

## 4. 再生可能エネルギーの導入見込量

### 4.1 再生可能エネルギー導入見込量の考え方と総括

#### 4.1.1 導入見込量推計方針

##### (1) 再生可能エネルギー電気

下記の方針で再生可能エネルギー電気の導入見込量の推計を行った。

- ・ 現状の固定価格買取制度による 2020 年までの導入見込量の再推計
  - これまでの導入見込量推計モデルに、現行の固定価格買取制度による買取価格レベルを反映させ、導入見込量を再推計する。(太陽光発電)
- ・ 精査された導入ポテンシャルに基づく 2050 年の導入見込量の見直し
  - 環境省「平成 24 年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」[環境省, 2013a]により精査された導入ポテンシャルをもとに、2050 年の導入見込量を見直す。(太陽光発電)
- ・ 地点別情報等の積上による導入見込量の見直し
  - 今後開発が見込まれる地点情報を整理し、導入見込量の検証や見直しを行う。(陸上風力、洋上風力、大規模水力、大規模地熱)

その他の再生可能エネルギー電気の導入見込量は、環境省 [環境省, 2013b]の検討を踏襲している。

##### (2) 再生可能エネルギー熱

再生可能エネルギー熱の導入見込量は、環境省 [環境省, 2013b]の検討を踏襲している。

#### 4.1.2 再生可能エネルギー導入見込量推計の考え方

導入見込量の推計は、低位、中位、高位の 3 ケースを想定する。

導入される地点の自然条件によって発電コストが大きく変わ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、表 4-1 及び図 4-1 に示すように、コスト別の導入ポテンシャルを利用した推計を実施している。

表 4-1 中小水力、地熱、バイオマス、風力発電の推計方法

低位ケース	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た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、それ以降は同様のペースで導入が進むものと想定とした。 ただし、設置までのリードタイムが長いものについては、導入が検討されている個別地点の情報を積み上げて2020～2030年の導入量を算出した。
中位ケース	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。
高位ケース	2050年時点で環境省再生可能エネルギー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。

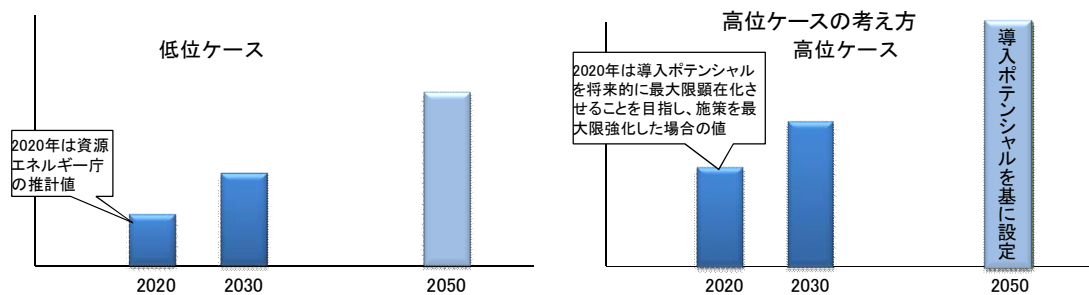


図 4-1 中小水力、地熱、バイオマス、風力発電の推計方法

太陽光発電は、導入される地点の自然条件が発電コストに与える影響が他の再生可能エネルギーに比べて小さいことから、導入ポテンシャルをもとに導入量を推計するのではなく、表 4-2、図 4-2 に示すように、設置者の投資意向に着目した推計を行った。

表 4-2 太陽光発電の推計方法

低位ケース	2020年までは、設置者に対する支援レベルとして、IRR当初6%（維持費含む）、全量買取開始後4年日以降は4%を維持する価格での全量買取。2021年より回避可能原価＋環境価値による価格での余剰買取に移行。
中位ケース	2020～2030年は、設置者に対する支援レベルとして、IRR当初6%（維持費含む）、4年日以降4%を維持する価格での全量買取。
高位ケース	2020～2030年は、設置者に対する支援レベルとして、IRR6%（維持費含む）を維持する価格での全量買取。
共通	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。

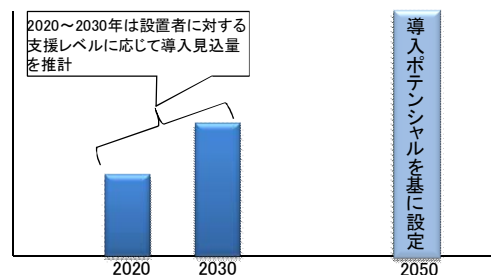


図 4-2 太陽光発電の推計方法

### 4.1.3 再生可能エネルギーの種類別の前提条件

再生可能エネルギーの種類別の前提条件を、表 4-3、表 4-4 に示す。

表 4-3 再生可能エネルギー電気の種類別の前提条件

再生エネ種類	2020～2030年の導入シナリオ	2050年の導入シナリオ
太陽光 (戸建住宅)	【低位】2020年まで中位に同じ。2021年より回避可能原価+環境価値による価格での余剰買取に移行。 【中位】新築に対する現行の投資回収年数を維持する価格での余剰買取。 【高位】中位に同じ。	【低位】環境省の「平成24年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」のポテンシャルのうち耕作放棄地以外の全量が顕在化。 【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。
太陽光(非住宅・公共・メガソーラー)	【低位】2020年まで中位に同じ。2021年より回避可能原価+環境価値による価格での全量買取に移行。 【中位】IRR当初6% (維持費含む)、4年目以降4%を維持する価格での全量買取 【高位】IRR6%での全量買取	【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。
陸上風力	【2020低位】2020年は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や環境影響評価の案件一覧からの積上を踏まえて設定。 【2020中位】陸上風力は2050年に5,000万kWを見込む際の普及曲線より設定。洋上風力は積上を踏まえて設定。 【2020高位】陸上風力は2050年に7,000万kWを見込む際の普及曲線より設定。洋上風力は積上を踏まえて設定。 【共通】2030年は2050年の導入量を見込む普及曲線より設定。支援レベルは導入量に対し、陸上風力はIRR当初8%・4年目以降6% (低位・中位)、8%継続 (高位) を満たす全量買取。洋上風力はIRR当初10%・4年目以降8% (低位・中位)、10%継続 (高位) を満たす全量買取。	【低位】資源エネルギー庁による「平成22年度新エネルギー等導入促進基礎調査事業(風力エネルギーの導入可能性に関する調査)調査報告書」の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 【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、環境省の「平成22年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」にある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【高位】同じく、各電力会社の発電設備容量の50%以下、中位と同じ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
大規模水力	【共通】電力各社の電源開発計画に基づき増加分を反映。	【共通】資源エネルギー庁の「水力発電に関する研究会—中間報告—」にある今後の増加ポテンシャルを反映。
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が2050年まで直線的に増加すると想定。 【共通】支援レベルは導入量に対し、IRR当初7%・4年目以降5% (低位・低位)、7%継続 (高位) を満たす全量買取。	【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】環境省の「平成23年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備」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。支援レベルは導入量に対し、IRR当初13%・4年目以降11% (低位・中位)、13%継続 (高位) を満たす全量買取。	【低位】2020年→2030年までの導入ペースが継続するものと設定。 【中位】高位と低位の中間値と設定。 【高位】環境省の「平成22年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」における150℃以上の温度区分のポテンシャル量を全量顕在化と設定。
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ベストシナリオを採用。2030年は2020年から各ケースの2050年まで直線的に増加すると想定。 支援レベルは導入量に対し、IRR当初13%・4年目以降11% (低位・中位)、13%継続 (高位) を満たす全量買取。	【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】2012年の実績値に、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】高位と低位の中間値と設定。 【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】支援レベルは導入量に対し、IRR当初1～7%・4年目以降2%減 (低位・中位)、1～7%継続 (高位) を満たす全量買取。	【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】新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)の「バイオマス賦存量・有効利用可能量の推計」にある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 4-4 再生可能エネルギー熱の種類別の前提条件

再エネ種類	2020～2030年の導入シナリオ	2050年の導入シナリオ
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】中位と高位の間と想定。</p> <p>【高位】環境省「平成23年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備等委託業務」の参考シナリオ1を適用。</p>
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>
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と十分な敷設面積を持つ既築に対し、2050年に導入率100%となるよう直線的に増加。</p>	

#### 4.1.4 導入見込量の検討状況総括

##### (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一次エネルギー供給量(原油換算)を、表 4-5、図 4-3 に示す。直近年と比較して、再生可能エネルギーの導入見込量の一次エネルギー供給量(原油換算)は 2020 年のは 1.3~1.7 倍、2030 年は約 2~3 倍、2050 年は約 4~6 倍と推計された。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 6% 程度であるところ、2050 年の一次エネルギー国内供給に対して 30~60%となる見込みである。

表 4-5 再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給量

(数値は全て万kl)

	直近年	2020			2030			2050		
		低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
太陽光発電【小計】	275	790	790	968	1,256	1,729	2,210	5,276	6,082	6,669
太陽光発電(住宅用)	160	334	334	334	688	688	688	2,755	3,225	3,694
太陽光発電(非住宅用)	115	456	456	634	567	1,041	1,521	2,521	2,857	2,975
風力発電【小計】	109	339	503	584	971	1,317	1,503	1,466	2,504	3,563
風力発電(陸上)	108	305	436	448	660	884	965	733	1,099	1,425
風力発電(着床)	2	32	34	86	147	183	195	275	397	489
風力発電(浮体)	0	1	33	50	165	250	342	458	1,008	1,649
大規模水力発電	546	580	580	580	580	580	580	708	708	708
中小水力発電	1,083	1,141	1,252	1,363	1,202	1,424	1,647	1,325	1,769	2,214
地熱発電	73	117	117	117	312	325	344	703	881	1,153
バイオマス発電	535	628	744	860	628	768	907	628	815	1,002
海洋エネルギー発電	0	0	0	0	126	184	330	467	759	1,342
バイオマス熱利用	491	540	649	757	540	649	837	540	1,579	2,587
太陽熱利用	55	80	131	178	137	246	354	251	706	1,162
地中熱利用	0	15	15	15	56	56	56	217	217	217
合計	3,167	4,230	4,780	5,422	5,809	7,279	8,767	11,582	16,021	20,617
一次エネルギー供給比	6%	8%	9%	10%	11%	15%	18%	30%	46%	60%

※表中の「直近年」は、太陽光発電、風力発電、中小水力発電、地熱発電は経済産業省発表 [経済産業省, 2014a] の 2013 年 12 月末時点、大規模水力は 2009 年 [経済産業省, 2010]、バイオマス発電は経済産業省発表 (廃棄物発電+バイオマス発電) [経済産業省, 2014a]に加え、2005 年の黒液・廃材による発電分推計値 (228 万 kW 相当) を含む。2020 年及び 2030 年の一次エネルギー供給は、平成 24 年 6 月にエネルギー・環境会議においてとりまとめたエネルギー・環境に関する選択肢 [国家戦略室, 2012] の 20~25 シナリオ、15 シナリオ、ゼロシナリオ (追加対策前) とした。2050 年は中央環境審議会地球環境部会 2013 年以降の対策・施策に関する検討小委員会において発表された技術 WG とりまとめの値を用いた。

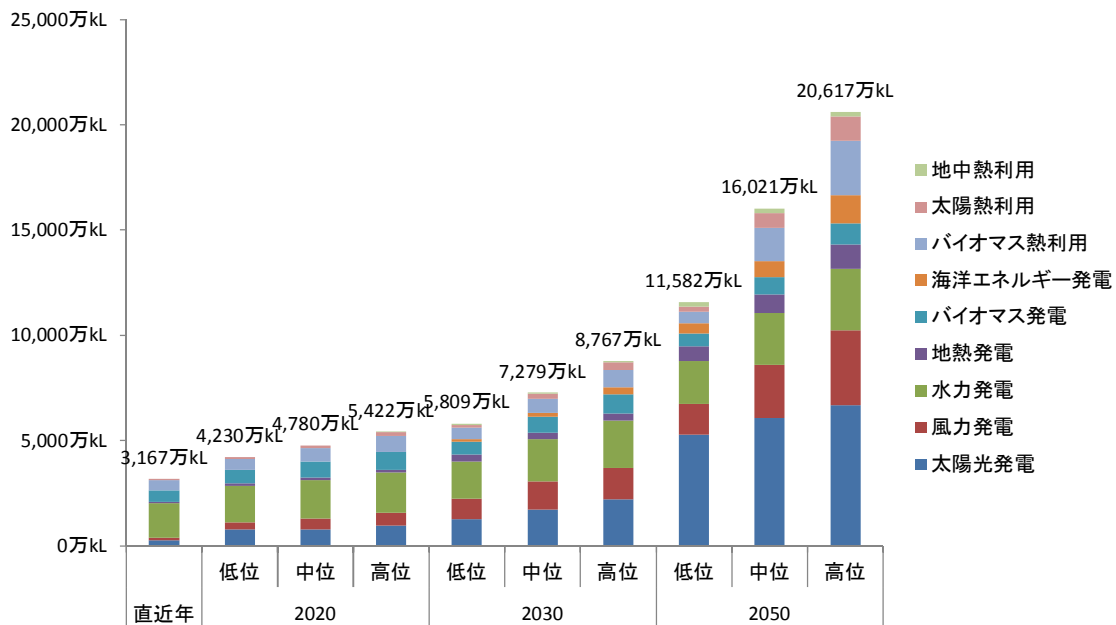


図 4-3 再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給量

## (2) 設備容量見直し結果

再生可能エネルギー電気の設備容量を、表 4-6、図 4-4 に示す。

直近年と比較して、2020 年の再生可能エネルギー電気の設備容量は 1.6～2.0 倍、2030 年は約 3～4 倍、2050 年は約 7～10 倍と推計された。一次エネルギー供給量に比較して倍率が高いのは、他の再生可能エネルギー電気より稼働率の小さい太陽光発電の導入による影響が大きい。例えば 2020 年中位で、太陽光発電が再生可能エネルギー電気全体に占める割合は、発電設備容量ベースでは約 40%であるが、一次エネルギー供給量ベースでは約 15%である。

表 4-6 再生可能エネルギー電気の発電設備容量

(数値は全て万kW)

