

**低炭素社会づくりのための
エネルギーの低炭素化に向けた提言
(2050年再生可能エネルギー等分散型エネルギー
普及可能性検証検討)**

低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及拡大方策等検討会

はじめに

本業務は、中長期的な再生可能エネルギーの普及見通しについての定量的な検証と普及を実現させるための方策をとりまとめるとともに、地域における再生可能エネルギービジネス振興方策をとりまとめることを目的とする。検討は、3ヶ年の期間で最終的なとりまとめを行うことを想定している。

原発依存度の低減という方針の下で、地球温暖化対策を進めつつ平時に国産エネルギーを確保し、緊急時にも必要最低限のエネルギーを得るために、環境・防災・エネルギーセキュリティ等の観点から国内技術を活かした再生可能エネルギーの戦略的な普及を推進していくことが必要となっている。中長期的にどの程度まで野心的な導入が可能かについての定量的な検証を行い、普及のための障壁、障壁を乗り越えるための方策を検討する。

また、分散型エネルギーである再生可能エネルギーの普及を進めるためには地域でのエネルギー自立に向けた取組を振興していく必要があり、その方策についても検討を行う。

今後3ヶ年を想定した場合の、再生可能エネルギーに関する主な調査事項は以下のとおりである。

平成
24
年度

- ① 海外のレポート、実態調査（IPCCのSRREN、EUのエネルギーロードマップ、ドイツのEnergy Target2050などの概要をまとめるとともに、欧州ではどのような検討、調査を行い、2050年に再生可能エネルギー大量導入可能と考えているのか海外調査、検証）。
- ② 国内の計画、実態調査（エネルギー基本計画を巡る動向、2013年以降の地球温暖化対策計画、FITの施行等を踏まえ国内での再生可能エネルギー普及に向けた動向を整理）。
- ③ 上記を踏まえ、再生可能エネルギービジネス振興方策、再生可能エネルギー普及方策、2050年までの系統影響分析、再生可能エネルギー普及のための需要側対策、モデル地域（自治体レベル）での再生可能エネルギー普及計画策定の検討を実施。

平成 25 年度	<ul style="list-style-type: none"> ① 1年目の海外レポート、実態調査を踏まえ、更に論点を整理し、海外調査、技術的、社会的な外部費用も含めた経済的な実現可能性の検証を実施。 ② 国内の再生可能エネルギー普及状況、施策の施行実施状況を踏まえ、関係者からの経済的、非経済的障壁の洗い出し。 ③ 上記を踏まえ、再生可能エネルギービジネス振興方策、再生可能エネルギー熱普及方策、2050年までの系統影響分析、再生可能エネルギー普及のための需要側対策、モデル地域（自治体レベル）での再生可能エネルギー普及計画策定の検討を実施。
平成 26 年度	<ul style="list-style-type: none"> ① 1年目、2年目の海外レポート、実態調査を踏まえ、技術的、社会的な外部費用も含めた経済的な2050年に再生可能エネルギーを基幹エネルギーとするシナリオの実現可能性の検証を取りまとめ。 ② 2年目の関係者からの経済的、非経済的障壁の洗い出しを踏まえ、国内外における再生可能エネルギーグリーン成長戦略をとりまとめ。 ③ 上記を踏まえ、再生可能エネルギービジネス振興方策、再生可能エネルギー普及方策、2050年までの系統影響分析、再生可能エネルギー普及のための需要側対策、モデル地域（自治体レベル）での再生可能エネルギー普及計画の策定、再生可能エネルギーの普及見通しとその費用対効果分析を実施。

本調査の活用方策は、上記の検討事項を調査することで、平成27年度に見込まれる地球温暖化対策計画等への反映、ダーバン・プラットフォーム交渉における我が国の2020年以降の目標の議論（2015年末目途）に貢献することにある。

目 次

1. 再生可能エネルギー導入加速化の必要性	1
1.1 再生可能エネルギー普及検討の背景・経緯.....	1
1.2 再生可能エネルギーの定義.....	4
1.3 再生可能エネルギー普及の意義.....	5
1.4 ロードマップの必要性.....	23
1.5 参考文献.....	24
2. 世界全体と国内外における再生可能エネルギーの現状と将来見通し	26
2.1 再生可能エネルギーの導入実績.....	26
2.2 再生可能エネルギー導入の将来見通し.....	38
2.3 ドイツ・英国・EUの再生可能エネルギー普及に向けたロードマップ.....	49
2.4 中長期的な技術動向.....	62
2.5 参考文献.....	66
3. 再生可能エネルギーの大量導入に向けた課題と対応方策	69
3.1 再生可能エネルギー電気支援施策.....	70
3.2 電力需給システム整備.....	85
3.3 再生可能エネルギー熱等支援施策.....	93
3.4 エネルギーデータベース等情報基盤の整備.....	117
3.5 地域における再エネビジネス振興方策等の在り方.....	128
3.6 参考文献.....	144
4. 再生可能エネルギーの導入見込量	148
4.1 再生可能エネルギー導入見込量の考え方と総括.....	148
4.2 再生可能エネルギー電気の導入見込量.....	155
4.3 再生可能エネルギー熱の導入見込量.....	173
4.4 参考.....	191
4.5 参考文献.....	201
5. 再生可能エネルギーの導入に伴う効果・影響分析	203
5.1 賦課金の推計について.....	203

5.2 再生可能エネルギー導入による便益.....	211
5.3 電力システム影響分析.....	214
5.4 参考文献.....	226
6. 再生可能エネルギー分野のロードマップと今後の課題.....	228
6.1 再生可能エネルギー分野のロードマップ.....	228
6.2 今後の課題.....	236

参考資料

参考資料 1 欧州調査結果報告.....	参 1
参考資料 2 欧州調査ヒアリング結果概要.....	参 13
参考資料 3 米国調査結果報告.....	参 32
参考資料 4 米国調査ヒアリング結果概要.....	参 52
参考資料 5 平成 22 年度調査対象事例のフォローアップ調査結果及び新たな注目事例の ヒアリング結果.....	参 74
参考資料 6 再生可能エネルギープロジェクトの導入促進検討のための既存の支援策	参 87
参考資料 5 モデル地域における再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及シナリオの 検討.....	参 96

目次

図 1-1	再生可能エネルギーの検討領域	4
図 1-2	再生可能エネルギー導入によるメリット	6
図 1-3	日本の発電技術のライフサイクル CO2 排出量評価	7
図 1-4	IEA 2℃シナリオにおける各低炭素技術の貢献度	8
図 1-5	一次エネルギー自給率と中東依存率の各国比較	8
図 1-6	化石燃料の輸入金額の推移	9
図 1-7	再生可能エネルギーの発電コスト見通し	10
図 1-8	化石燃料の輸入コストの見通し (New Policies Scenario/名目価格)	10
図 1-9	太陽電池関連特許出願数と小型太陽光発電プロジェクトへの投資状況	11
図 1-10	Hywind プロジェクト	12
図 1-11	WindFloat プロジェクト	12
図 1-12	地熱発電技術の世界シェア	13
図 1-13	スマートコミュニティの概要	14
図 1-14	世界スマートシティの項目別累計市場	14
図 1-15	再生可能エネルギー設備への投資額上位 10 か国 (2011 年, 10 億ドル)	15
図 1-16	世界の諸地域における再生可能エネルギー技術の研究開発への投資 (2011 年, 10 億ドル)	15
図 1-17	六ヶ所村スマートグリッド実証実験	21
図 2-1	再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給の供給実績 (世界全体)	26
図 2-2	再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給の供給実績 (OECD 加盟国)	26
図 2-3	再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給の供給実績 (日本)	27
図 2-4	再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給の供給実績 (ドイツ・英国・スペイン・イタリア)	28
図 2-5	世界の再生可能エネルギーによる設備容量	29
図 2-6	世界の再生可能エネルギーによる発電電力量	29
図 2-7	新規発電所に占める再生可能エネルギーの割合 (世界全体)	30
図 2-8	OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる設備容量	31
図 2-9	OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる発電電力量	31
図 2-10	日本の再生可能エネルギーによる設備容量	32
図 2-11	日本の再生可能エネルギーによる発電電力量	32
図 2-12	ドイツの再生可能エネルギーによる設備容量	34
図 2-13	ドイツの再生可能エネルギーによる発電電力量	34

図 2-14	英国の再生可能エネルギーによる設備容量	35
図 2-15	英国の再生可能エネルギーによる発電電力量	35
図 2-16	スペインの再生可能エネルギーによる設備容量	36
図 2-17	スペインの再生可能エネルギーによる発電電力量	36
図 2-18	イタリアの再生可能エネルギーによる設備容量	37
図 2-19	イタリアの再生可能エネルギーによる発電電力量	37
図 2-20	世界の再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給の見通し	39
図 2-21	OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給の見通し	39
図 2-22	世界の再生可能エネルギーによる設備容量の見通し	40
図 2-23	世界の再生可能エネルギーによる発電電力量の見通し	40
図 2-24	OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる設備容量の見通し	41
図 2-25	OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる発電電力量の見通し	41
図 2-26	日本の再生可能エネルギーによる設備容量の見通し	42
図 2-27	日本の再生可能エネルギーによる発電電力量の見通し	42
図 2-28	ドイツの再生可能エネルギーによる設備容量の見通し	43
図 2-29	ドイツの再生可能エネルギーによる発電電力量の見通し	43
図 2-30	英国の再生可能エネルギーによる設備容量の見通し	44
図 2-31	英国の再生可能エネルギーによる発電電力量の見通し	44
図 2-32	EU の再生可能エネルギーによる設備容量の見通し (EU Energy Roadmap 2050)	46
図 2-33	EU の再生可能エネルギーによるエネルギー生産量の見通し (EU Energy Roadmap 2050)	46
図 2-34	EU の再生可能エネルギーによる設備容量の見通し (Rethinking 2050)	47
図 2-35	EU の再生可能エネルギーによる電力消費の見通し (Rethinking 2050)	47
図 2-36	Energy Concept of 2010 のアクションプランと追加的エネルギーパッケージ	49
図 2-37	Energy Concept of 2010 : 各シナリオにおける CO2 排出量の推移	53
図 2-38	Energy Concept of 2010 の再生可能エネルギーに関するアクションプランの詳細	53
図 2-39	Renewable Energy Roadmap 策定の背景・メリット	54
図 2-40	Renewable Energy Roadmap における今後の再生可能エネルギー導入見込	57
図 2-41	EU 指令および各種ロードマップ策定のタイムライン	58
図 2-42	最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギーの割合[%]	59
図 2-43	CO2 排出量削減に向けて投資が見込まれる技術	62

図 2-44	高温岩体発電の模式図.....	63
図 2-45	EGS プラントの開発地点.....	64
図 2-46	方式別の地熱発電の設備容量のロードマップ	64
図 2-47	集光型太陽光発電の模式図.....	65
図 3-1	本章の検討範囲.....	69
図 3-2	ドイツの固定価格買取制度における太陽光発電の導入フローと買取価格....	72
図 3-3	調達価格見直し変更のイメージ	72
図 3-4	調達価格見直し変更による調達価格変化.....	73
図 3-5	過剰利益の抑制.....	74
図 3-6	買取負担の抑制.....	74
図 3-7	累積導入量の変化.....	74
図 3-8	欧州各国における系統増強費用負担の考え方	76
図 3-9	我が国における自然変動電源の出力抑制の位置づけ	77
図 3-10	市場の成熟度合いに応じた再生可能エネルギー電気への支援策	80
図 3-11	規制・制度改革に関する検討体制.....	80
図 3-12	再生可能エネルギー電気の普及拡大に向けたロードマップ	84
図 3-13	欧米調査から得られた電力需給システム上の課題と我が国への示唆.....	86
図 3-14	ドイツにおける再生可能エネルギー導入拡大に伴う課題解決アプローチ..	87
図 3-15	ドイツにおける送電線計画.....	89
図 3-16	エネルギー供給インフラ（電力系統）のロードマップ.....	92
図 3-17	エネルギー供給インフラ（電力系統以外）のロードマップ	92
図 3-18	家庭（左）、ホテル（右）の用途別エネルギー消費構成.....	93
図 3-19	熱需要の温度帯.....	93
図 3-20	再生可能エネルギー熱支援施策のオプション	95
図 3-21	普及段階別の適切な支援施策.....	96
図 3-22	ドイツ再生可能エネルギー熱法に基づく導入実績（2009年）	98
図 3-23	再生可能熱インセンティブ制度における政府予算と実績.....	101
図 3-24	CHP Development Map.....	102
図 3-25	National Heat Map.....	102
図 3-26	オーストラリアのグリーンエネルギー証書制度のスキーム	104
図 3-27	我が国の太陽熱導入停滞の悪循環.....	106
図 3-28	太陽熱導入良循環のための施策	107
図 3-29	東京都における「熱は熱で」キャンペーンイメージ	107
図 3-30	ソーラー住宅デザインコンペティション.....	109
図 3-31	グリーン熱量認証制度概要.....	110
図 3-32	グリーン熱量認証実績.....	110

図 3-33	我が国の地中熱導入停滞の悪循環.....	112
図 3-34	地中熱導入良循環のための施策	112
図 3-35	地中熱に対する支援施策	113
図 3-36	再生可能エネルギー熱の支援の方向性	114
図 3-37	再生可能エネルギー熱ロードマップ	114
図 3-38	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	115
図 3-39	エネルギー供給事業者へのグリーン熱導入義務付け	116
図 3-40	最終消費に対する再生可能エネルギーシェアと目標値との比較	118
図 3-41	再生可能エネルギーによる発電電力量と総発電電力量に占めるシェア	118
図 3-42	輸送分野の最終消費に対する再生可能エネルギーシェア	118
図 3-43	ドイツにおける 1990 年以降の再生可能エネルギー電気の発電電力量	119
図 3-44	ドイツにおける 1997 年以降の再生可能エネルギー熱の供給量	119
図 3-45	AGEE-stat のアウトプット俯瞰図	120
図 3-46	ドイツにおける発電電力量：従来型エネルギーと太陽光風力	121
図 3-47	ドイツにおける発電電力量：第 20 週	121
図 3-48	Interactive Maps における表示例	123
図 3-49	米国における風況マップ	123
図 3-50	米国における地熱資源マップ	124
図 3-51	本検討の対象プロジェクト	129
図 3-52	再生可能エネルギープロジェクトにおける課題の全体像	130
図 3-53	再生可能エネルギー導入プロジェクト実施主体に内在する重要課題	130
図 3-54	問題の所在の整理	131
図 3-55	作業仮説の設定	132
図 3-56	調査対象事業者	134
図 3-57	調査対象事業者（事業スキーム別）	134
図 3-58	調査対象事例の事業者の規模等別整理	135
図 3-59	課題と対応方策の在り方	138
図 3-60	具体的施策と事業スキームとの相関図	141
図 3-61	具体的施策と実施段階の整理	141
図 3-62	低炭素まちづくりへの移行イメージ	142
図 3-63	地域ビジネスに関するロードマップ（案）	143
図 4-1	中小水力、地熱、バイオマス、風力発電の推計方法	149
図 4-2	太陽光発電の推計方法	149
図 4-3	再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給量	152
図 4-4	再生可能エネルギー電気の発電設備容量	153
図 4-5	再生可能エネルギー電気の発電電力量	154

