

# 再生可能エネルギーの 全量買取制度の導入に 向けた検討について

## 1. 制度設計の基本的考え方

プロジェクトチームにおける議論やヒアリング、海外調査等を踏まえて、以下のような基本的考え方に基づき、再生可能エネルギーの全量買取制度の設計を行うものとする。

再生可能エネルギーの導入拡大は、「地球温暖化対策」のみならず、「エネルギーセキュリティの向上」、「環境関連産業の育成」の観点から、低炭素社会の実現に大きく資するものであり、これらの観点を最大限活かすような制度とする。

- 技術革新による再生可能エネルギーの発電コストの低減を促す
- 高品質で消費者が信頼できる製品の普及を促進し、我が国の環境関連産業を育成する
- 適切な系統安定化対策を講じる

高い導入インセンティブを付与すれば、再生可能エネルギーの導入量の増加が見込まれる一方、国民負担を伴うものであるため、費用対効果に配慮した制度とするべきであり、コストの高い再生可能エネルギーをいくらでも高く買うような制度とはしない。

- 国民にとっての負担額をなるべく抑える(標準家庭で1ヶ月100円?300円?500円?1,000円?)
- 過度な負担による製造拠点の海外流出等、産業の空洞化を防止する

再生可能エネルギー間の競争を促進し、コスト競争力の高いエネルギーが多く導入されるようにする。

日本全体の温室効果ガス削減目標及びその実現のために現在政府が導入を検討している地球温暖化対策税、排出量取引など他の関連政策と、政策としての一貫性、全体の整合性を確保するとともに、国民に理解を求めていくことが必要。



再生可能エネルギー間の競争と国民負担、電力システムの安定性に配慮しつつ、再生可能エネルギーの導入拡大を目指す買取制度の構築

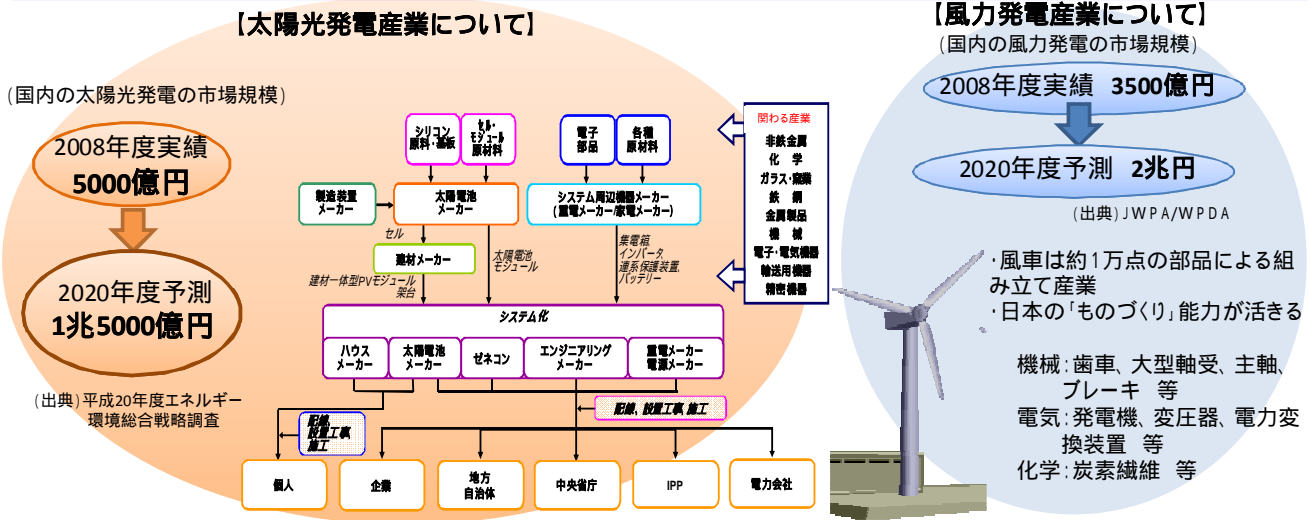
# 1-2. 再生可能エネルギーの産業としての価値

再生可能エネルギー関連産業の育成は、高品質なエネルギー産業を国内に立地させるというエネルギー政策上重要であると同時に、新たな産業分野であり、今後大きな成長が期待されるものとして価値がある。

原料メーカーから太陽電池メーカー、周辺機器メーカー、住宅メーカーから工務店に至るまで様々な事業主体が関わる太陽光発電産業を例として、再生可能エネルギー関連産業は、裾野が広いこと、地域経済との関係が大きいことなどの特色を持ち、高い経済効果や雇用効果が見込まれる。

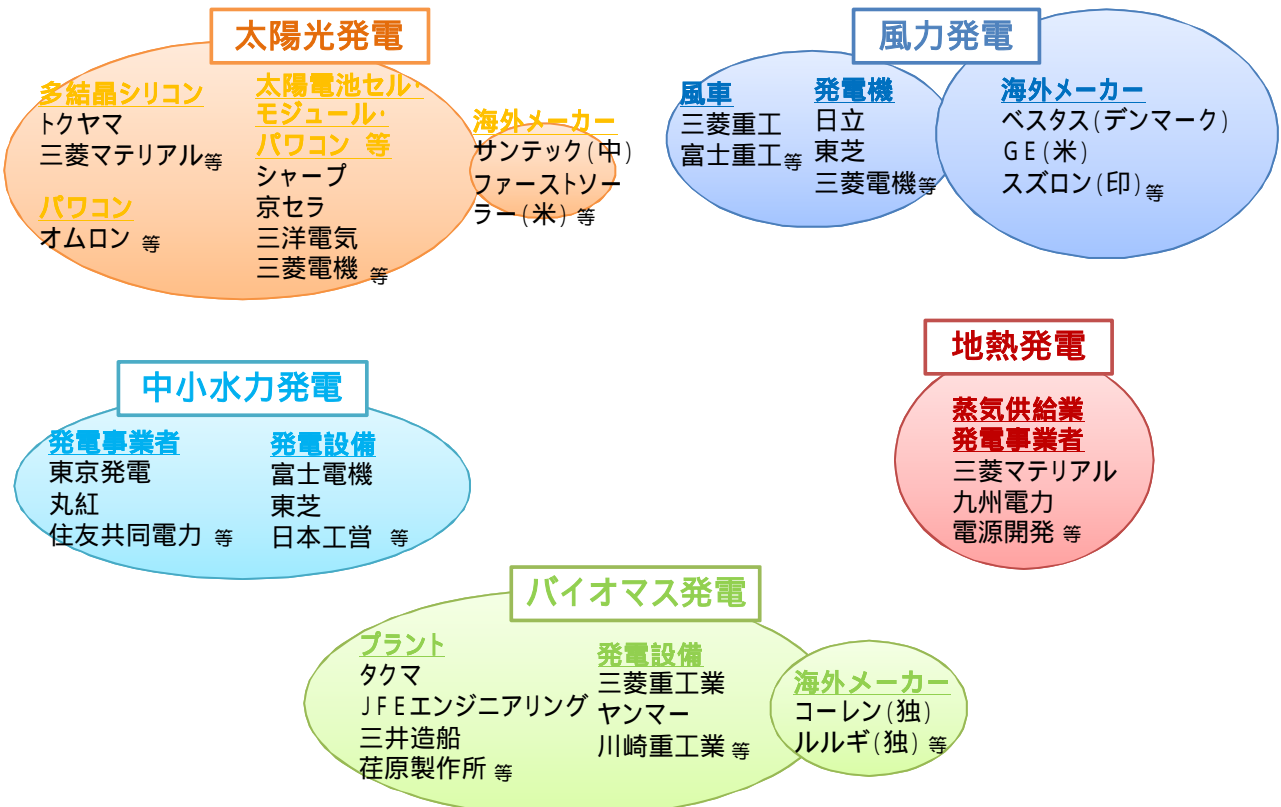
我が国再生可能エネルギー関連産業の育成は、競争力のある産業の国内立地を推進することにつながるものであり、環境と経済成長の両立の観点からも重要。

