

博士論文

(国際開発学)

中国の再生可能エネルギー導入の経済効果と環境効果に関する研究
—風力発電と太陽光発電を事例として—*

王 嘉陽**

名古屋大学大学院
国際開発研究科

審査委員会

藤川 清史 (委員長)

梅村 哲夫

新海 尚子

林 宰司

研究科教授会合格決定
2017年3月6日

* Economic and Environmental Impacts of Introduction of Renewable Energy in China : Case Studies of Wind Power and Solar Power

** WANG Jiayang

目 次

第1章 序章.....	1
1-1 研究の背景.....	1
1-1-1 中国エネルギー消費の現状と課題.....	1
1-1-2 中国再生可能エネルギー発電の現状と課題.....	3
1-2 問題意識と研究目的.....	7
1-3 研究方法.....	8
1-4 論文の構成.....	9
第2章 中国再生可能エネルギー発電の開発利用と促進政策.....	10
2-1 風力発電開発利用と促進政策.....	10
2-1-1 風力発電の研究・開発・利用について.....	10
2-1-2 風力発電の促進政策.....	11
2-2 太陽光発電の開発利用と促進政策.....	14
2-2-1 大規模太陽光発電の研究・開発・利用について.....	14
2-2-2 分散型太陽光発電の研究・開発・利用について.....	17
2-2-3 太陽光発電促進政策.....	18
2-3 その他の再生可能エネルギー発電の普及推進政策.....	25
2-4 まとめ.....	27
第3章 産業連関分析による再生可能エネルギー発電設備の建設段階の経済と環境効果分析.....	29
3-1 産業連関分析について.....	29
3-1-1 産業連関表.....	29
3-1-2 静学的オープン産業連関モデル.....	29
3-2 産業連関分析による経済と環境効果の推計.....	30
3-3 建設費用の構成.....	31
3-3-1 風力発電の建設費用の構成.....	31
3-3-2 太陽光発電の建設費用の構成.....	32
3-4 建設段階の経済波及効果の分析.....	33
3-5 建設段階の環境波及効果の分析.....	35
3-6 設備年間発電量の変化の感度分析.....	38
3-7 分析の結果と今後の課題.....	40

第4章 シナリオ産業連関分析による再生可能エネルギー発電設備の運転段階の経済と環境効果分析.....	43
4-1 シナリオ産業連関分析について.....	43
4-2 電力部門のアクティビティ細分化.....	44
4-3 本研究での「仮定」の設定.....	45
4-4 分析用シナリオ産業連関表の加工.....	47
4-4-1 分析に用いたデータについて.....	47
4-4-2 産業連関表の部門統合.....	48
4-5 分析結果.....	48
4-5-1 風力と太陽光発電の代替による経済効果.....	48
4-5-2 風力と太陽光発電の代替による環境効果.....	49
4-6 分析の結果と今後の課題.....	50
第5章 再生可能エネルギー発電における立地費用最小化分析ー風力発電を事例としてー.....	52
5-1 理論分析とモデル作成.....	52
5-1-1 再生可能エネルギー発電の立地費用最小化理論.....	52
5-1-2 立地費用最小化モデルの図示.....	53
5-1-3 送変電費用負担制度選択による立地への影響.....	53
5-2 北京市を中心とする風力発電の立地費用最小化分析.....	55
5-2-1 分析対象地域の選定.....	55
5-2-2 風力発電立地の諸費用.....	56
5-2-3 北京市からの距離に応じる立地費用.....	56
5-2-4 北京市からの距離に応じた送変電費用.....	60
5-3 北京周辺の風力発電立地の最小費用と最小費用に対応する立地距離.....	63
5-4 京津唐送配電網内の風力発電立地の現状.....	65
5-5 分析の結果と今後の課題.....	67
第6章 送電費用込みの大規模風力発電と分散型太陽光発電の設備建設による経済と環境効果分析.....	69
6-1 中国の再生可能エネルギー発電事業における送電込み大規模と分散型.....	69
6-1-1 中国地域間の電力需給の違い.....	69
6-1-2 送電込み大規模と分散型再生可能エネルギー発電の違い.....	72
6-2 発電設備の建設費用の構成.....	73
6-3 送電設備の建設による経済と環境効果の分析.....	73

6-4	送電設備込みの大規模風力発電と分散型太陽光発電の経済と環境への効果の比較	76
6-5	分析の結果と今後の課題	78
第7章	結論	80
7-1	中国の再生可能エネルギー発電の導入の概要と特徴	80
7-2	再生可能エネルギー発電の建設段階による経済効果と環境負荷	81
7-3	再生可能エネルギー発電の運転段階による経済効果と環境効果	82
7-4	大規模風力発電の立地地点の経済的合理性	83
7-5	送電設備込み大規模風力発電と分散型太陽光発電の比較	84
7-6	再生可能エネルギー発電促進政策へのインプリケーション	84
7-6-1	送電問題の解消について	85
7-6-2	計画的な電源開発について	86
7-7	本稿の限界と今後の課題	86
7-7-1	本稿の限界	86
7-7-1	今後の課題	87
<日本語参考文献>		88
<中国語参考文献>		88
<中国の法令・通知等>		90
<英語参考文献>		91
<Web 情報>		91
補論		92
補論 1	未発電量と未発電率について	92
補論 2	日中産業連関表の部門統合処理	95
補論 2-1	家計外消費支出の処理	95
補論 2-2	事務用品の処理	95
付録		97
付録 1	中国 2012 年産業連関表の部門分類と日本語訳	92
付録 2	日中産業連関表の部門統合対照表	101
謝辞		109

図一覧

図 1-1	主要国一次エネルギー消費構成 (2015 年)	1
図 1-2	中国再生可能エネルギー発電の発展	4
図 1-3	風力発電送電問題が存在する地域	7
図 1-4	論文の構成	9
図 2-1	中国 PVFIT の概念図	21
図 3-1	産業連関表の取引基本表	29
図 3-2	風力発電と太陽光発電の経済波及効果 (万元/kW)	33
図 3-3	風力発電の直接・間接別の生産誘発額 (万元/kW)	34
図 3-4	太陽光発電の直接・間接別の生産誘発額 (万元/kW)	35
図 3-5	風力発電と太陽光発電の環境波及効果(t-CO ₂ /kW)	35
図 3-6	風力発電の直接・間接別の CO ₂ 排出誘発量(t-CO ₂ /kW)	37
図 3-7	太陽光発電の直接・間接別の CO ₂ 排出誘発量(t-CO ₂ /kW)	38
図 3-8	風力発電単位発電量あたりの CO ₂ 排出量の感度分析	39
図 3-9	太陽光発電単位発電量あたりの CO ₂ 排出量の感度分析	39
図 4-1	分析用シナリオ産業連関表	43
図 5-1	大規模再生可能エネルギー発電の新規立地の立地費用最小化モデル	53
図 5-2	京津唐地域と京津唐送配電網	55
図 5-3	北京市の工業用地の地価と都心からの距離	59
図 5-4	北京市からの距離に応じる発電可能時間別の送電費用込みの立地費用	64
図 5-5	北京市周辺の風力資源分布図	65
図 5-6	北京市周辺の地形図	66
図 5-7	実際の北京市周辺の風力発電立地状況	67
図 6-1	「西電東送」計画の主要線路	71
図 6-2	送電設備建設による経済と環境波及効果	74
図 6-3	送電設備建設による直接・間接別の生産誘発額 (万元/km)	75
図 6-4	送電設備建設による直接・間接別の CO ₂ 排出誘発量(t-CO ₂ /km)	76

表一覧

表 1-1	エネルギー発展 12 次五カ年計画の主要目標 (2015 年)	2
表 1-2	風力発電と太陽光発電の現状と課題 (2015 年)	5
表 2-1	風力発電特許権入札プロジェクト (前 5 回)	13
表 2-2	風力基準売電価格の地域区分 (2009 年)	14
表 2-3	風力発電基準売電価格の地域区分 (2016 年)	14
表 2-4	中国各地域の太陽光発電設備容量 (2015 年)	16
表 2-5	各年「光電一体化建築」と「金太陽モデルプロジェクト」新規設置量	18
表 2-6	今後の中国分散型太陽光発電の発展予測	18
表 2-7	太陽光発電の特許権入札プロジェクト	19
表 2-8	PV FIT 資源区域分類と買取価格 (2016 年)	21
表 2-9	各地域の太陽光発電補助金	23
表 2-10	再生エネルギー発展 13 次五か年計画の主要目標 (2020 年目標)	27
表 3-1	風力発電の建設費用の構成 (生産者価格)	31
表 3-2	太陽光発電の建設費用の構成 (生産者価格)	32
表 3-3	中国各地域単位発電量あたりの CO ₂ 排出量	36
表 3-4	未送電率 0% 実現後の各地域の単位発電量あたりの CO ₂ 排出量の変化	40
表 4-1	太陽光と火力発電の代替による経済効果 (国内総生産量の現状からの乖離率)	49
表 4-2	風力と太陽光発電の代替による環境波及効果 (CO ₂ 排出量の現状からの乖離率)	50
表 5-1	風力発電の諸費用の設定	56
表 5-2	49.5MW 風力発電所の設備・建設費用の内訳	57
表 5-3	北京市工業用地地価と距離の重回帰式 (目的変数: 地価)	58
表 5-4	北京市工業用地地価と距離の重回帰分析の精度	58
表 5-5	電圧別, 各地域の風力発電送変電線路の状況	61
表 5-6	地形別の 220kv 送電線路の設備・建設費用 (単位: 万元/km)	61
表 5-7	220kv 送電線路の維持費用 (単位: 元/km/年)	62
表 5-8	220kv 変電設備の維持費用 (単位: 元/年/箇所)	63
表 6-1	中国各地域の電力消費量と発電量 (2014 年)	70
表 6-2	風力発電の建設費用の構成 (生産者価格)	73
表 6-3	送電設備込み大規模と分散型の経済と環境波及効果の比較	77
表 A1	2015 年中国風力発電の設備容量と未発電量	93
表 A2	2015 年中国太陽光発電の設備容量と未発電量	94

表 A3	家計外消費支出(COH)の中間投入額構成比の作成.....	95
表 A4	家計外消費支出(COH)の内生化	95
表 A5	事務用品(OS)の中間投入額構成比の作成	96
表 A6	事務用品(OS)の内生化	96

第1章 序章

1-1 研究の背景

1-1-1 中国エネルギー消費の現状と課題

国際エネルギー機関 IEA(2015)の統計によると、中国における2009年の一次エネルギー供給量は約23.7億toe¹、CO₂排出量は7,026Mtになり、米国を超えて世界最大のエネルギー消費国となった。まだ発展途上の中国は1人当たりの消費量は先進国より少なく、今後の経済成長とともにエネルギー消費量がさらに増加することが予想される。

中国のエネルギー消費は先進国と比べて、石炭消費の割合が高いことが特徴である。図1-1に示すように、中国一次エネルギー消費のうち、化石エネルギーが90%以上であり、その8割（全体の約7割）が石炭である。石炭の大量消費によってCO₂、SO₂をはじめ、様々な環境負荷物質が排出され、地球温暖化、酸性雨やスモッグなどの環境問題を引き起こしている。そのため、現在のエネルギー構造のままでは、経済発展と自然環境の保護の両立は難しい。

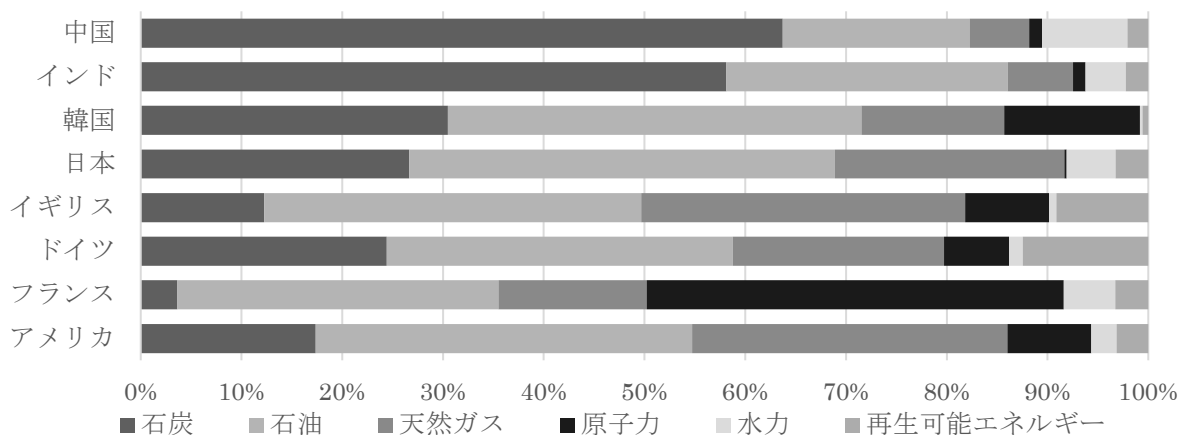


図1-1 主要国一次エネルギー消費構成（2015年）

出所：BP(2016)に基づいて筆者作成

中国では、5年ごとに経済・社会の発展プランが「国民经济和社会发展五年规划（国民経済・社会発展五カ年計画）」（以下、五カ年計画）として定められている。エネルギーに関しては「能源发展五年规划（エネルギー発展五カ年計画）」（以下、エネルギー五カ年計画）としてまとめられている。第11次エネルギー五カ年計画では、2006～2010年の期間中の一次エネルギー消費量を抑制する努力目標を設定したが、実績値はそれを上回る結果となった。そのため、中国のエネルギー安定供給や環境保護、温暖化防止などの課題がよ

¹ toe とは石油換算トン(tonne of oil equivalent)、エネルギーの単位で1トンの原油を燃焼させたときに得られる約42GJのエネルギーを1ユニットとしたものである。

り深刻になった。このような状況を踏まえて、2013年に公表した12次エネルギー五カ年計画（期間：2011～2015年）では、新たにCO₂排出量原単位削減、非化石エネルギー比率向上などの目標が盛り込まれた。これらの目標値はエネルギー消費総量の抑制目標とともに、達成責任を伴う「拘束値」²とされた（表1-1）。

表 1-1 エネルギー発展 12 次五カ年計画の主要目標

	指標	単位	2010年 実績	2015年 目標値	年平均 伸び率	
エネルギー 消費と効率	一次エネルギー消費量総量	億 tce	32.5	40	4.30%	期待値
	非化石エネルギー比率	%	8.6	11.4	[2.8]	拘束値
	電力消費総量	万億 kWh	4.2	6.15	8.00%	期待値
	エネルギー消費の GDP 原単位	tce/万元	0.81	0.68	(-16%)	拘束値
	火力発電のエネルギー消費原単位	g/kWh	333	323	-0.60%	期待値
	送電ロス率	%	6.5	6.3	(-0.2)	期待値
エネルギー 生産と供給	一次エネルギー生産能力	億 tce	29.7	36.6	4.30%	期待値
	石炭生産能力	億 t	32.4	41	4.80%	期待値
	原油生産能力	億 t	2	2	0	期待値
	天然ガス生産能力	m ³	948	1565	10.50%	期待値
	非化石エネルギー生産能力	億 tce	2.8	4.7	10.90%	期待値
電源開発	発電設備総容量	億 kW	9.7	14.9	9.00%	期待値
	石炭発電容量	億 kW	6.6	9.6	7.80%	期待値
	水力発電設備容量	億 kW	2.2	2.9	5.70%	期待値
	原子力発電設備容量	億 kW	1082	4000	29.90%	期待値
	天然ガス発電設備容量	億 kW	2642	5600	16.20%	期待値
	風力発電設備容量	万 kW	3100	10000	26.40%	期待値
	太陽光発電設備容量	万 kW	86	2100	89.50%	期待値
環境保護	GDP 原単位の CO ₂ 排出量削減	%			(-17%)	拘束値
	石炭火力発電の SO ₂ 排出係数	g/kWh	2.9	1.5	-12.40%	拘束値
	石炭火力発電の NO _x 排出係数	g/kWh	3.4	1.5	-15.10%	拘束値
国民生活 改善	一人当たりの生活用電力消費量	kWh	380	620	10.30%	期待値
	再生可能エネルギーモデル県	個	108	200	13.10%	期待値
	天然ガス利用人口	億	1.8	2.5	6.80%	期待値

注：（ ）は五年間の累積量。「拘束値」とは達成責任がある拘束力を持つ目標値。「期待値」とは予測値としての発展目標・指針である。tce とは石炭換算トン(tonne of standard coal equivalent)、中国のエネルギーの単位で1トンの石炭を燃焼させたときに得られる約29GJのエネルギーを1ユニットとしたもの。

出所：エネルギー発展 12 次五カ年計画(2013)に基づいて筆者作成

12 次エネルギー五カ年計画で打ち出されたエネルギー構造改革の具体的な目標は次の通りである。まず、一次エネルギー消費に占める非化石エネルギーの比率を 11.4%へ、天然ガスの比率を 7.5%へ、石炭の比率を 65%へ引き下げると定めた。また、世界的な潮流で

² 2011 年から中国発展改革委員会（第 12 次五カ年計画の計画・実施する政府部署）は五カ年計画内の目標値を「予期性」と「拘束性」に区分した。予期性目標値は予測値としての発展目標・指針である。従来の経済発展指標は一般的に「予期性」であるが、経済成長の質と環境保護などの目的で設定した指標は「拘束性」となった。「拘束性」とは必ず達成しなければならない指標である。ただし、日本と異なり、罰則・罰金などの措置はない。

ある再生可能エネルギーの利用促進が盛り込まれた。具体的には、表 1-1 に示すように、2015 年の発電設備容量に関してそれぞれ、水力発電を 29,000 万 kW、風力発電 10,000 万 kW、太陽光発電 2,100 万 kW（うち分散型太陽光発電 1000 万 kW）までに拡大することを計画した。これらの目標を実現するために、中国政府は様々な促進支援政策を打ち出した。

1-1-2 中国再生可能エネルギー発電の現状と課題

風力や太陽光などの再生可能エネルギー³による発電はほぼ化石燃料を使用しないため、CO₂や SO₂などの環境負荷物質を排出せず、環境負荷が少ない。また、再生可能エネルギー発電は火力発電に比べて、発電設備の設置と維持管理が容易などのメリットがあるため、先進国で急速に普及している。

政府による政策的なサポートは再生可能エネルギーの利用拡大や発電市場の成長に不可欠である。Mohammed (2007)によれば、再生可能エネルギー発電のコストは伝統的な火力発電などと比べて高いため、産業の競争力を低減させる。しかし、政策的な支援で再生可能エネルギー発電の利用拡大を促進することにより、再生可能エネルギー発電産業の技術革新が進展し、設備発電効率の向上と発電コストの低下を導くことが可能になると指摘した。中国では、かつては再生可能エネルギー発電の利用は進んでいなかったが、2005 年における「可再生能源法（再生可能エネルギー法）」の策定を契機に、風力発電と太陽光発電を中心とした再生可能エネルギー発電が飛躍的に普及してきた（図 1-2）。中国の再生可能エネルギー発電の導入こそ先進国と比べて遅れたものの、様々な促進政策のサポートが著しい成長を促している。IRENA(2016)によれば、2005 年から中国の風力発電設備容量は年間 100%以上の伸びで増加し、2011 年時点の風力発電設備総容量は 48,045.9MW に達し、アメリカを抜いて世界 1 位となった。また、太陽光発電設備容量も 2009 年以降、同様な伸びで増加し、2015 年時点の太陽光設備総容量は 43,193.9MW に達し、ドイツを抜いて世界 1 位となった。ただし、再生可能エネルギー発電の成長は著しいものの、全体の発電量に占める割合は未だ限定的であり、今後更なる普及が求められている。

一方で、再生可能エネルギー発電の導入は、火力発電など既存の発電産業および石炭・天然ガス及び運輸産業などの関連産業の生産を抑制し、経済活動全体にマイナスの影響を及ぼす可能性もある。経済活動へのマイナス効果が高ければ、環境問題対策としてコストが高い。したがって、中国で再生可能エネルギー発電導入による実際の経済効果と環境効果を分析する必要がある。

³ 2005 年の『中華人民共和国再生可能エネルギー法』（中国語：『可再生能源法』）では再生可能エネルギーについて以下のように述べている。「風力、太陽光、水力、バイオマス、地熱、海洋エネルギーなどの非化石エネルギーを指す。ただし、水力発電のこの法律への適用は、国務院エネルギー主管部門により規定し国務院の許可を受ける」。本研究では、風力と太陽光発電について分析する。

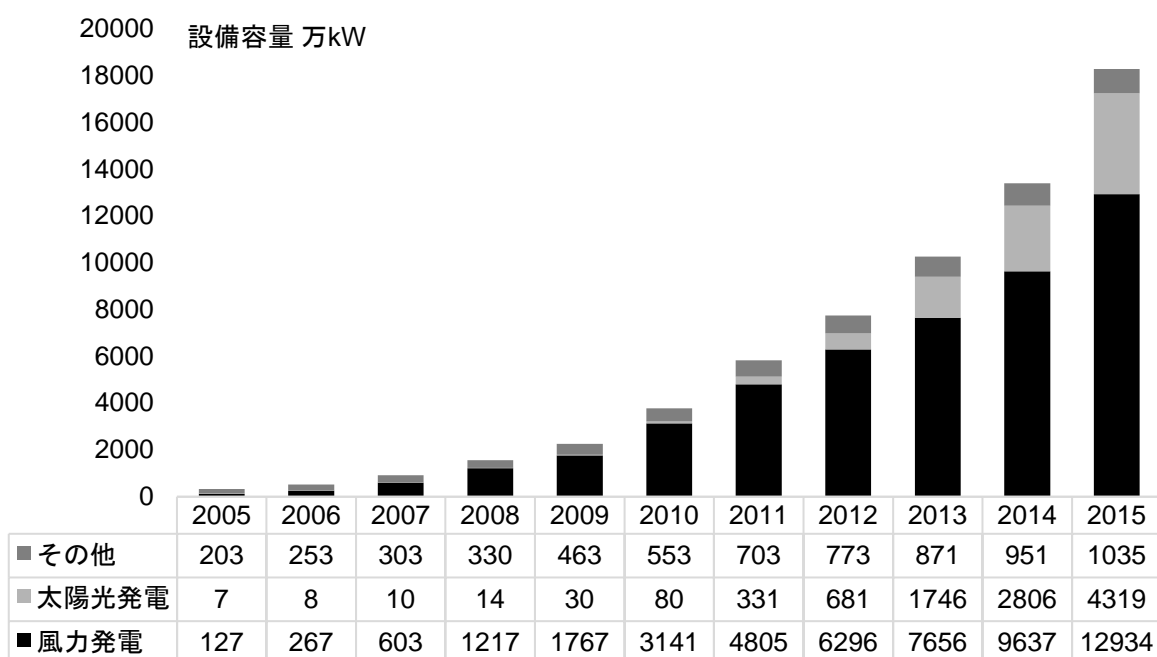


図 1-2 中国再生可能エネルギー発電の発展

注：水力発電を除く

出所：IRENA(2016)に基づいて筆者作成

中国の再生可能エネルギー発電に関する研究はまだ初期段階である。再生可能エネルギー発電の設備建設や発電による環境・経済評価に関する研究は行われてはいるが、これらの研究の多くは、発電設備生産や建設事業、火力発電代替による発電産業内部での汚染物質削減などの狭義の費用便益分析に限られている。火力発電に用いる燃料生産部門への影響、再生可能エネルギー発電を行う場合の補修維持費用などの再生可能エネルギー発電関連産業を含む経済全体にわたる広い意味での費用便益を分析しなければ、再生可能エネルギー発電利用による経済と環境の評価・分析としては不十分だと考えられる。また、王正明(2009)は風力発電の関連産業を支援する政策・制度が整えられていないことが、発電産業全体の発展を阻むことを指摘した。そのうえで、関連産業による影響を分析し、影響力が強い関連産業を育成することが大切だと結論付けた。

本稿では、再生可能エネルギー発電の普及促進がマクロの経済成長と環境負荷に及ぼす影響を定量的に評価する手法として、産業連関分析を用いる。産業連関分析とは、ある産業部門別への需要の発生が、自部門及び他部門の生産誘発などの経済効果を分析する手法である。この手法を利用することで、再生可能エネルギー発電生産・建設・発電による直接・間接の経済効果を産業部門別に計測することが可能となる。また、利用する原材料やサービスの構成に基づいて、製造工程や発電段階におけるエネルギー消費量やCO₂排出量などの環境負荷を定量的に分析して、環境への波及効果も分析可能である。すなわち、産業連関分析では、再生可能エネルギー発電の製造・建設・発電における財別の波及効果を

算出するとともに、経済全体を視野においた再生可能エネルギー発電の導入効果が分析できる。言い換えれば、産業連関分析は今後再生可能エネルギー発電促進政策をより合理的なプロセスで政策形成を実現する際の有力な分析ツールだと考えられる。本稿では、この分析手法を利用して、中国で最も利用されている風力発電と太陽光発電を事例として、再生可能エネルギー発電導入による経済効果と環境効果を詳しく分析する。

一方、再生可能エネルギー発電の急速な普及とともに様々な課題も明らかとなった。

Choi11(2009)は、再生可能エネルギー発電のうち風力発電は従来の発電方式を代替する可能性が最も高いと指摘した。しかし、風力発電は出力が不安定しないなどのデメリットがあるため、計画的に発電所を立地し、発電量を正確に予測して、発電全体をコントロールする必要性も指摘した。

趙勇強(2015)は、現在中国は再生可能エネルギー発電普及にあたり、最も重要な課題は送電問題だと指摘している。送電問題とは、送電システムのトラブルや送電網運転安全などの理由で再生可能エネルギー発電所の出力が制限されて、発電できなくなる問題である。

表 1-2 風力発電と太陽光発電の現状と課題（2015 年）

	風力発電					太陽光発電			
	発電設備容量 万 kW	年発電実績量 万 kWh	未発電量 万 kWh	未発電率 %	年平均 発電時間 h	発電設備容量 万 kW		未発電率 %	年平均 発電時間 h
						大規模	分散型		
河北	1,022	168	19	10%	1,808	212	27	—	—
内モンゴル	2,425	408	91	18%	1,865	471	18	—	—
遼寧	639	112	12	10%	1,780	7	9	—	—
吉林	444	60	27	32%	1,430	6	1	—	—
黒龍江	503	72	19	21%	1,520	1	1	—	—
甘肅	1,252	127	82	39%	1,184	606	4	31%	1,061
新疆	1,611	148	70	32%	1,571	402	4	26%	1,042
新疆兵団	80	4	1	19%	1,560	160	0	—	—
全国	12,934	1,863	339	15%	1,728	3,712	606	—	1,133

注：未発電量とは、発電所自身の設備故障などではなく、送電システムトラブルや送電網運転安全などの原因で発電出力制限をされて、本来ならば発電できたが発電できなかった電力量。表中「—」の部分は0ではなく、データなしを表す。

出所：国家能源局(2016)⁴に基づいて筆者作成

表 1-2 に示すように、2015 年に中国の風力発電産業に 15%の未発電率がある。未発電率とは、発電所自身の設備故障などではなく、送電システムトラブルや送電網運転安全などの原因で発電出力制限をされて、本来ならば発電できたが発電できなかった「未発電量」という電力量と、年発電実績量及び未発電量の合計額の比率である。未発電量と未発電率の詳細について補論 1 で説明する。表 1-2 には、未発電率 10%以上の地域を示している。そのうち、甘肅省の未発電率は最も高い 39%である。送電問題は 2009 年から発生し、2012 年にピークに達した。2012 年に 208 億 kWh の未発電量があり、未発電率は 17%に達した。

⁴中国国家能源局の「2015 年光伏发电相关统计数据」と「2015 年风电产业发展情况」の両方を参照した。

アメリカやドイツなどの風力発電先進国の 3%以下と比べて、中国の未発電率は非常に高い。太陽光発電の未発電率に関するデータは十分ではないが、国家能源局(2016)によると、甘粛省と新疆ではそれぞれ 31%と 26%の未発電率があり、太陽光発電の送電問題も深刻である。中国国家能源局再生可能エネルギー司担当者の李鵬は China Wind Power(CWP)2015 で、送電問題が大量の設備投資の浪費をもたらしたと指摘した。また、この問題を解決しなければ、再生可能エネルギー発電事業の事業利益率にマイナスの影響を与えて、今後の再生可能エネルギー発電産業の成長を阻害する懸念を示した(黄海燕(2015))。

また、趙勇強(2015)は送電問題の原因は送電網建設の遅延と送電に関する制度設計の欠如にあると指摘している。

送電問題には 2 点の特徴がある。まず、地理的に集中していることである。未発電率が 10%以上存在する地域は黒竜江省、吉林省、遼寧省、河北省、甘粛省、内モンゴル自治区、新疆ウイグル自治区であり、この 7 省は中国の西北地域と東北地域に集中している(図 1-2)。また、量的にも集中している。この 7 省の 2015 年の風力発電設備容量は 7976 万 kW であり、全国の 61.7%を占める。しかし、西北地域と東北地域は電力系統が未発達で、東部主要送電ネットワークから遠く離れた送電網の末端にあるため、域内送電網の送電容量は比較的少なく、域外への送電能力も弱い。これらの地域に大規模な風力発電を導入する場合、送電網の整備や電力調整能力の強化なども同時に行わなければならないが、現実には風力発電所の建設と比べて送電網の整備が遅れているため、風力発電の送電問題が顕著になった。さらに、中国の電力需要が東部沿海地域に集中していることを考えると、これらの地域での立地は必ずしも有利ではない。なぜならば、新たに長距離の送電線路を建設して東部地域に送電しなければならないからである。新たな送電線路の建設費用と長距離送電の送電ロスがともに高いため、現在の立地は経済的に非効率である可能性がある。そのため、中国の風力発電促進政策と発電所の立地地点の合理性が問われている。本稿では、その両者を分析して大規模風力発電立地の経済的合理性を検討する。

また、趙勇強(2015)では、分散型再生可能エネルギー発電の電源開発は送電網の技術革新やスマートグリッドの形成などのメリットがあるため、送電問題の有効な解決方法だと指摘している。12 次エネルギー五か年計画では分散型再生可能エネルギー発電の推進をエネルギー発展の重点的政策と位置付け、分散型太陽光発電を 1000 万 kW 建設する目標を掲げた。しかし、促進政策の不足により、2015 年まで設置した分散型太陽光発電設備の容量は 606 万 kW であり、目標の半分弱しか達成できていない(表 1-3)。そのため、分散型発電に対する政策支援の強化が求められている。

一般的に大規模発電設備は規模の経済性があり、分散型より発電コストが安く、発電効率が低いとの研究結果が多い。中国の場合、大規模設備は電力需要地から離れた場所に設置され、長距離送電が必要のため、送電費用込みの大規模と分散型発電の立地による経済と環境効果がどちらか高いかを検討する必要がある。本稿では、大規模風力発電と分散型太陽光発電を対象として分析する。

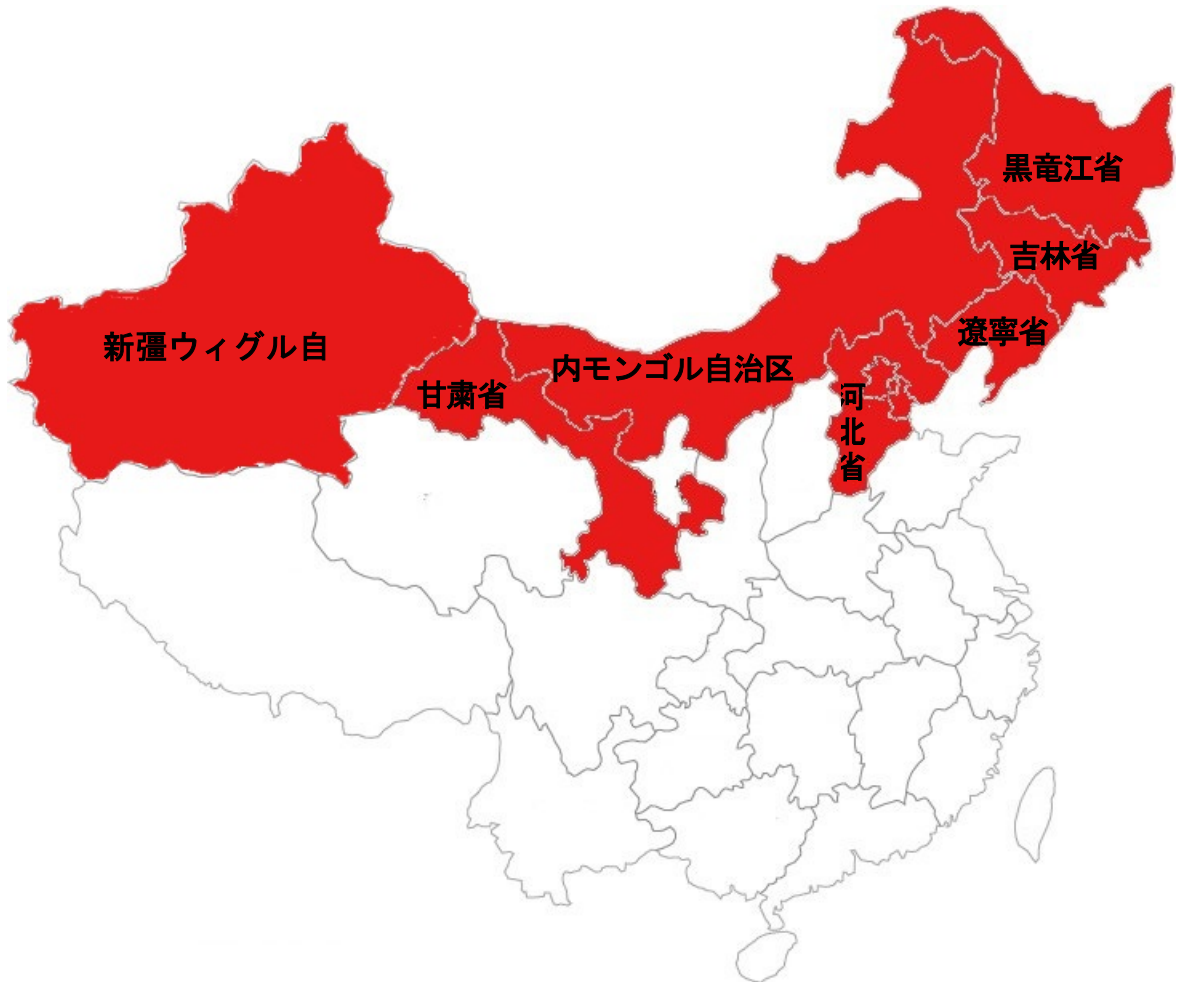


図 1-3 風力発電送電問題が存在する地域

出所：筆者作成

1-2 問題意識と研究目的

現在の中国の石炭中心のエネルギー構造のままでは、今後のエネルギー消費量の増加が環境保全・地球温暖化防止の妨げとなること明らかである。中国政府は火力発電を再生可能エネルギー発電で代替し、CO₂などの環境負荷物質の排出を削減する目標を立て、エネルギー構造改革を企図している。再生可能エネルギー発電促進政策の策定においては、経済全体を視野に入れて再生可能エネルギー発電導入による経済と環境への効果を分析する必要がある。一方、再生可能エネルギー発電の送電問題は、今後の再生可能エネルギー発電の発展に対する大きな障壁である。再生可能エネルギー発電の普及促進のためには、再生可能エネルギー発電促進政策、送電費用負担制度と発電所の立地地点の合理性を分析して、どの場所での立地が経済性と環境効果を高ためるかについて分析することが求められる。また、分散型再生可能エネルギー発電は送電問題を解決する有効な手段だと考えられるが、分散型の経済性と環境効果の評価は定まっていないため、送電費用込みの大規模型

および分散型再生可能エネルギー発電の効果を経済と環境の両面から比較する必要がある。
以上の問題意識を踏まえ、本稿では以下の2点を研究目的とする。

研究目的1：再生可能エネルギー発電の導入を建設段階と運転段階に分けて、産業連関分析により、それぞれの経済と環境への効果を分析する。

研究目的2：大規模風力発電立地地点の経済的合理性を検討し、送電費用込みの大規模型および分散型再生可能エネルギー発電導入による経済と環境への影響を分析する。

1-3 研究方法

本稿では、上述した2つの研究目的に基づき、以下の内容を扱う。

まず、再生可能エネルギー発電の導入の経済と環境への影響を、産業連関分析を用いて分析する。再生可能エネルギー発電としては、現在中国で最も利用が進んでいる風力発電と太陽光発電をとりあげる。分析については建設段階と運転段階に2段階に分けて行う。建設段階については、分析対象の財・サービスを調査し、静学的産業連関オープンモデルを用いて、1kWあたりの発電設備容量の施設建設による直接・間接の生産誘発額とCO₂排出誘発量を推計する。運転段階については、伝統的な産業連関分析より現実的な前提に立つ、シナリオ産業連関分析とよばれる手法を用いた分析を行う。ここでは、複数の発電アクティビティが電力を生産すると想定し、中国の電力部門のシナリオ産業連関分析表を作成する。その上で、再生可能エネルギー発電を含む中国の電力産業の電源構成の変化が、経済と環境にどのように影響するかについて検討する。

次に、大規模風力発電に関する立地地点の経済的合理性を検討する。ここでは、再生可能エネルギー発電所が立地する際の、立地費用と都心からの距離の関係を扱う立地費用最小化モデルを利用する。戒能(2009)は再生可能エネルギーの密度が低いため、1kWの再生可能エネルギー発電設備の設置に必要な土地面積は火力発電より大きいという特徴から、大規模な再生可能エネルギー発電設備を建設する場合、立地費用は都心からの距離と正の相関があると指摘する。さらに、送電費用⁵を負担する主体の違いによって、立地地点は立地費用最小化に対応する地点から離れると指摘する。本稿では、北京周辺の風力発電を研究対象として、地価、都心からの距離、および立地費用を分析した上で、最小立地費用とそれに対応する距離を分析する。