図 4-6	住宅の投資回収年数・初期費用と太陽光発電導入率の関係	156
図 4-7	非住宅・公共建物の IRR と太陽光発電導入実績の関係.....	157
図 4-8	メガソーラーの IRR と太陽光発電導入実績の関係.....	157
図 4-9	EPIA2011 加速シナリオにおける太陽光発電導入量.....	158
図 4-10	太陽光発電システム価格の想定	158
図 4-11	住宅の太陽光発電の導入実績とモデルの比較.....	159
図 4-12	非住宅・公共建物の太陽光発電の導入実績とモデルの比較	160
図 4-13	メガソーラーの太陽光発電の導入実績とモデルの比較.....	160
図 4-14	太陽光発電導入見込量の推計フロー	160
図 4-15	回避可能原価と買取価格の推移（中位）	162
図 4-16	太陽光発電の導入見込量（中位）	163
図 4-17	回避可能原価と買取価格の推移（高位）	164
図 4-18	太陽光発電の導入見込量（高位）	165
図 4-19	回避可能原価と買取価格の推移（低位）	166
図 4-20	太陽光発電の導入見込量（低位）	167
図 4-21	太陽光発電 3 ケースの比較.....	168
図 4-22	中小水力発電の区分毎の発電単価別ポテンシャル量	169
図 4-23	中小推力発電の区分別導入見込量の考え方	170
図 4-24	中小水力発電の導入見込量（昨年度）	170
図 4-25	中小水力発電の導入見込量（見直し後）	171
図 4-26	海洋エネルギーの新技術（浮体式洋上風力・潮力同時発電システム） ...	172
図 4-27	再生可能エネルギー熱導入見込量の検討範囲	173
図 4-28	将来の家庭・業務の熱需要見込み.....	174
図 4-29	再生可能エネルギー熱とその利用.....	175
図 4-30	再生可能エネルギー熱導入量、化石燃料削減量の定義.....	176
図 4-31	EU におけるヒートポンプ利用時の再生可能エネルギー利用量の定義..	177
図 4-32	ヒートポンプ効率向上の目標.....	178
図 4-33	住宅への太陽熱利用導入見込のシナリオ.....	179
図 4-34	住宅への太陽熱利用導入見込量の推計フロー	180
図 4-35	太陽熱利用の導入ポテンシャル	180
図 4-36	太陽熱利用の導入見込量（昨年度）	181
図 4-37	太陽熱利用の導入見込量（見直し後）	181
図 4-38	地中熱利用の導入見込量の考え方.....	182
図 4-39	戸建住宅における地中熱利用導入戸数	183
図 4-40	事務所における地中熱利用導入延床面積.....	184
図 4-41	業務部門（既築）の地中熱利用設置対象面積	185

図 4-42	地中熱利用の導入見込量と供給可能熱量.....	186
図 4-43	我が国の地下水利用量.....	187
図 4-44	地下水熱の導入見込量と供給可能熱量.....	188
図 4-45	地下水熱の導入見込量.....	188
図 4-46	農業のガラス室・ハウス等におけるエネルギー消費量の推計.....	189
図 4-47	再生可能エネルギー熱導入見込量まとめ.....	190
図 4-48	再生可能エネルギー電気の導入ポテンシャルの定義.....	194
図 4-49	再生可能エネルギー電力・再生可能エネルギー熱ポテンシャルの地域分布	195
図 4-50	電力需要・熱需要の地域分布.....	197
図 4-51	地域別の電力・熱自給ポテンシャル.....	199
図 5-1	将来の回避可能費用単価（円/kWh、税抜き）.....	204
図 5-2	2020年までの導入見込量に対する賦課金単価の推計.....	207
図 5-3	標準世帯の月あたり負担額推移.....	207
図 5-4	2030年までの導入見込量に対する賦課金単価の推計.....	208
図 5-5	標準世帯の月あたり負担額推移.....	208
図 5-6	感度分析に用いた回避可能費用単価と環境価値単価.....	209
図 5-7	分析フローの概要.....	215
図 5-8	地域ブロック.....	215
図 5-9	需給バランス・調整力バランスの検証フロー.....	216
図 5-10	需給バランス及び調整力バランス確保の考え方.....	217
図 5-11	電力需要の1時間別パターンの設定.....	220
図 5-12	太陽光発電の1時間別出力パターンの設定：東日本.....	221
図 5-13	風力発電の1時間別出力パターンの設定：東日本.....	222
図 5-14	再生可能エネルギー電源の出力抑制必要量：基本ケース（2020年）.....	223
図 5-15	再生可能エネルギー電源の出力抑制必要量：基本ケース（2030年）.....	223
図 5-16	風力発電の導入見込量の地域配分：2030年、感度分析ケース.....	224
図 5-17	風力発電の導入地域の見直し結果（2030年）.....	225
図 6-1	再生可能エネルギー普及基盤確立のための支援ロードマップ（電気）.....	229
図 6-2	再生可能エネルギー普及基盤確立のための支援ロードマップ（熱等）.....	230
図 6-3	再生可能エネルギー普及基盤確立のための支援ロードマップ（共通部分）	231
図 6-4	再生可能エネルギーの普及段階に応じた社会システム変革のための施策ロー ドマップ.....	232
図 6-5	次世代のエネルギー供給インフラ整備推進ロードマップ（電力系統）.....	233
図 6-6	次世代のエネルギー供給インフラ整備推進ロードマップ（電力系統以外・共通）	

.....	234
図 6-7 地域が地域のために支援する施策パッケージロードマップ	235

表目次

表 1-1	再生可能エネルギー普及検討の経緯	2
表 1-2	2012 年度検討会・作業部会委員	3
表 1-3	ドイツにおける再生可能エネルギー導入拡大の意義	5
表 1-4	無電化地域への再生可能エネルギー導入検討事例	16
表 1-5	再生可能エネルギー発電導入による雇用効果	17
表 1-6	再生可能エネルギー導入による雇用者推計（千人）（2011 年）	17
表 1-7	地域・NPO による再生可能エネルギービジネスの例	18
表 1-8	湖南省地域自然エネルギー基本条例：基本理念（平成 24 年 9 月 21 日施行）	19
表 1-9	飯田市再生可能エネルギーの導入による持続可能な地域づくりに関する条例（平成 25 年 2 月 27 日市議会定例会に提出）	19
表 1-10	災害時の住宅用太陽光発電の自立運転モードの利用実態	20
表 1-11	福島県再生可能エネルギー導入等による防災拠点支援事業（平成 24 年度）	20
表 1-12	スマートグリッド実証実験の災害時の状況	21
表 2-1	固定価格買取制度開始後の状況について	33
表 2-2	欧州と日本における各部門の再生可能エネルギー導入見通し比較	38
表 2-3	UK Renewable Energy Roadmap における設備容量の見通し	45
表 2-4	日本・ドイツ・英国の再生可能エネルギー発電導入見通し比較	48
表 2-5	Energy Concept of 2010 で設定される目標	50
表 2-6	Energy Concept of 2010：リファレンスシナリオの概要	51
表 2-7	Energy Concept of 2010：ターゲットシナリオの概要	51
表 2-8	Energy Concept of 2010：各シナリオにおける再生可能エネルギー普及等見通し	52
表 2-9	英国の再生可能エネルギー主要技術の 2020 年の導入見通し	56
表 2-10	Renewable Energy: A major player in the European energy market における各政策シナリオの特徴	60
表 2-11	Renewable Energy: A major player in the European energy market：現状趨勢ケースに対する各政策シナリオの比較	61
表 2-12	DOE による EGS 実証プロジェクト（2012 年 4 月現在）	63
表 3-1	再生可能エネルギーの種類別の規制・制度的な課題	70
表 3-2	固定価格買取制度に関する検討事項	71
表 3-3	再生可能エネルギー電気に関する規制・制度改革の検討状況（2012 年 7 月時	

点)	81
表 3-4 太陽光発電及び風力発電の大量導入に伴う課題	85
表 3-5 次世代送配電ネットワークの実現工程（平成 22 年度調査時）	85
表 3-6 ドイツの EEG における遠隔制御機能の設置義務化状況	88
表 3-7 次世代送配電ネットワークの実現工程（リバイス版）	91
表 3-8 再生可能エネルギー熱の導入拡大に向けた非経済的な課題	94
表 3-9 ドイツにおける再生可能エネルギー熱支援施策の枠組み	97
表 3-10 ドイツ再生可能エネルギー熱法の概要	98
表 3-11 英国における再生可能エネルギー熱支援施策の枠組み	99
表 3-12 再生可能熱インセンティブ制度による支払価格	100
表 3-13 英国の再生可能熱インセンティブ制度に関するヒアリング結果	101
表 3-14 スペインのソーラーオブリゲーションの概要	103
表 3-15 スペインのソーラーオブリゲーションに対する評価	103
表 3-16 オーストラリアにおけるグリーンエネルギー証書制度の概要	104
表 3-17 国内の地方公共団体における導入検討・導入義務施策の概要	105
表 3-18 国・東京都の太陽光・太陽熱に対する補助金制度の概要	108
表 3-19 太陽熱利用設備に対する主な認定基準	108
表 3-20 地中熱導入の課題	111
表 3-21 グリーン熱証書の制度オプション	115
表 3-22 非化石エネルギー源の利用に係る判断の基準	116
表 3-23 EU の renewable energy statistics における主要統計分野	117
表 3-24 EU 各国の一次エネルギーに対する再生可能エネルギーのシェア	117
表 3-25 2012 年 12 月のドイツにおける太陽光発電の新規導入箇所情報	120
表 3-26 Planning Database Extracts & Statistics における表示例	122
表 3-27 カリフォルニア州の種類別再生可能エネルギー導入量データ	124
表 3-28 総合エネルギー統計における再生可能エネルギーの把握方法	125
表 3-29 固定価格買取制度における設備認定公表データ（抜粋）	126
表 3-30 自然エネルギー白書 2012 の構成	126
表 3-31 作業部会の方法・手順	128
表 3-32 平成 22 年度調査対象事業者への調査項目	132
表 3-33 新規調査対象事業者への調査項目	133
表 3-34 調査から得られた意見や示唆	136
表 3-35 人的資源に関する施策イメージ	139
表 3-36 技術に関する施策イメージ	139
表 3-37 資金に関する施策イメージ	140
表 3-38 情報に関する施策イメージ	140

表 4-1	中小水力、地熱、バイオマス、風力発電の推計方法	149
表 4-2	太陽光発電の推計方法.....	149
表 4-3	再生可能エネルギー電気の種類別の前提条件	150
表 4-4	再生可能エネルギー熱の種類別の前提条件	151
表 4-5	再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給量.....	152
表 4-6	再生可能エネルギー電気の発電設備容量.....	153
表 4-7	再生可能エネルギー電気の発電電力量	154
表 4-8	太陽光発電の導入見込量の考え方.....	155
表 4-9	太陽光発電システムのコスト低減の想定.....	158
表 4-10	太陽光発電の導入実績(2012年)とモデルの比較	159
表 4-11	太陽光発電の計算条件(中位)	161
表 4-12	太陽光発電の導入見込量(中位)	163
表 4-13	太陽光発電の計算条件(高位)	164
表 4-14	太陽光発電の導入見込量(高位)	165
表 4-15	太陽光発電の計算条件(低位)	166
表 4-16	太陽光発電の導入見込量(低位)	167
表 4-17	余剰電力買取価格が家庭用電気料金を下回った場合のオプション.....	168
表 4-18	海洋エネルギー技術研究開発採択予定先一覧	171
表 4-19	風力、地熱、バイオマス及び海洋エネルギーの導入見込量(設備容量)	172
表 4-20	風力、地熱、バイオマス及び海洋エネルギーの導入見込量(発電量) ...	172
表 4-21	再生可能エネルギー熱の導入ポテンシャルの定義.....	173
表 4-22	将来の家庭・業務の熱需要見込み.....	174
表 4-23	EUにおけるヒートポンプ利用時の再生可能エネルギー利用量の定義....	177
表 4-24	ヒートポンプ効率向上の見込み	178
表 4-25	太陽熱利用の導入見込量の考え方.....	179
表 4-26	太陽熱利用の導入見込量	181
表 4-27	地中熱利用の導入見込量の考え方.....	182
表 4-28	戸建住宅の世帯数の推計	183
表 4-29	戸建住宅のエネルギー消費原単位.....	183
表 4-30	事務所、店舗、病院・診療所の建物数の推計	184
表 4-31	事務所、店舗、病院・診療所のエネルギー消費原単位.....	184
表 4-32	地中熱による暖房・冷房・給湯用熱の供給可能熱量	185
表 4-33	地中熱利用の導入見込量	186
表 4-34	地下水熱の導入見込量.....	187
表 4-35	農業のガラス室・ハウス等におけるエネルギー消費量推計結果	189
表 4-36	固定価格買取制度における買取価格・期間	191

表 4-37	固定価格買取制度において設定すべき IRR.....	192
表 4-38	固定価格買取制度における買取価格・IRR.....	192
表 4-39	資源エネルギー庁によるサーチャージ額の見込み.....	193
表 4-40	2012 年度における再生可能エネルギーの導入状況（11 月末時点）.....	193
表 4-41	各電力会社の回避可能費用単価.....	193
表 4-42	再生可能エネルギー電気の導入ポテンシャルの定義.....	194
表 4-43	再生可能エネルギー電力・再生可能エネルギー熱ポテンシャルの地域分布	196
表 4-44	電力需要・熱需要の地域分布.....	198
表 4-45	地域別の電力・熱自給ポテンシャル.....	200
表 5-1	電源別の賦課金推計の考え方.....	203
表 5-2	電力会社別及び全国平均の月別回避可能費用単価（円/kWh、税込み）....	204
表 5-3	電力会社別の燃料費単価と回避可能費用単価の比較.....	205
表 5-4	感度分析結果.....	209
表 5-5	産業連関表の修正手順.....	212
表 5-6	維持管理段階での経済波及効果・雇用創出効果の推計結果.....	212
表 5-7	太陽光発電及び風力発電の維持管理段階での経済波及・雇用効果.....	213
表 5-8	再生可能エネルギー導入による便益.....	213
表 5-9	電源構成に関するケース設定.....	218
表 5-10	風力発電、太陽光発電の地域電源構成に関するケース設定.....	219
表 5-11	揚水発電の容量に関する設定.....	219
表 5-12	検証にあたっての主な前提条件.....	220
表 6-1	分野別の検討課題.....	236

1. 再生可能エネルギー導入加速化の必要性

1.1 再生可能エネルギー普及検討の背景・経緯

1.1.1 再生可能エネルギー普及検討の背景

地球温暖化は地球全体の環境に深刻な影響を及ぼすものであり、既に世界的にも平均温度の上昇、雪氷の融解、海面水位の上昇が観測されているほか、我が国においても平均気温の上昇、農作物や生態系への影響、暴風、台風等による被害なども観測され、世界的に温暖化対策への取組を更に図っていくことが必要である。また、気候変動枠組条約に究極の目標として掲げられているとおり、気候系に対して危険な人為的干渉を及ぼすこととならない水準で大気中の温室効果ガスの濃度を安定化させ地球温暖化を防止することは人類共通の課題である。

世界的には、環境保全の在り方を経済活動に幅広く様々な影響を及ぼす制約要因と捉える従来の考え方に加えて、経済発展につながる成長要因として捉える動きが拡大している。我が国は、少子高齢化による生産年齢人口の減少により経済成長へのマイナスの影響が懸念され、経済社会の維持に不可欠なエネルギー、資源、食料の多くを諸外国に依存しており、持続可能性についてのさらなる検討が必要である。

他方で、2011年3月11日に発生した東日本大震災により、多大な犠牲を出し、住宅・工場の被災や電力不足による経済活動の停滞、東京電力福島第一原子力発電所の事故による放射性物質の一般環境への放出、それに伴う住民の避難を招くなど、我が国の社会経済に大きな影響を与えている状況が生じている。

我が国はライフスタイル、ワークスタイル、社会構造、エネルギーシステム等を改めて見直し、安全で安心できる持続可能な社会とはどのような社会かということを考えていくことが求められている状況にある。有限な化石燃料資源への依存度を低減させていく低炭素社会づくりは、その解のひとつであると考えられる。低炭素社会づくりに多様な主体が参画可能で、純国産エネルギーである再生可能エネルギーの普及拡大は極めて重要な21世紀の社会インフラ構築に向けた取組となるが、社会変革のための行程表（ロードマップ）を策定し、広く関係者や国民の認識の共有、予見可能性の向上、不確実性の低減を図っていくことが必要となっている。

1.1.2 再生可能エネルギー普及方策の検討経緯

低炭素社会構築のための再生可能エネルギー普及方策の検討は2008年度より環境省において継続的に実施されている(表 1-1)。我が国においては、2012年4月27日に閣議決定された第四次環境基本計画において2050年に温室効果ガス排出量の80%削減を目指すことを掲げており、2012年7月には再生可能エネルギー固定価格買取制度(FIT: Feed-in Tariff)が導入されたことを踏まえ、中長期的な再生可能エネルギーの普及見通しについての定量的な検証と普及を実現させるための方策のとりまとめと地域における再生可能エネルギービジネス振興方策のとりまとめに向けて、2012年度は「低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及拡大方策等検討会」を開催し、検討を行った。「低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及拡大方策等検討会」及びその下に設置された「地域における再エネビジネス振興方策等検討作業部会」の委員は表 1-2のとおりである。

表 1-1 再生可能エネルギー普及検討の経緯

<p>【2008年度】 低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策について(提言) (低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策検討会)</p>
<p>【2009年度】 低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化に向けた提言 (低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化検討会)</p>
<p>【2010年度】 低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化に向けた提言 (低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化検討会)</p>
<p>【2011年度】 低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化に向けた提言 (低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化検討会)</p>
<p>【2012年度】 「低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及拡大方策等検討会」 におけるとりまとめ</p>

