

電力中央研究所 研究資料

NO. Y19514

2030年における再生可能エネルギー導入量と 買取総額の推計

2020年 3月

一般財団法人 電力中央研究所

IR

CRIEPI

Central Research Institute of
Electric Power Industry

2030年における再生可能エネルギー導入量と 買取総額の推計

朝野 賢司^{*1} 尾羽 秀晃^{*2}

^{*1}社会経済研究所 エネルギーシステム分析領域 上席研究員
^{*2}社会経済研究所 エネルギーシステム分析領域 特別契約研究員

背景

2015年7月に決定された「長期エネルギー需給見通し」（長期見通し）では、2030年における再生可能エネルギー（再エネ）の導入目標を電力供給の22～24%程度、原子力も加えた非化石電源の導入目標を44%程度とした。それとともに、固定価格買取制度（FIT）等による再エネ買取総額は2030年単年で3.7～4兆円に抑制するとされた。長期見通しを受けて実施された、2017年4月のFIT法改正では、「再エネの最大限導入と国民負担の抑制」との両立が掲げられ、FIT実施以降に導入量が激増した太陽光発電（PV）を対象に、入札制度が導入されることとなり、導入量を管理しながら、コストダウンを促す方針が示された。

しかし、再エネの最大限導入と国民負担の抑制が両立するのかが危惧されている。その第1の理由は、FIT開始当初に割高な買取価格を得たものの運転開始に至っていない、いわゆる既認定未稼働のPV設備が相当量存在し、これが稼働することによる国民負担への影響が不透明なことである。第2の理由は、稼働した設備の買取期間は20年間等の長期に渡ることである。一度認定された買取価格は原則変更ができないため、今後再エネのコストダウンが進展しようとも、既認定未稼働設備の稼働状況によっては、再エネの最大限導入に向けて進行するとしても、国民負担が抑制できないという状況が生じうる。

目的

2020年2月末の状況を踏まえ、2030年時点における再エネ導入量と買取総額を推計する。加えて、買取総額から回避可能費用を減じたFIT追加費用の推計に基づき、FITの再エネ普及政策と温暖化対策としての費用対効果について考察する。

主な成果

1. 2030年における再エネ導入量の検討

(1) 2030年における再エネ導入量と発電電力量の推計

地熱・水力が長期見通しに比べて下振れをする一方で、PVは約9,200万kW（長期見通しの目標値6,400万kW）（図2）、風力は約2,000万kW（同1,000万kW）（図3）と、大幅に上振れすると推計した結果、2030年における再エネ発電電力量は、2,366～2,515億kWh（対発電電力量比22～24%）という長期見通しの目標に対して、3,011億kWh（同約28%）と導入目標を超過する（図1）。推計根拠の概要を表1に示す。

(2) 更なる再エネ導入の上振れの検討

①非住宅用PV：既導入量4,058万kWに対し、既認定未稼働設備は2,493万kWである（2019年9月末時点）。FIT法改正等を踏まえた事業者アンケート等から、既認定未稼働設備は2021年度までに約2,100万kWが、以降は直近1年間の認定量（約130万kW）と

同程度が稼働すると推計した。今後、入札制度の対象が 50kW 以上に拡大される予定であること等により、この想定を上回る導入は見込み難いと考えられる。

②住宅用 PV：住宅用 PV の費用構造をみると、PV パネルは、非住宅用 PV と異なり、住宅用では既に内外価格差が小さいため、仮に海外価格に収斂したとしても、パネル価格の低下余地は限られること、パネルを除いた工事費等のコストは 4 割を占め、大幅なコストダウンが見込みにくいことを踏まえて、直近1年間の認定量（約 70 万 kW）が、2019 年度以降に稼働すると想定した。FIT 買取価格の低減による売電インセンティブの低下する中で、自家消費増加のインセンティブだけでは、この想定を上回る導入は見込み難い。

③陸上・洋上風力：環境アセスメントの配慮書・方法書の送付済案件が約 2,600 万 kW に達している（図 4）。しかし、配慮書・方法書送付後に、系等接続申請・契約を経て FIT 認定されることから、その全てが系統接続される保証はないこと、2020 年度以降は風力を対象に入札が実施されることから全てが落札できないこと、これまでも住民との紛争による計画中止が一定割合存在することを踏まえ、約 2,000 万 kW が稼働すると推計した。

④一般木材等バイオマス：既認定量 766 万 kW に対し、既認定未稼働設備は 627 万 kW である（2019 年 9 月末時点）。FIT 法で規定された建設工事請負契約締結期限の超過による認定失効があり得ること、一般木材等バイオマスの 1/3 を占めるパーム油等の輸入液体燃料は熱帯雨林保全等の持続可能性基準への適合認証を取得する義務があるが、これが困難と見込まれることを踏まえて、長期見通しと同じく 274 万 kW が稼働すると推計した。

2. 2030 年における再エネ買取総額の推計

本推計における 2030 年の年間再エネ買取総額は 4.57 兆円となる（表 2）。ここでは 20 年間等の買取期間が終了するいわゆる「卒 FIT」や、買取価格の低下（PV と陸上風力は政府のコスト目標通りに低下する等）を織り込んで推計している。4.57 兆円という数字は、2019 年度の買取総額 3.58 兆円を約 1 兆円、長期見通しの 2030 年 3.72～4.04 兆円を 5,000 億円超過することになる。なお、本推計の下で買取総額が 4 兆円を超過する年度の特定は、一般木材等バイオマスの導入時期が不透明であることから困難であるものの、陸上風力の導入が進む 2020～2025 年の間と考えられる。

推計された買取総額に基づく 2030 年度の賦課金^{注1)}単価は約 3.5～4.1 円/kWh となる。2019 年度の賦課金単価 2.95 円/kWh と比べると、約 40～66%増加することになる^{注2)}。

以上を踏まえると、長期見通しが示した再エネ買取総額は大きく超過することとなり、政府が掲げた「再エネ最大限導入と国民負担抑制の両立」は困難であると言える。

3. FITの再エネ普及政策・温暖化対策としての費用対効果に関する考察

買取総額から回避可能費用を減じた FIT 追加費用（賦課金総額）を、買取発電量で除することで、再エネ 1kWhあたりの追加費用単価（補助単価）を算定できる。2003年4月から FIT が導入される 2012年7月まで実施されていた RPS（Renewable energy Portfolio Standards）での実績値 5.8 円/kWh^{注3)}に対し、FIT の補助単価は 16~19 円/kWh 弱となる。したがって、わが国の FIT は、RPS と比較して、費用対効果が劣っていたと言える。

この追加費用をもとに、CO₂削減費用を概算すると 3 万円/t-CO₂を上回ることになる。わが国の温暖化対策事業の CO₂削減費用は、1,000~3,000 円/t-CO₂といった事業もあるものの、一部事業は数万円~10 万円超と推計されている^{注4)}。したがって、FIT は費用対効果に劣る温暖化対策事業の一つに付け加えられるのみならず、その累積負担が数十兆円におよぶ点で、わが国の温暖化対策の中で群を抜く非効率な政策であったと言える。

もちろん、再エネ導入には CO₂削減だけでなく、雇用創出やレジリエンス対策といった他の政策目的も存在する。しかし、まずは CO₂削減の点について、異なる再エネ普及政策と比較して、FIT の費用対効果が低いことを確認した上で、その低さを補うその他の効果が存在するのか、という点についての評価と検証が必要である。

政策的含意

2030年以降、FIT 導入当初に認定された設備の買取期間が順次終了することで、買取総額の低下が見込まれる。しかし、レジリエンス強化として中小規模の再エネへの FIT 継続と、地域間連系線増強費用の一部を賦課金回収とすることを定めた FIT 法・電気事業法の改正案が閣議決定されたこと、現時点で割高な洋上風力の導入とコストダウンの動向が不明確であることもあり、2030年以降、買取総額が低下するとは限らない。したがって、「再エネ最大限導入と国民負担抑制の両立」には、各政策目標の具体的な達成条件と尺度、さらに、そのための達成手段を明確にした上で、エビデンスに基づく費用対効果の検証と改善を行うことが不可欠である。

- 注 1) 賦課金は、買取総額から再エネの買取りにより免れることができる費用である回避可能費用（卸電力市場価格）を減じて算出される。本研究では、回避可能費用は 5~8 円/kWh と想定しており、回避可能費用が 1 円上がると、賦課金単価は 0.2 円下がる関係にある。
- 注 2) 賦課金単価を算定する際には、通常は当該年度の電力需要、この場合は長期見通しで示されている 2030 年の需要想定を用いる。しかし、この増加率は 2019 年度の賦課金単価との比較であるため、2019 年度の賦課金算定時の電力需要である 8,237 億 kWh を用いている。
- 注 3) 朝野賢司（2013）『日本における再生可能エネルギー普及制度による追加費用及び買取総額の推計』電力中央研究所報告（Y12034）
- 注 4) 木村幸（2018）「国の温暖化対策関連経費の推移と費用対効果」『電力経済研究』（No.65, pp.32-44）

