

## 2.8 風力発電

### (1) 風力発電の導入見込量の考え方

昨年度までの風力発電の導入見込量の考え方は以下のとおり。

表 2.8-1 平成 22 年度調査における風力発電の導入見込量の考え方

2020年	導入見込量は、風力発電協会のシナリオを参考に、陸上：1,110万kW、洋上着床式：20万kW、洋上浮体式：1万kWに設定。この導入見込量すべてでIRR8%が確保される20年間の全量買取の買取価格を推計。
2030年	下位、中位及び上位ケースとも、日本風力発電協会の長期導入目標（2030年値）に基づいて設定した。
2050年	日本風力発電協会が『2050年までに、風力発電による電力量供給比率を、日本の全需要電力量の10%以上とする』という目標に沿って設定した2,525万kW（=5,000万kW）とした。

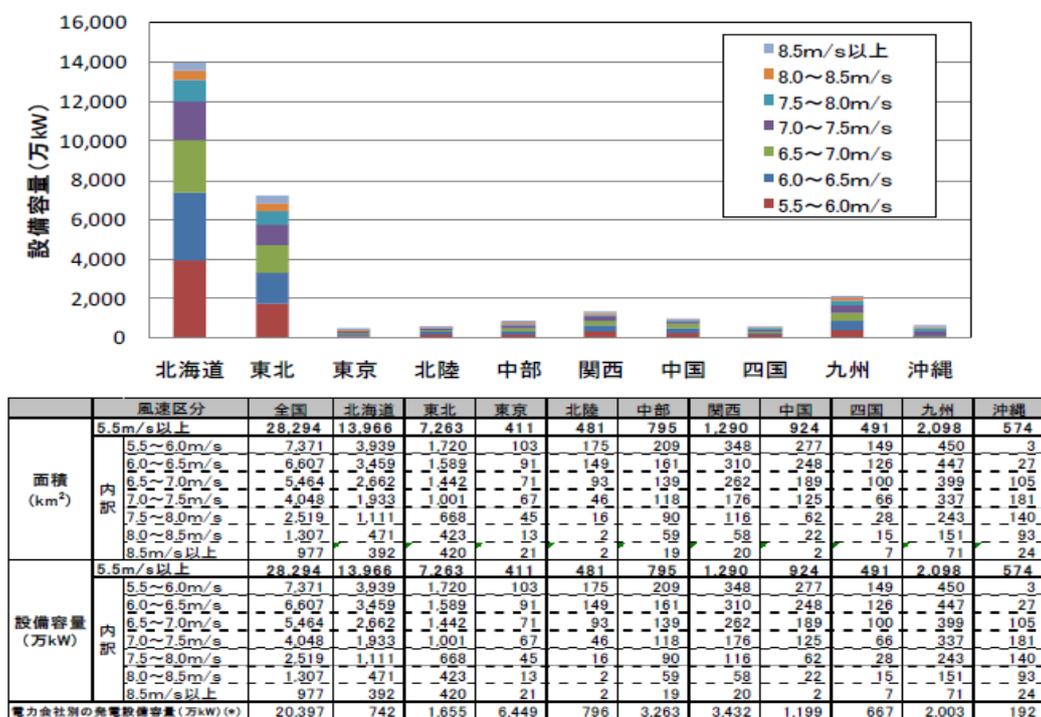
今年度は、規模区分別の買取価格を検討する観点から、以下のとおり導入見込量を先に想定し、買取価格を分析した。また、コスト等検証委員会の想定に基づき、初期投資の5%を廃棄コストとして織り込んだ。

表 2.8-2 平成 23 年度調査における風力発電の導入見込量の考え方

2020年	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。 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。 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。
2030年	高位：2050年に7,000万kWを見込む際の普及曲線より3,400万kWと設定。 中位：2050年に5,000万kWを見込む際の普及曲線より2,800万kWと設定。 低位：2050年に3,000万kWを見込む際の普及曲線より2,100万kWと設定。
2050年	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（7,000万kW） 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（5,000万kW） 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2,558万kWと更に社会的受容性まで考慮した場合の3,393万kWの中間値として、3,000万kW。

## (2) 風力発電の導入ポテンシャル①【陸上風力】

全国の導入ポテンシャル 28,294 万 kW の 49%を北海道エリアが占めており、次いで東北エリアが 26%、九州エリアが 7.4%で続いている。なお、北海道、東北、九州エリアでは、従来の電力供給能力を上回る導入ポテンシャルが推計されている。(短中期の導入可能量は地域間連携設備能力の限界などを含めた検討が必要である。)



※電力会社別の発電設備容量は、北陸電力 FACT BOOK 2010 の 2009 年度データを基としている。

図 2.8-1 陸上風力の電力供給エリア別の導入ポテンシャル分布状況

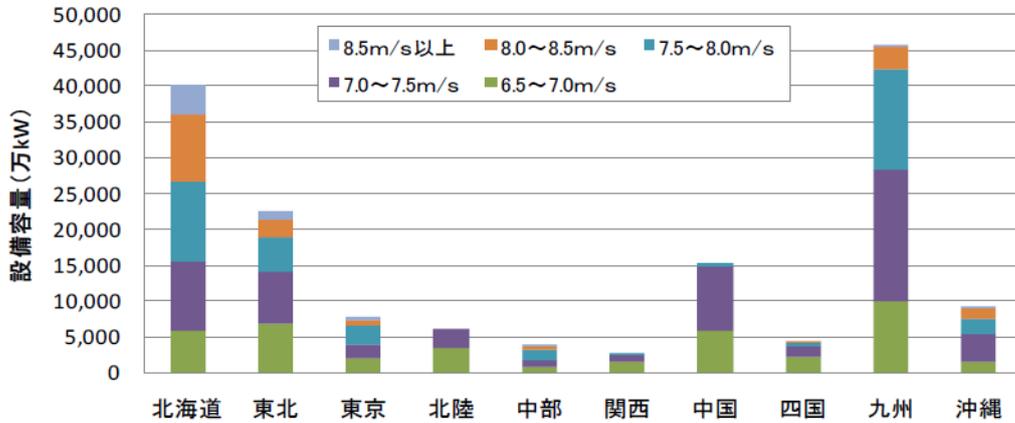
表 2.8-3 導入ポテンシャル推計条件 (開発不可条件)

区分	項目	平成 22 年度調査における 開発不可条件	参考：平成 21 年度調査に おける開発不可条件	
自然条件	風速区分	5.5m/s 未満	同左	
	標高	1,000m 以上	同左	
	最大傾斜角	20 度以上	同左	
社会条件： 法制度等	法規制区分	1) 国立・国定公園 (特別保護地区、第 1 種特別地域) 2) 都道府県立自然公園 (第 1 種特別地域) 3) 原生自然環境保全地域 4) 自然環境保全地域 5) 鳥獣保護区のうち特別保護地区 (国指定、都道府県指定) 6) 世界自然遺産地域 7) 保安林	1) 国立・国定公園 (特別保護地区、第 1 種特別地域) 2) 原生自然環境保全地域 3) 自然環境保全地域、 4) 国指定鳥獣保護区 5) 世界自然遺産地域 6) 保安林	
	社会条件： 土地利用等	都市計画区分	市街化区域	同左
		土地利用区分	田、建物用地、幹線交通用地、その他の用地、河川地及び湖沼、海水域、ゴルフ場 ※「その他農用地」、「森林 (保安林を除く)」、「荒地」、「海浜」が開発可能な土地利用区分となる	同左
		居住地からの距離	500m 未満	同左

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) 風力発電の導入ポテンシャル②【洋上風力】

全国の導入ポテンシャル 157,262 万 kW の 29%を九州エリアが占めており、次いで北海道エリアが 26%、東北エリアが 14%で続いている。



		風速条件	全国	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
面積 (km <sup>2</sup> )	6.5m/s以上		157,262	40,314	22,479	7,938	6,212	3,869	2,542	15,199	4,167	45,467	9,074
	6.5~7.0m/s		40,561	5,801	6,938	2,037	3,459	921	1,616	5,903	2,270	9,973	1,643
	7.0~7.5m/s		55,917	9,849	7,105	1,844	2,753	856	856	8,948	1,539	18,374	3,791
	7.5~8.0m/s		36,852	10,936	4,916	2,628	0	1,426	70	348	358	14,065	2,107
	8.0~8.5m/s		17,903	9,532	2,514	753	0	560	0	0	0	3,013	1,531
	8.5m/s以上		6,029	4,197	1,006	676	0	106	0	0	0	43	1
設備容量 (万kW)	6.5m/s以上		157,262	40,314	22,479	7,938	6,212	3,869	2,542	15,199	4,167	45,467	9,074
	6.5~7.0m/s		40,561	5,801	6,938	2,037	3,459	921	1,616	5,903	2,270	9,973	1,643
	7.0~7.5m/s		55,917	9,849	7,105	1,844	2,753	856	856	8,948	1,539	18,374	3,791
	7.5~8.0m/s		36,852	10,936	4,916	2,628	0	1,426	70	348	358	14,065	2,107
	8.0~8.5m/s		17,903	9,532	2,514	753	0	560	0	0	0	3,013	1,531
	8.5m/s以上		6,029	4,197	1,006	676	0	106	0	0	0	43	1

図 2.8-1 洋上風力発電供給エリア別導入ポテンシャルの分布状況

図 2.8-2 洋上風力の電力供給エリア別の導入ポテンシャル分布状況

表 2.8-4 導入ポテンシャル推計条件（開発不可条件）

区分	項目	平成 22 年度調査における 開発不可条件	参考：平成 21 年度調査に おける開発不可条件
自然条件	風速区分	6.5m/s 未満	同左
	離岸距離	陸地から 30km 以上	同左
	水深	200m 以上	同左
社会条件: 法制度等	法規制区分	1) 国立・国定公園（海域公園）	同左

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

#### (4) 風力発電の導入見込量①【～2020年】

風力発電の導入見込量としては、短期・中長期それぞれについて、低位・中位・高位の3つのシナリオを見込むこととする。

2020年の導入見込量は、シナリオ別に以下のとおりとする。

このとき、買取価格の想定はシナリオ間で異なるものとし、この導入見込量すべてでIRR8%が確保される買取価格とする（詳細は後述）。

なお、電力系統への接続条件に応じて、低位／中位以上の差が生じるものと想定する。

表 2.8-5 風力発電の導入見込量（～2020年）

低位シナリオ	資源エネルギー庁による当初の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、 <b>2020年750万kW</b> を見込む。
中位シナリオ	<b>既設地域間連系線の積極的な活用を前提として、2020年1,110万kW</b> を見込む。
高位シナリオ	<b>既設地域間連系線の積極的な活用を前提として、この中での最大限の導入を見込むとして、2020年1,150万kW</b> を見込む。

#### (5) 風力発電の導入見込量②【～2050年】

2030年及び2050年の導入見込量は、日本風力発電協会の試算を参考に、事務局にてシナリオ別に以下のとおり設定。なお、中位・高位シナリオについては、東日本（東北及び東京電力）、西日本（東京、北陸、中部、関西、中国及び四国電力）の電力系統の一体運用を前提とした。また、2050年については、全国大での一体運用を前提とすれば更に導入量が拡大することが見込まれるが、今後の検討課題である。

対発電設備容量割合については、気象予測システムを活用した広域運用、風車制御機能の有効活用（最大出力制限）、電力貯蔵設備（揚水発電等）、調整電源の新增設（含む更新）などにより欧州並み（現在のスペイン）の運用を想定した。

対ポテンシャル開発率は、実際の現地調査結果あるいは社会的制約条件の変化などに伴い、現在の試算結果よりは低下する事が予想されるため、一定程度の上限を設けるとともに、日本全国へ展開するものとして設定した。

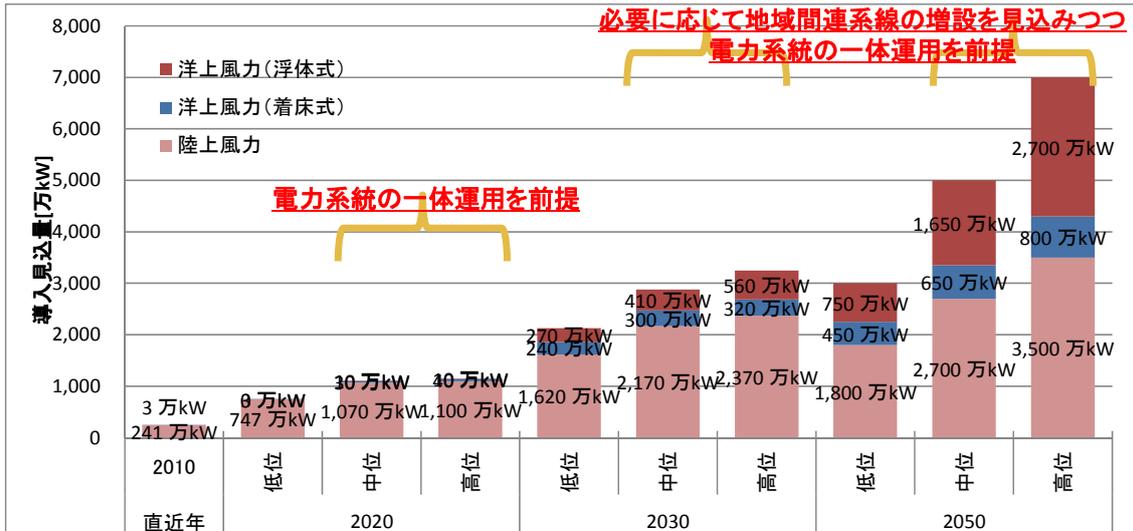


図 2.8-3 風力発電の導入見込量 (～2050年)

表 2.8-6 風力発電の導入見込量 (～2050年) の前提条件

	対発電設備容量割合 ※1)	
	陸上風力	洋上風力
低位	40%以下	15%以下
中位	40%以下	15%以下
高位	50%以下	33%以下

	対ポテンシャル開発率 ※2)	
	陸上風力	洋上風力
低位	33%以下	15%以下
中位	33%以下	15%以下
高位	50%以下	33%以下

※1)陸上風力の導入を優先するとして上で、陸上風力を加えた上での上限割合として設定。

※2)陸上 6.5m/s 及び洋上 7.5m/s 以上に対する開発率。

## (6) 風力発電の買取価格①【陸上風力の有望地点抽出】

2020年の導入量については、環境省が作成した再生可能エネルギー導入ポテンシャルマップ（H22）における陸上風力の事業性マップから、連続した設置面積（5km<sup>2</sup>以上）がある地点を導入候補地点として抽出する。具体的には、次のとおり。

その際、既設の風力発電に関しては、風車から半径 500m 圏内の導入ポテンシャルを控除するものとする。

その上で、連続した設置面積 5k m<sup>2</sup>未満のエリアも控除する。

※連続した設置面積に関しては、形状等は加味せず単純に 100m メッシュが繋がっているか、分断されているかでエリア面積を算出した。

更に、道路距離及び送電線距離を考慮した事業採算性の計算を行い、PIRR8%が成立する買取価格（15 円～40 円）×15 年間のエリアを抽出し面積集計した（後述）。

なお、依然として、自然環境（猛禽類等）や必要道路等の関係から、現状の技術等では利用困難な地点を多く含んでいる点について留意する必要がある。

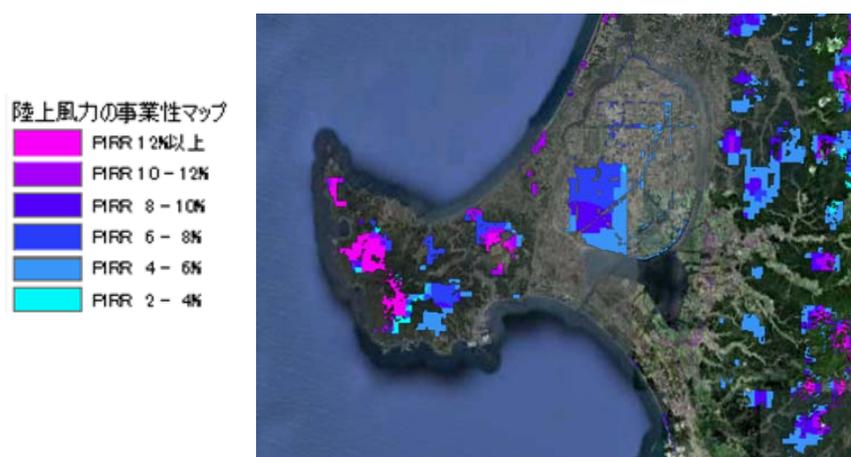


図 2.8-4 男鹿半島付近の風力発電の事業性マップイメージ

## (7) 風力発電の買取価格②【洋上風力の有望地点抽出】

### 洋上風力発電の有望地点の抽出

2020年の導入量については、環境省が作成した再生可能エネルギー導入ポテンシャルマップ（H22）における洋上風力の事業性マップから、連続した設置面積（15km<sup>2</sup>以上）がある地点を導入候補地点として抽出する。具体的には、次のとおり。

本土から 30km 以内とする（交流送電が可能な範囲）。

既設の風力発電は考慮しない（ゼロとして扱う）。

水深 50m 未満については着床式、50m 以上は浮体式と見なす。なお、離岸距離 30km 以上、水深 200m 以上は開発不可能条件として控除している。

PIRR8%が成立する買取価格（30 円～40 円）×15 年間のエリアを抽出し面積集計した（後

述)。

なお、実際にはケーブル敷設費用を通じて、事業費に対して大きな影響を及ぼすと考えられる沿岸距離について明示的には考慮できておらず、代わりに水深を以て事業費を想定している点について留意する必要がある。つまり、着床式と浮体式について本質的には区別がないため、ここではまとめて洋上風力発電として取り扱った。

### (8) 風力発電の買取価格③【買取価格と有望地点の関係】

2020年頃の導入量評価として、前述のとおり、環境省が作成した再生可能エネルギー導入ポテンシャルマップ(H22)における陸上及び洋上風力の事業性マップから、更に有望地点を抽出したところ下表の通り。

表 2.8-7 買取価格に応じた累積導入可能量 (PIRR8%ベース)

