

博士論文

風力発電及び太陽光発電の出力不確実性を考慮した電源構成

野 上 一 成

博士論文

風力発電及び太陽光発電の出力不確実性を考慮した電源構成

2018 年 9 月

指導教員 茂木 源人 准教授

東京大学大学院 工学系研究科 技術経営戦略学専攻

37-117208 野上 一成

要 旨

本研究では、急速に導入が進展している風力発電及び太陽光発電の導入量最適化問題を扱っている。電力系統に連系される各電源の出力特性、化石燃料の調達価格等、電源構成策定の前提条件を整理し、MCMC 法（MCMC : Markov Chain Monte Carlo）及び CGE モデル（CGE : Computable General Equilibrium）を応用して問題を扱っている。

風力発電及び太陽光発電の出力には気象現象に起因する出力不確実性があり、出力変動電源と呼ばれる。本研究では、出力変動電源の最適導入量の評価に先立ち、その出力不確実性を評価し、出力時系列に対してマルコフ連鎖を基本構造とする確率過程モデルを構築している。この際、風力発電と太陽光発電の出力時系列の相互相関性の再現を図っている。また、推移確率に時間依存性が無い、斉時的マルコフ連鎖を適用するため、季節変動、時刻変動等がもたらす周期的変動要素を出力時系列から除外する方法を提言している。なお、対象地域の風速、全天日射量等の気象指標時系列から、設定する容量の出力変動電源を対象地域に導入した場合の出力時系列を推計し、得られた出力時系列に対して確率過程モデルを構築している。そのため、本研究で示す方法は、別の地域を対象とする場合でも、気象指標時系列が所与のとき、設定する導入容量の出力時系列を推計するとともに、その時系列に対して確率過程モデルを構築するのに有効である。

次に、構築したマルコフ連鎖モデルを応用して、MCMC 法に基づく電力需給シミュレーションを行い、各電源の発電電力量等、設定する電源構成における発電指標の期待値を求めている。得られた発電指標の期待値に基づき、本研究では、2 つの視点から出力変動電源の導入量最適化問題を扱っている。まず、経済条件を所与としながら、電源全体の発電コスト $LCOE_{sys}$ を求め、それを最小化する出力変動電源の導入量を評価している。一方、電気は社会経済に不可欠な二次エネルギーであることから、電力産業の生産構造変化は経済に対し波及効果をもたらす。この波及効果を CGE モデルで描写し、産業間の波及効果を考慮した場合の最適導入量も評価している。与えた電源構成に対して CGE モデルで市場均衡を求め、市場均衡における家計効用を計算し、それを最大化する電源構成を導いている。本研究では、前者を LCOE 最小化問題、後者を効用最大化問題と称す。LCOE 最小化問題の解は、電力産業の生産構造変化がもたらす波及効果が伝搬する前の最適導入量、すなわち、短期的視点で求めたものといえる。他方、効用最大化問題の解は、波及効果が経済全体に伝搬した後の最適導入量、すなわち、長期的視点で求めたものといえる。

本研究を通じて、2050 年という視野で電源構成を検討する場合、風力発電、太陽光発電のいずれか一方に偏重して導入を行うのではなく、双方をバランスよく電源構成に導入することで経済的便益が最大化されることが導かれた。また、産業間の波及効果を考慮した場合としない場合を比較することにより、出力変動電源の最適導入量は、電力産業の生産構造変化がもたらす波及効果が伝搬するにつれて、生産要素の賦存量制約が影響し、低減されていくことが明らかとなった。

風力発電及び太陽光発電の出力不確実性を考慮した電源構成

目 次

第 1 章 不確実性のある対象の最適化問題に対するアプローチ	1
1.1 研究背景及び研究目的	1
1.2 先行研究及び本研究の方向性	2
1.2.1 風力発電の出力不確実性に係る先行研究	2
1.2.2 太陽光発電の出力不確実性に係る先行研究	4
1.2.3 大規模導入時の出力時系列の推計に係る先行研究	6
1.2.4 電力需給シミュレーション及び電源構成の経済性評価に係る先行研究	7
1.2.5 産業間の波及効果分析に係る先行研究	8
1.3 本研究の概要	9
1.3.1 風力発電と太陽光発電の出力不確実性	9
1.3.2 最適化問題の定式化とプログラムへの実装	10
1.4 対象地域	12
1.5 原子力発電に関するシナリオ	12
1.6 本稿の構成	13
第 2 章 出力変動電源の出力時系列の推計 及び 確率過程モデルの構築	14
2.1 緒言	14
2.2 出力変動電源の出力時系列の推計	14
2.2.1 対象地域 及び 気象指標時系列の観測地点	15
2.2.2 気象指標時系列の出力時系列への換算	17
2.2.3 出力変動の平滑化効果に関する先行研究	18
2.2.4 対象地域の出力時系列の推計方法	20
2.2.5 対象地域の出力時系列	22
2.3 風力発電の出力時系列に対する確率過程モデル	23
2.3.1 先行研究の確率過程モデルの有効性と課題	23
2.3.2 出力時系列の不確実性要素の抽出	25
2.3.3 マルコフ連鎖モデルのモデル構造	27
2.3.4 風力発電のマルコフ連鎖モデルのパラメータ調整	28

2.4 太陽光発電の出力時系列に対する確率過程モデル	33
2.4.1 出力時系列の不確実性要素の抽出	33
2.4.2 太陽光発電と風力発電の相互相関性	35
2.4.3 マルコフ連鎖モデルの構築	36
2.4.4 構築したマルコフ連鎖モデルの評価	38
2.5 まとめ	44
第3章 出力変動電源の導入容量の最適化問題へのMCMC法の応用	45
3.1 緒言	45
3.2 MCMC法に基づく電力需給シミュレーション	46
3.2.1 出力変動電源の出力時系列に対するマルコフ連鎖モデル	46
3.2.2 LCOE最小化問題の定式化	47
3.2.3 MCMC法に基づく電力需給シミュレーション	48
3.2.4 電力需給シミュレーションにおける外生条件	51
3.3 LCOEの計算方法及び収束評価	55
3.3.1 LCOEの計算方法	55
3.3.2 LCOE算定における外生条件	55
3.3.3 MCMC法の収束評価	57
3.4 出力変動電源の最適導入量	60
3.4.1 LCOE最小化問題と電源間の代替関係	60
3.4.2 各条件における最適導入量	63
3.4.3 固定価格買取制度が運用された場合の最適導入量	65
3.4.4 石油火力が廃止された場合の最適導入量	67
3.5 まとめ	69
第4章 出力変動電源の導入容量の最適化問題への応用一般均衡モデルの応用	71
4.1 緒言	71
4.2 構築するCGEモデルの概要及び従来モデルとの比較	71
4.2.1 先行研究のCGEモデルと課題	71
4.2.2 各産業の電力消費構造	72
4.2.3 国際貿易構造	73
4.2.4 本稿のCGEモデルの前提条件	73

4.2.5 効用最大化問題の定式化	73
4.2.6 CGE モデルと技術モデルの統合方法の分類	75
4.3 静学的 CGE モデルの構築.....	76
4.3.1 構築する CGE モデルの概要	76
4.3.2 基準均衡とする社会会計表	77
4.3.3 電力産業の生産構造の定式化	79
4.3.4 電力消費部門の生産構造の定式化	83
4.3.5 家計行動	84
4.3.6 アーミントン仮定による国際貿易の描写	85
4.3.7 政府及び投資主体行動	86
4.3.8 ゼロ利潤条件	86
4.3.9 CGC モデルの方程式体系	87
4.3.10 ワルラスの法則とニューメレール	88
4.4 出力変動制電源の最適導入量	89
4.4.1 出力変動電源とピーク電源との代替関係	89
4.4.2 効用最大化問題と LCOE 最小化問題が導く最適導入量の比較	91
4.4.3 出力変動電源の導入によるマクロ経済的生産性の変化	96
4.4.4 代替の弾力性に関する感度分析	97
4.4.5 固定価格買取制度がもたらす最適導入量の変化及び	98
4.4.6 太陽光発電の建設費用に関する感度分析	101
4.5 まとめ	102
第 5 章 出力変動電源の不確実性を考慮した電源構成に関する結論	104
5.1 得られた知見に関する議論	104
5.1.1 先行研究の最適導入量との比較検証	104
5.1.2 LCOE 最小化問題の最適導入量に関する検証	104
5.1.3 効用最大化問題の最適導入量に関する検証	107
5.2 結 論	109
5.3 今後の展望	111
謝 辞	114
あとがき	114
付 録	115
参考文献	126

図一覧

図 1-1	資源エネルギー庁が試算した各電源の LCOE	2
図 1-2	天体運動と気象現象の模式図	5
図 1-3	LCOE 最小化問題と効用最大化問題の関係	11
図 1-4	既設 原子力発電所の運転年数の状況（2014 年 7 月 23 日時点）	12
図 1-5	2050 年までの原子力発電の稼働容量の推移	13
図 2-1	選定された気象庁の地上観測所	16
図 2-2	2,000kW 揚力式プロペラ型風力発電システムのパワーカーブ	17
図 2-3	各観測地点の気象指標時系列（2010 年 1 月 1 日）	17
図 2-4	各観測地点の出力変動電源の出力時系列（2010 年 1 月 1 日）	18
図 2-5	各観測地点の出力時系列のスペクトル特性（風力発電）	18
図 2-6	風力発電の出力時系列に関する平滑化効果	18
図 2-7	各観測地点の出力時系列のスペクトル特性（太陽光発電）	19
図 2-8	太陽光発電の出力時系列に関する平滑化効果	19
図 2-9	対象地域のメッシュ分割	20
図 2-10	対象地域の出力時系列（導入容量：10 GW、1 月 1 日）	23
図 2-11	対象地域の出力時系列のスペクトル特性（導入容量：10 GW）	23
図 2-12	平均値の周期的変化（風力発電）	24
図 2-13	標準化時系列 X_{WT}^{Mean} の平均値 $\mu x_{\alpha,\beta}^{Mean}$ 及び標準偏差 $\sigma x_{\alpha,\beta}^{Mean}$	25
図 2-14	標準化時系列 X_{WT} の平均値 $\mu x_{\alpha,\beta}$ 及び標準偏差 $\sigma x_{\alpha,\beta}$	26
図 2-15	標準化時系列 X_{WT} と移動平均及び移動標準偏差	27
図 2-16	統計時系列及びサンプル過程の自己相関特性	29
図 2-17	状態偏差 δX のヒストグラムに対する状態分割数 N の影響	30
図 2-18	状態偏差 δX のヒストグラムに対する移動平均幅 m の影響	30
図 2-19	風力発電出力の統計時系列とサンプル過程（4 月及び 5 月）	31
図 2-20	統計時系列とサンプル過程の各月の平均値 $\mu_{\alpha,\beta}$	32
図 2-21	統計時系列とサンプル過程のヒストグラム	32
図 2-22	平均値の周期的変化（太陽光発電）	33
図 2-23	標準化時系列 X_{PV}^{Mean} の平均値 $\mu x_{\alpha,\beta}^{Mean}$ 及び標準偏差 $\sigma x_{\alpha,\beta}^{Mean}$	34
図 2-24	出力 P_{PV_t} のヒストグラム	34
図 2-25	標準化時系列 X_{PV} の平均値 $\mu x_{\alpha,\beta}$ 及び標準偏差 $\sigma x_{\alpha,\beta}$	35
図 2-26	相互相関係数の計算方法 及び 相互相関性	36
図 2-27	時系列 X_{PV} の初期時系列の生成	37
図 2-28	統計時系列及びサンプル過程の自己相関特性	39
図 2-29	統計時系列及びサンプル過程の相互相関特性	40
図 2-30	状態偏差 δX のヒストグラムに対する移動平均幅 m の影響	40
図 2-31	出力時系列の推移（6 月）	41
図 2-32	統計時系列とサンプル過程の各月の平均値 $\mu_{\alpha,\beta}$	42

図 2-33	統計時系列とサンプル過程のヒストグラム	42
図 2-34	出力時系列のランダム性及び季節変動に関する周期性（1 月～2 月）	43
図 2-35	出力時系列のランダム性及び時刻変動に関する周期性 （1 月 1 日～1 月 14 日）	43
図 2-36	日合計出力時系列の自己相関性	44
図 3-1	LCOE 最小化問題のフローチャート	48
図 3-2	電力需要時系列	50
図 3-3	負荷持続曲線及び需給計画方法	50
図 3-4	燃料輸入価格及び CO ₂ 関連費用	56
図 3-5	負荷持続曲線上での負荷分担	57
図 3-6	電力需要時系列上での調整帯容量	57
図 3-7	電力需要時系列上での負荷分担（出力変動電源を導入する場合）	58
図 3-8	電力需要時系列上での負荷分担（出力変動電源を導入しない場合）	58
図 3-9	風力発電の設備利用率及び $LCOE_{sys.}$ の期待値への収束	59
図 3-10	出力変動電源の導入量の変化に対する $LCOE_{sys.}$ の変化	60
図 3-11	風力発電と太陽光発電の日出力曲線	63
図 4-1	電力産業の生産構造変化の描写方法	72
図 4-2	LCOE 最小化問題と効用最大化問題の関係	74
図 4-3	CGE モデルと技術モデルの統合方法	75
図 4-4	CGE モデルを構成する基本要素の模式図	76
図 4-5	燃料輸入価格	85
図 4-6	CGE モデルの全容	88
図 4-7	出力変動電源の導入容量に対する家計効用の変化	90
図 4-8	出力変動電源の導入容量に対する生産要素投入の変化 （2050 年断面、原子力稼働容量 25%）	93
図 4-9	2050 年断面における効用最大化問題の発電電力量シェア	95
図 4-10	2050 年断面における LCOE 最小化問題の発電電力量シェア	95
図 5-1	環境アセスメントが進められている風力プロジェクトサイト	105
図 5-2	対象地域の出力時系列のスペクトル特性（導入容量：10 GW）	107
図 5-3	貿易黒字及び貿易赤字の条件における各産業の輸出入額	109
図 II-1	対象地域の出力時系列の推計方法	124
図 II-2	各メッシュの基本時系列の生成方法	124
図 II-3	積算順序の並替え	125

表一覧

表 1-1	出力変動電源の導入容量実績（2017 年 3 月末時点）	1
表 2-1	選定された気象庁の地上観測所の概況	16
表 3-1	原子力発電の稼働容量に関するシナリオ	51
表 3-2	ベース電源の導入容量及び出力特性	52
表 3-3	ピーク電源の導入容量及び出力特性	52
表 3-4	火力発電の定格運転における熱効率	53
表 3-5	火力発電設備の設備負荷－熱効率特性	53
表 3-6	経済条件マトリックス M_E	56
表 3-7	出力変動電源の建設コスト及び運転維持管理コスト	57
表 3-8	発電指標マトリックス GI の例 （原子力：20 GW、風力：16 GW、太陽光：16 GW）	58
表 3-9	発電指標マトリックス GI の例 （原子力：20 GW、風力：0 GW、太陽光：0 GW）	59
表 3-10	出力変動電源の最適導入量 （2050 年断面、原子力容量：5 GW）	60
表 3-11	最適点における各電源の LCOE 及び供給電力量 （2050 年 原子力：5 GW）	61
表 3-12	出力変動電源の供給電力量増大に対する各電源の供給電力量の変化	62
表 3-13	World Energy Outlook 2014 現政策シナリオの場合の最適導入量	64
表 3-14	World Energy Outlook 2014 新政策シナリオの場合の最適導入量	64
表 3-15	固定価格買取制度を運用した場合の最適導入量（Base ケース）	66
表 3-16	最適点における各電源の LCOE 及び供給電力量（2050 年 原子力：5 GW）	67
表 3-17	石油火力が廃止された場合の最適導入量	68
表 3-18	最適点における各電源の LCOE 及び供給電力量（2020 年 原子力：20 GW）	68
表 3-19	最適点における各電源の LCOE 及び供給電力量（2050 年 原子力：5 GW）	69
表 4-1	各解析断面における外生変数	77
表 4-2	分析対象とする部門分類	78
表 4-3	基準均衡における各事業部門の投入係数	81
表 4-4	Base ケースの場合の最適導入量（ $\sigma_e = 0.5$ ）	90
表 4-5	LCOE 最小化問題で得られた最適導入量	91
表 4-6	電力産業への生産要素の投入量（賦存量比）	93
表 4-7	生産要素依存型への移行を回避する投入係数の設定（単位： 10^{-3} ）	94
表 4-8	出力変動電源の投入係数を変更した場合の最適導入量	94
表 4-9	マクロ経済指標 $Real\ GDP'_{EXP}$	96
表 4-10	Base ケースの場合の最適導入量（ $\sigma_e \cong 1$ ）	97
表 4-11	Base ケースの場合の最適導入量（ $\sigma_e = 0.1$ ）	98
表 4-12	FIT 制度を運用した場合の最適導入量（Base ケース、 $\sigma = 0.5$ ）	100

表 4-13	FIT 制度を運用した場合のマクロ経済指標 $Real\ GDP'_{EXP}$	101
表 4-14	High ケースの場合の最適導入量 ($\sigma = 0.5$)	101
表 4-15	Low ケースの場合の最適導入量 ($\sigma = 0.5$)	102
表 5-1	限られた区域に出力変動電源を導入する場合の最適導入量 (50Hz 系統)	106
表 5-2	平滑化係数 $G_y=0.45$ とした場合の最適導入量 (50Hz 系統)	107
表 5-3	貿易収支のバランスが取れている条件の最適導入量 (全国系統)	108
表 5-4	2011 年の水準で貿易赤字が生じている条件の最適導入量 (全国系統)	108
表 I. 1-1	電力需給シミュレーションから得た補正係数の例① (電力供給量シェア及び設備利用率)	115
表 I. 1-2	電力需給シミュレーションから得た補正係数の例② (平均熱効率率)	116
表 I. 2-1	社会会計表①.....	117
表 I. 2-2	社会会計表②.....	118
表 I. 2-3	社会会計表③.....	119
表 I. 2-4	社会会計表④.....	120
表 I. 2-5	社会会計表⑤.....	121

第1章

不確実性のある対象の最適化問題に対するアプローチ

1.1 研究背景及び研究目的

電気は社会経済に不可欠な二次エネルギーである。また、電力産業は大規模な資本形成を伴う装置産業であるとともに、我が国は一次エネルギーを輸入に依存している。これらのことを考慮すると、急速に導入が進展している風力発電及び太陽光発電の電力系統への最適導入量を見極めておくことは重要な社会課題の1つと考えられる。

この急速な導入進展は、主に、2009年に開始された太陽光発電に関する余剰電力買取制度、並びに、2012年に開始された再生可能エネルギーに関する固定価格買取制度によりもたらされている。2017年3月末時点の風力発電及び太陽光発電の普及状況を表1-1に示す^[1]。同表のように、我が国では太陽光発電に偏重して導入が進展している現状にあり、経済産業省(2015)は、2030年の我が国の電源構成（電力量基準）における風力発電のシェアを1.7%程度、太陽光発電のシェアを7.0%程度^[2]と見通している。一方で、IEA（International Energy Agency）は、World Energy Outlook 2014において、2040年の全世界の電源構成（電力量基準）における風力発電のシェアを6%から8%程度、太陽光発電のシェアを2%から3%程度と見通しており、我が国における普及見通しと若干の乖離がある^[3]。我が国の電力消費量は全世界に対して数%規模^[3]であることを考慮すると、国内の風力発電及び太陽光発電の導入コストは、現状、国際的な水準に対して高く推移しているものの、長期的には国際価格に収斂していくことも想定される。したがって、表1-1に示す現状の普及状況に捉われることなく、今後の導入コストも見通しながら、長期的な視点で風力発電及び太陽光発電の最適導入量を見通しておくことが肝要である。

表 1-1 出力変動電源の導入容量実績（2017 年 3 月末時点）

		単位	導入容量		導入容量
			新規認定分	移行認定分	合計
太陽光発電	住宅用	GW	4.7	4.7	9.4
	非住宅用	GW	28.8	0.3	29.0
	合計	GW	33.5	5.0	38.4
風力発電	-	GW	0.8	2.5	3.3

一方で、安定的に電力供給を行うためには、電源開発のみならず、電力流通設備開発を戦略的に展開していく必要がある。この電力流通設備開発は、工期の面からも、事業費の面からも大規模となることから、早い段階で流通設備計画を立案する必要がある。流通設備計画の立案のためには、電源構成を策定するとともに、その地域分布の分析が不可欠である。風力発電及び太陽光発電の導入が発電事業者により急速に展開されていることも考慮すると、社会便益性の高い電源構成を見通すことは、我が国の電力政策における緊急性のある課題である。これらの我が国の電力システムを取巻く現状を踏まえ、本研究では、風力発電及び太陽光発電を含む、各電源の出力特性、化石燃料の調達価格等、電源構成策定の前提条件を整理し、経済的便益を最大化する電源構成を検討する。

これに関連して、資源エネルギー庁は、図 1-1 のように、2015 年に経済的な電源構成を検討する目的で、各電源の発電コストを LCOE（Levelized Cost of Electricity）法で算定している^[4]。LCOE 法とは、事業期間に生じる総支出の現在価値を事業期間の総発電電力量の現在価値で除して発電原価を求める費用計算法のことであり、OECD（Organization for Economic Co-operation and Development）等も発電事業の評価に採用している^[5]。この資源エネルギー庁の試算では、設備利用率に関しては、例えば、LNG 火力は 70%、風力発電は 20%、太陽光発電は 14%といったように仮定を行うとともに、熱効率に関しては、定格熱効率を適用している。しかしながら、これらの発電指標は、電力需給制約の中で決まるものであり、図 1-1 の LCOE のみを参考に自由に設定することはできない。特に、風力発電及び太陽光発電の出力には気象現象に起因する不確実性があり、これらが大規模導入された電源系統では、需給制約の中で達成される各電源の発電指標は確率変数となる。

本研究では、以下に示す先行研究を踏まえながら、風力発電及び太陽光発電の出力不確実性を評価し、需給制約の中で達成される各電源の発電指標の期待値を求めて、高い経済性を実現する電源構成を検討する。すなわち、本研究のテーマは不確実性のある対象の最適化問題である。電力系統に導入が進展している風力発電及び太陽光発電の出力不確実性を評価するとともに、我々を取巻く経済構造等を考慮し、これらの自然エネルギーをどの程度の水準で電源構成に導入することが最適かを評価する。

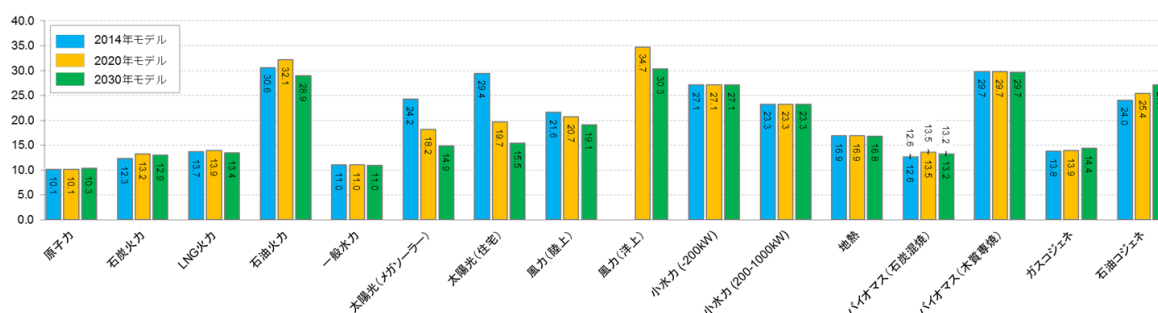


図 1-1 資源エネルギー庁が試算した各電源の LCOE^[4]

1.2 先行研究及び本研究の方向性

1.2.1 風力発電の出力不確実性に係る先行研究

風力発電及び太陽光発電の出力不確実性は気象現象によってもたらされているが、気象現象に起因する出力不確実性を持つ自然エネルギー電源は、出力変動電源と呼ばれている^[6]。風力発電及び太陽光発電が大規模導入された電源系統を想定して、需給制約の中で達成される各電源の発電指標の期待値を求めるためには、まず、風力発電及び太陽光発電の出力不確実性を評価し、出力時系列を確率過程としてモデル化する必要がある。その確率過程モデルを応用して需給シミュレーションを行うことで、需給制約の中で達成される各電源の発電指標の期待値を求めることが可能となる。なお、出力変動電源には、風力発電及び太陽光発電の他に、潮力発電等も含まれるが^[7]、本稿では、2018 年 3 月現在、我が国の電源系統において、大規模導入が進展している風力発電及び太陽光発電の 2 つを出力変動電源と称するものとする。

風力発電に関しては、系統制御、風力発電のタービン設計等への応用を目的として、確率過程モデルに係る研究が多数行われてきた。Ahmet ら(2001)、Ettoumi ら(2002)は、サンプリング周期 1 時間及び 3 時間といった比較的長い周期の風速時系列に対し、1 階マルコフ連鎖を適用して確率過程モデルを構築している^{[8][9]}。気象現象のように、季節変動、時刻変動等がもたらす周期的変動要素が時系列に含まれる場合、マルコフ連鎖のような斉時的確率過程モデルを適用するためには、時系列から周期的変動要素を除外し、弱定常性を示す不確実性要素を抽出する必要がある。前述の Ettoumi ら(2002)は、風速がワイブル分布に従うことを応用し、季節変動がもたらす周期的変動要素を除外して、推移特性の再現性を改善している。他方、斉時的確率過程モデルを適用する観点からは、時刻変動に関する周期性の除外が Ettoumi ら(2002)のモデルの課題である。また、Shamshad ら(2005)は、1 階及び 2 階マルコフ連鎖を風速時系列に適用して、階数増加による推移特性の再現性の改善を評価している^[10]。同報告では、階数増加により自己相関性等が若干改善しているものの、統計時系列から周期的変動要素を除外せずにモデルを構築しているため、もとの統計時系列の推移特性が十分再現されなかったと結論付けている。一方で、高階のマルコフ連鎖モデルでは、より長い時間で生じる推移特性の再現が可能となる反面、構築した確率過程モデルをモンテカルロ法に基づくシミュレーション等に適用する段階で、計算負荷が課題となる。これを回避するため、Amico ら(2013)は、状態の持続時間も確率変数とする 1 階及び 2 階準マルコフ連鎖を風速時系列に適用して確率過程モデルを構築している^{[11][12]}。しかしながら、同報告でも、周期的変動要素を除外することなくモデルが構築されているため、自己相関性等の推移特性の再現に課題が確認される。

一方で、近年、ドイツでは、風力発電の大規模導入が進展しており、風力発電の出力時系列に対する確率過程モデルも確認される。Pesch ら(2015)は、ドイツの電力系統に連系されている風力発電全体の出力時系列に対して、2 階マルコフ連鎖を基本構造とする確率過程モデルを構築している^[13]。通常の 2 階マルコフ連鎖モデルでは、連続する 3 時点の状態遷移に基づき推移確率行列を生成する。これに対して Pesch ら(2015)のモデルでは、1 階ラグは従来の 2 階マルコフ連鎖と同様に 1 時点前の状態を観察している一方で、2 階ラグに関しては、サンプル過程において再現される推移特性を評価しながら、観察対象とする時点を調整できるモデル構造としている。同モデルの優れている点は、2 階ラグの調整を通じて、短時間で生じる状態遷移と長時間で生じる状態遷移を低い計算負荷で捉えることが可能な点である。また、同モデルでは、サンプリング周期 15 分の出力時系列に対して確率過程モデルを構築し、推移特性を再現している点にも優位性がある。電力系統の需要変動はサイクリック分（数分以下）、フリンジ分（数分から 20 分程度）及びサステンド分（20 分程度以上）に分類される^[14]。電力系統に生じる需要変動は需要家の消費電力変化によってもたらされるのに加え、出力変動電源の大規模導入が進展した電源系統では、出力変動電源の出力変動も他の電源にとっては需要変動を意味する。また、大規模導入が行われた場合、その出力変動に平滑化効果が発現し、サイクリック分、フリンジ分といった短周期の出力変動スペクトルは減衰することが確認されている^{[15][16][17]}。そのため、先進国のような大規模系統における出力変動電源の出力変動に焦点をあてる場合、電力系統の周波数維持の観点から、数分から 1 時間程度の間隔の需給バランスは電源構成を検討するうえで重要性が高い。すなわち、サンプリング周期 15 分の出力時系列に対して確率過程モデルを構築している Pesch ら(2015)のモデルは、

需給シミュレーションへの応用の観点から有効である。一方で、同モデルには、季節変動及び時刻変動がもたらす周期的変動要素の除外方法において若干の課題が確認された。

確率過程モデルとしては、マルコフ連鎖モデルの他に、自己回帰モデル等が考えられる。Carapellucci ら(2013)は、サンプリング周期 1 時間の風速時系列を周期的変動要素と不確実性要素に分解し、不確実性要素に対して自己回帰モデルを適用して確率過程モデルを構築している^[18]。また、Ailliot ら(2012)は、サンプリング周期 6 時間、統計期間 50 年間の風速時系列に対して、年変化がもたらすデータのばらつきも再現する、マルコフスイッチング - 自己回帰モデルを構築している^[19]。マルコフスイッチング - 自己回帰モデルとは、自己回帰モデルのパラメータ変化がマルコフ連鎖に従う確率過程モデルである。同報告ではこれを採用することにより年変化がもたらすデータのばらつきを再現している。しかしながら、自己回帰モデルは 1 時間から 6 時間といったように比較的長い周期の時系列に適用されており、数分から 1 時間程度の同時同量を担保する需給シミュレーションへの応用を想定した場合、前述のマルコフ連鎖モデルに優位性がある。

以上を考慮して、本研究では、10 分間の同時同量を担保する需給シミュレーションへの応用を想定し、風力発電及び太陽光発電の出力時系列に対する確率過程モデルを構築する。まず、風力発電に関しては、Pesch ら(2015)の確率過程モデルの課題である周期的変動要素の除外方法に対して改善を行い、対象地域全体の出力時系列に対する確率過程モデルを構築する。加えて、太陽光発電に関しても、同モデルを発展させ、確率過程モデルを構築する。

1.2.2 太陽光発電の出力不確実性に係る先行研究

太陽光発電の出力時系列に対する確率過程モデルを構築するにあたって、風力発電の場合と同様に、斉時的確率過程モデルを適用するためには、時系列から周期的変動要素を除外し、弱定常性を示す不確実性要素を抽出する必要がある。太陽光発電は日射量に応じて出力する発電システムであるが、地表面で観測される日射量は、直達日射量と散乱日射量に分類することができる^[20]。これらの日射量成分は、大気外法線面日射量 (I_{0N}) に対し、太陽高度及び地球表面の大気の光学的厚さ等が影響して決まるものである^[21]。大気外法線面日射量及び太陽高度は図 1-2 (a)のような地球の天体運動に応じて変化し、大気の光学的厚さは同図 (b)のような地球表面の気象状態に応じて変化する。すなわち、太陽光発電の出力時系列における周期的変動要素は地球の天体運動によってもたらされており、不確実性要素は地球表面の気象現象によってもたらされている。

日射量時系列から周期的変動要素を除外する方法の一つとして、地表全天日射量 (I) を大気外全天日射量 (I_0) で除して晴天指数 k_t を求める方法が考えられる^{[22][23][24][25][26]}。また、風力発電と同様に、確率過程モデルの構築に関しては、自己回帰移動平均モデルを適用する方法と、マルコフ連鎖を適用する方法が考えられる。Graham ら(1988)は、晴天指数の日別値時系列に対して自己回帰モデル AR(1)を適用し、もとの統計時系列の 1 次から 4 次モーメントを再現する確率過程モデルを構築している^[22]。これに加えて、Graham ら(1990)は、日別値を時別値に展開するモデルを構築している^[23]。また、Aguilar ら(1992)は、地表全天日射量を大気外全天面日射量で除して晴天指数 k_t とするだけでは、定常性及び斉時性を満足しないことを考慮して、自己回帰移動平均モデルを改良している^[24]。他方、昨今のコンピュータの計算性能向上により、状態空間及びパラメータ

空間の両面から，高い分解能のマルコフ連鎖モデルの構築が可能となってきた．Ngoko ら(2014)は，晴天指数の日別値に基づき 1 日を通じた変動パターンを 15 グループに分類し，各グループの時系列に 2 階マルコフ連鎖を適用して確率過程モデルを構築している^[25]．このモデルでは，パラメータ空間がサンプリング周期 1 分の時系列を対象としている．また，Inacio ら(2018)は，衛星画像を用いて雲の分布を分析して大気状態を 13 グループに分類し，大気状態毎に推移確率行列が変化するマルコフ連鎖モデルを構築している^[26]．

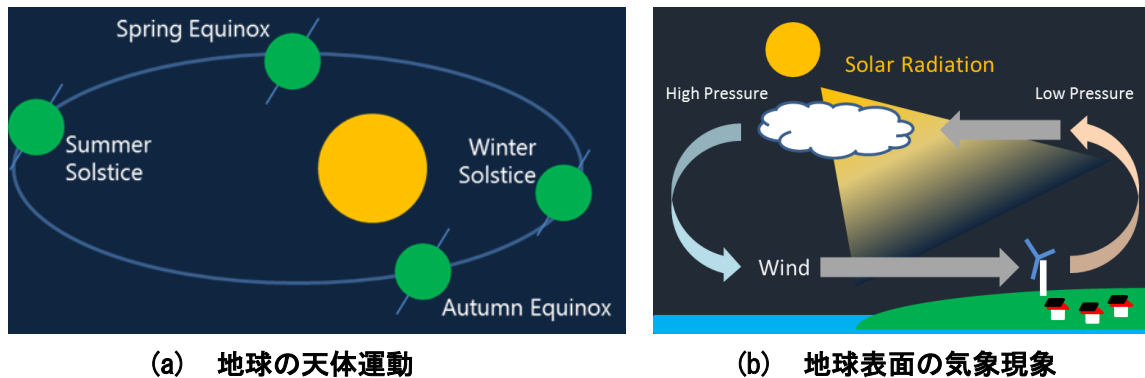


図 1-2 天体運動と気象現象の模式図

前述の Ngoko ら(2014)の 2 階マルコフ連鎖を基本構造とするモデルは，衛星画像等，特殊なデータを必要とせず，パラメータ空間の分解能も高いという点に優位性がある．しかしながら，大気状態が所与となった条件のもと，1 日間の時系列が生成されるモデルであり，本研究のように，一定期間の目的指標の期待値を求めるシミュレーションへの応用を考える場合，連続的な時系列生成という観点から課題がある．また，同モデルは晴天指数時系列を対象として構築されているが，晴天指数 k_t という指標は，局所的な日射量時系列の生成に有効であるものの，本研究のように，対象地域全体の出力時系列の生成を対象とする場合は適用が困難である．広域的に太陽光発電が導入された場合の出力時系列に対して，斉時的確率過程モデルを適用する場合は，その時系列から季節変動及び時刻変動がもたらす周期的変動要素を除外し，得られた標準化時系列に対し確率過程モデルを構築するアプローチが必要となる．加えて，Ngoko ら(2014)のモデルでは，連続する 3 時点の状態を観察する従来の 2 階マルコフ連鎖を基本構造としているため，長時間で生じる推移特性の再現に若干課題があることが，自己相関関数から確認された．

これに対し，風力発電の出力時系列に対する Pesch ら(2015)のモデルは，前述のように，短時間と長時間の推移特性を捉えることが可能である．そこで本研究では，同モデルを発展させて太陽光発電の出力時系列に応用し，短時間と長時間の推移特性を再現する確率過程モデルの構築を図るものとする．あわせて，対象地域全体の太陽光発電の出力時系列から周期的変動要素を有効に除外する方法を提言する．また，風は地球表面の熱分布を均一化させるプロセス等で生じる現象であり，その熱分布は図 1-2 (b)のように太陽日射によりもたらされているため，太陽日射と風況の間には一定水準の相互相関性が存在する．相場ら(2016)は，北海道及び東北地方等において，風力発電と太陽光発電出力の相関性を評価し，両者間には一定の相関性があることを確認している^[27]．本研究では，この 2 者間の相互相関性を周期的変動要素と不確実性要素に分類しながら評価し，それを再現しながらサンプル過程を生成する確率過程モデルを構築する．この相互相関性

は、電力系統に発生する余剰電力、各電源の設備利用率等に影響を及ぼし、最終的には、電力需給シミュレーションの結果得られる最適導入量を左右することになる。

1.2.3 大規模導入時の出力時系列の推計に係る先行研究

2012年に開始された再生可能エネルギーに関する固定価格買取制度等の影響により、出力変動電源の導入促進が図られてきた。しかしながら、2017年3月末現在、風力発電の全国導入容量は図1-1のように3GW程度^[1]に留まっており、他の電源種別と同規模の水準で導入された場合の出力時系列を統計データから得ることはできない。また、太陽光発電の導入は同図のように進展しているが、対象地域全体の出力時系列を集計し、推移特性を評価できるような統計データは一般に公表されていない。そこで、確率過程モデルの構築に先立ち、対象地域に出力変動電源が大規模導入された場合の出力時系列を気象指標の観測時系列から推計する。

出力変動電源を面的な広がりを持って設置する場合、各ユニットの出力を合計した時系列では、各ユニットの出力時系列それぞれにおいて確認されるような急峻な変動が緩和される。これを出力変動の平滑化効果という^{[15][16][17]}。出力変動電源が大規模導入された場合の出力時系列を推計するためには、この平滑化効果を考慮する必要がある。この平滑化効果は、ウィンドファーム内等、狭域で発現する効果と、電力系統内等、広域で発現する効果に分類される。

風力発電に関しては、阿部ら(2001)が、ウィンドファーム内で発現する平滑化効果を一定時間で生じる出力変動の平均値及び標準偏差を用いて評価し、ウィンドファーム内という狭域においても一定の平滑化効果が発現することを報告している^[28]。同様に、Y. H. Wan(2004)は、ウィンドファーム内に設置される139機の風力発電ユニットを4つのグループに分類し、1分間の平均出力変動を評価指標として、ウィンドファーム内で発現する平滑化効果を評価している^[29]。また、七原(2011)は、ウィンドファーム内のあるユニットの出力時系列を、低周波数帯域のゲインが導入ユニット数となっているローパスフィルターに通すことで、ウィンドファーム全体の出力時系列が推計できることを報告している^[30]。他方、広域にわたって導入することにより発現する平滑化効果に関しては、風力発電の導入ポテンシャルが高い、北海道及び東北地方等で実証的アプローチで研究が複数行われている^{[15][16][31]}。山岸ら(2009)は、北陸地方において、170kmの直線上にほぼ等間隔で並ぶ3地点（AB地点間90km、BC地点間80km）の風力発電の出力時系列を用いて平滑化効果を評価している^[15]。各地点の出力時系列をフーリエ変換した変動スペクトルと、それらの出力を合計した時系列の変動スペクトルを比較評価し、ある周波数帯において変動スペクトルが同期変動から独立変動に遷移することを報告している。これらの先行研究を考慮し、本研究では、対象地域内の限られた地点で得られている風力発電の出力時系列に対し、狭域で発現する平滑化効果と広域で発現する平滑化効果を重畳しながら積算して大規模導入時の出力時系列を推計する。なお、対象地域内の各地点に風力発電設備を1ユニット導入した場合の出力時系列は、一般的な風力発電設備の性能特性（パワーカーブ）を考慮して、気象庁の地上観測所で観測されている風速時系列から推計するものとする。

太陽光発電に関しては、七原(2011)が、コヒーレンスを用いて離隔600m程度の狭域で日射量時系列に生じる平滑化効果を評価している^[30]。また、加藤ら(2010)は、雲の移動の影響等をローパ

スフィルターでモデル化し、数 km^2 圏内で生じる平滑化効果を区域内の代表点 5 点の日射量時系列から推計している^[32]。一方、広域で生じる平滑化効果に関しては、名古屋ら(2010)が、北陸地方において半径 150km 圏内 (50km, 100km, 150km 等距離円で評価) に配置された 15 地点の太陽光発電の出力時系列を用いて平滑化効果を評価している^[17]。同報告では、各地点の出力時系列をフーリエ変換した変動スペクトルと、それらの出力を合計した時系列の変動スペクトルを比較評価し、短周期の変動スペクトルのランダム性により平滑化効果がもたらされていることを明らかにしている。また、片岡(2012)は、東京電力の供給区域で計測している 61 地点の日射量時系列をフーリエ変換でスペクトル展開し、変動スペクトルに各周波数帯域に応じたゲインを乗じる方法で、供給エリア内に太陽光発電が大規模導入された場合の出力時系列を推計している^[33]。これらの先行研究を考慮し、本研究では、対象地域内の限られた地点で得られている太陽光発電の出力時系列に対し、狭域で発現する平滑化効果と広域で発現する平滑化効果を重畳しながら積算して大規模導入時の出力時系列を推計する。なお、対象地域内の各地点に太陽光発電設備を 1 ユニット導入した場合の出力時系列は、気象庁の地上観測所で観測されている全天日射量時系列から推計するものとする。

1.2.4 電力需給シミュレーション及び電源構成の経済性評価に係る先行研究

本研究では、構築した出力変動電源の出力時系列に対する確率過程モデルを電力需給シミュレーションに応用し、経済的な電源構成の検討を行う。我が国の電源構成に関しては、二酸化炭素排出削減、出力変動電源の大規模導入、蓄電設備を活用したピークシフト、原子力稼働容量の影響といったように、様々な観点を考慮しながら、経済的な構成が研究されている^{[34][35][36][37][38]}。高木ら(2010)は、電気自動車が大規模導入された社会を想定し、太陽光発電がもたらす昼間の余剰電力を電気自動車のバッテリーで他の時間帯にシフトする場合、どの程度の経済的便益が得られるかを評価している^[34]。この際、サンプリング周期 1 時間の需要時系列から、夏季、冬季、中間季の 3 季節それぞれの平日と休日、それに夏季ピーク日を加えた 7 日分の日負荷曲線を切出して需給シミュレーションを行っている。また、太陽光発電の出力パターンに関しては、晴天日と曇天日の 2 種類に限定して需給シミュレーションを行い、日単位の蓄電設備運用がもたらす経済的便益を評価している。一方、小宮山ら(2012)は、1 年間の 10 分周期の気象指標時系列をもとに、年間を通じた出力変動電源の出力時系列プロファイルを生成し、複数の原子力稼働シナリオを想定しながら需給シミュレーションを行い、総発電費用を最小化する電源構成を導いている^[36]。この際、2050 年を目標年次として 10 年間隔で解析断面を設定し、単年度のコスト最小化を検討している(動学的最適化ではない)。また、齋藤ら(2014)は、NEDO の「分散型新エネルギー大量導入促進系統安定対策事業」で収集した日射量時系列を用いて出力変動電源の出力時系列を推計し、それに基づき需給シミュレーションを行い、2010 年及び 2013 年断面(過去断面)における太陽光発電導入の経済性を評価している^[38]。しかしながら、これらのモデルでは、出力変動電源の出力プロファイルに関しては、1 年間の気象指標時系列から生成される時系列に基づき電力需給シミュレーションを行っており、将来時点の電源構成の検討にあたっては、出力変動電源の不確実性が十分考慮できないという課題がある。

他方、大舘ら(2011)は、出力変動電源の大規模導入ではなく、CCS (Carbon dioxide Capture and

Strage) 技術の普及に焦点をあて、負荷持続曲線に対するスクリーニング法と線形計画法を組合せ、二酸化炭素排出量と発電コストのトレードオフを考慮しながら電源構成の最適化問題を扱っている^[35]。この際、二酸化炭素排出に関しては、CO₂ 価値係数を導入して費用に換算している。しかしながら、スクリーニング法は出力制御が可能な従来型電源の負荷分担に対しては有効な手法であるものの、大規模導入が進展している出力変動電源の出力不確実性を考慮し、需給制約の中で達成される各電源の発電指標を求めることができないという課題がある。

これらの課題を考慮し、本研究では、出力変動電源の出力時系列の確率過程モデルを応用してマルコフ連鎖モンテカルロ法 (Markov Chain Monte Carlo 法 : MCMC 法) に基づく電力需給シミュレーションを行って、出力変動電源の出力不確実性を考慮するものとする。MCMC 法に基づく電力需給シミュレーションを通じて、需給制約の中で達成される各電源の発電指標の期待値を求める。この際、まず、スクリーニング法の概念を応用して従来型電源の負荷分担を行い、電源系統に確保される各時点の出力調整力を評価する。その各時点の出力調整力に対して、出力変動電源の出力時系列をあてはめ、各電源の発電指標を求めるものとする。なお、出力変動電源がもたらす余剰電力は出力抑制対象とし、有効活用されないと仮定する。各電源の発電指標の期待値が所与となった場合、各電源の LCOE を求めることが可能となり、また、各電源の LCOE をそれぞれの発電電力量等で加重平均することにより、電源全体の平均的な LCOE を求めることが可能となる。出力変動電源の導入量を変化させながら電源全体の平均的な LCOE を繰返し計算し、それを最小化する導入量を特定する。本稿ではこれを LCOE 最小化問題と称す。

1.2.5 産業間の波及効果分析に係る先行研究

LCOE 最小化問題では、出力変動電源の大規模導入といったように、電力産業の生産構造が大きく変化しても、その生産に投入する中間財の市場や、労働市場に影響を及ぼさないという前提のもと問題を扱っている。しかしながら、実際の社会経済では、電力産業の生産構造変化は、価格メカニズム等を通じて他の産業に波及効果をもたらす。このような産業間の波及効果分析に有効なモデルの一つとして応用一般均衡モデル (Computable General Equilibrium モデル : CGE モデル) があげられる。

CGE モデルの多くは、ネスティッド CES (Constant Elasticity of Substitution) 型関数で構成される方程式体系を基本構造としており、どのモデルもほぼ類似形態となる^{[39][40][41][42][43]}。宮城ら(1996)は、地域間輸送費用を Iceberg 型費用で描写し、政府の道路投資がその低減に寄与すると仮定して投資効果を評価している^[39]。Hosoe(2004)は、実証学的アプローチで得られている電力自由化による付加価値投入の改善水準を、その投入係数に乗じる形で電力自由化の経済影響を評価している^[40]。Haung ら(2016)は、地震被害を生産要素賦存量の低下等で描写し、地震被害、及び、原子力発電の稼働容量低下がもたらす供給構造変化の経済影響を評価している^[42]。また、武田(2017)は、財市場の他に CO₂ 排出権市場を導入し、取引可能な排出権に上限を設ける方法で、キャップアンドトレード型排出規制を描写し、CO₂ 取引制度導入の経済効果を評価している^[43]。これらはいずれも、ネスティッド CES 型関数で構成される方程式体系を基本構造としている。このように、政策評価、産業構造変化、空間経済分析等、CGE モデルの分析対象は多岐にわたるが、その基本構造は同様である。各モデルで異なっている点は、何を政策変数とし、それを方程式体系のどこ

に反映するかである．本研究では，これらの先行研究と同様にネスティッド CES 型関数で構成される方程式体系を基本構造としながら，電力産業を構成する各発電部門の発電電力量シェア等を電力政策に関する政策変数と設定してモデルを構築する．電力需給シミュレーションを通じて各発電部門の発電電力量シェア等の変化を表す補正係数を求め，それを各発電部門の投入係数に乗じることで電力産業の生産構造変化を描写する．

なお，Haung ら(2016)も，原子力稼働容量が低下し，火力発電による供給が増大する条件を，化石燃料の投入係数を補正することで描写している．しかしながら，Haung ら(2016)の方法は，既存の電源構成を前提とした運用変化を簡便に描写できるという観点から優れているものの，電源構成が別の構成に変化した場合の生産構造を描写することはできないという課題がある．そこで本研究では，電力産業の生産構造を各事業部門まで分類するとともに，MCMC 法に基づく電力需給シミュレーションの結果を応用して各発電部門の生産関数の投入係数を補正することで電源構成変化を描写する．電源構成変化を CGE モデルに反映しながら繰返し家計効用を評価し，それを最大化する電源構成を評価する．本稿では，これを効用最大化問題と称す．

また，本研究では，節電行動を描写するため，電気と他の財との間に代替の弾力性 σ_e を導入する．電気が必需財であることを考慮すると，電気の代替の弾力性は 0 から 1 程度の水準と考えられる．代替の弾力性は，需要の価格弾力性に近似的に一致する^[44]が，電気の需要の価格弾力性に関する実証学的な先行研究として，Matsukawa ら(1993)，Hosoe(2009)等があり^{[45][46]}，0 から 0.7 の水準となることが報告されている．本研究ではこれらを考慮し，代替の弾力性に関して，弾力的な場合($\sigma_e \cong 1$)，非弾力的な場合($\sigma_e = 0.5$)，並びに，硬直的な場合($\sigma_e = 0.1$)の 3 種類に場合分けを行って問題を扱う．加えて，国際貿易には小国の仮定を導入するとともに，国内財，輸出財及び輸入財間の代替性に関してはアーミントン仮定を導入し，問題を簡略化するものとする．この際，代替の弾力性のパラメータ設定に関しては，Hosoe(2004)及び Haung ら(2016)と同様に，空間経済分析のための開放経済型多地域 CGE モデルへの応用を目的としてパッケージ化されている，GTAP モデルのパラメータ設定を参考に設定する^[47]．

1.3 本研究の概要

1.3.1 風力発電と太陽光発電の出力不確実性

以上の本研究の方向性を踏まえ，まず，2 階マルコフ連鎖を基本構造とする Pesch ら(2015)の確率過程モデルを発展させ，式 1-1 及び 1-2 のように，出力変動電源の出力時系列に対する確率過程モデル X_{WT} 及び X_{PV} を構築する．同式の WT 及び PV は，それぞれ，出力変動電源の容量基準の導入量である．また，気象状態 $\omega_{WT} \in \Omega_{WT}$ 及び $\omega_{PV} \in \Omega_{PV}$ は確率空間 $(\Omega_{WT}, F_{WT}, Pr_{WT})$ 及び $(\Omega_{PV}, F_{PV}, Pr_{PV})$ の根元事象である (Ω : 標本空間, F : σ -集合体, Pr : 確率測度)．なお，太陽光発電の確率過程モデル X_{PV} には，風力発電の出力時系列 X_{WT} を変数として加え，2 者間の相互相関性の再現を図る．

$$X_{WT} = \{X_{WT_t}(\omega_{WT}, WT)\}_{t \in T} \quad (1-1)$$

$$X_{PV} = \{X_{PV_t}(\omega_{PV}, X_{WT}, PV)\}_{t \in T} \quad (1-2)$$

1.3.2 最適化問題の定式化とプログラムへの実装

出力変動電源の導入量の最適化に先立ち、式 1-1 及び 1-2 のマルコフ連鎖モデルを応用して、MCMC 法に基づく電力需給シミュレーションを行い、各電源の発電電力量等、設定する電源構成における発電指標の期待値を求める。得られた発電指標の期待値に基づき、本研究では、2つの視点から導入量最適化問題を扱う。まず、経済条件を所与としながら、電源全体の平均的発電コスト $LCOE_{sys}$ を求め、それを最小化する出力変動電源の導入量を評価する。一方、電気は社会経済に不可欠な二次エネルギーであることから電力産業の生産構造の変化は経済に対し波及効果をもたらす。この波及効果を CGE モデルで描写し、産業間の波及効果を考慮した場合の最適導入量も評価する。与えた電源構成に対し CGE モデルで市場均衡を求め、市場均衡における家計効用を計算し、それを最大化する電源構成を導く。前述のように、本稿では、前者を LCOE 最小化問題、後者を効用最大化問題と称す。LCOE 最小化問題の解は、電力産業の構造変化がもたらす波及効果が伝搬する前の最適導入量、すなわち、短期的視点で求めたものといえる。他方、効用最大化問題の解は、波及効果が経済全体に伝搬した後の最適導入量、すなわち、長期的視点で求めたものといえる。

出力変動電源の出力時系列は、式 1-1 及び 1-2 のように、気象指標時系列に適合した確率過程である。本研究では、LCOE 最小化問題を扱うため、サンプル過程 $x_{WT} \in X_{WT}$ 及び $x_{PV} \in X_{PV}$ を与えると、需給バランスを計画し、各電源の発電電力量等を要素とする発電指標マトリックス GI を返す需給計画関数 f_{DS} を定義する。この際、本研究の LCOE 最小化問題は式 1-3 及び 1-4 のように定式化される。式 1-3 の関数 $f_{LCOE_{sys}}$ は、需給制約の中で達成される各電源の発電指標と、化石燃料の調達コスト等の経済条件を与えると、電源全体の $LCOE_{sys}$ を返す費用関数である。本研究では、次の手順でこの方程式体系が形成する最適化問題を扱う。まず、式 1-1 及び 1-2 のマルコフ連鎖モデルに出力変動電源の導入容量 WT 及び PV を与え、サンプル過程 x_{WT} 及び x_{PV} を生成する。次に、サンプル過程 x_{WT} 及び x_{PV} を需給計画関数 f_{DS} に与え、各電源の発電電力量等を要素とする発電指標マトリックス GI を求める。これを繰り返して、MCMC 法に基づいて発電指標マトリックスの期待値 \overline{GI} を求める。得られた発電指標マトリックス \overline{GI} を費用関数 $f_{LCOE_{sys}}$ に与えると、電源全体の発電コスト $LCOE_{sys}$ が求められる。出力変動電源の導入容量 WT 及び PV を変化させながらこの一連の処理を定義域にわたって繰り返して、 $LCOE_{sys}$ を最小化させる導入量を導く。

$$\min_{WT, PV, \overline{GI}} LCOE_{sys} = f_{LCOE_{sys}}(\overline{GI}, M_E) \quad (1-3)$$

$$s. t. \quad \overline{GI} = E[f_{DS}(X_{WT}, X_{PV}, M_P)] \quad (1-4)$$

式 1-3 の発電指標マトリックス GI は、需給制約の中で達成される各電源の発電電力量、設備利用率及び平均熱効率を要素とする行列である。また、式 1-3 及び 1-4 において、出力変動電源以外の電源の導入容量及び出力特性をマトリックス M_P 、経済条件をマトリックス M_E で表しており、これらは対象とする問題に対して外生変数とする（各関数の詳細は第 3 章に後述）。

一方、効用最大化問題は、式 1-5 から 1-7 のように定式化される。同式では、家計の効用関数を f_u とし、市場均衡における家計の消費ベクトル X_p を返す需要関数を f_{CGE} としている。この需要関数 f_{CGE} は、電力産業の生産構造の変化を反映した生産関数等から構成される CGE モデルであ

る。本研究では、次の手順でこの方程式体系が形成する最適化問題を扱う。まず、マルコフ連鎖モデルに出力変動電源の導入容量 WT 及び PV を与え、サンプル過程 x_{WT} 及び x_{PV} を生成する。次に、サンプル過程 x_{WT} 及び x_{PV} を需給計画関数 f_{DS} に与えると、需給計画が演算され、発電指標マトリックス GI が返される。これを繰り返す、MCMC 法に基づいて発電指標マトリックスの期待値 \overline{GI} を求める。得られた発電指標マトリックス \overline{GI} を需要関数 f_{CGE} に与えると、内部に含まれる電力産業の生産関数の投入係数が補正され、市場均衡における家計の消費ベクトル Xp が返される。これを効用関数 f_u に与えると市場均衡における家計効用が得られる。導入容量 WT 及び PV を変化させながらこの一連の処理を定義域にわたって繰り返す、家計効用を最大化させる導入量を導く。なお、式 1-6 の化石燃料の輸入価格ベクトル pWm 及び出力変動電源の建設費用 C_{WT} 及び C_{PV} は、外生変数として扱う（各関数の詳細は第 4 章に後述）。

$$\max_{WT, PV, Xp, \overline{GI}} U = f_u(Xp) \quad (1-5)$$

$$s. t. \quad Xp = f_{CGE}(\overline{GI}, pWm, C_{WT}, C_{PV}) \quad (1-6)$$

$$\overline{GI} = E[f_{DS}(X_{WT}, X_{PV}, M_p)] \quad (1-7)$$

また、LCOE 最小化問題と効用最大化問題に共通する、MCMC 法に基づく発電指標マトリックス \overline{GI} の演算は、導入容量 WT 及び PV の定義域にわたって繰り返すプロセスであるため、計算負荷が大きい。そこで効用最大化問題にあたっては、外生変数等を LCOE 最小化問題と整合させ、LCOE 最小化問題における演算結果を有効活用するものとする。これにより、対象とする問題の計算負荷を大きく低減することができる。LCOE 最小化問題と効用最大化問題のプログラムへの実装、並びに、関係性を図 1-3 に示す。

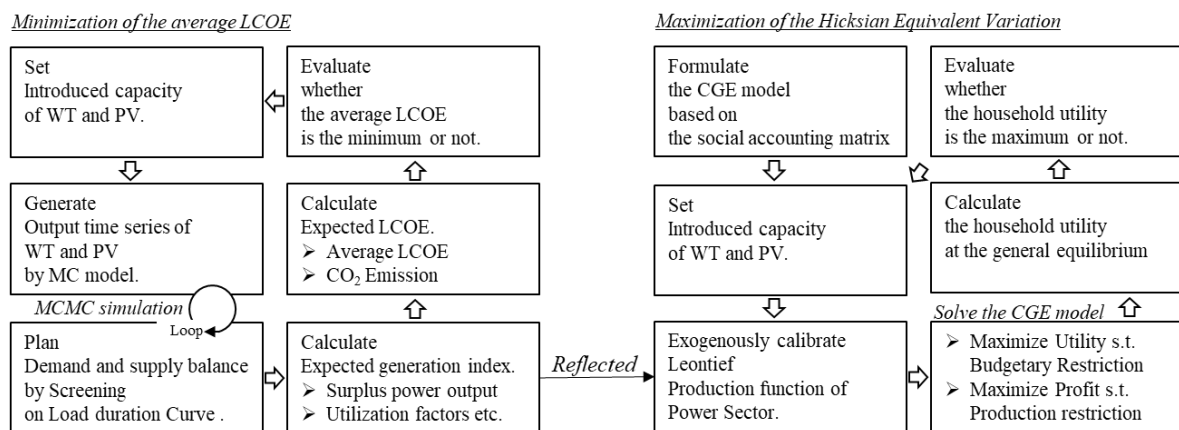


図 1-3 LCOE 最小化問題と効用最大化問題の関係

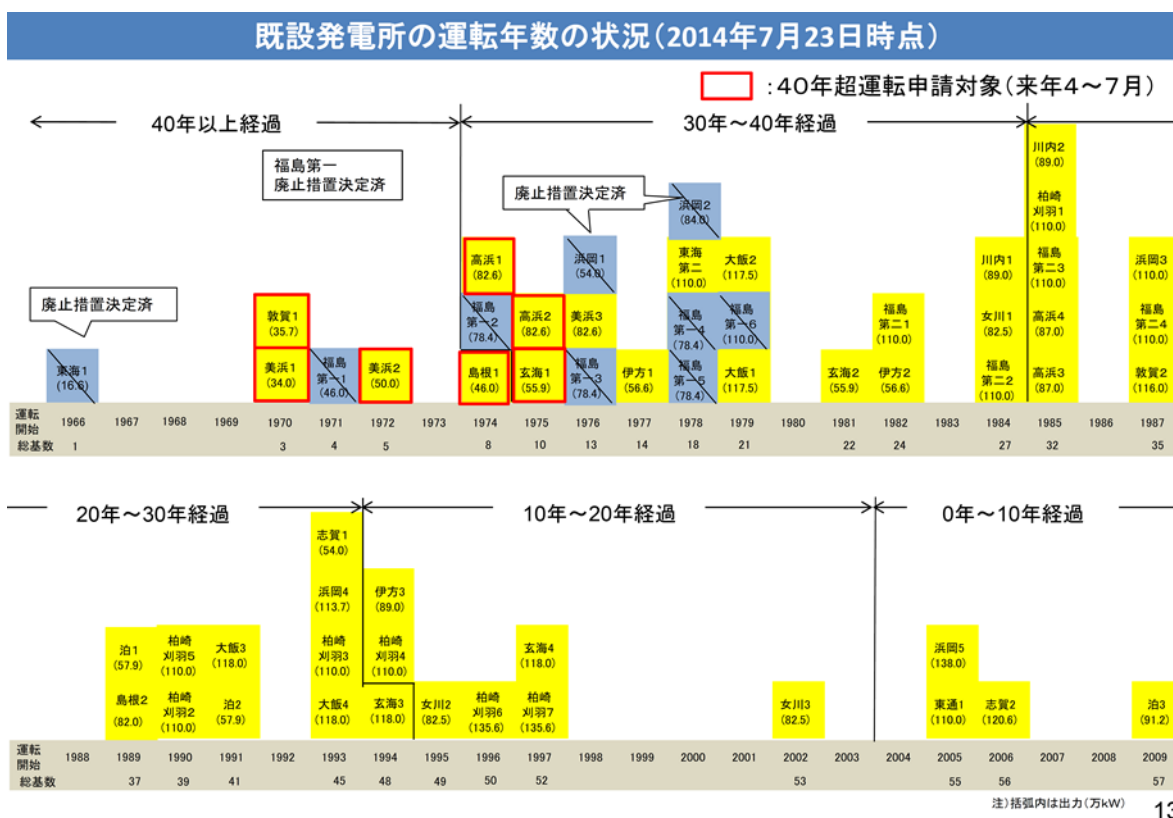
今後も、化石燃料の調達価格は上昇するとともに、出力変動電源の導入コストは低下していく見込みであり、出力変動電源の電力系統への導入は経済的にもメリットを生じると考えられる。したがって、LCOE 最小化問題及び効用最大化問題は、出力変動電源の導入量をパラメータとする凸関数に帰着すると考えられる。なお、本研究では、小宮山ら(2012)と同様^[36]に、2050 年を目標年次として 10 年間隔で解析断面を設定し、経済条件等を外生的に変化させながら、各解析断面における最適化問題を扱う。

1.4 対象地域

本研究では、風力発電の導入ポテンシャルが高い北海道及び東北地方を対象地域とする。まず、同地域に出力変動電源が大規模導入された場合の出力時系列を推計し、得られた出力時系列に対して確率過程モデルを構築する。LCOE 最小化問題に関しては、構築した確率過程モデルを応用して、50Hz 系統を対象として MCMC 法に基づく電力需給シミュレーションを行い、出力変動電源の最適導入量を導く。他方、効用最大化問題に関しては、50Hz 系統の電力需給シミュレーションの結果を系統規模の比を用いて補正して全国系統の発電指標を推計し、全国の産業連関表と対応させながら出力変動電源の最適導入量を導く。

1.5 原子力発電に関するシナリオ

2011 年 3 月 11 日に発生した東北地方太平洋沖地震以降、原子力発電の運用方針が社会課題となっており、今後の運用については不明瞭である。原子力発電は運転期間延長認可制度^[48]によりその運用が管理されており、発電用原子炉を運転することができる期間は運転開始から原則 40 年とされている。また、1 回に限り延長することを認められており、延長期間の上限は 20 年である。一方、全国に設置されている既設発電所の運転年数の状況は図 1-4 のとおりである。



13

図 1-4 既設 原子力発電所の運転年数の状況 (2014 年 7 月 23 日時点) ^[49]

また、40 年運転、50 年運転及び 60 年運転を想定した場合、対象地域である北海道及び東北地方を含む 50 Hz 系統上の原子力発電の稼働容量は、図 1-5 のように推移すると仮定される。本研究では、同図に示す原子力発電の稼働容量を考慮し、各解析断面の稼働容量に反映する。

なお、対象地域の実条件を考慮しながらも、原子力発電の稼働容量等、外生的に与える条件に関しては、出力変動電源の最適導入量との因果関係を直感的に評価しやすいように条件設定を行い、問題を扱う。

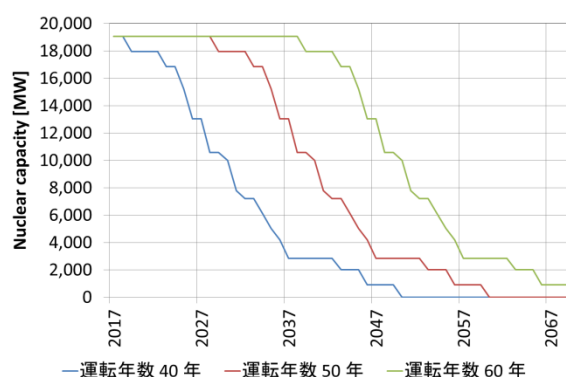


図 1-5 2050 年までの原子力発電の稼働容量の推移

1.6 本稿の構成

以上のように、本稿の骨子は、出力変動電源の出力時系列に対する確率過程モデルの構築、LCOE 最小化問題、及び、効用最大化問題である。これらの課題を以下の章構成で取扱う。続く第 2 章で確率過程モデルを構築し、LCOE 最小化問題を第 3 章、効用最大化問題を第 4 章で取扱う。各章で得られた結果及び展開した考察に基づき、出力変動電源の不確実性を考慮した電源構成に関する結論を第 5 章で総括する。

第 1 章： 不確実性のある対象の最適化問題に対するアプローチ

第 2 章： 出力変動電源の出力時系列の推計 及び 確率過程モデルの構築

第 3 章： 出力変動電源の導入容量の最適化問題への MCMC 法の応用

第 4 章： 出力変動電源の導入容量の最適化問題への応用一般均衡モデルの応用

第 5 章： 出力変動電源の不確実性を考慮した電源構成に関する結論

なお、第 3 章の LCOE 最小化問題及び第 4 章の効用最大化問題に関しては、複数の条件設定を行って最適化問題を扱っている。そのため、それぞれ、「3.4 出力変動電源の最適導入量」及び「4.4 出力変動制電源の最適導入量」に小項目を設け、与える条件に毎に、結果と考察を展開する構成とする。また、第 5 章の「5.1 得られた知見に関する議論」において、本研究の結論を総括する前に、各章を通じて得られた知見の検証を行う。

第2章

出力変動電源の出力時系列の推計 及び 確率過程モデルの構築

2.1 緒言

風力発電及び太陽光発電は、風速及び日射量に応じて出力する発電システムである。また、風況及び太陽日射は、地球を取り囲む大気状態に左右される気象現象である。気象現象は、複数の要因が相互作用を及ぼしあい、全体としての挙動を示す現象であり、個々の挙動から全体の挙動を容易に導くことができない複雑系である。複雑系を評価・分析する方法の一つとして、不確実性を前提として挙動を捉える確率論的アプローチがある。本稿では、不確実性を内包する確率現象として気象現象を捉え、先行研究を応用しながら、風力発電及び太陽光発電の出力時系列に対する確率過程モデルを構築する。

2009 年に開始された太陽光発電に関する余剰電力買取制度、並びに、2012 年に開始された再生可能エネルギーに関する固定価格買取制度により出力変動電源の導入促進が図られてきた。しかしながら、2017 年 3 月末現在、風力発電の全国導入容量は 3 GW 程度^[1]に留まっており、他の電源種別と同規模の水準で導入された場合の出力時系列を統計データから得ることはできない。また、太陽光発電の導入は進展しているが、対象地域全体の出力時系列を集計し、推移特性を評価できるような統計データは一般に公表されていない。そこで第 2 章では、確率過程モデルの構築に先立ち、出力時系列に対するスペクトル分析等を行った先行研究^{[15][16][17]}を応用して、対象地域に出力変動電源が大規模導入された場合の出力時系列を気象指標の観測時系列から推計する。第 1.2.3 項に示したように狭域及び広域で発現する平滑化効果に関する先行研究を考慮しながら、風力発電の導入ポテンシャルが高い北海道及び東北地方を対象地域として推計を行う^{[29][30][32][33]}。

続いて、推計した出力時系列に対する確率過程モデルを構築する。第 1.2.1 項及び第 1.2.2 項に示したように、先行研究の確率過程モデルは、大きく分けて、自己相関移動平均モデルとマルコフ連鎖モデルに分類されるが^{[12][18][22][25]}、短周期の推移特性の再現性に関しては、先行研究からマルコフ連鎖モデルに優位性があると考えられる。本稿では、風力発電に関しては、短期と長期、両面の推移特性の再現性に優れる、Pesch ら (2015)の確率過程モデル^[13]の適合性を評価する。この際、同モデルの課題である周期的変動要素の除外方法に関して改善策を提言する。他方、太陽光発電に関しては、同モデルを発展させ、風力発電と太陽光発電の出力時系列間の相互相関性を再現しながらサンプル過程を生成する確率過程モデルを構築する。これら 2 つの出力変動電源は、電力系統の限られた出力調整力を共有する関係にある。そのため、この 2 者間の相互相関性は、電力系統に生じる余剰電力等に影響を及ぼし、需給制約の中で達成される各電源の発電電力量等を左右する。これを考慮し、モデル構築にあたり、2 者間の相互相関性の再現を図る。

2.2 出力変動電源の出力時系列の推計

本稿では、北海道及び東北地方を対象地域とし、山岳地帯が広がる内陸部を除く沿岸部等に、出力変動電源の発電設備が均等に分布していくと仮定して推計を行う。また、設定する容量の導入を行った場合の出力時系列を、風速、全天日射量といった観測されている気象指標時系列から推計する。この際、出力変動電源の累積導入量が増大するにつれて発現することが確認されてい

る、出力変動の平滑化効果を考慮する。以下に、対象地域全体の出力時系列の推計方法を示す。

2.2.1 対象地域 及び 気象指標時系列の観測地点

風力発電を1ユニット導入する場合の出力時系列は、対象地点で観測された風速時系列を風力発電のナセル高さを考慮して補正し、パワーカーブを考慮することにより凡そ推計することができる。他方、太陽光発電に関しては、対象地点で観測された全天日射量を最適傾斜角の日射量に換算し、総合設計係数[†]を乗じることにより出力時系列を推計することができる。また、面的広がりを持って、これら出力変動電源が複数ユニット導入する場合、各ユニットの出力を合計した時系列では、それぞれのユニットの出力時系列で観察されるような急峻な変動が緩和される。これを出力変動の平滑化効果という^{[15][16][17]}。倉本ら(2011)^[50]は、設定する導入容量に必要なユニット数を1ユニットの出力時系列に乗じるとともに、想定する平滑化効果を重畳して、対象地域に大規模に太陽光発電が導入された場合の出力時系列を推計している^[50]。本稿では、この方法を応用して、観測が行われている限られた地点の気象指標時系列から対象地域に出力変動電源が大規模導入された場合の出力時系列を推計する。気象指標時系列から各地点に1ユニット導入された場合の出力時系列を求め、それに平滑化効果を重畳しながら、設定する導入量を達成するのに必要なユニット数だけ積算して対象地域全体の出力時系列を求める。出力時系列の推計に先立ち、対象地域の気象指標時系列を準備する。

一般に、風力ポテンシャルサイトとしては、標高1,000m以下で年間平均風速6m/sの地域が理想的とされる^[51]。そこで本稿では、前述のように北海道及び東北地方において山岳地帯が広がる内陸部を除く沿岸部に、導入規模に応じて均等に発電設備が分布していくと仮定して、大規模導入時の出力時系列を推計する。出力時系列の推計に用いる気象指標時系列の観測地点は、次の手順で気象庁の地上観測所から選定した。

風速については、観測高さが15m以上で、年間平均風速が5m/s以上（地表高さ70m換算値）を目安として観測地点を対象地域の沿岸部から選定した。その結果、図2-1(a)に示す観測地点が選定された。なお、盛岡については沿岸部から離れているが、可能な限り100km程度の間隔で観測地点を確保するために選定した。また、年平均風速が5m/s以上の場合、我が国の気象帯ではワイブル分布の形状係数が1.5から2.2程度と報告されている^[52]。選定した観測地点の風速時系列から最尤法を用いて形状係数を求めた結果を表2-1(a)に示す。同表(a)のように、選定した観測地点の形状係数は年平均風速5m/s以上の気象帯の水準を維持しており、統計データとしての適性が確保されている。なお、同表の区間距離は、1行上の観測地点からの直線距離である。風速の高さ補正は、べき乗則、対数則等に基づく方法があるが、本稿では、選定した観測地点の緯度、経度をNEDOの「局所風況マップ」システム(2000)^[53]に与えて70m高さの年平均風速を取得し、観測時系列の年平均風速が、同システムから取得した値となるように比例計算で高さ補正した。

一方、日射量時系列についてはデータが得られる観測地点が限られているため、図2-1(b)に示すように、北海道の観測地点としては、稚内、網走、帯広、旭川、札幌、室蘭、函館を選定し、東北地方については、青森、秋田、山形、仙台、新潟、盛岡、福島を選定した。観測地点の区間距離

[†] 総合設計係数は、太陽電池モジュールの出力ばらつき、回路損失及び機器損失等を補正するための係数である。

を表 2-1 (b)に示す.

