

(6) 風力発電の導入見込量について

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。

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。

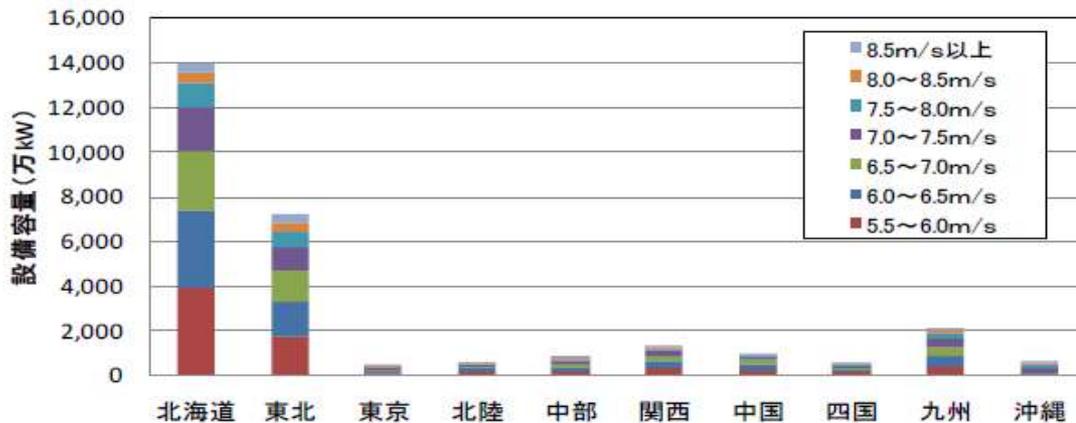
- 今年度は、規模区分別の買取価格を検討する観点から、以下のとおり導入見込量を先に想定し、買取価格を分析した。また、コスト等検証委員会の想定に基づき、初期投資の5%を廃棄コストとして織り込んだ。

低位	2020年：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：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：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と設定。
中位	2020年：2050年に5,000万kWを見込む際の普及曲線より1,110万kWに達するような支援を行うことを想定。 2030年：2050年に5,000万kWを見込む際の普及曲線より2,800万kWに達するような支援を行うことを想定。 2050年：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%以下で見込まれる普及量（5,000万kW）を想定。
高位	2020年：2050年に7,000万kWを見込む際の普及曲線より1,150万kWに達するような支援を行うことを想定。 2030年：2050年に7,000万kWを見込む際の普及曲線より3,400万kWに達するような支援を行うことを想定。 2050年：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）を想定。

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。)

図 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



		風速区分	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 ²)	内訳	5.5m/s以上	28,294	13,966	7,263	411	481	795	1,290	924	491	2,098	574
		5.5~6.0m/s	7,371	3,939	1,720	103	175	209	348	277	149	450	3
		6.0~6.5m/s	6,607	3,459	1,589	91	149	161	310	248	126	447	27
		6.5~7.0m/s	5,464	2,662	1,442	71	93	139	262	189	100	399	105
		7.0~7.5m/s	4,048	1,933	1,001	67	46	118	176	125	66	337	181
		7.5~8.0m/s	2,519	1,111	668	45	16	90	116	62	28	243	140
		8.0~8.5m/s	1,307	471	423	13	2	59	58	22	15	151	93
		8.5m/s以上	977	392	420	21	2	19	20	2	7	71	24
設備容量 (万kW)	内訳	5.5m/s以上	28,294	13,966	7,263	411	481	795	1,290	924	491	2,098	574
		5.5~6.0m/s	7,371	3,939	1,720	103	175	209	348	277	149	450	3
		6.0~6.5m/s	6,607	3,459	1,589	91	149	161	310	248	126	447	27
		6.5~7.0m/s	5,464	2,662	1,442	71	93	139	262	189	100	399	105
		7.0~7.5m/s	4,048	1,933	1,001	67	46	118	176	125	66	337	181
		7.5~8.0m/s	2,519	1,111	668	45	16	90	116	62	28	243	140
		8.0~8.5m/s	1,307	471	423	13	2	59	58	22	15	151	93
		8.5m/s以上	977	392	420	21	2	19	20	2	7	71	24
電力会社別の発電設備容量(万kW)(*)			20,397	742	1,655	6,449	796	3,263	3,432	1,199	667	2,003	192

※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。

表 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	
	都市計画区分	市街化区域	同左	
	土地利用等	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

2. 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。**

図 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

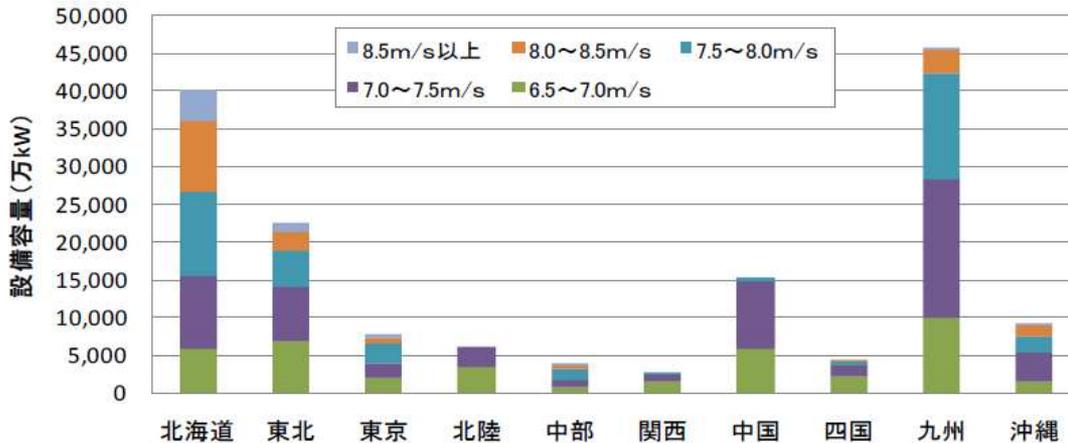


表 導入ポテンシャル推計条件(開発不可条件)

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

	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
	6.5m/s以上	6.5m/s未満	157,262	40,314	22,479	7,938	6,212	3,869	2,542	15,199	4,167	45,467	9,074
面積 (km ²)	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 4-17 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

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んだ。
- 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なり、この導入見込量すべてでIRR8%が確保される買取価格を想定（詳細は後述）。

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、 <u>2020年750万kW</u> を見込む。
中位シナリオ	<u>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</u> を見込む。
高位シナリオ	<u>既設地域間連系線の積極的な活用を前提として、</u> この中での最大限の導入を見込むとして、 <u>2020年1,150万kW</u> を見込む。

4. 風力発電の導入見込量②【～2050年】

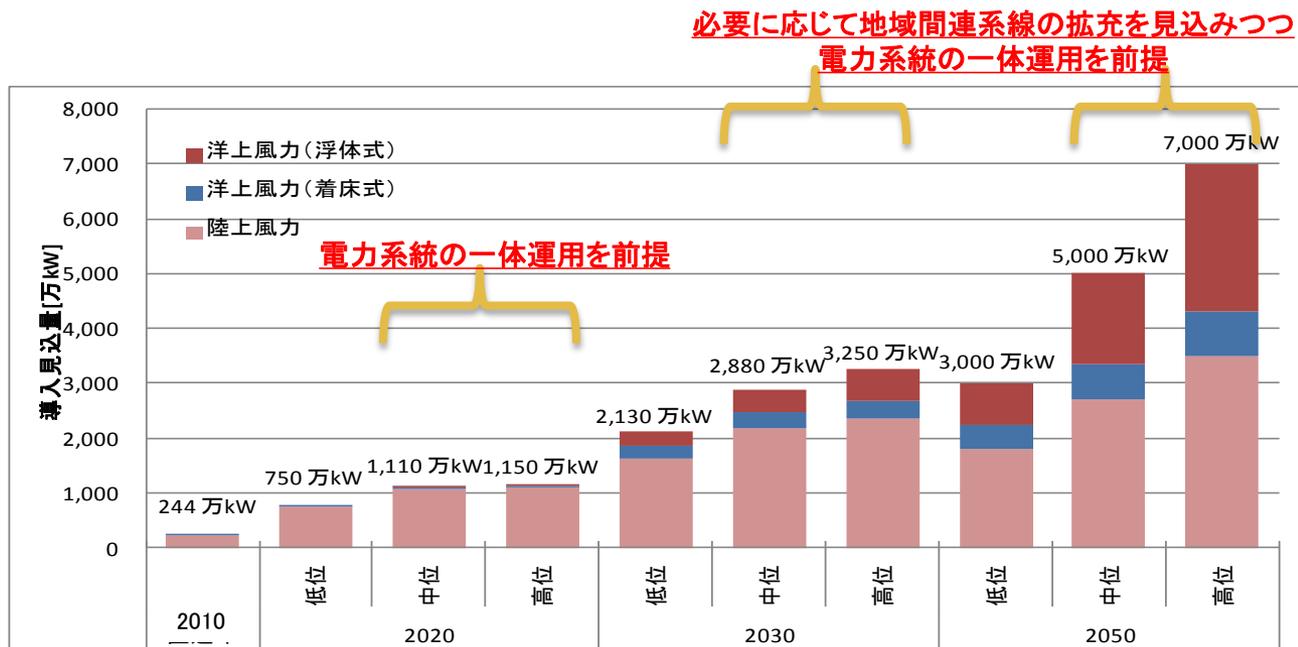
- 2030年及び2050年の導入見込量は、日本風力発電協会の試算を参考に、WGにおいてシナリオ別に以下のとおり設定。なお、**中位・高位シナリオについては、東日本(東北及び東京電力)、西日本(東京、北陸、中部、関西、中国及び四国電力)の電力系統の一体運用を前提**とした。また、2050年については、全国大での一体運用を前提とすれば更に導入量が拡大することが見込まれるが、今後の検討課題である。
- 対発電設備容量割合については、気象予測システムを活用した広域運用、風車制御機能の有効活用(最大出力制限)、電力貯蔵設備(揚水及び蓄電池)、調整電源の新增設(含む更新)などにより欧州並み(現在のスペイン)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、日本全国で設置が進む姿を想定した。

	対発電設備容量割合※1)
低位	40%以下
中位	40%以下
高位	50%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、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。



5. 風力発電の買取価格①【陸上風力の有望地点抽出】

■ 陸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)における陸上風力の事業性マップから、**連続した設置面積(5km²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5km²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。

陸上風力の事業性マップ

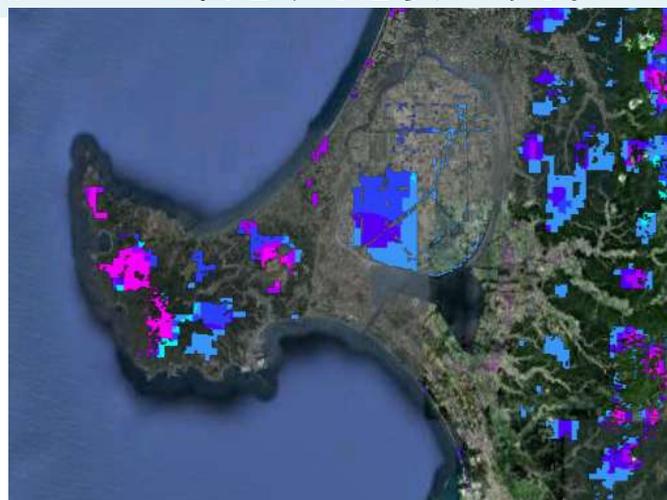


図 男鹿半島付近の風力発電の事業性マップイメージ

5. 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(15km²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、代わりに水深を指標にし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、現時点では水深で按分していることから、ここではまとめて洋上風力発電として取り扱うこととした。

5. 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。

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	~35	~40		
陸上	6,153	12,127	12,127	12,127	12,127		
1北海道電力	3,424	7,292	7,292	7,292	7,292	742	982.7%
2東北電力	1,838	3,323	3,323	3,323	3,323	1,721	193.1%
3東京電力	60	112	112	112	112	6,499	1.7%
4北陸電力	30	84	84	84	84	806	10.4%
5中部電力	110	152	152	152	152	3,283	4.6%
6関西電力	71	127	127	127	127	3,488	3.6%
7中国電力	43	82	82	82	82	1,199	6.9%
8四国電力	0	0	0	0	0	696	0.0%
9九州電力	363	589	589	589	589	2,033	29.0%
10沖縄電力	214	365	365	365	365	192	190.3%
洋上			12,744	26,821	45,204		
1北海道電力			8,564	14,661	19,727	742	2658.6%
2東北電力			2,392	5,903	9,548	1,721	554.8%
3東京電力			512	2,674	3,372	6,499	51.9%
4北陸電力			1	35	1,264	806	156.8%
5中部電力			831	1,860	2,195	3,283	66.8%
6関西電力			1	59	592	3,488	17.0%
7中国電力			0	23	2,053	1,199	171.2%
8四国電力			2	284	1,292	696	185.6%
9九州電力			443	1,321	5,163	2,033	253.9%
10沖縄電力			0	0	0	192	0.0%
合計	6,153	12,127	24,870	9,911	57,331		
1北海道電力	3,424	7,292	15,856	5,567	27,019	742	3641.4%
2東北電力	1,838	3,323	5,714	1,543	12,871	1,721	747.9%
3東京電力	60	112	623	1,257	3,484	6,499	53.6%
4北陸電力	30	84	84	35	1,347	806	167.2%
5中部電力	110	152	983	981	2,347	3,283	71.5%
6関西電力	71	127	128	17	719	3,488	20.6%
7中国電力	43	82	83	23	2,135	1,199	178.1%
8四国電力	0	0	2	72	1,292	696	185.6%
9九州電力	363	589	1,032	416	5,752	2,033	282.9%
10沖縄電力	214	365	365	0	365	192	190.3%

表 買取価格に応じた累積導入可能量(PIRR8%ベース)

5. 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安全側に想定して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 買取価格に応じた累積導入可能量(PIRR8%ベース)

対発電設備容量5%上限

導入可能量(累積)	買取価格[円/kWh]		
	~18	~20	~22
陸上	505	582	676
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

対発電設備容量10%上限

導入可能量(累積)	買取価格[円/kWh]		
	~18	~20	~22
陸上	721	851	953
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

5. 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。

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		
陸上	1,533	1,928	1,928	1,928		
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%
洋上			1,588	3,942		
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%
合計	1,533	1,928	3,517	5,871		
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%

表 買取価格に応じた累積導入可能量(PIRR8%ベース)
※電力各社の発電設備容量30%を上限として設定)

【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+ α 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 α は約650万kWとなり、仮の連系可能量は約1,018万kW**である。

(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。

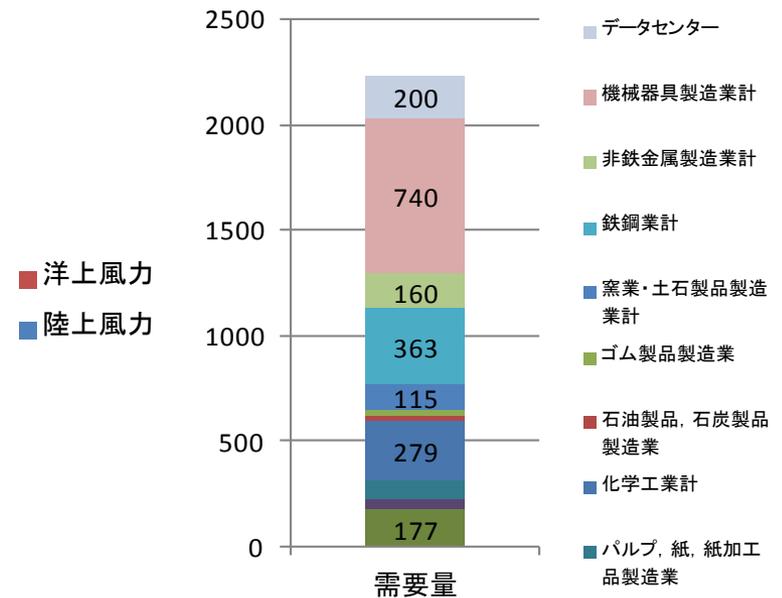
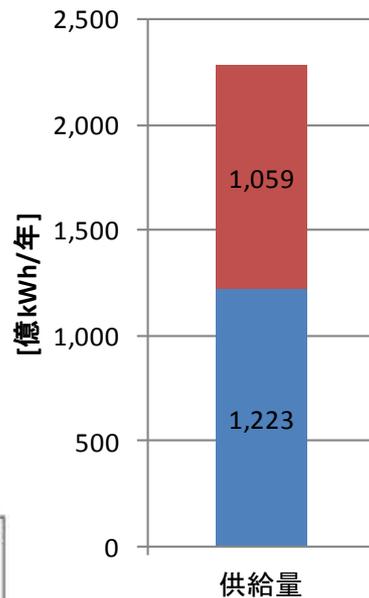
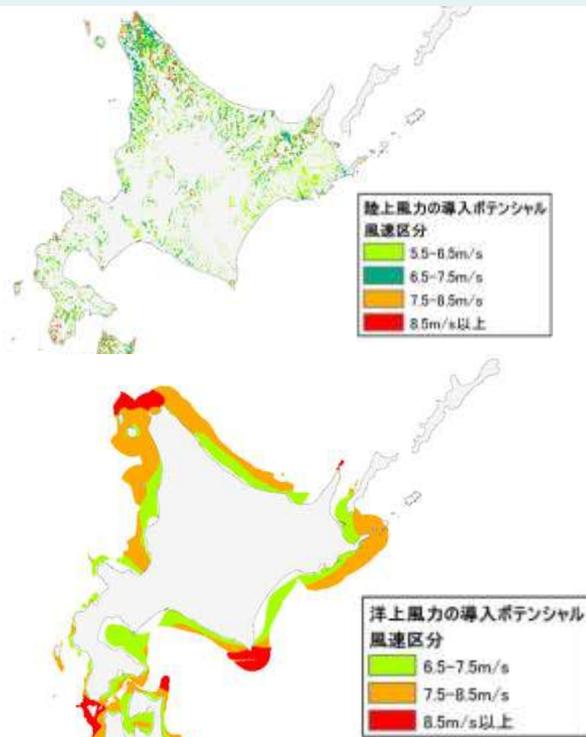
※連系可能量、導入実績：経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課 調べ

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。

【参考2】北海道のポテンシャルを活用することを想定した試算

- 前述の通り、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、簡易的に導入ポテンシャルを活用することを想定した。
- 水を電気分解して水素を製造し貯蔵し、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考えられるため、ここでは発想を逆転させ、電力需要家の誘致(安価な電力の供給を訴求した産業誘致)を想定した。
- 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。



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

図 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

(7) 海洋エネルギーの導入見込量について

1. 海洋エネルギーの導入見込量の考え方

- 波力発電の導入見込量の考え方は以下のとおり。

基本方針	<p>【沿岸固定式】 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、沿岸域における導入見込量を試算。</p> <p>【沖合浮体式】 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、沖合における導入見込量を試算。</p>
導入シナリオ	<p>【沿岸固定式】 高位：海岸保全区域延長（海岸線延長の約40%）の10%（約1,420km）に設置することを想定 中位：同5%（約710km）に設置することを想定 低位：同3%（約430km）に設置することを想定 ⇒2020年を起点に2050年に向けて直線的に増加させていくことを想定。</p> <p>【沖合浮体式】 高位：2050年までの洋上風力導入量3,000万kWに合わせて発電機を設置することを想定。 中位：同 1,750万kWとの組合せに合わせて発電機を設置することを想定。 低位：同 750万kWとの組合せに合わせて発電機を設置することを想定。 ⇒2030年を起点に2050年に向けて直線的に増加させていくことを想定。</p>

- 潮流発電の導入見込量の考え方は以下のとおり。

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、導入見込量を試算。
導入シナリオ	<p>【共通】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（88地点）を対象として試算。 ⇒2020年を起点に2050年に向けて直線的に増加させていくことを想定。</p>

2. 海洋エネルギーのポテンシャル①(波力発電 1/2)

波力発電の賦存量試算例

- 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。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。

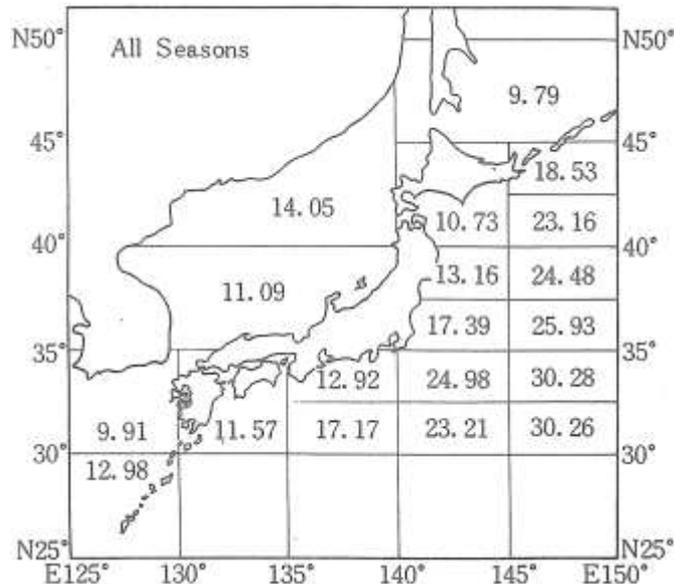


図 日本近海の波力エネルギー(kW/m、通年)

出典)前田久明 木下健「波浪発電」(1979, 生産研究31巻11号)



図 日本沿岸の波力エネルギー(kW/m)

出典)「波力発電の動向について」(2009, OEA-J資料)

2. 海洋エネルギーのポテンシャル②(波力発電 2/2)

波力発電の賦存量試算例

- 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賦存量は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。

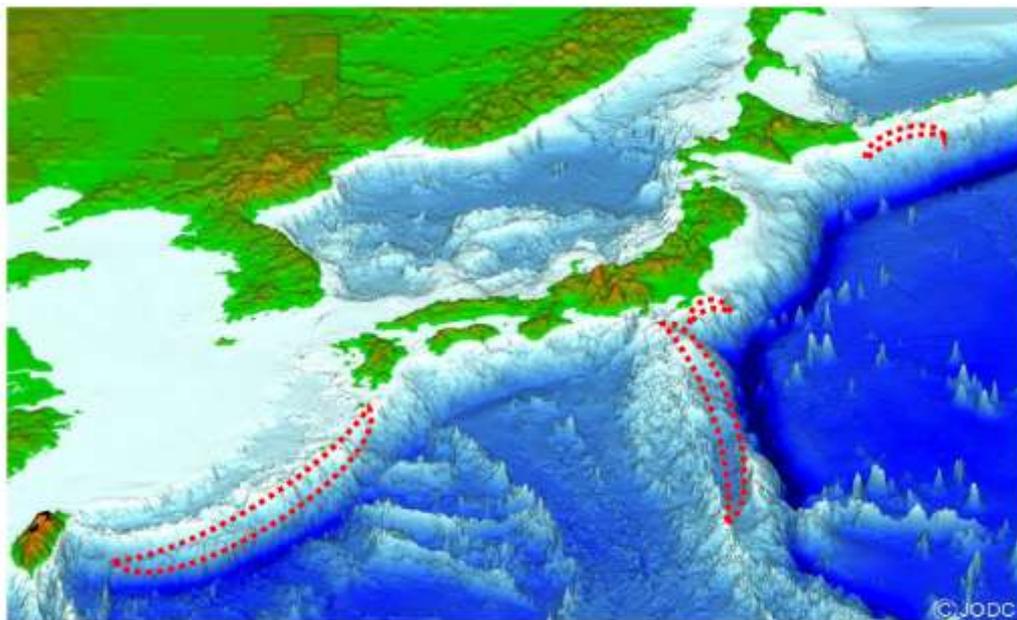


図 日本近海の波力発電の適地

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)

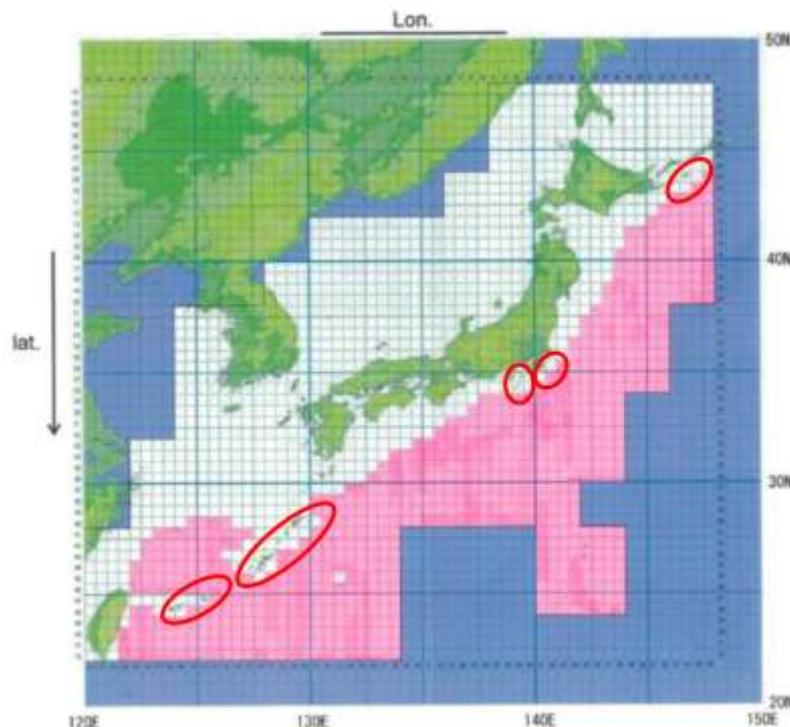


図 日本近海の波パワーの大きい海域(15kW/m以上)

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) 127

2. 海洋エネルギーのポテンシャル③(潮流・海流発電)

潮流発電の賦存量試算例

- 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。

海流発電の全資源エネルギー量試算例

- 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^3/s 、流速が0.5～2.5 m/s 。平均流速を0.5 m/s 、流路幅を250 km 、水深1,000 m 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。

※木下 健他「海洋再生エネルギーの市場展望と開発動向」を元に取りまとめ。

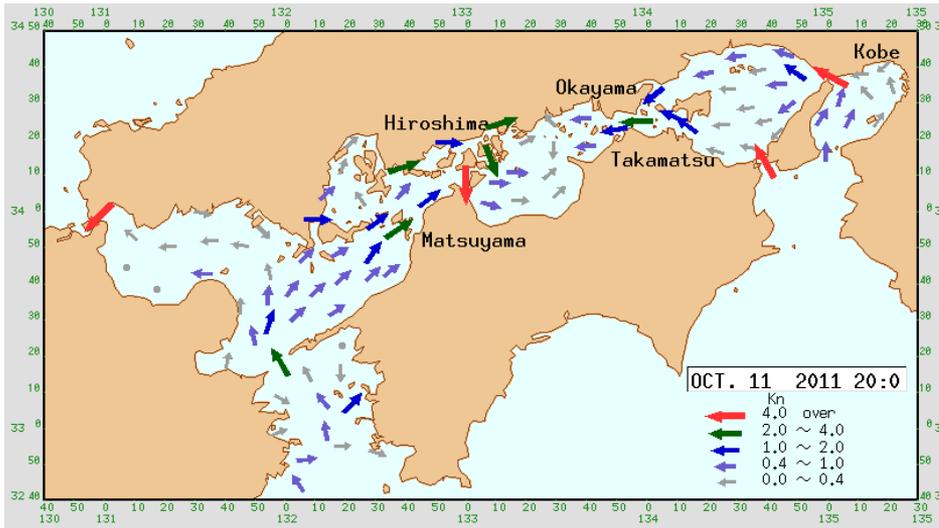


図 瀬戸内海の主要な海峡における潮流推算の例

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)

表 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^2)	賦存量 (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」

2. 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。

海洋エネルギーの全資源エネルギー量試算例

- 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。

※木下 健他「海洋再生エネルギーの市場展望と開発動向」を元に取りまとめ。

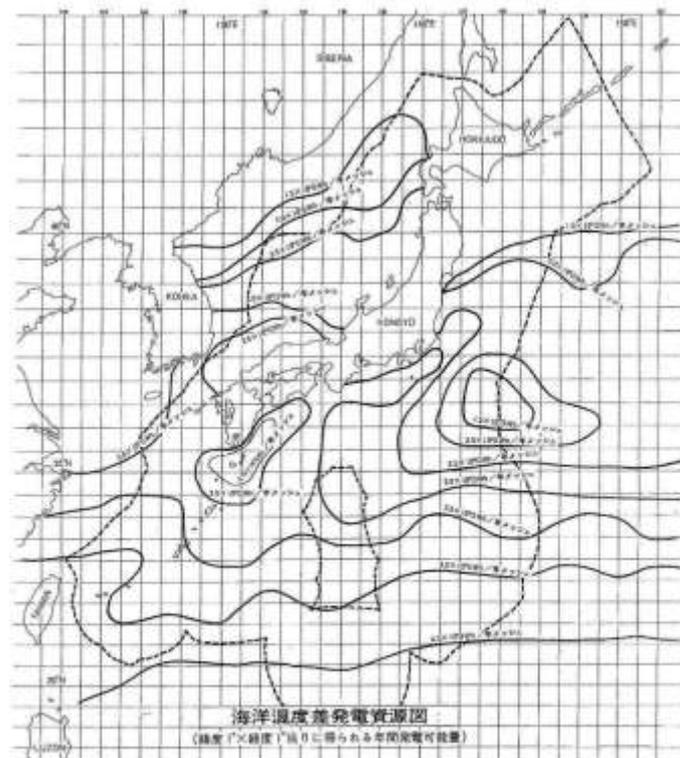


図(上) 世界の海の表層と深層1,000mとの平均温度差分布

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(右) 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)



