

3-3. 再生可能エネルギーの導入見込量について

- (1) 導入見込量総括
- (2) 中小水力発電の導入見込量について
- (3) 地熱発電の導入見込量について
- (4) バイオマス発電及び熱利用の導入見込量について
- (5) 太陽光発電の導入見込量について
- (6) 風力発電の導入見込量について
- (7) 海洋エネルギーの導入見込量について
- (8) 太陽熱利用の導入見込量について
- (9) 地中熱利用の導入見込量について

(1) 導入見込量総括

再生可能エネルギーの種類別の前提条件①

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年は現状から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】現状からの追加導入量を2050年まで直線的に増加させるよう最大限の支援を行うことを想定。 【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させることを想定。
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させることを想定。
地熱（温泉発電）	【共通】2020年は日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会の中位シナリオ（ベストシナリオ）を採用。2020年以降は2050年の各ケースに向けて直線的に増加するような支援措置を講ずることを想定。支援レベルは導入事例に対し、8%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低位シナリオ（ベースシナリオ）を設定。 【中位】日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会の中位シナリオ（ベストシナリオ）を想定。 【高位】日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会の高位シナリオ（ドリームシナリオ）を想定。
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ような支援措置を行うことを想定。 【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させるよう最大限の支援を行うことを想定。 【共通】支援レベルは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。

再生可能エネルギーの種類別の前提条件②

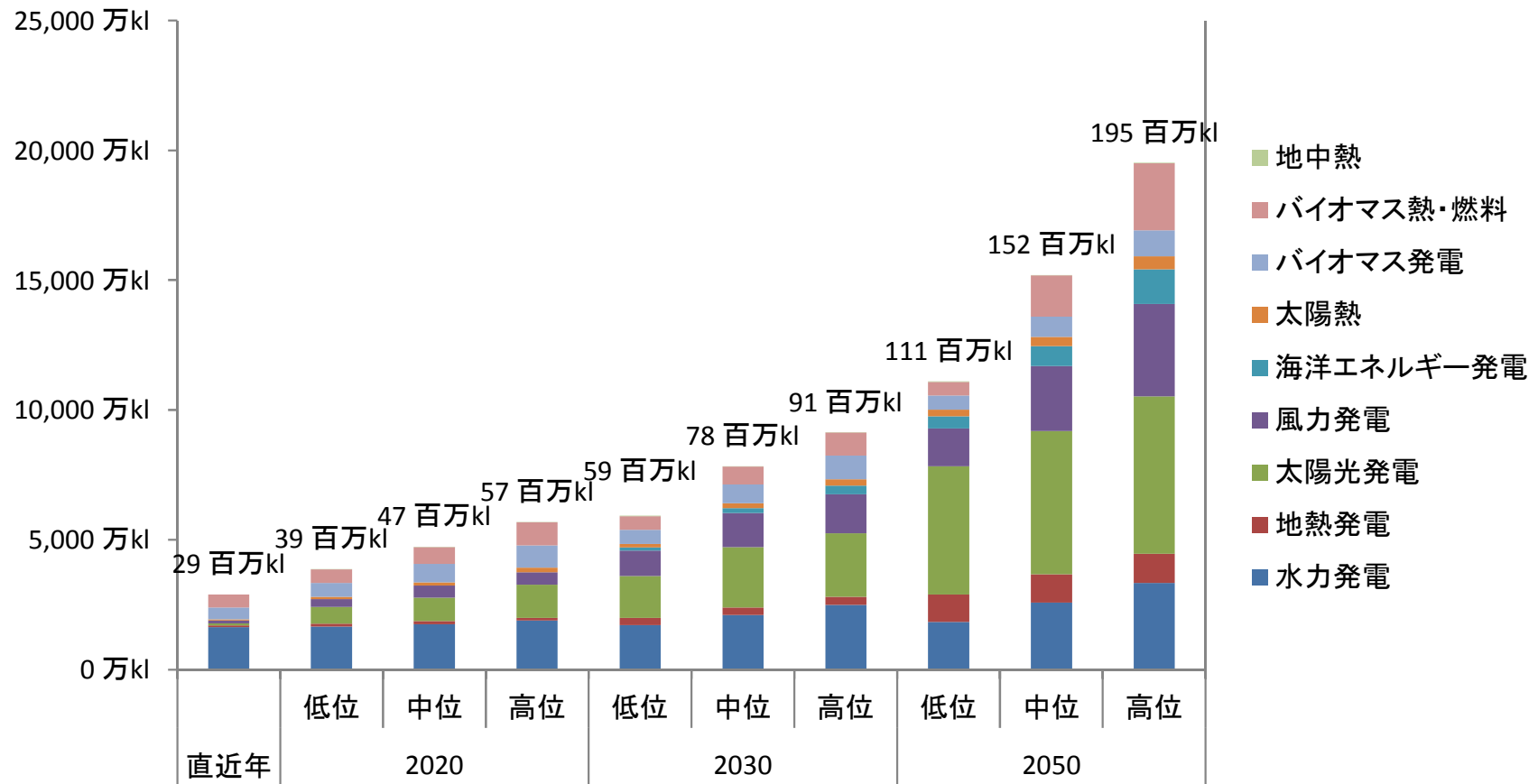
検討対象	2020～2030年の導入シナリオ	2050年の導入シナリオ
風力	<p>【2020低位】資源エネルギー庁による固定価格買取制度案に基づく支援の結果の増分を見込んで、2020年で750万kWと設定</p> <p>【2020中位】2050年に5,000万kWを見込む際の普及曲線から1,110万kWに達するような支援を行うことを想定。</p> <p>【2020高位】2050年に7,000万kWを見込む際の普及曲線より1,150万kWに達するような支援を行うことを想定。</p> <p>【共通】2030は2050年の導入量を見込む普及曲線より木曜に達するような支援を行うことを想定。支援レベルは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を想定</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】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・高位】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することを想定。</p>	
太陽光（非住宅）	<p>【低位】IRR6%を維持する価格での全量買取を想定。</p> <p>【中位】IRR8%を維持する価格での全量買取を想定。</p> <p>【高位】IRR10%を維持する価格での全量買取を想定。</p>	<p>【低位】NEDO PV2030のポテンシャル全量を顕在化させることを想定。</p> <p>【中位】低位に対して、2030年～50年の平均変換効率を5%向上させることで、ポテンシャルが増加した姿を見込んだ上で、全量を顕在化させることを想定。</p> <p>【高位】低位に対して、2030年～50年の平均変換効率を10%向上させることで、ポテンシャルが増加した姿を見込んだ上で、全量を顕在化させることを想定。</p>
太陽光（公共）	<p>【低位】年間30万kW程度の率先導入を想定</p> <p>【中位・高位】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）ことを想定。</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を想定。</p> <p>【中位】IRR8%を維持する価格での全量買取を想定。</p> <p>【高位】IRR10%を維持する価格での全量買取を想定。</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想定。波力発電の沿岸固定式は海岸保全区域延長の3%に設置することを想定、沖合浮体式は洋上風力の低位で見込んでいる導入量に合わせて発電機を設置することを想定。</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%に設置することを想定、沖合浮体式は洋上風力の中位で見込んでいる導入量に合わせて発電機を設置することを想定。</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%に設置することを想定、沖合浮体式は洋上風力の高位で見込んでいる導入量に合わせて発電機を設置することを想定。</p>	

再生可能エネルギーの種類別の前提条件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を想定。</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よう支援を行うことを想定。</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よう支援を行うことを想定。</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年以降は低位と高位の間と想定。</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。2050年までに太陽熱利用ポテンシャル相当量を全て活用するよう普及を増加させていくことを目指して支援策を講じることを想定。</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導入することを想定。</p>
地中熱利用	<p>【共通】 戸建住宅は寒冷地の新築住宅に対し、2050年に導入率がフローで100%となるよう直線的に増加させることを想定。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、全国の新築建築物に対し、2050年に導入率がフローで100%となるよう直線的に増加させることを想定。</p>	

導入見込量総括①(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。

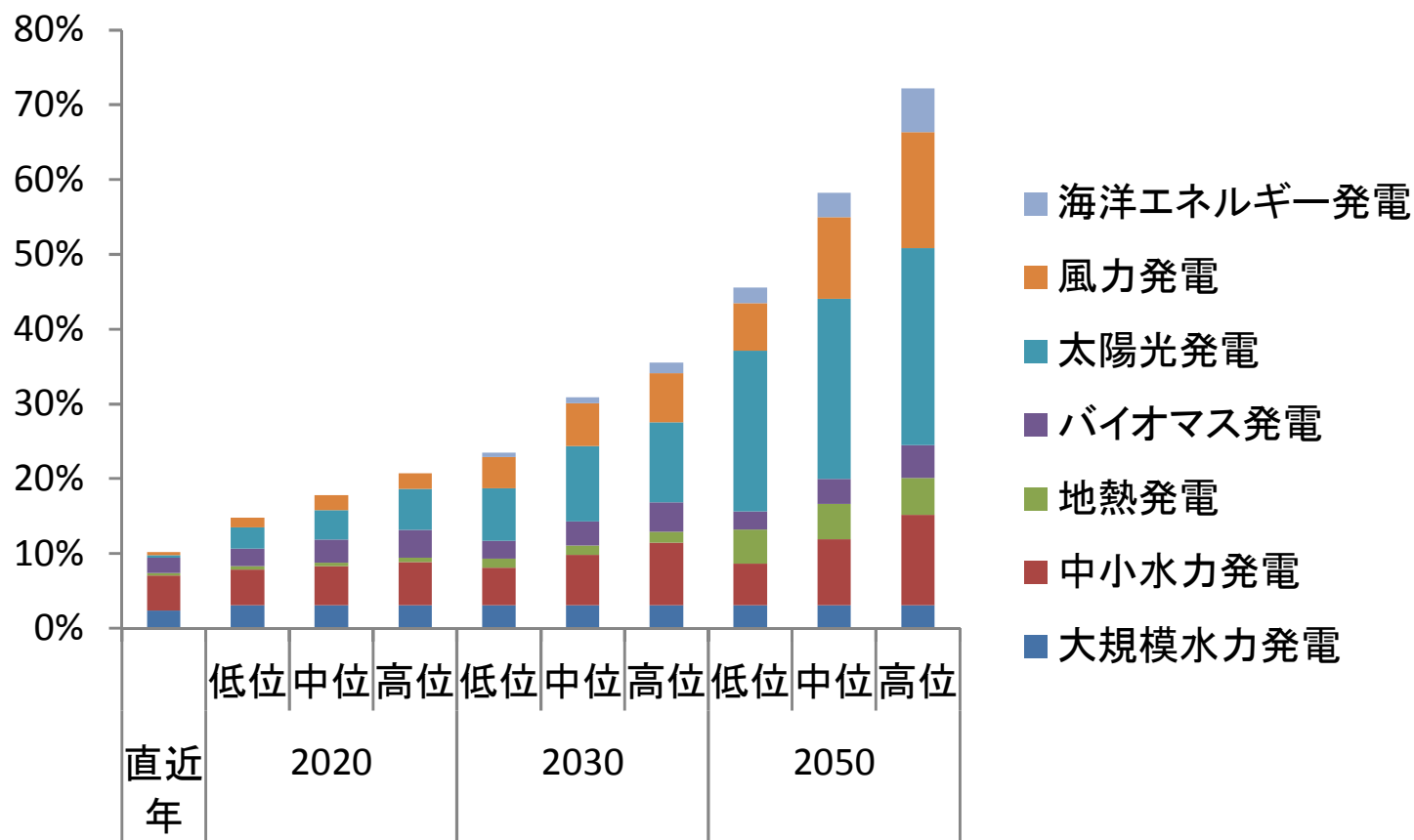
導入見込量総括②(一次エネルギー供給量)

- 再生可能エネルギーの導入見込量の万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。2050年には少なくとも20~34%以上となる見込み**。(省エネ等により一次エネルギー国内供給が減れば比率は上昇)

	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	566万kl	566万kl	566万kl	566万kl	566万kl	566万kl	566万kl	566万kl	566万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
大規模地熱発電	76万kl	82万kl	82万kl	82万kl	211万kl	211万kl	211万kl	906万kl	906万kl	906万kl
温泉発電	0万kl	33万kl	33万kl	33万kl	73万kl	85万kl	104万kl	152万kl	172万kl	222万kl
地熱発電【小計】	76万kl	114万kl	114万kl	114万kl	283万kl	296万kl	315万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(住宅用)	55万kl	78万kl	127万kl	170万kl	132万kl	181万kl	224万kl	241万kl	351万kl	451万kl
太陽熱(非住宅用)	0万kl	2万kl	4万kl	8万kl	5万kl	9万kl	18万kl	10万kl	20万kl	39万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	3,864万kl	4,723万kl	5,680万kl	5,918万kl	7,825万kl	9,138万kl	11,096万kl	15,196万kl	19,525万kl
一次エネルギー供給比	5%以上	7%以上	8%以上	10%以上	10%以上	14%以上	16%以上	20%以上	27%以上	34%以上

導入見込量総括③ 発受電電力量に対する比率

- 2010年度の発受電電力量(9,876億kWh)に対する再生可能電力の発電電力量の種類別比率は以下のとおりであり、**2020年には2割前後、2030年には2割～4割程度**の普及が見込まれる。



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。

導入見込量総括④(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。

	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	1,124万kW	1,124万kW	1,124万kW	1,124万kW	1,124万kW	1,124万kW	1,124万kW	1,124万kW	1,124万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
大規模地熱発電	53万kW	57万kW	57万kW	57万kW	148万kW	148万kW	148万kW	636万kW	636万kW	636万kW
温泉発電	0万kW	23万kW	23万kW	23万kW	51万kW	60万kW	73万kW	107万kW	121万kW	156万kW
地熱発電【小計】	53万kW	80万kW	80万kW	80万kW	199万kW	208万kW	221万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)	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	12,653万kW	14,007万kW	15,107万kW
太陽光発電【小計】	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	6,000万kW	7,617万kW	9,360万kW	11,665万kW	15,818万kW	17,330万kW	27,154万kW	32,637万kW	38,171万kW