再生可能エネルギーの全量買取制度の実施などによる再生可能エネルギーの導入拡大等を通じて、2020年までに新たに50兆円を超える環境関連産業の市場と140万人の雇用を創出することを目指す。



2

## (参考) 各エネルギー分野における主要プレイヤー



3

## 2. 買取対象(1)

買取対象は、再生可能エネルギー電源として実用化されている太陽光発電、風力発電、水力発電、地熱発電、バイオマス発電とすべきではないか。  
 また一方で、持続可能性、導入効果に配慮することも必要ではないか。特にバイオマスについては、「他の利用目的と競合しないと認められる」ものを対象とすべきではないか。

投資を集中するという観点から、価格低減効果のあるものに対象を限定するという方法もあるが、再生可能エネルギー全体の導入を加速化する観点から、**現在再生可能エネルギー電源として実用化されているものを全て対象とすべき**ではないか。

- 買取対象は、太陽光発電、風力発電、水力発電、地熱発電、バイオマス発電とすべきではないか。
- まだ実用化されていない再生可能エネルギー電源は、価格競争力がない段階であるため、これらを他に比して相対的に高値で買い取ることは適当ではない。
- 再生可能エネルギー由来のガスや熱及び家庭用燃料電池やコジェネによって発電された電気や熱については、技術開発段階であることや計量方法が確立されていないこと、再生可能エネルギー由来ではないこと等から対象外とする。これらについての支援策の在り方については、将来的に必要なに応じて検討を行うものとしてはどうか。

一方で、持続可能性、費用対効果に配慮し、技術開発段階のものや他の用途と競合するものは対象とすべきでないのではないか。

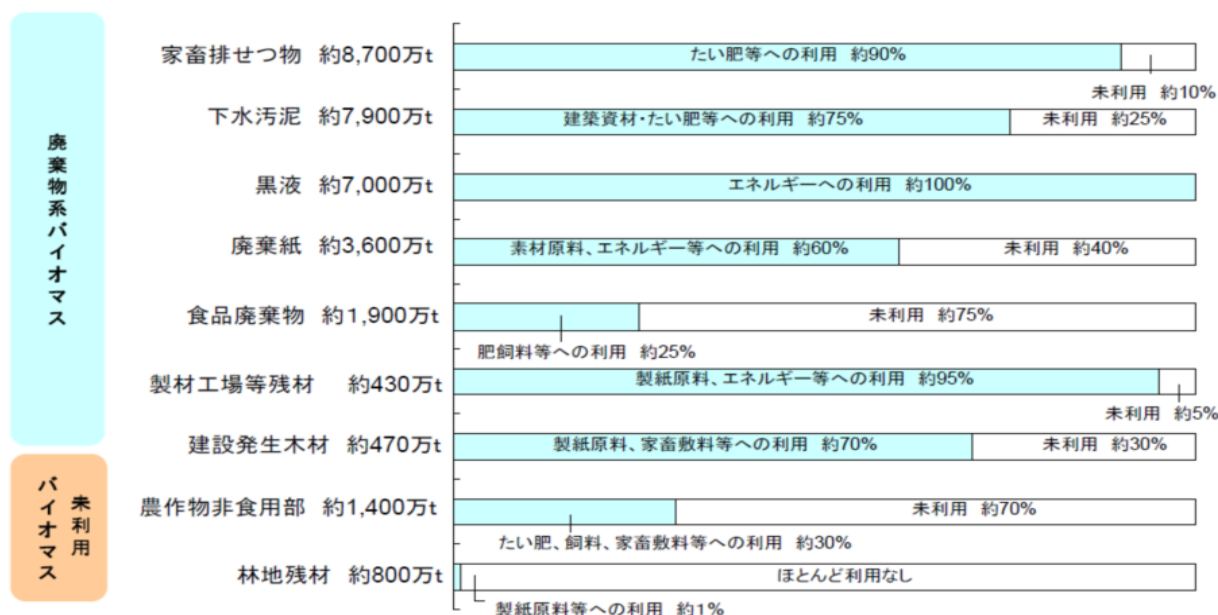
例えばバイオマスについては、資源の有効利用の観点から製紙向けなどのマテリアル利用を優先するとともに、森林破壊等につながることをないようにすべきであるため、「他の利用目的と競合しないと認められる」**バイオマス**を燃料として発電された電力に限ることとしてはどうか(例:林地残材等)。

そのためには、農林水産省と協力し、LCAの観点も加味しつつ、**持続可能性についてのトレーサビリティが確保されたもの**のみ買取対象とすることとしてはどうか。例えば、未利用エネルギーであることや違法伐採でないこと等の何らかの証明制度等が想定されるのではないか。

- 「未利用」であることの証明制度等を設けることで、実質的に海外等における違法伐採を除外することが可能と考えられる。

4

## (参考) 主なバイオマスの未利用量



(注) 発生量ベース。下水汚泥に関しては濃縮汚泥ベース。

(出典) バイオマス・ニッポン総合戦略推進会議(平成21年3月24日)をもとに作成。

5

## 2-2. 買取対象(2)

制度導入後に「新設」されたものを基本とすべきではないか。  
発電事業目的の設備(メガソーラー等)も対象とすべきではないか。  
全量買取を基本とするが、例外的に住宅用太陽光については、現行制度を維持するという選択肢もありうるのではないか。

新たな導入を促進するため、制度導入後に「**新設**」されたものを**基本**とすべきではないか。

- ただし、制度導入までに設置された設備については、激変緩和措置を検討するべきではないか。
- 原則として規模の制限は設けない。

ただし、水力発電については、諸外国の例も参考として、  
新設の設備のうち、大規模水力発電については、経済性が阻害要因となっていないこと等から対象外とし、  
3万kWまでの中小水力発電を対象とする  
効率向上による数%程度の出力向上を伴う既設設備改修については、新設と同様の効果があるため、出力向上分について新設扱いとする(地熱発電も同様の取扱いとする)  
こととしてはどうか。

太陽光発電については、現行の「太陽光発電の買取制度」における買取対象に加え、**発電事業目的の設備(メガソーラー等)も対象**とすべきではないか。その際、国民負担に配慮した価格での買取りとすべきではないか。

6

## 2-3. 買取対象(3)

全量買取を行うに当たっては、配線工事を行った上で、**電力系統に流れた電気の全量を買取**ることを**基本**としつつも、昨年からの制度が始まっている**住宅用太陽光発電等**については、以下の2つの考え方があるのではないか。