海洋温度差発電資源図
(緯度1°×経度1°格子に得られる年間発電可能量)

3. 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。

項目	前提条件等
基本方針	<ul style="list-style-type: none">● 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、沿岸域における導入見込量を試算する。
設置可能域	<ul style="list-style-type: none">● 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。 ※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 ※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。
波パワー	<ul style="list-style-type: none">● 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)
装置タイプ	<ul style="list-style-type: none">● 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。
変換効率	<ul style="list-style-type: none">● 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。
定格容量	<ul style="list-style-type: none">● 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。
年次展開	<ul style="list-style-type: none">● 2020年を起点に2050年に向けて直線的に増加させることを想定。

3. 海洋エネルギーの導入見込量②(波力発電):前提条件 (2/2)

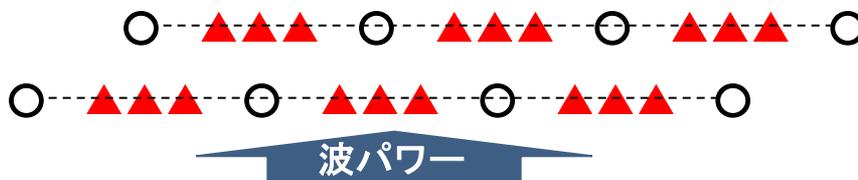
- 沖合浮体式の試算条件は下表のとおり。

項目	前提条件等
基本方針	● 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、沖合における導入見込量を試算する。
設置可能域	● 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。 ✓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。 ✓波力発電機は、各列、風車間距離の50%ずつ設置。 ✓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。 ✓以下の式により、波力発電の設置距離を算出。
波パワー	● 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。
装置タイプ	● 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。
変換効率	● 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。
定格容量	● 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。
年次展開	● 2030年を起点に2050年に向けて直線的に増加させることを想定。

<設置イメージ>

○: 風力発電機

▲: 波力発電機



3. 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、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。

		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%)

3. 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。
- 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させていくことを想定。

項目	前提条件等
基本方針	<ul style="list-style-type: none">● 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、導入見込量を試算する。
設置可能域	<ul style="list-style-type: none">● 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	<ul style="list-style-type: none">● 海峡ごとに潮流エネルギー密度[W/m²]を算出。
装置タイプ	<ul style="list-style-type: none">● 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)を設置すると設定。
変換効率・設備利用率等	<ul style="list-style-type: none">● 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	<ul style="list-style-type: none">● 2020年を起点に2050年に向けて直線的に増加させていくことを想定。

3. 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、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。

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	早鞆ノ瀬戸(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

3. 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1,400万kW、約580億kWh/年。
- 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っている。

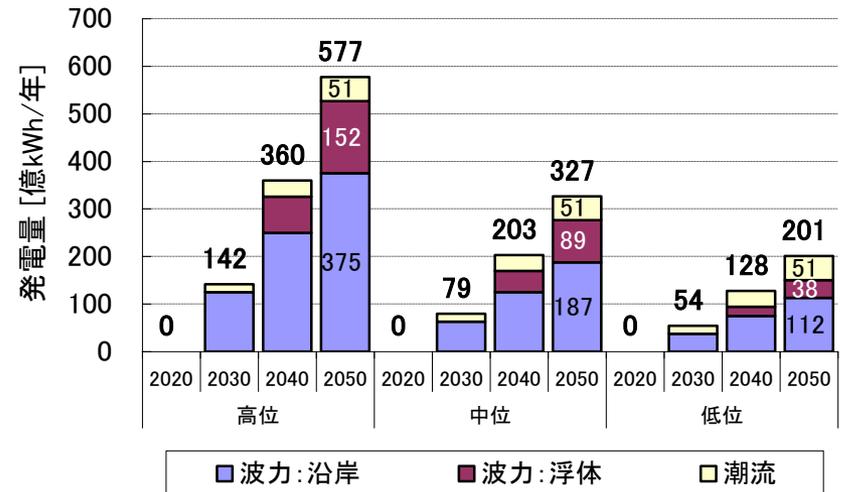
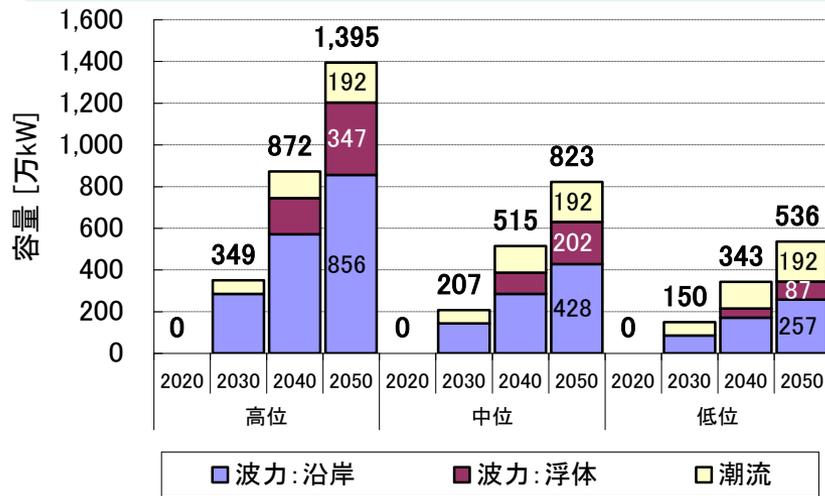


図 海洋エネルギーの導入見込量

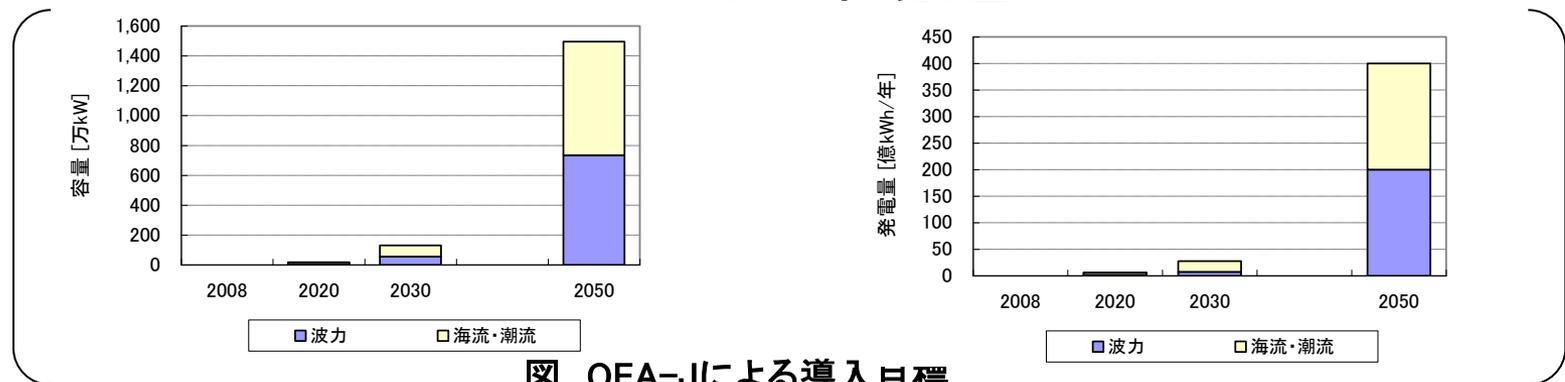


図 OEA-Jによる導入目標

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。
 - ✓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。
- 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。

※NEDO再生可能エネルギー技術白書を元に取りまとめ。



図 Pelamis 波力発電装置

出典) Pelamis Wave Power Ltdホームページ



図 PB150 PowerBuoy
波力発電装置

出典) Pelamis Wave Power Ltdホームページ



図 ジャイロ式波力発電装置
(4号機:45kW機)

写真提供:(株)ジャイロダイナミクス

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。
- 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。

※NEDO再生可能エネルギー技術白書を元に取りまとめ。



図 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 潮流発電システムイメージ

出典)川崎重工ウェブサイト

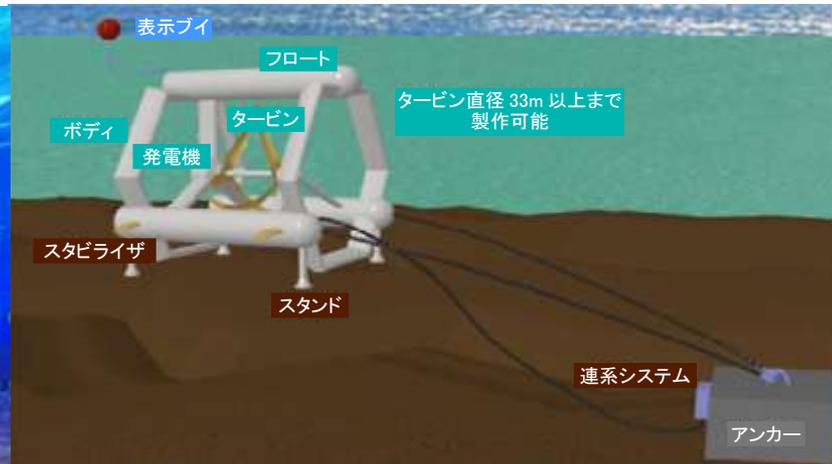


図 MW級海流発電システムイメージ

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ィ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

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。
- 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。
 - ✓ 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。

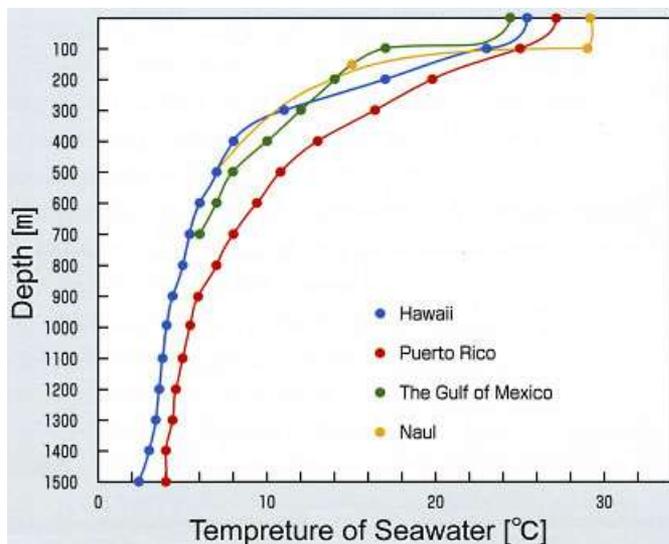


図 熱帯および亜熱帯地域の海水の垂直温度分布
出典) 佐賀大学海洋エネルギー研究センターホームページ



図 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

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(略称 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。

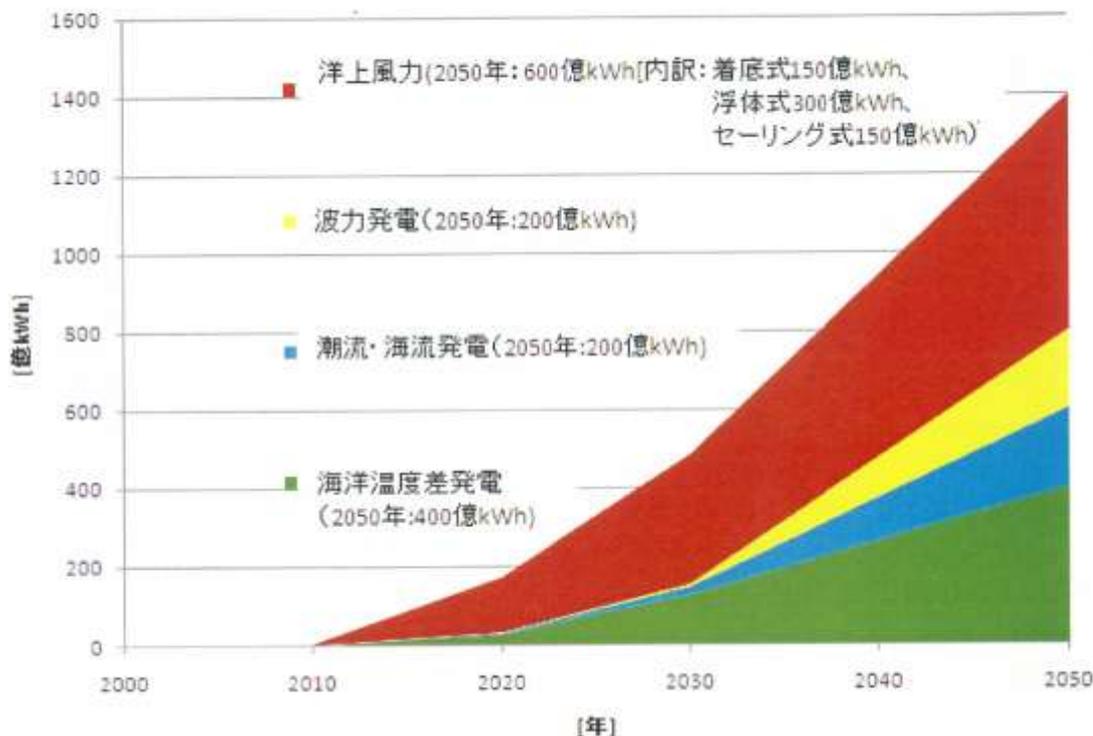


図 2050年に向けた海洋エネルギー開発ロードマップ

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)

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)

- 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 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)

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)

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)

- 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ている。

表 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)

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)

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)

- 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 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) :

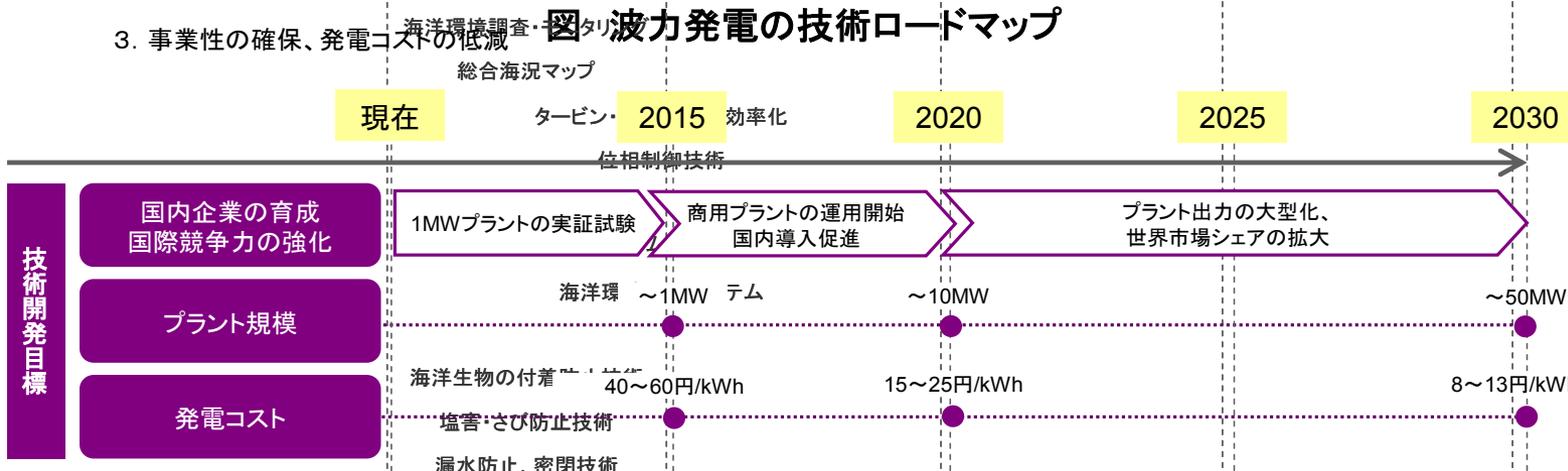
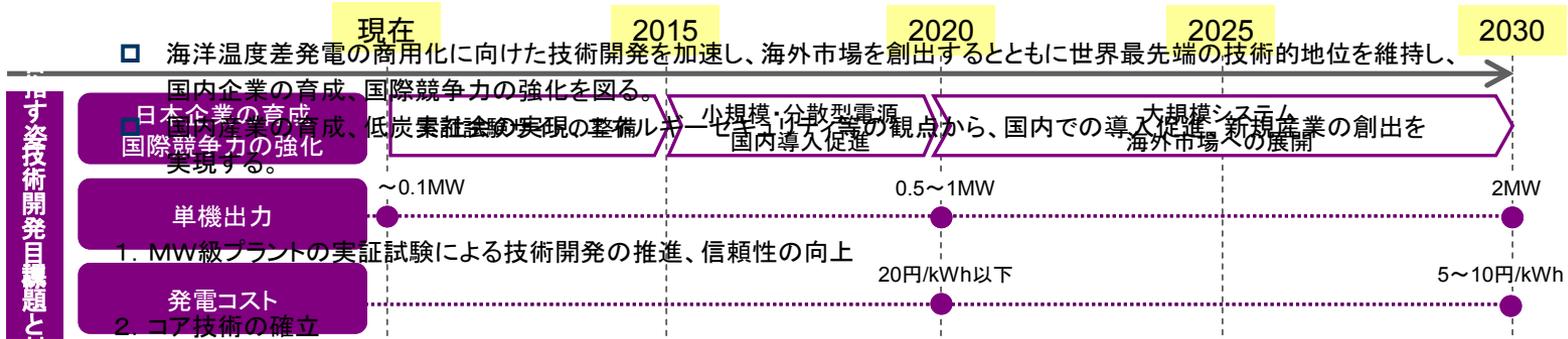
前提条件) 発電端出力に対する設備利用率: 56%

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)

参考(4) NEDO 技術開発ロードマップ

- 日本の自然条件下で成立する高効率・高信頼性・低価格の波力発電装置を開発する。
- 日本の高度な技術力を活かし、海外市場で競争力を有する装置開発・国内企業育成を図る。

- 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。



参考(5)沿岸固定式波力の関連データ



図 波パワー計測ポイント

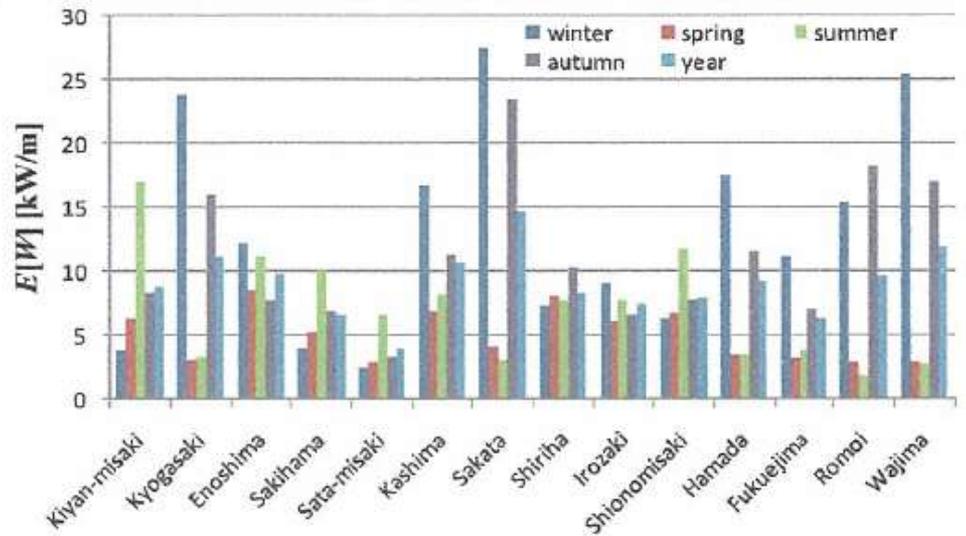


図 エリア別平均入力エネルギー密度

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)

参考(6) 沖合浮体式波力の関連データ (1/2)

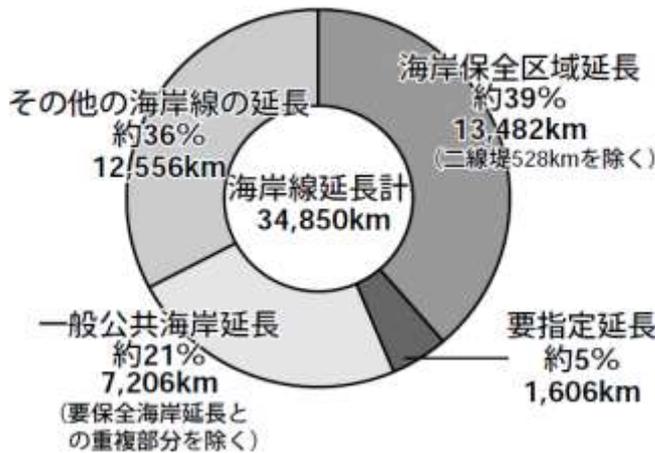


図 日本の海岸線の概況

出典)国交省資料

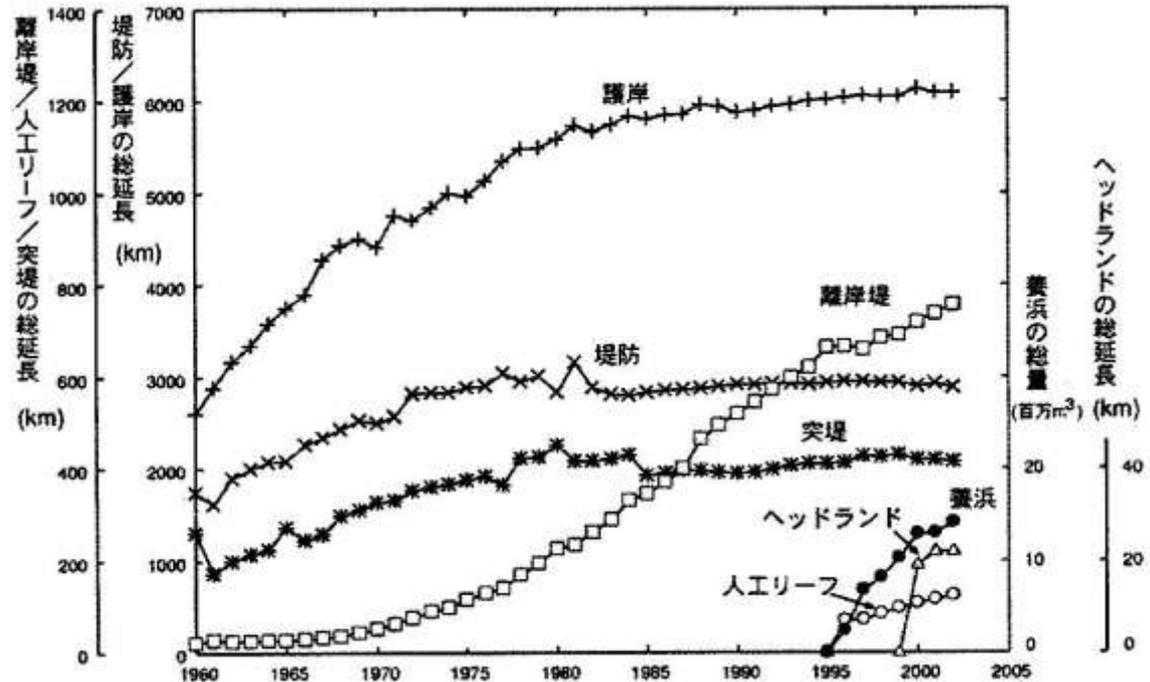


図 日本の海岸保全施設の総延長

出典)全国海岸協会「海岸50年のあゆみ」(2008年)

(8) 太陽熱利用の導入見込量について

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。

2020年	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。 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。 低位：2030年下位ケースに向けての通過点として設定。
2030年	中位・高位：2020年の各ケースと2050年の導入量から推計。 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。
2050年	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。

- 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、導入量を推計**する。その他、**関係団体の目標や導入ポテンシャル**を踏まえて推計。

低位	2020年：2030年下位ケースに向けての通過点として設定。 2030年：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。 2050年：2030年までのトレンドで2050年まで増加すると想定。
中位	2020年：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。 2030～50年：低位と高位の中間と想定。
高位	2020年：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。 2030年：2050年までに太陽熱利用ポテンシャル相当量を全て活用するよう普及を増加させていくことを目指して支援策を講じることを想定。 2050年：中核的温暖化対策技術検討会「平成18年度 民生・運輸部門における中核的対策技術 報告書」（2007年（平成19年）3月）による住宅における太陽熱利用ポテンシャル相当量を導入することを想定。

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。

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"> ・ 全国の都道府県を11区分して日射量を算出。 ・ 集熱器設置条件は下記のとおり。 			
		面積	傾斜角	方位角
	戸建	4m ² /戸	30° (屋根上)	1/3は真南(0°)、 2/3は45°
	集合 (低層)	3m ² /戸	30° (屋根上)	
集合 (高層)	3m ² /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)			

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

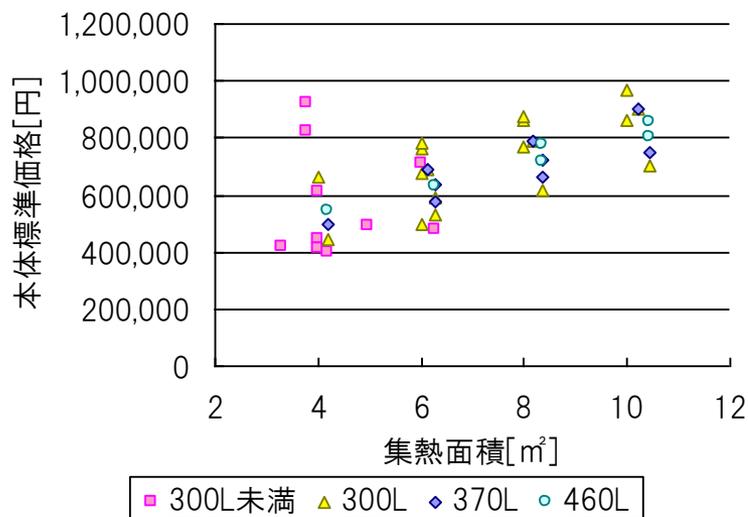
*1 NEDO 日射量データベースを用いて、各地域の代表都市における集熱量を算出し、利用率50%として算出

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

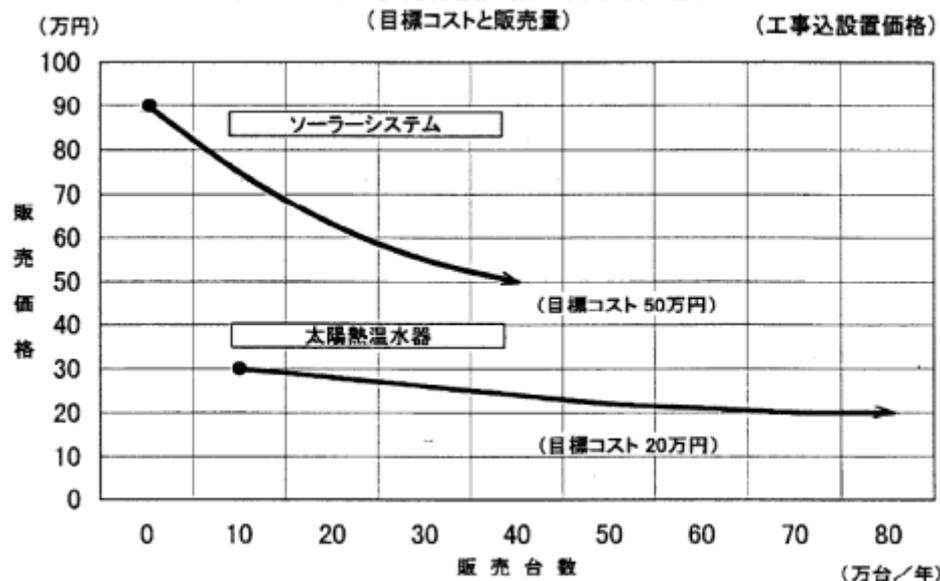
- 戸建住宅用の給湯用太陽熱利用機器としては、太陽熱温水器(自然循環型)とソーラーシステム(強制循環型)があるが、**今後はソーラーシステムが主に普及すると見込まれる。**
- ソーラーシステムの本体価格は集熱面積と貯湯槽容量によって異なる。
- 業界団体は、大量生産に伴うコスト低下により、「消費者がソーラーシステム購入の値ごろ感と考えている価格」である50万円/台程度の価格にすることを目標として掲げている(集熱面積6m²の場合)。

