

2050年再生可能エネルギー等分散型
エネルギー普及可能性検証委託業務
における検討中の資料

再生可能エネルギーの 導入見込量・効果影響の推計

株式会社三菱総合研究所

本資料における試算は、系統制約やコストなどについて様々な前提、仮定を置いて試算した検討途中の段階のものであり、前提、仮定の置き方、試算の方法について、今後の検討により変わりうるものである。

1. 再生可能エネルギーの 導入見込量

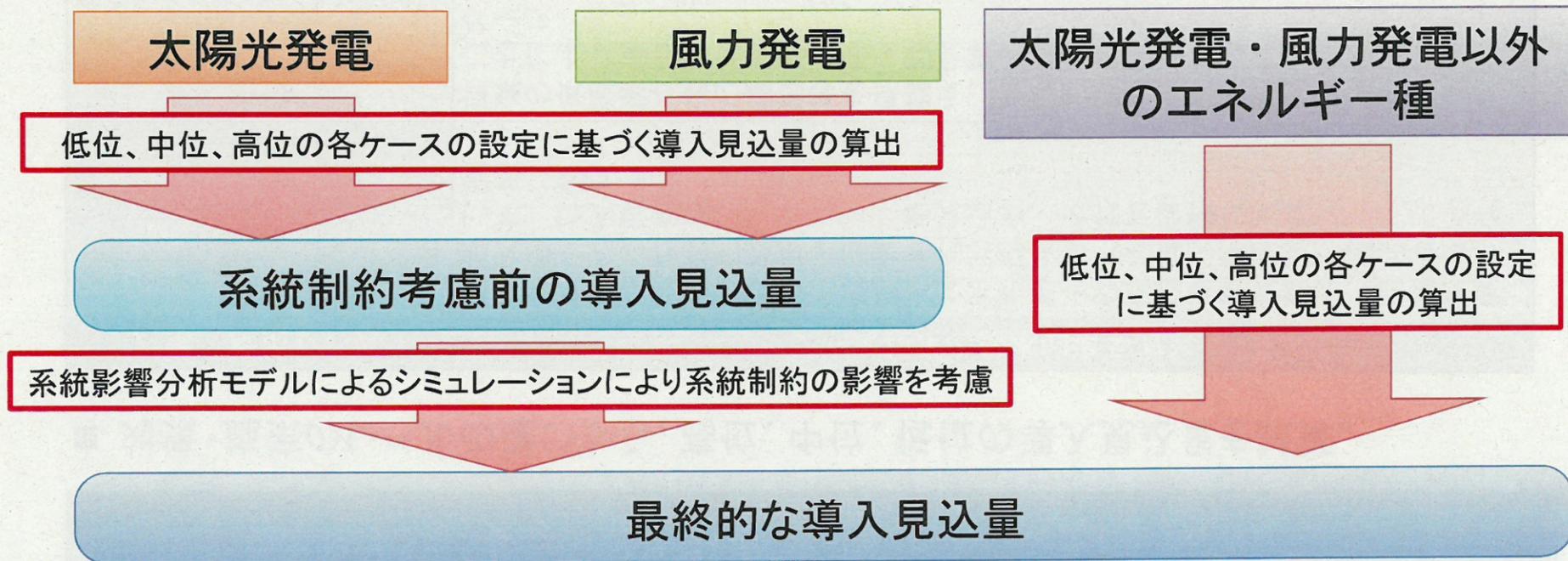
(1) 考え方 導入見込量のケースについて

- 対策・施策のレベルの違いから、高位、中位、低位の導入見込量を試算。

対策・施策レベル	ケース設定の基本的考え方※
高位	将来の低炭素社会の構築、資源・エネルギーの高騰等を見据え、初期投資が大きくとも社会的効用を勘案すれば導入すべき低炭素技術・製品等について、導入可能な 最大限の対策 を見込み、それを後押しする 大胆な施策 を想定したケース
中位	将来の低炭素社会の構築等を見据え、 合理的な誘導策や義務づけ 等を行うことにより重要な低炭素技術・製品等の導入を促進することを想定したケース
低位	現行で既に取り組まれ、あるいは、 想定されている対策・施策 を継続することを想定したケース

(1) 考え方 系統制約の影響について

- 2030年までの導入見込量の算出にあたり、太陽光発電、風力発電については、現状及び今後の大規模な導入に対して系統制約が発現する可能性を考慮する。
- 具体的には、系統制約が存在しない場合の導入見込量をまず算出し、この算出結果に基づいて後述の系統影響分析モデルにより系統制約の影響を求め、当初の導入見込量を補正する。
- 他のエネルギー種については、低位、中位、高位の各ケースの設定に基づいて算出した導入見込量をそのまま採用し、系統制約の影響は考慮していない。



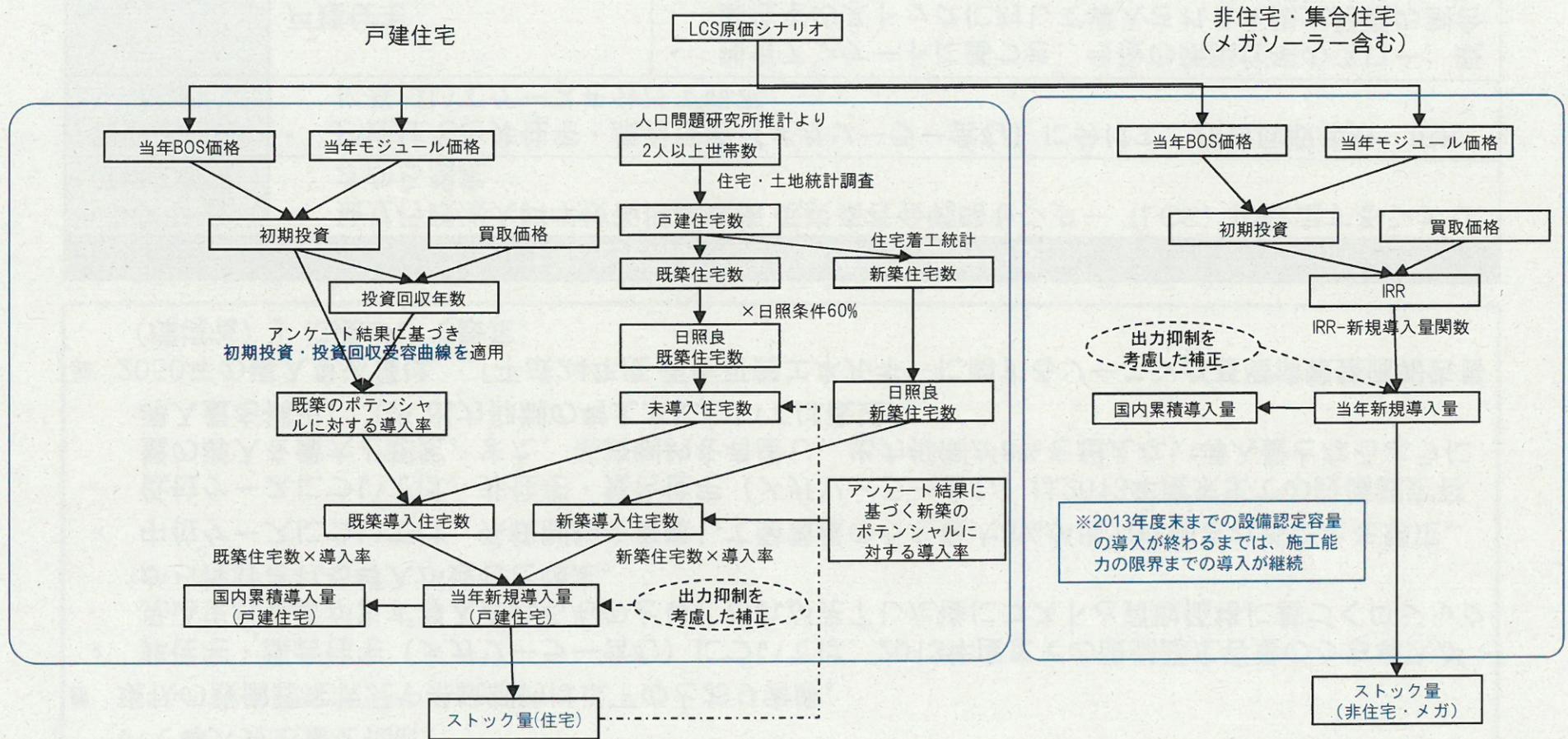
(2) 太陽光発電 導入見込量の考え方

- 戸建住宅と非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）に分けて、双方ともシステム価格に関するシナリオと、買取価格等に関するシナリオ（高位・中位・低位）を設定し、これらに対する反応に基づいて導入見込量を推計。
- 現状の設備認定状況や系統制約は以下のとおり考慮。
 - ✓ 非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）については、2013年度までの設備認定容量のうち導入が見込まれる量がまず導入されるものとし、これが完了した後にコストと買取価格に基づくロジックから推計される導入が進むと想定。
 - ✓ 中位ケースについては、系統制約を考慮して発電量のうち最大8%が出力抑制されることを想定。
 - ✓ 低位ケースについては、非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）は2013年度末までの設備認定容量の導入を最大と想定。また、系統制約を考慮し、出力抑制が8%を超えない導入量となるように導入量を補正。（※ 出力抑制の考え方については後述）
- 2050年の導入見込量は、「平成24年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書（環境省）」に基づいて設定。

太陽光発電導入見込量推計方法の概要

システム 価格の想定	<ul style="list-style-type: none"> ・ 独立行政法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター（LCS）の設定するシナリオから想定 	
買取価格の 想定	<ul style="list-style-type: none"> ・ 戸建住宅と非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）に分けて、投資回収年数、IRRに基づいてケースを分けて設定 	
推計方法	戸建住宅	<ul style="list-style-type: none"> ・ 独自アンケートに基づき、今後の新築住宅のフロー、既築住宅のストックに対して導入される太陽光発電の割合を設定
	非住宅・集合住宅 （メガソーラー含む）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 現状の設備認定容量の導入ペースを考慮するとともに、これらの容量が導入された後の導入量を過去のドイツの統計情報からIRRと導入量の関係式を定義して設定
備考	<ul style="list-style-type: none"> ・ 中位ケース、低位ケースについては系統制約、出力抑制の影響を考慮 	

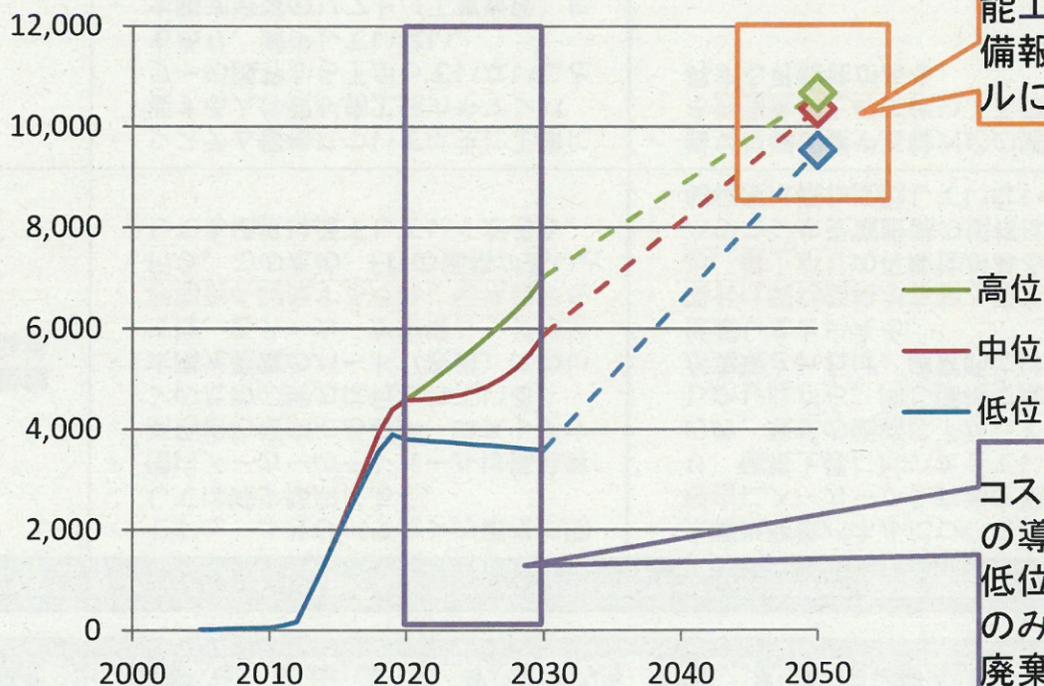
(2) 太陽光発電 導入見込量推計フロー



(2) 太陽光発電 2050年に向けた非住宅等向け導入見込量の推移について

- 非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）の太陽光発電の導入見込量は現状の想定では低位において2020年～2030年に微減、2030年～2050年において増加という傾向をとる。これは系統制約の影響を最も厳しく捉えたシナリオを設定したことによるものだが、現状想定に対して一定の修正を加える場合、例えば以下のような選択肢が考えられる。
 - ✓ 2020年～2030年までと同様に2030年～2050年も系統制約が最も厳しい状況とする想定を置き、2050年の見込量は2030年水準で横ばいとする。
 - ✓ 2020年～2030年については、廃棄分はリプレースされると想定し、完全に横ばいとする。

非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）
の導入見込量（万kW）



2050年の導入見込量は「平成24年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書（環境省）」で示されるポテンシャルに基づいて設定

コストシナリオ、買取価格の想定、現状の認定量の導入ペースの想定に基づいて設定
低位ケースは現状の認定量のうちの顕在化分のみの導入を見込む結果、2020年～2030年は廃棄のみが発生し、ストックが微減

(参考) 太陽光発電導入見込量に関するヒアリングで得られたコメント (1/2)

