

中国の石炭フェーズアウトに関する研究

－その2 石炭火力と太陽光の発電コスト評価－

張 沖・王 婕・周 璋生

Study on coal phase out in China: Part2

Analysis of factors affecting coal consumption and evaluation of power generation costs

Chong ZHANG, Jie WANG, Weisheng ZHOU

Abstract

Coal phase-out is essential to achieve the '3060' carbon neutral target in China. However, coal phase-out is not an easy task in the current context of China's energy consumption structure and CO₂ emissions. This study argues that coal consumption should be reduced in the future from an economic perspective, compares the costs of coal-fired and photovoltaic (PV) power generation, predicts changes in fuel prices for coal-fired power generation and the initial construction costs of PV power generation systems until 2030, and calculates scenarios for cases such as the introduction of a carbon tax and increased hours of use of PV power. The analysis of generation costs shows that fuel costs account for the largest share in coal-fired power generation, whereas the share of initial construction costs is by far the highest in PV power generation. The reasons for the dramatic fall in the cost of PV power generation can be attributed to the initial scale of PV cell production and the expansion of market share due to government support, the economies of scale effect from the large introduction of power generation equipment and the fall in hardware prices due to technological progress. As a result of the scenario calculations, if coal prices, the reduction rate of PV initial construction costs and hours of use are maintained at their current levels, PV will be cheaper than coal-fired power from 2023 onwards.

1. はじめに

COP26 (2021年10月、英国)で採択された「グラスゴー気候合意」では、最大の争点となった石炭火力発電について、合意文書案の「段階的廃止 (phaseout)」の表現に対し、「段階的に削減 (phasedown)」と表現を弱める形となった。同時にCOP26の最終段階で発表された米中共同声明においても「中国は第15次5か年計画(2026～2030年)にかけて石炭消費を段階的に減少させ、それを加速するために努力する」という石炭の「フェーズアウト」ではなく、「フェーズダウン」に合意した。

一方、2020年9月22日、中国習近平国家主席は、国連総会のビデオ演説で、二酸化炭素 (CO₂) 排出量を2030年までに減少に転じさせ、2060年までにCO₂排出量と除去量 (吸収量) を差し引きゼロにするカーボンニュートラル (炭素実質ゼロ) いわゆる「3060」目標を目指すと表明した。さらに2022年4月21日、中国政府は中国海南省で開かれた2022年博鳌アジアフォーラム (Boao Forum for Asia) の開幕式において、中国のエネルギー構造は主に石炭とする基本国情から、石炭のクリーン化を推進し、電力の安定供給を確保するために段階的に「3060」目標を推進する方針が打ち出された。しかし、

石炭は中国のベースロードエネルギー源として、その地位は短期間で変えられない状態にあるといえよう。

中国は人口規模最大の発展途上国であり、GDPの年平均成長率は2000年から9%を超え、GDPランキングは世界2位となり、発電量は世界最大規模であり、2021年の中国全体の電力使用量は8.3万億kwhと、前年より10.3%ほど拡大している。また中国はエネルギー起源二酸化炭素(CO₂)排出の約3割を占める世界最大の排出国であり、石炭消費量の削減とエネルギーシステムの脱炭素化が世界的な気温上昇を「産業革命以前から1.5度以内に抑える」目標達成のカギの一つであるといえよう。

中国の石炭は主に石炭火力発電、鉄鋼、建築、石炭化学などの産業に使われている。2022年3月に発表された中国政府活動報告の中では、2030年までの温室効果ガス排出量のピークアウトに向けた行動計画(ロードマップ)を策定することを明文化した。図1に示すように、中国は「パリ協定」NDC目標「2005年比2030年排出原単位65%以上削減」より厳しい目標「80%削減」に引き上げても、2030年のCO₂排出量は名目GDPベースで110億トンまで(実質GDPベースなら「65%削減」の場合は130億トンまで)増える見通しである(周、2021a, 2021b)。この110億トンのCO₂を2030年から2060年までの30年間にかけて実質ゼロにする目標となる。この目標を実現するために、石炭の段階的に削減から最終的廃止(石炭フェーズアウト)にするためには太

陽光など新エネの大幅な導入が求められる。

中国の石炭フェーズアウトに関する研究の一環として、第1報(周、2021b)では、石炭消費の現状と影響要因を分析したうえ、産業部門別で石炭消費量の変動原因を解明した。2000年以降の中国の経済成長に伴うエネルギー消費に関するデータから、脱炭素化が進むエネルギー消費構造と第三次産業が第二次産業を上回る産業構造、エネルギー利用効率の向上などが見られた。石炭消費への影響要因はLMDI分析から、中国の石炭消費量増加に最も寄与している要因は経済成長であり、石炭消費量減少に最も寄与している要因はエネルギー強度(エネルギー効率の改善)であることがわかった。また、エネルギー消費構造による石炭消費増減への寄与率は比較的小さく、人口増加が緩いため石炭消費への影響はほぼ見られないことを明らかにした。すなわち、今後は石炭消費量を大幅に削減し、再生可能エネルギーの利用拡大などによるエネルギー消費構造の大きな変化をさらに求める必要があると考えられる。

近年日本や中国をはじめ世界中で再生可能エネルギーのコスト低減が見られる。風力と太陽光発電の爆発的な増加は固定価格買取制度(FIT)の実施と大きく関連している(周、2018)。特に太陽光発電コストの低下は顕著である。本文は、中国における石炭のフェーズアウトに関する研究の第2報として、まずは太陽光など再生可能エネルギーの導入と拡大に関する現状と問題点を明らかにする。その次は石炭火力と太陽光の発電コス