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

平均販売価格と販売台数

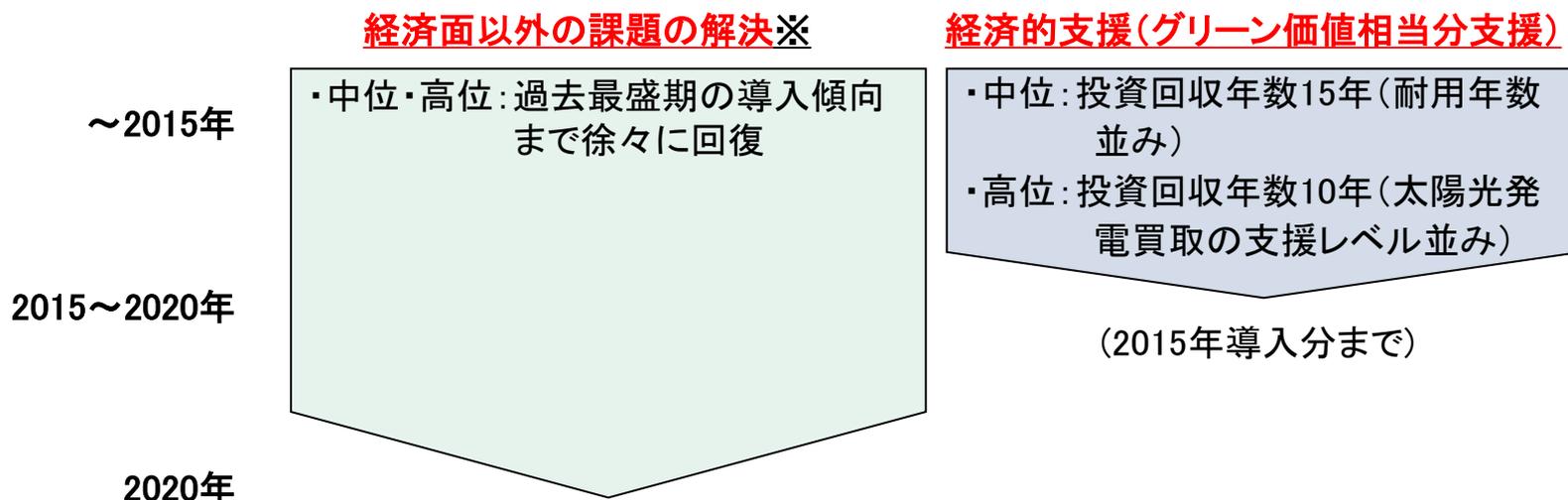


出典:ソーラーシステム振興協会「太陽熱(ソーラーシステム)業界における取組と課題について」,2000年

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3.6m²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。

住宅の導入見込量の推計フロー



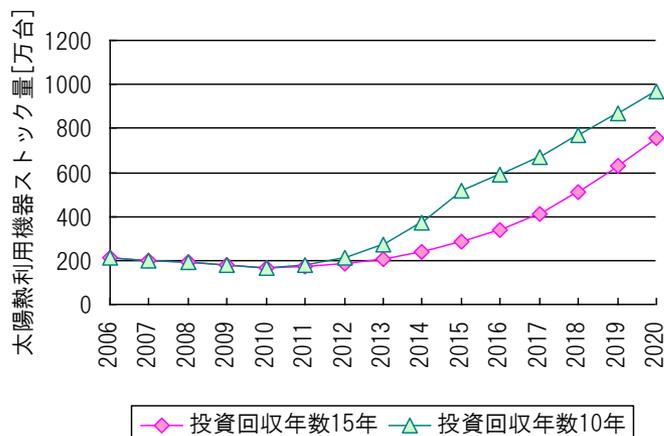
※オイルショック後の1980年代前半が太陽光利用導入の最盛期。

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)。

4. 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。

住宅用推計結果



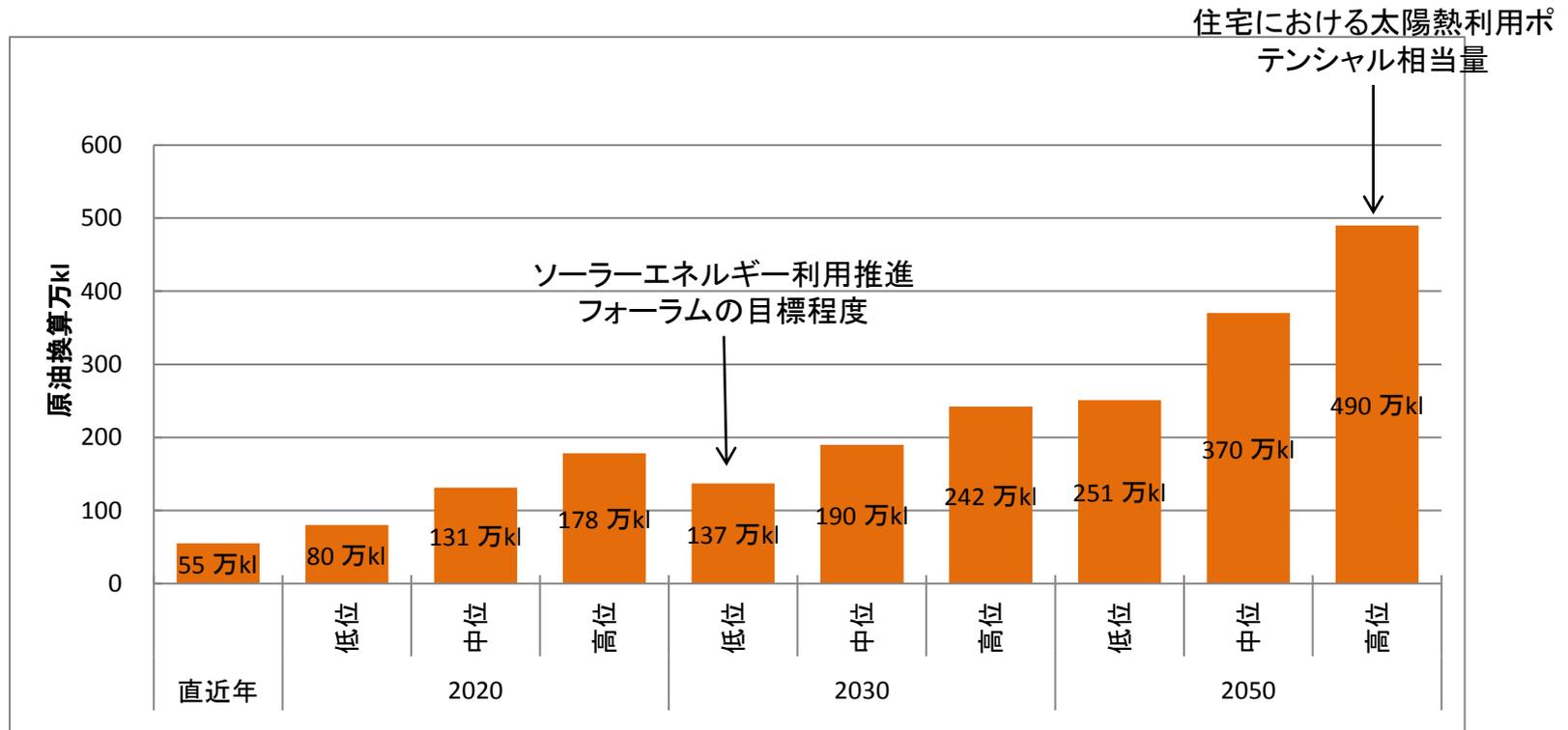
		グリーン 価値評価	2020年まで の導入台数
高位	投資回収年 数15年	0.5円/MJ	750万台
中位	投資回収年 数10年	2.5円/MJ	1,000万台

導入見込量(2020年)

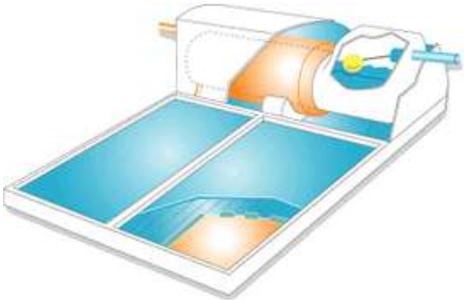
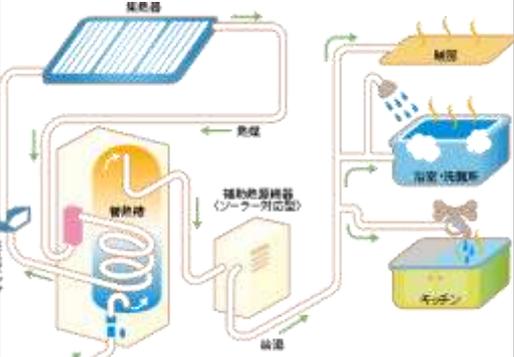
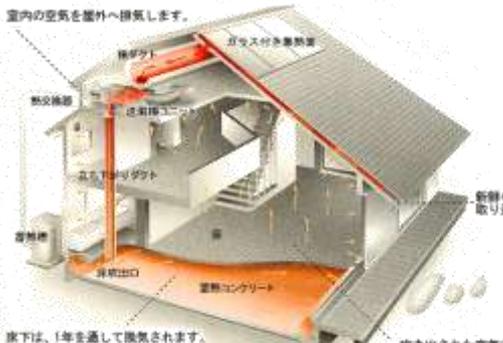
		2007年	2020年		
			低位	中位	高位
原油換算 (万kL)		55	80	131	178
	家庭	—	78 (450万台)	127 (750万台)	170 (1000万台)
	業務	—	2 (56万m ²)	4 (94万m ²)	8 (196万m ²)

4. 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。



参考(1)太陽熱利用技術

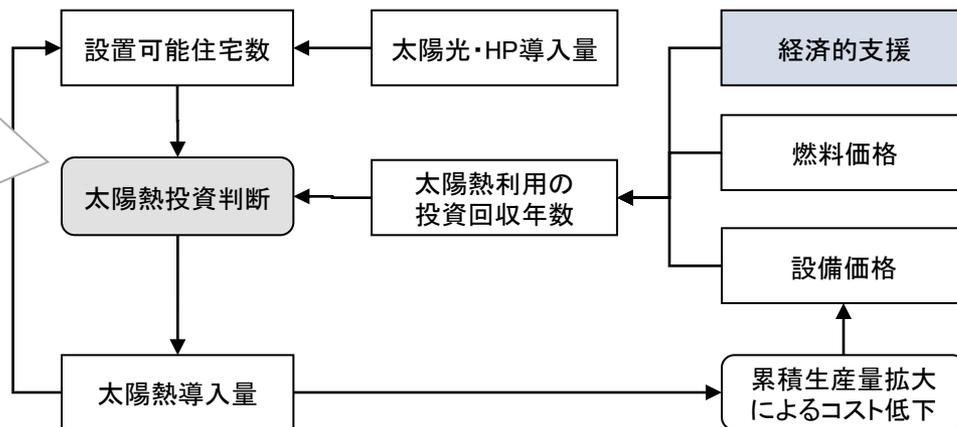
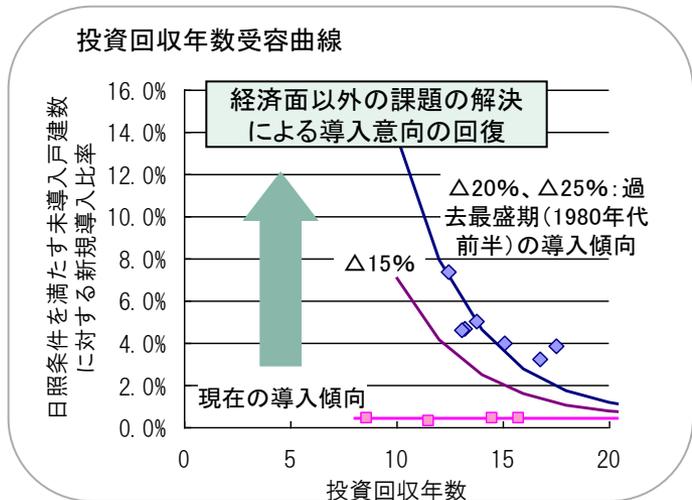
	太陽熱温水器 (自然循環型)	ソーラーシステム (強制循環型)	空気式 ソーラーシステム
技術の概要	一体化した集熱器と貯湯槽を屋根に設置。 屋根上設置のため大型化は難しい。	一般に集熱器を屋根に、蓄熱槽を地上に設置。ポンプによる熱媒体の強制循環が必要。	屋根材と一体化したガラス付き集熱面等で屋根裏空気を高温に熱し、送風器による暖房や、熱交換器による温水製造に利用。
メリット	初期コストが安い。	屋根への荷重が小さい。外観を損なわない。	空調への利用が可能。
デメリット	屋根への荷重が大きい。外観を損なう。	初期コストが高い。	既築住宅での導入は現状困難。
導入状況	現状の太陽熱利用の8割以上を占める。	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 ²	4~6m ²	—
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

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。

＜推計のフロー＞



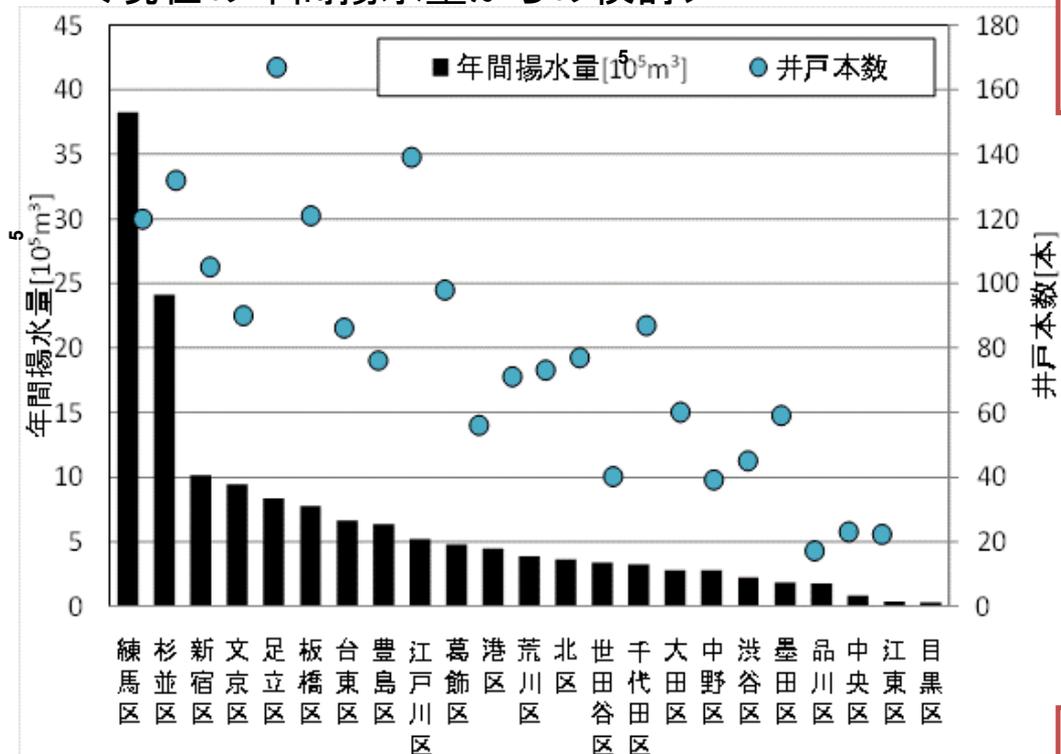
(9) 地中熱利用の導入見込量について

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

<現在の年間揚水量からの検討>



東京都23区の平成18年度井戸数と年間揚水量 [10^5m^3]

既存井戸のみで年間揚水を換算すると、

$$151 \times 10^5 [\text{t}]$$

温度差 5°C で熱源として利用すると地下水の熱源利用ポテンシャルは、以下の式で求まる、

$$E = C \cdot M \cdot \Delta t$$

$$\therefore 318 [\text{TJ}]$$

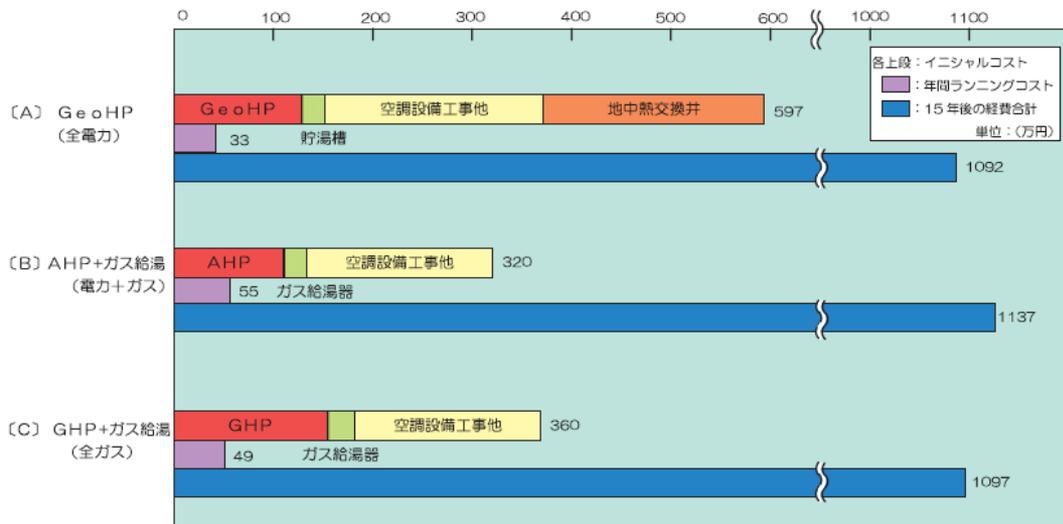


通常の8階建てオフィスビルの年間冷暖房負荷約 $3000 [\text{GJ}]$ とすると

約100棟の
エネルギーポテンシャル

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。



	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120m²、5人家族、地中熱交換井掘削コスト: 1.5万円/m、深さ50m×3

図表 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)

データ元: 地中熱利用促進協会

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)

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。

項目	前提条件等
建物用途等	<ul style="list-style-type: none"> ● 新築の、戸建住宅、事務所、店舗、病院・診療所に導入されると想定。 ● 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想定(地中熱利用促進協会へのヒアリング結果を元に設定)。 ● 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想定。
導入地域、導入率	<ul style="list-style-type: none"> ● 戸建住宅は、寒冷地域(省エネ基準のI地域、II地域、III地域)の新築に対し、2050年には導入率がフローで100%になるよう直線的に増加させていくことを想定。 ● 事務所、店舗、病院・診療所は、全地域の新築に対し、2050年には導入率がフローで100%となるよう直線的に増加させることを想定。
2050年までの将来新築フロー	<p>＜戸建住宅(世帯数)＞</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 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)における世帯数の変化率を用いて試算。 <p>＜事務所、店舗、病院・診療所(延床面積)＞</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 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。
エネルギー消費原単位	<ul style="list-style-type: none"> ● 建物用途別に、冷暖房エネルギー消費原単位を設定。

3. 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。

■ 導入戸数、導入延床面積(フロー)

◇ 戸建住宅(戸数)

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

◇ 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。

■ エネルギー消費原単位

◇ 戸建住宅

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

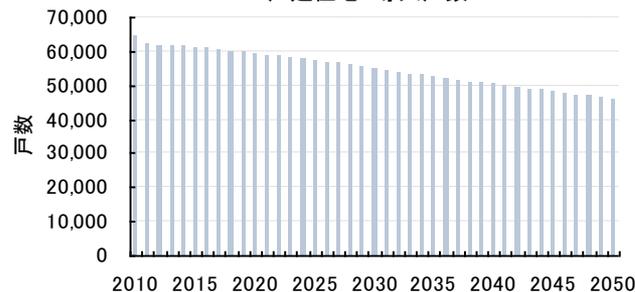
出典:エネルギー・経済統計要覧(2011年度版)

◇ 事務所、店舗、病院・診療所

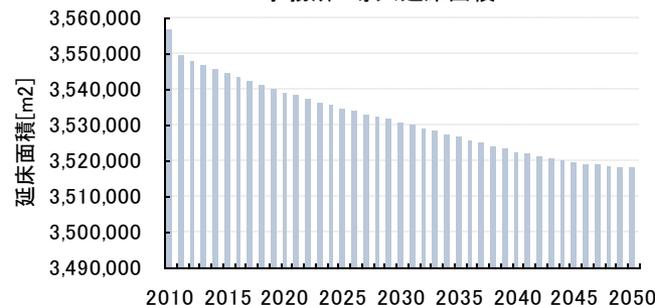
		暖房	冷房	その他熱需要	照明・動力・その他
事務所	MJ/m ² ・年	182	378	121	893
店舗	MJ/m ² ・年	461	961	307	2267
病院・診療所	MJ/m ² ・年	263	547	175	1291

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

戸建住宅 導入戸数



事務所 導入延床面積

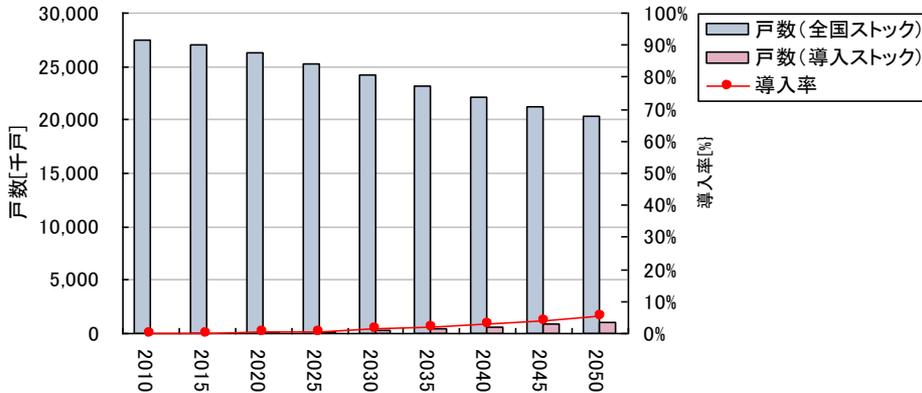


3. 地中熱利用の導入見込量 ②推計結果(1/2)

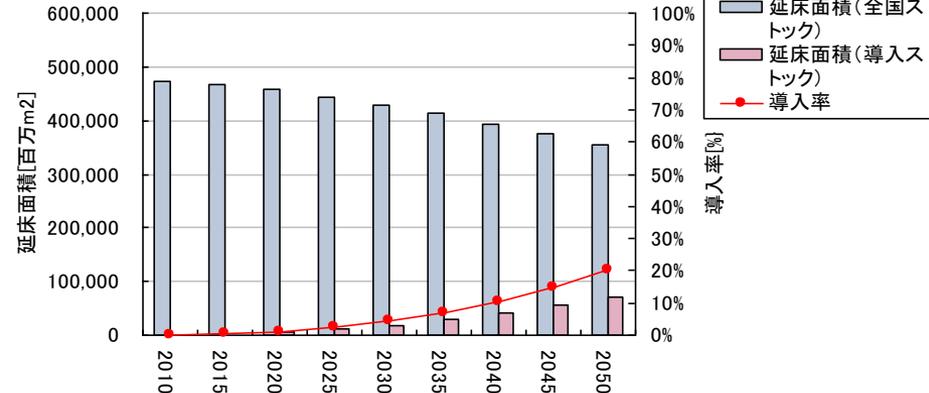
- 以下に示す前提条件により、地中熱利用の導入見込量を試算した。
- 病院・診療所は、ストックに対する新築フローの割合が大きいため、事務所、店舗と比較して導入率が大きくなっている。

■ストックに対する導入率

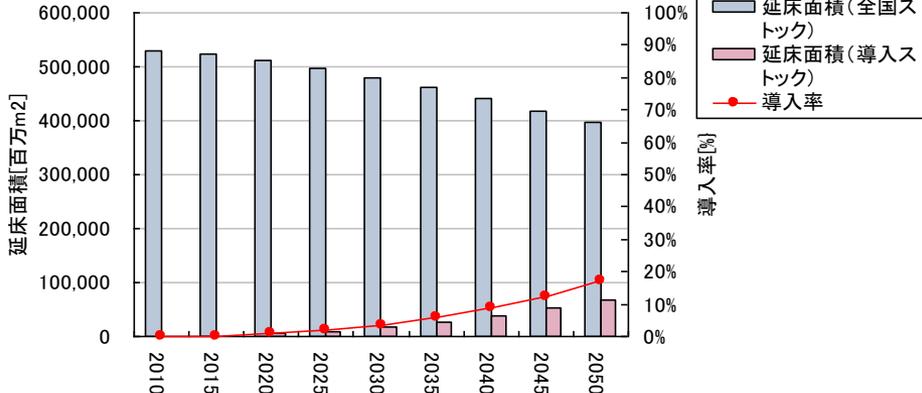
戸建住宅



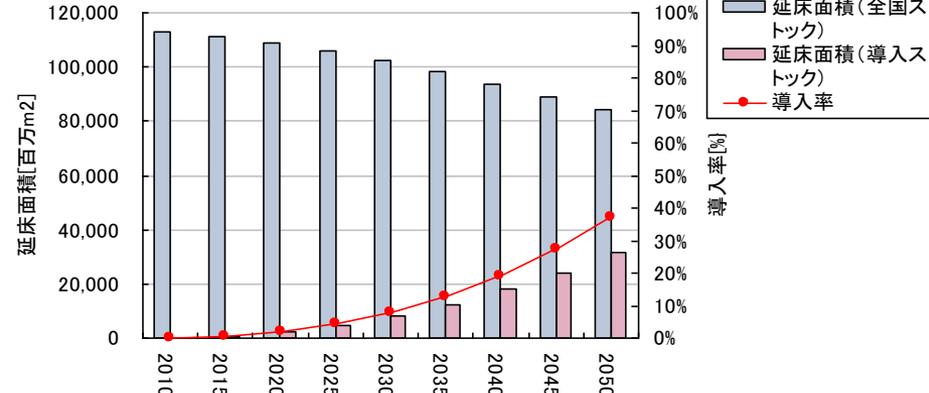
事務所



店舗



病院・診療所



3. 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について、以下の結果を得た。

■ 地中熱導入見込量(ストックベース)

◇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

◇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。

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。
- 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°C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。

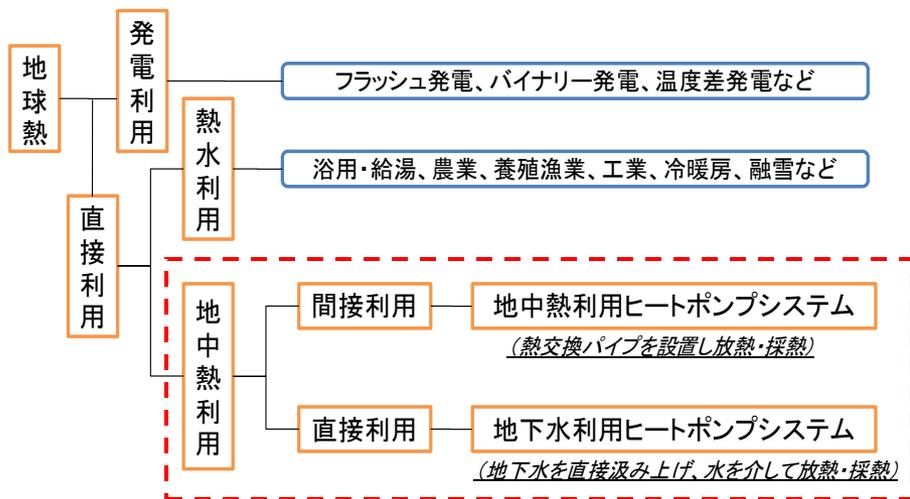


図 地中熱利用体系

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 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°C	ヒートポンプ熱源、冷却水
海水	水	5~25°C	ヒートポンプ熱源、冷却水
地下水	水	10~20°C	ヒートポンプ熱源、冷却水
下水	未処理水	5~30°C	ヒートポンプ熱源、冷却水
	処理水	5~30°C	ヒートポンプ熱源、冷却水
地中熱	水、空気	10~20°C	ヒートポンプ熱源、冷却水

出典)「未利用エネルギー一面的活用熱供給導入促進ガイド」(2007, 経済産業省)

