

2. 再生可能エネルギーの導入見込量

2.1 導入見込量の考え方と前提条件

2.1.1 導入見込量の考え方

(1) 導入見込量推計の考え方①

今回の導入見込量の推計は、低位、中位、高位の3ケースを想定した。導入地点によってコストが大きく変わりうる再生可能エネルギー（中小水力、地熱、バイオマス、風力）については、以下の考え方で推計を実施した。

低位ケースは、東日本大震災以前に、2020年の見通しとして資源エネルギー庁が示している固定価格買取制度案に基づく支援方策により増加が見込まれる普及量を設定した。それ以降は同様のペースで導入が進むものと想定した。

例) 2020年までに中小水力については50万kW程度、バイオマスについては50万KW、風力については500万kW程度の増加、地熱については1箇所の開発を想定

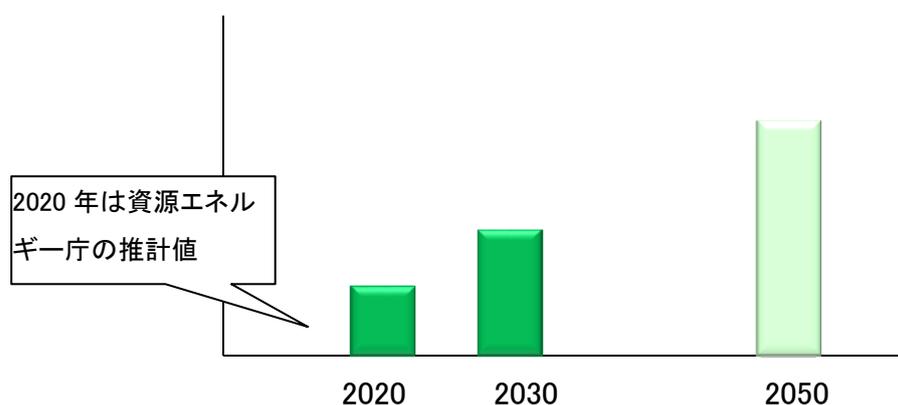


図 2.1-1 低位ケースの想定

高位ケースは、2050年時点で環境省ポテンシャル調査にある導入ポテンシャル（エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因による設置の可否を考慮したエネルギー資源量）を最大限顕在化させることを目指して、施策を最大限強化する場合を想定した。

例) 2020年までに中小水力については370万kW程度、バイオマスについては250万KW、風力については900万kW程度、地熱については1箇所の開発を想定。

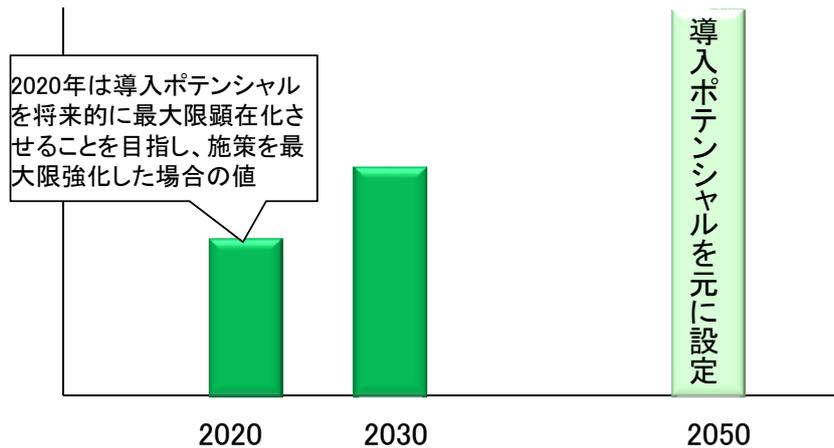


図 2.1-2 高位ケースの想定

中位ケースは、低位ケースと高位ケースの中間値程度の普及を想定した。

再生可能電力の買取価格は、再生可能エネルギー発電事業者が導入を進めるインセンティブを持てる水準かつ普及の継続的な拡大を阻害しない水準として、2020年時点の導入量に対してIRR8%を満たす価格とした。

なお、風力発電の導入ポテンシャルは、環境省ポテンシャル調査に加え、電気事業者の発電設備容量に対する比率等について一定の制約（系統接続への制約）を想定した上で普及見通しについての試算を行った。

(2) 導入見込量推計の考え方②

導入地点によって導入コストが左右される部分が他の再生可能エネルギーに比べて小さい太陽光発電については、以下の考え方で推計を行った。

2020～30年は、設置者に対する支援レベルとして、低位（IRR6%相当）、中位（IRR8%相当）、高位（IRR10%相当）を想定し、導入見込量を積み上げにより推計した。

2050年は、導入ポテンシャルの情報を元に、ポテンシャルを最大限発揮するものとした。

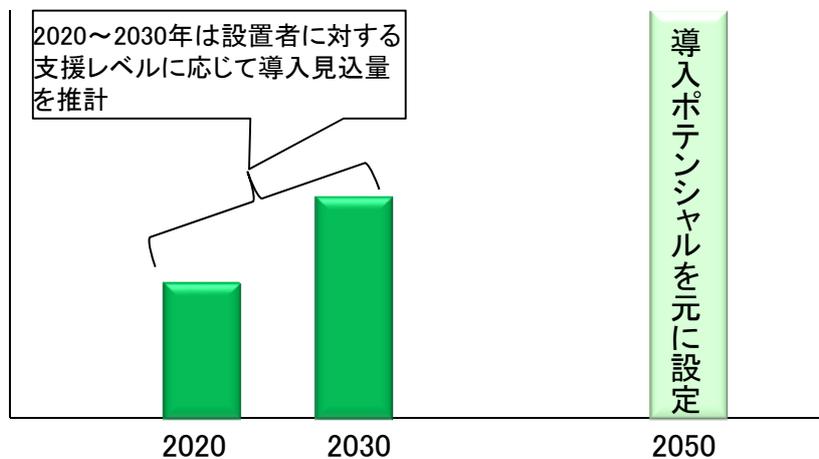


図 2.1-3 太陽光発電の推計の考え方

太陽光発電の支援水準についての考え方は、固定価格買取制度が既に施行されているドイツの先行事例より、以下のとおり。

- ・ IRR が 10% を超える水準となると、単年度に想定を大きく超える普及拡大により、太陽光発電の継続的な普及拡大が阻害され、後年度の負担も大きくなることを見込まれることから、継続的な普及拡大を進めるための最大限の支援水準として高位ケースでは IRR10% 相当（固定資産税 1.4% を想定すると IRR9.4% 相当）の支援を実施することを想定。
- ・ IRR が 8% 程度の水準だと、住宅用太陽光発電の普及に加え、中規模、大規模の発電事業が順調に普及することが見込まれることから、中位ケースでは IRR 8% 相当（固定資産税 1.4% を想定すると IRR7.4% 相当）の支援を実施することを想定。
- ・ IRR が 3% を下回る水準となると、住宅用太陽光の普及は進むものの、中規模、大規模の発電事業は進まないことを見込まれることから、IRR 3% 程度と 8% 程度の間の水準として、低位ケースでは IRR 6% 相当（固定資産税を 1.4% と想定すると IRR5.4% 相当）の支援を実施することを想定。

(3) 再生可能エネルギー導入ポテンシャルの精査

以下に示す再生可能エネルギーは、2050 年の導入見込量を推計するにあたり、導入ポテンシャルの精査を行った。

表 2.1-1 導入ポテンシャルの精査

中小水力	平成22年度環境省ポテンシャル調査における河川部及び農業用水路の導入ポテンシャルを採用。
地熱	コントロール掘削を考慮して国立・国定公園等の外縁部から1.5kmの範囲を開発可能とした平成22年度環境省ポテンシャル調査における導入ポテンシャルを採用。
太陽光発電	NEDOのPV2030における2030年の導入量を低位におけるポテンシャル量とした上で、中位では2030～50年の平均変換効率が5%向上して27%、高位では2030～50年の平均変換効率が10%向上して32%になるものと想定し、低位と同じ設置面積でも導入ポテンシャルが増加するものと想定。

なお、環境省ポテンシャル調査における賦存量、導入ポテンシャル、シナリオ別導入可能量の定義は以下のとおりである。

賦存量	種々の制約要因（土地の傾斜、法規制、土地利用、居住地からの距離等）を考慮せず、設置可能面積、平均風速、河川流量等から理論的に推計することができるエネルギー資源量。
導入ポテンシャル	エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因による設置の可否を考慮したエネルギー資源量であって、賦存量の内数。
シナリオ別導入可能量	事業収支に関する特定のシナリオ（仮定条件）を設定して場合に具現化が期待されるエネルギー資源量であって、導入ポテンシャルの内数。

※コスト等検証委員会においては、「賦存量」は物理的な発電可能量、「導入ポテンシャル」

は賦存量のうち、自然条件等により、現状では事実上開発が不可能と考えられる地域を除いた発電可能量、「導入可能量」は導入ポテンシャルのうち、採算性を考慮した発電可能量であるが、ただし、その導入のためには規制改革の実行、系統制約の解決などが必要になるケースがある。(中略) 導入ポテンシャルは、系統制約や制度的制約、経済性の確保などは勘案していないが、現在の技術水準の下で、自然条件等により、現状では事実上開発が不可能な地域を除いた再生可能エネルギーの導入量という、一つの客観的なデータであり、エネルギーミックスの選択肢を検討するに際して、参考となる指標である。」としており、環境省ポテンシャル調査と同様の定義をしている。

2.1.2 再生可能エネルギーの種類別の前提条件

(1) 再生可能エネルギーの種類別の前提条件

表 2.1-2 再生可能エネルギーの種類別の前提条件 (1/3)

検討対象	2020～2030年の導入シナリオ	2050年の導入シナリオ
大規模水力	【共通】平成22年度電力供給計画で着工計画として記載されている3万kW以上の一般水力（15万kW1箇所）を計上。	【共通】2020年のまま増加しないものと想定した。
中小水力	【低位】2020年は全量買取PT取りまとめの増加分を採用。2030年は足下から2020年までの導入ペースが続くと想定。 【中位】高位と低位の中央値を採用。 【高位】足下からの追加導入量を2050年まで直線的に増加すると想定。 【共通】支援レベルは、2020年の低位、中位、高位それぞれの導入量に対してIRR8%を満たす買取価格を設定。	【低位】足下から2020年までの導入ペースが続くと想定。 【中位】高位と低位の中央値を採用。 【高位】平成22年度環境省ポテンシャル調査におけるポテンシャル量を全量顕在化と想定。
地熱（大規模）	【共通】2020年は計画済地点を、2030年は調査済地点の導入量を設定。支援レベルは計画済地点のIRR8%を満たす買取価格を設定。	【共通】150℃以上の温度区分のポテンシャル量を全量顕在化。
地熱（温泉発電）	【低位】日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会のベースシナリオを採用。 【中位】同ベストシナリオを採用。 【高位】同ドリームシナリオを採用。 【共通】支援レベルは導入事例に対し、IRR6%（低位）、8%（中位）、10%（高位）を満たす買取価格を設定。	【低位】日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会のベースシナリオを採用。 【中位】同ベストシナリオを採用。 【高位】同ドリームシナリオを採用。
バイオマス発電	【低位】直近の実績値に、資源エネルギー庁による固定価格買取制度案に基づく支援の結果の見込みとしての増加分を加算。 【中位】2020年は高位と低位の中間値と設定。2020年以降は2050年まで直線的に増加すると設定。 【高位】2020年は京都議定書目標達成計画の目標水準等から設定。2020年以降は2050年まで直線的に増加すると設定。 【共通】支援レベルは高位の導入量に対してもIRR8%を満たす買取価格を設定。	【低位】2020年水準のままと設定。 【中位】高位と低位の中間値と設定。 【高位】現状の導入ポテンシャルを全て利用するとともに、国産材利用の促進に伴う林地残材利用量の増大を想定して設定。

表 2.1-3 再生可能エネルギーの種類別の前提条件 (2/3)

検討対象	2020～2030年の導入シナリオ	2050年の導入シナリオ
風力	<p>【2020低位】低位：資源エネルギー庁による固定価格買取制度案に基づく支援の結果の増分を見込んで、2020年で750万kWと設定</p> <p>【2020中位】2050年に5,000万kWを見込む際の普及曲線より1,110万kWと設定。</p> <p>【2020高位】2050年に7,000万kWを見込む際の普及曲線より1,150万kWと設定。</p> <p>【共通】2030は2050年の導入量を見込む普及曲線より設定。支援レベルは2020年高位の導入量に対してもIRR8%を満たす買取価格を設定。</p>	<p>【低位】資源エネルギー庁によるH22年度調査結果より、ポテンシャルに事業性・導入意欲を考慮した場合に導入可能と見込まれる量と更に社会的受容性まで考慮した場合の中間値として設定</p> <p>【中位】風力発電協会の想定を参考に、各電力会社の発電設備容量の40%以下、導入ポテンシャルの対地域別陸上風力の33%以下、同洋上の15%以下で見込まれる量</p> <p>【高位】同じく、各電力会社の発電設備容量の50%以下、導入ポテンシャルの対地域別陸上風力の50%以下、同洋上の33%以下で見込まれる量</p>
太陽光（住宅）	<p>【低位】新築に対する補助金込投資回収年数10年を維持する価格での余剰買取</p> <p>【中位】新築に対する補助金込投資回収年数10年を維持する価格での余剰買取。ただし、当初3年間は初年度の買取価格を維持。</p> <p>【高位】中位に同じ。</p>	<p>【低位】NEDO PV2030のポテンシャル全量が顕在化。</p> <p>【中位】低位に対して、2030年～50年の平均変換効率が、5%向上し、ポテンシャルの増加を見込み、全量顕在化。</p>
太陽光（非住宅）	<p>【低位】IRR6%を維持する価格での全量買取。</p> <p>【中位】IRR8%を維持する価格での全量買取。</p> <p>【高位】IRR10%を維持する価格での全量買取。</p>	<p>【高位】低位に対して、2030年～50年の平均変換効率が、10%向上し、ポテンシャルの増加を見込み、全量顕在化。</p>
太陽光（公共）	<p>【低位】年間30万kW程度の率先導入</p> <p>【中位】2020年までは低位に同じ。2020年から業務用電力価格14円/kWhでの全量消費でIRRが6%以上となり、自立的な導入が進む（年間200万kW程度）とする</p> <p>【高位】中位に同じ。</p>	
太陽光（メガソーラー）	<p>【低位】IRR6%を維持する価格での全量買取。</p> <p>【中位】IRR8%を維持する価格での全量買取。</p> <p>【高位】IRR10%を維持する価格での全量買取。</p>	
海洋エネルギー	<p>【低位】2030年以降導入が進むものとし、既存各種資料や有識者意見を踏まえ、2050年の波力発電、潮流・海流発電の導入量を設定。波力発電の沿岸固定式は海岸保全区域延長の3%想定、沖合浮体式は洋上風力の低位に合わせて発電機を設置した。</p> <p>【中位】潮流・海流発電は低位に同じ、波力の沿岸固定式は海岸保全区域延長の5%想定、沖合浮体式は洋上風力の中位に合わせて発電機を設置した。</p> <p>【高位】潮流・海流発電は低位に同じ、波力の沿岸固定式は海岸保全区域延長の10%想定、沖合浮体式は洋上風力の高位に合わせて発電機を設置した。</p>	

表 2.1-4 再生可能エネルギーの種類別の前提条件 (3/3)

検討対象	2020～2030年の導入シナリオ	2050年の導入シナリオ
バイオマス熱利用	<p>【低位】バイオ燃料はエネルギー供給構造高度化法の目標に沿って50万kLとし、それ以外は京都議定書目標達成計画の値。</p> <p>【中位】2020年はバイオ燃料は70万kLとし、それ以外は低位に同じ。2020年以降は2050年まで直線的に増加すると設定。</p> <p>【高位】2020年はバイオ燃料は自動車用燃料への混合率を向上させるなどして200万kL（内訳：国産50万kL、開発輸入50万kL、輸入100万kL）とし、それ以外は低位に同じ。2020年以降は2050年まで直線的に増加すると設定。</p>	<p>【低位】2020年水準のままと設定。</p> <p>【中位】バイオ燃料は2050年の需要量から推計して設定。その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとして設定。</p> <p>【高位】バイオ燃料は2050年の需要量から推計して設定。その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとして設定。</p>
太陽熱利用	<p>【低位】2030年はソーラーエネルギー利用推進フォーラムの目標を踏まえて設定し、2020年はその通過点として設定。</p> <p>【中位】2020年は投資回収年数が15年（耐用年数に相当）となる支援を想定。2020年以降は中位と高位の中間と想定。</p> <p>【高位】2020年は投資回収年数が10年（維持費等を除けばIRR約8%に相当）となる支援を想定。2020年以降は2050年まで太陽熱利用ポテンシャル相当量を全て活用するよう、直線的に増加すると設定。</p>	<p>【低位】2030年までのトレンドで2050年まで増加すると想定。</p> <p>【中位】中位と高位の中間と想定。</p> <p>【高位】中核的温暖化対策技術検討会「平成18年度 民生・運輸部門における中核的対策技術 報告書」（2007年（平成19年）3月）による住宅における太陽熱利用ポテンシャル相当量を想定。</p>
地中熱利用	<p>【共通】戸建住宅は寒冷地の新築フローに対し、2050年に導入率100%となるよう直線的に増加。業務は既存の導入事例や冷暖房需要の大きさを踏まえ事務所、商業施設、病院・診療所を対象とし、これらの全地域の新築フローに対し、2050年に導入率100%となるよう直線的に増加。</p>	

(2) コスト等の試算の前提

再生可能エネルギー電力については、国家戦略室のコスト等検証委員会の諸元を用いて試算した。

表 2.1-5 コスト等検証委員会の諸元 (1/2)

電源	風力(陸上)	風力(洋上) ※2020年の諸元	地熱	太陽光 (住宅用)(#)	太陽光 (メガソーラー)
割引率	0、1、3、5%				
モデルプラントの規模 (出力)	2万kW	15万kW	3万kW	4kW	1200kW
設備利用率	○20%	○30%	○80% ○70% ○60% ○50% ○10%	○12%	○12%
稼働年数	○25年 ○20年	○25年 ○20年	○50年 ○40年 ○30年	○25年 ○20年	○25年 ○20年
建設費	20~35万円/kW ⇒40~70億円	28.3~70万円/kW ⇒425~1050億円	70~90万円/kW ⇒210~270億円	48~55万円/kW ⇒192~220万円	35~55万円/kW ⇒4.2~6.6億円
資本費	固定資産税率 1.4%	—	1.4%	—	1.4%
	水利利用料 —	—	—	—	—
	設備の廃棄費用 建設費の5%				
運転維持費	人件費 1.4%/年(建設費 における比率)	1.4%/年(同左)	1.2億円/年	—	300万円/年
	修繕費 —	—	2.2%/年(同左)	1.5%/年(同左)	1%/年(同左)
	諸費 0.6%/年(建設費 における比率)	0.6%/年(同左)	0.8%/年(同左)	—	0.6%/年(建設費における比率)
	業務分担費 14.0%/年(直接費 (一般管理費)における比率)	14.0%/年(同左)	16.1%/年(同左)	—	14.0%/年(直接費における比率)
	初年度価格 —	—	—	—	—
燃料費	燃料発熱量 (HHV) —	—	—	—	—
	熱効率(HHV) —	—	—	—	—
	所内率 —	—	—	—	—
	燃料諸経費 —	—	10%	—	—

表 2.1-6 コスト等検証委員会の諸元 (2/2)

電源	一般水力	小水力	バイオマス (木質専焼)	バイオマス (石炭湿焼)
割引率	0、1、3、5%			
モデルプラントの規模(出力)	1.2万kW	200kW	5000kW	75万kW
諸元のベース	直近7年間に稼働した発電所(サンプルプラント、3基)のデータ、関連事業者へのインタビュー	直近3年間に建設が終了した設備に対する補助実績のデータ、関連事業者へのインタビュー	直近3年間に建設が終了した設備に対する補助実績のデータ、関連事業者へのインタビュー	直近3年間に建設が終了した設備に対する補助実績のデータ、関連事業者へのインタビュー
設備利用率	○45% <参考情報> *2004年コスト等検討小委員会の試算:45%	○60%	○80% ○70% ○60% ○50% ○10%	○80% ○70% ○60% ○50% ○10%
稼働年数	○60年 ○40年 <参考情報> 2004年コスト等検討小委員会試算時条件:40年	○40年 ○30年	○40年 ○30年	○40年 ○30年
建設費	85万円/kW	80~100万円/kW ⇒1.6~2.0億円	30~40万円/kW ⇒15~20億円	3~5億円
資本費				
固定資産税率	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%
水利利用料	9,974,400円/年 (河川法施行令第18条に定める額)	26万円	—	—
設備の廃棄費用	建設費の5%			
人件費	0.2億円/年	700万円/年	0.7億円/年	0.1億円/年
修繕費	0.5%/年(建設費における比率)	1%/年(同左)	4.4%/年(同左)	1.5%/年(同左)
諸費	0.2%/年(建設費における比率)	2%/年(同左)	(修繕費に含む)	1.5%/年(建設費における比率)
業務分担費(一般管理費)	14.3%/年(直接費における比率)	14.0%/年(同左)	(人件費に含む)	14.0%/年(直接費における比率)
初年度価格(2010年度平均価格)	—	—	7,500~17,000円/t (0.5~1.1円/MJ)	7,500~21,000円/t (0.5~1.4円/MJ)
燃料発熱量(HHV)	—	—	15.0MJ/kg	15.0MJ/kg
熱効率(HHV)	—	—	20%	42%
所内率	—	—	13%	6.2%
燃料諸経費	0.4%	—	400~600円/t (0.027~0.04円/MJ)	(初年度価格に含む)
運転維持費				

2.2 導入見込量総括

(1) 導入見込量総括(一次エネルギー供給量)