表 1-2 2012 年度検討会・作業部会委員

【低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及拡大方策等検討会】

<座長>

倉阪 秀史 千葉大学法経学部総合政策学科 教授

<委員> (50 音順)

芦田 譲 環境・エネルギー・農林業ネットワーク 理事長

伊庭 健二 明星大学理工学部電気電子工学系 教授

榎原 友樹 株式会社イー・コンサル 代表取締役

江本 英史 株式会社日本政策投資銀行産業調査部 課長

大塚 直 早稲田大学大学院法務研究科 教授

荻本 和彦 東京大学生産技術研究所 特任教授

斉藤 哲夫 日本風力発電協会 企画局長

下田 吉之 大阪大学大学院工学研究科 教授

杉山 範子 名古屋大学大学院環境学研究科 特任准教授

谷口 信雄 東京都環境局都市地球環境部計画調整課 主任

【地域における再エネビジネス振興方策等検討作業部会】

<座長>

江本 英史 株式会社日本政策投資銀行産業調査部 課長

<委員> (50 音順)

浅沼 晃 盛岡信用金庫 常務理事

片桐 大輔 八十二銀行法人部コンサルティング営業グループ

斉藤 純夫 ウィンドコネクト株式会社 代表取締役

吉岡 剛 認定NPO法人 環境エネルギー政策研究所 研究員

1.2 再生可能エネルギーの定義

1.2.1 再生可能エネルギーの定義と本検討会の検討対象

各法律により再生可能エネルギーには複数の定義がされている。「エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律」（エネルギー供給構造高度化法）における定義は以下のとおりである。

- 太陽光、風力、その他非化石エネルギー源のうち、エネルギー源として永続的に利用することができるものと認められるものとして政令で定めるもの
⇒法令においては、太陽光、風力、水力、地熱、太陽熱、大気中の熱その他の自然界に存する熱、バイオマスが挙げられている。

また、「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」（固定価格買取制度：FIT）施行規則の適用対象は以下である。

- 太陽光発電、風力発電、水力発電、地熱発電、バイオマス発電

「低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及拡大方策等検討会」並びに本報告書において検討対象とする再生可能エネルギーは純国産エネルギーの普及拡大を目指すという観点から図 1-1 のとおりとした。

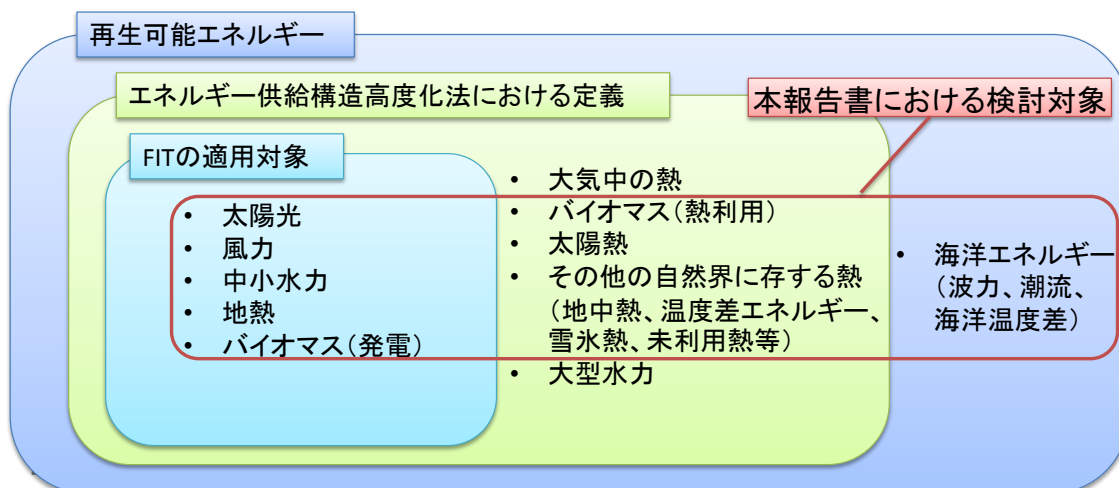


図 1-1 再生可能エネルギーの検討領域

1.3 再生可能エネルギー普及の意義

ここでは、ドイツ及び英国における再生可能エネルギー導入拡大の意義を踏まえ、我が国における再生可能エネルギー普及の意義を明らかにする。

1.3.1 ドイツにおける再生可能エネルギー導入拡大の意義

ドイツにおける再生可能エネルギー導入拡大には表 1-3 のような意義があるとされている。

表 1-3 ドイツにおける再生可能エネルギー導入拡大の意義

①持続的エネルギー供給
<ul style="list-style-type: none">● 持続的エネルギー供給は、政治的に非常に重要な課題。● 新興国でのエネルギー需要の拡大に伴う化石燃料の価格上昇リスクへの対応を講じないことは政治的に無責任と言われかねない。
②エネルギー自給率向上
<ul style="list-style-type: none">● 従来政治的に不安定な国からの一次エネルギー輸入に依存しており、燃料輸入依存からの脱却のために自給率を上げることが重視されるようになった。
③経済効果・雇用創出
<ul style="list-style-type: none">● 再生可能エネルギー拡大に同意が得られた最大の理由は、経済成長に貢献し、雇用も確保できるため（ドイツ国民は、再生可能エネルギーが盛んになったことを雇用が増えたことにより実感）。● 再生可能エネルギー導入に際して、ドイツでは経済的なチャンスが最初に述べられ、その後コストの議論がなされる。
④気候変動対策
<ul style="list-style-type: none">● 京都議定書、EU 目標への対応が必要であるが、ドイツとしての 2020 年目標の達成は可能な見込みである。● 特にエネルギー部門での貢献が大きく、電力の削減実績のうち半分は再生可能エネルギーの普及拡大によるもの。
⑤技術革新
<ul style="list-style-type: none">● マッキンゼーやローランド・ベルガー等の市場調査によると、再生可能エネルギーは市場規模が今後 3 倍、4 倍と拡大することと予測されている。● 再生可能エネルギー技術を世界市場に売り込んでいくためには、まずは国内での市場実績が問われる。

出典) ヒアリングより作成

1.3.2 英国における再生可能エネルギー導入拡大の意義

英国では再生可能エネルギー導入拡大には以下のような意義があるとされる。

- 国民の理解を得るためには、雇用と投資がキーファクターである。再生可能エネルギー導入に向けたロードマップの改訂版では、投資と雇用の章を追加している。
- 政治的なレベルでは、国内に良い面を強調する必要がある。安全保障、化石燃料依存

度低下、CO2 排出量の削減が遡及ポイントである。国民は多くの情報を与えられており、CO2 削減への意識が高い。

- 化石燃料の価格変動が大きいため、暖房・電力の価格が跳ね上がることが問題になってきた。再生可能エネルギーは一度発電設備が設置されればランニングが安いことがポイント。

1.3.3 我が国における国レベルでの導入拡大の意義

再生可能エネルギー導入によるメリットには図 1-2 に示すように、地球温暖化対策に関するグローバルなものから、エネルギー自給率の向上や化石燃料調達に伴う資金流出の抑制等の我が国のエネルギー政策に関するもの、産業の国際競争力の強化等の我が国の産業政策に関するもの、また雇用の創出や地域の活性化や非常時のエネルギー確保等のローカルなものまで、非常に多岐にわたる。このようなメリットを持つ再生可能エネルギーは、次世代に真に引き継ぐべき良質な社会資本と考えられる。

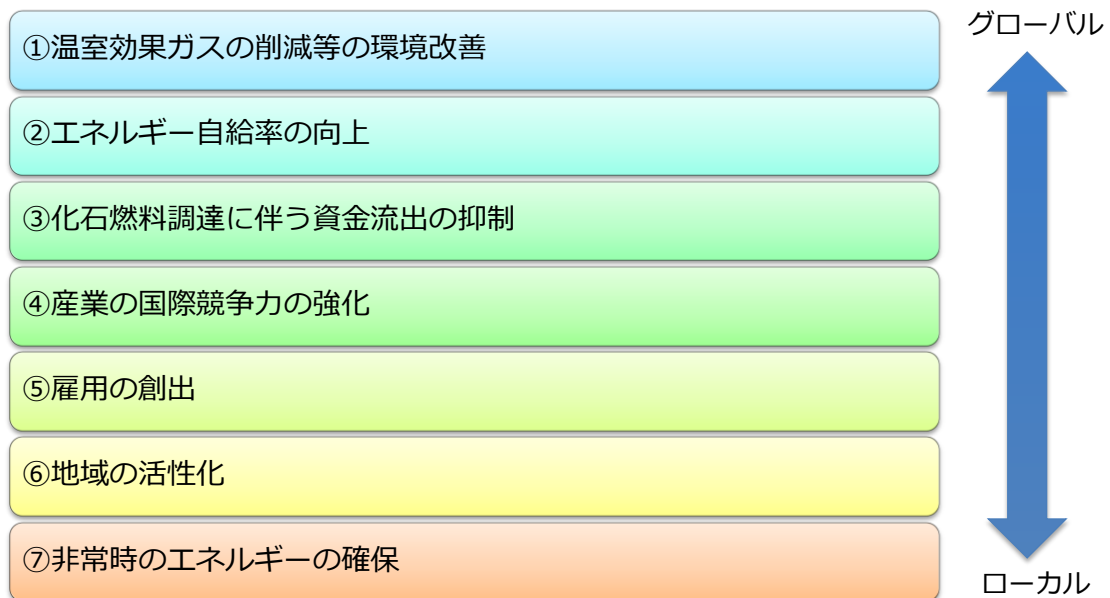


図 1-2 再生可能エネルギー導入によるメリット

以下では、①～⑦までの再生可能エネルギー導入メリットについての詳細を述べる。

(1) 必要性① 温室効果ガスの削減等の環境改善

再生可能エネルギーは、化石燃料と異なり利用時に温室効果ガスである CO₂ を排出しないため、化石燃料代替による温室効果ガス削減に大きく貢献するものである。再生可能エネルギーで発電を行う場合、設備の建設・廃棄等を含めたライフサイクル全体でも、化石燃料による発電に比べて CO₂ 排出を大幅に削減できる (図 1-3)。

International Energy Agency (IEA) の試算では、世界の 2050 年のエネルギー起源の CO₂ 排出量を 2009 年比半減させる際、再生可能エネルギーの寄与度は 28%と推計されている (図 1-4)。

また、化石燃料の再生可能エネルギーへの代替により NO_x 排出量が減少して大気汚染防止が実現されるほか、バイオマスの利活用が廃棄物の有効利用を可能にする等、再生可能エネルギーの利活用は温室効果ガス削減以外の環境改善にもつながる。

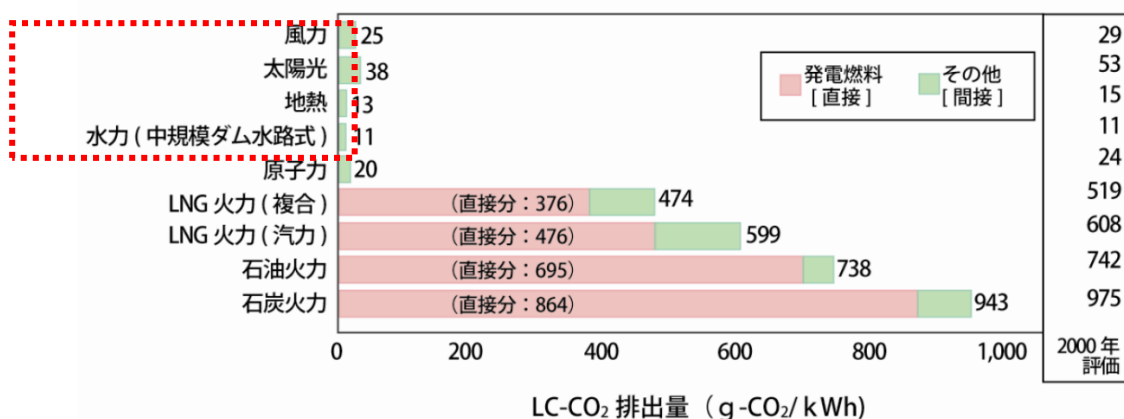
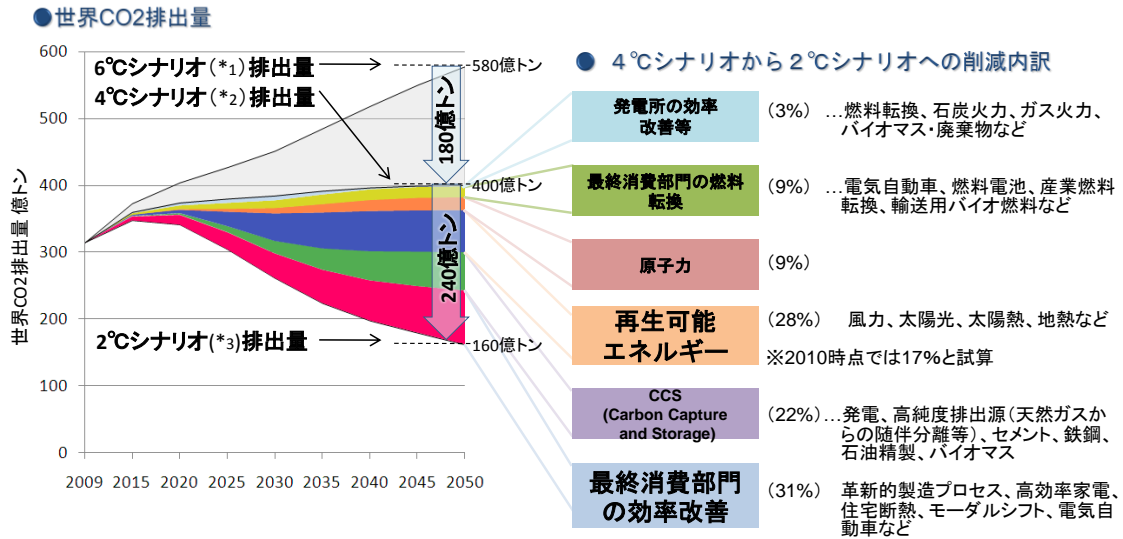


図 1-3 日本の発電技術のライフサイクル CO₂ 排出量評価

出典) (今村栄一, 長野浩司, 2010)



* 1 : 6°Cシナリオ=現在のトレンドを延長したシナリオ

* 2 : 4°Cシナリオ=各国の公約見込みシナリオ

* 3 : 2°Cシナリオ=世界半減シナリオ

※CCS : 二酸化炭素回収貯留技術

図 1-4 IEA 2°Cシナリオにおける各低炭素技術の貢献度

出典) (IEA, 2012a)

(2) 必要性② エネルギー自給率の向上

我が国は諸外国に比べて一次エネルギー自給率が4%（原子力を除く）と著しく低く、中東地域への一次エネルギー依存率も高い（図 1-5）。国産エネルギーである再生可能エネルギーの導入拡大による自給率向上は、エネルギーセキュリティ向上のための重要な手段である。

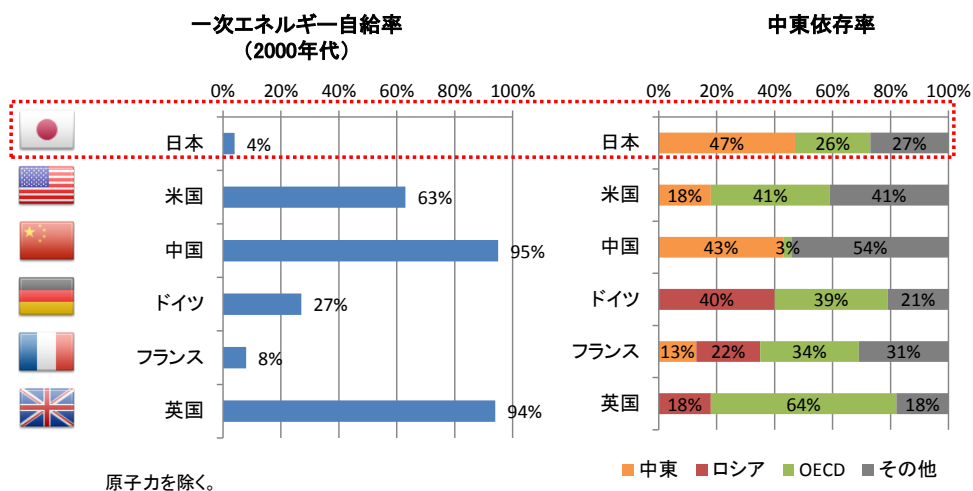


図 1-5 一次エネルギー自給率と中東依存率の各国比較

出典) 一次エネルギー自給率：(資源エネルギー庁, 2010a)

