

1.2.7 米国（総論）

(1) 連邦政府の政策の概観

1) 連邦政府による再生可能エネルギー促進の契機¹⁹⁶¹⁹⁷

米国において、再生可能エネルギー利用促進の契機となった法律は、1978年に国家エネルギー法の一部として制定された公益事業規制政策法（PURPA：Public Utility Regulatory Policy Act）である。

PURPA 第 210 条では、規制当局の定めた特定の基準を満たす小規模再生可能エネルギー及びコージェネを認定施設（QF：Qualifying Facility）として定め、QFによって発電された電気を電力会社が回避可能原価（Avoided Cost）で買い取ることが義務付けられた。これは、その後の固定価格買取制度（Feed-in Tariff: FIT）のモデルと言われている。

1980年代当初は、認定施設（QF）の活用が、米国の再生可能エネルギーの導入拡大をもたらした。しかし、その後、1980年代後半からの卸売電力市場の規制緩和と矛盾することから、PURPAは、2005年エネルギー政策法（Energy Policy Act of 2005）によって改正されることとなった。当該改正によって、地域内の認定施設（QF）が競争的卸電力市場に差別なくアクセスできる場合には、電力会社は、認定施設（QF）からの電力買取義務を免除されることになった。

近時は、競争的卸電力市場が形成されていない米国北西部や南東部を中心に、認定施設（QF）が増加している。これは、再生可能エネルギー利用割合基準（詳細は(3)1参照）を導入した州では再生可能エネルギーの新規導入の余地が乏しいため、開発業者が新たな市場を求めていることが背景にある。

2) 近年の連邦政府の政策方針（トランプ政権誕生とパリ協定脱退）

オバマ政権は、2009年初めから風力・太陽光といった再生可能エネルギーの利用促進や環境関連技術への投資を、景気回復・雇用創出の柱の一つとして位置づけるために、グリーン・ニューディール政策を掲げた。さらに、風力・太陽光に加えて原子力・天然ガス・クリーンコールを含み、総称してクリーンエネルギーと呼ぶようになり、2035年までに国内供給電力の80%をクリーンエネルギーにより達成するという目標も設定された。

その後、第二期オバマ政権におけるエネルギーの基本方針は、グリーン・ニューディール政策から、全方位的エネルギー戦略（All-of-the-above Energy Strategy）に変わり、国内で利用可能なあらゆるエネルギー資源を活用してエネルギー自給率を高め、海外から輸入する石油の依存を軽減していく方向を目指してきた。

この方向性は、2017年1月に誕生したトランプ政権により、大幅な見直しが進められている。トランプ政権は、大統領選挙期間中より、パリ協定からの脱退をはじめとしたエネルギー・環境政策の大幅な見直しを公約に掲げていた。2017年3月28日、トランプ大統領は、

¹⁹⁶ 飯沼芳樹、「米国の再生可能エネルギーの導入状況と開発促進政策」植田和弘・山家公雄編『再生可能エネルギー政策の国際比較』181-182頁、2017

¹⁹⁷ Utility Dive ウェブサイト、<http://www.utilitydive.com/news/purpas-puzzle-ferc-workshop-revisits-1978-law-embattled-as-ever/423005/>、2017年12月22日取得

「エネルギー独立・経済成長推進のための大統領令 (Presidential Executive Order on Promoting Energy Independence and Economic Growth)」に署名した¹⁹⁸。この大統領令では、表 1-102 のとおり、前オバマ政権のエネルギー・気候変動関連の国内対策に関する大統領令等を撤回する内容が含まれている。

表 1-102 米国：2017 年 3 月のエネルギー政策（発電分野）に関する大統領令の主な項目

- 安全で効率的な国内エネルギー資源の障壁となる全省庁の行動の見直し。
 - ✓ 全省庁に対し 180 日以内に国内エネルギー生産の障壁になっている規制、政策、ガイダンス等を洗い出し、法律で義務付けられていないものの中断・見直し・撤回に関する報告書の完成を指示
- 前政権のエネルギー・気候変動関連の大統領令、大統領覚書、報告、規制を撤回。
 - ✓ 気候変動のインパクトに関する大統領令（2013 年 11 月）
 - ✓ 発電部門の炭素汚染基準に関する大統領覚書（2013 年 6 月）
 - ✓ 自然資源への緩和のインパクトに関する大統領覚書（2015 年 11 月）
 - ✓ 気候変動と国家安全保障に関する大統領覚書（2016 年 9 月）
 - ✓ 大統領気候行動計画（2013 年 6 月）
 - ✓ メタン排出抑制に関する気候行動戦略（2014 年 3 月）
- 連邦機関に対し国家環境政策法（National Environmental Policy Act）に基づく許認可レビューを行う際、気候変動への影響を考慮することを命じたホワイトハウス環境評議会（CEQ：Council on Environmental Quality）のガイダンス（2016 年 8 月）の撤回。
- EPA のクリーンパワープラン（2015 年 10 月）の中断・見直し・撤回。
 - ✓ 大気浄化法 111 条 d 項に基づく既設石炭火力への規制の見直し
 - ✓ 大気浄化法 111 条 b 項に基づく既設石炭火力への規制の見直し
 - ✓ 司法長官に対し、クリーンパワープランに関する係争中の訴訟につき、裁判所に訴訟の中断・遅延その他の措置を求めることを指示

出所) The White House ウェブサイト、<https://www.whitehouse.gov/presidential-actions/presidential-executive-order-promoting-energy-independence-economic-growth/>（2018 年 2 月 14 日取得）より作成

その後、2017 年 6 月 1 日に、トランプ大統領は、パリ協定を脱退する方針を表明した¹⁹⁹。

¹⁹⁸ The White House ウェブサイト、<https://www.whitehouse.gov/briefings-statements/president-trumps-energy-independence-policy/>（2018 年 2 月 14 日取得）

¹⁹⁹ The White House ウェブサイト、<https://www.whitehouse.gov/articles/president-trump-announces-u-s-withdrawal-paris-climate-accord/>（2018 年 2 月 14 日取得）

3) 連邦政府の気候変動に関する政策動向（トランプ政権による方針転換）

a. クリーンパワープラン

オバマ政権では 2009 年以降、包括的な気候変動法案の制定を目指してきたが、野党の反対もあり制定には至らなかった。そこで、大統領の権限の範囲内で実施可能な政策を打ち出すこととし、大気浄化法（Clean Air Act）に基づき、温室効果ガス削減に向けて取り組むようになった。

2013 年 6 月、オバマ政権は気候変動行動計画（Climate Action Plan）を発表した。この行動計画自体には法的拘束力はないものの、国内の CO₂ 排出削減、再生可能エネルギーの導入、エネルギー効率性の増加、国際的な気候変動対策への協力等に関する定めが盛り込まれている。

2015 年 8 月、オバマ大統領と連邦環境保護庁（EPA）は、気候変動行動計画を受け、既設及び新規火力発電所からの CO₂ 排出規制の規則となるクリーンパワープラン（CPP：Clean Power Plan）を発表した。ただし、2016 年 2 月の連邦最高裁判所決定により、クリーンパワープランの合法性について最終的な判断が下されるまでは、執行が停止されている。また、クリーンパワープランでは、各州の CO₂ 排出削減目標は示されているが、目標達成に向けた各州の具体的な計画は、それぞれの電源構成状況を踏まえて州毎に策定することとされていた。

トランプ政権は、クリーンパワープランについても 2017 年 3 月の大統領令で中断・見直し・撤回の方針を打ち出した（表 1-102 参照）。2017 年 10 月 10 日付の報道によると、同日、EPA の Scott Pruitt 長官が、オバマ前政権が電力セクターにおける二酸化炭素排出削減を目的に導入したクリーンパワープランを廃止する提案に署名した²⁰⁰。その後、2018 年 1 月 16 日を期限として、廃案に対する意見募集が行われたが、廃案に関して口頭で証言する機会を 1 ヶ所以上で追加して欲しいという意見が多数寄せられた。そのため、EPA は、2018 年 1 月 11 日に、2018 年 2 月から 3 月にかけてミズーリ州、カリフォルニア州、ワイオミング州で公聴会を開催すること、廃案に関する意見募集を 2018 年 4 月 26 日まで延長して行うことを公表した²⁰¹。

b. 温暖化長期戦略

パリ協定では、全ての締約国は、温室効果ガスの長期低排出戦略を作成し、気候変動枠組条約事務局に提出するよう努力すべきであるとされている。ホワイトハウスはオバマ政権下の 2016 年 11 月、国連気候変動枠組条約第 22 回締約国会議（COP22）の開催に合わせて、このパリ協定に基づく温暖化長期戦略として、「米国 大幅な脱炭素に向けた長期戦略（United States Mid-Century Strategy for Deep Decarbonization）」を発表した。この長期戦略では、温室効果ガス排出量を 2050 年に 2005 年比で 80%以上削減する目標が掲げられている。目標達成のための重要なテーマとして提示されている 3 分野と主な取組は表 1-103 のとお

²⁰⁰ 米国環境保護庁ウェブサイト <https://www.epa.gov/newsreleases/epa-takes-another-step-advance-president-trumps-america-first-strategy-proposes-repeal>（2017 年 12 月 22 日取得）

²⁰¹ 米国環境保護庁ウェブサイト <https://www.epa.gov/newsreleases/epa-schedules-three-listening-sessions-proposed-repeal-clean-power-plan>（2018 年 1 月 19 日取得）

り、「低炭素なエネルギーシステムへの転換」についてはセクター別の取組事項が記載されている。

表 1-103 米国：長期温暖化戦略で重要なテーマとして掲げる 3 分野と主な取組

| | |
|--|--|
| 低炭素なエネルギーシステムへの転換 | 輸送、建物、産業セクターにおけるエネルギー消費削減、電力システムの低炭素化、クリーン電力・低炭素燃料の有効利用 |
| 森林等やCO ₂ 除去技術を用いたCO ₂ 隔離 | 米国の土地に貯留・隔離されたCO ₂ 量の拡大、バイオ燃料CO ₂ 回収貯留(BECCS)等のCO ₂ 除去技術の有効利用 |
| CO ₂ 以外の温室効果ガス削減 | 主に化石燃料の製造、農業、廃棄物、冷却剤により排出されるメタン、亜酸化窒素、フッ素化ガス等の削減 |

出所) "United States Mid-Century Strategy for Deep Decarbonization" 2016 より作成

2)で上述のとおり、2017年6月1日に、トランプ大統領はパリ協定からの脱退を表明した。脱退を表明した際の演説では、2016年9月に米国が気候変動枠組条約事務局に対して提出済みの「自国が決定する貢献(NDC: nationally determined contribution)」の実施を含めて、パリ協定の実施を止めることを宣言したが、長期温暖化戦略の扱いについての言及はなかった²⁰²。

4) 連邦全体における自主的な取組の活発化

a. 州による米国気候同盟

2017年6月1日にトランプ大統領がパリ協定からの離脱を表明した2017年6月1日、ワシントン州、ニューヨーク州、カリフォルニア州の知事が中心となり、パリ協定の遵守を確約する米国気候同盟(United States Climate Alliance)を結成した²⁰³。この同盟に法的拘束力はないが、パリ協定を遵守し、温室効果ガス排出削減目標をコミットする超党派の連合である。同盟の原則は、表 1-104 のとおり。

表 1-104 米国：米国気候同盟の原則

| |
|---|
| <p>気候変動のリーダーであり続ける： 同盟加盟州は、気候変動が環境、住民、コミュニティおよび経済への深刻な脅威となっていることを認識する。</p> <p>州レベルの気候行動は、経済に便益を与え、コミュニティを強化する： 同盟加盟州は、大気汚染を削減し、公衆衛生を改善し、強靱なコミュニティを構築しつつ、クリーンエネルギー経済を成長させ、雇用を創出する。</p> |
|---|

²⁰² The White House ウェブサイト、<https://www.whitehouse.gov/briefings-statements/statement-president-trump-paris-climate-accord/> (2018年2月14日取得)

²⁰³ カリフォルニア州知事ウェブサイト、<https://www.gov.ca.gov/news.php?id=19818> (2018年1月16日取得)

意欲的な気候行動は達成可能であるということを米国内および世界に提示する:

パリ協定から離脱するという米国連邦政府の決定にもかかわらず、同盟加盟州は国際協定の支持を確約し、目標に向け前進するために積極的な気候行動を追求する。

出所) 米国気候同盟ウェブサイト (<https://www.usclimatealliance.org>) より作成 (2017年12月22日取得)

米国気候同盟に参加しているのは、カリフォルニア、ニューヨーク、ワシントン、コネチカット、ロードアイランド、マサチューセッツ、バーモント、オレゴン、ハワイ、バージニア、ミネソタ、デラウェア、コロラド、ノースカロライナ 14州とプエルトリコであり、これらの地域を合計すると米国人口の36%、GDPの7兆ドルを占めている²⁰⁴。

b. グリーン電力購入の拡大

米国では、企業をはじめとして、自主的なグリーン電力購入の動きが加速している。

(3)1)で後述する再生可能エネルギー利用割合基準 (RPS) により電力会社に一定比率の再生可能エネルギー電力の導入が義務付けされている州の多くでは、再生可能エネルギー電力証書 (Renewable Energy Certificates REC) による義務履行が認められており、規制市場において REC が取引されている。他方、米国での卸電力事業者が自主的に購入する再生可能電力であるグリーン電力は、任意市場において、やはり REC を通じて取引されている²⁰⁵。

グリーン電力任意市場では、公益電気事業者グリーン料金プログラム、公益電気事業者再生可能契約、競争市場の供給事業者、分離販売再生可能エネルギー証書 (Unbundled REC)、コミュニティチョイスアグリゲーション (CCA)、買電契約 (PPA)、およびコミュニティソーラーの7種類のグリーン電力調達メカニズムが存在する。

国立再生可能エネルギー研究所 (NREL: The National Renewable Energy Laboratory) の報告書²⁰⁶によると、2016年には全米で約630万の電力需要家が約9,500万MWhのグリーン電力を調達した(表1-105)。2015年比で需要家数は45%、電力販売量は19%増加したこととなる。分離販売再生可能エネルギー証書 (Unbundled REC) の販売量が全体の約50%を占めているが、これは企業等の大規模需要家が、自ら設定した再生可能エネルギー導入目標や持続可能性目標を達成することを目的として再生可能エネルギー電力への切替を進めているためである。2014年には、事業活動に伴うエネルギー(消費電力)を100%再生可能エネルギーとすることを目指す「RE100」という企業連合が立ち上げられた。2018年2月14日時点で125社がこのイニシアティブに参画しているが、その中にはApple、Bank of America、Citi、GM、Google、Microsoft、Walmartなどの大手米国企業が含まれている²⁰⁷。

グリーン電力任意市場は、大規模水力発電を除いた米国の再生可能電力販売量の電力量ベースで約28%を占めている。

²⁰⁴ 米国気候同盟ウェブサイト、<https://www.usclimatealliance.org> (2017年12月22日取得)

²⁰⁵ 米国環境保護庁ウェブサイト、<https://www.epa.gov/greenpower/us-renewable-electricity-market> (2018年2月20日取得)

²⁰⁶ NREL, “Status and Trends in the U.S. Voluntary Green Power Market (2016 Data)” 2017

²⁰⁷ RE100 ウェブサイト、<http://there100.org/companies> (2018年2月14日取得)

表 1-105 米国：全米のグリーン電力任意市場販売量、参加需要家数（2016 年）

| グリーン電力オプション | 販売量 (MWh) | 参加需要家数 |
|--|-------------------|------------------|
| 公益電気事業者グリーン料金 小売電力市場が自由化されていない地域の需要家が、公益事業者から追加電力料金を支払い毎月グリーン電力を購入 | 8,012,000 | 816,000 |
| 公益電気事業者再生可能電気契約 需要家が、長期の特別料金または相対契約で、電力会社を通して新規再生可能エネルギー発電者からグリーン電力を購入 | 2,930,000 | 9 |
| 競争市場における供給事業者 小売電力市場が自由化された地域の需要家が、グリーン電力を供給する小売事業者を選択してグリーン電力を購入 | 16,047,000 | 2,011,000 |
| 分離販売再生可能エネルギー証書 (Unbundled REC) 需要家が再生可能エネルギー供給事業者（通常、発電事業者ではなく第 3 者である REC 販売事業者）から、電力購入とは別に、再生可能エネルギー証書のみを購入 | 51,800,000 | 108,000 |
| コミュニティチョイスアグリゲーション (CCA) コミュニティ全体が共同購入者となり、小売事業者からグリーン電力を購入 | 8,738,000 | 3,3336,000 |
| 売電契約 (PPA) 需要家（住宅部門以外）が、遠隔地の再生可能エネルギー発電事業者との長期契約により、グリーン電力を購入 | 7,891,000 | 210 |
| コミュニティソーラー 電力会社または第 3 者のデベロッパーが遠隔地のメガソーラー発電所を共同開発し、コミュニティソーラープログラムに参加する需要家にグリーン電力を販売する。顧客は定額で購入したグリーン電力に対しクレジットを受取ることができる。 | 258,000 | 23,000 |
| 合計 | 95,450,000 | 6,276,000 |

出所) NREL, “Status and Trends in the U.S. Voluntary Green Power Market (2016 Data)” 2017 より作成

(2) 連邦政府による再生可能エネルギーへの支援施策

米国では、連邦政府による再生可能エネルギーの生産・消費に関する包括的な法律は制定されていない。しかし、連邦政府・州政府は、税制優遇措置（Tax Credit）、融資（Loan）、補助金（Grant）等の様々な再生可能エネルギー導入支援策を講じてきた。

本節では、連邦政府による再生可能エネルギー導入支援のための主な施策の概要を紹介する（なお、州政府の施策については、次節 3)を参照）。

1) 税制優遇措置²⁰⁸

連邦政府では、発電税額控除（PTC：Renewable Electricity Production Tax Credit）や、再生

²⁰⁸ 飯沼芳樹, 「米国の再生可能エネルギーの導入状況と開発促進政策」植田和弘・山家公雄編『再生可能

可能エネルギーの設備投資を対象とした投資税額控除（ITC：Business Energy Investment Tax Credit）によって、風力発電や太陽光発電の開発が大きく促進された。

a. 発電税額控除（Renewable Electricity Production Tax Credit: PTC）²⁰⁹

発電税額控除（PTC）は、企業が特定の再生可能エネルギー電源を用いて発電・売電した場合、稼働開始後 10 年間にわたり、年間発電量 1kWh あたり一定額の法人税を控除する制度である²¹⁰。概要を表 1-106 に示す。

表 1-106 米国：発電税額控除（PTC）の制度概要と終了時期

| | | |
|---|---|---------------------------|
| 支援対象技術 | 風力、地熱、太陽熱、太陽光、バイオマス、水力、都市固形廃棄物、埋立ガス、潮力、波力、海洋熱 | |
| 対象となる発電設備の規模 | ・潮力、波力、海洋熱、水、バイオマス（オープンループ）：150kW 以上 ・その他適格技術：設備容量制限なし | |
| 対象となる発電システムの建設開始時期 | ・風力発電：2019 年 12 月 31 日までに建設開始した発電システム ・その他適格技術：2016 年 12 月 31 日までに建設開始した発電システム | |
| 支援対象期間 | ・稼働開始から 10 年間 | |
| 対象部門 | ・商業部門、産業部門 | |
| 控除額 | ・2016 年 12 月 31 日までに建設開始した発電システム | |
| | 風力、地熱、バイオマス（閉ループ）、太陽エネルギーシステム ^{注1} | 0.023 \$/kWh |
| | その他適格技術 | 0.012 \$/kWh |
| | 注 1) 太陽エネルギーは、事業エネルギー投資税額控除を申請していないものに限る | |
| 控除額 | ・2017 年 1 月 1 日以降に建設開始した発電システム | |
| | 風力（2017 年中に建設開始） | 0.019 \$/kW ^{注2} |
| 注 2) 0.019 \$/kWh から、2018 年中に建設開始した発電システムは 40%、2019 年中に建設開始した発電システムには 60%削減した控除額を適用 | | |

出所) DSIRE ウェブサイト, <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/734> (2018 年 2 月 14 日取得) より作成

b. 事業エネルギー投資税額控除（Business Energy Investment Tax Credit: ITC）²¹¹

事業エネルギー投資税額控除（ITC）は、太陽光発電システムを含む再生可能エネルギーの設備投資額の一定割合について、法人税を控除する制度である。控除回数は 1 回限りだが、特に初期投資費用が高い太陽光発電事業にとって恩恵が大きいといわれてきた。

『エネルギー政策の国際比較』187 頁, 2017

²⁰⁹ DSIRE ウェブサイト, <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/734>, 2017 年 12 月 22 日取得

²¹⁰ なお、米国再生・再投資法により、本制度の対象者は、税控除の変わりに事業エネルギー投資税控除または財務省の再生可能エネルギーグラントのいずれかを受給することも可能となった。

²¹¹ DSIRE ウェブサイト, <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/658>, 2018 年 2 月 14 日取得

当初は 2016 年末に終了予定だったが、太陽エネルギーや大型風力発電等の技術種については、5 年間の延長が議会で可決された。例えば、太陽光発電設備は、2017 年以降、2017 年～2019 年の 3 年間は 30%の控除が維持されるものの、2020 年以後は漸減する仕組みになっている。ITC の制度概要と制度の終了時期は表 1-107 のとおりである。

表 1-107 米国：投資税額控除（ITC）の制度概要と制度の終了時期

| 技術種 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 以降 |
|--|------|------|------|------|------|------|------|-----|
| 太陽光発電、太陽熱（太陽熱温水器、太陽冷暖房、太陽プロセス熱） | 30% | 30% | 30% | 30% | 26% | 22% | 10% | 10% |
| ハイブリッド太陽光照明システム、燃料電池 ^{注1} 、小型風力発電 ^{注2} | 30% | — | — | — | — | — | — | — |
| 地中熱ヒートポンプ、マイクロタービン ^{注3} 、コージェネ（CHP） ^{注4} | 10% | — | — | — | — | — | — | — |
| 地熱発電 | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% |
| 大型風力発電 | 30% | 24% | 18% | 12% | | | | |

注 1) 発電効率 30%以上の性能を有する発電容量 0.5kW 以上の燃料電池が対象。設備容量 0.5kW あたり 1,500 \$ という控除上限を別途設定。

注 2) 設備容量 100kW 以下の設備が対象。米国風力発電協会（AWEA）の小規模風力タービン性能および安全基準 9.1（2009）、または IEC61400-1, 61400-12, 61400-11 のいずれかを満たしていることが要件。

注 3) 発電効率 26%以上の性能を有する発電容量 2MW 以下の設備が対象。設備容量 1kW あたり 200 \$ という控除上限を別途設定。

注 4) エネルギー効率 60%以上の性能を有する発電容量 50MW 以下の設備が対象。ただし、燃料源の 90%以上をバイオマスとする場合、エネルギー効率の要件を適用しないが、控除額減額の場合あり。

出所) DSIRE ウェブサイト, <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/658>（2018 年 2 月 14 日取得）より作成

2) 融資

連邦政府では、米国エネルギー省（DOE：Department of Energy）による融資保証プログラム（Loan Guarantee Program）が再生可能エネルギーの投資に積極的に活用されてきた（概要は表 1-108 のとおり）。

例えば、2013 年には、大気汚染物質・温室効果ガスを削減する先端エネルギープロジェクトに 80 億ドルの債務保証が行われた。また、2014 年には、温室効果ガス排出削減に向けた革新的再生可能エネルギー・エネルギー効率プロジェクトのために、40 億ドルの債務保証が発表されている²¹²。

²¹² Beveridge & Diamond PC, “Getting the Deal Through – Environment & Climate Regulation 2017: United States”, p215, 2016

表 1-108 米国：エネルギー省融資保証プログラムの概要

| 項目 | 内容 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------|---|------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|---|---|-------|---|---|-----|------|------|------|
| 管轄機関 | 財務局 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 概要 | 以下のエネルギープロジェクトの米国での早期商用化を促進するために、連邦政府による債務保証を実施。 (1) 大気汚染物質、人為的な温室効果ガス排出を回避、削減、隔離するプロジェクト (2) 保証発行時に、米国で利用されている商用技術と比較して、新しいもしくは、大幅に改良された技術を用いたプロジェクト また、2011年に1705条を制定し、再生可能エネルギーと送電システムの急速な発展を促すために対象を拡大して、臨時の債務保証を実施。 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 根拠法 | 2005年エネルギー政策法(EPA) 2009年復興・再投資法 2009年包括歳出法 2011年歳出法 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2005年EPA 1703条 革新技術債務保証プログラム | 2005年制定 【対象】 バイオマス、水力、太陽光、風力・水素、原子力、石炭先進技術、炭素隔離実証・技術、電力安定供給、代替燃料車、産業省エネ、汚染防止設備 【年間予算(万ドル)】 <table border="1"> <thead> <tr> <th>2008</th> <th>2009</th> <th>2010</th> <th>2011</th> <th>2012</th> <th>2013</th> <th>2014</th> <th>2015</th> <th>2016</th> <th>2017</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>450</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>16960</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>790</td> <td>1700</td> <td>1700</td> <td>1000</td> </tr> </tbody> </table> 2014～2017年の毎年の行政費は4200万ドル(年間予算+貸付先からの回収金) | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 450 | 0 | 0 | 16960 | 0 | 0 | 790 | 1700 | 1700 | 1000 |
| 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | | | | | | | | | | | | |
| 450 | 0 | 0 | 16960 | 0 | 0 | 790 | 1700 | 1700 | 1000 | | | | | | | | | | | | |
| 2005年EPA 1705条 臨時債務保証プログラム | 2009年制定(時限措置) 【対象】 ・再生可能エネルギーシステム、送電システム、先進バイオ燃料 ・2011年9月30日までに建設が開始されるプロジェクト 【予算】 250万ドル | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

出所) 米国議会調査局, “Renewable Energy and Energy Efficiency Incentives: A Summary of Federal Programs”, 2016, <https://fas.org/sgp/crs/misc/R40913.pdf>; 米国エネルギー省ウェブサイト, <https://energy.gov/savings/us-department-energy-loan-guarantee-program> (最終閲覧日: 2018年2月22日) より作成

3) 連邦におけるその他の施策

連邦政府は、税制優遇措置・債務保証・補助金等の金銭的なインセンティブのほかにも、公共用地を用いた再生可能エネルギー発電設備への投資が可能となるように、公共用地の使用許可・賃貸に関する各種制度も整備しており、例えば、次のようなものがある。

a. 西部ソーラー計画 (Western Solar Plan) ²¹³

2012年10月に、米国内務省 (DOI: Department of the Interior) が始めた施策である。

米国内務省は、西部6州 (アリゾナ州、カリフォルニア州、コロラド州、ネバダ州、ニューメキシコ州、ユタ州) において、20MW以上の商業用太陽光発電プロジェクトを優先的に開発する地域として、約285,000エーカーの公共用地を太陽エネルギー地域 (Solar Energy Zones) に指定した。当該地域内に太陽光発電・送電設備の建設が進めば、約800万世帯に電力を供給するのに十分な27,000MWの太陽エネルギーが生産可能と想定されている。

²¹³ 米国内務省土地管理局ウェブサイト, <http://blmsolar.anl.gov/program/>, 2018年2月14日取得

(3) 州政府による主な支援施策

本節では、州政府による再生可能エネルギー導入支援のための主な施策を説明する。

1) 再生可能エネルギー利用割合基準（RPS）

再生可能エネルギー利用割合基準（RPS：Renewable Portfolio Standard）制度は、米国の再生可能エネルギーの導入のための数量目標であり、導入推進政策の中心的制度を果たしてきた。

RPSは、再生可能エネルギーの導入量を決定して、電力小売業者に対し一定割合の再生可能エネルギー電気の販売を義務付けるものであり、州ごとに導入目標が定められている。州政府は導入量のコントロールを行うが、調達価格等の決定は市場が行う²¹⁴。RPSは、アイオワ州が1983年に導入したのが最初といわれており、2000年に開始されたテキサス州が成功事例として知られている。

2017年7月現在、29州及びワシントンDCでは拘束力のあるRPSを制定しており、全米の電力小売販売の56%に適用されている（図1-158）²¹⁵。

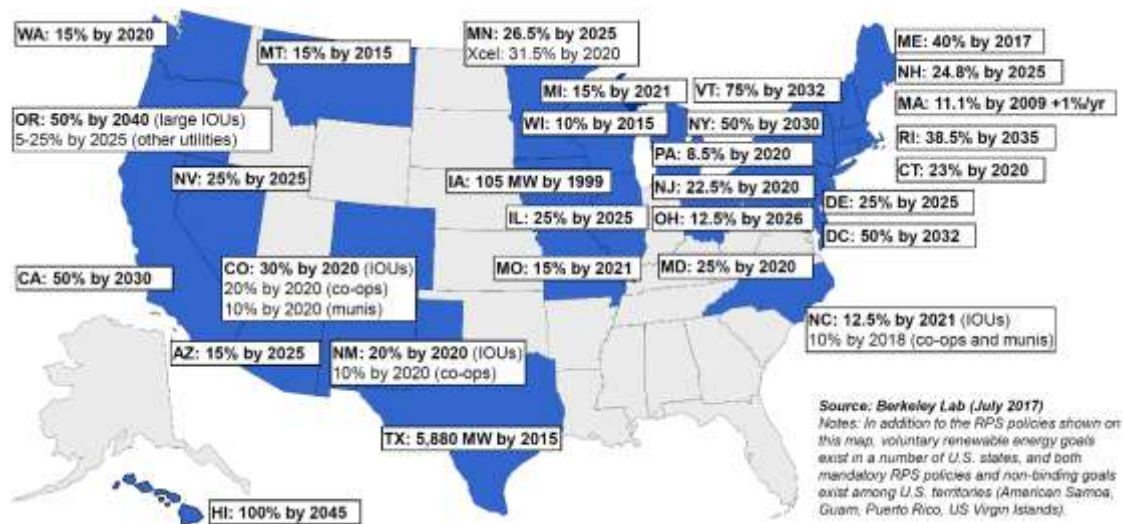


図 1-158 米国：再生可能エネルギー利用割合基準の設定状況（2017年7月現在）

注) IOUs：私営電力会社、munis：地方公営電力会社、co-ops：協同組合電力会社

出所) Lawrence Berkeley National Laboratory ウェブサイト, Galen Barbose, Lawrence Berkeley National Laboratory, “U.S. Renewables Portfolio Standards 2017 Annual Status Report”, p.6, <https://emp.lbl.gov/sites/default/files/2017-annual-rps-summary-report.pdf>（2018年2月14日取得）より作成

²¹⁴ 伊藤葉子, 「カリフォルニア RPS 制度にみる再生可能エネルギーの導入促進と費用抑制の両立に向けた取組」, 2015, <http://eneken.ieej.or.jp/data/5927.pdf>, 2017年12月22日取得

²¹⁵ Galen Barbose, Lawrence Berkeley National Laboratory, “U.S. Renewables Portfolio Standards 2017 Annual Status Report”, 2017, <https://emp.lbl.gov/sites/default/files/2017-annual-rps-summary-report.pdf>, 2018年2月15日取得

RPS の設定目標は州ごとに異なるが、おおむね 10%から 25%である。2015 年以降、複数の州で RPS の設定目標を引き上げる動きが出ている。具体的には、ニューヨーク州及びカリフォルニア州は 2030 年までに 50%、オレゴン州は 2040 年までに 50%（大規模発電所に関して）、バーモント州は 2032 年までに 75%、ハワイ州は 2045 年までに 100%達成を目標としている。

電力小売業者は、RPS の履行のために自らによる発電、相対取引による他社からの購入、市場での購入等を通じて、再生可能エネルギー電気を調達することになる。多くの州のプログラムでは、主に再生可能エネルギー証書（RECs : Renewable Energy Certificates）を通じて RPS の履行が図られる。具体的には、適格対象となる再生可能エネルギーなどの発電量に応じて再生可能エネルギー証書が発行され、電力小売業者は、購入した証書を州政府に提示することで、RPS の義務を履行する設計となっている場合が多い。RPS の割当目標を超過している義務履行者は、RPS を満たせない義務履行者に対して、電力そのものまたはクレジットを売却することが可能である²¹⁶。

2016 年の再生可能エネルギー証書の価格は、州ごとに異なるが、概ね\$1-20/MWh にわたる。また、太陽光発電に特化した太陽光再生可能エネルギー証書（SRECs : Solar Renewable Energy Certificates）の価格については、2016 年中にメリーランド州では 10~20MW の複数発電プロジェクトの完成により急落したが、概ね\$20-500/MWh にわたる²¹⁷。

2) 固定価格買取制度（FIT）

固定価格買取制度（Feed-in Tariff: FIT）とは、米国の再生可能エネルギーの導入促進のために、電力事業者等の義務履行者に対して、政府などの運営主体があらかじめ決定した買取価格で、適格発電事業者から再生可能エネルギー電気を全量買い取ることを義務付ける制度である。

米国では、主に太陽光発電を中心に実施されているが、2016 年現在実施されているのは、6 州の 7 プログラムのみにとどまる。これは、米国においては、FIT によって（発電を行う）最終需要家が電力会社に一定の価格で売電する行為は卸取引とみなされ、連邦エネルギー規制委員会（FERC : Federal Energy Regulatory Commission）の規制権限が及ぶ可能性があるため、州当局は消極的にならざるを得ないからだと考えられている²¹⁸。

3) ネットメータリング（Net Metering）

ネットメータリングとは、住宅用等の分散型太陽光発電システムの発電量から、自家消費量を差し引いて余剰電力（NEG : Net Excess Generation）が発生した場合、余剰分を電気事業者に特定の価格で販売できる仕組みであり、2017 年 11 月現在、米国の 38 州及びワシントン

²¹⁶ 西川珠子、「米国の再生可能エネルギー発電推進策」、みずほ総研論集 2011 年 III 号、2011

²¹⁷ Galen Barbose, Lawrence Berkeley National Laboratory, “U.S. Renewables Portfolio Standards 2017 Annual Status Report”, pp30-31, 2017. <https://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-1005057.pdf>, 2018 年 2 月 14 日取得