再生可能エネルギーの導入見込量の方kl総括は以下のとおり。

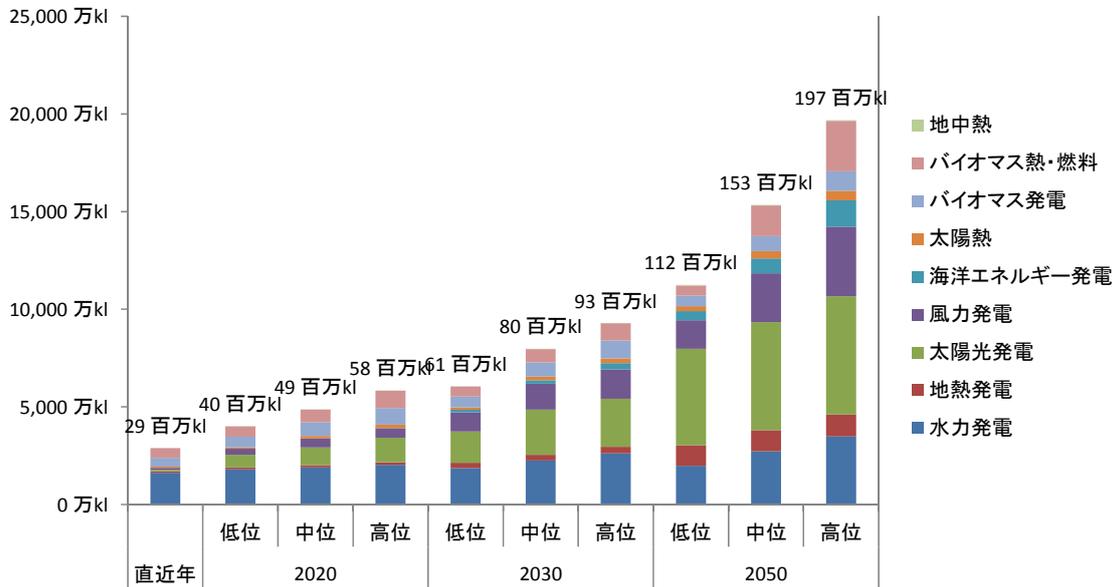
- ・ 直近年と比較して、2020年は1.3~2.0倍、2030年は約2~3倍、2050年は約4~7倍と推計。
- ・ 2010年度の一次エネルギー国内供給は5億6,900万klであり、直近年の導入量が5%程度であるところ、2050年には20~35%以上となる見込み。

表 2.2-1 再生可能エネルギーの導入見込量（一次エネルギー供給量）

	直近年	2020			2030			2050		
		低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
大規模水力発電	546万kL	713万kL	713万kL	713万kL						
中小水力発電	1,079万kL	1,087万kL	1,191万kL	1,319万kL	1,148万kL	1,534万kL	1,919万kL	1,270万kL	2,020万kL	2,770万kL
地熱発電	76万kL	106万kL	114万kL	126万kL	278万kL	296万kL	323万kL	1,059万kL	1,079万kL	1,128万kL
バイオマス発電	462万kL	544万kL	702万kL	860万kL	544万kL	725万kL	907万kL	544万kL	773万kL	1,002万kL
太陽光発電（住宅用）	68万kL	345万kL	350万kL	350万kL	681万kL	685万kL	685万kL	1,839万kL	2,101万kL	2,364万kL
太陽光発電（非住宅用等）	14万kL	296万kL	554万kL	920万kL	929万kL	1,636万kL	1,773万kL	3,092万kL	3,422万kL	3,691万kL
太陽光発電【小計】	82万kL	641万kL	904万kL	1,271万kL	1,610万kL	2,321万kL	2,458万kL	4,931万kL	5,524万kL	6,055万kL
風力発電（陸上）	98万kL	304万kL	436万kL	448万kL	660万kL	884万kL	965万kL	733万kL	1,099万kL	1,425万kL
風力発電（着床）	2万kL	2万kL	18万kL	24万kL	147万kL	183万kL	195万kL	275万kL	397万kL	489万kL
風力発電（浮体）	0万kL	0万kL	6万kL	6万kL	165万kL	250万kL	342万kL	458万kL	1,008万kL	1,649万kL
風力発電【小計】	100万kL	306万kL	460万kL	478万kL	971万kL	1,317万kL	1,503万kL	1,466万kL	2,504万kL	3,563万kL
海洋エネルギー発電	0万kL	0万kL	0万kL	0万kL	126万kL	184万kL	330万kL	467万kL	759万kL	1,342万kL
バイオマス熱利用	491万kL	520万kL	649万kL	887万kL	520万kL	679万kL	887万kL	520万kL	1,579万kL	2,587万kL
太陽熱利用	55万kL	80万kL	131万kL	178万kL	137万kL	190万kL	242万kL	251万kL	370万kL	490万kL
地中熱利用	0万kL	6万kL	6万kL	6万kL	11万kL	11万kL	11万kL	22万kL	22万kL	22万kL
合計	2,890万kL	4,002万kL	4,869万kL	5,838万kL	6,058万kL	7,971万kL	9,292万kL	11,242万kL	15,342万kL	19,671万kL
一次エネルギー供給比	5%以上	7%以上	9%以上	10%以上	11%以上	14%以上	16%以上	20%以上	27%以上	35%以上

※直近年は再生可能エネルギーの種類別に異なっており、太陽光発電、風力発電、地熱発電は2010年、大規模水力・中小水力は2009年、太陽熱利用は2007年、バイオマス発電は2005年である。

再生可能エネルギーの導入見込量の万kL総括は以下のとおり。



※直近年は再生可能エネルギーの種類別に異なっており、太陽光発電、風力発電、地熱発電は2010年、大規模水力・中小水力は2009年、太陽熱利用は2007年、バイオマス発電は2005年である。

図 2.2-1 再生可能エネルギーの導入見込量（一次エネルギー供給量）

(2) 導入見込量総括（設備容量）

再生可能エネルギー電力の導入見込量の kW 総括は以下のとおり。

表 2.2-2 再生可能エネルギーの導入見込量（設備容量）

	直近年	2020			2030			2050		
		低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
大規模水力	1,118万kW	1,244万kW	1,244万kW	1,244万kW	1,244万kW	1,244万kW	1,244万kW	1,244万kW	1,244万kW	1,244万kW
中小水力発電	955万kW	962万kW	1,047万kW	1,152万kW	1,012万kW	1,328万kW	1,643万kW	1,112万kW	1,726万kW	2,340万kW
地熱発電	53万kW	74万kW	80万kW	89万kW	195万kW	208万kW	227万kW	743万kW	757万kW	792万kW
バイオマス発電	409万kW	459万kW	556万kW	653万kW	459万kW	571万kW	682万kW	459万kW	600万kW	740万kW
太陽光発電（住宅用）	280万kW	1,412万kW	1,434万kW	1,434万kW	2,788万kW	2,805万kW	2,805万kW	7,527万kW	8,600万kW	9,673万kW
太陽光発電（非住宅用等）	57万kW	1,213万kW	2,266万kW	3,766万kW	3,803万kW	6,695万kW	7,255万kW	2,653万kW	14,007万kW	15,107万kW
太陽光発電	337万kW	2,625万kW	3,700万kW	5,200万kW	6,591万kW	9,500万kW	10,060万kW	20,180万kW	22,607万kW	24,780万kW
風力発電（陸上）	241万kW	747万kW	1,070万kW	1,100万kW	1,620万kW	2,170万kW	2,370万kW	1,800万kW	2,700万kW	3,500万kW
風力発電（着床）	3万kW	3万kW	30万kW	40万kW	240万kW	300万kW	320万kW	450万kW	650万kW	800万kW
風力発電（浮体）	0万kW	0万kW	10万kW	10万kW	270万kW	410万kW	560万kW	750万kW	1,650万kW	2,700万kW
風力発電【小計】	244万kW	750万kW	1,110万kW	1,150万kW	2,130万kW	2,880万kW	3,250万kW	3,000万kW	5,000万kW	7,000万kW
海洋エネルギー発電	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	150万kW	207万kW	349万kW	536万kW	823万kW	1,395万kW
合計	3,116万kW	6,114万kW	7,737万kW	9,488万kW	11,781万kW	15,937万kW	17,455万kW	27,274万kW	32,756万kW	38,291万kW

※直近年は再生可能エネルギーの種類別に異なっており、太陽光発電、風力発電、地熱発電は 2010 年、大規模水力・中小水力は 2009 年、バイオマス発電は 2005 年である。

(3) 導入見込量総括（発電電力量）

再生可能エネルギー電力の導入見込量の kWh 総括は以下のとおり。

表 2.2-3 再生可能エネルギーの導入見込量（発電電力量）

	直近年	2020			2030			2050		
		低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
大規模水力	235億kWh	307億kWh	307億kWh	307億kWh	307億kWh	307億kWh	307億kWh	307億kWh	307億kWh	307億kWh
中小水力発電	464億kWh	468億kWh	512億kWh	568億kWh	494億kWh	660億kWh	826億kWh	546億kWh	869億kWh	1,192億kWh
地熱発電	32億kWh	46億kWh	49億kWh	54億kWh	120億kWh	128億kWh	139億kWh	456億kWh	464億kWh	485億kWh
バイオマス発電	199億kWh	234億kWh	302億kWh	370億kWh	234億kWh	312億kWh	390億kWh	234億kWh	332億kWh	431億kWh
太陽光発電（住宅用）	29億kWh	148億kWh	151億kWh	151億kWh	293億kWh	295億kWh	295億kWh	791億kWh	904億kWh	1,017億kWh
太陽光発電（非住宅用等）	6億kWh	128億kWh	238億kWh	396億kWh	400億kWh	704億kWh	763億kWh	1,330億kWh	1,472億kWh	1,588億kWh
太陽光発電	35億kWh	276億kWh	389億kWh	547億kWh	693億kWh	999億kWh	1,058億kWh	2,121億kWh	2,376億kWh	2,605億kWh
風力発電（陸上）	42億kWh	131億kWh	187億kWh	193億kWh	284億kWh	380億kWh	415億kWh	315億kWh	473億kWh	613億kWh
風力発電（着床）	1億kWh	1億kWh	8億kWh	11億kWh	63億kWh	79億kWh	84億kWh	118億kWh	171億kWh	210億kWh
風力発電（浮体）	0億kWh	0億kWh	3億kWh	3億kWh	71億kWh	108億kWh	147億kWh	197億kWh	434億kWh	710億kWh
風力発電【小計】	43億kWh	132億kWh	198億kWh	206億kWh	418億kWh	567億kWh	646億kWh	631億kWh	1,077億kWh	1,533億kWh
海洋エネルギー発電	0億kWh	0億kWh	0億kWh	0億kWh	54億kWh	79億kWh	142億kWh	201億kWh	327億kWh	577億kWh
合計	114億kWh	684億kWh	976億kWh	1,299億kWh	1,858億kWh	2,643億kWh	2,903億kWh	5,074億kWh	6,157億kWh	7,320億kWh

※直近年は再生可能エネルギーの種類別に異なっており、太陽光発電、風力発電、地熱発電は 2010 年、大規模水力・中小水力は 2009 年、バイオマス発電は 2005 年である。

2.3 再生可能エネルギー導入による便益

2020年時点での再生可能エネルギー導入がもたらす効果は以下のとおり（現時点で定量評価可能なもののみを示した）。

なお、特に中小水力、地熱及び風力は東北地域で豊富なポテンシャルを有しており、被災地への雇用創出にもつながると考えられる。

表 2.3-1 再生可能エネルギー導入による便益

温室効果ガスの削減	2020年に3,000～8,200万t-CO ₂ の削減 ¹⁾ 2020年までの累積効果は3,200～8,000億円 (CO ₂ クレジット価格20～30\$/t-CO ₂ 、割引率3%で2010年価値換算)
エネルギー自給率の向上	2020年に少なくとも7～10%程度又はそれ以上 (省エネの進み具合によって変わり得る) ※直近年のエネルギー自給率は5%程度
化石燃料調達に伴う資金流出抑制効果	2020年に3,100～9,100億円/年 ※2010年の化石燃料輸入金額は約17兆円、GDP比で3.5%
産業の国際競争力の強化	2012～2020年平均で生産誘発額5～8兆円、粗付加価値額2～3兆円 (いずれも割引率3%で2010年価値換算) ※太陽光と風力について輸入比率を考慮した。また、国外への機器輸出分、大規模火力における燃料投入減による負の影響を含む。
雇用の創出	2012～2020年平均で27～45万人 ※太陽光と風力について輸入比率を考慮した。また、国外への機器輸出分、大規模火力における燃料投入減による負の影響を含む。

- 1) 直近年から増加した分の再生可能エネルギーが、火力発電や化石燃料起源の熱を代替した効果として試算した。
- 2) 生産誘発額、粗付加価値額及び雇用創出については、大規模火力で考慮した負の影響の他に、エネルギー価格上昇による他産業への影響、産業の海外移転等の影響が生じる可能性がある。

2.4 中小水力発電

(1) 中小水力発電の導入見込量の考え方

昨年度までの中小水力発電の導入見込量の考え方は以下のとおり。

表 2.4-1 平成 22 年度調査における中小水力発電の導入見込量の考え方

2020年	固定価格買取制度を前提に複数の買取価格（15円/kWh、20円/kWh、25円/kWh）を設定し、その買取価格で20年間のIRR8%が確保される範囲で導入が進むと想定。
2030年	2050年目標に達するよう設定（線形補間）。
2050年	平成21年度環境省ポテンシャル調査におけるポテンシャル量（1,500万kW）を全量顕在化と想定。これに開発済の実績を合わせた量とした。

今年度は、規模区分別の買取価格を検討する観点から、以下のとおり導入見込量を先に想定し、買取価格を分析した。また、コスト等検証委員会の想定に基づき、初期投資の5%を廃棄コストとして織り込んだ。

表 2.4-2 平成 23 年度調査における中小水力発電の導入見込量の考え方

2020年	高位：足下からの追加導入量を2050年まで直線的に増加すると想定。 中位：高位と低位の中央値を採用。 低位：全量買取PT取りまとめの増加分を採用。
2030年	高位：足下からの追加導入量を2050年まで直線的に増加すると想定。 中位：高位と低位の中央値を採用。 低位：足下から2020年までの導入ペースが続くと想定。
2050年	高位：平成22年度環境省ポテンシャル調査におけるポテンシャル量（1,428万kW）を全量顕在化と想定。 中位：高位と低位の中央値を採用。 低位：足下から2020年までの導入ペースが続くと想定。

(2) 中小水力発電のポテンシャル

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」において、中小水力発電導入には大きなポテンシャルがあることが確認された。

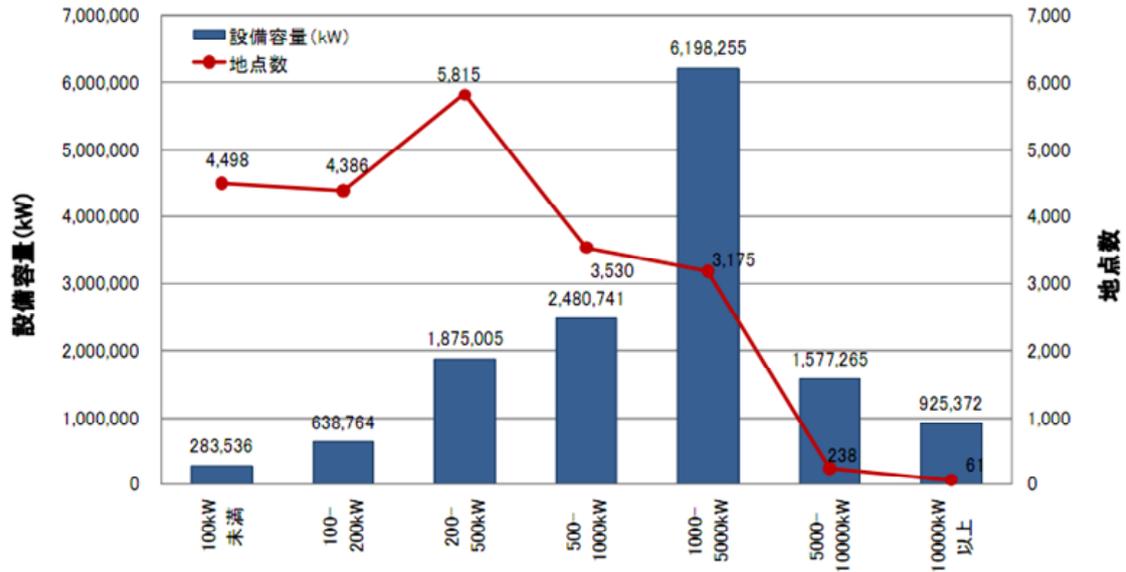


図 2.4-1 中小水力発電の導入ポテンシャル

出典：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

(3) 中小水力発電の発電コスト

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」の中小水力の地点別データをもとに、設備規模区分を①1 万～3 万 kW、②1 千～1 万 kW、③1 百～1 千 kW、④10～1 百 kW、の 4 区分に分け、発電単価別のポテンシャル量を推計したところ、以下のとおりとなった。なお、ポテンシャル調査では、10kW 未満の地点は想定していない。

①1 万～3 万 kW 区分では、概ね 5～17 円/kWh の範囲にポテンシャルが分布しているが、②1 千～1 万 kW ではより発電単価が高い範囲にまで分布が広がっている。③1 百～1 千 kW の場合、グラフの範囲外（30 円/kWh 以上）で 221 万 kW 程度のポテンシャルが存在している。④10～1 百 kW の場合、発電単価が高くほぼ全量がグラフの範囲外であった（ポテンシャル量は 29 万 kW）。

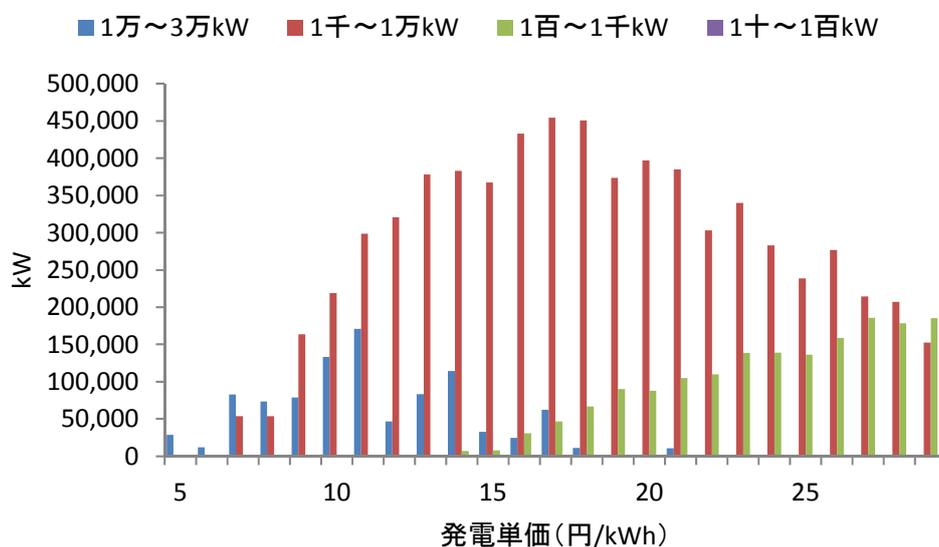


図 2.4-2 設備規模区分別・発電単価別の導入ポテンシャル

(4) 中小水力発電の導入見込量

先に示したとおり、環境省ポテンシャル調査の導入見込量の検討を踏まえつつ、以下のとおり高位・中位・低位の導入見込量を設定した。

表 2.4-3 中小水力発電の導入見込量の設定

高位	2050年にはポテンシャルが全量（1,428万kW）顕在化するものとし、直線的に導入量が伸びると想定。
中位	高位と低位の間と想定。
低位	2020年時点では、経済産業省想定 of 追加導入分（30～70万kW増）の平均値を採用し、以降同じペースで導入が進むと想定

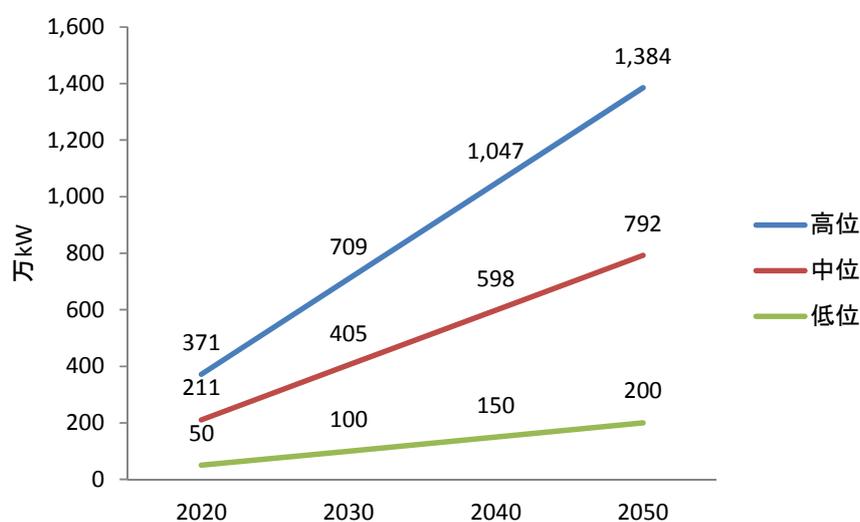


図 2.4-3 中小水力の導入見込量（足下からの増加分）

(5) 中小水力発電の買取価格

昨年度までは地点毎の規模区分は考慮せず、ある導入量を満たすために必要な IRR を 8% とした場合の、必要買取価格を推計した。例えば規模区分別に買取価格を設定する場合、規模区分別に目指すべき導入量を設定した上で、その範囲内で最も発電コストが高い地点でも IRR8%を満たすための買取価格を算出することになる。

今年度は、規模区分別の導入量を設定し、必要な買取価格を試算した。規模区分別に事業主体が異なることが考えられる中で偏りなく導入を進める観点から、毎年度の導入量を導入量を規模区分別に分ける際は、ポテンシャルにおける規模別シェアを用いた。

ただし、低位ケースについては、規模区分別の買取価格は設けず、一律の買取価格とする。買取期間は一律に 15 年、IRR 評価期間は 20 年間とする。買取期間終了後は回避可能原価での買取とした