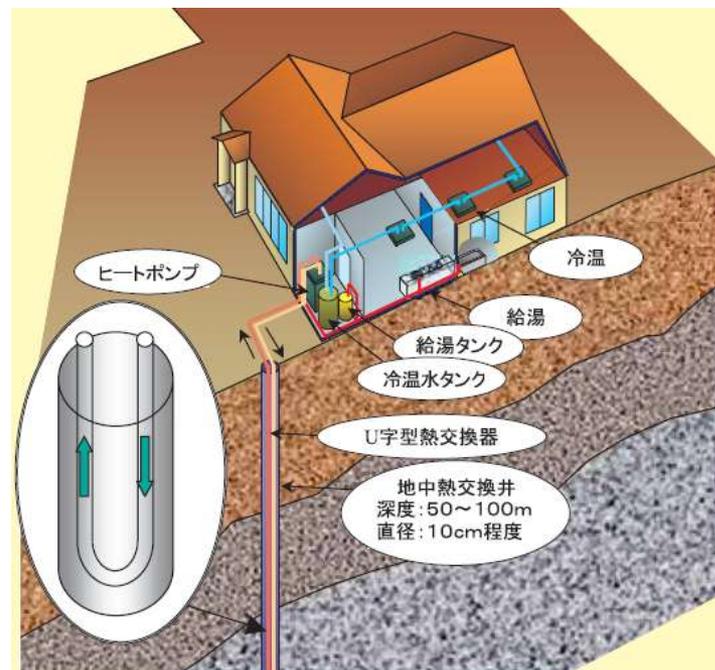


図 地中熱利用システムの例

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)

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 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

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

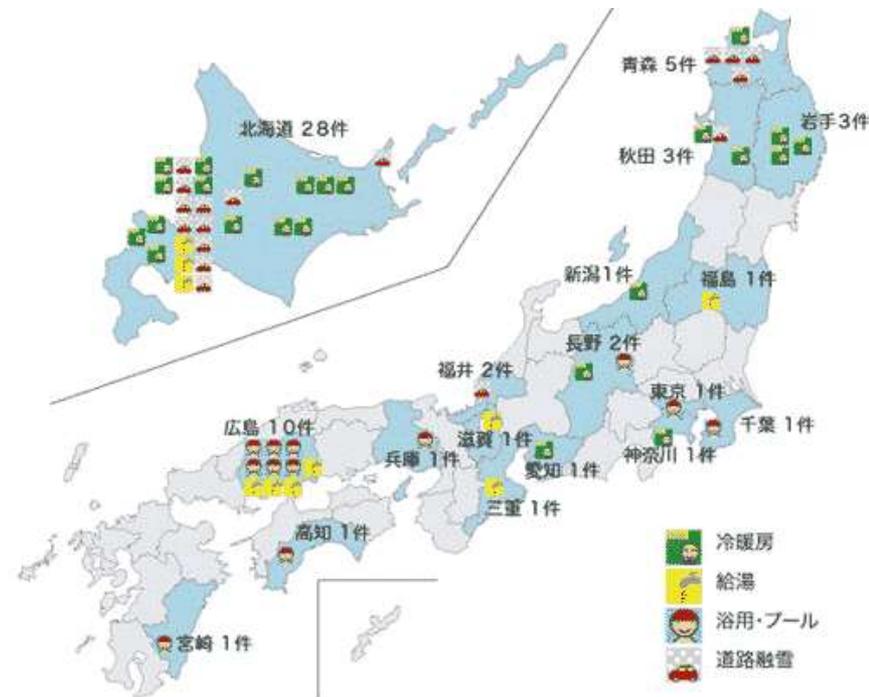
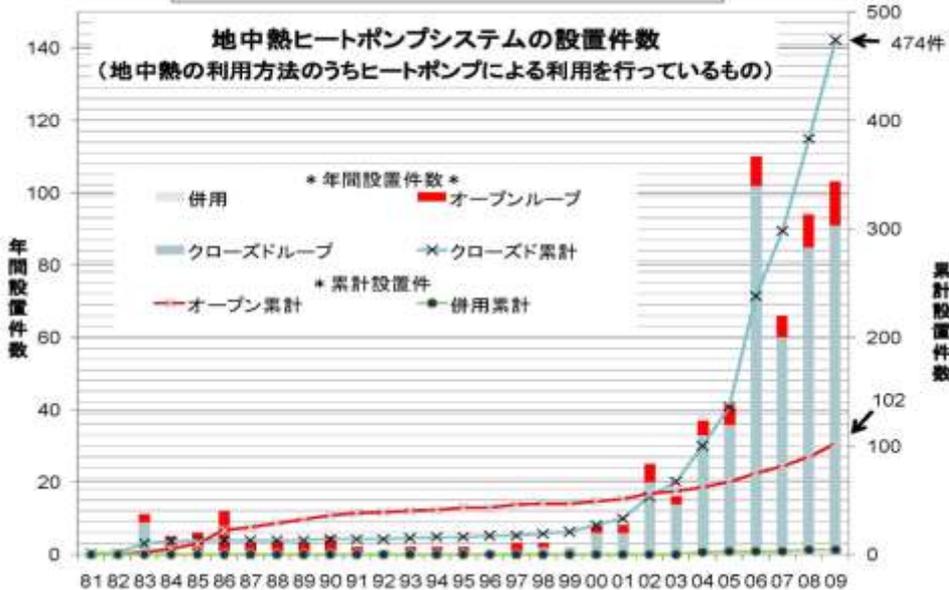
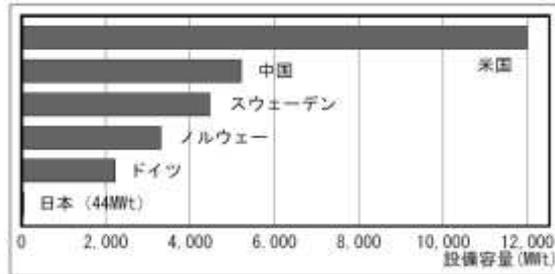


図 地中熱利用促進協会加盟者 都道府県別施工実績

出典) 地中熱利用促進協会ホームページ

図 地中熱ヒートポンプシステムの導入実績
(上: 諸外国との比較 下: 日本における導入推移)

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100m²)の空調に利用。直径1.5m × 深さ18mの杭周囲に熱交換用配管(20A)を8対設置。
 - ✓ 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。建物全体の20本全てを利用(配管総長: 約6km)。

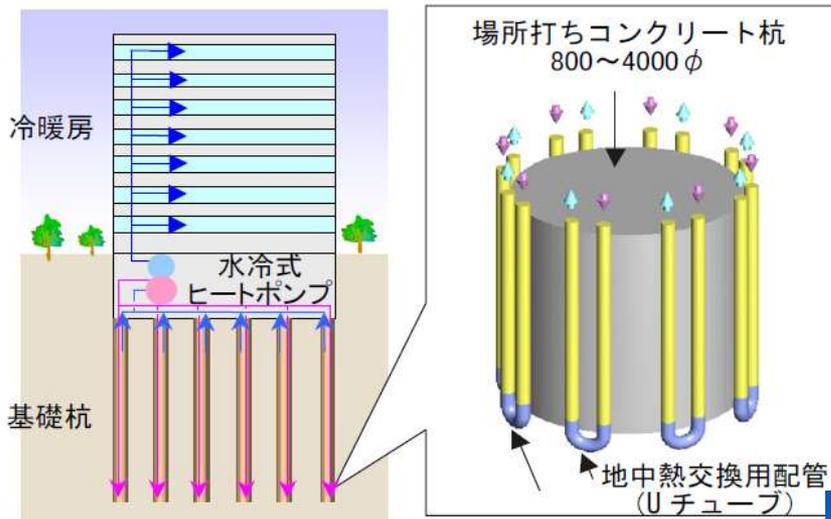


図 場所打ち杭を利用した地中熱交換器

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)

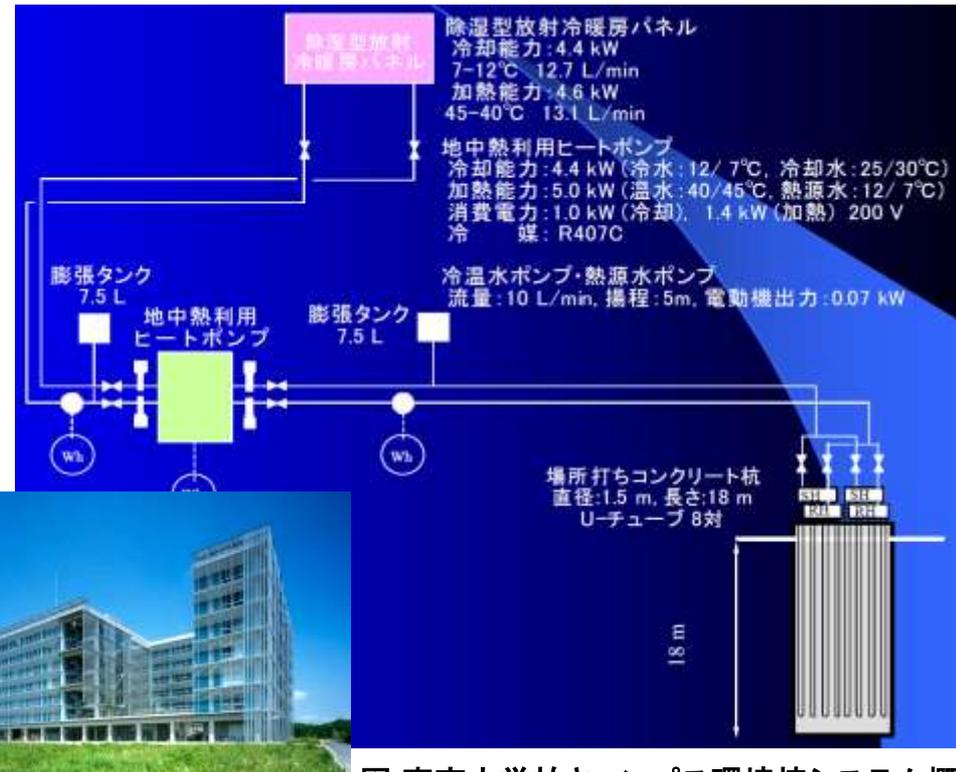


図 東京大学柏キャンパス環境棟システム概要

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

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。
(「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、国内DHCの平均値は0.749)

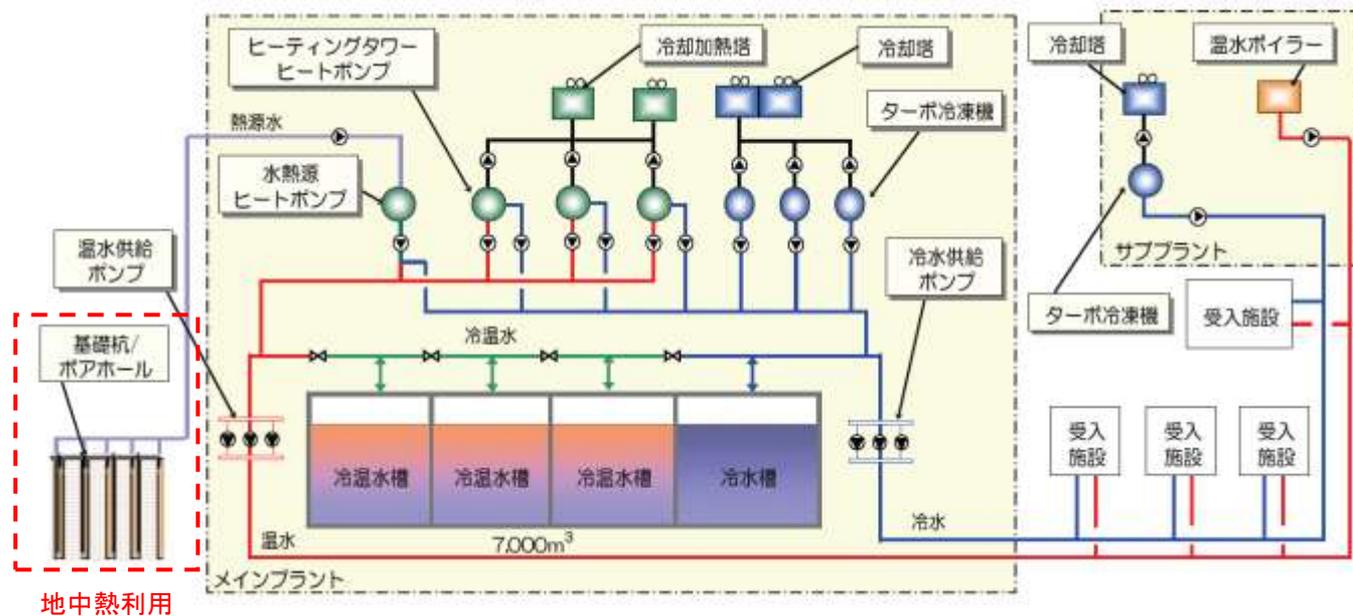


図 東京スカイツリー地区DHC システム概要

出典) 東武エネルギーマネジメント ニュースリリース

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。



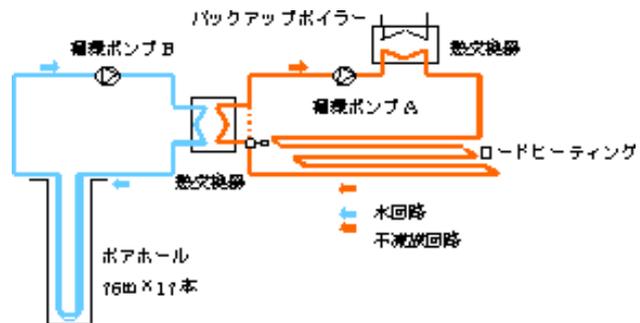
図 羽田空港国際線旅客ターミナルと地中熱利用システム

出典)東京国際空港ターミナル株式会社ホームページ

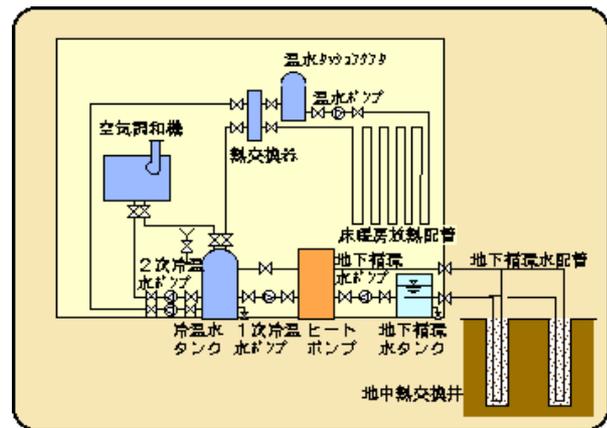
参考(3) 地中熱利用ヒートポンプ導入事例(5)

- セイコーエプソン札幌ソフトセンター(融雪利用)
⇒道路の融雪用に、地中熱利用ヒートポンプを導入。熱交換井(75m×17本)との熱交換のみで融雪。
- 岩手県環境保健研究センター(冷暖房)
⇒冷暖房に地中熱利用ヒートポンプを使用。冷房時COP3.3、暖房時COP3.7、SPF3.7を達成。

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 ²)
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

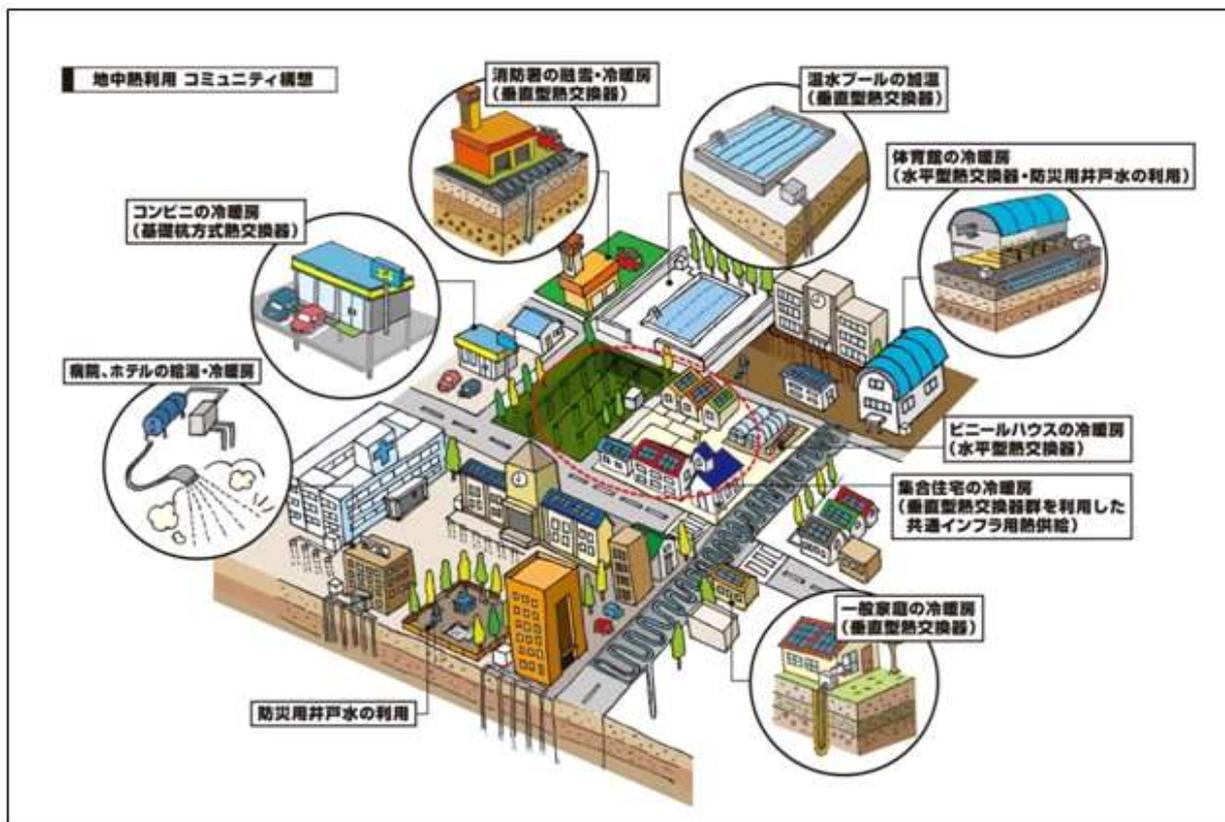


名称	岩手県環境保健研究センター
所在地	岩手県盛岡市飯岡新田
施工年月日	2000年11月から2001年2月
建築物用途	公共施設
システム用途	冷暖房・床暖房
システム概要	熱交換井50m22本



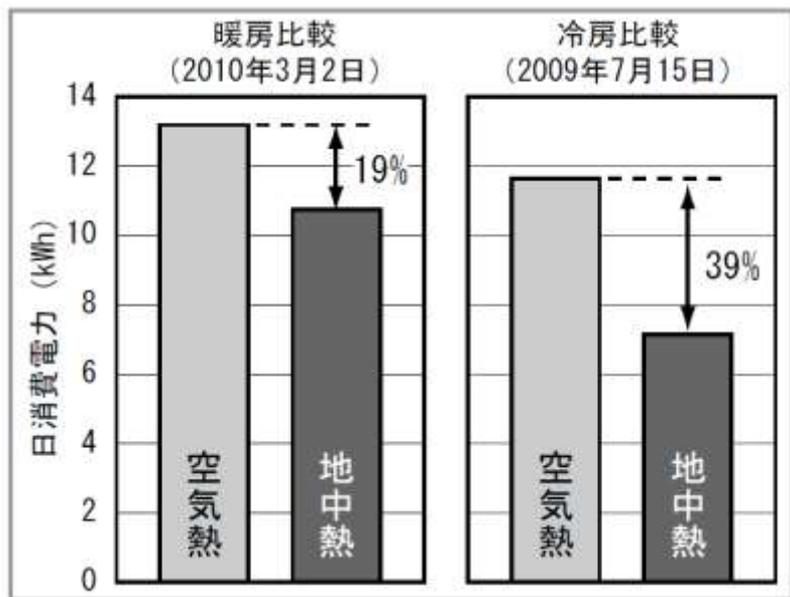
参考(4) 震災復興への提言 地中熱利用コミュニティ構想

- 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賄うことが可能としている。



参考(5) 地中熱利用ヒートポンプの省エネ・CO2削減効果

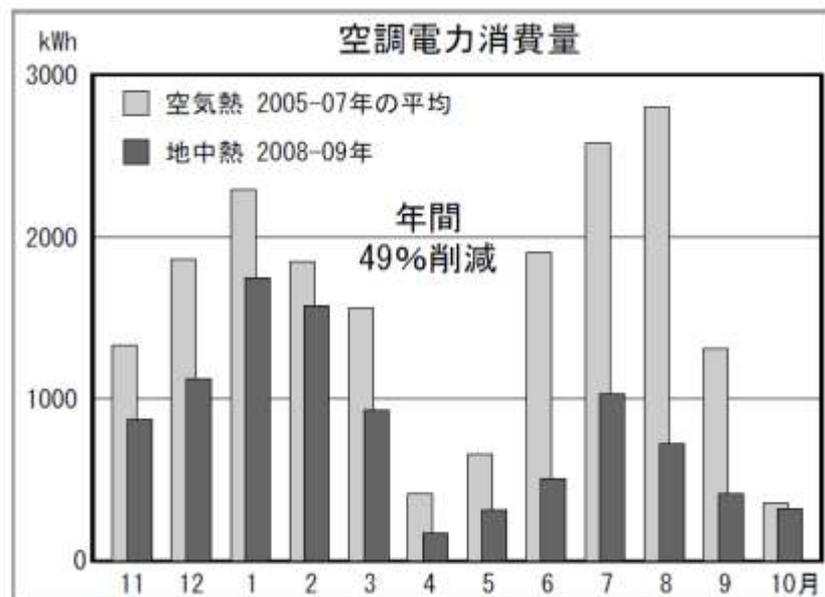
- 地中は、大気と比較して夏は温度が低く、冬は温度が高いため、空調システムの効率が向上。
- 川崎市南河原子供文化センターの事例では、地中熱利用ヒートポンプシステム導入前後で、冷房消費電力は約40%、暖房消費電力は約19%の削減が確認されている。
- 地中熱利用ヒートポンプシステムは、排熱を大気中に放出しないため、ヒートアイランド現象の抑制効果とそれに伴う冷房エネルギー消費量の削減効果が期待されている。



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)

図 地中熱・空気熱ヒートポンプの冷暖房消費電力

出典) 地中熱利用促進協会資料

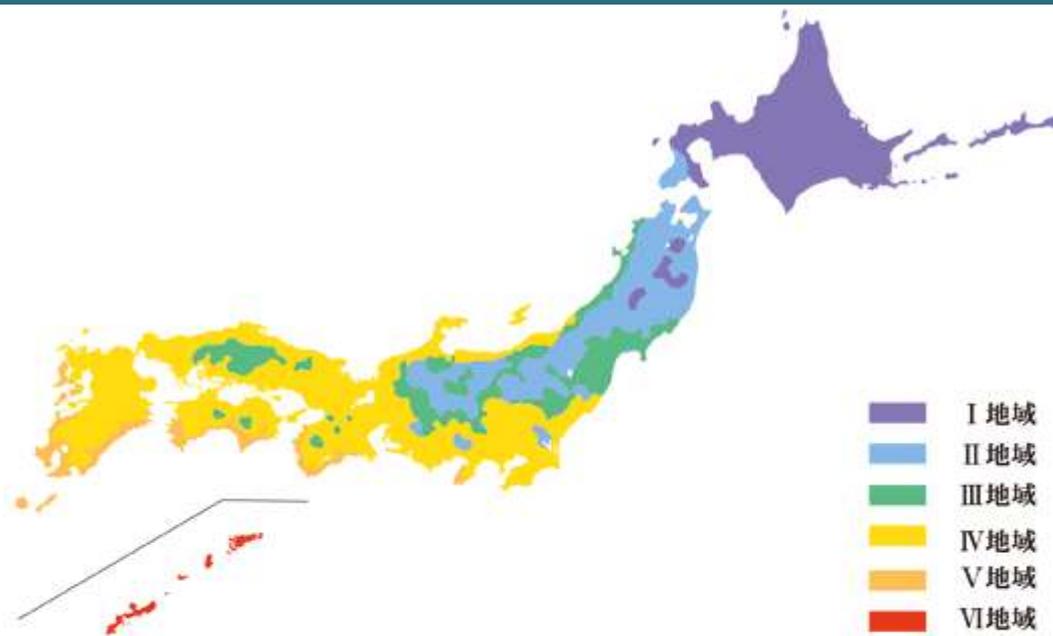


2008年11月に空調を空気熱ヒートポンプから地中熱に更新した都心の小規模オフィスビルでの両者の運転実績(笹田, 2010)

図 地中熱と空気熱による空調の年間運転実績の比較

出典) 地中熱利用促進協会資料

参考(6)次世代省エネルギー基準の地域区分



地域の区分	都 道 府 県	【Q値】 熱損失係数 (W/m2K)	【C値】 相当すき間面積 (cm2/m2)	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

出典)NEDOホームページ

図 次世代省エネルギー基準の地域区分

3-4. 電力需給調整システムについての検討

1. はじめに:再生可能電源の大量導入に伴う課題(1/2)

再生可能電源の大量導入に伴う課題

- 再生可能電源のうち、特に太陽光発電や風力発電は**出力が自然条件に依存**しており、これらが既存の電力系統に**大規模に導入された場合、電力安定供給に影響が生じる可能性**が指摘されている。
- 主に風力を中心とした再生可能電源の大規模導入が進む欧州(ドイツ、スペイン等)においても、需給バランスを調整するための対応が徐々に必要となってきた。
 - ドイツでは、風力余剰出力の地域間融通、出力抑制等、スペインでは、再生可能エネルギーの出力常時把握・出力抑制等により対応の方向。

事象		概要	
局所的課題	平常時	電圧上昇	太陽光発電から配電系統への逆潮流の増大に伴い、配電電圧の管理(低圧101±6Vの調整)が困難となる。
		潮流変動	自然変動電源の出力変動により、潮流変動や潮流過負荷が生じる。
	事故時	単独運転	現行の単独運転検出方式では、複数の単独運転検出信号が相互干渉することにより、系統停電時の検出機能の動作遅れや不作動が発生する恐れがある。
大局的課題	平常時	周波数調整力の不足	自然変動電源の出力変動幅の拡大に伴うLFC容量不足(数分~20分程度の短周期変動に対する調整力の不足)が発生し、周波数変動量が拡大する。
		余剰電力の発生	火力発電の最低出力制約等により、下げ代不足(軽負荷時に計画的に供給力を絞る際の下げ方向の調整力の不足)が発生し、発電量が需要を上回り、周波数変動量が拡大する。
	事故時	系統擾乱の影響拡大	系統事故による瞬低発生時に分散型電源が一斉解列し、周波数低下幅が拡大する。
		系統安定度の低下	火力発電の稼働容量の低下に伴い、同期化力(他の発電機と同じ速度で回転し、状態を維持しようとする力)が低下する。

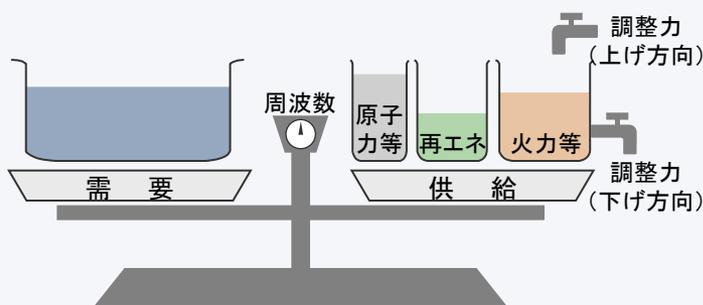
1. はじめに:再生可能電源の大量導入に伴う課題(2/2)

<平常時の大局的課題>

- 電力系統では、需要と供給のバランスが崩れると周波数に変化する。このため、常に需要と供給のバランスを維持するように系統は運用されている。
- 再生可能エネルギー電源の大量導入に伴い、数分～20分程度の短周期の変動に対する調整力不足、軽負荷時に供給力を絞る際の調整力不足といった、需給バランス維持の困難化が顕在化する恐れがある。

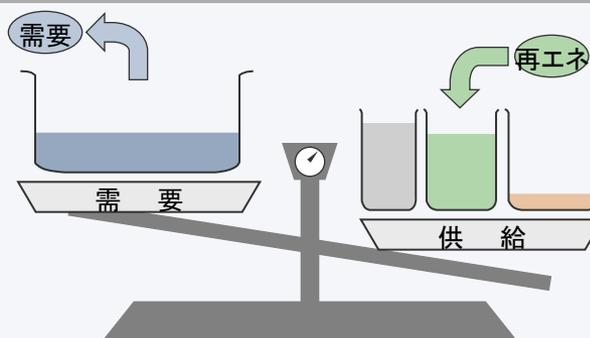
⇒1時間レベルでの需給バランスおよび短周期変動に対する調整力の両者を確保する必要がある。