²¹⁸ 飯沼芳樹、「米国の再生可能エネルギーの導入状況と開発促進政策」植田和弘・山家公雄編『再生可能エネルギー政策の国際比較』184 頁、2017

なお、米国の電力規制は、卸電力取引・送電線の利用等の州際取引は連邦エネルギー規制委員会（FERC）の権限下にあるが、小売は各州の規制機関の権限である。

ンDCで義務付け制度が導入されている（図 1-159）。

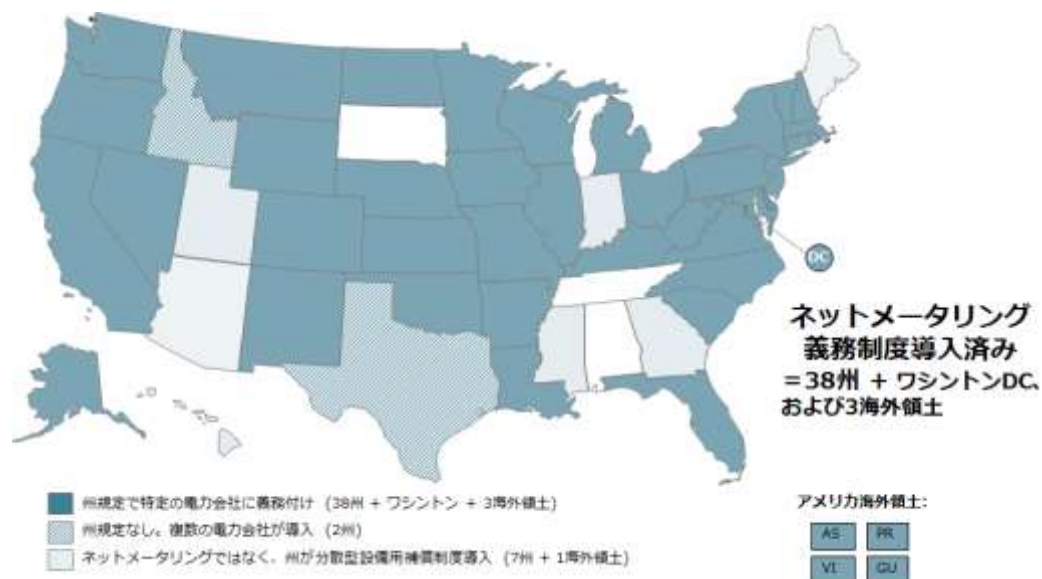


図 1-159 米国：ネットメータリング制度の導入状況（2017年11月現在）

出所) DSIRE ウェブサイト, <http://www.dsireusa.org/resources/detailed-summary-maps/>, (2018年2月14日取得) より作成

ネットメータリングの対象となる設備規模の上限は州によってはかなり差があり、いわゆる屋根置太陽光パネル²¹⁹だけではなく、メガソーラークラスの大規模太陽光発電も対象としている州もかなり存在する。

また、余剰電力の取扱いも州により異なり、小売料金と同等の価格で販売を認める州があれば、小売料金以下での価格（例えば回避可能原価（Avoided Cost）等）での販売しか認めない州もある。

ネットメータリングの経済効果は大きく、太陽光の普及促進に重要な役割を果たしてきたが、普及が進むにつれ、電気料金支払い時に生じる経済的不公平への懸念が、米国で議論されるようになってきた。現在は、ネットメータリング制度の改正と電気料金制度の変更が、電力会社と太陽光発電産業の間で大きな論点となっている²²⁰。

²¹⁹ 日本と異なり、米国の場合、屋根置太陽光パネルや蓄電池等の電力需要家の電気メーターの背後に設置される発電設備（Behind the Meter）から生じる発電電力であっても、直接、家庭内配線等に接続し、自家消費した上で余剰のみを売電することが可能となっている。Behind the Meterの太陽光パネルによる自家消費分は、系統からの供給電力の減少に寄与するという意味で、米国では省エネの一種として扱われている（参照：内藤克彦，「欧米の再エネ政策の実態と日本が向かうべき方向」，化学経済2016年12月号，24頁，2016）。

²²⁰ 飯沼芳樹，「米国の再生可能エネルギーの導入状況と開発促進政策」植田和弘・山家公雄編『再生可能エネルギー政策の国際比較』190頁，2017

自家消費を促進する分散型太陽光発電システムの導入が増えるにつれ、電力会社の販売する電力の総量は減り、従量料金に係る収入が減る。それゆえに、送配電網のメンテナンスなどを含む固定費を回収するため、電力会社が電気料金の値上げに踏み切った場合、太陽光発電を所有しない電力需要家の負担が相対的に大きくなるという懸念がある。このような懸念から、固定費回収のための値上価格、またはネットメータリングの買取価格を小売料金と同等とするのではなく、需要と供給に合わせた時間別単価を採用すべ

1.2.8 米国（カリフォルニア州）

(1) 政策の概観²²¹

カリフォルニア州では、2006年、カリフォルニア州地球温暖化対策法（California Global Warming Solutions Act of 2006: AB32）²²²が制定された。これは米国で初めて制定された州独自の温暖化規制の州法であった。AB32では、温室効果ガス（GHG）²²³を2020年までに1990年度と同水準まで削減する目標が設定された。

さらに、2016年には、法案 Senate Bill 32（SB32）と法案 Assembly Bill 197（AB197）が可決され、2006年の州地球温暖化対策法が修正された。SB32では、2030年までにカリフォルニア州の温室効果ガスを1990年比で40%削減することが新たな目標として設定された。同じく2016年に制定されたAB197は、大気汚染が深刻なコミュニティへの被害拡大を防ぐことを目的として、カリフォルニア州大気環境管理局（CARB : California Air Resources Board）に対し、影響を受けているコミュニティへの監視をより一層強化し、改善に向けた取り組みを実施することを求めている。

なお、カリフォルニア州ブラウン知事は、2050年までにカリフォルニア州の温室効果ガスを1990年比で80%削減することを目指している。

(2) 再生可能エネルギーへの支援施策

1) 再生可能エネルギー利用割合基準（RPS）²²⁴

カリフォルニア州では、2002年9月に州の再生可能エネルギー利用割合基準（RPS）が設けられた。これは、2000年の電力危機を受け、電力源の4割を占める天然ガスの価格高騰が懸念されたことが背景にあり²²⁵、2003年1月から実施されている。

2011年には法案 Senate Bill X1-2により「小売電力に占める再生可能エネルギーの割合を

きではという議論があがっている。

²²¹ カリフォルニア州エネルギー諮問委員会ウェブサイト, <http://www.energy.ca.gov/renewables/history.html>, 2017年3月15日取得

Go Solar California!ウェブサイト, <http://www.gosolarcalifornia.ca.gov/>, 2017年3月15日取得

²²² カリフォルニア州環境保護庁ウェブサイト, <https://www.arb.ca.gov/cc/ab32/ab32.htm>, 2017年3月15日取得

²²³ AB32では、温室効果ガス（GHG）には、二酸化炭素（CO₂）・メタン（CH₄）・窒素酸化物（N₂O）炭化水素（HFCs）・ペルフルオロカーボン（PFCs）・六フッ化硫黄（SF₆）が含まれるものと定義された。また、排出量は、CO₂を基準として、温室効果ガスが地球温暖化に与える影響を相対的に示すものとされた。

²²⁴ 米国エネルギー省ウェブサイト, <https://energy.gov/savings/renewables-portfolio-standard-1>, 2017年3月15日取得

宮田智之, 「米国における州の再生可能エネルギー法制—RPSを中心に—」, 外国の立法 225号, 2005. <http://www.ndl.go.jp/jp/diet/publication/legis/225/022503.pdf>, 2017年12月22日取得

²²⁵ 山家公雄, 「カリフォルニア州の再エネ普及政策 現状と対策」, 2016. http://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/wp-content/uploads/2016/02/20160712ppt.pdf, 2017年3月15日取得

2020年までに33%」とする目標が設定された。RPSの主眼は温室効果ガス排出削減、グリーン技術への投資促進、新規雇用創出などへ移行している。2015年には、Senate Bill 350により上記シェアを「2030年までに50%」とする目標が定められた。RPS制度の義務対象となる電力小売事業者には、認定設備で発電した再生可能エネルギー電気の調達義務が課せられている。

カリフォルニア州の再生可能エネルギー利用割合基準の制定経緯は、表 1-109 のとおりである。

表 1-109 米国：カリフォルニア州再生可能エネルギー利用割合基準の制定経緯

| 年 | 概要 |
|------|---|
| 2002 | Senate Bill 1078 の採択により RPS を導入 目標：小売電力に占める再生可能エネルギーの割合を 2017 年までに 20% |
| 2003 | Energy Action Plan I：目標を前倒し、2010 年までに 20%を提言 |
| 2005 | Energy Action Plan II：2020 年までに 33%を提言 |
| 2006 | Senate Bill 107:2010 年までに 20%を採択 |
| 2008 | シュワルツェネッガー州知事が行政命令 S-14-08 を発令し、2020 年までに 33%を要請 |
| 2009 | シュワルツェネッガー州知事が、カリフォルニア州大気資源局 (the California Air Resources Board) に対し、行政命令 S-21-09 を発令。「カリフォルニア州地球温暖化対策法」(AB 32)を踏まえて、2010 年 7 月 31 日までに、2020 年 33%に見合う規制を設けるよう要請 |
| 2011 | Senate Bill X1-2: ブラウン州知事の署名により、2020 年までに 33%を採択 |
| 2015 | Senate Bill 350: ブラウン州知事の署名により、2030 年までに 50%を採択 2024 年末までに 40%、2027 年末までに 45%の中間目標を規定 |

出所) カリフォルニア州エネルギー諮問委員会ウェブサイト, <http://www.energy.ca.gov/renewables/> 及び
Senate Bill 350 (http://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billNavClient.xhtml?bill_id=201520160SB350) (最終閲覧日：2018年2月22日) より作成

また、カリフォルニア州の再生可能エネルギー利用割合基準の制度の概要は、表 1-110 のとおりである。

表 1-110 米国：カリフォルニア州再生可能エネルギー利用割合基準の制度の概要

| 項目 | 内容 |
|------------------|--|
| 監督機関 | <ul style="list-style-type: none"> ・カリフォルニア州エネルギー諮問委員会 (California Energy Commission: CEC) ・カリフォルニア公益事業委員会 (California Public Utilities Commission: CPUC) |
| 目標比率・目標年 | <ul style="list-style-type: none"> ・2030 年までに 50% (2015 年法案 Senate Bill 350) |
| 義務対象者 | <ul style="list-style-type: none"> ・私営電力会社 (Investor Owned Utilities: IOU) ²²⁶ ・公営電力会社 (Publicly Owned Electric Utilities: POE) ・電力サービスプロバイダー (Electric Service Providers: ESP) ・コミュニティ・チョイス・アグリゲーター (Community Choice Aggregators) |
| 対象となる再生可能エネルギー源 | <ul style="list-style-type: none"> ・太陽光、風力、バイオマス、廃棄物焼却、3 万 kW 以下の水力、地熱(制限あり)、再生可能エネルギー使用の燃料電池 ・大規模水力発電は対象外 ・分散型電源は全発電量が認証可能であることが必要 |
| 柔軟性措置 | <ul style="list-style-type: none"> ・初年度は小売発電量の 1% の義務量達成の繰延が可能 ・未達成分の将来達成への繰延(バンキング)は、小売電力量の 0.25% まで可能 |
| 罰則 | <ul style="list-style-type: none"> ・未達成量につき 5 セント/kWh (罰金は消費者の電気料金に転嫁できないこととされている) |
| 再生可能エネルギー電気の調達方法 | <ul style="list-style-type: none"> ・入札、相対取引 ・発電所規模の再生可能エネルギー発電設備については上記の手法で調達されているが、別途小規模分散型電源からの調達を支援する施策が講じられている。 (例) <ul style="list-style-type: none"> ✓ 再生可能エネルギーオークションメカニズム ✓ RPS FIT プログラム ✓ バイオエネルギーFIT プログラム |

出所) カリフォルニア州公益事業委員会ウェブサイト, <http://www.cpuc.ca.gov/rps/> (最終閲覧日: 2018 年 2 月 22 日) より作成

カリフォルニア州の再生可能エネルギー利用割合基準の達成状況について、カリフォルニア州公益事業委員会 (CPUC: California Public Utilities Commission) は、2017 年 11 月に公表された年次報告書の中で、2016 年の時点で 25% を既に達成し、私営電力会社の予測によれば、2020 年までに 2030 年の RPS 目標 50% 達成が可能であるとしている²²⁷。

²²⁶ カリフォルニア州には、主な私営電力会社 (IOU) として Pacific Gas & Electric (PG&E)、San Diego Gas & Electric (SDG&E)、Southern California Edison (SCE) の 3 社がある。

²²⁷ カリフォルニア州公益事業委員会、“2016 年次報告書(Annual Report)” p.1, 2017 http://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC_Website/Content/Utilities_and_Industries/Energy/Reports_and_White_Papers/Nov%202017%20-%20RPS%20Annual%20Report.pdf (最終閲覧日: 2018 年 2 月 22 日)

2) ネットメータリング (Net Metering) ²²⁸

ネットメータリングとは、需要家が設置する分散型電源について、発電量と系統から供給された電力の消費量を相殺して電気料金を算定し、発電量が多かった場合、余剰分については需要家に還元する制度である。カリフォルニア州では、分散型再エネ電源への直接投資を促すため、ネットメータリングを政策枠組みの重要な要素として導入している。

適用対象は太陽光、風力、バイオガスならびに燃料電池を設置する需要家である（適用対象となる分散型電源の規模は後述）。発電量と消費量を毎月相殺し、12 ヶ月後に余剰分がある場合には下記のいずれかの方法で需要家に還元する。

- ①小売電力料金で換算して返金（直近12ヶ月の平均値をベースに算定）
- ②再生可能エネルギー証書（REC：Renewable Energy Credit）を発行

制度上の課題としては、以前から系統利用料の負担をめぐる需要家間の不公平感があった（分散型電源を設置している需要家は、発電量が消費量より多ければ電気料金を支払う必要がないため、系統を利用していてもコスト負担の必要がなかった）。これに対応するため、州公益事業委員会（CPUC）は2016年1月28日付けで新たな料金体系であるNEM2.0（NEM Successor Tariff）を制定し、ネットメータリング制度の参加者に一定の負担を課すこととなった²²⁹。

NEM2.0への移行は2017年7月1日、または三大私営電力会社（IOU）において「制度対象となる分散型電源の合計導入量が各社ピーク需要の5%を超過した時点」のいずれか早い時期と定められた。なお、移行日以前に系統接続が済んでいる需要家については、系統接続の日から20年間、従来の料金体系（NEM1.0）を継続することが認められている²³⁰。新旧料

²²⁸ カリフォルニア州のネットメータリング政策については、以下に概要が説明されている。

・カリフォルニア公益事業委員会ウェブサイト, Net Energy Meeting (NEM) Successor Tariff.

<http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=3934>, 2017年12月22日取得

・Go Solar California!ウェブサイト, Net Energy Metering in California.

http://www.gosolarcalifornia.ca.gov/solar_basics/net_metering.php, 2017年12月22日取得

また、カリフォルニアの三大私営電力会社のネットメータリングについては、以下に概要が説明されている。

・Pacific Gas & Electric ウェブサイト, Understanding Net Energy Metering and Your Bill.

https://www.pge.com/en_US/residential/solar-and-vehicles/green-energy-incentives/solar-and-renewable-metering-and-billing/net-energy-metering-program-tracking/understand-net-energy-metering.page, 2017年12月22日取得

・San Diego Gas & Electric ウェブサイト, Net Energy Metering Program. <http://www.sdge.com/clean-energy/overview/overview>, 2017年12月22日取得

・Southern California Edison ウェブサイト, Net Energy Metering.

<https://www.sce.com/wps/portal/home/residential/generating-your-own-power/net-energy-metering/>, 2017年12月22日取得

²²⁹ カリフォルニア州公益事業委員会決定, DECISION ADOPTING SUCCESSOR TO NET ENERGY METERING TARIFF Decision 16-01-044 January 28, 2016

<http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M158/K181/158181678.pdf>, 2018年2月21日取得

²³⁰ カリフォルニア公益事業委員会ウェブサイト, Net Energy Metering (NEM).

<http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=3800>, 2018年2月21日取得

金体系の概要を以下に示す（表 1-111）。

表 1-111 米国：カリフォルニア州ネットメータリング制度 新旧料金体系の比較

| 料金 | 旧料金体系(NEM 1.0) | 新料金体系(NEM 2.0) ^{注)} |
|-----------------------------------|---|--|
| 系統接続費用 ^{注)} | なし | <ul style="list-style-type: none"> 1MW 未満の分散型電源については系統接続時に\$75-145 が課金される 1MW 以上の場合は\$800 が課金される |
| 回避不能費用 ^{注)} | <ul style="list-style-type: none"> 年間通算の正味消費電力に基づき課金 | <ul style="list-style-type: none"> メーター測定間隔に応じた正味消費電力に基づき課金（住宅部門の需要家は 1 時間、非住宅部門の需要家は 15 分） |
| 季節別・時間帯別料金(TOU: Time-of-use rate) | なし | あり |
| 対象となる分散型電源の規模 | 上限 1MW | 上限なし |
| 容量制限 | IOU 各社のピーク需要の 5% | なし |

注) IOU3 社の NEM2.0 への移行日は次のとおり。San Diego Gas & Electric：2016 年 6 月 29 日、Pacific Gas & Electric：2016 年 12 月 15 日、Southern California Edison：2017 年 7 月 1 日

注) IOU3 社の系統接続費用（1MW 未満）は次のとおり。San Diego Gas & Electric：\$132、Pacific Gas & Electric：\$145、Southern California Edison：\$75

注) 回避不能費用は、低所得者層の支援やエネルギー効率関連プログラムに充当される。

出所) カリフォルニア州公益事業委員会ウェブサイト、<http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=3800>（最終閲覧日：2018 年 2 月 22 日）より作成

3) 分散型電源促進のための助成プログラム²³¹

a. ゴー・ソーラー・カリフォルニア（Go Solar California!）²³²

ゴー・ソーラー・カリフォルニア（Go Solar California!）は、カリフォルニア州公益事業委員会（CPUC）と、カリフォルニア州エネルギー諮問委員会（CEC）による共同キャンペーンである。2016 年末までの家庭用・業務用に 3000MW の太陽エネルギーシステムの導入と、2017 年末までに 5 億 8,500 万 therms のガス給湯器から太陽熱温水器への交換を目標としている。

ウェブページを通じ、太陽光プログラム、補助金、および税控除の情報と、太陽光発電・太陽熱温水器の設置に関する情報を「ワンストップショップ」形式で提供する。Go Solar

²³¹ 1998 年から 2006 年までは、カリフォルニア州エネルギー諮問委員会（CEC）による新興再生可能プログラム（Emerging Renewable Program）が実施されていた。その後、太陽光発電に関する助成プログラムは、カリフォルニア州エネルギー諮問委員会（CEC）による新規ソーラー住宅パートナーシップと、カリフォルニア州公益事業委員会（CPUC）の California Solar Initiative に分かれて実施されるようになった。

²³² Go Solar California!ウェブサイト、<http://www.gosolarcalifornia.ca.gov/about/index.php>、2017 年 12 月 22 日取得

California! では、後述の「カリフォルニア・ソーラー・イニシアチブ（California Solar Initiative）」、「新規ソーラー住宅パートナーシップ（New Solar Homes Partnership）」、およびその他プログラムを扱っている。

b. カリフォルニア・ソーラー・イニシアチブ（California Solar Initiative）²³³

カリフォルニア州公益事業委員会（CPUC）によって、2007年から2016年末にかけて実施された助成金制度である。太陽光発電、太陽熱暖房、太陽熱温水器などのソーラーシステムを対象としており、受給機関・受給施設によって助成金額は異なっていた。また、ソーラーシステムの設置による累積発電容量が増大するにつれ、助成金額は減額される仕組みであった。2016年末の制度終了後は、需要家はネットメータリングを活用するようにと周知されている。

2017年12月現在、太陽光発電設備を設けた低所得者層の需要家と、太陽熱温水器を設置した需要家を対象にしたプログラムのみが継続されている。

c. 新規ソーラー住宅パートナーシップ（New Solar Homes Partnership）²³⁴

カリフォルニア州エネルギー諮問委員会（CEC）によって、2007年1月から2016年末までの10年間にわたり実施された、新築住宅（含集合住宅）への太陽光発電システム導入に対する助成金制度である。助成金は住宅の種類や発電量等によって異なり、受給対象者は、特定の私営電力会社（Pacific Gas and Electric Company、Southern California Edison Company、San Diego Gas and Electric Company、Bear Valley Electric Service）の利用者であることが必要であった。

2015年、州法 SB 83,2015により、申請期間は2018年4月1日、助成申請は2021年8月31日（申請後の支払いは2021年12月31日）まで延長された。

4) 税制優遇措置

a. 太陽光・太陽熱システム設備の固定資産税免除（California Property Tax Exclusion for Solar Energy System）²³⁵

2024年12月31日までに設置される特定の太陽光・太陽熱システム設備を対象に、該当設備の価格の100%（デュアルユースの設備²³⁶の場合は75%）について固定資産税の課税を

²³³ カリフォルニア州公益事業委員会ウェブサイト, <http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=6043>, 2017年12月22日取得

²³⁴ Go Solar California!ウェブサイト, <http://www.gosolarcalifornia.ca.gov/about/nshp.php>, 2017年12月22日取得

²³⁵ 米国エネルギー省ウェブサイト, <https://energy.gov/savings/property-tax-exclusion-solar-energy-systems>, 2017年12月22日取得

カリフォルニア州査定基準局ウェブサイト, <http://www.boe.ca.gov/proptaxes/gase.htm>, 2017年12月22日取得

²³⁶ デュアルユースの設備とは、例えばダクトや貯湯槽等の、太陽熱システムと補助熱源の両方で共通して使う設備を指す。当該設備の価値のうち75%のみが太陽熱システムと換算される。

免除する措置である。対象となるシステムには、太陽光発電、太陽熱発電、太陽熱温水器、太陽熱暖房、ソーラーエネルギーシステム等が含まれる。

1.2.9 米国（ハワイ州）

(1) 政策の概観

ハワイ州では、2015年5月に、2045年までに再生可能エネルギー電力の比率を100%とする法案「HB 623²³⁷」を可決している。この目標は、2008年に開始したRPS制度の目標を強化する形で、州の発電事業者に対して2020年までに30%、2040年までに70%、2045年までに100%の再生可能エネルギー電力による供給を義務付けるものである。

その背景には、ハワイが全米で最も石油依存度が高い州であることが挙げられる。2015年のハワイ州の発電源は、石油69.4%、石炭13.2%となっており、化石燃料への依存が進んだ結果、電力価格が米国本土の2倍以上となっている（図1-160、図1-161）²³⁸。

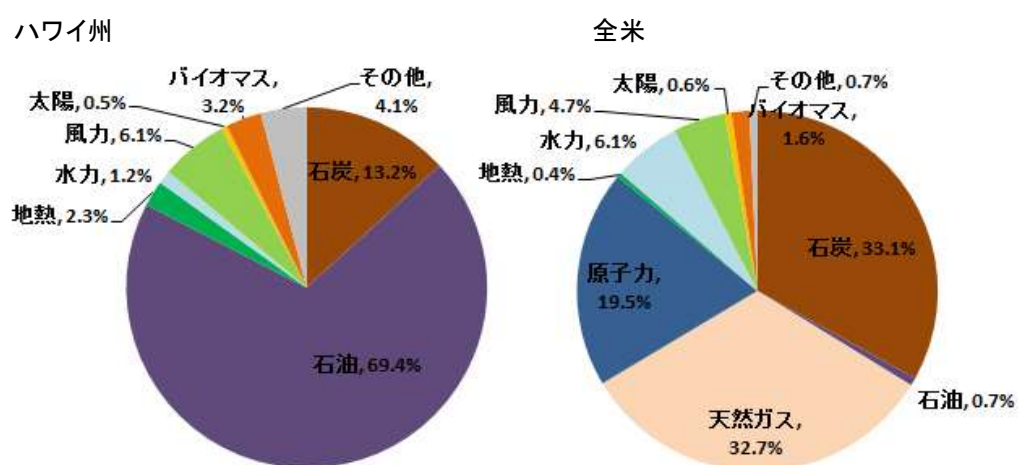


図 1-160 米国：ハワイ州及び全米のエネルギー源別発電量（2015年）

出所) Hawaii State Energy Office ウェブサイト, “Hawaii Energy Facts & Figures (May 2017)”、
https://energy.hawaii.gov/wp-content/uploads/2011/10/HSEOFactsFigures_May2017_2.pdf より作成

²³⁷ HB623、http://www.capitol.hawaii.gov/session2015/bills/HB623_CD1_.pdf、2018年1月26日取得

²³⁸ Hawaii State Energy Office, “Hawaii Energy Facts & Figures”、2018年1月26日取得

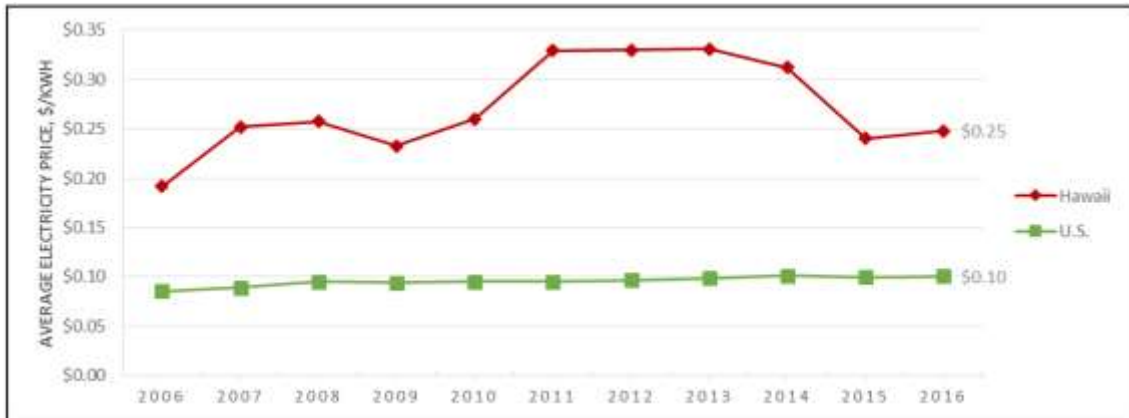


図 1-161 米国：ハワイ州及び全米の平均電力価格（2006～2016年）

出所) Hawaii State Energy Office ウェブサイト、“Hawaii Energy Facts & Figures (May 2017) ”、
https://energy.hawaii.gov/wp-content/uploads/2011/10/HSEOFactsFigures_May2017_2.pdf、2018年1月26日取得

こうした状況を受けてハワイは、州の安全供給のためのクリーンエネルギー生産および管理への費用効率的な投資開発を、新しいエネルギー政策の原則とした²³⁹。

ハワイ州エネルギー局は、2017年11月に今後のエネルギー政策の方向性を示している（表 1-112）。再生可能エネルギー、特に地熱の導入促進を重視するとともに、諸島間の系統連系を促進することで、2045年の再生可能エネルギー100%目標を達成することを目指している。

²³⁹ Hawaii State Energy Office, “State of Hawaii - Energy Policy Directives”, <http://energy.hawaii.gov/energypolicy>、2018年1月26日取得

表 1-112 米国：ハワイ州におけるエネルギー政策の方向性

| | |
|--------------------------|--|
| エネルギーポートフォリオの多様化 | <ul style="list-style-type: none"> ●多様性はハワイ州の資産の1つである。 ●ハワイ州は、太陽光、風力、水力、バイオマス、地熱といった多様な電源や、エネルギー効率に恵まれている。特に地熱は、クリーンで安定した安価な電源としての将来性がある。もう一つの重要な電源であるバイオ燃料も、ジェット燃料や過渡期の発電用燃料として使用されるべきである。 |
| システムの連系および最新化 | <ul style="list-style-type: none"> ●諸島間を連系することで、大規模で低費用な電源活用が可能になる。 ●連系された諸島間で電力料金を平準化することで、電力料金の削減だけでなく、電力システム全体の効率化にも繋がる。 ●既存の技術分析では、オアフ島は自力で経済的に再エネ 25~30%を達成するには電源や用地が不足していることが示唆されており、海中ケーブルのインフラ開発が、将来の化石燃料脱却の近道である。 ●ハワイ州は、2045年までの再エネ 100%目標を決定している。安価でクリーンなエネルギーを最大限活用することは戦略的目標の中心であり、州の経済および生活の堅牢な礎となる。 |
| 技術・経済・環境・文化面の検討事項のバランス | <ul style="list-style-type: none"> ●再エネ電源のほとんどが石油より安価だが、再エネのシステムへの統合には、技術および政策の両方で新しい道筋を切り開かねばならない。 ●全てのクリーンエネルギー事業が平等に策定されたものではない。最も有益な長期的解決策を見つけるため、土地や資源を最も有効利用している事業に集約すべきである。 ●州政府は、放置ではなく、協調的問題解決の精神で課題解決にあたりつつ、最も便益のある事業に集中すべく、公的部門と民間部門と協調して取り組んでいる。 |
| 技術革新の試験台としての役割の活用 | <ul style="list-style-type: none"> ●ハワイ州は、将来のクリーンエネルギーを実証するだけでなく、それらの創出を支援すべきである。 ●離島の独立したシステム、高額なエネルギー費用、アジア太平洋地域との繋がりのあるハワイ州は、新しいエネルギーソリューションの理想的な試験場である。また、世界でも最難関のエネルギー問題を解決し、ハワイ州の新規雇用や投資を生み出す革新的企業を、地域・社会が応援する環境作りに努めている。 ●技術革新は、ハワイ州の経済的多様化戦略の礎である。 |
| 発電者と需要家とに利益をもたらす効率的市場の促進 | <ul style="list-style-type: none"> ●効率的な市場というものは、発電者が、商品やサービスを提供すべく動機づけられ、需要家は健全な判断を下すに十分な情報を得ることができるものと言う。 ●これを実現するため、革新的および費用対効果の高いエネルギーを提供しようとする発電者を支援し、需要家が自らのエネルギー・ニーズに関して詳細な情報を得た上での判断ができるようにするツールを与える施策を奨励する。 |

出所) Hawaii State Energy Office, “State of Hawaii - Energy Policy Directives” 2017 より作成

2016年における再生可能エネルギー発電量の実績は、表 1-113 のとおりである。分散型と大規模太陽光発電を合わせると、再生可能エネルギー発電量の 38.5%、総販売電力量の 10.2%を占めている。

表 1-113 米国：ハワイ州における再生可能エネルギー発電量（2016年）

| 再生エネ種 | 2016年発電量 (GWh) | 再生可能エネルギー発電量に占める比率 | 総販売電力量に占める比率 |
|-----------|-------------------|--------------------|--------------|
| 分散型太陽光 | 826.8 | 33.5% | 8.9% |
| 大規模太陽光 | 121.8 | 4.9% | 1.3% |
| 風力 | 656.7 | 26.6% | 7.1% |
| 水力 | 89.4 | 3.6% | 1.0% |
| 地熱 | 260.1 | 10.5% | 2.8% |
| バイオ燃料 | 38.5 | 1.6% | 0.4% |
| バイオマス | 472.8 | 19.2% | 5.1% |
| 合計 | 2,466.0 | 100.0% | 26.6% |

出所) Hawaii State Energy Office ウェブサイト, “Hawaii Energy Facts & Figures (May 2017)”、
https://energy.hawaii.gov/wp-content/uploads/2011/10/HSEOFactsFigures_May2017_2.pdf より作成

2010年以降の推移は図 1-162 のとおりである。2012年以降、分散型の太陽光発電の発電量が急増している。

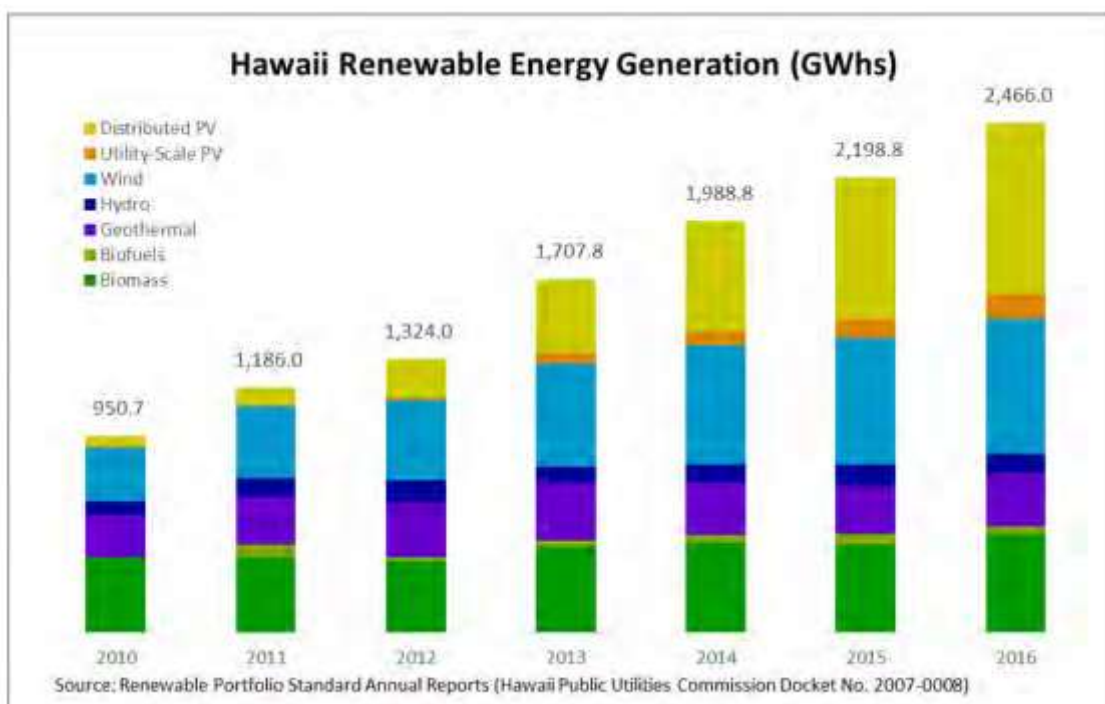


図 1-162 米国：ハワイ州の再生可能エネルギー発電量の推移（2010～2016年）

出所) Hawaii State Energy Office ウェブサイト, “Hawaii Energy Facts & Figures (May 2017)”、
https://energy.hawaii.gov/wp-content/uploads/2011/10/HSEOFactsFigures_May2017_2.pdf