最後に、送電費用込みの大規模型および分散型再生可能エネルギー発電設備導入の経済と環境への効果を比較する。分散型再生可能エネルギー発電は送電問題の有効な解決手段だという意見がある。しかし、一般的に大規模発電設備は分散型より発電コストが低く、環境効果が高いと言われている。中国の場合、大規模発電所は電力需要地から遠方に設置

⁵ 一般的に送配電費用は送電、変電、配電の3つの費用に分けられる。配電費用は電力需要地域に設置する設備の建設・維持運営費用である。主に電力需要の増減によって変化する。本研究は電力供給側である発電設備の建設による電力需要地域へ送電する設備の増設を検討するため、送電費用は送電と変電の費用を指す。

されているため、長距離送電が必要である。そこで、送電による経済と環境への影響を産業連関分析で推計して、送電費用込みの大規模型と分散型再生可能エネルギー発電を比較する。

1-4 論文の構成

本稿は、本章を含めて合計7章で構成される。

図1-4は論文構成の概念図である。本章では研究の背景、問題意識、研究目的と研究方法等を示し、研究の方向性を示す。

第2章では、中国における再生可能エネルギー発電の開発利用の歴史と、再生可能エネルギー発電の普及促進政策を紹介する。

第3章と第4章では、それぞれ再生可能エネルギー発電設備の建設段階と運転段階において、産業連関分析を用いて経済効果と環境効果を分析する。

第5章では、風力発電を事例として、立地費用最小化モデルに基づいて、設定したシナリオの下で北京周辺地域での風力発電立地に関する最小化費用とそれに対応する立地地点を推計する。

第6章では、送電費用込みの大規模集中型と分散型再生可能エネルギー発電の経済効果と環境効果を比較する。

最終章（第7章）では本稿の概要を提示し、経済効率化と環境負荷の低減という視点から、今後の再生可能エネルギー発電利用に関する促進政策に関する提言をまとめる。

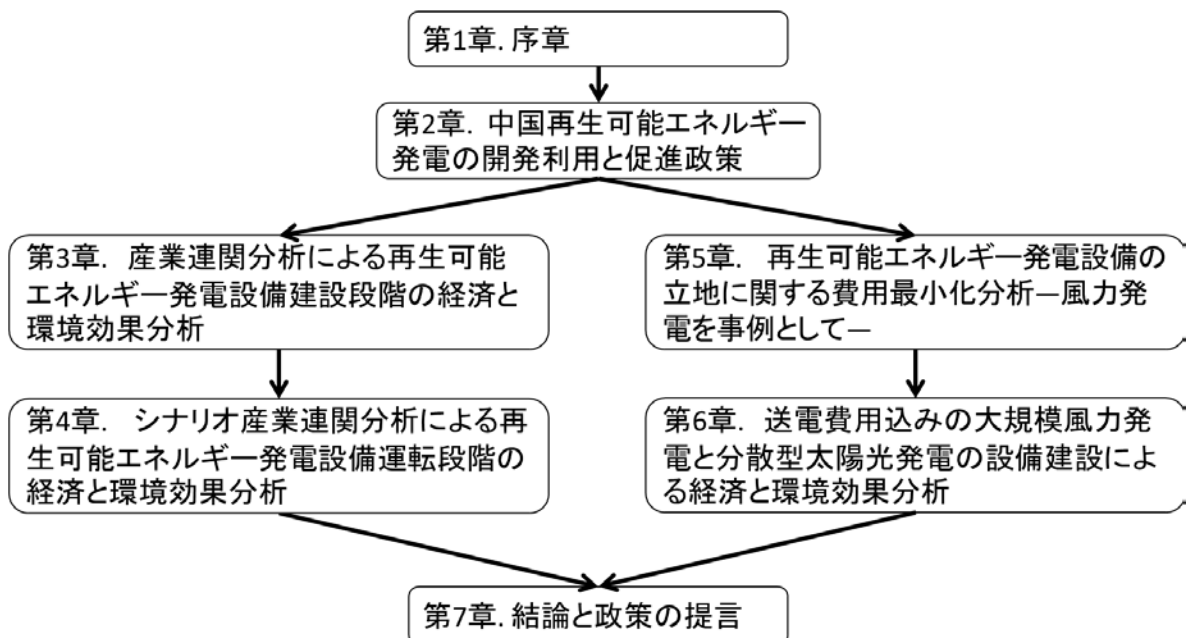


図1-4 論文の構成

出所：筆者作成

第2章 中国再生可能エネルギー発電の開発利用と促進政策

2-1 風力発電開発利用と促進政策

2-1-1 風力発電の研究・開発・利用について

中国では1958年から揚水や発電目的で、小型風力発電装置の研究開発が始まり、1978年に、100Wと250Wの風力発電機が導入された。それらは構造がシンプルで価格も安く、内モンゴル自治区などの遊牧地域の無電地域における電力供給対策として利用された。本格的に送電網に系統連結する風力発電は1986年から始まった。

中国の風力発電の発展には3段階区分される。

第一段階：初期モデル段階（1986-1993年）

1986年5月に、最初に系統連結された風力発電所は山東省に設置された。工業部（日本の国土交通省に当たる政府部門）と山東省政府の補助金により外国の設備を購入した。その後、各地で補助金と外国の援助金を利用して外国の風力発電設備を輸入し、いくつかの系統連結された風力発電を建設した。これらの発電所は研究やデモンストレーションモデルが目的のため、商業化されていなかった。売電価格は当時の火力発電売電と同様に、0.28元/kWh前後であった。

この段階で設置された発電設備総容量は4,200kWである。その発展の特徴は外国の援助金と国の補助金を利用して発電設備を輸入し、研究やデモンストレーションモデル目的の小型の発電所を中心に建設したことである。政府は主に資金や技術開発に支援した。風力発電売電価格は火力発電売電価格と同じである。

第二段階：産業化段階（1994-2003年）

1994年から、中央政府は国産設備の生産を促進するために、「双加工程」⁶と「乘风计划（乘风計画）」⁷を実施した。発電設備の国産化を支援する政策を策定し、風力発電所の商業化が始まった。そして、「政府定价（政府定価）」などの価格政策も取り入れた。これらの支援策は一定の効果を達成したが、技術・政策などの原因で、風力発電の発展はスムーズには進まず、2003年末時点では全国の風力発電設備総容量は56.84万kWしかなかった。

この段階の特徴は、政府が、通常事業ごとに決定する「政府定価」方式を採用し、風力発電企業の立地・コスト・利潤などに基づいて、企業の売電価格を審査・許可することである。そのため、各地の売電価格がそれぞれ決定されることになった。例えば、一番安いのは河北省張家口市の張北風力発電所の0.38元/kWhであり、一番高いのは広東省の括蒼山発電所の1.2元/kWhである。

⁶ 「双加工程」は、1994年から1996年の3年間で、国家経済貿易委員会（以下：経貿委）が実施した計画である。目的は中国の科学技術への投資金額を拡大することと、技術革新の速度を拡大することである。

⁷ 「乘风計画」とは風力発電設備の国産率の向上と風力発電利用の拡大を狙った計画である。主な内容は外資とジョイントベンチャーの形式で技術を輸入し、中国の研究機関の研究開発を加えて、大規模風力発電設備の国産率を向上させることである。そして、国は補助金を与え、系統連結の風力発電所を建設し、大規模風力発電の系統連結の可能性を研究することである。

第三段階：産業規模化及び国産化段階（2003-2008年）

大規模な風力発電所の建設と設備の国産化を促進するために、2003年から2008年まで国家発展改革委員会は「風力发电特许权招标工作（風力発電特許権入札プロジェクト）」を実施した。この制度は価格市場化と国産設備の利用を力点に置いている。そして、2005年に「可再生能源法（再生可能エネルギー法）」が策定された。国は風力発電の普及を主導し、風力発電の各参加主体間の利益関係を明確化にした。風力発電の本格的な普及の始まりであった。2005年から中国の風力発電が飛躍的に普及し、内モンゴル自治区や甘粛省などの風力資源が豊富な地域では大規模風力発電所が続々と設置された。さらに、2007年の「国家可再生能源中长期发展计划（国家再生可能エネルギー中長期発展計画）」では再生可能エネルギーの具体的な発展目標を決め、発電事業者と送配電事業者に再生可能エネルギーの生産・購入に関して国家強制設備導入基準を設定した。

この段階の特徴は、①大規模発電所と国産設備の導入を促すこと、②発電事業者だけではなく、送配電事業者などのすべての関連主体を考慮して促進政策を作成すること、③資金の補助だけではなく、経済的手法なども利用することである。

第四段階：商業化運営段階（2009年以後）

2009年から、各地の風力資源の優劣と建設条件により、四類の資源区を設定し、0.51～0.61元/kWhの「風力发电标杆电价（風力発電基準売電価格）」（いわゆる、固定買取価格）が決められ、さらに風力発電の普及を加速させた。この段階では、発電設備の国産率も90%以上になる。しかし、大量の発電設備の導入により、2010年から送電問題は徐々に深刻になってきた。

この段階の特徴は、固定買取価格の導入である。固定買取価格の導入により、売電価格は安定し、発電事業の収益率などは予測しやすくなった。その結果、発電事業の規模がさらに拡大し、発電コストは低下した。一部の風況が良い地域では、風力発電の発電コストは火力発電と同水準まで低下し、風力発電所の商業化運転が近づいている。

2009年までに中国の風力発電価格政策には、「政府定価」と「風力発電特許権入札プロジェクト」の2つがあった。「政府定価」とは、政府が通常プロジェクトごとに売電価格を決定する方式を採用し、風力発電企業の立地・コスト・利潤などに基づいて、企業の売電価格を審査・許可する価格決定方式である。「風力発電特許権入札プロジェクト」とは、少数の風力資源に優れた地域で、政府が100MW以上の発電事業に対して特許権の入札を募り、開発者を選び、政府指導価格を設定する事業である。2009年に「風力発電基準売電価格」を実施され、「政府定価」と「風力発電特許権入札プロジェクト」は実質廃止となった。次節では風力発電価格政策について詳しく説明する。

2-1-2 風力発電の促進政策

2-1-2-1 政府定価

1994年から、国の電力管理部門は風力発電に関していくつかの管理規定を発表した：①

送配電会社は風力発電所の系統連結に協力しなければならない、②風力発電の売電価格は発電コストをプラス利子と発電会社が低収益を確保できる合理的な利潤で決め、政府は企業の売電価格を審査・認可する、③売電価格が火力発電売電価格より大きい部分は送配電会社が負担し、送配電会社は風力発電を全量買取しなければならない。これを「政府定価」という。

政府定価は発電事業の総容量に基づいて、中央政府と地方政府の審査権限を分けている。2006年の「再生可能エネルギー発電に関する管理基準」の第二章第6条によると、50MW以上の事業は国家発展改革委員会の審査が必要になるが、50MW以下の事業の審査権は地方政府にある。この状況において、政府は通常事業毎に決定する方式を採用し、企業の送電価格を審査・認可する。この制度は各地の風力発電の送電価格に大きな格差をもたらした。例えば、2004年に、広東省の広東新プロジェクトに対する定価は0.528元/kWhであったが、浙江省の蒼南風力発電は1.2元/kWhにも達した。

2-1-2-2 「風力発電特許権入札プロジェクト」

「風力発電特許権入札プロジェクト」とは、少数の風力資源に優れた地域で、政府が100MW以上の発電事業に対して特許権の入札を募り、開発者を選び、そして政府指導価格を設定する事業である。入札方法は日本の公共事業と同様に、最低入札金額で落札される。

風力発電設備の国産化を推進し、高い発電コストを下げるために、2003年から2009年までに国家発展改革委員会は計6期の風力発電特許権入札プロジェクトを実施した。前5期は発電事業の入札であり（表2-1参照）、最後の1期は発電設備の入札である。

前5期入札プロジェクトで募集した事業の風力発電設備総容量は3,300MWに上り、2008年までの風力発電設置総容量の56%に及んだ。この制度は、価格競争メカニズムを風力発電開発に導入した。市場化方式で風力発電売電価格を決める。その経験を生かすために、2006年に国家発展改革委員会は「再生可能エネルギー発電売電価格と費用分担管理暫定法（発改価格[2006]7号）」を作成した。この法令では「風力発電の売電価格は政府指導により決め、その基準は国务院価格担当部門が特許権入札プロジェクトの結果を受けて確定する」と謳われている。これに基づき、内モンゴル自治区や吉林省などの地方政府は省レベルの風力発電特許権入札プロジェクトを実施し、省内の風力発電売電価格の政府指導基準を決定した。

表 2-1 風力発電特許権入札プロジェクト（前 5 回）

年度/期	入札基準	プロジェクト名称	総容量 (MW)	落札価格 (元/kWh)
2003/1 期	送電価格（50%） + 設備国産化率（50%以上）	広東石碑山	200	0.501
		江蘇省如東一期		0.436
2004/2 期	送電価格（50%） + 設備国産化率（50%）	内モンゴル輝騰錫勒	400	0.382
		江蘇省如東二期		0.519
		吉林通榆		0.509
2005/3 期	送電価格（40%） + 設備国産化率（70%以上）	江蘇省東台	450	0.488
		甘肅安西		0.462
		山東即墨		0.600
2006/4 期	送電価格（40%） + 設備国産化率（70%）	内モンゴル錫盟輝騰梁	700	0.420
		内モンゴル包頭巴音		0.466
		河北省張北单晶河		0.501
2007/5 期	送電価格（25%） + 設備国産化率（70%）	内モンゴル烏蘭伊力更	950	0.468
		内モンゴル通遼北清河		0.522
		河北承德御道口		0.551
		甘肅玉門昌馬		0.521

出所：于立宏(2009)

2-1-2-3 基準売電価格

「特許権入札」と「政府定価」の制度は飛躍的に発展する風力発電に追いつかないため、2009年に「基準売電価格」が導入された。いわゆる、固定価格買取制度である。

2009年7月、国家発展改革委員会は「風力発電売電価格政策に関する通知」を発表した。各地の風力資源の優劣と建設条件により、四類の資源区を設定し、風力発電「基準売電価格」を決定した。買取期間は20年間である。各類資源区の対象地域を表2-2に示す。それぞれの基準売電価格はⅠ類資源区0.51元/kWh、Ⅱ類資源区0.54元/kWh、Ⅲ類資源区0.58元/kWh、Ⅳ類資源区0.61元/kWhである。この基準売電価格はそれぞれの資源区の対象地域での風力発電最低売電価格となる（地域ごとの補助金は地方政府が別途策定）。

この「基準売電価格」制度の買取価格は、技術の進歩、設備コストの低減や設備普及量の推移に従って、定期的に見直され、計画的に引き下げられていく。2015年には、国家発展改革委員会(2015)が発表され、2016年の買取価格と各資源区の対象地域が修正された。詳細は表2-3に示す。

表 2-2 風力基準売電価格の地域区分(2009 年)

資源区	買取価格	資源区の対象地域
I 類	0.51 元/kWh	内モンゴル自治区の赤峰市, 通遼市, 興安盟, 呼倫貝爾市以外の地域; 新疆ウイグル自治区の烏魯木齊市, 伊犁自治区, 昌吉自治区, 克拉馬伊市, 石河子市
II 類	0.54 元/kWh	河北省の張家口市, 承德市; 内モンゴル自治区の赤峰市, 通遼市, 興安盟, 呼倫貝爾市; 甘肅省の張掖市, 嘉峪関市, 酒泉市
III 類	0.58 元/kWh	吉林省の白城市, 松原市; 黒龍江省の鶏西市, 双鴨山市, 七台河市, 妥化市, 伊春市, 大興安嶺地区; 新疆ウイグル自治区の烏魯木齊市, 伊犁自治区, 昌吉自治区, 克拉馬伊市, 石河子市以外の地域
IV 類	0.61 元/kWh	I, II, III 類資源区以外の地域

出所: 国家發展改革委員会(2009)

表 2-3 風力発電基準売電価格の地域区分(2016 年)

資源区	買取価格	資源区の対象地域
I 類	0.47 元/kWh	内モンゴル自治区の赤峰市, 通遼市, 興安盟, 呼倫貝爾市以外の地域; 新疆ウイグル自治区の烏魯木齊市, 伊犁自治区, 克拉馬伊市, 石河子市
II 類	0.50 元/kWh	河北省の張家口市, 承德市; 内モンゴル自治区の赤峰市, 通遼市, 興安盟, 呼倫貝爾市; 甘肅省嘉峪関市, 酒泉市
III 類	0.54 元/kWh	吉林省の白城市, 松原市; 黒龍江省の鶏西市, 双鴨山市, 七台河市, 妥化市, 伊春市, 大興安嶺地区; 甘肅省嘉峪関市, 酒泉市以外の地域; 新疆ウイグル自治区の烏魯木齊市, 伊犁自治区, 克拉馬伊市, 石河子市以外の地域; 寧夏自治区
IV 類	0.60 元/kWh	I, II, III 類資源区以外の地域

出所: 国家發展改革委員会(2015)

2-2 太陽光発電の開発利用と促進政策

2-2-1 大規模太陽光発電の研究・開発・利用について

中国の太陽光発電の利用は大きく大規模型と分散型の 2 種類に分けられる。本節では、大規模太陽光発電について紹介し、次節で分散型太陽光発電について紹介する。

1958 年, 中国初の太陽光電池は開発された。その後しばらくの間, 太陽光発電の研究開発は人工衛星の部品など宇宙開発分野で行われていた。1975 年に寧波など地域で太陽光電池を生産する工場が設立され, 人工衛星の太陽光電池の技術を利用して, 一般分野で使用する太陽光モジュールの生産が始められた。1979 年には, 中国で初の太陽光発電研究所が設立された。その後, しばらくの間に太陽光発電は主に西北地域や山間部などの無電区のオフグリッド電源として利用されている。一部の都市部においても, 実験的に系統連結する分散型太陽光発電システムが建設された。

1998 年から, 中国政府は太陽光発電システムの開発利用を重視し始めた。政府のサポー

トを受けて、「天威英利新能源」有限会社は中国最初の大規模多結晶シリコン太陽光発電システムを建設した。このシステムの総設備容量は 3MW である。2001 年には、「无锡尚德太阳能电力」有限会社が設立された。2002 年、この会社は中国初の 10MW 太陽光発電モジュール生産ラインを完成し、中国で大規模な太陽光発電設備生産の幕をあげた。2005 年の再生可能エネルギー法の策定と欧米太陽光発電市場の拡大の影響を受けて、中国の太陽光発電製造業と関連産業は急速に成長してきた。中国可再生能源学会(2010)の統計によれば、2007 年に中国の太陽光発電モジュールの生産量は前年度の 400MW から 1,088MW に増え、世界全生産量の約 27.2% を占め、世界一の太陽光発電設備生産国になった。しかし、この段階では、中国で生産された太陽光発電設備の 95% 以上は輸出されており、国内の大規模な太陽光発電の利用はまだ行われていなかった。そのため、2009 年に再生可能エネルギー法の関連法案の整備とともに、中国政府は大規模な太陽光発電の利用開発を促進した。

風力発電と同様に、最初に「太陽光発電特許権入札プロジェクト」を実施した。この制度の内容は風力発電特許権入札プロジェクトとほぼ同様のため、制度の詳細に関する説明を省略する。2009 年に、「太陽光発電特許権入札プロジェクト」による初の大規模系統連結する太陽光発電所である「敦煌太陽光発電所」が建設された。この発電所には 10MW の発電設備が設置されている。この発電所を皮切りに、中国の大規模太陽光発電所の建設が始められた。同年、中国の都市部で分散型太陽光発電の利用を促進するために、分散型太陽光発電の初期投資を一部補助する「光電一体化建築」や「金太陽モデルプロジェクト」などの推進政策を打ち出した。分散型太陽光発電については、2-2-3 節で詳しく説明する。

2010 年に、「太陽光発電特許権入札プロジェクト」第 2 期を実施した。これは、全部で 13 プロジェクトがあり、発電設備容量の合計は 280MW となった。2011 年から太陽光発電固定価格買取制度の実施とともに、国主導の入札制度は廃止された。これらの政策については、2-2-3 節で詳しく説明する。表 2-4 は、2015 年時点における、中国各地域の太陽光発電設備設置総容量である。中国の太陽光発電の利用は大規模太陽光発電の普及から始まった。これは欧米や日本の太陽光発電発展と最も異なる点である。そして、現在でも大規模太陽光発電は、中国太陽光発電の全体に対して非常に大きなシェアを占めている。

表 2-4 中国各地域の太陽光発電設備容量（2015 年）

地域	発電設備総容量 MW		2015 年新規発電設備容量 MW	
		大規模		大規模
合計	4,318	3,712	1,513	1,374
北京	16	2	2	2
天津	12	3	3	0
河北	239	212	89	89
山西	113	111	69	68
内モンゴル	489	471	187	187
遼寧	16	7	6	3
吉林	7	6	1	0
黒龍江	2	1	1	0
上海	21	2	4	0
江蘇	422	304	165	132
浙江	164	42	90	39
安徽	121	89	71	63
福建	15	3	3	3
江西	43	17	4	4
山東	133	89	73	67
河南	41	14	18	7
湖北	49	43	35	35
湖南	29	0	0	0
広東	63	7	11	5
广西	12	5	3	3
海南	24	19	5	5
重慶	0	0	0	0
四川	36	33	30	28
貴州	3	3	3	3
云南	65	63	30	30
西藏	17	17	2	2
陝西	117	112	62	60
甘肅	610	606	93	89
青海	564	564	151	151
寧夏	309	306	92	90
新疆	406	402	131	131
新疆兵団	160	160	79	79

出所：中国国家能源局(2016)に基づいて筆者作成

2-2-2 分散型太陽光発電の研究・開発・利用について

分散型電源とは、現在の電力システムの主流となっている電力会社の大規模集中発電に対して、消費地の近くに分散して配置される多数の小規模な発電設備のことである。分散型電源は、コージェネレーションに代表される燃料投入型、太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギー型、廃棄物発電などの未利用エネルギー型、蓄電池などの電力貯蔵型に分けることができる。中国国家电网公司(2012)では分散型太陽光発電について以下のように定義している：「分散型太陽光発電とは、電力使用者の付近に立地し、発電電力を地産地消でき、10kv以下の電圧で系統連系し、設備総容量が6MW以下の太陽光発電システムである」。本稿では、この定義に従ってこの用語を用いる。

分散型電源に当たる英語は distributed generation ないしは dispersed generation であるが、市川建美(2001)では、distributed generation は電気事業用としての利用を含むどちらかといえば大型の設備、dispersed generation は消費地でのオンサイト利用を含め比較的小型の設備を指すと指摘する。本稿の分析対象の設備容量は、6MWまで含まれており、distributed generation の概念により近いいため、分散型太陽光発電を Distributed Photovoltaic と英訳し、「DPV」と略記する。

2009年に中国の都市部で分散型太陽光発電の利用を促進するために、分散型太陽光発電の初期投資を一部補助する「光電一体化建築」や「金太陽モデルプロジェクト」などの推進政策を打ち出した。

「光電一体化建物」は、中国財政部が、住宅・都市農村建設部と共同して2009年3月に導入した政策である。その内容は、太陽光発電と一体化した屋根を付けるか、太陽光パネルを設置すれば、1Wあたり15～20元の補助金を先払いするというものである。

「光電一体化建築」は、中国国内の太陽電池市場の転換の契機となった。しかし、政府はすぐに、これだけでは不十分であることに気づいた。財政部、科学技術部、国家発展改革委員会国家エネルギー局は共同で、同年の7月に補助金制度第二弾となる「金太陽モデルプロジェクト」を打ち出した。「金太陽モデルプロジェクト」とは今後の太陽光発電モデル事業について、設置費用の50(オンサイト：系統と連系する分散型太陽光発電システム)～70%(オフサイト：系統から分離する独立の分散型太陽光発電システム)を政府から出資する計画である。中国政府の承認を受けた認証機関「北京鑑衡認証中心(CGC：China General Certificate Center)」が太陽光発電システム事業を認証する。この認証を受けたシステムの導入者は助成金の給付を受けることができる。

2009年から各年の「光電一体化建築」と「金太陽モデルプロジェクト」事業の新規設置量は表2-5に示す。

表 2-5 各年「光電一体化建築」と「金太陽モデルプロジェクト」新規設置量

	2009年	2010年	2011年	2012年	合計
光電一体化建築(MW)	90	100	110	225	525
金太陽モデルプロジェクト(MW)	216	275	692	4,747	5,930

出所：孟宪淦(2013)に基づいて筆者作成

中国 OFweek 行业研究中心(2013)は、今後の中国分散型太陽光発電市場の発展を3段階に分けて予測した。その内容の要約を表 2-6 に示す。

2013～2015年までの第一段階では、分散型太陽光発電の発電コストが火力発電より高いため、補助金などの促進政策が必要である。よって、政府主導による工業団地でのモデルプロジェクトが分散型太陽光発電普及の中心となる。

2016～2020年までの第二段階では、分散型太陽光発電の発電コストは火力発電コストに近づき、工業団地の工業・商業主体による分散型太陽光発電事業の経済性が高くなり、商業ベースで大規模な分散型太陽光発電普及が進むと見込まれる。

2021年以降の第三段階では、分散型太陽光発電の発電コストは火力発電と同等もしくはより低くなるため、住民や公共主体による分散型太陽光発電事業の経済性も高くなり、社会全体での本格的な分散型太陽光発電の普及が進むと見込まれる。

表 2-6 今後の中国分散型太陽光発電の発展予測

段階	時期	市場規模予測	発電コスト
政府主導による工業団地のモデルプロジェクトを中心とする普及	2013～2015年	1,500万kW	火力発電より高いため、補助金必要
工業・商業主体を中心とする大規模な普及	2016～2020年	15,000万kW以上	火力発電コストに接近
公共・住民主体を中心とする大規模な普及	2021年以降	30,000万kW以上	火力発電コストと同様

出所：中国 OFweek 行业研究中心(2013)に基づいて筆者作成

2-2-3 太陽光発電促進政策

風力発電と同様に、初期の太陽光発電事業の売電方法と売電価格については、開発事業者と送電会社との交渉によって、決めることになった。そのため、太陽光発電事業利益率の不確実性が高くなる。この問題を改善するために、2009年から太陽光発電の「特許権入札プロジェクト」が実施された。この「特許権入札プロジェクト」は全部で2回実施した。第1期は2009年に実施し、1事業のみ募集し、発電設備容量は10MWであった。第2期は2010年に実施し、合計13事業を募集し、合計発電設備容量は280MWであった。募集事業の詳細は表 2-7 に示す。

表 2-7 太陽光発電の特許権入札プロジェクト

実施年	地域	プロジェクト名称	総容量 (MW)	落札価格 (元/kWh)
2009	甘肅省	甘肅敦煌	10	1.0900
2010	陝西省	陝西榆林靖边	20	0.8687
	青海省	青海共和	30	0.7288
		青海河南	20	0.8286
	甘肅省	甘肅白银	20	0.8265
		甘肅金昌	20	0.7803
		甘肅武威	20	0.8099
	内モンゴル	内モンゴル阿拉善	20	0.8847
		内モンゴル包头	20	0.7978
		内モンゴル巴彥淖尔	20	0.8444
	寧夏省	宁夏青铜峡	30	0.9791
	新疆ウイグル	新疆哈密	20	0.7388
		新疆吐鲁番	20	0.9317
新疆和田		20	0.9907	

出所：筆者作成

2009年3月に入札を行った甘肅敦煌 10MW 事業は中国初の大規模太陽光発電事業であり、太陽光発電の特許権入札プロジェクトのモデル事業でもある。そのため、18社の中国の発電企業は積極的に入札に参加した。入札の結果、入札価格は 0.69~1.92 元/kWh であり、平均入札価格は 1.42 元/kWh である。最低額入札者は落札者となるが、最低入札額は 0.69 元/kWh であった。これは 2008 年の市場平均売電価格の 4 元/kWh より大幅に下回っている。任东明(2011)は甘肅敦煌事業が中国初の大規模太陽光発電のため、この企業は事業運営から相当な名誉が得られると述べている。企業は事業を落札するために、入札の際に事業コストおよび事業内部利益率 IRR を徹底的に削減し、赤字になる金額で入札する低価格競争が起きたと指摘した。最終的に、入札の主催機関は 0.69 元/kWh の落札額は今後の市場の発展に負の影響を与える可能性があるかと判断し、改めて入札額 1.09 元/kWh の 2 事業者を落札者として選んだ。それぞれ、10MW の発電事業を建設した。

2010年6月に、第2期の入札を行って、発電設備規模 20~30MW の発電事業が 13 件を募集した。甘肅省、陝西省、青海省、内モンゴル自治区、寧夏自治区、新疆ウイグル自治区の 6 地域で、合計 280MW の発電設備を建設する。入札に参加した企業は 50 社に昇った。各事業の落札価格は 0.7288~0.9907 元/kWh であり、すべて最低入札額である。平均落札価格は 1.0355 元/kWh である。留意すべき点は、各事業の最高落札額は 1.06~1.51 元/kWh であり、前回の入札事業と比べて大幅に減少した。胡润青(2011)は今回の入札額に影響する要因を以下の 5 点だと指摘した。

- ① やはり太陽光発電の入札事業の象徴性が大きな名誉と今後の事業展開にもたらす利

益が大きいから、各入札事業者は事業利益率を極限まで下げた。

- ② 多くの入札事業者は太陽光発電設備のメーカーと連携して事業を行うため、設備コストは市場価格より安い。
- ③ 第2期の電力買取期間は25年であり、第1期（約17年）より長いから、発電見込み量が多い。
- ④ 入札プロジェクト事業は一般の商業事業より廉価な土地を提供するため、全体のコスト低減につながった。
- ⑤ 第2期の事業の建設期間は2年である。つまり、入札事業者は2010年に提示した入札価格は、2012年に設置する設備の費用を基づく予想発電コストである。

以上の影響要因を考慮すれば、今回の落札価格は一定の合理性があるが、やはり各発電事業は低価格競争を行っていることが否定できない。また、前述のように、入札制度は急速に発展している再生可能エネルギー発電産業を支えきれないため、2011年7月から中国政府は太陽光発電固定価格買取制度（以下：PVFIT）を実施した。

2011年7月に、中国国家发展和改革委员会(2011)が発表され、PVFITの実施を開始した。最初の買取価格は全国一律に1元/kWh（チベットのみ1.15元/kWh）であった。しかし、中国各地域の太陽光資源ポテンシャルの差が大きく、事業規模によって発電コストが異なるため、2013年からPVFITは太陽光発電事業を大規模発電事業と分散型太陽光発電の2種類に分けられ、それぞれについて買取価格を設けた中国国家发展和改革委员会(2013)を実施した。この買取制度の概念図は図2-1の通りである。

大規模太陽光発電事業の場合、各地域の太陽光資源の優劣ごとにⅠ～Ⅲ類地域を設定し、それぞれの買取価格を設けて、発電電力の全量を買取る。風力発電と同様に、PVFITの買取価格は技術の進歩、設備コストの低減や設備普及量の推移に従って、定期的に見直され、計画的に引き下げしていく。国家発展改革委員会(2015)では、2016年の買取価格と各資源区の対象地域が修正された。具体的な地域分類と買取価格は表2-8に示す通りである。買取期間は20年である。

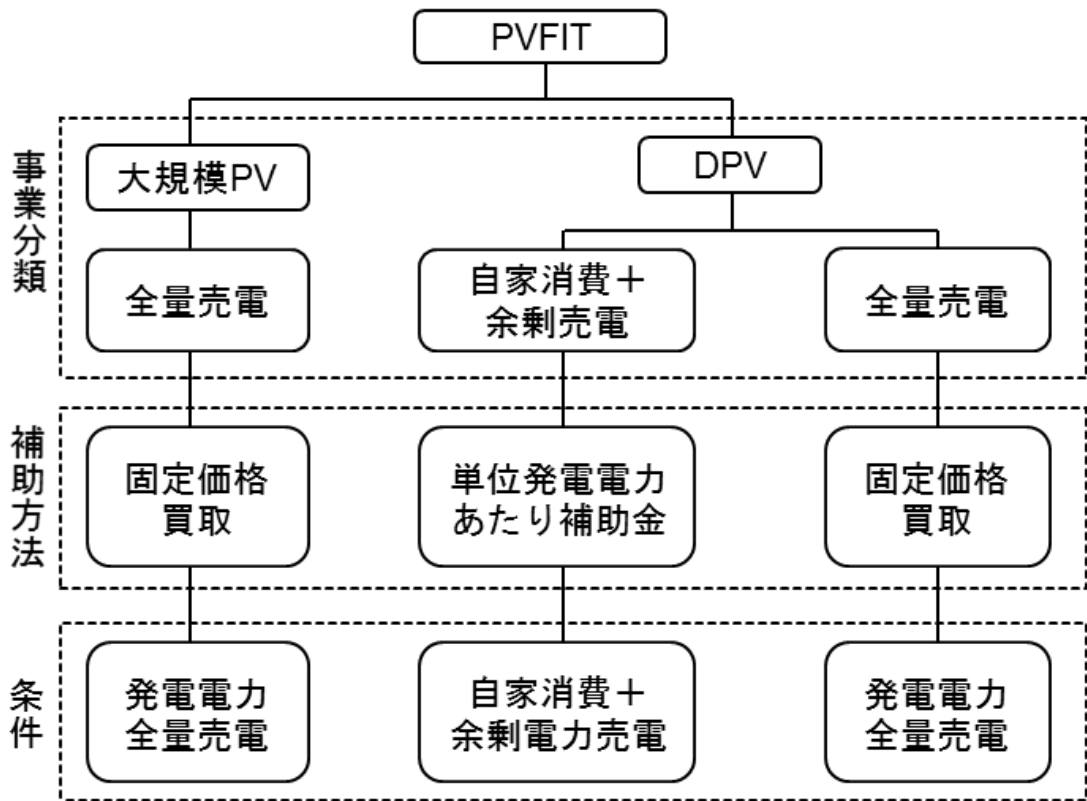


図 2-1 中国 PVFIT の概念図

出所：中国国家发展和改革委员会(2011)と中国国家发展和改革委员会(2013)に基づいて筆者作成

表 2-8 PVFIT 資源区域分類と買取価格（2016 年）

資源区	買取価格	資源区の対象地域
I 類	0.8 元/kWh	寧夏；青海海西；甘肅省の嘉峪関市，武威市，張掖市，酒泉市，敦煌市，金昌市；新疆ウイグル自治区の哈密，塔城，阿勒泰，克拉馬伊市以外の地域内；モンゴル自治区の赤峰市，通遼市，興安盟，呼倫貝爾市以外の地域
II 類	0.88 元/kWh	北京市；天津市；黒龍江省；吉林省；遼寧省；四川省；雲南省；モンゴル自治区の赤峰市，通遼市，興安盟，呼倫貝爾市；河北省の承德市，張家口市，唐山市，秦皇島市；山西省の大同市，朔州市，忻州市；陝西省；青海省，甘肅省と疆ウイグル自治区の I 類以外の地域
III 類	0.98 元/kWh	I，II 類資源区以外の地域

出所：国家發展改革委員会(2015)

分散型太陽光発電事業の場合、全量売電と余剰売電の2種類事業形態がある。全量売電事業の売電は大規模とほぼ同様であり、買取価格も大規模の地域分類と同じである。ただし、事業の認定条件と手続きは分散型と同様である。

余剰売電とは、発電電力は基本的に自家消費を前提として、消費しきれない部分の電力を売電する事業である。その場合、まず、電力を発電量に応じて国が補助金を支給する。2016年の補助金基準は0.42元/kWhである。そして、余剰電力が発生した場合、電力会社は、発電事業が所在する地域の脱硫火力発電電力の卸価格で余剰電力を買い取る。補助金の支給期間は20年である。

分散型太陽光発電電力を自家消費する場合、従来の電力会社からの購入電力量を代替し、削減できる。中国の電気小売価格(0.45~1.00元/kWh)は電力卸価格より高い(0.25~0.45元/kWh)。特に工業・商業用電力料金が非常に高く、普通の電力卸価格の4倍になる場合もある。よって、分散型太陽光発電の設置者にとって、分散型太陽光発電電力を自家消費するほうが売電より利潤が高い。その理由と仕組みは、下記の式(2-1)の通りである。この仕組みを利用して、中国の商業施設と工業施設の分散型太陽光発電の導入を進める狙いがある。

$$\text{自家消費電力利益} = \text{電力小売価格} + \text{補助金} > \text{売電電力利益} = \text{電力卸価格} + \text{補助金} \quad (2-1)$$

各地域の地方政府は分散型太陽光発電を促進するために、独自の促進政策や補助金などを策定している。特に東部沿海地域の浙江省、江蘇省、上海市などの地域は分散型太陽光発電事業により詳細な促進政策を設定し、手厚くサポートしている。各地域の補助金について、各省の公表資料を整理した結果は表2-9にまとめた。

表 2-9 各地域の太陽光発電補助金

各省	各地域	設備補助金	発電電力補助金(元/kWh)			
			国補助金	省補助金	市補助金	合計
浙江省	浙江温州	—	0.42	0.1	0.1~0.3	0.62~0.82
	温州市洞头县	—	0.42	0.1	0.4	0.92
		2 元/W	0.42	0.1	0.2	0.72
	温州市瑞安市	—	0.42	0.1	0.3	0.82
	温州市乐清市	—	0.42	0.1	0.3	0.82
	温州市永嘉县	—	0.42	0.1	0.4	0.92
		2 元/W	0.42	0.1	0.3	0.82
	浙江桐乡	1.5 元/W	0.42	0.1	0.2~0.3	0.72~0.82
	浙江嘉兴	—	0.42	0.1	0.1	0.62~0.92
	嘉兴市桐州	—	0.42	0.1	0.3	0.82
		—	0.42	0.1	0.2	0.72
	嘉兴市平湖市	—	0.42	0.1	0.1~0.2	0.62~0.72
	嘉兴市秀洲区	1 元/W	0.42	0.1	0.1	0.62
	浙江绍兴	—	0.42	0.1	0.2	0.72
	浙江杭州	—	0.42	0.1	0.1	0.62
	杭州萧山	0.2 元/W	0.42	0.1	0.2	0.72
	杭州市富阳市	1 元/W	0.42	0.1	0.3	0.82
			0.42	0.1	0.2	0.72
	杭州市建德市	1 元/W	0.42	0.1	0.2	0.72
			0.42	0.1	0.1	0.62
	浙江宁波	—	0.42	0.1	0.1	0.62
	浙江衢州	—	0.42	0.1	0.3	0.82
	衢州龙游县	0.3 元/W	0.42	0.1	0.3	0.82
	衢州市江山市	0.3 元/W	0.42	0.1	0.2	0.72
0.3 元/W		0.42	0.1	0.15	0.67	
湖州市德清县	—	0.42	0.1	0.1	0.62	
	2 元/W	0.42	0.1	0.1	0.62	
浙江安吉	—	0.42	0.1	0.1	0.62	
浙江丽水	—	0.42	0.1	0.15	0.67	
安徽省	安徽合肥	2 元/W	0.42	—	—	0.42
		3 元/W	0.42	—	—	0.42
		4 元/W	0.42	—	—	0.42
		—	0.42	—	0.25	0.67
亳州市	—	0.42	—	0.25	0.67	
江西省	江西省	4 元/W	0.42	0.2	—	0.62
		3 元/W	0.42	0.2	—	0.62