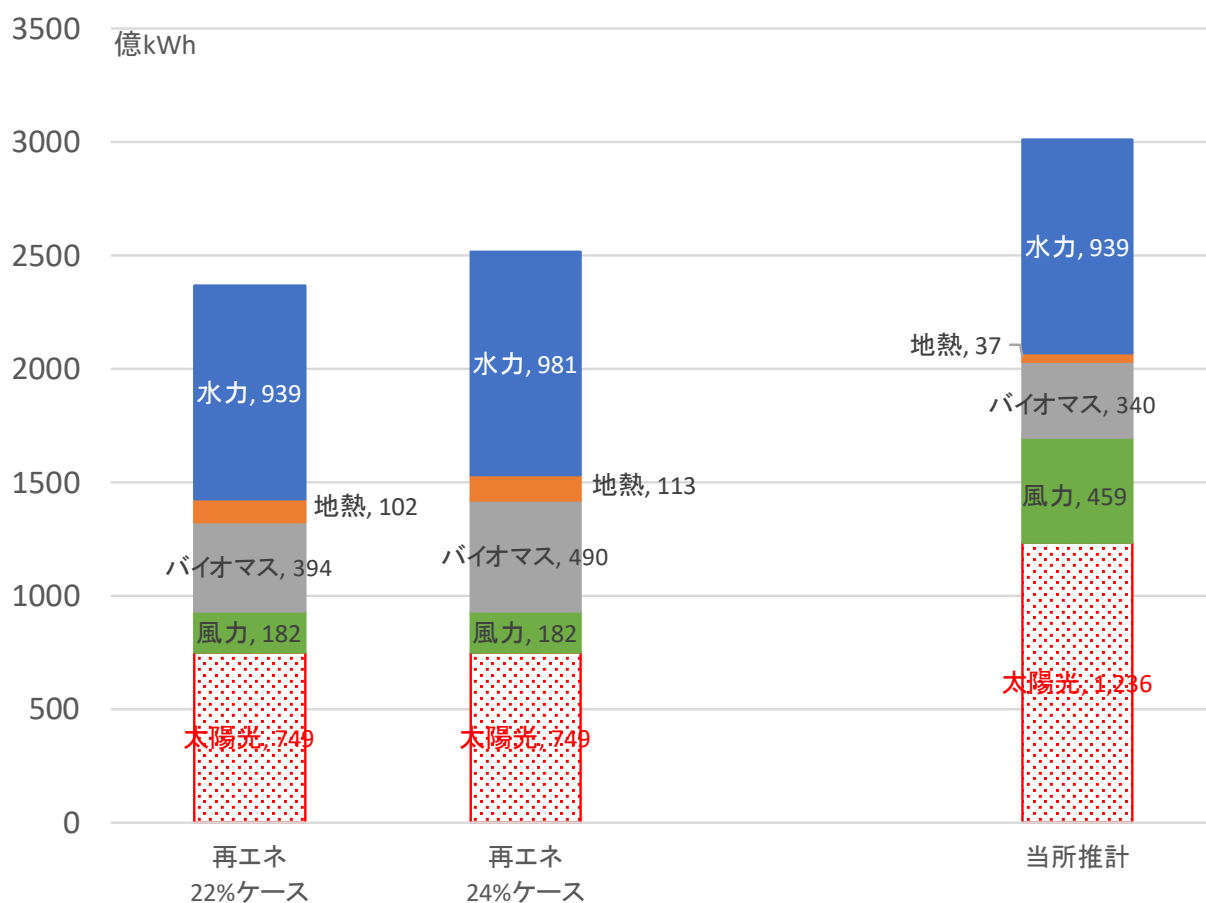


図1 長期エネルギー需給見通しの2030年における再エネ目標と当所推計

表1 導入量推計の概要

非住宅用PV	<ul style="list-style-type: none"> ・2019-21年度:既認定未稼働案件2,493万kWのうち、約2,100万kWが稼働 ・2022年度:10-500kWは直近1年間の認定量相当が稼働。500kW以上:第4回・第5回入札の応募容量が稼働 ・2023年度以降:10-50kWと50kW以上に分けて、直近1年間の認定量相当が稼働
住宅用PV	2019年度以降:直近1年間の認定量相当
陸上・洋上風力発電	環境アセスメントの配慮書・方法書の送付済案件約2,600万kWのうち約2,000万kWが稼働
バイオマス	未利用木質&建廃:認定分全てが稼働 バイオガス&一般廃棄物:長期見通しの想定通り 一般木材等:長期見通しの下限側想定が稼働 RPS移行分:ゼロとなる前提
水力	長期見通しで想定された地元調整等が解決した量の半分まで稼働
地熱	大規模:噴気試験以上の段階にある設備が稼働 中小規模:建設予定地点数を元に算定

表2 2030年における再エネ買取総額

長期見通しと推計結果

2030年単年:兆円	長期見通し	当所推計
太陽光発電	2.30	2.76
風力発電	0.42	1.02
バイオマス	0.63~0.83	0.64
水力発電	0.19~0.29	0.09
地熱発電	0.17~0.20	0.05
合計	3.72~4.04	4.57

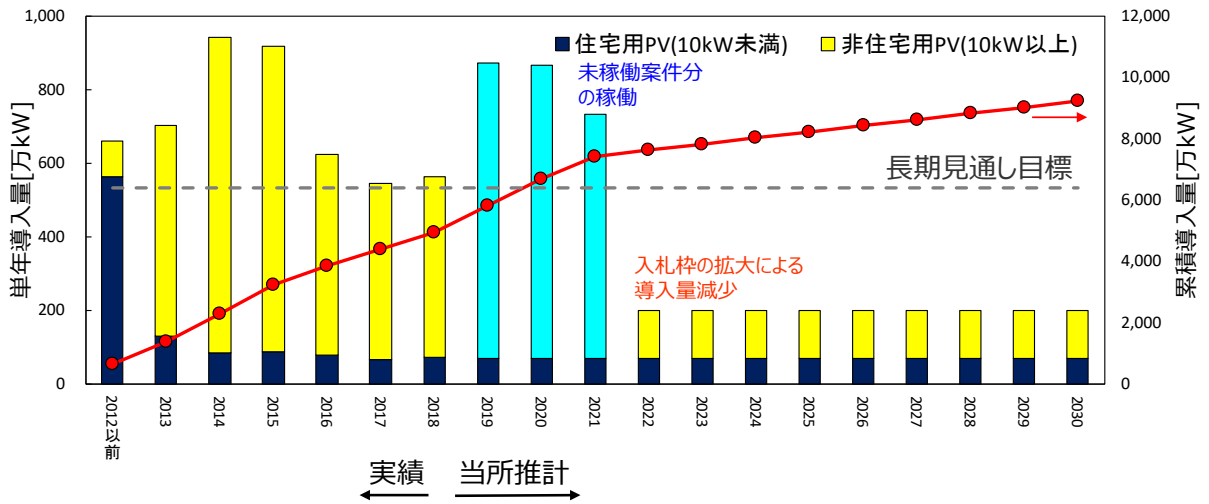


図2 本研究における太陽光発電の導入推計（2018年まで実績、2019年以降は当所推計）

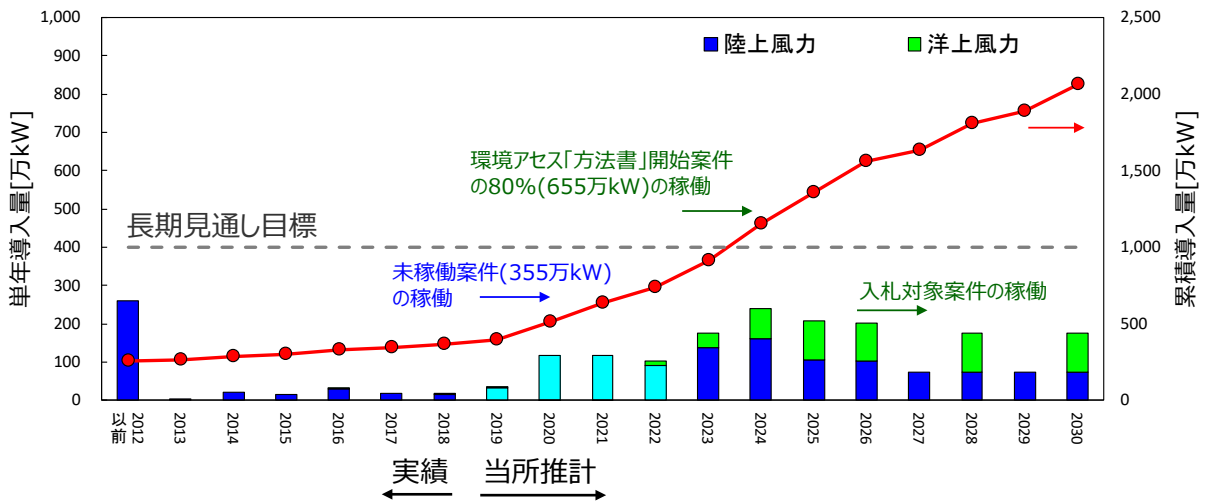


図3 本研究における風力発電の導入推計（2018年まで実績、2019年以降は当所推計）

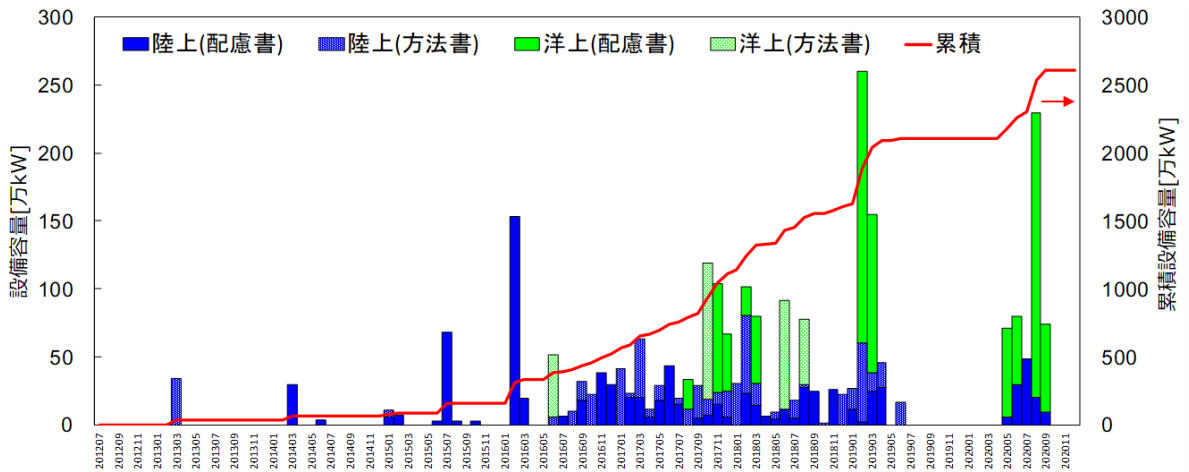


図4 環境アセスメントの配慮書・方法書が送付済みである風力発電の設備容量



2030年における再生可能エネルギー導入量と 買取総額の推計

(一財) 電力中央研究所 社会経済研究所

上席研究員 朝野 賢司

特別契約研究員 尾羽 秀晃

電力中央研究所 研究資料

2020年3月

 電力中央研究所

© CRIEPI 2020

1



 電力中央研究所

目次

1. 背景と目的	3
2. 再エネ電源別導入の現状と2030年までの導入推計	
(1) 太陽光発電	6
(2) 風力発電	18
(3) バイオマス発電	26
(4) 水力発電	29
(5) 地熱発電	31
(6) 再エネ発電電力量の推計	33
3. 2030年までの買取総額と賦課金の推計	35
4. FITの再エネ普及政策・温暖化対策としての費用対効果に関する考察	39
5. 本研究の結論	43
参考文献	47

1. 背景と目的

背景

- ◆ 2015年7月に決定された「長期エネルギー需給見通し」（長期見通し）では、2030年における再生可能エネルギー（再エネ）の導入目標を電力供給の22～24%程度、原子力も加えた非化石電源の導入目標を44%程度とした[1]。
- ◆ それとともに、固定価格買取制度（FIT）等による再エネ買取総額は2030年単年で3.7～4兆円に抑制するとされた。長期見通しを受けて実施された、2017年4月のFIT法改正では、再エネの最大限導入と国民負担の抑制との両立が掲げられ、FIT実施以降に導入量が激増した太陽光発電（PV）を対象に、入札制度が導入されることとなり、導入量を管理しながら、コストダウンを促す方針が示された。
- ◆ しかし、再エネ最大限導入と国民負担抑制が両立するのが危惧されている。
 - 第1の理由：FIT開始当初の割高な買取価格を得たものの運転開始に至っていない、いわゆる既認定未稼働のPV設備が相当量存在し、これが稼働することによる国民負担への影響が不透明である。
 - 第2の理由：稼働した設備の買取期間は20年間等の長期に渡ること。一度認定された買取価格は原則変更ができないため、今後再エネのコストダウンが進展しようとも、既認定未稼働設備の稼働状況によっては、再エネの最大限導入に向けて進行するとしても、国民負担の抑制ができないという状況は生じうる。
- ◆ 当所の既存研究[2][3]では、長期見通しの再エネ目標を前提とした買取総額を算定しており、長期見通しの再エネ導入量を上回ることも、下回ることも想定していない。FIT法改正等による既認定未稼働案件の失効といった、足元の状況を踏まえた、2030年における再エネ導入量、および買取総額の推計は行われていない。

本研究の目的

1. 2020年2月末の状況を踏まえ、2030年時点における再エネ導入量と発電電力量を推計する。
2. 上記の再エネ導入量における買取総額と賦課金額を推計する。
3. 買取総額から回避可能費用を減じたFIT追加費用の推計に基づき、FITの再エネ普及政策と温暖化対策としての費用対効果について考察する。