2017年6月に、ハワイ州の David Ige 知事は、パリ協定の目標および対策を支持すること

を目的とした法案に署名をした²⁴⁰。州内の温室効果ガス排出量を削減する戦略・枠組みを強化する法案 SB 559 (Act 032²⁴¹) と、農水産分野における土壌の健全性向上や、炭素隔離（二酸化炭素回収および長期保存）促進のために特別委員会を設立する法案 HB 1578 (Act 033²⁴²) の2件となる。米国内では、パリ協定実施を法制化した州は、ハワイが初めてである。

(2) 再生可能エネルギーへの支援施策

1) RPS (Renewable Portfolio Standard) 制度

ハワイ修正法 269-92 条項 (Hawai‘i Revised Statutes , Section 269-92) に基づき、各電力会社は、州内での消費電力用に売電する電力の一定比率について、再生可能エネルギーの導入を義務付ける RPS 制度が施行されている。ハワイ州では、2001 年に RPS 制度を導入しており、直近の改正は 2015 年となる。

2016 年末時点で州内の 4 事業者が義務対象となっており、表 1-114 の RPS 義務目標を負っている。

表 1-114 米国：ハワイ州における RPS 義務目標

| 義務達成期限 | 義務量 |
|--------------------|------------|
| 2020 年 12 月 31 日まで | 純売電量の 30% |
| 2030 年 12 月 31 日まで | 純売電量の 40% |
| 2040 年 12 月 31 日まで | 純売電量の 70% |
| 2045 年 12 月 31 日まで | 純売電量の 100% |

出所) Hawaii State Energy Office ウェブサイト, “Hawaii Energy Facts & Figures”、

https://energy.hawaii.gov/wp-content/uploads/2011/10/HSEOFactsFigures_May2017_2.pdf 2017 より作成

義務対象となる電力会社は、州公益事業員会に対して、RPS 義務に関する年間報告書の提出が求められる。なお、義務目標未達成の場合の罰則は法令で明示されておらず、州の公益事業委員会 (Public Utility Commission) に判断が一任されている。

2) 顧客自己供給 (CSS) /顧客系統供給 (CGS) 制度

ハワイ州では、100kW 以下の太陽光、風力、バイオマス、水力発電設備の所有者を対象として、系統への給電電力に対して電力小売価格のクレジットを受け取るネットメータリング制度を施行していた。

しかし、2015 年 10 月にネットメータリング制度を打ち切り、新たな制度に移行することを決定した。新たな制度は、顧客自己供給 (CSS : Customer Self-Supply) 制度と、顧客系統供給 (CGS : Customer Grid-Supply) 制度の 2 つのオプションに分かれる。

²⁴⁰ Governor’s Office News Release, <http://governor.hawaii.gov/newsroom/governors-office-news-release-hawaii-becomes-first-state-to-enact-law-that-aligns-with-paris-agreement/> (2018 年 1 月 26 日取得)

²⁴¹ Act 032, http://www.capitol.hawaii.gov/session2017/bills/GM1132_PDF、2018 年 1 月 26 日取得

²⁴² Act 033, <http://governor.hawaii.gov/2017-acts/act-033-hb1578-hd1-sd2-cd1-6062017/>、2018 年 1 月 26 日取得

前者の顧客自己供給制度は、100kW 未満の太陽光発電設備を所有地に所有（または第三者からリース）している電力需要家が対象となる。原則として全発電量を自家消費することが前提となっており、余剰電力は系統に供給できるが、電力会社に余剰電力の買取義務はなく、補償もされない。後者の顧客系統供給制度は、系統に供給された余剰電力分のクレジットを受け取ることができる。クレジット額は、オアフ島の 15.07 セント/kWh からラナイ島の 27.88 セント/kWh まで地域ごとに設定されているが、電力小売価格よりも低く設定されている。なお、どちらのオプションを選択しても、月間の最低電力料金（家庭需要家は 25 ドル）が設定されており、全消費量を発電量で賄っても電力料金が発生する。

顧客系統供給制度について、ハワイ州公益事業委員会は、電力会社 3 社のサービス提供区域ごとに対象とする設備容量の上限を設定している。3 社ともに、2016 年 9 月までに設備容量上限に達しており、新たな申請を受け付けていない。

(3) 今後の課題

ハワイでは、出力変動のある再生可能エネルギー電源の増加に伴い、電力系統の需給調整が課題となっている。約 80,000 世帯の屋根設置型太陽光発電が連系されており、系統運用者は、リアルタイムのデータの制御なしには、系統管理が困難となっている。他方、系統設備の老朽化が進んでおり、定期的な改修に加えて、系統の最新化が必要になっている。

再生可能エネルギーをさらに拡大していくためには、合理的な費用で信頼性や系統復旧力の確保ができる解決策を見つける必要に迫られている。特にオアフ島は、自力で費用効率的に再生可能エネルギー発電比率 25～30%を達成するための電源や立地が不足していることが示唆されており、他島との海底ケーブルによる連系を目指す方向性が示されている²⁴³。

2007 年 8 月 29 日に、ハワイ電力会社は、ハワイ州公益事業委員会に対して、再生可能エネルギー発電に対応して、系統復旧力を強化するための戦略「Modernizing Hawai'i's Grid for Our Customers」を提出した。この戦略の推定では、今後 6 年間でハワイ電力会社の電力系統再整備にかかる費用は、2 億 500 万ドルとされている。

短期的な戦略の要点は、表 1-115 のとおりである。

²⁴³ Hawaii State Energy Office, “State of Hawaii - Energy Policy Directives” 2017 November

表 1-115 米国：ハワイ電力会社による電力系統最新化の短期戦略

- 先進的なインバーター技術により、民生用屋根設置型太陽光設備の大規模導入を実現。
- 太陽光が大規模普及している箇所に電圧管理ツールを利用し、屋根型太陽光その他の顧客用の送電容量を最大活用。
- 高度なセンシングおよびモニタリングを目的として、民生用屋根型太陽光を保有しているか、飽和している系統に連結している需要家、デマンドレスポンス制度・変動料金制への参加を希望しているか電力利用データを必要とする需要家に対し、系統全体ではなく戦略的にスマート・メーターを配布。
- 系統の他の箇所にはセンサーを、変電所や近隣系統には自動制御装置を設置。
- 問題のある系統へのスマート機器、信頼性向上のための自動化装置のほか、運用の可視性や、分散型電源の効果的な調整を可能にするコミュニケーション・ネットワークを拡大。
- 停電管理および通知技術の強化。

出所) Hawaii State Energy Office ウェブサイト, “Hawaii Energy Facts & Figures”、
https://energy.hawaii.gov/wp-content/uploads/2011/10/HSEOFactsFigures_May2017_2.pdf 2017 より作成

1.2.10 中国

(1) 政策の概観

2009年9月、第15回気候変動枠組条約締約国会議（COP15）の開会式において、胡錦濤国家主席（当時）は「中国の一次エネルギー消費に占める非化石エネルギーの割合を2020年までに15%へ引き上げる」という目標を公表した。また、2014年11月12日に公布された米中の気候変動対策共同声明では、一次エネルギー消費に占める非化石エネルギーの割合を2030年までに20%まで拡大するという目標が明らかにされた。

その翌年、2015年末にパリで開催された気候変動枠組条約第21回締約国会議（COP21）において、中国代表団団長を務めた解振華氏（中国気候変化学務特別代表）は、2030年までに、①一次エネルギー消費に占める非化石燃料の割合を20%前後に引き上げる、②CO₂排出量をピークアウトする（なるべく早い時期に実現する）、③GDP当たりのCO₂排出量を2005年比で60～65%低下させる、④2005年比で森林ストック量を45億立方メートル増加させるとの4つの目標を宣言した²⁴⁴。中国政府が2016年3月に国連気候変動枠組条約（UNFCCC）へ提出した「自国が決定する貢献」（NDC：Nationally Determined Contribution）においても同一の目標が掲げられている²⁴⁵。

中国政府はパリ協定の目標達成に向けて、様々なエネルギー政策を通じて再生可能エネルギーの普及促進に積極的に取り組んでいる。具体的には、再生可能エネルギーを対象とする各種補助金制度や固定価格買取制度の確立、全国・省別導入目標の設定、税制優遇措置などが実施されてきた。以下、再生可能エネルギー関連法令と国家計画に規定された導入規模拡大の目標・方向性を概観する。

1) 再生可能エネルギー法

中国政府は2006年、「再生可能エネルギー法」を正式に公表し、2009年には同法を改定した。この法律によって再生可能エネルギーの総合目標政策、再生可能エネルギー電気の強制的な系統連系及び全量買取保障政策、地域の実情に合わせた買取価格の設定と補助政策など諸制度が確立された²⁴⁶。

²⁴⁴ 人民網（2015年12月14日付）<http://politics.people.com.cn/n1/2015/1214/c1001-27924179.html>（最終閲覧日：2018年3月7日）

²⁴⁵ UNFCCC ウェブサイト "NDC Registry" <http://www4.unfccc.int/ndcregistry/Pages/All.aspx> に中国のNDC（下記）が掲載されている。約束草案（INDC）としての提出日は2015年6月30日である。
<http://www4.unfccc.int/ndcregistry/PublishedDocuments/China%20First/China%27s%20First%20NDC%20Submission.pdf>（最終閲覧日：2018年3月7日）

²⁴⁶ 中国国務院及び関連部門は、同法の施行に合わせて「再生可能エネルギー発電に関する管理規定（可再生新能源发电有关管理规定）」、「再生可能エネルギーの買取価格及び費用均等分担に関する暫定方法（可再生新能源上网电价及费用分摊管理试行办法）」、「電力会社による再生可能エネルギー発電量の全量買取に関する監督管理方法（电网企业全额收购可再生新能源电量监管办法）」などの政策規定を公布している。

2) 計画・目標

a. エネルギー発展戦略行動計画 2014-2020 年に関する国務院弁公庁の通知(国弁発(2014)31号)

2014年6月7日に公布された同行動計画では、第13次5カ年計画期間中(2016~2020年)における再生可能エネルギーの発展の方向性と目標が正式に提示された(表1-116)。また、一次エネルギー消費に占める非化石エネルギーの割合を2020年までに15%へ引き上げる目標も再確認されている。

表 1-116 中国の再生可能エネルギーに関する計画

| 対象電源 | 内容 | 2020年目標 |
|-------------|--|---------------------------------|
| 水力 | <ul style="list-style-type: none"> ● 西南地域の金沙江、雅礱江、大渡河、瀾滄江等の流域を重点地域として大型発電所を開発 ● 揚水発電所の建設拡大 | 設備容量:3.5億kW (揚水発電を除く) |
| 風力 | <ul style="list-style-type: none"> ● 酒泉、内モンゴルの西部、内モンゴルの東部、冀北、吉林、黒龍江、山東、クムル市、蘇州等で9カ所の大型風力発電基地及び送電システムを重点的に建設 ● 南部及び中東部地域において、分散型風力発電・洋上風力発電の導入拡大を推進 | 設備容量:2億kW 価格:石炭火力発電に相当する電力価格 |
| 太陽光 | <ul style="list-style-type: none"> ● 太陽光発電基地及びモデルプロジェクトの実施 ● 屋上型等分散型太陽光発電の推進 | 設備容量:1億kW 価格:石炭火力発電に相当する電力価格 |
| 地熱 バイオマス | <ul style="list-style-type: none"> ● 地熱エネルギーの全面調査及び地熱発電モデルプロジェクトの実施 ● バイオマス・地熱の熱供給応用を推進 | 利用量:5,000万トン 標準炭換算値 |

出所) 国務院弁公庁、「エネルギー発展戦略行動計画 2014-2020 年に関する国務院弁公庁の通知」(国務院 办公厅关于印发能源发展战略行动计划 2014-2020 年的通知) 国弁発(2014)31号, 2014年6月7日より作成

b. 「再生可能エネルギー発展第13次5カ年計画」

2016年2月、国家能源局は同計画のパブリックコメント版を公表し、第13次5カ年計画期間中(2016~2020年)に、再生可能エネルギー分野に対し2.3兆元²⁴⁷の追加投資を行うことを明らかにした²⁴⁸。

²⁴⁷ 1元=17円

日本銀行「基準外国為替相場及び裁定外国為替相場」(2018年2月20日)による。

https://www.boj.or.jp/about/services/tame/tame_rate/kijun/kiju1803.htm/ (最終閲覧日:2018年3月9日)

²⁴⁸ 王璐、「今後5年間に再生可能エネルギーに2.3兆元を新規投資」(可再生エネルギー五年新投2.3万亿) 経済参考報, 2016年1月29日

http://www.jjckb.cn/2016-01/29/c_135055225.htm (最終閲覧日:2018年3月9日)

また、同計画では2020年までの再生可能エネルギー電気の導入目標と戦略の方向性が定められた。前出の「エネルギー発展戦略行動計画」の目標値に調整が施され、水力発電は1,000万kW縮小される一方で、太陽光及び風力発電を大幅に拡大することとなった。今後、中国西南部では大型水力発電基地、東北・華北・西北では風力発電基地の建設を進めるとともに、太陽光発電の半分以上を分散型にする見通しである。

9ヶ月後の2016年11月7日、国家能源局は記者会見を開き「電力発展第13次5カ年計画」に関する説明を行った。同計画では、再生可能エネルギーの発展目標がさらに調整され、いずれの電源（揚水発電を除く）も目標が下方修正された（表1-117、表1-118）。水力発電については開発に伴う生態環境・移住措置への配慮、風力・太陽光に関しては需給アンバランス（いわゆる「棄風・棄光」問題）²⁴⁹への対応が目標値調整の背景にある。また、風力・太陽光共に電力の「地産地消」重視が戦略の方向性となっている。

表 1-117 再生可能エネルギー第13次5カ年計画目標（発電設備容量）（億kW）

| 電源種類 | 2020年の目標 (億kW) | 戦略方向 |
|--------------|-------------------|---|
| 水力発電(揚水発電以外) | 3.4 | 大型水力発電を優先 |
| 揚水発電 | 0.4 | |
| 風力発電(陸上) | 1.6 | 陸上の風力発電を優先 地産地消、「棄風」を改善 ²⁵⁰ |
| 風力発電(洋上) | 0.5 | |
| 太陽光発電(発電所) | 1.05 | 分散型の発展を優先 地産地消、「棄光」を改善 ²⁵¹ |
| 太陽光発電(分散型) | | |
| 太陽熱発電 | 0.05 | モデル事業を実施 |
| バイオマス発電 | 0.15 | 地(県)級市で着実に発展 |

出所) 国家発展改革委員会、「再生可能エネルギー発展に関する第13次5カ年計画」（可再生エネルギー発展“十三五”规划），2016年12月10日より作成

表 1-118 再生可能エネルギー第13次5カ年計画目標（発電量）（億kWh）

| 電源の種類 | 2020年目標(億kWh) | |
|----------|---------------|-----------|
| | 年間発電量 | 発電量シェア(%) |
| 水力(揚水除く) | 12,500 | 17.7 |
| 風力 | 4,200 | 6.0 |
| 太陽光 | 1,245 | 1.8 |
| 太陽熱 | 200 | 0.3 |
| バイオマス | 900 | 1.3 |
| 再エネ合計 | 19,045 | 27.0 |
| 全電源の発電量 | 70,537 | 100.00 |

出所) 国家発展改革委員会「再生可能エネルギー発展第13次5カ年計画（正式版）」，2016年12月より作成

また、発電用途以外の再生可能エネルギー（熱の直接利用等）についても、表1-119のと

²⁴⁹ 「棄風・棄光」問題については、1.2.10(3)で詳述する。

²⁵⁰ 同上

²⁵¹ 同上

おり計画目標が公表されている。

表 1-119 再生可能エネルギー第 13 次 5 年計画目標（発電を除く）（TJ）

| 熱源の種類 | 2020 年目標(TJ) |
|------------|--------------|
| 太陽熱温水器 | 2,812,800 |
| 地熱 | 1,172,000 |
| バイオガス | 281,280 |
| バイオマス固形燃料 | 439,500 |
| バイオエタノール燃料 | 111,340 |
| バイオディーゼル | 87,900 |

注) 「バイオエタノール燃料」及び「バイオディーゼル」については、運輸部門用途も含む。

出所) 国家発展改革委員会, 「再生可能エネルギー発展に関する第 13 次 5 年計画」(可再生エネルギー発展“十三五”规划)(正式版), 2016 年 12 月, 国家発展改革委員会, 「バイオマス発展の第 13 次 5 年計画」(生物质能发展十三五规划), 2016 年 12 月より作成

「再生可能エネルギー発展第 13 次 5 年計画(正式版)」が発表された後、太陽、地熱等の再生可能エネルギーによる熱供給に関する中期目標も個別に設定された。国家能源局が 2016 年 12 月に発表した「太陽エネルギー発展の第 13 次 5 年計画」(太阳能发展十三五规划)によると、太陽エネルギーによる熱供給の集熱面積については、2015 年までの 4 億平方メートルから、2020 年までの 8 億平方メートルへ倍増させる目標が掲げられた(表 1-120)。

表 1-120 太陽光エネルギーの開発利用目標(2020 年まで)

| 目標期間 | 太陽エネルギーによる熱供給の集熱面積(万 m ²) |
|----------|---------------------------------------|
| 2015 年まで | 40,000 |
| 2020 年まで | 80,000 |

出所) 国家能源局, 「太陽エネルギー発展の第 13 次 5 年計画」(太阳能发展十三五规划), 2016 年 12 月より作成

また、国家発展改革委員会・国家能源局・国土資源部は、2017 年 1 月に「地熱エネルギーの開発利用における第 13 次 5 年計画」(地热能开发利用十三五规划)を共同で公表した。この計画では 2020 年までの目標を以下のとおり設定している(表 1-121)。

表 1-121 地熱エネルギーの開発利用目標(2020 年まで、全国合計)

| 2015 年～2020 年増加目標 | | | 2020 年までの累積目標 | | |
|--|---|--------------------|--|---|--------------------|
| 浅層部 地中熱 ヒートポンプ による熱供給 の面積 (万 m ²) | 中深層 熱水型地熱 エネルギー による熱供給 の面積 (万 m ²) | 設備導入 容量 (MW) | 浅層部 地中熱 ヒートポンプ による熱供給 の面積 (万 m ²) | 中深層 熱水型地熱 エネルギー による熱供給 の面積 (万 m ²) | 設備導入 容量 (MW) |
| 72,650 | 40,000 | 500 | 111,850 | 50,210 | 527.28 |

注) 本計画では、省別・都市別の目標値が設定されている(表では割愛している)。

出所) 国家發展改革委員会・国家能源局・国土資源部「地热能开发利用十三五规划(地熱エネルギーの開
発利用に関する第13次5カ年計画)」2017年1月より作成

c. 省別の導入目標

2016年2月29日、国家能源局は「再生可能エネルギーの開発利用における目標誘導制度
に関する国家能源局の指導意見」(国能新能(2016)54号)を公布した。同指導意見では、
一次エネルギー消費に占める非化石エネルギー源(水力を除く)の割合について、省別の目
標値が設定されている(図1-163)。全国平均は10%程度であるが、再生可能エネルギー資
源の利用可能性に応じて、内モンゴル自治区、東北三省(遼寧省、吉林省、黒竜江省)等は
13%と高め、上海市、江西省及び一部の西南部地域(雲南省、重慶市、四川省、貴州省)
等は5%と低めの設定になっている。

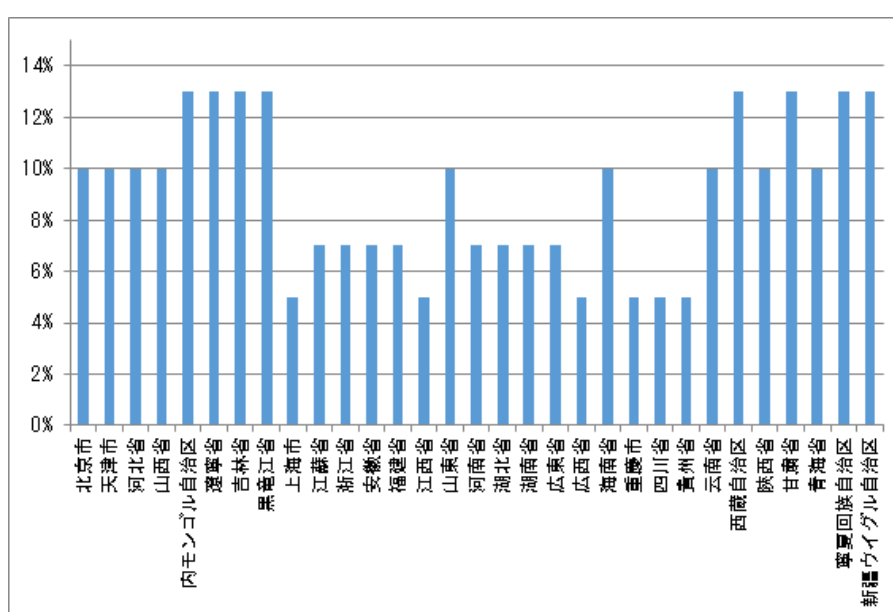


図 1-163 一次エネルギー消費に占める非化石エネルギー源（水力を除く）の省別目標

出所) 国家能源局,「再生可能エネルギーの開発利用目標の目標誘導制度に関する指導意見」(关于建立可
再生能源开发利用目标引导制度的指导意见)国能新能(2016)54号,2016年2月29日より作成

さらに2017年7月19日、国家能源局は「再生可能エネルギーの発展における第13次5
カ年計画実施に関する指導意見」(关于可再生能源发展十三五规划实施的指导意见)国能新
新能(2017)31号を公表し、省別の再生可能エネルギーの容量導入目標を明らかにした。

2017年8月1日、国家能源局新エネルギー司²⁵²はこの指導意見について記者会見を開き、
省別の目標設定について、以下のように理由を説明した。

²⁵² 「新エネルギー司」は、国家能源局傘下の内部機構。新エネルギー・再生可能エネルギーを担当する
部局の名称である。

- 風力、太陽光、バイオマス発電は（化石電源に比べ）相対的に規模が小さく、多数の発電所が広範囲に分布している。また、水力・地熱等其他の大規模な再エネ、または火力発電プロジェクトに比較すると建設期間が短い。そのため、個別案件の確実な遂行が難しい。
- プロジェクトの実現可能性と確実性を高め、発電所稼動までのリードタイムを短縮するため、省別に各年度の導入目標を設定することに意義がある。
- 前提条件としては、送配電網の整備と確実な電力需要、「棄光・棄風・棄水」の解決を考慮すべきである。

電源別の具体的な目標を以下に示す。風力発電については、2017年から2020年にかけて累計で110,410MWの新規導入目標が設定されている（表 1-122）。このうち「棄風」が深刻な吉林省、黒竜江省、甘肅省、寧夏省、内モンゴル省、新疆ウイグル自治区、新疆生産建設兵団²⁵³は目標設定の対象外となっており、状況が改善されてから再検討することになっている。

表 1-122 風力発電の新規導入目標【省別】（2017年～2020年）（MW）

| 省(市・区) | 2017年 | 2018年 | 2019年 | 2020年 | 2017-2020年 累計 |
|-----------|---------------|---------------|---------------|---------------|------------------|
| 北京市 | 0 | 50 | 50 | 100 | 200 |
| 天津市 | 290 | 260 | 400 | 280 | 1,230 |
| 河北省 | 2,390 | 3,500 | 3,000 | 2,500 | 11,390 |
| 山西省 | 2,560 | 2,400 | 2,200 | 2,240 | 9,400 |
| 遼寧省 | 0 | 700 | 500 | 400 | 1,600 |
| 上海市 | 0 | 100 | 100 | 100 | 300 |
| 江蘇省 | 1,100 | 1,000 | 800 | 800 | 3,700 |
| 浙江省 | 0 | 1,000 | 900 | 900 | 2,800 |
| 安徽省 | 2,000 | 1,000 | 1,000 | 500 | 4,500 |
| 福建省 | 500 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 3,500 |
| 江西省 | 1,130 | 1,600 | 1,400 | 600 | 4,730 |
| 山東省 | 3,500 | 2,400 | 2,000 | 2,000 | 9,900 |
| 河南省 | 3,000 | 3,000 | 3,000 | 3,000 | 12,000 |
| 湖北省 | 3,010 | 1,500 | 1,500 | 1,500 | 7,520 |
| 湖南省 | 2,320 | 2,300 | 1,500 | 1,500 | 7,620 |
| 広東省 | 1,650 | 1,500 | 1,500 | 1,500 | 6,150 |
| 広西区 | 2,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 5,000 |
| 海南省 | 0 | 0 | 0 | 350 | 350 |
| 重慶市 | 300 | 150 | 150 | 150 | 750 |
| 四川省 | 220 | 80 | 200 | 200 | 700 |
| 貴州省 | 150 | 600 | 1,200 | 440 | 2,390 |
| 雲南省 | 0 | 650 | 650 | 650 | 1,950 |
| チベット | 0 | 50 | 50 | 100 | 200 |
| 陝西省 | 3,030 | 1,500 | 1,500 | 1,500 | 7,530 |
| 青海省 | 1,500 | 1,500 | 1,000 | 1,000 | 5,000 |
| 合計 | 30,650 | 28,840 | 26,600 | 24,310 | 110,410 |

²⁵³ 「新疆生産建設兵団」は中央政府と新疆ウイグル自治区に共同管轄される特別な行政区域である。

出所) 国家能源局「再生可能エネルギーの発展における第13次5カ年計画実施に関する指導意見」(关于可再生能源发展十三五规划实施的指导意见) 国能发新能(2017)31号、2017年7月19日より作成

太陽光発電については、2017年から2020年にかけて、累計で86,500MWの新規導入目標が計画されている(表1-123)。このうち、既に導入の進んでいる7地域(北京市、天津市、上海市、福建省、重慶市、チベット自治区、海南省)に関しては、自主計画・自力管理を進めることとし、目標設定の対象外となっている。また、「棄光」問題が深刻な甘肅省、新疆ウイグル自治区、新疆生産建設兵団、寧夏省を含めた地域に関しては、風力の場合と同様にしばらくの間新規導入を抑制し、状況が改善されてから再検討することになっている。

表 1-123 太陽光発電の新規導入目標【省別】(2017年~2020年)(MW)

| 省(市・区) | 2017年 | 2018年 | 2019年 | 2020年 | 2017-2020年 累計 |
|--------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|------------------|
| 河北省 | 1,000 | 1,200 | 1,200 | 1,200 | 4,600 |
| 山西省 | 800 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 3,800 |
| 山東省 | 500 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 3,500 |
| 内モンゴル | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 4,000 |
| 遼寧省 | 500 | 400 | 300 | 300 | 1,500 |
| 吉林省 | 500 | 400 | 400 | 400 | 1,700 |
| 黒竜江省 | 800 | 800 | 800 | 800 | 3,200 |
| 陝西省 | 800 | 800 | 800 | 800 | 3,200 |
| 青海省 | 800 | 500 | 500 | 500 | 2,300 |
| 江蘇省 | 1,200 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 4,200 |
| 浙江省 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 4,000 |
| 安徽省 | 800 | 600 | 500 | 500 | 2,400 |
| 江西省 | 500 | 300 | 300 | 300 | 1,400 |
| 河南省 | 900 | 500 | 500 | 500 | 2,400 |
| 湖北省 | 500 | 500 | 300 | 300 | 1,600 |
| 湖南省 | 500 | 500 | 300 | 300 | 1,600 |
| 四川省 | 500 | 500 | 300 | 300 | 1,600 |
| 貴州省 | 300 | 300 | 300 | 300 | 1,200 |
| 雲南省 | 500 | 500 | 500 | 500 | 2,000 |
| 広東省 | 500 | 800 | 800 | 800 | 2,900 |
| 広西省 | 500 | 300 | 300 | 300 | 1,400 |
| トップランナー基地 ^(注) | 8,000 | 8,000 | 8,000 | 8,000 | 32,000 |
| 合計 | 22,400 | 21,900 | 21,100 | 21,100 | 86,500 |

注) 「トップランナー基地」については(2)1)太陽光発電トップランナー制度で詳述。

出所) 国家能源局「再生可能エネルギーの発展における第13次5カ年計画実施に関する指導意見」(关于可再生能源发展十三五规划实施的指导意见) 国能发新能(2017)31号、2017年7月19日より作成

バイオマス発電については、2016年12月までに累計12,140MWの導入規模が実現しており、「再生可能エネルギー発展に関する第13次5カ年計画」の導入目標(2020年までに15,000MW、表1-117参照)が前倒しで達成できることが見込まれている。そこで、国家能

源局は2017年7月19日、「再生可能エネルギーの発展における第13次5カ年計画実施に関する指導意見」（关于可再生能源发展十三五规划实施的指导意见）国能発新能（2017）31号と同時に「バイオマス発電における第13次5カ年計画中の建設配置方案」（生物质发电十三五规划布局方案）を公表した。同方案では、2020年までに累計23,340MWの導入目標が設定されている（当初の計画から55.6%増）（表1-124）。この方案では、バイオマス発電所の建設申請について、中央政府から地方政府へ審査主導権を委譲することも定められ、開発の迅速化が図られている。

表 1-124 第13次5カ年計画期間中におけるバイオマス発電の建設配置方案（MW）

| 省(市・区) | 農林バイオマス 発電 | 廃棄物燃焼 発電 | 合計 |
|-----------|---------------|---------------|---------------|
| 北京市 | 10 | 50 | 60 |
| 天津市 | 20 | 20 | 40 |
| 河北省 | 1,340 | 300 | 1,640 |
| 山西省 | 300 | 250 | 550 |
| 内モンゴル | 240 | 100 | 340 |
| 遼寧省 | 790 | 550 | 1,340 |
| 吉林省 | 1,130 | 200 | 1,330 |
| 黒竜江省 | 1,100 | 180 | 1,280 |
| 上海市 | 10 | 150 | 160 |
| 江蘇省 | 570 | 860 | 1,430 |
| 浙江省 | 50 | 570 | 620 |
| 安徽省 | 730 | 540 | 1,270 |
| 福建省 | 20 | 240 | 260 |
| 江西省 | 560 | 390 | 950 |
| 山東省 | 1,260 | 980 | 2,240 |
| 河南省 | 1,600 | 630 | 2,230 |
| 湖北省 | 590 | 380 | 970 |
| 湖南省 | 360 | 530 | 890 |
| 広東省 | 230 | 960 | 1,190 |
| 広西省 | 490 | 390 | 880 |
| 海南省 | 150 | 150 | 300 |
| 重慶市 | 130 | 130 | 260 |
| 四川省 | 150 | 330 | 480 |
| 貴州省 | 150 | 250 | 400 |
| 雲南省 | 0 | 210 | 210 |
| チベット自治区 | 0 | 30 | 30 |
| 陝西省 | 480 | 440 | 920 |
| 甘肅省 | 380 | 130 | 510 |
| 寧夏回族自治区 | 30 | 50 | 80 |
| 新疆ウイグル自治区 | 0 | 190 | 190 |
| 新疆生産建設兵団 | 250 | 40 | 290 |
| 合計 | 13,120 | 10,220 | 23,340 |

出所) 国家能源局「再生可能エネルギーの発展における第13次5カ年計画実施に関する指導意見」(关于可再生能源发展十三五规划实施的指导意见) 国能发新能(2017)31号、添付3「バイオマス発電における第13次5カ年計画中の建設配置方案」(生物质发电十三五规划布局方案) 2017年7月19日より作成

(2) 再生可能エネルギーへの支援施策

1) (大型) 太陽光発電への支援(全量固定価格買取制度)

2011年7月24日、国家発展改革委員会は「太陽光発電の買取価格制度の改善に関する通知」(発改価格(2011)1594号)を公表し、固定価格買取制度が導入された。同通知では、2011年7月1日までに建設が許可され、かつ2011年12月31日までに稼働できる太陽光発電所について固定買取価格を1.15元/kWhに設定した。

しかしながら、国土の広い中国では地域によって日射量が大きく異なるだけでなく、発電所の建設コスト及びランニングコスト、発電量にも開きがある。2013年8月26日、国家発展改革委員会は「価格によるレバレッジ発揮と太陽光発電産業の健全な発展促進に関する通知」(発改価格(2013)1638号)を公表し、買取価格を3つのエリア別に設定する方式を採用した(図1-164)。なお、買取期間は原則20年間である。