### 全量買取に移行

- 高値で買取れば導入の加速化が見込め、導入インセンティブが余剰電力比率に関わらず一定となる。
- 一方で、自家消費を行わずに電力系統に流れた電気を買取ということは、国民負担が相対的に増加することに加え、自家消費を前提として配線されている現行の太陽光発電システムの導入者(約50万軒)の配線に工事を要する。この**配線工事等に要する費用・期間が大きいことを考えると、全戸で導入することは困難という側面がある。**

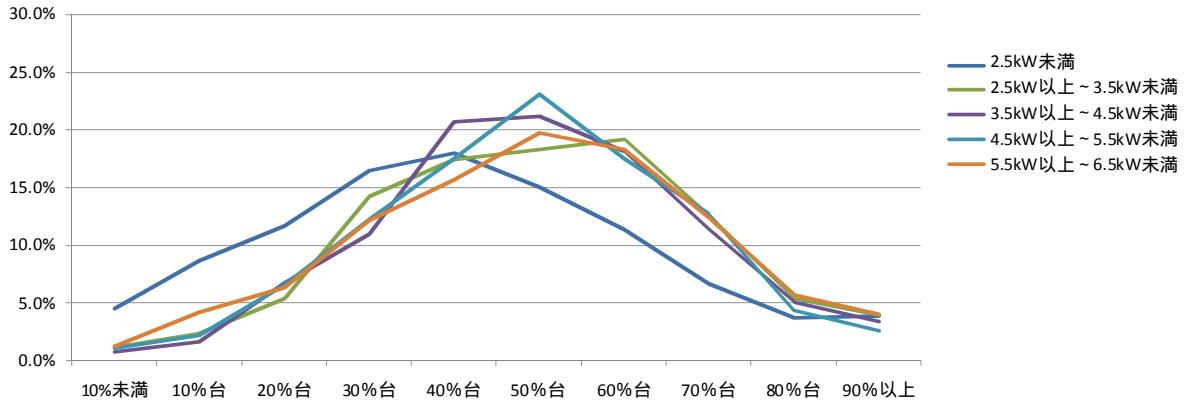
### 現行制度を維持

- 自家消費に対する省エネインセンティブが働くこと、家庭においてエネルギーの自給が達成されること、制度の継続性が維持されること、配線工事が回避される等の側面がある。
- したがって、**余剰率が比較的高い住宅においては、現行制度を維持するというオプションもあり得るのではないか。**

7

## (参考) 住宅用太陽光発電設備における余剰電力比率分布

全体の7割程度を占める家庭等における発電設備について、全国から無作為に抽出した2万軒の住宅につき、一定の前提に基づきその余剰電力比率を調べたところ、概ね60%弱となった。



容量	件数	平均余剰率
2.5kW未満	2048	46.7%
2.5kW以上～3.5kW未満	8616	55.1%
3.5kW以上～4.5kW未満	5653	54.9%
4.5kW以上～5.5kW未満	2493	54.5%
5.5kW以上～6.5kW未満	1190	55.0%

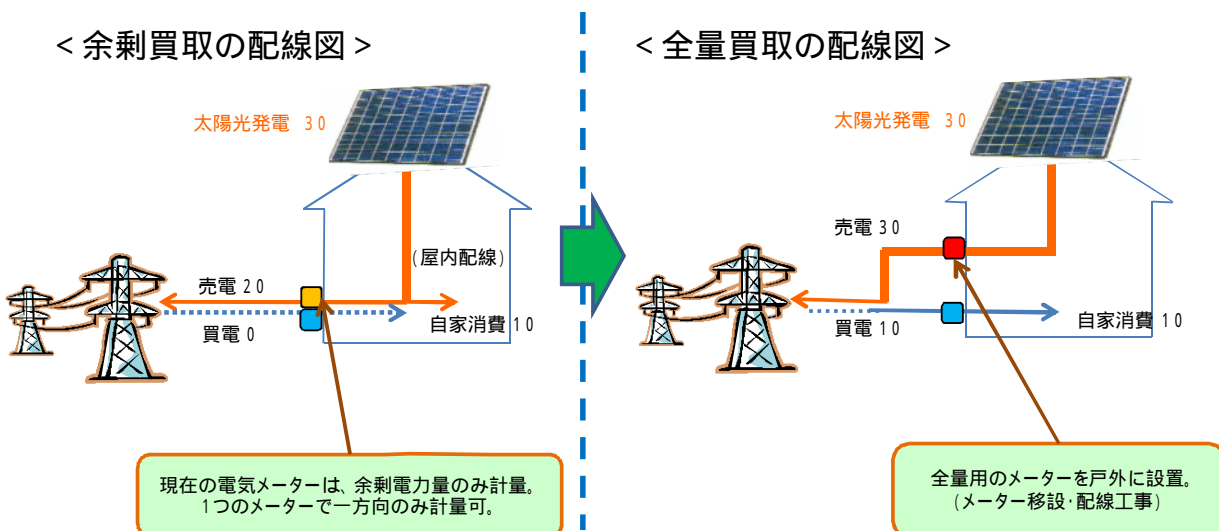
(出典) 経済産業省集計データにより作成

8

## (参考) 余剰買取と全量買取の技術的な違い

全量買取に全面的に移行する場合、パネルを既に設置した住宅(約50万軒)では、発電量(全量)を計量するため、メーターの移設や追加的な配線工事が必要。

- 1軒当たり10万円程度。(50万軒で総額500億円程度)
- なお、現在の年間の太陽光パネル設置数は約12～13万軒。



9



### 3. 買取価格・期間(1)

再生可能エネルギーの大幅な導入拡大を目指しつつも、再生可能エネルギー事業につき、あくまでも社会的に受容できる範囲でリターンが見込める、短期間に回収できる制度とすることを目指すべきではないか。

住宅用太陽光発電等の価格低減余地の大きい電源以外の買取価格は、原則、15～20円程度とすることが適当ではないか。

買取期間については、15年程度を基本として、10～20年で一律とすることが適当ではないか。

本制度は、再生可能エネルギーの大幅な導入拡大を目指しつつも、再生可能エネルギー事業につき、あくまでも社会的に受容できる範囲でリターンが見込める、短期間に回収できる制度とすることを目指すべきではないか。

- 回収・事業利益を過度に保証する制度設計は、再生可能エネルギー事業者の競争力やコスト削減努力を害する上、海外を含む投機資金の流入を招き、持続的な制度とならないおそれ。
- また、コスト高の再生可能エネルギーを更に高く買うことになるため、国民負担が相対的に大きくなる。
- ドイツやスペインのようにエネルギー環境の異なる欧州と、全てを等しく考えることは必ずしも適当でない。(これらの国でも負担増加に伴って価格見直し等の動きあり。)

買取期間については、住宅用太陽光等を除き、シンプルな制度とする観点から一律とすべきであり、減価償却期間(水力以外は概ね15年)を考慮して、**15年程度を基本として、10～20年で一律**とすることが適当ではないか。