導入可能量(累積)	買取価格[円/kWh]				発電設備容量[万kW]	風力設備容量比
	~20	~25	~30	~40		
<b>陸上</b>	<b>12,305</b>	<b>24,253</b>	<b>24,253</b>	<b>24,253</b>		
1北海道電力	3,424	7,292	7,292	7,292	742	982.7%
2東北電力	1,838	3,323	3,323	3,323	1,721	193.1%
3東京電力	60	112	112	112	6,499	1.7%
4北陸電力	30	84	84	84	806	10.4%
5中部電力	110	152	152	152	3,283	4.6%
6関西電力	71	127	127	127	3,488	3.6%
7中国電力	43	82	82	82	1,199	6.9%
8四国電力	363	589	589	589	696	84.6%
9九州電力	214	365	365	365	2,033	18.0%
10沖縄電力	6,153	12,127	12,127	12,127	192	6316.0%
<b>洋上</b>			<b>12,744</b>	<b>45,204</b>		
1北海道電力			8,564	19,727	742	2658.6%
2東北電力			2,392	9,548	1,721	554.8%
3東京電力			512	3,372	6,499	51.9%
4北陸電力			1	1,264	806	156.8%
5中部電力			831	2,195	3,283	66.8%
6関西電力			1	592	3,488	17.0%
7中国電力			0	2,053	1,199	171.2%
8四国電力			2	1,292	696	185.6%
9九州電力			443	5,163	2,033	253.9%
10沖縄電力			0	0	192	0.0%
<b>合計</b>	<b>12,305</b>	<b>24,253</b>	<b>36,997</b>	<b>69,457</b>		
1北海道電力	3,424	7,292	15,856	27,019	742	3641.4%
2東北電力	1,838	3,323	5,714	12,871	1,721	747.9%
3東京電力	60	112	623	3,484	6,499	53.6%
4北陸電力	30	84	84	1,347	806	167.2%
5中部電力	110	152	983	2,347	3,283	71.5%
6関西電力	71	127	128	719	3,488	20.6%
7中国電力	43	82	83	2,135	1,199	178.1%
8四国電力	363	589	591	1,881	696	270.2%
9九州電力	214	365	808	5,528	2,033	271.9%
10沖縄電力	6,153	12,127	12,127	12,127	192	6316.0%

(9) 風力発電の買取価格④【導入見込量に応じた買取価格①】

2020年頃の導入量評価として、前頁の有望地点から、電力各社の対発電設備容量上限を特に堅めに想定して5%あるいは10%と想定した場合の買取価格と陸上風力の導入可能量（既設分は除く）は下表のとおり。

既設の導入量約240万kW（2010年度時点）を考慮すると、低位シナリオ達成のためには対発電設備容量上限が5%であったとしても18円/kWhの買取価格で約510万kWが追加導入可能と見込まれる。また、中位シナリオ及び高位シナリオ達成についても対発電設備容量上限を現状議論されている水準の10%に限定しても20円/kWhで約850万kW、22円/kWhで約950万kWが追加導入可能と見込まれる。

表 2.8-8 買取価格に応じた累積導入可能量（PIRR8%ベース）

導入可能量(累積)	買取価格[円/kWh]		
	～18	～20	～22
<b>陸上</b>	<b>505</b>	<b>582</b>	<b>676</b>
1北海道電力	37	37	37
2東北電力	86	86	86
3東京電力	42	60	79
4北陸電力	18	30	40
5中部電力	90	110	130
6関西電力	51	71	97
7中国電力	35	43	60
8四国電力	35	35	35
9九州電力	102	102	102
10沖縄電力	10	10	10

注) 対発電設備容量5%を上限とする。

表 2.8-9 買取価格に応じた累積導入可能量（PIRR8%ベース）

導入可能量(累積)	買取価格[円/kWh]		
	～18	～20	～22
<b>陸上</b>	<b>721</b>	<b>851</b>	<b>953</b>
1北海道電力	74	74	74
2東北電力	172	172	172
3東京電力	42	60	79
4北陸電力	18	30	46
5中部電力	90	110	130
6関西電力	51	71	97
7中国電力	35	43	61
8四国電力	70	70	70
9九州電力	150	203	203
10沖縄電力	19	19	19

注) 対発電設備容量10%を上限とする。

(10) 風力発電の買取価格④【導入見込量に応じた買取価格②】

更に、東日本（東北及び東京電力）、西日本（東京、北陸、中部、関西、中国及び四国電力）の電力系統の一体運用を前提として、電力各社の発電設備容量上限を 30%とした場合の買取価格と導入可能量の関係は下表のとおり（陸上>洋上の優先順位で導入されるものと想定）。

洋上風力についても、例えば買取価格 30 円/kWh の場合、陸上風力の導入状況を考慮した上で、PIRR8%を確保する導入可能量（1,588 万 kW）が導入見込量に対して十分に存在する。

表 2.8-10 買取価格に応じた累積導入可能量（PIRR8%ベース）

導入可能量(累積)	買取価格[円/kWh]				発電設備容量[万kW]	風力設備容量比
	~20	~25	~30	~40		
<b>陸上</b>	<b>1,533</b>	<b>1,928</b>	<b>1,928</b>	<b>1,928</b>		
1北海道電力	223	223	223	223	742	30.0%
2東北電力	516	516	516	516	1,721	30.0%
3東京電力	60	112	112	112	6,499	1.7%
4北陸電力	30	84	84	84	806	10.4%
5中部電力	110	152	152	152	3,283	4.6%
6関西電力	71	127	127	127	3,488	3.6%
7中国電力	43	82	82	82	1,199	6.9%
8四国電力	209	209	209	209	696	30.0%
9九州電力	214	365	365	365	2,033	18.0%
10沖縄電力	58	58	58	58	192	30.0%
<b>洋上</b>			<b>1,588</b>	<b>3,942</b>		
1北海道電力			0	0	742	0.0%
2東北電力			0	0	1,721	0.0%
3東京電力			512	1,838	6,499	28.3%
4北陸電力			1	158	806	19.6%
5中部電力			831	833	3,283	25.4%
6関西電力			1	592	3,488	17.0%
7中国電力			0	277	1,199	23.1%
8四国電力			0	0	696	0.0%
9九州電力			245	245	2,033	12.0%
10沖縄電力			0	0	192	0.0%
<b>合計</b>	<b>1,533</b>	<b>1,928</b>	<b>3,517</b>	<b>5,871</b>		
1北海道電力	223	223	223	223	742	30.0%
2東北電力	516	516	516	516	1,721	30.0%
3東京電力	60	112	623	1,950	6,499	30.0%
4北陸電力	30	84	84	242	806	30.0%
5中部電力	110	152	983	985	3,283	30.0%
6関西電力	71	127	128	719	3,488	20.6%
7中国電力	43	82	83	360	1,199	30.0%
8四国電力	209	209	209	209	696	30.0%
9九州電力	214	365	610	610	2,033	30.0%
10沖縄電力	58	58	58	58	192	30.0%

注) 電力各社の発電設備容量 30%を上限とする。

(11) 【参考 1】風力発電の現状の電力系統への連系可能量

2010 年時点の各電力会社エリア内における風力発電の連系可能量は下表に示すとおり。東京電力、中部電力、関西電力の 3 社は連系可能量を設定していないが、下表より、現在の風力発電の連系可能量は、一定条件のもと風力発電の連系を認める「解列枠」、「蓄電池枠」を含めて 368.5 万 kW+ $\alpha$  である。東京電力、中部電力、関西電力を除く各電力会社の連系可能量は発電設備容量のおよそ 5%であることから、これら 3 社の連系可能量を仮に発電設備容量の 5%と設定すると  $\alpha$  は約 650 万 kW となり、仮の連系可能量は約 1,018 万 kW である。

表 2.8-11 風力発電の現状の電力系統への連系可能量

(連系可能量のうち、()内は発電設備容量に対する5%を想定した場合の数値である)

	連系可能量 (万kW)	公表年度	導入実績(万kW) 2010年3月	発電設備容量 (万kW)	連系可能量/ 発電設備容量	備考
北海道電力	36	2008	25.7	742	4.9%	内、解列枠5万kW
東北電力	118	2008	48.2	1655	7.1%	内、蓄電池枠33万kW
東京電力	(322)	-	24.4	6430	(5%)	
北陸電力	25	2008	9.4	796	3.1%	内、解列枠10万kW
中部電力	(163)	-	17.7	3263	(5%)	
関西電力	(165)	-	6.9	3306	(5%)	
中国電力	62	2008	25.1	1199	5.2%	
四国電力	25	2008	16.6	667	3.7%	内、解列枠5万kW
九州電力	100	2008	28.7	2002	5.0%	
沖縄電力	3	2008	1.4	192	1.6%	
合計	368.5+(650)		204.1	-	-	

解列枠：一般電気事業者の予めの指令により解列することを条件に系統への連系を認めるもの

蓄電池枠：蓄電池の併設を条件に系統への連系を認めるもの

※沖縄については、沖縄本土連系における連系可能量・既連系量を記載

※東北電力の連系可能量及び導入実績には、出力一定制御型の風力発電施設は含まない。

※連系可能量、導入実績：経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課 調べ

出典)「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量に関する調査)調査報告書(平成23年2月28日、資源エネルギー庁)

注)上記に加えて、現時点では、北海道地域内及び東北地域内における導入拡大に向けた実証実験として、北海道20万kW、東北40万kWが追加されている。

## (12) 【参考2】ドリームシナリオ(北海道のポテンシャルを最大活用)

先述の通り、北海道における導入ポテンシャルは陸上13,966万kW、洋上40,314万kWと非常に大きい。そこで、仮にドリームシナリオとして、導入ポテンシャルを最大限活用するシナリオを想定した。

水を電気分解して水素を製造し貯蔵して、これを需要地に輸送して消費するというシナリオもありうるが、現状の技術見通しでは貯蔵・運搬コストが割高とされているため、ここでは逆転の発想で、電力需要家の誘致、安価な電力で訴求した産業誘致をイメージしたシナリオを描いた。

具体的には、陸上についてはポテンシャル開発率を50%、洋上については同10%と想定した。この場合、導入量は、陸上6,983万kW、洋上4,031万kWで合計約1億1千万kW、約2,300億kWh/年となる。

これは、現状の日本の産業部門の主要な大口電力需要家(約2,000億kWh)と、データセンターの消費電力(今後の大幅な伸びを見込んで200億kWh[現状は約100億kWh程度])を十分に賄い得る量である。

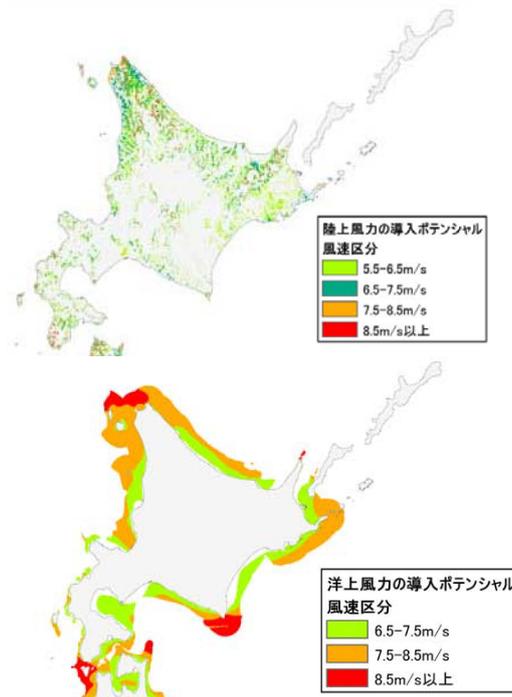


図 2.8-5 北海道の導入ポテンシャル

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

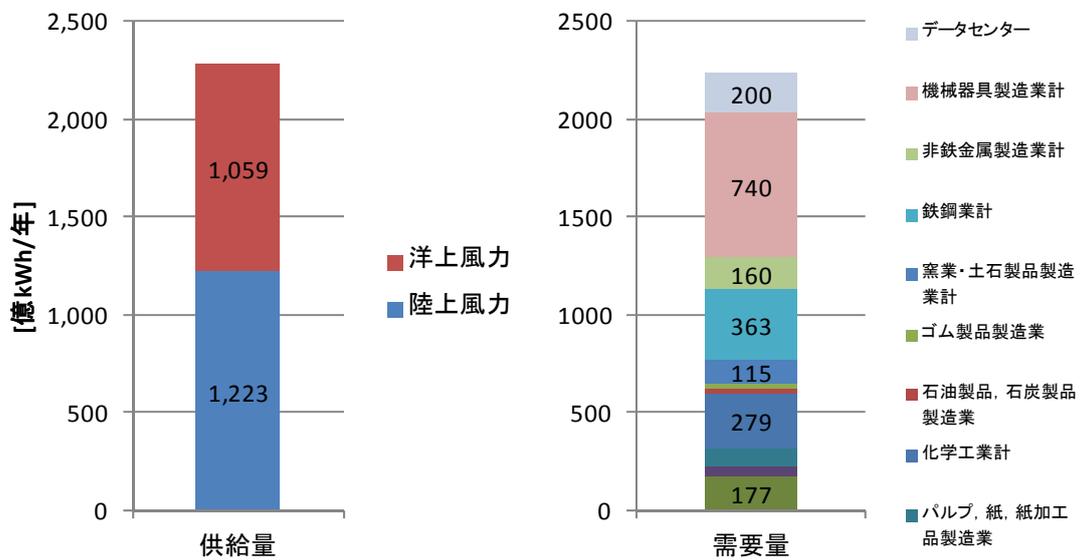


図 2.8-6 ドリームシナリオ（北海道のポテンシャルを最大活用）における需給イメージ

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、電気事業連合会「電力統計情報（2010 年度の大口電力産業別）」より作成

## 2.9 海洋エネルギー

### (1) 今年度の検討技術について

現在研究開発が進められている、主要な海洋エネルギー利用技術は以下の6技術。

- ① 波力発電：波のエネルギーを利用した発電システム
- ② 潮汐力発電：潮汐に伴う潮位差を利用して発電するシステム
- ③ 海流・潮流発電：海流、潮流エネルギーを利用した発電システム
- ④ 海洋温度差発電：表層水と深層水との温度差を利用した発電システム
- ⑤ 塩分濃度差発電：河川水と海水の塩分濃度差を利用して発電するシステム
- ⑥ 洋上風力：洋上に設置される風力発電システム。着床式と浮体式がある。

海流発電は、日本におけるポテンシャルは大きく、実用化に向けた研究開発が進められている。ただし、現時点では基礎的研究レベルにあり、潮流発電と比較すると技術開発進度は遅い。

潮汐力発電は、海外においては古くから運転実績があるものの、日本においては理想的な潮位差を得られるサイトが少なく、国内の賦存量は小さいとされている。(潮位差 5m 以上が実用化の目安と言われており、諸外国には 10m 以上の潮位差が得られる地点が存在するのに対し、日本においては最も好条件の有明海においても最大潮位差 4.9m である。

塩分濃度差発電は、ヨーロッパを中心に研究開発が行われているが、現状の試作システムの出力は数 kW と低く、依然として実証試験段階である。

本検討会では、実用化レベルに近く、日本においても賦存量を有する、波力発電、潮流発電、海洋温度差発電について検討を行うものとする。なお、洋上風力については、風力発電パートにて検討するため、ここでは扱わないこととする。

また、ポテンシャルに関する用語は、平成 22 年度環境省ポテンシャル調査にならい、次のとおり定義する。つまり、全資源エネルギー量は、現状の技術水準では利用困難なものを含む全てのエネルギー資源量とし、賦存量は、設置可能面積、平均風速、河川流量等から理論的に算出することができるエネルギー資源量とする。

表 2.9-1 主要な海洋エネルギー技術と本作業グループにおける検討技術

技術	技術開発段階	日本における賦存量
波力発電	実証試験～実用化	○
潮汐力発電	商用化	△～×
潮流発電	実証試験～実用化	○
海流発電	基礎研究～実証試験	○
海洋温度差発電	実証試験～実用化	○
塩分濃度差発電	基礎研究	—
洋上風力 (風力発電パートにて検討)	実用化～商用化(着床式) 実証試験～実用化(浮体式)	○

(2) 海洋エネルギーのポテンシャル① (波力発電 1/2)

前田・木下らは、日本造船研究協会の統計を用いて、沖合を含めた日本近海の波力エネルギーを推定。沖合にいくほど波力エネルギー密度は高く、特に太平洋岸の福島、茨城、千葉沖の波力エネルギーが大きいと試算されている。

また、日本周辺の平均波力エネルギー密度を約 10kW/m とし、日本全周 (約 5000km) で 100%吸収するとした場合、約 50GW のエネルギーが得られるとしている。

高橋らは、全国の主要港に配置された波浪観測網のデータを用いて日本周辺における波力エネルギーを調査し、日本沿岸の平均波力エネルギー密度を 7kW/m と試算している。日本の総海岸線を 5,200km とした場合、日本沿岸に打ち寄せる波力エネルギーは 36GW となる。

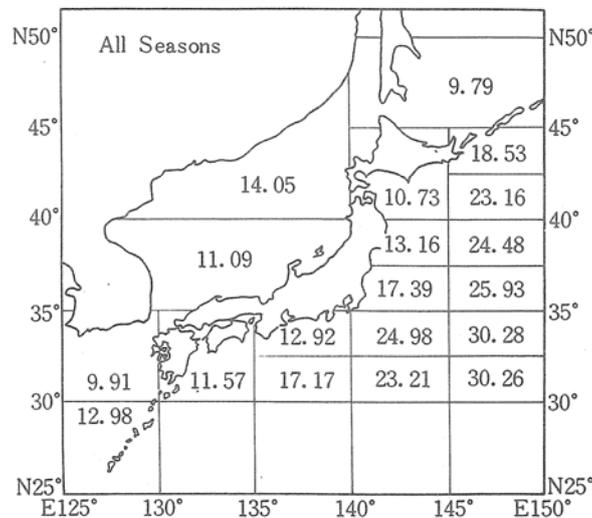


図 2.9-1 日本近海の波力エネルギー (kW/m、通年)

出典) 前田久明 木下健「波浪発電」(1979, 生産研究 31 巻 11 号)



図 2.9-2 日本沿岸の波力エネルギー (kW/m)

出典) 「波浪発電の動向について」(2009, 海洋エネルギー資源利用推進機構 (OEA-J) 資料)