導入見込量総括⑤(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。

	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	244億kWh	244億kWh	244億kWh	244億kWh	244億kWh	244億kWh	244億kWh	244億kWh	244億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
大規模地熱発電	32億kWh	35億kWh	35億kWh	35億kWh	91億kWh	91億kWh	91億kWh	390億kWh	390億kWh	390億kWh
温泉発電	0億kWh	14億kWh	14億kWh	14億kWh	31億kWh	37億kWh	45億kWh	66億kWh	74億kWh	95億kWh
地熱発電【小計】	32億kWh	49億kWh	49億kWh	49億kWh	122億kWh	128億kWh	135億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)	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【小計】	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	1,009億kWh	1,402億kWh	1,694億kWh	1,983億kWh	2,259億kWh	2,988億kWh	3,441億kWh	4,433億kWh	5,690億kWh	7,067億kWh

コスト等の試算の前提①

- 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。

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%				
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	0.6%/年(建設費 における比率)	0.6%/年(同左)	2.2%/年(同左)	1.5%/年(同左)	1%/年(同左)
諸費	14.0%/年(直接費 における比率)	14.0%/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 (一般管理費)	—	—	16.1%/年(同左)	—	14.0%/年(直接費における比率)
初年度価格	—	—	—	—	—
燃料発熱量 (HHV)	—	—	—	—	—
熱効率(HHV)	—	—	—	—	—
所内率	—	—	—	—	—
燃料諸経費	—	—	10%	—	—

コスト等の試算の前提②

■ 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。

電源	一般水力	小水力	バイオマス (木質専焼)	バイオマス (石炭混焼)	
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				
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%	
	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%			
運転維持費	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)
燃料費	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)

買取価格の考え方について

- 固定価格買取制度導入の目的は、大きく以下の3点と考えられる。
 - ① 電力需要家の負担により再生可能エネルギーを大量に導入することで、CO2排出削減を進めるとともに、一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの比率を高め、2050年80%削減目標の達成や低炭素社会の構築に貢献する。
 - ② 再生可能エネルギーに関連する産業を育成し、国際競争力の向上を図るとともに、地域の資源や人材を活用し雇用創出に貢献する。
 - ③ 化石燃料価格高騰リスクに対応するため、エネルギー自給率を向上させる。
- 上記の目的に鑑み、再生可能エネルギーに対する投資を促進させるための買取価格の考え方として、事業への投資意向を引き出せるような買取価格・期間とすることが必要である。
- さらに、発電コストの変化などに応じて買取価格を柔軟に見直す観点から、技術成熟度やエネルギーの特性を踏まえ、再生可能エネルギーの種類毎に異なる発電コストに応じた買取価格を設定し、普及拡大を図ることが望ましい。

(2) 中小水力発電の導入見込量について

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。

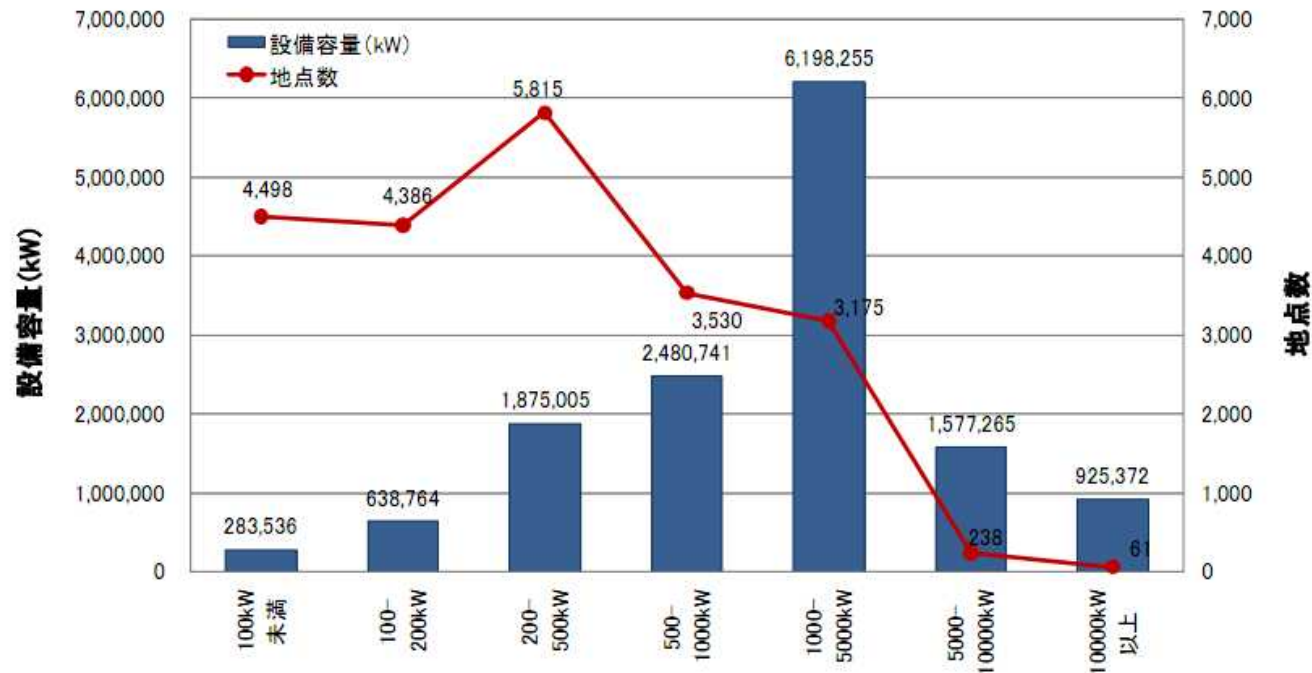
2020年	固定価格買取制度を前提に複数の買取価格（15円/kWh、20円/kWh、25円/kWh）を設定し、その買取価格で20年間のIRR8%が確保される範囲で導入が進むと想定。
2030年	2050年目標に達するよう設定（線形補間）。
2050年	平成21年度環境省ポテンシャル調査におけるポテンシャル量（1,500万kW）を全量顕在化と想定。これに開発済の実績を合わせた量とした。

- 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。

低位	2020年：全量買取プロジェクトチーム取りまとめの増加分を採用。 2030～50年：現状から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	2020～30年：足下からの追加導入量を2050年まで直線的に増加させるよう最大限の支援を行うことを想定。 2050年： <u>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</u> させることを想定。

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。

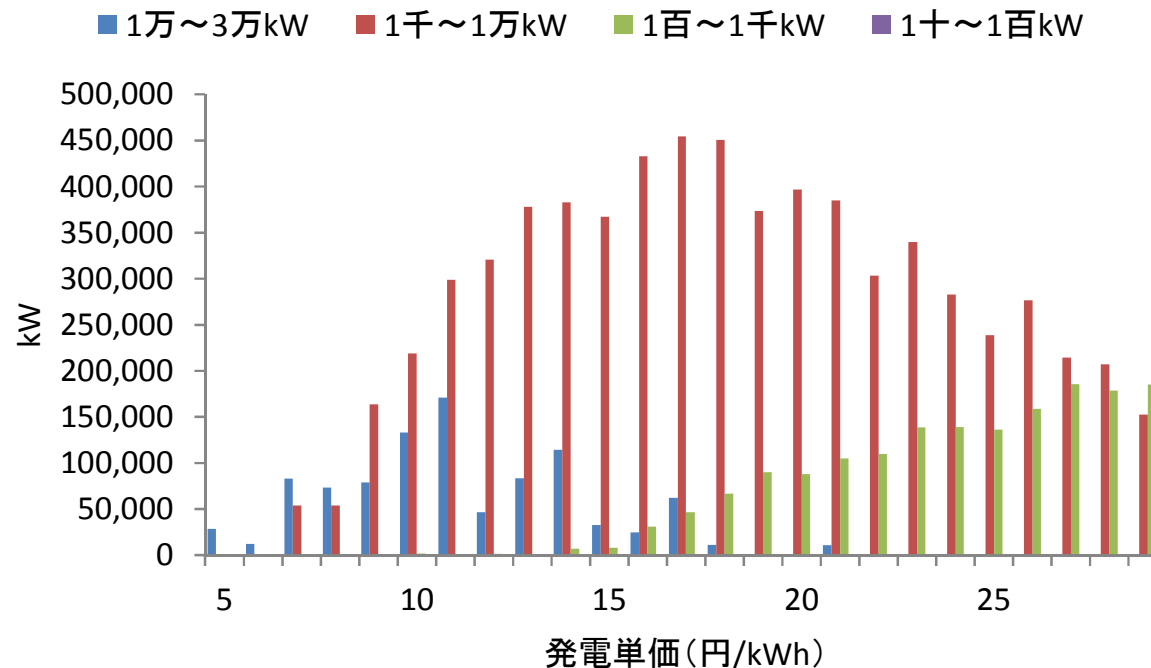


出典：平成22年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書

3. 中小水力発電の発電コスト

中小水力発電においては設備規模区分に応じて発電単価が異なる。

- 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。
- ① 1万～3万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)。

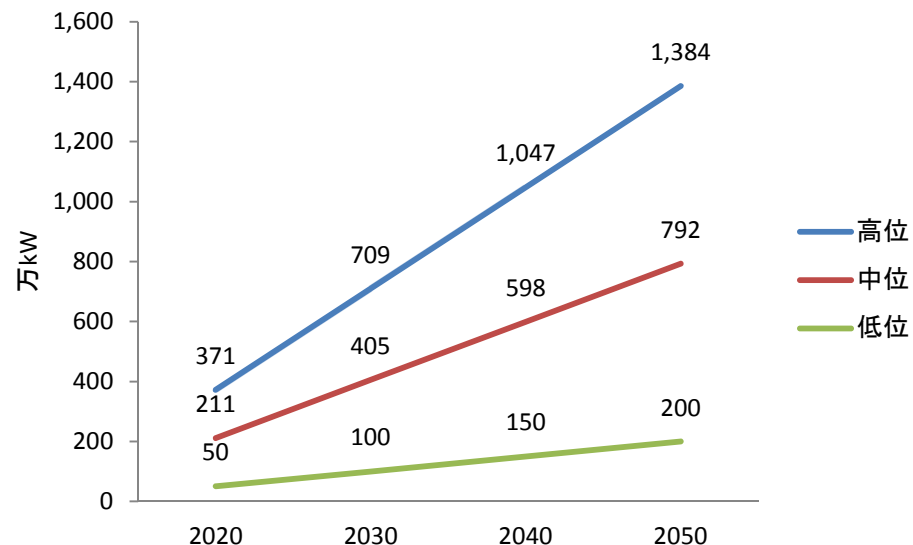


4. 中小水力発電の導入見込量

- 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想定。

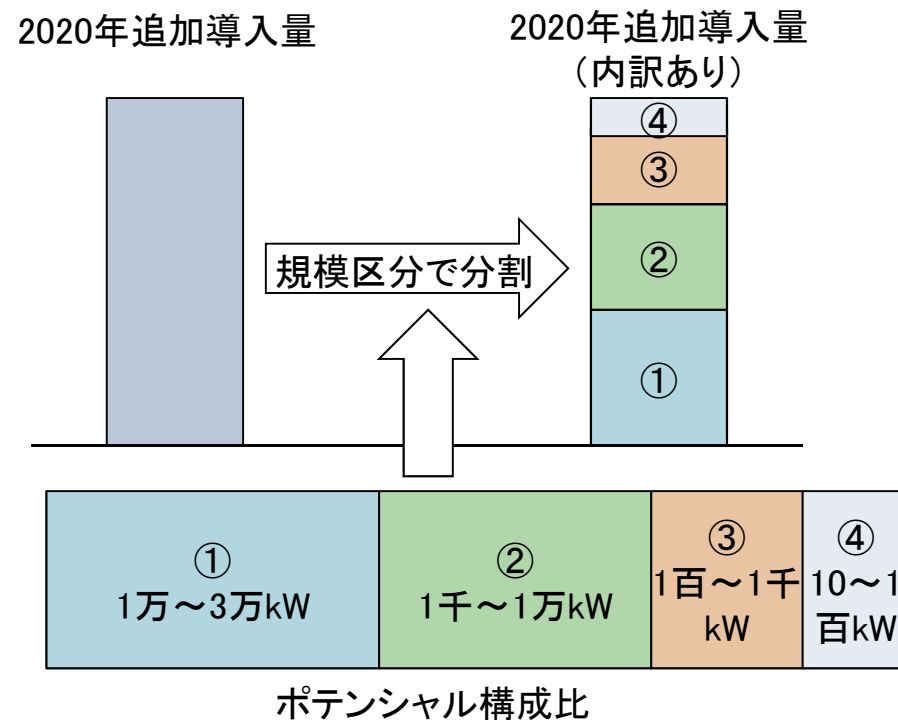
高位	2050年にはポテンシャルを全量（1,428万kW）顕在化させることを想定。2050年まで直線的に導入量が伸びるよう最大限の支援を行うことを想定。
中位	高位と低位の間と想定。
低位	2020年時点では、経済産業省想定 of 追加導入分（30～70万kW増）の平均値を採用し、以降は同様のペースで導入が進むことを想定。

中小水力の導入見込量（現状からの増加分）



5. 中小水力発電の買取価格(1/2)

- 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する。
- 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る。
- 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する。**



5. 中小水力発電の買取価格(2/2)