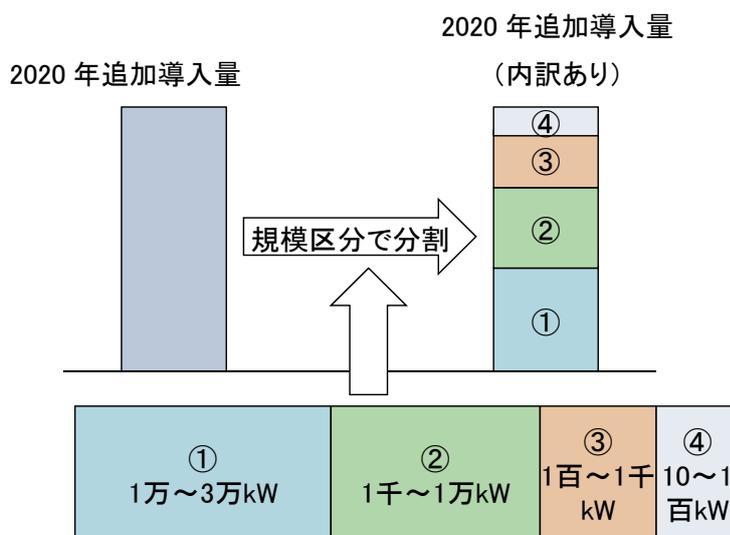


図 2.4-4 ポテンシャル構成比

高位ケースと中位ケースに対してポテンシャルにおける規模別シェアを用いると、2020年までの追加導入見込量の内訳は以下のとおり。低位ケースは、発電コストの安い順に開発されるものとした。

表 2.4-4 2020 年までの追加導入見込量の内訳

	①1万~3万kW	②1千~1万kW	③1百~1千kW	④10~1百kW	合計
規模別シェア	7%	56%	36%	2%	100%
高位	23万kW	192万kW	123万kW	7万kW	346万kW
中位	13万kW	110万kW	71万kW	4万kW	198万kW
低位	28万kW	22万kW	0万kW	0万kW	50万kW

規模区分ごとに、この導入量を満たすための買取価格を推計すると、以下のとおり。買取期間は15年と仮定し、期間終了後の買取価格は回避可能原価の分析から12円/kWhとした。なお、高位と中位に関して、③1百～1千kWと④10～1百kWの区分の買取価格を②に揃えた場合を示す。この場合、他の支援策なしでは導入見込量が大幅に減少する。

表 2.4-5 中小水力発電の導入量を満たすための買取価格

	①1万～3万kW	②1千～1万kW	③1百～1千kW	④10～1百kW
高位	14円/kWh	25円/kWh	48円/kWh	118円/kWh
高位'	14円/kWh	25円/kWh (導入量計は346万kW→217万kWに減少)		
中位	11円/kWh	21円/kWh	42円/kWh	110円/kWh
中位'	11円/kWh	21円/kWh (導入量計は198万kW→124万kWに減少)		
低位	15円/kWh			

2.5 地熱発電

(1) 地熱発電の導入見込量の考え方

昨年度までの地熱発電及び温泉発電の導入見込量の考え方は以下のとおり。

表 2.5-1 平成 22 年度調査における地熱発電の導入見込量の考え方

2020年	固定価格買取制度+補助制度の併用によりIRR8%が確保される範囲（追加導入量95万kW、地熱開発促進調査地点全て）で導入が進むと想定。 温泉発電は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に従うとした（23万kW）。
2030年	2050年目標に達するよう設定（線形補間）。
2050年	平成21年度環境省ポテンシャル調査における150℃以上の温度区分のポテンシャル量を全量顕在化と想定（導入済みあわせて227万kW）。 温泉発電はベストシナリオの2050年値（134万kW）を採用。

今年度は、開発のリードタイム及び新たなポテンシャル調査結果を踏まえ、以下のとおりとする。

表 2.5-2 平成 23 年度調査における地熱発電の導入見込量の考え方

2020年	現在開発に関する動向が確認されている地点を導入候補地点とし、さらに2020年までに運開が見込まれる地点に絞り込む。 温泉発電は日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会のベース、ベスト、ドリームシナリオの3ケースとした。
2030年	地熱開発促進調査地点は全量開発が進むものとし、温泉発電は2050年目標に達するよう設定（線形補間）。
2050年	コントロール掘削を考慮した平成22年度環境省ポテンシャル調査における150℃以上の温度区分のポテンシャル量を全量顕在化と想定（導入済みあわせて636万kW）。 温泉発電は日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会のベース、ベスト、ドリームシナリオの3ケースとした。

(2) 地熱発電のポテンシャル

平成 22 年度の環境省ポテンシャル調査では、コントロール掘削を考慮して、国立・国定公園等の外縁部から 1.5km の範囲を開発可能としたため、特に 150℃以上の温度区分で導入ポテンシャルが大幅に増加した。

今年度は 2050 年の導入見込量として、まずこの 150℃以上の温度区分のポテンシャル量を全量顕在化させるものと想定する。また、150℃以下の温度区分の顕在化の可能性も検討する。

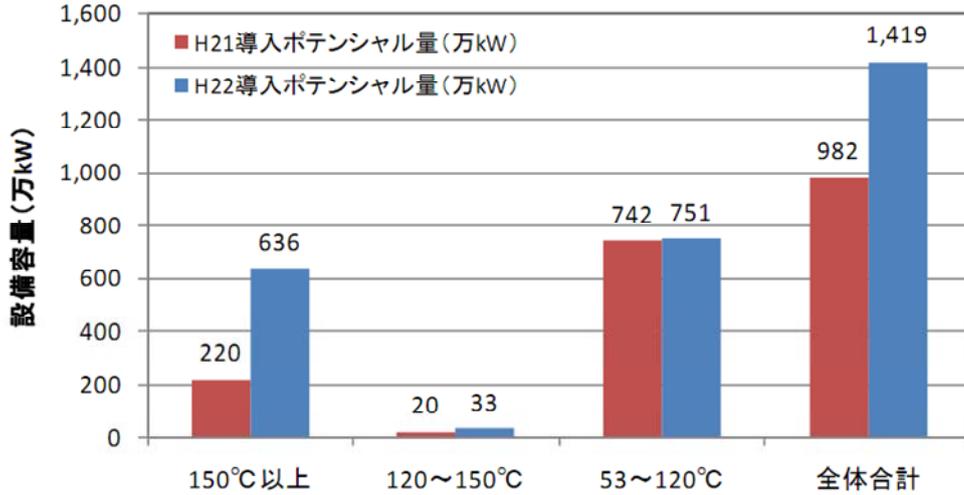


図 2.5-1 地熱発電の導入ポテンシャル

出典：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

(3) 地熱発電の発電コスト

地熱開発促進調査地点の発電コスト分布は以下のとおり。地点によって発電コストに幅がある。

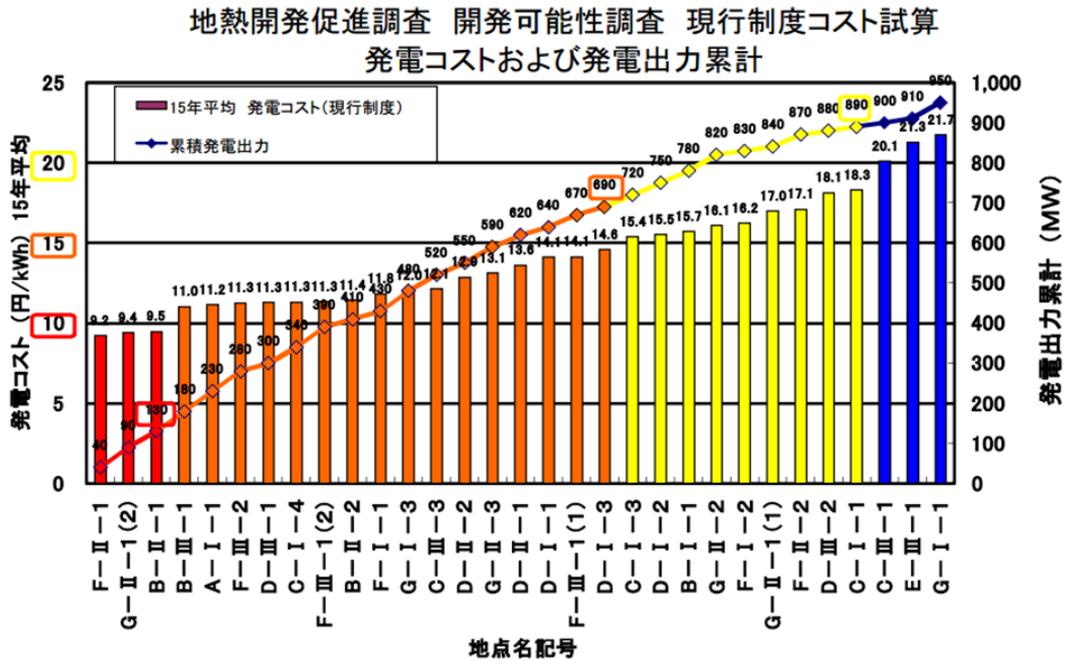


図 2.5-2 地熱開発促進調査の発電コスト分布

出典：地熱発電に関する研究会（第3回） 資料2 地熱開発促進調査結果に基づく開発可能資源量について

(4) 地熱発電の導入見込量

2020年までには、開発に関する動向が確認されている地点を導入候補地点とする。具体的には以下の地点が候補となる。NEDO 調査地点と重なる場合は、想定出力や発電コストを推計可能である（最大で 39 万 kW）。

表 2.5-3 開発に関する動向が確認されている地点のリスト

事業主体	開発地点	地熱開発促進調査	進捗状況等
出光興産・国際石油開発帝石	北海道阿女鱒岳地域	B-I-1 (3万kW)	今年度は地表調査予定
	秋田県湯沢市小安地域	—	今年度は地表調査予定（国定公園内）
電源開発・三菱マテリアル・三菱ガス化学	秋田県山葵沢・秋ノ宮地域	D-II-1, D-II-2 (2万kW, 3万kW)	事業化検討中
三菱マテリアル	岩手県安比地域	C-I-4 (4万kW)	既存調査資産についてNEDOと調整中
	秋田県菰ノ森地域	C-I-3 (3万kW)	地表調査、立地環境調査および地下構造解析を予定
日鉄鉱業	大霧第二地域（NEDO促進調査「白水越地域」）	G-II-1-(1) (1万kW) or (2) (5万kW)	開発計画の策定、酸性中和の技術的検討、経済性評価を実施中
JFEエンジニアリング・日本重化学工業	岩手県八幡平地域	C-III? (2箇所計5万kW)	来年度からの生産井掘削について現在検討中
JX日鉱日石金属	北海道豊羽地域	B-II-1 (4万kW) or B-II-2 (2万kW)	調査井掘削を実施中
石油資源開発	北海道・道東地域（阿寒、武佐岳、その他）	A-I-1 (5万kW)	調査井掘削を検討中
東北電力グループ	秋田県木地山・下の岱地域	D-I-1 & D-I-2 (5万kW)	国の予算事業で地表調査を実施中

上記の候補地点のうち、2020年までに運開が確実視されている地点は山葵沢・秋ノ宮地域のみ（2011年11月に環境影響評価手続き開始済）。よって、2020年時点の導入見込量としては、この地点で見込まれている 4.2 万 kW のみを見込むこととする。山葵沢・秋ノ宮地域における計画は以下のとおり。

表 2.5-4 山葵沢・秋ノ宮地域の開発計画概要

名称	山葵沢地熱発電所（仮称）
事業主体	湯沢地熱株式会社（電源開発、三菱マテリアル、三菱ガス化学共同出資）
発電出力	42,000kW級
計画地点	秋田県湯沢市高松字高松沢及び役内字役内山国有林内
工事開始	2015年予定
運転開始	2020年予定



2020年、2030年及び2050年それぞれ、先に示した前提に基づき地熱発電及び温泉発電

の導入量を推計すると、以下のとおり。2050年には、両者合わせて743～809万kWの導入が見込まれる。

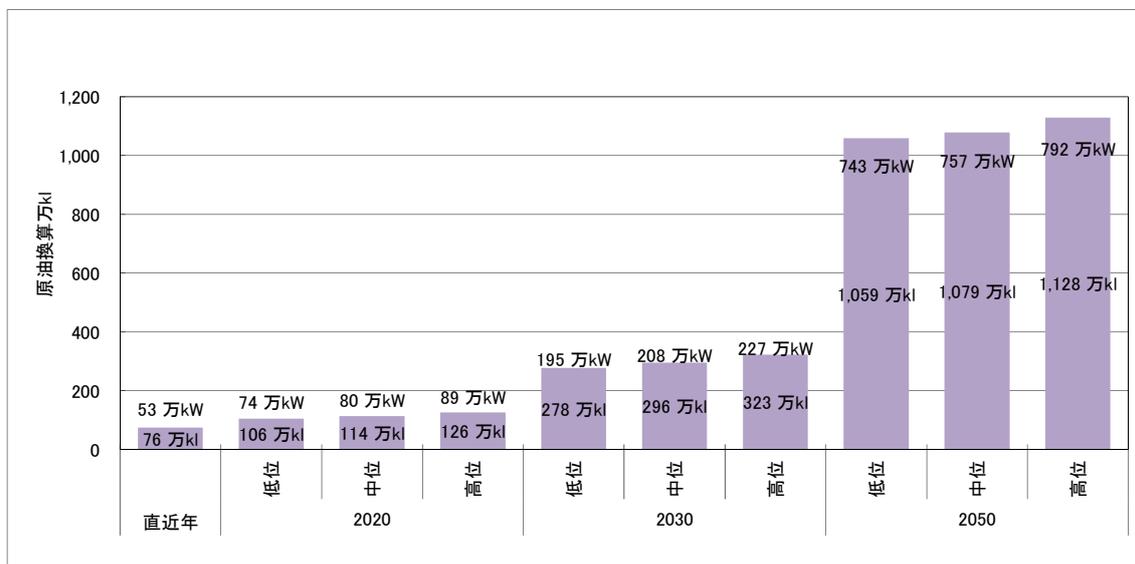


図 2.5-3 地熱発電の導入見込量

(5) 地熱の買取価格

地熱開発促進調査の地点別発電コストと発電方式（フラッシュ方式、バイナリ方式）の関係を見ると、フラッシュ方式の方が発電コストが安いゾーンに分布していると言える。出力で加重平均した発電コストは、フラッシュ方式が 12.9 円/kWh、バイナリ方式が 14.8 円/kWh である。

こうした発電コストの差を踏まえ、買取価格をフラッシュ方式とバイナリ方式で分けることも考えられる。さらに、温泉発電については、松之山温泉のコスト分析をベースに別途検討する。

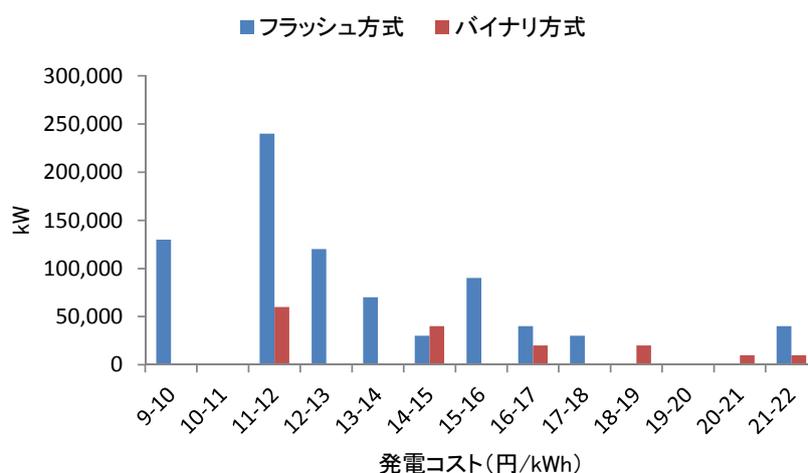


図 2.5-4 発電方式別・発電コスト別導入量

出典：地熱開発促進調査

2020 年に運開が見込まれる山葵沢・秋ノ宮地域のコスト分析から、買取期間 15 年（16 年目以降は回避可能原価による買取）、IRR 評価期間 20 年としたときに、IRR8%が確保出来る買取価格を評価すると、20 円/kWh となった。

バイナリ方式については、平均発電コストが 14.8 円/kWh 程度であるため、これに近い発電コストの地点（大湯、14.57 円/kWh）を対象として、IRR8%となる買取価格を設定した。

温泉発電については、松之山温泉の発電コストが 22 円/kWh 程度であるため、規模は異なるがこれに近いバイナリ方式発電コストの地点（柳津西山、21.29 円/kWh）を対象として、IRR が 8%となる買取価格を設定した。

表 2.5-5 地熱発電の導入量を満たすための買取価格

	下位	中位	上位
フラッシュ方式	20円/kWh		
バイナリ方式	23円/kWh		
温泉発電	33円/kWh		

2.6 バイオマス発電及びバイオマス熱利用

(1) バイオマス導入見込量の考え方

1) バイオマス発電

昨年度までのバイオマス発電の導入見込量の考え方は以下のとおり。

表 2.6-1 平成 22 年度調査におけるバイオマス発電の導入見込量の考え方

2020年	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に設定。
2030年	2050年目標に達するよう設定（線形補間）。
2050年	将来の廃棄物発生量の想定から728万kLとし、黒液・廃材等については2020年値横ばいで274万kLと設定。

今年度は、低位の設定を見直した。また、バイオマス資源の調達費用を考慮して、買取価格を分析した。その際、コスト等検証委員会の想定に基づき、初期投資の5%を廃棄コストとして織り込んだ。

表 2.6-2 平成 23 年度調査におけるバイオマス発電の導入見込量の考え方

2020年	<p>高位：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に設定。</p> <p>中位：高位と低位の中間値と設定。</p> <p>低位：直近の実績値に、資源エネルギー庁による固定価格買取制度案に基づく支援の結果の見込みとしての増加分50万kW（＝82万kL）を加えて544万kLと設定。</p>
2030年	<p>高位：2020年からの追加導入量を2050年まで直線的に増加すると設定。</p> <p>中位：2020年からの追加導入量を2050年まで直線的に増加すると設定。</p> <p>低位：2020年水準のままと設定。</p>
2050年	<p>高位：現状の導入ポテンシャルを全て利用するとともに、国産材利用の促進に伴う林地残材利用量の増大を想定してバイオマス発電は728万kL、黒液・廃材等については2020年値横ばいで274万kLとし、合計1,002万kLと設定。</p> <p>中位：高位と低位の中間値と設定。</p> <p>低位：2020年水準のままと設定。</p>

2) バイオマス熱利用及び燃料

昨年度までのバイオマス熱利用の導入見込量の考え方は以下のとおり。

表 2.6-3 平成 22 年度調査におけるバイオマス熱利用及び燃料の導入見込量の考え方

2020年	ア)バイオマス熱利用のうちI)バイオ燃料は、自動車用燃料への混合率を向上させるなどして70~200万kL（内訳：国産50万kL、開発輸入50万kL、輸入100万kL）、II)その他バイオマス熱利用は、京都議定書目標達成計画の2010年値横ばいとして258万kLとし、イ)廃棄物熱利用は同じく201万kL、ウ)黒液・廃材等のうち熱利用分は同じく228万kLとした。
2030年	バイオ燃料は自動車WGの検討結果を踏まえ、100~200万kLとし、その他の熱利用は2020年導入目標値を横ばいとした。
2050年	バイオ燃料は2050年の需要量から推計して、1,000~1,900万kLと設定。その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとした。

今年度は、低位の設定を見なおした。また、バイオマス資源の調達費用を考慮して、買取価格を分析した。その際、コスト等検証委員会の想定に基づき、初期投資の5%を廃棄コストとして織り込んだ。

表 2.6-4 平成 23 年度調査におけるバイオマス熱利用及び燃料の導入見込量の考え方

2020年	高位：バイオ燃料は、自動車用燃料への混合率を向上させるなどして200万kL（内訳：国産50万kL、開発輸入50万kL、輸入100万kL）とし、それ以外は昨年同様に設定。 中位：バイオ燃料は70万kLとし、それ以外は昨年同様に設定。 低位：バイオ燃料は、エネルギー供給構造高度化法の目標に沿って、50万kLとし、それ以外は昨年同様に設定。
2030年	高位：2020年からの追加導入量を2050年まで直線的に増加すると設定。 中位：2020年からの追加導入量を2050年まで直線的に増加すると設定。 低位：2020年水準のままと設定。
2050年	高位：バイオ燃料は2050年の需要量から推計して、1,900万kLと設定。その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとして設定。 中位：バイオ燃料は2050年の需要量から推計して、1,000万kLと設定。その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとして設定。 低位：2020年水準のままと設定。

注) なお、2020年高位の発電及び熱利用の量を合計すると、導入ポテンシャルのほぼ全てを有効利用している状況となる。

(2) バイオマス発電及び熱利用の導入ポテンシャル

バイオマス資源は廃棄物である場合も多いため、基本的に物理的な環境条件のみにより賦存量が規定される太陽光、風力及び地熱等の他の再生可能エネルギーとは異なり、経済社会活動の変化に伴い賦存量が変化するものである。

ここでは、農林水産省資料に基づく賦存量データを基本とし、必要に応じて NEDO データを用いて補足及び按分推計を行ったところ以下のとおり。

表 2.6-5 バイオマス発電及び熱利用の導入ポテンシャル

大分類	小分類	賦存量 万t	未利用率 %	未利用量 万t	未利用エネルギー		利用方法	想定設備規模	
					熱	電気		発電 kW	熱供給 GJ/h
					PJ/年	億kWh/年			
木質系	林地残材	800	99%	792	105.2	34.4	燃焼	5,000	50
	製材所廃材	430		22	1.4	0.9	燃焼	5000	50
	果樹剪定枝	100	5%	5	0.3	0.1	燃焼	5000	50
	公園剪定枝	15		1	0.1	0.0	燃焼	5000	50
	建築解体廃材	470	30%	109	14.4	4.7	燃焼	5000	50
	新・増築廃材			32	4.4	1.5	燃焼	5000	50
農業系	稲藁	1,400	70%	799	69.2	45.2	燃焼	150	50
	籾殻			109	13.7	6.9	燃焼	150	50
	麦藁			71	8.2	2.7	燃焼	150	50
畜産系	乳用牛	8,700	10%	247	1.3	1.0	ガス	150	5
	肉用牛			219	1.1	0.9	ガス	150	5
	養豚			265	3.2	2.5	ガス	150	5
	採卵鳥			80	7.1	2.3	燃焼	2000	50
	ブロイラー			58	5.2	1.7	燃焼	2000	50
食品系	動植物性残渣	1,900	75%	310	4.7	3.6	ガス	150	50
	生活系厨芥類			705	100.1	77.2	ガス	2000	50
	事業系厨芥類			411	46.0	35.5	ガス	2000	50
下水汚泥	7,900	25%	1,975	5.0	3.8	ガス	1000	50	
黒液	7,000	0%	0	0.0	0.0	燃焼	50000	50	
廃棄紙	3,600	40%	1,440	172.6	56.4	燃焼	2000	50	
合計					563	281		—	—