中東依存率：(資源エネルギー庁, 2010b)

(3) 必要性③ 化石燃料調達に伴う資金流出の抑制

原油価格の高騰に伴い、我が国は化石燃料調達のために、2004年以降毎年10兆円以上の資金を費やしている。2011年の化石燃料の輸入額（約21.8兆円）がGDPに占める割合は約4.6%で、この比率は10年間で約3倍となっている（図1-6）。国内での再生可能エネルギー導入により、化石燃料の輸入金額を削減することができる。

一方、再生可能エネルギー技術は発展の途上であり、今後の発電設備機器の技術革新、生産工程の改善、生産の大規模化によりエネルギー供給に要するコストの低減が見込まれる。風力発電、バイオマス発電、地熱発電等の一部の技術においては現状でも化石燃料を下回るコストでのエネルギー供給が可能であり、今後コストはさらに低減される見通しである（図1-7）。IEAによれば図1-8のように化石燃料の輸入コストは今後も増大が見込まれており、将来再生可能エネルギーによるエネルギー供給がより一層の経済合理性を有することが期待される。

また、再生可能エネルギーの導入にあたり設備の製造等が国内で行われれば海外からの輸入に頼る化石燃料に対し名目のコスト比較以上の経済的価値があると言える。

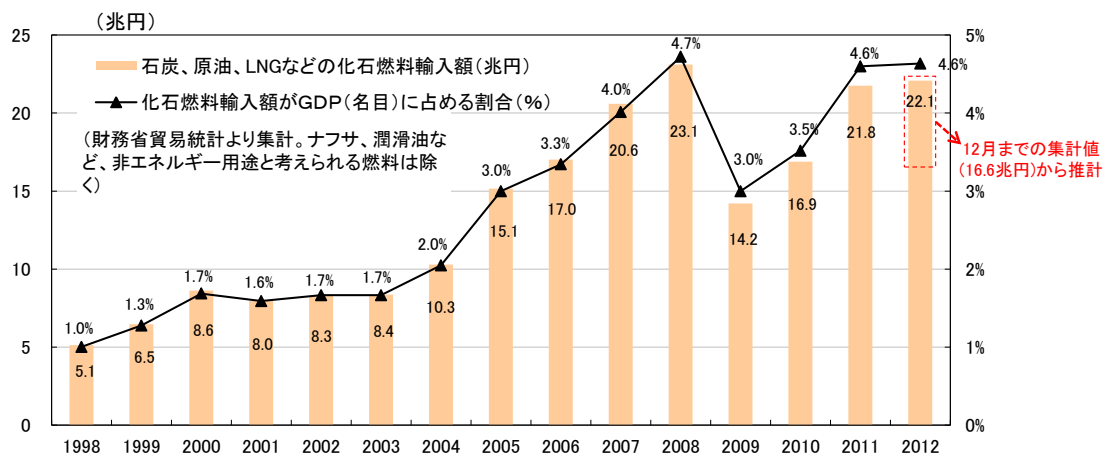
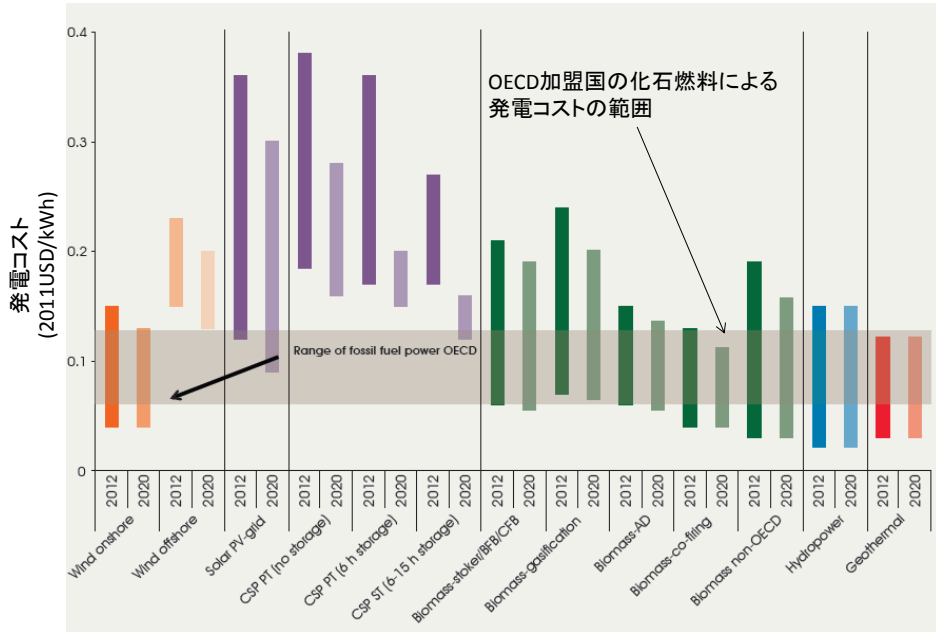


図 1-6 化石燃料の輸入金額の推移

出典) 財務省貿易統計、エネルギー・経済統計要覧（日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット）より作成

※2012年は4～12月までのデータによる。棒グラフの点線部分は、仮に2013年1～3月の輸入金額が、2012年の4～12月までの1/3と同じと仮定した場合の値。



※PT = parabolic trough(トラフ式) ST = solar tower(タワー式)

BFB/CFB = bubbling fluidised bed(気泡流動層)/circulating fluidised bed(循環流動層)

AD = anaerobic digestion(嫌気性消化)

図 1-7 再生可能エネルギーの発電コスト見通し

出典) (IRENA, 2012)

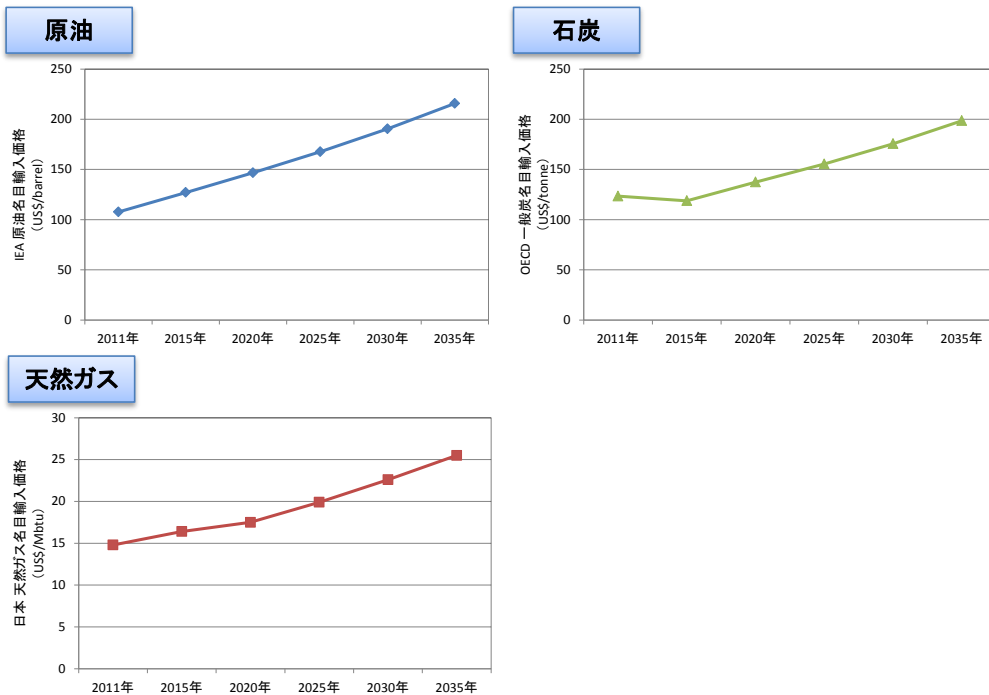


図 1-8 化石燃料の輸入コストの見通し (New Policies Scenario/名目価格)

出典) (IEA, 2012b)

※New Policies Scenario : 現在の政策が継続し、まだ正式には採用されていないが、すでに公表、計画されている政策が実施されることを見込むシナリオ

(4) 必要性④ 産業の国際競争力の強化

1) 再生可能エネルギー技術における我が国の現状

再生可能エネルギーの世界市場が拡大する中、技術的には我が国が先行していた太陽光発電の世界市場のシェアが縮小しており、風力発電の世界市場では Vestas や GE Energy といった欧州のメーカーが大きなシェアを占め、国内メーカーが伸び悩む(2010, NEDO)など、成長市場に十分参入できているとは言い難い状況である。また、再生可能エネルギー分野への投資も欧州諸国に比べて成長率が鈍い状況にある (図 1-9)。

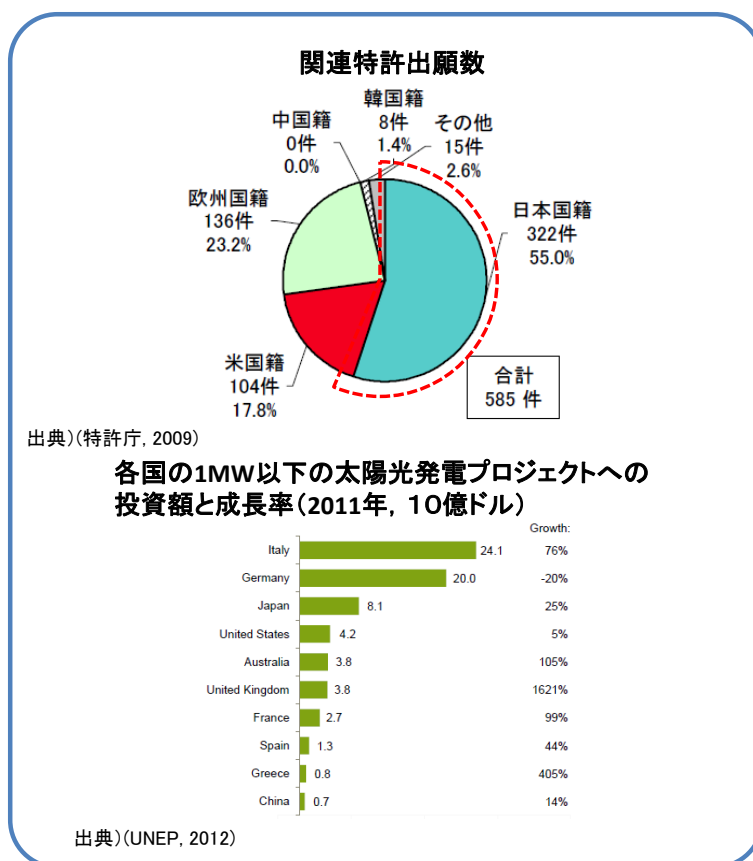


図 1-9 太陽電池関連特許出願数と小型太陽光発電プロジェクトへの投資状況

一方、浮体式洋上風力など新規分野では、スピード感を持った戦略的な技術開発を推進することにより世界を先導することが可能な状況にある。現在、洋上風力市場の中心である欧州で設置されているのは着床式洋上風力であるが、沿岸の適地の減少に伴い、より沖合の水深の深い海域への設置が必要となっており、浮体式洋上風力の実用化に向けた技術開発が活発化しつつある。水深が 50~60m 以上の海域では、浮体式洋上風力がコスト競争力を持つと考えられており、ノルウェーやスコットランド、フランス等が技術開発を進めている。浮体式洋上風力の技術開発を先導しているのはノルウェーで、早期から同技術に着目し、世界初の 2MW 級浮体式洋上風力のフルスケール実証試験を 2009 年より開始している (Hywind プロジェクト、図 1-10)。また、ポルトガルにおいても、2011 年より 2MW 浮体式洋上風力の実証研究が開始されている (WindFloat プロジェクト、図 1-11)。

我が国においても、環境省による長崎県・五島列島の栴島沖での浮体式洋上風力発電実証事業において、風車の直径 22m、発電能力 100kW の試験機を運転している。また、経済産業省による福島県沖の浮体式洋上風力実証事業において、三菱重工業、三井造船、日立製作所が、2MW および 7MW の浮体式洋上風力の技術開発を開始している。これらの技術が早期に実用化され、我が国市場で導入実績を積むことが出来れば、将来的に拡大が見込まれる世界市場における優位性を確保することが可能となる。

なお、浮体式洋上風力については、韓国の提案により、標準化作業部会が IEC (International Electrotechnical Commission : 国際電気標準会議) の TC88 (Technical Committee 88) の中に設置されている¹。浮体式洋上風力をめぐる国際的な動きに後れを取らないよう、スピード感を持った戦略的技術開発が必要とされている。



図 1-10 Hywind プロジェクト

出典) Siemens ホームページ



図 1-11 WindFloat プロジェクト

出典) Principle Power 社ホームページ

地熱用タービンなど我が国企業の実績および技術力により、世界市場における競争力を維持している分野も存在する (図 1-12)。地熱発電タービン、風力発電軸受、太陽電池用封止フィルムなどの、現状でシェアの高いとされる主要部材・素材の競争力の維持および強化のためにも、再生可能エネルギーの内需拡大は有効である。例えば、風力発電には回転部を支える大型軸受 (主軸用、増速機用、発電機用等) が必要とされるが、直径が 1~3m に及ぶ大型軸受製造においては、製造に確かな技術力が必要とされる。風力発電市場において、世界的に信頼された軸受メーカーは 5 社しかなく、そのうち 3 社は日本の株式会社ジェイテクト、日本精工株式会社、NTN 株式会社 が占めている (2010, NEDO)。現在は世界市場においては 2~3MW 機が主流であるが、今後は洋上風力市場を中心に 5~10MW の超大型風車の普及が見込まれており、軸受についてもさらなる大型化、高耐久化が求められることが予想される。大型軸受の技術開発や生産設備、テスト設備の導入には大きな投資が必要であり、民間企業が事業計画を立てるためには、内需の拡大が重要であるとともに、官民が共

¹ 風力発電技術の分野における標準化活動は、1988 年に国際電気標準会議 (IEC) の中に設置された、風力発電技術の標準化を審議する技術委員会となる「TC88 (Technical Committee 88) にて検討が進められている。浮体式洋上風力の標準化作業部会番号は、TC88/PT61400-3-2。

同した技術開発が求められる。

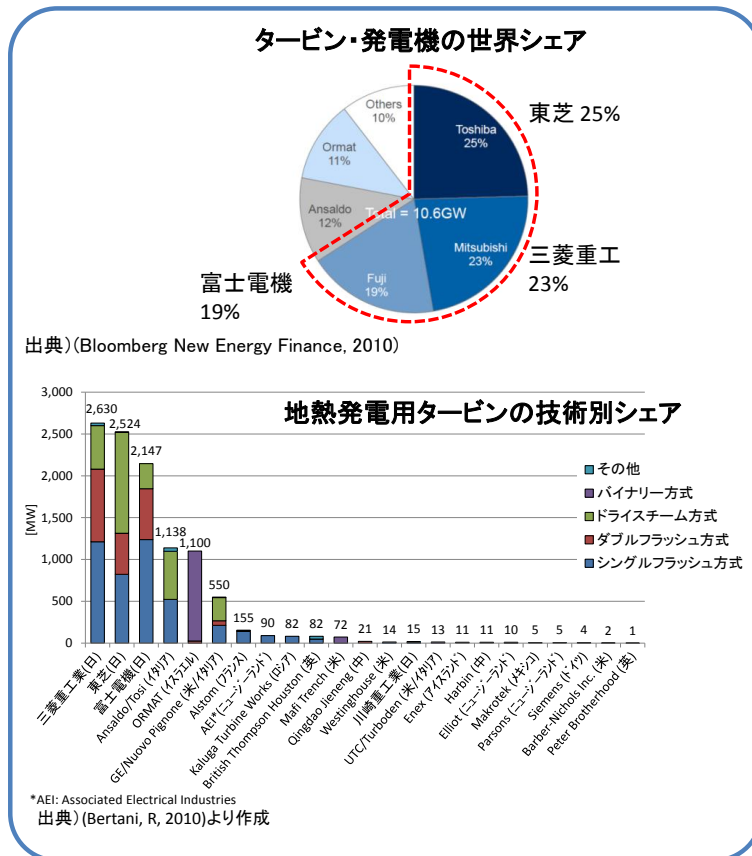


図 1-12 地熱発電技術の世界シェア

また、欧米や中国・インド等の新興国において、都市開発時のインフラの一要素として再生可能エネルギーの導入が見込まれている。導入の実現に向けてスマートシティ、スマートコミュニティが注目されており、NEDO（New Energy and Industrial Technology Development Organization）が中国で株式会社東芝、東芝ソリューション株式会社、東芝（中国）有限公司、株式会社スマートコミュニケーションズ、伊藤忠商事株式会社、伊藤忠（中国）集団有限公司および株式会社エヌ・ティ・ティ・ドコモに委託して技術実証を行うなど、複数の実証プロジェクトが進行している。スマートシティ、スマートコミュニティの導入には再生可能エネルギーを含むエネルギー関連の多様な技術の活用が求められており、世界で大規模な市場が形成されることが期待される（図 1-13、図 1-14）。我が国企業においても今後スマートシティに係る技術の競争力を強化することが望まれる。