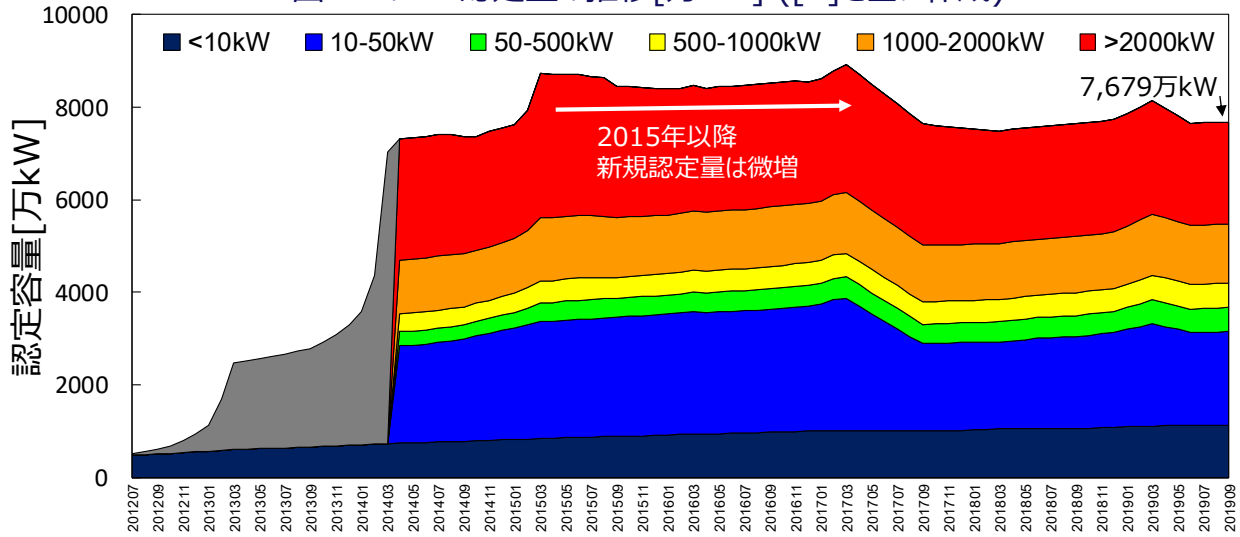
2.再エネ電源別導入の現状と2030年までの導入推計

- (1) 太陽光発電
- (2) 風力発電
- (3) バイオマス発電
- (4) 水力発電
- (5) 地熱発電
- (6) 再エネ発電電力量の推計

PVのFIT認定量の推移

FIT認定量については、2015年(非住宅用PVの買取価格29円/kWh)以降の**新規認定量は微増**に留まる。2019年9月時点で**7,679万kW**が認定されている。

図 PVのFIT認定量の推移[万kW] ([4]を基に作成)

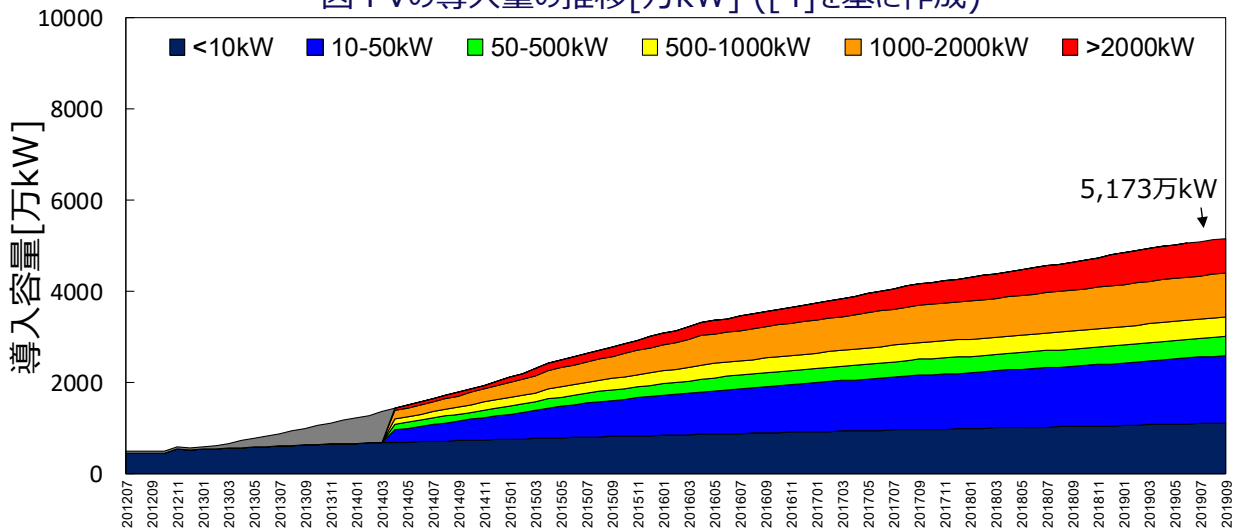


- * 2017年3月以降については、3ヶ月毎のデータ公開となっているため、その間の月については線形的に補間した。
- * 2014年3月までについては、設置規模毎のデータは公開されていない。
- * 2017年3月末に、この時までには接続契約を締結できていない未稼働案件の認定が失効した。

PVの導入量の推移

FIT認定量は、2015年時点で約8,000万kWに達したものの、PVの年間施工能力は限られるため、導入量の増加率はほぼ一定となっている。

図 PVの導入量の推移[万kW] ([4]を基に作成)

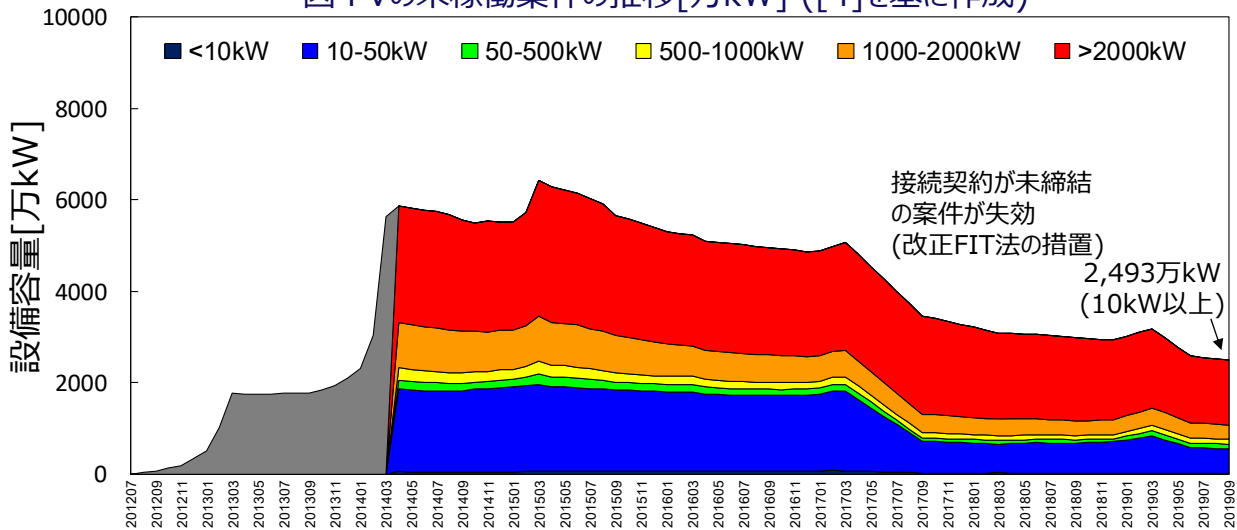


- * 2017年3月以降については、3ヶ月毎のデータ公開となっているため、その間の月については線形的に補間した。
- * 2014年3月までについては、設置規模毎のデータは公開されていない。

PVの未稼働案件の推移

改正FIT法により一部の未稼働案件は減少したものの、2019/9時点における10kW以上の未稼働案件は**2,493万kW**存在する。

図 PVの未稼働案件の推移[万kW] ([4]を基に作成)



* 2017年3月以降については、3ヶ月毎のデータ公開となっているため、その間の月については線形的に補間した。
 * 2014年3月までについては、設置規模毎のデータは公開されていない。

2030年までのPVの導入推計の考え方

住宅用PV: 直近1年間の認定量に相当する70万kWが稼働するとした(スライド11)。
 非住宅用PV: 未稼働案件分を考慮し、下表の通り稼働するとした。

表 非住宅用PVの導入推計の基本的な考え方

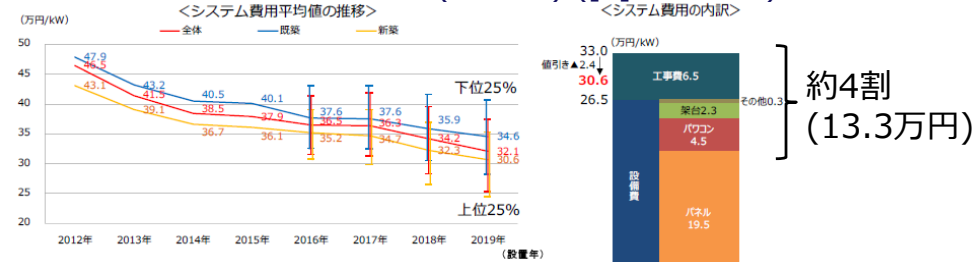
稼働年度	考え方
2019-2021	2019年9月時点における未稼働案件(2,493万kW)のうち 2,071万kW が3年間で稼働(詳細は後述)。
2022	10-500kW 直近1年間の認定量*に相当する 110万kW が毎年稼働。 500kW以上 直近1年間に実施された第4回・第5回入札において、実際に応札された設備容量の合計に相当する 20万kW が毎年稼働。
2023-2030	10-50kW 直近1年間の認定量*と同量に相当する 40万kW が毎年稼働。FIT認定には、自家消費を要件とする方針が示されているため[5]、自家消費率30%と仮定した。 50kW以上 直近1年間の50-500kW案件の認定量*に相当する(70万kW)と、第4回・第5回の応札量(20万kW)の合計に相当する 90万kW が毎年稼働。

* 2018/9-2019/9の期間の差分とした。

住宅用PVの導入推計の考え方

- 住宅用PVについては、買取価格が低減する中で、売電インセンティブも小さくなるため、今後は**直近1年間の認定量に相当する70万kWが一定で導入**されると考えた。
- 2030年における住宅用PVの長期見通しには、システム費用が10.8万円/kWまで低減することを想定し、年間310万kWで導入されるとする予測もある[6]。
- 住宅用PVのシステム費用の内訳をみると（下図）、工事費と架台・パワコンのみで内訳の4割(13.3万円/kW)を占める。しかし、人件費や架台の強度確保などが制約となり、大幅なコストダウンは見込みにくい。
- 残りの6割を占めるパネルのコストは、既に内外価格差が小さく*1、仮に海外価格に収斂したとしても*2、システム費用の低下余地は限られると考えられる*3。

図 住宅用PVのシステム費用の内訳(2019年) ([5]を基に加筆)



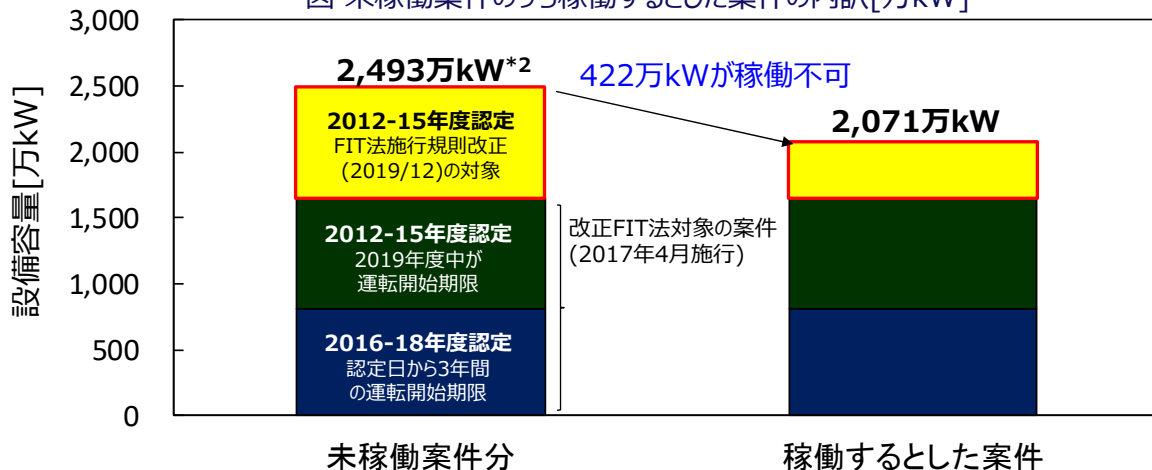
～2014年：一般社団法人太陽光発電協会太陽光発電普及拡大センター補助金交付実績データ
2015年～：定期報告データ（2015年の新築・既築価格は、2014年の全体に対する新築・既築それぞれの価格の比率を用いて推計）