	南昌市	—	0.42	0.2	0.15	0.77
		—	0.42	0.2	0.2	0.82
		—	0.42	0.2	0.1	0.72
	上饶市	—	0.42	0.2	0.15	0.77
	萍乡市	—	0.42	0.2	—	0.62
山東省		—	0.42	0.47	—	0.89
		—	—	1.2	—	1.2
	菏泽市	—	—	1.2	0.05	1.25
上海市		—	0.42	0.4	—	0.82
		—	0.42	0.35	—	0.77
		—	0.42	0.3	—	0.72
江蘇省	苏州市	—	0.42	—	0.1	0.52
	无锡市	0.2 元/W	0.42	—	—	0.42
	南通市	0.5 元/W	0.42	—	—	0.42
	扬中市	—	0.42	—	0.15	0.57
	句容市	—	0.42	—	0.3	0.72
河南省	洛阳市	0.1 元/W	0.42	—	—	0.42
河北省		—	—	1.2~1.3	—	1.2~1.3
陝西省	商洛市	1 元/W	0.42	—	0.01	0.43
			0.42	—	0.05	0.47
	西安市	1 元/W	0.42	—	—	0.42
广西省	桂林市	4 元/W	0.42	—	—	0.42
		3.4 元/W	0.42	—	—	0.42
		—	0.42	—	0.42	0.84
山西省	晋城市	3 元/W	0.42	—	0.2	0.62
広東省	佛山市	2 万元/MW	0.42	—	0.15	0.57
		1 元/W	0.42	—	0.15	0.57
	东莞市	25 万元/MW	0.42	—	—	0.42
		—	0.42	—	0.1~0.3	0.42
	广州市	0.2 元/W	0.42	—	0.1	0.52
湖南省	长沙市	—	0.42	0.2	—	0.62
湖北省	宜昌市	—	0.42	0.1~0.25	0.25	0.77~0.92
		—	0.42	0.1~0.25	0.1	0.52
	荆门市	—	0.42	—	0.25	0.67
北京市		—	0.42	—	0.3	0.72
吉林省		—	0.42	0.15	—	0.57

出所：各省の公表資料に基づいて筆者作成

2-3 その他の再生可能エネルギー発電の普及推進政策

中国政府は、2005年に「可再生能源法（再生可能エネルギー法）」を策定した。この法律によって再生可能エネルギーは具体的に定義され、今後の経済発展中における位置付けと役割が明確にされた。また、発電の各参加主体間の利益関係も明確にされた。国は再生可能エネルギー発電の普及を主導し、発電企業に売電価格と電力の全量買取を保証する。送配電企業は風力発電の系統連結を義務付けられ、電力の全量買取を行う。この法律の実施は、再生可能エネルギー発電の本格的な普及の始まりであった。

2006年以降、「可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法（再生可能エネルギー発電電力価格と費用分担に関する管理基準）」、「可再生能源电价附加收入调配暂行办法（再生可能エネルギー発電促進賦課金徴収に関する管理基準）」などの一連の政策の実行により、再生可能エネルギー発電市場拡大のための優遇政策が強化されてきた。送配電会社に対しては、すべての再生可能エネルギー技術による発電電力の購入と、そのためのインフラ建設に強制的な責任を負わせている。電力買取価格と買取期間も明確化され、送配電会社は再生可能エネルギー発電（水力発電を除く）の購入によるコスト増加を電力消費者に転嫁することが認められ、再生可能エネルギー発電促進賦課金の徴収制度を確立した。税制の面では、環境プロジェクトに対して、売上を計上した年から最初の3年間は企業税を全額免除、次の3年間は企業税を半額に免除する減税や、設備投資における増値税（付加価値税）などの免除といった政策が行われている。

2007年8月に施行した「国家可再生能源中长期发展规划（国家再生可能エネルギー中長期発展計画）」（以下：中長期発展計画）では再生可能エネルギーの発展目標を定めた。2010年に全エネルギー消費の中の再生可能エネルギーの割合を10%に、2020年に15%に引き上げることを目標としている。その目標を実現するために、発電事業者と送配電事業者に対して再生可能エネルギーに関する生産・購入の国家強制設備導入基準（RPS法）を設定し、量的目標も定めた。「中長期発展計画」の第8章第2条により、非水力再生可能エネルギー発電の強制的普及目標は次の通りである。①発電能力が5,000MW以上の発電企業に対して、企業全体の発電能力における割合として非水力再生可能エネルギー発電設備の発電能力を2010年までに3%以上、2020年までに8%以上にすること、②送配電企業は再生可能エネルギーの発電量が総発電量の1%以上と3%以上にすることである。さらに、国営の発電企業に対しては、再生可能エネルギーの発電設備容量は火力発電設備容量の5%と10%に相当する量を達成することを義務付けた。この目標を達成できない国営発電企業に対しては、新たな火力発電事業の建設許可が下りない。

前章で述べた「エネルギー11次五カ年計画」では、再生可能エネルギー発電全体の普及促進目標が決められたが、具体的な目標などが設定されなかった。再生可能エネルギー発電産業の発展とともに、各発電産業はより具体的な促進政策と明確な目標が必要となり、2011年に、「可再生能源发展“十一·五”规划（再生可能エネルギー発展11次五カ年計画）」（以下：再生可能エネルギー11次五カ年計画）が発表された。この計画では、第10次五

カ年計画の期間中の再生可能エネルギーの発展をまとめた上で、現在発展上の問題点を述べ、2020年までの中国の再生可能エネルギー発展の方針を発表した。主な再生可能エネルギー発展方針は以下の3つである。

- ① 再生可能エネルギーの利用規模と利用範囲を拡大し、エネルギー問題と環境問題の解決手段とする。エネルギー構造において、再生可能エネルギー比率の向上は、計画期間中で最も重要な任務である。
- ② 農村での再生可能エネルギーの利用を促進し（特に人口が分散し、電力など通常エネルギーインフラを整備しにくい辺縁地域）、電力やエネルギー利用困難などの問題を解消し、「社会主義新農村」計画の一環となる。
- ③ 再生可能エネルギー産業の育成、技術の開発革新、設備国産率の向上などを促進し、今後の大規模な再生可能エネルギーの利用の基盤を整える。

そして、再生可能エネルギー11次五カ年計画では、初めて各再生可能エネルギー発電の詳しい発展目標を策定した。ただし、中国の再生可能エネルギー産業と発電事業の拡大は当初の予測をはるかに上回ったので、2年後のエネルギー12次五カ年計画ではこれらの目標を大幅に修正した。

2016年12月に、再生可能エネルギー13次五カ年計画を発表された。この計画では、2016年から2020年までの中国の再生可能エネルギーの発展指針と目標を明確にした。計画の中に、再生可能エネルギーは気候変動とエネルギー構造改革の有効手段であり、一部の先進国ですでに代替資源として重要な役割を果たしていることを指摘した上で、再生可能エネルギー利用における経済性も大幅に向上し、今後の経済発展の新たな成長点となり、戦略的な産業であることを確認した。

表 2-10 では、再生可能エネルギー13次五カ年計画期間中の再生可能エネルギー発電に関する主要な目標をまとめた。2020年までに、風力発電の導入目標は21,000万kWである。そのうち、中国中東部と南部地域には1/3を占める7,000万kWを導入する計画であった。そして、洋上風力発電の開発利用も推進する方針である。また、風力発電の送電問題の解決を重要課題とする。送電網の建設を増強するとともに、現在の発電設備（特に石炭火力発電設備）の電力調整能力を向上させる。

太陽光発電の導入目標は10,500万kWである。分散型太陽光発電の全面的な推進とともに、大規模太陽光発電の計画的な開発を強調した。しかし、分散型と大規模の量的な目標値を定めなかった。また、太陽光熱による発電目標が初めて設定された、2020年までに500万kWの太陽熱発電設備の導入を目指している。その背景は、近年中国の太陽熱発電技術が急速に発展していることである。中国の研究機関と企業の共同開発により、太陽熱発電のコストが大幅に低下するとともに、設備の国産率が向上している。発電技術は安定化しているから、大規模な普及が可能となった。

表 2-10 再生エネルギー発展 13 次五か年計画の主要目標（2020 年目標）

		発電設備規模	年間発電量
		万 kW	万 kWh
電源開発	発電設備総容量	67,500	19,045
	水力発電設備容量	34,000	12,500
	風力発電設備容量	21,000	4,200
	太陽光発電設備容量	10,500	1,245
	太陽熱発電設備容量	500	200
	バイオマス発電	1,500	900

出所：出所：再生可能エネルギー13次五か年計画(2016)に基づいて筆者作成

2-4 まとめ

中国では 1950 年代から再生可能エネルギー発電の研究開発はスタートしているが、その主な目的は実験的な設備研究、宇宙開発、無電地域の電力供給などであった。本格的に送電網に系統連結する再生可能エネルギー発電の利用は、1986 年の風力発電所の建設からである。1990 年代に、政府主導の「政府定価」制度の下で、風力発電所と太陽光発電所の事業が徐々に増加した。2003 年から、「風力発電特許権入札プロジェクト」の実施し、大規模な風力発電の普及は本格的に始まった。

2005 年の「再生可能エネルギー法」の策定を契機に、再生可能エネルギー発電の本格的な普及が始まった。この法律の策定によって再生可能エネルギーは具体的に定義され、今後の経済発展の中での位置付けと役割、発電の各参加主体間の利益関係が明確にされた。国は再生可能エネルギー発電の普及を主導し、発電企業に売電価格と電力の全量買取を保証する。送配電企業は風力発電の系統連結を義務付けられ、電力の全量買取を行う。また、2006 年以降、「再生可能エネルギー発電電力価格と費用分担に関する管理基準」、「再生可能エネルギー発電促進賦課金徴収に関する管理基準」、「国家再生可能エネルギー中長期発展計画」などの関連の一連の政策の実行により、再生可能エネルギー発電市場の拡大のための優遇政策を強化した。

「特許権入札プロジェクト」と「政府定価」の制度は風力発電の急速な発展に追いつかないため、2009 年から「固定価格買取制度」が導入された。買取価格については、風力資源の優劣と建設条件を基準に、中国の各地域を四類の資源区に分けて、それぞれの地域の風力発電買取価格を設けた。買取価格は技術の進歩、設備コストの低減や設備普及量の推移に従って、定期的に見直され、計画的に引き下げられていった。同年、大規模太陽光発電事業を対象とする「特許権入札プロジェクト」と、分散型太陽光発電を対象とする「光電一体化建築」や「金太陽モデルプロジェクト」などの制度が実施され、大規模な太陽光発電の普及が始まった。

2011 年には、風力発電と同様に、大規模太陽光発電事業を対象とする固定価格買取制度が実施された。しかし、中国各地域の太陽光資源ポテンシャルの差が大きく、事業規模に

よって発電コストが異なるため、2013年から太陽光発電事業を大規模と分散型の2種類に分け、それぞれ買取価格を設けた固定価格買取制度を導入した。

中国の風力発電と太陽光発電の大規模な利用開発は日米欧など先進国と比べて遅れているが、年間100%以上の増加率で飛躍的に発展している。現在、風力発電と太陽光発電の発電設備生産量と発電設備設置容量はともに世界一である。また、住宅用太陽光発電や分散型風力発電が先に普及した先進国とは異なり、中国では大規模風力発電が先に普及され、現在でも大規模風力発電を中心に普及が進んでいる。

第 3 章 産業連関分析による再生可能エネルギー発電設備の建設段階の経済と環境効果分析

3-1 産業連関分析について

3-1-1 産業連関表

1 つの国や地域の経済においては、様々な産業が様々な財・サービスを生産している。これらの様々な財・サービスの生産過程において、ある財を生産するために別の財を投入するなど、原材料の取引を通じて多くの産業が相互に密接に関わっている。このような一国や地域内における、一年間の財・サービスの経済取引を表わした統計表が産業連関表である。産業連関表は、ワシリー・ワシーリエヴィチ・レオンチェフ(Wassily W.Leontief)によって 1936 年に開発された。現在では、世界 80 カ国以上の国で、国連が示しているガイドラインに準拠して作成されている。

ある産業において財・サービスを生産する場合には、その原材料となる財・サービスに需要が生じる。これらの需要を満たすために他の産業に生産が波及していくが、産業連関表を利用して、そのような経済波及効果を分析する手法は産業連関分析である。そして、産業連関表を用いて、各国の産業構造の比較、外国貿易の分析のみならず、公害や環境汚染の問題解明への適用が試みられるなど、重要な多くの経済問題に対して応用されている。

実際に、産業連関表は複数の表から構成されている。そのうち、もっとも基本となる表が、取引基本表である。図 3-1 は、取引基本表の構造である。取引基本表を指して、産業連関表と呼ばれることが多い。

	中間需要	最終需要	輸出	輸入	生産額
中間投入	A	f	Imp	Exp	x
粗付加価値	VA				
生産額	x				

図 3-1 産業連関表の取引基本表

出所：筆者作成

3-1-2 静学的オープン産業連関モデル

再生可能エネルギー発電の建設段階の経済と環境波及効果を分析するために、産業連関分析の静学オープンモデルを使用する。式(3-1)のように、各再生可能エネルギー発電の建設費用を最終需要ベクトル \mathbf{f} として与え、レオンチェフ逆行列を乗じることで、生産誘発

額ベクトル \mathbf{x} が算出される。

$$\mathbf{x} = (\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1} \mathbf{f} \quad (3-1)$$

ただし、 \mathbf{x} ：生産誘発額ベクトル， \mathbf{I} ：単位行列， \mathbf{A} ：投入係数行列， \mathbf{f} ：最終需要ベクトル

また、式(3-2)のように、産業連関分析の静学オープンモデルによって算出される生産誘発額に、生産額単位当たりのCO₂排出量（CO₂排出原単位） \mathbf{e} を乗じれば、各発電設備建設段階のCO₂排出誘発の直接・間接波及効果を計測することができる。

$$E = \mathbf{e}\{(\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1} \mathbf{f}\} \quad (3-2)$$

ただし、 E ：CO₂排出量， \mathbf{e} ：CO₂排出原単位ベクトル， \mathbf{I} ：単位行列， \mathbf{A} ：投入係数行列， \mathbf{f} ：最終需要ベクトル

3-2 産業連関分析による経済と環境効果の推計

本稿では、産業連関分析の静学オープンモデルを使用して、再生可能エネルギー発電の建設段階の経済と環境波及効果を分析した。現在中国で主要な再生可能エネルギー発電は風力発電と太陽光発電であるため、これらを分析対象として選定した。中国の『2012年産業連関表』の139部門表を利用して分析を行った。その部門対照表と日本語訳は付録1に掲げる。

前述のように、再生可能エネルギー発電設備施設は建設・製造に当該する経済活動の投入や費用の構成を金額によって定量化し、建設費用の構成表を作成する。再生可能エネルギー発電建設費用の構成表を作成するに当たり、まず、連軍(2010)などの先行研究を参考に、発電のモデルプラントにおける発電設備容量および1kW設備当たり建設費を想定する。そして、想定した建設費用を中国2012年産業連関表編制指針(2014)（以下、編制指針）と技術的な参考文献に基づいて、各産業部門に分割し、構成表を作成する。この表は消費者価格ベースなので、商業マージンを代入して、生産者価格ベースの表を算出する。生産者価格表の費用構成は各再生可能エネルギー発電の最終需要ベクトルとして与え、レオンチェフ逆行列を乗じることで、直接・間接の生産誘発額ベクトルが算出される。そして、算出される生産誘発額に、生産額単位当たりのエネルギー消費量及びCO₂排出量（CO₂排出原単位）を乗じれば、各発電設備建設段階の直接・間接のCO₂排出誘発量を算出できる。

CO₂排出原単位を算出するために、中国統計局の『中国能源统计年鉴 2013(中国エネルギー統計年鑑 2013)』とIPCC『2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories』のデータを用いた。具体的な算出方法は次の通りである。まず、『中国2012年産業連関表』で石炭、石油、天然ガスの投入産業ごとの消費金額シェアを計算する。次に、『中国エネルギー統計年鑑 2013』から中国2012年の石炭、石油、天然ガスの総消費（熱量ベース）量が得られるので、その総消費量に消費金額シェアを乗じて、投入産業ごとの熱量ベースの

エネルギー消費量を計算する。そして熱量ベースのエネルギー消費量に CO₂ 排出係数 (IPCC,2006)を乗じると、産業ごとの CO₂ 排出量が得られる。最後に、産業ごとの CO₂ 排出量をそれぞれの生産量で除すと、産業ごとの CO₂ 排出原単位が得られる。

3-3 建設費用の構成

3-3-1 風力発電の建設費用の構成

風力発電のモデルプラントは、発電設備総容量が 49,500kW、1kW 設備当たりの建設費が 0.942 万元となる大規模風力発電所を想定する。表 3-1 は、風力発電の建設費用の構成表である。表 3-1 の比率を利用して、1kW 設備当たりの建設費を分割する。

風力発電の建設費用は大きく発電設備費用、建設費用とその他費用の 3 部分に分けられる。各費用のうち、全体に占める比率が高いのは風車と発電機の設備費用であり、それぞれ全体の 68%と 13%を占める。編制指針(2014)では、再生可能エネルギー発電の部門所属について様々な定義を新たに追加している。風力発電用の風車については「锅炉及原动设备」部門に含まれると定義している。そして、送変電については、送変電設備以外の工事部分はすべて土木建設部門に含まれるとしている。

表 3-1 風力発電の建設費用の構成（生産者価格）

発電所設置費		中国産業連関表の該当部門	投資額(万元)	比率
1 発電設備費用				
1.1	風車	锅炉及原动设备	31876.3	68%
1.2	発電機	电机	6162.2	13%
1.3	昇圧変圧器	输配电及控制设备	1516.6	3%
1.4	通信・制御装置	通信设备	858.8	2%
1.5	その他設備	其他电气机械和器材	312.7	1%
2 建設費用				
2.1	基礎土木建設	土木工程建筑	1084.3	2%
2.2	送変電	土木工程建筑	112.7	0%
2.3	建物建設	房屋建筑	502.0	1%
2.4	道路整備	土木工程建筑	312.7	1%
2.5	その他建設	建筑装饰和其他建筑服务	599.0	1%
3 その他費用				
3.1	商業	批发和零售	867.6	2%
3.2	管理費	商务服务	1309.0	3%
3.3	輸送費	道路运输	415.0	1%
3.4	調査設計費	专业技术服务	660.0	1%
3.5	その他	其他服务	16.0	0%
総投資			46605.0	100%

出所：连军(2010)に基づき筆者作成

3-3-2 太陽光発電の建設費用の構成

太陽光発電のモデルプラントには、発電設備総容量が 300kW であり、1kW 設備当たりの建設費が 0.735 万元となる屋上太陽光発電システムを想定する。表 3-2 は、風力発電の建設費用の構成表である。表 3-2 の比率を利用して、1kW 設備当たりの建設費を分割する。

太陽光発電の建設費用は発電設備費用、建設費用とその他費用の 3 部分に分けられる。各費用のうち、全体に占める比率が高いのは太陽光電池モジュールとインバータであり、それぞれ全体の約 55%と 12%を占める。編制指針(2014)では、太陽光電池モジュールやインバータ、制御装置など、アレイ架台以外の太陽光発電システムに関する設備や部品をすべて「輸配电及控制设备」部門に含むと定義した。また、大規模風力発電建設工事と比べて、屋上太陽光発電システムの工事がより単純であり、主にパネルの土台づくりや架台の組み立てである。そのため、屋上太陽光発電システムの建設費用は土木建設費用しかない。

表 3-2 太陽光発電の建設費用の構成（生産者価格）

発電所設置費		中国産業連関表の該当部門	投資額(万元)	比率
1 発電設備費用				
1.1	太陽光電池モジュール	輸配电及控制设备	121.8	55.24%
1.2	インバータ	輸配电及控制设备	25.4	11.52%
1.3	アレイ架台(アルミ)	有色金属压延加工品	2.7	1.24%
1.4	アレイ架台(鋼)	钢压延产品	16.3	7.39%
1.5	昇圧変圧器	輸配电及控制设备	2.2	0.98%
1.6	電源線	电线, 电缆, 光缆及电工器材	8.3	3.77%
2 建設費用				
2.1	基礎土木建設	土木工程建筑	13.9	6.30%
3 その他費用				
3.1	商業	批发和零售	11.1	5.04%
3.2	管理費	商务服务	6.8	3.08%
3.3	輸送費	道路运输	3.0	1.36%
3.4	調査設計費	专业技术服务	5.0	2.27%
3.5	その他	其他服务	4.0	1.81%
総投資			220.5	100%

出所：于红波(2014)に基づき筆者作成

3-4 建設段階の経済波及効果の分析

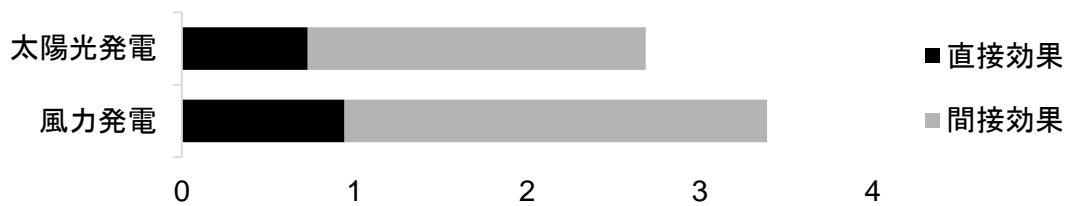


図 3-2 風力発電と太陽光発電の経済波及効果 (万円/kW)

出所：筆者作成

風力発電と太陽光発電施設建設による発電設備容量 1kW あたりの生産誘発額の算出結果を図 3-2 に示す。風力発電と太陽光発電の生産誘発額はそれぞれ 3.389 万円/kW と 2.686 万円/kW である。生産誘発額はいずれも、間接効果が直接効果より大きい。つまり、再生可能エネルギー発電建設事業の経済波及効果は大きいことを示している。また、1kW あたりの発電設備の初期費用については、太陽光発電は風力発電より小さい。しかし、本章では発電設備建設段階に限定して分析するため、本来なら発電施設の経済性については、発電施設の耐用年数、設備利用率や経常運転の費用等を含めて評価すべきである。この部分の検討については第 4 章で検討する。

図 3-3 と図 3-4 は、風力発電と太陽光発電の各産業への生産誘発額を直接・間接別に示した。風力発電と太陽光発電の直接生産誘発額が上位にくる部門はいずれも発電設備生産に該当する部門である。風力発電は風車に該当する「原動機・ボイラ」と発電機に該当する「発電機器」、太陽光発電は発電モジュールやインバータに該当する「産業用電気機器」である。

間接生産誘発額については、風力発電は大量の鋼鉄などの金属材料を使用するので、「鉄鋼」と「非鉄金属加工製品」が大きい。太陽光発電の場合、「非鉄金属加工製品」が一番であるが、パネル生産に関わる電機機械も大きい。

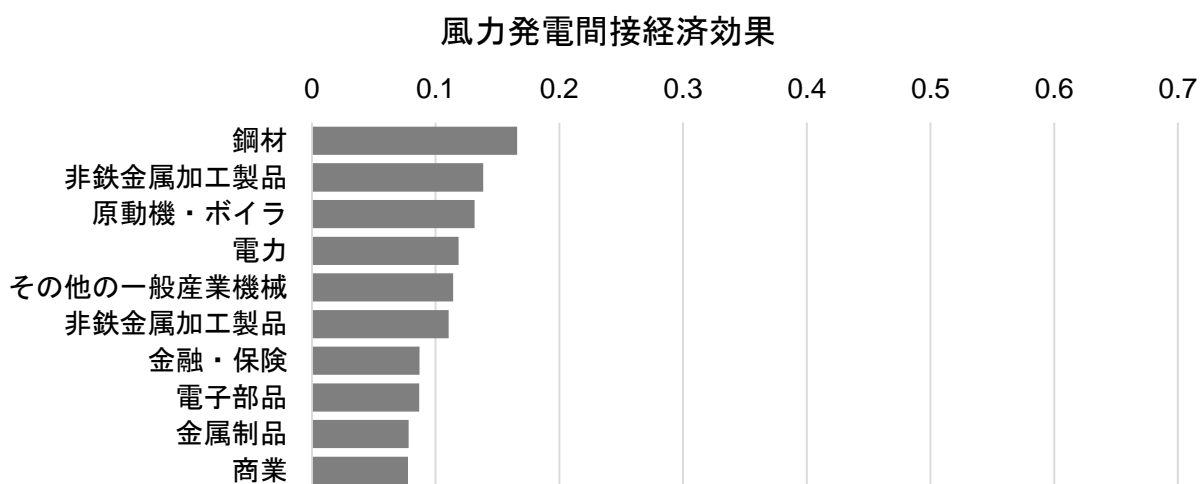
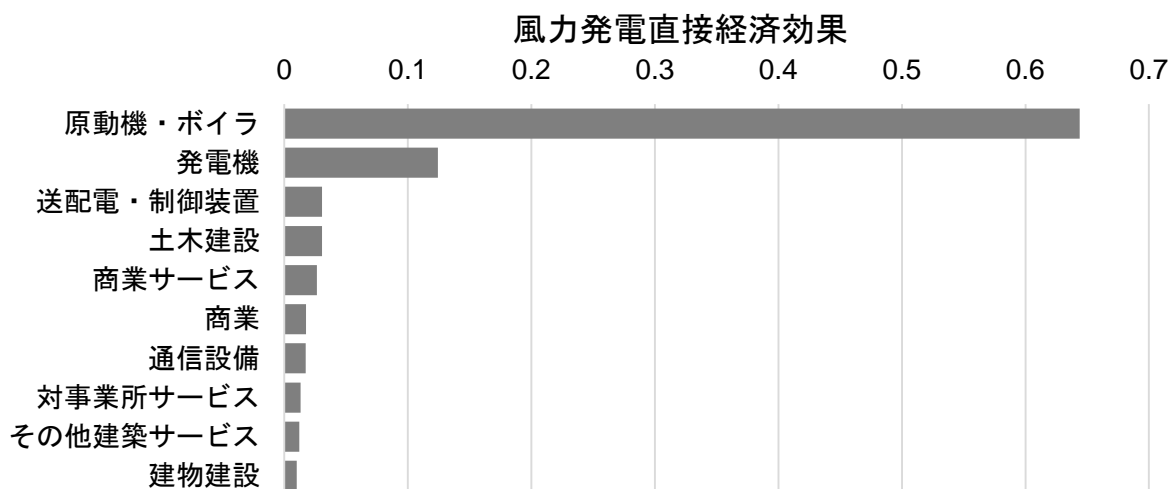


図 3-3 風力発電の直接・間接別の生産誘発額 (万元/kW)

出所：筆者作成

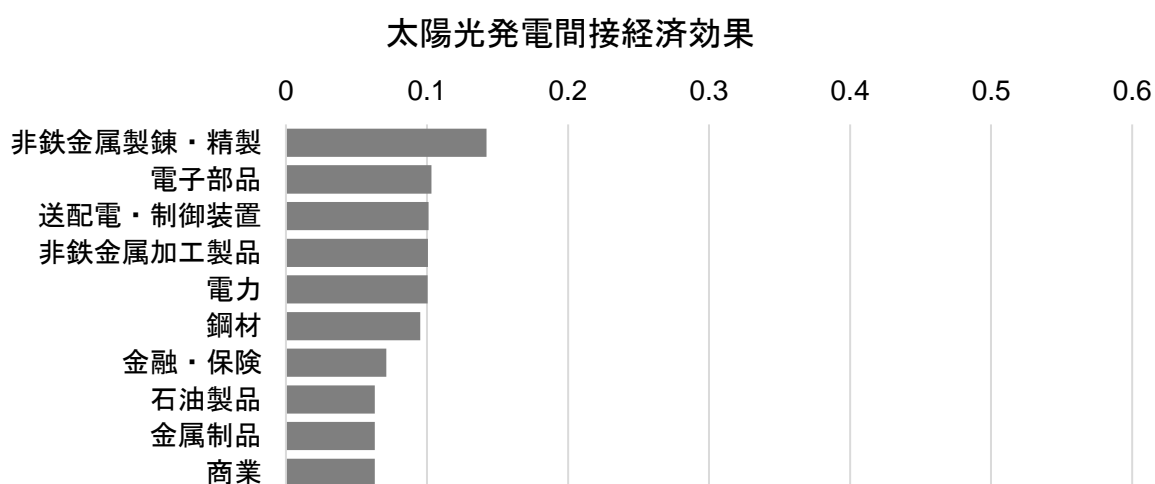
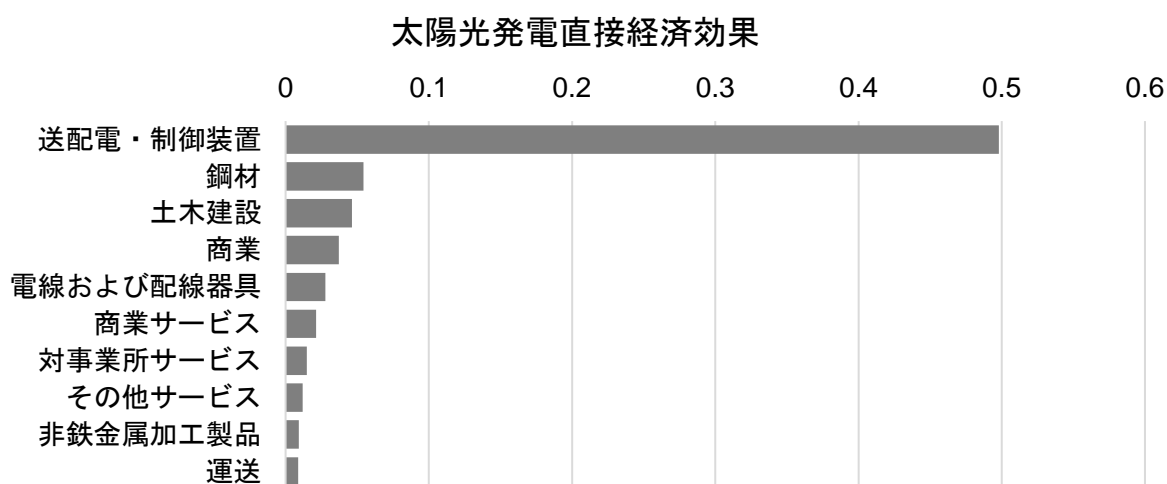


図 3-4 太陽光発電の直接・間接別の生産誘発額 (万円/kW)

出所：筆者作成

3-5 建設段階の環境波及効果の分析

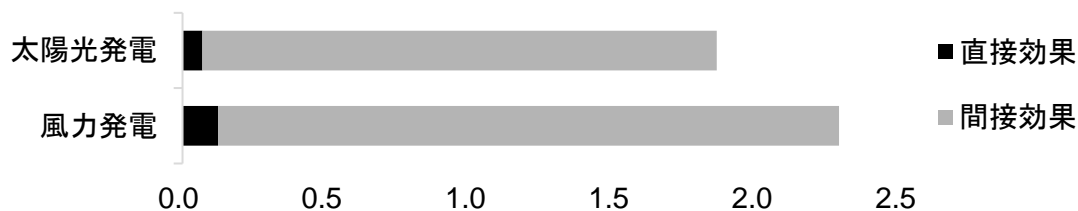


図 3-5 風力発電と太陽光発電の環境波及効果(t-CO₂/kW)

出所：筆者作成

風力発電と太陽光発電施設建設による発電設備容量 1kW あたりの CO₂ 排出誘発量の算出結果を図 3-5 に示す。風力発電と太陽光発電の CO₂ 排出誘発量はそれぞれ 2.288 t-CO₂/kW

と 1.861 t-CO₂/kW である。CO₂ 排出誘発量はいずれも、間接効果が直接効果を大きく上回っている。つまり、再生可能エネルギー発電建設事業の環境波及効果は非常に大きいことを示している。そして、1kW 発電設備の建設の CO₂ 排出量については、太陽光発電は風力発電より小さい。ただし、風力発電と太陽光発電の発電効率が異なる。通常、風力発電と太陽光発電システムの使用可能年数は 20~30 年間である。本稿では、風力発電と太陽光発電システムの耐用年数を 20 年間と設定した。また、1kW の設備が 1 年間でどれくらい発電できるかというデータについて「年間発電時間数」という。この年間発電時間数に使用年数に乗じて、設備の生涯総発電量を計算できる。最後に、CO₂ 排出誘発量を総発電量で除して、発電量 1kWh あたりの CO₂ 排出量を算出できる（運転段階に、間接 CO₂ 排出もあるが、全体に占める割合は極僅かのため、省略する）。風力発電と太陽光発電の年平均発電時間数（河北省統計値）はそれぞれ 1,808h と 1,212h である。これを計算に代入して、単位発電量あたりの CO₂ 排出量を算出した結果、風力発電と太陽光発電はそれぞれ 0.0633 kg-CO₂/kWh と 0.0768 kg-CO₂/kWh である。風力発電の環境効果は太陽光発電より優れていることが分かる。

中国の風力発電と太陽光発電の CO₂ 排出量に関する他の先行研究を参照し、比較分析を行った。邵潇・他(2012)、杨东・他(2015)などの研究では、中国の風力発電の単位発電量あたりの CO₂ 排出量は 0.0207~0.0835 kg-CO₂/kWh と推計されている。张俊翔・朱庚富(2014)、谢泽琼・他(2013)などの研究では、中国の太陽光発電の単位発電量あたりの CO₂ 排出量は 0.0288~0.0984 kg-CO₂/kWh と推計されている。本稿の算出結果はともに先行研究の推計結果の範囲内である。そして、日本環境省は三菱総合研究所に依頼して、LCA などの手法で再生可能エネルギー発電設備のリユースとリサイクル基礎調査を行った。三菱総合研究所(2013)の調査結果は、日本の風力発電と太陽光発電の単位発電量あたりの CO₂ 排出量はそれぞれ 0.024~0.073 kg-CO₂/kWh と 0.038~0.087 kg-CO₂/kWh である。よって、本稿の分析結果は先行研究の範囲内であり妥当だと考えられる。

また、中国发展改革委員会(2015)が公表した、2010-2012 年中国の各地域電力産業の発電量あたりの平均 CO₂ 排出量は 0.8095~1.1281 kg-CO₂/kWh である(表 3-3)。風力発電と太陽光発電はいずれもこの平均値より大きく下回り、導入による CO₂ 排出削減効果が高いことが明白である。

表 3-3 中国各地域単位発電量あたりの CO₂ 排出量

地 域	単位発電量あたりの CO ₂ 排出量 (kg-CO ₂ /kWh)
華北地域	1.0580
東北地域	1.1281
華東地域	0.8095
華中地域	0.9724
西北地域	0.9578
南方地域	0.9183

出所：中国国家发展和改革委员会应对气候变化司(2015)

図 3-6 と図 3-7 は、風力発電と太陽光発電の CO₂ 排出誘発量を直接・間接別に示した。エネルギー消費量の直接効果を見ると全体に占める割合が少なく、風力発電と太陽光発電ともに建設段階での直接 CO₂ 排出量は相対的に多くないと言える。しかし、使用する材料や設備の生産では、大量のエネルギーを消費するため、間接排出誘発効果が直接効果に比べて極めて大きい。特に「電力生産」、「石炭・石油採掘」、「石油・石炭製品」、「鉄鋼」などの間接部門の CO₂ 排出誘発量が大きい。

