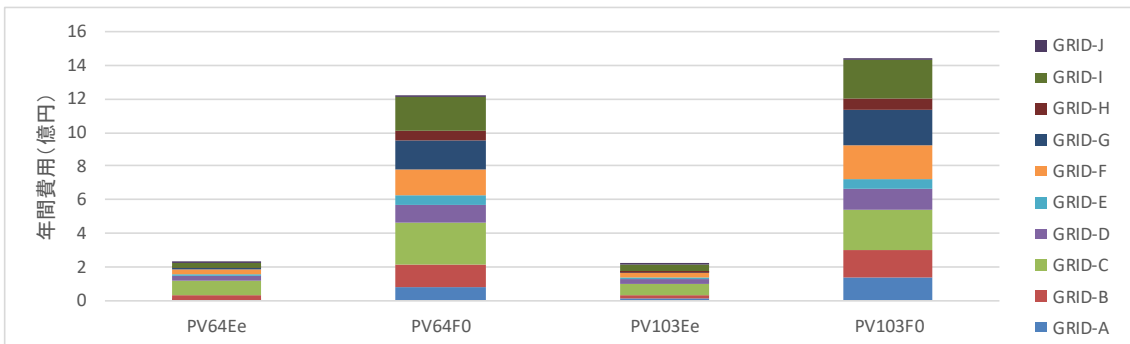


図 4-19 ケース別 系統別 年間起動費

起動費は、柔軟性が利用可能な場合は、PV64 と PV103 でほとんど差がないが、柔軟性が利用できない場合は、PV64 に比べて PV103 が大きく、特に系統 A,B,F,G,I の増加が著しい。

同じ VRE 導入シナリオにおいては、柔軟性が利用できない場合に燃料費、起動費とも大きい。特に起動費の差が著しい。柔軟性がフルに利用可能なシナリオでは、PV64 に比べて PV103 の方が燃料費は小さい。これは VRE 発電電力量が増加したことにより、火力発電の量が減る（表 4-13 で 57%→50%）ことによる。一方で、柔軟性がない場合は燃料費に大きな差はみられず、起動費に関しても VRE 導入量による優位な差は認められない。

起動費は、燃料費に比べて 1/100 のオーダーであり、運用費に与える影響は小さいが、燃料費と異なり。VRE 導入量による差はみられない一方で、柔軟性の有無により、大きな差が表れることが特徴的である。これが、系統連系、揚水、火力発電のどの柔軟性の欠如

に由来するののかについては、4.52において解析を行う。

CO₂ 排出量

ケース別の年間 CO₂ 排出量を図 4-20 に示す。

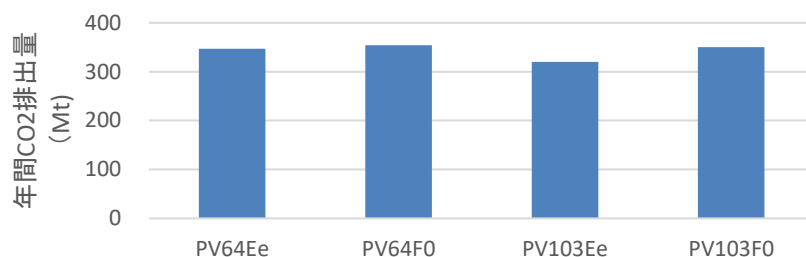


図 4-20 ケース別 年間 CO₂ 排出量

CO₂ 排出量は、柔軟性が利用可能な場合は、PV64 に比べて PV103 で約 1 割低下するが、柔軟性が利用できない場合はほとんど変わらない。

この解析により、以下のことが明らかになった。

- ・柔軟性が利用可能な場合、VRE 導入量大きい方が、VRE 発電量、抑制量、抑制率ともに大きくなり、火力発電燃料費が減ることで運用費が小さくなり（起動費は大きくなるが、燃料費に比べて2桁小さく、運用費への影響が限定的）、CO₂ 排出量は低くなる。
- ・VRE 導入量大きい方が、柔軟性の欠如による VRE 抑制の効果はより大きい。
- ・柔軟性が欠如している場合、VRE 導入量に関わらず VRE 抑制量、抑制率が大きく、VRE 発電量があまり変わらないので、運用費も変わらず、CO₂ 排出量もほとんど変わらない。
- ・VRE 導入量同じであれば、柔軟性が利用可能な場合、不可能な場合に比べて VRE 抑制量、抑制率、ともに小さく、燃料費、起動費ともに小さい。

4.5.2 柔軟性の影響評価

(1) シナリオ設定

ここでは、需給運用として経済負荷配分を行う場合の、各種柔軟性の効果を検証する。VRE 大量導入シナリオ（太陽光 103GW+風力 32GW）の下で、系統連系があり、全て

の火力発電所は LFC 調整力を持ち、揚水発電所が利用可能であるベースケース (Base) に対して、3種類の柔軟性のうち系統連系線が使えないケース (E0)、石炭 LFC が使えないケース (C0)、揚水発電所が使えないケース (P0) の3ケース、そして3種類の柔軟性が全てないケース (F0) を設定して、これら5ケース (表-15) を比較して分析を行った。

表 4-15 解析ケース一覧

ケース名	系統連系	石炭 LFC	揚水
Base	○	○	○
E0	×	○	○
C0	○	×	○
P0	○	○	×
F0	×	×	×

(2) 解析結果

発電電力量構成

柔軟性が全て利用可能なベースケース (Ee) では VRE 割合は 14%、再生可能エネルギー割合は 30%、非化石割合は 50%であり、NDC の前提となっている政府目標 44%を上回り、即ち原子力が 6%目標より低い場合も NDC 達成の可能性を示唆する。一方で、柔軟性が全て利用できない場合 (F0) は、VRE 割合は 5%、再生可能エネルギー割合は 17%、非化石割合は 39%となり、大量に VRE が導入されているにも関わらず、政府目標の 44%に届かない。

表 4-16 ケース別 電源種別発電電力量割合と主要な割合

	Ee	E0	C0	P0	F0
発電電力量 (TWh)	1,123	1,116	1,140	1,069	1,066
原子力	21%	21%	20%	22%	22%
石炭	25%	21%	26%	26%	22%
LNG	14%	19%	16%	20%	27%
石油	0.0%	0.1%	0.1%	0.4%	1.6%
地熱	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%
バイオマス	3.5%	3.5%	3.4%	3.7%	3.7%
水力	7.5%	7.5%	7.4%	7.9%	7.9%
PV	9.2%	8.7%	7.7%	4.8%	2.8%
風力	5.3%	4.4%	3.9%	3.7%	1.8%
揚水	3.4%	3.1%	4.3%	0.0%	0.0%
コージェネ	11%	11%	10%	11%	11%
VRE	14%	13%	12%	9%	5%
再エネ	30%	28%	28%	21%	17%
非化石	50%	49%	48%	43%	39%

注：再生可能エネルギーには長期エネルギー需給見通しに合わせて揚水を含めている。

VRE 抑制量

ケース別に VRE 抑制量を図 4-12 に、抑制率を表 4-16 に示す。柔軟性がフルに得られる Base の VRE 抑制に対して、系統連系なし、石炭 LFC 調整力なし、揚水なし、3 種の調整力なしの順に増加している。

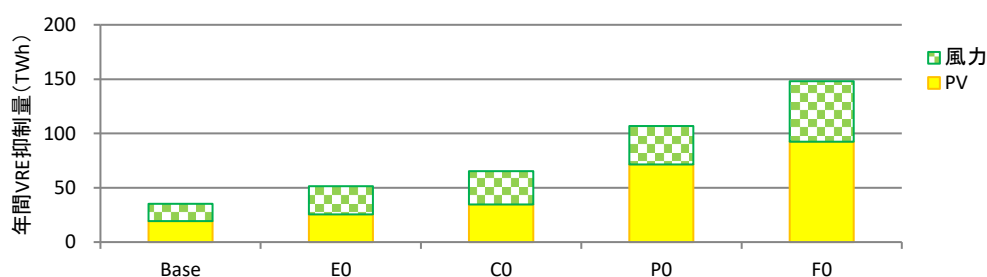


図 4-21 ケース別 太陽光/風力別 全国年間 VRE 抑制量

表 4-17 ケース別 太陽光および風力の抑制率 (全国年間平均)

	Base	PV103E0	PV103C0	PV103P0	PV103F0
風力抑制率	21%	34%	41%	47%	74%
PV 抑制率	16%	21%	28%	58%	75%

VRE 抑制の原因は、需要に対して VRE および固定電源（原子力、水力、コージェネレーション）による発電量が過剰、または調整力不足のいずれかである。前者については、各エリアの全電源の 8760 時間発電データで確認したところ、負荷配分可能な電源（火力および揚水）の発電量がゼロで VRE 抑制が生じている時間数は全ケースでゼロであった。つまり、これらのケースにおける VRE 抑制は、全て調整力不足により生じていることになる。

調整力は、4.4.6 で示した通り、その時々需要と VRE によって算出される必要調整力を最小コストで満たすように、各電源の調整能力に応じて供給され、不足する場合は VRE 抑制が生じる。各ケースにおいて供給される調整力の年間平均値（年間合計値を 8760 時間で割って 1 時間あたりの値とした）とその内訳を図 4-22 に示す。

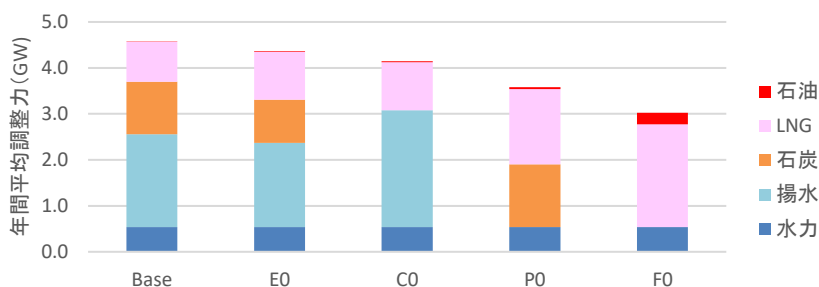


図 4-22 ケース別 柔軟性資源種別 調整力年間平均値

供給されている調整力の年間合計量は、ベース>E0>C0>P0>F0 の関係にあり、これは図 4-21 に示す VRE 抑制量から、調整力の供給量が少ないほど VRE 抑制量が増加することになる。また、ベースケースの調整力の最大の供給元は揚水であり全体の 44%を占める。これは 2017 年の世界の調整力供給の実態として報告されている「3400GW の調整力が発電所から提供されており、そのうち揚水の寄与は約 6%」(IEA, 2017) という世界の平均的な割合に比べて大きく、需要規模に対して揚水の割合が大きい日本の特徴である。ただし、系統連系が利用できない場合や、石炭の柔軟性が十分に利用できない場合は、揚水の柔軟性を活用しても運用費が増加して VRE 抑制量も増加することから、全ての柔軟性を活用することが重要である。(モデルの中で、揚水発電所には起動費を設定していないことから(特に揚水時にも調整力を提供できる可変速の揚水発電所は)活用されやすいことも一因と考えられる。)

柔軟性の欠如が VRE 抑制に与える影響を評価するために、Base の VRE 抑制量と、柔軟性の種類ごとの VRE 抑制量の増分、柔軟性が全くない場合の VRE 抑制量の関係を図 4-23 に示す。

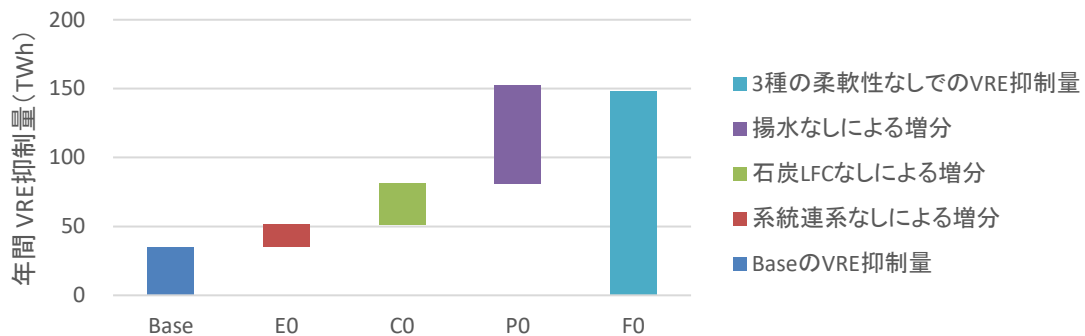


図 4-23 柔軟性欠如による VRE 抑制量の増加の関係（全国年間合計）

系統連系、石炭火力発電、揚水の 3 種類の柔軟性が全て利用できる Base の VRE 抑制量に対して、系統連系の欠如による増分、石炭 LFC 調整力欠如による増分、揚水欠如による増分を合計したのに対して、3 種類の柔軟性が全て利用できない抑制量がほぼ等しくなる。即ち、複数の柔軟性欠如による影響は、単独の柔軟性欠如の影響が相殺されることなくそれらの合計となることがわかる。