- *1 2020/3時点の太陽光発電総合情報[7]に基づけば、定価に基づくデータであるものの、国内製パネルと海外製パネルの差は約2割程度と推察される。
- *2 PVパネルは国内製が選好されやすく、価格競争を促す力が弱いことが指摘されており[8]、海外価格に必ずしも収斂する保証はない。
- *3 大幅なコスト低下が起こらない場合、自家消費を行なうインセンティブは生じないため、自家消費を目的とした導入量の増加も一定に留まると推察される。

PVの未稼働案件の考え方

2,493万kWの未稼働案件のうち、2019/12のFIT法施行規則改正により、改正FIT法措置の対象外案件の50%(422万kW)が稼働不可になるとし*1、**2,071万kWが稼働**すると推計した。

図 未稼働案件のうち稼働するとした案件の内訳[万kW]

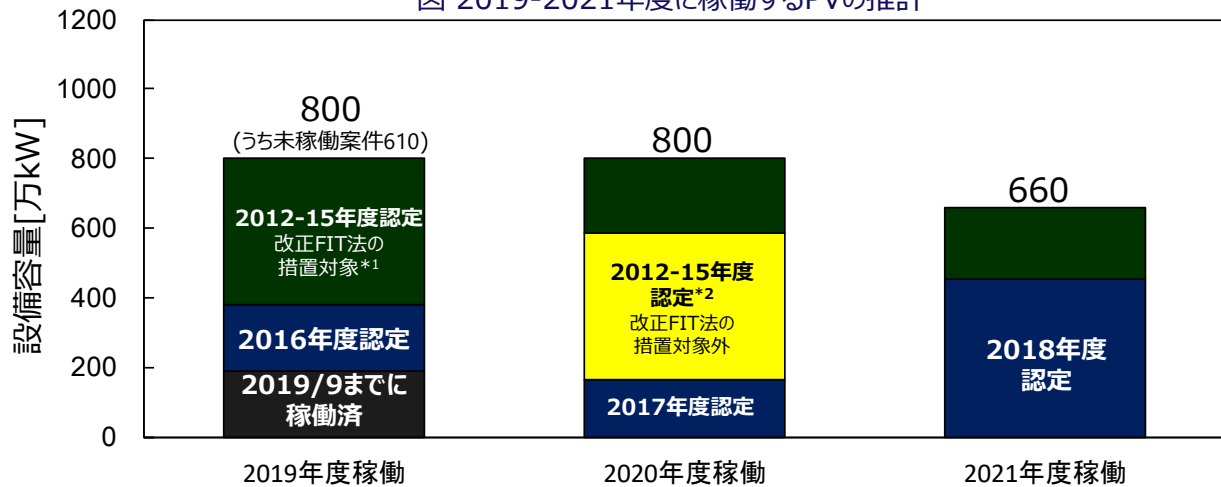


- *1 太陽光発電協会による事業者アンケート[9]では、施工規則改正によって対象案件の74%(設備容量比)が「稼働できなくなる可能性が確実・極めて高い・高い」と事業者が回答。ただし、アンケート後に系統連系工事着工申し込み期限の延長などの緩和措置がとられたことを考慮し、運転開始期限が設定されていない案件のうち50%が稼働不可になると推計した。
- *2 2019/9時点の認定年度別内訳は、2020/1/22時点で確認できなかったため、2019/6時点の内訳[10]を基に按分した。なお、2012-15年度認定の運転開始期限未判明分(80万kW)については、改正FIT法の対象分と非対象分に対して均等に配分した。

2019-2021年度に稼働するPVの推計

未稼働案件の運転開始期限を考慮し、稼働年度を以下の通り推計し、2019～2021年度に未稼働案件2,071万kWと既稼働分190万kWの合計**2,260万kW**が稼働するとした。

図 2019-2021年度に稼働するPVの推計



- *1 2016年8月以降に接続契約を結んだ案件が対象。改正FIT法により、認定から3年の運転開始期限が設定されているため、2019年度中が運転開始期限となる。施工能力の制約を考慮し年間導入量は最大で800万kW(導入量ピークの年度2015に相当)とした上で、一部は運転開始期限後に稼働するとした(超過分は調達期間の短縮となるが、初期の買取価格が高いため、稼働すると推計)。
- *2 2019年度中が運転開始期限の基本とされるが、大部分が以下の対象と考えられるため、計算の簡易上全てが2020年度に稼働するとした。(2,000kW以上:2020年9月30日, 条例アセス対象:2020年12月31日, 2015年度認定案件:2021年3月31日)

未稼働案件の認定年度別の内訳(推計値)

未稼働案件の認定年度別の内訳(推計値)を下表に示す。

表 未稼働案件(2019/9時点)の内訳の推計

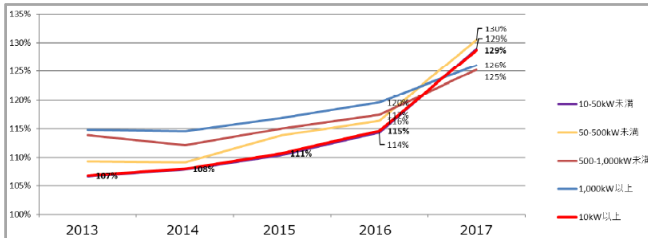
認定年度	買取価格 [円/kWh]	認定容量(A) [万kW]	稼働不可分(B) [万kW]	稼働分 (A-B) [万kW]
2012	40	250	62	187
2013	36	879	220	659
2014	32	427	107	321
2015	27	132	33	99
2016	24	190	0	190
2017	21	154	0	154
	入札(第1回)	8	0	8
2018	18	433	0	433
	入札(第3回)	20	0	20
合計	—	2,493	422	2,071

- * 認定失効分(青字)は推計値。2019/6時点の内訳[10]を基に、2012年度-2016年度の認定容量を按分した。
- * 設備利用率2016年度以前の案件は16%、2017年度以降の案件は17%と推計した(各年度の過積載率より推計)。
- * 入札案件については、全案件が未稼働案件に含まれると仮定した。

稼働年毎の設備利用率の考え方①

- 設備利用率については、年毎の設備利用率が公表されていないため、調達価格等算定委員会が公表している年別の過積載率(10kW以上)を元に、設備利用率を推計した。
- 過積載率が130%-140%となると、設備利用率は17%前後に留まるため、2018年度以降については設備利用率17%と推計した。

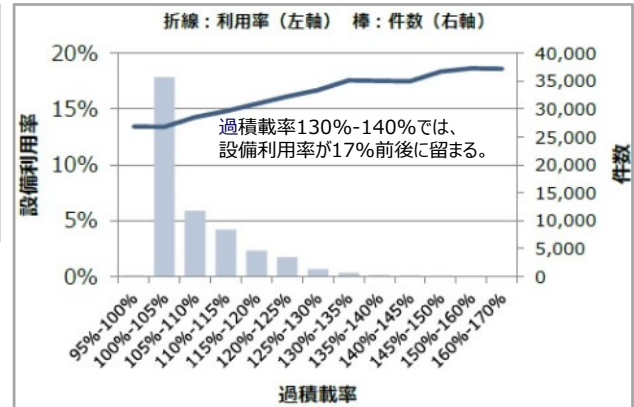
図1 年別の過積載率[11]



*「定期報告データから過積載を行っている事業者を抽出して分析した」と記載されていること、2017年の過積載率が130%前後であることから、各年度に稼働した設備の過積載率と推計した。



図2 過積載率別の設備利用率([12]を基に加筆)



* 注釈部分は加筆

稼働年毎の設備利用率の考え方②

稼働年毎の設備利用率は以下の表を用いた。

表 本研究で用いた稼働年度別の設備利用率[%]

稼働年度	設備利用率
2012	14
2013	14
2014	14
2015	15
2016	16
2017	17
2018	17
2019	17
2020	17
2021以降	17

2013年と同じ設備利用率と推計

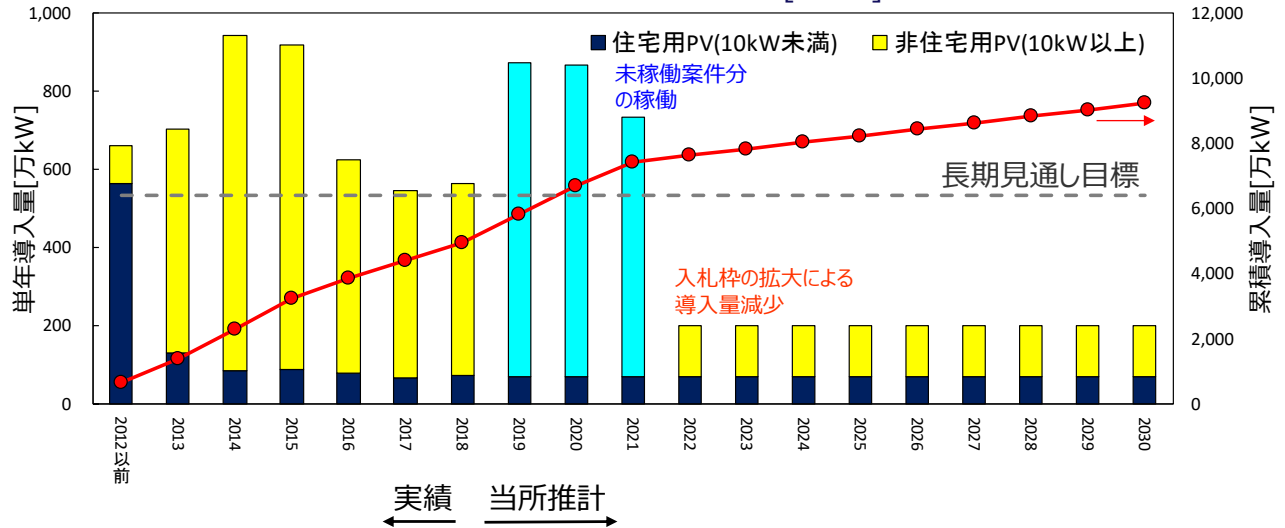
年毎の過積載率の実績から推計
(スライド15参照)

過積載率とモジュール効率の増加が
落ち着くことを仮定し、2017年度の
推計値を据え置き。

2030年までのPVの導入推計

2020年には長期見通しで示された6,400万kWを超過し、2030年には**9,200万kW**に到達する見込み。

図 2030年までのPVの導入推計[万kW]