### (3) 海洋エネルギーのポテンシャル② (波力発電 2/2)

平成 19 年度に行われた波力発電検討会では、沖合いの波エネルギー密度 15~20kW/m、沖合線長 10,000km、風による復元効果を 2 倍とした場合、日本の波力エネルギー貯存量は 300GW~400GW になると試算している。

年間平均の波パワーの大きさより、太平洋側に設置するのが有利であること、経済的には陸地からの近さが決め手になることから、波力発電の適地としては、北方領土の南方沖、銚子沖、房総沖、伊豆小笠原諸島沖全域、南西諸島沖全域が挙げられる。ただし、詳細な海象・波浪解析を実施すれば、波力発電の適地は広がる可能性も高いと報告している。

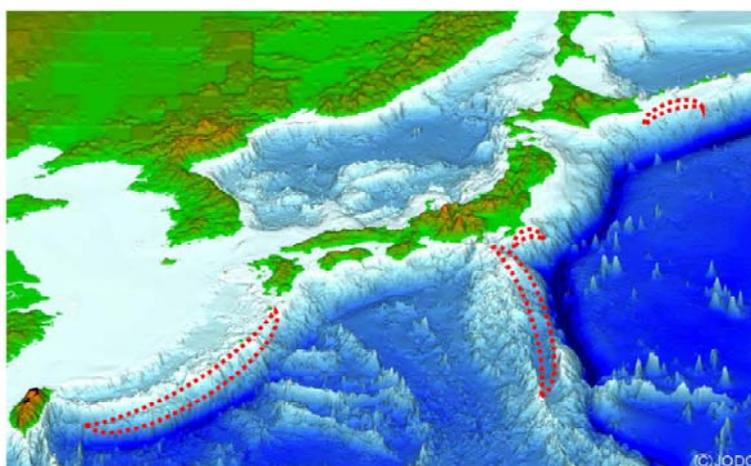


図 2.9-3 日本近海の波力発電の適地

出典) 波力発電検討会報告書 (平成 22 年 3 月、波力発電検討会)

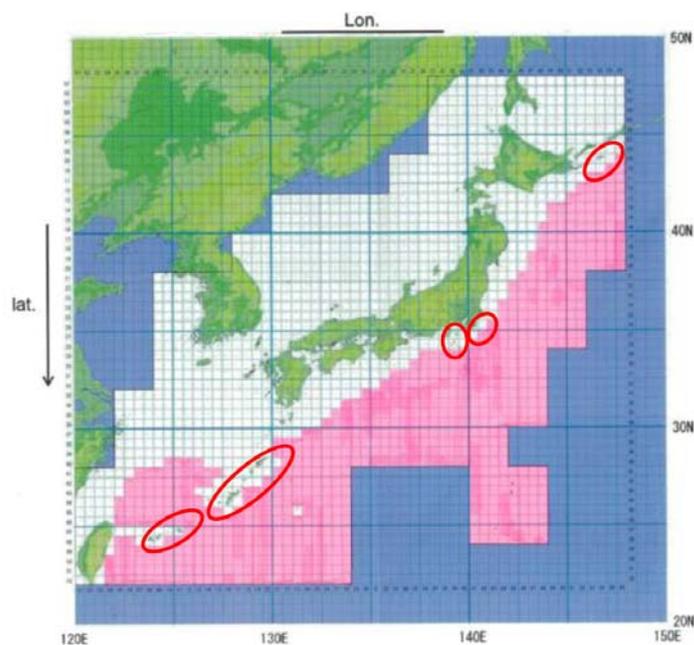


図 2.9-4 日本近海の波パワーの大きい海域 (15kW/m 以上)

出典) 波力発電検討会報告書 (平成 22 年 3 月、波力発電検討会)

#### (4) 海洋エネルギーのポテンシャル③（潮流・海流発電）

日本は島国であり、多くの瀬戸、海峡、水道が存在する。潮流エネルギーは瀬戸や海峡部において集中して大きくなり、特に潮流発電の適地は瀬戸内海以西の西日本において恵まれている。

潮流発電の適地と考えられる各海峡、瀬戸の潮流エネルギー賦存量試算値は下表のとおり。日本における海流発電を考えた場合は、黒潮が有望。黒潮の規模は、流量が 3,000~5,000 万 m<sup>3</sup>/s、流速が 0.5~2.5m/s。平均流速を 0.5m/s、流路幅を 250km、水深 1,000m とすると、黒潮の全資源エネルギー量は約 1,600 万 kW と試算される。

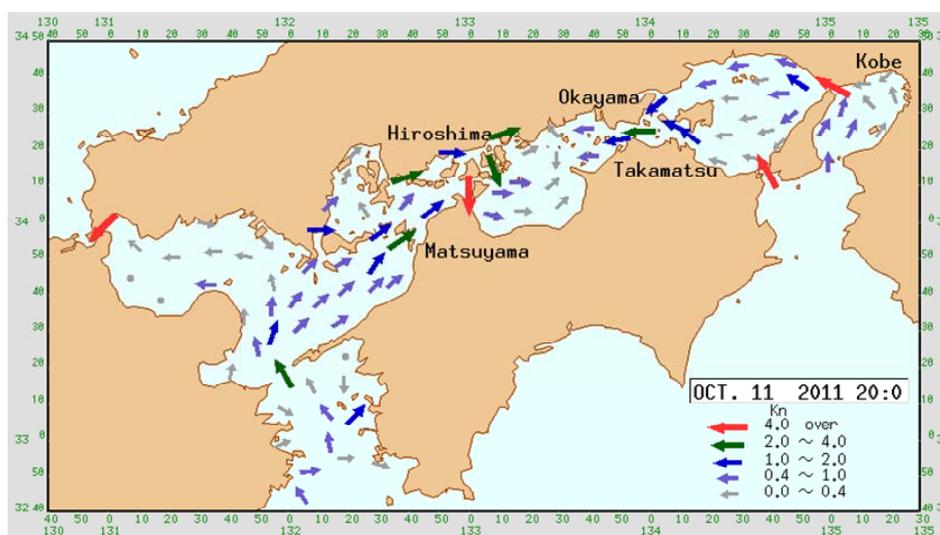


図 2.9-5 瀬戸内海の主要な海峡における潮流推算の例

出典) 第6管区海上保安本部海洋情報部ホームページ

([http://www1.kaiho.mlit.go.jp/KAN6/2\\_kaisyo/kaisyo.html](http://www1.kaiho.mlit.go.jp/KAN6/2_kaisyo/kaisyo.html))

表 2.9-2 日本の代表的な海峡の潮流エネルギー賦存量

地点	最大流速 (m/s)	平均最大 流速(m/s )	断面積 (m <sup>2</sup> )	貯存量 (MW)
鳴門海峡	5.1	3.8	93,000	1,110
来島海峡	4.6	3.1	77,000	498
関門海峡	3.5	2.6	12,920	49
大島瀬戸	3.2	2.4	48,300	145
明石海峡	3	2.2	264,000	611
早崎瀬戸	2.8	2.1	286,000	576

出典) 木下 健他「海洋再生エネルギーの市場展望と開発動向」

(5) 海洋エネルギーのポテンシャル④ (海洋温度差発電)

海洋温度差発電で経済性を成立させるためには、平均的に 20℃程度の温度差が必要とされており、赤道付近のインド、東南アジア、オーストラリア南部、メキシコ、ブラジル、アフリカ中部等の沖合が、適地とされる。日本では沖縄、鹿児島、小笠原諸島などが適地に挙げられる。本州においても理想的な温度差のもと発電を行うためには、発電所や工場等の温水排熱の活用が有効と考えられる。

海洋温度差発電の全資源エネルギー量は、様々な検討例がある。

試算例①：日本の経済水域内の熱エネルギー総量は 100,000TWh。

試算例②：日本の経済水域内で得られる太陽日射量の 1%を利用すると仮定した場合、1.2 億 kW。



図 2.9-6 世界の海の表層と深層 1,000m との平均温度差分布

出典) 佐賀大学海洋エネルギー研究センターホームページ

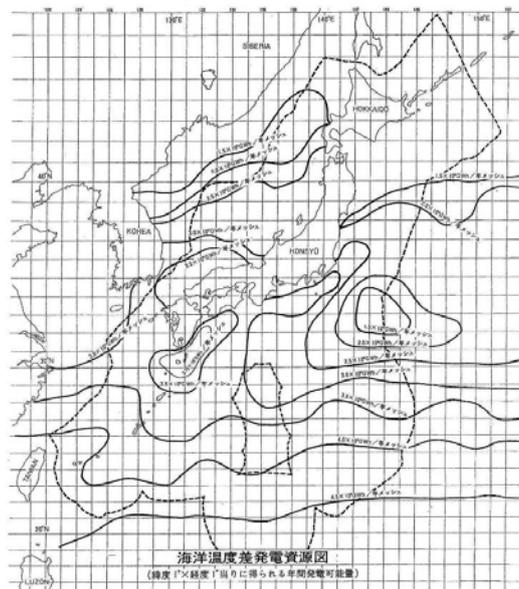


図 2.9-7 日本の経済水域内における賦存量試算例

※ 冷水取水深度 600 メートル

※ 四季平均温度差より積算

※ 海上保安庁水路部海洋資料センター統計 (1923-1971) を基礎としている

出典) 上原春男「海洋温度差発電読本」(1982年, オーム社)

(6) 海洋エネルギーの導入見込量①（波力発電）：前提条件 （1/2）

沿岸固定式の試算条件は下表のとおりである。

表 2.9-3 波力発電（沿岸固定式）の導入見込量の試算条件

項目	前提条件等
基本方針	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 現状および将来的に期待される技術水準を前提に、設置距離あたりの期待出力[kW/m]、および適切な定格容量[kW/m]を設定し、沿岸域における現実的な導入見込量を試算する。</li> </ul>
設置可能域	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 高位シナリオでは海岸保全区域延長（海岸線延長の約40%）の10%（約1,420km）、中位では同5%（約710km）、低位では同3%（約430km）と設定。  <small>※海岸保全区域：高潮や波浪による海水が陸岸に浸入するのを防ぎ、海岸の決壊、侵食などに対する対策を必要とする地域</small>  <small>※なお、2002年時点の海岸堤防の総延長は3,000km程度、離岸堤の総延長は800km、突堤の総延長は400km程度。</small></li> </ul>
波パワー	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 既往調査結果に基づき、海域8区分ごとに平均入力エネルギー密度を設定。（6.4kW/m～14.9kW/m）</li> </ul>
装置タイプ	<ul style="list-style-type: none"> <li>● マイティホエールと同タイプの振動水柱型波力発電装置を想定。</li> </ul>
変換効率	<ul style="list-style-type: none"> <li>● マイティホエールの実績等から、変換効率36%（1次変換効率（圧縮空気作り）80%、2次変換効率（発電）45%）と設定。</li> </ul>
定格容量	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 年平均期待出力[kW/m]（年平均入力エネルギー密度×最終変換効率）を基準に、安全率（2倍に設定）を乗じて設定。</li> </ul>
年次展開	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2020年を起点に2050年に向けて直線的に増加するものと設定。</li> </ul>

(7) 海洋エネルギーの導入見込量②（波力発電）：前提条件 （2/2）

沖合浮体式の試算条件は下表のとおりである。

表 2.9-4 波力発電（沖合浮体式）の導入見込量の試算条件

項目	前提条件等
基本方針	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 洋上風力発電と組み合わせて設置することを想定し、将来的に期待される技術水準を前提に、設置距離あたりの期待出力[kW/m]、および適切な定格容量[kW/m]を設定し、沖合における現実的な導入見込量を試算する。</li> </ul>
設置可能域	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 洋上風力発電機の上に波力発電装置を並べることを想定。                             <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 1サイトあたり、5MW機 20基を2列に配置、風車間隔は直径の3倍に設定。</li> <li>✓ 波力発電機は、各列、風車間距離の50%ずつ設置。</li> <li>✓ 洋上風力の導入見込量は、高位、中位、低位シナリオ、それぞれについて試算。</li> <li>✓ 以下の式により、波力発電の設置距離を算出。</li> </ul> </li> </ul>
波パワー	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 東京都波力発電検討会による波力マップのうち、洋上風力適地と判断される地点の平均より9.9kW/mと設定。</li> </ul>
装置タイプ	<ul style="list-style-type: none"> <li>● マイティホエールと同タイプの振動水柱型波力発電装置を想定。</li> </ul>
変換効率	<ul style="list-style-type: none"> <li>● マイティホエールの実績等から、変換効率18%（1次変換効率（圧縮空気作り）40%、2次変換効率（発電）45%）と設定。</li> </ul>
定格容量	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 年平均期待出力[kW/m]（年平均入力エネルギー密度×最終変換効率）を基準に、安全率（2倍に設定）を乗じて設定。</li> </ul>
年次展開	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2030年を起点に2050年に向けて直線的に増加するものと設定。</li> </ul>

<設置イメージ>

○：風力発電機  
▲：波力発電機

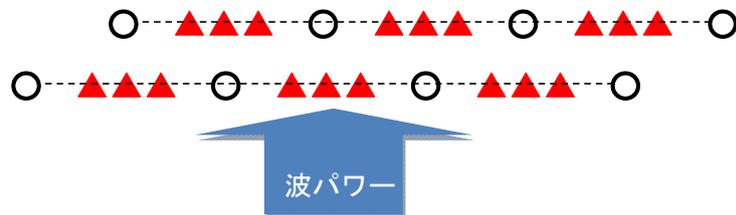


図 2.9-8 設置イメージ

(8) 海洋エネルギーの導入見込量③（波力発電）：試算結果

高位シナリオにおいては、沿岸固定式、沖合浮体式合わせて、2050年の総設備容量は1,203万kW、総期待発電量は527億kWhとなった。これは、海洋エネルギー資源利用推進機構（OEA-J）ロードマップの2050年目標値に対して、設備容量で164%、発電量で263%の水準である。

表 2.9-5 波力発電の導入見込量

		設置距離	年平均期待出力	定格出力	総期待発電量	総設備容量
		[km]	[kW/m]	[kW/m]	[億kWh]	[万kW]
沿岸 固定式	高位シナリオ: 海岸保全区域延長の10%	1,417	3.0	6.0	375	856
	中位シナリオ: 海岸保全区域延長の5%	708	3.0	6.0	187	428
	低位シナリオ: 海岸保全区域延長の3%	425	3.0	6.0	112	257
沖合 浮体式	高位シナリオ: 洋上風力3,000万kW	972	1.8	3.6	152	347
	中位シナリオ: 洋上風力1,750万kW	567	1.8	3.6	89	202
	低位シナリオ: 洋上風力750万kW	243	1.8	3.6	38	87
合計	高位シナリオ (OEA-Jロードマップ2050年目標値に対する比率)				527 (263%)	1,203 (164%)
	中位シナリオ (OEA-Jロードマップ2050年目標値に対する比率)				276 (138%)	630 (86%)
	低位シナリオ (OEA-Jロードマップ2050年目標値に対する比率)				150 (75%)	343 (47%)

#### (9) 海洋エネルギーの導入見込量④（潮流発電）：前提条件

潮流発電は、現在実証試験～実用化の技術開発レベルにある一方、海流発電は日本におけるポテンシャルも大きく、実用化に向けた技術開発が実施されているが、現時点では基礎的研究レベルにとどまりデータ制約等が大きいため、今回は潮流発電のみ試算対象とすることとした。

平成 22 年度に、NEDO により潮流発電を含む海洋エネルギーのポテンシャル試算が成されており、潮流発電の試算条件は下表のとおり。現時点で得られる限られたデータから想定しうる試算条件として妥当と判断し、基本的に NEDO 調査における試算結果を踏襲することとした。

なお、NEDO 調査では年次展開はされていない。本調査では 2020 年を起点に 2050 年に向けて直線的に増加するものと設定した。

表 2.9-6 潮流発電の導入ポテンシャルの試算条件

項目	前提条件等
基本方針	● 現状および将来的に期待される技術水準を前提に、発電効率および設備利用率を設定し、現実的な導入見込量を試算する。
設置可能域	● 海図に流速表示のある海峡150地点のうち、流速1[m/s]以上の海峡を対象とする。海峡は150地点中88地点に限定される。 ● 海峡幅に対し、D=16mのデバイスを1列に、1/2 Dの間隔を設けて配置すると仮定。なお、流速方向に多段にデバイスを設置することは想定しない。
潮流パワー	● 海峡ごとに潮流エネルギー密度[W/m <sup>2</sup> ]を算出。
装置タイプ	● 日本の潮流に適していると考えられる装置(英国MCT社のSeaGen潮流発電装置)を設置すると仮定。
変換効率・設備利用率等	● 英国SeaGenの実績等から、発電効率30%、設備利用率を36%と設定。
年次展開	● 2020年を起点に2050年に向けて直線的に増加するものと設定。

(10) 海洋エネルギーの導入見込量⑤（潮流発電）：試算結果

2050年の設備容量は8.7万kW、期待発電量は2.3億kWhとなった。これは、海洋エネルギー資源利用推進機構（OEA-J）ロードマップの2050年目標値に対して、設備容量で25%、発電量で25%の水準である。

表 2.9-7 潮流発電の導入ポテンシャルの試算結果

順位	海峡	最大流速 [m/s]	海峡幅 [km]	発電 ポテンシャル※ [億kWh/年]	発電量※ [億kWh]	設備 利用率	設置容量 [万kW]
1	豊後水道	1.67	40.00	5.1	5.10	30%	19.40
2	津軽海峡(大間崎沖)	2.26	15.60	4.9	4.93	30%	18.77
3	速吸瀬戸(佐田岬)	2.70	9.00	4.8	4.83	30%	18.39
4	由良瀬戸(友ヶ島水道)	1.75	32.80	4.8	4.79	30%	18.21
5	早崎瀬戸(有明海湾口)	3.40	3.40	3.6	3.64	30%	13.84
6	明石海峡(播磨灘)	3.01	3.60	2.7	2.68	30%	10.18
7	鳴門海峡	5.25	0.60	2.4	2.36	30%	8.99
8	針尾瀬戸(大村湾湾口)	3.55	1.70	2.1	2.08	30%	7.91
9	津軽海峡(龍飛崎沖)	1.54	18.50	1.9	1.85	30%	7.06
10	早瀬ノ瀬戸(関門海峡)	4.63	0.60	1.6	1.62	30%	6.18
11	西水道(対馬海峡)	1.26	23.75	1.3	1.30	30%	4.93
12	長島海峡(八代海湾口)	3.24	1.40	1.3	1.29	30%	4.92
13	中水道(来島海峡)	4.86	0.40	1.3	1.28	30%	4.86
14	田ノ浦瀬戸(五島列島)	2.80	2.10	1.3	1.25	30%	4.77
15	西水道(来島海峡)	3.81	0.83	1.2	1.23	30%	4.67
⋮							
ポテンシャル上位30位計 (OEA-Jロードマップ2050年目標値に対する比率)					58.95 (25.3%)		224.32 (25.3%)

