

JPEA PV OUTLOOK
～ 太陽光発電 2050 年の黎明 ～
〈 脱炭素・持続可能社会実現にむけて 〉



2017 年 6 月
一般社団法人 太陽光発電協会

一般社団法人 太陽光発電協会
太陽光発電産業ビジョン 作成履歴

- 2002 年 太陽光発電産業自立に向けたビジョン
「エネルギー・環境へ貢献する新しい産業創生」
- 2006 年 太陽光発電産業自立に向けたビジョン 2006 年改訂版
「めざせ ソーラー・にっぽん」
- 2010 年 JPEA PV OUTLOOK 2030
「日本ブランド 10 兆円産業を目指す」
- 2012 年 JPEA PV OUTLOOK 2030 2012 年改訂版
「10 兆円産業 より豊かな 2030 年の実現へ」
- 2013 年 JPEA PV OUTLOOK 2030 2013 年改訂版
「FIT が開く太陽光発電、普及の新しい扉」
- 2015 年 2030 年に向けた確かな歩み スマートカントリーを目指して
「JPEA PV OUTLOOK 2030 姉妹編」
- 2017 年 太陽光発電 2050 年の黎明
「脱炭素・持続可能社会実現に向けて」

目 次

1. はじめに	1 頁
2. 2050 年ビジョン	2 頁
2.1 国内の状況	
2.2 世界の太陽光発電導入動向	
2.3 太陽光発電の世界の見方	
3. 2050 年 200GW が意味するもの	8 頁
3.1 200GW は最終到達点ではなく一つの通過点	
3.2 200GW を超えて成長を続けなければならない理由	
3.3 何故、太陽光発電でなければならないのか	
3.4 太陽光発電の便益とは	
3.5 2050 年 200GW は可能なのか	
4. 国内導入実績	15 頁
4.1 日本の太陽光発電の出荷量の推移	
4.2 太陽光発電の設備認定状況	
5. 住宅用太陽光発電	19 頁
5.1 住宅用 PV の状況	
5.2 2016 年度のできごと	
5.3 住宅用 2019 年問題	
6. 非住宅（公共産業）用太陽光発電	27 頁
6.1 電力システム改革と太陽光発電の方向性	
6.2 市場拡大と太陽光発電周辺ビジネス	
6.3 中・長期課題	
7. 海外市場	37 頁
7.1 世界の潮流	
7.2 海外展開とその戦略	
8. 国内諸問題解決へのフロー	42 頁
9. 2050 年の社会とエネルギー消費	47 頁
9.1 エネルギー消費構造の転換	
9.2 社会の在り方	
9.3 エネルギー消費の削減	
9.4 電力化の推進	
10. めざすべき 2050 年の姿	54 頁
10.1 何故太陽光発電は 2050 年においても必要なのか	
10.2 日本の産業が果たす役割	
10.3 あるべき未来を現実のものとする努力	
11. おわりに	59 頁

1. はじめに

太陽光発電協会は2002年の初版から、6回にわたり産業ビジョンを策定、公開してきた。2012年に制定された固定価格買取制度(FIT法)により急激に市場が拡大する一方、系統連系に関する諸問題、制度の運用の不備等が顕在化したため法の運用を改正せざるを得ない事態となった。また国民負担問題の提起は国民の期待に暗い影を落とし、産業関係者の間では太陽光発電の限界、役割の終焉というある種閉塞感すら漂うようになってきた。

FIT法の運用改正は主として設備認定量と導入量の乖離、即ち未稼働案件の増大による様々な問題に対する対処措置であり、本来辿るべき道への軌道修正である。太陽光発電の価値によるものではない。FIT法の導入により太陽光発電のリードタイムが他の再生可能エネルギーに比べて短いことや、地域偏在性がないことなどから急激に導入が進んだことは実用という技術的熟度の証であった。さらに、国民負担の増大に対しては価格低減に向けた不断の努力やエネルギー・環境面での長期的便益の定量化など冷静な評価が求められる。

系統接続問題は自然変動する太陽光発電の出力特性に起因し、ピーク出力に耐え得る送電網の強化、あるいは変動を安定化する調整電源の必要性など多くの課題を抱えている。しかし、変動再エネ導入先進国であるドイツなどでは、如何に課題を解決し、より多くの変動再エネを導入するかという視点が出発点であり、日本の場合は変動する事自体をネガティブに捉える傾向がある。系統接続問題はその対策を時間軸でどう捉えるかの問題であり変動電源不要論とは別物である。

世界の再生可能エネルギー発電分野の投資は、従来の化石燃料による発電事業の投資を2015年には上回り、中でも、太陽光発電の導入については世界的にも加速的に拡大を続けている。これを、後押しているのはCOP21以降の世界の低炭素化・脱炭素化の流れである。日本はエネルギー自給率からも、また環境先進国というプレゼンスを世界に示す点からも、世界で最も再エネを必要とする国であり範となる立場にあることを忘れてはならない。

現在の閉塞感は太陽光発電の価値の毀損、技術的限界から生まれたものではない。先行きの不透明感から生まれたものである。本ビジョンでは不透明であるからこそ新しいビジネスの絵を描き、業容拡大のチャンスも生まれると捉えた。

2050年の絵姿を「脱炭素・持続可能社会の実現」とし、具体的には国が掲げる2050年温暖化ガス削減-80%の目標達成への貢献として、200GWの導入を目指し表題を「太陽光発電 2050年の黎明」(脱炭素・持続可能社会の実現にむけて)とした。

2. 2050年ビジョン

2.1 国内の状況

図 2-1 は今回見直しの中心となる 2050 年までの国内累積稼働見通しである。

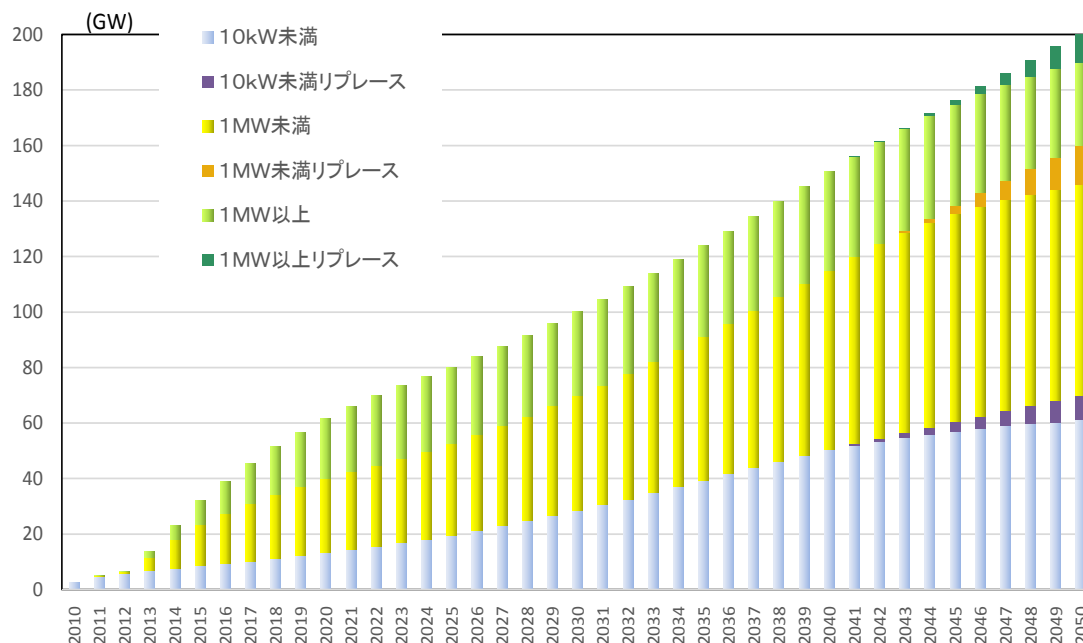


図 2-1 2050 年にいたる累積稼働見通し

図 2-2 は累積稼働容量（図 2-1）を達成する単年度の出荷量である。リプレースが含まれるため単年度出荷量の積算が累積稼働容量とはなっていない。

2013 年から F I T 制度による導入加速が顕著である。2017 年からは改正 F I T 制度が施行され、停滞案件の整理が進み着実な導入継続へシフトしてゆくと見ている。

系統については、連系線の運用ルール改訂、広域運用実施は電力システム改革の進展に応じ効果が現れると見た。2020 年での発送電分離も系統運用効率化につながり、再生可能エネルギーの市場での扱い量の増加、競争力の顕在化とともに系統接続は途切れない。更に系統増強長期計画等、種々の系統整備が順次実施され、時間はかかるものの、2030 年前後から結果が出始めると考えた。2040 年以降になれば、遠隔地の大規模電源を主力とする系統から分散電源活用のための系統への転換も進むと考えた。2050 年での CO₂ 排出量 80% 削減への取組みを考えると、電源の非化石化と、利用エネルギーの転換、すなはち、何でも電力を使って暮らす社会への変革が必須である。省エネ・超高効率な住まい・生産・輸送を実現し、消費エネルギーは大きく削減されるが、電力化が進むことで電力需要の絶対値は増加すると見ており、その中で非化石比率の向上のためには、本ビジョンで示している稼働容量でも十分とはいえない。

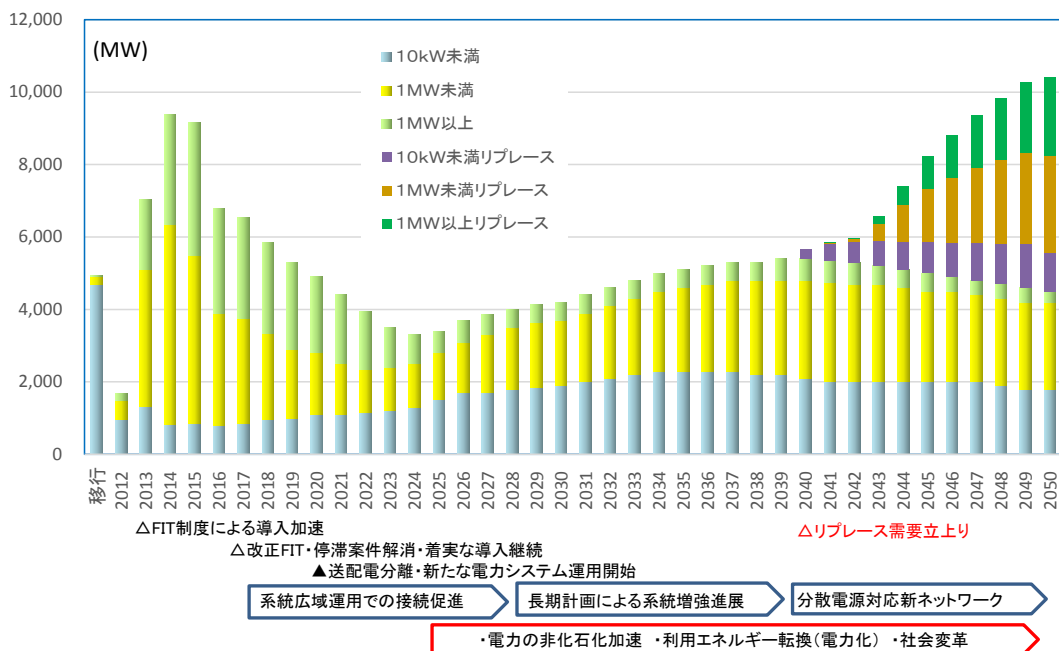


図 2-2 2050 年にいたる単年設置（出荷）容量

2.2 世界の太陽光発電導入動向

2.2.1 世界の太陽光発電市場実績

国際エネルギー機関（IEA）PVPS 速報 Snapshot2016¹⁾によると世界の太陽光発電の2016年設置量はPVPS加盟国で74.4GWである。その他アフリカ、ラテンアメリカ、パキスタンなどの1GWを加えると世界全体で75.4GWとなり、これは2015年に比べると47%の伸びである。図2-3に主要国の設置量の推移を示す。特徴的なのは、かつて世界の市場をけん引した欧州と日本に代わり中国と米国が急成長していることである。特に中国は34.54GW、累積でも78GWと世界の座についている。中国は後に示す太陽電池セル生産量においても圧倒的強さを見せている。急成長した新興市場としては南アフリカ、チリ、メキシコ、トルコ、タイ、フィリピン、アルジェリア、イスラエル、トルコなどがある。図2-4は累積に占める2016年の設置量を示しているが、比率が大きいほど勢いのある国と言える。

2016年末の世界の累積設置量は303GWとなったが、同上速報では世界の電力需要の1.8%に相当すると推定している。また国別の電力消費に占める太陽光発電由来電気の比率を図2-5に示す。ホンジュラス、ギリシャ、イタリア、ドイツでは現在、理論的(設置容量と日射量により推定)にはそれぞれ12.5%、7.4%、7.3%、7.0%を賅っており日本は4.9%である。既に無視できないレベルに達していると言える。

1) Report IEA-PVPS T1-31 : 2017 SNAPSHOT 2016

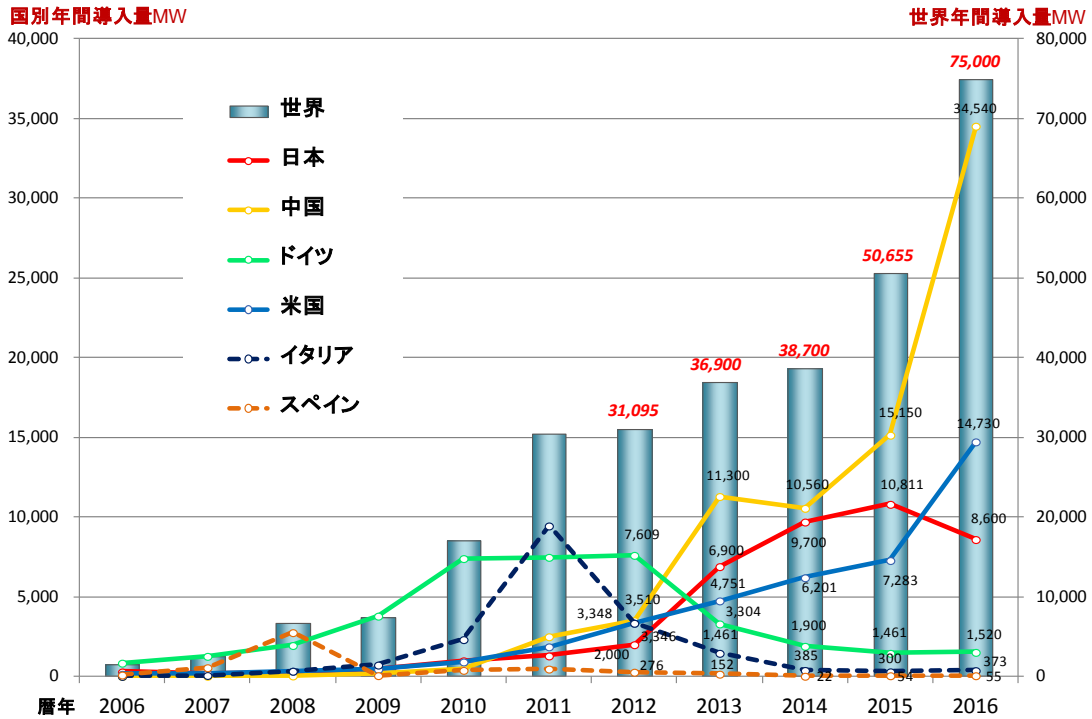


図 2-3 世界の太陽電池設置量の推移 (2006-2016)

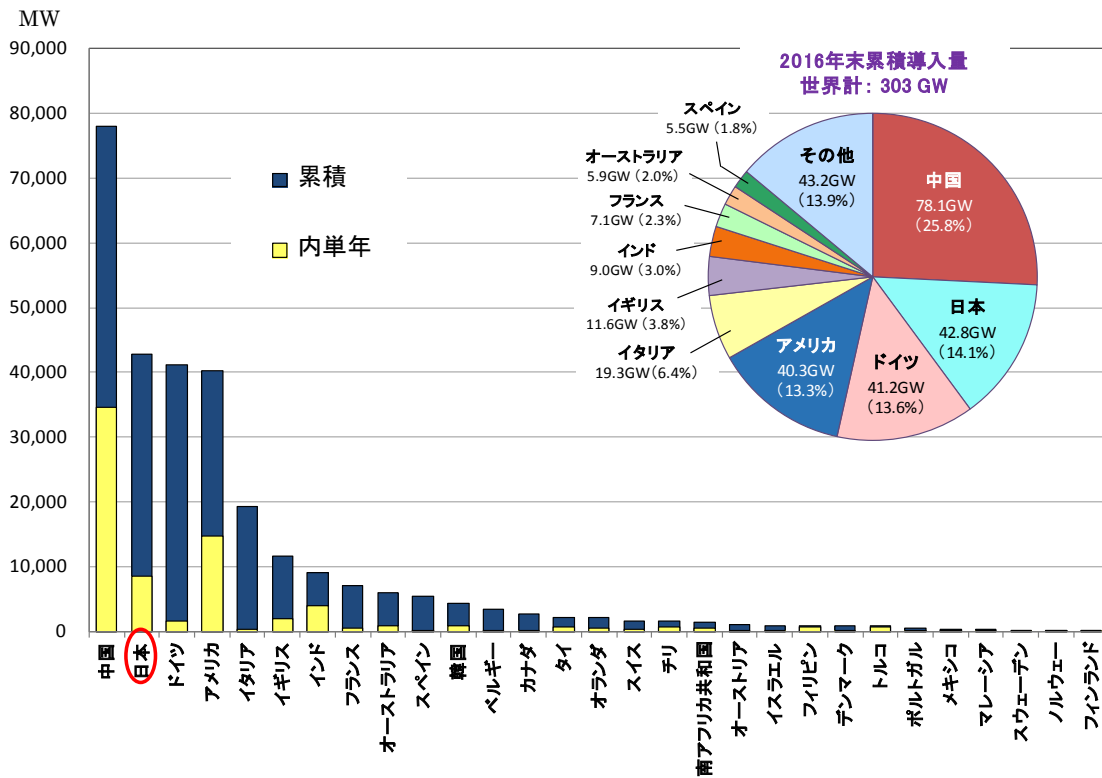


図 2-4 主要国別 2016 単年・累積設置量

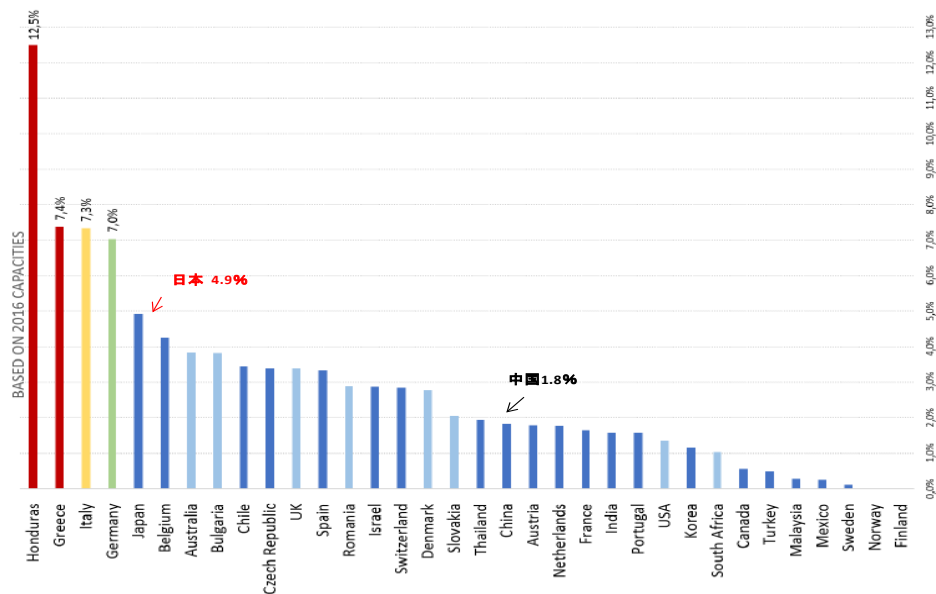


図 2-5 2015 年末 消費電力量に占める太陽光発電由来電気

EU委員会が 2014 年 1 月に策定した 2030 年温暖化防止対策案では 2030 年には再エネの普及率を最低 27%（電力は 45%）とした。2012 年時点で 12.7%（電力 21%）であったことを考えれば野心的な数値目標である。この背景には温暖化ガス削減率を 40%とすることがあるが、我が国の場合はエネルギー自給率の問題がこれに重畳される。平成 25 年度のエネルギー白書によれば 2012 年世界の一次エネルギー自給率で 33 位、6%である。アメリカ 85%（8 位）、イギリス 60.7%（14 位）フランス 52.9%（15 位）ドイツ 40.1%（20 位）など先進国の中で圧倒的に低い。環境対策と自給率向上の同時達成はどの国よりも必要に迫られているはずである。

2.2.2 世界的な太陽光発電システム価格の低減

IRENA(International Renewable Energy Agency)によれば、大規模太陽光発電システムコストについては、発電ライフタイムにおける均等化発電原価（LCOE）でみると、2015 年の時点での発電原価が 0.13\$/kWh が、2025 年までには、0.05\$/kWh まで約 6 割低下すると想定しており、太陽光発電は、石炭・ガス火力発電の 0.05-0.10\$/kWh にくらべると最も安価な発電形態になると推定している。

表 2-1 太陽光発電と風力発電のシステムコスト低減の可能性²⁾ (2015/2025)

	Global weighted average data								
	Investment costs (2015 USD/kW)		Percent change	Capacity factor		Percent change ²⁾	LCOE (2015 USD/kWh)		Percent change
	2015	2025		2015	2025		2015	2025	
Solar PV	1 810	790	-57%	18%	19%	8%	0.13	0.06	-59%
CSP (PTC: parabolic trough collector)	5 550	3 700	-33%	41%	45%	8.4%	0.15	0.09	-37%
CSP (ST: solar tower)	5 700	3 600	-37%	46%	49%	7.6%	0.15	0.08	-43%
Onshore wind	1 560	1 370	-12%	27%	30%	11%	0.07	0.05	-26%
Offshore wind	4 650	3 950	-15%	43%	45%	4%	0.18	0.12	-35%

2) IRENA The Power to Change (Solar and Wind cost reduction to 2015) 2016.6.