注：ここでの電力・熱換算は、賦存量（万 t）を一定の想定の下で、すべてを電力あるいはすべてを熱に換算したものであり、両者は加算することはできない。

出典：「低炭素社会づくりのためのエネルギーの 低炭素化に向けた提言」（平成 22 年 3 月、低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化検討会）

(3) バイオマス発電及び熱利用のコスト

バイオマス資源区分毎の特徴を踏まえて、エネルギー変換方法及びエネルギー利用方法を想定した上で、事業性評価を行う。

電力及び熱利用それぞれについて、エネルギーコストの小さな順に（事業性の優れた順に）バイオマス資源区分を利用すると想定した上で、導入見込量を満たす区分で PIRR8%を確保するための買取価格を算出する。

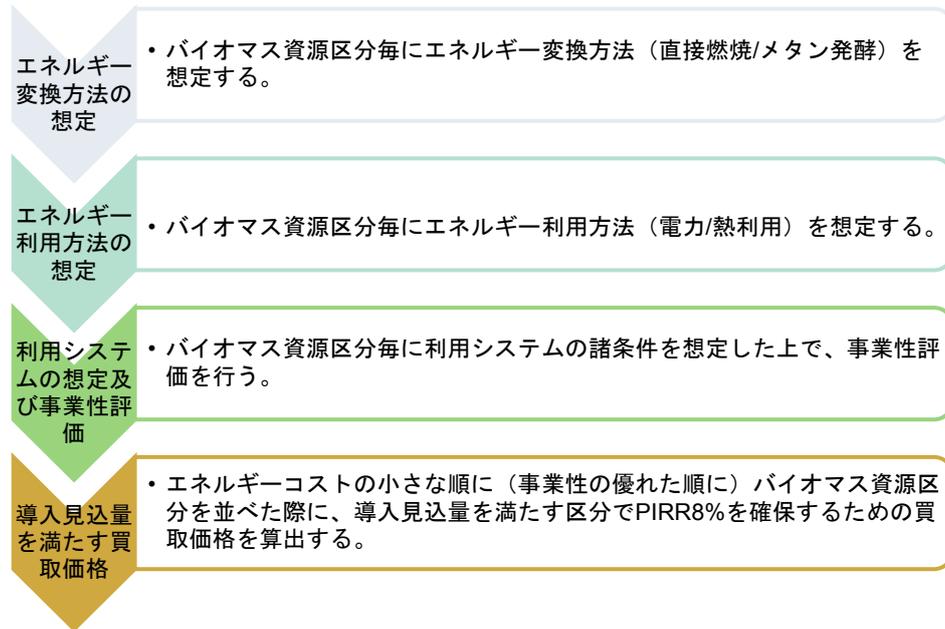


図 2.6-1 バイオマス発電及び熱利用の導入見込量の考え方

バイオマス資源区分毎の特徴を踏まえて、エネルギー変換方法及びエネルギー利用方法を想定した上で、事業性評価を行う。簡略化のため、エネルギー変換方法を直接燃焼利用とメタン発酵利用の2つに分けて考えた。

表 2.6-6 バイオマス資源区分毎の変換方法の想定

大分類	小分類	変換方法 (直接燃焼/メタン発酵)
木質系	林地残材	直接燃焼
	製材所廃材	直接燃焼
	果樹剪定枝	直接燃焼
	公園剪定枝	直接燃焼
	建築解体廃材	直接燃焼
	新・増築廃材	直接燃焼
農業系	稲わら	直接燃焼
	籾殻	直接燃焼
	麦わら	直接燃焼
畜産系	乳用牛	メタン発酵
	肉用牛	メタン発酵
	養豚	メタン発酵
	採卵鳥	直接燃焼
	ブロイラー	直接燃焼
食品系	動植物性残渣	メタン発酵
	生活系厨芥類	メタン発酵
	事業系厨芥類	メタン発酵
下水汚泥	下水汚泥	メタン発酵
黒液	黒液	直接燃焼
廃棄紙	廃棄紙	直接燃焼

バイオマス資源区分ごとにその特性を踏まえ、エネルギー種（電力又は熱）の想定を行った。「既存の需要」では当該バイオマス資源の発生地（発生事業者）における既存の需要の有無を、「可搬性」では当該バイオマス資源の運搬の容易性及び費用対効果について、そして「出力規模」では既存の需要及び可搬性を踏まえたエネルギー利用設備の出力規模について整理している。

その上で、電力又は熱利用として想定した。なお、「発電・熱利用」としたバイオマス資源区分については、発電・熱利用のシェアを1/2ずつと仮定した（実際には、メタンガスを燃料とするコージェネレーションシステムとして導入される場合も多いため、熱利用が以降の試算結果よりも増加する可能性がある）。

表 2.6-7 バイオマス資源区分毎の利用方法の想定

大分類	小分類	特徴			本検討で想定する利用方法
		既存の需要	可搬性	出力規模	
木質系	林地残材	なし	有り	大規模	発電(5,000kW)
	製材所廃材	熱	有り	小~大規模	
	果樹剪定枝	なし	有り	大規模	
	公園剪定枝	なし	有り	大規模	
	建築解体廃材	なし	有り	大規模	
	新・増築廃材	なし	有り	大規模	
農業系	稲わら	なし	有り	小・中規模	発電(150kW)
	籾殻	なし	有り	小・中規模	
	麦わら	なし	有り	小・中規模	
畜産系	乳用牛	電力・熱	なし	小・中規模	発電(150kW)・熱利用(5GJ/h)
	肉用牛	電力・熱	なし	小・中規模	
	養豚	電力・熱	なし	小・中規模	
	採卵鳥	なし	有り	大規模	発電(2,000kW)
	ブロイラー	なし	有り	大規模	
食品系	動植物性残渣	電力・熱	有り	小~大規模	発電(150kW)・熱利用(50GJ/h)
	生活系厨芥類	電力・熱	有り	中・大規模	発電(2,000kW)・熱利用(50GJ/h)
	事業系厨芥類	電力・熱	有り	中・大規模	
下水汚泥	下水汚泥	電力・熱	なし	中規模	発電(1,000kW)・熱利用(50GJ/h)
黒液	黒液	電力・熱	なし	大規模	—
廃棄紙	廃棄紙	なし	有り	中・大規模	発電(2,000kW)

注) 農業系の「稲わら」、「籾殻」及び「麦わら」は、物理的な可搬性はあるものの、嵩張ることから運搬費が割高になるため、大規模収集は行われないと想定した。また、具体的な出力規模については、グリーン電力及びRPS制度認定設備の既存設備データを基に想定した。

エネルギー利用システムの諸条件、及び燃料調達費以外のその他の費用については、下表の通り想定した。

表 2.6-8 エネルギー利用システムの諸条件

項目	内容
発電効率	直接燃焼発電:10%、メタン燃焼発電:25%(送電端ベース)
ボイラ効率	直接燃焼:85%、メタン燃焼:90%
稼働率	発電:80%、熱供給:41%(=12h/d×300d/y)
建設費用	発電:40万円/kW、 熱供給:5万円/MJ@50GJ/h、36万円/MJ@5GJ/h

出典) NEDO「バイオマス賦存量・利用可能量の推計～GISデータベース～」(2009年)、NEDO「バイオマスエネルギー導入支援データベース」(2007年)、コスト等検証委員会報告書等を基に想定。

表 2.6-9 燃料調達費以外の費用想定

項目	内容
メンテナンス費用	建設費用の3%
人件費	人件費単価を500万円/(人・年)とした上で、設備規模に応じて計上
耐用年数	法定耐用年数:15年、設備耐用年数(プロジェクト期間):20年
支払金利	借入期間:10年間、金利:4%(元金均等返済)
租税公課	固定資産税(実質建設費-累積減価償却額)×税率(固定資産税1.4%)
一般管理費	人件費の10%
法人税率	実効税率として40.87%

出典) NEDO「バイオマスエネルギー導入ガイドブック」(2005年)等を基に想定。

従来、バイオマス燃料の調達費用は、地域やバイオマス資源ごとに多種多様であり、且つ必ずしも事業バウンダリーがエネルギー転換に閉じるものではないとして想定していなかった。しかし、ここではエネルギー・環境会議（内閣官房/国家戦略室）のコスト等検証委員会にて想定された木質バイオマスの燃料調達単価等を参考に下表の通り想定して評価を行った。

表 2.6-10 バイオマス資源の調達費用

大分類	小分類	燃料調達単価 [万円/t]	運搬単価 [万円/t]
木質系	林地残材	0.79	左に含まれるとした
	製材所廃材	0.79	左に含まれるとした
	果樹剪定枝	0.3	左に含まれるとした
	公園剪定枝	-1.0	左に含まれるとした
	建築解体廃材	-1.0	左に含まれるとした
	新・増築廃材	-1.0	左に含まれるとした
農業系	稲わら	0	0.3
	籾殻	0	0.3
	麦わら	0	0.3
畜産系	乳用牛	0	0
	肉用牛	0	0
	養豚	0	0
	採卵鳥	0	0.3
	ブロイラー	0	0.3
食品系	動植物性残渣	0	0
	生活系厨芥類	0	0.3
	事業系厨芥類	0	0.3
下水汚泥	下水汚泥	0	0
黒液	黒液	0	0
廃棄紙	廃棄紙	0.8	左に含まれるとした

出典) コスト等検証委員会報告書等より作成、オンサイトにて利用するバイオマス廃棄物の調達費用はゼロとした。

(4) バイオマスの導入見込量

1) バイオマス発電

2020年の導入見込量は、高位については、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 に設定。低位は、直近の実績値に全量買取 PT 取りまとめの増加分 50 万 kW (=82 万 kL) を加えて 544 万 kL と設定。中位は、高位と低位の中間値と設定した。

2030年は、2020年の各ケースと、2050年の目標に到達するために必要と見込まれる導入量を踏まえつつ、線形補間して設定した。

2050年は、高位はバイオマスの現状の導入ポテンシャルを全て利用するとともに、国産材利用の促進に伴う林地残材利用量の増大を想定してバイオマス発電は 728 万 kL、黒液・廃材等については 2020年値横ばいで 274 万 kL とし、合計 1,002 万 kL と設定。低位は、2020年水準のままと設定した。中位は、高位と低位の中間値として設定した。

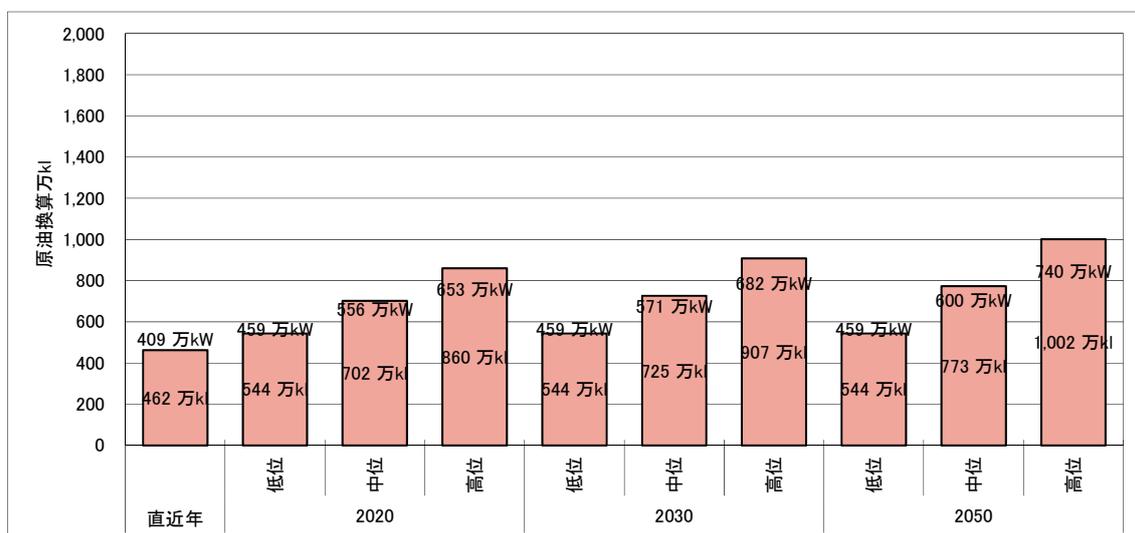


図 2.6-2 バイオマス発電の導入見込量

2) バイオマス熱利用及び燃料

2020年は、上位は 京都議定書目標達成計画の目標水準を維持するものとして、熱利用(バイオ燃料含む) 887 万 kL に設定。内訳としては、ア)バイオマス熱利用のうち I)バイオ燃料は、自動車用燃料への混合率を向上させるなどして 200 万 kL (内訳：国産 50 万 kL、開発輸入 50 万 kL、輸入 100 万 kL) を、II)その他バイオマス熱利用は、京都議定書目標達成計画の目標水準である 258 万 kL とし、イ) 廃棄物熱利用は同じく 201 万 kL、ウ) 黒液・廃材等のうち熱利用分は同じく 228 万 kL とした。

中位・低位ケースでは、バイオ燃料の導入見込量はそれぞれ自動車 WG の検討結果を踏まえて 70 万 kl、エネルギー供給構造高度化法の目標にそって 50 万 kL とした。

2030年は、バイオ燃料は上位・中位ケースは自動車 WG の検討結果を踏まえてそれぞれ 200 万 kL、100 万 kL とし、低位ケースは 2020年のまま、その他の熱利用は 2020年導入目標値を横ばいとした。

2050年は、バイオ燃料は上位・中位ケースはその時点の需要量から推計して、上位 1,900 万 kL、中位 1,000 万 kL とし、低位ケースは 2020年のまま、その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとした。なお、近年、微細藻類及び大型藻類を原料としたバイオ燃料製造に関する研究も進んでいる。バイオ燃料の長期的な調達ポートフォリオについては、今後とも国内外の技術動向・生産動向を見極め、検証していく必要がある。

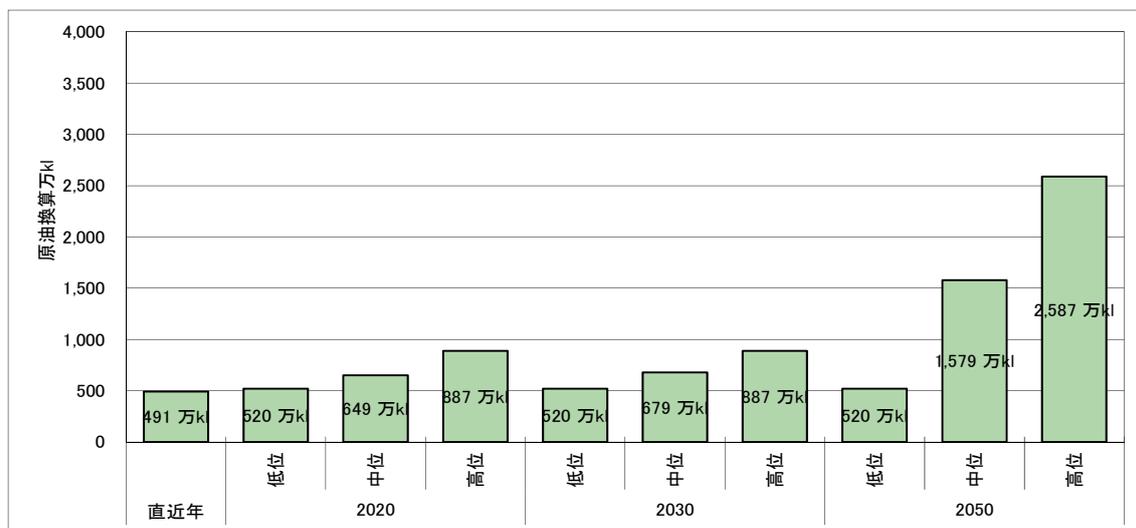


図 2.6-3 バイオマス熱利用及び燃料の導入見込量

(5) バイオマス発電及び熱利用の導入見込量を満たす買取価格

1) バイオマス発電

低位、中位、高位の各ケースの導入見込量において IRR8%を確保するため、全量買取制度上の買取価格は低位：廃棄物系：13 円/kWh、中位：廃棄物系：20 円/kWh、高位：林地残材：30 円/kWh、廃棄物系：33 円/kWh となった。

低位及び中位においては木質系の買取は廃棄物系と同等程度とし、高位においては林地残材由来のものと廃棄物系のものに分けて推計した。

2) バイオマス熱利用

低位、中位、高位の各ケースの導入見込量において IRR8%を確保するため、熱利用（バイオ燃料以外）では熱証書価格は中位：食品系 2 円/MJ、高位：食品系：2 円/MJ、畜産系 15 円/MJ となった。

なお、上記の発電及び熱利用の量を合計すると、2020 年度導入量において、導入ポテンシャルの大部分を有効利用している状況である。よって、2020 年以降は、国産材利用の促進と、これに伴う林地残材の利用を想定するものとした。

表 2.6-11 バイオマス発電及び熱利用の導入見込量を満たす買取価格

	低位	中位	高位		低位	中位	高位
導入量	459万kW	556万kW	653万kW	導入量	520万kL	649万kL	887万kL
	544万kL	702万kL	860万kL		買取価格	—※1)	食品系：2円/MJ
買取価格	廃棄物系・木質系： 13円/kWh	廃棄物系・木質系： 20円/kWh	林地残材等の木質系： 30円/kWh 廃棄物系：33円/kWh	<small>※1) 現状+バイオ燃料であって、熱証書による導入促進を特段必要としない。 ※2) 導入見込量を満たすために必要なバイオマス資源を事業性の良い順に並べた場合の買取価格である。</small>			

2.7 太陽光発電

(1) 太陽光発電の導入見込量の考え方

昨年度までの太陽光発電の導入見込量の考え方は以下のとおり。

表 2.7-1 平成 22 年度調査における太陽光発電の導入見込量の考え方

2020年	低位：太陽光発電に対して投資回収年数が10年（維持費等を除けばIRR約8%に相当）となるような固定価格買取制度の導入や、公共における率先導入を前提に、太陽光発電の導入が進むと想定。 中位・高位：投資回収年数をそれぞれ9、8年と短縮する経済支援の上乗せを前提に、新築建物等への導入義務付けを想定。
2030年	2020年の各ケースと、2050年の目標に到達するために必要と見込まれる導入量を踏まえつつ推計。
2050年	新エネルギー部会（2000年）の物理限界量や、NEDOのPV2030における導入ポテンシャル（技術開発前倒しケース）を採用。

太陽光発電のコストは導入地点による差が小さいこと、当面は家庭・一般企業による導入が主と考えられることから、2030年までの導入量は、昨年と同様、固定買取価格などの経済支援策を定め、それへの反応としての導入量を推計する。2050年の導入量は、導入ポテンシャルを踏まえて設定する。

表 2.7-2 平成 22 年度調査における太陽光発電の導入見込量の考え方

2020年	高位：住宅は投資回収年数10年を維持する価格での余剰買取（ただし当初3年間は初年度の買取価格を維持）。非住宅・メガソーラーは過熱的導入とならない程度の最大限(IRR10%を維持する価格)での全量買取。公共は年間30万kW程度の率先導入。 中位：住宅・公共は高位に同じ。非住宅・メガソーラーはIRR8%を維持する価格での全量買取。 低位：住宅は投資回収年数10年を維持する価格での余剰買取。非住宅・メガソーラーはIRR6%を維持する価格での全量買取を行う。公共は高位に同じ。
2030年	高位：2020年までと同じ考え方。ただし公共は2020年から自立的な導入が進む（年間200万kW程度）と想定。 中位：高位に同じ。 低位：2020年までと同じ考え方。
2050年	高位：低位に対して、2030～2050年の平均変換効率が10%向上することによる設置容量の増加を見込む。 中位：低位に対して、2030～2050年の平均変換効率が5%向上することによる設置容量の増加を見込む。 低位：NEDO PV2030の導入ポテンシャル（技術開発前倒しケース）を全量顕在化。

IRR を 10%以上とすることは、ドイツの例からも、太陽光発電の過熱的導入を招く可能性があるため、望ましくない。このため、非住宅・メガソーラーへの IRR を 10%とした高位シナリオ（2020 年約 5,000 万 kW の導入）が、導入スピードの上限である。

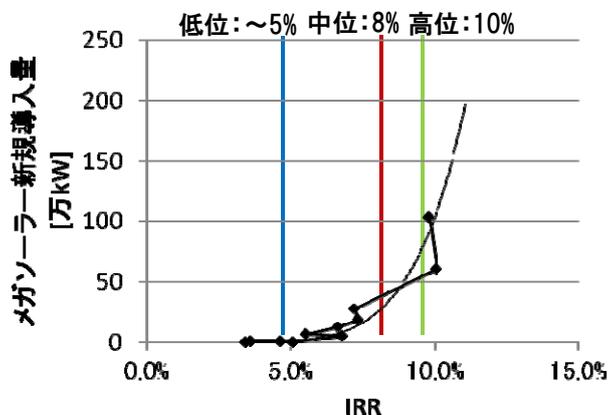


図 2.7-1 ドイツにおける太陽光発電導入の過熱

ドイツの経験が示すところは、年間売電収入が太陽光システム価格（設備価格＋設置コスト＋メンテナンス）の 10%程度、回収年数が 10 年以下になれば、飛躍的に普及が進む。この比率が 6%以下では、住宅用太陽光発電の普及は進むが、中規模、大規模の発電事業は遅れる。逆に 12%になると、市場は過熱状態になり、太陽光発電機器の供給がひっ迫する。