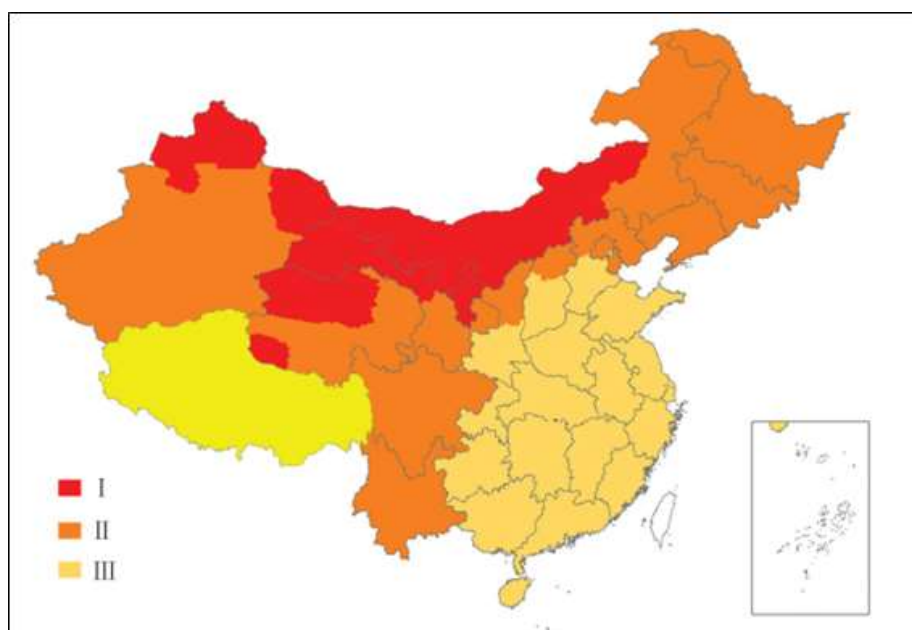


図 1-164 太陽光発電の買取価格に関するエリア区分

注) チベット自治区(上図左下・濃い黄色の部分)は、1~3類エリアに該当せず、買取価格を別途設定することとなっている。

出所) 国家能源中心、「中国再生可能エネルギー産業発展に関する報告2015」(中国可再生能源产业发展报告2015) 中国経済出版社, 2015年9月より作成

その後2回にわたり買取価格の引き下げが実施され、2017年1月1日以降は「新エネルギー

ギーの固定買取価格の調整に関する通知「パブリックコメント版」²⁵⁴に基づく価格が適用されている。

2017年12月19日、国家発展改革委員会は「2018年太陽光発電の買取価格政策に関する通知」（关于2018年光伏发电项目价格政策的通知）发改價格規（2017）2196号を公表した。これによると、現行の買取価格が継続実施となった。エリア方式が採用された2013年9月1日以降の買取価格の変遷を表1-125に示す。

表 1-125 （大型）太陽光発電所からの買取価格（元/kWh）

| 区分 | 2013年 9月1日以降 | 2016年 1月1日以降 | 2017年 1月1日以降 | 2018年 1月1日以降 |
|-------|---|--|--|--|
| 1類エリア | 0.90 | 0.80 | 0.55 | 0.55 |
| 2類エリア | 0.95 | 0.88 | 0.65 | 0.65 |
| 3類エリア | 1.00 | 0.98 | 0.75 | 0.75 |
| 適用対象 | <ul style="list-style-type: none"> ● 2013年9月1日～2015年12月31日に建設を許可された発電所 ● または2013年9月1日以前に建設許可されたが、2013年12月31日までに稼働開始していない発電所 | <ul style="list-style-type: none"> ● 2016年1月1日～2016年12月31日に建設を許可された発電所 ● または2015年12月31日以前に建設許可されたが、2016年6月30日までに稼働開始していない発電所 | <ul style="list-style-type: none"> ● 2017年1月1日以降に建設を許可された発電所 ● または2016年12月31日以前に建設許可されたが、2017年6月30日までに稼働開始していない発電所 | <ul style="list-style-type: none"> ● 2018年1月1日以降に建設を許可された発電所 ● または2017年12月31日以前に建設許可されたが、2018年6月30日までに稼働開始していない発電所 |

注) 2013年9月1日まではエリア区分がなく、買取価格は1.00元/kWh、または1.15元/kWhとなっていた。

出所) 国家発展改革委員会、「太陽光発電の買取価格制度の改善に関する通知」（关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知）发改價格（2011）1594号, 2011年7月24日より作成
 国家発展改革委員会、「価格によるレバレッジ発揮と太陽光発電産業の健全な発展促進に関する通知」（关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知）发改價格（2013）1638号, 2013年8月26日,
 国家発展改革委員会、「陸上風力発電及び太陽光発電の固定買取価格の改善に関する通知」（关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知）发改價格（2015）3044号, 2015年12月22日,
 国家発展改革委員会、「新エネルギーの送電網接続価格の調整に関する通知－パブリックコメント版」（关于调整新能源标杆上网电价的通知－征求意见稿）, 2016年9月29日
 国家発展改革委員会「2018年太陽光発電における買取価格政策に関する通知」（关于2018年光伏发电项目价格政策的通知）发改價格規（2017）2196号, 2017年12月19日より作成

太陽光発電トップランナー制度

2017年9月22日、国家能源局は「太陽光発電トップランナー計画実施及び2017年トップランナー基地建設に関する通知」（关于推进光伏发电领跑者计划实施和2017年领跑基地

²⁵⁴ 2016年9月29日に国家発展改革委員会が公布した。

建設有关要求的通知) 国能発新能(2017) 54号を公表した。「トップランナー(領跑者)」制度は、太陽光発電産業の技術向上とコスト削減を通じて、2020年までに売電価格を低減させることにより、需要側の安価な電力調達実現を目指す政策である。

本制度では、太陽光発電設備を建設する「基地」を選定すると共に、建設を請け負う太陽光発電設備メーカーや投資会社も地域毎に選定する。基地は、発電コストの優位性を重視する「応用トップランナー」と、発電コスト低減技術の実現可能性を重視する「技術トップランナー」の2種類がある。上記通知に基づき、基地の建設規模、技術指標、選考基準等が定められ、今期の総規模は8,000MWを目指す計画となっている(表1-126)。選考は各省毎に自主申請、自由競争の方式で行われる。要件としては、2016年に太陽光発電の発電実績が買取保証時間の95%以上を達成し、かつ「棄光」率が5%以下の省のみ申請可能である。

表 1-126 太陽光発電トップランナー基地の建設計画

| 項目 | 応用 トップランナー基地 | 技術 トップランナー基地 | 合計 |
|----------------------------|-----------------|-----------------|----------|
| 今期 ^(*) 建設総規模 | 6,500 MW 以下 | 1,500 MW 以下 | 8,000 MW |
| 基地毎の建設規模 | 250 MW 以上 | 100 MW 以上 | 500 MW |
| 今期の 建設予定数 | 10 | 3 | 13 |
| 各省の最大申告数 | 2 | 1 | 3 |

注) 今期：応用トップランナー基地は2018年末までに、技術トップランナー基地は2019年情半期に稼働開始予定となる。

出所) 「太陽光発電トップランナー計画実施及び2017年トップランナー基地建設に関する通知」(关于推进光伏发电领跑者计划实施和2017年领跑基地建设有关要求的通知) 国能发新能(2017) 54号より作成

2017年11月30日、本制度に基づいて各省が申請し、国家能源局の専門家審査を経て確定したトップランナー基地が公表された。下表のとおり、応用トップランナー基地は計10ヶ所、技術トップランナー基地は計3ヶ所が選定されている(表1-127)。

表 1-127 太陽光発電のトップランナー基地リスト(2017年)

| 基地分類 | No. | 基地名称 | 全体の 計画規模 (MW) | 今年度の 導入規模 (MW) |
|------|-----|--------------|---------------------|----------------------|
| 応用 | 1 | 山西省大同市 | 3,000 | 500 |
| | 2 | 山西省寿陽県 | 1,000 | 500 |
| | 3 | 陝西省渭南市 | 1,000 | 500 |
| | 4 | 河北省海興県 | 1,000 | 500 |
| | 5 | 吉林省白城市 | 2,000 | 500 |
| | 6 | 江蘇省泗洪県 | 1,000 | 500 |
| | 7 | 青海省格爾木市 | 1,000 | 500 |
| | 8 | 内モンゴル自治区ダラト旗 | 2,000 | 500 |
| | 9 | 青海省デリンハ県 | 1,000 | 500 |
| | 10 | 江蘇省宝応県 | 2,080 | 500 |
| 技術 | 1 | 江西省上饒市 | 500 | 500 |

| | | | | |
|--|---|--------|-----|-----|
| | 2 | 山西省長治市 | 500 | 500 |
| | 3 | 陝西省銅川市 | 500 | 500 |

出所) 国家能源局「2017年太陽光発電のトップランナー基地リスト及び着実な関連事項の実施に関する通知」(关于公布2017年光伏发电领跑基地名单及落实有关要求的通知) 国能發新能(2017)76号、2017年11月30日より作成

2) 分散型太陽光発電への支援（全量買取制度／余剰買取制度）

国家発展改革委員会は2015年12月22日、「陸上風力発電及び太陽光発電の固定買取価格の改善に関する通知」（発改価（2015）3044号）を公表し、分散型太陽光発電の基準買取価格を従来より細かく規定した。分散型太陽光発電の適用範囲は、①10kV以下の電圧で系統連系され、かつ合計導入容量が6MW以下の太陽光発電プロジェクト²⁵⁵、②35kV（東北地域では66kV）以下の電圧で系統連系され、かつ合計導入容量が20MW以下の太陽光発電プロジェクト²⁵⁶である（他はすべて大型太陽光発電となる）。

買取価格には「自産自消、余剰買取」、及び「全量買取」という2つの選択肢があり、買取期間は20年間である。「全量買取」方式の場合、買取金額は大型太陽光発電所の基準価格と同額である。「自産自消、余剰買取」方式を選択する場合は、所在地にある火力発電基準買取価格²⁵⁷に所定の補助金が加算される。

2017年12月19日、国家発展改革委員会は「2018年太陽光発電の買取価格政策に関する通知」（关于2018年光伏发电项目价格政策的通知）発改価格規（2017）2196号を公表した。これによると、2018年1月1日以降に稼働を開始した分散型システムの買取価格は1～3類エリア共通で0.37元/kWhとなった（表1-128）。

表 1-128 分散型太陽光発電の補助金（元/kWh）

| 区分 | 2013年 9月1日以降 | 2016年 1月1日以降 | 2017年 1月1日以降 | 2018年 1月1日以降 |
|-------|-----------------------------------|---|-------------------------------|-------------------------------|
| 1類エリア | 0.42 | 0.42 | 0.20 | 0.37 |
| 2類エリア | | | 0.25 | |
| 3類エリア | | | 0.30 | |
| 適用対象 | 2015年12月31日までに稼働を開始した分散型太陽光発電システム | 2016年1月1日～2016年12月31日の間に稼働を開始した分散型太陽光発電システム | 2017年1月1日より稼働開始した分散型太陽光発電システム | 2018年1月1日より稼働開始した分散型太陽光発電システム |

出所) 国家発展改革委員会, 「価格によるレバレッジ発揮と太陽光発電産業の健全な発展促進に関する通知」（关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知）発改価格（2013）1638号, 2013年8月26日,

国家発展改革委員会, 「陸上風力発電及び太陽光発電の固定買取価格の改善に関する通知」（关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知）発改価（2015）3044号, 2015年12月22日,
国家発展改革委員会, 「新エネルギーの送電網接続価格の調整に関する通知—パブリックコメント版」（关于调整新能源标杆上网电价的通知—征求意见稿）, 2016年9月29日

²⁵⁵ 国家電網, 「分散型太陽光発電の系統連系に関する意見及び規定」（关于印发分布式光伏发电并网方面相关意见和规定）国家電網弁1560号, 2012年 http://www.gs.sgcc.com.cn/html/main/col7/2013-04/23/20130423173754646557564_1.html（最終閲覧日：2018年3月9日）

²⁵⁶ 国家能源局, 「分散型太陽光発電に関する政策を一層確実に実行させる通知」（关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知）国能新能（2014）406号, 2014年9月2日
http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201409/t20140904_1837.htm（最終閲覧日：2018年3月9日）

²⁵⁷ 火力発電の基準買取価格は、国家発展改革委員会が設定する。2016年1月1日以降の価格は2015年12月27日付の通知（2015）3105号による。

国家發展改革委員会「2018年太陽光発電における買取価格政策に関する通知」（关于2018年光伏发电项目价格政策的通知）发改價格規（2017）2196号、2017年12月19日より作成

また、分散型太陽光発電所については、2013年6月以降、一部の地方政府が独自の補助金政策を実施している。中央政府の補助金と併用できるため、太陽光の日射量が比較的少ない中部及び東部の太陽光発電所にとっては、経済性を左右する要因となっている。中央政府・地方政府の補助金合計額の例を図1-165に示す。

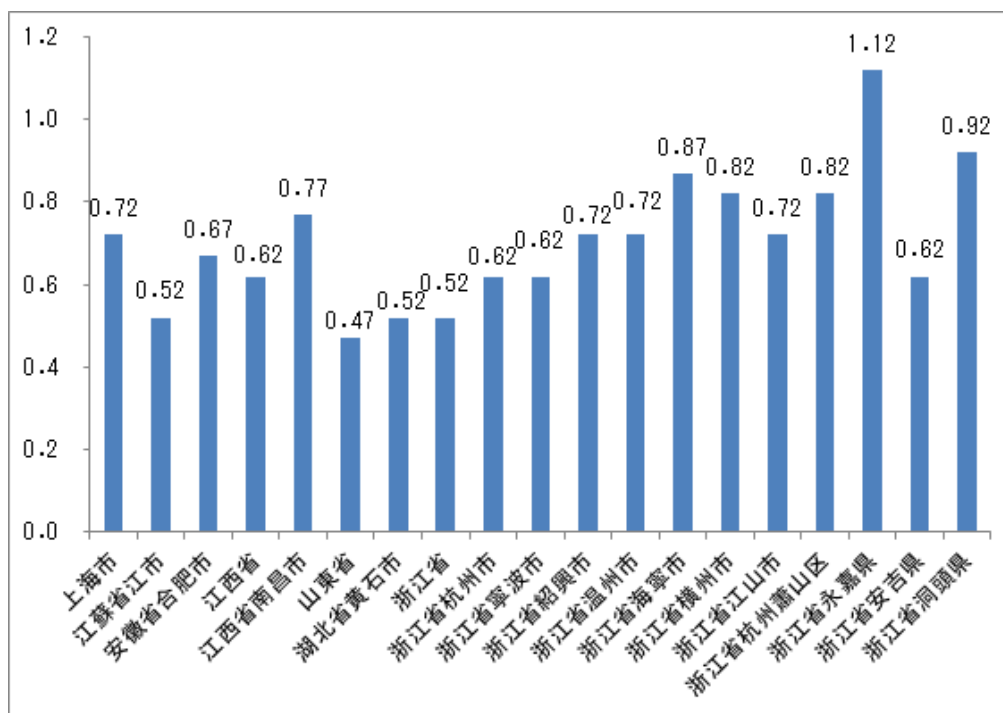


図 1-165 中央政府及び地方政府の補助金合計額（元/kWh）

出所) 国家可再生能源中心,「中国可再生能源産業發展報告 2015」, 中国経済出版社, 2015年9月より作成
http://www.sdpc.gov.cn/zfwzx/zfdj/jggg/201512/t20151230_769630.html (最終閲覧日: 2018年3月9日)

3) 貧困層世帯への支援（大型／分散型太陽光発電）

国家發展改革委員会は2016年4月5日、「太陽光発電における貧困援助業務の実施に関する意見」（关于实施光伏发电扶贫工作的意见）发改能源（2016）621号を公表した。これは、日射量が多い16省471県において、計3.5万の村に居住する貧困層²⁵⁸200万世帯を対象に、太陽光発電の買取価格を優遇することにより、2020年までに世帯当たり年3,000元以上の増収を目的とする政策である。本意見の公表後、実施に向けての準備が始まり、2018年1月1日から正式に開始された。大型・分散型それぞれの買取価格を下表に示す(表 1-129)。

²⁵⁸ 同意見では「労働能力を喪失した貧困層（身体障害者も含む）」と規定されている。

表 1-129 太陽光発電：貧困層世帯に対する優遇買取価格（元/kWh）

| 区分 | | 通常の買取価格 | 貧困層世帯の優遇買取価格 | |
|--------|--------|---------|--------------|-----------|
| 大型太陽光 | 1 類エリア | 0.55 | 0.65 | (0.5MW以下) |
| | 2 類エリア | 0.65 | 0.75 | |
| | 3 類エリア | 0.75 | 0.85 | |
| 分散型太陽光 | 1 類エリア | 0.37 | 0.42 | — |
| | 2 類エリア | | | |
| | 3 類エリア | | | |

注) 2018年1月1日以降に建設を許可された発電所、または2017年12月31日以前に建設許可されたが、2018年6月30日までに稼働開始していない発電所が適用対象となる。

出所) 国家発展改革委員会「2018年太陽光発電における買取価格政策に関する通知」(关于2018年光伏发电项目价格政策的通知) 发改價格規(2017)2196号,2017年12月19日,
国家発展改革委員会「太陽光発電における貧困援助業務の実施に関する意見」(关于实施光伏发电扶贫工作的意见) 发改能源(2016)621号より作成

4) 風力発電への支援（固定価格買取制度）

風力発電についても、2009年にはエリア別（第1類～第4類）の価格設定による固定価格買取制度が導入されている。太陽光同様、買取価格は段階的に引き下げられている。買取期間は原則20年間である。エリア区分と買取価格の変遷を表1-130と表1-131に示す。

表 1-130 風力発電の買取価格エリア

| 区分 | 範囲 |
|--------|--|
| 1 類エリア | 内モンゴル自治区(赤峰市、通遼市、ヒンガン盟、フルンボイル市を除く)、新疆ウイグル自治区の一部(烏魯木斉市、イリ・カザフ自治州、昌吉回族自治州、カラマイ市、石河子市) |
| 2 類エリア | 河北省承德市、河北省張家口市、内モンゴル自治区(赤峰市、通遼市、ヒンガン盟、フルンボイル市)、甘肅省の一部(張掖市、嘉峪関市、酒泉市) |
| 3 類エリア | 吉林省(白城市、松原市)、黒竜江省(鶏西市、二鴨山市、七台河市、綏化市、伊春市大興安嶺地区)、甘肅省(張掖市、嘉峪関市、酒泉市を除く)、新疆ウイグル自治区の一部(烏魯木斉市、イリ・カザフ自治州、昌吉回族自治州、カラマイ市、石河子市)、寧夏回族自治区 |
| 4 類エリア | 1 類エリア、2 類エリア、3 類エリア以外の地域 |

出所) 国家発展改革委員会、「風力発電の買取価格制度の改善に関する通知」(关于完善风力发电上网电价政策的通知) 发改價格(2009)1906号,2009年より作成

表 1-131 陸上風力発電の買取価格（元/kWh）

| 区分 | 2009年 | 2015年) | 2016年) | 2018年 |
|--------|---|--|---|--|
| 1 類エリア | 0.51 | 0.49 | 0.47 | 0.44 |
| 2 類エリア | 0.54 | 0.52 | 0.50 | 0.47 |
| 3 類エリア | 0.58 | 0.56 | 0.54 | 0.51 |
| 4 類エリア | 0.61 | 0.61 | 0.60 | 0.58 |
| 適用対象 | <ul style="list-style-type: none"> ● 2009年8月1日～2014年12月31日に建設が許可され、かつ2016年1月1日までに稼働した発電所 ● 2009年8月1日以前に許可された発電所は従来買取価格が適用される。 | <ul style="list-style-type: none"> ● 2015年1月1日～2015年12月31日に建設が許可された発電所 ● または 2015年1月1日以前に許可されたが、2016年1月1日までに稼働していない発電所 | <ul style="list-style-type: none"> ● 2016年1月1日以降に建設が許可され、許可期間中(2年間)に稼働した発電所 ● または 2015年1月～2015年12月31日に許可されたが、2017年1月1日までに稼働していない発電所 | <ul style="list-style-type: none"> ● 2018年1月1日以降に建設が許可され、許可期間中(2年間)に稼働した発電所 |

出所) 国家発展改革委員会、「風力発電の買取価格制度の改善に関する通知」(关于完善风力发电上网电价政策的通知) 発改価格(2009)1906号, 2009年
 国家発展改革委員会、「陸上風力発電の固定買取価格の調整に関する通知」(关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知) 発改価格(2014)3008号, 2015年1月,
 国家発展改革委員会、「陸上風力発電及び太陽光発電の買取価格政策の改善に関する通知」(关于完善陆上风电光伏上网标杆电价政策的通知) 発改価格(2015)3044号, 2015年12月22日より作成

なお、洋上風力発電については、国家発展改革委員会が2014年6月5日に公表した「洋上風力発電の買取価格に関する通知」(2014)1216号において買取価格が設定されている。同通知では、発電所を設置する場所によって、買取価格を「潮間帯」²⁵⁹と「近海洋上」の2種類に分けて設定している(表 1-132)。

表 1-132 洋上風力発電の買取価格（元/kWh）

| 種類 | 買取り価格 |
|----------|-------|
| 潮間帯風力発電 | 0.75 |
| 近海洋上風力発電 | 0.85 |

出所) 国家発展改革委員会、「洋上風力発電の買取価格に関する通知」(关于海上风电上网电价政策的通知) (2014)1216号, 2014年6月5日より作成

²⁵⁹ 潮間帯とは、海と陸の境界にあたる部分で、大潮の時の最高高潮面から最低高潮面までの範囲を指す。

5) バイオマス発電への支援（固定価格買取制度）

国家発展改革委員会は2006年1月4日、「再生可能エネルギー発電の買取価格及び費用分担管理に関する暫定方法」（発改価格（2006）7号）を公表し、バイオマス発電・バイオマスガス化発電を対象とする固定価格買取制度が開始された。買取期間は15年である。以降、2010年には農林バイオマスが、2012年には生活廃棄物を原料とする廃棄物燃焼発電も制度対象に加えられた。買取価格は表 1-133 のとおりである。

表 1-133 バイオマス発電の買取価格（元/kWh）

| 実施開始日 | 対象 | 買取価格 |
|-----------|---------|------------|
| 2006年1月1日 | バイオガス | ベース価格+0.25 |
| 2006年1月1日 | ガス化発電 | ベース価格+0.25 |
| 2010年7月1日 | 農林バイオマス | 0.75 |
| 2012年4月1日 | 廃棄物燃焼 | 0.65 |

注) ベース価格は各地域の2005年の石炭火力発電買取価格（脱硫）とする。

出所) 国家発展改革委員会、「再生可能エネルギーの買取価格及び費用分担管理の暫定方法」（可再生エネルギー発電价格和費用分担管理试行政策的通知）（发改价格（2006）7号），2006年1月4日，
国家発展改革委員会，「農林バイオマス発電の買取価格政策改善に関する通知」（关于完善农林生物质发电价格政策的通知）（发改价格（2010）1579号），2010年7月18日，
国家発展改革委員会，「廃棄物燃焼発電の買取価格政策の改善に関する通知」（关于完善垃圾焚烧发电价格政策的通知）（发改价格（2012）801号），2012年3月28日より作成

6) 分散型電源への支援（市場化取引パイロット制度）

2017年10月31日、国家発展改革委員会は「分散型発電の市場化取引パイロット展開に関する通知」（国家能源局关于开展分布式发电市场化交易试点的通知）発改能源（2017）1901号を公表した。これは、太陽光・風力等分散型電源全般を対象とする支援策である。市場化取引の主な特徴は、分散型発電事業者（個人を含む）が電網会社（送配電事業者）に送配電費用（政府が規定した基準価格）を支払い、近隣の需要家と直接取引できる点である。参加条件（表 1-134）を満たしたプロジェクトは、自動的に従来の固定価格買取制度（全量買取／余剰買取）の支援対象となり、発電したすべての電力量が買取対象となるが、買取金額（補助金）は表 1-134 のとおり減額される。市場取引への参加条件を満たす発電事業者は、従来の固定価格買取制度と市場化取引パイロット制度のいずれかを選択することが可能である。

表 1-134 分散型電源市場化取引への参加条件

| 系統連系の電圧条件 | 容量制限 | 補助金の減額率 ^(注2) |
|-----------|-------------------------|-------------------------|
| 35kV 以下 | 20MW 以下 ^(注1) | < 10% |
| 110kV 以下 | 20MW 超過、50MW 以下 | < 20% |

注1) 自家消費がある場合、自家消費を除いた余剰電力が20MW以下の場合に限る。

注2) 補助金（買取価格）は、発改価格規（2017）2196号で規定されている。

出所) 国家能源局「分散型発電の市場化取引パイロット展開に関する通知」(国家能源局关于开展分布式发电市场化交易试点的通知) 发改能源(2017)1901号,2017年10月31日より作成

7) グリーン電力証書取引制度の導入開始

2017年1月18日、国家発展改革委員会・財政部・国家能源局は「再生可能エネルギーのグリーン電力証書の審査、発行及び自主取引制度の試行に関する通知」(关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知) 发改能源(2017)132号を共同で発表した。これは、政府が認定した集中型の再生可能エネルギー発電案件を対象とする政策である。本通知により、グリーン電力証書の申請交付及び取引規則等の政策導入が試行的に開始された。さらに、2017年7月1日、グリーン電力証書制度が正式にスタートし市場取引も始まっている。

グリーン電力証書の交付対象は、国家再生可能エネルギー発電促進賦課金(固定価格買取制度)の補助対象リストに入る風力発電(陸上)及び太陽光発電(分散型太陽光発電を除く)案件である。政府機関、民間事業者、個人等が取引事業者として認められており、当面は自主的な取引となっているものの、今後義務化へシフトする見込みである。1枚のグリーン電力証書の価値は1,000 kWhの発電量に相当するが、固定価格買取制度の補助金(買取価格)相当額が価値の上限となる。

取引相手との交渉または入札で確定した価格で証書を取引した後は、これに該当する発電量は固定価格買取制度の対象外となる。制度の概要を以下に示す(表 1-135)。

表 1-135 グリーン電力証書制度の概要

| 項目 | 概要 |
|---------|---|
| 対象案件 | 国家再生可能エネルギー発電促進賦課金の補助対象リストに入る風力発電案件(陸上)及び太陽光発電案件(分散型太陽光発電を除く) |
| 取引事業者 | 政府機関、民間事業者、個人等 |
| 取引方法 | 当面は自主的。今後義務化へ変更 |
| 取引発電量基準 | 1,000 kWh(1 MWh) = 1 枚 |
| 取引価格 | 認証書の電量分に応じ、国家再生可能エネルギー補助金の基準を超えない範囲で、取引相手の交渉または入札により確定 |

出所) 国家発展改革委・財政部・国家能源局「再生可能エネルギーのグリーン電力証書の審査、発行及び自主取引制度の試行に関する通知」(关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知) 发改能源(2017)132号、2017年1月18日より作成

最新動向

中国グリーン電力証書の公式取引プラットフォーム(中国绿色电力证书认购交易平台)によると、2018年3月8日の時点で、計1,726の購入者(会社、個人を含む)が27,133枚のグリーン電力証書を購入している。取引状況は(表 1-136)のとおりであるが、登録枚数に対する取引実績はまだわずかな量に留まっている。

現在、グリーン電力証書制度は義務化されておらず、拘束力が弱い。関係者によると、中国政府は2018年内に、クリーン電力証書の義務化を開始させる見通しである。

表 1-136 グリーン電力証書取引状況

| 対象電源 | 区分 | 全国(枚) | 内モンゴル自治区(枚) | 全国に占めるシェア (%) |
|------|------|------------|-------------|---------------|
| 風力 | 発行 | 16,839,747 | 1,789,776 | 10.6 |
| | 取引登録 | 3,964,534 | 226,887 | 5.7 |
| | 取引実績 | 27,007 | 123 | 0.5 |
| 太陽光 | 発行 | 1,478,632 | 88,795 | 6.0 |
| | 取引登録 | 142,732 | 52,653 | 36.9 |
| | 取引実績 | 126 | 0 | 0.0 |

出所) 中国グリーン電力証書の公式取引プラットフォーム (中国绿色电力证书认购交易平台)

<http://www.greenenergy.org.cn/>より作成 (最終閲覧日: 2018年3月9日)

8) 太陽熱発電への支援 (モデル事業・固定価格買取制度)

中国は「第12次5カ年計画」期間中に合計1GW規模の太陽熱発電事業の開発を計画していた。しかしながら、計画最終年の2015年までに設置が完成した設備容量は18MWと計画目標を大幅に下回った²⁶⁰。

そこで、太陽熱発電のモデル事業を推進するとともに、モデル事業からの電力買取については、従来の入札方式を改め、2016年8月29日に国家発展改革委員会が公表した「太陽熱発電の基準買取価格政策に関する通知」(发改価格(2016)1881号)により、全国一律で1.15元/kWhと決定された。なお、この価格は2016年～2018年12月31日に実施するモデル事業が適用対象である。

9) 地熱エネルギーへの支援

2013年1月10日、国家能源局、財政部、国土資源部、住宅・都市農村建設部は、「地熱エネルギーの開発利用促進に関する指導意見」(国能新能(2013)48号)を公表した。同指導意見では、商業化された地熱エネルギープロジェクトに対する優遇策を決定した。具体的には、需要側でのESCOを活用した省エネと絡めた地熱利用プロジェクトへの税制優遇や、熱供給・冷房プロジェクトに対する買取価格の優遇措置である。

10) 再生可能エネルギーの熱利用への支援

中国の熱供給源は石炭火力が主体であり、特に農村部で石炭の利用率が高い。政府は、大気汚染の防止と電源構成の調整を目的とし、地熱、バイオマス、太陽熱等を含めた再生可能エネルギーによる熱供給の利用促進を目指している。そうした中、国家能源局は2017年4月18日、「再生可能エネルギーによる熱供給の利用促進に関する意見」(对关于促进可再

²⁶⁰ 国家能源局ウェブサイト, http://www.nea.gov.cn/2016-09/07/c_135668622.htm (最終閲覧日: 2018年3月9日)

生能源供熱的意見) のパブリックコメント版を公表した。

これによると、2020年までに、再生可能エネルギーの全国熱利用面積を合計35億平方メートルへ拡大し、熱供給量を合計1.5億トン(標準石炭換算値)へと増加させる目標が掲げられている(表1-137)。特に京津冀地域(北京市、天津市、河北省の総称)で再生可能エネルギーの熱利用面積を10億平方メートルへ、また長江デルタ地域で5億平方メートルへ拡大することが見込まれている。

表 1-137 再生可能エネルギーによる熱供給の目標 (2020年まで)

| 熱源 | 年間利用規模 (億平方メートル) | 標準石炭換算値 (万トン) |
|--------------------|---------------------|------------------|
| 地熱 | 16 | 7,000 |
| バイオマス | 10 | 3,000 |
| 太陽熱 | 4 | 1,200 |
| 空気熱、水源ヒートポンプ、工業余熱等 | - | 2,300 |
| そのほかの再生可能エネルギー | 5 | 1,500 |
| 合計 | 35 | 15,000 |

出所) 国家能源局「再生可能エネルギーによる熱供給の利用促進に関する意見(パブリックコメント版)」(対关于促進可再生能源供熱的意見), 2017年4月18日より作成

11) 火力発電に関する規制

近年、中国政府は火力発電に対する多数の規制を公布している。特に、小型火力発電所は効率が低いことに加えて汚染物質や温室効果ガスの排出量も多いため、「第11次5カ年計画」期間中(2006年~2010年)には多数の小型火力発電所を閉鎖し、大型火力発電所の建設を促進する「上大圧小」政策を実施してきた。2007年以降に公布された規制とその概要を表1-138に示す。

表 1-138 火力発電に対する規制政策の一覧 (2007~2015年)

| 政策 | 公表日 | 主な内容 |
|--|------------|--|
| 小型火力発電所の閉鎖加速に関する意見 国発(2007)2号(注) | 2007年1月20日 | 小型火力発電機の廃止を加速し、再生可能エネルギー発電を優先する。 |
| 大気汚染防止に関する行動計画通知 国発(2013)37号 | 2013年9月10日 | 石炭ボイラーや石炭火力発電所の廃止を進め、2017年までに再生可能エネルギーの利用拡大を促進することで吸入性粒子状物質の濃度を低減する。 |
| エネルギー発展戦略に関する行動計画 2014-2020 国弁発(2014)31号 | 2014年6月7日 | 一次エネルギー消費に占める非化石エネルギーの割合を2020年に15%まで拡大し、2030年には20%まで拡大する。 |
| 石炭火力発電の省エネ排出削減に関するグレードアップ及び改造行動計画 | 2014年9月1日 | 2020年までに、一次エネルギー消費に占める石炭消費の比 |

| 政策 | 公表日 | 主な内容 |
|--|-------------|---|
| 発改能源(2014)2093号 | | 率を62%以下に抑える。 |
| 重点地域における石炭消費量削減及び代替管理に関する暫定方法 発改環資(2014)2984号 | 2014年12月29日 | 2017年まで北京市で石炭消費量を1,300万トン、天津市で1,000万トン、河北省で4,000万トン、山東省で2,000万トン削減する。 |
| 工業における石炭のクリーン高効率利用に関する行動計画 工信部聯節(2015)45号 | 2015年2月2月 | 石炭消費量を2017年までに8,000万トン以上、2020年までに1.6億トン以上を節約する。 |
| 石炭火力発電からの買取価格及び一般工業用・商業用電力の価格引き下げに関する通知 発改価格(2015)3105号 | 2015年12月23日 | 2016年1月1日より、石炭火力発電所からの買取価格を0.03元/kWh引き下げる。 買取価格の引き下げにより節約した資金を再生可能エネルギーの発展に使用する。 |

注) 下記小型火力発電機は廃止対象になる。

単機容量が5万kW以下の火力発電機

単機容量が10万kW以下で、且つ稼働期間が20年以上の火力発電機

単機容量が20万kW以下で、且つ設計寿命が到達している火力発電機

その他、エネルギー消費基準や環境基準を満たしていない火力発電機

出所) 各種公開情報より作成

(3) 今後の課題：「棄光・棄風・棄水」（出力抑制）について

1) 現状と要因

再生可能エネルギーの普及拡大について中国が直面している大きな課題は、需給アンバランスに起因する出力抑制、いわゆる「棄光」や「棄風」、「棄水」の問題である。資源の偏在や電力需要の地域差、送電インフラ不足などが要因となり、発電が可能でありながら発電所を稼働できない状況が各地で発生している。この課題の現状と要因を表 1-139 に示す。