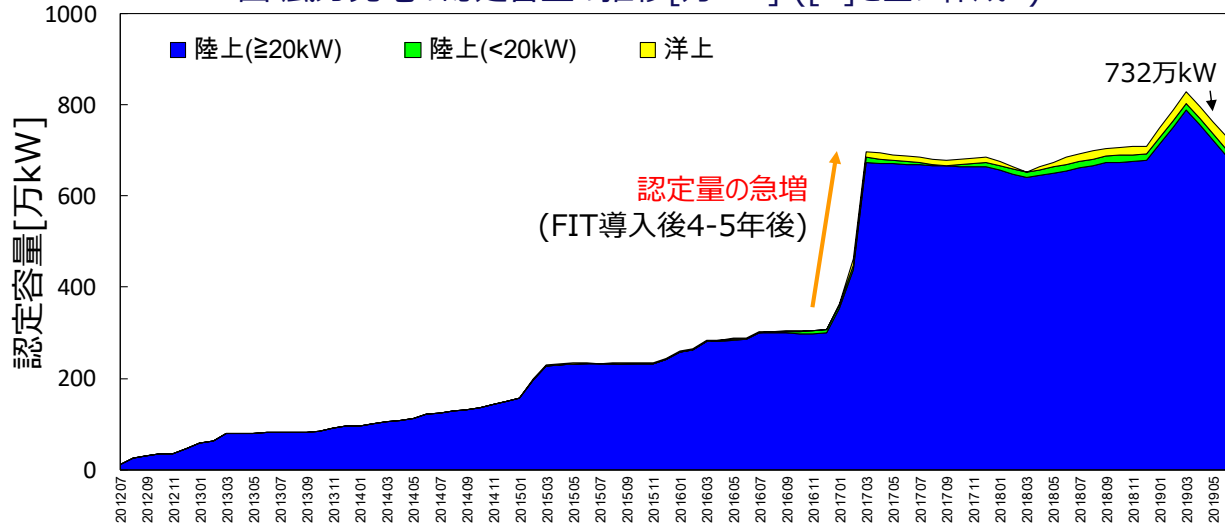
2.再エネ電源別導入の現状と2030年までの導入推計

- (1) 太陽光発電
- (2) 風力発電
- (3) バイオマス発電
- (4) 水力発電
- (5) 地熱発電
- (6) 再エネ発電電力量の推計

風力発電のFIT認定量の推移

風力発電の認定量は、FIT導入の4-5年後に相当する2017年度末において、認定量が急増している。これは、主にFIT導入当初の環境アセスメント案件の評価が一斉に完了したためであると考えられる。

図 風力発電の認定容量の推移[万kW] ([4]を基に作成*)

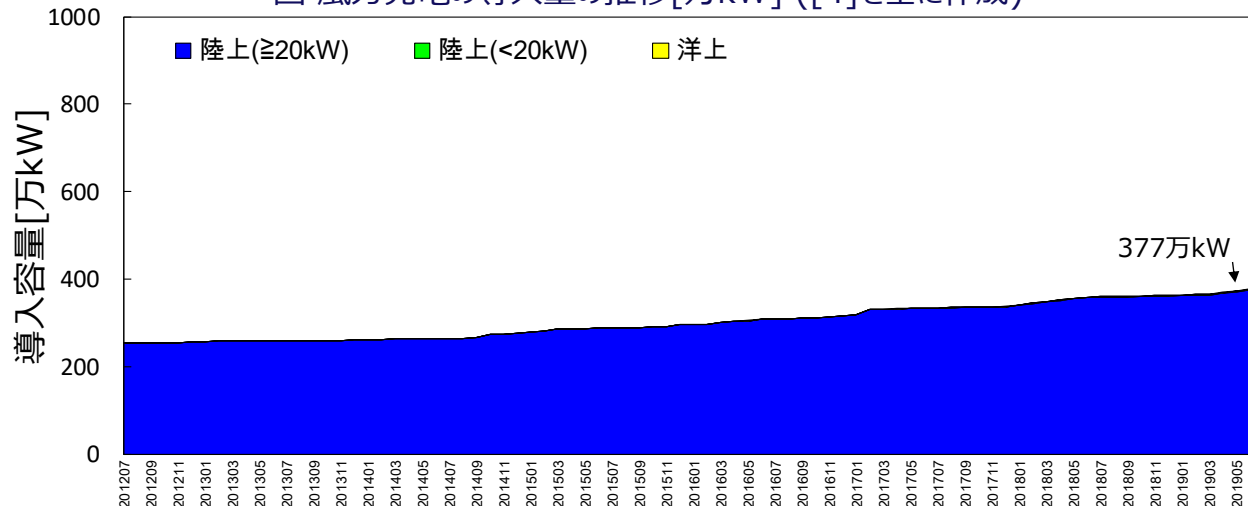


* 2017年3月以降については、3ヶ月毎のデータ公開となっているため、その間の月については線形的に補間した。

風力発電の導入量の推移

2012年以降の風力発電の導入量は**微増に留まる**。これは、FIT認定前に必要となる、環境アセスメント(1万kW以上が対象)が長期化していることが要因と考えられる。

図 風力発電の導入量の推移[万kW] ([4]を基に作成)

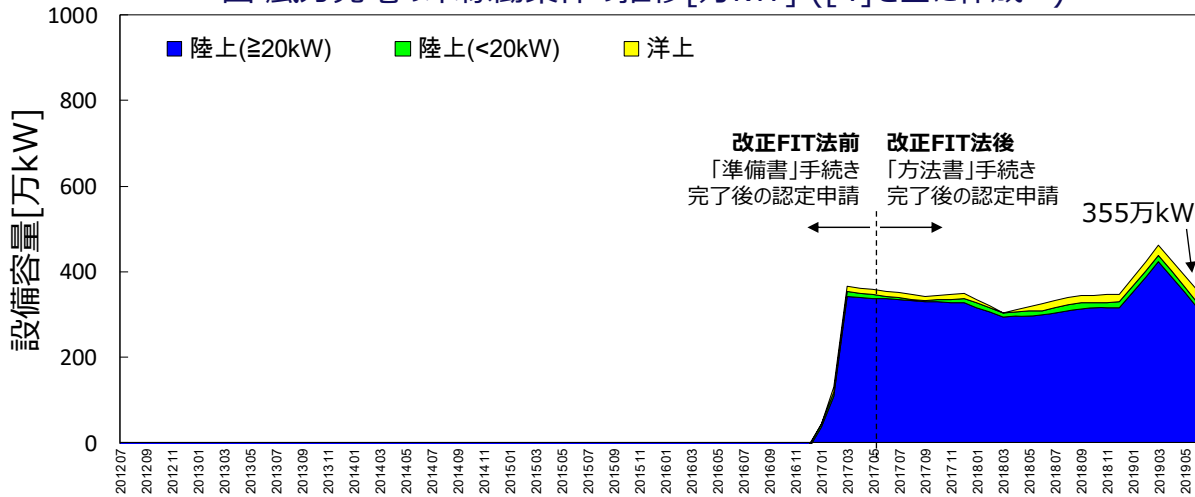


* 2017年3月以降については、3ヶ月毎のデータ公開となっているため、その間の月については線形的に補間した。

風力発電の未稼働案件

風力発電の未稼働案件は現在**355万kW**存在するが、大部分は改正FIT前の案件であり、既に環境アセスメントが完了している可能性が高い*1。

図 風力発電の未稼働案件の推移[万kW] ([4]を基に作成*1)

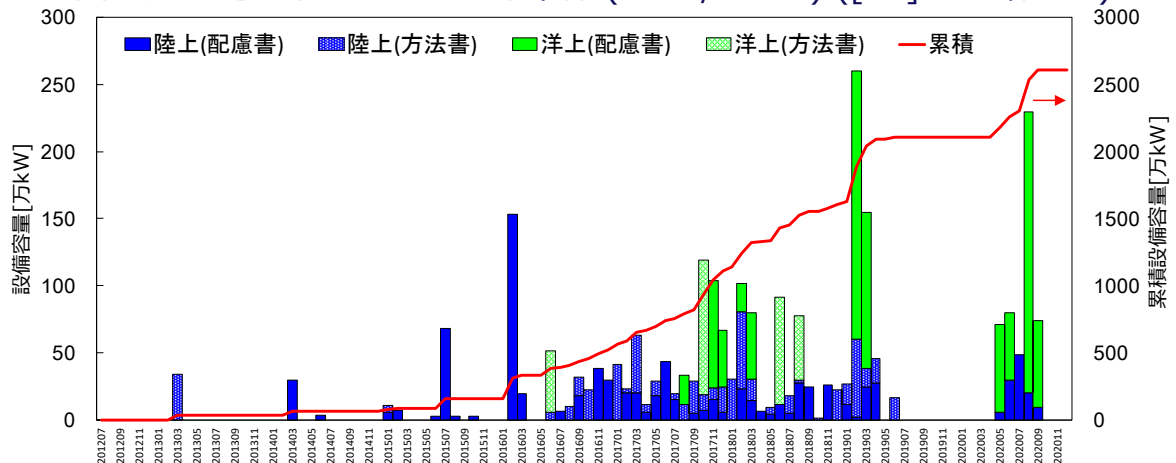


*1 2017/4施行の改正FIT前は、環境アセスメントの調査・とりまとめ後に作成する「準備書」の手続き終了後に認定申請可能となるが、改正FIT後は「方法書」の手続き開始時点で認定申請可能となっている。
 *2 2017年3月以降については、3ヶ月毎のデータ公開となっているため、その間の月については線形的に補間した。

風力発電の環境アセスメント中案件

2020/1現在、環境アセスメントの配慮書・方法書の送付済案件は**合計2,609万kW**に達する。FIT認定に至るためには*2、系統接続申請・契約を経る必要があることに加え(スライド23)、住民との環境紛争による計画中止*3や、入札制度の導入に伴う応募量の上限設定などが考えられるため、環境アセスメント中案件の全てが稼働に至る保証はない。

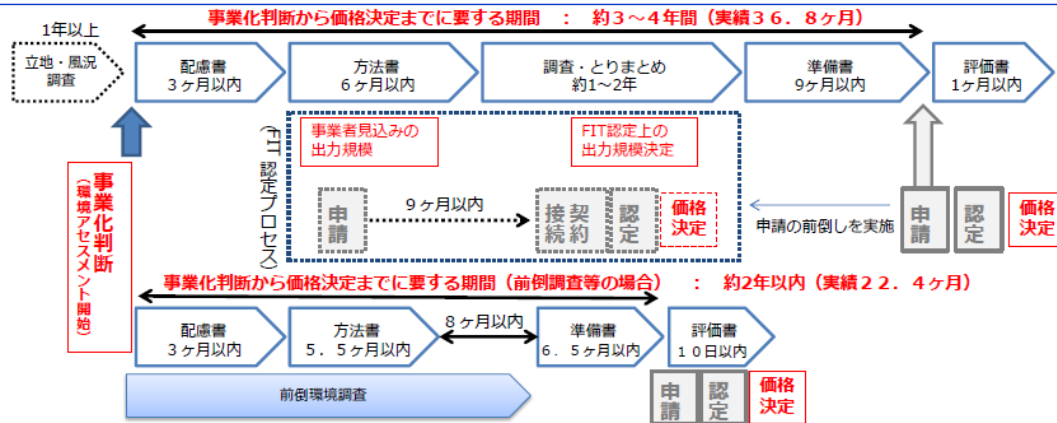
図 風力発電の環境アセスメント中案件 (2020/09まで) ([13]を基に作成*1)



*1 2017/4施行の改正FIT法の前は、環境アセスメントの調査・とりまとめ後に作成する「準備書」の手続き終了後に認定申請可能となるが、改正FIT法後は「方法書」の手続き開始時点で認定申請可能となっている。
 *2 方法書送付済案件については、FIT認定の申請は完了していると考えられる。
 *3 駐地[14]に依れば、2012年4月時点までに稼働済・計画中であった案件の155事業(陸上風力)のうち、30事業で野鳥や騒音への影響を論点とした環境紛争が発生し、事業中止/凍結となったとしている。

(参考) 経済産業省資料 風力・地熱発電の複数年度価格設定について

- 現行制度においては、事業化判断（配慮書手続きの開始）から、準備書手続き終了後のFIT申請・認定まで約3年～4年かかる見込み。現在、環境アセスメント手続きの迅速化のため、期間の半減を目指した環境調査の前倒調査の実証事業等の取組を実施している。
実績（配慮書から準備書終了までの期間）：通常の手続き 36.8ヶ月
平成27年度前倒実証手続き 22.4ヶ月
- 現在は、準備書手続き終了後に認定申請を行うルールであるが、申請時期の前倒しを行い、方法書手続きを開始した段階で、認定申請が可能となる。（FIT認定と環境アセスメント手続は相互に独立し行われるものであり、環境アセスメント等によって、認定された出力規模が変更される可能性がある。）
- これらを勘案し、環境アセスメントが、必要な風力、地熱発電については、複数年度の期間については最大3年間と設定してはどうか。



