

日中再生可能エネルギーに関する政策環境の相違と今後の展望

劉 憲兵

気候変動とエネルギー領域 ジョイント・リサーチリーダー

本稿は、北東アジアの中国、日本における再生可能エネルギー(以下、「再エネ」)に関する政策環境の相違を議論し、今後の展望を概観する。要点は、以下の通りである。

- 最大限に再エネの普及による電力システムの転換は脱炭素社会の構築にとって基本的柱の一つである。過去 10 年間、日中両国は莫大な投資を行い、再エネの領域で世界的リーダーになってきた。
- 風力と太陽光発電が、中国の電力システムの脱炭素化に不可欠な役割を担っている。日本で再エネの導入は、温室効果ガス(GHG: Greenhouse gas)削減、エネルギー自給率の向上、化石燃料調達費用の削減、産業の国際競争力の強化、雇用の創出、地域の活性化、非常時のエネルギー確保等、多方面のメリットが認識され、進められている。
- 再エネ応用規模の継続的な拡大に伴い、両国はともに電力システムへの統合、技術革新、政策支援等の面で、様々な課題に直面している。中国では、地域間の送電網接続が十分に整備されていないことや再エネへの補助資金不足の拡大等を挙げられる。日本の再エネの発電コストは、他の主要国と比べると高いともいえるし、太陽光発電と比べると風力発電の導入量が低調であり、再エネ買取金額を増え続けることで国民負担の増大につながっている。
- 地域によって差があるが、中国の家庭の再エネに対する支払い意欲は日本と比べて低いと言える。その一方、日本の企業は、気候変動政策に起因するエネルギーコストの増加に対して、中国企業より遥かに敏感である。中国での再エネ開発による経済的負担は家庭及び企業の受け入れる範囲内である。日本の再エネ賦課金水準は家庭部門にとってまだ受容できるが、産業界にとってはかなりの負担感を思われる。
- 大型のメガソーラーや風力発電分野において、中国の技術力は徐々に高くなって来たが、蓄電池の活用、再エネの出力抑制、逆潮流対策において、日本の技術は先端である。日本では再エネと省エネ機器やコージェネレーション設備の組み合わせで、付加価値の高いシステム的な技術が中長期的に見ても、高い競争力を期待でき、両国間で技術協力の可能性は大きい。

1. はじめに

北東アジアの2大経済大国である中国、日本は、GHG 排出量緩和に向けた国際的な取り組みにおいて非常に重要な国である。特に、最大の排出国である中国の GHG 排出量は、少なくとも近い将来増加し続ける。近年、中国の人口当たり年間 CO₂ 排出量は、日本やEUの水準に近付いている。東部のより経済的に発展した地域では、1人当たりGHG 排出量が10t-CO₂を超えている所もある。中国は産業構造の最適化、エネルギー効率の改善、非化石燃料の開発、全国炭素排出量取引市場の構築に向けて様々な措置を講じ、重要な成果を果たした。2017年に中国のGDPあたりのGHG 排出量は2005年から46%減少し、非化石燃料は一次エネルギーの13.8%に増加した(UN Climate Change, 2018)。

日本は、2015年に世界GHG 排出量の約3.5%を排出しており、中国、アメリカ、インド、ロシアに次いで世界で5番目に多くGHGを排出している。2016年度の排出量は約12億600万トンCO₂であり、2013年度から7.3%減少したが、京都議定書の基準年の1990年度と比べて2.7%増になった(全国地球温暖化防止活動推進センター、2018)。日本では、1990年に初めて「地球温暖化防止行動計画」を策定してから、「地球温暖化対策推進法」の制定等が行われ、国内対策枠組みが構築されてきた。

脱炭素社会を構築するためには、徹底した省エネルギー(以下、「省エネ」)、最大限に再生可能エネルギー(以下、「再エネ」)の普及による電力システムの低炭素化、電化・低炭素燃料への利用転換が対策の3本柱である。過去10年間、日中両国は莫大な投資を行い、再エネの領域で世界的リーダーになってきた。ところが、両国の間には、政治的にも経済的にも大きな差異がある。日本の経済形態は市場経済である一方、中国は社会主義市場経済である。日本ではサービス業が国内総生産(GDP: Gross Domestic Product)の7割を占め、成熟した経済であることを示している。中国では製造業が2012年までにGDPの半分近くを占める最大のセクターであった。この地域における再エネのさらなる拡大に向けて、両国で比較する必要がある。

本稿は、中国、日本における再エネに関する政策環境の相違を議論し、今後の展望を概観する。詳細な内容は次のように構成されている。第2節は、両国で気候変動対策の一つ柱とした再エネ開発の進捗状況及びその位置づけを概観する。第3節では、エネルギーシステム転換に向けた再エネ開発に直面する課題を議論する。第4節では、既存の再エネに対する支払い意欲の関連文献を参照しながら、両国の再エネに対する経済的受容性を比較する。第5節で、それぞれの政府から発表した計画、戦略文書から見てきた再エネに関する技術革新の方向性を纏め、両国協力可能な分野を特定する。最後に、第6節において今後の展望を示す。

2. 気候変動対策における再エネの開発状況とその位置づけ

中国では、1998年から「省エネルギー法」、2006年から「再生可能エネルギー法」を施行され、「国民経済・社会発展第11次五カ年計画」(2006~2010年)からは気候変動に関する目標(当時、GDP当たりエネルギー使用量を20%削減)を掲げ始めた。2009年12月にデンマーク・コペンハーゲンで開催されたUNFCCC 締約国第15回会議(COP15)で炭素強度すなわちGDP当たりGHG 排出量を、2020年までに2005年の値より40

～45%低くすると初めて公表した。この自主的目標は、国内の条件、排出削減と経済発展との関係、過去における省エネの経験、及び国の能力を考慮したうえで設定された。2015年6月30日に中国が国連に提出した約束草案(INDC)では、2030年までに炭素強度を2005年の値から60～65%低下させること、一次エネルギー消費量の中で非化石燃料の比率を20%程度に高めること、及び2030年頃にGHG排出量のピークを達成し、そして、できるだけ早期にピークを達成するよう最善の取組を行うことが約束された。2016年3月に発表された「国民経済・社会発展第13次五カ年計画」(2016-2020)では、2020年までにエネルギー強度を2015年の値から15%低下させ、炭素強度を18%低下させるという拘束力のある目標を設定した。この炭素強度削減目標は、2005年から約48%の累計削減に相当し、2009年に発表された目標を上回る。2030年までに65%減という上限目標を達成するためには、2021年から2030年までの間に、さらに2.8%の年率で炭素強度を低下させなくてはならない。