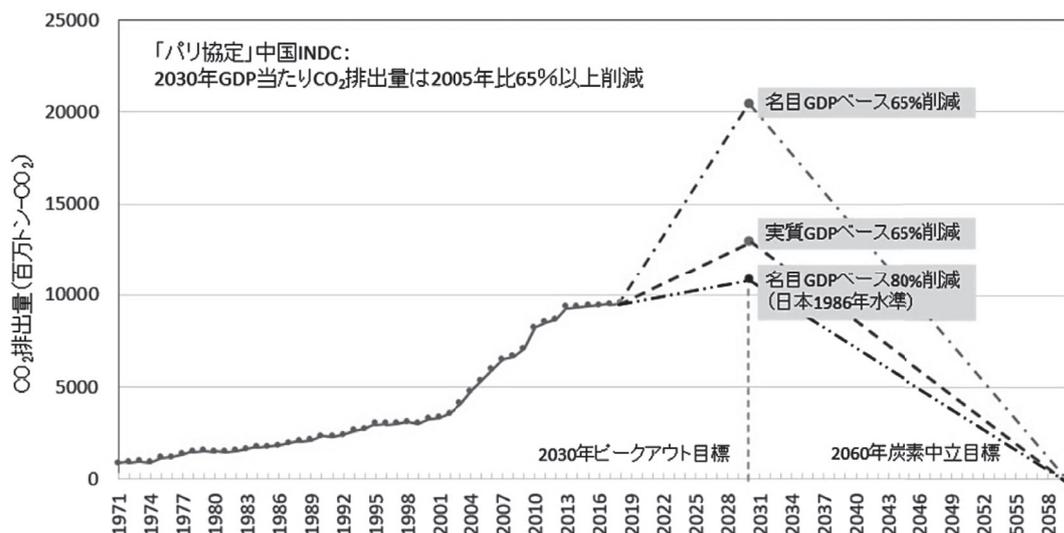


図1 中国のCO₂排出量実績と「3060」目標

出典：EDMC「2021年度版EDMC/エネルギー・経済統計要覧(1971-2018は実績)より作成

トに関する比較評価を行い、両者の今後の競合について分析する。主な内容はエネルギー消費構造の転換が進められている中国の石炭消費と再生可能エネルギー導入の現状を明らかにしたうえで、石炭火力と太陽光発電コストの比較と将来の傾向を定量的に分析し、さらに電力部門エネルギー転換の経済性比較と将来の予測をすることである。

2. 中国の再生可能エネルギーの導入拡大に関する政策と課題

2.1. 再生可能エネルギーの導入と拡大に向けた政策動向

中国における再生可能エネルギー発電技術開発の始まりは、1994年に風力発電設備の国内技術開発、生産を促進する「双加工程」（「投資に力を加え、改革の歩みを加速する」の略称）と「乗風計画」である（自然エネルギー財団 2020）。また政府のサポートを通じて、発電設備の国産率向上に向けた技術開発を重視していることがわかる。中国における大規模再生可能エネルギー発電の導入は、2006年「再生可能エネルギー法」の公布から本格的に始まった。2016年に「エネルギー技術革新行動計画（2016～2030年）」を発表し、高効率太陽光エネルギー利用技術など開発目標が定められた。

2.1.1. 風力発電に関して

表1のように、中国における風力発電に関する政策は多くあり、風力発電の導入は、政策的に異なる段階があった。売電価格から見れば1990年-1998年は、風力

発電開発の初期段階であり、完全な競争の段階である。この時期1kWhあたりの売電価格は0.3元（約3.95円、1996年レート、1元=13.18円）未満だった。1998-2003年は、政府が売電価格を決裁する段階である。売電価格は地方政府の管理部門で批准し、中央政府に報告する形となり、各地域の売電価格はそれぞれ異なる。2003-2005年は、入札と審査の共存段階である。中央政府は大規模風力発電プロジェクトを入札制度で売電価格を決め、それ以外のプロジェクトは依然地方政府が売電価格を決定していた。2006-2009年は、関連政策などに基づき、入札制度で売電価格を決めた。価格基準は入札の結果から決めていた段階である。2009-2020年、風力発電は固定ベンチマーク電力価格の段階となった。「国家発展改革委員会風力発電売電価格の完備に関する通知」の公布から、風力発電売電価格は四つの資源区に分けられ、それぞれ入札制度で決めるようになった。2019年から、競争とグリッドパリティの段階に入る。国家能源局「2019年風力・太陽光発電プロジェクト建設に関する通知」の公布により、風力発電のベンチマーク価格がさらに引き下げられ、グリッドパリティの推進が始まった。

2.1.2. 太陽光発電に関して

中国における太陽光発電の導入は大規模型と分散型。大規模太陽光発電導入は風力発電の導入とほぼ同じである。電力使用者に近く分散型太陽光発電においては、初期投資を一部補助する推進策を打ち出した。FITも大規模と分散型に分けられ、大規模の太陽光発電は風

表1 中国における風力発電に関する政策・制度整理

時期	発表機関	名称	備考
2014年1月	国家発展改革委員会	「洋上風力固定価格買取政策に関する通知」	潮間風力と洋上風力を0.75元（約12.88円）/kWhおよび0.85元（約14.6円）/kWhと規定する。（2014年レート、1元=17.18円）
2019年4月	国家発展改革委員会	風力固定価格買取制度	2021年以降陸上風力発電への補助金がなくなることを明確化した。
2021年2月	国家能源局 （エネルギー庁相当）	「2021年の風力発電・太陽光発電開発建設に関する事項の通知」	2030年に非化石エネルギーの割合は25%程度に達し、風力発電の総設置台数は12億kWに達する目標を設定した。
2021年2月	国家発展改革委員会 と国家能源局	電力網の負荷貯留一体化と多機能補完開発の推進に関する指導意見	送電チャンネルの再生可能エネルギー電力量の割合は50%以上を提出した。
2022年3月	国家発展改革委員会	「『第十四次五カ年計画』現代エネルギー体系計画」に関する通知	非化石エネルギーを大いに発展させ、風力発電、太陽光発電の発展を加速させると指摘した。

出典：国家発展改革委員会と国家能源局の公開資料より筆者作成

力とはほぼ同じく、資源エリアを設定して買取りを行う。分散型太陽光発電に対しては、「全量売電」と「余剰売電」二つの種類がある。「全量売電」は大規模の資源エリア分類、価格と同様である。「余剰売電」は電力を自家消費し余った分を電力会社に売電することを指す。その余剰部分につき、電力会社は発電設備の所在地域の火力発電ベンチマーク価格で買取り、不足の部分は政府が1kWhあたりの補助金を支払うことを指す。

中国は競争入札による大規模発電所の建設、補助政策による分散型発電設備の設置から発足した。FIT制度を実施してから風力・太陽光発電への普及効果からみると、風力の発電設備と発電量は2009年比でそれぞれ11倍（2019年）と12倍（2017年）、太陽光の発電設備と発電量は2011年比でそれぞれ66倍（2019年）と59倍（2017年）に増加した。すなわち、FIT制度による再生可能エネルギー発電の導入と拡大に対する促進効果が見られ、特に太陽光発電が急成長した。

2.2. 再生可能エネルギーの導入と拡大における課題

2.2.1. 補助金の支給困難

中国の再生可能エネルギー産業は急速な発展を遂げるとともに、課題も顕在化してきた。一つは再生可能エネルギー発電への支援財源不足問題である。2012年から始まった第1～7期の「再生可能エネルギー補助目録」による毎年の発電設備に対する補助金規模は1,500億元（18,820億円、2012年レート、1元＝12.64円）近くになると計算されている。それに対して、政府が毎年電力付加価格で徴収する規模（買取り費用）は約800億元（10,114億円、レート同上）であり、700億元（8,850億円、レート同上）の差が生じると見込んでいる（王，2019）。

こうした問題を解決するため、中国は風力・太陽光発電などの買取り価格を引き下げ、大規模・分散型太陽光発電に対してそれぞれ新規認定・導入の上限規制をしている。また、中国政府は2019年に補助金なし風力・太陽光発電プロジェクトを発表し、2021年以降は陸上風力発電への補助金がなくなることを明確にした。結果的に再生可能エネルギー発電の脱補助金化が進んでいる。