*経済産業省[15]に赤枠部を加筆

2030年までの風力発電の導入推計の考え方

稼働年度	考え方
2019-2022	<ul style="list-style-type: none"> 未稼働案件(355万kW)が、全て2015年度以降の認定と推計(施工期間4年と推計)。 未稼働案件の合計355万kWを、2015～2018年度の年度別の認定容量で按分。 推計したFIT認定年度の4年後に稼働(計355万kW)するとした*1。
2023-2030	<p>環境アセス「方法書」送付済案件(計819万kW) 既にFIT認定申請が完了し、2020年度の価格が適用されると考えるため、配慮書の送付日から7年後(環境アセス残り3年・施工4年)に80%(655万kW)が稼働するとした*2</p> <p>環境アセス配慮書送付済案件(計1,789万kW) 再エネ海域利用法案件(130万kW)*3)</p> <ul style="list-style-type: none"> 2021年度以降はFITの買取価格を入札で決定する方向性が示されており、競争によるコストダウンへ向けた取り組みが加速化することが予想される。 以上を踏まえ、陸上風力は2019年度におけるPVの応札量を超えないことを前提とし、75万kWが毎年2026年以降に稼働するとした。 洋上風力は競争を促す観点から、「配慮書」送付済案件の1/3に相当する300万kWを2030年までに配分するとし、2年間で100万kWが2026年以降に稼働*4するとした。

*1 2016年度に認定されたと考えられる案件(FIT導入後の集中案件)については、施工能力を考慮し、2020年度と2021年度の2年間で設置される推計とした。

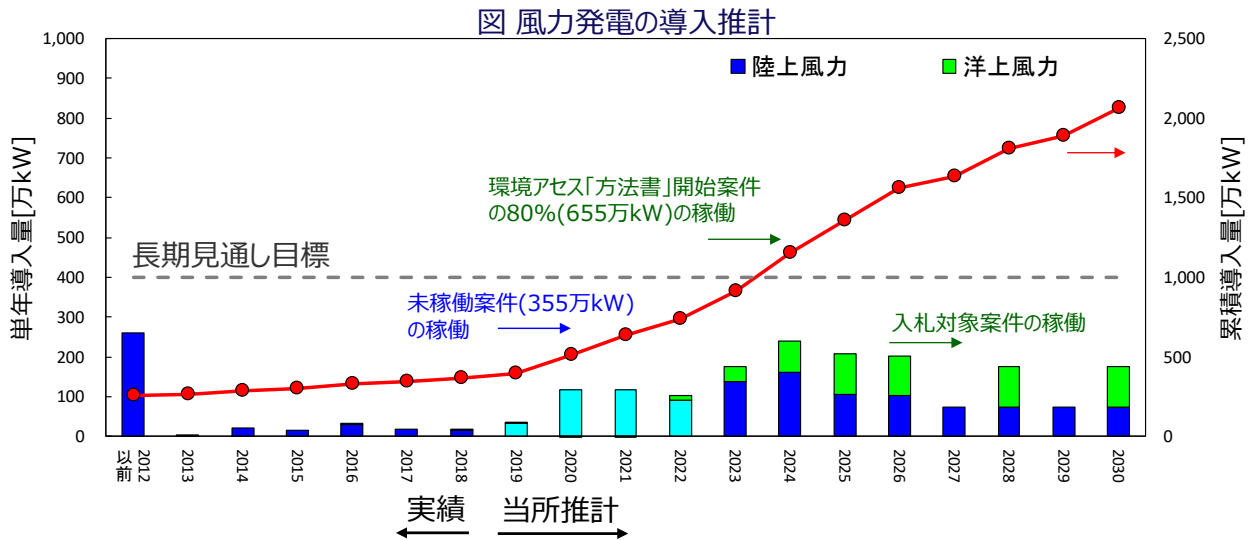
*2 陸地[14]に依れば、2012年4月時点までに稼働済・計画中であった案件の155事業(陸上風力)のうち、30事業で野鳥や騒音への影響を論点とした環境紛争が発生し、事業中止/凍結となったとしている。この割合(30/155)を参考に、陸上・洋上風力ともに20%が稼働不可となる前提を置いた。

*3 協議会の促進区域の概要図[16]で示されている推計容量の合計(銚子沖:20万kW, 能代沖:40万kW, 由利本荘沖:70万kW, 五島沖:2万kW)

*4 現在の英国のCFD入札(Round4)では、2年間に一度100-200万kWの入札をするとしており[17]、英国の募集量にほぼ相当する。2020年度の年間募集容量は12万kWとされているが、近年の環境アセスの状況を踏まえると、今後は大型事業が増大すると考えられるため、2年間で100万kWとした。

2030年までの風力発電の導入推計

2025年には、長期見通しの2030年目標である1,000万kWを超過し、2030年には**2,000万kW**に到達する見込み。なお、買取発電量の推計(スライド34)で必要となる設備利用率については、洋上風力は30%、陸上風力は2011年度以前に導入された設備は文献[18]の値、それ以降に導入された設備は2011～2016年設置設備の中央値で、調達価格等算定委員会の2019年度想定値である24.8%[11]を用いた。



2. 再エネ電源別導入の現状と2030年までの導入推計

- (1) 太陽光発電
- (2) 風力発電
- (3) バイオマス発電
- (4) 水力発電
- (5) 地熱発電
- (6) 再エネ発電電力量の推計

バイオマス発電：一般木材等バイオマスの導入次第だが、 バイオマス全体では長期見通しを若干下回ると推計

◆ バイオマス発電：推計の考え方

- 未利用間伐と建築廃材：認定量の全てが稼働
- バイオガスと一般廃棄物：長期見通しの想定通り稼働
- 一般木材等バイオマス：認定容量の約1/3、長期見通しが示した2つの数字のうち、より小さい数字である274万kWが稼働（詳細はスライド28）
- 他方、長期見通しが見込んでいたRPS分（石炭火力混焼）はゼロになる

⇒長期見通し394～490億kWhに対して、当所推計340億kWh

設備容量(万kW)	長期見通し策定時の推計			実績(19年9月末)		当所推計
	小委(第4回)	小委(第8回)		既導入量	新規認定未運開	
未利用間伐	24	24	24	40	12	52
建廃	37	37	37	42	5	47
一般木材・農作物残渣	80	274	400	139	627	274
バイオガス	16	16	16	7	2	16
一般廃棄物等	124	124	124	97	11	124
RPS	127	127	127			
合計(万kW)	408	602	728	325	657	512
発電電力量(億kWh)	286	394	490	216	436	340

長期見通しで用いられた数値

当所推計の数値

一般木材等バイオマスの前提についての検討

- ◆ 2019年9月末での一般木材等バイオマスの認定量766万kWのうち、運開済は139万kW。この全てをわが国が輸入することは困難という分析もあり[19]、今後詳細な検討が必要。
- ◆ 一般木材等バイオマスはFIT法によりEPC（建設工事請負契約）締結期限が設定されている[20]。しかし、どの程度が現時点で契約締結に至るのか不明。
- ◆ パーム油等の輸入液体燃料は、一般木材等バイオマスの認定量の約1/3を占めるとされる[21]。ただし、これは持続可能性基準の認証（RSPO）取得と取得期限が設定されており[20]、大半が認証されない可能性もある。
- ◆ バイオマス発電事業者協会は、上記を事情を踏まえて、実際に新設される一般木材等バイオマス発電を220万kWとしている[22]
- ◆ 以上から、当所推計では、認定量の約1/3にあたり、長期見通しが示した2つの数字のうち、より小さい数字である274万kWが稼働すると考えた。

2.再エネ電源別導入の現状と2030年までの導入推計

- (1) 太陽光発電
- (2) 風力発電
- (3) バイオマス発電
- (4) 水力発電
- (5) 地熱発電
- (6) 再エネ発電電力量の推計

水力発電：長期見通しの想定（939～981億kWh）のうち、 下位の想定（939億kWh）と同程度と推計

◆ 長期見通しの想定

- 自然公園法上の課題・地元調整等が解決されるとして、既導入済847億kWhから、約100億kWh以上が追加されると想定（下表）。
 - 参考：直近2018年度の買取発電量は年間27.7億kWh

◆ 当所推計：

- 中小水力4団体が調達委に提出した資料[23]には、FIT以降の導入済・予定の設備容量があるものの、長期見通しで示された中小規模の数字の差異は読み取れない。
- そのため、本推計では、長期見通しで示された大規模水力と中小水力：自然公園法等の解決（C）の中で半分解決の導入量に達すると想定。

⇒ 長期見通しで想定されている939～981億kWhに対して、当所推計は939億kWh。

	既導入済	進行中又は 経済性有 (A)	設備更新出 力増、未利 用落差(B)	自然公園法や地元調整 等が解決(C)		当所推計 (C)の半分開 発まで運開
				半分開発	全開発	
大規模(万kW)		19	64	67	79	67
中小規模(万kW)		16	65	130	201	130
設備容量計(万kW)	4650	4685	4779	4847	4931	4,847
発電電力量(億kWh)	847	862	904	939	981	939

長期見通しで用いられた数値

当所推計の数値

2.再エネ電源別導入の現状と2030年までの導入推計

- (1) 太陽光発電
- (2) 風力発電
- (3) バイオマス発電
- (4) 水力発電
- (5) 地熱発電
- (6) 再エネ発電電力量の推計

地熱発電：長期見通しでは利用率と今後の開発見込みが過大推計 長期見通しに対して、当所推計は▲65～76億kWh

- ◆ 長期見通しでは、既設の設備容量と設備利用率が過大
 - 長期見通しでは既設の設備利用率を83%程度で計算している。しかし、実績値をみると、2010年以降の4年間の平均値で56%[24]、2016年度54%[25]、2017年度55.9%[26]である。したがって、長期見通しの設備利用率の前提は過大である可能性が高い。
 - 大規模既設の設備容量は「52万kW」としてきたが、実際には47.9万kWに出力減。
 - ◆ 新規開発も過大推計の可能性
 - 長期見通しでは2030年38～100万kWの新規開発を前提
 - しかし、当所推計では、大規模開発が約12万kW、中小規模を6万kW、計約17万kW*に留まると思われる。
- ⇒長期見通し想定102～113億kWhに対して、当所推計では37億kWhに下振れする可能性

設備容量(万kW)	開発中案件	大規模:現行環境規制 中小:現在開発見込み	大規模:現行環境規制 中小:今後順調	大規模:環境規制緩和 中小:今後順調	大規模:環境規制緩和 中小:順調+探査	当所推計
大規模開発	4	32	32	61	61	12
中小規模	3	6	24	24	39	6
既設	52	52	52	52	52	48
合計(万kW)	59	90	108	140	155	66
発電電力量(億kWh)	43	66	79	102	113	48
修正発電電力量(億kWh)*	31	53	66	87	98	37

*既設の設備利用率は[23][25]と同程度として56%。新設は事務局資料と同じく83%とした。

長期見通しで用いられた数値

当所推計の数値

*大規模開発：地熱が運転開始に至るまでの計8段階（調査準備、地表調査、温泉モニタリング、掘削調査、噴気試験、事業化検討、環境アセス、建設）のうち、本稿執筆時点（2020年2月末）において噴気試験以上の段階にある設備計約12万kWが2030年までに運転開始に至ると考えた。具体的には、2019年に運開始した山葵沢の他に、安比、木地山・下の岱、阿女髯岳、子安。中小規模：地熱協会がとりまとめた今後の導入計画[27]の中で、公表済みの設備の設備容量平均値に、全ての建設予定地点数を乗じて設備容量を6.2万kW程度と推計した。