2.2.3 世界の再生可能エネルギー設備投資

2015年の世界の再生可能エネルギーの設備投資の面から、国連 UNEP(United Nations Environment Programme、国連環境計画)と Bloomberg New Energy Finance³⁾の分析によれば、全世界の投資額は、前年比5%増の、2860億ドルとなった(約31兆円、110円/\$の場合)となり、投資額の内訳では、発展途上国の投資(1560億ドル)が、先進国の投資(1300億ドル)を初めて上回った結果となり、この傾向は今後とも続くと推定されている。しかも発展途上国の再生エネルギー投資の95%が、太陽光発電と風力発電に集中していることも特徴といえる。

また、全世界の再生可能エネルギーに対する投資額は火力発電や原子力発電を大きく上回り、2015年の火力発電の投資額は石炭とガスを合わせて1300億ドル、原子力は200億ドル、大規模な水力の430億ドルとなり、火力・原子力の合計は、再生可能エネルギー投資の約1/2程度の結果となった。2015年に運転を開始した発電設備の容量での分析では、再生可能エネルギーが全体の5割以上を占め、残りは石炭火力とガス火力を合わせると3割強、大規模な水力と原子力はそれぞれ1割以下である。世界的にエネルギー投資が、再生可能エネルギーの太陽光発電・風力発電にシフトしていることがわかる。

表2-2はIEA World Energy Outlook 2016(WEO 2016)で示された世界のエネルギー供給への投資予測である。

表2-2 世界のエネルギー投資予測⁴⁾

【 IEA WEO2016における世界のエネルギー供給への累積投資額 (2016-2040、10億USD₂₀₁₅) 】

	2010-15	新政策シナリオ		現行政策シナリオ		450シナリオ	
	(年間)	(累積)	(年間)	(累積)	(年間)	(累積)	(年間)
化石燃料	1,112	26,626	1,065	32,849	1,314	17,263	601
再生可能エネルギー	283	7,478	299	6,130	245	12,582	503
電力ネットワーク	229	8,059	322	8,860	354	7,204	288
その他の低炭素エネルギー**	13	1,446	58	1,259	50	2,842	114
エネルギー供給合計	1,637	43,609	1,744	49,098	1,964	39,891	1,596
省エネルギー	221	22,980	919	15,437	617	35,042	1,402

* 省エネルギー投資は、2014年の最終消費部門別の効率水準を基準とした手法による。この行に示されている省エネルギー投資額は2015年のみの値。

** 原子力とCCSが含まれる。

(出所) IEA World Energy Outlook 2016

3) Global Trends in Renewable Energy Investment 2016 (2016.3) The United Nations Environment Programme (UNEP) and Bloomberg New Energy Finance

4) 環境省 平成29年2月3日 長期低炭素ビジョン小委員会(第12回)配布資料4 「長期低炭素ビジョン(素案)参考資料集より

2.3 太陽光発電の世界の見方

IEA WEO2016⁵⁾によれば、世界のエネルギー需要は2040年までに30%増加するなかで、特に、再生エネ/EV/天然ガス拡大が大きく進むシナリオを示した。

世界の発電量に占める再生エネ比率は23%が2040年には37%に達するとしている。また、EVは現在の130万台が約115倍の1億5000万台になると大胆に想定している。化石燃料では、天然ガスが50%以上の成長となり石炭を超える。発電由来のCO₂排出量は、年平均0.5%の増加にとどまり、石油消費は、現在の9250万BBL/Dから1億35万BBL/Dに増加と考えられている。

WEO2016では、この前提がすべて実現し、COP21のパリ協定が守られても、2100年の気温上昇は産業革命以前に比較して2℃以内の抑えることは困難だろうと推定している。

表 2-3 WEO2016における2040年見通し

	New Policies Scenario				Current Policies Scenario				450 Scenario			
	2020	2030	2035	2040	2020	2030	2035	2040	2020	2030	2035	2040
日本 (GW)	50	69	74	77	59	66		71	61	80		102
世界 (GW)				1405				991				2018

(注) WEO2016では2014年世界の実績176GWとしている。

表 2-4 は諸機関が予測した2030年日本の太陽光発電設置量である。

表 2-4 諸機関による2030年日本太陽光発電設置量予測

	2030年(対消費電力量%)	備考
日本政府目標	64 GW (約7%)	長エネ見通し(ベストミックス)
太陽光発電協会	100 GW (約11%)	2016/末稼働実績37GW(約4%)
IRENA(国際再生エネルギー機関)	136 GW (約15%)	REmap country results Japan
WEO2016(450シナリオ)	80 GW	2014/末実績世界全体176GW
(参考)ドイツ政府再エネ全体目標	(50%)	

また、IRENAはRethinking Energy 2017⁶⁾では世界の太陽電池設置量を2020年591GW、2030年1,760GW⁶⁾と予測している。

5) IEA World Energy Outlook 2016 Nov.16

6) IRENA Rethinking Energy 2017 “Accelerating the global energy transformation”

3. 2050年200GWが意味するもの

3.1 200GWは最終到達点ではなく一つの通過点

PV OUTLOOK 2050では2050年時点の稼働量を200GW（AC出力ベース）としたが、これは最終到達点ではなく、現代社会にとって欠くことのできない化石エネルギーへの依存から将来日本が脱却し、持続可能な社会に至るまでの通過点の一つでしかない。

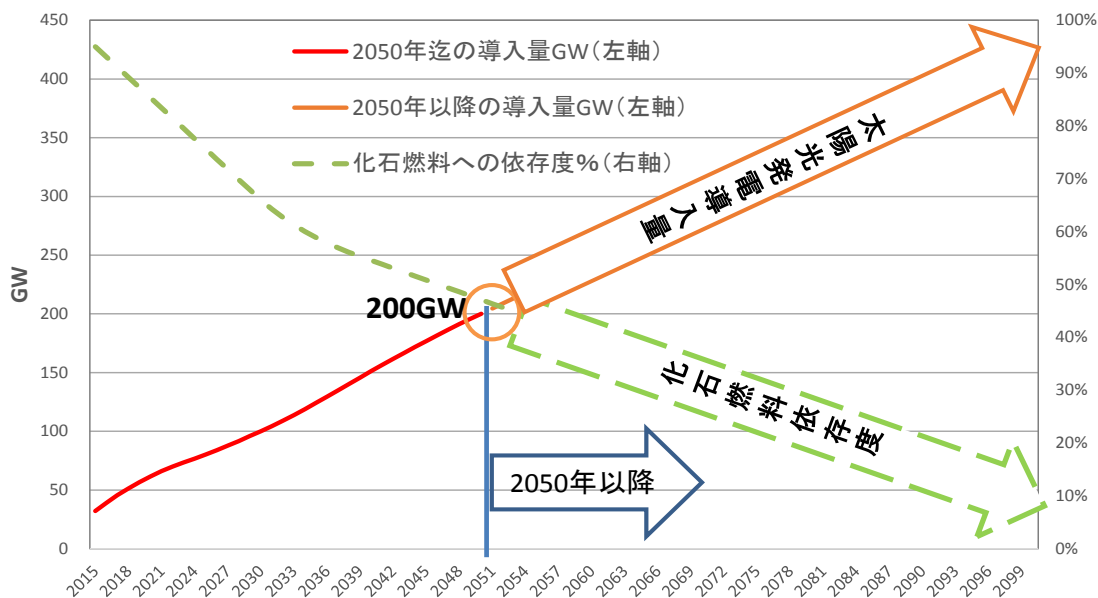


図 3-1 太陽光発電の最終到達点 200GW を大きく超えて

<解説 3.1.1>

国は2050年までに温室効果ガスの排出量を80%削減する目標を掲げている。この目標達成のためには、発電時にCO₂を排出しない（CO₂フリー）電源の比率を9割に高める必要があるとされている（環境省の長期低炭素ビジョン（2017年3月）より）。CO₂フリー電源の比率9割を実現するために、太陽光発電に当然求められるであろう貢献のレベルとして200GWは最低限であり、より高い貢献（導入量）が求められる可能性が高い。なお、太陽光発電の設備導入量200GWは、現状の国内電力供給量の2割程度に相当する。

3.2 200GW を超えて成長を続けなければならない理由

国内導入手量 200GW を大きく超えて来世紀まで成長を続けなければならないのは何故か。その理由は次の3つに集約される。

- ① 「脱炭素社会」の実現のため、
- ② 「エネルギー自給率」の大幅な向上のため、そして何よりも
- ③ 「持続可能な社会」の実現のため。

上記の三つが達成された未来の日本のエネルギー需給構造は、現在のもととは全く異なったものとなっているだろう。この未来のエネルギー需給構造において、CO₂フリーで枯渇する心配のない純国産のエネルギー資源を活用する太陽光発電が、主要プレイヤーの一つとして活躍しているであろうことは当然と考えられる。

<解説 3.2.1 >

① 「脱炭素社会」の実現のためにパリ協定が締結され、また日本政府は大幅な削減目標を掲げている。

- パリ協定：今世紀後半に人為的な温室効果ガスの排出を実質ゼロにする。(人為的な発生と人為的な吸収を均衡させる)
- 日本政府の目標：2050年に温室効果ガス排出の80%削減を目指す。

② 「エネルギー自給率」の大幅な向上は、エネルギー安全保障の観点、並びに化石エネルギーの輸入による国富流出という観点から、日本にとって最優先課題の一つである。

- 日本の現状のエネルギー自給率は6% (2014年、エネルギー白書より)で、94%は海外に依存している。
- 日本が海外から輸入しているエネルギーの金額は年間20兆円程度(2015年、財務省統計より)に上り、膨大な国富の流出が続いている。この膨大な金額の一部を太陽光発電等の純国産エネルギーの開発に充てることで、国富の流出量を減ずることができれば、国富流出の減少→純国産エネルギーのさらなる開発という好循環が生まれる。

③ 「持続可能な社会」の実現には、まず、社会に不可欠なエネルギー需給構造を持続可能にすることが求められる。

- 有益で有限な資源を使い果たし、将来世代に大きな負の遺産(資源の枯渇、大量の温暖化ガスや有害で危険な廃棄物等)を残すようなエネルギー需給構造は持続可能ではない。
- 長期的な視点で、将来世代の便益を考慮した持続可能なエネルギーの需給構造を確立することが現世代の重要な責務の一つと言える。

<解説 3.2.2>

① 持続可能性 (Sustainability) : 「3E+S」 から 「3E+2S」 へ

現行のエネルギー基本計画では、「安全性 (Safety) を前提とした上で、エネルギーの安定供給 (Energy Security) を第一とし、経済効率性の向上 (Economic Efficiency) による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に、環境への適合 (Environment) を図ることがエネルギー政策の要諦である」とされ「3E+S」が基本となっている。これからは、これらに持続可能性 (Sustainability) を加えた「3E+2S」とすべきではないか。

- Safety 安全性
- Energy Security 安定供給 (自給率向上)
- Economic Efficiency 経済効率性向上
- Environment 環境への適合



Sustainability 持続可能性

3.3 何故、太陽光発電でなければならないのか

「脱炭素社会の実現」、「エネルギー自給率の大幅な向上」、「持続可能な社会の実現」のためには太陽光発電に限らず、風力や水力、地熱、バイオマス等の枯渇の心配のない再生可能エネルギー（再エネ）を総動員する必要があることは言うまでもない。

それでは、何故、太陽光発電でなければならないか。また、日本において、他の再エネの先導役となり成長をリードしていかなければならない理由を以下に整理した。

- ① 純国産のエネルギー資源として賦存量が最も多い太陽エネルギーを直接活用できるから。
- ② 近年、コスト競争力の向上が目覚ましく、将来、最もコスト競争力のある電源の一つになる可能性が高いから（経済合理性）。
- ③ 地域偏在性が少なく、国内のどの地域でも導入が可能であるから（地域創生）。
- ④ 腕時計やモバイル機器の充電用、住宅用等の人の活動域から、宇宙開発、メガソーラーまでの幅広い用途、またあらゆる場所で活躍できるから。
- ⑤ 長期的な観点ではFIT制度等に由来する国民の負担を上回る大きな便益が期待できるから。

3.4 太陽光発電の便益とは

太陽光発電の国内への大量導入がもたらす便益として最も重要なのは、3.2で掲げた「脱炭素社会の実現」、「エネルギー自給率の大幅な向上」、「持続可能な社会の実現」である。その他、新しい産業・雇用の創出、地方創生への貢献、国土強靱化への貢献、ピーク電力需要における供給力としての貢献等が挙げられる。これら便益を可能な限り定量的に評価した試算結果を表3-1に示した。

表3-1 日本にとって太陽光発電を基幹電源に育てる意義と便益

意義・目的		便益・期待効果		
		現状 (2015年度)	2030年度	2050年度
太陽光発電国内導入量	累計稼働容量	約32GW	約100GW	約200GW
	発電量 ¹⁾	約343億kWh	約1,200億kWh	約2,450億kWh
	国内総発電量比 ²⁾	約3%	約11%	約18%
国内全電源総発電量 ³⁾	自家発、送配電ロス含む	10,183億kWh	10,650億kWh	約13,500億kWh
脱炭素社会実現への貢献 (温暖化ガス削減による)	温暖化ガス削減量 ⁴⁾ ・2015年度比 ⁵⁾ ・炭素価値換算 ⁶⁾	約0.22億CO ₂ ^t 約1.7% -	約0.79億CO ₂ ^t 約6.0% 約0.3兆円	約1.63億CO ₂ ^t 約12.3% 約1兆円
	原油換算 ⁷⁾	約8百万KL	約29百万KL	約60百万KL
	化石燃料削減額 ⁸⁾	約0.4兆円	約1.2兆円	約2.6兆円
エネルギー自給率向上への貢献、及び国内流出の低減 (化石燃料の消費削減による)	最終エネルギー消費量に対する発電量 ⁹⁾	約1%	約3.4%	約12%
	FIT買取費用 ¹⁰⁾	1.17兆円	約2.2兆円	0~数百億円

- 1) 自家消費分を含む発電量。設備利用率を15% (2017年度以降)、出力低下率を年率0.5として算定。
 2) 国内全電源の総発電量に対する比率。
 3) 国内全電源の総発電量。自家消費、送配電ロス等を含む。2015年度は実績 (資源エネルギー庁のエネルギー需給実績 (確報))。2030年度は長期エネルギー需給見通し (資源エネルギー庁、2015年)。2050年度はJPEAが算定 (電化推進シナリオ)。
 4) 太陽光発電による発電時の温暖化ガス削減量。長期エネルギー需給見通し (資源エネルギー庁) の前提を参考に算定。
 5) 2015年度の国内温暖化ガス総排出量 (13.2億CO₂^t) に対する、太陽光発電による温暖化ガス削減量の比率。
 6) 太陽光発電による温暖化ガス削減量を貨幣価値に換算 (実質)。長期エネルギー需給見通しにおけるCO₂対策費を参考に算定。
 7) 太陽光発電による一次エネルギーとしての化石燃料の削減を原油換算で表した。太陽光発電1kWhで削減される化石燃料を9.3MJ、原油1KLを38.2GJとして算定。
 8) 太陽光発電による化石燃料消費削減量を金額 (実質) で表した。燃料価格等の前提は長期エネルギー需給見通しを参考に算定。
 9) 自給率向上への貢献の指標として、国内の最終エネルギー消費量に対する、太陽光発電による発電量を比率で表した。
 10) 固定価格買取制度に基づく太陽光発電による電力の買い取り費用総額 (消費税等を除く)。インフレ率1%を前提に、2017年の実質金額で表した。

3.5 2050年200GWは可能なのか

2050年累積稼働容量200GWは、十分可能であると考えられるが、その根拠を以下に整理する。

<技術的な観点より>

- ① 再エネ先進国・地域においては消費電力に占める自然変動電源の比率が年間平均で40%を超えた地域も存在し、対策は必要だが50%を超えることは十分可能であるとされている (IEA/OECD: Getting Wind and Sun onto the Grid (2017年))。仮に、日本において太陽光200GW、風力75GWを導入したとしても、電力消費に占める自然変動電源の比率は30%~35%程度である。
- ② 太陽光発電システムの進化が電力系統への統合を容易にし、第4世代 (PV System4.0)

に至っては電力システムの安定化に能動的に貢献するまで発展し、またありとあらゆる場所とモノに設置・搭載が可能となっていることで、大量導入の課題解決が新たな価値創造に代わると考えられる。

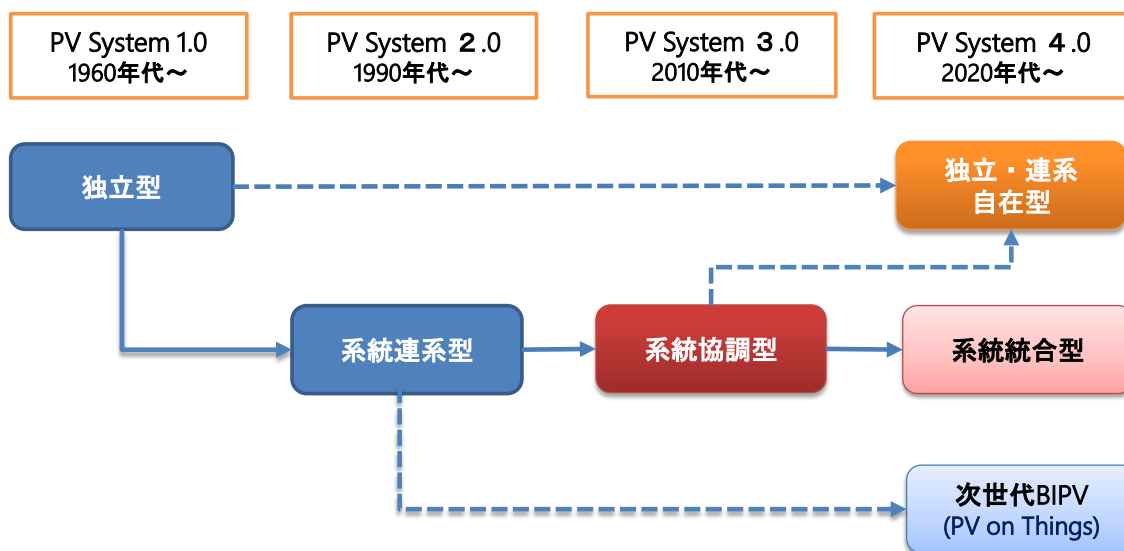


図 3-2 太陽光発電システムの進化

<解説 3.5.1>

PV System 4.0 (第4世代)

第4世代 (PV System4.0) では、蓄電池等を活用した自家消費モデル (系統協調型) が進化し、AI を活用したリアルタイム制御により、電力システムの安定化に能動的に貢献するまで発展している。また、軽量、高効率、フレキシブル等、多種多様なモジュールが商品化され、住宅やビル、工場等の外装・内装 (次世代BIPV) から、橋梁等の構築物、電気自動車 (EV) やロボット等の移動するモノまで、ありとあらゆる場所とモノに設置・搭載が可能となっているだろう。(PV on Things)

なお、PV System4.0 にとって重要な技術革新は、非接触の充放電技術であり、2050 年頃には駐車場のみならず高速道路にも設置されている可能性がある。そうなれば、自動車の電動化が 100% 近く進むことが想定され、100GW の太陽光発電でも賄えない程の新規電力需要が生まれると同時に、膨大な蓄電能力が国土に備わることになる。非接触充放電技術によって、EV やロボットに搭載された PV システムは、系統への連系と独立を自在に選択できるようになり、需給調整・系統安定化の価値を生む第4世代 (独立・連系自在型) に進化することになるだろう。

<経済的な観点より>

- ③ 当面の間は制度的支援が必要であるが、ソケットパリティー（購入電気料金並み）、グリッドパリティー（卸電力料金並み）に到達後は、自立的に導入が進むと期待される。

<技術、経済、双方に関連した観点より>

- ④ エネルギー分野で今後進展する4つのDと1つのE（4D+E）が、太陽光発電の普及を加速させるドライバー（原動力）となる。

De-carbonization: 脱炭素化（パリ協定）

Deregulation: 規制緩和・市場原理の活用（電力・ガスのシステム改革等）

De-centralization: 分散化（分散エネルギー資源の普及拡大と主要プレイヤー化）

Digitalization: デジタル化（IoT・AI技術の活用、出力予測の高精度・リアルタイム化）

Electrification: 電力化（特に熱利用と運輸部門において）

詳細はセクターカップリングにて解説。

- ⑤ 電力供給、熱利用、運輸の3つのセクターにおける効率化と脱炭素化を一体的に推進するセクターカップリング（分野連動）が、再エネ由来電気の需要を増大させ、さらには自然変動電源の出力変動を吸収する能力を飛躍的に向上させる。1次エネルギー供給量は大幅に削減される（2015年度比で半減）が電力消費自体は増える（2015年度比約35%増、このようなエネルギー消費構造の転換については9章参照）。

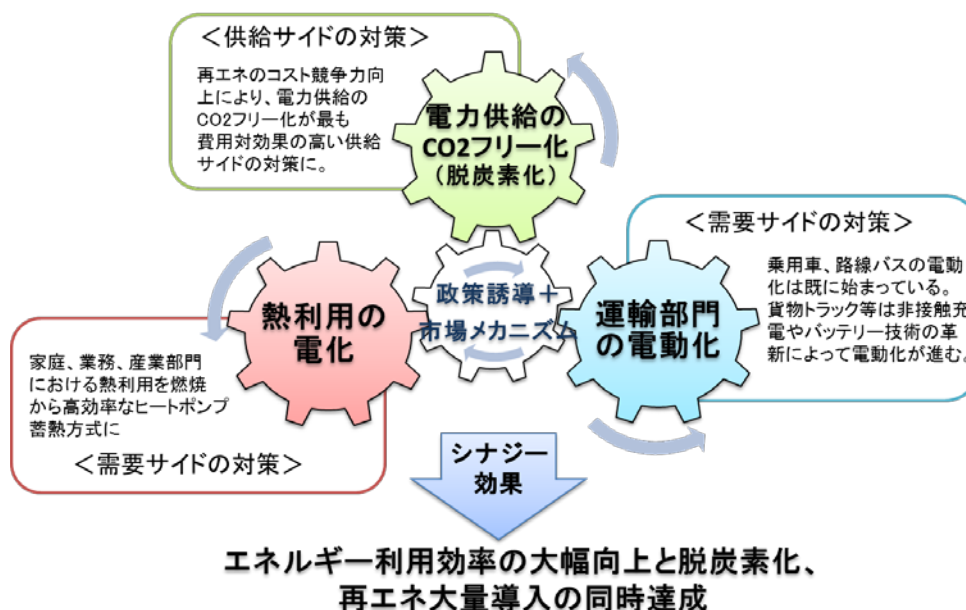


図 3-3 セクターカップリングの概念

電力化によるエネルギー消費の削減（高効率化）

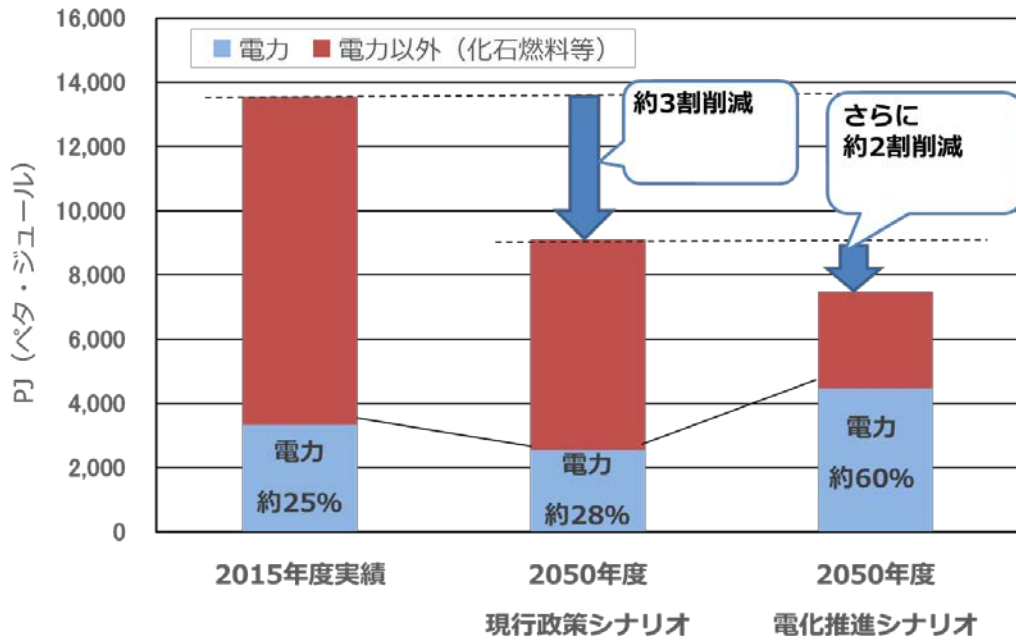


図 3-4 セクターカップリングの効果 - 電力化

電力消費のCO2フリー化（脱炭素化）

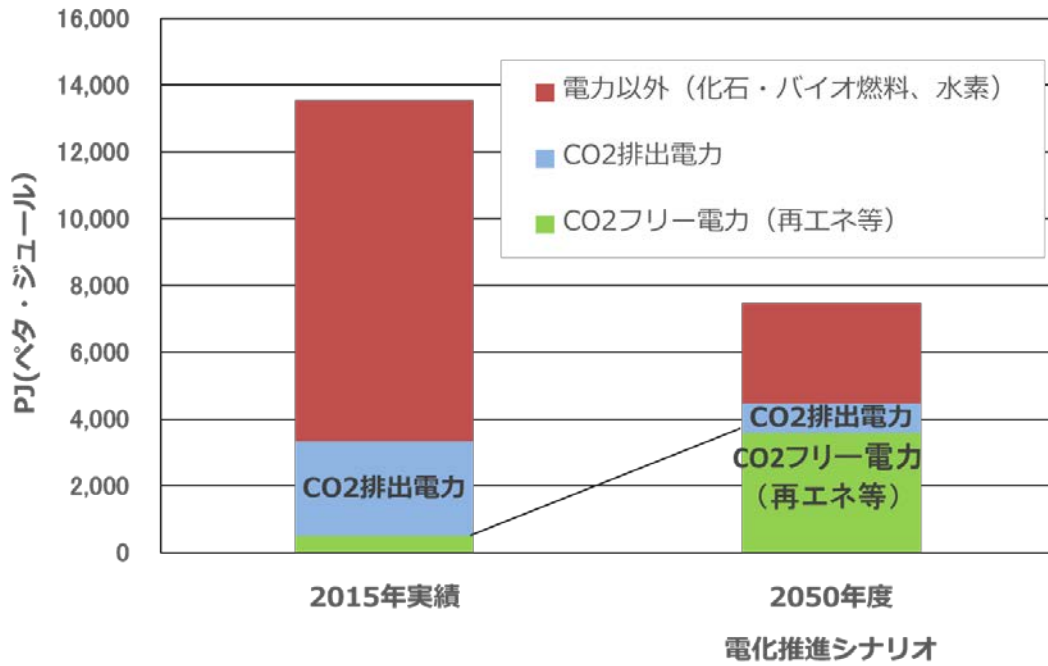


図 3-5 セクターカップリングの効果 - CO2 フリー化

4. 国内導入実績

4.1 日本の太陽光発電の出荷量の推移

太陽光発電協会（JPEA）の出荷統計によれば、平成 27 年度(2015 年度)の国内太陽電池モジュールの出荷量は、7.1GW となり、対前年比で-23%の減となった。平成 24 年度（2012 年度）の F I T 法による固定価格買取制度が導入以降、平成 26 年度（2014 年度）をピークに導入は減少し始めている。平成 28 年度（2016 年度）の国内出荷量は 6.3GW となり、対前年同期比-11%となった。