中国で今までの高炭素型経済発展は明らかにエネルギー総消費量の急増及び石炭が支配するエネルギー構造と関係している。1978年には、エネルギー総消費量が約5億7,000万tce(ton of standard coal equivalent:標準石炭換算トン)であった。この量は、徐々に増加して2000年に14億7,000万tceとなった後、急速に増加して2012年に40億tceとなった。ただし、今も増え続けているエネルギー総消費量とは違って、石炭消費量は、2013年に約28億1,000万tceのピークに達し、現在は緩やかな減少傾向になっている(NBS, 2017)。2017年には、石炭消費の比率は60.4%に低下した一方、天然ガス及び非化石エネルギーの比率は、それぞれ7.0%及び13.8%に増加した(Huang, 2018)。中国の経済は2017年に7%近く成長したが、石炭からガスへの迅速な切り替えと継続的な再エネの拡大により、GHG排出量は1.7%(約1.5億トンCO₂)の増加にとどまった(IEA, 2018)。電力供給面では、火力発電容量の占める比率は、過去10年間に低下し、2017年に62%になった(図1に参照)。その内、石炭火力発電容量は980GWであり、全体の55.2%を占めた(Huang, 2018)。「エネルギー発展第13次五カ年計画」には、2020年に石炭火力発電所の設備容量が1,100GW以内に抑え、その比率は約55%を目標としている。

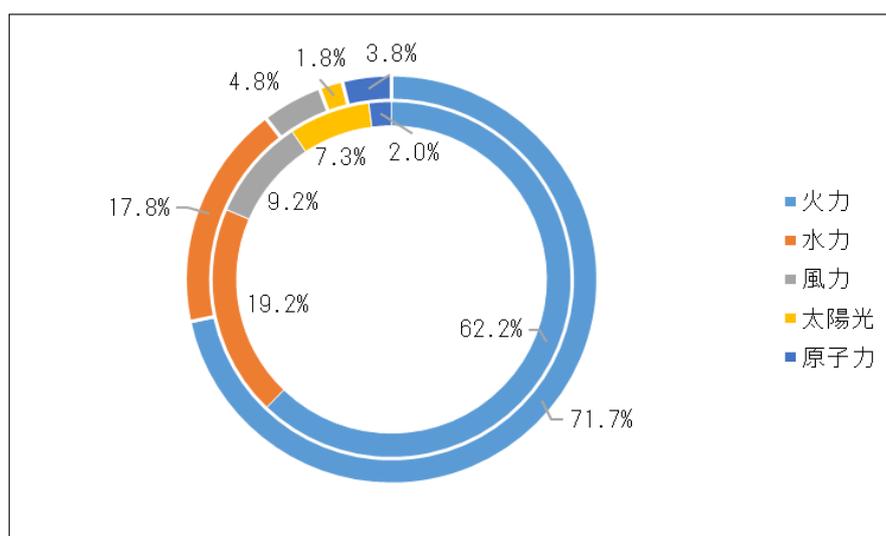


図1: 2017年に中国の電源構成(内円:設置容量;外円:発電量。データの出所: Huang (2018))。

中国国内では、電力供給の構造的な転換に莫大な投資を行い、世界最大の水力発電容量を保有している。水力発電は、中国の主要な再エネであり、経済的に開発可能な合計400GWの水力資源の内、60%以上が既

に利用されており、残りは 2035 年までに開発される予定である。したがって、風力と太陽光発電が、中国の電力システムの脱炭素化に不可欠な役割を担うことになる。経済成長を促進し、新たな雇用を創出し、輸出を増加させるため、太陽電池と風力タービンの生産が、中国の新たな戦略産業に指定された。それらは、土地、融資、および課税における優遇政策の対象となっている。その結果、再エネ生産は、2005 年以降、増加している。およそ 10 年間で、中国は太陽電池及び風力タービンの世界最大の生産国になった。特に太陽電池生産は、世界の総生産のほぼ半分を占めている。中国のタービン製造企業 4 社は、世界の上位 10 社に名を連ねている(Wang et al., 2015)。同じ時期に、風力及び太陽光発電は急速な成長を遂げ、両者を合わせた発電容量はゼロから始まり、2012 年には中国の発電容量の 5.7%に増加した。2017 年だけで新增設された太陽光発電容量は 5,306 万 kW となり、累計で 1.3 億 kW に達成した。風力発電は 2017 年に 1,503 万 kW を新設され、累計で 1.64 億 kW に達成した(国家エネルギー局, 2018)。図 1 に示すように、2017 年には、風力及び太陽光発電容量の占める比率が、それぞれ 9.2%及び 7.3%に達した(Huang, 2018)。

日本では、2015 年 7 月 17 日に、2030 年度の GHG 削減目標を 2013 年度比で 26.0%減(2005 年度比で 25.4%減)とする「日本の約束草案」を決定された。これを踏まえ、2016 年 5 月 13 日に閣議決定した日本の「地球温暖化対策計画」は、各主体が取り組むべき対策を明確し、2030 年度の削減目標達成への道筋を付けた。そして、長期的目標として 2050 年までに 80%の GHG 排出削減を目指している。図 2 に示している日本の電源構成によれば、今世紀に入って最初の 10 年間で各電源の発電比率はバランスを取れた形で分布された。2011 年の東日本大震災以降、原子力発電の割合がほぼゼロに減り、その減少分を LNG が代替している。