10

### 3-2. 買取価格・期間(2)

価格設定の選択肢としては、以下の2つの考え方があるのではないか。

**全ての再生可能エネルギーの導入を進める観点からそれぞれについて事業として採算がとれる水準(コストベース)で再生可能エネルギーの種別に個別に設定**する。

**再生可能エネルギー間の競争による発電コストの低減を目指す**とともに、過度な国民負担を防止する観点から、**原則全ての再生可能エネルギーの買取価格を一律**とし、可能な限り安価なエネルギーの開発を促進する。

なお、太陽光発電以外の再生可能エネルギーの**コストは概ね同水準**にあると考えられることから、**一律の価格としても大きく劣位に置かれるものはない**と想定される。

また、 の場合、導入インセンティブを高めつつも、エネルギー間の競争を促し、過度な国民負担を防止する観点から、我が国にとって経済的に最適と言える水準の再生可能エネルギーを導入するという発想で買取価格を設定すべきではないか。

- **既存の化石燃料由来の電源に置き換わる効果を有するものと考えれば**、化石燃料による火力発電コストを出発点として、再生可能エネルギーの持つ価値を加味しながら買取価格を決定することが適当ではないか。
- 具体的には、LNG火力コストにRPS価値相当を上乗せした場合の価格、現在のLNG火力コストの例えば2倍程度の価値としてみた場合や現行の取引価格等を参考にすると、15～20円程度が国民に容認される水準と言えるのではないか。
- ただし、その場合であっても、価格低減余地が相対的に大きいもの(太陽光発電、小型風力等)は、将来の価格低減を見込んで当初は相対的に高値(48円等)とするが、年々買取価格を低減させ、価格低減を促すこともあり得るのではないか。

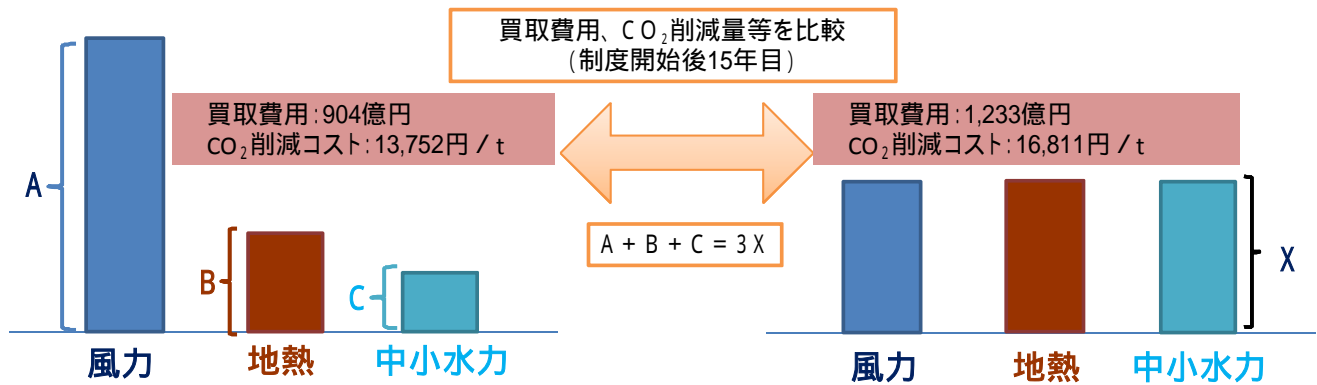
11

## (参考) 買取価格の設定の考え方について

一定の再生可能エネルギー( )を導入するために、  
 全再生可能エネルギーに一律の買取価格を設定するケース  
 各再生可能エネルギー毎に異なる買取価格を設定するケース  
 について買取総額等がどのように変わるかを比較する。  
 例えば、15年/15円のケースと、総導入量がケース と等しく各エネルギーの導入量が同じ  
 ケースを、比較する(A + B + C = 3X)。  
 ケース において、各電源が当該導入量を達成するために必要な買取価格を逆算し、そこから買取  
 費用総額、CO<sub>2</sub>削減量等を求めてケース と比較する。  
 太陽光については現行の買取制度があること、バイオマスについては千差万別であることから、今回は除外した。

ケース 15年/15円の場合(イメージ)

ケース 15年/風力12円、地熱17円、  
 中小水力22円の場合(イメージ)

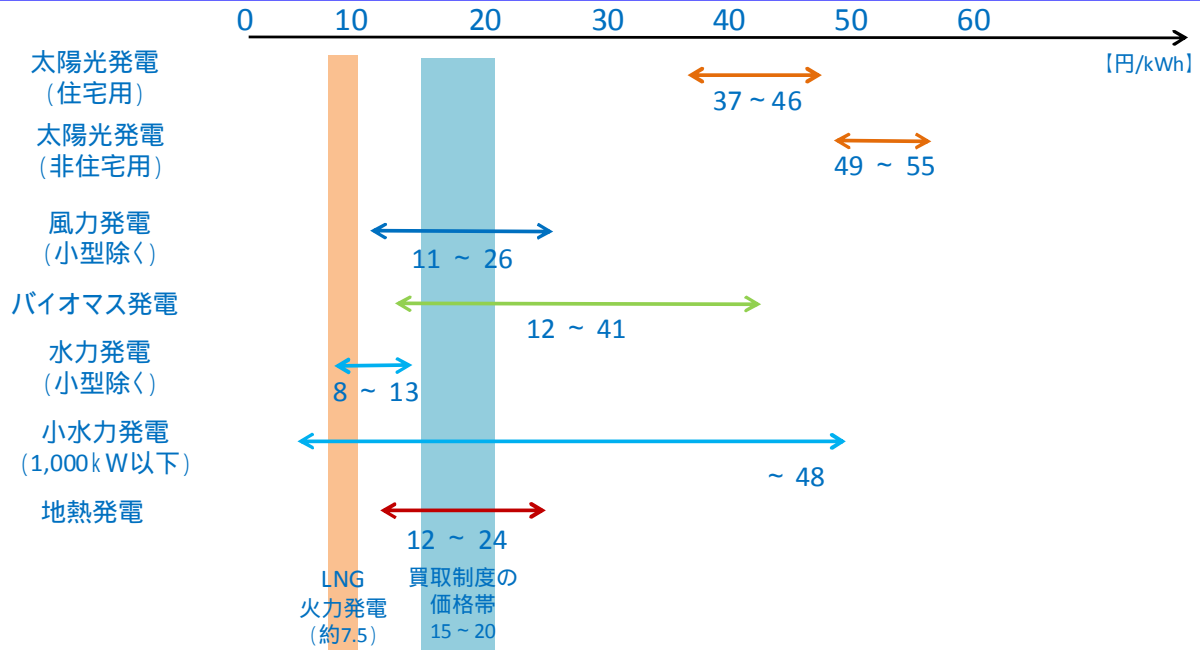


同じ量の再生可能エネルギーを導入するに当たり、ケース の方が買取費用が少なくて済む。  
 換言すれば、同じ買取費用をかけたときにケース の方がより多くの再生可能エネルギーを導入  
 できる。

12

## (参考) 再生可能エネルギーのコストについて

平成21年度補助金における実績値等により再生可能エネルギーのコストについて試算すると以下の  
 のとおり。太陽光発電が相対的に見て他の再生可能エネルギーよりもコスト高となっている。