運用費

燃料費と起動費の合計である運用費（最小化の目的関数）をケース別に図 4-24 に示す。

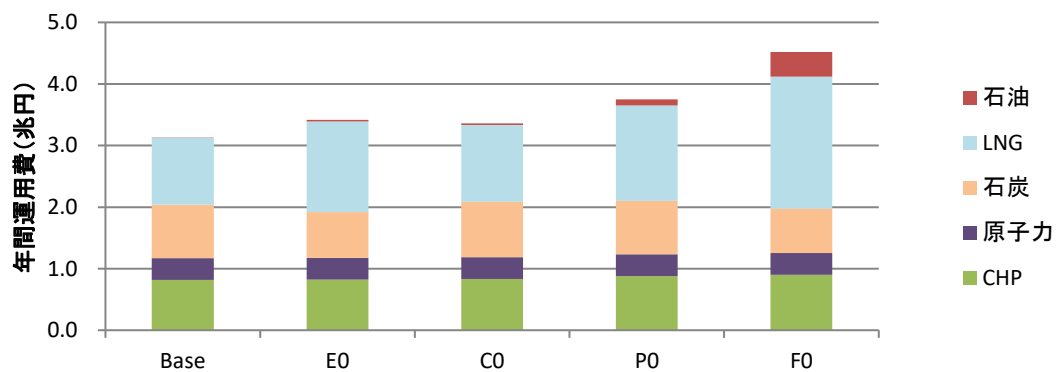


図 4-24 ケース別 燃料種別 年間運用費

柔軟性の制約がある 3 ケースはいずれも、Base より大きく、最大の F0（3 種類の柔軟性が全て欠如）より小さい。3 種類の柔軟性それぞれの欠如が、運用費に対して与える影響を評価するために、柔軟性毎の費用の増分と柔軟性が全くない場合の費用の関係を表 4-17 および図 4-25 に示す。

表 4-18 ケース別 年間運用費とベースに対する増分

	Base	E0	C0	P0	F0
年間運用費 (兆円)	3.1	3.4	3.4	3.8	4.6
増分 (ベース比：兆円)	-	0.3	0.2	0.7	1.4
増率 (ベース比：%)	-	9.2%	6.9%	20.7%	44.9%

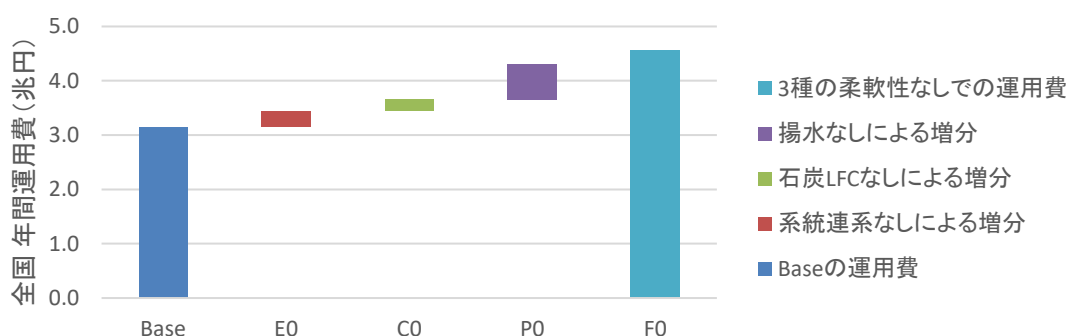


図 4-25 柔軟性の欠如による運用費の増加の関係 (全国年間合計)

表 4-17 から、柔軟性の欠如による運用費の増分は 2000 億円から 7000 億円のレベルであり、ベースの運用費を 7%から 21%増加させることがわかる。全ての柔軟性が利用できない場合は、ベースに比べて 1.4 兆円、率で 45%の増加と大きな経済負担をもたらす。

図 4-25 から、柔軟性がフルに得られる Base の運用費に対して、系統連系の欠如による費用増分、石炭 LFC 調整力欠如による費用増分、揚水欠如による費用増分を合計したものに対して、3 種類の柔軟性が全て利用できない費用の方が上回る。即ち、複数の柔軟性欠如は単独の影響の合計を上回る相乗効果で経済性悪化をもたらすことが示唆される。図 4-24 から、F0 では石油の運用費が E0、C0、P0 の合計を上回っていることが示されており、3 種類の柔軟性が使えない場合は、石油火力発電の利用が他のケースに比べて著しく増加することが、単独の柔軟性欠如の影響の合計を上回る経済悪化をもたらす原因と考えられる。

CO₂ 排出量

ケース別の CO₂ 排出量を燃料種別に図 4-26 に示す。(コジェネレーションは燃料を LNG としているが、負荷配分対象ではなく別に示している。)

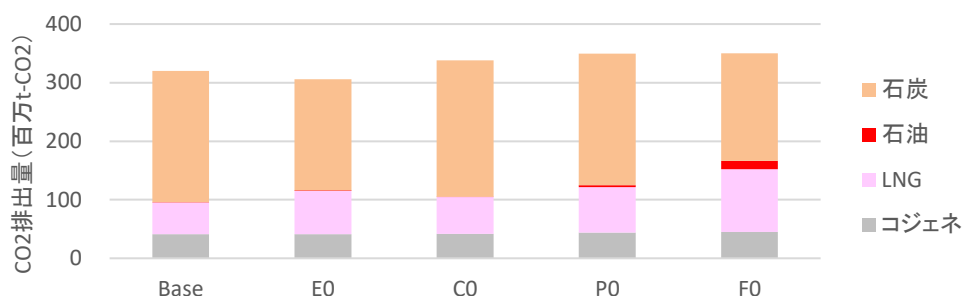


図 4-26 ケース別 年間 CO₂ 排出量

最も CO₂ 排出量が少ないのは系統連系を行わない E0 であるが、石炭の豊富な系統から需要が大きい系統へ送電が行えないことによって、石炭から LNG への燃料シフトが起きていることによる。ただし、前述の通りベースに比べて運用費が 9% 増加するので経済的な負担を伴う。その次に CO₂ 排出量が少ないのは全ての柔軟性を利用できるベースケースであり、柔軟性の活用が経済的な CO₂ 排出削減策であることがわかる。

この解析により、以下が明らかになった。

- VRE 抑制量は、柔軟性がフルに得られる Bsse の VRE 抑制に対して、系統連系なし、石炭 LFC 調整力なし、揚水なし、3 種の調整力なしの順に増加する。
- 導入量 PV103GW、風力 32GW で起きる VRE 抑制は、全て調整力不足に起因しており、調整力の供給量によって VRE 抑制量が左右される。
- 日本の電力システムにおいては、調整力の最大の供給元は揚水である。これは、揚水発電の割合が高い日本特有の状況である。
- 柔軟性がフルに得られる Bsse の VRE 抑制量に対して、系統連系の欠如による増分、石炭 LFC 調整力欠如による増分、揚水欠如による増分を合計したものと、3 種類の柔軟性が全て利用できない場合の VRE 抑制量は、ほぼ同等である。つまり、柔軟性欠如による増加は、単独の柔軟性欠如の影響が相殺されること（または相乗効果を生むことも）なく各々の VRE 抑制量増分の合計となる。
- 系統連系線、石炭 LFC、揚水の 3 種類の柔軟性は、1 つ欠如することによって運用費をベース比で 7% から 21% 増加させる。全ての柔軟性が利用できない場合は、Base に比べて 1.4 兆円、率で 45% の運用費増加となり、大きな経済負担をもたらす。
- 柔軟性がフルに得られる Base の運用費に対して、系統連系の欠如による増分、石炭 LFC 調整力欠如による増分、揚水欠如による増分を合計したものと、3 種類の柔軟性が全て

利用できない場合の費用を比較すると、後者が上回る。即ち、複数の柔軟性欠如は単独の影響の合計を上回る経済性の悪化をもたらす。(相乗効果がある。)

- ・最も CO₂ 排出量が少ないのは系統連系を行わない E0 であるが、Base に比べて運用費が 9%増加する経済的な負担を伴う。その次に CO₂ 排出量が少ないのは全ての柔軟性を利用できるベースケースであり、柔軟性の活用が経済的な CO₂ 排出削減策である。

4.5.3 VRE および系統連系線の柔軟性のマージナルコスト分析

ここでは、系統連系線の柔軟性の影響を評価するために、運用費および VRE 抑制の変化に加えて、各エリアの需給バランス制約に関するマージナルコストに注目してシナリオ分析を行う。

(1) シナリオ設定

エリア間の連系線運用として、系統連系線が利用できないケース、連系線容量を 100% エネルギー融通に利用するケース、連系線運用容量の 10%を調整力融通に用いるケース、を設定して分析を行った。(表 4-18) なお、現在は系統連系線の運用可能量にマージンを設定してエネルギー融通のみ利用可能量とされているが、電力広域的運営推進機関において、将来的には調整力の融通のために連系線容量を割り当てる検討も行われていることから、ここでは比較分析のために連系線容量の 100%エネルギー融通に利用する場合とその 10%を調整力融通に充てる場合について計算を行っている。

表 4-19 解析ケース一覧

ケース名	VRE シナリオ	系統連系線の柔軟性シナリオ	
		エネルギー融通	調整力融通
PV64E0	PV64+W10	×	×
PV64Ee		○	×
PV64Eb		○	○
PV103E0	PV103+W32	×	×
PV103Ee		○	×
PV103Eb		○	○

(2) 解析結果

発電電力量構成

PV64 では Ee と Eb で差がないが、VRE 大量導入シナリオの PV103 では Ee に比べて Eb の方が VRE 割合が増加している。

表 4-20 ケース別 電源種別発電電力量割合と主要な割合

	PV64E0	PV64Ee	PV64Eb	PV103E0	PV103Ee	PV103Eb
発電電力量(TWh)	1,099	1,102	1,101	1,116	1,123	1,140
原子力	21%	21%	21%	21%	21%	21%
石炭	23%	27%	27%	21%	25%	25%
LNG	24%	19%	19%	19%	14%	14%
石油	0.4%	0.1%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%
地熱	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%
バイオマス	3.6%	3.6%	3.6%	3.5%	3.5%	3.5%
水力	7.7%	7.6%	7.6%	7.5%	7.5%	7.5%
太陽光	5.6%	5.9%	6.0%	8.7%	9.2%	9.4%
風力	1.8%	2.0%	2.1%	4.4%	5.3%	5.7%
揚水	2.0%	2.0%	2.0%	3.1%	3.4%	3.5%
コジェネ	11%	11%	11%	11%	11%	11%
再生可能エネルギー	7%	8%	8%	13%	14%	15%
再エネ	21%	22%	22%	28%	30%	31%
非化石	43%	43%	43%	49%	50%	51%

注：再生可能エネルギーには長期エネルギー需給見通しに合わせて揚水を含めている。

連系線利用

VRE 導入量と系統連系線の柔軟性の異なる 6 ケースのうち、系統連系を行う Ee と Eb の 4 ケースについて、系統連系線利用の状況を比較して、図 4-27 に示す。

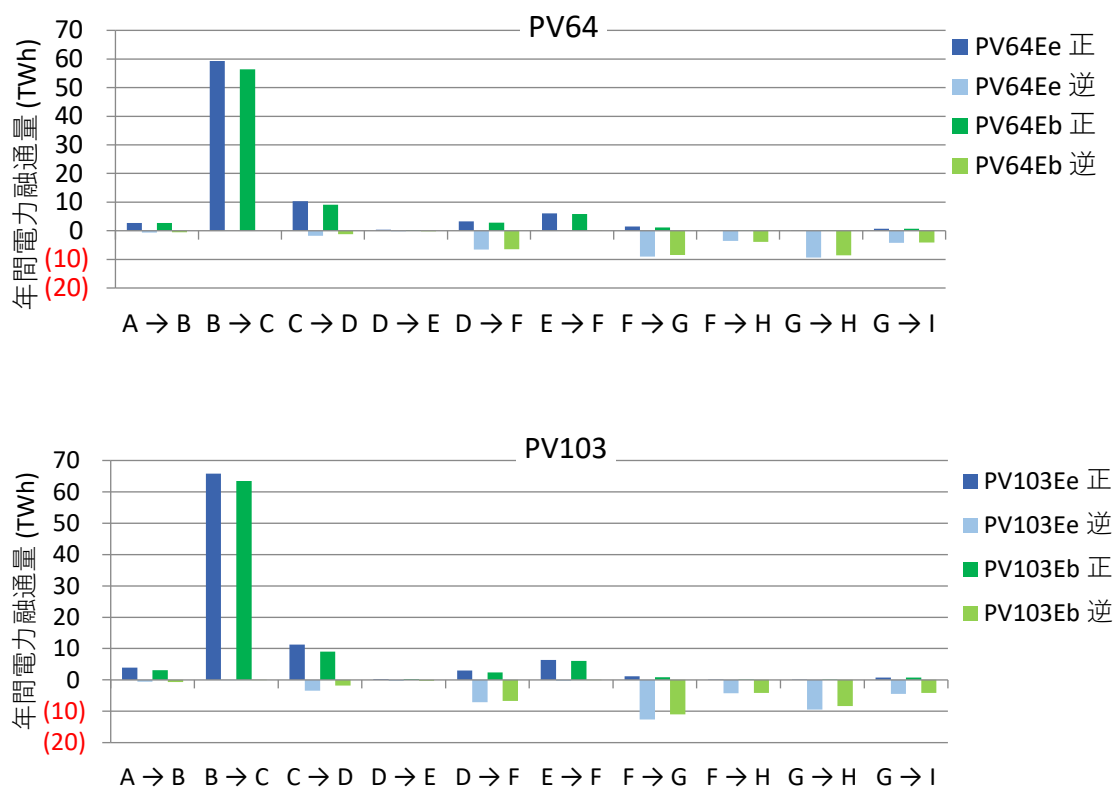


図 4-27 年間合計の系統間の送受電量 PV64 (上)、PV103 (下)