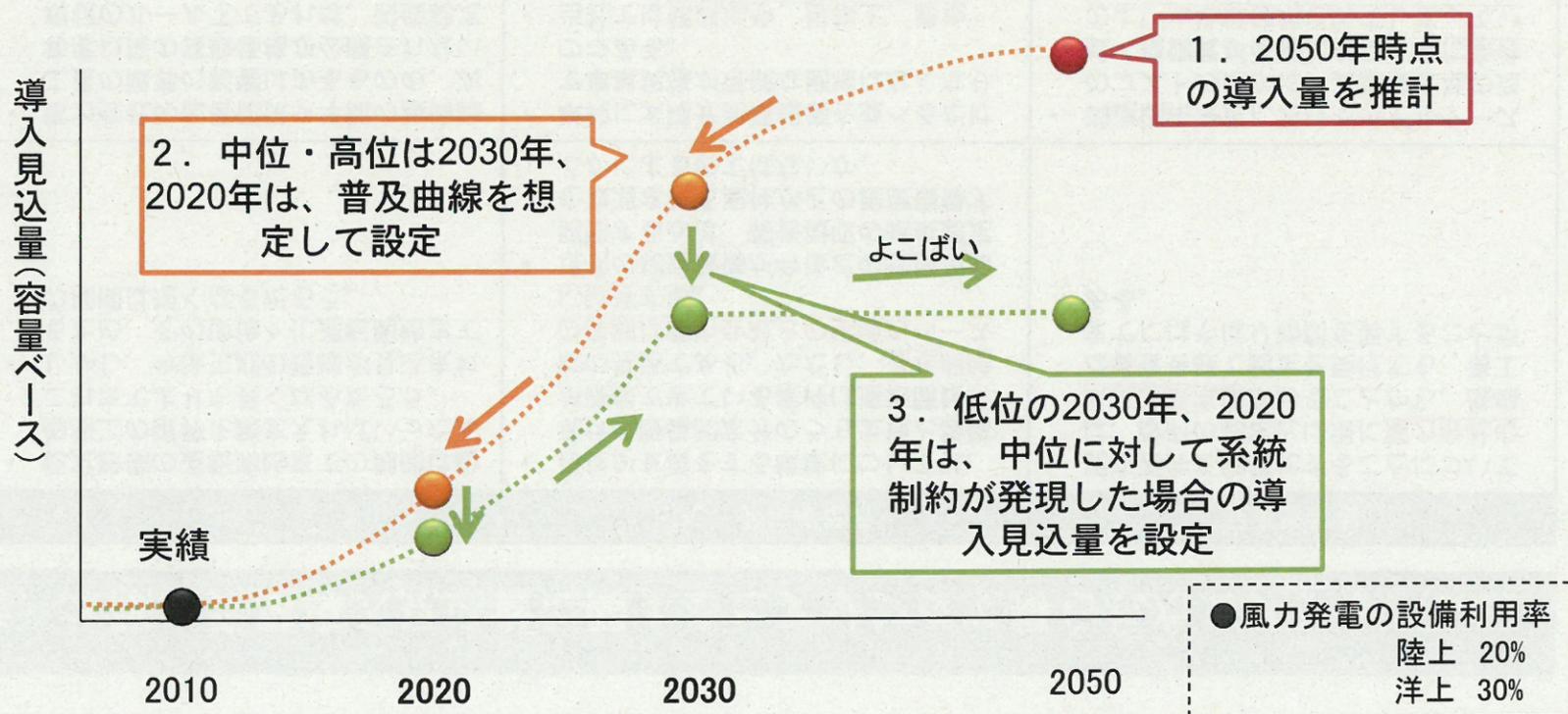
	JPEA	EPC・発電事業者	発電事業者
設備 価格	<ul style="list-style-type: none"> モジュール及びパワコンの価格に関しては減少傾向にある。 国内メーカーのモジュールは高品質高価格の傾向にあるが、コストダウンのための努力は行われている。 太陽光発電のハード（設備）については、各メーカーが市場シェアの目標割合を確保するために価格競争を行う。このため、FITの価格が高いとしても価格は低下していくだろう。 	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電パネルについては円安を理由にメーカーから交渉を受けており、価格上昇にはいたっていないものの、現状の価格は下がっていない。しかしながら、同じ価格で効率向上が実現できれば、実質的には価格が低減したといえる。 架台は鋼材価格が為替と連動するため、値上がりの可能性がある。 パワコンや受電設備の価格はこの1年間程度は概ね変動していない。 	<ul style="list-style-type: none"> モジュール価格が低下しているという認識はない。これは為替の影響であり、2012年からの円安による影響が、モジュール価格の低下を相殺している状況である。 モジュール価格の下げ代は、現在の技術の延長という点では、限界ではないか。6万円/kWというレベルを達成するためには、技術革新が必要である。
施工 価格	<ul style="list-style-type: none"> システム価格については主に工事に要する人件費が施工能力やマンパワーの限界から下がっていないこともあり、減少していない。 太陽光発電のソフト（工事費等）については、人件費の比率が高ことから、人件費の相場にしたがって価格が動くのではないかと。現状人件費の単価は減少しない傾向にあるものの、工事能力の向上により工期が短縮されたことにより、人手が少なくなると施工が可能になりつつある。 	<ul style="list-style-type: none"> 震災復興需要や五輪対応の需要による労務費の上昇に伴い、工事費も上昇する可能性がある。 	<ul style="list-style-type: none"> 工事費は、架台などこれまでオーバースペックで施工していたものが、経験を積むことにより簡素化できたことによる、コスト低下はある。 また、海外EPCの参入により競争も進んでいくと思われる。 建設業界全体では、オリンピックや復興需要により逼迫しているところはあるが、このような電気設備については数年後には需要が減少すると思われる。
その他 価格	<ul style="list-style-type: none"> メガソーラーの土地コストは大きく変動していないが、条件のよい土地は有限であるため、こうした土地の購入料、賃借料は下げ止まっている 	—	—
施工 能力	<ul style="list-style-type: none"> 新エネルギー小委員会におけるJPEAの運転開始量予測では施工能力の限界を考慮しているが、これは協会内の複数の発電事業者へのヒアリングの結果として設定した数値である。 	<ul style="list-style-type: none"> 自社に関しては、現状の年間導入量に対して設備施工の限界までにはまだまだ余裕がある。 一方、他社を含む日本全体で見た施工能力の限界は存在するのではないかと。 	<ul style="list-style-type: none"> 確かに施工能力のキャップはあるかもしれないが、実際は連系工期による遅れの影響を受けるのではないかと。

(参考) 太陽光発電導入見込量に関するヒアリングで得られたコメント (2/2)

	JPEA	EPC・発電事業者	発電事業者
認定設備の 運転開始 見通し	<ul style="list-style-type: none"> 認定設備の運転開始までの期間は設備施工の限界を踏まえればいったんこれまでよりも長くなるだろう。 しかし、今後工期の短縮が見込まれるため、その後徐々に運転開始までの期間は短くなるだろう。 	<ul style="list-style-type: none"> 当社が支援をする事業については、現状の設備認定分のうち土地と設備が確保できている案件は運転開始可能の見込である。ただし、運転開始の時期は電力会社との協議のペースに依存する。 現状の認定設備が今後どの程度運転開始するかは、報告徴収の結果認定を取消される案件がどの程度復帰するかによるのではないかと。 	<ul style="list-style-type: none"> 認定要件を厳格化することについては、政府の認定とは別に電力会社の系統連系協議があることから、厳格な審査を経て認定を受けても、着工までにはやはり時間を要することがある。
設備認定 見通し	<ul style="list-style-type: none"> 電力会社の回答留保や年間の設備施工量の限界の影響はあるものの、次年度以降の買取価格が公開されない現状のルール下であれば、設備認定の申し込みがなくなることはないだろう。 しかし、2015年度以降は3月の駆け込み需要はなくなるものと推測している。 	<ul style="list-style-type: none"> 単純に太陽光発電設備を並べるだけで事業実施が可能な適地はなくなりつつある。 当社では傾斜地や、屋根上、農地（ソーラーシェアリング）による事業実施の可能性を検討している。農地については活用が望まれるものの規制緩和がなされなければ利活用が難しい印象である。 	<ul style="list-style-type: none"> 調達価格決定におけるモデルケースのコストのほかに、実際は土地の造成・整備費が必要になる。既に条件のよい土地は使用されてしまっているから、今後はますますこのようなコストが別に必要になることになる。
系統連系	<ul style="list-style-type: none"> 現状のような規模で再生可能エネルギーの導入が進むことは当初考えられていなかったため、系統連系協議の長期化等の問題が生じるのはやむをえないことと考えられる。 	<ul style="list-style-type: none"> 事前相談、系統連系協議の申込み、電力会社からの回答までの一連の手続きを終えるまでの期間は3ヶ月が一般的とされるが、実際にはそれ以上の時間がかかる場合もある。 逆流が発生する場合には発電所が対応する変電所の上位の配電線の増強が必要となり、2年～3年の工事期間を要求される場合もある。 	<ul style="list-style-type: none"> 連系協議に要する時間はエリアによって異なり、これによる着工遅れも発生している。 運転開始までの期間で、最も影響が大きいのは、連系工期の長さである。当社としては標準で1年半を見込んでいる。

(3) 風力発電 導入見込量の考え方

- 中位・高位ケースでは、まず2050年時点の導入量を、ポテンシャルに対してその開発率・系統容量に対する導入比率などの制約を附加することにより推計し、これを見越した普及曲線を想定することにより、中位・高位ケースの2030年、2020年の導入量を推計した。
- ✓ 発電量ベースでは、中位と、高位の2020年において、容量は変化しないものの、出力抑制(陸上・洋上とも)により発電量が抑制されることを反映した。
- 低位ケースの2030年、2020年の導入量は、中位ケースの導入意欲に対して系統制約が発現し、導入が停滞することを想定した導入見込量を設定した。なお、2050年は2030年と同量とした。
- 系統制約の考慮にあたっては、「系統影響分析モデル」(後述)を用いた計算を行った。



(3) 風力発電 2050年時点の導入量の推計(高位・中位)

■ 2050年の導入見込量を決める要因として、以下の3条件を想定。

要因	概要	高位	中位
ポテンシャルに対する開発率上限	<ul style="list-style-type: none"> 技術的難度、社会的受容性などによって変わる。 ポテンシャルは、環境省「平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」による調査結果を利用。 陸上風力、洋上風力別に設定する。 	<ul style="list-style-type: none"> 陸上風力開発率：50% (1/2) 以下 洋上風力開発率：33% (1/3) 以下 	<ul style="list-style-type: none"> 陸上風力開発率：33% (1/3) 以下 洋上風力開発率：15% (1/7) 以下
系統容量に対する比率上限	<ul style="list-style-type: none"> 風力発電の出力変動分が、他の電源や需要で調整できるかどうか。 ここで設定されている比率は目安である。実際には、個々の系統中の発電プラント数・種類によっても上限は異なる。風力発電の出力抑制を行う、出力調整しやすい電源の比率を従来よりも増やすなどで、増加させることが可能。 	<ul style="list-style-type: none"> 系統容量比：50% (1/2) 以下 	<ul style="list-style-type: none"> 系統容量比：40% (1/2.5) 以下
既設地域間連系線の活用	<ul style="list-style-type: none"> 電力会社別で系統容量に対する比率上限を考えると、ポテンシャルに比して電力需要の少ない地域において、系統容量に対する比率上限により導入が制約されてしまう。 既設の地域間連系線を活用すれば、東日本（東北・東京）、西日本（中部・関西・北陸・中国）地域をまとめて考えることができ、系統容量に対する比率上限が制約になりにくくなる。 	<ul style="list-style-type: none"> 地域間連系線活用あり 	<ul style="list-style-type: none"> 地域間連系線活用あり

7000万kW

5000万kW

(4) バイオマス発電

バイオマス発電

	低位	中位	高位
2020年	固定価格買取制度導入前の実績値（230万kW）と黒液廃材等による発電分実績値（228万kW）に対し、全量買取PT ^{*1} 取りまとめの追加分を採用（508万kW）。	低位と高位の中央値（579万kW）	京都議定書目標達成計画の目標水準等から、バイオマス発電586万kL＋黒液廃材等274万kL＝860万kLと設定。 足下実績稼働率は56%、追加分は80%と設定（651万kW）。
2030年	固定価格買取制度導入前の実績値（230万kW）と黒液廃材等による発電分実績値（228万kW）に対し、全量買取PT取りまとめの追加分を採用（508万kW）。	低位と高位の中央値（595万kW）	2050年の値まで直線的に増加と設定（682万kW）。 （2050年） NEDOの推計 ^{*2} した導入ポテンシャルの全量と隣地残材利用の増大を想定した728万kL＋黒液廃材等274万kL＝1,002万kLと設定。 足下実績稼働率は56%、追加分は80%と設定（738万kW）

*1: 経済産業省「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム」「再生可能エネルギーの全量買取制度の大枠について」

*2: NEDO「バイオマス賦存量・有効利用可能量の推計」

(5) 地熱発電・中小水力発電

地熱発電

	低位	中位	高位
2020年	(大規模) 開発地点別情報から2020年までの運開を見込んでいる地点の導入量を設定 (59万kW) (温泉発電) 日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会のベストシナリオを想定。		
2030年	(大規模) 開発地点別情報から個々の導入量が明らかになっている地点全ての導入量を設定 (168万kW)。		
	(温泉発電) 2020年の値から2050年の値まで直線的に増加すると想定。 2050年はベースシナリオを採用。	(温泉発電) 2020年の値から2050年の値まで直線的に増加すると想定。 2050年はベストシナリオを採用。	(温泉発電) 2020年の値から2050年の値まで直線的に増加すると想定。 2050年はドリームシナリオを採用。

中小水力発電

	低位	中位	高位
2020年	全量買取PT ^{*1} 取りまとめの増加分を採用 (1006万kW)。	低位と高位の中央値 (1,094万kW)	足下からの追加導入量が2050年まで直線的に増加すると想定。
2030年	足下から2020年までの導入ペースが続くと想定 (1,056万kW)。	低位と高位の中央値 (1,238万kW)	(2050年) 環境省推定 ^{*2} のポテンシャル量が全量顕在化と想定

*1: 経済産業省「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム」「再生可能エネルギーの全量買取制度の大枠について」

*2: 環境省「平成23年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備」

(6) 系統制約の考慮 系統影響分析モデルの全体像

- 自然変動電源(ここでは太陽光発電、風力発電)は発電出力が気象条件によって変動するため、大量に導入された場合に系統全体での需給バランスの確保と調整力の確保が課題となる。そのため、将来時点での自然変動電源の導入見込量を前提に電力系統の需給運用に与える影響を定量評価し、必要となる系統対策量を分析した。主な特徴は以下のとおり。
 - ✓ 太陽光発電と風力発電の両者が大規模に導入された状況を想定。
 - ✓ 1時間レベルでの需給バランスおよび短周期変動に対する調整力の確保の観点から、系統影響を評価。
 - ✓ 地域別の通年(1時間毎×8,760時間)データに基づき分析。
 - ✓ 系統安定化対策オプションとして、系統の広域運用、電気自動車の充放電機能の活用やヒートポンプ給湯機のマネジメント等による需要の能動化の実施、揚水発電の積極的活用、再生可能電源の出力抑制、蓄電池の導入を想定。これらのオプションを組合せたシナリオを設定。