- ディスカウントレート3%として試算
- 住宅用太陽光発電導入支援対策費補助金(平成20年度補正、平成21年度)、新エネルギー等事業者支援対策事業(平成21年度、申請ベース)、地域新エネルギー等導入促進事業における社会システム枠(平成21年度、申請ベース)における実績値をもとに一定条件の元に試算
- 発電原価は一般的な償却年数をもとに試算
- バイオマス発電については、木質バイオマスのケース。実際はバイオマスの種類によって価格は大きく異なる
- 地熱は「地熱開発促進調査(戦略的全国調査)」(平成13年度、NEDO実施)の結果を基に「地熱発電に関する研究会」(平成21年6月)において試算
- 水力発電については、水力発電に関する研究会(平成20年7月)データより抜粋
- LNG火力の発電原価については、総合資源エネルギー調査会電気事業分科会コスト等検討小委員会(平成16年1月)より抜粋

13

## (参考) RPS法の施行状況 - 新エネルギー等電気の取引価格 -

RPS制度下において、新エネルギー等電気の補助金を勘案した取引価格は10円程度。  
 「RPS相当量 + 電気」では、風力は価格が低下する一方、バイオマスは価格が上昇するなど、電源別に異なった傾向となっている。  
 「RPS相当量のみ」については、5円前後で推移している。  
 平成15年のRPS制度導入後も買取水準に大きな変更は見られなかった。

(加重平均価格の推移(単位: 円/kWh))

		平成13年 4月1日時点 余剰買取 メニュー	15年度	16年度	17年度	18年度	19年度	20年度
「RPS相当量 + 電気」	風力	11.5	11.8	11.6	11.0	10.7	10.4	10.4
	水力	個別協議 のため不明	8.1	8.5	8.4	8.4	7.2	8.9
	バイオマス	7.3	7.2	7.5	7.6	7.7	7.8	8.0
「RPS相当量のみ」			5.2	4.8	5.1	4.9	4.9	4.9

出典: 取引価格についての経済産業省アンケート結果より(義務対象者に対し毎年実施)

14

## (参考) 諸外国における買取価格

太陽光発電については50円前後、太陽光発電以外は10~20円前後の買取価格となっている。

	買取 期間	太陽光 (屋根用)	太陽光 (その他)	風力	水力	地熱	バイオマス	廃棄物	備考
ドイツ	20年	42.9 ~ 54.9円 <small>自家消費分 (30kW以下)は 33.8円</small>	41.5円	11.9円 <small>(洋上:20.3円)</small>	9.9 ~ 16.5円 <small>(既設の リパワメント: 4.7 ~ 9.8円)</small>	13.7 ~ 20.8円	8.0 ~ 26.9円 <small>燃焼源となる バイオマス、種 類によって、異な る価格を設定</small>	-	2009年稼働 設備の価格
スペイン	25年 <small>(太陽光、 中小水力)</small> 20年 <small>(風力、地熱)</small> 15年 <small>(その他)</small>	41.6 ~ 44.2円	41.6円	10.2円	10.8円 <small>(10000kW以下)</small>	9.5円	7.4 ~ 22.1円	5.3 ~ 9.4円	2009年稼働 設備の価格
イギリス (提案中) (小規模)	25年 <small>(太陽光)</small> 20年 <small>(その他)</small>	36.4 ~ 51.4円 <small>(5000kW以下)</small>	36.4 ~ 51.1円 <small>(5000kW以下)</small>	6.3 ~ 42.7円 <small>(5000kW以下)</small>	6.3 ~ 42.7円 <small>(5000kW以下)</small>	-	6.3 ~ 42.7円 <small>(5000kW以下)</small>	-	制度提案中 左記は売電 価格含まず
イタリア (太陽光+ 小規模)	25年 <small>(太陽光)</small> 20年 <small>(その他)</small>	52.0 ~ 63.7円 <small>+売電価格</small>	46.8 ~ 52.0円 <small>+売電価格</small>	39円 <small>(200kW以下)</small>	28.6円 <small>(1000kW以下) 潮力、波力含む</small>	26.0円 <small>(1000kW以下)</small>	36.4円 <small>(1000kW以下)</small>	-	2008年稼働 設備の価格
フランス	20年 <small>(太陽光、水力、 洋上風力)</small> 15年 <small>(その他)</small>	71.5円 <small>(12000kW未満)</small>	39円 <small>(12000kW未満)</small>	10.7円 <small>(洋上:16.9円) (12000kW未満)</small>	8.6 ~ 11.1円 <small>(12000kW未満)</small>	15.6 ~ 19.5円 <small>(12000kW未満)</small>	6.4 ~ 18.2円 <small>(12000kW未満)</small>	5.9 ~ 6.9円 <small>(12000kW未満)</small>	2008年稼働 設備の価格
EU平均		58円	36.4円	13.1円 <small>(洋上:17.4円)</small>	12.1円	14.8円	14.3円	-	

1ユーロ = 130円、1ポンド = 140円で換算

出典: 各国数値については平成20年度新エネルギー基礎調査(海外における新エネルギー等導入促進施策に関する調査)調べ、EU平均についてはEREF Price Report 2009より抜粋

15



## 4. 負担

負担の方法については、電気料金に上乗せする方式と、税その他の方法により広くエネルギー消費全般で負担する方式が考えられるのではないが、

特定の分野に対する軽減措置の是非については議論が分かれるところ。

低所得者への配慮等は、社会政策の枠内で行うべきものではないか。

地域間の負担格差の是正を行う場合について、詳細な方法を検討しておくべきではないか。

負担の方法については、現行制度と同様に**電気料金に上乗せする方式**と、エネルギー間の公平性に配慮して、買取費用を**税その他の方法により広くエネルギー消費全般で負担する方式**が考えられる。

- 前者は、再生可能エネルギー由来の電力供給を受ける需要家が負担を負うこととなるため、受益者負担の観点からは適当である。他方、この場合には電気よりもガスや石油といった化石エネルギーの価格が相対的に安価となることから、後者の制度設計も考えられる。

買取による負担の水準によるが、負担額が大きい場合は各産業の国際競争力への影響が懸念されるため、買取制度の枠内で特定の者に対する**軽減措置を設けるという考え方**もあるが、この場合には、軽減措置の対象の線引きが困難であると同時に、家庭・民生などの分野の負担が相対的に重くなることが懸念され、負担に応じた補償的措置については、**必要に応じて買取制度の枠外で検討するという考え方**もある。

**低所得者配慮**については、公共料金と低所得者負担という社会政策の観点から考慮されるべきであり、**買取制度とは別に適切に対応すべきではないか。**

再生可能エネルギーには地域特性があるため、地域ごとの負担の偏りが一定程度大きくなる可能性もある。この場合に、本来全国大での取組である再生可能エネルギーの普及に対する負担に関し、地域間の公平性を担保する観点からは、全ての**需要家負担が等しくなるように調整する方法についての検討を行う必要がある**。一方で、地域ごとの負担の偏りが小さい場合には、各地域ごと買取価格を設定する方法も考えられる。