- 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。

	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減少するが固定価格買取による負担は減少する。**

	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			

(3) 地熱発電の導入見込量について

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。

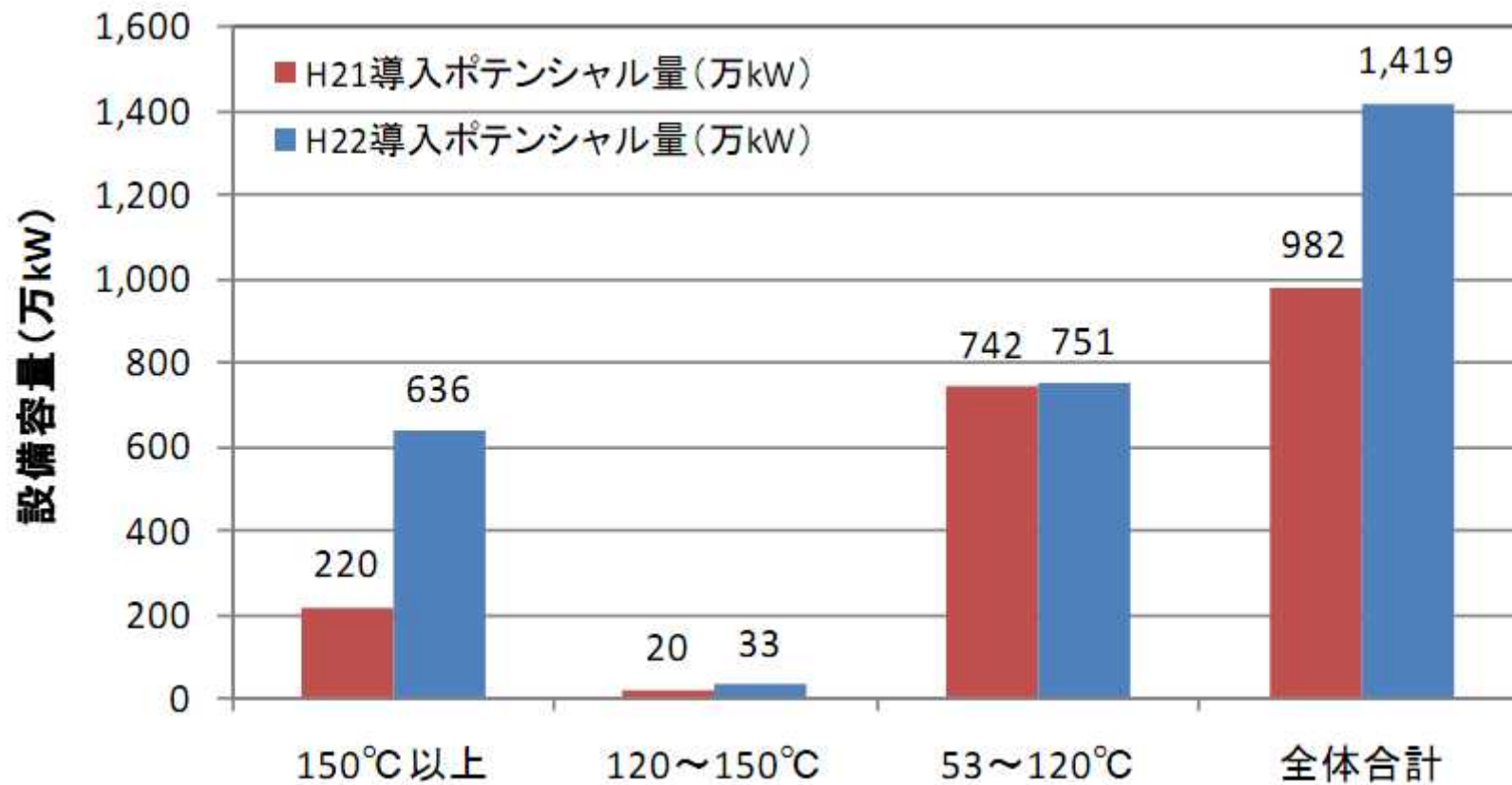
2020年	固定価格買取制度＋補助制度の併用によりIRR8%が確保される範囲（追加導入量95万kW、地熱開発促進調査地点全て）で導入が進むと想定。温泉発電は日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会のベストシナリオに従うとした（23万kW）。
2030年	2050年目標に達するよう設定（線形補間）。
2050年	平成21年度環境省ポテンシャル調査における150℃以上の温度区分のポテンシャル量を全量顕在化と想定（導入済みあわせて227万kW）。温泉発電はベストシナリオの2050年値（134万kW）を採用。

- 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。

低位	<p>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年までに運転開始が見込まれる地点の開発を見込んだ。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中位ケース（ベストケース）とした。</p> <p>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年の低位ケースの目標に達するよう支援を行うことを想定。</p> <p>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させることを想定（導入済みと合わせて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で低位シナリオ（ベースシナリオ）を想定。</p>
中位	<p>2020年：2020年までは低位に同じ。</p> <p>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年の中位ケースの目標に達するよう支援を行うことを想定。</p> <p>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させることを想定（導入済みと合わせて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で中位シナリオ（ベストシナリオ）を想定。</p>
高位	<p>2020年：2020年までは低位に同じ。</p> <p>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年の高位ケースの目標に達するよう支援を行うことを想定。</p> <p>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させることを想定（導入済みと合わせて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で高位シナリオ（ドリームシナリオ）を想定。</p>

2. 地熱発電のポテンシャル

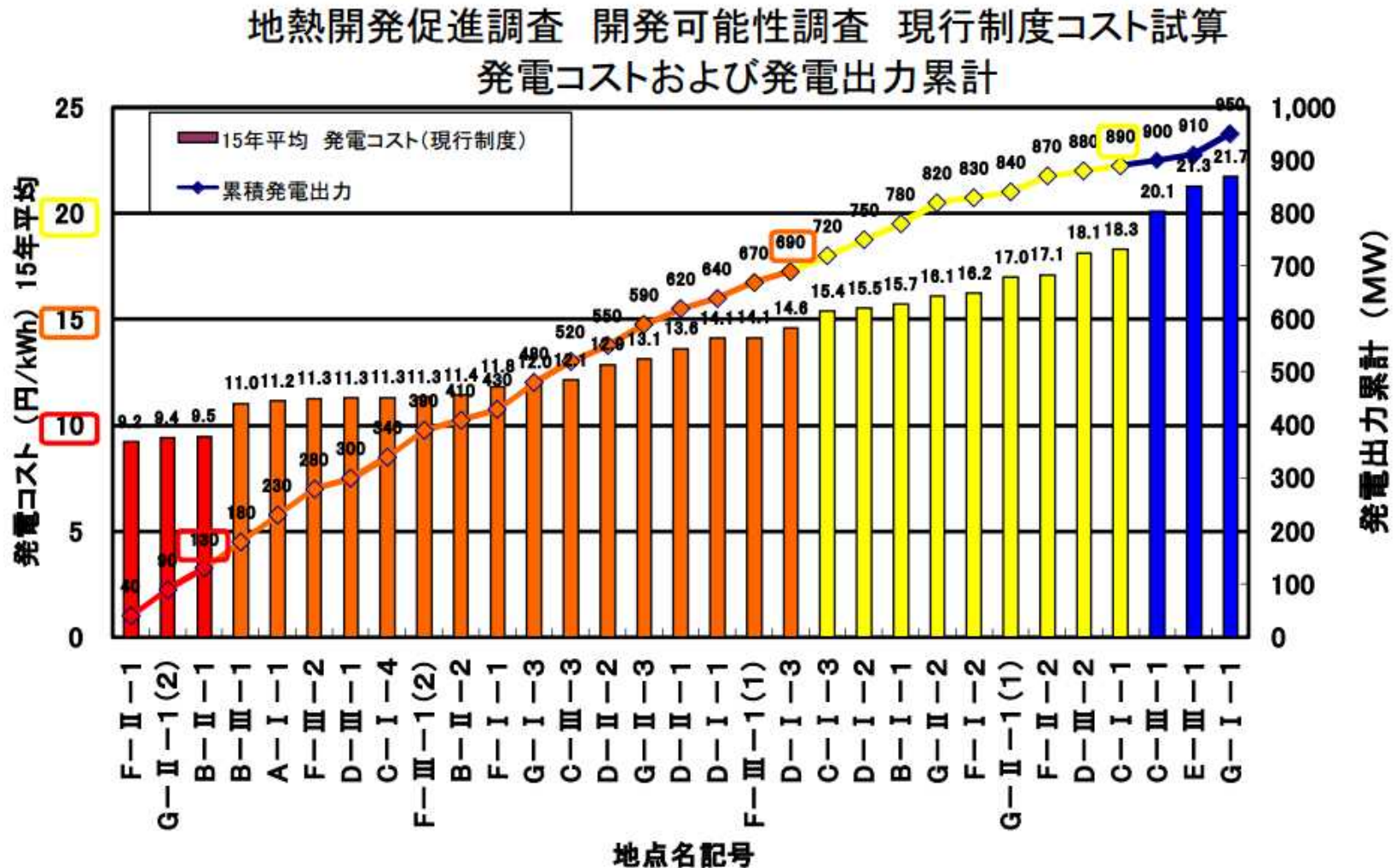
- 平成22年度の環境省ポテンシャル調査では、コントロール掘削を考慮して、国立・国定公園等の外縁部から1.5kmの範囲を開発可能としたため、**特に150°C以上の温度区分で導入ポテンシャルが大幅**に増加。
- 今年度は2050年の導入見込量として、まずこの150°C以上の温度区分のポテンシャル量を全量顕在化させることを想定。また、150°C以下の温度区分の顕在化の可能性も検討。



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。



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(1/2)

- 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(最大で39万kW)。

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)	調査について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

4. 地熱発電の導入見込量(2/2)

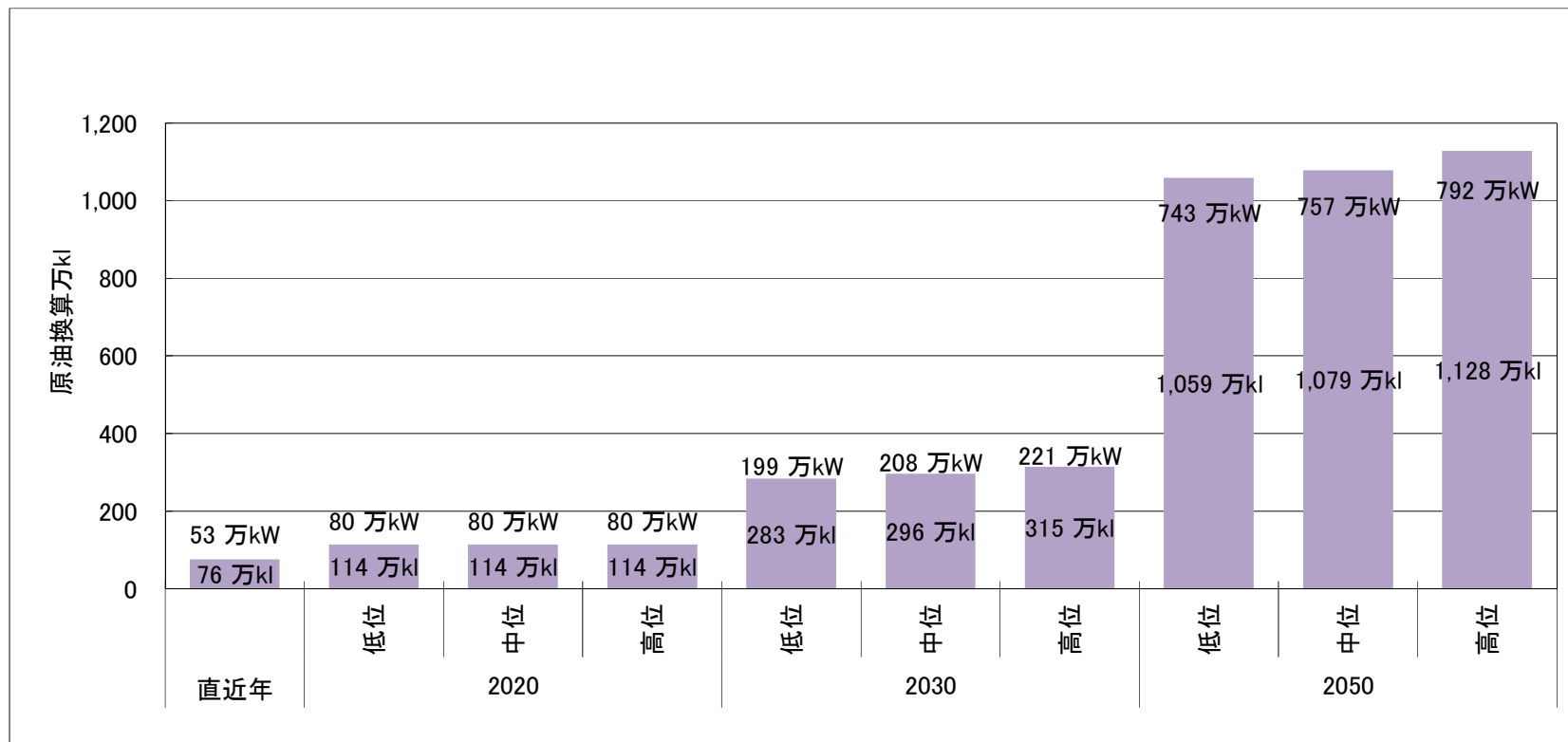
- 前ページの候補地点のうち、2020年までに運転開始が確実視されている地点は山葵沢・秋ノ宮地域のみ（2011年11月に環境影響評価手続き開始済）。
- よって、**2020年時点の導入見込量としては、この地点で見込まれている4.2万kWを見込む**こととした。
- 山葵沢・秋ノ宮地域における計画は以下のとおり。

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



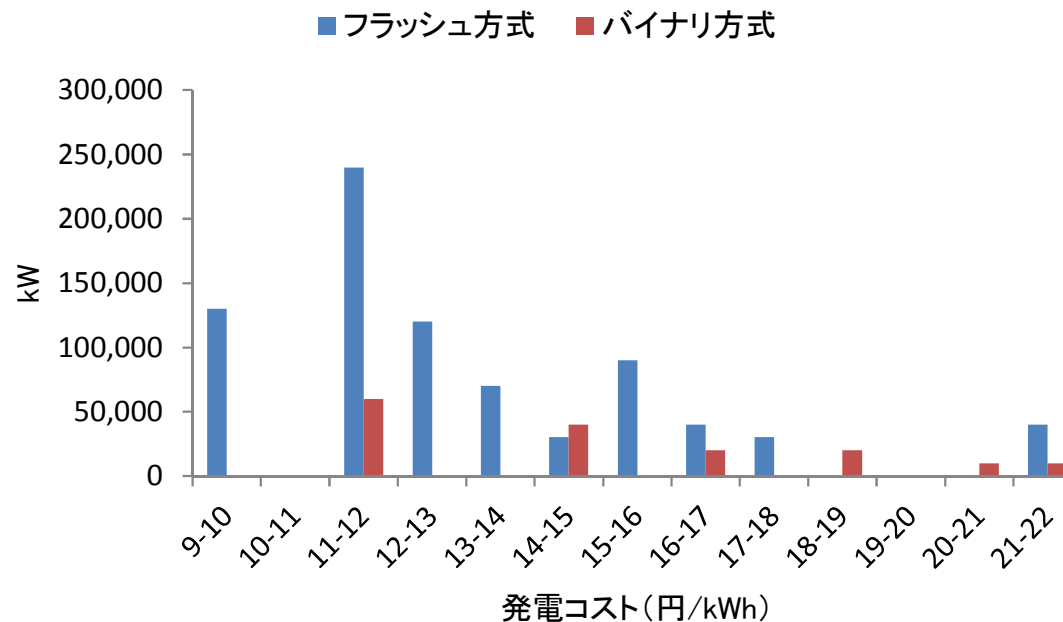
4. 地熱発電の導入見込量③

- 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743～792万kWの導入が見込まれる。**



5. 地熱の買取価格(1/2)