電力需要、再生可能電源の発電量の見通し

- 地域ブロック(シナリオに応じて広域運用を想定)ごとに電力需要・自然変動電源出力の時刻パターンを算定

系統電源の運用: 火力発電の運用分析

- 一次配分: 1時間レベルでの需給バランス確保の観点から、火力発電の運用をモデル化(経済負荷配分)
- 二次配分: 時々刻々の変動に対する調整力の確保状況を検証。必要に応じて、火力の出力抑制、ユニット追加により調整力を増強

対策必要量の検証

- 火力発電の運用だけでは需給バランスおよび調整力が確保できない場合、シナリオに応じて対策オプション(需要の能動化、揚水発電の活用、自然変動電源の出力抑制、蓄電池の導入)の必要量および自然変動電源の導入容量上限を試算

図 分析フローの概要

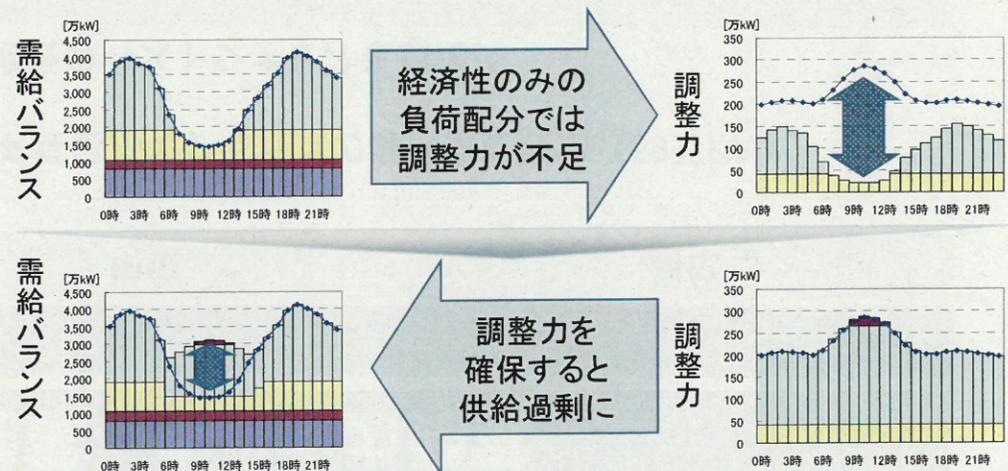


図 火力発電の運用分析の考え方(イメージ)

(6) 系統制約の考慮 系統安定化対策のシナリオ

- 低位については、2020年では系統不安定時の揚水発電の活用、2030年ではこれに加えて5地域広域融通を想定。いずれも自然変動電源は出力抑制の上限制約により、導入容量が制限されると想定。
- 中位については、5地域広域融通の下で、系統不安定時には需要の能動化、揚水発電の活用、自然変動電源の出力抑制の順で対策を実施することを想定。
- 高位については、2020年は中位と同様の想定。2030年では広域融通の3地域化への拡大を想定し、需要の能動化、揚水発電の活用で系統安定化対策が不十分な場合には、蓄電池導入により自然変動電源の出力抑制を回避することを想定。

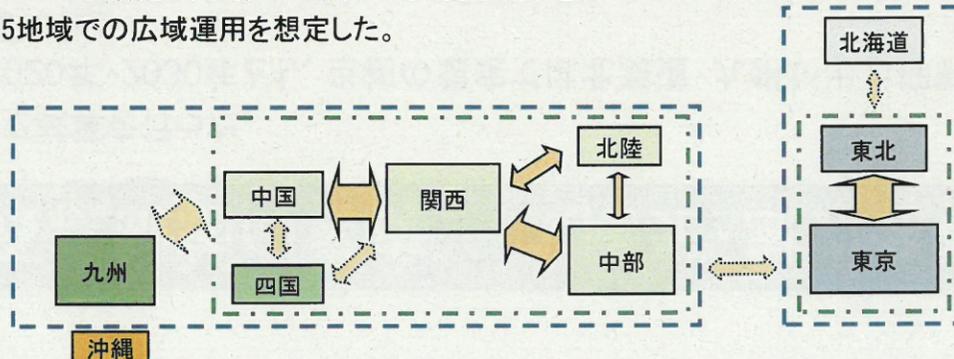
表 系統安定化対策オプションのシナリオ

		広域運用※1	需要の能動化	揚水発電	蓄電池	自然変動電源の出力抑制
高位	2020年	5地域	活用	活用	導入せず	抑制（抑制率：上限なし）
	2030年	3地域			導入	抑制せず
中位	2020年	5地域	活用	活用	導入せず	抑制（抑制率：上限なし）
	2030年					
低位	2020年	10地域※3	活用せず	活用	導入せず	抑制（抑制率：上限8%※2） →超過の場合は自然変動電源の導入容量を削減
	2030年	5地域				

※1: 地域の想定は下図のとおり。同一ブロック内では広域融通による一体的運用を想定（ただし地域間連系線の容量制約は考慮せず）。

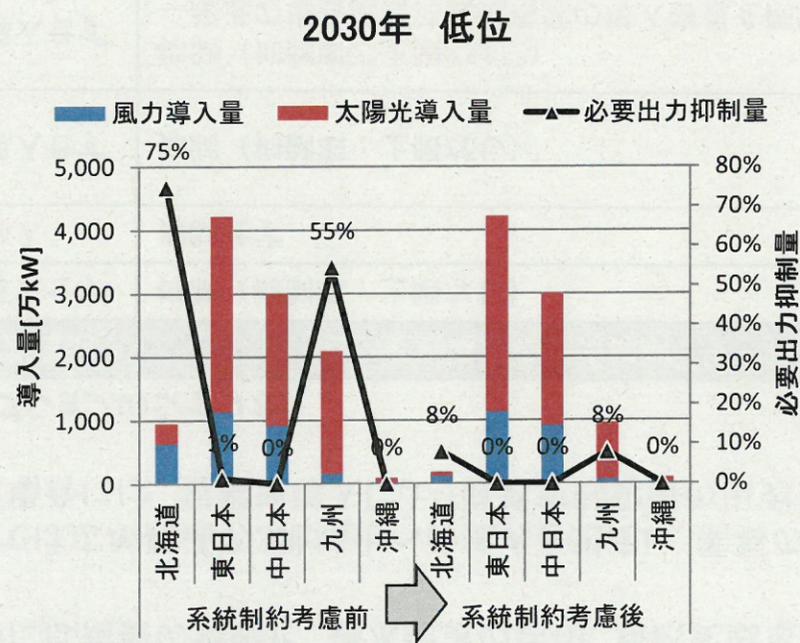
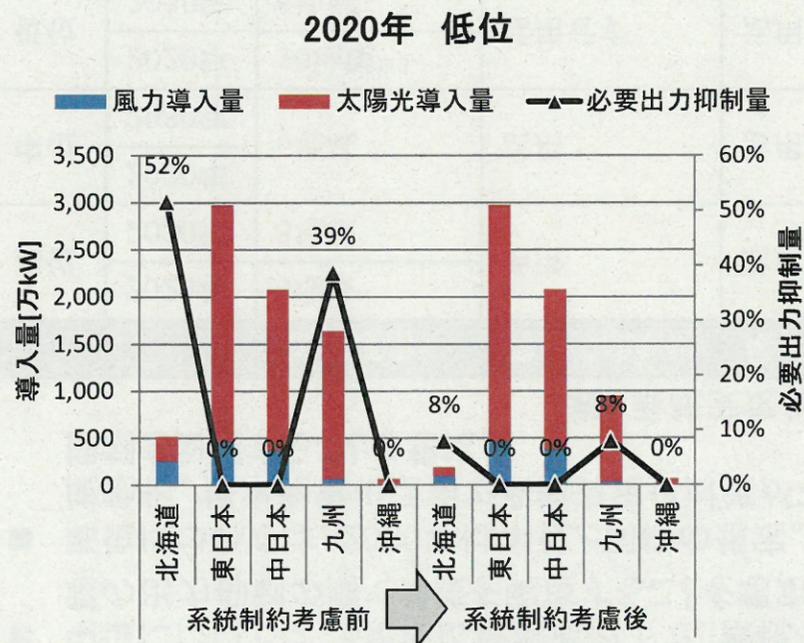
※2: 現行の30日ルールから類推し、日数には関わらず年間の発電量の8%（ $\approx 30/365$ ）までは出力抑制可能とすることを想定。

※3: ただし分析上、5地域での広域運用を想定した。



(6) 系統制約の考慮 太陽光・風力発電の導入見込量

- 前述の想定で試算を行った。
- 低位では、2020年・2030年とも、当初の想定では北海道・九州が出力抑制率の上限(8%)に達したため、導入容量を修正した。
- また、2030年高位を除き、出力抑制が必要であることになったため、これを導入見込量(電力量)へ反映した。



全国平均の出力抑制率

	低位	中位	高位
2020年	1.5%	0.3%	0.3%
2030年	1.7%	2.3%	0%

(参考) 系統影響分析モデルにおける原子力・一般水力・火力の負荷配分の考え方

手順①: 各時刻について、原子力、一般水力に負荷配分。

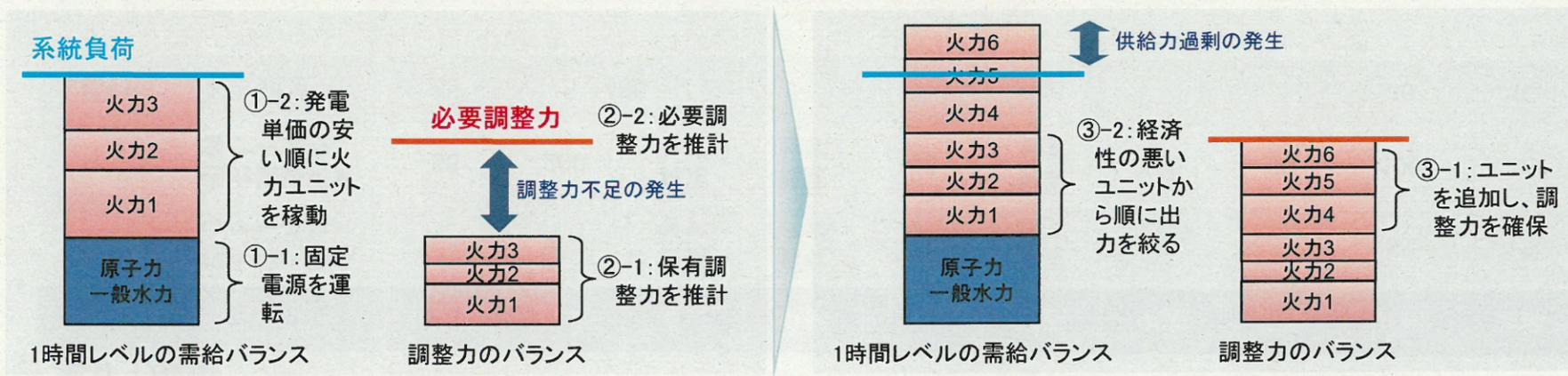
⇒原発への依存度低減が見込まれる中で、下げ代不足の課題が顕在化するか否かを検証。

次に、発電単価の安い順に火力を稼働させ、1時間レベルで需給バランスが確保できるか否かを確認。
(火力一次配分)

手順②: 各時刻における系統電源の保有調整力、必要調整力を推計。

手順③: 調整力不足時には、新たに火力ユニットを稼働することにより調整力確保を目指す。その際、経済性が最下位のユニットから順に出力を絞り、供給力過剰の回避を図る。(火力二次配分)

手順④: 調整力不足、供給力過剰が回避できない場合には、需要の能動化、揚水発電の利用、再生可能電源の出力抑制の順に実施し、需給バランス・調整力が確保できるか否かを確認。



注)②-1: 保有調整力: 各電源ユニットの持つ調整力の総和

$$(\text{保有調整力} = \sum_{\text{電源}} \text{ユニット容量}_{\text{電源}} \times \alpha_{\text{電源}})$$

②-2: 必要調整力: 自然変動電源の出力変動と需要変動とのベクトル合成
(必要調整力 = $\sqrt{\text{需要変動}^2 + \text{太陽光出力変動}^2 + \text{風力出力変動}^2}$)

※需要変動と再エネ変動は短周期としては独立成分であると仮定

④-1: 需要の能動化、揚水発電利用の実施により
系統負荷を変化させ、改めて負荷配分を実施

④-2: 供給力過剰が解消されない場合、再エネ抑制の実施

(6) 系統制約の考慮 (参考) 系統WG議論との比較

- 12月16日の系統WGで示された、各電力会社の風力・太陽光の接続可能量と、2020年低位の導入見込量を比較すると以下のとおり。

風力 [万kW]

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
系統WG	風力導入見込みケース*1	56	200	算定せず	算定せず	27	算定せず	47	60	58	1.7
	風力接続可能量ケース*2	56	200	算定せず	算定せず	45	算定せず	100	60	100	2.5
本検討会	2020低位	95	465				346			40	10

太陽光 [万kW]

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
系統WG	風力導入見込みケース*1	117	552	算定せず	算定せず	83	算定せず	560	219	819	35.6
	風力接続可能量ケース*2	117	552	算定せず	算定せず	70	算定せず	558	219	817	35.6
本検討会	2020年低位	95	2513				1704			913	58