16

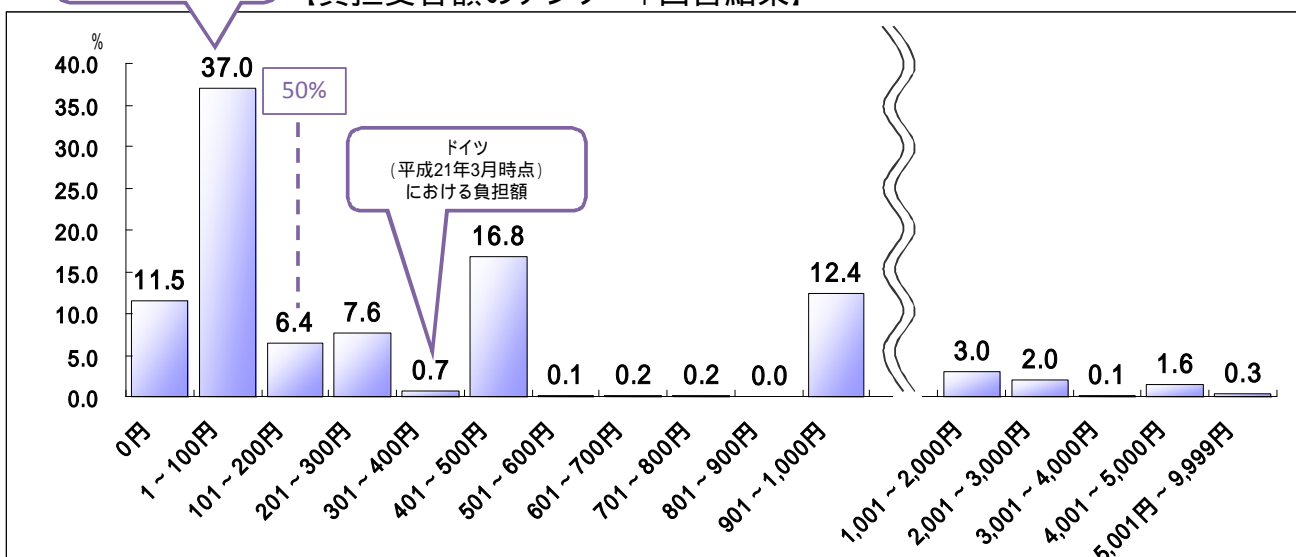
### (参考) アンケート調査結果 負担の受容額について～(1) 回答結果の分布状況

現在の太陽光発電の買取制度における負担の程度である「100円以下」の回答が48.5%を占めている。

回答数が最も多かったのは「100円」(22.0%(11,007人))であり、「0円」と回答した方も11.5%(5,773人)を占めている。

太陽光発電買取制度  
(平成21年11月開始)  
における負担額

【負担受容額のアンケート回答結果】



17

## (参考) アンケート調査結果 負担の受容額について～(2) 平均値の比較

「固定価格買取制度」の導入に伴う負担受容額の全体平均は308.13円である。

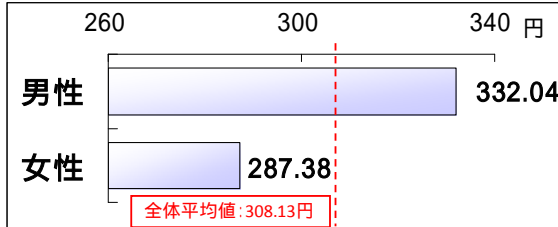
男女別の平均値では、男性より女性の方が約45円低い。

年代別の平均値では、30代～50代が低くなっている。

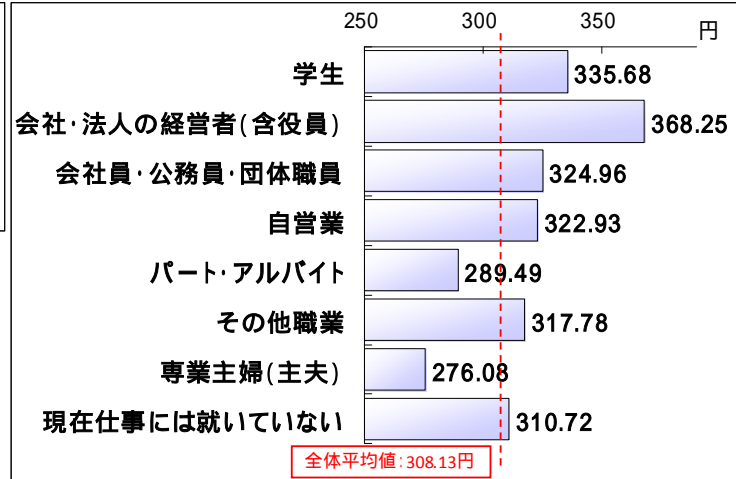
職業別の平均値では、専業主婦(主夫)が最も低くなっている。

いずれも負担受容額の回答値上下1割(計10,000サンプル)を除いて平準化した40,000サンプルでの平均値

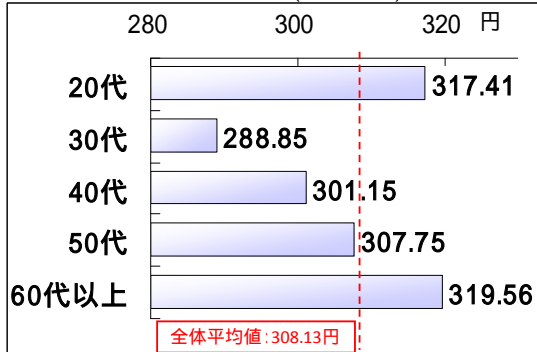
男女別の負担受容額(平均値)



職業別の負担受容額(平均値)



年代別の負担受容額(平均値)



(注) 負担受容額に関し、以下の参考数値を回答時に提示。  
ドイツの固定価格買取制度の負担 月額400円程度  
日本の現行制度の負担 月額30～100円程度

18

## 5. 系統安定化対策

再生可能エネルギーの大量導入と電力の安定供給の確保の両立した電力系統を構築すべきではないか。

太陽光発電等の大量導入に伴う系統安定化対策として出力抑制を行うことも一案。

再生可能エネルギーは出力が不安定であるため、導入量が過大となると、電力の安定供給の維持のために多大な系統安定化対策を要する。

例えば、太陽光発電が1,000万kWを超えると系統安定化対策費用が大幅に増加するため、太陽光発電の導入量の推移や蓄電池の生産能力等を踏まえ、社会的コスト低減の観点から、国民の理解を得た上で、今後適切な出力抑制を行うことも一案。

さらに、系統安定化対策について、以下の事項を踏まえ、費用負担の詳細ルールの方針を含めた更なる検討を進めることが必要ではないか。

- 太陽光発電と蓄電池の協調制御など、技術的実現可能性等の検証
- いわゆる「スマートグリッド」関連の技術開発動向

また、太陽光発電の出力抑制等に係る技術開発や蓄電池の設置といった系統安定化対策に対しては、必要に応じて国による支援を検討すべきではないか。

19

# (参考) 太陽光発電等の再生可能エネルギー大量導入時の課題

太陽光発電等の再生可能エネルギーが大量に導入された場合の系統安定化対策として、柱状変圧器の増設などの電圧上昇対策に加え、蓄電池の設置や出力抑制等の余剰電力対策が必要となる。

## 1. 余剰電力の発生

【課題】太陽光発電が増加すると、休日など需要の少ない時期に、ベース供給力(原子力+水力+火力最低出力)と太陽光の合計発電量が需要を上回り、余剰電力が発生(右図)。