※発電ポテンシャルは、卓越流向の垂直方向に1/2D間隔で1列設置を前提に推計されている

⇒発電量は「発電量＝発電ポテンシャル×(1+1/2)×海峡占有率」より試算

(11) 海洋エネルギーの導入見込量⑥（まとめ）

波力発電、潮流発電、海洋温度差発電を合わせた海洋エネルギー発電の導入見込みは、高位ケースで約 1,550 万 kW、約 650 億 kWh/年である。日本海洋エネルギー資源利用推進機構（OEA-J）の 2050 年見通しと比較すると、電源別内訳では波力が多い結果となる。

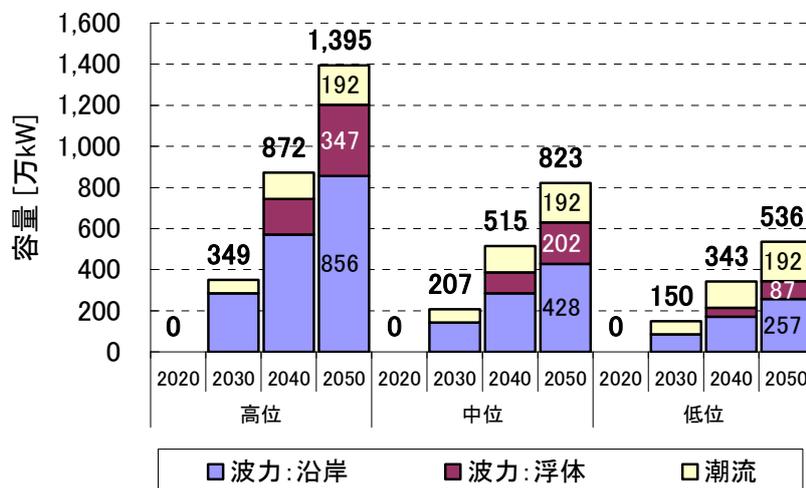


図 2.9-9 海洋エネルギーの導入見込量（容量ベース）

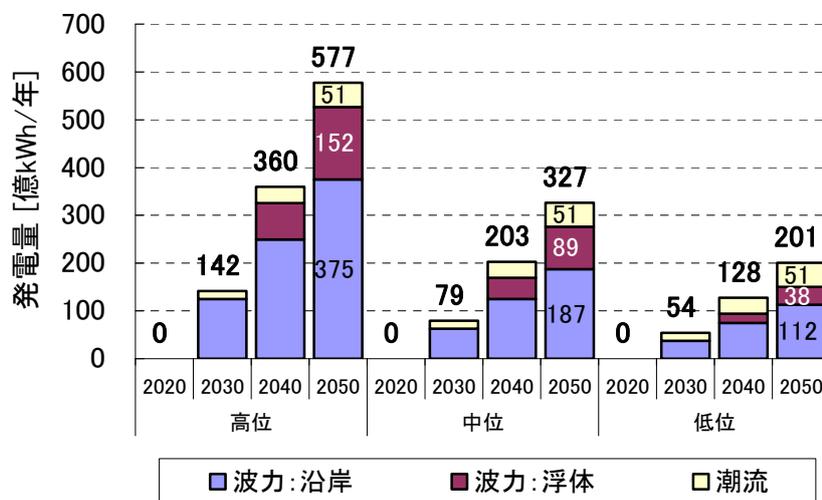


図 2.9-10 海洋エネルギーの導入見込量（発電電力量ベース）

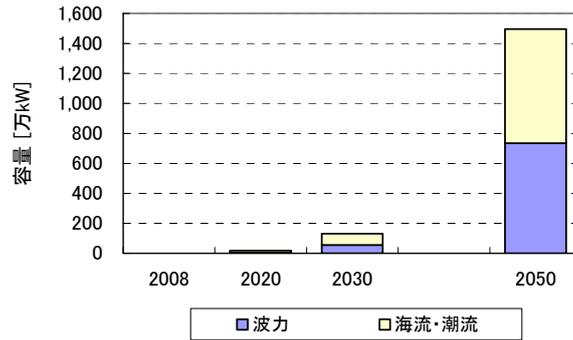


図 2.9-11 OEA-Jによる導入目標（容量ベース）

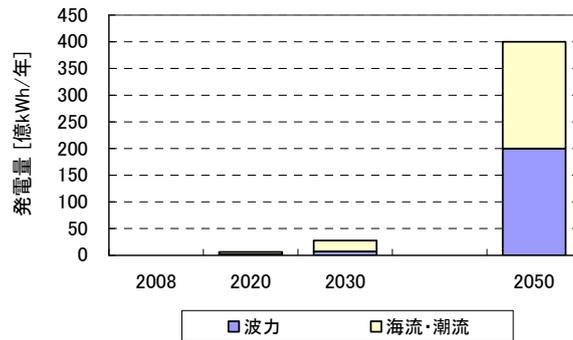


図 2.9-12 OEA-Jによる導入目標（発電電力量ベース）

(12) 参考（1）海洋エネルギー技術の概要①（波力発電）

波力発電システムは主に以下の 3 種類に区分される。実用化されているものは少なく、多くが実証試験中である。

振動水柱型：装置内に空気室を設けて海面の上下動により生じる空気の振動流を用いて、空気タービンを回転させる。

可動物体型：波のエネルギーを可動物体を介して機械的な運動エネルギーに変換し、それを動力源として油圧発生装置等のピストンを動かして発電する。

越波型：波を貯水池等に越波させて貯留し、水面と海面との落差を利用して海に排水する際に、導水溝に設置した水車を回し発電する。

2008 年 9 月に、ポルトガル沖において、可動物体型の Pelamis 波力発電装置を用いた、総出力 2,250kW（750kW 機×3 基）の、世界初の商用プラントが運転開始。しかし数週間で故障が発生し、運転停止中である。

米国の Ocean Power Technologies 社の Power Buoy（可動物体型）は、実証試験で予測計算どおりの出力を確認するなど、順調に進行中。

日本独自技術としては、ジャイロ式波力発電装置や、人工筋肉を用いた EPAM 波力発電装置などは、従来の発電装置とは異なる原理を用いており、その実用化が期待される。



図 2.9-13 Pelamis 波力発電装置

出典) Pelamis Wave Power Ltd ホームページ



図 2.9-14 PB150 PowerBuoy 波力発電装置

出典) Pelamis Wave Power Ltd ホームページ



図 2.9-15 ジャイロ式波力発電装置

出典)(株)ジャイロダイナミクス

(13) 参考（１）海洋エネルギー技術の概要②（潮流・海流発電）

潮流・海流発電は、海水の運動エネルギーを利用し、一般的には水車により回転エネルギーに変換させて発電する技術である。

英国 Marine Current Turbines 社は、SeaGen プロジェクトにて、1.2MW の潮流発電の商用プラントを稼動中。また、RWE npower 社と共同で 2011～2012 年に運用開始予定の 10MW 潮流発電プロジェクトを進行中。

米国ではニューヨークにおいて、Roosevelt Island Tidal Energy (RITE) プロジェクトと呼ばれる潮流発電プロジェクトが実施され、6 基のプロペラ式潮流発電システム（発電出力 200kW）により、電力供給が開始されている。最終的には 10MW、8,000 世帯分の電力供給を目指す。

日本においては、来島海峡、生月大橋において潮流発電、津軽海峡において海流発電の実証試験が実施されている。また、(財) エンジニアリング振興協会は、2MW の海流発電システムの事業化を目指し開発を進めている。



図 2.9-16 SeaGen システムイメージ

出典) “Oceans of Energy : Marine Renewable Energy Technologies” (2010, World Future Energy Summit, (Marine Current Turbines Ltd))



図 2.9-17 潮流発電システムイメージ

出典) 川崎重工ウェブサイト

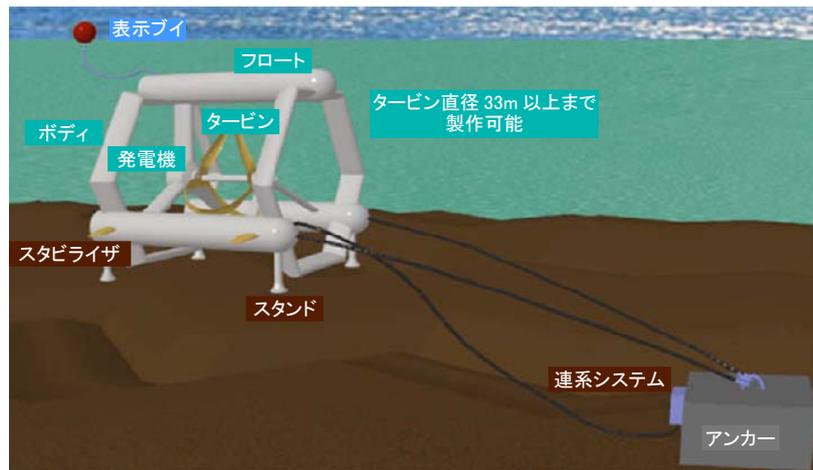


図 2.9-18 MW 級海流発電システムイメージ

出典)「メガワット級海流発電システムの実用化に関するフェージビリティスタディ 報告書 一 要旨一」  
(2009, (財)機械システム振興協会) より作成

#### (14) 参考 (1) 海洋エネルギー技術の概要③ (海洋温度差発電)

海洋温度差発電は、表層水と深層水との温度差を利用する発電技術。海洋温度差エネルギーは、昼夜の変動がなく比較的安定したエネルギー源のため、計画的な発電が可能である。

海洋温度差発電の主な発電方式は、オープンサイクル、クローズドサイクル、ハイブリッドサイクルの3種類が存在する。

オープンサイクル：表層水を蒸発器でフラッシュ蒸発させ、作動流体としてタービンに送り発電する。タービンから出た膨張した水蒸気は凝縮器に入り、汲み上げられた深層水によって冷却され、海に排出される。

クローズドサイクル：低沸点の作動流体が封入されており、作動流体は蒸発器で表層水から熱を受け取り蒸発する。蒸発した作動流体はタービンに送られて発電した後、凝縮器で汲み上げられた深層水に熱を捨てて液化し、作動流体ポンプにより再び蒸発器に送られる。

ハイブリッドサイクル：オープンサイクルとクローズドサイクルを組合せたシステム  
日本の海洋温度差発電技術は世界トップレベル。佐賀大学海洋エネルギー研究センターが先導的に研究開発を行い、1994年にウエハラサイクルを開発、現在も世界で唯一稼働している伊万里実験プラントにおいて実証研究を実施中。

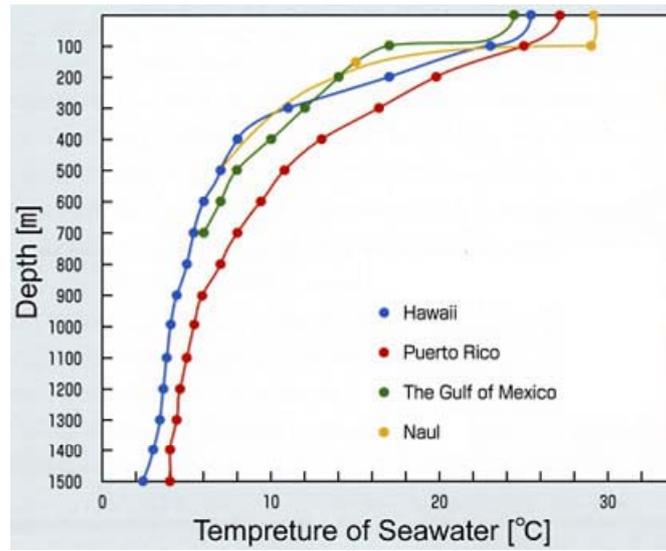


図 2.9-19 熱帯および亜熱帯地域の海水の垂直温度分布

出典) 佐賀大学海洋エネルギー研究センターホームページ



図 2.9-20 30kW 海洋温度差発電システム

出典) 佐賀大学海洋エネルギー研究センター ホームページ

(15) 参考（2）既往調査における海洋エネルギーの導入見通し

日本海洋エネルギー資源利用推進機構（OEA-J）は、2007年の「海洋基本法」および「海洋基本計画」の策定を受けて、2008年に「2050年までの海洋エネルギー資源利用のロードマップ」を策定している。

本ロードマップでは、2050年に想定される我が国のエネルギー使用量の10%以上にあたる、1400億 kWh をまかなうことを目標とし、バックキャスト的に各年の導入量を設定している。

洋上風力、海洋温度差発電が先導し、2030年頃から波力発電、潮流・海流発電の導入が進むと想定されている。2050年の導入量は、波力発電 200億 kWh、潮流・海流発電 200億 kWh、海洋温度差発電 400億 kWh と見込まれている。

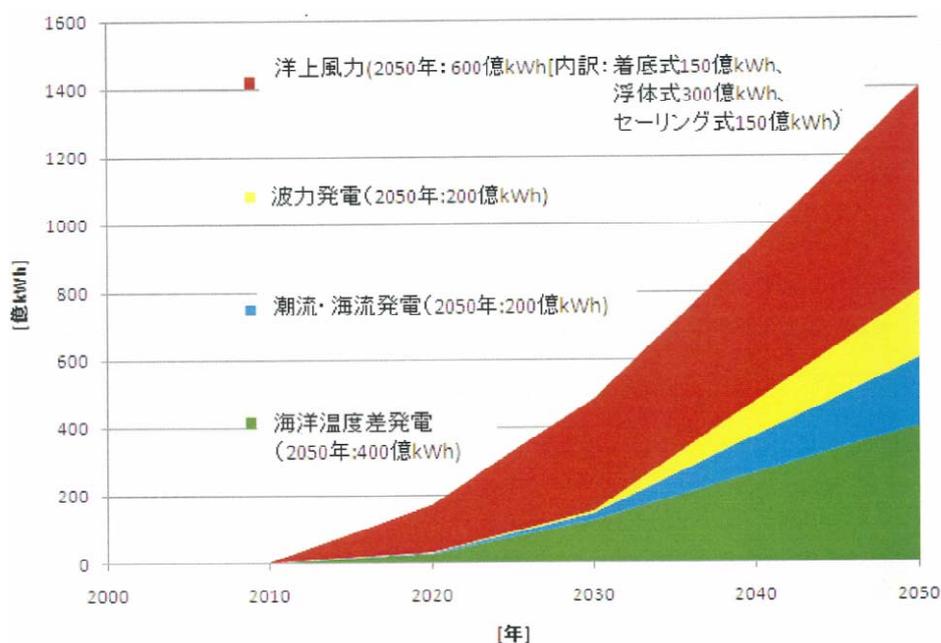


図 2.9-21 2050年に向けた海洋エネルギー開発ロードマップ

出典) 海洋エネルギー資源フォーラム資料（2008, 海洋エネルギー資源利用推進機構）

(16) 参考（２）既往調査における海洋エネルギーの導入見通し（波力発電）

海洋エネルギー資源利用推進機構（OEA-J）が作成した、2050年に向けた海洋エネルギー開発ロードマップにおいて、波力発電については2020年までに51MW、2030年までに554MW、2050年までに7,350MWの発電規模が想定或いは期待されるとしている。

表 2.9-8 日本における波力発電の導入ロードマップ

	2008年	2020年まで	2030年まで	2050年まで
想定或いは期待される発電量	0 kWh/年	2億kWh/年	7.5億kWh/年	200億kWh/年
想定或いは期待される発電規模	0.02MW	51MW	554MW	7,350MW
(参考)		(0.1MW : 450基) (0.5MW : 10基) (1.0MW : 1基)	(0.1MW : 2,000基) (0.5MW : 600基) (1.0MW : 50基) (2.0MW : 2基)	(0.1MW : 3,000基) (0.5MW : 4,500基) (1.0MW : 3,800基) (2.0MW : 500基)

注) 前提条件 1) 日本周辺の波パワーの平均 : 7kW/m

前提条件 2) 日本沿岸の総延長 : 5,000km

前提条件 3) 日本周辺の波パワー総量 (前提条件 1,2 より 3,500 万 kW) の利用率 : 6.5%

前提条件 4) 稼働率 : Onshore : 25%、Near-shore : 27%、Offshore : 40%

出典) 海洋エネルギー資源フォーラム資料 (2008, 海洋エネルギー資源利用推進機構)

(17) 参考（２）既往調査における海洋エネルギーの導入見通し（潮流・海流発電）

海洋エネルギー資源利用推進機構（OEA-J）が作成した、2050年に向けた海洋エネルギー開発ロードマップにおいて、潮流・海流発電については2020年までに130MW、2030年までに760MW、2050年までに7,600MWの発電規模が想定或いは期待されるとしている。

表 2.9-9 日本における潮流・海流発電の導入ロードマップ

	2008年	2020年まで	2030年まで	2050年まで
想定或いは期待される発電量	0 kWh/年	4億kWh/年	20億kWh/年	200億kWh/年
想定或いは期待される発電規模	0 MW	130MW	760MW	7,600MW
(参考)		(1MW : 100基) (5MW : 6基)	(1MW : 310基) (5MW : 50基) (10MW : 20基)	(1MW : 600基) (5MW : 200基) (10MW : 600基)

注) 前提条件 : 稼働率 30%

出典) 海洋エネルギー資源フォーラム資料 (2008, 海洋エネルギー資源利用推進機構)

(18) 参考（3） 既往調査における海洋エネルギーの導入見通し（海洋温度差発電）

海洋エネルギー資源利用推進機構（OEA-J）が作成した、2050年に向けた海洋エネルギー開発ロードマップにおいて、海洋温度差発電については2020年までに510MW、2030年までに2,550MW、2050年までに8,150MWの発電規模が想定或いは期待されるとしている。