PV64 に比べて PV103 の方が全体的にやや電力融通量が多い。また、Ee と Eb で比較すると、Eb の方が小さい。これは、Eb では調整力融通のために系統連系容量の 10%を割り当てており、電力融通用の容量は Ee の 90%となっていることが主な要因である。(ただし、全てが 1 割減ではなく、F→G 送電のように大きく低下したのも、G→I 受電のように増加しているものもある。) VRE 導入量、調整力融通の有無によって、電力融通の傾向が大きくは変わらないことがわかる。

次に、調整力融通を行う PV64Eb と PV103Eb の年間平均の 1 時間あたりの調整力融通を図 4-28 に示す。



図 4-28 PV64Eb ケースと PV103Eb ケースの調整力融通量 (年間平均)

この図より、VRE 導入量の増加によって調整力融通が変化する系統連系と、ほとんど変化のない系統連系があることがわかる。VRE 導入量の増加によって、調整力融通は系統連系点と方向によって増加、減少の双方が起こるが、最も顕著な変化は B・C 間の C→B の調整力融通の増加である。

系統間の調整力融通と系統事の収支の年間平均値を図 4-29 に示す。

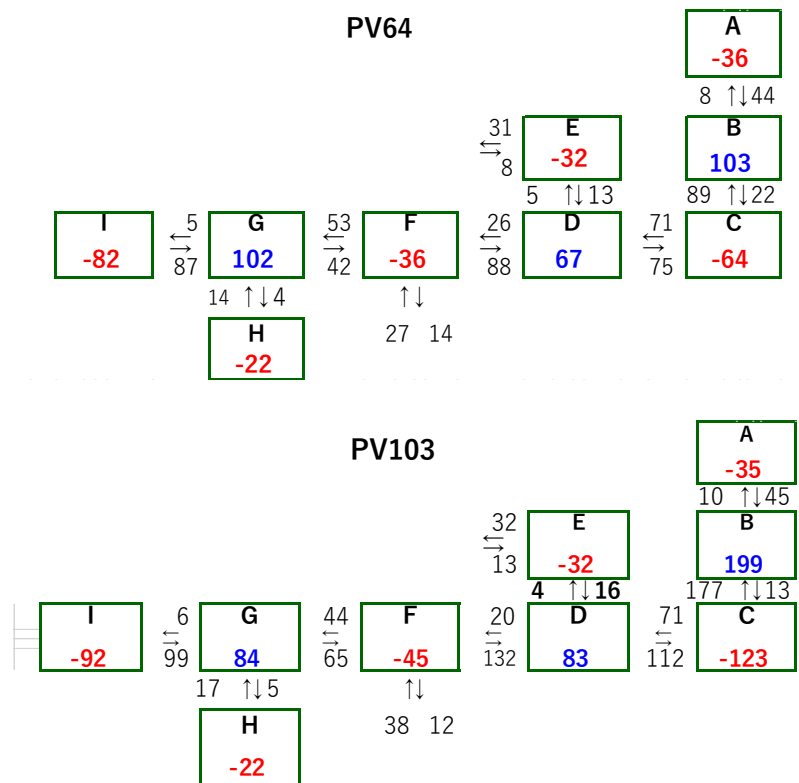


図 4-29 系統ごとの調整力融通の収支 PV64 (上)、PV103 (下)

双方の図から、VRE 導入量によらず、系統によって調整力の送り手と受け手に分かれている。受け手は系統 B（東北エリア）、D（中部エリア）、G（中国エリア）の3系統であり、その他は送り手である。中でも、系統 B は最大の調整力の受け手であることがわかる。

VRE 割合（ここでは需要に対する PV および風力の抑制前発電量の割合）が高く、調整力に不足する系統が、大きな調整力を有する大規模系統に隣接する場合、大規模な調整力の受け手となる。また、連系線の使用状況として、2つのシナリオ間でエネルギー融通における差は小さいが、調整力融通では大きな差が出る事がわかる。

VRE 抑制

VRE 抑制量を比較すると、融通を行わない E0 ケースと比較して、エネルギー融通を行う Ee ケース、さらには調整力融通を行う Eb ケースで VRE 抑制が大きく減少している。

（図 4-30）VRE 抑制が減少した分だけ全国の火力燃料費が節減されるので、エネルギー融通、さらには調整力融通には経済的メリットがある。また、VRE 抑制が大きい系統 B では、系統連系線によるエネルギー融通を行うこと（図 4-30 の Ee）で VRE 抑制が減少し、更に調整力融通を行うこと（図 4-30 の Eb）により、VRE 抑制は大きく減少する。

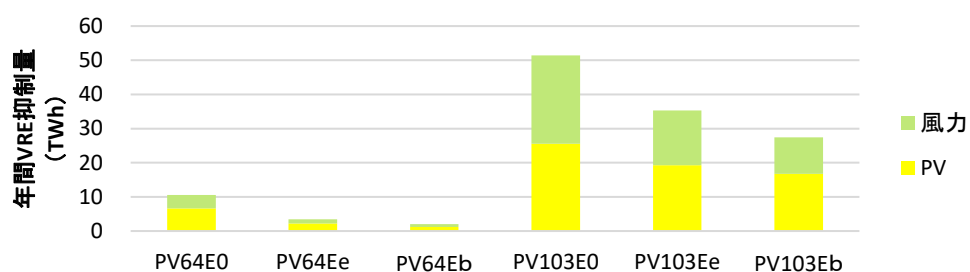


図 4-30 ケース別年間合計 VRE 抑制量

ケース別の年間合計 VRE 抑制量を系統別に図 4-31 示す。

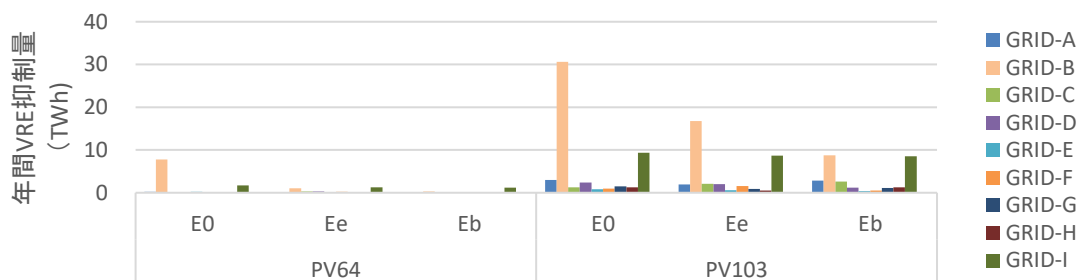


図 4-31 ケース別 系統別 年間合計 VRE 抑制量

PV64 シナリオではほとんど VRE 抑制がないが、E0 においては系統 B で抑制が発生している。VRE103 シナリオでは、全ての系統で抑制が発生しているが系統別に特徴が見える。系統 B では、E0 より Ee、Ee より Eb と抑制が減っていくのに対して。系統 I (九州エリア) ではほとんど変わらない。この理由を解明するために VRE 抑制が顕著な VRE103 シナリオの 3 ケースについて、系統 B、および系統連系している A および C における年間で VRE 抑制の起きている日数の 24 時間分布を図 4-32 に示す。

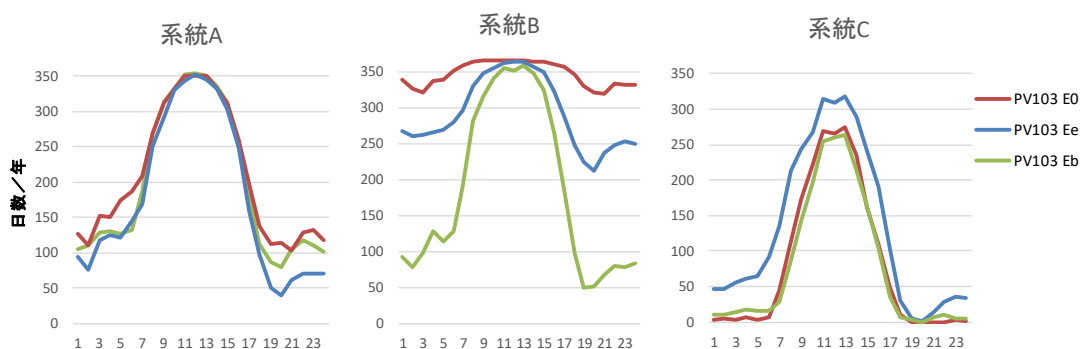


図 4-32 系統 A、B、C の年間の VRE 抑制発生日数の 24 時間分布

系統 A と C の VRE 抑制分布の形は、昼間に最大で夜間は抑制が少ない上に凸のであり、最大値は 350 を超えていることから、両エリアにおいてはほぼ毎日抑制が起きていることがわかる。つまり、両エリアでは太陽光の発電量が多いことから真昼に調整力が不足して抑制が起きている。一方、系統 B では E0 では昼間と夜間の差が少なく 1 年を通じてほぼ 24 時間抑制が起きているが、Ee (系統連系) により夜間の抑制が 100 日以上減少、Eb (調整力融通) で 200 日近く夜間の抑制が減少して A と同様の分布の形になる。これは、(4.5.1 に記載したように現状の偏在を反映して各系統に配分していることから) 系統 B では風力導入量が多く、E0 では年間を通して 1 日中風力の抑制が起きているのが、Ee では系統連系をすることによって余剰の電力を送電することによって抑制が低減、

Eb では更に調整力を融通することによって系統 B の抑制が低減されることが考えられる。図 4-33 に Eb における系統 A・B、系統 B・C 間の送電量の 24 時間分布（年間平均）を示す。

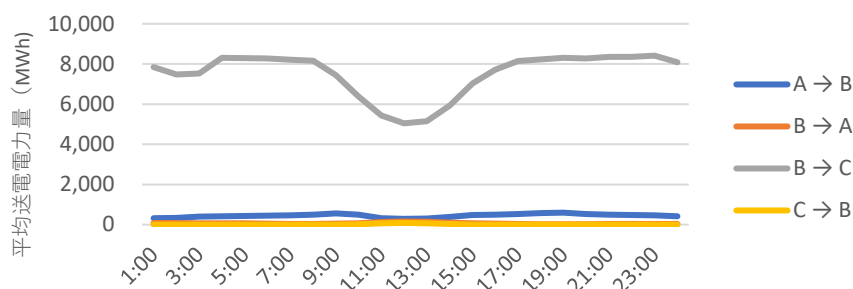


図 4-33 系統 A・B 間、B・C 間の送電量の 24 時間分布（年間平均）

系統 B から C に対して、朝 7 時から夕方 17 時までを除く時間帯は常に、年平均で 1 時間あたり 8,000MWh の送電が行われていることがわかる。

図 4-34 に Eb における系統 A・B、系統 B・C 間の調整力融通の 24 時間分布（年間平均）を示す。

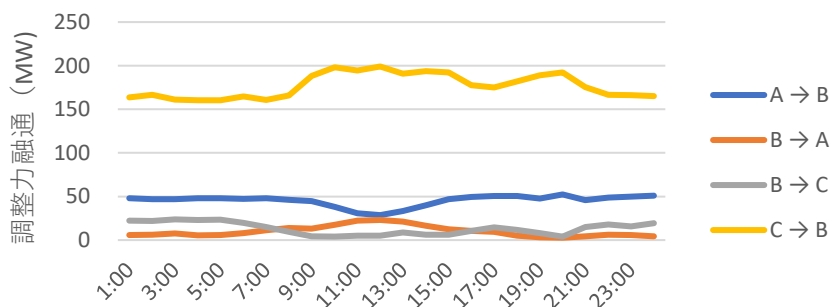


図 4-34 系統 A・B 間、B・C 間の調整力融通の 24 時間分布（年間平均）

系統 B に対して、1 日を通じて系統 A から約 50MW、系統 C から 150~200MW の調整力が提供されていることが示されている。系統 B・C の間では、電力融通の方向と調整力融通の方向が逆になっている。系統 C は需要規模が大きく、常に数十台の火力発電機が並列していて大きな調整力を有している一方で、VRE 導入の割合は大きくないので調整力に常に余剰がある状態であり、それが 1 日を通じて系統 C に融通されていると考えられる。即ち、Eb では、系統 B は隣接する系統 C からの大量の調整力の提供を受けて夜間の風力の抑制を低減させることが明らかになった。