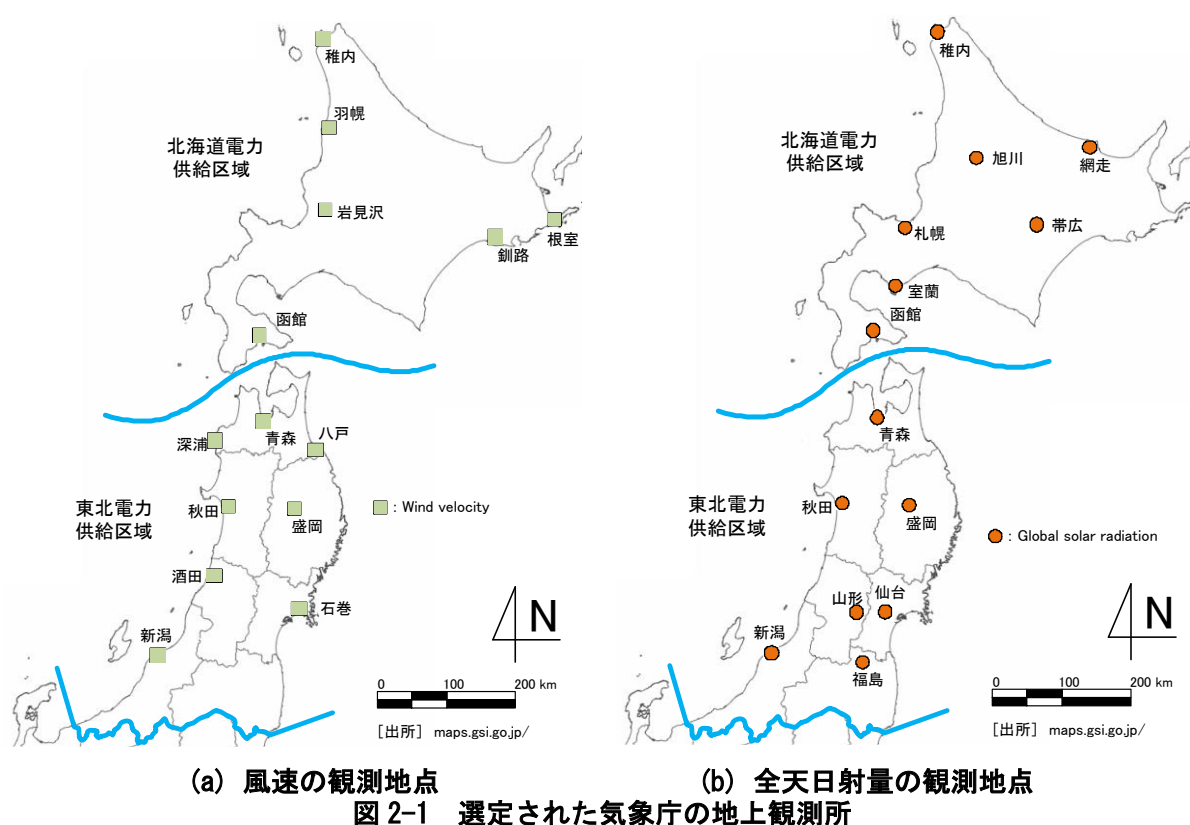


表 2-1 選定された気象庁の地上観測所の概況

(a) 風速の観測地点

観測地点	観測高さ	年平均風速 高さ 70m 換算値	形状係数	尺度係数	区間距離
稚内	23.5m	7.6m/s	1.80	8.56	-
羽幌	21.6m	6.9m/s	1.77	7.77	120km
岩見沢	22.1m	5.8m/s	1.77	6.64	130km
函館	25.7m	5.4m/s	1.62	6.03	180km
釧路	66.1m	6.4m/s	1.68	7.27	330km
根室	29.2m	7.2m/s	1.91	8.19	110km
新潟	15.1m	5.6m/s	1.74	6.37	-
酒田	26.6m	6.3m/s	1.78	7.15	130km
秋田	40.8m	6.5m/s	1.81	7.35	90km
深浦	22.2m	7.9m/s	1.61	8.90	100km
青森	31.8m	4.9m/s	1.71	5.64	70km
八戸	27.5m	6.9m/s	1.70	7.76	70km
盛岡	15.5m	5.5m/s	1.73	6.15	100km
石巻	28.6m	6.2m/s	1.80	7.00	140km

(b) 全天日射量の観測地点

観測地点	区間距離
稚内	-
網走	260km
帯広	150km
旭川	120km
札幌	120km
室蘭	90km
函館	60km
新潟	-
山形	120km
秋田	160km
青森	140km
盛岡	130km
仙台	160km
福島	70km

Pesch ら(2015)のマルコフ連鎖モデル^[13]では, 15 分間隔の出力時系列を使用し, 確率特性の評価期間を 5 年間程度 (2009 年 8 月から 2014 年 5 月: 時系列長 166,464 個) としている. これを考慮し, 本稿では, 風速時系列及び日射量時系列として, 気象庁の地上観測所において 10 分間隔で観測されたもの (サンプリング周期 0.25 秒の 10 分平均値及び 10 分積算値) を採用し, 時系列の確率特性を評価する統計期間は, 2010 年 1 月から 2014 年 12 月の 5 年間とした. また, 前述の出力変動の平滑化効果を再現するため, 時系列のスペクトル分析を行うが, FFT を導入するため,

時系列のデータ長を2のべき乗個の $2^{18} = 262,144$ 個とした(2010年1月1日0時10分から2014年12月26日10時40分)。

2.2.2 気象指標時系列の出力時系列への換算

風力発電に関しては、一般的な2,000kW級の揚力式プロペラ型ユニットを想定するとともに、我が国の電機メーカーのパワーカーブを参考に図2-2(カットイン風速:4m/s, 定格風速:13m/s, カットアウト風速:25m/s)を設定し、風速時系列を出力時系列に換算する。

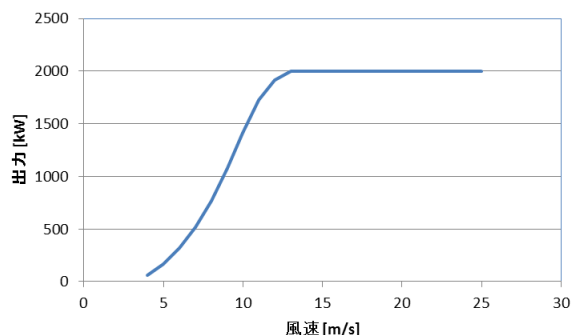


図 2-2 2,000kW 揚力式プロペラ型風力発電システムのパワーカーブ

他方、太陽光発電に関しては、対象地点の緯度、経度から全天日射量を最適傾斜角の日射量に換算し、採用する太陽光モジュールの温度特性と環境温度等を反映した総合設計係数を乗じることで出力時系列が得られる。しかしながら、この場合、仮定した条件に依存するものとなり、統計データの本来の特性が適切に評価されない可能性がある。そこで本稿では、全天日射量[kW/m²]を1kWpの設備を導入した場合の出力と仮定し、1ユニットあたりの容量を1,000 kWpと仮定する(最適傾斜角への換算係数と総合設計係数が相殺しあうと仮定)。

選定した観測地点の風速及び全天日射量の例を図2-3に示す。同図は、北海道地域の各観測地点における2010年1月1日の推移を表している。図2-2のパワーカーブ等を考慮し、図2-3の気象指標時系列を出力時系列に換算したものを図2-4に示す。これらの出力時系列に対し、後述する先行研究の平滑化効果を重畳しながら、必要なユニット数だけ積算して対象地域全体の出力時系列を求める。

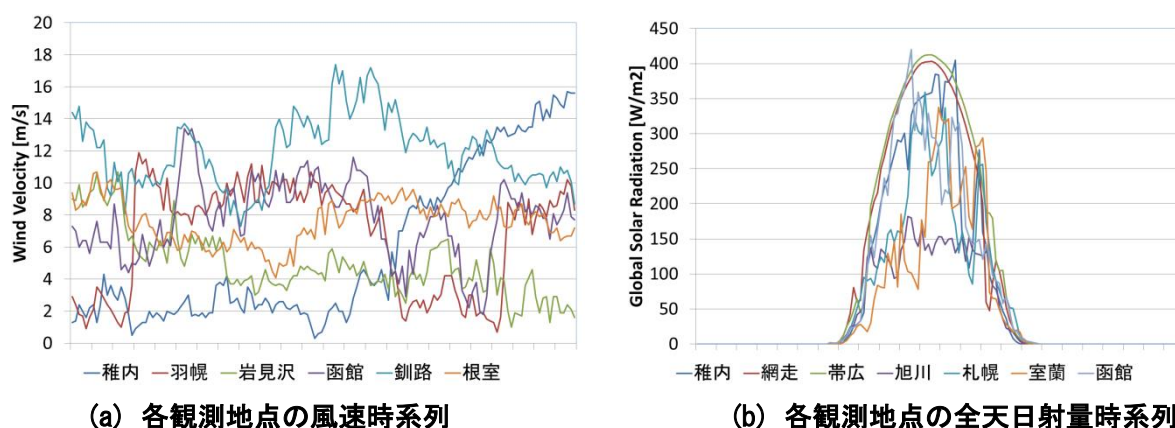
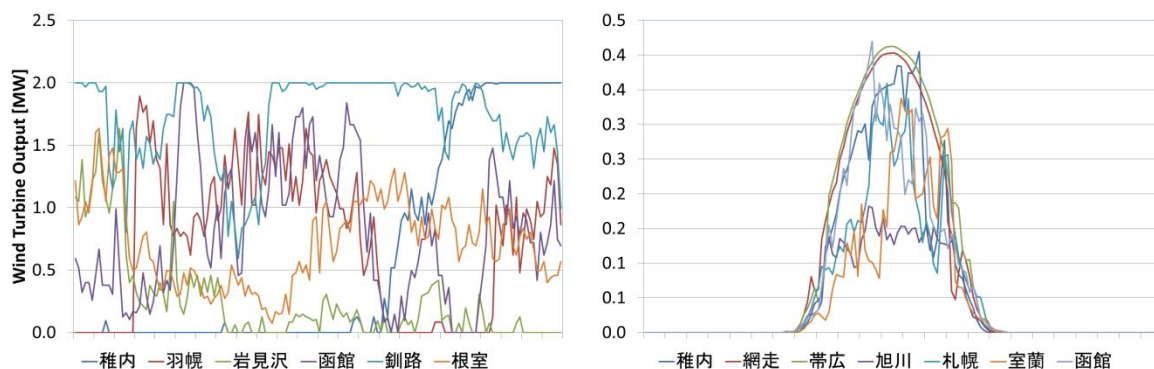


図 2-3 各観測地点の気象指標時系列 (2010 年 1 月 1 日)



(a) 風力発電の出力時系列（容量：2MW） (b) 各観測地点の全日射量時系列（容量：1MW）

図 2-4 各観測地点の出力変動電源の出力時系列（2010 年 1 月 1 日）

2.2.3 出力変動の平滑化効果に関する先行研究

山岸ら(2009)は、北陸地方において、170km の直線上にほぼ等間隔で並ぶ 3 地点（AB 地点間 90km, BC 地点間 80km）の風力発電の出力時系列を用いて平滑化効果を評価している^[15]。各地点の出力時系列をフーリエ変換した変動スペクトルと、それらの出力を合計した時系列の変動スペクトルを比較評価し、高周波帯域の変動スペクトルのランダム性により平滑化効果がもたらされていることを明らかにしている。図 2-4 (a)に示した各観測地点の出力時系列をフーリエ変換でスペクトル展開した結果を図 2-5 に示す。図 2-4 (a)のように、出力時系列に関しては各地点で異なる推移を示しているものの、いずれの観測地点も、ほぼ同様のスペクトル特性を示すことが確認される。各地点のスペクトル特性が同様の場合、N 地点の出力を合計した時系列の変動スペクトルは、各地点の変動スペクトルの位相が同期しているならば 1 地点の N 倍となり、それぞれが独立であるならば、 $1/\sqrt{N}$ 則に従い、1 地点の \sqrt{N} 倍となる^{[16][50]}。山岸ら (2009)は、図 2-6 の模式図のように、周波数 f_x (周期 T_x) よりも高周波成分については一定の平滑化効果があり、周波数 f_y (周期 T_y) 程度の高周波成分はランダムとみなせることを確認している。同図の上側の黒線は、全てのスペクトルを同期変動とみなし、1 地点のスペクトル特性を N 倍したものである。他方、下側の曲線は、全てのスペクトルを独立変動とみなし、1 地点のスペクトル特性を \sqrt{N} 倍したものである。赤線が各地点の出力を積算した時系列のスペクトル特性である。なお、電気学会(2014)等において、 $T_x=48$ 時間、 $T_y=3$ 時間の水準となることが示されている^{[15][16]}。

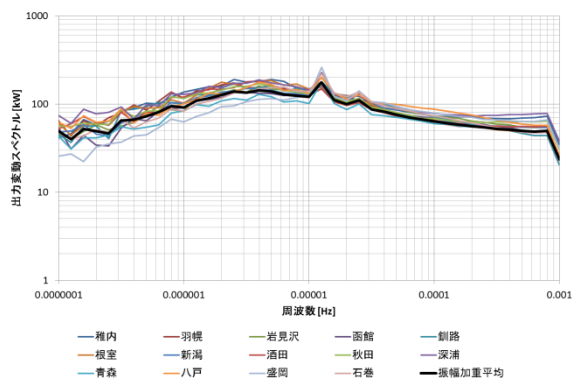


図 2-5 各観測地点の出力時系列の
スペクトル特性（風力発電）

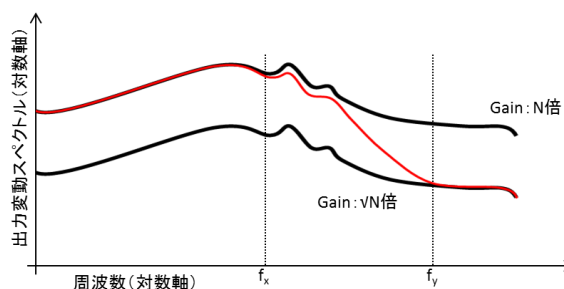


図 2-6 風力発電の出力時系列に
関する平滑化効果

図 2-5 のように、各観測地点のスペクトル特性がほぼ等しいにもかかわらず、図 2-6 の模式図のように、それらを積算した時系列の変動スペクトルが高周波数帯域において徐々に減衰するのであれば、その周波数帯域において、各観測地点のスペクトル間の位相差が周波数に応じて増大していると考えられる。本稿では、周波数 f_x (周期 T_x) から周波数 f_y (周期 T_y) の帯域のスペクトルに、周波数に応じた位相攪乱を与える方法で風力発電の平滑化効果を再現する。なお、変動スペクトルの同期が崩れてゲインが減衰し始める周波数 f_x (周期 T_x) を遷移開始周波数 (遷移開始周期)、変動スペクトルが独立となりゲインが \sqrt{N} 倍となる周波数 f_y (周期 T_y) を遷移完了周波数 (遷移完了周期) と称す。

名古屋ら(2010)は、北陸地方において半径 150km 圏内 (50km, 100km, 150km 等距離円で評価) に配置された 15 地点の太陽光発電の出力時系列を用いて平滑化効果を評価している^[17]。風力発電の場合と同様に、各地点の出力時系列をフーリエ変換した変動スペクトルと、それらの出力を合計した時系列の変動スペクトルを比較評価し、高周波数帯域の変動スペクトルのランダム性により平滑化効果がもたらされていることを明らかにしている。図 2-4 (b)に示した各観測地点の出力時系列をフーリエ変換でスペクトル展開した結果を図 2-7 に示す。太陽光発電に関しても、図 2-4 (b)のように各地点の出力時系列は異なる推移を示しているものの、いずれの地点もほぼ同様のスペクトル特性を図 2-7 において示している。名古屋ら (2010)は、遷移開始周期 $T_x=7.5$ 時間から、図 2-8 の模式図のように、両対数グラフ上で約 -20dB / decade の傾きで変動スペクトルが減衰することを確認している^[17]。本稿では、遷移開始周期 $T_x=7.5$ 時間及びこの傾きを考慮して太陽光発電の平滑化効果を重畳する。

なお、図 2-5 及び 2-7 では、時系列をスペクトル展開した場合、高周波数帯域のスペクトル変動が著しく、分析が困難であるため、1/10 decade 帯域毎にパワースペクトルの総和に対し平方根をとり、各周波数帯域のスペクトルとしている^{[15][17]}。また、表 2-1 に示した区間距離を考慮して各観測地点のスペクトル特性を加重平均したものも同図にあわせて示している。同図において、風力発電、太陽光発電とも、周期 12 時間 (周波数 約 2.31×10^{-5} Hz) 及び周期 24 時間 (周波数 約 1.16×10^{-5} Hz) 周辺にピークが確認され、この周辺帯域をピークとして、それ以上及び以下の帯域ではなだらかにスペクトルが減少することが確認される。

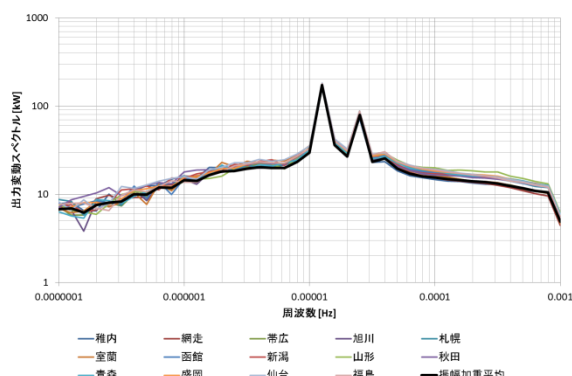


図 2-7 各観測地点の出力時系列の
スペクトル特性 (太陽光発電)

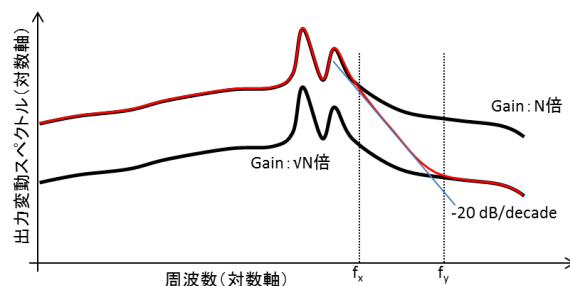


図 2-8 太陽光発電の出力時系列に
関する平滑化効果

2.2.4 対象地域の出力時系列の推計方法

(1) 対象地域のメッシュ分割

倉本ら (2011)は、対象地域 4,200km² を 10km 四方のメッシュで 42 個に分割し、メッシュ間で生じる平滑化効果とメッシュ内で生じる平滑化効果を考慮して、対象地域に太陽光発電が大規模導入された場合の出力特性を評価している^[50]。本稿でも同様に、選定した観測地点間を直線で結び、その間を図 2-9 のように 10km 間隔でメッシュ分割し、各メッシュに等しいユニット数の発電システムが設置されると仮定する。同図では、90km の地点間距離がある秋田と酒田間に、10 個のメッシュが形成された例を示している。なお、本稿では、選定した観測地点間を直線で結んだ際に、その直線が山岳部や、海にかかる場合は、その地点から最も近い適地に設置されると仮定する。また、その場合の気象指標時系列の変化は無視するものとする。

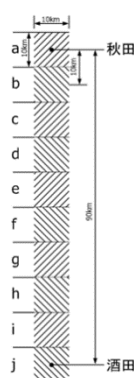


図 2-9 対象地域のメッシュ分割

選定した観測地点には、表 2-1 に示す区間距離があるため、風力発電に関しては総延長 1,590 km の沿岸部に 159 個のメッシュが分割され、太陽光発電に関しては総延長 1,600 km の対象地域に 160 個のメッシュが分割される。したがって、例えば、対象地域への導入容量を 10 GW とするならば、風力発電の単機容量を 2,000 kW、太陽光発電の単機容量 1,000 kWp と設定しているため、1 メッシュあたりのユニット数はそれぞれ 32 ユニット及び 63 ユニットとなる。

図 2-9 において、両端の秋田及び酒田のメッシュの気象指標時系列は観測されたものが得られているのに対し、その間のメッシュに関しては統計データが無い。桶ら(2009)は、観測が行われていない地点の風速時系列は、その地点から 100km 圏内のものを算術平均することにより凡そ推定できることを報告している^[54]。この方法を応用して統計データが無いメッシュの気象指標時系列を推計する。本稿では 100 km 程度の間隔で観測地点を選定しているとともに、対象地域は図 2-9 のように帯状に広がっている。これらを考慮して本稿では、表 2-1 の各区間上の統計データが無いメッシュの気象指標時系列を、観測が行われている各区間の両端のメッシュの気象指標時系列を距離で加重平均して求めるものとする(出力時系列の推計に関する補足説明を付録 II に示す)。

(2) 対象地域の出力変動電源の出力時系列の推計方法 及び 平滑化効果の設定

対象地域の出力時系列を推計するため、まず、設定する導入容量を達成するのに必要なメッシュあたりのユニット数を求める。次に、図 2-2 のパワーカーブ等を考慮して気象指標時系列から 1

ユニット導入した場合の出力時系列を求めるとともに、平滑化効果を重畳しながら積算するプロセスを必要ユニット数繰返し、各メッシュの合計出力時系列を求める。最後に、これを全てのメッシュにわたって合計し、対象地域全体の出力時系列を推計する。

平滑化効果に関しては、倉本ら (2011)^[50]と同様に、メッシュ間の平滑化効果とメッシュ内の平滑化効果を重畳する。メッシュ間の平滑化効果に関しては、100 km 程度の間隔で観測地点を確保しているため、100 km 圏内で生じる効果を重畳する必要がある。本稿では、遷移開始周期 T_x から遷移完了周期 T_y にかけて、周波数の増大に応じて、両対数グラフ上でスペクトル減衰が比例的に増大すると仮定する。風力発電に関しては、電気学会(2014)をもとに遷移開始周期 $T_x=48$ 時間、及び、遷移完了周期 $T_y=3$ 時間と仮定する^[15]。他方、太陽光発電に関しては、名古屋ら (2010)をもとに遷移開始周期 $T_x=7.5$ 時間と仮定する^[17]。遷移完了周期 T_y に関しては、スペクトル減衰が両対数グラフ上で傾き 約-20dB / decade となることが報告されているため、これを参考に、次の計算方法で $T_y=2.5$ 時間と仮定する。-20dB / decade とは周波数が 10 倍（周期が 0.1 倍）となった時にスペクトルが 0.1 倍になることを意味する^[55]。倉本ら (2011)と同様に 10 km 四方のメッシュ数^[50]を図 2-8 の地点数 N とするならば、本稿では帯状に対象地域が広がっているため、100 km 圏内の地点数は $N=10$ となる。この場合、変動スペクトルが独立となった時のスペクトル減衰は $1/\sqrt{N}$ 則から $1/3$ 程度 ($\cong 1/\sqrt{10}$) であるため、遷移開始周期 7.5 時間の $1/3$ である周期 2.5 時間を遷移開始周期 T_x として設定した。

なお、平滑化効果の重畳は、気象指標時系列をフーリエ変換でスペクトル展開し、遷移開始周期 T_x から遷移完了周期 T_y のスペクトルに対して、設定する減衰を与えた後、それを逆フーリエ変換で時系列に再生する方法で行う。したがって、両対数グラフ上で前述の線形減衰を再現するためには、遷移開始周期 T_x においてスペクトルに乗じる係数 $G_x=1$ に対し、遷移完了周期 T_y において乗じる係数 G_y を設定する必要がある。これら係数 G_x 、係数 G_y を本稿では平滑化係数と称す。本稿では、メッシュ間の平滑効果として減衰係数 0.3 ($\cong 1/\sqrt{N}$) を仮定し、メッシュ内の平滑効果として、倉本ら (2011)と同様に減衰係数 0.5 を仮定^[50]する。したがって、平滑化係数 G_y に 0.15 ($= 0.3 \times 0.5$)を設定する。

(3) スペクトルの減衰方法

図 2-4 のように、太陽光発電は昼間の時間帯に限って出力するのに対し、風力発電は時間帯を問わず出力する。また、風力発電は、図 2-2 のように、カットイン／アウト風速が存在するため、ユニット毎にランダムに出力ゼロとなるタイミングが発生する。これらの出力特性を考慮しながら、それぞれ次の方法で、遷移開始周波数 f_x から遷移完了周波数 f_y の帯域のスペクトルに減衰を与えて平滑化効果を重畳する。

風力発電に関しては、出力時系列が連続であるため、時系列をフーリエ変換でスペクトル展開し、遷移開始周波数 f_x から遷移完了周波数 f_y の帯域のスペクトルに位相攪乱を与えた後、逆フーリエ変換で時系列に再生する。この際、風速時系列に図 2-2 のパワーカーブをあてはめて 1 ユニットの出力時系列を求めている。この処理を必要ユニット数繰返ししながら積算することで、平滑化効果が重畳された、各メッシュの合計出力時系列を求めている。これにより、ユニット毎に、

風速条件が異なる様子を再現できるとともに、カットイン／アウト風速の発生ランダム性も再現することができる。この際、位相攪乱に関しては、前述のように、両対数グラフ上で線形にスペクトル減衰が増大するように、与える範囲を周波数に応じて設定する。周波数 f のスペクトルに一樣ランダムに位相攪乱を与えて積算する処理は、各メッシュの必要ユニット数を k 、スペクトルの振幅を Amp_f 、ゲインを $Gain_f$ とする場合、式 2-1 で表される。同式において、 r_i ($0 \leq r_i < 1$)は一樣分布に従う乱数であり、 a_f ($0 \leq a_f \leq 1$)は位相攪乱に上限を与える攪乱項の係数である。式 2-1 を変数 $Gain_f$ について整理すると、式 2-2 が得られる。同式から、変数 $Gain_f$ は、変数 a_f の関数であり、 a_f が0のとき k となり、 a_f を1に近づけるにつれて0に近づくことが確認される。したがって、両対数グラフ上で線形にスペクトル減衰が増大するように、 a_f を周波数 f 毎に求めて攪乱項の係数として与える。なお、遷移開始周波数 f_x で $Gain_f = k$ 、遷移完了周波数 f_y で $Gain_f = k \times G_y$ である。

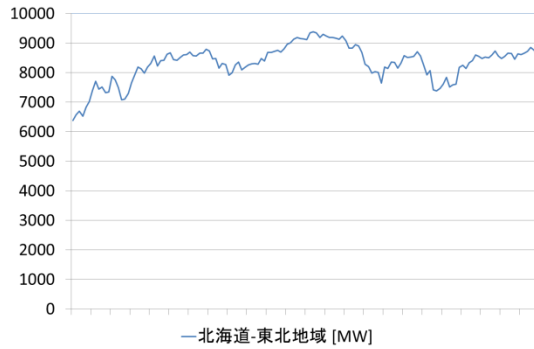
$$Amp_f \times Gain_f \times \sin(2\pi f t + \theta_{sum}) = Amp_f \sum_{i=1}^k \cos(2\pi a_f r_i) \quad (2-1)$$

$$Gain_f = \sqrt{\left\{ \sum_{i=1}^k \sin(2\pi a_f r_i) \right\}^2 + \left\{ \sum_{i=1}^k \cos(2\pi a_f r_i) \right\}^2} \quad (2-2)$$

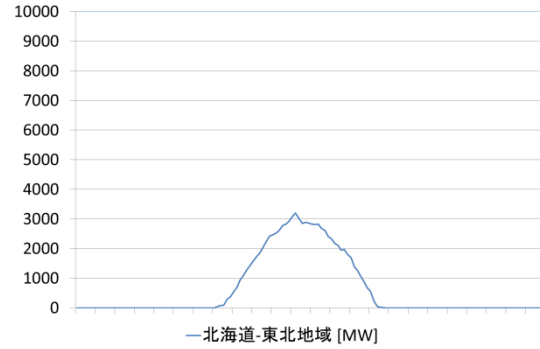
太陽光発電に関しては、気象指標時系列が間欠的であるため、風力発電と同様の方法で平滑化効果を描写した場合、本来、日照が無い夜間の時間帯に日照があるような時系列が再生される。また、風力発電のように、カットイン／アウト風速がもたらすユニット毎のランダム性を再現する必要もないため、気象指標時系列をスペクトル展開した後、平滑化係数を直接スペクトルに乗じる方法で平滑化効果を重畳する。この際、両対数グラフ上で線形減衰が再現されるように、周波数に応じて平滑化係数をあらかじめ求めておく。平滑化係数を乗じたスペクトル特性をフーリエ逆変換で時系列に再生した後、ユニット容量及び必要ユニット数を乗じて各メッシュの出力時系列を求める。なお、この方法で平滑化効果を重畳することにより生じる、夜間の微小な出力値はゼロに置換するものとする。

2.2.5 対象地域の出力時系列

選定した観測地点の気象指標時系列を出力時系列に換算するとともに、平滑化効果を重畳しながら積算し、推計した対象地域の出力変動電源の出力時系列を図 2-10 に例示する。同図 (a)は対象地域に 10 GW の風力発電を導入した場合、また、同図 (b)は 10 GW の太陽光発電を導入した場合の出力時系列である。これらの図は、図 2-4 に示した 2010 年 1 月 1 日の各ユニットの出力時系列に平滑化効果を重畳して積算した結果であるが、同図で確認される急峻な変動が緩和されることが確認される。また、推計した出力時系列をフーリエ変換でスペクトル展開した結果を図 2-11 に示す。同図では、平滑化効果を重畳することなく積算した場合の出力時系列のスペクトル特性を一点鎖線で示している。また、設定したメッシュ間の減衰係数 0.3、メッシュ内の減衰係数 0.5 をそれに乗じたものを破線で示している。遷移開始周波数 f_x から遷移完了周期に f_y にかけて設定した平滑化効果が反映され、高周波数帯域（短周期帯域）の変動が低減されていることが確認される。なお、本稿では平滑化係数 $G_y=0.15$ を設定するが、これをパラメータとして出力時系列の変動特性を調整可能である。

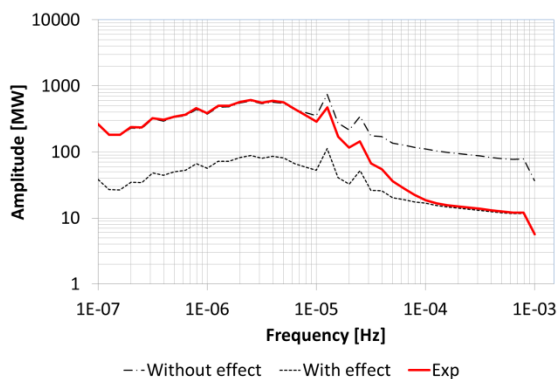


(a) 風力発電

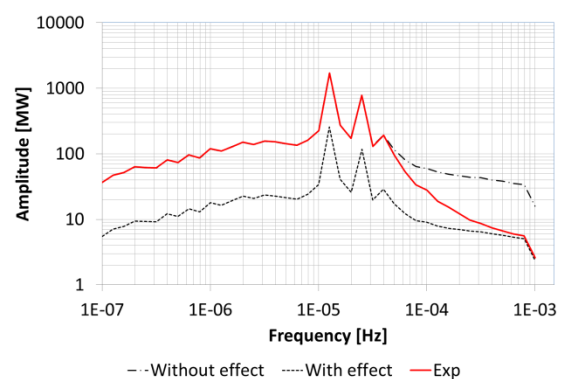


(b) 太陽光発電

図 2-10 対象地域の出力時系列（導入容量：10 GW、1 月 1 日）



(a) 風力発電



(b) 太陽光発電

図 2-11 対象地域の出力時系列のスペクトル特性（導入容量：10 GW）

2.3 風力発電の出力時系列に対する確率過程モデル

2.3.1 先行研究の確率過程モデルの有効性と課題

(1) 先行研究の確率過程モデルの有効性

Pesch ら(2015)は、ドイツの系統に導入されている風力発電全体の出力時系列に対して、2 階マルコフ連鎖を基本構造とする確率過程モデルを構築している^[13]。以降、これを Pesch モデルと称す。従来の 2 階マルコフ連鎖は、時間 t の状態を時間 $t-1$ の状態と時間 $t-2$ の状態から式 2-3 の推移確率に従って生成する。この場合、連続した 3 つの時間ステップの状態遷移のみを観察して推移確率を求めることになるため、生成されるサンプル過程に反映されるのはその間の推移特性に限られる。一方で、階が高いマルコフ連鎖では、階に等しい時間ステップの状態遷移から推移確率が求められ、サンプル過程にはその間の推移特性が反映される。しかしながら、この場合、推移確率行列の次数が増大するため、指数関数的に計算負荷が増大し、MCMC 法に基づくシミュレーションへの応用が困難となる。それに対して、Pesch モデルは、式 2-4 のように、2 階ラグを $t-u$ とし、サンプル過程において再現される推移特性に応じて、2 階ラグを調節できる構造としている。同式の推移確率から構成されるマルコフ連鎖は、2 階でありながら短時間で生じる状態変化と長時間で生じる状態遷移を捉えることが可能であり、自己相関性の再現、MCMC 法への応用等

の観点から有効である．

$$\begin{aligned} Pr(X_{WT_t} = i_t | X_{WT_{t-1}} = i_{t-1}, X_{WT_{t-2}} = i_{t-2}, \dots, X_{WT_0} = i_0) \\ = Pr(X_{WT_t} = i_t | X_{WT_{t-1}} = i_{t-1}, X_{WT_{t-2}} = i_{t-2}) \end{aligned} \quad (2-3)$$

$$\begin{aligned} Pr(X_{WT_t} = i_t | X_{WT_{t-1}} = i_{t-1}, X_{WT_{t-2}} = i_{t-2}, \dots, X_{WT_0} = i_0) \\ = Pr(X_{WT_t} = i_t | X_{WT_{t-1}} = i_{t-1}, X_{WT_{t-u}} = i_{t-u}) \end{aligned} \quad (2-4)$$

(2) 先行研究の確率過程モデルの課題

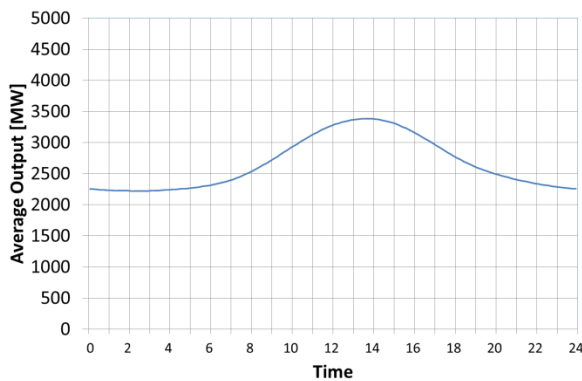
時間 t に推移確率が依存しない斉時的マルコフ連鎖を適用する場合，対象時系列は，弱定常性の条件を満足する必要がある．弱定常性の条件は，式 2-5 から式 2-7 で表される^[56]．すなわち，時系列 $X = \{X_t\}_{t \in T}$ は，期待値 $\mu_t = E[X_t]$ が時間に依らず一定，標準偏差が有界，かつ，2 次モーメントが時間差 τ にのみ依存するという条件を満足しなければならない．

$$\mu = E[X_t] \quad \forall t \in T \quad (2-5)$$

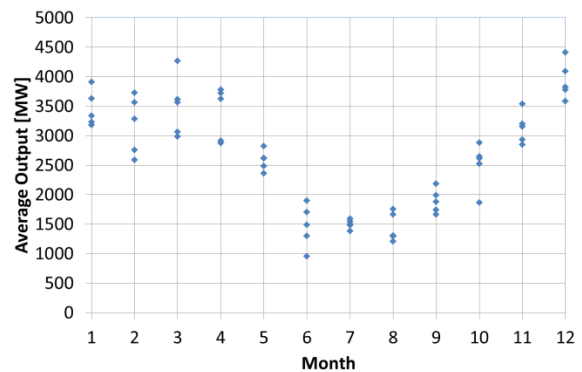
$$E[X_t^2] < \infty \quad \forall t \in T \quad (2-6)$$

$$\gamma(\tau) = cov[X_s, X_t] \quad \tau = |s - t|, \forall s, t \in T \quad (2-7)$$

推計した風力発電の出力時系列 $P_{WT} = \{P_{WT_t}\}_{t \in T}$ において，同じ時刻に生起している出力 P_{WT_t} を観察し，時刻毎に平均値を求めた例を図 2-12 (a)に示す．同図は，対象地域への導入容量を $WT = 10 \text{ GW}$ と設定した例である．同図から，風力発電の出力は昼間の時間帯に高い値を示し，昼過ぎ頃にピークを迎えるという周期性が観察される．また，統計期間（5 年間）の各月の月平均出力を図 2-12 (b)に示す．同図から風力発電の出力には，冬場に出力が増大し，夏場に減少するという周期性が確認される．これらの図から，時系列 P_{WT} は弱定常性の条件を満足していないと判断される．したがって，斉時的マルコフ連鎖を適用するためには，季節変動及び時刻変動がもたらす周期的変動要素を時系列 P_{WT} から除外し，弱定常性を示す確率論的な変動要素を抽出する必要がある．本稿では，季節変動及び時刻変動がもたらす確定論的な変動要素を周期性要素，確率論的な変動要素を不確実性要素と称す．



(a) 平均値の時間変動特性



(b) 各月の月平均値

図 2-12 平均値の周期的変化（風力発電）

Pesch モデルでは、この周期性要素を次の手順で時系列 P_{WT} から除外し、不確実性要素を抽出している。まず、例えば、1月の13時30分といったように、同月、同時刻に生起している出力 P_{WT_t} を統計期間（5年間）にわたって観察し、平均値 $\mu_{\alpha,\beta}$ を求めている（以下、月に関する添字を $\alpha \in \{Jan., Feb., \dots, Dec.\}$ 、時刻に関する添字を β とする）。Pesch ら(2015)では15分間隔の時系列を採用しているため、全ての月及び時刻の組合せに対して同様に計算し、1,152個($4 [\text{step/hour}] \times 24 [\text{hour}] \times 12 [\text{month}]$)の平均値 $\mu_{\alpha,\beta}$ を求めている^[13]。次に、出力 P_{WT_t} の月及び時刻に対応する平均値 $\mu_{\alpha,\beta}$ で除していくという処理を行い、標準化時系列 $X_{WT}^{Mean} = \{X_{WT_t}^{Mean}\}_{t \in T}$ を抽出している。

本稿で推計した出力時系列 P_{WT} に対してこの処理を行い、得られる時系列 X_{WT}^{Mean} の推移特性を評価する。なお、本稿の場合、10分間隔の時系列を採用しているため、1,728個($6 [\text{step/hour}] \times 24 [\text{hour}] \times 12 [\text{month}]$)の平均値 $\mu_{\alpha,\beta}$ が求められる。時系列 X_{WT}^{Mean} を求め、再度、同月、同時刻に生起している確率変数 $X_{WT_t}^{Mean}$ を統計期間にわたって観察し、求めた平均値 $\mu x_{\alpha,\beta}^{Mean}$ を図2-13(a)に示す。同図は、各月の平均値 $\mu x_{\alpha,\beta}^{Mean}$ の時間推移を表しているが、月及び時刻を問わず、平均値 $\mu x_{\alpha,\beta}^{Mean} = 1$ となっており、標準化時系列 X_{WT}^{Mean} では平均値の時間依存性が除外されていることが確認される。一方、同様の方法で求めた標準偏差 $\sigma x_{\alpha,\beta}^{Mean}$ を図2-13(b)に示す。図2-13(a)のように平均値からは時間依存性が除外されているものの、図2-13(b)のように標準偏差からは時間依存性が除外されていないことが確認される。すなわち、Pesch モデル^[13]には、出力時系列 P_{WT} から弱定常性の条件を満足する標準化時系列 X_{WT} を抽出するプロセスに課題がある。

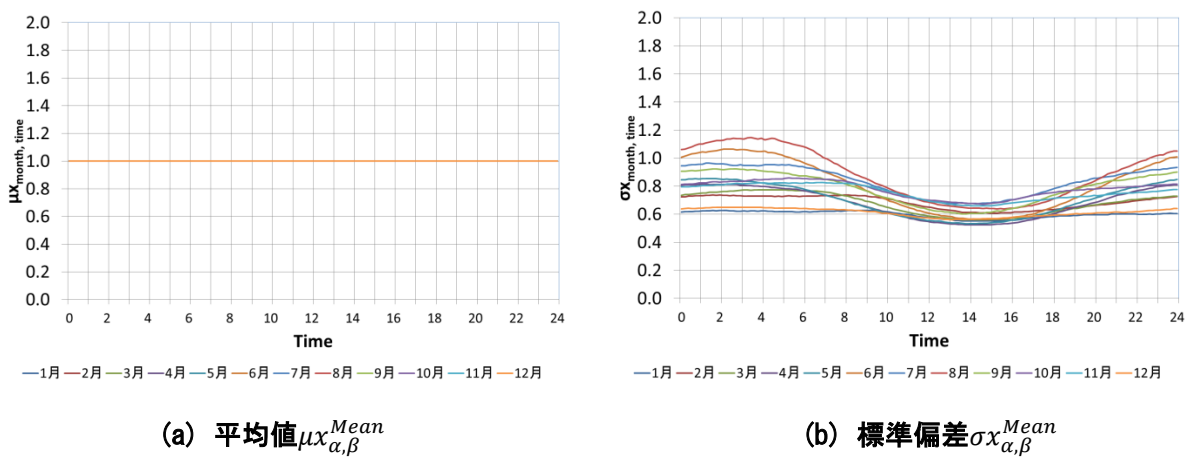


図 2-13 標準化時系列 X_{WT}^{Mean} の平均値 $\mu x_{\alpha,\beta}^{Mean}$ 及び標準偏差 $\sigma x_{\alpha,\beta}^{Mean}$

2.3.2 出力時系列の不確実性要素の抽出

平均値 $\mu_{\alpha,\beta}$ で出力時系列 P_{WT} を除して標準化するという方法は、標準偏差 $\sigma_{\alpha,\beta}$ が平均値 $\mu_{\alpha,\beta}$ に比例して変化する場合に有効である。しかしながら、この方法では、図2-13のように、平均値からは時間依存性が除外されているものの、標準偏差からは時間依存性が除外されていない。したがって、出力 P_{WT_t} に関しては、期待値だけでなく、確率分布の形状が時間に依って変化していると考えられる。風力発電は風速に応じて出力する発電システムであるが、風速の出現率は近似的にワイブル分布に従う^[52]。これを考慮し、ワイブル分布をあてはめて標準化を行う方法を試みる。まず、同月、同時刻に生起している出力 P_{WT_t} を統計期間にわたって観察し、ワイブル分布をあて

はめて、尺度係数 $\eta_{\alpha,\beta}$ 及び形状係数 $\kappa_{\alpha,\beta}$ を全ての月及び時刻の組合せに対して最尤法で求める。次に、出力 P_{WT_t} の月及び時刻に対応する尺度係数 $\eta_{\alpha,\beta}$ 及び形状係数 $\kappa_{\alpha,\beta}$ を式 2-8 の累積分布関数 $G_{Wei}(P_{WT_t})$ に反映し、その関数で確率変数 P_{WT_t} を確率変数 X_{WT_t} に変数変換した。

$$X_{WT_t} = G_{Wei}(P_{WT_t}) = 1 - \exp\left\{-\left(\frac{P_{WT_t}}{\eta_{\alpha,\beta}}\right)^{\kappa_{\alpha,\beta}}\right\} \quad (2-8)$$

確率変数 P_{WT_t} がワイブル分布に従う場合、確率変数 P_{WT_t} は式 2-8 により一様分布 ($0 \leq X_{WT_t} < 1$) に従う確率変数 X_{WT_t} に変換されるため、平均値及び標準偏差から時間依存性を除外することができる。この方法で時系列 X_{WT} を求め、再度、同月、同時刻に生起している確率変数 X_{WT_t} を統計期間にわたって観察し、求めた平均値 $\mu x_{\alpha,\beta}$ を図 2-14 (a)に、標準偏差 $\sigma x_{\alpha,\beta}$ を同図 (b)に示す。この標準化方法を採用することにより、図 2-14 (a)のように平均値 $\mu x_{\alpha,\beta}$ から時間依存性が除外されるだけでなく、図 2-14 (b)のように標準偏差 $\sigma x_{\alpha,\beta}$ からも時間依存性が概ね除外されていることが確認される。なお、厳密には、出力はワイブル分布に従わないが、より分布形状に近い統計モデルで標準化方法を改善するため、本稿ではワイブル分布を採用している。

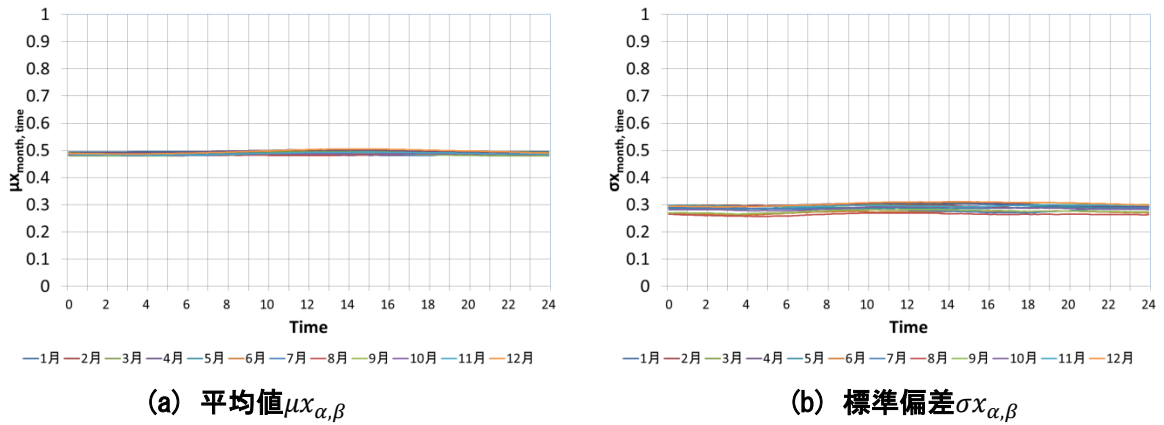
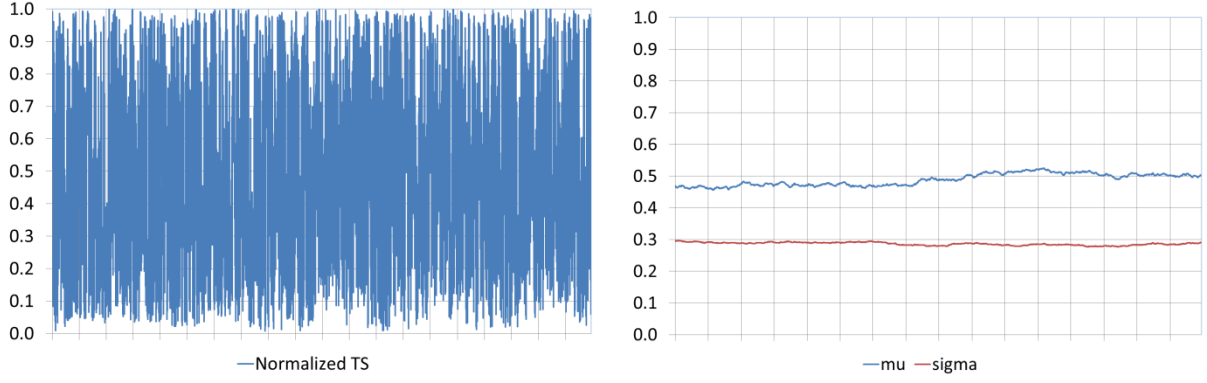


図 2-14 標準化時系列 X_{WT} の平均値 $\mu x_{\alpha,\beta}$ 及び標準偏差 $\sigma x_{\alpha,\beta}$

この方法で抽出した統計期間 (5 年間) の標準化時系列 X_{WT} を図 2-15 (a)に示す。同図のように、出力時系列 P_{WT} がゼロから 1 未満の範囲の実数値をランダムにとる時系列に変換されている。Pesch ら(2015)では、幅 1 年の移動平均及び移動標準偏差を求めて標準化時系列の弱定常性を評価している^[13]。同報告では、サンプリング周期 15 分の時系列を用いているため 35,040 ステップ ($4 [\text{step/hour}] \times 8,760 [\text{hour}]$)の幅で移動平均及び移動標準偏差を求めている。本稿ではサンプリング周期 10 分の時系列を用いているため、52,260 ステップ ($6 [\text{step/hour}] \times 8,760 [\text{hour}]$)の幅で図 2-15 (a)の標準化時系列 X_{WT} に対して移動平均及び移動標準偏差を求めたものを図 2-15 (b)に示す。同図の移動平均及び移動標準偏差には時間依存性が概ね確認されない。なお、図 2-12 (b)で確認されるように年によっても若干、統計データにばらつきがあるため、移動平均に関しても、図 2-15 (b)において若干上下している様子が確認される。しかしながら、図 2-15 (a)の変動範囲と比較してその水準は小さく、概ね周期性が除外された標準化時系列が抽出されていると考えられる。したがって、本稿では、ワイブル分布の尺度係数 $\eta_{\alpha,\beta}$ 及び形状係数 $\kappa_{\alpha,\beta}$ を求め、式 2-8 の累積分布関数 $G_{Wei}(P_{WT_t})$ を用いて出力時系列 P_{WT} から標準化時系列 X_{WT} を抽出する方法を採用する。この標準化時系列 X_{WT} に対して斉時的マルコフ連鎖を適用して確率過程モデルを構築する。



(a) 標準化時系列 X_{WT}

(b) 移動平均及び移動標準偏差

図 2-15 標準化時系列 X_{WT} と移動平均及び移動標準偏差

2.3.3 マルコフ連鎖モデルのモデル構造

(1) 2 階マルコフ連鎖モデルの概要

以降、推移確率行列の評価に用いる統計時系列等を X^{Exp} のように添字をつけて表現し、求めた推移確率行列から生成されるサンプル過程の集合等を X というように添字を付けずに表現する。マルコフ連鎖とは状態空間 S が離散的なマルコフ過程である。したがって、モデル構築にあたっては、状態分割数 N を定義し、標準化時系列 X_{WT}^{Exp} から離散化時系列 Xn_{WT}^{Exp} を求め、それに基づいて推移確率行列を求める必要がある。2 階マルコフ連鎖の場合、推移確率行列は 3 次元配列 $[P_{i,j,k}]$ で表現され、統計時系列 Xn_{WT}^{Exp} から推移確率行列 $[P_{i,j,k}]$ を求めた後、サンプル過程 xn_{WT} の生成に用いる累積推移確率行列 $[CP_{i,j,k}]$ を式 2-9 に基づき計算する。同式の i, j, k は離散化した状態空間 Sn 上の元であり、Pesch モデル^[13]では、それぞれ時間ステップ $t, t-1, t-u$ の状態である。

$$[CP_{i,j,k}] = [\sum_{m=1}^i P_{m,j,k}] \quad (i, j, k \in Sn) \quad (2-9)$$

サンプル過程 xn_{WT} は、時間ステップ毎に一樣分布 $U(0,1)$ に従う疑似乱数 a を生成し、式 2-10 を満足する状態 $i \in Sn$ を逐次的に特定することにより生成される。なお、この方法でサンプル過程 xn_{WT} を生成するためには、2 階ラグ u と等しい長さの初期時系列が必要となる。本稿では、これを統計時系列 Xn_{WT}^{Exp} から抽出してくる方法で得る。

$$CP_{i-1,j,k} \leq a < CP_{i,j,k} \quad (2-10)$$

(2) 時系列生成における例外措置^[13]

時間ステップ $t, t-1, t-u$ の状態を観察対象とする 2 階マルコフ連鎖モデルでは、逐次的に時系列を生成していく中で、時間ステップ $t-1$ の状態 j と時間ステップ $t-u$ の状態 k が、統計時系列において生じたことがない組合せとなる場合がある。この場合、累積推移確率の要素が式 2-11 のように全てゼロとなっており、式 2-10 に基づいて時間ステップ t の状態を特定することができないため、サンプル過程の生成がその時間ステップで停滞する。

$$CP_{i,j,k} = 0 \quad \forall i \quad (2-11)$$

Pesch モデルでは、この状況が発生した場合、最も類似した状態 j と状態 k の組合せに基づき時間ステップ t の状態を特定し、時系列の生成を継続させるため、次のような例外措置を考案している。まず、時間ステップ $t-u$ の状態を時間ステップ $t-1$ の状態に逐次的に近づけていき、統計時系列において生じたことがある状態の組合せを探索する^[13]。この方法で生じたことがある組合せが得られる場合は、その組合せの推移確率を適用して時間ステップ t の状態を特定する。また、この例外措置を適用しても推移確率が得られない場合、時間ステップ $t-1$ の状態を維持するか、その1つ上の状態とするか、またはその1つ下の状態とするかをそれぞれ1/3の確率でランダムに選択する。本稿でも、これらの例外措置を適用する。なお、これらの例外措置は統計時系列の推移特性に基づく状態遷移ではないため、適用された回数がサンプル過程の時系列長に対し十分小さくなければならない。

(3) 出力時系列 P_{WT} の生成

推移確率行列に基づき、離散化時系列 Xn_{WT} を生成した後、次の手順で対象地域の出力時系列 P_{WT} を生成する。まず、一様分布 $U(0,1)$ に従う疑似乱数 a を時間ステップ毎に生成し、式 2-12 に基づき状態空間上で離散的に変化する Xn_{WT_t} を連続的に変化する Xc_{WT_t} に変換する^[13]。

$$Xc_{WT_t} = (Xn_{WT_t} - a) \times \Delta P_{WT} \quad (\Delta X_{WT} = \text{Max}[X_{WT_t}^{Exp.}] / N) \quad (2-12)$$