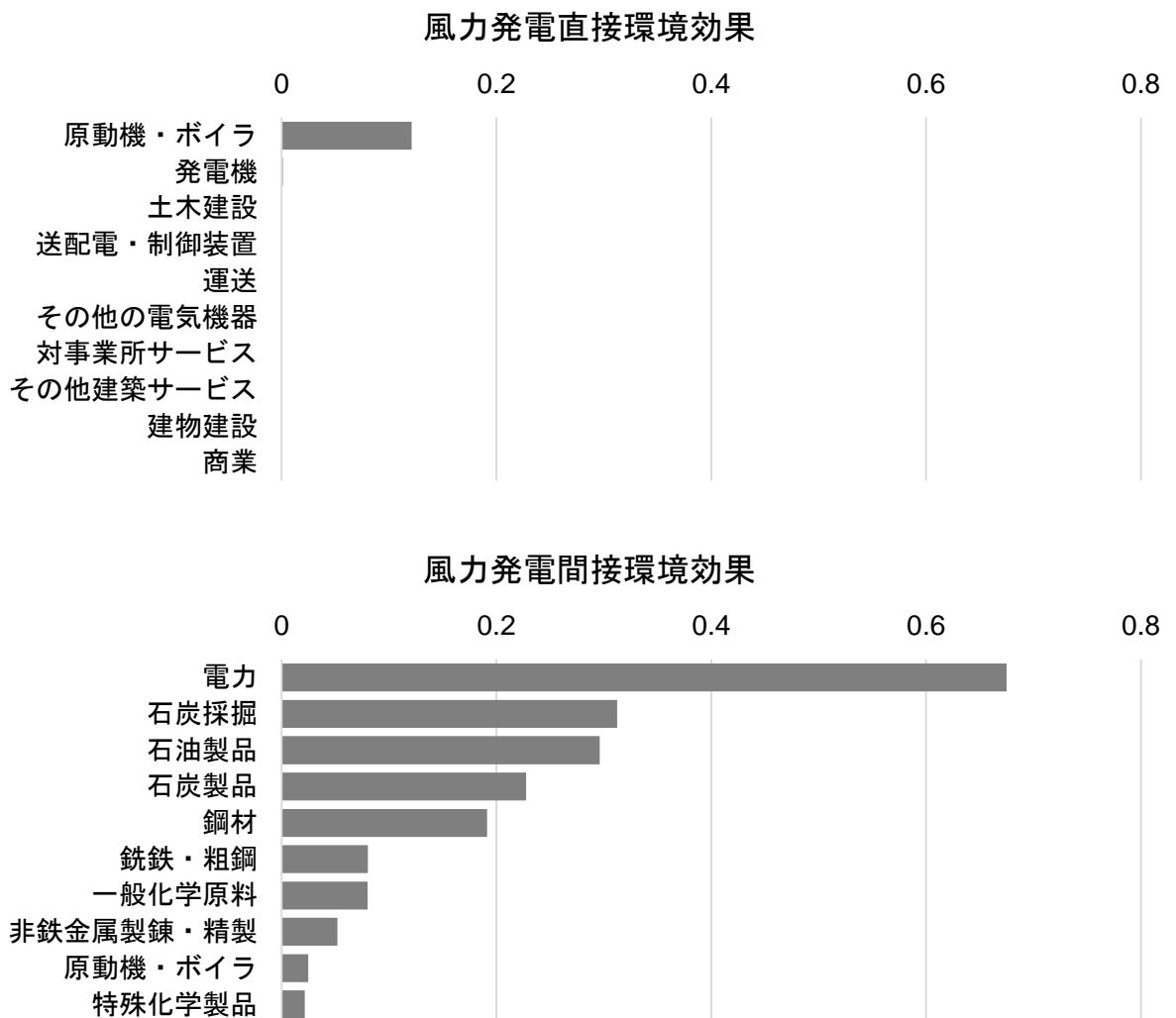


図 3-6 風力発電の直接・間接別の CO₂ 排出誘発量(t-CO₂/kW)

出所：筆者作成

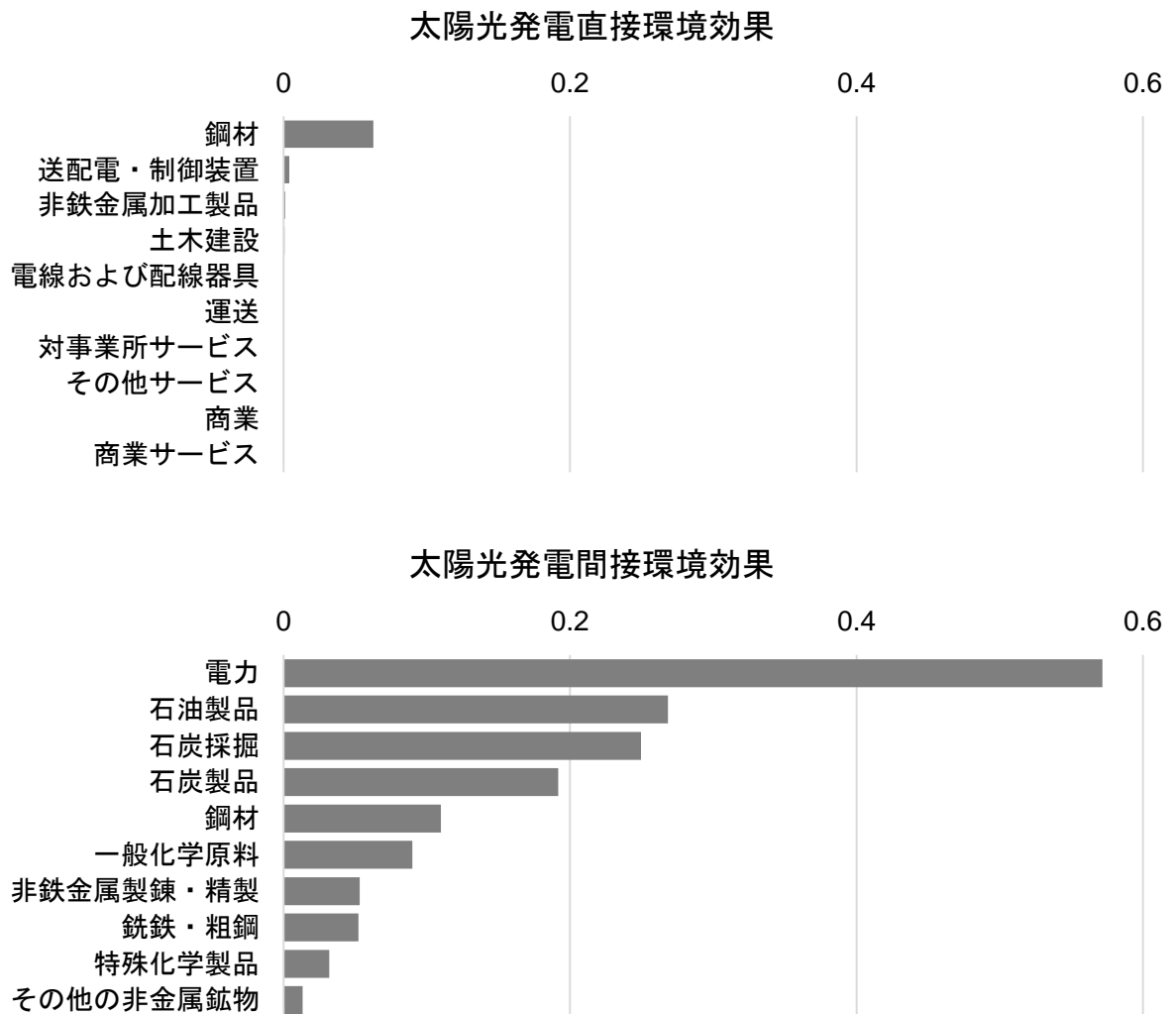


図 3-7 太陽光発電の直接・間接別の CO₂ 排出誘発量(t-CO₂/kW)

出所：筆者作成

3-6 設備年間発電量の変化の感度分析

前述のように、中国の国土が広く、風力や太陽光資源の賦存量は地域によって様々である。さらに、発電設備の種類、発電効率、設置方法などもそれぞれ違うため、各発電事業の単位発電設備の年間発電時間数、つまり、年間発電量が異なる。年間発電量は発電コスト、事業利益率、単位発電量あたりの CO₂ 排出量などに大きな影響を与える。そのため、本稿では感度分析を利用して、2015 年の年間発電量の実績値を基準に、年間発電量の変化は風力発電と太陽光発電の単位発電量あたりの CO₂ 排出量に与える影響について分析した。分析の結果は図 3-8 と図 3-9 である。

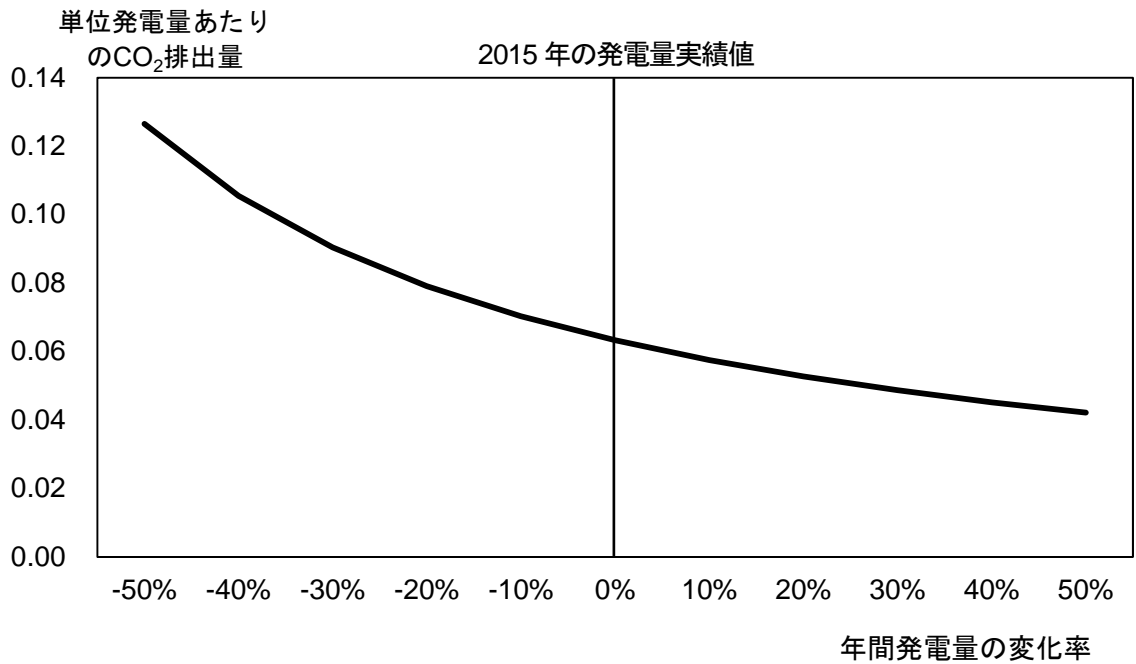


図 3-8 風力発電単位発電量あたりの CO₂ 排出量の感度分析
(単位 : kg- CO₂/kWh)

出所 : 筆者作成

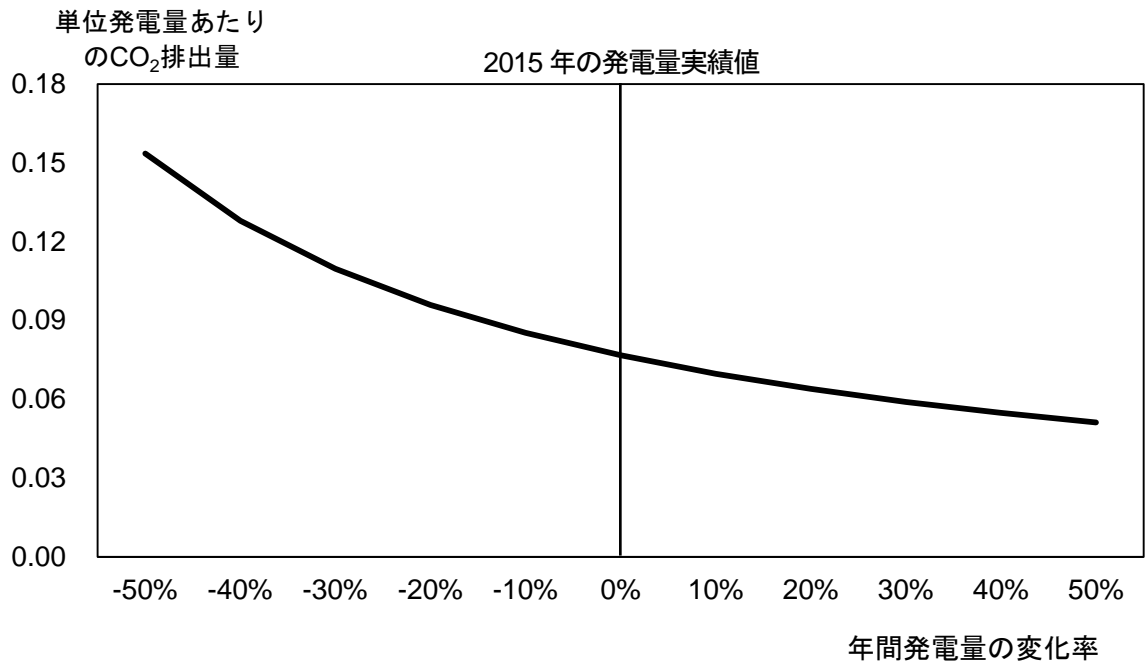


図 3-9 太陽光発電単位発電量あたりの CO₂ 排出量の感度分析
(単位 : kg- CO₂/kWh)

出所 : 筆者作成

年間発電量の変化率を-50%~50%の間に設定した。発電時間数で表示すれば、風力発電は2,712~904h、太陽光発電は1,818~606hである。感度分析の結果、単位発電量あたりのCO₂排出量の変化は、風力発電は0.0422~0.1265 kg-CO₂/kWh、太陽光発電は0.0512~0.1536 kg-CO₂/kWhと推計した。

本稿で参考とした年間発電量は河北省 2015 年の発電設備の統計平均値だが、発電制限などの原因で、2015年に河北省は10%の未発電率があった。この未発電率は年間発電量の変化率であると考え、未発電率の削減は年間発電量の増加を意味する。つまり、未発電問題の解決は単位発電量あたりのCO₂排出量の低下につながる。そのため、2015年のデータを基準に、未発電率の0%が実現できる場合（つまり、送電問題の完全解決）、送電問題が深刻な地域の単位発電量あたりのCO₂排出量の変化について試算した。分析結果は表3-4に示した。送電問題を解決すれば、各地域の単位発電量あたりのCO₂排出量はそれぞれ9%~28%程度下がる。送電問題が最も深刻な甘粛省の単位発電量あたりのCO₂排出量は約28.6%下がる。それで、送電問題は再生可能エネルギー発電普及にあたり、最も重要な課題であり、この課題を解決すれば、再生可能エネルギー発電の環境効果はさらに向上する。

また、将来には、発電設備の研究開発の進歩とともに、発電効率をさらに向上すれば単位発電量あたりのCO₂排出量の更なる低減を期待できる。

表 3-4 ゼロ未発電率実現後の各地域の単位発電量あたりのCO₂排出量の変化

	未発電率	年平均発電時間 (単位：時間)	ゼロ未発電率実現後の単位発電量 あたりのCO ₂ 排出量の変化率
河北	10%	1,808	9%
内モンゴル	18%	1,865	15%
遼寧	10%	1,780	9%
吉林	32%	1,430	24%
黒龍江	21%	1,520	17%
甘粛	39%	1,184	28%
新疆	32%	1,571	24%
新疆兵団	19%	1,560	16%
全国	15%	1,728	13%

出所：筆者作成

3-7 分析の結果と今後の課題

本章では、再生可能エネルギー発電の建設段階による生産誘発額とCO₂排出誘発量を、風力発電と太陽光発電を事例に推計した。分析の結果、風力発電と太陽光発電の生産誘発額はそれぞれ3.389万元/kWと2.686万元/kWである。CO₂排出誘発量はそれぞれ2.288 t-CO₂/kWと1.861 t-CO₂/kWである。単位発電量あたりのCO₂排出量はそれぞれ0.0633 kg-CO₂/kWhと0.0768 kg-CO₂/kWhである。この分析結果は先行研究の推計範囲内であり、合

理的だと考えられる。また、中国の各地域電力産業の単位発電量あたりの CO₂ 排出量は 0.8095~1.1281 kg-CO₂/kWh と比較して、風力発電と太陽光発電の環境効果が優れていることがわかる。

分析結果はいずれも直接効果に対して間接効果が大きいことが示された。産業部門別には、直接効果産誘発額が大きな部門は発電設備製造部門、間接生産誘発額が大きな部門は「鉄鋼」と「非鉄金属加工製品」、「電機機械」であることが明らかとなった。CO₂ 排出量では、生産誘発以上に、間接効果が直接効果を大きく上回っている。間接効果による CO₂ 排出量が大きな部門は「電力生産」、「石炭・石油採掘」、「石油・石炭製品」、「鉄鋼」であった。

一方、未発電率が高くなると年間発電量が低下し、再生可能エネルギー発電の CO₂ 排出量に大きく影響している。そのため、送電問題は再生可能エネルギー発電普及にあたり、最も重要な課題となり、送電問題などの発電制限を解消すれば、再生可能エネルギー発電の単位発電量あたりの CO₂ 排出量は最大 28% も下がる。また、将来の発電設備の研究開発の進歩とともに、発電効率をさらに向上すれば単位発電量あたりの CO₂ 排出量の更なる低減を期待できる。

以上の分析結果により、発電施設建設費用と CO₂ 排出量を削減する上で、以下に示す 3 つの示唆が得られる。

- (1)太陽光パネル、制御装置や風力発電機などの発電設備費用は建設費用に占める割合が大きく、これらの設備費用の低減は発電コストの削減に大きく影響する。再生可能エネルギー発電の発電コストは火力発電コストより下回れば、本格的な普及と火力発電の代替が実現できる。この意味で、再生可能エネルギー発電設備の研究開発は、再生可能エネルギー発電の普及推進にとって重要である。
- (2)CO₂ 排出誘発の間接効果が一番大きな部門は「電力部門」である。再生可能エネルギー発電の導入により、「電力部門」の CO₂ 排出原単位は低減する。さらに、天然ガスなどによる発電の増加も間接 CO₂ 排出誘発量が大きく減少させる。また、発電施設建設段階では、鋼鉄などの材料の大量使用により、間接的な生産誘発と CO₂ 排出誘発が大きくなる。したがって、より安価な、CO₂ 排出量が少ない材料を利用すれば、発電施設建設費用の削減と CO₂ 排出の削減に大きな影響を与える。
- (3)未発電率は再生可能エネルギー発電の CO₂ 排出量に大きく影響しているため、送電問題は再生可能エネルギー発電普及の最も重要な課題となった。今後、送電問題の解決とともに、計画的に再生可能エネルギー発電の開発は重要である。

今回は、再生可能エネルギー発電の導入は発電部門とその関連産業を含む経済全体にわたる経済と環境への影響を分析したが、今後の課題として、次の 3 点があると考えられる。

(1)社会的課題解決など多面的な分析

今回、主に生産誘発額や単位設備あたりの CO₂ 排出量などの経済と環境指標について分析したが、再生可能エネルギー発電の導入による社会的課題の解決可能性について検討する余地が

ある。特に、雇用誘発と貧困改善に関する研究はまだ少ないため、再生可能エネルギー発電の導入は雇用やイノベーションなど、より多面的に検討する必要がある。

(2)送電問題は発電企業への影響

送電問題は再生可能エネルギー発電の環境効果への影響について検討したが、前述のように年間発電量は発電コストや企業利益率に大きく影響を与えている。そのため、送電問題は企業への影響について検討する必要がある。

(3)地方への影響

中国の再生可能エネルギー資源の地域的偏在性という特徴があり、資源が豊富な地域は経済未発達の場合が多いため、再生可能エネルギー発電を導入される場合、地方への雇用と技術革新への影響を検討する必要がある。

第4章 シナリオ産業連関分析による再生可能エネルギー発電設備の運転段階の経済と環境効果分析⁸

4-1 シナリオ産業連関分析について

シナリオ産業連関分析とは、1種類の生産物に1種類のアクティビティ、生産物の数と産業の数が一致するという従来の産業連関分析の理想的な前提から離れ、より現実的に、複数のアクティビティが1種類の生産物を生産するケースを分析する方法である。本章では、その代表例である電力産業を分析する。電力産業には、原子力発電、火力発電、再生可能エネルギー発電など様々な発電部門があり、その生産構造はそれぞれ異なるが、すべての発電部門は「電力」という同じ生産物を産出する。この場合、それぞれの発電部門の電力構成により、経済波及効果、エネルギー消費量、CO₂・SO₂などの環境負荷物質の排出量も異なる。

複数のアクティビティで同一生産物が生産されることを前提とするモデル分析に関する先行研究として、吉岡・菅(1997)、石川・他(1998)、疋田・他(2000)、などがある。さらに、電力部門について複数のアクティビティで生産されることを前提としたモデル分析の先行研究は藤川(2011)、王(2016)などがある。本稿では、前述の複数のアクティビティが1つの生産物を生産することを前提とするモデル分析の先行研究に基づき、日本の次世代科学技術経済分析研究所が作成した『次世代エネルギーシステム分析用産業連関表』と中国の国家統計局が作成した『2012年産業連関表』を統合して、中国の電力部門におけるシナリオ産業連関表を作成する。表4-1は、本稿で分析用のシナリオ産業連関表の雛形である。この表において中国の電力産業の電源構成を変化させることで、再生可能エネルギー発電の利用によりどのように環境負荷と経済効果が異なるかについて検討する。具体的な分析は以下の「電力部門のアクティビティ細分化」と「シナリオの設定」の2ステップで行った。

		通常部門	電力部門					FD	DP
		$j = 1 \dots n$	原子力	火力	水力	太陽光	風力		
通常部門	$i = 1 \dots n$	X_{ij}^{11} $i, j = 1 \dots n$	X_{ik}^{12} $k = 1, 2, 3, 4, 5$					f^1	x^1
		電力部門	X_j^{21}	X_k^{22}					f^2
	VA	V_j^1	V_k^2						
	DP	x_j^1	z_k						

図4-1 分析用シナリオ産業連関表

出所：筆者作成

⁸ この節の説明は吉岡・菅(1997)および藤川(2011)を基礎にしている。

4-2 電力部門のアクティビティ細分化

藤川(2011)を参考に、中国の電力部門のアクティビティの細分化を行った。一般の産業連関表を、電力産業以外の通常部門（メインセクター）と電力産業部門（サブセクター）の2つに分ける。その様子は前述の図4-1に示す。図中において、上付きの添字の1はメインセクター、2はサブセクターを表わしている。そして、上付きの添字が12の場合はメインセクターからサブセクターへ、21の場合はサブセクターからメインセクターへの投入を表わす。この段階での分析方法は一般の産業連関分析と変わらないが、一般の産業連関分析においては、サブセクターは電力部門の1部門のみであったのに対し、本稿においては電力部門のアクティビティを、原子力、火力、水力、太陽光、風力のから成る5つの発電部門に細分化する。

メインセクター（通常部門）の生産関数は式(4-1)のように表される。

$$x_j^1 = \min \left[\frac{X_{ij}^{11}}{a_{ij}^{11}}, \frac{X_j^{21}}{a_j^{21}} \right] \quad (i, j = 1, \dots, n) \quad (4-1)$$

ただし、

x_j^1 : メインセクターの生産量

X_{ij}^{11} : メインセクター第 j 部門へのメインセクター第 i 財投入量

X_j^{21} : メインセクター第 j 部門へのサブセクター財投入量

a_{ij}^{11} : メインセクター第 j 部門へのメインセクター第 i 財投入係数

a_j^{21} : メインセクター第 j 部門へのサブセクター財投入係数

である。

一方、サブセクター（電力部門）の生産関数は式(4-2)のように表される。

$$z_k = \min \left[\frac{X_{ik}^{12}}{a_{ik}^{12}}, \frac{X_k^{22}}{a_k^{22}} \right] \quad (i, j = 1, \dots, n, k = 1, 2, 3, 4, 5) \quad (4-2)$$

ただし、

z_k : サブセクターの生産量

X_{ik}^{12} : サブセクター第 k 部門へのメインセクター第 i 財投入量

X_k^{22} : サブセクター第 k 部門へのサブセクター財投入量

a_{ik}^{12} : サブセクター第 k 部門へのメインセクター第 i 財投入係数

a_k^{22} : サブセクター第 k 部門へのサブセクター財投入係数

である。

式(4-1)と式(4-2)を販路構成を表す式に代入すると、式(4-3)と式(4-4)となる。

$$\mathbf{A}^{11} \mathbf{x}^1 + \mathbf{A}^{12} \mathbf{z}_k + \mathbf{f}^1 = \mathbf{x}^1 \quad (4-3)$$

$$\mathbf{A}^{21} \mathbf{x}^1 + \mathbf{A}^{22} \mathbf{z}_k + \mathbf{f}^2 = \mathbf{x}^2 \quad (4-4)$$

ただし,

\mathbf{A}^{11} : a_{ij}^{11} を要素とする正方行列 ($n \times n$)

\mathbf{A}^{12} : a_{ik}^{12} を要素とするベクトル ($n \times 5$)

\mathbf{A}^{21} : a_j^{21} を要素とするベクトル ($1 \times n$)

\mathbf{A}^{22} : a_k^{22} を要素とするベクトル (1×5)

\mathbf{f}^1 : メインセクターの最終需要ベクトル ($n \times 1$)

\mathbf{f}^2 : サブセクターの最終需要

\mathbf{x}^1 : メインセクターの生産ベクトル ($n \times 1$)

\mathbf{x}^2 : サブセクターの生産ベクトル

\mathbf{z}_k : $z_1 \sim z_5$ を要素とするベクトル (5×1)

である.

以上の式に含まれる未知数は, \mathbf{x}^1 が n 個, \mathbf{x}^2 が 1 個, そして \mathbf{z}_k が 5 個となり, 合計で $n+6$ 個ある. ただし, 方程式の総数は $n+1$ 個ある. 方程式の数が未知数より少ないため, このままでは解くことができない. そこで, 次節で方程式を解けるようにするための「仮定」(シナリオ)を設定する.

4-3 本研究での「仮定」の設定

方程式を解くために, 次の2つの仮定を設定する.

仮定1: 5つの発電方式で生産される電力はすべて供給される.

$$z_1 + z_2 + z_3 + z_4 + z_5 = \mathbf{x}^2 \quad (4-5)$$

ただし, z_1 : 原子力発電の生産量, z_2 : 火力発電の生産量, z_3 : 水力発電の生産量, z_4 : 太陽光発電の生産量, z_5 : 風力発電の生産量,

仮定2: 電源構成をパラメータで与える.

$$\begin{aligned} z_1 &= \alpha_1 \mathbf{x}^2, \quad z_2 = \alpha_2 \mathbf{x}^2, \quad z_3 = \alpha_3 \mathbf{x}^2, \quad z_4 = \alpha_4 \mathbf{x}^2, \\ z_5 &= (1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4) \mathbf{x}^2 \end{aligned} \quad (4-6)$$

ただし, α_1 : 原子力発電生産シェア, α_2 : 火力発電生産シェア, α_3 : 水力発電生産シェア, α_4 : 太陽光発電生産シェア,

以上2つの設定により, 次のシナリオ行列を作成できる.

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ z_3 \\ z_4 \\ z_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha_1 \\ \alpha_2 \\ \alpha_3 \\ \alpha_4 \\ 1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 \end{bmatrix} x^2$$

ここで、行列を記号で書き換えると、シナリオ行列は以下のようになる。

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad \mathbf{z} = \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ z_3 \\ z_4 \\ z_5 \end{bmatrix} \quad \mathbf{C} = \begin{bmatrix} \alpha_1 \\ \alpha_2 \\ \alpha_3 \\ \alpha_4 \\ 1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 \end{bmatrix} \quad \text{つまり, } \mathbf{Bz} - \mathbf{C}x^2 = \mathbf{0}$$

以上の仮定設定により方程式の数が5本増えるので、未知数の総数は方程式の総数と一致するため、解を得ることができる。シナリオ行列を式(4-7)のように書き換える。

$$\begin{aligned} \mathbf{z} &= \mathbf{B}^{-1}\mathbf{C}x^2 \quad \text{つまり,} \\ \mathbf{z} &= \mathbf{C}x^2 \end{aligned} \quad (4-7)$$

式(4-7)を、式(4-3)と式(4-4)に代入すれば、式(4-8)と式(4-9)が得られる。

$$\left[\mathbf{A}^{11} \mid \mathbf{A}^{12} \right] \begin{bmatrix} \mathbf{x}^1 \\ \mathbf{C}x^2 \end{bmatrix} + \mathbf{f}^1 = \mathbf{x}^1 \quad (4-8)$$

$$\left[\mathbf{A}^{21} \mid \mathbf{A}^{22} \right] \begin{bmatrix} \mathbf{x}^1 \\ \mathbf{C}x^2 \end{bmatrix} + f^2 = x^2 \quad (4-9)$$

式(4-3)と式(4-4)をまとめると、次の式(4-10)を得る。

$$\left[\begin{array}{c|c} \mathbf{A}^{11} & \mathbf{A}^{12}\mathbf{C} \\ \mathbf{A}^{21} & \mathbf{A}^{22}\mathbf{C} \end{array} \right] \begin{bmatrix} \mathbf{x}^1 \\ x^2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{f}^1 \\ f^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{x}^1 \\ x^2 \end{bmatrix} \quad (4-10)$$

最後に、式(4-11)を得る。

$$\begin{bmatrix} \mathbf{x}^1 \\ x^2 \end{bmatrix} = \left[\mathbf{I} - \begin{array}{c|c} \mathbf{A}^{11} & \mathbf{A}^{12}\mathbf{C} \\ \mathbf{A}^{21} & \mathbf{A}^{22}\mathbf{C} \end{array} \right]^{-1} \begin{bmatrix} \mathbf{f}^1 \\ f^2 \end{bmatrix} \quad (4-11)$$

この式より、右辺の最終需要 \mathbf{f}^1 、 f^2 を与えると \mathbf{x}^1 、 x^2 が求められる。そして、異なる電源ごとの生産量 \mathbf{z}_k が求められる。藤川(2011, 249)は以下のように指摘した。「電力のように、多くのアクティビティで1つの財を生産している場合、そのアクティビティの構成（つま

り、電源の構成)を現実のものとするれば産業連関表の集計と同じ結果が導かれる。そして、電源構成比を現実とは異なる比率に想定すれば、その電源構成比に対応した各産業への生産波及が計算できる」。

そして、環境効果について、藤川(2011)は以下のように指摘した。CO₂の総排出量をE、通常部門と電力部門の生産量当たりのCO₂排出原単位をそれぞれe_xとe_zとすると、CO₂の総排出量は式(4-12)で求められる。現実の電源構成比で計算すれば、現状のCO₂排出量が求められる。電源構成比が現実とは異なると比率に想定すれば、その電源構成比に対応する各産業のCO₂排出量が計算できる。

$$E = [e_x \mid e_z] \begin{bmatrix} x^1 \\ z_k \end{bmatrix} \quad (4-12)$$

4-4 分析用シナリオ産業連関表の加工

4-4-1 分析に用いたデータについて

今回の分析では、産業連関表のデータとエネルギー統計のデータを用いた。前者に関しては、早稲田大学次世代科学技術経済分析研究所(2014)『次世代エネルギーシステム分析用産業連関表』と中国国家统计局(2015)『中国2012年投入产出表』(中国2012年産業連関表)のデータを用いた。『次世代エネルギーシステム分析用産業連関表』では、総務省(2008)『2005年産業連関表』を基礎にして、その事業用電力部門を発電部門と送配電部門を分離している。また、発電部門を原子力、火力、水力、再生可能エネルギーに分割し、更に、再生可能エネルギー関連産業として電力施設建設を追加している。中国の産業連関表では、発電部門はこのように分割されていない。そこで、多少の問題はあるが、日中の発電部門の投入係数の差はそれほど大きくないと想定して、『次世代エネルギーシステム分析用産業連関表』から計算される各発電部門の投入係数を利用して、中国の2012年産業連関表の各発電部門を原子力、火力、水力部門、再生可能エネルギー発電に分割した⁹。

しかし、日本表と中国表は部門の数や統計方式などが異なる。そのため、両表のデータを統合するための事前の作業が必要である。具体的には、経済産業省(2007)『2007年日中国際産業連関表』の作成要領を参考に次の作業を行った。はじめに、日中両国表の概念を合わせるために、日本表に特有の部門である家計外消費支出及び事務用品の解体処理を行った。次に両表の部門が一致するよう、部門を統合した。

CO₂排出原単位(生産量万元あたり)の算出では、中国統計局の『中国能源统计年鉴2013(中国エネルギー統計年鑑2013)』とIPCC『2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories』のデータを用いた。その算出方法は、まず、『中国2012年産業連関表』で石炭、石油、天然ガスの投入産業ごとの消費金額シェアを計算する。次に、『中国エネルギー

⁹ 『次世代エネルギーシステム分析用産業連関表』のオリジナルの表では、発電方式ごとに投入部門が設けられている。しかし、投入部門を発電方式ごとに分けるのは産業連関分析の原理的に難しいと判断される。そこで本稿では、電力の投入部門は分割していない。

『統計年鑑 2013』から得られる中国 2012 年の石炭、石油、天然ガスの総消費（熱量ベース）量に消費金額シェアを乗じて、投入産業ごとの熱量ベースのエネルギー消費量を計算する。この熱量ベースのエネルギー消費量に CO₂ 排出係数(IPCC,2006)を乗じると、産業ごとの CO₂ 排出量が得られる。最後に、産業ごとの CO₂ 排出量をそれぞれの生産量で除すと、産業ごとの CO₂ 排出原単位が得られる。

4-4-2 産業連関表の部門統合

日本の『次世代エネルギーシステム分析用産業連関表』は 124 部門で構成されているが、中国の『2012 年産業連関表』は 42 部門で構成されている。共通の部門分類で分析するために、日本表と中国表の部門統合・再編が必要である。経済産業省『2007 年日中国際産業連関表』の部門統合を参考に、両表を再編して、本稿での分析のために 40 部門に統合した。ただし、日本表の場合、「船舶修理」は「船舶」に含まれ、「その他の輸送機械修理」は「その他の輸送機械」に含まれているので、修理部門だけを取り出して、「自動車・機械修理」と統合し、「機械修理」部門とした。一方、中国表では、「機械修理」は「金属製品、機械和设备修理服务(金属製品、機械および設備修理サービス)」部門を対応させた。本稿で用いた部門分類と中国の『2012 年産業連関表』と日本の『次世代エネルギーシステム分析用産業連関表』の部門対照表は付録 2 に掲げる。

また、日本表に含まれている「家計外消費支出」と「事務用品」は中国表には該当する部門が存在しない。この 2 部門の処理については、補論 2 で説明する。

4-5 分析結果

4-5-1 風力と太陽光発電の代替による経済効果

作成した中国 2012 年電力部門におけるシナリオ産業連関表を用いて、電源構成の変化が環境負荷および経済発展に、それぞれどのような影響を与えるかについて分析する。経済効果については国内総生産量を、環境効果については CO₂ 排出量を算出する。

シナリオ（電源構成）については、次のように設定した。まず、原子力と水力発電は短期間に建設・発電するのは困難なため、原子力と水力発電の発電比率は現状で固定する。次に、現在主に使用されている再生可能エネルギー発電である太陽光発電と風力発電が火力発電を代替する（または代替される）ケースを想定し、それぞれの発電比率が 0%から 100%の間で 10 ポイントずつ変化する組み合わせを採用する。

表 4-1 には、火力発電が再生可能エネルギー発電で代替される場合の経済効果に関して、風力と太陽光の代替比率で示した。表中には示されないが、同時に火力発電の比率も整合的に変化していることに注意されたい。表中の数値は、国内総生産量の変化割合である。2012 年の中国国内総生産量の算出量は 1,601,630 億元なので、1%の変化は 16,016.3 億元となる。

表 4-1 太陽光と火力発電の代替による経済効果（国内総生産量の現状からの乖離率）

風力 太陽光	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
0%	0.1%	-0.2%	-0.5%	-0.7%	-1.0%	-1.2%	-1.4%	-1.6%	-1.8%	-2.0%	-2.1%
10%	0.3%	0.0%	-0.2%	-0.5%	-0.7%	-0.9%	-1.2%	-1.4%	-1.5%	-1.7%	
20%	0.6%	0.3%	0.0%	-0.2%	-0.5%	-0.7%	-0.9%	-1.1%	-1.3%		
30%	0.8%	0.5%	0.2%	0.0%	-0.3%	-0.5%	-0.7%	-0.9%			
40%	1.0%	0.7%	0.4%	0.2%	0.0%	-0.3%	-0.5%				
50%	1.2%	0.9%	0.6%	0.4%	0.2%	-0.1%					
60%	1.4%	1.1%	0.8%	0.6%	0.4%						
70%	1.5%	1.3%	1.0%	0.8%							
80%	1.7%	1.4%	1.2%								
90%	1.9%	1.6%									
100%	2.0%										

出所：筆者作成

表 4-1 の表頭は風力発電で火力発電を代替する比率、表側は太陽光発電で火力発電を代替する比率を表している。2012 年現在の電源構成は、原子力発電は 1.9713%、火力発電は 78.7226%、水力発電は 17.1583%、太陽光発電は 0.0722%、風力発電は 2.0756% である。表中のマイナスの数値は、国内総生産量の変化値が現状より減少することを意味する。反対に、プラスの数値は、変化値が現状より増加することを意味する。

表中の国内総生産量の変化を見よう。表中の数値を縦に読むと、火力と太陽光の発電比率を変化させた結果を表している。表中の各列の数値を上から下に向かって、数字の絶対値が大きくなっていることがわかる。この結果から、風力発電の代替比率を一定として、太陽光発電で火力発電を代替する場合は、国内総生産量が大きくなる（経済にはプラスの効果がある）ことがわかる。

一方、各行の数値を左から右に見ると、数値は徐々に小さくなり、やがてマイナスの値になる場合もある。この結果から、太陽光発電の代替比率を一定として、風力発電で火力発電を代替する場合は、国内総生産量が小さくなる（経済にはマイナスの効果がある）ことがわかる。

つまり、風力発電と太陽光発電で火力発電を代替する場合、まったく逆の経済効果になることがわかる。風力発電代替の場合はマイナス効果、太陽光発電代替の場合はプラス効果である。

4-5-2 風力と太陽光発電の代替による環境効果

表 4-2 には、火力発電が再生可能エネルギー発電で代替される場合の環境効果に関して、風力発電と太陽光発電の代替比率で示した。表中には示されないが、同時に火力発電の比率も整合的に変化していることに注意されたい。表中の数値は、CO₂ 総排出量の変化割合である。2012 年当時、中国でのエネルギー起源の CO₂ 排出量は 8,370.5（100 万 t-CO₂）なので、その 1% の変化は 83.7（100 万 t-CO₂）となる。

表 4-2 風力と太陽光発電の代替による環境波及効果 (CO₂ 排出量の現状からの乖離率)

