

博士論文

中国における太陽光発電と新エネルギー自動車 の普及対策に関する計量経済的研究 — 一日中比較分析の視点を用いて —

長岡技術科学大学

大学院工学研究科 博士後期課程

エネルギー・環境工学専攻

Zhang Yuxin

(張 鈺鑫)

指導教員 李 志東 教授

2021年3月

論文概要

本研究では、計量経済手法を用いて、日中両国の太陽光発電(PV)システム普及モデル及び中国における新エネルギー自動車(NEV)普及モデルを構築し、様々な対策に関するシミュレーション分析を通じて、2030年までの普及対策について検討と提言を行った。また、従来の学習曲線モデルと修正された学習曲線モデルを用いて、日中両国において、累積生産量、原材料の価格による車載用リチウムイオン電池(LIB)の価格への影響を分析した。

その結果、PVシステム普及に関しては、システム価格と買取価格のほか、日本においては炭素税税率の引き上げ、中国においては炭素税の導入が有効である。また、中国のNEV普及に関しては、相対総コスト、充電インフラ、NEV販売比率規制等がNEV普及拡大の影響要因であると確認できた。更なる普及拡大を図るための対策として、NEV販売比率規制を厳しくすると同時に、充電器を増加させることは有効である。そして、学習曲線モデルを用いて日中両国におけるLIB価格を推定した結果、日本の学習率(LR)が中国のLRより大きいことが分かった。原材料価格の影響を考慮し従来の学習曲線モデルを修正することで、推定の精度が向上することを確認できた。

本論は、5章から構成される。各章の概要を以下に示す。

第1章「序論」では、中国におけるエネルギー安全保障問題、地球温暖化問題、そして国際公約の遵守と新規目標の達成に関する問題点を明らかにし、化石エネルギーから再生可能エネルギーへ、従来の石油系自動車からNEVへの転換の必要性を検討した上で、本研究の目的と本論の構成を述べる。

第2章「中国のPVとNEVの現状」では、中国の取組み状況を分析した上で、日中比較分析の視点を用いて、両国におけるPVとNEVの普及現状、促進政策について比較分析を行った。

第3章「PVシステム導入に関する計量経済分析」では、日中両国のPV普及メカニズムについて比較分析した。得られた主な結論は以下のようになる。

①日中両国にとって、システム価格、FIT、補助金、送電線整備等がPV導入拡大の影響要因であると確認できた。システム価格と買取価格は日中両国にお

ける共通の影響要因になっている。また、異なる要因として、日本では、住宅用に対しては補助金と実収入に占める電気料金の割合が、非住宅用に対しては業務用電力料金単価が影響する。一方、中国では、分散型に対しては電力出荷価格と政府支援プロジェクトが、大型に対しては送電線延べ距離が影響していることが確認できた。

②学習曲線モデルを用いて太陽電池価格を推定した結果、2012年以降、累積生産量が2倍になる度に、価格が日本では6.5%、中国では12.2%低下していることが確認出来た。

③更なる普及拡大を図るための対策として、日本においては炭素税税率の引き上げ、中国においては炭素税の導入が有効である。また、中国の経験から、発送電分離に関する電力システム改革の断行、長距離送電網の整備も日本のPV導入に寄与しうると考えられる。

第4章「中国におけるNEV普及拡大対策に関する計量経済分析と日中両国の車載用リチウムイオン電池価格の変動メカニズムに関する比較分析」では、まず、中国のNEVの普及拡大の実現可能性と方策を探るために、NEV普及モデルを構築し、シミュレーション分析を行った。得られた主な結論は以下のようになる。

①NEV普及メカニズムを定量的に解明した結果、相対総コスト、充電インフラ、NEV販売比率規制等がNEV普及拡大の影響要因であると確認できた。

②学習曲線モデルを用いてLIB価格を推定した結果、累積生産量が2倍になる度に価格が18%低下していることが確認できた。LIB価格の低下によって、購入補助金廃止してから6年後の2028年にEV本体価格はGVより安くなると見込まれる。

③「省エネと新エネルギー自動車技術ロードマップ」で策定した将来目標についてシミュレーション分析を行った結果、従来の傾向がそのまま続く基準ケースでは、2023年から補助金が全部廃止されても、NEV販売比率規制制度の導入により販売量は順調に拡大するが、2030年の目標は達成できない。

④目標を達成するために、NEV販売比率規制を計算する際に欠かせないNEV1台あたりのポイント数の低減とNEVクレジット比率の引き上げは有効である。2030年にNEV乗用車新車販売比率は40%に達し、目標を達成できる見込みである。

⑤更なる普及拡大を図るための対策として、NEV販売比率規制を厳しくすると同時に、充電器を増加させることは有効である。

そして、学習曲線モデルを用いて、日中両国の車載用LIB価格の変動メカニズムについて比較分析した。得られた主な結論は以下のようになる。

①従来の学習曲線モデルを用いて推定した結果、累積生産量の拡大は効果的にLIB価格を削減することができるが、原材料価格の影響を考慮しないと、重要な説明変数を見落とす問題を引き起こし、推定の精度に影響を与える。

②累積生産量が2倍になる度に、日本のLRが中国より大きいことから、中国より日本の方が技術開発を重視していると考えられる。今後、中国が技術の進歩を確保しながら本土の電池製造能力の拡大を促進することが出来れば、LIB価格は太陽電池のように品質の向上によって生産量の拡大を促進する好循環に突入する可能性がある。

③中国はNEV規制とクレジット取引制度を導入した後、LRが上昇傾向にあることから、この制度の導入は確実に自動車産業の発展を促進させ、LIB価格の低下を加速したと考えられる。

第5章「結論と今後の課題」では、本論文の主な結論を纏めると共に、今後の研究課題についての展望を述べる。

目次

第 1 章 序論	1
1.1 研究背景	1
1.2 既存研究	1
1.2.1 PV に関するレビュー	1
1.2.2 NEV に関するレビュー	2
1.2.3 学習曲線モデルに関するレビュー	3
1.3 研究目的	5
1.4 本論文の構成	5
参考文献	5
第 2 章 中国の PV と NEV の現状	8
2.1 中国のエネルギー構造と環境問題	8
2.2 PV の現状と導入拡大促進政策	11
2.2.1 PV の普及現状に関する日中比較分析	11
2.2.2 PV の導入拡大促進政策に関する日中比較分析	13
2.3 NEV の現状と普及拡大促進政策	15
2.3.1 NEV の普及現状	15
2.3.2 NEV の普及拡大促進政策	18
2.3.3 NEV に関する日中比較	20
参考文献	24
第 3 章 PV システム導入に関する計量経済分析	27
3.1 モデルの概要とデータ整備	27

3.1.1	PV 発電コストの算出	28
3.2	主要関数の推定結果	29
3.2.1	太陽電池価格関数の推定	29
3.2.2	PV 導入量の推定	31
3.3	日中両国における 2030 年までの PV の展望	34
3.3.1	シミュレーションの前提条件とケース設定	34
3.3.2	シミュレーションの結果	36
3.3.2.1	日本	36
3.3.2.2	中国	38
3.3.2.3	シミュレーション結果に関する日中比較	41
3.4	政策提言	42
	参考文献	43
第 4 章	中国における NEV 普及拡大対策に関する計量経済分析と日中両国の 車載用リチウムイオン電池価格の変動メカニズムに関する比較分析	46
4.1	中国における NEV 普及拡大対策に関する計量経済分析	47
4.1.1	中国における NEV 普及モデルの概要とデータ整備	47
4.1.1.1	相対総コストの算出	48
4.1.2	主要関数の推定結果	49
4.1.2.1	学習曲線による LIB 価格関数の推定	49
4.1.2.2	EV 及び NEV 乗用車新車販売台数関数の推定	50
4.1.3	2030 年までの NEV に関するシミュレーション分析	51
4.1.3.1	シミュレーション分析の前提条件とケース設定	51
4.1.3.2	基準ケースの結果	53
4.1.3.3	ケース間比較	55

4.1.3.4	考察	56
4.1.4	政策提言	58
4.2	日中両国の車載用リチウムイオン電池価格の変動メカニズムに関する比較分析	59
4.2.1	モデルの概要とデータ整備	61
4.2.2	分析手法と結果	64
4.2.2.1	日本	64
4.2.2.2	中国	66
4.2.2.3	従来の学習曲線モデルと修正された学習曲線モデルの結果比較	69
4.2.2.4	日中比較	69
4.2.3	政策提言	70
	参考文献	71
第 5 章	結論と今後の課題	75
5.1	結論	75
5.2	今後の課題	77
	謝辞	79
付録 1	変数一覧表	80
付録 1-1	PV モデルにおける変数一覧	80
付録 1-2	NEV モデルにおける変数一覧	84
付録 2	モデルの方程式体系	88
付録 2-1	日本の PV 普及モデル方程式体系	88
付録 2-2	中国の PV 普及モデル方程式体系	92

付録 2-3	中国の NEV 普及モデル方程式体系	98
付録 2-4	日本の LIB 価格変動モデル方程式体系	104
付録 2-5	中国の LIB 価格変動モデル方程式体系	104
付録 3	シミュレーションの前提条件	106
	参考文献	115
付録 4	シミュレーション結果	119
付録 4-1	日本の PV モデルのシミュレーション結果	119
付録 4-2	中国の PV モデルのシミュレーション結果	121
付録 4-3	中国の NEV モデルのシミュレーション結果	123

図目次

図 1	中国の一次エネルギー消費の源別構成の推移	8
図 2	中国の原油海外依存度	9
図 3	中国の二酸化炭素排出量	9
図 4	GDP 当たりのエネルギー消費と CO ₂ 排出量指数	10
図 5	発電設備容量ベース電源構成	10
図 6	発電電力量ベース電源構成	11
図 7	日中両国における PV 累積導入量の推移	13
図 8	中国における NEV の販売台数と販売比率	16
図 9	中国における NEV 乗用車の平均航続距離の推移	17
図 10	中国における NEV に搭載されている LIB 容量の推移	17
図 11	中国における LIB のエネルギー密度の推移	18
図 12	中国における NEV 走行距離当たりの電力消費量の推移	18
図 13	日本における EV・PHEV の補助金額算定方法	21
図 14	日本における FCV・CDV 等の補助金額算定方法	22
図 15	日中両国の PV システム普及に関する計量分析モデルの構造図 ..	28
図 16	基準ケースにおける中国 PV のグリッドパリティ達成ロードマップ	40
図 17	炭素税導入ケースにおける中国 PV のグリッドパリティ達成ロードマップ	40
図 18	中国の NEV 普及拡大に関する計量分析モデルの構造図	48
図 19	車載用 LIB の世界平均価格	60
図 20	日中両国における車載用 LIB 累積生産量の推移	60
図 21	日中両国における車載用 LIB 価格の推移	61
図 22	NEV 産業チェーン	63
図 23	リチウムとコバルト価格の推移	63

表目次

表 1	2010～2019 年世界における再生可能エネルギー発電コストの低下傾向	13
表 2	日中両国における PV 固定買取価格と賦課金の推移	14
表 3	中国の NEV 乗用車に対する購入時の国の補助金の推移	20
表 4	次世代自動車分野における中国と日本の相違点	23
表 5	日中両国における NEV・LIB に関する政府目標	24
表 6	日本の PV モデルに関するケース設定	35
表 7	中国の PV モデルに関するケース設定	36
表 8	2030 年における日本のシミュレーション結果に関するケース間比較	38
表 9	日本における PV システム価格及び太陽電池の推定値と実績値の比較	38
表 10	2030 年における中国のシミュレーション結果に関するケース間比較	39
表 11	中国における PV システム価格及び太陽電池の推定値と実績値の比較	39
表 12	2030 年における中国 PV の比率	41
表 13	2030 年における日中両国の基準ケース結果比較	42
表 14	ケース設定	53
表 15	基準ケースの結果	54
表 16	政府目標	54
表 17	ケース間比較	56
表 18	各学習曲線モデルに基づいた推定結果比較	69
表 19	中国における EV 普及拡大による電力需要への影響	77

第 1 章 序論

1.1 研究背景

中国は高度経済成長に伴い、石炭を中心とする化石エネルギー消費量と二酸化炭素(CO₂) 排出量が急増し、エネルギーの海外依存度も上昇した。2019 年に一次エネルギー消費量は 33.8 億 TOE(石油換算トン)に達し、世界全体の 24.3% を占め、エネルギー起源の CO₂ 排出量は 9,800Mt-CO₂ となり、世界総排出量の 28.8%を占めた¹⁾。何れも世界最大である。石油消費の海外依存度は 71.3%に達した²⁾。中国にとって、エネルギー安全保障の確保と CO₂ 排出削減は喫緊の課題となっている。一方、中国は「パリ協定」で、GDP 当たりの CO₂ 排出量を 2030 年に 2005 年比 60～65%削減し、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 20%前後まで引き上げる等に加え、総排出量をできる限り早い時期にピークアウトさせることを長期目標として国連へ提出した。さらに、2020 年 9 月 22 日、習近平国家主席は国連総会の一般討論で、中国は CO₂ 排出量を 2030 年までにピークアウトさせ、2060 年までに実質排出量がゼロとなるカーボンニュートラルの達成を目指すと宣言した。「パリ協定」の遵守と新規目標の達成は責務であり、課題でもある。

上記の課題を同時に解決するために、従来の炭素依存発展モデルからの脱却が必要不可欠である。電力分野における再生可能エネルギー及び輸送分野における新エネルギー自動車(New Energy Vehicle：電気自動車(EV)、プラグインハイブリッド自動車(PHEV)と燃料電池自動車(FCV)を含む)の利用拡大は、低炭素社会の実現にとって重要である。

1.2 既存研究

1.2.1 PV に関するレビュー

既存研究では、柴田らは、日本を対象にシステム価格や買取価格などを用いて 2020 年までの PV 導入量を予測している。また、累積導入量の増加によってシステム価格が低下する習熟効果をモデルに組み込んでいる³⁾。Kang は、中国を対象に、一因子学習曲線モデルを用いて 2020 年までの太陽電池価格を推計し、

それをもとに PV 発電コストや買取価格を算出している⁴⁾。井内は、PV システム設置者を対象にアンケート調査を実施し、日本とドイツにおける設置者の社会所属性、価値意識、システム導入のプロセス等について比較分析している⁵⁾。自然エネルギー財団では、非住宅 PV に焦点を当てて、日本とドイツにおけるシステム価格の構造について比較分析している⁶⁾。

以上のように、日本と中国を個別に取り扱う研究や日本とドイツを比較した研究は多く行われているが、日本と中国を対象とする比較研究はほとんど見られない。また、一因子習熟モデルで技術習熟を表現した研究は多く行われているが、累積生産量以外の投入コストなどを考慮した研究は少ない。

1.2.2 NEV に関するレビュー

既存研究では、Liu らは Bass モデルを構築し、中国における 2015～2020 年までの NEV 販売台数を予測した⁷⁾。Li らはパネルデータ分析の手法を用いて、14 カ国における 2010～2015 年までの EV 需要に対する影響要因分析を行い、総発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合、充電ステーション導入量、教育レベル、人口密度とガソリン価格が EV の需要と強い正の相関があることを示した⁸⁾。Wang らは、重回帰分析を用いて、中国の 41 の NEV 促進事業モデル地域における 2013～2014 年までの EV と PHEV 乗用車販売台数に対する影響要因を分析し、充電インフラ、走行日制限、ナンバープレート発行数制限が EV と PHEV 乗用車販売に影響を与える重要な要因であることを示した⁹⁾。Ou らは、乗用車企業平均燃料消費量規制(CAFC 規制)および NEV 規制とクレジット取引制度をモデル化し、2016～2020 年までの中国における NEV の販売と自動車産業の利益への影響を分析した¹⁰⁾。

以上のように、既存研究では、NEV 普及の影響要因分析にとどまる研究がほとんどであり、2030 年までの展望を行う研究が少ない。また、アンケート調査を用いた普及要因分析が多く、時系列データを用いた実証的研究が十分ではない。加えて、NEV 規制とクレジット取引制度導入の効果を定量的に解明する研究が少ない。

1.2.3 学習曲線モデルに関するレビュー

再生可能エネルギーに関しては、Cory et al.(1999)は世界全体を対象とし、風車(風力タービン)累積設置基数と累積研究開発費は風力発電コストに対する影響を分析した。1985～1995年までの風力発電コストの学習率は18%と推定された。さらに、累積生産量より累積研究開発の方が風力発電コストに多く影響を与えることを述べられている¹¹⁾。Sato & Nakata(2005)は、従来の学習曲線モデルを用いて、日本における風力発電の累積設置容量による投資コストへの影響を分析した。1990～2003年までの風力発電の学習率は11%と推定された¹²⁾。Gan & Li(2015)は従来の学習曲線モデルと多因子学習曲線モデルを用いて、1988～2006年までの世界の太陽電池の累積生産量、シリコンの価格、世界の太陽電池生産量に占める中国の割合及び市場の需給ギャップによる太陽電池価格に対する影響を分析した。原材料であるシリコンの価格はコスト削減に重要な役割を果たしており、原材料の価格を学習曲線モデルに組み込むことで価格予測の信頼性をより高めることができると述べている¹³⁾。

蓄電池に関しては、槌屋(2002)は従来の学習曲線モデルを用いて、大量生産による燃料電池コスト低下の可能性を分析した。コスト要素部品の進歩指数などを想定した上で様々なシナリオを検討した結果、セパレータと電極のコストは大量生産が進行すると共に減少していくことと、電力密度の向上は電極やセパレータなどの他の資源使用量を増加させないため、全体のコスト低下にとって有効であることを見出している¹⁴⁾。Kahouli(2011)は多因子学習曲線モデルを用いて、1971～1997年において累積生産量、累積知識、規模効果、燃料ウランの価格による世界の原子力発電コストの変化傾向を分析した。ウランの価格が、原子力発電のコストに大きなプラスの影響を与えると結論付けている¹⁵⁾。Mayer et al.(2012)は、二因子学習曲線モデルを用いて、累積生産量と累積特許数が燃料電池コストに与える影響を分析した。累積生産量の拡大によるコストの低下率は13%で、R&Dによる低下率は20%となることを明らかにした¹⁶⁾。Niu(2013)は、累積R&Dと累積生産量を説明変数として、風力、PV、水力発電、燃料電池のコストへの影響を比較分析した。主要な原材料の価格はR&Dに関連しており、独立した影響要因として適切ではなく、累積R&D要因によって説明する必要があると述べている¹⁷⁾。Curry(2017)は、LIB価格が技術の進歩、

規模の経済性と市場競争により、過去数年間で急激に低下したと述べている。LIB の生産量が 2 倍になるたびに、価格は 19% 低下し、2030 年に LIB の価格は 73 \$/kWh までに低下すると予測している¹⁸⁾。Kittner et al. (2017) 二因子学習曲線モデルを用いて、1991～2015 年においては、全世界 LIB の累積搭載量と特許登録件数(PCT)が LIB 価格に与える影響を分析している。累積搭載量の増加による価格低下率は 16.9% で、PCT 出願件数が 100 件登録するごとに LIB 価格を 2% 低下させると述べられている。また、二因子学習曲線モデルは従来の学習曲線モデルよりも LIB 価格の学習率をよりよく説明できると示している。そして、原材料であるリチウムとコバルトの価格をモデルに組み込んだ後の学習率は 14.8% と推定された。しかし、LIB の材料が多様であるため、LIB 価格に対する原材料の影響は風力発電のコストに対する鉄鋼価格の影響ほど重要ではないと結論付けている¹⁹⁾。

国際比較分析に関して、Ibenholt(2002)は、従来の学習曲線モデルを用いて、デンマーク、ドイツ、および英国における風力発電の学習率を比較分析した²⁰⁾。デンマークにおける学習率は、1984～1999 年までは 8%、1984～1988 年までは 12%、1988～1998 年までは 7% と推定された。英国における学習率、1991～1999 年までは 25%、ドイツにおける学習率は 1990～1998 年までは 8% と推定された。また、競争の強化はコストを大幅に削減する可能性があるが、あまりに競争が激しすぎると風力発電の普及を妨げる可能性があると述べている。Papineau(2006)は、デンマーク、ドイツ、スイス、および米国における PV、太陽熱発電及び風力発電価格の低下への影響を、累積設備容量、累積発電量、累積生産量と研究開発投資などに基づいて分析した。研究開発投資は PV に与える影響が小さいと結論付けている²¹⁾。

以上のように、既存研究では、学習曲線モデルを用いて風力発電や PV のシステム価格を推定する研究は多く、車載用 LIB を分析する研究は少ないこと、累積生産量や研究開発投資などを説明変数にする分析が多く、投入コストなどを考慮した研究は少ない。加えて、単一の国や欧米の国の比較を研究対象とする分析が多く、日中比較分析は少ないという特徴が見られる。

1.3 研究目的

本研究では、日中比較分析の視点を用いて、太陽光発電(PV)とNEV導入の現状、利用拡大と産業育成政策等を分析したうえで、累積生産量以外に主要材料価格をも考慮した太陽電池価格及び車載用リチウムイオン電池(LIB)価格の学習曲線効果を組み込んだ計量経済モデルを構築し、PVとNEVの普及メカニズムの定量的解明を行い、普及対策に関するシミュレーション分析を通じて、政策提言を試みた。

1.4 本論文の構成

本章以下の構成は次の通りである。第2章では、中国におけるエネルギー環境問題の現状・課題及びPVとNEVの現状を明らかにする。第3章で、日中両国のPVシステム普及モデルを構築し、様々な対策に関するシミュレーション分析を通じて、2030年までの普及対策について検討と提言を行う。第4章で、計量経済手法を用いて、NEV普及メカニズムを解明し、シミュレーション分析を通じて普及拡大の政策提言を試みる。最後に、第5章で、全体を結論付け、今後の課題を展望する。

参考文献

- 1) British Petroleum(BP); Statistical Review of World Energy 2020, (2020).
- 2) INTERNATIONAL ENERGY AGENCY(IEA); CO2 Emissions from Fuel Combustion: Overview 2020, (2020).
- 3) 柴田善朗, 柳澤明; 2020年までの日本国内太陽光発電導入量の見通し, 新エネルギーソリューション, Vol.96 No.05 326-327, (2014).
- 4) Kan Sichao; Quantitative analysis of the subsidy policy for solar photovoltaic - a case study of China, IEEJ, (2011).
- 5) 井内正直; 住宅太陽光発電システム設置者の日独比較, 電力経済研究 No.38, (1997).
- 6) 自然エネルギー財団; 日本とドイツにおける太陽光発電のコスト比較, (2016).

- 7) Liu Y Q, Wang M, Wang J Y; The Predictive Research on China's New Energy Vehicles Market, *Research On Economics And Management*, 37-4, (2016), pp.86-91.
- 8) Li X M, Chen P, Wang X W; Impacts of renewables and socioeconomic factors on electric vehicle demands-Panel data studies across 14 countries, *Energy Policy*, 109(2017), pp.473-478.
- 9) Wang N, Pan H Z, Zheng W H; Assessment of the incentives on electric vehicle promotion in China, *Transportation Research Part A*, 101 (2017), pp.177-189.
- 10) Ou S Q, Lin Z H, Qi L, Li J, He X, Przesmitzki S; The dual-credit policy: Quantifying the policy impact on plug-in electric vehicle sales and industry profits in China, *Energy Policy*, 121 (2018), pp.597-610.
- 11) Cory K S, Bernow S, Dougherty W, et al. Analysis of wind turbine cost reductions: the role of research and development and cumulative production[C].AWEA's WINDPOWER Conference, Burlington, VT.1999.
- 12) Sato T, Nakata T; Learning curve of wind power generation in japan[C]. Conference Paper 2005, Conference: 28th IAEE International Conference, Taiwan.
- 13) Gan P Y, Li Z D; Quantitative study on long term global solar photovoltaic market[J].*Renewable and Sustainable Energy Reviews*[J]. 2015, 46(C):88-99.
- 14) 槌屋治紀; PEM 燃料電池の学習曲線によるコスト分析, *水素エネルギー*, Vol.27 No2(2002).
- 15) Kahouli S; Effects of technological learning and uranium price on nuclear cost: Preliminary insights from a multiple factors learning curve and uranium market modeling[J]. *Energy Economics*, 2011, 33(5):840-852.
- 16) Mayer T, Kreyenberg D, Wind J, et al.Feasibility study of 2020 target costs for PEM fuel cells and lithium-ion batteries:A two-factor experience curve approach[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2012, 37(19), 14463-14474.
- 17) 牛衍亮, 黄如宝, 常惠斌; 基于学习曲线的能源技术成本变化[J].*管理工程学报*, 2013, 27(3), 74-80.

- 18) Curry C; Lithium-ion battery costs and market[R], Bloomberg New Energy Finance 2017.
- 19) Kittner N, Lill F, Kammen D K; Energy Storage Deployment and Innovation[J]. Nature Energy, 2017, 2:17125.
- 20) Ibenholt K; Explaining learning curves for wind power[J]. Energy Policy, 2002, 30(13):1181-1189.
- 21) Papineau M; An economic perspective on experience curves and dynamic economies in renewable energy technologies[J]. Energy Policy, 2006, 34(4):422-432.

第2章 中国のPVとNEVの現状

2.1 中国のエネルギー構造と環境問題

2019年において、中国の一次エネルギー消費量は33.8億TOE(石油換算トン)になり、世界全体の24.3%を占めた(図1)。石油需要量は増加しているが、生産量は限定的であるため、海外依存度が急速に増大している(図2)。輸入増加に起因するエネルギー安全保障問題は顕在化する¹⁾²⁾。また、化石エネルギー消費の拡大に伴い、エネルギー起源のCO₂排出量は9,800Mt-CO₂となり、環境問題が深刻化している(図3)³⁾⁴⁾。これらの問題を同時に解決するために、従来の炭素依存発展モデルからの脱却が必要不可欠である。

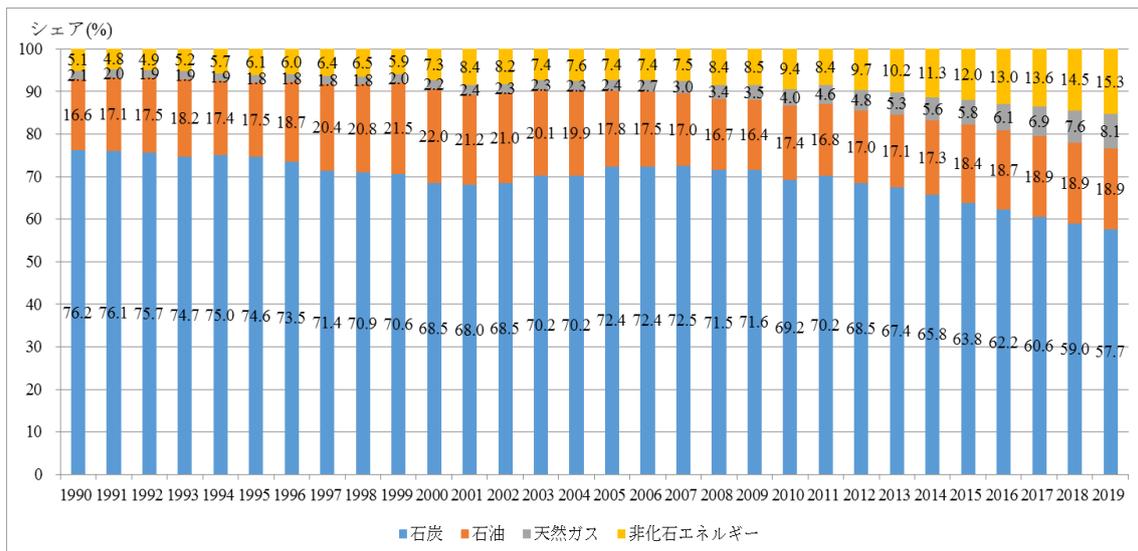


図1 中国の一次エネルギー消費の源別構成の推移

中国は、GDP当たりのCO₂排出量を2020年に2005年比40～45%削減、2030年に2005年比60～65%削減し、総排出量を2030年頃の出来る限り早い時期にピークアウトさせること、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2020年に15%、2030年に20%前後までに引き上げる自主行動目標を国連に提出した。2019年の実績から見ると、GDP当たりのCO₂排出量は2005年比45.3%削減し、一次エネルギー消費に占める非化石エネルギーの比率は15.3%に達した(図4)。いずれも、国連に提出した約束草案を前倒して達成できた。

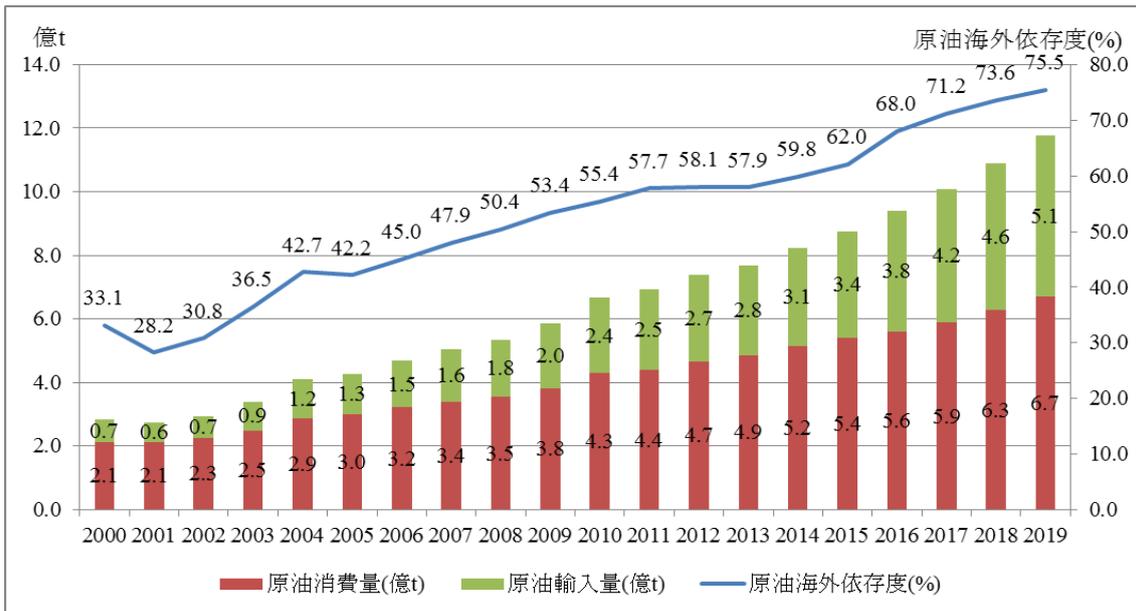


図 2 中国の原油海外依存度

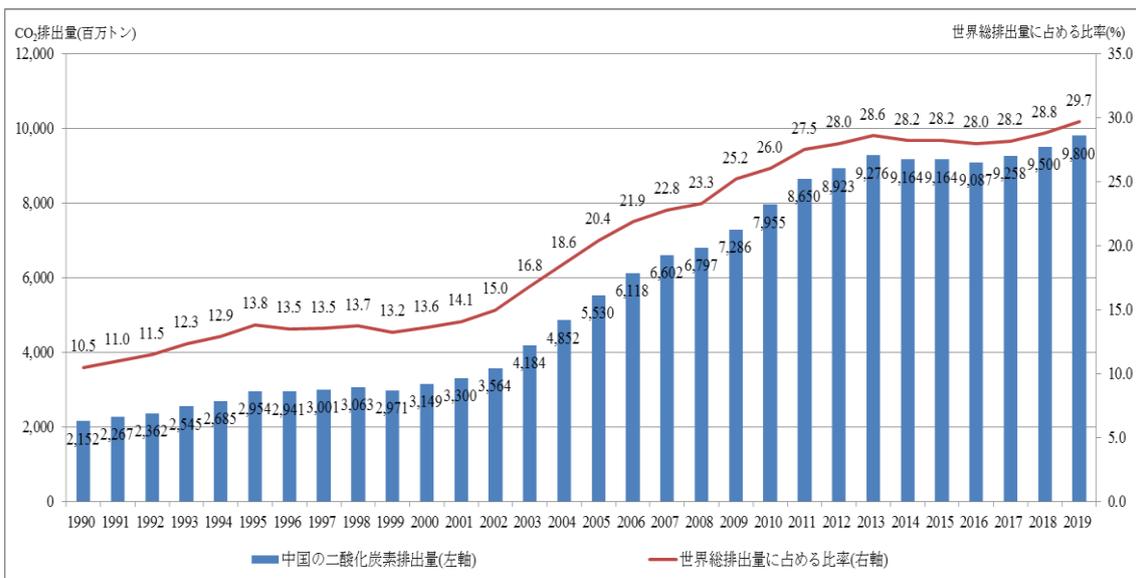


図 3 中国の二酸化炭素排出量

化石エネルギーから再生可能エネルギーへ、従来の石油系自動車から NEV への転換は、低炭素社会構築と持続可能な発展にとって重要である。低炭素社会構築の一環として、中国はエネルギーと自動車の構造革命に向けて取組みを強化している。

再生可能エネルギー電源は、総発電設備容量に占める比率が 2009 年の 24.5%

から 2019 年に 38.4%へ(図 5)¹⁾, 総発電電力量に占める比率が 16.3%から 26.4%へ(図 6)⁶⁾上昇した。再生可能エネルギーの中で資源量が多く, 導入ポテンシャルが大きい PV の設備容量は 2.0 億 kW に達した。

NEV は, 自動車販売に占める比率が 2011 年の 0.04%から 2019 年の 4.7%へ上昇した⁷⁾。また, 生産量と販売量は, 2019 年にそれぞれ 124.2 万台, 120.6 万台に達し, 世界最大となっている。