一方で、式 2-12 の演算は、統計時系列 $X_{WT}^{Exp.}$ の変動特性とは無関係な疑似乱数を用いた処理であるため、実際の時系列では生起しないような急峻な変動となっている可能性がある。Pesch モデルでは、これを回避するため、連続値 Xc_{WT_t} に対して移動平均幅 m で式 2-13 のように移動平均処理を施して標準化時系列 X_{WT} を求めている^[13]。標準化時系列 $X_{WT} = \{X_{WT_t}\}_{t \in T}$ が得られれば、 X_{WT_t} の月及び時刻に対応する尺度係数 $\eta_{\alpha,\beta}$ 及び形状係数 $\kappa_{\alpha,\beta}$ を式 2-14 の累積分布関数の逆関数 $G_{Wei}^{-1}(X_{WT_t})$ に反映して関数を計算することにより出力 P_{WT_t} が得られる。

$$X_{WT_t} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m Xc_{WT_{t+(i-1)}} \quad (2-13)$$

$$P_{WT_t} = G_{Wei}^{-1}(X_{WT_t}) = \eta_{\alpha,\beta} \times \left\{ \ln \left(\frac{1}{1-X_{WT_t}} \right) \right\}^{1/\kappa_{\alpha,\beta}} \quad (2-14)$$

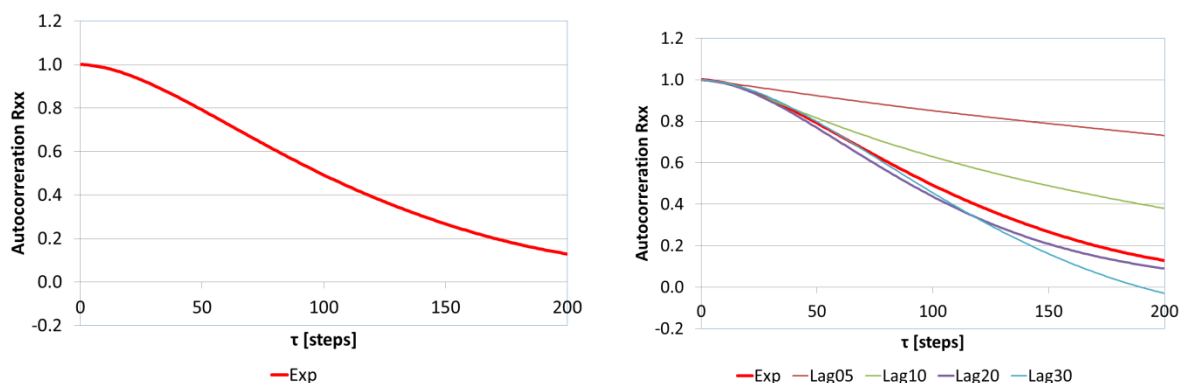
2.3.4 風力発電のマルコフ連鎖モデルのパラメータ調整

(1) 自己相関性

以上のように、Pesch モデルでは、状態分割数 N 、2 階ラグ u 及び移動平均幅 m がモデルパラメータである。これらのモデルパラメータを調整し、統計時系列 $X_{WT}^{Exp.}$ の推移特性を再現する。Pesch ら(2015)^[13]と同様に、自己相関性、状態偏差のヒストグラム等を評価して統計時系列の推移特性の再現を図る。

統計時系列 $X_{WT}^{Exp.}$ の自己相関性を図 2-16 (a)に示す。Pesch モデルでは、2 階ラグ u の設定でサンプル過程の自己相関性を調節することが可能である。例えば、2 階ラグ u を小さく設定した場合、統計時系列の短時間の推移特性のみがサンプル過程 x_{WT} に反映されるため、自己相関性に関して

も図 2-16 (a)の時間ラグ τ が小さい領域の特性のみがサンプル過程に反映される．その結果，サンプル過程の自己相関性としては，時間ラグ τ の増大に対する自己相関係数 R_{xx} の減少が図 2-16 (a)より緩やかなものとなる．2 階ラグ u を 5, 10, 20 及び 30 と変化させた場合の自己相関特性を図 2-16 (b)に示す．図 2-16 (b)には，比較評価のため，図 2-16 (a)に示した統計時系列 X_{WT}^{Exp} の自己相関特性もしている．2 階ラグ $u = 20$ としたサンプル過程が，統計時系列の自己相関特性を最も再現していることが図 2-16 (b)から確認されるため，本稿では $u = 20$ を採用する．なお，図 2-16 (b)を求めるにあたって，状態分割数に関しては $N = 100$ と設定し，式 2-13 の移動平均処理に関しては $m = 1$ と設定している（移動平均処理を適用しない設定）．



(a) 統計時系列の自己相関特性

(b) サンプル過程の自己相関特性

図 2-16 統計時系列及びサンプル過程の自己相関特性

(2) 状態偏差のヒストグラム

マルコフ連鎖では，推移確率行列と疑似乱数から離散化された状態空間上に時系列を逐次的に生成するため，サンプル過程の変動特性は，状態分割数 N に依存する．状態分割数 N を大きくとる程，統計時系列 X_{WT}^{Exp} を離散化時系列 Xn_{WT}^{Exp} に変換する際に，より忠実に統計時系列の変動特性を再現することができる．その反面，状態分割数 N に応じて計算負荷が増大することになる．Peschr(2015)^[13]は，一定の時間間隔 τ で生じる状態偏差 δX ($= X_t - X_{t-\tau}$)のヒストグラムを作成し，時系列の変動特性を評価している．同報告では，時間間隔 $\tau = 1$ 及び時間間隔 $\tau = 10$ で生じる状態偏差 δX のヒストグラムを作成して，統計時系列のそれを最も再現する状態分割数 N を特定している．本稿でもこの方法で評価を行う．状態分割数 N に関しては，25 分割，50 分割，100 分割及び 120 分割を設定し，変動特性の再現性の変化を評価する．150 分割とした場合，後述する太陽光発電の確率過程モデルも考慮すると，計算機のメモリ領域が不足するため，評価範囲の上限を 120 分割とした．各状態分割数 N に対し作成した状態偏差 δX のヒストグラムを図 2-17 に示す．同図 (a)に時間間隔 $\tau = 1$ のヒストグラム，同図 (b)に時間間隔 $\tau = 10$ のヒストグラムを示している．また，統計時系列のヒストグラムを棒グラフで，サンプル過程のヒストグラムを折れ線で表している．なお，2 階ラグに関しては $u = 20$ と設定し，移動平均幅に関しては $m = 1$ と設定している．

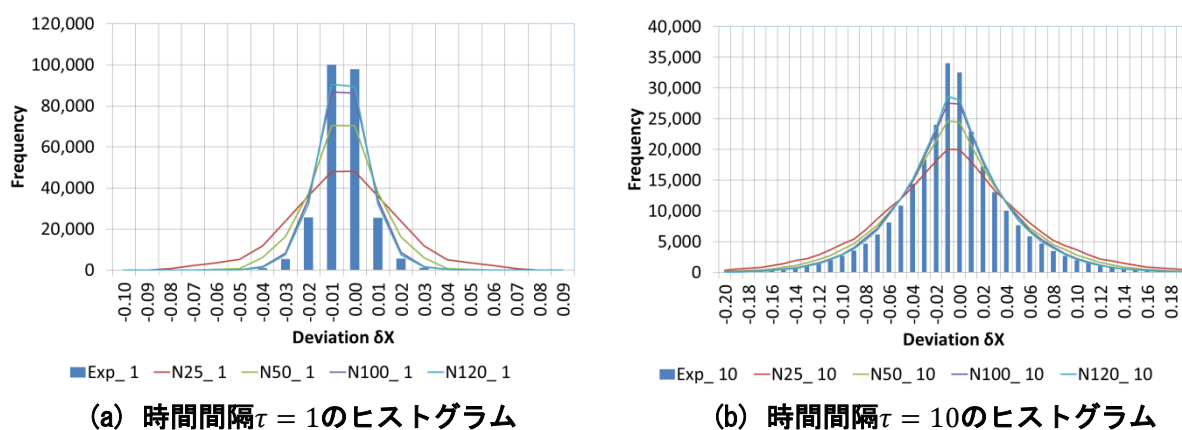


図 2-17 状態偏差 δX のヒストグラムに対する状態分割数 N の影響

図 2-17 から、いずれの状態分割数においても統計時系列の分布形状を概ね再現できているが、状態分割数を大きく設定する程、統計時系列の分布形状の再現性が改善していることが確認される。一方で、時間間隔 $\tau = 1$ 及び時間間隔 $\tau = 10$ とも、状態偏差 δX が小さい領域ではサンプル過程の方が小さい出現頻度を示す傾向にある。状態分割数 N の水準に加え、統計時系列の変動特性とは無関係に行う式 2-12 の疑似乱数を用いた連続化処理等が、この出現頻度の相違に影響していると考えられる。これを改善するため、Pesch モデルでは、式 2-13 に示した移動平均幅 m の移動平均処理を導入している。移動平均幅 $m = 1$ （移動平均処理を行わない条件）、 $m = 2$ 及び $m = 3$ とした場合のヒストグラムを図 2-18 に示す。なお、図 2-17 において、状態分割数 $N = 100$ から状態分割数 $N = 120$ に増大させても統計時系列の変動特性の再現性はそれほど大きく改善していないため、図 2-18 では計算負荷を考慮して $N = 100$ を採用している。

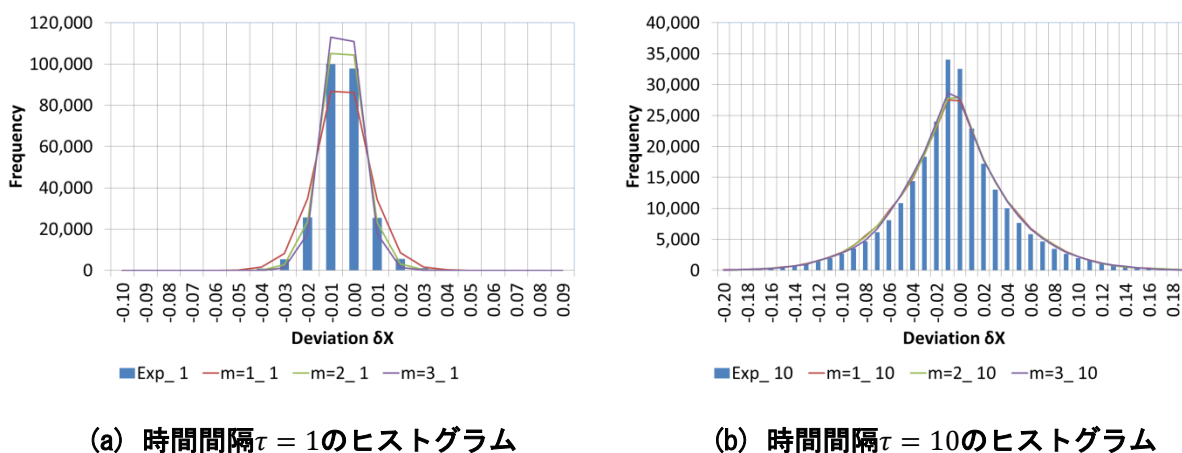


図 2-18 状態偏差 δX のヒストグラムに対する移動平均幅 m の影響

図 2-18 (a)から、 $m = 2$ の移動平均処理を適用することにより、時間間隔 $\tau = 1$ に関しては、統計時系列の再現性が改善していることが確認される。時間間隔 $\tau = 10$ に関しては、 $m = 1$ から $m = 3$ の範囲で移動平均幅を変化させても変動特性は大きく改善しないことが図 2-18 (b)から確認される。移動平均幅にさらに大きな値を設定することにより時間間隔 $\tau = 10$ のヒストグラムの再現性が改善すると考えられるが、図 2-18 (a)から判断すると時間間隔 $\tau = 1$ のヒストグラムが統計時系列のものから乖離していくと考えられる。したがって、本稿では移動平均幅 $m = 2$ を採用する。

(3) 出力時系列の評価

モデルパラメータを 2 階ラグ $u = 20$ ，状態分割数 $N = 100$ ，移動平均幅 $m = 2$ と設定した場合の出力時系列の例を図 2-19 に示す．同図は，導入容量を 10 GW とした場合の 4 月から 5 月における統計時系列 P_{WT}^{Exp} 及びサンプル過程 p_{WT} の推移である．サンプル過程 p_{WT} において統計時系列 P_{WT}^{Exp} と同水準のランダム性が再現されている様子が伺える．

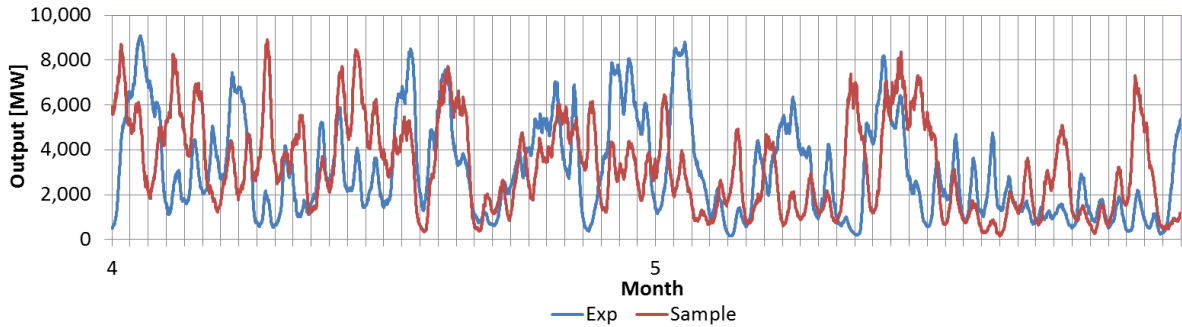


図 2-19 風力発電出力の統計時系列とサンプル過程（4 月及び 5 月）

図 2-19 の統計時系列 P_{WT}^{Exp} 及びサンプル過程 p_{WT} において，同月，同時刻に生起している出力を観察し，求めた平均値 $\mu_{\alpha,\beta}$ を図 2-20 に示す．同図は各月の平均値 $\mu_{\alpha,\beta}$ の時間推移を表している．統計時系列 P_{WT}^{Exp} の季節変動及び時刻変動がもたらす周期的変化がサンプル過程 p_{WT} において再現されていることが確認される．なお，同図に示すサンプル過程では，3 月のデータにおいて統計時系列との間に若干の差異が確認される．サンプル過程を複数サンプリングし，この差異の再現性を確認したところ，毎回 3 月に生じるのではなく，同水準の差異が月を変えてランダムに生じていた．したがって，周期性の重畳方法の問題ではなく，確率過程モデルのランダム性から生じているものと判断される．また，統計時系列 P_{WT}^{Exp} 及びサンプル過程 p_{WT} に関するヒストグラムを図 2-21 に示す．低出力の出現頻度において若干相違が確認されるが，全体としては，サンプル過程 p_{WT} は統計時系列 P_{WT}^{Exp} の傾向を概ね再現していることが確認される．

図 2-20 の平均値 $\mu_{\alpha,\beta}$ において，統計時系列 P_{WT}^{Exp} の周期性がサンプル過程 p_{WT} において再現されていることから，本稿で提言したワイブル係数を用いた時系列の標準化は，風力発電の出力時系列から周期性要素を除外し，不確実性要素を抽出する方法として有効と考えられる．なお，図 2-19 には，4 月から 5 月にかけての出力時系列を示しているが，月が替わる時間ステップ周辺においても自然に推移している様子が確認される．自己相関性，出力の出現率，出力偏差の出現率，周期性等の再現性から，電力需給シミュレーションに対して有効な確率過程モデルが構築されたと考えられる．

なお，サンプル過程の生成において統計時系列において生起したことがない状態の組合せが生成された場合，第 2.3.3 (2) 項に示した例外措置を適用したが，頻度としては全体の 0.1% と十分小さい水準であった．

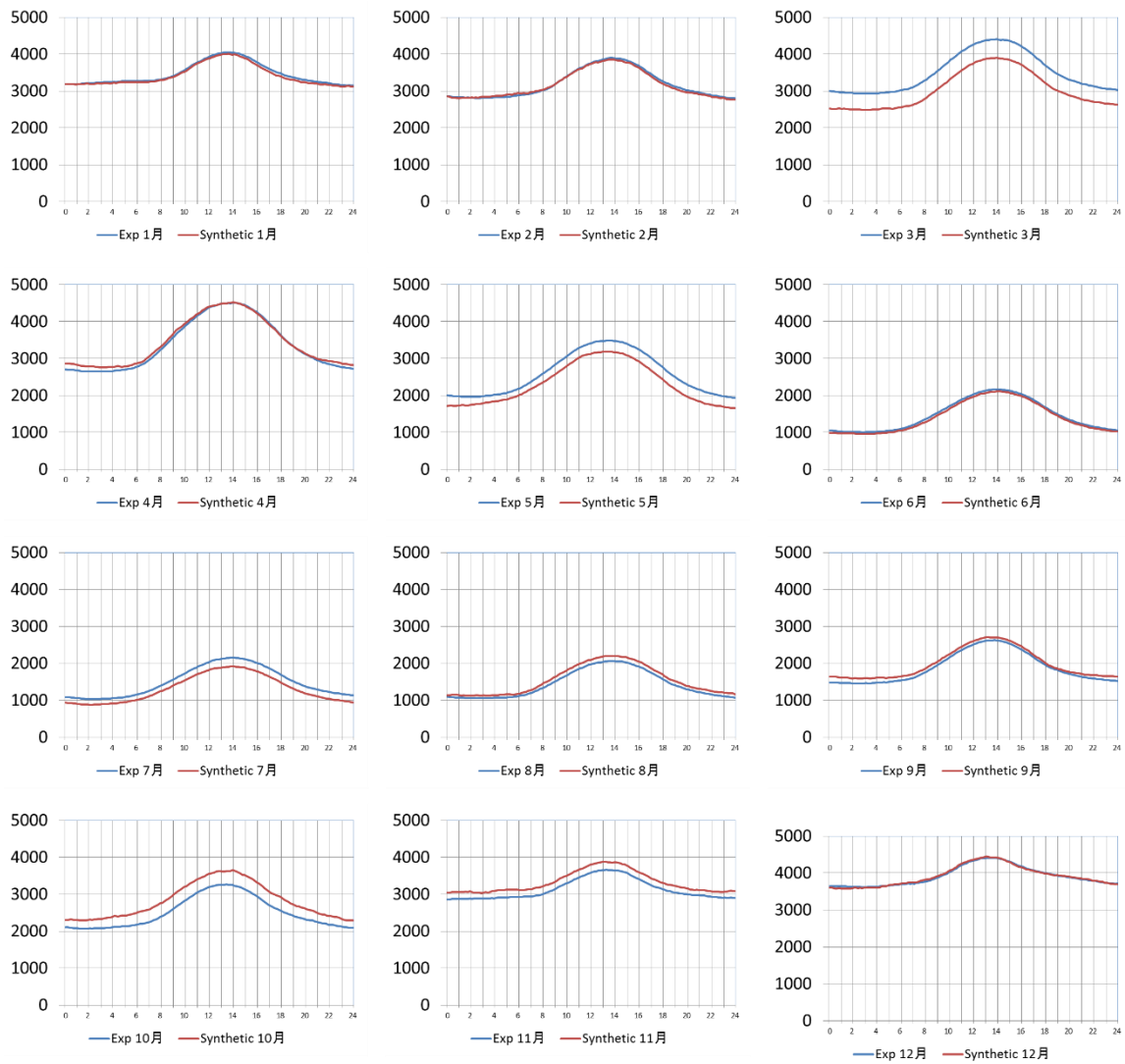


図 2-20 統計時系列とサンプル過程の各月の平均値 $\mu_{\alpha,\beta}$

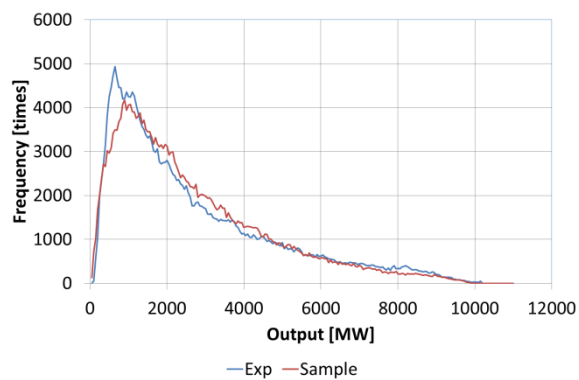


図 2-21 統計時系列とサンプル過程のヒストグラム

2.4 太陽光発電の出力時系列に対する確率過程モデル

2.4.1 出力時系列の不確実性要素の抽出

太陽光発電の確率過程モデルの構築にあたっては、風力発電と同様に、出力時系列 $P_{PV} = \{P_{PV_t}\}_{t \in T}$ から周期性要素を除外し、不確実性要素を抽出する必要がある。推計した太陽光発電の出力時系列 P_{PV} において、同じ時刻に生起している出力 P_{PV_t} を観察し、時刻毎に平均値を求めた例を図 2-22 (a)に示す。同図は、対象地域への導入容量を $PV = 10 \text{ GW}$ と設定した例である。同図において、昼間に限って出力し、12 時頃にピークを迎える、太陽光発電特有の周期性が確認される。また、統計期間（5 年間）の各月の月平均出力を図 2-22 (b)に示す。同図において、夏場に増大し、冬場に減少する周期性が確認される。このように、出力時系列 P_{PV} は弱定常性の条件を満足していないため、斉時的マルコフ連鎖を適用するためには、これらの周期性要素を除外し、不確実性要素を抽出する必要がある。

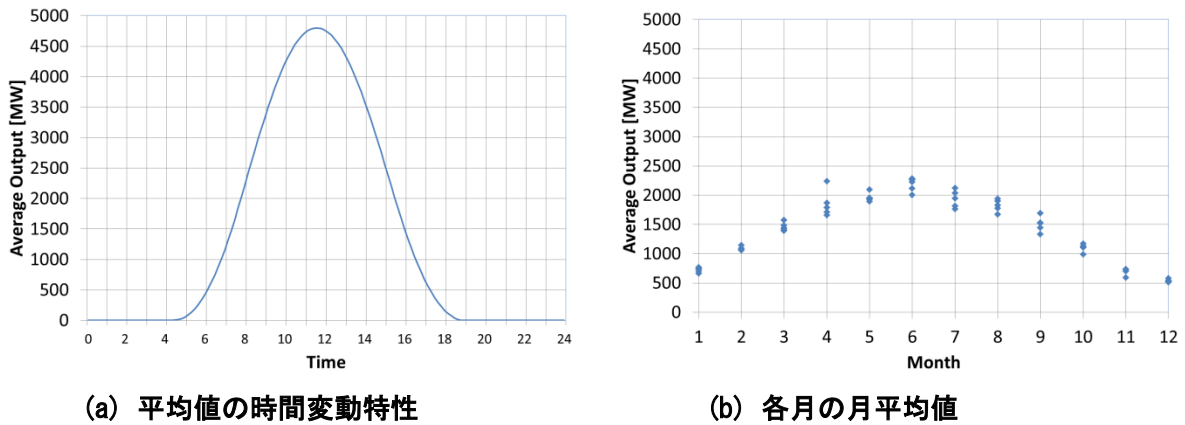
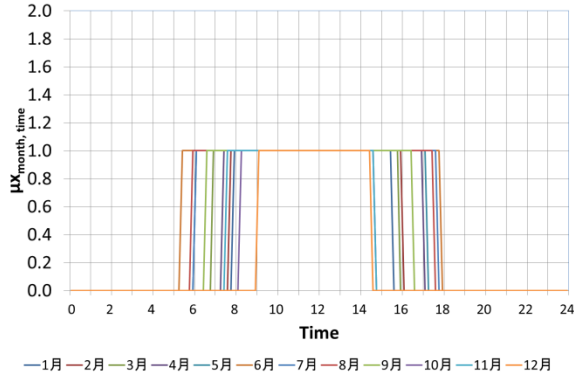


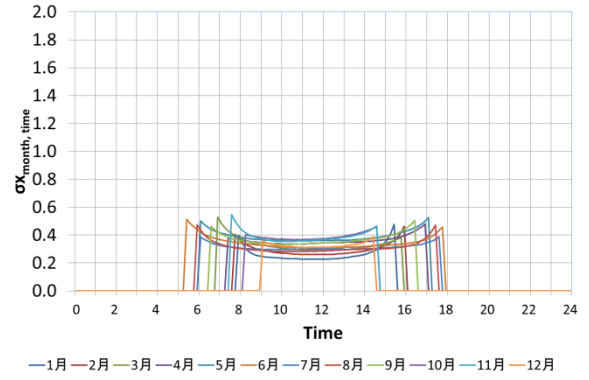
図 2-22 平均値の周期的変化（太陽光発電）

標準化時系列の抽出方法として、同月、同時刻に生起している出力 P_{PV_t} を統計期間（5 年間）にわたって観察し、平均値 $\mu_{\alpha,\beta}$ を求め、それで出力 P_{PV_t} を除して標準化時系列 X_{PV}^{Mean} を抽出する方法が考えられる。時系列 X_{PV}^{Mean} を求め、再度、同月、同時刻に生起している確率変数 $X_{PV_t}^{Mean}$ を統計期間にわたって観察し、求めた平均値 $\mu x_{\alpha,\beta}^{Mean}$ を図 2-23 (a)に、標準偏差 $\sigma x_{\alpha,\beta}^{Mean}$ を図 2-23 (b)に示す。図 2-23 (a)において、各月の平均値 $\mu x_{\alpha,\beta}^{Mean}$ は、月及び時刻を問わず、 $\mu x_{\alpha,\beta}^{Mean} = 1$ となっており、平均値からは時間依存性が除外されていることが確認される。しかしながら、図 2-23(b)の標準偏差 $\sigma x_{\alpha,\beta}^{Mean}$ からは時間依存性が除外されていない。したがって、風力発電と同様に、期待値だけでなく、確率分布の形状が時間に依って変化していると考えられる。

出力 P_{PV_t} の確率分布を評価するため、出力 P_{PV_t} のヒストグラムの例を図 2-24 に示す。同図では、異なった時間帯、異なった季節を比較するため、夏場の昼時と冬場の朝方を示している（早朝の時間帯ではデータが安定して得られないため 10 時を選定）。これらの図において、分布形状が月、時間帯によって変化している様子が確認される。また、その分布形状は、左右非対称な釣鐘型を描いている。そこで本稿では、確率変数 P_{PV_t} が非負の実数であることも考慮し、風力発電と同様にワイブル分布をあてはめて、形状係数でその分布形状を近似し、累積分布関数で標準化時系列 X_{PV} を抽出する方法を試みる。

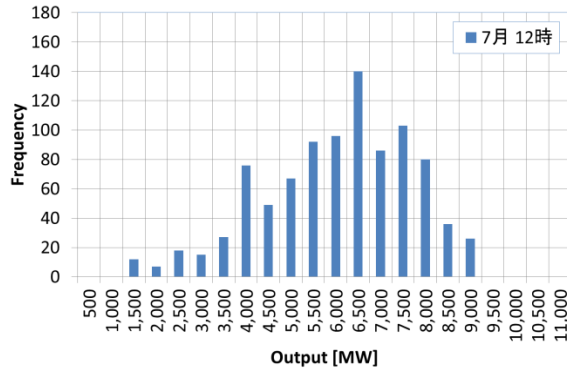


(a) 各月の平均値 $\mu x_{\alpha,\beta}^{Mean}$ の時間推移

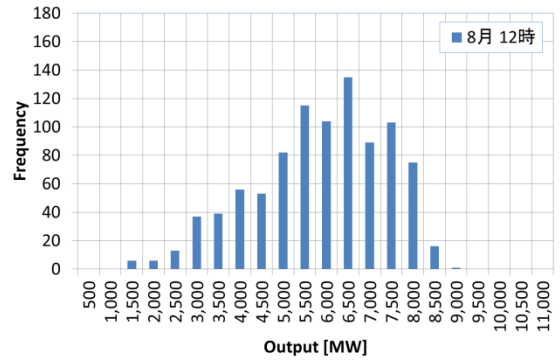


(b) 各月の標準偏差 $\sigma x_{\alpha,\beta}^{Mean}$ の時間推移

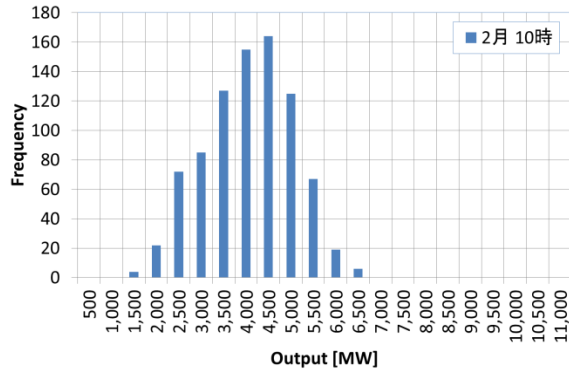
図 2-23 標準化時系列 x_{PV}^{Mean} の平均値 $\mu x_{\alpha,\beta}^{Mean}$ 及び標準偏差 $\sigma x_{\alpha,\beta}^{Mean}$



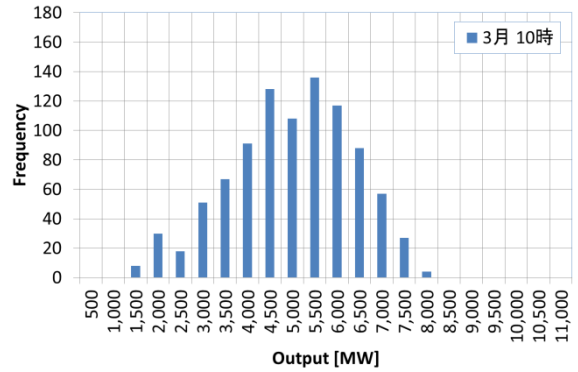
(a) 7 月の 12 時から 13 時



(b) 8 月の 12 時から 13 時



(c) 2 月の 10 時から 11 時



(d) 3 月の 10 時から 11 時

図 2-24 出力 P_{PV_t} のヒストグラム

風力発電と同様に、まず、同月、同時刻に生起している出力 P_{PV_t} を統計期間（5 年間）にわたって観察し、ワイブル分布をあてはめて尺度係数 $\eta_{\alpha,\beta}$ 及び形状係数 $\kappa_{\alpha,\beta}$ を最尤法で求める。次に、出力 P_{PV_t} の月及び時刻に対応する尺度係数 $\eta_{\alpha,\beta}$ 及び形状係数 $\kappa_{\alpha,\beta}$ を式 2-14 の累積分布関数 $G_{Wei}(P_{PV_t})$ に反映し、その関数で確率変数 P_{PV_t} を確率変数 X_{PV_t} に変数変換して標準化を行う。

$$X_{PV_t} = G_{Wei}(P_{PV_t}) = 1 - \exp\left\{-\left(\frac{P_{PV_t}}{\eta_{\alpha,\beta}}\right)^{\kappa_{\alpha,\beta}}\right\} \quad (2-14)$$

再度、得られた時系列 X_{PV} において、同月、同時刻に生起している確率変数 X_{WT_t} を統計期間にわたって観察し、求めた平均値 $\mu x_{\alpha,\beta}$ を図 2-25 (a)に、標準偏差 $\sigma x_{\alpha,\beta}$ を同図 (b)に示す。この標準化方法を採用することにより、図 2-25 (a)のように平均値 $\mu x_{\alpha,\beta}$ から時間依存性が除外されるだけでなく、図 2-25 (b)のように標準偏差 $\sigma x_{\alpha,\beta}$ からも時間依存性が概ね除外されていることが確認される。本稿では、風力発電と同様にワイブル係数を求め、式 2-14 の累積分布関数 $G_{Wei}(P_{PV_t})$ を用いて出力時系列 P_{PV} から標準化時系列 X_{PV} を抽出する。

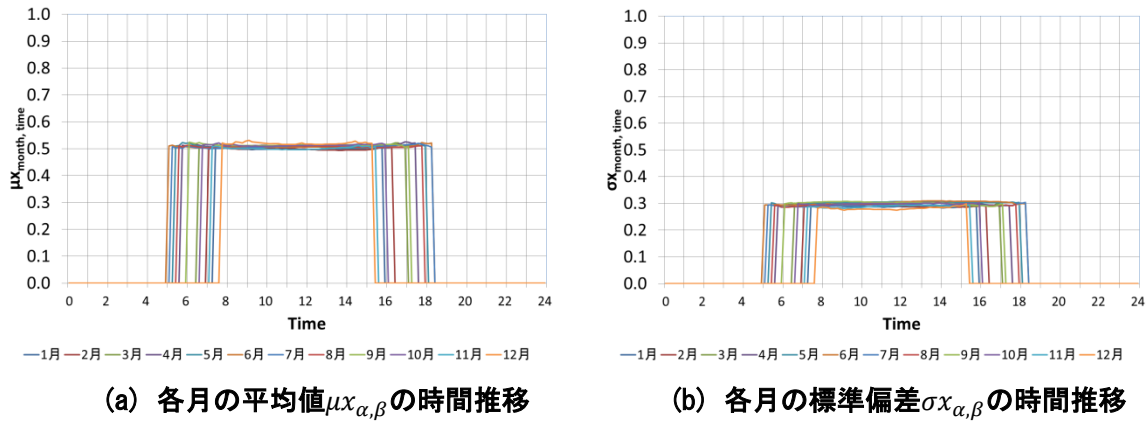
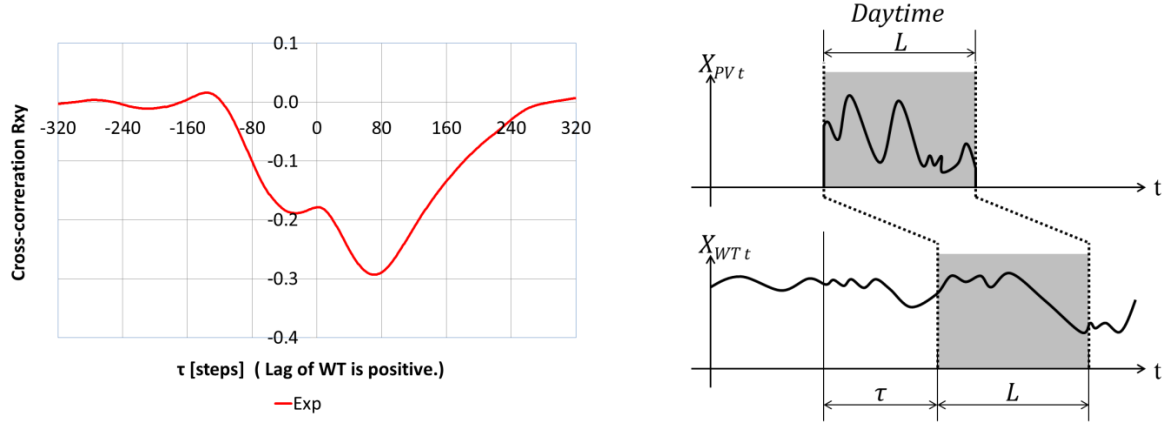


図 2-25 標準化時系列 X_{PV} の平均値 $\mu x_{\alpha,\beta}$ 及び標準偏差 $\sigma x_{\alpha,\beta}$

2.4.2 太陽光発電と風力発電の相互相関性

太陽光発電の出力時系列 P_{PV} に関しては、風力発電との相互相関性を再現しながらサンプル過程を生成する確率過程モデルを構築する。モデル構築に先立ち、2 者間の相互相関性を評価する。出力時系列 P_{PV} 及び P_{WT} の変動要素は、それぞれ周期性要素と不確実性要素から構成されるが、周期性要素の相互相関性に関しては、図 2-12 と図 2-22 で確認することができる。時刻変動に関しては、図 2-12 (a)及び図 2-22 (a)のように、太陽光発電、風力発電ともに昼の時間帯に増大し、昼頃にピークを迎えるという周期性がある。一方、季節変動に関しては、太陽光発電は図 2-22 (b)において夏場増大し、冬場減少しているのに対し、風力発電は図 2-12 (b)においてその逆の周期性を示している。すなわち、時刻変動の周期性に関しては正の相互相関性があり、季節変動の周期性に関しては負の相互相関性がある。これらの周期性要素の相互相関性は、式 2-14 の累積分布関数の逆関数で、周期性要素を重畳する際に出力時系列 P_{PV} 及び P_{WT} に反映することができる。

不確実性要素である標準化時系列 X_{PV} と X_{WT} の相互相関性を図 2-26 (a)に示す（風力発電の時間ステップの遅れを正とする）。太陽光発電の出力は昼間の時間帯に限られており、標準化時系列 X_{PV} は間欠的であるため、図 2-26 (a)の相互相関性は、同図 (b)のように、時間ラグ τ を考慮しながら太陽光発電の出力が得られる時間帯の X_{PV_t} と $X_{WT_{t+\tau}}$ を対応させて求めている。同図から、時系列 X_{PV} と X_{WT} の間には、弱い負の相互相関性があり、そのピークが時間ラグ $\tau = 72$ 周辺にあることが確認される。時間ラグ $\tau = 72$ とは、10 分間隔の時系列を採用しているため、12 時間を意味する。すなわち、日照が良好な日の夜間は風が穏やかな傾向があり、逆に、日照が少ない場合は、風が強い傾向があることを意味する。本稿では、太陽光発電の確率過程モデルを構築するにあたり、この相互相関性の再現を図る。



(a) 標準化時系列 X_{PV} と X_{WT} の相互相関性 (b) 相互相関係数の計算方法

図 2-26 相互相関係数の計算方法 及び 相互相関性

2.4.3 マルコフ連鎖モデルの構築

(1) マルコフ連鎖モデルの推移確率

風力発電に適用した 2 階マルコフ連鎖を基本構造とする Pesch モデル^[13]は、計算負荷を低減しながら、2 階ラグを調整することで、統計時系列の短時間の推移特性と長時間の推移特性を捉えることが可能であり、MCMC 法への応用等の観点から優れている。太陽光発電の確率過程モデルに関しても、ラグを調整できるマルコフ連鎖モデルを標準化時系列 X_{PV} に対して構築する。この際、太陽光発電と風力発電の相互相関性の再現を図る。マルコフ連鎖モデルの構造の根幹は、推移確率行列である。したがって、2 者間の相互相関性を再現するためには、推移確率行列に過去の太陽光発電の状態だけでなく、風力発電の状態を要素として考慮する必要がある。本稿では、標準化時系列 X_{PV} に対して式 2-15 の推移確率をあてはめてマルコフ連鎖モデルの構築を試みる。

$$\begin{aligned} Pr(X_{PV_s} = j_s | X_{PV_{s-1}} = j_{s-1}, X_{PV_{s-2}} = j_{s-2}, \dots, X_{PV_0} = j_0, X_{WT_t} = i_t, X_{WT_{t-1}} = i_{t-1}, \dots, X_{WT_0} = i_0) \\ = Pr(X_{PV_s} = j_s | X_{PV_{s-1}} = j_{s-1}, X_{PV_{s-u}} = j_{s-u}, X_{WT_{s+w}} = i_{s+w}), s \leq t \end{aligned} \quad (2-15)$$

式 2-15 は、時系列 X_{PV} の時間 $s-1$ と時間 $s-u$ の状態と、時系列 X_{WT} の時間 $s+w$ の状態から推移確率に従っての時間 s の状態 X_{PV_s} を生成することを表している。また、同式は $s \leq t$ を条件としており、風力発電のサンプル過程が所与となった条件のもと、太陽光発電のサンプル過程が生成されることを表している。風力発電の標準化時系列 X_{WT} は、式 2-4 の推移確率に従い、制約無くサンプル過程 x_{WT} を生成できるため、式 2-16 のように記述できる。他方、太陽光発電の標準化時系列 X_{PV} は、式 2-15 の推移確率を適用する場合、風力発電のサンプル過程 x_{WT} が所与のもとサンプル過程 x_{PV} が生成されるため、式 2-17 のように記述される。式 2-16 及び 2-17 の $\omega_{WT} \in \Omega_{WT}$ 及び $\omega_{PV} \in \Omega_{PV}$ は、確率空間 $(\Omega_{WT}, F_{WT}, Pr_{WT})$ 及び $(\Omega_{PV}, F_{PV}, Pr_{PV})$ 上の根元事象である。

$$X_{WT} = \{X_{WT_t}(\omega_{WT})\}_{t \in T} \quad (2-16)$$

$$X_{PV} = \{X_{PV_t}(\omega_{PV}, X_{WT})\}_{t \in T} \quad (2-17)$$

なお、図 2-26 において時間ラグ τ が正の領域において相互相関係数のピークがあるため、式 2-

15 では風力発電の状態を参照する時間ステップを時間 $s + w$ のように、時間 s より先に設定している。また、状態分割数 N に関しては、時系列 X_{WT} の推移特性と整合を図るため、時系列 X_{PV} の状態分割数も $N = 100$ と設定する。時系列 X_{PV} の離散化時系列を $Xn_{PV} = \{Xn_{PV_t}\}_{t \in T}$ と定義する。サンプル過程 xn_{PV} が生成された後、風力発電と同様に、時間ステップ毎に疑似乱数を用いて状態空間を連続化（式 2-12 参照）するため、式 2-13 のように幅 m の移動平均処理を適用する。

(2) 太陽光発電の出力時系列の不連続性

2 階ラグ u の Pesch モデルを風力発電の時系列 X_{WT} に適用する場合、2 階ラグ u と等しい長さの初期時系列が必要である。同様に、式 2-15 の推移確率を時系列 X_{PV} に適用する場合も、2 階ラグ u と等しい長さの初期時系列が必要である。時系列 X_{WT} では、これを統計時系列 Xn_{WT}^{Exp} から抽出してくる方法で取得した。時系列 X_{WT} は、時系列 Xn_{WT}^{Exp} から初期時系列を一度抽出してくれば、時系列が連続的であるため、後は推移確率行列に基づきサンプル過程を生成することができる。それに対し、時系列 X_{PV} の場合、太陽光発電の昼間しか発電しないという間欠性から、日々の時系列を生成するために初期時系列が毎日必要となる。本稿では、太陽光発電と風力発電の相互相関性を再現するため、時系列 X_{PV} に対するマルコフ連鎖モデルに関しては、初期時系列を時系列 Xn_{PV}^{Exp} から抽出してくる方法に換えて、次の方法で 1 日毎に初期時系列を生成する。

サンプル過程 xn_{PV} のある 1 日の初期時系列を生成する手順を図 2-27 に示す。対象日の日の出及び日の入の時間ステップを t_r 及び t_s とする。各月の日の出時間 t_r 及び日の入時間 t_s は、出力時系列 P_{PV} の標準化に用いる尺度係数 $\eta_{\alpha,\beta}$ 及び形状係数 $\kappa_{\alpha,\beta}$ が得られている時間ステップである。日の出時間 t_r から日の入時間 t_s までは式 2-15 の推移確率に基づいて状態遷移を特定するため、生成する初期時系列は、時間ステップ $t_r - u$ から $t_r - 1$ に割り当て、その日の時系列を生成した後、ゼロに置き換えるものとする。

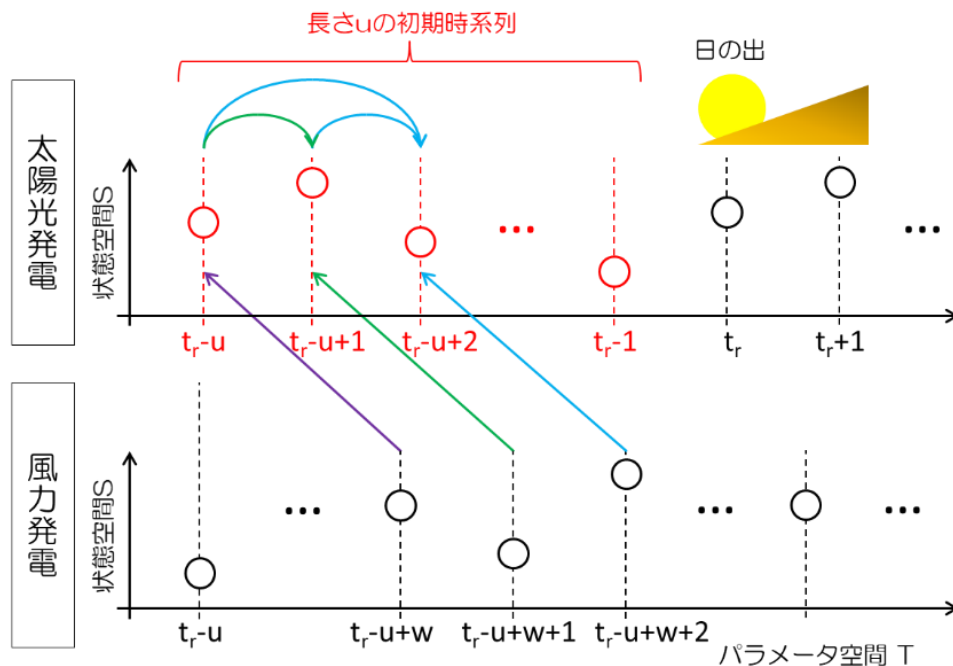


図 2-27 時系列 X_{PV} の初期時系列の生成

まず、太陽光発電の状態 xn_{PV_t} と風力発電の状態 $xn_{WT_{t+w}}$ を統計期間にわたって観察して推移確率行列 $[P1_{i,j}]$ を求め、それに基づき図 2-27 のように初期時系列の 1 番目の状態 $xn_{PV_{t_r-u}}$ を生成する[‡]。次に、状態 xn_{PV_t} 、 $xn_{PV_{t-1}}$ 及び $xn_{WT_{t+w}}$ を統計期間にわたって観察して推移確率行列 $[P2_{i,j,k}]$ を求め、それに基づき同図のように 2 番目の状態 $xn_{PV_{t_r-u+1}}$ を生成する。続いて、状態 xn_{PV_t} 、 $xn_{PV_{t-1}}$ 、 $xn_{PV_{t-2}}$ 及び $xn_{WT_{t+w}}$ を統計期間にわたって観察して推移確率行列 $[P3_{i,j,k,l}]$ を求め、それに基づき同図のように 3 番目の状態 $xn_{PV_{t_r-u+2}}$ を生成する。4 番目から u 番目間の h 番目の $xn_{PV_{t_r-u+h-1}}$ に関しては、状態 xn_{PV_t} 、 $xn_{PV_{t-1}}$ 、 $xn_{PV_{t-h+1}}$ 及び $xn_{WT_{t+w}}$ を統計期間にわたって観察して推移確率行列 $[Ph_{i,j,k,l}]$ を求め、それに基づき生成する。すなわち、式 2-15 の推移確率行列の他に、初期時系列を生成するために、 u 個の推移確率行列を統計時系列 Xn_{PV}^{Exp} 及び時系列 Xn_{WT}^{Exp} から求めておく。

太陽光発電の推移確率行列は、風力発電の状態も考慮する 4 次元配列 $[P_{i,j,k,l}]$ であり、生起したことがない状態の組合せが頻発し、サンプル過程の生成が停滞する可能性がある。そこで、生起したことが無い組合せとなった場合は、風力発電の状態 $xn_{WT_{t+w}}$ を前後 1 時間半内に生起している状態と逐次的に置換して、生起したことがある組合せを探索する。これにより生起したことがある組合せが得られる場合は、その推移確率を適用して時間ステップ t の状態を特定する。2 者間の相互相関性が図 2-26 (a)のように比較的なだらかな形状であるため、1 時間半 (9 ステップ) を探索範囲として設定した。なお、統計時系列長が限られているため、推移確率行列を求める際も、風力発電の状態 $xn_{WT_{t+w}}$ に関しては、時間ステップ $t+w$ の前後 1 時間半に生起している状態を同様に考慮する。

(3) 時系列生成における例外措置

風力発電と同様に、時間ステップ $t-1$ の状態 j と時間ステップ $t-u$ の状態 k が、統計時系列において生起したことがない組合せとなる場合がある。この場合は、風力発電と同様に、時間ステップ $t-u$ の状態 $xn_{PV_{t-u}}$ を $t-1$ の状態 $xn_{PV_{t-1}}$ に逐次的に近づけて、統計データにおいて生起したことがある状態の組合せを探索し、生起したことがある組合せが得られる場合は、例外的に、その推移確率を適用して時間ステップ t の状態を特定する。この例外措置を適用しても推移確率が得られない場合は、時間ステップ $t-1$ の状態を維持するか、その 1 つ上の状態とするか、またはその 1 つ下の状態とするかをそれぞれ 1/3 の確率でランダムに選択する。なお、これらの例外措置は統計時系列の推移特性に基づく状態遷移ではないため、適用された回数がサンプル過程の時系列長に対し十分小さくなければならない。

2.4.4 構築したマルコフ連鎖モデルの評価

(1) 自己相関性

構築したモデルでは、時系列 Xn_{PV} の 2 階ラグ u 、時系列 Xn_{WT} のラグ w 及び移動平均幅 m がモデルパラメータである。これらのモデルパラメータを調整し、統計時系列 X_{WT}^{Exp} の推移特性の再現を図る。推移特性として、自己相関性、相互相関性、状態偏差のヒストグラム等を評価する。

[‡] 推移確率行列 $[P1_{i,j}]$ 等、初期時系列を生成することを目的とした u 個の推移確率行列の生成にあたっては、時点 t_r に限らず、統計期間 T において太陽光発電の出力が得られる時間帯の時点 t を全て観察対象としている。

統計時系列 $X_{PV}^{Exp.}$ の自己相関性を図 2-28 (a)に示す。構築したモデルは、2 階ラグ u の設定でサンプル過程の自己相関性を調節することが可能である。2 階ラグ u を 2, 6 及び 10 と変化させた場合の自己相関特性を図 2-28 (b)に示す。 $u = 10$ を超える水準を設定した場合、初期時系列を生成するために、同数の高次の推移確率行列を求めることになり、計算機のメモリ領域が不足するため、上限を $u = 10$ に設定している。図 2-28 (b)には、比較評価のため、図 2-28 (a)に示した統計時系列 $X_{WT}^{Exp.}$ の自己相関特性もしている。同図において、2 階ラグ $u = 6$ としたサンプル過程が統計時系列の自己相関特性を最も再現しているため、本稿では $u = 6$ を採用する。なお、図 2-28 (b)では、図 2-26 (a)において時間ラグ $\tau = 72$ 周辺に相互相関性のピークがあることから、時系列 X_{WT} のラグに関しては $w = 72$ を設定している。また、式 2-13 の移動平均処理に関しては $m = 1$ と設定している（移動平均処理を適用しない設定）。

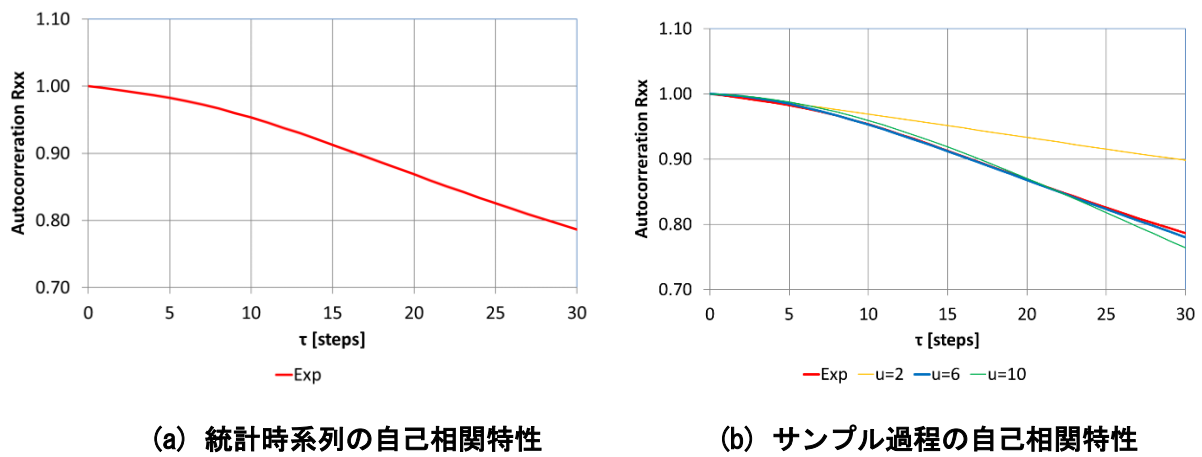
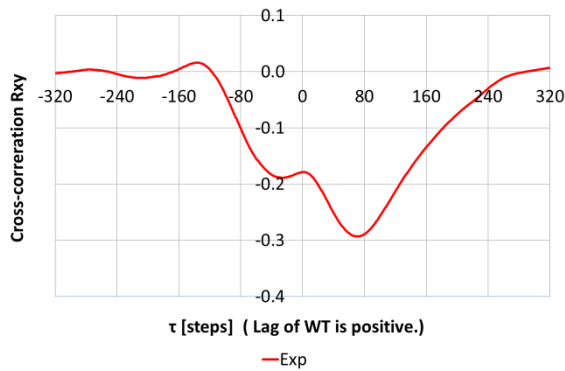


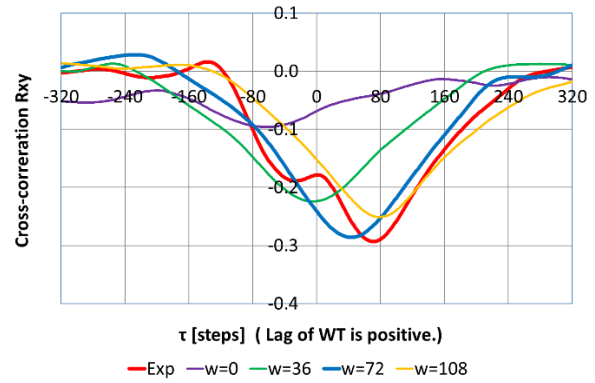
図 2-28 統計時系列及びサンプル過程の自己相関特性

(2) 相互相関性

図 2-29 (a)に示す統計時系列の相互相関性（図 2-26 (a)の再掲）を再現するため、式 2-15 のラグ w を調整する。ラグ w を 0, 36, 72 及び 108 と変化させた場合の相互相関特性を同図 (b)に示す。ラグ w をゼロから図 2-29 (a)においてピークが確認される $w = 72$ に近づけるに従い、統計時系列 $X_{PV}^{Exp.}$ と $X_{WT}^{Exp.}$ の相互相関性の形状に近づきそれを超えると乖離していることが同図 (b)において確認される。サンプル過程 x_{PV} と x_{WT} には、式 2-15 の推移確率を適用する場合、図 2-29 (a)の統計時系列の相互相関性のうち、時間ラグ $\tau = w$ 周辺の相関性が最も反映されることになるため、このような傾向を示していると考えられる。また、統計時系列の相互相関性においては、時間ラグ τ が正の領域に大きなピーク、負の領域に小さなピークが確認されるのに対し、サンプル過程では大きなピークを 1 つ形成する相互相関性となっている。マルコフ連鎖モデルは、階数を問わず、所与となっている時点の状態から推移確率に従って 1 時点の状態を特定するモデルである。そのため、マルコフ連鎖モデルの構造では、図 2-29 (b)のように、1 つのピークを描く相互相関性の再現が限界である。しかしながら、2 者間の相互相関性が図 2-29 (a)のように比較的弱い水準であり、ラグ $w = 72$ とした場合、時間ラグ τ 全体にわたって大きな乖離なく統計時系列の相互相関性を再現できていることから、これを採用する。なお、図 2-29 (b)を求めるにあたって、時系列 X_{PV} の 2 階ラグに関しては $u = 6$ と設定し、式 2-13 の移動平均処理に関しては $m = 1$ と設定している。



(a) 統計時系列の相互相関特性

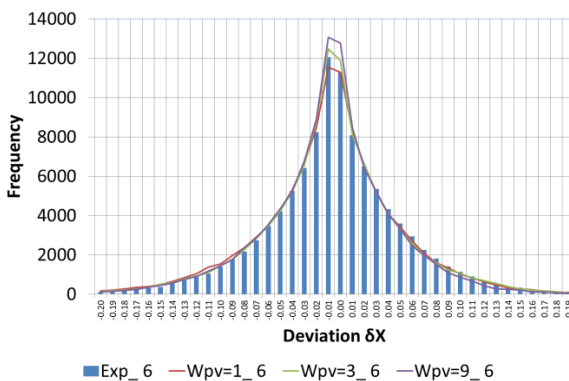


(b) サンプル過程の相互相関特性

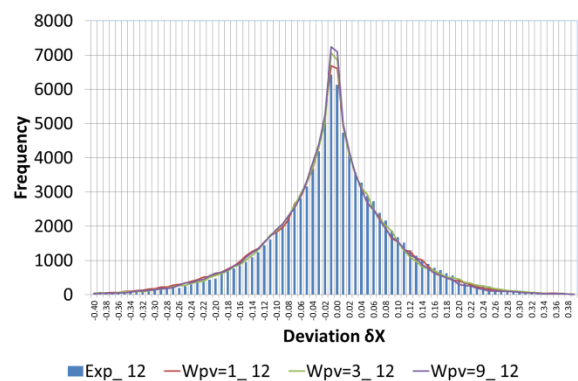
図 2-29 統計時系列及びサンプル過程の相互相関特性

(3) 出力偏差のヒストグラム

風力発電と同様に、状態分割数 N による時系列の離散化处理、並びに、統計時系列の変動特性とは無関係に行う式 2-12 の疑似乱数を用いた連続化处理の影響を回避するため、幅 m の移動平均処理をモデルに導入している。風力発電に関しては、一定の時間間隔 τ で生じる状態偏差 $\delta X (= X_t - X_{t-\tau})$ のヒストグラムを作成し、統計時系列の変動特性を再現する移動平均幅 m を特定した。太陽光発電に関しても、時間間隔 $\tau = 6$ (1 時間) 及び時間間隔 $\tau = 12$ (2 時間) で生じる状態偏差 δX のヒストグラムを作成し、同様の評価を行う。移動平均幅 $m = 1$ (移動平均処理を行わない条件)、 $m = 3$ 及び $m = 9$ とした場合のヒストグラムを図 2-30 に示す。同図 (a)に時間間隔 $\tau = 6$ のヒストグラム、同図 (b)に時間間隔 $\tau = 12$ のヒストグラムを示している。また、統計時系列のヒストグラムを棒グラフで、サンプル過程のヒストグラムを折れ線で表している。移動平均幅に依らず、統計時系列のヒストグラムを良好に再現しており明確な相違が確認されない。したがって、移動平均幅 m に関しては、標準化時系列 X_{PV} を式 2-14 の累積分布関数の逆関数 $G_{Wei}^{-1}(X_{PV_t})$ で出力時系列 P_{PV} に変換した後、統計時系列 P_{PV}^{Exp} の推移傾向を定性的に最も再現している設定を採用するものとする。なお、図 2-30 では、 X_{PV} の 2 階ラグに関しては $u = 6$ と設定し、 X_{WT} のラグに関しては $w = 72$ と設定している。



(a) 時間間隔 $\tau = 1$ のヒストグラム

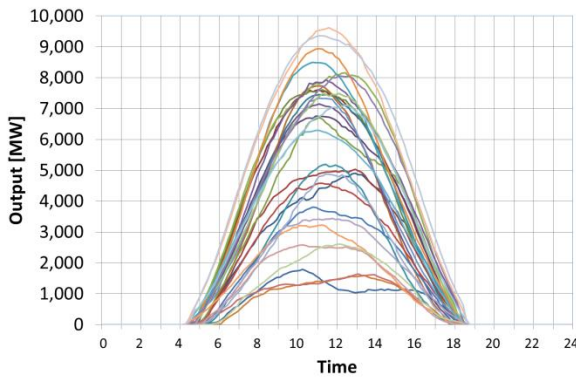


(b) 時間間隔 $\tau = 5$ のヒストグラム

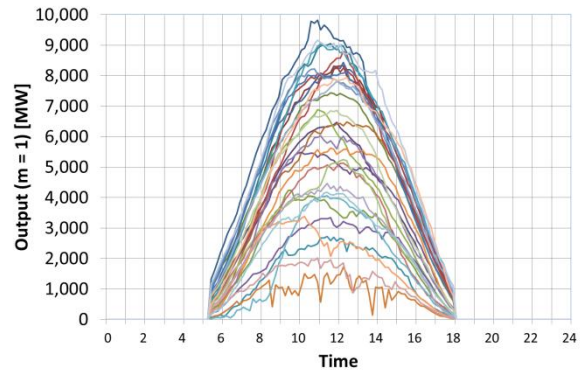
図 2-30 状態偏差 δX のヒストグラムに対する移動平均幅 m の影響

(4) 出力時系列の評価

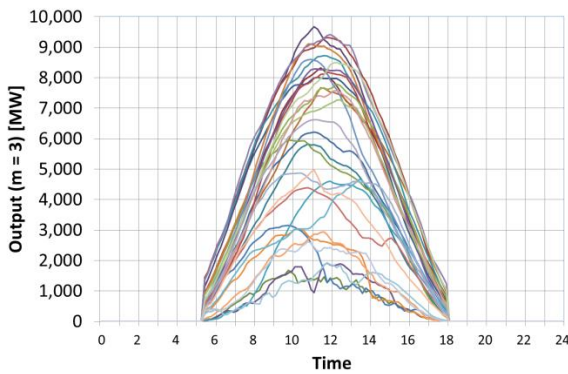
時系列 X_{PV} の2階ラグを $u = 6$ 及び時系列 X_{WT} のラグを $w = 72$ と設定した場合のサンプル過程 p_{PV} の例を図2-31に示す。同図は、導入容量を10GWとした場合の6月における統計時系列 $P_{WT}^{Exp.}$ 及びサンプル過程 p_{WT} の出力推移である。同図(a)に統計時系列 $P_{WT}^{Exp.}$ の出力推移、同図(b)に移動平均幅 $m = 1$ の場合、同図(c)に $m = 3$ の場合、並びに、同図(d)に $m = 9$ の場合を示している。状態偏差 δX のヒストグラムでは、移動平均幅 m に依って大きな相違が確認されなかったが、図2-31では、移動平均幅 m を増大させるにつれて統計時系列 $P_{PV}^{Exp.}$ の推移特性の再現が改善していることが確認される。



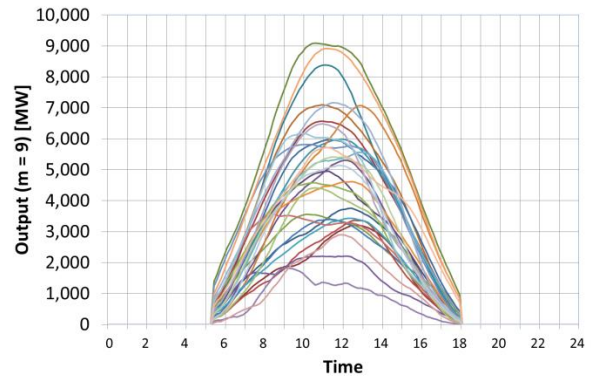
(a) 統計時系列 $P_{WT}^{Exp.}$ の推移



(b) 移動平均幅 $m = 1$ のサンプル過程 p_{WT}



(c) 移動平均幅 $m = 3$ のサンプル過程 p_{WT}



(d) 移動平均幅 $m = 9$ のサンプル過程 p_{WT}

図2-31 出力時系列の推移（6月）

図2-31の統計時系列 $P_{PV}^{Exp.}$ 及び移動平均幅 $m = 9$ とした場合のサンプル過程 p_{PV} において、同月、同時刻に生起している出力を観察し、求めた平均値 $\mu_{\alpha,\beta}$ を図2-32に示す。同図は各月の平均値 $\mu_{\alpha,\beta}$ の時間推移を表している。統計時系列 $P_{PV}^{Exp.}$ の季節変動及び時刻変動がもたらす周期的性がサンプル過程 p_{PV} において再現されていることが確認される。また、統計時系列 $P_{PV}^{Exp.}$ 及びサンプル過程 p_{PV} に関するヒストグラムを図2-33に示す。全ての出力領域において、サンプル過程 p_{WT} は統計時系列 $P_{WT}^{Exp.}$ の出現頻度を良好に再現していることが確認される。