- 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)の関係をみると、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を検討**。
- 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。



出典:地熱開発促進調査

5. 地熱の買取価格(2/2)

- 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。

	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	

(4) バイオマス発電及び熱利用の導入見込量について

1. バイオマス導入見込量の考え方①【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。

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。

低位	2020年：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。 2030～50年：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	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に到達するよう最大限の支援を行うことを想定。 2030年：2020年からの追加導入量を2050年まで直線的に増加させるよう最大限の支援を行うことを想定。 2050年： 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とし想定し、合計で1,002万kLと想定。

（※現時点においても、「森林・林業計画」（閣議決定）に基づいて間伐等の森林整備が進んだ結果、未利用間伐材等が増加しつつある。）

1. バイオマス導入見込量の考え方②【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。

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、100~200万kLを想定し、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。

低位	2020年：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。 2030~50年：2020年水準のままと設定。
中位	2020年：バイオ燃料は70万kLとし、それ以外は昨年同様に設定。 2030年：2020年からの追加導入量を2050年まで直線的に増加させるよう支援を行うことを想定。 2050年：バイオ燃料は2050年の需要量から推計し、1,000万kLを想定。その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとして設定。
高位	2020年：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。 2030年：2020年からの追加導入量を2050年まで直線的に増加させるよう支援を行うことを想定。 2050年：バイオ燃料は2050年の需要量から推計し、1,900万kLを想定。その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとして設定。

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。
- 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。

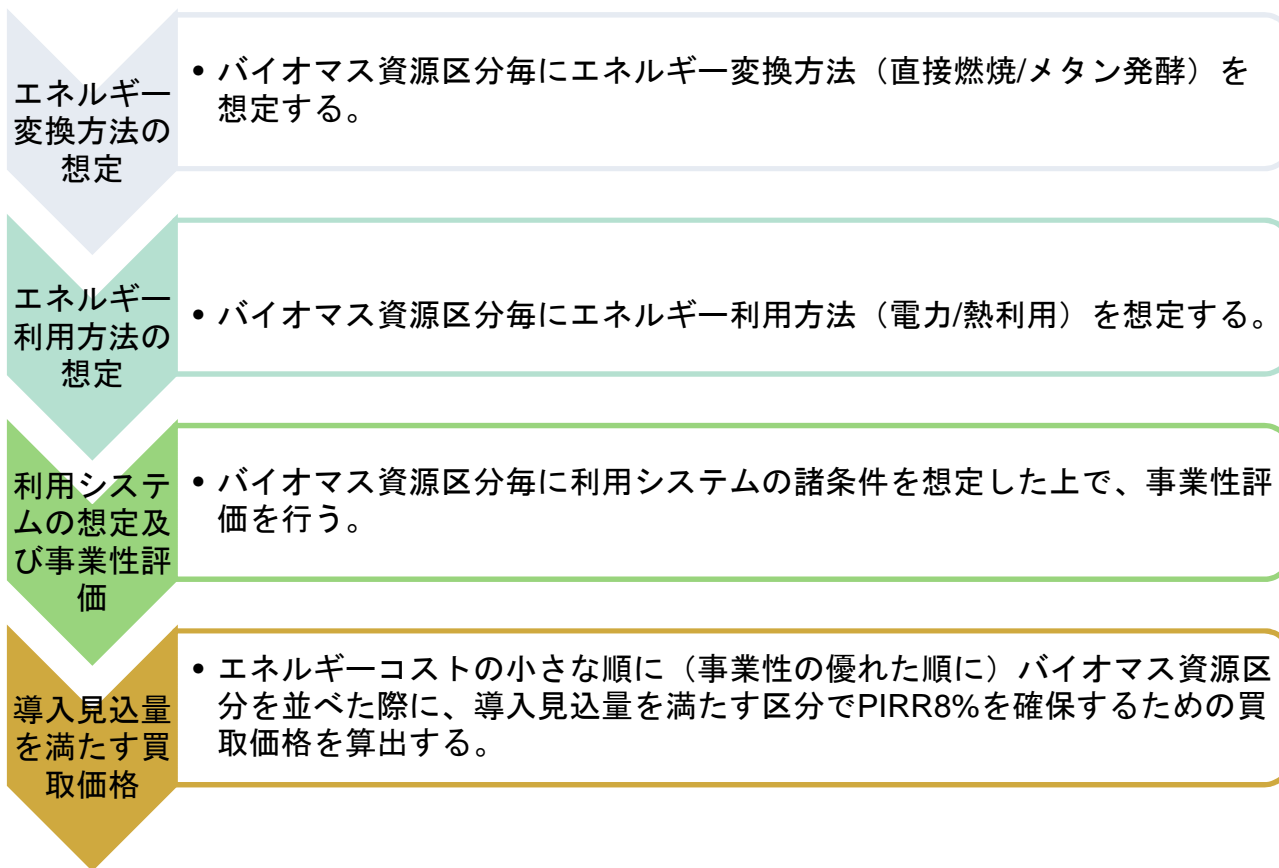
大分類	小分類	賦存量 万t	未利用率 %	未利用量 万t	未利用エネルギー		利用方法	想定設備規模	
					熱	電気		発電 kW	熱供給 GJ/h
					PJ/年	億kWh/年			
木質系	林地残材	800	99%	792	105.2	34.4	燃焼	5,000	50
	製材所廃材	430		22	1.4	0.9	燃焼	5000	50
	果樹剪定枝	100	5%	5	0.3	0.1	燃焼	5000	50
	公園剪定枝	15		1	0.1	0.0	燃焼	5000	50
	建築解体廃材	470	30%	109	14.4	4.7	燃焼	5000	50
	新・増築廃材			32	4.4	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①【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。
- 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。



3. バイオマス発電及び熱利用のコスト②【変換方法】

- 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。

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
	粃殻	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

3. バイオマス発電及び熱利用のコスト③【利用形態】

- 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)。

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	
	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。

3. バイオマス発電及び熱利用のコスト④【利用システムの諸条件】

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

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。

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。

3. バイオマス発電及び熱利用のコスト⑤【調達単価等】

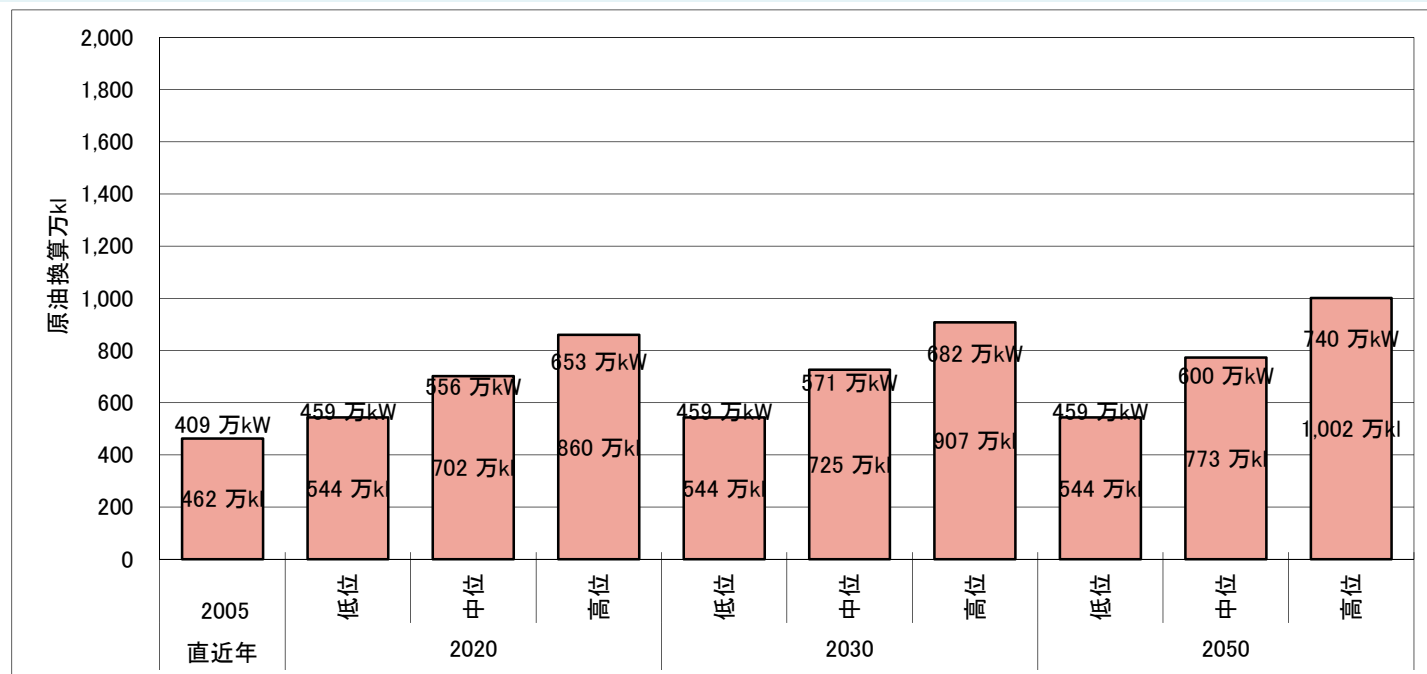
- 従来、バイオマス燃料の調達費用は、地域やバイオマス資源ごとに多種多様であり、且つ必ずしも事業バウンダリーがエネルギー転換に閉じるものではないとして想定していなかった。しかし、ここではエネルギー・環境会議(内閣官房/国家戦略室)の**コスト等検証委員会にて想定された木質バイオマスの燃料調達単価等**を参考に下表の通り想定して評価を行った。

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
	粃殻	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。

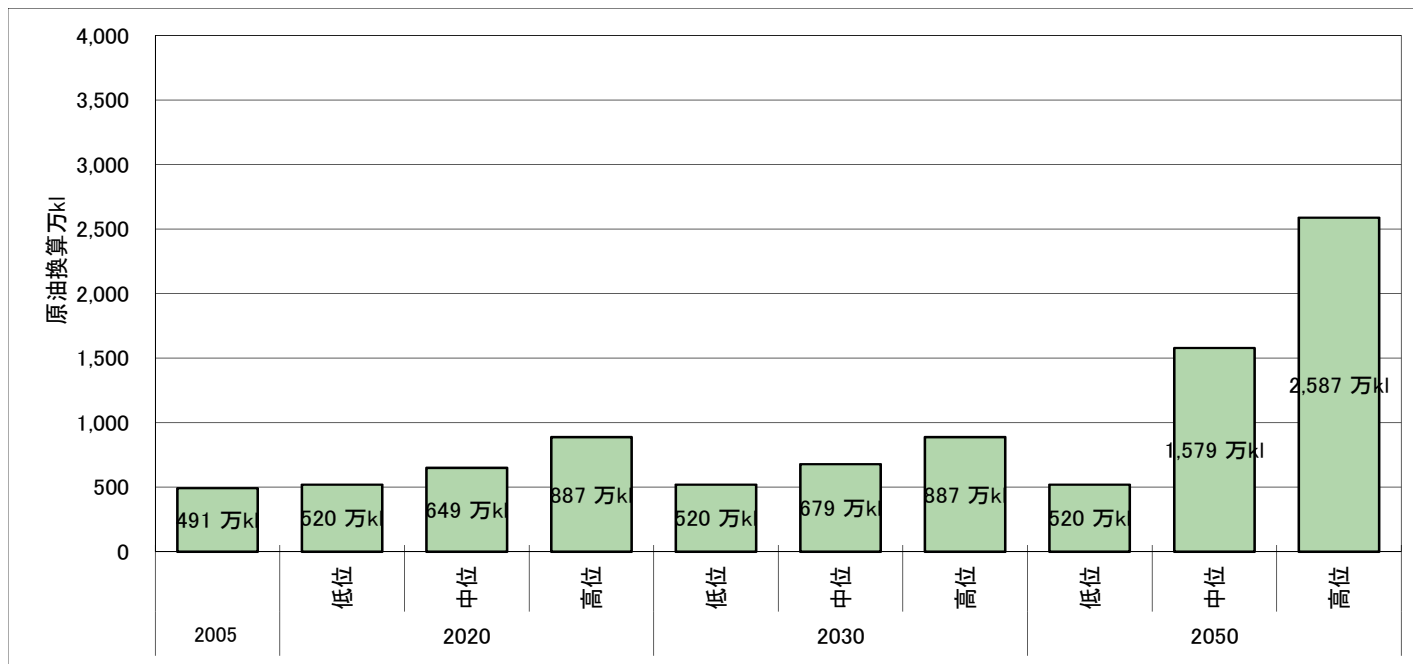
4. バイオマスの導入見込量①【発電】

- 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と想定。低位は、2020年水準のままと設定。中位は、高位と低位の中間値と想定した。



4. バイオマスの導入見込量②【熱利用及び燃料】

- 2020年は、高位は 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70万kl、エネルギー供給構造高度化法の目標に沿って50万kLと見込んだ。
- 2030年は、バイオ燃料は高位・中位ケースは自動車用燃料への混合率を向上させることなどにより、それぞれ200万kL、100万kLと想定。低位ケースは2020年から横ばいと想定。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、**バイオ燃料は高位・中位ケースはその時点の需要量から推計して、高位1,900万kL、中位1,000万kL**とし、低位ケースは2020年から横ばいと想定。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、今後も国内外の技術動向・生産動向を見極めて行く必要がある。