次に、系統 G および I の VRE 抑制日数を図 4-35 に、系統 G・I 間の調整力融通の 24 時間分布を図 4-36 に示す。

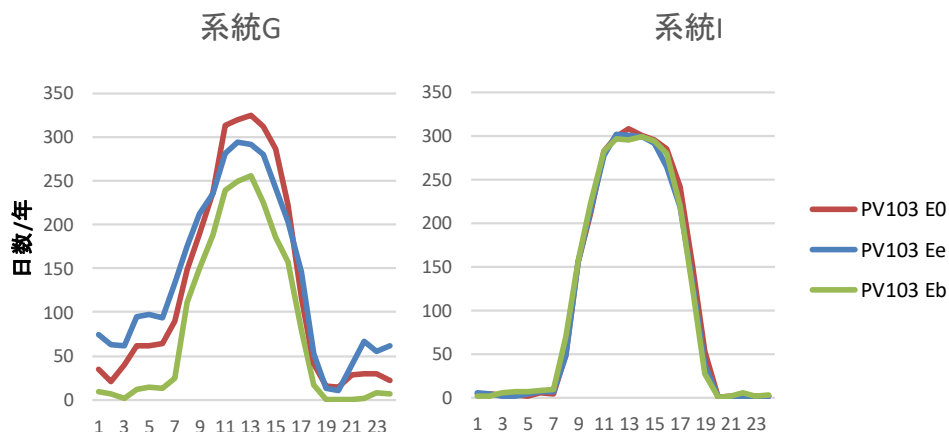


図 4-35 系統 G、I における VRE 抑制発生 の 24 時間分布 (年間平均)

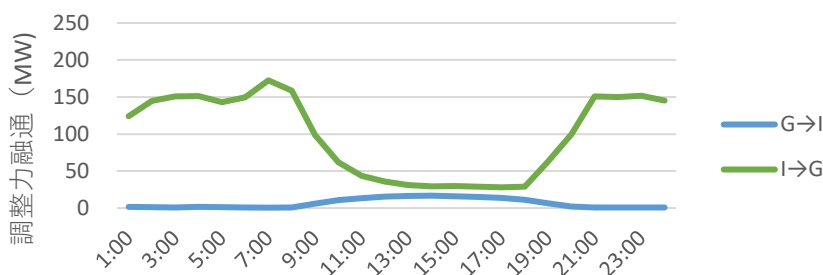


図 4-36 系統 G・I 間の調整力融通の 24 時間分布 (年間平均)

図 4-35 から、系統 G、I ともに 7 時から 19 時までの間に上に凸の形で抑制が増加している。系統 I は夜間の VRE 抑制はないことからほぼ 100%太陽光の抑制であること、系統 G では E0 では夜間の VRE 抑制が発生していることから、昼間は太陽光の抑制が大きく、風力の影響もあることがわかる。系統 I では、全てのケースで抑制日数の分布が一致している、これは、系統連系をしても調整力融通をしても、唯一系統連系している系統 G も昼間は抑制している状態であり余剰の調整力はないことから、系統 I の抑制発生を減らす効果はないことを意味する。系統 G では、系統 I に加えて系統 F、系統 H とも連系しているために、系統連系により VRE 抑制の発生を減らすことができ。調整力融通により、更に VRE 抑制の発生を減らすことができている。図 4-36 から、系統 I で VRE 抑制がない (即ち、調整力のニーズが少ない) ない時間帯には、系統 G に対して調整力を融通して、系統 G の風力の抑制低減に貢献していることがわかる。

運用費

VRE 導入量と系統連系線の利用条件が異なる 6 ケースについて、全国の年間の発電運用費（燃料費＋起動費）とその系統別内訳を図 4-37 に示す。

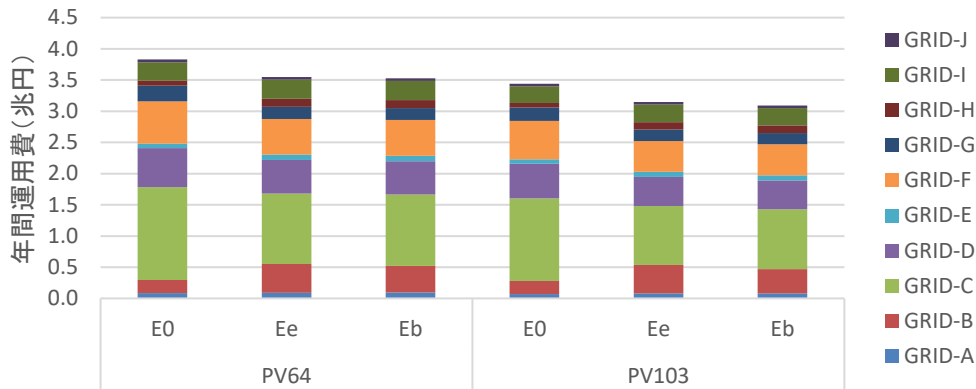


図 4-37 ケース別 年間運用費と系統別内訳

系統連系線を全く利用しない E0 ケースの運用費に比べて、電力融通を行う Ee ケースの運用費は小さく、電力融通に加えて調整力融通を行う Eb ケースの運用費は更に低下している。E0 ケースと Eb ケースの差は約 3000 億円となり、系統連系線を柔軟に利用することにより全国の発電運用費は大きく節減可能であるという経済的な効果を示唆している。しかし、全体の傾向とは逆に、系統別内訳を見ると、系統 B、E、H では、E0 ケースの運用費が Ee ケース、Eb ケースの運用費に比べて小さいことがわかる。年間の送電・受電の収支（図 4-38）から、この 3 系統の共通点として、送電量が受電量を上回る「電力輸出系統」であることが挙げられる。

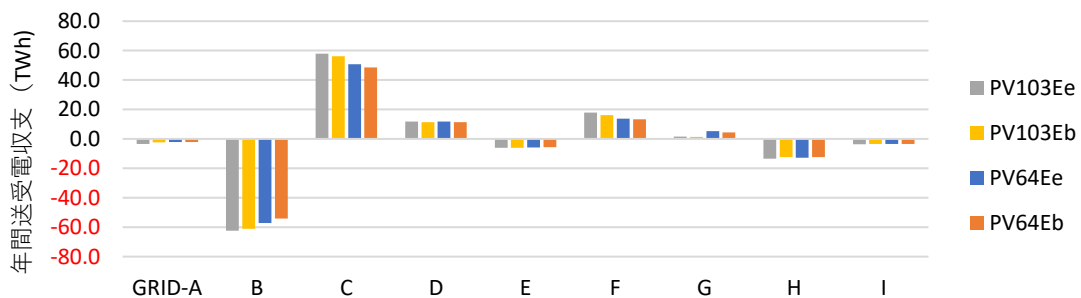


図 4-38 Ee と Eb の系統別年間送受電収支

つまり、この 3 系統には（VRE を含む）安価な電源が豊富に存在しており、系統連系線が利用できる場合（Ee、Eb）は、広域の経済負荷配分により安価な電力を多系統に輸出して

いるが、系統連系線が利用できない場合 (E0) は電力輸出分だけ発電電力量が減ることになり、それに伴って運用費も低下する。例として系統 B におけるケース別の発電電力量の内訳を図 4-39 に示す。

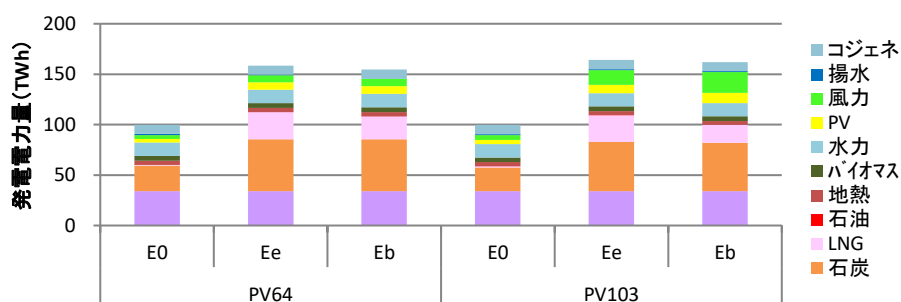


図 4-39 系統 B のケース/シナリオ別年間発電電力量内訳

E0 ケースでは石炭および LNG の発電電力量が Ee ケースおよび Eb ケースに比較して大きく減っている。他の 2 系統でも同様の状況であり、E0 ケースでは系統 B、E、H の安価な電源の利用が制約されることにより、他の系統ではそれを補うために Ee ケースや Eb ケースでは稼働していない割高な火力電源が E0 では稼働して、その結果、全国合計の運用費は Ee ケース、Eb ケースに比べて E0 で経済性が悪化することになる。

マージナルコスト

図 4-40 に系統別の年間のマージナルコスト平均値、図 4-41 に系統別の VRE 抑制のあるときのマージナルコストの平均値を示す。

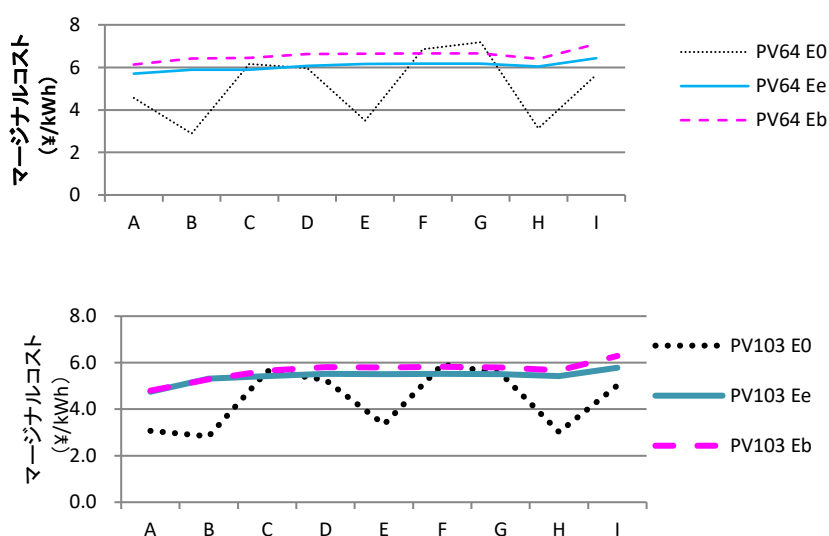


図 4-40 年間平均の系統別平均マージナルコスト PV64 (上)、PV103 (下)

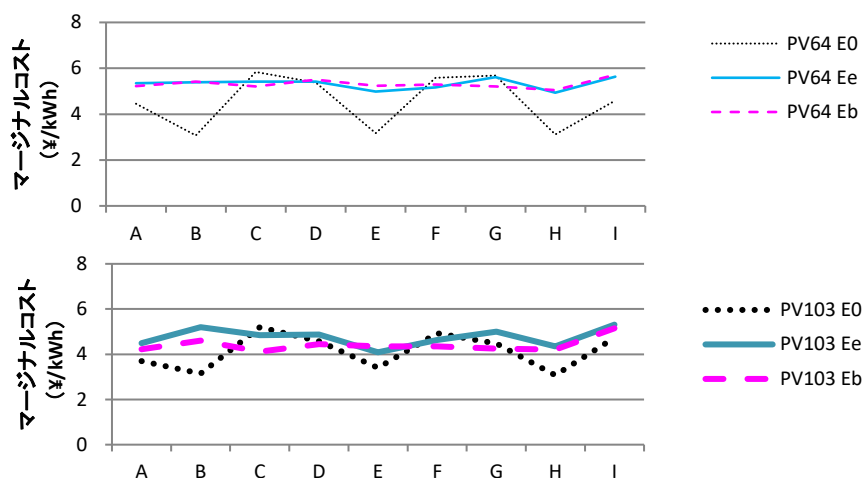


図 4-41 VRE 抑制があるときの系統別平均マージナルコスト PV64 (上)、PV103 (下)

PV64 と PV103 では、いずれの系統連系柔軟性ケースにおいても PV103 の方が年間平均マージナルコストが低い。これは、VRE 導入量が増加することで、需給バランス的にコストの高い火力発電機を稼働する必要がなくなることによる。また、PV64 と PV103 のどちらにおいても、Ee と Eb ではほとんど差がなく、「系統連系線を利用しない」E0 ケースは、年間平均マージナルコストでは、系統 B、E、H において Ee ケースおよび Eb ケースと比べて大幅に低い値を取っている。(この原因については後述する。)一方で、VRE 抑制発生時の E0 ケースのマージナルコスト平均値は、系統 B、E、H を含む全ての系統で、年間平均と比べて低下した Eb ケースに比べて高くなっており、Ee ケースに近い。