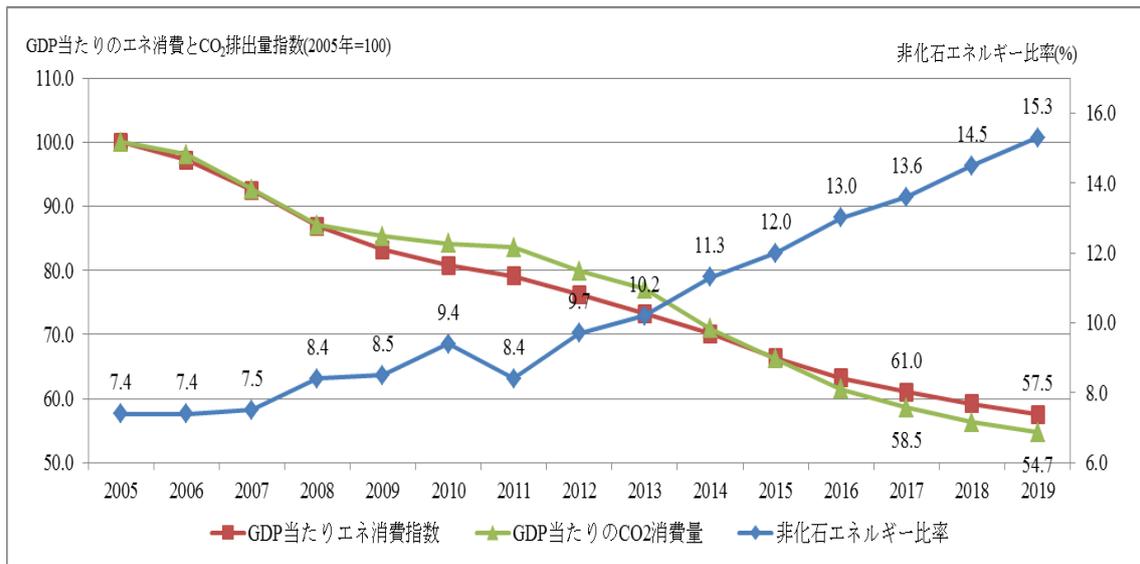


図 4 GDP 当たりのエネルギー消費と CO₂ 排出量指数

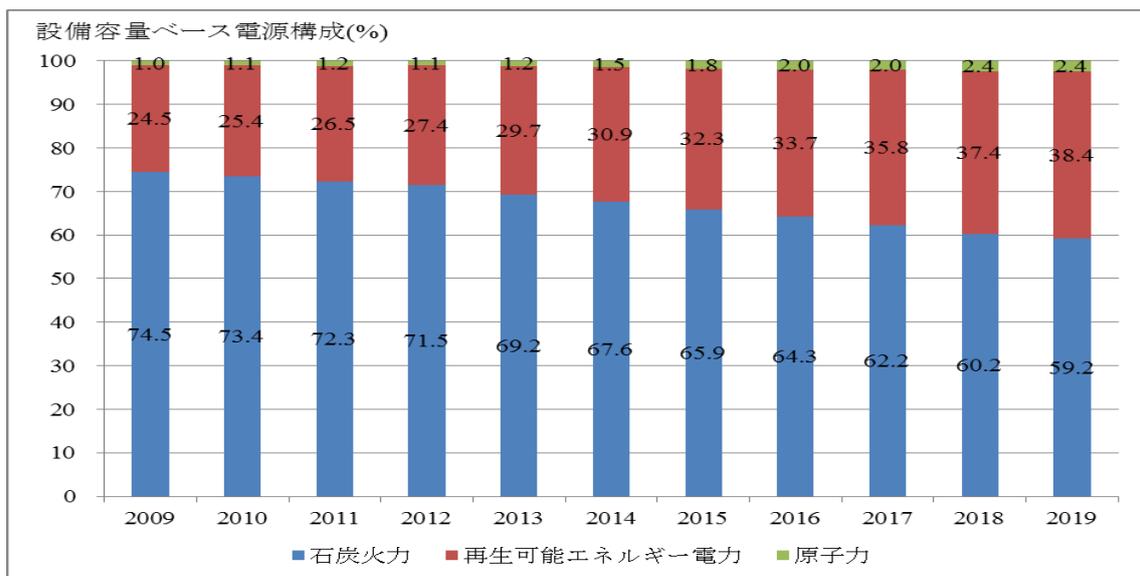


図 5 発電設備容量ベース電源構成

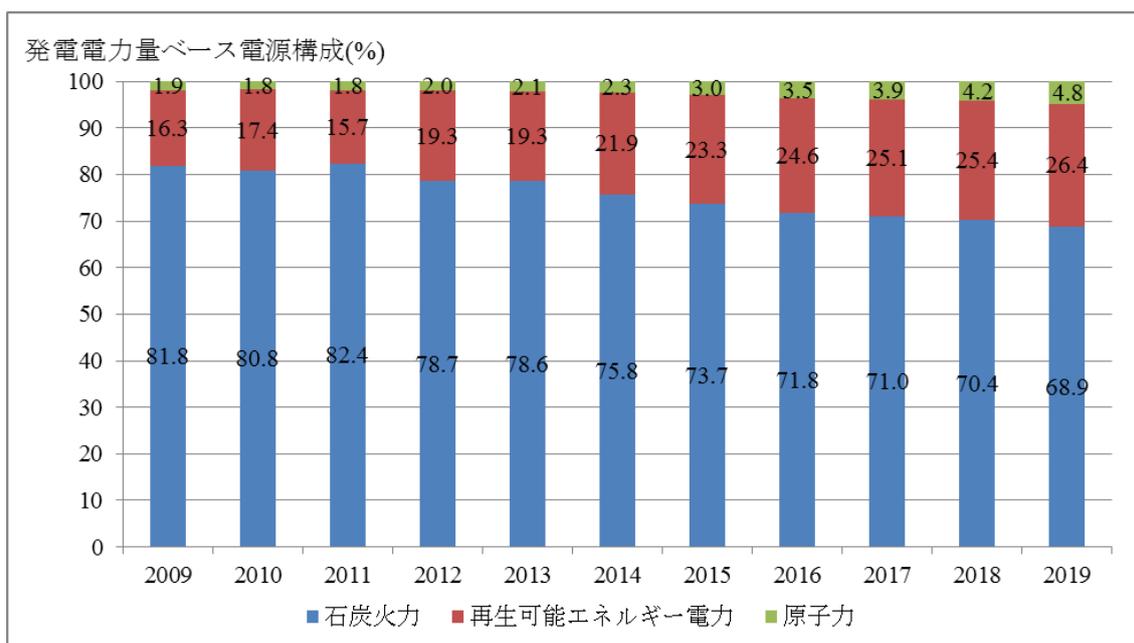


図 6 発電電力量ベース電源構成

2.2 PVの現状と導入拡大促進政策

2.2.1 PVの普及現状に関する日中比較分析

日本では、2011年3月11日に発生した東日本大震災に伴う福島第一原発事故を機に、発電電力量に占める火力発電の割合が震災前の2010年の64%から2018年の77%へ上昇し、一次エネルギーの自給率は19.6%から11.8%まで低下した⁸⁾。エネルギー起源のCO₂排出量は1,188Mt-CO₂から1,060Mt-CO₂へ微減した⁹⁾。

優先順位は異なるが、エネルギー安全保障の確保、大気汚染防止、CO₂排出削減は日中両国の共通課題となっている。一方、国際社会では、2015年12月に温暖化防止の長期枠組みとして「パリ協定」が採択された。日本は温室効果ガス排出量を2030年度に2013年度比26.0%減、中国はGDP当たりCO₂排出量を2030年に2005年比60~65%削減し、総排出量を2030年頃の出来る限り早い時期にピークアウトさせることをそれぞれ目標として国連へ提出した。今後、パリ協定の遵守が両国にとっての責務であり、課題でもある。

上記の課題を同時に解決するために、従来の炭素依存発展モデルからの脱却が必要不可欠である。再生可能エネルギーの利用拡大は、低炭素社会の実現にとって重要である。

日中両国の PV 導入ポテンシャルは、日本は 3.3 億 kW、中国は 50 億 kW となっている¹⁰⁾¹¹⁾。それに対し、2019 年の PV 年間導入量は日本が 700 万 kW、中国が 3,000 万 kW となり、累積導入量はそれぞれ 6,300 万 kW と 20,500 万 kW に達している。資源量が多く、導入ポテンシャルが大きい PV は日中両国を含め世界規模で開発が急速に拡大している。しかし、両国において、促進政策は一樣ではなく、導入規模やコスト等にも大きな格差が見られる。技術進歩によって、再生可能エネルギーの発電コストは、過去 10 年間で全体的に大きく低下した。その中で、PV は一番多く低下した(表 1)。

また、PV は石油などのエネルギー資源のように海外市場に依存せず、循環型のエネルギーで自給自足できるものである。加えて、発電の際には CO₂ を全く排出しないという特長がある。深刻化しているエネルギー・環境問題の有力な解決策の 1 つである。さらに、PV は風力発電と異なり、設置できる場所が限られず、一般的な住宅での設置も可能である。また、発電電力の一部を自家消費し、余剰電力を売電することによって、家庭の電気代が削減できる。電気代の削減と売電収入が得られるという経済メリットがある。PV の普及を促進するため、さまざまな支援政策が講じられている。

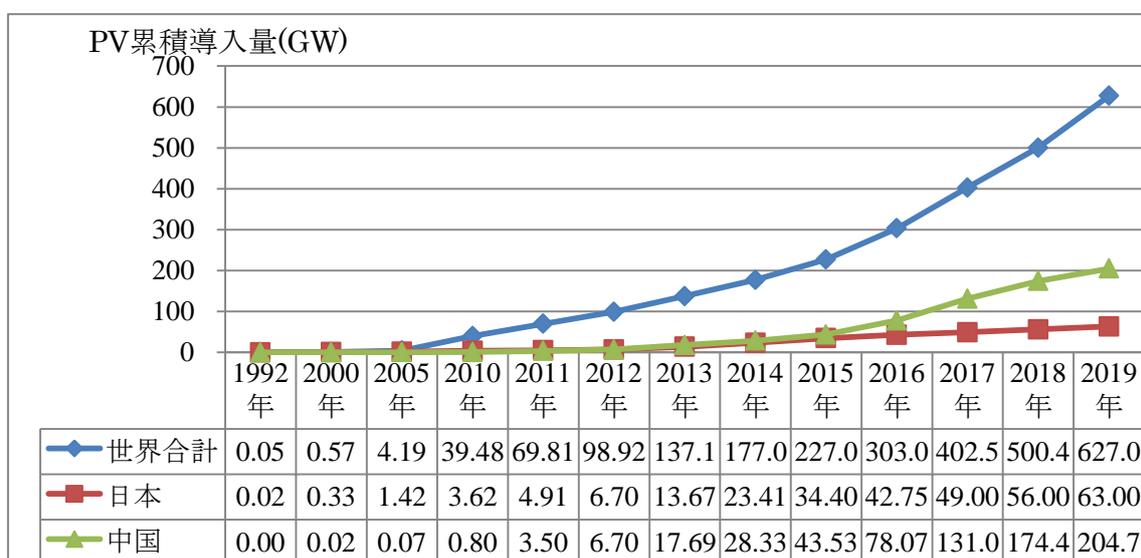
以上から、本研究では、PV に着目し、第 3 章で PV 普及メカニズムの定量的説明を行い、普及対策に関するシミュレーション分析を通じて、政策提言を試みる。

図 7 に日中両国における PV 累積導入量の推移を示す。日本は 2004 年は 1.13 GW で世界最大であったが、2019 年は 63GW で、世界第 3 位となった。一方、中国は 2015 年から累積導入量が世界最大となり、2019 年には累積導入量は 204.7GW に達した¹²⁾。太陽電池生産量について、日本は 2005 年に世界全体の 48% を占めていたが、2019 年には 0.7% にまで落ちた。それに対し、中国は 2007 年以降世界トップの生産量を維持し、世界シェアは 2019 年で 70.3% に至った¹³⁾。

表 1 2010～2019年世界における再生可能エネルギー発電コストの低下傾向

コストの低下率	2010-2019年	2018-2019年	2010-2021/23年	2019年発電コスト (1USD=109円)
太陽光発電	-82%	-13%	-90%	7.4円
集光型太陽熱発電	-47%	-1%	-78%	19.8円
洋上風力発電	-29%	-9%	-49%	12.5円
陸上風力発電	-39%	-9%	-50%	5.8円

図 7 日中両国における PV 累積導入量の推移



2.2.2 PVの導入拡大促進政策に関する日中比較分析

PV導入拡大を促進するために、日本も中国も多くの対策を講じている。

日本では、2003年から、政府が電気事業者等に一定比率の再生可能エネルギー電力を供給することを義務付けるRPS制度が導入された。この制度では、電気事業者は、①自ら再生可能エネルギー電力を発電する、②他の発電事業者から再生可能エネルギー電力を購入する、③他の発電事業者等が基準を超過達成した分の発電相当量を購入して自らの義務達成量とする、のうちから義務達成方法を自由に選択することができる。その後、2009年から、住宅や非住宅のPV設備で発電した電力のうち、自家消費分を除く余剰電力を電気事業者が一定の価格で10年間買い取るPV余剰電力制度が開始された。そして、2012年からは、RPS制度が廃止され、電力会社に再生可能エネルギー(太陽光、風力、水力、

地熱、バイオマスが対象)電力を一定期間、一定の価格で買い取ることを義務付ける固定価格買取制度(FIT)が施行された。その中で、PVについては、住宅用の余剰電力を10年、非住宅用の発電電力量全量を20年の期間で買い取ることが定められている。また、システム価格等の初期費用が高いため、住宅用PVの導入を対象とする補助金制度を1993年から開始した。その後、システム価格の低下に伴う補助金額の低減や一時中止を経て、2014年に国の補助金の支給が終了したが、独自の補助金制度を導入している市町村がある。

一方、中国では、2002年に「僻地村落に電気を送るプロジェクト」を皮切りに、2006年に無電化地域への電力供給にPVが導入されてきた。また、2006年に「再生可能エネルギー法」が施行してから、PVは系統連系電源として重視されるようになった。2009年以降、分散型PVを補助金で支援する「金太陽モデル実験事業」及び公開入札による大型PV事業を展開した。その後、2011年からは、大型PVはFITで支援することに改めた。買取価格は初期のプロジェクトでは公開入札で決定したが、2014年からは日照時間等を考慮して地域別に設定された。分散型PVも2013年からFITが適用され始めた。政府が発電電力量全量に0.42元/kWhを乗じた額の補助金を給付するのに加えて、電力会社に余剰電力量を石炭基準価格+地方政府の買取価格での買い取りを義務付けている。買取期間は、大型・分散型発電を問わず20年間である(表2)。

表2 日中両国におけるPV固定買取価格と賦課金の推移

		対象(期間)	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度		
固定価格買取制度	日本	住宅用PV(10kW未満)	余剰電力(10年間)	42円/kWh ^{※1}	42円/kWh	38円/kWh	37円/kWh	33円/kWh (35円/kWh) ^{※2}	31円/kWh (33円/kWh) ^{※2}	28円/kWh (30円/kWh) ^{※2}	26円/kWh (28円/kWh) ^{※2}	24円/kWh (26円/kWh) ^{※2}	
		非住宅用PV(10kW以上)	全量(20年間)	40円/kWh ^{※1}	40円/kWh	36円/kWh	32円/kWh	2015年4/1~6/30: 29円/kWh 2015年7月1日以降: 27円/kWh	24円/kWh	21円/kWh	18円/kWh	14円/kWh	
	分散型PV	全量(20年間) 余剰電力(20年間)					①発電電力量全量に0.42元/kWhを乗じた額の補助金を政府が給付(2018年から0.32元/kWh) ②余剰電力量は石炭基準価格+地方政府の買取価格で買い取り						
中国	大型PV	全量(20年間)	1.15元/kWh	1元/kWh	1元/kWh	日照量に応じて設定							
						買取価格の地区分類	ピーク時間帯(h)	年間日照時間(h)	買取価格	買取価格	買取価格	買取価格	買取価格
						1類地区	1,750~2,300	1,400~1,840	0.90元/kWh	0.80元/kWh	0.65元/kWh	0.55元/kWh	0.40元/kWh
						2類地区	1,100~2,200	880~1,760	0.95元/kWh	0.88元/kWh	0.75元/kWh	0.65元/kWh	0.45元/kWh
3類地区	1,000~1,800	800~1,360	1元/kWh	0.98元/kWh	0.85元/kWh	0.75元/kWh	0.55元/kWh						
賦課金	中国	固定価格買取制度導入後の賦課金推移		0.22元/kWh	0.35元/kWh	0.75元/kWh	1.58元/kWh	2.25元/kWh	2.64元/kWh	2.90元/kWh	2.95元/kWh		
			0.004元/kWh	0.008元/kWh	0.015元/kWh	0.015元/kWh	0.019元/kWh	0.019元/kWh	0.019元/kWh	0.019元/kWh			
			0.072元/kWh	0.144元/kWh	0.270元/kWh	0.270元/kWh	0.270元/kWh	0.342元/kWh	0.342元/kWh	0.342元/kWh	0.342元/kWh		

※1.2011年度における買取価格は、前身である「太陽光発電の余剰電力買取制度」のものである(ここで、非住宅用の買取対象は余剰電力、買取期間は10年間)

※2.カッコ内の数字は出力制御対応機器設置義務が「ある」場合の単価設置義務あり

出典: 経済産業省資源エネルギー庁、中国国家能源局に基づき、著者が作成(1元=18円で計算)

表 2 にあるように、日中両国ともに FIT 及び賦課金制度を採用している。しかし、両国の間にはいくつかの相違点が見られる。まず、FIT について、国レベルで制定されており、定期的買取価格を調整しているところは変わらない。しかし、それ以外で異なる点が 2 つある。1 つは、中国の分散型 PV に関して、FIT のほか、PV システムで発電された電力量全量に 0.42 元/kWh を乗じた額の補助金を給付していることである。また、買取期間は 20 年と設定され、日本より 10 年長い。2 つ目は、中国の大型 PV に関して、買取価格が日照時間等を考慮して地域別に決められていることである。日本では、買取価格が全国一律に設定されている。このことにより、日射量の多い地域と少ない地域の間での普及格差を解消することができていないと考えられる。

次に、賦課金について、日中両国ともに、再生可能エネルギーの普及促進を目的として、賦課金制度を設けている。日本では、電力消費の多い事業者は最大で 8 割の減免措置を受けることができ、賦課金のほとんどが家計部門を含む電力消費の少ないユーザーから徴収されている。一方、中国では、社会全体での費用負担制度となっており、全てのユーザーから徴収されている。2012 年から 2016 年までで、日本の PV 累積導入量は約 6 倍に増加し、kWh あたりの賦課金料率が 0.22 円から 2.25 円まで 10 倍以上に上昇した⁵⁾。それに対し、同期間で、中国の PV 累積導入量は約 12 倍に増加したが、賦課金料率は 0.144 円から 0.342 円へ 2 倍ほどにしか上昇していない。このことから、それぞれの賦課金料率の違いは、賦課金を徴収する対象の違いによって生じていると考えられる。

2.3 NEV の現状と普及拡大促進政策

2.3.1 NEV の普及現状

中国は低炭素社会構築の一環として、従来の石油系自動車から EV、PHEV と FCV を含む NEV への転換を力強く推進している。2020 年において、NEV 生産量が 136.6 万台、販売量が 136.7 万台(その内、EV が 111.5 万台、PHEV が 25.1 万台、FCV が 1,000 台)となり、自動車販売台数全体の 5.4% を占めた(図 8)⁷⁾。世界の NEV 販売・保有台数の半分を占め、最大の NEV 市場となった。

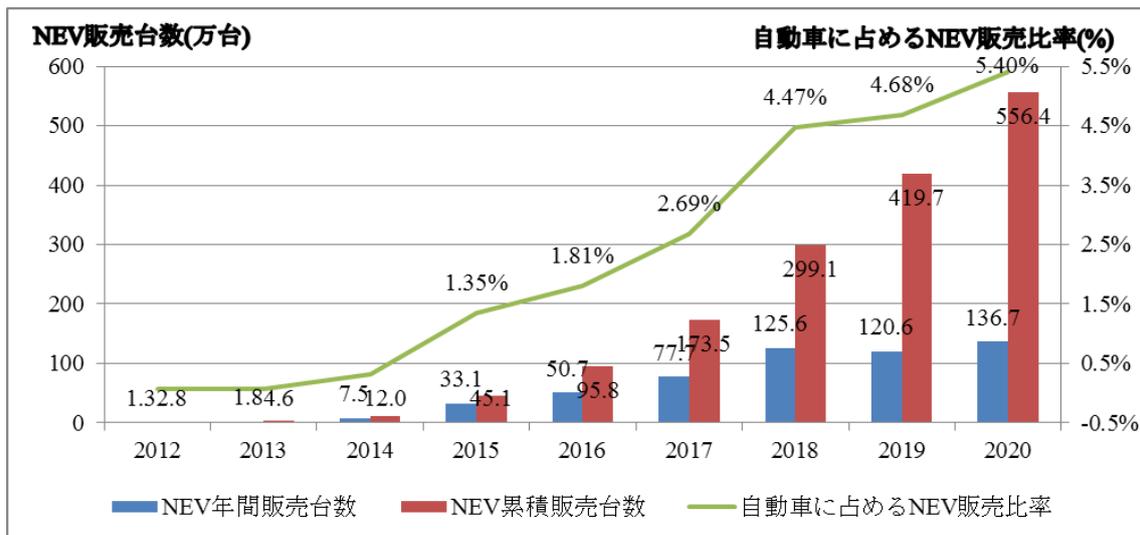


図 8 中国における NEV の販売台数と販売比率

技術面においては、一充電による航続距離は飛躍的に伸びており、特に EV 乗用車は 2016 年の 188km から 2020 年(2020 年 10 月時点)の 393km へ、年率 20% で延伸した(図 9)。EV 乗用車に搭載されている電池の容量は 2016 年の 29kWh から 2020 年の 51kWh へ増加した。一方、PHEV 乗用車は 14kWh から 18kWh へ増加した(図 10)。そして、LIB のエネルギー密度に関して、EV 乗用車は 101Wh/kg から 142 Wh/kg へ年率 9% で、EV 商用車は 83 Wh/kg から 146 Wh/kg へ年率 15% で向上した(図 11)。走行距離あたりの電力消費量も下がりつつある。EV 乗用車の電力消費量は、100km あたり 14.9kWh から 12.6kWh へ、年率 4.1% で低下した(図 12)¹⁴⁾。



図 9 中国における NEV 乗用車の平均航続距離の推移

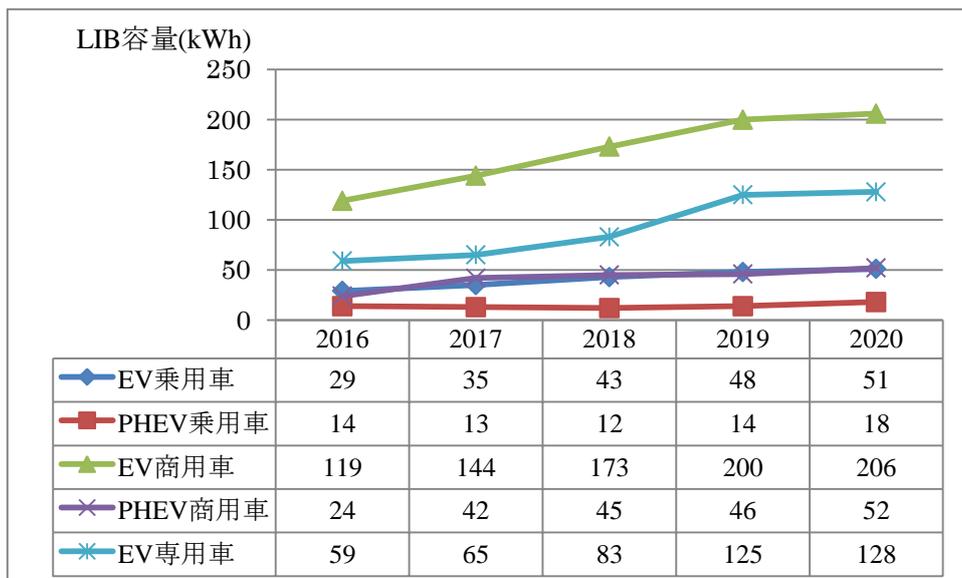


図 10 中国における NEV に搭載されている LIB 容量の推移

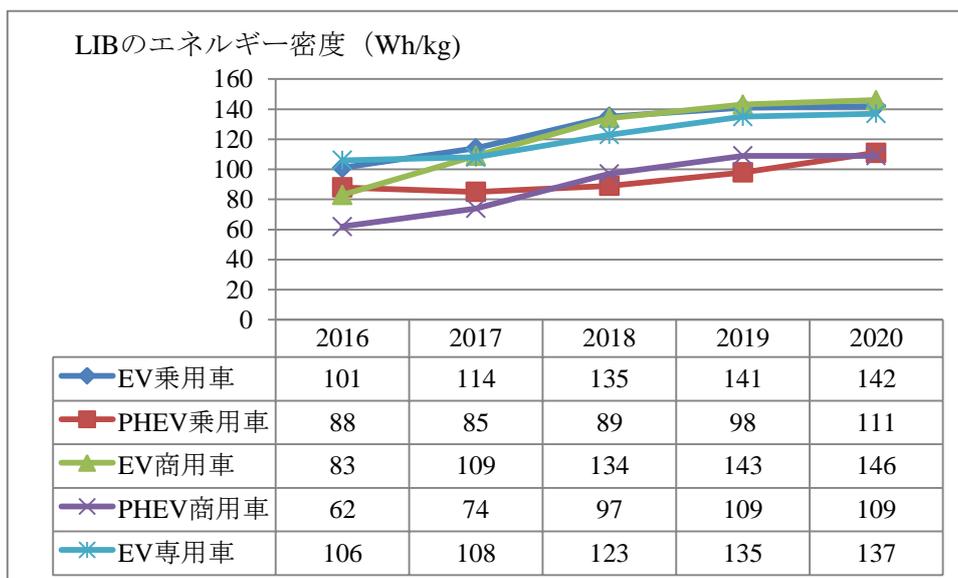


図 11 中国における LIB のエネルギー密度の推移

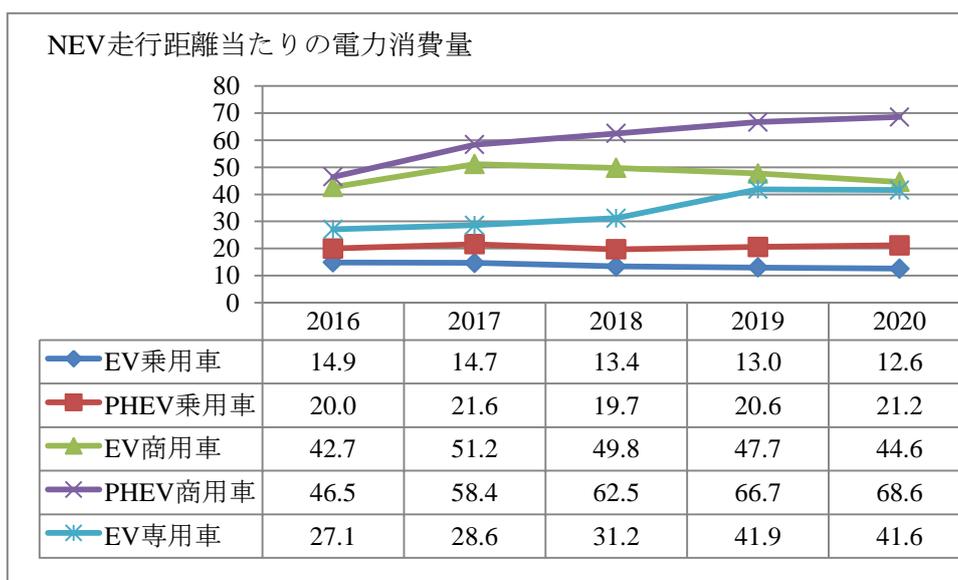


図 12 中国における NEV 走行距離当たりの電力消費量の推移

2.3.2 NEV の普及拡大促進政策

中国政府は戦略的新興産業として、NEV の産業育成と普及拡大に努めてきた。政府は補助金による利用促進の実験事業を 2009 年 1 月から北京等 13 都市で法人向けに始め、2010 年 5 月から 20 都市に拡大する一方、深圳等 5 都市で一般消費者向けにも乗り出した。

そして、2013～2016年までに公共機関に対し、新規購入と買替え自動車の30%以上をNEVにすることを義務づけた。また、2014年9月から通常10%となる自動車取得税を免除し始めた。EV向け電力価格について、営業用充電施設への電力供給は、工業向け電力販売価格を適用し(2020年までは無料)、充電サービス料金を政府指導価格とした。集合住宅の充電施設への電力供給は、一般家庭用価格を適用している。さらに、NEVの年間導入台数に応じる充電施設建設奨励制度も創設した。

利用促進対策の柱となる補助金制度について、2009～2012年までは搭載電池容量1kWhあたりに3,000円で、EVが最大6万元、PHEVが最大5万元を中央財政より支給されていた。2013年から補助基準を搭載電池容量から航続距離へ変更し、補助率を年々引き下げ始めた。2017年から電池システムのエネルギー密度と走行距離当たりの電力消費量に関する補助資格要件も導入し、資格要件の厳格化と同時に、技術成熟度に応じて補助額をきめ細かく設定した。2019年では、EVとPHEVの補助率は前年比50%以上引下げ、航続距離250km未満の車種は助成対象外とした。更に、2020年4月に政府が購入補助金制度を2023年から廃止することを発表した(表3)

一方、市場メカニズム活用型の普及対策として、中国政府は2017年9月に、「乗用車企業平均燃料消費量(CAFC)及びNEVのクレジットの併用に関する管理規定」を公表し、NEVとCAFC規制及び各々のクレジット取引の同時導入を決定した¹⁵⁾。CAFC規制・クレジット取引制度は、対象企業にCAFC規制を課した上で、CAFCクレジット取引を導入する。NEV規制・クレジット取引制度は、対象企業に2019年は10%、2020年は12%、2021年は14%、2022年は16%、2023年は18%の年次別内燃機関車に対するNEV販売比率規制(とそれに応じたクレジット獲得)を課し、NEVクレジット取引を導入する。NEVクレジットはCAFC規制達成に使えるが、逆のCAFCクレジットはNEV規制達成には使用不可とも規定された。自力でNEV比率目標を達成できなければ、クレジット購入か新製品販売規制等の罰を受けるかの選択に迫られる自動車メーカーは、最善策としてNEV拡大に取組まざるを得ないことになる¹⁶⁾¹⁷⁾。

表 3 中国の NEV 乗用車に対する購入時の国の補助金の推移

	R=航続距離	1台当たりの標準補助金金額(万元)									
	(km/一回)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
純電気自動車(BEV)	80 ≤ R < 150	3.5	3.325	3.15	0	0	0	0	0	0	0
	100 ≤ R < 150	3.5	3.325	3.15	2.5	2.0	0	0	0	0	0
	150 ≤ R < 200	5.0	4.750	4.50	4.5	3.6	1.5	0	0	0	0
	200 ≤ R < 250	5.0	4.750	4.50	4.5	3.6	2.4	0	0	0	0
	250 ≤ R < 300	6.0	5.700	5.40	5.5	4.4	3.4	1.8	0	0	0
	300 ≤ R < 400	6.0	5.700	5.40	5.5	4.4	4.5	1.8	1.62	1.296	0.907
	R ≥ 400	6.0	5.700	5.40	5.5	4.4	5.0	2.5	2.25	1.80	1.26
プラグインハイブリッド自動車(PHEV)	R ≥ 50	3.5	3.325	3.15	3.0	2.4	2.2	1.0	0.85	0.68	0.476
水素燃料電池自動車(FCV)	R ≥ 300	20	19	18	20	20	20	20			
純電気自動車(BEV)補助金に対する調整係数	エネルギー密度(Wh/kg)	電池システムのエネルギー密度による補助金金額の調整係数(倍率)									
	90-105	考慮せず				1	0	0	0	0	0
	105-120					1	0.6	0	0	0	0
	120-125					1.1	0.6	0	0	0	0
	125-140					1.1	1	0.8	0.8	0.8	0.8
	140-160					1.1	1.1	0.9	0.9	0.9	0.9
	≥ 160	1.1	1.2	1	1	1	1	1			
	対基準電費(kWh/100km)の改善率(%)	走行距離当たり電力消費量の改善状況による補助金金額の調整係数(倍率)									
	5%以下	考慮せず				0.5	0	0.8	0.8	0.8	
	5%-10%					1	0	0.8	0.8	0.8	
10%-20%	1					0.8	1	1	1		
20%-25%	1					1	1	1	1		
25%-35%	1.1					1	1.1	1.1	1.1		
≥ 35%	1.1					1.1	1.1	1.1	1.1		

出所：李志東「中国における低炭素社会構築に向けた自動車革命と対策システム革命に関する一考察」(2019)。

注1：2019年年間の平均レート1元≒15.8円(出典：IMF Data)。

注2：BEVとPHEVの2020年補助金は前年比50%減と仮定、FCVの2019年以降は仮定。

注3：2019年以降、地方政府によるEVとPHEVへの補助金支給を禁止。

2.3.3 NEV に関する日中比較

日本においては、環境省によると、窒素酸化物(NOx)や粒子状物質(PM)等の大気汚染物質の排出が少ない、または全く排出しない、燃費性能が優れているなどの環境にやさしい自動車を「次世代自動車(クリーンエネルギー自動車と言う場合もある)」と定義されている。次世代自動車はハイブリッド自動車(HV)、EV、PHEV、FCV、クリーンディーゼル車(CDV)、天然ガス自動車(CNG)等を含む。一方、中国においては、「次世代自動車」に相当する「新エネルギー自動車」とは、非従来型の自動車用燃料を動力源とし(或は、従来型の自動車用燃料を使用して新型の車載動力発生装置を採用し)、車両の動力制御と駆動に関する先端技術を総合的に利用し、その技術原理が先進的であり、新しい技術と新しい構

造とを備えた自動車を指す。HVを省エネ車に、電気だけで駆動するEV(或は純EV)、主に電気で駆動するPHEVとFCVをNEVとし分類されている(表4)。

また、次世代自動車を普及させるために、公的資金を財源として購入費用の一部を補助されている。補助基準は中国(航続距離、電池システムのエネルギー密度と走行距離当たりの電力消費量)と異なっている。HVは2009～2012年のみの支給で、EV及びPHEVは現在も支給が行われている。HVは一律10万円の支給で、EVは、一充電走行距離(km)に応じて算定される。上限金額が40万円と設定されている。PHEVはEV走行換算距離が40km以上の車両に限って、補助金額は一律20万円である(図13)。FCV、CDV、側車二輪自動車及び原動機付自転車は次世代自動車の車両本体価格(定価)と同種・同格のガソリン自動車(GV)の車両本体価格(定価)等との差額を基準に算定される(図14)¹⁸⁾。

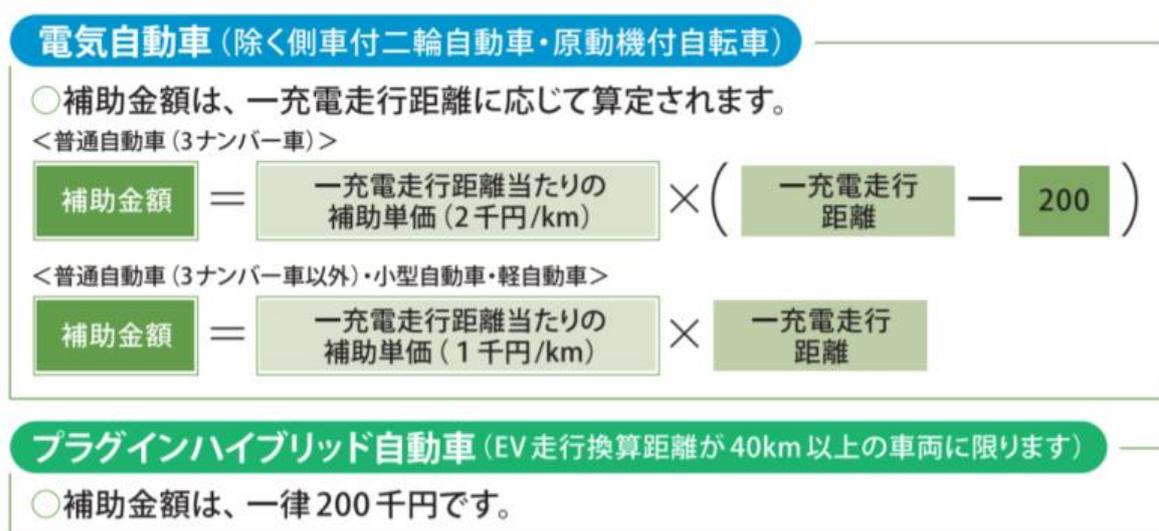


図 13 日本におけるEV・PHEVの補助金額算定方法

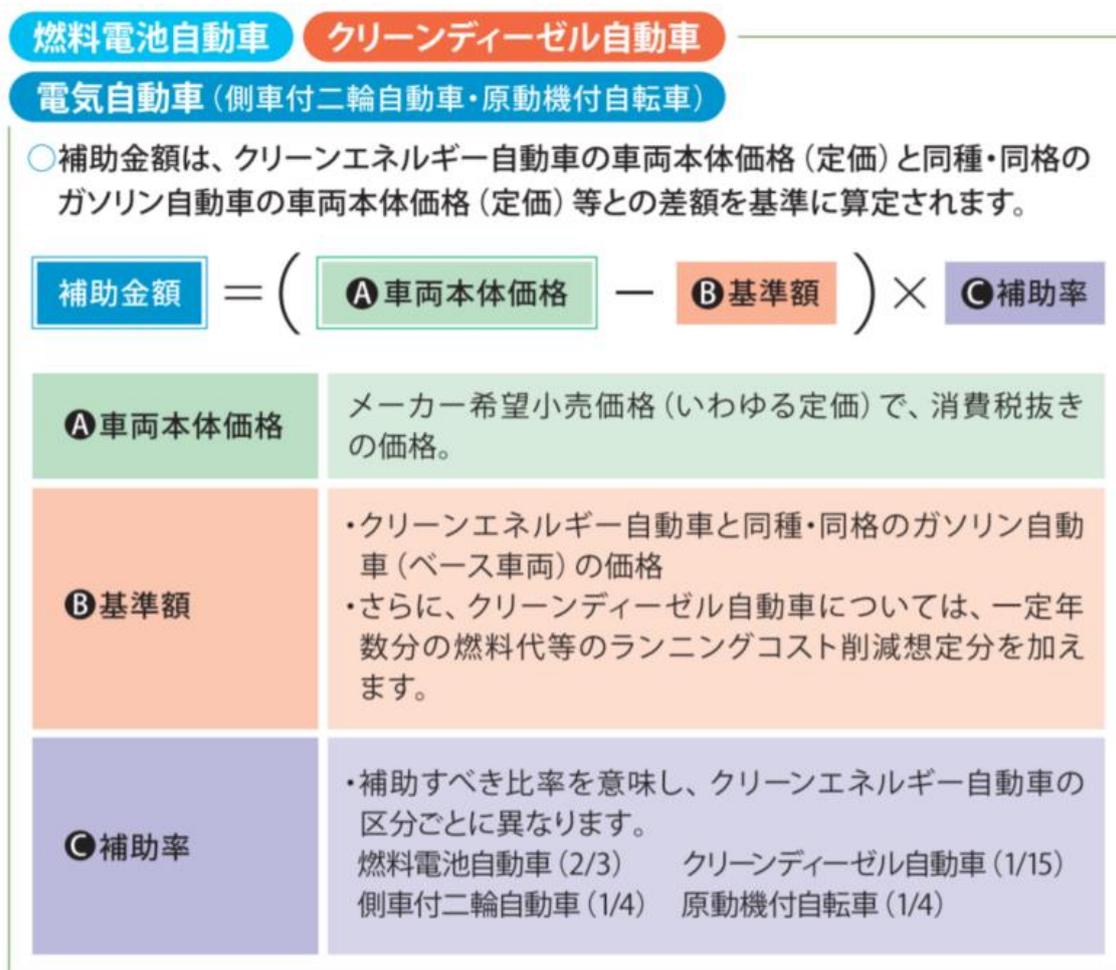


図 14 日本における FCV・CDV 等の補助金額算定方法

2030 年の政府目標を比べてみると、中国は、2016 年に「省エネと新エネルギー自動車技術ロードマップ」を発表し、2030 年に自動車新車販売台数に占める NEV 比率を 40～50%へ高める長期目標を 2016 年に打ち出した。一方、日本の経済産業省は、「次世代自動車戦略 2010」において、2030 年に新車販売比率の 70%を次世代自動車とする目標を設定した(表 5)。そのうち、HV は 2030 年時に新車販売全体に対して 30%～40%、EV と PHEV は合計で 20%～30%販売することを目標としている。IEA によると、2019 年において、次世代自動車新車販売台数は前年比 22%減の 3.9 万台(内、EV：2.1 万台、PHEV：1.8 万台)となり、保有台数 29.4 万台(内、EV：15.2 万台、PHEV：14.2 万台)に達した¹⁹⁾。充電インフラに関しては、全国充電スポット数は 18,270 カ所(2019 年 3 月時末の情報)になっており、ガソリンスタンド数の約 6 割に匹敵している²⁰⁾。