	直近年	2020				2030				2050		
		低位	中位	高位	エネ環	低位	中位	高位	エネ環	低位	中位	高位
太陽光発電【小計】	1,127	3,090	3,090	3,763	3,345	4,961	6,750	8,565	6,328	20,799	23,992	26,360
太陽光発電(住宅)	654	1,367	1,367	1,367	2,144	2,818	2,818	2,818	4,000	11,276	13,198	15,121
太陽光発電(非住宅等)	473	1,723	1,723	2,396	1,201	2,143	3,933	5,747	2,328	9,523	10,793	11,239
風力発電【小計】	267	805	1,180	1,323	946	2,130	2,880	3,250	3,490	3,000	5,000	7,000
風力発電(陸上)	264	750	1,070	1,100	906	1,620	2,170	2,370	2,904	1,800	2,700	3,500
風力発電(着床)	3	53	56	140	40	240	300	320	586	450	650	800
風力発電(浮体)	0	2	54	83	-	270	410	560	-	750	1,650	2,700
大規模水力発電	1,118	1,146	1,146	1,146	1,130	1,146	1,146	1,146	1,178	1,251	1,251	1,251
中小水力発電	961	1,006	1,097	1,188	1,078	1,056	1,238	1,420	1,200	1,157	1,520	1,884
地熱発電	52	82	82	82	107	219	228	241	312	493	632	792
バイオマス発電	469	508	579	651	632	508	595	682	788	508	623	738
海洋エネルギー発電	0	0	0	0	0	150	207	349	100	536	823	1,395
合計	3,992	6,636	7,173	8,151	7,001	10,170	13,044	15,653	13,160	27,744	33,840	39,419

※表中の「直近年」は、太陽光発電、風力発電、中小水力発電、地熱発電は経済産業省発表【経済産業省、2014a】の2013年12月末時点、大規模水力は2009年【経済産業省、2010】、バイオマス発電は経済産業省発表（廃棄物発電+バイオマス発電）【経済産業省、2014a】に加え、2005年の黒液・廃材による発電分推計値（228万kW相当）を含む。

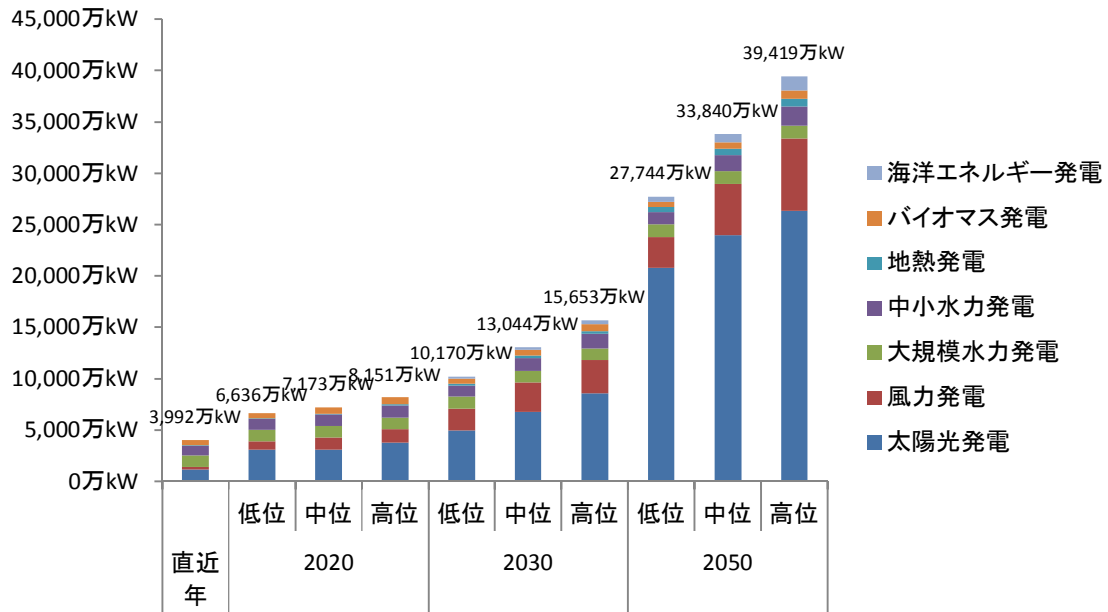


図 4-4 再生可能エネルギー電気の発電設備容量



### (3) 発電電力量

再生可能エネルギー電気の発電電力量を表 4-7、図 4-5 に示す。今後の増加傾向は一次エネルギー供給量と同じである。

表 4-7 再生可能エネルギー電気の発電電力量

(数値は全て億kWh)

	直近年	2020				2030				2050		
		低位	中位	高位	エネ環	低位	中位	高位	エネ環	低位	中位	高位
太陽光発電【小計】	118	340	340	417	352	540	744	951	666	2,270	2,617	2,869
太陽光発電(住宅)	69	144	144	144	225	296	296	296	421	1,185	1,387	1,589
太陽光発電(非住宅等)	50	196	196	273	126	244	448	654	245	1,084	1,229	1,280
風力発電【小計】	47	146	216	251	169	418	567	646	663	631	1,077	1,533
風力発電(陸上)	46	131	187	193	159	284	380	415	509	315	473	613
風力発電(着床)	1	14	15	37	11	63	79	84	154	118	171	210
風力発電(浮体)	0	1	14	22	-	71	108	147	-	197	434	710
大規模水力	235	250	250	250	445	250	250	250	464	305	305	305
中小水力発電	466	491	539	586	566	517	613	708	631	570	761	952
地熱発電	32	50	50	50	75	134	140	148	219	302	379	496
バイオマス発電	230	270	320	370	352	270	331	392	444	270	351	431
海洋エネルギー発電	0	0	0	0	0	54	79	142	30	201	327	577
合計	1,128	1,547	1,715	1,924	1,960	2,184	2,724	3,237	3,116	4,549	5,816	7,164

※表中の「直近年」は、太陽光発電、風力発電、中小水力発電、地熱発電は経済産業省発表【経済産業省、2014a】の2013年12月末時点、大規模水力は2009年【経済産業省、2010】、バイオマス発電は経済産業省発表（廃棄物発電+バイオマス発電）【経済産業省、2014a】に加え、2005年の黒液・廃材による発電分推計値（228万kW相当）を含む。

設備容量と同様、太陽光発電のシェアが最大となっているが、設備容量のシェアと比べると、比較的稼働率の高い中小水力発電、地熱発電、バイオマス発電などのシェアが高くなっている。

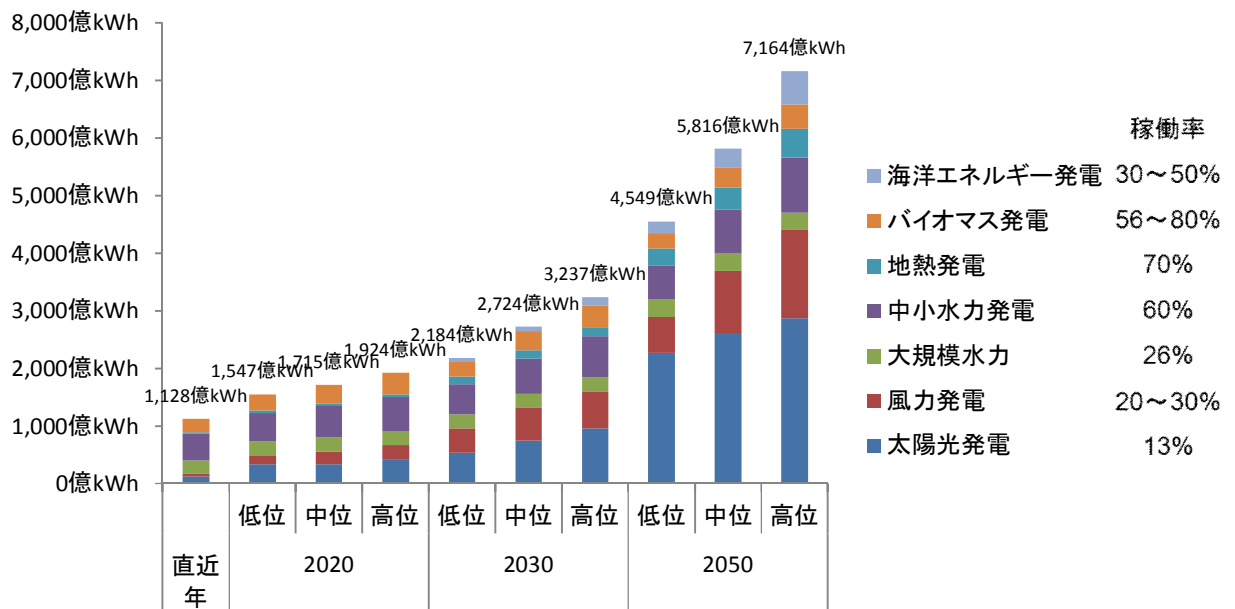


図 4-5 再生可能エネルギー電気の発電電力量

## 4.2 再生可能エネルギー電気の導入見込量

### 4.2.1 太陽光発電の導入見込量

#### (1) 太陽光発電導入見込量の考え方

2030年までの導入見込量は、2012年6月に決定した固定価格買取制度での買取価格によって決まる投資回収年数に基づいて、導入量推計モデルを設計して推計した。中位ケースの場合、戸建住宅では2012年の投資回収年数を維持する価格での買取が継続し、非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）では当初3年間引き上げられていたIRR<sup>31</sup>が4年目以降に引き下げられることを想定した。高位ケースは、非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）のIRRの引き下げが行われないものとした。低位ケースは、2021年以降、回避可能費用単価にCO2削減による環境価値が加算された額での買取に移行するものとした。

2050年は環境省による「平成24年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」〔環境省, 2013a〕（以下、ゾーニング調査）のポテンシャルをもとに定めることとした。

同調査では、導入ポテンシャルをレベル1～3の3段階に分けて整理しているが、レベル2の導入見込量のうち「耕作放棄地」を除いた量を2050年の低位の導入見込量と考えることとした。また、中位、高位については2030年以降の平均変換効率がそれぞれ5%、10%向上すると見積もって導入見込量を設定した。同調査における導入レベルの前提条件を表4-8に、2050年の導入見込量の考え方を図4-6に示す。

表 4-8 ゾーニング調査における導入レベルの前提条件

レベル1	<ul style="list-style-type: none"><li>・屋根150m<sup>2</sup>以上に設置</li><li>・設置しやすいところに設置するのみ</li></ul>
レベル2	<ul style="list-style-type: none"><li>・屋根20m<sup>2</sup>以上に設置</li><li>・南壁面・窓20m<sup>2</sup>以上に設置</li><li>・多少の架台設置は可（駐車場への屋根の設置も想定）</li></ul>
レベル3	<ul style="list-style-type: none"><li>・切妻屋根北側・東西壁面・窓10m<sup>2</sup>以上に設置</li><li>・敷地内空地なども積極的に活用</li></ul>

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〔環境省, 2011〕

<sup>31</sup> ここで考えるIRRはメンテナンス費用を含むIRR。

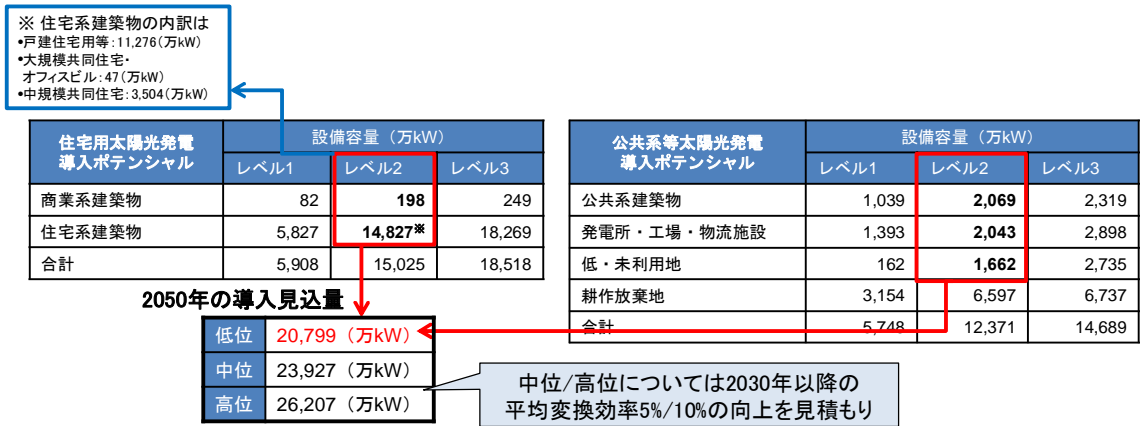


図 4-6 ゾーニング調査におけるポテンシャルと本業務における 2050 年の導入見込量

以上の 2030 年まで及び 2050 年の太陽光発電導入見込量の考え方を表 4-9 にまとめた。

表 4-9 太陽光発電の導入見込量の考え方

		(共通)補助金	買取り価格の設定	
2030年 まで	戸建住宅 (余剰電 力率は 56%と設 定)	国:2012年3.5万円/kW、 2013年2万円、 <b>2014年 以降0</b> 自治体:2012年4万円 /kW→ <b>2015年以降0ま で縮減</b>	<p>2020</p> <p>2030</p> <p>高位 新築に対する補助金込みの投資回収年数を維持する価格で余剰買取。</p> <p>中位 新築に対する補助金込みの投資回収年数を維持する価格で余剰買取。</p> <p>低位 新築に対する補助金込みの投資回 収年数を維持する価格で余剰買取。→回避可能原価+環境価値による価格で余剰買取。</p> <p>設定した買取り価格が「回避可能原価+環境価値」を下回れば、「回避可能原価+環境価値」 での買取に移行</p>	
	非住宅・ 集合住宅 (メガソー ラー含む)	補助金なし	<p>2014</p> <p>2020</p> <p>2030</p> <p>高位 IRR当初6%を維持する価格で全量買取。</p> <p>中位 IRR6%を維持 する価格で全量買取。 IRR4%を維持する価格で全量買取。</p> <p>低位 IRR6%を維持 する価格で全量買取。 IRR4%を維持 する価格で全量買取。→回避可能原価+環境価値による価格で全量買取。</p> <p>設定した買取り価格が「回避可能原価+環境価値」を下回れば、「回避可能原価+環境価値」 での買取に移行</p>	
2050年	共通	補助金なし	<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> <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> <p>低位 「平成24年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告 書」における耕作放棄地以外のポテンシャル(レベル2※)が顕在化。</p>	

※以下の設置を想定。  
 ・屋根20m2以上に設置  
 ・南壁面・窓20m2以上に設置  
 ・多少の架台設置は可(駐車場への屋根の設置も想定)

なお、回避可能費用単価（回避可能原価<sup>32</sup>）は、5.1.2 に述べるように、全電源平均可変費用単価の加重平均値を、将来の燃料費単価の推移を考慮して算出した。