【対策】蓄電池の設置、GWや年末年始など低負荷期における出力抑制、等

## 2. 出力の急激な変動

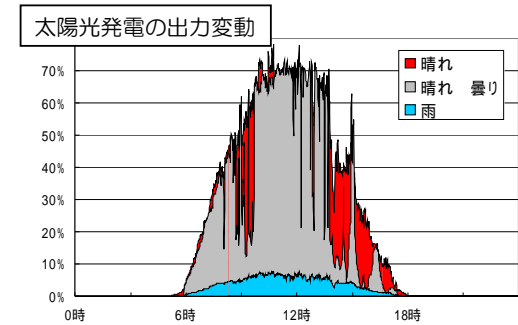
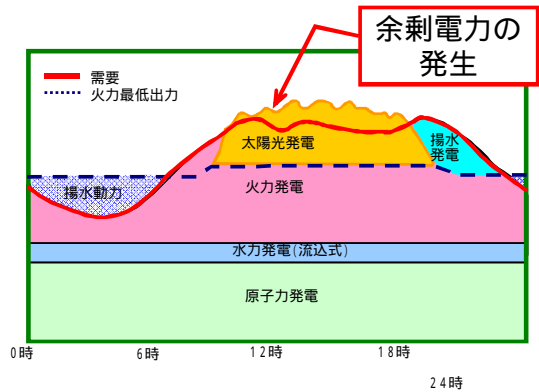
【課題】太陽光発電の出力は、天候などの影響で大きく変動(右下図)。短期的な需給バランスが崩れると周波数が適正値を超えて、電気の安定供給(質の確保)に問題が生ずるおそれ。

【対策】出力調整機能の増強、等

## 3. 電圧上昇

【課題】太陽光パネルの設置数が増加した場合、配電網の電圧を適正值(101±6V)にするため太陽光発電の出力を抑制せざるを得なくなるおそれ。

【対策】配電網の強化(柱上変圧器の増設)、等



20

# (参考) 2020年までの対策シナリオごとのコスト試算結果

(太陽光発電2,800万kW導入ケース)

(将来価値で試算、単位:兆円)

シナリオ	配電対策	蓄電池設置 <sup>2</sup>	制御システム構築	出力抑制機能PCS <sup>3</sup>	需要創出・活用	蓄電池・揚水ロス等 <sup>4</sup>	火力調整運転	合計	備考
(出力抑制なし) (系統側蓄電池)	0.32	15.1	0.30	-	-	0.35	0.15	16.2	
(出力抑制なし) (需要家側蓄電池)	-	45.4 ~ 56.7 <sup>5</sup>	0.30	-	-	0.05	0.15	45.9 ~ 57.2	
(特異日出力抑制)	0.32	2.80 <sup>6</sup>	0.30	0.02	-	0.08	0.15	3.67	・太陽光発電の出力抑制量は7.3億kWh/年
(特異日半量抑制)	0.32	7.56	0.30	0.02	-	0.19	0.15	8.54	・太陽光発電の出力抑制量は3.6億kWh/年
(特異日+端境期出力抑制)	0.32	0.55 <sup>6</sup>	0.30	0.02	-	0.02	0.15	1.36	・太陽光発電の出力抑制量は15.6億kWh/年
(特異日+端境期出力抑制+需要創出)	0.32	0.55 <sup>6</sup>	0.30	0.02	0.09 <sup>7</sup>	0.02	0.15	1.45	・太陽光発電の出力抑制量は9.6億kWh/年

1: 電圧調整装置(SVC等)が1バンク当たり1台(単価:1,500万円)、住宅用太陽光発電の5~8軒で柱上変圧器(単価:20万円)が1台設置されるものとして試算。

2: 蓄電池システム価格のみの試算であり、別途蓄電池を設置するための用地が必要。

蓄電池コストはそれぞれ、NaS電池システム価格:4万円/kWh、LiB電池システム価格:10万円/kWhとして試算。

3: 太陽光発電の導入量が1,000万kWを超えるもの(=1,800万kW)について、出力抑制機能付きPCSが設置されるものとして試算(PCSのコスト上昇分を0.5万円として試算)。

4: NaS電池の保温のための電力消費分を含む。

5: 需要家側蓄電池の運用が的確に行われなかった場合への対応として、系統側蓄電池も必要となる可能性あり。

6: 太陽光発電の導入量が一定量を超過すると、週末に発生した余剰電力を平日に消費しきれず翌週に持ち越すこととなり、余剰電力対策量が飛躍的に増大し、蓄電池設置対策の限界費用が大幅に増加すると見込まれる。LFC容量確保のための蓄電池対策コストも含む。

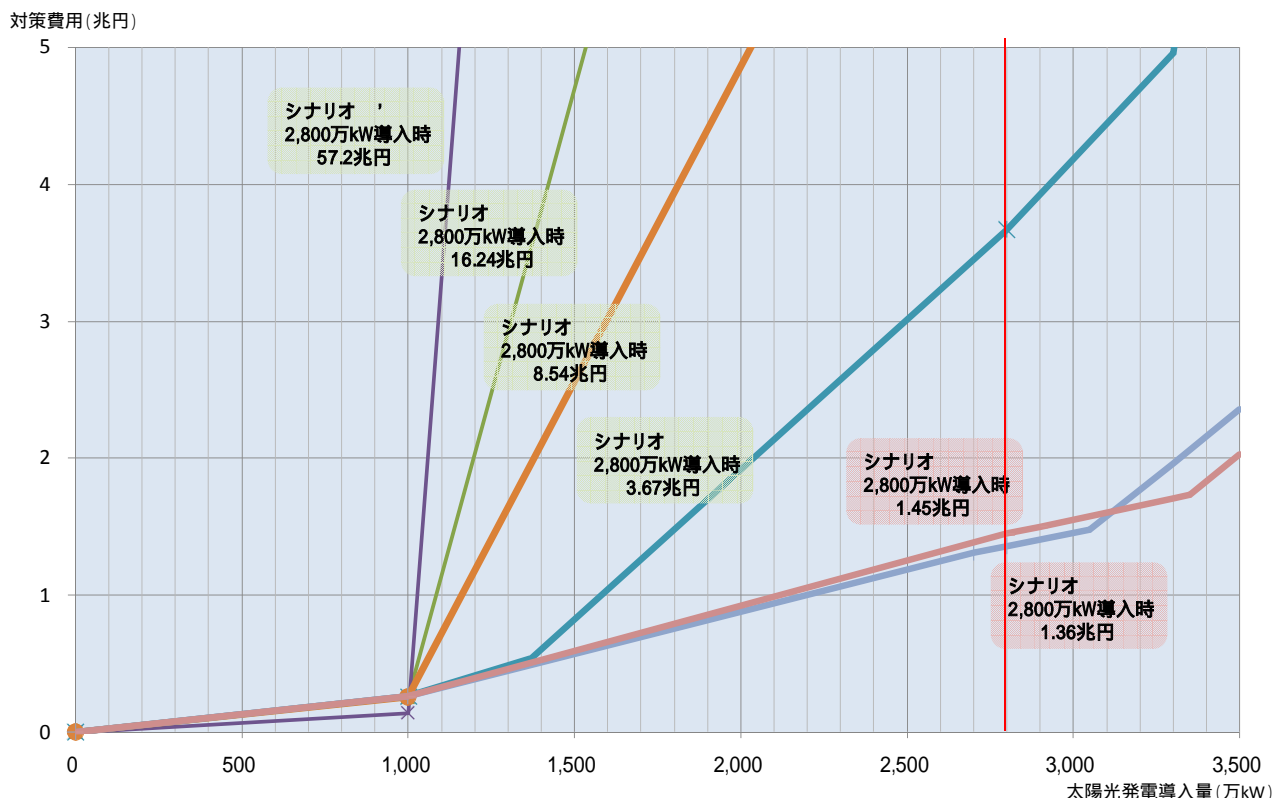
7: 太陽光発電とHP/EVの自律制御を行うスマートインターフェースが約300万戸(太陽光導入住宅の約6割)設置されるものとして試算(スマートインターフェースは3万円/台として試算)