表 4 次世代自動車分野における中国と日本の相違点

分野	項目	中国	日本
①政策推進の特徴	政策指向	<ul style="list-style-type: none"> ・エネルギー対策 ・新規産業育成対策 ・大気汚染環境対策 	<ul style="list-style-type: none"> ・環境配慮 ・エネルギー安全対
	実施手段	中央政府と地方政府による協力体制及び補助金のインセンティブ方式で推進。強力な行政主導と補助金方式が特徴。	官民協同で多くの方法により推進
②産業構造	次世代自動車の車種	EV, PHEV, FCV自動車	EV, PHEV, HV, FCV, クリーンディーゼル自動車及び原付自動車
	主な次世代自動車のプレーヤー	大手自動車メーカーよりも中堅メーカーが主なプレーヤーとなる。	大手自動車メーカーが主役を担う。
	次世代自動車産業の水準	<ul style="list-style-type: none"> ・重要部品の国産化と高度化が不足。電池産業の水準は遅れている。 ・EV, PHEVの生産数と保有量が世界でトップクラス(2015年/40数万台) 	<ul style="list-style-type: none"> ・完成車分野と部品分野とも世界トップ水準にある。 ・HVの保有量が世界トップ、EV, PHEVは、保有量は緩やかに増加(2015年/12万台強)
③充電インフラ整備	インフラ整備分野	当面、EV・PHEV向けの充電、換電(電池交換)施設が急務。FCVは皆無	<ul style="list-style-type: none"> ・EV, PHEV向けの充電施設整備 FCV向けの充填施設を急速に整備
	充電利用方式	当面は目的地充電を重視し、今後徐々に基礎充電にシフトすると予想	日本は従来から基礎充電を主としつつ、目的地充電や経路充電を整備
	充電インフラ整備	インフラ参入業者は主に以下数のタイプ： ① 国有大手変電企業 ② 電機・通信設備関連企業 ③ 自動車ディーラー	自動車大手メーカーによる共同連合体 (NCS)
④補助金	補助金の拠出	<ul style="list-style-type: none"> ・乗用車はEV, PHEV, FCV分野別の航続距離基準。 ・バスなどの公共用車はEV, PHEV, FCV分野別に車体の長さが基準。 	登録車種ごとに補助金給付基準が決定される
	補助金給付先	生産者に対する補助方式で、自動車の販売価格から差し引き	消費者に対する補助方式で、エンドユーザーに直接還付

出典：経産省報告書(2016)より抜粋

表 5 日中両国における NEV・LIB に関する政府目標

NEVに関する普及目標	日本		中国	
	2020年	2030年	2020年	2030年
自動車全体			3,000万台	3,800万台
次世代自動車全体(年間販売量比率)	20~50%	50~70%	7~10%	40~50%
ハイブリッド自動車	20~30%	30~40%	-	-
電気自動車				
プラグイン・ハイブリッド自動車	15~20%	20~30%	200万台	500~700万台
燃料電池自動車	~1%	~3%	0.5万台	5万台
プラグイン・ハイブリッド自動車	~5%	5~10%	-	100万台

リチウムイオン電池技術ロードマップ	日本		中国			
	EV	PHEV	EV	EV	PHEV	PHEV
年						
技術開発項目			単体	システム	単体	システム
エネルギー密度 (Wh/kg)	250	200	350	250	200	120
出力密度 (W/kg)	1,500	2,500	1,000	700	1,500	900
2020年 サイクル寿命	10~15年、1,000~1,500回	10~15年、4,000~6,000回	10年、4,000回	10年、3,000回	-	10年、3,000回
コスト(円/kWh)	2万円以下	2万円	0.96万円(600円)	1.6万円(1,000円)	1.6万円(1,000円)	2.4万円(1,500円)
エネルギー密度 (Wh/kg)	-	-	400	280	250	150
出力密度 (W/kg)	-	-	1,000	700	1,500	1,000
2025年 サイクル寿命	-	-	12年、4,500回	12年、3,500回	-	12年、4,000回
コスト(円/kWh)	-	-	0.8万円(500円)	1.44万円(900円)	1.44万円(900円)	2.1万円(1,300円)
エネルギー密度 (Wh/kg)	500	-	500	350	300	180
出力密度 (W/kg)	1,500	-	1,000	700	1,500	1,000
2030年 サイクル寿命	10~15年、1,000~1,500回	-	15年、5,000回	15年、4,000回	-	15年、5,000回
コスト(円/kWh)	1万円	-	0.64万円(400円)	1.28万円(800円)	1.28万円(800円)	1.8万円(1,100円)
エネルギー密度 (Wh/kg)	700	-	-	-	-	-
出力密度 (W/kg)	1,500	-	-	-	-	-
2030年 サイクル寿命	10~15年、1,000~1,500回	-	-	-	-	-
コスト(円/kWh)	5千円	-	-	-	-	-

出典：独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)、「NEDO二次電池技術開発ロードマップ2013(2013.8)」；経済産業省、「次世代自動車戦略2010」(2010)；中国自動車工学会；「省エネと新エネ自動車技術路線図」(2016)；著者が作成
注：1元=16円と仮定

参考文献

- 1) 中国国家統計局；「中国統計年鑑 2020」.
- 2) 中国国家統計局；国民経済と社会発展統計公報，2018年版，2019年版.
- 3) 日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット；EDMC エネルギー・経済統計要覧 2020年度版，世界のCO2排出量の推移.

- 4) International Energy Agency (IEA); CO2 emissions from fuel combustion, 2019.
- 5) ANRE; 再生可能エネルギーの固定価格買取制度
http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/surcharge.html
(アクセス日 2018.3.23)
- 6) 中国電力企業連合会; 全国電力工業統計速報一覧表, 各年版.
- 7) 中国自動車工業協会(CAAM); 自動車工業経済運行状況各年版.
- 8) 経済産業省資源エネルギー庁; 「エネルギー白書 2020」, 令和 2 年 6 月.
- 9) 日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット; EDMC エネルギー・経済統計要覧 2020 年度版, 日本の温室効果ガス排出量.
- 10) 認定 NPO 法人環境エネルギー政策研究所, 自然エネルギー白書 2017,
<https://www.isep.or.jp/jsr/2017report/chapter5/5-3>
(アクセス日 2021.2.3)
- 11) 国网研究院胡静, 黄碧斌; 我国分布式光伏发电发展潜力分析, 2020/6/9.
<http://guangfu.bjx.com.cn/news/20200609/1079726.shtml>
(アクセス日 2021.2.3)
- 12) International Energy Agency (IEA) PVPS; 2020 Snapshot of Global PV Markets, April 2020.
- 13) 株式会社資源総合システム; 「太陽光発電マーケット 2020～市場レビュー・ビジネスモデル・将来見通し～」, 2020.07.28.
- 14) 崔东树; 2020 年新能源车免车购税目录分析, 2020.10.3.
https://www.sohu.com/a/422505773_115312
(アクセス日 2020.11.3)
- 15) 中国工業・情報化部, 財政部, 商務部, 海関総署, 国家質量監督檢驗檢疫総局; 「乗用車企業平均燃料消費量および新エネ自動車クレジットの併用に関する管理規定」, (2017.9.28);
<http://www.miit.gov.cn/n1146285/n1146352/n3054355/n3057585/n3057592/c5826834/content.html>
(アクセス日 2020.9.23)
- 16) 李志東; 中国における低炭素社会構築に向けた自動車革命と対策システム

革命に関する一考察，第 35 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集，(2019)，セッション 7-4.

- 17) 李志東；中国ウォッチング：世界初の制度革命で NEV 強国目指す，IEEJ NEWSLETTER，2017 年 11 月号，p.10.
- 18) 次世代自動車振興センター；「日本政府の長期ゴール・次世代自動車普及状況」，2019 年 9 月.
- 19) INTERNATIONAL ENERGY AGENCY(IEA); Global EV Outlook 2020.
- 20) 次世代自動車振興センター；日本全国に広がる充電インフラ，2020 年 7 月.

第3章 PVシステム導入に関する計量経済分析

1.2.1 で述べたように、日本と中国を個別に取り扱う研究や日本とドイツを比較した研究は多く行われているが、日本と中国を対象とする比較研究はほとんど見られない。また、一因子習熟モデルで技術習熟を表現した研究は多く行われているが、累積生産量以外の投入コストなどを考慮した研究は少ない。そこで、本章では、PVに着目し、累積生産量以外に主要材料となるシリコン価格をも考慮した学習曲線効果を組み込んだ計量経済モデルを構築し、両国のPV普及メカニズムの定量的解明を行い、普及対策に関するシミュレーション分析を通じて、政策提言を試みた。

3.1 モデルの概要とデータ整備

本研究ではPVシステム普及モデルを構築した(図15)。

PVシステム普及モデルは、主に電力料金、送電線延べ距離、太陽エネルギー資源量、石炭火力発電効率等を外生変数として与え、システム価格と導入量、発電電力量と買取価格、化石エネルギー代替量とCO₂削減量等を内生変数として推定される。

また、推定に当たって、日本は住宅用PVと非住宅用PVに、中国は分散型PVと大型PVに分類した。日本のデータは主に経済産業省資源エネルギー庁¹⁾、PV協会²⁾、電気事業連合会³⁾、財務省貿易統計⁴⁾、エネルギー経済統計要覧⁵⁾等から、中国のデータは主に中国国家能源局新エネルギー司⁶⁾、「中国統計年鑑」⁷⁾、「中国電力年鑑」⁸⁾、太陽光発電産業発展戦略⁹⁾等から収集した。

推定は最小二乗法(OLS)を用いて行った。連立方程式モデルの適合性については、パーシャルテスト、トータルテスト及びファイナルテストを行って確認した。

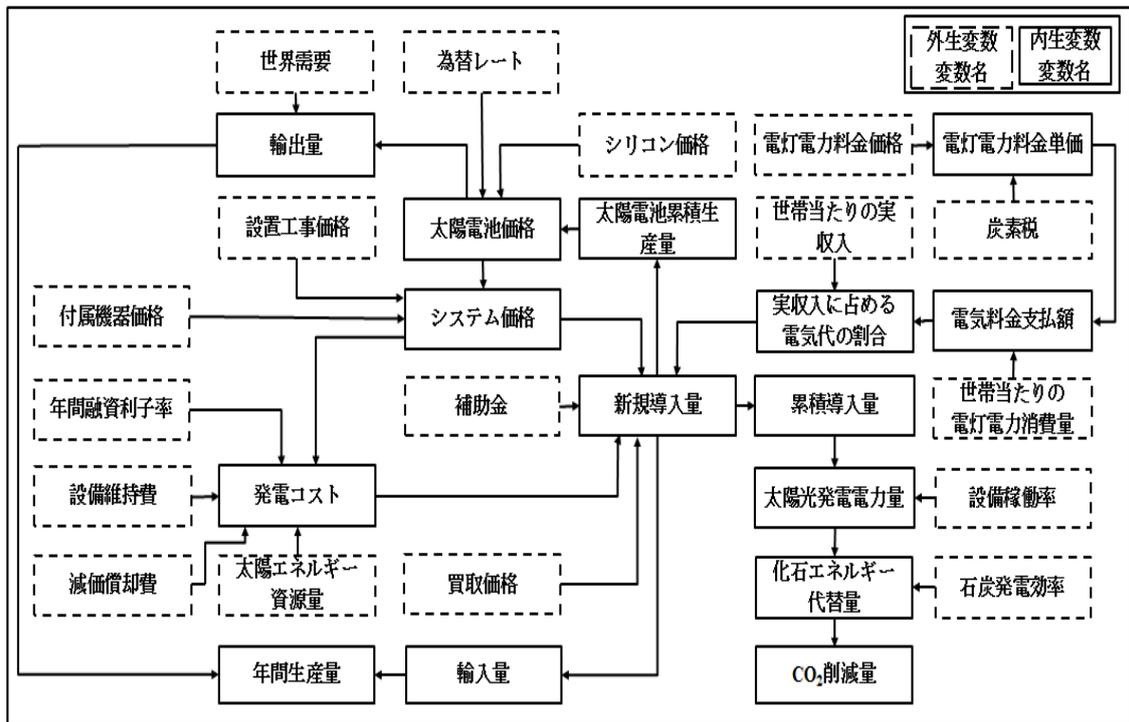


図 15 日中両国の PV システム普及に関する計量分析モデルの構造図

3.1.1 PV 発電コストの算出

電力需要とシステム価格のほか、発電コストも導入量に影響を与えると考えられる。発電コストは、システム価格、財務費用、設備維持費用、発電量で決められる。本研究では、中国については China Solar PV Report(2007)¹⁰⁾、時(2017)¹¹⁾、Kan(2011)¹²⁾を、日本については独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構¹³⁾を参考に、発電コストを算出する。算出に当たって、PV システム導入者はローンを活用すると仮定する。また、中国の各地域における太陽エネルギー資源量については国家能源局の地域別資源量を参考し、I 類資源区は 1600h、II 類資源区は 1400h、III 類資源区は 1200h と設定した。そして、太陽エネルギー資源量を有効利用時間数と定義し、発電量を「PV 累積導入量*年間有効利用時間数」として算出している。発電コストは、設備維持費(システム価格の 2%)及び金利(日本は年 1.5%、中国は年 4.9%とし¹⁾、融資期間 20 年間)の支払い合計額をシステム価格に上乗せしたコストを年間発電量で除して算出す

¹⁾ 日本は、太陽光ローンを扱う金融機関によって金利が異なる。本研究では、低金利の 1.5%を仮定する。中国の方は中国人民銀行長期融資利息に従う。

る。

$$PVCOST_t = (SYSTEM_t + RUN.COST_t + DEPR.EXP_t)/ELEC_t$$

t：対象年，SYSTEM：初期投資(システム価格)，RUN.COST：設備維持費用，
DEPR.EXP：設備減価償却費，ELEC：年間発電量

3.2 主要関数の推定結果

3.2.1 太陽電池価格関数の推定

日本においても中国においても，太陽電池の生産量の多くを結晶シリコン太陽電池が占めている²⁾。そして，結晶シリコン太陽電池のコスト構造の中で，シリコン価格が近年における価格低減に大きく寄与していると考えられている¹⁴⁾。また，多くの学習曲線に関する研究では，一因子学習曲線モデルを用いて，製品の累積生産量と価格との間の関係性を表現している。しかし，製品の価格を決定するのは累積生産量だけではなく，投入コスト，研究開発費(R&D)，規模の経済，新規競合企業の参入，産業集中の変化や投資補助金の形での支援政策なども価格の低下に影響すると述べられている文献がある¹⁵⁾。C.F.Yuによると¹⁶⁾，PVシステム生産のいくつかの段階において，累積導入量が増加しても太陽電池の価格が安定している期間がある。つまり，当該期間において技術進歩はしていないということを意味していると示されている。また，同著では，学習曲線モデルによって予測された太陽電池価格は市場のものより低いとの結果が出ているのは，投入コストを考慮していないことから生じているため，投入コストを学習曲線モデルに組み込むことで価格予測の信頼性をより高めることができることも述べられている。学習曲線モデルを用いた太陽電池価格に関する分析は多く見られるが¹⁷⁾¹⁸⁾¹⁹⁾²⁰⁾，シリコン価格を考慮する研究は少ない。そのため，本研究では，従来の累積生産量を説明変数とする学習曲線モデルを修正し，主要材料となるシリコンの価格をも考慮し，太陽電池価格を推定した。

日本の太陽電池価格の急激な低下は，2009年から余剰電力買取制度が，2012年からFITが導入されたことと密接な関係があると考えられている。加えて，太陽電池の急激な需要増加によって，海外メーカーによる国内市場への参入が

増加し、国内において価格競争が激化してきている¹³⁾。上記の背景を考慮するために、DUM9708については1997～2008年を1、2009～2013年は0と設定した。また、DUM0911については2008年までを0、2009～2011年を1、2012～2013年を0と設定した。

中国の太陽電池価格は、2009～2011年間で急劇に低下している。これは、2009年から分散型PVを補助金で支援する「金太陽モデル実験事業」を開始したこと、2011～2012年まで系統連系型プロジェクトに対する補助金（シリコン型パネルに9,000元/kW、薄膜型パネルに8,000元/kWを補助する）を実施したことと密接な関係があると考えられる。また、世界のPV累積導入量は2003年の181万kWから2007年の784万kWまで大きく増加した。その背景には、FITを導入していたドイツやスペインなどを中心としたヨーロッパのPV市場が2007年頃に急速に拡大したことが挙げられる。世界市場の拡大に伴って、中国が輸出を拡大した。その結果、累積生産量も拡大した。それが太陽電池価格の低下に大きく影響した。太陽電池価格の変化による導入量への影響については3.2.3で分析する。上記の背景を考慮するために、DUM752008について1975～2008年を1、2009～2013年を0と設定した。また、DUM0911について2008年までを0、2009～2011年を1、2012～2013年を0と設定した。

推定結果を(1)、(2)に示す。

(1)日本の太陽電池価格関数の推定結果

$$\text{LOG(PANEL.P.JP)}=14.5424-0.117866*(\text{LOG(CMPV.JP)})+0.0000235*(\text{SI.P.JP})$$

$$(\text{t-value}) \quad (137.45) \quad (-15.32) \quad (3.59)$$

$$-0.014665*((1-\text{DUM9708}-\text{DUM0911})*\text{LOG(CMPV.JP)})$$

$$(-5.41)$$

$$\text{OLS 期間: } 1997-2013 \quad R^2=0.969 \quad \text{SD}=0.047941 \quad \text{DW}= 2.226$$

PANEL.P.JP：日本の太陽電池価格， CMPV.JP：日本の太陽電池累積生産量，
SI.P.JP：日本のシリコン輸入価格。

(2)中国の太陽電池価格関数の推定結果²

$$\text{LOG(PANEL.P.CHN)}=10.7754-0.050386*(\text{LOG(CMPV.CHN)})$$

² シリコン輸入価格は日本の輸入価格と為替レートを用いて推定²¹⁾。

$$\begin{aligned}
& \text{(t-value)} && (119.39) && (-5.44) \\
& && +0.000604*(SI.P.JP/EXR.JP*EXR.CHN) \\
& && (3.60) \\
& && -0.057755*((1-DUM752008)*LOG(CMPV.CHN)) \\
& && (-12.88) \\
& && -0.034027*((1-DUM752008-DUM0911)*LOG(CMPV.CHN)) \\
& && (-7.91)
\end{aligned}$$

OLS 期間 : 1992-2013 $R^2=0.99$ $SD=0.074093$ $DW= 1.959$

PANEL.P.CHN : 中国の太陽電池価格, CMPV.CHN : 中国の太陽電池累積生産量,
EXR.JP : 日本ドル為替, EXR.CHN : 中国ドル為替.

推定の結果, 2012年以降, 累積生産量が2倍になる度に, 太陽電池価格の低下率は, 日本では6.5%低下しているのに対して, 中国では12.2%低下していることが確認できた. この傾向が続いていくと, 太陽電池価格は中国の方はより安くなり, 日中の価格の差はますます広がる可能性がある. また, 累積生産量のほか, シリコン価格も太陽電池価格に影響を与えることが分かった. 2013年を例にすると, シリコン価格が1円/t上昇すると, kW当たりの太陽電池価格は, 日本では約244,000円から約249,000円へ5,000円(2.3%)上昇し, 中国では約63,000円から約65,000円へ2,000円(3.6%)上昇する. シリコン価格の上昇による太陽電池価格の上昇率への影響は, 日本よりも中国の方が大きいのは価格構成における原材料の割合は中国の方が大きいことに起因すると考えられる.

3.2.2 PV導入量の推定

推定期間について, 日本の住宅用PVは1999~2013年, 非住宅用PVは1997~2013年, 中国の分散型PVは1995~2013年, 大型PVは2005~2013年となっている. 日本と中国のPV新規導入量の推定結果を(1)~(4)に示す.

(1)日本の住宅用PV新規導入量

$$INS.T.JP=-48567.3*(PVCOST.JP)+1.10685*(SUBS.JP)$$

(t-value) (-5.99) (2.24)

$$+819189.8*(IN.ELPAY.T)+13779.4*(SEL.H.JP)$$

(4.25)

(2.60)

ROLS 期間：1999-2013 $R^2=0.934$ $SD=108,830.0$ $DW=1.552$

INS.T.JP：日本の住宅用 PV 新規導入量，PVCOST.JP：日本の PV 発電コスト，
SUBS.JP：日本における国の補助金，IN.ELPAY.T：実収入に占める電気代の割合，
SEL.H.JP：日本の住宅用 PV の買取価格

(2)日本の非住宅用 PV 新規導入量

$INS.S.T.JP = -385624.9 - 10007.9 * (PVCOST.JP) + 10065.5 * (SEL.A.JP)$

(t-value) (-1.61) (-2.15) (2.61)

$+44595.5 * (E.LAR.PRI.JP) + 134256.6 * ((1 - DUM972012) * SEL.A.JP)$

(1.67) (39.37)

OLS 期間：1997-2013 $R^2=0.998$ $SD=66,490.9$ $DW=2.978$

INS.S.T.JP：日本の非住宅用 PV 新規導入量，SEL.A.JP：非住宅用 PV の買取価格，
E.LAR.PRI.JP：炭素税入り大口電力単価， $(1 - DUM972012) * SEL.A.JP$ ：非住宅用 PV に関して，
余剰買取から全量買取への制度移行

(3)中国の分散型 PV 新規導入量

$LOG(INS.T.CHN) = 11.5710 - 0.000108 * (PANEL.P.CHN)$

(t-value) (11.51) (-7.01)

$+0.003144 * (BILFIT.CHN) + 0.933935 * (DUM0612)$

(2.13) (2.91)

OLS 期間：1995-2013 $R^2=0.936$ $SD=0.537012$ $DW=2.062$

INS.T.CHN：中国の分散型 PV 新規導入量，PANEL.P.CHN：中国の太陽電池価格，
BILFIT.CHN：分散型 PV の買取価格，DUM0612：無電地域電力建設，金太陽工程示範，
光電建築一体化のプロジェクト実施期間を 1 とするダミー変数

(4)中国の大型 PV 新規導入量

$LOG(LS.PV.CHN) = 12.5347 - 0.000234 * ((PANEL.P.CHN))$

(t-value) (6.73) (-8.69)

$+0.001308 * (MEGAFIT.CHN - TAX.CO2.CHN) + 0.0000149 * (KV.1000.AL.C)$

(3.07)

(1.51)

OLS 期間：2005-2013 $R^2=0.993$ $SD=0.390527$ $DW=2.928$

LS.PV.CHN：中国の大型 PV 新規導入量，MEGAFIT.CHN：大型 PV の買取価格，
TAX.CO2.CHN：中国の炭素税，KV.1000.AL.C：電網長さ

推計結果より，システム価格と買取価格は日中両国における共通の影響要因になっていることが確認できた。また，異なる要因として，日本では，住宅用に対しては補助金と実収入に占める電気料金の割合が，非住宅用に対しては業務用電力料金単価が影響することが確認できた。一方，中国では，分散型に対しては電力出荷価格と政府支援プロジェクトが，大型に対しては送電線延べ距離が影響していることが確認できた。各変数の影響について以下に示す。

(1)システム価格は PV の導入要因として寄与している。日本では，kW 当たりの太陽電池価格は 2010 年の約 32.9 万円から 2017 年の約 25.5 万円(住宅新築)へ 22%低下し，システム価格は約 56.5 万円(住宅)から 2017 年の約 35.4 万円へ 37%低下した。一方，中国では，同期において kW 当たりの太陽電池価格は 1.3 万元(23.4 万円)から 3 千元(5.4 万円)へと 77%，システム価格は 2.5 万元(45 万円)から 7 千元(12.6 万円)へと 72%も低下してきた。システム価格と太陽電池価格の低下率は，いずれも中国の方が日本より大きかった。

(2)FIT は普及要因として寄与しているが，日中間における制度の違いに留意すべきである。住宅用 PV の買取期間については，中国は 20 年で，日本より 10 年長くなっている。また，買取単価については，日本は全国一律となっているが，中国の場合は，2014 年から日照時間量等に応じて設定されている。

(3)補助金について，日本の住宅用 PV では，2014 年からは国の補助金事業は廃止したが，市区町村からの補助金は一部残っているので，普及要因として寄与してきた。一方，中国では，国家能源局が中心となって分散型 PV の設置コストを 50%補助する「金太陽モデル実験事業」を 2009～2012 年に展開したが，データが少ないため，その影響が確認できなかった。

(4)実収入に占める電気代の割合について，日本の住宅用 PV では普及要因として寄与しているのに対し，中国ではその影響が確認できなかった。その理由として，中国の家庭部門の電気料金が安く設定されていることが考えられる。

(5)送電線整備について、日本では普及要因として確認できなかったのに対し、中国の大型 PV では普及要因として寄与している。中国の国土面積は日本の約 25 倍、人口は 10 倍、GDP は 2 倍となっており(2016 年データ)、電力需要地と太陽エネルギー資源の豊富な地域との距離が日本より離れている。そのため、送電線が中国の大型 PV の普及に影響していると考えられる。

3.3 日中両国における 2030 年までの PV の展望

3.3.1 シミュレーションの前提条件とケース設定

PV 普及拡大の主な影響要因は市場要因としてのシステム価格と FIT 等の政策要因である。シミュレーションでは、FIT、炭素税、金融政策等を中心に、政府の経済や政策見通しを踏まえ、従来の傾向がそのまま続く基準ケースと買取価格低減幅縮小ケース、炭素税ケース及び金融政策調整ケースを設定した。シミュレーション期間は 2014～2030 年とした。日本と中国のケース設定について、それぞれ表 6、表 7 に示す。各ケースで設定した変数の影響経路について、買取価格は、新規導入量の説明変数となっており、買取価格が上昇すれば新規導入量が増加する。また、炭素税は、電気料金単価の算出に用いていて、電気料金支払額、実収入に占める電気代の割合を通して新規導入量に影響している。炭素税が引き上げられれば、実収入に占める電気代の割合が増加し、新規導入量が増加する。また、年間融資利率は、金融政策を表す変数であり、発電コストの算出に用いている。年間融資利率が低下すれば、発電コストが減少し、新規導入量が増加する。

日本の場合、FIT は環境省の報告書を参考に、基準ケースでは、2020 年から 2030 年までで住宅用は-6.1%/年、非住宅用は-4.2%/年と設定した。買取価格低減幅縮小ケースでは、住宅用は変更せず、非住宅用は-3.13%/年と設定した。炭素税については、基準ケースでは、289 円/t-CO₂を 2030 年まで維持し、炭素税引き上げケースでは、フランスが 2015 年に決定した炭素税引き上げ目標に従い、2019 年から 2030 年までに税率を段階的に 4,023 円/t-CO₂(30.5EUR/t-CO₂)まで引き上げると設定した。

一方、中国の場合、FIT はエネルギー研究所等の研究結果を参考に、基準ケースでは分散型向けは 2020 年までは現状維持、2021～2030 年までは-5%/年、大型向

けは 2018～2020 年までは-14%/年、2021～2030 年までは-5%/年と設定した。買取価格低減幅縮小ケースでは、両方の 2021 年から 2030 年までの低減率を-2%/年と設定した。炭素税については、基準ケースでは 2030 年まで現状維持、炭素税導入ケースでは 2019 年の 50 元/t-CO₂ から 100 元/t-CO₂ まで段階的に引き上げると設定した。

金利については、中国の場合、2030 年まで基準ケースで年 4%、金融政策調整ケースで金利 3%と設定した。一方、日本の場合、基準ケースで年 1.5%、金融政策調整ケースでは年 1%と設定した。

表 6 日本の PV モデルに関するケース設定

	買取価格	炭素税	金利
①基準ケース	住宅用： 2014～2019年政府公表データ通り設定， 2020～2030年は-6.1%/年(2030年13円/kWh) 非住宅用： 2014～2017年政府公表データ通り設定， 2018～2019年は産業用電力料金を使用， 2020～2030年は-4.2%/年(2030年11.8円/kWh)	2014～2030年現状維持(289 円/t-CO ₂)	2014～2030年は 金利(年利)1.5%
②買取価格低減幅縮小 ケース	住宅は変更せず， 非住宅は2020～2030年は-3.13%/年	同①	同①
③炭素税引き上げケース	同①	2014～2018年まで現状維持(289 円/t-CO ₂)； 2019～2020年までに448円/t-CO ₂ ； 2021～2022年までに695円/t-CO ₂ ； 2023～2024年までに1,078円/t-CO ₂ ； 2025～2026年までに1,672円/t-CO ₂ ； 2027～2028年までに2,593円/t-CO ₂ ； 2029～2030年までに4,023円/t-CO ₂ ； を段階的に導入	同①
④金融政策調整ケース	同①	同①	2014～2030年は 金利(年利)1.0%

注：ケースの設定は IRENA²²⁾，環境省²³⁾，IGES²⁴⁾に基づき設定した。

表 7 中国の PV モデルに関するケース設定

	分散型PV買取価格	大型PV買取価格	炭素税	金利
①基準ケース	<ul style="list-style-type: none"> 国の補助： 2014～2017年は実績値；2018～2020年 現状維持；2021～2030年-5%/年(2030年 0.25元/kWh) 石炭火力発電の平均売電価格： 2016年まで実績値使用 2017～2020年+2%/年；2021～2030年 +4%/年(2030年0.585元/kWh) 	<ul style="list-style-type: none"> 2014～2016年まで実績値使用 2018～2020年-14.123%/年 2021～2030年-5%/年(2030年0.284 元/kWh) 	2030年まで現状維持(未導入)	<ul style="list-style-type: none"> 2014～2017年実績値(4.9%) 2018～2020年4%/年 2021～2030年維持
②買取価格 低減幅縮小 ケース	<ul style="list-style-type: none"> 国の補助： 2014～2017年は実績値；2018～2020年 現状維持；2021～2030年-2%/年 ・石炭火力発電の平均売電価格：同① 	<ul style="list-style-type: none"> 2014～2020年は同① 2021～2030年-2%/年 	同①	同①
③炭素税導 入ケース	同①	同①	<ul style="list-style-type: none"> 2014～2018年まで現状維持(未導入)； 2019～2020年までに50元/t-CO₂； 2021～2022年までに60元/t-CO₂； 2023～2024年までに70元/t-CO₂； 2025～2026年までに80元/t-CO₂； 2027～2028年までに90元/t-CO₂； 2029～2030年までに100元/t-CO₂ を段階的に導入 	同①
④金融政策 調整ケース	同①	同①	同①	<ul style="list-style-type: none"> 2014～2017年実績値 2018～2020年3%/年 2021～2030年2020年のデータ を維持

注：ケースの設定は CRED²⁵⁾， CNREC²⁶⁾， CREIA²⁷⁾， RIFS²⁸⁾， 時²⁹⁾に基づき設定した。

3.3.2 シミュレーションの結果

3.3.2.1 日本

日本に関するシミュレーション結果を表 8 に示す。また、PV システム価格及び太陽電池の推定値と実績値の比較を表 9 に示す。

(1) 基準ケースの結果

日本のPV累積導入量は、2013年の1,420万kWから2030年の8,382万kWへ拡大し、2030年の政府目標を1,982万kW上回る。その内、住宅用は663万kWから2,572万kWに、非住宅用は757万kWから5,962万kWに達する見込みである。

kW当たりのシステム価格は2013年の40.3万円から2030年の25.5万円へ37%低下する。kWh当たりの買取価格は非住宅用が36円から2030年には13円まで、住宅用は38円から13円まで低下する。化石エネルギー代替量は2013年の550万TCEから2030年に3,108万TCEに拡大し、そして、CO₂削減量は1,524万t-CO₂から8,614万t-CO₂に増加する。

(2) ケース間比較

基準ケースと比較すると、2020～2030年の住宅用向けの買取価格の低下率は変更せず(-6.1%/年)、非住宅用向けの買取価格の低下率を4.2%から3.1%へ縮小する「買取価格低減幅縮小ケース」では、2030年の累積導入量は152万kW増加する。炭素税税率を2014年の289円/t-CO₂から2030年に4,023円/t-CO₂へ引き上げる「炭素税導入ケース」では、2030年の累積導入量は68万kW増加する。2014～2030年の金利(年利)の減少率を1.5%/年から1.0%/年へ縮小する「金融政策調整ケース」では、2030年の累積導入量は53万kW増加する。何れの対策も導入拡大効果があることが分かった。そのうち、買取価格低下幅縮小ケースの導入拡大効果が一番大きい。

また、日本のグリッドパリティは、NEDOが2014年に発表した「NEDO PV Challenges」の中で、発電コストが家庭用電力並みの23円/kWhになることを第一段階グリッドパリティ(達成済)、業務用電力並の14円/kWhになることを第二段階グリッドパリティ、汎用電源並の7円/kWhになることを第三段階グリッドパリティと定義されている。第二段階の目標に関して、基準ケースと買取価格低下幅縮小ケース、炭素税引き上げケースでは2020年に達成できないことが分かった。金融政策調整ケースでは、目標年度より一年遅く達成でき、2020年に14.50円/kWhまで安くなることが分かった。また、第三段階の目標に関して、どのケースにおいても2030年までに達成できないことが分かった。