風力 太陽光	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
0%	1.4%	-3.7%	-8.5%	-13.0%	-17.2%	-21.2%	-24.9%	-28.5%	-31.8%	-35.0%	-38.0%
10%	-3.1%	-7.9%	-12.4%	-16.7%	-20.6%	-24.4%	-28.0%	-31.4%	-34.6%	-37.6%	
20%	-7.3%	-11.9%	-16.1%	-20.1%	-23.9%	-27.5%	-30.9%	-34.1%	-37.2%		
30%	-11.3%	-15.6%	-19.6%	-23.4%	-27.0%	-30.4%	-33.7%	-36.7%			
40%	-15.1%	-19.1%	-22.9%	-26.6%	-30.0%	-33.2%	-36.3%				
50%	-18.6%	-22.4%	-26.1%	-29.5%	-32.8%	-35.9%					
60%	-21.9%	-25.6%	-29.1%	-32.3%	-35.5%						
70%	-25.1%	-28.6%	-31.9%	-35.0%							
80%	-28.1%	-31.4%	-34.6%								
90%	-31.0%	-34.1%									
100%	-33.7%										

出所：筆者作成

表 4-2 の表頭は風力発電で火力発電を代替する比率、表側は太陽光発電で火力発電を代替する比率を表している。表中のマイナスの数値は、CO₂ 総排出量の変化値が現状より減少することを意味する。反対に、プラスの数値は、変化値が現状より増加することを意味する¹⁰。

表中の CO₂ 総排出量の変化を見よう。表中の各列の数値を上から下に見ると、数字の絶対値が大きくなっていることがわかる。この結果から、風力発電の代替比率を一定として、太陽光発電で火力発電を代替する場合は、CO₂ 総排出量が大きく削減されることがわかる。

一方、各行の数値を左から右に見ると、同様に数字の絶対値が大きくなっていることがわかる。この結果から、太陽光発電の代替比率を一定として、風力発電で火力発電を代替する場合は、CO₂ 総排出量が大きく削減されることがわかる。

風力発電を利用して、すべての火力発電を代替する場合、最大の CO₂ 総排出量の変化割合を観測し、現状から約 38% 程度の CO₂ 排出量が削減される。そして、太陽光発電代替の場合、最大に約 33.7% の CO₂ 排出量削減となる。つまり、風力発電の環境効果が太陽光発電の環境効果よりやや大きいことを表している。

4-6 分析の結果と今後の課題

本章では、「複数のアクティビティで同一生産物」という従来の産業連関分析では扱えなかった電力産業に焦点を絞り、一般の産業連関分析にシナリオを設定することで、電力産業内の複数発電アクティビティの生産比率を変化させることにより、経済効果と環境効果にどのような差異が生じるかについて分析した。シナリオの設定について、まず電力部門を原子力、火力、水力、太陽光、風力発電の 5 つに分ける。主に太陽光発電と風力発電による火力発電を代替する場合の影響について分析するため、原子力と水力の発電比率を固

¹⁰ 2012 年現在の再生可能エネルギー発電のシェアは約 3% であるので、再生可能エネルギー発電を 0% にすると火力発電を増やすこととなる。したがって、わずかではあるが CO₂ 排出量が増加することになる。

定し、火力、太陽光と風力の発電比率を調整するという電力構成を設定した。

試算の結果、再生可能エネルギー発電で火力発電を代替する場合 CO₂ 排出の削減効果を確認できた。現在の産業構造・技術構造のままで、風力発電で火力発電を代替し火力発電を極限まで削減する場合、CO₂ 排出を約 38% 程度削減できることが確認した。

一方、風力発電と太陽光発電の代替による経済効果については異なる結果となった。同じく火力発電を極限まで削減する場合、太陽光発電代替は2%の経済規模拡大効果があり、風力発電代替は2.1%の経済規模縮小を招くことが確認された。その理由については、風力発電技術は太陽光発電より発展しており、発電効率が高く、単位発電あたりの維持・補修投入量が少ないためであると考えられる。また、風力発電は経済へのマイナス効果があるものの、その規模はCO₂削減効果と比べると極めて小さい。この結果は、再生可能エネルギー発電で火力発電を代替する場合、経済活動へプラス影響を与える可能性を提示した上で、上手く電源構成を調整し、経済発展とともにCO₂排出を削減する方法を示した。

今回は、電力産業の電源構成は経済発展と環境負荷との関係について整理したが、今後の課題として、次の3点があると考えられる。

(1)中国発電産業の投入係数の応用

今回、日本の『次世代エネルギーシステム分析用産業連関表』を利用して分析を行った。日中間の発電技術は大きな差がないが、より精密な計算結果を得るために、中国の発電技術データに基づいて、中国の発電方式別の投入係数を算出する必要があるだろう。

(2)価格モデルへの応用

電力産業の発電アクティビティの構成を変化させれば、市場の電力価格への影響もあると考えられる。発電構成比変化と価格変化の間の関連性について検討する必要があるだろう。

第5章 再生可能エネルギー発電における立地費用最小化分析 —風力発電を事例として—

5-1 理論分析とモデル作成

5-1-1 再生可能エネルギー発電の立地費用最小化理論

戒能(2009, 5), は新規大規模再生可能エネルギー発電の立地費用最小化問題について、以下のように述べている。

「大規模新規再生可能電源の立地費用最小化問題について、大規模新規再生可能電源及び送変電設備の発電費用と送変電費用を kWh 当費用に換算し、耐用年数での平均費用の最小化問題として解くことができる。具体的に電源の新設に伴う建設費用・用地費用・設備費用などの発電に関する固定費、燃料費などの発電に関する可変費と、電源に対応した送変電設備の設備費用・建設費用などの送変電に関する固定費を実測しておき、試算することにより、最小費用とその空間分布を決定することができる。」

本章では、この考え方をを用いて、中国風力発電を対象として、立地費用とその空間分布の分析モデルを作成する。

再生可能エネルギー発電は燃料費がかからないため、立地費用は大きく発電費用と送配電費用に分けられ、両費用の影響を受ける。さらに、発電費用は建設費用・用地費用・設備費用の3つに分けられ、送配電費用は建設費用・設備費用に分けられる。

風力発電などの再生可能エネルギー発電の立地において、戒能(2009, 20)では以下のように指摘した。

「化石燃料・核燃料などと比較して風を持つエネルギー密度が非常に低いことに加えて、以下のような2つの技術的な制約がある。1つは、風車を1基設置すると周辺の局所的な風況に影響を与えてしまうため、隣の風力発電機との間で風車径の3~10倍の距離をとる必要があり、工事・保守通路などを網目状に整備する必要があることである。もう1つは、強風時に万一風車が破損した場合の被害防止などの観点から風車周辺に一定程度の保安のための敷地をとる必要とする。」このため、風力発電では火力発電などの通常発電方式や水力・地熱発電など他の大規模再生可能エネルギー発電と比較して用地面積が相対的に大きなものにならざるを得ないことが理解できる。したがって、風力発電の立地においては地価の影響が大きくなっている。一般に都心部からの電源立地距離が増加した場合、他の土地利用との競争が減少し、用地取得の可能性が増加するため、地価が安くなる傾向がある。そのため、都市からの距離の増加とともに用地費用の減少により、発電費用が減少する。

送変電費用については、距離あたりの設備費用と建設費用が一定のため、距離の増加とともに増加する。さらに、戒能(2009, 6)ではこう指摘している。

「仮に再生可能電力が発電時間制御制や瞬時出力変動特性などの点で通常の電源同様の性能を有しているならば、送変電費用は通常の電源同じとなるが、一般的に再生可能電

力では発電時間制御制や瞬時出力変動特性などが劣るため、通常電源よりも相対的に大きな送電容量を占有することとなり、送変電費用は大きくなる傾向がある。」

5-1-2 立地費用最小化モデルの図示

図 5-1 は新規再生可能エネルギー発電立地費用最小化分析モデルを図示したものである。稼働率が固定の場合、都市から距離(Z)の増加とともに土地の地価は一旦急速に下がった後、徐々に下がる。発電機などの費用は一定のため、立地費用(C_g)は地価の変化と同様な形になる。単位送電距離の送電線を建設量は同じのため、送変電費用(C_t)は距離の増加とともに一定の率で上がる。そのため、電源の立地費用(C)は一旦下がった後に徐々に上がる U 字型になる。都市からの距離の減少関数である地価と発電所から都市へ送電する送電線路の建設費用(都心部からの距離の増加関数)を考慮すると、最小立地費用(c^*)とその費用に対応する都市からの距離(z^*)とが存在する。

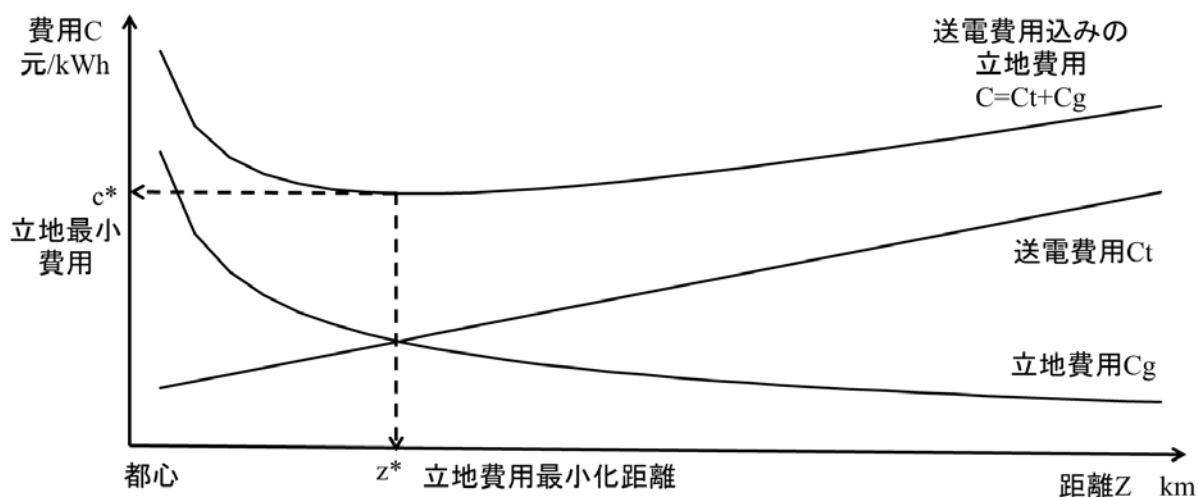


図 5-1 大規模再生可能エネルギー発電の新規立地の立地費用最小化モデル

出所：戒能(2009)に基づいて筆者作成

5-1-3 送変電費用負担制度選択による立地への影響

中国は日本と異なり、発電事業と送配電事業はそれぞれ異なる事業者によって経営されている。発電事業者は発電所の計画・建設・運営・維持を行う。送配電事業者は送配電網の計画・建設・運営・維持を担う。現在、送配電事業は全て国営企業である。発電事業者には、民営企業と国営企業の両方が存在する。

発電事業者は主に5つの国営発電グループから構成される。華能集団、大唐集団、華電集団、国電集団、中電投資集団(以下、「5大発電グループ」)。

送配電事業者は現在、次の3社がある。内モンゴル電網(内モンゴル自治区西部地域)、南方電網(雲南省、広西省、広東省、貴州省、海南省)、国家電網(内モンゴル電網と南方電網所管地域以外の地域)。

送変電費用を発電事業者と送電事業者のどちらに負担させるかによって、最適立地は大きく変わる。戒能(2009, 7-8)では以下のように検討している。

(1). 送電事業者負担制度

仮に、送電事業者が送変電費用を全額負担し、発電事業者は一切負担しない想定の場合、発電事業者が負担する費用は再生可能エネルギー発電所の建設費用のみとなる。この想定下では、RPS法もしくは固定価格買取制度を実施するどちらの場合においても、発電所の理論上の立地費用最小化立地点は無制限遠点となる。よって、実質的に立地可能で地価の廉価な地域のうち、風況の条件が良い地点を選択して新規電源を立地することが最適となる。そのため、発電事業者は発電所建設を遠隔地から都心に向かって逐次普及を進めることとなる。

一方で、送電事業者が負担する費用は、発電事業者が発電所建設を選択した地点までの送変電設備建設及び運営費用となる。したがって、発電所の建設地が遠隔地になればなるほど、送電費用がかさみ負担が増えることになる。よって、発電費用と送変電費用の立地点の距離に対する関係の如何により、送変電事業者による再生可能エネルギー発電電力の購入および送変電設備の整備拒否、もしくは著しく不合理な費用で再生可能エネルギー発電の導入促進を余儀なくされることが予想される。

(2). 発電事業者負担制度

反対に、送変電費用についても発電事業者が全額負担し、送電事業者は負担しない想定の場合、発電所の理論上の立地費用最小化立地点は、送電設備の建設・運営費用を考慮し、費用を最小化する地点となる。発電事業者は立地費用最小地点を起点に発電所建設を開始する。発電所の建設は発電事業者の選択に拠るところが多く、立地費用が安い遠隔地、または送変電費用が安い都心部に広がっていく。

また、RPS法に定められた義務が適用されるため、送電事業者は発電事業者から送変電費用を含めた総費用に見合う価格で再生可能エネルギー発電の電力を購入する。よって、合理的な追加的費用で導入が進められることが予想される。

5-2 北京市を中心とする風力発電の立地費用最小化分析

5-2-1 分析対象地域の選定



図 5-2 京津唐地域と京津唐送配電網

注：赤色の地域は京津唐地域であり，赤色枠中は京津唐送配電網である。

出所：筆者作成

北京市を中心とする京津唐都市経済圏は，中国の三大都市圏の1つであり（他の2つは長江三角洲都市圏と珠江三角洲都市圏である），中国で最も都市化が進んでいる地域である．京津唐都市経済圏には北京市，天津市，河北省の唐山市などの都市が含まれ（図 5-2 参照），総面積は 4.2 万 km² あり，人口が 2,975.8 万人である¹¹⁾．この地域は中国の重要な工業地域であり，「京津唐工業帯」と呼ばれている．「西電東送」北ルートが必要地となる京津唐都市圏は電力需要量が多いが，地域内に石炭などの化石エネルギー資源が少ない．持続可能な社会発展の視点から見ると，この地域で再生可能エネルギーを開発する必要性が高い．また，各都市間には同じ系統となる京津唐送配電網が整備されており，電力調整は広域的に一括して行われる．さらに，表 2-4 に示すように，2010 年 6 月末時点で，京津唐送配電網に系統連結された風力発電設備容量は 2,181.5MW あり，2009 年の未送電電量は 2.64 万 kWh ある．両者とも全国の約 10% を占める．

京津唐都市経済圏は北京市を中心とし，政治・経済・文化が発展する．地理的に，北京市は京津唐送配電網のほぼ中心に位置し，送配電網の負荷中心であるため，最適立地モデ

ルの中心地の条件と類似している。そのため、北京市を今回の分析対象として選定した。

5-2-2 風力発電立地の諸費用

戒能(2009)の理論モデルに基づいて、北京市を中心とする風力発電の最適立地を算出した。戒能(2009)と连军(2010)に基づいて、風力発電についての諸費用を表 5-1 にまとめた。主な費用は 1kW あたり、または 1kWh あたりの単位費用で、送電設備建設費用は 1kW/km あたりの単位費用で計算する。一般的に風力発電所は設備稼働可能期間が 20 年のため、運営年数は 20 年と設定した。すべての設備・建設費用は自己出資 20%、年利子率 8%、15 年間返済と設定した。戒能(2009)を参考に、風力発電の用地面積は 1kW あたり 49.6m² と設定する。この設定は、技術的要因であることから、国による違いはないと考えられる。

風況により設備の理論年間発電可能時間（稼働率）が変わるため、本研究では中国気候センターが発表した中国風力資源分布図に基づいて、理論年間発電可能時間が 1,000, 1,500, 2,000, 2,500 時間の 4 パターンを設定する。

表 5-1 風力発電の諸費用の設定

送電費用込みの立地費用 C (元/kWh)	立地費用 C _g (元/kWh)	用地費用 C _i (元/kW)	用地面積 A _i (m ² /kW)
		発電設備・建設費用 C _{gm} (元/kW)	
		発電所運営費用 C _o (元/kWh)	
	送変電費用 C _t (元/kWh)	送電設備・建設・維持費用 C _{tn} (元/kW/km)	
変電設備・建設・維持管理費用 C _{ts} (元/kW)			
送電費用込みの立地費用 最小化 c* (元)	都心からの距離 Z(km)	最小立地費用最小化地点 z*(km)	運営年数 y (年)
電力容量 C _a (kW)	年発電量 W (kWh/年)	理論年間発電可能時間 h (時間/年)	

出所：戒能(2009)と连军(2010)を参考に、筆者作成

5-2-3 北京市からの距離に応じる立地費用

本研究の風力発電の立地費用は、大きく、用地費用、発電設備・建設・維持管理費用と発電所運営費用の 3 つに分けられる。戒能(2009)と连(2010)を参考として、各費用は以下のように設定した。

5-2-3-1 風力発電設備の設備・建設費用

连军(2010)を参考に、表 5-2 に示したように、風力発電所の設備・建設費用の内訳を総費用と単位費用をまとめた。

「再生可能エネルギー発電に関する管理基準」によると、風力発電所は送変電網に送電

するための送変電設備を整備しなければならないので、「機電設備・設置費」に変圧設備費用を入れている。そして、すべての費用に材料費，燃料費，人件費などを含んでいる。想定した発電設備容量は49.5MWである。

1kW 単位あたりの発電設備の設備費用と建設費用は9,513.51 元/kW とした。金利を含めて、10,023 元/kW となる。そして、発電所運営費用は0.05 元/kWh と設定する。

表 5-2 49.5MW 風力発電所の設備・建設費用の内訳

風力発電設備・建設費用		総費用（万元）	単位費用（元/kW）
発電設備・設置費	発電機設備・設置費	38,800	7,838.38
	変圧設備・設置費	1,547	312.53
	通信設備・設置費	876	176.97
	その他	319	64.44
建設費	発電設備基礎工事費	1,106	223.43
	変配電工事費	115	23.23
	建物工事費	512	103.43
	道路工事費	319	64.44
	補助施設工事費	226	45.66
	その他	385	77.78
その他	建設管理費	1,309	264.44
	生産準備費	415	83.84
	調査設計費	660	133.33
	その他	16	3.23
予備費		487	98.38
合計		4,7092	9,513.51

注：各費用の中に材料費，燃料費，人件費などを含んでいる。

出所：连军(2010)に基づいて筆者作成

5-2-3-2 風力発電用地の土地地価

利用可能な北京市の用地地価データが存在しないため，本研究では北京市の地価データを用いて重回帰分析を行った。中国の土地利用形態は農業用地，商業用地，住宅用地，工業用地，公共用地，交通運送用地，特殊用地（軍事，宗教，領事館など）とその他用地がある。「中華人民共和国電力法」第二章第16条により，電力施設は農業用地の占用を避けるべきとされている。地価が最も低い用地は工業用地である。そして，利用可能性から考えても，電力設備建設の可能性が最も高い用地も工業用地である，したがって，風力発電所を新規設置する場合，工業用地が充当されることになる。

以上の理由により，2010年の北京市と周辺地域工業用地のデータ210件を収集し，所在地を確認し，北京市都心（北京市役所所在地）との距離をGoogle Mapを使って測定した。都心からの距離と工業用地地価の関係を重回帰分析した。一方，都心部10km圏内には大規模発電所が立地しにくいいため，除外した。210件のデータのうち，所在地が特定できないなど利用に適さないデータを取り除くと，分析対象となるデータは154件となった。詳細は付録3に掲げる。

154 件のデータのうち、いくつかのデータは工業団地内に存在している。工業団地はすでに土地道路と送配電線路などの整備を済ませているので、地価が標準より高くなっていると考えられるため、工業団地ダミー $X_1 \sim X_6$ を導入した。具体的には、それぞれ、 X_1 は北京市経済技術開発区、 X_2 は北京市光機電一体化産業基地、 X_3 は通州区金橋技術産業基地、 X_4 は通州区経済開発区、 X_5 は密雲経済開発区、 X_6 は中関村科学技術苑のダミー変数である。一般に地価と都心からの距離の関係は、式(5-1)の関係が知られている。これを両辺の対数を取って線形化し、重回帰分析を行った推計結果が表 5-3 と表 5-4 である。

$$PI = aZ^b \quad (5-1)$$

ただし、PI：地価、Z：都心からの距離、a と b：パラメータ

表 5-3 北京市工業用地地価と距離の重回帰式（目的変数：地価）

説明変数名	偏回帰係数	標準偏回帰係数	F 値	P 値	判定	T 値	標準誤差	偏相関	単相関
ln(Z)	-0.1941	-0.1557	15.2912	0.0001	【**】	-3.9104	0.0496	-0.3079	-0.2892
X1	1.6446	0.3882	99.4567	0.0000	【**】	9.9728	0.1649	0.6365	0.3584
X2	1.9342	0.1652	20.5003	0.0000	【**】	4.5277	0.4272	0.3509	0.1495
X3	1.8171	0.3074	69.9714	0.0000	【**】	8.3649	0.2172	0.5692	0.2650
X4	1.7053	0.1457	16.2058	0.0001	【**】	4.0256	0.4236	0.3161	0.1186
X5	2.4045	0.7352	406.021	0.0000	【**】	20.15	0.1193	0.8576	0.6491
X6	0.8710	0.2056	31.7558	0.0000	【**】	5.6352	0.1546	0.4227	0.1232
定数項	5.1644					26.225	0.1969		

注：「判定」項目の「**」は 5%有意水準を現す

出所：筆者作成

表 5-4 北京市工業用地地価と距離の重回帰分析の精度

決定係数	R^2	0.8101
自由度修正済み決定係数	R^2'	0.8009
重相関係数	R	0.9000
自由度修正済み重相関係数	R'	0.8950
ダーヴィンワトソン比	DW	0.7300
赤池の情報量規準	AIC	180.2597
残差の標準偏差	$Ve^{\frac{1}{2}}$	0.4209

出所：筆者作成

重回帰分析に基づく、北京市工業用地の地価と距離の関係は式(5-2)に示す。結果を図 5-3 に示す。

$$\ln(PI) = -0.1941\ln(Z) + 1.6446X_1 + 1.9342X_2 + 1.8171X_3 + 1.7053X_4 + 2.4045X_5 + 0.871X_6 + 5.1644 \quad (5-2)$$

ただし、PI：地価、Z：都心からの距離、 $X_1 \sim X_6$ ：工業団地ダミー

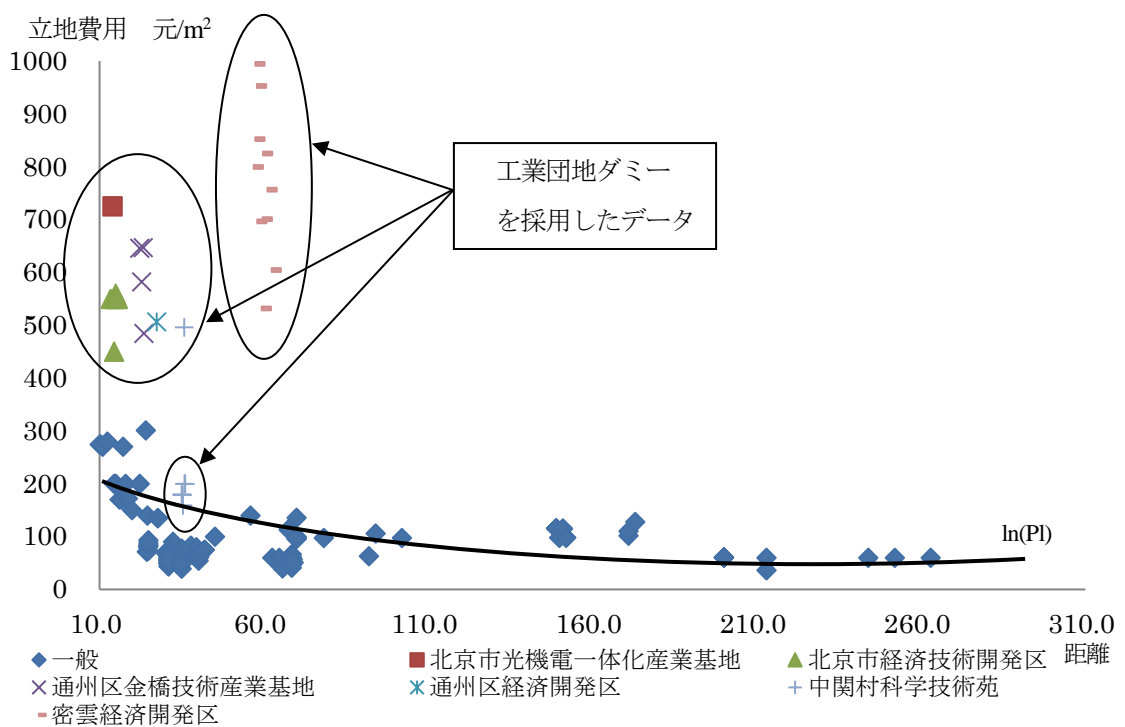


図 5-3 北京市の工業用地の地価と都心からの距離

出所：中国土地市場網(2010)の地価データに基づいて筆者推計

対数を外すと，北京市の工業用地が距離の変化に応じる地価算出式が求められる．算出式は式(5-3)に示す通りである

$$PI = 175.939 * Z^{-0.1941} \quad (5-3)$$

ただし，PI：地価，Z：都心からの距離

一方，今回使用するすべてのデータは北京市内と周辺の河北省（北京市中心から半径約300km 圏内）のデータであるので，分析結果はそれらの地域の土地利用条件だけを考える場合の土地利用費用の変化である．そのため，導出された推計式の最大有効距離は約300kmである．

5-2-3-3 発電費用の算出

発電設備の年間発電量は，発電設備容量に年間利用可能時間を乗じて求めることができる．算出式を式(5-4)に示す．例えば，1kW 発電設備の年間利用可能時間が2,000h の場合，年間発電量は2,000kWh である．

$$W = Ca \times h \quad (5-4)$$

ただし，W：年間発電量，Ca：設備容量，h：年間利用可能時間

発電設備の用地費用は式(5-3)の工業用地地価に用地面積($Al = 49.6\text{km}^2/\text{kW}$)を乗じるこ

とで求められる。計算式を式(5-5)に示す。

$$C_l = P_l \times A_l = 8672 \times Z^{-0.1941} \quad (5-5)$$

ただし、 C_l ：用地費用、 P_l ：地価、 A_l ：1kW 発電設備用地面積、 Z ：都心からの距離

立地費用の算出式は式(5-6)の通りである。発電設備・建設費用と用地費用を合計し、運営年数で除すと、1年あたりの平均費用を求めることができる。それを1年の総発電量で除すと、1kWhあたりの電力単価が求まる。さらにそれに1kWh電力あたりの発電所運営費用をプラスすると、1kWhあたりの発電設備の立地費用となる。

$$C_g = \frac{C_l + C_{gm}}{y * W} + C_o \quad (5-6)$$

ただし、 C_g ：立地費用、 C_l ：用地費用、 C_{gm} ：発電設備建設費用、 C_o ：1kWh 発電量の運営費用、 y ：運営年数、 W ：年間発電量

5-2-4 北京市からの距離に応じた送変電費用

本研究の風力発電の送変電費用は、送電設備・建設・維持管理費用と変電設備・建設・維持管理費用の2つに大別することができる。

表 5-5 に示したように、2010年10月まで、中国の風力発電所に系統連結する送電線路のうち、電圧220kvの送電線路の距離は4,202kmになり、全体の40.69%を占める。特に送電距離が長い華北・東北地域ではその割合は55.2%になる。そして、長距離送電の場合、高い電圧が必要なので、本研究の分析対象とする送変電線路の電圧は220kvを選定する。一般的に、220kvの送電線路の規格送電容量は20万kWである。

国家電力公司(2001)と国家电网公司人力资源部(2008)を参考にして、送変電設備を維持するためにかかる1人あたりの人件費は賃金32,244元、福利厚生3,224.4元、雑費2,000元、労働保護費800元の合計38,268.4元に設定する。燃料費となる軽油の値段は1tが8,600元である。

表 5-5 電圧別、各地域の風力発電送変電線路の状況

		電圧				
		合計	330kv	220kv	110kv	66kv 以下
全国	総距離	10,326	6,66	4,202	3,733	1,725
	総変電容量	3,898	5,04	1,765	1,229	399
華北地域	総距離	3,976	0	2,309	1,507	160
	総変電容量	1,517	0	1,039	466	12
東北地域	総距離	2,950	0	1,514	212	1,224
	総変電容量	991	0	656	51	283
西北地域	総距離	1,550	666	164	601	119
	総変電容量	776	504	45	212	15
華東地域	総距離	915	0	215	567	134
	総変電容量	298	0	25	240	33
華中地域	総距離	127	0	0	127	0
	総変電容量	23	0	0	23	0
南方地域	総距離	807	0	0	718	89
	総変電容量	293	0	0	237	56

注：総距離は設置した送配電線路の総距離である。

出所：中国電力監視管理委員会(2011)

5-2-4-1 送電設備・建設・維持費用

送電設備・建設・維持費用は送電線路の設備・建設費用と維持費用に分けられる

(1). 送電線路の設備・建設費用について

表 5-6 に示したように、2009 年中国の送変電網設計基準指標を参考にして、地形別に 1km あたりの 220kv 送電設備・建設費用の基準地が求められる。送電線は長距離送電しても、電力損失が少ない LGJ-2*400/35 を選定した。

表 5-6 地形別の 220kv 送電線路の設備・建設費用（単位：万元/km）

	平地	河川・湿地	山地	高山
設備費用	32.81	33.79	35.2	35.36
建設費用	12.87	19.97	22.8	30.46
その他	22.39	25.28	25.63	27.92
合計	68.07	79.04	83.63	93.74

出所：電力规划设计总院(2009)

中国統計局(2010)により、北京市周辺の京津唐地域の地形は主に平地、山地と高原であり、地域全体面積に占める割合はそれぞれ 46%、47%、7%である。したがって、京津唐地域の送電線路の設備・建設費用の算出式は式(5-7)の通りである。

$$\text{送電線路の設備・建設費用} = \text{平地} \times 0.46 + \text{山地} \times 0.47 + \text{高山} \times 0.07 \quad (5-7)$$

式 5-7 を用いて算出した結果、京津唐地域の 220kv 送電線路の設備・建設費用は 77.18 万元/km となった。利子を含めると、81.32 万元/km となる。それを 20 万 kW の送電容量で割ると、1kW あたりの送電線路の設備・建設費用は 4.066 元/km となる。

(2). 送電線路の維持費用について

国家電力公司(2001)と国家電網公司(2008)を参考して、送電線路の維持費用の内訳を表 5-7 に示す。人件費について、1 年間に 100km の送電線路を維持するために、必要な作業員は線路運営維持 3 人、線路修理 2 人、電線運営維持修理 15 人と通信 1 人の合計 21 人である。そのため、1km あたりの人件費は 8,036.364 元である。100km あたりの維持に必要な車両は 3 台になり、1 台あたり必要な燃料が軽油 5t となる。軽油 1t は 8,600 元なので、1km あたりの燃料費は 1,290 元である。

表 5-7 220kv 送電線路の維持費用 (単位 : 元/km/年)

材料費	5,000	線路清掃費	800
人件費	8,036	緑化費	400
燃料費	1,290	通信維持費	500
電力施設保護費	80		
合計			16,106

注 : 材料費は点検や部品交換などに必要な材料の費用

出所 : 国家電力公司(2001)と国家電網公司(2008)

したがって、20 年間の送変電線路の維持費用は 322,120 元/km となる。それを 20 万 kW の送電容量で割ると、1kW あたりの維持費用は 1.61 元となる。

以上の内容を踏まえて、送電設備・建設・維持費用は、送電線路の設備・建設費用と送電線路の維持費用の合計であるため、5.676 元/kW/km となる。

5-2-4-2 変電設備・建設・維持費用

変電設備・建設・維持費用は変電設備の設備・建設費用と維持費用に分けられる。

(1). 変電設備の設備・建設費用について

一般的に、風力発電所を系統連結する際に使う方法は、発電所から近い変電所に繋ぐ方法である。その際、発電所からの送電線を変電所に接続するために、新たな接続設備 1 箇所を設置しなければならない。そのため、220kv 送電線路の変電設備・建設費用は 237 万円となる⁹⁾。金利を含めると、249.7032 万円となる。それを 20 万 kW の送電容量で除すと、1kW あたりの変電設備の設備・建設は 12.485 元となる。

(2). 変電設備の維持費用について

国家電力公司(2001)と国家電網公司(2008)に基づいて、変電設備の維持費用の内訳を表 5-8 に示す。1 年間に 1 箇所の変電所を維持するために、必要な作業員は維持運営 12 人、リレー運営 3.4 人、通信 0.6 人の合計 16 人である。そのため、1 箇所あたりの人件費は 612,294.4 元である。1 年間に 1 箇所あたりの維持に必要な車両は 3 台になり、1 台につき必要な燃料が 3t となる。1 箇所あたりの燃料費は 77,400 元である。

表 5-8 220kv 変電設備の維持費用（単位：元/年/箇所）

材料費	235,000	電力施設保護費	193,464
人件費	612,294.4	緑化費	100,000
燃料費	77,400	通信維持費	10,000
合計			1,228,158.4

注：材料費は点検や部品交換などに必要な材料の費用

出所：国家電力公司(2001)と国家電網公司(2008)

したがって、20年間の変電設備の維持費用は24,563,168元/箇所となり、それを20万kWの送電容量で割ると、1kWあたりの維持費用は122.82元となる。

以上の内容を踏まえて、変電設備・建設・維持費用は変電設備の設備・建設費用と維持費用を合計して、135.305元/kWとなる。

5-2-4-3 送変電費用

送変電費用の算出式は式(5-8)の通りである。1km送電設備・建設・維持費用(C_{tn})に距離(Z)を乗じると総送電設備・建設・維持費用を求めることができる。それと変電設備・建設・維持費用(C_{ts})を合計し、運用年数(y)で割ると、1年あたりの平均費用を求めることができる。さらに、それを一年の総発電量(W)で除すと、1kWhあたりの送変電費用となる。

$$C_t = \frac{C_{tn} \times Z + C_{ts}}{y \times W} \quad (5-8)$$

ただし、C_t：送変電費用、C_{tn}：送電設備建設維持費用、Z：都心からの距離、C_{ts}：変電設備建設維持費用、y：運営年数、W：年間発電量

5-3 北京周辺の風力発電立地の最小費用と最小費用に対応する立地距離

送電費用込みの立地費用の算出式は式(5-9)の通りである。この費用は立地費用と送変電費用の合計であり、距離と年間発電可能時間（稼働率）の変動に応じて変わる。5-2-3、5-2-4で算出した立地費用と送変電費用の結果を用いて、送電費用込みの立地費用を求めた。実際の計算結果は、図5-4に示す。

$$C = C_g + C_t = \frac{8672Z^{-0.1941} + 5.676Z + 135.3}{20h} + 0.05 \quad (5-9)$$

ただし、C：送電費用込みの立地費用、C_g：立地費用、C_t：送変電費用、Z：都心からの距離、h：年間発電可能時間

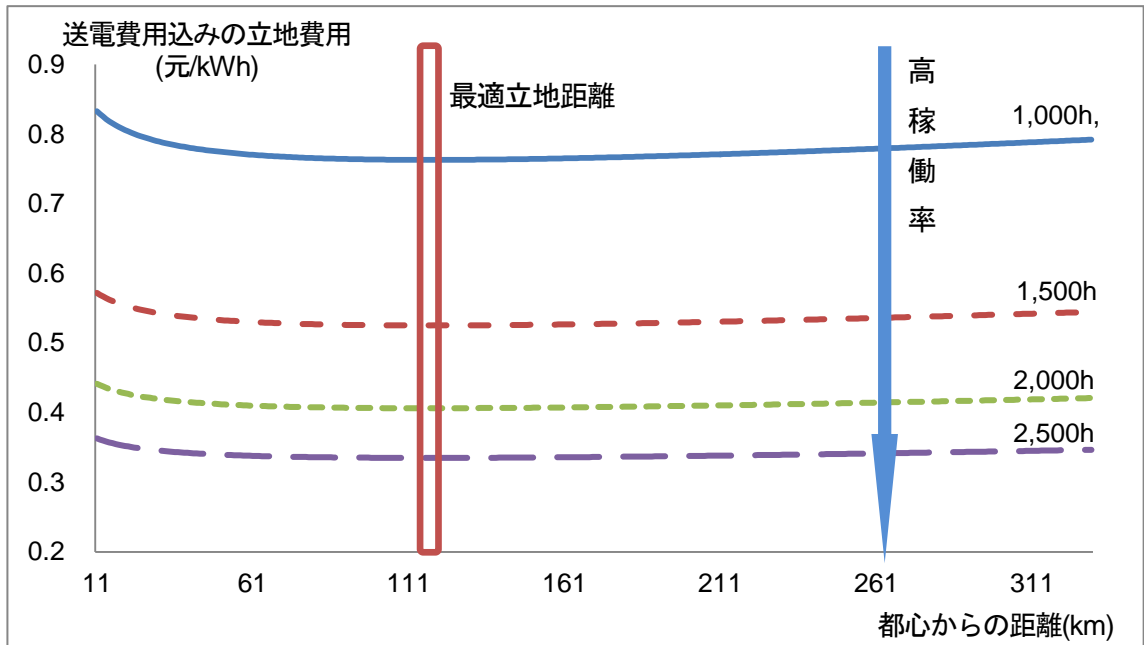


図 5-4 北京市からの距離に応じる発電可能時間別の送電費用込みの立地費用

出所：筆者作成

計算の結果、どの年間発電可能時間帯においても、大規模風力発電所の送電費用込みの立地費用最小化になる距離は115~121km間の地域となる。具体的に、年間発電可能時間1,000hの場合116~119km、1,500hの場合115~120km、2,000hの場合117~118km、2,500hの場合115~121km間の地域である。そのため、理論上の北京市の風力発電送電費用込みの立地費用最小化地点は115~121km間の地域となる

しかし、各年間発電可能時間帯の最小立地費用はそれぞれ発電可能時間が短い順に、0.76317 元/kWh, 0.52545 元/kWh, 0.40658 元/kWh, 0.33527 元/kWh である。どの距離でも、年間発電可能時間（稼働率）が高いほど立地費用が小さくなることがわかる。実際の北京市風力発電の立地費用最小化地点は理論的な最適立地距離のうち、年間発電可能時間が最も高い地点となる。