2.2.2. 電力網整備の不足

もう一つは、再生可能エネルギー発電電力の出力抑制率が高いことである。（注：抑制率は、発電するときに避けられないエネルギー損失率である）。原因として、風力と太陽光資源が豊富である地域で発電設備が建設されても、電力消費地域と離れているからである。新疆ウイグル自治区、黒龍江省、内モンゴル自治区など西北・東北地域において出力抑制率は常に10%以上である。これらの地域は、地元の電力需要が少なく、電力消費が多い東部地域に距離が遠く、送電できない状況に陥っている。電力網整備の不足が中国の再生可能エネルギーの導入と拡大の課題となる。これはいわゆる再生可能エネルギー発電のチャンスロス問題である。中国では、このような出力制御を「棄風」「棄光」「棄水」とよばれる。

このような問題に対応するため、2017年に国家能源局が「棄風・棄光問題解決实施方案」が公布された。地方政府において出力抑制コントロール目標を制定し、再生可能エネルギー送電を優先する措置や発電設備の活用が求められた。その結果、太陽光発電と風力発電の出力抑制問題が多少緩和した（図2）。しかし、依然として抜本的な改善はできていない。例えば、2018年に、中国における電力系統の「容量面での系統制約」により送電や消費のできない水力・風力・太陽光電力量は計

表2 中国における太陽光発電に関する政策・制度整理

時期	発表機関	名称	備考
2012年4月	国務院常務会議	VAT優遇政策	徴収した付加価値税を半分返還する。(17%→8.5%)
2017年7月	国家能源局	再生可能エネルギー発展「第十三次五カ年計画の実施指導意見	2017年-2020年の累積設備容量目標は3,200万kWを公表した。
2020年4月	国家能源局	「第十四次五カ年計画」の作成に関する事項の通知	2030年に非化石エネルギー消費率の20%目標を実現するために、各地域で非化石エネルギー電力が全社会の消費電力量に占める割合を明らかにする。
2021年6月	国家能源局	「地域の屋上分散型太陽光発電モデルの通知」	モデル地域での屋上面積の太陽光発電率を政府機関は50%、学校、病院は40%、工業施設は30%、農家屋上は20%以上に達する目標。

出典：国家能源局による筆者作成

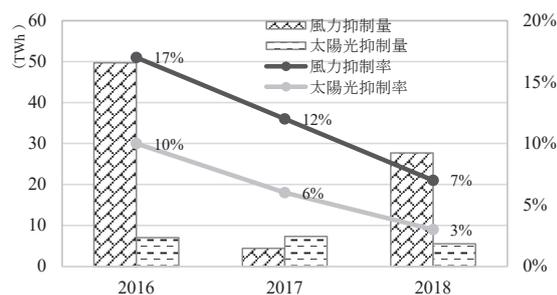


図2 中国の風力発電、太陽光発電の出力抑制量と抑制率

出典：国家能源局（2014）、「石炭発電省エネ・排出減少のレベルアップと改造の行動計画（2014-2020）」データに基づき、筆者作成

1,023 億 kWh で、これは三峡ダムの年間発電量、または 3,000 万 kW の石炭発電所の年間発電量（これは石炭火力の発電費用約 350 億元（5,845 億円、2018 年レート、1 元 = 16.7 円）、4,000 万 t-CO₂）に相当する（中国国務院、2019）。

3. 中国における石炭火力と太陽光発電の経済性に関する試算

本節はエネルギー構造転換の重点である電力部門において、太陽光発電のコスト下落要因について現状分析を行い、公表されたデータに基づき石炭火力と太陽光の発電コストを計算し、従来型の化石燃料と再生可能エネルギーのコスト構成と毎年の推移を明らかにしたうえで、シナリオ分析で将来の石炭消費のフェーズアウトを展望する。

3.1. 石炭火力と太陽光の発電コスト計算

本研究で用いた発電コストの計算方法は、まず電源別に発電設備の規模を想定し、通常の運転年数において発生する固定費用総額の年間価値と毎年の変動費用を加算する。そして、その合計値に年間発電量を除して求める。式を以下のように示す。

$$\text{発電単価} = \frac{\sum_{n=1}^N C_n}{\sum_{n=1}^N Q_n} = \frac{\sum_{n=1}^N I_n + F_n + O_n + T_n}{\sum_{n=1}^N E \times H_n}$$

ここで、 C_n は第 n 年のコスト支出、 Q_n は第 n 年の発電量、 N は設備運転年限、 I_n は初期投資コストの年間価値、すなわち発電設備の初期建設費用、 F_n は燃料費、 O_n は O & M 費用の年間価値（運転維持費や人件費、

保険費、汚染処理費などを含める）、 T_n は税金（所得税、付加価値税などの費用）、 E は発電設備の容量、 H_n は第 n 年の発電設備利用時間を示す。

本研究の試算に用いるデータは以下のように収集した。石炭火力発電においては、現在中国で主流である 600MW 発電設備をモデルプラントとした。初期建設費用及び年間割引率、保険費、運転維持費、人件費、汚染処理費は「中国上網電価機制改革研究」（RAP、CHANGCE シンクタンク、2016）、運転時間数、発電量、1kWh 当たり燃料消費量は中国電力企業連合会の各年度統計データ、燃料価格は中国発電量石炭価格指数を参照した。太陽光発電においては、本研究は大規模太陽光発電のコストを計算するため、50MW 発電設備をモデルプラントとした。初期建設費用は各年度の「Renewable power generation costs」（IRENA）、保険費、運転維持費、人件費は「中国上網電価機制改革研究」（RAP、CHANGCE シンクタンク、2016）。石炭火力発電の割引率と運転時間数は「中国石炭火力発電コストと上網電価政策研究」。太陽光発電の割引率と運転時間数は「太陽光発電コストと平価上網問題の研究」、発電量は中国電力企業連合会の各年度統計データを参照した。ここで割引率とは、将来受け取る通貨が現在価値に割り引かれる（換算される）場合の比率を、毎年の比率で示したものである。また、所得税、付加価値税、教育付加費、都市維持建設税の設定は関係法律や政策に従った。試算に使われるデータ一覧を表 3～表 5 のように示す。

設定したパラメータに従い、石炭火力と太陽光の発電コストの計算結果を図 3 に示す。

2014-2019 年、石炭火力発電コストは 0.3-0.38 元 /kWh（5.15 円 -5.98 円）の区間で変化する。それに対して、太陽光発電は 2014 年の 1.22 元 /kWh（約 20.96 円、2014 年レート、1 元 = 17.18 円）から 2019 年の 0.53 元 /kWh（約 8.35 円、2019 年レート、1 元 = 15.76 円）まで減少した。すなわち、現時点で入手できたデータに基づいて計算した結果、石炭火力発電の経済性が優れていることが明らかになった。図 4 は「实现光伏全面平价的重点是降低软成本」を参照し、この文献の中のデータは Bloomberg データベースからのものである。図 4 で示した先行文献で発表された太陽光と石炭火力発電の LCOE 推移と比較すれば、計算方法は同じであるが、データ設定は違うため、計算結果は多少異なるが、変化の傾向と範囲は一致している、これは計算結果の信頼性を示して