表 8 2030 年における日本のシミュレーション結果に関するケース間比較

	単位	2013年実績	2030年			
			①基準 ケース	②買取価 格低下幅 縮小ケー ス	③炭素 税引き 上げ ケース	④金融 政策調 整ケー ス
全国累積導入量	万kW	1,420	8,382	8,534	8,450	8,434
住宅累積導入量	万kW	663	2,571	2,571	2,608	2,614
非住宅累積導入量	万kW	757	5,811	5,962	5,842	5,820
太陽電池累積生産量	万kW	1,737	6,023	6,175	6,091	6,075
太陽光発電電力量	億kWh	199	1,173	1,195	1,183	1,181
システム価格	円/kW	403,000	255,385	254,721	255,084	255,154
太陽電池価格	円/kW	243,500	201,625	200,962	201,324	201,394
その他(工事費, 付属機器など)	円/kW	159,500	53,760	53,760	53,760	53,760
発電コスト	円/kWh	20	12	12	12	12

表 9 日本における PV システム価格及び太陽電池の推定値と実績値の比較

円/kW	太陽電池価格		システム価格	
	実績値	本研究の推定値	実績値	本研究の推定値
2014	231,600	284,334	386,000	406,133
2015	226,800	284,755	378,000	394,477
2016	215,100	272,680	358,500	375,153
2017	215,100	265,352	358,500	360,286
2018	200,100	259,187	333,500	346,956

3.3.2.2 中国

中国に関するシミュレーション結果を表 10 に示す。また、PV システム価格及び太陽電池の推定値と実績値の比較を表 11 に示す。

(1) 基準ケースの結果

中国における PV 累積導入量は 2013 年の 1,774 万 kW から、2020 年の 14,888 万 kW、2030 年の 51,507 万 kW へ、年平均 21.9% の伸び率で推移する。2020 年の導入目標達成率が約 142% になる。その内、分散型と大型 PV の累積導入量は 2030 年時点でそれぞれ 12,385 万 kW、39,122 万 kW に達する。太陽電池価格は、2013 年の kW 当たり 4,000 元(6.3 万円)から 2030 年の 2,580 元(4.2 万円)へ低下する。システム価格も 9,000 元(14.2 万円)から 4,932 元(8.1 万円)まで低下する。化石エネルギー代替量は 750 万 TCE から 20,459 万 TCE へ拡大し、CO₂ 削減量は 2,078 万 t-CO₂ から 56,712 万 t-CO₂ に増加する。

表 10 2030 年における中国のシミュレーション結果に関するケース間比較

	単位	2013年実績	2030年			
			①基準 ケース	②買取価 格低下幅 縮小ケー ス	③炭素 税引き 上げ ケース	④金融 政策調 整ケー ス
全国累積導入量	万kW	1,774	51,507	55,612	53,462	69,847
分散型累積導入量	万kW	292	12,385	13,118	14,295	12,402
大型累積導入量	万kW	1,482	39,122	42,494	39,168	57,445
太陽電池累積生産量	万kW	8,225	138,017	142,123	139,973	156,360
太陽光発電電力量	億kWh	248	7,211	7,786	7,485	9,779
システム価格	円/kW	141,827	80,813	80,637	80,728	80,070
太陽電池価格	円/kW	63,034	42,264	42,089	42,180	41,521
その他(工事費, 付属機器など)	円/kW	78,793	38,549	38,549	38,549	38,549
発電コスト	円/kWh	12	7	7	7	6

注：2016年から為替レート変化せずに、1元=16.38円と仮定している。

表 11 中国における PV システム価格及び太陽電池の推定値と実績値の比較

元/kW	太陽電池価格		システム価格	
	実績値	本研究の推定値	実績値	本研究の推定値
2014	3,800	3,630	8,000	8,374
2015	3,600	3,404	7,500	7,867
2016	3,200	3,191	7,200	7,753
2017	3,000	2,978	7,000	7,533
2018	2,000	2,810	6,000	7,196

(2) ケース間比較

基準ケースと比較すると、2021～2030年の買取価格低下率を5%から2%へ縮小する「買取価格低減幅縮小ケース」では、2030年の累積導入量は4,105万kW増加する。炭素税を2019年から導入し、税率を初年度の50元/t-CO₂から2030年に100元/t-CO₂へ引き上げる「炭素税導入ケース」では、2030年の累積導入量は1,955万kW増加する。2018～2020年の金利(年利)の減少率を4%/年から3%/年へ縮小し、2021～2030年は2020年の値を維持する「金融政策調整ケース」では、2030年の累積導入量は18,340万kW増加する。何れの対策も導入拡大効果があることが分かった。そのうち、金融政策調整ケースの導入拡大効果が一番大きい。

中国におけるPVのグリッドパリティ達成ロードマップを図16、図17に示す。基準ケースでは、1～3類資源区の大型PVはそれぞれ2023年(0.421元/kWh)、

2025年(0.453元/kWh), 2027年(0.499元/kWh)にグリッドパリティを達成できる。一方、炭素税導入ケースでは、それぞれ基準ケースよりも2年早くグリッドパリティを達成できる。

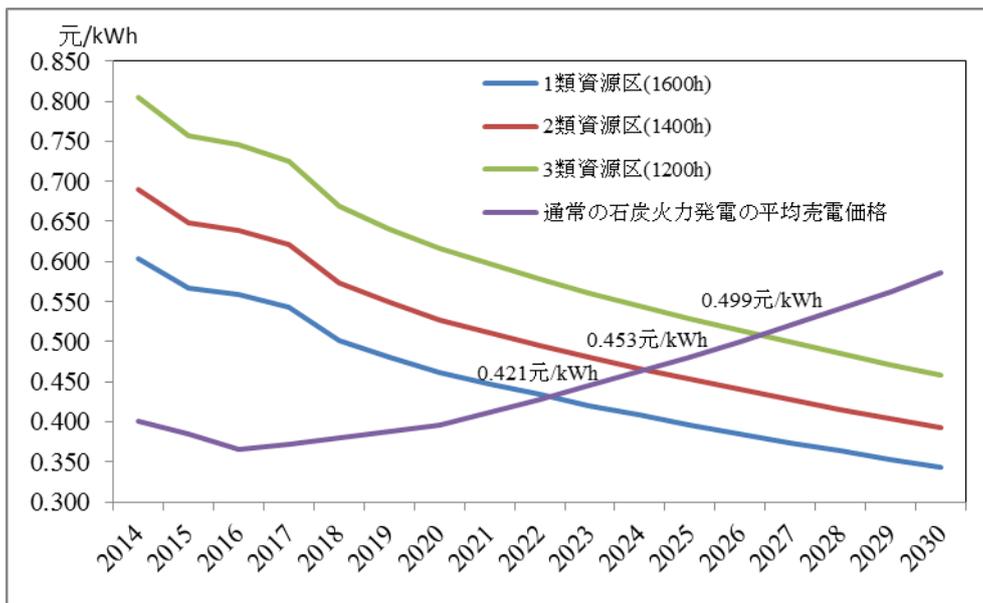


図 16 基準ケースにおける中国 PV のグリッドパリティ達成ロードマップ

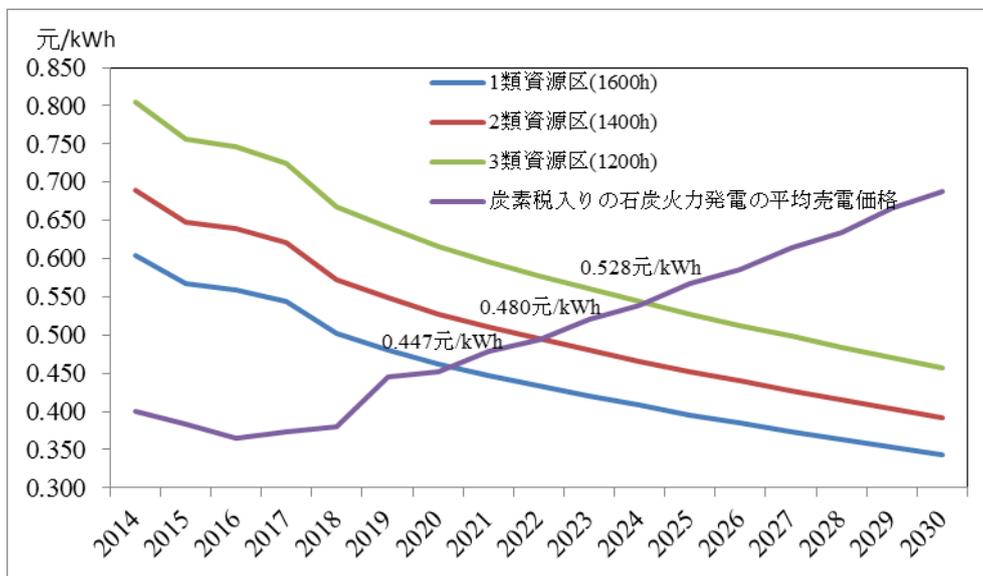


図 17 炭素税導入ケースにおける中国 PV のグリッドパリティ達成ロードマップ

また、「2015～2030年電力工業発展展望」と中国電力企業連合会等によると、2030年において、中国全体の累積導入量は火力発電が11.86億kW、風力発電+PVの合計が12億kW、水力発電が4.1億kW、揚水発電が1.3億kW、原子力が1.5億kWになり、総発電電力量は106,000億kWhと予測されている³⁰⁾³¹⁾³²⁾。本研究の結果を用いてPVの比率を試算した。結果は表12に示す。

表 12 2030年における中国PVの比率

		全体の累積導入量(万kW)	割合	総発電電力量(億kWh)	割合
2030年政府見通し		307,600	100%	106,000	100%
本研究の結果	基準ケース	51,507	17%	7,211	7%
	買取価格低下幅縮小ケース	55,612	18%	7,786	7%
	炭素税引き上げケース	53,462	17%	7,485	7%
	金融政策調整ケース	69,847	23%	9,779	9%

注：全体の累積導入量=火力発電11.86億kW+風力とPVの合計12億kW+水力発電4.1億kW+揚水発電1.3億kW+原子力1.5億kW

3.3.2.3 シミュレーション結果に関する日中比較

日中両国の基準ケースの結果比較を表13に示す。

日本においては、エネルギーミックス案でPVの導入目標は2030年に6,400万kWと掲げられた³³⁾。しかし、資源エネルギー庁によると、2017年12月にPV累積導入量が4,342万kWとなり、導入目標の約7割を達成した。本研究では、基準ケースでのPV累積導入量は2030年に8,382万kWと予測され、導入目標を約30%上回る結果となった。一方、中国の場合、PV累積導入量が2020年に10,500万kW以上に達することを第13次5カ年計画の目標として設定されていた。国家能源局によると、2017年の段階で既に13,000万kWに達しており、2020年の計画目標を3年前倒して且つ24%上回って達成した。本研究では、基準ケースでのPV累積導入量は2020年に計画目標を約42%上回る14,888万kW、2030年には51,507万kWに達する結果となった。システム価格については、日本は2013年のkW当たり40万円から2030年の26万円へ、中国は14万円から8万円まで低下する。その内、太陽電池価格は、日本は24万円から20万円、中国は6万円から4万円まで低下する。

基準ケースの結果に関する日中間の違いは、3.2.3 で示した導入量の推定式における影響要因の違い、関数形の違いも含む変数の影響の違い及びシミュレーション分析時の外生変数の設定の違いに起因する。まず、導入量の推定式における影響要因の違いについて、例えば、買取価格は日中両国における共通の影響要因になっているのに対し、送電線延べ距離は中国に影響しているが、日本には影響していないと推定された。次に、変数の影響の違いについて、例えば、日本では非住宅用の買取価格が1円/kWh高くなると、非住宅新規導入量が573.5万kWから約574.5万kWへ1万kW増加するのに対し、中国では大型用の買取価格が1円/kWh高くなると、大型新規導入量が980.0万kWから約981.3万kWへ1.3万kW増加すると推定された。推定式に関する上記の違いがシミュレーション結果に影響を与えている。更に、外生変数の設定が異なっていることについて、非住宅用（大型用）の買取価格の設定を例に説明する。日本に関して、基準ケースでは2014～2017年は実績の値に、2018～2019年は産業用電力料金の値に、2020～2030年では4.2%/年ずつ低下するように設定した。それに対し、中国に関して、基準ケースでは2014～2016年は実績の値に、2018～2020年では14.1%/年ずつ、2021～2030年では5%/年ずつ低下するように設定した。このような外生変数の設定の違いも分析結果に影響を与えている。

表 13 2030 年における日中両国の基準ケース結果比較

	単位	実績		見通し		年平均伸び率		2030年中国と日本間比較(日本=)
		2013年		2030年		2030/2013		
		日本	中国	日本	中国	日本	中国	
全国累積導入量	万kW	1,420	1,774	8,382	51,507	11.0%	21.9%	614.5
住宅/分散型累積導入量	万kW	663	292	2,571	12,385	8.3%	24.7%	481.8
非住宅/大型累積導入量	万kW	757	1,482	5,811	39,122	12.7%	21.2%	673.2
太陽電池累積生産量	万kW	1,737	8,225	6,023	138,017	7.6%	18.0%	2,291.5
太陽光発電電力量	億kWh	199	248	1,173	7,211	11.0%	21.9%	614.7
システム価格	円/kW	403,000	141,827	255,385	80,813	-2.6%	-3.3%	31.6
太陽電池価格	円/kW	243,500	63,034	201,625	42,264	-1.1%	-2.3%	21.0
その他(工事費、付属機器など)	円/kW	159,500	78,793	53,760	38,549	-6.2%	-4.1%	71.7
発電コスト	円/kWh	20	12	12	7	-3.1%	-3.5%	54.5

注：2016年から為替レート変化せずに、1元=16.38円と仮定している。

3.4 政策提言

本研究では、日中両国のPV導入拡大の現状と利用拡大対策、普及メカニズ

ムについて比較分析した。両国にとって、システム価格、FIT、補助金、送電線整備等が PV 導入拡大の影響要因であると確認できた。また、学習曲線モデルを用いて太陽電池価格を推定した結果、2012 年以降、累積生産量が 2 倍になる度に、価格が日本では 6.5%、中国では 12.2%低下していることが確認出来た。そして、両国が策定した将来目標について、基準ケースと買取価格低減幅縮小ケース、炭素税ケース及び金融政策調整ケースを設定しシミュレーション分析を行った。その結果、従来の傾向がそのまま続く基準ケースでは、日本が 2030 年目標を約 130%、中国が 2020 年の目標を約 142%達成できる見込みである。

更なる普及拡大を図るための対策として、買取価格低減幅の縮小と金利の引き下げのほか、日本においては炭素税税率の引き上げ、中国においては炭素税の導入が有効である。また、中国は電力システム改革を通して、発電送電の分離、再生可能エネルギー電力の優先買取制度などを導入している。そのため、太陽エネルギー資源の豊富な西北部の PV システムによって発電された電力が長距離送電網を通じて、電力需要の多い東南沿海部へ送電されることができ、PV の導入に寄与していると考えられる。一方、日本は中国のような電力システム改革を行っておらず、PV の普及拡大を阻害する要因の一つになっていると考えられる。従って、電力システム改革についても検討する必要がある。

参考文献

- 1) ANRE 省エネルギー・新エネルギー部新エネルギー対策課；平成 24 年度新エネルギー等導入促進基礎調査太陽光発電システム等の普及動向に関する調査, (2013), 17.
- 2) 一般社団法人太陽光発電協会(JPEA); 太陽電池の出荷統計.
- 3) 電気事業連合会; 電力統計情報.
- 4) 財務省; 貿易統計,
- 5) 日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット ; EDMC エネルギー・経済統計要覧, 各年版.
- 6) 中国国家能源局新エネルギー司.
http://www.nea.gov.cn/sjzz/xny/index_2.htm(アクセス日 2018.2)

- 7) 中国国家统计局; 中国統計年鑑, 各年版.
- 8) 中国電力出版社; 中国電力統計年鑑, 各年版.
- 9) 王斯成; 「十三五」太陽光発電産業発展戦略と政策分析, (2017).
- 10) Li Junfeng, Wang Sicheng et.al; China Solar PV Report-2007, China Environmental Science Press, (2007).
- 11) 時璟麗; 中国語: 光伏補貼距离退出有多远, 中国能源報, 第 17 版, (2017).
http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2017-09/04/content_1803202.htm
 (アクセス日 2017.10.17)
- 12) Kan Sichao; Quantitative analysis of the subsidy policy for solar photovoltaic - a case study of China, IEEJ, (2011).
- 13) 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO); 太陽光発電開発戦略(NEDO PV Challenges), (2014).
- 14) 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構, NEDO 再生可能エネルギー技術白書第 2 版, 第 2 章太陽光発電, (2014).
- 15) Peck YeanGan, ZhiDongLi; Quantitative study on long term global solar photovoltaic market, Renewable and Sustainable Energy Reviews 46, (2015), 88-99.
- 16) C.F. Yu, W.G.J.H.M. van Sark, E.A. Alsema; Unraveling the photovoltaic technology learning curve by incorporation of input price changes and scale effects, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15, (2011), 324-337.
- 17) 槌屋治紀; 学習曲線による新エネルギーの 2012 コスト分析; 日本太陽エネルギー学会誌, Vol.25, No.5, (1999).
- 18) Bob van der Zwaan, Ari Rabl; Prospects for PV: a learning curve analysis, Solar Energy74, (2003), 19-31.
- 19) Maya Papineau; An economic perspective on experience curves and dynamic economies in renewable energy technologies, Energy Policy34, (2006), 422-432.
- 20) 朝野賢司; 太陽光発電は需要創出によりどこまでコストが下がるのか, 電力中央研究所報告(Y09020), (2010).
- 21) 李志東; 中国における太陽光発電の動向と中長期展望, 第28回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, (2014).

- 22) IRENA; The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025, (2016).
- 23) 環境省; 平成26年度2050年再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及可能性検証検討委託業務報告書第4章, (2015).
- 24) 公益財団法人地球環境戦略研究機関(IGES); 北東アジア3か国(日本・中国・韓国)における炭素排出への価格付けの実現可能性, POLICY BRIEF, No.29, (2014).
- 25) Center for Renewable Energy Development (CRED) of Energy Research Institute; Study on the Policy Roadmap of Distributed PV Power Generation in China, (2015).
- 26) Management Office of RED Programme; Sino-Danish Renewable Energy Programme [China Wing, Solar and Bioenergy Roadmap 2050], China National Renewable Energy Centre (CNREC), (2014).
- 27) Chinese Renewable Energy Industries Association (CREIA); China solar PV power policy report: Differential Feed-in Tariffs, (2013).
- 28) Research Institute for Fiscal Science Research Team(RIFS); Research on Levying Carbon Tax in China, (2009).
- 29) 時璟麗, 劉建東; 太陽光発電コスト削減ポテンシャルとグリッドパリティ達成ロードマップに関する研究, Solar Energy, (2016), 9-13.
- 30) 中国電力網; 「2015～2030年電力工業発展展望」, (2016).
<http://www.chinapower.com.cn/information&yjbg/20160106/8458.html>
(アクセス日 2021.1.24)
- 31) 中国電力企業連合会; 中国新エネルギー産業政策動向及び発展見通し, (2020).
<https://mp.ofweek.com/power/a556714815087>(アクセス日 2021.1.24)
- 32) 国際能源網; 从实现碳中和角度浅谈中国电力发展, (2021).
<https://www.in-en.com/finance/html/energy-2245512.shtml>(アクセス日 2021.1.24)
- 33) 経済産業省; 長期エネルギー需給見通し, (2015), 7.

第4章 中国におけるNEV普及拡大対策に関する計量経済分析と日中両国の車載用リチウムイオン電池価格の変動メカニズムに関する比較分析

第3章では、再生可能エネルギーであるPVの導入に関する分析を行った。しかし、再生可能エネルギーは電力の安定供給が難しいという問題を抱えている。PVについては、発電量が日照時間や天候によって変化するため、電力需給のバランスを調整することが困難である。実際に、九州電力管内では2018年10月からPVが最も発電できる時間帯に多く出力抑制が行われている¹⁾。出力抑制は、電力需給のバランスが崩れそうな場合に大規模停電の発生を防止するために、優先給電ルールに基づき発電量の調整が行われることである²⁾。上記の問題を解決するためには、例えば、優先給電ルールにもある「他地域への送電」を強化するために、本論文の3.4節でも述べたように、電力システム改革(発送電分離や地域間の電力融通能力の増強など)を行う必要がある。また、蓄電池の導入によって電力需給の安定化を図ることも考えられる。

上記の問題解決の手段として、EVをはじめとするNEVが期待されている³⁾。まず、再生可能エネルギー発電の余剰電力をEVに搭載されている蓄電池に充電するGrid to Vehicle(G2V)が挙げられる。これにより、再生可能エネルギー発電の安定化を図ることが出来る。そして、その電力を家庭へ供給するVehicle to Home(V2H)、電力系統へ供給するVehicle to Grid(V2G)がある。V2Gについて、近年、分散型電源からスマートタウンなどの住宅地にEVで電力を輸送する可能性について研究する論文もある⁴⁾。

NEVは、再生可能エネルギーの課題を解決することが期待されているが、再生可能エネルギーで発電された電力を利用することで走行時のCO₂排出を削減することが出来る。このことから、再生可能エネルギーとNEVは普及拡大することでお互いの欠点を補うことが出来ると考えられる。

1.2.2で述べたように、従来では、NEV普及の影響要因分析にとどまる研究がほとんどであり、2030年までの展望を行う研究が少ない。また、アンケート調査を用いる普及要因分析が多く、時系列データを用いた実証的研究が十分で

はない。加えて、NEV 規制・クレジット取引制度導入の効果を定量的に解明する研究が少ない。

そこで、本章では、中国の NEV に着目し、累積生産量以外に主要材料となるリチウム価格をも考慮した LIB 価格の学習曲線効果及び NEV 規制・クレジット取引制度を組み込んだ計量経済モデルを構築し、NEV 普及メカニズムの定量的解明を行う上で、シミュレーション分析を通じて、普及対策に関する提言を試みた。

4.1 中国における NEV 普及拡大対策に関する計量経済分析

4.1.1 中国における NEV 普及モデルの概要とデータ整備

本研究では、NEV 普及拡大モデルを構築した(図 18)。

NEV 普及拡大モデルでは、補助金、充電器累積導入量、NEV 販売比率目標、教育レベル、自動車関連税制、燃料価格等を外生変数として与え、NEV 新車販売台数、LIB 価格、相対取得コスト、相対保有走行コスト等が内生変数として推定される。

データは主に中国自動車工業協会⁵⁾、中国自動車流通協会、中国国家统计局⁶⁾、国家能源局⁷⁾、高工産業研究院(GGII)⁸⁾、中国非鉄金属産業協会⁹⁾、中国電気自動車充電インフラ促進連盟¹⁰⁾等から収集した。FCV は保有台数が少ないため、EV と PHEV を NEV と定義する。

推定期間は 2012～2019 年とした。すべての行動方程式が基本的に OLS を用いて推定された。連立方程式モデルの適合性については、パーシャルテスト、トータルテスト及びファイナルテストを行って確認した。

保有・走行コストに関しては、走行距離当たりの電力消費量、燃料価格、自動車強制保険と自動車使用税から算出する。ただし、中国では、NEVは取得税が2022年まで免除され、自動車使用税は徴収しないと決められている。なお、地方政府からの補助金や生活習慣による走行距離の違いなどは本研究では考慮しない。走行コストは、車両の使用年数を10年、生涯走行距離を10万km¹¹⁾と仮定して計算する。

$$EV.PCAR.COST_t = \{ (EV.P_t - SUB_t + CLI_t + OTH.P_t) + (AN.M_t * 10 * POW.C_t / 100 * ELE.P_t) \} / \{ (CAR.P_t + PURC.T_t + CLI_t + OTH.P_t) + (AN.M_t * 10 * GASO.C_t / 100 * GASO.P_t + VEH.TAX_t) \}$$

ただし、t:対象年、EV.PCAR.COST:相対総コスト、EV.P:EV本体価格(元)、SUB:NEV向けの購入補助金(元)、CLI:自動車強制保険(元/年)、OTH.P:登録諸費用(元)、AN.M:年間走行距離(km)、POW.C:走行距離当たりの電力消費量(kWh/100km)、ELE.P:電気料金単価(元/kWh)、CAR.P:GV本体価格(元)、PURC.T:取得税(元)、GASO.C:走行距離当たりのガソリン消費量(L/100km)、GASO.P:ガソリン価格(元/L)、VEH.TAX:自動車使用税(元/年)

4.1.2 主要関数の推定結果

4.1.2.1 学習曲線によるLIB価格関数の推定

学習曲線を用いる多くの研究では、一因子学習曲線モデル、つまり、製品の価格が累積生産量のみの関数として表現している。しかし、製品価格を決定するのは累積生産量だけではなく、投入コストや研究開発費なども価格に影響すると述べられている文献がある¹⁵⁾。ここでは、LIB価格の推定に当たって、累積生産量に加え、主要材料となるリチウム価格をも説明変数とした。推定結果を(1)に示す。

(1)LIB 価格関数の推定結果

$$\text{LOG}(\text{BAT.P.C}) = 12.4812 - 0.287354 * (\text{LOG}(\text{BAT.CAP.C}))$$

(t-value) (89.11) (-30.86)

$$+0.00000103*(LI.BATPRI.C)$$

(2.80)

OLS : 2012-2019 $R^2=0.996$ SD= 0.034 DW= 2.090

ただし、BAT.P.C : 中国の LIB システム価格, BAT.CAP.C : 中国の LIB 累積生産量, LI.BATPRI.C : 中国のリチウム価格

推定の結果、累積生産量が 2 倍になる度に、価格が 18.1%低下していることが確認できた。また、リチウム価格も LIB 価格に影響を与えることが分かった。2019 年を例にすると、リチウム価格が 1 元/kg 上昇すると、kWh あたりの LIB 価格が 1,084 元から 1,196 元へ上昇すると推定される。

4.1.2.2 EV 及び NEV 乗用車新車販売台数関数の推定

理論的に、NEV 乗用車新車販売台数は相対総コスト、充電インフラ¹⁶⁾、教育レベル¹⁷⁾、NEV 規制・クレジット取引制度の導入によって影響されると考えられる。相対総コストは EV の取得・保有・走行コストと GV の取得・走行・保有コストとの比で算出される。相対総コストは EV 側のコスト低下、または GV 側のコスト上昇に伴って低下する¹⁸⁾¹⁹⁾。相対総コストが低下すれば、EV の経済性が改善されるため、NEV 乗用車新車販売台数が増加する。充電インフラ整備は消費者が NEV を購入するかどうかを決める要因の 1 つとなっており、NEV の普及拡大に欠かせないと考えられる¹⁶⁾¹⁷⁾。教育レベルが高いほど、環境意識や収入が高くなり、EV に対する需要が高まると考えられる¹⁶⁾²⁰⁾。NEV 規制・クレジット取引制度はメーカーへ規制強化によって販売台数を増加させると考えられる。ただし、NEV 1 台当たりの標準ポイント数は 2~5 ポイントまでなので、NEV クレジット比率規制は実際の販売比率ではないことに留意する必要がある。例えば、仮に NEV 1 台当たりのポイント数は 2 ポイントだと仮定する場合、2020 年に企業が従来の自動車の 12%/2=6%の NEV を販売すれば販売比率規制を達成できる。新車販売台数は次のように推定された。

(1)EV 乗用車新車販売台数

$$EV.NEWSALES = -17.8515*(EV.PCAR.COST) + 0.0000679*(C.PUB.CHARG)$$

(t-value) (-3.86) (2.25)

$$+5.97996*(EDU.U.G) + 8.41438*(NEV.PERC/NEV.POINT)$$

$$\begin{aligned}
 & (3.92) \qquad \qquad \qquad (2.63) \\
 \text{ROLS : 2012-2019 } & R^2= 0.9899 \quad SD= 3.246 \quad DW= 1.687 \\
 \text{(2)NEV 乗用車新車販売台数} & \\
 \text{EV.PHEV.SALE=+87.1658-45.3240*(EV.PCAR.COST)} & \\
 \text{(t-value)} & \qquad (5.60) \quad (-5.61) \\
 & +0.0000799*(C.PUB.CHARG)+16.1635*(NEV.PERC/NEV.POINT) \\
 & \qquad (2.99) \qquad \qquad \qquad (4.66) \\
 & +14.0939*(DUM1516) \\
 & \qquad (4.06)
 \end{aligned}$$

$$\text{OLS : 2012-2019 } R^2=0.9935 \quad SD=3.529 \quad DW=2.905$$

ただし、EV.NEWSALES：EV 乗用車新車販売台数，EV.PHEV.SALE：NEV 乗用車新車販売台数，EV.PCAR.COST：相対総コスト，C.PUB.CHARG：公共充電器累積導入量，EDU.U.G：25～64 歳まで全就職者に占める大学卒及びそれ以上の就職者の割合，NEV.PERC：NEV クレジット比率規制，NEV.POINT：NEV 1 台当たりのポイント数，DUM1516：「パリ協定」の合意・発効ダミー

推計結果より，相対総コスト，公共充電器累積導入量，教育レベル，NEV 販売比率規制は NEV 普及拡大の影響要因になっていることが確認できた。

4.1.3 2030 年までの NEV に関するシミュレーション分析

4.1.3.1 シミュレーション分析の前提条件とケース設定

主な共通の前提条件に関しては，総人口は国際連合経済社会局の推計を参考し，2019 年の 14.0 億人から 2030 年に 14.6 億人になると設定した²¹⁾。経済成長の年平均伸び率に関しては，中国統計局によると，新型コロナウイルス感染症のパンデミックが，2020 年前半の経済活動に予想以上のマイナス影響を及ぼしていることから，2020 年は 2.3%と設定し²²⁾，2021～2025 年までは 5.5%，2026～2030 年までは 5%と設定した²³⁾。原油価格は IEEJ Outlook 2020 を参照し，2030 年に 120\$/bbl へ上昇すると設定した²⁴⁾。為替レートは 2019 年の 6.9 元/ドルから 2030 年に 4.3 元/ドルへ切り上げると設定した²³⁾。電気料金単価は 2020～2030 年までに年平均伸び率 3%で上昇すると設定した²⁵⁾。

NEV の普及拡大に影響する主な要因は NEV 販売比率規制，相対総コスト，

充電インフラである。シミュレーションでは、NEV クレジット比率規制、NEV1 台あたりのポイント数、公共充電器累積導入量、炭素税と取得税を中心に、政府の見通しを踏まえ、従来の傾向がそのまま続く基準ケースと、NEV 販売比率規制強化ケース、充電器増加ケース、炭素税導入+取得税免税ケース等 5 つのケースを設定した。シミュレーション期間は 2020～2030 年とした。各ケースの主な違いを表 14 に示す。

NEV クレジット比率規制は、基準ケースでは現状の年 2 ポイントずつ(2020 年は 12%、2021 年は 14%、2022 年は 16%、2023 年は 18%)増加しているペースを 2030 年までに維持する(2030 年 32%)。NEV 販売比率規制強化ケースでは、2024 年から年に 3 ポイントずつ増加し、2030 年に 39%まで増加すると設定した。

NEV 1 台あたりのポイント数は、基準ケースでは 2020 年に 4.1 ポイント、以降年率-6.9%で、2030 年に 2 ポイントへ低減する。NEV 販売比率規制強化ケースでは年率-13.2%で、2030 年に 1 ポイントへ低減すると設定した。

公共充電器は、現状では公共用充電器が充電器全体の約 10%を占めていることが分かる²⁶⁾。「省エネと新エネ自動車技術ロードマップ」²⁷⁾の目標を参考し、基準ケースでは 2020 年に 66,396 台、2021~2025 年までは年率+24.6%、2026~2030 年までは年率+32%で、2030 年に 800 万台へ増加する。充電器増加ケースでは 2021~2025 年までは年率+29.2%、2026~2030 年までは年率+32%で、2030 年に 960 万台へ増加すると設定した²⁸⁾。

炭素税は、1990 年より欧州を中心に導入されてきており、2020 年時点で各国の税率は約 1~119\$/t-CO₂(2020 年 1~4 月までの為替レートの平均値 1\$=約 109 円で、約 109~12,971 円/t-CO₂)である。基準ケースでは 2030 年まで現状(未導入)を維持すると設定した。炭素税導入ケースでは、CO₂ トン当たりの炭素税率は 2021 年の 100 元から 2030 年の 500 元(1 元=15.5 円、約 1,550~7,750 円/t-CO₂)へと段階的に引き上げると仮定する²⁹⁾³⁰⁾。

取得税は、政府が NEV の車両取得税免除政策を 2022 年までに延長すると決定した³¹⁾。基準ケースでは 2023~2030 年までは通常の 10%に戻る、取得税免税ケースでは 2030 年までに延長すると設定した。

表 14 ケース設定

	NEVクレジット比率規制	NEV 1台あたりのポイント数	公共充電器	炭素税	取得税
①基準ケース	2020～2023年までに政府公表データ通り設定(2020年12%, 2021年14%, 2022年16%, 2023年18%), 2024～2030年までに年に2ポイント増加, 2030年に32%まで増加	2020年4.1ポイント 2021～2030年までに年率-6.9% 2030年に2ポイントまで低減	2020年666,396台 2021～2025年までに年率+24.6% 2026～2030年までに年率+32.0% 2030年に800万台へ増加	2030年まで現状維持(未導入)	2020～2022年までに減免 2023～2030年までに10%
②NEV販売比率規制強化ケース： NEVポイント数低減+NEVクレジット比率規制強化	2020～2023年までは同① 2024～2030年まで年に3ポイントずつ増加し, 2030年に39%まで増加	2020年は同① 2021～2030年までに年率-13.2% 2030年に1ポイントまで低減	同①	同①	同①
③充電器増加ケース	同①	同①	2020年は同① 2021～2025年までに年率+29.2% 2026～2030年までに年率+32.0% 2030年に960万台へ増加	同①	同①
④炭素税導入+取得税減税ケース	同①	同①	同①	2020年現状維持(未導入), 2021～2030年までに100～500元/t-CO ₂ を段階的に導入	2020～2030年までに減免
②+③	同②	同②	同③	同①	同①
総合対策ケース(②+③+④)	同②	同②	同③	同④	同④

4.1.3.2 基準ケースの結果

基準ケースの結果を表 15 に示す。NEV 乗用車新車販売台数は 2019 年の 106 万台から 2030 年の 953 万台へ増加し、販売比率は 4.6% から 28.4% に上昇する。

EV 乗用車新車販売台数は 83 万台から 772 万台へ増加し、販売比率は 3.6% から 22.9% に上昇する。LIB 価格は、2019 年の 1,084 元/kWh から 2030 年の 530 元/kWh へ低下する。それに伴い、EV 本体価格も 22.1 万元から 8.4 万元まで低下する。

「省エネと新エネルギー自動車技術ロードマップ」では、2030 年に自動車新車販売台数に占める NEV 比率を 40～50% へ高めることを目標としている。自動車のうち 8 割を乗用車が占めるとした時の 2030 年における目標値は、乗用車新車販売台数が 3,040 万台、NEV 乗用車販売台数が 1,216～1,520 万台となる。そして、EV と PHEV が NEV 乗用車販売台数の 9 割を占めると仮定すると、2030

年における目標値は1,094万台(乗用車に占めるNEV販売比率は36%)ということになる(表16)。基準ケースにおいては、補助金が2023年から全部廃止されるものの、NEV販売比率規制制度の導入により順調に普及している。しかし、2030年の販売比率目標は達成できない。

表 15 基準ケースの結果

	2015	2019	2020	2025	2030	2019/ 2015	2025/ 2019	2030/ 2025	2030/ 2020	2030/ 2015
乗用車保有台数(万台)	13,956	22,478	24,535	35,887	49,173	12.7	8.1	6.5	7.2	8.8
乗用車新車販売台数(万台)	2,101	2,081	2,313	2,818	3,357	-0.2	5.2	3.6	3.8	3.2
NEV(EV+PHEV)乗用車保有台数(万台)	31	335	465	1,617	4,767	80.9	30.0	24.1	26.2	39.8
NEV(EV+PHEV)乗用車新車販売台数(万台)	21	106	132	325	953	50.6	20.5	24.0	21.9	29.1
EV乗用車保有台数(万台)	23	258	361	1,270	3,767	83.8	30.4	24.3	26.4	40.6
EV乗用車新車販売台数(万台)	14	83	105	259	769	55.4	20.8	24.3	22.0	30.4
NEV(EV+PHEV)乗用車新車販売比率(%)	1.1%	4.6%	5.7%	11.5%	28.4%	43.5	16.6	19.7	17.4	24.3
EV乗用車新車販売比率(%)	0.7%	3.6%	4.6%	9.2%	22.9%	48.1	16.9	20.0	17.5	25.6
LIB累積生産量(万kWh)	2,413	25,553	35,610	115,001	293,696	80.4	28.5	20.6	23.5	37.7
EV本体価格(円)	330,000	220,650	205,356	129,095	84,329	-9.6	-8.5	-8.2	-8.5	-8.7
LIBシステムコスト(円/kWh)	2,200	1,084	985	698	530	-16.2	-7.1	-5.4	-6.0	-9.1