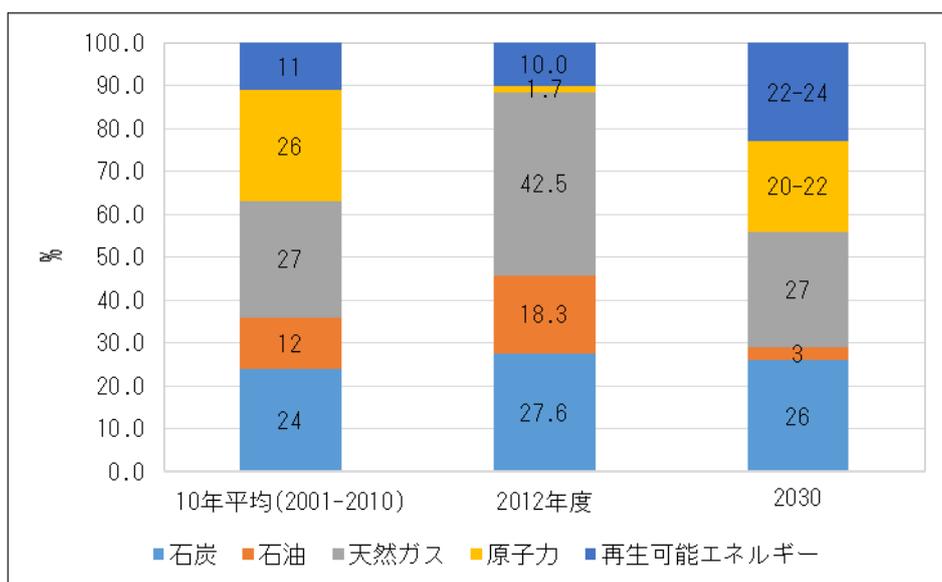


図 2: 日本の電源構成(発電電力量。出所: 日本電気事業連合会のデータに基づき、筆者が整理)。

日本にも、再エネの導入は GHG 削減、エネルギー自給率の向上、化石燃料調達費用の削減、産業の国際競争力の強化、雇用の創出、地域の活性化、非常時のエネルギー確保等、様々なメリットが認識され、促進されている。日本は 1990 年代に世界の太陽光発電のリーダーになった。シャープ、サンヨー及び京セラ等を代表とする日本の電子機器業界は、世界最大の PV パネルの製造と設置を行った。2014 年の「エネルギー基本計画」によると、日本とドイツでは 2030 年までの太陽光発電電力量が類似している。日本は太陽光発電技術の

世界的なリーダーであり続け、それに続くのはドイツと米国である(Bointner, 2014)。2012 年からの「再生可能エネルギーの固定価格買取制度」(FIT: Feed-in-tariff)の導入により 2013 年以降に太陽光発電が急増し、2016 年に累積導入量でドイツを抜き世界第 2 位になり、2017 年に新規導入量は世界第 4 位であった。2017 年の時点で、日本の再エネ発電量比率は 15.6%になり、その内、太陽光発電比率は 5.7%になる一方、風力発電は 0.6%であった(松原弘直、2018)。

2018 年 7 月 3 日、日本の長期的なエネルギー計画政策方針を示す「第 5 次エネルギー基本計画」を閣議決定した。しかし、今回は 2015 年に策定した 2030 年電源構成目標を変えることはしなかった(経済産業省、2015)。図 2 に示すように、据え置かれた 2030 年目標は、液化天然ガス(LNG)火力が約 27%、石炭火力が約 26%、再エネが 22%から 24%、原子力が 20%から 22%、石油火力が約 3%である。再エネの内、水力が約 9%が含まれるため、太陽光、風力、地熱、バイオマスを合わせて 13%から 15%となる。

3. エネルギーシステム転換に向けた再エネ開発に直面する課題

日中エネルギーシステム転換に向けた再エネ開発に直面する課題は図3で簡潔に纏める。中国での再エネ開発は、過去 10 年間で大きな成果を遂げたが、適用規模の継続的な拡大に伴い、電力システムへの統合、技術革新、政策支援等の面で、様々な課題に直面している(ERI, 2017)。

電力システムへの統合は、様々な障害によって妨げられている。現在の再エネの開発目標は、実際の発電量ではなく発電容量に対して設定されているため、送電事業者に再エネを採用させる誘因は、ほとんど機能しない。火力発電所からの地方税収入が高いため、地方政府は、再エネより火力発電を好む場合がある。石炭火力設備を主体とする中国の電力供給システムは、ベースロードの供給に適しているが、地域間の送電網接続が十分に整備されていない。その結果、ピーク調整能力に限りがあり、太陽光及び風力エネルギーの大規模な活用が妨げられている。さらに、発電、送電、配電に多額の初期費用も必要になる(Wang et al., 2015)。

支援政策として、中国では 2006 年から実施された「再生可能エネルギー法」に基づき、「再生可能エネルギー固定電力価格と費用分担制度」を確立した。その後、陸上風力、太陽光、バイオマス、海上風力、太陽熱発電のベンチマーク価格、及び分散型太陽光発電補助政策が公布され、それぞれの再エネ技術の発展状況に応じて、調整が行われる。2011 年末に「再生可能エネルギー開発基金」が設立され、全国で再エネ付加金を徴収し、再エネ価格補助、送電網への接続費用及び独立した再エネ電源運営費補助として使われている。2006 年から 2011 年までには、国家発展改革委員会(NDRC: National Development and Reform Commission)が合計 8 回、累計 339 億元の再エネ電力価格補助を支給した。2012 年以降、再生可能エネルギー開発基金」から補助資金が発給されている。2012 年から 2015 年までの累計補助金額は 1,543 億元に達し、2016 年には約 690 億元を提供できる(ERI, 2017)。しかし、風力や太陽光発電などの再エネの設備容量と発電量の急速な増加に伴い、再エネ補助の資金需要は増加している。電力価格付加金は 2015 年末に 1.9 人民元セント/kWh に調整されたが、財政部は 2016 年末までに、補助資金が約 520 億元の不足分であると見積もっている。既存の政策が変わらない場合、資金不足は 今後 更に拡大するだろう(ERI, 2017)。

再エネ開発の他、中国での石炭消費の制限や原子力開発に関する不確実性等の課題もある。2017 年 1 月に発表された「エネルギー発展第十三次五カ年計画」では、2020 年に石炭消費比率を 58%以下に抑えること

を目標しているが、石炭のフェーズアウトに向けて中長期的な道筋は未定である。そして、石炭火力過剰容量の解消にも問題になる。近年、石炭火力発電設備の年間平均稼働時間は標準の 5,500 時間から減り続き、4,165 時間までに低下(Wang, 2017)。中国の原子力発電容量が、2014 年には 20 GW であった。原子力発電の大規模な展開は、放射性廃棄物の処理、国民の受容、熟練した人員の不足といった、多くの不確定要素に直面している。原子力が中国の低炭素エネルギー展開にどれだけ寄与できるかは、まだ不明確である。それでも中国では、原子力発電容量が、2020 年に 58 GW に達し、2050 年に 400 GW 以上に増やすことを目指している(CAE, 2011)。