出典：竹濱朝美「再生可能エネルギー買い取り制度（FIT）の費用と効果」『国民のためのエネルギー原論』第 7 章、植田和弘・梶山恵司編著、日本経済新聞出版社、2011 年

表 2.7-3 投資回収年数と IRR の関係

投資回収年数	年間売電収入比率	IRR*
17年	6%	3%
10年	10%	8%
8年	12%	10%

*初期費用を廃棄費用込 42 万円/kW とし、15 年間は投資回収年数・年間売電収入比率に対応する固定価格で買取、その後 10 年間まで回避可能原価で買取が行われる場合の 25 年 IRR。

(2) 太陽光発電導入のポテンシャル

NEDO PV2030 においては、技術開発が前倒しで完成して 2030 年頃には大規模発電の実用化も大規模に実現した場合には、2030 年段階においての導入量が 20,180 万 kW となると推定している。

表 2.7-4 太陽光発電の賦存量および導入ポテンシャル

(単位：MW)

設置場所	ケース1： 技術開発が産業界に任 された場合	ケース2： 技術開発とその実用化 が2030年頃まで本ロー ドマップにより実施さ れる場合（標準ケー ス）	ケース3： 技術開発が前倒しで完 成して、2030年頃には 大規模発電の実用化も 大規模に実現している 場合	潜在量
戸建住宅	37,100	45,400	53,100	101,000
集合住宅	8,200	16,500	22,100	106,000
公共施設	3,800	10,400	13,500	14,000
大型産業施設	5,100	10,200	53,100	291,000
道路・鉄道	0	14,800	16,400	55,000
民生業務	0	4,600	8,600	32,000
未利用地（水素製造等）	0	0	35,000	7,386,000
合計	54,200	101,900	201,800	7,984,000

潜在量：戸建住宅や集合住宅、公共施設、未利用地等々の設置場所で、物理的に設置可能な導入量

出典：2030年に向けた太陽光発電ロードマップ（PV2030）検討委員会報告書（2004年6月）、独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 新エネルギー技術開発部 2030年に向けた太陽光発電ロードマップ（PV2030）検討委員会

著作権者：新エネルギー・産業技術総合開発機構

出典：NEDO「2030年頃までの技術発展を想定したときの国内導入可能量」H17

<http://www.nedo.go.jp/nedata/17fy/01/b/0001b008.html>

出典：平成21年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査 調査報告書（環境省，平成22年3月）

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」では、非住宅・メガソーラー用の導入ポテンシャルを精査し、14,900 万 kW 程度が見込めるとした。なお、導入ポテンシャルとは、エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因による設置の可否を考慮したエネルギー資源量であり、賦存量の内数である。

表 2.7-5 環境省調査による太陽光発電の導入ポテンシャル

		導入ポテンシャル[万kW]	2010年度実績[万kW]
非住宅・メガソーラー※1	公共用建築物（学校、市役所等）	2,300	28
	発電所、工場、倉庫等	2,900	19
	低・未利用地	2,700	11
	うち平坦な公共用地※2	(1,300)	
	耕作放棄地（森林化・原野化している等）	7,000	
合計	14,900	58	

※1 ここでは、「メガソーラー」は 1MW 以上、「非住宅」は 30～1000kW 規模の太陽光発電を想定。

※2 平坦な公共用地：最終処分場・河川・港湾施設・都市公園・自然公園・海岸のレベル 2（屋根 20m² 以上・南壁面・窓 20m² 以上に設置・多少の架台設置）での設置可能量。

出典：非住宅・メガソーラーのポテンシャルは「平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」（環境省, 2011）におけるレベル 3 のポテンシャル。面積あたり設置量は 0.0667kW/m² と想定されている（変換効率改善は見込まれていない）。導入実績は、各年の新規導入量（NEF 資料、JPEA 資料）から寿命 20 年として推計した値。非住宅の内訳は推計。

低・未利用地の設置ポテンシャル 2700 万 kW のうち、最終処分場・河川・港湾施設・都市公園・自然公園といった公共性の高い用地でのポテンシャルが 1300 万 kW 存在する。



図 2.7-2 廃棄物埋立処分地におけるメガソーラー

出典：東京電力ウェブサイト（浮島太陽光発電所） <http://www.tepco.co.jp/csr/megasolar/index-j.html>

表 2.7-6 レベル別の太陽光発電の導入ポテンシャル

カテゴリー		設備容量 (万 kW)		
		レベル1	レベル2	レベル3
低・未 利用 地	最終処分場	3.05	1,086.08	1,098.37
	河川	6.42	33.19	145.63
	港湾施設	70.43	116.14	120.22
	空港	11.75	20.02	37.45
	鉄道	0.00	9.89	332.62
	道路	13.86	239.02	680.40
	都市公園	1.25	9.73	10.98
	自然公園	7.52	40.78	42.22
	ダム	5.40	15.80	19.44
	海岸	12.18	41.41	158.35
	観光施設	32.20	48.03	89.32
	小計	164.06	1,660.09	2,735.00

レベル2の設置容量には、レベル1の設置容量が含まれる。

表 2.7-7 カテゴリー別レベル別の太陽光発電の導入ポテンシャルの考え方

カテゴリー	レベル1	レベル2	レベル3
最終処分場	・管理施設屋根に設置	・管理施設南壁面、駐車場、埋立終了地に設置 ・南壁面面積の50%に設置	・管理施設東西壁面、浸出水処理設備の50%に設置 ・東西壁面面積の50%に設置
河川	・堤防の外側南面かつ植栽、人家から離れている場所に設置	・堤北面を除く堤防外側の25%に設置 ・河川敷の遊歩道に設置	・堤防内の通路脇を含む6m幅の50%に設置 ・河川敷の未利用地に設置
港湾施設	・倉庫は除外 ・荷捌き場、事務所、臨海公園管理施設、駐車場施設等の既存屋根150㎡以上に設置	・南壁面・窓に設置 ・駐車場施設の車路以外に設置 ・遊歩道に設置 ・南壁面面積の50%に設置	・東西壁面・窓に設置 ・未利用地に設置 ・東西壁面面積の50%に設置
空港	・ターミナルビル屋上に設置	・南壁面面積の50%に設置	・東西壁面面積の50%に設置
鉄道	・駅ビル部分は除外	・駅舎屋根・壁面のうち運行に支障のないと思われる部分に設置	・建替時を想定 ・ホーム屋根を含む駅施設、防音壁・橋梁の一部に設置
道路 (高速・高規格道路)	・SA/PA 施設屋根に設置	・SA/PA 駐車場に設置 ・法面25% (南壁扱い) の50%に設置	・法面50% (東西壁扱い) の50%に設置 ・植栽部25% (南壁扱い) の50%に設置
都市公園	・管理施設屋根に設置	・管理施設壁・窓に設置 ・駐車場に設置	・未利用地に設置
自然公園 (国立・国定公園)	・自然公園内付帯設備屋上に設置	・自然公園内付帯設備南壁面面積の50%に設置	・自然公園内付帯設備東西壁面面積の50%に設置
ダム(堤上)	・管理施設屋根に設置 ・レストハウスに設置	・ダム堤上の歩道部分に設置	・管理施設壁・窓に設置 ・未利用地に設置
海岸(砂浜)	・砂浜に存在する施設屋根に設置	・幅6mの架台の10%に設置	・幅6mの架台の50%に設置
観光施設(コ #7場)	・建物屋根150㎡以上に設置	・建物南壁面の50%に設置 ・駐車場に設置	・建物東西壁面の50%に設置 ・未利用地に設置

出典：「平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」(環境省, 2011)

(3) 太陽光発電の発電コスト

1) 住宅用

既築住宅への太陽光発電システム導入価格は、新築住宅への価格に比較し、付属機器コスト・設置工事費などが高額である。

なお、新築住宅では、「建材一体化型モジュール」を採用することにより、追加的な設置工事費などが不要になる場合がある。国内の太陽光発電パネルメーカーにとっても、建材一体型 PV では海外メーカーよりも有利になる可能性がある。

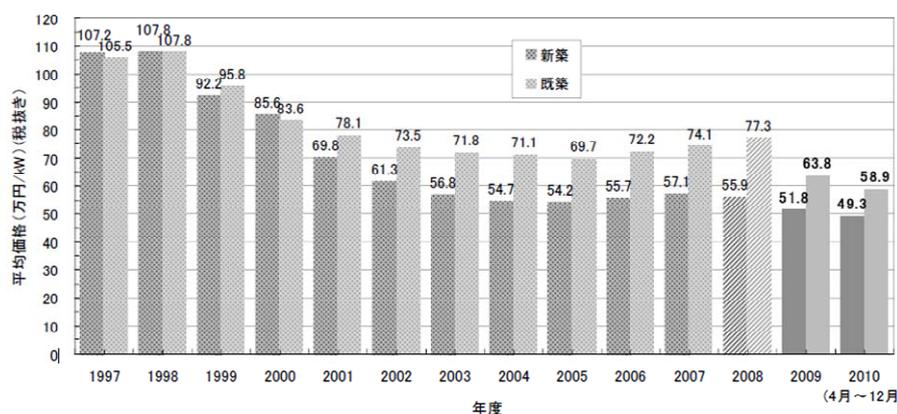


図 2.7-3 太陽光発電システムの新築・既築別価格[万円/kW]

出典：「平成 22 年度太陽光発電システム等の普及動向に関する調査」(資源エネルギー庁, 2011)

表 2.7-8 太陽光発電システムの新築・既築別価格[万円/kW]

2010年	新築	既築	参考 : ドイツ
合計	50	58	28
発電モジュール	32	36	18
インバータ	5	6	3
それ以外の付属 機器	4	5	7
設置工事費	7	8	
廃棄コスト	2	3	-

廃棄コストは、他の費用合計の 5%とする

出典：国内 第 3 回コスト等検証委員会配布資料 (平成 23 年 11 月 8 日)、ドイツ EEG 進捗報告書 2011 年 (Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG) 1€=109.40 円で換算



図 2.7-4 建材一体化型

出典：産業技術総合研究所ウェブサイト

http://www.aist.go.jp/aist_j/press_release/pr2008/pr20080617/pr20080617.html

2) メガソーラー

米国再生可能エネルギー研究所(NREL)によれば、現状の定置型・事業用太陽光発電の設備単価は、1MW程度であれば住宅用と同程度の6000\$/kW、20MW以上になると4000\$/kWまで低下する。

国内に設置されるメガソーラーは2MW以下のものが多いと考えられるため、2010年価格は40万円/kWとして設定した。また、設備への固定資産税1.4%も考慮する。

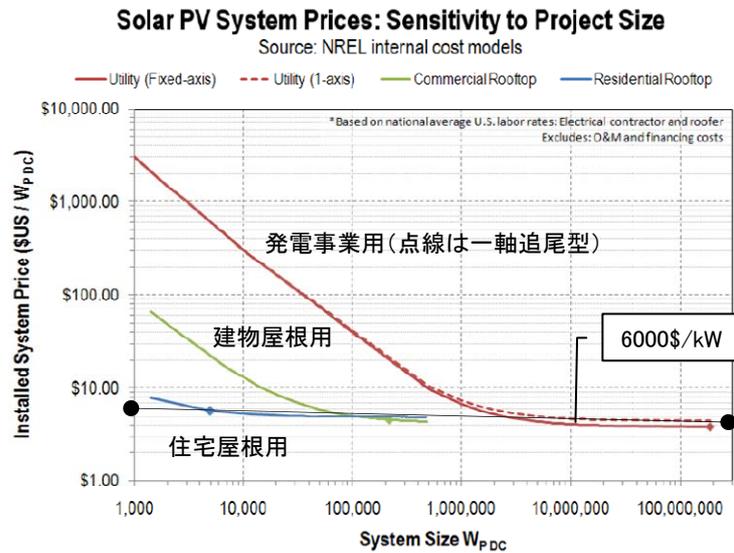


図 2.7-5 規模による太陽光発電システム価格の変化

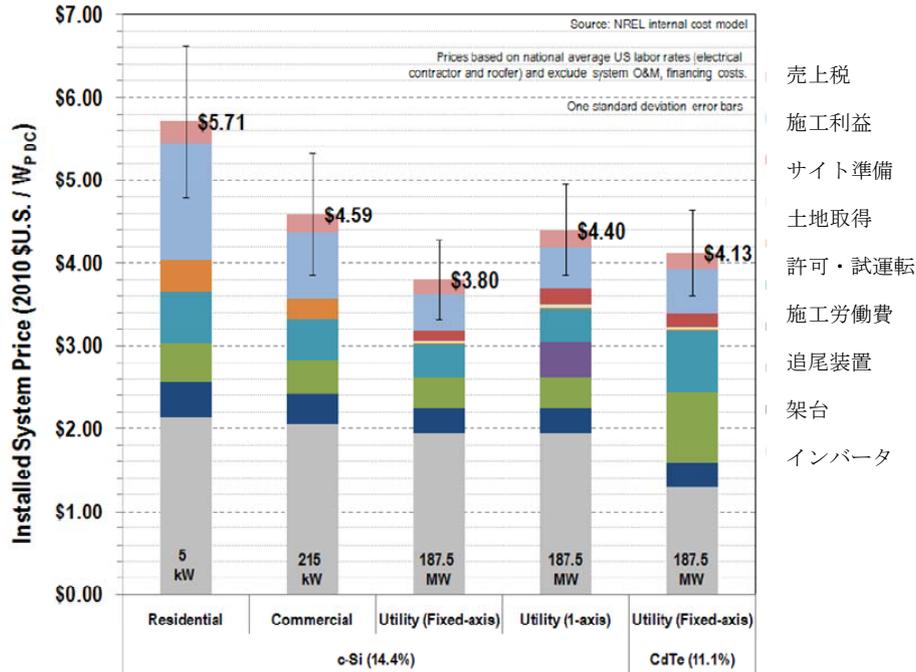


図 2.7-6 各種太陽光発電システム価格の内訳

出典：Solar PV Manufacturing Cost Model Group: Installed Solar PV System Prices (NREL, 2011)

メガソーラーには土地代（借地料）が生じる場合がある。借地料は「固定資産税レベル」として試算した。土地単価が 2 万円/m² 以下程度であれば、借地料は 20 年間で 6 万円/kW（年間 3000 円/kW）以下となる。

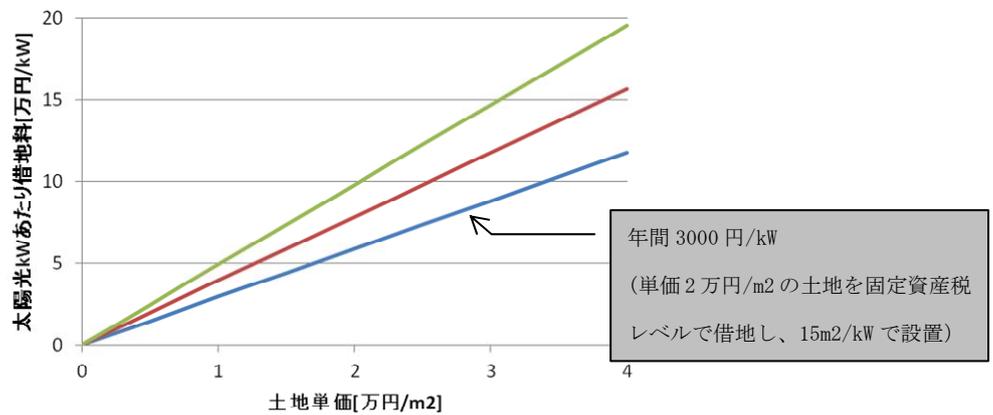


図 2.7-7 メガソーラーの借地料（出力あたり面積別）

$$\text{kW あたり固定資産税総額 [円/kW]} = 20 \text{ 年} \times \text{土地公示価格 [円/m}^2] \times \text{土地面積 [m}^2] \times \text{固定資産税評価額比率 } 70\% \times \text{固定資産税率 } 1.4\% \div \text{容量 [kW]}$$

表 2.7-9 メガソーラーの出力あたり面積

	敷地面積 [m ²]	出力 [kW]	出力あたり面積 [m ² /kW]
浮島太陽光発電所	11万	7000	16
メガソーラーいいだ	1.8万	1000	18
扇島太陽光発電所	23万	13000	18
関西電力堺市	20万	10000	20
メガソーラー大牟田	8万	3000	27



図 2.7-8 関西電力の堺市臨海部でのメガソーラー計画

出典：<http://www1.kepco.co.jp/pressre/2008/0623-1j.html>

表 2.7-10 都道府県別 土地単価

	最小 [万円/m ²]	平均 [万円/m ²]	最大 [万円/m ²]	2万円/m ² の比率	全件数
神奈川県	1.5	11.2	48	3%	62
山梨県	0.63	1.9	3.7	60%	10
静岡県	0.91	4.7	15	19%	70
愛知県	0.65	6.3	22	5%	110
大阪府	0.26	10.5	33	5%	93
宮崎県	0.52	1.9	2.3	82%	11

出典：国土交通省「土地総合情報システム」より、平成22年第3四半期～平成23年第2四半期の各都道府県の土地取引実績より、工業地の単価を集計。

3) 将来のシステム価格低減

太陽光発電システムのモジュール価格は、将来的には国際価格に収斂するものと考えられる。モジュールの国際価格を、累積生産量の増加（EPIA2011, 加速シナリオ）に伴い、進歩率 78%で低下するものとし、国内価格との差は 2020 年までに無くなるものとした。

その他の部品部分は、将来の世界の累積生産量の増加（EPIA2011, 加速シナリオ）に伴い、進歩率 80%でコスト低下が続くと想定した。

表 2.7-11 太陽光発電システムのコスト低減の想定

	コスト低下の主な要因	試算における想定
発電モジュール	技術革新、生産の最適化、規模の経済、効率向上、規格や仕様の開発	2020年までに国際価格に収斂、その後は進歩率78% ^{※1} でコスト低下
インバータ	生産の最適化、規模の経済、規格や仕様の開発	世界の累積生産量の増加に伴い、進歩率80%でコスト低下
それ以外の付属機器（ケーブル、架台等）	生産の最適化、規模の経済、規格や仕様の開発	
設置工事費	規格や仕様の開発	累積導入増加に伴い、進歩率96% ^{※2} で低下

※1: Solar Generation 6 (EPIA, 2011) ※2: 系統安定化対策コストを考慮した日本における太陽光発電コスト見通し(野中, 2011)

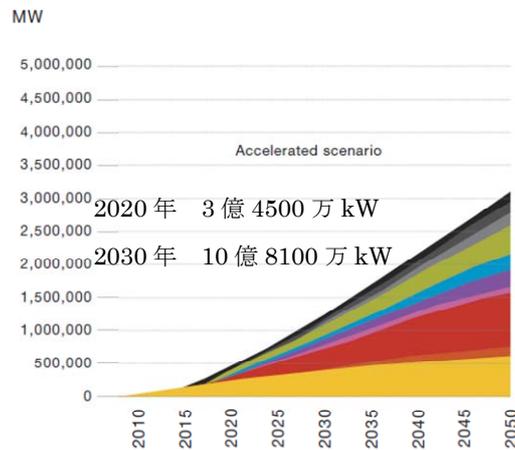


図 2.7-9 EPIA2011 加速シナリオ

(標準的な政策のもと、近年の導入量拡大傾向が継続された場合のシナリオ)

出典：Solar Generation 6 (EPIA, 2011)

上記の前提に基づくと、太陽光発電のシステム価格+廃棄コストは2020年までに、戸建住宅（既築）向けで58万円/kW→20万円/kW、戸建住宅（新築）向けで50万円/kW→18万円/kW、メガソーラーで42万円/kW→19万円/kWに低下する。

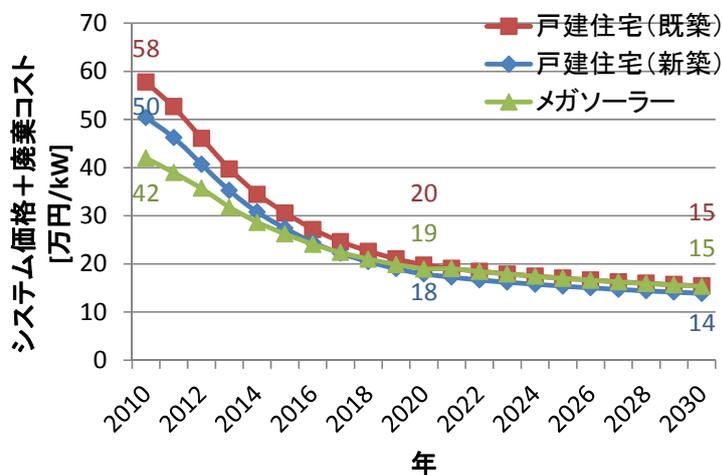


図 2.7-10 システム価格低減の推計結果

※システム価格に含まれるのは、発電モジュール価格、インバータ価格、それ以外の付属機器（ケーブル、架台等）、設置工事費、である。

※廃棄コストを、システム価格の5%とする。

※設置工事費部分は導入シナリオによって多少変化する。

※メガソーラー設置における整地費、借地料などは含まない。

表 2.7-12 発電単価[円/kWh]

	戸建住宅（新築）	メガソーラー
2010	33	34
2020	12	17
2030	9	14

発電単価への換算は、コスト等検証委員会の想定に基づく。

- ・割引率 3%
- ・稼働年数 20年
- ・稼働率 12%
- ・廃棄コスト 5%
- ・戸建住宅：修繕費率 1.5%
- ・メガソーラー：修繕費率 1%、諸費率 0.6%、
業務分担費 14%、固定資産税率 1.4%、
給料手当 300万円/年