表 16 政府目標

	2020年	2025年	2030年
自動車生産・販売台数	3,000万台	3,500万台	3,800万台
乗用車は8割を占める	2,400万台	2,800万台	3,040万台
商用車は2割を占める	600万台	700万台	760万台
NEV年間販売比率	7~10%	15~20%	40~50%
NEV乗用車新車販売比率は8割を占める	5.6~8%	12~16%	32~40%
NEV商用車新車販売比率は2割を占める	1.4~2%	3~4%	8~10%
NEV年間販売台数	210~300万台	525~700万台	1,520~1,900万台
NEV乗用車新車販売台数8割を占める	168~240万台	420~560万台	1,216~1,520万台
EV+PHEV合計で9割を占める	151~216万台	378~504万台	1,094~1,368万台
仮にその内、EV8割を占める	121~173万台	302~403万台	875~1,094万台
FCVは1割を占める	16.8~24万台	42~56万台	121.6~152万台
NEV商用車新車販売台数2割を占める	42~60万台	105~140万台	304~380万台
販売比率			
自動車全体に占めるEV+PHEV乗用車新車販売比率	5~7%	11~14%	29~36%
自動車全体に占めるEV乗用車新車販売比率	4~6%	9~12%	23~29%
乗用車全体に占めるEV+PHEV乗用車新車販売比率	6~9%	14~18%	36~45%
乗用車全体に占めるEV乗用車新車販売比率	5~7%	11~14%	29~36%

出所:「省エネと新エネルギー自動車技術ロードマップ」(2016年公表)に基づき、著者が作成

注：仮定値は 2009～2019 年までの実績値と文献³²⁾を基にした値である。

4.1.3.3 ケース間比較

ケース間比較の結果を表 17 に示す。基準ケースと比較すると、2030 年に NEV ポイント数を 2 ポイントから 1 ポイントまで低減し(つまり、NEV 販売比率規制を $32\%/2=16\%$ から $32\%/1=32\%$ へ引き上げる)、NEV クレジット比率を 2024～2030 年まで年に 3 ポイント増加する(つまり、NEV 販売比率規制を $32\%/2=16\%$ から $39\%/1=39\%$ へ引き上げる)「NEV 販売比率規制強化ケース」では、2030 年の NEV 販売台数は 372 万台増加する。販売比率は 39.5%に達し、政府目標を達成できる。また、2030 年に公共充電器数を 800 万台から 960 万台までに増加する「充電器増加ケース」では、2030 年の NEV 販売台数は 128 万台増加する。NEV 販売比率は 32.2%に達する。炭素税を 2021 年から導入し、税率を初年度の 100 元から 2030 年の 500 元へ引き上げ、取得税を 2030 年までに延長する「炭素税導入と取得税免税ケース」では、2030 年の NEV 販売台数は 3 万台増加する。販売比率は 29.0%に達する。さらに、「NEV 販売比率規制強化ケース」と「充電器増加ケース」の二つを統合すると、2030 年の NEV 販売台数は 500 万台増加する。販売比率は 43.3%になると見込みである。何れの対策も普及拡大効果があることが分かった。そのうち、「NEV 販売比率規制強化ケース+充電器増加ケース」の普及拡大効果が一番大きい。

また、シミュレーション結果から得られた NEV 保有台数より CO₂ 削減効果も試算した。ここで、CO₂ 削減量は EV と GV の走行によって発生する CO₂ 排出量の差分に NEV 保有台数を乗じて算出される。

基準ケースにおける CO₂ 削減量は 2019 年の 164 万 t-CO₂ から 2030 の 1,655 万 t-CO₂ へ増加した。そのほか、2030 年の CO₂ 削減量が NEV 販売比率規制強化ケースでは 2,084 万 t-CO₂、充電器増加ケースでは 1,816 万 t-CO₂、炭素税導入+取得税免税ケースでは 1,665 万 t-CO₂、NEV 販売比率規制強化+充電器増加ケースでは 2,247 万 t-CO₂、総合対策ケースでは 2,256 万 t-CO₂ へ増加した。そのうち、総合対策ケースの CO₂ 削減量は一番多い。

表 17 ケース間比較

	実績		2030年見通し					
	2015年	2019年	基準 ケース	NEV販売比率規 制強化ケース	充電器増 加ケース	炭素税導入+取 得税免税ケース	NEV販売比率規制強 化+充電器増加ケース	総合対策 ケース
乗用車保有台数(万台)	13,956	22,478	49,173	49,173	49,173	48,665	49,173	48,665
乗用車新車販売台数(万台)	2,101	2,081	3,357	3,357	3,357	3,293	3,357	3,293
NEV(EV+PHEV)乗用車保有台数(万台)	31	335	4,767	6,004	5,231	4,796	6,472	6,497
NEV(EV+PHEV)乗用車新車販売台数(万台)	21	106	953	1,325	1,081	956	1,453	1,456
EV乗用車保有台数(万台)	23	258	3,767	4,408	4,158	3,779	4,800	4,810
EV乗用車新車販売台数(万台)	14	83	769	963	878	770	1,071	1,072
NEV(EV+PHEV)乗用車新車販売比率(%)	1.1%	4.6%	28.4%	39.5%	32.2%	29.0%	43.3%	44.2%
EV乗用車新車販売比率(%)	0.7%	3.6%	22.9%	28.7%	26.1%	23.4%	31.9%	32.6%
LIB累積生産量(万kWh)	2,413	25,553	293,696	327,351	314,365	294,329	348,104	348,649
EV本体価格(元)	330,000	220,650	84,329	82,653	83,275	84,296	81,718	81,695
LIBシステムコスト(元/kWh)	2,200	1,084	530	514	520	530	505	505
CO ₂ 削減量(万t-CO ₂)	13	164	1,655	2,084	1,816	1,665	2,247	2,256

4.1.3.4 考察

中国は NEV を戦略的新興産業として位置づけ、NEV の産業育成と普及拡大するために、2018 年までは主に購入時補助金、取得税と使用税の減免などの支援対策が取られた。NEV 向けの補助金について、中央政府が 2009～2015 年に 334.35 億元、地方政府が 2013～2015 年に約 200 億元、合計 534 億元（約 8,224 億円 1 元 = 15.4 円）以上を支出したとされている。従来の施策のままでは、政府策定の計画目標を達成するために膨大な財政補助金が発生する恐れがある³³⁾。そこで、政府は、2022 年以降 EV と PHEV に対する購入時補助金を中止すると決定し、政府支援に頼らない NEV 普及拡大制度の構築に乗り出した。2018 年以降、中国政府は「乗用車企業平均燃料消費量(CAFC)及び NEV のクレジットの併用に関する管理規定」を公表し、NEV と CAFC 規制及び各々のクレジット取引の同時導入を決定した。しかし、2019 年に NEV 販売台数が前年より低下している。その要因として、補助金制度の変更が関係していると考えられる。実証分析により、NEV 乗用車新車販売台数に対して正の相関を持つことを確認している。2019 年 6 月 25 日から NEV を購入する際の国からの補助金が 50% 以上(航続距離 40km 以上の EV 乗用車への補助額の上限を 6.6 万元から 2.75 万元へ)減額されており、地方自治体による購入補助を禁止したこと、そして、米中

貿易摩擦の激化等で経済成長率が前年より 0.5 ポイント低い 6.1%へ低下したことの影響もあって、前年と比べて NEV の新車販売台数が約 5 万台減少したと考えられる。

中国政府は、NEV を普及させるために対策システムを従来の補助金偏重型から NEV 規制とクレジット取引制度等市場メカニズム活用型への転換を図り始めた。2020 年に入ってから新型コロナウイルス問題の影響を受けたにもかかわらず、中国自動車工業協会によると、2020 年の NEV 販売台数は前年比 11%増の 136.7 万台になった。そのうち、NEV 乗用車は前年比 14.6%増の 124.6 万台となった。これは NEV 規制とクレジット取引制度導入の効果だと考えられる。実証分析により、NEV 乗用車新車販売台数に対して NEV 販売比率規制が正の相関を持つことを確認している。シミュレーション分析を行った結果、基準ケースで NEV 乗用車新車販売台数は 2019 年の 106 万台から 2030 年の 953 万台へ増加し、販売比率は 4.6%から 28.9%に上昇する。EV 乗用車新車販売台数は 83 万台から 772 万台へ増加し、販売比率は 3.6%から 23.4%に上昇する。補助金を 2023 年から全部廃止するとしても、NEV 販売比率規制とクレジット取引制度の導入により順調に普及している。しかし、2030 年の販売比率目標は達成できない。

目標を達成するために、NEV 販売比率規制を厳しくすると同時に、充電器を増加させることは有効である。「NEV 販売比率規制強化ケース」では、NEV クレジット比率規制を 2030 年に 39%まで増加する、NEV 1 台あたりのポイント数を 2030 年に 1 ポイントへ低減すると設定した結果、2030 年の NEV 販売台数は 1,326 万台になり、基準ケースより 372 万台増加する。販売比率は 39.5%に達し、政府目標を達成できる。2030 年に公共充電器数を 800 万台から 960 万台までに増加する「充電器増加ケース」では、2030 年の NEV 販売台数は 1,081 万台になり、基準ケースより 128 万台増加する。NEV 販売比率は 32.2%に達する。この 2 つのケースを統合すると、2030 年の NEV 販売台数は 1,453 万台になり、基準ケースより 500 万台増加する。販売比率は 43.3%になると見込みである。「NEV 販売比率規制強化ケース+充電器増加ケース」の普及拡大効果が大きいことが分かった。

中国における NEV に関する政策の実現可能性と普及効果から言及すると、充

電インフラについては、2016年10月に政府が発表した「省エネ・新エネ自動車技術ロードマップ」で、充電ステーションを2025年に3.6万カ所以上、2030年に4.8万カ所以上へ、充電器を同2,000万基以上、8,000万基以上へ増加する目標が明記されている。このことから、充電器増加ケースの普及効果が高いと考えられる。NEV販売比率規制については、政府が2023年までの規制比率の予定を既に公表しており、さらに今後NEV普及が順調に進めばより強化されていくことも考えられる。炭素税については、導入に関する議論は行われているものの、具体的な導入予定は未だに立っていないことから実現可能性は低いと考えられる。従って、充電器増加ケースとNEV販売比率規制強化ケースは政策としてとられる可能性が高いと考えられる。また、シミュレーション結果から、普及効果の順位は高い順で「NEV販売比率規制強化>充電器増加>炭素税導入」となっている。

4.1.4 政策提言

本章では、NEV普及メカニズムを定量的に解明し、普及対策に関するシミュレーション分析を行った。相対総コスト、充電インフラ、NEV販売比率規制等がNEV普及拡大の影響要因であると確認できた。また、学習曲線モデルを用いてLIB価格を推定した結果、累積生産量が2倍になる度に価格が18.1%低下していることが確認できた。LIB価格の低下によって、購入補助金廃止から6年後の2028年にEV本体価格はGVより安くなると見込まれる。そして、「省エネと新エネルギー自動車技術ロードマップ」で策定した将来目標について、基準ケースとNEV販売比率規制強化ケース、充電器増加ケース、炭素税導入と取得税免税ケース、NEV販売比率規制強化+充電器増加ケースを設定しシミュレーション分析を行った。その結果、従来の傾向がそのまま続く基準ケースでは、2023年から補助金が全部廃止されても、NEV販売比率規制制度の導入により販売量は順調に拡大するが、2030年の目標は達成できない。

目標を達成するために、NEV販売比率規制を計算する際に欠かせないNEV1台あたりのポイント数の低減とNEVクレジット比率の引き上げは有効である。2030年にNEV乗用車新車販売比率は40%に達し、目標を達成できる見込みである。更なる普及拡大を図るための対策として、NEV販売比率規制を厳しくす

ると同時に、充電器を増加させることは有効である。中国は NEV 規制とクレジット取引制度の国レベル導入の先駆者であり、その経験は、世界全体の NEV 利用拡大にとって参考になると考えられる。

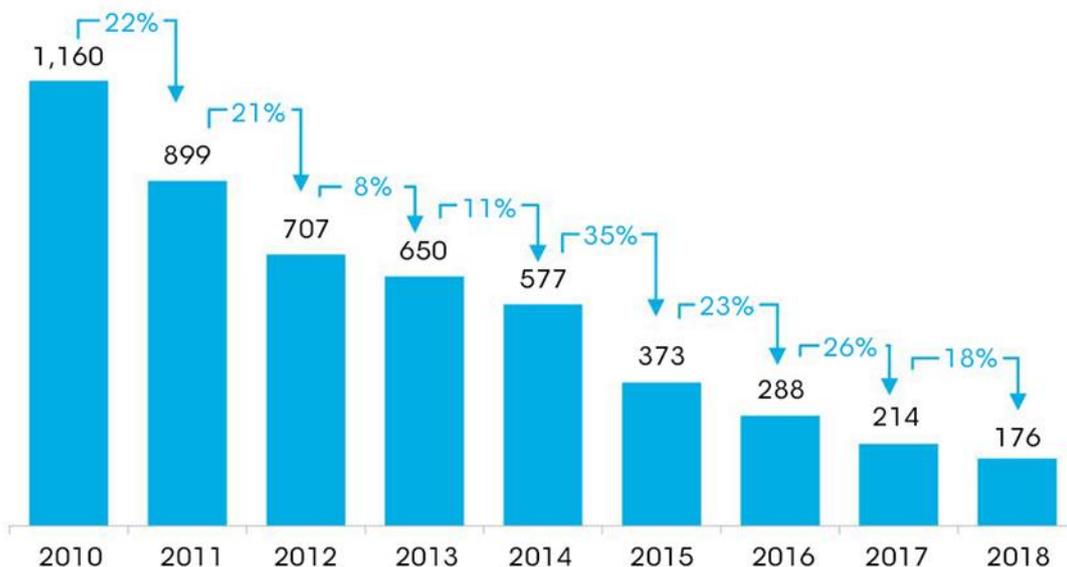
4.2 日中両国の車載用リチウムイオン電池価格の変動メカニズムに関する比較分析

4.1 では、中国における NEV 普及メカニズムを定量的に解明し、普及対策に関するシミュレーション分析を行った。EV 本体価格に LIB 価格が影響しており、LIB 単価が低下すれば、新車販売台数が増加することが分かった。IEA によると、2019 年において世界の EV と PHEV の保有台数は前年比 40% 増の 720 万台になった。その内、日本は 29 万台になったに対し、中国は 335 万台になり世界一になった³⁴⁾。BloombergNEF (BNEF)によると、車載用 LIB の世界平均価格は 2010 年の 1,160\$/kWh から 2018 年の 176\$/kWh へ、約 85% 低下し、年平均低下率 21% になった(図 19)³⁵⁾。中国の LIB 価格は 2014 年の 2,833 元/kWh(約 48,728 円/kWh, 2014 年の年間平均為替レート 1 元=17.2 円)から 2018 年の 1,477 元/kWh(約 24,666 円/kWh, 2018 年の年間平均為替レート 1 元=16.7 円)へ、約 48% 低下し、年平均低下率 15% になった。一方、日本は 34,071 円/kWh から 25,120 円/kWh へ、約 26% 低下し、年平均低下率 7% になった(図 20, 図 21)。中国の LIB 産業の規模と数量は短期間で急速に発展しており、LIB 価格が急速に低下している。しかし、日本のリチウム正極材料産業は、中国に先駆けるため全体的な技術レベルと品質が中国のリチウム正極材料産業よりも優れており、正極材料市場のハイエンド分野を占有している³⁶⁾。LIB は、EV を構成する部品の中で最もコストが高く、車両の本体価格を決定する重要な要因である。EV の中核部品として、LIB の価格・性能は NEV の普及に直接影響を与える。LIB 価格の変動メカニズムのさらなる解明はコスト削減に重要な鍵となる。

そこで、本節では、日中両国の車載用 LIB 価格の変動メカニズムに関する比較分析を行う。

Lithium-ion battery price survey results: volume-weighted average

Battery pack price (real 2018 \$/kWh)



Source: BloombergNEF

図 19 車載用 LIB の世界平均価格

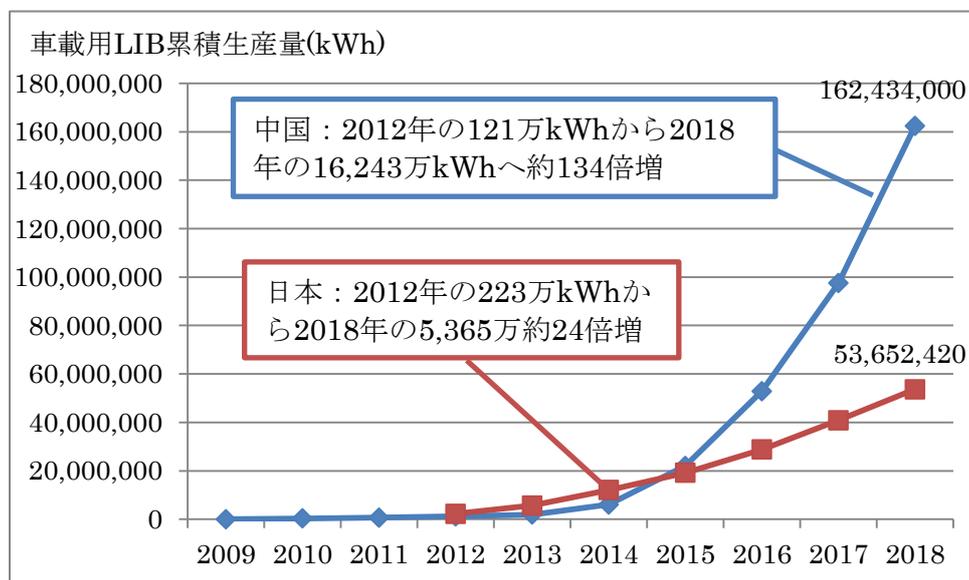


図 20 日中両国における車載用 LIB 累積生産量の推移

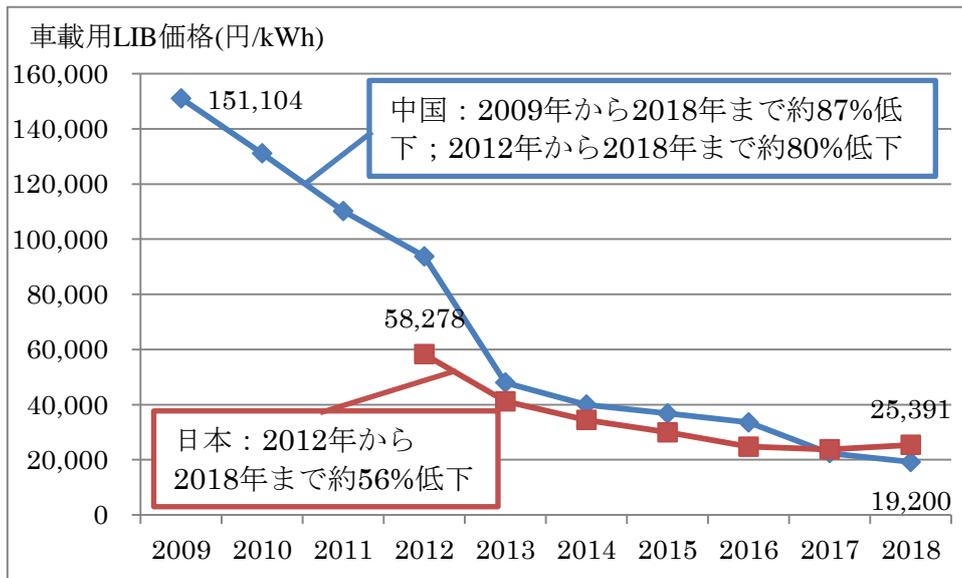


図 21 日中両国における車載用 LIB 価格の推移

注：仮に 1 元=16 円と仮定

現在，学習曲線モデルをエネルギーモデルに導入し，新エネルギー技術の学習率を推定した上で，シミュレーションを通じて，コストの将来変動傾向を予測し，エネルギー計画と政策提案を行うことがますます一般的になっている³⁷⁾。しかし，従来の学習曲線モデルを用いたコスト削減傾向を研究すると，推定結果は実際の市場と乖離し，予測結果に影響を与える可能性がある¹⁵⁾³⁸⁾。そこで，本研究では，従来の学習曲線モデルと修正された学習曲線モデルを用いて，日中両国において，累積生産量，原材料の価格による車載用 LIB 価格への影響を分析する。

4.2.1 モデルの概要とデータ整備

LIB 価格は基本的に市場の需給によって決定される。しかし，バッテリー技術の発展と生産経験の蓄積により，その単位当たりの価格または生産に必要な時間は一定の割合で減少する。このことは，従来の学習曲線モデル(式 1)で説明することができる。

$$P_t = \exp(\alpha) * CM_t^{-\beta} \quad (\text{式 1})$$

ただし、 P_t は t 番ユニットにおける単位あたり生産コスト、 α は第一番ユニット(最初の製品)の生産コスト、 CM_t は累積生産量、 β は累積生産に伴う価格の減少割合 ($0 < \alpha < 1$)。累積生産量が 2 倍になる度に、即ち $CM_t = 2CM_0$ の時、価格低下の割合(進歩指数、PR)は(式 2)から算出する。

$$PR = \frac{P_t}{P_0} = \frac{[\exp(\alpha) * 2^{-\beta} * CM_0^{-\beta}]}{[\exp(\alpha) * CM_0^{-\beta}]} = 2^{-\beta} \quad (\text{式 2})$$

PR と学習率(LR)は価格低下と生産量増加の関係を表すものである。PR が小さければ小さいほど、価格低下幅が大きくなる。即ち LR が大きくなる。LR は(式 3)から算出する。

$$LR = 1 - PR \quad (\text{式 3})$$

LIB 価格構造の中で、川上においては正極材、負極材、電解液、セパレーターの四大原材料の価格が影響を与え、川下においては NEV 市場規模、市場競争等多方面から影響を受ける(図 22)。特に近年、EV 市場の急成長により LIB 需要が増加し、LIB 原材料の価格は高騰を続けている(図 23)。多くの学習曲線に関する研究では、一因子学習曲線モデルを用いて、製品の累積生産量と価格との間の関係性を表現している。しかし、製品の価格を決定するのは累積生産量だけではなく、投入コスト、研究開発費(R&D)、規模の経済、新規競合企業の参入、産業集中の変化や投資補助金の形での支援政策なども価格の低下に影響すると述べられている文献がある¹⁵⁾³⁸⁾。従来の学習曲線モデルによって予測された価格は市場のものより低いとの結果が出ているのは、投入コストを考慮していないことから生じているため、投入コストを学習曲線モデルに組み込むことで価格予測の信頼性をより高めることができる。そのため、従来の学習曲線モデルを修正し、リチウム価格等のその他主要材料の価格も考慮し、LIB 価格を推定した(式 4)。

$$P_t = \exp(\alpha + \sum \lambda_i OTH_{it}) * CM_t^{-\beta} \quad (\text{式 4})$$

ただし、 OTH_{it} は原材料価格等その他影響要因で、リチウム価格、コバルト価格、負極材価格と電解液価格を含む。その他のパラメータの定義は(式 1)と同様である。

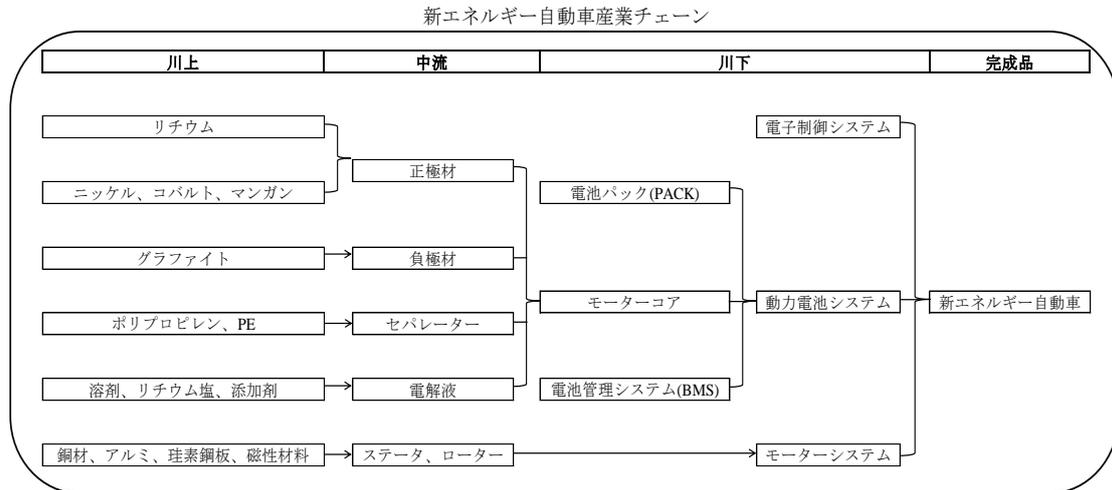


図 22 NEV 産業チェーン

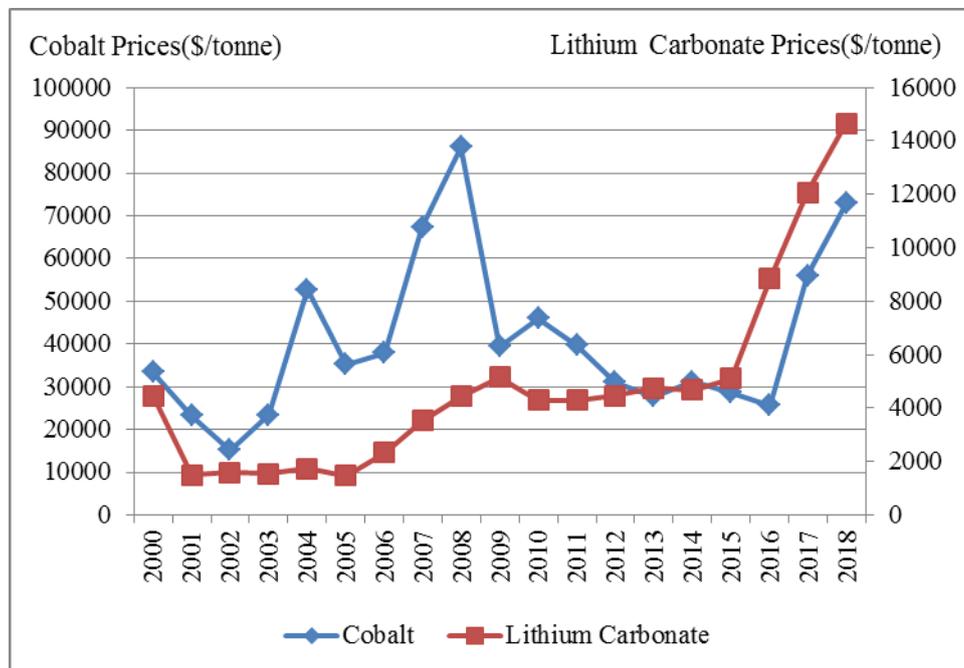


図 23 リチウムとコバルト価格の推移

中国においては、kWhあたりのLIB価格、LIB生産量と電解液価格は、高工

産業研究院(GGII), 中国報告網データセンター等から収集した。単位当たりの LIB 価格はリン酸鉄リチウムイオン電池(LFP), ニッケル・コバルト・マンガン酸リチウムイオン電池(NCM), チタン酸リチウムイオン電池(LTO), マンガン酸リチウムイオン電池(LMO)の4種類の電池価格を平均して整理した³。リチウムの価格は中国非鉄金属産業協会から収集した。期間は2014Q4~2018Q4とした。一方, 日本においては, kWhあたりのLIB価格, 経済産業省の機械統計にある販売金額と販売容量を基に加重平均を算出した。リチウム価格は炭酸リチウムと水酸化リチウムのkgあたり輸入単価を平均し算出した。期間は2012Q2~2018Q3とした。

4.2.2 分析手法と結果

被説明変数はkWhあたりのLIB価格(RMB/kWh, JPY/kWh)である。データ制限のため, LIB搭載量と生産量が同等であると仮定する。累積生産量は今季の新規生産量と前期までの累積生産量の和として定義している。説明変数は累積生産量以外に, 主材料となるリチウム価格, コバルトの価格, 負極材の価格と電解液の価格をも考慮し, LIB価格を推定した。

4.2.2.1 日本

4.2.2.1.1 分析手法

単位当たりの価格低下傾向に関しては, 本節で2つの部分に分けて行う。まず, 従来の学習曲線モデルを用いて, 日本におけるLIBのLRを推定する。即ち, 累積生産量だけがLIB価格への影響を分析する。次に, 原材料価格を入れて, 従来の学習曲線モデルを拡大したうえで, LIB価格への影響を分析する。データ制限のため, ここでリチウムの価格がLIB価格への影響を分析する。

4.2.2.1.2 分析結果

日本におけるLIB価格関数の推定結果を(1)~(2)に示す。

³ 中国自動車技術センターによると, 2016年に国内でのNEV搭載量はリン酸鉄リチウムイオン電池が72%, 三元系電池は23%, マンガン酸リチウムイオン電池は3%, チタン酸リチウムイオン電池は1%を計99%を占める。2017年それぞれは49%, 44%, 4%, 2%を計99%を占める³⁹⁾。

(1)従来の学習曲線モデルを用いて推定した結果

$$\text{LOG}(\text{BAT.P.J}) = +14.9779 - 0.280620 * (\text{LOG}(\text{BAT.CAP.J}))$$

$$(\text{t-value}) \quad (54.76) \quad (-16.95)$$

$$\text{OLS} : 2012:2 - 2018:3 \quad R^2 = 0.9197 \quad \text{SD} = 0.086 \quad \text{DW} = 1.392$$

BAT.P.J : 日本の車載用 LIB 価格, BAT.CAP.J : 日本の車載用 LIB 累積生産量

従来の学習曲線モデルを用いて推定した結果, kWh あたりの LIB 価格の LR が 17.7% となった. R^2 は 0.9797, DW が 1.392 となったため, 重要な説明変数を見落としていることが分かる.

(2)リチウム価格を入れて推定した結果

$$\text{LOG}(\text{BAT.P.J}) = +16.0362 - 0.359083 * (\text{LOG}(\text{BAT.CAP.J})) + 0.000249 * (\text{LI.PRI.J})$$

$$(\text{t-value}) \quad (33.23) \quad (-10.51) \quad (2.55)$$

$$\text{OLS} : 2012:2 - 2018:3 \quad R^2 = 0.9347 \quad \text{SD} = 0.077 \quad \text{DW} = 1.762$$

BAT.P.J : 日本の車載用 LIB 価格, BAT.CAP.J : 日本の車載用 LIB 累積生産量,

LI.PRI.J : 日本のリチウム価格

原材料であるリチウムの価格を従来の学習曲線モデルに入れることによって, 説明変数を見落とす問題を解決できると考えられる. (2)の結果から, リチウム価格は LIB 価格に影響を与えることが分かった. また, 同じく原材料であるニッケルの価格は Jung (2018)⁴⁰⁾の結果と同じく, 有意な結果が得られなかった. 2014Q4 から 2018Q4 まで, 累積生産量が 2.9 倍増加し, 単位当たりの価格は約 8.2% 低下した. 累積生産量の拡大は理論上では LIB 価格を 38.9% を低下させ, 実際の価格低下幅をはるかに超過しており, この差は原材料価格の変化の影響から生じている. 原因は, 日本はリチウム資源が乏しく, 海外輸入に全面的に依存しており⁴¹⁾, NEV の普及拡大の背景の下, 海外機関による価格上昇を防止する能力が弱い. 財務省の貿易統計によると, 日本の炭酸リチウムの年間平均輸入価格は, 2012 年の 44 万円/トンから 2015 年には 67 万円/トンに上昇し, さらに 2018 年には 169 万円/トンに 284% 上昇した⁴²⁾. リチウムの輸入価格は, 生産国の需給や市場環境など多くの要因によって制約され, 学習曲線分析を導

入する必要があると考えられる。

4.2.2.2 中国

4.2.2.2.1 分析手法

単位当たりの価格低下傾向に関しては、本節で3つの部分に分けて行う。まず、従来の学習曲線モデルを用いて、中国におけるLIBのLRを推定する。次に、原材料価格を入れて、従来の学習曲線モデルを修正したうえで、LIB価格への影響を分析する。最後に、2014Q4～2017Q4と2017Q4～2018Q4の2つの期間に分けてLIB価格への影響を分析する。異なる時期のLRを推定することによって、世界初として導入しているNEV規制とクレジット取引制度がLIB価格に影響を与えるかどうかを確認する。

4.2.2.2.2 分析結果

中国におけるLIB価格関数の推定結果を(3)～(6)に示す。

(3)従来の学習曲線モデルを用いて推定した結果

$$\text{LOG}(\text{BAT.P4.C}) = +11.1322 - 0.202177 * (\text{LOG}(\text{BAT.CAP.C}))$$

$$(\text{t-value}) \quad (28.81) \quad (-9.08)$$

$$\text{OLS} : 2014:4 - 2018:4 \quad R^2 = 0.8359 \quad \text{SD} = 0.094 \quad \text{DW} = 0.267$$

BAT.P4.C :中国の車載用LIB価格, BAT.CAP.C :中国のNEV全体のLIB累積生産量

従来の学習曲線モデルを用いて、中国のLIBのLRを推定した結果、累積生産量が2倍になる度にkWhあたりのLIB価格のLRが13.1%となった。R²は0.84、DWが0.27となったため、系列相関があり、重要な説明変数を見落としていることが分かる。累積生産量以外に、LIB価格は主材料の価格からも影響を受けているため、考慮しないと推定したLRが市場における実際の価格との間で乖離が発生する可能性がある¹⁵⁾⁴³⁾。

(4)リチウム価格を入れて推定した結果

$$\text{LOG}(\text{BAT.P4.C}) = +11.8766 - 0.257889 * (\text{LOG}(\text{BAT.CAP.C}))$$

$$(t\text{-value}) \quad (37.65) \quad (-12.91)$$

$$+0.001946*(LI.BATPRI.C/1000)$$

$$(4.28)$$

OLS : 2014:4 - 2018:4 $R^2= 0.9239$ $SD= 0.064$ $DW= 0.990$

BAT.P4.C : 中国の車載用 LIB 価格, BAT.CAP.C : 中国の NEV 全体の LIB 累積生産量, LI.BATPRI.C : 中国のバッテリーグレードの炭酸 Li 価格

(5)リチウム価格と電解液価格を入れて推定した結果

$$\text{LOG}(\text{BAT.P4.C})=+11.1753-0.222905*(\text{LOG}(\text{BAT.CAP.C}))$$

$$(t\text{-value}) \quad (49.46) \quad (-16.69)$$

$$+0.000828*(LI.BATPRI.C/1000)$$

$$(2.45)$$

$$+0.004007*(ELECTR.PRI.C/1000)$$

$$(5.32)$$

OLS : 2014:4 - 2018:4 $R^2= 0.9742$ $SD= 0.037$ $DW= 1.316$

BAT.P4.C : 中国の車載用 LIB 価格, BAT.CAP.C : 中国の NEV 全体の LIB 累積生産量, LI.BATPRI.C : 中国のバッテリーグレードの炭酸 Li 価格, ELECTR.PRI.C : 中国の動力電解液価格

原材料であるリチウム価格を従来の学習曲線モデルに入れることによって、説明変数を見落す問題を解決できると考えられる。(4)の結果から、リチウムの価格は LIB 価格に影響を与えることが分かった。また、LR が 16.4%となった。(5)の結果から、リチウム価格と電解液価格はともに LIB 価格に影響を与えることが分かった。また、LR が 14.3%となった。負極材とコバルトは LIB 構造の重要な一部となっているが、実証分析の結果から LIB 価格に影響を与えないことが分かった。このことは Kittner(2017)の結果と一致する⁴⁴⁾。2014Q4 から 2018Q4 までの間、累積生産は 25.5 倍に増加し、kWh あたりの LIB 価格は 49.6%低下した。累積生産の拡大は理論上では LIB 価格を 51.8%低下させ、原材料価格の変化の影響により、実際の価格低下を上回った。分析結果から、LIB 価格の LR を推定する際に、原材料であるリチウム価格と電解液価格の影響を考慮する必