## (2) 太陽光発電の導入推計方法

### 1) 概要

太陽光発電は、導入される地点の自然条件が発電コストに与える影響が他の再生可能エネルギーに比べて小さいことから、固定買取価格などの経済支援策を定め、それによる導入者の投資意向の変化としての導入量を推計している〔環境省, 2013b〕。

戸建住宅については、既存のアンケート結果から得られた太陽光発電システム価格の違いによる消費者の導入意向の違いを踏まえ、投資回収年数・初期費用と導入率の関係を表すモデルを作成した（図 4-7）。

非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）については、導入実績の豊富なドイツのデータを用いて、太陽光発電への投資によって得られる各年の IRR（メンテナンス費用を含まない際の IRR<sup>33</sup>）と各年の導入実績の関係を我が国にも適用した（図 4-8、図 4-9）。

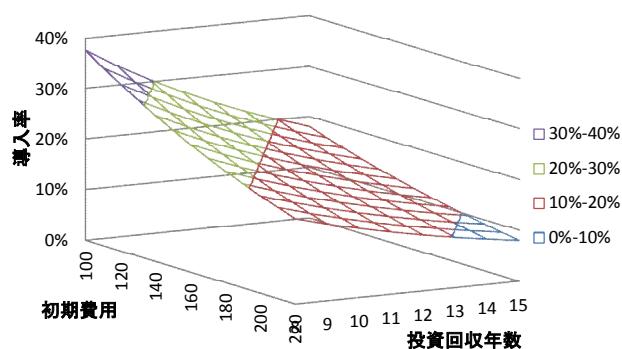


図 4-7 住宅の投資回収年数・初期費用と太陽光発電導入率の関係

日本経済新聞（2009年1月19日）、日経新聞社「日経プラスワン」（2008年8月16日）、資源エネルギー庁委託調査「平成12年度新エネルギー等導入促進基礎調査報告書 新エネルギーコスト及び導入見通しに係る調査」（2001年3月）より作成。

出典）〔環境省, 2013b〕

<sup>32</sup> 固定価格買取制度の根拠法令である「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」の施行規則（平成二十四年経済産業省令第四十六号）においては、再生可能エネルギー電気の調達によって電力会社において回避される費用を「回避可能費用単価」と呼んでいるが、固定価格買取制度に関する既存文献等では「回避可能原価」の表現が一般であるため、本報告書においてはこれらを同じ意味として用いることとする。

<sup>33</sup> 太陽光発電にかかるキャッシュフローとしては、初期投資コスト（発電モジュール、インバータ、それ以外の付属機器、設置工事費）とランニングコスト（土地代、人件費、メンテナンス費用、諸税等）が挙げられるが、今回参照したドイツにおける IRR と導入見込量の関係を示すデータではメンテナンス費用が考慮されていない。このため、導入見込量の算出においてはメンテナンス費用を除いた数値を用いる。

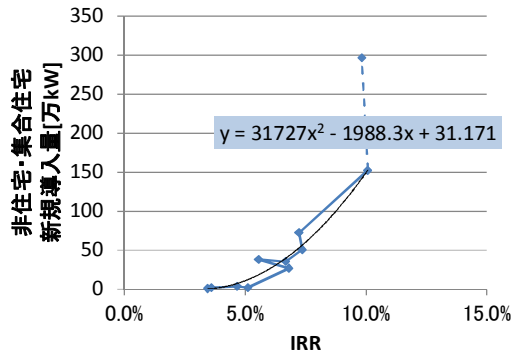


図 4-8 非住宅・集合住宅（メガソーラー除く）の IRR と太陽光発電導入実績の関係  
 ※この図はメンテナンス費用を含まない IRR  
 出典) [環境省, 2013b]

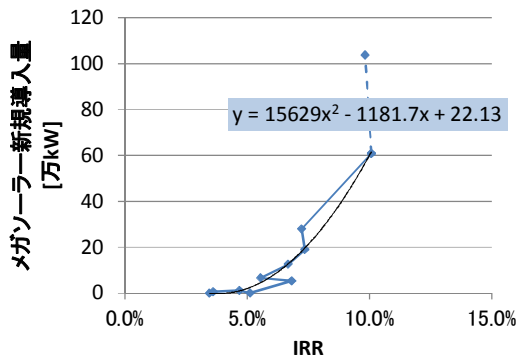


図 4-9 メガソーラーの IRR と太陽光発電導入実績の関係  
 ※この図はメンテナンス費用を含まない IRR  
 出典) [環境省, 2013b]

## 2) コスト想定

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（[EPIA, 2011]における加速シナリオ（図 4-10））に伴い、進歩率<sup>34</sup>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（図 4-11）。その他の部品部分は、将来の世界の累積生産量の増加（同）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、国内の累積導入に伴うコスト低下（進歩率 96%）を想定した。

これらのコスト想定を表 4-10 にまとめた。

<sup>34</sup> 累積導入量が 2 倍になった際にコストが何%に低減するかを示す割合

表 4-10 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

出典) ※1は [EPIA, 2011]、※2は [野中 朝野, 2011]

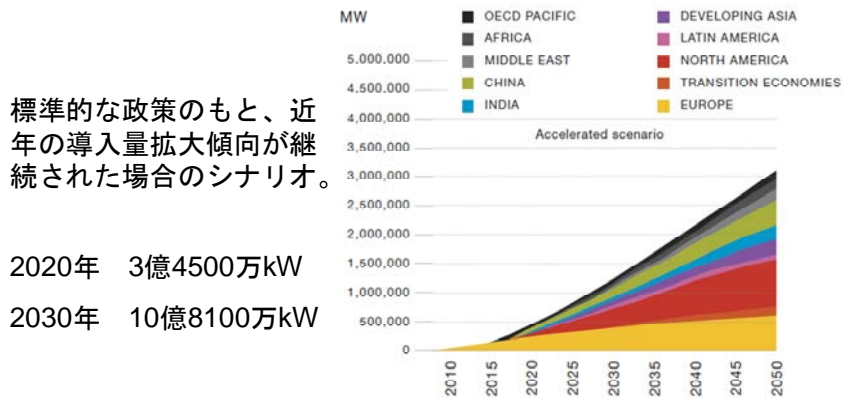


図 4-10 EPIA2011 加速シナリオにおける太陽光発電導入量

出典) [EPIA, 2011]

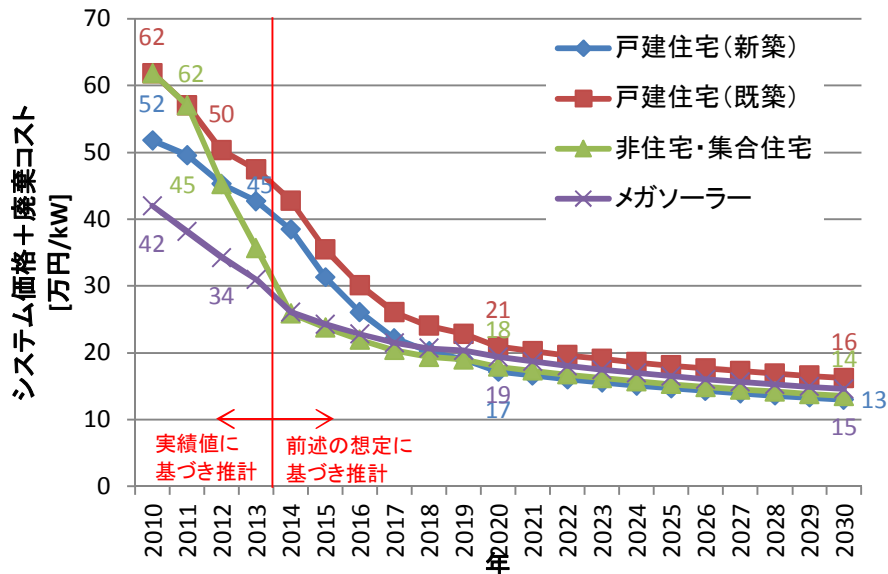


図 4-11 太陽光発電システム価格の想定

※本推計の中位シナリオ(後述)に対応する価格。システム価格には設置工事費も含む。メガソーラーは、これに加えて0.37万円/kWh年の土地代・人件費を考慮。

出典) [国家戦略室, 2011]、[経済産業省, 2014b]をもとに想定

### 3) 導入実績との比較

固定価格買取制度導入後である 2012 年度の、我が国の太陽光発電の導入実績とモデルによる推計値を表 4-11 に示す。

非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）については、概ね実績値とモデルによる推計値の規模が一致している（図 4-12、図 4-13）。

一方住宅は、2012 年は実績が大きく伸び、モデル推計値が過小である（図 4-14）。しかし、過年度に比較して大幅な投資回収年数の短縮や初期費用の低減が生じたわけではなく、むしろ、固定価格買取制度導入のアナウンス効果や、住宅メーカー等の販売促進といった他の要素が原因にあると考えられる。本モデルは過去の実績をもとに回帰を行っているため、このような環境変化を明示的に考慮することはできず、また、一時的な導入増加傾向である可能性もある。

次年度以降、これらの環境変化を含めた導入実績のデータが蓄積した後に、パラメータの調整を検討する。

表 4-11 太陽光発電の導入実績（2012 年度）とモデルによる推計値の比較

万kW	2012年度の実績 (運転開始)	モデルによる 推計
戸建住宅	126.9	76.8
非住宅・集合住宅 (メガソーラー含む)	70.6	74.2
<b>合計</b>	<b>197.5</b>	<b>151</b>

出典) 2012 年度の実績値は [経済産業省, 2013] より

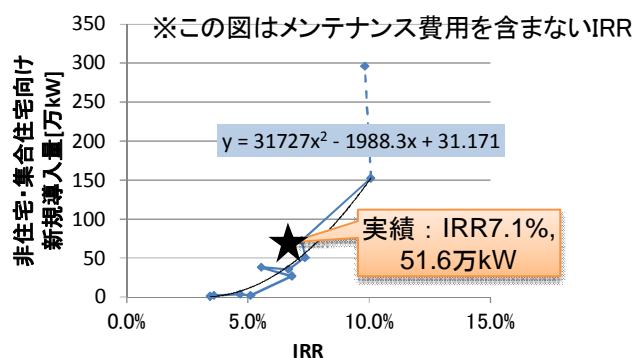


図 4-12 非住宅・集合住宅の太陽光発電の導入実績とモデルの比較

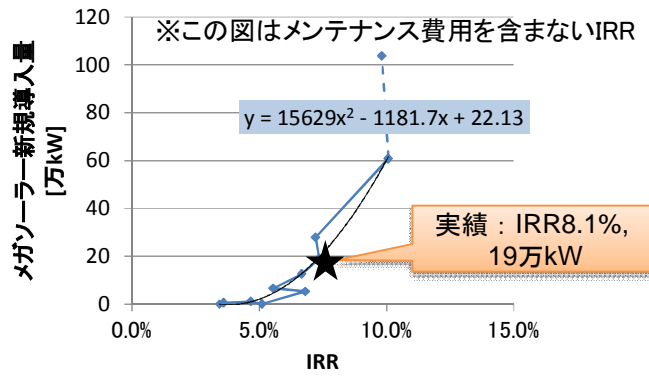


図 4-13 メガソーラーの太陽光発電の導入実績とモデルの比較

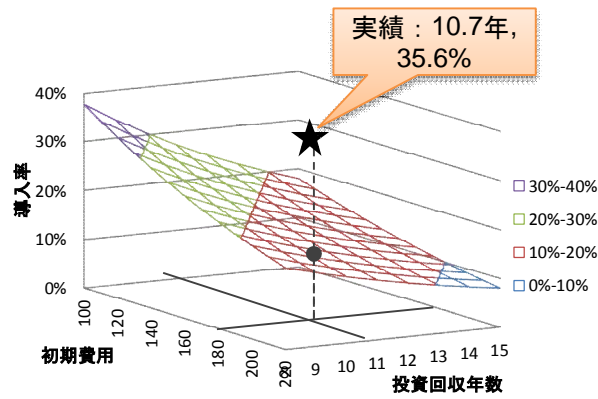


図 4-14 住宅の太陽光発電の導入実績とモデルの比較



#### 4) (参考) 太陽光発電導入推計フロー

太陽光発電の導入見込量の推計フローを図 4-15 に示す。

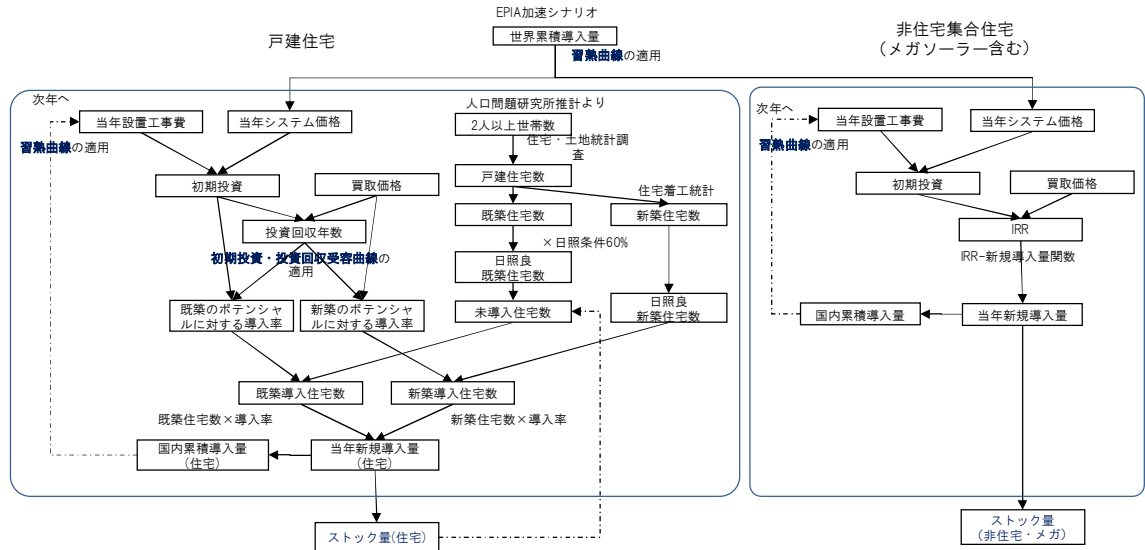


図 4-15 太陽光発電導入見込量の推計フロー

※前述の内容以外で太陽光発電の導入見込量の推計に関わるその他の参考情報を参考資料として掲載している。

#### (3) 太陽光発電の導入見込量

上述の推計フローに基づき、中位ケース、高位ケース、低位ケースの順に推計結果を示す。

##### 1) 中位ケース

##### ① 計算条件

表 4-12 に中位ケースの計算条件を示す。戸建住宅には 10kW 未満、非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）には 10kW 以上の買取条件を適用した。戸建住宅については、2012 年度と同レベルの投資回収年数での買取が続けられるものとした。非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）については、IRR 基準を当初 3 年間は 6%、2015 年以降 4%とした。