（内訳は、住宅分野の-22%、非住宅分野では-8%）

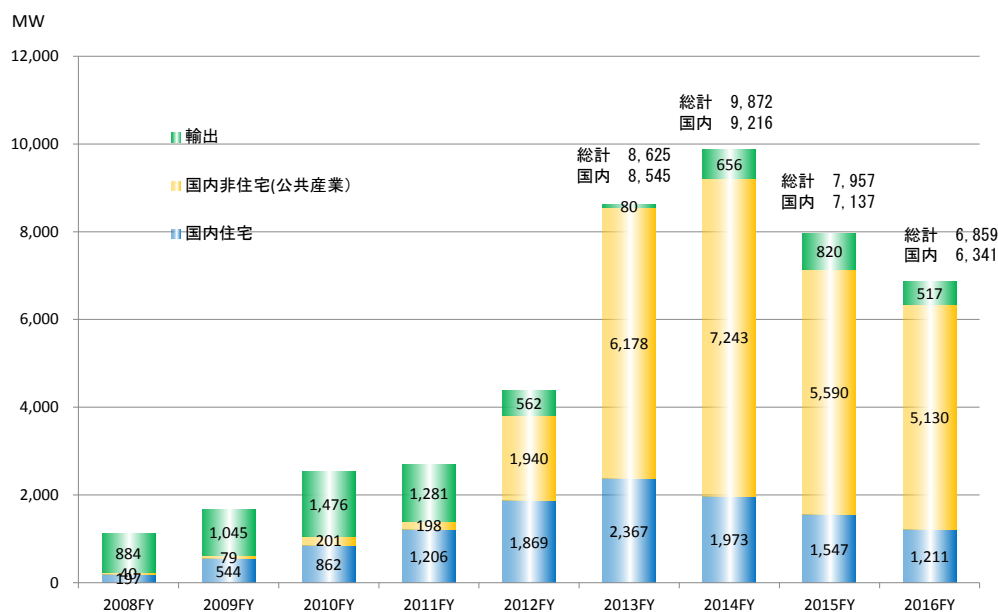


図 4-1 日本の太陽電池モジュールの出荷量の推移（JPEA 統計資料から作成）

JPEA の太陽電池モジュール出荷統計は、日本国内向けの太陽電池モジュール取扱会社 39 社からの自主報告を基準とした統計であるが市場の動向傾向を把握する情報として有効である。また JPEA では月次国内総出荷速値についても、出荷翌月 20 日以内に報告され、市場速報動向を把握する上では有効なツールとして活用されている。

しかし、「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（通称：F I T 法）」（以下、F I T と記載）の導入以降、海外太陽電池モジュールの小規模ロットや輸入商社経由の流通出荷量も拡大していることから、必ずしも太陽光発電協会の統計が 100%補足できていると言えないことには留意が必要である。また、後述する F I T 法下での導入容量は、系統接続された運転開始設備容量（PCS 基準の AC 認定容量）である。市場分析には、①JPEA 統計での、全体モジュール出荷の補足率（約 8 割程度と推定）、を考慮すること、②JPEA 統計モジュール出荷量（実質工場出荷量で生産量と同等で DC W）と

F I T下による導入量（実質運開量で AC W）では値が異なること、特に最近は所謂過積載（PCS 容量にくらべ、大型設備では 30%以上のモジュール容量増加）の傾向があり工場出荷量 \geq F I T下導入量であること、③モジュール流通在庫は出荷量と導入量の差を生むこと、等の要素を理解した上で市場動向を分析することが重要である。

4.2 太陽光発電の設備認定状況

F I T法下で太陽光発電は出荷から運転開始までのリードタイムが短いこと、技術的熟度が一定レベルあること、容量設計の自由度が高い（敷地に合わせる）こと、多くの事業者が参入し競争によるコストダウンが経済性を高めたこと、適地が全国津々浦々に存在することなどから他の再エネに比べて設備認定量でも導入量でも圧倒的に拡大した。

図 4-2 に示すように平成 24 年 7 月から、平成 28 年 3 月末までの、設備認定容量の累積容量は、79.9GW となった。しかし、平成 26 年度末（2015 年 3 月末）のピーク 82.6GW 以降は、設備認定の失効や、取消案件が新規認定申請を上回り総累計認定量は減少傾向になっており特に平成 27 年度以降は、1MW 規模以上の認定容量が減少傾向にある。

急激な拡大の一方で国民負担の増大や設備認定量と導入量の大きな差異が買取権利確保（所謂空押さえ）であるという指摘もされるようになった。太陽光発電の適正な導入のために F I T は段階的な制度改善を行い、平成 24 年・平成 25 年案件では、一定規模以上に対し報告徴収を行い、土地確保ならびに設備の特定化ができていない場合は、認定を失効とすることや、平成 26 年度以降では分割設置の禁止や一定期間内に土地確保ならびに設備を特定（発注）ができないと失効するという措置をとった。さらに平成 27 年年度以降は買取価格の適応基準が電力接続契約の締結時点となったことから、実質的には当該年度内に接続契約が可能な案件が主体となったため認定量の増加ペースもスローダウンしている。

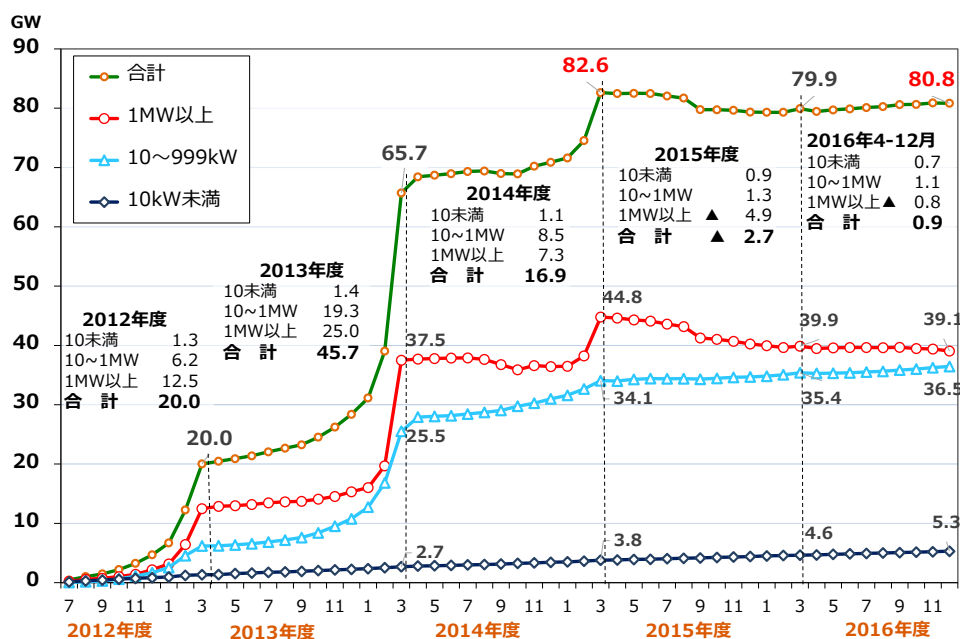


図 4-2 太陽光発電の累積設備認定量の推移（2012 年 7 月から 2016 年 12 月末まで）

（経済産業省 なっとく再生可能エネルギー 設備導入状況の公表から作成）

設備導入容量の推移では図 4-3 に示すように平成 24 年 7 月から、平成 28 年 3 月末までの、累積は 27.3GW で平成 28 年 12 月末時点では 32GW に達している。制度導入前の約 5GW を合計すると、日本の導入量は約 37GW となる。急激にしかも順調に累積量は増えていると言える。これは制度がもたらした最大の効果である。

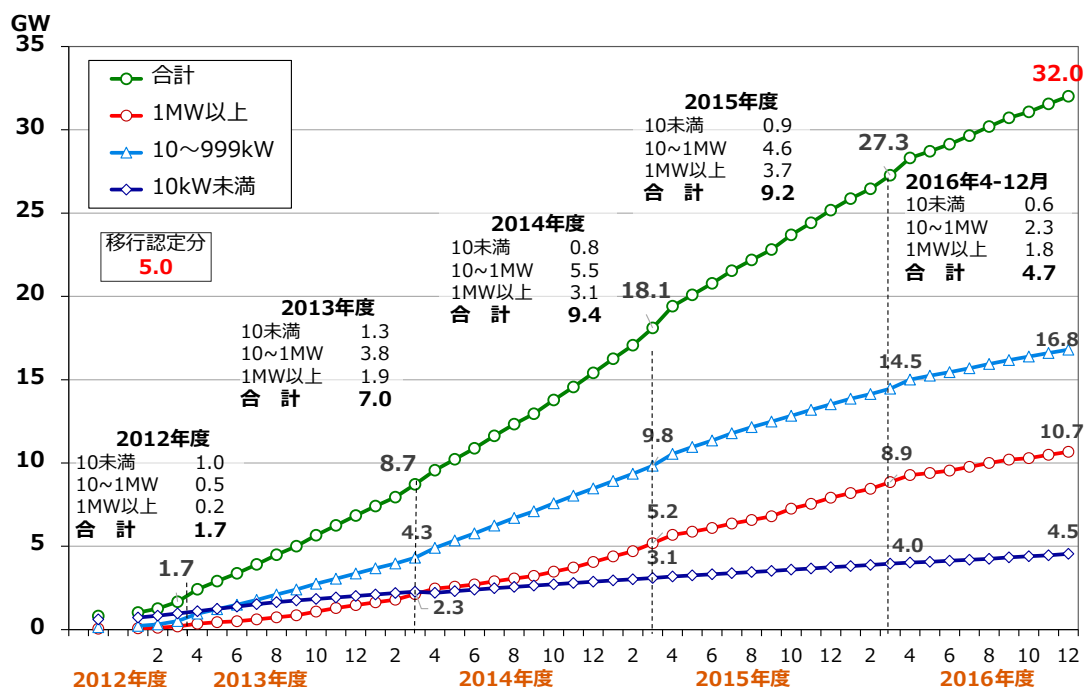


図 4-3 太陽光発電の累積導入量（2012 年 7 月から 2016 年 12 月末まで）

（経済産業省 なっとく再生可能エネルギー 設備導入状況>から JPEA 作成）

平成 28 年 12 月末での、設備認定容量と、導入認定量との差については、図 4-4 に示す、約 49GW 程度ある。また図 4-5 に示すように買取電力量は 2016 年度で 320 億 kWh である。まだ消費電力量の約 3.6% であるが導入量に比例して伸びている。2016 年 12 月末時点の設備認定量 80.9GW (8,090 万 kW)、稼働量約 37GW (3,700 万 kW) は日本の 9 電力の発電設備容量が約 1 億 9 千万 kW である (METI 統計 H28. 12 発電所数・出力) ことを考えれば規模感がうかがえる。

FIT 法の改正は制度の健全な運用を目指して行われているが、一方での重要なポイントは、この 49GW には、過去の未稼働案件が多く含まれており、過去の認定済み案件であっても、平成 29 年度 (2017 年 4 月) 以降は、新たな制度改正によって、電力会社との接続契約が締結されていないと設備認定が失効となることである。その結果、新たな新設案件の導入が促進される可能性が高く、太陽光発電の健全な普及につながると考えられる。

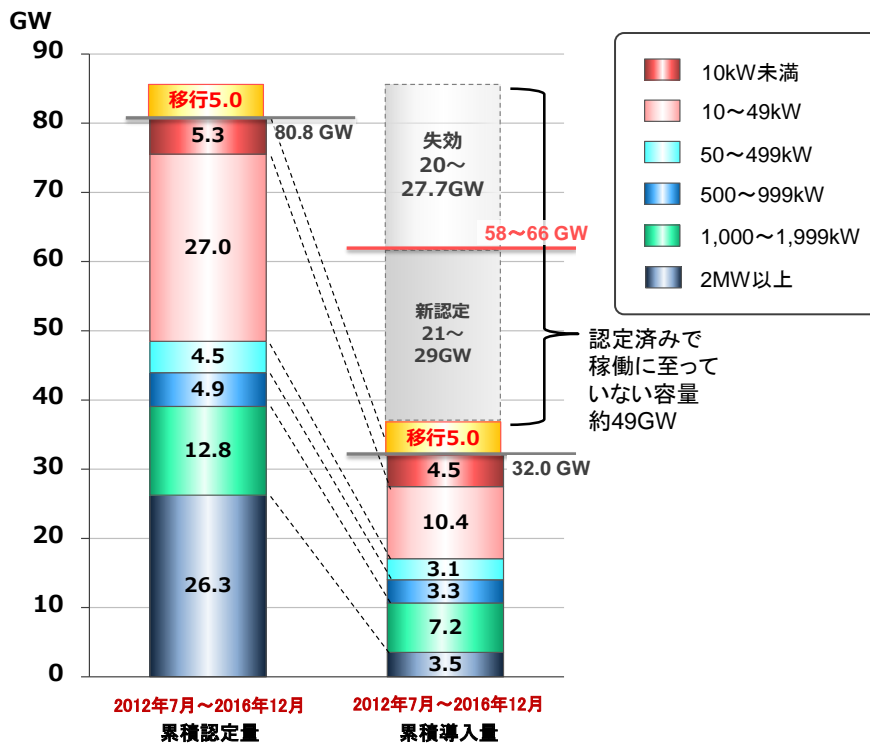


図 4-4 設備認定量と導入量の比較

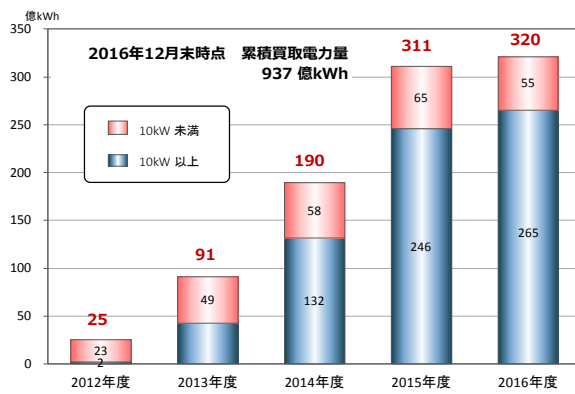


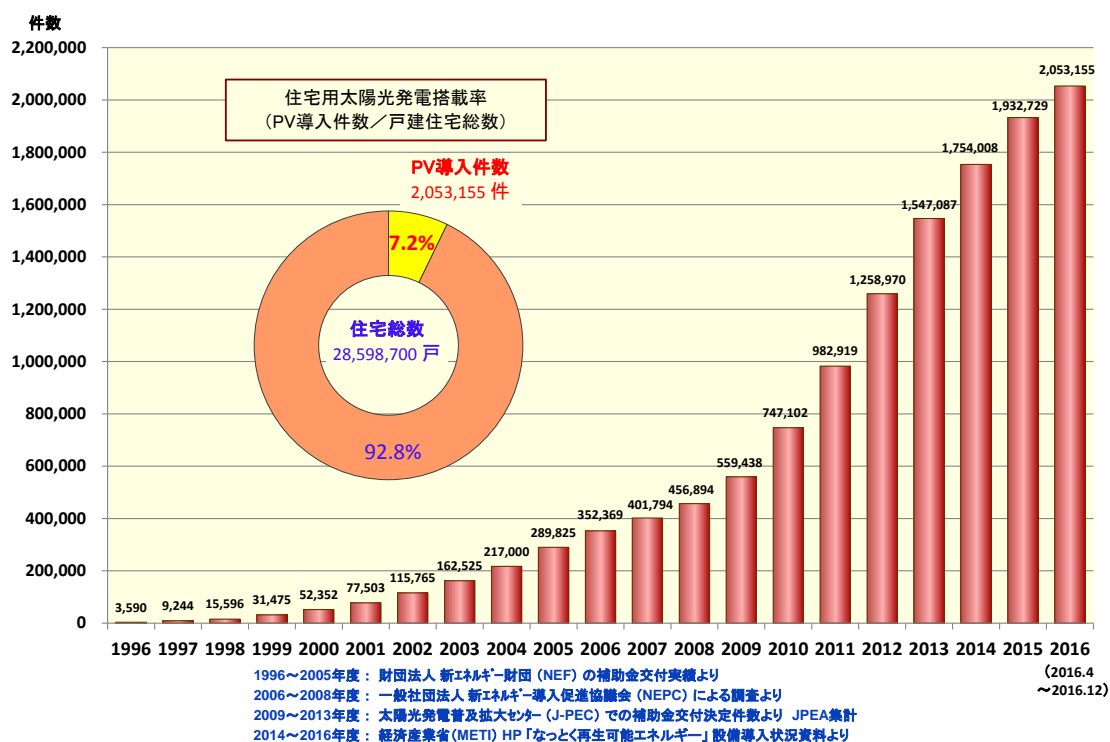
図 4-5 買取電力量の推移

(図 4-4、5 経済産業省 なっとく再生可能エネルギー 設備導入状況>から JPEA 作成)

5. 住宅用太陽光発電

5.1 住宅用PVの状況

直近の状況では新築用PVが比較的堅調であるのに対して既築用PVの導入量が大きく減速している。2010年6月に策定されたエネルギー基本計画の中で、家庭部門の省エネ対策として「住宅については、2020年までにZEH（ネット・ゼロ・エネルギー・ハウス）を標準的な新築住宅とすることを目指す。2030年までに新築住宅の平均でZEHの実現を目指す。」との方向性目標が示されていたが、2015年12月に経産省のZEHロードマップ検討委員会で具体的な基準・目標・スケジュールが明確化され一気に注目されるようになった。ZEHの標準化は太陽光発電の標準的な導入につながる為、新築用PVが安定的に導入され、更に在来木造、建売等への拡大も期待できる。一方、既築用PVに関しては、新築のZEHのような導入にドライブがかかる要因がなく導入が停滞している。



出典：JPEA

図 5-1 住宅用PV導入件数（累計）

5.2 2016年度のできごと

①売電単価の確定

2016年12月の調達価格等算定委員会にて住宅用PVは今後3年間の売電単価が確定した。売電単価が減少してもユーザーメリットを維持できるような中期のコストダウン目標が確定することになり、3年かけてグリッドパリティーに向けた機器、施工費、その他間接経費の徹底したコストダウンを目指すことになる。業界にとっては売電単価が下がること

は厳しい状況だが、時間軸を定めて取り組めるとポジティブに捉えることも必要である。

表 5-1 住宅用 P V 調達価格一覧表

		(参考) 平成28年度	平成29年度	平成30年度	平成31年度
調達価格 出力制御対応機器設置義務なし		31円/kWh	28円/kWh	26円/kWh	24円/kWh
資本費	システム費用	35.3 万円/kW	33.6 万円/kW	32.2 万円/kW	30.8 万円/kW
調達価格 出力制御対応機器設置義務あり※1		33円/kWh	30円/kWh	28円/kWh	26円/kWh
資本費	システム費用	36.3 万円/kW (うち1.0万円/kWhは 出力制御対応機器設置 による追加費用)	34.6 万円/kW (うち1.0万円/kWhは 出力制御対応機器設置 による追加費用)	33.2 万円/kW (うち1.0万円/kWhは 出力制御対応機器設置 による追加費用)	31.8 万円/kW (うち1.0万円/kWhは 出力制御対応機器設置 による追加費用)

出典：METI 調達価格等算定委員会資料

② F I T法の改正

2017年度よりFIT法が改正され、設備認定から事業計画認定へと変更されることになるが、住宅用PVに関しては、制度切り替えの過渡期を過ぎれば、改正の影響は小さく導入量に変化を与える要因にはならないと想定している。

③ F I T買取期間終了後の問題

2017年1月の新エネ小委員会では2019年買取期間終了後の住宅用PVへの対応が今後の課題として明確に取り上げられた。2019年度までの買取単価が確定したこともあり、今後の住宅用PVはアフターFIT問題が最重要課題として注目を集めることになる。

本章ではこの問題に焦点を当てることで今後の住宅用PVを展望する。

課題① コストの低減した電源の有効活用

- 再エネのコストについては、新FIT法の適切な運用等により低減を図るが、買取期間終了後のコストが低減した電源について有効に活用する方法や、再エネ自家消費の在り方を検討する必要があるのではないかと。
- また、FIT上、余剰買取対象の住宅用（10kW未満）太陽光については、買取期間が10年間に設定されているため、2019年度以降、FIT買取期間が満了する案件が発生予定。これらの電源が安定的に発電を継続できるよう、必要となる制度的措置等を講じる必要があるのではないかと。