要があると考えられる。

(6)期間を分けて推定した結果

$$\text{LOG}(\text{BAT.P4.C}) = +10.7676 - 0.198692 * (\text{LOG}(\text{BAT.CAP.C}))$$

(t-value) (43.20) (-13.46)

$$+ 0.004309 * (\text{DUM14Q117Q4} * \text{LOG}(\text{BAT.CAP.C}))$$

(2.53)

$$+ 0.000553 * (\text{LI.BATPRI.C} / 1000)$$

(1.82)

$$+ 0.003346 * (\text{ELECTR.PRI.C} / 1000)$$

(4.89)

OLS : 2014:4 - 2018:4 $R^2 = 0.9818$ SD = 0.031 DW = 1.763

BAT.P4.C : 中国の車載用 LIB 価格, BAT.CAP.C : 中国の NEV 全体の LIB 累積生産量, LI.BATPRI.C : 中国のバッテリーグレードの炭酸 Li 価格, ELECTR.PRI.C : 中国の動力電解液価格

異なる時期の LR を推定した結果, LR が 2017 年 Q4 までは 12.6%, 2018 年 Q1 以後は 12.9% となり, 上昇傾向にあることが分かった. 中国政府は, 2017 年 9 月に乗用車の省エネルギー技術の向上, 燃料消費量の削減, 自動車産業の持続可能な発展の促進等を目的に, 「乗用車企業平均燃料消費量(CAFC)及び NEV のクレジットの併用に関する管理規定」を公表し, NEV と CAFC 規制及び各々のクレジット取引の同時導入を決定した. CAFC 規制・クレジット取引制度は, 対象企業に CAFC 規制を課した上で, CAFC クレジット取引を導入する. NEV 規制・クレジット取引制度は, 対象企業に 2019 年は 10%, 2020 年は 12%, 2021 年は 14%, 2022 年は 16%, 2023 年は 18% の年次別内燃機関車に対する NEV 販売比率規制(とそれに応じたクレジット獲得)を課し, NEV クレジット取引を導入する. NEV クレジットは CAFC 規制達成に使えるが, 逆の CAFC クレジットは NEV 規制には使用不可とも規定された. 自力で比率目標を達成できなければ, クレジット購入か新製品販売規制等の罰を受けるかの選択に迫られる自動車メーカーは, 最善策として NEV 拡大に取組みせざるを

得ないからである³³⁾⁴⁵⁾⁴⁶⁾。実証分析の結果から、NEV規制とクレジット取引制度の導入は市場競争を促進させ、LIBの価格低下を加速させたと言える。

4.2.2.3 従来の学習曲線モデルと修正された学習曲線モデルの結果比較

4.2.2.1 と 4.2.2.2 節で従来の学習曲線モデルと修正された学習曲線モデルを用いて推定した結果を表 18 に示す。各推定結果から、各パラメータが改善され、推定式の説明能力が向上できた。

表 18 各学習曲線モデルに基づいた推定結果比較

国	式	説明変数	期間	決定係数(R ²)	ダービン・ワトソン比(DW比)	係数			t 値			学習率(LR), %					
						累積生産量(kWh)	リチウム価格(JPY/kg, RMB/kg)	電解液価格(RMB/kg)	累積生産量(kWh)	リチウム価格(JPY/kg, RMB/kg)	電解液価格(RMB/kg)	2012Q2 2018Q3	2014Q1 2017Q4	2017Q4 2018Q4	2014Q4 2018Q4		
中国	C1	累積生産量	2014Q4 2018Q4	0.8359	0.267	-0.202				-9.08							13.1
	C2	累積生産量, リチウム価格	2014Q4 2018Q4	0.9239	0.990	-0.258	0.0019			-12.91	4.28						16.4
	C3	累積生産量, リチウム価格, 電解液価格	2014Q4 2018Q4	0.9742	1.316	-0.223	0.0008	0.0040		-16.69	2.45	5.32					14.3
	C4	累積生産量, リチウム価格, 電解液価格	2014Q4 2018Q4	0.9818	1.763	-0.194	0.0006	0.0033		-13.46	1.82	4.89	12.6	12.9			
日本	J1	累積生産量	2012Q2 2018Q3	0.9197	1.392	-0.281				-16.95			17.7				
	J2	累積生産量, リチウム価格	2012Q2 2018Q3	0.9347	1.762	-0.359	0.0002			-10.51	2.55		22.0				

4.2.2.4 日中比較

(1)日中両国の結果を比較すると、LIB 価格の LR は中国(12.6%~16.4%)より日本(17.7%~22.0%)の方が大きかったが、2014~2018年までの累積生産量の年平均伸び率は日本(47%)より中国(162%)の方が高い。このことから、日本は技術開発が先行し生産量の拡大が遅れている、逆に中国は生産量の拡大が先行し技術開発が遅れていると考えられる。この結果は、太陽電池の LR が日本(6.5%)より中国(12.2%)の方が大きかったことと逆の傾向にある⁴⁷⁾。PV産業においては、中国の国際競争力は他国に比べ遥かに高く、品質の向上により生産量の拡大を促進する好循環に突入しているためだと考えられる。

日本のソニーは、1991年に世界で初めてLIBを商品化して以来、世界市場を

リードしてきた⁴⁸⁾。中国の NEV 産業は、2009 年に正式に開始され、購入補助金の給付により、EV および LIB の出荷が大幅に増加した⁴⁹⁾。2015 年以来、中国の NEV 生産量と販売量は 4 年連続で世界第 1 位であり、世界の自動車産業の変革をリードする中堅的な勢力となっている。IEA の予測によると、中国の EV は 2030 年に 57% の市場シェアで世界をリードし、日本は 21% で世界第 3 位のシェアを持つ。現在、中国の NEV 産業は次第に販売比率規制とクレジット制度の組み合わせの活用による対策への転換も本格化した。もし、技術の進歩を確保しながら、中国本土の電池製造能力の拡大を促進できれば、LIB 価格は急速に低下でき、近い将来に日本より中国の LR の方が大きくなる可能性も考えられる。

(2) 日中両国において、累積生産量の増加により LIB の価格が低下し、主要な原材料の価格変動も LIB 価格に影響を及ぼす。主要な原材料の価格を学習曲線モデルに加えることで、重要な説明変数を見落とす問題を解決し、推定の精度を向上させることができる。

(3) 中国の LIB 価格の LR がは 2017 年までは 12.6% だったが、2018 年以後は 12.9% まで上昇した。このことから、NEV 規制とクレジット取引制度の導入は確実に自動車産業の発展を促進させ、LIB の価格低下を加速させたと言える。

4.2.3 政策提言

本節では、従来の学習曲線モデルと修正された学習曲線モデルを用いて、日中両国において、累積生産量、原材料の価格による車載用 LIB の価格への影響を分析した。結果から、(1) 累積生産量の拡大は、効果的に LIB 価格を削減することができるが、原材料価格の影響を考慮しないと、重要な説明変数を見落とす問題を引き起こし、LR の推定精度に影響を与える。(2) 累積生産量が 2 倍になる度に、LIB 価格が日本では 17.7%~22.0%、中国では 12.6%~16.4% 低下することから、中国より日本の方が技術開発を重視していると考えられる。今後、もし中国は技術の進歩を確保しながら、本土の電池製造能力の拡大を促進できれば、LIB 価格は太陽電池のように品質の向上による生産量の拡大を促進する好循環に突入する可能性がある。(3) 中国は NEV 規制とクレジット取引制度を導入した後、LR が上昇傾向にあることから、この制度の導入は確実に自

自動車産業の発展を促進させ、LIBの価格低下を加速させたと考えられる。中国は世界で初めてNEV規制とクレジット取引制度を導入する国として、中国の経験が世界の省エネとNEV産業の健全で持続可能な発展を促進することと、自動車産業の変革とアップグレードを加速するには意義を持っている。

参考文献

- 1) 自然エネルギー財団; 九州エリアにおける太陽光・風力発電の出力抑制に関する分析結果と出力抑制電力量率の低減策
<https://www.renewable-ei.org/activities/column/REupdate/20200722.php>
(アクセス日 2020.12.22)
- 2) 経済産業省資源エネルギー庁; 出力制御について
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/grid/08_syuturyokuseigyo.html
(アクセス日 2020.12.22)
- 3) 次世代自動車振興センター; 次世代自動車用語集-スマートグリッド
<http://www.cev-pc.or.jp/kiso/post-24.html>
(アクセス日 2020.12.22)
- 4) 一井啓介, 御手洗陽, 谷口守; サテライト型スマートタウンへの電力の運び方電気自動車が電線を代替する可能性, 都市計画論文集, 55巻3号, (2020), pp.569-576.
- 5) 中国自動車工業協会(CAAM); 自動車工業経済運行状況各年版.
- 6) 中国国家统计局; 中国統計年鑑各年版, 中国統計出版社.
- 7) 国家能源局; 「全国電力価格状況監管通報」各年版
- 8) 高工産業研究院 GGII;
<https://www.gg-lb.com/research.html>
- 9) 中国非鉄金属産業協会; リチウム市場価格及び統計データ;
<http://www.chinali.org/index.php?m=content&c=index&a=lists&catid=9>
- 10) 中国電気自動車充電インフラ促進連盟; 中国電気自動車充電インフラ施設発展年度報告各年版.<http://www.evcipa.org.cn/>

- 11) Hao H, Ou X M, Du J Y, Wang H W, Ouyang M G; China' s electric vehicle subsidy scheme: Rationale and impacts, *Energy Policy*, 73(2014), pp.722-732.
- 12) Werber M, Fischer M, Schwartz P V; Batteries: Lower cost than gasoline?, *Energy Policy*, 37-7(2009), PP.2465-2468.
- 13) Electric Power Research Institute(EPRI), Total Cost of Ownership Model for Current Plug-in Electric Vehicles, EPRI, (2013).
- 14) Jin Y H, Li X J; Economic analysis of new energy vehicles based on PHEV and BEV of BYD, *Renewable Energy Resources*, 30-6(2012), pp.118-124.
- 15) Gan P Y, Li Z D; Quantitative study on long term global solar photovoltaic market, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 46(2015), pp.88-99.
- 16) Wang N, Pan H Z, Zheng W H; Assessment of the incentives on electric vehicle promotion in China, *Transportation Research Part A*, 101(2017), pp.177-189.
- 17) Li X M, Chen P, Wang X W; Impacts of renewables and socioeconomic factors on electric vehicle demands-Panel data studies across 14 countries, *Energy Policy*, 109(2017), pp.473-478.
- 18) Electric Power Research Institute(EPRI), Total Cost of Ownership Model for Current Plug-in Electric Vehicles, EPRI, (2013).
- 19) Jin Y H, Li X J; Economic analysis of new energy vehicles based on PHEV and BEV of BYD, *Renewable Energy Resources*, 30-6(2012), pp.118-124.
- 20) Hidrue M K, Parsons G R, Kempton W, Gardner M P; Willingness to pay for electric vehicles and their attributes, *Resource and Energy Economics*, 33(2011), pp.686-705.
- 21) United Nations; World Population Prospects 2019, Department of Economic and Social Affairs, Population Division (2019).
- 22) National Bureau of Statistics of China; National Economy Recovered Steadily in 2020 with Main Goals Accomplished Better Than Expectation, 18 January 2021. http://www.stats.gov.cn/english/PressRelease/202101/t20210118_1812432.html (アクセス日 2021.1.18).
- 23) Zhidong Li; Quantitative analysis of sustainable energy strategies in China, *Energy Policy*, 38(2010), pp.2149-2160.

- 24) 日本エネルギー経済研究所; IEEJ Outlook 2020, (2019).
- 25) Chinese Renewable Energy Industries Association (CREIA); China solar PV power policy report: Differential Feed in Tariffs, (2013).
- 26) 中国電気自動車充電インフラ促進連盟; 「2019-2020 年度中国電気自動車充電インフラ施設発展年度報告」, (2020).
- 27) 中国自動車工程学会; 省エネと新エネ自動車技術ロードマップ, (2016).
- 28) INTERNATIONAL ENERGY AGENCY(IEA); Global EV Outlook 2018, (2018).
- 29) World Bank; State and Trends of Carbon Pricing 2020, (2020).
- 30) Parry I, Veung C, Heine D; How Much Carbon Pricing is in Countries' Own Interests? The Critical Role of Co-Benefits, International Monetary Fund Working Paper, (2014).
- 31) 中国財政部, 国家税務総局, 中国工業・情報化部; 「新エネルギー自動車の車両取得税免除政策に関する公告」2020 年第 21 号, (2020).
<http://www.miit.gov.cn/n1146285/n1146352/n3054355/n3057585/n3057592/c7872072/content.html>
 (アクセス日 2020.10.1)
- 32) Hao H, Wang H W, OuYang M G; Predictions of China's passenger vehicle and commercial vehicle stocks, Journal of Tsinghua University Science and Technology, 51-6(2011), pp.868-872.
- 33) 李志東; 中国における低炭素社会構築に向けた自動車革命と対策システム革命に関する一考察, 第 35 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, (2019), セッション 7-4.
- 34) INTERNATIONAL ENERGY AGENCY; Global EV Outlook 2020, Entering the decade of electric drive? 2020.
- 35) BloombergNEF; A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices. <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>, 2019.
- 36) 中国自動車技術研究センター, パナソニックオートモーティブエナジー大連有限公司; 动力电池蓝皮书《中国新能源汽车动力电池产业发展报告(2018)》, 社会科学文献出版社, 2018.

- 37) INTERNATIONAL ENERGY AGENCY; Experience Curves for Energy Technology Policy, 2000.
- 38) Yu C F, Sark W G, Alsema E A; Unraveling the photovoltaic technology learning curve by incorporation of input price changes and scale effects, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011, 15(1):324-337.
- 39) 中国自動車技術研究センター, パナソニックオートモーティブエナジー大連有限公司; 动力电池蓝皮书《中国新エネルギー自動車産業発展報告》, 社会科学文献出版社, 各年版.
- 40) Jung Y M, Wooyoung J; The Impact of Electric Vehicle Demand and Battery Recycling on Price Dynamics of Lithium-Ion Battery Cathode Materials:A Vector Error Correction Model (VECM) Analysis. *Sustainability*, 2018, 10(8), 2870.
- 41) 独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構; 鉱物資源マテリアルフロー2018(9.リチウム), 2019.
- 42) 日本財務貿易統計; <http://www.customs.go.jp/toukei/info/index.htm>.
- 43) Hsieh I-Y L, Pan M S, Chiang Y-M, et al; Learning only buys you so much: Practical limits on battery price reduction, *Applied Energy*, 2019, 239(C):218-224.
- 44) Kittner N, Lill F, Kammen D K; Energy Storage Deployment and Innovation, *Nature Energy*, 2017, 2:17125.
- 45) 中国工業・情報化部; 《乗用車企業平均燃料消費量および新エネ自動車クレジットの併用に関する管理規定》, <http://www.miit.gov.cn/n1146295/n1652858/n7280902/c5824932/content.html>, 2017.
- 46) 李志東; 中国ウォッチング: 世界初の制度革命で NEV 強国目指す, *IEEJ NEWSLETTER*, 2017年11月号, p.10.
- 47) 張鈺鑫, 李志東; 計量経済的手法を用いる太陽光発電の普及対策に関する日中比較分析, *エネルギー・資源学会論文誌*, Vol.40, No.3号(2019), pp.28-38.
- 48) Yoshio M, Brodd R J, Kozawa A; *Lithium-Ion batteries. Science and technologies*, 2009, New York:Springer Science+Business Media.
- 49) 中国化学と物理電源産業協会(储能应用分会); 「中国電池工業年鑑 2017」, 機械工業出版社, 2018.

第5章 結論と今後の課題

5.1 結論

本研究では、計量経済手法を用いて、日中両国の PV システム普及モデル及び中国における NEV 普及モデルを構築し、様々な対策に関するシミュレーション分析を通じて、2030 年までの普及対策について検討と提言を行った。また、従来の学習曲線モデルと修正された学習曲線モデルを用いて、日中両国において、累積生産量、原材料の価格による車載用 LIB の価格への影響を分析した。

PV システム普及対策に関するシミュレーション分析から以下のことが分かった。

- ① 日中両国にとって、システム価格、FIT、補助金、送電線整備等が PV 導入拡大の影響要因であると確認できた。システム価格と買取価格は日中両国における共通の影響要因になっている。また、異なる要因として、日本では、住宅用に対しては補助金と実収入に占める電気料金の割合が、非住宅用に対しては業務用電力料金単価が影響する。一方、中国では、分散型に対しては電力出荷価格と政府支援プロジェクトが、大型に対しては送電線延べ距離が影響していることが確認できた。
- ② 学習曲線モデルを用いて太陽電池価格を推定した結果、2012 年以降、累積生産量が 2 倍になる度に、価格が日本は 6.5%、中国は 12.2% 低下していることが確認出来た。日本より、中国の価格低下率の方が高い。
- ③ 両国が策定した将来目標についてシミュレーション分析を行った結果、従来の傾向がそのまま続く基準ケースでは、日本が 2030 年の政府目標（6,400 万 kW）を約 130%、中国が 2020 年の政府目標（10,500 万 kW 以上に）を約 142% 達成できる見込みである。システム価格については、日本は 2013 年の kW 当たり 40 万円から 2030 年の 26 万円へ、中国は 14 万円から 8 万円まで低下する。その内、太陽電池価格は、日本は 24 万円から 20 万円、中国は 6 万円から 4 万円まで低下する。
- ④ 更なる普及拡大を図るための対策として、買取価格低減幅の縮小と金利の引き下げのほか、日本においては炭素税税率の引き上げ、中国においては炭素税の導入が有効である。また、中国の経験から、発送電分離に関する電力シス

テム改革の断行，長距離送電網の整備も日本の PV 導入に寄与しうると考えられる。

NEV 普及対策に関するシミュレーション分析から以下のことが分かった。

- ⑤ NEV 普及メカニズムを定量的に解明した結果，相対総コスト，充電インフラ，NEV 販売比率規制等が NEV 普及拡大の影響要因であると確認できた。
- ⑥ 学習曲線モデルを用いて LIB 価格を推定した結果，累積生産量が 2 倍になる度に価格が 18.1%低下していることが確認できた。LIB 価格の低下によって，購入補助金廃止して 6 年後の 2028 年に EV は GV 本体価格より安くなると見込まれる。
- ⑦ 「省エネと新エネルギー自動車技術ロードマップ」で策定した将来目標について，基準ケースと NEV 販売比率規制強化ケース，充電器増加ケース，炭素税導入と取得税免税ケース，NEV 販売比率規制強化+充電器増加ケースを設定しシミュレーション分析を行った結果，従来の傾向がそのまま続く基準ケースでは，2023 年から補助金が全部廃止されても，NEV 販売比率規制制度の導入により販売量は順調に拡大するが，2030 年の目標は達成できない。
- ⑧ 目標を達成するために，NEV 販売比率規制を計算する際に欠かせない NEV 1 台あたりのポイント数の低減と NEV クレジット比率の引き上げは有効である。2030 年に NEV 乗用車新車販売比率は 40%に達し，目標を達成できる見込みである。
- ⑨ 更なる普及拡大を図るための対策として，NEV 販売比率規制を厳しくすると同時に，充電器を増加させることは有効である。中国は NEV 規制とクレジット取引制度の国レベル導入の先駆者であり，その経験は，世界全体の NEV 利用拡大にとって参考になると考えられる。
- ⑩ 中国における EV 普及拡大による電力需要への影響について，本研究のシミュレーション結果(基準ケース)に基づいて試算した結果を表 19 に示す。本研究では，2030 年において，PV 全体の累積導入量は 51,507 万 kW を達する見込みである。年間稼働時間を 1,400h と仮定する場合，7,211 億 kWh の発電電力量を得られる。一方，2030 年に EV 乗用車電力消費量は 377 億 kWh と算出される。これらの結果から，EV の電力需要を PV システムによる発電で賄うことが可能であることが分かった。

表 19 中国における EV 普及拡大による電力需要への影響

	2030年
EV乗用車保有台数(万台)	3,767
平均年間走行距離(km/台)	10,000
走行距離当たりの電力消費量(kWh/100km)	10
1台当たりの年間電力消費量(kWh)	1,000
電気自動車電力消費量(億kWh)	377
太陽光発電累積導入量(万kW)	51,507
年間稼働時間(h)	1,400
太陽光発電電力量(億kWh)	7,211

日中両国の車載用 LIB 価格の変動メカニズムに関する比較分析から以下のことが分かった。

- ⑪ 累積生産量の拡大は、効果的に LIB 価格を削減することができるが、原材料価格の影響を考慮しないと、重要な説明変数を見落とす問題を引き起こし、推定の精度に影響を与える。
- ⑫ 累積生産量が 2 倍になる度に、LIB 価格が日本では 17.7%～22%、中国では 12.6%～16.4% 低下することから、中国より日本の方が技術開発を重視していると考えられる。今後、中国が技術の進歩を確保しながら本土の電池製造能力の拡大を促進することが出来れば、LIB 価格は太陽電池のように品質の向上によって生産量の拡大を促進する好循環に突入する可能性がある。
- ⑬ 中国は NEV 規制とクレジット取引制度を導入した後、LR が上昇傾向にあることから、この制度の導入は確実に自動車産業の発展を促進させ、LIB 価格の低下を加速したと考えられる。

5.2 今後の課題

本研究では、PV について、システム価格、FIT、補助金、送電線整備等による普及効果を検証した。その中で、システム価格について、住宅用と非住宅用それぞれのデータは入手できなかったため、非住宅用の推計に住宅用のシステム価格のデータを使用した。今後、非住宅用のシステム価格のデータを整備する必要がある。

NEV について、相対総コスト、充電インフラ、NEV 販売比率規制による普及効果を検証した。中国で NEV が販売され始めてからまだ 10 年ほどしか経って

いないこともあり、時系列データの蓄積は十分ではない。今後、さらに精度の高い推計を行うためには、サンプルを増やすことが望まれる。例えば、EV 本体価格に関してはほとんど公表されていない状況であるため、EV 取得コストの試算はカタログ価格を使用している。値段の交渉などによる市場価格を正しく反映するために実際の市場取引価格のデータを整備する必要がある。また、EV 保有走行コストについて、消費者のライフスタイルなどを考慮せずに一律に試算したものをを用いている。しかし、走行距離について、消費者の利用目的や走行日数もそれぞれにあり、電気料金単価は地域別ばらつきがあり、充電時間帯にもよる。今後、上記のような要素を含め、消費者の利用パターンを考慮した保有走行コストについての分析が必要と考える。

最後に、NEV 規制とクレジット取引制度の導入による普及拡大効果を検証したが、クレジット取引に関する需給分析と価格については行っていない。そこで、クレジット取引価格の価格決定メカニズムを解明し、クレジット需給分析についてのシミュレーションも行えるような計量モデルを作成することを今後の研究課題とする。

謝辞

本論文を結ぶに当たり、多くの方々のご指導とご助力をいただきました。この場を借りて、感謝の意を述べさせていただきたいと思います。

まず、本論文の遂行にあたり、終始熱心なご指導、ご鞭撻を賜りました、長岡技術科学大学李志東教授に深く感謝しております。博士学位論文を完成させることが出来たのは李先生のご指導あってのことだと思っております。李先生は、自由な雰囲気のもと、研究環境から学会発表の支援まで、様々な面で見守っていただきました。心よりの尊崇と感謝の意を表します。時に応じて、厳しくご指導いただいたこと、暖かく励ましてくださったことを通じて、自分の未熟さ、至らなさを実感することができたことは、私にとって掛け替えのない貴重な財産となりました。改めて、深く感謝申し上げます。

博士学位論文の副査をお引き受けいただいた長岡技術科学大学陸旻皎教授、佐野可寸志教授、小松俊哉准教授、及び長岡大学太田恵子教授に厚く御礼申し上げます。先生方には、研究の方向性を見極めるための多様な視点からのコメント及び数多くの有益なご助言、ご指摘をいただきました。心より感謝申し上げます。

また、長岡技術科学大学 3E 研究室の修了生の王華氏と在学中の中野優人氏には本研究を進めていく上で、かなりの時間をかけて一緒に議論していただいただけでなく、幾度となく励ましの言葉をいただきました。王華氏と中野優人氏の熱心な協力を得たことを記すと共に心より感謝申し上げます。

最後に、わがままな私をここまで支援してくれた家族にも感謝致します。家族の支援がなければここまで来ることはできませんでした。

以上の皆様の指導、助言、協力、励ましに対して、改めて、深く感謝申し上げます。

Zhang Yuxin(張鈺鑫)

2021 年 2 月

付録 1 変数一覧表

付録 1-1 PV モデルにおける変数一覧

変数名	日本語名	単位	内生 ・ 外生
III A.SUB.CHN	大型 3 類資源区平均補助金額	元/kWh	内生
BILFIT.CHN	CHN 分散型 FIT(0.42+火力発電の売電価格)	元/千 kWh	内生
BURDEN.CHN	大型 PV に対する年間買取負担	億元	内生
CARB.CHN	中国炭素税	元/t	外生
CARB.JP	電気料金単価に係る炭素税	円/kWh	内生
CARB.UNP.JP	日本炭素税	円/kg	外生
CMPV.CHN	中国の太陽電池累積生産量	kW	内生
CMPV.JP	日本の太陽電池累積生産量	kW	内生
CO2.CHN	中国 CO ₂ 削減量	Mt-CO ₂	内生
CO2.JP	日本 CO ₂ 削減量(Mt-CO ₂)	Mt-CO ₂	内生
CON.SUB.CHN	CHN 国の補助金	元/千 kWh	外生
DIF.FIT.LS.C	大型 PV 売電価格と FIT 実績との差	元/kWh	外生
DUM0612	無電地域電力建設+金太陽+建築一体化のプロジェクト実施期間を 1 とするダミー変数		外生
DUM0911	2009 年から余剰電力買取制度が 2012 年から FIT に制度変更		外生
DUM2011	東日本大震災		外生
DUM752008	構造変化ダミー, 1975~2008 年を 1		外生
DUM9708	構造変化ダミー, 1997~2008 年を 1		外生
DUM972012	構造変化ダミー, 1997~2012 年を 1		外生
E.LAR.PRI.JP	炭素税入り大口電力単価	円/kWh	内生

ELC.JY.JP	全国電力需要量	百万 kWh	外生
ELEC.PRI.JP	日本の電気料金	円/kWh	内生
ELECCON.JP	1世帯当たりの電力消費量	kW/世帯	内生
ELWP.CHN	中国電力出荷価格	元/千 kWh	外生
EMIFAC.JP	全電源平均の電力排出係数	kg-CO ₂ /kWh	外生
EXCH.CHN	$PV.E.CHN * INPUT.CHN / 7000000 / 1000$	万 tce	内生
EXCH.JP	JP 化石代替量(万 tce)	万 tce	内生
EXR.CHN	中国ドル為替(1RMB=1\$)	RMB/\$	外生
EXR.JP	日本ドル為替(年間平均レート)	円/\$	外生
FA.OP.RA	設備稼働率	%	外生
GDP.DEF.JP	$N.GDP.JP / R.GDP.JP * 100$		外生
GDPDEF.CHN	$PGDP.CHN / 149.4 * 100$		外生
GTE.CHN	CHN 発電端熱転換効率(低位)	%	外生
GTE.JP	JP 発電端熱転換効率(高)	%	外生
GTE.LHV.JP	発電端効率.低位 $GTE.JP / 0.95$	%	内生
H.ELPAY.T.J	世帯当たり電灯電力料金支払額	円/世帯	内生
H.TOT.CHN	CN 分散型 PV 累積導入量	kW	内生
HOME.JP	世帯数	世帯	外生
IN.ELPAY.T	JP 実収入に占める電気代の割合	%	内生
INCOM.T.JP	実収入 [勤労者世帯] (全国平均, 毎月)	千円/世帯	外生
INPUT.CHN	化石燃料投入量	kcal/kWh	内生
INPUT.JP	$860 / (GTE.LHV.JP / 100)$	kcal/kWh	内生
INS.S.T.JP	日本の非住宅用 PV 新規導入量	kW	内生
INS.T.CHN	中国の分散型 PV 新規導入量	kW	内生
INS.T.JP	日本の住宅 PV 新規導入量	kW	内生
INTER.CHN	年間平均利息金額は総融資額の	元	外生

	2.57%		
INTER.JP	日本 PV 銀行融資月利	円	外生
INTEREST.CHN	利息の年平均返却額(20年)	元	内生
INTEREST.PAY	JP 金利分支払合計額	円/kW	内生
INVESTM.CHN	設置者投資(7:3)	元	内生
IRR.CHN	投資収益(8%)	元	内生
KV.1000.AL.C	電網長さ(330~1000kV)	km	外生
LOAN.CHN	銀行融資ローン(7:3)	元	内生
LS.PV.CHN	中国の大型 PV 新規導入量	kW	内生
MEGAFIT.CHN	大型 PV の FIT	元/千 kWh	内生
NET.CON.S.CHN	火電供給側標準石炭消費量	g/kWh	外生
NETEXPORT.JP	JP 純輸出	kW	内生
PANEL.P.C	中国太陽電池の名目価格(円/kW)	円/kW	内生
PANEL.P.CHN	中国太陽電池の名目価格	元/kW	内生
PANEL.P.JP	日本太陽電池の名目価格	円/kW	内生
PANEL.R.C	PANEL.R.CHN/EXR.CHN*EXR.JP	円/kW	内生
PANEL.R.CHN	中国太陽電池の実質価格	元/kW	内生
PANEL.R.JP	日本太陽電池実質価格	円/kW	内生
PV.E.CHN	PVCAP.CHN*1400	kWh	内生
PV.E.JP	JP 発電量(1400h)	kWh	内生
PV.EXPORT	日本輸出量	kW	外生
PV.P.GEN	FA.OP.RA*24*365*20	kWh	内生
PVCAP.CHN	中国全体 PV システム累積設備容量	kW	内生
PVCAP.JP	日本累積設備容量	kW	内生
PVCOST.CHN	三つの資源区の平均 PV 売電価格	元/kWh	内生
PVCOST.CHN I	I 類資源区 PV 売電価格	元/kWh	内生
PVCOST.CHN II	II 類資源区 PV 売電価格	元/kWh	内生
PVCOST.CHN III	III 類資源区 PV 売電価格	元/kWh	内生
PVCOST.JP	日本の PV 発電コスト(売電価格)	円/kWh	内生

PVIMPORT.JP	日本 PV 輸入量	kW	外生
PVINS.CHN	中国全体新規導入量(分散+大型)	kW	内生
PVINS.JP	INS.T.JP+INS.S.T.JP	kW	内生
PVINS.W	世界 PV システム新規導入量	kW	外生
PVNETEXP.CHN	輸出量(PVPD.CHN-PVINS.CHN)	kW	内生
PVPD.CHN	太陽電池の年間生産量	kW	内生
PVPD.JP	日本国内新規生産量	kW	内生
PVSCALE.A.JP	PVSCALE.A.JP(-1)+INS.S.T.JP	kW	内生
PVSCALE.H.JP	日本住宅累積導入量	kW	内生
REP.AM.CHN	銀行融資の年間平均返却額(20年)	元	内生
RUN.COST.CHN	中国設備維持費用(2%)	元/kW	内生
RUN.COST.JP	JP 設備維持費用 SYST2%	円/kW	内生
SEL.A.JP	日本の非住宅用 PV 買取単価	円/kWh	外生
SEL.H.JP	日本の住宅用 PV 買取単価	円/kWh	外生
SI.P.CHN	中国のシリコン名目価格	元/kg	内生
SI.P.JP	日本のシリコン輸入価格	円/kg	外生
SI.R.CHN	中国のシリコン実質価格	元/kg	内生
SI.R.JP	日本のシリコン実質価格	円/kg	内生
SUBS.JP	日本にける国の補助金	円/kW	外生
SYS.OTHER.CHN	CHN シス価格その他部分	元/kW	外生
SYS.OTHER.JP	JP システム価格その他部分	円/kW	外生
SYSTEM.C	CHN システム価格(円/kW)	円/kW	内生
SYSTEM.CHN	中国の PV システム価格	元/kW	内生
SYSTEM.JP	JP システム価格	円/kW	内生
TAX.CO2.CHN	中国炭素税	元/kWh	内生
TS.ELWP.CHN	CHN 炭素税入り火力発電の売電価格	元/kWh	内生
UNITPRI.JP	日本の電気料金単価	円/kWh	外生
UNITPRI.L.JP	日本大口電気料金単価	円/kWh	外生

付録 1-2 NEV モデルにおける変数一覧

変数名	日本語名	単位	内生・ 外生
AN.MILEAG E	年間走行距離	km/年	外生
BAT.CAP.C	中国の LIB 累積生産量	kWh	内生
BAT.CAPAC	BYD の電池容量	kWh	内生
BAT.EV.CAP	$BAT.CAPAC * EV.NEWSALES * 10000$	kWh	内生
BAT.OTH.C AP	$BAT.PRO.C - (BAT.CAPAC * EV.NEWSALES * 10000)$	kWh	外生
BAT.P.C	中国の LIB システム価格	元/kWh	内生
BAT.PRO.C	$BAT.OTH.CAP + BAT.EV.CAP$	kWh	内生
C.PUB.CHA RG	公共充電器数累積導入量	台	外生
CAR.A.P1	乗用車平均価格	元/台	外生
CAR.PURC. TAX	自動車取得税税率(10%)	%	外生
CLIVTA	自動車強制保険	元/年	外生
CO2.TAX	炭素税	元/t	外生
CPI	消費者物価指数 1978=100		外生
DUM0809	世界金融危機+原油価格急騰+四川大震災		外生
DUM1516	政策ダミー変数「パリ協定」の合意・発効ダミー		外生
EDU.U.G	25～64 歳まで全就職者に占める大学卒就職者の割合(学部と院のみ)	%	外生
ELE.UNITPR I	電気料金単価	元/kWh	外生
EV.ACQ.CO	$EV.PRICE + EV.PURC.TAX - VEH.VES.TAX + CL$	元	内生

ST	IVTA+OTH.PR		
EV.CUMSAL ES	EV 乗用車保有台数	万台	内生
EV.NEWSAL ES	EV 乗用車新車販売台数	万台	内生
EV.PCAR.C OST	相対総コスト (EV.ACQ.COST-CLIVTA+EV.USE.COST*10)/(PC.ACQ.CO	%	内生
EV.PHEV.CU M	NEV 乗用車保有台数	万台	内生
EV.PHEV.SA LE	NEV 乗用車新車販売台数	万台	内生
EV.PHV.SHA RE	NEV 乗用車新車販売比	%	内生
EV.PRICE	EV 本体価格(BYD)	元	内生
EV.PURC.TA X	EV.PRICE/1.17*CAR.PURC.TAX*(1-EV.TAX. CUT)	元	内生
EV.SHARE	EV 乗用車新車販売比率	%	内生
EV.SUB	EV 乗用車向けの補助金	元	外生
EV.TAX.CUT	EV 取得税減税率	%	外生
EV.USE.COS T	AN.MILEAGE*POW.C.P.M/100*ELE.UNITPRI +CLIVTA	元/年	内生
EXR.CHN	中国ドル為替	RMB/\$	外生
GASO.C.P.M	走行距離当たりのガソリン消費量	L/100km	外生
GASOL.P	GASOL.PRI+CO2.TAX*2.322/1000	元/L	内生
GASOL.PRI	ガソリン小売価格	元/L	内生
GDP.INDEX 78	GDP 指数 1978=100		外生
GDP.INDEX	GDP.INDEX78/281.9*100		内生