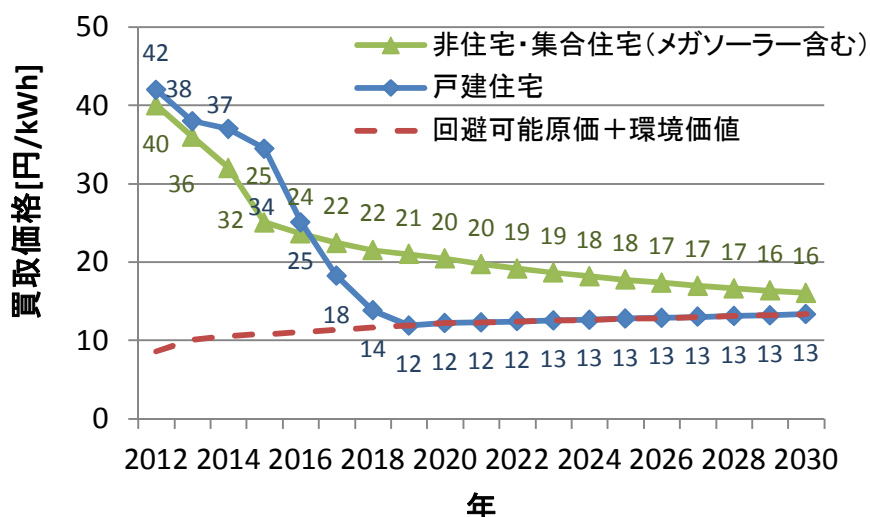
表 4-12 太陽光発電導入見込量の計算条件（中位）

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

本条件によって定まる、買取価格の推移を図 4-16 に示す。中位ケースでは、買取価格が回避可能原価を下回れば買取を終了するものと想定しており、回避可能原価も併せて示す。

戸建住宅用は余剰分の買取を想定しており、自家消費分は電気購入費を削減できるものとして、家庭用電気料金（23 円/kWh）の価値がある。このため、太陽光発電システムコストの低下に伴って、太陽光発電導入の投資回収年数を一定に保つための買取価格は低下してゆき、いずれ、余剰電力は回避可能原価＋環境価値での買取となっても投資回収が可能、すなわち固定価格買取制度下での買取が終了する時期に至る。試算では、この買取終了時期は 2019 年の見込みとなった。

一方で、非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）では、戸建住宅用のように自家消費分を家庭用電気料金（23 円/kWh）で評価することができない。このため、買取価格の低下は住宅用よりも緩やかに推移し、2030 年でも買取価格が回避可能原価を下回ることはないと見込まれた。



※非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）の買取価格は消費税を除いたもの。

※2014 年度までは買取価格の実績値（ただし、2014 年度は 2014 年 3 月 7 日時点の委員長案）。

図 4-16 回避可能原価+環境価値と買取価格の推移（中位）

## ② 計算結果

図 4-17 に、中位ケースでの太陽光発電の導入見込量を示す。2020 年の導入量は約 3,100 万 kW、2030 年の導入量は約 6,800 万 kW となると見込まれた。

表 4-13 は導入見込量に併せて、2020 年、2030 年の太陽光発電の導入量の規模感を、戸建住宅・建物への設置件数として表している。戸建住宅の導入量は 2020 年で約 1,400 万 kW、2030 年で約 2,800 万 kW と見込まれるが、これはそれぞれ全戸建住宅の約 14%、30% への導入に相当する。

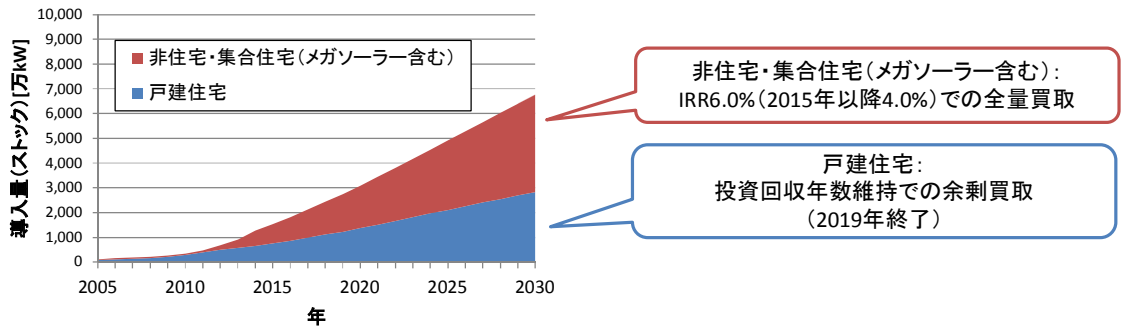


図 4-17 太陽光発電の導入見込量（中位）

表 4-13 太陽光発電の導入規模と設置件数（中位）

		2020年における導入イメージ		2030年における導入イメージ	
住宅 戸建	国内の戸建住宅約2500万戸に対する太陽光発電設備設置棟数	360万戸	累積容量: 1,367万kW	740万戸	累積容量: 2,818万kW
	新築フロー約40万戸に対する太陽光発電設備設置棟数	9万戸		13万戸	
（メガソーラー含む） 非住宅・ 集合住宅	国内の集合住宅約60万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	14万棟	累積容量: 1,723万kW	28万棟	累積容量: 3,933万kW
	国内の工場・倉庫約30万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	10万棟		17万棟	
	国内の事務所・店舗・その他建物60万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	8万棟		23万棟	
	国内の公共施設約23万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	3万棟		10万棟	

※非住宅・集合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

（公共施設については500kWまでの導入も想定）。

※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) 高位ケース

### ① 計算条件

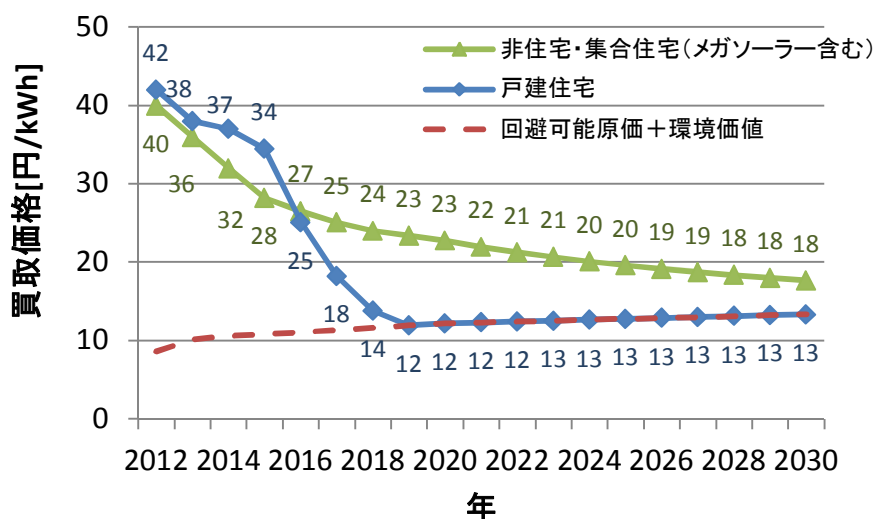
表 4-14 に高位ケースの計算条件を示す。戸建住宅には10kW未満、非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）には10kW以上の買取条件を適用した。戸建住宅については、2012年度と同レベルの投資回収年数での買取が続けられるものとした。非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）については、IRR基準6%を維持するものとした。

表 4-14 太陽光導入見込量発電の計算条件（高位）

部門	補助金	買取価格の設定
戸建住宅	国: 2012年3.5万円/kW、2013年2万円、2014年以降0 自治体: 2012年4万円/kW →2015年以降0まで縮減	新築に対する補助金込みの投資回収年数を維持する価格で余剰買取 ※設定した買取価格が「回避可能原価+環境価値」を下回れば、「回避可能原価+環境価値」での買取に移行 ※余剰電力率は56%と設定
非住宅・集合住宅 （メガソーラー含む）	補助金なし	IRR6%を維持する価格での全量買取 ※設定した買取価格が「回避可能原価+環境価値」を下回れば、「回避可能原価+環境価値」での買取に移行

中位ケースと同様、買取価格が回避可能原価+環境価値を下回れば買取を終了するものと

すると、買取終了は、戸建住宅用で2019年の見込みとなった（図4-18）。



※非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）の買取価格は消費税を除いたもの。

※2014年度までは買取価格の実績値（ただし、2014年度は2014年3月7日時点の委員長案）。

図4-18 回避可能原価+環境価値と買取価格の推移（高位）

## ② 計算結果

図4-19に、高位ケースでの太陽光発電の導入見込量を示す。2020年の導入量は約3,800万kW、2030年の導入量は約8,600万kWとなると見込まれた。

表4-15に示した2020年、2030年の太陽光発電の導入量の規模感では、戸建住宅の導入量は2020年で約1,400万kW、2030年で約2,800万kWと見込まれるが、これはそれぞれ全戸建住宅の約14%、30%への導入に相当する。

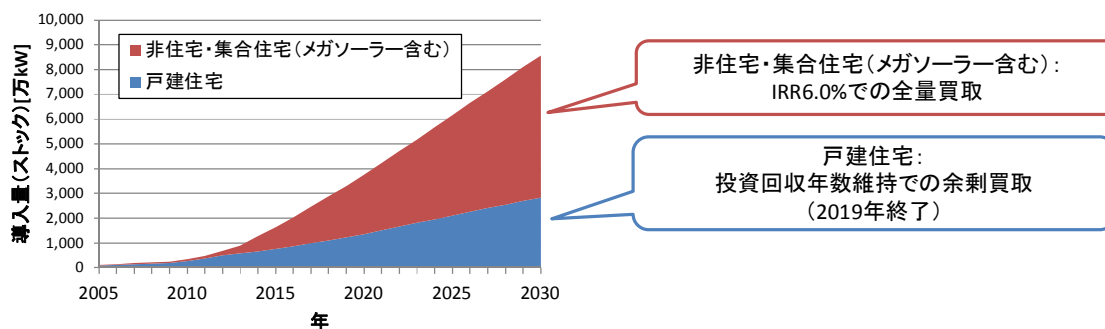


図4-19 太陽光発電の導入見込量（高位）

表 4-15 太陽光発電の導入規模と設置件数（高位）

		2020年における導入イメージ		2030年における導入イメージ	
戸建住宅	国内の戸建住宅約2500万戸に対する太陽光発電設備設置棟数	360万戸	累積容量: 1,367万kW	740万戸	累積容量: 2,818万kW
	新築フロー約40万戸に対する太陽光発電設備設置棟数	9万戸		13万戸	
(メガソーラー含む) 非住宅・集合住宅	国内の集合住宅約60万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	20万棟	累積容量: 2,396万kW	39万棟	累積容量: 5,747万kW
	国内の工場・倉庫約30万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	13万棟		23万棟	
	国内の事務所・店舗・その他建物60万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	11万棟		34万棟	
	国内の公共施設約23万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	4万棟		14万棟	

※非住宅・集合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

(公共施設については 500kW までの導入も想定)。

※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) 低位ケース

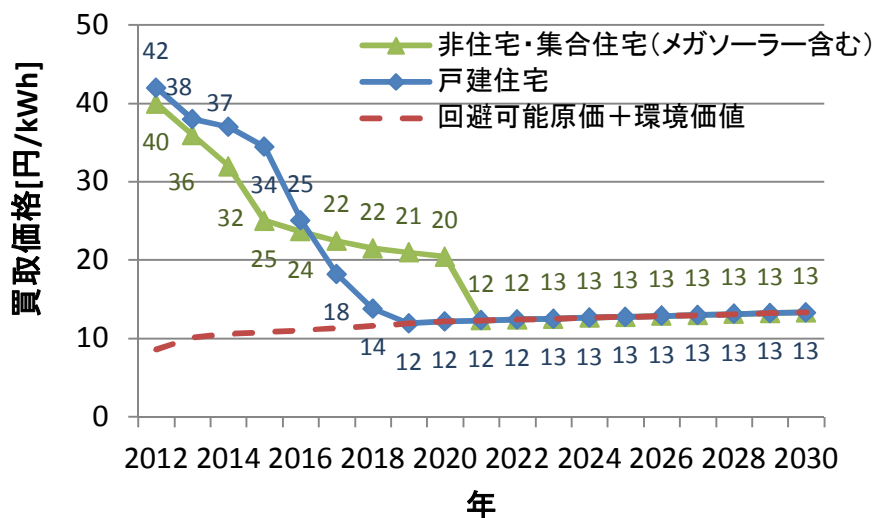
#### ① 計算条件

表 4-16 に低位ケースの計算条件を示す。戸建住宅には 10kW 未満、非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）には 10kW 以上の買取条件を適用した。戸建住宅については、2012 年度と同レベルの投資回収年数での買取が続けられるものとした。非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）については、IRR 基準は当初 3 年間は 6%、2015 年以降 4%とした。また、戸建住宅、非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）ともに 2021 年以降は回避可能原価＋環境価値による価格での買取に移行するものとした。

表 4-16 太陽光発電導入見込量の計算条件（低位）

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

2020年までの買取価格のシナリオは中位ケースと同様である（図 4-20）。



※非住宅・集合住宅（メガソーラー含む）の買取価格は消費税を除いたもの。

図 4-20 回避可能原価+環境価値と買取価格の推移 (低位)

## ② 計算結果

図 4-21 に、低位ケースでの太陽光発電の導入見込量を示す。2020年の導入量は約 3,100 万 kW、2030年の導入量は約 5,000 万 kW となると見込まれた。

表 4-17 に示した 2020 年、2030 年の太陽光発電の導入量の規模感では、戸建住宅の導入量は 2020 年で約 1,400 万 kW、2030 年で約 2,800 万 kW と見込まれるが、これはそれぞれ全戸建住宅の約 14%、30%への導入に相当する。