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

■ 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・木質系：13円/kWh、中位：廃棄物系・木質系：20円/kWh、高位：林地残材等の木質系：30円/kWh、廃棄物系：33円/kWhとなった。

■ 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%を確保するための支援を検討したところ、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した。

	低位	中位	高位
導入量	459万kW	556万kW	653万kW
	544万kL	702万kL	860万kL
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

	低位	中位	高位
導入量	520万kL	649万kL	887万kL
買取価格	—※1)	食品系：2円/MJ	食品系：2円/MJ 畜産系：15円/MJ※2)

※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。

(5) 太陽光発電の導入見込量について

1. 太陽光発電の導入見込量の考え方(1/2)

- 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。

2020年	<p>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。</p> <p>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。</p>
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。

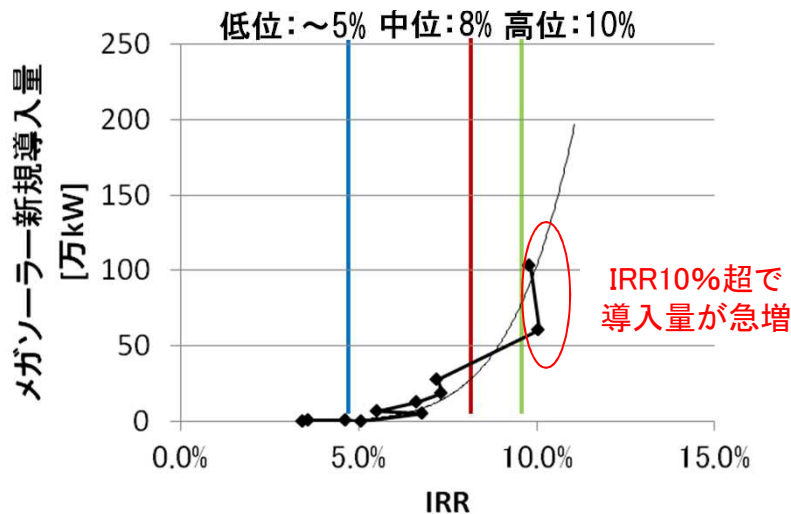
- 太陽光発電のコストは導入地点による差が小さいこと、当面は家庭・一般企業による導入が主と考えられることから、**2030年までの導入量は、昨年と同様、固定買取価格などの経済支援策を定め、導入量を推計。2050年の導入量は、導入ポテンシャルを踏まえて想定。**

低位	<p>2020年：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。公共は年間30万kW程度の率先導入を想定。</p> <p>2030年：2020年までと同じ考え方。</p> <p>2050年：NEDO PV2030の導入ポテンシャル（技術開発前倒しケース）を全量顕在化させることを想定。</p>
中位	<p>2020年：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IRR8%を維持する価格での全量買取。公共は低位に同じ。</p> <p>2030年：2020年までと同じ考え方。ただし公共は2020年から価格が低減して自立的な導入が進む（年間200万kW程度）と想定。</p> <p>2050年：低位に対して、2030～2050年の平均変換効率を5%向上させることにより、設置容量の増加を見込んだ上でポテンシャル全量を顕在化させることを想定。</p>
高位	<p>2020年：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・メガソーラーは最大限の支援方策としてIRR10%を維持する価格での全量買取。公共は低位に同じ。</p> <p>2030年：2020年までと同じ考え方。ただし公共は2020年から価格が低減して自立的な導入が進む（年間200万kW程度）と想定。</p> <p>2050年：低位に対して、2030～2050年の平均変換効率が10%向上させることにより、設置容量の増加を見込んだ上でポテンシャル全量を顕在化させることを想定。</p>

1. 太陽光発電の導入見込量の考え方(2/2)

- IRRが10%を超える場合、ドイツの例からも、太陽光発電の市場の継続的な拡大を阻害する可能性があるため、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が、現時点では導入スピードの上限と考えられる。

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。

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

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。

3. 太陽光発電の発電コスト (1/2)

- 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%で低下すると想定し、国内価格との差は2020年までになくなると想定した。
- 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。設置工事費については、国内の累積導入量に伴うコスト低下を想定した。

太陽光発電システムのコスト低減の想定

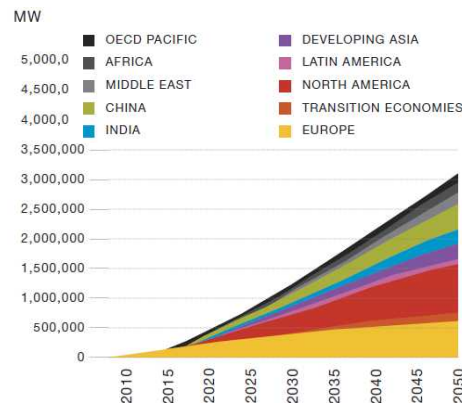
	コスト低下の主な要因	試算における想定
発電モジュール	技術改善、生産の最適化、規模の経済、効率向上、規格や仕様の開発	2020年までに国際価格に収斂、その後は進歩率78%※1でコスト低下
インバータ	生産の最適化、規模の経済、規格や仕様の開発	世界の累積生産量の増加に伴い、進歩率80%でコスト低下
それ以外の付属機器 (ケーブル、架台等)	生産の最適化、規模の経済、規格や仕様の開発	
設置工事費	規格や仕様の開発	累積導入増加に伴い、進歩率96%※2で低下

※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)

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。

2020年 3億4500万kW
2030年 10億8100万kW

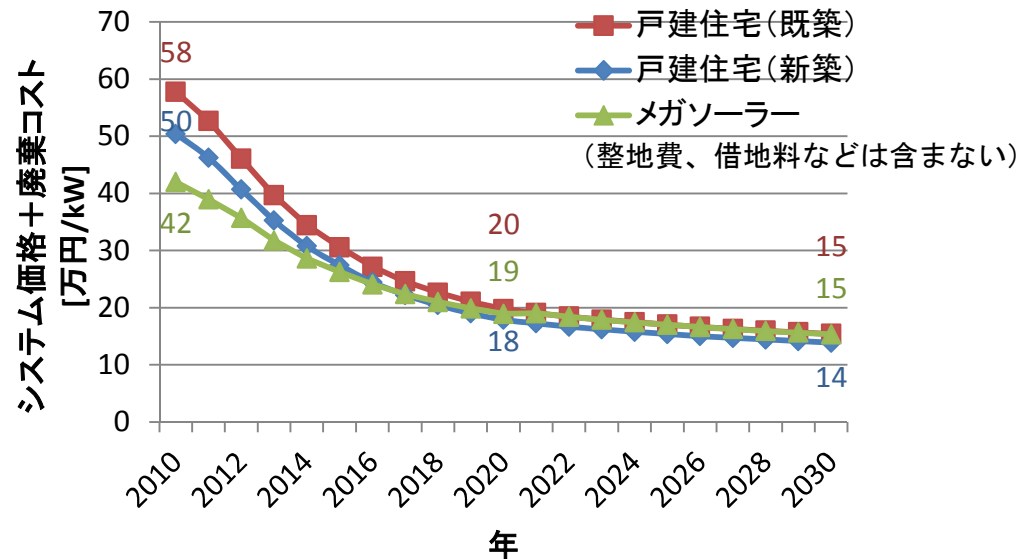


出典：Solar Generation 6 (EPIA, 2011)

3. 太陽光発電の発電コスト (2/2)

- 前頁の前提に基づくと、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。

システム価格低減の推計結果



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き試算。

- ・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

※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。

※廃棄コストを、システム価格の5%とした。

※設置工事費部分は導入シナリオによって価格が変わる。

※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。

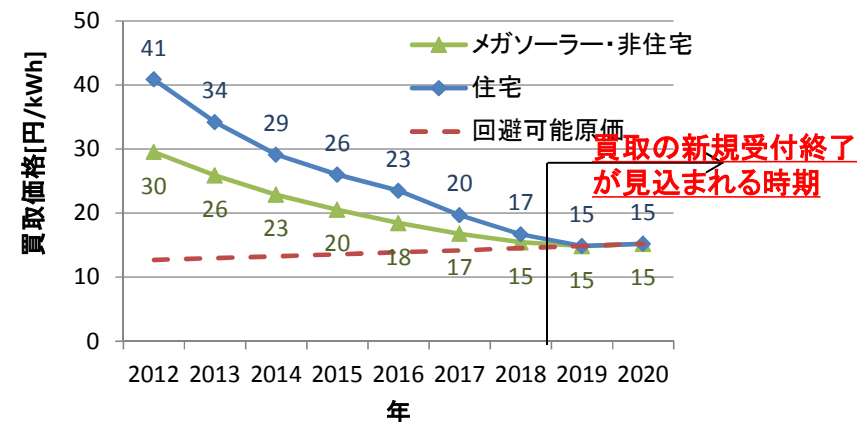
4. 太陽光発電の導入見込量 ①～2030年 低位(1/2)

- **低位シナリオでは、現状と同程度の支援を継続**することを想定。

部門	補助金	買取
住宅	<ul style="list-style-type: none"> ・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年支援なしまで段階的に縮減 	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ことを想定	
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）

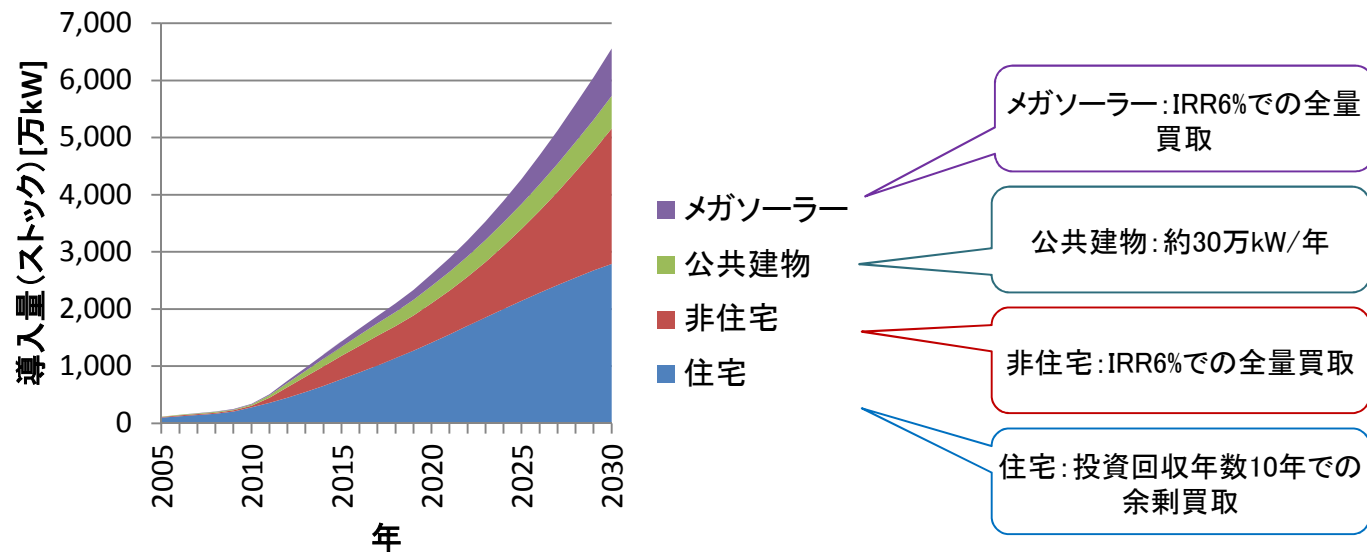
買取価格

- 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ことが見込まれる。
- 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ことが見込まれる。
- （回避可能原価の考え方については、別資料参照）



4. 太陽光発電の導入見込量 ①～2030年 低位(2/2)

- **IRR6%での支援では、2020年の導入量は約2,600万kW、2030年の導入量は約6,600万kW**となることが見込まれる。



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

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。

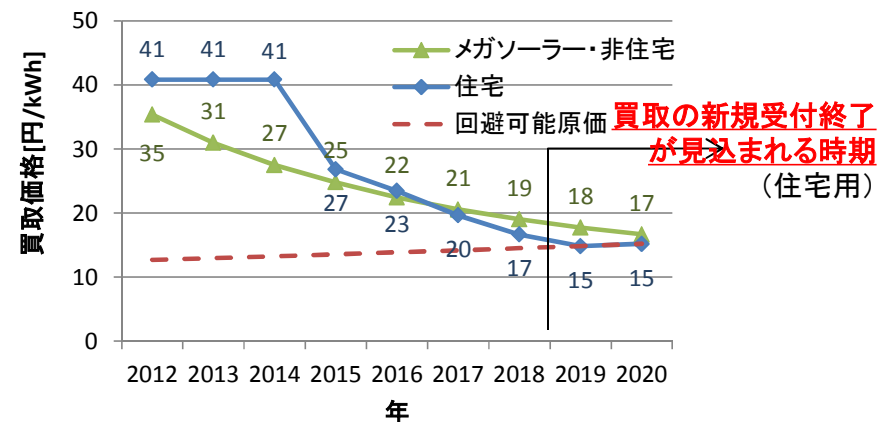
4. 太陽光発電の導入見込量 ②～2030年 中位(1/2)

- 中位シナリオでは、投資回収年数10年もしくはIRR8%を目安とした支援を行うことを想定。

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を想定 ・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ことを想定 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ことが見込まれることから、年間200万kW程度の普及を想定	
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）