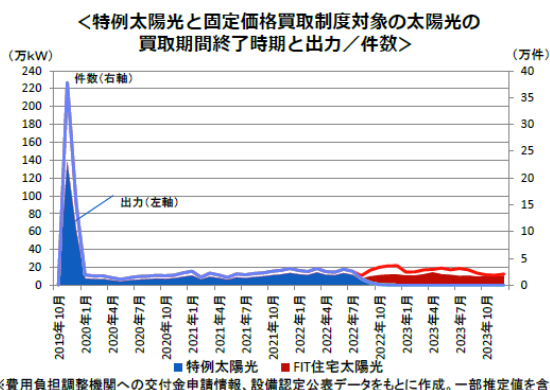


図 5-2 買取期間終了の問題提起

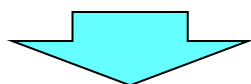
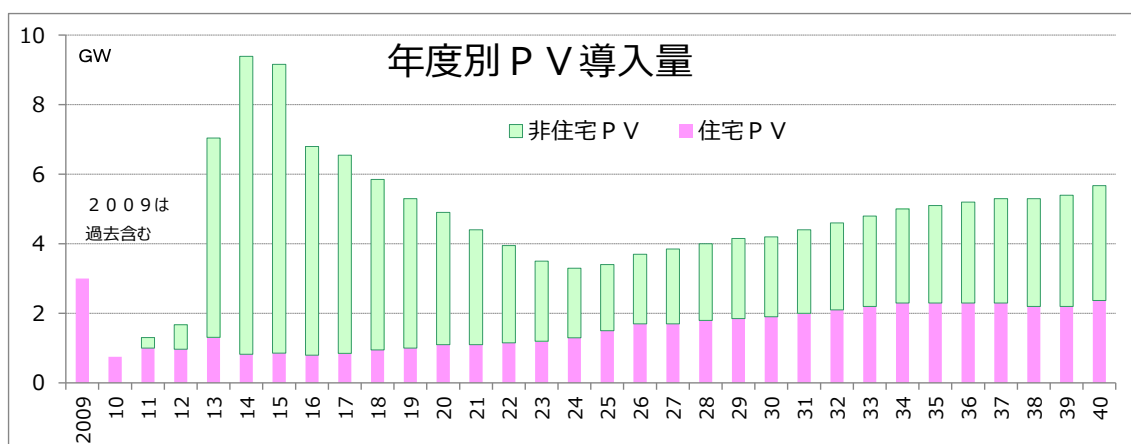
＜検討項目の例＞

- エネルギー貯蔵技術（蓄電池、水素（P2G）等）、需給調整技術（ネガワット・VPP）、ZEB、ZEH等を含めた関連政策との整合性や、再エネ自家消費の在り方
- 住宅用太陽光について、買取期間終了後も安定的に発電を継続するための手続や制度的措置の必要性とその内容
- FIT電源と自家発電設備が併設されている場合における逆潮流禁止の解除と、その場合の適切な計量方法

等

出典：METI 新エネルギー小委員会資料

住宅用PVに関してはFITに先駆けて2009年11月より余剰買取制度が始まっており、2019年11月ごろから10年間の買取期間が終了した案件が発生する。一方、2012年7月よりFITが適用された非住宅用PVは買取期間が20年あり、買取終了案件が発生するのは2032年以降になる。両者の開始時期、買取期間が異なるため、問題がずれて発生すると想定される。これをモデル化したのが図5-3である。



経年劣化等による廃棄は考慮せず、単純にシフト

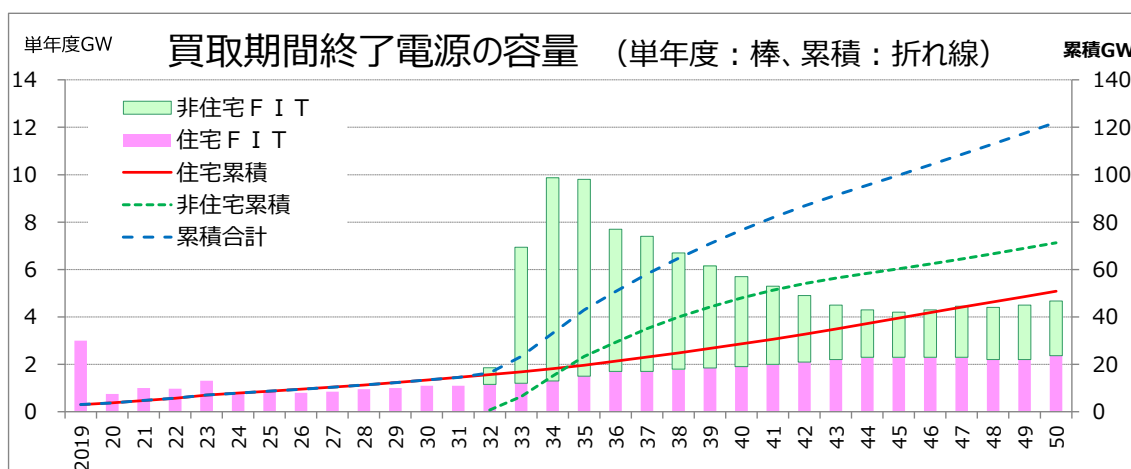


図5-3 買取期間終了分容量

2019年より住宅用PVはFIT買取期間終了電源が発生するが、年間2GW以下の容量であり、2032年までの累積容量でも20GW程度である。これに対して2032年度以降は非住宅用PVの買取期間終了電源が短期間で大量に出現し、2035年には累積容量で住宅用を上回ることになる。

この2つの期間では、買取終了に際し、発生する問題の本質が大きく異なり、異なる対策を打つ必要があると考えられる。ここでは、住宅用PVのみが買取期間終了電源となる第1期(2009-2031)について言及し、第2期(2032～)については、6.3項にてPV全体の課題として言及する。

5.3 住宅用2019年問題

5.3.1 2019年問題の位置づけ

2016年1月に調達価格等算定委員会資料にて経産省より買取期間終了後の売電便益として11円/kWhの金額が示唆された(図5-4)。住宅用PVは30年程度の運転期間が期待される為、FIT適用の10年間よりもFIT適用後の運転期間のほうが2倍程度長くなることが想定され、FIT終了後の扱いがユーザーの生涯経済性メリットに直結する。実際にFIT終了後の余剰電力対応へのユーザーの関心は高まっている。

販売サイドでも、2016年12月に確定した売電単価が2017年度以降3年間にわたり漸減していく状況では10年間で初期投資回収が困難な状況になっていくことが予想され、ユーザーの生涯収益メリット説明の説得力を高めるためにも、この問題に対して早期に方向が見えることがポイントになる。

買取期間終了後の便益の考え方

【過去の経緯】

- 10kW未満の太陽光発電については、10年間の買取期間終了後の11～20年目の自家消費及び売電の便益も見込み、20年間での採算性を前提として価格算定を行ってきた。
- 従来は、太陽光発電協会の試算に基づき、家庭用電力料金単価(24円)を11～20年目の自家消費及び売電の便益として設定してきた。
- これは、余剰電力買取制度以前は、小売部門が全面自由化されておらず、買取りに要した費用を総括原価方式で回収することができたことから、一般電気事業者が、住宅用の太陽光の余剰売電分を高い価格で購入していたという実態を踏まえたものであった。

【今後想定される状況】

- 他方、2016年4月から、電力小売市場が自由化され、旧一般電気事業者は低圧の小売部門で他社と競争することとなることを踏まえると、買取期間の終了後の売電による便益としては、競争における卸売電力市場価格が目安となると考えられる。
- 2015年通年の昼間平均スポット価格は11.95円、直近の特定規模電気事業者の回避可能費用は、10.72円であることから、買取期間終了後の売電の便益として、11円程度を想定してはどうか。

出典：平成28年1月第20回調達価格等算定委員会配布資料より

図5-4 FIT適用期間終了後の課題

5.3.2 2019年問題への対策の方向性

対策として2種類、受動的と能動的アプローチを示す。しかし実際には2種のアプローチを組み合わせながら個々のユーザーにとっての最適な方法を模索することになる。

①受動的アプローチ

買取期間終了後のシステムを良好な状態に保ち、売電システムとして経済的メリットを享受する。行政による適切な買取制度設計が望まれるが、17年1月の新エネ小委員会資

料（図 5-2）にて、「買取期間終了後案件に対する制度的措置」が検討されることになっているが、早期に結論を出さなければならない。問題が発生するのは2019年度であるが、2017、2018年度に新規にPV導入を検討している潜在ユーザーに対し、導入モチベーションを上げるためにも重要な政策になる。

また、民間の動きとしてアグリゲート事業者を通じた売電単価の拡大も期待される。住宅用PVを電力供給元とするアグリゲートビジネスを目指す企業は多数出現しており、今後も活性化が進むと想定される。行政による施策と連動することで、FIT買取期間（10年）後もユーザーが安心できるような市場環境の整備が住宅用PVの継続的な普及拡大につながる。

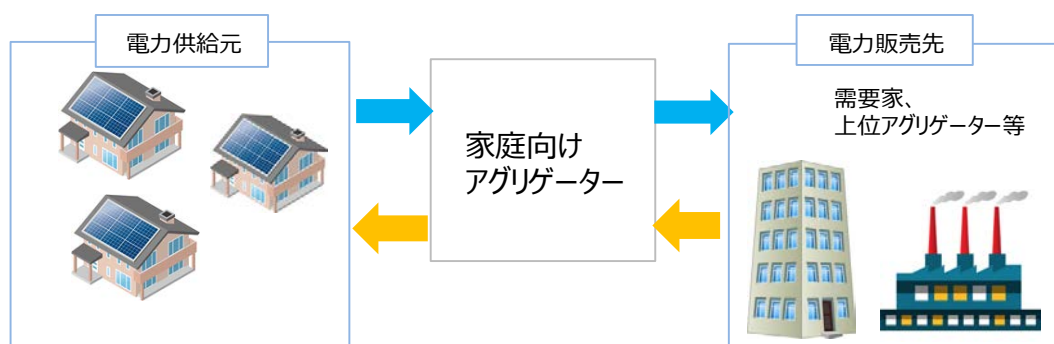


図 5-5 家庭向けアグリゲーター一例

②能動的アプローチ

自家消費電力量を増加させることで（ほぼ）償却の終わった自家発電電力を有効活用し、PVのメリットを拡大させる。

追加投資が少ない順に4つの方法を提案する。

- 1) ユーザーのライフスタイル変更による自家消費拡大
- 2) 設備機器の昼間稼働による自家消費拡大
- 3) 蓄電設備導入：蓄電して夜に自家消費する
- 4) 住宅用以外の用途でのPV電力活用（EV利用）

<ユーザーのライフスタイル変更による自家消費拡大>

図 5-6 にFIT適用中の平均的なPVユーザーの自家消費電力量、自家消費電力量率の分布を示す。住まい方によって自家消費電力量、率に大きな差が出ることがわかっている。現在、自家消費電力が少ないユーザーは、売電量増加を目的として、昼間の消費電力量を意識して削減しているが、買取期間が終了すると、昼、夜の生活パターンを変える可能性は高く、ユーザー、電力システムの両方にメリットの出る電力の使い方を提案していくことが問題の解消につながる。電力会社の時間帯別課金の料金体系とリンクできると更に高い効果が期

待できる。

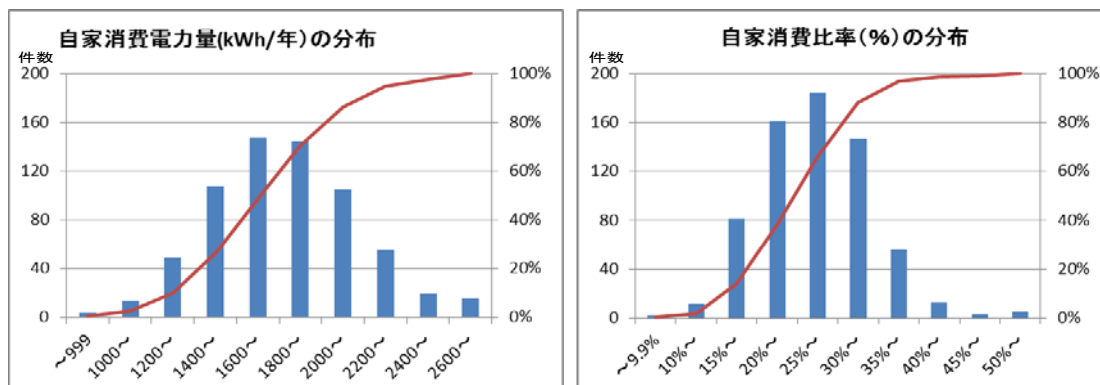


図 5-6 PVの自家消費電力量、率の分布

<設備機器の昼間稼働による自家消費拡大>

通常昼間以外の時間帯に稼働している機器を、昼間に稼働させることで、自家消費電力量を増加させることができる。ここでは、その代表的な事例としてエコキュートの昼間稼働について検証する。

2016年度より、昼間、PV電力を活用できるエコキュート製品が導入されてきた。まだ、実験的な製品の枠を出ていない感はあるが、今後特に2019年問題を節目に普及拡大が期待できる。エコキュートの期待耐久年数は10~15年といわれ、このサイクルで機器交換が行われる。これは、買取期間終了発生時期との親和性が高く、エコキュートの買い替え時期に昼間運転対応機器への買い替えが期待できる。



<エコキュート例>

エコキュート導入の課題として、消費電力量の季節変動があげられる。図5-7に一般的なエコキュート消費電力量と太陽光発電システムの発電量の月次推移を示す。エコキュートの消費電力量は冬と春夏で大きな差があり、系統の出力抑制時期が起りやすい時期には消費電力量が少ない。よってエコキュートの昼運転はユーザーの経済性向上には大きく寄与するが、系統対策としては効果が薄まることに留意する必要がある。

エコキュート以外でも、深夜電力を活用した蓄熱暖房システム等の夜間余熱運転を抑制して足りない熱量を昼間補助暖房(エアコン等)でカバーするなど、機器の稼働時間を変えて自家消費電力量を増加させる方法などが考えられる。

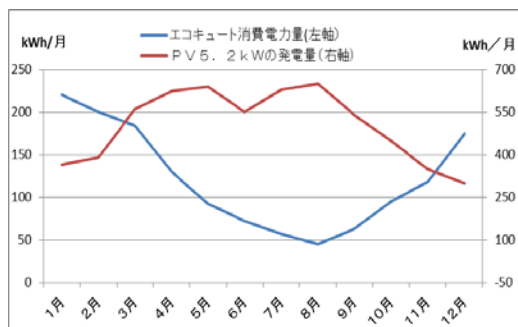


図 5-7 エコキュート消費電力量とPV発電量の対比

<蓄電設備導入：蓄電して夜に自分で使う>

蓄電設備の導入にはまだ初期投資費用が大きくなるネックはあるが、任意の放電時間帯を設定できるため、自家消費電力量の拡大にはきわめて有効である。図 5-8 にある社での蓄電池グリーン運転（P Vから充電して夜間利用）の試算結果を示す。

昼間の自家消費率が 24%に対し、蓄電池の導入により自家消費電力量率が 45%まで拡大できることがわかる。

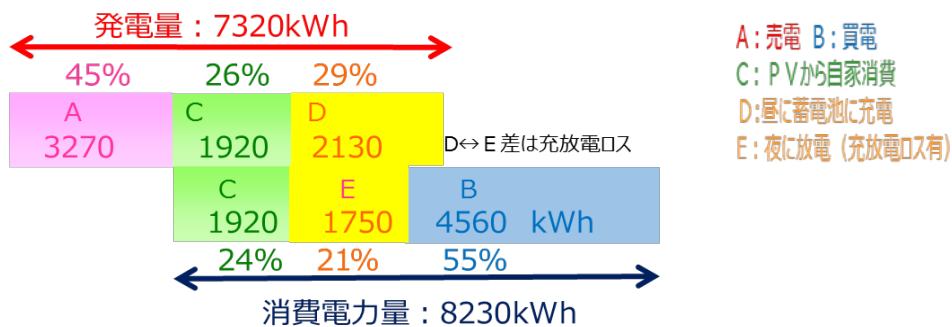


図 5-8 蓄電池、P V 併用邸の電力収支

蓄電池グリーン運転での課題としては天候の影響を受けることである。図 5-9 に晴天日、悪天日の運転モデルを示す。悪天候時には昼間に十分な充電ができず、蓄電池の稼働率が下がることになる。今後、天候を事前予測し、悪天日には安い深夜電力を充電し、晴天日には P Vから充電するといった自動制御ができるような技術開発によって、蓄電池の稼働率を高めることができれば、更に蓄電設備への期待が高まる。

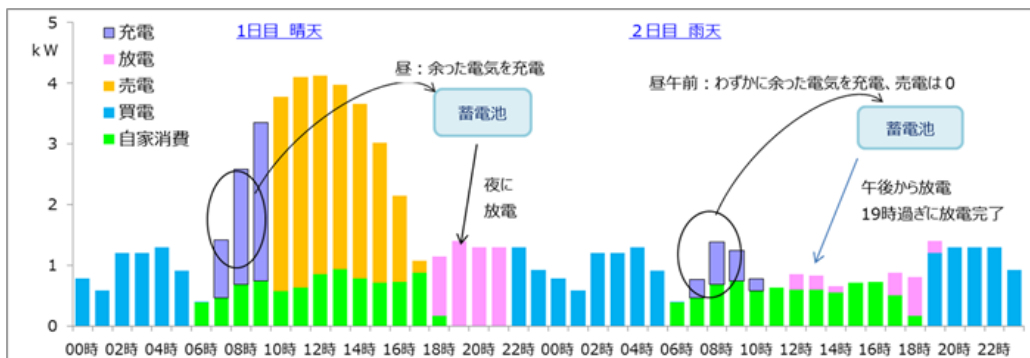


図 5-9 蓄電池のグリーン運転モデル（天候の影響）

<住宅以外の用途での P V 電力活用（E V 利用）>

P V 搭載住宅内での電力需給バランスより、住宅以外への用途拡大が自家消費電力の更なる拡大には必須のポイントになる。これを図 5-10 の Z E H モデルの電力収支で解説する。Z E H では年間の発電量と消費電力量が同等になるものと想定されているが、毎日の収支でもこの関係が維持できているわけではない。図 5-10 は発電量が多く、消費電力量の少な

い5月の晴天日をモデルとした。1日の総発電量が約30kWhに対し、消費電力量は15kWhとなっている。この場合、大容量の蓄電池を導入してもPVの発電電力は自宅内では使い切れない為、住宅用途以外の余剰電力利用が望まれる。

住宅以外の用途でのPV余剰電力活用の方法として、最有力なのがPVからEV（電気自動車）への電力供給である。供給方法には図5-11に示す2パターンが考えられる。PV→EVの一方通行システムは比較的安価で導入できるが、「ある自動車メーカーの調査では約8割のEVユーザーは自宅に70%以上の時間駐車している」とのデータがあり、走行距離が短いことでPVの有効活用ができない可能性がある。

双方向のV2Hの場合、初期コストがまだ高額であるというネックはあるが、EV走行と夜自宅への放電の2通りのPV電力利用が可能であり、PVからの自家消費率を大幅に高めることができ、蓄電池とV2Hのセット導入で100%自給自足モデルの事例も出ている。

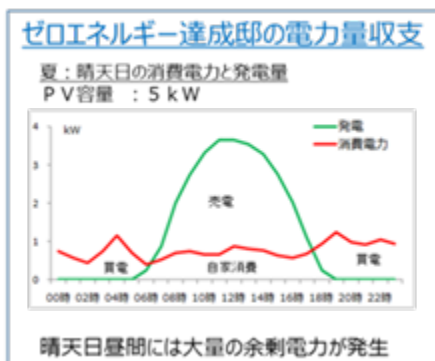


図5-10 晴天日モデル

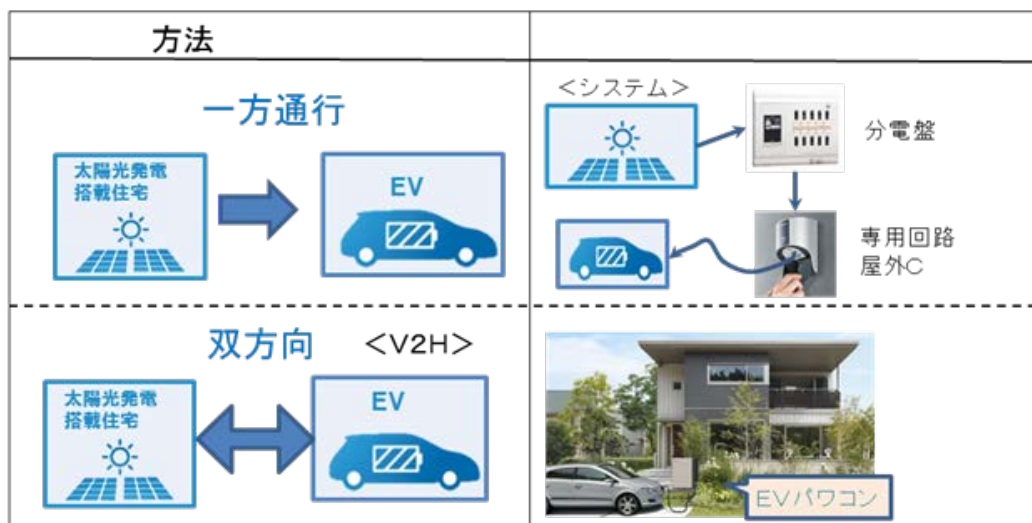


図5-11 EVとPV

6. 非住宅（公共産業）用太陽光発電

非住宅分野の市場は、FIT制度により飛躍的に拡大した。大規模発電では、土地確保の制約から遊休地の活用や水上設置など設置場所の多様化も進んでいる。自然環境との調和を図りながら一定市場を確保していくものと考えられる。

中規模の発電設備についても、大型設備同様に安定した市場が想定されるが、工場や様々な高圧需要家ではソケットパリティーが実現することで自家消費を中心とした市場拡大が期待される。これらは省エネルギーや、電力負荷の低減への貢献とも位置づけられる。これらは蓄エネ技術と融合化することで、システム価値も向上し、結果として系統全体のエネルギーマネージメントに組み込まれて行く。

今後、電力システム改革が推進されていく中で非住宅分野では新しいビジネスモデルを生み、ビジネスチャンスは飛躍的に増大すると考えられる。

6.1 電力システム改革と太陽光発電の方向性

電力システム改革では、①安定供給の確保、②電気料金の最大限の抑制、③事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大を目的とし、電気事業法等の抜本改正が2013年から3段階に分けて行われてきた。法改正に基づく、改革の第1弾として2015年4月に電力広域的運営推進機関が設立され、2016年4月に第2弾として電力の小売全面自由化が実現し、徐々に異業種からの新規参入や多様な料金メニューの提供等を通じた競争の活性化など、改革に伴う一定の効果が表れ始めている。図6-1は2020年までに太陽光発電が関係する技術や制度との関係性を示す。これらは完全自由化後のビジネスの基礎となる。

電力需要減少・再生エネ拡大・原稼稼働・発送電分離・電力が入競争市場
電力システム・既存電力関連ビジネスも2020年までに従来型からの変革

今後起きるであろう事象	PV拡大対策 技術面・制度面・市場設計	太陽光発電関係の係り					
		住宅	公共	発電	OM	電力小売	アグリゲータ
既存電源の調整力拡大	最低運転見直し、負荷追従拡大、起動短縮、揚水強化、DSS拡大			◎			
太陽光の出力制御	発令時間短縮、PV予測向上、系統運用ルール見直し、連系設備増強	○	○	◎	○	◎	◎
エネルギー貯蔵 (蓄電池・揚水・熱・水素等)	供給側					◎	◎
	再エネ側	◎	◎	◎	◎	◎	◎
	需要側	◎	○	○	○	◎	◎
需要の能動化	デマンドレスポンス VPP、アグリゲート、卸市場	○	○	○	○	◎	◎
系統運用面	ルール制約（リネグ&マネジ）、余剰吸収（予測を反映した系統運用）、地産地消拡大、電力会社間融通精算ルール	太陽光発電拡大にすべて関係する					