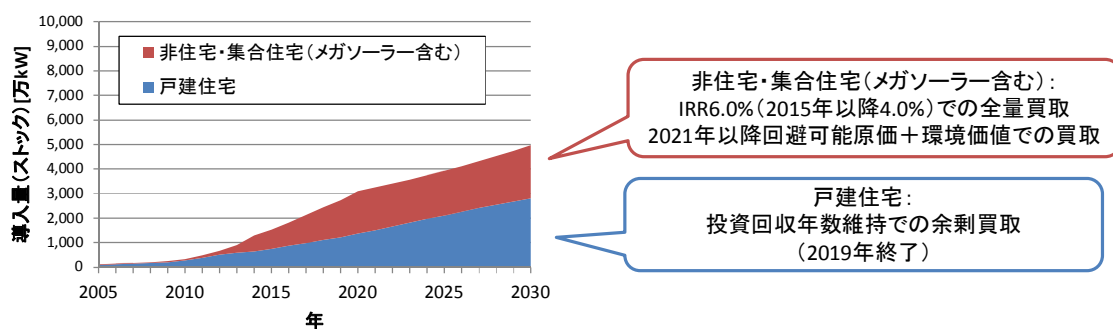


図 4-21 太陽光発電の導入見込量 (低位)

表 4-17 太陽光発電の導入イメージ（低位）

		2020年における導入イメージ		2030年における導入イメージ	
住戸建	国内の戸建住宅約2500万戸に対する太陽光発電設備設置棟数	360万戸	累積容量: 1,367万kW	740万戸	累積容量: 2,818万kW
	新築フロー約40万戸に対する太陽光発電設備設置棟数	9万戸		13万戸	
(メガソーラー含む) 非住宅・集合住宅	国内の集合住宅約60万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	14万棟	累積容量: 1,723万kW	17万棟	累積容量: 2,143万kW
	国内の工場・倉庫約30万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	10万棟		11万棟	
	国内の事務所・店舗・その他建物60万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	8万棟		11万棟	
	国内の公共施設約23万棟に対する太陽光発電設備設置棟数	3万棟		4万棟	

※非住宅・集合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

（公共施設については500kWまでの導入も想定）。

※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) 3 ケースの比較

上述のとおり、(1)固定価格買取制度開始後3年でIRRを引き下げるかどうか、(2)2021年から市場（回避可能原価+環境価値での買取）に移行するかどうかで、高位・中位・低位の3ケースを作成して試算した。結果を図4-22にまとめる。

それぞれの制度変更は、2030年で高位ケースと中位ケース、中位ケースと低位ケースを比較して、それぞれ約2000万kW程度の導入量の差につながると見込まれた。また、「環境・エネルギーに関する選択肢」（15シナリオ）における太陽光発電設備容量は概ね中位ケースを400万kW下回る程度である。

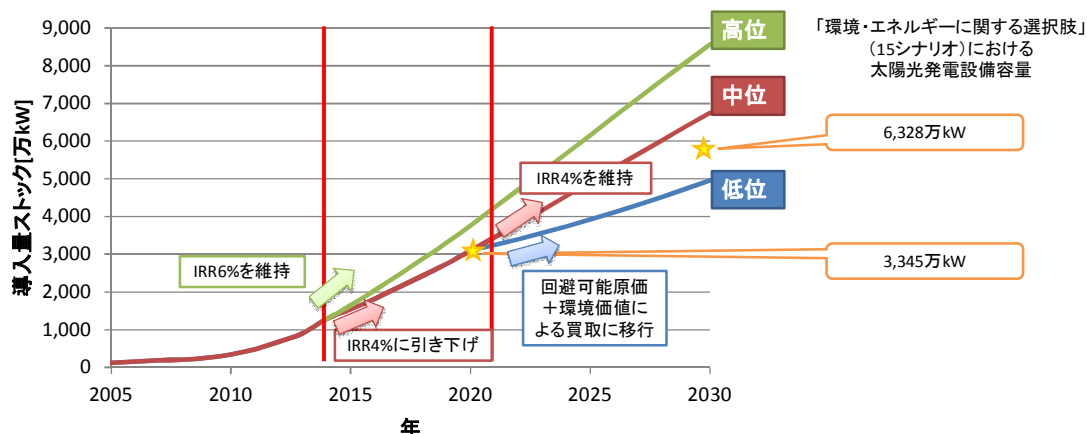


図 4-22 太陽光発電 3 ケースの比較

#### (5) (参考) モジュール価格のシナリオ想定の影響

本検討では日本国内の太陽光発電のモジュール価格が2020年に国際価格に収斂することを想定したシナリオを設定した。しかし、日本と世界の市場環境の差異等の要因からモジュール価格が本シナリオほど低減していかない可能性も考えられる。

そこで、感度分析のため、モジュール価格が2030年に国際価格に収斂するとした場合の

2020年、2030年の導入見込量を試算した（表 4-18）。

2020年に収斂するケースと2030年に収斂するケースでは、導入見込量の差は2030年時点で約400万kW前後であり、モジュール価格の低下が遅れることにより導入見込量がやや減少することがわかる。

また、表 4-18 の各シナリオにおける発電電力量の見込量を表 4-19 に示す。導入量の拡大にしたがって発電電力量も増加することがわかる。

表 4-18 モジュール価格シナリオによる導入見込量の変化

(万kW)		2020年		2030年	
		2020年収斂	2030年収斂	2020年収斂	2030年収斂
戸建住宅	低位	1,367	1,235	2,818	2,487
	中位	1,367	1,235	2,818	2,487
	高位	1,367	1,235	2,818	2,487
非住宅・ 集合住宅 (メガソーラー含む)	低位	1,723	1,585	2,143	1,958
	中位	1,723	1,585	3,933	3,844
	高位	2,396	2,222	5,747	5,645
計	低位	3,090	2,820	4,961	4,440
	中位	3,090	2,820	6,750	6,332
	高位	3,763	3,457	8,565	8,132

表 4-19 モジュール価格シナリオによる発電電力見込量の変化

(億kWh)		2020年		2030年	
		2020年収斂	2030年収斂	2020年収斂	2030年収斂
戸建住宅	低位	144	130	296	261
	中位	144	130	296	261
	高位	144	130	296	261
非住宅・ 集合住宅 (メガソーラー含む)	低位	196	180	244	223
	中位	196	180	448	438
	高位	273	253	655	643
計	低位	340	310	540	484
	中位	340	310	744	699
	高位	417	383	951	904



## 4.2.2 風力発電の導入見込量

### (1) 風力発電の導入見込量の考え方

環境影響評価法の対象となっている陸上風力・洋上風力や、フィージビリティスタディ(FS)が行われている洋上風力について調査することにより、2020年までの短期的な見込量を見直した。

### (2) 陸上風力発電

#### 1) 環境影響評価手続の情報

環境影響評価法の対象となっている陸上風力発電の容量を把握した。環境影響評価手続が義務づけられている第1種事業は総出力1万kW以上、環境影響評価手続必要性判定が行われる第2種事業は、総出力0.75万kW以上であり、環境省「環境影響評価情報支援ネットワーク」のウェブサイトを用いたり、環境省からヒアリングした情報を基に積算した。これらについて、運転開始予定年をインターネット情報から可能な範囲で把握した。なお、環境影響評価手続が開始された全事業のうち、7.5万kW分が事業を中止している。

また、風力発電事業が環境影響評価法の対象事業に追加される前に電気事業法の工事計画の届出を行っており、今後運転開始予定のものを、インターネット情報から可能な範囲で追加収集した。

以上を踏まえると、今後運転開始の見込みがある陸上風力発電は全105件、373万kWと見込まれた(図4-23)。

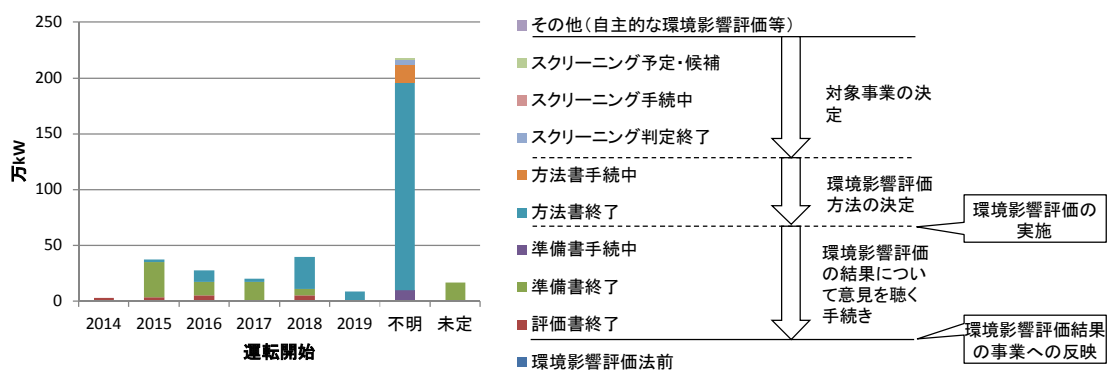


図 4-23 今後運転開始の見込みがある陸上風力発電 (運転開始時期別)

この環境影響評価手続情報から見込まれる導入量について、各案件の立地から電力会社管内別に割り当てた。電力会社別では、東北電力管内が277万kW、次に北海道電力管内が96万kW(既に運転中のものを含む)となった。今後の新規導入見込分は、北海道・東北電力会社管内で、全国のおよそ7割を占める。

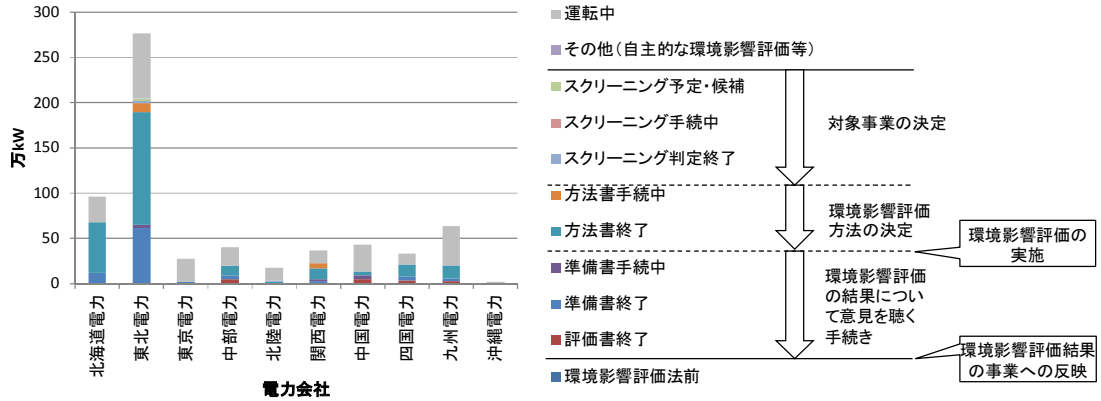


図 4-24 今後運転開始の見込みがある陸上風力発電（電力会社別）

出典) 都道府県別の運転中件数は、NEDO「日本における都道府県別風力発電導入量」（2013年3月末現在）より。

## 2) 導入見込量の見直し

環境影響評価手続情報から導入見込量を推計したものを、環境省〔環境省, 2013b〕による導入見込量と比較したものを図 4-25 に示す。環境影響評価手続情報があるが、運転開始年不明・未定のは、環境影響評価手続の段階別に運転開始年既知のもの比率で各年に割り付けた（同じ環境影響評価手続の段階で、運転開始年が既知のものが無い場合は、全て 2019 年稼働とした）。

この結果、〔環境省, 2013b〕の検討にて提示された導入見込量の「低位」レベル程度には案件が積み上がってきていることが判った。環境影響評価手続の迅速化を見込むと、今後の申請事業が 2020 年には一定程度運転開始に至る可能性がある。

以上より、2020 年の導入見込量は〔環境省, 2013b〕の検討と同じとする。また、この普及曲線が実現できれば 2030 年も実現可能と考えられる。

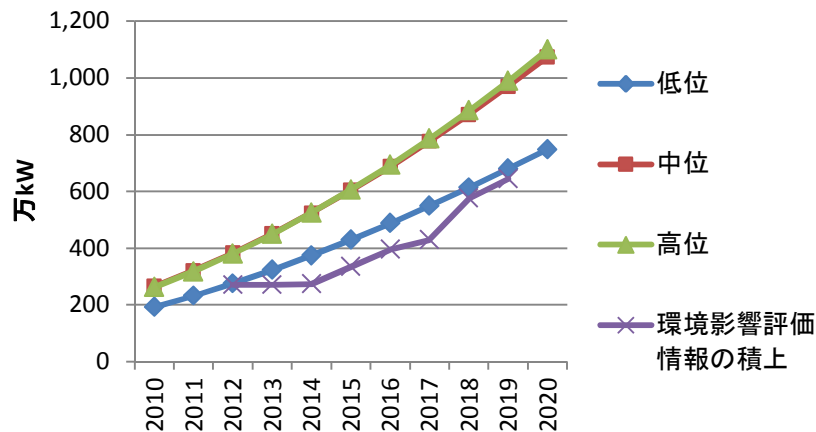


図 4-25 陸上風力発電の環境影響評価手続実績に基づく導入見込量と〔環境省, 2013b〕における導入見込量

出典) 「低位」「中位」「高位」は〔環境省, 2013b〕によるもの。

表 4-20 陸上風力発電の導入見込量[万 kW]

	低位	中位	高位
2020	750	1,070	1,100
2030	1,620	2,170	2,370
2050	1,800	2,700	3,500

注) [環境省, 2013b]においては、2020年低位の導入見込量は747万kW(洋上風力発電と合わせて750万kW)とされていたが、陸上風力単独で750万kWに切り上げた。

### (3) 洋上風力発電

#### 1) 稼働中・建設中・計画中の洋上風力発電

現在稼働中・建設中・計画中の洋上風力発電の一覧を、次頁の表 4-22 に示す。

洋上風力発電は現在稼働中のものに加え、環境影響評価手続に入っているものやFS事業等の情報を踏まえると、100万kW程度の稼働が検討されている。

#### 2) 導入見込量の見直し

これより2020年の洋上風力発電の導入見込量は、表 4-22 において、進捗が「1: 稼働・着工済み」「2: 環境影響評価手続中」を低位、「3: FS 段階」までを中位とする。また、高位は、2050年高位の導入量を見込む普及曲線から設定する。

2030年の導入見込量は、2050年高位の導入量を見込む普及曲線から設定([環境省, 2013b]と同じ)する。現在着床式洋上風力発電については調達価格が設定されたものの、浮体式洋上風力発電については調達価格が未設定であるが、技術開発・実証支援に加えて固定価格買取制度における支援がなされることを想定している。

表 4-21 洋上風力発電の導入見込量[万 kW]