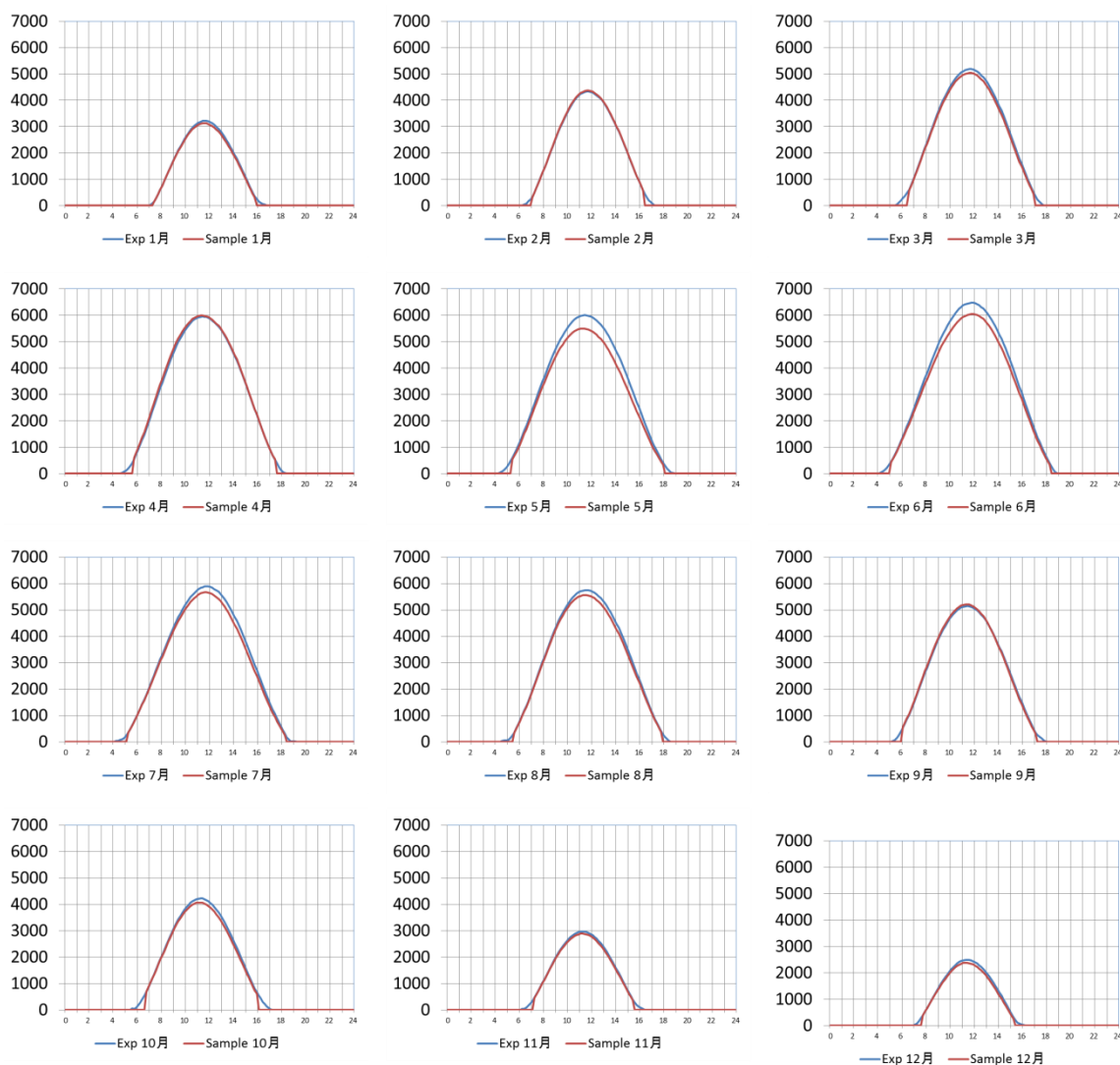


図 2-32 統計時系列とサンプル過程の各月の平均値 $\mu_{\alpha,\beta}$

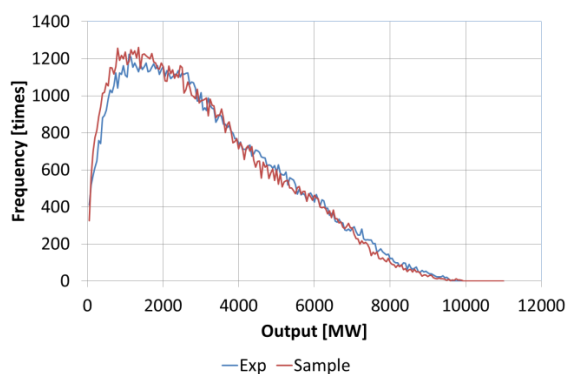


図 2-33 統計時系列とサンプル過程のヒストグラム

なお、サンプル過程の生成において統計時系列において発生したことがない状態の組合せが生じた場合、第 2.4.3 (3)項参照に示した例外措置を適用したが、頻度としては全体の 2%程度であった。推移確率行列が高次の条件付き確率となっているため、風力発電の場合と比較し例外措置を適用した回数が若干大きい水準となっている。しかしながら、図 2-32 及び図 2-33 のように、統

計時系列 $P_{PV}^{Exp.}$ の推移特性を良好に再現しており、MCMC 法に基づく電力需給シミュレーションを行うにあたっては有効な確率過程モデルが構築されていると考えられる。

風力発電の場合、時系列が連続的であるため、図 2-16 (b)のように、自己相関係数をラグの大きな領域まで連続的に評価することができる。それに対して太陽光発電の場合、出力が昼間に限られており、時系列が間欠的であるため、図 2-28 (b)のように、出力が得られる昼間の時間帯より短いラグに対してしか自己相関係数を求めることができない。太陽光発電の時系列の間欠性を考慮しながら、サンプル過程 p_{PV} の 1 日を超える時間オーダーの推移特性の評価結果を以下に示す。太陽光発電出力の周期性及びランダム性の再現性を評価するため、統計時系列 $P_{PV}^{Exp.}$ 及びサンプル過程 p_{PV} の 2 月間の推移を図 2-34 に示す。同図 (a)に 1 月から 2 月の統計時系列 $P_{PV}^{Exp.}$ 、同図 (b)に同期間のサンプル過程 p_{PV} を示す。同図のサンプル過程 p_{PV} において、統計時系列 $P_{PV}^{Exp.}$ と同様に、出力のランダム性だけでなく、1 月から 2 月にかけて出力が増大していくという、季節変動に関する周期性が確認される。また、図 2-35 に 1 月 1 日から 1 月 14 日にかけての統計時系列 $P_{PV}^{Exp.}$ とサンプル過程 p_{PV} の出力推移を示す（図中、青が統計時系列、赤がサンプル過程）。同図のサンプル過程 p_{PV} において、統計時系列 $P_{PV}^{Exp.}$ と同様に、出力のランダム性だけでなく、正午付近に向かって出力が増大するという、時刻変動に関する周期性が確認される。図 2-34 及び 2-35 から、構築した確率過程モデルは、統計時系列の周期性とランダム性を定性的に再現していると考えられる。

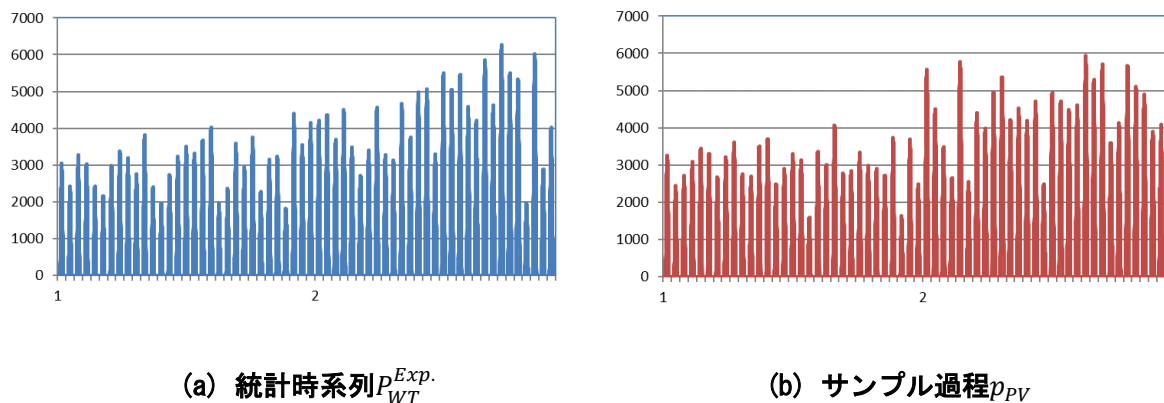


図 2-34 出力時系列のランダム性及び季節変動に関する周期性（1 月～2 月）

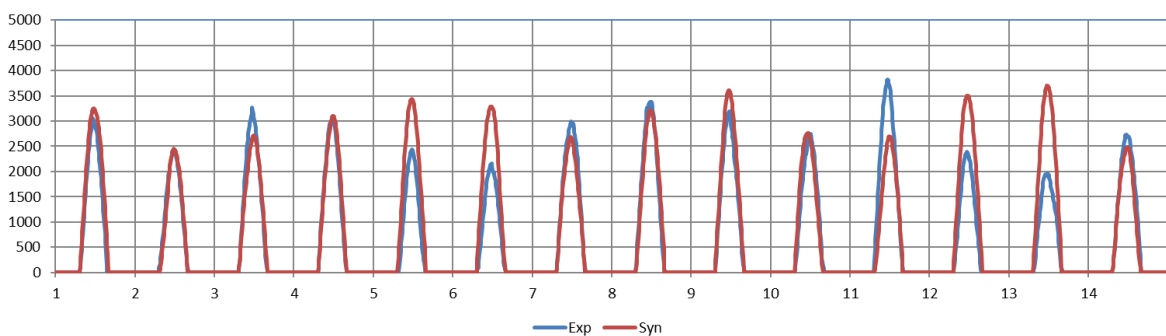


図 2-35 出力時系列のランダム性及び時刻変動に関する周期性（1 月 1 日～1 月 14 日）

また、統計時系列 P_{PV}^{Exp} 、サンプル過程 p_{PV} 、それぞれで各日の出力時系列の合計値を求めて日合計出力時系列を生成し、その自己相関性を評価した結果を図 2-36 に示す（図中、青が統計時系列、赤がサンプル過程）。同図のように、サンプル過程 p_{PV} は、ラグが小さい領域において、ラグの増大に対する自己相関係数の減少が統計時系列 P_{PV}^{Exp} より若干大きいものの、全体的に大きな乖離は確認されない。したがって、構築した確率過程モデルは、統計時系列 P_{PV}^{Exp} の周期性とランダム性を定量的にも概ね再現していると考えられる。

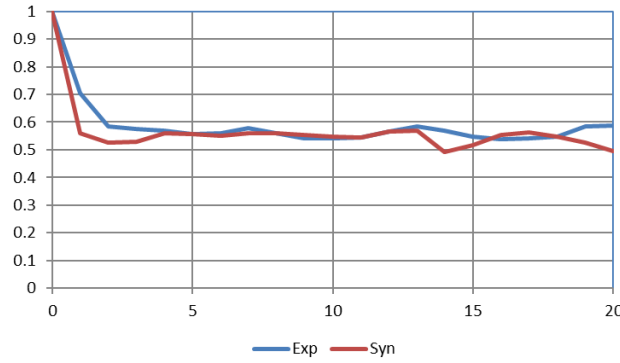


図 2-36 日合計出力時系列の自己相関性

2.5 まとめ

第 2 章では、先行研究において確認されている平滑化効果を考慮しながら、出力変動電源が対象地域に大規模導入された場合の出力時系列を気象指標時系列から推計するとともに、推計した出力時系列に対する確率過程モデルを構築した。本稿に示した方法は、対象地域において、100 km 程度の間隔で気象指標時系列が所与の場合、設定する導入容量に応じた出力時系列の推計及びそれに対する確率過程モデルの構築に有効である。また、本稿では、ワイブル分布の累積分布関数を用いて出力時系列から周期性要素を除外し、標準化時系列を抽出する方法を提言した。Pesch ら (2015)の方法^[13]に基づき評価した場合、抽出された標準化時系列からは周期性が概ね除外されていることが確認された。周期性要素を除外し、不確実性要素を適切に抽出することが可能となるため、構築した確率過程モデルから生成される出力のサンプル過程は、統計時系列の周期性を良好に再現することが確認された。また、太陽光発電の出力時系列に関しては、風力発電との相互相関性を再現しながらサンプル過程を生成する確率過程モデルを構築した。

第 2 章で示した出力変動電源の出力時系列の推計方法及び確率過程モデルは式 2-18 及び 2-19 に要約される。同式の $\omega_{WT} \in \Omega_{WT}$ 及び $\omega_{PV} \in \Omega_{PV}$ は、確率空間 $(\Omega_{WT}, F_{WT}, Pr_{WT})$ 及び $(\Omega_{PV}, F_{PV}, Pr_{PV})$ の根元事象である。導入容量 WT 及び PV を同式に与えることにより、出力変動電源の出力時系列のサンプル過程 x_{WT} 及び x_{PV} をランダムに生成することが可能である。これらを MCMC 法に基づく電力需給シミュレーションに応用することにより、需給制約の中で達成される各電源の年間発電電力量、設備利用率及び火力発電の平均熱効率等の発電指標の期待値を求めることが可能である。

$$X_{WT} = \{X_{WT,t}(\omega_{WT}, WT)\}_{t \in T} \quad (2-18)$$

$$X_{PV} = \{X_{PV,t}(\omega_{PV}, X_{WT}, PV)\}_{t \in T} \quad (2-19)$$

第3章

出力変動電源の導入容量の最適化問題への MCMC 法の応用

3.1 緒言

電力品質は電圧と周波数に分類されるが、電力系統の周波数は需給バランスが時々刻々と維持されることにより一定に保たれている。したがって、出力変動電源が電力系統へ導入された場合、出力制御が可能な他の電源は、出力変動電源の出力不確実性や、需要変化に追従して出力を調整することになる。この電力系統の出力調整力を出力変動電源の出力が上回った場合、電力系統には余剰電力が生じるため、出力変動電源に対し出力抑制を行い、需給バランスを維持しなければならない。この出力抑制は出力変動電源の設備利用率の低下を招くため、電源全体の平均的発電原価を上昇させる。第3章では、各電源の出力特性及び出力変動電源の出力不確実性を考慮しながら、需給制約の中で達成される各電源の発電電力量、設備利用率等の期待値を評価し、電源全体の平均的発電原価を最小化する出力変動電源の導入量を導く。

資源エネルギー庁 (2015)は、標準的な発電所の建設費用、運転維持管理費用等を参考にしながら、設備利用率に関しては場合分けを行って、再生可能エネルギーも含めた各電源の LCOE を計算している^[4]。しかしながら、実際の電力系統において、例えば、ピーク電源の設備利用率は、出力変動電源の出力変動等に応じて出力を行った結果特定される発電指標である。したがって、出力変動電源が大規模導入された場合、その不確実性からこれらの発電指標は確率変数となり、計画的に設定することができない。また、出力変動電源の出力変動は、主に、ピーク電源を担う LNG 火力及び石油火力発電等により吸収されることになるが、火力発電の部分負荷運転における熱効率は、定格運転時と比較して低下する。すなわち、LNG 及び石油火力発電の平均熱効率も、設備利用率と同様に確率変数となる。したがって、LCOE を用いて電源構成の最適化を検討する場合、前述のように、需給制約の中で達成される各電源の発電電力量、設備利用率及び平均熱効率の期待値を評価する必要がある。

風力発電の不確実性に関しては、Pesch ら(2015)が、2 階マルコフ連鎖をその基本構造とする確率過程モデルを構築している^[13]。第2章では、スペクトル解析を用いながら、北海道及び東北地方を対象として、まず、設定する導入容量に対する出力変動電源の出力時系列を気象指標の観測時系列から推計した。続いて、Pesch ら(2015)の確率過程モデルを発展させ、風力発電と太陽光発電の相互相関性を再現する確率過程モデルを構築した。

第3章では、第2章の確率過程モデルを応用して、まず、MCMC 法に基づく電力需給シミュレーションを行い、設定する電源構成における各電源の発電電力量等の発電指標の期待値を求める。確率過程モデルを応用することにより、1 パターンの年間時系列プロファイル、もしくは、さらに限定的な時系列プロファイルを用いて需給シミュレーションを行っている先行研究^{[34][36][37][38]}と異なり、出力変動電源の出力不確実性を考慮した需給シミュレーションが可能となる。次に、それらの発電指標に基づき各電源の LCOE を計算するとともに、それらを発電電力量で加重平均して電源全体の $LCOE_{sys}$ を求める。また、出力変動電源の導入量を変化させながら繰返し $LCOE_{sys}$ を求め、それを最小化する導入量を導く。なお、本稿では、小宮山ら(2014)と同様に、2050 年を目標

年次として 10 年間隔で解析断面を設定^[36]し、経済条件等を外生的に変化させながら、各解析断面における最適導入量を導く。この際、2011 年 3 月 11 日に発生した東北地方太平洋沖地震以降、原子力発電の運用方針が社会課題となっていることから、運転期間延長認可制度^[48]及び対象地域の原子力発電設備の運転年数^[49]を考慮し、各解析断面の稼働容量に関して複数のシナリオを設定して問題を扱う。また、LCOE の計算にあたっては、固定価格買取制度の影響も評価するため、資源エネルギー庁 (2015) の試算方法^[4]に基づき、同制度を運用した場合の LCOE も計算して問題を扱う。対象地域の実条件を考慮しながらも、外生的に与える条件と出力変動電源の最適導入量の因果関係を直感的に評価しやすいように条件設定を行うものとする。

3.2 MCMC 法に基づく電力需給シミュレーション

3.2.1 出力変動電源の出力時系列に対するマルコフ連鎖モデル

(1) マルコフ連鎖モデル及び推移確率行列

風力発電及び太陽光発電を大規模導入する場合、電力システムの限られた出力調整力をこの 2 者で共有することになる。したがって、2 者の出力時系列における相互相関性の有無が、総発電電力における各電源のシェアに影響を及ぼす。例えば、2 者間に正の相関性がある場合、より余剰電力が発生しやすい条件となり、出力変動電源の設備利用率は低下するとともに、総発電電力におけるシェアも低下することになる。第 2 章では、出力変動電源の標準化時系列に対するマルコフ連鎖モデル X_{WT} 及び X_{PV} を構築した。風力発電の推移確率を式 3-1 で、太陽光発電の推移確率を式 3-2 で定式化し、2 者の相互相関性を再現している。同式の i_t 及び j_s は状態空間上の元である。第 3 章では、このマルコフ連鎖モデルを応用して、MCMC 法に基づく電力需給シミュレーションを行う。

$$\begin{aligned} Pr(X_{WT_t} = i_t | X_{WT_{t-1}} = i_{t-1}, X_{WT_{t-2}} = i_{t-2}, \dots, X_{WT_0} = i_0) \\ = Pr(X_{WT_t} = i_t | X_{WT_{t-1}} = i_{t-1}, X_{WT_{t-u}} = i_{t-u}) \end{aligned} \quad (3-1)$$

$$\begin{aligned} Pr(X_{PV_s} = j_s | X_{PV_{s-1}} = j_{s-1}, X_{PV_{s-2}} = j_{s-2}, \dots, X_{PV_0} = j_0, X_{WT_t} = i_t, X_{WT_{t-1}} = i_{t-1}, \dots, X_{WT_0} = i_0) \\ = Pr(X_{PV_s} = j_s | X_{PV_{s-1}} = j_{s-1}, X_{PV_{s-v}} = j_{s-v}, X_{WT_{s+w}} = i_{s+w}), s \leq t \end{aligned} \quad (3-2)$$

式 3-2 は、過去の風力発電及び太陽光発電の標準化時系列を統計的に評価して太陽光発電の推移確率行列を求めることを表している。また、同式は $s \leq t$ を条件としており、風力発電のサンプル過程が所与となった条件のもと、太陽光発電のサンプル過程が生成されることを表している。すなわち、2 者の相互相関性が、太陽光発電の推移確率行列により再現される構造である。風力発電のマルコフ連鎖モデル X_{WT} は、導入容量 WT さえ与えれば、サンプル過程 x_{WT} を生成できるため、式 3-3 のように記述できる。他方、太陽光発電のマルコフ連鎖モデル X_{PV} は、導入容量 PV に加えて、風力発電のサンプル過程 x_{WT} が所与となった条件のもとサンプル過程 x_{PV} が生成されるため、式 3-4 のように記述される。なお、式 3-3 及び 3-4 の $\omega_{WT} \in \Omega_{WT}$ 及び $\omega_{PV} \in \Omega_{PV}$ は、確率空間 $(\Omega_{WT}, F_{WT}, Pr_{WT})$ 及び $(\Omega_{PV}, F_{PV}, Pr_{PV})$ の根元事象である。

$$X_{WT} = \{X_{WT_t}(\omega_{WT}, WT)\}_{t \in T} \quad (3-3)$$

$$X_{PV} = \{X_{PV_t}(\omega_{PV}, X_{WT}, PV)\}_{t \in T} \quad (3-4)$$

気象現象の変化要因は、不確実性によりもたらされる確率論的要素と、周期性によりもたらさ

れる確定論的要素に分類される^[57]。推移確率が時間に依存しない斉時的確率過程モデルを構築する場合、対象から確定論的要素を除外し、弱定常性を示す確率論的要素を抽出する必要がある。第2章では、観察対象の出現率がワイブル分布に従うと仮定し、次の手順で確率論的要素を出力時系列 $P = \{P_t\}_{t \in T}$ から抽出した。まず、例えば、3月の午前10時といったように、同月、同時刻に生起している出力 P_t を統計期間にわたって観察し、その出現率にワイブル分布をあてはめ、最尤法を用いて形状係数 $\kappa_{\alpha,\beta}$ 及び尺度係数 $\eta_{\alpha,\beta}$ を、全ての月及び時刻の組合せに対して求めている。次に、対象とする時間ステップ $t \in T$ の月及び時刻に留意しながら、式3-5のワイブル分布の累積分布関数 $G_{Wei}(P_t)$ に求めた係数を反映した後、その関数で出力 P_t を確率変数 X_t に変数変換している。第2章では、この抽出された標準化時系列 $X = \{X_t\}_{t \in T}$ に対し、マルコフ連鎖モデルを構築した。そのマルコフ連鎖モデルから生成したサンプル過程 $x = \{x_t\}_{t \in T}$ を式3-5の逆関数で変数変換することにより、出力変動電源の出力時系列のサンプル過程 $p = \{p_t\}_{t \in T}$ が得られる。以降に関しては、出力時系列を確率過程と認識しやすいように、変数 $X = \{X_t\}_{t \in T}$ で表すものとする。

$$X_t = G_{Wei}(P_t) = 1 - \exp\left\{-\left(\frac{P_t}{\eta_{\alpha,\beta}}\right)^{\kappa_{\alpha,\beta}}\right\} \quad (3-5)$$

(2) モデルパラメータの設定及び対象地域

マルコフ連鎖モデルの根幹を成すのは推移確率行列である。したがって、モデルパラメータは、式3-1及び3-2の遅れステップ数 u 、 v 及び w である。また、マルコフ連鎖とは状態空間が離散的なマルコフ過程のことであるため、状態空間の分割数 N もモデルパラメータである。第3章では、第2章において統計時系列の特性を最も再現した、状態分割数 $N = 100$ 、 $u = 20$ 、 $v = 6$ 及び $w = 72$ を採用する。また、パラメータ空間も第2章と同様に、10分間隔の時間ステップを採用する。加えて、同報告では、北海道及び東北地方を対象としてマルコフ連鎖モデルを構築しているため、第3章では、北海道、東北地方に電力供給を行っている50 Hz系統を対象としてLCOE最小化問題を扱う。すなわち、東京電力の供給区域の需要も考慮して需給シミュレーションを行う。

3.2.2 LCOE 最小化問題の定式化

出力変動電源の出力時系列は、前述のように、気象指標時系列に適合した確率過程である。また、サンプル過程に対して需給バランスを計画することにより得られる、各電源の年間発電電力量等の発電指標は確率変数である。本稿では、LCOE最小化問題を扱うため、サンプル過程 $x_{WT} \in X_{WT}$ 及び $x_{PV} \in X_{PV}$ を与えると需給バランスを計画し、各電源の発電電力量等を要素とする発電指標マトリックス \mathbf{GI} を返す需給計画関数 f_{DS} を定義する。この際、LCOE最小化問題は式3-6から3-9のように定式化される。式3-6の関数 $f_{LCOE_{sys}}$ は、需給制約の中で達成される各電源の発電指標と、化石燃料の調達コスト等の経済条件を与えると、電源全体の $LCOE_{sys}$ を返す費用関数である。

$$\min_{\mathbf{WT}, \mathbf{PV}, \mathbf{GI}} LCOE_{sys.} = f_{LCOE_{sys.}}(\mathbf{GI}, \mathbf{M}_E) \quad (3-6)$$

$$\text{s.t.} \quad \mathbf{GI} = E[f_{DS}(X_{WT}, X_{PV}, \mathbf{M}_P)] \quad (3-7)$$

$$X_{WT} = \{X_{WT_t}(\omega_{WT}, WT)\}_{t \in T} \quad (3-8)$$

$$X_{PV} = \{X_{PV_t}(\omega_{PV}, X_{WT}, PV)\}_{t \in T} \quad (3-9)$$

式 3-6 の発電指標マトリックス \mathbf{GI} の要素は、各電源の年間発電電力量、設備利用率及び平均熱効率である（発電指標マトリックス \mathbf{GI} の具体例は第 3.3.3 項で後述）。また、同式において、出力変動電源以外の出力制御が可能な電源の導入容量及び出力特性をマトリックス \mathbf{M}_P 、経済条件をマトリックス \mathbf{M}_E で表しており、これらは外生変数として扱う。出力特性マトリックス \mathbf{M}_P の要素は第 3.2.4 項で後述し、経済条件マトリックス \mathbf{M}_E の要素は第 3.3.2 項で後述する。

この方程式体系において、式 3-7 の期待値は解析的に求めることができないため、本稿では、次の手順でこの方程式体系が形成する最適化問題を扱う。まず、式 3-8 及び 3-9 のマルコフ連鎖モデルに出力変動電源の導入容量 WT 及び PV を与え、サンプル過程 x_{WT} 及び x_{PV} を生成する。次に、サンプル過程 x_{WT} 及び x_{PV} と出力変動電源以外の電源の出力特性を表す電源特性マトリックス \mathbf{M}_P を需給計画関数 f_{DS} に与え、需給バランスを計算し、各電源の発電電力量等の発電指標マトリックス \mathbf{GI} を求める。これを繰り返す、MCMC 法に基づいて発電指標マトリックスの期待値 $\overline{\mathbf{GI}}$ を求める。得られた発電指標マトリックス $\overline{\mathbf{GI}}$ を費用関数 $f_{LCOE_{sys}}$ に与え、設定した導入量に対する電源全体の $LCOE_{sys}$ を求める。導入容量 WT 及び PV を一定幅でインクリメントさせながらこの一連の処理を繰り返す、電源全体の $LCOE_{sys}$ を最小化させる導入量を導く。以上の LCOE 最小化問題の手順を図 3-1 に示す。同図の各ブロックはプログラムに実装するメソッドを表しており、各メソッドは式 3-6 から 3-9 の関数にほぼ対応している。なお、式 3-7 の需給計画関数 f_{DS} の期待値は式 3-10 のように表され、前述のように、本稿ではこれをモンテカルロ積分で求める。

$$E[f_{DS}(X_{WT}(\omega_{WT}, WT), X_{PV}(\omega_{PV}, X_{WT}, PV), \mathbf{M}_P)]$$

$$= \int_{\Omega_{PV}} \int_{\Omega_{WT}} f_{DS}(X_{WT}(\omega_{WT}, WT), X_{PV}(\omega_{PV}, X_{WT}, PV), \mathbf{M}_P) P_{WT}(d\omega_{WT}) P_{PV}(d\omega_{PV}) \quad (3-10)$$

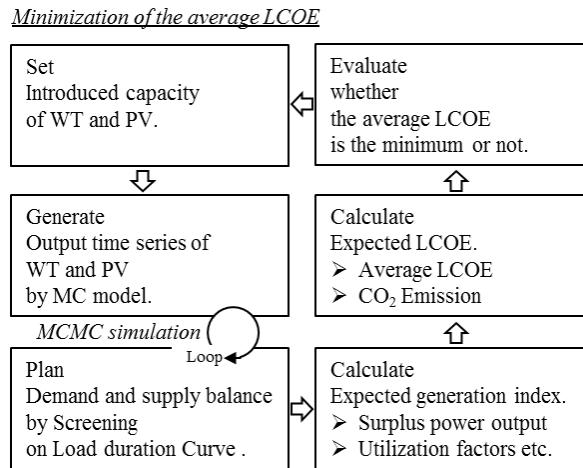


図 3-1 LCOE 最小化問題のフローチャート

3.2.3 MCMC 法に基づく電力需給シミュレーション

(1) 解析断面及び電力需要時系列

電力需給シミュレーションには電力需要時系列が必要となる。電力広域的運営推進機関 (2017) [58][59]は、GDP、人口推移等のマクロ経済指標に基づき 2026 年までの電力需要想定を行っている。GDP は平均 1.0%/年の水準で増加、人口は平均 0.4%/年の水準で減少等の予測に基づき、

電力需要（送電端）は平均 0.2%/年の水準で増大すると想定している。本稿では、2020 年から 2050 年までを 10 年間隔で区切り、解析断面を設定する。対象期間で想定される需要変化が比較的小さいことから、本稿では、設定する電源構成及び経済条件等の外生条件の影響評価に主眼を置き、この間、対象地域の電力需要は変化しないと仮定する。

我が国の電力需要時系列を観察すると、昼間の需要増大及び昼休み時間帯の一時的な低下、また、ゴールデンウィーク、正月における需要の低下等の特徴がある^[60]。本稿では、出力変動電源の出力時系列の不確実性に焦点をあてて問題を扱うために、需要時系列の変動特性は変化しないと仮定する。対象地域の 1 年間の電力需要時系列を集計し、それを所与の条件として需給バランスを計画する。

対象地域の一般電気事業者が開示する電力使用実績時系列^{[61][62][63]}を、年間合計が資源エネルギー庁（2013）の「供給力」実績^[64]と一致するよう、それぞれ比例計算で補正した後、総和をとって対象地域の需要時系列とした。統計期間は、2013 年 4 月 1 日から 2014 年 3 月 1 日とし、時間ステップをマルコフ連鎖モデルの 10 分間とあわせるため、特別値の間を 6 ステップに分割し、比例計算で各ステップの値を求めた。得られた結果を図 3-2 に後述する。

(2) 電力需給計画

電力需給シミュレーションを行うため、式 3-7 の需給計画関数 f_{DS} を定義する。まず、需給計画関数 f_{DS} の定義に先立ち、出力変動電源以外の電源をベース電源とピーク電源に分類する。ベース電源は年間を通じて一定の設備負荷で運転される電源とし、ピーク電源は需要変動及び出力変動電源の出力変動に応じて出力を変化させる電源と定義する。本稿では、原子力発電、自流式水力発電、地熱発電及び石炭火力発電をベース電源とする。他方、LNG 火力発電、石油火力発電、ダム式水力発電及び揚水式水力発電をピーク電源とする。これに、出力変動電源である風力発電及び太陽光発電を加えた電源群の構成に関する最適化問題を扱う。

需給計画に関しては、まず、出力制御可能なベース電源及びピーク電源で需給バランスが計画され、各時点において電力系統に確保される出力調整可能な容量の範囲で、出力変動電源から電力供給が行われると仮定する。電力系統に接続されているピーク電源の出力調整下限から出力調整上限までの合計容量、すなわち、電力系統に確保されている出力調整可能な容量を本稿では調整帯容量と称す。ピーク電源に関しては、各時点において、この調整帯容量が最大限確保されるように起動容量が調整されると仮定する。また、出力変動電源に応じたピーク電源の出力調整は、発電単価が高い、揚水式水力、石油火力及び LNG 火力の順で優先的に出力を下げるものとする。なお、ダム式水力発電は、ダムの水位管理が必要であり、全体に対して発電電力量のシェアも小さいことから、本稿では出力変動電源の出力変動に応じた出力調整を行わないものとする。

本稿では、図 3-1 に示したように、最適化問題の方程式体系を構成する式 3-6 から 3-9 の各関数とプログラムに実装するメソッドを対応させながら、オブジェクト指向でプログラムを構成する。そのため、需給計画関数 f_{DS} は、単一の数式ではなく、以下に示すように、インスタンス化されたオブジェクトのフィールドに格納しているデータを逐次的に演算処理していくメソッドとして定義される。

需給計画関数 f_{DS} は、関数内に格納している図 3-2 の電力需要時系列を図 3-3 ように降順で並替えて負荷持続曲線を作成し、それに基づきベース電源とピーク電源に負荷を割り当てるプロセスから実行する。まず、電源特性マトリックス M_P が与えるベース電源の設備容量及び設備利用率に基づき、図 3-3 のように、ベース電源に負荷持続曲線の下部を分担させる。続いて、ピーク電源による負荷分担を次の手順で行う。図 3-3 の左上、負荷持続曲線上で急峻な傾きを示す箇所を尖頭負荷という。ピーク電源は、同図のように、尖頭負荷の急峻な傾きを緩和しながら、円滑にベース電源と負荷分担を行う役割を担う。この際、経済性の観点から、ランニングコストが高い電源程、運転時間が短くなるよう計画する必要がある^[60]。また、ダム式水力発電のようにダムの貯水量から運転時間に制約がある電源もそれに応じて負荷分担を計画する必要がある。そこで本稿では、揚水式水力発電、ダム式水力発電、石油火力発電、LNG 火力発電の順序で、図 3-3 のように、それぞれ負荷分担境界が一定の傾きになるような負荷分担方法を仮定する。なお、図 3-3 において、出力軸と負荷分担境界線の交点は、設定した条件における各電源の最大出力を与える。この最大出力及び各ピーク電源の負荷分担境界線の傾きは、電源特性マトリックス M_P の要素として設定し、需給計画関数 f_{DS} に与える。

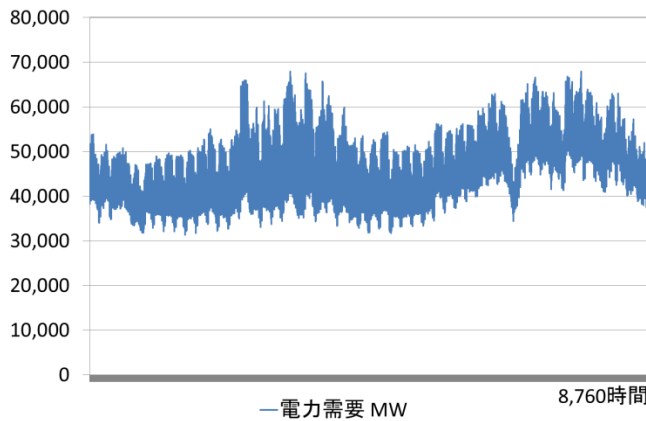


図 3-2 電力需要時系列

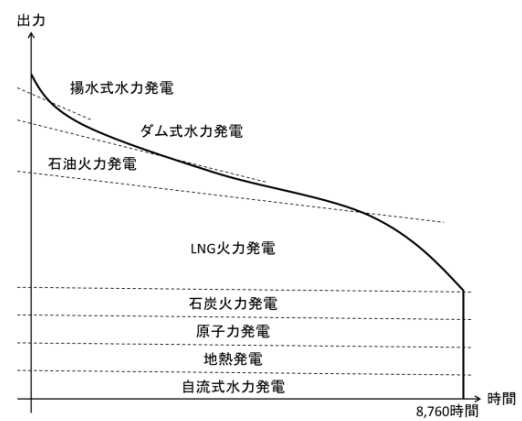


図 3-3 負荷持続曲線及び需給計画方法

図 3-3 のように出力変動電源以外の電源による負荷分担が特定された負荷持続曲線を、図 3-2 の時系列順序に復元すると、電源特性マトリックス M_P が与える各ピーク電源の出力調整上限／下限から、各時点の調整帯容量が得られる。この調整帯容量に対しマルコフ連鎖モデルに基づくサンプル過程 x_{WT} 及び x_{PV} をあてはめて、各時点のピーク電源の設備負荷、余剰電力等を演算し、需給制約の中で達成される各電源の発電電力量を求める。また、各電源の発電電力量 E_j が得られれば、設備利用率 Ru_j は、設備容量（出力基準）を P_{Ratedj} とする場合、式 3-11 で求められる。発電電力量 E_j と合わせて設備利用率 Ru_j も発電指標マトリックス GI の要素として返すため、式 3-11 の演算処理を需給計画関数 f_{DS} に含める。なお、原子力発電、石炭火力及び地熱発電の設備利用率に関しては、需給計画関数 f_{DS} に定義しているベース電源に関する負荷分担方法から、電源特性マトリックス M_P の値と発電指標マトリックス GI の値は等しくなる。

$$Ru_j = \frac{E_j}{P_{Ratedj} \times 8760} \quad (3-11)$$

なお、本稿では、電源種別毎に設備特性は全設備にわたって一様とする。加えて、火力発電の

各時点の設備負荷は、増分燃料費法に基づく制御により、燃料種別毎に全設備にわたって等負荷となると仮定する。また、ピーク電源は、出力変動電源の出力変化だけでなく、需要変動に対応するための調整力を確保しておく必要がある。本稿では、LNG 火力発電が、電力需要変動に対する調整力を確保するものとする。なお、需要変動の想定値としては、東北電力供給区域の需要変動実績及び電力系統利用協議会ルールでの想定量を目安に、各時点の需要の 2%と設定する^[65](1%～2%程度の水準と想定されるが解への影響が限定的であるため、本稿では 2%を採用)。したがって、出力変動電源が共有できる各時点の調整帯容量は、系統に接続されているピーク電源の出力調整下限から出力調整上限までの容量の合計から、電力需要の 2%を差引いた容量である。

(3) 原子力発電の稼働容量に関するシナリオ 及び LNG 火力の設備容量

資源エネルギー庁 (2015)^[4]は原子力発電に関する運転期間延長認可制^[48]を考慮し、原子力発電の運転期間を 60 年及び 40 年として LCOE を試算している。本稿では、運転期間を 60 年、50 年及び 40 年の 3 ケースに場合分けし、対象地域に設置されている既存の発電所の運転年数^[49]を参考に、表 3-1 のように各解析断面の稼働容量を設定する。同表のように、2050 年時点で、現状維持、半減、1/4 となる 3 つのシナリオを設定し、比例的に容量が減少していくとする。この際、原子力発電の稼働容量の減少は、LNG 火力発電の増強で補われると仮定する。この場合、原子力発電の稼働容量の低減は、電力系統に確保される調整帯容量の増強を意味し、出力変動電源の最適導入量を増大させる効果がある。すなわち、原子力稼働容量と出力変動電源の導入容量に間接的な代替関係が形成される。なお、LNG 火力発電に関しては、対象地域の予備率^[66]を考慮し、対象地域全体の設備容量の 80%を上限として同時起動できると仮定し、その仮定のもとで電力需要に対して供給容量が不足しないように、LNG 火力発電の設備容量を需給計画関数 f_{DS} 内で計算する。

表 3-1 原子力発電の稼働容量に関するシナリオ

	シナリオ 1	シナリオ 2	シナリオ 3
Year	GW	GW	GW
2020	20	20	20
2030	20	20	20
2040	20	15	10
2050	20	10	5

3.2.4 電力需給シミュレーションにおける外生条件

(1) 電源特性マトリックス M_p の設定

第 3.2.3 に示したプロセスで需給バランスを計画するために、ベース電源に関しては、設備容量及び設備利用率が必要となる。他方、ピーク電源に関しては、設備容量、出力調整上限／下限、及び、負荷持続曲線上での負荷分担境界線の傾きが必要となる。したがって、これらの特性値が、需給計画関数 f_{DS} に与える電源特性マトリックス M_p に要素として含まれる必要がある。しかしながら、これらの特性値のうち負荷分担境界線の傾きは、本稿で定義した需給計画関数 f_{DS} 特有のパラメータである。したがって、得られる統計データに基づきキャリブレーションを行い、その値を推計しなければならない。

本稿の需給計画関数 f_{DS} は、まず、出力制御が可能な電源で需給バランスを計画する。次に、調

整帯容量の範囲で出力変動電源を考慮して需給計画を行い、各電源の発電電力量、設備利用率等を要素とする発電指標マトリックス GI を返す。したがって、式 3-12 のように、出力変動電源の導入容量をゼロとした場合、出力変動電源を導入しない場合の発電指標マトリックス GI_0 が得られる。この場合、発電指標マトリックス GI_0 は非確率変数である。

$$GI_0 = f_{DS}(X_{WT}(\omega_{WT}, 0), X_{PV}(\omega_{WT}, \omega_{PV}, 0), M_P) \quad (3-12)$$

負荷分担境界線の傾きに関するキャリブレーションを行うために、まず、ピーク電源の負荷分担境界線の傾き以外の要素を特定した電源特性マトリックス \widehat{M}_P と、出力変動電源が導入されていない条件の発電指標マトリックス \widehat{GI}_0 を統計データから準備する。このキャリブレーションに必要な発電指標マトリックス \widehat{GI}_0 の要素は、各電源の発電電力量及び設備利用率である。発電指標マトリックス \widehat{GI}_0 が得られるまで、電源特性マトリックス \widehat{M}_P の負荷境界線の傾きを調整しながら式 3-12 を計算することで、負荷分担境界の傾きに関するキャリブレーションを行うことが可能である。

電源特性マトリックス \widehat{M}_P 及び発電指標マトリックス \widehat{GI}_0 は次の手順で準備する。2009 年に開始された太陽光発電に関する余剰電力買取制度、並びに、2012 年に開始された再生可能エネルギーに関する固定価格買取制度により、出力変動電源の導入が急激に進展した。しなしながら、それ以前は、出力制御が可能な従来型電源で年間需要電力量の大部分が賄われている。2005 年時点では、電気事業便覧^[67]に基づき計算すると、風力発電及び太陽光発電の導入規模は年間発電電力量に対し 0.15%程度であり、ほぼ 100%が従来型電源で供給されている。また、同時点は、2011 年 3 月 11 日に発生した東北地方太平洋沖地震以前であり、原子力発電も設備利用率 70%の水準で安定的に稼働^[69]している。これを考慮し、同時点の統計データ^{[5][67][68]}を準備して式 3-12 に基づきキャリブレーションを行い、対象地域の電源特性マトリックス M_P を表 3-2 及び 3-3 のように設定した。対象地域の実条件を考慮しながらも、外生的に与える条件と出力変動電源の最適導入量の因果関係を直感的に評価しやすいように条件設定を行っている。表 3-2 及び 3-3 において「解析断面毎に設定」及び「解析断面毎に計算」としている要素以外は、解析断面を通じて同表の条件を与える。

表 3-2 ベース電源の導入容量及び出力特性

		原子力発電	水力発電	地熱発電	火力発電
			自流水式		石炭
設備容量 (出力基準)	GW	解析断面毎に設定	10	0.5	15
設備利用率	容量比	70%	-	60%	75%
豊水期	5～10 月	-	35%	-	-
渇水期	上記以外	-	25%	-	-
定格熱効率		-	-	-	解析断面毎に設定

表 3-3 ピーク電源の導入容量及び出力特性

		火力発電		水力発電	
		LNG	石油	ダム式	揚水式
設備容量 (出力基準)	GW	解析断面毎に計算	10	3	7
定格熱効率		解析断面毎に設定	解析断面毎に設定	-	-
最高同時起動容量	容量比	80%	制限無	制限無	制限無
出力調整上限	容量比	90%	100%	100%	100%
出力調整下限	容量比	50%	50%	50%	50%
負荷分担境界傾き	MW/hour	0	1.5	2.8	4.5

(2) 火力発電の定格熱効率

各火力発電の LCOE を計算するためには、発電電力量 E_j 及び設備利用率 Ru_j に加えて熱効率が必要となる。本稿では、2020 年から 2050 年までを 10 年間で区切って解析断面を設定する。その間、MACC、A-USC 等の火力発電技術にさらなる技術革新が見込まれている^[69]。資源エネルギー庁(2015)の発電コスト試算^[4]では、これらの技術革新を考慮して火力発電の熱効率を設定し、2014 年、2020 年及び 2030 年の LCOE をモデルプラント方式で電源種別毎に計算している。本稿では、表 3-4 のように、資源エネルギー庁(2015)^[4]と同様の水準で 2020 年から 2030 年にかけて技術革新により定格熱効率が改善すると仮定する。2040 年及び 2050 年断面に関しては現時点では不確実であるため、同表のように、2030 年の水準が維持されると仮定する。表 3-2 及び 3-3 に示した電源特性マトリックス M_P の定格熱効率に、解析断面に応じて表 3-4 の値を条件として与える。

表 3-4 火力発電の定格運転における熱効率

	石炭	LNG	石油
2020	42%	52%	39%
2030	48%	57%	48%
2040	48%	57%	48%
2050	48%	57%	48%

(3) LNG 火力及び石油火力の平均熱効率

表 3-4 の定格熱効率が外生変数であるのに対し、LNG 火力及び石油火力の年間を通じた平均熱効率は、需給計画を行うことで特定される発電指標である。ピーク電源である LNG 火力及び石油火力は、出力変動電源の出力に応じて設備負荷 r_{Load_j} （定格出力比）を変化させる。火力発電の部分負荷運転における熱効率は定格熱効率に対し低下するため、設備負荷 r_{Load_j} の変化は LNG 火力及び石油火力の LCOE に影響を及ぼす。本稿では、LNG 火力及び石油火力の熱効率に関する部分負荷特性に対し、式 3-13 に示す関数 f_η を考える。同式の r_{η_j} は、定格熱効率に対する比で表した熱効率である。また、資源エネルギー庁(2015)等^{[69][70][71]}を参考に、この関数 f_η を表 3-5 で定義する。同表の各区間上の設備負荷に関しては線形補完を行い、設備負荷に対する定格比の熱効率を計算するものとする。

$$r_{\eta_j} = f_\eta(r_{Load_j}), \quad j \in \{LNG, Oil\} \quad (3-13)$$

表 3-5 火力発電設備の設備負荷－熱効率特性

設備負荷 r_{Load} （定格出力比）	熱効率 r_η （定格熱効率比）
30%	65.0%
40%	74.3%
50%	82.1%
60%	88.6%
70%	93.6%
80%	97.1%
90%	99.3%
100%	100.0%

確率過程モデルに基づくサンプル過程 x_{WT} 及び x_{PV} に対し、第 3.2.3 項に示した方法で需給バランスを計画することにより、LNG 火力及び石油火力の各時点の発電電力量 de_j 及び設備負荷 r_{Load_j} が所与となる。設備負荷 r_{Load_j} を式 3-13 の関数 f_η で定格比熱効率 r_{η_j} に変換し、式 3-14 のように、年間発電電力量 E_j にわたって積分することで、平均熱効率 R_{η_j} が得られる。この平均熱効率 R_{η_j} は、出力変動電源の出力不確実性の影響を受ける確率変数である。需給計画関数 f_{DS} に式 3-14 の演算処理を含め、発電指標マトリックス GI の要素として平均熱効率 R_{η_j} が返されるように需給計画関数 f_{DS} を定義する。

$$R_{\eta_j} = \frac{1}{E_j} \int_{E_j} r_{\eta_j}(e_j) de_j, \quad E_j = \int_{E_j} de_j, \quad j \in \{LNG, Oil\} \quad (3-14)$$

式 3-10 をモンテカルロ積分で計算する際、式 3-15 で表される平均熱効率 R_{η_j} の期待値 \bar{R}_{η_j} もあわせて求める。この定格熱効率比で表された平均熱効率の期待値 \bar{R}_{η_j} に対し、式 3-16 のように定格熱効率 η_{Rated_j} を乗じることで平均熱効率の期待値 $\bar{\eta}_{Average_j}$ が求められる。

$$\bar{R}_{\eta_j} = E[R_{\eta_j}] \quad j \in \{LNG, Oil\} \quad (3-15)$$

$$\bar{\eta}_{Average_j} = \eta_{Rated_j} \bar{R}_{\eta_j} \quad j \in \{LNG, Oil\} \quad (3-16)$$

以上において、需給計画関数 f_{DS} は、与えた電源構成に対し、各電源の各電源の発電電力量 E_j 、設備利用率 Ru_j 、及び、平均熱効率 R_{η_j} （定格熱効率比）を返す関数として定義された。発電指標マトリックス GI は、これらの発電指標を要素とする行列である。

(4) 最適導入量の探索範囲

本稿では、第 3.2.2 項に示したように、出力変動電源の導入容量を一定幅でインクリメントさせながら、MCMC 法を応用して式 3-6 から 3-9 の LCOE 最小化問題を扱う。図 3-2 に示した対象地域の需要時系列に基づく、対象地域の系統容量は約 68 GW（最大需要）である。この系統容量と、表 3-2 から表 3-4 に示す電源特性マトリックス M_p から、対象とする 50Hz 系統に確保される調整帯容量の最大値は、系統容量の半分以下と考えられる。出力変動電源の最適導入量は調整帯容量の最大値より小さいと推定されるため、最適導入量の探索範囲の上限を、風力発電、太陽光発電それぞれ 30 GW と設定する。また、MCMC 法の収束計算負荷から、定義域における変数のインクリメント幅を 2 GW として問題を扱う。なお、風力発電の出力時系列をサンプリングし、それに応じて太陽光発電の出力時系列をサンプリングするという式 3-4 のモデル構造を考慮し、風力発電、太陽光発電、それぞれの導入容量の最小値を 2 GW とする。2 GW と 30 GW との間を 2 GW のインクリメントで変化させながら $LCOE_{Sys}$ の期待値を計算し、それを最小化する導入容量を特定する。

3.3 LCOE の計算方法及び収束評価

3.3.1 LCOE の計算方法

事業の支出と歳入は異時点において発生するため、その収益性は正味現在価値、プロジェクト IRR 等で評価する。LCOE 法とは、事業期間に生じる総支出の現在価値を事業期間の総発電電力量の現在価値で除して発電原価を求める費用計算法のことである。この LCOE 法は OECD^[5]等も発電事業の評価に採用しており、資源エネルギー庁 (2015)^[4]も、LCOE 法に基づき発電単価を試算している。本稿では、同試算で設定している経済条件及び試算方法に基づき、発電指標マトリックス \overline{GI} から各電源の $LCOE_j$ を計算する。また、得られた $LCOE_j$ を式 3-17 のように各電源の発電電力量 E_j で加重平均し、電源全体の $LCOE_{sys.}$ を求める。

$$LCOE_{sys.} = \sum_j R_{share_j} LCOE_j, \quad R_{share_j} = E_j / \sum_j E_j$$
$$j \in \{Nuclear, RunOfRiver, Geo, Coal, LNG, Oil, Dam, Pump, WT, PV\} \quad (3-17)$$

本稿では、この電源全体の $LCOE_{sys.}$ を評価指標として、出力変動電源の導入量最適化問題を扱う。資源エネルギー庁 (2015) の試算シート^[4]の計算手順及び式 3-17 を逐次的に処理するメソッドをプログラム上に実装し、式 3-6 の費用関数 $f_{LCOE_{sys.}}$ を計算する。なお、原子力発電に関しては、フロントエンド費用だけでなくバックエンド費用も評価する必要があるが、これについても、資源エネルギー庁 (2015)^[4]の試算方法に基づき考慮する。

3.3.2 LCOE 算定における外生条件

(1) 経済条件マトリックス M_E の設定

式 3-6 の費用関数 $f_{LCOE_{sys.}}$ において経済条件を表すマトリックス M_E は外生変数であり、外部から条件として与える必要がある。本稿では、資源エネルギー庁 (2015) の試算^[4]で採用している条件と同様に、表 3-6 のように、経済条件マトリックス M_E を設定する。また、化石燃料の輸入価格及び CO₂ 関連費用に関しても同様に、同試算と整合性を図り、World Energy Outlook 2014 現政策シナリオと新政策シナリオに基づく推移を仮定する。本稿で採用した化石燃料の輸入価格及び CO₂ 関連費用の推移を図 3-4 に示す。2050 年時点の LCOE を計算するためには、例えば、火力発電の設備稼働期間を 40 年とする場合、2090 年までの燃料輸入価格及び CO₂ 関連費用の推移が必要となる。資源エネルギー庁 (2015)^[4]には 2014 年から 2070 年の推移が示されている。そこで、2071 年から 2090 年のデータに関しては、図 3-4 のように、同報告の 2051 年から 2070 年までの推移をもとに両対数回帰で時系列を補完した。

為替レートに関しても、資源エネルギー庁 (2015)^[4]と同様に、解析期間を通じて 105.24 円/USD と設定した。また、原子力発電が安定的に稼働していた条件における、我が国の一般電気事業者の総資本経常利益率は 0% から 3% の水準 (2010 年 3 月期)^[72]である。これを考慮し、電力事業に対する期待収益率 (資本コスト) を 3% と仮定し、割引率を 3% と設定して LCOE を求めた。

表 3-6 経済条件マトリックス M_E

		ベース電源				ピーク電源				出力変動電源	
		原子力	水力	地熱	火力	火力	火力	水力	水力	風力	太陽光
			自流式		石炭	LNG	石油	ダム式	揚水式		
単機容量	MW	1,200	12	30	800	1,400	400	12	12	20	2
運用期間	年	40	40	40	40	40	40	40	40	20	25
法定耐用年数	年	16	40	15	15	15	15	40	40	17	17
建設費用	円/kW	370,000	640,000	790,000	250,000	120,000	200,000	640,000	640,000	別途	別途
燃料発熱量	MJ/kg ^{*1}	0	0	0	25.97	55.01	41.16	0	0	0	0
定格熱効率	-	0	0	0	別途	別途	別途	0	0	0	0
所内率	-	4.0%	0.4%	11.0%	6.4%	2.0%	4.8%	0.4%	0.4%	0.0%	0.0%
固定資産税率	-	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%
水利使用料	百万円	0.000	9.974	0.000	0.000	0.000	0.000	9.974	9.974	0.000	0.000
廃止措置費	百万円	71,600	0	0	0	0	0	0	0	284	29
廃止措置費率	-	0%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	0%	0%
廃止準備期間	年	10	1	1	1	1	1	1	1	1	1
安全対策費	百万円	60,100	0	0	0	0	0	0	0	0	0
人件費	百万円	2,050	20	990	360	600	190	20	20	別途	別途
修繕費		2.2%	0.9%	0.0%	1.8%	1.6%	1.8%	0.9%	0.9%	0.0%	0.0%
諸費	百万円	8440	0	0	0	0	0	0	0	0	0
諸費率	-	0.0%	0.1%	0.0%	1.5%	0.7%	0.9%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%
業務分担費	-	13.4%	13.3%	0.0%	14.3%	14.5%	9.3%	13.3%	13.3%	0.0%	0.0%
化石燃料費用	-	0	0	0	別途	別途	別途	0	0	0	0
燃料諸経費	JPY/t ^{*2}	0	0	0	2,000	2,700	9,300	0	0	0	0
政策経費	円/kWh	1.336	0.188	1.394	0.039	0.018	0.009	0.188	0.188	0.348	0.155
事故対応費用	円/kWh	0.322	0	0	0	0	0	0	0	0	0
炭素排出係数	g-C/MJ	0	0	0	24.42	13.7	19.82	0	0	0	0
CO2 対策費用	-	0	0	0	別途	別途	別途	0	0	0	0
買取期間	-	0	0	15	0	0	0	0	0	別途	別途
IRR	-	0%	0%	13%	0%	0%	0%	0%	0%	別途	別途

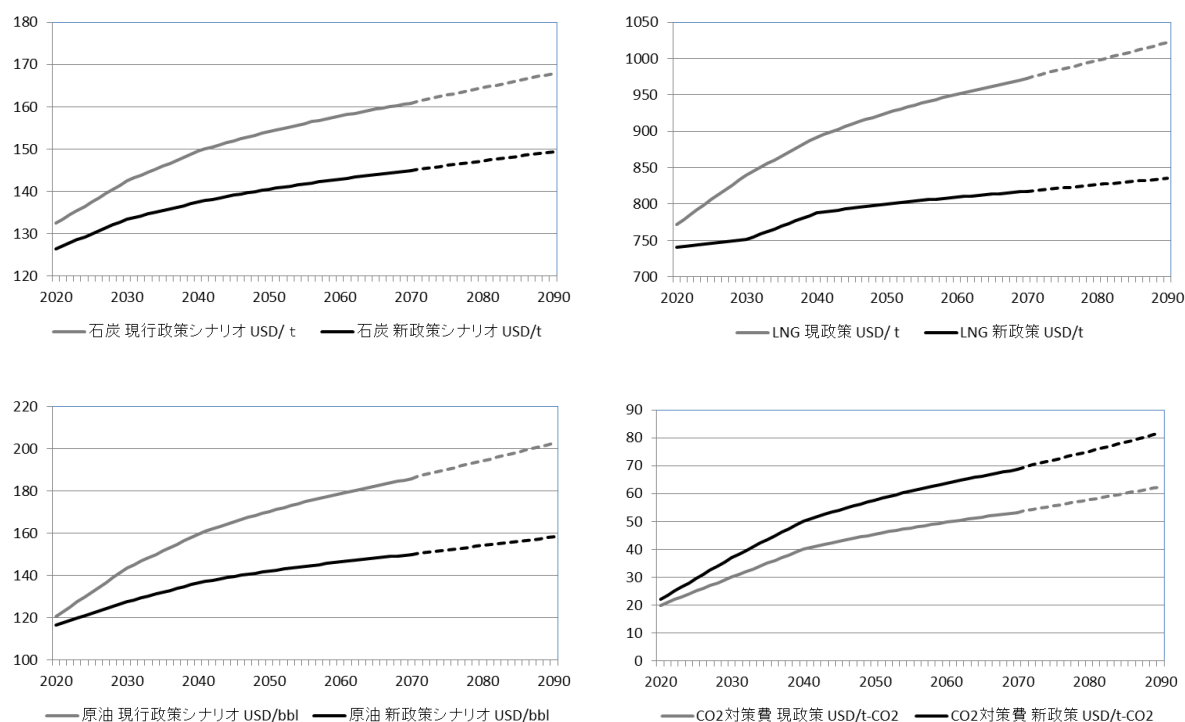


図 3-4 燃料輸入価格及び CO₂ 関連費用

(2) 経済条件マトリックス M_E の設定（出力変動電源の建設コスト等）

風力発電及び太陽光発電の導入容量が評価対象であるため、その建設費用等が LCOE 最小化問題の解に対し影響を及ぼす。特に、太陽光発電の建設費用は低下過程にあり、今後しばらくはその傾向が継続する見込みである。そこで本稿では、表 3-7 ように、太陽光発電の建設費用に関して 3 つのシナリオを設定し、最適化問題を扱う。まず、2014 年の太陽光の建設費用 29.4 万円/kW^[4]の水準が、2050 年には、その 60%程度まで低下するケースを設定する。これは資源エネルギー庁の発電コスト試算^[4]の 2020 年から 2030 年の推移をほぼ線形補完した水準に相当する。国内価格は国際価格に対し高い水準で推移しているため、これを High ケースと設定する。一方、IEA は、2DS Hi-Ren シナリオ^[5]として、2030 年には 15.9 万円/kW の水準まで国際価格が低下することを見通している。そこで、本稿では、国際価格がこのシナリオに沿って推移するとともに、国内価格もそれに収斂し、2050 年には 2014 年水準の 40%程度まで低下すると仮定する条件を Low ケースと設定する。加えて、この 2 つの中間的条件として、2050 年に 2014 年水準の 50%程度まで低下する条件を Base ケースとして設定する。本稿では、これら 3 ケースに関して、LCOE 最小化問題を扱い、太陽光発電の建設コストが最適導入量に及ぼす影響を感度分析する。

表 3-7 出力変動電源の建設コスト及び運転維持管理コスト

	建設コスト			
	風力	太陽光		
		High	Base	Low
		円/kW	円/kW	円/kW
2020	272,000	249,000	249,000	249,000
2030	252,000	222,000	222,000	160,000
2040	240,000	200,000	190,000	140,000
2050	230,000	180,000	150,000	120,000

	運転維持管理単価	
	風力	太陽光
	円/kW	円/kW
2020	6,000	3,700
2030	5,750	3,350
2040	5,320	3,150
2050	5,060	3,050

3.3.3 MCMC 法の収束評価

(1) MCMC 法に基づく電力需給シミュレーションの概要

需給計画関数 f_{DS} に表 3-2 及び 3-3 に示す電源特性マトリックス M_P を与えると、関数内で負荷持続曲線が作成された後、それに対してベース電源とピーク電源の負荷が割り当てられる。その結果の例を図 3-5 に示す。同図は、原子力発電の稼働容量が 20 GW の場合の例である。

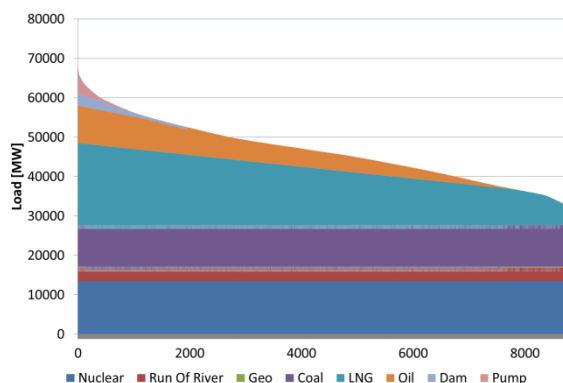


図 3-5 負荷持続曲線上での負荷分担

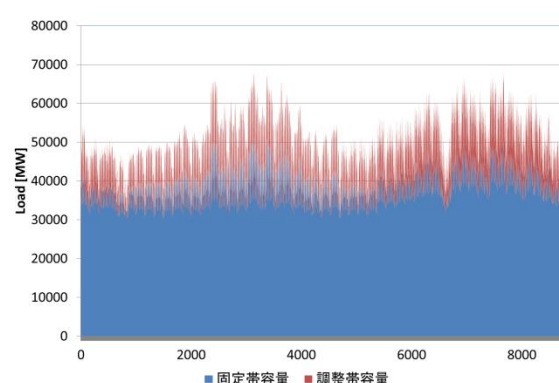


図 3-6 電力需要時系列上での調整帯容量

図 3-5 の負荷分担が特定された負荷持続曲線を時系列順序に復元すると、表 3-3 の電源特性マトリックス M_P が与える各ピーク電源の出力調整上限／下限から、各時点の調整帯容量が図 3-6 のように得られる。例えば、式 3-8 及び式 3-9 のマルコフ連鎖モデルに風力発電の導入量 $WT = 16$ [GW] 及び太陽光発電の導入量 $PV = 16$ [GW] を与えてサンプル過程 x_{WT} 及び x_{PV} を生成し、図 3-6 の調整帯容量にあてはめると、図 3-7 のように、各時点のピーク電源の負荷及び余剰電力等が特定される。同図は 2 月下旬の月曜日から日曜日までの 1 週間の時系列データを抽出しているが、需給計画関数 f_{DS} は年間を通じてこの需給シミュレーションを行い、発電指標マトリックス GI を求める。また、図 3-8 は、出力変動電源を導入しない場合の同じ期間の負荷分担を表している。