5-4 京津唐送配電網内の風力発電立地の現状

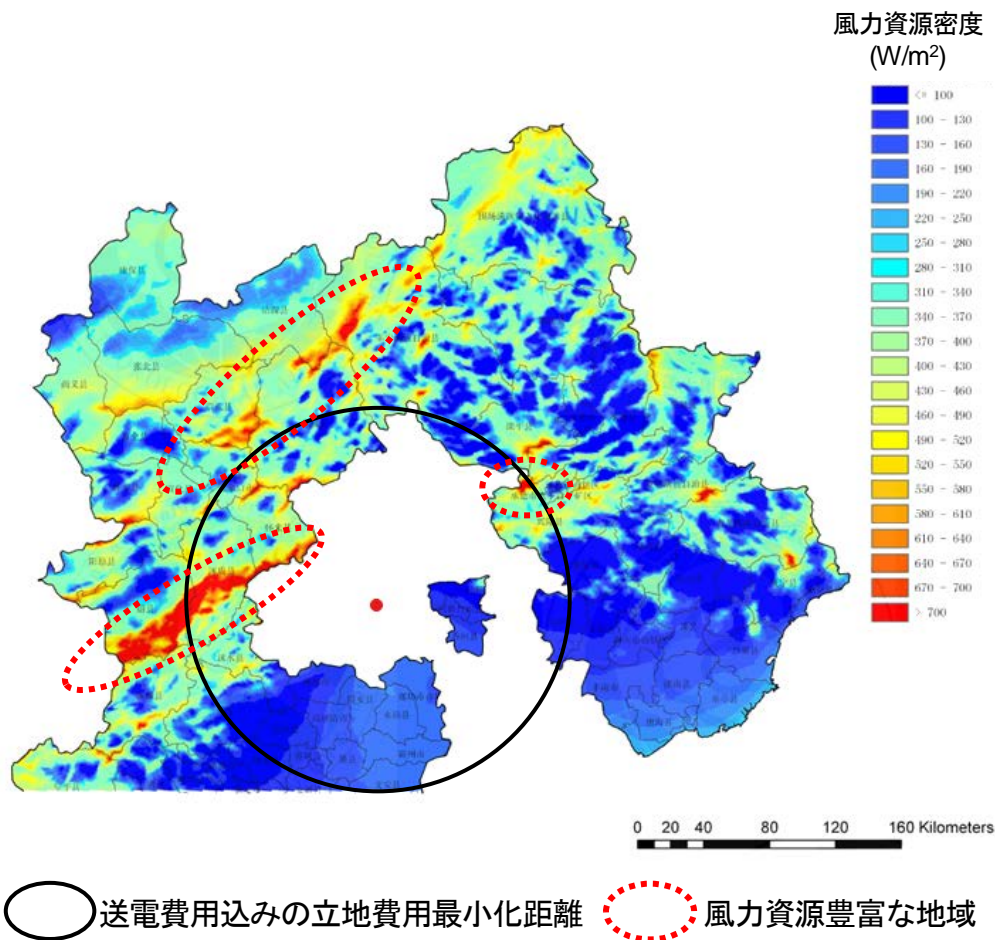


図 5-5 北京市周辺の風力資源分布図

出所：中国国家気候中心ホームページの図を基礎にして筆者作成

図 5-5 は実際の北京市周辺の風力資源分布図¹²⁾である。この地域の風力資源の特徴は、西北にから東南地域に渡って資源量が減少し、いくつかの高資源量の地域が点在していることである。図 5-5 に示した通り、北京周辺ではいくつかの地域風力資源が 700W/m^2 を越え、風力資源が非常に豊富な地域が存在する。計算結果の送電費用込みの立地費用最小化になる距離を実際の風力資源図に重ねると、北京市西、西北、東北の赤い点線で囲まれている範囲に風力効率密度が 700W/m^2 以上になる地域がある。これらの地域は立地費用最小距離での風力資源が最も優れる地域である。

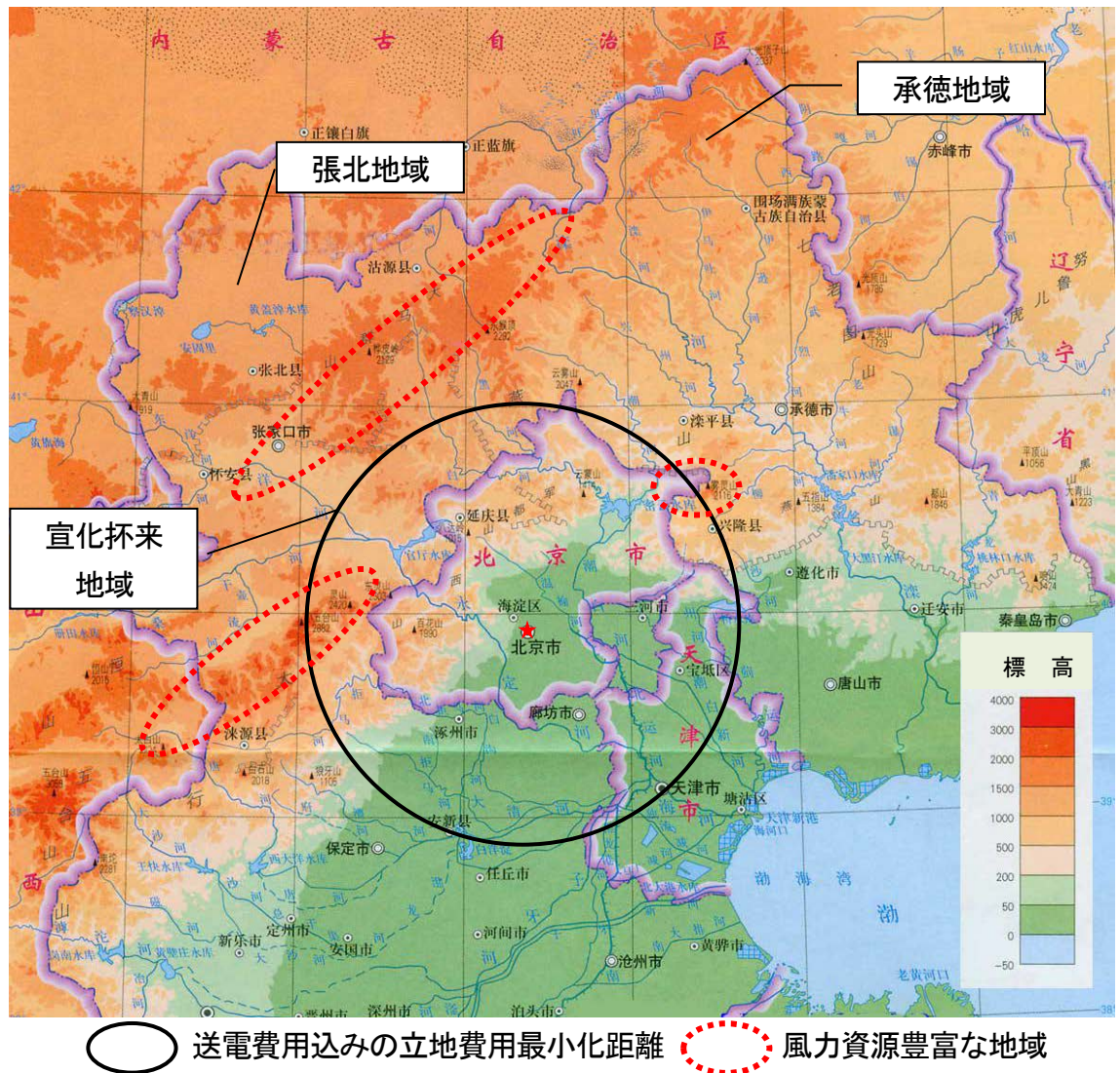


図 5-6 北京市周辺の地形図

出所：中国測量地理情報局ホームページの図を基礎にして筆者作成

図 5-6 は京津唐地域の地形図である。図 5-6 を図 5-5 と比較すると、風力資源が最も優れる地域は標高 2,000m を越える山地が多く占め、実際に風力発電所の設置が困難であることが容易に分かる。したがって、これらの地域では風力発電が立地することができない。図 5-6 に示したように、河北省の北部の主要な地形は山地と高原である。そのため、図 5-5 の風力資源を対照して、風力資源と地形はともに風力発電立地に適している地域を分析し、そのうち立地費用最小化距離に最も近く立地しているのは「宣化怀来」地域である。

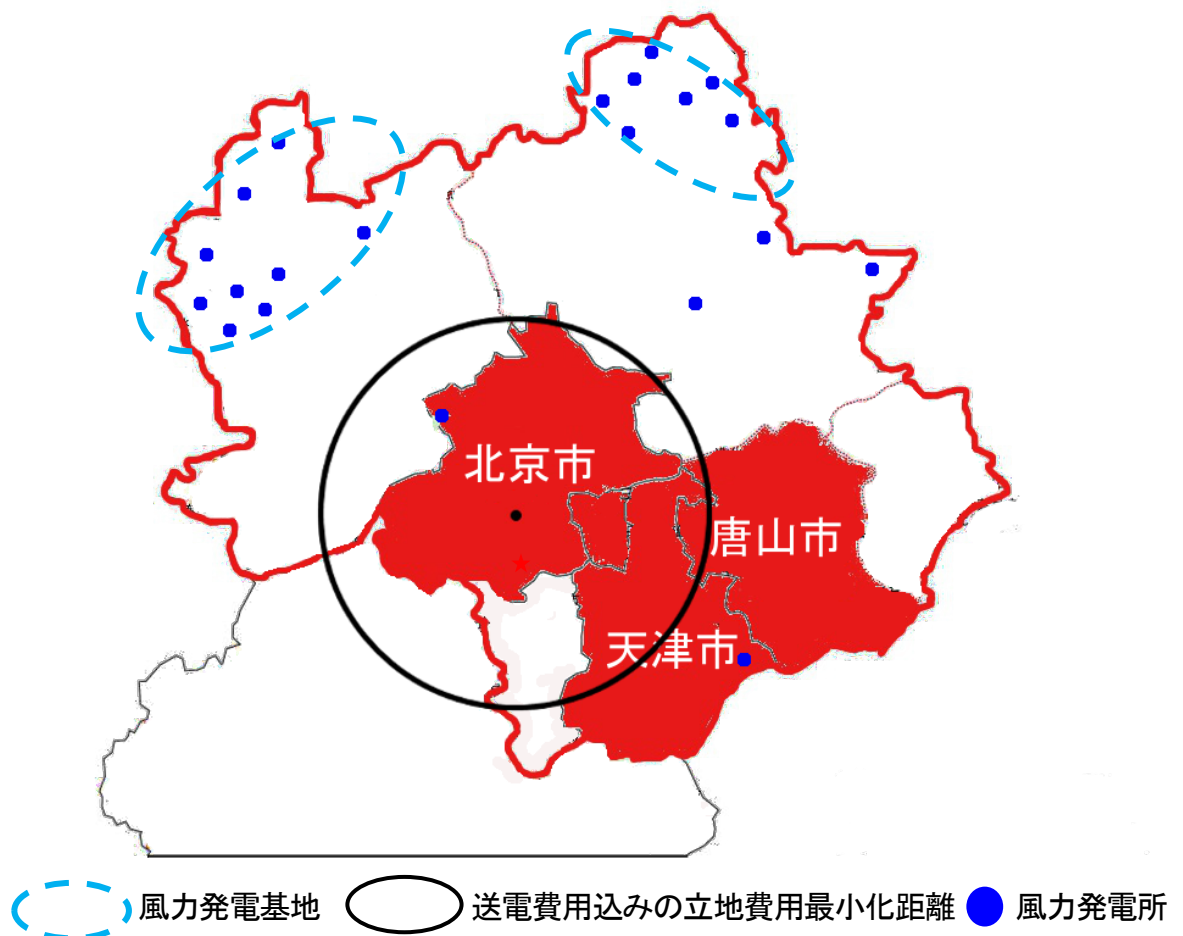


図 5-7 実際の北京市周辺の風力発電立地状況

出所：中国電力監視管理委員会(2011)及び王彬(2009)に基づいて筆者作成

実際の風力発電所立地のデータを集計し、さらに中国電力監視管理委員会(2011)と王彬(2009)を参考にして、京津唐送電網内の風力発電所の場所を特定して、図 5-7 にまとめた。図に示すように、京津唐送電網内の風力発電所はほとんど北部の張家口と承德地域に集中している。この2つの基地の位置は、最適立地距離から離れていることが明確である。

5-5 分析の結果と今後の課題

本章では、再生可能エネルギー発電の立地費用最小化モデルを利用して、北京市周辺における大規模風力発電の送電費用込みの最小立地費用とそれに対応する立地距離を分析した。

中国大都市の代表である北京市を分析対象として、周辺の地価を重回帰分析し、風力発電立地地点と都心から距離に応じた立地費用との関係を推計した。さらに、送電線路の費用を計算して、送電距離の変化による送電費用を計算した。立地費用と送電費用を両方分析した上で、風力発電立地の最小費用とそれに対応する立地距離を推計した。

分析の結果、大規模風力発電所の送電費用込みの立地費用最小となる距離は 115~121km 間の地域と算出された。しかし、実際の北京周辺の風力発電所の立地地点と照合した結果、

立地費用最小距離からはるか離れた場所に立地していることが分かった。これには、次のような理由が考えられる。すなわち、中国の発電事業と送配電事業は分離され、別々の事業者で経営しており、中国の発電事業者は送変電費用を負担しなく、発電事業において負担する費用は再生可能エネルギー発電所の建設費用のみとなる。この場合、発電事業者にとっての理論上の立地費用最小化立地点は都心から無限遠点となる。よって、実質的に立地可能で地価の廉価な地域のうち、風況の条件が良い地点を選択して新規電源を立地することが最適となる。そのため、発電事業者は発電所建設を遠隔地から都心に向かって逐次普及を進めることとなる。したがって、現在中国の風力発電は都市部から離れた場所に大量に建設され、理論上の費用最小化距離から乖離する。

一方、送電事業者が負担する費用は、発電事業者が発電所建設を選択した地点までの送変電設備建設及び運営費用となる。したがって、発電所の建設地が遠隔地になればなるほど、送電費用がかさみ負担が増えることになる。よって、発電費用と送変電費用の立地点の距離に対する関係の如何により、送変電事業者による再生可能エネルギー発電電力の購入および送変電設備の整備拒否、もしくは著しく不合理な費用で再生可能エネルギー発電の導入促進を余儀なくされることが予想される。よって、送電問題は顕在化になった。送変電費用の負担制度を軽視すれば、結果的に再生可能エネルギーの普及に負の影響を与える。

今後の課題として、次の2点があると考えられる。

(1)送電技術の革新

今回分析用の送電線路は220kv LGJ-2*400/35 であるが、送電電圧と送電線種類が変化すれば、分析の結果が異なる。さらに、送電技術の革新により、より安価な、送電効率が高い送電技術が開発される場合、立地費用最小化距離への影響を検討する必要がある。

(2)他の地域への応用

今回は、北京市を事例として分析を行ったが、地域によって地形、地価や再生可能エネルギー資源量などの条件が異なるため、上海や広州などの他の地域での分析する必要がある。

第 6 章 送電費用込みの大規模風力発電と分散型太陽光発電の設備建設による経済と環境効果分析

6-1 中国の再生可能エネルギー発電事業における送電込み大規模と分散型

6-1-1 中国地域間の電力需給の違い

中国の人口や産業は東部沿海地域に集中しているため、電力需要は「東高西低」という特徴がある。改革開放による経済発展とともに東部沿岸地域で著しく電力需要が増えたが、石炭、天然ガスなどの伝統的な化石エネルギー資源は西北・西南部に偏在している。このため、東部沿岸地域は慢性的な電力供給不足に陥っている。

表 6-1 に 2014 年の中国各地域の電力消費量と発電量をまとめた。2014 年に東部沿海地域の合計電力消費量は約 31,461 億 kWh であり、全国の約 56% を占める。しかし、合計発電量は 26,264 億 kWh しかなく、電力需要を大きく下回っている。特に北京・天津・河北省を中心とする京津唐地域、上海市・江蘇省・浙江省を中心とする長江三角洲地域、広東省を中心とする珠江三角洲地域は発電量と消費量の差が大きくマイナスになっている。そのため、経済発展が進んでいる東部沿海地域でも、政府の統制により電力供給が制限され、計画停電が行われている地域が多数存在する。これは、企業の生産活動や住民生活に多大な影響を及ぼしており、計画停電による経済損失や社会発展への支障が多く存在する。

新たな発電所を建設する解決策はあるが、伝統的な火力発電の燃料となる石炭や天然ガスなどの資源は西部地域に集中している。特に長江三角洲地域と珠江三角洲地域は山西省や内モンゴル自治区などの石炭生産地域から 1,000~2,000km も離れているので、石炭や天然ガスの輸送コストが非常に高い。したがって、不足した電力を他の地域から融通しなければならない。しかし、昔から中国の送配電網は各行政区域ごとに制御区域とされ、各行政区域の電力会社がそれぞれの制御区域で独自に電力供給を行っている。そのため、各地域間の大規模な電力融通を行う場合、新たに送電線路を建設しなければならない。これの典型的な事業は「西電東送」計画である。

表 6-1 中国各地域の電力消費量と発電量（2014 年）

	電力消費量	発電量	発電量と消費量の差
	億 kWh	億 kWh	億 kWh
北京	933.41	363.97	-569.44
天津	823.94	625.52	-198.42
河北	3,314.11	2,499.90	-814.21
山西	1,826.86	2,647.02	820.16
内モンゴル	2,416.74	3,857.81	1,441.07
遼寧	2,038.73	1,647.82	-390.91
吉林	667.81	771.73	103.92
黒龍江	832.87	881.30	48.43
上海	1,369.02	792.30	-576.72
江蘇	5,012.54	4,347.57	-664.97
浙江	3,506.39	2,885.29	-621.10
安徽	1,585.18	2,033.91	448.73
福建	1,859.21	1,873.41	14.20
江西	1,018.52	873.33	-145.19
山東	4,223.49	3,691.12	-532.37
河南	3,160.95	2,729.87	-431.08
湖北	1,853.67	2,382.31	528.64
湖南	1,513.65	1,313.70	-199.95
広東	5,235.23	3,948.39	-1,286.84
广西	1,307.51	1,310.03	2.52
海南	251.88	244.55	-7.33
重慶	867.21	675.80	-191.41
四川	2,055.16	3,079.44	1,024.28
貴州	1,173.73	1,747.67	573.94
云南	1,529.48	2,550.01	1,020.53
陝西	1,226.01	1,620.78	394.77
甘肅	1,095.48	1,241.13	145.65
青海	723.21	580.32	-142.89
寧夏	848.75	1,156.57	307.82
新疆	1,915.73	2,090.93	175.20
全国	56,186.48	56,463.50	277.02

出所：中国国家统计局(2016)に基づいて筆者作成

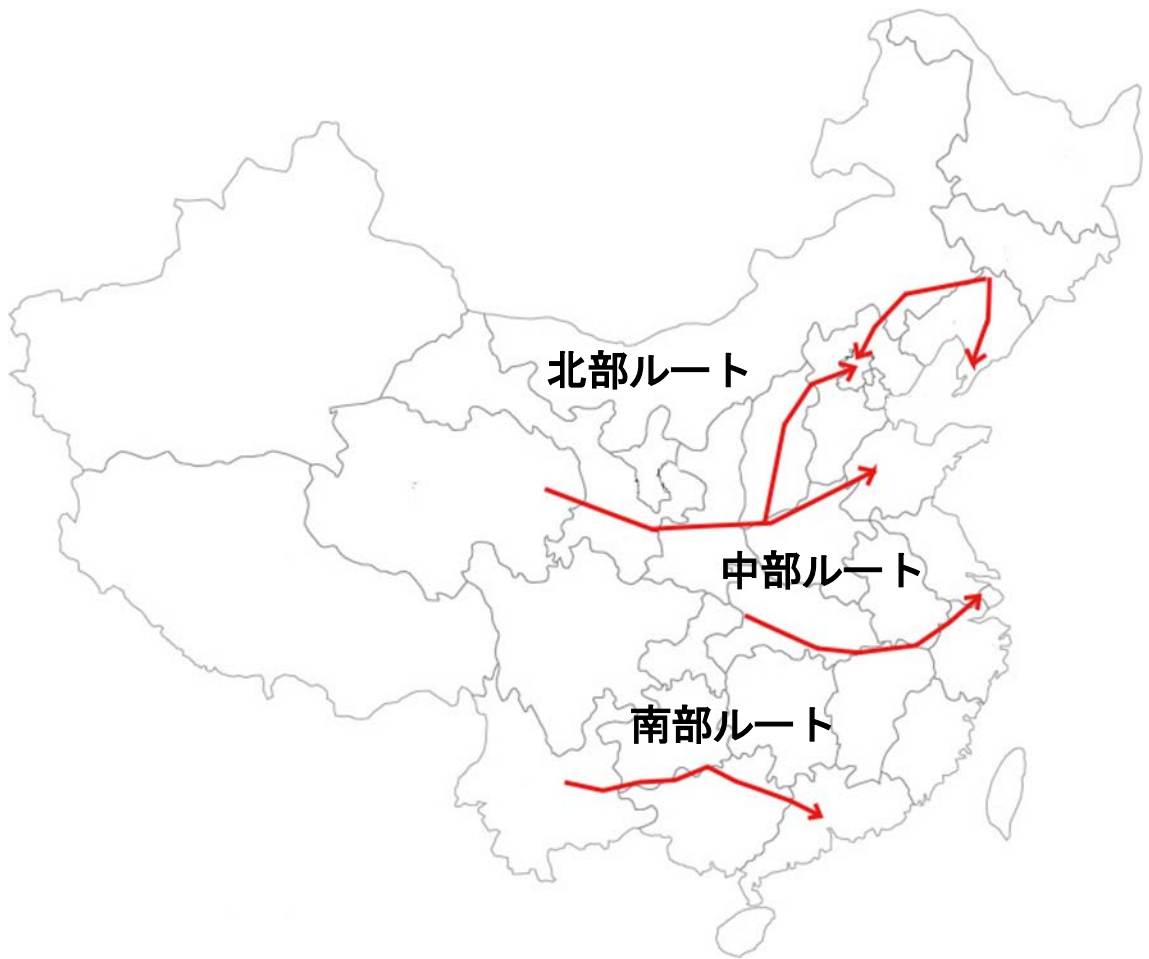


図 6-1 「西電東送」計画の主要線路

出所：筆者作成

「西電東送」計画とは中国の東部沿岸地域（北京，天津，唐山（河北）地区，上海，江蘇，浙江，広東）の電力不足を解消するための壮大な送電ネットワーク建設プロジェクトであり，2001年から2010年の間に5,200億元以上の資金を投入した．曾培炎(2010)は「西電東送」について，政府の「西部大開発」計画の内，建設量が最も多くて，投資額が最も大きなプロジェクトであると述べている．

東部沿海地域の電力不足の解決方法として，西南部（貴州，雲南，広西，四川）と西北部（内モンゴル，山西，陝西）に豊富に存在する水力・石炭資源を利用して現地で発電し，送電線路を建設して東部地域へ送電するプロジェクトである．火力発電は石炭資源の豊富な陝西，山西，内モンゴル西部などの中国西北部で集中的に開発する．水力発電は水資源の豊富な黄河中上流域，長江中上流域，中国西南部を中心に開発を進める．これらの地域で発電された電力を東部沿岸の京津唐地域，長江三角洲地域，珠江三角洲地域に向けて3つのルートを用いて送電し，電力不足を解消するという計画である．図 6-1 に示すように，北部，中部，南部の3つのルートがあり，具体的な内容は以下の通りである．

北部ルート：内モンゴル自治区と山西省などの石炭火力発電所、黄河中上流域の水力発電所から河北省と山東省へ送電する計画である。北京首都圏の電力安全保障という重要な役割でもある。

中部ルート：長江、金沙江流域から上海周辺（華中、華東）へ送電する。世界最大水力発電所の三峡ダムと金沙江流域における水力発電を中心とした計画で、上海、江蘇、浙江への電力不足解消を狙った計画。

南部ルート：貴州、雲南、広西から広東、雲南へ送電する。貴州、広西の境界地帯にある水力発電所から広東省に電力を送る計画。

6-1-2 送電込み大規模と分散型再生可能エネルギー発電の違い

第1章で述べたように、中国の再生可能エネルギー発電は大規模設備が中心であり、風力資源と太陽光資源が豊富な西北地域と東北地域に集中している。「西電東送」と同様に、これらの再生可能エネルギー発電所の発電電力を新たに長距離の送電線路を建設して東部地域に送電しなければならない。新たな送電線路の建設費用と長距離送電の送電ロスがともに高いため、費用面で考慮すれば、現在の立地は経済的に非効率だということは第5章で検証した。

一方、再生可能エネルギー発電は伝統的な火力発電と違って、化石燃料が要らず、どこでも発電できるというメリットがある。しかし、第5章で述べたように、風力や太陽光などのエネルギー密度が低いため、風力発電と太陽光発電は火力発電などの通常発電方式と比較して用地面積が相対的に大きい。したがって、中国の都市部では、大規模の再生可能エネルギー発電システムを設置するのは困難である。分散型太陽光発電システムは需要家の近くに分散して配置でき、エネルギーの地産地消を可能にする。そのため、現在中国の都市部の再生可能エネルギー発電のほとんどは分散型太陽光発電である。また、趙勇強(2015)では、分散型再生可能エネルギー発電の電源開発は送電網の技術革新やスマートグリッドの形成などのメリットがあるため、送電問題の有効な解決方法だと指摘している。12次エネルギー五か年計画では分散型再生可能エネルギー発電の推進をエネルギー発展の重点的政策と位置付け、分散型太陽光発電を1000万kW建設する目標を掲げた。しかし、実際に、2015年まで設置した分散型太陽光発電設備の容量は606万kWであり、エネルギー12次五か年計画目標の半分弱にしか達成しなかった。分散型太陽光発電をより促進するために、更なる政策的なサポートが必要であるが、現在の政策策定基準は発電事業の経済性に重点を置いている。

一般的に大規模再生可能エネルギー発電事業は規模の経済性があり、分散型より発電コストが安く、発電効率が高いとの研究結果が多い。ただし、現在の大規模再生可能エネルギー発電の立地地域から東部沿海の電力需要地域へ長距離送電する場合、送電線路の建設や送電ロスなどによる環境負荷が発生する。そのため、送電費用を込みにして、大規模と分散型再生可能エネルギー発電の立地による経済及び環境効果を比較検討する必要がある。

中国の大規模再生可能エネルギー発電は主に風力発電、分散型発電は主に太陽光発電のため、本章では、大規模風力発電と分散型太陽光発電を分析対象として、送電費用込みの大規模風力発電と分散型太陽光発電の経済効果と環境効果を分析する。分析方法は第3章の研究方法を参照に、産業連関分析を利用して、送電設備の建設による経済効果と環境効果を分析した上で、送電込みの大規模と分散型再生可能エネルギー発電を比較分析した。分析方法の詳細は第3章と同様のため、割愛する。

6-2 発電設備の建設費用の構成

送電設備建設モデル事業は第5章の分析対象と同様に、2*LGJ400/35型220kv送電線路を選定する。電力规划设计总院(2009)のデータを参照に、1km設備当たりの建設費を80.9万元と想定する。表6-2は、送電線路の建設費用の構成表である。この表の比率を利用して、1kW設備当たりの建設費を分割する。

風力発電の建設費用は大きく送電設備費用、建設費用とその他費用の3部分に分けられる。各費用のうち、全体に占める比率が高いのは基礎土木建設費用であり、それぞれ全体の約78.89%を占める。編制指針(2014)では、送電線の建設に関わる土台作り、鉄塔建設などの工事をすべて「基礎土木建設」部門に含むと定義する。そのため、送電設備費用のほとんどは送電線に係る費用となる。

表 6-2 風力発電の建設費用の構成（生産者価格）

送電線路建設費		中国産業連関表の該当部門	投資額（万元）	比率
1	送電設備費用	电线, 电缆, 光缆及电工器材	15.1	18.71%
2	基礎土木建設	土木工程建筑	63.8	78.89%
3	その他			
3.1	商業	批发和零售	1.6	1.95%
3.2	環境保全	专业技术服务	0.4	0.44%
総投資			80.9	100%

出所：編制指針(2014)に基づき筆者作成

6-3 送電設備の建設による経済と環境効果の分析

送電設備の建設による1kmあたりの生産誘発額とCO₂排出誘発量の算出結果を図6-2に示す。直接的な生産誘発額は80.93万元/kmであり、間接的な生産誘発額は202.32万元/kmである。直接的なCO₂排出誘発量は1.18t-CO₂万元/kmであり、間接的なCO₂排出誘発量は227.76t-CO₂万元/kmである。いずれも、間接効果が直接効果より大きい結果となり、建設事業は関連産業への影響が大きいことを示している。

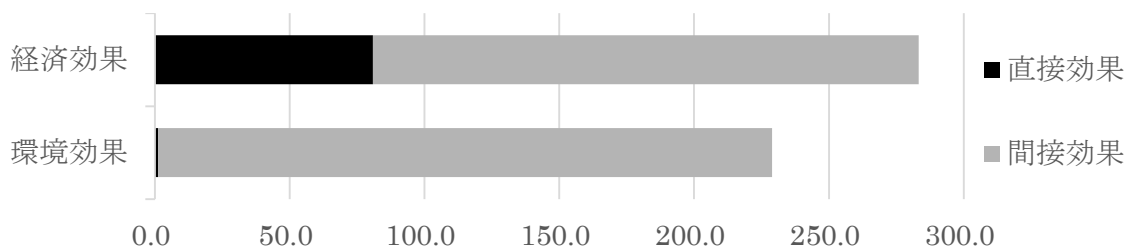


図 6-2 送電設備建設による経済と環境波及効果

注：経済効果の単位は万元/km，環境効果の単位は t-CO₂/km

出所：筆者作成

図 6-3 と図 6-4 はそれぞれ，部門ごとの生産誘発額と CO₂ 排出誘発量の直接効果と間接効果を分けて示したものである。直接効果による生産誘発額上位の部門は「土木建設部門」であり，全体の約 79% を占める。間接効果による生産誘発額が上位の部門は，鉄塔や電線などの金属材料を大量に使用するため，「鉄鋼」と「電力」，「有色金属」となっている。

CO₂ 排出誘発量についても，直接効果が上位の部門は「土木建設部門」であり，全体の約 86% を占める。間接効果による CO₂ 排出量が上位の部門は「電力」と「石油製品」，「石炭採掘」となっている。これは，送電線にはアルミや銅などの有色金属類が多く含まれており，これらの材料の製造工程で大量の電力を消費することによる。

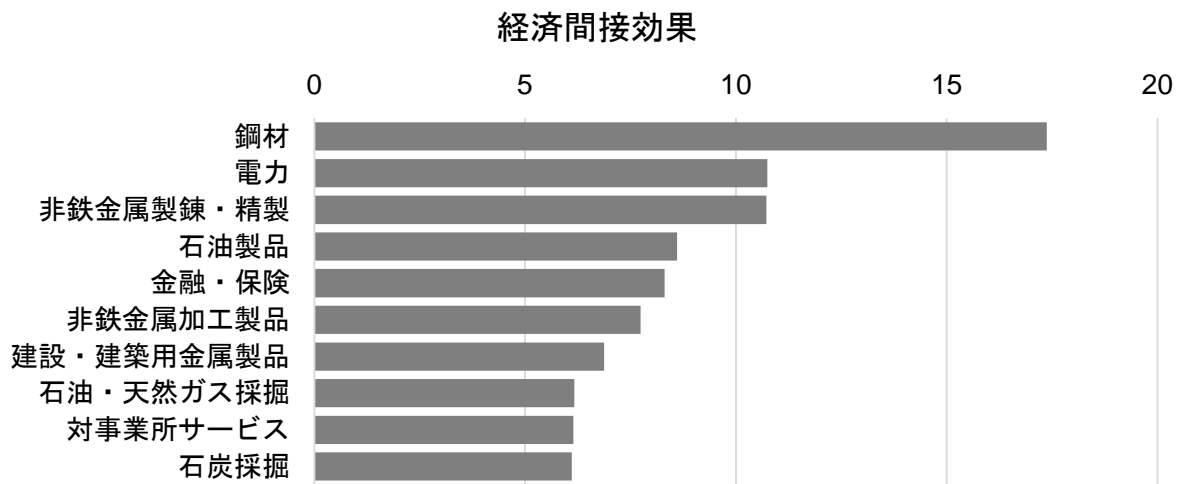
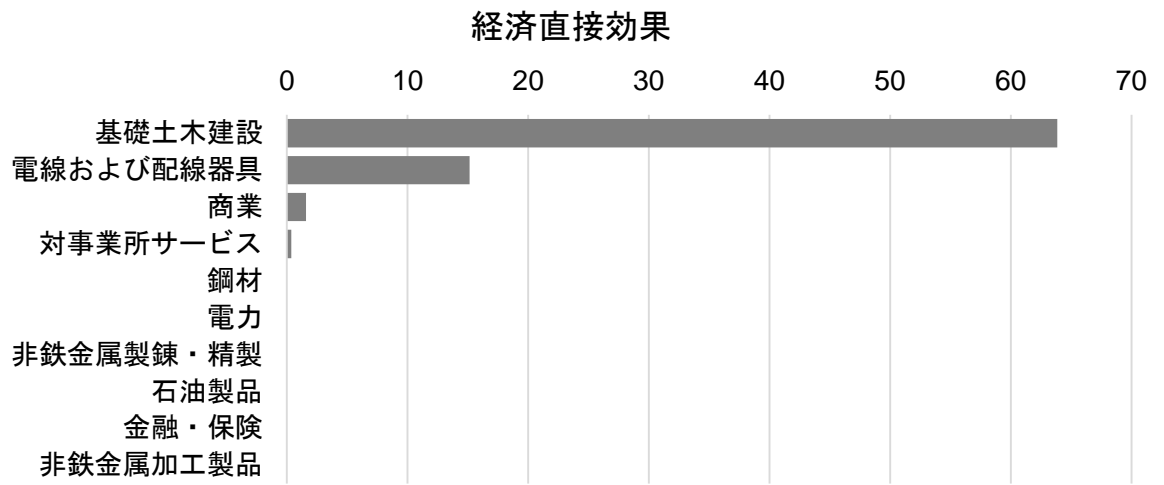


図 6-3 送電設備建設による直接・間接別の生産誘発額 (万元/km)

出所：筆者作成

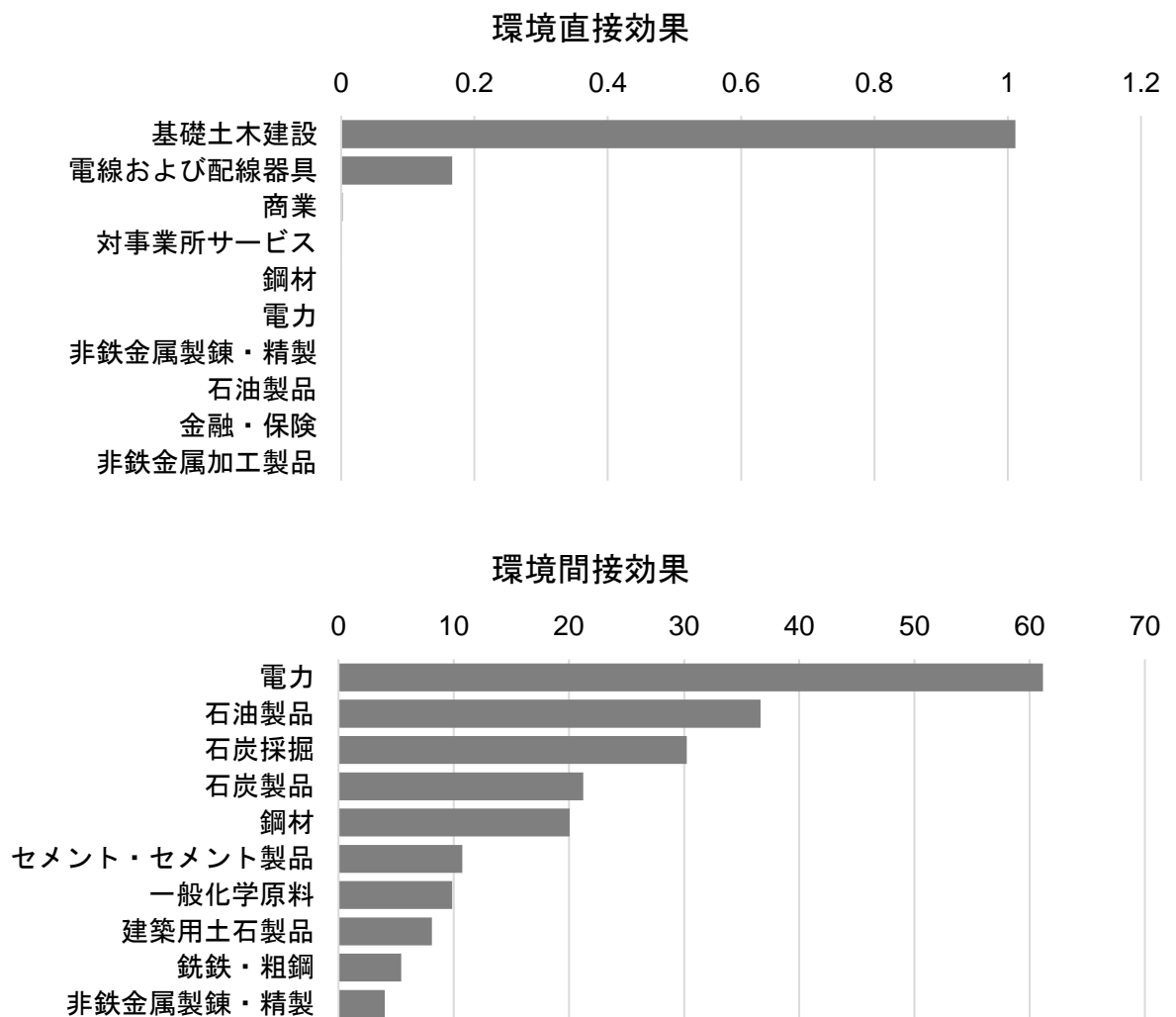


図 6-4 送電設備建設による直接・間接別の CO₂ 排出誘発量(t- CO₂/km)