2.再エネ電源別導入の現状と2030年までの導入推計

- (1) 太陽光発電
- (2) 風力発電
- (3) バイオマス発電
- (4) 水力発電
- (5) 地熱発電
- (6) 再エネ発電電力量の推計

再エネ発電電力量 長期見通しに対して、当所推計は約500～645億kWh上振れ

- ◆ 長期見通し：2,366～2,515億kWh（対発電電力量比22～24%）
- ◆ 当所推計：3,011億kWh（同約28%）と導入目標を超過。
 - 長期見通しに比べて、本研究では、地熱・水力が下振れをする一方で、PVは約9,200万kW（長期見通しの目標値は6,400万kW）、風力は約2,000万kW（同1,000万kW）と大幅に上振れすることによる。

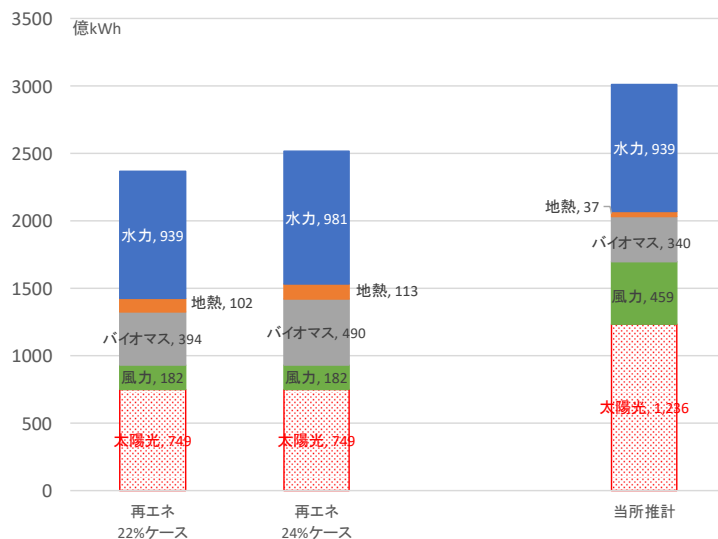


図 長期エネルギー需給長期見通しの2030年における再エネ目標と当所推計

3. 2030年までの買取総額と賦課金の推計

2030年における年間再エネ買取総額は4.57兆円 (長期見通しの想定を5,000億円以上超過)

- ◆ 当所推計：2030年の年間再エネ買取総額は4.57兆円
(買取総額の諸元はスライド37)
- ◆ 4.57兆円の意味：2019年度買取総額3.58兆円を約1兆円超過、長期見通しの2030年3.72～4.04兆円を5,000億円以上超過
- ◆ なお、本推計の下で買取総額が4兆円を超過する年度の特定は、一般木材等バイオマスの導入時期が不透明であることから困難であるものの、陸上風力の導入が進む2020～2025年の間と考えられる。

2030年単年:兆円	長期見通しの想定	当所推計	参考:2019年度実績
太陽光発電	2.30	2.76	
風力発電	0.42	1.02	
バイオマス	0.63-0.83	0.64	
水力発電	0.19-0.29	0.09	
地熱発電	0.17-0.20	0.05	
合計	3.72-4.04	4.57	

買取総額算定における計算諸元

- ◆ 各電源の導入量
 - 本資料の第1章に記載した再エネ電源別の導入推計にもとづいて試算した。
- ◆ 買取価格の前提
 - 2019年2月末までに調達価格等算定委員会で決定された買取価格（2020年度、電源によっては同年度と2021年度）については、これを実績値として反映した。
 - 非住宅用PVの入札対象設備については、2019年2月末までの最新実績値である第5回までの落札価格を反映
 - 政府によるコスト目標が設定されている住宅用PV、非住宅用PV、陸上風力については、コスト目標通りに買取価格が低減することを織り込んで試算した。
- ◆ 20年間等の買取期間が終了するいわゆる「卒FIT」の考慮
 - 住宅用PV、非住宅用PV、陸上風力、バイオマスで考慮。
 - 中小水力は未考慮。
- ◆ リプレイス単価の適用
 - 陸上風力：FITの買取期間を終えた設備のうち、2/3はリプレイスされるとして、2020年度のリプレイス買取価格16円/kWhが適用される前提をおいた。
 - 地熱：「全設備更新型（買取価格30円/kWh）」として八丈島と鬼首、「地下設備流用型（同19円）」として大岳と松川を想定した。
- ◆ 中小水力の買取の前提
 - 文献[23]に基づき、「FIT以降の開発実績」と「今後10年間の開発計画」をもとに、個別買取価格を割り当て、算出した。
- ◆ 回避可能費用（卸電力市場価格）の設定
 - いわゆるメリットオーダー効果を踏まえた卸電力市場価格の推計は、長期見通しの電源構成と電力需要を前提とした場合、6～7円台/kWhとなる[28][29]。
 - 長期見通しの再エネ目標値と比べ、当所試算は上回るため、卸電力市場価格は更に低下することも考えられるが、本研究ではメリットオーダー効果の厳密な試算をせずに、5～8円/kWhと幅をおき試算した。

賦課金単価の推計

- ◆ 2030年度の賦課金単価：約3.5～4.1円/kWh
- ⇒ 2019年度の賦課金単価：2.95円/kWh
- ⇒ 単価の増加率（2019年度比）：約40～66%*
 - なお前述のように回避可能費用は5～8円/kWhとしている
 - 回避可能費用が1円上がると、賦課金単価は0.2円下がる関係

以上を踏まえると、長期見通しが示した再エネ買取総額は大きく超過することとなり、政府が掲げた「再エネ最大限導入と国民負担抑制の両立」は困難であると言える。

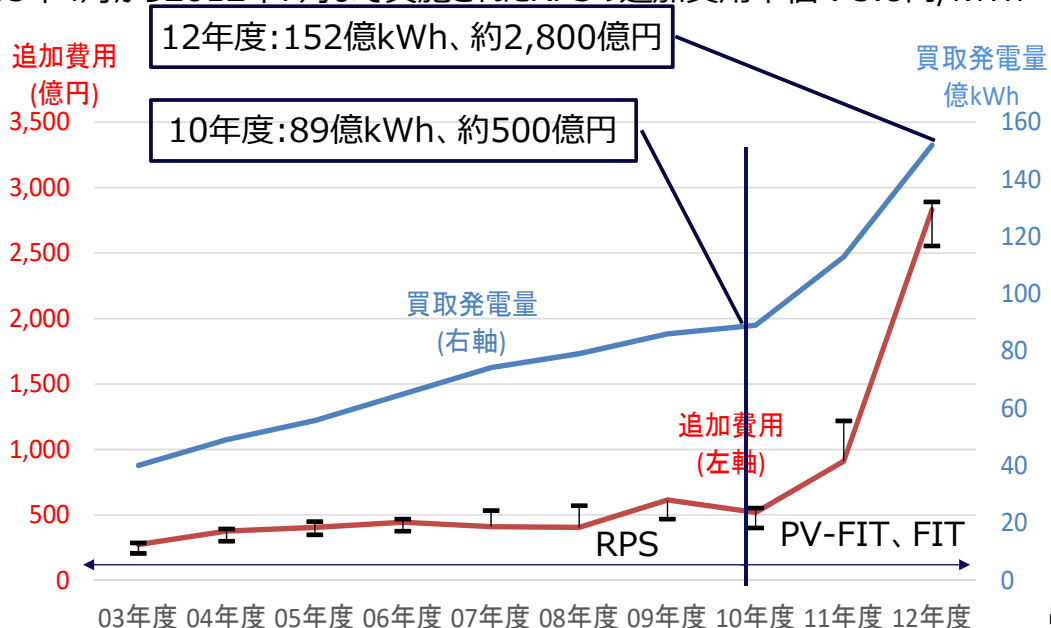
* 賦課金単価を算定する際には、通常は当該年度の電力需要、この場合は長期見通しで示されている2030年の需要想定を用いる。しかし、この増加率は2019年度の賦課金単価との比較であるため、2019年度の賦課金算定時の電力需要である8,237億kWhを用いている。

4. FITの再エネ普及政策・温暖化対策としての費用対効果に関する考察

RPSの追加費用単価（実績値） 5.8円/kWh

買取総額から回避可能費用を減じて算定される追加費用を、買取発電量で除することで、再エネ1kWhあたりの追加費用単価（補助単価）を算定可能。

2003年4月から2012年7月まで実施されたRPSの追加費用単価：5.8円/kWh



*RPSでは「RPS電気価値」の最大価格と最小価格を用いたケースを誤差範囲として示した。FITは公開情報をもとに発電量と買取価格を推計したが、買取価格の区分や買取量について感度分析を行った結果を参考値として示した。

当所試算にもとづくFITの追加費用単価

① FIT追加費用総額（賦課金総額）

➤ 約3.1～3.7兆円

② FIT買取発電電力量

➤ 約1,960億kWh

◆ 追加費用単価 = ① ÷ ②

➤ 16～19円/kWh弱

前頁のRPS追加費用単価5.8円/kWhに対して、FITの補助単価は16～19円/kWh弱となる。

したがって、わが国のFITは、RPSと比較して、費用対効果が劣っていたと言える。

温暖化対策事業としてのFITの費用対効果

表 行政事業レビューシートの記載されたCO2削減単価一覧[32]

対象年度	事業名	CO2削減単価 [円/t-CO2]	執行額 累計 [億円]	所管省庁	シート 番号
2016	バイオ燃料利用促進投資推進事業	8,620.01	4.6	環境省	H29-36
2016	上下水道システムにおけるCO2削減推進事業	2,100.000	5.3	環境省	H29-62
2016	再生エネルギーを活用した水産加工推進事業	772.000	34.1	環境省	H29-54
2016	アジア地域におけるCO2削減促進法対策推進事業	720.000	32.0	環境省	H29-72
2016	地方公共団体カーボンマネジメント推進事業	698.423	10.3	環境省	H29-59
2016	国産の炭素資源を活用した推進事業	599.000	30.1	環境省	H29-38
2016	地下 waters 資源を活用する埋蔵型バイオガスシステム構築モデル事業	476.668	9.9	環境省	H29-12
2016	農産物加工におけるCO2削減推進事業	476.087	11.1	環境省	H29-66
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	468.001	22.0	環境省	H29-58
2016	バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	229.864	19.0	環境省	H29-64
2016	廃棄物・資源循環推進型地域循環型バイオガスシステム構築モデル事業	281.266	7.1	環境省	H29-13
2016	バイオエタノール生産の環境に配慮した推進事業	242.248	46.1	環境省	H29-245
2016	国土再生推進事業	207.255	90.3	環境省	H29-29
2016	先進国向けバイオエタノール導入推進事業	183.636	1.1	環境省	H29-76
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	179.653	2.7	環境省	H29-50
2016	次世代エネルギー技術実証推進事業	154.487	35.6	環境省	H28-272
2016	モデルシフト・輸送効率化による低炭素型移動体推進事業	143.000	8.9	環境省	H29-7
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	142.438	33.4	環境省	H29-60
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	142.438	33.4	環境省	H29-60
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	138.153	13.2	環境省	H29-65
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	124.248	33.4	環境省	H29-60
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	87.646	7.0	環境省	H29-50
2016	先進技術と利用したバイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	87.545	180.7	環境省	H29-40
2016	輸送効率の向上に関する推進事業	70.670	39.6	環境省	H29-32
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	68.000	18.1	環境省	H29-43
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	68.100	51.3	環境省	H29-29
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	59.204	32.0	環境省	H29-23
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	48.804	29.2	環境省	H29-308
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	43.000	109.3	環境省	H28-348
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	40.200	16.8	環境省	H29-55
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	37.500	7.6	環境省	H29-311
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	36.017	22.2	環境省	H29-69
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	32.250	80.2	環境省	H29-2
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	30.000	10.0	環境省	H29-328
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	25.789	16.0	環境省	H29-330
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	19.600	9.1	環境省	H29-63
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	17.091	6.3	環境省	H29-49
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	18.403	4.2	環境省	H29-41
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	16.000	49.0	環境省	H29-268
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	14.186	704.8	環境省	H29-260
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	13.272	9.2	環境省	H29-57
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	12.512	469.7	環境省	H29-272
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	9.783	91.0	環境省	H29-9
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	8.717	10.4	環境省	H29-43
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	8.650	4.8	環境省	H29-39
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	5.900	49.1	環境省	H29-25
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	5.500	48.0	環境省	H29-86
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	5.360	181.0	環境省	H29-72
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	5.147	4.4	環境省	H29-4
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	4.923	95.1	環境省	H29-43
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	4.712	2.0	環境省	H29-66
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	4.138	0.9	環境省	H29-79
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	3.778	97.2	環境省	H29-392
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	3.268	5.4	環境省	H29-336
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	3.000	70.4	環境省	H29-113
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	2.711	40.0	環境省	H29-15
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	2.456	0.0	環境省	H29-56
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	2.441	142.1	環境省	H29-69
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	2.427	84.4	環境省	H29-44
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	1.940	7.7	環境省	H29-337
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	1.938	2.697	環境省	H29-274
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	1.498	22.0	環境省	H29-444
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	1.260	11.1	環境省	H29-331
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	1.048	70.4	環境省	H29-113
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	632	14.5	環境省	H29-277
2016	国産バイオエタノール製造・貯蔵・輸送の普及促進事業	111	90.2	環境省	H29-278