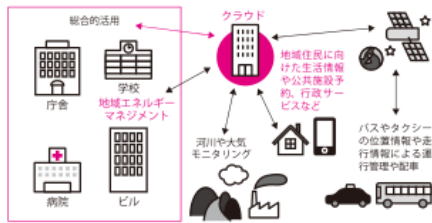
スマートコミュニティがもたらすもの

・電力システムのコントロールにより、出力変動の大きい再生可能エネルギー大量導入に貢献。

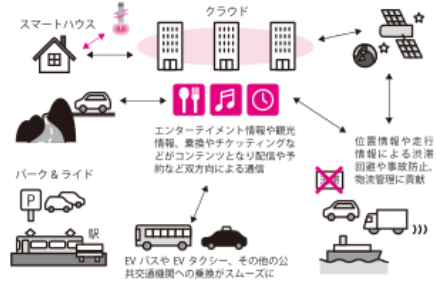


- ・電気自動車やプラグインハイブリッド普及によるCO₂削減に加え、ICTとの連携により新しいサービス・ビジネスが創出。
- ・公共部門においては、地域エネルギーマネジメントやESCO、交通事業、公共利用サービス、災害情報を一元的にアウトソーシングする手法も。
- ・ICTを活用した遠隔治療や在宅介護サービスなどの提供により「住み慣れた街で自分らしく老いる」新しい街のかたちを提供。

公共部門におけるスマート化



交通部門におけるスマート化



医療・介護部門におけるスマート化



図 1-13 スマートコミュニティの概要

出典) (NEDO, 2012a)

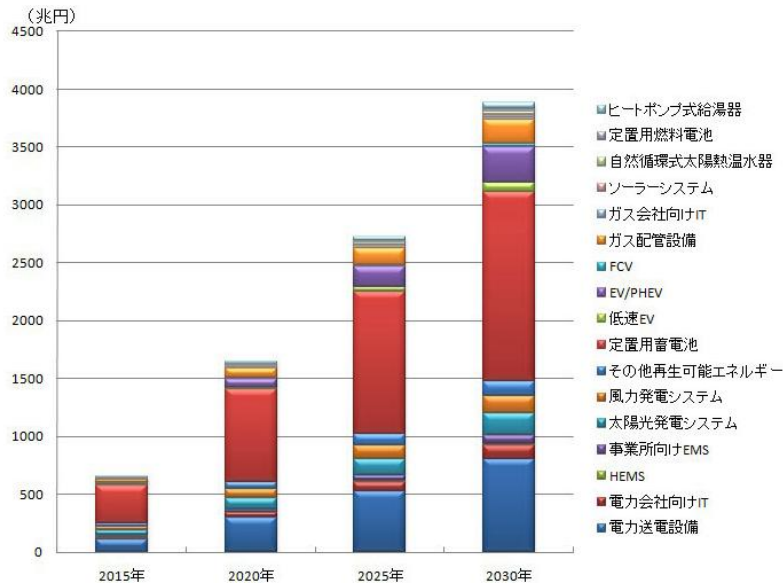


図 1-14 世界スマートシティの項目別累計市場

出所) (日経 BP クリーンテック研究所, 2011)

※世界で行われている 400 プロジェクトの市場規模の推計値

2) 再生可能エネルギーに対する投資状況

2011年の再生可能エネルギー設備導入に向けた投資は2,570億ドルであり、中国や欧米諸国を中心に拡大傾向にある。一方、我が国は投資額、成長率においてこれらの国々に後れを取っている（図 1-15）。

また、アジア、オセアニア、欧州、米国では再生可能エネルギーの研究開発分野に向けた官民による投資も活発化している（図 1-16）。我が国においても設備導入、研究開発の双方が活性化されるように投資促進に向けた仕組み作りが重要である。

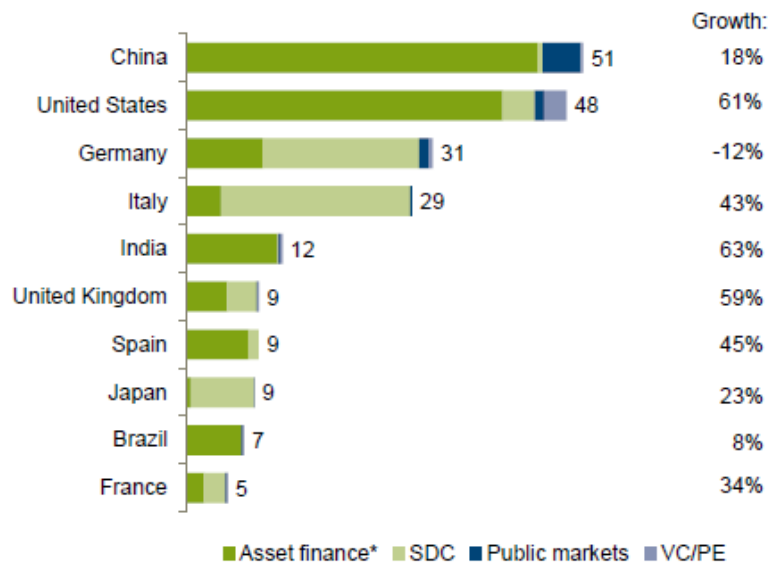


図 1-15 再生可能エネルギー設備への投資額上位 10 か国（2011 年，10 億ドル）
出典）（UNEP, 2012）

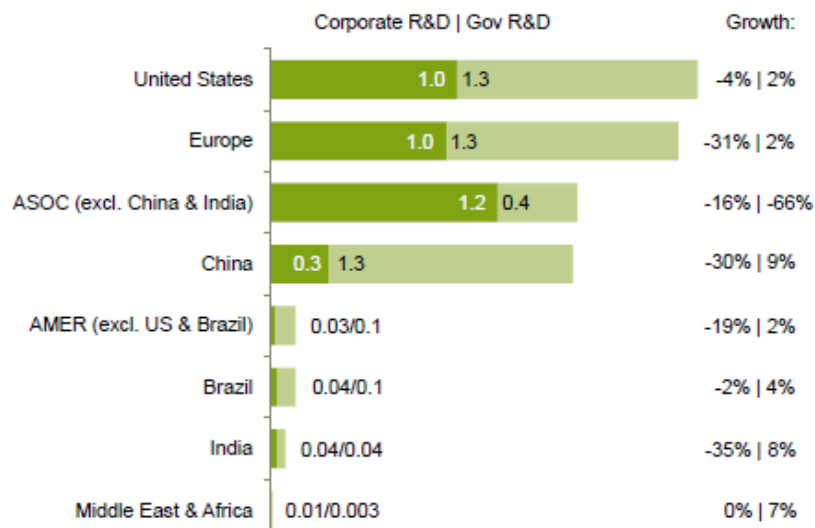


図 1-16 世界の諸地域における再生可能エネルギー技術の研究開発への投資
（2011 年，10 億ドル）

出典）（UNEP, 2012）

3) 途上国のエネルギーアクセス

World Energy Outlook 2012(IEA, 2012b)によれば、世界では開発途上国を中心に約 12 億 6700 万人が電力にアクセスできない生活を送っている。

再生可能エネルギーの導入は無電化地域の電力需要を満たす方策の 1 つとして見込まれており、日本企業も複数の地域で無電化地域での再生可能エネルギーによる電力供給に取り組んでいる (表 1-4)。今後日本企業により途上国での取組に対してさらなる市場開拓が促進されることが期待される。

表 1-4 無電化地域への再生可能エネルギー導入検討事例

事例	概要
インドネシア：風力発電 (NEDO、日本電産 (株))	NEDO委託事業として日本電産 (株) が無電化村向け独立電源用高性能・低コスト小型風力発電システムの研究開発と現地でのフィールド試験を実施。(2011年)
中国青海省海西蒙古族藏族自治州：太陽光発電 (NEDO、シャープ (株))	NEDOと中国政府が共同で推進する国際協力研究開発事業の一環として設置。照明や給水ポンプの電源として利用。
中国青海省：太陽光発電 (シャープ (株))	240戸の家庭それぞれに電力を供給し、TV、照明の電源として利用。
フィジー：太陽光発電 (京セラ (株))	フィジー政府資金及び日本の政府開発援助 (ODA) による案件として、無電化地域約2,000世帯を対象に太陽電池モジュールを合計405kWの供給を計画。日中に発電した電気を蓄電池に充電し、夜間にその電力を各住居の照明等として使用することで、生活の向上に寄与。(2012年)
ミャンマー：太陽光発電 (NEDO、(株) ニュージェック、 (株) 環境総合テクノス)	NEDO委託事業として (株) ニュージェック、(株) 環境総合テクノスがミャンマーの無電化地域での再生可能エネルギーの電化用自立電源としての可能性を検討。地域特性の調査の結果、太陽光発電所による電化システムを提案。(2011年)
ミャンマー：バイオマス発電 (NEDO、バイオ燃料 (株))	ミャンマー国内で籾殻ガス化発電の運用性を向上させるための研究協力事業を実施。精米所にこれらの技術の普及を目指すとともに、籾殻ガス化発電による余剰電力を近隣地域へ供給することで、無電化地域の電化を促進。(2013年)

出典) (NEDO, 2012b)、(NEDO, 2013)、(シャープ, a)、(京セラ, 2012)より作成

(5) 必要性⑤ 雇用の創出

再生可能エネルギーの導入により、設備設置、メンテナンス及び資源収集（バイオマス）などの雇用が発生する。発電量あたりの雇用は、化石燃料発電と比較すると同程度～10倍程度であり、再生可能エネルギーは分散型電源であることから特に地域に多くの雇用が創出される。太陽光発電は設備の建設・設置による雇用が31.9人・年/MWと多く、風力発電は設備製造による雇用が陸上、洋上それぞれで12.5、24人・年/MWと多い（表1-5）。

世界の再生可能エネルギーの導入による雇用者数は、グロスで約500万人に上ると推計されている（表1-6）。また、維持管理においても雇用が創出されるため、運用時においても定常的に雇用の創出が見込まれる。特にバイオマス発電は、維持管理において他の発電を上回る4.4人/MWの雇用が創出される。

表 1-5 再生可能エネルギー発電導入による雇用効果

	設備製造 [人・年/MW]	建設・設置 [人・年/MW]	維持管理 [人/MW]
石炭	0.003	14.4	0.25-3.2
天然ガス	0.001	3.4	0.47
バイオマス	0.4	3.9	4.4
水力	0.5	10.8	0.22
陸上風力	12.5	2.5	0.4
洋上風力	24	4.8	0.77
太陽光	9.1	31.9	0.4
地熱	3.3	3.1	0.74

出典) (Institute for Sustainable Futures, 2009)

表 1-6 再生可能エネルギー導入による雇用者推計（千人）（2011年）

	世界	中国	インド	ブラジル	米国	EU	ドイツ	スペイン	その他
バイオマス	750	266	58		152	273	51	14	2
バイオ燃料	1,500			889	47-160	151	23	2	194
バイオガス	230	90	85			53	51	1.4	
地熱	90				10	53	14	0.6	
中小水力	40		12		8	16	7	1.6	1
太陽光	820	300	112		82	268	111	28	60
太陽熱	40				9		2	24	
太陽熱冷暖房	900	800	41		9	50	12	10	1
風力	670	150	42	14	75	253	101	55	33
総計	5,000	1,606	350		392-505	1,117	372	137	291

出典) (REN21, 2012)

(6) 必要性⑥ 地域の活性化







戸建住宅の屋根面、豊富な日射、安定した風、落差ある河川、温泉に代表される地熱及び森林資源など、再生可能エネルギーは都市部より郊外・地方部において導入ポテンシャルが大きい。これらのポテンシャルを活かし、地域に根差した再生可能エネルギービジネスの振興を図っていくことが期待される。現在日本各地において表 1-7 に示す取組を含め、地域の導入ポテンシャルを活かした多くの取組が行われている。

地域の活性化に向けた再生可能エネルギー普及への取組はその主体が地域にあり、社会的・経済的便益が地域に分配されることが望まれる。世界風力エネルギー協会はこの概念を以下のコミュニティ・パワー三原則として定義している(World Wind Energy Association, a)。

- 地域の利害関係者がプロジェクトの大半もしくはすべてを所有している。
- プロジェクトの意思決定はコミュニティに基礎をおく組織によっておこなわれる。
- 社会的・経済的便益の多数もしくはすべては地域に分配される。

滋賀県湖南市及び長野県飯田市では、地域主体の取組を促進することを目指した条例を制定している。国内の他地域においても、地域主体で再生可能エネルギーの導入を促進するために条例の制定等の取組が期待される（表 1-8、表 1-9）。

表 1-7 地域・NPO による再生可能エネルギービジネスの例

	事例	ポイント
太陽光発電 	地元企業を中心とした太陽光発電事業 (うどん県電力(株))	機器調達、設計施工、運用監視まで域内産業の協力のもと発電事業を実施。
	太陽光発電投資ファンドと地域商品券への還元 (トランスバリュー信託(株))	投資家からの収支に基づき地域施設に太陽光発電設備を設置。発電利益を地域商品券として還元。
	地域協議会の検討のもと太陽光発電事業を計画 (ほうとくエネルギー(株))	地域協議会内部での検討と市民事業者との意見交換会に基づき、会社を設立。
風力発電 	地元企業・地銀の支援による風力発電 (風の王国プロジェクト)	地元の有力企業によりSPC (Special Purpose Company) を立ち上げ。地銀の支援のもとで風力発電事業を計画。
小水力発電 	設備リースによる初期投資ゼロの事業スキーム (エナジーバンクジャパン(株))	水利組合と事業を実施。水利組合は地元説明・紛争対応等を担当し、水力発電の収益分配をうける。
地熱発電 	皆瀬地域地熱井長期噴出試験 (湯沢市)	周辺地域への影響を綿密に調査。温泉・地元住民との連携・協力関係を構築。
バイオマス熱利用 	市民ファンド (おひさまエネルギーファンド3号(株))	グリーン熱証書化により、採算性確保を目指す。
全般 	導入普及・促進事業 (十六銀行)	地域の中小規模の事業者でも融資を受けやすい再生可能エネルギーABL (Asset-Based Lending) を提供。

出典) 事業者ヒアリング

(環境省, 2010)より作成

表 1-8 湖南省地域自然エネルギー基本条例：基本理念（平成 24 年 9 月 21 日施行）

- 市、事業者及び市民は、相互に協力して、自然エネルギーの積極的な活用に努めるものとする。
- 地域に存在する自然エネルギーは、地域固有の資源であり、経済性に配慮しつつその活用を図るものとする。
- 地域に存在する自然エネルギーは、地域に根ざした主体が、地域の発展に資するように活用するものとする。
- 地域に存在する自然エネルギーの活用にあたっては、地域ごとの自然条件に合わせた持続性のある活用法に努め、地域内での公平性及び他者への影響に十分配慮するものとする。

出典) (湖南省, 2012)

表 1-9 飯田市再生可能エネルギーの導入による持続可能な地域づくりに関する条例
(平成 25 年 2 月 27 日市議会定例会に提出)

- 地域に賦存する再生可能エネルギー源による恩恵は、第一義的に飯田市民が浴すべき。飯田市民は各々の合意に基づいてこれを優先的に利用する権利を有する。
- 地域に賦存する再生可能エネルギー源の利用は、今ある環境及び市民の暮らしと調和的であり、持続可能なものであるべき。飯田市民はこうした調和的環境の下に生存していく権利を有する。
- 市は、地域住民が自ら同条例で掲げるエネルギー源を利用して公共的事業を実施しようとする場合には、政策的に支援する。

出典) (飯田市, 2012)