*1 風力導入量を実際の連系協議状況等を踏まえた導入見込量としたケース。

*2 風力導入量を公表している接続可能量としたケース。

(6) 系統制約の考慮 (参考) 系統WG議論との比較

- 12月16日の系統WGにおける系統影響分析と、本検討会における系統影響分析を比較した。

表 系統WGにおける系統影響分析と本検討会における系統影響分析の比較

		系統WG	本検討会
試算の目的		現在発生している 電力会社の接続可能量の検証、接続可能量の拡大方策等の検討	将来時点での 自然変動電源の導入見込量を前提に電力系統の需給運用に与える影響を定量評価し、必要となる系統対策量を分析
対象年		直近	2020年、2030年
必要な調整力		需要の2%	需要の3%、PV出力の10%、WT容量の15%の合成和
太陽光・風力発電容量の想定		需要最小日の調整力確保制約から計算	低位：発電量ベースで出力抑制年間8%を上限として計算 中位、高位：制約なし
出力抑制の想定		30日、60日、時間単位で720時間などのシナリオ別	低位：発電量ベースで年間8%を上限に出力抑制 中位：上限なしで出力抑制 高位：2020年は上限なしで出力抑制、2030年は出力抑制なし
系統安定化対策オプション	広域運用	考慮しない	低位2020年：考慮しない その他：考慮する
	需要の能動化	考慮しない	低位：考慮しない 中位、高位：考慮する
	揚水発電	活用	活用
	蓄電池	シナリオとして考慮（需要側、系統側）	高位2030年：簡易的考慮 その他：未考慮
その他電源	原子力発電	既設・新設が過去実績の稼働率で稼働	再稼働申請分（H26/5/20時点）、利用率70%
	地熱、バイオマス	既設および今後の導入見込みを考慮	考慮しない
	火力発電	卸電気事業者、IPP、共同火力も考慮	卸電気事業者、IPP、共同火力は未考慮

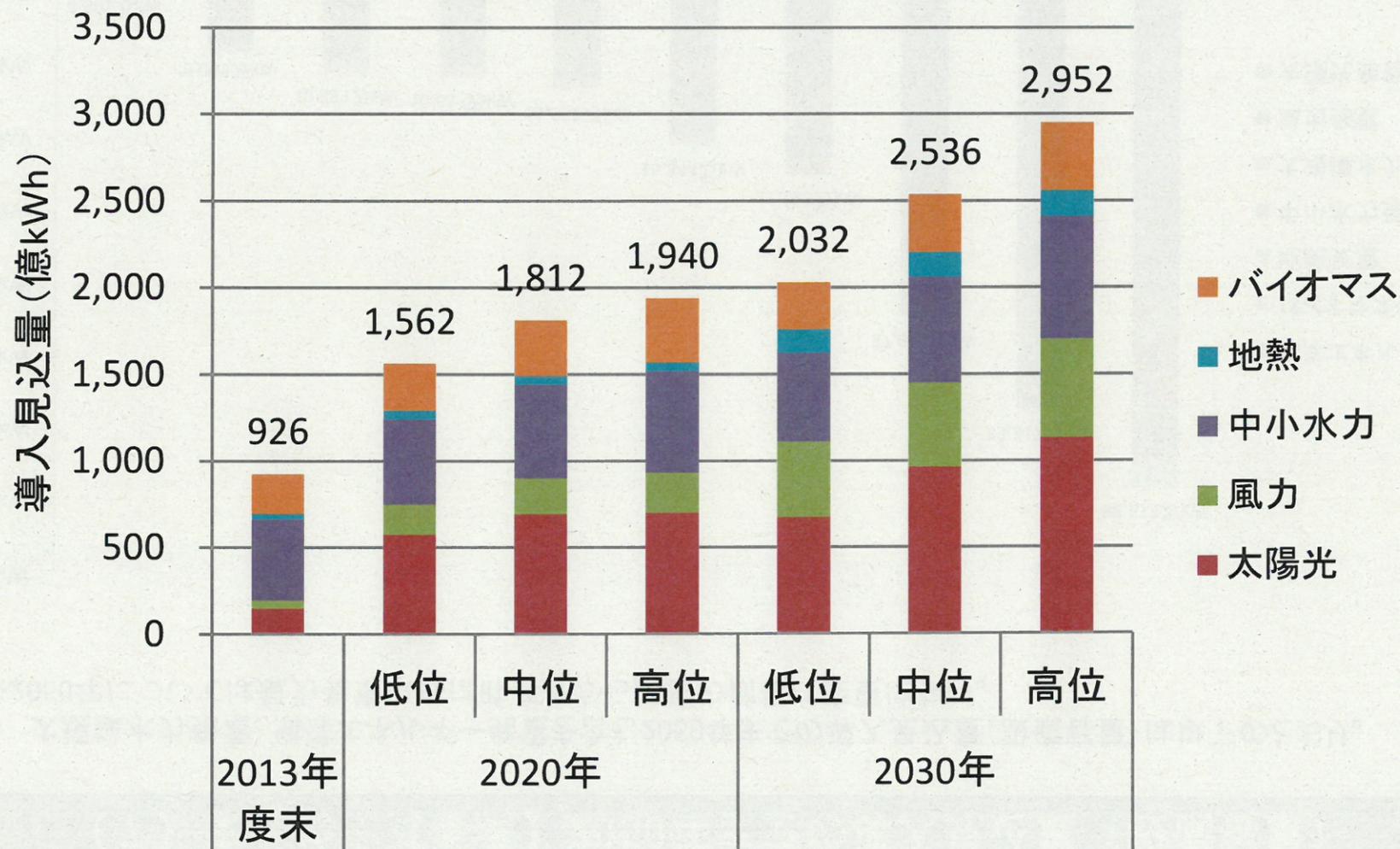
(7) まとめ 2030年までの導入見込量一覧 (FIT対象エネルギー種分)

	直近年 (2013年度 末)	2020年			2030年		
		低位	中位	高位	低位	中位	高位
太陽光 (小計)	1,432万kW 150億kWh	5,283万kW 576億kWh	6,298万kW 697億kWh	6,298万kW 702億kWh	6,193万kW 675億kWh	9,051万kW 964億kWh	10,205万kW 1,134億kWh
太陽光 (戸建住宅)	698万kW 73億kWh	1,485万kW 153億kWh	1,716万kW 179億kWh	1,716万kW 180億kWh	2,612万kW 272億kWh	3,179万kW 321億kWh	3,191万kW 335億kWh
太陽光 (非住宅・集 合住宅 (メガソーラー含 む))	734万kW 77億kWh	3,799万kW 423億kWh	4,582万kW 518億kWh	4,582万kW 522億kWh	3,581万kW 403億kWh	5,871万kW 643億kWh	7,014万kW 799億kWh
風力 (小計)	271万kW 48億kWh	984万kW 175億kWh	1,179万kW 206億kWh	1,323万kW 231億kWh	2,280万kW 435億kWh	2,880万kW 488億kWh	3,250万kW 569億kWh
風力 (陸上)	268万kW 47億kWh	930万kW 161億kWh	1,070万kW 187億kWh	1,100万kW 192億kWh	1,770万kW 304億kWh	2,170万kW 367億kWh	2,370万kW 415億kWh
風力 (着床洋上)	2.5万kW 1億kWh	53万kW 14億kWh	56万kW 10億kWh	140万kW 24億kWh	240万kW 62億kWh	300万kW 51億kWh	320万kW 56億kWh
風力 (浮体洋上)	0万kW 0億kWh	2万kW 0.5億kWh	54万kW 9億kWh	83万kW 14億kWh	270万kW 70億kWh	410万kW 69億kWh	560万kW 98億kWh
中小水力	961万kW 466億kWh	1,006万kW 491億kWh	1,097万kW 539億kWh	1,188万kW 586億kWh	1,056万kW 517億kWh	1,238万kW 613億kWh	1,420万kW 708億kWh
地熱	52万kW 32億kWh	82万kW 50億kWh	82万kW 50億kWh	82万kW 50億kWh	219万kW 134億kWh	228万kW 140億kWh	241万kW 148億kWh
バイオマス	469万kW 230億kWh	508万kW 270億kWh	579万kW 320億kWh	651万kW 370億kWh	508万kW 270億kWh	595万kW 331億kWh	682万kW 392億kWh
合計	926億kWh	1,562億kWh	1,812億kWh	1,940億kWh	2,032億kWh	2,536億kWh	2,952億kWh

再生可能エネルギー電気としては、これらのほかに大規模水力(250億kWh)がある。

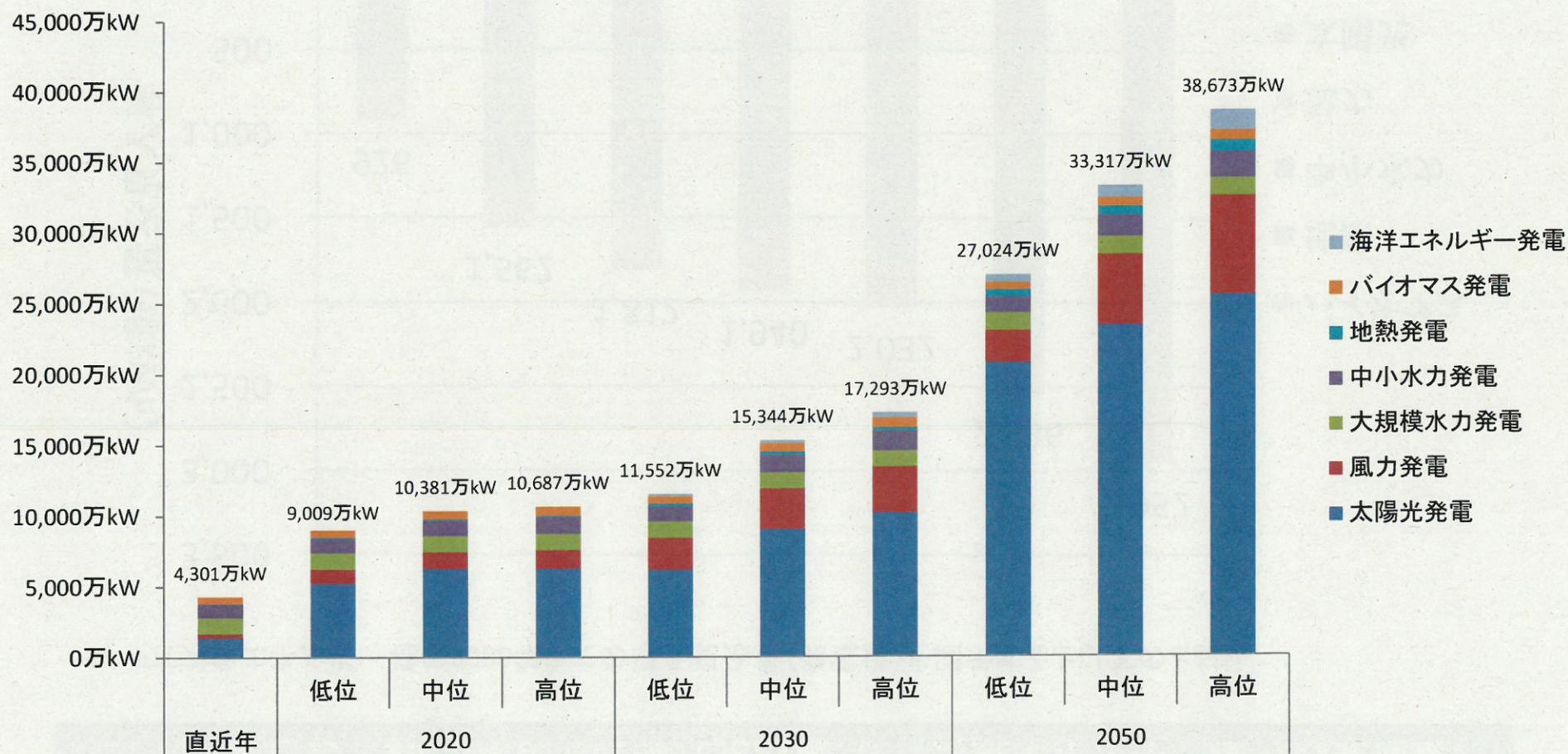
(7) まとめ 2030年までの導入見込量 (FIT対象エネルギー種別の発電量)

■ FIT対象エネルギー種の2030年までの導入見込量(発電量)を図示すると以下のとおり。



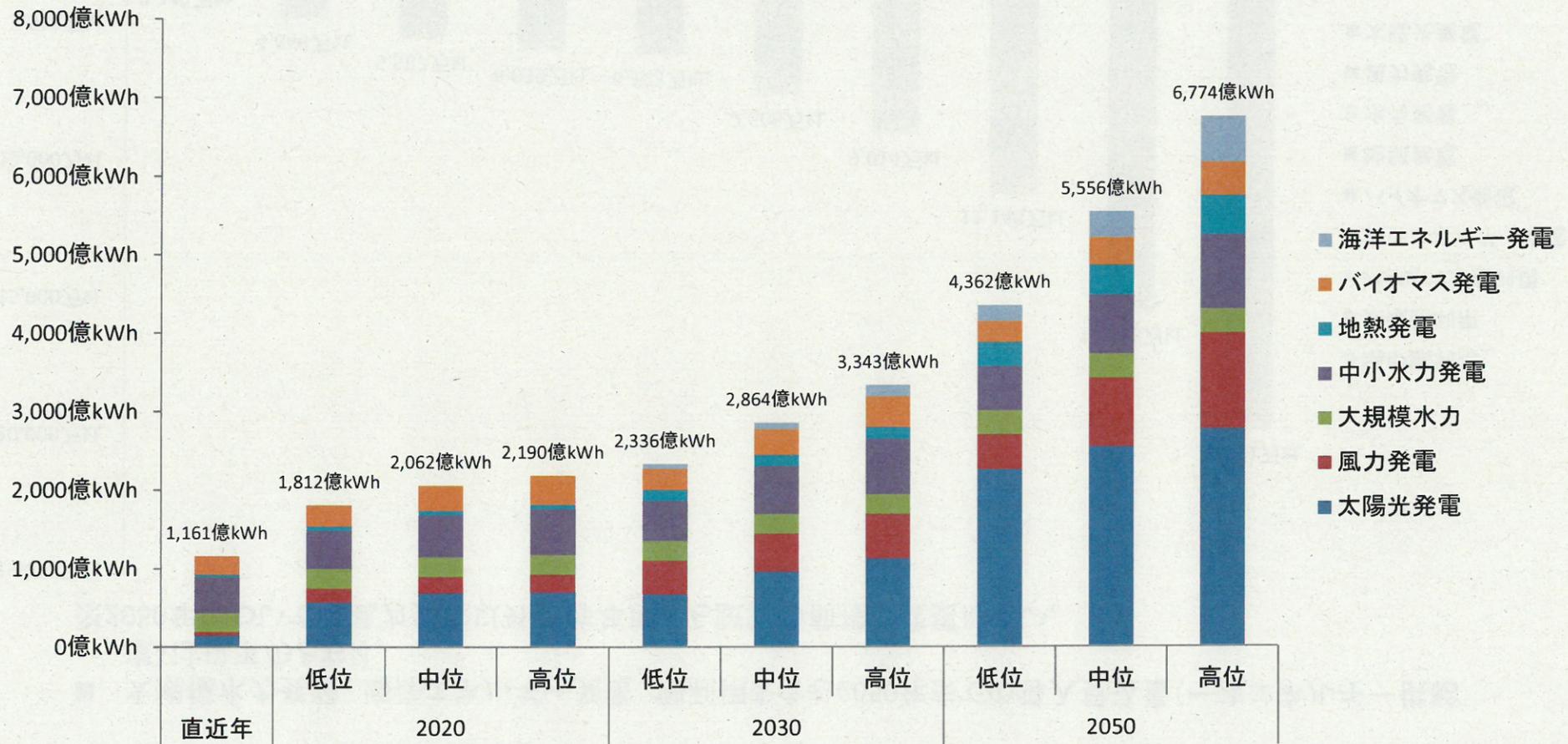
(7) まとめ 【参考】2050年までの導入見込量（設備容量）

- 大規模水力発電、海洋エネルギー発電を含む2050年までの導入見込量（設備容量）は以下のとおり。
※2050年については風力発電以外は昨年度から試算の前提に変更はない。