需給バランス確保に基づく周波数調整



注) 調整力: 周波数調整を行うことのできる発電所の持つ、調整可能な容量。

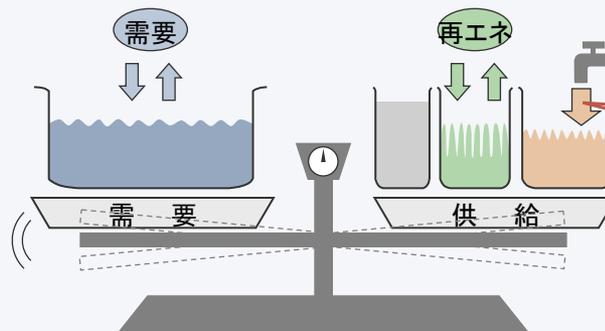
軽負荷時(需要:少、再生可能電源出力:大)時間帯における課題



供給力を絞る際の下げ方向の調整力の不足

⇒周波数上昇

需要および再生可能電源出力の短周期(数分～20分程度)変動に関する課題



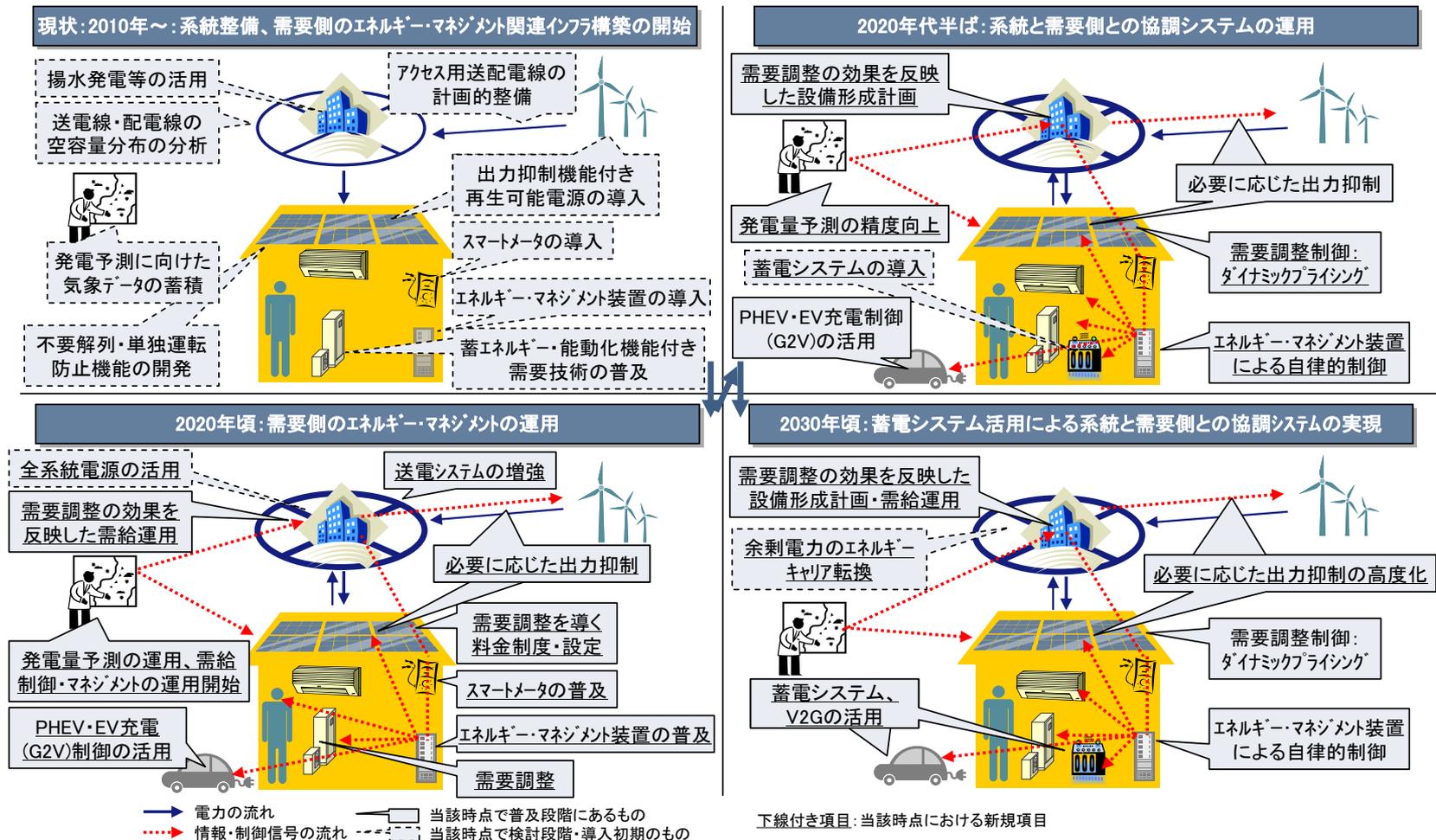
需要・再生エネ出力の変動に対する調整力の不足

⇒周波数変動

1. はじめに: 昨年度検討概要(1/2)

次世代送配電ネットワークの実現工程

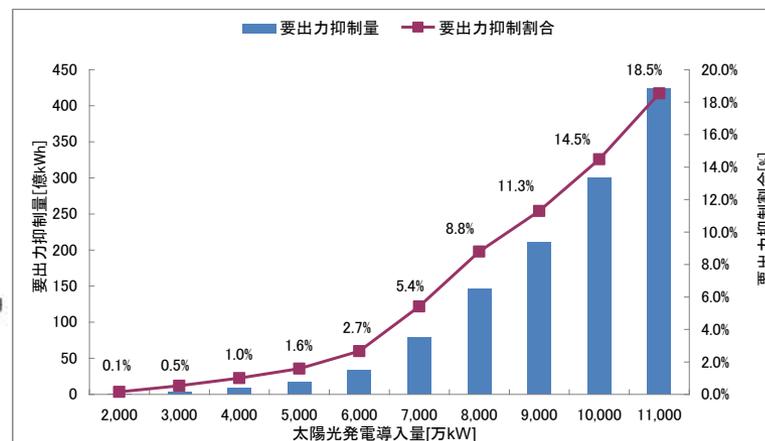
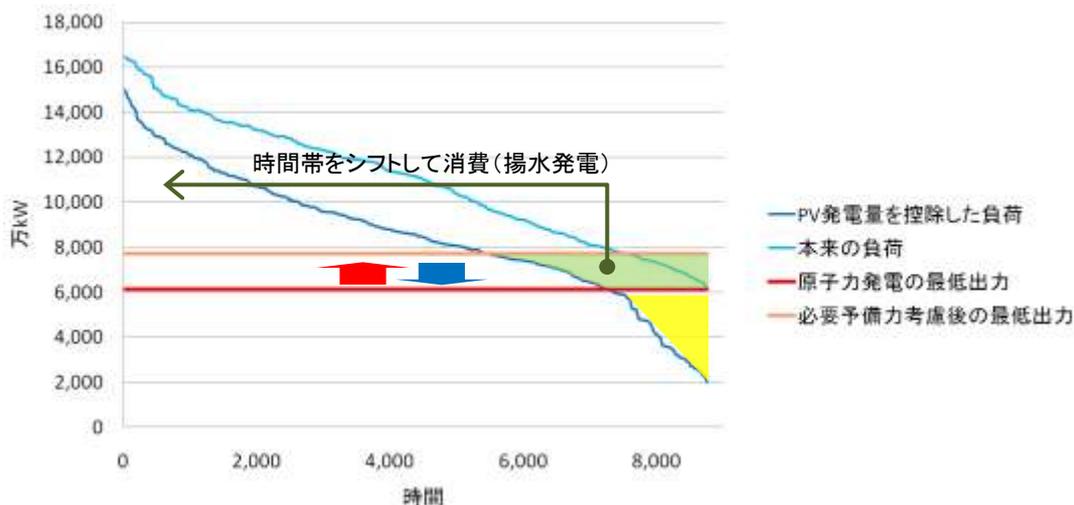
- 電力システムの安定化と社会費用最小化の両立を図りながら再生可能エネルギーの普及拡大を推進するための次世代送配電ネットワークの実現イメージおよび工程を提示。**システムと需要家・再生可能電源との協調システム**の実現のために必要となる各種技術およびその展開イメージを整理。



1. はじめに: 昨年度検討概要 (2/2)

需給バランスの課題に関する簡易的定量評価分析

- 太陽光発電の大量導入における電力系統への影響のうち、負荷周波数制御より緩やかな変動に対する電力システム全体の需給バランスの課題に関する簡易的な評価を実施。
- 一定の想定の下で、需要曲線および太陽光発電出力曲線を想定し、電源構成に照らし合わせて必要となる出力抑制量を評価。主な特徴は以下のとおり。
 - ① 太陽光発電が大規模に導入された状況を想定。
 - ② 1時間レベルでの需給バランスおよび時々刻々の変動に対する調整力の観点から、系統制約を全国大で分析。
 - ③ 系統安定化対策として、電力需要の少ない日に太陽光発電の出力抑制の実施を想定し、必要となる対策量を試算。
- 系統電源の調整力の考え方については異なる見解があり、その他の検討課題(再生可能電力の変動特性、需要の能動化の考慮等)とともに継続検討が必要。



2. 系統シナリオ定量分析の全体像

- 再生可能エネルギーの導入に応じた電力系統の将来見通しを検討。再生可能エネルギーの導入制約および対策シナリオを、以下の点から定量的に評価。
 - 1) 系統対策なしで太陽光と風力がどこまで入るか
 - 2) 系統対策が必要となった場合、いかに安価な対策費用で導入を進められるか
- 主な特徴は以下のとおり。
 - ① **太陽光発電と風力発電**のいずれか一方ではなく、**両者が大規模に導入された状況**を想定。
 - ② 再生可能エネルギー導入や電源構成等の地域差を考慮するため、全国大ではなく**地域ブロック別**に分析。
 - ③ 1時間レベルでの**需給バランス**および時々刻々の変動に対する**調整力**の観点から、系統制約を分析。
(電圧上昇、潮流変動、系統安定度等の系統制約は検討の対象外)
 - ④ 系統運用が困難な局面では、PHV車、電気自動車等の充放電機能の活用やヒートポンプ給湯機等のマネジメントによる**需要の能動化、揚水発電の利用、再生可能電源の出力抑制の順に対策を実施することを想定**し、必要となる対策量を試算。

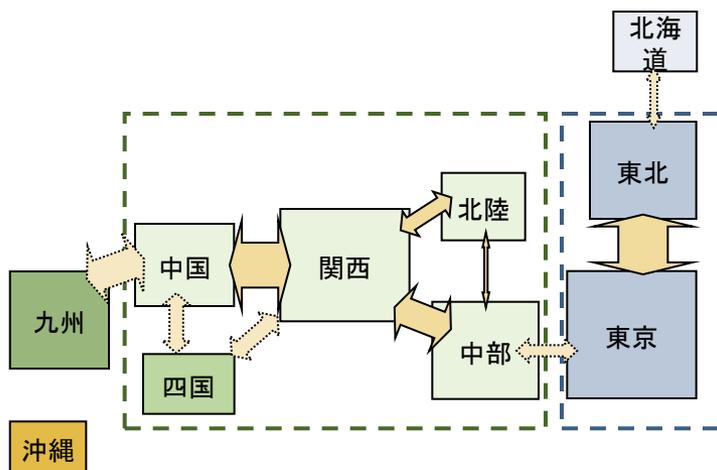


図 地域ブロック

※同一ブロック内では、**連系線を活用した一体的運用**を想定(ただし地域間連系線の容量制約は考慮しない)

電力需要、再生可能電源の発電量の見通し

- 電力需要・自然変動電源(太陽光、風力)出力の時刻パターンを想定
- 系統側から見た負荷(=自然変動電源出力を控除した需要)を推計

系統電源の運用: 火力発電の運用分析

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

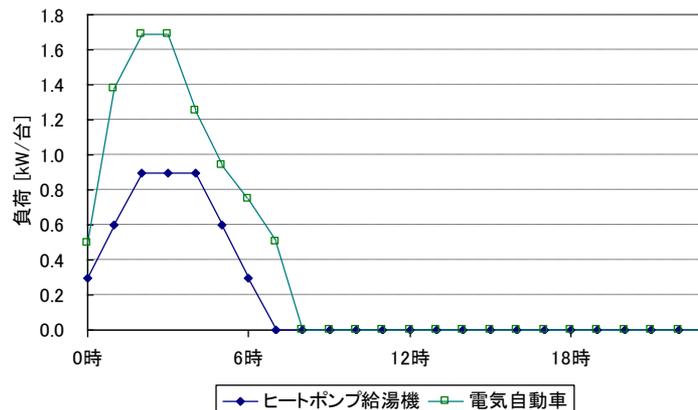
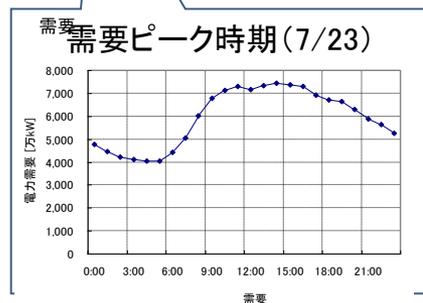
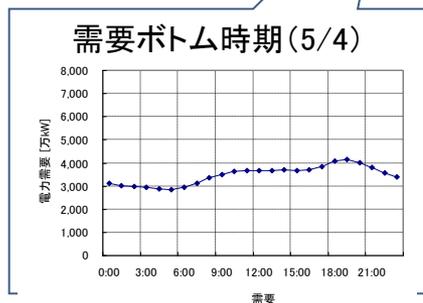
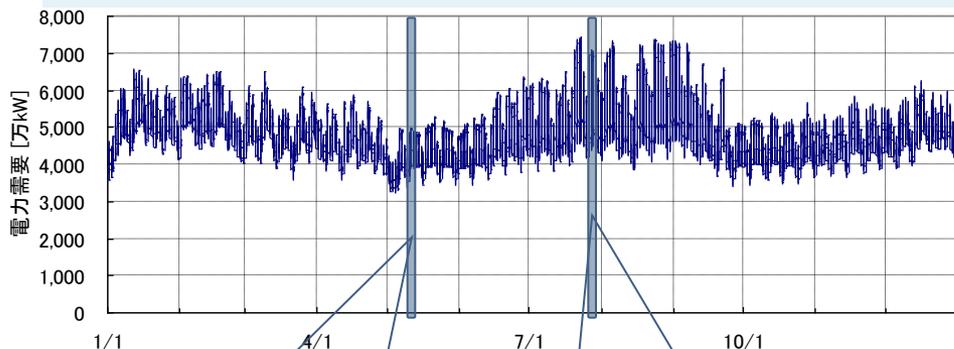
対策必要量の検証

- 火力発電の運用だけでは需給バランスおよび調整力が確保できない場合、系統負荷の平準化によりバランスを確保することを想定。
- 需要の能動化、揚水発電の利用、再生可能電源の出力抑制の必要量を試算。

図 分析フローの概要

3. 電力需要の見通し

- 直近の電力需要に対して、需要能動化設備の需要見通しを加算することにより、将来の電力需要を想定。
- 直近の電力需要:各電力会社の**24時間365日の実績データ**を設定。
- 能動化設備の需要見通し:能動化対象設備として、電気自動車やヒートポンプ給湯機等を想定。これらの通常時使用パターンおよび導入見通しを設定することにより、能動化設備の需要見通しを推計。



現状の電力需要カーブ (例:東京電力+東北電力 2010年)

出典)東京電力、東北電力 電気よほう「過去の電力使用実績データ」

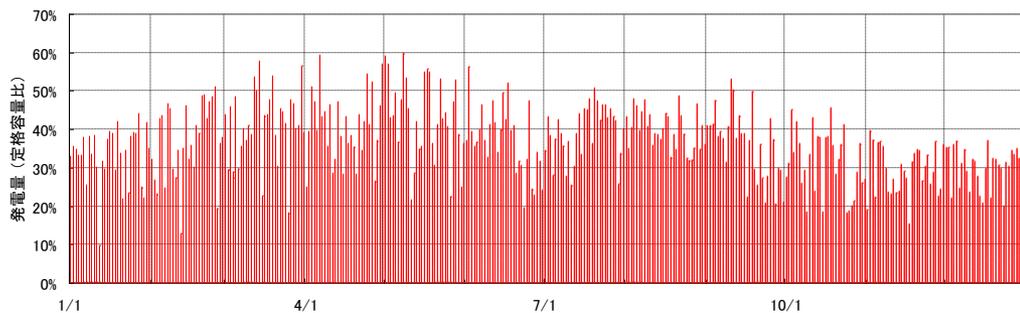
能動化機器の負荷カーブ

出典)「低炭素電力供給システムに関する研究会 新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会」(第2回)より作成

将来の時刻別電力需要カーブを推計

4. 再生可能電源の発電量の見通し

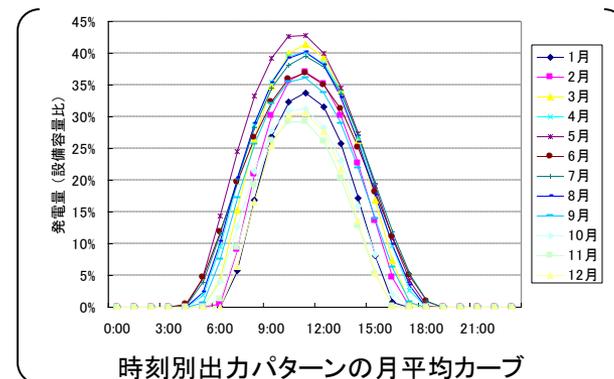
- 太陽光発電、風力発電のそれぞれについて、多地点分散設置による**出力のならし効果**を考慮し、出力パターンを設定。



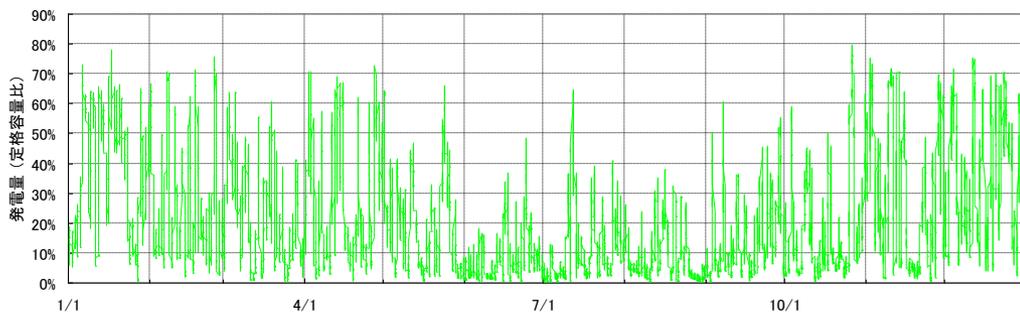
注) 都道府県別出力推計値の加重平均(都道府県別の補助金累積交付容量ベース)

出典) 都道府県別出力推計値: 大関他「太陽光発電システムの代表的な発電量データセットに関する検討」(電気学会、2011年)

出力パターン: 太陽光発電(東日本)



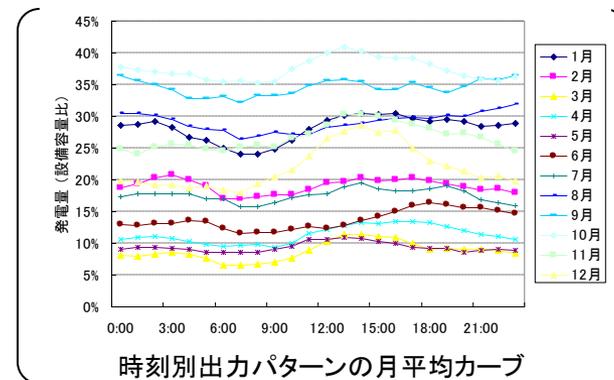
時刻別出力パターンの月平均カーブ



注) 2010年全国43地点実績に対して、将来の大規模導入時における均し効果を想定した電力会社地域別データ

出典) JWPA、東京大学荻本研究室

出力パターン: 風力発電(東日本)



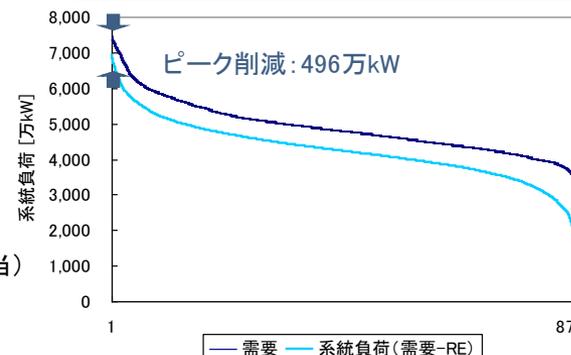
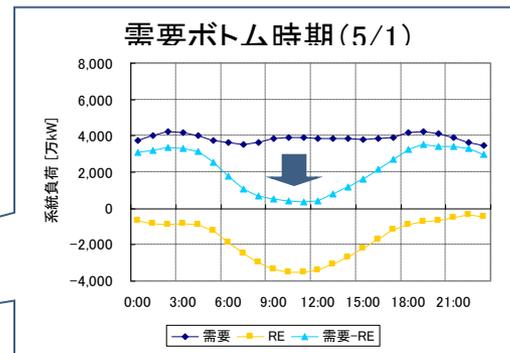
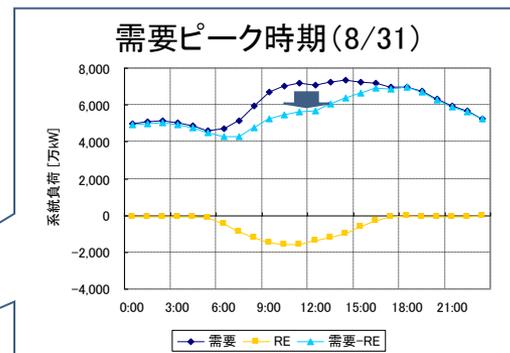
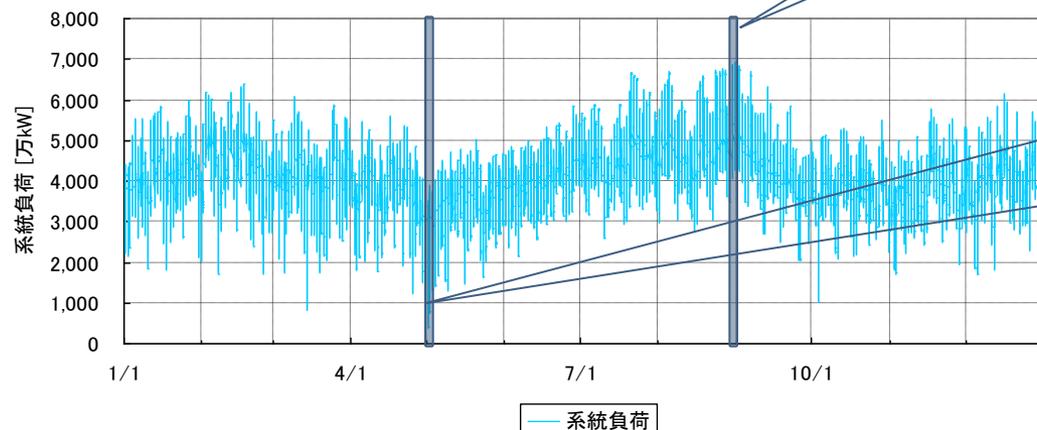
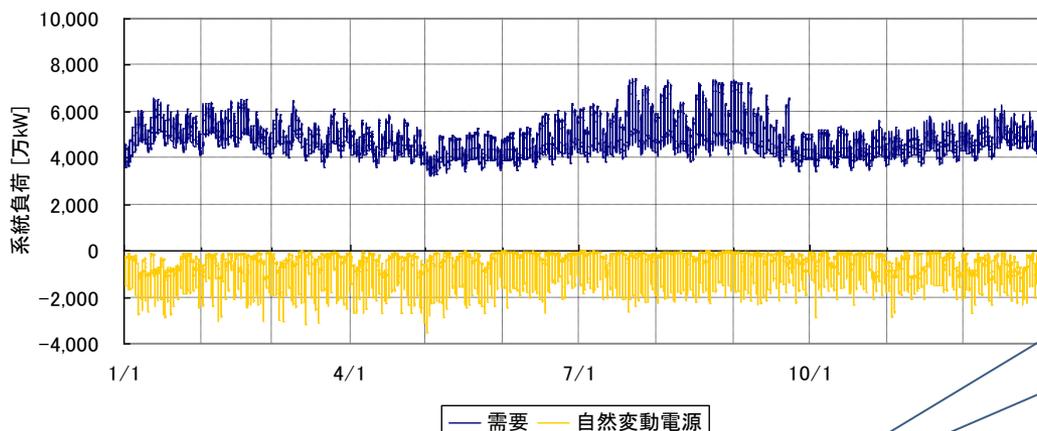
時刻別出力パターンの月平均カーブ



導入量見通しを設定し、将来の時刻別出力カーブを推計

5. 系統から見た負荷の見通し

■ 電力需要から自然変動電源出力を控除することにより、系統側から見た負荷の時刻別パターンを推計。



例) 一般需要: 東京電力・東北電力2010年実績

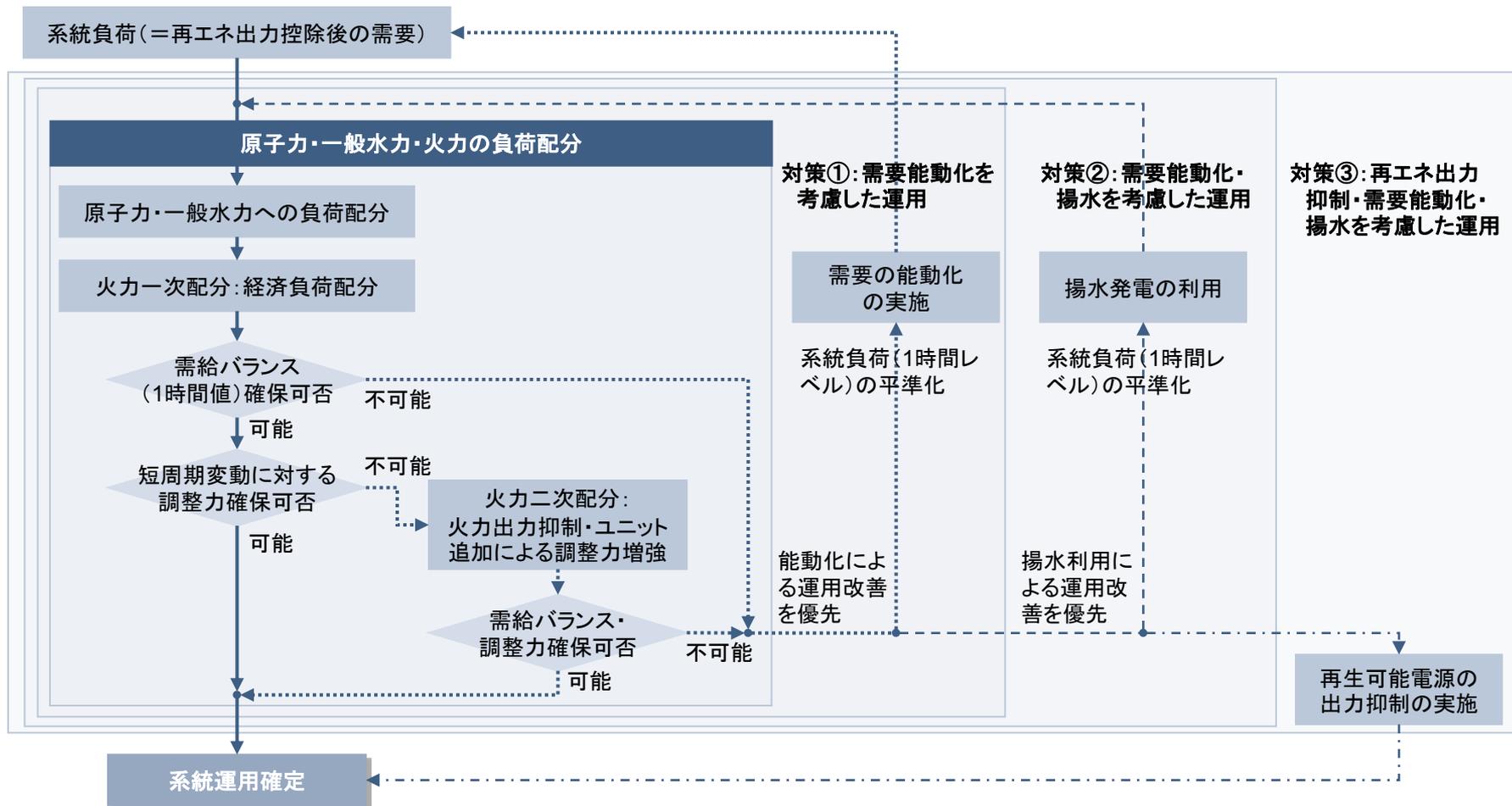
能動化機器需要: HP給湯機591万台(全国で1,430万台相当)、電気自動車: 248万台(全国で600万台相当)