		低位	中位	高位
2020 (昨年度検討)	着床	3	30	40
	浮体	0	10	10
2020 (今年度見直し)	着床	53	56	140
	浮体	2	54	83
2030	着床	240	300	320
	浮体	270	410	560
2050	着床	450	650	800
	浮体	750	1,650	2,700

表 4-22 稼働中・建設中・計画中の洋上風力発電

実施箇所	実施主体	型式	容量 [万 kW]	稼働予定等	進捗
山形県酒田市 護岸水路内	サミットウインドパワー株式会社	着床式	1.0	2004 年稼働、NEDO 実証事業	1
北海道瀬棚町 防波堤付近	瀬棚町	着床式	0.12	2004 年稼働、NEDO 実証事業	1
茨城県神栖市 護岸付近	株式会社ウインド・パワー・いばらき	着床式	3.0	2010 年稼働、2013 年増設	1
千葉県銚子市 沖合	東京電力株式会社 他	着床式	0.24	2012 年稼働、NEDO 実証事業	1
福岡県北九州市 沖合	電源開発株式会社 他	着床式	0.2	2013 年稼働、NEDO 実証事業	1
福島県沖	福島洋上風力コンソーシアム	浮体式	1.6	2014 年稼働、経済産業省実証事業	1
長崎県五島市	戸田建設株式会社	浮体式	0.2	2013 年稼働、環境省実証事業	1
茨城県神栖市 鹿島灘	丸紅株式会社、株式会社ウインド・パワー・エナジー	着床式	24	2017 年稼働予定、茨城県事業（自主的な環境影響評価の対象）	2
石狩湾新港洋上風力発電事業	株式会社グリーンパワーインベストメント	着床式	10	2012 年 5 月に環境影響評価方法書提出 2018 年度稼働予定	2
山口県下関市安岡沖	前田建設工業株式会社	着床式	6.0	2013 年 3 月に環境影響評価方法書提出 2016 年度から順次稼働予定	2
青森県上北郡六ヶ所村むつ小川原港の港湾区域内	むつ小川原港洋上風力開発株式会社	着床式	8.0	2013 年 11 月に計画段階環境配慮書 2018 年度稼働予定	2
岩手県釜石市	戸田建設株式会社	浮体式	2.0	2017 年稼働予定、環境省 FS 事業	3
三重県志摩市	イー・アンド・イーソリューションズ株式会社	着床式	3.0	2019 年度稼働予定、環境省 FS 事業	3
長崎県五島市	戸田建設株式会社	浮体式	50	2017 年度稼働予定、環境省 FS 事業	3
<b>以上合計</b>			<b>109</b>		

進捗 1:稼働・着工済み、2:環境影響評価手続中、3:FS 段階

出典) 環境省資料、資源エネルギー庁資料より作成

#### (4) 風力発電の導入見込量と系統への影響

風力発電はポテンシャルに地域的な偏りがある一方で、現在の各電力系統の受け入れ可能な量にも系統規模に応じた偏りがあることから、系統増強等の対策や、地域配分の適切な誘導が必要となる可能性がある。

このため、導入見込量の地域的な配分について検討した。

##### 1) 環境影響評価手続中の風力発電が導入された場合

電力会社別の環境影響評価手続実績に基づく導入見込量と、電力会社別の連系可能量を図 4-26 に示す。現在各社が発表している風力発電の連系可能量は、合計 550 万 kW 程度である（東京電力・中部電力・関西電力では連系可能量が設定されていない）。北海道電力、東北電力では、2020 年までの環境影響評価手続情報に基づく導入見込量は、既に各社が発表している連系可能量を上回っている。これらの地域では導入見込量の各電力会社の設備容量に占める比率が 9%を超えている。この状況を図 4-26 に示した。なお、日本風力発電協会では、設備容量の 25%～50%を風力発電導入量の上限としている。

また、東北電力・北海道電力において、系統連系申込みのある風力等を現状の系統運用ルールで導入するためには、9,000 億円程度の広域連系分の送電インフラ投資が必要との試算がある（表 4-23）。ただし、既存電源の調整機能の向上、再生可能エネルギー発電の出力抑制などの運用の工夫、蓄電池の設置などによる代替可能性があることも指摘されている。

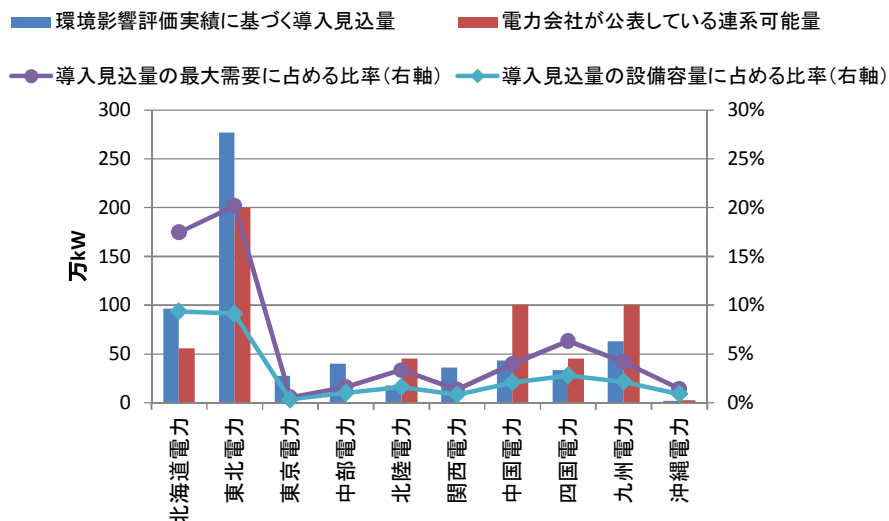


図 4-26 電力会社別の環境影響評価実績に基づく導入見込量  
(陸上風力のみ) と連系可能量

出所 図中連系可能量：【総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会, 2013】（東京電力・中部電力・関西電力は連系可能量の設定無し。）

注) 「導入見込量の最大需要に占める比率」は、電力事業連合会資料における各社の 2012 年度中最大需要[万 kW]に対する導入見込量[万 kW]の比率。「導入見込量の設備容量に占める比率」は、電力事業連合会資料における各社の 2012 年度における設備容量[万 kW]に対する導入見込量[万 kW]の比率。

表 4-23 風力等連系のための系統増強概算費用の試算例

追加連系量	北海道(風力+カソーラー)	東北(風力)	北海道+東北 計
	270 万 kW	320 万 kW	590 万 kW
地内送電網増強	2,000 億円程度	700 億円程度	2,700 億円程度
地域間連系線増強等	5,000 億円程度	3,300 億円+700 億円程度	9,000 億円程度
概算工事費計	7,000 億円程度	4,700 億円程度	<u>1兆1,700 億円程度</u> <u>[10 円/kWh 程度]*</u>

※ kWh単価は、設備利用率を風力発電20%、太陽光発電12%、送変電設備年経費率8%として、以下のとおり試算。

①年間発電電力量：(500万kW×20%+90万kW×12%)×8760時間=97億kWh

②年経費：1兆1700億円×8%=936億円

③kWh単価：936億円÷97億kWh≒10円/kWh程度。なお、我が国の平成21年度の総発電量は約9070億kWhであり、全体で負担する場合は0.1円/kWh程度となる。

出典) [地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会, 2012] 「表6 海道・東北地域に風力発電など約590万kWを追加導入するための系統増強概算費用」

[環境省, 2013b]は、全国の風力発電・太陽光発電導入量を電力会社別ポテンシャルで按分し、電力系統側での対策の有無により、風力発電・太陽光発電の出力抑制が発生する比率を計算した(図4-27)。無対策の場合、2020年に北海道電力管内に81万kWの導入を想定したところ、風力発電・太陽光発電の発電量の3割は抑制が必要との結果が得られた。また、この出力抑制量は、需要の能動化の活用や揚水発電の積極活用により、減少することも示された。

この推計において想定していた導入見込量と、今回の積上による導入見込量の比較を図4-28に示す。北海道電力管内では、今回の積上による導入見込量が当時想定していた導入見込量を上回ることから、仮に無対策のまま、北海道電力管内の環境影響評価法対象の風力発電全件(約110万kW)が導入されれば、必要抑制率は3割を超えると予想される。なお、現行ルールでは揚水発電の積極活用には期待ができ、その場合は出力抑制率が大幅に減る可能性がある。その他の地域では、無対策であっても電力系統には大きな影響はない。

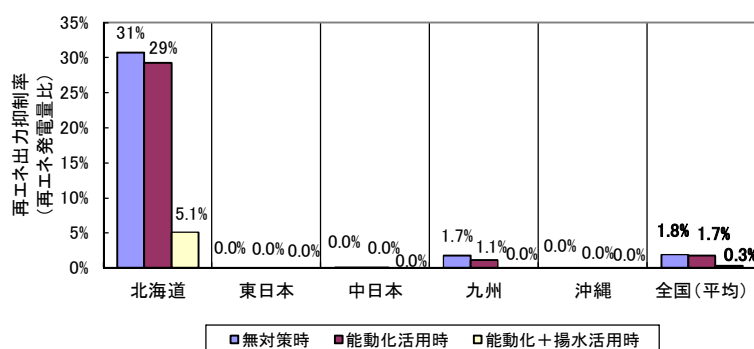


図 4-27 再生可能電源の出力抑制必要量

出典) [環境省, 2013b]

注) 能動化：電気自動車の充放電機能の活用やヒートポンプ給湯機のマネジメント等。  
揚水：積極的活用により運転中ユニットの容量比 20%の調整力があるとする。

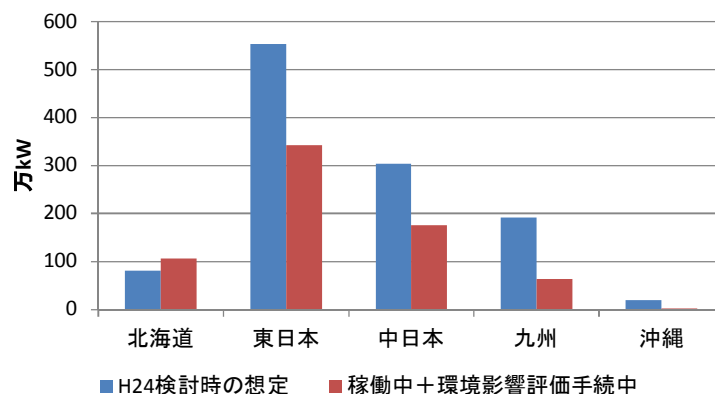


図 4-28 [環境省, 2013b]の分析時の想定と環境影響評価手続情報に基づく導入見込量の比較

出典) 「H24 検討時」は [環境省, 2013b]より。「稼働中+環境影響評価手続中」は図 4-23、表 4-22。

## 2) 2020 年

2020 年の導入見込量と、現時点での環境影響評価情報の積上量との差分の導入が、地域別のポテンシャルに比例して行われるとすれば、2020 年高位の導入見込量の設備容量に占める比率は、図 4-29 に示すように、北海道、東北で高く 10%を超え、需給バランス調整が困難になる。なお、風力発電の導入に加え、火力発電の減少、太陽光発電の導入拡大、電力需要の減少も、需給バランス調整にネガティブな影響を与える。

東日本地域（東北電力・東京電力）が系統運用上連携すると、図 4-30 に示すように、東北地域での導入可能量は増加する。北海道においては依然として系統増強や出力抑制の多用が必要である。ただし、今後計画される風力発電設備が、系統制約の強い北海道以外の地域で設置される場合、系統増強や出力抑制の必要性が緩和され、全体コストが低下することも考えられる。

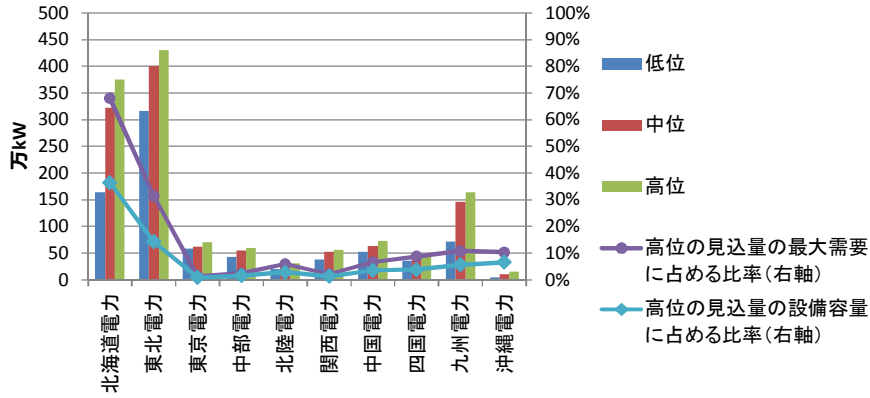


図 4-29 2020年の電力会社別導入見込量（陸上風力・洋上風力）と  
高位の導入見込量が系統に占める規模

注) 「導入見込量の最大需要に占める比率」は、電力事業連合会資料における各社の2012年度中最大需要[万kW]に対する導入見込量[万kW]の比率。「導入見込量の設備容量に占める比率」は、電力事業連合会資料における各社の2012年度における設備容量[万kW]に対する導入見込量[万kW]の比率。

電力会社別の想定方法は以下のとおり。

- ・陸上：環境影響評価手続実績に基づく導入見込量と各ケースの導入見込量の差分は風力発電ポテンシャル [環境省, 2011]に比例して導入されると想定。
- ・洋上：低位・中位は各ケースに対応する各サイトの導入量を積み上げ。高位は、中位の導入見込量との差分が風力発電ポテンシャル [環境省, 2012]に比例して導入されると想定。

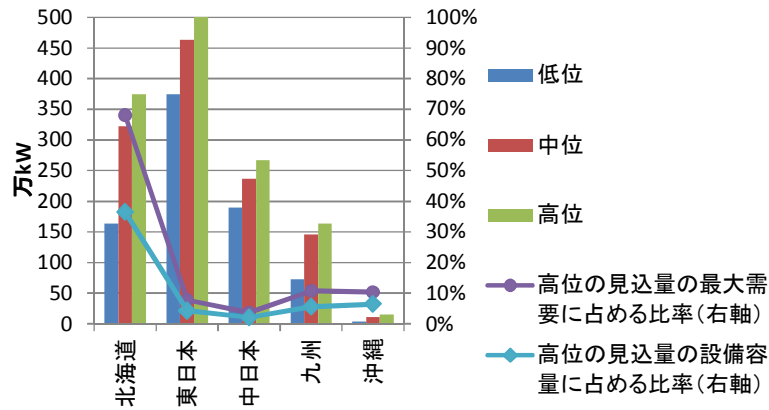


図 4-30 2020年の5地域別導入見込量（陸上風力・洋上風力）と  
高位の導入見込量が系統に占める規模

注) 図 4-29 に同じ。

東日本は東北電力・東京電力、中日本は中部電力・北陸電力・関西電力・中国電力・四国電力。



### 3) 2030 年

2030 年の地域別導入量を、北海道電力・沖縄電力管内は図 4-30 の 2020 年の量で据え置きとし、その他の地域で導入がポテンシャルに比例して行われるとすれば、地域別の導入量やその最大需要・設備容量に占める比率は図 4-31 のようになり、九州電力での制約が次の課題になってくる。なお、沖縄電力管内は離島が多く、ひとつの系統としての容量が小さいためにより早く問題が顕在化する可能性があるため、2020 年で据え置きとした。