出所：筆者作成

6-4 送電設備込みの大規模風力発電と分散型太陽光発電の経済と環境への効果の比較

送電設備費用は送電距離(km)の増加とともに増加する。その増加には、2つの要因がある。1つは、送電設備の増築による材料費や建設費の増加である。もう1つは、送電距離の延長にともない発生する送電ロスである。つまり、送電効率の低下による損失は送電設備費用を増加させる。

送電距離と送電ロスは正の相関性を持つ。本章では、定量的に分析を行うため、送電ロスを10%に固定する。220kv送電設備の送電容量 p と送電可能電力量 m 、送電距離 l との関係は式(6-1)である。送電可能電力量 m は送電線の規格や電圧、送電ロスによって決定される。したがって、同じ送電線路で10%以下の送電ロスで送電の場合、送電距離の増加とともに送電容量は減少する。言い換えると、送電設備費用は送電距離の増加とともに増加する。

$$p = \frac{m}{l} \quad (6-1)$$

ただし、 p ：送電容量、 l ：送電可距離、 m ：送電可能電力量

発電設備建設による生産誘発額は 1kW 送電設備の単位で計算されるため、単位送電設備建設による最終需要 f_1 は式(6-2)に示すように、送電距離に応じた送電容量 P で除し、万元/kW/km の単位で求める。

$$f_1 = f / p \quad (6-2)$$

ただし、 f_1 ：単位送電設備あたりの最終需要ベクトル、 f ：1km 送電設備建設による最終需要ベクトル、 p ：送電容量

f_1 を生産誘発額の計算式に代入すれば、1km の単位送電設備建設の生産誘発額の計算は式(6-3)のようになる。

$$x = (I - A)^{-1} f_1 \quad (6-3)$$

ただし、 x ：生産誘発額ベクトル、 I ：単位行列、 A ：投入係数行列、 f_1 ：単位送電設備あたりの最終需要ベクトル

そして、式(6-4)のように、算出される生産誘発額に、生産額単位当たりの CO₂ 排出量 (CO₂ 排出原単位) e を乗じれば、各発電設備建設段階の CO₂ 排出誘発の直接・間接波及効果を計測することができる。

$$E = e \{ (I - A)^{-1} f_1 \} \quad (6-4)$$

ただし、 E ：CO₂ 排出量、 e ：CO₂ 排出原単位ベクトル、 I ：単位行列、 A ：投入係数行列、 f_1 ：単位送電設備あたりの最終需要ベクトル

表 6-3 送電設備込み大規模と分散型の経済と環境波及効果の比較

送電距離		送電設備込み大規模風力発電							分散型 太陽光発電
		0	50	100	110	120	130	300	0
同発電 設備容量	生産誘発額 (万元/kW)	3.389	3.437	3.582	3.622	3.667	3.715	5.125	2.686
	CO ₂ 排出量 (t-CO ₂ /kW)	2.288	2.327	2.444	2.476	2.512	2.551	3.691	1.861
同発電量	生産誘発額 (万元/kW)	3.389	3.437	3.582	3.622	3.667	3.715	5.125	3.607
	CO ₂ 排出量 (t-CO ₂ /kW)	2.288	2.327	2.444	2.476	2.512	2.551	3.691	2.499

出所：筆者作成

分析の結果を表 6-3 に示す。同発電設備容量の比較では、分散型太陽光発電の経済波及効果は 2.686 万元/kW であり、送電設備なしの大規模風力発電の 3.389 万元/kW より少ない。しかし、分散型太陽光発電の CO₂ 排出誘発量は 1.861 t-CO₂/kW であり、送電設備なしの大規模風力発電より少ない。つまり、同量の発電設備を建設する場合、分散型太陽光発

電の方が環境効果は優れている。

ただし、風力と太陽光のエネルギー密度が異なるため、単位設備容量の年間発電量（つまり産出量＝年間発電時間数）は異なる。第4章では分析対象となる風力発電と太陽光発電のモデルプラントの年間発電量はそれぞれ 1,808 kWh/年と 1,212 kWh/年である。よって、両発電方式の経済効果と環境効果を比較する場合、最終商品である「電力」を基準として分析する必要がある。つまり、同じ電力量（同発電量）を発電することを実現するための設備容量で比較分析する必要がある。そこで、本稿では大規模風力発電の単位発電設備の年間発電量 1,808 kWh を基準とする。分散型太陽光発電は 1,808 kWh を発電するために、約 1.49 kW の設備が必要である。分析の結果は表 6-5 の「同発電量」欄で示す。

同発電量による比較では、分散型太陽光発電の生産誘発額と CO₂ 排出誘発量はともに大幅に増加し、それぞれ 3.607 万元/kW と 2.499 t-CO₂/kW である。この分析結果は送電設備なしの大規模風力発電を上回る結果となった。つまり、分散型太陽光発電は送電設備なしの大規模風力発電より発電コストが高く、CO₂ 排出量も多い。この分析結果は先行研究の結論と一致する。

しかし、送電設備の生産誘発額と CO₂ 排出誘発量を大規模風力発電（送電設備込み）に加えて再計算した結果、送電距離は 110～120km の間になると、送電設備込み大規模風力発電の生産誘発額と CO₂ 排出誘発量はともに分散型太陽光発電を上回る。つまり、送電距離が 120km を超えれば、分散型太陽光発電の環境効果は送電設備込み大規模風力発電より優れている。

6-5 分析の結果と今後の課題

本章では、産業連関分析を利用して、送電費用込みの大規模風力発電と分散型太陽光発電の経済と環境への効果を比較分析した。

分析の結果、同発電設備容量の比較では、分散型太陽光発電の経済波及効果は送電設備なしの大規模風力発電のより少ないが、CO₂ 排出誘発量は送電設備なしの大規模風力発電より少ない。つまり、同量の発電設備を建設する場合、分散型太陽光発電の方が環境効果は優れている。

ただし、風力と太陽光のエネルギー密度が異なるため、両発電方式の経済効果と環境効果を比較する場合、同じ電力量（同発電）を発電することを実現するための設備容量で比較分析する必要がある。同発電量で比較する場合、分散型太陽光発電の生産誘発額と CO₂ 排出誘発量はともに同発電設備容量の分析結果より大幅に増加し、先行研究の分析結果と同様に、送電設備なしの大規模風力発電より発電コストが高く、CO₂ 排出誘発量も多い。そのため、電力生産の観点から考えて、電力消費地周辺では大規模型は分散型より発電に適している。

しかし、中国の場合、都市周辺での大規模再生可能エネルギー発電事業を容易に導入できない。そのため、大規模再生可能エネルギー発電事業は電力需要地から離れて立地して

いる。発電立地地点から電力需要地への送電設備の生産誘発額とCO₂排出誘発量を推計し、送電設備込みの大規模風力発電の生産誘発額とCO₂排出誘発量を分析した結果、送電距離は110～120kmの間になると、送電設備込みの大規模風力発電のCO₂排出誘発量は分散型太陽光発電を上回る。つまり、送電距離120kmを超えれば、大規模風力発電の環境効果は分散型太陽光発電より劣る。よって、環境への影響を考慮すれば、電力需要地から120km以上を超えて大規模風力発電を設置するより、電力需要地で分散型太陽光発電を優先的に設置するべきである。

今後の課題として、次の2点があると考えられる。

(1)大規模太陽光発電の可能性

今回の大規模発電所は風力発電のみ分析したが、大規模太陽光発電は近年急速に発展している。現段階では、大規模太陽光発電所はまだ電力産業需要地から遠い砂漠や草原立地しているが、将来的に都市の近辺に立地する可能性が十分ある。そのため、送電設備込みの大規模太陽光発電所による比較分析する必要があるだろう。

(2)発電技術の革新

発電技術は日進月歩で発展しているため、現在の様々な技術的障碍を超えて、洋上風力発電や建築一体型太陽光発電システム（BIPV）の技術などの技術革新より、大規模再生可能エネルギー発電の概念も変化する。その場合本研究の分析対象と結論に影響するだろう。

第7章 結論

7-1 中国の再生可能エネルギー発電の導入の概要と特徴

中国の再生可能エネルギー発電の研究開発は1950年代から始まっている。しかし、長い間、再生可能エネルギー発電は実験的な設備研究、宇宙開発、無電地域の電力供給などの分野しか応用されていなかった。本格的に送電網に系統連結する再生可能エネルギー発電の利用は、1986年の風力発電所の建設からである。1990年代に、政府主導の「政府定価」制度の下で、風力発電所と太陽光発電所の事業が徐々に増えた。2003年から、「風力発電特許権入札プロジェクト」の実施を契機に、大規模な風力発電の普及は本格的に始まった。

2005年に「再生可能エネルギー法」が策定された。この法律では、再生可能エネルギーが具体的に定義され、今後の経済発展中の位置付けと役割と、発電の各参加主体間の利益関係が明確化された。国は再生可能エネルギー発電の普及を主導し、発電企業に売電価格と電力の全量買取を保証する。送配電企業は風力発電の系統連結を義務付けられ、電力の全量買取を行う。この法律の実施は再生可能エネルギー発電の本格的な普及の始まりであった。また、2006年以降、「再生可能エネルギー発電電力価格と費用分担に関する管理基準」、「再生可能エネルギー発電促進賦課金徴収に関する管理基準」、「国家再生可能エネルギー中長期発展計画」などの関連の一連の政策の実行により、再生可能エネルギー発電市場の拡大のための優遇政策を強化した。

「特許権入札プロジェクト」と「政府定価」の制度は風力発電の急速な発展に追いつかないため、2009年から「固定価格買取制度」が実施された。この制度は風力資源の優劣と建設条件を基準に、中国の各地域を四類の資源区に分けて、それぞれの地域の風力発電買取価格を設けた。買取価格は技術の進歩、設備コストの低減や設備普及量の推移に従って、定期的に見直され、計画的に逡減していく。同年、大規模太陽光発電事業を対象とする「特許権入札プロジェクト」と、分散型太陽光発電を対象とする「光電一体化建築」や「金太陽モデルプロジェクト」などの制度を実施し、大規模な太陽光発電の普及は始まった。

2011年に風力発電と同様に、大規模太陽光発電事業を対象とする固定価格買取制度が実施された。しかし、中国各地域の太陽光資源ポテンシャルの差が大きく、事業規模によって発電コストが違うため、2013年から太陽光発電事業を大規模と分散型の2種類に分け、それぞれ買取価格を設けた固定価格買取制度が実施された。

中国の風力発電と太陽光発電の大規模な利用開発は日米欧など先進国と比べて遅れているが、年間100%以上の増加率で飛躍的に発展している。現在、風力発電と太陽光発電の発電設備生産量と発電設備設置容量はともに世界一である。また、先進国では住宅用太陽光発電や分散型風力発電が先に普及したの異なると、中国では大規模風力発電が先に普及され、現在でも大規模を中心に普及が進んでいる。

7-2 再生可能エネルギー発電の建設段階による経済効果と環境負荷

中国の再生可能エネルギー発電に関する研究はまだ初期段階である。再生可能エネルギー発電の設備建設や発電による環境・経済評価に関する研究は行われてはいるが、これらの研究の多くは、発電設備生産や建設事業、火力発電代替による発電産業内部での汚染物質削減などの狭義の費用便益分析に限られている。再生可能エネルギー発電の関連産業を含む経済全体にわたる広い意味での費用便益を分析しなければ、再生可能エネルギー発電利用による経済と環境の評価・分析としては不十分だと考えられる。

そのため、本稿では、産業連関分析を利用して、中国で最も利用されている風力発電と太陽光発電を事例として、発電設備の生産・建設による直接・間接の経済効果を産業部門別で分析した。また、利用する原材料やサービスの構成に基づいて、製造工程や発電段階におけるエネルギー消費量やCO₂排出量などの環境負荷を定量的に計測して、環境への波及効果を分析した。

分析の結果、風力発電と太陽光発電の生産誘発額はそれぞれ 3.389 万元/kW と 2.686 万元/kW である。CO₂排出誘発量はそれぞれ 2.288 t-CO₂/kW と 1.861 t-CO₂/kW である。単位発電量あたりのCO₂排出量はそれぞれ 0.0633 kg-CO₂/kWh と 0.0768 kg-CO₂/kWh である。この結果は先行研究の推計結果の範囲内であり妥当だと考える。また、中国の各地域電力産業の単位発電量あたりのCO₂排出量は 0.8095~1.1281 kg-CO₂/kWh と比較して、風力発電と太陽光発電の環境効果が優れていることがわかる。

両発電の分析結果はいずれも直接効果に対して間接効果の大きいことが示された。産業部門別の分析から、直接効果産誘発額が大きな部門は発電設備製造部門、間接生産誘発額が大きな部門は「鉄鋼」と「非鉄金属加工製品」、「電機機械」であることが分かった。そして、発電設備建設による直接CO₂排出誘発量は間接誘発量より随分低い。間接生産誘発額が大きな部門は「電力生産」、「石炭・石油採掘」、「石油・石炭製品」、「鉄鋼」であることが分かった。

一方、未発電率が高くなると年間発電量が低下し、再生可能エネルギー発電のCO₂排出量に大きく影響している。そのため、送電問題は再生可能エネルギー発電普及にあたり、最も重要な課題となり、送電問題などの発電制限を解消すれば、再生可能エネルギー発電の単位発電量あたりのCO₂排出量は最大 28%も下がる。また、将来の発電設備の研究開発の進歩とともに、発電効率をさらに向上すれば単位発電量あたりのCO₂排出量の更なる低減を期待できる。

以上の分析結果をふまえて、風力発電と太陽光発電の施設建設費用やCO₂排出量を削減するために、今後の発電設備導入や施設建設などに関して、以下に示す3つの示唆が得られた。

- (1)太陽光パネル、制御装置や風力発電機などの発電設備費用は建設費用に占める割合が大きく、これらの設備費用の低減は発電コストの削減に大きく影響する。再生可能エネルギー発電の発電コストは火力発電コストより下回れば、本格的な普及と火力発

電の代替が実現できる。この意味で、再生可能エネルギー発電設備の研究開発は、再生可能エネルギー発電の普及推進にとって重要である。

(2) CO₂ 排出誘発の間接効果が一番大きな部門は「電力部門」である。再生可能エネルギー発電の導入により、「電力部門」の CO₂ 排出原単位は低減する。さらに、天然ガスなどによる発電の増加も間接 CO₂ 排出誘発量が大きく減少させる。また、発電施設建設段階では、鋼鉄などの材料の大量使用により、間接的な生産誘発と CO₂ 排出誘発が大きくなる。したがって、より安価な、CO₂ 排出量が少ない材料を利用すれば、発電施設建設費用の削減と CO₂ 排出の削減に大きな影響を与える。

(3) 未発電率は再生可能エネルギー発電の CO₂ 排出量に大きく影響しているため、送電問題は再生可能エネルギー発電普及の最も重要な課題となった。今後、送電問題の解決とともに、計画的に再生可能エネルギー発電の開発は重要である。

7-3 再生可能エネルギー発電の運転段階による経済効果と環境効果

従来の産業連関分析は1種類の生産物に1種類のアクティビティ、生産物数と産業の数が一致するという理想的な前提のもとで分析するが、電力産業は、原子力発電、火力発電、再生可能エネルギー発電など様々な発電部門があり、その生産構造は随分異なるが、生産物は同じ「電力」である。この場合、それぞれの発電部門でどれぐらいの電力を発電するかにより、経済波及効果、エネルギー消費量やCO₂などの環境負荷物質の排出量も異なる。

本稿では、シナリオ産業連関分析を利用して、一般の産業連関分析にシナリオを設定することで、電力産業内の複数発電アクティビティの生産比率を変化させることにより、経済効果と環境効果にどのような差異が生じるかについて分析した。シナリオの設定について、まず電力部門を原子力、火力、水力、太陽光、風力発電の5つに分ける。主に太陽光発電と風力発電による火力発電を代替する場合の影響について分析するため、原子力と水力の発電比率を固定し、火力、太陽光と風力の発電比率を調整するという電力構成を設定した。使用するデータは早稲田大学次世代科学技術経済分析研究所(2014)『次世代エネルギーシステム分析用産業連関表』であるが、『次世代エネルギーシステム分析用産業連関表』の投入部門は従来の産業連関分析と同様に発電方式ごとに設けられている。本稿では、シナリオ産業連関の考え方を参考に、各発電方式の投入部門を「電力」部門として1つにまとめた。

分析により、再生可能エネルギー発電で火力発電を代替する場合 CO₂ 排出の削減効果を推計した。その結果、現在の産業構造・技術構造のまま、CO₂ 排出を削減するために、すべての火力発電を風力発電代替で代替する場合、CO₂ 排出量を最大 38%程度削減できることを確認した。

一方、代替による経済効果については、環境への効果と異なる結果となった。すべての火力発電が代替される場合、太陽光発電代替は 2%の経済規模拡大効果があり、風力発電代替は 2.1%の経済規模縮小を招くことがわかった。その理由については、風力発電技術は太陽光発電より発展しており、発電効率が高く、単位発電あたりの維持・補修投入量が少

ないためであると考えられる。しかし、風力発電は経済へのマイナス効果があるものの、その規模はCO₂削減効果と比べると極めて小さい。

7-4 大規模風力発電の立地地点の経済的合理性

再生可能エネルギー発電は燃料費が不要であるため、電力コストは大きく立地費用と送変電費用に分けられ、両費用の影響を受ける。さらに、立地費用は建設費用・用地費用・設備費用の3つに分けられ、送変電費用は建設費用・設備費用に分けられる。

風力発電や太陽光発電などの再生可能エネルギー発電の立地において、風力や太陽光の持つエネルギー密度が非常に低いことに加えて、1基設置すると隣の風力発電機との間で風車径の3~10倍の距離をとる必要があり、強風時に万一風車が破損した場合の被害防止などの観点から風車周辺に一定程度の保安のための敷地をとる必要があるという技術的な制約がある。そのため、風力発電では火力発電などの通常発電方式や水力・地熱発電など他の大規模再生可能エネルギー発電と比較して用地面積が相対的に大きなものにならざるを得ない。したがって、風力発電の立地においては地価の影響が大きくなっている。一般に都心部からの電源立地距離が増加した場合、地価が安くなる傾向があるため、都市からの距離の増加とともに用地費用の減少により、立地費用が減少する。ただし、送変電費用については、距離あたりの設備費用と建設費用が一定であるため、距離の増加とともに増加する。よって、新規再生可能エネルギー発電事業の送電費用込み立地費用は都心からの距離の増加とともに、一旦下がった後に徐々に上がるU字型になり、最小立地費用が存在する。

本稿では、この立地費用最小化モデルを利用して、北京市を対象地域として、北京市周辺の地価を分析し、風力発電立地の送電費用込みの最小立地費用とそれを対応する立地距離を分析した。

分析の結果、送電費用込みの立地費用最小となる距離は115~121km間の地域となる。しかし、実際の北京市周辺の風力発電所の立地地点と照合した結果、立地費用最小化距離からはるか離れた場所に立地していることが分かった。理由として、中国の発電事業と送配電事業は分離され、別々の事業者で経営していることが考えられる。送変電費用を送変電事業者側に負担させるため、中国の発電事業者は送変電費用を負担しなく、発電事業において負担する費用は再生可能エネルギー発電所の建設費用のみとなる。この場合、発電事業者にとっての理論上の立地費用最小化立地点は都心から無限遠点となる。よって、実質的に立地可能で地価の廉価な地域のうち、風況の条件が良い地点を選択して新規電源を立地することが最適となる。そのため、発電事業者は発電所建設を遠隔地から都心に向かって逐次普及を進めることとなる。したがって、現在中国の風力発電は都市部から離れた場所に大量に建設され、理論上の費用最小化距離から乖離する。

一方、送電事業者が負担する費用は、発電事業者が発電所建設を選択した地点までの送変電設備建設及び運営費用となる。したがって、発電所の建設地が遠隔地になればなるほ

ど、送電費用がかさみ負担が増えることになる。よって、発電費用と送変電費用の立地点の距離に対する関係の如何により、送変電事業者による再生可能エネルギー発電電力の購入および送変電設備の整備拒否、もしくは著しく不合理な費用で再生可能エネルギー発電の導入促進を余儀なくされることが予想される。よって、送電問題は顕在化した。送変電費用の負担制度を軽視すれば、結果的に再生可能エネルギーの普及に負の影響を与える。

7-5 送電設備込み大規模風力発電と分散型太陽光発電の比較

中国の再生可能エネルギー発電は大規模設備を中心となり、風力資源と太陽光資源が豊富な西北地域と東北地域に集中しているが、中国の電力需要が東部沿海地域に集中している。「西電東送」計画と同様に、これらの地域の再生可能エネルギー発電電力を新たに長距離の送電線路を建設して東部地域に送電しなければならない。しかし、新たな送電線路の建設費用と長距離送電の送電ロスがともに高いため、費用面で考慮すれば、現在の立地は経済的に非効率で、環境負荷が高い可能性がある。

本稿では、産業連関分析を利用して、送電費用込みの大規模風力発電と分散型太陽光発電の経済と環境効果を比較分析した。

分析の結果、同発電設備容量の比較では、分散型太陽光発電の経済波及効果は送電設備なしの大規模風力発電のより少ないが、CO₂ 排出誘発量は送電設備なしの大規模風力発電より少ない。つまり、同量の発電設備を建設する場合、分散型太陽光発電の環境効果が優れている。

ただし、風力と太陽光のエネルギー密度が異なるため、両発電方式の経済効果と環境効果を比較する場合、同じ電力量（同発電）を発電することを実現するための設備容量で比較分析する必要がある。同発電量で比較する場合、分散型太陽光発電の生産誘発額と CO₂ 排出誘発量はともに大幅に増加し、先行研究の分析結果と同様に、送電設備なしの大規模風力発電より発電コストが高く、CO₂ 排出量も多い。そのため、電力生産の観点から考えて、電力消費地周辺では大規模は分散型より発電に適している。

しかし、送電設備の生産誘発額と CO₂ 排出誘発量を推計し、送電設備込みの大規模風力発電の生産誘発額と CO₂ 排出誘発量を分析した結果、送電距離は 110～120km の間になると、送電設備込みの大規模風力発電の生産誘発額と CO₂ 排出誘発量は分散型太陽光発電を上回る。つまり、送電距離 120km を超えれば、大規模風力発電の環境効果は分散型太陽光発電より劣る。電力需要地から 120km 以上を超えて大規模風力発電を設置するより、電力需要地で分散型太陽光発電を優先的に設置するべきであると結論を得た。

7-6 再生可能エネルギー発電促進政策へのインプリケーション

中国の再生可能エネルギー発電の導入こそ先進国と比べて遅れたものの、様々な促進政策のサポートが著しい成長を促している。中国現在の風力発電と太陽光発電はともに世界一の発電設備容量を有しているが、全体の発電量に占める割合は未だ限定的である。再生可能エネルギー発電は優れる経済性と環境性があるため、今後更なる普及が求められてい

る。国家主導の普及開発と国営企業中心の事業者構成などの原因で、住宅用太陽光発電や分散型風力発電が先に普及した先進国は異なって、中国では大規模風力発電が先に普及され、現在でも大規模発電所を中心に再生可能エネルギー発電の普及が進んでいる。

ただし、再生可能エネルギー資源の地域的偏在性により、再生可能エネルギー発電立地の地域的・量的集中問題が発生し、送電問題の深刻化につながった。送電問題は再生可能エネルギー発電の環境効果へ負の影響を与えて、現在再生可能エネルギー発電発展の最も重要な課題となった。この課題を解決するための取り組みが必要であろう。また、再生可能エネルギー発電は本格的に火力発電を代替するために、発電産業とその関連産業に関する研究開発が重要であろう。

7-6-1 送電問題の解消について

中国の発電事業と送配電事業は分離されているため、現在の制度のままでは、電力の送変電費用を送変電事業者が負担している。本稿の研究結果より、発電事業者は実質的に立地可能で地価の廉価な地域のうち、風況の条件が良い地点を選択して新規電源を立地する。結果、現在中国の風力発電は都市部から離れた場所に大量に建設され、理論上の費用最小化距離から乖離する。発電所の建設地が遠隔地になればなるほど、送電費用がかさみ負担が増えることになる。したがって、送変電事業者による再生可能エネルギー発電電力の購入および送変電設備の整備拒否を行うことは送電問題の一因だと考えられる。

この課題を解決するために、再生可能エネルギー発電の促進政策への提言として以下の3点がある。

(1) 発電事業者による送電設備建設費用の負担。

送電費用の一部を発電事業者に負担させる。特に、新規発電所から現存の送電網へ接続するための新たな送電線路について、発電事業者は建設費用を負担し、送電事業者は建設工事・運営を担当する制度が推奨される。ただし、送電業者は送電設備に出資後の送電事業運営への関与を認めるという見返り措置が必要であろう。

(2) 送電事業への補助金

現状では再生可能エネルギー発電事業に対する補助金制度で、発電事業の不安定性を補う。送電事業も同様なリスクが存在する。再生可能エネルギーは不安定性があるため、再生可能エネルギー発電所のための送電線路の利用率は低い。そのため、一般送電線路よりリスクが高いため、この送電事業への補助金政策は推奨される。

(3) 電力自由化の推進

将来的に、再生可能エネルギー電力は送電網に占める割合が高ければ、電力系統安定化のための費用がかかる。また、従来の発電事業者と異なって、新たな企業は発電事業に参入する。現在の電力取引制度は限界があるため、イギリスなどの再生可能エネルギー発電利用先進国の経験を生かして、電力市場の自由化を推進する政策的取り組みが必要であろう。

7-6-2 計画的な電源開発について

本稿の研究結果より、太陽光発電は風力発電と同レベルのCO₂削減効果を持つとともに、風力発電より優れた経済効果がある。よって、太陽光発電をより一層の普及推進が必要である。しかし、送電問題のような課題を避けるために、計画的な電源開発が必要である。

(1) 電源開発の優先順位

現在、中国西部地域と東北地域に大量な風力発電設備が建設され、発電電力の送電問題を抱えているため、これらの地域で大規模な太陽光発電の開発より、東部沿海地域での電源開発を促進する仕組みを重視すべきである。また、送電費用を考慮し、電力消費中心地域周辺の最適立地地域を分析し、これらの地域の気象データの提供や、土地提供の優遇措置などの発電事業者への支援政策を利用して、優先的に再生可能エネルギー発電を導入させる仕組みは推奨される。そして、送電込み大規模発電と分散型発電の経済と環境効果を比較しながら、どちらの電源を優先的に開発する計画が必要であろう。

(2) 広域の送電網建設・運用

中国の送配電網は各行政区域ごとに制御区域とされ、各行政区域の電力会社がそれぞれの制御区域で電力供給を行っている。ただし、大量の再生可能エネルギー発電の導入は電力システムの不安定にさせるが、地域内の電力調整能力は限界がある。そのため、広域的な電力調整が必要となる。それを実現させるために、行政区域を超える長距離送電線路の建設と広域の電力調整制度の設立が有効である。これらの計画に基づく電源開発が望ましい。

7-7 本稿の限界と今後の課題

7-7-1 本稿の限界

第4章では、日本の『次世代エネルギーシステム分析用産業連関表』の発電産業の投入係数を利用してシナリオ産業連関分析を行った。日中間の発電技術は大きな差がないが、より精密な計算結果を得るために、中国の発電技術データを基づいて、中国の発電方式別の投入係数を算出する必要がある。また、電力産業の発電アクティビティの構成を変化させれば、市場の電力価格への影響もあると考えられる。発電構成比変化と価格変化の間の関連性について検討し、価格モデルへの応用の必要性があるだろう。

なお、第5章と第6章では、分析対象とする送電線路は220kV LJJ-2*400/35であるが、送電電圧と送電線種類が変化すれば、分析の結果に影響を与える。送電技術の革新により、より安価な、送電効率が高い送電技術が開発される場合、立地費用最小化距離への影響を検討する必要がある。また、今回の分析は、北京市を事例として分析を行ったが、地域によって地形、地価や再生可能エネルギー資源量などの条件が異なるため、上海や広州などの他の地域での分析する必要がある。そして、分析対象とする大規模発電所は風力発電のみ分析したが、大規

模太陽光発電は近年急速に発展している。現段階では、大規模太陽光発電所はまだ設置量が少なく、電力産業需要地から遠い砂漠や草原立地しているが、将来的に都市の近辺に立地する可能性が十分ある。そのため、送電設備込みの大規模太陽光発電所による比較分析する必要があるだろう。

7-7-1 今後の課題

本稿の主に生産誘発額や単位設備あたりのCO₂排出量などの経済と環境指標について分析したが、再生可能エネルギー発電の導入による社会的課題の解決可能性について検討する余地がある。特に、雇用誘発と貧困改善に関する研究はまだ少ないため、再生可能エネルギー発電の導入は雇用やイノベーションなど、より多面的に分析できる。そして、送電問題は再生可能エネルギー発電の環境効果への影響について検討したが、前述のように年間発電量は発電コストや企業利益率に大きく影響を与えている。そのため、送電問題は企業への影響について検討できる。さらに、中国の再生可能エネルギー資源の地域的偏在性という特徴があり、資源が豊富な地域は経済未発達の場合が多いため、再生可能エネルギー発電を導入される場合、地方への雇用と技術革新への影響が興味深い。

また、発電技術は日進月歩で発展しているため、現在の様々な技術的障碍を超えて、洋上風力発電や建築一体型太陽光発電システム（BIPV）の技術などの技術革新より、大規模再生可能エネルギー発電の概念も変化する。その場合、本研究の分析対象と結論に影響するだろう。

以上の課題については今後研究を継続していきたい。

<日本語参考文献>

- 石川雅紀・藤井美文・高橋邦雄・中野諭・吉岡完治(1998)「リサイクルを含む場合の環境負荷の産業連関表による分析方法：シナリオ・レオンティエフ逆行列の構想」, 應義塾大学産業研究所 未来開拓プロジェクト Discussion Paper, No18(WG2-7)
- 市川建美・他(2001)「分散型電源を用いたオンサイトエネルギーシステム」『電力中央研究所レビュー』 41
- 王嘉陽(2016)「シナリオ産業連関分析による中国の再生可能エネルギー発電導入の経済効果と環境効果の分析」『産業連関』 24(1),pp.35-48
- 戒能一成(2009)「再生可能電力の送配電・蓄電費用措置制度に関する経済的考察」『経済産業研究所ディカッションペーパー2008年度』
- 経済産業省(2012)『2007 日中産業連関表』
<<http://www.meti.go.jp/statistics/tyo/kokusio/nittyuu/2007nen/gaiyou.html>>
- 総務省(2009)『平成 17 年(2005 年)産業連関表総合解説編』 経済産業調査会.
- 足田浩一・石谷久・松橋隆治・吉田好邦・大橋永樹(2000)「ライフサイクルアセスメント分析に基づく環境評価システムの開発」, 應義塾大学産業研究所 未来開拓プロジェクト Discussion Paper, No115(WG2-42)
- 藤川清史(2011)「シナリオ付レオンチェフ逆行列の考え方：電力産業を例にとつて」『平成 23 年度環境経済の政策研究』 pp.246-253
<<http://www.env.go.jp/press/press.php?serial=15090>>
(最終閲覧：2016 年 5 月 21 日)
- みずほ情報総研株式会社(2012)『太陽光発電システムのライフサイクル評価 2011』
<http://www.mizuho-ir.co.jp/publication/contribution/2012/oyobuturi1108_01.html>
(最終閲覧：2016 年 5 月 21 日)
- 三菱総合研究所(2013)『平成 24 年度使用済再生可能エネルギー設備のリユース・リサイクル基礎調査委託業務 報告書』 環境省委託業務
- 道上勉(2007)『送電・配電』(改訂版), オーム社, pp.11-44.
- 吉岡完治・菅幹雄(1997)「環境分析用産業連関表の活用—シナリオ・レオンティエフ逆行列の構造—」『経済分析』 第 154 号, pp87-135.
- 于立宏(2009)「中国における風力発電促進政策の有効性について」『産研論集』 38, pp.95-105

<中国語参考文献>

- 白雪飞 他(2010)「风电大规模接入对蒙西电网调峰能力的影响」『内蒙古电力技术』, 28(1), pp.1-3.
- 电力规划设计总院(2010)『电网工程限额设计控制指标(2009 年水平)』, 中国电力出版社

- 胡润青(2011)「光伏电站特许权招标项目的进展和思考」『太阳能』, No.5, pp.10-15.
- 胡尧·饶光明(2015)「中国能源消费行业碳排放研究」『重庆工商大学学报』, Vol.32 No.4, pp.17-26.
- 黄海燕(2015)「全国弃风限电进一步恶化 极端限电比例已达 79%」『经济参考报』
- 连军(2010)「风力发电项目成本管理的研究」『北京建筑工程学院 2010 年硕士论文』, 北京建筑工程学院.
- 刘振亚(2011)「智能电网与第三次工业革命」『科技日报』, 2011/12/05, 第 A1 版
- 鲁顺·他(2010)「基于电力平衡的辽宁电网接纳风电能力分析」『电力系统自动化』, 34(3), pp.86-90.
- 李伟祥·他(2011)「电力线路最大输送容量的研究计算」『大众科技』, Vol.138 No.2, pp.15-20.
- 孟宪淦(2013)「谈中国分布式光伏发电」『太阳能-产业论坛』, 12, pp.29-30
- 任东明·他(2011)「甘肃敦煌 10MW 光伏并网发电特许权示范项目存在问题分析」『中外能源』, 16(3), pp.31-35
- 王彬·他(2009)「大规模风力发电并网对京津唐电网的影响」『电力技术』, 10, pp.44-48
- 王斯成(2013)「分布光伏发电政策现状及发展趋势」『太阳能-产业论坛』, 8, pp.8-19
- 王正明(2009)「我国风力发电产业链的培育与发展问题研究」『江苏大学学生学位论文』, 江苏大学.
- 魏林·他(2010)「智能电网发展现状及探讨」『电工技术』8
- 魏巍·他(2009)「大型风电场建模及接入甘肃嘉酒电网仿真分析」『电力系统自动化』, 33(18), pp.96-101.
- 魏政, 于冰清:「我国光伏产业发展现状与对策探讨」『中外能源』, 18(6), pp.15-25(2013)
- 邵潇·他(2012)「基于生命周期评价的我国风力发电机环境负荷分析」『生态经济』, No.11, pp.145-148.
- 谢泽琼·他(2013)「太阳能光伏发电全生命周期评价」『环境污染与防治』, Vol.35 No.12, pp.106-110.
- 杨东·他(2015)「基于生命周期评价的风力发电机碳足迹分析」『环境科学学报』, Vol.35 No.3, pp.927-934.
- 衣立東(2010)「风电并网后西北电网调峰能力的计算方法」『电网技术』, 34(2), pp.129-132.
- 曾培炎(2010)「西电东送:开创中国电力新格局」『中共党史研究』, 3, pp.5-13.
- 张俊翔, 朱庚富(2014)「光伏发电和燃煤发电的生命周期评价比较研究」『环境科学与管理』, Vol.39 No.10, pp.86-90.
- 张倩·他(2006)「本科毕业设计教学中结合科研项目培养学生的科研能力与创新能力」『西安建筑科技大学学报』社会科学版, No.2,
- 张子瑞(2015)「风电产业面临“优化”课题」『中国能源报』, 2015/10/19, 第 18 版.
- 赵勇强, 王红芳(2015)「我国可再生能源限电问题分析及对策建议」『专家建议』, Vol.37

No.12, pp.15-20.

中国国家电力监督管理委员会(2011)「风能光伏发电情况监管报告 2011」, 中国国家电力监督管理委员会

中国国家电网公司(2008)「国家电网公司供电企业劳动定员基准」, 中国国家电网公司人力资源部

中国国家气候中心(2010)「風力資源評価」, 中国国家气候中心

中国国家能源局(2016)「2015 年光伏发电相关统计数据」, 中国国家能源局

中国国家能源局(2016)「2015 年风电产业发展情况」, 中国国家能源局

中国可再生能源专门委员会(2009)「中国风力发电和电力价格的发展研究报告」, 中国可再生能源专门委员会

中国土地市场网(2011)「2010 年北京市土地出让公告」『2010 年北京市土地出让公告』

<<http://www.landchina.com/default.aspx?tabid=263&ComName=default>>

中国国家统计局(2014)『中国 2012 年投入产出表编制方法』, 中国统计出版社.

中国国家统计局(2014)『中国能源统计年鉴 2013』, 中国统计出版社.

中国国家统计局(2016)『中国能源统计年鉴 2015』, 中国统计出版社.

中国国家统计局(2015)『中国 2012 年投入产出表』, 中国统计出版社.

中国可再生能源学会(2010)『中国新能源と可再生能源年鉴 2010』, 广州经天文化传媒有限公司.