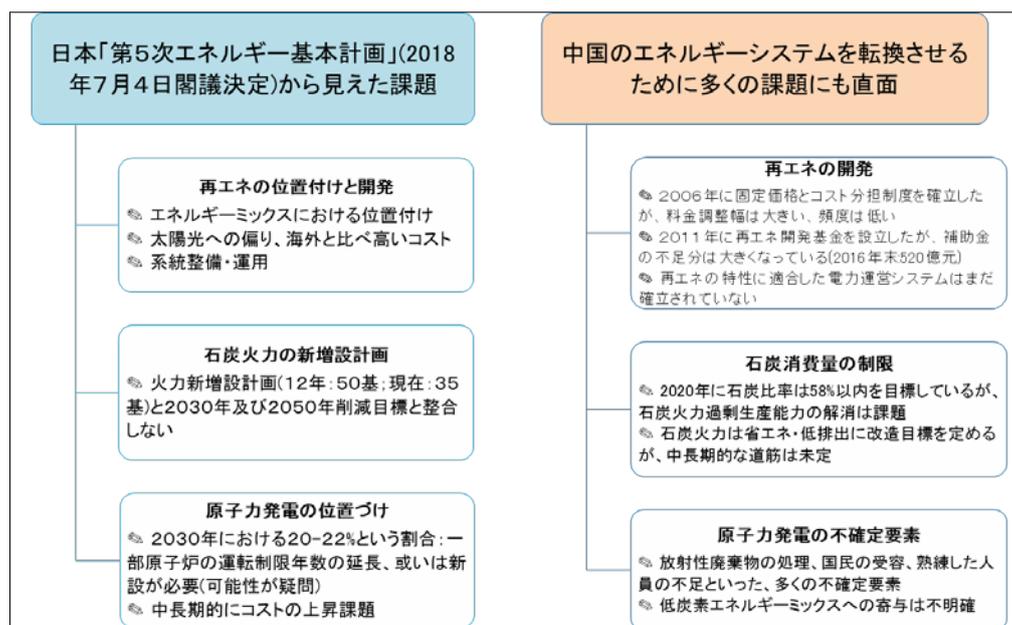


図 3: 日中エネルギーシステム転換に向けた再エネ開発に直面する課題(出所: 筆者が整理)。

日本では、設備の設置場所を確保できれば、より容易に導入できる太陽光発電が、再エネ電力のなかで優先的に利用されてきた。風力発電では、FIT 制度の開始と共に環境影響評価法の改正により、原則 7,500kW 以上の発電設備において環境影響評価が義務付けられる。そして、日本の風力発電所のコストは他の国と比べてかなり大きい。陸上風力発電の可能性が最も高い地域は、日本の電力消費センターから遠く離れており、送電とバランスは全国的なグリッドの分断と島の地形により複雑である。そして、より厳しい立地及び施工規則のために風力タービンの設置は困難であった(Mizuno, 2014)。上記の原因で、太陽光発電と比べると風力発電の導入量が低調になっている。実際に日本の風力発電の導入量が、世界主要国に比べて小さいことがわかる。その一方、日本の陸上と洋上を合わせた風力発電の利用可能量が、現在の国内総発電量の約 4.7 倍ものポテンシャルを持っている(株式会社エクス都市研究所等、2011)。日本においても、風力発電は再エネの主体となると考えられる。

前述のように、日本では、2012 年より FIT 制度を導入された以来、再エネ(太陽光発電中心)に設備導入量は急速に拡大してきた。2017 年 3 月末時点で再エネ設備容量は約 5,600 万 kW に達し、2012 年からの年平均伸び率は 26%に上昇した。その一方で、電力利用者の負担増や、設備が長期間稼働開始されない件数の増加等の問題もなって来た。例えば、再エネの買取金額は 2012 年度では 1,782 億円だが、太陽光発電の導入量の急増に伴い 2016 年度には 2 兆円を超えた。そのうち、約 67%に相当する 1.3 兆円は 10kW 以上の太

陽光発電である。2030年度の再エネの買取金額は、3.7～4兆円とも見通しされている。買取金額は、再エネ発電促進賦課金という形で電気料金に上乗せされることから、国民負担の増大につながっている(佐藤ら、2018)。これらの問題を解決するために、2017年4月からFIT制度を更新された。事前に事業計画を通して、再エネ発電事業の適切性を確認する同時に、電源ごとの中長期的な目標及び数年先の買取価格の設定を行う(資源エネルギー庁、2018)。

日本の再エネの発電コストは、他の主要国と比べると高いともいえる。将来的にコストの低減についても議論されている。例としては、2030年度までに10kW未満の住宅太陽光発電の価格は11円/kWh、10kW以上の非住宅太陽光発電は7円/kWh、陸上及び洋上風力発電ともに8～9円/kWhに抑える目標を掲げている。「第5次エネルギー基本計画」の中で、長期的に再エネが「主力電源化」という表現を新たに用いたものの、それに向けた道筋も示されていない。再エネを日本の主要電源となるまで導入させるためには、再エネのポテンシャルの大きい地域内の既存送電網及び地域間送電線の容量増強が求められる。既存送電網の最大限の活用や、蓄電池及び水素貯蔵技術を活用することが必要になる(佐藤ら、2018)。

日本のエネルギーシステムの脱炭素に向けて、もう一つ重要な課題は石炭火力の新增設問題である。石炭火力発電からの脱却が世界的な潮流となる中、日本では石炭火力発電の割合が2012年の31.0%から2016年の32.3%に増加した。現在、石炭火力が45GWを導入されているのに加え、約18GWを新增設する計画があり、そのうち、5GWは既に建設が始まっている(自然エネルギー財団、2018)。栗山・倉持(2015)は、石炭火力発電の新設及び更新計画が日本の気候変動中長期目標に与える影響を分析した。その結果、公表されている石炭火力発電整備追加の計画(18GWに及ぶ)が実行されれば、2030年の全電力による供給量の32%が石炭火力由来となる。長期的にGHG排出量を高止まりさせる「ロックイン効果」が生じる。現在の石炭火力新增設計画は、日本の電源構成及び排出削減目標とも整合性がとれていない。石炭火力のフェーズアウトのための政策について早急に議論を始める必要がある(自然エネルギー財団、2018)。

日本の2010年の「エネルギー基本計画」は、気候変動問題とエネルギー安全保障を論理的根拠として引用し、2030年までに新たな14基の原子炉の建設により、原子力の割合を2030年の総発電量の53%に増やすことを目指した。福島原発事故後、この計画は取り消された。最新の「第5次エネルギー基本計画」は、2030年に20から22%の電力を原子力発電に供給することが設定している。この目標は、新しい原子炉が建設されるか、既存の原子炉の一部が法的40年の稼働期間を延長することを前提としている(Cherp et al., 2017)。原発新增設を認めれば世論の反発を招きかねないので、この割合目標の実現可能性は疑問になっている。