図6-1 市場拡大に関連する技術や制度

改正FITではこれまでのFIT電気の買取義務者が、送配電事業者に変更される。この結果、「小売事業者が自己の需要家のために必要な再生可能エネルギーを買取る」という現行制度では、エリア全体の需給状況に合わせて火力発電や揚水発電所の活用・広域融通を柔軟に行うことが困難であったが、系統運用に責任を持つ送配電事業者がFIT電気を買取り、卸電力市場を通じて供給する仕組みに変更する（改正法第17条）ことで効率的な系統運用やFIT電気の広域的活用の促進を実現することができる。

さらに図6-2は現在の事業者の事業拡大の方向性を示す。

太陽光発電システムの今後の市場については、これらの電力システム改革と密接な関係にあり、政策の変化に応じた普及展開が重要である。

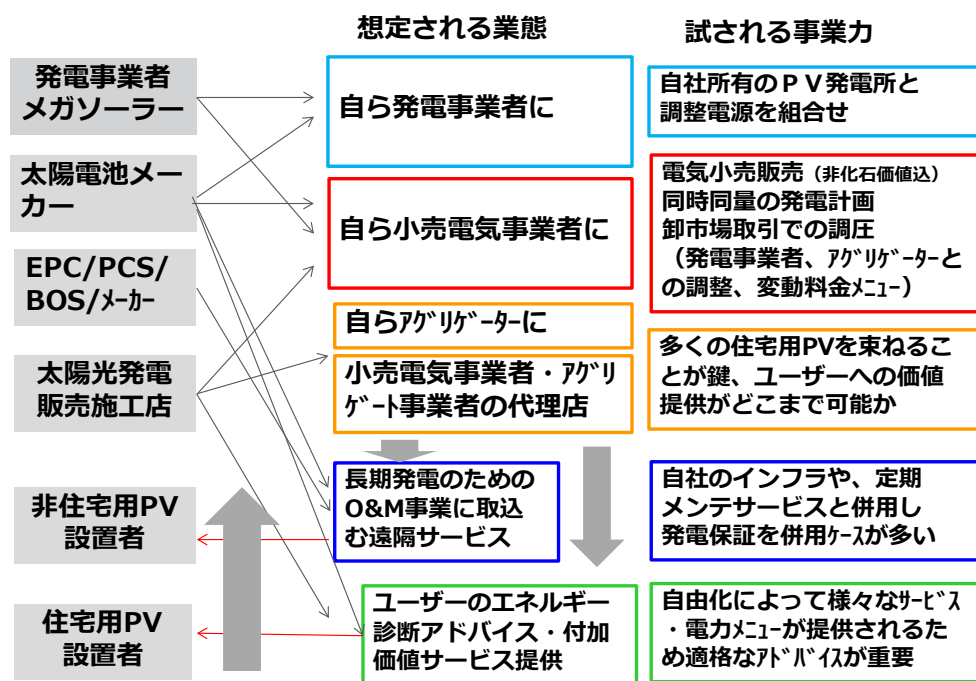


図6-2 電力システム改革を視野にいれた事業変革の可能性

電力システム改革は制度設計如何によっては多くのビジネスチャンスを生む。例えば電力卸市場は変動型再エネである太陽光発電の短所を補い、さらに進んで全体として最適運転を経済メカニズムの下で行うために重要な役割を担う。例えば卸市場の取引活性化は、デマンドレスポンスを活用したネガワット取引¹⁾、小規模分散電源のアグリゲータービジネスなどを通じて需給バランス調整機能も果たす。特に2019年には、住宅用太陽光発電の、固定価格買取期間が終了することから、ネガワット取引やデマンドレスポンスを含めた、電力アグリゲーターによる、ビジネスモデルとも密接に関係する。非住宅用太陽光の自家消費設置者も、自家消費電力量のコントロールや、節電要請に応じた電力価値が生まれれば、新たな価値提供の可能性がでてくる。

1) 「ネガワット取引に関するガイドライン」2018年9月改定 経済産業省

系統の混雑を回避するために電気料金を柔軟に改訂する試みは既にEUの一部で行われているが、卸市場では料金の差がもたらすビジネスもある。第2弾の電力システム改革として、2016年4月に電力の小売全面自由化が開始され、再生可能エネルギーを含む様々な新料金プランが発売されている。今後、オール電化住宅、エコキュートなどを導入している需要家を対象に市場形成が進むと考えられている。又、30分単位で電気使用量の計測できるスマートメーターが普及することで2020年には時間帯別料金プランによる需要家の特性に応じた市場として展開すると想定される。2025年以降、国内人口減少に伴い住宅分野の電力契約数は減少する見込みだが、2020年以降の送配電部門の分離により、小売電気事業者には供給力確保が求められ、インバランスに対するペナルティも厳しくなりインバランス料金が上昇すればネガワット取引市場は拡大していくと想定される。

6.2 市場拡大と発電事業周辺ビジネス

新しい市場を創造していくためには、電力システム改革や、それを支えるエネルギー施策が重要である。ビジネスの要因は、

- ・ 自家消費型の使い方による新しい価値の見直し
- ・ 地産地消型の拡大
- ・ エネルギーマネージメントをインテリジェントツールに活用する事業
- ・ アグリゲート事業者として、パワーマーケットに参入
- ・ 小売り電気事業者として自ら参入
- ・ 長期安定電源化の支援事業
- ・ セカンダリー市場の拡大
- ・ 日本の優れたソフト技術を海外展開

などが考えられる。例を以下に示す。

① アグリゲートビジネス

電力供給は、集中型発電から分散型発電に移行する流れが加速していく。分散型では風力発電と太陽光発電を代表として世界で急速に普及が始まった。しかしこれらは小規模なうえ自然変動電源であり、電力インフラの中に如何に組み込んで行くかが課題となる。小規模分散を広域で纏めて制御する技術は確実に進化しつつある。その大きな役割を果たすのがアグリゲーターである。図6-3にアグリゲーター-事業の関係者を示すが、商材となるのは電気そのものから発電および周辺機器、派性サービスまで多岐のアグリゲーター（集積者）が出てくる可能性がある。

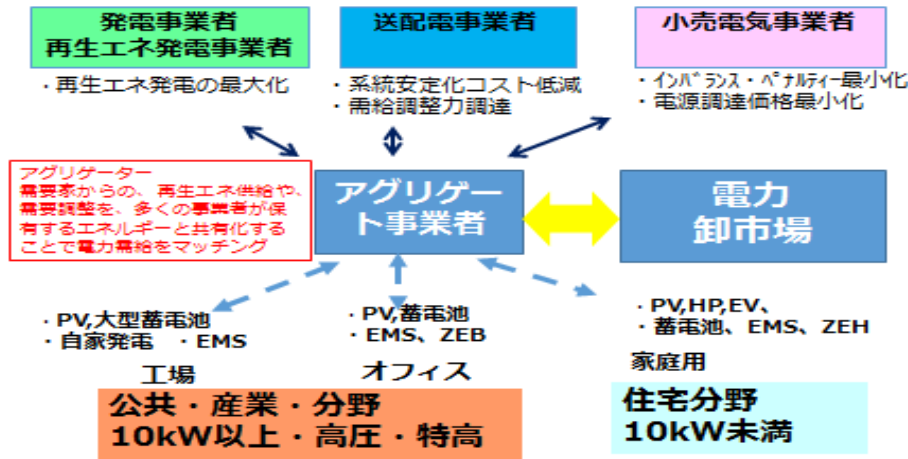


図 6-3 アグリゲーター事業のステークホルダー

② 地産地消モデル

太陽光発電をはじめとする、再生可能エネルギー分散電源の拡大とともに、地域内電源で多くの地域エネルギー需要をまかない地域電力会社も次々と誕生している。自治体と地域住民も参加する新しい市民電力会社も生まれている。電力システムの運用方法も、従来の、大規模集中型から地域分散化への移行が拡大することで、従来の、託送料金の負担の考え方も変わっていく。今後、低圧託送料金の低減化次第でさらに、地域電力での活性化が進むと考えられる。図 6-4 はその例である。

HEMS や BEMS などの自家消費を促すシステムも狭義の地産地消と言える。



図 6-4 地産地消のとりくみ例（第 4 回プラチナ大賞より）²⁾

2) http://www.platinum-network.jp/pt-taishou2016/doc/pt4_08.pdf

http://www.platinum-network.jp/pt-taishou2016/doc/pt4_10.pdf より

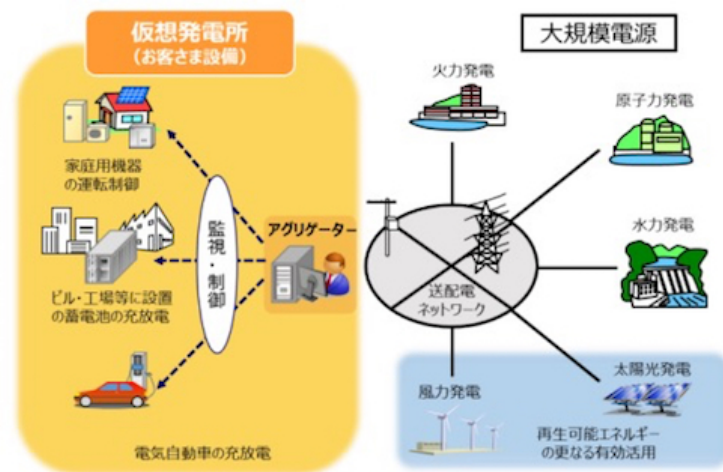
③バーチャルパワープラント（VPP）

系統に分散配置されるエネルギー設備（発電、貯蔵、需要の能動化）を、デマンドレスポンスや、IoT（デジタルネットワーク技術）によって、あたかも1つの発電所のように制御するものである。VPPの普及は、電力システム概念を変えてしまう。小規模な太陽光発電や地域の離れた大規模な太陽光発電などでも、面的に連携させることで電力系統運用での需給バランスを最適化し、一体運用が可能となる。すでに、国では複数の蓄電池等の設備を統合制御し、電力需給の調整に活用する実証試験が始まっている。

今後の、調整力としてのアンシラリーサービスは需要側への蓄電池等のエネルギー貯蔵の普及など蓄電池や需要設備等の統合制御技術の組み合わせ、さらに複数の需要家側のエネルギーリソースをアグリゲーションするビジネスが立ち上がることで拡大が期待できると考える。VPPは全ての技術、サービスを内包した究極のコンセプトであるが、最も重要なことは、いつ、どこで、誰が、どのような形でそれを担うかである。全体コンセプトが一気に完成しないことは過去のマイクログリッドなどと同じである。最初は、地域特性、ニーズにあった小規模なものからスタートし、次第に大規模にネットワーク化される。

HEMSなどもその最小構成要素となる。太陽光発電はオンサイトのものから遠隔地の大規模なものまで、全てが動員され、モノやサービスの面で多くの多様なビジネスモデルが創造されると考えられる。VPPは既の実証実験段階³⁾に入っており図6-5に全体概念と構成リソースを示す。

上位系統制約が厳しくなる中、あらたな系統運用方法（コネクタンドマネージ）なども検討されようとしており、系統整備も今後改善されていく。地域内電源で多くの電力をまかなう、地域電力会社も次々と誕生してきた。地域内の供給設備の



	EMS	空調	給湯	EV・PHV	蓄電池	PV	発電機
家庭用	HEMS エネゲート	エアコン Nature Japan	家庭用HP給湯器 関西電力 住友電気工業 日本ユニシス エネゲート	自家用車 関西電力 住友電気工業	小型蓄電池 NTTスマイルエナジー イーパワー 三菱商事	屋根上PV 三菱商事	家庭用 3kW以上 自家発電機
業務産業用	BEMS FEMS 関西電気保安協会 住友電気工業 ダイヘン	業務用空調	業務用HP給湯器	社用車等 エネゲート	大型蓄電池 関西電力 富士電機 三社電機製作所 G.S.アリア 住友電気工業 大林組	メガソーラ	30kW以上 自家発電機

□ 今回実証予定のリソース

図6-5 VPPの概念とリソース

3) 関西電力VPP構築実証事業の概要（関西電力HP公開 2016.7.28）

需要予測を行い、日々の需給調整を行い、インバランスリスクも回避しようという試みが既に始まっている。VPPはその最終形態のコンセプトとも言える。

③ 保守点検、撤去・廃棄物処理・リサイクル事業、セカンダリー・リプレイス市場の立ち上げ

保守点検を適切に行うことにより太陽光発電システムの使用期間はおよそ30年超と考えられる。(2050年200GWでは折り込み済みである)そのため使用期間中では保守点検事業、使用期間満了となれば撤去・廃棄物処理・リサイクル事業がビジネスとなる。また保守点検が適切に行われることにより発電所のセカンダリー市場ができ流動性が高まり、新規案件への資金確保に繋がる。さらに日本の基幹電源確保のためにはリプレイスも必須であり、大きなビジネスとなる。図6-6は2章の図2-1、2よりリプレイス量を抽出した。2050年近辺はリプレイス市場だけでも6GW/年相当の市場であることが分かる。

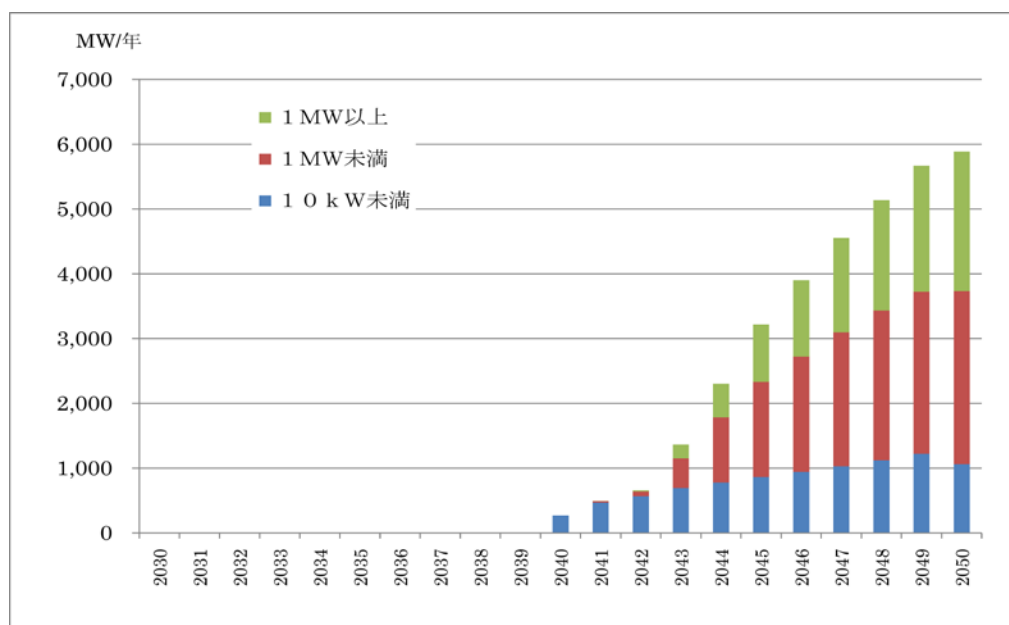


図6-6 リプレイス市場

6.3 中・長期課題

① 系統接続のローカル問題

2016年に入ってローカル系統接続ネックによって、多くの提案案件が遅延もしくは、電源線負担の決定プロセスに時間がかかり、事業性が見通せないことで事業を見送るという事態も出て来た。現在の系統接続制約は、変電所を含めた電源線の熱容量不足等が主な原因であるが制約の基準は高度に最悪な事態を想定している。例えばFITで設備認定をうけたものは何れ接続されるものと見做し、それらがかなりの好天下で最大発電するものとして制限や抑制が条件づけられる。供給責任のある事業者としては無理からぬ考え方であ

る。FIT法の改正によって稼働の予定が無い設備認定案件は整理されることになったが、これで多少の系統空き容量が確保される可能性はある。

しかし、抜本的な解決では無い。送電線の熱容量確保は大きな効果が期待できるが、投資資金集めや実際の工事には時間を要する。もっとも期待できるのは「コネクト&マネージ」方式で地域混雑状況を回避することである。そのためには多岐に亘る対策が必要である。直近では、デマンドレスポンス、ネガワット取引、非化石電気価値の取引などの市場整備が需給バランス維持に貢献する可能性がある。そのためには太陽光発電の出力予測は不可欠で、前日予測、当日予測、時間予測、リアルタイムモニタリングで需給調整誤差を最小化することは、系統のフレキシビリティ向上（供給力や調整力、下げ代等）に繋がる。VPPは現在の実証ステージから、数年後には、具体的な魅力あるビジネスモデルとなって系統の安定化にも貢献が期待できる。地域に限定された混雑問題も細やかな運用によりかなりの緩和が期待できる。さらにドイツなどのように抑制された発電量を補償することも考えるべきで、新規電源が全ての責任を負うような制度は環境やエネルギー問題の解決に何の変革ももたらさない。系統対策に完璧な方策は無いが、小さな変革は既に始まっており解決不能なものは無く、時間軸のみが問題となっている。

②2032年問題を中心に

非住宅用では20年のFITによる固定買取期間終了電源が、電力一般市場で次の大きな役割を担うことになる。買取期間終了後も、太陽光発電システムの大多数は相当程度発電を継続すると考えられる。当然のことながらこれら電源には価格競争力があり、これら電源を健全に維持して行く事は日本のエネルギーインフラを支えるために非常に重要な取り組みとなる。これらが自由化された電力市場の中でどのような役割を果たして行くか、その時点から新たな事業展開が為されることは明らかである。

長期的視野ではすでに、デマンドレスポンスによるネガワット取引や、VPPによる新たなビジネスモデルの検討も始まっており、太陽光発電との親和性も非常に高い。今後、毎年FIT価格の低減化が進むと想定され、太陽光発電の自家消費としての需要も明らかに拡大していく。特に、公共産業分野での、エネルギー消費のパターンは多種多様であり、太陽光発電の発電特性をうまく調整力として活用することで、エネルギー貯蔵や余剰電力の売電メリットも提供できる可能性も出てくる。地域自治体には、廃棄物発電や、水力発電などを運営しているケースも多く、域内には住宅用太陽光発電等の余剰電力供給者の設置者も多い。将来的には自然変動電源を活用することのメリットが、社会コストの低減に貢献するといえる。消費の電気へのシフトが進むと共に、電気の送配電・使われかたのパラダイムシフトが起きる。分散電源の拡大に伴い、電源線概念もかわり、基幹線以外に関しては、無線送電や、非接触型の受配電機能が拡大する。例えば、

EVが当たり前の運送手段となり道路の一定部分は、常時非接触型の充放電ターミナルとなる。太陽光発電は、まさにこれらのインフラの一部として組みこまれていく。

③住宅・非住宅共通課題

COP21以降、我国においても環境負荷低減・低炭素化の社会的な要請がより進み、太陽光は省エネを促進する創エネツールとして、様々な分野で不可欠となっていく。建築や、施設・住宅設備面では、ZEHや、ZEBなどのほか、建築物省エネ法などの義務化により設備のスマート化が進む。太陽光発電は既に200万戸以上の住宅に搭載されており、社会エネルギーの一部に成長しつつある。電力システム改革によって、エネルギービジネスを取り巻く環境に変化が生じており、これまでの電力需要家が、強力な電力生産供給者にもなる、いわゆるプロシューマーとしての力をもつ時代が変わっていく。プロシューマーの役割には2つの視点がある

- ・分散型余剰電源を発電インフラとして取り込んでいく新しいビジネスモデルを創出すること。
- ・FIT買取期間終了後も、継続して健全に発電を継続すること。

国としては、新たなビジネスモデル創成への誘導、またFIT買取終了電源については、少なくとも設置者が太陽光発電を継続するインセンティブが働くような措置が必要である。FIP（例えば、卸価格の変動に対して、一定のプラスマイナスの振れ幅を「担保」）などの手法次第で、プロシューマーに対して、新たなビジネス支援も可能となる。

非住宅のシステム、特に大規模太陽光発電を電力インフラに取り込みその変動を制御・調整できるかが、新しい電力システム改革の鍵になる。2020年には、送配電の法的分離が始まり電力は完全自由化となる。これは太陽光発電に関連する事業者にとっての大きなビジネスチャンスにもなる。そのキーワードになるのがデジタイゼーションとエネルギー貯蔵である。

<デジタイゼーション>

低圧需要家のスマートメーターの導入については、各電力によって前倒し導入が進められ電力インバランス調整用データとしても重要な役割を果たしつつある。今後、HEMSや、BEMSなどのエネルギー管理ツールなどによる様々な電力利用データの集積・管理が「アナログからデジタル」に変わる流れを加速し、あらたな価値提供サービスや、賢くエネルギーを使うなど、デジタル化の知恵とシステム構築領域に新たなビジネスが生まれる。このことは、電力インフラ事業おける薄利多売の小売りでの収益とともに、このデジタルネットワークにより、様々なサービスや、新しいあらゆる価値を提供できる、今後のサービス&社会エネルギーシステムとしての可能性につながる。

電力系統の、運用の面においても、デジタル化の推進がますます重要となっていく。

増大する系統に繋がった多くの変動型分散型発電の出力変動をタイムリーに吸収するためには、系統設備の増強や、エネルギー貯蔵技術などとの組合せが求められるが、変動電源の発電予測の精度を向上し、系統需給運用をデジタル化によってリアルタイムモニタリングで制御できれば、最小限の設備投資による送配電系統の運用の可能性が拡大する。

電力系統需給運用における供給力や、調整力、下げ代等については、電力安定供給と、緊急リスクを十分に勘案したバランシンググループ等の設定が必要であるが、需要家と変動電源からのデジタルリアルタイムモニタリング発電情報が系統運用に活用できれば、送配電系統の円滑な運用に貢献する。又、将来的にはワイヤレス給電なども視野に入れば電力ビジネスのあらたな可能性もでてくる。

電力システム改革では、一般送配電事業者が電力供給区域の需給バランス調整の義務を持つこととされており、バランス調整に必要な調整力は、原則として公募で調達することがもめられる。電力システム改革では、電源を、一般送配電事業者が予め確保する電源として「電源Ⅰ」、小売電気事業者が、供給力確保義務や計画値同時同量に対応している「電源Ⅱ、電源Ⅲ」に分かれる。（尚、電源Ⅱについては、一般送電事業者が確保している調整力から、下げ代、上げ代の持ち替え対象として活用できる流域）

デマンドレスポンスでは、電源Ⅰのなかでも、オンライン制御が必要なく、周波数調整が不要な部分として、電力需要家の協力で発動する方式が想定されており、太陽光発電設置者の自家消費と、エネルギー貯蔵の活用とは非常に相性がよく、今後のビジネスインセンティブとして期待できる。

<エネルギー貯蔵>

可変型揚水発電の拡大、送配電部門での大型蓄電池技術のブレークスルー、コンシューマの自家消費とプロシューマーとしての価値を創造する家庭用蓄電池の価格低減とブレークスルー、H P VやE Vを活用した、プロシューマーのエネルギー貯蔵の潜在力の活用は、今後の変動型再生可能エネルギー拡大にとっては不可欠な利用方法になる。