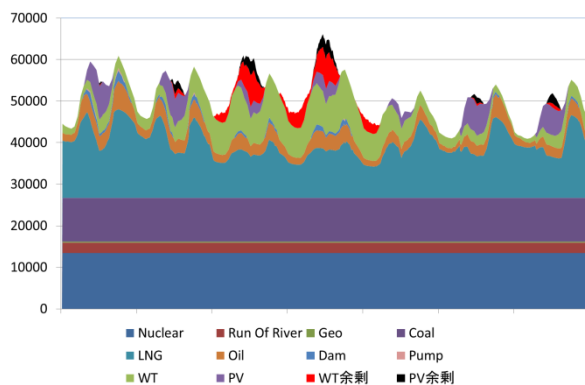


図 3-7 電力需要時系列上での負荷分担
(出力変動電源を導入する場合)

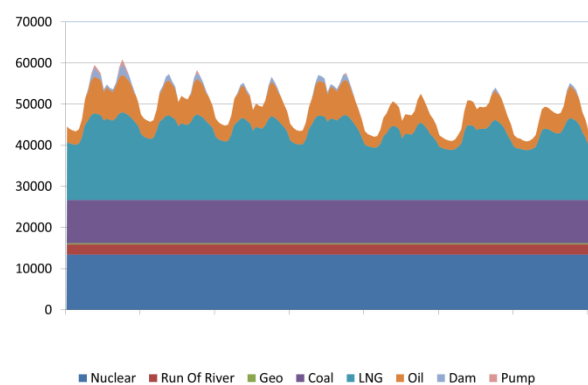


図 3-8 電力需要時系列上での負荷分担
(出力変動電源を導入しない場合)

風力発電の導入量 $WT = 16$ [GW] 及び太陽光発電の導入量 $PV = 16$ [GW] としたサンプル過程を生成し、それらサンプル過程と表 3-2 及び 3-3 の電源特性マトリックス M_P を需給計画関数 f_{DS} に与えた場合に得られる発電指標マトリックス GI の例を表 3-8 に示す。また、風力発電の導入量 $WT = 0$ [GW] 及び太陽光発電の導入量 $PV = 0$ [GW] とした場合の発電指標マトリックス GI の例を表 3-9 に示す。表 3-8 が図 3-7 に、表 3-9 が図 3-8 に対応している。出力変動電源を導入することにより、ピーク電源の発電電力量及び設備利用率が低下していることが確認される。また、余剰電力の発生による損失を考慮しない場合の設備利用率は、風力発電が 25.2%，太陽光発電が 13.7%であった。これを表 3-8 の数値と比較すると、需給制約の中で達成される設備利用率は、余剰電力による損失のため、低下することが確認される。本稿では、図 3-7 に示す電力需給シミュレーションを MCMC 法に基づき繰返して行い、発電指標マトリックスの期待値 \overline{GI} を求める。

表 3-8 発電指標マトリックス GI の例 (原子力 : 20 GW, 風力 : 16 GW, 太陽光 : 16 GW)

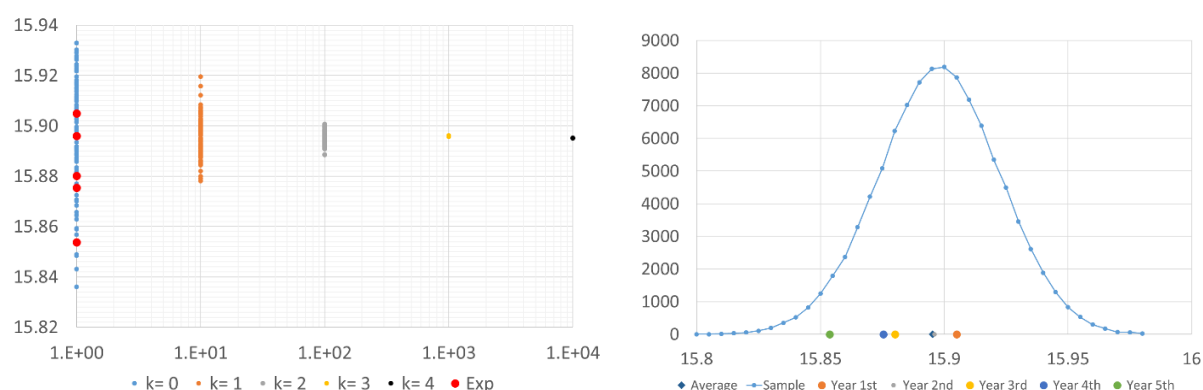
		ベース電源				ピーク電源				出力変動電源	
		原子力	水力	地熱	火力	火力		水力		風力	太陽光
			自流式		石炭	LNG	石油	ダム式	揚水式		
発電電力量	TWh/年	117.7	26.2	2.3	92.2	100.75	20.44	2.6	0.65	29.87	14.91
設備利用率	-	70.0%	30.0%	60.0%	75.0%	41.9%	24.5%	9.9%	1.1%	21.0%	10.6%
平均熱効率	定格比	-	-	-	100.0%	77.2%	56.9%	-	-	-	-

表 3-9 発電指標マトリックス GI の例（原子力：20 GW，風力：0 GW，太陽光：0 GW）

		ベース電源				ピーク電源				出力変動電源	
		原子力	水力	地熱	火力	火力		水力		風力	太陽光
			自流式		石炭	LNG	石油	ダム式	揚水式		
発電電力量	TWh/年	117.7	26.2	2.3	92.2	128.0	37.3	2.6	1.3	0	0
設備利用率	-	70.0%	30.0%	60.0%	75.0%	53.3%	44.7%	9.9%	2.1%	0.0%	0.0%
平均熱効率	定格比	-	-	-	100.0%	100.0%	100.0%	-	-	-	-

(2) サンプルング回数の設定

MCMC 法を用いて式 3-6 から 3-9 の $LCOE_{sys}$ 最小化問題を扱う場合，得られる $LCOE_{sys}$ に対する収束評価が必要である．図 3-9 (a)は，MCMC 法におけるサンプルング回数を 1 回から 10^4 回まで増大させることにより，得られる $LCOE_{sys}$ が期待値に収束していく様子を表している．同図は，サンプルング回数 10^k 回 ($k=0, 1, 2, 3, 4$) として発電指標マトリックス GI の期待値を推定して $LCOE_{sys}$ を求めるという試行を，それぞれのサンプルング回数に対し 100 回行い，その結果をサンプルング回数ごとに集計したものである．各年の統計時系列に対し求めた $LCOE_{sys}$ も図中に示している（凡例：赤丸）．



(a) $LCOE_{sys}$ の収束

(b) $LCOE_{sys}$ のヒストグラム (10^6 回)

図 3-9 風力発電の設備利用率及び $LCOE_{sys}$ の期待値への収束

図 3-9 (a)において，サンプルング回数 10^4 回まで増大させることにより， $LCOE_{sys}$ のばらつきが 0.001 円/kWh の範囲にまで収束している．本稿では，計算負荷も考慮し， 10^4 回を収束回数と設定して MCMC 法による電力需給シミュレーションを行う．したがって，出力変動電源の導入容量を 2 GW から 30 GW までを 2 GW のインクリメントで変化させながら，それぞれの導入容量で収束回数 10^4 回の MCMC シミュレーションを行い， $LCOE_{sys}$ を求める方法で最適化問題を扱う．また，図 3-9 (b)には， 10^6 回サンプルングし，サンプルング毎に $LCOE_{sys}$ を求めた結果をヒストグラムにまとめている．同図から， $LCOE_{sys}$ を確率変数と考えた場合，その確率分布は，期待値を中心に左右対称な釣鐘型を描くことが確認される．コルモゴロフ-スミノフ検定に基づき，正規性を優位確率 5% として両側検定を行ったところ，P 値=0.1416 となり，帰無仮説は保留され，正規分布となっていることが確認された．

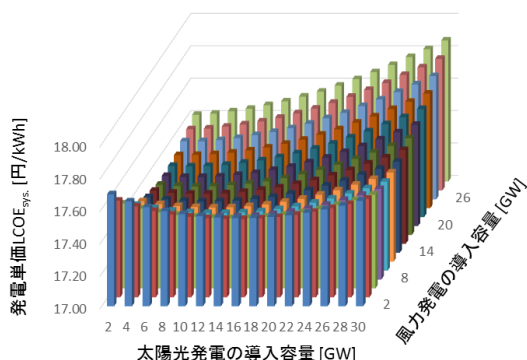
3.4 出力変動電源の最適導入量

3.4.1 LCOE 最小化問題と電源間の代替関係

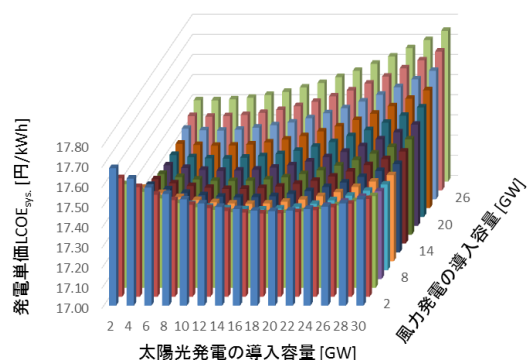
式 3-6 から 3-9 の方程式体系が構成する LCOE 最小化問題の解の例を表 3-10 に示す。表 3-7 に示した太陽光発電の建設コストに関するシナリオ毎に解を示している。表 3-10 は、2050 年断面の対象地域において、化石燃料価格が図 3-4 の現政策シナリオに沿って推移するとともに、原子力発電の稼働容量が現在の水準の 1/4 まで低下する条件の最適導入量である。また、表 3-10 の最適導入量を得るために、定義域にわたって $LCOE_{sys}$ を計算した結果を図 3-10 に示す。いずれの図においても、表 3-10 に示す最適導入量の $LCOE_{sys}$ を最小値として凸関数が導かれている。すなわち、式 3-6 から 3-9 で定式化した方程式体系は、与えた条件において、出力変動電源の導入量をパラメータとする凸関数に帰着し、最適化の概念が導入できることが確認できる。

表 3-10 出力変動電源の最適導入量（2050 年断面，原子力容量：5 GW）

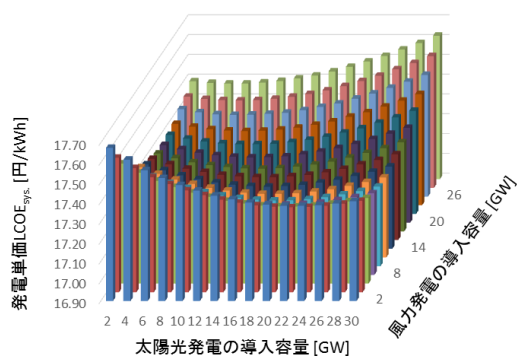
太陽光発電の 建設コストに関する シナリオ	導入無	導入有						
	$LCOE_{sys}$	$LCOE_{sys}$	最適導入量		供給電力量（シェア）		設備利用率	
			風力	太陽光	風力	太陽光	風力	太陽光
	円/kW	円/kW	GW	GW	%	%	%	%
High ケース	17.88	17.30	18	6	9.5%	1.7%	24.5%	13.3%
Base ケース	17.88	17.27	18	10	9.5%	2.8%	24.3%	13.1%
Low ケース	17.88	17.21	14	16	7.5%	4.4%	24.5%	12.8%



(a) High ケース



(b) Base ケース



(c) Low ケース

図 3-10 出力変動電源の導入量の変化に対する $LCOE_{sys}$ の変化

表 3-10 に出力変動電源を導入しない場合の $LCOE_{sys}$ もあわせて示しているが、太陽光発電の建設コストに関するシナリオに依らず、出力変動電源を導入した場合の方が小さくなっていることが確認される。同表の前提となっている電源特性マトリックス M_P では、表 3-2 に示したように、例えば、原子力発電は 5 GW、石炭火力の稼働容量は 15 GW である。表 3-10 の出力変動電源の最適導入量はこれらに匹敵する水準であり、対象とする解析断面において、出力変動電源の大規模導入に経済的合理性が生じているといえる。一方で、供給電力量に関しては、同表において総供給電力量に対して数%に留まっている。本稿のマルコフ連鎖モデルで出力時系列を生成した場合、余剰電力による損失を考慮しないならば、前述のように、風力発電の設備利用率は 25%程度、太陽光発電は 13%程度である。余剰電力の割合が増大する程、この値は低下していくが、表 3-10 のように、いずれの条件においても最適導入量の周辺ではこの水準が維持されている。しかしながら、表 3-8 に示した原子力、石炭火力等の設備利用率と比較すると低い水準であり、導入容量はこれらの電源に匹敵する水準であるが、供給電力量としては低い水準に留まっている。

また、最適点における費用構造及び供給構造を分析するため、表 3-10 の Base ケースの最適点における、各電源の LCOE 及び供給電力量を表 3-11 に示す。2050 年断面では、図 3-4 のように LNG 及び原油価格が高い水準となっており、それら火力発電の LCOE も高い水準となることが表 3-11 において確認される。一方で、出力変動電源の LCOE は相対的に低い水準となっており、出力変動電源に LNG 及び石油火力発電の代替電源としての導入メリットが生じていることが確認される。

表 3-11 最適点における各電源の LCOE 及び供給電力量（2050 年 原子力：5 GW）

		ベース電源				ピーク電源				出力変動電源	
		原子力	水力	地熱	火力	火力		水力		風力	太陽光
			自流式		石炭	LNG	石油	ダム式	揚水式		
資本費	円/kWh	3.48	12.71	8.04	1.93	1.27	4.69	38.58	362.54	8.13	7.52
運転維持費	円/kWh	3.46	3.49	7.05	1.62	0.81	3.17	10.59	99.49	2.26	2.57
燃料費	円/kWh	1.54	0.00	0.00	5.80	12.57	29.29	0.00	0.00	0.00	0.00
その他政策費	円/kWh	1.86	0.17	1.33	5.08	2.37	4.77	0.17	0.17	0.29	0.17
LCOE	円/kWh	10.34	16.36	16.42	14.44	17.03	41.92	49.33	462.20	10.67	10.26
供給電力量（有）	TWh/年	29.43	26.21	2.34	92.23	183.85	20.27	2.59	0.64	38.57	11.57
供給電力量（無）	TWh/年	29.43	26.21	2.34	92.23	216.32	37.31	2.59	1.28	0.00	0.00

表 3-11 の供給電力量の上段は出力変動電源を導入した場合の負荷分担を表しており、下段は導入しない場合の負荷分担を表している。この 2 者を比較することにより、調整帯容量を提供する LNG 火力、石油火力及び揚水式水力、それぞれで、出力変動電源の導入による出力低下の水準が確認できる。LCOE を比較すると、石油火力及び LNG 火力を出力変動電源でさらに代替することにより電源全体の $LCOE_{sys}$ の低減が期待される。しかしながら、出力変動電源は出力制御ができないため、これら火力発電を代替するためには導入拡大が必要となる。それは供給電力量の増大が得られる一方で、余剰電力の増大をもたらす。このトレードオフを最適化した結果が、表 3-10 の最適導入量として導かれている。

表 3-11 において、太陽光発電は風力発電より LCOE が低い値を示している一方、表 3-10 の最

適導入量（Base ケース）に関しては、太陽光発電より風力発電の最適導入量が大きな値を示している。これは、各電源の LCOE を比較するだけでは電源構成を最適化できないことを表している。式 3-6 から 3-9 の方程式体系が構成する LCOE 最小化問題を考える場合、ある電源の供給電力が増大する場合、他の供給電力が代替されることになるため、この際、どの電源が代替されることになるかで、目的指標とする $LCOE_{sys}$ への影響が異なる。

最適点周辺におけるこの代替関係を確認するため、最適点周辺で他の電源の導入容量を変化させずに、風力発電の供給電力量 E_{WT} が単位容量だけ増大するように、風力発電の導入容量を増大させた場合、他の電源の供給電力量 E_j がそれぞれどの程度減少するかを確認する。同様に、太陽光発電の供給電力量 E_{PV} を単位容量だけ増大させた場合も確認する。これは、最適点周辺における偏微分 $\partial E_j / \partial E_{WT}$ 及び $\partial E_j / \partial E_{PV}$ ($j \in \{LNG, Oil, Pump, WT, PV\}$) を数値的に求めることを意味する。表 3-11 の条件に関して、最適点周辺で求めた $\partial E_j / \partial E_{WT}$ 及び $\partial E_j / \partial E_{PV}$ を表 3-12 に示す。同表は、他の条件は固定しながら、風力発電、太陽光発電、それぞれ、最適点手前から最適点に向かって導入容量を 2 GW 増大させた場合の各電源の年間供給電力量の変化量を求め、それを風力発電、太陽光発電の変化量でそれぞれ除して求めている。なお、評価対象は、需給制約上、代替関係が形成される LNG 火力、石油火力、揚水式水力、風力及び太陽光である。

表 3-12 出力変動電源の供給電力量増大に対する各電源の供給電力量の変化

		LNG 火力	石油火力	揚水式水力	風力発電	太陽光発電
風力発電の導入拡大	$\partial E_i / \partial E_{WT}$	-0.89	-0.08	0.00	1.00	-0.03
太陽光発電の導入拡大	$\partial E_i / \partial E_{PV}$	-0.87	-0.04	0.00	-0.09	1.00

表 3-12 において、供給電力量が単位容量だけ増大するように導入容量を増大させた場合、風力発電、太陽光発電ともに、LNG 火力発電を重点的に代替している。一方で、太陽光発電は、風力発電を代替する割合も大きく、石油火力よりむしろ風力発電を代替していることが確認される。表 3-11 に示すように、石油火力の LCOE は相対的に高い水準にある。太陽光発電の容量を増大させてもこれを代替する割合が小さいため、太陽光発電の LCOE が風力発電より低いにも関わらず最適点が風力発電側に偏っていると考えられる。

出力変動電源の出力変化は、気象現象の不確実性と周期性によりもたらされる。このうち周期性に関しては、図 3-11 のように、風力発電及び太陽光発電ともに昼間に増大し、他の時間帯で減少するといった正の相関性がある。図 3-11 は、最適点（風力：18 GW、太陽光：10 GW）のサンプル過程 x_{WT} 及び x_{PV} において、同時刻の出力を観察し、時刻毎に平均値を求めたものである。なお、風力発電の方が、最適導入量が大きいため、全ての時刻において出力が大きな値となっている。図 3-11 のように正の相互相関が存在する中で、風力発電と太陽光発電はピーク電源が提供する調整帯容量を共有する関係にある。特に、太陽光発電の出力は昼間の時間帯に限られているため、風力発電は夜間の時間帯は太陽光発電以外を代替できるのに対し、太陽光発電は常に風力発電と限られた調整帯容量を共有せざるを得ない。これらの要因により、太陽光発電の導入拡大が、最適点周辺において風力発電の供給電力の減少をもたらすことになると考えられる。なお、表 3-12 において、揚水式水力は供給電力量自体が相対的に小さいため、単位換算するとほぼゼロとなっている。

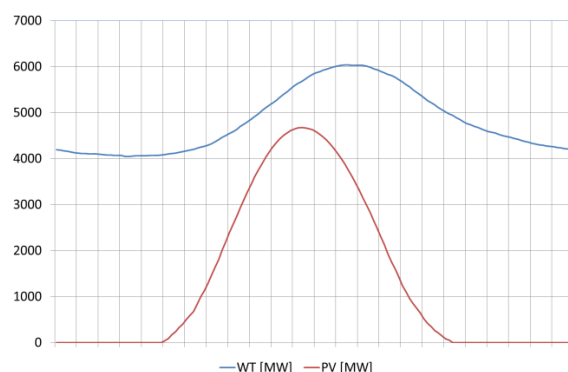


図 3-11 風力発電と太陽光発電の日出力曲線

3.4.2 各条件における最適導入量

太陽光発電の建設コストに関するシナリオが Base ケースに従った場合の各条件の最適導入量を表 3-13 及び 3-14 に示す。化石燃料の輸入価格が World Energy Outlook 2014 現政策シナリオに従った場合を表 3-13 に、新政策シナリオに従った場合を表 3-14 に示す。また、60 年運転、50 年運転及び 40 年運転を考慮して設定した原子力発電に関するシナリオ毎に最適導入量を示している。2020 年及び 2030 年に関しては、いずれの条件においても太陽光発電の最適導入量は 2 GW となっている。出力変動電源の導入容量の定義域を 2 GW から 30GW に設定しており、評価範囲の最小値が導かれていることになる。これは、太陽光発電の建設コスト等、それらの解析断面で与える経済条件では、太陽光発電導入は、経済的便益が低いことを意味している。

また、解析断面を固定し、表 3-13 及び 3-14 を縦に読むことにより、原子力発電の稼働容量の変化が出力変動電源の最適導入量に及ぼす影響を観察できる。それぞれの出力変動電源の導入に経済的便益が生じている 2050 年を観察すると、原子力発電の稼働容量の低下が出力変動電源の導入拡大をもたらしている。表 3-13 の 2050 年断面では、原子力発電の稼働容量が 20 GW, 10 GW, 5 GW と変化しているのに対し、出力変動電源（風力＋太陽光）の最適導入量は、18 GW, 24 GW, 28 GW と変化している。すなわち、原子力発電の導入容量の変化より出力変動電源の導入量の増加が小さい結果となっている。

本稿では、原子力稼働量の低下が出力変動電源に対し導入ポテンシャルを与えるよう、調整帯容量を提供できる LNG 火力で原子力発電を代替している。一方で、LNG 火力を含むピーク電源には出力調整限界が存在するため、代替した全容量を調整帯容量として提供することはできない。本稿の場合、表 3-3 に示すように、LNG 火力発電の出力調整下限を 50%、上限を 90% と設定しており、代替容量の 40% が追加的な調整帯容量として提供されることになる。この追加的な調整帯容量と経済条件を背景としながら、需給制約の中で表 3-13 及び 3-14 の最適導入容量が導かれている。表 3-14 の 2050 年を観察すると、原子力発電の稼働容量は表 3-13 と同様に減少しているにも関わらず、出力変動電源の最適導入量は 16 GW, 20 GW, 22 GW と、その増加が表 3-13 より小さい水準となっている。表 3-14 は、化石燃料の輸出価格の上昇を表 3-13 の水準より低く想定している新政策シナリオ（図 3-4 参照）に基づき最適導入量を求めている。すなわち、追加的な調整帯容量はそれぞれ同様であるが、化石燃料価格の影響により最適導入量が表 3-14 では相対的に減少している。現在、出力変動電源の導入拡大に対応するため、より柔軟に出力を調整できる火力発

電の開発が期待されている^[73]。その有効性に関しては、技術的側面から出力変動電源の変動特性と比較評価するだけでなく、化石燃料価格等、経済的側面を考慮して評価する必要があることが表 3-13 及び 3-14 から導かれる。

表 3-13 World Energy Outlook 2014 現政策シナリオの場合の最適導入量

原子力発電	項目	単位	2020	2030	2040	2050
シナリオ 1	原子力発電 稼働容量	GW	20	20	20	20
	風力発電 導入容量	GW	10	10	10	10
	太陽光発電 導入容量	GW	2	2	4	8
	風力発電 設備利用率	-	24.62%	24.62%	24.53%	24.22%
	太陽光発電 設備利用率	-	13.36%	13.36%	13.27%	12.87%
	CO ₂ 年間排出力	Mt-CO ₂ /year	136.72	120.07	119.41	118.23
	$LCOE_{sys}$	JPY/kWh	15.77	15.44	15.88	16.19
シナリオ 2	原子力発電 稼働容量	GW	20	20	15	10
	風力発電 導入容量	GW	10	10	12	14
	太陽光発電 導入容量	GW	2	2	4	10
	風力発電 設備利用率	-	24.62%	24.62%	24.70%	24.40%
	太陽光発電 設備利用率	-	13.36%	13.36%	13.36%	13.11%
	CO ₂ 年間排出力	Mt-CO ₂ /year	136.72	120.07	127.62	133.91
	$LCOE_{sys}$	JPY/kWh	15.77	15.44	16.23	16.91
シナリオ 3	原子力発電 稼働容量	GW	20	15	10	5
	風力発電 導入容量	GW	10	12	14	18
	太陽光発電 導入容量	GW	2	2	6	10
	風力発電 設備利用率	-	24.62%	24.76%	24.61%	24.29%
	太陽光発電 設備利用率	-	13.36%	13.42%	13.35%	13.11%
	CO ₂ 年間排出力	Mt-CO ₂ /year	136.72	128.28	135.05	141.18
	$LCOE_{sys}$	JPY/kWh	15.77	15.75	16.55	17.27

表 3-14 World Energy Outlook 2014 新政策シナリオの場合の最適導入量

原子力発電	項目	単位	2020	2030	2040	2050
シナリオ 1	原子力発電 稼働容量	GW	20	20	20	20
	風力発電 導入容量	GW	8	8	10	10
	太陽光発電 導入容量	GW	2	2	2	6
	風力発電 設備利用率	-	24.85%	24.85%	24.62%	24.38%
	太陽光発電 設備利用率	-	13.45%	13.45%	13.36%	13.10%
	CO ₂ 年間排出力	Mt-CO ₂ /year	138.12	121.28	120.08	118.76
	$LCOE_{sys}$	JPY/kWh	15.14	14.72	15.05	15.28
シナリオ 2	原子力発電 稼働容量	GW	20	20	15	10
	風力発電 導入容量	GW	8	8	10	12
	太陽光発電 導入容量	GW	2	2	4	8
	風力発電 設備利用率	-	24.85%	24.85%	25.07%	24.90%
	太陽光発電 設備利用率	-	13.45%	13.45%	13.43%	13.34%
	CO ₂ 年間排出力	Mt-CO ₂ /year	138.12	121.28	128.72	135.69
	$LCOE_{sys}$	JPY/kWh	15.14	14.72	15.29	15.78
シナリオ 3	原子力発電 稼働容量	GW	20	15	10	5
	風力発電 導入容量	GW	8	10	12	12
	太陽光発電 導入容量	GW	2	2	4	10
	風力発電 設備利用率	-	24.85%	25.11%	25.04%	25.07%
	太陽光発電 設備利用率	-	13.45%	13.46%	13.45%	13.38%
	CO ₂ 年間排出力	Mt-CO ₂ /year	138.12	129.41	136.97	144.42
	$LCOE_{sys}$	JPY/kWh	15.14	14.93	15.52	16.02

表 3-13 及び 3-14 には、最適導入量における電源全体の二酸化炭素排出量も示している。同表を原子力発電シナリオ 1 に沿って観察した場合、原子力稼働容量を一定に維持した条件における二酸化炭素排出量の変化を評価できる。表 3-13 では、2020 年から 2050 年にかけて出力変動電源（風力＋太陽光）の合計導入量が 12 GW から 18 GW と 6 GW 増大する間に、二酸化炭素排出量は 13%程度（2020 年比）減少している。一方、2020 年から 2030 年にかけて出力変動電源の導入容量が変化していないにも関わらず、12%程度の減少が確認される。本稿では、表 3-4 に示したように、開発段階にある 1700℃級の高効率型 MACC 及び 700℃級の A-USC 等^[74]が、2020 年から 2030 年にかけて普及することを想定している。そのため、これらの解析断面において、各火力発電の発電電力量が等しい場合でも、二酸化炭素排出量は火力発電の定格熱効率の改善により低下することになる。すなわち、2020 年から 2050 年に削減されている約 13%の二酸化炭素排出量のうち約 12%は火力発電の定格熱効率の改善による削減効果である。したがって、2020 年から 2050 年の間に生じた 6 GW の導入拡大がもたらす二酸化炭素排出量の削減は 1%程度にすぎないことになる。

また、表 3-13 及び 3-14 において解析断面を固定し、表を縦に観察することで、原子力稼働容量を減少させ、LNG 火力で代替し、出力変動電源の最適導入量を拡大した場合の二酸化炭素排出量の変化を評価できる。例えば、表 3-13 の 2050 年断面を観察すると、原子力稼働容量の減少に応じて、出力変動電源の最適導入量が増大していることが確認される。しかしながら、原子力を LNG 火力で代替したことによる二酸化炭素排出量の増大が影響し、出力変動電源の合計導入量が 18 GW, 24 GW, 28 GW と増大しているものの、電源全体の二酸化炭素排出量は 118.23 Mt-CO₂/year, 133.91 Mt-CO₂/year, 141.18 Mt-CO₂/year と増大していることが確認される。

以上のように、出力変動電源を大規模導入したとしても、その設備利用率が低く、表 3-10 に示したように総発電電力量に対するシェアが小さいため、二酸化炭素排出量の削減に対する効果は限られている。したがって、IPCC 第 5 次評価報告書に示される 2050 年までに 40%から 70%削減（2010 年比）する^[75]ことを目標とする場合、本稿で導いた最適容量の出力変動電源の導入だけでなく、複数の根本的な排出量削減策を行わなければ、電力産業からの二酸化炭素排出量を同報告の水準で削減することは困難と考えられる。

3.4.3 固定価格買取制度が運用された場合の最適導入量

経済産業省 (2015)は、2030 年の電源構成（電力量基準）において、風力発電に関しては 1.7%、太陽光発電に関しては 7.0%程度^[2]を見通しており、再生可能エネルギー電源に対する固定価格買取制度を施行し、導入促進を図っている。また、風力発電に関しては、導入拡大の停滞要因の一つと考えられている環境アセスメントの迅速化措置^[76]等もあわせて議論されている。一方で、本稿の 2020 年及び 2030 年断面の条件では、太陽光発電の大規模導入は、電源全体の $LCOE_{sys}$ に基づき評価すると、表 3-13 のように経済的便益が低いという結果となった。また、LCOE が相対的に高くとも、需給制約の中で形成される電源間の代替性から、風力発電の方が太陽光発電より導入メリットが高いことが確認された。本稿では、これらを踏まえながら、固定価格買取制度の運用条件下における出力変動電源の最適導入量も評価する。ただし、固定価格買取制度は、事業者の視点からは一定の収益が担保される制度であるのに対し、本稿のように消費者の視点から

LCOE を指標として評価を行う場合、費用負担をもたらす制度である点に留意する必要がある。本稿では、これに留意しながら、固定価格買取制度による導入促進効果ではなく、その運用が最適導入量に及ぼす影響を評価する。

固定価格買取制度とは、再生可能エネルギー電源の事業者に対し、一定のプロジェクト IRR を担保するため、消費者に対しその使用量に応じて従量的に賦課金を割り当てる制度である。現在、風力発電は、8%のプロジェクト IRR を想定して制度が運用されている。固定価格買取制度により導入が加速した太陽光発電に関しては、2015 年 7 月に優遇措置が廃止されて以降、5%のプロジェクト IRR を想定^[77]して制度が運用されている。いずれも、本稿で設定している電力事業の期待収益率（資本コスト）3%より高い水準が想定されている。本稿では、表 3-13 で得られた最適導入量と実際の導入状況に乖離がある風力発電に対し、8%のプロジェクト IRR を設定する。すなわち、消費者が、それに相当する費用を負担しなければ、導入促進が図れないと仮定する。一方、太陽光発電に関しては表 3-13 と同様の期待収益率 3%を設定して最適導入量を評価する。固定価格買取制度の運用条件下における LCOE の計算に関しては、資源エネルギー庁（2015）^[4]と同様の方法を採用する。固定価格買取制度を運用した場合の最適導入量を表 3-15 に示す。固定価格買取制度の運用以外の条件は、表 3-13 と同様である。

表 3-15 固定価格買取制度を運用した場合の最適導入量（Base ケース）

原子力発電	項目	単位	2020	2030	2040	2050
シナリオ 1	原子力発電 稼働容量	GW	20	20	20	20
	風力発電 導入容量	GW	4	4	4	6
	太陽光発電 導入容量	GW	4	6	8	12
	風力発電 設備利用率	-	25.25%	25.18%	25.11%	24.56%
	太陽光発電 設備利用率	-	13.48%	13.41%	13.30%	12.68%
	CO ₂ 年間排出力	Mt-CO ₂ /year	140.66	122.67	122.02	119.61
	LCOE _{sys.}	JPY/kWh	15.98	15.63	16.08	16.39
シナリオ 2	原子力発電 稼働容量	GW	20	20	15	10
	風力発電 導入容量	GW	4	4	6	6
	太陽光発電 導入容量	GW	4	6	8	16
	風力発電 設備利用率	-	25.25%	25.18%	25.10%	24.91%
	太陽光発電 設備利用率	-	13.48%	13.41%	13.43%	13.02%
	CO ₂ 年間排出力	Mt-CO ₂ /year	140.66	122.67	130.10	137.16
	LCOE _{sys.}	JPY/kWh	15.98	15.63	16.45	17.15
シナリオ 3	原子力発電 稼働容量	GW	20	15	10	5
	風力発電 導入容量	GW	4	4	6	6
	太陽光発電 導入容量	GW	4	6	10	18
	風力発電 設備利用率	-	25.25%	25.26%	25.13%	24.99%
	太陽光発電 設備利用率	-	13.48%	13.49%	13.45%	13.09%
	CO ₂ 年間排出力	Mt-CO ₂ /year	140.66	132.14	138.86	145.96
	LCOE _{sys.}	JPY/kWh	15.98	15.95	16.79	17.52

風力発電の導入促進のために追加的な費用負担が必要となる場合、表 3-15 のように、最適導入量が風力発電から太陽光発電にシフトすることが確認される。固定価格買取制度の運用により生じた追加的な費用負担を観察するため、2050 年断面において、原子力発電の稼働容量が 5 GW まで低下した条件の最適点（風力：6 GW、太陽光：18 GW）における各電源の LCOE を表 3-16 に示

す。固定価格買取制度の運用以外の条件は、表 3-11 と同様である。

表 3-16 最適点における各電源の LCOE 及び供給電力量（2050 年 原子力：5 GW）

		ベース電源				ピーク電源				出力変動電源	
		原子力	水力	地熱	火力	火力	火力	水力	水力	風力	太陽光
			自流式		石炭	LNG	石油	ダム式	揚水式		
資本費	円/kWh	3.48	12.71	0.00	1.93	1.19	4.06	38.58	347.88	0.00	7.53
運転維持費	円/kWh	3.46	3.49	0.00	1.62	0.76	2.74	10.59	95.47	0.00	2.57
燃料費	円/kWh	1.54	0.00	0.00	5.80	12.41	27.76	0.00	0.00	0.00	0.00
その他政策費	円/kWh	1.86	0.17	0.00	5.08	2.34	4.52	0.17	0.17	0.00	0.17
LCOE	円/kWh	10.34	16.36	22.72	14.44	16.70	39.08	49.33	443.52	14.03	10.27
供給電力量（有）	TWh/年	29.43	26.21	2.34	92.23	196.86	23.41	2.59	0.67	13.22	20.74
供給電力量（無）	TWh/年	29.43	26.21	2.34	92.23	216.32	37.31	2.59	1.28	0.00	0.00

表 3-11 では風力発電の LCOE は 10.67 円/kWh であったのに対し、表 3-16 では 14.03 円/kWh で上昇している。両表では導入容量が異なるため、設備利用率が若干異なるが、最適点周辺では風力発電は 24%程度、太陽光発電は 13%程度が維持されており、LCOE を算定するにあたっての条件は同様である。したがって、この差分は固定価格買取制度の運用によって生じた追加的な費用負担と考えられる。表 3-16 に示す供給電力量から算定すると、この条件において風力発電は年間供給電力量に対し 3%、太陽光発電に関しては 5%という水準である。すなわち、2050 年断面のように、燃料価格が高騰し、風力発電の普及に追加的な費用負担が伴うのであれば、太陽光発電を風力発電以上に大規模導入することは、消費者の経済的便益の観点からも合理性があるといえる。また、今後、系統制約等、技術的課題が解消されてもなお、風力発電の導入が促進されない場合、3 年から 4 年を要する環境アセスメントのプロセス^[76]等が障壁となり、その停滞をもたらしていると考えられる。第 3.4.1 項に示した風力発電の有効性も考慮すると、環境影響の最小化等に留意しつつも、環境アセスメントの迅速化等に継続的に取り組み、今後の普及が期待される。なお、表 3-16 において、固定価格買取制度を適用した、風力発電及び地熱発電に関しては、計算の便宜上、LCOE の内訳を全て 0 円/kWh と記述している。

3.4.4 石油火力が廃止された場合の最適導入量

風力発電及び太陽光発電の経済的な導入メリットは、燃料価格の上昇が見込まれる LNG 火力及び石油火力の代替である。石油火力発電に関しては、1979 の第二次石油危機以降、原則、新設が禁止されており、老朽化が進んでいるが、現在のところ新設の計画も無い^[78]ことから、今後、石油火力の設備容量が大幅に縮小していくことも想定される。その場合、出力変動電源導入の経済的メリットの大きな要素が縮小することが考えられる。そこで、本稿では、石油火力が廃止され、LNG 火力で代替された場合の最適導入量についても評価を行った。これは、表 3-3 の電源特性マトリックス M_p において、石油火力の設備容量を 0 GW と設定する条件を意味する。なお、実際の普及状況を考慮し、風力発電の導入促進には一定の追加的な費用負担が必要と仮定した、表 3-15 の条件において石油火力を LNG 火力で代替した場合の最適導入量を評価した。各条件に対する最適導入量を表 3-17 に示す。

表 3-17 石油火力が廃止された場合の最適導入量

原子力発電	項目	単位	2020	2030	2040	2050
シナリオ 1	原子力発電 稼働容量	GW	20	20	20	20
	風力発電 導入容量	GW	2	2	2	2
	太陽光発電 導入容量	GW	2	2	2	10
	風力発電 設備利用率	-	25.40%	25.40%	25.40%	25.23%
	太陽光発電 設備利用率	-	13.50%	13.50%	13.50%	13.18%
	CO ₂ 年間排出力	Mt-CO ₂ /year	132.25	117.83	117.83	115.44
	LCOE _{sys.}	JPY/kWh	14.69	14.56	14.97	15.26
シナリオ 2	原子力発電 稼働容量	GW	20	20	15	10
	風力発電 導入容量	GW	2	2	2	2
	太陽光発電 導入容量	GW	2	2	2	16
	風力発電 設備利用率	-	25.40%	25.40%	25.40%	25.25%
	太陽光発電 設備利用率	-	13.50%	13.50%	13.50%	13.15%
	CO ₂ 年間排出力	Mt-CO ₂ /year	132.25	117.83	127.32	132.62
	LCOE _{sys.}	JPY/kWh	14.69	14.56	15.35	16.03
シナリオ 3	原子力発電 稼働容量	GW	20	15	10	5
	風力発電 導入容量	GW	2	2	2	2
	太陽光発電 導入容量	GW	2	2	4	18
	風力発電 設備利用率	-	25.40%	25.40%	25.42%	25.29%
	太陽光発電 設備利用率	-	13.50%	13.50%	13.50%	13.20%
	CO ₂ 年間排出力	Mt-CO ₂ /year	132.25	127.32	136.20	141.45
	LCOE _{sys.}	JPY/kWh	14.69	14.88	15.70	16.41

表 3-17 において、LNG 火力に対し LCOE が相対的に高い水準であった石油火力が運用されないため、出力変動電源の導入メリットが表 3-15 の場合より減少していることが確認される。特に、2020 年及び 2030 年断面に関しては、全ての条件において最適導入量が探索範囲の最小値となっている。2020 年断面において、原子力発電の稼働容量が 20 GW の場合の最適点（風力：2 GW、太陽光：2 GW）における費用構造及び供給構造を表 3-18 に示す。同表において、風力発電及び太陽光発電の LCOE は LNG 火力より高い水準であり、LNG 火力を出力変動電源で代替する経済的メリットは無いことが確認される。すなわち、2020 年及び 2030 年断面に関しては、出力変動電源の導入メリットは石油火力の代替効果であり、それが廃止することを前提とした場合、出力変動電源導入の合理性は低いと考えられる。

表 3-18 最適点における各電源の LCOE 及び供給電力量（2020 年 原子力：20 GW）

		ベース電源				ピーク電源				出力変動電源	
		原子力	水力	地熱	火力	火力	火力	水力	水力	風力	太陽光
			自流式		石炭	LNG	石油	ダム式	揚水式		
資本費	円/kWh	3.48	12.71	0.00	1.93	1.44	0.00	38.58	284.08	0.00	13.48
運転維持費	円/kWh	3.46	3.49	0.00	1.62	0.92	0.00	10.59	77.96	0.00	2.83
燃料費	円/kWh	1.54	0.00	0.00	6.09	12.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
その他政策費	円/kWh	1.66	0.19	0.00	3.68	1.61	0.00	0.19	0.19	0.00	0.16
LCOE	円/kWh	10.14	16.38	22.79	13.32	16.03	0.00	49.35	362.23	16.34	16.47
供給電力量（有）	TWh/年	117.72	26.21	2.34	92.23	158.38	0.00	2.59	0.82	4.95	2.46
供給電力量（無）	TWh/年	117.72	26.21	2.34	92.23	165.34	0.00	2.59	1.28	0.00	0.00

また、2050 年断面において、原子力発電の稼働容量が 5 GW まで低下した条件の最適点（風力：2 GW、太陽光：18 GW）における各電源の LCOE 及び供給電力量を表 3-19 に示す。LNG 火力の燃料高騰、風力発電の導入促進に要する追加的な費用負担のため、太陽光発電の LCOE が相対的に低い水準となっており、表 3-17 における太陽光発電の大規模導入をもたらしていることが確認される。一方で、石油火力を運用する表 3-15 の条件では $LCOE_{sys}$ が 17.52 円/kWh であったのに対し、石油火力を運用しない表 3-17 の条件では 16.41 円/kWh となっている。したがって、石油火力を廃止し、LNG 火力で代替することは消費者便益の観点からは合理的であると考えられる。しかしながら、我が国は一次エネルギーを輸入に依存していることから、既に整備されている石油備蓄施設の有効活用等も考慮しながら、エネルギー安全保障の観点から一次エネルギーの多様性にも配慮し、石油火力に関する方針を定めていく必要がある。

表 3-19 最適点における各電源の LCOE 及び供給電力量（2050 年 原子力：5 GW）

		ベース電源				ピーク電源				出力変動電源	
		原子力	水力	地熱	火力	火力	火力	水力	水力	風力	太陽光
			自流式		石炭	LNG	石油	ダム式	揚水式		
資本費	円/kWh	3.48	12.71	0.00	1.93	1.33	0.00	38.58	318.65	0.00	7.47
運転維持費	円/kWh	3.46	3.49	0.00	1.62	0.85	0.00	10.59	87.45	0.00	2.55
燃料費	円/kWh	1.54	0.00	0.00	5.80	12.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
その他政策費	円/kWh	1.86	0.17	0.00	5.08	2.34	0.00	0.17	0.17	0.00	0.17
LCOE	円/kWh	10.34	16.36	22.72	14.44	16.93	0.00	49.33	406.26	13.86	10.20
供給電力量（有）	TWh/年	29.43	26.21	2.34	92.23	228.35	0.00	2.59	0.73	4.93	20.90
供給電力量（無）	TWh/年	29.43	26.21	2.34	92.23	253.63	0.00	2.59	1.28	0.00	0.00

3.5 まとめ

式 3-6 から 3-9 で定式化した方程式体系は、本稿で与えた条件において、出力変動電源の導入量をパラメータとする凸関数に帰着し、最適化の概念が導入できることが確認された。2020 年から 2050 年までを 10 年間隔で区切って解析断面を設定して問題を扱ったが、後の解析断面では化石燃料の上昇と出力変動電源の導入コストの低下により、火力発電の代替電源として、風力発電、太陽光発電の大規模導入に合理性が生じることが確認された。また、風力発電より太陽光発電の方が、LCOE が低いにも関わらず、風力発電の最適導入量が大きくなる条件が存在した。これは各電源の LCOE を比較するだけでは電源構成を最適化できないことを意味する。電源構成を最適化するためには、需給制約の中で形成される電源間の代替関係を考慮することが不可欠である。本稿では、電力需給シミュレーションモデルを構築して、需給制約の中で形成される電源間の代替関係を定量的に評価し、出力変動電源の最適導入量を導いた。需給制約の中で形成される電源間の代替関係を定量的に評価した結果、太陽光発電、風力発電のいずれか一方に偏重して導入を行うのではなく、双方をバランスよく導入することで、経済的便益が最大化されることが、LCOE 最小化問題から導かれた。

また、LCOE 最小化問題において、石油火力が廃止された条件の最適導入量を評価した結果、評価対象期間前半（2020 年～2030 年）の出力変動電源の導入メリットは石油火力の代替であることが導かれた。また、石油火力の廃止は、電源全体の $LCOE_{sys}$ を低減する効果があり、経済的便益

の向上に対して有効であることが確認された。一方で、我が国は一次エネルギーを輸入に依存していることを考慮すると、エネルギーセキュリティの観点から、一次エネルギーの多様性にも留意して今後の石油火力の運用方針を定めていく必要がある。

LCOE 最小化問題において、電源全体の二酸化炭素排出量を求めた結果、最適導入量の出力変動電源を導入したとしても、その設備利用率が低く、総発電電力量に対するシェアが小さいため、排出量削減効果は限られていることが明らかとなった。IPCC 第 5 次評価報告書に示される、2050 年までに 40% から 70% の削減（2010 年比）^[75] を目標とする場合、本稿で導いた最適容量の出力変動電源の導入だけではその達成が困難であり、他の温室効果ガスの排出削減策が不可欠なことが確認された。

第4章

出力変動電源の導入容量の最適化問題への応用一般均衡モデルの応用

4.1 緒言

第3章では、出力変動電源の出力時系列に対して構築した確率過程モデルを用いて、MCMC法に基づく電力需給シミュレーションを行い、経済条件を所与としながらLCOE最小化問題を扱った。しかしながら、電源構成変化は電力産業の生産構造の変化を意味し、生産される電気は社会経済を支える二次エネルギーであるため、第3章で所与としている経済条件に波及効果をもたらす。第4章では、経済構造をCGEモデルで描写し、電源構成変化がもたらす波及効果を考慮しながら、出力変動電源の最適導入量評価を検討する。

CGEモデルは、経済活動を生産関数、効用関数及び予算制約式等で定式化し、例えば、税率の変化等、経済システムの変化がもたらす波及効果を分析する経済モデルである。したがって、電源構成変化がもたらす波及効果をCGEモデルで評価するためには、その変化を生産関数に反映する必要がある。設定した電源構成に対する生産関数が定式化できれば、CGEモデルを構成する方程式体系を解くことにより新たな市場均衡が得られる。本稿では、この新たな市場均衡における家計効用を評価指標とし、出力変動電源の導入容量の最適化問題を扱う。設定した電源構成に対する市場均衡をCGEモデルで求め、市場均衡における家計効用を計算し、それを最大化する電源構成を導く。前述のように、本稿ではこれを効用最大化問題と称す。

4.2 構築するCGEモデルの概要及び従来モデルとの比較

4.2.1 先行研究のCGEモデルと課題

第1章に示したように、政策評価、産業構造変化、空間経済分析等、CGEモデルの分析対象は多岐にわたるが、その多くはネスティッドCES型関数で構成される方程式体系を基本構造としており、どのモデルもほぼ類似形態となる^{[39][40][41][42][43]}。各モデルで異なっている点は、何を政策変数とし、それを方程式体系のどこに反映するかである。本稿では、これらの先行研究と同様にネスティッドCES型関数で構成されるCGEモデルを構築し、電力産業における電源構成比率等を政策変数に設定する。第3章の電力需給シミュレーションの結果を応用して電力産業の生産関数の補正係数を求め、それに基づき生産関数を補正して電源構成変化を描写する。

なお、前述のHosoe(2004)及びHaungら(2016)も、生産関数の投入係数を補正することで電力産業の生産構造変化を扱っている^{[40][42]}。Hosoe(2004)は、実証学的アプローチで得られている電力自由化がもたらす付加価値投入の効率化水準を、合成生産要素の投入係数に補正係数として乗じて電力自由化がもたらす経済効果を評価している。他方、Haungら(2016)は、災害により原子力発電を火力発電で代替せざるを得ない状況を仮定し、図4-1(a)のように化石燃料の投入係数を増大させて、それを描写している。しかしながら、Haungら(2016)の方法では、既存の電源構成を前提に運用条件が変化した場合を簡便に描写できるものの、電源構成が別の構成に変化した場合を描写することができない。そこで本稿では、電力産業の生産関数を各事業部門まで分類するとともに、第3章のMCMC法に基づく電力需給シミュレーションの結果を応用してその補正係数を求め、

それを図 4-1 (b)のように各発電部門の投入係数に乗じることで電源構成変化を描写する．これにより，電気 1 単位の生産に対する各電源の貢献度を調節できるとともに，需給制約の中で形成される電源間の代替関係も考慮しながら係数補正が可能となる．なお，第 3 章の電力需給シミュレーションから，設定する電源構成における図 4-1 (b)の補正係数は付録の表 I.1-1（データ量が多いため一部を抜粋）及び I.1-2 に例示するように得られており，これを用いて設定する電源構成に対する生産関数を求める（各補正係数の生産関数への反映方法は第 4.3.3 項に後述）．

一方，Haung ら(2016)は，既存設備の運用変化を前提としているため，波及効果分析にあたって資本の流動性を除外している．しかしながら，本稿では電源構成変化を扱うため，生産要素である資本，労働とも，賦存量制約の中で，産業間で流動的に再配分されると仮定して分析を行うものとする．

Power Industry	Nuclear	Hydro	Coal	LNG	...	PV	Trans.	Power Industry
a_1	$ax_{1,1}$	$+ ax_{1,2}$	$+ ax_{1,3}$	$+ ax_{1,4}$	$+ \dots$	$+ ax_{1,m}$	$+ ax_{1,T}$	$= a'_1$
a_2	$ax_{2,1}$	$+ ax_{2,2}$	$+ ax_{2,3}$	$+ ax_{2,4}$	$+ \dots$	$+ ax_{2,m}$	$+ ax_{2,T}$	$= a'_2$
\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots
a_k (r_k %増)	$ax_{k,1}$	$+ ax_{k,2}$	$+ ax_{k,3}$	$+ ax_{k,4}$	$+ \dots$	$+ ax_{k,m}$	$+ ax_{k,T}$	$= a'_k$
a'_{k+1} (r_{k+1} %増)	$ax_{k+1,1}$	$+ ax_{k+1,2}$	$+ ax_{k+1,3}$	$+ ax_{k+1,4}$	$+ \dots$	$+ ax_{k+1,m}$	$+ ax_{k+1,T}$	$= a'_{k+1}$
a_{k+2} (r_{k+2} %増)	$ax_{k+2,1}$	$+ ax_{k+2,2}$	$+ ax_{k+2,3}$	$+ ax_{k+2,4}$	$+ \dots$	$+ ax_{k+2,m}$	$+ ax_{k+2,T}$	$= a'_{k+2}$
\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots
a_n	$ax_{n,1}$	$+ ax_{n,2}$	$+ ax_{n,3}$	$+ ax_{n,4}$	$+ \dots$	$+ ax_{n,m}$	$+ ax_{n,T}$	$= a'_n$
a_{CAP}	$ax_{CAP,1}$	$+ ax_{CAP,2}$	$+ ax_{CAP,3}$	$+ ax_{CAP,4}$	$+ \dots$	$+ ax_{CAP,m}$	$+ ax_{CAP,T}$	$= a'_{CAP}$
a_{LAB}	$ax_{LAB,1}$	$+ ax_{LAB,2}$	$+ ax_{LAB,3}$	$+ ax_{LAB,4}$	$+ \dots$	$+ ax_{LAB,m}$	$+ ax_{LAB,T}$	$= a'_{LAB}$
	$R_1 \times$	$R_2 \times$	$R_3 \times$	$R_4 \times$		$R_m \times$	補正係数	

(a) Haung ら (2016) ^[42]

(b) 本稿のモデル

図 4-1 電力産業の生産構造変化の描写方法

4.2.2 各産業の電力消費構造

本稿の CGE モデルの分析対象は電力産業の生産構造変化であるが，その波及効果を分析するためには，電力消費側に関しても，実際の消費構造に応じた定式化が必要となる．そのためには，電力消費状況を把握する必要がある．電力消費状況を調査した例として，2009 年に実施された「電力使用機器の消費電力量に関する現状と近未来の動向調査」がある^[79]．同報告によると，国内電力消費（999.6 TWh）の消費内訳構成は，モータ：57.3%，照明：13.6%，IT 機器：4.7%，OA 機器：0.1%，電熱（ヒータ）：9.5%，その他（分類不明）：14.7%である（2005 年統計）．この内，電熱（ヒータ）及びその他を除いた電力消費（全体の 75.7%）に関しては，現在の消費機器を想定すると，他のエネルギーで電気を代替することは困難である．これを考慮し，本稿では，電力消費産業の生産活動において，電気と他のエネルギーには直接的な代替関係が無いと仮定する．

一方で，第 4.3.4 項に後述するように，電気料金変化に対する代替行動が描写できるように，電気以外のエネルギーを含む合成中間財，合成生産要素及び電気間には代替係数を導入するため，他のエネルギーと電気との間に間接的な代替関係は形成される．電気が必需財であることを考慮すると，電気の代替の弾力性 σ_e は 0 から 1 程度の水準と考えられる．代替の弾力性は需要の価格

弾力性に近似的に一致する^[44]が、電気の需要の価格弾力性に関する実証学的な先行研究として、Matsukawa ら(1993)、Hosoe(2009)等があり^{[45][46]}、0 から 0.7 の水準となることが報告されている。本研究ではこれらを考慮し、代替の弾力性に関して、弾力的な場合($\sigma_e \cong 1$)、非弾力的な場合($\sigma_e = 0.5$)、並びに、硬直的な場合($\sigma_e = 0.1$)の 3 種類の場合分けを行って問題を扱う。

4.2.3 国際貿易構造

国際貿易構造に関しては、武田ら(2009)^[80]及び Hosoe(2004)^[40]と同様に、小国の仮定、アーミントン仮定を導入して問題を簡略化するものとする。この際、代替の弾力性等のパラメータ設定に関しては、空間経済分析のための開放経済型多地域 CGE モデルへの応用を目的としてパッケージ化されている GTAP モデルのパラメータ設定を参考に設定する^[47]。

4.2.4 本稿の CGE モデルの前提条件

需給シミュレーションモデルと CGE モデルを統合し、出力変動電源の最適導入量評価を行うにあたって、本稿では次の 2 つの条件を前提とする。第 1 に、2 つのモデルを統合するためには、需給シミュレーションモデルで定義している電源種別と同様に発電部門が分類された産業連関表が必要である。しかしながら、2018 年 3 月現在、産業連関表における再生可能エネルギー部門の創設は今後の課題とされながらも見送られているため^[81]、需給シミュレーションモデルと整合できる産業連関表に関しては、得られる統計データから推計することを前提とする。第 2 に、2 つのモデルを統合するためには、50 Hz 系統と 60 Hz 系統間の周波数変換設備の長期的開発計画等を見通しながら構築された全国規模の需給シミュレーションモデルが必要となる。しかしながら、出力変動電源の大規模導入を考慮した系統間の電力融通計画の策定等は今後の課題であり、現時点では明示的に策定されていない。そこで本稿では、倉本ら(2011)と同様^[50]に、試算系統と全国系統の系統規模の比で試算系統の数値を補正して全国系統の数値を推計することを前提とする。これらの前提条件のもと、第 4 章では、精緻な出力変動電源の最適導入量評価ではなく、需給シミュレーションモデルと CGE モデルを統合した出力変動電源の最適導入量評価モデルの提言に主眼を置く。それら 2 つのモデルの統合方法を提言するとともに、構築された統合モデルによって可能となる評価項目を示すことを目的とする。したがって、第 4 章で示す最適導入量、また、マクロ経済指標の評価結果等は、本稿で仮定している前提条件に対して得られているものであり、より精緻な最適導入量の議論に関しては、上記の 2 つ前提条件等に対する対応が必要である。

4.2.5 効用最大化問題の定式化

第 4 章の効用最大化問題は、式 4-1 から 4-5 のように定式化される。家計効用 U を返す効用関数 f_u が目的関数であり、市場均衡における家計の消費ベクトル Xp を返す需要関数 f_{CGE} 等が制約式である。式 4-2 の需要関数 f_{CGE} は、電力産業の生産構造の変化を反映した生産関数等から構成される CGE モデルである(効用関数 f_u 及び需要関数 f_{CGE} の詳細は第 4.3 項に後述)。同式の化石燃料の輸入価格ベクトル pWm 及び出力変動電源の建設費用 C_{WT} 及び C_{PV} は、外生変数として扱う。式 4-4 及び 4-5 は、設定した出力変動電源の導入容量 WT 及び PV に対して出力時系列のサンプル過程を返す確率過程モデルである。また、式 4-3 は、設定した電源構成に対して発電指標マトリックス GI を返す需給計画関数 f_{DS} である。発電指標マトリックス GI は、需給制約の中で達成される各電源

の発電電力量，設備利用率及び平均熱効率を要素とする行列である．なお，同式の電源特性マトリックス \mathbf{M}_p は，出力変動電源以外の電源の導入容量及び出力特性値を与える行列である（表 3-2 及び 3-3 参照）．電源特性マトリックス \mathbf{M}_p は外生変数として扱う．

$$\max_{WT, PV, Xp, \bar{GI}} U = f_u(Xp) \quad (4-1)$$

$$s. t. \quad Xp = f_{CGE}(\bar{GI}, pWm, C_{WT}, C_{PV}) \quad (4-2)$$

$$\bar{GI} = E[f_{DS}(X_{WT}, X_{PV}, \mathbf{M}_p)] \quad (4-3)$$

$$X_{WT} = \{X_{WT_t}(\omega_{WT}, WT)\}_{t \in T} \quad (4-4)$$

$$X_{PV} = \{X_{PV_t}(\omega_{PV}, X_{WT}, PV)\}_{t \in T} \quad (4-5)$$

この方程式体系において，式 4-3 の期待値は解析的に求めることができないため，本稿では，次の手順でこの方程式体系が形成する最適化問題を扱う．まず，式 4-4 及び 4-5 のマルコフ連鎖モデルに出力変動電源の導入容量 WT 及び PV を与え，サンプル過程 x_{WT} 及び x_{PV} を生成する．次に，サンプル過程 x_{WT} 及び x_{PV} と出力変動電源以外の電源の出力特性を表す電源特性マトリックス \mathbf{M}_p を需給計画関数 f_{DS} に与えると，需給計画が演算され，各電源の発電電力量等の発電指標マトリックス \mathbf{GI} が返される．これを繰返し，MCMC 法に基づいて発電指標マトリックスの期待値 \bar{GI} を求める．得られた発電指標マトリックス \bar{GI} を需要関数 f_{CGE} に与えると，内部に含まれる電力産業の生産関数の投入係数が補正され，市場均衡における家計の消費ベクトル Xp が返される．これを効用関数 f_u に与えると市場均衡における家計効用が得られる．導入容量 WT 及び PV を変化させながらこの一連の処理を定義域にわたって繰返し，家計効用を最大化させる導入量を導く．

また，式 4-3 から 4-5 の範囲は，MCMC 法に基づく繰返し演算を定義域にわたって繰返す演算処理であるため，計算負荷が大きい．そこで効用最大化問題にあたっては，式 4-3 から 4-5 の範囲の外生変数等を第 3 章の LCOE 最小化問題と整合させ，第 3 章で行った演算結果を有効活用するものとする．これにより，電源構成変化の波及効果を分析できるとともに，対象とする問題の計算負荷を大きく低減することができる．第 4 章で扱う効用最大化問題と，第 3 章の LCOE 最小化問題の関係を図 4-2 に示す．同図のように，第 4 章では，定義域内の出力変動電源の導入容量（ WT 及び PV ）に対する発電指標マトリックス \bar{GI} は，第 3 章の需給シミュレーションから付録の表 I.1-1 及び I.1-2 に例示するように所与である．なお，同表では，発電指標マトリックス \bar{GI} に基づき，生産関数に対する補正係数を求め，それを出力変動電源の導入容量毎に示している．

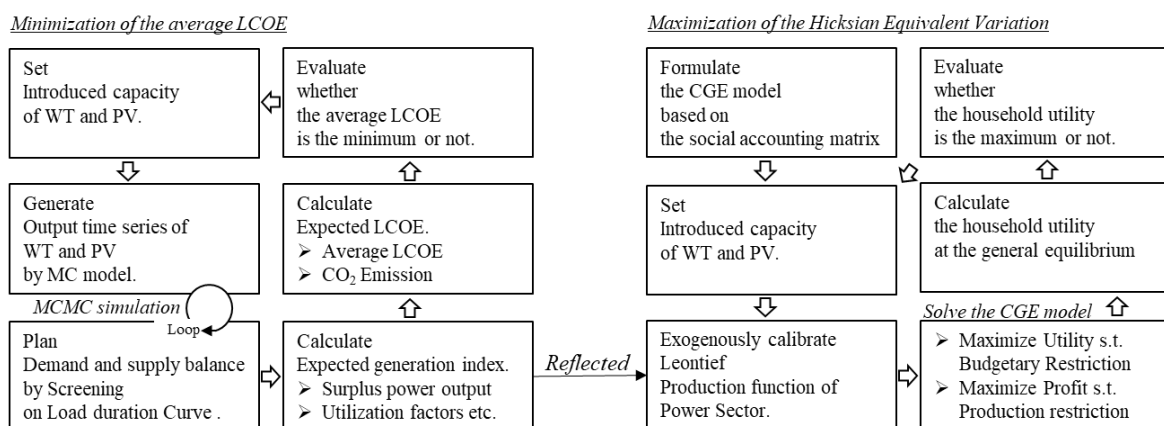


図 4-2 LCOE 最小化問題と効用最大化問題の関係

4.2.6 CGE モデルと技術モデルの統合方法の分類

CGE モデルのように、経済構造を定式化して経済全体の相互関係性から各産業の経済行動を捉える経済モデルをトップダウンモデルという。他方、電力需給シミュレーションモデルのように、技術条件を詳細に考慮して対象産業の特性を定式化する技術モデルをボトムアップモデルという。トップダウン方式の CGE モデルはマクロ経済構造を描写することが可能な反面、各産業の詳細な技術条件を描写することが困難な側面がある。そのため、エネルギー政策評価を目的とし、トップダウン方式の CGE モデルとボトムアップ方式の技術モデルの統合が図られてきた^{[82][83][84][85][86]}。このモデル統合はハードリンク法とソフトリンク法の 2 つに分類される^{[82][83]}。ハードリンク法とは、図 4-3 (a)のように、想定する電力政策等を技術モデルに与え、その影響を評価した後、それを CGE モデルに反映して経済指標を求め、想定した政策を評価するワンスループロセスの統合方法である。他方、ソフトリンク法とは、図 4-3 (b)のように、CGE モデルと技術モデルをそれぞれ独立に実行することを前提とした、ループプロセスを形成する統合方法である。ソフトリンク法では、まず、一方のモデルで想定する電力政策等の影響評価を行い、次に、その評価結果を他方のモデルに反映するという処理を収束するまで繰返す^[82]。ハードリンク法はモデル全体を通じて技術的整合を確保しながらモデル統合が可能であるのに対し、ソフトリンク法は既存の経済モデル及び技術モデルの有効性を最大限活用することが可能である^[82]。一方で、ソフトリンク法の場合、収束条件は満足するものの、経済モデルと技術モデルの結果に不整合が残る場合がある^[82]。