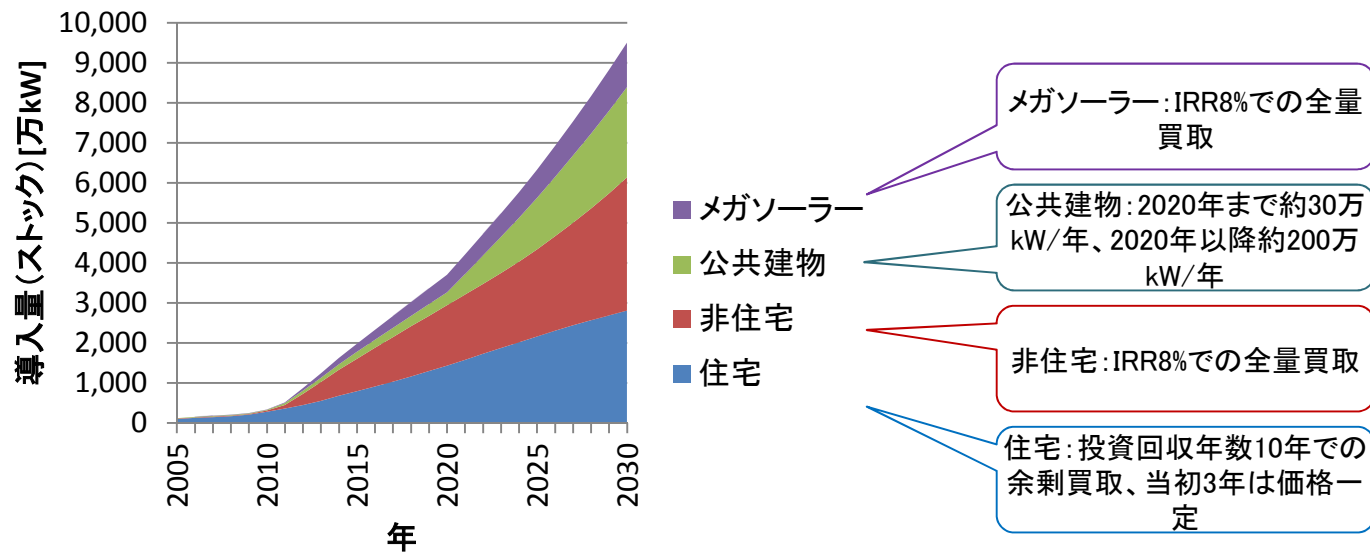
買取価格

- 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ことが見込まれる。
- メガソーラー・非住宅は、2024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ことが見込まれる。
- （回避可能原価の考え方については、別資料参照）



4. 太陽光発電の導入見込量 ②～2030年 中位(2/2)

- **IRR8%での支援では、2020年の導入量は約3,700万kW、2030年の導入量は約9,500万kW**となることが見込まれる。



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

設置イメージ (2020年)

戸建住宅410/2500万戸
 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

※変換効率が12%のままであれば公共のポテンシャルは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+)に改善することを見込むと、ポテンシャルは約5000万kWとなる。

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。

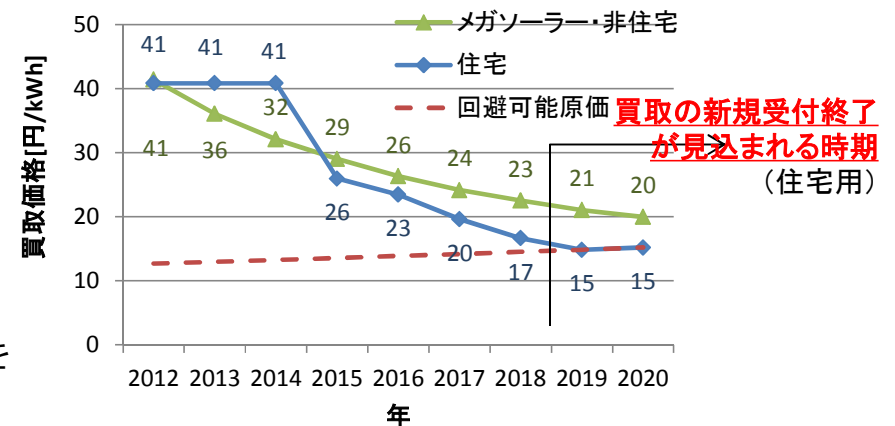
4. 太陽光発電の導入見込量 ③～2030年 高位(1/2)

- **高位シナリオでは、投資回収年数10年もしくはIRR10%**を目安とした支援を行うことを想定。

部門	補助金	買取
住宅 中位と同じ	<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	IRR10% 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ことを想定 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ことが見込まれることから、年間200万kW程度の普及を想定
メガソーラー	補助金なし	IRR10% 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）

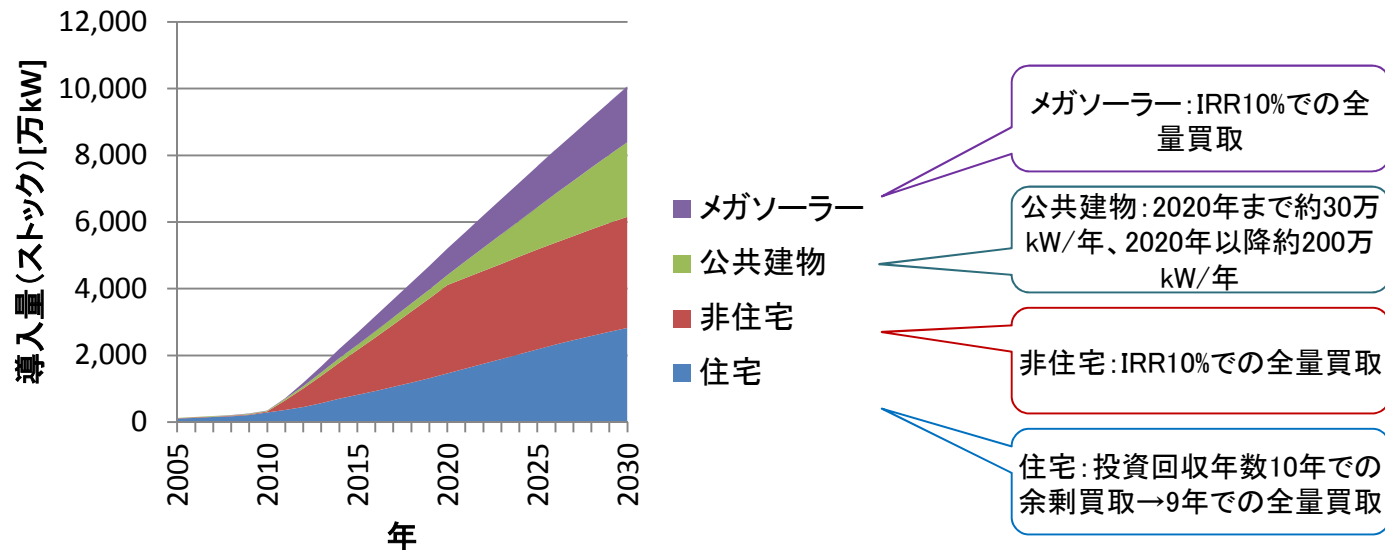
買取価格

- 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ことが見込まれる。
- 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ことが見込まれる。
- （回避可能原価の考え方については、別資料参照）



4. 太陽光発電の導入見込量 ③～2030年 高位(2/2)

- IRR8%での支援では、2020年の導入量は約5,200万kW、2030年の導入量は約10,060万kWとなることが見込まれる。



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

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

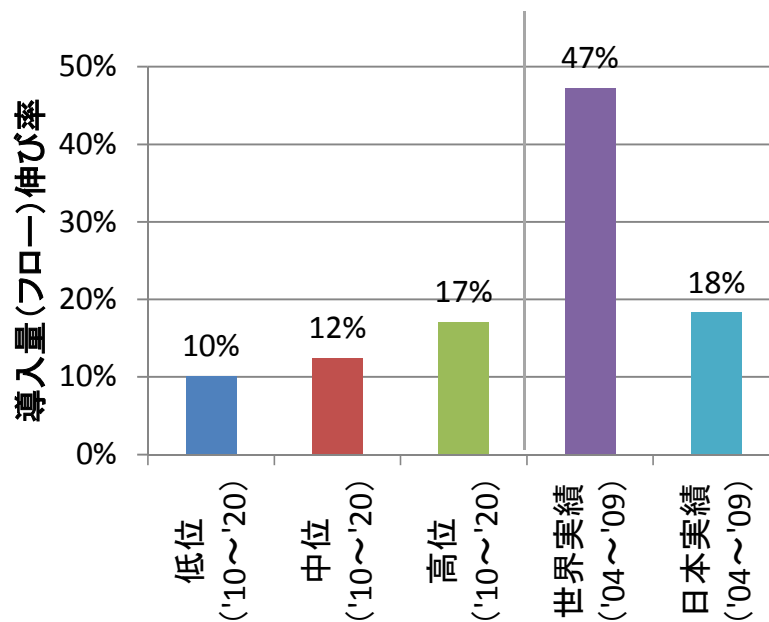
※変換効率が12%のままであれば公共のポテンシャルは2300万kWであるが、2020～30年設置の太陽光変換効率が平均25%(NEDO PV2030+)に改善することを見込むと、ポテンシャルは約5000万kWとなる。

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。

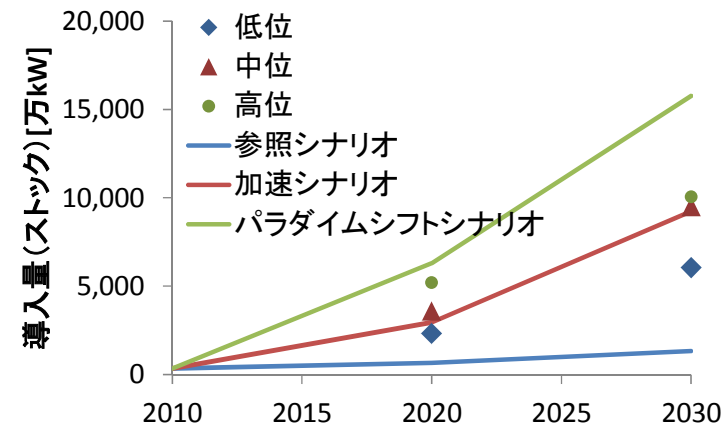
4. 太陽光発電の導入見込量 ④～2030年 比較

- 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。
- 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拡大が必要**と考えられる。中位シナリオ・高位シナリオでは、世界市場(導入量フロー)に占める日本市場の割合を2020年頃まで高めていくことにより、国内企業の産業競争力を養成するという戦略が考えられる。
- 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拡大**し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が必要と考えられる。

各シナリオにおける市場伸び率



世界導入量伸び率との比較

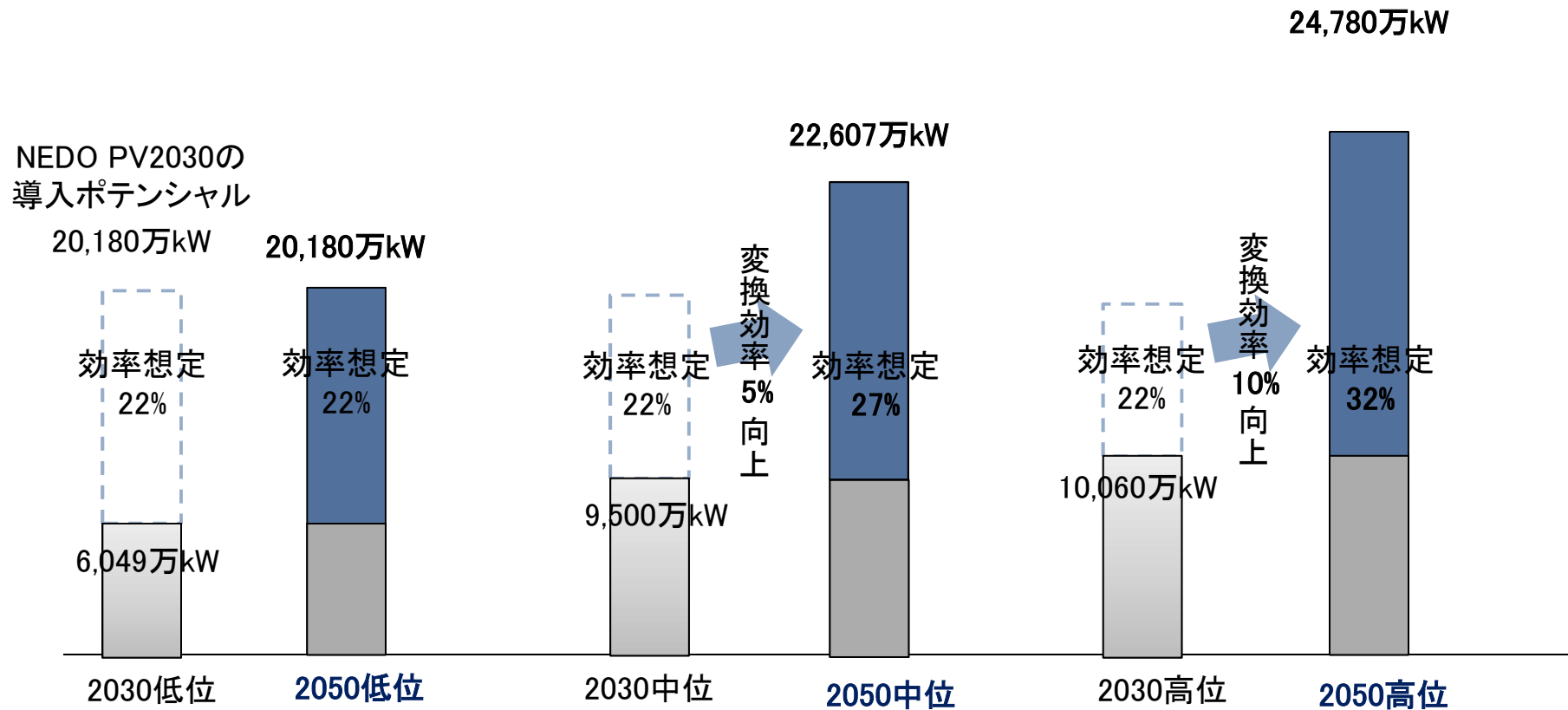


世界導入量の伸び率

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%

4. 太陽光発電の導入見込量 ⑤2050年

- 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%向上すると見込んだ。
 - 高位：2030年～50年の平均変換効率が、10%向上すると見込んだ。