(4) 太陽光発電の導入見込量

1) ~2030年 低位

現状と同程度の支援を継続する。

表 2.7-13 2030年までの低位ケースの考え方

部門	補助金	買取
住宅	・国：2012年2万円/kW→2016年0まで段階的に縮減 ・自治体：2012年4万円/kW→2016年0まで段階的に縮減	新築に対する補助金込投資回収年数 10年 を維持する価格での余剰買取（既築に対しては14年程度となる） ※余剰電力比率は56%と想定
非住宅	補助金なし	IRR6%を維持する価格での全量買取 ※1需要地2契約により、全量買取で設置とする
公共建物	年間30万kW程度の率先導入を行う	
メガソーラー	補助金なし	IRR6%を維持する価格での全量買取（固定資産税1.4%を加味すると5.4%となる）

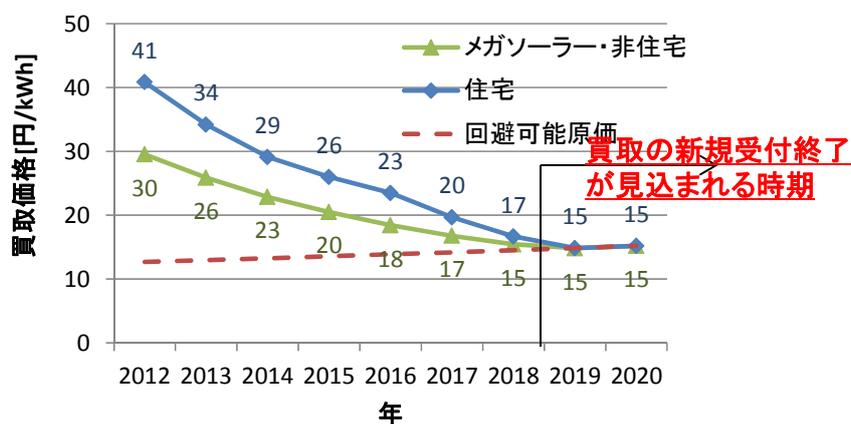


図 2.7-11 買取価格の推移 (低位)

買取期間は15年とし、その後は回避可能原価で買い取りを行う。非住宅・メガソーラーのIRRは25年（コスト検証委における耐用年数）で評価している。

住宅用は、2019年に、回避可能原価での余剰買取で投資回収年数10年が達成可能となるため、固定価格買取制度の新規受付を終了する。

メガソーラー・非住宅は、2019年に、回避可能原価での全量買取でIRR6%が達成可能となるため、固定価格買取制度の新規受付を終了する。（回避可能原価の考え方については、4章を参照）

2020年の導入量は約2,600万kW、2030年の導入量は約6,600万kWとなる。

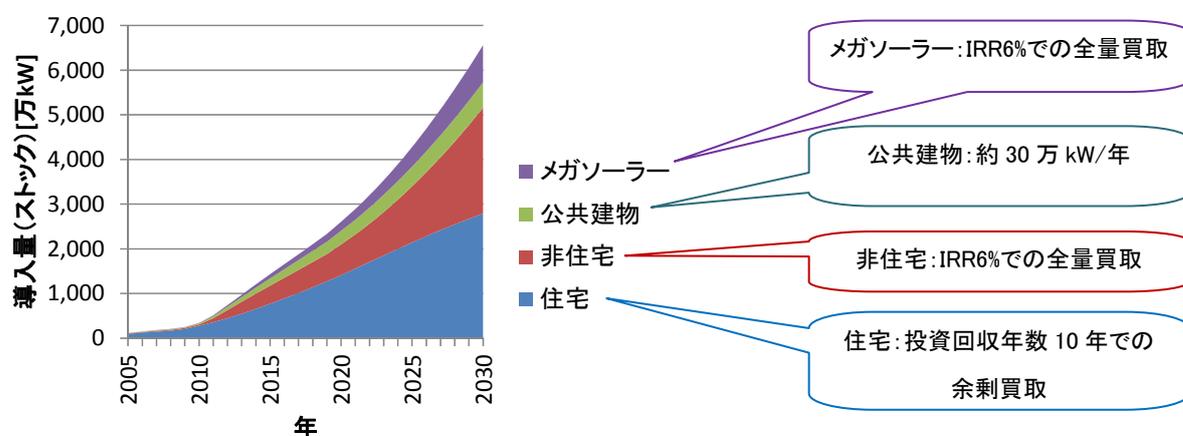


図 2.7-12 2030年までの導入量 (低位)

表 2.7-14 2030年までの導入量 (低位)

	万kW	2010	2020	2030
住宅		280	1,412	2,788
非住宅		28	687	2,370
公共		19	320	602
メガソーラー		11	207	830
合計		337	2,625	6,591

表 2.7-15 2020年における設置イメージ (低位)

設置イメージ (2020年)	
戸建住宅	400 / 2500万戸
集合住宅	6 / 60万棟、工場・倉庫9 / 30万棟、建物9 / 60万棟
建物	15万棟
10MW規模	1県4か所強

非住宅の設置イメージは、建物当たりの設置容量を10~50kWとした場合。
大規模な工場・倉庫の屋根には1000kW程度を設置することも可能である。

2) ~2030年 中位

投資回収年数 10年もしくは IRR8%を目安とした支援を行う。

表 2.7-16 2030年までの中位ケースの考え方

部門	補助金	買取
住宅	<ul style="list-style-type: none"> ・国：2012年2万円/kW、2013年以降0 ・自治体：2012年4万円/kW→2016年0まで段階的に縮減 	新築に対する補助金込投資回収年数 10年 を維持する価格での余剰買取（既築に対しては14年程度となる） ※余剰電力比率は56%と想定 ただし、 当初3年間は初年度の買取価格を維持する
非住宅	補助金なし	IRR8%を維持する価格での全量買取 ※1需要地2契約により、全量買取で設置とする
公共建物	2020年までは年間30万kW程度の率先導入を行う 2020年から業務用電力価格14円/kWhでの全量消費でIRRが6%以上となり、自立的な導入が進む（年間200万kW程度）とする	
メガソーラー	補助金なし	IRR8%を維持する価格での全量買取（固定資産税1.4%を加味すると約7.4%となる）

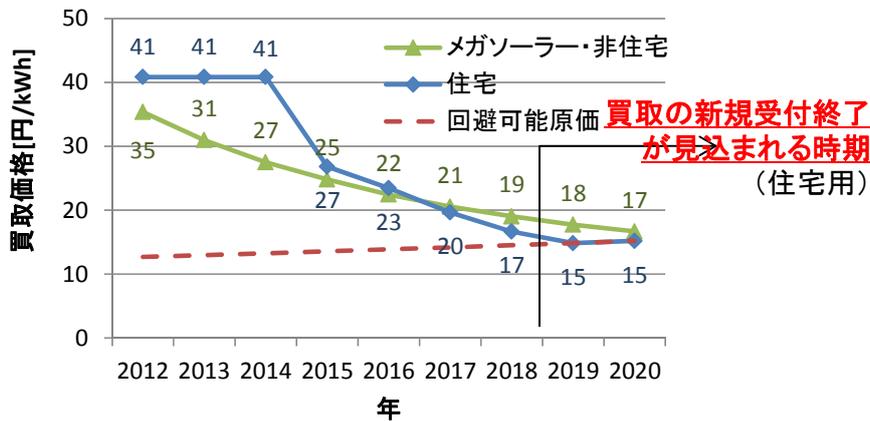


図 2.7-13 買取価格の推移 (中位)

買取期間は 15 年とし、その後は回避可能原価で買い取りを行う。非住宅・メガソーラーの IRR は 25 年（コスト検証委における耐用年数）で評価している。

住宅用は、2019 年に、回避可能原価での余剰買取で投資回収年数 10 年が達成可能となるため、固定価格買取制度の新規受付を終了する。

メガソーラー・非住宅は、2023 年に、回避可能原価での全量買取で IRR8%が達成可能となるため、固定価格買取制度の新規受付を終了する。（回避可能原価の考え方については、4 章を参照）

2020年の導入量は約3,700万kW、2030年の導入量は約9,500万kWとなる。

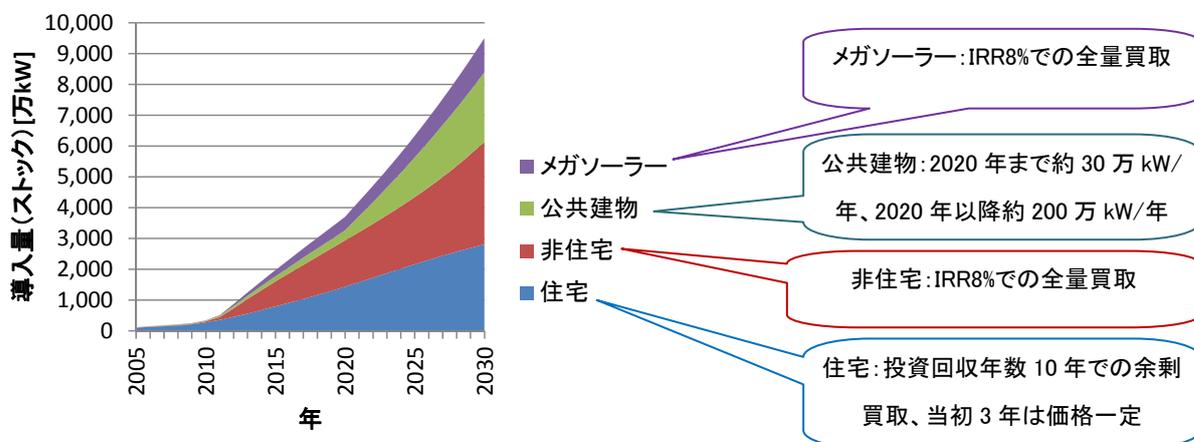


図 2.7-14 2030年までの導入量 (中位)

表 2.7-17 2030年までの導入量 (中位)

万kW	2010	2020	2030
住宅	280	1,434	2,805
非住宅	28	1,506	3,328
公共	19	320	2,254
メガソーラー	11	440	1,112
合計	337	3,700	9,500

※変換効率が12%のままであれば公共ポテンシャルは2300万kWであるが、2020～30年設置の太陽光変換効率が平均25%(NEDO PV2030+)に改善するとすれば、ポテンシャルは約5000万kWとなる。

表 2.7-18 2020年における設置イメージ (中位)

設置イメージ (2020年)
戸建住宅410/2500万户
集合住宅13/60万棟、工場・倉庫19/30万棟、建物20/60万棟
建物15万棟
10MW規模 1県10か所弱

非住宅の設置イメージは、建物当たりの設置容量を10～50kWとした場合。
大規模な工場・倉庫の屋根には1000kW程度を設置することも可能である。

3) ~2030年 高位

投資回収年数 10年もしくは IRR10%を目安とした支援を行う。

表 2.7-19 2030年までの高位ケースの考え方

部門	補助金	買取
住宅 中位と同じ	・国：2012年2万円/kW、 2013年以降0 ・自治体：2012年4万円 /kW→2016年0まで段階的に縮減	新築に対する補助金込投資回収年数 10年 を維持する価格での余剰買取（既築に対しては14年程度となる） ※余剰電力比率は56%と想定 ただし、 当初3年間は初年度の買取価格を維持する
非住宅	補助金なし	IRR 10% を維持する価格での全量買取 ※1需要地2契約により、全量買取で設置とする
公共建物 中位と同じ	2020年までは年間30万kW程度の率先導入を行う 2020年から業務用電力価格14円/kWhでの全量消費でIRRが6%以上となり、自立的な導入が進む（年間200万kW程度）とする	
メガソーラー	補助金なし	IRR 10% を維持する価格での全量買取（固定資産税1.4%を加味すると約9.4%となる）

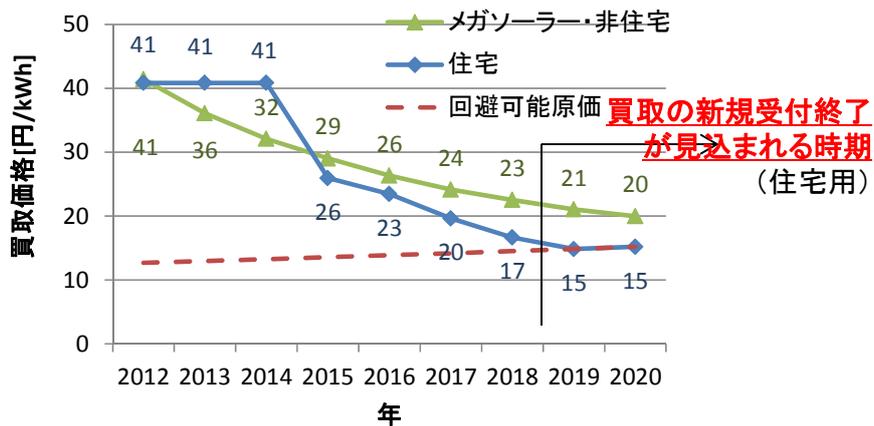


図 2.7-15 買取価格の推移

買取期間は 15 年とし、その後は回避可能原価で買い取りを行う。非住宅・メガソーラーの IRR は 25 年（コスト検証委における耐用年数）で評価している。

住宅用は、2019 年に、回避可能原価での余剰買取で投資回収年数 10 年が達成可能となるため、固定価格買取制度の新規受付を終了する。

メガソーラー・非住宅は、2028 年に、回避可能原価での全量買取で IRR10%が達成可能となるため、固定価格買取制度の新規受付を終了する。（回避可能原価の考え方については、4 章を参照）

2020年の導入量は約5,200万kW、2030年の導入量は約10,600万kWとなる。

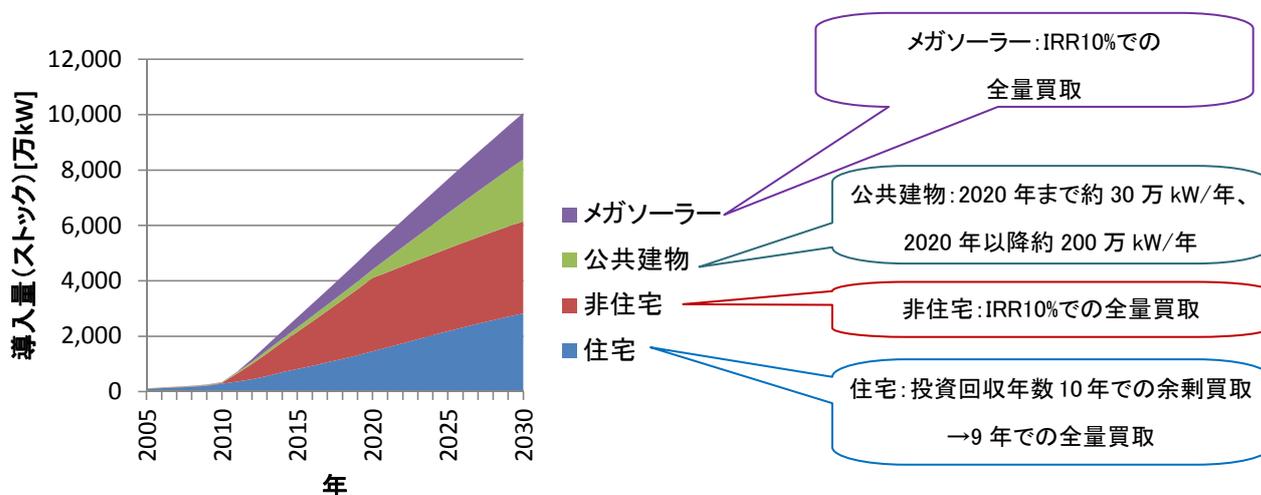


図 2.7-16 2030年までの導入量（高位）

表 2.7-20 2030年までの導入量（高位）

	万kW	2010	2020	2030
住宅		280	1,434	2,805
非住宅		28	2,651	3,328
公共		19	320	2,254
メガソーラー		11	795	1,672
合計		337	5,200	10,060

※変換効率が12%のままであれば公共ポテンシャルは2300万kWであるが、2020～30年設置の太陽光変換効率が平均25%(NEDO PV2030+)に改善するとすれば、ポテンシャルは約5000万kWとなる。

表 2.7-21 2020年次点の設置イメージ（高位）

設置イメージ（2020年）
戸建住宅410／2500万戸
集合住宅23／60万棟、工場・倉庫30／30万棟、建物36／60万棟
建物15万棟
10MW規模 1県20か所弱

非住宅の設置イメージは、建物当たりの設置容量を10～50kWとした場合。
大規模な工場・倉庫の屋根には1000kW程度を設置することも可能である。

4) ~2030年 比較

2004~2009年の世界市場は年率47%で増加していた。同期間の日本の導入量は年率18%で増加していた。

国内の太陽光発電設備産業の技術革新誘発・競争力維持のためには、一定規模の国内市場の確保が必要である。中位シナリオ・高位シナリオでは、世界市場（導入量フロー）に占める日本市場を短期的に増加させることにより、国内企業の産業競争力を養成することが考えられる。

EPIAの3シナリオでの世界導入量伸び率と比較すると、低位シナリオでは世界の導入スピードとの差が大きくなっていく可能性が見込まれることから、早期に海外市場の開拓する必要があると考えられる。

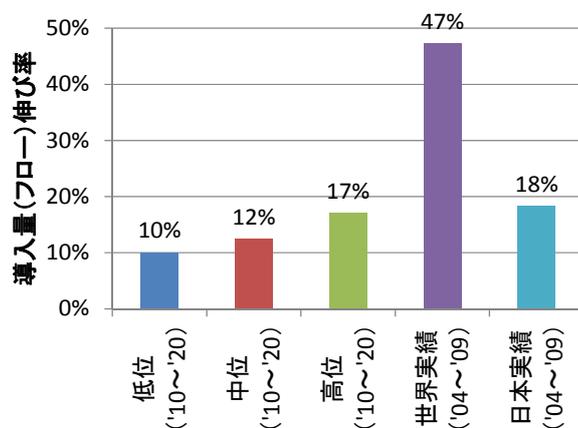


図 2.7-17 各シナリオにおける市場伸び率

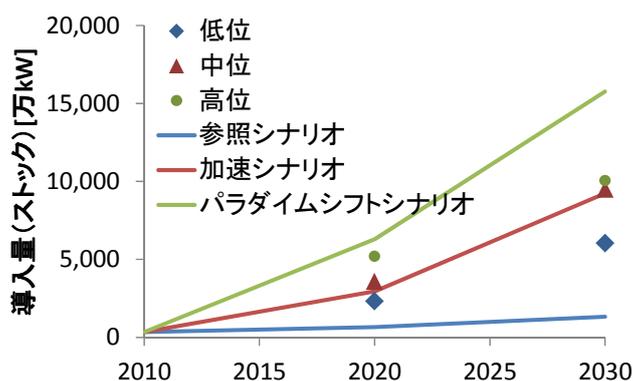


図 2.7-18 世界導入量伸び率との比較

表 2.7-22 世界導入量の伸び率

EPIA	参照シナリオ	加速シナリオ	パラダイムシフトシナリオ
2010-2020	6.9%	24.2%	34.0%
2020-2030	7.3%	12.1%	9.6%

5) 2050 年における導入見込量

低位では、NEDO の PV2030 における 2030 年の導入量（ケース 3）20,180 万 kW を目指す。

中位・高位では、技術進歩による変換効率向上により、低位ケースと同じ設置面積でも導入量が増加することを見込む。低位での 2030 年～50 年の平均変換効率を 22%として、

中位： 2030 年～50 年の平均変換効率が、5%向上するとする。

高位： 2030 年～50 年の平均変換効率が、10%向上するとする。

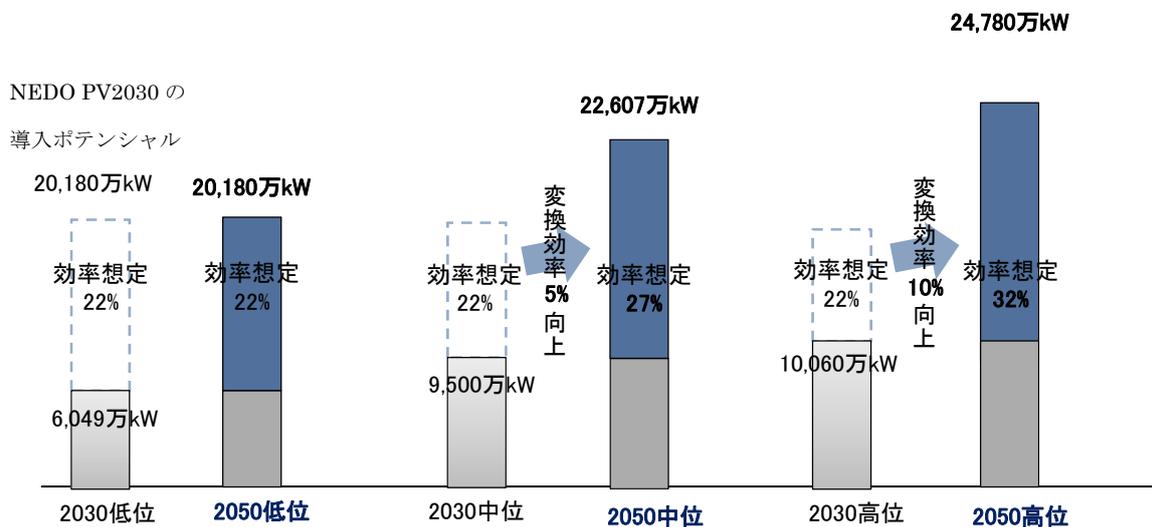


図 2.7-19 2050 年における導入見込量

6) まとめ

以上で示した太陽光発電の導入量をまとめると以下のとおり。

表 2.7-23 太陽光発電導入見込量総括

	直近年(2010)	2020	2030	2050
高位	337	5,200	10,060	24,780
住宅	280	1,434	2,805	9,673
非住宅・メガソーラー	57	3,766	7,255	15,017
中位	337	3,700	9,500	22,607
住宅	280	1,434	2,805	8,600
非住宅・メガソーラー	57	2,266	6,695	14,007
低位	337	2,625	6,591	20,180
住宅	280	1,412	2,788	7,527
非住宅・メガソーラー	57	1,213	3,803	12,653