(7) まとめ 【参考】2050年までの導入見込量（発電量）

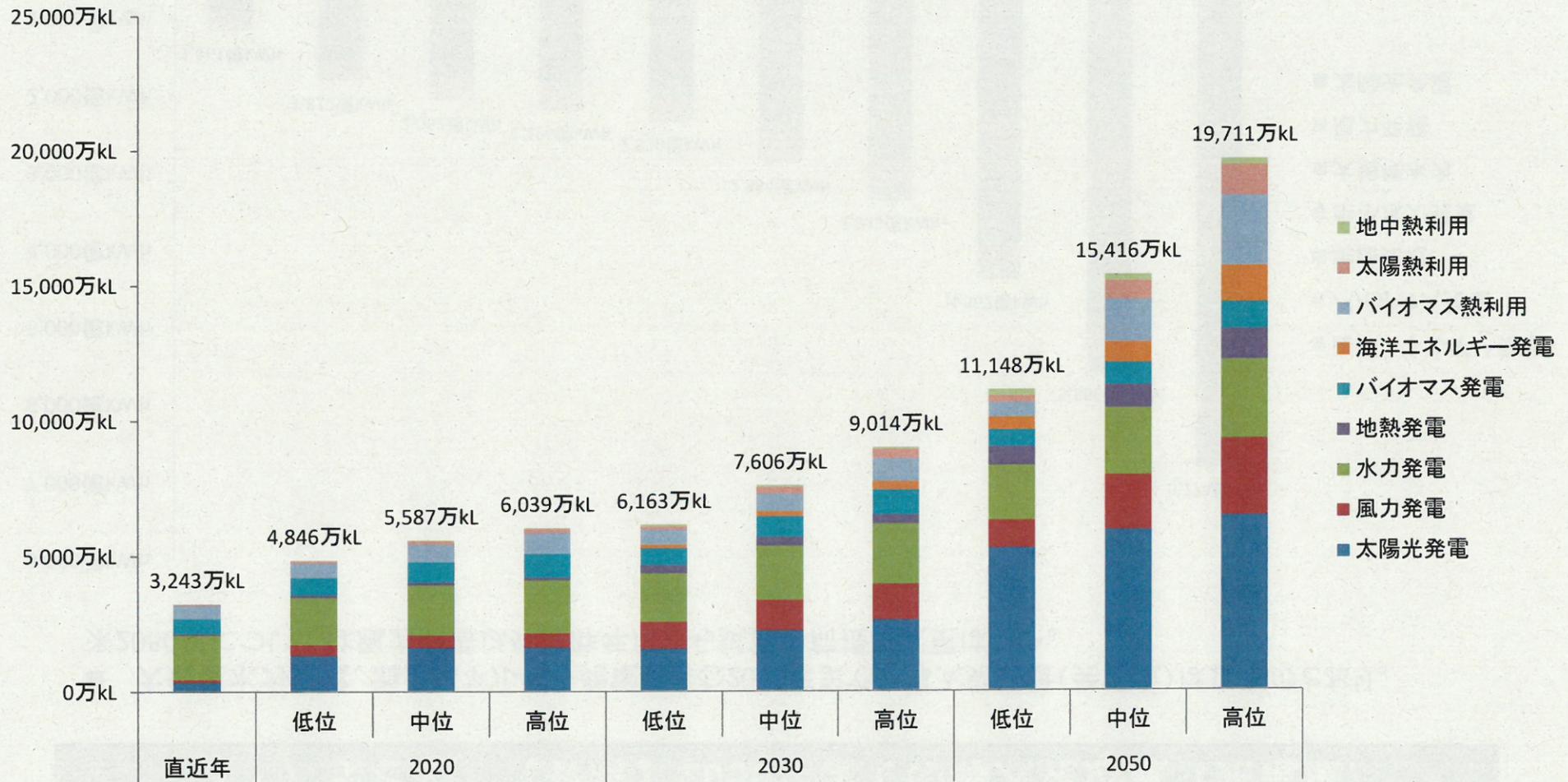
■ 大規模水力発電、海洋エネルギー発電を含む2050年までの導入見込量（発電量）は以下のとおり。
 ※2050年については風力発電以外は昨年度から試算の前提に変更はない。



(7) まとめ 【参考】2050年までの導入見込量（一次エネルギー供給量）

- 大規模水力発電、海洋エネルギー発電、熱利用を含む2050年までの導入見込量（一次エネルギー供給量）は以下のとおり。

※2050年については風力発電以外は昨年度から試算の前提に変更はない。



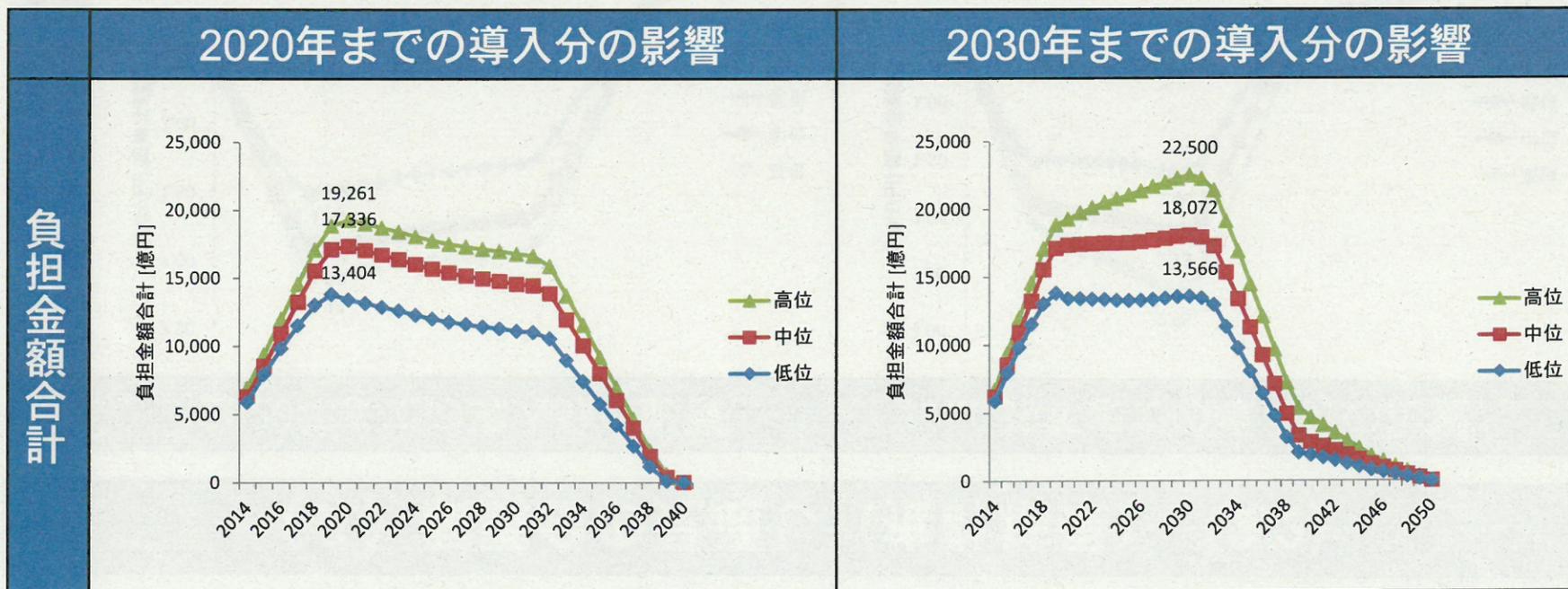
2. 再生可能エネルギー発電導入の 効果・影響

(1) 賦課金の見通し（前提）

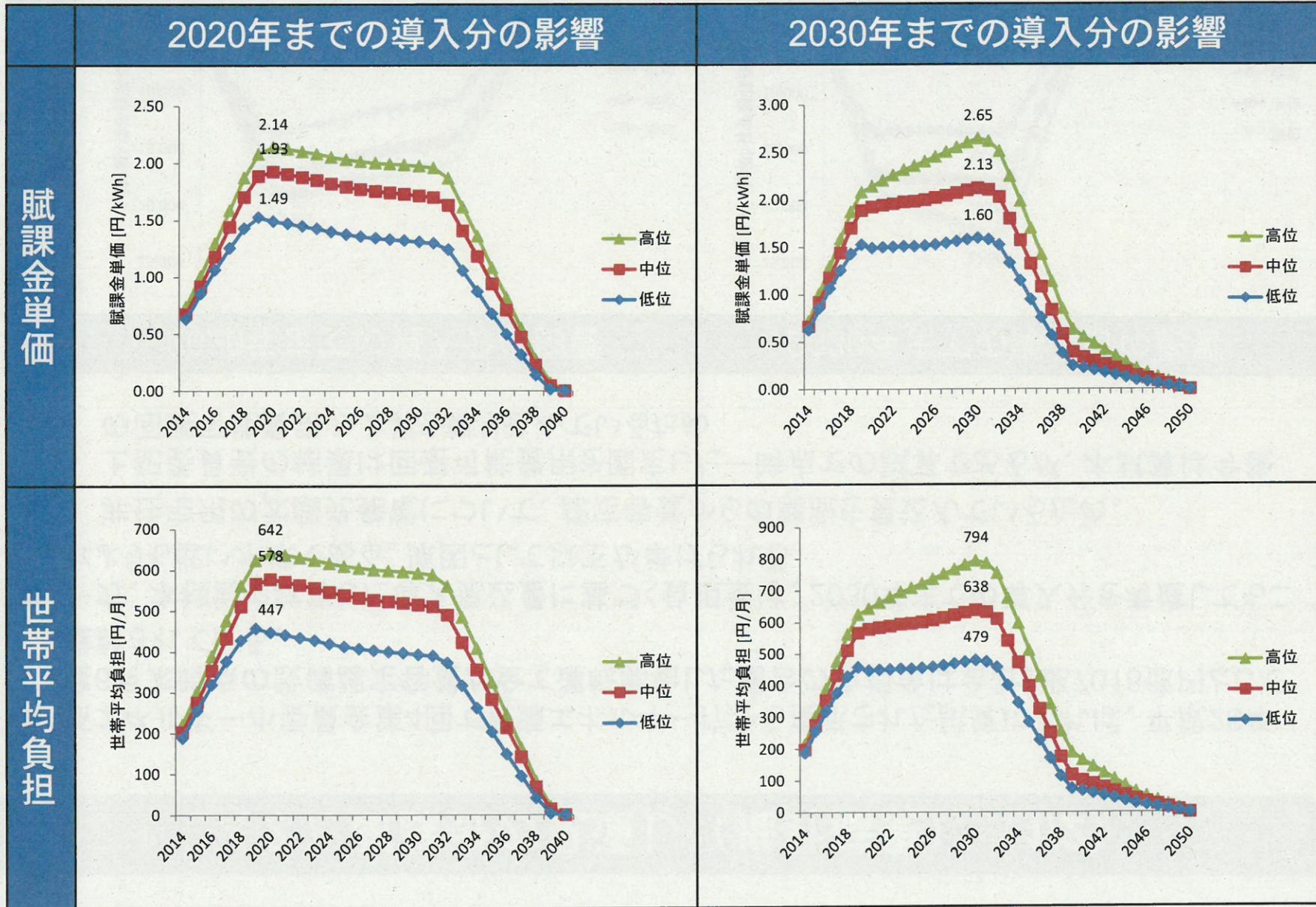
回避可能費用	<ul style="list-style-type: none"> ● 低炭素投資促進機構の公表する回避可能費用のうち、全国の特定期電気事業者・特定規模電気事業者に適用される費用を最新の実績値として採用。 ● 今後の費用は最新の実績値から火力発電の平均費用の見通しと同様の成長率で変化すると想定。 <p>✓ 平均費用算出時の化石燃料価格はIEAのWorld Energy Outlookの見通しを参照。</p>	
買取価格	太陽光	<ul style="list-style-type: none"> ● 戸建住宅向け、非住宅・集合住宅向け（メガソーラー）含むともに前述の考え方に基づいて設定。 ● 導入年に想定される買取価格が適用されることを基本とするが、非住宅・集合住宅向けについては2013年度までの認定容量のうち導入が見込まれる分については、2012年度～2013年度の買取価格を適用。
	風力	<ul style="list-style-type: none"> ● 高位ケースでは現状の買取価格が継続すると想定。 ● 低位・中位ケースでは2015年に現状の買取価格からIRRが2%低くなる価格を推計して適用。
	中小水力	
	地熱	
バイオマス		
電力需要	<ul style="list-style-type: none"> ● 賦課金単価推計時の電力需要は、エネルギー・環境に関する選択肢より2030年時点でコジェネ分を除いた8,500億kWhと想定。 ● 世帯平均負担推計時の一家庭あたりの電力需要は300kWh/月を想定。 	

(2) 賦課金の見通し (推計結果) (1/2)

- 新エネルギー小委員会第4回で資源エネルギー庁から提示された試算によれば、平成26年度6月末時点の設備認定容量が全て運転開始した場合の負担金は合計2兆7018億円として推計されている。
- 一方、本検討で試算した導入見込量に基づく負担金は、2030年までの導入分を考慮してもこれよりも低い水準である。原因として以下が挙げられる。
 - ① 非住宅用の太陽光発電について、認定容量からの離脱を見込んでいるため。
 - ② 上記委員会の結果は回避可能費用を固定した一時点での試算であるが、本試算は今後の回避可能費用の上昇を織り込んでいるため



(2) 賦課金の見通し (推計結果) (2/2)