4. 再エネに対する経済的受容性

多くの既存研究は、地域における再エネのさらなる拡大のために電力消費者が支払える経済的金額に焦点を当てた。このような推定には仮想評価法(CVM: Contingent valuation method)をよく応用される。入手可能な幾つかの文献に基づき纏めた表1に示すように、日本の家庭の再エネに対する支払い意欲(WTP: Willingness-to-pay)は、17米ドル/家庭・月と推定されたケースがある(Nomura and Akai, 2004)。Nakano et al. (2016)は日本の4都市における4,000人のエネルギー利用調査を行い、家庭当たり平均WTPの範囲が690円/月から1,669円/月の間を示唆している。決定要因に関して、性別はWTPに影響を与えない一方、世帯収

入、年齢及び教育レベルはWTPと正の相関関係を示している。知識の高い人々はより高いWTPを持つ傾向はあり、地域コミュニティ活動に参加することで、WTPを高まる傾向にあった。

中国での関連調査によれば、世帯所得、再エネに関する知識、教育水準は再エネへのWTPにプラスの関係をしているが、年齢と近隣の気候変動取り組みへの不参加に対する認識はWTPに負の影響を及ぼす(Liu et al., 2013)。地域によって差がありますが、中国の家庭の再エネに対するWTPは日本と比べて低いと言える。例えば、北京市の市民は2.7-3.3米ドル/家庭・月のWTPを受け入れられる(Guo et al., 2014)。Xie and Zhao (2018)によれば、天津市の家庭のWTPは4.73米ドル/家庭・月になっている。

表 1: 日中再エネに対する経済的受容性の比較(出所: 筆者が整理)

項目		日本	中国	
家庭	支払い意欲(WTP)水準	17 米ドル/家庭・月 ^[1]	2.7-3.3 米ドル/家庭・月 (北京市) ^[2]	
		690-1669 円/家庭・月 ^[3]	4.73 米ドル/家庭・月 (天津市) ^[4]	
	影響 要因 ^{[3],[5]}	家庭収入	+	+
		年齢	+	-
		再エネに関する知識	+	+
		教育レベル	+	NA
周囲不参加の認識		NA	-	
社会活動の参加傾向	+	NA		
産業 部門	負担可能なエネルギー費用の平均増 加率 ^[6]	鉄鋼: 1.5%; 食品加工: 2.0%; 電子機器: 2.6%; 化学: 3.1%	セメント: 7.7%; 鉄鋼: 8.8%; 化学: 9.9%	
出典: ^[1] Nomura and Akai (2004); ^[2] Guo et al. (2014); ^[3] Nakano et al. (2016); ^[4] Xie and Zhao (2018); ^[5] Liu et al. (2013); ^[6] Liu et al. (2014)。				

気候変動政策による両国の産業の負担可能なエネルギーコストの平均増加率は表 1 にリストされる。中国での調査は、エネルギー集約度の高い鉄鋼、セメント及び化学企業に焦点を当てた。日本の調査では、兵庫県に所在するエネルギー消費の多い企業を対象にしており、その半数が食品加工、化学、鉄鋼、電子機器セクターであった。日本の企業は、気候変動政策に起因するエネルギーコストの増加については、中国企業より遥かに敏感である。日本企業は平均 1.5%から 3.1%のエネルギーコストの上昇を受け入れるが、この割合は、中国企業間では 7.7%から 9.9%である(Liu et al., 2014)。

中国では、2006 年 6 月末から再エネ付加金が課せられ、当初の水準は 0.1 人民元セント/kWh だった。その後、再エネ発電の規模拡大に応じて 5 回に引き上げられた結果、2016 年から 1.9 人民元セント/kWh となった(図 4 に参照)。省(市、自治区)によって異なるが、家庭用電力付加金水準は 0 から 0.8 人民元セント/kWh までの範囲である。北京市发展改革委員会のデータによれば、数年前に同市 8 割の家庭の電力消費量は 230kWh/月以下であった(BJMP, 2012)。天津市電力会社の統計を見ても、9 割以上の家庭は月当たり電力使用量は 220kWh 未満であった(CPNN, 2013)。仮に家庭当たりの電力使用量は 250kWh/月、付加金水準は 0.8 人民元セント/kWh であった場合、再エネ付加金による家庭の負担増は 2.0 人民元/家庭・月になる。中国で産業用電力価格は地域及び電圧レベルによるが、平均で 0.5281-0.5772 人民元/kWh の範囲である(IPN,

2017)。2016年からの再エネ付加金の水準で簡単に計算すると、再エネの導入による負担増加率は3.3%–3.6%になる。単純に表1に示している数字と比べて見れば、中国での再エネ開発による経済的負担は家庭及び企業の受け入れる範囲内である。