(7) 必要性⑦ 非常時のエネルギーの確保

多くの再生可能エネルギーは、災害等により火力発電等によるエネルギー供給が途絶えた場合でも、火力発電等と異なり燃料の調達が必要ないため、継続的な発電が可能である。また、再生可能エネルギーの多くは分散型で需要地に近接しているため、災害時でも供給を確保しやすい。このため再生可能エネルギーは、災害等の非常時における最低限必要なエネルギーの供給源に活用されることが期待されている。

先の東日本大震災では、多くの被災者が住宅用太陽光発電からの電力を活用し、その有用性を実感している（表 1-10）。また、震災を受け複数の自治体で、防災拠点への再生可能エネルギー導入を支援する取り組みが進められている（表 1-11）。

さらに、トヨタ自動車株式会社、日本風力開発株式会社、パナソニック電気株式会社及び株式会社日立製作所が六ヶ所村で実施中のスマートグリッド実証事業では、被災後も電力供給が可能であったことなど、再生可能エネルギーの非常用電源としての有効性が確認されている（表 1-12、図 1-17）。

表 1-10 災害時の住宅用太陽光発電の自立運転モードの利用実態

自立運転モードを使用時の感想

- 震災時は寒かったのでファンヒーターが使えて助かった。
- 電気ポットでお湯を沸かし温かいコーヒーを飲んで、気持ちが落ち着きほっとした。
- 赤ちゃんのミルクのお湯の調達に苦労したので日中沸かせるだけ沸かしてポットなどに入れて置いた。そのほか携帯の充電等に大活躍。ソーラーをのせておいてよかったと実感した。
- 大人は水くみやその他生活面で忙しく、子ども達にかまっていられなかったため、DVDデッキにつなぎ録画したアニメを見せた。子ども達は安心した様子で見ている。
- 周りのみんなが携帯電話の充電が切れて困っていたので充電してあげてよかった。
- 炊飯器でご飯を炊いた。多めにご飯を炊き、近所の子どもがいる家庭に配り、とても感謝された。
- 米と炊飯器を持参してもらい、近所の炊き出しに役立った。

出典) (積水化学工業, 2011)

表 1-11 福島県再生可能エネルギー導入等による防災拠点支援事業 (平成24年度)

- ・ 災害時等において地域の防災拠点となりえる施設において、その機能を維持する必要最低限のエネルギーを確保するために、再生可能エネルギー等を導入する民間事業者を支援。
- ・ 防災拠点になりうる施設として①医療施設、②鉄道事業者が設置する駅舎、③学校、④宿泊等施設、⑤コンビニエンスストア等、⑥市町村が指定する福祉避難所を指定。

出典) (福島県, 2012)

表 1-12 スマートグリッド実証実験の災害時の状況

- 大容量蓄電池併設型風力発電を活用して、系統電力から分離して需要に合わせて電力を送電することによる実証実験を平成 22 年 9 月に開始。
- 東日本大震災においても東北全体が停電している中で、系統から分離した電源のあった実証場所だけは電気が使用可能であった。

出典) (青森県, 野辺地町, 横浜町, 六ヶ所村, 2011)

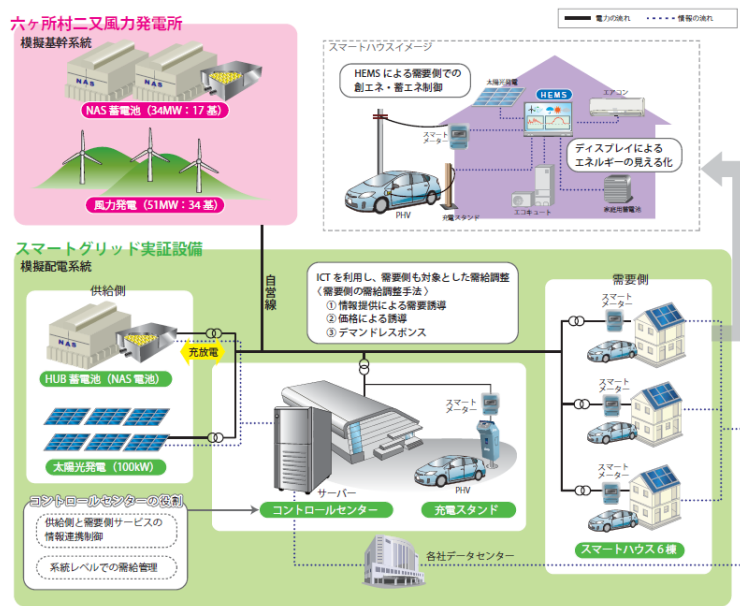


図 1-17 六ヶ所村スマートグリッド実証実験

出典) (日立製作所, 2010)

1.3.4 地域レベルで再生可能エネルギー普及を行うことの意義

エネルギー供給方式を、原子力、火力（化石燃料）及び再生可能エネルギーの3つに分類した場合、原子力と化石燃料は、地域の特性に応じて地域が独自に普及を進めることが難しいエネルギーである。他方で、地域の特性に応じて地域の主体が普及を推進できる再生可能エネルギーは、地域が主導的にエネルギーの政策や地域づくりの一環として進めることが可能である。

地域主導の再生可能エネルギー普及方策の策定や地域特性に応じた取組を実施していくことの意義として以下のものが挙げられる。

- 地域のエネルギーセキュリティ向上に向けて、自らの地域にあった再生可能エネルギーの普及を検討することが可能（電力に加えて、再生可能エネルギー熱利用は地域性が更に高いものとなる）。
- 普及方策についても地域の主体が連携して能動的に検討することが可能。
- 技術的にも地域の企業などがコストダウン等の創意工夫を活かす余地が大。
- 経営主体として地域の主体が参画することが可能。
- 普及のための資金を、地域金融機関、地域の主体が連携して調達することが可能。
- 地域の特性に応じた普及を進めていくことで、地域を活性化し、特徴のあるまちづくりにつなげていくことが可能。
- 地域が主体的に具体のプロジェクトを進めていく場合、周辺環境影響について事前に配慮することが可能。

また、地域間連携により再生可能エネルギー普及方策の策定や地域特性に応じた取組を行っていくことの意義としては以下が挙げられる。

- 各地域の取組が同時進行することで、相互の学習効果が働き、普及方策や取組を集合知により洗練させていくことが可能。
- 普及（供給）のポテンシャルを有する地方の主体と資本力、経営力、技術力等を有する都市部の主体が連携することで、我が国全体のエネルギーセキュリティ、エネルギー需給安定化を向上させていくことが可能。

1.4 ロードマップの必要性

温室効果ガスを大幅削減しつつ、質と量の両面での経済的な豊かさを確保した持続可能な社会の構築には、社会経済システムの変革が必要とされる。

しかし、日常の人々の活動や生活そのものである社会経済システムには、現状肯定型の大きな慣性が働くことも事実であり、変化によって不利益を受ける人々にも配慮した息の長い変革を着実かつ継続的に行っていくことが望まれる。

再生可能エネルギーの導入を拡大させていくには、長期の技術開発・市場開発が必要であり、そのためには将来の予見性を高めることがポイントとなる。将来の予見性を高める手法の1つとして、現在の我が国における構造的な課題の所在を明らかにし、その課題に対処するための対策・施策とその強度や実施手順を時間軸に沿って整理したロードマップ(行程表)を策定し、国民がそのロードマップを共通認識とした上で、対策・施策を実施していくことが重要となる。

また、ロードマップを策定していく過程で、多様な主体が自らの案を公表し意見交換を行うための道具とすることで、社会の多様な意見やより優れた提案を反映していくことが可能となる。ロードマップの中で中長期的な対策・施策とその強度や実施手順について時間軸を示しつつ明らかにすることは、広く関係者相互の認識を共通化し、将来の予見可能性を高めつつ不確実性を引き下げ、企業の大規模な設備投資などの経営判断や人々のライフスタイルやビジネススタイルの変革を後押しするものとなる。

以上のことから、温室効果ガス排出量の削減による低炭素社会の構築に向けて、ロードマップは欠かすべからざる必須のものと言える。

1.5 参考文献

- Bertani, R (2010). Geothermal Power Generation in the World, 2005-2010 Update Report. Proceedings of the World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia.
- Bloomberg New Energy Finance (2010). The global geothermal market.
- IEA (2012a). Energy Technology Perspectives 2012.
- IEA (2012b). World Energy Outlook 2012.
- Institute for Sustainable Futures (2009). Energy Sector Jobs to 2030: A Global Analysis.
(<https://secured.greenpeace.org/international/Global/international/planet-2/binaries/2009/9/energy-sector-jobs-to-2030.pdf>)
- IRENA(2012). Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview.
(http://irena.org/DocumentDownloads/Publications/Overview_Renewable%20Power%20Generation%20Costs%20in%202012.pdf)
- NEDO(2010). NEDO 再生可能エネルギー技術白書.
(http://www.nedo.go.jp/library/ne_hakusyo_index.html)
- NEDO (2012a). スマートグリッド展 2012 資料.
(<http://www.nedo.go.jp/content/100493818.pdf>)
- NEDO (2012b). 2012 年 8 月成果報告書公開リスト.
(http://www.nedo.go.jp/library/seika/list_201208/list_201208.html)
- NEDO (2013). プレスリリース (2013 年 1 月 8 日) .
(http://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_100165.html)
- REN21 (2012). RENEWABLES 2012 GLOBAL STATUS REPORT.
(<http://www.ren21.net/REN21Activities/GlobalStatusReport.aspx>)
- UNEP (2012). Global Trends in Renewable Energy Investment 2012.
(<http://fs-unep-centre.org/sites/default/files/publications/globaltrendsreport2012final.pdf>)
- World Wind Energy Association(a). Community Power Working Group.
(http://www.wwindea.org/home/index.php?option=com_content&task=view&id=309&Itemid=40)
- 青森県, 野辺地町. 横浜町, 六ヶ所村 (2011). 地域活性化総合特別区域指定申請書.
- 飯田市 (2012). 飯田市再生可能エネルギーの導入による持続可能な地域づくりに関する条

例原案.

(http://www.city.iida.lg.jp/iidaspher/open_imgs/info/0000000212_0000018755.pdf)

今村栄一, 長野浩司 (2010). 日本の発電技術のライフサイクル CO2 排出量評価—2009 年に得られたデータを用いた再推計—.

環境省 (2010). 環境省地球温暖化対策に係る中長期ロードマップ小委員会 エネルギー供給 WG 地域における再生可能エネルギービジネス検討作業部会 報告.

京セラ (2012). ニュースリリース (2012 年 8 月 31 日) .

(http://www.kyocera.co.jp/news/2012/0808_dsds.html)

湖南市 (2012). 湖南市地域エネルギー基本条例.

(<http://www.city.konan.shiga.jp/upfiles/news/f15303/120921energy.pdf>)

資源エネルギー庁 (2010a). 平成 21 年度エネルギーに関する年次報告 (エネルギー白書 2010) .

(<http://www.enecho.meti.go.jp/topics/hakusho/2010energyhtml/>)

資源エネルギー庁 (2010b). 今後の資源エネルギー政策の基本的方向について～「エネルギー基本計画」見直しの骨子 (案) ～.

シャープ (a). 産業用太陽光発電システム設置事例.

(<http://www.sharp.co.jp/solarsangyo/case/setup/>)

積水化学工業 (2011). プレスリリース (2011 年 8 月 18 日) .

(<http://www.sekisuiheim.com/info/press/20110818.html>)

特許庁 (2009). 平成 20 年度特許出願技術動向調査報告書 太陽電池.

(http://www.jpo.go.jp/shiryoku/pdf/gidou-houkoku/solar_battery.pdf)

日経 BP クリーンテック研究所 (2011). 世界スマートシティ総覧 2012

日立製作所 (2010). ニュースリリース (2010 年 9 月 15 日) .

(<http://www.hitachi.co.jp/New/cnews/month/2010/09/0915a.html>)

福島県 (2012). 福島県再生可能エネルギー導入等による防災拠点支援事業(平成 24 年度).

(http://www.cms.pref.fukushima.jp/pcp_portal/PortalServlet.jsessionid=AAA1619A749DA06AE03810EFF11E491F?DISPLAY_ID=DIRECT&NEXT_DISPLAY_ID=U000004&CONTENTS_ID=28803&LANG_ID=1)

2. 世界全体と国内外における再生可能エネルギーの現状と将来見通し

2.1 再生可能エネルギーの導入実績

2.1.1 一次エネルギー供給実績

(1) 世界全体・OECD 加盟国・日本の実績

世界全体、OECD 加盟国及び日本において、一次エネルギー供給全体に対する再生可能エネルギー供給において、バイオ燃料・廃棄物の割合が高い(図 2-1、図 2-2 及び図 2-3)。世界全体において特にその傾向は顕著である。途上国における薪等の非商業用バイオマスの利用が大きな割合を占めると推測される。

太陽光発電と風力発電については、近年エネルギー供給量が増加しており、世界全体において過去5年間で毎年およそ2割から3割の増加率を記録している(図 2-1)。

一方、地熱発電は太陽光発電、風力発電によるエネルギー供給量が比較的少ない2000年代前半より比較的大きな割合を占めている。特に日本においてその傾向は顕著である。しかし、地熱によるエネルギー供給の成長は小さく、特に日本においては2001年と2010年を比較すると地熱のエネルギー供給量が約500石油換算千トン減少している。

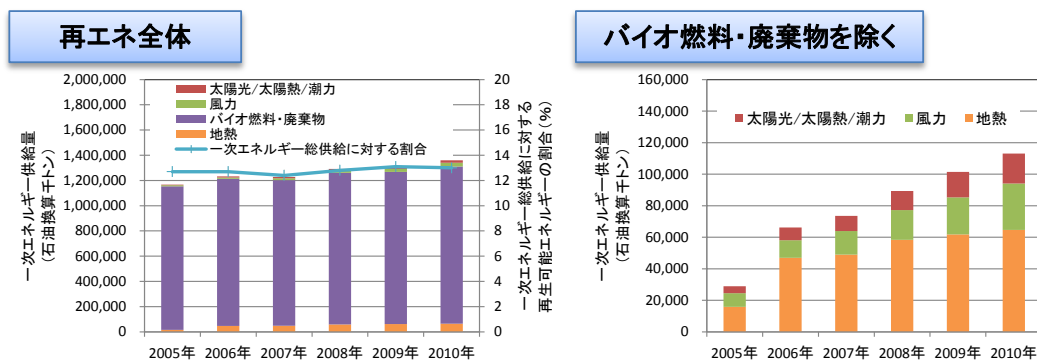


図 2-1 再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給の供給実績 (世界全体)

出典) Renewables Information (IEA)の統計値より作成

※エネルギー種の区分は出典に準ずる・再生可能エネルギー割合は水力発電を含む

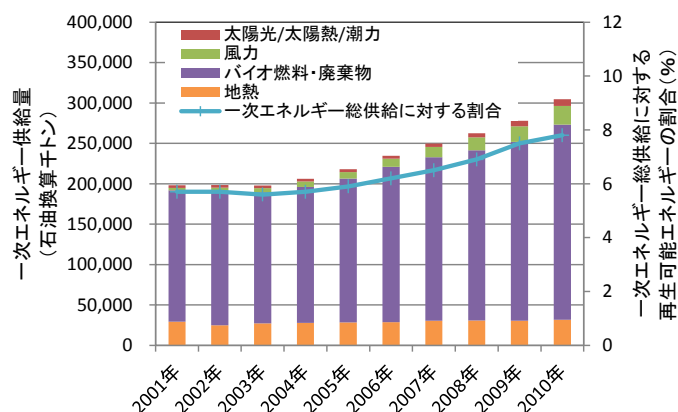


図 2-2 再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給の供給実績 (OECD 加盟国)

出典) Renewables Information (IEA)の統計値より作成

※エネルギー種の区分は出典に準ずる・再生可能エネルギー割合は水力発電を含む

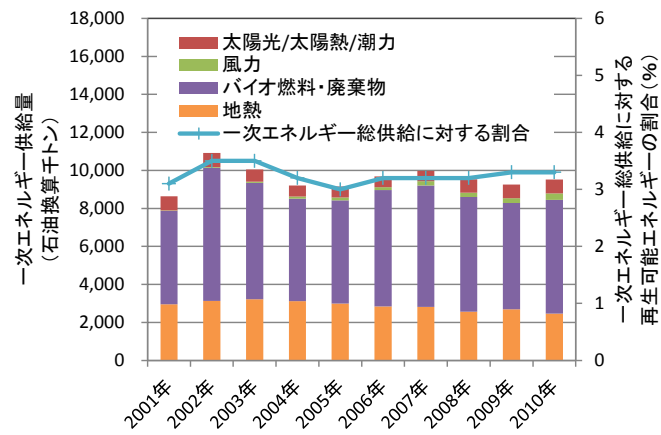


図 2-3 再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給の供給実績（日本）

出典) Renewables Information (IEA)の統計値より作成

※エネルギー種の区分は出典に準ずる・再生可能エネルギー割合は水力発電を含む

(2) 欧州諸国の実績

欧州諸国においては一次エネルギー供給全体に対する再生可能エネルギー供給において、バイオマス・廃棄物の割合が高く、ドイツ、英国では特にその傾向が顕著である（図 2-4）。また、ドイツ、英国、スペイン、イタリアともに太陽光発電、風力発電による一次エネルギー供給が近年増加を始めた点で共通する。スペインでは風力発電が、イタリアでは地熱発電の供給量が 2000 年代前半から大きな割合を占める点に特徴がある。