表 2.9-10 日本における海洋温度差発電の導入ロードマップ

	2008年	2020年まで	2030年まで	2050年まで
想定或いは期待される発電量	0 TWh/年	2.5TWh/年	12.5TWh/年	40TWh/年
想定或いは期待される発電規模	0 MW	510MW	2,550MW	8,150MW
(参考)		(1MW： 60基) (5MW： 40基) (10MW： 25基)	(1MW： 100基) (5MW： 40基) (10MW： 25基) (50MW： 40基)	(10MW： 40基) (50MW： 55基) (100MW 50基) ：

注) 前提条件：発電端出力に対する設備利用率56%

出典) 海洋エネルギー資源フォーラム資料（2008, 海洋エネルギー資源利用推進機構）

(19) 参考（4） NEDO 技術開発ロードマップ

NEDO 再生可能エネルギー技術白書にて、波力発電と海洋温度差発電の技術ロードマップが策定されている。

また NEDO は、平成 23 年度次世代海洋エネルギー発電技術研究開発事業において、海洋エネルギー発電システム実証研究を開始しており、技術開発目標として、2015 年に 40 円/kWh、2020 年に 20 円/kWh の達成を掲げている。

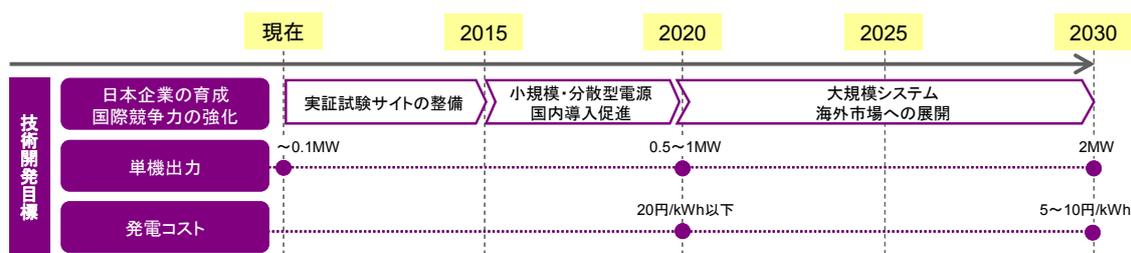


図 2.9-22 波力発電の技術ロードマップ

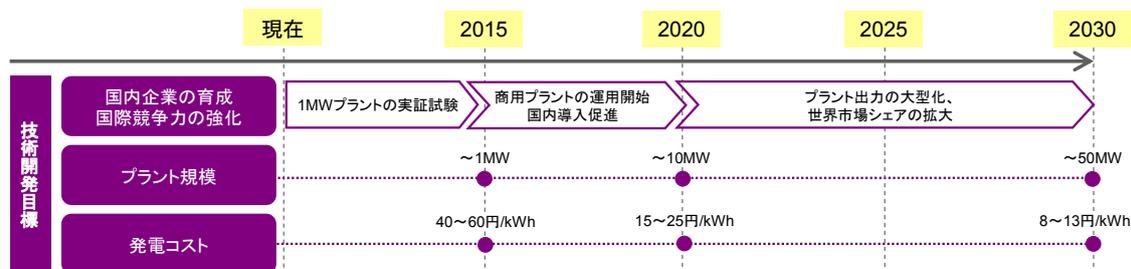


図 2.9-23 海洋温度差発電の技術ロードマップ

出典) NEDO 再生可能エネルギー技術白書

(20) 参考 (5) 沿岸固定式波力の関連データ



図 2.9-24 波パワー計測ポイント

出典) 居駒他「人工ハーバー付 OWC 型波パワー吸収装置の性能に関する研究」(2001年3月)

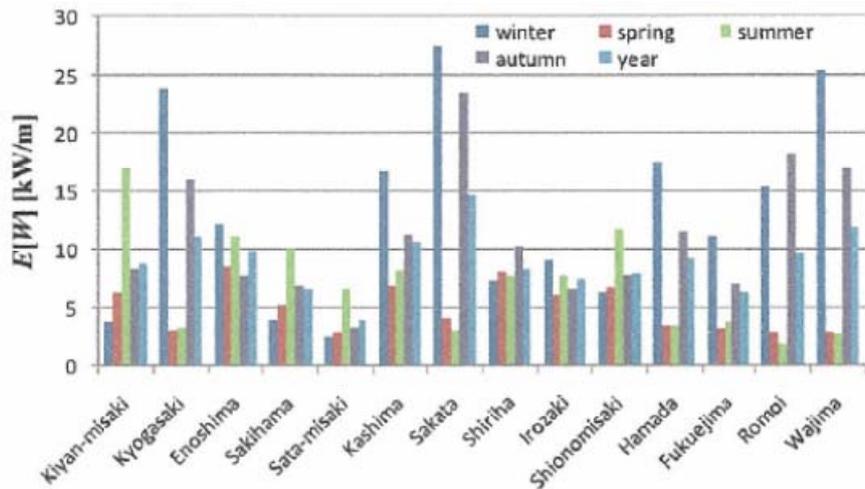


図 2.9-25 エリア別平均入力エネルギー密度

(21) 参考 (6) 沖合浮体式波力の関連データ (1/2)

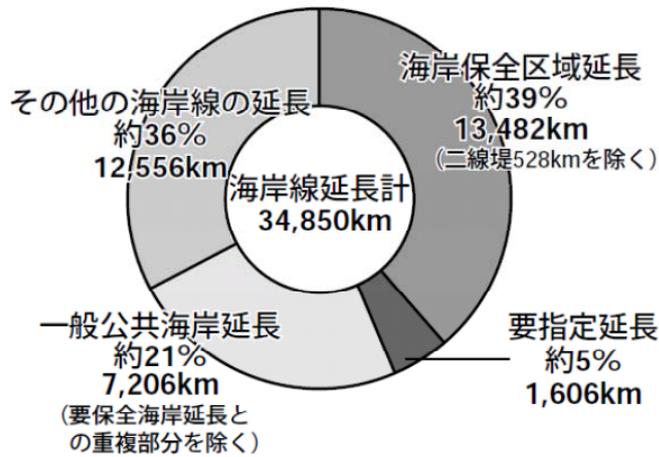


図 2.9-26 日本の海岸線の概況

出典) 国交省資料

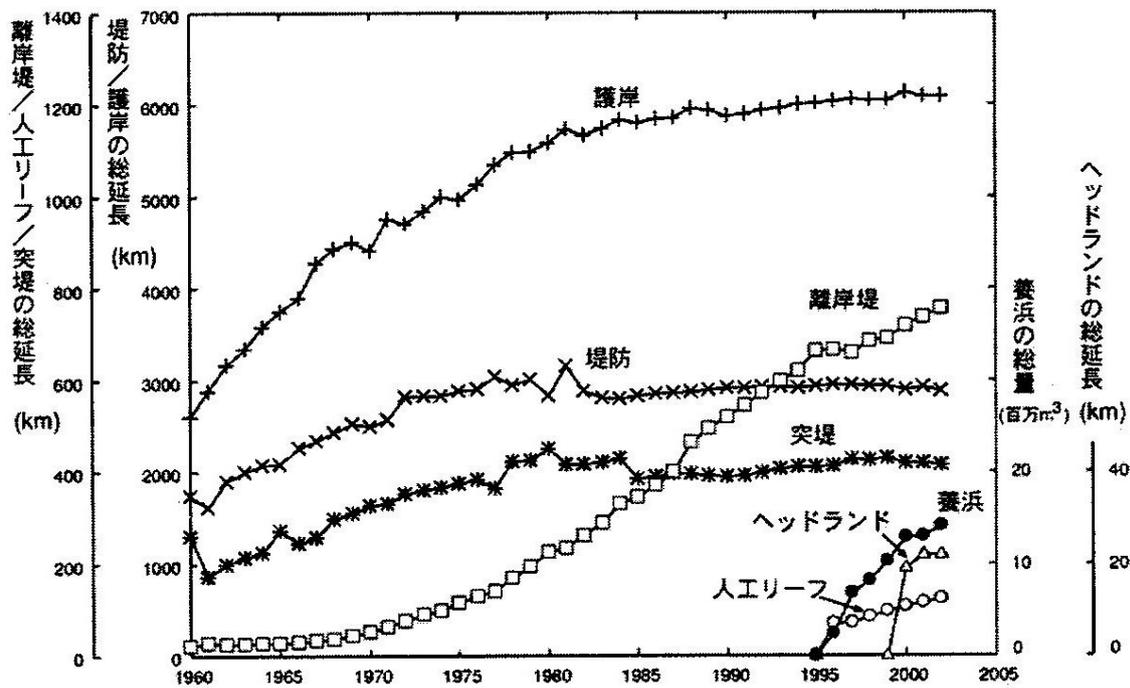


図 2.9-27 日本の海岸保全施設の総延長

出典) 全国海岸協会「海岸50年のあゆみ」(2008年)



## 2.10 太陽熱利用

### (1) 太陽熱利用の導入見込量の考え方

昨年度までの太陽熱利用の導入見込量の考え方は以下のとおり。

表 2.10-1 平成 22 年度調査における太陽熱利用の導入見込量の考え方

2020年	<p>高位：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。</p> <p>中位：投資回収年数が15年（耐用年数に相当）となる支援を想定。</p> <p>低位：2030年下位ケースに向けての通過点として設定。</p>
2030年	<p>中位・高位：2020年の各ケースと2050年の導入量から推計。</p> <p>低位：ソーラーエネルギー利用推進フォーラムの目標（770万戸）を踏まえて設定。</p>
2050年	<p>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>

太陽熱利用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、2020年までの中位・高位ケースは、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。そのほかは、業界団体の目標や導入ポテンシャルを踏まえて設定する。

表 2.10-2 平成 23 年度調査における太陽熱利用の導入見込量の考え方

2020年	<p>高位：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。経済面以外の課題の解決により、消費者の導入意向が最盛期程度まで回復すると想定。</p> <p>中位：投資回収年数が15年（耐用年数に相当）となる支援を想定。経済面以外の課題の解決により、消費者の導入意向が最盛期程度まで回復すると想定。</p> <p>低位：2030年下位ケースに向けての通過点として設定。</p>
2030年	<p>高位：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想定。</p> <p>中位：低位と高位の間と想定。</p> <p>低位：ソーラーエネルギー利用推進フォーラムの目標（770万戸）を踏まえて設定。</p>
2050年	<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> <p>中位：低位と高位の間と想定。</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>

## (2) 太陽熱利用のポテンシャル

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）において、住宅での太陽熱利用システムの導入ポテンシャルが試算されている。

全国の導入ポテンシャル 190,245TJ（492 万 kL）は、家庭部門の給湯用エネルギー消費の約 30%に相当する。

表 2.10-3 太陽熱利用の導入ポテンシャル推計の条件

設置可能箇所	全国の戸建住宅、集合住宅のうち、日照条件等を考慮して半数の住戸で導入可能。			
日射量	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 全国の都道府県を11区分して日射量を算出。</li> <li>・ 集熱器設置条件は下記のとおり。</li> </ul>			
		面積	傾斜角	方位角
	戸建	4m <sup>2</sup> /戸	30° (屋根上)	1/3は真南(0°)、 2/3は45°
	集合(低層)	3m <sup>2</sup> /戸	30° (屋根上)	
集合(高層)	3m <sup>2</sup> /戸	90° (ベランダ)		
システム効率	システム全体での太陽熱利用効率は50%（年間集熱量の50%が有効利用可能）			

表 2.10-4 太陽熱利用の導入ポテンシャル推計結果

	太陽熱利用量[TJ/年]*1				
	戸建住宅	集合住宅			合計
		低層	中高層	小計	
北海道	6,108	2,253	1,161	3,414	9,522
東北	11,113	2,076	683	2,759	13,872
関東	37,214	14,365	10,620	24,985	62,199
北陸	6,509	966	300	1,266	7,775
東海	16,357	3,649	2,501	6,150	22,507
近畿	19,980	5,311	6,522	11,833	31,813
中国	9,565	1,868	1,086	2,954	12,519
四国	5,829	906	496	1,402	7,231
九州	15,428	3,158	2,313	5,471	20,899
沖縄	1,138	529	241	770	1,908
全国	129,241	35,081	25,923	61,004	190,245

\*1 NEDO 日射量データベースを用いて、各地域の代表都市における集熱量を算出し、利用率 50%として算出

出典：「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」（中核的温暖化対策技術検討会、2007 年 3 月）

### (3) 太陽熱利用のコスト

戸建住宅用の給湯用太陽熱利用機器としては、太陽熱温水器（自然循環型）とソーラーシステム（強制循環型）があるが、今後はソーラーシステムが主に普及すると見込まれる。ソーラーシステムの本体価格は集熱面積と貯湯槽容量によって異なる。業界団体は、大量生産に伴うコスト低下により、「消費者がソーラーシステム購入の値ごろ感と考えている価格」である50万円／台程度の価格にすることを目標として掲げている（集熱面積6m<sup>2</sup>の場合）。

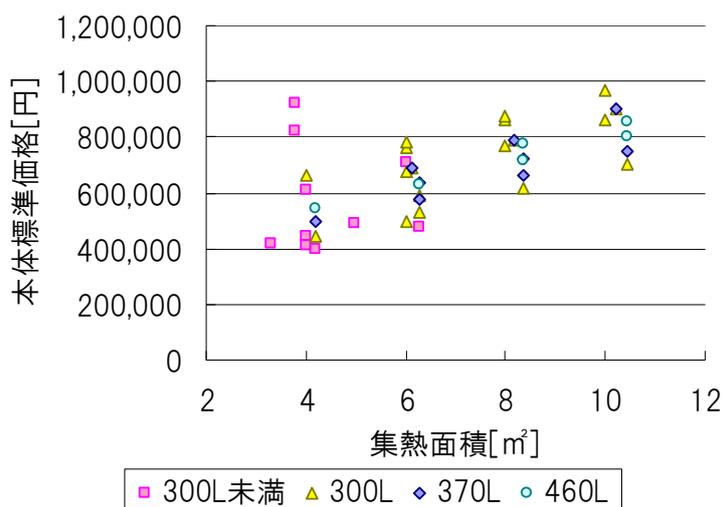


図 2.10-1 ソーラーシステムの集熱面積と本体標準価格（2009年時点）

出典：ソーラーシステム振興協会「会員製品一覧」より作成

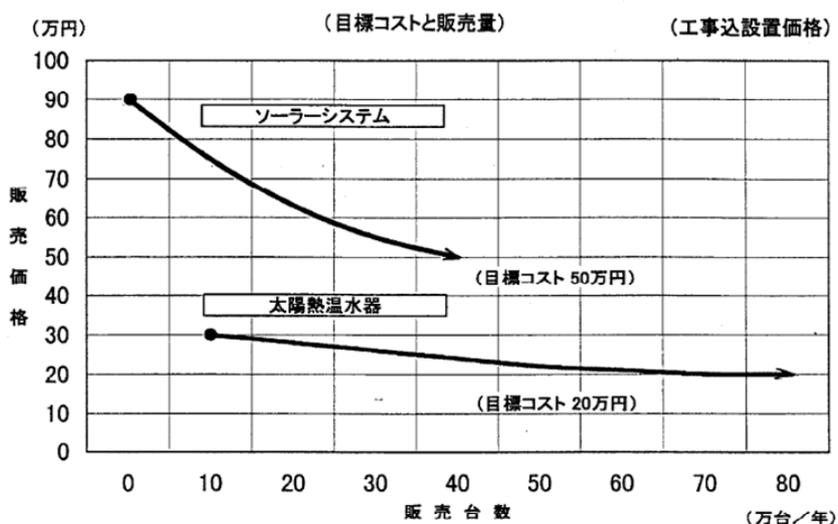


図 2.10-2 平均販売価格と販売台数

出典：ソーラーシステム振興協会「太陽熱（ソーラーシステム）業界における取組と課題について」2000年

#### (4) 太陽熱利用の導入見込量 ①～2020年(1/2)

住宅用は、今後の大量普及を想定し、少人数世帯・都心型戸建住宅にも設置できる集熱面積 3.6m<sup>2</sup> 程度、貯湯槽 200L 程度のソーラーシステムを推計の対象とした。「経済面以外の課題の解決」と「経済的支援（熱のグリーン価値の評価）」の双方の実施により、導入目標を達成する姿を想定した。

業務用は、一定の想定に基づき導入量を想定した。

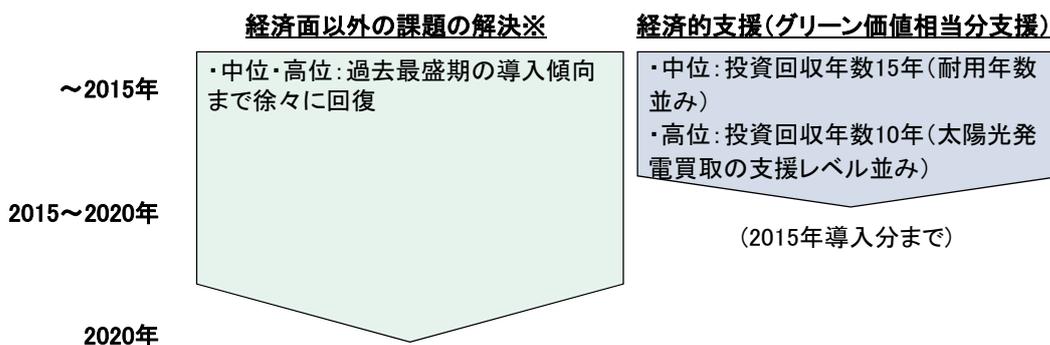


図 2.10-3 住宅用太陽熱利用の導入見込量の推計フロー

太陽熱利用は、オイルショック後の 1980 年代前半が太陽光利用導入の最盛期であった。経済面以外の課題の解決（認知度回復・信頼性向上等）により、導入意向を最盛期程度まで回復させるケース（中位、高位）と、最盛期の半分程度まで導入意向を回復させるケース（低位）を設定した（1993 年以降は太陽光発電が発売されているため、導入意向が最盛期程度まで回復しないリスクを考慮した）。