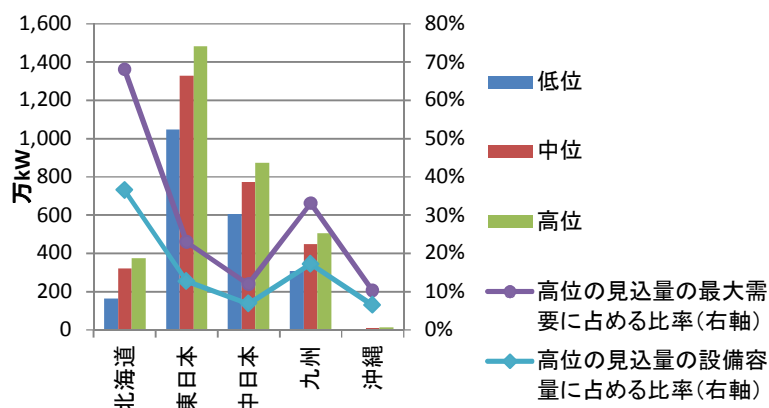


図 4-31 2030 年の 5 地域別導入見込量（陸上風力・洋上風力）と  
高位の導入見込量が系統に占める規模

注) 「導入見込量の最大需要に占める比率」は、電力事業連合会資料における各社の 2012 年度中最大需要[万 kW]に対する導入見込量[万 kW]の比率。「導入見込量の設備容量に占める比率」は、電力事業連合会資料における各社の 2012 年度における設備容量[万 kW]に対する導入見込量[万 kW]の比率。

電力会社別の想定方法は以下のとおり。

- ・陸上：北海道電力は 2020 年高位を上限とし、その他を各ケースの 2020 年の導入見込量と導入見込量の差分は風力発電ポテンシャル（[環境省, 2011]）に比例して導入されると想定。
- ・洋上：同上。ポテンシャルは [環境省, 2012]で見直された値を参照した。

図 4-31 に示したように、北海道・沖縄以外でポテンシャルに比例して導入が進むとしてもなお、需要に対して風力発電が占める割合が大きい地域が存在することから、逆に、風力発電による 2030 年高位の総導入量を維持しながら、最大需要に対する風力発電の割合が平滑化されると想定した場合の配分を試算した。なお、東日本・中日本それぞれの地域の広域連携は前提としており、発電量を最大化するよう各地域では風速区分の大きいポテンシャルから導入が進むとしている。その結果を図 4-32 に示す。

この場合には、中日本（中部電力・北陸電力・関西電力・中国電力・四国電力）において、風況では比較的劣っているが、系統規模が大きいことにより風力発電の導入可能量は大きいことから、これらの地域での導入推進が必要となる。

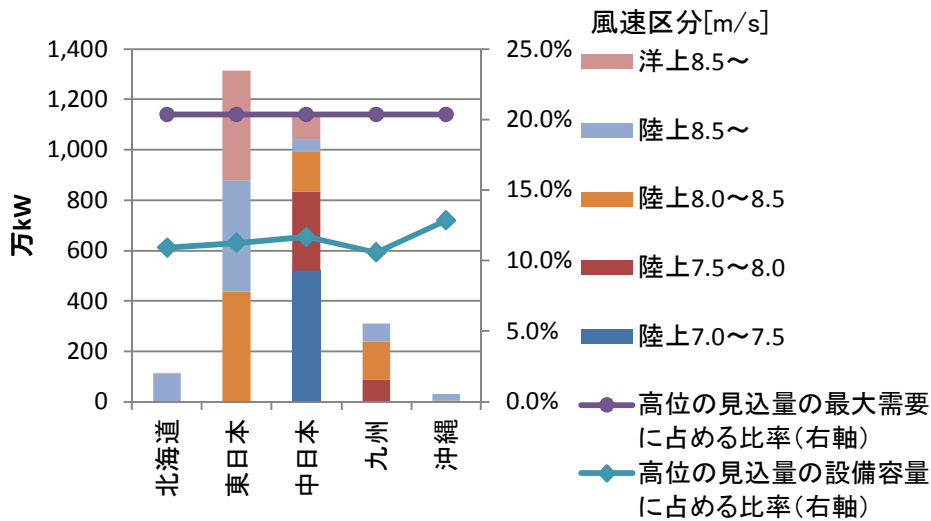


図 4-32 最大需要に占める風力発電導入の比率を平滑化した上で

発電量を最大化する 2030 年高位の導入見込量配分

注)「導入見込量の最大需要に占める比率」は、電力事業連合会資料における各社の 2012 年度中最大需要[万 kW]に対する導入見込量[万 kW]の比率。「導入見込量の設備容量に占める比率」は、電力事業連合会資料における各社の 2012 年度における設備容量[万 kW]に対する導入見込量[万 kW]の比率。

電力会社別の導入量は、以下の条件のもと、2030 年高位の導入見込量を割り振った結果。

- ・最大需要に占める風力発電導入の比率を平滑化する
- ・発電量は風速の 3 乗に比例するとして、電力会社別の風速別ポテンシャルを用いて発電量を最大化する

### 4.2.3 水力発電の導入見込量

#### (1) 水力発電（大規模）導入見込量の考え方

大規模水力発電については、これまで中長期ロードマップ検討における AIM プロジェクトチームの想定（2005 年から 2020 年にかけての増加分）【国立環境研究所，2010】を採用し、2020 年以降は 2050 年まで横ばいとした。

本調査では、以下の考え方にに基づき環境省【環境省，2013b】が設定した導入見込量の見直しを行った。

2020 年	一般電気事業者が公表している電源開発計画における大規模水力の増加分を積上
2050 年	資源エネルギー庁が実施した水力発電に関する研究会（2008 年 7 月中間報告）における 2030 年度までの水力発電電力量の増加ポテンシャルを増加分として採用

#### 1) 電源開発計画による積上

一般電気事業者が公表している電源開発計画における一般水力（揚水は除く）の増加分は図 4-33 のとおり。2020 年までの累積で、28 万 kW の増加が見込まれる。なお、電源開発計画には最長で 2028 年までの計画が記載されているが、2020 年以降、一般水力の新増設は計画されていない。

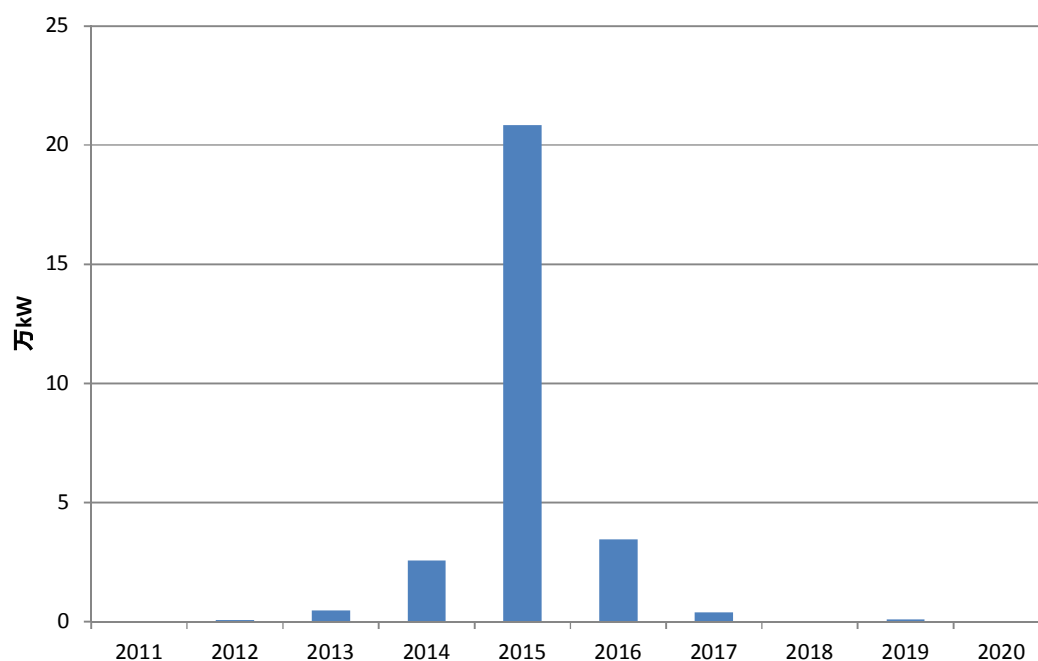


図 4-33 一般電気事業者の計画による一般水力の増加分

出典) 一般電気事業者が公表している電源開発計画より作成

## 2) 水力発電に関する研究会によるポテンシャル量

資源エネルギー庁が2008年7月に中間報告を行った水力発電に関する研究会の参考資料(図4-34)によると、以下のとおり、2030年度までの水力発電電力量の増加ポテンシャルは70億kWh程度とされている。この70億kWh分に対して、稼働率を60%と想定した設備容量(133万kW)を、2050年時点で追加的に導入される設備容量とする。

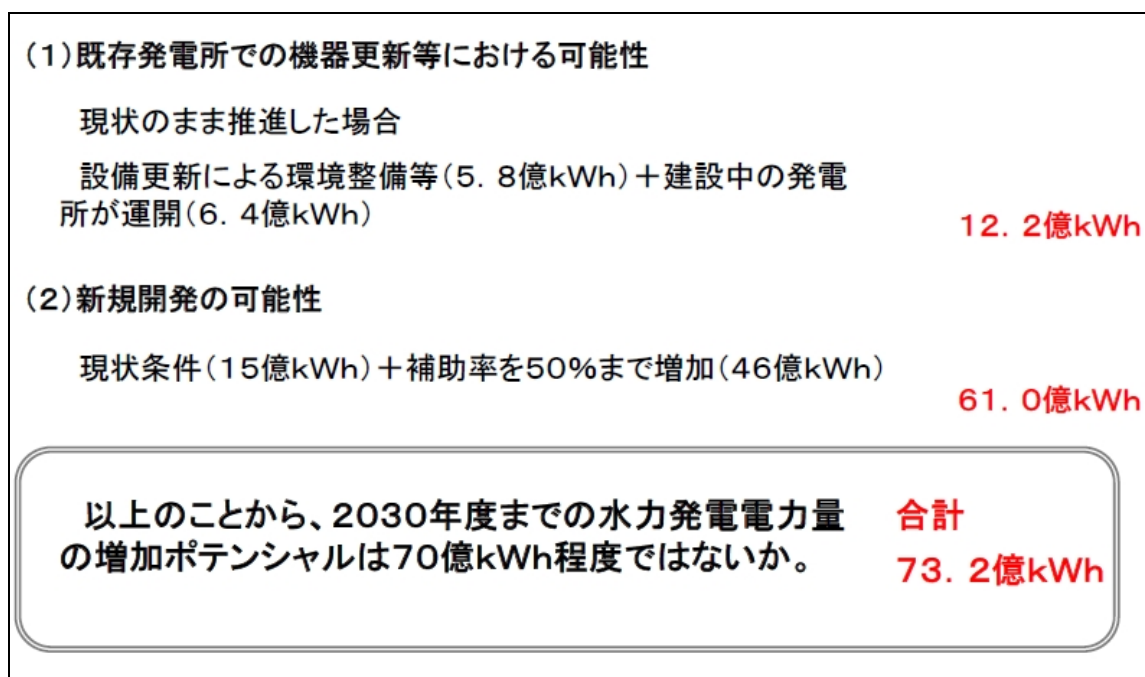


図 4-34 2030年までの水力発電電力量の増加ポテンシャル

出典) [経済産業省, 2008]

## (2) 水力発電(大規模)導入見込量

(1)で示した考え方に基づき、水力発電(大規模)の導入見込量を表4-24のとおりを設定した。

表 4-24 水力発電(大規模)の導入見込量

	2020年	2030年	2050年
低位	電力各社の電源開発計画に基づき増加分を反映(1,146万kW)	2020年のまま横ばい	資源エネルギー庁の「水力発電に関する研究会—中間報告—」にある今後のポテンシャル量を反映(1,251万kW)
中位			
高位			

### (3) 中小水力発電の導入見込量の考え方と導入見込量

以下は、環境省 [環境省, 2013b] の検討結果を掲載している。

#### 1) ポテンシャル量の精査

環境省 [環境省, 2012] より、従来用いていた中小水力のポテンシャル量のうち、既設分を除外したポテンシャル量が明らかになった。

これまでは、既設分について実績と増加分で重複が生じていたため、この重複を排除したポテンシャル量を 2050 年に全て顕在化させることとした。

また、導入見込量を推計する際の規模区分を、従来の 4 区分 (1~3 万 kW、1 千~1 万 kW、1 百~1 千 kW、1 十~1 百 kW) から固定価格買取制度の調達区分の 3 区分 (1 千~3 万 kW、2 百~1 千 kW、0~2 百 kW) に変更した。

区分毎の発電単価別ポテンシャル量を推計したところ、図 4-35 のとおりとなった。1 千~3 万 kW の区分は、12 円/kWh でピークが立つものの、20 円/kWh 台でも一定のポテンシャルがある。百~1 千 kW 区分では 20 円/kWh 台でのポテンシャル量が多い。0~2 百 kW の場合、20 円/kWh 台はわずかである。