表3 石炭火力発電コスト計算に関するパラメータ設定

項目	パラメータ
初期建設費用 (元/kWh)	3,675
割引率 (%)	8
運転年間 (年)	30
人件費 (元/年)	50,000
運営人数 (人)	120
汚染処理費 (元/kWh)	0.006
保険費率 (%)	0.25
メンテナンス費率 (%)	2
減価償却率 (%)	5
材料費 (元/kWh)	0.015
所得税 (%)	25
付加価値税 (%)	17
教育付加費 (%)	1
都市維持建設税 (%)	5

出典：関係資料より、筆者作成 (2016年レート、1元 = 16.34円)

表4 太陽光発電コスト計算に関するパラメータ設定

項目	パラメータ
割引率 (%)	6
運転年間 (年)	20
人件費 (元/年)	100,000
運営人数 (人)	4
保険費率 (%)	0.25
メンテナンス費率 (%)	2
減価償却率 (%)	5
材料費 (元/kWh)	0.015
所得税 (%)	25
付加価値税 (%)	8.5
教育付加費 (%)	1
都市維持建設税 (%)	5

出典：関係資料より、筆者作成 (2016年レート、1元 = 16.34円)

表5 変動費用に関するパラメータの推移

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
石炭火力発電設備利用時間 (h/年)	4,778	4,364	4,186	4,219	4,378	4,293
発電用石炭価格 (元/トン)	444	363	381	516	531	494
1kWhあたり石炭消費量 (g/kWh)	319	315.4	312.1	309.4	307.6	306.9
太陽光発電初期建設費用 (元/kW)	12,164	9,398	8,508	7,981	6,066	5,481
太陽光発電設備利用時間 (h/年)	1,235	1,225	1,129	1,205	1,230	1,285

出典：筆者作成 (2014年レート、1元 = 17.18円、2019年レート、1元 = 15.76円)

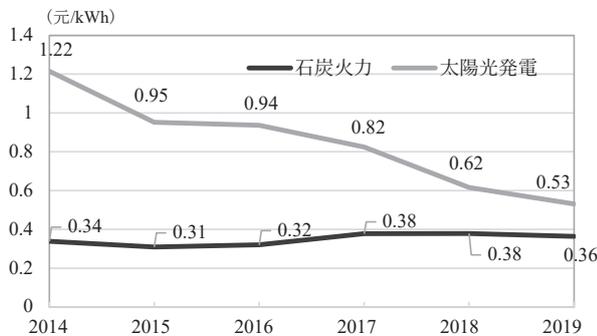


図3 2014-2019年石炭火力と太陽光の発電コスト推移
出典：筆者作成 (2014年レート、1元 = 17.18円、2019年レート、1元 = 15.76円)

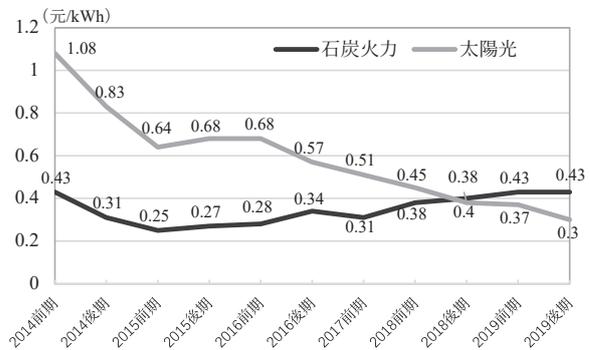


図4 中国の太陽光発電と石炭火力発電 LCOE 推移
(注：2017後期データが記入されていないためここで省略)
出典：太陽光発電全面的な平価を実現するための重点はソフトコストの削減 (2020)
(2014年レート、1元 = 17.18円、2019年レート、1元 = 15.76円)

いる。また、表5の変動費用推移と発電コストの推移を比較してみると、石炭火力発電コストは石炭価格、太陽光発電は初期建設費用と同じような変化が見てとれる。

図5と図6はそれぞれ石炭火力発電と太陽光発電コストの内訳を示している。石炭火力発電において、燃料費用はコスト全体の約4割を占め、石炭価格の変動によって左右されている。毎年の初期建設費用は0.07元/kWh、運転維持費は0.03元/kWh未満、税金は0.1元/kWhの水準に維持し、ほぼ変化しない。すなわち、燃料費用は石炭火力発電コストに最も影響を与える部分である。

太陽光発電の内訳において、燃料費がいないため、三つの費用で構成されている。初期建設費用は圧倒的な割合を占め、約70%である。また、石炭火力発電と違って、運転維持費と税金も初期建設費用と同じで、年々減少することがわかる。



図5 2014-2019年1kWh当たり石炭火力発電コストの内訳

出典：筆者作成（2014年レート、1元 = 17.18円、2019年レート、1元 = 15.76円）

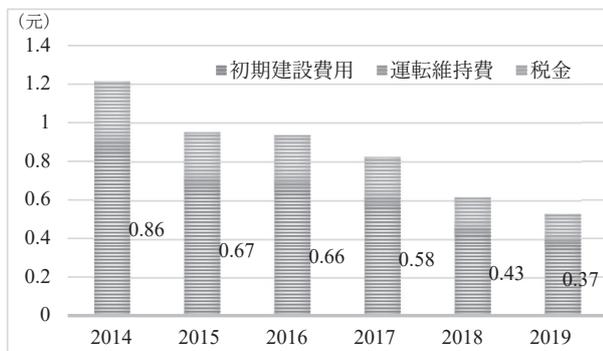


図6 2014-2019年1kWh当たり太陽光発電コストの内訳

出典：筆者作成（2014年レート、1元 = 17.18円、2019年レート、1元 = 15.76円）

4. 中国の太陽光発電コスト下落に関する要因分析

太陽光発電のコストは、燃料費がいないため、大部分が初期建設投資によるものである。図7に示したように、太陽光発電設備の初期建設費用において、ハードウェア費用が半分以上を占めて、特にモジュールは全体の約4割を占めている。図10に示したソフトコストは、直接事業費とは見なされない費用の項目である。すなわち、太陽光発電のコスト下落はハードウェアである太陽電池の産業成長と切り離せない。原因として、政策支援による生産拡大と大幅導入、技術進歩が原因と考えられる。なお、BoSとは周辺機器のことである。

図8によると、世界の太陽光発電市場において、最初は日本が大きな割合を占めていた。2006年までシャープが世界一位であり、京セラとパナソニック、三菱電機とともに世界上位5社に入った。しかし、世界的な太陽光発電市場の急速拡大に伴い、コスト競争力を持つ中国(大陸)・台湾系メーカーがシェアを伸ばし、2005年から2007年のわずか二年間で倍増した。現在、中国(大陸)・