(3) 資金流出防止効果

前提条件

- 化石燃料調達に伴う資金流出防止効果を推計
 - ✓ 再生可能エネルギーの電気により代替される化石燃料（石炭、LNG、石油）起源の発電量に対して、単位発電量あたりの単価を乗じることで燃料輸入による流出が防止される資金を算出。
 - ✓ 今後の化石燃料価格の見通しとして、IEAのWorld Energy Outlookの見通しを参照。

試算結果

- 各ケースにおける資金流出防止効果の推計結果は以下のとおり。
(2010年価値換算、為替レートも2010年に合わせて85.74円/\$で計算)

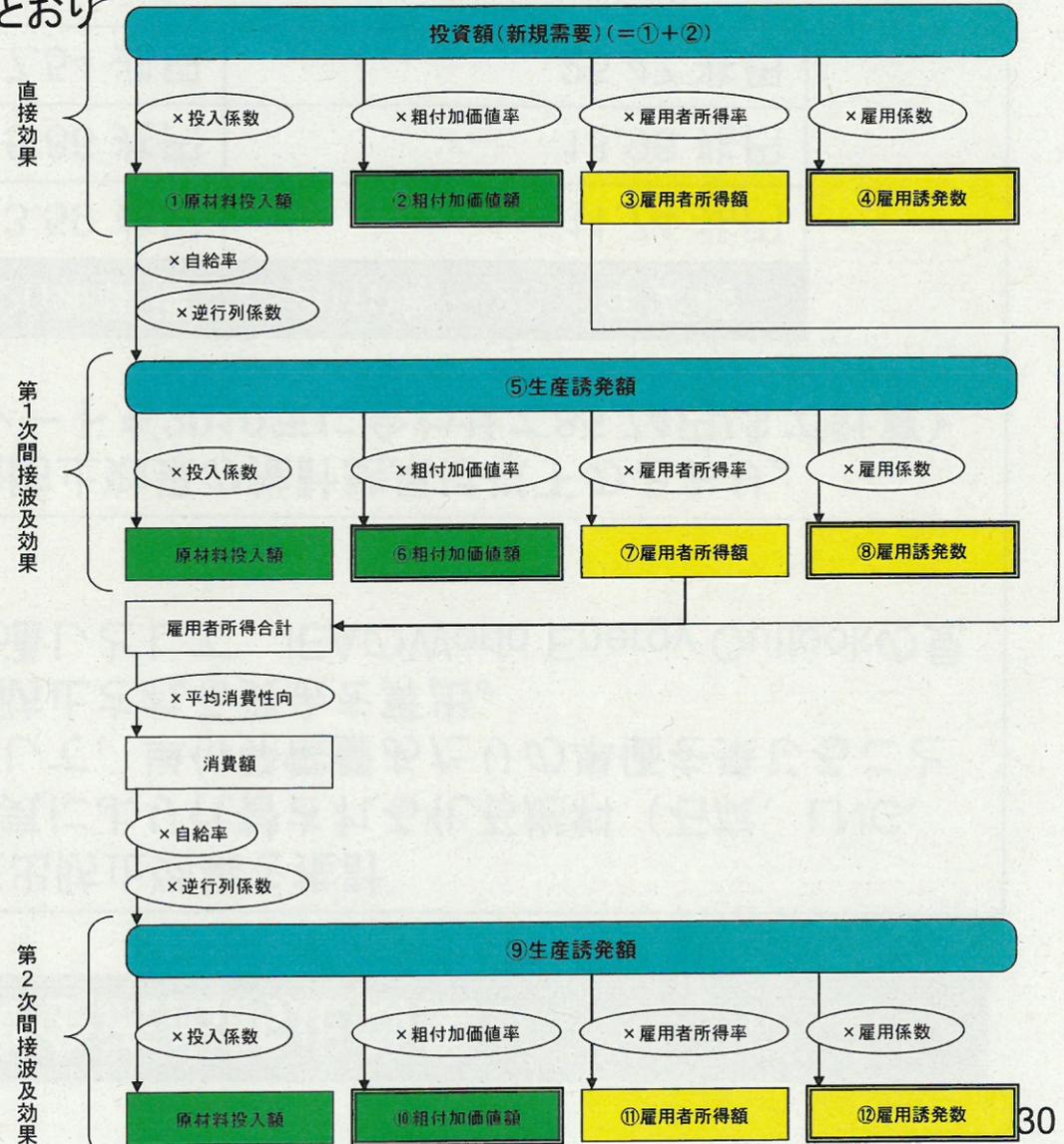
	2010年～2020年累積	2010年～2030年累積
低位	3.59 兆円	11.74 兆円
中位	5.86 兆円	18.96 兆円
高位	7.54 兆円	25.47 兆円

※2010年の化石燃料輸入金額は約17兆円、GDP比で3.5%

(4) 生産誘発効果と雇用創出効果 推計方法 (設備投資と設置工事等)

- 再生可能エネルギーの導入見込量推計結果を踏まえた設備投資と設置工事等による経済波及・雇用創出効果の推計方法は以下のとおり

- 再生可能エネルギーの種類毎に、毎年の生産量（太陽光以外は国内導入フローに一致）に対して、設備単価と工事費等単価を設定し、国内需要額を推計。
- 当該需要額を、再生可能エネルギーの種類に応じて産業連関表の適切な部門に振り分け、第2次波及効果までを推計し、雇用係数を用いて雇用者数を推計した。
- 再生可能エネルギー電力の発電電力量に応じて、既存の電力部門での需要額が減少するものとし、負の影響も考慮した。



(4) 生産誘発効果と雇用創出効果 推計方法(維持管理段階)

- 維持管理段階での経済波及・雇用創出効果については、「再生可能エネルギー地域間連携に伴う雇用創出調査」に基づいて以下のとおり推計する。

- 再生可能エネルギーのうち太陽光発電部門（非住宅・住宅）、風力発電部門（陸上・洋上着床）を組み込んだ産業連関表を作成し、分析対象年におけるこれらの発電額を需要として投入した際の波及効果を産業連関分析により算定する。
- 生産誘発額とともに雇用者数への波及効果についても算出する。各再エネ部門の雇用者数についてはInstitute for Sustainable Futuresの”Energy Sector Jobs to 2030: A Global Analysis”が想定する雇用者数から雇用係数を求め、算出する。
- 産業連関表は以下の手順で修正する。

①	ベースとなる産業連関表として最新の全国産業連関表（190部門表）を用いる。
②	電力部門への中間投入額として各再エネ発電部門（FIT導入後の設備を対象）の発電額を組み込む。 ✓ 発電額については設備導入量、発電量、売電単価の事務局推計値から算出する。
③	各再エネ部門に対する中間投入としては維持管理の費用を下記の通り想定する。 a. 太陽光発電 ⇒ 「住宅建設」部門に1/3（定期点検費用）、 <u>「産業用電気機器」</u> 部門に2/3 b. 風力発電 ⇒ 「機械修理」部門 また、粗付加価値部門については対象設備の減価償却費を資本減耗引当に想定し、残りの粗付加価値部門については、電力部門と同等の構成比とする。 ✓ 維持管理の費用については事務局推計の建設費単価、コスト等検証委員会設定のモデルプラントにおけるコスト構成に基づいて算出する。 ✓ 減価償却費についてはコスト等検証委員会設定の償却年数に基づき、定額法により算出する。
④	各再エネ部門から電力部門への中間投入は発電のための原燃料の削減により相殺されるものと考え、「石炭・石油・天然ガス」、「石油製品」部門の粗利益部門の「営業余剰」について系統電力が再エネ発電に代替される額に比例して減額調整する。
⑤	電力部門の投入構造（列）の調整の結果、減額された「石炭・石油・天然ガス」、「石油製品」部門については、行列和の調整のため、減額相当分を移輸入額を減らして調整する。

(4) 生産誘発効果と雇用創出効果 推計結果

- 生産誘発効果、雇用創出効果に対する影響の大きな太陽光発電の設備の多くは2020年までに導入が進む。このため、設備投資と設置工事等による生産誘発効果は2012年～2020年平均の方が、2012年～2030年平均よりも大きくなる。

		設備投資と設置工事等の効果		維持管理段階の効果	
		生産誘発効果	雇用創出効果	生産誘発効果	雇用創出効果
2020年	低位	3.5 兆円	23.1 万人	3.5 兆円	7.9 万人
	中位	4.2 兆円	28.2 万人	4.2 兆円	9.1 万人
	高位	4.7 兆円	31.2 万人	4.4 兆円	9.3 万人
2030年	低位	1.8 兆円	12.8 万人	4.2 兆円	9.5 万人
	中位	2.2 兆円	17.6 万人	5.7 兆円	12.3 万人
	高位	2.7 兆円	21.7 万人	6.4 兆円	13.8 万人

※生産誘発効果は第2次波及効果までを含む

※設備投資と設置工事等の効果はそれぞれ2012年～2020年の平均と2012年～2030年の平均
(生産誘発効果については2010年価値換算)

※維持管理段階の効果は2020年時点、2030年時点の太陽光発電・風力発電のみの
導入見込量に対する単年の効果
(生産誘発効果については2010年価値換算)

(5) 地域レベルの経済波及効果・雇用創出効果 試算例 (1/3)

- 再生可能エネルギー発電導入による地域レベルでの経済波及効果・雇用創出効果を分析した研究例として、以下が挙げられる。以下研究例を参考に地域レベルでの効果の分析を予定。

①再生可能エネルギー地域間連携に伴う雇用創出調査 (東京都)

- 北海道、東北4件（青森県、秋田県、岩手県、山形県）を対象に、以下の3つの観点から、太陽光発電、風力発電の導入が地域にもたらす経済波及効果と雇用創出効果を算出。
 - a. 風力発電の運用・メンテナンスに伴う地域経済への波及効果及び雇用創出効果の算出
 - ✓ 各都道府県の地域産業連関表に風力発電部門を拡張。現状、将来の発電額を投入量として地域内への経済波及効果、雇用創出効果を分析。
(本検討における現状の維持・管理段階での効果分析はこの手法に基づく)
 - ✓ 将来の発電額に基づく分析の際は、域内で発電量が消費される場合と域外需要が生じる場合にシナリオを分けて地域への波及効果を算出。
 - b. 風力発電の部品工場が立地した場合の風力発電の建設に伴う地域経済への波及効果及び雇用創出効果の算出
 - ✓ 地域産業連関表を用い、風力発電の部品が域内から調達される程度で場合分けを行い、域内への投資費用を投入量として地域内への経済波及効果、雇用創出効果を分析。
 - ✓ 部品調達の投資効果に加え、域内外の金融機関から資金調達を行う際の年間利子額を投入量として、金融部門の効果についても評価。
 - c. 太陽光発電の設置工事に伴う地域経済への波及効果及び雇用創出効果の算出
 - ✓ 地域産業連関表を用い、地元工務店が太陽光発電設備の設置工事を行う際の工事費を投入量として、地域内への経済波及効果、雇用創出効果を分析。

(5) 地域レベルの経済波及効果・雇用創出効果 試算例 (2/3)

- 再生可能エネルギー発電導入による地域レベルでの経済波及効果・雇用創出効果を分析した研究例として、以下が挙げられる。以下研究例を参考に地域レベルでの効果の分析を予定。

②平成23年度 環境経済の政策研究 環境・地域経済両立型の内生的地域格差是正と地域雇用創出、その施策実施に関する研究 (岡山大学、南山大学、高知大学、株式会社エックス都市研究所)

- 岡山県、岩手県、宮城県、福島県を対象に、太陽光発電、風力発電の導入が運営管理面で地域にもたらす経済波及効果を分析 (雇用創出効果は対象としない)。
 - ✓ 各都道府県の地域産業連関表に太陽光発電、風力発電部門を拡張 (拡張の際の投入構造は有識者ヒアリング等に基づいて設定)。
 - ✓ 太陽光発電、風力発電の発電額を投入量とした際の地域内への経済波及効果を分析。

③東北地域における再生可能エネルギー導入の経済効果：地域間産業連関表による太陽光発電・風力発電の分析 (南山大学、経済産業研究所、株式会社エックス都市研究所)

- 東北地域を対象に、太陽光発電、風力発電の導入が運営管理面で地域にもたらす経済波及効果、雇用創出効果、CO2削減効果を関東地域への送電に関するシナリオ (福島原発の稼働停止に伴う) を考慮して分析。
 - ✓ 分析のためのシナリオとして以下の3つを想定。
 - 福島原発の停止に伴う電力不足分をすべてを東北地域の火力発電で補った場合
 - 福島原発の停止に伴う電力不足分を太陽光発電・風力発電の導入で補い、さらに不足する分を火力発電で補う場合
 - 福島原発の停止に伴う電力不足分について、太陽光発電・風力発電による電力を関東に売電し、火力発電による電力で東北地域の電力不足分を補う場合
 - ✓ 原子力発電、火力発電、太陽光発電、風力発電それぞれの部門別投入構造を全国産業連関表の基本分類表、有識者ヒアリングに基づいて設定。
 - ✓ 地域間産業連関表を用い、各シナリオにおける発電、送電の状況を踏まえて東北地方、関東地方、全国における経済波及効果、雇用創出効果、CO2削減効果を算出。

(5) 地域レベルの経済波及効果・雇用創出効果 試算例 (3/3)

- 前述の各研究例の特徴をまとめると下表のとおり。再現可能性等を踏まえ、①の方法を踏襲して、地域レベルの経済波及効果、雇用創出効果について試算を行うことが考えられる。
- ①aについては、「本検討における全国レベルでの分析との比較が可能な点」、「各地方における分析結果の横比較が容易な点(他の手法では前提条件に結果が依存し、比較が難しい)」がメリットである。
- ①b、①cについても、再生可能エネルギー普及拡大が地域にもたらす主要な効果と考えられることから、妥当性の高い前提を置くことが可能であれば試算を検討。

	エネルギー種	対象分野	分析対象	使用する産業連関表	産業連関表の拡張	備考
① a	風力	運営管理	経済波及効果 雇用創出効果	地域産業連関表	あり	本検討における全国レベルの運営管理段階の効果分析のベース
① b	風力	部品製造・金融	経済波及効果 雇用創出効果	地域産業連関表	なし	地域毎に域内の部品工場や金融機関に生じる生産額的前提をおくことが必要
① c	太陽光	設置工事	経済波及効果 雇用創出効果	地域産業連関表	なし	地域毎に域内の工事会社に生じる生産額的前提をおくことが必要
②	太陽光、風力	運営管理	経済波及効果	地域産業連関表	あり	文献情報のみでは手法の再現が困難(再現には著者へのヒアリングが必要)
③	太陽光、風力※1	運営管理	経済波及効果 雇用創出効果 CO2排出削減	地域間産業連関表 全国産業連関表※2	なし	文献情報のみでは手法の再現が困難(再現には著者へのヒアリングが必要) 地域毎の電力供給等に関するシナリオをおくことが必要