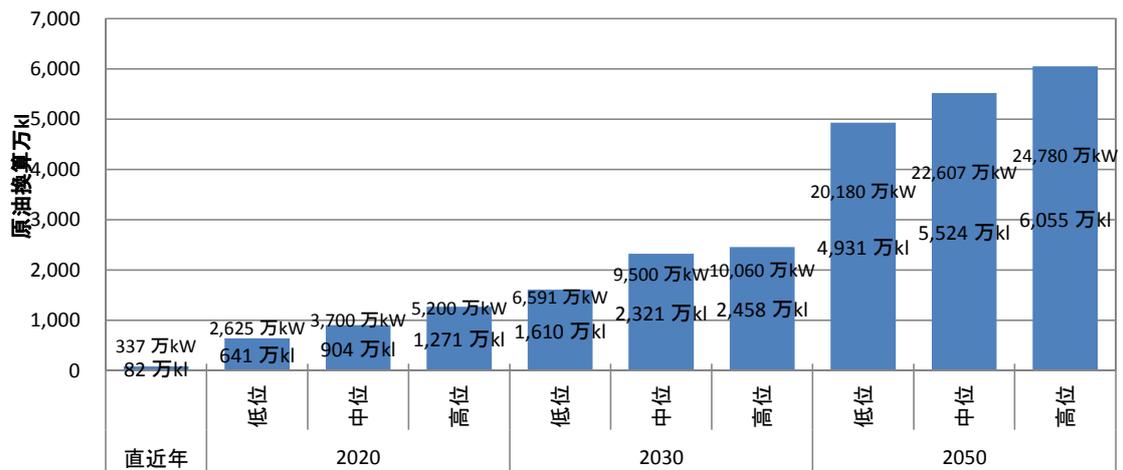


図 2.7-20 太陽光発電導入見込量の推移

(5) 太陽光発電の買取価格

以上で示した太陽光発電の買取価格をまとめると以下のとおり。

		年																			2012	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30								
高位	住宅	41	34	29	26	23	20	17	買取新規受付終了																																						
	非住宅・メガソーラー	30	26	23	21	18	17	15																																							
中位	住宅	41	41	41	27	23	20	17																																							
	非住宅・メガソーラー	35	31	28	25	22	21	19	18	17	17	16	15																																		
低位	住宅	41	41	41	27	23	20	17																																							
	非住宅・メガソーラー	41	36	32	29	26	24	23	21	20	20	19	19	18	18	17	17	16																													

図 2.7-21 太陽光発電の買取価格

(6) 参考

1) 太陽光発電導入の最近の動向

太陽光発電に対する各種支援策の開始などを受け、太陽光発電の導入量が拡大している。導入補助金の復活、「太陽光発電の余剰電力買取制度」の開始後、住宅用導入の拡大

「再生可能エネルギーの固定価格買取制度」の根拠法が2011年8月に成立、非住宅用への伸びの期待、メガソーラー導入の積極的な動き

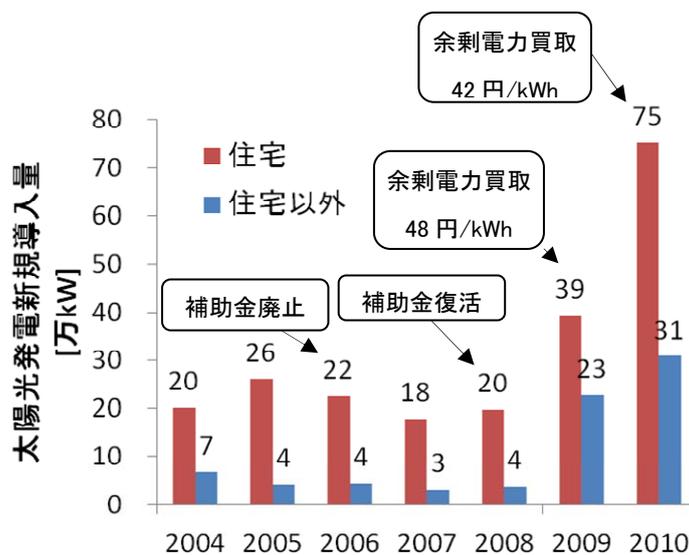


図 2.7-22 太陽光発電新規導入量の伸展

出典：住宅用導入量は、年度別・都道府県別住宅用太陽光発電システム導入状況 (NEF)、JPEC 資料より。

国内導入量合計は JPEA 「日本における太陽電池出荷量の推移」の国内向け出荷量。住宅以外導入量は差分として推計。

表 2.7-24 電力会社によるメガソーラー計画

電力会社	容量(MW)	備考
北海道電力	1	伊達火力発電所構内(伊達メガソーラー発電所)
東北電力	2	仙台太陽光発電所
	1.5	八戸太陽光発電所(八戸火力発電所構内)
	1	原町太陽光発電所(原町火力発電所構内)
東京電力	13	扇島太陽光発電所
	7	浮島太陽光発電所
	10	米倉山ニュータウン造成地
中部電力	7.75	メガソーラーたけとよ、武豊火力発電所構内
	1	メガソーラーいいだ
	8	メガソーラーしみず
北陸電力	1	富山火力発電所敷地内(富山太陽光発電所)
	1	珠洲メガソーラー発電所(宝立小学校跡地)
	1	テクノポート福井(三国メガソーラー発電所)
	1	志賀太陽光発電所、能登中核工業団地内
関西電力	18	シャープ堺コンビナート、2010年度に9MW稼働予定
	10	産業廃棄物埋立地、2010年10月2.85MW稼働
	1	若狭地方、福井県美浜町と高浜町で暴露実験中
中国電力	3	埋立地・未利用遊休地(福山太陽光発電所)
		大野研修所跡地(候補地)
四国電力	4.3	松山太陽光発電所の増設、1.74MW(2010)、2.3MW(2020)
九州電力	10	大村火力発電所跡地
	3	
	7	
沖縄電力	4	離島独立型系統新エネルギー導入実証事業

出典：「平成 22 年度太陽光発電システム等の普及動向に関する調査」(資源エネルギー庁, 2011)より作成

2) 太陽光発電のコストの海外との比較

中国・台湾を中心とした太陽光発電生産設備への大規模な投資と、金融危機を受けた太陽光発電導入停滞により、2009 年には太陽光発電システム価格が大幅下落した。ドイツでは 2006 年からの 5 年間で、太陽光発電システム価格が 50%以上下落した。日本でも、高止まりしていた太陽光発電システム価格が低下に転じた。

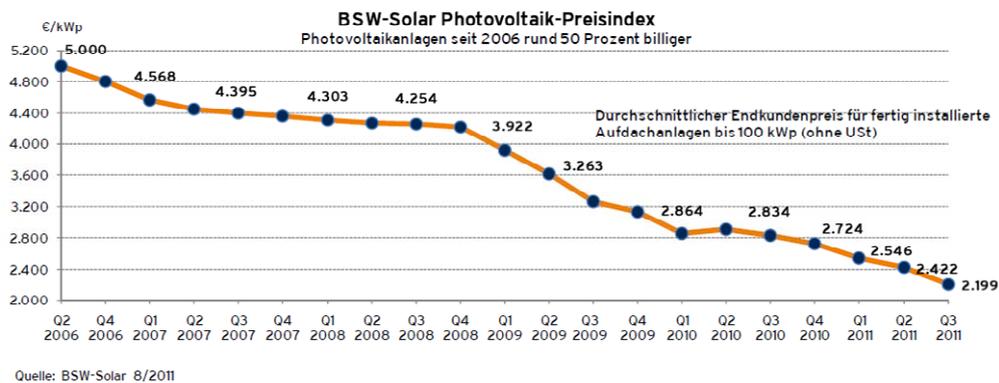


図 2.7-23 ドイツの太陽光発電システム価格
(BSW-Solar 太陽光発電インデックス)

出典：BSW-Solar (ドイツ太陽光発電工業協会) 資料

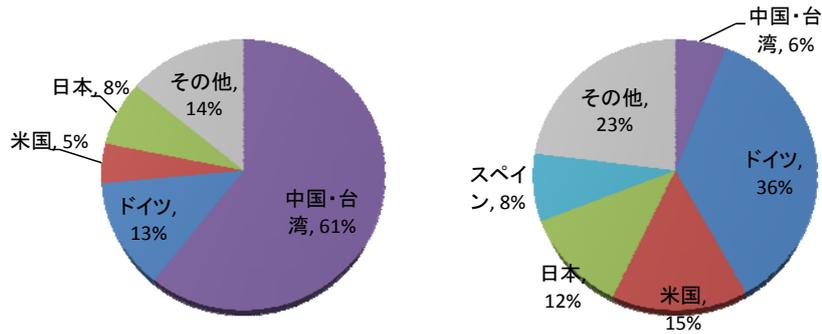


図 2.7-24 太陽電池セル生産国と太陽光発電システム導入国
(2010 年)

出典 : <http://www.semi.org/en/node/38346?id=sgurow0811z>、
http://www.solarserver.com/solarmagazin/solar-report_0707_e.html

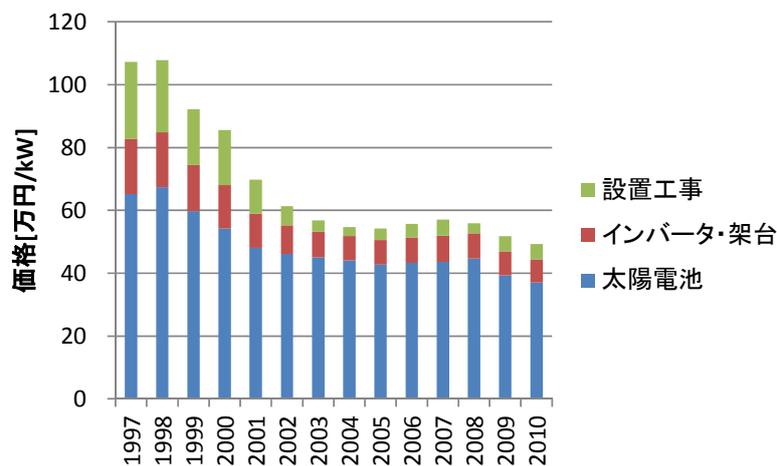


図 2.7-25 日本の太陽光発電システム価格

出典 : 「平成 22 年度太陽光発電システム等の普及動向に関する調査」(資源エネルギー庁, 2011)より作成

ドイツのシステム価格が日本より安価である理由として、以下が考えられる。

- ・ 安価な中国製モジュールが占める割合が高いこと
- ・ 市場が大きいため設置工事に係るコストなどが低下していること

日本の太陽光発電システム価格について、コモディティであるモジュール価格は国際価格に収斂していくものと考えられる。また架台などの費用も、固定価格買取制度の導入による市場確立により低減が見込める。

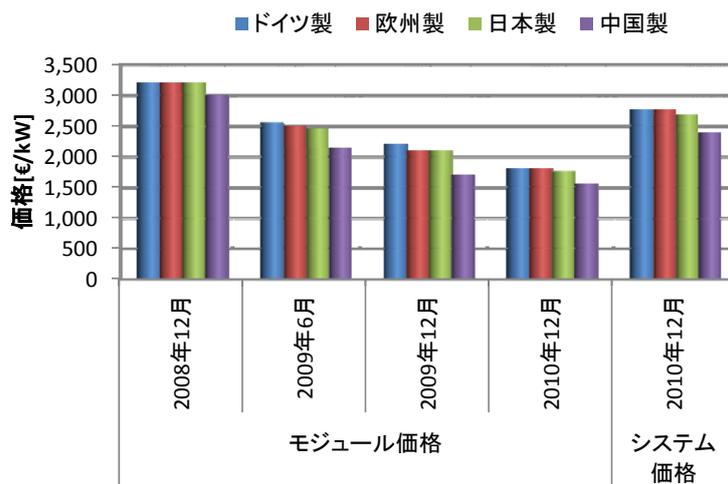
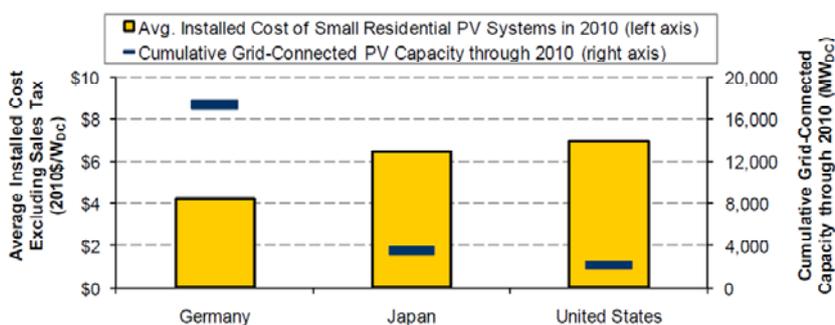


図 2.7-26 各国製の太陽光発電価格の比較

システム価格：モジュール価格に BOS 価格 35%/65%を加算した額。

出典：ドイツ再生可能エネルギー法(EEG)進捗報告書 2011 より作成

Pv Xchange インデックスの評価では、ドイツの太陽光発電設備は、現在市場にある中で、もっとも高額である。(中略) BSW-Solar の価格インデックスと比較すると、割安に購入できる外国製のモジュールが市場に占める割合が、ドイツでは高いことが確認できる。



Notes: Data for Germany and Japan are based on the most-recent respective country reports prepared for the International Energy Agency Cooperative Programme on Photovoltaic Power Systems. The German and U.S. cost data are for 2-5 kW systems, while the Japanese cost data are for 3-5 kW systems. The German cost data represents the average of reported year-end installed costs for 2009 (\$4.7/W) and 2010 (\$3.7/W).

図 2.7-27 各国の太陽光発電システム価格の比較

出典：Tracking the Sun IV -An Historical Summary of the Installed Cost of Photovoltaics in the

United States from 1998 to 2010 (G. Barbose et al.(Lawrence Berkeley National Laboratory), 2011)

国による違いの一因は、各国市場において系統連系された PV 累積容量の違いによってもたらされているだろう。諸外国の経験は、米国においても短期間でのコスト減少が起り得ることを示唆している。

3) 最終処分場における設置ポテンシャルに関する考察

平成 21 年度一般廃棄物処理実態調査結果による埋立処分場の面積と、既存のメガソーラー計画の情報から算出した単位面積当たり設置容量 (0.04kW/m²) から、一般廃棄物処分場における設置可能容量を推計したところ、2030 年までに設置可能な容量は 165 万 kW であった。

表 2.7-25 一般廃棄物処分場における設置可能容量

ステータス	面積 (m ²)	設置可能容量 (kW)
既に埋立終了	12,629,769	505,191
2020年までに埋立終了	22,880,037	915,201
2021～2030年に埋立終了	5,849,768	233,991
合計	41,359,574	1,654,383

平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査によると、最終処分場の面積と導入ポテンシャルは以下のとおり。

表 2.7-26 最終処分場における導入ポテンシャル

種類	面積 (m ²)	ポテンシャル (kW)
一般廃棄物	44,961,000	3,047,500
産業廃棄物安定型	43,973,000	2,959,600
産業廃棄物管理型	73,099,000	4,976,600
合計	41,359,574	10,983,700

一般廃棄物の処分場について、実態調査からの推計値とポテンシャル量を比較すると、おおよそポテンシャル量の半分程度が 2030 年までに実際に顕在化可能と考えられる。仮に産業廃棄物処理施設も同程度の顕在化率とすると、最終処分場で期待される導入量は約 550 万 kW と推計される。

なお、これらのデータとは別に、「廃棄物の処理及び清掃に関する法律」にかかる「形質変更に係る指定区域の指定数 (廃止された処分場の指定数)」として、平成 21 年 4 月 1 日時点で 1,311 地点存在している。

これらの地点に対し、1 地点当たりの面積を一般廃棄物処分場と同程度 (約 2 万 m²) と仮定すると、設置可能容量は約 100 万 kW となる。

4) 太陽光発電の変換効率の向上

変換効率が増えれば、単位面積あたりの設置可能容量が増加するため、現在の推計値よりもポテンシャルが増加する。例えば接合型の実用化などによりモジュール変換効率が2倍以上に向上すれば、2倍のポテンシャルがあることになる。

研究レベルの変換効率は毎年向上しており、Si結晶系であれば10年程度の遅れで量産化している。なお、変換効率の向上は、架台コストや設置工事費の減少にもつながる。

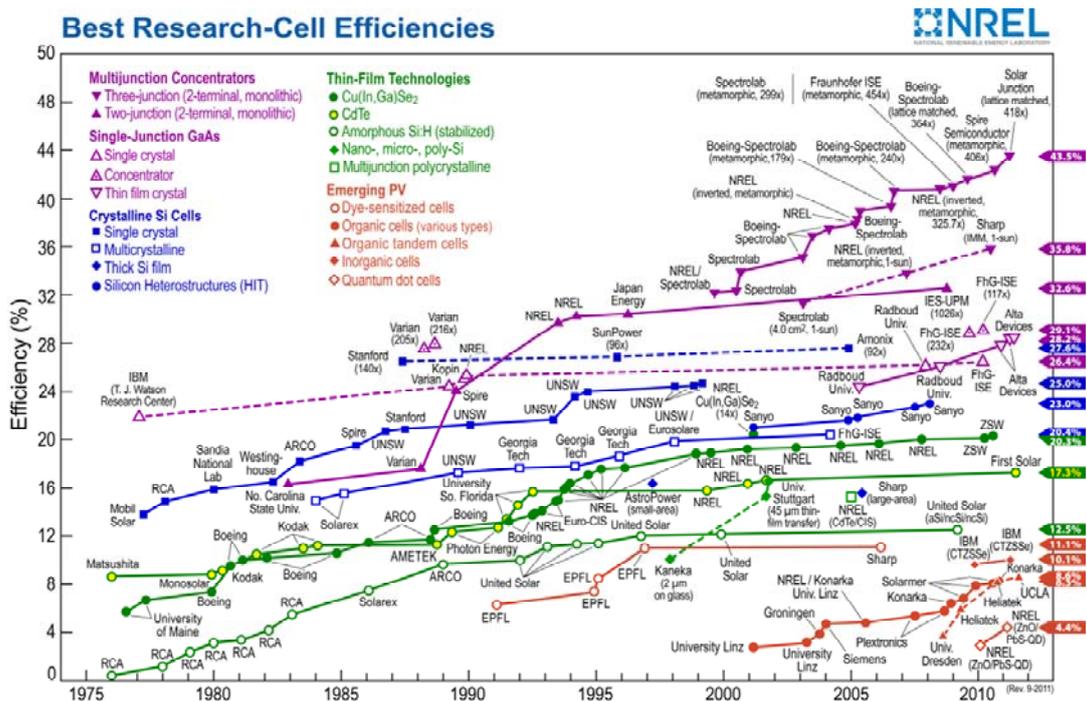


図 2.7-28 太陽電池セルの変換効率（研究レベル）の推移

出典：Best Research-Cell Efficiencies (NREL, 2011.9) <http://www.nrel.gov/ncpv/>

※太陽光の発電容量は「JISC8918で規定する分光分布 AM1.5、放射照度 1000W/m²、モジュール温度 25℃の設定条件での発電能力」として定義されるため、1kWのパネルは変換効率に依らず同じ発電能力を有する。

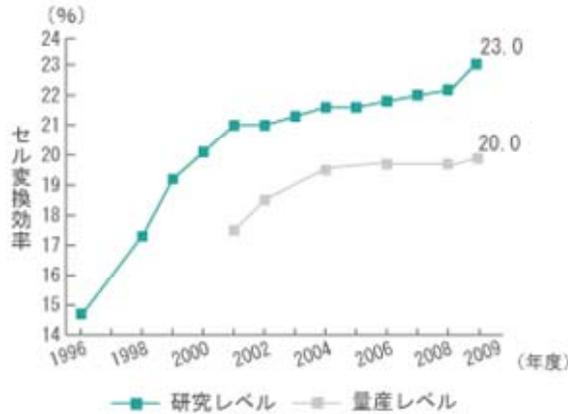


図 2.7-29 研究レベル変換効率と量産レベル変換効率 (例)

出典：パナソニックウェブサイト

<http://panasonic.net/sanyo/environment/jp/product/development.html>

5) 導入見込量試算方法の昨年からの変更点

昨年度までは経済的支援に加え、公共での率先導入や、一定条件を満たす建物への全数導入などにより、導入目標を達成する姿を想定していた。住宅用の太陽光発電利用の導入判断は、導入意向アンケート結果から「投資回収年数受容曲線」に従うものとして推計していた。

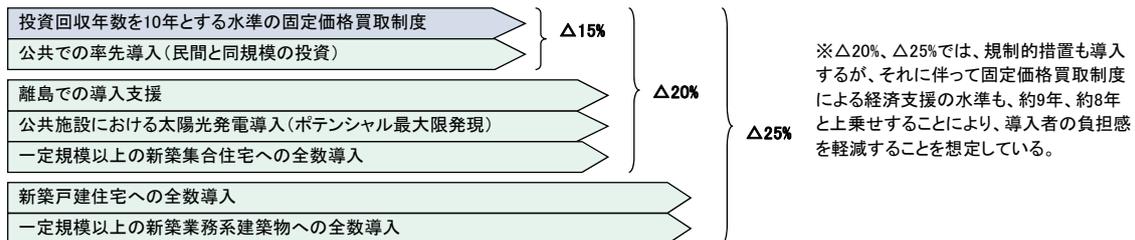


図 2.7-30 22年度調査までの導入見込量の考え方

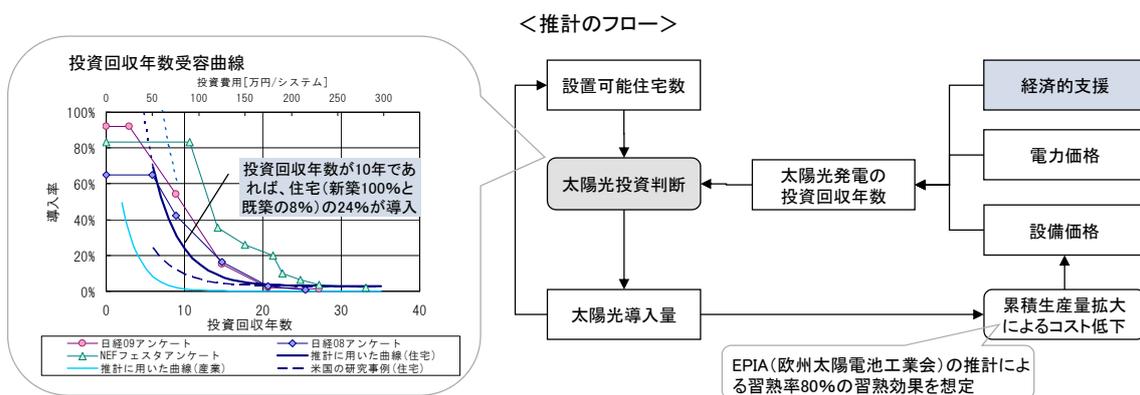


図 2.7-31 22年度調査までの導入見込量推計フロー

出典：中長期ロードマップ小委員会（第19回）参考資料3（環境省，2010年12月）より作成

今年度の主な変更点は以下のとおり。

実績からの受容曲線の再作成	<ul style="list-style-type: none"> 従来は文献値（米国における省エネ機器導入の投資回収）や導入意向アンケート調査結果を適用していたが、これまでの導入実績から再推計した。 投資回収年数に加えて、初期費用に対する受容性についても考慮に入れた。
将来コストの外生化	<ul style="list-style-type: none"> 従来は国内導入量から推計した日本企業の太陽光発電生産量の拡大に従ってコストが低下するとしていたが、外生的に与えた世界導入拡大に従いコストが低下するように変更した。
メガソーラー導入量の明示的考慮	<ul style="list-style-type: none"> 従来は、公共部門（公共建物や遊休地などのメガソーラー）への導入量は住宅・民間建物等への導入量と同量と想定していたが、これを公共建物分（非住宅に含む）とメガソーラー分に分離した。