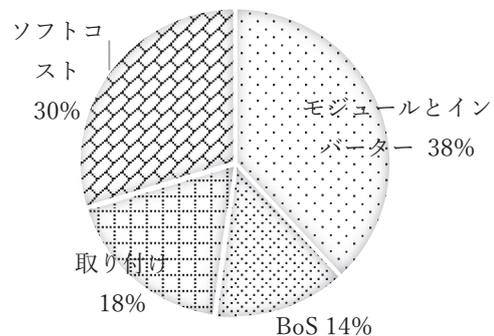


図7 2018年中国太陽光発電の初期建設投資費用内訳

出典：IRENA データより作成

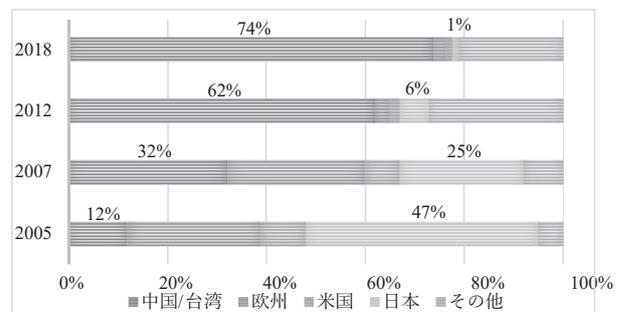


図8 太陽電池モジュール生産量地域別占有率推移

出典：2005、2007、2012年はNEDO（2014）、「太陽光開発戦略」、2018年はSolar Journal（2019）より、筆者作成

台湾の太陽電池モジュール生産量は7割以上を占める。

中国の太陽電池産業の成長は、最初海外需要によって拡大した。ドイツにおいて、2000年でFIT制度がスタートし、2004年本格的導入が始まった。2005年にドイツの太陽光発電導入量は1,847GWに達し、世界一位となった。ドイツを始め、ユーロ圏各国がFIT制度を導入した結果、欧州の太陽光発電市場が急速に成長した。

そして、2005年に中国のサンテックという太陽電池メーカーの上場が中国の太陽電池産業の発展に大きな影響を与えた。これは地方政府による支援効果と考えられる。2001年に無錫市政府系企業などの投資によりサンテックが設立され、2005年に政府の主導で国有資本が撤退し、外資導入を図った、同年にサンテックは上場した。この経験が他の関連企業に波及した。

その結果、中国の太陽電池メーカーが相次いで上場することにより資金の調達ができ、原料購入と生産規模の拡大ができた。しかし、欧米など先進国の太陽光発電の導入に伴い海外市場が拡大し、国内生産量のほとんどが輸出され、国内の大規模利用はあまり進んでいない状態となった。当時、中国の太陽光発電産業は外国市場の変動によって左右されていた。

図10に示したように多結晶シリコンの価格は2010年から2018年にかけて13元/ユニットから2.1元/ユニットに下がり、多結晶シリコンの広範な応用に相当の基礎を提供した（ここでの単位とは太陽光発電パネルを構成する小さな電池チップのことである、太陽電池チップは光電変換の最小単位で、常用サイズは156mm*156mmである。1枚の太陽光発電パネルは通常60枚の電池チップから構成する）。多結晶シリコンとポリシリコン（単結晶シリコン）の主な違いは、その結晶配列方式、使用する電池片、光電変換効率及び製造コストであるが、ポ

リシリコンの生産に影響を与える原因は主にポリシリコン太陽電池パネルの製造コストが多結晶シリコン太陽電池パネルをはるかに上回るためである。そこで、自ら技術を開発するため、2011年、多結晶シリコンの技術開発は「第12次5ヶ年計画」（2011-2015年）の国家科学技術支援計画に入り、メーカーや大学、研究機関連携の形で行われた。2013年から「國務院關於促進光伏産業健康發展的若干意見」（日本語訳：國務院が太陽光発電産業の健全な発展を促進するための若干意見）の公布により、2015年までの設備容量目標を3,500万kWに設定し、75%拡大した。太陽光発電の電力網接続や電力買取り、補助金制度を制定し、発電設備生産の参入条件を満たさない企業の生産資格を取り消し、新規参入審査も厳しくした。また、石炭消費による大気汚染問題の深刻化及びEUとの太陽電池製品輸出価格の確定などにより、太陽電池の生産能力及び生産量の拡大を展開した。2018年、太陽光発電所の大量建設による補助金赤字の拡大及び「棄光」問題を解決するため、建設規模と補助比率の削減を行い、ポリシリコンの生産量が減速した（図9）。その結果、多結晶シリコン生産を用い、主流であるシーメンス法の低コスト生産技術の最適化統合ができた。図10に示すように、中国の多結晶シリコン価格が一気に引き下げられた。また、中国は2011年から太陽光発電固定価格買取制度を導入し、2019年の設備容量は2011年の導入時点より八年間に66倍も増加した。すなわち、モジュールとシリコンなど生産能力を増やせるとともに、それに伴って需要も増加し、スケールメリット効果が発生した。中国における太陽光発電コストの減少原因として、政府支援による初期生産規模と市



図9 中国のポリシリコン生産能力と生産量の推移

出典：中国産業情報（2019）データより、筆者作成

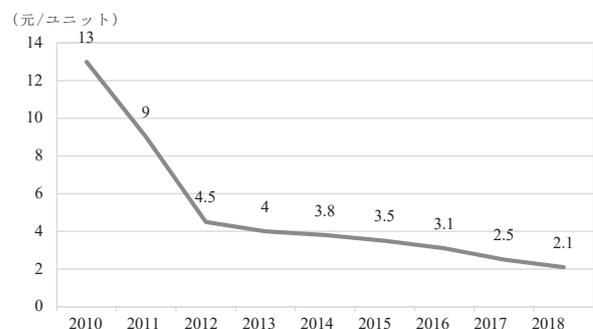


図10 中国多結晶シリコンの平均価格推移

出典：IEA-PVPS, 「National Survey Report of PV power applications in China」2011 - 2018より、筆者作成（2010年レート、1元 = 12.94円、2018年レート、1元 = 16.7円）

場シェア拡大、大幅導入によるスケールメリット効果と技術進歩によるハードウェア価格下落が原因と考えられる。現在、資源条件や建設費、投資と市場条件などが良好な地域では、太陽光発電のコストは石炭火力発電ベンチマーク価格と同じ水準に達しており、補助金なしで電力網へ接続することができるようになった。

5. 中国の石炭火力と太陽光の発電コスト予測と評価

発電コストの計算と分析から、燃料価格（石炭火力）と初期建設費用（太陽光）は発電コストに最も影響を与える部分であることを明らかにした。従って、太陽光発電の初期建設費用、石炭火力発電の燃料価格を中心に、2020-2030年を期間とし、いくつかのケースを設定して試算する。

太陽光発電コストは、初期建設費用モジュールを含め、BoS（周辺機器）、取り付けとソフトコストの合計である。基準ケースでは太陽光初期建設費用全体の減少率と利用時間は2014 - 2019年の平均値で設定する。そ