表 1-139 「棄光・棄風・棄水」問題の現状と要因

| 電源 | 現状 | 要因 | |
|-----|---|--|--|
| | | エネルギー資源・電力需要の偏り | インフラ不足 |
| 太陽光 | 2017年1~9月 【棄光電力量】 前年同期比：14億kWh増加 【棄光率】 甘粛省：21% 新疆ウイグル自治区：22% | <ul style="list-style-type: none"> 西北地域、西南地域：太陽光資源は豊富だが、電力需要が少ない。 東部と中部：電力需要が多いが、太陽光発電所からの距離 | <ul style="list-style-type: none"> 送電線不足により送電能力が低下している。 |

| 電源 | 現状 | 要因 | |
|----|---|---|---|
| | | エネルギー資源・電力需要の偏り | インフラ不足 |
| | | が遠い。 | |
| 風力 | 2017年1～9月 【棄風電力量】 前年同期比：103億 kWh <u>減少</u> 【棄風率】 甘肅省：33% 新疆ウイグル自治区：29% | <ul style="list-style-type: none"> 「三北」地域（東北・華北・西北）：風力資源が豊富だが、電力需要が少ない。 | <ul style="list-style-type: none"> 大規模蓄電設備が設定されていないため、電力需要のピークカット能力が不足している。 地域間の連系線不足により、地域外での電力消化という課題を短期間には解決できない（送電インフラの整備は発電施設より2～3年遅れている）。 |
| 水力 | 2017年1～9月 【棄水電力量】 前年同期比：35億 kWh <u>減少</u> 四川省：124億 kWh 広西チワン族自治区：44億 kWh 雲南省：241億 kWh | <ul style="list-style-type: none"> 西南地域：水力資源が豊富で設備容量は増加し続けているが中部・東部に比べ電力消費量が少ない。 | <ul style="list-style-type: none"> 一部の需要地域において送配電網の構成が弱く、特高压送電網等の建設が遅れている。 |

出所) 国家能源局, 「2015年太陽光発電関連統計データ」(2015年光伏发电相关统计数据) 2016年2月5日, 国家能源局, 「2015年風力発電産業発展状況」(2015年风电产业发展情况), 2016年2月2日, 国家發展改革委員会国家可再生エネルギー中心, 「中国再生可能エネルギー産業發展報告2015」(中国可再生エネルギー産業發展報告2015), 2015年9月, 国家能源局, 「水力発電基地の棄水問題に関する四川駐在監察管理報告」(水电基地弃水问题驻点四川监管报告) (2015年第10号(総第27号)), 2015年4月16日, 国家能源局「2016年度における全国再生可能エネルギーの電力利用に関するモニタリング報告」(关于2016年度全国可再生エネルギー電力發展監測评价的通报) 国能新能(2017)97号, 2017年4月10日, 「棄水棄風棄光問題の解消に関する通報(2017年1月～9月)」(关于2017年前三季度緩解弃水弃风弃电状况的通报) 国能總通新能(2017)100号, 2017年11月9日より作成

2) 対応策

a. 全量買取制度(太陽光・風力)における買取保証

中国政府は「棄光」、「棄風」問題の深刻化を受け、2016年6月1日には「風力発電、太陽光発電の保障的全量買取の管理に関する国家能源局の通知」(发改能源(2016)1150号)を公表した。太陽光発電の場合、対象地域を1類エリア、2類エリアに分け、買取保証時間を

を設定している。「棄光」率の高い甘肅省や新疆ウイグル自治区は1類エリアに区分されており、買取保証時間が他のエリアより長く設定されている（表 1-140）。

表 1-140 太陽光発電重点地域の買取保証時間

| 区分 | 地域 | 買取保証時間 (h/年) |
|------------|--|-----------------|
| 1 類エリア | 寧夏回族自治区、青海省海西モンゴル族チベット族自治州、甘肅省嘉峪関市、武威市、張掖市、酒泉市、敦煌市、金昌市、新疆ウイグル自治区の一部(哈密市、タルバガタイ地域、アルタイ地域、カラマイ市)、内モンゴル自治区の一部(赤峰市、通遼市、ヒンガン盟、フルンボイル市を除く) | 1,500 |
| 2 類エリア | 青海省(1 類エリア以外) | 1,450 |
| | 甘肅省(1 類エリア以外) | 1,400 |
| | 新疆(1 類エリア以外) | 1,350 |
| | 赤峰市、通遼市、ヒンガン盟、フルンボイル市 | 1,400 |
| | 黒竜江省 | 1,300 |
| | 吉林省 | 1,300 |
| | 遼寧省 | 1,300 |
| | 河北省承德市、張家口市、唐山市、秦皇島市 | 1,400 |
| | 山西省大同市、朔州市、忻州市 | 1,400 |
| 陝西省榆林市、延安市 | 1,300 | |

出所) 国家能源局,「国家能源局より風力発電、太陽光発電の全量買取保証の管理作業に関する通知」(国家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知) 发改能源(2016) 1150 号, 2016 年 6 月 1 日より作成

同様に、風力発電についてもエリアを 4 つに分け、各地域の買取保証時間を定めた(表 1-141)。「棄風」率の高いエリアは買取保証時間が長めに設定されている。

表 1-141 風力発電重点地域の買取保証時間

| 区分 | 地域 | 買取保証時間 (h/年) |
|--------|--|-----------------|
| 1 類エリア | 内モンゴル自治区(赤峰市、通遼市、ヒンガン盟、フルンボイル市を除く) | 2,000 |
| | 新疆ウイグル自治区の一部(烏魯木斉市、イリ・カザフ自治州、昌吉回族自治州、カラマイ市、石河子市) | 1,900 |
| 2 類エリア | 内モンゴル自治区(赤峰市、通遼市、ヒンガン盟、フルンボイル市) | 1,900 |
| | 河北省張家口市 | 2,000 |
| | 甘肅省(嘉峪関市、酒泉市) | 1,800 |
| 3 類エリア | 甘肅省(嘉峪関市、酒泉市を除く) | 1,800 |
| | 新疆ウイグル自治区(烏魯木斉市、イリ・カザフ自治州、昌吉回族自治州、カラマイ市、石河子市を除く) | 1,800 |
| | 吉林省白城市、松原市 | 1,800 |
| | 黒竜江省鶏西市、二鴨山市、七台河市、綏化市、伊春市、大興安嶺地区、 | 1,900 |
| 4 類エリア | 黒竜江省のその他地域 | 1,850 |
| | 吉林省のその他地域 | 1,800 |
| | 遼寧省 | 1,850 |
| | 山西省忻州市、朔州市、大同市 | 1,900 |

出所) 国家能源局,「国家能源局より風力発電、太陽光発電の全量買取保証の管理作業に関する通知」(国家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知) 发改能源(2016)1150号,2016年6月1日より作成

買取保証制度の導入後、約1年を経過した2017年4月10日に、国家能源局は「2016年度における全国再生可能エネルギーの電力利用に関するモニタリング報告」(关于2016年度全国可再生能源电力发展监测评价的通报)国能新能(2017)97号を公表し、2016年度の買取実施状況が明らかになった。これによると、一部の地域では規定の買取保証時間を達成したが、大半の地域では目標が未達成となった(表1-142)。

表 1-142 太陽光発電重点地域の買取時間実績(2016年度)

| 省(区域) | 区分 | 買取保証時間(h/年) | 買取時間実績(h/年) | 達成率(%) |
|-------|-------|-------------|-------------|--------|
| 内モンゴル | 1類エリア | 1,500 | 1,476 | -1.6% |
| | 2類エリア | 1,400 | 1,505 | 達成 |
| 新疆 | 1類エリア | 1,500 | 956 | -36.3% |
| | 2類エリア | 1,350 | 853 | -36.8% |
| 甘肅 | 1類エリア | 1,500 | 995 | -33.7% |
| | 2類エリア | 1,400 | 1,041 | -25.6% |
| 青海 | 1類エリア | 1,500 | 1,403 | -6.5% |
| | 2類エリア | 1,450 | 1,453 | 達成 |
| 寧夏 | 1類エリア | 1,500 | 1,269 | -15.4% |
| 陝西 | 2類エリア | 1,300 | 1,246 | -4.2% |
| 黒竜江 | 2類エリア | 1,300 | 1,334 | 達成 |
| 吉林 | 2類エリア | 1,300 | 1,146 | -11.8% |
| 遼寧 | 2類エリア | 1,300 | 1,140 | -12.3% |
| 河北 | 2類エリア | 1,400 | 1,382 | -1.3% |
| 山西 | 2類エリア | 1,400 | 1,560 | -1.6% |

出所) 国家能源局「2016年度における全国再生可能エネルギーの電力利用に関するモニタリング報告」(关于2016年度全国可再生能源电力发展监测评价的通报)国能新能(2017)97号、2017年4月10日より作成

表 1-143 風力発電重点地域の買取時間実績(2016年度)

| 省(区域) | 区分 | 買取保証時間(h/年) | 買取時間実績(h/年) | 達成率(%) |
|-------|-------|-------------|-------------|--------|
| 内モンゴル | 1類エリア | 2,000 | 1,938 | -3.1% |
| | 2類エリア | 1,900 | 1,724 | -9.3% |
| 新疆 | 1類エリア | 1,900 | 1,723 | -9.3% |
| | 3類エリア | 1,800 | 1,209 | -32.8% |
| 甘肅 | 2類エリア | 1,800 | 1,045 | -41.9% |
| | 3類エリア | 1,800 | 1,179 | -34.5% |
| 寧夏 | 3類エリア | 1,850 | 1,553 | -16.1% |
| 黒竜江 | 3類エリア | 1,900 | 1,703 | -10.4% |
| | 4類エリア | 1,850 | 1,652 | -10.7% |
| 吉林 | 3類エリア | 1,800 | 1,317 | -26.8% |
| | 4類エリア | 1,800 | 1,454 | -19.2% |

| | | | | |
|----|--------|-------|-------|-------|
| 遼寧 | 4 類エリア | 1,850 | 1,928 | 達成 |
| 河北 | 2 類エリア | 2,000 | 2,054 | 達成 |
| 山西 | 4 類エリア | 1,900 | 1,926 | -3.1% |

出所) 国家能源局「2016 年度における全国再生可能エネルギーの電力利用に関するモニタリング報告」

(关于 2016 年度全国可再生能源电力发展监测评价的通报) 国能新能(2017)97 号、2017 年 4 月 10 日より作成

なお、最新の状況としては、国家能源局総合司が 2017 年 11 月 9 日に「棄水棄風棄光問題の解消に関する通報(2017 年 1 月～9 月)」(关于 2017 年前三季度缓解弃水弃风弃电状况的通报) 国能総通新能(2017)100 号を公表している。これによると、2017 年の 1 月～9 月にかけて「棄水」電力量が前年同期比で 35 億 kWh 減少し、西南部の水力発電利用率が 2% 上昇した。「棄風」電力量は 103 億 kWh 減少し、「棄風」率が 6.7% 低下した。「棄光」電力は 14 億 kWh 増加したものの、「棄光」率は 4% 低下した。地域別の詳細データを以下に示す(表 1-144、表 1-145、表 1-146)。

表 1-144 重点区域における水力発電の利用状況(2017 年 1～9 月)

| 重点省 | 系統連系の発電量 (億 kWh) | 「棄水」電力量 (億 kWh) | 水力発電利用率 (%) |
|-------|---------------------|--------------------|----------------|
| 四川 | 2,333.5 | 123.8 | 88.0 |
| 广西* | 417 | 44.2 | 90.4 |
| 云南 | 1655 | 240.5 | 87.3 |
| | | | |
| 主要河川 | 系統連系の発電量 (億 kWh) | 「棄水」電力量 (億 kWh) | 水力発電利用率 (%) |
| 长江干流 | 861.7 | 0.13 | 99.98 |
| 金沙江下游 | 708.1 | 41.2 | 94.5 |
| 金沙江中游 | 325 | 142.7 | 69.5 |
| 澜沧江 | 526.1 | 24.6 | 93.8 |
| 雅砻江 | 553.7 | 43.2 | 92.8 |

注) 广西チワン族自治区

出所) 国家能源局総合司「棄水棄風棄光問題の解消に関する通報(2017 年 1 月～9 月)」(关于 2017 年前三季度缓解弃水弃风弃电状况的通报) 国能総通新能(2017)100 号、2017 年 11 月 9 日より作成

表 1-145 重点省における太陽光発電の利用状況(2017 年 1～9 月)

| 重点省 | 累積導入容量 (万 kW) | 発電量 (億 kWh) | 「棄光」 電力量 (億 kWh) | 「棄光」率 (%) | 「棄光」率の 前年同期比 (%) |
|-------|------------------|----------------|------------------------|--------------|------------------------|
| 河北 | 749 | 56 | 0.7 | 1.3 | +0.8 |
| 山西 | 491 | 38 | 0.2 | 0.4 | +0.4 |
| 山東 | 943 | 49 | 0.3 | 0.7 | +0.7 |
| 内モンゴル | 724 | 86 | 3.1 | 3.4 | -2.5 |
| 陝西 | 503 | 39 | 2.7 | 6.8 | +0.3 |
| 甘肅 | 778 | 54 | 14.1 | 20.9 | -9.2 |
| 青海 | 785 | 82 | 4.8 | 5.5 | -2.8 |
| 寧夏 | 613 | 57 | 2.4 | 4.2 | -2.8 |
| 新疆 | 935 | 82 | 22.9 | 21.9 | -7.9 |
| 雲南 | 214 | 21 | 0.2 | 0.8 | +0.8 |

出所) 国家能源局総合司「棄水棄風棄光問題の解消に関する通報(2017年1月~9月)」(关于2017年前三季度缓解弃水弃风弃电状况的通报) 国能総通新能(2017)100号、2017年11月9日より作成

表 1-146 重点省における風力発電の利用状況（2017年1～9月）

| 重点省 | 累積導入容量 (万 kW) | 発電量 (億 kWh) | 「棄風」 発電量 (億 kWh) | 「棄風」率 (%) | 「棄風」率の 前年同期比 (%) |
|-----|------------------|----------------|------------------------|--------------|------------------------|
| 河北 | 1,174 | 177 | 14.0 | 7 | -2 |
| 山西 | 842 | 105 | 9.4 | 8 | -1 |
| 内蒙古 | 2,633 | 377 | 59.1 | 14 | -7 |
| 辽宁 | 700 | 107 | 7.5 | 7 | -6 |
| 吉林 | 505 | 63 | 14.8 | 19 | -11 |
| 黑龙江 | 568 | 76 | 10.5 | 12 | -7 |
| 陕西 | 229 | 29 | 1.4 | 4 | -3 |
| 甘肃 | 1,277 | 136 | 67.4 | 33 | -10 |
| 宁夏 | 942 | 113 | 3.8 | 3 | -10 |
| 新疆 | 1,806 | 247 | 102.0 | 29 | -9 |

出所) 国家能源局総合司「棄水棄風棄光問題の解消に関する通報（2017年1月～9月）」（关于2017年前三季度缓解弃水弃风弃光状况的通报）国能総通新能（2017）100号、2017年11月9日より作成

b. 改善目標の設定

「棄水・棄風・棄光」問題は全般的には改善傾向にあるが、一部地域においては解消していないため、国家発展改革委員会は2017年11月8日、「棄水棄風棄光問題の解決に向けた実施方案」（解決弃水弃风弃光问题实施方案）发改能源（2017）1942号を制定した。具体的な改善目標は下表のとおりである（表 1-147）。

表 1-147 全国規模での「棄水・棄風・棄光」問題の改善目標

| 地域 | 目標 |
|--------------------|-------|
| 雲南、四川の「棄水」率 | 約 10% |
| 甘肅、新疆の「棄風」率 | 約 30% |
| 吉林、黒竜江、内モンゴルの「棄風」率 | 約 20% |
| 甘肅、新疆の「棄光」率 | 約 20% |
| 陝西、青海の「棄光」率 | 10%以下 |
| そのほかの地域における「棄風」率 | 10%以下 |
| そのほかの地域における「棄光」率 | 5%以下 |

出所) 国家発展改革委員会「棄水棄風棄光問題の解決に向けた実施方案」（解決弃水弃风弃光问题实施方案）发改能源（2017）1942号、2017年11月8日より作成

c. 発電所の新規建設抑制（風力）

中国政府は、風力発電所の新規建設をコントロールする対策を講じている。2015年5月21日、国家能源局は「風力発電の年間開発計画の管理改善に関する通知」を公布し、「棄風」率が20%を超えた地域、または年度開発計画の完成率が80%を下回った地域では、発電所の新規建設を禁止すると規定した。

さらに、2016年3月11日には「2016年風力発電の消化作業指示に関する通知」が公表された。同通知では、特に2015年に「棄風」率の高かった地域、または「棄風」率が急速に

増加している地域²⁶¹において、2016年の新規建設を停止する方針を示した。

d. 送電インフラ整備

再生可能エネルギー資源が豊富にある地域から、電力需要の多い地域への送電能力増強のため、2015年、国家电网が該当地域間に特高压送電線を増設する「四交四直」²⁶²事業を開始した。

「四交四直」とは、淮南—南京—上海、錫盟—山東、内モンゴル西部—天津南部、横榆—濰坊の各地域、ならびに寧東—浙江、晋北—江蘇、錫盟—泰州、上海庙—山東の4つの地域を結ぶ特高压直流送電線を指す。同事業の投資総額は1,737億元であり、国家発展改革委員会から2015年10月に許可を取得し、同年12月に建設を開始した。2017年までの完成・稼働が予定されており、電力需要の多い中部と東部地域への送電量は年間1,100億kWhに上る見通しである。

e. 夜間電力の活用（風力）

2016年2月5日に公布された「三北地域（東北、華北、西北）における再生可能エネルギーの消費促進に関する国家能源局の通知」（（国能監管（2016）39号）では、風力発電による熱供給を積極的に推進する方針が決定された。特に、冬期の夜間風力を活用して石炭火力ボイラーを代替することにより、「棄風」量の削減を進めている。

²⁶¹ 内モンゴル自治区、吉林省、黒龍江省、甘肅省、寧夏自治区及び新疆ウイグル自治区等

²⁶² 新華社、「大气污染防治行动计划“四交四直”特高压工程全部启动」, 2015年12月15日

1.2.11 韓国

(1) 政策の概観

韓国政府は、1997年に策定した「第1次代替エネルギー技術開発・普及基本計画（1997～2006年）」を端緒に、一連の国家計画に再生可能エネルギーの導入規模拡大目標を盛り込み、様々な施策を実施している。2014年には、エネルギーパラダイムの転換に対応するため「第4次新・再生エネルギー基本計画（2014～2035年）」を策定・公表し、2035年までに一次エネルギー供給に占める新・再生可能エネルギーの普及率を11%に高めるという目標を掲げている²⁶³

2016年3月11日、韓国政府は「パリ協定」に基づき「自国が決定する貢献」（NDC：Nationally Determined Contribution）を国連気候変動枠組条約（UNFCCC）へ提出した。このNDCには、2030年までに温室効果ガスの排出量をBAU（850.6Mt-CO₂e）比で37%削減する目標が盛り込まれている²⁶⁴。

世界的に見ると、韓国の再生可能エネルギーの普及率は高くない。2017年8月に公表されたIEAの統計によると、2015年の一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの割合は1.5%であり、OECD加盟国全体の9.6%、世界全体の13.4%に比較すると低い数値となっている²⁶⁵

韓国の特徴としては、「再生可能エネルギー」とは別に燃料電池、石炭液化・ガス化エネルギー、水素エネルギーを「新エネルギー」と定義し²⁶⁶、再生可能エネルギーと一体的な推進政策を講じていることに加え、再生可能エネルギーの中でも廃棄物資源の割合が高いことが挙げられる。

法体系については、韓国のエネルギー関連法のうち「低炭素グリーン成長基本法」（法律第9931号）、「エネルギー法」（法律第7860号）、「新エネルギーおよび再生エネルギー開発・利用・普及促進法」（法律第7824号）の3法が再生可能エネルギー政策を明文化している。以下、各法律の内容と中・長期の国家計画及び目標設定を概観する。

1) 関連法令

a. 低炭素グリーン成長基本法（2010.1.13 法律第9931号）

「低炭素グリーン成長基本法」は、2010年1月に施行されたエネルギー分野の上位法である。この法律の目的は、経済と環境の調和のとれた低炭素社会の実現に必要な社会的基盤

²⁶³ 韓国産業通称資源部，韓国エネルギー公団，「2016新・再生エネルギー白書」，韓国エネルギー公団，「2016 대한민국 에너지편람（2016韓国エネルギー便覧2016）」

²⁶⁴ UNFCCCウェブサイト "NDC Registry" <http://www4.unfccc.int/ndcregistry/Pages/All.aspx> に韓国のNDC（下記）が掲載されている。

<http://www4.unfccc.int/ndcregistry/PublishedDocuments/Republic%20of%20Korea%20First/INDC%20Submission%20by%20the%20Republic%20of%20Korea%20on%20June%202030.pdf>（最終閲覧日：2018年3月2日）

²⁶⁵ “Renewables Information 2017”（IEA）による2015年確定値。

²⁶⁶ 「新エネルギーおよび再生エネルギー開発・利用・普及促進法」による（後述）。再生可能エネルギーは、太陽、バイオ、風力、水力、海洋、廃棄物、地熱の各エネルギー源と定義づけられている。

を整備し、グリーン技術と産業を新たな成長原動力として活用することにより、経済の発展と低炭素社会を実現することである。立法の背景には、李明博大統領（当時）による環境重視の政策転換があった²⁶⁷。第 39 条では、政府が新・再生可能エネルギーの開発と普及等に関する計画を作成し、実施しなければならないと定めている（表 1-148）。

表 1-148 低炭素グリーン成長基本法における新エネルギー関連規定

第 39 条（エネルギー政策等の基本原則） 政府は、低炭素グリーン成長を推進するために、エネルギー政策及びエネルギーと関連した計画を次の各号の原則により策定し、施行しなければならない。

1. 石油、石炭等の化石燃料の使用を段階的に削減し、エネルギー自立度を飛躍的に向上させる。

2. エネルギー価格の合理化、エネルギーの節約及びエネルギー利用効率の向上等エネルギー需要管理を強化して地球温暖化を予防し、環境を保全してエネルギー低消費及び資源循環型の経済社会構造に転換する。

（中略）

3. 環境と調和したエネルギーである太陽エネルギー、廃棄物バイオエネルギー、風力、地熱、潮力、燃料電池、水素エネルギー等の新・再生可能エネルギーの開発、生産、利用及び普及を拡大し、エネルギー供給源を多角化する。

注) 法律の和訳は、諸橋 邦彦・遠藤 真弘, 「韓国「低炭素グリーン成長基本法」— 経済と環境が調和した発展に向けて」, 外国の立法 243 (2010.3) を参照

<http://www.ndl.go.jp/jp/diet/publication/legis/pdf/024302.pdf> (最終閲覧日: 2018 年 3 月 6 日)

出所) 저탄소녹색성장기본법 (低炭素グリーン成長基本法) より作成

b. エネルギー法 (2006.3.3 法律第 7860 号)

2006 年の施行当時、同法の名称は「エネルギー基本法」であった。2010 年に「低炭素グリーン成長基本法」が上位法として施行されたため、「エネルギー法」として改定されている。安定的、効率的かつ環境にやさしいエネルギー需給構造の実現を目標に掲げ、エネルギー関連計画の策定・実施に関する基本事項を定めている。

c. 新エネルギーおよび再生エネルギー開発・利用・普及促進法 (2004.12.31 法律第 7824 号)

新・再生可能エネルギー政策に関する個別法である。新・再生可能エネルギーの普及に関わる諸制度（規制制度、補助金制度等）のほか、関連技術の開発や普及に関する事項も定めている（概要は表 1-149 のとおり）。

同法は、新エネルギーと再生可能エネルギーを整理し、区別を行った。ここでいう再生可能エネルギーとは、太陽、バイオ、風力、水力、海洋、廃棄物、地熱の各エネルギー源を指

²⁶⁷ 駐日大韓民国大使館, 「第 63 周年光復節（独立記念日）及び大韓民国建国 60 周年の李明博大統領祝辞 ②」, 2008 年 8 月 15 日, <http://japanese.korea.net/NewsFocus/Business/view?articleId=76182> (最終閲覧日: 2018 年 3 月 2 日)

す。新エネルギーは、燃料電池、石炭液化・ガス化エネルギー、水素エネルギーの3種類と定義した。

表 1-149 新エネルギーおよび再生エネルギー開発・利用・普及促進法の概要

| |
|--|
| <p>(ア) 新・再生可能エネルギー技術の開発および利用・普及に関する基本計画の策定 (法第5条)</p> <p>産業通産資源部長官は5年ごとに以下の内容を含む基本計画を策定・発表する。</p> <ol style="list-style-type: none">① 新・再生可能エネルギー源別の技術開発および利用・普及に関する目標、実施方法② 全発電電力量に占める新・再生可能エネルギー発電の割合目標、実施方法③ 温室効果ガス排出量削減目標、実施方法 <p>(イ) 公共機関による新・再生可能エネルギーの消費義務 (第12条)</p> <p>新・増・改築を行う国、地方公共団体および公共機関の建築物に対し、一定割合の新・再生可能エネルギーの受け入れを義務付ける制度</p> <p>(ウ) 発電事業者の新・再生可能エネルギー供給義務 (第12条5~10)</p> <p>以下の発電事業者は、産業通商資源部長官の指定を経て、一定割合の新・再生可能エネルギーの発電・供給義務を負う。</p> <ol style="list-style-type: none">① 電気事業法に定めのある発電事業者② 集団エネルギー法及び電気事業法に従い発電事業者として許可されたと見なされる事業者③ 大統領命令によって指定された公的機関 <p>(エ) 新・再生可能エネルギー設備認証 (第13条)</p> <p>新・再生可能エネルギー設備を製造し、または、輸入販売しようとする者は、「産業標準化法」第15条に基づく製品認証を受けることができる。</p> <p>新・再生可能エネルギー技術の国際標準化および設備・部品の汎用化 (第20条、21条)</p> <p>(オ) 産業通商資源部長官は、設備認定機関に対し、標準化基盤の構築、国際プロモーション活動等について必要な支援を提供することができ、新・再生可能エネルギー設備とその部品を汎用化品目として指定・運用することができる。</p> <p>(カ) 新・再生可能エネルギー燃料のブレンドに関する義務化 (第23条の2~第23条の6)</p> <p>産業通商資源部長官は、新・再生可能エネルギーの利用・普及を促進し、新・再生可能エネルギー産業を活性化させるために必要と認める場合、「石油および石油代替燃料事業法」第2条に従い、石油精製業者または石油輸出入者に一定割合以上の新・再生可能エネルギーを輸送用燃料に混合することを命ずることができる。</p> <p>(キ) 新・再生可能エネルギーの普及事業 (第27条)</p> <p>産業通商資源部長官は新・再生可能エネルギーの利用・普及を促進するため、以下のような普及対策を推進することができる。</p> <ol style="list-style-type: none">① 新技術の普及事業② 環境にやさしい新・再生可能エネルギー集約化団地およびモデル団地の造成事業③ 地方公共団体との連携に基づく普及事業④ 実用化された新・再生可能エネルギー設備の普及に関する支援事業 |
|--|

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」より作成

2) 計画・目標

a. グリーン成長 5 年計画

「低炭素グリーン成長基本法」第 9 条 1 項を根拠とする中期計画である。2009 年に策定が開始され、現在は第 2 次 5 年計画 (2014~2018 年) の施行期間中である。①温室効果ガス削減目標、②持続可能なエネルギー体系の構築、③グリーン創造産業の基盤造成、④持続可能なグリーン社会の実現の 4 分野で構成されており、新・再生可能エネルギーの普及に関する政策目標は④で明文化されている。具体的な政策目標は、低炭素経済・社会構造の定着、グリーン技術と ICT の融合による創造経済²⁶⁸の実現、気候変動に適応する生活基盤の構築である。また、2018 年までに一次エネルギー供給に占める新・再生可能エネルギーの割合を 4.7%まで高める目標が設定されている (表 1-150)。

表 1-150 「持続可能なエネルギー体系の構築」の政策目標

| 核心成果目標 | | 目標値 | |
|----------------|-------------|--------|--------|
| | | 2012 年 | 2018 年 |
| エネルギー原単位目標 | (toe/百万ウォン) | 0.252 | 0.233 |
| 新・再生可能エネルギー普及率 | (%) | 3.18 | 4.7 |
| 分散型電源の比率 | (%) | 5.0 | 12.5 |

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」より作成

b. エネルギー基本計画

韓国では「低炭素グリーン成長基本法」第 41 条、「エネルギー法」第 10 条に基づいて、5 年ごとに 20 年スパンの長期計画を策定している。2008 年に「第 1 次エネルギー基本計画 (2008~2030)」が公表され、現在は「第 2 次エネルギー基本計画 (2013~2035)」の施行期間中である。

第 2 次計画では「需要管理中心のエネルギー政策の推進」、「分散型発電システムの構築」、「エネルギー政策の持続可能性向上」、「エネルギー安全保障の強化」、「エネルギー源別の安定供給システム構築」、「国民と共同で推進するエネルギー政策」の 6 つの政策領域を重点課題として取り上げた。また、明示的な目標として、2035 年までに電力消費量を 15%削減し、さらに 2035 年までに総発電量の 15%以上を分散型発電で供給すると規定した。新・再生可能エネルギーについては、その割合を 11%まで引き上げるという目標を掲げている。

²⁶⁸ 科学技術・ICT と環境エネルギー産業の融合によって新しい市場や仕事を創出する韓国型経済戦略を指す。朴槿恵政権が推進していた主要政策の一つ。中央日報 (2013 年 4 月 4 日付記事)
<http://news.joins.com/article/11129646> (最終閲覧日: 2018 年 3 月 5 日)

第1次計画と第2次計画の差異は以下のとおりである（表 1-151）。

表 1-151 第1次／第2次エネルギー基本計画の比較

| 項目 | 第1次エネルギー基本計画 | 第2次エネルギー基本計画 |
|----------------|-------------------------|---|
| 公表時期 | 2008年 | 2013年 |
| 計画期間 | 2008年～2030年 | 2013年～2035年 |
| 成立までのプロセス | エネルギー委員会による審議 を中心に推進 | エネルギー委員会 → グリーン 成長委員会 → 国務会議の 審議 |
| 需給基調 | 供給中心型 | 需要管理型 |
| 需要マネジメント | 規制重視 | ICT + 市場基盤 |
| 発電所の配置 | 大型・集中型の発電所を重視 | 分散型発電システムを重視 (分散型発電の割合を 5%から15%に拡大) |
| 新・再生可能エネルギーの割合 | 11% | 11% |

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지편람 (2016 韓国エネルギー便覧 2016)」より作成

c. 新・再生エネルギー基本計画

「第2次エネルギー基本計画（2013～2035）」に定めた目標を実現するため、韓国の産業通商資源部は2014年、新・再生可能エネルギーに関する中長期基本計画である「第4次新・再生エネルギー基本計画（2014～2035）」を決定した。

同計画では、韓国の一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの割合が OECD 加盟34ヶ国中最下位であることを確認したうえで、今後大幅にこの割合を引き上げる目標を設定した。具体的には、2020年に5.0%、2025年に7.7%、2030年に9.7%、2035年に11%へと段階的に引き上げることを目指す。この目標を実現する手段として、太陽光、風力の導入規模を拡大する方針である。電源別の普及目標を表 1-152 に示す。

また、同計画において韓国政府は、研究開発を通じて再生可能エネルギーによる発電単価の大幅な削減を目指している。下図に示すように、太陽光については2013年の246.75ウォン/kWhから2035年には60.9ウォン/kWhまで減らす計画である（図 1-166）²⁶⁹。発電単価削減に向けて、同計画には下表のような技術が例示されている（表 1-153）。

²⁶⁹ 100ウォン=0.09米ドル（9.99円）

日本銀行, 「基準外国為替相場及び裁定外国為替相場」, 2018年2月20日による。
円価は1米ドル111円で換算。

https://www.boj.or.jp/about/services/tame/tame_rate/kijun/kiju1803.htm/（最終閲覧日：2018年3月6日）

表 1-152 韓国の再生可能エネルギー源別普及目標 (%)

| エネルギー源 | 2012年 | 2014年 | 2020年 | 2025年 | 2030年 | 2035年 | 年平均増加率 |
|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| 太陽熱 | 0.3 | 0.5 | 1.4 | 3.7 | 5.6 | 7.9 | 21.2 |
| 太陽光 | 2.7 | 4.9 | 11.7 | 12.9 | 13.7 | 14.1 | 11.7 |
| 風力 | 2.2 | 2.6 | 6.3 | 15.6 | 18.7 | 18.2 | 16.5 |
| バイオ | 15.2 | 13.3 | 18.8 | 19.0 | 18.5 | 18.0 | 7.7 |
| 水力 | 9.3 | 9.7 | 6.6 | 4.1 | 3.3 | 2.9 | 0.3 |
| 地熱 | 0.7 | 0.9 | 2.7 | 4.4 | 6.4 | 8.5 | 18.0 |
| 海洋 | 1.1 | 1.1 | 2.5 | 1.6 | 1.4 | 1.3 | 6.7 |
| 廃棄物 | 68.4 | 67.0 | 49.8 | 38.8 | 32.4 | 29.2 | 2.0 |