各国ともに再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給量は増加を続けており、ドイツ、英国、スペイン及びイタリアいずれも過去 10 年で 2 倍以上に増加している。

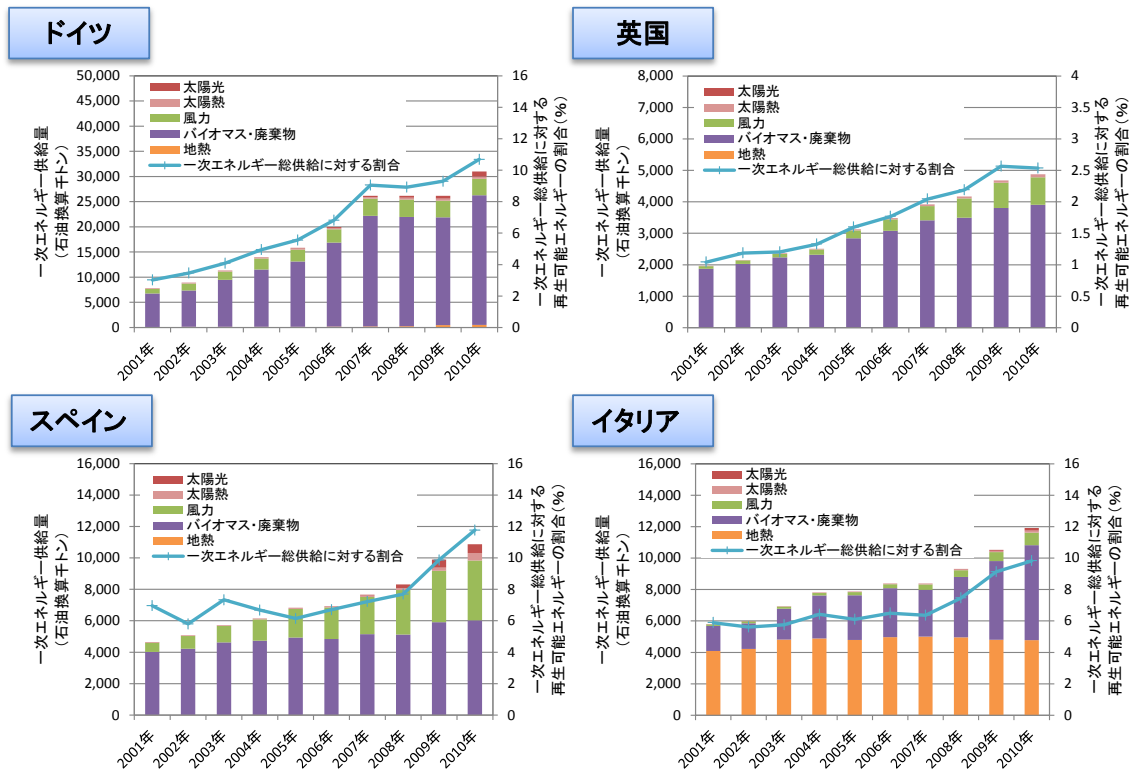


図 2-4 再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給の供給実績
(ドイツ・英国・スペイン・イタリア)

出典) Eurostat (European Commission)の統計値より作成

※エネルギー種の区分は出典に準ずる・再生可能エネルギー割合は水力発電を含む

2.1.2 世界の再生可能エネルギー発電導入実績

太陽光発電の設備容量、発電量は近年大きく増加しており、2009年から2010年の間には発電量が約1.6倍に増加している（図2-5及び図2-6）。

風力発電の発電量は、2000年代前半より堅調な伸びを示し、過去5年では毎年2割～4割ずつ増加している。

これらの結果により、世界全体の総発電量における再生可能エネルギー割合は、年毎の増加率は小さいものの近年着実に増加しており、2010年には19.7%に達した。

世界における再生可能エネルギーの導入割合は2006年以降増加を続けている。2010年の新規発電所のうち、設備容量ベースで44%、発電量ベースで31%が再生可能エネルギーによるものである（図2-7）。

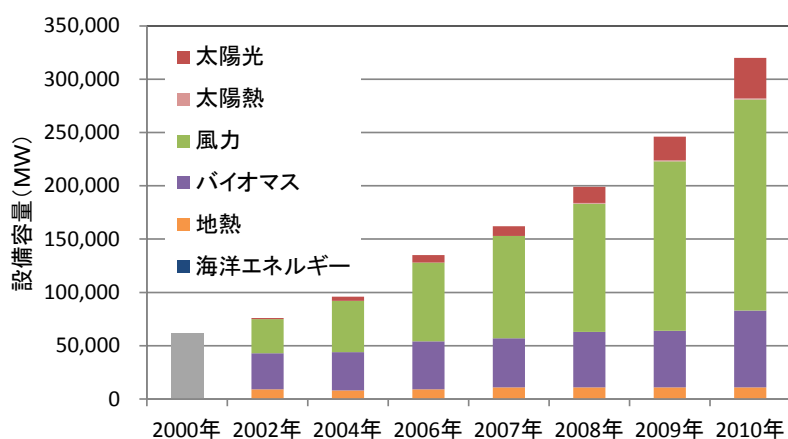


図 2-5 世界の再生可能エネルギーによる設備容量

出典) World Energy Outlook (IEA)の統計値より作成

※設備容量の2000年のみ水力以外の再生可能エネルギー設備容量で表示

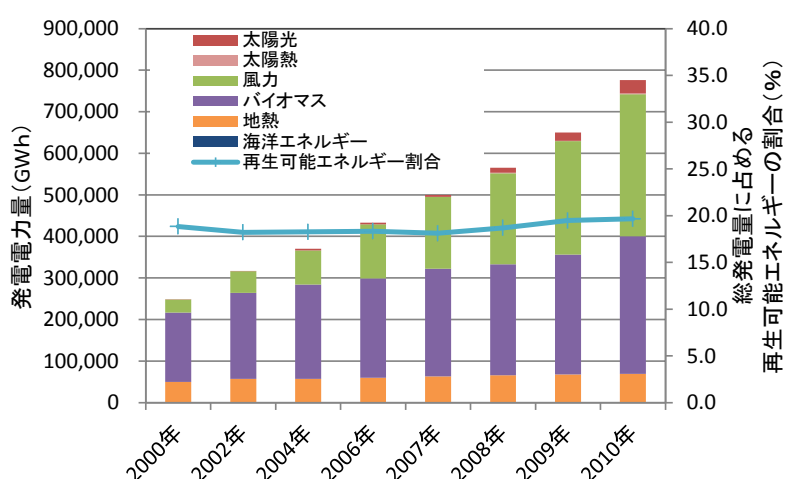


図 2-6 世界の再生可能エネルギーによる発電電力量

出典) World Energy Outlook (IEA)の統計値より作成

※再生可能エネルギー割合は水力発電を含む

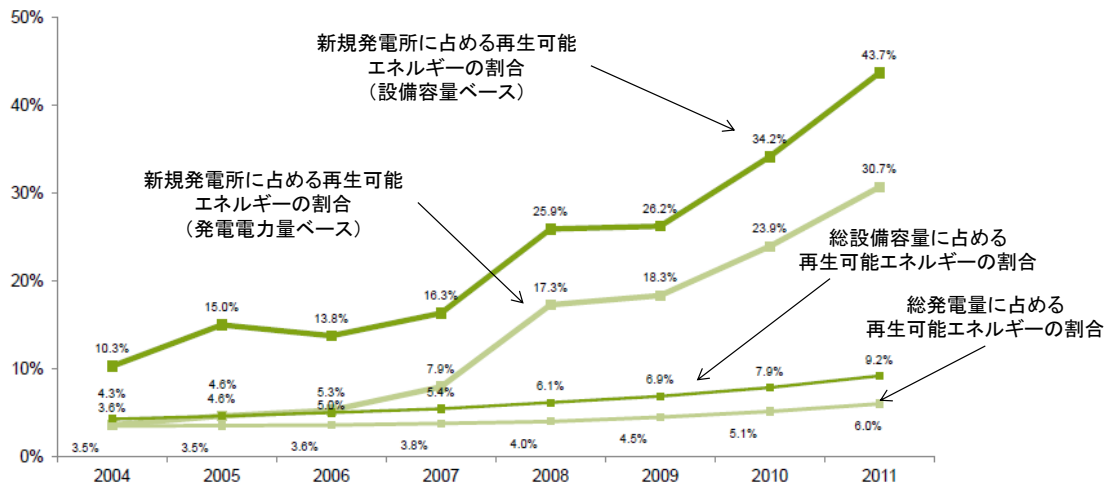


図 2-7 新規発電所に占める再生可能エネルギーの割合（世界全体）

出典）(UNEP, 2012)

※大型水力を除く

2.1.3 OECD加盟国の再生可能エネルギー発電導入実績

太陽光発電の伸びが世界全体と比べても顕著であり、2009年から2010年の間には設備容量が約1.8倍、発電電力量が1.6倍に増加している（図2-8及び図2-9）。

風力発電は、世界全体の傾向と同様に2000年代前半より堅調な伸びを示し、毎年設備容量について約1割～3割、発電電力量について2割～4割ずつ増加している。

OECD加盟国では総発電量に占める再生可能エネルギー割合が近年増加の傾向にあり、2000年代中盤の16%程度から2011年には20%程度に増加している。

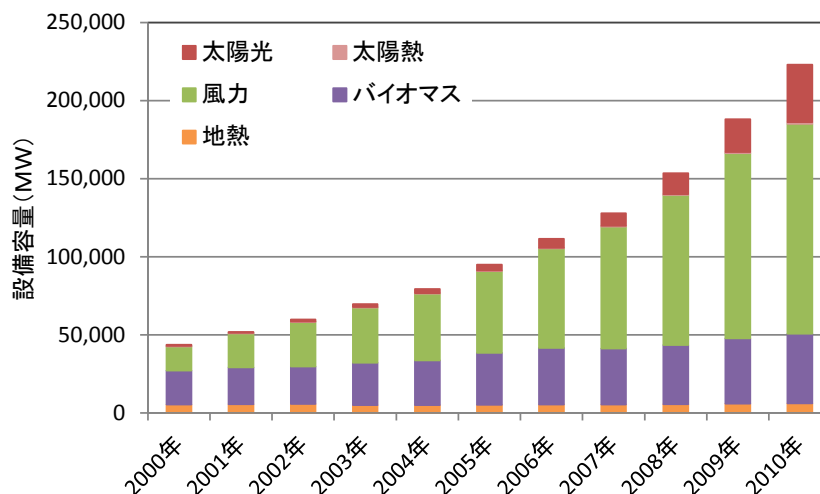


図 2-8 OECD加盟国の再生可能エネルギーによる設備容量

出典) Renewables Information (IEA)の統計値より作成

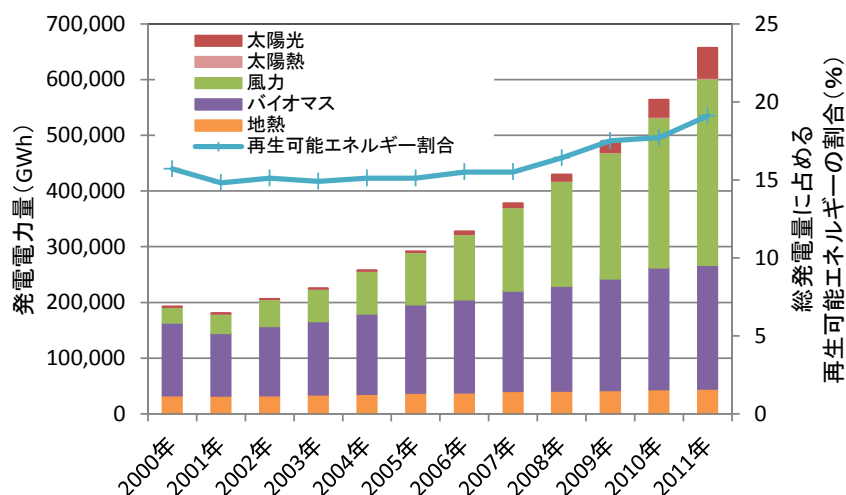


図 2-9 OECD加盟国の再生可能エネルギーによる発電電力量

出典) Renewables Information (IEA)の統計値より作成

※再生可能エネルギー割合は水力発電を含む

※2011年発電量、再生可能エネルギー割合はIEA推計値

2.1.4 日本の再生可能エネルギー発電導入実績

太陽光発電、風力発電の発電量は過去10年間でそれぞれ約10倍、約40倍となり、設備容量とともに伸びを示している（図2-10）。発電容量の成長率は風力発電で低下の傾向にあり、成長率が鈍化している。一方、太陽光発電では2002年の約40%から2008年にかけ約20%まで低下したが、2010年に約40%に回復している。

バイオマス、地熱は一定の割合を占めるが、過去10年間で大きな伸びは見られない。総発電量に占める再生可能エネルギー比率は10%程度の水準を維持している（図2-11）。

また、経済産業省は2012年度7月の固定価格買取制度開始後の再生可能エネルギー発電設備の認定状況を以下のように公表している（表2-1）。これまでのところ、太陽光発電の伸びが顕著であり、2012年度末時点で、2011年度末比、住宅向けで約25%、非住宅向けで約50%の伸びを示している。

一方、風力発電、中小水力発電、バイオマス発電及び地熱発電の伸びは小さい。

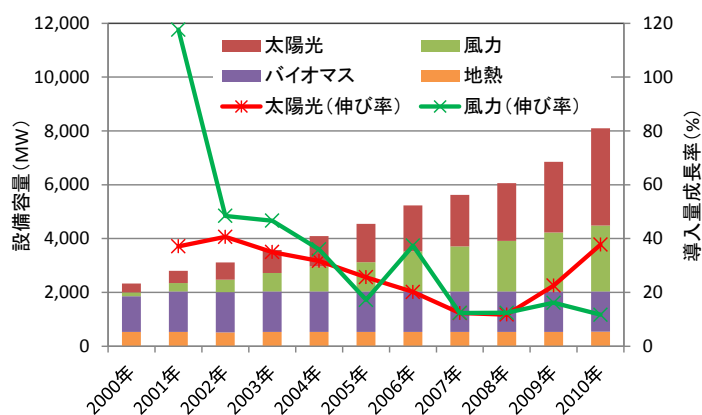


図 2-10 日本の再生可能エネルギーによる設備容量

出典) Renewables Information (IEA)の統計値, (IEA-PVPS, 2011)、(NEDO, 2012)より作成

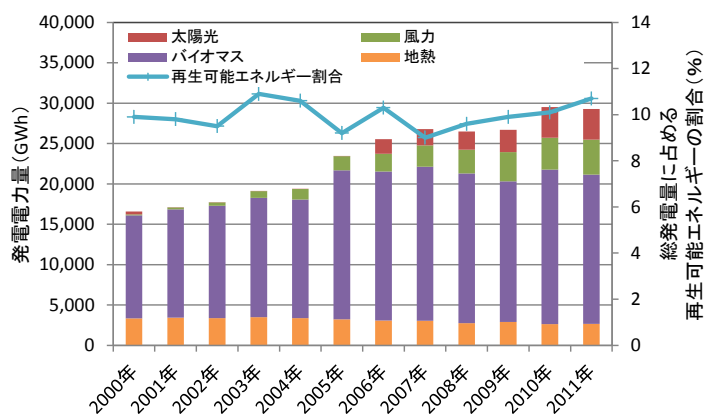


図 2-11 日本の再生可能エネルギーによる発電電力量

出典) Renewables Information (IEA)の統計値より作成

※再生可能エネルギー割合は水力発電を含む

※2011年発電量、割合はIEA推計値

表 2-1 固定価格買取制度開始後の状況について

	2011年度末における累積導入量	2012年4月から運転開始した設備容量					2012年度末までの導入予測
		8月末時点	9月末時点	10月末時点※	11月末時点※	12月末時点	
太陽光 (住宅)	約400万kW	60万kW	74.4万kW	88.6万kW	102.7万kW	91.1万kW	150万kW
太陽光 (非住宅)	約80万kW	5.5万kW	14.1万kW	24万kW	37.1万kW	20.8万kW	50万kW
風力	約250万kW	1.2万kW	1.2万kW	1.2万kW	1.4万kW	3.4万kW	38万kW
中小水力 (1,000kW以上)	約935万kW	0.1万kW	0.1万kW	0.1万kW	0.1万kW	0.1万kW	2万kW
中小水力 (1,000kW未満)	約20万kW	0.3万kW	0.2万kW	0.2万kW	0.2万kW	0.2万kW	1万kW
バイオマス	約210万kW	1.2万kW	1.2万kW	1.2万kW	2.8万kW	2.2万kW	9万kW
地熱	約50万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW
合計	約1,945万kW	68.3万kW	91.2万kW	115.5万kW	144.3万kW	117.8万kW	250万kW