特に、注目されるのは、ビジョンでは、2050年には、殆どの乗用車はE Vにシフトしていると想定しており、E Vは、走る電力貯蔵システムとして社会に受け入れられていく。ビジネスとしても、V 2 H、V 2 P Vの加速化を促し、将来的には電力ダイナミックプライシングを使ったビジネスモデルとしてエネルギー価値の向上に貢献することが可能となる。蓄電池システムの価格低下も進み、E Vを電力貯蔵システムとして活用する方法はV 2 Hのみならず、無線給電システムの進捗とあわせて、交通インフラの一部にも組み込まれていく。また、再生エネルギー由来水素エネルギーの活用は、中長期的な視野では様々な利用分野に展開できる可能性があるか、国内で再エネの系統接続問題が顕著化する中で、P 2 G (Power to Gas)の技術を活用することについては、ドイツでの、余剰再エネ問題の解決策として、

水電解で水素を製造・利用する P2G 技術を応用する実証実験が始まっている。余剰電力を水素にして貯蔵することで、大規模かつ長期間貯蔵ができる可能性もある。

FIT 価格の低減、蓄電システムの低下、電力卸市場の活性化などの、市場環境に応じ、電力需要家は太陽光発電導入によって電力需要の最適化や、導入価値を向上する機会が増えてくる。さらに公共産業分野の事業者にとっては CO₂ 削減は喫緊の課題であり、省エネはもとより再生可能エネルギーを自ら導入することをよりプロシューマーとして活躍することが期待される。具体的には、エネルギーの消費パターンや、ピーク需要、季節変動など、負荷機器と、蓄電電、余剰販売などのエネルギーマネージメントの最適化によって自家消費の優位性が出てくる。多くの高圧需要家の自家消費用の電源として太陽光発電を考えた場合、価格目標が明確であり、次の市場として有望でもある。

電力自由化の拡大によって、30 分同時同量のインバランスマネージメントを自ら行う、自家発 PPS 事業者も今後は出てくると考えられる。

環境面 CO₂ 排出規制が強化される中、いかに低炭素エネルギーを賢く活用していくかがビジネスの重要な鍵になる。近年、太陽光発電事業は停滞するといような風評があるが、まったく間違った見方である。太陽光発電システムの特性を生かした、新たな事業活動を拡大させるための様々なビジネス展開が生まれつつあり、環境エネルギー産業としてのニーズに対応し、新しい価値を社会に提案していく、現在は、まさにこれからの事業拡大の節目となる重要な時期である。

世界的にも、いまや太陽光発電をはじめとする再生可能エネルギーは、将来の基幹電源の担い手として拡大している。日本のエネルギー供給や環境面では再生可能エネルギーの最大限の導入が求められるが、自然変動型再生可能エネルギーである太陽光発電が長期エネルギー安定電源として社会インフラに組込んで行くかがポイントとなる。エネルギーのフレキシビリティ（調整力）をいかに発揮できるかが価値を決めていくことになる。公共産業用の太陽光発電システムも従来の発電システムから、いかにかしこく使い、新たな価値を生み出すシステムに変革していくことが求められる。

7. 海外市場

7.1 世界の潮流

世界共通の太陽光発電導入促進の最大要因は地球環境問題である。2016 年末 COP 会合で「パリ協定」(Paris Agreement) が採択された。2020 年以降温室効果ガス排出削減等の新たな国際的枠組みである。日本からも安倍総理が首脳会合に出席し、2020 年に現状の 1.3 倍の約 1.3 兆円の資金支援を発表し、2020 年に 1000 億ドルという目標達成に向けた交渉を後押しした。世界共通の長期目標として 2°C 目標の設定、また、1.5°C に抑える努力を追求することにも言及している。

主要排出国を含むすべての国が削減目標を 5 年毎に提出・更新する義務を負わせている事は画期的な合意である。日本提案の二国間クレジット制度 (JCM) も含めた市場メカニズムの活用を位置付け、適応長期目標設定、各国適応計画プロセスや行動実施、適応報告書提出の定期的更新等々多くの義務を課している。

協定では先進国が資金の提供を継続するだけでなく、途上国も自主的に資金を提供し、全ての国が共通かつ柔軟な方法で実施状況を報告しレビューを受けることになっており、5 年毎に世界全体の実施状況を確認する仕組み (グローバル・ストックテイク) が採用された。

勿論、環境対策だけが太陽光発電導入の動機ではない。国によっては電気の確保 (セキュリティ) が優先されるところも多くある。しかし、前述のように太陽光発電は電源価値としての競争力が出てくることから当然そういう国々に対しても有効な手段となる。

7.2 海外展開とその戦略

産業が継続的に発展成長するためには海外ニーズを捉えることが必須であり、それは単にモノの輸出という形態でないことも先のビジョンで示した。簡単に言えばソフトを含めたバリューチェーンを切り売りするという作業である。日本で経験した、あるいは今後起こると想定される変化のなかで成功したビジネスは世界の何処かにニーズはある。海外戦略と国内戦略に大きな違いは無い。例えば系統対策技術やサービスは中国でも必要となる。米国の特定地域は現在の日本の状況に酷似しているところもある。国内の具体的ビジネスはハードもソフトも海外戦略になり得る。

もうひとつの戦略は日本製品のブランド化である。コモディティ化した太陽電池の生産量は現在中国が最大であり、システムでも中国ではメガソーラーを越えてギガソーラーすら存在する。広大な平地の未利用地があるとは云え、同じようなモノが作れる時代、世界最大とか最多とかを追うべきではない。残された道は日本製ならではの独自性を出すことが重要である (先のビジョンでも示した日本ブランドの確立)。日本が得意であろう今後の研究開発の方向性を大別すると表 7-1 となる。

表 7-1 今後日本の特長を生かす分野

要素	手段	ニーズ	条件
イニシャルコスト	大量生産技術	汎用	市場優先確保
長寿命	素材・構造開発、シミュレーション技術	最少メンテナンス	リプレイス含むトータルコスト
高効率	コンセプト、装置開発	敷地限定	用途、市場開拓

これら研究開発はいずれ市場確保の原動力となる。これら研究開発成果や経験を活かす海外展開でのビジネス形態を挙げると次になる。

- 1) 日本が辿って来たビジネス経験が当てはまる地域にカットアンドペーストする。
- 2) 他産業で行われているビジネスモデル（BOT、DBOなど）を太陽光発電に応用する。
- 3) 最新技術を国内と同時並行で導入する。
- 4) 地域に適合したハード（機器）とソフト（制度やファイナンス）を組み合わせる。
- 5) 企業連合（現地やライバル企業と）で市場開拓を行う（M&Aも含む）。
- 6) 異業種連合で市場開拓を行う（政策支援も必要）。
- 7) 日本ブランド（長寿命による差別化）の受け入れ先を探す（ニーズは何処に）。
- 8) リバイバル市場として独立型も視野に入れる（コストダウン、あるいは受け入れ国の成長で過去諦めた市場の復活）。

国内の経験（近未来を含む）や実績を生かせる地域は現在の新興国あるいは急速に近代都市となったところであろう。そこでは必ず同じようなニーズが出てくる。例えば次のような分野では市場獲得が可能である。

<電力システムの安定的運用の実現への貢献>

太陽光発電の大規模な導入が進むと、電力システムへの接続問題と需給バランスの問題が必ず発生する。この課題への対応方法、安定した電力供給のためのソリューションを日本国内でいち早く開発・確立し、太陽光発電システムと一体な形で提供、発展途上国に限らず、太陽光発電を急激に導入・拡大している国々に対し、水平展開を図っていくべきである。

再生可能エネルギーの大量導入時代にあっては、需要を上回る発電電力（余剰電力）の活用とダックカーブへの対応の問題が必ず出てくる。これらの課題の対応には、2つの方向性がある。一つは自家消費の拡大、もう一つは余剰電力の取引である。

<自家消費の拡大に向けたソリューションの提供>

家庭における自家消費の拡大については、主にはエコキュートを「上げデマンドレスポンス」に使った蓄熱と蓄電池、家電の「下げデマンドレスポンス」を使って、一日を通してフラットになるようなモデルを国内で確立し、それを海外市場にも展開することが考えられ

る。ICT を含めてシステム開発を行えば、制御を日本から遠隔で行うことが可能となり、海外でもリーズナブルなコストでシステムを供給することができると考えられる。

<余剰電力の売買の活発化というソリューションの提供>

もう一つの切り口である余剰電力の売買に関しては、卸市場に売る方向と、ユーザー間で売買する方向の2つが考えられる。余剰電力の売買が活発に行われるようにするためには、いずれの方向においても、コミュニティレベルでこうした分散型電源から得られる電力を安価な料金で利用できる配電線網とともに、精算のための仕組みが不可欠である。これにより、余剰電力取引とこれに伴う金銭の取引の自由度が格段に向上し、担保される。

<都市化・アーバニゼーション対応>

世界的な人口の増加と、都市化の動きは今後とも進んでいく。日本の特色として、東京などにみられる都市化の流れと、少子高齢化の首都圏集中型の社会への変化では、世界のどの国よりも先行した経験を今後とも積み重ねていく方向にある。特に、このような都市化社会の、エネルギー・環境問題の課題を再生可能エネルギー・太陽光発電などスマートエネルギー化で解決していく手法はひろく日本の先進事例として、広く海外に活用展開できると考えられる。

<リバイバル市場>

先進国で系統連系システムが普及する以前、途上国の無電化地域にこそ最も高いニーズがあると考えて独立型システムの普及に努力していた時代がある。しかし、その障害となった最大の要因はコスト高であった。現在世界では太陽光発電の価格低減が急速に進み、途上国の経済的発展もあり再び市場になるチャンスが出てきた。ポテンシャルとしては無電化地域であるが、図 7-1 に示すように 2050 年になっても世界には 5 億 4 千万人の人が電化から取り残されると予測されている。その大半はアフリカに集中している。アフリカ諸国の中には独立型を飛び越えて系統連系型が設置されている国もある。一方、アフリカ市場とはいえ、PV 先進国と同じような MW クラスの設置が進んでいるのも事実である。既に南アフリカでは 90MW クラスが 10 件以上稼働し、アルジェリアでも同クラスが 3 件稼働し¹⁾、ザンビアやブリキナファソでもメガソーラーが報告されている。これらの国では電力そのものが不足しているからと考えられる。それ以外の国々でもパリ協定順守のためにある程度は導入すると考えられる。太陽光発電は変動電源であるが、5~10%程度はさしたる技術課題もなく系統は飲み込み得るとも言われている。独立型と系統連系型が同時導入される国も当然有り得る。独立型はやがてマイクログリッドとなりやがて地域間が連携することによって先進国と同じような系統網になり得る。系統の進化自体が先進国とは異なる。

1) <http://www.solarplaza.com/about/> Top 50 Operational Solar PV Plants in Africa, 28 July

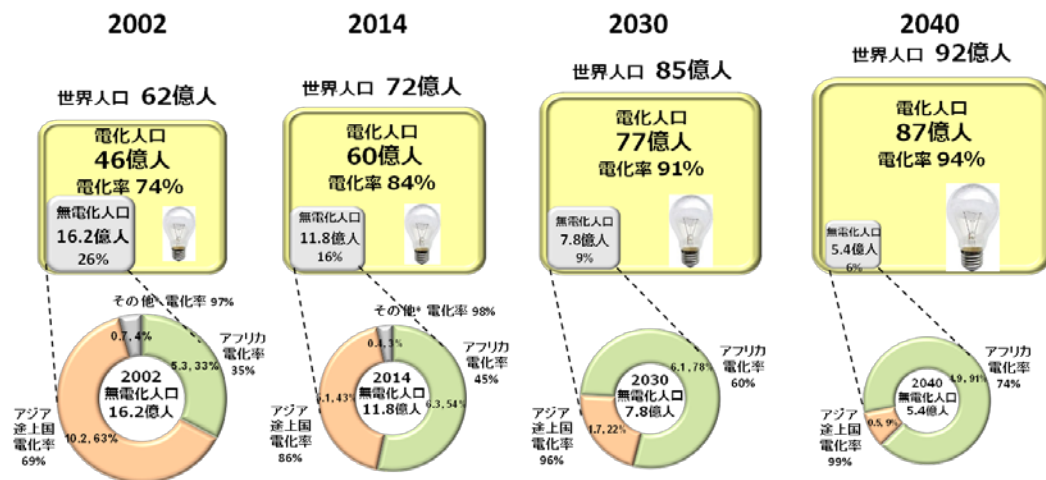


図 7-1 世界無電化人口予測²⁾

〈民間の新しい動き〉

エネルギー・環境における国の施策や方針、制度（近未来を含む）に則ったあるいは先取りしたビジネスは既に萌芽している。それは民間レベルでの脱炭素社会実現に向けた動きとも言える。RE100 は、国際環境 NGO の The Climate Group³⁾ が 2014 年に開始したイニシアチブで、事業電力を 100%再生可能エネルギーで調達することを目標に掲げる企業が加盟する。2017 年 1 月 31 日時点で、世界全体で 87 社が加盟。この 87 社には、食品世界大手スイスのネスレ、家具メーカースウェーデンのイケア、アパレルメーカーの米ナイキなども加盟している。加盟の動きは欧米にとどまらず、中国やインドの企業にも広がりを見せている。

IT を活用した Peer to Peer 取引は、いわゆる民泊や白タクで使われているが、余剰電力取引用の使い勝手の良いプラットフォームを導入することができれば、住宅用や小規模太陽光発電の導入・普及の追い風となり、日本でこのモデルを確立できれば、海外市場へ展開することが可能となる。図 7-2 は、オーストラリアで実証実験が行われている、余剰電力の P2P 取引のビジネスモデルである。

2) 世界銀行 “Access to Electricity” (World Development Indicators, 2017/2/1) 及び IEA World Energy Outlook 2016 “Energy access database” “Energy access projections” を参照して吉野コンサルタント作成；

3) <https://www.theclimategroup.org/>

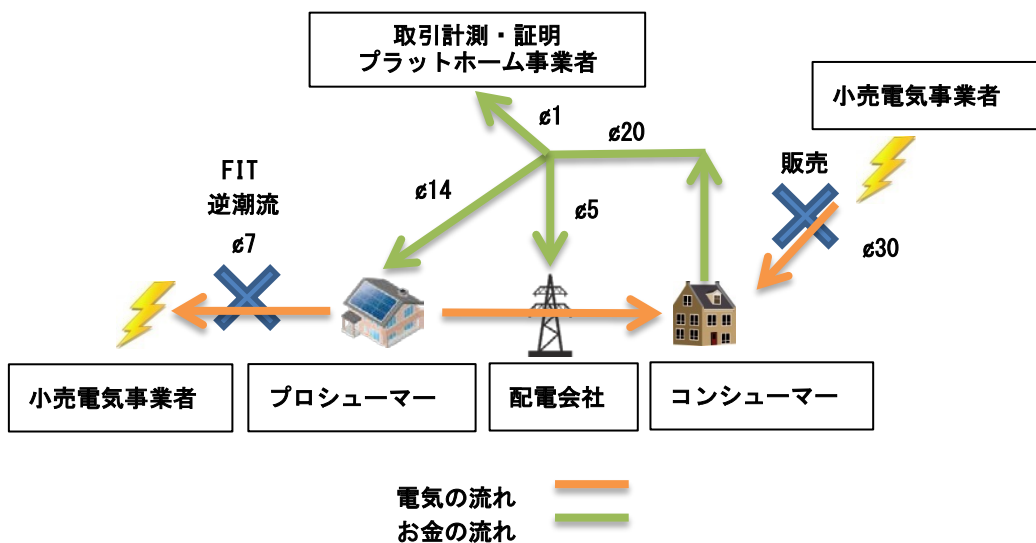


図 7-2 Peer to Peer 取引のイメージ図

2050 年の長期的視野に立てば国内と海外市場をニーズや技術に置いて明確に仕切る壁はない。現在でもアフリカや中南米で活躍しているのは他国企業である。それらを総体として捉える企業のみが発展して行く。従来型のシステム単体ビジネスだけで国内市場を捉えるだけでは発展しないことを先に示した。地理的に近い東南アジア地域は今後急激に経済成長する可能性があり重要なターゲットとなる。中でも生産や市場規模で世界一を誇る中国とどのような連携を取って行くかは最重要課題である。何処かの入札案件で大変安い PPA (Power Purchase Agreement 電力購入契約) が結ばれたニュースで勝負に勝てないと思うのは早計である。日射量が倍あれば価格は半値である。後からやって行って競争に巻き込まれ負けるというパターンは多い。しかし、日本企業は「日本ブランドの品質を保ちながら、付加価値を高めソリューション提案に努めること」が求められている。そのためには一見遠回りに見えるが、地元企業あるいは海外企業とも連携しながら市場を開拓して行くことである。海外展開の創生期はそうであったが、EU市場で後から出掛けて競争に勝ったという成功体験がその後の海外市場の見方を変えてしまった。もっと広い視野で世界の市場を捉えることが望まれる。

8. 国内諸問題解決へのフロー

図 8-1 に現在産業（サプライサイドとして）がおかれている閉塞状況とこれらが 2050 年に向けてどのように解決されて行くかをフローで示す。それぞれの要因や具体的問題、打開策は互いに関連しており、分解できないものもあり、また縦方向に関連するものもあるが、敢えてメインフローとして最終的に実現したい社会へのフローを関連づけた。

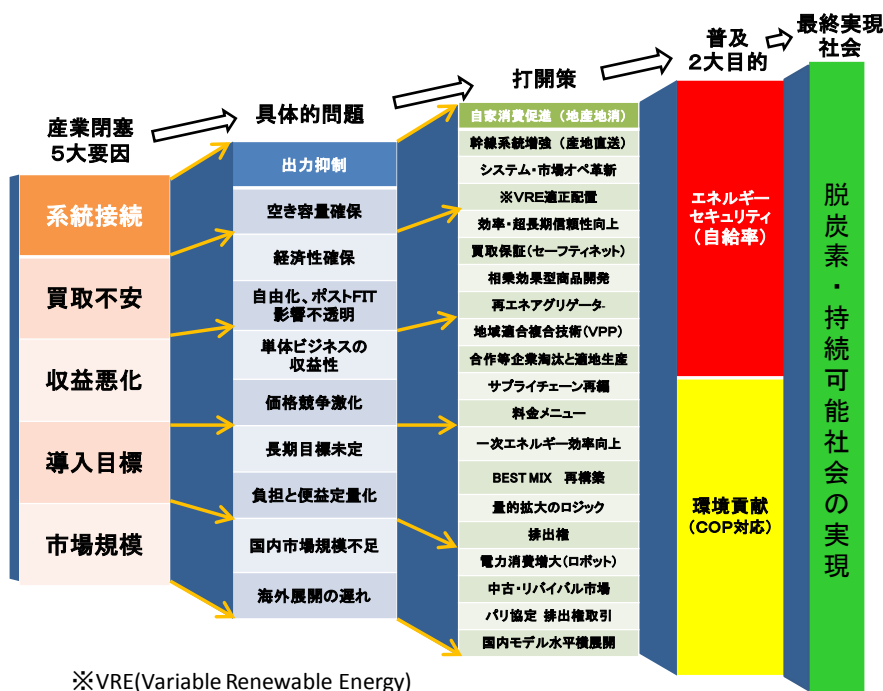


図 8-1 産業の閉塞状況と解決へのフロー

閉塞感の要因は大きく 5 つに分類される。これら要因はこれ以上の導入のためには送電網の強化、調整電源や蓄電設備など膨大な投資が必要、国民負担の限界、さらには 2030 年の国家目標である再エネ 22~24%の実現には事足りるのではないかという憶測まで呼び、結果として事業意欲の減退に繋がっている。これら要因を纏めると、サプライサイドにとって先が読めない不安と言う事ができる。しかし、2050 年を見通す時、ドイツの例に見るように既に技術的限界であるとか、遥かに自給率の低い日本が十分であるなどとは言えないことは確かである。多くの機関が 2050 年を予測するように、エネルギー・環境問題解決の選択肢は再生可能エネルギーしか無い。その再エネの主役は太陽光と風力である。

日本の閉塞要因からくる具体的な問題を解決するには、時間を要するもの、技術開発成果が必要なもの、必ずしも緊急性の点で優先順位が高く無いもの、さらには消費者国民の価値観の変化を待たなければならないもの、社会制度や新たな法制度が必要なものなど多岐に亘る。しかし、ドイツの例を出すまでもなく、すべては解決可能なものである。要因別の概要を次に示す。

① 系統接続

2014年9月～12月に起こった所謂九電ショックで顕在化した系統の容量不足による接続保留問題である。接続総容量の上限設定、あるいは無補償による無制限の出力抑制がリスクとなり事業者はそのエリアでの事業に慎重、あるいは断念せざるを得ない状態となった。技術的見地からは太陽光発電が正弦波で変化する出力特性を有し、発電ゼロからピーク出力まで、かつ制御できない天候により変化することが原因である。系統はこれを全て許容し制御することができない。対策としては蓄電と組み合わせてピークを抑制するか大消費地（関東、関西エリア）まで送れるように将来的には送電線を強化する方法がある。しかしながら再エネのために送電網を強化すると費用対効果の点でどうか、蓄電はHEMSなどで自家消費を促し、かつピーク出力を抑制する効果はあるが量的効果については疑問が残る。

太陽光発電の出力変化については調整電源等と組み合わせて出力の平準化を図ることが出来るが、ある程度広域の制御単位で行う必要がある。しかしそれを実行する主体もルールも明確では無い。広域で捉えるためには自由化後の送配電事業者の機能が重要である。つまり、地域間の融通を如何に制御、ルール化するかである。この段階においても太陽光発電はまだ地産地消のレベルである。

全国規模で接続問題を解決するためには送電網の増強が必要である。どのような電源でも大消費地に隣接できる可能性は少なく、送電網の最終形態は産地直送が理想ではあるが莫大な資金と時間を要し、しかも人口減少社会で電力消費もあまり増えないことが決断を鈍らせる。車があまり走らない高速道路を地方から建設し始めるようなもので無駄な投資と言われるかも知れない。しかし2050年というスパンを考える時、地方にも野菜工場など自動化された一次産業革命が起こって電力消費が増える一方、都会やその近郊では人口減を補填するロボットが多数導入されて、電力消費が増える可能性もある。

IRENA¹⁾では、太陽光発電の電力システムとの融合には、変動型分散電源の増加については市場の根本的な変化として既存の制度の見直しや、新たな市場制度が必要であると示唆している。系統やスマートグリッド、変動吸収の仕組みや、蓄電技術の活用、需要の能動化などによって多くの太陽光発電の導入が可能であり、これらの技術や仕組みは、電力システムの信頼性と効率を改善するとしている。

IEA²⁾が試算した再エネ普及シナリオでは「再エネ技術」「電力運用」「調整電源配置」の革新により電力システムコストをあげることなく45%まで変動再エネを導入できると報告している。

要は変動するという欠点があるから排除するのではなく、如何にそれを克服して高い目標に到達するかという発想の出発点の違いがある。

② 買取不安

2012年7月から導入されたFIT法により、太陽光発電の導入は2016年10月末時点で設備認定量80.65GW、導入量31.07GWと急激に伸びる結果となった。しかし一方で国民

1) IRENA Letting in the Light(How solar PV will revolutionize the electricity systems “The Road Ahead”)2016.6

2) The power of transformation Feb.26,2014

負担の抑制という観点からFIT法の見直しと運用方法の改訂が議論され、2017年4月1日からはあらたな改正FIT法が施行されることになった。変更のポイントは

- ・ 従来の設備認定から、発電事業者の事業計画を認定する制度の創設
(未稼働案件の排除と、新たな未稼働案件発生の防止、適切な事業実施を確保)
- ・ コスト効率的な導入・FIT価格決定方式の見直し
(大規模太陽光発電の入札制度の導入、中長期的な買取価格の設定)
- ・ リードタイムの長い電源の導入
(地熱・風力・水力等の電源の導入拡大を後押しすべく複数年買取価格を予め提示)
- ・ 電力多消費事業者に対する賦課金の減免制度の見直し
(国際競争力維持・強化、省エネ努力の確認等による減免率の見直し)
- ・ 再生可能エネルギー電気の買取義務者の変更
(FIT電気の買い取り義務者を小売事業者から送配電事業者に変更、電力の広域融通によって導入拡大)