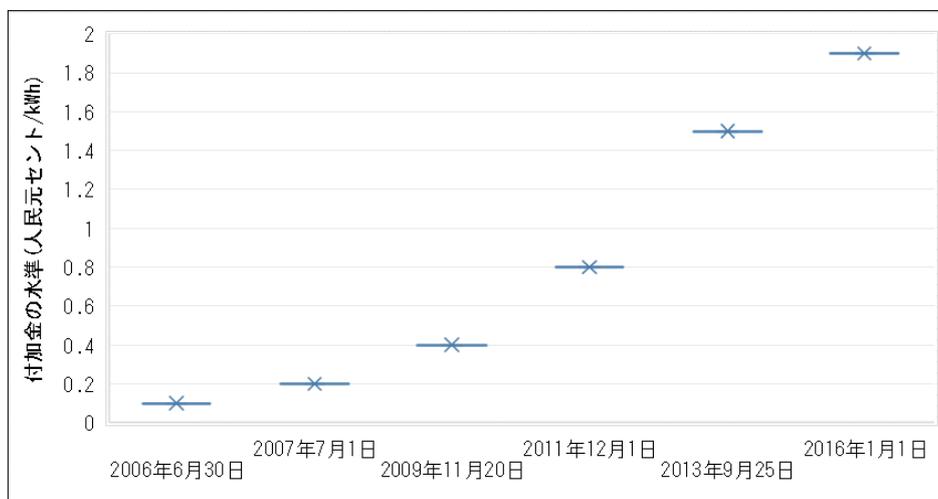


図4: 中国の再エネ付加金徴収水準の変遷(出所: ERI(2017)に基づき、筆者が作成)。

日本では、再エネの買取りに要する費用は、電気の使用量に応じた賦課金として、電気消費者に負担している。図5に示すように、経済産業省は2018年5月分からの電気料金に適用する賦課金の単価を新たに決定し、企業や家庭が利用する電力1kWhあたり賦課金の新単価は2.90円になる。前年度(2018年4月分まで)の単価は2.64円で、伸び率は約10%だった。標準家庭の電力使用量を月間300kWhとして計算すると、賦課金は月額で870円になり、年間では10,440円の負担増である。産業用電力価格は2016年度に15.62円/kWhであり、同年度再エネ賦課金の割合は14.4%になった(資源エネルギー庁、2017)。その意味で、日本の再エネ賦課金水準は家庭部門にとってまだ受容できる範囲内だが、産業界にとってはかなりの負担感と思われる。電力多消費事業者の国際競争力を維持するために、一定の基準を達成すれば賦課金の減免ができる。

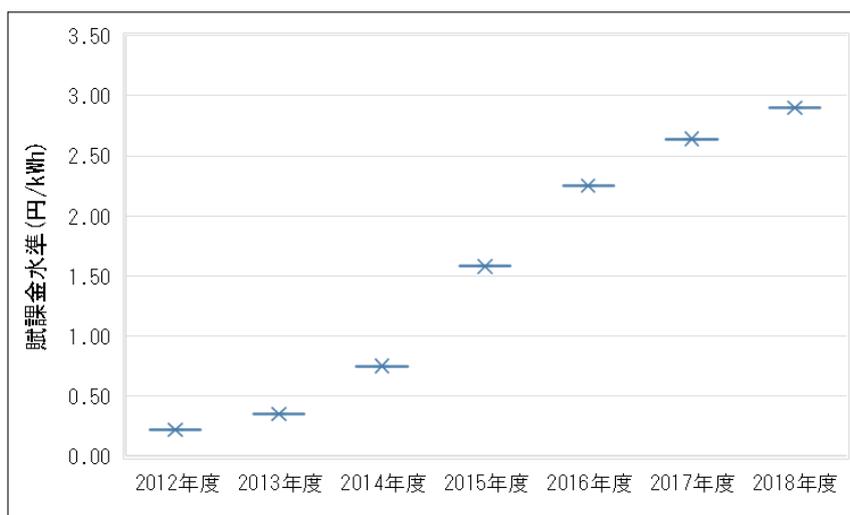


図5: 日本の再エネ賦課金水準の変遷(データの出所: 資源エネルギー庁)。

5. 再エネに関する技術革新の方向性と協力可能な分野

中国の再エネ普及では近年大きな成果を挙げたが、関連技術開発で立ち遅れている。例えば、中国の風力発電設備容量は過去数年間の内に急増し、風力タービン製造企業の国内市場シェアは半分を超える。しかし、世界の風力発電関連特許の大半は先進国の企業が所有し、中国での風力発電特許出願企業上位 4 社はすべて先進国の企業である。また、中国企業の出願総数は増え続けているが、発明特許率など、特許出願企業としての特性においてはまだまだ後れを取っている。そして、中国人民大学のエネルギー・気候経済プログラム(PECE: Program of Energy and Climate Economics)により、エネルギー関連の超々臨界発電、再エネ技術、高性能純電気自動車をはじめとする主要な低炭素技術を 20 以上特定した国内外の技術開発状況を比較する結果、中国はこれらの中核技術で先進国に大きく立ち遅れていると結論もづけられた(TERI and NCSC et al., 2016)。

2016 年 3 月、NDRC と国家エネルギー局(NEA: National Energy Administration)は共同で、「エネルギー技術革命革新行動計画(2016~2030 年)」を発表した。米国、日本、欧州をはじめとする諸外国と国内のエネルギー技術開発動向の分析及び中国のエネルギー技術の戦略的ニーズに基き、中国におけるエネルギー技術の開発目標、開発の主要課題と対策を明確にする。全体目標としては、2020 年までにエネルギー技術の自主革新能力の大幅な向上である。海外のエネルギー技術、設備、中核部品・材料への依存度を大幅に減少させ、中国のエネルギー産業の国際競争力を大幅に向上させる。2030 年までに、中国のエネルギー技術は国際的に先進レベルに達すると見込まれる。本行動計画では、表 2 に記載する 13 種類の再エネを含めた関連技術が重視される(NDRC and NEA, 2016)。その中で、中国のエネルギー構造を中期的に見通しによる重要性の高い「クリーンで効率の良い石炭利用技術」や「省エネ及びエネルギー効率化技術」が含まれる。再エネに関しては、「高効率太陽エネルギー利用技術」、「大型風力発電技術」及び「バイオマス、海洋、地熱エネルギー利用技術」を挙げている。

日本では、現状の GHG 削減努力の延長でなく、今までの技術とは非連続的な技術も含めて、抜本的な削減を実現できるイノベーションを創出することが不可欠であると認識される。2016 年 4 月 19 日に「エネルギー・環境イノベーション戦略」、いわゆる NESTI2050 (National Energy and Environment Strategy and Technological Innovation towards 2050)を発表された(総合科学技術・イノベーション会議、2016)。研究開発をより重点的かつ集中的に進めていくべき技術を特定し、それぞれの克服すべき技術課題を明らかにしたうえで、研究開発の推進体制の在り方を示している。技術対象を特定するためには、ア) これまでの延長線の取組ではなく、非連続的でインパクトの大きい革新的な技術、イ)大規模の導入が可能で、排出削減ポテンシャルが十分大きい技術、ウ)実用化まで中長期を要し、開発リスクが高く産学官の総力を結集すべき技術、エ)日本が先導できる、優位性を発揮し得る技術等四つの原則としている。NESTI2050 に書かれた再エネを含めたエネルギーシステム関連技術は表 2 にリストされる。その中で、再エネ活用に関連する具体的な技術事例を挙げて見る。一つは新材料・新構造で、全く新しい次世代太陽光発電技術であり、現在普及している太陽光発電の 2 倍以上の変換効率及び基幹電源並みの発電コスト(7円/kWh)以下を目指している。もう一つは次世代蓄電池である。現在の 10 分の 1 以下のコストで 7 倍以上のエネルギー密度を実現し、1 回の充電で自動車の走行距離 700km 以上を可能とする共に、低コストで安全性の高い定置用蓄電池の拡大により再エネの導入を促進する(総合科学技術・イノベーション会議、2016)。