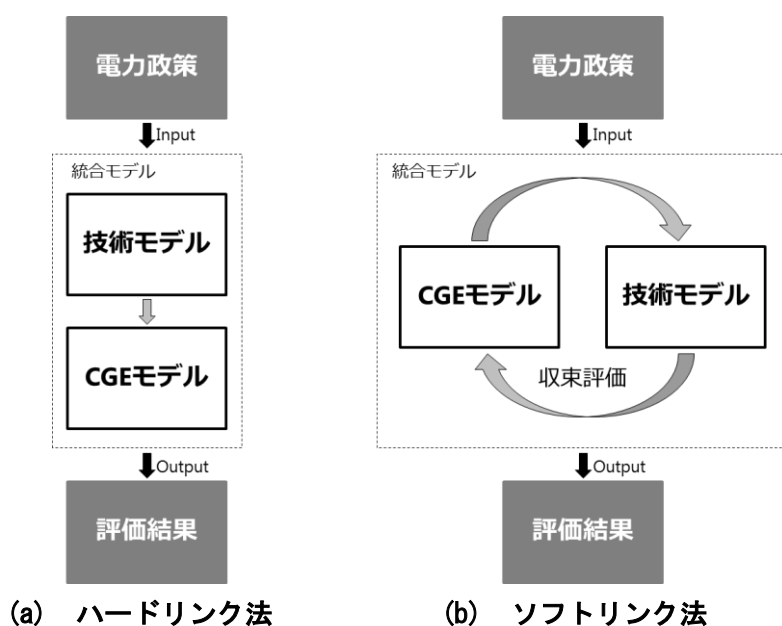


図 4-3 CGE モデルと技術モデルの統合方法

本稿の CGE モデルと電力需給シミュレーションモデルの統合方法は、図 4-2 に示すように、電力需給シミュレーションの計算結果をもとに、電力産業の生産関数を外生的に補正するという統合方法であり、Bohringer ら(2008)及び Proenca ら(2013)と同様に、ハードリンク法に該当する^{[85][86]}。本稿では、需給シミュレーションの結果から補正係数を求め、それを投入係数に乗じる方法で電源構成変化を CGE モデルに反映している。これにより、電源間の代替関係を描写できるとともに、各電源のシェアだけでなく、設備利用率及び平均熱効率の変化等も電力産業の生産関数に反映す

ることが可能である。

4.3 静学的 CGE モデルの構築

4.3.1 構築する CGE モデルの概要

(1) 静学的 CGE モデル概要及び電源構成の最適化

式 4-2 の需要関数 f_{CGE} を定義するため、CGE モデルを構築する。CGE モデルの根幹を成す経済主体は、「家計」と「生産者」である。本稿では、経済主体がプライステイカーとなる完全競争市場において、「家計」は生産要素市場から得る所得を予算制約として効用最大化を図る経済主体と仮定する。他方、「生産者」は生産関数を制約条件として利潤最大化を図る経済主体と仮定する。これにより、価格メカニズムを通じて、各財市場を均衡に収束させるインセンティブを経済全体に与えられる。また、家計は全て同じ効用関数に基づき消費行動を行うと仮定する。これにより、無数に存在する「家計」を一つの代表的「家計」に集約することができる。

これに加え、直接税、間接税及び関税等を原資として、社会構造を維持するために消費を行う「政府」、固定資産等の資本ストックを維持するために消費を行う「投資主体」を仮定する。また、輸出財市場から財を需要し、輸入財市場に財を供給する「外国」も経済主体として加え、開放経済型 CGE モデルを構築する。すなわち、「家計」、「生産者」、「政府」、「投資主体」及び「外国」が、本稿の CGE モデルの主要な経済主体である。

図 4-4 に CGE モデルを構成する基本要素の模式図を示す。同図のように、本稿では、「財市場」を”Pool”，財市場間に介在し流通する財の量を調整する「経済主体」を”Node”，及び、各経済主体と市場間の「取引関係」を”Path”で表す。同図の”Path”両端の矢印は、図内の凡例に示すように、財の流れ及び資金の流れをそれぞれ表すものとする。同図の例では、生産者は、納税を行いながら、直面する財価格を条件として、利潤最大化行動に基づき”Path”を流通する財の量を制御する。このような基本要素を、経済主体間で共有する財市場を考慮しながら、”Pool”を接続端子として全ての経済主体にわたって連結することで CGE モデルが構築される。図 4-4 の基本要素から構成される本稿の CGE モデルの全様を図 4-6 に後述する。

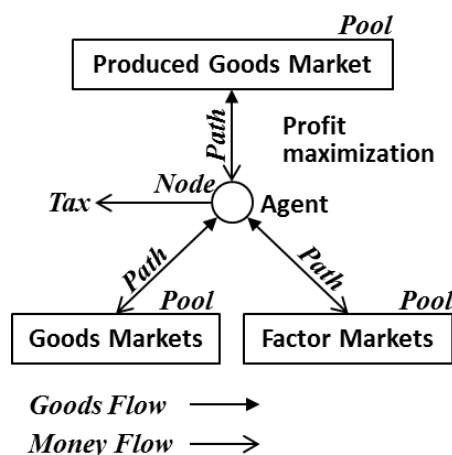


図 4-4 CGE モデルを構成する基本要素の模式図

電力産業の生産構造の変化は、図 4-4 の”Node”における財の流通特性の変化を意味する。これにより、電力産業と取引関係がある財市場には一時的に超過需要、超過供給等が発生することになるが、最終的には、価格メカニズムを通じて新たな市場均衡に収束する。本稿では、その新たな市場均衡における家計効用を最大化する電力産業の生産構造を特定する。なお、生産要素は各産業に流動的に配分されると仮定し、静学的 CGE モデルで問題を扱う。

(2) 解析断面と外生変数

第 3 章と同様に、2020 年から 2050 年までを 10 年間隔で区切り、解析断面毎に外生変数を設定し、電源構成の最適化問題を扱う。各解析断面における電源特性マトリックス M_P も、第 3 章と同様とする。したがって、原子力稼働容量に関しては、表 4-1 のように、2050 年時点で、現状維持、半減、1/4 となる 3 つのシナリオを設定し、比例的に容量が減少していくとする。また、風力発電及び太陽光発電の導入容量が評価対象であるため、その建設費用及び運転維持費用が問題の解に対し影響する。第 3 章と同様に、風力発電及び太陽光発電の建設費用及び運転維持管理費用に関して、表 4-1 に示すシナリオを設定し、最適化問題を扱う。これらの出力変動電源に関する費用変化の生産構造への反映方法は、第 4.3.3 項の「電力産業の生産構造の定式化」に後述する。なお、本稿では、2050 年までに想定される外生条件の変化を考慮した場合の解の変化を分析対象とし、電力消費部門等の今後の生産構造変化等は考慮していない点に留意する必要がある。

表 4-1 各解析断面における外生変数

解析断面	原子力発電			風力発電		太陽光発電			
	容量（比 2020）			建設費	運転費	建設費			運転費
	Scenario1	Scenario2	Scenario3	万円/kW	円/kW	High 万円/kW	Base 万円/kW	Low 万円/kW	円/kW
2020	100%	100%	100%	28.4	6,000	24.9	24.9	24.9	3,700
2030	100%	100%	75%	27.2	5,750	22.2	22.2	16.0	3,350
2040	100%	75%	50%	25.2	5,320	20.0	19.0	14.0	3,150
2050	100%	50%	25%	24.0	5,060	18.0	15.0	12.0	3,050

4.3.2 基準均衡とする社会会計表

(1) 産業部門の分類

CGE モデルを構築するためには、分析対象に応じて経済活動を産業部門に分類する必要がある。また、各部門の生産関数をキャリブレーションするために、その分類に従った社会会計表が必要である。社会会計表は産業連関表からその大部分の情報を得ることができる。産業連関表には、内閣府が国民経済計算を通じて集計している消費税抜表と、総務省が集計している消費税込表がある。本稿では、財価格に消費税を含めて考えるため、後者を採用する。また、電力産業の生産構造の変化に起因する波及効果を分析対象とするため、購入者価格ではなく、生産者価格を基準とした産業連関表を採用する。本稿では、計算負荷も考慮し、総務省の大分類表（34 部門表）を用いて電力産業の生産構造の変化がもたらす波及効果を評価する。

なお、分析対象を考慮し、総務省の大分類表（34 部門表）を次の手順で集計する。電力産業は

電気という二次エネルギーを生産する産業部門であるため、石炭、原油、天然ガス等の一次エネルギーの輸入価格が生産費用に影響する。これら輸入価格の変化を CGE モデルに反映できるように、大分類表の「鉱業」行部門は、小分類表（190 部門表）を用いて、「石炭」、「原油」、「天然ガス」、「金属鉱物」に分類して表章する。列部門の各投入額は国内における生産構造を表すが、「石炭」、「原油」、「天然ガス」に関しては、いずれの表においても分類されていない。これらの国内生産額は輸入額と比較して著しく小さく、モデル全体に及ぼす影響も小さいことから、行部門の生産額を用いて、比例計算で「鉱業」列部門を分配する形で簡便に求める。また、「原油」及び「石炭」を主原料とする「石油製品」及び「石炭製品」に関しては、中分類表（108 部門表）の行部門及び列部門に表章されている額に基づき、大分類表の「石油・石炭製品」を二つに分類する。これら以外の産業部門については、大分類表の行部門と列部門を整合がとれるように統合し、最終的に表 4-2 に示す 30 部門から構成される産業連関表に表章する。

表 4-2 分析対象とする部門分類

添字	産業部門	添字	産業部門
G01	電力	G16	電子部品・機器
G02	石炭	G17	輸送機械
G03	原油	G18	その他の製造工業製品等
G04	天然ガス	G19	建設
G05	石油製品	G20	商業
G06	石炭製品	G21	金融・保険
G07	ガス・熱供給	G22	不動産
G08	水道	G23	鉄道
G09	金属鉱物	G24	運輸（鉄道除く）
G10	農林水産業	G25	情報通信
G11	軽工業	G26	公務他（分類不明含む）
G12	化学製品	G27	教育・研究
G13	金属工業・製品	G28	医療・保険・社会保障・介護
G14	一般機械（精密機械含む）	G29	対事業所サービス
G15	電気機械	G30	対個人サービス

総務省は産業連関表を約 5 年間隔で集計しており、2018 年 3 月時点で、新しいものから順に、2011 年、2005、2000 年、1995 年等の産業連関表が得られる。2011 年と 2005 年の産業連関表の大きな相違点は、2011 年 3 月 11 日に発生した東北地方太平洋沖地震直後の経済取引か、それ以前の経済取引かである。本稿では、電源構成の最適化問題が対象であり、原子力発電を安定的に稼働した場合の投入係数が必要であるため、2005 年産業連関表^[87]を採用する。2005 年から 2016 年にかけて実質 GDP は年平均 1%以下の水準で上昇している^[88]が、各産業の生産構造は変化していないと仮定する。

(2) 生産要素の分類と賦存量

本稿では、各産業部門の生産活動に中間財とともに投入され、付加価値を生成する生産要素を「資本」及び「労働」の二つに分類する。「資本」とは、固定資産等の資本ストックの形成に供する財である。一方、「労働」は生産活動に必要な用役という無形の財である。国民経済計算では債権債務は相殺^[89]されるため、「資本」及び「労働」は、ともに「家計」に帰属する財である。

総務省の大分類表（34 部門表）の粗付加価値部門の「営業余剰」及び「資本減耗引当」を「資本」に分類し、「間接税」及び「経常補助金」を「間接税」に分類する。これら以外の「雇用者所得」等を「労働」に分類する。

「労働」の賦存量は、労働人口と平均的個人の技術水準との積であり、「資本」の賦存量は、資本形成に投入されている要素技術の総量と要素技術の平均的技術水準の積である。生産活動に投入する「資本」及び「労働」を、それぞれ、等質な財と仮定した場合、各産業の生産活動に投入される生産要素量を $F_{h,j}$ とするならば、生産要素の賦存量 FF_h は式 4-6 で表される。また、基準均衡において財価格を評価する場合、財の量に関する基準単位は、例えば、kg を選んでも m^3 を選んでも、産業間の取引額には影響を及ぼさない。したがって、全ての財を通じて、価格が 1 円となる財の量を価格設定の基準単位とした場合、取引量は取引額と等しい。この場合、量に関する式 4-6 と価値に関する式 4-7 の辺々はそれぞれ同値となり、基準均衡における「資本」及び「労働」の賦存量は、それぞれ、各産業に対する投入額の総和と考えることができる。本稿では、各解析断面において、「資本」及び「労働」の賦存量は基準均衡時点から大きく変化しない、すなわち、基準均衡の社会経済水準から大きく乖離しないという仮定のもと評価を行う。

$$FF_h = \sum_j F_{h,j} \quad j \in \{G01, G02, \dots, G30\} \quad \forall h \in \{CAP, LAB\} \quad (4-6)$$

$$pf_h \times FF_h = \sum_j pf_h \times F_{h,j} \quad j \in \{G01, G02, \dots, G30\} \quad \forall h \in \{CAP, LAB\} \quad (4-7)$$

(3) ベンチマークとする社会会計表

以上を考慮して、2005 年の総務省の大分類表（34 部門表）^[87]に基づき表章した社会会計表を付録の表 I.2-1 から I.2-5 に示す。また、2005 年の総務省の大分類表（34 部門表）に加え、国民経済計算の制度部門別所得支出勘定に示される一般政府の貯蓄（純）の取引額^[90]をもとに、家計の納税額及び貯蓄額を求めて同表に表章している。

4.3.3 電力産業の生産構造の定式化

(1) レオンチェフ型生産関数による定式化

電力産業は、原子力発電部門、火力発電部門等の発電部門と送配電部門で電力系統を構成し、発電部門で電気を生産した後、送配電部門を通じて需要家に供給している。各発電部門において生産された電気は、電源種別に依らず完全代替財であるため、総発電電力量 Z_{Ele} は、式 4-8 のように、各電源の発電電力量 Z_{j2} ($j2 = \{Nuclear, Coal, LNG, Oil, Hydro, WT, PV\}$) の総和である。

$$Z_{Ele} = Z_{Nuclear} + Z_{Coal} + Z_{LNG} + Z_{Oil} + Z_{Hydro} + Z_{WT} + Z_{PV} \quad (4-8)$$

また、電力産業の生産構造をレオンチェフ型で定式化した場合、生産関数は式 4-9 で表される。レオンチェフ型で定式化する場合、各発電部門の投入係数を $ax_{i,j2}$ 、送配電部門の投入係数を $ax_{i,Trans}$ 、及び、総発電電力量に対する各電源のシェアを Rs_{j2} とするならば、電力産業の生産構造変化は、式 4-10 のように、係数 Rs_{j2} を通じて生産関数へ反映することができる。

$$Z_{Ele} = \min \left(\frac{X_{G01, Ele}}{a_{G01, Ele}}, \frac{X_{G02, Ele}}{a_{G02, Ele}}, \dots, \frac{X_{G30, Ele}}{a_{G30, Ele}}, \frac{F_{CAP, Ele}}{a_{CAP, Ele}}, \frac{F_{LAB, Ele}}{a_{LAB, Ele}} \right) \quad (4-9)$$

$$a_{i, Ele} = \sum_{j2} RS_{j2} ax_{i, j2} + ax_{i, Trans} \quad (4-10)$$

なお、各電源の発電電力量を $Energy_{j2}$ とする場合、 RS_{j2} は式 4-11 で表される。この発電電力量を $Energy_{j2}$ は発電指標マトリックス \overline{GI} の要素である。出力変動電源の導入容量（WT及びPV）に対する発電指標マトリックス \overline{GI} は第 3 章の結果から所与であるため、式 4-11 の補正係数 RS_{j2} は付録の表 I.1-1 に例示するように所与である。したがって、出力変動電源の導入容量を特定すれば、表 I.1-1、式 4-10 及び 4-11 から電力産業の生産関数が求められる。生産活動を事業部門まで分類することを前提とした場合、投入財に関する代替性に関しては硬直的となることも考慮し、本稿では、電力産業をレオンチェフ型生産関数で定式化する。

$$RS_{j2} = Energy_{j2} / \sum_{j2} Energy_{j2} \quad (4-11)$$

(2) 各事業部門の投入係数の推計

基準均衡として採用する 2005 年の産業連関表の時点では、電気事業便覧^[67]に基づき計算すると、風力発電及び太陽光発電の導入規模は年間発電電力量に対し 0.15%程度であり、ほぼ 100%が原子力発電、火力発電等の従来型電源で供給されている。また、東北地方太平洋沖地震以前であり、原子力発電は設備利用率 70%を超える水準で安定的に稼働^[68]している。したがって、基準均衡とする社会会計表における電力産業への投入額を、同産業の各事業部門に分配することができれば、出力変動電源以外の式 4-10 に示す投入係数 $RS_{j2} ax_{i, j2}$ を求めることができる。投入係数 $RS_{j2} ax_{i, j2}$ が求められれば、基準均衡における各電源の発電電力量から式 4-11 に基づき係数 RS_{j2} を求め、投入係数 $RS_{j2} ax_{i, j2}$ を除することにより、発電電力量に関して標準化された各事業部門の投入係数 $ax_{i, j2}$ が得られる。

各事業部門への投入額に関しては、産業連関表の小分類表（190 部門表）において、電力産業は、「事業用原子力発電」、「事業用火力発電」及び「水力・その他の事業用発電」に分類^[9]されている。また、開示されている電力事業者の有証券報告書において、各発電事業部門、送電部門、配電部門といったように、事業部門毎に営業費用明細を確認できる。これに加え、第 3 章で得られている基準均衡と類似した条件における LCOE 及びそれから求めた各電源のシェア RS_{j2} 等を参考に、本稿では、原子力発電、石炭火力発電、LNG 火力発電、石油火力発電、水力発電、及び、送配電部門に関して、基準均衡における投入係数を表 4-3 のように仮定した。第 3 章では、これらの投入を修繕費、人件費等として固定していたが（表 3-6 参照）、第 4 章では、これらの財価格が市場均衡に応じて変化することになる。

表 4-3 に示す風力発電及び太陽光発電の投入係数は、次の手順で求めた。基準均衡では、全ての財価格は 1 と考えて投入係数を求めているため、表 4-3 に示す各発電部門の投入係数の合計はそれぞれの発電原価と考えることができる。以下、投入係数の合計値を発電原価係数と称す。まず、風力発電と太陽光発電の発電原価係数を、LCOE 最小化問題で得られた各電源の LCOE に基づき、所与となっている原子力発電の発電原価係数から比例計算で求める。LCOE の比率から、風力発電の発電原価係数は原子力発電の 1.15 倍、太陽光発電は 1.5 倍して求めた。次に、LCOE を構成する資本費と運転維持費の比率を考慮し、資本費として発電原価係数の 80%を「資本」の投入係数に分配した。残りの 20%を運転維持費として、「労働」の投入係数に 10%、中間財の投入係

数に 10%分配した。また、各中間財への分配は、他の発電部門を参考に「建設（G19）」、「金融・保険（G21）」、「情報通信（G25）」、「教育・研究（G27）」及び「対事業所サービス（G29）」に対して、それぞれ 3%, 1.5%, 0.5%, 1.5%及び 3.0%を分配し、残りを 0.1%ずつ、「金属工業・製品（G13）」等に分配している。なお、表 4-3 の推計に用いた資料は、資料間で完全に整合が図られているものではないため、調整を行いながら、本稿では表 4-3 の投入係数を仮定している。

表 4-3 基準均衡における各事業部門の投入係数（単位： 10^{-3} ）

	Nuclear	Coal	LNG	Oil	Hydro	WT	PV	Trans
G01	-	-	-	-	-	-	-	38.276
G02	-	236.806	-	-	-	-	-	-
G03	-	-	-	267.483	-	-	-	-
G04	-	-	253.726	-	-	-	-	-
G05	0.337	-	-	526.732	0.013	-	-	-
G06	-	69.087	-	-	-	-	-	-
G07	0.042	0.072	0.961	0.183	0.038	-	-	0.525
G08	0.307	0.046	0.610	0.116	0.573	-	-	0.516
G11	0.358	0.174	2.317	0.442	0.602	-	-	1.434
G12	-	0.045	0.599	0.114	-	-	-	0.314
G13	1.248	0.051	0.674	0.128	0.641	0.481	0.628	0.964
G15	0.002	0.000	0.006	0.001	0.003	-	-	0.005
G16	0.008	0.002	0.023	0.004	0.007	-	-	0.016
G18	1.572	0.679	9.034	1.722	1.371	0.481	0.628	5.560
G19	24.805	2.657	35.326	6.734	48.318	14.435	18.828	34.578
G20	0.758	1.638	21.785	4.153	0.712	-	-	11.808
G21	13.406	2.444	32.497	6.195	16.666	7.217	9.414	24.658
G22	3.039	0.441	5.868	1.119	4.655	0.481	0.628	4.902
G23	0.213	0.055	0.733	0.140	0.190	-	-	0.496
G24	2.709	1.846	24.547	4.679	3.045	0.481	0.628	14.357
G25	7.144	1.086	14.445	2.754	6.648	2.406	3.138	11.390
G26	2.956	0.193	2.571	0.490	1.929	0.481	0.628	2.839
G27	13.189	1.235	16.427	3.131	17.254	7.217	9.414	16.219
G29	43.811	5.471	72.748	13.868	33.109	14.435	18.828	60.712
G30	0.045	0.010	0.132	0.025	0.075	-	-	0.096
CAP	276.468	127.766	37.752	194.305	266.763	384.933	502.087	129.911
LAB	25.989	28.353	8.378	43.119	38.741	48.117	62.761	107.126

(3) 各事業部門の投入係数の補正

式 4-10 に示した各電源のシェア Rs_{j2} と同様に、各電源の設備利用率の変化等、出力変動電源の導入容量の変化がもたらす生産構造変化を電力産業の生産関数に反映する必要がある。この際、対象とする財が固定費用に該当するものか、変動費用に該当するものかを考慮しながら、以下に示す手順で電力産業の生産関数の投入係数を補正する。固定費用とは、建設費用、定期点検費用のように、財の生産量に関係なく、設備容量に応じて決まる固定的費用である。他方、変動費用とは、火力発電の化石燃料費用のように、生産量に応じて変化する従量的費用である。同じ設備であっても、設備利用率が制限される条件では、固定費用に係る財の投入は増大する。また、技術開発により火力発電の熱効率が改善した場合、同じ発電電力量に対する変動費用に係る財の投入は低下する。本稿では、化石燃料（G02～G06）以外の投入財に関する費用は固定費用と仮定し、化石燃料（G02～G06）は発電電力量に応じて発生する変動費用と仮定する。

1) 設備利用率変化の反映

出力変動電源を大規模に導入した場合、出力変動電源が電力系統に電力供給しようとしても、電力系統の出力調整力が不足している場合、余剰電力が発生し、一部しか供給を行えない条件が発生する。この条件は導入容量が拡大するにつれ顕著となり、出力変動電源の設備利用率の低下をもたらす。各電源の設備利用率 Ru_{j2} の期待値は、発電指標マトリックス \overline{GI} の要素であるため、定義域内の出力変動電源の導入容量に対し、付録の表 I.1-1 に例示するように、第3章の結果から所与である。固定費用に係る財と仮定する化石燃料（G02～G06）以外の投入財に関しては、各電源のシェア Rs_{j2} とあわせて、設備利用率 Ru_{j2} の変化を式 4-12 で投入係数に反映する。なお、同式の $Ru0_{j2}$ は基準均衡における設備利用率である。

$$a_{i,Ele} = \sum_{j2} Rs_{j2} (Ru0_{j2} / Ru_{j2}) ax_{i,j2} + ax_{i,Trans} \quad i \in \{G07, G08, \dots, G30, CAP, LAB\} \quad (4-12)$$

2) 熱効率変化の反映

火力発電の部分負荷運転における熱効率は定格運転時と比較して低下するため、出力変動電源の出力に応じて負荷を調整する LNG 及び石油火力発電の平均熱効率も、設備利用率と同様に確率変数となる。平均熱効率 Rt_{j2} の期待値は発電指標マトリックス \overline{GI} の要素であるため、第3章の計算結果から、付録の表 I.1-2 に例示するように、定義域内の出力変動電源の導入容量に対し所与である。化石燃料（G02～G06）に関しては、各電源のシェア Rs_{j2} とあわせて、平均熱効率 Rt_{j2} の変化を式 4-13 で投入係数に反映する。なお、同式の $Rt0_{j2}$ は、基準均衡における熱効率である。

$$a_{i,Ele} = \sum_{j2} Rs_{j2} (Rt0_{j2} / Rt_{j2}) ax_{i,j2} + ax_{i,Trans} \quad i \in \{G02, G03, \dots, G06\} \quad (4-13)$$

3) 風力発電及び太陽光発電の建設費用変化の反映

風力発電、太陽光発電等の再生可能エネルギー電源は、導入規模の拡大に応じて、表 4-1 のように建設費用、運転維持管理費用の低下が見込まれる。本稿では、これらの学習効果を、風力発電事業及び太陽光発電事業における「資本」、「労働」及び中間財の投入の効率化として、式 4-14 及び 4-15 で描写する。表 4-1 に示す 2020 年の建設単価及び運転維持管理単価で、各解析断面の単価を除して、同式の係数 Rc_{j2} 及び Ro_{j2} を求める。なお、風力発電及び太陽光発電以外において、係数 Rc_{j2} 及び Ro_{j2} は1である。

$$a_{CAP,Ele} = \sum_{j2} Rs_{j2} (Ru0_{j2} / Ru_{j2}) Rc_{j2} ax_{CAP,j2} + ax_{CAP,Trans} \quad (4-14)$$

$$a_{i,Ele} = \sum_{j2} Rs_{j2} (Ru0_{j2} / Ru_{j2}) Ro_{j2} ax_{i,j2} + ax_{i,Trans} \quad i \in \{G07, G08, \dots, G30, LAB\} \quad (4-15)$$

(4) 生産量変化に対する投入係数の不変性

CGE モデルでは、各産業の生産量は収束する市場均衡に応じて変化する。電力産業の生産関数はレオンチェフ型で定式化しているため、生産量と投入量の関係は「規模に関して収穫一定」である。また、電力産業の生産構造の変化を生産関数に反映するため、発電指標マトリックス \overline{GI} から求めた補正係数で式 4-10 から 4-15 のように電力産業の生産関数の投入係数を補正する。したがって、この補正係数が生産量に対し不変的なものでなければ、レオンチェフ型の「規模に関し

て収穫一定」と整合しない。発電指標マトリックス \overline{GI} は、需給計画関数 f_{DS} に基づき次の手順で求めている。まず、負荷持続曲線上で、出力制御が可能な電源を対象として、他の電源との負荷分担境界がそれぞれ一定の傾きになるように負荷分担を行う。次に、この方法で特定された各時点の電力系統の出力調整力に対し、マルコフ連鎖モデルからサンプリングした出力変動電源の出力時系列を繰返しあてはめ、MCMC法に基づく電力需給シミュレーションから発電指標マトリックス \overline{GI} を求めている。したがって、電力需要時系列が比例的に変化した場合でも、各電源の導入容量、負荷分担境界の傾き等の外生変数を比例的に変化させることを前提とする場合、発電指標マトリックス \overline{GI} から求めている式 4-10 から 4-15 の補正係数は変化しない。すなわち、この補正係数に基づき投入係数を補正したレオンチェフ型生産関数は「規模に関して収穫一定」を満足する。

(5) 電力産業の利潤最大化行動

以上の方法で電力産業のレオンチェフ型生産関数が求められた場合、その利潤最大化行動は式 4-16 のように定式化される。式 4-16 を解くことにより、電力産業の投入財に対する需要関数、並びに、予算制約式が得られる。

$$\begin{aligned} \max_{X_{Ele}, F_{Ele}, Z_{Ele}} \quad & \pi_{Ele} = p_{Z_{Ele}} Z_{Ele} - (pq \cdot X_{Ele} + pf \cdot F_{Ele}) \\ \text{s.t.} \quad & Z_{Ele} = \min \left(\frac{X_{G01, Ele}}{a_{G01, Ele}}, \frac{X_{G02, Ele}}{a_{G02, Ele}}, \dots, \frac{X_{G30, Ele}}{a_{G30, Ele}}, \frac{F_{CAP, Ele}}{a_{CAP, Ele}}, \frac{F_{LAB, Ele}}{a_{LAB, Ele}} \right) \end{aligned} \quad (4-16)$$

4.3.4 電力消費部門の生産構造の定式化

電気料金の上昇は、電力消費者に対し節電のインセンティブを与える。この電気料金の変化に対する電力消費者の節電行動の感度が、電源構成の最適化問題に影響することも考えられる。そこで、電力産業以外、すなわち、電力消費側の生産者に関しては、電気料金変化に対する代替行動が描写できるように、電気と他の財との間に代替係数を導入して生産関数を定義する。これにより、代替係数を外生的に変化させることで、電力消費者の代替行動の水準が電源構成の最適解に及ぼす影響を感度分析することができる。第 j 産業の生産量 Z_j に関して、式 4-17 の CES 型生産関数を定義し、電気 $X_{G01, j}$ と、他の中間財 Xa_j 及び生産要素 Fa_j との間に代替係数 η_e を導入して代替行動を描写する。同式において γ_{ej} は規模係数である。また、同式における中間財 Xa_j 及び生産要素 Fa_j は、後述するように、個々の中間財及び生産要素から生産される合成中間財及び合成生産要素である。なお、電力以外の産業に関しても、生産構造は「規模に関して収穫一定」を仮定していることになる。

$$\begin{aligned} Z_j &= \gamma_{ej} \left(\xi x_j X_{G01, j}^{\eta_e} + \xi x a_j Xa_j^{\eta_e} + \xi f a_j Fa_j^{\eta_e} \right)^{\frac{1}{\eta_e}} \\ \xi x_j + \xi x a_j + \xi f a_j &= 1 \quad \forall j \in \{G02, G03, \dots, G30\} \end{aligned} \quad (4-17)$$

この場合、代替の弾力性 σ_e は、代替係数 η_e を用いて式 4-18 のように記述できる。本稿では、代替行動に関して、前述のように、弾力的な場合($\sigma_e \cong 1$)、非弾力的な場合($\sigma_e = 0.5$)、並びに、硬直的な場合($\sigma_e = 0.1$)の 3 種類の場合分けを行い、感度分析を行う。

$$\sigma_e = \frac{1}{1 - \eta_e} \quad (4-18)$$

式 4-17 の合成中間財 Xa_j の生産に関しては、経済全体の中間財の投入構造が基準均衡のものから大きく乖離しないように、式 4-19 のレオンチェフ型生産関数で定式化する．同式において、 $X_{i,j}$ は中間財、 $axx_{i,j}$ は投入係数である．また、式 4-17 の合成生産要素 Fa_j の生産に関しては、資本と労働間の代替行動が描写できるように、式 4-20 に示すコブ-ダグラス型で定式化する．

$$Xa_j = \min \left(\frac{X_{G02,j}}{axx_{G02,j}}, \frac{X_{G03,j}}{axx_{G03,j}}, \dots, \frac{X_{G30,j}}{axx_{G30,j}} \right) \quad \forall j \in \{G02, G03, \dots, G30\} \quad (4-19)$$

$$Fa_j = b_j F_{CAP,j}^{\beta_j} F_{LAB,j}^{1-\beta_j} \quad \forall j \in \{G02, G03, \dots, G30\} \quad (4-20)$$

各産業の生産者は、以上の生産関数を制約式として、利潤最大化行動に基づき、中間財及び生産要素を需要し、生産財を市場に供給する．生産者は、自らが行う生産活動全体を通じて効率化を図る経済主体であるため、その利潤最大化は式 4-21 から 4-23 のように定式化される．これをラグランジュの未定乗数法を用いて解くことにより、生産関数に加え、直面する価格における各投入財の需要関数、及び、予算制約式が導かれる．同式では、中間財ベクトル \mathbf{X}_j 、価格ベクトル \mathbf{pq} のように、ベクトルは太字で表し、投入費用は財ベクトルと価格ベクトルの内積で表している．

$$\max_{\mathbf{X}_j, Xa_j} \pi x_j = p x a_j Xa_j - \mathbf{pq} \cdot \mathbf{X}_j \quad \text{s.t.} \quad Xa_j = \min \left(\frac{X_{G02,j}}{axx_{G02,j}}, \frac{X_{G03,j}}{axx_{G03,j}}, \dots, \frac{X_{G30,j}}{axx_{G30,j}} \right) \quad (4-21)$$

$$\max_{\mathbf{F}_j, Fa_j} \pi f_j = p f a_j Fa_j - \mathbf{pf} \cdot \mathbf{F}_j \quad \text{s.t.} \quad Fa_j = b_j F_{CAP,j}^{\beta_j} F_{LAB,j}^{1-\beta_j} \quad (4-22)$$

$$\begin{aligned} \max_{X_{G01,j}, Xa_j, Fa_j, Z_j} \pi z_j &= p z_j Z_j - (p q_{G01} X_{G01,j} + p x a_j Xa_j + p f a_j Fa_j) \\ \text{s.t.} \quad Z_j &= \gamma e_j \left(\xi x_j X_{G01,j}^{\eta e} + \xi x a_j Xa_j^{\eta e} + \xi f a_j Fa_j^{\eta e} \right)^{\frac{1}{\eta e}} \end{aligned} \quad (4-23)$$

4.3.5 家計行動

本稿は、出力変動電源の導入容量をパラメータとする、効用最大化問題を対象としているため、家計の効用関数が最適化問題の目的関数である．家計消費において、財の代替行動は価格変化に対して弾力的であり、効用は消費量に対して飽和しないと仮定し、効用関数を式 4-24 に示すコブ-ダグラス型で定式化する．

$$U = \prod_i X p_i^{\alpha_i} \quad \sum_i \alpha_i = 1 \quad (4-24)$$

家計は生産要素市場を通じて得た所得を予算制約として、効用を最大化する経済主体であり、その経済行動は式 4-25 で定式化できる．同式において、 τd は直接税率、 ssp は貯蓄性向である．なお、価格ベクトル \mathbf{pf} 及び \mathbf{pq} は、CGE モデルの方程式体系において内生変数であるが、完全競争市場を仮定する場合、経済主体はプライステイカーであるため、その最大化行動の方程式体系では、式 4-25 のように外生変数となる．同式における内生変数は、財の消費ベクトル \mathbf{Xp} である．

$$\begin{aligned} \max_{\mathbf{Xp}} U &= \prod_i X p_i^{\alpha_i} \\ \text{s.t.} \quad &(\mathbf{pf} \cdot \mathbf{F} - Td - Sp) - \mathbf{pq} \cdot \mathbf{Xp} = 0, \quad Td = \tau d \mathbf{pf} \cdot \mathbf{F}, \quad Sp = ssp \mathbf{pf} \cdot \mathbf{F} \end{aligned} \quad (4-25)$$

4.3.6 アーミントン仮定による国際貿易の描写

(1) 小国の仮定

分析対象が電力産業の構造変化の波及効果であるため、石炭、原油及び天然ガスの輸入価格の変化をモデルに反映する必要がある。我が国はこれらの化石燃料を輸入に依存しており、国内生産額は輸入額に対して極めて小さい。また、その輸入額は国際的に見て高い水準であるが、日本エネルギー経済研究所 (2016)^[92]に基づき計算すると、消費量に関しては世界的消費量からすると数%である。これらを考慮し、武田ら(2009)と同様^[80]に、対象国の経済活動は国際的な財価格に影響を及ぼさないとする、「小国の仮定」を導入して問題を簡略化する。これにより、石炭、原油及び天然ガスの輸入価格を外生変数として扱うことが可能となり、電源構成策定に化石燃料の輸入価格の影響を反映することができる。「小国の仮定」を前提とすると、為替レートを ε とする場合、我が国の輸出価格 pe_i と国際市場における取引価格 pWe_i との間には式 4-26 が、我が国の輸入価格 pm_i と国際市場における取引価格 pWm_i との間には式 4-27 が満足される。なお、輸出入財市場における化石燃料価格は、第3章と同様に、図 4-5 に示す World Energy Outlook 2014 の現政策シナリオに沿って推移すると仮定する。

$$pe_j = \varepsilon pWe_j \quad \forall i \in \{G01, G02, \dots, G30\} \quad (4-26)$$

$$pm_j = \varepsilon pWm_j \quad \forall i \in \{G01, G02, \dots, G30\} \quad (4-27)$$

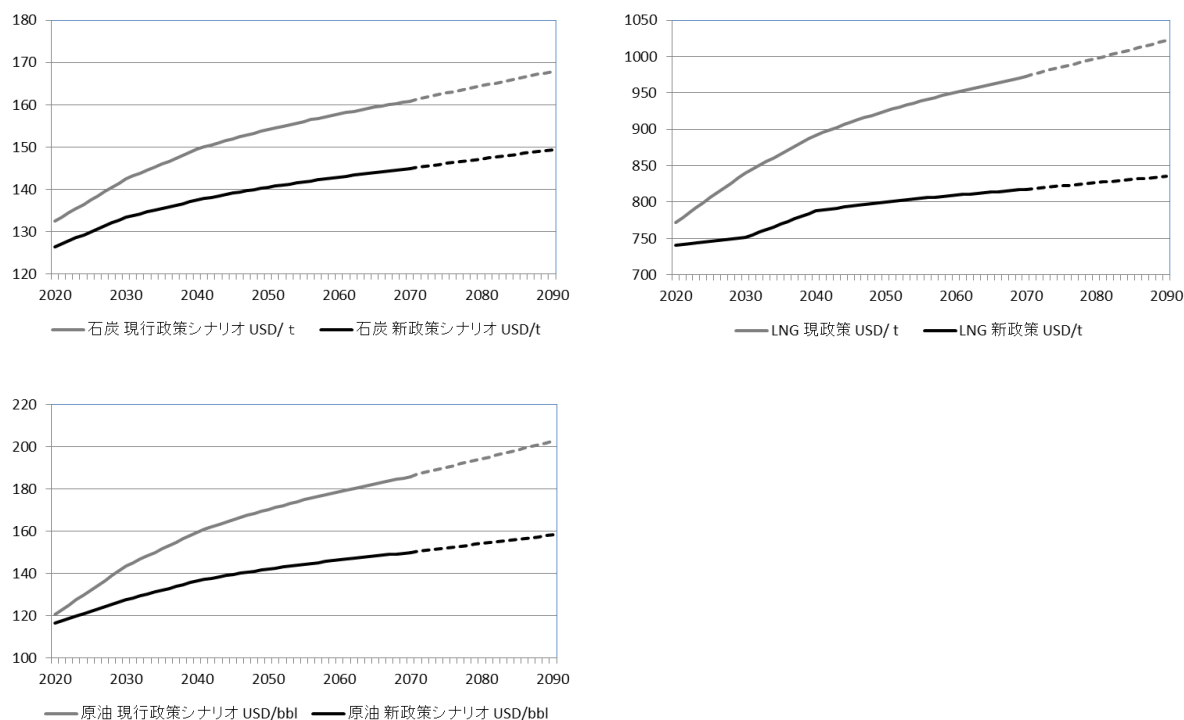


図 4-5 燃料輸入価格

(2) アーミントン仮定

同じ産業の輸出財、輸入財及び国内生産財が完全代替材であれば、ある産業の輸出入額は輸入もしくは輸出のいずれかのみが存在しなければならない。しかしながら、産業連関表を観察する

と、同じ産業の財に関しても輸入と輸出が存在し、これらの財が不完全代替であることを表している。そこで、本稿では、輸出財、輸入財及び国内生産財は不完全代替とするアーミントン仮定^[44]を導入し、国内生産財と輸出財との代替関係を CET (Constant Elasticity of Transformation) 型関数で、国内流通財と輸入財との代替関係を CES 型関数で描写する。本稿では、厳密な貿易構造が分析対象ではないため、GTAP モデルのパラメータ設定^[47]の水準を参考にしつつも、簡略化のため、輸入財、輸出財ともに全ての財にわたって、代替の弾力性を 2.0 に設定する。

国内生産財を Z_i 、国内流通財を D_i 、輸出財を E_i とする場合、国内生産財から国内流通財及び輸出財を生産する工程は、生産者の利潤最大化行動から、式 4-28 のように定式化される。同式において、 τz_i は間接税率である。

$$\begin{aligned} \max_{Z_i, D_i, E_i} \quad & \pi e_i = (p d_i D_i + p e_i E_i) - (p z_i Z_i + T z_i) \\ \text{s.t.} \quad & Z_i = \theta_i (\xi e_i E_i^\phi + \xi d_i D_i^\phi)^{\frac{1}{\phi}}, \quad \xi e_i + \xi d_i = 1, \quad T z_i = \tau z_i p z_i Z_i \end{aligned} \quad (4-28)$$

一方、国内最終供給財を Q_i 、国内流通財を D_i 、輸入財を M_i とする場合、国内流通財及び輸入財から国内最終供給財を生産する工程は、生産者の利潤最大化行動から、式 4-29 のように定式化される。同式において、 τm_i は関税率である。

$$\begin{aligned} \max_{Q_i, D_i, M_i} \quad & \pi m_i = (p q_i Q_i - T m_i) - (p d_i D_i + p e_i E_i) \\ \text{s.t.} \quad & Z_i = \gamma_i (\delta d_i D_i^\eta + \delta m_i M_i^\eta)^{\frac{1}{\eta}}, \quad \delta d_i + \delta m_i = 1, \quad T m_i = \tau m_i p z_i Z_i \end{aligned} \quad (4-29)$$

4.3.7 政府及び投資主体行動

政府は、税収を決められた比率で各産業に予算配分し、財を消費する経済主体と仮定^[44]する。したがって、予算の分配係数 λ_i 、政府の貯蓄性向を ssg とする場合、政府の消費活動は式 4-30 で定式化される。

$$\begin{aligned} p q_i X g_i &= \lambda_i (T d + \sum_j T z_j + \sum_i T m_i - S g), \\ S g &= ssg (T d + \sum_j T z_j + \sum_i T m_i) \quad \forall i \in \{G01, G02, \dots, G30\} \end{aligned} \quad (4-30)$$

投資主体は、家計、政府及び外国が貯蓄した資金を原資として、資本形成等を行うために財の消費を行う経済主体である。経済主体の総貯蓄額を原資として、政府と同様に、決められた比率で各産業に予算配分し、財を消費すると仮定^[44]する。したがって、予算の分配係数 μ_i とする場合、投資主体の消費活動は式 4-31 で定式化される。なお、外国貯蓄額 Sf は CGE モデルに対し外生変数とし、解析断面を通じて一定とする。

$$p q_i X v_i = \mu_i (S p + S g + \varepsilon S f) \quad \forall i \in \{G01, G02, \dots, G30\} \quad (4-31)$$

4.3.8 ゼロ利潤条件

本稿では、全ての生産者に対し、「規模に関して収穫一定」な生産関数を定義している。財 Y の生産関数を投入財ベクトル X に対して $production(X)$ とする場合、投入財の価格ベクトルを px 、生

産財価格を py とするならば、この生産者の利潤最大化行動は、式 4-32 のように定式化される。

$$\max_{X,Y} \pi = py \cdot Y - px \cdot X \quad s. t. \quad Y = production(X) \quad (4-32)$$

生産関数 $production(X)$ が「規模に関して収穫一定」である仮定のもと、ラグランジュの未定乗数法で式 4-32 を解くため、ラグランジュ関数を定義する。この時、ラグランジュ関数が満足すべき 1 階の条件から式 4-33 を得る。また、生産関数 $production(X)$ が「規模に関して収穫一定」の場合、関数 $production(X)$ は一次同次関数であり、オイラーの定理から式 4-34 を得る。

$$\frac{\partial production(X)}{\partial X_i} = \frac{px_i}{py} \quad \forall i \quad (4-33)$$

$$Y = production(X) = \sum_i \frac{\partial production(X)}{\partial X_i} X_i \quad (4-34)$$

式 4-33 及び 4-34 を式 4-32 の利潤関数の右辺に代入すると式 4-35 が導かれ、式 4-32 の最大化問題の解において、利潤はゼロとなることが導かれる。

$$py \cdot Y - px \cdot X = \sum_i py \cdot \frac{px_i}{py} X_i - px \cdot X = 0 \quad (4-35)$$

式 4-32 の目的関数は内生変数の 1 次式となっている。また、「規模に関して収穫一定」な生産関数を定義しているため、式 4-33 を式 4-34 に代入すると、生産量と投入財の需要量は線形関係を満足することが導かれる（完全競争市場では財価格は外生変数）。したがって、式 4-35 の右辺が正となる価格条件では、利潤最大化行動から生産者は無限大の生産を行う。一方、負となる場合は、限りなく小さい生産を行うことになる。いずれの場合も解が発散する。逆に言えば、式 4-35 が全ての生産者において満足されていることは、市場均衡の条件である。これをゼロ利潤条件という。本稿では、全ての生産者の予算制約式に関して、ゼロ利潤条件が満足されることになる。

4.3.9 CGE モデルの方程式体系

効用最大化行動、利潤最大化行動等、本稿の CGE モデルを構成する全ての経済主体の行動原理を定式化した。これらをラグランジュの未定乗数法等を用いて需要関数、予算制約式等の形に整理すると、付録の式 I.3-1 から I.3-29 に示す方程式体系が導かれる。また、図 4-4 に本稿の CGE モデルを構成する基本要素の模式図を示した。同図のように、「財市場」を”Pool”，財市場間に介在し流通する財の量を調整する「経済主体」を”Node”，及び、各経済主体と市場間の「取引関係」を”Path”で表した場合、本稿の CGE モデルは図 4-6 のように表される。

なお、図 4-6 は電力消費部門の生産供給構造を表しているが、電力産業の生産供給構造に関しては、同図中に示す経済主体”Agent j”の生産活動に係る模式図を、同図に示す経済主体”Power Industry”の模式図に置換することで得られる。前述のように、電力消費部門は中間財及び生産要素から合成中間財及び合成生産要素を生成する生産構造としているが、電力産業は合成中間財及び合成生産要素を生成することなく、直接、中間財及び生産要素からレオンチェフ型生産関数に基

づき生産財を生成する構造である。

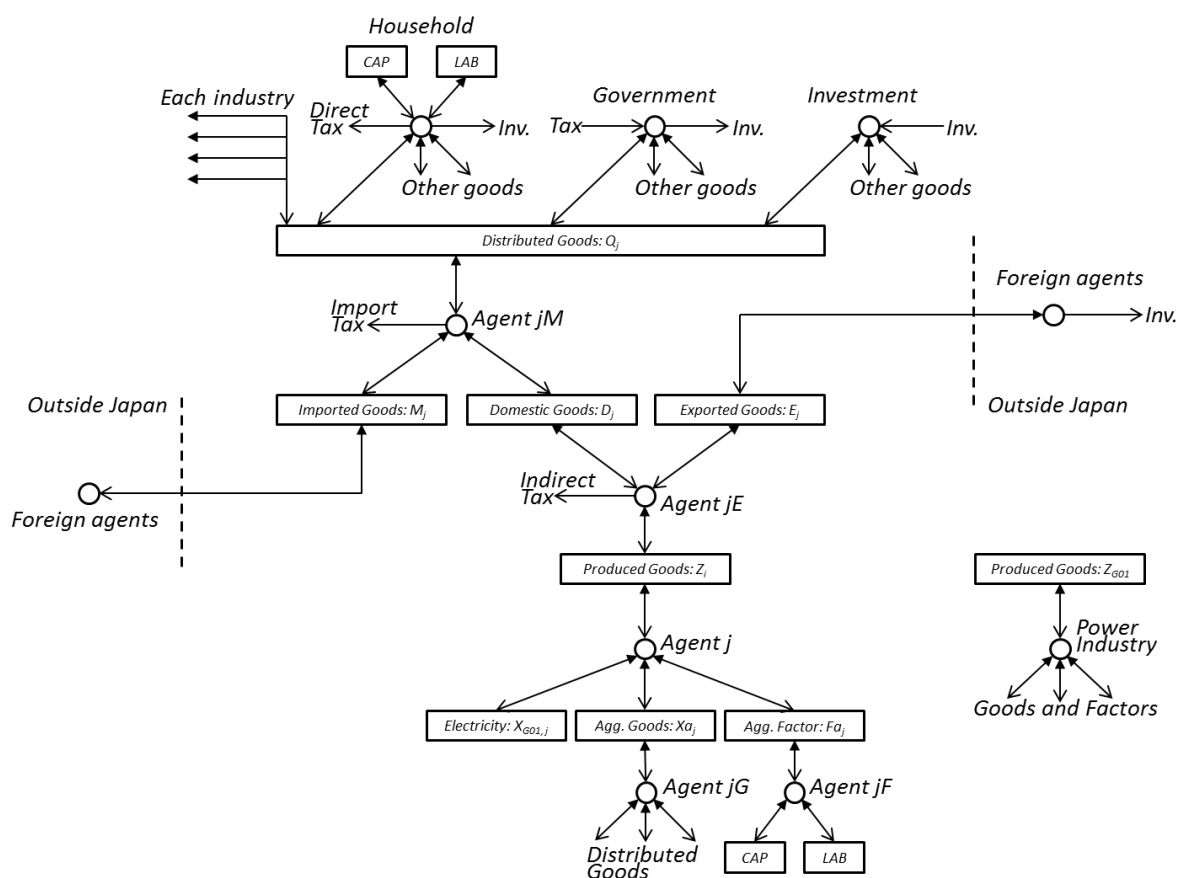


図 4-6 CGE モデルの全容

4.3.10 ワルラスの法則とニューメレール

本稿では、付録の式 I.3-1 から I.3-29 に示したように、内生変数の数と方程式の数が一致する閉じた CGE モデルが構築されている。この方程式体系は、市場における財の需給バランス及び経済主体の予算制約に関する等式から構成される。しかしながら、経済主体の予算制約に基づく経済行動の背景には、経済が市場均衡に達していても、いなくても、非飽和な効用関数を定義しているため、ワルラスの法則が満足されることになり、方程式体系の内 1 つは独立ではない。

直面する価格ベクトルに対し、最大化行動に基づき経済活動が行われ、モデル内に財及び資金のフローが生まれる。その結果として、各財市場は、均衡、超過需要、超過供給のいずれかの状態になる。均衡を超過需要ゼロの状態、超過供給を負の超過需要と考えた場合、経済活動は市場の超過需要に変化をもたらすといえる。消費者効用が飽和しない場合、予算制約の中で経済主体が経済活動を行うならば、経済活動の結果もたらされる超過需要の価値の総和は恒等的にゼロとなるという、ワルラスの法則が満足される。これはフローにおいて、価値が消失したり、無から価値が生じたりしないことを表している。モデル内には、生産要素市場、合成生産要素市場、生産財市場等、様々な市場が存在するが、モデル内の財市場の総数を n 個、財 i の市場における総需要量を Dm_i 、総供給量を Sp_i とした場合、ワルラスの法則は式 4-36 のように記述できる。

$$p_1 (Dm_1 - Sp_1) + p_1 (Dm_1 - Sp_1) + \dots + p_n (Dm_n - Sp_n) \equiv 0 \quad (4-36)$$

例えば、財 i の生産が財 1 から財 m の中間財及び生産要素で行われる場合、市場から需要した財の価値を正、市場に供給した財の価値を負とした場合、財 i の生産者の予算制約式は、ゼロ利潤条件から式 4-37 のように記述できる。

$$p_1 dm_{1,1} + p_2 dm_{2,1} + \dots + p_m dm_{m,1} - p_i Sp_i = 0 \quad (4-37)$$

各財市場の総需要量 Dm_i は、式 4-38 のように、関連する k 個の経済主体の財 i に対する需要量の総和で表されるため、式 4-37 の予算制約式の辺々を全ての経済主体にわたって総和をとると、式 4-36 の辺々と一致する式 4-39 が得られる。

$$Dm_i = \sum_j dm_{i,j} \quad (i \in \{1, 2, \dots, n\} \quad j \in \{1, 2, \dots, k\}) \quad (4-38)$$

$$p_1 (Dm_1 - Sp_1) + p_1 (Dm_1 - Sp_1) + \dots + p_n (Dm_n - Sp_n) = 0 \quad (4-39)$$

すなわち、経済主体の総数を k 個とした場合、 $k - 1$ 個の経済主体の予算制約が満足されている場合、残りの 1 つの経済主体の予算制約が満足されることは、式 4-36 のワルラスの法則から自明であることを意味する。また、式 4-36 から、 n 個の財市場のうち $n - 1$ 個が均衡条件にあるとき、残りの 1 つの財市場が均衡にあることは自明であると言い換えることもできる。したがって、付録の式 I.3-1 から I.3-29 のように、内生変数の数と方程式の数が一致する閉じた CGE モデルが構築されているが、方程式体系の内 1 つは独立ではなく、価格ベクトルに関する 0 次同次な方程式体系となっていることになる。そのため、内生変数としている価格ベクトルの任意の要素 1 つを、ニューメレールとして外生的に固定しなければ、方程式体系の解を得ることができない。本稿では、「資本」をニューメレールとして設定し、CGE モデルを構成する連立方程式を解いた。

4.4 出力変動制電源の最適導入量

4.4.1 出力変動電源とピーク電源との代替関係

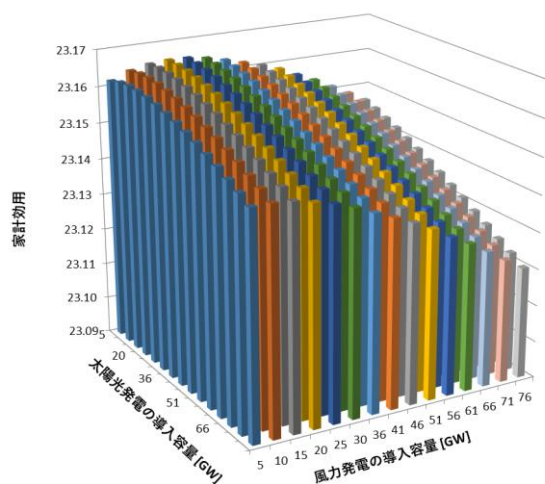
式 4-1 から 4-5 で定式化した効用最大化問題の解の例を表 4-4 に示す。太陽光発電の建設費用が表 4-1 の Base ケースに従って推移した場合の最適導入量を表している。電気と他の投入財間の代替の弾力性 σ_e に関しては 0.5 としている。また、表 4-4 の最適導入量を得るために、定義域にわたって家計効用を計算した結果の例を図 4-7 に示す。同図左側が表 4-4 の 2040 年において原子力稼働容量が現在比 50% の場合、同図右側が表 4-4 の 2050 年において原子力稼働容量が現在比 25% の場合である。

表 4-4 のいずれの条件においても、図 4-7 と同様に、同表の最適点を最大値とする凸関数が導かれていた。すなわち、式 4-1 から 4-5 で定式化した方程式体系は、与えた条件において、出力変動電源の導入量をパラメータとする凸関数に帰着し、最適化の概念が導入できることが確認された。なお、CGE モデルで分析を行う場合、各産業の生産量は市場均衡に応じて変化するため、市場均衡が得られた後、設定した出力変動電源の導入容量は、市場均衡における生産量に応じて補正する必要がある。基準均衡からの生産量の変化率もあわせて表 4-4 に示している。この変化率を図 4-7 の定義域内の各導入量で求め、設定した導入容量に乗じて補正した場合、数%程度低下す

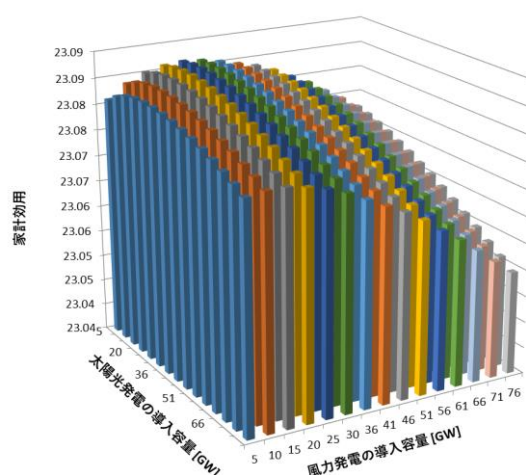
ることになるが，導入量と家計効用の関係が凸関数となる傾向に変化はなく，最適点のインクリメントも変化しなかった．表 4-4 及び図 4-7 は，条件変化に対する最適点の変化を評価しやすいよう補正前の導入量で示している．

表 4-4 Base ケースの場合の最適導入量 ($\sigma e = 0.5$)

原子力発電	項目	単位	2020	2030	2040	2050
シナリオ 1	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	100%	100%	100%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	15	20
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	10	15
	家計効用	-	23.444	23.294	23.179	23.109
	生産量の変化率	-	96.2%	96.9%	95.9%	95.3%
シナリオ 2	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	100%	75%	50%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	20	20
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	10	15
	家計効用	-	23.444	23.294	23.171	23.093
	生産量の変化率	-	96.2%	96.9%	95.2%	94.2%
シナリオ 3	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	75%	50%	25%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	20	20
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	10	15
	家計効用	-	23.444	23.287	23.165	23.087
	生産量の変化率	-	96.2%	96.3%	94.8%	93.7%



(a) 2040 年断面，原子力：50%



(b) 2050 年断面，原子力：25%

図 4-7 出力変動電源の導入容量に対する家計効用の変化

第 3 章では，50 Hz 系統を対象とし，風力発電，太陽光発電，それぞれ，定義域を 30 GW 以下と設定するとともに，定義域における変数のインクリメント幅を 2 GW として LCOE 最小化問題を扱った．第 4 章では，第 3 章で得られた出力変動電源の導入容量 (WT 及び PV) と発電指標マトリックス \overline{GI} の関係を，全国系統の年間供給電力^[93]と 50 Hz 系統の年間供給電力の比で補正して用いている．そのため，第 4 章の定義域は，付録の表 I.1-1 及び I.1-2 のように，約 5 GW から 75 GW，インクリメント幅 5 GW となっている（比例計算を行っているためそれぞれ厳密には整数値ではない）．表 4-4 において，2020 年及び 2030 年に関しては，いずれの条件においても太陽光発

電の最適導入量は 5 GW となっており、定義域の最小値が導かれている。これは、風力発電の導入に関しては一定の経済的合理性があるものの、太陽光発電の導入に関しては経済的便益が低いことを意味する。一方で、2040 年及び 2050 年に関しては、風力発電、太陽光発電ともに最適導入量が増大している。

表 4-4 の条件は、化石燃料の輸入価格に関しては、図 4-5 の World Energy Outlook 2014 現政策シナリオに従って推移すると想定しているため、後の解析断面程、化石燃料の価格水準は増大している。第 4 章では、経済を CGE モデルで描写しているため、出力変動電源の建設費用及び化石燃料価格以外の要素は内生的に考慮される。したがって、外生的に与えた出力変動電源の建設費用及び化石燃料価格の影響により、2040 年及び 2050 年において、出力変動電源の最適導入量が増大している。本稿の電力需給シミュレーションモデルでは、ピーク電源が出力変動電源の出力変動に追従しながら需給バランスを維持するため、出力変動電源の供給電力とピーク電源の供給電力との間には代替関係がある。ピーク電源の中で、需要変動や、出力変動電源の出力変動に追従するための調整力を電力系統に供給しているのは、主に、LNG 火力及び石油火力である。したがって、これらの火力発電の燃料価格が上昇した場合、代替関係にある出力変動電源の導入メリットが増大し、出力変動電源の導入コストが低下する程、その傾向は顕著となる。この代替関係により表 4-4 の傾向が表れている。

4.4.2 効用最大化問題と LCOE 最小化問題が導く最適導入量の比較

出力変動電源の最適導入量に関して、経済条件を所与として求めた場合と、産業間の波及効果を CGE モデルで描写して求めた場合の比較を行う。後者は、電力産業の生産構造の変化がもたらす波及効果を評価するとともに、経済が電力産業の生産構造の変化に対し与える制約も評価していることになる。第 3 章では、式 3-6 から 3-9 に従い、MCMC 法で電力需給シミュレーションを行い、経済条件を所与として電源全体の $LCOE_{sys}$ を求め、これを最小化する出力変動電源の導入量を求めた（図 4-2 参照）。表 4-4 と同じ外生条件に対して、第 3 章の LCOE 最小化問題から導かれた最適導入量を表 4-5 に示す。第 3 章では 50 Hz 系統を対象として LCOE 最小化問題を扱っており、表 4-5 は、前述のように、全国系統^[93]と 50 Hz 系統の系統規模の比に基づき、50 Hz 系統の最適導入量を補正して全国系統の参考値として求めている。

表 4-5 LCOE 最小化問題で得られた最適導入量

原子力発電	項目	単位	2020	2030	2040	2050
シナリオ 1	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	100%	100%	100%
	風力発電 導入容量	GW	25.4	25.4	25.4	25.4
	太陽光発電 導入容量	GW	5.1	5.1	10.2	20.3
	$LCOE_{sys}$	円/kWh	15.77	15.44	15.88	16.19
シナリオ 2	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	100%	75%	50%
	風力発電 導入容量	GW	25.4	25.4	30.5	35.6
	太陽光発電 導入容量	GW	5.1	5.1	10.2	25.4
	$LCOE_{sys}$	円/kWh	15.77	15.44	16.23	16.91
シナリオ 3	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	75%	50%	25%
	風力発電 導入容量	GW	25.4	30.5	35.6	45.7
	太陽光発電 導入容量	GW	5.1	5.1	15.2	25.4
	$LCOE_{sys}$	円/kWh	15.77	15.75	16.55	17.27

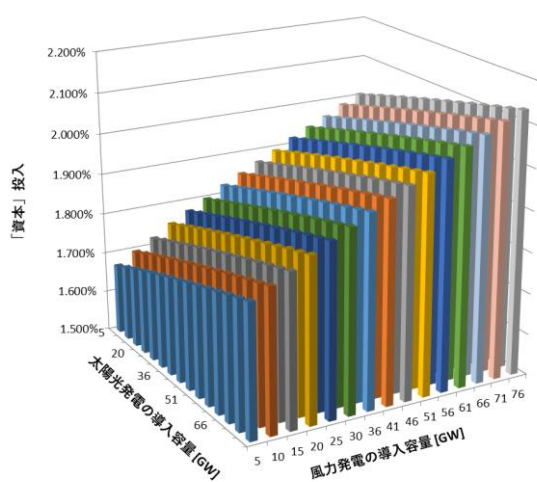
表 4-4 も、表 4-5 も、50 Hz 系統の数値を系統規模の比で補正して全国系統の値を求めており、風力発電のポテンシャルサイトが 50 Hz 系統地域に相対的に多い(容量基準で全国の 50%~60%^[94])ことを考慮すると、風力発電の最適導入量を若干高い側に評価している可能性がある点に留意する必要がある。第 4.2.4 項に示したように、第 4 章の目的は、電力需給シミュレーションモデルと CGE モデルを統合した出力変動電源の最適導入量評価モデルを提言するとともに、モデルから得られる解等の評価方法を整理することである。第 4.4 項では、この範囲での評価を展開している。この前提条件のもと、両者を比較すると、前の解析断面程、太陽光発電の導入メリットは小さく、後の解析断面になる程、風力発電、太陽光発電ともに、導入メリットが増大するという共通の傾向が観察される。この両者は共通の需給計画関数 f_{DS} に基づき発電指標マトリックス \overline{GI} を求めているため、ピーク火力と出力変動電源の代替関係は同様である。そのため、化石燃料価格及び出力変動電源の導入コストの影響により、最適導入量に関して共通の様相が確認されている。しかしながら、産業間の波及効果を考慮した表 4-4 の場合、考慮しない表 4-5 の場合と比較すると、最適導入量が全体的に低下している。これは、出力変動電源の導入拡大によりもたらされる生産構造変化を、経済が許容する水準が小さいことを表している。