して、設備初期建設費用の変化はCPIAの「China PV Industry Development Roadmap (2019 version)」を参照し、表6のように予測ケースを設定した。さらに、今後電力網建設の完備や蓄電技術の進歩によって、太陽光資源が豊富である地域の発電設備を活用するケースを設定し、太陽光発電設備の利用時間は固定価格買取制度の資源エリア分類基準に従い、合計三つで設定した。2010年以来、太陽光発電、風力発電、蓄電技術のコストは著しく低下している。これらのコストは近い将来に下がり、再生可能エネルギーの広範な浸透に新たな見通しをもたらすと予想される。

石炭価格に影響を与える要因として、供給関係や、運輸コスト、川上・川下の生産状況、他のエネルギー価格、政策規制などが考えられる。本研究では石炭価格に対し三つのケースに分けられる。基準値は2014-2019年の発電用石炭価格の平均値、高位ケースは最高価格、低位ケースは最低価格で設定した、合計三つのケースである。

炭素税は化石燃料消費を抑える方法の一つであり、排出される炭素に価格を定めて上乗せすることである。諸

表6 平均減少率とCPIA公表のデータによる初期建設費用の推移（元/kW）

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
平均減少率推算値	4,659	3,960	3,366	2,861	2,432	2,067	1,757	1,494	1,269	1,079	917
CPIA 予測値	4,300	4,190	4,090	4,000	3,920	3,850	3,790	3,720	3,680	3,650	3,630

出典：筆者試算、CPIA「China PV Industry Development Roadmap (2019 version)」より、筆者作成
(2020年レート、1元=15.48円、2022年レート、1元=19.21円)

表7 太陽光発電のケース設定

太陽光初期建設費用	年利用時間	
①基準ケース	現状維持（年平均減少率約15%）	年平均運転時間（1,218h）
②CPIA 予測ケース	CPIAの推算値に従う	同①
③利用増加ケース	同①	I類資源区の年有効利用時間（1,600h）

出典：筆者作成

表8 IEAが公表した結果による炭素税の推移の試算（2021年1USD=6.45人民元）

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
New Policy Scenario (USD)	13	14.1	15.2	16.3	17.4	18.5	19.6	20.7	21.8	23
人民元換算（元/t-C）	83	91	98	105	112	119	126	114	141	148
450 Scenario (USD)	13	19.6	26.3	33	39.6	46.3	53	59.6	66.3	73
人民元換算（元/t-C）	83	126	170	213	255	299	342	384	428	471

出典：IEA「World Energy Outlook 2021」より試算、筆者作成

表9 CPCI が公表した結果による炭素税の推移の試算 (2018年 1USD=6.8918 人民元)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
CPCI 低位ケース (USD)	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34
人民元換算 (元 /t-C)	165	172	179	186	193	200	207	214	221	227	234
CPCI 高位ケース (USD)	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85
人民元換算 (元 /t-C)	241	276	310	345	379	414	448	482	517	551	586

出典：CPCI 「The Market View 2018」より試算、筆者作成

表10 石炭火力発電のケース設定

燃料価格	炭素税	
①基準ケース	現状維持 (石炭価格 455 元 /t)	現状維持 (未導入)
②石炭価格低位ケース	最低価格 (石炭価格 363 元 /t)	同①
③石炭価格高位ケース	最高価格 (石炭価格 531 元 /t)	同①
④ IEA NP ケース	同①	表 8 New Policy Scenario 推移値
⑤ IEA 450 ケース	同①	表 8 の 450 Scenario 推移値
⑥ CPCI 低位ケース	同①	表 9 の CPCI 低位ケース推移値
⑦ CPCI 高位ケース	同①	表 9 の CPCI 高位ケース推移値

出典：筆者作成

外国の炭素税導入状況から見ると、燃料の炭素含有量と燃料消費量で計算し徴収するケースが多数ある（デンマーク、スウェーデンなど）。また、固定税率であることと、導入の最初は低い税率であり、それ以降段階的に引き上げることが特徴である。

本研究で試算に用いた計算方法は「IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventory」(IPCC、2007)の化石燃料消費排出量計算方法である。炭素税の徴収標準として、主に IEA の「World Energy Outlook 2021」(WEO) と Carbon Pricing Corridors Initiative の「The Market View 2018」を参照した。

まずは IEA が発表した WEO において、今後のエネルギー消費構造をシナリオで予測し、各国将来の炭素価格を試算した。中国の場合は New Policy Scenario と 450 Scenario に分けられ、2021 年の世界平均炭素税価格は 13 ドルなので、本計算は 2021 年を基準に試算し直す、前者は 2021 年に \$ 13、2030 年に \$ 23 を徴収し、後者は 2021 年に \$ 13、2030 年に \$ 73 を徴収すると示した。従って、2020 - 2030 年中国の炭素税推移は表 8 のように推算した。New Policy Scenario と 450 Scenario の場合、それぞれ毎年あたり \$ 1.1、\$ 6.6 を引き上げると仮定した。

そして、2017 年に Carbon Pricing Corridors Initiative が発表された「The Market View 2018」では、世界範囲でパリ協定の目標を達成するため各業界の炭素価格を示した。電力部門において、2020 年に 24-35USD、2035 年に 38-100USD を徴収すべきだと主張した。今回の試算では 2020 - 2035 年に 24-38USD を徴収することを低位ケースとし、35-100USD を徴収することを高位ケースとする。また、低位ケースと高位ケースはそれぞれ毎年あたり約 1USD、5USD を引き上げると仮定する。データの試算を表 9 のように示す。

上述のように、石炭価格変化と炭素税導入の二つの条件を含め、石炭火力発電のケースは合計七つで試算を行う。結果を図 11 と表 11 に示した。

シナリオ計算から、以下の結論が得られる。基準ケースで石炭火力と太陽の発電コストを比較した結果、2022 年に中国の太陽光発電と石炭火力発電は同じ水準に達し、0.35 元 /kWh (約 6.72 円、2022 年レート、1 元 = 19.21 円) である。2030 年太陽光発電のコストは 0.1 元 /kWh まで下がり、石炭火力発電は 0.29 元 /kWh に少し減少するにとどまる。すなわち、発電コストにおいて、2022 以降太陽光発電は石炭火力より高い経済性を持つ。石炭火力発電において、2030 年まで 2014-2019 年