90			
LI.BATPRI.C	中国のリチウム価格	元/トン	外生
NEV.PERC	NEV クレジット比率規制 2018	%	外生
NEV.POINT	NEV 一台当たりのポイント数	ポイント	外生
NEV.LIB.PR O	NEV 向けの車載用 LIB 新規生産量	kWh	内生
N.NEV.LIB	NEV 向け以外の車載用 LIB 新規生産量	kWh	外生
OIL.PRI.C.T	$OIL.PRICE.W * EXR.CHN / 0.136$	元/t	内生
OIL.PRICE	$OIL.PRICE.C + CO2.TAX * 2.619 / 1000$	元/L	内生
OIL.PRICE. C	$OIL.PRICE.W * EXR.CHN / 159$	元/L	内生
OIL.PRICE. W	国際原油価格	\$/bbl	外生
OTH.PRI	自動車登録諸費用	元	外生
PC.ACQ.CO ST1	$CAR.A.P1 + PC.PURC.TAX1 + VEH.VES.TAX + C$ $LIVTA + OTH.P$	元	内生
PC.PURC.TA X1	$CAR.A.P1 / 1.17 * CAR.PURC.TAX$	元	内生
PC.USE.COS T	$AN.MILEAGE * GASO.C.P.M / 100 * GASOL.P + V$ $EH.VES.TAX +$	元/年	内生
PCAR.ANSA LE2	乗用車新車販売台数 2	万台	内生
PCAR.CUMS AL2	乗用車保有台数 2	万台	内生
PCAR.PER.T H2	$(PCAR.CUMSAL2 * 10000) / (POP * 10)$	台/千人	内生
PHEV.CUMS ALE	$EV.PHEV.CUM - EV.CUMSALES$	万台	内生

PHEV.NEWS ALE	EV.PHEV.SALE-EV.NEWSALES	万台	内生
POP	人口	万人	外生
POW.C.P.M	走行距離当たりの電力消費量	kWh/100 km	外生
R.GDP	18872.9*GDP.INDEX90/100	億元	内生
RANGE.BY D	BYD の航続距離	km	外生
REL.ACQ.C OST	EV.ACQ.COST/PC.ACQ.COST1	%	内生
REL.USE.CO ST	EV.USE.COST/PC.USE.COST	%	内生
RGDP.POP	R.GDP*10000/POP	元/人	内生
VEH.VES.T AX	車船使用税	元/年	外生

付録 2 モデルの方程式体系

付録 2-1 日本の PV 普及モデル方程式体系

(1)日本の太陽電池の名目価格

$$\text{LOG(PANEL.P.JP)}=14.5424-0.117866*(\text{LOG(CMPV.JP)})+0.0000235*(\text{SI.P.JP})$$

t-value (137.45) (-15.32) (3.59)

$$-0.014665*((1-\text{DUM9708}-\text{DUM0911})*\text{LOG(CMPV.JP)})$$

(-5.41)

OLS (1997-2013) $R^2=0.969$ SD= .047941 DW= 2.226

(2)太陽電池の実質価格

$$\text{LOG(PANEL.R.JP)}=14.0343-0.082998*(\text{LOG(CMPV.JP)})+0.0000226*(\text{SI.R.JP})$$

t-value (79.90) (-6.21) (3.52)

$$-0.013709*(((1-\text{DUM9708}-\text{DUM0911})*\text{LOG(CMPV.JP)}))$$

(-4.93)

OLS (2000-2013) $R^2=0.937$ SD=0.043360 DW= 2.547

(3)住宅新規導入量

$$\text{INS.T.JP}=0.0000000-48567.3*(\text{PVCOST.JP})+1.10685*(\text{SUBS.JP})$$

t-value (0.00) (-5.99) (2.24)

$$+819189.8*(\text{IN.ELPAY.T})+13779.4*(\text{SEL.H.JP})$$

(4.25)

(2.60)

ROLS (1999-2013) $R^2=0.934$ SD= 108,830.0 DW= 1.552

(4)非住宅新規導入量

$$\text{INS.S.T.JP}=-385624.9-10007.9*(\text{PVCOST.JP})+10065.5*(\text{SEL.A.JP})$$

t-value (-1.61) (-2.15) (2.61)

$$+44595.5*(\text{E.LAR.PRI.JP})+134256.6*(((1-\text{DUM972012})*\text{SEL.A.JP}))$$

(1.67)

(39.37)

OLS (1997-2013) $R^2=0.998$ SD= 66,490.9 DW= 2.978

(5)日本全体新規導入量

$$PVINS.JP=INS.T.JP+INS.S.T.JP$$

(6)日本全体累積設備容量

$$PVCAP.JP=PVCAP.JP(-1)+PVINS.JP$$

(7)住宅累積導入量

$$PVSCALE.H.JP=INS.T.JP+PVSCALE.H.JP(-1)$$

(8)非住宅累積導入量

$$PVSCALE.A.JP=INS.S.T.JP+PVSCALE.A.JP(-1)$$

(9)システム価格

$$SYSTEM.JP=PANEL.P.JP+SYS.OTHER.JP$$

(10)太陽電池の新規生産量

$$PVPD.JP=PVINS.JP+NETEXPORT.JP$$

(11)純輸出 = 輸出 - 輸入

$$NETEXPORT.JP=PV.EXPORT-PVIMPORT.JP$$

(12)太陽電池累積生産量

$$CMPV.JP=CMPV.JP(-1)+PVPD.JP$$

(13)発電コスト

$$PVCOST.JP=(SYSTEM.JP+RUN.COST.JP+INTEREST.PAY)/PV.P.GEN$$

$$PV.P.GEN=FA.OP.RA * 24 * 365 * 20$$

(14)設備維持費用

$$\text{RUN.COST.JP}=\text{SYSTEM.JP}*0.02$$

(15)金利分支払合計額

$$\text{INTEREST.PAY}=(\text{SYSTEM.JP}*\text{INTER.JP}*((1+\text{INTER.JP})^{180})*180/((1+\text{INTER.JP})^{180}-1))-\text{SYSTEM.JP}$$

(16)1世帯当たりの電力消費量

$$\text{ELEC.CON.JP}=(\text{ELC.JY.JP}*1000000)/\text{HOME.JP}$$

(17)電気料金単価に係る炭素税(円/kWh)

$$\text{CARB.JP}=\text{EMIFAC.JP}*\text{CARB.UNP.JP}$$

(18)炭素税入り電灯電気料金単価(円/kWh)

$$\text{ELEC.PRI.JP}=\text{UNITPRI.JP}+\text{CARB.JP}$$

(19)炭素税入り日本大口電力単価(円/kWh)

$$\text{E.LAR.PRI.JP}=\text{UNITPRI.L.JP}+\text{CARB.JP}$$

(20)一世帯当たり支払額(円/世帯)

$$\text{H.ELPAY.T.J}=\text{ELEC.PRI.JP}*\text{ELEC.CON.JP}$$

(21)実収入に占める電気代の割合

$$\text{IN.ELPAY.T}=(\text{H.ELPAY.T.J}/(\text{INCOM.T.JP}*1000*12))*100$$

(22)発電量

$$\text{PV.E.JP}=\text{PVCAP.JP}*1400$$

(23)発電端低位発熱量

$$\text{GTE.LHV.JP}=\text{GTE.JP}/0.95$$

(24)投入量

$$\text{INPUT.JP}=860/(\text{GTE.LHV.JP}/100)$$

(25)化石エネルギー代替量

$$\text{EXCH.JP}=\text{INPUT.JP}*\text{PV.E.JP}/7000000/10000$$

(26) CO₂ 削減量

$$\text{CO2.JP}=\text{EXCH.JP}*1.08*0.7*44/12$$

付録 2-2 中国の PV 普及モデル方程式体系

(1) 太陽電池の名目価格

$$\text{LOG(PANEL.P.CHN)}=10.7754-0.050386*(\text{LOG(CMPV.CHN)})$$

$$\begin{aligned} \text{t-value} & \quad (119.39) \quad (-5.44) \\ & +0.000604*((\text{SI.P.JP/EXR.JP*EXR.CHN})) \\ & \quad (3.60) \\ & -0.057755*((1-\text{DUM752008})*\text{LOG(CMPV.CHN)}) \\ & \quad (-12.88) \\ & -0.034027*((1-\text{DUM752008}-\text{DUM0911})*\text{LOG(CMPV.CHN)}) \\ & \quad (-7.91) \end{aligned}$$

$$\text{OLS (1992-2013)} \quad R^2=0.99 \quad \text{SD}= 0.074093 \quad \text{DW}= 1.959$$

(2) 太陽電池の実質価格

$$\text{LOG(PANEL.R.CHN)}=11.5183-0.096490*(\text{LOG(CMPV.CHN)})$$

$$\begin{aligned} \text{t-value} & \quad (60.11) \quad (-8.16) \\ & +0.000580*(\text{SI.R.CHN})-0.055701*((1-\text{DUM752008})*\text{LOG(CMPV.CHN)}) \\ & \quad (4.04) \quad (-9.47) \\ & -0.035620*((1-\text{DUM752008}-\text{DUM0911})*\text{LOG(CMPV.CHN)}) \\ & \quad (-6.26) \end{aligned}$$

$$\text{OLS (1992-2013)} \quad R^2=0.988 \quad \text{SD}= 0.105636 \quad \text{DW}= 1.744$$

(3) 輸出量

$$\text{PVNETEXP.CHN}=2621694-592.387*(\text{PANEL.P.CHN/EXR.CHN})$$

$$\begin{aligned} \text{t-value} & \quad (0.94) \quad (-1.03) \\ & +0.451602*(\text{PVINS.W})-4520882*(\text{DUM2011}) \\ & \quad (5.55) \quad (-2.64) \end{aligned}$$

$$\text{OLS (2006-2013)} \quad R^2=0.957 \quad \text{SD}= 1,459,886 \quad \text{DW}= 2.605$$

(4) PV システム分散型新規導入量

$$\text{LOG(INS.T.CHN)}=11.5710-0.000108*((\text{PANEL.P.CHN}))+0.003144*((\text{BILFIT.CHN}))$$

t-value (11.51) (-7.01) (2.13)

+0.933935*(DUM0612)

(2.91)

OLS (1995-2013) $R^2=0.936$ SD= 0.537012 DW= 2.062

(5)中国大型発電所新規導入量

$\text{LOG}(\text{LS.PV.CHN})=12.5347-0.000234*(\text{PANEL.P.CHN})$

t-value (6.73) (-8.69)

+0.001308*(MEGAFIT.CHN-TAX.CO2.CHN)

(3.07)

+0.0000149*(KV.1000.AL.C)

(1.51)

OLS (2005-2013) $R^2=0.993$ SD= 0.390527 DW= 2.928

(6)中国 PV システム価格

$\text{SYSTEM.CHN}=\text{PANEL.P.CHN}+\text{SYS.OTHER.CH}$

(7)システム価格その他部分

$\text{SYS.OTHER.C}=\text{SYS.OTHER.CH}/\text{EXR.CHN}*\text{EXR.JP}$

(8)銀行融資ローン

$\text{LOAN.CHN}=\text{SYSTEM.CHN}*0.7$

(9)事業者投資

$\text{INVESTM.CHN}=\text{SYSTEM.CHN}*0.3$

(10)銀行融資の年間平均返却額

$\text{REP.AM.CHN}=\text{LOAN.CHN}/20$

(11)利息の年間平均返却額

$$\text{INTEREST.CHN}=\text{LOAN.CHN}*\text{INTER.CHN}$$

(12)設備維持費用

$$\text{RUN.COST.CHN}=\text{SYSTEM.CHN}*0.02$$

(13)内部収益

$$\text{IRR.CHN}=\text{INVESTM.CHN}*0.08$$

(14)中国 PV 発電コスト

$$\text{PVCOST.CHN I}$$

$$=(\text{IRR.CHN}+\text{REP.AM.CHN}+\text{INTEREST.CHN}+\text{RUN.COST.CHN})*(1+0.1898)/1600$$

$$\text{PVCOST.CHN II}$$

$$=(\text{IRR.CHN}+\text{REP.AM.CHN}+\text{INTEREST.CHN}+\text{RUN.COST.CHN})*(1+0.1898)/1400$$

$$\text{PVCOST.CHN III}$$

$$=(\text{IRR.CHN}+\text{REP.AM.CHN}+\text{INTEREST.CHN}+\text{RUN.COST.CHN})*(1+0.1898)/1200$$

$$\text{PVCOST.CHN}=(\text{PVCOST.CHN I} +\text{PVCOST.CHN II} +\text{PVCOST.CHN III})/3$$

(15)中国 PV 発電コスト

$$\text{PVCOST.C I} =\text{PVCOST.CHN I} /\text{EXR.CHN}*\text{EXR.JP}$$

$$\text{PVCOST.C II} =\text{PVCOST.CHN II} /\text{EXR.CHN}*\text{EXR.JP}$$

$$\text{PVCOST.C III} =\text{PVCOST.CHN III} /\text{EXR.CHN}*\text{EXR.JP}$$

$$\text{PVCOST.C}=\text{PVCOST.CHN}/\text{EXR.CHN}*\text{EXR.JP}$$

(16)中国分散型 FIT

$$\text{BILFIT.CHN}=\text{CON.SUB.CHN}+\text{TS.ELWP.CHN}*1000$$

(17)中国分散型 FIT

$$\text{CON.SUB.C}=\text{CON.SUB.CHN}/\text{EXR.CHN}*\text{EXR.JP}$$

$$\text{BILFIT.C}=\text{BILFIT.CHN}/\text{EXR.CHN}*\text{EXR.JP}$$

(18)大型 PV 売電価格

$$\text{MEGAFIT.CHN}=(\text{DIF.FIT.LS.C}+\text{PVCOST.CHN})\times 1000$$

$$\text{MEGAFIT.C}=\text{MEGAFIT.CHN}/\text{EXR.CHN}\times \text{EXR.JP}$$

(19)炭素税入り火力売電価格

$$\text{TS.ELWP.CHN}=\text{ELWP.CHN}/1000+\text{TAX.CO2.CHN}$$

(20)火力売電単価に係る炭素税

$$\text{TAX.CO2.CHN}=\text{NET.CONNS.CHN}\times 0.000001\times 1.9383\times \text{CARB.CHN}$$

(21)中国全体 PV システム新規導入量

$$\text{PVINS.CHN}=\text{INS.T.CHN}+\text{LS.PV.CHN}$$

(22)中国全体 PV システム累積設備容量

$$\text{PVCAP.CHN}=\text{LS.CM.CHN}+\text{H.TOT.CHN}$$

(23)大型 PV 累積導入量

$$\text{LS.CM.CHN}=\text{LS.CM.CHN}(-1)+\text{LS.PV.CHN}$$

(24)3 類資源区平均補助金額

$$\text{III A.SUB.CHN}=\text{PVCOST.CHN}-\text{ELWP.CHN}/1000$$

(25)PV に対する年間買取負担

$$\text{BURDEN.CHN}=(\text{LS.PV.CHN}\times 1400)\times (\text{PVCOST.CHN}-\text{ELWP.CHN}/1000)/100000000$$

(26)分散型 PV 累積導入量

$$\text{H.TOT.CHN}=\text{H.TOT.CHN}(-1)+\text{INS.T.CHN}$$

(27)太陽電池の新規生産量

$$\text{PVPD.CHN}=\text{PVINS.CHN}+\text{PVNETEXP.CHN}$$

(28)太陽電池の累積生産量

$$\text{CMPV.CHN}=\text{PVPD.CHN}+\text{CMPV.CHN}(-1)$$

(29)CHN シリコン名目単価

$$\text{SI.P.CHN}=\text{SI.P.JP}/\text{EXR.JP}*\text{EXR.CHN}$$

(30)CHN シリコン実質単価

$$\text{SI.R.CHN}=\text{SI.P.CHN}/\text{GDPDEF.CHN}*100$$

(31)中国太陽電池名目価格

$$\text{PANEL.P.C}=\text{PANEL.P.CHN}/\text{EXR.CHN}*\text{EXR.JP}$$

(32)中国 PV システム価格

$$\text{SYSTEM.C}=\text{SYSTEM.CHN}/\text{EXR.CHN}*\text{EXR.JP}$$

(33)中国太陽電池実質価格

$$\text{PANEL.R.C}=\text{PANEL.R.CHN}/\text{EXR.CHN}*\text{EXR.JP}$$

(34)シリコン実質価格

$$\text{SI.R.JP}=\text{SI.P.JP}/\text{GDP.DEF.JP}*100$$

(35)発電量

$$\text{PV.E.CHN}=\text{PVCAP.CHN}*1400$$

(36)投入量

$$\text{INPUT.CHN}=860/(\text{GTE.CHN}/100)$$

(37)化石エネルギー代替量

$$\text{EXCH.CHN}=\text{PV.E.CHN}*\text{INPUT.CHN}/7000000/10000$$

(38) CO₂ 削減量

$$\text{CO2.CHN}=\text{EXCH.CHN}*1.08*0.7*44/12$$

付録 2-3 中国の NEV 普及モデル方程式体系

(1)GDP 指数 1990=100

$$\text{GDP.INDEX90}=\text{GDP.INDEX78}/281.9*100$$

(2)実質 GDP(1990=100)

$$\text{R.GDP}=18872.9*\text{GDP.INDEX90}/100$$

(3)一人当たりの実質 GDP(1990=100)

$$\text{RGDP.POP}=\text{R.GDP}*10000/\text{POP}$$

(4)一人当たりの名目 GDP

$$\text{NGDP.POP}=\text{N.GDP}*10000/\text{POP}$$

(5)国際原油価格単位換算((Brentd+Dubai+WTI)/3)

$$\text{OIL.PRICE.C}=\text{OIL.PRICE.W}* \text{EXR.CHN}/159$$

(6)国際原油単価

$$\text{OIL.PRI.C.T}=\text{OIL.PRICE.W}* \text{EXR.CHN}/0.136$$

(7)炭素税入りの原油価格=原油の単価+炭素税

$$\text{OIL.PRICE}=\text{OIL.PRICE.C}+\text{CO2.TAX}*2.619/1000$$

(8)炭素税入りのガソリン価格=ガソリンの単価+炭素税

$$\text{GASOL.P}=\text{GASOL.PRI}+\text{CO2.TAX}*2.322/1000$$

(9)EV 車両取得税

$$\text{EV.PURC.TAX}=\text{EV.PRICE}/1.17*\text{CAR.PURC.TAX}*(1-\text{EV.TAX.CUT})$$

(10)EV 取得コスト

$$\text{EV.ACQ.COST}=\text{EV.PRICE}+\text{EV.PURC.TAX}-\text{VEH.VES.TAX}+\text{CLIVTA}+\text{OTH.PRI}-\text{EV.SUB}$$

(11)EV 保有コスト

$$\text{EV.USE.COST}=\text{AN.MILEAGE}*\text{POW.C.P.M}/100*\text{ELE.UNITPRI}+\text{CLIVTA}$$

(12)GV 取得税 1

$$\text{PC.PURC.TAX1}=\text{CAR.A.P1}/1.17*\text{CAR.PURC.TAX}$$

(13)GV 取得コスト 1

$$\text{PC.ACQ.COST1}=\text{CAR.A.P1}+\text{PC.PURC.TAX1}+\text{VEH.VES.TAX}+\text{CLIVTA}+\text{OTH.PRI}$$

(14)GV 年間保有コスト

$$\text{PC.USE.COST}=\text{AN.MILEAGE}*\text{GASO.C.P.M}/100*\text{GASOL.P}+\text{VEH.VES.TAX}+\text{CLIVTA}$$

(15)相対取得コスト=EV 取得コスト/GV 取得コスト

$$\text{REL.ACQ.COST}=\text{EV.ACQ.COST}/\text{PC.ACQ.COST1}$$

(16)相対保有コスト

$$\text{REL.USE.COST}=\text{EV.USE.COST}/\text{PC.USE.COST}$$

(17)PHEV 乗用車新車販売台

$$\text{PHEV.NEWSALE}=\text{EV.PHEV.SALE}-\text{EV.NEWSALES}$$

(18)中国 NEV 乗用車保有台数の残留率

$$\text{EV.PHEV.CUM}-\text{EV.PHEV.SALE}=0.0000000+0.994326*(\text{EV.PHEV.CUM}(1))$$

$$\begin{aligned} \text{t-value} & & (0.00) & (324.87) \\ & & +2.66510*(\text{DUM1618}) \end{aligned}$$

(5.56)

ROLS (2010-2019) $R^2=0.9999$ SD= 0.734554 DW= 2.11

(19)中国 NEV 乘用车保有台数

$EV.PHEV.CUM=EV.PHEV.SALE+0.994326*(EV.PHEV.CUM(-1))$

(20)EV 乘用车保有台数残留率

$EV.CUMSALES-EV.NEWSALES=0.0000000+0.991156*(EV.CUMSALES(1))$

t-value (0.00) (228.01)
 $+2.35188*(DUM1618)$

(4.51)

ROLS (2011-2019) $R^2=0.802$ SD= 0.801580 DW= 2.269

(21)EV 乘用车保有台数

$EV.CUMSALES=EV.NEWSALES+0.991156*(EV.CUMSALES(1))$

(22)EV 乘用车新车贩卖台数

$EV.NEWSALES=EV.CUMSALES-0.991156*(EV.CUMSALES(1))$

(23)PHEV 乘用车保有台数

$PHEV.CUMSALE=EV.PHEV.CUM-EV.CUMSALES$

(24)EV 乘用车新车贩卖比率

$EV.SHARE=EV.NEWSALES/PCAR.ANSALE2$

(25)NEV(EV+PHEV)乘用车新车贩卖比率

$EV.PHV.SHARE=EV.PHEV.SALE/PCAR.ANSALE2$

(26)EV 乘用车新车贩卖台数

$EV.NEWSALES =-17.8515*(EV.PCAR.COST) +0.0000679*(C.PUB.CHARG)$

(t-value) (-3.86) (2.25)
 $+5.97996*(EDU.U.G) + 8.41438*(NEV.PERC/NEV.POINT)$
(3.92) (2.63)

ROLS (2012-2019) $R^2=0.9899$ SD= 3.246 DW= 1.687

(27)NEV 乗用車新車販売台数

$EV.PHEV.SALE=87.1658-45.3240*(EV.PCAR.COST)+0.0000799*(C.PUB.CHARG)$

t-value (5.60) (-5.61) (2.99)
 $+16.1635*(NEV.PERC/NEV.POINT)+14.0939*(DUM1516)$
(4.66) (4.06)

OLS (2012-2019) $R^2=0.994$ SD= 3.52900 DW= 2.905

(28)乗用車保有台数

$PCAR.CUMSAL2=-2996.58+0.300530*(RGDP.POP)$

t-value (-5.77) (11.14)
 $-326.900*(LOG(OIL.PRICE/CPI))+0.888617*(PCAR.CUMSAL2(1))$
(-4.39) (43.02)
 $-164.441*(DUM0809)$
(-2.30)

OLS (1998-2019) $R^2=0.9998$ SD= 88.7843 DW= 2.031

(29)乗用車保有台数の残留率

$PCAR.CUMSAL2-PCAR.ANSALE2=0.0000000+0.988628*(PCAR.CUMSAL2(1))$
(0.00) (427.15)

ROLS (2002-2019) $R^2=0.9998$ SD= 95.2982 DW= 0.777

(30)乗用車新車販売台数

$PCAR.ANSALE2=PCAR.CUMSAL2-0.988628*(PCAR.CUMSAL2(1))$

(31)LIB 新規生産量

$$\text{BAT.PRO.C}=\text{NEV.LIB.PRO}+\text{N.NEV.LIB}$$

(32)EV 向けの LIB 生産量

$$\text{BAT.EV.CAP}=\text{BAT.CAPAC}*\text{EV.NEWSALES}*10000$$

(33)PHEV 向け LIB 新規生産量

$$\text{BAT.PHEV.CAP}=\text{PHEV.NEWSALE}*10000*\text{PHEV.CAPAC}$$

(34)NEV 向け車載用 LIB 新規生産量

$$\text{NEV.LIB.PRO}=\text{BAT.EV.CAP}+\text{BAT.PHEV.CAP}$$

(35)NEV 向け以外の車載用 LIB 新規生産量

$$\text{N.NEV.LIB}=\text{BAT.OTH.CAP}-\text{BAT.PHEV.CAP}$$

(36)LIB 累積生産量

$$\text{BAT.CAP.C}=\text{BAT.PRO.C}+\text{BAT.CAP.C}(-1)$$

(37)kWh あたりの LIB システム価格

$$\text{LOG}(\text{BAT.P.C})=12.4812-0.287354*(\text{LOG}(\text{BAT.CAP.C}))+0.0000010*(\text{LI.BATPRI.C})$$

$$\text{t-value} \quad (89.11) \quad (-30.86) \quad (2.80)$$

$$\text{OLS} \quad (2012-2019) \quad R^2=0.996 \quad \text{SD}= 0.033535 \quad \text{DW}= 2.09$$

(38)電池容量

$$\text{BAT.CAPAC}=\text{RANGE.BYD}/(100/\text{POW.C.P.M})$$

(39)EV 本体価格

$$\text{LOG}(\text{EV.PRICE})=0.0000000+0.643987*(\text{LOG}(\text{BAT.P.C}*\text{BAT.CAPAC}))$$

$$\text{t-value} \quad (0.00) \quad (22.58)$$

$$+0.0000566*((0.84*\text{CAR.A.P1}))$$

$$(15.10)$$

ROLS (2013-2019) $R^2=0.992$ SD= 0.050501 DW= 2.175

(40)ガソリン価格

$GASOL.PRI=1.49315+1.47691*(0.9*OIL.PRICE.C+0.1*OIL.PRICE.C(1))$

t-value (2.94) (9.37)

OLS (2010-2019) $R^2=0.906$ SD=0.423399 DW= 2.054

(41)相対総コスト

$EV.PCAR.COST=(EV.ACQ.COST-CLIVTA+EV.USE.COST*10)/(PC.ACQ.COST1-C$
 $LIVTA-VEH.VES.TAX+PC.USE.COST*10)$

付録 2-4 日本の LIB 価格変動モデル方程式体系

(1) LIB の累積生産量

$$\text{BAT.CAP.J} = \text{BAT.PRO.J} + \text{BAT.CAP.J}(-1)$$

(2) 従来の学習曲線モデルで推定した結果

$$\text{LOG}(\text{BAT.P.J}) = 14.9779 - 0.280620 * (\text{LOG}(\text{BAT.CAP.J}))$$

$$\text{t-value} \quad (54.76) \quad (-16.95)$$

$$\text{OLS} \quad (2012:2-2018:3) \quad R^2=0.92 \quad \text{SD}= 0.085755 \quad \text{DW}= 1.392$$

(3) リチウム価格を入れて推定した結果

$$\text{LOG}(\text{BAT.P.J}) = 16.0362 - 0.359083 * (\text{LOG}(\text{BAT.CAP.J})) + 0.000249 * (\text{LI.PRI.J})$$

$$\text{t-value} \quad (33.23) \quad (-10.51) \quad (2.55)$$

$$\text{OLS} \quad (2012:2-2018:3) \quad R^2=0.935 \quad \text{SD}= 0.077333 \quad \text{DW}= 1.762$$

付録 2-5 中国の LIB 価格変動モデル方程式体系

(1) 中国の LIB 累積生産量

$$\text{BAT.CAP.C} = \text{BAT.PRO.C} + \text{BAT.CAP.C}(-1)$$

(2) 従来の学習曲線モデルで推定した結果

$$\text{LOG}(\text{BAT.P4.C}) = 11.1322 - 0.202177 * (\text{LOG}(\text{BAT.CAP.C}))$$

$$\text{t-value} \quad (28.81) \quad (-9.08)$$

$$\text{OLS} \quad (2014:4-2018:4) \quad R^2=0.836 \quad \text{SD}=0.093892 \quad \text{DW}= 0.267$$

(3) リチウム価格(元/kg)を入れて推定した結果

$$\text{LOG}(\text{BAT.P4.C}) = 11.8766 - 0.257889 * (\text{LOG}(\text{BAT.CAP.C}))$$

$$\text{t-value} \quad (37.65) \quad (-12.91) \\ + 0.001946 * (\text{LI.BATPRI.C}/1000)$$

$$(4.28)$$

$$\text{OLS} \quad (2014:4-2018:4) \quad R^2=0.924 \quad \text{SD}= 0.063958 \quad \text{DW}=0.99$$

(4)電解液価格(元/kg)を入れて推定した結果

$$\text{LOG}(\text{BAT.P4.C})=11.1753-0.222905*(\text{LOG}(\text{BAT.CAP.C}))$$

t-value (49.46) (-16.69)

$$+0.000828*(\text{LI.BATPRI.C}/1000)+0.004007*(\text{ELECTR.PRI.C}/1000)$$

(2.45)

(5.32)

OLS (2014:4-2018:4) $R^2=0.974$ SD= 0.037222 DW= 1.316

(5)期間を分けて推定した結果

$$\text{LOG}(\text{BAT.P4.C})=10.7676-0.198692*(\text{LOG}(\text{BAT.CAP.C}))$$

t-value (43.20) (-13.46)

$$+0.004309*(\text{DUM14Q117Q4}*\text{LOG}(\text{BAT.CAP.C}))+0.000553*(\text{LI.BATPRI.C}/1000)$$

(2.53)

(1.82)

$$+0.003346*(\text{ELECTR.PRI.C}/1000)$$

(4.89)

OLS (2014:4-2018:4) $R^2=0.982$ SD= 0.031300 DW= 1.763

付録3 シミュレーションの前提条件

PVモデルの前提条件

	単位	2000	2013	2020	2030	年平均伸び率(%)			
						2013/	2020/	2030/	2030/
						2000	2013	2020	2013
SUBS.JP	円/kW	270,000.0	18,000.0	0.0	0.0	-18.8	0.0	0.0	0.0
SI.P.JP	円/kg	5,385.9	5,595.7	2,213.4	1,952.6	0.3	-12.4	-1.2	-6.0
SEL.H.JP	円/kWh	23.5	38.0	24.4	13.0	3.8	-6.1	-6.1	-6.1
SEL.A.JP	円/kWh	13.8	37.9	18.1	11.8	8.0	-10.0	-4.2	-6.6
GDP.DEF.JP	2005=100	107.4	91.0	95.8	96.7	-1.3	0.7	0.1	0.4
SYS.OTHER.JP	円/kW	302,000.0	159,500.0	99,811.0	53,759.7	-4.8	-6.5	-6.0	-6.2
PV.EXPORT	kW	17,036.0	142,136.0	142,136.0	142,136.0	17.7	0.0	0.0	0.0
PVIMPORT.JP	kW	0.0	3,638,462.0	1,584,624.0	142,136.1	0.0	-11.2	-21.4	-17.4
FA.OP.RA		0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	1.1	0.0	0.4
INTER.JP		0.00125	0.00125	0.00083	0.00083	0.0	-5.6	0.0	-2.4
ELC.JY.JP	百万kWh	254,592.0	284,625.3	270,881.9	273,327.2	0.9	-0.7	0.1	-0.2
HOME.JP	世帯	48,015,250.0	55,952,000.0	53,053,170.0	51,230,530.0	1.2	-0.8	-0.3	-0.5
EMIFAC.JP	kg-CO2/kWh	0.38	0.57	0.47	0.37	3.3	-2.7	-2.4	-2.5
CARB.UNP.JP	円/kg	0.0	0.3	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0
UNITPRI.JP	円/kWh	24.1	25.4	24.0	28.6	0.4	-0.8	1.8	0.7
UNITPRI.L.JP	円/kWh	15.2	19.1	19.1	19.1	1.8	0.0	0.0	0.0
INCOM.T.JP	千円/世帯	561.0	501.1	587.6	709.2	-0.9	2.3	1.9	2.1
GTE.JP	%	40.6	42.2	43.5	44.9	0.3	0.4	0.3	0.4
KV.1000.AL.C	km	35,506.0	184,832.5	256,400.2	379,535.0	13.5	4.8	4.0	4.3
SYS.OTHER.CH	元/kW	26,666.7	5,000.0	3,538.9	2,352.8	-12.1	-4.8	-4.0	-4.3
EXR.JP	円/\$	110.5	97.6	108.8	108.8	-1.0	1.6	0.0	0.6
EXR.CHN	RMB/\$	8.3	6.2	6.6	6.6	-2.2	1.0	0.0	0.4
INTER.CHN		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-2.8	0.0	-1.2
CON.SUB.CHN	元/千kWh	0.0	420.0	420.0	251.5	0.0	0.0	-5.0	-3.0
DIF.FIT.LS.C	元/kWh	-5.6	0.2	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0
ELWP.CHN	元/千kWh	314.8	427.0	395.4	585.3	2.4	-1.1	4.0	1.9
NET.CON.S.CHN	g/kWh	392.0	321.0	299.7	271.0	-1.5	-1.0	-1.0	-1.0
CARB.CHN	円/kg	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GDPDEF.CHN	2010=100	66.9	109.6	137.1	203.0	3.9	3.2	4.0	3.7
GTE.CHN	%	33.9	40.7	42.0	43.3	1.4	0.5	0.3	0.4

NEVモデルの前提条件

	単位	年平均伸び率(%)									
		2015	2019	2020	2025	2030	2019/ 2025/ 2030/ 2030/ 2030/				
							2019	2025	2020	2015	
AN.MILEAGE	km/年	10,000.0	10,000.0	10,000.0	10,000.0	10,000.0	0	0	0	0	0
BAT.OTH.CAP	kWh	8,749,000.0	35,335,700.0	39,222,620.0	66,092,400.0	111,369,500.0	41.8	11	11	11	18.5
CAR.A.P1	元/台	103,833.0	109,733.0	108,870.5	104,658.6	100,609.7	1.4	-0.8	-0.8	-0.8	-0.2
CAR.PURC.TAX		0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0	0	0	0	0
CLIVTA	元/年	950.0	950.0	950.0	950.0	950.0	0	0	0	0	0
CO2.TAX	元/t	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0
CPI		615.2	669.8	683.2	754.3	832.8	2.1	2	2	2	2
C.PUB.CHARG	台	57,792.0	516,396.0	666,396.0	2,001,348.0	8,020,330.0	72.9	25.3	32	28.2	38.9
EDU.U.G	%	7.5	9.1	9.6	12.9	17.2	4.8	6	6	6	5.7
ELE.UNITPRI	元/kWh	0.5	0.5	0.5	0.6	0.7	-1.6	3	3	3	1.8
EV.SUB	元	54,000.0	25,000.0	22,500.0	0.0	0.0	-17.5	0	0	0	0
EV.TAX.CUT		1.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0
EXR.CHN	RMB/\$	6.2	6.9	6.6	5.4	4.4	2.6	-4.1	-4	-4	-2.3
GASO.C.P.M	L/100km	7.0	5.8	5.0	4.0	3.2	-4.8	-6	-4.4	-4.4	-5.1
GDP.INDEX78		3,035.6	3,929.2	4,019.6	5,253.4	6,704.8	6.7	5	5	5.2	5.4
LI.BATPRIC	元/トン	56,254.0	71,319.0	69,821.3	62,791.6	56,469.6	6.1	-2.1	-2.1	-2.1	0
OIL.PRICE.W	\$/bbl	50.8	61.7	65.5	88.7	120.0	5	6.2	6.2	6.2	5.9
OTH.PRI	元	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	0	0	0	0	0
POP	万人	137,462.0	140,005.0	140,621.0	143,742.0	146,932.3	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4
POW.C.P.M	kWh/100km	19.5	14.6	14.1	12.0	10.0	-7	-3.2	-3.6	-3.4	-4.4
RANGE.BYD	km	400.0	405.0	412.8	454.3	500.0	0.3	1.9	1.9	1.9	1.5
VEH.VES.TAX	元/年	660.0	660.0	660.0	660.0	660.0	0	0	0	0	0
NEV.PERC	%	0.0	10.0	12.0	22.0	32.0	0	14	7.8	10.3	0
NEV.POINT		0.0	4.2	4.1	2.9	2.0	0	-6.2	-6.9	-6.9	0

・日本 PV の補助金

シミュレーション期間で廃止されている制度のため、2014～2030年までは0と設定した。

・シリコン価格

2014～2016年は実績値を使用し、それ以後は国家発展改革委員会エネルギー研究所再生可能エネルギー開発センターの資料¹⁾を参考に、2016年の4,758円/kgから2030年の1,953円/kgへ低下すると設定した。