中国 OFweek 行业研究中心(2013)「2014-2017 年分布式光伏发电行业市场研究及预测报告」中国 OFweek 行业研究中心

<中国の法令・通知等>

中国财政部(2009)「太阳能光电建筑应用财政补助资金管理暂行办法」

中国财政部(2009)「金太阳示范工程财政补助资金管理暂行办法」

中国国家电力公司(2001)「国家电力公司跨区电网运行维护费用测算暂行办法」

中国国家电力监督管理委员会(2013)「风电场弃风电量计算办法(试行)」

中国国家电网公司(2012)「国家电网关于做好分布式电源并网服务工作的意见」

中国国家电网公司(2010)『绿色发展白皮书』

中国国家发展和改革委员会(2009)「关于完善风力发电上网电价政策的通知」, 发改价格[2009]1906 号

中国国家发展和改革委员会(2011)「可再生能源发展“十一·五”规划」

中国国家发展和改革委员会(2011)「国家发展改革委关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知」

中国国家发展和改革委员会(2012)「能源发展十二·五规划」

中国国家发展和改革委员会(2013)「国家发展改革委关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健

康发展的通知」

中国国家发展和改革委员会(2013)「国家发展改革委关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知」

中国国家发展和改革委员会(2015)「国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知」

中国国家发展和改革委员会(2016)「可再生能源发展“十三·五”规划」

中国国家发展和改革委员会能源司(2015)「国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知」

中国国家发展和改革委员会应对气候变化司(2015)「2014年中国区域电网基准线排放因子」

中国国家发展和改革委员会(2015)「国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知」

中国国家能源局(2013)「关于申报分布式光伏发电规模化应用示范区的通知」

<英語参考文献>

BP (2015), *BP Statistical Review of World Energy June 2015*.

<<http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf>>

International Energy Agency (IEA) (2015), *IEA World Energy Outlook 2015*.

<<http://www.worldenergyoutlook.org/weo2015/>>

IPCC (2007), *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. <<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/chinese/>>

Jung-Hyun Choi, Seon-Ju Ahn, Jin-Woo Park. 2009. Active power limitation of wind farm to reduce system operating cost. *Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific (T&D Asia 2009)*. 4

Mohammed, A.. 2007. Control intelligence improves renewable energy efficiency. *Power Electronics Technology*. 9(33): 14-19

<Web 情報>

次世代科学技術経済分析研究所『次世代エネルギーシステム分析用産業連関表』

<<http://www.f.waseda.jp/washizu/table.html>> (最終閲覧：2016年10月19日)

経済産業省大臣官房調査統計グループ経済解析室(2012)「日本プロトタイプ表の作成方法と課題」

<<http://www.meti.go.jp/statistics/tyo/kokusio/nittyuu/2007nen/ws-2-3.pdf>> (最終閲覧：2016年10月19日)

中国国家测绘地理信息局「地图下载」

<<http://www.sbsm.gov.cn/article/zxbs/dfw/>> (最終閲覧：2016年10月19日)

補論

補論 1 未発電量と未発電率について

2013年に中国国家電力監視管理委員会は「风电场弃风电量计算办法（風力発電所未発電量統計基準）」（以下、「未発電量統計基準」）を公表した。未発電量統計基準では風力発電所の未発電量を統計することを決めた。未発電率とは、発電所自身の設備故障などではなく、送電系統トラブルや送電網運転安全などの原因で発電出力制限をされて、本来では発電できるが発電できなかった電力量である。未発電量の統計を通じて、風力発電の発電制限や未発電率が高い問題の解決に資する。未発電率とは、未発電量と年発電実績量及び未発電量の合計額の比率である。計算式は式(A1)のようになる。

$$\text{未発電率} = \frac{\text{未発電量}}{\text{年発電実績量} + \text{未発電量}} \quad (\text{A1})$$

未発電量統計基準では、未発電量の統計方法について詳しく決めた。送電企業は発電所の発電出力制限をかける場合、統計用のモデル発電機の発電を基準に発電停止する発電設備の未発電量を推測する。モデル発電機は出力制限せず、運転状態（つまり、通常に発電して送電すること）に保つ。もし、やむを得ずモデル発電機も出力制限をかける場合、風速や平均発電量などのデータから理論的な未発電量を推測する。

統計した未発電量データを定期的に各地域の電力監視管理部門に報告する。各地域からの情報をまとめて、年発電実績量や未発電率などの統計データと一緒に公表する。表 A1 と表 A2 はそれぞれ、2015年中国能源局発表した、中国各地域の風力発電と太陽光発電の設備容量、未発電量と未発電率の統計データである。ただし、太陽光発電の統計データの一部は未発表である。

表 A1 2015 年中国風力発電の設備容量と未発電量

地域	発電設備総容量	2015 年新規設備容量	総年間実質発電量	未発電量	未発電率	年間平均発電時間
	万 kW	万 kW	万 kWh	万 kWh	%	h
北京	15	0	0	0	0%	1,703
天津	29	0	0	0	0%	2,227
河北	1,022	109	0	19	10%	1,808
山西	669	214	0	3	2%	1,697
山東	721	99	0	0	0%	1,795
内モンゴル	2,425	407	0	91	18%	1,865
遼寧	639	30	0	12	10%	1,780
吉林	444	36	0	27	32%	1,430
黒龍江	503	49	0	19	21%	1,520
上海	61	24	0	0	0%	1,999
江蘇	412	110	0	0	0%	1,753
浙江	104	31	0	0	0%	1,887
安徽	136	53	0	0	0%	1,742
福建	172	13	0	0	0%	2,658
江西	67	31	0	0	0%	2,030
河南	91	47	0	0	0%	1,793
湖北	135	58	0	0	0%	1,927
湖南	156	86	0	0	0%	2,079
重慶	23	13	0	0	0%	2,119
四川	73	45	0	0	0%	2,360
陝西	169	39	0	0	0%	2,014
甘肅	1,252	245	0	82	39%	1,184
青海	47	15	0	0	0%	1,952
寧夏	822	404	0	13	13%	1,614
新疆	1,611	842	0	70	32%	1,571
新疆兵团	80	45	0	1	19%	1,560
チベット	1	0	0	0	0%	1,760
広東	246	42	0	0	0%	1,689
広西	43	30	0	0	0%	2,122
海南	31	0	0	0	0%	1,914
貴州	323	90	0	0	0%	1,199
雲南	412	90	0	3	3%	2,573
合計	3,297	12,934	1,863	339	15%	1,728

出所：国家能源局(2016)¹¹に基づいて筆者作成

¹¹中国国家能源局「2015 年风电产业发展情况」を参照する。

表 A2 2015 年中国太陽光発電の設備容量と未発電量

地域	発電設備総容量		2015 年新規設備容量		未発電率	年間平均発電時間
	内: 大規模発電所		内: 大規模発電所			
	万 kW	万 kW	万 kW		%	h
北京	16	2	2	2	-	-
天津	12	3	3	0	-	-
河北	239	212	89	89	-	-
山西	113	111	69	68	-	-
内モンゴル	489	471	187	187	-	-
遼寧	16	7	6	3	-	-
吉林	7	6	1	0	-	-
黒龍江	2	1	1	0	-	-
上海	21	2	4	0	-	-
江蘇	422	304	165	132	-	-
浙江	164	42	90	39	-	-
安徽	121	89	71	63	-	-
福建	15	3	3	3	-	-
江西	43	17	4	4	-	-
山東	133	89	73	67	-	-
河南	41	14	18	7	-	-
湖北	49	43	35	35	-	-
湖南	29	0	0	0	-	-
広東	63	7	11	5	-	-
広西	12	5	3	3	-	-
海南	24	19	5	5	-	-
重慶	0	0	0	0	-	-
四川	36	33	30	28	-	-
貴州	3	3	3	3	-	-
雲南	65	63	30	30	-	-
チベット	17	17	2	2	-	-
陝西	117	112	62	60	-	-
甘肅	610	606	93	89	31%	1,061
青海	564	564	151	151	-	-
寧夏	309	306	92	90	-	-
新疆	406	402	131	131	26%	1,042
新疆兵团	160	160	79	79	-	-
合計	4,318	3,712	1,513	1,374	-	1,133

注：表中「—」の部分は0ではなく、データなしを表す。

出所：国家能源局(2016)¹²に基づいて筆者作成

¹²中国国家能源局「2015 年光伏发电相关统计数据」を参照する。

補論 2 日中産業連関表の部門統合処理

補論 2-1 家計外消費支出の処理

家計外消費支出(consumption expenditure outside households)について総務省『産業連関総合解説編』(2009)は以下のように定義した：「いわゆる「企業消費」に該当し、交際費や接待費など企業その他の期間が支払う家計消費支出に類似する支出である。」日本表では、最終需要及び付加価値部門に家計外消費支出の列行を設け、そこに企業消費支出を計上する。

中国表では、通常の企業消費のほとんどを中間投入として取り扱うことになる。そのため、日本表の家計外消費支出を中間投入に内生化する加工が必要である。内生化の方法として、まず、表 A3 のように日本表における家計外消費支出の列を家計外消費支出の合計に割って、構成比を得る。次に、表 A4 のように家計外消費支出の行側を母数として、構成比を乗じて、中間投入に分配する。

図 A3 家計外消費支出(COH)の中間投入額構成比の作成

	1	2	3	COH	
1				12	
2				20	
3				18	
COH	11	22	17	50	

COH の構成比
0.24
0.40
0.36
1.00

出所：経済産業省(2012)に基づいて筆者作成

図 A4 家計外消費支出(COH)の内生化

	1	2	3	COH	
1	2.6	5.3	4.1	部門 削除	
2	4.4	8.8	6.8		
3	4.0	7.9	6.1		
COH	部門削除				

出所：経済産業省(2012)に基づいて筆者作成

補論 2-2 事務用品の処理

事務用品(office supplies)について総務省『産業連関総合解説編』(2009)は以下のように定義した：「該当品目数が多く生産活動毎にその構成が大きく変化するものではないことから、分析面を考慮して、当部門を仮設部門として一括計上している。事務用品部門の範囲は、各産業部門が一般的かつ平均的に事務用品として投入するものであり、日本標準商品分類の中分類 93「文具、紙製品、事務用具及び写真用品」が含まれるものである（ただ

し、部分品を除く)。なお、電子式卓上計算機（プログラム式は除く）、印刷用紙及びはさみは商品分類 93 には含まれていないが、「事務用品」としてはこれを含むこととする。」

日本表では、中間投入に事務用品という仮設部門の列行を設けたが、中国表では、単独部門して扱われず、通常の投入と同様に扱うことになる。そのため、日本表の事務用品を各産業の中間投入として分配し、仮設部門を内生化する加工が必要である。事務用品の付加価値と最終需要がないため、加工方法は家計外消費支出の内生化と類似である。まず、表 A5 のように日本表における事務用品の列を事務用品の総生産額に割って、構成比を得る。次に、表 A6 のように事務用品の行側を母数として、構成比を乗じて、中間投入に分配する。

表 A5 事務用品(OS)の中間投入額構成比の作成

	1	2	3	OS		OSの構成比
1				8		0.16
2				22		0.44
3				20		0.40
OS	11	20	19			
				50		1.00

出所：経済産業省(2012)に基づいて筆者作成

表 A6 事務用品(OS)の内生化

	1	2	3	OS	
1	1.8	3.2	3.0	部門 削除	
2	4.8	8.8	8.4		
3	4.4	8.0	7.6		
OS	部門削除				

出所：経済産業省(2012)に基づいて筆者作成

付録

付録 1 中国 2012 年産業連関表の部門分類と日本語訳

中国 2012 年産業連関表		日本語訳
42 部門	139 部門	
农林牧渔产品和服务	农产品	耕種農業
	林产品	林業
	畜牧产品	畜産
	渔产品	漁業
	农, 林, 牧, 渔服务	農業サービス
煤炭采选产品	煤炭采选产品	石炭
石油和天然气开采产品	石油和天然气开采产品	原油・天然ガス
金属矿采选产品	黑色金属矿采选产品	金属鉱物
	有色金属矿采选产品	非鉄金属鉱物
非金属矿和其他矿采选产品	非金属矿采选产品	非金属鉱物
	开采辅助服务和其他采矿产品	その他の窯業原料鉱物
食品和烟草	谷物磨制品	精穀・製粉
	饲料加工品	畜産食料品
	植物油加工品	植物油脂
	糖及糖制品	砂糖・精製糖
	屠宰及肉类加工品	屠畜
	水产加工品	水産食料品
	蔬菜, 水果, 坚果和其他农副食品加工品	野菜・果物・その他
	方便食品	レトルト食品
	乳制品	酪農品
	调味品, 发酵制品	砂糖・油脂・調味料類
	其他食品	その他の食料品
	酒精和酒	酒類
	饮料和精制茶加工品	その他の飲料
	烟草制品	たばこ
纺织品	棉, 化纤纺织及印染精加工品	綿・人絹織物とその染色整理
	毛纺织及染整精加工品	毛織物とその染色整理
	麻, 丝绢纺织及加工品	絹・麻織物・その他の織物
	针织或钩针编织及其制品	ニット生地
	纺织制成品	繊維既製品
纺织服装鞋帽皮革羽绒及其制品	纺织服装服饰	衣服
	皮革, 毛皮, 羽毛及其制品	なめし革・毛皮・同製品
	鞋	靴
木材加工品和家具	木材加工品和木, 竹, 藤, 棕, 草制品	製材・木製品
	家具	家具・装備品

造纸印刷和文教体育用品	造纸和纸制品	パルプ・紙・板紙と紙加工品
	印刷品和记录媒介复制品	印刷・製版・製本
	文教, 工美, 体育和娱乐用品	教育・体育・娯楽用製品
石油, 炼焦产品和核燃料加工品	精炼石油和核燃料加工品	石油精製製品
	炼焦产品	石炭精製製品
化学产品	基础化学原料	基礎化学原料
	肥料	化学肥料
	农药	農薬
	涂料, 油墨, 颜料及类似产品	塗料・印刷インキ
	合成材料	合成材料
	专用化学产品和炸药, 火工, 焰火产品	専用化学製品・火薬・花火製品
	日用化学产品	一般化学製品
	医药制品	医薬品
	化学纤维制品	化学繊維
	橡胶制品	合成ゴム
	塑料制品	プラスチック製品
非金属矿物制品	水泥, 石灰和石膏	セメント・石膏
	石膏, 水泥制品及类似制品	セメント・石膏製品
	砖瓦, 石材等建筑材料	建設用土石製品
	玻璃和玻璃制品	ガラス・ガラス製品
	陶瓷制品	陶磁器
	耐火材料制品	耐火物
	石墨及其他非金属矿物制品	その他の非金属鉱物製品
金属冶炼和压延加工品	钢, 铁及其铸件	鉄鉄・粗鋼
	钢压延产品	鋼材
	铁合金产品	チタン合金製品
	有色金属及其合金和铸件	非鉄金属製錬・精製
	有色金属压延加工品	非鉄金属加工製品
金属制品	金属制品	金属製品
通用设备	锅炉及原动设备	原動機・ボイラ
	金属加工机械	金属加工・工作機械
	物料搬运设备	運搬機械
	泵, 阀门, 压缩机及类似机械	ポンプ及び圧縮機
	文化, 办公用机械	事務用・サービス用機器
	其他通用设备	その他の一般機械器具
专用设备	采矿, 冶金, 建筑专用设备	建設・鉱山機械
	化工, 木材, 非金属加工专用设备	化学機械
	农, 林, 牧, 渔专用机械	農業用機械
	其他专用设备	その他の特殊産業用機械
交通运输设备	汽车整车	自動車

	汽车零部件及配件	自動車部品・同付属品
	铁路运输和城市轨道交通设备	鉄道車両
	船舶及相关装置	船舶
	其他交通运输设备	その他の輸送機械
电气机械和器材	电机	電動機
	输配电及控制设备	送配電・制御装置
	电线, 电缆, 光缆及电工器材	電線および配線器具
	电池	電池
	家用器具	民生用電気機器
	其他电气机械和器材	その他の電気機器
通信设备, 计算机和其他电子设备	计算机	電子計算機・同付属装置
	通信设备	通信機械
	广播电视设备和雷达及配套设备	ラジオ・テレビ機器
	视听设备	ビデオ機器
	电子元器件	半導体素子・集積回路
	其他电子设备	その他の電子部品
仪器仪表	仪器仪表	精密機械
其他制造产品	其他制造产品	その他の製造工業製品
废品废料	废弃资源和废旧材料回收加工品	再生資源回収・加工処理
金属制品, 机械和设备修理服务	金属制品, 机械和设备修理服务	金属製品・機械設備修理
电力, 热力的生产和供应	电力, 热力生产和供应	電力・熱供給
燃气生产和供应	燃气生产和供应	都市ガス
水的生产和供应	水的生产和供应	水道
建筑	房屋建筑	建物建築
	土木工程建筑	土木建設
	建筑安装	建物設備設置
	建筑装饰和其他建筑服务	インテリアとその他建築サービス
批发和零售	批发和零售	商業
交通运输, 仓储和邮政	铁路运输	鉄道輸送
	道路运输	道路輸送
	水上运输	水運
	航空运输	航空輸送
	管道运输	パイプ輸送
	装卸搬运和运输代理	運輸付帯サービス
	仓储	倉庫
	邮政	郵便
住宿和餐饮	住宿	宿泊業
	餐饮	飲食業
信息传输, 软件和信息技术服务	电信和其他信息传输服务	電気通信
	软件和信息技术服务	情報サービス

金融	货币金融和其他金融服务	金融
	资本市场服务	金融サービス
	保险	保険
房地产	房地产	不動産
租赁和商务服务	租赁	物品賃貸サービス
	商务服务	対事業所サービス
科学研究和技术服务	研究和试验发展	学術研究機関
	专业技术服务	企業向け研究開発
	科技推广和应用服务	科学技術普及推進
水利, 环境和公共设施管理	水利管理	河川・下水道・その他の公共事業
	生态保护和环境治理	環境保全
	公共设施管理	公共施設管理
居民服务, 修理和其他服务	居民服务	住民サービス
	其他服务	その他の対個人サービス
教育	教育	教育
卫生和社会工作	卫生	医療
	社会工作	社会保障サービス
文化, 体育和娱乐	新闻和出版	新聞・出版
	广播, 电视, 电影和影视录音制作	放送・映像情報制作・配給業
	文化艺术	文化芸術
	体育	体育
	娱乐	娯楽サービス
公共管理, 社会保障和社会组织	社会保障	社会保障
	公共管理和社会组织	公共管理と社会組織

出所：筆者作成

付録2 日中産業連関表の部門統合対照表

No	本稿分析のため統合した40部門	No	中国2012年産業連関表の42部門	No	日本次世代エネルギーシステム分析用産業連関表の124部門
01	農業	01	农林牧渔产品和服务	001000	耕種農業
				002000	畜産
				003000	農業サービス
				004000	林業
				005000	漁業
02	石炭・原油・天然ガス	02	煤炭采选产品	008000	石炭・原油・天然ガス
03	金属鉱物	04	金属矿采选产品	006000	金属鉱物
04	非金属鉱物	05	非金属矿和其他矿采选产品	007000	非金属鉱物
05	食料品及びたばこ	06	食品和烟草	009000	食料品
				010000	飲料
				011000	飼料・有機質肥料(除別掲)
				012000	たばこ
06	繊維工業製品	07	纺织品	013000	繊維工業製品
07	衣服・革・毛皮・その他の繊維製品	08	纺织服装鞋帽皮革羽绒及其制品	014000	衣服・その他の繊維既製品
				032000	なめし革・毛皮・同製品
08	製材・木製品・家具	09	木材加工品和家具	015000	製材・木製品
				016000	家具・装備品
09	パルプ・紙・印刷	10	造纸印刷和文教体育用品	017000	パルプ・紙・板紙・加工紙
				018000	紙加工品
				019000	印刷・製版・製本
10	石油・石炭製品	11	石油, 炼焦产品和核燃料加工品	028000	石油製品
				029000	石炭製品
				030000	プラスチック製品
				031000	ゴム製品
11	化学工業	12	化学产品	020000	化学肥料
				021000	無機化学工業製品
				022000	石油化学基礎製品
				023000	有機化学工業製品(除石油化学基礎製品)
				024000	合成樹脂
				025000	化学繊維
				026000	医薬品
				027000	化学最終製品(除医薬品)
12	非金属鉱物製品	13	非金属矿物制品	033000	ガラス・ガラス製品
				034000	セメント・セメント製品
				035000	陶磁器
				036000	その他の窯業・土石製品
13	金属精錬・加工	14	金属冶炼和压延加工品	037000	鉄鉄・粗鋼
				038000	鋼材
				039000	鋳鍛造品
				040000	その他の鉄鋼製品
				041000	非鉄金属製錬・精製
				042000	非鉄金属加工製品
14	金属製品	15	金属制品	043000	建設・建築用金属製品
				044000	その他の金属製品

15	一般機械	16	通用设备	045000	一般産業機械
				047000	その他の一般機械器具及び部品
				048000	事務用・サービス用機器
16	特殊機械	17	专用设备	046000	特殊産業機械
17	輸送機械	18	交通运输设备	057000	乗用車
				058000	その他の自動車
				059000	自動車部品・同付属品
				060000	船舶
				061000	その他の輸送機械
18	電気機械	19	电气机械和器材	049000	産業用電気機器
				050000	電子応用装置・電気計測器
				051110	太陽電池モジュール(多結晶シリコン)
				051900	その他の電気機器(除、別掲)
				052000	民生用電気機器
19	情報・通信機器及び電子部品	20	通信设备, 计算机和其他电子设备	053000	通信機械・同関連機器
				054000	電子計算機・同付属装置
				055000	半導体素子・集積回路
				056000	その他の電子部品
20	精密機械	21	仪器仪表	062000	精密機械
21	その他の製造工業製品	22	其他制造产品	063000	その他の製造工業製品
22	廃棄物処理	23	废品废料	064000	再生資源回収・加工処理
				072500	廃棄物処理(その他)
23	機械修理	24	金属制品, 机械和设备修理服务		船舶修理
					その他の輸送機械修理
				100000	自動車・機械修理
24	電力	25	电力, 热力的生产和供应	069110	事業用原子力発電
				069120	事業用火力発電
				069130	事業用水力発電
				069211	太陽光発電(住宅設置用)
				069221	風力発電・陸上
				069241	フラッシュ型地熱発電
				069300	送配電事業
				069400	自家発電
				070300	熱供給
25	都市ガス	26	燃气生产和供应	070100	都市ガス
26	水道	27	水的生产和供应	071000	水道
27	建築	28	建筑	065000	建築
				066000	建設補修
				067000	公共事業
				068110	事業用原子力発電施設建設
				068120	事業用火力発電施設建設
				068141	事業用水力・その他発電施設建設(除、別掲)
				068211	太陽光発電(住宅設置用)施設建設
				068212	太陽光発電(除、別掲)施設建設
				068243	電力施設建設(フラッシュ型地熱発電用補充井)
				068300	送配電施設建設
068400	その他の土木建設				
28	商業	29	批发和零售	073000	商業

29	運送・倉庫	30	交通运输, 仓储和邮政	078000	鉄道輸送
				079000	道路輸送(除自家輸送)
				080000	自家輸送
				081000	水運
				082000	航空輸送
				083000	貨物利用運送
				084000	倉庫
				085000	運輸付帯サービス
30	飲食・宿泊	31	住宿和餐饮	103000	飲食店
				104000	宿泊業
31	情報通信サービス	32	信息传输, 软件和信息技术服务	086000	通信
				087000	放送
				088000	情報サービス
				089000	インターネット附随サービス
				090000	映像・文字情報制作
32	金融・保険	33	金融	074000	金融・保険
33	不動産	34	房地产	075000	不動産仲介及び賃貸
				076000	住宅賃貸料
				077000	住宅賃貸料(帰属家賃)
34	対事業所サービス	35	租赁和商务服务	098000	広告
		123	专业技术服务	099000	物品賃貸サービス
		124	科技推广和应用服务	101000	その他の対事業所サービス
35	研究	122	研究和试验发展	093000	研究
36	公共事業・サービス	37	水利, 环境和公共设施管理	091000	公務
		42	公共管理, 社会保障和社会组织	097000	その他の公共サービス
37	対個人サービス	38	居民服务, 修理和其他服务	105000	洗濯・理容・美容・浴場業
				106000	その他の対個人サービス
				108000	分類不明
38	教育	39	教育	092000	教育
39	医療・保健・社会保障	40	卫生和社会工作	094000	医療・保健
				095000	社会保障
				096000	介護
40	娯楽サービス	41	文化, 体育和娱乐	102000	娯楽サービス

出所：筆者作成

付録3 京津唐地域の工業用地地価

	行政区域	所在地	土地面積 (m ²)	地価 (万元)
1	北京市本级	丰台区南苑槐房 559 号	13,244	364
2	北京市本级	丰台区南苑槐房 559 号現状工業用地	13,244	364
3	北京市本级	朝阳区万红西街 2 号現状工業用地	50,376	1,360
4	北京市本级	丰台区南苑团河路 18 号, 20 号現状工業用地	27,866	780
5	北京市本级	北京经济技术开发区南部新区 X18-1F1 地块	66,118	3,637
6	通州区	北京市光机电一体化产业基地	145,861	10,578
7	北京市本级	北京经济技术开发区路东区 B3 号街区 B3F2, B3M4 地块	19,978	1,099
8	北京市本级	北京经济技术开发区路东区 D4 号街区 D4M2 地块	57,079	2,569
9	北京市本级	北京经济技术开发区路东区 D7 号街区 D7M3 地块	24,119	1,327
10	北京市本级	丰台区吴家村三顷甲 1 号	23,321	466
11	北京市本级	北京经济技术开发区 56 号街区 56M1 地块	35,370	1,981
12	北京市本级	北京经济技术开发区 78 号街区 78M3 地块	62,855	3,457
13	北京市本级	丰台区吴家村三顷地甲 1 号現状工業用地	23,321	466
14	北京市本级	北京经济技术开发区南部新区 X4 号街区 X4-2F2 地块	26,265	1,445
15	北京市本级	北京经济技术开发区南部新区 X5 号街区 X52F1 地块	61,107	3,361
16	北京市本级	丰台区卢沟桥南里 8 号	57,877	984
17	北京市本级	丰台区卢沟桥南里 8 号現状工業用地	57,877	984
18	北京市本级	大兴区黄村镇狼垡村铁路东侧	76,209	2,058
19	通州区	通州区运河西大街 139 号現状工業用地	59,709	1,194
20	昌平区	昌平区回龙观镇北京国际信息产业基地高新二街 2 号	17,543	302
21	昌平区	昌平区北七家镇歇甲庄 1 号現状工業用地	95,738	1,436
22	北京市本级	通州区运河西大街 139 号	59,709	1,194
23	通州区	通州区马驹桥镇金桥科技产业基地	34,534	2,231
24	通州区	通州区马驹桥镇金桥科技产业基地	17,646	1,028
25	通州区	通州区马驹桥镇金桥科技产业基地	30,516	1,974
26	通州区	通州区马驹桥镇金桥科技产业基地	103,110	4,996
27	顺义区	北京市顺义区天竺出口加工区竺园路 8 号	75,818	2,284
28	顺义区	顺义区空港工業区 B 区	64,003	458
29	昌平区	昌平区回龙观镇北京国际信息产业基地立業路 13 号	7,785	109
30	大兴区	北京市大兴区中关村科技园天河西路 19 号	71,283	569
31	大兴区	大兴区生物医药产业基地	61,087	503
32	大兴区	大兴区生物医药产业基地	132,346	971

33	大兴区	中关村科技园区大兴生物医药产业基地	17,414	147
34	大兴区	中关村科技园区大兴生物医药产业基地	39,554	368
35	大兴区	北京市大兴区中关村科技园大兴生物医药产业基地	41,021	363
36	通州区	通州区经济开发区东区	45,362	2,297
37	北京市本级	昌平区沙河镇巩华城大街 88 号	19,233	260
38	昌平区	昌平区沙河镇巩华城大街 88 号现状工业	19,233	260
39	顺义区	顺义区林河工业区	11,328	77
40	顺义区	北京市顺义区南法信镇东支路北法信段 23 号	13,706	100
41	顺义区	顺义区汽车生产基地	22,452	112
42	顺义区	顺义区汽车生产基地	29,587	149
43	顺义区	顺义区汽车生产基地	36,239	208
44	顺义区	顺义区汽车生产基地	44,332	246
45	顺义区	顺义区汽车生产基地	72,969	427
46	顺义区	顺义区汽车生产基地	80,238	438
47	顺义区	顺义区汽车生产基地	74,877	443
48	顺义区	顺义区汽车生产基地	73,366	455
49	顺义区	顺义区汽车生产基地	106,582	464
50	顺义区	顺义区汽车生产基地	102,836	495
51	顺义区	顺义区汽车生产基地	98,857	745
52	顺义区	顺义区汽车生产基地	188,737	1,274
53	顺义区	顺义区汽车生产基地	246,066	1,583
54	顺义区	顺义区汽车生产基地	270,552	1,758
55	顺义区	顺义区汽车生产基地	6,685	34
56	顺义区	顺义区汽车生产基地内	69,076	373
57	顺义区	顺义区顺通路 298 号现状工业用地	28,447	256
58	昌平区	昌平区阳坊镇前白虎涧村	7,441	41
59	昌平区	中关村科技园昌平园东区一期 0303-72 地块	35,272	635
60	顺义区	顺义区马坡镇聚源工业区	6,080	24
61	顺义区	顺义区马坡镇聚源工业区	20,376	115
62	顺义区	顺义区马坡镇聚源工业区	20,722	117
63	顺义区	顺义区马坡镇聚源工业区	23,417	147
64	顺义区	顺义区马坡镇聚源工业区	24,701	162
65	顺义区	顺义区马坡镇聚源工业区	30,599	205
66	顺义区	顺义区马坡镇聚源工业区	28,516	222
67	顺义区	顺义区马坡镇聚源工业区	48,847	285

68	顺义区	顺义区马坡镇聚源工业区	64,078	322
69	顺义区	顺义区马坡镇聚源工业区	75,599	367
70	昌平区	中关村科技园昌平园西区三期 0208-72-1 地块	63,390	1,132
71	昌平区	中关村科技园昌平园东区一期 0303-74-1 地块	25,430	456
72	昌平区	中关村科技园昌平园东区一期 0303-74-2 地块	14,600	232
73	昌平区	昌平区科技园区超前路 37 号	10,979	545
74	昌平区	昌平区科技园区超前路 33 号	26,478	530
75	昌平区	昌平区科技园区振超路 1 号	19,000	380
76	昌平区	昌平区中关村科技园昌盛路 16 号	27,611	552
77	顺义区	顺义区赵全营镇兆丰产业基地	48,368	286
78	顺义区	顺义区赵全营镇兆丰产业基地	48,888	314
79	顺义区	顺义区赵全营镇兆丰产业基地	74,536	466
80	北京市本级	房山区阎村镇京周公路南大董村坡下现状工业用地	15,610	94
81	昌平区	昌平区马池口镇埝头工业园区	50,994	422
82	顺义区	顺义区顺平路北现状工业用地	9,288	74
83	北京市本级	房山区豆店镇豆店五区 148 号现状工业用地	41,604	270
84	顺义区	北京市顺义区牛栏山镇牛汇街 6 号	35,474	192
85	顺义区	顺义区牛栏山镇二三产业基地内	43,579	274
86	顺义区	顺义区仁和镇二三产业基地	29,167	186
87	顺义区	顺义区仁和镇二三产业基地	30,649	212
88	顺义区	顺义区仁和镇二三产业基地	42,525	257
89	北京市本级	房山区窦店镇窦店五区 148 号	41,604	270
90	北京市本级	房山区东风街道双泉路 2 号 (地毯厂内)	28,840	216
91	北京市本级	房山区东风街道双泉路 2 号 (地毯厂内) 现状工业项目	28,840	216
92	昌平区	昌平区南口镇南大街 21 号现状工业用地	74,671	747
93	北京市本级	怀柔区雁栖经济开发区	43,208	605
94	密云县	北京密云经济开发区科技路 67 号	68,127	5,448
95	密云县	北京密云经济开发区科技路 51 号	31,984	2,726
96	密云县	北京密云经济开发区科技路 53 号	23,184	2,307
97	密云县	北京密云经济开发区科技路 38 号	135,478	12,914
98	密云县	北京密云经济开发区科技路 43 号	70,779	4,930
99	密云县	北京密云经济开发区科技路 31 号	44,957	7,397
100	密云县	北京密云经济开发区科技路 23 号	61,392	7,551
101	密云县	北京密云经济开发区科技路 13 号	40,675	4,527
102	密云县	北京密云经济开发区科技路 9 号	54,004	2,872

103	密云县	北京密云经济开发区科技路1号	100,850	7,068
104	密云县	北京密云经济开发区强云路5号	64,566	5,329
105	密云县	北京密云经济开发区汇通街2号	13,425	1,520
106	密云县	北京密云经济开发区兴盛南路11号	117,516	8,895
107	密云县	北京密云经济开发区东吉路12号	2,820	366
108	密云县	密云县西大桥村宝桥南巷99号	15,263	923
109	北京市本级	平谷区新平北路77号	24,164	145
110	平谷区	北京市平谷兴谷经济开发区北侧	16,649	107
111	平谷区	平谷新城北部产业M2-8区4号	54,242	360
112	平谷区	北京市平谷区兴谷开发区M2-3区	39,044	233
113	平谷区	平谷兴谷开发区M2-5区	88,717	544
114	平谷区	北京市平谷区兴谷开发区M2-3号区	20,639	86
115	平谷区	兴谷开发区M2-1区	11,200	52
116	平谷区	兴谷开发区M2-6区	17,051	93
117	平谷区	平谷区平瑞街5号	49,466	282
118	平谷区	兴谷开发区14号平瑞街	26,225	133
119	北京市本级	延庆县延庆镇奶水南街11号	57,966	580
120	康保县	张纪镇小兰	10,960	65
121	康保县	满德堂乡, 康保镇一带	10,160	61
122	尚义县	尚义县七甲乡北营子路西	4,800	29
123	尚义县	尚义县小蒜沟镇	15,214	55
124	尚义县	尚义县种羊场	7,180	43
125	尚义县	尚义县小蒜沟镇	6,640	40
126	张北县	经四路西側, 纬四路北側	188,580	1,137
127	张北县	工业园区内, 经六路东側	30,667	185
128	张北县	工业园区内, 纬五路南側	22,666	137
129	张北县	小二台公路北側, 工业园区内	88,233	532
130	张北县	小二台路北, 王家湾村西側	100,000	603
131	怀来县	怀来县东花园镇大南辛堡村西側	49,333	555
132	怀来县	怀来县东花园镇大南辛堡村西側	84,000	944
133	怀来县	怀来县东花园镇大南辛堡村西側	104,667	1,195
134	怀来县	怀来县东花园镇大南辛堡村西側	66,667	765
135	怀来县	怀来县新保安镇枣口村	6,667	65
136	怀来县	怀来县东花园镇东花园村	26,667	264
137	怀来县	怀来县东花园镇东庄子村东	126,000	1,210

138	怀来县	怀来县东花园镇东庄子村东	66,667	905
139	怀来县	怀来县东花园镇东庄子村东	100,000	960
140	怀来县	怀来县官厅镇康祁公路北側	88,390	863
141	怀来县	怀来县东花园镇康祁公路北側	50,042	790
142	怀来县	怀来县东花园镇康祁公路北側	15,709	248
144	宣化县	张家口市东山产业聚集区	23,153	269
145	宣化县	张家口市东山产业聚集区	25,583	297
146	宣化县	张家口市东山产业聚集区	3,333	39
147	宣化县	张家口市东山产业聚集区	20,003	196
148	宣化县	张家口市东山产业聚集区	10,462	103
149	宣化县	张家口市东山产业聚集区	120,006	1,385
150	宣化县	张家口市东山产业聚集区	53,689	619
151	宣化县	张家口市东山产业聚集区	13,333	131
152	宣化县	张家口市东山产业聚集区	27,058	265
153	万全县	万全县安家堡乡五赐线南	6,667	68
154	万全县	县城西側五赐线南	20,000	220
155	万全县	孔家庄镇李青庄村南	9,393	120

出所：筆者作成

謝 辞

本稿は、筆者が名古屋大学大学院国際開発研究科国際開発専攻博士後期課程に在籍中の研究結果をまとめたものです。

本稿を進めるに当たり、入学から3年間わたり終始にご指導くださった藤川清史教授に、心より深く感謝致します。論文の執筆からデータの整合性や分析方法など、様々な困難を直面しましたが、一緒に考えてくださり、的確なアドバイスを頂き、方向性を導き出して頂きました。また、博士論文のご指導のみならず、様々なソフトの利用方法、論文投稿の仕方や学会発表の注意事項など、一研究者として必要な基礎な教養を教授して下さって、本当にありがとうございます。博士論文を最後まで完成できたのは、藤川教授の手厚い指導があったからです。

博士論文審査委員会の副審査員を担当していただく梅村哲夫教授と新海尚子准教授には論文の内容を確認して頂き、貴重なコメントとご意見を頂いたことを心より感謝を申し上げます。同じく副審査員を担当していただく滋賀県立大学の林宰司准教授は学会発表の査読も担当して頂き、論文提出の最後まで日本語を校閲するなど親切にご指導して下さって、心から感謝致します。

本稿の研究データを提供して頂いた次世代科学技術経済分析研究所の鷺津明由教授と中野諭氏に心より感謝を申し上げます。本稿の研究結果を学会発表する際に査読を担当していただいた立命館大学の橋本貴彦准教授にはたくさんのご意見とご助言を頂き、本当にありがとうございます。また、日本アプライドリサーチ研究所の下田充氏にはご多忙中にもかかわらず、本稿の校閲をご担当し、ご親切に対応して頂き、お礼を申し上げます。

同藤川ゼミ生のクリスチャン・オチアさん、謝士農さん、魯希さん、山田昂弘さん、栗洋さん、苗璐さん、蒔田真理子さんたちにはゼミで様々な視点から意見をして頂き、研究内容のチェックをして頂きました。特に、蒔田真理子さんは自分の研究が忙しいにも関わらず、留学生である私が苦手な日本語、誤字・脱字やフォントなどのチェックをしてくださいました。また、データ分析の壁にぶつかった時に手伝って頂き、本当にありがとうございます。皆さんと3年間の研究生活を過ごし、楽しい時に共に笑い、辛い時に共に乗り越えてきて、とても幸せな学生生活を過しました。また、神戸大学の馬騰さんは、同じく中国研究の研究者として、ともに研究内容について検討し、有益な意見を頂きました。本当にありがとうございます。

最後に、研究を応援している父、母、妻、息子と、影ながら私を支えてくれた家族に、そして、3年間の大学院生活でお世話になった先生と職員の方々、国際友好交流団体の方々、友人に心より感謝し、本稿を終えます。

王 嘉陽