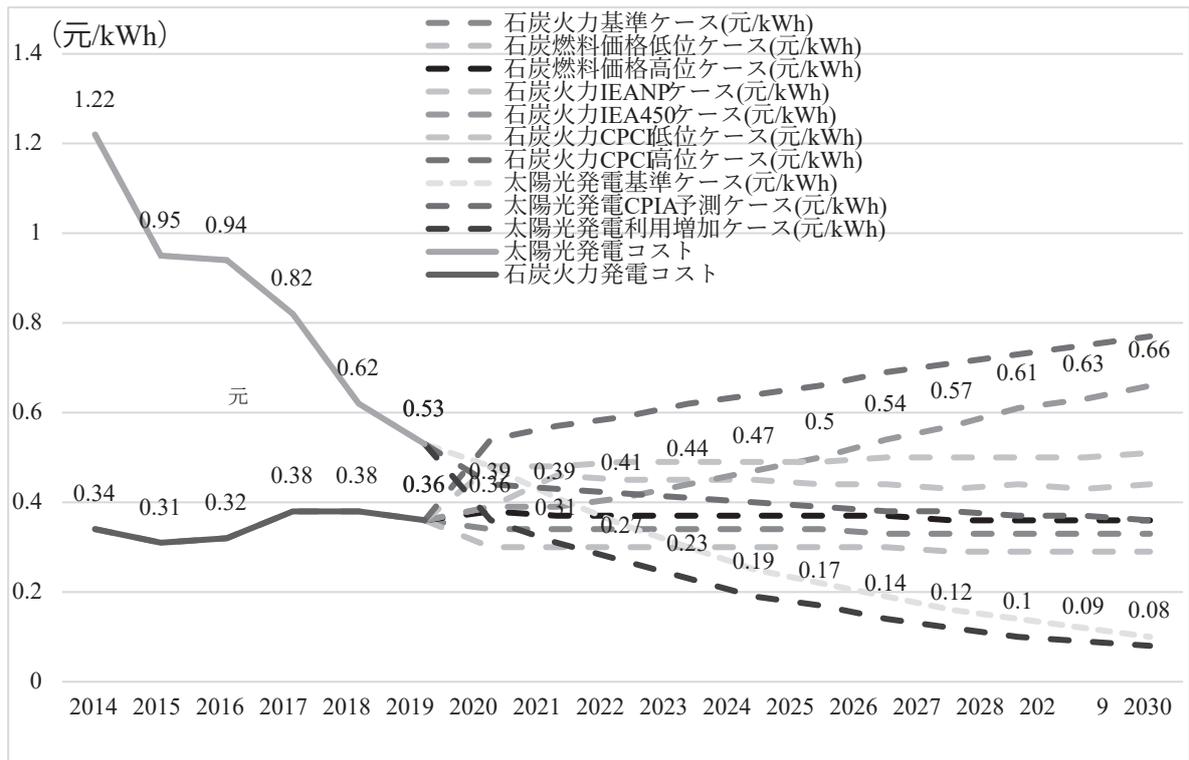


図 11 各ケースによる石炭火力と太陽光の発電コスト推移

出典：筆者作成（2014年レート、1元=17.18円、2022年レート、1元=19.21円）

表 11 各ケースによる 2020 - 2030 年の石炭火力と太陽光の発電コスト（単位：元 / kWh）

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
石炭火力基準ケース	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33
石炭燃料価格低位ケース	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.29	0.29	0.29	0.29
石炭燃料価格高位ケース	0.38	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.36	0.36	0.36	0.36
石炭火力 IEANP ケース	0.39	0.46	0.45	0.45	0.45	0.44	0.44	0.43	0.44	0.43	0.44
石炭火力 IEA450 ケース	0.39	0.39	0.41	0.44	0.47	0.50	0.54	0.57	0.61	0.63	0.66
石炭火力 CPCI 低位ケース	0.48	0.48	0.49	0.49	0.49	0.49	0.5	0.5	0.5	0.5	0.51
石炭火力 CPCI 高位ケース	0.54	0.57	0.59	0.62	0.64	0.66	0.69	0.71	0.73	0.75	0.77
太陽光発電基準ケース	0.48	0.41	0.35	0.3	0.25	0.22	0.19	0.16	0.14	0.12	0.1
太陽光発電 CPIA 予測ケース	0.44	0.43	0.42	0.41	0.4	0.39	0.38	0.38	0.37	0.37	0.36
太陽光発電利用増加ケース	0.36	0.31	0.27	0.23	0.19	0.17	0.14	0.12	0.1	0.09	0.08

出典：筆者作成（2020年レート、1元=15.48円、2022年レート、1元=19.21円）

の石炭価格変動区間を維持する場合、発電コストは0.38元/kWhから0.29-0.36元/kWhまで減少することが見込まれる。10元/t当たりの石炭価格を変動することによって、発電コストは0.04-0.05元増減することになる。また、炭素税の導入によって、発電コストの上昇が見られる。今回の試算結果に基づき、10元/t-CO₂当

たりの炭素税を徴収することによって、発電コストは約0.07-0.08元上がる効果があることを明らかにした。

太陽光発電において、2030年まで2014-2019年の初期建設費用平均減少率と平均利用時間を維持する場合、発電コストは0.48元/kWhから0.1元/kWhまで減少することが見込まれる。初期建設費用減少率が異なる

ケースとの比較を通じて、100 元 /kW 当たりの初期建設費用を低減することによって、発電コストは約 0.01 元を下がることを明らかにした。発電設備利用時間を引き上げることも発電コストの減少に効くが、初期建設費用の低減とともに影響効果が 0.03 元 /kWh から 0.005 元 /kWh まで小さくなる。

6. 終わりに

本研究は、中国における石炭フェーズアウトに関する研究の一環として、石炭火力と太陽光発電の発電コスト評価を行い、中国の石炭消費の現状と再生可能エネルギー導入の現状を分析した上で、石炭火力と太陽光発電の経済性と将来の趨勢について定量分析を行ったものである。主な結果は以下のようにまとめられる。

中国における再生可能エネルギーの発電コスト低減によって、風力と太陽光を中心として導入と利用拡大が進められている。競争入札による大規模発電所の建設、補助金政策による市場化運営（太陽光発電は分散型）を支えることで発足し、風力と太陽光発電の爆発的増加は固定価格買取制度（FIT）の実施と切り離せなく、特に太陽光発電に対する促進効果が見られた。しかし、急速な拡大による補助金不足、電力網整備の欠如による再生可能エネルギー設備稼働制限などの問題が生じた。

本研究は、経済性の視点から今後石炭消費のフェーズアウトを図るために、エネルギー構造転換の重点である電力部門において、石炭火力と太陽光発電のコストを試算した。その結果として、コストの構成からみると、石炭火力において、燃料費は最も大きい割合を占める。それに対して、太陽光発電において、初期建設費用のシェアは圧倒的に高い。現状分析を通じて、太陽光発電コストが激的に下落した原因は政府支援による太陽電池初期生産規模と市場シェア拡大、発電設備大幅導入によるスケールメリット効果と技術進歩によるハードウェア価格下落などが考えられる。また、石炭火力と太陽光発電のコスト推移はそれぞれ燃料価格と初期建設費用の変化の趨勢は同じであった。

発電コストの計算結果に従い、収集したデータに基づき 2030 年までの石炭火力の燃料価格と太陽光発電システム初期建設費用の変化を予測し、炭素税導入と太陽光発電利用時間増加などのケースを想定し、シナリオ計算を行った。石炭火力の燃料価格と太陽光発電システム建