電力産業の生産関数は、表 4-3 で表されるレオンチェフ型生産関数で定式化した。また、電源構成変化は、各電源の総発電電力量に対するシェア Rs_{j2} 等を、式 4-10 等に基づき電力産業の投入係数に反映することにより描写している。この場合、出力変動電源の導入拡大は、その投入係数が電力産業の投入係数に対して高い比率で影響を及ぼすことを意味する。表 4-3 のように、出力変動電源の生産構造には、生産要素に係る費用が相対的に大きいという特徴がある。一方で、代替関係にある LNG 火力及び石油火力では、化石燃料費が投入の大きな部分を占めている。そのため、出力変動電源の導入拡大は、電力産業の生産構造を中間投入依存型から生産要素依存型に移行させる。本稿では、生産活動に投下できる国民資本及び労働力といった生産要素は、産業間で流動的に再配分されるものの、賦存量に関しては一定としている。したがって、電力の生産構造が生産要素依存型の生産構造に移行した場合、他の産業に投下できる生産要素を侵食することとなり、最終的に、式 4-2 の家計の需要関数 f_{CGE} が与える消費ベクトル Xp にその影響が表れる。表 4-4 の条件において、出力変動電源を導入しない場合と、最適導入量を導入する場合における、電力産業への生産要素の投入量を表 4-6 に示す。同表では、投入量を賦存量に対する比で表している。また、出力変動電源の導入量を変化させた場合の市場均衡における電力産業への生産要素の投入量変化を図 4-8 に示す。

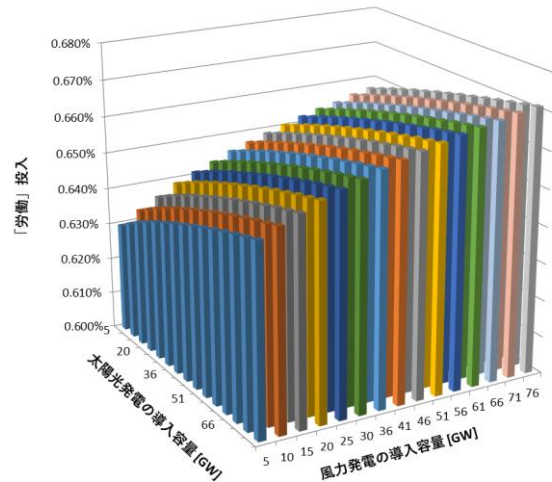
表 4-6 の各解析条件において、出力変動電源の導入により生産要素投入が増大していることが確認される。また、図 4-8 において、出力変動電源の導入容量に応じてほぼ比例的に生産要素への依存度が增大することが確認される。表 4-4 の水準までの出力変動電源の導入は、燃料価格が高騰している火力発電の代替のため有効であるが、それ以上は、他の産業に投下すべき資本及び労働を侵食することとなり、目的指標である家計効用の低下をもたらすと考えられる。中間財は国内生産や輸入で補えるのに対し、国民資本及び労働力といった付加価値を生み出す根元的な生産要素には一定の賦存量制約がある。出力変動電源の導入拡大は電力産業全体の生産構造を生産要素依存型に移行させるため、生産要素の賦存量制約が電力産業の生産構造変化の抑制をもたらす、効用最大化問題における最適導入量の低下を招いていると考えられる。

表 4-6 電力産業への生産要素の投入量（賦存量比）

原子力発電	項目	単位	2020	2030	2040	2050
シナリオ 1	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	100%	100%	100%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	15	20
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	10	15
	導入無の場合の「資本」投入	%	2.066%	2.080%	2.054%	2.037%
	最適点における「資本」投入	%	2.187%	2.192%	2.177%	2.195%
	導入無の場合の「労働」投入	%	0.666%	0.670%	0.662%	0.656%
	最適点における「労働」投入	%	0.678%	0.682%	0.677%	0.677%
シナリオ 2	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	100%	75%	50%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	20	20
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	10	15
	導入無の場合の「資本」投入	%	2.066%	2.080%	1.914%	1.760%
	最適点における「資本」投入	%	2.187%	2.192%	2.065%	1.914%
	導入無の場合の「労働」投入	%	0.666%	0.670%	0.650%	0.634%
	最適点における「労働」投入	%	0.678%	0.682%	0.668%	0.654%
シナリオ 3	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	75%	50%	25%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	20	20
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	10	15
	導入無の場合の「資本」投入	%	2.066%	1.940%	1.776%	1.624%
	最適点における「資本」投入	%	2.187%	2.050%	1.925%	1.776%
	導入無の場合の「労働」投入	%	0.666%	0.659%	0.639%	0.623%
	最適点における「労働」投入	%	0.678%	0.671%	0.657%	0.643%



(a) 「資本」投入の変化



(b) 「労働」投入の変化

図 4-8 出力変動電源の導入容量に対する生産要素投入の変化
(2050 年断面，原子力稼働容量 25%)

ここで、生産要素の賦存量制約が効用最大化問題における最適導入量の低下を招いていることを検証する。この検証を行うため、出力変動電の導入拡大を行っても、電力産業全体の生産構造が生産要素依存型に移行しないような投入係数を出力変動電源に設定した場合、効用最大化問題の解が LCOE 最小化問題の解に近づくことを確認する。

表 4-3 では、風力発電の発電原価係数は原子力発電のそれを 1.15 倍、太陽光発電の発電原価係

数は1.5倍して求めた（第4.3.3(2)項参照）。また、第3章で求めたLCOEを構成する資本費と運転維持費の比率を考慮し、資本費として発電原価係数の80%を「資本」の投入係数に分配した。残りの20%を運転維持費として、「労働」の投入係数に10%、中間財の投入係数に10%分配した。これにより、風力発電及び太陽光発電の投入係数は、表4-3に示すように生産要素依存型の生産構造となっている。ここでは、前述のように出力変動電の導入拡大を行っても電力産業全体の生産構造が生産要素依存型に移行しないように、「資本」及び「労働」の投入係数を設定して出力変動電源の最適導入量を評価する。そのためには、風力発電と太陽光発電、それぞれの「資本」及び「労働」の投入係数を、他の電源のそれらと同水準となるように設定する必要がある。そのため、表4-3の風力発電と太陽光発電、それぞれの「資本」及び「労働」の投入係数に係数0.6を乗じ、表4-7のように設定して最適導入量を評価する。同表において網掛けをかけている箇所は、表4-3の投入係数と同値である（変更を加えているのは出力変動電源の生産要素の投入係数のみ）。また、生産要素以外の投入係数に関しては、表4-3と同じ値を与えるものとする。表4-7では風力発電及び太陽光発電の生産要素の投入係数が他の電源とほぼ同水準となっているため、各電源の発電電力量シェアが変化しても、電力産業全体の生産要素の投入係数はほぼ変化しないことになる。すなわち、出力変動電源の導入容量を増大させても、電力産業全体の生産構造は生産要素依存型に移行せず、他の産業に投下すべき生産要素の侵食をもたらさない。表4-7の投入係数に基づき得られた最適導入量を表4-8に示す。

表 4-7 生産要素依存型への移行を回避する投入係数の設定（単位：10⁻³）

	Nuclear	Coal	LNG	Oil	Hydro	WT	PV	Trans
CAP	276.468	127.766	37.752	194.305	266.763	230.960	301.252	129.911
LAB	25.989	28.353	8.378	43.119	38.741	28.870	37.657	107.126

表 4-8 出力変動電源の投入係数を変更した場合の最適導入量

原子力発電	項目	単位	2020	2030	2040	2050
シナリオ 1	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	100%	100%	100%
	風力発電 導入容量	GW	25.4	25.4	30.5	30.5
	太陽光発電 導入容量	GW	5.1	10.2	15.2	20.3
	家計効用	-	23.453	23.302	23.189	23.119
	生産量の変化率	-	96.8%	97.5%	96.6%	96.0%
シナリオ 2	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	100%	75%	50%
	風力発電 導入容量	GW	25.4	25.4	35.6	35.6
	太陽光発電 導入容量	GW	5.1	10.2	15.2	25.4
	家計効用	-	23.453	23.302	23.181	23.105
	生産量の変化率	-	96.8%	97.5%	95.9%	94.9%
シナリオ 3	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	75%	50%	25%
	風力発電 導入容量	GW	25.4	30.5	35.6	45.7
	太陽光発電 導入容量	GW	5.1	10.2	15.2	25.4
	家計効用	-	23.453	23.296	23.176	23.099
	生産量の変化率	-	96.8%	96.9%	95.5%	94.5%

表4-7の投入係数を設定した場合、出力変動電源の導入拡大を行っても電力産業全体の生産構造が生産要素依存型の生産構造に移行しないため、生産要素の賦存量制約がもたらす生産構造変化の抑制効果が緩和され、効用最大化問題から得られる表4-8の最適導入量は、表4-5のLCOE最

小化問題とほぼ同水準となっていることが確認される．表 4-7 の投入係数に基づく効用最大化問題では，電力産業の生産構造変化が他の産業に及ぼす影響が緩和され，LCOE 最小化問題と同様に，電力産業単一の効率的な生産構造の探索といった問題に近づくため，このような結果となったと考えられる．以上の検証より，表 4-4 の効用最大化問題の解が，表 4-5 の LCOE 最小化問題の解に対して低下しているのは，生産活動に投下できる生産要素の賦存量制約が影響していると考えられる．

また，表 4-4 の効用最大化問題及び表 4-5 の LCOE 最小化問題に対する 2050 年断面における発電電力量シェアをそれぞれ図 4-9 及び 4-10 に示す．効用最大化問題では，再生可能エネルギー電源（Hydro+WT+PV+Geo）の最適シェアが原子力稼働量によらず 15%程度水準である．それに対して LCOE 最小化問題では，再生可能エネルギー電源の最適シェアは，15%から 20%程度の水準であり，原子力稼働量が低下するにつれて再生可能エネルギー電源の最適シェアが増大している．産業間の波及効果を考慮することにより，再生可能エネルギー電源の最適シェアが最大で 5%程度低下することが図 4-9 及び 4-10 から確認される．

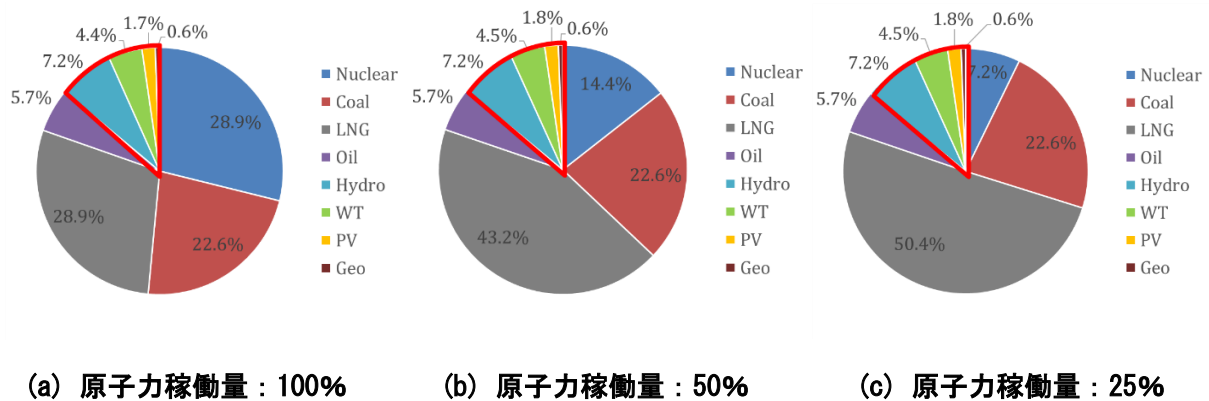


図 4-9 2050 年断面における効用最大化問題の発電電力量シェア

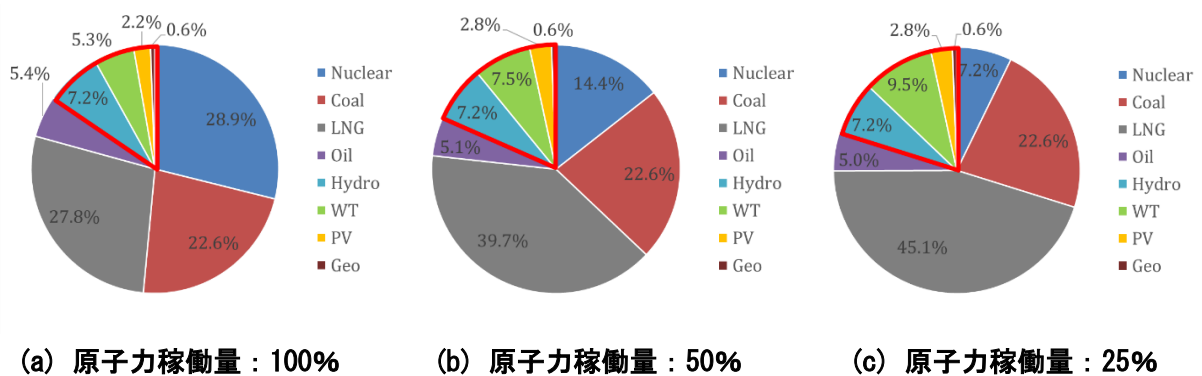


図 4-10 2050 年断面における LCOE 最小化問題の発電電力量シェア

式 4-3 の需給計画関数 f_{DS} において，原子力稼働量の低下は，LNG 火力発電で代替するように定義している．これにより，原子力稼働量を低減した場合，電力系統に確保される出力調整力が増強され，出力変動電源がもたらす余剰電力に対する許容量が増大することになる．2050 年断面に関して，表 4-5 の経済条件を所与とした場合と表 4-4 の産業間の波及効果を考慮した場合を比

較すると、前者と後者で、原子力稼働量が出力変動電源の最適導入量に及ぼす影響が異なっている。前者では、原子力稼働量を低減した場合、最適導入量が増大している。それに対し、後者では、原子力稼働量を低減しても、最適導入量は変化していない。これが図 4-9 及び 4-10 においても現れている。電力系統における出力変動電源に対する許容量が増大した場合においても、出力変動電源の導入容量の拡大は、生産要素依存型の生産構造への移行であることに変わりはない。そのため、産業間の波及効果を考慮した場合、電力系統における余剰電力に対する許容量の増大以上に生産要素の賦存量制約が影響し、原子力稼働量を低減しても出力変動電源の最適導入量が増大しなかったと考えられる。

4.4.3 出力変動電源の導入によるマクロ経済的生産性の変化

出力変動電源を表 4-4 の水準で導入することにより、市場均衡における家計効用は最大化される。一方で、電気が生産活動に不可欠な二次エネルギーであることを考慮すると、電力産業の生産構造の変化がマクロ経済的生産性に及ぼす影響も評価しておく必要である。しかしながら、CGE モデルから導かれる財価格は、ニューメレールに対する相対価格であるため、各解析断面の名目 GDP を評価することができない。本稿では、各解析断面の市場均衡における家計消費、政府消費、投資消費及び輸出入の取引量に対して、基準均衡における財価格を乗じて総和をとり、凡そ実質 GDP（支出側）を表す指標 $Real\ GDP'_{EXP}$ として評価する（輸入額は負値）。採用した産業連関表では、最終需要部門に家計外消費支出が含まれているため、この計算で得られる指標は、厳密な $Real\ GDP_{EXP}$ ではない。表 4-4 の各条件に対する指標 $Real\ GDP'_{EXP}$ を表 4-9 に示す。

表 4-9 マクロ経済指標 $Real\ GDP'_{EXP}$

原子力発電	項目	単位	2020	2030	2040	2050
シナリオ 1	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	100%	100%	100%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	15	20
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	10	15
	導入無の場合の $Real\ GDP'_{EXP}$	兆円	508.768	508.097	507.335	506.827
	最適点における $Real\ GDP'_{EXP}$	兆円	508.712	508.038	507.291	506.774
シナリオ 2	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	100%	75%	50%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	20	20
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	10	15
	導入無の場合の $Real\ GDP'_{EXP}$	兆円	508.768	508.097	507.302	506.804
	最適点における $Real\ GDP'_{EXP}$	兆円	508.712	508.038	507.230	506.762
シナリオ 3	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	75%	50%	25%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	20	20
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	10	15
	導入無の場合の $Real\ GDP'_{EXP}$	兆円	508.768	508.070	507.320	506.816
	最適点における $Real\ GDP'_{EXP}$	兆円	508.712	508.013	507.251	506.777

表 4-9 では、解析断面毎に、上段に導入しない場合の値、下段に最適導入量を導入した場合の値を示している。いずれの解析断面においても、導入しない場合の方が、数百億円規模で指標 $Real\ GDP'_{EXP}$ が高くなっていることが確認される。すなわち、家計効用を評価指標として電力産業の生産構造を最適化した場合、家計効用は最大化されるものの、マクロ経済的生産性は低下する可能性があることを示唆している。本稿では、家計効用最大化を対象として電源構成の最適化

問題を扱っているが、表 4-9 のように、電源構成はマクロ経済指標にも影響を及ぼす。したがって、LCOE 最小化問題、効用最大化問題に限らず、電源政策に関しては、多面的な評価に基づき策定する必要があると考えられる。

4.4.4 代替の弾力性に関する感度分析

電力消費者の節電行動を描写するため、式 4-16 のように、電力消費者の生産関数に代替係数 η_e を導入している。代替の弾力性 σ_e が、弾力的な場合($\sigma_e \cong 1$)、非弾力的な場合($\sigma_e = 0.5$)な場合、並びに、硬直的な場合($\sigma_e = 0.1$)を比較して、電力消費者の代替行動が出力変動電源の最適導入量に及ぼす影響を感度分析した。式 4-16 のように生産関数を定式化しているため、代替係数 η_e の変化は、電気と他の投入財との代替関係だけでなく、中間財と生産要素の代替関係も変化させることになる。そのため、生産要素の賦存量が電力産業の生産構造の変化に与える制約を変化させる効果があり、出力変動電源の最適導入量を変化させる可能性もある。表 4-4 は、太陽光発電の建設コストが表 4-1 の Base ケースに従った場合において、代替の弾力性を非弾力的 ($\sigma_e = 0.5$)とした場合の最適導入量である。同様に、弾力的な場合($\sigma_e \cong 1$)及び硬直的な場合($\sigma_e = 0.1$)の最適導入量を表 4-10 及び 4-11 に示す。

表 4-4、4-10 及び 4-11 において同じ解析断面の最適点を比較すると、想定される範囲で代替の弾力性を変化させても、出力変動電源の最適点にほとんど影響を及ぼさないことが確認される。一方で、基準均衡からの生産量の変化率を観察すると、代替の弾力性が最も弾力的な表 4-10 の条件がそれぞれ最小値を示し、代替の弾力性の順序に従って、表 4-4、4-11 と大きくなっている。逆に、家計効用については、代替の弾力性が最も弾力的な表 4-10 の条件がそれぞれ最大値を示し、代替の弾力性の順序に従って、表 4-4、4-11 と小さくなっている。

表 4-10 Base ケースの場合の最適導入量 ($\sigma_e \cong 1$)

原子力発電	項目	単位	2020	2030	2040	2050
シナリオ 1	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	100%	100%	100%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	15	15
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	10	15
	家計効用	-	23.452	23.307	23.198	23.131
	生産量の変化率	-	93.9%	95.0%	93.4%	92.6%
シナリオ 2	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	100%	75%	50%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	15	20
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	10	15
	家計効用	-	23.452	23.307	23.190	23.116
	生産量の変化率	-	93.9%	95.0%	92.4%	90.6%
シナリオ 3	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	75%	50%	25%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	20	20
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	10	15
	家計効用	-	23.452	23.300	23.185	23.110
	生産量の変化率	-	93.9%	94.0%	91.6%	89.8%

表 4-11 Base ケースの場合の最適導入量 ($\sigma = 0.1$)

原子力発電	項目	単位	2020	2030	2040	2050
シナリオ 1	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	100%	100%	100%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	15	15
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	10	15
	家計効用	-	23.439	23.285	23.167	23.094
	生産量の変化率	-	97.8%	98.2%	97.6%	97.3%
シナリオ 2	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	100%	75%	50%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	15	20
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	10	15
	家計効用	-	23.439	23.285	23.158	23.078
	生産量の変化率	-	97.8%	98.2%	97.2%	96.7%
シナリオ 3	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	75%	50%	25%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	20	20
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	10	15
	家計効用	-	23.439	23.278	23.152	23.071
	生産量の変化率	-	97.8%	97.8%	97.0%	96.4%

電力消費者において電気と他の投入財との代替の弾力性が高いならば、電力産業の生産構造が生産要素依存型に移行するといったように、経済に対して負荷となる構造へ変化を生じる場合、電力消費者は電気を消費せずに他の中間財や、生産要素の消費で代替する。そのため、代替の弾力性が高い場合、経済全体は、電力消費を低減させつつ、家計効用をより高められる状態へ市場均衡が移行するため、表 4-4、4-10 及び 4-11 において前述の傾向を示していると考えられる。電気と他の投入財との代替性は、与えた条件において、電力産業の規模に影響を及ぼすが、出力変動電源の最適導入比率にはほとんど影響を及ぼさないこと示唆している。

4.4.5 固定価格買取制度がもたらす最適導入量の変化及び機会費用

経済産業省 (2015)は、2030 年の電源構成において、風力発電に関しては 1.7%、太陽光発電に関しては 7.0%程度^[2]を見通しており、再生可能エネルギー電源に対する固定価格買取制度 (以下、FIT 制度と称す) による導入促進を図っている。また、風力発電に関しては、導入拡大の停滞要因の一つと考えられている、環境アセスメントの迅速化措置^[7]等もあわせて議論されている。現在、風力発電は、8%のプロジェクト IRR を想定して制度が運用されている。FIT 制度により導入が加速した太陽光発電に関しては、2015 年 7 月に優遇措置が廃止されて以降、5%のプロジェクト IRR を想定^[7]して制度が運用されている。いずれも調達期間は 20 年に設定されている。これらプロジェクト IRR で FIT 制度を考慮した場合、出力変動電源の最適導入量がどのように変化するかを評価する。また、FIT 制度の運用に伴い経済が負担している機会費用もあわせて推計する。

第 3 章のように、経済条件を所与として LCOE を評価指標とする場合、FIT 制度は事業者に対し一定の事象収益を担保する制度であるため、消費者に対しては追加的な費用負担を割り当てることになる。一方、第 4 章のように、CGE モデルで経済を描写する場合、資本及び労働は家計に帰属する財であり、FIT 制度は投資家に対し一定の収益を担保する制度であるため、家計 (投資家) に対して出力変動電源の導入インセンティブを与える。

FIT 制度は、生産要素「資本」に含まれる「営業余剰」が FIT 制度で担保するプロジェクト IRR

になるよう電力消費者に従量的に賦課金を割り当てる制度である．我が国の一般電気事業者の総資本経常利益率は0%から3%の水準（2010年3月期）^[72]である．したがって，電力事業の期待収益率（資本コスト）を3%とするならば，風力発電及び太陽光発電にFIT制度のプロジェクトIRRを現在の水準で担保する場合，風力発電及び太陽光発電事業者にはプレミアムがもたらされることになる．電力事業に対する期待収益率（資本コスト）を r_{WACC} とする場合，出力変動電源の導入に必要な投資費用を $Cost_{CAP}$ ，それから得られる年間発電電力量を $Energy_{Rnw}$ 及び設備運用期間を T_{Life} とするならば，資本費用に関する原単位 $Charge_{CAP}$ は，割引キャッシュフロー法に基づき式4-40で表される．他方，設備運用期間 T_{Life} とFIT制度の調達期間 T_{FIT} を等しいとする場合，FIT制度のプロジェクトIRRを r_{FIT} とするならば，FIT制度を運用した場合の原単位 $Charge'_{CAP}$ は式4-41で表される．すなわち，設備の運用期間 T_{Life} とFIT制度の調達期間 T_{FIT} を等しいとする場合，FIT制度の運用は式4-42のように「資本」の投入係数を増大させる効果がある．

$$Charge_{CAP} = \frac{Cost_{CAP}}{\sum_{i=1}^{T_{Life}} \frac{Energy_{Rnw}}{(1+r_{WACC})^i}} \quad (4-40)$$

$$Charge'_{CAP} = \frac{Cost_{CAP}}{\sum_{i=1}^{T_{FIT}} \frac{Energy_{Rnw}}{(1+r_{FIT})^i}} \quad (4-41)$$

$$ax'_{CAP} = \frac{\sum_{i=1}^{T_{FIT}} \frac{1}{(1+r_{WACC})^i}}{\sum_{i=1}^{T_{FIT}} \frac{1}{(1+r_{FIT})^i}} \times ax_{CAP} \quad (4-42)$$

定期検査費用等の運転維持費に関しては，「資本」と異なり，毎年一定の投入 $Cost_i$ を行う中間財及び生産要素である．そのため，設備の運用期間 T_{Life} とFIT制度の調達期間 T_{FIT} を等しいとする場合，式4-43及び4-44から式4-45が導かれるように，FIT制度の運用は運転維持に要する中間財及び「労働」の投入係数に変化はもたらさない．

$$Charge_i = \frac{\sum_{m=1}^{T_{Life}} \frac{Cost_i}{(1+r_{WACC})^m}}{\sum_{m=1}^{T_{Life}} \frac{Energy_{Rnw}}{(1+r_{WACC})^m}} = \frac{Cost_i}{Energy_{Rnw}} \quad i \in \{G07, G08, \dots, G30, LAB\} \quad (4-43)$$

$$Charge'_i = \frac{\sum_{m=1}^{T_{FIT}} \frac{Cost_i}{(1+r_{FIT})^m}}{\sum_{m=1}^{T_{FIT}} \frac{Energy_{Rnw}}{(1+r_{FIT})^m}} = \frac{Cost_i}{Energy_{Rnw}} = Charge_i \quad i \in \{G07, G08, \dots, G30, LAB\} \quad (4-44)$$

$$ax'_i = ax_i \quad i \in \{G07, G08, \dots, G30, LAB\} \quad (4-45)$$

以上から，式4-42のFITを運用した場合の投入係数 ax'_{CAP} と，運用しない場合の投入係数 ax_{CAP} との差分が，FIT制度の運用により家計にもたらされる原単位あたりの追加的な収益である．本稿では，投資家（家計）は，風力発電事業から得た追加的な収益は風力発電設備に，太陽光発電事業から得た追加的な収益は太陽光発電設備に投資を行い，それらの財消費と同水準の効用を得ると仮定して，FIT制度が投資家にもたらす導入インセンティブを描写する．風力発電設備は表4-2のG14「一般機械」に該当し，太陽光発電設備はG15「電気機械」に該当する．風力発電，太陽光発電，それぞれの事業から得た追加的な収益をこれらの財消費に割り当て，その消費量を効用関数に与える財消費の増分として扱った．この方法でFIT制度の運用を描写した場合の最適導入量を表4-12に示す．

表 4-12 FIT 制度を運用した場合の最適導入量 (Base ケース, $\sigma = 0.5$)

原子力発電	項目	単位	2020	2030	2040	2050
シナリオ 1	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	100%	100%	100%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	20	20
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	10	15
	家計効用	-	23.446	23.295	23.181	23.111
	生産量の変化率	-	95.8%	96.5%	95.4%	94.8%
シナリオ 2	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	100%	75%	50%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	20	25
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	10	15
	家計効用	-	23.446	23.295	23.173	23.095
	生産量の変化率	-	95.8%	96.5%	94.7%	93.6%
シナリオ 3	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	75%	50%	25%
	風力発電 導入容量	GW	15	20	25	25
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	5	15
	家計効用	-	23.446	23.288	23.167	23.089
	生産量の変化率	-	95.8%	95.8%	94.2%	93.1%

表 4-4 と 4-12 を用いて、FIT 制度を運用しない場合と運用した場合における最適導入量の違いを比較することで、その影響を評価できる。FIT 制度の本来の目的は、導入累積によりもたらされる学習効果が発現する前の初期段階における導入の活性化である。一方で、本稿で評価対象としているのは、FIT 制度による初期段階の導入促進効果ではなく、その運用を仮定した場合の各解析断面における最適導入量に及ぼす影響である。また、その運用によりもたらされる機会費用の推計である。

表 4-4 と 4-12 を比較すると、投資家（家計）効用に関しては FIT 制度の運用によりその水準が全体的に増大しており、導入量に関しても 2040 年及び 2050 年断面に関しては増大が確認される。したがって、これらの解析断面において、FIT 制度により経済的な導入メリットが生じていることを意味する。しかしながら、政策の妥当性を評価するためには、その運用により生じている機会費用もあわせて評価しておく必要がある。電力産業の生産構造の変化がマクロ経済的生産性に及ぼす影響を評価するため、凡そ実質 GDP（支出側）を表す指標として $Real\ GDP'_{EXP}$ を第 4.4.3 項で導入した。表 4-12 に示す最適点における、FIT 制度を運用しない場合と、運用した場合の指標 $Real\ GDP'_{EXP}$ を表 4-13 に示す。

表 4-13 のように、各解析断面において、FIT 制度の運用により数千億円規模でマクロ経済的生産性が低下している。これは本来得られていた生産であり、FIT 制度の運用がもたらした機会費用と考えることができる。一方で、FIT 制度の目的の 1 つは、導入累積による学習効果がもたらす再生可能エネルギー電源の建設費用及び運転維持費用の低減である。したがって、これらの費用低減と負担する機会費用のバランスが想定した範囲で確保されていなければ、導入が進展しているだけでは政策の妥当性は確保されない。今後、FIT 制度の継続等を検討するにあたっては、別途、導入累積によりもたらされている学習効果の経済的価値等を評価するとともに、その間に負担した機会費用の累積額等を表 4-13 のように求め、実証学的に効果と費用を比較し、その運用の妥当性を定量的に検証する必要がある。

表 4-13 FIT 制度を運用した場合のマクロ経済指標 $Real\ GDP'_{EXP}$

原子力発電	項目	単位	2020	2030	2040	2050
シナリオ 1	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	100%	100%	100%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	20	20
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	10	15
	FIT 制度無の場合の $Real\ GDP'_{EXP}$	兆円	508.712	508.038	507.257	506.773
	FIT 制度有の場合の $Real\ GDP'_{EXP}$	兆円	508.604	507.937	507.125	506.645
シナリオ 2	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	100%	75%	50%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	20	25
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	10	15
	FIT 制度無の場合の $Real\ GDP'_{EXP}$	兆円	508.712	508.038	507.230	506.734
	FIT 制度有の場合の $Real\ GDP'_{EXP}$	兆円	508.604	507.937	507.099	506.581
シナリオ 3	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	75%	50%	25%
	風力発電 導入容量	GW	15	20	25	25
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	5	15
	FIT 制度無の場合の $Real\ GDP'_{EXP}$	兆円	508.712	507.977	507.239	506.751
	FIT 制度有の場合の $Real\ GDP'_{EXP}$	兆円	508.604	507.843	507.086	506.598

4.4.6 太陽光発電の建設費用に関する感度分析

表 4-1 に示した太陽光発電の建設コストが最適導入量に及ぼす影響を評価するため、表 4-4 に示した Base ケースの最適導入量と同様に、High ケースの場合を表 4-14 に、Low ケースの場合を表 4-15 に示す。表 4-4、4-14 及び 4-15 を比較すると、太陽光発電の建設費用が低下するにつれ、出力変動電源の合計導入量（風力＋太陽光）が増大するとともに、最適点が太陽光発電の導入規模を拡大する方向に移動していることが確認される。これらの表から、今後も価格推移を観察しながら、出力変動電源の最適導入量をアップデートしながら電源政策を策定していく必要があるといえる。一方で、いずれのケースにおいても、風力発電の最適導入量は、表 1-1 に示した現在の導入状況と比較すると、大きく乖離した結果となっている。

表 4-14 High ケースの場合の最適導入量 ($\sigma = 0.5$)

原子力発電	項目	単位	2020	2030	2040	2050
シナリオ 1	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	100%	100%	100%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	15	20
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	10	10
	家計効用	-	23.444	23.294	23.179	23.108
	生産量の変化率	-	96.2%	96.9%	95.9%	95.3%
シナリオ 2	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	100%	75%	50%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	20	20
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	5	10
	家計効用	-	23.444	23.294	23.171	23.092
	生産量の変化率	-	96.2%	96.9%	95.2%	94.1%
シナリオ 3	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	75%	50%	25%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	20	25
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	5	10
	家計効用	-	23.444	23.287	23.165	23.086
	生産量の変化率	-	96.2%	96.3%	94.8%	93.6%

表 4-15 Low ケースの場合の最適導入量 ($\sigma = 0.5$)

原子力発電	項目	単位	2020	2030	2040	2050
シナリオ 1	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	100%	100%	100%
	風力発電 導入容量	GW	15	10	15	15
	太陽光発電 導入容量	GW	5	15	15	20
	家計効用	-	23.444	23.295	23.181	23.110
	生産量の変化率	-	96.2%	96.9%	96.0%	95.4%
シナリオ 2	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	100%	75%	50%
	風力発電 導入容量	GW	15	10	15	15
	太陽光発電 導入容量	GW	5	15	15	25
	家計効用	-	23.444	23.295	23.172	23.094
	生産量の変化率	-	96.2%	96.9%	95.3%	94.2%
シナリオ 3	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	75%	50%	25%
	風力発電 導入容量	GW	15	10	15	20
	太陽光発電 導入容量	GW	5	15	20	25
	家計効用	-	23.444	23.288	23.167	23.088
	生産量の変化率	-	96.2%	96.3%	94.9%	93.7%

実際の電源構成においては、送電容量等の系統制約、環境アセスメントに係る手続き等の影響により、風力発電は、太陽光発電と比較すると導入が活性化されていない。化石燃料の調達価格が今後も上昇していくことを前提とした場合、本稿で明らかとなった風力発電の有効性を考慮すると、その普及を促進していくことが今後の電源構成における課題の 1 つと考えられる。北海道及び東北地方に風力発電のポテンシャルサイトが多く、導入拡大のためには、その発電電力を流通するための送電網の開発が必要となる。送電網開発事業は工期の面からも、事業規模の面からも大規模となることから、北海道一本州間連系設備に係る増強計画^[95]等も含め、電源分布の見通しが立った時点で、戦略的に送電事業を実施していく必要がある。また、継続的に風力発電に係る環境アセスメントの迅速化措置^[77]等も推進し、風力発電の導入促進が期待される。

4.5 まとめ

出力変動電源の導入量を最適化するため、効用最大化問題を式 4-1 から 4-5 で定式化した。定式化した方程式体系は、本稿で与えた条件において、出力変動電源の導入量をパラメータとする凸関数に帰着し、最適化の概念が導入できることが確認された。ピーク電源である LNG 火力及び石油火力と出力変動電源との間には需給制約の中で代替関係が形成されたため、今後の化石燃料価格の上昇と出力変動電源の導入コストの低下を考慮した場合、出力変動電源の大規模導入に経済的合理性が生じることが、LCOE 最小化問題と同様に、効用最大化問題からも確認された。

本稿では、出力変動電源の大規模導入によるマクロ経済的生産性の変化を評価するため、凡そ実質 GDP (支出側) を表す指標として $Real\ GDP'_{EXP}$ を導入した。その結果、出力変動電源の導入は、 $Real\ GDP'_{EXP}$ を数百億円規模で低下させることが明らかとなった。また、FIT 制度を運用した場合に関しても、指標 $Real\ GDP'_{EXP}$ を用いてその運用がもたらすマクロ経済的生産性の変化を評価した。その結果、FIT 制度により、家計効用は増大し、出力変動電源の導入促進も図られるものの、マクロ経済的生産性は数千億円規模で低下することが確認された。この生産性の低下は、FIT 制度の運用を行わない条件では本来得られるものであり、経済が負担する機会費用といえる。

FIT 制度の運用の妥当性を評価するにあたっては、それがもたらす経済的便益と、負担することになる機会費用等を定量的に比較評価していく必要がある。FIT 制度がもたらす経済的便益の 1 つは、導入累積の増大による建設費用及び運転費用の低減である。今後、FIT 制度の継続等を検討するにあたっては、別途、それらの学習効果の経済的価値等を評価するとともに、その間に負担した機会費用の累積額等を求め、実証学的に効果と費用を比較し、その運用の妥当性を定量的に検証する必要がある。

また、電力消費部門の節電行動が最適導入量に及ぼす影響を評価するため、電力消費部門の生産関数に、電力と他の投入財間の代替係数 η_e を導入した。代替の弾力性に関して、弾力的な場合($\sigma_e \cong 1$)、非弾力的な場合($\sigma_e = 0.5$)な場合、並びに、硬直的な場合($\sigma_e = 0.1$)を設定し、感度分析を行った。これは、中間財と生産要素の代替関係も変化させるため、生産要素の賦存量が電力産業の生産構造の変化に与える制約を変化させる効果もある。しかしながら、感度分析の結果、電気と他の投入財との代替特性は、与えた条件において、電力産業の産業規模に影響を及ぼすが、出力変動電源の最適導入比率への影響は小さいことが導かれた。

第5章

出力変動電源の不確実性を考慮した電源構成に関する結論

本稿では、電力系統に導入が進展している出力変動電源の出力不確実性を評価し、出力時系列の確率過程モデルを構築して導入量最適化問題に応用した。電力系統に連系される各電源の出力特性を考慮しながら、構築した確率過程モデルを応用して MCMC 法に基づく電力需給シミュレーションを行い、電源間の代替関係を定量的に評価し、発電電力量等、発電指標の期待値を求めた。LCOE 法、CGE モデル等を応用しながら、求めた発電指標を最適化指標に変換し、経済的便益を最大化する出力変動電源の導入量を評価した。第 5.1 項において本研究を通じて得られた知見に関する議論を行うとともに、第 5.2 項において本研究の結論を総括する。最後に、第 5.3 項において、本研究に関連した今後の展望を示して本稿を締めくくる。

5.1 得られた知見に関する議論

5.1.1 先行研究の最適導入量との比較検証

本稿では、小宮山ら(2013)と同様に、2050 年までの原子力稼働容量に関して複数のシナリオを設定し、10 分間の同時同量を担保しながら、電力需給シミュレーションを行い^[13]、最適な電源構成を検討した。小宮山ら(2013)は、出力変動電源の出力に関しては、ある 1 年間の気象指標時系列から時系列プロファイルを生成し、それを電力需給シミュレーションに用いている。しかしながら、この方法では、電力需給シミュレーションを比較的高速に実行できるものの、出力変動電源の出力不確実性を十分考慮できないという側面がある。それに対して本稿では、出力時系列の確率過程モデルを応用し、発電指標の期待値を求めるというプロセスを通じて出力変動電源の出力不確実性を考慮した。2020 年から 2050 年を対象期間とした場合、化石燃料価格の高騰、出力変動電源の導入コストの低下等が見込まれ、本稿の LCOE 最小化問題及び効用最大化問題は、与えた条件において、出力変動電源の導入容量をパラメータとする凸関数に帰着することが確認された。一方、太陽光発電の建設費用等、条件設定にも差異があるため、厳密な比較検証はできないが、本稿で得られた再生可能エネルギー電源の供給電力量に対する最適シェアは、小宮山ら(2013)のものと比較して、図 4-9 及び 4-10 に示すように保守的な水準となっている。

小宮山ら(2013)の需給シミュレーションでは、出力変動電源の出力に応じ、ピーク電源はゼロまで出力を低下できると仮定としていることが伺える。また、余剰電力を揚水式水力等で蓄電する制御が可能と仮定していることが伺える。それに対して本稿では、現状の系統制御技術を前提に、ピーク電源の出力調整下限を定格比 50%といった水準で仮定しているため、本稿の再生可能エネルギー電源の最適シェアは、先行研究の結果に対して保守的な水準となったと考えられる。

5.1.2 LCOE 最小化問題の最適導入量に関する検証

(1) 出力変動電源の導入区域の広がりに関する検証

LCOE 最小化問題に関する結論を示す前に、本稿で想定した条件と今後の動向が異なった場合、

解にどの程度の影響を及ぼすかを検証しておく。本稿では、出力変動電源が対象地域の沿岸部に一様に分布すると仮定して出力変動電源の最適導入量を求めた。風力発電に関しては北海道及び東北地方にポテンシャルサイトが多く^[6]、図 5-1 のように同地域の沿岸部に広がりを持って導入が進展している。しかしながら、今後、さらなる導入が進展する際、対象地域の沿岸部に広がりを持って導入されずに、ある区域に偏重して導入が進展することも想定される。この場合、対象地域の出力変動電源の出力時系列に生じる平滑化効果が変化するため、推移特性が変化し、最適導入量が変化することも想定される。そこで、対象地域のある区域に偏重して出力変動電源が導入される条件を仮定し、その場合の最適導入量を求め、外生条件が解に及ぼす影響を検証する。



[出所] 「風力発電の導入状況等について」 資源エネルギー庁 (2015)

図 5-1 環境アセスメントが進められている風力プロジェクトサイト

風力発電に関しては、北海道地域の岩見沢－函館間、東北地方の深浦－青森間において集中的に導入される条件を仮定して検証を行う(図 2-1(a) 参照)。他方、太陽光発電に関しては、北海道地方の室蘭－函館間、東北地方の秋田－青森間において集中的に導入される条件を仮定し検証を行う(図 2-1(b) 参照)。それ以外の条件は、沿岸部に一様に分布していくと仮定した表 3-13 の条件と同様として求めた解を表 5-1 に示す。本稿では、定義域におけるパラメータのインクリメント容量を 2 GW としている。表 5-1 において最適導入量は表 3-13 とほぼ同様であるが、風力発電、もしくは、太陽光発電の最適導入量がインクリメント容量だけ減少している解析断面がいくつか確認される。出力変動電源を容量基準で他の電源と同水準で導入した場合でも、設備利用率が低いため、表 3-11 のように総供給電力量に対するシェアは小さく、その推移特性が多少変化しても電源全体の出力特性に及ぼす影響は小さいため、最適導入量は大きく変化しなかったと考え

られる．すなわち，出力変動電源導入の面的広がり第 2 章の想定より狭小なものとなった場合でも，最適導入量に対する影響は表 5-1 のように限定的であることが確認された．

表 5-1 限られた区域に出力変動電源を導入する場合の最適導入量 (50Hz 系統)

原子力発電	項目	単位	2020	2030	2040	2050
シナリオ 1	原子力発電 稼働容量	GW	20	20	20	20
	風力発電 導入容量	GW	10	10	10	10
	太陽光発電 導入容量	GW	2	2	4	8
	風力発電 設備利用率	-	23.23%	23.23%	23.16%	22.83%
	太陽光発電 設備利用率	-	12.40%	12.40%	12.29%	11.90%
	CO ₂ 年間排出力	Mt-CO ₂ /year	137.48	120.71	120.05	118.96
	LCOE _{sys.}	JPY/kWh	15.83	15.50	15.94	16.27
シナリオ 2	原子力発電 稼働容量	GW	20	20	15	10
	風力発電 導入容量	GW	10	10	14	14
	太陽光発電 導入容量	GW	2	2	2	8
	風力発電 設備利用率	-	23.23%	23.23%	23.06%	23.36%
	太陽光発電 設備利用率	-	12.40%	12.40%	12.34%	12.22%
	CO ₂ 年間排出力	Mt-CO ₂ /year	137.48	120.71	127.85	135.34
	LCOE _{sys.}	JPY/kWh	15.83	15.50	16.30	17.00
シナリオ 3	原子力発電 稼働容量	GW	20	15	10	5
	風力発電 導入容量	GW	10	10	14	14
	太陽光発電 導入容量	GW	2	2	4	10
	風力発電 設備利用率	-	23.23%	23.69%	23.51%	23.61%
	太陽光発電 設備利用率	-	12.40%	12.49%	12.39%	12.28%
	CO ₂ 年間排出力	Mt-CO ₂ /year	137.48	130.06	136.49	144.12
	LCOE _{sys.}	JPY/kWh	15.83	15.81	16.62	17.37

(2) 平滑化係数の設定に関する検証

対象地域の沿岸部に広い範囲にわたって出力変動電源が導入される場合においても，本稿では先行研究に基づき平滑化効果の水準を想定しているものの，実際に大規模導入された際に発現する効果が，本稿の想定より小さくなることも考えられる．表 3-13 は先行研究を参考に遷移完了周期 f_y における平滑化係数を $G_y=0.15$ として求めた最適導入量である．LCOE 最小化問題に関する結論を示す前に，実際に発現する平滑化効果がそれより小さい水準の場合，解にどの程度の影響を及ぼすかを検証しておく．北海道及び東北地方の沿岸部に一様に導入されることを前提としながら，平滑化係数を $G_y=0.45$ とした場合の最適導入量を求める．平滑化係数 $G_y=0.15$ 及び $G_y=0.45$ とした場合の出力時系列のスペクトル特性を図 5-2 に示す．風力発電のスペクトル特性を同図 (a)に，太陽光発電のスペクトル特性を同図 (b)に示す．平滑化係数 $G_y=0.45$ と設定することにより，遷移開始周期 f_x から遷移完了周期 f_y にかけてのスペクトル減衰が $G_y=0.15$ の場合と比較して緩和されていることが図 5-2 において確認される．また，平滑化係数 $G_y=0.45$ とした場合の最適導入量を表 5-2 に示す．表 5-2 の条件は，平滑化係数 G_y 以外，表 3-13 と同様である．

重畳する平滑化効果の水準を低く設定した場合も，表 3-13 の最適導入量から大きく変化しないことが表 5-2 において確認される．前述のように，出力変動電源の総供給電力量に対するシェアは設備利用率が低いため相対的に小さく，その推移特性が多少変化しても電源全体の出力特性に及ぼす影響が小さいため，最適導入量は大きく変化しないと考えられる．すなわち，大規模導

入時に実際に発現する平滑化効果が第 2 章の想定より小さな水準となる場合でも、最適導入量に対する影響は表 5-2 のように限定的であることが確認された。

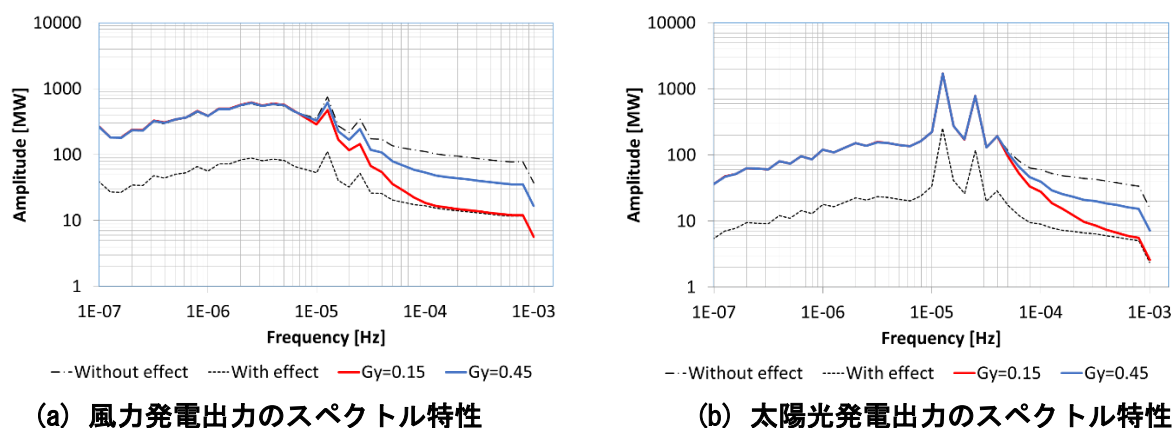


図 5-2 対象地域の出力時系列のスペクトル特性（導入容量：10 GW）

表 5-2 平滑化係数 $G_y=0.45$ とした場合の最適導入量（50Hz 系統）

原子力発電	項目	単位	2020	2030	2040	2050
シナリオ 1	原子力発電 稼働容量	GW	20	20	20	20
	風力発電 導入容量	GW	10	10	10	10
	太陽光発電 導入容量	GW	2	2	4	8
	風力発電 設備利用率	-	24.60%	24.60%	24.50%	24.12%
	太陽光発電 設備利用率	-	13.52%	13.52%	13.40%	12.98%
	CO ₂ 年間排出力	Mt-CO ₂ /year	136.75	120.09	119.43	118.26
	$LCOE_{sys}$	JPY/kWh	15.77	15.44	15.88	16.20
シナリオ 2	原子力発電 稼働容量	GW	20	20	15	10
	風力発電 導入容量	GW	10	10	14	14
	太陽光発電 導入容量	GW	2	2	4	10
	風力発電 設備利用率	-	24.60%	24.60%	24.27%	24.49%
	太陽光発電 設備利用率	-	13.52%	13.52%	13.36%	13.17%
	CO ₂ 年間排出力	Mt-CO ₂ /year	136.75	120.09	126.44	133.90
	$LCOE_{sys}$	JPY/kWh	15.77	15.44	16.23	16.91
シナリオ 3	原子力発電 稼働容量	GW	20	15	10	5
	風力発電 導入容量	GW	10	10	14	16
	太陽光発電 導入容量	GW	2	2	4	10
	風力発電 設備利用率	-	24.60%	25.11%	24.87%	24.58%
	太陽光発電 設備利用率	-	13.52%	13.63%	13.53%	13.32%
	CO ₂ 年間排出力	Mt-CO ₂ /year	136.75	129.42	135.67	142.16
	$LCOE_{sys}$	JPY/kWh	15.77	15.75	16.55	17.27

5.1.3 効用最大化問題の最適導入量に関する検証

本稿の CGE モデルでは外国貯蓄額 S_f を外生変数としており、第 4 章では不変的にベンチマークとしている 2005 年の産業連関表に基づいてその値を与えた。外国貯蓄とは貿易収支であり、2005 年の産業連関表では、我が国の貿易収支は約 6 兆円の黒字となっている。一方で、2011 年の産業連関表では、約 6 兆円の赤字に転じている。このように、貿易収支は実際の経済において変動しているため、第 4 章で与えた外国貯蓄額 S_f が変化した場合における出力変動電源の最適導入量を検証しておく。表 4-4 の貿易黒字の条件に加えて、貿易収支のバランスが取れている条件と

2011 年の水準で貿易赤字が生じている条件の最適導入量を評価する。2005 年の貿易黒字が約 6 兆円, 2011 年の貿易赤字が約 6 兆円であるため, 2011 年の水準で貿易赤字が生じている条件として, 表 4-4 で与えている額 Sf_0 の符号を入れ替えて外国貯蓄額として与えるものとする。また, 貿易収支のバランスが取れている条件として, 表 4-4 の額 Sf_0 に係数 0.1 を乗じて外国貯蓄額として与えるものとする。この際, 表 4-4 と同様に外貨基準で与えるものとする。

以上の 2 つの条件に対する最適導入量を表 5-3 及び 5-4 に示す。貿易収支のバランスが取れている条件の最適導入量を表 5-3 に, 2011 年の水準で貿易赤字が生じている条件の最適導入量を表 5-4 に示す。また, 貿易黒字の条件 (表 4-4 の条件) 及び貿易赤字の条件 (表 5-4 の条件) の各産業の輸出入額を図 5-3 に示す。同図は, 2050 年断面において原子力容量が現状の 25%まで低下している場合の輸出入額である。同図において, 貿易黒字の条件における各産業の輸出入額を黒線で, 貿易赤字の条件における各産業の輸出入額を赤線で示している。ただし, 同図では, 2005 年の財価格で実質化した取引額で示している。

表 5-3 貿易収支のバランスが取れている条件の最適導入量 (全国系統)

原子力発電	項目	単位	2020	2030	2040	2050
シナリオ 1	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	100%	100%	100%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	15	20
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	10	15
	家計効用	-	23.463	23.313	23.198	23.128
	生産量の変化率	-	96.0%	96.7%	95.7%	95.2%
シナリオ 2	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	100%	75%	50%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	20	20
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	10	15
	家計効用	-	23.463	23.313	23.190	23.112
	生産量の変化率	-	96.0%	96.7%	95.1%	94.0%
シナリオ 3	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	75%	50%	25%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	20	20
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	10	15
	家計効用	-	23.463	23.306	23.184	23.106
	生産量の変化率	-	96.0%	96.1%	94.6%	93.5%

表 5-4 2011 年の水準で貿易赤字が生じている条件の最適導入量 (全国系統)

原子力発電	項目	単位	2020	2030	2040	2050
シナリオ 1	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	100%	100%	100%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	15	20
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	10	15
	家計効用	-	23.493	23.343	23.228	23.157
	生産量の変化率	-	95.8%	96.5%	95.5%	95.0%
シナリオ 2	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	100%	75%	50%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	20	20
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	10	15
	家計効用	-	23.493	23.343	23.220	23.142
	生産量の変化率	-	95.8%	96.5%	94.9%	93.9%
シナリオ 3	原子力発電 稼働容量	現状比	100%	75%	50%	25%
	風力発電 導入容量	GW	15	15	20	20
	太陽光発電 導入容量	GW	5	5	10	15
	家計効用	-	23.493	23.336	23.214	23.136
	生産量の変化率	-	95.8%	95.9%	94.5%	93.4%

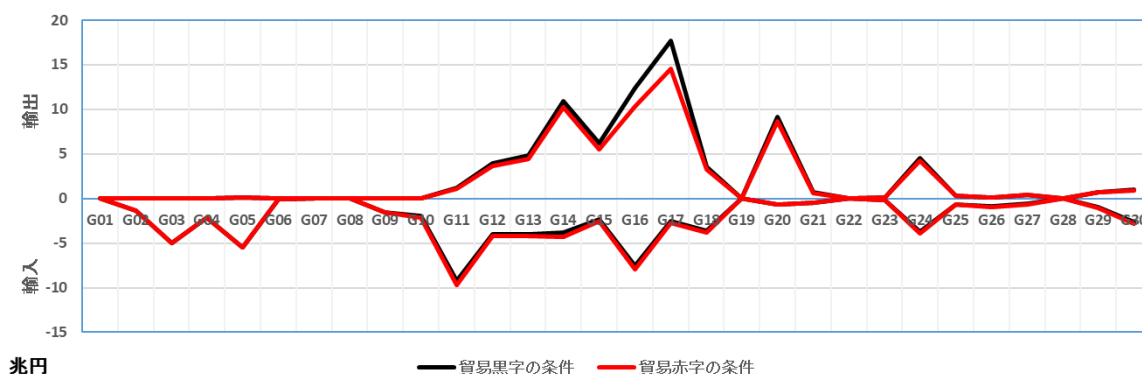


図 5-3 貿易黒字及び貿易赤字の条件における各産業の輸出入額

第 4 章では、外国貯蓄額 S_f を外生変数として CGE モデルを構築しているが、過去の実績から想定される範囲で変動を与えて最適導入量を評価したところ、表 4-4、5-3 及び 5-4 のように、出力変動電源の最適導入量に対して外国貯蓄額 S_f はほとんど影響しないことが明らかとなった。また、電力産業の生産規模に対しても、各表の「生産量の変化率」に基づき評価すると、外国貯蓄額 S_f の影響はほとんどないことが確認される。一方で、我が国の貿易収支が赤字となるように外国貯蓄額 S_f を与えた場合、G16「電子部品・機器」産業、G17「輸送機器」産業等の輸出が主に低下することが図 5-3 において確認される。我が国の外貨獲得の源となっている自動車製造業等の G17「輸送機器」産業は、多数の部品、製品を組み立てて財を生産する部門であり波及効果の蓄積が大きいと、外国貯蓄額 S_f を変化させた場合、図 5-3 のような貿易構造の変化をもたらすと考えられる。

5.2 結 論

風力発電に関しては、確率分布の周期的変化を考慮し、ワイブル分布の累積分布関数を用いて、出力時系列から標準化時系列を抽出する方法を提言した。これにより Pesch モデルの標準化方法^[13]が改善され、より弱定常性の条件を満足する標準化時系列が抽出された。本稿では、この標準化時系列に対して斉時的マルコフ連鎖を適用して確率過程モデルを構築した。同様に、太陽光発電に関しても、斉時的マルコフ連鎖を適用して確率過程モデルを構築した。この際、過去の太陽光発電の状態だけでなく、過去の風力発電の状態も要素として含めて推移確率行列を定義した。これにより、太陽光発電と風力発電の出力時系列間の相互相関性を再現しながらサンプル過程を生成する太陽光発電の確率過程モデルが構築された。自己相関性、出力の出現率等の推移特性を評価した結果、電力需給シミュレーションに有効な確率過程モデルが構築されていることが確認された。

LCOE 最小化問題に関しては、風力発電より太陽光発電の方が LCOE が低いにも関わらず、風力発電の最適導入量が大きくなる条件が存在した。これは各電源の LCOE を比較するだけでは電源構成を最適化できないことを意味する。電源構成を最適化するためには、需給制約の中で形成される電源間の代替関係を考慮することが不可欠である。本稿では、電力需給シミュレーションモデルを構築して、需給制約の中で形成される電源間の代替関係を定量的に評価し、出力変動電

源の最適導入量を導いた。需給制約の中で形成される電源間の代替関係を定量的に評価した結果、太陽光発電、風力発電のいずれか一方に偏重して導入を行うのではなく、双方をバランスよく導入することで、経済的便益が最大化されることが結論として導かれた。また、第3章で外生的に与えた出力変動の平滑化効果に対して想定される変化を加え、最適導入量に及ぼす影響を第5.1.2項で検証した。その結果、この外生条件に関して想定される変化を加えても最適導入量に及ぼす影響は限定的であり、第3章で導いた結論に対して影響を及ぼさないことが確認された。

また、LCOE 最小化問題において、電源全体の二酸化炭素排出量を求めた結果、最適導入量の出力変動電源を導入したとしても、その設備利用率が低く、総発電電力量に対するシェアが小さいため、排出量削減効果は限られていることが明らかとなった。IPCC 第5次評価報告書に示される、2050年までに40%から70%の削減（2010年比）^[75]を目標とする場合、本稿で導いた最適容量の出力変動電源の導入だけではその達成が困難であり、他の温室効果ガスの排出削減策が不可欠なことが確認された。

効用最大化問題における出力変動電源の導入拡大は、その生産構造が生産要素依存型であるため、電力産業全体の生産構造を中間投入依存型から生産要素依存型に移行させることになる。一方で、国民資本、労働力といった生産活動に投下できる生産要素には一定の賦存量制約があるため、産業間の波及効果を考慮する効用最大化問題の解は、LCOE 最小化問題の解に対し、その水準が全体的に低下することが明らかとなった。2050年断面の原子力容量が現状水準の25%となる条件において最も差異が大きく、効用最大化問題における再生可能エネルギー電源の発電電力量シェアは、LCOE 最小化問題に対して5%程度低下していた。また、第4章で外生的に与えた貿易収支に対して想定される範囲で変化を加え、最適導入量に及ぼす影響を第5.1.3項で検証した。その結果、この外生条件に関して想定される変化を加えても最適導入量に及ぼす影響は限定的であり、第4章で導いた結論に対して影響を及ぼさないことが確認された。

第1章に示したように、我が国では太陽光発電に偏重して導入が進展している現状にあり、経済産業省(2015)は、2030年の我が国の電源構成（電力量基準）における風力発電のシェアを1.7%程度、太陽光発電のシェアを7.0%程度^[2]と見通している。一方で、IEAは、World Energy Outlook 2014において、2040年の全世界の電源構成（電力量基準）における風力発電のシェアを6%から8%程度、太陽光発電のシェアを2%から3%程度^[3]と見通しており、国内の普及見通しと若干の乖離がある。本稿のLCOE 最小化問題及び効用最大化問題では、図4-9及び4-10のように、2050年の我が国の電源構成（電力量基準）における風力発電の最適シェアに関しては5%から10%程度、太陽光発電のシェアに関しては2%から3%程度^[2]といった水準が導かれた。IEAのWorld Energy Outlook 2014における見通しと比較的類似した水準である。本稿のLCOE 最小化問題及び効用最大化問題では、経済的便益の最大化に焦点をあて、出力変動電源の最適導入量を評価している。電源政策に関しては、経済的便益の最大化だけでなく、エネルギーセキュリティ、系統制約、環境社会配慮等、複数の側面から検証を行いながら策定する必要があるが、品質の維持された電気を低廉に確保することは最も重要な課題の1つである。したがって、表1-1の導入状況に捉われることなく、随時、世界的な出力変動電源の普及動向等を考慮するとともに、経済性等、複数の側面から検証を行い、今後も、社会経済に資する電源構成を継続的に検討する必要がある。

5.3 今後の展望

第2章では、季節変動及び時刻変動がもたらす周期性を、推計した出力時系列からワイブル分布の累積分布関数を用いて除外し、標準化時系列を抽出する方法を提言した。Peschら(2015)が示す方法^[13]に基づき、この標準化時系列を評価した結果、周期的変動要素が概ね除外されていることが確認された。本稿では、この標準化時系列に対し、斉時的マルコフ連鎖を適用して確率過程モデルを構築した。一方で、より厳密に弱定常性の条件を満足する標準化時系列を抽出するためには、風力発電及び太陽光発電の大規模導入が進展した段階で、出力出現率の確率分布をそれぞれ実証学的に評価する必要がある。得られた確率分布をワイブル分布に換えて適用して標準化を行うことにより、より厳密に弱定常性の条件を満足することが可能となり、本稿の確率過程モデルを改善することができる。

第3章のように、出力変動電源の最適導入量を検討する場合、送電ロス等、流通設備も考慮することで、より精緻に評価を行うことができる。齋藤ら(2014)は、電気学会の基幹系統モデルEAST30/WEST30に2010年及び2013年（過去断面）の太陽光発電の分布状況を反映し、既存の500kV系統以上の送電ロス等を考慮しながら、電力需給シミュレーションを行っている^[38]。同報告では電力需給シミュレーション及び潮流解析を通じて、太陽光発電導入がもたらす石油代替等による費用低減効果を精緻に評価している。同報告のように流通設備も考慮しながら、将来時点における出力変動電源の最適導入量を評価するためには、出力変動電源の大規模導入時の電源分布、環境社会配慮等も考慮しながら策定された流通設備計画等、将来時点の系統構成に関する情報が必要となる。したがって、より精緻な評価のため、流通設備に関するマスタープラン等、関連政策の整備も今後の課題である。