- ・日本の FIT

住宅用 FIT は 2019 年まで、非住宅用 FIT は 2017 年まで実績値を使用する。それ以後は環境省の導入見込量の中位ケースの結果²⁾を参考に、住宅用 FIT と非住宅用 FIT 共に 2030 年 13 円/kWh と設定した。

- ・日本の GDP デフレーター

2014～2016 年は実績値を使用し、それ以後は電力中央研究所³⁾の資料を参考に、2016 年の 94.99 から 2030 年の 96.7 へ増加すると設定した。

- ・日本システム価格その他価格

2014～2015 年までは実績値を使用し、それ以後は IRENA⁴⁾と科学技術振興機構低炭素社会戦略センター⁵⁾の資料を参考し、2015 年の 136,000 円/kW から 2030 年の 53,760 円/kW へ低下すると設定した。

- ・日本太陽電池輸出量と輸入量

2011 年後半以降の輸入製品の割合が上昇し、輸出向け出荷の割合が低下している。これは、固定価格買取制度による太陽電池モジュールの急激な需要増加により輸入が増加したものとされている⁶⁾。この状況を考慮し、現状維持するとし 2030 年 142,136kW と設定した。太陽電池輸入量に関して、2014～2016 年までは実績値を使用し、2030 年時点輸出と同じ量まで落ちると、純輸出はゼロという考え方で設定した。

- ・設備稼働率

調達価格等算定委員会の資料⁷⁾を参考し、2014～2030 年は 14%になると設定した。

- ・日本 PV 銀行融資月利

2014～2030 年までは年利を 1.5%で計算し設定した。

- ・全国電力需要量

2014～2015年までは実績値を使用し、それ以後は日本エネルギー経済研究所の資料⁸⁾を参考し、2016年の267,656百万kWhから2030年の273,327百万kWhへ増加すると設定した。

- ・世帯数

国立社会保障・人口問題研究所の資料⁹⁾を参考し、2014年の52,717,260世帯から2030年の51,230,530世帯へ低下すると設定した。

- ・全電源平均の電力排出係数

2014～2015年までは実績値を使用し、それ以後は環境省の資料¹⁰⁾を参考し、2016年0.517kg-CO₂/kWhから2030年の0.36kg-CO₂/kWhへ低下すると設定した。

- ・日本炭素税

基準ケースでは、289円/t-CO₂を2030年まで維持し、炭素税引き上げケースでは、フランスが2015年に決定した炭素税引き上げ目標に従い¹¹⁾、2019年から2030年までに税率を段階的に4,023円/t-CO₂(30.5EUR/t-CO₂)まで引き上げると設定した。

- ・日本の電気料金単価

2014～2015年までは実績値を使用し、それ以後は日本エネルギー経済研究所資料⁸⁾の国際エネルギー価格を参考し、2016年の25.7円/kWhから2030年の28.7円/kWhへ増加すると設定した。

- ・実収入〔勤労者世帯〕(全国平均、毎月)

日本エネルギー経済研究所の資料¹⁰⁾を参考し2014～2020年までは2.3%、2021～2030年までは1.9%と設定した。2014年の513千円/世帯から2030年の709千円/世帯へ増加すると設定した。

- ・日本発電端熱転換効率

2014～2015年までは実績値を使用し、それ以後は経産省の資料¹²⁾を参考し、2016年の43%から2030年の45%へ増加すると設定した。

・電網長さ(330~1000kV)

2014～2016年までは実績値を使用し、それ以後は国家発展改革委員会国家能源局の資料¹³⁾を参考し、2017年の227,939kmから2030年の379,535kmへ増加すると設定した。

・中国システム価格その他価格

2014～2017年までは実績値を使用し、それ以後はIRENA⁴⁾資料を参考し、2018年の3,840元/kWから2030年の2,353元/kWへ低下すると設定した。

・日本ドル為替(年間平均レート)

2014～2016年までは実績値を使用し、それ以後は電力中央研究所³⁾の資料を参考に、2016年の実績値を維持し2030年109円/ドルと設定した。

・年間平均利息金額は総融資額の2.57%

2014～2017年は中国人民銀行のデータを参考し、それ以後は基準ケースで年4%、金融政策調整ケースで金利3%と設定した。

・分散型全量買取FIT

2014～2017年までは実績値を使用し、それ以後は中国再生可能エネルギー委員会の資料¹⁵⁾を参考し、2018～2020年は維持し、2020年の420元/千kWhから2030年の251元/千kWhと設定した。

・中国電力出荷価格

2014～2016年までは実績値を使用し、それ以後は中国再生可能エネルギー委員会の資料¹⁵⁾を参考し、2017年の373元/千kWhから2030年の585元/千kWhへ増加すると設定した。

- ・火電供給側標準石炭消費量

2014～2016年までは実績値を使用し、政府目標(2020年 300g/kWh)を参考し、2017年の 309g/kWh から 2030年の 217g/kWh へ低下すると設定した。

- ・中国炭素税

中国財政部等の資料¹⁶⁾を参考し、基準ケースでは 2030年まで現状維持、炭素税導入ケースでは 2019年から段階的に 50 元/t-CO₂ から 100 元/t-CO₂ まで引き上げると設定した。

- ・中国 GDP デフレーター

2014～2016年実績値使用し、それ以後は He¹⁷⁾の資料を参考し 2030年まで +4%/年と設定した。

- ・CHN 発電端熱転換効率

2014～2015年実績値使用し、それ以後は国家発展改革委員会国家能源局の資料¹³⁾を参考し、現状も考慮した上で、2016年の 41.5%から 2030年の 43.3%へ増加すると設定した。

- ・年間走行距離

推定期間における値と同様に 1 万 km で一定と設定した。

- ・その他電池容量

IEA の新政策ケース¹⁸⁾を参考し、2020年の 39GWh から 2030年の 111GWh へ増加すると設定した。

- ・GV 本体価格

Martin¹⁹⁾と林²⁰⁾を参考し、2020年の 10.89 万元から 2030年 10.06 万元へ低下すると設定した。

- ・自動車取得税税率

2020～2030年までは従価税10%のまま設定した。

- ・自動車強制保険

推定期間における値と同様に950円/年で一定と設定した。

- ・炭素税

基準ケースでは2030年まで現状(未導入)を維持すると設定した。炭素税導入ケースでは、CO₂トン当たりの炭素税率は2021年の100円から2030年の500円(1元=15.5円、約1,550～7,750円/t-CO₂)へと段階的に引き上げると仮定する²¹⁾²²⁾。

- ・消費者物価指数

中国政府報告書²³⁾を参考し、2020～2030年+2%/年と設定した。

- ・公共充電器数累積導入量

「省エネと新エネ自動車技術ロードマップ」の目標²⁴⁾を参考し、基準ケースでは2020年66,396台、2021～2025年までは年率+24.6%、2026～2030年までは年率+32%で、2030年に800万台へ増加する。充電器増加ケースでは2021～2025年までは年率+29.2%、2026～2030年までは年率+32%、2030年に960万台へ増加すると設定した²⁵⁾。

- ・25-64歳大学卒就職者の割合

Ma²⁶⁾の予測結果を参考し、2020年の9.6%から2030年の17.2%へ増加すると設定した。

- ・電気料金単価(EV)

中国再生可能エネルギー委員会の資料を参考し¹⁵⁾、2020年の0.529元/kWhから2030年の0.710元/kWhまで上昇すると設定した。

- ・EV乗用車向けの補助金

中国財政部等機関が発表した公文書²⁷⁾を参考し、2020～2022年までは22,500元、18,000元、12,600元、2023年からは制度が終了するため、2030年までは0と設定した。

- ・EV取得税減税率

優遇措置として、NEVに対しては2022年まで免除するので、2022年まで100%、それ以後は0と設定した²⁸⁾。

- ・中国ドル為替

米中貿易摩擦と新型コロナの影響で2020年に6.6元/ドルと設定し、2021～2030年までは4.3元/ドルへ切り上げると設定した²⁹⁾。

- ・走行距離当たりのガソリン消費量

「省エネと新エネ自動車技術ロードマップ」²⁴⁾を参考し、2020年5ℓ/100km、2025年4ℓ/100km、2030年3.2ℓ/100kmになると設定した。

- ・経済成長率

中国統計局によると、新型コロナウイルス感染症のパンデミックが、2020年前半の経済活動に予想以上のマイナス影響を及ぼしていることから、2020年は2.3%と設定し³⁰⁾、2021～2025年までは5.5%、2026～2030年までは5%と設定した³¹⁾。

- ・中国リチウム価格

リチウム価格はDeutsche Bank (2016)の推計³²⁾を参考に、2019年の71,319元/トンから2025年の64,560元/トンまで低下すると設定した。そして、リチウム生産能力の拡大、中国のリチウム残存可採埋蔵量及び使用済み電池からのリチウム回収によって需給バランスを維持することも考えられることから、2030年には56,470元/トンまで低下すると設定した³³⁾³⁴⁾。

- ・国際原油価格

原油価格は IEEJ Outlook 2020³⁵⁾を参照し、2020 年の 66 \$/bbl から 2030 年に 120\$/bbl へ上昇すると設定した。

- ・自動車登録諸費用

推定期間における値と同様に 500 円で一定と設定した。

- ・人口

総人口は国際連合経済社会局の推計³⁶⁾を参考し、2019 年の 14.0 億人から 2030 年に 14.6 億人になると設定した。

- ・走行距離当たりの電力消費量

走行距離当たりの電力消費量は「中国製造 2025」³⁷⁾を参考し、2019 年 14.6kWh/100km から 2025 年 12 kWh/100km に、2030 年 10 kWh/100km になると設定した。

- ・BYD の航続距離

航続距離は「省エネと新エネ自動車技術ロードマップ」²⁴⁾を参考し、2030 年 500km になると設定した。

- ・車両使用税

GV に対して、推定期間における値と同様に 660 元/年で一定と設定した。優遇措置として、NEV に対しては減免すると設定した³⁸⁾。

- ・NEV クレジット比率規制

「省エネ・新エネルギー使用車と船の車両船舶税優遇政策に関する通知」に従って、基準ケースでは現状の年 2 ポイントずつ(2020 年は 12%, 2021 年は 14%, 2022 年は 16%, 2023 年は 18%)増加しているペースを 2030 年までに維持する(2030 年 32%)³⁹⁾。NEV 販売比率規制強化ケースでは、2024 年から年に 3 ポイントずつ増加し、2030 年に 39%まで増加すると設定した。

・NEV 一台当たりのポイント数

NEV 一台当たりのポイント数は、基準ケースでは 2020 年 4.1 ポイント⁴⁰⁾、以降年率-6.9%で、2030 年 2 ポイントへ低減する。NEV 販売比率規制強化ケースでは年率-13.2%で、2030 年 1 ポイントへ低減すると設定した。

参考文献

- 1) 国家発展改革委員会エネルギー研究所再生可能エネルギー発展センター, Study on the Policy Roadmap of Distributed PV Power Generation in China,(2015).
- 2) 環境省 ; 「平成 26 年度 2050 年再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及可能性検証検討委託業務報告書」
<http://www.env.go.jp/earth/report/h27-01/index.html>
- 3) 電力中央研究所;2030 年までのマクロ経済・産業構造展望, エネルギー需給展望に向けた日本経済の成長力の見方, (2015).
- 4) IRENA ; THE POWER TO CHANGE, (2016).
- 5) 独立行政法人科学技術振興機構低炭素社会戦略センター ; 太陽光発電システム要素技術の構造化に基づく定量的技術シナリオと科学・技術ロードマップ, 平成 26 年 3 月.
- 6) NEDO ; 太陽光発電開発戦略 (NEDO PV Challenges), (2014).
- 7) 調達価格等算定委員会 ; 「平成 27 年度調達価格及び調達期間に関する意見」 [調達価格等算定委員会, 2015].
- 8) 日本エネルギー経済研究所 ; エネルギー・経済統計要覧長期電力需要想定, (2015).
- 9) 国立社会保障・人口問題研究所 ; 「日本の世帯数の将来推計(全国推計)」, (2013(平成 25)年 1 月推計) .
- 10) 日本エネルギー経済研究所 ; アジア/世界エネルギーアウトック, (2015) .
- 11) 環境省総合環境政策局環境経済課 ; 諸外国における炭素税等の導入状況, 平成 29 年 1 月 23 日.
- 12) 経済産業省 ; 次世代発電に係る技術ロードマップ, (2016).
- 13) 国家発展改革委員会国家能源局 ; 電力発展十三五計画(2016-2020 年), (2016).

- 14) Research Institute for Fiscal Science Research Team(RIFS); Research on Levying Carbon Tax in China, (2009).
- 15) Chinese Renewable Energy Industries Association (CREIA); China solar PV power policy report: Differential Feed-in Tariffs, (2013).
- 16) Research Institute for Fiscal Science Research Team ; Research on Levying Carbon Tax in China, September, 2009.
- 17) He Jianwu ; On Basic Trends of China's Economic Growth During 13th Five-Year Plan Period or Even Longer Period, No.6 Total No.183,CHINA OPENING JOURNAL, pp27-38. (2015).
- 18) IEA, Global EV Outlook 2020, (2020).
- 19) Martin W, Martin K.P, Martin J, Adolfo P, Pierre B, Geertvan G ; On the electrification of road transport-Learning rates and price forecasts for hybrid-electric and battery-electric vehicles , Energy Policy , Volume 48,(2012),pp.374-393.
- 20) 林倩云, 邱国玉, 曾惠, 刘锦慧 ; 基于"学习曲线"的我国纯电动汽车价格补贴及其可持续性研究, 管理现代化, 39(03)(2019), pp.39-43.
- 21) World Bank, State and Trends of Carbon Pricing 2020, (2020).
- 22) Parry I, Veung C, Heine D; How Much Carbon Pricing is in Countries'Own Interests? The Critical Role of Co-Benefits, International Monetary Fund Working Paper, (2014).
- 23) 中国政府網 ; 政府工作報告書, 2020年5月22日第13回全国人民代表大会第3回目會議, 2020.
<http://www.gov.cn/zhuanti/2020qglh/2020zfgzbgdzs/2020zfgzbgdzs.html>
- 24) 中国自動車工程学会; 省エネと新エネ自動車技術ロードマップ, (2016).
- 25) INTERNATIONAL ENERGY AGENCY(IEA); Global EV Outlook 2018, (2018).
- 26) Ma Xiaoqiang, Cui Jifang, et al. General Trends and Challenges Of Educational Modernization in China, Educational Research,11(2017), pp. 18-27, (in Chinese)
- 27) 中国財政部, 中国工業・情報化部等;新エネルギー車普及応用のための財政補助金政策の完備に関する通知, (2020).
http://jjs.mof.gov.cn/zhengcefagui/202004/t20200423_3502975.htm

(アクセス日 2020.4.24)

- 28) 中国財政部，国家稅務總局，中国工業・情報化部；「新エネルギー自動車の車両取得稅免除政策に関する公告」2020年第21号，(2020).

<http://www.miit.gov.cn/n1146285/n1146352/n3054355/n3057585/n3057592/c7872072/content.html>

(アクセス日 2020.10.1)

- 29) 中国銀行 ;人民币匯率 2019 年走勢回顧与 2020 年展望, 第 2 期(总第 80 期), (2020).

- 30) National Bureau of Statistics of China ; National Economy Recovered Steadily in 2020 with Main Goals Accomplished Better Than Expectation, 18 January 2021.

http://www.stats.gov.cn/english/PressRelease/202101/t20210118_1812432.html

(アクセス日 2021.1.18)

- 31) Zhidong Li; Quantitative analysis of sustainable energy strategies in China, Energy Policy, 38(2010), pp.2149–2160.

- 32) Hocking, Matthew, et al. “Lithium 101.” Deutsche Bank Markets Research, 9 May 2016, pp.1-179.

- 33) 李志東；中国における次世代自動車普及ロードマップの概要と実現可能性に関する一考察，第 36 回エネルギー・資源学会研究発表会，2017.6.7

- 34) 株式会社三菱総合研究所；平成 29 年度鉍物資源開発の推進のための探査等事業，2018 年 3 月 23 日。

- 35) 日本エネルギー經濟研究所；IEEJ Outlook 2020, (2019).

- 36) United Nations; World Population Prospects 2019, Department of Economic and Social Affairs, Population Division (2019).

- 37) 国家製造強国建設戰略諮問委員會；「中国製造 2025」重点分野技術ロードマップ，(2015).

- 38) 中国財政部，国家稅務總局，中国工業・情報化部；「省エネ・新エネルギー使用車と船の車両船舶稅優遇政策に関する通知」，(2012).

- 39) 中国工業・情報化部，財政部，商務部，海關總署，国家質量監督檢驗檢疫總局；「乗用車企業平均燃料消費量および新エネ自動車クレジットの併用に関する管理暫定規定」，(2016.9.22).

<http://www.miit.gov.cn/n1146295/n1652858/n1652930/n3757018/c5400701/content.html>

(アクセス日 2020.10.8)

40) 中国自動車流通協会；2019年1-11月新能源乘用车积分情况

<https://xw.qq.com/cmsid/20191227A0LBGQ00?f=newdc>

(アクセス日 2020.9.16)

付録４ シミュレーション結果

付録 4-1 日本の PV モデルのシミュレーション結果

(1) 基準ケースの結果

	単位					2013/	2020/	2030/	2030/
		2000	2013	2020	2030	2000	2013	2020	2013
全国累積導入量	万kW	27.4	1,420	4,914	8,382	35.5	19.4	5.5	11
住宅累積導入量	万kW	17.6	663	1,516	2,571	32.2	12.5	5.4	8.3
非住宅累積導入量	万kW	9.8	757	3,398	5,811	39.7	23.9	5.5	12.7
太陽電池累積生産量	万kW	32.5	1,737	2,942	6,023	35.8	7.8	7.4	7.6
太陽光発電電力量	億kWh	3.8	199	688	1,173	35.5	19.4	5.5	11
システム価格	円/kW	844,000	403,000	322,888	255,385	-5.5	-3.1	-2.3	-2.6
太陽電池価格	円/kW	542,000	243,500	223,077	201,625	-6	-1.2	-1	-1.1
その他(工事費, 付属機器など)	円/kW	302,000	159,500	99,811	53,760	-4.8	-6.5	-6	-6.2
発電コスト	円/kWh	42	20	15	12	-5.4	-4.3	-2.3	-3.1

(2) 買取価格低下幅縮小ケースの結果

	単位					2013/	2020/	2030/	2030/
		2000	2013	2020	2030	2000	2013	2020	2013
全国累積導入量	万kW	27.4	1,420	4,917	8,534	35.5	19.4	5.7	11.1
住宅累積導入量	万kW	17.6	663	1,516	2,571	32.2	12.5	5.4	8.3
非住宅累積導入量	万kW	9.8	757	3,401	5,962	39.7	23.9	5.8	12.9
太陽電池累積生産量	万kW	32.5	1,737	2,945	6,175	35.8	7.8	7.7	7.7
太陽光発電電力量	億kWh	3.8	199	688	1,195	35.5	19.4	5.7	11.1
システム価格	円/kW	844,000	403,000	322,859	254,721	-5.5	-3.1	-2.3	-2.7
太陽電池価格	円/kW	542,000	243,500	223,048	200,962	-6	-1.2	-1	-1.1
その他(工事費, 付属機器など)	円/kW	302,000	159,500	99,811	53,760	-4.8	-6.5	-6	-6.2
発電コスト	円/kWh	42.1	20.4	15.0	11.9	-5.4	-4.3	-2.3	-3.1

(3)炭素税引き上げケースの結果

	単位	2013/ 2020/ 2030/ 2030/							
		2000	2013	2020	2030	2000	2013	2020	2013
全国累積導入量	万kW	27.4	1,420	4,915	8,450	35.5	19.4	5.6	11.1
住宅累積導入量	万kW	17.6	663	1,517	2,608	32.2	12.5	5.6	8.4
非住宅累積導入量	万kW	9.8	757	3,398	5,842	39.7	23.9	5.6	12.8
太陽電池累積生産量	万kW	32.5	1,737	2,943	6,091	35.8	7.8	7.5	7.7
太陽光発電電力量	億kWh	3.8	198.8	688.1	1,183.0	35.5	19.4	5.6	11.1
システム価格	円/kW	844,000	403,000	322,872	255,084	-5.5	-3.1	-2.3	-2.7
太陽電池価格	円/kW	542,000	243,500	223,061	201,324	-6	-1.2	-1	-1.1
その他(工事費, 付属機器など)	円/kW	302,000	159,500	99,811	53,760	-4.8	-6.5	-6	-6.2
発電コスト	円/kWh	42.1	20.4	15.0	11.9	-5.4	-4.3	-2.3	-3.1

(4)金融政策調整ケースの結果

	単位	2013/ 2020/ 2030/ 2030/							
		2000	2013	2020	2030	2000	2013	2020	2013
全国累積導入量	万kW	27.4	1,420	4,938	8,434	35.5	19.5	5.5	11.0
住宅累積導入量	万kW	17.6	663	1,536	2,614	32.2	12.8	5.5	8.4
非住宅累積導入量	万kW	9.8	757	3,402	5,820	39.7	23.9	5.5	12.7
太陽電池累積生産量	万kW	32.5	1,737	2,967	6,075	35.8	7.9	7.4	7.6
太陽光発電電力量	億kWh	3.8	199	691	1,181	35.5	19.5	5.5	11.0
システム価格	円/kW	844,000	403,000	322,641	255,154	-5.5	-3.1	-2.3	-2.7
太陽電池価格	円/kW	542,000	243,500	222,830	201,394	-6.0	-1.3	-1.0	-1.1
その他(工事費, 付属機器など)	円/kW	302,000	159,500	99,811	53,760	-4.8	-6.5	-6.0	-6.2
発電コスト	円/kWh	42.1	20.4	14.5	11.5	-5.4	-4.8	-2.3	-3.3

付録 4-2 中国の PV モデルのシミュレーション結果

(1) 基準ケースの結果

	単位	2000	2013	2020	2030	2013/	2020/	2030/	2030/
						2000	2013	2020	2013
全国累積導入量	万kW	1.9	1,774	14,888	51,507	69	36	13	22
分散型PV累積導入量	万kW	1.9	292	6,813	12,385	47	57	6	25
大型PV累積導入量	万kW	0.0	1,482	8,075	39,122	0	27	17	21
太陽電池累積生産量	万kW	1.7	8,225	41,668	138,017	92	26	13	18
太陽光発電電力量	億kWh	0.3	248	2,084	7,211	69.2	35.5	13.2	21.9
システム価格	円/kW	890027	141827	108576	80813	-13.2	-3.7	-2.9	-3.3
太陽電池価格	円/kW	534,016	63,034	50,594	42,264	-15.2	-3.1	-1.8	-2.3
その他(工事費, 付属機器など)	円/kW	356,011	78,793	57,982	38,549	-11	-4.3	-4	-4.1
発電コスト	円/kWh	74.4	11.9	8.8	6.5	-13.2	-4.2	-2.9	-3.5

(2) 買取価格低下幅縮小ケースの結果

	単位	2000	2013	2020	2030	2013/	2020/	2030/	2030/
						2000	2013	2020	2013
全国累積導入量	万kW	1.9	1,774	14,888	55,612	69.2	35.5	14.1	22.5
分散型PV累積導入量	万kW	1.9	292	6,813	13,118	47.3	56.8	6.8	25.1
大型PV累積導入量	万kW	0.0	1,482	8,075	42,494	0	27.4	18.1	21.8
太陽電池累積生産量	万kW	1.7	8,225	41,668	142,123	92	26.1	13.1	18.2
太陽光発電電力量	億kWh	0.3	248	2,084	7,786	69.2	35.5	14.1	22.5
システム価格	円/kW	890,027	141,827	108,576	80,637	-13	-3.7	-2.9	-3.3
太陽電池価格	円/kW	534,016	63,034	50,594	42,089	-15	-3.1	-1.8	-2.3
その他(工事費, 付属機器など)	円/kW	356,011	78,793	57,982	38,549	-11	-4.3	-4	-4.1
発電コスト	円/kWh	74.4	11.9	8.8	6.5	-13	-4.2	-2.9	-3.5

(3)炭素税引き上げケースの結果

	単位					2013/	2020/	2030/	2030/
		2000	2013	2020	2030	2000	2013	2020	2013
全国累積導入量	万kW	1.9	1,774	15,280	53,462	69.2	36	13.3	22.2
分散型PV累積導入量	万kW	1.9	292	7,203	14,295	47.3	58.1	7.1	25.7
大型PV累積導入量	万kW	0.0	1,482	8,077	39,168	0.0	27.4	17.1	21.2
太陽電池累積生産量	万kW	1.7	8,225	42,060	139,973	92	26.3	12.8	18.1
太陽光発電電力量	億kWh	0.3	248	2,139	7,485	69.2	36	13.3	22.2
システム価格	円/kW	890,027	141,827	108,508	80,728	-13.2	-3.8	-2.9	-3.3
太陽電池価格	円/kW	534,016	63,034	50,526	42,180	-15.2	-3.1	-1.8	-2.3
その他(工事費, 付属機器など)	円/kW	356,011	78,793	57,982	38,549	-11	-4.3	-4	-4.1
発電コスト	円/kWh	74.4	11.9	8.8	6.5	-13.2	-4.2	-2.9	-3.5

(4)金融政策調整ケースの結果

	単位					2013/	2020/	2030/	2030/
		2000	2013	2020	2030	2000	2013	2020	2013
全国累積導入量	万kW	1.9	1,774	16,170	69,847	69.2	37.1	15.8	24.1
分散型PV累積導入量	万kW	1.9	292	6,816	12,402	47.3	56.9	6.2	24.7
大型PV累積導入量	万kW	0.0	1,482	9,354	57,445	0.0	30.1	19.9	24
太陽電池累積生産量	万kW	1.7	8,225	42,950	156,360	92	26.6	13.8	18.9
太陽光発電電力量	億kWh	0.3	248	2,264	9,779	69.2	37.1	15.8	24.1
システム価格	円/kW	890,027	141,827	108,358	80,070	-13.2	-3.8	-3	-3.3
太陽電池価格	円/kW	534,016	63,034	50,376	41,521	-15.2	-3.2	-1.9	-2.4
その他(工事費, 付属機器など)	円/kW	356,011	78,793	57,982	38,549	-11	-4.3	-4	-4.1
発電コスト	円/kWh	74.4	11.9	8.4	6.2	-13.2	-4.8	-3	-3.7

付録 4-3 中国の NEV モデルのシミュレーション結果

(1) 基準ケースの結果

	単位						2019/	2025/	2030/	2030/	2030/
		2015	2019	2020	2025	2030	2015	2019	2025	2020	2015
乗用車保有台数	万台	13,956	22,478	24,535	35,887	49,173	12.7	8.1	6.5	7.2	8.8
乗用車新車販売台数	万台	2,101	2,081	2,313	2,818	3,357	-0.2	5.2	3.6	3.8	3.2
NEV(EV+PHEV)乗用車保有台数	万台	31	335	465	1,617	4,767	80.9	30	24.1	26.2	39.8
NEV(EV+PHEV)乗用車新車販売台数	万台	21	106	132	325	953	50.6	20.5	24	21.9	29.1
EV乗用車保有台数	万台	23	258	361	1,270	3,767	83.8	30.4	24.3	26.4	40.6
EV乗用車新車販売台数	万台	14	83	105	259	769	55.4	20.8	24.3	22	30.4
NEV(EV+PHEV)乗用車新車販売比率	%	1.1%	4.6%	5.7%	11.5%	28.4%	43.5	16.6	19.7	17.4	24.3
EV乗用車新車販売比率	%	0.7%	3.6%	4.6%	9.2%	22.9%	48.1	16.9	20	17.5	25.6
LIB累積生産量	万kWh	2,413	25,553	35,610	115,001	293,696	80.4	28.5	20.6	23.5	37.7
EV本体価格	元	330,000	220,650	205,356	129,095	84,329	-9.6	-8.5	-8.2	-8.5	-8.7
車載用LIBコスト	元/kWh	2,200	1,084	985	698	530	-16.2	-7.1	-5.4	-6.0	-9.1

(2) NEV 販売比率規制強化(NEV ポイント数低減+NEV クレジット比率規制強化)ケースの結果

	単位						2019/	2025/	2030/	2030/	2030/
		2015	2019	2020	2025	2030	2015	2019	2025	2020	2015
乗用車保有台数	万台	13,956	22,478	24,535	35,887	49,173	12.7	8.1	6.5	7.2	8.8
乗用車新車販売台数	万台	2,101	2,081	2,313	2,818	3,357	-0.2	5.2	3.6	3.8	3.2
NEV(EV+PHEV)乗用車保有台数	万台	31	335	465	1,756	6,004	80.9	31.8	27.9	29.2	42
NEV(EV+PHEV)乗用車新車販売台数	万台	21	106	132	393	1,325	50.6	24.4	27.6	25.9	32
EV乗用車保有台数	万台	23	258	361	1,343	4,408	83.8	31.6	26.8	28.4	42.1
EV乗用車新車販売台数	万台	14	83	105	294	963	55.4	23.4	26.7	24.8	32.4
NEV(EV+PHEV)乗用車新車販売比率	%	1.1%	4.6%	5.7%	13.8%	39.5%	43.5	20.2	23.4	21.3	27.1
EV乗用車新車販売比率	%	0.7%	3.6%	4.6%	10.4%	28.7%	48.1	19.3	22.5	20.2	27.5
LIB累積生産量	万kWh	2,413	25,553	35,610	119,050	327,351	80.4	29.2	22.4	24.8	38.7
EV本体価格	元	330,000	220,650	205,356	128,271	82,653	-9.6	-8.6	-8.4	-8.7	-8.8
車載用LIBコスト	元/kWh	2,200	1,084	985	692	514	-16.2	-7.2	-5.8	-6.3	-9.2

(3)充電器増加ケースの結果

	単位	2019/ 2025/ 2030/ 2030/ 2030/									
		2015	2019	2020	2025	2030	2015	2019	2025	2020	2015
乗用車保有台数	万台	13,956	22,478	24,535	35,887	49,173	12.7	8.1	6.5	7.2	8.8
乗用車新車販売台数	万台	2,101	2,081	2,313	2,818	3,357	-0.2	5.2	3.6	3.8	3.2
NEV(EV+PHEV)乗用車保有台数	万台	31	335	465	1,690	5,231	80.9	31	25.4	27.4	40.7
NEV(EV+PHEV)乗用車新車販売台数	万台	21	106	132	357	1,081	50.6	22.4	24.8	23.4	30.2
EV乗用車保有台数	万台	23	258	361	1,331	4,158	83.8	31.5	25.6	27.7	41.6
EV乗用車新車販売台数	万台	14	83	105	286	878	55.4	22.8	25.1	23.6	31.6
NEV(EV+PHEV)乗用車新車販売比率	%	1.1%	4.6%	5.7%	12.7%	32.2%	43.5	18.5	20.5	18.9	25.4
EV乗用車新車販売比率	%	0.7%	3.6%	4.6%	10.2%	26.1%	48.1	18.8	20.8	19.1	26.7
LIB累積生産量	万kWh	2,413	25,553	35,610	118,416	314,365	80.4	29.1	21.6	24.3	38.4
EV本体価格	元	330,000	220,650	205,356	128,398	83,275	-9.6	-8.6	-8.3	-8.6	-8.8
車載用LIBコスト	元/kWh	2,200	1,084	985	693	520	-16.2	-7.2	-5.6	-6.2	-9.2

(4)炭素税導入+取得税免税ケースの結果

	単位	2019/ 2025/ 2030/ 2030/ 2030/									
		2015	2019	2020	2025	2030	2015	2019	2025	2020	2015
乗用車保有台数	万台	13,956	22,478	24,535	35,682	48,665	12.7	8	6.4	7.1	8.7
乗用車新車販売台数	万台	2,101	2,081	2,313	2,757	3,293	-0.2	4.8	3.6	3.6	3
NEV(EV+PHEV)乗用車保有台数	万台	31	335	465	1,630	4,796	80.9	30.2	24.1	26.3	39.9
NEV(EV+PHEV)乗用車新車販売台数	万台	21	106	132	329	956	50.6	20.8	23.8	21.9	29.1
EV乗用車保有台数	万台	23	258	361	1,275	3,779	83.8	30.5	24.3	26.5	40.7
EV乗用車新車販売台数	万台	14	83	105	261	770	55.4	20.9	24.2	22	30.4
NEV(EV+PHEV)乗用車新車販売比率	%	1.1%	4.6%	5.7%	11.9%	29.0%	43.5	17.3	19.5	17.7	24.5
EV乗用車新車販売比率	%	0.7%	3.6%	4.6%	9.5%	23.4%	48.1	17.4	19.8	17.8	25.8
LIB累積生産量	万kWh	2,413	25,553	35,610	115,289	294,329	80.4	28.5	20.6	23.5	37.7
EV本体価格	元	330,000	220,650	205,356	129,036	84,296	-9.6	-8.6	-8.2	-8.5	-8.7
車載用LIBコスト	元/kWh	2,200	1,084	985	698	530	-16.2	-7.1	-5.4	-6.0	-9.1

(5)NEV 販売比率規制強化+充電器増加ケースの結果

	単位						2019/	2025/	2030/	2030/	2030/
		2015	2019	2020	2025	2030	2015	2019	2025	2020	2015
乗用車保有台数	万台	13,956	22,478	24,535	35,887	49,173	12.7	8.1	6.5	7.2	8.8
乗用車新車販売台数	万台	2,101	2,081	2,313	2,818	3,357	-0.2	5.2	3.6	3.8	3.2
NEV(EV+PHEV)乗用車保有台数	万台	31	335	465	1,833	6,472	80.9	32.7	28.7	30.1	42.7
NEV(EV+PHEV)乗用車新車販売台数	万台	21	106	132	425	1,453	50.6	26	27.9	27.1	32.8
EV乗用車保有台数	万台	23	258	361	1,405	4,800	83.8	32.6	27.8	29.5	42.9
EV乗用車新車販売台数	万台	14	83	105	322	1,071	55.4	25.2	27.2	26.1	33.3
NEV(EV+PHEV)乗用車新車販売比率	%	1.1%	4.6%	5.7%	15.1%	43.3%	43.5	21.9	23.5	22.5	27.9
EV乗用車新車販売比率	%	0.7%	3.6%	4.6%	11.4%	31.9%	48.1	21.2	22.8	21.5	28.4
LIB累積生産量	万kWh	2,413	25,553	35,610	122,548	348,104	80.4	29.9	23.2	25.6	39.3
EV本体価格	元	330,000	220,650	205,356	127,586	81,718	-9.6	-8.7	-8.5	-8.8	-8.9
車載用LIBコスト	元/kWh	2,200	1,084	985	686	505	-16.2	-7.3	-5.9	-6.5	-9.3

(6)総合対策ケース

	単位						2019/	2025/	2030/	2030/	2030/
		2015	2019	2020	2025	2030	2015	2019	2025	2020	2015
乗用車保有台数	万台	13,956	22,478	24,535	35,682	48,665	12.7	8	6.4	7.1	8.7
乗用車新車販売台数	万台	2,101	2,081	2,313	2,757	3,293	-0.2	4.8	3.6	3.6	3
NEV(EV+PHEV)乗用車保有台数	万台	31	335	465	1,842	6,497	80.9	32.9	28.7	30.2	42.7
NEV(EV+PHEV)乗用車新車販売台数	万台	21	106	132	429	1,456	50.6	26.2	27.7	27.1	32.8
EV乗用車保有台数	万台	23	258	361	1,409	4,810	83.8	32.7	27.8	29.6	42.9
EV乗用車新車販売台数	万台	14	83	105	323	1,072	55.4	25.3	27.1	26.1	33.4
NEV(EV+PHEV)乗用車新車販売比率	%	1.1%	4.6%	5.7%	15.4%	44.2%	43.5	22.4	23.5	22.7	28.1
EV乗用車新車販売比率	%	0.7%	3.6%	4.6%	11.7%	32.6%	48.1	21.6	22.8	21.7	28.6
LIB累積生産量	万kWh	2,413	25,553	35,610	122,758	348,649	80.4	29.9	23.2	25.6	39.3
EV本体価格	元	330,000	220,650	205,356	127,545	81,695	-9.6	-8.7	-8.5	-8.8	-8.9
車載用LIBコスト	元/kWh	2,200	1,084	985	686	505	-16.2	-7.4	-5.9	-6.5	-9.3