出所) 第4次新再生エネルギー基本計画 (2014~2035年) より作成

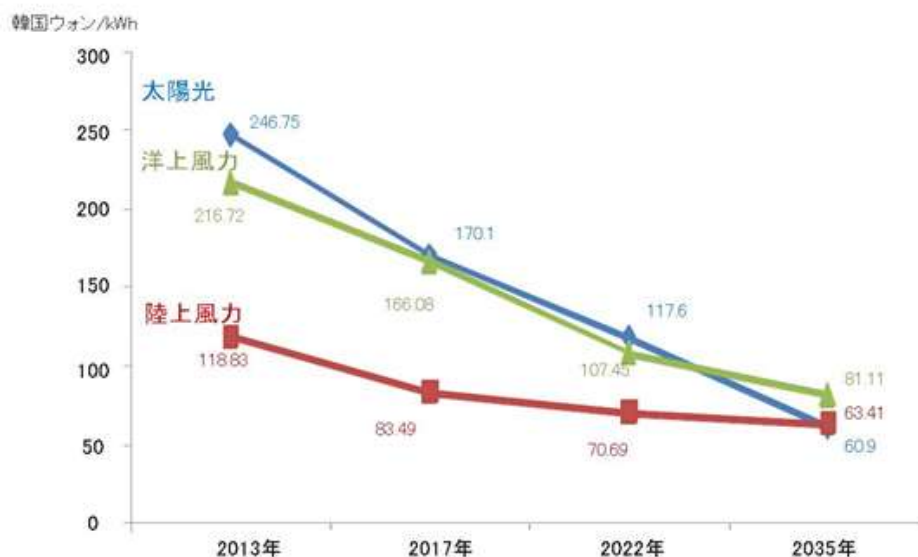


図 1-166 発電単価削減シナリオ

出所) 韓国産業通商資源部, 「제 4 차 신재생에너지 기본계획 (第4次新・再生エネルギー基本計画)」, 韓国産業通商資源部, 韓国エネルギー公団, 「2016年エネルギー白書」より作成

表 1-153 発電単価低減に関する技術例

| 種類 | 発電単価低減に繋がる技術例 |
|------|---|
| 太陽光 | <ul style="list-style-type: none"> セル製造時の工程簡素化技術 インバータ直交流変換効率向上技術 太陽光照射時のセル乱反射抑制技術 |
| 風力 | <ul style="list-style-type: none"> タービン容量拡大技術 団地最適設計技術 洋上風力系統連系技術(海底ケーブルなど) |
| 燃料電池 | <ul style="list-style-type: none"> スタック高効率化技術・大型化技術 |

出所) 韓国産業通商資源部, 「제 4 차 신재생에너지 기본계획 (第4次新・再生可能エネルギー基本計画)」より作成

(2) 再生可能エネルギーへの支援施策

1) 新・再生可能エネルギー供給義務制度（RPS）

本制度は、従来の新・再生可能エネルギー発電差額支援制度（FIT）を発展解消する形で2012年1月1日に導入された。新・再生可能エネルギー発電設備の普及促進と同時に、関連産業のさらなる育成強化と関連対策の財政負担軽減を目的としている。

a. 制度の概要

本制度は、500MW以上の発電設備（再生可能エネルギー設備は除く）を保有している発電事業者（供給義務者）を対象に、総発電量の一定割合以上を新・再生可能エネルギーで供給する義務を課す制度である。

2016年を基準にすると、韓水原発、南東発電、中部発電、西部発電、南部発電、東西発電、地域暖房公社、水資源公社、SKE&S、GS EPC、GSパワー、ポスコエネルギー、MPCユルチョン電力、平沢エネルギーサービス、DAERYUN 発電、エスパワー、Pocheon Power²⁷⁰、DONGDUCHEON DREAM POWER²⁷¹等、18の発電事業者が規制対象となっている²⁷²。

義務供給量は法令によって定められ、義務供給比率が年々増える仕組みとなっている（表1-154）。制度導入当初、2022年までに総発電量における新・再生可能エネルギー発電割合を10%に拡大する計画だったが、大型発電事業者の負担を軽減する目的から、目標達成年度を2023年以降まで延期し、年間目標も相応の調整を行った。

なお太陽光発電については、義務供給比率の適用とは別に、政府が別途供給量を指定する手法が採られていた（表1-155）。これは、政府による太陽光優先施策である。ただし、2016年1月1日以降は制度が一本化され、他の電源同様に義務供給比率が適用されている。

表 1-154 年度別義務供給比率

| 年 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 比率(%) | 2.0 | 2.5 | 3.0 | 3.0 | 3.5 | 4.0 | 5.0 | 6.0 | 7.0 | 8.0 | 9.0 | 10.0 |

出所)「新エネルギー及び再生エネルギー開発利用普及促進法」別表3より作成

表 1-155 太陽光発電義務供給量

| 年度 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015～ |
|------------|------|------|-------|-------|
| 義務供給量(GWh) | 276 | 723 | 1,353 | 1,971 |

出所) 韓国エネルギー公団,「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」,「新エネルギー及び再生エネルギー開発・利用・普及促進法」別表4より作成

²⁷⁰ Pocheon Power ウェブサイト, <http://www.pocheonpower.com> (最終閲覧日: 2018年3月2日)

²⁷¹ DONGDUCHEON DREAM POWER ウェブサイト, <http://www.iddp.co.kr/> (最終閲覧日: 2018年3月2日)

²⁷² 韓国エネルギー公団 新・再生エネルギーセンターウェブサイト,「RPS制度の説明と案内」
http://www.knrec.or.kr/business/rps_guide.aspx (最終閲覧日: 2018年3月5日)

b. 新・再生可能エネルギー供給認定書制度（REC：Renewable Energy Certificate）

同制度は、前項の RPS を支える重要な仕組みとして 2012 年に施行された。REC とは、発電事業者が新・再生可能エネルギー設備を利用して電気を生産・供給したことを証明する認定書のことである。REC は、新・再生可能エネルギー発電設備（対象設備）によって供給された電力量に認定係数を乗じた数量について、対象設備の保有者に対し、韓国エネルギー公団新・再生エネルギーセンターから発行される。概要は以下のとおりである。

表 1-156 REC 制度の概要

| 項目 | 内容 |
|------|--|
| 認証対象 | RPS 制度対象設備からの売電量 |
| 申請期限 | 電力供給があった翌月の 1 日から 90 日間 |
| 発行方法 | REC 単位にて発行(小数点以下の残量は翌月発行分として繰り越される。) ※REC＝電力取引量(MWh)×認定係数 |
| 申請方法 | オンライン申請のみ(RPS 総合支援システム) |
| 罰則 | 義務供給量の不履行に対する罰則 義務不履行の理由や回数等を考慮し、不履行 REC 相当量について平均取引価格 150%以内の課徴金を賦課する。また、義務供給量の 20%に限り義務履行の延期が許されるが、期限は 3 年間までとなる。ただし、2014 年までは、義務供給量の 30%について義務履行の延期が認められる。 |

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」より作成

表 1-157 REC 制度認定係数

| 区分 | REC 認定係数 | 対象エネルギー・基準 | |
|----------------|-------------|---|---------------|
| | | 設置類型 | 基準 |
| 太陽光発電 | 1.2 | 一般敷地に設置 | 100kW 未満 |
| | 1.0 | | 100kW 以上 |
| | 0.7 | | 3,000kW 以上 |
| | 1.5 | 建築物等既存施設物を利用して設置 | 3,000kW 以下 |
| | 1.0 | | 3,000kW 以上 |
| | 1.5 | 池等の水面に浮遊させる方法で設置 | |
| | 1.0 | 自家用発電設備を通じて電力を取引する場合 | |
| | 5.0 | ESS 設備 ²⁷³ (太陽光発電設備に接続) | 2016 年、2017 年 |
| その他新・再生可能エネルギー | 0.25 | IGCC、腐敗ガス | |
| | 0.5 | 廃棄物、埋立ガス | |
| | 1.0 | 水力、陸上風力、バイオエネルギー、RDF 全焼発電、廃棄物ガス化発電、潮力(防波堤あり)、自家用発電設備を通じた電力取引の場合 | |
| | 1.5 | 木質バイオマス全焼発電、海上風力(接続距離 5Km 以下)、熱水発電 | |
| | 2.0 | 燃料電池、潮力発電 | |
| | 2.0 | 上風力(接続距離 5km 以上)、 | 固定型 |
| | 1.0~2.5 | 地熱、潮力発電(防波堤なし) | 変動型 |
| | 5.0 | ESS 設備(風力設備接続) | 2015 年 |
| | 5.5 | | 2016 年 |
| | 4.5 | | 2017 年 |

注) 認定計算係数は環境、技術開発および産業活性化への影響、発電コスト、開発ポテンシャル、温室効果ガス排出削減効果などを考慮し、産業通商資源部長官が決定・告示する。認定計算係数は3年ごとに見直される(必要な場合、再検討の期間を短縮可能)。

出所) 韓国エネルギー公団ウェブサイト, <http://www.knrec.or.kr/main/main.aspx> (最終閲覧日: 2018年3月6日) より作成

c. RPS 制度の実績

RPS 制度施行後の義務履行率を表 1-158 に示す。罰金制度の存在にも関わらず、初年度(2012 年度)は 64.7%にとどまった。政府は 2012 年基準供給義務量未達成の 6 事業者²⁷⁴に対し、合計 254 億ウォンの課徴金を課した。2 年目以降は罰金制度の効果も表れ始め、2014 年度には義務履行率が 78.1%に向上した。2015 年度について正式な発表はないが、88%以上に達するとの報道がある²⁷⁵。

²⁷³ エネルギー貯蔵システム (Energy Storage Systems の略)。リチウムイオン電池、NAS 電池等が該当する。

²⁷⁴ 国会立法調査処「新再生エネルギー供給義務制度の運用現況と課題」, 2013 年 12 月 11 日

²⁷⁵ 에코뉴스 (エコニューズ), 「신재생 RPS 이행실적, 공공부문 저조」 (新・再生 RPS 履行実績、公共部門低調), 2016 年 9 月

表 1-158 RPS 制度の義務供給量と実績及び義務履行率

| 区分 | 2012 年 | 2013 年 | 2014 年 | 2015 年 |
|------------|-----------|------------|------------|------------|
| 供給義務量(REC) | 6,420,279 | 10,896,557 | 12,905,431 | 12,375,282 |
| 実績(REC) | 4,154,227 | 7,324,861 | 10,078,351 | - |
| 義務履行率(%) | 64.7 | 67.2 | 78.1 | - |

出所) Journal of the Electric World, 「신재생에너지공급의무화제도(RPS) 이행실적 대폭 개선 (新・再生可能エネルギー供給の義務化の履行実績は大幅に改善)」, 2015 年より作成

実績を電源別の発電量ベースで見た場合、太陽光発電の拡大が顕著である(表 1-159)。その背景には、政府の太陽光優遇政策として、前述のとおり 2015 年末まで PRS に係る供給義務の一部を太陽光発電のみ単独で達成するよう課されていた点が挙げられる。

また、太陽光販売事業者選定制度に基づいた政策支援によって小規模発電事業者の投資を活性化させた²⁷⁶。

表 1-159 RPS 制度導入後の発電量等実績(太陽光と他電源の比較)

| 区分 | | 2013 年 | 2014 年 | 増減(%) |
|----------------|------|------------|------------|--------|
| 供給義務量 (REC) | 太陽光 | 734,820 | 1,390,35 | 89.2 |
| | 非太陽光 | 10,161,737 | 11,515,072 | 13.3 |
| | 合計 | 10,896,557 | 12,905,431 | 18.4 |
| 義務履行量 (REC) | 太陽光 | 697,461 | 1,332,922 | 91.1 |
| | 非太陽光 | 6,627,400 | 8,745,429 | 32.0 |
| | 合計 | 7,324,861 | 10,078,351 | 37.6 |
| 義務履行率 (%) | 太陽光 | 94.9 | 95.9 | 1.0 p |
| | 非太陽光 | 65.2 | 75.9 | 10.7 p |
| | 全体 | 67.2 | 78.1 | 10.9 p |

出所) Journal of the Electric World, 「신재생에너지공급의무화제도(RPS) 이행실적 대폭 개선 (新・再生可能エネルギー供給の義務化の履行実績は大幅に改善)」, 2015 年より作成

d. RPS 制度に関連する民間主導型施策

RPS 制度の義務達成に活用できる民間主導の政策として、2013 年に導入された「太陽光レンタル事業」がある。仕組みとしては、レンタル事業者が個人住宅に太陽光発電設備を設置し、住宅所有者に貸与する。事業者は、住宅所有者が支払う発電設備のレンタル料金と REP (Renewable Energy Point) と呼ばれる REC 類似のクレジットの収益によって投資資金を回収する。その上で、REP は RPS の供給義務者である電力会社 18 社に販売できるというものである。住宅所有者にとってのメリットは、設備投資と運用コストの負担なく太陽光発電設備を利用し、電気料金を節約できることである。

²⁷⁶ 韓国産業通商資源部、韓国エネルギー公団「2016 年新再生エネルギー白書」

2) 小規模発電事業者に対する支援策

a. 系統接続費用の軽減措置

韓国産業通商資源部は 2015 年 4 月、「気候変動対応エネルギー産業育成政策」の一環として、小規模発電事業者の接続費用を軽減する制度改革を実施した²⁷⁷。これは、小規模発電事業者の中でも特に太陽光発電事業者にとって、系統接続費用が大きな負担となっていたためである²⁷⁸。2015 年 4 月 1 日の制度改革によって、接続費用の免除対象が 500kW 未満の発電事業者まで拡大された。これにより、発電事業者一社当たり約 3,000 万ウォンのコスト削減効果が期待できる。

b. 固定価格契約競争入札制度

小規模太陽光発電事業者への支援策として、2011 年の下半期から 2016 年の下半期までは「太陽光販売事業者選定制度」が運営されていた。これは、新・再生可能エネルギー供給認定書 (REC) を固定価格の長期契約で供給義務者に販売する制度であった。

2017 年の上半期以降、この制度は「固定価格契約競争入札制度」へと移行している。従来の制度との相違は、REC の価格に加え、系統限界価格 (SMP : System Marginal Price) を合算した金額で入札する点である。これにより、太陽光発電事業者にとっては価格の安定性が確保され、投資環境の改善にもつながる。

RPS 制度の供給義務者は、REC を購買する際、新・再生エネルギー供給認証機関である「新・再生可能エネルギーセンター」に対し、契約期間を 20 年とする「固定価格契約競争入札事業者選定」を任意で依頼できる。但し、5GW 以上の発電設備を保有している供給義務者に対しては半期毎に 24MW 以上、20GW 以上の発電設備を保有している供給義務者は半期毎に 30MW 以上の太陽光発電について、固定価格契約競争入札事業者選定の依頼を義務化している。同制度による実績を表 1-160 に示す。

²⁷⁷ 韓国産業通商資源部発表資料, 「축산농가 등 신재생발전사업자의 접속비용 대폭감소로 사업활성화 박차 (畜産農家等新・再生発電事業者の接続費用の大幅減少で事業活性化に拍車)」, 2015 年 4 月

²⁷⁸ 투데이에너지 (トゥディエナジー), 「소규모 신재생발전사업자 계통연계비 지원 (小規模新・再生可能エネルギー発電事業者の接続費用の支援)」, 2015 年 7 月
<http://www.todayenergy.kr/news/articleView.html?idxno=105530> (最終閲覧日 : 2018 年 3 月 2 日)

表 1-160 太陽光販売事業者選定制度・固定価格契約競争入札事業者選定制度の推進実績

| 区分 | 太陽光販売事業者選定制度 | | 固定価格契約競争入札事業者選定制度 |
|-------------------|----------------------|--------------------|--------------------|
| | 2016年上半期 | 2016年下半期 | 2017年上半期 |
| 選定容量 (kW×認定係数) | 210,000 | 200,000 | 250,000 |
| 申込容量 (発電所数) | 1,050,970 (5,796) | 738,227 (3,406) | 490,258 (1,198) |
| 選定容量 (発電所数) | 210,718 (1,325) | 200,083 (1,177) | 250,455 (869) |
| 平均価格 (ウォン) | 86,477 | 113,321 | 181,595 |

出所) 韓国エネルギー公団ウェブサイト, http://www.knrec.or.kr/business/rps_bidding.aspx (最終閲覧日: 2018年3月6日) より作成

3) 公共機関に対する再生可能エネルギーの導入義務化制度

a. 制度の概要

同制度は、公共機関²⁷⁹を対象とする再生可能エネルギー導入促進施策である。2004年3月に開始され、2020年までに公共機関における新・再生可能エネルギー電気の供給比率を30%以上に高めることを目標としている(表 1-161)。

現行の制度では、建物延べ面積1,000㎡以上の新・増・改築を公共機関が行う際、想定されるエネルギー使用量の一定以上の割合を、建物内に設置する新・再生可能エネルギー発電設備によって供給することを義務付けている。

2012年1月の制度改正前までは、新築の公共建築物のみが対象であり、基準面積は3,000㎡であった。また、算定基準はエネルギー使用量ではなく設備投資金額がベースとなっており、「総建築費の5%以上を新・再生可能エネルギー発電設備の設置に投資する」と規定されていた。

²⁷⁹ 国家機関及び地方公共団体の他に、出資金額が50億ウォン以上の法人なども制度対象となる。

表 1-161 公共機関新・再生可能エネルギー発電設備設置目標
(エネルギー使用量に対する再生可能エネルギーによる供給の比率)

| 年度 | 2011-12 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|------------|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 義務供給量(GWh) | 10 | 11 | 12 | 15 | 18 | 21 | 24 | 27 | 30 |

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」より作成

b. 制度の実績

同制度の実績を以下に示す(表 1-162 表 1-163)。2004~2015年に、審査を受けた設置計画は計4,174件であった。投資金額が算定基準となっていた2011年4月までに、全対象建築物の建築総工費(積算)の5.92%に相当する8,302億ウォンが、新・再生可能エネルギー発電設備に投資された。一方、規制基準がエネルギー使用量ベースに変更された2011年4月から2015年末まで、全対象建築物のエネルギー使用量の13.04%が、建物内に設置された新・再生可能エネルギー発電設備によって供給されたと見込まれている。

表 1-162 公共機関義務化制度の実績(2004~2011年)

| 年 | 【基準】新・再生可能エネルギー設備投資金額 | | | |
|-------|-----------------------|---------------------|------------------|------------------|
| | 設置計画箇所 | 総建築工事費(A) (億ウォン) | 投資額(B) (億ウォン) | 比率(B)/(A) (%) |
| ~2005 | 147 | 11,388 | 699 | 6.13 |
| 2006 | 123 | 12,601 | 678 | 5.38 |
| 2007 | 107 | 10,627 | 553 | 5.21 |
| 2008 | 146 | 11,250 | 647 | 5.75 |
| 2009 | 391 | 39,385 | 2,337 | 5.93 |
| 2010 | 386 | 40,390 | 2,519 | 6.24 |
| 2011 | 112 | 14,565 | 869 | 5.96 |
| 合計 | 1,412 | 140,206 | 8,302 | 5.92 |

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」より作成

表 1-163 公共機関義務化制度の実績(2011~2015年)

| 年 | 【基準】予想エネルギー使用量 | | | |
|------|----------------|----------------------------|---------------------|------------------|
| | 設置計画箇所 | 予想エネルギー使用量(A) (万 kWh/年) | 発電量(B) (万 kWh/年) | 比率(B)/(A) (%) |
| 2011 | 195 | 174,466 | 21,250 | 12.18 |
| 2012 | 595 | 321,269 | 37,725 | 11.74 |
| 2013 | 783 | 352,205 | 44,434 | 12.62 |
| 2014 | 590 | 226,862 | 30,996 | 13.66 |
| 2015 | 599 | 230,963 | 35,836 | 15.52 |
| 合計 | 2,762 | 1,305,765 | 170,240 | 13.04 |

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」より作成

4) 新・再生可能エネルギー燃料混合義務制度（RFS）

同制度は、2013年の「新エネルギー及び再生エネルギー開発・利用・普及促進法」によって義務化され、2015年から施行された。輸送用燃料供給事業者に対し、提供する燃料に一定割合のバイオディーゼルの混合を義務付けている。規制対象事業者は、「石油及び石油代替燃料事業法」第2条に規定された石油精製業者（と石油輸出業者）のうち、輸送用燃料を生産・供給する事業者である。2020年までの混合義務割合は表 1-164 のとおりである。

表 1-164 RFS 制度の混合義務割合

| 年 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|----------|------|------|------|------|------|------|
| 混合義務率(%) | 2.5 | 2.5 | 2.5 | 3.0 | 3.0 | 3.0 |

注) 年度別の混合比率は、再生可能エネルギー技術の開発水準、燃料の普及状況等を考慮し、2015年7月31日を基準日として、3年ごとに見直す。ただし、義務履行実績と国内外の市場変化等を考慮し、義務率の再検討期間を短縮することがある。

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」より作成

5) 住宅部門支援制度（補助金制度）

同制度は、エネルギーコストの低減や化石燃料使用量の削減を目的に、対象住宅に太陽光、太陽熱、地熱、燃料電池などの新・再生可能エネルギー発電設備を設置する際、設置費用の一部を政府が支援する補助金制度である。政府は、2020年までに全世帯数の10%に相当する100万世帯に再生可能エネルギー発電設備を段階的に設置する目標を掲げている。

支援対象は、一戸建て住宅、共同住宅の所有者及び住宅新築中の所有予定者、農村地域申請事業²⁸⁰の申請者が含まれる。2016年以降は、島嶼地域と共同住宅を優先的に支援する予定となっている。本補助金制度の支援基準を表 1-165 に示す。

²⁸⁰ ここでいう申請事業には、該当地域の最小行政区域単位である里、洞において、10世帯以上の住民に新・再生可能エネルギー設備を設置する事業のほか、連絡橋が整備されていない島嶼地域（5世帯以上）の設備設置事業が含まれる。申請には地方自治体の推薦が必要となる。

表 1-165 エネルギー源別住宅部門支援制度の支援基準(2016年10月公告)

| 区分 | 設備または容量(性能)区分 | | 助成金支援単価 (千ウオン) | 島嶼支援単価 (千ウオン) | |
|--------------|---------------|------------------------|--|--------------------|--------------------|
| 太陽光 (固定式) | 単一世帯用 住宅 | 2.0kW 以下 | 600kWh~ | 750/kW | 910/kW |
| | | | 500kWh~ 600kWh | 910/kW | 1,090/kW |
| | | | ~500kWh (新築を含む) | 1,210/kW | 1,450/kW |
| | | 2.0kW~ 3.0kW | 600kWh~ | 650/kW | 780/kW |
| | | | 500kWh~ 600kWh | 780/kW | 940/kW |
| | | | ~500kWh (新築を含む) | 1,040/kW | 1,250/kW |
| | 共同住宅 | | ~30kW/戸 | 1,440/kW | 1,730kW |
| 太陽熱 | 平面型 真空管型 | ~7m ² | 10.0MJ/m ² ・日 以上 | 580/m ² | 700/m ² |
| | | | 7.5MJ/m ² ・日~ 10.0MJ/m ² ・日 | 540/m ² | 650/m ² |
| | | | 7.5MJ/m ² ・日以下 | 490/m ² | 590/m ² |
| | | 7~ 14m ² | 10.0MJ/m ² ・日 以上 | 510/m ² | 610/m ² |
| | | | 7.5MJ/m ² ・日~ 10.0MJ/m ² ・日 | 470/m ² | 560/m ² |
| | | | 7.5MJ/m ² ・日以下 | 420/m ² | 500/m ² |
| | | 14~20m ² | 10.0MJ/m ² ・日 以上 | 460/m ² | 550/m ² |
| | | | 7.5MJ/m ² ・日~ 10.0MJ/m ² ・日 | 420/m ² | 500/m ² |
| | | | 7.5MJ/m ² ・日以下 | 380/m ² | 460/m ² |
| | | 循環型の温水器 | 6.0m ² 級 | 2,620/台 | 3,140/台 |
| 地熱 | 垂直密閉型 | 10.5kW 以下 | 660/kW | 790/kW | |
| | | 10.5kW~ 17.5kW | 500/kW | 600/kW | |
| 燃料電池 | 1kW 以下 | | 21,990/kW | 26,390/kW | |

出典) 新再生エネルギーセンター公告より作成

6) 建築部門(住宅以外)設備支援事業(補助金制度)

2009年から導入された補助金制度であり、居住用を除く一般建築物に設置する新・再生可能エネルギー発電設備の費用の一部を政府が支援する。新・再生可能エネルギー関連新技術の商業化や実用技術の普及を通じ、新規市場の創出と拡大を促すことが目的である。

支援の方法は下表のとおり2種類ある。一つは、実用化済みの技術を広範囲に普及させることを目指す「建物サポート事業」である。この補助事業では、関連企業の中長期投資の拡大、雇用創出効果が期待できる。二つ目は、新技術の実用化を目的とした「モデル普及事業」に対する設備支援であり、設置費用の最大80%まで支援可能である。本事業の対象者は、指定公募と自由公募によって募集される。

表 1-166 エネルギー別建築部門（住宅以外）設備支援事業の支援基準（2017.1.13 公告）

| 区分 | | | | 予算額 (百万ウォン) | 補助金単価 (千ウォン) |
|--------------|---|----------------------------|--|----------------|--------------------|
| 建物サポート 事業 | 太陽光 ^(注1) (固定式) | 一般 | 50kW 以下 | 4,000 | 1,090/kW |
| | | 納屋及び 動物飼育 設備 | | 2,000 | 1,720/kW |
| | 太陽熱 ^(注2) (平面型・真空 管型・ 自然循環型) | 1,500 m ² 以下 | 10.0MJ/m ² ・日 以上 | 3,000 | 480/m ² |
| | | | 7.5MJ/m ² ・日 以上～ 10.0MJ/m ² ・日 以下 | | 430/m ² |
| | | | 7.5MJ/m ² ・日 以下 | | 390/m ² |
| | | | 温水器 6 m ² x 台数 | | 2,450/台 |
| | | | 冷暖房 (新 設) | | 1,000 |
| | 地熱 (垂直密閉型) | 1,000kW 以下 | | 3,000 | 360/kW |
| | 燃料電池 | - | | 2,000 | 22,000/kW |
| | その他 | - | | 2,000 | 別途検討 |
| 小計 | - | | 17,000 | | |
| モデル普及事業 | | - | | 5,000 | 別途検討 |
| 合計 | | | | 22,000 | |

注) 国土運輸部指定のゼロ・エネルギー住宅モデル事業、環境フレンドリ・エネルギー・タウン事業は優先支援

注 1) 系統接続基準

注 2) 深夜電力使用設備は除く

注 3) 太陽光（追光式、BIPV）、風力発電、水力発電など

出所) 産業通商資源部「2017年建築部門の支援事業」より作成

7) 地域支援事業（補助金制度）

同制度は、1996年に導入された補助金制度である。地方公共団体が所有・管理する建築物²⁸¹に太陽光、太陽熱、地熱、燃料電池等の新・再生可能エネルギー発電設備を設置する際、費用の一部を国が支援する。

公的機関における新・再生可能エネルギーの利用活性化や関連市場の創出に貢献することを目的としており、地域エネルギー需給バランスの改善や地域経済発展に寄与する効果も期待されている。

²⁸¹ 地方自治体が所有・管理する建物・施設や社会福祉施設（施設所有者より本事業の申請を地方公共団体に委託した施設）が対象施設となる。その他、初・中等学校（小・中学）教育法第3条2号による公立学校も含まれる。

8) 石炭火力発電に関する規制

a. 関係法令と政策目標

「低炭素グリーン成長基本法」第39条は、「石油、石炭など化石燃料の使用を段階的に縮小し、エネルギー自立度を画期的に向上させる」と規定している。

また、発電部門における石炭消費量を段階的に縮小するための具体的な政策目標は、電力事業法25条7項を根拠とする「電力需給基本計画」の中で制定される。韓国政府は、これまでに7つの基本計画を策定し、2016年に「第7次電力需給計画（2015年～2029年）」を公表した。

同計画では、2029年までに石炭火力発電の電源構成比を32.3%とする目標を掲げている。世論²⁸²や環境保護団体²⁸³からは「韓国の石炭火力発電規制は時代に逆行したものである」との批判の声もある。

b. 石炭火力発電所に対する新たな規制動向

2016年7月6日、韓国産業通商資源部は「石炭火力発電対策会議」において、韓国電力公社発電子会社の社長らと今後の規制方針について合意に至った²⁸⁴。まず、現在建設中の石炭火力発電所全20基については、超々臨界発電効率（効率43%）の設備導入を求める。このうち工事進捗率90%以上の11基については、既存の排出基準に比べ2～3倍厳格な基準を適用する。その後2030年までには、これら11基が排出する汚染物質について、さらに40%上乘せした削減を求める。また、今後は原則として新規発電設備の導入は認めず、低炭素・低環境負荷型の電源によって新規電力需要を賄う。

韓国産業通商資源部は、石炭火力発電設備容量の総量削減に関する中長期計画を検討する予定である²⁸⁵。

(3) 今後の課題

「政策の概観」でも述べたように、韓国は再生可能エネルギーの普及率が低い。また、国家計画の目標達成状況も順調とは言えず、「第1次代替エネルギー技術開発・普及基本計画（1997年～2006年）」から「第4次新・再生エネルギー基本計画（2014年～2035年）」に至るまで、普及実績に合わせる形で計画数値の下方修正を繰り返して来た経緯がある。

その要因としては、第一に厳格な環境基準が挙げられる。特に、風力や潮力発電の場合、厳しい環境基準によって新・再生可能エネルギー設備の設置許可が得られにくいという制

²⁸² エネルギー経済, 「말로만 규제' 늘어나는 석탄화력발전 (口ばかりの規制: 増え続ける石炭火力発電)」, 2016年

<http://www.ekn.kr/news/article.html?no=223536> (最終閲覧日: 2018年3月2日)

²⁸³ グリーンピース, 「殺人免許: 新規発電火力発電所の健康被害」, 2016年

²⁸⁴ 韓国産業通商資源部, 「30년 이상 노후 석탄발전 10기 폐지 (30年以上を経過した老朽石炭火力発電所10基廃止)」, 2016年

²⁸⁵ 韓国産業通商資源部, 「30년 이상 노후 석탄발전 10기 폐지 (30年以上を経過した老朽石炭火力発電所10基廃止)」, 2016年

度間の矛盾が依然として存在する。太陽光発電に関しては、RPS 制度実施に際して政府の優遇措置も講じられ、環境規制も比較的厳しくないために規模拡大が実現したが、風力発電については、RPS 制度のみで十分な成果が得られたとはいえない。

第二に、韓国では再生可能エネルギーの普及について、市民の理解を得ることが難しい側面がある²⁸⁶。環境破壊を懸念する市民の反対が各地で起きており、これまでに 5 ヶ所の潮力発電事業（総計画設備容量 2.7GW）が頓挫した²⁸⁷。

第三に、電気料金政策が新・再生可能エネルギーの普及を妨げている。韓国では国策として、税制措置等を通じ電気料金の上昇を抑制する政策を進めている。その結果、韓国の電気料金は日本他 OECD 加盟国の 3 分の 1 程度と、燃料単価より安い事態が発生している。したがって、現状ではグリッド・パリティの実現が困難である。コストの低い火力発電や原子力発電への依存度が高まると共に、産業部門を中心に電力需要が継続的に増加しているため、新・再生可能エネルギーの普及効果が相殺されてしまうという課題がある。

²⁸⁶ 韓国エネルギー公団, 「2016 年度新・再生可能エネルギー政策の方向」, 2016 年

²⁸⁷ 이상훈 (イ・サン・フン), 「한국에서 재생에너지 확대를 위한 정책적 과제 (韓国におけるエネルギー拡大政策の課題)」, 環境法と政策, 第 12 卷, 2014 年

1.2.12 豪州

(1) 政策の概観

オーストラリア（以下、豪州とする）政府は、再生可能エネルギー目標（RET: Renewable Energy Target）制度において、2020年までに33,000MWhの再生可能電力を導入する目標を掲げている。2016年度中の供給電力に占める再生可能電力の比率は17.3%となっている。

RET制度を施行した2001年時点では、水力発電が大部分を占めていたが、近年は風力発電や太陽光発電の発電量が増加している（図 1-167）。

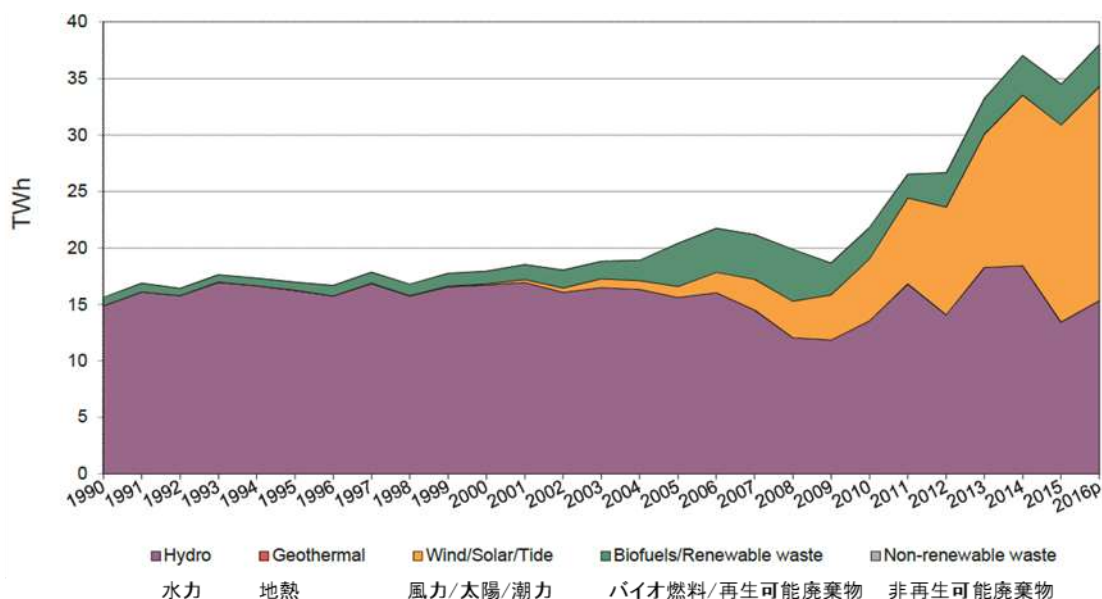


図 1-167 豪州：再生可能エネルギー発電量の推移

出所) International Energy Agency, “Renewables Information (2017 Edition)”, 2017 より作成

こうした再生可能エネルギー発電の増加に伴い、蓄電等の系統強化の必要性が指摘されている。その背景には、2016年9月に風力発電量が4割を占める南オーストラリア州で、悪天候による送電塔の倒壊により、隣州からの送電を受け取れなくなり、大規模停電が発生したことが挙げられる。2017年に入り、豪州政府は、蓄電を促進するための規制改革に向けた検討を進めている状況にある。