本稿では、昨今の電力需要増の停滞を考慮するとともに、出力変動電源の出力不確実性に焦点をあてるため、需要時系列を固定して問題を扱っている。より精緻な評価を行うために、産業構造の高度化、人口減少、省エネの進展等がもたらす電力需要の変化を、計量経済学的手法等で想定し、モデルに反映することが考えられる。加えて、本稿で考慮した風力発電出力と太陽光発電出力間の相互相関だけでなく、電力需要と気象条件との相関も考慮して電力需給シミュレーションモデルを構築することが考えられる。これにより、出力変動電源の出力と気象現象の相関性に加え、電力需要と気象現象の相関性も考慮したモデルに発展させることが可能となる。

また、本稿では、10分間の同時同量を担保しながら需給シミュレーションを行ったが、より短いサンプリング周期の同時同量を評価することで、電力需給シミュレーションをより精緻に行うことも考えられる。しかしながら、本稿のように、出力変動電源の導入量を変化させながら、MCMC法に基づく電力需給シミュレーションを繰返して導入量最適化を扱うモデル構造の場合、データ分解能の増大は計算負荷がそれに応じて増大し、計算負荷が膨大となる。したがって、パラメータ空間等の分解能を増大させるためには、コンピュータ性能の向上や、より短時間で年間出力時系列を生成するような確率過程モデルの開発等が今後の課題である。

第4章では、電力需給シミュレーションモデルとCGEモデルの統合方法を提言したが、前述のように、本稿の統合モデルは、次の2つの条件を前提としている。第1に、2018年3月現在、

産業連関表における再生可能エネルギー部門の創設は見送られているため、本稿では、風力発電及び太陽光発電の投入係数に関しては、得られる統計データから推計している。複数のバックデータを比較しながら、可能な限り、妥当な水準の投入係数を推計した。しかしながら、今後、産業連関表に再生可能エネルギー部門が創設された場合、出力変動電源の正確な投入係数が得られるため、より精緻なモデル統合が可能となる。第 2 に、モデル統合にあたっては全国規模の需給シミュレーションモデルが必要となるが、本稿では、50 Hz 系統の電力需給シミュレーション結果を系統規模の比で補正して、全国系統の発電指標を推計している。現時点では出力変動電源の大規模導入を前提とした 50 Hz と 60 Hz 系統間の電力融通の方針等が、明示的に策定されていないためである。この前提の場合、風力発電のポテンシャルサイトが容量基準で 50%から 60%程度水準で 50 Hz 系統に分布^[94]しているため、風力発電の最適導入量を若干高い側に評価している可能性がある。系統間の電力融通の方針等が今後所与となった場合、全国規模の需給シミュレーションモデルの構築が可能となる。その段階で、それを本稿の統合モデルに反映することで、より精緻に最適導入量を求めることが可能となる。

謝 辞

本稿は東京大学大学院 工学系研究科 技術経営戦略学専攻に在籍中の研究成果をまとめたものである。同専攻の准教授 茂木源人 先生には指導教員として本研究の実施の機会を与えて戴くとともに、その遂行にあたって終始、ご指導を戴いた。ここに深謝の意を表する。

また、同専攻の教授 古田一雄 先生、准教授 松島潤 先生 及び 特任准教授 田中謙司 先生には副査としてご助言を戴くとともに本論文の細部にわたりご指導を戴いた。並びに、秋田大学大学院 国際資源学研究科 資源開発環境学専攻の教授 安達毅 先生には副査及び外部審査員としてご助言を戴くとともに本論文の細部にわたりご指導を戴いた。ここに深謝の意を表する。

あとがき

最後に、自分を信じ、情熱を持って取組むことの大切さを、亡くなるその日まで愛情を持って教えてくれた、母、野上静江に深い感謝と愛情を捧げる。

野上一成

2018 年 9 月

付 録

付録 I

(1) 電源構成変化を描写する補正係数の例①（シェア： R_s ，設備利用率： R_u ）

表 I.1-1 電力需給シミュレーションから得られた補正係数①（電力供給量シェア及び設備

		PV 5GW					PV 10GW					PV 15GW					PV 20GW					WT	PV	...
		Nuclear	Coal	LNG	Oil	Hydro	Nuclear	Coal	LNG	Oil	Hydro	Nuclear	Coal	LNG	Oil	Hydro	Nuclear	Coal	LNG	Oil	Hydro			
WT	R_s	0.072	0.232	0.528	0.077	0.073	0.006	0.072	0.232	0.526	0.073	0.012	0.072	0.232	0.523	0.070	0.072	0.232	0.519	0.068	0.072	0.012	0.024	...
5GW	R_u	0.700	0.745	0.612	0.375	0.170	0.137	0.700	0.745	0.610	0.357	0.169	0.253	0.137	0.700	0.745	0.602	0.745	0.602	0.335	0.169	0.253	0.137	...
WT	R_s	0.072	0.232	0.525	0.070	0.072	0.006	0.072	0.232	0.522	0.067	0.012	0.072	0.232	0.518	0.065	0.072	0.232	0.514	0.063	0.072	0.222	0.024	...
10GW	R_u	0.700	0.745	0.608	0.342	0.169	0.137	0.700	0.745	0.605	0.328	0.169	0.252	0.137	0.700	0.745	0.601	0.745	0.596	0.310	0.169	0.252	0.137	...
WT	R_s	0.072	0.232	0.520	0.065	0.072	0.033	0.006	0.072	0.232	0.516	0.063	0.072	0.232	0.512	0.061	0.072	0.232	0.508	0.060	0.072	0.232	0.024	...
15GW	R_u	0.700	0.745	0.602	0.318	0.169	0.137	0.700	0.745	0.598	0.306	0.169	0.252	0.137	0.700	0.745	0.593	0.745	0.588	0.297	0.169	0.252	0.137	...
WT	R_s	0.072	0.232	0.512	0.061	0.072	0.045	0.006	0.072	0.232	0.508	0.059	0.072	0.232	0.503	0.057	0.072	0.232	0.498	0.057	0.072	0.232	0.045	...
20GW	R_u	0.700	0.745	0.593	0.298	0.169	0.137	0.700	0.745	0.588	0.288	0.169	0.253	0.137	0.700	0.745	0.583	0.745	0.577	0.277	0.169	0.253	0.137	...
WT	R_s	0.072	0.232	0.504	0.058	0.072	0.055	0.006	0.072	0.232	0.500	0.057	0.072	0.232	0.495	0.055	0.072	0.232	0.490	0.055	0.072	0.232	0.055	...
25GW	R_u	0.700	0.745	0.584	0.285	0.169	0.137	0.700	0.745	0.579	0.277	0.169	0.253	0.137	0.700	0.745	0.573	0.745	0.568	0.268	0.169	0.253	0.136	...
WT	R_s	0.072	0.232	0.496	0.056	0.072	0.065	0.006	0.072	0.232	0.492	0.055	0.072	0.232	0.487	0.054	0.072	0.232	0.482	0.053	0.072	0.232	0.065	...
30GW	R_u	0.700	0.745	0.575	0.275	0.169	0.137	0.700	0.745	0.570	0.268	0.169	0.251	0.137	0.700	0.745	0.564	0.745	0.558	0.261	0.169	0.250	0.136	...
WT	R_s	0.072	0.232	0.486	0.054	0.072	0.077	0.006	0.072	0.232	0.481	0.053	0.072	0.232	0.476	0.052	0.072	0.232	0.471	0.052	0.072	0.232	0.077	...
36GW	R_u	0.700	0.745	0.563	0.266	0.169	0.136	0.700	0.745	0.558	0.260	0.169	0.252	0.136	0.700	0.745	0.552	0.745	0.546	0.254	0.169	0.250	0.135	...
WT	R_s	0.072	0.232	0.477	0.053	0.072	0.087	0.006	0.072	0.232	0.473	0.052	0.072	0.232	0.468	0.052	0.072	0.232	0.463	0.051	0.072	0.232	0.086	...
41GW	R_u	0.700	0.745	0.553	0.260	0.169	0.136	0.700	0.745	0.548	0.255	0.169	0.248	0.136	0.700	0.745	0.542	0.745	0.537	0.250	0.169	0.247	0.134	...
WT	R_s	0.072	0.232	0.469	0.052	0.072	0.096	0.006	0.072	0.232	0.465	0.051	0.072	0.232	0.460	0.051	0.072	0.232	0.455	0.050	0.072	0.232	0.095	...
46GW	R_u	0.700	0.745	0.544	0.256	0.169	0.135	0.700	0.745	0.539	0.251	0.169	0.246	0.135	0.700	0.745	0.533	0.745	0.527	0.247	0.169	0.244	0.133	...
WT	R_s	0.072	0.232	0.461	0.051	0.072	0.105	0.006	0.072	0.232	0.457	0.051	0.072	0.232	0.452	0.050	0.072	0.232	0.447	0.050	0.072	0.232	0.104	...
51GW	R_u	0.700	0.745	0.534	0.251	0.169	0.135	0.700	0.745	0.529	0.248	0.169	0.243	0.134	0.700	0.745	0.524	0.745	0.518	0.244	0.169	0.241	0.132	...
WT	R_s	0.072	0.232	0.453	0.051	0.072	0.114	0.006	0.072	0.232	0.448	0.050	0.072	0.232	0.444	0.050	0.072	0.232	0.439	0.049	0.072	0.232	0.113	...
56GW	R_u	0.700	0.745	0.524	0.248	0.169	0.134	0.700	0.745	0.520	0.244	0.169	0.238	0.133	0.700	0.745	0.514	0.745	0.509	0.241	0.169	0.236	0.130	...
WT	R_s	0.072	0.232	0.445	0.050	0.072	0.121	0.006	0.072	0.232	0.442	0.050	0.072	0.232	0.437	0.049	0.072	0.232	0.433	0.049	0.072	0.232	0.119	...
61GW	R_u	0.700	0.745	0.517	0.245	0.169	0.133	0.700	0.745	0.512	0.242	0.169	0.233	0.132	0.700	0.745	0.507	0.745	0.502	0.239	0.169	0.230	0.129	...
WT	R_s	0.072	0.232	0.439	0.050	0.072	0.129	0.006	0.072	0.232	0.435	0.049	0.072	0.232	0.431	0.049	0.072	0.232	0.427	0.049	0.072	0.232	0.126	...
66GW	R_u	0.700	0.745	0.509	0.243	0.169	0.131	0.700	0.745	0.504	0.240	0.169	0.229	0.130	0.700	0.745	0.499	0.745	0.494	0.238	0.169	0.226	0.128	...
WT	R_s	0.072	0.232	0.432	0.049	0.072	0.136	0.006	0.072	0.232	0.428	0.049	0.072	0.232	0.424	0.048	0.072	0.232	0.420	0.048	0.072	0.232	0.134	...
71GW	R_u	0.700	0.745	0.501	0.241	0.169	0.130	0.700	0.745	0.496	0.238	0.169	0.223	0.129	0.700	0.745	0.491	0.745	0.487	0.236	0.169	0.220	0.126	...
WT	R_s	0.072	0.232	0.426	0.049	0.072	0.143	0.006	0.072	0.232	0.422	0.048	0.072	0.232	0.418	0.048	0.072	0.232	0.414	0.048	0.072	0.232	0.140	...
76GW	R_u	0.700	0.745	0.493	0.239	0.169	0.129	0.700	0.745	0.489	0.237	0.169	0.219	0.127	0.700	0.745	0.484	0.745	0.480	0.235	0.169	0.216	0.124	...

表 I.1-2 電力需給シミュレーションから得られた補正係数の例②（平均熱効率： R_t ）

		PV 5GW		PV 10GW		PV 15GW		PV 20GW		PV 25GW		PV 30GW		PV 36GW		PV 41GW		PV 46GW		PV 51GW		PV 56GW		PV 61GW		PV 66GW		PV 71GW		PV 76GW	
		LNG	Oil	LNG	Oil	LNG	Oil	LNG	Oil	LNG	Oil	LNG	Oil	LNG	Oil	LNG	Oil	LNG	Oil	LNG	Oil	LNG	Oil	LNG	Oil	LNG	Oil	LNG	Oil	LNG	Oil
WT 5GW	G03	0	0.974	0.000	0.963	0	0.953	0	0.947	0	0.942	0	0.938	0	0.936	0	0.934	0	0.932	0	0.931	0	0.93	0	0.929	0	0.929	0	0.928	0	0.928
	G04	0.997	0.000	0.997	0	0.996	0	0.995	0	0.994	0	0.992	0	0.99	0	0.988	0	0.986	0	0.984	0	0.983	0	0.981	0	0.979	0	0.977	0	0.976	0
	G05	0	0.974	0.000	0.963	0	0.953	0	0.947	0	0.942	0	0.938	0	0.936	0	0.934	0	0.932	0	0.931	0	0.93	0	0.929	0	0.929	0	0.928	0	0.928
WT 10GW	G03	0	0.954	0	0.943	0	0.933	0	0.928	0	0.923	0	0.921	0	0.918	0	0.917	0	0.916	0	0.915	0	0.914	0	0.913	0	0.913	0	0.912	0	0.912
	G04	0.997	0	0.996	0	0.995	0	0.994	0	0.992	0	0.991	0	0.989	0	0.987	0	0.984	0	0.983	0	0.981	0	0.979	0	0.977	0	0.976	0	0.974	0
	G05	0	0.954	0	0.943	0	0.933	0	0.928	0	0.923	0	0.921	0	0.918	0	0.917	0	0.916	0	0.915	0	0.914	0	0.913	0	0.913	0	0.912	0	0.912
WT 15GW	G03	0	0.935	0	0.925	0	0.916	0	0.911	0	0.907	0	0.905	0	0.903	0	0.902	0	0.901	0	0.9	0	0.9	0	0.899	0	0.899	0	0.898	0	0.898
	G04	0.995	0	0.995	0	0.994	0	0.992	0	0.99	0	0.989	0	0.986	0	0.984	0	0.982	0	0.98	0	0.978	0	0.976	0	0.975	0	0.973	0	0.972	0
	G05	0	0.935	0	0.925	0	0.916	0	0.911	0	0.907	0	0.905	0	0.903	0	0.902	0	0.901	0	0.9	0	0.9	0	0.899	0	0.899	0	0.898	0	0.898
WT 20GW	G03	0	0.917	0	0.907	0	0.9	0	0.895	0	0.892	0	0.89	0	0.889	0	0.888	0	0.887	0	0.886	0	0.886	0	0.885	0	0.885	0	0.885	0	0.884
	G04	0.993	0	0.992	0	0.991	0	0.989	0	0.987	0	0.985	0	0.983	0	0.981	0	0.979	0	0.977	0	0.975	0	0.973	0	0.971	0	0.97	0	0.969	0
	G05	0	0.917	0	0.907	0	0.9	0	0.895	0	0.892	0	0.89	0	0.889	0	0.888	0	0.887	0	0.886	0	0.886	0	0.885	0	0.885	0	0.885	0	0.884
WT 25GW	G03	0	0.904	0	0.895	0	0.888	0	0.885	0	0.882	0	0.88	0	0.879	0	0.878	0	0.877	0	0.877	0	0.876	0	0.876	0	0.876	0	0.876	0	0.875
	G04	0.991	0	0.99	0	0.988	0	0.986	0	0.984	0	0.982	0	0.98	0	0.978	0	0.976	0	0.974	0	0.972	0	0.97	0	0.968	0	0.967	0	0.966	0
	G05	0	0.904	0	0.895	0	0.888	0	0.885	0	0.882	0	0.88	0	0.879	0	0.878	0	0.877	0	0.877	0	0.876	0	0.876	0	0.876	0	0.876	0	0.875
WT 30GW	G03	0	0.894	0	0.885	0	0.88	0	0.876	0	0.874	0	0.872	0	0.871	0	0.871	0	0.87	0	0.87	0	0.869	0	0.869	0	0.869	0	0.868	0	0.868
	G04	0.988	0	0.987	0	0.985	0	0.983	0	0.981	0	0.979	0	0.977	0	0.974	0	0.972	0	0.97	0	0.968	0	0.967	0	0.965	0	0.964	0	0.963	0
	G05	0	0.894	0	0.885	0	0.88	0	0.876	0	0.874	0	0.872	0	0.871	0	0.871	0	0.87	0	0.87	0	0.869	0	0.869	0	0.869	0	0.868	0	0.868
WT 36GW	G03	0	0.883	0	0.876	0	0.87	0	0.868	0	0.866	0	0.865	0	0.864	0	0.863	0	0.862	0	0.862	0	0.862	0	0.862	0	0.861	0	0.861	0	0.861
	G04	0.984	0	0.983	0	0.981	0	0.979	0	0.977	0	0.975	0	0.972	0	0.97	0	0.968	0	0.966	0	0.964	0	0.962	0	0.961	0	0.96	0	0.958	0
	G05	0	0.883	0	0.876	0	0.87	0	0.868	0	0.866	0	0.865	0	0.864	0	0.863	0	0.862	0	0.862	0	0.862	0	0.862	0	0.861	0	0.861	0	0.861
WT 41GW	G03	0	0.876	0	0.869	0	0.864	0	0.862	0	0.86	0	0.859	0	0.858	0	0.858	0	0.857	0	0.857	0	0.857	0	0.857	0	0.857	0	0.856	0	0.856
	G04	0.981	0	0.98	0	0.978	0	0.975	0	0.973	0	0.971	0	0.969	0	0.966	0	0.964	0	0.962	0	0.961	0	0.959	0	0.958	0	0.956	0	0.955	0
	G05	0	0.876	0	0.869	0	0.864	0	0.862	0	0.86	0	0.859	0	0.858	0	0.858	0	0.857	0	0.857	0	0.857	0	0.857	0	0.856	0	0.856	0	0.856
WT 46GW	G03	0	0.869	0	0.863	0	0.859	0	0.857	0	0.855	0	0.854	0	0.854	0	0.853	0	0.853	0	0.853	0	0.852	0	0.852	0	0.852	0	0.852	0	0.852
	G04	0.978	0	0.976	0	0.974	0	0.972	0	0.969	0	0.967	0	0.965	0	0.963	0	0.96	0	0.959	0	0.957	0	0.955	0	0.954	0	0.953	0	0.952	0
	G05	0	0.869	0	0.863	0	0.859	0	0.857	0	0.855	0	0.854	0	0.854	0	0.853	0	0.853	0	0.853	0	0.852	0	0.852	0	0.852	0	0.852	0	0.852
WT 51GW	G03	0	0.864	0	0.858	0	0.855	0	0.853	0	0.851	0	0.851	0	0.85	0	0.85	0	0.849	0	0.849	0	0.849	0	0.849	0	0.848	0	0.848	0	0.848
	G04	0.974	0	0.972	0	0.97	0	0.968	0	0.965	0	0.963	0	0.961	0	0.959	0	0.957	0	0.955	0	0.953	0	0.952	0	0.95	0	0.949	0	0.948	0
	G05	0	0.864	0	0.858	0	0.855	0	0.853	0	0.851	0	0.851	0	0.85	0	0.85	0	0.849	0	0.849	0	0.849	0	0.849	0	0.848	0	0.848	0	0.848
WT 56GW	G03	0	0.859	0	0.854	0	0.851	0	0.849	0	0.848	0	0.847	0	0.846	0	0.846	0	0.846	0	0.845	0	0.845	0	0.845	0	0.845	0	0.845	0	0.845
	G04	0.97	0	0.968	0	0.966	0	0.964	0	0.961	0	0.959	0	0.957	0	0.955	0	0.953	0	0.951	0	0.949	0	0.948	0	0.947	0	0.946	0	0.945	0
	G05	0	0.859	0	0.854	0	0.851	0	0.849	0	0.848	0	0.847	0	0.846	0	0.846	0	0.846	0	0.845	0	0.845	0	0.845	0	0.845	0	0.845	0	0.845
WT 61GW	G03	0	0.855	0	0.85	0	0.848	0	0.846	0	0.845	0	0.844	0	0.844	0	0.844	0	0.843	0	0.843	0	0.843	0	0.843	0	0.843	0	0.843	0	0.842
	G04	0.967	0	0.965	0	0.963	0	0.96	0	0.958	0	0.956	0	0.953	0	0.952	0	0.95	0	0.948	0	0.946	0	0.945	0	0.944	0	0.943	0	0.942	0
	G05	0	0.855	0	0.85	0	0.848	0	0.846	0	0.845	0	0.844	0	0.844	0	0.844	0	0.843	0	0.843	0	0.843	0	0.843	0	0.843	0	0.843	0	0.842
WT 66GW	G03	0	0.852	0	0.848	0	0.845	0	0.844	0	0.843	0	0.842	0	0.842	0	0.841	0	0.841	0	0.841	0	0.841	0	0.841	0	0.841	0	0.841	0	0.84
	G04	0.963	0	0.961	0	0.959	0	0.957	0	0.954	0	0.952	0	0.95	0	0.948	0	0.946	0	0.945	0	0.943	0	0.942	0	0.94	0	0.94	0	0.939	0
	G05	0	0.852	0	0.848	0	0.845	0	0.844	0	0.843	0	0.842	0	0.842	0	0.841	0	0.841	0	0.841	0	0.841	0	0.841	0	0.841	0	0.841	0	0.84
WT 71GW	G03	0	0.848	0	0.845	0	0.842	0	0.841	0	0.84	0	0.84	0	0.839	0	0.839	0	0.839	0	0.839	0	0.839	0	0.839	0	0.839	0	0.838	0	0.838
	G04	0.96	0	0.957	0	0.955	0	0.953	0	0.951	0	0.948	0	0.946	0	0.944	0	0.942	0	0.941	0	0.939	0	0.938	0	0.937	0	0.936	0	0.935	0
	G05	0	0.848	0	0.845	0	0.842	0	0.841	0	0.84	0	0.84	0	0.839	0	0.839	0	0.839	0	0.839	0	0.839	0	0.839	0	0.838	0	0.838	0	0.838
WT 76GW	G03	0	0.846	0	0.842	0	0.84	0	0.839	0	0.838	0	0.838	0	0.837	0	0.837	0	0.837	0	0.837	0	0.837	0	0.837	0	0.837	0	0.837	0	0.837
	G04	0.956	0	0.954	0	0.952	0	0.949	0	0.947	0	0.945	0	0.943	0	0.941	0	0.939	0	0.938	0	0.936	0	0.935	0	0.934	0	0.933	0	0.932	0

(2) 社会会計表

表 I. 2-1 社会会計表①

単位：百万円

		G01	G02	G03	G04	G05	G06	G07	G08
G01	電力	561,061	743	1,987	5,667	93,873	14,552	61,331	223,534
G02	石炭	805,169	2	6	19	1,593	567,526	941	4
G03	原油	358,818				9,539,521			
G04	天然ガス	1,167,879	9	23	67	255		974,164	
G05	石油製品	708,030	35	93	266	516,670	83,853	123,290	75,365
G06	石炭製品	234,904					61,175		4
G07	ガス・熱供給	12,825	4	11	30	93	836	43,284	4,859
G08	水道	12,601	39	104	297	7,208	989	10,473	445,586
G09	金属鉱物								
G10	農林水産業		29	79	224		609		
G11	軽工業	35,042	80	213	608	359	3,720	3,057	12,990
G12	化学製品	7,665	17	46	131	18,999	11,395	8,424	55,756
G13	金属工業・製品	23,549	444	1,187	3,383	6,486	4,471	3,842	8,733
G14	一般機械		22	59	169	21	76	165	33,325
G15	電気機械	111			1				674
G16	電子部品・機器	392				50	6	64	194
G17	輸送機械								
G18	その他工業製品	135,844	114	305	870	6,380	12,880	43,246	207,290
G19	建設	844,756	65	173	495	7,998	8,222	201,494	208,763
G20	商業	288,481	184	492	1,403	117,175	77,083	90,740	103,925
G21	金融・保険	602,405	633	1,691	4,821	86,685	7,840	33,048	27,203
G22	不動産	119,762	253	676	1,929	4,382	2,006	41,963	8,172
G23	鉄道	12,128	80	214	611	4,426	1,362	2,175	3,431
G24	運輸	350,751	419	1,121	3,197	396,096	62,557	133,600	60,560
G25	情報通信	278,256	281	750	2,138	14,233	3,229	63,284	213,634
G26	公務他	69,368	258	691	1,971	-13,010	23,329	15,380	88,748
G27	教育・研究	396,234	211	565	1,613	34,310	3,709	41,213	469
G28	医療・保険等							23	206
G29	対事業所サービス	1,483,219	869	2,323	6,623	54,401	28,799	138,428	402,370
G30	対個人サービス	2,356	2	5	7	362	120	247	1,518
CAP		4,231,709	1,924	5,146	14,673	221,319	152,394	403,822	1,540,735
LAB		1,914,977	3,064	8,190	23,355	213,753	90,498	453,536	797,235
HOH									
GOV									
INV									
IDT		1,125,075	1,105	2,951	8,416	4,340,379	22,917	2,565	33,207
TRF			109,141	959,308	151,001	143,264	4,198		
EXT		1,079	1,517,190	8,821,991	1,985,329	2,510,455	80,703	183	1,445

表 1.2-2 社会会計表②

単位：百万円

		G09	G10	G11	G12	G13	G14	G15	G16
G01	電力	2,647	99,738	812,792	618,391	1,019,427	303,914	135,783	370,161
G02	石炭			38,804	36,141	176,639			
G03	原油								
G04	天然ガス			168	29,897	43,541	454	269	376
G05	石油製品	234	260,166	253,864	2,002,322	152,715	43,629	14,868	33,383
G06	石炭製品		2	179	46,755	539,285	297	91	171
G07	ガス・熱供給		314	89,962	36,194	115,858	18,695	18,374	32,084
G08	水道	143	10,575	155,479	126,899	64,139	36,402	17,109	43,654
G09	金属鉱物				38,802	1,629,182			
G10	農林水産業	83	1,643,017	7,560,392	31,173	276			
G11	軽工業	65	1,485,228	10,742,664	540,058	142,728	124,219	166,409	251,571
G12	化学製品	465	573,052	1,215,315	9,007,825	288,769	196,276	198,184	355,773
G13	金属工業・製品	261	15,785	1,016,820	363,397	20,654,377	4,415,601	2,010,573	1,368,833
G14	一般機械	48	3,020	18,610	1,369	38,015	6,419,262	257,737	125,830
G15	電気機械	79	3,221	1,841	443	12,542	825,416	1,630,728	614,815
G16	電子部品・機器	1	91	686	2,108	45,121	1,510,628	1,608,445	9,076,012
G17	輸送機械		67,599				3,875		
G18	その他工業製品	218	155,484	1,746,126	697,413	815,585	1,197,794	802,803	1,467,315
G19	建設	114	65,697	158,772	178,017	302,221	102,655	62,443	117,067
G20	商業	432	543,366	4,325,267	1,177,229	2,045,010	2,154,492	1,084,816	1,463,743
G21	金融・保険	234	226,281	769,212	414,955	572,879	522,580	151,325	268,038
G22	不動産	261	4,520	103,750	79,979	99,538	92,902	47,858	48,685
G23	鉄道	355	5,873	54,066	56,736	56,353	67,008	30,542	89,018
G24	運輸	2,514	627,310	1,814,335	651,789	1,159,286	625,683	296,059	430,769
G25	情報通信	451	37,206	270,266	404,359	294,612	391,357	256,920	371,278
G26	公務他	593	172,822	322,111	119,821	224,663	245,420	62,323	59,523
G27	教育・研究	541	10,891	331,482	2,022,341	464,586	1,221,837	1,252,244	2,425,217
G28	医療・保険等		859	21	366	48			
G29	対事業所サービス	1,027	186,242	1,663,631	1,454,247	1,025,363	1,511,580	759,605	1,244,108
G30	対個人サービス	9	4,846	7,217	4,364	6,232	5,009	3,310	5,288
CAP		4,630	5,082,506	6,911,112	3,437,378	4,527,353	3,389,917	1,335,596	1,683,730
LAB		6,254	1,435,010	8,704,642	3,270,582	7,343,921	7,992,886	3,382,241	4,881,903
HOH									
GOV									
INV									
IDT		817	433,854	4,004,115	635,600	1,268,221	681,395	245,434	395,035
TRF		78,817	149,278	1,560,914	227,213	220,335	204,482	135,632	393,287
EXT		1,576,352	2,092,569	9,742,378	3,807,771	4,001,729	4,062,965	2,429,477	7,728,829

表 I.2-3 社会会計表③

単位：百万円

		G17	G18	G19	G20	G21	G22	G23	G24
G01	電力	429,778	570,545	210,831	1,428,977	108,006	178,753	339,356	343,216
G02	石炭		46,515	9				57	
G03	原油								
G04	天然ガス	3,608	8,579						
G05	石油製品	104,131	179,074	348,735	225,351	18,480	32,472	29,902	5,175,197
G06	石炭製品	4,194	8,685	355,681	-374			525	
G07	ガス・熱供給	78,100	45,142	45,386	273,498	25,721	15,579	3,732	19,570
G08	水道	35,054	54,470	56,986	215,082	52,680	23,678	34,065	89,309
G09	金属鉱物		4,743						
G10	農林水産業	57	205,726	87,905	9,311		81		1,939
G11	軽工業	176,284	2,037,226	3,111,318	1,197,781	256,368	36,539	18,501	375,925
G12	化学製品	530,011	3,453,606	275,895	883	1,184	1,113	371	20,128
G13	金属工業・製品	3,996,927	681,658	8,146,266	334,122	2,552	17,331	1,912	87,544
G14	一般機械	565,490	167,380	424,422	157,218	2,810	303	418	6,211
G15	電気機械	1,364,437	7,178	493,668	28,918	242	647	1,853	8,516
G16	電子部品・機器	795,320	151,264	119,501	18,774	5,695	1,519	518	3,293
G17	輸送機械	24,604,589						418,296	319,379
G18	その他工業製品	2,472,112	5,333,468	4,692,033	1,533,267	1,018,351	48,627	25,201	287,703
G19	建設	68,037	192,521	143,850	651,679	164,048	3,047,681	215,010	290,813
G20	商業	2,553,585	2,433,864	4,123,288	1,826,085	252,847	72,325	23,683	1,641,468
G21	金融・保険	404,587	645,898	937,841	5,707,629	4,478,944	3,798,522	736,889	1,483,279
G22	不動産	42,728	98,840	160,378	2,879,732	569,767	378,002	14,569	734,825
G23	鉄道	28,385	93,819	101,716	658,441	340,361	5,742	3,616	63,041
G24	運輸	858,516	1,627,431	3,241,729	4,800,004	479,374	145,205	157,826	5,695,130
G25	情報通信	193,154	286,199	757,075	4,223,835	2,328,652	137,929	42,104	562,851
G26	公務他	65,638	615,641	1,051,067	700,415	213,125	256,281	67,055	260,651
G27	教育・研究	1,823,954	712,787	79,319	327,863	19,473	170	49,381	49,904
G28	医療・保険等		39	20	2,129	1,134	90	148	2,464
G29	対事業所サービス	1,601,958	1,332,973	5,049,142	6,157,496	4,734,503	1,387,538	264,582	6,480,474
G30	対個人サービス	6,292	8,157	30,402	104,906	10,815	51,159	9,301	15,710
CAP		2,524,890	3,786,244	4,031,753	24,623,782	13,054,601	50,656,597	2,135,328	4,531,713
LAB		6,899,095	8,435,244	23,268,060	44,454,926	12,657,010	2,310,990	1,633,166	13,963,015
HOH									
GOV									
INV									
IDT		785,407	1,043,670	1,893,048	3,732,782	790,042	3,601,062	305,981	1,697,786
TRF		130,609	290,365						
EXT		2,674,069	3,686,561		704,600	499,171	1,463	204,106	3,463,191

表 1.2-4 社会会計表④

単位：百万円

		G25	G26	G27	G28	G29	G30	CAP	LAB
G01	電力	292,900	461,899	691,598	520,920	411,569	874,016		
G02	石炭		685	5,111	408	509	757		
G03	原油								
G04	天然ガス					7			
G05	石油製品	47,187	440,557	272,335	184,962	157,015	293,210		
G06	石炭製品	70	1,215		362	1,058	14,315		
G07	ガス・熱供給	21,768	54,583	92,711	126,409	23,870	365,896		
G08	水道	77,675	186,831	300,442	295,261	100,223	562,743		
G09	金属鉱物								
G10	農林水産業		10,793	34,205	225,434	1,006	1,038,617		
G11	軽工業	933,747	469,633	251,068	1,147,013	373,342	5,865,012		
G12	化学製品	93,291	107,110	187,027	6,476,823	301,028	368,195		
G13	金属工業・製品	14,662	310,754	5,804	78,081	114,065	132,342		
G14	一般機械	17,515	47,028	562	444,924	1,803,438	58,912		
G15	電気機械	8,756	74,386	14,230	2,830	438,304	13,451		
G16	電子部品・機器	80,038	214,631	54,844	1,097	829,120	6,508		
G17	輸送機械		764,364	1,568		1,833,918	3,091		
G18	その他工業製品	1,551,307	1,433,491	1,063,455	516,222	1,678,109	742,415		
G19	建設	233,419	607,296	453,558	293,525	198,128	301,196		
G20	商業	714,522	856,790	702,208	2,835,627	1,778,403	3,525,607		
G21	金融・保険	636,153	2,604,033	314,064	660,311	2,581,242	810,215		
G22	不動産	897,579	149,159	284,839	307,729	332,561	735,293		
G23	鉄道	68,728	275,979	165,895	93,252	121,323	95,734		
G24	運輸	1,037,971	1,504,601	539,371	777,297	1,052,866	1,502,664		
G25	情報通信	4,763,584	1,779,620	1,095,032	751,008	5,948,351	1,220,762		
G26	公務他	527,335	1,159,144	554,566	218,837	427,382	354,945		
G27	教育・研究	503,975	147,109	85,024	7,595	99,666	24,834		
G28	医療・保険等	2,107	1,317	336	893,380	439	2,388		
G29	対事業所サービス	5,813,475	3,360,839	1,953,073	2,518,109	6,179,039	2,408,610		
G30	対個人サービス	471,242	52,718	45,097	681,959	118,378	629,286		
CAP		10,902,527	11,221,963	4,429,425	5,669,808	14,550,184	11,166,661		
LAB		14,628,841	19,873,547	22,452,818	24,491,127	24,024,064	16,006,248		
HOH								196,229,420	275,620,198
GOV									
INV									
IDT		1,595,583	227,389	242,912	-8,913	2,018,524	2,898,086		
TRF		6,127	8,622			1,203	295		
EXT		707,962	921,670	641,415	2,070	1,040,529	2,801,801		

表 1.2-5 社会会計表⑤

単位：百万円

		HOH	GOV	INV	IDT	TRF	EXT
G01	電力	4,566,142					30,339
G02	石炭	23		-43,826			125
G03	原油			-87,939			
G04	天然ガス			-9,982			
G05	石油製品	5,886,243		-178,905			843,007
G06	石炭製品	1,359		19,303			41,798
G07	ガス・熱供給	1,327,889					705
G08	水道	1,892,552	-387,760	28,761			10,186
G09	金属鉱物			824			4,094
G10	農林水産業	3,563,257		919,745			62,464
G11	軽工業	32,235,223	328,257	909,319			1,165,426
G12	化学製品	2,823,920		92,943			4,850,314
G13	金属工業・製品	426,755	508	459,400			4,642,124
G14	一般機械	1,010,264	126	16,906,164			9,857,717
G15	電気機械	2,910,042		4,418,276			5,521,593
G16	電子部品・機器	5,209,018		5,090,170			10,520,388
G17	輸送機械	5,567,891		6,877,258			15,359,168
G18	その他工業製品	3,813,186	4,297	1,295,194			3,447,407
G19	建設			54,117,611			
G20	商業	48,570,364	6,873	12,967,223			8,620,512
G21	金融・保険	11,941,943					654,576
G22	不動産	57,908,362	37,145				19,254
G23	鉄道	4,136,165	30	1,473			99,374
G24	運輸	11,266,947	-78,588	879,822			5,570,033
G25	情報通信	11,191,240	35,886	8,397,087			333,423
G26	公務他	4,693,447	25,085,434	11,590,975			93,807
G27	教育・研究	7,608,327	14,334,534	2,468,921			384,294
G28	医療・保険等	12,683,196	36,495,249	127,297			211
G29	対事業所サービス	4,859,407	827,914	2,975,558			671,338
G30	対個人サービス	51,582,807					964,984
CAP							
LAB							
HOH							
GOV		32,459,969			34,024,445	4,774,091	
INV		141,713,680	-5,431,400				-6,059,608
IDT							
TRF							
EXT							

(3) CGE モデルの方程式体系

1) 電力産業の経済行動に関する方程式

$$X_{i,G01} = a_{i,G01} \quad G01 \quad \forall i \quad i \in \{G01, G02, \dots, G30\} \quad (I.3-1)$$

$$F_{h,G01} = a_{h,G01} \quad Z_{G01} \quad \forall h \quad h \in \{CAP, LAB\} \quad (I.3-2)$$

$$pZ_{G01} = \sum_i pq_i \quad a_{i,G01} + \sum_h pf_h \quad a_{h,G01} \quad (I.3-3)$$

2) 電力消費部門の経済行動に関する方程式 ($\forall J2 \quad J2 \in \{G02, G03, \dots, G30\}$)

$$X_{i,J2} = axx_{i,J2} \quad Z_{G01} \quad (I.3-4)$$

$$pq_{G01}^{\frac{1}{1-\eta^e}} \quad X_{G01,J2} = (\gamma e_{J2}^{\eta^e} \quad \varepsilon x_{J2} \quad pZ_{J2})^{\frac{1}{1-\eta^e}} \quad Z_{J2} \quad (I.3-5)$$

$$pxa_{J2}^{\frac{1}{1-\eta^e}} \quad Xa_{J2} = (\gamma e_{J2}^{\eta^e} \quad \varepsilon xa_{J2} \quad pZ_{J2})^{\frac{1}{1-\eta^e}} \quad Z_{J2} \quad (I.3-6)$$

$$pfa_{J2}^{\frac{1}{1-\eta^e}} \quad fa_{J2} = (\gamma e_{J2}^{\eta^e} \quad \varepsilon fa_{J2} \quad pZ_{J2})^{\frac{1}{1-\eta^e}} \quad Z_{J2} \quad (I.3-7)$$

$$Z_{J2} = \gamma e_{J2} \quad (\varepsilon x_{J2} \quad x_{G01,J2}^{\eta^e} + \varepsilon xa_{J2} \quad xa_{J2}^{\eta^e} + \varepsilon fa_{J2} \quad fa_{J2}^{\eta^e})^{\frac{1}{1-\eta^e}} \quad (I.3-8)$$

$$pxa_{G01} = \sum_{J2} px_{J2} \quad axx_{J2,G01} \quad (I.3-9)$$

$$pf_h \quad F_{h,J2} = \beta_{h,J2} \quad pfa_{J2} \quad Fa_{J2} \quad \forall h \quad h \in \{CAP, LAB\} \quad (I.3-10)$$

$$Fa_{J2} = b_{J2} \quad \prod_h F_{h,J2}^{\beta_{h,J2}} \quad (I.3-11)$$

3) 家計の経済行動に関する方程式 ($\forall i \quad i \in \{G01, G02, \dots, G30\}$)

$$pq_i \quad Xp_i = \alpha_i \quad (\sum_h pf_h \quad FF_h - Td - Sp) \quad (I.3-12)$$

$$Td = \tau d \quad \sum_h pf_h \quad FF_h \quad (I.3-13)$$

$$Sp = ssp \quad \sum_h pf_h \quad FF_h \quad (I.3-14)$$

4) 輸出に関する経済行動 ($\forall i \quad i \in \{G01, G02, \dots, G30\}$)

$$pd_i^{\frac{1}{1-\phi}} \quad D_i = \{\theta_i^\phi \quad \varepsilon d_i \quad (1 + \tau z_i) \quad pZ_i\}^{\frac{1}{1-\phi}} \quad Z_i \quad (I.3-15)$$

$$pe_i^{\frac{1}{1-\phi}} \quad E_i = \{\theta_i^\phi \quad \varepsilon e_i \quad (1 + \tau z_i) \quad pZ_i\}^{\frac{1}{1-\phi}} \quad Z_i \quad (I.3-16)$$

$$Z_i = \theta_i \quad (\varepsilon d_i \quad D_i^\phi + \varepsilon e_i \quad E_i^\phi)^{\frac{1}{1-\phi}} \quad (I.3-17)$$

$$Tz_i = \tau z_i \quad pZ_i \quad Z_i \quad (I.3-18)$$

5) 輸出に関する経済行動 ($\forall i \quad i \in \{G01, G02, \dots, G30\}$)

$$pd_i^{\frac{1}{1-\eta}} D_i = \{\gamma_i^\eta \delta d_i pq_i\}^{\frac{1}{1-\eta}} Q_i \quad (I.3-19)$$

$$\{(1 + \tau m_i) pm_i\}^{\frac{1}{1-\eta}} M_i = \{\gamma_i^\eta \delta m_i pq_i\}^{\frac{1}{1-\eta}} Q_i \quad (I.3-20)$$

$$Q_i = \gamma_i (\delta d_i D_i^\eta + \delta m_i M_i^\eta)^{\frac{1}{1-\eta}} \quad (I.3-21)$$

$$Tm_i = \tau m_i pm_i M_i \quad (I.3-22)$$

6) 外国の経済行動に関する方程式 ($\forall i \quad i \in \{G01, G02, \dots, G30\}$)

$$pm_i = \varepsilon pWm_i \quad (I.3-23)$$

$$pe_i = \varepsilon pWe_i \quad (I.3-24)$$

7) 政府の経済行動に関する方程式 ($\forall i \quad i \in \{G01, G02, \dots, G30\}$)

$$pq_i Xg_i = \mu_i (Td - \sum_i Tm_i + \sum_i Tz_i - Sg) \quad (I.3-25)$$

$$Sg = ssg (Td - \sum_i Tm_i + \sum_i Tz_i) \quad (I.3-26)$$

8) 投資主体の経済行動に関する方程式 ($\forall i \quad i \in \{G01, G02, \dots, G30\}$)

$$pq_i Xv_i = \lambda_i (Sp + Sg + \varepsilon Sf) \quad (I.3-27)$$

9) 生産要素の賦存量に関するする方程式

$$FF_h = \sum_j F_{h,j} \quad \forall h \in \{CAP, LAB\} \quad j \in \{G01, G02, \dots, G30\} \quad (I.3-28)$$

10) 需給均衡に関するする方程式 ($\forall i \quad i \in \{G01, G02, \dots, G30\}$)

$$Q_i = \sum_j X_{i,j} + Xp_i + Xg_i + Xv_i \quad (I.3-29)$$

付録 II

倉本ら(2011)は、1 地点の出力時系列に平滑化効果を重畳しながら積算し、対象地域全体の出力時系列を推計している^[50]。第 2 章に示したように、本稿ではこの方法を応用して北海道及び東北地方に出力変動電源が大規模導入された場合の出力時系列を推計している。山岳地帯が広がる内陸部を除く沿岸部に、導入規模に応じて均等に発電設備が分布していくと仮定して推計を行った。第 2 章に示したように、北海道及び東北地方の沿岸部に沿って選定した観測地点間を 10km 四方のメッシュで分割しているため、対象サイトを直線状に引き延ばすと、北海道地域、東北地方、それぞれ、図 II-1 のように表せる。説明の便宜上、同図のように観測地点が 100 km の間隔で均等に確保され、区間数が M 、観測地点数が $N (=M+1)$ であるとする。この時、本稿の出力時系列推計の基本概念は次のとおりである。まず、図 II-1 に示すメッシュ i の出力時系列に平滑化効果を重畳しながら、必要ユニット数積算して区間 j の合計出力時系列を求める。次に、それを全ての区間にわたって積算し、対象地域全体の出力時系列を推計する。しかしながら、図 II-1 に示す規則に基づき区間分割を行うと、 N 番目の観測地点が余ることとなり、対象地域全体の合計出力時系列の推計に、そのメッシュの出力時系列を有効に反映することができない。

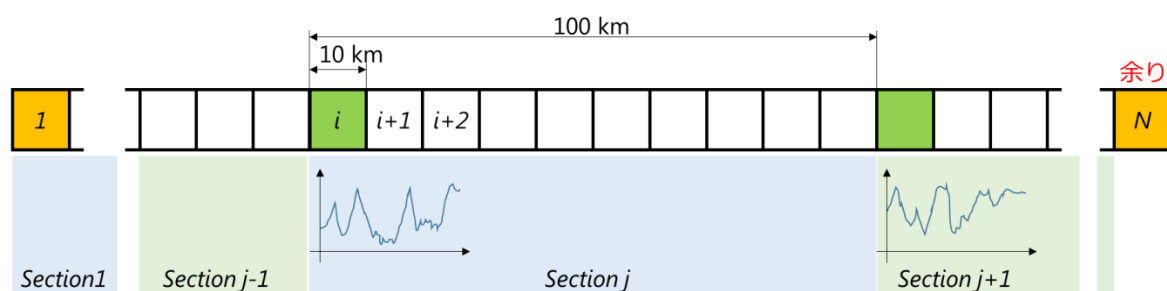


図 II-1 対象地域の出力時系列の推計方法

そこで本稿では、図 II-2 のように、各区間上のメッシュの出力時系列の基本波形を、両端の観測に基づく出力時系列（図 II-1 参照）を距離で加重平均して求めるという方法で、全ての観測時系列を有効活用した。図 II-2 の赤丸は観測地点 1 から N を表し、三角は区間上の点が左右の観測地点の出力時系列に依存する割合を示している。各区間上のメッシュの基本時系列を両端の出力時系列を距離で加重平均して求める場合、その一つのメッシュのみに着目すると、両端の異なる波形の出力時系列を加重平均して求めることになるため、求めた出力時系列では両端の出力時系列に観察されるような急峻な変動が多少緩和されることになる。

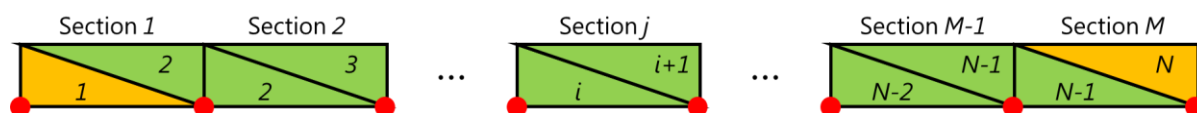


図 II-2 各メッシュの基本時系列の生成方法

しかしながら、図 II-2 の三角を並替えると図 II-3 となることに留意する必要がある。図 II-3 は図 II-2 の積算順序を入れ替えているにすぎない。すなわち、各区間上のメッシュの基準となる出力時系列を両端の出力時系列で加重平均をしても、対象地域全体の出力時系列に着目すると、出

力変動の緩和は何ら発生しない。メッシュ 1 及び N の出力時系列に基づき、それぞれ 50 km の範囲に設置するユニット数分だけ出力時系列を積算し、メッシュ 2 から $N-1$ の出力時系列に基づき、 100 km の範囲に設置するユニット数分だけ出力時系列を積算するという、単純計算を行っているにすぎない。

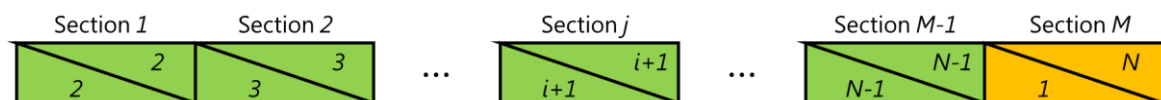


図 II-3 積算順序の並替え

これを考慮して、本稿では、各区間上のメッシュの出力時系列を両端の出力時系列を加重平均して求め、それにメッシュ内で生じる平滑化効果とメッシュ間で生じる平滑化効果を重畳しながら必要ユニット数積算し、各メッシュの合計出力時系列を求めている。さらに、これを全てのメッシュにわたって積算し、対象地域全体の出力時系列を求めている。

参考文献

- [1] 経済産業省：「固定価格買取制度 情報公表用ウェブサイト」
(http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/statistics/index.html) (2017)
- [2] 経済産業省：「長期エネルギー需給見通し」 (2015)
- [3] International Energy Agency：”World Energy Outlook 2014”, pp.603-686 (2014)
- [4] 経済産業省 資源エネルギー庁発電コスト検証ワーキンググループ「発電コストレビューシート」配布資料(http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/) (2015)
- [5] 資源エネルギー庁 コスト等検証委員会：「コスト等検証委員会報告書」参考資料 1 (2011)
- [6] 浅野浩志：「再生可能エネルギーをめぐる科学技術政策」, pp. 237-247 (2013)
- [7] International Energy Agency：”Empowering Variable Renewables - Options for Flexible Electricity Systems -” (2008)
- [8] Ahmet D. Sahin・Zekai Sen：”First-order Markov chain approach to wind speed modeling”, New Journal of wind engineering and industrial aerodynamics, Vol.89, pp.263-269 (2001)
- [9] F. Youcef Ettoumi・H. Sauvageot・A. -E. -H. Adane：”Statistical bivariate modelling of wind using first-order Markov chain and Weibull distribution”, Renewable Energy, Vol.28, pp.1787-1802 (2002)
- [10] A. Shamshad・M. A. Bawadi・W. M. A. Wan Hussin・T. A. Majid・S. A. M. Sanusi：”First and Second order Markov chain models for synthetic generation of wind speed time series”, Energy, pp.693-708 (2003)
- [11] Gulielmo D’ Amico・Filippo Petroni・Flavio Prattico：”First and second order semi-Markov chains for wind speed modeling”, Physica A, Vol.392, pp.1194-1201 (2012)
- [12] Gulielmo D’ Amico・Filippo Petroni・Flavio Prattico：”Reliability measures of second-order semi-Markov chain applied to wind energy production”, Journal of renewable energy, Vol.2013, pp.1-6 (2013)
- [13] T Pesch・S Schroders・H J Allelin・J F Hake：”A new Markov-chain-related statistical approach for modelling synthetic wind power time series”, New Journal of Physics, Vol.17, pp.1-15 (2015)
- [14] 井上俊雄：「電力系統の周波数制御から見た火力機の出力行答性」, 電気学会論文誌 B, Vol.124, No.3, pp.343-346(2004)
- [15] 山岸良雄・上田智之・金尾則一・駒見慎太郎：「複数サイト間での風力発電出力変動に関する一考察」, 電気学会論文誌 B, Vol. 129, No. 5, pp.661-667 (2009)
- [16] 電気学会：「再生可能エネルギーの出力変動特性と予測」, 電気学会技術報告, 第 1316 号, pp.16-31 (2014)
- [17] 名古屋洋之・山岸良雄・金尾則一・駒見慎太郎：「相互平滑化効果を考慮した太陽光発電大量導入時の短周期出力変動の予測法」, 電気学会研究会資料. PE, 電力技術研究会 2010(77), pp.53-60 (2010)
- [18] Roberto Carapellucci・Lorena Giordano：”A new approach for synthetically generating wind speeds: A comparison with the Markov chain method”, Energy, Vol.38, pp.298-305 (2013)

- [19] Pierre Ailliot・Valerie Monbet : "Markov-switching autoregressive models for wind time series", *Environmental modelling & Software*, Vol.30, pp.92-101 (2012)
- [20] 渡辺俊行・浦野良美・林徹夫 : 「水平面全天日射量の直散分離と傾斜面日射量の推定」, 日本建築学会論文報告集, No.330, pp.96-108 (1983)
- [21] 中村圭三・三谷雅肆 : 「関東地方における大気混濁係数の推移について ―全天日射量からの評価の試み」, 日本気象学会, 天気 58(10), pp.11-20 (2011)
- [22] V. A. Graham・K. G. T. Hollands・T. E. Unity : "A time series model for Kt with application to global synthetic weather generation", *Solar Energy*, Vol.40, No.2, pp.83-92 (1988)
- [23] V. A. Graham・K. G. T. Hollands : "A method to generate synthetic hourly solar radiation globally", *Solar Energy*, Vol.44, No.6, pp.333-341 (1988)
- [24] R. Aguiar・M. Collares-Pereira : "TAG: a time-dependent, autoregressive, Gaussian model for generating synthetic hourly radiation", *Solar Energy*, Vol.49, No.3, pp.167-174 (1992)
- [25] B. O. Ngoko・H. Sugihara・T. Funai : "Synthetic generation of high temporal resolution solar radiation data using Markov models", *Solar Energy*, Vol.103, pp.160-170 (2014)
- [26] Cleber Onogre Inacio・Carmen Lucia Tancredo Borges : "Stochastic model for generation of high resolution irradiance data and estimation of power output of photovoltaic plants", *IEEE Transactions on sustainable energy*, Vol.9, No.2, April 2018, pp.952-960 (2018)
- [27] 相場茂・斉藤哲夫 : 「風力発電と太陽光発電 ―出力抑制無補償期間内における最大導入量の相関―」, 日本風力発電協会 ウィンドウズオブ Wind (風の森), pp.1-8 (2016)
- [28] 阿部公哉・石岡修・市川嘉則・榎本重朗 : 「風力発電所の出力変動実績の分析と平滑化効果に関する一考察」, 電気学会論文誌 B, Vol.121, No.12, pp.1681-1689 (2001)
- [29] Y. H. Wan : "Wind power plant behaviors: Analysis of long term wind power data", NREL/TP-500-36551, pp.18-22 (2004)
- [30] 七原俊也 : 「大量導入時における太陽光, 風力発電の出力特性」, オペレーションズ・リサーチ, 2011 年 7 月号, pp.375-380 (2011)
- [31] 七原俊也 : 「風力発電電力系統影響対策技術の開発動向」, 電気学会論文誌 B, Vol.129, No.5, pp.568-571 (2009)
- [32] 加藤丈佳・鈴置保雄 : 「数 km² 程度の区域における太陽光発電システム群の平均出力変動の推定に関する一検討性」, 電気学会論文誌 B, Vol.130, No.2, pp.214-222 (2010)
- [33] 片岡良彦 : 「電力供給エリアに広く分布した太陽光発電設備群の合計出力と面的出力分布の推定」, 電気学会研究会資料 PE-12-138, pp.83-88 (2012)
- [34] 高木雅昭・岩船由美子・山本博巳・山地憲治・岡野邦彦・日渡良爾・池谷知彦 : 「電気自動車の交換用蓄電池を用いた太陽光余剰電力対策」, 電気学会論文誌 B, Vol.130, No.7, pp.651-660 (2010)
- [35] 大舘峻・加藤政一・関知道・近藤正典 : 「CO₂ 排出削減を目的とした多年度電源計画手法の研究」, 電気学会論文誌 B, Vol.131, No.2, pp.651-660 (2011)

- [36] 小宮山涼一・藤井康正：「原子力の長期シナリオと太陽光・風力発電の大量導入を考慮に入れた日本の長期エネルギー需給に関する分析」，電気学会論文誌 B，Vol.132，No.9，pp.780-792 (2012)
- [37] 小宮山涼一・柴田紗英子・藤井康正：「太陽光，風力発電の出力変動と地域間電力融通を考慮した最適電源構成に関する分析」，電気学会論文誌 B，Vol.133，No.3，pp.263-270 (2013)
- [38] 齋藤経史・花田真一・大橋弘：「太陽光発電の大規模導入に関するシミュレーション分析」，CIRJE-J-258，pp.1-39 (2014)
- [39] 宮城俊彦・本部賢一：「応用一般均衡分析を基礎にした地域間取引モデルに関する研究」，土木学会論文集，No.550/IV-30，pp.31-40 (1996)
- [40] Nobuhiro Hosoe：”The deregulation of Japan’s electricity industry”，Japan and the world economy，Vol.18，pp.230-246 (2006)
- [41] 石倉智樹・坂井啓一：「港湾・空港都市における空間経済分析のための開放経済型多地域 CGE モデル」，土木学会論文集 D3（土木計画学），Vol.68，No.4，pp.305-315 (2012)
- [42] Micheal C. Haung, Nobuhiro Hosoe：”Computable general equilibrium assessment of a compound disaster in Northern Taiwan”，Review of urban & regional development studies，Vol.28，No.2，pp.89-106 (2016)
- [43] 武田史郎：「排出量取引と自主行動による CO₂ 削減効果 - 応用一般均衡モデルによる分析 - 」，環境科学会誌，Vol.30，pp.141-149 (2017)
- [44] 細江宣裕・我澤賢之・橋本日出男：「テキストブック 応用一般均衡モデリング」，pp.178-184 及び pp.109-115 (2004)
- [45] Isamu Matsukawa・Seishi Madono・Takako Nakashima：”An empirical analysis of Ramsey pricing in Japan electric utilities”，Journal of the Japanese and international economics，Vol.7，pp.256-276 (1993)
- [46] Nobuhiro Hosoe・Shu-ichi Akiyama：”Regional electric power demand elasticities of Japan’s industrial and commercial sector”，Energy policy，Vol.37，pp.4313-4319 (2009)
- [47] Thomas W. Hertel ed.：”Global trade analysis”，Cambridge University Press，pp.124-133 (1997)
- [48] 資源エネルギー庁 発電コスト検証ワーキンググループ 第 3 回会合：「配布資料 1 原子力発電」，p32 (2014)
- [49] 経済産業省 総合資源エネルギー調査会 原子力小委員会 第 4 回会合：「参考資料 1 既設発電所の運転年数の状況」 p22 (2014)
- [50] 倉本学・永田真幸・井上俊雄：「太陽光発電大量導入時における所要周波数調整力の評価 - 所要周波数調整力の代数的評価手法の拡張 - 」，電力中央研究所報告 電力輸送，R10005 (2011)
- [51] 日本風力発電協会，ロードマップ検討 WG：「風力発電の賦存量とポテンシャルおよびこれに基づく長期導入目標とロードマップの算定」 (2010)
- [52] NEDO：「ワイブル定数についての補足（風況精査マニュアルより）」，
(<http://app8.infoc.nedo.go.jp/nedo/Weibull.pdf>) (2003)

- [53] NEDO :「局所風況マップ」システム (<http://app8.infoc.nedo.go.jp/nedo/index.html>) (2000)
- [54] 桶真一郎・須田善行・東山伸・滝川浩史 :「風況区分予測モデルを用いた全国各地の時系列風速予測」, 電気学会論文誌 B, Vol. 129, No. 5, pp.598 -604 (2009)
- [55] 早原悦朗 :「電子回路」, p.18 (1992)
- [56] 蓑谷千風彦 :「よくわかるブラック・ショールズモデル」, pp.45-57 (2000)
- [57] 水村和正 :「水文学の数理」, pp.-53-58 (2008)
- [58] 電力広域的運営促進機関 :「全国及び供給区域ごとの需要想定 (平成 29 年度)」, pp.6-10 (2017)
- [59] 電力広域的運営促進機関 :「需要想定的前提となる経済見通し」 (2017)
- [60] 電気学会 :「電力系統工学」, pp.105-113 (2002)
- [61] 東京電力 :「でんき予報」 (<http://www.tepco.co.jp/forecast/html/download-j.html>)
- [62] 北海道電力 :「でんき予報」 (http://denkiyoho.hepco.co.jp/area_download.html)
- [63] 東北電力 :「でんき予報」 (<http://setsuden.tohoku-epco.co.jp/download.html>)
- [64] 資源エネルギー庁 :「電力調査統計 平成 25 年度 2-(5) 発受電実績 (一般電気事業者)」 (2013)
- [65] 東北電力 :「風力発電連系可能量の算定プロセス (東北電力)」 (2011)
- [66] 資源エネルギー庁 :「電気の需給状況」 (2015)
- [67] 電気事業連合会 :「電気事業便覧 平成 26 年版」, pp44-47 (2014)
- [68] 電気事業連合会 :「FEPC INFOBASE」 d-原子力及び Back Data (2016)
- [69] 資源エネルギー庁「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」, p.97 (2015)
- [70] 火力原子力発電技術協会 :「太陽光発電大量導入時代の火力発電 ―その役割と価値―」 (2015)
- [71] 電気事業連合会 :「火力発電における省エネルギー対策の取り組み」 (2015)
- [72] 新日本有限責任監査法人 電力・ガス業研究会 :「電力業」, pp227-230 (2011)
- [73] NEDO :「NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 9 章 系統サポート技術」, pp.11-15 (2013)
- [74] 藤森礼一郎及び相澤善吾 :「火力発電 カギのカギ 地球温暖化を防ぐ」, pp. 29-42 (2009)
- [75] 環境省 :「2050 年を見据えた温室効果ガスの大幅削減に向けて」 (2015)
- [76] 経済産業省 :「風力発電の導入状況等について」 (2015)
- [77] 経済産業省調達価格等算定委員会 :「最近の再生可能エネルギー市場の動向について」 第 16 回 配布資料 (2015)
- [78] 資源エネルギー庁 :「火力発電における論点」, p8 (2015)
- [79] 新機能素子研究開発協会 :「電力使用機器の消費電力量に関する現状と近未来の動向調査 調査報告書」 (2009)
- [80] 武田史郎・川崎泰史・落合勝昭・伴金美 :「日本経済研究センターCGE モデルによる CO₂ 削減策の分析―中期目標検討委員会で用いたモデルと試算の解説―」, pp.1-31 (2009)
- [81] 総務省 :「2015 年 産業連関表作成 基本要綱」, pp.36-42 (2017)

- [82] Sam Meng・Mahinda Siriwardana・Judith McNeill・Tim Nelson : ”The impact of an ETS on the Australian energy sector: An integrated CGD and electricity modelling approach”, Energy Economics, Vol.69, pp.213-224 (2018)
- [83] Anna Krook-Riekkola・Charlotte Berg・Erick O. Ahlgren・Patrik Soderholm : ”Challenges in top-down and bottom-up soft-linking: Lessons from linking a Swedish energy system model with a CGE model”, Energy, Vol.141, pp.803-817 (2018)
- [84] Christoph Bohringer・Florian Landis・Miguel Angel Tovar Reanos : ”Economic impact of renewable energy promotion in Germany”, The Energy Journal, Vol.38, pp.189-209 (2017)
- [85] Christoph Bohringer・Thomas F. Rutherford : ”Combining bottom-up and top-down”, Energy Economics, Vol.30, pp.574-596 (2008)
- [86] Sara Proenca・Miguel St. Aubyn : ”Hybrid modeling to support energy-climate policy: Effects of feed-in tariffs to promote renewables energy in Portugal”, Energy Economics, Vol.38, pp.176-185 (2013)
- [87] 総務省 : 「2005 年 取引基本表 購入者価格評価表 34 部門表」 (2005)
- [88] 内閣府 : 「2016 年度国民経済計算 (2011 年基準・2008SNA) フロー編 IV.主要系列表 暦年」 (2016)
- [89] 市村眞一 : 「経済学の基礎」, pp.121-134 (2005)
- [90] 内閣府 : 「2005 年基準・93SNA 国民経済計算年次推計 制度部門別所得支出勘定 一般政府」 (2014)
- [91] 総務省 : 「産業連関表 部門別の推計方法」, pp.371-372 (2005)
- [92] 日本エネルギー経済研究所 : 「アジア／世界エネルギーアウトルック 2016」, pp.175-189 (2016)
- [93] 総務省 : 「2005 年 部門別品目別国内生産額表」 (2005)
- [94] 環境省 : 「平成 22 年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」, pp.85-135 (2011)
- [95] 経済産業省 総合資源エネルギー調査会総合部会 電力システム改革専門委員会地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会 : 「地域間連系線等の強化に関するマスタープラン 中間報告書」 (2012)
- [96] 環境省 : 「平成 22 年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査 報告書」 (2010)