年間平均のマージナルコストは Ee ケースと Eb ケースでほとんど差がない。一方で、VRE 抑制の発生しているときの平均マージナルコストは、PV64 シナリオ、PV103 シナリオ共に、Ee ケースも Eb ケースも年間平均値に比べて低下している。このことは、VRE 抑制のあるときには、余るほど大量の VRE 発電により火力発電が焚き減らされることでマージナルコストが低下することを意味している。また、PV103 シナリオでは Eb ケースのマージナルコストは全体的に Ee より低いレベルにあるが、特に系統 B と系統 C で Ee との差が大きい。一方で PV64 シナリオでは明確な差は認められない。これは、VRE が大量導入されていて抑制が発生しているときには、調整力融通を行うことで更にマージナルコストを下げることができる、即ち、より広域におけるメリットオーダーを実現する可能性があることを示唆している。

調整力融通が可能な場合は、系統 B では系統 C から調整力を受け取って VRE 抑制を低減させることができるので、系統内のマージナルコストが低下する。系統 C では、その安価な系統 B のマージナルコストを (系統混雑していなければ) 反映して、送電ロスを上乘せした値となり、系統 C のマージナルコストも低下することによる。

この E0 ケースの系統 B、E、H における年間平均マージナルコストが同系統における他ケース、および同ケースの他系統と比べて低い理由を解明するために、これら系統 B、E、H の PV103 シナリオにおけるマージナルコストの分布を持続曲線の形で図 4-43 に、比較のために系統 C の PV103 シナリオのマージナルコストの同様の分布を図 4-44 に示す。

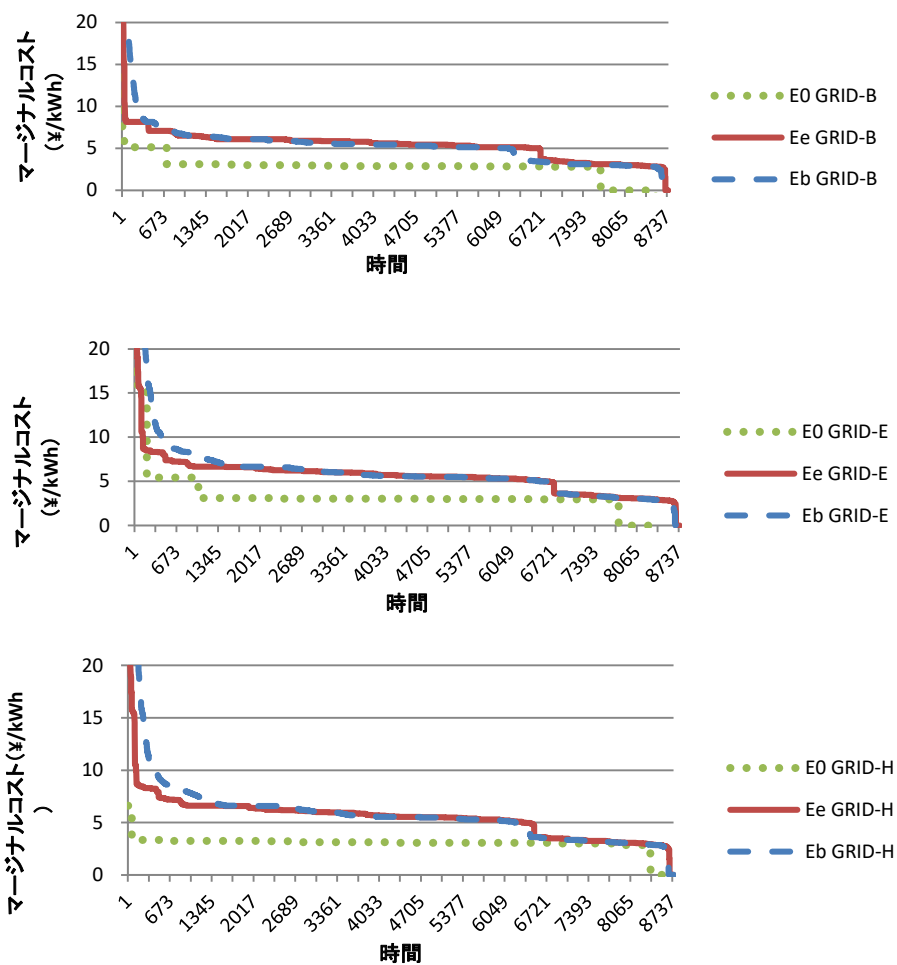


図 4-42 PV103 のケース別系統 B (上)、系統 E (中)、系統 H (下) のマージナルコストの持続曲線

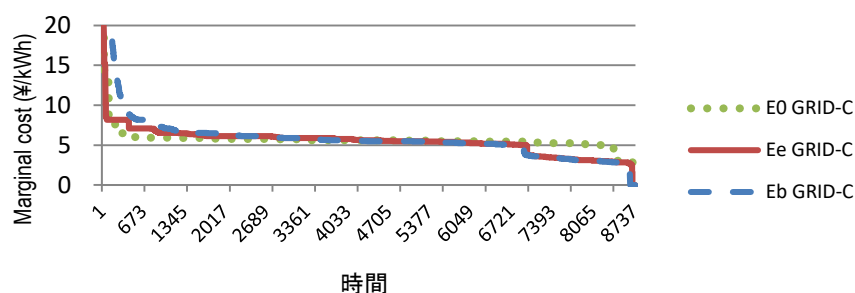


図 4-43 PV103 のケース別系統 C のマージナルコストの持続曲線

系統 C ではケースによる大きな差が見られないのに対して、系統 B、E、H においては、2つの共通した特徴が見られる。1つは、E0 ケースのマージナルコストはほとんどの時間ある一定の値（3 円/kWh）にあり、Ee ケース、Eb ケースに比べて分布がフラットであること、もう一つは、マージナルコストがゼロである時間数が他のエリアと比較して多く見られることである。前者は、この 3 系統では電力融通を行わない E0 ケースの発電電力量が Ee ケース、Eb ケースに比べて少ないことに起因している。系統連系がない設定の E0 ケースのマージナルコストは、常に、系統内で部分負荷運転をしている発電機の中で最も増分コストの低いもので決まる。つまり、E0 ケースのマージナルコストがほとんどの時間帯で 3 円/kWh 程度であることは、電力輸出がきかない状態では、ほとんどの時間帯で LNG（増分コストが 6~7 円/kWh）は稼働しておらず、石炭火力（増分コストが 3 円/kWh 程度）がマージナルとなることを示している。しかし、E0 ケースでは系統内で調整力を調達しなければいけないことから、需給バランスとしては稼働する必要のない LNG が、VRE 抑制の発生している状況では、調整力供給のために稼働する場合があります、そのときマージナルコストは LNG の増分コストで決まる。図 4-40、図 4-41 が示すように VRE 抑制が起きている状態でこれら 3 系統のマージナルコストが年間平均値に比べて高くなっているのは、この調整力を確保するために LNG が稼働している時間があることによる。

一方で、図 4-43 が示すように、E0 で系統 B、E、H ではマージナルコストがゼロの時間帯がある。VRE 大量導入下においてマージナルコストがゼロになる時間が増加することについては他の研究においても報告されている⁽¹⁶⁾が、ここでは、マージナルコストがゼロになる原因を解明するために、系統 B、E、H における各ケースでマージナルコストがゼロとなるとき調整力余剰の有無で分類を行った。

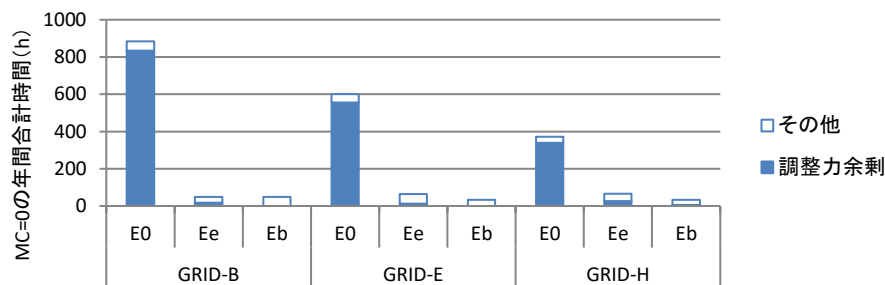


図 4-44 マージナルコストがゼロのときの調整力余剰の有無

EO ケースにおいては、マージナルコストがゼロとなるときのほとんどが VRE 抑制下で調整力余剰が発生している時間帯であることがわかる。VRE 抑制中に調整力余剰がある場合は、調整力余剰を利用して抑制を 1kWh 減らすことによりゼロ円/kWh の限界費用で 1kWh の供給を増加させることができることによる。このような VRE 抑制が起きているときに調整力余剰が発生している状態は、Ee ケースでは激減し、Eb ケースではほとんど確認されない、即ち、系統連系線を利用して電力融通を行うことで、このような調整力余剰の発生を減らすことができ、更に調整力融通を行うことでほぼゼロにできる。筆者の以前の報告⁷⁾において、電力融通を行うケースにおいてマージナルコストがゼロになる 1 条件として、VRE 抑制中に調整力余剰を有していることが挙げられていたが、本研究では、系統連系線の利用条件と VRE 抑制中の発生状況の関係性を確認することができた。このように VRE 抑制中に調整力余剰が存在してマージナルコストがゼロになる状況は、市場が分断されているときに起こりやすくなり、フレキシブルな系統運用を行う統合市場では起こりにくいことを意味している。

この解析により、以下が明らかになった。

- VRE 割合が高く、調整力に不足する系統が、大きな調整力を有する大規模系統に隣接する場合、調整力融通において大規模な調整力の受け手となる。
- VRE 導入量による連系線の使用状況は、エネルギー融通においては差は小さいが、調整力融通では大きな差が出る。
- 調整力融通による VRE 抑制量低下および VRE 抑制時間低下の効果を確認した。その効果は、系統 B での調整力融通による夜間の風力抑制減少のように、出力の時間特性の異なる PV と風力の組み合わせも影響する。また、隣接する系統の規模、即ち調整力の余剰状態によって VRE 抑制の低減効果は異なる。
- 系統 B では、調整力融通を行うことによりマージナルコストが更に下がり、隣接する系

統 C ではマージナルコストが大きく下がるように、エネルギー融通のみを行う場合に比べて、調整力融通により広域メリットオーダーの便益を拡大できる。

- ・調整力融通を行う場合は、年間平均のマージナルコストに比べて VRE 抑制が起きているときのマージナルコストが低下していることがわかり、調整力融通により広域メリットオーダーの便益が拡大することを確認した。
- ・系統連系線の運用において、より柔軟な運用であるほど、全体の経済効率性を向上させる。
- ・VRE 大量導入の条件下では、系統連系線の運用において、調整力融通を行うことによって、より広域におけるメリットオーダーを実現できる可能性がある。
- ・系統連系しない場合には、系統連系状態では電力輸出元の系統においては発電電力量が減少してより安価な電源の利用で済み、発電運用費およびマージナルコストが下がる。他方で、その系統内の（VRE を含む）安価な電源の利用が制約されることにより、他系統のより高価な電源の利用が発生して、全体の経済性が悪化する。
- ・VRE 抑制が発生している状況で調整力余剰がある場合には、マージナルコストがゼロとなるが、このような状況は系統連系線の利用ができない（または分断されている）単独市場において起こりやすく、柔軟な系統運用を行う統合市場では起こりにくい。

4.5.4 優先給電の評価

(1) シナリオ設定

現行の FIT 制度では、VRE 抑制最小化のために各種の対策をコスト度外視で実施する優先給電が原則となっている。具体的には、VRE 電源の出力抑制の前に、①自社の水力、火力の出力抑制、②揚水運転、③他社の火力の出力抑制、④系統連系線を利用した送電、⑤バイオマス発電の抑制、の順に行って、それでも調整不能な時に VRE 電源の出力抑制を行うことができる。

ここでは、需給運用として各エリアでの調整力確保評価（LFC 調整力が確保できない場合は VRE を抑制して、必要調整力と確保量をバランスさせる）を最小費用で行う経済負荷配分（市場ルール）と、それに対する優先給電の分析を前述のモデルを用いてシナリオ分析を行う。VRE シナリオとして長期エネルギー需給見通しと整合するもの（PV64）、大量導入（PV103）の2つのシナリオ、柔軟性シナリオとしてフルに柔軟性が得られる場合と全く柔軟性のない場合、これらについて市場（MKT）と優先給電（PD）の比較をおこなうこととして、以下の合計8ケースを設定した。（表 4-19）