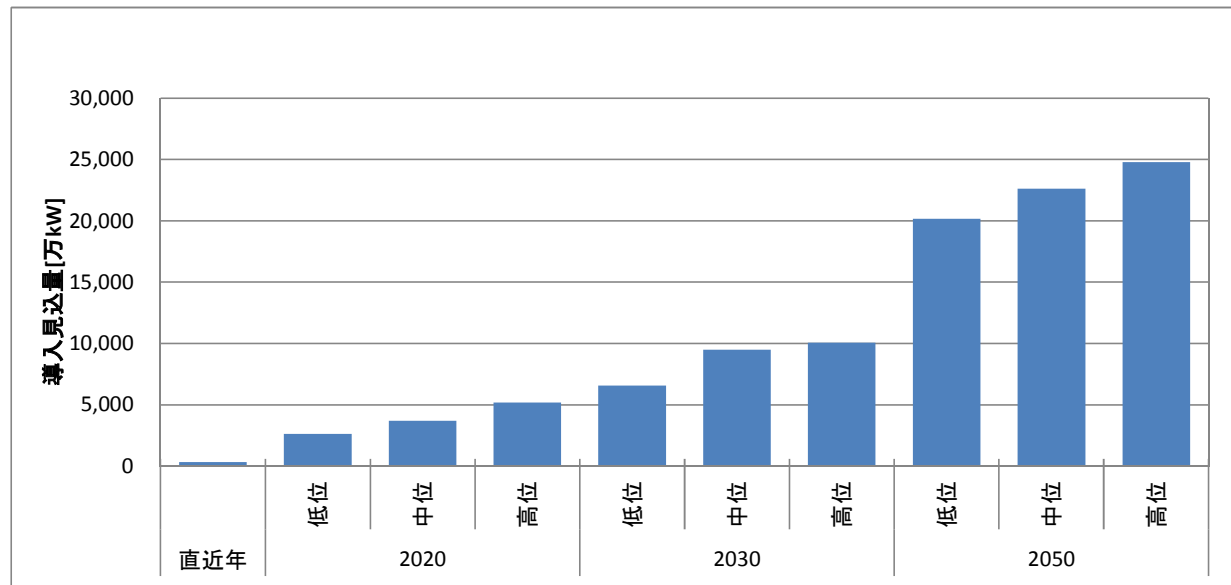


4. 太陽光発電の導入見込量 ⑥まとめ

- 高位、中位、低位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。

万kW

	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



参考(1)太陽光発電導入のポテンシャル(1/2)

- 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年段階における導入量が20,180万kWとなると推定している。

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）

参考(2) 太陽光発電導入のポテンシャル(2/2)

- 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。
 - 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。賦存量の内数。

		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 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。

※2 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。

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。

参考(3)太陽光発電導入のポテンシャル

■ 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。



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>

カテゴリー	最終処分場	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。

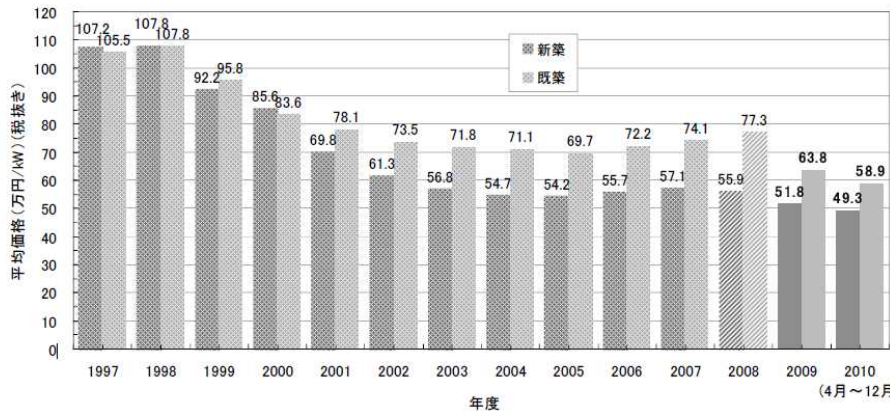
カテゴリー	レベル1	レベル2	レベル3
最終処分場	・管理施設屋根に設置	・管理施設南壁面、駐車場、埋立終了地に設置 ・南壁面面積の50%に設置	・管理施設東西壁面、浸出水処理設備の50%に設置 ・東西壁面面積の50%に設置
河川	・堤防の外側南面かつ植栽、人家から離れている場所に設置	・堤北面を除く堤防外側の25%に設置 ・河川敷の遊歩道に設置	・堤防内の通路脇を含む6m幅の50%に設置 ・河川敷の未利用地に設置
港湾施設	・倉庫は除外 ・荷捌き場、事務所、臨海公園管理施設、駐車場施設等の既存屋根150㎡以上に設置	・南壁面・窓に設置 ・駐車場施設の車路以外に設置 ・遊歩道に設置 ・南壁面面積の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(ゴルフ場)	・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)

参考(4)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・設置工事費などが割高である。
- 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。

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)



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

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 コスト等検証委員会
 - ・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

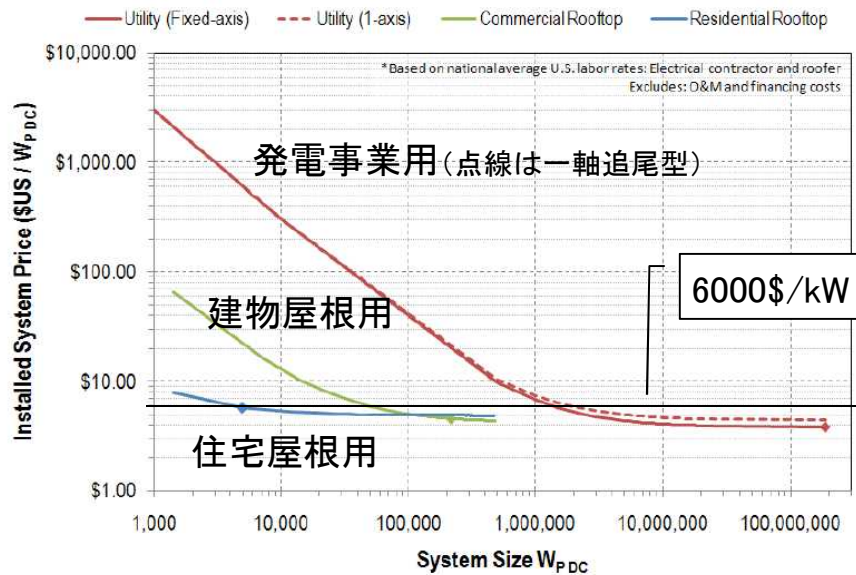
参考(4)太陽光発電の発電コスト ②メガソーラー(1/2)

- 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。

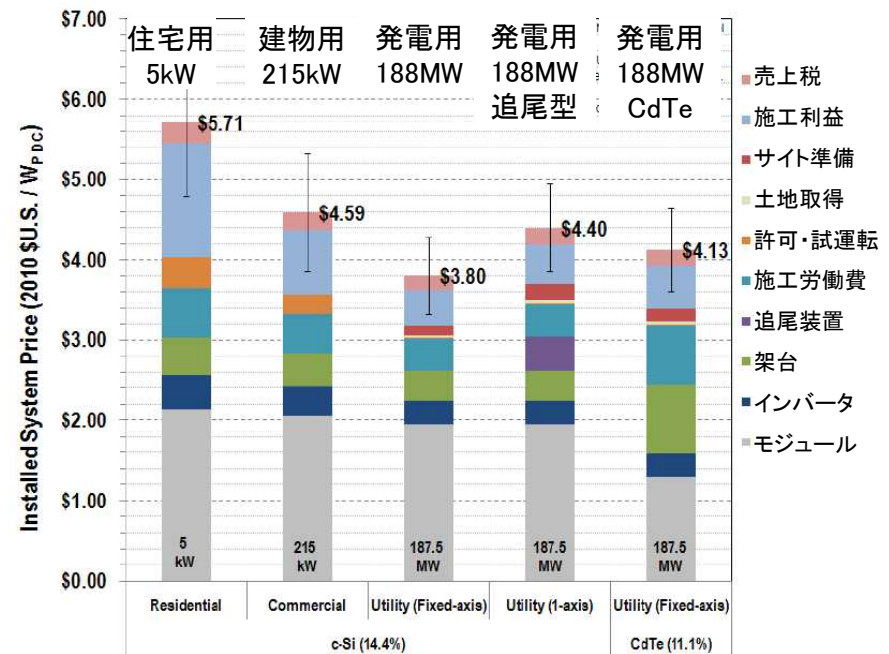
規模による太陽光発電システム価格の変化

Solar PV System Prices: Sensitivity to Project Size

Source: NREL internal cost models



各種太陽光発電システム価格の内訳

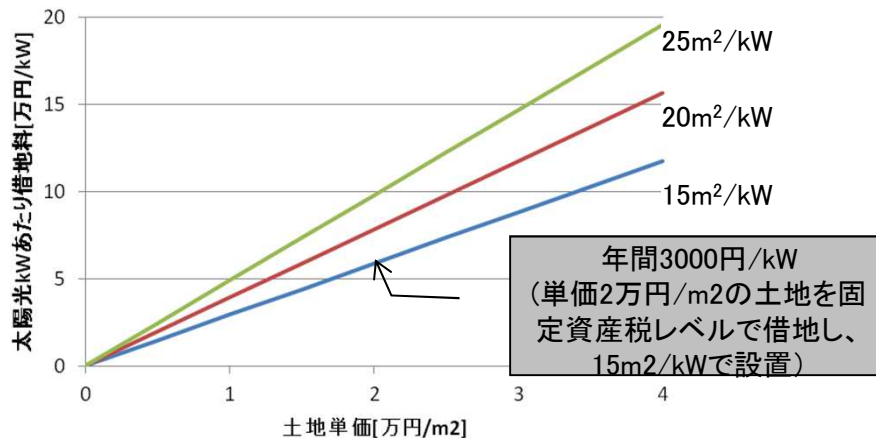


出典: Solar PV Manufacturing Cost Model Group: Installed Solar PV System Prices (NREL, 2011)

参考(4)太陽光発電の発電コスト ②メガソーラー(2/2)

- 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。

メガソーラーの借地料(出力あたり面積別)



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

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。

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

関西電力の堺市臨海部でのメガソーラー計画

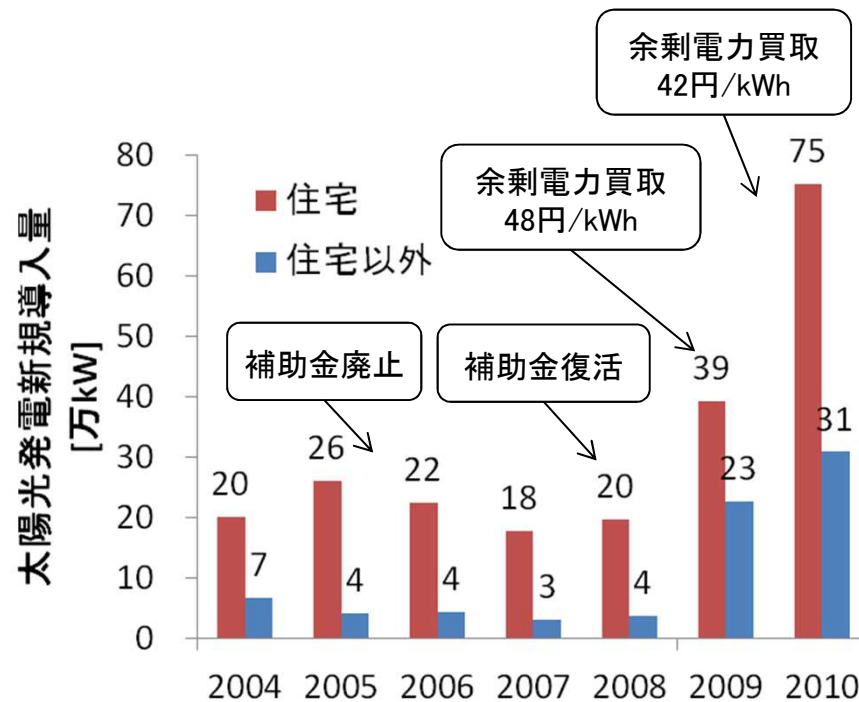
<http://www1.kepco.co.jp/pressre/2008/0623-1j.html>



参考(5)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

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。

電力会社によるメガソーラー計画

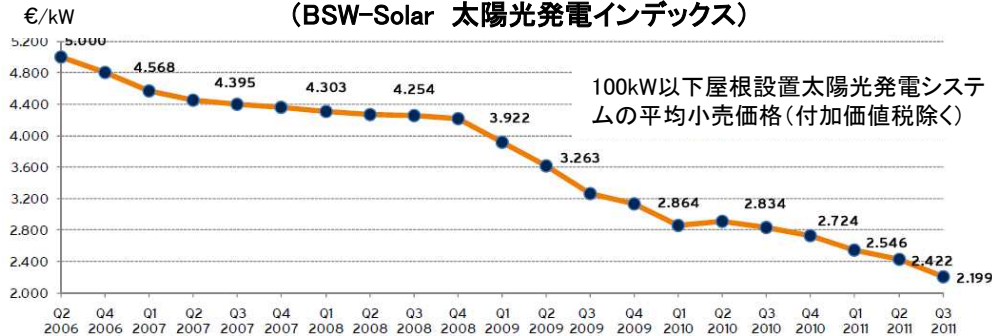
電力会社	容量 (MW)	備考
北海道電力	1	伊達火力発電所構内 (伊達メガソーラー発電所)
	2	仙台太陽光発電所
東北電力	1.5	八戸太陽光発電所 (八戸火力発電所構内)
	1	原町太陽光発電所 (原町火力発電所構内)
東京電力	13	扇島太陽光発電所
	7	浮島太陽光発電所
	10	米倉山ニュータウン造成地
中部電力	7.75	メガソーラーたけとよ、武豊火力発電所構内
	1	メガソーラーいいだ
	8	メガソーラーしみず
北陸電力	1	富山火力発電所敷地内 (富山太陽光発電所)
	1	珠洲メガソーラー発電所 (宝立小学校跡地)
	1	テクノポート福井 (三国メガソーラー発電所)
	1	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)
		大村火力発電所跡地
九州電力	10	
	3	
沖縄電力	7	
	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