#### (5) 太陽熱利用の導入見込量 ②～2020年(2/2)

2020 年の導入見込量は以下の通りである。

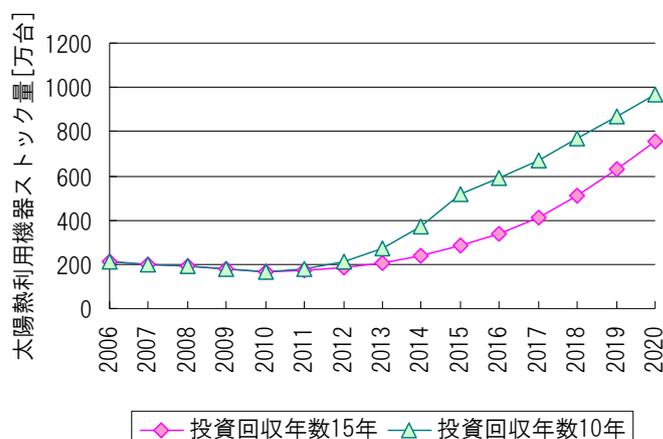


図 2.10-4 住宅用太陽熱利用の導入見込量推計結果

表 2.10-5 住宅用太陽熱利用の推計結果

		グリーン 価値評価	2015年まで の導入台数	2020年まで の 導入台数
高位	投資回収年 数15年	0.5円/MJ	285万台	750万台
中位	投資回収年 数10年	2.5円/MJ	512万台	1,000万台

表 2.10-6 住宅用太陽熱利用の導入見込量（2020年）

		2005年	2020年		
			低位	中位	高位
原油換算（万kL）		61	80	131	178
	家庭	—	78 (450万台)	127 (750万台)	170 (1000万台)
	業務	—	2 (56万m <sup>2</sup> )	4 (94万m <sup>2</sup> )	8 (196万m <sup>2</sup> )

(6) 太陽熱利用の導入見込量 ②～2050年

2050年までの導入見込量は以下の通りである。

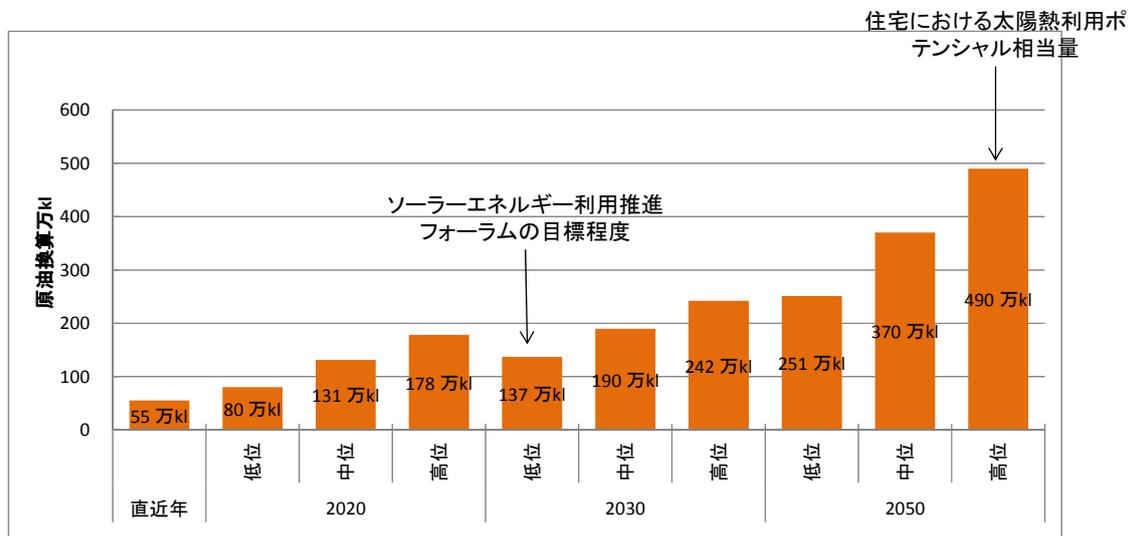
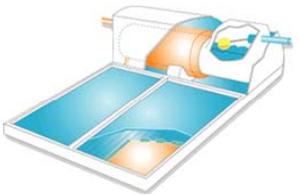
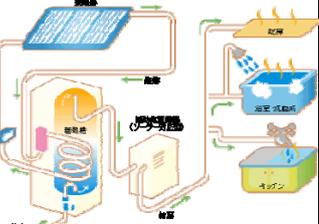
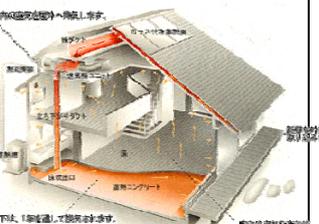


図 2.10-5 住宅用太陽熱利用の導入見込量（～2050年）

(7) 参考（1）太陽熱利用技術

太陽熱利用技術の概要について、相互に比較しつつ整理すると次表のとおり。

表 2.10-7 太陽熱利用技術の比較

	太陽熱温水器 (自然循環型)	ソーラーシステム (強制循環型)	空気式 ソーラーシステム
技術の概要	一体化した集熱器と貯湯槽を屋根に設置。 屋根上設置のため大型化は難しい	一般に集熱器を屋根に、蓄熱槽を地上に設置。ポンプによる熱媒体の強制循環が必要。	屋根材と一体化したガラス付き集熱面等で屋根裏空気を高温に熱し送風器による暖房や、熱交換器による温水製造に利用。
メリット	初期コストが安い。	屋根への荷重が小さい。外観を損なわない。	空調への利用が可能。
デメリット	屋根への荷重が大きい。外観を損なう。	初期コストが高い。	既築住宅での導入は現状困難。
導入状況	現状の太陽熱利用の8割以上を占める。	現状の太陽熱利用の1~2割を占める。業界では今後この方式を推進する予定。	導入事例は少ない。
用途	給湯(厨房を除く)	給湯(厨房を含む)、暖房	給湯(厨房を含む)、暖房
集熱面積	3~4m <sup>2</sup>	4~6m <sup>2</sup>	—
システム価格 (施工費込)	約30万円	約80~90万円	—
			

図出典：ソーラーシステム振興協会ウェブサイト

(8) 参考（2）導入見込量推計フロー

家庭の太陽熱利用の導入判断は、過去の実績から「投資回収年数受容曲線」に従うものとして推計した。

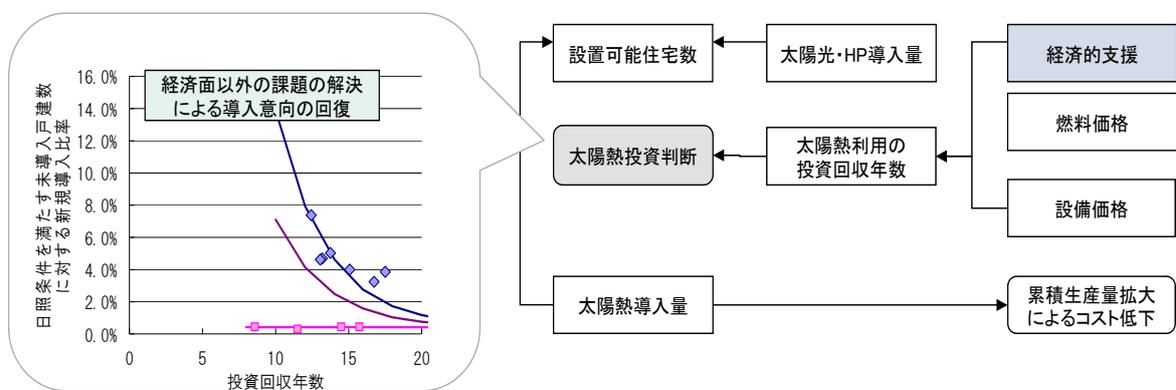


図 2.10-6 住宅用太陽熱利用の導入見込量推計のフロー

## 2.11 地中熱利用

### (1) 地中熱利用のポテンシャル（試算例）

東京 23 区の地下水利用ポテンシャルについて、年間揚水量から、318TJ（オフィスビル約 100 棟分）との試算されている。

#### 東京23区の地下水利用ポテンシャル

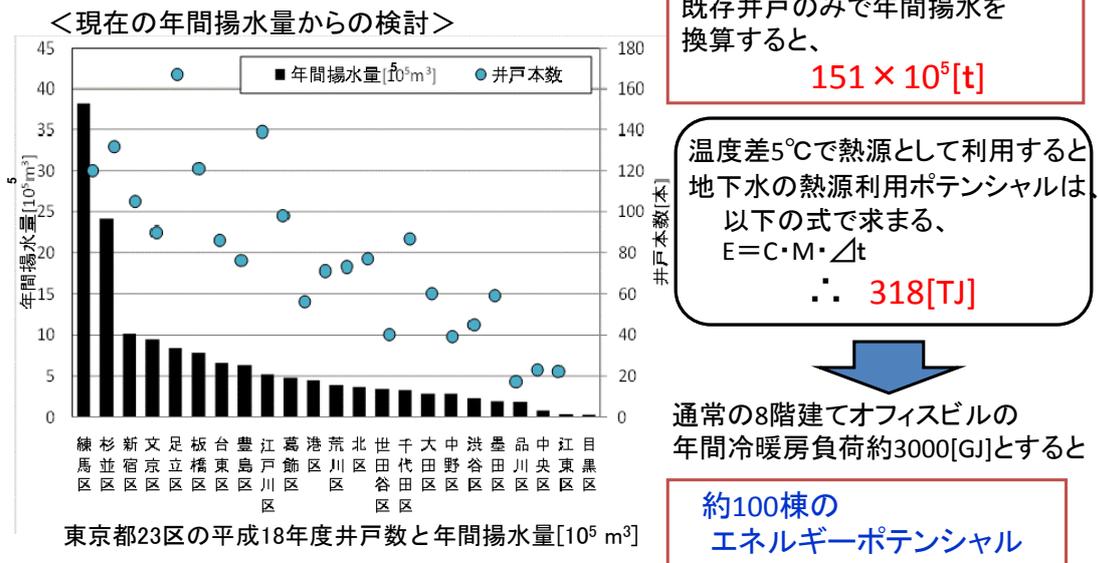


図 2.11-1 東京 23 区の地下水利用ポテンシャル

出典) まちづくりと一体となった熱エネルギーの有効利用に関する研究会 第3回資料

## (2) 地中熱利用のコスト

地中熱利用推進協会による試算によると、他の一般的なシステム（ガス給湯や空気熱源ヒートポンプ、及びガスヒートポンプ等）と比較すると、地中熱利用ヒートポンプシステムのイニシャルコストは、特に地中熱交換井の掘削コストがかかるため、7～9割増しとなる。

ただし、ランニングコストは約6割程度と安価であり、メンテナンスもほとんど必要ない。15年間運転した場合の経費の合計を比較すると、地中熱ヒートポンプシステムは他のシステムと比べて遜色はなく、むしろ安価となっている。

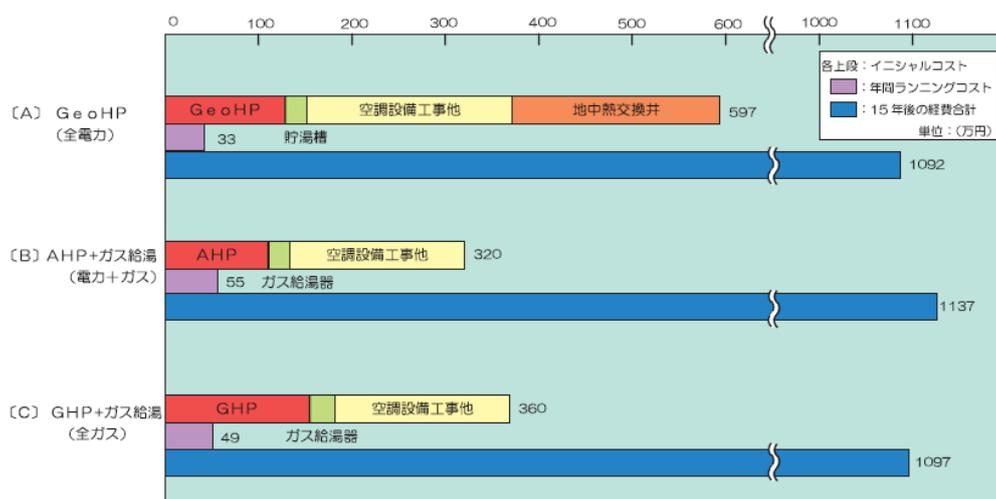


図 2.11-2 地中熱ヒートポンプシステムのコスト試算例  
(戸建住宅の既存システムとの比較)

表 2.11-1 地中熱ヒートポンプシステムのコスト試算例  
(戸建住宅の既存システムとの比較)

	システム	イニシャルコスト	ランニングコスト	15年後経費計
A	GeoHP* (全電力)	597 万円	33 万円/年	1,092 万円
〔比較システム〕				
B	AHP*+ガス給湯 (電力+ガス)	320 万円	55 万円/年	1,137 万円
C	GHP*+ガス給湯 (全ガス)	360 万円	49 万円/年	1,097 万円

\*GeoHP：地中熱ヒートポンプ、AHP：空気熱源ヒートポンプ、GHP：ガスヒートポンプ

前提条件) 木造2階建延床面積120m<sup>2</sup>、5人家族、地中熱交換井掘削コスト：1.5万円/m、深さ50m×

### (3) 地中熱利用の導入見込量 ①前提条件等(1/2)

以下に示す前提条件等により、地中熱利用の導入見込量を試算した。

表 2.11-2 地中熱利用の導入見込量試算の前提条件

項目	前提条件等
建物用途等	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 新築の、戸建住宅、事務所、店舗、病院・診療所に導入されると仮定。</li> <li>● 事務所、店舗、病院・診療所については、2階以下の冷暖房需要が地中熱によりまかなわれると仮定(地中熱利用促進協会へのヒアリング結果を元に設定)。</li> <li>● 戸建住宅については、全冷暖房需要が地中熱によりまかなわれると仮定。</li> </ul>
導入地域、導入率	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 戸建住宅は、寒冷地域(省エネ基準のI地域、II地域、III地域)の新築フローに対し、2050年には導入率100%になると仮定(導入率は直線的に増加)。</li> <li>● 事務所、店舗、病院・診療所は、全地域の新築フローに対し、2050年には導入率100%になると仮定(導入率は直線的に増加)。</li> </ul>
2050年までの将来新築フロー	<p>&lt;戸建住宅(世帯数)&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 住宅太陽光の推計と同じ新築戸建住宅数(～2030年)の変化率を用いて試算。2030年以降は2029-2030年間の変化率を用いて試算。</li> </ul> <p>&lt;事務所、店舗、病院・診療所(延床面積)&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 国立社会保障・人口問題研究所推計値(死亡中位・出生中位推計)における人口変化率を用いて試算。</li> </ul>
エネルギー消費原単位	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 建物用途別に、冷暖房エネルギー消費原単位を設定。</li> </ul>

### (4) 地中熱利用の導入見込量 ①前提条件等(2/2)

以下に示す前提条件等により、地中熱利用の導入見込量を試算した。

まず、導入戸数、導入延床面積(フロー)は以下のとおり。

表 2.11-3 戸建住宅(戸数)

	2020	2030	2040	2050
戸建住宅	59,462	54,898	50,276	46,044

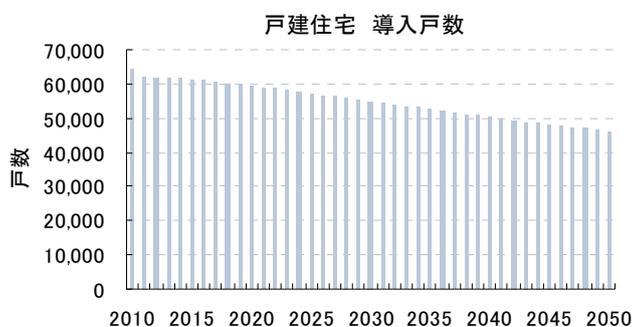


図 2.11-3 戸建住宅導入戸数

表 2.11-4 事務所、店舗、病院・診療所（2階以上延床面積[m2]）

	2020	2030	2040	2050
事務所	3,539,153	3,530,595	3,522,465	3,517,715
店舗	3,295,474	3,287,505	3,279,934	3,275,511
病院・診療所	1,544,360	1,540,626	1,537,078	1,535,005

※建築統計月報より算出した非住宅建物の2階以上延床面積比率により推計。



図 2.11-4 事務所 導入延床面積

次に、エネルギー消費原単位は次のとおり。

表 2.11-5 戸建住宅

戸建	MJ/世帯・年	冷房用	暖房用	給湯用	厨房用	動力他
		724	10232	11700	3346	14829

出典：エネルギー・経済統計要覧（2011年度版）

表 2.11-6 事務所、店舗、病院・診療所

		暖房	冷房	その他熱需要	照明・動力・その他
事務所	MJ/m <sup>2</sup> ・年	182	378	121	893
店舗	MJ/m <sup>2</sup> ・年	461	961	307	2267
病院・診療所	MJ/m <sup>2</sup> ・年	263	547	175	1291

出典：平成14年度民生部門エネルギー消費実態調査、非住宅建築物の環境関連データベース検討委員会平成20年度報告書

(5) 地中熱利用の導入見込量 ②推計結果(1/2)

以下に示す前提条件により、地中熱利用の導入見込量を試算した。病院・診療所は、ストックに対する新築フローの割合が大きいため、事務所、店舗と比較して導入率が大きくなっている。