表 4-21 シナリオ組み合わせ及びケース名

ケース名	VRE シナリオ	柔軟性シナリオ	市場／優先給電
PV64Ee	PV64 (PV64GW+Wind10GW)	full-F	MKT
PV64PD		full-F	PD
PV64F0		zero-F	MKT
PV64PV(F0)		zero-F	PD
PV103Ee	PV103 (PV103GW+W32GW)	full-F	MKT
PV103PD		full-F	PD
PV103F0		zero-F	MKT
PV103PV(F0)		zero-F	PD

(2) 解析結果

発電電力量構成

VRE 導入量と柔軟性の有無と優先給電の有無による 8 ケースについて、全国の発電電力構成を表 4-20 に示す。大量導入シナリオ (PV103) での再生可能エネルギーの割合は、政府の長期エネルギー需給見通しの 22-24%を上回って 28-30%となっている。表 4-20 は、ベースケースと比較して石炭 LFC 利用可能な場合も優先給電の場合も共に VRE 割合が増加すること、石炭 LFC 利用可能な場合は揚水の割合が減ること、優先給電ケースでは石炭の割合が減って LNG と石油の割合が増加することを示している。

表 4-22 ケース別 電源種別発電電力量割合と主要な割合

	PV64				PV103			
	full F		F0		full F		F0	
	MKT	PD	MKT	PD	MKT	PD	MKT	PD
発電電力量	1,102	1,103	1,068	1,066	1,123	1,124	1,066	1,064
原子力	21%	21%	22%	22%	21%	21%	22%	22%
石炭	27%	26%	22%	19%	25%	23%	22%	17%
LNG	19%	19%	28%	27%	14%	14%	27%	26%
石油	0.1%	0.1%	1.6%	2.6%	0.0%	0.6%	1.6%	3.4%
地熱	0.9%	0.9%	0.9%	1.0%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%
バイオマス	3.6%	3.6%	3.7%	3.7%	3.5%	3.5%	3.7%	3.7%
水力	7.6%	7.6%	7.9%	7.9%	7.5%	7.5%	7.9%	7.9%
太陽光	5.9%	6.1%	2.5%	4.0%	9.2%	9.9%	2.8%	4.8%
風力	2.0%	2.1%	0.9%	1.6%	5.3%	6.0%	1.8%	3.4%
揚水	2.0%	2.1%	0.0%	0.0%	3.4%	3.6%	0.0%	0.0%
コージェネレーション	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
VRE	8%	8%	3%	6%	14%	16%	5%	8%
再生可能エネルギー	22%	22%	16%	18%	30%	31%	17%	21%
非化石	43%	43%	38%	40%	50%	52%	39%	42%

注：再生可能エネルギーには長期エネルギー需給見通しに合わせて揚水を含めている。

VRE 抑制

VRE 抑制のケース別比較を図 4-46 に示す。

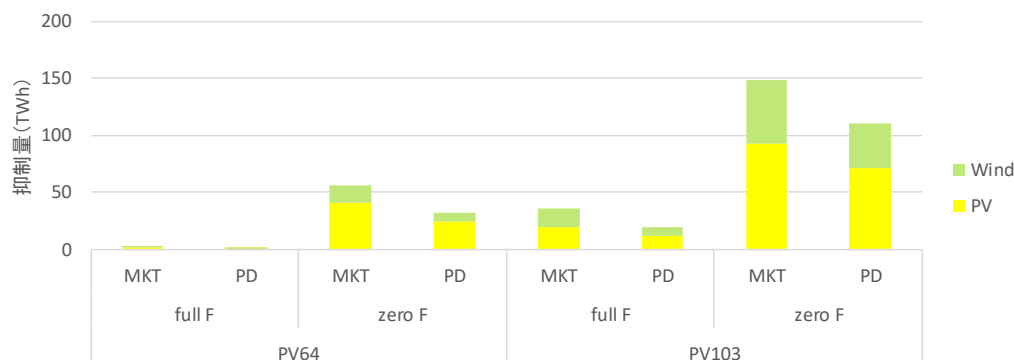


図 4-45 ケース別 全国年間 VRE 抑制量

いずれの VRE シナリオと柔軟性シナリオの組み合わせにおいても、PD の方が VRE 抑制は小さくなっており、再生可能エネルギー導入量を増加させる効果があることがわかる。柔軟性シナリオ間で比較すると、full-F の方が F0 に比べて VRE 抑制は小さい。また、PV64 シナリオに比べて、PV103 シナリオの方が VRE 抑制が大きく、VRE 導入量が増加するほど VRE 抑制量が増加することを意味する。(4.5.1 の結果と同様) 表 4-21 のように同じ VRE 導入量で比べると、柔軟性がゼロで優先給電の場合の VRE 抑制 (zero F PD) は、柔軟性がフルに使える場合の VRE 抑制 (full-F MKT) は数倍大きい。即ち、優先給電より柔軟性をフルに利用可能な方が VRE をより有効に活用可能である。

表 4-23 ケース別 PV、風力抑制低減率 (全国年間平均)

	PV64		PV103	
	full F	F0	full F	F0
PV 抑制低減率 (PD/MKT)	79%	39%	42%	23%
風力抑制低減率 (PD/MKT)	78%	53%	50%	30%

VRE シナリオ間で比較すると、PV103 シナリオの方が VRE64 に比べて PD による VRE 抑制低減効果は小さい。

運用費

図 4-47 にケース別の全国年間合計の運用費を示す。

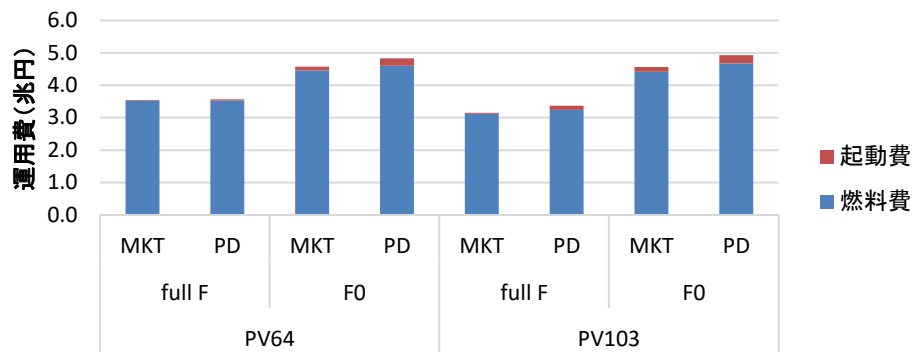


図 4-46 ケース別 全国年間運用費 (燃料費+起動費)

いずれの VRE シナリオと柔軟性シナリオの組み合わせにおいても、PD の方が MKT に比べて運用費（燃料費および起動費）が大きい。VRE シナリオ間で比較すると、運用費は full-F では PV103 の方が PV64 に比べて小さいが、F0 では大きな差はみられない。また、柔軟性シナリオ間で比較すると、full-F の運用費は F0 に比べて小さく、柔軟性の運用費低減効果が確認できる。一方で、MKT に比べて PD は運用費が大きい、即ち PD は運用費を増加させる。

本解析により、以下が明らかになった

- いずれの VRE シナリオと柔軟性シナリオの組み合わせにおいても、優先給電の方が市場より VRE 抑制は小さくなっており、優先給電には再生可能エネルギー導入量を増加させる効果がある。
- 柔軟性が全くないときは、優先給電を行っても、柔軟性のある市場に比べて数倍の VRE 抑制が生じる。即ち、柔軟性を全て活用する方が、優先給電より VRE 抑制を低減する効果は大きい。
- VRE 導入量が大きくなると優先給電による VRE 抑制低減効果は小さくなる。
- 即ち、VRE が大量に導入されている状況下における優先給電は、より大きな経済的な負担を伴う。
- 柔軟性は運用費を低下させながら VRE 抑制を低下させる効果があり、経済効率的な再生可能エネルギー活用手法である。

4.6 まとめ

本章では、日本の電力の短期的な低炭素化の手法として、柔軟性に着目して経済効率的な再生可能エネルギー導入促進のためのシナリオ解析を行った。最初に日本の電力需給にお

ける再生可能エネルギーの動向を確認し、既往研究を整理し、モデルおよび計算条件を説明して、モデルを用いたシナリオ解析として、VRE 導入量の影響評価、3 種類の柔軟性（系統連系・発電・貯蔵）の影響評価、系統連系に関する柔軟性のマージナルコスト分析、優先給電の評価を行った。まとめると、以下の通りである。

- ・ 日本では、再生可能エネルギーの導入促進政策が各種導入されたが、2012 年に FIT が導入されてから急激に導入が加速し、特に太陽光発電が増加した。現在、太陽光を追ってバイオマス、風力の認定数が増加中である。これらの再生可能エネルギーの全国分布は、需要比例ではなく、太陽光は九州に、風力は北海道と東北に偏在している。
- ・ 日本の電源構成として、揚水発電の割合が大きいことが特徴である。電力システムの特徴として、東西で 59Hz/60Hz に分かれていること、9つの系統がくし形に連系していること、系統間の連系の方式、数、合計容量が系統によって大きく異なるなどの特徴がある。
- ・ 「長期エネルギー需給見通し」に示されている日本の 2030 年の電源ミックス（石油 3%、石炭 26%、LNG27%、原子力 22-20%、再生可能エネルギー22-24%）は、政府が国連に提出した CO₂削減目標の前提となっていることから電源ミックスの目標達成は重要視されており、原子力の再稼働の進捗によっては更なる再生可能エネルギーの積み増しが求められる可能性もある。
- ・ プロダクションコストモデルによる電力および調整力需給解析によって以下が明らかになった。
 - VRE 導入量が多い方が、同じ柔軟性の条件であれば運用費は低く、抑制量は大きい。同じ VRE 導入量であれば、柔軟性が利用可能な場合の方が柔軟性が利用できない場合に比べて、運用費は低く（特に起動費には大きな差が生じる）、抑制量は小さい。
 - VRE 大量導入シナリオでは、柔軟性が十分利用できれば非化石割合は 50%となり、NDC の前提条件である政府目標の 44%を 6%上回るが、柔軟性が全く利用できない場合は 39%で政府目標に届かない。
 - 日本の電力システムにおいては、調整力の最大の供給元は揚水である。これは、電源構成に占める揚水発電所の割合が高い日本特有の状況である。
 - 複数の柔軟性欠如による VRE 抑制量は、単独の柔軟性欠如の影響が相殺されることなく Base に対する各々の VRE 抑制量増分の合計となる。一方で、複数の柔軟性欠如による運用費は、Base に対する各々の運用費増分の合計を上回り、即ち相乗効果を持つ経済性の悪化をもたらす。

- 系統連系線、石炭 LFC、揚水の 3 種類の柔軟性は、1 つ欠如することによって運用費をベース比で 7%から 21%増加させる。全ての柔軟性が利用できない場合は、Base に比べて 1.4 兆円、率で 45%の運用費増加となり、大きな経済負担をもたらす。
- 全ての柔軟性を十分に利用することが、最も経済的な CO₂ 排出削減策である。
- 系統連系線の運用において、より柔軟な運用であるほど、全体の経済効率性を向上させる。
- 系統連系線の運用において、より柔軟な運用であるほど、広域におけるメリットオーダーを実現する可能性がある。
- 系統連系しない場合には、系統連系状態では電力輸出元の系統においては発電電力量が減少してより安価な電源の利用で済み、発電運用費およびマージナルコストが下がる。他方で、その系統内の (VRE を含む) 安価な電源の利用が制約されることから、他系統のより高価な電源の利用が発生して、全体の経済性が悪化する。
- VRE 割合が高く、調整力に不足する系統が、大きな調整力を有する大規模系統に隣接する場合、調整力融通において大規模な調整力の受け手となる。
- 調整力融通は、VRE 抑制量低下および VRE 抑制時間低下の効果がある。その効果は、PV および風力の出力パターンが異なることから、自系統と連系系統への導入状況によって影響を受ける。
- VRE 抑制が発生している状況では、調整力融通を行うことにより、エネルギー融通のみを行う場合に比べてマージナルコストが下がり、広域メリットオーダーの便益を拡大できる。
- VRE 抑制が発生している状況で調整力余剰がある場合には、マージナルコストがゼロとなるが、このような状況は系統連系線の利用ができない (または分断されている) 単独市場において起こりやすく、柔軟な系統運用を行う統合市場では起こりにくい。
- 現行の FIT 制度の下で義務付けられている優先給電は、VRE 抑制を低減させるが運用費を増加させる。VRE 導入量が増加すると VRE 抑制低減の効果が下がり、更に経済性の悪い VRE 活用法となる。柔軟性を最大限に活用することで、VRE 導入量が増加した場合にも運用費と共に VRE 抑制を低下させ、経済的に VRE 活用を図ることができる。