参考(6)太陽光発電のコストの海外との比較(1/2)

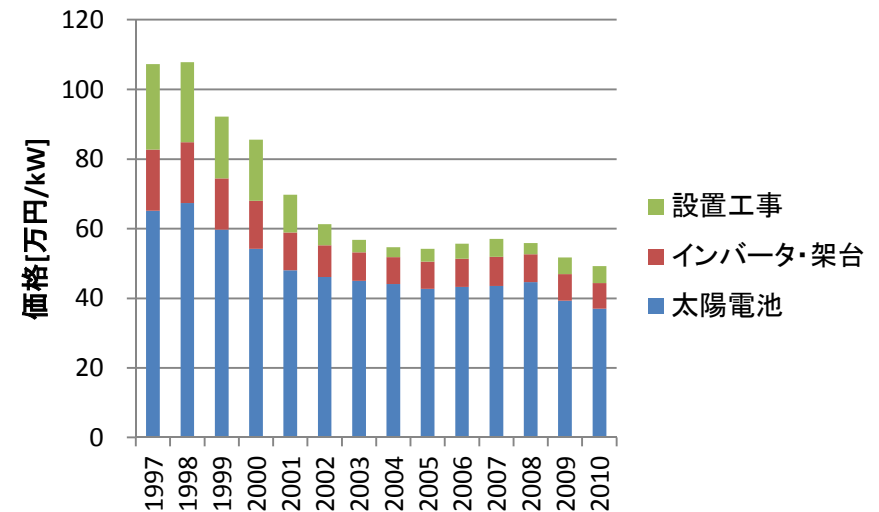
- 中国・台湾を中心とした太陽光発電生産設備への大規模な投資と、金融危機を受けた太陽光発電導入停滞により、2009年には太陽光発電システム価格が大幅下落した。
- ドイツでは2006年からの5年間で、太陽光発電システム価格が50%以上下落した。
- 日本でも、高止まりしていた太陽光発電システム価格が低下に転じた。

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)



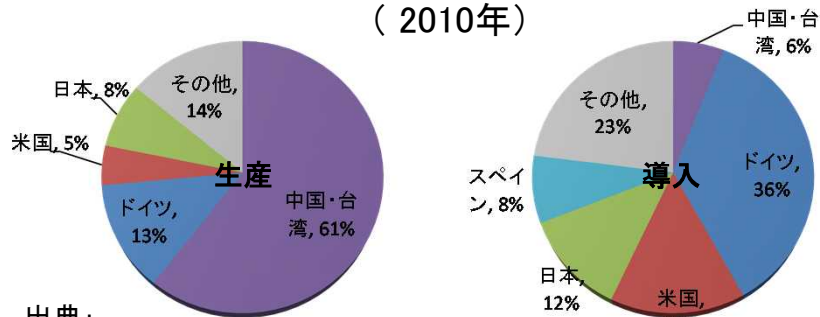
出典: BSW-Solar(ドイツ太陽光発電工業協会)資料

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

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>

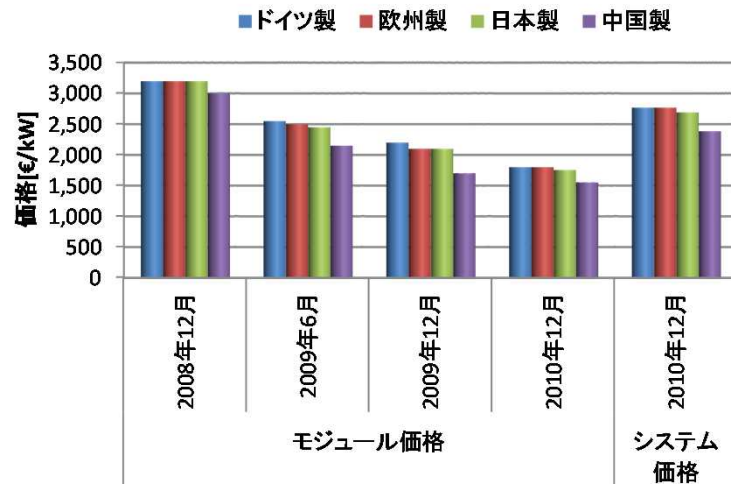
http://www.solarserver.com/solarmagazin/solar-report_0707_e.html

参考(6)太陽光発電のコストの海外との比較(2/2)

- 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ことが考えられる。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まれる。

各国製の太陽光発電価格の比較

pvXchange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。

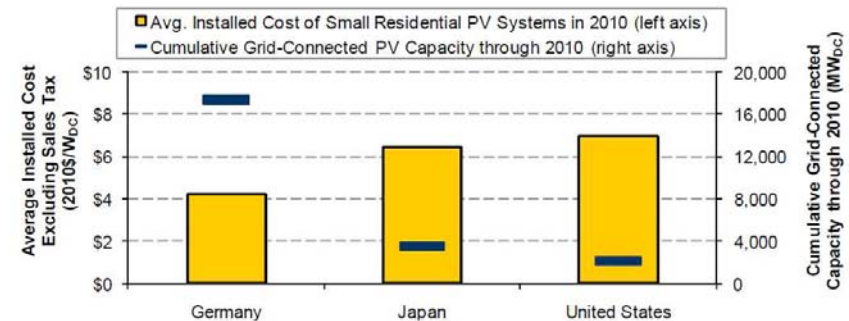


システム価格:モジュール価格にBOS価格35%/65%を加算した額。

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

各国の太陽光発電システム価格の比較

- ・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。



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).

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)

参考(7)最終処分場における設置ポテンシャルに関する考察(1/2)

- 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/㎡)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。

ステータス	面積 (㎡)	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。

種類	面積 (㎡)	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

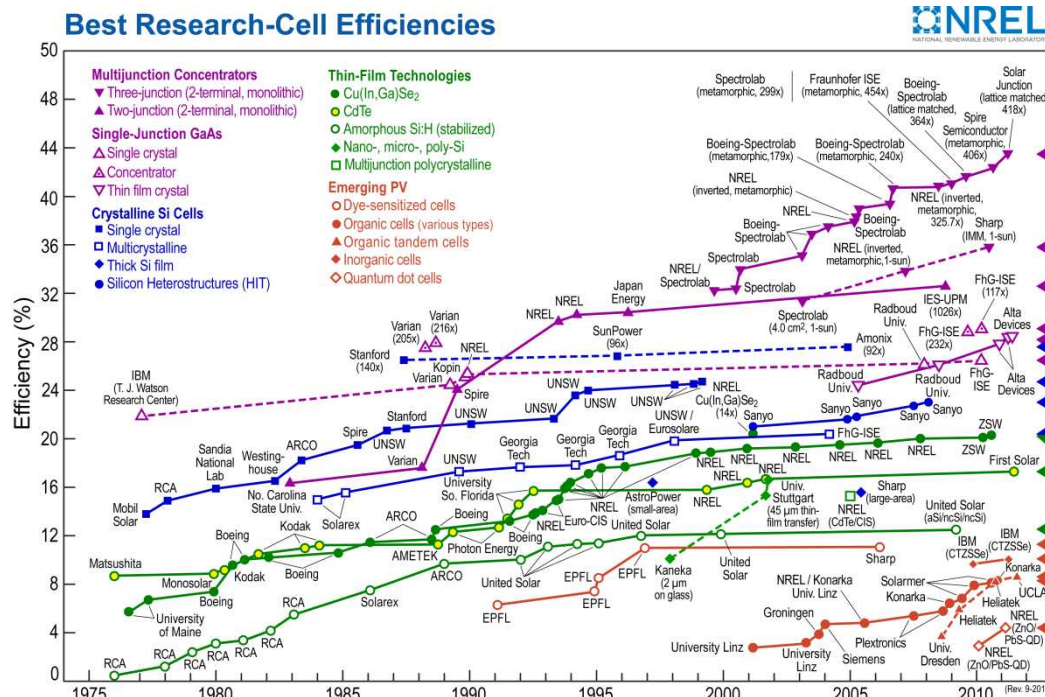
参考(7) 最終処分場における設置ポテンシャルに関する考察(2/2)

- 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㎡)と仮定すると、設置可能容量は約100万kWとなる。

参考(8)太陽光発電の変換効率の向上

- 変換効率が上昇すれば、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されている。
- なお、変換効率の上昇は、架台コストや設置工事費の減少にもつながる。

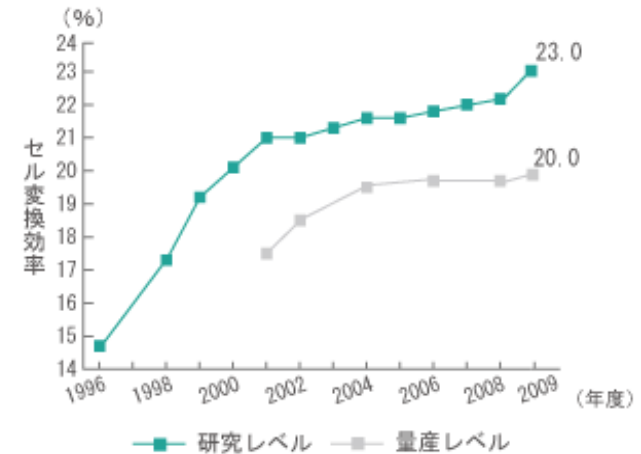
太陽電池セルの変換効率(研究レベル)の推移



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°C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。

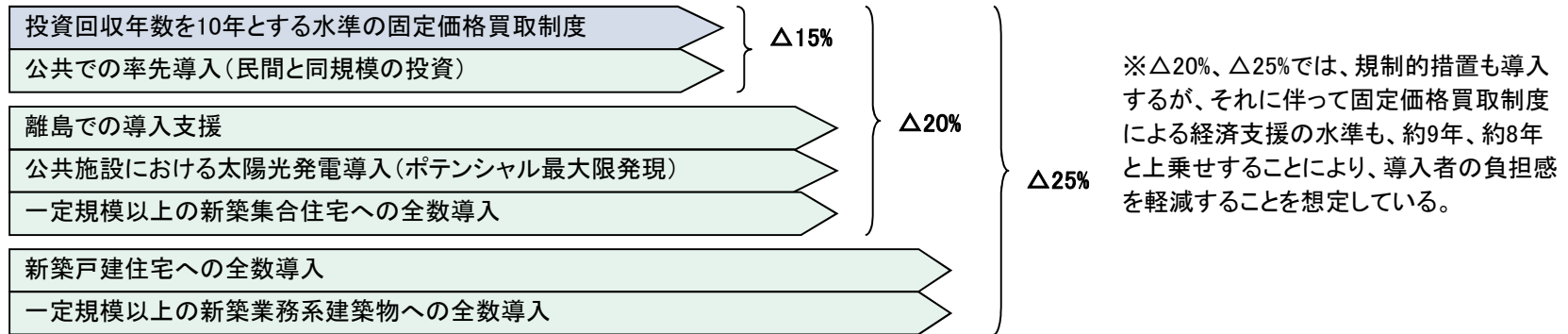
研究レベル変換効率と量産レベル変換効率 (例)



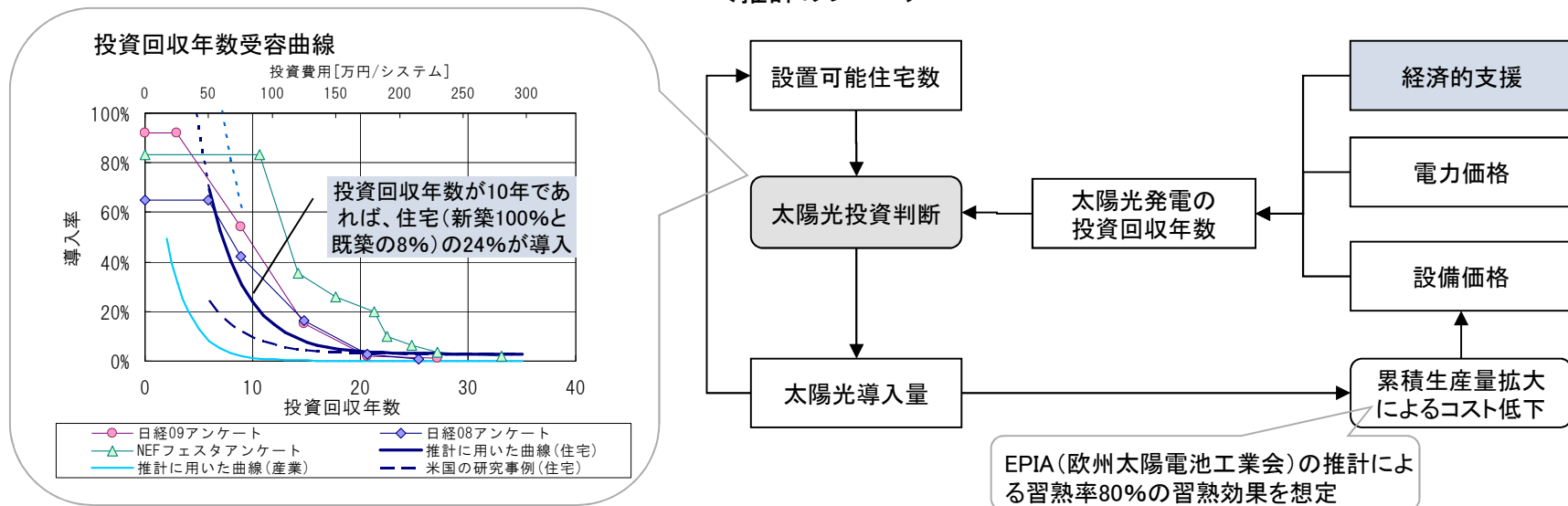
出典 : パナソニックウェブサイト
<http://panasonic.net/sanyo/environment/jp/product/development.html>

参考(9) 導入見込量試算方法の昨年からの変更点(1/2)

- 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。



<推計のフロー>



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

参考(9) 導入見込量試算方法の昨年からの変更点(2/2)

- 実績からの受容曲線の再作成
 - 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
 - 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
 - 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。

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	