表 2.7-27 住宅・非住宅・メガソーラーそれぞれの導入見込量の考え方

部門	足元導入量	価格に対する反応関数	将来コスト推計
住宅	2010年まで反映	投資回収年数・初期費用と新規導入率の国内実績から推計	<ul style="list-style-type: none"> パネルは2020年までに国際価格に収斂、その後は進歩率78%でコスト低下 その他機器は世界の累積生産量の増加に伴い、進歩率80%でコスト低下 設置工事費は累積導入増加に伴い、進歩率96%で低下
非住宅	2010年まで出荷量と他導入量の差から算出し、建物ポテンシャルで按分	IRRと導入量のドイツの実績から推計	
メガソーラー	2011年稼働分まで報道ベースで積み上げ	IRRと導入量のドイツの実績から推計	

6) 導入見込量試算モデルの詳細（推計フロー）

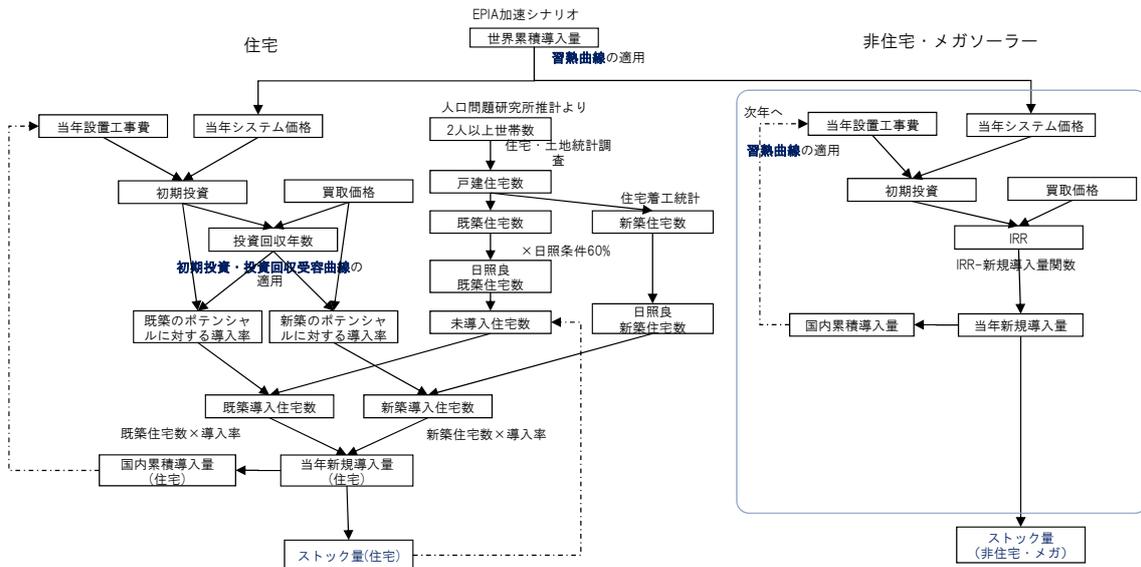


図 2.7-32 図タイトルなし

7) 導入見込量試算モデルの詳細（住宅用）

2006年～2010年の導入実績から、新築住宅・既設住宅への設置における投資回収年数・初期費用受容曲線を再推計した。導入率を、「投資回収年数の指数関数」と「初期費用の指数関数」に分解し、係数を推計した。

従来のモデル

$$\text{導入率} = A0 \times \exp(-B0 \times \text{投資回収年数})$$

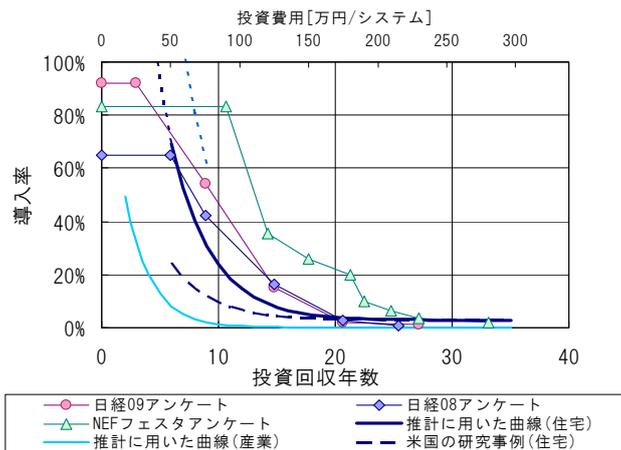


図 2.7-33 新築住宅への導入率

出典：「低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化に向けた提言」（低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化検討会, 2010.3）

※日照条件を満たす住宅（全体の60%）に占める比率

新モデル

$$\text{導入率} = A_1 \times \exp(-B_1 \times \text{投資回収年数}) \times \exp(-C_1 \times \text{初期費用})$$

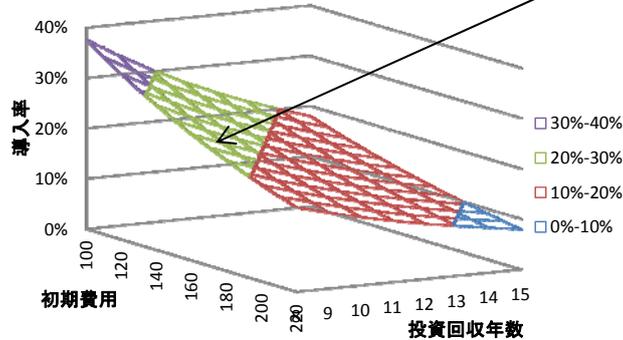
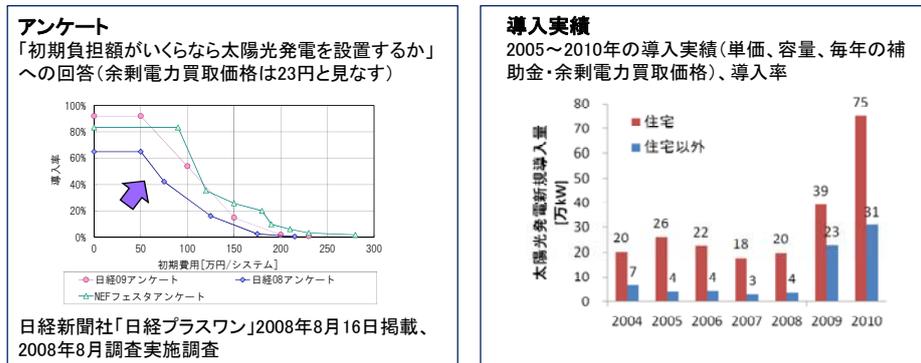


図 2.7-34 新築住宅への導入率

出典：各種資料より作成

※日照条件を満たす住宅（全体の60%）に占める比率

新モデルにおける具体的な導入率は以下のとおり。



受容曲線のモデル式に当てはめ

$$\text{新築導入率} = A_1 \times \exp(-B_1 \times \text{投資回収年数}) \times \exp(-C_1 \times \text{初期費用})$$

$$\text{既築導入率} = A_2 \times \exp(-B_1 \times \text{投資回収年数}) \times \exp(-C_1 \times \text{初期費用})$$

※アンケート回答は新築に対するものと見なす。
 ※新築と既築の違いは比例定数A1、A2の部分のみとする。

係数決定

$$\text{新築導入率} = 1.72 \times \exp(-0.105 \times \text{投資回収年数}) \times \exp(-0.00678 \times \text{初期費用})$$

$$\text{既築導入率} = 0.109 \times \exp(-0.105 \times \text{投資回収年数}) \times \exp(-0.00678 \times \text{初期費用})$$

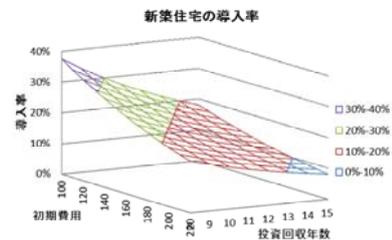


図 2.7-35 新モデルにおける導入率

将来の新築戸建住宅数は、人口問題研究所の推計による「単身世帯を除く世帯数」に比例すると想定。直近3年の単身世帯を除く世帯数と戸建住宅着工数から、比例定数を推計した。

新築戸建住宅数は、2011年の約40万件から徐々に減少する。

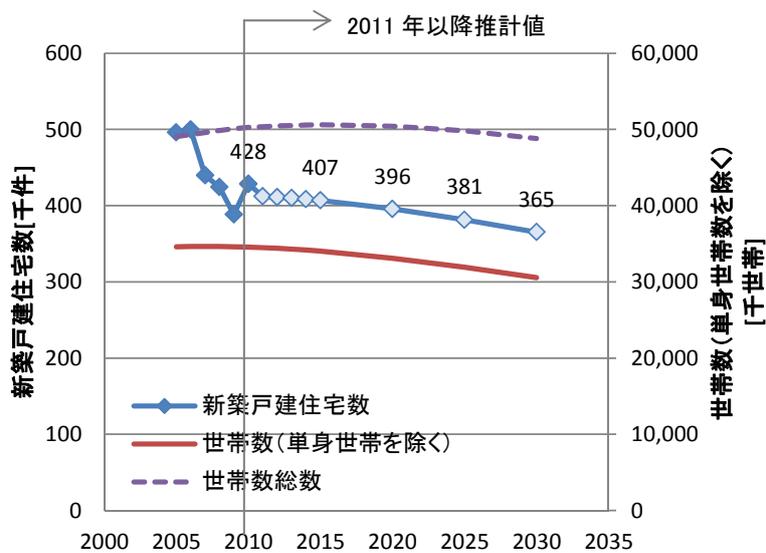


図 2.7-36 新築戸建住宅数の将来推計

出典：建築着工統計、国立社会保障・人口問題研究所『日本の世帯数の将来推計（全国推計）』（2008）より推計

8) 導入見込量試算モデルの詳細（非住宅用）

投資回収年数と新規導入量の関係を、ドイツにおける 2000 年～2009 年の非住宅用（30kW～1000kW）導入実績から定式化した。非住宅への太陽光発電設置が本格化するの
は今後であるため、国内の過去の実績ではなく、ドイツの実績を用いた。

ドイツにおいては長期金利が 4%程度と日本より 2%程度高く、これが投資家がメガソーラーに求める IRR を引き上げている可能性がある。これを考慮して導入関数を 2%シフトさせた。

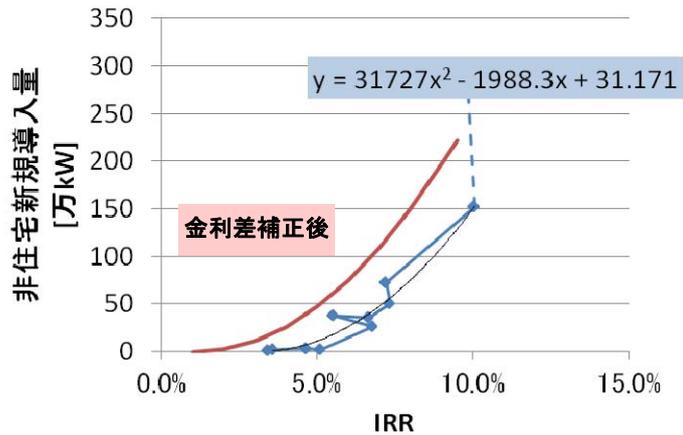


図 2.7-37 ドイツにおける非住宅用太陽光新規導入量

出典：BSW-Solar 資料（30～1000kW 以上太陽光発電の導入比率）、「再生可能エネルギー電力に対するドイツ型フィード・イン・タリフにおける費用」（竹濱朝美, 2011）（投資回収年数）などより作成
※ 2010 年は年内に大幅な価格見直しが 2 度実施されたため、外れ値として推計には用いていない。

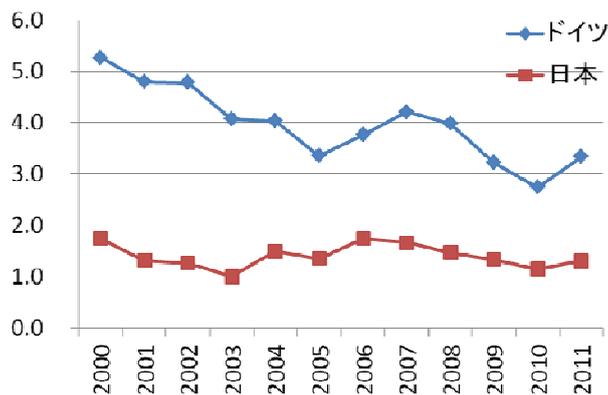


図 2.7-38 ドイツと日本の長期金利の差[%]

出典：OECD Economic Outlook No. 89

9) 導入見込量試算モデルの詳細（メガソーラ）

ドイツにおける 2000 年～2010 年のメガソーラー（1000kW 以上）導入量と、太陽光発電投資の IRR の関係を定式化した。

非住宅と同様、金利差を考慮して導入関数を 2%シフトさせた。

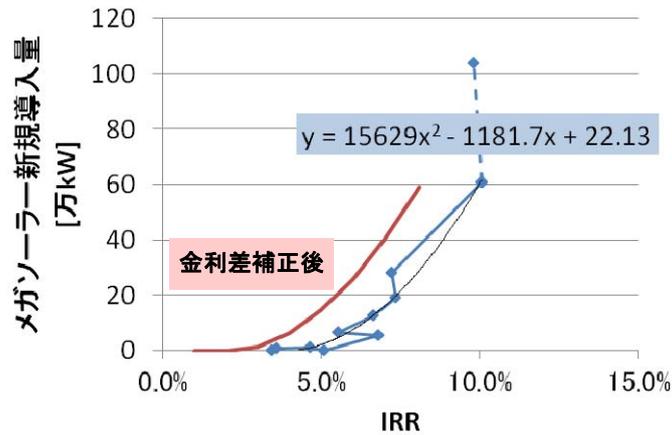


図 2.7-39 ドイツにおけるメガソーラー新規導入量

出典：BSW-Solar 資料（1MW 以上太陽光発電の導入比率）、「再生可能エネルギー電力に対するドイツ型フィード・イン・タリフにおける費用」（竹濱朝美, 2011）（投資回収年数）などより作成

※ 2010 年は年内に大幅な価格見直しが 2 度実施されたため、外れ値として推計には用いていない。

(7) 太陽光発電パネルの品質とリサイクル

太陽光発電パネルの効率は、経年により劣化することが指摘されている。固定価格買取制度は発電量に対する支援であるため、太陽光発電パネルの品質保証やメンテナンスがより一層重要となる。

資源エネルギー庁は、中古太陽電池モジュールへの性能表示のガイドラインや、適正処理・リサイクルのガイドラインを示している。

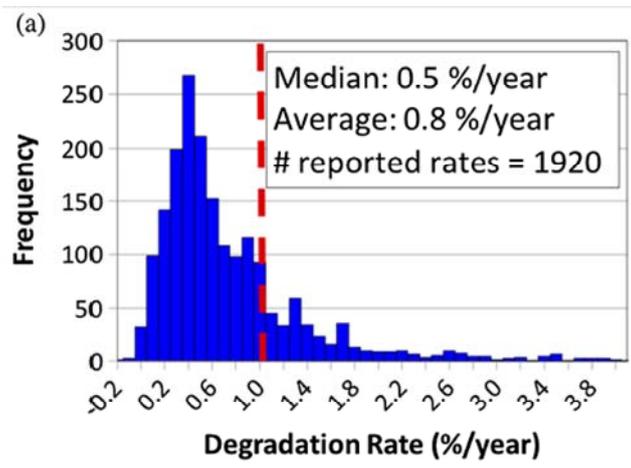


図 2.7-40 太陽光発電効率の劣化率

出典：Photovoltaic Degradation Rates—an Analytical Review(D. C. Jordan and S. R. Kurtz(NREL), 2011)

劣化率が 0.5%/year であれば、初期の効率が 15%の太陽光発電パネルは、20 年後には効率 13.6% になる。

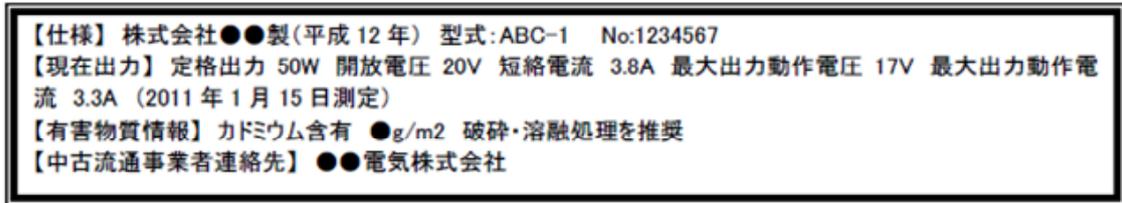


図 2.7-41 中古太陽電池モジュールへの性能表示案

出典：平成 23 年 2 月 METI 委託調査「住宅用太陽光発電システムの普及促進に係る調査報告書」

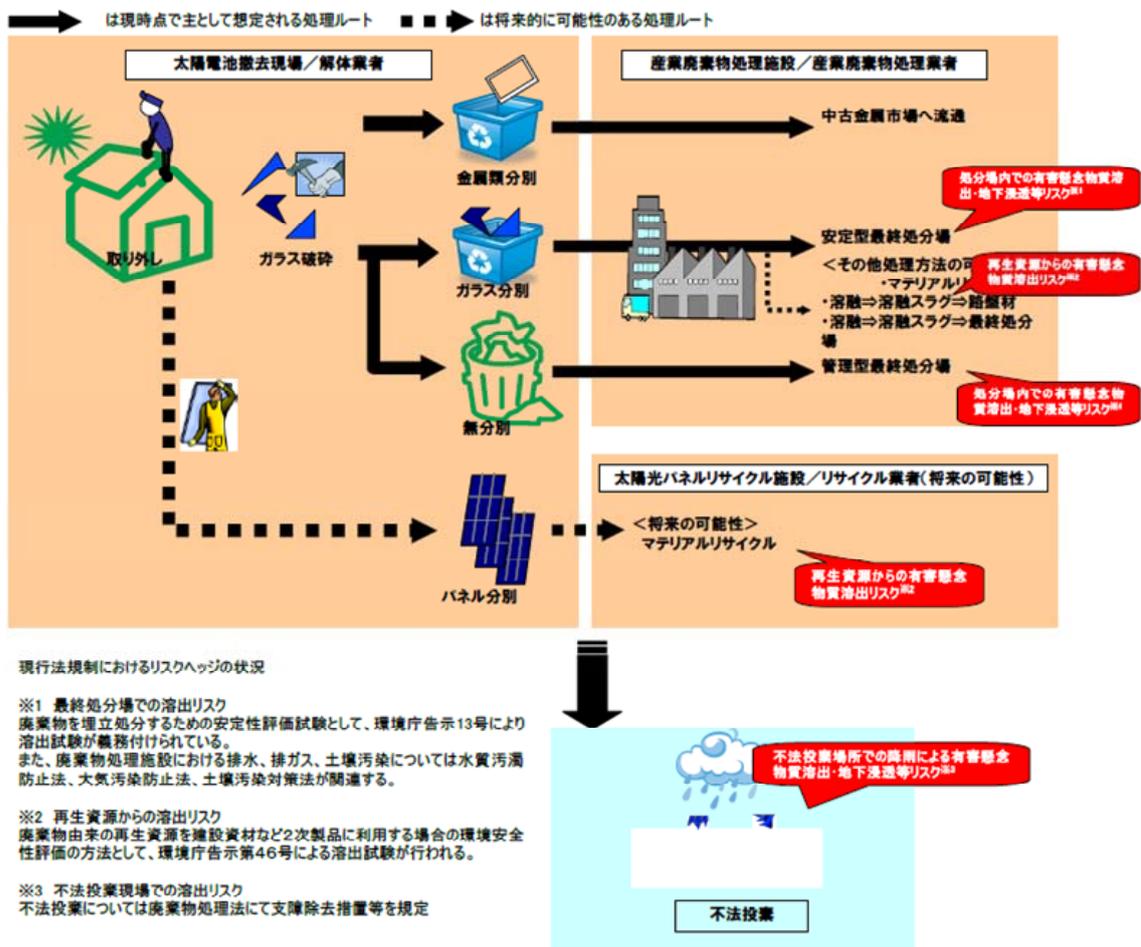


図 2.7-42 太陽電池の処理において留意すべきリスク

出典：平成 23 年 2 月 METI 委託調査「住宅用太陽光発電システムの普及促進に係る調査報告書」