太陽光: 4,174万kW 風力: 1,657万kW

系統負荷の時刻別パターン

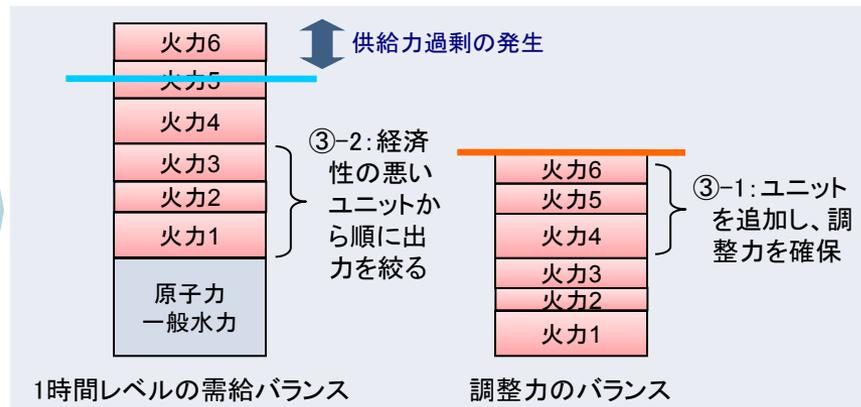
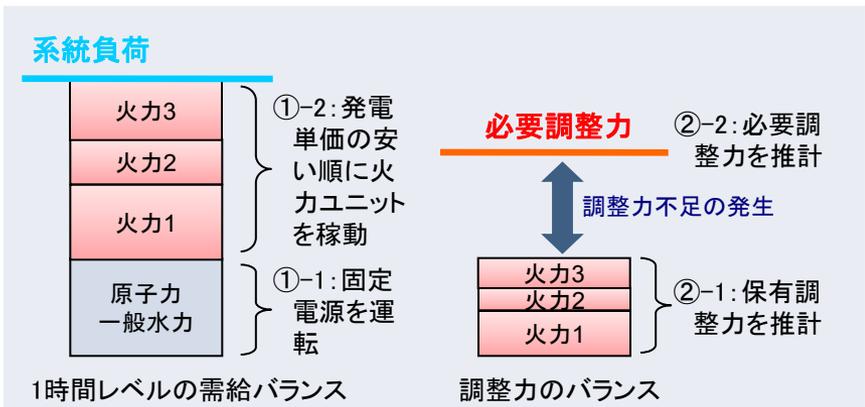
6. 需給バランス・調整力バランスの検証フロー

- 再生可能電源出力控除後の系統負荷に対して、まずは原子力、一般水力、火力による負荷配分を実施。
 - 1時間レベルでの需給バランス、短周期変動に対する調整力の確保状況を検証。
- 火力の運用改善のみでは需給バランス・調整力が確保できない場合、**需要能動化、揚水発電の利用、再生可能電源出力抑制の順**に対策を実施。



7. 原子力・一般水力・火力の負荷配分の考え方

- ①各時刻について、原子力、一般水力に負荷配分。
 ⇒原発への依存度低減が見込まれる中で、下げ代不足の課題が顕在化するか否かを検証。
 次に、**発電単価の安い順に**火力を稼働させ、1時間レベルで需給バランスが確保できるか否かを確認。(火力一次配分)
- ②各時刻における系統電源の保有調整力、必要調整力を推計。
- ③調整力不足時には、**新たに火力ユニットを稼働**することにより調整力確保を目指す。その際、経済性が最下位のユニットから順に出力を絞り、供給力過剰の回避を図る。(火力二次配分)
- ④調整力不足、供給力過剰が回避できない場合には、需要の能動化、揚水発電の利用、再生可能電源の出力抑制の順に実施し、需給バランス・調整力が確保できるか否かを確認。



注) ②-1: 保有調整力: 各電源ユニットの持つ調整力の総和

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

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

※需要変動と再エネ変動は短周期としては独立成分であると仮定

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

④-2: 供給力過剰が解消されない場合、再エネ抑制の実施:
 出力抑制、風力への(出力抑制を伴わない)出力上限指令の2通り

8. 分析モデルの前提条件(1/2)

- **2030年を想定**し、北海道、東日本(東京+東北)、中日本(中部+北陸+関西+中国+四国)、九州、沖縄の5地域ごとに需給状況を検証。**東日本及び中日本**では、地域内での**広域融通による一体運用**を想定。
- 需要、再生可能電源に関する主な設定条件は下表のとおり。再生可能電源の導入量は**高位ケース**を想定。
- なお、太陽光・風力の短周期変動率、能動化機器の制御対象割合については、現時点では不確実性を伴う。

需要、再生可能電源に関する設定

項目		設定値	
需要	1時間別カーブ	北海道、中日本、九州、沖縄:2010年4月~2011年3月実績データ(出典:経済産業省) 東日本:2010年1月~2010年12月実績データ(出典:東京電力、東北電力)	
	能動化機器	種類、台数	ヒートポンプ給湯機、電気自動車を想定。普及台数は下表参照。
		制御対象	全機器のうち 3割 を能動化対象と想定。
	短周期変動	当該時刻需要比3%	
太陽光	容量	下表参照	
	1時間別カーブ	2010年の都道府県別×1時間別の利用率推計値の加重平均(都道府県別の補助金累積交付容量に基づき加重平均) 出典)都道府県別出力推計値:大関他「太陽光発電システムの代表的な発電量データセットに関する検討」(電気学会、2011年)	
	短周期変動	当該時刻 出力比10%	
風力	容量	下表参照	
	1時間別カーブ	将来の大規模導入時を想定した地域別×1時間別の利用率推計値 出典)JWPA、東京大学荻本研究室(2010年の全国43地点実績に対して、大規模導入時における均し効果を想定)	
	短周期変動	設備 容量比15%	

能動化機器、再生可能電源の2030年普及見通しに関する設定

		全国	北海道	東日本	中日本	九州	沖縄	備考
能動化機器 [万台]	HP給湯機	1,430	53	591	637	138	12	「長期エネルギー需給見通し」における家庭用ヒートポンプ給湯機の2030年全国値を、2010年度の地域別電力需要量で按分。
	電気自動車	600	22	248	267	58	5	「次世代自動車普及戦略」における2030年全国値(590万台)を参考に全国値を設定し、2010年度の地域別電力需要量で按分。
再生可能電源 [万kW]	太陽光発電	10,060	359	4,174	4,473	971	83	高位ケースの2030年全国値を、地域別の電力需要量(2010年度)で按分。
	風力発電*	3,252	204	1,657	857	493	41	高位ケースの2030年全国値を、JWPA資料に基づき事務局にて地域按分。

*需給調整の検証のための風力発電の地域別想定導入量は、導入ポテンシャル等を基に機械的な計算で設定したものであり、実際には地域の導入ポテンシャル及び系統設備容量を考慮して、より導入に有利な地点から導入が進むことが想定される。

8. 分析モデルの前提条件(2/2)

- 系統電源に関する主な設定条件は下表のとおり。
- 火力発電、揚水発電は、それぞれ運転中ユニットの**容量比5%、20%の調整力**を持つものと想定。

系統電源に関する設定

項目		設定値
一般 水力	出力	月別平均出力×(1-所内率) ただし、月別平均出力:2010年度の月別発電量実績データの単純平均、所内率:0.5%
	発電機容量	下表参照
揚水	蓄電容量	最大発電量:発電機容量×10時間分、最大揚水負荷量:発電機容量×14時間分
	調整力	出力比20% (可変速機は揚水時も調整力考慮)
	容量	ユニット別の許可出力 一定の設備増強を考慮(供給予備率5%を確保)
火力	所内率	石炭:6.2%、LNG:2.0%、石油:4.5%
	最低部分負荷率	石炭:50%、LNG:33%、石油:33%
	調整力	石炭:定格容量比5%、LNG:定格容量比5%、石油:定格容量比5%

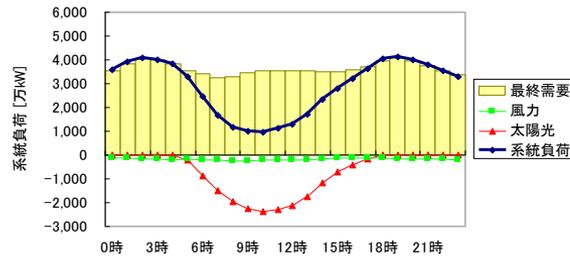
揚水発電の容量に関する設定

		全国	北海道	東日本	中日本	九州	沖縄	備考
揚水発電 [万kW]		2,999	100	1,440	1,230	230	0	現状設備+建設中発電所
	可変速	265	30	148	64	120	0	

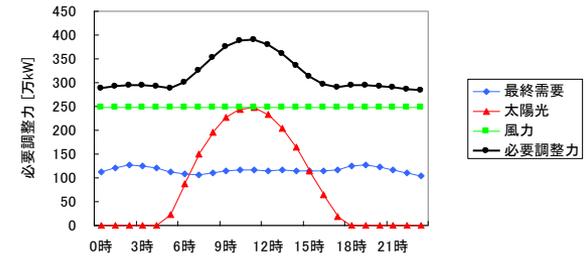
8. 分析1: 東日本 ボトム日(5月1日) 対策前

需要、自然変動
電源出力カーブ

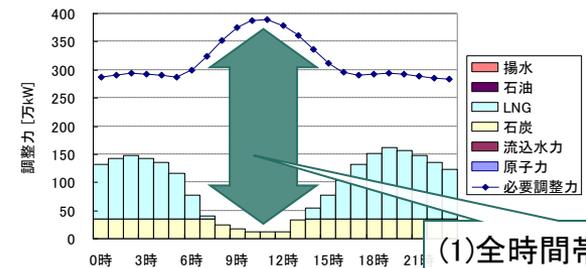
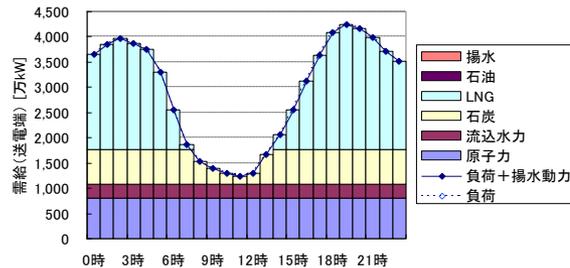
1時間レベルの需給バランス



調整力のバランス



一次配分:
経済配分
による需給
バランス調
整

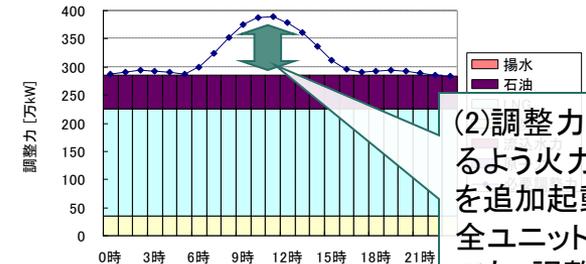
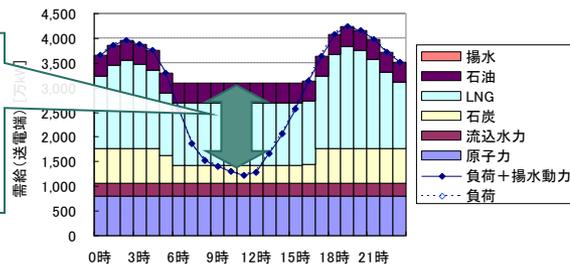


(1)全時間帯において
調整力不足が発生

火力運用

二次配分:
電源追加
による調整
力の増強

(3)火力ユニット
の追加により、
需給ギャップ
が発生



(2)調整力を確保す
るよう火力ユニ
ットを追加起
動。ただし全
ユニットを運
転しても、調
整力不足は
残る。

対策①「需要の能動化」へ

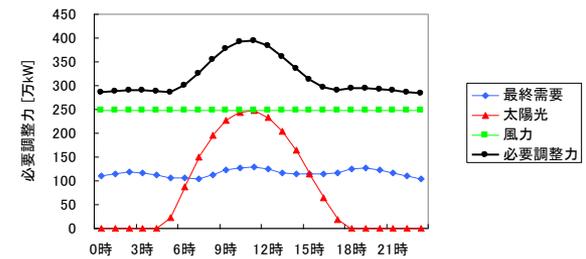
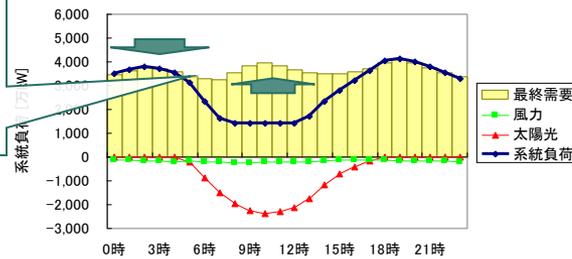
8. 分析1: 東日本 ボトム日(5月1日) 対策①需要能動化

1時間レベルの需給バランス

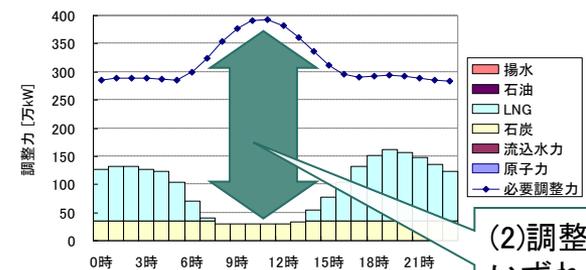
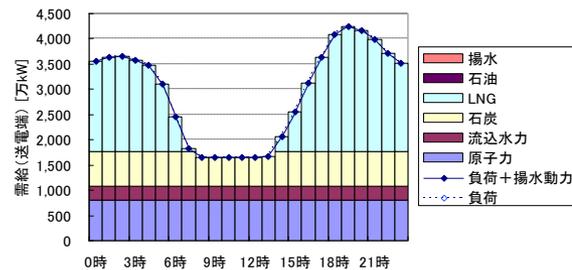
調整力のバランス

需要、自然変動
電源出力カーブ

(1)需要の能動化の実施により系統負荷を平準化



一次配分:
経済配分
による需給
バランス調整

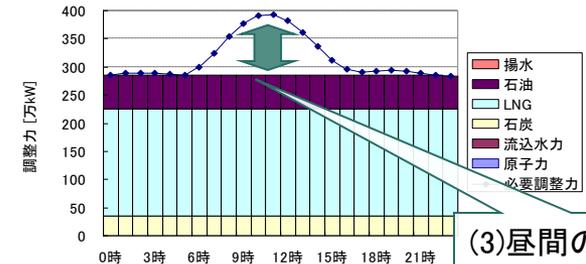
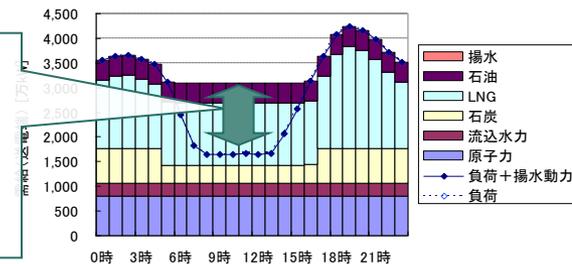


(2)調整力不足は
いずれの時間帯
においても残る

火力運用

二次配分:
電源追加
による調整
力の増強

(4)対策①実施前と比べ需給ギャップは改善されるものの、依然として残る

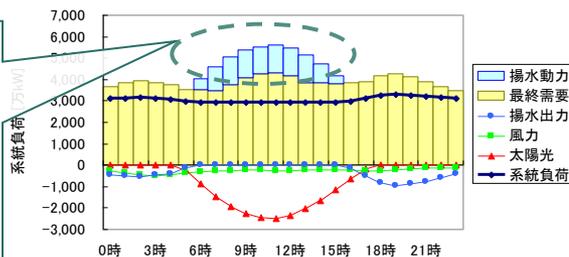


(3)昼間の調整力
不足は残る

対策②「揚水の活用」へ

8. 分析1: 東日本 ボトム日(5月1日) 対策②揚水、対策③再エネ出力抑制

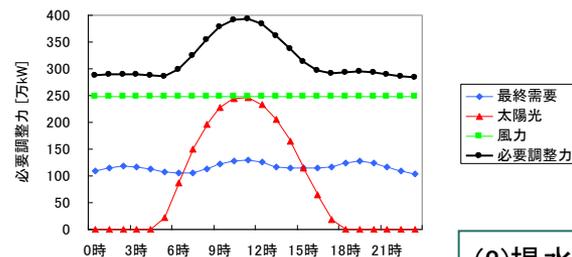
1時間レベルの需給バランス



(1)揚水の活用により、火力・原子力・一般水力への配分負荷を平準化

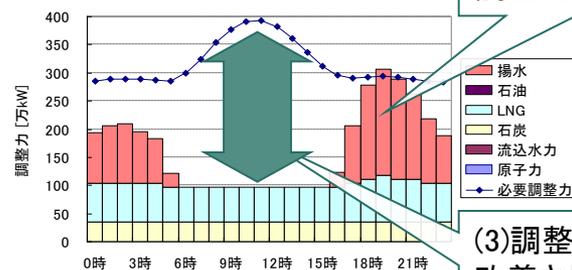
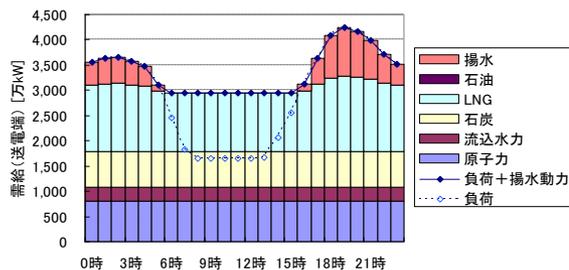
需要、自然変動電源出力カーブ

調整力のバランス



(2)揚水利用により、火力に求められる調整力は減少

一次配分:
経済配分による需給バランス調整

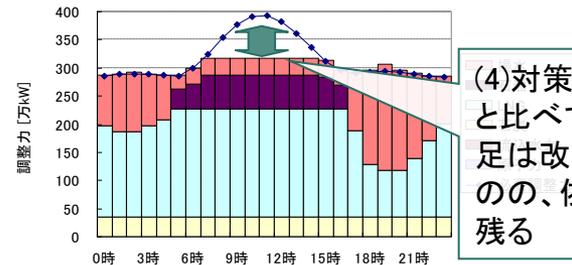
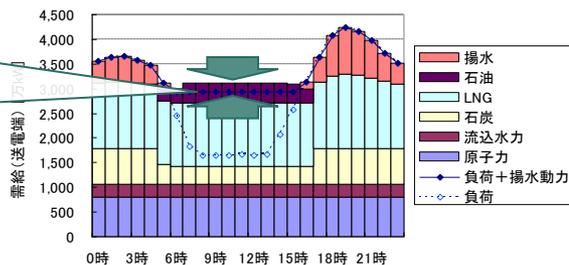


(3)調整力不足は改善されるものの、依然として残る

火力運用

二次配分:
電源追加による調整力の増強

(5)需給ギャップは改善されるものの、依然として残る

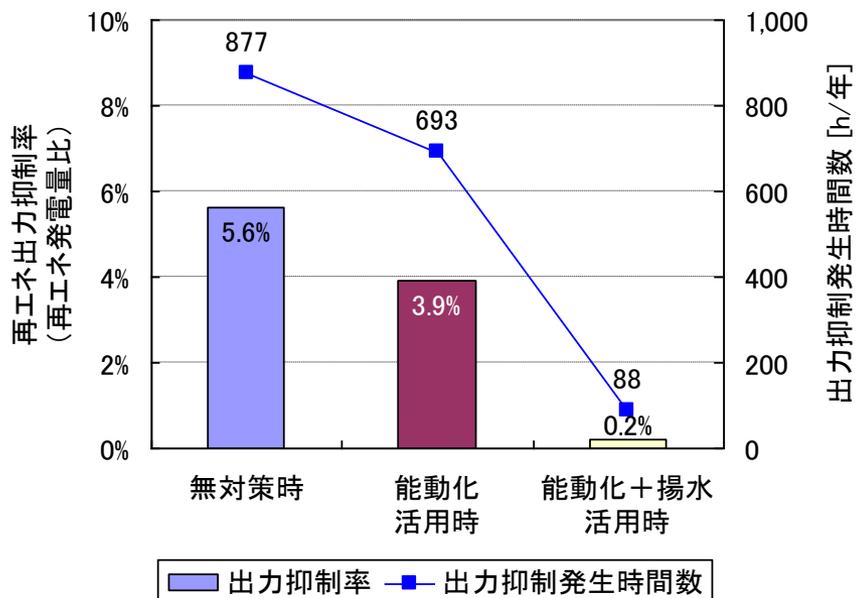


(4)対策③実施前と比べて調整力不足は改善されるものの、依然として残る

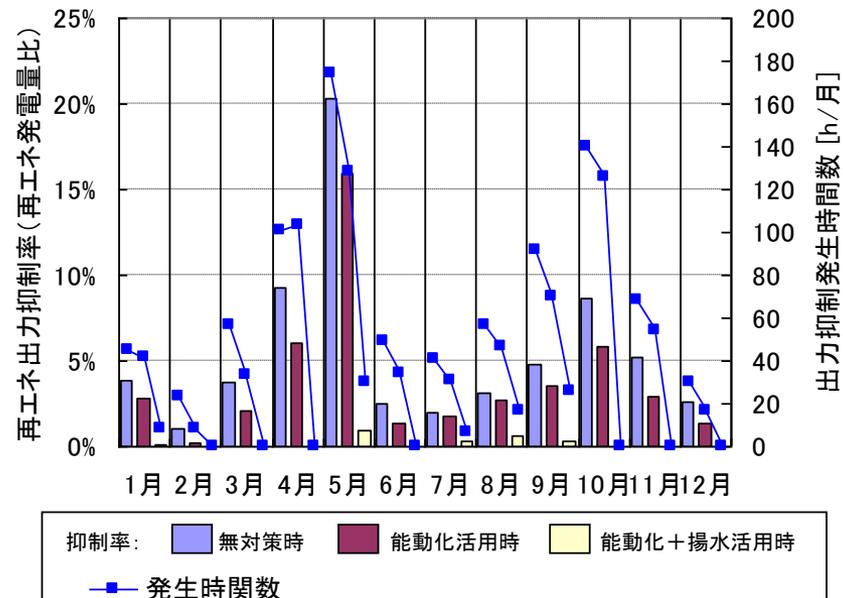
対策③「再生可能電源の出力抑制」: 需給ギャップを解消するように再生可能電源の出力を抑制(5月1日の場合、出力抑制に伴い調整力不足も解消)

8. 分析1: 東日本 年間分析結果まとめ

- 本試算条件においては、系統運用が困難な局面が発生。
 - 特段の対策を講じない場合、再生可能電源の出力抑制が必要となるのは年間に900時間弱。出力抑制の必要量は、再生可能電源の年間発電量の約6%に相当。
 - これに対して、**需要の能動化、揚水発電の積極活用**を行うことにより、再生可能電源の**出力抑制率は約0.2%へと低減**。
- ⇒ 需要の能動化、揚水発電の積極活用は、需給バランスおよび調整力の確保対策として大きなポテンシャルを有する。



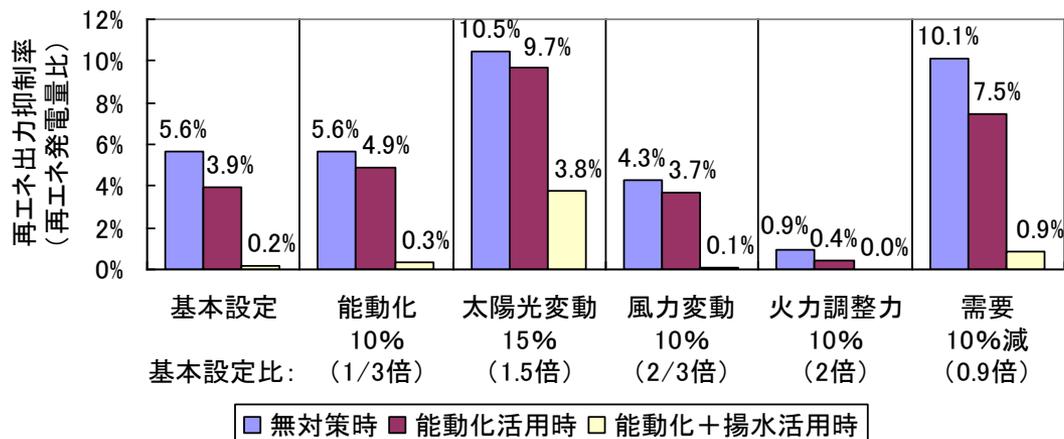
出力抑制の発生状況: 東日本・年間計
(再生可能電源導入量: 高位ケース)



出力抑制の発生状況: 東日本・月別
(再生可能電源導入量: 高位ケース)

9. 分析1: 東日本 各種感度分析(1/2)

- 前提条件のうち、特に太陽光・風力の短周期変動率、能動化機器の制御対象割合等の将来特性は、現時点では不確実性を伴う。そこで、これらの設定値を変化させた感度分析を実施。
 - 能動化対象が全機器の10%へと減少した場合(基本設定比1/3倍):これを補う形で揚水を積極活用。最終的な再生可能電源の出力抑制率は微増。
 - 太陽光発電の変動率が出力比15%の場合(基本設定比1.5倍):能動化、揚水活用だけでは十分に対応しきれず、最終的な再生可能電源の出力抑制率は3.8%へと拡大。
 - 風力発電の変動率が容量比10%の場合(基本設定比2/3倍):最終的な再生可能電源の出力抑制率は0.1%へと減少。
- また、その他の不確定要因のうち、火力調整力、電力需要の影響は以下のとおり。
 - 火力調整力が定格比10%へと拡大した場合(基本設定比2倍):調整力不足の発生局面が減少し、無対策時においても出力抑制の必要量はごくわずかに。能動化、揚水活用により、再生可能電源の出力抑制は不要に。
 - 需要が現状比10%減少した場合(基本設定比0.9倍):再生可能電源の相対量の増加に伴い、系統運用において能動化、揚水活用を積極的に活用する局面が増加。



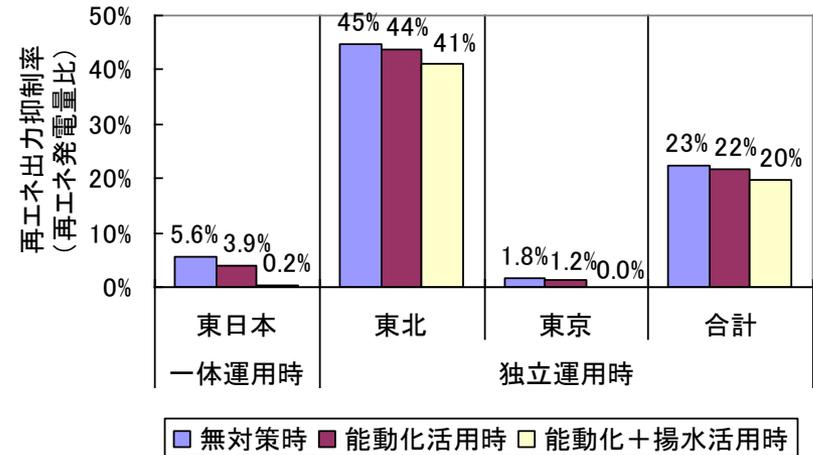
前提条件の違いに応じた出力抑制必要量: 東日本
(再生可能電源導入量: 高位ケース)

9. 分析1:東日本 各種感度分析(2/2)

- 基本設定では、東北・東京の一体運用を前提としたが、現状では各社がそれぞれに需給運用を行っている。そこで一体運用の効果を検証するため、東北、東京がそれぞれ運用を行う場合を想定した分析を実施。
 - 東北地域単独では、系統運用は困難。特段の対策を講じない場合、必要となる再生可能電源の出力抑制率は年間発電量の約45%。需要の能動化、揚水発電の積極活用を行った場合においても、必要となる出力抑制率は約41%となる。
 - 一方、東京地域では、無対策時においても出力抑制の必要量は僅かであり、能動化、揚水活用により、再生可能電源の出力抑制はほぼ不要化できる。
 - 東北、東京の分離系統ケースの場合、両地域における再生可能電源の出力抑制の総量は、再生可能電源の年間発電量の20%程度の水準。