また、限界費用の安い再生可能エネルギー発電の増加により、短期的に卸電力価格が引き下げられた結果、一部の石炭火力発電所の経済性が悪化し、廃炉に向かう傾向が見られる。その結果として、電力需給がひっ迫し、卸電力価格が高止まりしているとの指摘もある。

地球温暖化対策に関しては、2015年12月に開催された第21回気候変動枠組条約締約国会議（COP21）で豪州が提示した2030年目標は、「2030年までに2005年比で26～28%削減」である。ただし、2017年12月時点で実施されている豪州におけるCO₂排出削減のための主要な政策は、2020年目標に対応したものであり、COP21で提示した2020年以降の目標については、2017年度（2017年7月～2018年6月）に最終決定する予定となっている。

(2) 再生可能エネルギーへの支援施策

1) 再生可能エネルギー目標（RET）制度

豪州では、2001年1月1日に施行された「再生可能エネルギー（電力）法（Renewable Energy（Electricity）Act 2000）」に基づき、卸売電力購入者（電力小売事業者、需要家に直接販売の発電事業者）に一定比率の再生可能エネルギーによる電力の購入義務が課されるとともに、これを実施するため再生可能エネルギー証書（RECs：Renewable Energy Certificates、以下「REC」）の納付を行う再生可能エネルギー目標（MRET：Mandatory Renewable Energy Target）制度が導入された。

施行後の主な改正履歴は、表 1-167 のとおり。

表 1-167 豪州：再生可能エネルギー目標制度の主な改正履歴

| 施行年 | 根拠法令 | 概要 |
|-------|---|--|
| 2001年 | Renewable Energy (Electricity) Amendment Act 2000 | ・再生可能エネルギー証書制度の施行 ・2010年までの再生可能エネルギー増量目標を9,500MWhに設定 |
| 2009年 | Renewable Energy (Electricity) Amendment Act 2009 | ・2020年の再生可能エネルギー目標を引き上げ（RET：45,000MWh）と2030年までの目標設定 |
| 2011年 | Renewable Energy (Electricity) Amendment Act 2010 | ・RET設定の2020年目標値をLRET（大規模設備、41,000MWh）とSRES（小規模設備、目標値なし）に分割 |
| 2015年 | Renewable Energy (Electricity) Amendment Act 2015 | ・LRETの2020年目標値を33,000MWhに引き下げ |

出所) 国際エネルギー機関（IEA）ウェブサイト、

<https://www.iea.org/policiesandmeasures/renewableenergy/?country=Australia>（2018年3月20日取得）より作成

2001年の施行後、数次の改正を経て、2009年に、2020年までに再生可能エネルギー比率を国内電力の20%以上（または45,000GWh）とすることが定められた。その後、2011年1月1日から、再生可能エネルギー目標（RET）を、大規模再生可能エネルギー目標（LRET）41,000GWhと小規模再生可能エネルギースキーム（SRES：Small-scale Renewable Energy Scheme）とに分割する新制度が導入された。太陽温水器（SWHs: Solar Water Heaters）、小規模太陽光パネル、風力・水力システムといった小規模発電ユニット（SGU: Small Generation Units）などに対して発行される証書は、小規模テクノロジー証書（STCs：Small-Scale Technology Certificates）と呼ばれ、STC クリアリングハウス（STC 証書の決済センター）を経由した取引が可能となるほか、RECと同様に当事者間で売買することもできる。

その後、2013年9月の総選挙の結果を受けて首相に就任したトニー・アボット（Tony Abbott）首相（当時）は、国民負担を軽減するため、RET制度の廃止や導入目標量を縮小する方針を表明し、2015年再生可能エネルギー（電力）改正法（Renewable Energy (Electricity) Amendment Bill 2015）が2015年6月26日に施行された。LRETでは2020年までの目標値45,000GWhが33,000GWhに引き下げとなり、SRESに関する目標値は設定されていない。RETにより、再生可能エネルギー電力割合23.5%超を達成することが見込まれている。目標自体は2020年まで見直し対象とせず、再生可能エネルギー投資への透明性を高める。大規

模発電証書（LGC : Large-scale Generation Certificate）の履行を参加者に義務付け、LGC 履行の不足分に関しては MWh あたり 65 豪ドルを徴収する。

この改正法では、LRET 目標の引き下げのほか、再生可能エネルギー法の実施状況の定期見直しを廃止し、LRET の義務を負う排出集約型貿易産業の減免率を 100%とした。クリーンエネルギー規制局（Clean Energy Regulator）は、本制度の 2020 年目標に向けた経過に関して、議会に年次報告書を提出する。2015 年改正法の目的は、以下のとおり。

表 1-168 豪州：再生可能エネルギー目標制度の 2015 年改正法の目的

- | |
|--|
| <ul style="list-style-type: none">・オーストラリアの雇用を守り、全排出集約型貿易産業(EITE)向けの補助を RET コスト 100%免除に引き上げ、競争力を維持する・制度の見直しを隔年とした義務を廃止し、クリーンエネルギー規制局による定期更新有りの現状報告書に置き換え、業界に更なる確実性と需要家に透明性を与える・2011 年後半に適格除外となった、原生林廃棄物からのバイオマスに適格再生可能エネルギー源の 1 つに戻す |
|--|

出所) Parliament fo Australia, "Renewable Energy (Electricity) Amendment Bill 2015" 2015 より作成

義務対象者となる卸売電力購入者には、再生可能エネルギー目標をもとに、規則に基づいて毎年定められる「再生可能電力比率」に相当する REC の購入義務が課せられる。具体的には、販売電力量に再生可能電力比率を乗じた REC の納付が義務付けられる。2017 年までに適用された再生可能電力比率および 2000 年を基準年とした 2030 年までの再生可能エネルギー発電量の増量目標は、表 1-169 のとおり。

表 1-169 豪州：再生可能エネルギー目標制度の主な改正履歴

| 年 | 2001年施行時の増量目標 (MWh) | 2009年改正後の増量目標 (MWh) | 2011年改正後の増量目標 (MWh) | 2015年改正後のLRET目標 (MWh) | 再生可能電力比率 |
|------------|---------------------|---------------------|---------------------|-----------------------|----------|
| 2001年 | 300 | 300 | 300 | 300 | 0.24% |
| 2002年 | 1,100 | 1,100 | 1,100 | 1,100 | 0.62% |
| 2003年 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | 1,800 | 0.88% |
| 2004年 | 2,600 | 2,600 | 2,600 | 2,600 | 1.25% |
| 2005年 | 3,400 | 3,400 | 3,400 | 3,400 | 1.64% |
| 2006年 | 4,500 | 4,500 | 4,500 | 4,500 | 2.17% |
| 2007年 | 5,600 | 5,600 | 5,600 | 5,600 | 2.70% |
| 2008年 | 6,800 | 6,800 | 6,800 | 6,800 | 3.14% |
| 2009年 | 8,100 | 8,100 | 8,100 | 8,100 | 3.64% |
| 2010年 | 9,500 | 12,500 | 12,500 | 12,500 | 5.98% |
| 2011年 | 9,500 | 14,825 | 10,400 | 10,400 | 5.62% |
| 2012年 | 9,500 | 17,150 | 12,300 | 16,763 | 9.15% |
| 2013年 | 9,500 | 19,050 | 14,200 | 19,088 | 10.65% |
| 2014年 | 9,500 | 20,950 | 16,100 | 16,950 | 9.87% |
| 2015年 | 9,500 | 22,850 | 18,000 | 18,850 | 11.11% |
| 2016年 | 9,500 | 27,450 | 22,600 | 21,431 | 12.75% |
| 2017年 | 9,500 | 27,050 | 27,200 | 26,031 | 14.22% |
| 2018年 | 9,500 | 36,650 | 31,800 | 28,637 | N/A |
| 2019年 | 9,500 | 41,250 | 36,400 | 31,244 | N/A |
| 2020年 | 9,500 | 45,850 | 41,000 | 33,850 | N/A |
| 2021-2030年 | N/A | 45,000 | 41,000 | 33,000 | N/A |

出所) Clean Energy Regulator ウェブサイト²⁸⁸より作成

2) 小規模再生可能エネルギースキーム (SRES)

100kW以下の小規模再生可能エネルギー設備は、SRESにより支援を行っている。SRESでは、設備ごとの「みなし期間」における予想発電量1MWh相当ごとにSTCが発行される。2016年までに設置された設備は、みなし期間を15年間とし、設置年が1年経過すると、みなし期間が1年間短縮される。制度の支援対象となる設備は、太陽光パネル、風力タービン、水力発電システム、太陽熱温水器、空気熱源ヒートポンプとなっている。なお、将来的に支援対象設備のしきい値を、100kW以下から10kW以下に引き下げることが検討されている。

小規模再生可能エネルギー設備の所有者および登録された代理人は、発行されたSTCを変動価格となる市場を通じて売却するか、STCクリアリングハウスを通じて40豪ドル(税抜)の固定価格で売却することができる。

(3) 今後の課題

1) 火力発電に対する規制の動向

豪州では、National Electricity Market (NEM) および Western Australia's South-West

²⁸⁸ <http://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/Scheme-participants-and-industry/the-renewable-power-percentage> (2018年2月13日取得)

Interconnected System (SWIS) が、最大規模の卸電力取引市場となる。NEM は、西海岸および南西海岸沿岸部の 5 つの州 (クイーンズランド、ニューサウスウェールズ、南オーストラリア、ビクトリア、タスマニア)、SWIS は南西部の西オーストラリア州を管轄している。NEM と SWIS は、豪州の電力需要のそれぞれ 86% と 8% をカバーする。近年、石炭火力発電 (褐炭・黒炭) は、NEM の電源構成の 78% を、SWIS では 50% を占めている²⁸⁹。

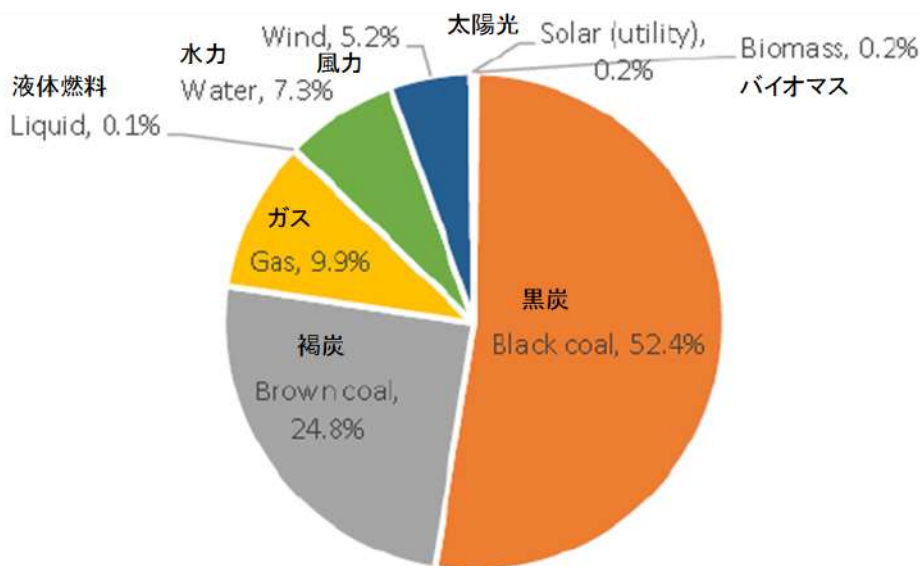


図 1-168 豪州：NEM における電源構成

出所) Australian Energy Council, “The retirement of coal-fired power stations” 2016 より作成

2017 年 12 月現在、石炭火力発電所の廃炉に関する規制等は定められておらず、連邦政府は廃炉に関する検討を進めている。2016 年 10 月 13 日、上院は Environment and Communications References Committee で石炭発電設備の廃炉推進に関する政策枠組み等を検討し、2016 年 11 月 10 日までに意見募集を行った。

検討事項に対する意見・研究をとりまとめ、上院 Environment and Communications References Committee による、“Retirement of coal fired power stations”の最終報告書²⁹⁰が公表された。オーストラリアの火力発電所は老朽化が進んでいること、また、2016 年 11 月に批准したパリ合意を達成するためにも、2030 年半ばまで年に 1 ヶ所のペースで廃炉を進める必要があると、上院公聴会で述べられている。また、Climate Institute は、Climate Change Authority、およびオーストラリア国立大学 (Australian National University) との共同分析により、既存石炭火力発電所を 2035 年までに全廃すべく、体系的な廃炉を進め、ゼロまたは

²⁸⁹ Australian Energy Council, “The retirement of coal-fired power stations” (2017 年 12 月 22 日取得)
<https://www.energycouncil.com.au/media/6409/16-11-10-aec-submission-senate-inquiry-retirement-of-coal-fired-power-stations.pdf>

²⁹⁰ オーストラリア議会、“Retirement of coal fired power stations” (2017 年 12 月 22 日取得)
http://www.apf.gov.au/Parliamentary_Business/Committees/Senate/Environment_and_Communications/Coal_fired_power_stations/~media/Committees/ec_ctte/Coal_fired_power_stations/Final%20Report/report.pdf

低排出エネルギー技術に切り替える必要があると提言した。

本報告書の中では、豪州政府が新設石炭火力発電所の建設への直接調達、補助金、またはその他支援を供与しない旨コミットすることを提言している。

2018年1月末時点で、本件に対する政府回答等の今後の方針は公表されていない。

2016年11月時点の豪州国内で稼働中の石炭火力発電所は表 1-170 のとおり。

表 1-170 豪州：稼働中の石炭火力発電所

| 州 | 発電所 | 一次燃料 | 運開年度 | 廃炉予定年 | 耐用年数 | 容量(MW) |
|-----|-------------------|------|-----------|---------|-------|----------|
| NSW | Eraring | 黒炭 | 1982-84 | | 32-34 | 2,880.00 |
| NSW | Bayswater | 黒炭 | 1982-84 | 2035年 | 32-34 | 2,640.00 |
| NSW | Liddell | 黒炭 | 1971-73 | 2022年 | 43-45 | 2,000.00 |
| NSW | Mt Piper | 黒炭 | 1993 | | 23 | 1,400.00 |
| NSW | Vales Point B | 黒炭 | 1978 | | 38 | 1,320.00 |
| VIC | Loy Yang A | 褐炭 | 1984-87 | 2048年 | 29-32 | 2,210.00 |
| VIC | Hazelwood Brown | 石炭 | 1964-71 | 2017年3月 | 45-52 | 1,760.00 |
| VIC | Yallourn W | 褐炭 | 1975、1982 | | 34-41 | 1,480.00 |
| VIC | Loy Yang B | 褐炭 | 1993-96 | | 20-23 | 1,026.00 |
| QLD | Gladstone | 黒炭 | 1976-82 | | 34-40 | 1,680.00 |
| QLD | Tarong | 黒炭 | 1984-86 | | 30-32 | 1,400.00 |
| QLD | Stanwell | 黒炭 | 1993-96 | | 20-23 | 1,460.00 |
| QLD | Callide C | 黒炭 | 2001 | | 15 | 810.00 |
| QLD | Millmerran | 黒炭 | 2002 | | 14 | 851.00 |
| QLD | Kogan Creek | 黒炭 | 2007 | | 9 | 750.00 |
| QLD | Callide B | 黒炭 | 1989 | | 27 | 700.00 |
| QLD | Tarong North | 黒炭 | 2002 | | 14 | 443.00 |
| QLD | Yabulu (Coal) | 黒炭 | 1974 | | 42 | 37.50 |
| QLD | Gladstone QAL | 黒炭 | 1973 | | 43 | 25.00 |
| WA | Muja Black | 石炭 | 1981、1986 | | 30-35 | 1,070.00 |
| WA | Collie Black | 石炭 | 1999 | | 17 | 340.00 |
| WA | Bluewaters 1 | 黒炭 | 2009 | | 7 | 208.00 |
| WA | Bluewaters 2 | 黒炭 | 2010 | | 6 | 208.00 |
| WA | Worsley (Alumina) | 黒炭 | 1982-2000 | | 16-34 | 135.00 |

出所) Australian Energy Council, “Retirement of coal-fired power station”より作成

一方、オーストラリアエネルギー市場運営者（AEMO: Australia Energy Market Operator）の報告書²⁹¹によれば、2018年夏の停電の発生を回避するため、AEMOは余力のあるガス火力発電所のほか、ディーゼル発電所をスタンドバイ電源にし、1,000 MWのリザーブを確保し、2021年まで維持する予定である。さらに、2022年にオーストラリア第3位の Hunter Valley’s Liddell Power Station が閉鎖するまでに、安定供給に向けて1,000 MWの発電設備容量を追加する必要があるとも報告されている。このため、AEMOは連邦政府に、新たな電源への移行が進むまで、一部の石炭火力発電所の廃炉を延期するか改築することを提言している。Turnbull首相は、2022年に廃炉が予定されている、Liddell発電所を所有するAGL社に5年運転を延長するか、第3者への売却を進めることを求めている²⁹²。

²⁹¹ AEMO, “Summer operations 2017-2018”, https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Media_Centre/2017/AEMO_Summer-operations-2017-18-report_FINAL.pdf (2018年1月23日取得)

²⁹² ABC News, “Electricity market struggling as coal-fired power stations shut down, regulator says,” (2018年1月23日取得) <http://www.abc.net.au/news/2017-09-06/electricity-markets-struggling-as-coal-shuts-down-aemo->

2) 火力発電所の廃炉に伴う電力市場への影響

2016、2017 年度における家庭向け電力料金の傾向を見ると、卸電力取引価格の上昇の影響を受けて、増加傾向にある。この要因として、Australian Energy Market Commission は、2017 年 12 月に公表した報告書で、石炭火力発電設備の廃炉を挙げている²⁹³。2016 年には Northern 石炭火力発電所および Hazelwood 石炭火力発電所の廃炉（計 2,146MW）に伴う卸売価格の上昇が変動要因となっており、2017 年には Smithfield ガス火力発電所（171MW）の廃炉でその傾向が強まったとしている（図 1-169）。

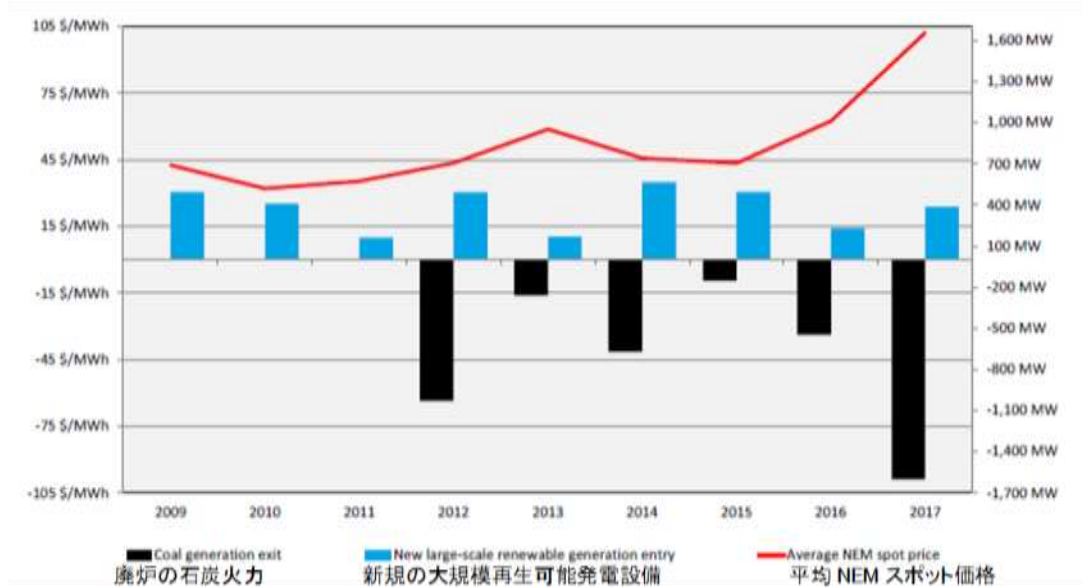


図 1-169 豪州：再生可能発電設備の新設と石炭火力の廃炉に伴う卸電力価格への影響

出所) Australian Energy Market Commission, “2017 Residential Electricity Price Trends” 2017 より作成

ただし、2018 年度以降は再生可能発電 3,900MW を含む約 4,100MW の新規発電所の運転開始が予定されており、Swanbank ガス火力発電所の再稼働もあって、表 1-171 のように電力料金の引き下げが見込まれている。

says/8875874

²⁹³ Australian Energy Market Commission, “2017 Residential Electricity Price Trends”, <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/bf56a5d5-e2b2-4c21-90ed-79dda97eb8a4/2017-Residential-Electricity-Price-Trends.pdf> (2018 年 1 月 23 日取得)

表 1-171 豪州：家庭向け電力価格の実績と予測（2016～2019 年度）

単位：豪セント/kWh

| | 2016 年度 | 2017 年度 | 2018 年度 | 2019 年度 |
|-----------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 卸電力 | 10.01 | 13.23 | 11.28 | 8.81 |
| 送配電 | 13.63 | 13.47 | 13.57 | 13.67 |
| 環境政策 | 2.01 | 1.62 | 1.78 | 1.93 |
| LRET | 0.65 | 0.76 | 0.89 | 1.03 |
| SRES | 0.36 | 0.32 | 0.34 | 0.32 |
| FIT | 0.85 | 0.37 | 0.37 | 0.39 |
| 他州支援制度 | 0.15 | 0.16 | 0.19 | 0.20 |
| 合計 | 28.16 | 31.19 | 29.58 | 27.45 |

出所) Australian Energy Market Commission, “2017 Residential Electricity Price Trends” 2017 より作成

大規模需要家に関しては、「2000年再生可能エネルギー（電力）法」に基づき、2010年から2014年までは、排出集約型貿易産業はRET義務の一部が免除されていた。2015年の法改正に伴い、2015年以降はRET制度の義務がすべて免除されることとなった。免除となる事業者には、免除証書が発行され、RETの義務履行に使用される。排出集約型貿易産業の45業種が免除対象となっており、アルミ製錬が免除の大半を占めている（図 1-170）。

免除は、免除年度より前の会計年度 2 回分における事業からの生産量のレベルをもとに決定される。免除対象となる事業者は、免除証書の発行を受け、供給事業者に差し入れる。2016年は、188 通の免除証書が発行され、合計 41,137,443MWh 相当となった。

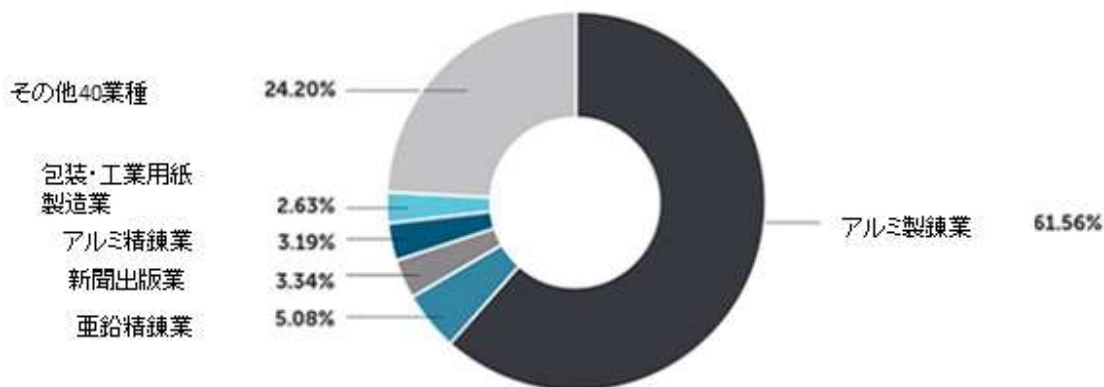


図 1-170 豪州：2016 年における排出集約型貿易産業の事業種別割合

出所) クリーンエネルギー規制局、“Eligibility for exemptions”²⁹⁴2017 より作成

²⁹⁴ クリーンエネルギー規制局、“Eligibility for exemptions”（2017年12月22日取得）

<http://www.cleanenergyregulator.gov.au/About/Pages/Accountability%20and%20reporting/Administrative%20Reports/The%20Renewable%20Energy%20Target%202016%20Administrative%20Report/Eligibility-for-exemptions.aspx>

3) 再エネ増加に伴う系統強化の必要性

2016年9月に風力発電量が4割を占める南オーストラリア州で、悪天候による送電塔の倒壊により、隣州からの送電を受け取れなくなり、大規模発電が発生したことで、再生可能エネルギー源への過度の依存が問題となった。2017年5月にクリーンエネルギー規制局は、「オーストラリアのエネルギー貯蔵の可能性を解き放つ政策および規制改革 (Policy and regulatory reforms to unlock the potential of energy storage in Australia)」という政策文書を公表し、エネルギー貯蔵の本格展開に向け、「機会均等」、「ビハインド・ザ・メーターの蓄電の規制緩和」「ビハインド・ザ・メーターの蓄エネルギーの価値の認識と報酬」、および「規格策定と消費者保護」の4分野におよぶ13の改革の必要性について提言した（

表 1-172)。

表 1-172 豪州：エネルギー貯蔵に関する規制改革の政策提言

| 機会均等 | |
|---------------------------|---|
| 1. | 現行のエネルギーマーケットの決済制度を改革し、より効果的なマーケットシグナルを与える、5分市場決済アプローチを採択する。 |
| 2. | 周波数管理制度を刷新し、周波数の緊急事態を Fast Frequency Response 機能で周波数管理およびシステムの安全保障支援を伴う高速で動作する機器により、周波数管理およびシステムの安全性サポートを実現する。 |
| 3. | Australian Energy Market Commission (AEMC) は、系統サービスを避け電柱と電線へと投資を歪める電力市場の規則に対処するオプションを再検討すべきである。 |
| 4. | 配電事業は、オングリッドのエネルギー貯蔵への投資で対処することができる、切迫する系統制約に関する、より優れたデータを公表すべきである。AEMC と Australian Energy Regulator (AER) は、マーケットアクセスとデータの有用性を高めるべく、レポートベースのアプローチから地理情報システムによるポータルへと転換し、Distribution annual Planning Report に関する配電事業の要件を変更すべきである。 |
| 5. | AEMC は、現行の 5 百万ドル水準から配電向け規制投資テスト (RIT-D) のしきい値を大幅に引き下げるべきである。Ergon Energy の「Optimal Incremental Pricing」といった、アプローチを推奨すべきである。そして、これにより、配電事業の管理負担が減る一方、僅かながらも投資の増加が可能になる。 |
| ビハインド・ザ・メーターの蓄電への規制上の規制緩和 | |
| 6. | 配電事業者は、既存太陽光発電システムに蓄電池を追加する際は、系統連系の承認を取りやすくしつつ、Energy Queensland の例に従うべきである。 |
| ビハインド・ザ・メーターの蓄電の価値の認識と報酬 | |
| 7. | 州および準州の政府は、エネルギー貯蔵のすべての価値を認めるべく、便益反映型の FIT (Victoria 州で採択済) を支援すべきである。 |
| 8. | 顧客がプレミアム型 FIT (PFIT) を引き続き受けている州では、プログラムの実現可能性を検討し、PFIT の額を電池の補助金と引き換えに取引できるようにすべきである。 |
| 9. | AER は、需要ベースの料金への転換を支援し、オンライン料金比較ツールを更新し、消費者が基本料金 (demand charge) を含めることができるようにすべきである。 |
| 規格策定と消費者保護 | |
| 10. | Clean Energy Council の認定制度で認定されたものとして、州政府の安全規制機関はすべての蓄電設備は、電池の設置資格を認定された有資格設置事業者によって施工されねばならないと規定しなくてはならない。 |
| 11. | リチウムイオン電池の製品安全に関して、法的強制力のあるオーストラリアの規格がなくてはならない。それまで、州政府の安全規制局は、当該管轄内で設置された電池に IEC62619:2017 といった、ベストプラクティスである電池の安全性に関する国際製品規格の順守証明を義務付けることを命じるべきである。 |
| 12. | 「ビハインド・ザ・メーター」エネルギー貯蔵システムに関して、奨励金を与えたり、リバースオークションを実施する政府は、次のいずれかの入札条件を定めるべきである。小売事業者の使用を義務付ける。または、Solar Retailer Code of Conduct と同等の厳格さである規格の順守を証明する。 |
| 13. | 産業およびあらゆるレベルの行政府は協働で、電池のリユース、リサイクリング、または廃棄に向けた、合意済のアプローチを策定すべきである。 |

出所) クリーンエネルギー規制局, “Policy and regulatory reforms to unlock the potential of energy storage in Australia” 2017 より作成

蓄電池の導入を進めるため、ビクトリア州政府は 2017 年 2 月に 20 MW の電池アレイの建設への興味表明を公募し、2017 年初頭にオーストラリア再生可能エネルギー庁 (ARENA: Australian Renewable Energy Agency) は、2,000 万豪ドルを貯蔵実証実験に投じた。

蓄電池併設型太陽光発電もインフラ投資企業である Lyon Group によるプロジェクトを中心に増加してきている (表 1-173)。世界最大の太陽光・蓄電池発電所が南オーストラリアの Riverland で建設開始となり、2018 年第 1 四半期に稼働開始する予定である。このプロジェクトは、10 億豪ドルで 100MW/400MWh の蓄電池併設型太陽光発電 330MW を建設する。

表 1-173 豪州：蓄電池併設型太陽光発電プロジェクトの動向

| プロジェクト名 | テクノロジー | 発電容量 | 蓄電池容量 | 状況 | 操業開始日 |
|--|----------------------------|-------|------------------|-----|------------|
| Lakeland (クイーンズランド) | リチウムイオンバッテリー Lyon Group | 22MW | 1.4MW/ 5.3MWh | 稼働中 | 2017年6月 |
| Roxby Downs (南オーストラリア) | リチウムイオンバッテリー Lyon Group | 120MW | 100MW/ 200MWh | 建設中 | 2018年初頭 |
| Kingfisher Solar Storage (南オーストラリア) | リチウムイオンバッテリー Lyon Group | 120MW | 100MW/ 200MWh | 建設中 | 2018年初頭 |
| Nowingi (ビクトリア) | リチウムイオンバッテリー Lyon Group | 250MW | 80MW/ 160MWh | 建設中 | 2018年初頭 |
| Cape York Solar Storage (クイーンズランド) | リチウムイオンバッテリー Lyon Group | 55MW | 20MW/ 80MWh | 建設中 | 2018年第1四半期 |
| Riverland Solar Storage (南オーストラリア) | リチウムイオンバッテリー Lyon Group | 330MW | 100MW/ 400MWh | 建設中 | 2018年第1四半期 |

出所) Lyon Group ウェブサイト、<http://lyonbatterystorage.com.au/#projects> (2018年2月14日取得) より作成

2017年10月にはクイーンズランド州で43.2MWの風力発電と15MWの太陽光発電に蓄電池を併設した Kennedy Energy Park の建設が公表された。本プロジェクトは、Windlab と日本の Eurus のパートナーシップにより推進され、2017年12月に起工式が執り行われた。豪州で初めての2MW/4MWhのリチウムイオン蓄電池を併設する、太陽光および風力発電設備となる。ここでプロジェクトの可用性を試行した後、第2フェーズとなる「Big Kennedy」では太陽光600MW、風力600MW、大規模蓄電池や揚水蓄電等の複数の蓄電オプションを併設することが計画されている。

蓄電池併設型太陽光と並び、重要性が高まっている揚水による蓄電に関して、2017年3月、ターンブル首相は Snowy Hydro 2.0 計画を公表した。この計画は、2,000MWの揚水貯蔵を盛り込むため、当初計画を拡張した。タスマニア州では、水力発電ネットワークの拡張に関する予備調査が公表され、2,500MWの揚水蓄電の可能性が検討されている。また、ARENA はオーストラリア国立大学に資金を拠出し、2017年9月に揚水蓄電のポテンシャルのある用地を特定した。

オーストラリアではこれまで、国および州ベースの蓄電池への補助制度は施行されていないが、キャンベラ首都特別地域 (ACT) では、Next Generation Energy Storage プログラムを通じ、家庭および事業者向けの蓄電設備支援のための競争入札を過去3回実施してきた。延べ19事業者が落札しており、1,200万豪ドルが供与されている。また、アデレード市では企業・住民・学校およびコミュニティグループを対象に、蓄電池の設置に対し上限5,000ドルを補助しており、これに太陽光設備には上限5,000豪ドル、またはその他エネルギー関連インセンティブが加算される。

2017年3月、Tesla社は、2016年に南オーストラリア州で発生した停電を受け、契約から100日以内に完工できなければプロジェクト費用を請求しないという契約のもと、南オース

トラリア州に世界最大の 100MW のリチウムイオンバッテリー設備を建設することを表明した。本プロジェクトは 2017 年 12 月 1 日に稼働開始を迎え、隣接する Hornsdale Wind Farm と接続され、系統の安定化に貢献していくことが期待されている。

4) Turnbull 政権における再生可能エネルギー政策の動向

Turnbull 政権は 2016 年 7 月に 10 億豪ドルで Clean Energy Innovation Fund を設立し、再生可能エネルギー、エネルギー効率、および低排出技術を試験段階から商用水準にまで高めることを目的とした基金の運用を開始した。ARENA と Clean Energy Finance Corp (CEFC) とで融資および株式投資商品を管理する。2016 年度は 3,000 万豪ドルがコミットされた。²⁹⁵

連邦政府はパリ協定のもとの義務履行を目的として、2016 年 12 月に Turnbull 首相の要請により主席科学技術官である Finkel 博士が提唱した、電力市場の改革案の 1 つ、Clean Energy Target (CET) を検討してきた。これは、新たな低排出形態の発電が市場に参入する際にインセンティブを提供する政策メカニズムであり、毎年一定水準の低排出発電の導入目標を設定し、電力小売事業者に風力発電および太陽光発電などの低排出源からの発電証書の購入を義務付けるものであった。