①再生可能エネルギー地域間連携に伴う雇用創出調査(東京都)

②平成23年度 環境経済の政策研究 環境・地域経済両立型の内生的地域格差是正と地域雇用創出、その施策実施に関する研究(岡山大学、南山大学、高知大学、株式会社エックス都市研究所)

③東北地域における再生可能エネルギー導入の経済効果:地域間産業連関表による太陽光発電・風力発電の分析(南山大学、経済産業研究所、エックス都市研究所)

※1:再生可能エネルギー以外では火力、原子力も考慮

※2:火力発電・原子力発電の投入構造の把握に使用

参考資料

太陽光発電の導入見込量推計の詳細

システム価格の想定

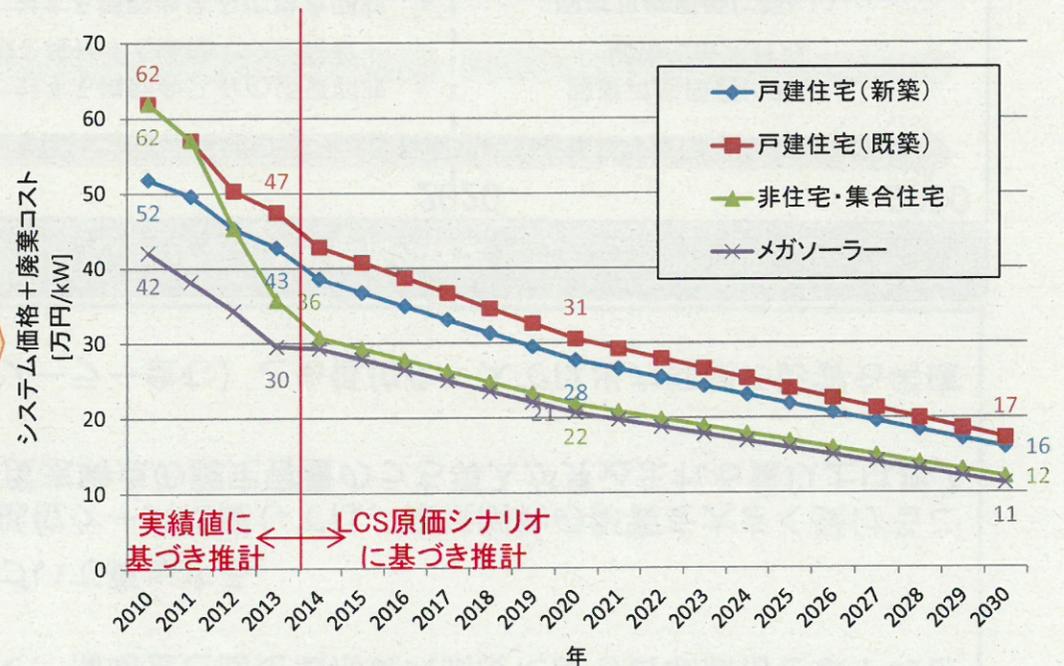
- 太陽光発電の価格シナリオとして、独立行政法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター (LCS) における原価シナリオを引用する。
- LCSで設定する原価シナリオに基づき、モジュール価格、BOS価格（その他部品、設置工事）ともに単SiとCIGSの平均原価の低減率にしたがって2030年まで低減すると想定。
- 実績値から推計される2013年度の価格に対し、算出された低減率を乗じることで価格の見通しを推計。

LCSにおける太陽光発電の原価シナリオ

単位： 円/W	現状		2020年	2030年	
	単Si 180μm厚	CIGS	CIGS	単Si 50μm厚	新CIGS タンデム
モジュール	103	79	50	46	37
BOS	73	84	47	23	20
計	176	163	97	69	57

出所) 太陽光発電システム—要素技術の構造化に基づく定量的技術シナリオと科学・技術ロードマップ—(LCS)

価格シナリオの推計結果



買取価格の設定

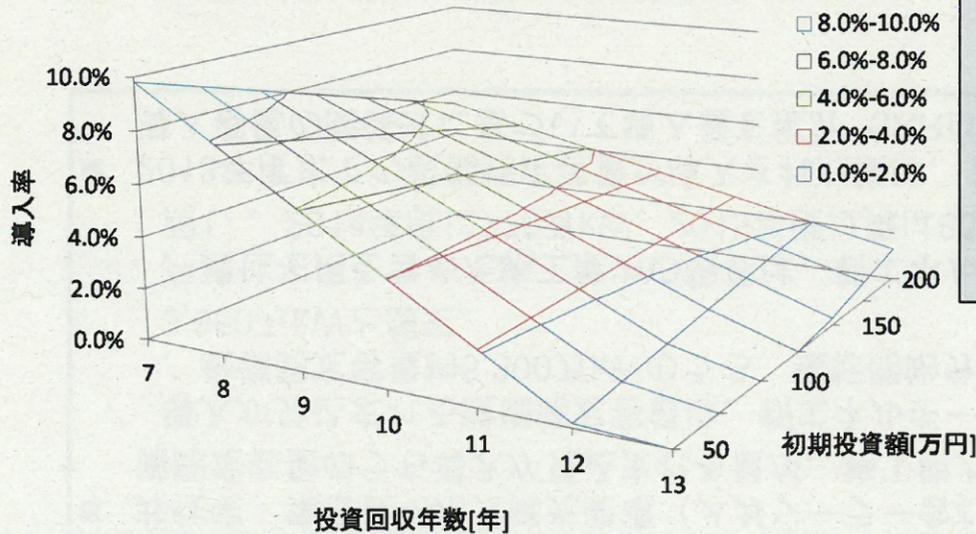
- 太陽光発電の導入に対する経済支援策として、補助金と固定価格買取制度による買取価格を以下のとおり設定。
- 設定する買取価格は前項のコスト想定に基づいて算出する。
- 非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）の低位ケースに関しては、系統制約の影響を大きく受けることを想定し、経済支援策に依らず、2013年度末時点の認定容量のうち導入が見込まれる量以上は導入されない想定する。
- なお、戸建住宅、非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）とも低位ケースでは出力抑制の影響も考慮する。

	(共通) 補助金	買取価格の設定
戸建住宅 (余剰電力率は56%と設定)	国：2012年3.5万円/kW、2013年2万円/kW、 2014年以降0円/kW 自治体：2012年4万円/kW→ 2015年以降0円/kW まで縮減	<p>2020 2030</p> <p>高位 新築に対する補助金込みの投資回収年数を維持する価格で余剰買取</p> <p>中位 新築に対する補助金込みの投資回収年数を維持する価格で余剰買取 回避可能原価に等しい価格で余剰買取</p> <p>低位 新築に対する補助金込みの投資回収年数を維持する価格で余剰買取 回避可能原価に等しい価格で余剰買取</p> <p>さらに出力抑制の影響を考慮</p> <p>設定した買取価格が「回避可能原価」を下回れば、「回避可能原価」での買取に移行</p>
非住宅・集合住宅 (メガソーラー含む)	補助金なし	<p>2014 2020 2030</p> <p>高位 IRR6%を維持する価格で全量買取 IRR4%を維持する価格で全量買取</p> <p>中位 IRR6%を維持する価格で全量買取 IRR4%を維持する価格で全量買取 回避可能原価に等しい価格で全量買取</p> <p>低位 系統制約から現状の設備認定容量以上の導入はなされないと想定</p> <p>さらに出力抑制の影響を考慮</p> <p>設定した買取価格が「回避可能原価」を下回れば、「回避可能原価」での買取に移行</p>

戸建住宅用太陽光発電の導入量推計方法

- 新築住宅と既築住宅に分けて推計を実施。
 - ✓ 新築住宅については、今後常に一定割合には太陽光発電設備が導入されると仮定。独自アンケート調査において新築住宅に太陽光発電を設置したモニターが全体の49.6%であったことを踏まえ、このアンケート結果の都道府県別内訳データを、実際の都道府県別の戸建住宅建築数によって加重して補正することで最終的に得られた50.8%の導入率が今後も継続することとした。
 - ✓ 既築住宅については、今後現在住んでいる既築住宅に太陽光発電設備を導入する意向のあるモニターが、独自アンケートにおいて提示した初期投資額・投資回収年数の組み合わせに対して示した導入意向の結果を関数に近似し、2013年度の実績値に基づいてキャリブレーションすることで既築住宅のストックに対する導入率の推計式を設定した。

既築住宅に対する太陽光発電の導入率



■ 導入率と初期投資額・投資回収年数の関係式は、
 $導入率 = C \times \{f(\text{初期投資額}) + g(\text{初期投資額}) \times \text{投資回収年数}\}$

$$C = 0.3685$$

$$f(\text{初期投資額}) = -0.0024 \times \text{初期投資額} + 0.7513$$

$$g(\text{初期投資額}) = 0.0002 \times \text{初期投資額} - 0.0636$$

■ 推計時にはシステム価格の想定と買取価格の想定から導かれる初期投資額、投資回収年数を上の式に代入して導入率を算出

設備利用率の設定	区分	設備利用率
戸建住宅用	10kW未満	12%

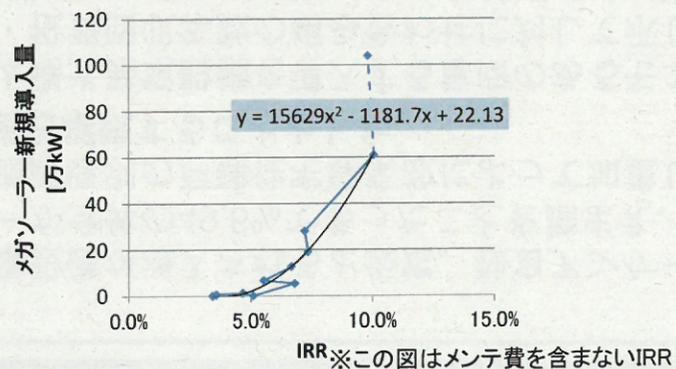
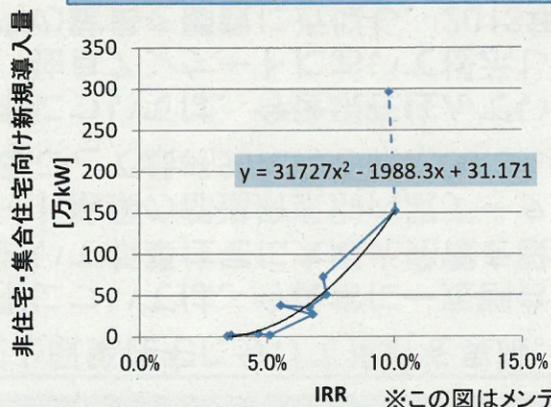
※日当たりを考慮した際に導入ポテンシャルのある住宅に対する導入率

○住宅への導入設備
4.6kW/戸

非住宅・集合住宅用太陽光発電（メガソーラー含む）の導入量推計方法

- 非住宅・集合住宅用太陽光発電（メガソーラー含む）については、今後数年は2013年度末までの設備認定容量のうち導入が見込まれる量が、施工能力の限界まで毎年導入されると想定。
 - ✓ 導入が見込まれる設備認定容量は、新エネルギー小委員会（第2回）のJPEAの発表資料を参照し、設備認定容量約6,300万kWのうち、運転開始分約640万kW、離脱分約2,000万kWを差し引いた約3,650万kWと想定。
 - ✓ 戸建住宅用を含めた施工能力の限界は、新エネルギー小委員会（第2回）のJPEAの発表資料を参照し、2014年度に770万kW、2015年度以降は809万kWと想定。
- 2013年度までの設備認定容量が導入された後は、ドイツにおける実績を参照して作成されたIRRと導入容量の関係式に基づいて導入量を推計（IRRはシステム価格、買取価格の想定に基づき算出）。

ドイツにおけるIRRと導入量の関係式
(非住宅・集合住宅とメガソーラーで区分)



設備利用率の設定	区分	設備利用率
非住宅・集合住宅用	10kW以上	13%

推計結果（導入戸数）

		新築のうちの導入件数	新築のうちの導入割合
2020年	低位	18.2万戸	43.9%
	中位	21.0万戸	50.8%
	高位	21.0万戸	50.8%
2030年	低位	16.1万戸	41.7%
	中位	19.6万戸	50.8%
	高位	19.6万戸	50.8%

		戸建住宅ストック数全体に対する太陽光発電設置棟数	戸建住宅ストック数全体に対する太陽光発電設置割合
2020年	低位	322.8万戸	11.4%
	中位	373.0万戸	13.2%
	高位	373.0万戸	13.2%
2030年	低位	567.9万戸	21.5%
	中位	691.2万戸	26.2%
	高位	693.8万戸	26.3%

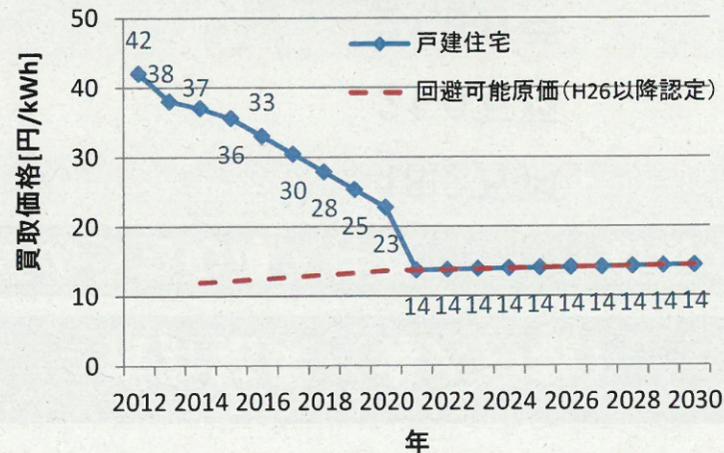
太陽光発電の導入見込量(低位:計算条件)

- 戸建住宅には10kW未満、非住宅・集合住宅には10kW以上の買取条件を適用。
- 戸建住宅に対しては、2020年までは2014年度レベルの投資回収年数での買取が続けられるものとする。2021年より回避可能原価による価格での買取に移行する。
- 非住宅・集合住宅(メガソーラー含む)に対しては、現状の設備認定量のうちの顕在化分のみが導入される。