である。しかし、これらの改訂は従来制度の欠点を補うというものであり、FIT法を通じて何か新たな目標に向かうというものではない。より健全な法の運用という点では評価されるが法の着地点、ポストFITの絵姿が見えないと言う点では市場の先が読めないという不安感を生み出したことも事実である。FIT法だけに頼って市場拡大をするという時代は終わりつつあるが、少なくとも最低限の買取担保を施した上で国が新たな高い目標値を設定すればそれを実現するために官・民ともに新たな制度づくりや新規ビジネス創造、コストダウンの努力が促されるものと思われる。

③ 収益構造の変化

現在は海外勢を含めた価格競争に疲労感がある。コストダウンこそが収益を生み出し、事業継続の元となると考えられてきた。しかしそれはオールマイティでは無い事が分かり始めた。何処までコストダウンをすれば、どのような市場が開けて収益に貢献するかという戦略が描けないところに現在の閉塞感がある。一方、事業継続の為にはコストダウンを図らなければならないことも事実である。多くの事業者が今を生きなければ未来など無いという考えで日々努力をしている。しかし、冷静に未来を考えると、ビジョンで示す2050年に累積稼働200GWも相当な努力をしなければ達成しないにも関わらず、2050年近傍でも単年設置量Max.10GW程度(図2-2)である。これは近年示した実績量とほぼ同じである。2015年度の国内市場規模は9.16GW、約3.29兆円である(JPEA調べ)。システム単価(ACベース)で平均35.97万円/kW(建設費+運営費)で、システム機器費(モジュール+パワコン+BOS)ベースでは22.97万円/kWである。市場規模は2014年度は9.36GW、3.26兆円、システム単価ACベースで34.8万円、システム機器費ベースで24.55万円であった。金額ベース規模はやや減少しており量的拡大よりコストダウンが優っていたと言える。減少傾向は2016年度も続くと予想される。システム価格が今後ダウンすること(表2-

1 参照)を考えあわせると、2050年における市場規模は、従来のシステム構成品による金額ベースでは2015年比でダウンすることが予想される。従来ビジネスの延長上では収益を改善し産業を発展させることは困難である。新しいビジネス、サービスの創造により収益構造自体を変えていかなければならない。新しいビジネスとしては、たとえば第6章で記載されているアグリゲーション及びその周辺ビジネスや保守点検、廃棄・リサイクルビジネスがある。これらの新しいビジネスは膨大なストックを対象とするビジネスであり、日本の電力の相当量を供給し続けるためのビジネスである。これらのビジネスに参入するためには、従来のサプライチェーン中心のビジネスからの変革、あるいは異業種プレーヤーとの提携等の、新たな試みが必要となる。太陽光発電システムを核としたビジネスの広がり、周辺機器の充実もしくは他の技術と複合した新しい商品開発も含めて、今後ますます拡大することができる。

④ 導入目標

産業にもっとも大きな刺激を与える要因ではあるが、何のためにそれを定めるかの国民的合意は必要である。国が纏めるエネルギー需給見通しとそれにリンクするベストミックスには国としての意志、意欲が反映され、それを実現するための政策や制度が動員される。来年はそのベストミックスの見直しが行われるが、行きつくべき未来からバックキャストした指標になることが期待される。先行き不透明感を払しょくするために引用、ときには戦略的に用いられる IEA やその他中立機関による予測も現状の事実から三段論法のように理論を積み重ねて行く演繹的未来である。決してバックキャストでは無い。

2050年の日本の絵姿を「脱炭素・持続可能社会の実現」と置くならば必然的にロードマップが描かれてベストミックスはそのメルクマール足り得るかということだけが問われる。その中には当然日本独自の問題であるエネルギー自給の目標も仕込まれる。確固たる未来の絵姿から全ての導入目標を決めるべきである。

⑤ 市場規模

第2章では諸機関による世界市場見通しを示したが、脱炭素・持続可能社会の実現のための選択肢は再エネ拡大しか残されていないと考えているようである。投資実績や量的拡大の事実がこれを裏付けている。日本だけが別の目標、別の選択肢を持つということは考え難い、理由も見当たらない。EUは2030年に再エネ電力は需要の45%を目標としている。再エネの主役は変動再エネと言われている風力と太陽である。現在日本の目標（ベストミックス）で再エネ比率は電力で22～24%である。日本の2030年目標が限界量でも十分量でもないことはあきらかである。太陽光発電に限ってもその普及に関しては図8-1に示すように普及対策は縦横に関連する複層構造である。これら対策を寄木細工のように組み合わせることにより大きな目標に辿りつくことができる。ビジョンでは2050年200GW稼働でも十分でないことは全編で示している。市場規模は必要量によって決まるはずである。

これらは収益の項同様従来ビジネス、サプライサイドのシステム単体ビジネスの将来であるが、実際には太陽光発電関連ビジネスでは違った見方もできる。ストック関連とフロー関連ビジネスの要点は以下である。

ストック関連；

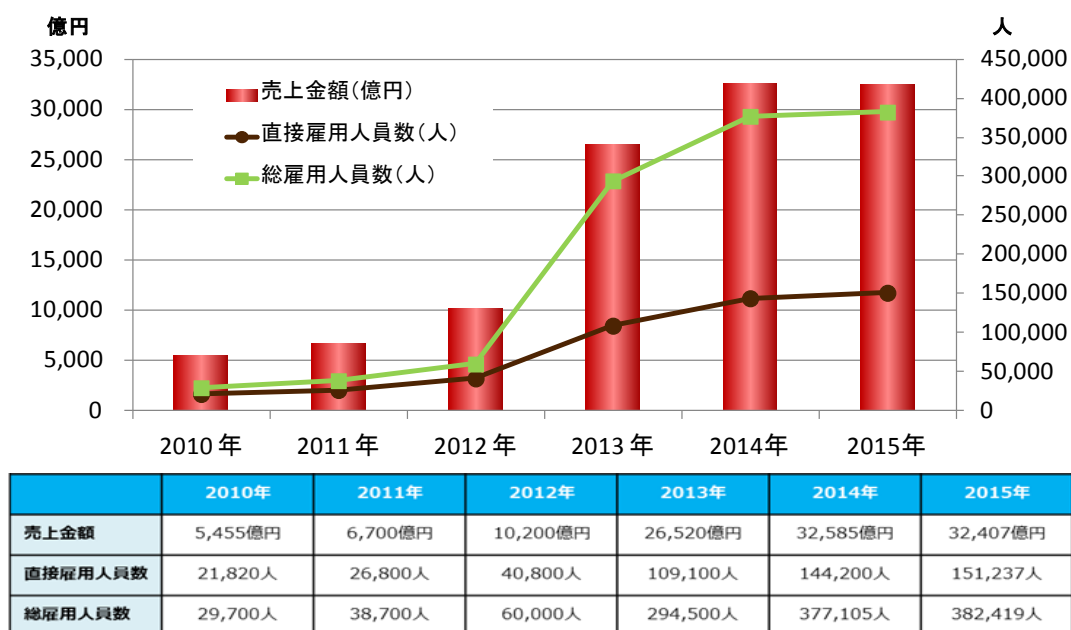
- ・ 200GW の発電量を 2000 億 kWh とすると電力販売額は卸ベースで 2 兆円， 小売りベースで 3-4 兆円。
- ・ メンテナンスが 3 円/kWh とすると 0.6 兆円

フロー関連；

- ・ 新規販売設置 (含むリプレース)-が 10GW なので， @10 万円/kW (NEDO の 2030 年目標) として 1 兆円
- ・ リプレース 6GW の撤去廃棄費用として， @4 万円/kW として， 0.2 兆円

以上を合計すると 5~6 兆円の市場と言う事ができる。太陽光発電は電力という公共財を生み出し続けるので家電製品などと違う特長がある、しかも、ストックもフローも設置量純増に対応して増え続けることになる。当然ビジネス機会も雇用もそれに従って増える。

参考までに JPEA が調べた雇用と市場規模を図 8-2 に示す。これは、フロー関連の産業規模と、ストック関連では一部保守等を組み込んで試算したもの。ストック自体が新たな雇用を生み出し、市場規模を拡げていくことは間違いない。



- ・ 直接雇用人員対象は、モジュール、パワーコンディショナ、架台、工事関連、土地関連、系統、関連、運転維持関連
- ・ 総雇用人員対象は、上記直接雇用+間接 1 次 (原材料等の中間需要によって起こる生産波及 効果) + 間接 2 次 (誘発された雇用者所得のうち消費支出分の生産) 雇用を含む

図 8-2 市場規模・雇用創出

9. 2050年の社会とエネルギー消費

9.1 エネルギー消費構造の転換

脱炭素社会、エネルギー自給率の高い持続可能社会の実現のために、当然のことながら、社会の在り方が大きく変わる必要があることを第3章で述べた。そこでは、電力（の脱炭素化）、熱利用（の電力化）、運輸（の電力化）の3軸が相互に関連しエネルギー消費を削減しながら、暮らしの脱炭素化を成し遂げる、セクターカップリングについても説明した。更に多くの再生可能エネルギーの導入が必要であり、且つ可能であることを示した。

この章では、そのようなエネルギー消費構造への転換を果たした社会がどのようなものなのか、エネルギー消費の削減をどの程度想定し、また、消費エネルギーの電力化をどの程度想定するか、エネルギー消費分野ごとに具体的な姿を描き、それによって目標とする社会の姿と太陽光発電の在り方を追ってみたい。

まず初めに、現状のエネルギー需給構造の課題として、2015年の国内エネルギー需給構造を図9-1に示す。石炭や石油、天然ガス、水力などの一次エネルギーが、ガソリンや電気など使いやすい二次エネルギーへ転換され、最終エネルギー消費者である、家庭部門、業務部門、運輸部門、産業部門に供給される量的関係が示されている。

この図から、国内に供給される一次エネルギーのうち、90%以上を石油、石炭、天然ガスの化石燃料に頼って（その大部分は輸入して）いることがわかる。また、電力への転換の際には化石燃料が消費されるとともに発電の際に損失となっていること、さらに最終エネルギー消費では、多くのエネルギーがガソリンなどの石油製品、都市ガスの形態で消費されていることがわかる。つまり現状のエネルギー構造では転換や最終消費段階で二酸化炭素の排出を伴うことから、脱炭素化・自給率の向上には供給のみならず消費面からも見直しを図る必要があるといえる。

化石燃料に依存せざるを得ない現状から、社会の在り方を変革して超高効率な暮らし方、製造、輸送の仕方を実現し、利用エネルギーの過半を電力化し、更に利用する電力のほとんどを脱炭素化（再生可能エネ化）する。これが脱炭素社会、持続可能社会実現のための道筋である。このような脱炭素への取組み、エネルギー消費構造の転換を単純化して示したのが、図9-2である。

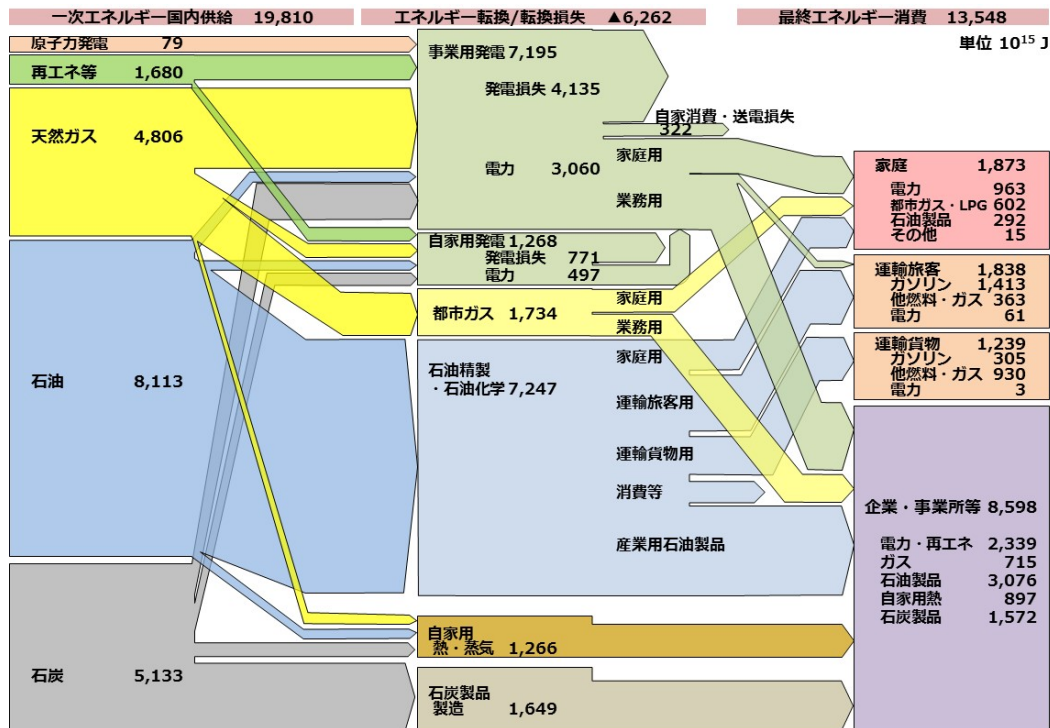


図 9-1 国内のエネルギー需給構造 (2015 年)

(経済産業省 2015 年度エネルギー需給実績 (確報) より JPEA にて作成)

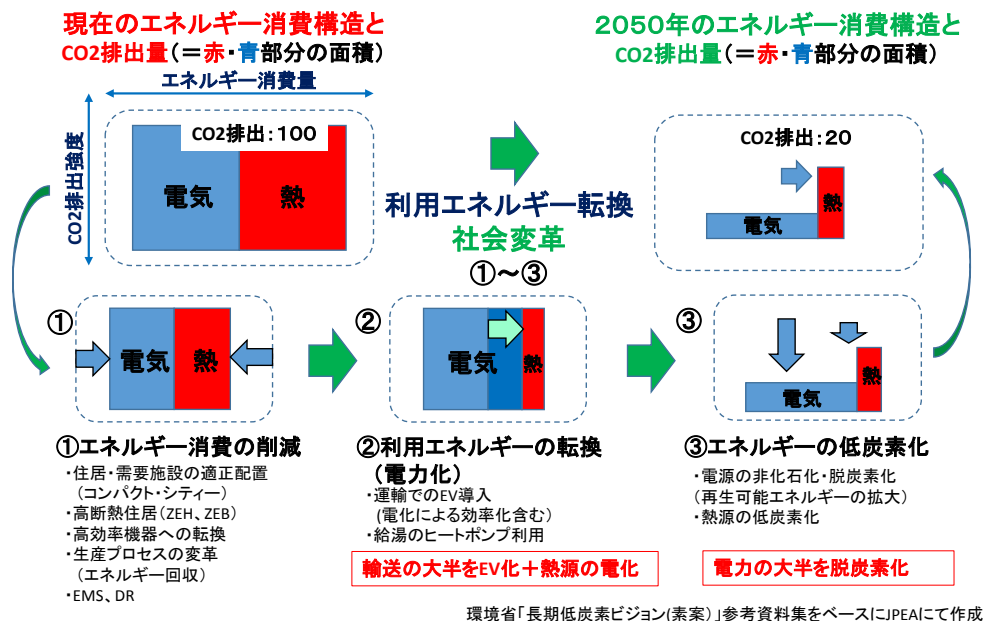


図 9-2 2050 年 CO2 排出量 80%削減に必要な社会変革

9.2 社会のあり方

エネルギー消費を可能な限り減らすことの優先度が非常に高い社会への転換が起こっている。コンパクトシティ等が提唱されているが、それが極限まで進展し、都市部では人々はエネルギー効率の非常に高い集合住宅に暮らしている。2050年までにどこまで完成形に近づけるか読み切れないが、理想的には層別された居住区域、商業区域、工業区域等が出来ると想定する。効率の良い配電という観点で需要施設は配置されるべきで、エネルギーの移送コスト負担を適切に設定することで、これら住居・需要施設の再配置は進むと考えられる。

このような、社会の在り方自体が削減するエネルギーを、消費構造の転換（電力化の推進等）の効果を織り込まずに、

- ① 家庭セグメントでの一人当たりの消費エネルギー
住み方、住宅の高断熱、設備機器の省エネで15～20%削減
- ② 人の移動、物の輸送の効率化による運輸セグメントでの消費エネルギー
居住区の集中、商業施設の適切な配置による省エネで10～15%削減
- ③ 業務・サービスセグメントでの一人当たりの消費エネルギー
施設の高断熱、設備機器の省エネ等で20～25%削減
と推定した。

9.3 エネルギー消費の削減

各セグメントの消費エネルギーの削減を推定するために、ここでも消費構造の転換を含めずに、マクロに考慮すべき事象をあげると、

- ・ 上記第1項、社会の在り方で検討した一人当たりの消費エネルギー改善効果
- ・ 人口減少効果：2050年では2015年比、23%人口減少すると推定されている。
- ・ 産業構造の変化、プロセスの改善等による効果

を検討するべきであると考え。

本ビジョンで想定する各セグメントでのエネルギー消費の削減の考え方は以下の通りである。

① 家庭セグメント

人口減をそのまま反映させる。同時に、一人当たりの消費エネルギー15～20%削減も反映させる。ここで、この社会の在り方による削減は、本来20～25%の削減を目指すべきところを、高齢者比率の増加と高齢者の家庭セグメントでの消費エネルギーの増加を考慮して削減比率を設定した。総合すれば2015年比、2050年は、65～70%まで減少すると想定する。

② 運輸（旅客）セグメント

人口減と上記1項の効果を織り込む。総合すれば2015年比、2050年は65～70%まで減少する。

③ 運輸（貨物）セグメント

人口減をそのまま織込むことができない。ここでは人口減効果の半分と上記 1 項の効果を織り込む。総合すれば 2015 年比、2050 年は 75~78%まで減少する。

④農林水産業セグメント

熱利用の効率化、農業機械の省エネ等の効果もあると考えられる、ここではこれらも含め、主に人口減分を削減すると考え、2015 年比、2050 年は 70~75%とする。

⑤製造業セグメント

経済活動と人口減は直接リンクしない。ここでは産業各分野の活動量変化、各分野での機器・プロセスの改善・省エネ進展等を推定する必要がある。社会の在り方では挙げていないが、適切な事業所の配置による電熱併給での省エネ等も、推進し織込むべき項目であろう。GDP 対エネルギー消費というパラメータも視野に入れるべきかもしれない。更には、使い捨て習慣から脱却し、良いものを長く使う、リユース、リサイクルも含めた、捨てない社会への転換がもたらす効果も無視できない。また、可能性のある改善として、「自己熱回収及び自己熱再生」による消費エネルギーの削減があげられる。例えば多くの化学プロセスで自己熱再生を行うと投入エネルギーはおおよそ 80%削減される。更に単純な加熱・濃縮や冷却等のプロセスでも、半減以上の改善が可能である。あらゆる製造プロセスのエネルギー消費へ適用できる訳ではなく、実施するための新規設備投資を節約できる燃料費で回収する経済合理性からも導入制約はある。しかし、省エネ・脱炭素の必要性が高まるほど、合理的な適用範囲は広がると考えるべきである。

これは一例に過ぎないが、炭素排出コストが変化してゆくと、新しい社会における経済合理性は現状とは異なったものになることを考慮すれば、これ以外にも製造手法の改善や省エネ設備の導入が可能であろう。既に省エネが進展してきたこの産業分野での更なる効率改善にも道は開かれていると考える。

これをマクロに勘案して、

- ・化石燃料エネルギー 67~70%まで削減
- ・熱消費 55~60%まで削減
- ・電力消費 80~85%まで削減

と考えると、2050 年の消費エネルギー削減量と想定した。

⑥業務・サービスセグメント

運輸（貨物）同様に、人口減の半分と、1 項の効果を適用する。総合すると、2015 年比、2050 年は 65~70%まで減少する。

9.3 電力化の推進

ここまでは、エネルギー消費構造の転換、主には消費エネルギーの電力化を組み込んでこなかった。基本的な省エネの推進で絞り込んだエネルギー消費であるが、ここでは、そこから更に、化石エネルギー消費を、電力消費へ置き換えることを検討する。

脱炭素化とは、消費エネルギーの電化と電力の非化石化・脱炭素化の推進でしか実現でき

ない。原料として必要な石炭や石油のあることを考えれば、また高温の熱源、航空機用燃料等、電力への転換がほぼ不可能な用途のあることを考えれば、転換の可能な用途では、そのほとんどを電化してゆく必要がある。（なお、どうしても化石燃料が必要な場合、それでも排出0が必要ならCCSを持ち出す必要がある。）

本ビジョンで想定する各セグメントでの電力化の考え方、電力化率（非電力エネルギーのうち、電力化の対象となるエネルギーの比率）、および、電力化による効率化での消費エネルギー削減は以下の通りである。

①家庭セグメント

石油、ガスはそのほとんどが熱源として使われていることから、寒冷地の暖房・給湯等を除き、エコ給（ヒートポンプ）とIHのオール電化の普及、および戸建てだけでなく集合住宅用のオール電化の実現を折り込み、化石燃料の70%が電力化されるとした。また、電力化による効率化として消費エネルギーは80%まで削減されるとした。

②運輸（旅客）

自家用車のほとんど、公共交通機関の多くがEV化され、化石燃料の90%が電力化されると考えた。電力化による効率化としては、ガソリン車、ディーゼル車、またハイブリッド等で改善率は異なるものの、内燃機関からモーターへの変更でエネルギー効率は劇的に改善することを考慮し、ここでは消費エネルギーが25%まで削減されるとした。

・この電力化で約65%の省エネになる。（消費エネルギーは35%まで削減できる。）

③運輸（貨物）

貨物運輸は旅客運輸に比べ、重量、長時間使用等、電力化のハードルは若干高い。ここでは、電力化率70%、電力化による効率化は30%と考えた。

・この電力化で約49%の省エネになる。（消費エネは51%まで削減できる。）

④農林水産

電力化率を70%として、電力化による効率化は、内燃機関の電力化（25%）、熱源の電力化（80%程度）として、併せて50%とした。この電力化で約28%の省エネになる。（消費エネは72%まで削減できる。）

⑤製造業

電力化率を各々のエネルギー源ごと推定することは難しいが、ここでは化石燃料の原材料への使用率の違いに着目し、石炭10%、石油40%、天然ガス60%、都市ガス60%、熱40%と置いた。電力化による効率化は80%とした。

この電化で約5%の省エネとなる。

⑥業務・サービス

製造業より転換可能な熱源は多いと考え、電力化率は石炭50%、石油60%、ガス70%、熱50%とした。電力化での省エネは6%程度となる。

以上の想定のもと、各セグメントの消費エネルギーを積算した結果が図 9-3、(図 3-4 の再掲)である。社会の在り方の変化と現行政策の延長上にある省エネの推進で、2015 年の消費エネルギーに対し約 3 割の省エネとなる。さらに消費エネルギーのうち、約半分を化石燃料から電力へ転換(電力化)し、電力化に伴う消費エネルギー削減を進めることで、全体では消費エネルギーは 2015 年比おおよそ半分にまで削減できる。ここで、電力消費量は 2015 年比約 1.3 倍に増加するが、増加分以上に化石燃料の消費が減少していることは言うまでもない。