なお、追加発生コストではないが、太陽光発電の導入に伴う自家消費の増加により、既存設備に係るkWh当たりの固定費負担額が導入しない場合に比べて相対的に増加する。

21

## (参考) 対策シナリオごとのコスト試算結果

2020年までの各シナリオの系統安定化対策コストは、以下のとおり。



22

## 6. 補助金等

補助事業等の財政支援の在り方については、今後、以下のような観点から多面的な検討を継続する必要があるのではないか。

補助事業等の財政支援のあり方については、今後、以下のような観点から多面的な検討を継続する必要があるのではないか。

補助事業については、昨年11月の事業仕分けにおいて、買取制度の導入に伴って廃止すべき、事務コストが高く効率的ではない等が問題点として指摘されているところ。

- 現行の補助事業と買取による支援については、イニシャル段階・ランニング段階の相違はあるものの、導入量拡大に向けたインセンティブ措置として共通性あり。

今後は以下のような多面的な観点から、財政支援の必要性について更なる検討を進めるべきではないか。

- イニシャル段階での支援(補助事業)の効果・必要性  
特に個人による再生可能エネルギーの導入については、初期負担のハードルが高いことから、イニシャル段階での支援が効果的との指摘もあるがどうか。
- 補助事業による価格低減誘導効果(住宅用太陽光)  
住宅用太陽光補助金については、補助対象設備に上限価格を設定し、引き下げていくこととしており、買取価格の引き下げよりも、価格低下誘導効果が大きいとも考えられるがどうか。
- 補助事業が電力需要家の負担額に与える影響等  
補助事業と買取制度の組合せは、導入者に対するインセンティブを、電力需要家だけでなく、広く化石燃料の消費者全般で支える制度との側面もあり、原因者負担の原則、エネルギー間の公平性の観点からどう考えるのか。  
他方、今後、買取費用は増大する一方、化石燃料の消費量は減少していくと見込まれ、制度の持続可能性という観点からの検討も必要。
- 補助事業の執行  
今後、再生可能エネルギーの導入が拡大する中で、仮に補助事業を継続した場合には、補助対象件数も飛躍的に増大していく。このような中、効率的な執行体制等を整備していくことが可能か。

23

## 7. RPS法

RPS法の扱いについては、「量」と「価格」の二重の規制を回避することを基本方針とすべきではないか。

RPS制度は、電力事業者に新エネルギー等から発電される電気の一定量以上の利用を義務付けることにより、電力分野における新エネルギー等の導入拡大を図る制度。（「量」による規制を行うことにより、再生可能エネルギー間の競争を促し、安価な再生可能エネルギーが導入されることを後押ししてきた。）

一方で買取制度は「価格」による規制であり、制度設計の結果として「量」と「価格」による二重の規制が課された状態が生じることは避けるべき。このため、RPS制度について見直しを行うことが必要ではないか。

また、従来、RPS法を前提として設置された設備の中には、RPS法を契機として発生していた価値（RPS価値）を前提として、長期契約を結んでいるものもあり、当該措置についての激変緩和措置の在り方を今後検討すべきではないか。

24

## 8. 全量買取制度の導入に伴うその他の課題

再生可能エネルギーの導入加速化のためには、価格インセンティブ以外の環境整備も必須。

**研究開発の促進**によって、発電コストの低減や、生活環境に適合した新製品の開発が必要となる。

**諸規制の緩和**、特に時間的・手続的な短縮を図ることで、導入環境を整備する必要がある。（次ページ参照）

また、再生可能エネルギーの導入促進を行いつつ、同時に、**省エネルギーや原子力発電の更なる推進**に向けて政策展開を行う必要がある。

買取制度は、化石燃料の価格上昇等によって再生可能エネルギーの経済性が十分に向上した場合や物理的限界に近い導入量が達成された場合、コスト低減が達成した分野については終了すべき制度であり、その後の**社会エネルギーシステム像**を見据えた政策を行う必要がある。

- 例えば、家庭用蓄電池については、将来的に家庭単位のエネルギー・マネジメントシステムにおいて必要な存在となる可能性がある。

買取制度は、再生可能エネルギーの導入状況やエネルギー価格、経済状況等によって、その意義や必要性が変わるものであり、例えば5年毎に検討・見直しを行うべき。

25



## (参考) 諸規制の緩和等

全量買取制度の効果を最大化するためには、再生可能エネルギーの導入の阻害要因となっている規制等の適切な見直しを併せて行うことが肝要ではないか。

### < 制度的課題の例 >

- 自然公園法(風力発電、地熱発電)
- 温泉法(地熱発電)
- 廃棄物処理法(バイオマス発電)
- 電気事業法(保安規制)
- 建築基準法等の規制の在り方(風力発電、太陽光発電)
- 河川法(水利権の許可更新手続きの明確化及び基準の具体化)
- 適切な環境影響評価手続の整備(風力発電)
- 工場立地法(太陽光発電設置の際の緑地規制)

### < 社会的課題の例 >

- バードストライクによる野生生物への影響や景観との調和
- 騒音・低周波音による健康影響の解明
- 地元温泉事業者等との調整
- 更なる安全性の担保

26

## 9. 今後事務的に検討すべき事項

今後、法制整備も視野に入れつつ、事務的な諸課題の整理を行うこととしたい。

### < 課題例 >

法制的な検討(供給構造高度化法やRPS法、電気事業法との関係整理等)。

未利用バイオマスの範囲の確定(実効性ある未利用バイオマスを識別するためのトレーサビリティ制度の整備)。

既設設備向けの激変緩和の検討。

買取費用の回収方式や、地域間の費用負担の格差の是正を行う場合の詳細方式の検討。

買取を行う主体としてPPS(特定規模電気事業者)等をどう位置づけるかの整理。

電気事業者の自社電源の取扱いの検討。

バイオマス混焼火力発電についての取扱いの検討。

再生可能エネルギー価値の定義並びに当該価値の帰属及び配分方法、法制的位置づけの要否の検討、グリーン電力証書との関係の整理。

系統安定化対策とコスト負担の在り方。再生可能エネルギーの系統運用ルールの見直し検討。

将来の価格改定の考え方。

買取実務に関する詳細検討。

買取期間が終了した後の再生可能エネルギー電気の取扱い。

27