⇒ **広域融通による一体的運用は、需給バランスおよび調整力の確保対策として大きなポテンシャルを有する。**

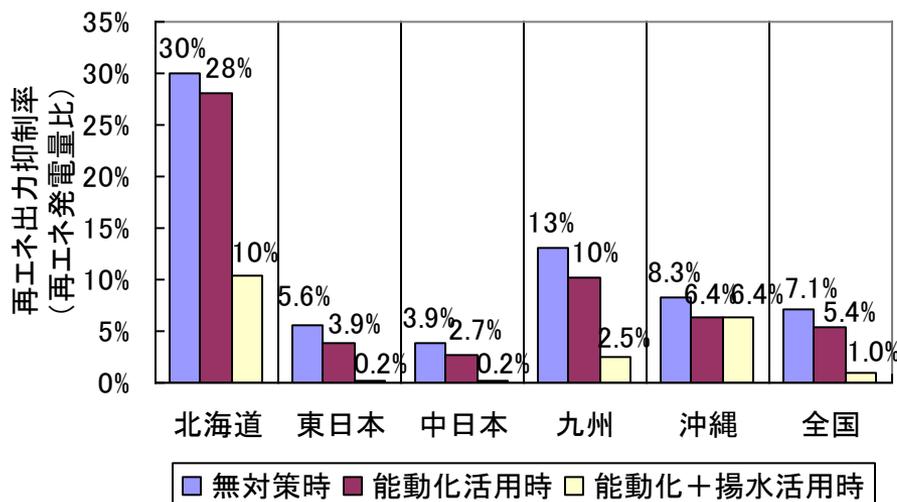
	本来 発電量	億 kWh/年						
		無対策時		能動化活用時		能動化 + 揚水 活用時		
		抑制 必要量	抑制率	抑制 必要量	抑制率	抑制 必要量	抑制率	
一体運用時	740.7	41.7	5.6%	29.0	3.9%	1.6	0.2%	
独立運用時	740.7	166.7	22.5%	160.0	21.6%	146.0	19.7%	
	東北	356.1	159.8	44.9%	155.4	43.6%	145.9	41.0%
	東京	384.6	6.9	1.8%	4.6	1.2%	0.0	0.0%



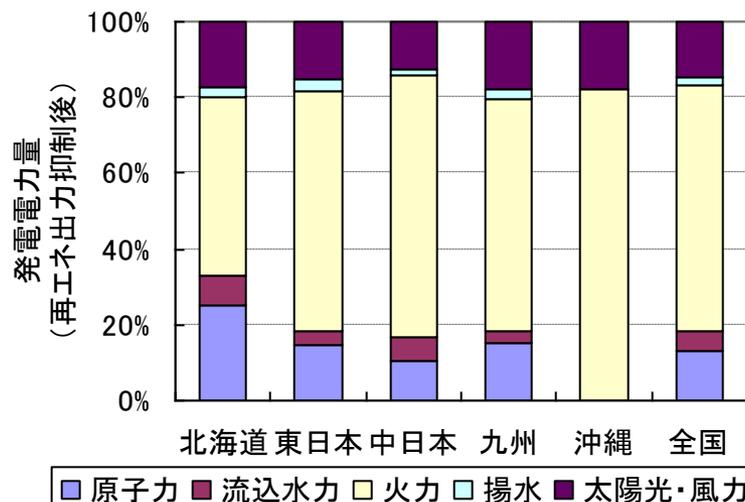
系統運用条件の違いに応じた出力抑制必要量: 東日本
(再生可能電源導入量: 高位ケース)

10. 分析2:地域別分析

- 全5地域(北海道、東日本、中日本、九州、沖縄)について分析を行い、全国大での系統影響を把握。
 - 全国平均では、特段の対策を講じない場合には再生可能電源の出力を約7%抑制する必要があるが、需要の能動化、揚水発電の積極活用により、**出力抑制量を5%以下に軽減**できる見込み。
 - 北海道、九州では、特段の対策を講じない場合には再生可能電源の出力をそれぞれ約30%、13%抑制する必要がある。対策実施により、九州では抑制量は約2%へと軽減されるが、北海道では出力抑制必要量は約10%となる見込みであり、**域内での需要拡大、系統の増強または他地域での風力発電の優先的な整備**等が必要と見込まれた。
 - 一方、東日本、中日本では、対策実施後の出力抑制必要量は1%未満にとどまる見込み。
- なお、需給調整の検証のための風力発電の地域別想定導入量は、導入ポテンシャル等を基に機械的な計算で設定したものであり、実際には地域の導入ポテンシャル及び系統設備容量を考慮して、より導入に有利な地点から導入が進むことが想定されることに留意が必要。



再生可能電源の出力抑制必要量
(再生可能電源導入量: 高位ケース)



各種対策実施後における発電電力量構成
(再生可能電源導入量: 高位ケース)

11. まとめ

- 本試算では一定の仮定に基づき、再生可能電源の大量導入が系統の需給運用に与える影響を分析するとともに、対策として需要の能動化、揚水発電の積極活用、再生可能電源の出力抑制を想定し、これらの必要量を試算した。
 - モデルの考え方、パラメータ設定等、引き続き検証が必要であるが、現時点で得られる示唆は以下のとおり。
- ① 太陽光・風力の大量導入時の出力特性は、現時点では不確実性を伴う。系統影響評価および対策検討の精緻化のためには、**太陽光・風力の出力データ計測・解析**の進展が求められる。
 - ② 需給バランスおよび調整力の確保対策として、**広域融通による一体運用は大きなポテンシャル**を有する。ただしこれを実現する上では、地域間連系線の容量制約、事故時の影響波及等をはじめとする各種課題への対応が必要。
 - ③ **需要の能動化、揚水発電の積極活用により、再生可能電源の出力抑制の必要量を低減することが可能**。能動化、出力抑制を実運用に活かすためには、需要家等の**受容性**を高めるとともに対策の**実効性**を高めることが重要。そのためには、能動化や出力抑制のための必要技術や、需給制御に留まらない新サービスを付加した製品の開発・普及、関連制度の整備を進めることが求められる。

	対策メニュー	必要技術	関連制度
再生可能電源の出力抑制	<ul style="list-style-type: none"> ■ 太陽光発電の出力抑制 ■ 風力発電の出力抑制 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 出力抑制機能付パワーコンディショナ ■ 風力発電ピッチ制御 ■ 出力予測技術 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 電力の送り手と受け手の間での出力抑制に関するルール作成 ■ 卸電力取引市場の活用・拡充 ■ ダイナミックプライシング等、需要調整を導く料金制度の創設
需要の能動化	<ul style="list-style-type: none"> ■ 蓄電システムの活用 ■ ヒートポンプ給湯機の活用 ※制御方法としては、間接制御、直接制御の両者が想定される	<ul style="list-style-type: none"> ■ 蓄電池（PHV車、電気自動車等を含む）および制御システム ■ ヒートポンプ給湯機の運転制御システム ■ スマートメータ 	

- ④ 系統側の対策として、**火力の調整力増強に向けた技術開発やより安価な系統連携線の技術開発**を実施することが必要。**供給力のある地域に工場、データセンター等の立地を促すような誘導施策の検討**も必要。

- なお、本分析の留意点は以下のとおり。
 - 調整力確保のために低出力で運転する火力発電機が増加すると、発電効率が低下し、燃料費やCO2排出は増加することとなる。これらの影響評価については今後の検討課題。
 - 揚水発電の積極活用を想定したが、実際には定期点検や貯水池容量、週間運用等を考慮する必要がある。これらを考慮すると、揚水活用による需要創出量は下振れするため、再エネ出力抑制量は大きくなる可能性。
 - 系統制約として需給バランスおよび調整力に注目したが、実運用においては、電圧上昇、潮流変動、系統安定度等の制約も存在。これらを考慮すると、再生可能電源の出力抑制の必要量は大きくなる可能性があり、制約を解消するためには系統対策が必要となる可能性。

3-5. 再生可能エネルギー導入支援施策について

(1)再生可能電力に対する固定価格買取制度について

1. 再生可能電力導入見込量の達成に必要な買取価格

- 再生可能電力の2020年の導入見込量の達成に必要な買取価格は、低位・中位・高位それぞれ以下のとおり。

		低位	中位	高位
太陽光発電	住宅*	41→17円/kWh (2018年)	41→17円/kWh (2018年)	41→17円/kWh (2018年)
	非住宅 ・メガソーラー*	30→15円/kWh (2018年)	35→17円/kWh	41→20円/kWh
風力発電	陸上	18円/kWh	20円/kWh	22円/kWh
	洋上		30円/kWh	
中小水力発電	1～3万kW		11円/kWh	14円/kWh
	1,000～1万kW			
	100～1,000kW	15円/kWh	21円/kWh	25円/kWh
	10～100kW			
地熱発電	フラッシュ		20円/kWh	
	バイナリ		23円/kWh	
	温泉		33円/kWh	
バイオマス発電	木質系	-	-	30円/kWh
	その他	13円/kWh	20円/kWh	33円/kWh

*太陽光の買取価格は制度開始より順次低減。括弧内は新規受付最終年見込み(記載のないものは2020年以降も継続)。

※太陽光の低位は事業IRR6%、中位は事業IRR8%、高位は事業IRR10%を想定した買取価格であり、風力、中小水力、地熱、バイオマスについては、目標に到達する地点での発電設備のコストから買取価格が事業IRR8%となる水準の買取を想定。買取価格については、本WG検討時点での価格見通しによる想定であり、今後の再生可能エネルギー電力の市場の動向、金利等の想定により変わりうるものであり、幅を持って考える必要がある値であることに留意する必要がある。

2. 制度開始時の買取価格以外の論点について

- 「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」(FIT法)の成立を踏まえ、初年度の買取価格は、「調達価格等算定委員会」において年度内に決定される予定である。
- 一方で、**(1)買取価格の更新方法、(2)費用負担額計算に必要な回避可能原価の考え方、(3)環境価値の取り扱い**については、議論がまだ進んでいない。
- 本検討では、固定価格買取制度の詳細設計に関する論点として、これらを取り上げることとする。

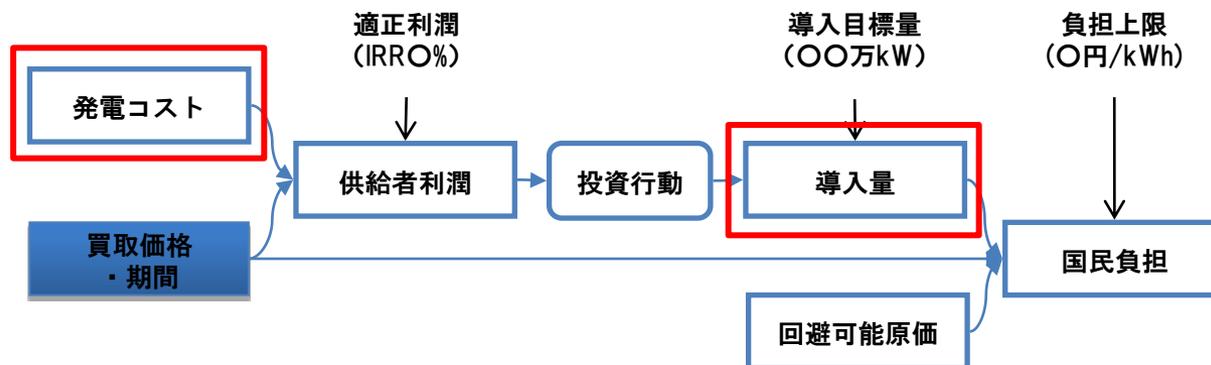
論点	議論の必要性
買取価格更新の仕組み	<ul style="list-style-type: none">・ 諸外国では太陽光発電導入急拡大による国民負担増大も指摘されている。国民負担を想定範囲に抑えるための価格更新方法を前もって定めておくことが考えられる。・ リードタイムの長い発電事業の計画を立てやすくするために、透明性の高い価格更新方法を示しておくことが考えられる。
回避可能原価の計算方法	<ul style="list-style-type: none">・ 回避可能原価の額は国民負担額に影響するため、透明性の高い計算方法を示しておくことが考えられる。
環境価値の帰属	<ul style="list-style-type: none">・ 電力会社の排出係数への反映や、グリーン電力やCO2クレジットなど既にある環境価値市場との関係を整理しておくことが考えられる。

3. 買取価格更新の仕組み

- 買取価格・期間は年度ごと(必要があるときには半期ごと)に更新することが、法で定められている。
- 買取価格の更新においては、発電コストの低減や導入量実績といった状況変化を、特に考慮する必要がある。
- これらに関する制度上の課題を、海外事例をもとに検討する。

価格更新において考慮すべき点		論点
発電コストの低減	太陽光発電など発電コストが低減した場合には、買取価格に反映する必要がある。	発電コストをどのように把握・予測するか。その結果をどのように買取価格へ反映するか。
導入量実績	上記に加え、前期の導入量が見込みから乖離した場合には、導入目標の達成・国民負担の抑制の観点から、買取価格を調整することが考えられる。	導入実績を踏まえた買取価格の調整を行うか。また、どのような方法が考えられるか。

買取価格設定や改定にあたって考慮すべき事項



3. 買取価格更新の仕組み (1) 発電コスト把握と反映

- これまで国内の再生可能エネルギー発電設備価格は、補助金交付時の申請データから把握することができたが、補助金は将来的に廃止される予定であり、本方法での把握ができなくなる。
- ドイツ・スペイン・イギリスでは、価格データを収集する定まった仕組みは無く、民間の市場調査の活用やアンケート調査の実施により、発電コストを把握している。

他国の事例

発電コスト把握方法	発電コストへの反映	価格提示期間※
ドイツ <ul style="list-style-type: none"> ・連邦環境・自然保護・原子力安全省（BMU）の委託を受けた民間コンサルティング会社（Leipziger Institut für Energie社）がデータ収集 ・太陽光発電については、民間コンサルティング会社（Photon Consulting, Roland Berger）による市場調査の活用や、設置事業者に対するアンケート等から価格を予測 	<ul style="list-style-type: none"> ・BMUが進捗報告書の一貫として発電コスト分析に基づく買取価格の改正提言を行い、連邦議会が決定 	3年分 （3年毎に見直し）
スペイン <ul style="list-style-type: none"> ・省エネ・エネルギー多様化研究所(IDAE)の委託を受けた民間コンサルティング会社(The Boston Consulting Group)による調査を実施 ・同社はアンケート調査やインタビュー調査により価格を把握 ・国家エネルギー委員会（CNE）は、政令（RD661/2007第44条4項）に基づき、制度対象設備の設置・運営コスト、収入に関するデータを収集する権限を保有 	<ul style="list-style-type: none"> ・IDEAによる、収益率7～8%を一般的な原則とした買取価格の分析を決定の基礎材料とする 	4年分 （4年毎に見直し）
イギリス <ul style="list-style-type: none"> ・エネルギー・気候変動省の委託を受けた民間調査機関（Arup社）が調査を実施 ・太陽光発電については、公開されている産業レポート、製造業者・開発事業者を対象としたアンケート調査を実施 	<ul style="list-style-type: none"> ・様々な規模・技術において見込まれる技術コストの低下に沿って、収益率を確保できる価格低減率を提案 	（2013年と、それ以降5年ごとに見直し）

※ただし、緊急の見直しも行われている。

3. 買取価格更新の仕組み (1) 発電コスト把握と反映(案)

- 日本では、FIT対象設備の設備認定時に価格データを提出させる方法や、製造者へのヒアリングや導入者へのアンケート調査を行う方法が考えられる。
- **発電コストの予測を元に、数年先までの買取予定価格を提示**することとすることが考えられる。ただし、実績や短期予測が買取予定価格と大きく外れる場合は、**想定されていた投資回収年数やIRRを大きく変えない範囲で、実際の買取価格を調整**することが考えられる。

発電コストの把握方法(案)

	特徴	現状のシステム 価格	将来のシステム 価格	稼働率
FIT設備認定時の 価格データ提出	<ul style="list-style-type: none"> ・ FIT対象となる設備については全数把握が可能 ・ 設備認定の本来の目的には価格情報は必要が無いため、項目に含めることができるか 	○	×	×
電力会社からの データ提供	<ul style="list-style-type: none"> ・ FIT対象設備からの電力買取量。設備量との対応付けにより稼働率を把握 ・ 太陽光は余剰のみなので不可 	×	×	△ (電力買取量)
製造事業者への 調査	<ul style="list-style-type: none"> ・ アンケートやヒアリングによる把握、市場調査の利用 	△ (パネル部分のみ)	△ (パネル部分のみ)	×
設置事業者への 調査	<ul style="list-style-type: none"> ・ アンケートやヒアリングによる把握、市場調査の利用 	○	△ (設置部分のみ)	×
導入者への調査	<ul style="list-style-type: none"> ・ アンケートによる把握 ・ 母集団となる導入者名簿が利用できるか 	○	×	○

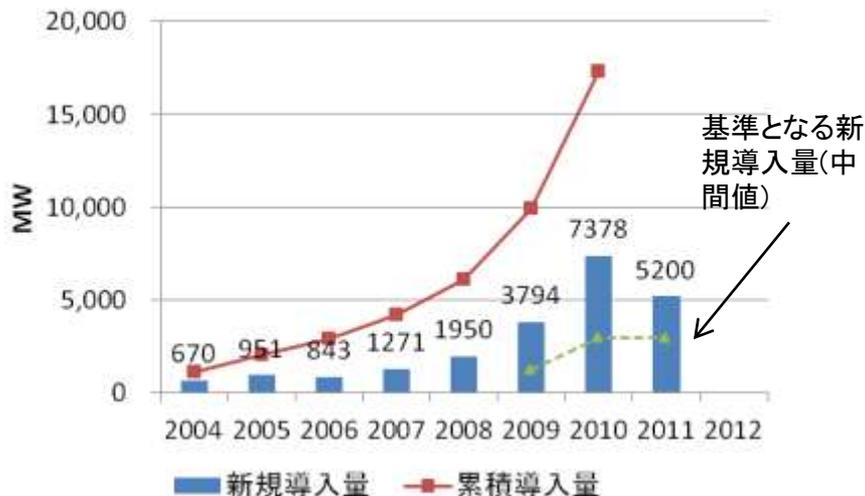
3. 買取価格更新の仕組み (2) 導入実績による価格調整

- 価格設定時の導入量見込みと、実際の導入量実績とは大きく乖離する可能性がある。見込みよりも導入量が上振れした場合には、国民負担額が想定よりも大きくなる。また、逆に導入量が下振れすれば、長期的な計画値を達成することができない。
- ドイツやスペインでは、**導入実績により価格低減率を調整する方法、買取量に枠を設ける方法**などにより、国民負担を抑制している。

導入実績による価格調整方法の事例(太陽光の場合)

ドイツ

- 2009年の改正で、前年の導入量が基準範囲(1000~1500MW)から逸脱した場合、予め設定した**基準低減率(8%)**を±1%調整させることを決定。
- 2010年、2011年の改正で、逸脱量に応じてきめ細やかに調整を行うこととなっている。いずれも基準範囲は2500~3500MW。また、半年ごとの買取価格調整も導入。



価格調整法規定と実際の適用

	2010	2011	2012
基準低減率	屋根設置100kW未満は年率8%、その他は年率10%	年率9%	年率9%
前年導入量による価格調整	~1000MW: -1% <u>1500MW~: +1%</u>	~1,500MW: -3% ~2,000MW: -2% ~2,500MW: -1%	~1,500MW: -7.5% ~2,000MW: -5% ~2,500MW: -2.5%
(下線部が実際の適用)		3,500MW~: +1% 4,500MW~: +2% 5,500MW~: +3% <u>6,500MW~: +4%</u>	3,500MW~: +3% 4,500MW~: +6% 5,500MW~: +9% 6,500MW~: +12% 7,500MW~: +15%

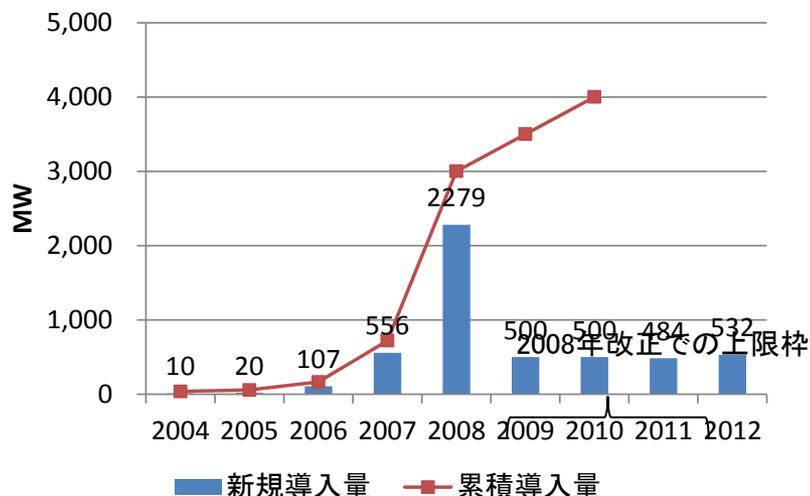
※前年: 2年前10/1~1年前9/30

3. 買取価格更新の仕組み (2) 導入実績による価格調整

導入実績による価格調整方法の事例(太陽光の場合)

スペイン

- 再生可能エネルギー計画2005-2010における2010年の導入目標は400MW。
- 2007年に導入量が超過したため見直し議論が開始され、2008年に制度改正。
 - 上限枠を設定、四半期毎に1/4ずつ募集
 - 枠のカバー率に応じて、同一年度内であっても次回募集時の買取価格を低減



価格調整法規定と実際の適用

		RD 1578/2008に基づき太陽光発電設備に適用される固定買取価格 (ユーロセント/kWh)					
		2008年	中略	2010年 第4Q	2011年		
				第1Q	第2Q	第3Q	
建物一体型	20kW以下	34.0000 ¥44.2		32.1967 ¥41.9	31.3542 ¥40.8	28.8821 ¥37.5	28.1271 ¥36.6
	20kW超	32.0000 ¥41.6		28.6844 ¥37.3	27.8887 ¥36.3	20.3726 ¥26.5	19.8353 ¥25.8
その他(陸上設置型等)		32.0000 ¥41.6		25.8602 ¥33.6	25.1714 ¥32.7	13.4585 ¥17.5	13.0324 ¥16.9

11年第二四半期では、緊急の引き下げも行われている。

$$T_n = T_{n-1} [(1 - A) \times (P_0 - P) / (0,25 \times P_0) + A]$$

T:買取価格、P0:前回募集容量、P: 前回登録設備容量、A=0.9^{1/4}

4. 回避可能原価の計算方法 (1) 基本的考え方

- 現状の太陽光発電の余剰買取制度における回避可能原価の定義は以下のとおり。
 - 太陽光電力買取により一般電気事業者がその需要に応じた電気の供給のために必要な発電量が減少したことによって一般電気事業者が支出することを免れる費用。
 - なお、「一般電気事業者において料金原価の見直しが行われるまでの間においては、経過措置的に、上記に加え、現行の太陽光発電の余剰電力買取メニューを前提とした原価算定相当額(他社購入電力料として計上)分についても合わせて控除することが適当」とされている。
- 回避可能原価として計上する費目としては、**①火力発電燃料費、②火力発電資本費、③CO2対策費用**、の3要素を考慮することとし、①+③、①+②+③という3とおりの組み合わせで評価した。

費目	考え方
①火力発電燃料費	再生可能電力の導入拡大に伴い、確実に支出を免れる費目であり、原則この費目は回避可能原価として加算される。
②火力発電資本費	中長期的には火力発電所の建設そのものが回避される可能性があり、その場合には回避可能原価として加算するという考え方が取り得る。ただし、一定のバックアップ電源が必要という考え方もある。
③CO2対策費用	後述する環境価値の帰属との関係で、回避可能原価に加算するという考え方が取り得る。この費目は原則回避可能原価に加算されるものと想定。

4. 回避可能原価の計算方法 (2)火力発電プラント諸元

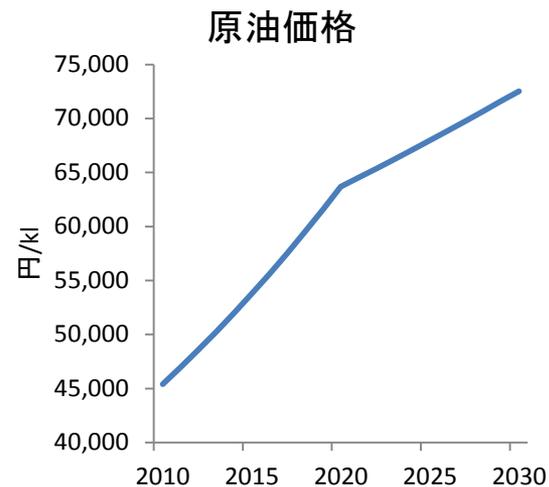
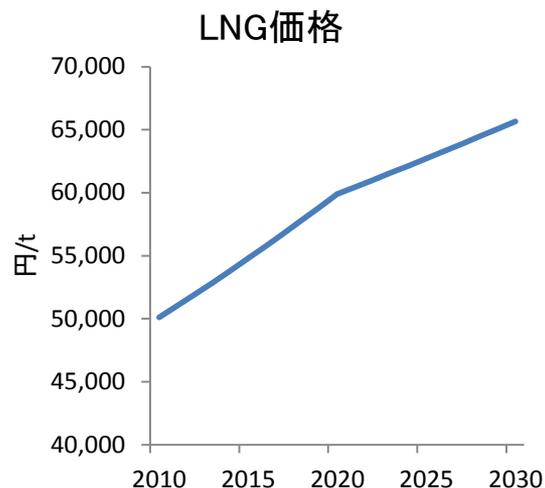
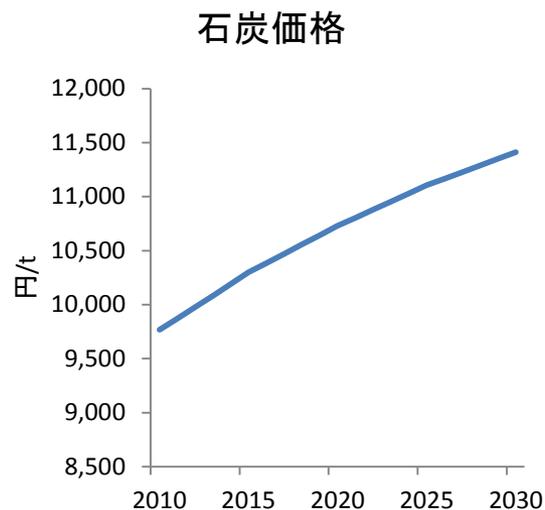
- 電源別の所内率、建設単価及び運転年数は、コスト等検証委員会のモデルプラントの諸元を用いた。熱効率は電力需給の概要にあるストックの熱効率をベースに、過去10年間の変化を元に将来に引き延ばした(ただし石油火力は過去10年平均値)。具体的には以下のとおり。
- 資本費は、建設単価 / (8,760 × 運転年数 × 稼働率) によって計算した。
- なお、将来の効率改善については、現時点では織り込んでいない。

電源別のスペック

	石炭火力	LNG火力	石油火力
熱効率 (2020年)	40.6%	45.6%	37.9%
熱効率 (2030年)	40.8%	47.5%	37.9%
所内率	6.2%	2.0%	4.5%
建設単価	23万円/kW	12万円/kW	19万円/kW
運転年数	40年	40年	40年
稼働率 (実績)	72.3%	52.8%	11.4%
資本費 (発電端)	0.91円/kWh	0.65円/kWh	4.76円/kWh
資本費 (送電端)	1.07円/kWh	0.68円/kWh	5.38円/kWh

4. 回避可能原価の計算方法 (3) 燃料価格設定

- 燃料価格の将来見通しは、IEAのWorld Energy Outlook 2011で設定されている現行政策シナリオの価格を採用した。
- ただし、石炭価格については、足下の価格がWEO2011の2030年価格より高いことから、現行政策シナリオの伸び率を、足下2010年価格(コスト等検証委員会データ)に対して適用した。
- また、これらの燃料価格に加えて、コスト等検証委員会で提示された燃料諸経費も燃料コストに含めた。
- 為替レートには、コスト等検証委員会が採用している85.74円/\$ (2010年度平均)を適用した。



	石炭	LNG	石油
燃料諸経費	1,700円/t	2,200円/t	8,300円/kl

4. 回避可能原価の計算方法（4）燃料単価試算

- 電源別の熱効率・所内率を考慮して、kWhあたりの燃料単価を算出すると以下のとおり(円/kWh)。

		石炭火力	LNG火力	石油火力
発電端	2010	4.0	7.9	13.3
	2020	4.3	9.0	17.9
	2030	4.5	9.4	20.1
送電端	2010	4.7	8.3	15.1
	2020	5.1	9.4	20.3
	2030	5.3	9.8	22.8

- ここでは、発電端及び送電端の数値を並記したが、基本的には系統に接続した再生可能電力の回避可能原価を検討するため、送電端の値を採用する。
- その際、比較対象とする再生可能電力も送電端で揃えることとする。具体的には、コスト等検証委員会で所内率が設定されている地熱とバイオマスについては、所内率を考慮した送電端電力量を買取対象として評価する。