第5章 結論

5.1 結論

本論文では、パリ協定で掲げられた 2°C 目標と現実のエネルギー動向のギャップを確認した上で、それを埋める手段としてエネルギー需要の電化と電力の低炭素化に着目し、前者については 2040 年までの世界の電化について考察し、後者については日本の電力部門への 2030 年の再生可能エネルギー大量導入についてのシナリオ分析を電力需給モデルを用いて行い、持続可能なエネルギー社会に向けての電力低炭素化シナリオを考察した。以下に本論文で得られた結果についてまとめるとともに、今後の課題を述べる。

現状のエネルギー需給をベースとした 2040 年までの将来エネルギー展望（基本ケース）と、2°C 目標達成のための 2°C シナリオの間にはギャップが生じ、2030 年、2040 年とそのギャップは広がっていく。これは、基本ケースでは発展途上国の経済発展により今後もエネルギー需要は増加し、化石燃料消費量は増加すると展望しているのに対して、2°C シナリオではバックキャストで 2030 年、2040 年の CO₂ 排出量を決め、それに合うように今後エネルギー需要は横ばいで推移し、化石燃料消費量は低下すると仮定していることによる。（第 2 章）

2°C シナリオのベースとなる統合評価モデルでは、BECCS による大量の負の CO₂ 排出を前提条件としている。BECCS という特定の技術に依存しているのは、統合評価モデルでは、既存の技術、商用化に近い技術のみを考慮しており、商用化の時期とコストが定量的に設定できない革新的技術を考慮していないことに起因し、シミュレーションの限界を示している。（第 2 章）

エネルギー・環境だけでなく、世界には貧困、飢餓、紛争など、より深刻な問題が存在し、それが SDGs として共有されているが、上記の統合評価モデルで前提とする BECCS の大量導入と非常に高額な炭素価格は、国連の定めた 17 の SDGs のうち、優先順位の高い貧困撲滅、飢餓撲滅の目標達成に悪影響を及ぼす可能性がある。即ち、SDGs の同時達成との整合性という観点からは、2°C 目標は持続可能性に問題がある。目標 13「気候変動への緊急対策」は 2°C 目標ではなく、NDC 目標が相当すると考えるのが妥当である。（第 2 章）

過去 40 年以上にわたって世界全体のエネルギー需要の電化が進行する中、低炭素化のためには更なる電化の進展と電力の炭素強度の低下が必要である。部門別には、輸送部門における EV の普及と産業部門における熱利用の電化が電化を拡大する鍵である。エネルギー需要の電化は、電力の炭素強度低下およびエネルギー需要そのものの低下との組合せで、他の目標達成とも整合する持続可能な低炭素化手段となり得る。（第 3 章）

2°C目標と整合するような非電化部門の低炭素化、省エネルギー割合を試算した結果、これまでの低炭素化、省エネルギーの進展ペースでは、容易には達成できるレベルではないことが明らかになった。非電化部門の低炭素化も必要であり、輸送や暖房におけるバイオ燃料や水素への転換、鉄鋼やセメントの原料炭の代替などが課題である。省エネルギーに関しては、現在期待されている ICT と AI の活用による革新的な省エネルギーの進展の実現が課題である。(第3章)

電力の低炭素化として期待されている再生可能エネルギーは、その中でも変動性の大きい太陽光、風力の導入が世界的に急速に進んでいるが、その増加に伴い短期・長期の変動性が増大して、それをバランスさせるために必要な調整力も増加し、調整力を提供するための電力システムの柔軟性が課題になっている。柔軟性の評価には、その地域ごとに異なる需要の時間変化(需要曲線)、電源(ユニット毎の設備容量、効率、燃料などの情報)、系統連系などの電力システムの特徴を考慮して詳細に検討する必要がある。(第3章)

柔軟性の現状把握、ポテンシャルの評価には、詳細な電力システムの情報を集積したプロダクションコストモデルなどのツールを利用した定量的な評価と、柔軟性にインセンティブを与えるしくみづくりが重要である。柔軟性活用を効率的に推進するために、柔軟性の評価、先進的な取り組みを世界で共有して、それぞれの地域や国に合わせてカスタマイズしたモデルの利用を普及させることが有効である。(第3章)

2030年の日本の電力系統への太陽光および風力の大量導入を経済効率的に進めるために、VRE導入量の影響、3種類(系統連系、発電、貯蔵)の柔軟性の影響について、プロダクションコストモデルを用いて評価した。全ての柔軟性を十分に利用可能な場合、最も経済効率的にVREを活用できること、また全ての柔軟性が利用できない場合の経済損失は、それぞれの柔軟性を使えない損失の合計より大きい、即ち負の相乗効果があることを明らかにした。VRE大量導入シナリオにおいても、柔軟性が全く利用できない場合はNDCの前提条件である非化石率44%に届かないこと、柔軟性を十分に活用できれば非化石割合は政府目標を6%上回り、原子力割合が目標に届かない場合でもNDC達成可能性があることを示した。(第4章)

系統連系線の利用における柔軟性オプションの異なるケースのマージナルコストの比較により、VRE導入割合の高い電力システムでは、特に大規模な系統に隣接する場合に系統連系線の柔軟な活用で広域メリットオーダーの便益が高まること、調整力融通により更なる便益があることを明らかにした。またVREの抑制を低減させる手段としては、運用費を増加させ、かつVRE導入量が増加すると抑制低減効果が小さくなる優先給電より、運用費を低減させVRE導入量が増加しても抑制低減効果が継続する柔軟性活用の方が経済効率的であることを指摘した。(第4章)

これらを総合的に考察すると、更に以下のように要約することができる。

- パリ協定が掲げる 2°C 目標のような長期的な低炭素化目標を、今ある技術の延長線で達成しようとする、現時点からエネルギー需要を減少に転じさせ、また高価格の炭素価格を世界全体に課すことなどが必要となり、非現実的である。
- 持続可能に 2°C シナリオを達成するためには、経済的な革新的技術が必須であり、そのような技術イノベーションには、基盤技術から応用技術に至るまで長期的な研究開発が重要であり、そのためには既存の低炭素技術への投資に偏ることなく適切なリソース（資金、人材）の配分が必要である。その際には、2030 年の SDGs の同時達成と整合させるリソースの配分を考慮する必要がある。
- 短期的には他の DSGs と整合する経済効率的な低炭素化の取り組みを行い、長期的にはイノベーションによる革新的技術を活用すべきである。
- 短期的な低炭素化の取り組みとしては、持続可能性の観点から経済効率的なアプローチを取ることが必要で、世界的に導入促進が進む再生可能エネルギー、特に太陽光と風力、を経済的に活用することは有用な電力の低炭素化手法である。
- 太陽光、風力は、柔軟性が不足すれば発電出力が抑制され、利用率が低下する。従って、再生可能エネルギーの導入とその経済効率的な利用の検討には、地域ごとに電力システムの特性を考慮してカスタマイズしたモデルによる柔軟性評価が必須である。
- 本論文で提案したプロダクションコストモデルによる日本の電力システムにおける VRE 活用のための柔軟性評価は、今後の調整力市場設計の議論のベースとすることができる。また、他の国や地域に合わせてモデルをカスタマイズして柔軟性評価を行うことで VRE の有効活用に資することで、世界的な再生可能エネルギー利用拡大への貢献が可能である。
- 長期的には、変化の割合を革新的に変える「イノベーション」が必要であり、そのための技術研究開発が必要である。現状の 2°C シナリオには反映されていないイノベーションには、ICT および AI による省エネルギーの革新的な進展、長年の核融合、宇宙太陽光発電などの技術開発成果が 2100 年より前に出る可能性、などエネルギー需要・供給の両面で可能性がある。

5.2 今後の課題

2°C 目標の持続可能性を評価する研究は数少ないことが、本論文において定量的な評価を困難にしていた。一方で、安定化の目標を 2°C でなく 1.5°C とすべきという主張も、ごく最

近では聞かれるようになってきている。定量的な評価が可能になるためには、1.5°C目標の登場を機に、2°C目標あるいは1.5°C目標の持続可能性に関心が高まり、研究が増加することが必要である。

本論文では、柔軟性として二次調整力であるLFC調整力のみを対象としたが、柔軟性には他により短期の一次調整力（ガバナーフリーなど）、より長期の三次調整力（ランプ調整力など）が存在する。更に大量のVRE導入下においては、1時間を超える継続的な大幅な変動に対するランプ調整力への対応が特に必要である。

また、その場合は気象データに基づくVRE予測と、それに基づく起動停止計画を作成するユニットコミットメントモデルとの組み合わせが必要になる。

本研究では、柔軟性の資源として、系統連系、石炭火力発電、貯蔵として揚水、を対象としたが、需要側の柔軟性（デマンドレスポンス）、貯蔵としてバッテリーという資源もある。

これら全ての調整力と柔軟性資源をプロダクションコストモデルで模擬して、シナリオ分析を進めていくことが、インセンティブ・メカニズムとしての制度や市場のきめ細かい設計には有用であり、柔軟性向上のための設備投資の予見性を高めることになる。

また、風力発電の導入割合が高い国や地域では近年、出力制御可能かつ調整力の提供可能であることを系統接続の条件として要求するようになり、新規のプロジェクトについては高機能な設備が導入されている。日本においても、2030年以降にそのような制度が導入された場合についてのモデル解析が必要になると考えられる。

参考文献

- [1] United Nations Framework Convention on Climate Change (2015) “Adoption of the Paris Agreement”, FCCC/CP/2015/10/Add.1, Decision 1/CP.21
- [2] Intergovernmental Panel on Climate Change (2001) “TAR Climate Change 2001: Impacts, Adaptation, and Vulnerability: Scientific-Technical Analyses; Contribution of Working Group II to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change”
- [3] United Nations Resolution A/RES/70/1 (2015) “Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development”
- [4] 経済産業省 (2015) 「長期エネルギー需給見通し」
- [5] Intergovernmental Panel on Climate Change (2014) “Climate Change 2014 Mitigation of Climate Change: Working Group III Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change”
- [6] Masahiro Sugiyama (2012) “Climate change mitigation and electrification”, Energy Policy 44 pp464-468
- [7] James H. Williams, DeBenedictis, Rebecca Ghanadan, Amber Mahone, Jack Moore, William R. Morrow III, Snuller Price, Margaret S. Torn (2012) “The Technology Path to Deep Greenhouse Gas Emissions Cuts by 2050: The Pivotal Role of Electricity”, Science 335, pp53-59
- [8] Elmar Kriegler & John P. Weyant & Geoffrey J. Blanford & Volker Krey & Leon Clarke & Jae Edmonds & Allen Fawcett & Gunnar Luderer & Keywan Riahi & Richard Richels & Steven K. Rose & Massimo Tavoni & Detlef P. van Vuuren (2014) “The role of technology for achieving climate policy objectives: overview of the EMF 27 study on global technology and climate policy strategies”, Climate Change, Climatic Change; 123(3-4): pp353-367
- [9] 坂本省吾 (2018) 「CO₂ の長期大規模削減と電化—排出制約化における電化の促進と電力需要の関係性—」, 電力経済研究 No.65, pp121-135
- [10] EPRI (2018) “U.S. National Electrification Assessment”
- [11] NREL (2018) “Electrification Futures Study: End-Use Electric Technology Cost and

Performance Projections through 2050”

- [12] Euroelectric (2018) “Decarbonization pathways, European economy”
- [13] 荻本和彦 (2014) 「再生可能エネルギーの発電予測とシステム技術」, 電気学会論文誌 B 134(6), pp473-476
- [14] 高橋雅仁 (2017) 「再生可能エネルギー電源大量連系に対応する柔軟性資源計画モデルの開発—デマンドレスポンスを考慮した最適電源構成の検討—」 電力中央研究所報告 C16002
- [15] 高橋雅仁 (2018) 「柔軟性資源計画モデルの開発：再生可能エネルギー大量導入に対応する電力システムの柔軟性向上の評価」 電気評論 103(6), pp45-49
- [16] 安田 陽, 近藤 潤次 (2013) 「再生可能エネルギー大量導入のための日本の系統柔軟性評価」 電気学会研究会資料. MES 2013(1-6・8・9・11-25), pp79-84, 2013-11-21
- [17] 福泉 靖史, 小森 豊明, 上田 慎太 (2015) 「再生可能エネルギー時代の電力系統を支える技術シリーズ(4)火力プラントの柔軟性向上による電力系統の安定化」 火力原子力発電 66(11), 676-691
- [18] 荻本 和彦, 片岡 和人, 占部 千由, 斉藤 哲夫 (2015) 「我が国の 2030 年の電力需給解析：再生可能エネルギー導入と柔軟性」 エネルギー・資源学会研究発表会講演論文集 34, pp51-56
- [19] 荻本和彦, 片岡和人, 占部千由, 斉藤哲夫 (2017) 「日本における揚水発電の System Value」 電気学会全国大会講演論文集
- [20] International Energy Agency (2015) “Energy Balances of Non-OECD Countries 2015” (CD-ROM data)
- [21] International Energy Agency (2015) “CO2 Emissions from Furel Combustion 2015” (CD-ROM data)
- [22] International Energy Agency (2017) “World Energy Outlook 2017”
- [23] U.S. Energy Information Administration (2017) “International Energy Outlook 2017”
- [24] 日本エネルギー経済研究所 (2018) 「IEEJ アウトルック 2018」
- [25] United Nations Framework Convention on Climate Change (1997) “Adoption of the Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change “,