設費用の減少率、利用時間が現状維持の場合、2022 年に両者の発電コストは同じ水準に達し、それ以降太陽光発電の経済性は優位となることを明らかにした。

本研究では、中国の石炭消費に影響する要素を定量的に分析することにより、石炭火力と太陽光発電を対象として経済性の比較と将来の予測を行った。その結果、石炭価格と太陽光発電初期建設費用低減率、利用時間は現状維持の場合、2022 年以降は太陽光発電と火力発電の発電単価が反転し、火力発電の単価が太陽光発電を上回って増加し続けると結論づけた。これは、2019 年に石炭発電の単価が太陽光発電を上回るという Bloomberg データベースのデータよりも現実に近い数字である。しかも、国際再生可能な機械関係（IRENA）による太陽光発電コストが 2019 年は 0.469 元 /kWh、2020 年は 0.393 元 /kWh、2021 年は 0.311 元 /kWh で、これは本研究における太陽光発電利用増加ケースの 2020 年は 0.36 元 /kWh、2021 年は 0.31 元 /kWh の計算は一致し、誤差もほぼない。本研究の実際コストに一番近いケースの予測計算で、2030 年の光発電単価は 0.08 元 /kWh（1.56 円 /kWh）に下がり、これは太陽光発電がグリーンエネルギーとして中国に、より安く大量導入することができることを示した。ということで中国の石炭フェーズアウトに関して有力な研究結果と学術的な貢献をした。経済成長によるエネルギー需要の増加が続く中国では、「3060 目標」という炭素排出のピークアウトと炭素中立を実現するために、今後より低価格の発電源である太陽光発電などの利用拡大の保障となる電力網整備と蓄電技術開発に力を入れるべきだと考えられる。

参考文献：

- IPCC AR6 (2021), Climate Change 2021: The Physical Science Basis, <https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-i/>, (最終アクセス日：2021/8/25)
- INDC, <http://www.unfcccint/Submissions/INDC/Submission%20Pages/submissions.aspx>, (アクセス日：2021/07/23)
- EDMC (2019),「エネルギー・経済統計要覧 (2019)」
- IRENA <https://www.irena.org/Statistics>
- <https://www.env.go.jp/earth/report/h26-01/chpt01.pdf>
- JOGMEC (2017),『中国の第13次5カ年計画の石炭事業への影響等調査』
- F.M. Menezes, X. Zheng (2018), Regulatory incentives for a low-carbon electricity sector in China, *Journal of Cleaner Production* 195 (2018) 919-931
- X. Ouyang, B. Lin (2015), An analysis of the driving forces of energy-related carbon dioxide emissions in China's industrial sector, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 45 (2015) 838-849
- Z. Ming et al. (2017), Overall review of the overcapacity situation of China's thermal power industry: Status quo, policy analysis and suggestions, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 76 (2017) 768-774
- X. Tang et al. (2018), China's coal consumption declining-Impermanent or permanent?, *Resources, Conservation and Recycling* 129 (2018) 307-313
- Ang, B. W. (2004), Decomposition analysis for policymaking in energy: which is the preferred method? *Energy Policy* 32 (inpress).
- 周 璋生、Jiang Chaodi、錢 学鵬、仲上健一 (2018)、日本における固定価格買取制度 (FIT) 下での再生可能エネルギー導入状況の特性と課題に関する研究－再生可能エネルギー導入の単一化問題と需給のミスマッチ問題を中心に－、*政策科学*、25-2、pp.13-26、2018.2
- 周 璋生 (2021a)「東アジア低炭素共同体」構想とその具現化－中国の「3060目標」実現の課題、環境経済・政策学会2021年大会企画セッション、5060目標」と「東アジア低炭素共同体」構想の具現化、2021年9月26日周 璋生・王 婕・凌 奕樹・千 曠娥・宮脇 昇 (2021b)、中国の石炭フェーズアウトに関する研究－その1 石炭消費の現状と影響要因の分析－、*政策科学*、29巻1号、2021.10
- 中国国家統計局、産業別 GDP 貢献率、<https://data.stats.gov.cn/easyquery.htm?cn=C01>, (最終アクセス日：2021/12/27)
- 中国国家統計局、産業別石炭消費量、<https://data.stats.gov.cn/easyquery.htm?cn=C01>, (最終アクセス日：2021/12/27)
- 曲劍午ほか編集、「中国煤炭市場発展報告2018」、中国経
済出版社
- 中国電力企業連合会、「2009—2019年電力統計基本データ一覧表」、<https://cec.org.cn/menu/index.html?217> (最終アクセス日：2021/12/25)
- 中国国家能源局 (2015),「中国石炭発電の効率的な発展」
中国国家能源局、環境保護部、国家発展改革委員会 (2014),「石炭発電省エネ・排出減少のレベルアップと改造の行動計画 (2014-2020)」
- 新電力ネット、原油価格の推移、<https://pps-net.org/statistics/crude-oil/>, (最終アクセス日：2022/1/12)
中国国家発展改革委員会 (2016),「能源發展十三五計画」
- 中国國務院 (2019)「力争到2020年基本解決弃水、弃风、弃光的问题」(日本語訳：2020年までに棄水・棄風・棄光問題の基本的解決を目指す)、http://www.gov.cn/xinwen/2019-07/04/content_5405844.htm (最終アクセス日：2022年9月3日)
- 中国国家発展改革委員会 (2017),「能源生産と消費革命戦略 (2016-2030)」
- 中国国家電網公司 (2019)「三型両網、世界一流」
- 自然エネルギー財団 (2020),「中国におけるエネルギー構造転換と自然エネルギーの拡大」,https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/ChinaReport_JP.pdf
- IEA,「World Energy Outlook 2015」
- IEA,「World Energy Outlook 2021」
- Carbon Pricing Corridors Initiative,「The Market View 2018」
IPCC (2007), 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. <http://www.ipcc.nggip.iges.or.jp/public/2006gl/chinese/>
- 中国国家環境保護部 (2017),「中国環境年鑑」、中国統計局。
- IEA (2020)「CO₂ EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION」2020 EDITION
- IMF (2020) <https://www.imf.org/en/Data>、最終アクセス日：2021年8月1日
- 国家統計局 (2020)「2019年国民経済と社会発展統計公報」、2020年
- NEDO (2014),「太陽光開発戦略」<https://www.nedo.go.jp/content/100573590.pdf>
- Solar Journal (2019), <https://solarjournal.jp/solarpower/31599/>
- IEA-PVPS,「National Survey Report of PV power applications in China」2011 - 2018
- 袁家海、艾昱、曾昱榕、刘琪林、欧阳敏 (2018).「中国石炭火力発電コストと上網電価政策研究」[J] *煤炭经济研究*. 2018, 38 (11) p43-48
- 马翠萍, 史丹, 丛晓男 (2014).「太陽光発電コストと平價上網問題の研究」[J] *当代经济科学*. 2014, 36 (02) p85-94+127