表 2: 日中再エネに関する技術革新の方向性の比較(出所:筆者が整理)

技術分類		中国「エネルギー技術革命創新行動計画(2016-2030)」記載された関連技術	日本「エネルギー・環境イノベーション戦略」の概要(2016)に書かれた関連技術
エネルギーシステム統合技術		<ul style="list-style-type: none"> ○ エネルギーインターネット技術 ○ スマートグリッドの主要技術 	<ul style="list-style-type: none"> ● ICTによりエネルギーのネットワーク化し、デマンドレスポンス(DR)を含めてシステムの最適化 ● AI、ビッグデータ、IoT等の活用
システムを構成するコア技術			<ul style="list-style-type: none"> ● 次世代パワーエレ ● 革新的センサー ● 多目的超電導
分野別	省エネ	<ul style="list-style-type: none"> ○ クリーンで効率の良い石炭利用技術 ○ 省エネ及びエネルギー効率化技術 	<ul style="list-style-type: none"> ● 革新的生産プロセス ● 超軽量・耐熱構造材料
	蓄エネ	<ul style="list-style-type: none"> ○ 水素燃料電池 ○ 先進エネルギー貯蔵技術 	<ul style="list-style-type: none"> ● 次世代蓄電池 ● 水素等製造・貯蔵・利用
	創エネ	<ul style="list-style-type: none"> ○ 高効率太陽エネルギー利用技術 ○ 大型風力発電技術 ○ バイオマス、海洋、地熱エネルギー利用技術 ○ 先進原子力発電技術 ○ 使用済燃料再処理技術及び高レベル放射性廃棄物処理処分技術 ○ 高効率ガスタービン 	<ul style="list-style-type: none"> ● 次世代太陽光発電 ● 次世代地熱発電
	CO ₂ 固定化・有効利用	<ul style="list-style-type: none"> ○ CO₂回収・利用・貯留技術 	<ul style="list-style-type: none"> ● 排ガスからCO₂を分離回収、化学や炭化水素燃料の原料へ転換・利用

前述したように、中国での太陽光や風力発電の導入は世界一になった。大型のメガソーラーや風力発電分野において、中国の技術力は徐々に高くなって来た。それにしても、再エネの導入増加に伴い、不安定な再エネにより引き起こされた急激な電気出力変動、余剰電力の発生などへの対応は課題になっている。蓄電池の活用、再エネの出力抑制、逆潮流対策において、日本の技術は先端であり、広く適用される余地がある。また、日本では再エネと省エネ機器やコージェネレーション設備の組み合わせで、スマート住宅、ゼロエミッション建築、分散型エネルギーシステム等付加価値の高いシステム的な技術の開発に成功した。これらの技術システムは中長期的に見ても、高い競争力を期待できる(王テン、2016)。

6. 今後の展望

気候変動への対応は、中国にとってより良い成長、環境及びエネルギーインフラにおける社会的・経済的な目標を達成するための機会として捉えられている。中国の低炭素発展への道筋は、段階ごとの明確な目標と、優先的行動のロードマップを持つべきである(Wang, 2009)。中国は2050年までの長期GHG削減目標をまだ

定めていないですが、2030 年前後に GHG 排出量をピークに達するために新たなエネルギー需要は主に非化石エネルギーによって供給しなければならない。中国のエネルギー需要見通しを考えると、2030 年までに年間非化石電力容量は 6 千万 kW 増、年間発電量はおよそ 2,500 億 kWh 増になる。累積で、2030 年までに中国国内の太陽光発電市場規模は 3 億 kW、風力発電は 4 億 kW と予測され、関連投資金額は 11.3 兆元を必要になる。再エネ及びそのスマートソリューションの提供を含めた低炭素領域の雇用は 6,300 万人に達し、国の新興産業に成り得る。そして、GHG 排出量ピークの実現は、中国の大気質の改善にも大きく貢献でき、2030 年に PM2.5 等の大気汚染物質は 2010 年と比べておよそ 8 割減らせる(Li, 2018)。

日本は 2050 年に GHG 排出量を 80%削減に目指しており、抜本的排出削減を可能とする革新的技術の開発、普及等を最大限に追求しなければならない。再エネ、CCS 付き火力、原子力等の低炭素電源は発電総量の 9 割以上を供給になる。高効率の太陽光発電、普及ポテンシャルの大きい風力、安定な水力、地熱、バイオマス等の資源が最大限利用される。再エネの大量導入によるコストの低減になり、関連産業が価格競争力を有し、地方に安定的な雇用が創出され、GDP に占める割合も増加になる(中央環境審議会地球環境部会、2017)。

謝辞

本稿は、2018 年 9 月 7 日に東京で開催された「第二回日中新エネルギー開発ビジネスセミナー」における筆者の報告内容をもとにしている。原稿をコメント・修正して下さった IGES 気候変動とエネルギー領域ディレクター水野勇史氏に記して感謝する。

参考文献

BJMP (Beijing Morning Post), 2012. Hearing of two proposals for the classification of tiered electricity prices in Beijing (In Chinese), April 27, 2012.

Bointner, R., 2014. Innovation in the energy sector: Lessons learnt from R & D expenditures and patents in selected IEA countries. *Energy Policy* 73, 733–747.

CAE (Chinese Academy of Engineering), 2011. China's energy development strategy in medium and long term (2030, 2050). Beijing: Science Press.

Cherp, A., Vinichenko, V., Jewell, J., Suzuki, M., Antal, M., 2017. Comparing electricity transitions: A historical analysis of nuclear, wind and solar power in Germany and Japan. *Energy Policy* 101(2017), 612–628.

CPNN (China Power News Network), 2013. Residential electricity use was decreased by 3.09% in the first half year since the implementation of tiered electricity prices in Tianjin, August 26, 2013.

ERI (Energy Research Institute, National Development and Reform Commission), 2017. Analysis of Reform Direction of Renewable Electricity Price (In Chinese), Research Report, March, 2017.

Guo, X., Liu, H., Mao, X., Jin, J., Chen, D., Cheng, S., 2014. Willingness to pay for renewable electricity: A contingent valuation study in Beijing, China. *Energy Policy* 68, 340–347.

Huang, X.N., 2018. Status and Future Development of China's Clean Coal-fired Power. Presentation at the 27th Clean Coal Day International Conference, Tokyo, Japan, September 10–11, 2018.