4. 回避可能原価の計算方法 (5)CO2対策費用試算

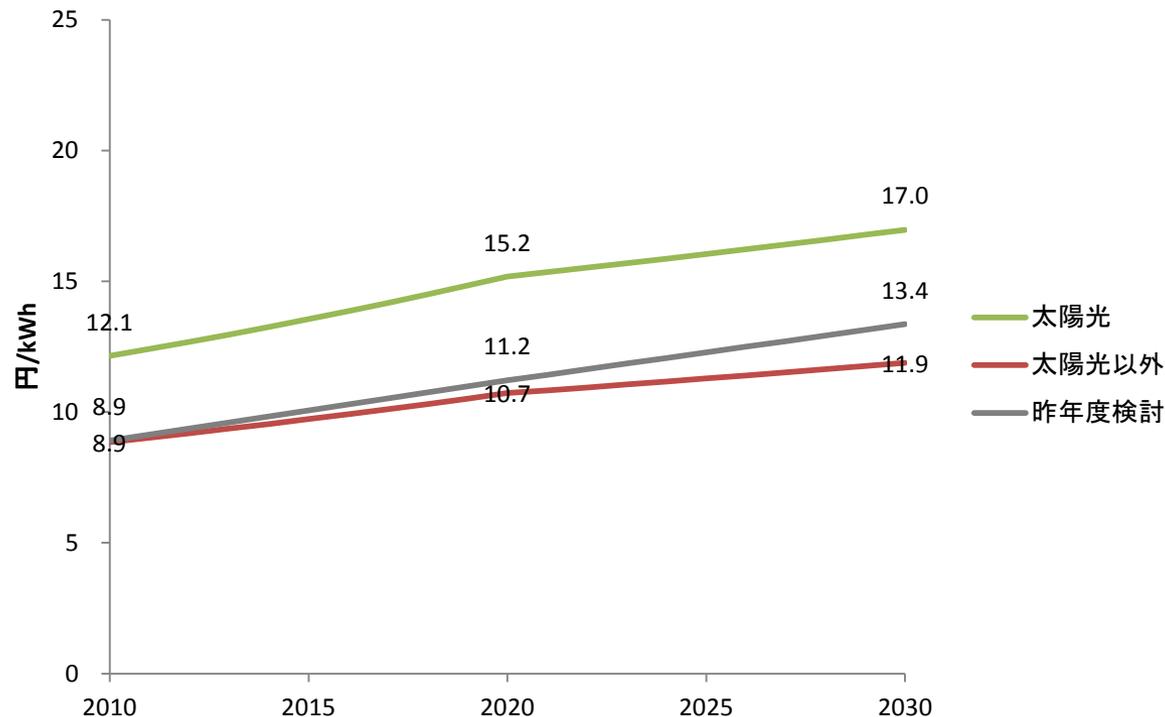
- コスト等検証委員会で示されたCO2対策費用をもとに、電源別の熱効率・所内率を考慮して、kWhあたりのCO2対策費用を算出すると以下のとおり(円/kWh)。
- なお、第2回コスト等検証委員会ではCO2対策費用として、現行政策シナリオと新政策シナリオの2とおりが示されていたが、第6回では両シナリオのCO2対策費用が共通となったため、シナリオの選択は不要となった。また、2010年度のCO2対策費用はEUにおける平均価格として10\$/tCO2とした。

		石炭火力	LNG火力	石油火力
発電端	2010	1.33	0.60	1.13
	2020	2.00	0.90	1.70
	2030	2.66	1.20	2.27
送電端	2010	1.56	0.62	1.28
	2020	2.34	0.93	1.92
	2030	3.12	1.24	2.56

※コスト等検証委員会のCO2対策費用は、2020年で30\$/tCO2、2030年で40\$/tCO2とされている。

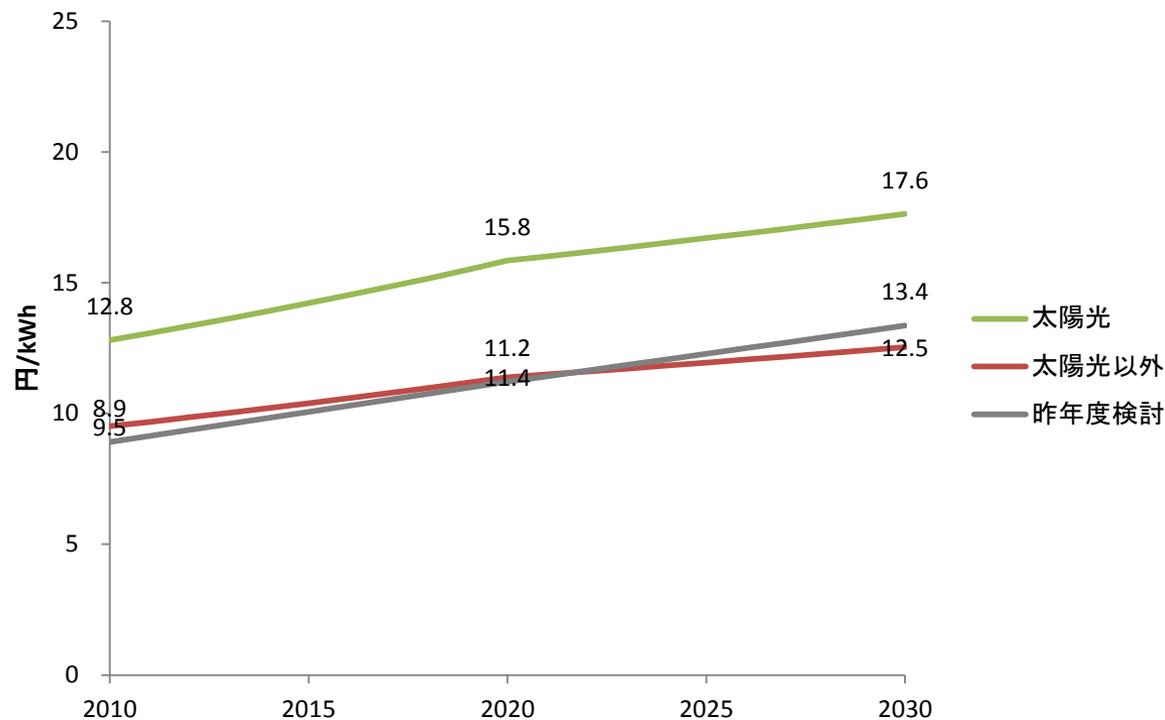
5. 回避可能原価の計算結果 (1)燃料費単価＋CO2対策費用

- 回避可能原価は、現時点では**火力発電平均の燃料費単価＋CO2対策費用**を採用している。
- ただし、太陽光発電は昼間の電力需要が高いときに発電するため、ピークカットによる石油火力削減の効果を考慮して、他の電源と同様の火力平均燃料費単価に加え、文献値を参考に石油火力の燃料費単価＋CO2対策費用の2割分を上乗せした回避可能原価とした。



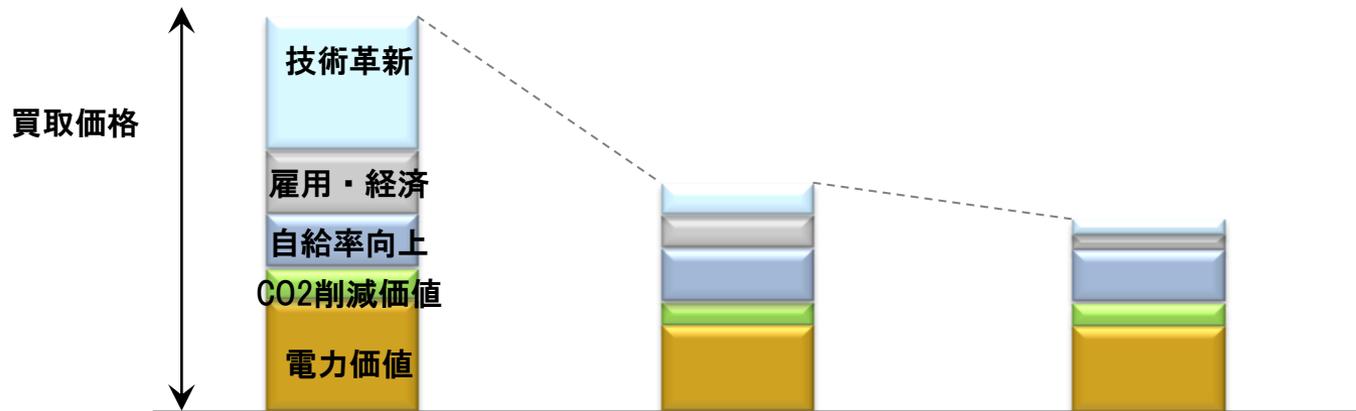
5. 回避可能原価の計算結果 (2) 資本費単価上乘せ

■ 燃料費単価+CO2対策費用に、資本費単価を上乗せした結果を示す。



6. 環境価値の帰属（参考）電力・CO2削減以外の価値

- **再生可能電力はその種類によって、電力価値・CO2削減価値の差に加え、雇用創出・経済波及効果や技術革新効果の大きさも異なることから、異なる買取価格を設定することは妥当である。**
 - RPS法でも、太陽光発電は「技術革新の余地が大きくて普及拡大が見込まれる」ことなどを理由に、発電量を2倍カウントする措置が取られていた。



	太陽光発電	風力発電	地熱発電	
電力価値	大（火力平均＋一部石油代替）	中（火力平均代替）	中（火力平均代替）	
CO2削減価値	大（火力平均＋一部石油代替）	中（火力平均代替）	中（火力平均代替）	
その他	自給率向上	共通	共通	
	雇用・経済	大	中	小
	技術革新	大	中	小

(2) 再生可能エネルギー熱に対する支援施策について

1. 主な支援施策の種類について

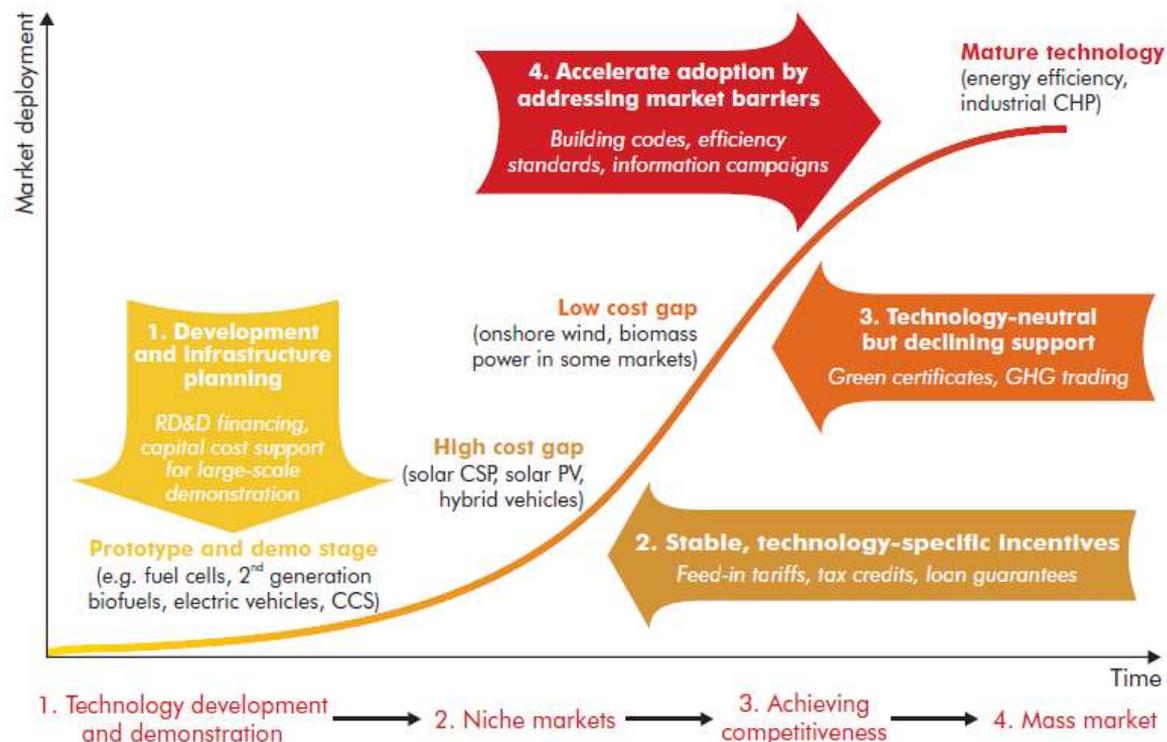
- 平成22年度調査では、再生可能エネルギー熱の支援施策事例として、以下を整理した。
- なお、上記の施策以外に、補助金、税制優遇、買取制度の事例も存在する。

施策の種類	概要
熱証書	再生可能エネルギーにより生産した熱の環境価値分を証書化し、市場で取引可能にする制度。 <ul style="list-style-type: none">・オーストラリア再生可能エネルギー証書・東京都のグリーン熱証書制度・再生可能エネルギー等の熱利用に関する研究会（経済産業省）
導入検討義務化	新築又は改修する建物に対し、再生可能エネルギー利用設備の導入検討を義務化する制度。 <ul style="list-style-type: none">・東京都の建築物環境計画書制度・横浜市の再生可能エネルギー導入検討報告制度
導入義務化	新築又は改修する建物に対し、熱需要の一定割合を再生可能エネルギー熱で賄うことを義務付ける制度。 <ul style="list-style-type: none">・住宅・建築物の省エネ基準の適合義務化に関する検討会（経済産業省及び国土交通省、義務化は省エネのみ）・スペインのソーラーオブリゲーション（Código Técnico de la Edificación : CTE）・ドイツの再生可能エネルギー熱法（EEG Wärme）

- 上記の施策のうち、平成22年度調査では導入検討義務化及び導入義務化に向けた方向性を整理した。
- **今年度は、熱証書制度に着目して、我が国への適用可能性を検討する。**

(参考) 技術の成熟度に応じた支援施策のあり方について

- IEAのEnergy Technology Perspectives 2010によると、コストギャップが大きい技術はFITなどの技術ごとのインセンティブで市場を育て、コストギャップが小さくなるとグリーン証書や取引制度などの市場メカニズムを活用し、成熟した段階では標準化や義務化が適切であるとしている。



Note: The figure includes generalised technology classifications; in most cases, technologies will fall in more than one category at any given time.

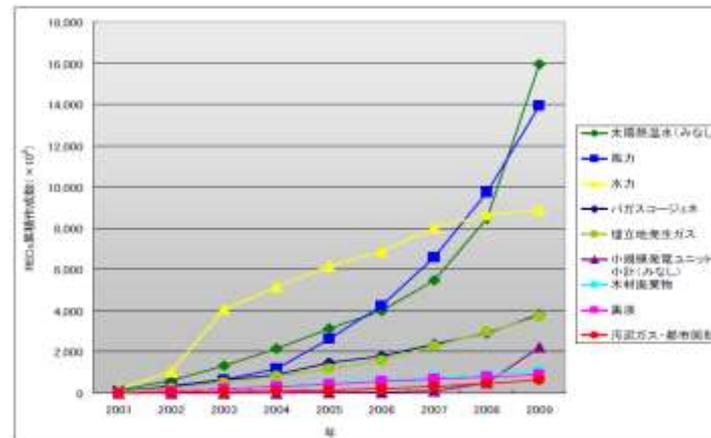
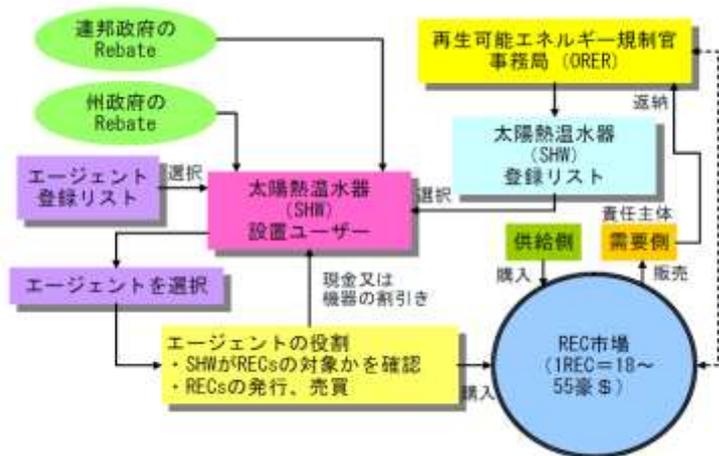
出典) Energy Technology Perspectives 2010, IEA

(参考) 欧州主要国における再生可能エネルギー熱支援制度

施策の種類	英国	フランス	ドイツ	イタリア	スペイン
熱証書／買取制度	RE源による発電量当たりの固定価格による国からの支払いを長期に保証。(再生可能熱インセンティブ)			電力・ガス供給事業者に対して、消費者の年間消費エネルギー量の削減義務を課す。(ホワイト証書)	
導入検討義務化・導入義務化			新規建築物における暖房・給湯について、最低限の割合でRE源を利用することを義務化。	新規建築物に対して、REによる熱源設備を導入することを義務化(各地方機関の建築物規制に組み入れ)。	新築・改修する一部の建造物に対して、太陽エネルギーの利用を義務付け。(ソーラーオブリゲーション)
補助金・助成金	家庭部門に対する助成制度あり。(再生可能熱プレミアムペイメント)	補助金制度あり。	住宅への補助金、建築物への低利融資(市場インセンティブ・プログラム)		太陽熱・地中熱設備に対して補助制度あり。
減税・免税、無利子、低利融資		個人向けの税額控除制度あり。 無利子融資制度あり。	住宅への低利融資制度(CO2建築物再構築プログラム)	太陽熱集熱器導入時に税額控除	RE導入の住宅リフォーム対象に所得税控除。 エネルギーサービス提供事業者によるRE設備導入プロジェクト等の資金融資を対象に保証枠を設定。

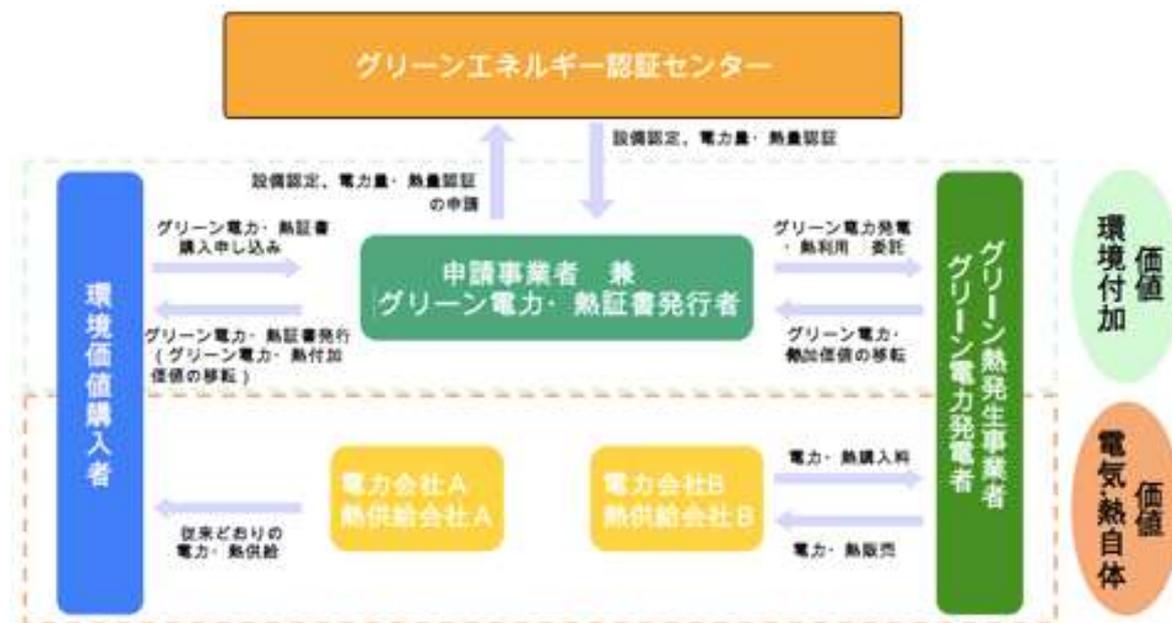
(参考)再生可能エネルギー熱証書に関する事例① 豪州

制度名	2000年再生可能エネルギー（電気）法
制度概要	<ul style="list-style-type: none"> 法自体の趣旨は、電力に対するRPS制度。電力会社に対して再生可能エネルギー電力比率の目標が設定され、自前では達成できない場合、不足分を再生可能エネルギー証書（REC）市場より購入して義務を履行する。 この証書発行の対象に、電気温水器→太陽熱温水器又はヒートポンプ式給湯器への更新も含まれている。 更新による電力削減量1MWhが1RECの価値を持つ。 太陽熱温水器を購入した家庭は、直接又はエージェントを通じてRECs相当の現金受取または太陽熱温水器の割引を受ける。 太陽熱温水器のRECsは、みなしで決定される。
製品認証	<ul style="list-style-type: none"> 太陽熱温水器メーカーは、認定試験期間の認証を得た後、再生可能エネルギー規制官事務局に製品の登録申請を行う。
みなし制度	<ul style="list-style-type: none"> メーカーは上記の申請時に、自社製品のRECs計算が必須となっている。 この計算がみなしで行われており、確度担保のためにAS/NZS4234規格のTRNSYSシミュレーション計算ソフト（建築環境シミュレーションの1つ）の使用が義務付けられている。



(参考)再生可能エネルギー熱証書に関する事例② 国内

制度名	グリーンエネルギー認証センターにおけるグリーン熱証書
対象エネルギー	太陽熱、雪氷エネルギー、バイオマス熱
制度概要	自然エネルギーにより発生された熱（具体的には上記の3つ）のもつグリーン熱価値の購入を希望する需要家が、一定のプレミアムを支払うことにより、熱自体とは切り離されたグリーン熱価値を証書等の形で保有し、その事実を広く社会に向けて公表できる仕組み。
実績	2011年9月末時点で、設備認定は太陽熱13設備（集熱器面積2,161㎡）、雪氷エネルギー5設備（貯雪氷量3,521t）、バイオマス熱4設備（ボイラ容量82,734kW）。 ただし、認証された熱証書としての実績は太陽熱1設備による988GJのみ。



2. 我が国のグリーン熱証書の課題

- 我が国のグリーン熱証書制度は、2009年4月に発足しているが、先に示したとおり熱量の認証が行われた設備は1設備のみにとどまっている。
- 資源エネルギー庁が2011年2月にとりまとめた「再生可能エネルギー等の熱利用に関する報告書(案)」によると、熱証書制度の課題は以下の3点にあるとしている。
 1. 熱量の把握方法
冷・温水の計測には積算熱量計が商品化されているが、蒸気などは計量器としての商品化が行われていない。また、積算熱量計は口径40mm以下の場合計量法上の特定計量器に該当するため費用が高額となっている。
 2. 現地調査
グリーン熱としての要件を満たす条件に熱設備の現地調査が必須となっているが、個別具体の事例に対して利害関係のない第三者的立場から客観的に判断できる専門家が少ない。
 3. グリーン熱証書の市場創出
先行して存在するグリーン電力証書制度における証書購入は、公的報告制度に証書が採用されることを期待しつつ、現状では主にCSR活動や宣伝広告と言った活用にニーズが限定されている。これを踏まえると、グリーン熱証書でも熱証書の活用方法が課題であり、公的報告制度等へのグリーン熱証書採用の検討が求められる。
- ここでは、3点目にあるグリーン熱証書の市場創出に着目し、望ましい市場創出のあり方を検討する。

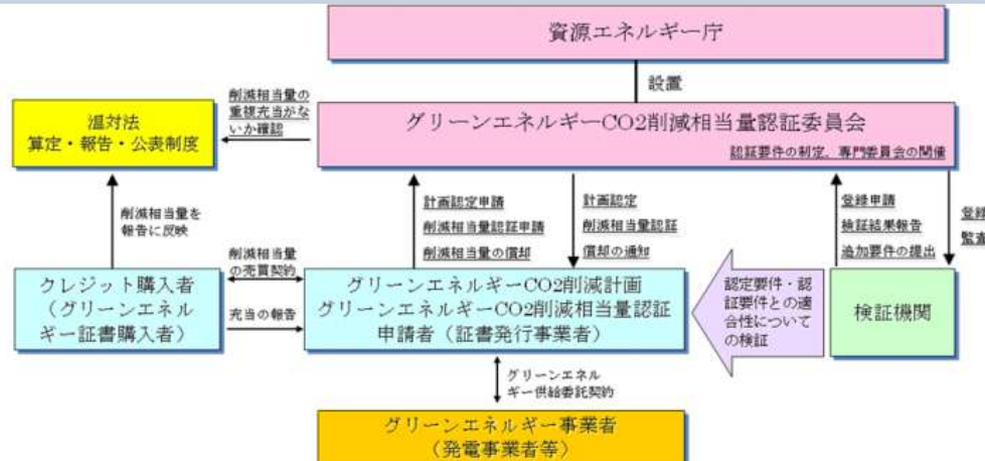
3. グリーン熱証書の市場創出について①

- グリーン熱証書の市場創出のあり方としては、主に自主的な調達を促す仕組みと、一定量の調達を義務付ける仕組みが考えられる。
- 現行の我が国の環境・エネルギー政策との整合性を踏まえると、以下に示す制度オプションが考えられる。

自主的な調達	地球温暖化対策推進法に基づく温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度において、事業者が報告すべき排出量からグリーン熱証書に対応するCO2排出削減量を控除可能とする。
調達義務化①	エネルギー供給事業者に対して、一定量のグリーン熱証書の調達を義務付ける制度を構築する。例えば、エネルギー供給構造高度化法において、新たな判断の基準を設けることが考えられる。
調達義務化②	新築建築物の建築主に対してグリーン熱の利用が義務化された場合に、直接的にはその義務を果たすことが出来ない場合、グリーン熱証書の代用が認められる制度とすることが考えられる。

- このうち、算定・報告・公表制度における控除の仕組みについては、現在「グリーンエネルギーCO2削減相当量認証制度」の検討が政府で進められているため、以下では調達義務化について更なる検討を行う。

グリーンエネルギーCO2削減相当量認証制度のスキーム案



出典：平成23年度グリーンエネルギー証書制度基盤整備事業 公募仕様書

3. グリーン熱証書の市場創出について②

- 現行のエネルギー供給構造高度化法における、非化石エネルギー源の利用に係る判断の基準は以下のとおり。一般電気事業者等、一般ガス事業者等及び石油精製業者に対して、利用目標が示されている。

	非化石エネルギー源の利用に関する一般電気事業者等の判断基準	非化石エネルギー源の利用に関する一般ガス事業者の判断の基準	非化石エネルギー源の利用に関する石油精製業者の判断の基準
利用目標	<ul style="list-style-type: none"> ○一般電気事業者：平成32年における非化石電源比率を原則50%以上とする。 ○特定規模電気事業者：平成32年に非化石電源比率を2%以上とする。 	<ul style="list-style-type: none"> ○平成27年において、下水処理場等で発生する余剰バイオガスの推定量（適正なコストで調達できるもの）の80%以上を利用すること。 	<ul style="list-style-type: none"> ○2017年度におけるバイオエタノールの利用目標量（総計）を50万klとする。
実施方法	<ul style="list-style-type: none"> ○原子力発電所の新增設の計画的かつ着実な実施、設備擁立の向上。 ○再生可能エネルギー源を利用した電源の新增設、系統安定化対策 等 	<ul style="list-style-type: none"> ○バイオガスの調達条件の策定・公表等 	<ul style="list-style-type: none"> ○バイオエタノールをガソリンに混合して自動車の燃料として供給 ○LCAでのCO2削減効果を評価したバイオエタノールを利用 等

- 新たな制度では、上記の一般電気事業者等、一般ガス事業者及び石油精製業者に加え、熱供給事業者も利用目標対象者とすることが考えられる。
- これらの事業者に対して、例えば販売しているエネルギー量に応じて、一定量のグリーン熱を直接発生又は調達して需要家に供給するか、グリーン熱証書又はグリーンエネルギーCO2削減相当量の保有を義務付けることが考えられる。

3. グリーン熱証書の市場創出について③

- エネルギー供給事業者が目標達成するための手段としては、以下の2とおりとする。

緑の矢印  は目標達成に適用可能な熱量

エネルギー供給事業者（一般電気事業者等）、ガス事業者、石油精製業者、熱供給事業者）

目標達成手段①

事業者自らグリーン熱を発生させるか、グリーン熱を直接調達し、自家消費又は他人に供給する。

事業者バウンダリ

自家消費

グリーン熱設備

他人に供給

他者バウンダリ

目標達成手段③

他人が発生させ自家消費又は供給した熱のグリーン価値を証書として購入する。

事業者バウンダリ

熱証書を保有

グリーン価値を支払

他者バウンダリ

自家消費/
他人に供給

グリーン熱設備

- 供給側への義務以外に、**新築建築物に対して原則再生可能エネルギー熱の利用を義務付けた上で、適切な価格での調達が可能で困難な場合のみグリーン熱証書の調達による代用を認める制度**も考えられる。
- **需要家への義務化は、基本的に適切なコストでの導入が可能となった環境で行われることが望ましく**、IEAのETPで整理されているとおり、ある程度熱証書の市場が育った時点が導入の時期と考えられる。ただし、導入の検討自体は供給側への義務化と並行して進めることが考えられる。