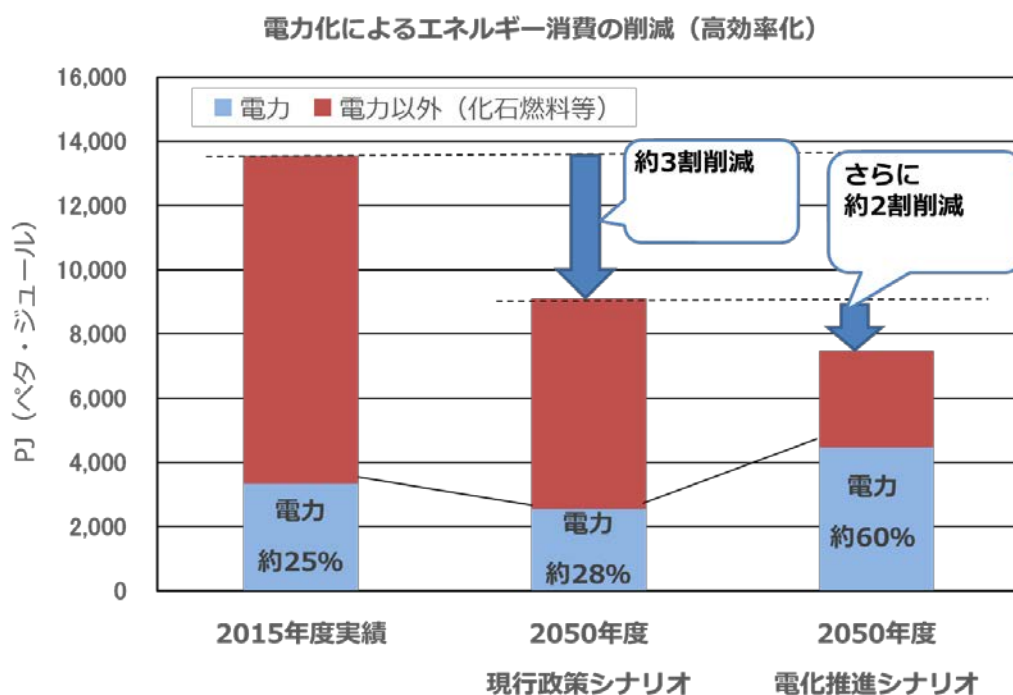


図 9-3 2050 年のエネルギー消費量と電力比率 (図 3-1 を再掲)

「脱炭素社会」の実現には、消費電力量において、CO₂ フリーな電源から供給される電力比率を高めることが有効かつ必須である。図 9-4(図 3-5 の再掲)に示すように、CO₂ 排出量は 2015 年現在 13.2 億 t-CO₂ であるが、消費電力中の CO₂ フリー電源比率を約 2/3、電力量で約 7,000 億 kWh まで高めることができれば、2050 年の CO₂ 排出量は 2015 年の約 1/3 となり、これでも政府目標 80%削減には不足であることが算出される。また、上記 CO₂ フリー電源を純国産・再生可能なエネルギー源から供給することによって、エネルギー自給率の高い持続可能社会の実現が可能となる。

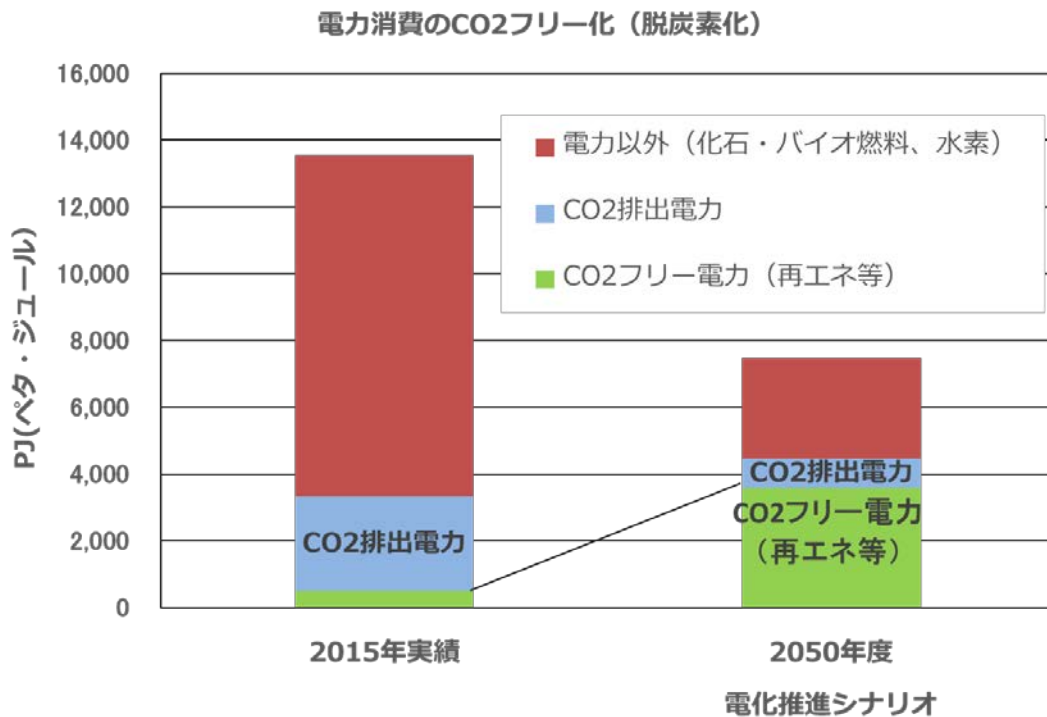


図 9-4 2050 年の電力消費のCO₂フリー化（図 3-2 を再掲）

約 7,000 億 kWh の CO₂ フリー電源由来の電力が必要であることに對し、200GW の太陽光発電による発電量は 2,450 億～2,600 億 kWh であることを考えれば、200GW の太陽光発電導入はあるべきエネルギー需給構造、あるべき社会から考えれば、決して過大な数字ではなく、むしろ最低限の必要な数字と言えよう。

国は目標である 2050 年 80%削減の達成のために、「閉じた対策（国内、業種内、既存技術）」では限界があるとして、「国際貢献」、「グローバル・バリューチェーン」、「イノベーション」を『3本の矢』としている。¹⁾ この方向性に沿って進めることはもちろん必要ではあるが、再生可能エネルギーの導入とそれに適した電力システムの構築を着々とすすめる諸外国に後れを取らないためにも、2050 年の具体的なエネルギー供給・消費構造の姿を描き、その実現に向けて官民挙げて努力することが望まれる。

1) 「長期地球温暖化対策プラットフォーム報告書」2017 年 4 月 経産省

10. めざすべき 2050 年の姿

太陽電池の歴史から学ぶべきは、我々は現在何処に位置し、どこに向かおうとしているかを明らかにすることである。それこそがビジョン策定の根幹であり目的でもある。幸いにして 2015 年までの歴史的事実は太陽電池の発明、発見の時代から固定価格買取制度による本格的普及の始まりまで凡そ関連する全ての技術開発、産業振興、制度改革などは、吉野量夫氏の「太陽電池の歴史」¹⁾に見事に因果関係で結ばれ纏め上げられている。然しながら同著に僅か 1 年の新しい歴史を書き加えてビジョンの出発点とするには相当な困難が伴う。それは歴史的事実として取り上げるべき出来ごとがこの 1 年に起こったのか、単なる過去の結果が混乱を招いただけか、明確に識別できないまま 1 年が過ぎたからである。しかし、歴史は確実に連続したものであり、そこには因果関係は必ず存在するはずである。本ビジョンでは現状を 2050 年への黎明と捉え、纏まり切れないが可能な限り多くの事象を捉え、後に、過去の歴史とこのように繋がっていたと理解されることを期待して策定した。脱炭素、持続可能社会の実現という最終目標だけは揺るぎない必然の未来であるという原則だけを頼りにしてのことである。

10.1 何故太陽光発電は 2050 年においても必要なのか

(1) 日本の現状と世界の動向

世界の諸機関が 2020、2030、2040、2050 年における太陽電池普及見通しを示している。多くは現状の延長上から類推される未来であり、決してこうあるべきとか、何を為すべきかを問うていない。足下の再エネ分野への投資の急増や、堅実に拡大を続ける市場から描いた未来であり、日本の現状から類推される未来では無い。端的に言えば太陽電池に対する世界の認識と日本のそれが大きく乖離している。さらに単純に言えば世界は尚、大きな期待を寄せて未来を見据えており、日本では現状の問題の前で躊躇している姿ばかりが強調されている。ビジョン策定の目的の一つはこのギャップを如何に埋めていくかを探ることにもある。

(2) 時代区分と必然性

太陽光発電の普及、ビジネス環境を決定してきた原動力は一貫して地球環境問題、温暖化対策であったことは過去の歴史が証明している。制度や法整備、研究開発の推進など具体的施策は一見、都度その時の状況で決められてきたように思われるが、実体は環境問題が時々具体的施策として表面に現れただけで施策基盤は近未来も不変である。この共通基盤の上に各国の事情に合わせた施策が優先順位を持って加えられる。

地球環境問題はパリ協定に代表されるように世界共通認識となった。昨今、アメリカの動向が懸念されているが、環境問題に国境線を引く事は困難である。仮に環境より雇用や経済対策のプライオリティを上げたとしてもそれは上乘せされた国別事情であり、現在の新興国や途上国がエネルギー問題を具体的施策に落とし込む時、その確保を最優先とすること

1) 「太陽電池の歴史」2017 年 7 月 吉野量夫、JPEA ホームページ掲載予定

に似ている。日本は非資源国であり輸入化石燃料への依存を抑える（自給率を高める）ことが環境問題にも資するというエネルギーと環境問題が同期する数少ない国に属する。

太陽光発電は利便性とか生活を豊かにするから普及して行くというものでは無い。エネルギー・環境対策の主役とまでは言えないが、確実にそれらに貢献して行くと世界に認められたから普及して行く。普及の障壁はそれぞれの国の状況によって異なり、制度や政策、方針は違って最終目的（用途）は同じである。最終的に太陽光発電の位置づけは世界中似たようなものとなる。例えば先進諸国が省エネや効率向上、コストダウンに励んでいる頃、途上国では化石燃料か再エネかという 2 者択一に迫られる。しかし目的が同じであるからロードマップ上では何れ類似国家群が出来上がる。

太陽電池から見た 2050 年までの時代区分は大きく前後期に分かれる。前期は 2030 年までで現状の延長線上と捉えることができる。COP 目標（国際公約）やベストミックス（国内目標）が区分点となる。後期の 2050 年までは日本固有の展開がなされる。エネルギーセキュリティ（安全や自給率の確保）が主題であり、未だ世界のどこも経験した事がない領域となる。前後期はそれぞれ具体的な課題によってさらに前後期に小分割される。これら時代区分とそれに対応する太陽光発電システムを模式的に示すと図 10-1 となる。

		現在	2020	2030	2040	2050		
時代区分と特徴 (日本)	区分	30年目標達成		Reviewの時代		脱炭素社会の時代		
	特徴と節目	住宅FIT収束 市場の踊り場 系統対策	電力自由化	ビジネス多様化 非住宅FIT収束 系統インフラ整備	ベストMIX	PV基礎産業化 海外展開 自由取引市場	新ベストMIX 技術・政策・制度・インフラ最終調整 Total Review	
	コスト	低圧ソケット		高圧ソケット・低圧売電		高圧売電	売電競合	
	稼働目標	60~70 GW		~100 GW		4%/年拡大	200 GW~	
	商品単体	パネルシステムコスト 追求型		用途開発(新興、途上国向け)		超効率向上、コスト追求型		
	商品複合	オーナーシップ型(自家消費、EV、HP)		複合技術化		バーチャルパワープラント		
	事業PVメーカー	企業淘汰	海外新市場開拓		川下地域への展開	太陽電池事業回帰		
	プレイヤー	異業種参入	付加価値複合事業		国際合併・異業種連合	総合エネルギーサービス会社		
	市場・技術・背景	日・欧・米(一部)	既存システムでの競合 PV2.0(ハードコネクト)		協調型システムでの競合 PV3.0(ソフトコネクト)		統合型システムでの競合 PV4.0(需給調整コネクト)	
		新興国・米(一部)	PV2.0(ハードコネクト)		PV3~4.0		PV1.0~4.0はシステムの世代を越すことが希薄。	
途上国		PV1.0(独立型)		PV3~4.0		PV1.0~4.0はシステムの世代を越すことが希薄。		
原動力	国別状況	多目的	電源確保・ローカル汚染対策	国別固有対策	再エネ導入拡大	類似国家群誕生		
	グローバル施策基盤	課題抽出	制度改革・インフラ整備	地球環境問題		エネルギー・環境・持続社会		

図 10-1 2050 年に向けた時代の流れ

用途の進化は第 3 章で世代別に分類したが、図 10-1 で示したように類似国家群に到るプロセスは同じではない。例えば市場のところで途上国では PV1.0 世代から PV3.0 あるいは 4.0 への飛び級が示されている。インフラが無かったところにいきなり最新鋭のものが普及することは他の産業でもよくある。

産業構造とビジネススタイルの変化が起こる。2020 年頃までは太陽電池を作って売るという現状ビジネス形態が続くが、海外勢を含めた過激なコスト競争が続く、所謂勝者なき戦いが繰り広げられる。ハードでは太陽電池単体ビジネスの終焉であり、ビジネス領域の拡大によって特徴づけようとする試みが始まる。蓄電池やEVとの組み合わせ（自家消費促進）

といったハイブリッド産業である。最初は蓄電池業界や車業界は太陽電池と組み合わせるという積極的意志は持たない。この分野の仕掛け人はビジネス領域の拡大に活路を見出したい現業の太陽電池産業である。

2020年を越えてからは電力の自由化が市場に新しいビジネスチャンスをもたらす。10年くらいの間はアグリゲーターなどの参入、異業種（ネット）サービスとの融合など従来無かったサービスが展開される。各種サービスが定着してくると、再びコアパーツである太陽電池が注目されるようになる。太陽電池単体への回帰とも言える。このとき太陽電池産業を担うのは2030年までの厳しい時代に異業種とハードやサービスで共作に成功した事業者である。単にパネルが安いというだけでは主役足り得ない。再び現在と似た太陽電池単体のビジネスが力を発揮するのは市場が安定、言い換えれば用途が固まる時代である。2050年前後にはこの時代に入る。この流れは住宅用の太陽電池の普及に似ている。住宅搭載初期には太陽電池メーカーの技術的知見に頼らざるを得ない完全分業の時代であったが、やがて住宅メーカーも経験を積み自ら設計、設置できるようになり共作の時代となった。分業と共作は形を変えて何度も繰り返すことになる。時代の変化も同じである。

10.2 日本の産業が果たす役割

(1) 国内産業連携

先のビジョン「2030年に向けた確かな歩み—JPEAPV OUTLOOK 2030 姉妹編」では太陽光発電は最早単体でビジネスになりうる時代は終わったと記した。この傾向はますます強くなってきている。コモディティ化した太陽電池はシェア拡大の価格競争に突入し、場合によっては適正な利潤による拡大再生産すら困難な状況も生まれている。似たような構成材料、人件費が支配しない自動化プロセスで生産されている太陽電池コストは最終的に似たようになるはずである。それでも市場価格に差が出るのは、利潤確保に対する考え方の違い、製造段階における各種支援制度（課税、補助）、生産を支える土地を含めたインフラ利用コストの違いくらいしか考えられない。しかし、これらはそれぞれの国情の違いによるものであり、基本的に差異の理由にするのは不十分である。合併企業の設立とか国情を利用する手段はあるはずである。

日本独自の展開を図り、事業継続を考える場合は太陽光発電システム単体ビジネスから複合ビジネスへと舵を切る必要がある。例えば蓄電池やEV、エコキュートと組み合わせる、先に述べた電力自由化から新規ビジネスモデルを立ち上げる、ネットを利用した新しいサービスと融合させるとか方法は沢山ある。複合ビジネスの成否は時代が必要としている「時」を逃さないことである。これらの経験は次項の海外産業連携にも活かされる。

(2) 海外産業連携

2015年における太陽電池セルの生産量は中国が65%、台湾14%、マレーシア6%、日本4%で第4位、また設置量51GWの内中国30%、日本21%、アメリカ14%であり、生産、

設置量ともに中国が断トツの一位である。²⁾ このことは最早システム単体売り込むことで世界市場を席巻することは困難であることを示している。ヨーロッパや先進諸国の大きな流れは「デジタル化」あるいは「IoT化」である。これは30年くらい前からICTの世界で起こったこと、ダウンサイジングとネットワークの高速化による分散処理への進化と同じようなことが電力ネットワークでも起こる可能性を示している。ハードだけでなくそれを制御するシステムとさらには料金の決済まで含むような仕組みを提案することが考えられる個社で全て対応することは難しいと考えられ、コンソーシアムなどを作って対応することも有効な手段である。

新興国、途上国に対しては事業方式とか事業類型を現地に合わせて考えて行くことが必要である。例えばプロジェクトを実施する場合、BTO（Build Transfer and Operate：施設を建設し運営する）方式を合弁事業で行うとか、特定目的会社（specific purpose company）を設立するとかである。単にモノづくりだけが目的で合弁や業務提携を行うことは明確な技術の差別化、棲み分けが無い限り難しい。連携の始めは官民協調型（公共とのJVタイプ）で官民双方の資金を用いて施設の建設・運営を行うことが有効な手段となる。いずれにしてもシステム単体を作る、売るということから事業を起こす、産業や企業は連携するということによって活路が開ける。太陽光発電を核としながらもエネルギーシステムのパッケージ事業として展開することが望まれる。

10.3 あるべき未来を現実のものとする努力

(1) 2050年絵姿の共有

内閣府が公開した資料³⁾によれば日本の人口は128,057千人（2010年実績）に対し2050年には97,976千人（2050年出生、死亡中位仮定）となる。問題は高齢化率（65歳以上）が2010年には23%だったものが、2050年には39.8%となり、労働人口を20～64歳とすると、2010年には59%だったものが2050年には48%となる。これらの数字は、体力勝負（右肩上がりの生産と消費）の時代が終わるということの意味しており、人口減社会は悲観的に捉えられることが多い。しかし、人工知能（AI）の発達により労働力を補うロボットがどれだけ普及しているか、それらロボットが食糧の代わりにどれだけエネルギーを消費するかの予測はこれからのことである。2050年を考えた場合、例えば路線バスなどは自動運転されているであろうし、郊外には無人の野菜工場が、工場では徹底的な自動化が図られているだろう。2050年では人口あたりという指標は必ずしも単純比例とは行かないはずである。2050年の太陽光発電の絵姿を描くときも現在の技術の発展、あるいは現在のニーズの単純延長ではないことは確かである。

(2) 技術の進歩

2050年の太陽光発電の絵姿を描くとき、実現する最大の技術開発はバーチャルパワープラント（VPP）に関する技術である。VPPは変動する分散電源である太陽光発電をあた

2) IEA PVPS TRENDS 2016 T1-30:2016

3) http://www8.cao.go.jp/kourei/whitepaper/w-2012/zenbun/s1_1_1_02.html

かも一つの発電所であるかのように運転、制御するコンセプトであるが、太陽光発電に関連する全ての技術を内包している。しかし、VPPありきのスタートとはならない。マイクログリッド、スマートグリッド、スマートコミュニティなどのコンセプトは太陽光発電を社会インフラとして実装する素晴らしいコンセプトであったが、誰がそれを実現するという主体が不確定であるという問題があった。VPPにも同じような危惧がある。しかし、VPPの成長発展過程では、例えばある地域で複数システムを制御することにより準VPPとして系統対策や安定供給に資する可能性もある。制御の塊が徐々に大きくなって地域をカバーする発電所（VPP）となる。

太陽光発電は全体コンセプトに埋め込んで行くというより、個がペアを創り、相互に連携しながら地域クラスターを形成し、やがてコンセプトを実現するというプロセスである。全ての技術成果はニーズと実施主体有無にかかっている。

(3) 総括的時代の流れ

太陽光発電に対する世界の評価は固まってきたと言える。諸機関の予測や最近の投資環境からも明らかである。系統対策が追いつかないから導入できない、だから太陽光発電は不要であるという論理は成り立たない。また、価格が高いから、天候に左右される電源だから導入拡大は無理であるというのも技術の限界、あるいは全ての知恵を総動員して得られた結論でもない。寧ろこの半世紀あまりの太陽光発電の歴史は、非化石でクリーン、無尽蔵という本来の特質を一層際立たせてきたと言える。

制度や技術、価値観すら各国の時間差はあるが似たような道程を辿る。新興国にも既に日本と同じような系統問題は発生しており、FITによる負担の問題も順次顕在化して行く。最終的には似たような国家群が出来上がると予想され、世界の市場の動きもある程度予測可能である。

今ある最大の問題は先進国で導入が急速に拡大した日欧がその先の市場を見通せないことにある（ドイツだけが少し先を歩んでいるが）。教訓が無い未知の分野を切り開くためには太陽光発電の特長に立ち返り、どう生かすかという知恵と情熱次第である。再エネの中でも太陽光発電が主役となることは世界が認めるところであり、パリ協定の遂行のため、エネルギー問題解決のため今後導入を進める国々ではますますその傾向は強まる。ほぼ世界のどこでも手に入れることができる太陽エネルギーの最大の特長がそこにある。

11. おわりに

今回の産業ビジョン、JPEA PV Outlook 2050 は、文字通り、2050 年までの未来を視野に入れて、太陽光発電産業のビジョンを描こうとした。当初、われわれは、そんな先のことまで語れるのか、いや、語ってよいのかという戸惑いもあった。しかし、それ以上に現在の太陽光発電を取り巻く過渡的な状況を目の当たりにして、太陽光発電の可能性について、今再び、しっかりと語る必要があるという、ある種の危機感とも使命感とも言える切迫した気持ちで沸き上がっていた。これが当初の戸惑いを乗り越えさせ、今回の産業ビジョン、JPEA PV Outlook 2050 へと導いた。

今回、前回同様に 2030 年の 100GW の目標は維持し、その先の 2050 年の未来にわたって、太陽光発電の必要性や必然性について議論した。しかし、太陽光発電の必要性を議論する上で、2030 年は、実に中途半端な時限であって、少なくとも 2050 年まで俯瞰して議論をすることが必要であることを改めて確認できた。すると 2050 年は意外と近い。2050 年は、少なくともわれわれの子供たちとその子供たちの時代である。

ある歴史家によると、人間は、物語を作る生き物であるということもできると言っている。物語は、必ずしもフィクションを意味しない。今回のビジョンも決してフィクションを描こうとしたわけではない。しかし、2050 年の未来を知っている人は誰もいない。エネルギーの歴史も人間の物語の一つである。

今世紀末までに温室効果ガス排出ゼロを目指し、人間活動による温度上昇を 2°C 未満に抑える取り組みを決めたパリ協定は、われわれにその道筋を整えることを求めている。電力システム改革は、再生可能エネルギーの可能性を十分に生かす道筋を整えるための取り組みでもある。太陽光発電を基幹電源にしていくため、FIT 制度を含む様々な取り組みや産業の取り組みは今も進行中である。物語は今も進行中である。太陽光発電は、これらの未来の物語を支える確かな担い手の一つである。

PV Outlook 2050 は、太陽光発電の、太陽光発電産業の未来の物語である。この物語が、確かな物語となり、様々な営みの中に織り込まれていくことを願ってやまない。また、さらに素晴らしい物語が、近い将来、加わることを期待している。