IEA (International Energy Agency), 2018. Global Energy & CO₂ Status Report 2017. March, 2018. Available at: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GECO2017.pdf>. (Accessed on September 26, 2018)

IPN (International Power Network), 2017. Inventory and ranking of electricity prices of all provinces across the country, November 14, 2017. Available at: <http://power.in-en.com/html/power-2283111.shtml>. (Accessed on September 16, 2018)

株式会社エックス都市研究所等 (2011)「平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」、平成 23 年 3 月。 <https://www.env.go.jp/earth/report/h23-03/full.pdf> (参照:2018-09-20).

経済産業省 (2015)「長期エネルギー需給見通し」、平成 27 年 7 月。
http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004_2.pdf (参照:2018-09-18).

国家エネルギー局 (2018)「2017 年に新設された太陽光発電能力は 5,306 万 kW で、再生可能エネルギーの中で第 1 位であった(中国語)」。2018 年 1 月 24 日。 http://www.nea.gov.cn/2018-01/24/c_136920159.htm (参照:2018-09-19)

栗山昭久・倉持壮(2015)「増加する石炭火力発電所が日本の中長期削減目標に与える影響」『IGES Working Paper』第 1503 号、2015 年 5 月(2015 年 11 月改訂)。

Li, J.F., 2018. Global Climate Change Countermeasures and China's Medium and Long-term Low Carbon Transition (In Chinese), Presentation document, March 8, 2018.

Liu, W.L., Wang, C., Mol, A.P.J., 2013. Rural public acceptance of renewable energy deployment: The case of Shandong in China. *Applied energy* 102, 1187-1196.

Liu, X.B., Suk, S.H., Yamamoto, R., 2014. The Feasibility of Pricing of Carbon Emissions in Three Northeast Asian Countries: Japan, China and the Republic of Korea. IGES Policy Brief, No.29, April, 2014.

松原弘直 (2018)「日本でも拡大する自然エネルギー100%のトレンド」、発表 PPT 資料、CAN-Japan 国際セミナー、2018 年 8 月 22 日。

Mizuno, E., 2014. Overview of wind energy policy and development in Japan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 40, 999-1018.

Nakano, R., Zusman, E., Lee, S.Y., 2016. Determinants of Willing to Pay (WTP) for Renewable Energy in Post-Fukushima Japan: Results of Ordinal Multinomial Logit and Tobit Regression Models. IGES Working Paper, March, 2016.

NBS (National Bureau of Statistics), 2017. 2017 China Statistical Yearbook (In Chinese). Available at: <http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2017/indexch.htm>. (Accessed on September 16, 2018)

NDRC (National Development and Reform Commission) and NEA (National Energy Administration), 2016. Energy Technology Renovation and Innovation Action Plan (2016-2030) (In Chinese), March, 2016.

Nomura, N., Akai, M., 2004. Willingness to pay for green electricity in Japan as estimated through contingent valuation method. *Applied Energy* 78, 453-463.

佐藤貴文・古林知哉・蓮見知弘 (2018)「再生可能エネルギーの現状と将来—再生可能エネルギーの導入による経済分析の視点から」『みずほ情報総研レポート』2018 年第 15 巻。

資源エネルギー庁 (2017)「電力小売全面自由化の進捗状況」、2017 年 7 月 7 日。
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denryoku_gas/denryoku_gas_kihon/pdf/004_03_00.pdf (参照:2018-09-18).

- 資源エネルギー庁 (2018) 「再生可能エネルギー固定価格買取制度ガイドブック(2018 年度版)」
http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/data/kaitori/2018_fit.pdf (参照:2018-09-18).
- 自然エネルギー財団 (2018) 「パリ協定に基づく日本の石炭火力フェーズアウト:政策決定者と投資家への示唆(概要版)」、2018 年 5 月。
https://www.renewable-ei.org/activities/reports/img/pdf/20180529/ExecutiveSummary_CoalPhaseOutJapan_180529.pdf (参照:2018-09-20).
- 総合科学技術・イノベーション会議 (2016) 「エネルギー・環境イノベーション戦略(NESTI2050)」、2016 年 4 月 19 日。
<http://www8.cao.go.jp/cstp/nesti/honbun.pdf> (参照:2018-09-20).
- 王テン (2016) 「パリ協定に向けた中国の取り組みと日本が協力可能な分野」 『JRI レビュー2016』 第 9 巻第 39 号, 44-57 頁.
- TERI (The Energy and Resources Institute, India) and NCSC (National Centre for Climate Change Strategy and International Cooperation, China), et al., 2016. Low Carbon Development in China and India: Issues and Strategies. New Delhi: TERI Press.
- 中央環境審議会地球環境部会 (2017) 「長期低炭素ビジョン」 <https://www.env.go.jp/press/103822/105478.pdf> (参照:2018-09-03).
- UN Climate Change, 2018. China Meets 2020 Carbon Target Three Years Ahead of Schedule, March 28, 2018.
<https://unfccc.int/news/china-meets-2020-carbon-target-three-years-ahead-of-schedule>. (Accessed on September 27, 2018)
- Wang, C., Yang, Y., Zhang, J.J., 2015. China's sectoral strategies in energy conservation and carbon mitigation. Climate Policy 15(S1), S60-S80.
- Wang, Y., 2009. A low carbon development strategy with Chinese characteristics. Bulletin of the Chinese Academy of Sciences 23(4), 240-243.
- Wang, Z.X., 2017. Understanding of the overcapacity problem of coal-fired power generation. Available at:
<https://www.china5e.com/energy/news-999241-1.html>. (Accessed on September 28, 2018)
- Xie, B.C., Zhao, W., 2018. Willingness to pay for green electricity in Tianjin, China: Based on contingent valuation method. Energy Policy 114(C), 98-107.
- 全国地球温暖化防止活動推進センター (2018) 「日本の現状」 http://www.jccca.org/trend_japan/state (参照:2018-09-27).



公益財団法人 地球環境戦略研究機関 (IGES)

気候変動とエネルギー領域

〒240-0115 神奈川県三浦郡葉山町上山口 2108-11

Tel: 046-855-3700 (代表), 046-855-3810 (担当者直通)

Fax: 046-855-3809

E-mail: ce-info@iges.or.jp

URL: www.iges.or.jp

この出版物の内容は執筆者の見解であり、IGESの見解を述べたものではありません。

©2018 Institute for Global Environmental Strategies. All rights reserved.