部門	補助金	買取価格の設定
戸建住宅	国：2012年3.5万円/kW、2013年2万円、2014年以降0 自治体：2012年4万円/kW →2015年以降0まで縮減	2020年まで新築に対する補助金込みの投資回収年数を維持する価格で余剰買取 2021年より回避可能原価による価格での余剰買取 ※設定した買取価格が「回避可能原価」を下回れば、「回避可能原価」での買取に移行 ※余剰電力率は56%と設定
非住宅・集合住宅 (メガソーラー含む)	現状の設備認定量のうちの顕在化分のみを導入する	

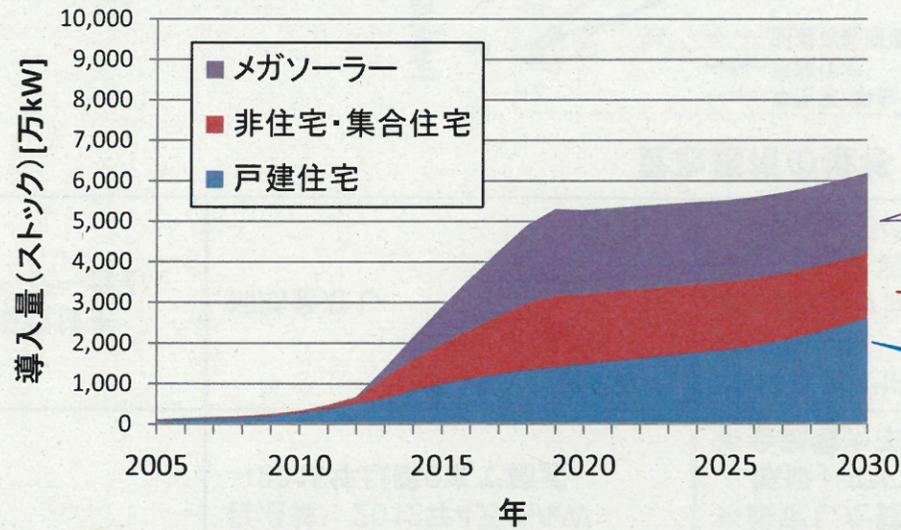
※算出された導入見込量に対して出力抑制の影響を考慮した補正を加える

買取価格の推移



太陽光発電の導入見込量(低位:結果)

- 2020年の導入量は約5,283万kW、2030年の導入量は約6,193万kWとなる。



メガソーラー:
2019年までは現状の設備認定量のうち建材過分を施工能力の上限まで導入
その後、以降は導入しない

非住宅・集合住宅:
メガソーラーと同じ

戸建住宅:
投資回収年数維持での
余剰買取、2020年終了

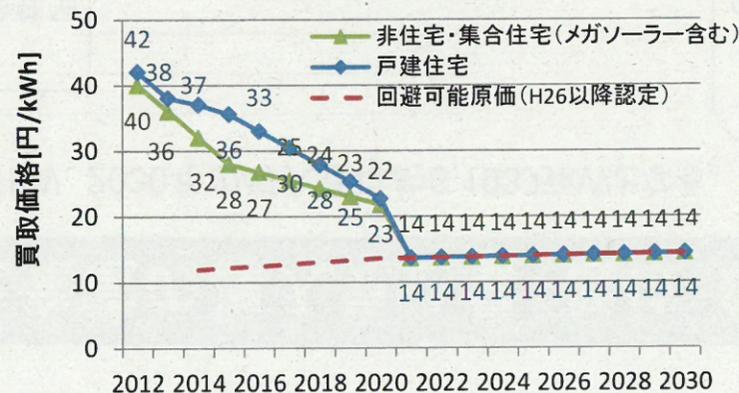
		2020年における導入イメージ		2030年における導入イメージ	
住戸建住宅	国内の戸建住宅約2500万戸に対する太陽光発電設備設置棟数	323万戸	累積容量: 1,485万kW	568万戸	累積容量: 2,612万kW
	新築フロー約40万戸に対する太陽光発電設備設置棟数	18万戸		16万戸	
(メガソーラー含む) 非住宅・集合住宅	国内の集合住宅約60万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	17万棟	累積容量: 3,799万kW	16万棟	累積容量: 3,581万kW ※廃棄が発生するため減少
	国内の工場・倉庫約30万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	11万棟		11万棟	
	国内の事務所・店舗・その他建物60万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	9万棟		8万棟	
	国内の公共施設約23万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	7万棟		6万棟	

太陽光発電の導入見込量(中位:計算条件)

- 戸建住宅には10kW未満、非住宅・集合住宅には10kW以上の買取条件を適用。
- 戸建住宅に対しては、2020年までは2014年度レベルの投資回収年数での買取が続けられるものとする。
- 非住宅・集合住宅(メガソーラー含む)に対しては、IRR基準は当初3年間は6%、4年目以降4%とする。
- 双方とも2021年より回避可能原価による価格での買取に移行する。

部門	補助金	買取価格の設定
戸建住宅	国：2012年3.5万円/kW、2013年2万円、2014年以降0 自治体：2012年4万円/kW →2015年以降0まで縮減	2020年まで新築に対する補助金込みの投資回収年数を維持する価格で余剰買取 2021年より回避可能原価による価格での余剰買取 ※設定した買取価格が「回避可能原価」を下回れば、「回避可能原価」での買取に移行 ※余剰電力率は56%と設定
非住宅・集合住宅 (メガソーラー含む)	補助金なし	2014年までIRR当初6%、2015年以降4%を維持する価格での全量買取 2021年より回避可能原価による価格での全量買取 ※設定した買取価格が「回避可能原価」を下回れば、「回避可能原価」での買取に移行

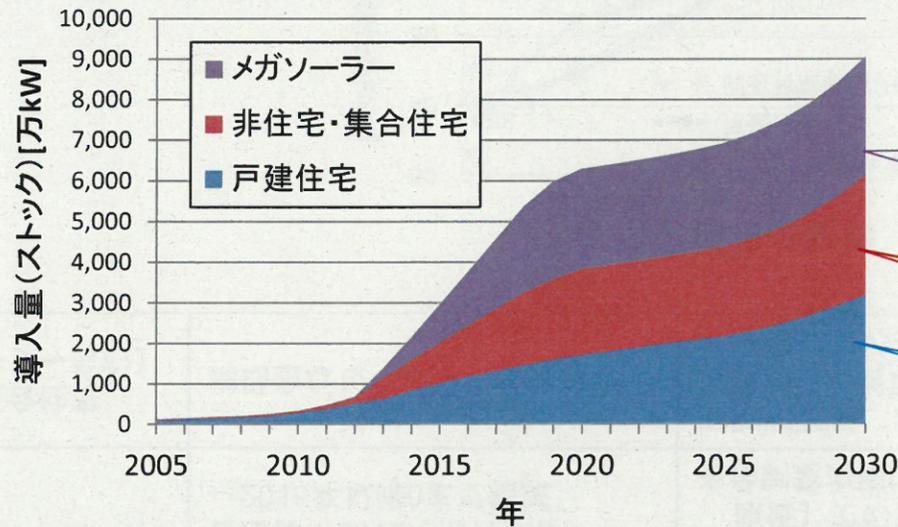
買取価格の推移



※メガソーラー・非住宅の買取価格は消費税を除いたもの。

太陽光発電の導入見込量(中位:結果)

- 2020年の導入量は約6,298万kW、2030年の導入量は約9,051万kWとなる。



メガソーラー:
2019年までは現状の設備認定量のうち顕在化分を施工能力の上限まで導入
その後、IRR4.0%での全量買取
2021年以降回避可能原価での買取

非住宅・集合住宅:
メガソーラーと同じ

戸建住宅:
投資回収年数維持での余剰買取、2020年終了

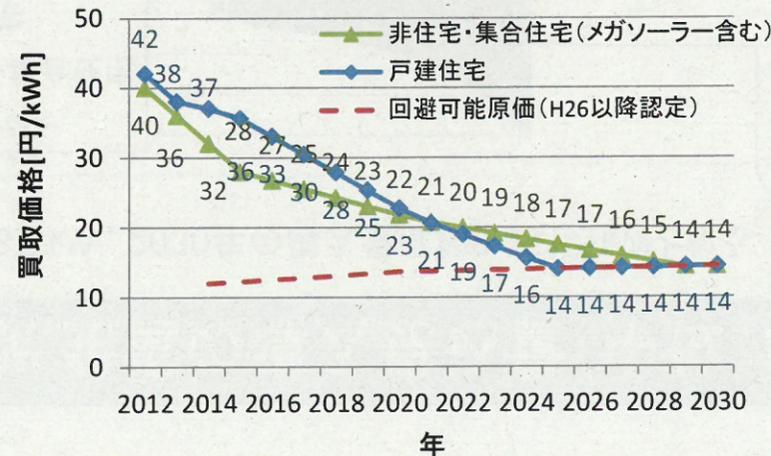
		2020年における導入イメージ		2030年における導入イメージ	
住戸建	国内の戸建住宅約2500万戸に対する太陽光発電設備設置棟数	373万戸	累積容量： 1,716万kW	691万戸	累積容量： 3,179万kW
	新築フロー約40万戸に対する太陽光発電設備設置棟数	21万戸		20万戸	
(メガソーラー含む) 非住宅・集合住宅	国内の集合住宅約60万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	21万棟	累積容量： 4,582万kW	26万棟	累積容量： 5,871万kW
	国内の工場・倉庫約30万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	13万棟		17万棟	
	国内の事務所・店舗・その他建物60万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	11万棟		19万棟	
	国内の公共施設約23万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	8万棟		14万棟	

太陽光発電の導入見込量(高位:計算条件)

- 戸建住宅には10kW未満、非住宅・集合住宅には10kW以上の買取条件を適用。
- 戸建住宅に対しては、2014年度レベルの投資回収年数での買取が続けられるものとする。
- 非住宅・メガソーラーに対しては、IRR基準は当初3年間は6%、4年目以降4%とする。

部門	補助金	買取価格の設定
戸建住宅	国：2012年3.5万円/kW、2013年2万円、2014年以降0 自治体：2012年4万円/kW →2015年以降0まで縮減	新築に対する補助金込みの投資回収年数を維持する価格で余剰買取 ※設定した買取価格が「回避可能原価」を下回れば、「回避可能原価」での買取に移行 ※余剰電力率は56%と設定
非住宅・集合住宅 (メガソーラー含む)	補助金なし	IRR当初6%、2015年以降4%を維持する価格での全量買取 ※設定した買取価格が「回避可能原価」を下回れば、「回避可能原価」での買取に移行

買取価格の推移

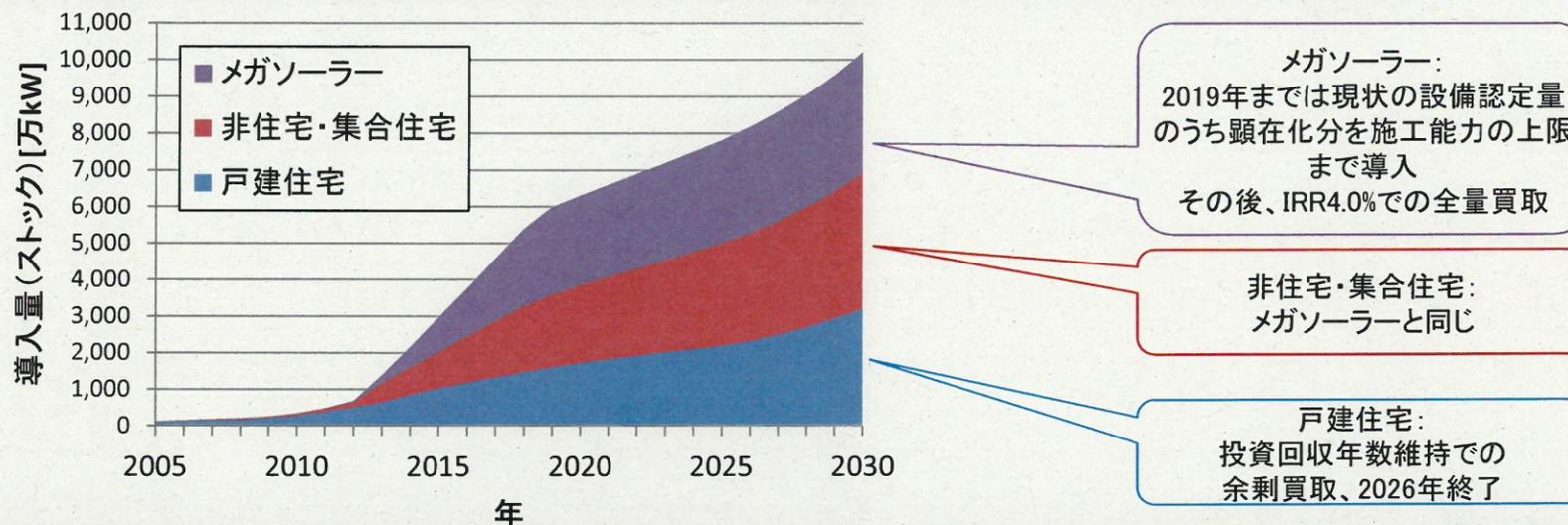


戸建住宅は2025年に、
非住宅・集合住宅
(メガソーラー含む)は
2029年に回避可能原価への買
取に移行

※メガソーラー・非住宅の買取価格は消費税を除いたもの。

太陽光発電の導入見込量案(高位:結果)

- 2020年の導入量は約6,298万kW、2030年の導入量は約10,205万kWとなる。
- JPEAが新エネルギー小委員会(第2回)で提示した見込量(10,000万kW)と同等の水準となる



		2020年における導入イメージ		2030年における導入イメージ	
住宅建	国内の戸建住宅約2500万戸に対する太陽光発電設備設置棟数	373万戸	累積容量: 1,716万kW	694万戸	累積容量: 3,191万kW
	新築フロー約40万戸に対する太陽光発電設備設置棟数	21万戸		20万戸	
(メガソーラー含む) 非住宅・集合住宅	国内の集合住宅約60万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	21万棟	累積容量: 4,582万kW	31万棟	累積容量: 7,014万kW
	国内の工場・倉庫約30万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	13万棟		19万棟	
	国内の事務所・店舗・その他建物60万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	11万棟		24万棟	
	国内の公共施設約23万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	8万棟		19万棟	