FCCC/CP/1997/7/Add.1, Decision 1/CP.3

- [26] EU Council of Ministers (1996) “Community strategy on climate change”, Council conclusions
- [27] Intergovernmental Panel on Climate Change (1995) “SAR Climate Change 1995: Impacts, Adaptation, and Vulnerability of Climate Change: Scientific-Technical Analyses; Contribution of Working Group II to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change”
- [28] United Nations Framework Convention on Climate Change (2015) “Bali Action Plan”, FCCC/CP/2007/6/Add.1, Decision 1/CP.13
- [29] Intergovernmental Panel on Climate Change (2013) “Climate Change 2013 The Physical Science Basis: Working Group I Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change”
- [30] Intergovernmental Panel on Climate Change (2014) “Technical Summary in Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change”
- [31] United Nations Environmental Programme (2018) “Emissions Gap Report 2018”
- [32] Tomoko Hasegawa, Shinichiro Fujimori, Yonghee Shin, Akemi Tanaka, Kiyoshi Takahashi and Toshihiko Masui (2015) “Consequence of Climate Mitigation on the Risk of Hunger”, *Environmental Science & Technology* pp7245-7253
- [33] International Energy Agency (2007) “World Energy Outlook 2007”
International Energy Agency (2008) “World Energy Outlook 2008”
International Energy Agency (2009) “World Energy Outlook 2009”
International Energy Agency (2010) “World Energy Outlook 2010”
International Energy Agency (2011) “World Energy Outlook 2011”
International Energy Agency (2012) “World Energy Outlook 2012”
International Energy Agency (2013) “World Energy Outlook 2013”
International Energy Agency (2014) “World Energy Outlook 2014”
International Energy Agency (2015) “World Energy Outlook 2015”
International Energy Agency (2016) “World Energy Outlook 2016”
International Energy Agency (2017) “World Energy Outlook 2017”

- [34] International Energy Agency, (2018) “System Integration of Renewables, An update on Best Practice”
- [35] SIEMENS AG (2017) “Flexibility of coal and gas fired power plants”, presentation at CEM Advanced Power Plant Flexibility Campaign Technical Workshop
- [36] International Energy Agency, Clean Energy Ministerial, 21st Century Power Partnership (2018) “Status of Power System Transformation 2018 – Advanced Power Plant Flexibility-”
- [37] 経済産業省資源エネルギー庁 (2018) 「平成 29 年度エネルギーに関する年次報告 (エネルギー白書 2018)」
- [38] 電力広域的運営推進機関 (2016) 2015 年度第 4 回運用容量検討会 資料 1-1
- [39] 経済産業省資源エネルギー庁 固定価格買取制度情報公表用ウェブサイト <https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary> (アクセス日 2018 年 12 月 12 日)
- [40] 電力広域的運営推進機関 (2018) 「2020 年度から 2023 年度の調整電源の確保について」第 2 回 需給調整市場検討小委員会 配布資料 6
- [41] 東仁, 福留潔, 簗津真一郎, 野中俊介, 荻本和彦, 片岡和人 (2017) 「連系線によるエネルギーと需給調整力融通を含む電力需給解析手法」電気学会論文誌 B 137(2), pp83-92
- [42] 陳 洛南, 池田和彦, 東 仁, 石関光男, 境 武久, 中村 滋, 鈴木昭男, 荻本和彦 (1993) 「Benders 分解法による連系系統の最適電源開発計画」, 電学論 B, Vol.113, No.6, pp.643-651
- [43] 北海道 : http://denkiyoho.hepco.co.jp/area_download.html
 東北 : <http://setsuden.tohoku-epco.co.jp/download.html>
 東京 : <http://www.tepco.co.jp/forecast/html/download-j.html>
 中部 : <http://denki-yoho.chuden.jp/index.html>
 北陸 : <http://www.rikuden.co.jp/denki-yoho/index.html#download>
 関西 : <http://www.kepco.co.jp/corporate/energy/supply/denkiyoho/download.html>
 中国 : <http://www.energia.co.jp/jukyuu/index.html>
 四国 : <http://www.yonden.co.jp/denkiyoho/download.html>
 九州 : http://www.kyuden.co.jp/wheeling_disclosure.html
 沖縄 : <http://www.okiden.co.jp/denki/dl/>
- [44] 永田真幸 (2012) 「系統電源以外のリソースによる予備力提供の効果の評価」電力中央

研究所報告 R11013

- [45] 電力広域的運営推進機関 (2018) 「2018～2027 年度の連系線の運用容量 (年間計画・長期計画)」
- [46] 東北電力 平成 16 年度電力卸供給入札募集要項 (案)
東京電力 平成 26 年度電力卸供給入札募集要項
中部電力 平成 26 年度火力電源入札募集要項
関西電力 平成 26 年度火力電源入札募集要項 (案)
中国電力 平成 26 年度火力電源入札募集要項 (案)
四国電力 平成 26 年度火力電源入札募集要項
- [47] 電気学会 (2016) 「電気学会技術報告 1386 号 : 電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデル」
- [48] 荻本和彦, 石井英雄, 北内義弘, 黒石卓司, 戸根洋一, 船橋信之 (2012) 「火力発電などによる電力システムの柔軟性向上の可能性」 電気学会全国大会
- [49] 資源総合システム (2015) 「日本市場における 2020/2030 年に向けた太陽光発電導入量予測」 資源総合システム
- [50] 荻本和彦, 片岡和人, 占部千由, 斉藤哲夫 (2016) 「長期エネルギー需給見通しに基づく我が国の 2030 年の電力需給解析」 エネルギー資源学会 第 32 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, 講演論文集 pp1-2

謝辞

はじめに、奥野喜裕教授、岡村哲二教授、末包哲也教授、長崎孝夫准教授、肖鋒教授にはお忙しい中、本論文の審査を引き受けて頂いたことを感謝致します。指導教員の奥野喜裕教授には、本論文をまとめるにあたり親身にご指導を賜りましたことに、心よりお礼申し上げます。

本研究の重要な部分である日本の電力システムにおける VRE と柔軟性に関するモデル解析に関しては、共同研究者である東京大学荻本和彦特任教授、株式会社 JP ビジネスサービス福留潔氏、東仁氏、磯永彰氏、電源開発株式会社野中俊介氏、養津真一郎氏のご協力を頂いたことに感謝致します。

また、社会人として 20 年以上にわたってエネルギー・気候変動政策の調査を担当してきた中で、本論文の主題である気候変動とエネルギーの問題を学術的に捉えて研究しようと思うに至ったのは、公益財団法人地球環境産業技術研究機構の秋元圭吾氏、キャノングローバル戦略研究所の杉山大志氏から様々な示唆を頂いたおかげと感謝しています。

最後に、この年齢で学位取得を志した私を、心暖かく応援してくれた友人たちに感謝します。

2019 年 1 月 11 日

中山 寿美枝

研究業績リスト

学術論文

1. 中山寿美枝、簗津真一郎、東仁、磯永彰、福留潔、荻本和彦、片岡和人
「再エネ導入下での調整力融通の効果に関するマージナルコストを用いた分析」
電気学会論文誌 B 2018 年 Vol.138 No.2 pp.140-146 (doi:10.1541/ieejpes.138.140)
2. S. Nakayama, H. Azuma, K. Fukutome, K. Ogimoto
“Analysis of value of flexibility in Japan’s power system with increased VRE”
Clean Energy, July 2018 Vol.2 Issue 1 pp.37-44 (doi: 10.1093/ce/zky005)
- * M. Sugiyama, S. Asayama, T. Kosugi, A. Ishii, S. Emori, J. Adachi, K. Akimoto, M. Fujiwara, T. Hasegawa, Y Hibi, K. Hirata, T. Ishii, T. Kaburagi, Y. Kita, S. Kobayashi, A. Kurosawa, M. Kuwata, K. Masuda, M. Mitsui, T. Kiyata, H. Mizutani, S. Nakayama, K. Oyamada, T. Sashida, M. Sekiguchi, K. Takahashi, Y. Takamura, J. Taki, T. Taniguchi, H. Tezuka, T. Ueno, S. Watanabe, R. Watanabe, N. Tamagishi, G. Yoshizawa
“Transparency co-design of scientific research agendas: 40 research questions for socially relevant climate engineering research”
Sustainability Science, January 2017, Volume 12, Issue 1, pp. 31–44 (doi: 10.1007/s11625-016-0376-2)

国際会議

1. “Oxygen rich coal combustion to capture carbon dioxide from coal-fired power generation”, the First International Conference on Carbon Dioxide Removal, Amsterdam, Netherland (1994)
2. “The use of the CDM in electrification projects”, at COP10 IETA/WBCSD side event, Buenos Aires, Argentina (2004)

3. “Sustainable low carbon society and fossil-fired power generation”, Japan Taiwan High Level Dialogue on Science and Technology, Taipei, Taiwan (2009)
4. “Clean coal technology for energy and environment”, Seminar on the Effectiveness of Best Available Environment Technologies in ASEAN, Bangkok, Thailand (2014)
5. “CCS on the global climate agenda”, THE GLOBAL STATUS OF CCS 2014, Global CCS Institute, Abu Dhabi, UAE (2015)
6. “An IPP’s perspective on power plant flexibility – Focus on Japan”, Advanced Power Plant Flexibility Campaign meeting, Clean Energy Ministerial / International Energy Agency, Paris, France (2017)
7. “Increasing power system flexibility, An IPP’s perspective on power plant flexibility in Japan”, IEA ESAP Expert Workshop VIII, Tokyo, (2018)

国内研究会等

1. 中山寿美枝、簗津真一郎、東仁、磯永彰、福留潔、荻本和彦、片岡和人
「電力需給解析モデルによる系統連系のマージナルコストの特性分析」
電気学会 B 部門大会 No.27, pp.6-2-33–6-2-39 (2016 年 9 月)
2. 中山寿美枝、簗津真一郎、東仁、磯永彰、福留潔、荻本和彦、片岡和人
「電力需給解析モデルによる調整力融通を考慮した系統連系のマージナルコストの特性分析」
電気学会 電力技術・電力系統技術合同研究会 PE-16-150, PSE-16-170, pp.147–152
(2016 年 9 月)
3. 中山寿美枝、簗津真一郎、東仁、磯永彰、福留潔、荻本和彦、片岡和人
「再エネ大量導入下での電力需給解析モデルによる系統連系のマージナルコスト分析」
電気学会全国大会 6-136, pp.221–222 (2017 年 3 月)

4. 中山寿美枝、簗津真一郎、東仁、磯永彰、福留潔、荻本和彦、片岡和人
「再エネ導入下での調整力融通の効果に関するマージナルコストを用いた分析」
電気学会 B 部門大会 No.26, pp.4-6-18-4-6-24 (2017 年 9 月)
5. 中山寿美枝、簗津真一郎、東仁、磯永彰、福留潔、荻本和彦、片岡和人
「再エネ大量導入下でのマージナルコストの特性分析」
電気学会 電力技術・電力系統技術合同研究会 PE-17-111, PSE -17-111, pp.57-62 (2017 年 9 月)
6. 中山寿美枝、簗津真一郎、東仁、磯永彰、福留潔、荻本和彦、片岡和人
「電力需給モデルによる再エネ大量導入下でのマージナルコスト決定要因分析」
電気学会全国大会 pp.236-237 (2018 年 3 月)
7. 中山寿美枝、簗津真一郎、東仁、磯永彰、福留潔、荻本和彦、片岡和人
「再エネ大量導入下での火力発電柔軟性の影響評価」
電気学会 B 部門大会 No.48, pp. 6-5-1-6-5-6 (2018 年 9 月)
8. 中山寿美枝
「再エネ拡大で注目される火力発電の柔軟性－APPF 報告－」
平成 30 年度火力原子力発電大会 pp.68-69 (2018 年 10 月)

解説

1. 中山寿美枝
「気候変動問題における石炭火力発電の課題と展望」
エネルギーレビュー 2015 年 10 月号 pp.19-22
2. S. Nakayama
“Coal-Fired Power Generation in Japan and the World”
Cornerstone Magazine Vol. 4, Issue 4, pp.25-29 (2016)

3. 中山寿美枝

「世界エネルギー展望から見る 2°C 目標」
ふえらむ Vol. 22, No.9, pp.493-499 (2017)

4. 中山寿美枝

「再エネ拡大で注目される火力発電の柔軟性」
火力原子力発電 No.738, Vol.69, pp.138-149 (2018)

5. 中山寿美枝

「Advanced Power Plant Flexibility Campaign 報告ー改めて考える低炭素化と電力ー」
火力原子力発電 No.744, Vol.69, pp.518-525 (2018)