◆ FIT追加費用単価をもとに、CO₂削減費用を概算すると3万円/t-CO₂を上回る。

◆ わが国の温暖化対策事業のCO₂削減費用は、1,000～3,000円/t-CO₂といった事業もあるものの、一部事業は数万円～10万円超と推計。
(左表) [31]

⇒したがって、FITは費用対効果が劣る温暖化対策事業の一つ。

⇒加えてその累積負担が数十兆円におよぶ点で、わが国の温暖化対策の中で群を抜く非効率な政策。

◆ もちろん、再エネ導入にはCO₂削減だけでなく、雇用創出やレジリエンス対策といった他の政策目的も存在。

◆ しかし、まずはCO₂削減の点について、異なる再エネ普及政策と比較して、FITの費用対効果が低いことを確認した上で、その低さを補う、その他の効果が存在するのか、という点についての評価と検証が必要。

5.本研究の結論

本研究の結論①

1. 2020年2月末の状況を踏まえ、2030年時点における再エネ導入量と発電電力量を推計した
 - 地熱・水力が長期見通しに比べて下振れをする一方で、PVは約9,200万kW（長期見通しの目標値6,400万kW）、風力は約2,000万kW（同1,000万kW）と、大幅に上振れすると推計
 - その結果、2030年における再エネ発電電力量は、2,366～2,515億kWh（対発電電力量比22～24%）という長期見通しの目標に対して、3,011億kWh（同約28%）と導入目標を超過
2. 上記の再エネ導入量における買取総額と賦課金額を推計した
 - 当所推計の2030年再エネ買取総額：4.57兆円
 - 「4.57兆円」の解釈：2019年度の買取総額3.58兆円を約1兆円、長期見通しの2030年3.72～4.04兆円を5,000億円超過
 - なお、本推計の下で買取総額が4兆円を超過する年度の設定は、一般木材等バイオマスの導入時期が不透明であることから困難であるものの、陸上風力の導入が進む2020～2025年の間と考えられる
 - 2030年度の賦課金単価：約3.5～4.1円/kWh
 - ◆ 2019年度の賦課金単価2.95円/kWhと比べると、約40～66%増加

本研究の結論②

3. 買取総額から回避可能費用を減じて求められるFIT追加費用を元に、FITの再エネ普及政策と温暖化対策としての費用対効果について考察した
- 再エネ1kWhあたりの追加費用単価（補助単価）
 - RPS（2003年4月～2012年7月実施、実績値）：5.8円/kWh
 - FIT：16～19円/kWh弱
 ⇒わが国のFITは、RPSと比較して、費用対効果が劣っていた
 - CO₂削減費用
 - FIT：3万円/t- CO₂を超過
 - わが国の温暖化対策事業のCO₂削減費用：1,000～3,000円/ t- CO₂から、一部事業は数万円～10万円超
 - したがって、FITは費用対効果に劣る温暖化対策事業の一つ
 - もちろん、再エネ導入にはCO₂削減だけでなく、雇用創出やレジリエンス対策といった他の政策目的も存在
 - しかし、まずはCO₂削減の点について、異なる再エネ普及政策と比較して、FITの費用対効果が低いことを確認した上で、その低さを補うその他の効果が存在するのか、という点についての評価と検証が必要

本研究の結論③ 政策的含意

- ◆ 2030年以降、FIT導入当初に認定された設備の買取期間が順次終了することで、買取総額の低下が見込まれる。
- ◆ しかし、レジリエンス強化として中小規模の再エネへのFIT継続と、地域間連系線増強費用の一部を賦課金回収とすることを定めたFIT法・電気事業法の改正案が閣議決定されたこと、現時点で割高な洋上風力の導入とコストダウンの動向が不明確であることもあり、2030年以降、買取総額が低下するとは限らない。
- ◆ したがって、「再エネの最大限導入と国民負担の抑制」との両立には、各政策目標の具体的な達成条件と尺度、さらに、そのための達成手段を明確にした上で、エビデンスに基づく費用対効果の検証と改善を行うことが不可欠である。

参考文献①

- [1] 経済産業省（2015）「長期エネルギー需給見通し」、長期エネルギー需給見通し小委員会（第11回、7/16、資料3）
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/011/pdf/011_07.pdf
- [2] 朝野賢司（2017）「固定価格買取制度（FIT）による買取総額・賦課金総額の見通し（2017年版）」、電力中央研究所研究資料 Y16507
<https://criepi.denken.or.jp/jp/serc/source/pdf/Y16507.pdf>
- [3] 朝野賢司（2015）「太陽光発電・風力発電の大量導入による固定価格買取制度（FIT）の賦課金見通し」、社会経済研究所ディスカッションペーパー-14009
<http://criepi.denken.or.jp/jp/serc/discussion/download/14009dp.pdf>
- [4] 経済産業省「固定価格買取制度 情報公表用ウェブサイト」
<https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary>
- [5] 経済産業省 調達価格等算定委員会（2020）「令和2年度の調達価格等に関する意見」
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/20200204_report.html
- [6] 株式会社資源総合システム（2020）「住宅用太陽光発電システム市場の現状と見通し（2020年版）～今後のビジネス展開に向けて～（サマリー）」
<https://www.rts-pv.com/business/report/>
- [7] 太陽光発電総合情報（2020）「太陽光発電の価格比較」
http://standard-project.net/solar/hikaku_brands.html
- [8] 経済産業省（2016）、「太陽光発電競争力強化委員会報告書」
https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/taiyoukou/pdf/report_01_01.pdf
- [9] 太陽光発電協会（2018）「未稼働案件に関する制度改正案についてのJPEAの見解並びにアンケート調査結果」
<http://www.jpea.gr.jp/topics/181121.html>
- [10] 経済産業省 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第4回）、再エネ特措法で検討すべきその他の論点（資料3）
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/saiene_shuryoku/004/

参考文献②

- [11] 経済産業省 調達価格等算定委員会（2018）「平成30年度以降の調達価格等に関する意見」
https://www.meti.go.jp/report/whitepaper/data/pdf/20180207001_1.pdf
- [12] 経済産業省（2017）「改正FIT法施行に向けて」
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/kihon_seisaku/saisei_kano/pdf/010_01_00.pdf
- [13] 経済産業省（2020）「発電所環境アセスメント情報」
https://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/wind.html
- [14] 畦地啓太他（2014）「風力発電事業の計画段階における環境紛争の発生要因」、『エネルギー・資源学会論文誌』, Vol. 35(4), pp.11-22.
- [15] 経済産業省 調達価格等算定委員会（2016）「残された論点について」（第27回資料1）
<https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/027.html>
- [16] 経済産業省Webサイト、「洋上風力発電関連制度」
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/yojo_furyoku/k_akita_yuri.html
- [17] The Crown Estate（2019）, Offshore Wind Leasing Round 4, Stakeholder webinar, 1 October 2019.
- [18] 経済産業省 調達価格等算定委員会（2017）「平成29年度以降の調達価格等に関する意見」
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20161219002_01.pdf
- [19] 木村謙仁・二宮康司（2017）「日本の2030年木質バイオマス発電導入見込量とその燃料供給可能性評価」、IEEJ、
<https://enen.iej.or.jp/data/7131.pdf>
- [20] 経済産業省（2019）「事業計画策定ガイドライン（バイオマス発電）」
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/fit_2017/legal/guideline_biomass.pdf
- [21] バイオマス産業社会ネットワーク（2019）「バイオマス白書2019」
https://www.npobin.net/hakusho/2019/topix_01.html

参考文献③

- [22]バイオマス発電事業者協会（2018）「バイオマス発電事業の現状と展望」、経済産業省資源エネルギー庁調達価格等算定委員会（第39回、2018年10月24日開催）
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/039_05_00.pdf
- [23]中小水力発電4団体（2019）「第47回 調達価格等算定委員会 中小水力発電4団体 ご説明資料」、経済産業省資源エネルギー庁調達価格等算定委員会（第47回、2019年10月29日開催）
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/047_04_00.pdf
- [24]川上恭章（2015）「地熱発電の設備利用率“80%”の想定は妥当か」、IEEJ EDMCエネルギートレンド
<http://eneken.ieej.or.jp/data/6014.pdf>
- [25]火力原子力発電技術協会（2017）「地熱発電の現状と動向 2016年」
- [26]火力原子力発電技術協会（2018）「地熱発電の現状と動向 2017年」
- [27]日本地熱協会（2019）「主力電源としての地熱発電導入の展望（日本地熱協会）」、経済産業省資源エネルギー庁調達価格等算定委員会（第47回、2019年10月29日開催）
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/047_03_00.pdf
- [28]朝野賢司他（2016）「欧州における再生可能エネルギー普及政策と電力市場統合に関する動向と課題」電力中央研究所報告（Y15022）
<http://criepi.denken.or.jp/jp/kenkikaku/report/detail/Y15022.html>
- [29]岡田健司・永井雄宇（2017）「エリア別送電混雑コスト評価ツールの開発」、電力経済研究（No.64）、pp.89-100
http://criepi.denken.or.jp/jp/serc/periodicals/pdf/periodicals64_07.pdf
- [30]朝野賢司（2013）「日本における再生可能エネルギー普及制度による追加費用及び買取総額の推計」電力中央研究所報告（Y12034）
<https://criepi.denken.or.jp/jp/kenkikaku/report/detail/Y12034.html>
- [31]木村宰（2018）「国の温暖化対策関連経費の推移と費用対効果」『電力経済研究』（No.65、pp.32-44）
https://criepi.denken.or.jp/jp/serc/periodicals/pdf/periodicals65_03.pdf

◆ 上記の全URLのアクセス日は2020年3月2日

IR

CRIEPI

**Central Research Institute of
Electric Power Industry**

[不許複製]

編集・発行人 一般財団法人 電力中央研究所
社会経済研究所長
東京都千代田区大手町1-6-1
e-mail src-rr-ml@criepi.denken.or.jp

発行・著作・公開 一般財団法人 電力中央研究所
東京都千代田区大手町1-6-1