2017 年 10 月、連邦政府は CET を不採用とする考えを示した。これは、CET は石炭への課税であると考え、石炭擁護派の Abbott 前首相の意向が強く反映されたためと考えられている。²⁹⁶

同時に Turnbull 首相は、電力をより割安で信頼できるものにするため、新たなエネルギー政策となる、National Energy Guarantee (NEG) 案を公表した。この政策案は、二酸化炭素排出を削減しつつ、エネルギー小売事業者に石炭、ガス、蓄電、および水力といった「給電可能 (dispatchable)」な電源からの電力を確保することを義務付ける。2005 年の水準から二酸化炭素排出量を 26% 削減することを示唆している。今後、コンサルテーションを経て、2019 年に信頼できる電源の確保を施行し、2020 年には RET の代替となる排出保証の開始を目指している。²⁹⁷

また、政府はすべての電源で公正な競争を促し、適切な投資を促進するため、2020 年以降、風力および太陽光発電事業者へのインセンティブおよび補助金を廃止することも公表している。

²⁹⁵ CEFC, "Annual Report 2017" <http://annualreport2017.cefc.com.au/performance/special-investment-programs/clean-energy-innovation-fund/> (2018 年 1 月 25 日取得)

²⁹⁶ Reuters, "Australia shuns clean Energy Target in policy overhaul," <https://www.reuters.com/article/us-australia-power/australia-shuns-clean-energy-target-in-energy-policy-overhaul-idUSKBN1CL326>

²⁹⁷ COAG, "National Energy Guarantee," (2018 年 1 月 25 日取得) <http://www.coagenergycouncil.gov.au/publications/energy-security-board-update> (2018 年 1 月 25 日取得)

1.2.13 インド

(1) 政策の概観

インドは、パリ協定に基づく「自国が決定する貢献（NDC: Nationally Determined Contribution）」において、2030年にGDP当たりのGHG排出量を2005年比で33～35%削減する目標を設定している。その目標達成のために、2030年までに40%の発電容量を非化石電源とし、2022年までに175GWの再生可能エネルギー設備導入を目指す。内訳は表 1-174 に示すように、太陽光 100GW、風力 60GW、バイオマス 10GW、小水力 5GW である。

なお、2017年の「国家エネルギー政策（National Energy Policy）」草案では、2040年までに597～710GWの再生可能エネルギー導入の可能性があるとしている。

また、2008年の「気候変動に関する国家行動計画（NAPCC: National Action Plan on Climate Change）」において、気候変動問題に取り組むための8つの優先事業が策定され、そのうちの1つは太陽エネルギーの導入推進とされた。翌年、NAPCCの下、太陽エネルギー推進のためのイニシアティブである「国家太陽光導入計画（JNNSM: Jawaharlal Nehru National Solar Mission）」が策定された。JNNSMでは、2022年までに太陽光発電（系統接続）の導入目標が20GWと設定されたが、2015年には上記の通り、5倍の100GW（屋根上設置型40GW、地上設置型60GW）に引き上げられた。2022年までの太陽光発電の導入目標を、図 1-171 に示す。

インド政府としては、再生可能エネルギーの中で太陽エネルギーへ集中的に政策資源を投入する計画である。2020年に太陽光発電100GWという水準は、インドの他には中国だけであり、世界有数の太陽光発電大国を目指す政策となっている。

表 1-174 インドの2022年の再生可能エネルギー導入目標

| 再生可能エネルギーの種類 | 導入目標(GW) | 導入の実績値(GW) (2017年11月末時点) |
|-----------------------|------------|-----------------------------|
| 太陽光 | 100 | 16.612 |
| 内) 地上設置型(系統接続) | 60 | 0.864 |
| 内) 屋根置き(系統接続) | 40 | — |
| 風力 | 60 | 32.747 |
| バイオマス | 10 | 8.182 |
| 小水力 | 5 | 4.399 |
| 再生可能エネルギー導入量合計 | 175 | 62.054 |

出所) 資源エネルギー庁「平成27年度 諸外国における最新の再生可能エネルギー政策動向報告書」、2016年、政府報道情報局ウェブサイト, <http://pib.nic.in/newsite/PrintRelease.aspx?relid=174832>, (2018年3月8日取得) より作成

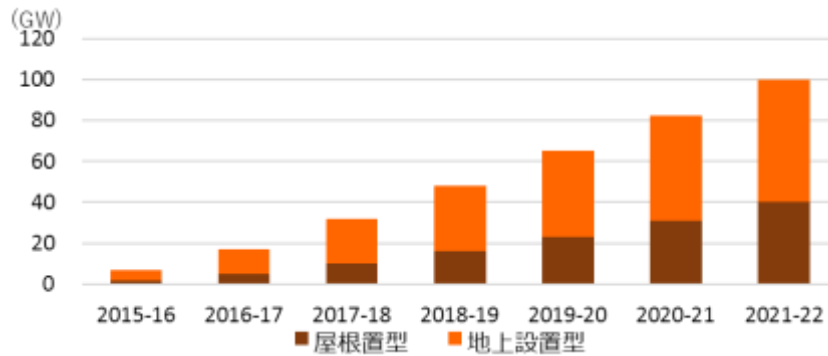


図 1-171 インドの太陽光発電設備の導入目標

出所) MNRE ウェブサイト, <http://mnre.gov.in/file-manager/grid-solar/100000MW-Grid-Connected-Solar-Power-Projects-by-2021-22.pdf>, (2018年3月5日取得) より作成

(2) 再生可能エネルギーへの支援

1) 再生可能エネルギー購入義務 (RPO : Renewable Purchase Obligation)

2003年の「電力法 (Electricity Act)」に基づき、2010年より各州の配電事業者などに、一定割合の再生可能エネルギー調達を義務付ける制度が始まった (RPO)。

再生可能エネルギーの割合については、2008年のNAPCCにおいて、2010年に5%とし、その後10年間、毎年1%ずつ増加させる、すなわち、2020年に15%と設定された。

そして、2016年改定の「電気料金政策 (NTP: National Tariff Policy)」では、2022年3月までに、水力を除く消費電力量の8%を太陽光発電で調達するよう求めている。それを受け、電力省 (MoP: Ministry of Power) は、表 1-175 のとおり、州電力規制委員会 (State Electricity Regulatory Commission : SERC) に向けた国全体の中期的な RPO 指標を示した。

表 1-175 消費電力量に占める再生可能エネルギー割合 (RPO) の指標

| 年 | 2016-2017 | 2017-2018 | 2018-2019 |
|----------|-----------|-----------|-----------|
| 非太陽光 RPO | 8.75% | 9.50% | 10.25% |
| 太陽光 RPO | 2.75% | 4.75% | 6.75% |
| 合計 | 11.50% | 14.25% | 17.00% |

注) 水力を除く消費電力量

出所) マハラシュトラエネルギー開発公社 (MEDA) ウェブサイト, <https://www.mahaurja.com/meda/data/rporec/reports/MoP%20on%20Long%20term%20RPO%20trajectory.pdf>, (2018年3月6日取得) より作成

しかし、図 1-172 2016-2017年のNAPCC目標 (12%) と各州のRPOに示すとおり、ほとんどの州で2016-2017年のRPO目標を達成できていない。その年のRPO実績は、非太陽光RPOが平均6.6%、太陽光RPOが平均1.2%であった。RPO目標が遵守されない理由は、

州電力規制委員会（SERC）の配電事業者に対する実施規制が弱いためである²⁹⁸。SERCは、配電事業者の状況を理解しており、彼らに一層の負担をかけないよう規制には慎重な態度をとっている。

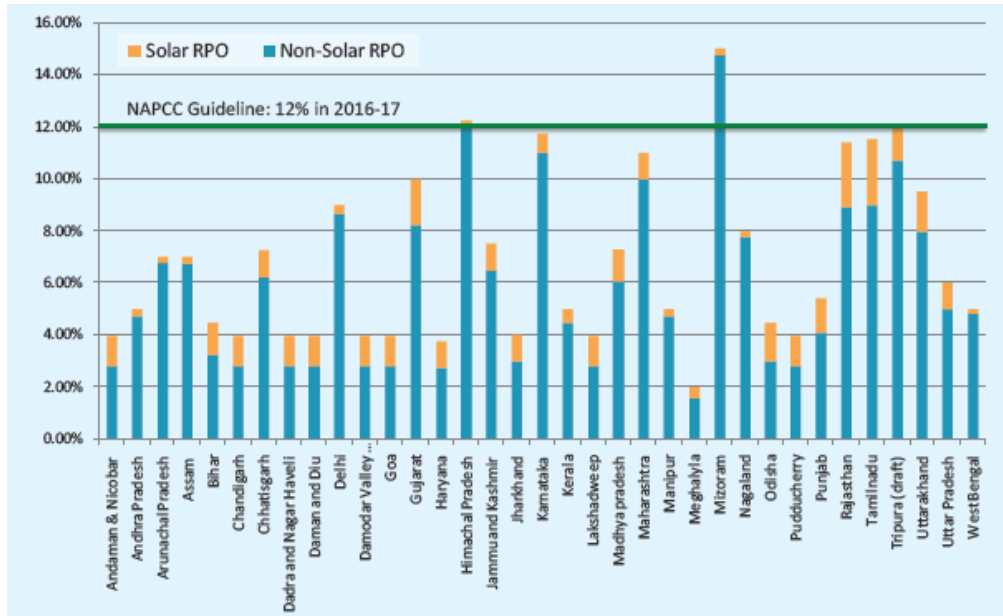


図 1-172 2016-2017 年の NAPCC 目標（12%）と各州の RPO 実績値

出所) Prayas, “India's Journey towards 175 GW Renewables by 2022” , 2016

²⁹⁸ Prayas, “India's Journey towards 175 GW Renewables by 2022” , 2016

表 1-176 太陽光 RPO 達成に必要な各州の太陽光発電設備容量と実績値 (2016 年末時

(Capacity in MW)

| S. No. | State | Solar Capacity Required to fulfill Solar RPO | Solar Capacity available (as on 31.12.2016) | Deficit in solar capacity |
|--------|----------------------|--|---|---------------------------|
| 1 | Arunachal Pradesh | 1.30 | 0.27 | 1.04 |
| 2 | Assam | 50.05 | 11.18 | 38.87 |
| 3 | Bihar | 129.48 | 95.91 | 33.57 |
| 4 | Chhattisgarh | 156.75 | 135.19 | 21.56 |
| 5 | Delhi | 68.02 | 38.78 | 29.24 |
| 6 | Goa | 28.16 | 0.05 | 28.11 |
| 7 | Haryana | 307.69 | 53.27 | 254.42 |
| 8 | Himachal Pradesh | 17.15 | 0.33 | 16.82 |
| 9 | Jammu & Kashmir | 158.36 | 1.00 | 157.36 |
| 10 | Jharkhand | 226.66 | 17.51 | 209.15 |
| 11 | Kerala | 35.33 | 15.86 | 19.47 |
| 12 | Maharashtra | 861.66 | 430.46 | 431.20 |
| 13 | Manipur | 1.51 | 0.00 | 1.51 |
| 14 | Mizoram | 1.14 | 0.10 | 1.04 |
| 15 | Meghalaya | 5.56 | 0.00 | 5.56 |
| 16 | Nagaland | 1.10 | 0.50 | 0.60 |
| 17 | Odisha | 253.20 | 77.64 | 175.56 |
| 18 | Sikkim | 4.39 | 0.00 | 4.39 |
| 19 | Tripura | 47.95 | 5.00 | 42.95 |
| 20 | Uttar Pradesh | 573.69 | 239.26 | 334.43 |
| 21 | West Bengal | 155.46 | 23.07 | 132.39 |
| 22 | Chandigarh | 12.71 | 6.81 | 5.91 |
| 23 | Daman & Diu | 18.55 | 4.00 | 14.55 |
| 24 | Dadar & Nagar Haveli | 49.56 | 0.00 | 49.56 |
| 25 | Puducherry | 24.72 | 0.03 | 24.69 |
| | Total | 3190.15 | 1156.21 | 2033.94 |

点)

出所) MNRE, “Agenda Note for National Review Meeting of State Principal Secretaries and State Nodal Agencies of Renewable Energy on 23rd and 24th January 2017-New Delhi” , 2017

2) 再生可能エネルギー証書 (Renewable Energy Certificate : REC)

州の配電事業者による RPO 義務の履行は、再生可能エネルギー設備の運営や発電事業者から直接再生可能エネルギー電力を調達する他、再生可能エネルギー証書 (REC) の購入を通じて行うことができる。インドは、国土が広く、各州の再生可能エネルギーの賦存量に差異があるため、それを平滑化する目的で REC が導入された。

系統に供給される 1MWh の再生可能エネルギー電力に対して 1REC が発行される。REC の詳細は表 1-177 のとおりである。

表 1-177 再生可能エネルギー証書 (REC) の詳細

| 項目 | 内容 |
|-----------------|---|
| 単位 | 1REC=再生可能エネルギー発電電力量 1MWh |
| 種類 | 太陽光、非太陽光の 2 種類 |
| 有効期限 | 1095 日 |
| バンキング ボローイング | 原則不可 (州によっては認可あり) |
| 設定価格 | 太陽光: 1,000~2,400 INR/MWh 非太陽光: 1,000~3,000 INR/MWh |
| 取引 | CERC 認定の電力取引市場 (IEX, PXIL) |

注) 非太陽光には、風力、バイオマス、サトウキビバガス、小水力が該当する。

注) 2017 年 3 月に価格改定。以前の価格は太陽光 3,500~5,800、非太陽光 1,500~3,300 INR/MWh
出所) IEX, “REC Market”, 2017、資源エネルギー庁「平成 27 年度 諸外国における最新の再生可能エネルギー政策動向報告書」, 2016 より作成

REC 制度を利用する場合、再生可能エネルギー発電事業者は、電力を再生可能エネルギー価値部分と電力部分に分けて販売することができる。すなわち、再生可能エネルギー価値部分のみが REC で取引され、電力部分は州の配電会社に通常の卸価格で販売できる。

なお、FIT などの補助を受けている場合、REC 制度を利用することはできない。よって、再生可能エネルギー発電事業者は、FIT などの補助か REC のどちらかを選択しなければならない。図 1-173 に、REC に登録した再生可能エネルギーの設備容量を示す。

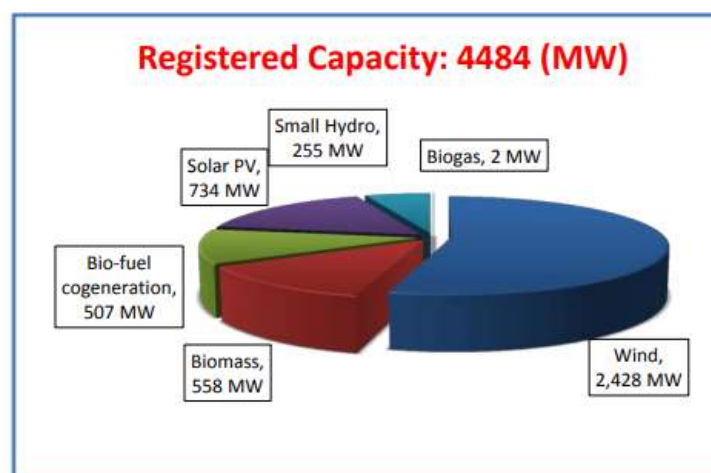


図 1-173 REC 登録した再生可能エネルギー設備容量 (2017 年 8 月時点)

出所) POSOCO, “Impact of Renewable Energy Certificate (REC) Mechanism in India”, 2017

図 1-174 に 2016~2018 年に、IEX、PXIL 市場で取引された REC の総量を示す。取引量は総じて少ないが、2017 年後半から取引数が増えているのが見受けられる。

また、図 1-175、図 1-176 に IEX における 2011~2016 年の REC の取引結果を示す。近年、非太陽光 REC、太陽光 REC 共に、最低価格で取引されており、また、多くの REC が取引されず、余っている状態である。これもまた、「1)再生可能エネルギー購入義務 (RPO : Renewable Purchase Obligation)」で述べたとおり、RPO 遵守の規制が弱いことに起因する。

また、REC が、古い再生可能エネルギープロジェクト、自家発電、オープンアクセスプロジェクトに過剰利益をもたらしていることや、太陽光 REC の価格修正が柔軟に行われなかったために、太陽光 REC 価格と市場価格のギャップが激しくなり、太陽光 REC への需要がなくなっているなどの問題も生じている²⁹⁹。

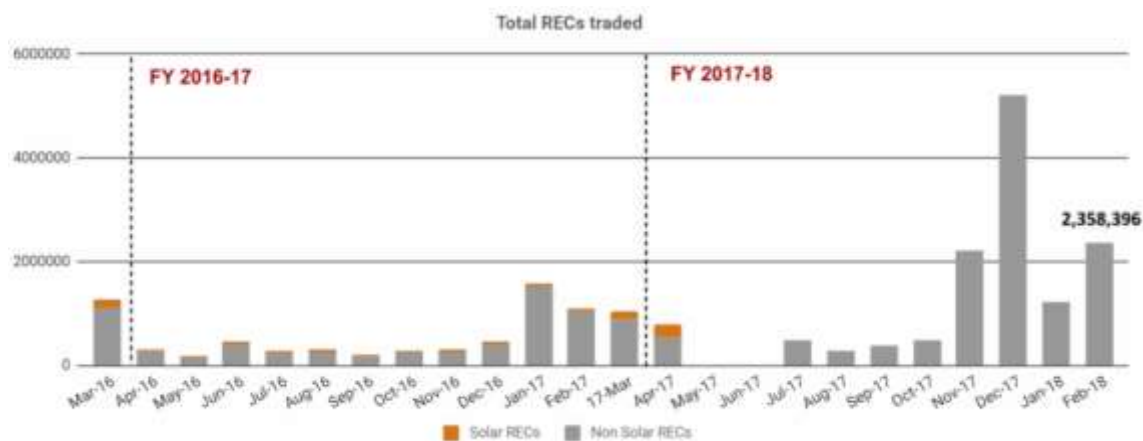


図 1-174 取引された太陽光 REC、非太陽光 REC の数（2016 年 3 月～2018 年 2 月）

出所) OPEN-ACCESS ウェブサイト, <http://reconnectenergy.com/blog/category/renewable-energy-certificate-rec/>, (2018 年 3 月 10 日取得)

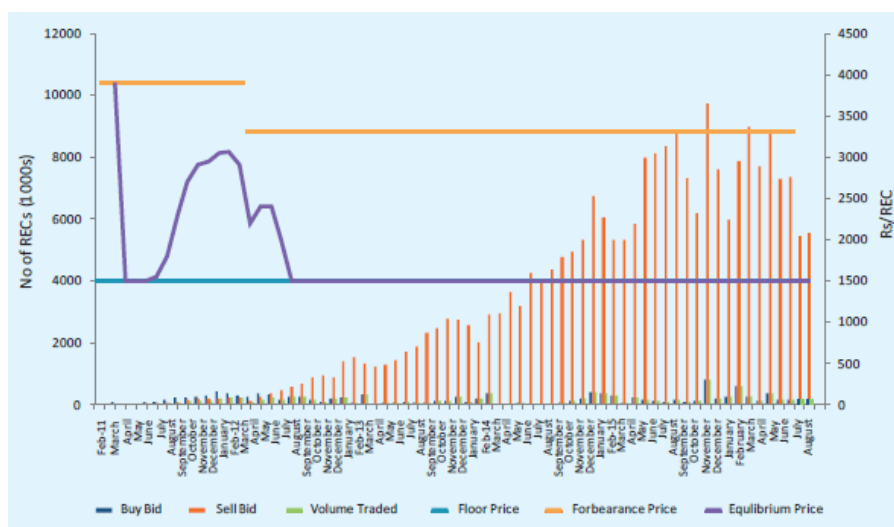


図 1-175 IEX における非太陽光 REC の取引結果（2011～2016 年）

出所) Prayas, “India's Journey towards 175 GW Renewables by 2022” , 2016

²⁹⁹ Prayas, “India's Journey towards 175 GW Renewables by 2022” , 2016

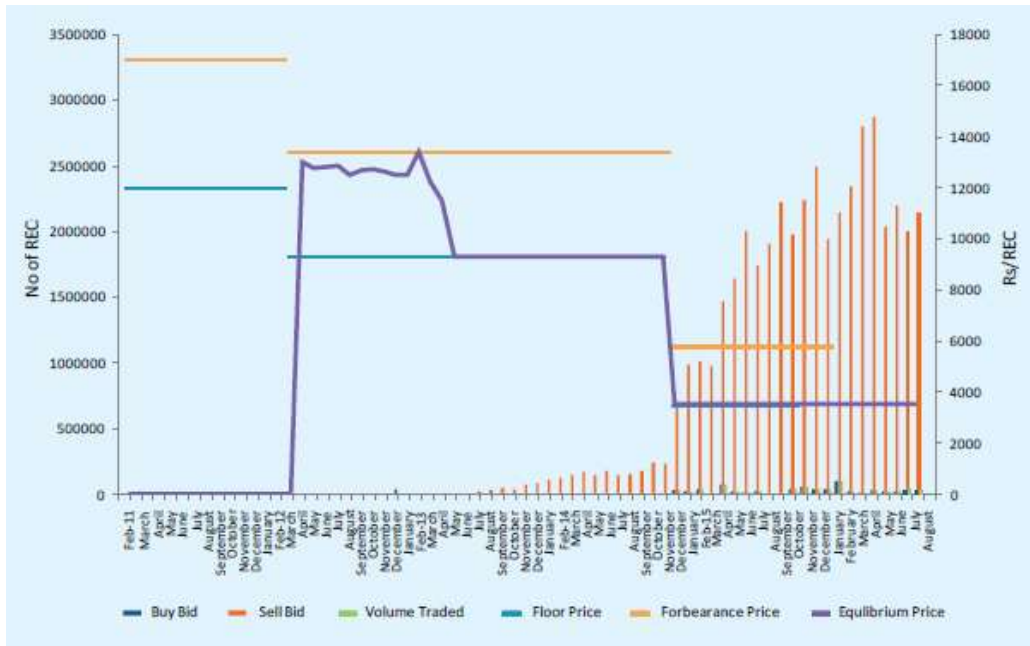


図 1-176 IEXにおける太陽光 REC の取引結果 (2011~2016年)

出所) Prayas, “India's Journey towards 175 GW Renewables by 2022”, 2016

3) 買取制度

以前は、中央電力規制委員会 (CERC) により国家レベルで定められた固定価格買取制度 (FIT : Feed-in Tariff) を参考に、各州の電力規制委員会 (SERC) が州毎に買取価格を設定していた。現在、FIT 適用は一部の再生可能エネルギー種類や州政府実施する一部プロジェクトに限定されている。

a. 太陽光

太陽光発電プロジェクトの開発主体は中央政府、州政府であり、プロジェクトを調達するのに、様々な方式が実施されている (表 1-178)。現在、中央政府、州政府ともに、太陽光発電の調達方式は、FIT ではなく、競争入札が主流となっている。

表 1-178 太陽光発電プロジェクトの調達方式

| 開発者 | 中央政府 | | | 州政府 | | |
|-------|-------------------|--------------------|-----------------|----------------|----------------|------------|
| | 公共部門 | 民間部門 | | 公共部門 | 民間部門 | |
| 電力購入者 | 州配電会社 (DISCOM) | 国営太陽エネルギー公社 (SECI) | 国営火力発電公社 (NTPC) | 州配電会社 (DISCOM) | 州配電会社 (DISCOM) | |
| 調達方式 | 設計・調達・建設 (EPC) 入札 | VGF ベースの入札 | 買取価格ベースの入札 | PPP 事業、RPO | 固定価格買取 | 買取価格ベースの入札 |

注) VGF とは、PPP 事業における 建設費用に対して政府から民間事業者へ供与される補助金。

出所) Bridge to India, “Analysis of utility scale solar tenders in India”, 2017年3月より作成

JNNMS に基づき 2010 年 12 月に実施された太陽光発電の初回入札では、平均落札価格は 12.16 INR/kWh (20.7 円/kWh³⁰⁰) であった。その後、図 1-177 2010 年～2017 年 2 月実施の太陽光発電の入札結果に示すとおり、年数の経過とともに、落札価格が継続して低減している。

今までに実施された入札の中で、最も低い落札価格を付けたのは 2017 年 5 月の入札で、入札量 500MW のうち、200MW が 2.44 INR/kW (4.1 円/kWh) で、300MW が 2.55 INR/kW で落札されている³⁰¹。

太陽光の買取期間は、大抵、25 年間に設定されている。

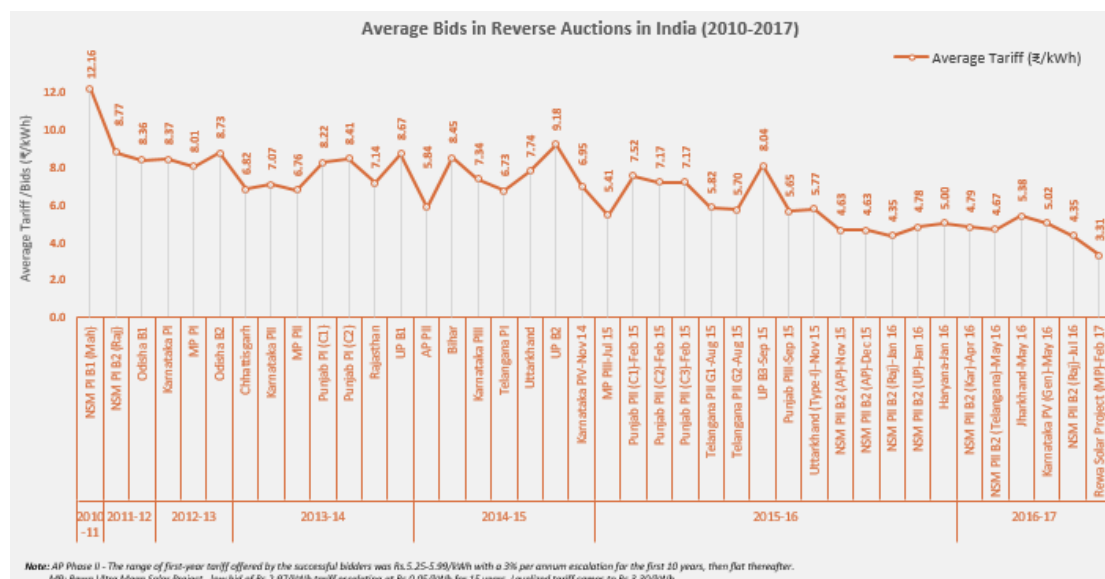


図 1-177 2010 年～2017 年 2 月実施の太陽光発電の入札結果

出所) Mercom ウェブサイト, <https://mercomindia.com/mercom-exclusive-solar-tariffs-india-fallen-73-percent-since-2010/>, (2018 年 3 月 8 日取得)

b. 風力

風力については、太陽光と異なり、州政府の FIT による買取価格で支援されてきたが、2017 年よりインド中央政府による陸上風力の入札が始まった。

図 1-178 に各州における陸上風力の FIT 買取価格を、表 1-179 に 2017 年の陸上風力の入札結果を示す。入札による低価格化が顕著であり、入札への移行を検討する州も出てきているとの報道がある。中央政府は 2018-2019 年、2019-2020 年に各 10GW の入札を予定している³⁰²。

³⁰⁰ 1 INR (インドルピー) =1.7 円で換算

³⁰¹ 政府報道情報局 (press information bureau) ウェブサイト, <http://pib.nic.in/newsite/PrintRelease.aspx?relid=161755>, (2018 年 3 月 8 日取得)

³⁰² BusinessToday ウェブサイト, <https://www.businesstoday.in/sectors/energy/government-to-auction-up-to-21-gw-solar-power-wind-power-capacity-by-march-2018/story/264673.html>, (2018 年 3 月 8 日取得)

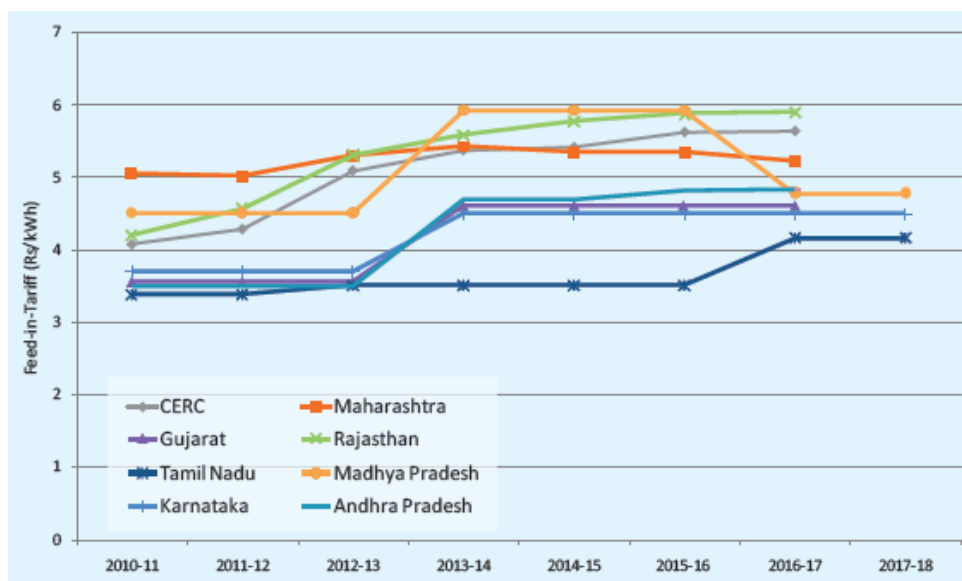


図 1-178 各州の風力発電の FIT 買取価格

出所) Prayas, “India's Journey towards 175 GW Renewables by 2022” , 2016

表 1-179 陸上風力発電の入札結果

| | 第 1 回 (2017 年 2 月) | 第 2 回 (2017 年 10 月) |
|------|-----------------------|------------------------|
| 入札量 | 1GW | 1GW |
| 落札件数 | 4 件 | 5 件 |
| 落札価格 | 3.46INR/MWh | 2.64~2.65INR/MWh |
| 契約期間 | 25 年間 | 25 年間 |

出所) IEA ウェブサイト, https://www.iea.org/media/pams/REDRenewablePolicyUpdateNo1620171030_web.pdf,
(2018 年 3 月 7 日取得) より作成

4) その他の普及支援策

a. 大規模太陽光パークの支援

2014 年より、新・再生可能エネルギー省 (MNRE) により、大規模太陽光パークの建設が支援されている (Development of Solar Parks and Ultra Mega Solar Power Projyects)。この支援の特徴は、中央政府の経済支援を受けて、州政府が建設予定の区画のインフラ整備などを事前に行って提供するため、落札した事業者がすぐに建設を開始できることにある。

2017 年には、大規模太陽光パークの導入計画を 20GW から 40GW に引き上げた。500MW 以上 (例外あり) の太陽光パークを 50 ヶ所以上設置する予定である。

b. 屋根上太陽光発電の支援

屋根上太陽光発電への支援策は、以下とおりである³⁰³。ネットメータリングや導入補助金の他、屋根上太陽光の需要を作り出す方策を実施している。

① ネットメータリング

現在、29 の州と 7 の連邦直轄領で、屋根上太陽光発電向けにネットメータリングを実施している。ネットメータリングとは、屋根上太陽光発電の所有者の電気料金を算定する際に、発電電力量から消費電力量を差し引いて余剰電力量が発生した場合、余剰分を翌月に繰り越せる制度である。実施している州の半数が、1kW～1MW の設備を対象としている³⁰⁴。

② 補助金（CFA: Central Finance Assitance）

新・再エネルギー省（MNRE）は、1～500kW の家庭、非営利機関の屋根上太陽光発電設備を対象に、プロジェクト費用の 30%を補助する（一部の州では 70%）。プロジェクト費用には、PV モジュール、インバーター、メーター、充電器などのハードウェアと基礎工事から運転までの工事費用、5年間のメンテナンス費などが含まれる³⁰⁵。

③ アジア開発銀行（ADB）、世界銀行（WB）、新開発銀行（NDB）による支援を受け、屋根上太陽光発電プロジェクトに向けた約 13 億 7500 万米ドルの低金利融資を提供する。

上記以外には、中央政府の全建物へ屋根上太陽光発電の設置の要請、一定規模を超える建物への設置奨励などで導入促進を図っている。

c. その他

導入費用の低下から、徐々に再生可能エネルギーへの支援策が縮小や終了する傾向にある。例えば、2017 年 3 月に以下の制度が縮小・廃止された。

- 設備導入の初年度に、設備の固定資産の一定割合を一括して減価償却することが可能であるが、2017 年 3 月より一括償却可能な資産割合を 80%から 40%に引き下げ
- 10 年間の売上・消費税等の減免措置の廃止

³⁰³ Bridge to India, “India Solar Handbook 2017”, 2017、政府報道情報局ウェブサイト、<http://pib.nic.in/newsite/PrintRelease.aspx?relid=174832>, (2018 年 3 月 8 日取得)

³⁰⁴ Prayas, “India's Journey towards 175 GW Renewables by 2022”, 2016

³⁰⁵ MNRE ウェブサイト、<http://mnre.gov.in/file-manager/UserFiles/Scheme-Grid-Connected-Rooftop-&-small-solar-power-plants.pdf>, (2018 年 3 月 13 日取得)

(3) 今後の課題

インドは 2022 年までに 175GW の再生可能エネルギーを導入するという野心的な目標を掲げている。目標達成のためには、中央政府と州の密な政策連携が重要である。州の RPO 目標と中央政府による各州への割当量も整合性がとれていないため、早急に調整する必要がある。

また、現在、太陽光の価格が急速に低減し、高い太陽光とその他再生可能エネルギーという構図が崩れたため、RPO や REC で太陽光と非太陽光を区別する根拠を再検討する必要がある。

現状では、屋根置き太陽光発電の導入目標達成が一番困難なように思われる。また、配電事業者によるネットメータリングの運用にも課題があるようである³⁰⁶。

³⁰⁶ Prayas, “India’s Journey towards 175 GW Renewables by 2022” , 2016