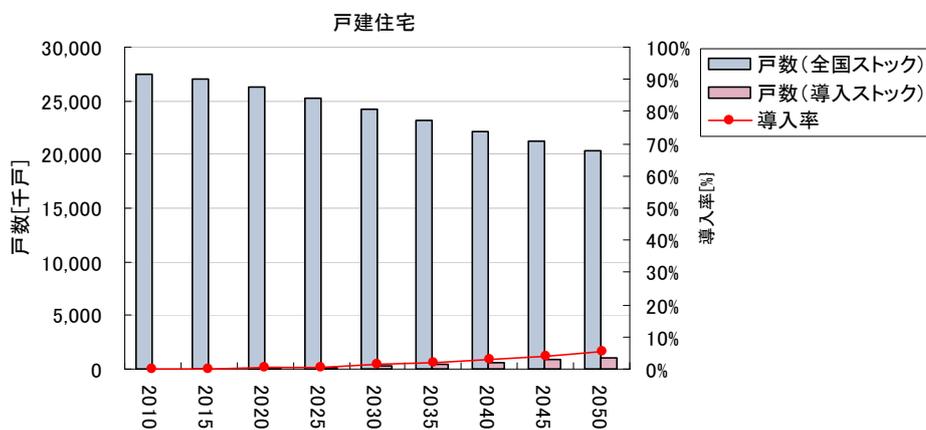


図 2.11-5 戸建住宅における導入見込量の試算結果

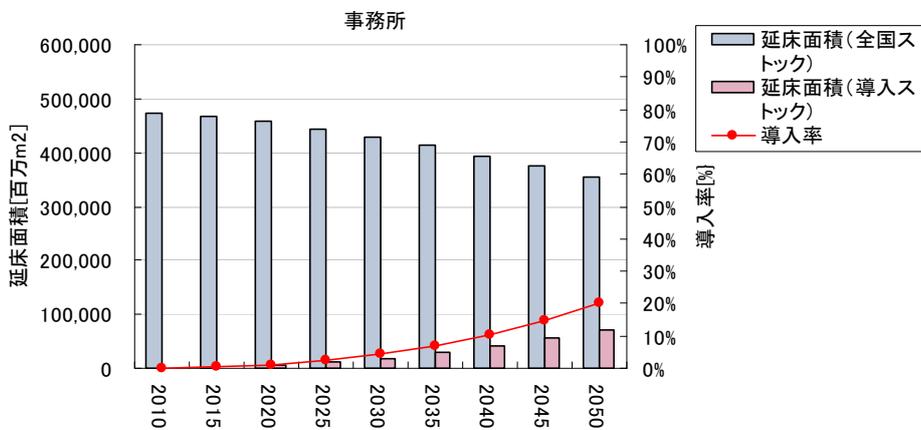


図 2.11-6 事務所における導入見込量の試算結果

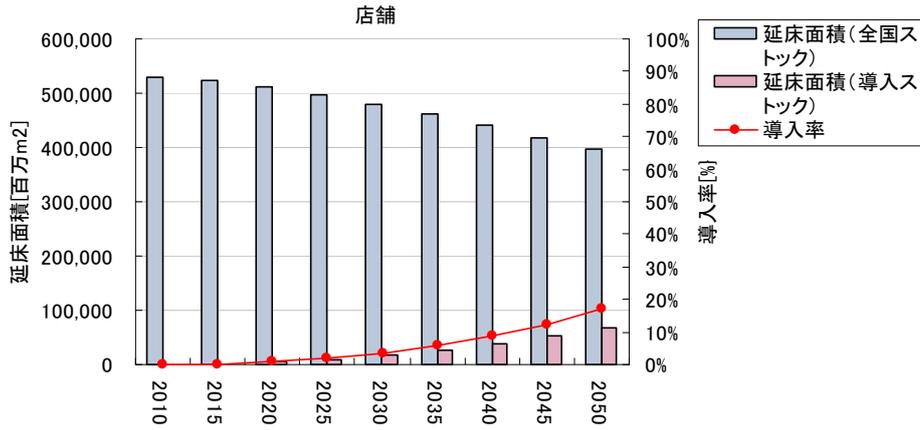


図 2.11-7 店舗における導入見込量の試算結果

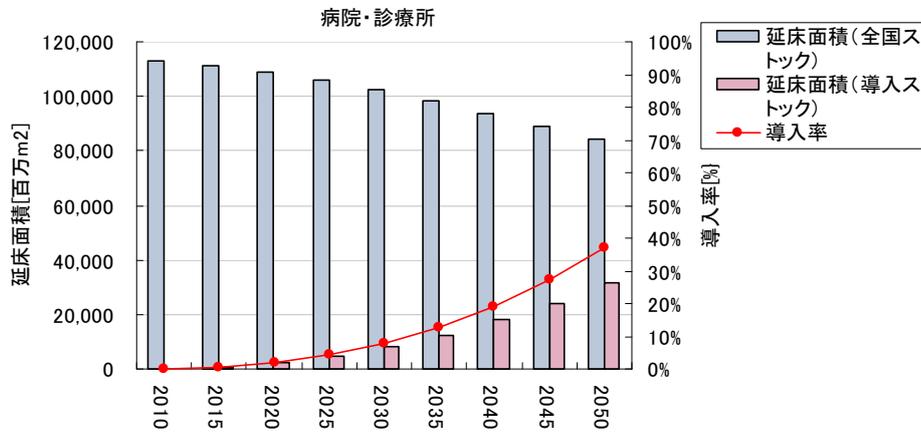


図 2.11-8 病院・診療所における導入見込量の試算結果

(6) 地中熱利用の導入見込量 ②推計結果(2/2)

地中熱の導入見込量（ストックベース）について、以下の結果を得た。

表 2.11-7 地中熱利用システムにより賄われる冷暖房需要

		2020	2030	2040	2050
戸建	GJ	162,856	300,710	413,092	504,421
事務所	GJ	495,464	988,533	1,479,384	1,969,853
店舗	GJ	1,171,256	2,336,847	3,497,198	4,656,643
病院・診療所	GJ	312,629	623,746	933,465	1,242,941

表 2.11-8 家庭部門・業務部門の総冷暖房需要  
(2010年度実績値)に占める割合

		2020	2030	2040	2050
戸建	%	0.2%	0.4%	0.6%	0.8%
事務所	%	0.6%	1.7%	2.7%	3.8%
店舗	%	1.4%	4.0%	6.5%	9.0%
病院・診療所	%	0.4%	1.1%	1.7%	2.4%

※ 戸建は家庭部門に対する割合。事務所、店舗、病院・診療所は、それぞれ業務部門に対する割合。

(7) 参考(1) 地中熱利用技術の概要

地中熱利用システムは、地中や地下水等がもつ温度と外気との温度差を、ヒートポンプ等を用いて利用する技術である。

深さ 3m 程度以深の地中の温度は、地上の気温変化に関わりなく、一年を通してその地域の平均気温（東京では 17℃ 前後）と同じであるため、安定した COP を得られる。公共施設や戸建て住宅の冷暖房・給湯や、消融雪等への利用実績がある。

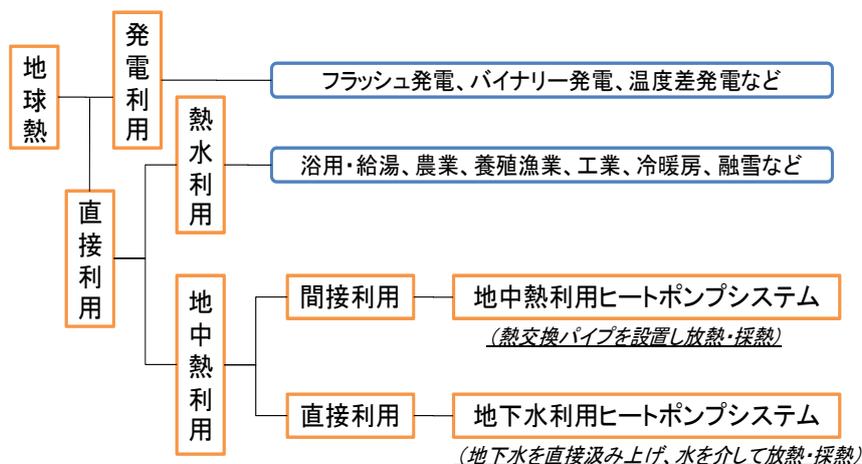


図 2.11-9 地中熱利用体系

出典) まちづくりと一体となった熱エネルギーの有効利用に関する研究会 第 3 回資料より作成

表 2.11-9 温度差熱利用の種類と特徴

種類	形態	温度レベル	利用方法
河川水	水	5~25℃	ヒートポンプ熱源、冷却水
海水	水	5~25℃	ヒートポンプ熱源、冷却水
地下水	水	10~20℃	ヒートポンプ熱源、冷却水
下水	未処理水	5~30℃	ヒートポンプ熱源、冷却水
	処理水	5~30℃	ヒートポンプ熱源、冷却水
地中熱	水、空気	10~20℃	ヒートポンプ熱源、冷却水

出典)「未利用エネルギー面的活用熱供給導入促進ガイド」(2007, 経済産業省)

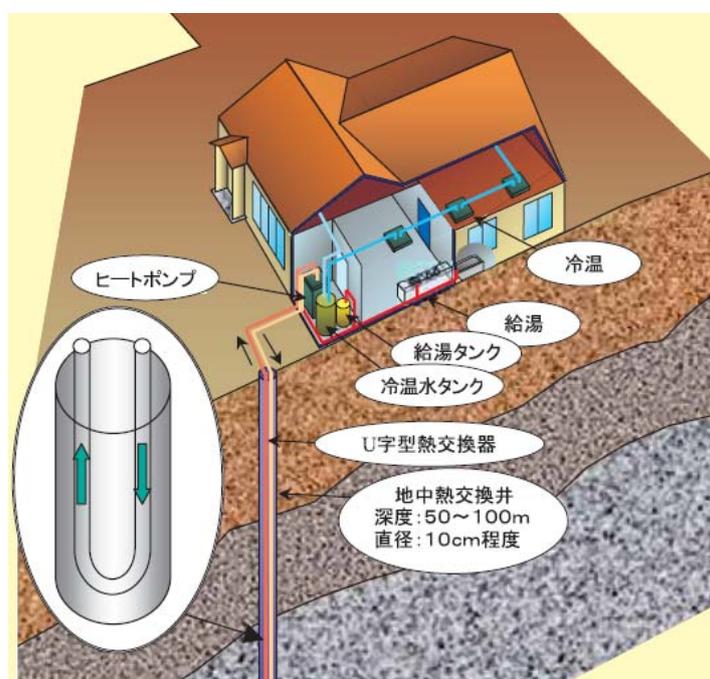


図 2.11-10 地中熱利用システムの例

出典)「地球熱利用システム 地中熱利用ヒートポンプシステムの特徴と課題」(2006, NEDO)

### (8) 参考（1）地中熱利用技術の概要

地中熱利用ヒートポンプシステムは、主にクローズドループとオープンループの 2 タイプに分けられる。

現在導入されてシステムの 80%は、クローズドループシステムが採用されている。

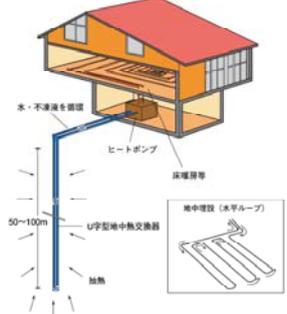
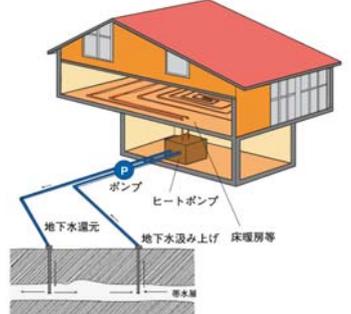
クローズドループ(地中熱交換型)	オープンループ(地下水利用型)
地中で熱交換するために流体(水/不凍液)を循環させる方式	揚水した地下水と熱交換する方法
地中熱交換器の設置が必要であり、通常はボアホール(ボーリング孔)あるいは基礎杭の中に、チューブを挿入したものが用いられている。	揚水した地下水を同じ帯水層に戻す方法のほか、別の帯水層に注入する方法などがある。都市圏では工業用水法・ビル用水法等の規制を受ける。
	

図 2.11-11 地中熱利用ヒートポンプシステムの種類

出典) まちづくりと一体となった熱エネルギーの有効利用に関する研究会 第 3 回資料、地中熱利用促進協会パンフレットより作成

### (9) 参考（2）地中熱利用ヒートポンプの導入実績

2009 年末時点で約 580 件の設置実績があるが、諸外国比較すると、導入量には大きな開きがある。

都道府県別には、北海道が 28 件と最も多く、冷暖房に加え、道路融雪や給湯に用いられている。その他浴用・プールに利用されている例も多い(冷暖房：24 件 給湯：10 件 浴用・プール：12 件 道路融雪：17 件)。

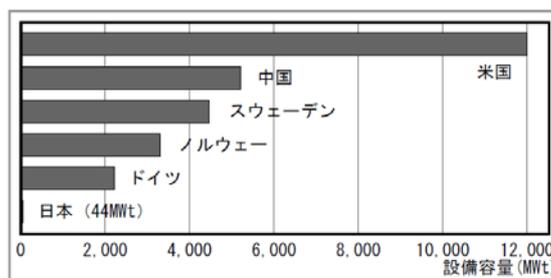


図 2.11-12 地中熱ヒートポンプシステムの導入実績 (諸外国との比較)

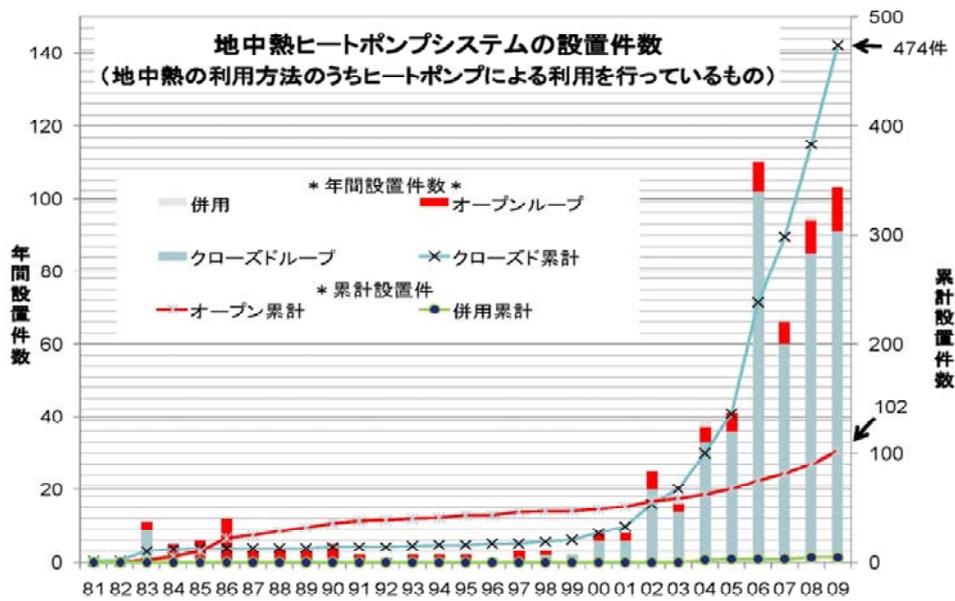


図 2.11-13 地中熱ヒートポンプシステムの導入実績  
(日本における導入推移)

出典) まちづくりと一体となった熱エネルギーの有効利用に関する研究会 第3回資料、地中熱利用促進協会資料



図 2.11-14 地中熱利用促進協会加盟者 都道府県別施工実績

出典) 地中熱利用促進協会ホームページ

(10) 参考(3) 地中熱利用ヒートポンプ導入事例(1)

大成建設は、都市部で広く利用されている場所打ち杭と地中熱交換器を併用した地中熱空調システムを開発・施工している。

東京大学柏キャンパス環境棟:1階エントランス部分(約100m<sup>2</sup>)の空調に利用。直径1.5m×長さ18mの杭周囲に熱交換用配管(20A)を8対設置している。

前川製作所新本社ビル:直径2m×長さ37mの杭に熱交換用配管(20A)を8対設置している。建物全体の20本全てを利用(配管総長:約6km)。

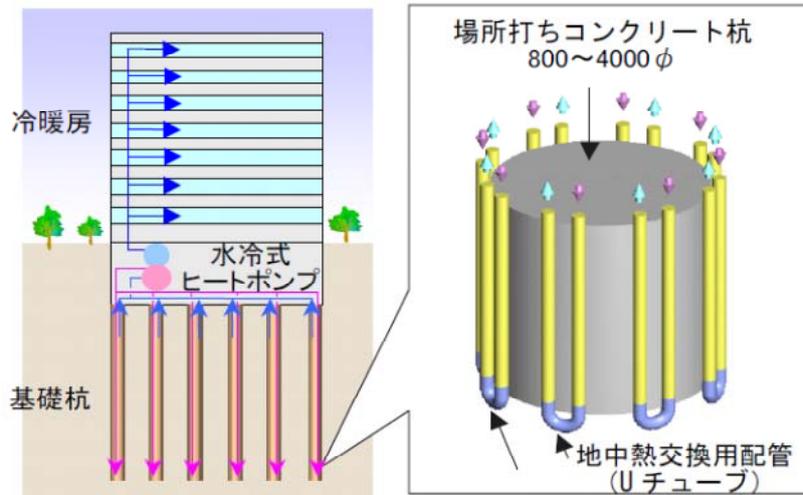


図 2.11-15 場所打ち杭を利用した地中熱交換器

出典)「地球熱利用システム 地中熱利用ヒートポンプシステムの特徴と課題」(2006, NEDO)

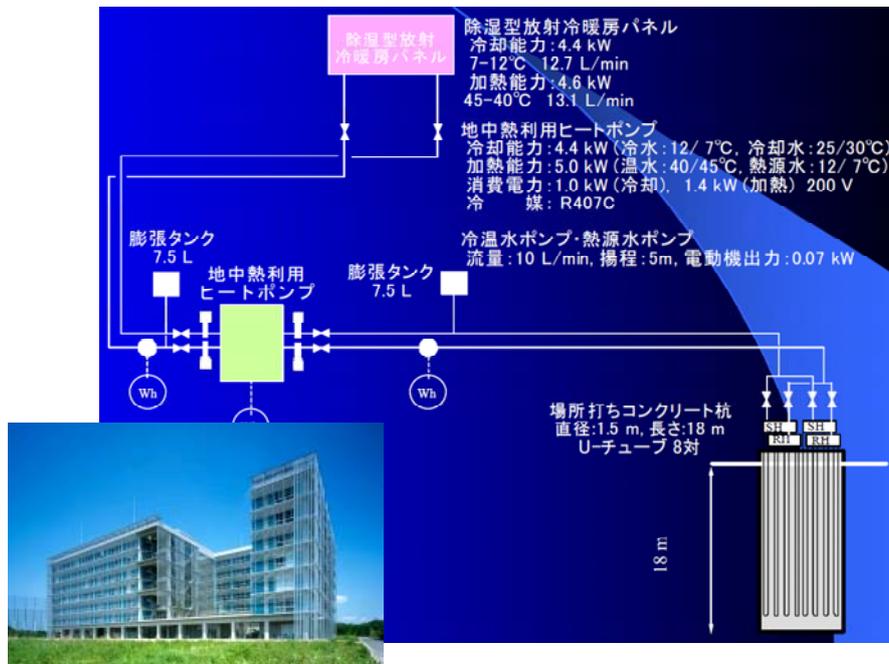


図 2.11-16 東京大学柏キャンパス環境棟システム概要

出典)平成19年度地中熱利用ヒートポンプシンポジウム資料

(11) 参考(3) 地中熱利用ヒートポンプ導入事例(2)