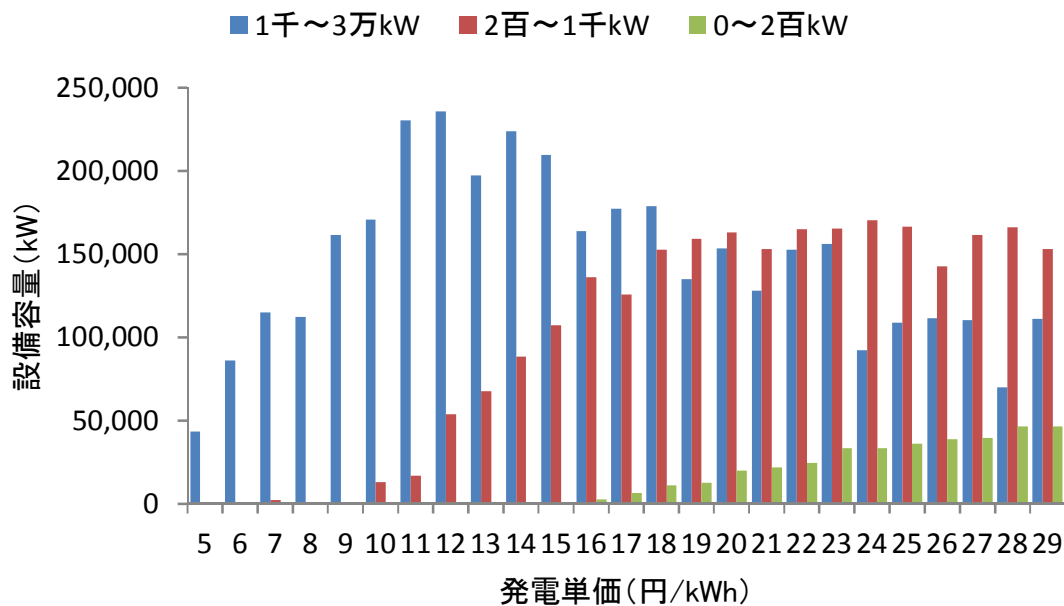


図 4-35 中小水力発電の区分毎の発電単価別ポテンシャル量

## 2) 区分別導入見込量の考え方

規模区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別に分ける際は、ポテンシャルにおける規模別構成比を用いることとした（図 4-36）。

ただし、低位ケースについては、規模区別の買取価格は設けず、一律の買取価格とした。

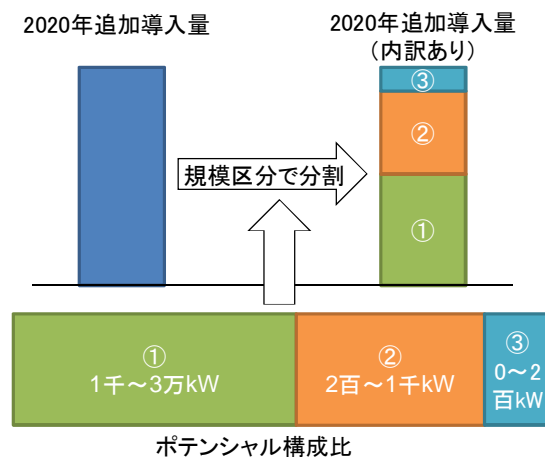


図 4-36 中小水力発電の区分別導入見込量の考え方

## 3) 中小水力発電の導入見込量

環境省 [環境省, 2013b]の検討結果を図 4-37 に示す。

ポテンシャル量の精査により、2050年高位ケースは1,884万kWとなった。一方で、低位ケースは直近（2010年）の実績の精査（資源エネルギー庁「未利用落差発電包蔵水力調査」（2009）及びRPS法の認定設備情報）により、微増となった。

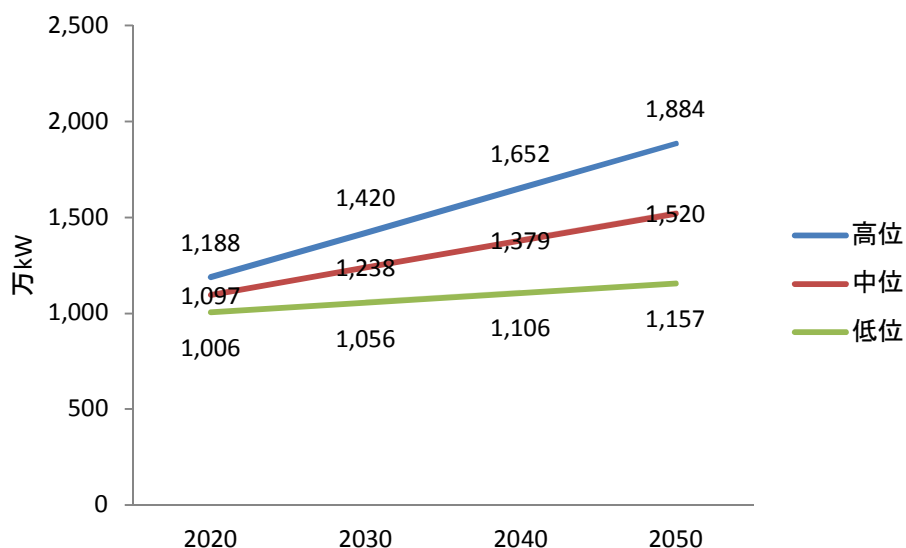


図 4-37 中小水力発電の導入見込量

出典) [環境省, 2013b]

## 4.2.4 地熱発電の導入見込量

### (1) 地熱発電導入見込量の考え方

環境省 [環境省, 2013b]では、地熱発電（大規模）の導入見込量について、2020年までは運開予定のある山葵沢（42,000kW）のみとし、2030年までにはNEDOの地熱開発促進調査を踏まえて開発資源量見込みやコスト試算が行われた地点すべてが顕在化されるとしていた（95万kW）。

しかし、2014年1月に資源エネルギー庁が調達価格等算定委員会にて公表した資料 [経済産業省, 2014b]によると、上記地点以外にも開発が進められていることが判明した。そこで、改めて開発地点情報を精査したところ、表4-25のとおり合計で116.8万kWの開発計画が存在し、うち5.25万kWが2020年までに運開を見込んでいる。

表 4-25 地熱発電の開発地点別情報（1/2）

都道府県等	地点名	出力（kW）	運開時期	備考
北海道釧路市	阿寒	不明		
北海道新得町	トムラウシ周辺	不明		
北海道上川町	上川	不明		
北海道標津町	武佐岳	15,000 <sup>1)</sup>	10年後 (2013/01時点)	
北海道赤井川村 他	阿女鱒岳	30,000 <sup>2)</sup>		
北海道札幌市	豊羽	2か所で60,000 <sup>2)</sup>		
北海道奥尻町	奥尻	500 <sup>3)</sup>	早ければ2016年 度稼働	環境影響評価不要、 温泉発電か
北海道登別市	来馬岳東部（カ ルルス）	50,000 <sup>2)</sup>		
青森県青森市	八甲田	5,000 <sup>4)</sup>		環境影響評価不要
青森県風間浦村	下風呂	2,000 <sup>4)</sup>		環境影響評価不要
岩手県八幡平市	松尾八幡平	3,500～7,000kW <sup>5)</sup>	2015年度事業開 始予定	環境影響評価不要
岩手県八幡平市	安比	40,000 <sup>2)</sup>		
岩手県	澄川（八幡平北 部）	10,000 <sup>2)</sup>		
岩手県	菰ノ森（八幡平 北部）	30,000 <sup>2)</sup>		
岩手県	松川東部（八幡 平南部）	10,000 <sup>2)</sup>		
岩手県	葛根田東部（八 幡平南部）	40,000 <sup>2)</sup>		
秋田県湯沢市	木地山・下の岱	2か所で50,000 <sup>2)</sup>		
秋田県湯沢市	小安	不明		
秋田県湯沢市	山葵沢	42,000 <sup>6)</sup>	2020年予定	
秋田県湯沢市	大湯	20,000 <sup>2)</sup>		

表 4-25 地熱発電の開発地点別情報 (2/2)

都道府県等	地点名	出力 (kW)	運開時期	備考
宮城県	高日向山・水神峠	20,000 <sup>2)</sup>		
宮城県	高日向山・蟹沢	10,000 <sup>2)</sup>		
福島県福島市他	吾妻・安達太良地域	磐梯地域とあわせて 27 万 kW <sup>7)</sup>		
福島県磐梯町他	磐梯地域	吾妻・安達太良地域とあわせて 27 万 kW <sup>7)</sup>	2020 年代初め	
福島県福島市	土湯	400 <sup>8)</sup>	2014 年 7 月予定	環境影響評価不要、温泉発電
福島県	柳津西山周辺	10,000 <sup>2)</sup>		
東京都	八丈島	6,000kW (増設分 4,000kW) <sup>9)</sup>		既存発電所の出力増強
長崎県雲仙市	小浜	180kW <sup>10)</sup>		環境省実証事業
大分県九重町	平治岳	不明		
大分県九重町	菅原	5,000 <sup>9)</sup>	2015 年 3 月予定	環境影響評価不要
大分県九重町	大岳発電所	14,500kW (増設分 2,000kW) <sup>9)</sup>		既存発電所のリプレイス
熊本県	滝上周辺	20,000 <sup>2)</sup>		
熊本県	山下池南東部	10,000 <sup>2)</sup>		
熊本県	菅原	40,000 <sup>2)</sup>		
熊本県	湧蓋山北麓	30,000 <sup>2)</sup>		
熊本県	湧蓋山南東部	30,000 <sup>2)</sup>		
熊本県	湧蓋山南東部	50,000 <sup>2)</sup>		
熊本県	泉水山西部	50,000 <sup>2)</sup>		
宮崎県	飯盛山東部	40,000 <sup>2)</sup>		
宮崎県	えびの岳	50,000 <sup>2)</sup>		
鹿児島県霧島市	白水越	2 か所で 60,000 <sup>2)</sup>		
鹿児島県	鉾投	40,000 <sup>2)</sup>		
鹿児島県	烏帽子岳	40,000 <sup>2)</sup>		

出所：1) 47NEWS サイト ([http://www.47news.jp/news/2012/04/post\\_20120407082012.html](http://www.47news.jp/news/2012/04/post_20120407082012.html))

2) 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」

3) 47NEWS サイト (<http://www.47news.jp/CN/201306/CN2013060801001076.html>)

4) 47NEWS サイト ([http://www.47news.jp/localnews/aomori/2013/11/2\\_1090.html](http://www.47news.jp/localnews/aomori/2013/11/2_1090.html))

5) JFE エンジニアリング HP (<http://www.jfe-eng.co.jp/products/energy/generation/gene01.html>)

6) J-POWER HP ([http://www.jpowers.co.jp/news\\_release/news111107-2.html](http://www.jpowers.co.jp/news_release/news111107-2.html))

7) 朝日新聞 HP (<http://www.asahi.com/eco/news/TKY201204020650.html>)

8) ふくしま再生可能エネルギー事業ネット HP (<http://www.fre-net.jp/?p=1010>)

9) 資源エネルギー庁「地熱開発の現状」

10) Community Power Initiative HP (<http://communitypower.jp/activity/488>)



## (2) 地熱発電の導入見込量

以上の見直しを踏まえた地熱発電（大規模）の導入見込量は表 4-26 のとおり。

表 4-26 地熱発電（大規模）の導入見込量

	2020 年	2030 年	2050 年
低位	開発地点別情報から 2020 年までの運開を見 込んでいる地点の導入量 を設定（59 万 kW）	開発地点別情報から個々 の導入量が明らかになっ ている地点全ての導入量 を設定（168 万 kW）	2020 年→2030 年までの 導入ペースが継続するも のと想定（386 万 kW）
中位			低位と高位の中央値を採 用（511 万 kW）
高位			22 年度環境省ポテンシ ヤル調査報告書における 150℃以上の温度区分の ポテンシャル量を全量頭 在化（636 万 kW）

#### 4.2.5 バイオマス発電の導入見込量

バイオマス発電については、導入見込量の考え方は環境省調査 [環境省, 2013b]と同じであるが、最新の実績値 [経済産業省, 2014a]が公表されたことを反映するとともに、稼働率の設定を精査し、表 4-27 のとおりとした。

表 4-27 バイオマス発電の導入見込量

	2020年	2030年	2050年
低位	固定価格買取制度導入前の実績値(230万kW)と黒液廃材等による発電分実績値(228万kW)に対し、全量買取PT取りまとめの増加分を採用(508万kW)。	2020年水準のままと設定(508万kW)。	2020年水準のままと設定(508万kW)。
中位	低位と高位の中央値を採用(579万kW)。	低位と高位の中央値を採用(595万kW)。	低位と高位の中央値を採用(623万kW)。
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と設定。 足下実績の稼働率は過去の実績値から56%、増加分はエネ環会議の見通しに近くよう80%と設定した(651万kW)。	2050年の値まで直線的に増加と設定(682万kW)	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728万kLとし、黒液廃材等は2020年横ばい(274万kL)として計1,002万kLと設定。 足下実績の稼働率は過去の実績値から56%、増加分はエネ環会議の見通しに近くよう80%と設定した(738万kW)。

### 4.3 参考文献

EPIA. (2011). Solar Generation 6.

環境省. (2011). 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.

環境省. (2012). 平成 23 年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書.

環境省. (2013a). 平成 24 年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書.

環境省. (2013b). 平成 24 年度 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 25 年 3 月) .

経済産業省. (2008). 水力発電に関する研究会－中間報告－ 参考資料.

経済産業省. (2010). 平成 22 年度電力供給計画の概要. 参照先: <http://www.enecho.meti.go.jp/policy/electricpower/100414-h22.pdf>

経済産業省. (2013). 再生可能エネルギー発電設備の導入状況について (5 月末時点) .

経済産業省. (2014a). NewsRelease (再生可能エネルギー発電設備の導入状況を公表します (平成 25 年 12 月末時点)) . 参照先: <http://www.enecho.meti.go.jp/saiene/kaitori/dl/setsubi/201312setsubi.pdf>

経済産業省. (2014b). 調達価格等算定委員会 (第 13 回) .

国家戦略室. (2011). コスト等検証委員会報告書.

国家戦略室. (2012). エネルギー・環境に関する選択肢 (シナリオ詳細データ) . 参照先: [http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/sentakushi/database/shousai-data\\_s hincho+seicho+teiseicho.xls](http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/sentakushi/database/shousai-data_s hincho+seicho+teiseicho.xls)

国立環境研究所. (2010). 日本温室効果ガス排出量 2020 年削減目標達成に関する AIM モデルによる分析結果. 参照先: [http://www-iam.nies.go.jp/aim/prov/middle\\_report.htm](http://www-iam.nies.go.jp/aim/prov/middle_report.htm)

総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会. (2013). 第 10 回会合 資料 6 (平成 25 年 11 月 18 日) .

地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会. (2012). 中間報告書 (平成 24 年 4 月) .

野中 謙, 朝野 賢司. (2011). 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. 電力中央研究所社会経済研究所ディスカッションペーパー. SERC11027.