大成建設は、既存の建物でも、建物の利用に支障にならないよう施工できる新たなノウハウを確立、公共施設や病院等への導入を進めている。岐阜県内の病院で、2011年1月に同社のシステムが稼働開始。

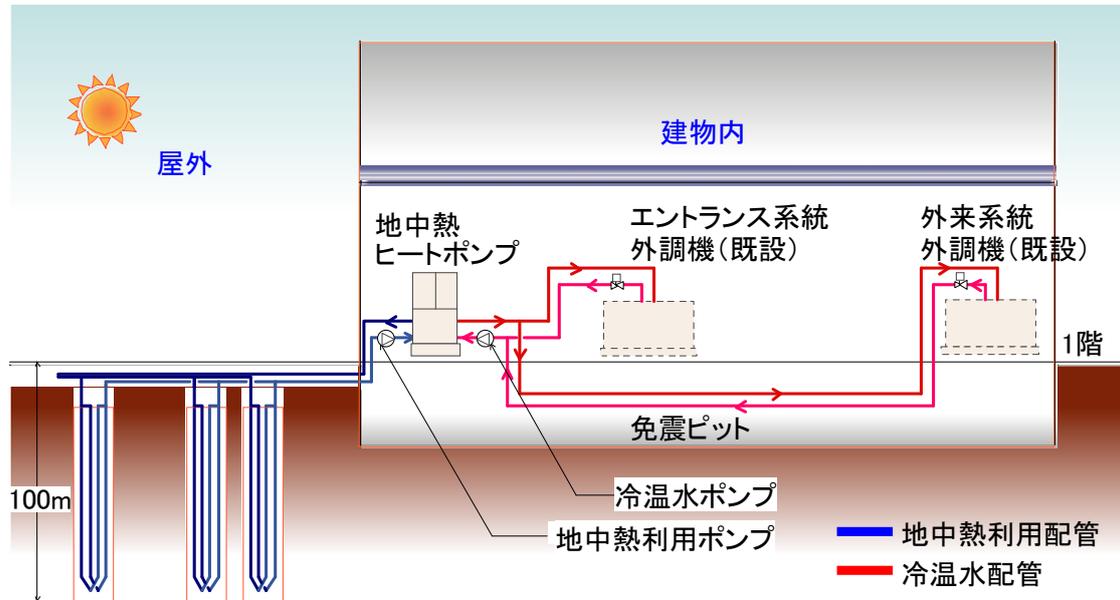


図 2.11-17 国保坂下病院 地中熱利用の状況

出典) 地球温暖化対策に係る中長期ロードマップ推進地域フォーラム in 札幌 大成建設資料

(12) 参考 (3) 地中熱利用ヒートポンプ導入事例 (3)

小田急電鉄は、トンネル下床面に水平型の地中熱交換器を設置し、地中熱利用ヒートポンプシステムを用いた空調設備を導入する実証研究を実施している（平成 23 年度地球温暖化対策技術開発等事業採択案件）。

東京スカイツリー地区では、国内 DHC で初の地中熱利用システムを導入。夜間電力を有効活用する大容量水蓄熱槽の設置等と合わせて、メインプラント稼動時において、国内 DHC で最高レベルの年間総合エネルギー効率「1.3」以上を実現させていく計画である。なお、「年間総合エネルギー効率(COP)」=年間出力エネルギー÷年間入力エネルギーであり、国内 DHC の平均値は 0.749 である。

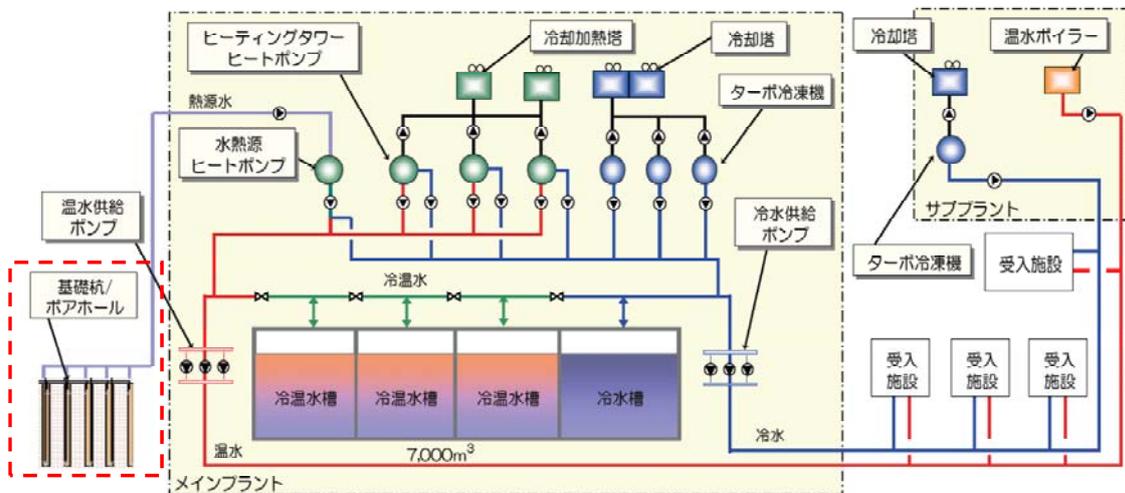


図 2.11-18 東京スカイツリー地区DHC システム概要

出典) 東武エネルギーマネジメント ニュースリリース



図 2.11-19 東京スカイツリーの外観イメージ

(13) 参考(3) 地中熱利用ヒートポンプ導入事例(4)

羽田空港国際線旅客ターミナルビルは、建設地の地盤が軟弱なことから、大深度(約 50メートル)まで杭を打ち建物を安定させている。この羽田空港特有の大深度杭構造を利用して、未利用エネルギーである地中熱をヒートポンプにより回収し利用している。これにより通常の冷暖房方式では大気に放出していた排気をなくし、環境負荷の低減を図っている。



図 2.11-20 羽田空港国際線旅客ターミナル



図 2.11-21 地中熱利用システム

出典) 東京国際空港ターミナル株式会社ホームページ

(14) 参考 (3) 地中熱利用ヒートポンプ導入事例 (5)

セイコーエプソン札幌ソフトセンター（融雪利用）では、道路の融雪用に、地中熱利用ヒートポンプを導入して、熱交換井（75m×17本）との熱交換のみで融雪している。

岩手県環境保健研究センター（冷暖房）では、冷暖房に地中熱利用ヒートポンプを使用し、冷房時 COP3.3、暖房時 COP3.7、APF3.7 を達成している。

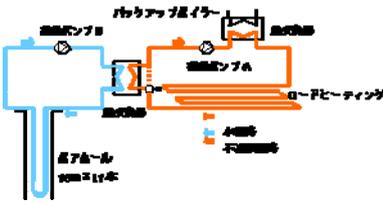
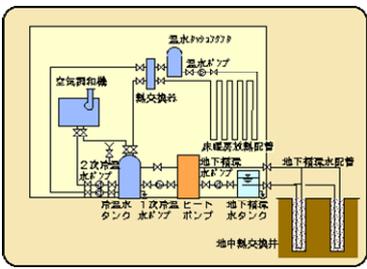
名称	セイコーエプソン札幌ソフトセンター	 
所在地	北海道札幌市	
施工年月日	2001年12月	
建築物用途	オフィス(融雪面積500m <sup>2</sup> )	
システム用途	融雪	
システム概要	熱交換井75m17本 熱交換井との熱交換のみで融雪	
名称	岩手県環境保健研究センター	 
所在地	岩手県盛岡市飯岡新田	
施工年月日	2000年11月から2001年2月	
建築物用途	公共施設	
システム用途	冷暖房・床暖房	
システム概要	熱交換井50m22本	

図 2.11-22 地中熱利用ヒートポンプの導入事例

(15) 参考（４）震災復興への提言 地中熱利用コミュニティ構想

東日本大震災を受け、日本地熱学会地中熱利用技術専門部会は「電力ピーク負荷低減のための地中熱利用ヒートポンプの導入促進の提言」を政府に提出。一般的な空気熱源ヒートポンプと比較して、消費電力を3分の1削減可能として、地中熱利用ヒートポンプの導入促進の必要性を主張している。

地中熱利用促進協会は、震災復興に向けての提言として、地中熱利用のコミュニティ構想を発信している。建物が大都市のように密集せず、適度な建物間隔でコミュニティが構成される場合、地中熱の利用で、それぞれの施設の冷暖房・給湯・融雪の熱エネルギーを全て賅うことが可能としている。

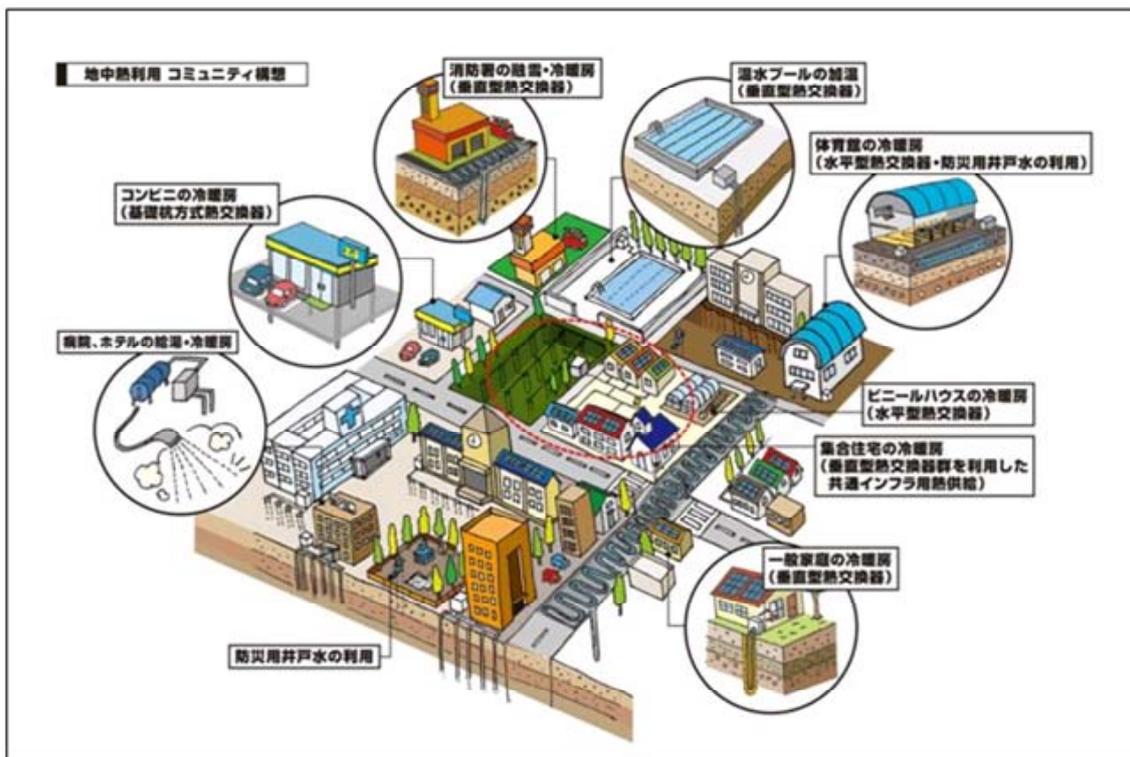


図 2.11-23 地中熱利用のコミュニティ構想

出典) 地中熱利用促進協会ホームページ

(16) 参考(5) 地中熱利用ヒートポンプの省エネ・CO2削減効果

地中は、大気と比較して夏は温度が低く、冬は温度が高いため、空調システムの効率が向上する。川崎市南河原子供文化センターの事例では、地中熱利用ヒートポンプシステム導入の前後で、冷房消費電力は約40%、暖房消費電力は約19%の削減が確認されている。

地中熱利用ヒートポンプシステムは、排熱を大気中に放出しないため、ヒートアイランド現象の抑制効果とそれに伴う冷房エネルギー消費量の削減効果が期待されている。

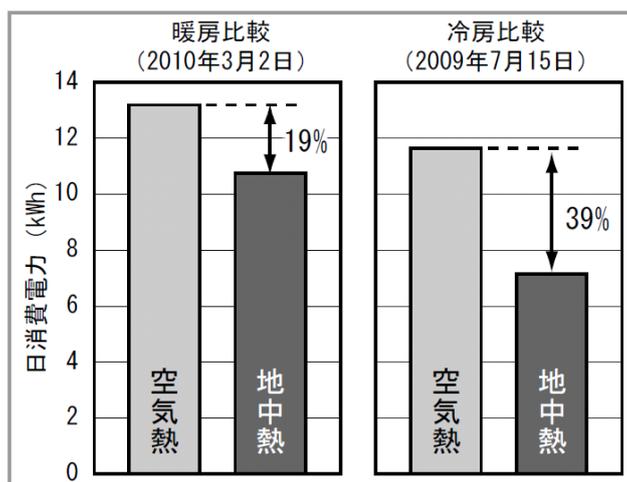


図 2.11-24 地中熱・空気熱ヒートポンプの冷暖房消費電力

川崎市南河原子供文化センターで行われた地中熱と空気熱の空調同期運転の電力計測結果 (資料提供: JFE 鋼管株式会社)

出典) 地中熱利用促進協会資料

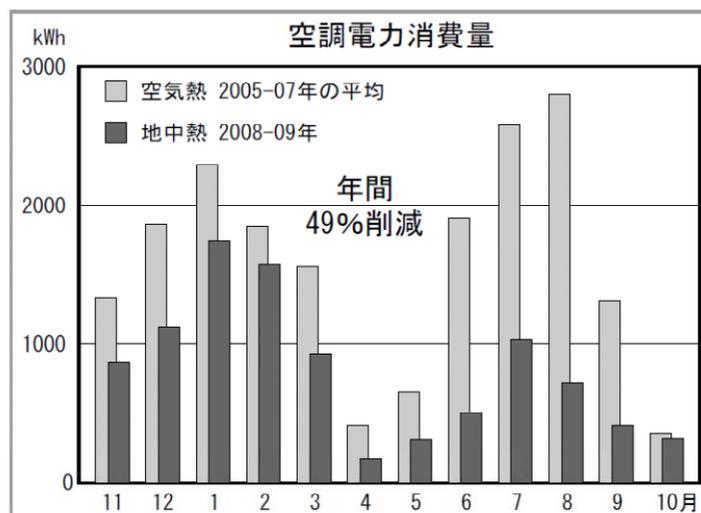


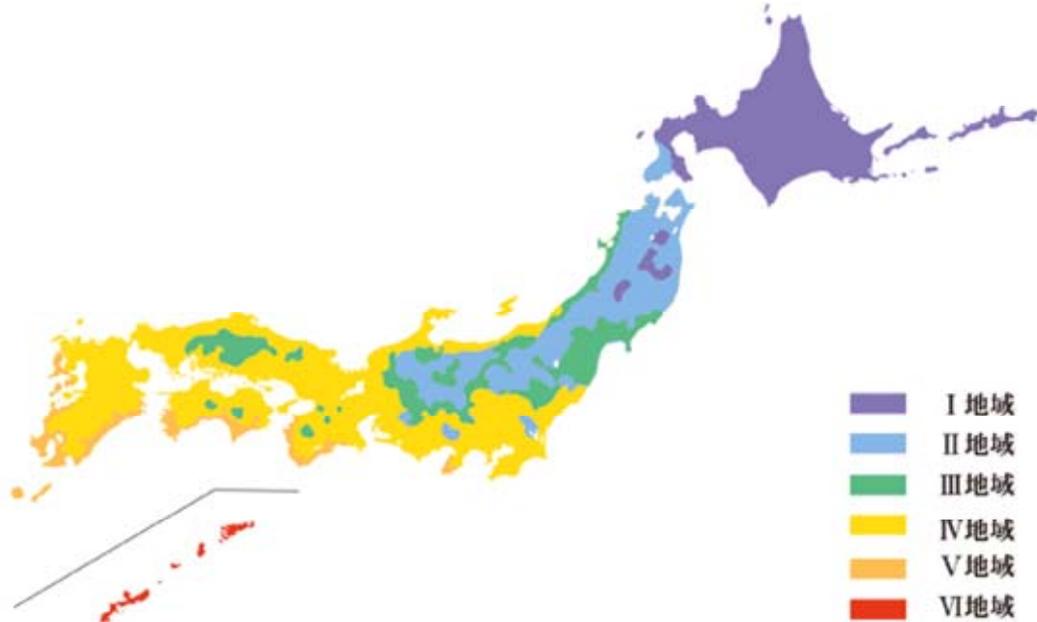
図 2.11-25 地中熱と空気熱による空調の年間運転実績の比較

2008年11月に空調を空気熱ヒートポンプから地中熱に更新した都心の小規模オフィスビルでの両者の運転実績 (笹田, 2010)

出典) 地中熱利用促進協会資料

(17) 参考（6）次世代省エネルギー基準の地域区分

次世代省エネルギー基準の地域区分は下図の通りである。



地域の区分	都 道 府 県	【Q値】 熱損失係数 (W/m <sup>2</sup> K)	【C値】 相当すき間面積 (cm <sup>2</sup> /m <sup>2</sup> )	夏期日射取得係数の 基準値
I地域	北海道	1.6	2	0.08
II地域	青森、岩手、秋田	1.9	2	
III地域	宮城、山形、福島、栃木、長野、新潟	2.4	5	0.07
IV地域	茨城、群馬、山梨、富山、石川、福井、岐阜、滋賀、 埼玉、千葉、東京、神奈川、静岡、愛知、三重、 京都、大阪、和歌山、兵庫、奈良、岡山、広島、山口、 鳥根、鳥取、香川、愛媛、徳島、高知、福岡、佐賀、 長崎、大分、熊本	2.7	5	
V地域	宮崎、鹿児島	2.7	5	
VI地域	沖縄	3.7	5	0.06

図 2.11-26 次世代省エネルギー基準の地域区分

出典) NEDO ホームページ