出典) (経済産業省, 2012)より作成

※10月末、11月末の数値は速報値のため、経済産業省による精査の後、修正されることが発表されている

2.1.5 ドイツの再生可能エネルギー発電導入実績

太陽光発電の設備容量増加が顕著であり、40%以上の成長率を継続している(図 2-12)。発電電力量も 2010 年から 2011 年に約 65%の大きな伸びを示している。一方、電力価格の高騰等の影響により買取価格の引き下げが行われており、今後市場の伸びは緩やかになることが想定される。

風力発電は設備容量の成長率が鈍化しており、2001 年の約 40%から 2011 年には約 7%に減少している。

総発電量に占める再生可能エネルギー比率は増加を続けており、2011 年に 20%を超えている(図 2-13)。ドイツは National Renewable Energy Action Plan (NREAP) (ドイツ政府, 2010)において 2020 年に再生可能エネルギーによる消費電力の割合を 38.6%とする目標を掲げている。また、Energy Concept of 2010(ドイツ環境省, 2010)では総発電量に占める再生可能エネルギー電力の割合を 2020 年に 35%、2030 年に 50%、2040 年に 65%、2050 年に 80%とする見通しが示されている。

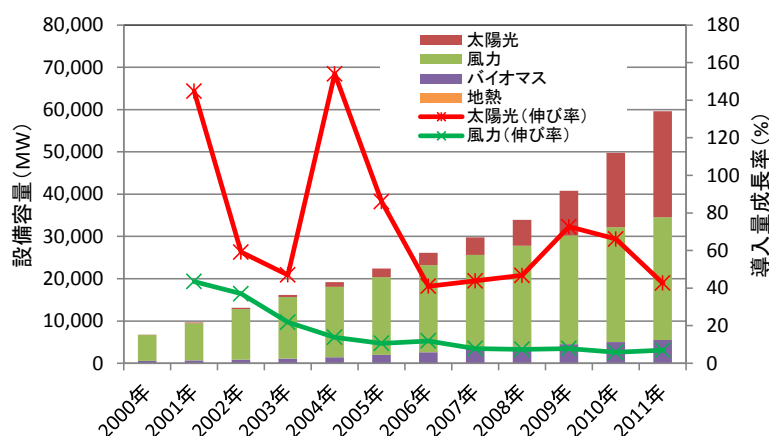


図 2-12 ドイツの再生可能エネルギーによる設備容量

出典) (ドイツ環境省, 2012)より作成

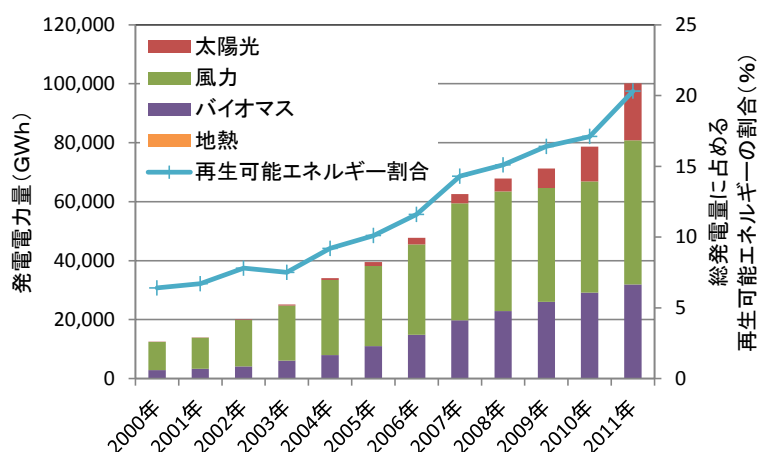


図 2-13 ドイツの再生可能エネルギーによる発電電力量

出典) (ドイツ環境省, 2012)より作成

※再生可能エネルギー割合は水力発電を含む

2.1.6 英国の再生可能エネルギー発電導入実績

太陽光発電の設備容量は2011年に976MWへと急拡大している(図2-14)。European Photovoltaic Industry Association(EPIA)によれば、これは2011年1月に英国政府が固定価格買取制度の見直し検討を発表したことによる駆け込み需要が生じたためである(EPIA, 2012)。

風力発電の拡大が続いており、特に洋上風力は過去4年間で年間約40%/年以上の成長を続けている。2011年の欧州の洋上風力発電導入量(3,813MW)の約55%(2,094MW)は英国に導入されている。英国では、2000年より英国海域の商用リースを複数ラウンド(ROUND)実施しており、これまでに3回のラウンドに分けて、政府の指定海域における事業者の入札が行われた(ROUND1~3)。ROUND1・2では合計約10GW(うち1.9GWが運転を開始)のプロジェクトの開発が進められている。ROUND3ではさらに36GWの追加的開発が計画されており、各海域の開発事業者の採択が終了している。

総発電量に占める再生可能エネルギー割合は2000年代中盤から増加を続けている(図2-15)。英国はNational Renewable Energy Action Plan(NREAP)(英国政府, 2010)において、2020年の再生可能エネルギーによる発電量の割合を31%とする目標を掲げている。

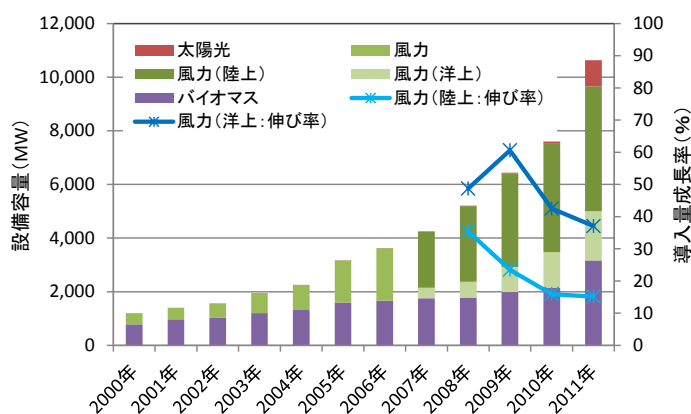


図 2-14 英国の再生可能エネルギーによる設備容量

出典) 英国エネルギー・気候変動省統計値より作成

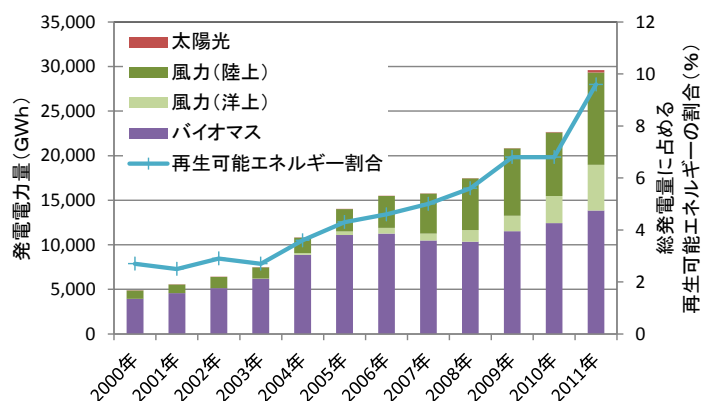


図 2-15 英国の再生可能エネルギーによる発電電力量

出典) 英国エネルギー・気候変動省統計値より作成

※再生可能エネルギー割合は水力発電を含む

2.1.7 スペインの再生可能エネルギー発電導入実績

風力発電は過去 10 年間増加の傾向が続き、設備容量、発電量ともに再生可能エネルギー導入量の中で大きな割合を占める（図 2-16 及び図 2-17）。

太陽光発電は設備容量が 2007 年と 2008 年に 300%以上の伸びを示したが、2008 年末の世界金融危機と買取価格の引き下げの影響、さらに 2009 年の発電電力の買取対象の発電設備に対する年間上限枠の設定を受け、増加率が大幅に低下している。2008 年の単年導入量約 2,700MW に対し、2009 年の単年導入量は約 60MW、2010 年の設備容量の導入量は約 400MW である。

総発電量に占める再生可能エネルギーの割合は近年上昇の傾向にあり、2010 年で 30%を超えている。しかし、2012 年に固定価格買取制度の対象電源の新規申請が凍結された影響もあり、今後成長が鈍ると考えられる。スペインは National Renewable Energy Action Plan (NREAP) (スペイン政府, 2010)において、2020 年の再生可能エネルギーによる消費電力量の割合を 40%とする目標を掲げている。

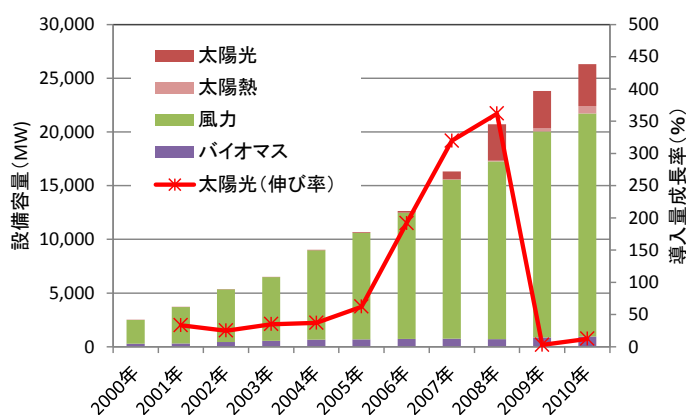


図 2-16 スペインの再生可能エネルギーによる設備容量

出典) Renewables Information (IEA)統計値より作成

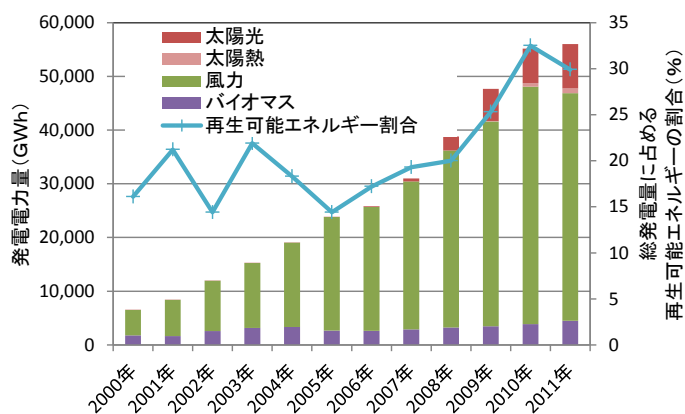


図 2-17 スペインの再生可能エネルギーによる発電電力量

出典) Renewables Information (IEA)統計値より作成

※再生可能エネルギー割合は水力発電を含む

※2011 年発電量、再生可能エネルギー割合は I E A 推計値

2.1.8 イタリアの再生可能エネルギー発電導入実績

太陽光発電の設備容量は2007年以降90%以上の成長を続け、2011年に9,303MWの急激な伸びを示した(図2-18)。これは、2010年末までに設置され、2011年半ばまでに系統連系された太陽光発電システムに対して固定価格買取制度の価格が優遇されていることが要因である。同年の発電電力量の伸びは8,890GWhであり、増加分の新規導入された太陽光発電設備の稼働率は約11%である。

総発電量に占める再生可能エネルギー割合は近年増加の傾向にあり2011年には約28%である(図2-19)。イタリアはNational Renewable Energy Action Plan (NREAP) (イタリア政府, 2010)において、2020年の再生可能エネルギーによる消費電力量の割合を26.39%とする目標を掲げており、すでに目標達成に十分な再生可能エネルギー電力の供給が実現されている。しかし、太陽光発電の大規模な導入に伴い電力買取の年間支払限度が設定されるなど今後成長が鈍ることが予測される。

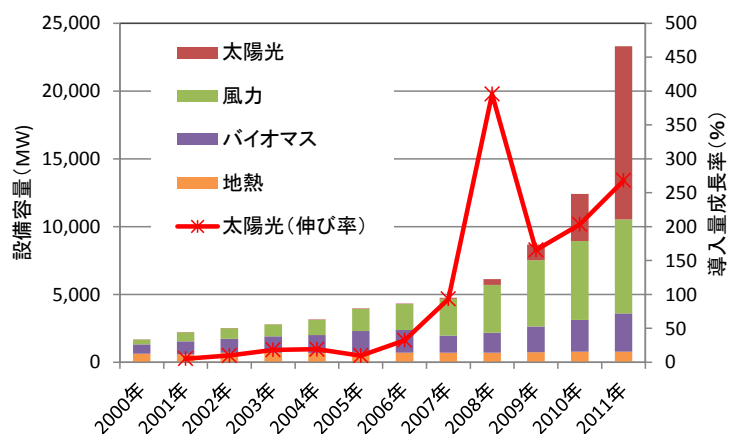


図 2-18 イタリアの再生可能エネルギーによる設備容量
出典) (Gestore dei Servizi Energetici, 2012)より作成

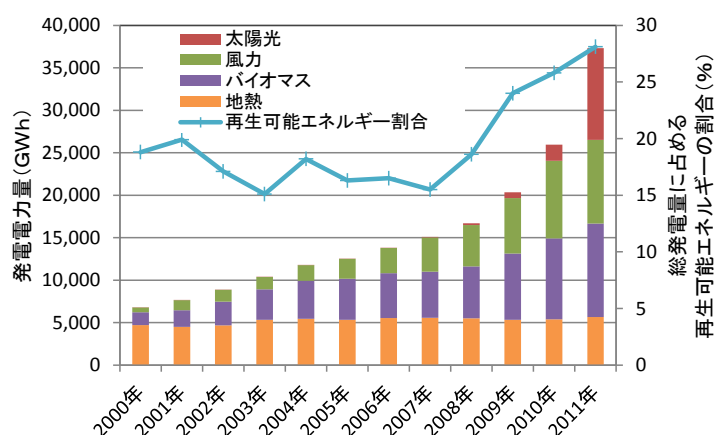


図 2-19 イタリアの再生可能エネルギーによる発電電力量
出典) (Gestore dei Servizi Energetici, 2012)より作成

※再生可能エネルギー割合は水力発電を含む

※2011年のバイオマス発電量、再生可能エネルギー割合はIEA推計値

2.2 再生可能エネルギー導入の将来見通し

2.2.1 再生可能エネルギー導入見通しの枠組み

再生可能エネルギーの導入見通しの枠組みとしては、最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合、電力供給量に占める再生可能エネルギー電力量の割合、熱供給に占める再生可能エネルギー熱の割合、輸送燃料に占める再生可能エネルギー燃料(バイオ燃料等)の割合等が考えられる。特に欧州諸国ではこのような枠組みで再生可能エネルギーの導入見通しを設定することが多い。一方、我が国では電力以外の部門で再生可能エネルギー導入に関する見通しは示されていない。

EU、ドイツ、英国及び日本における各部門の2020年におけるそれぞれの見通しは表2-2の通りである。

表 2-2 欧州と日本における各部門の再生可能エネルギー導入見通し比較

	EU	ドイツ	英国	日本
最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合	○:24.5-25.5% (12.5%)	○:19.6% (11.0%)	○:15% (3.2%)	×
電力供給に占める再生可能エネルギー電力の割合	○:39.2-39.8% (19.6%)	○:38.6% (18.1%)	○:31% (7.4%)	○:18% (10.0%)
熱供給に占める再生可能エネルギー熱の割合	○:28-29% (14.3%)	○:15.5% (10.5%)	○:12% (1.8%)	×
輸送燃料に占める再生可能エネルギー燃料の割合	○:8.7-9% (4.7%)	○:13.2% (5.7%)	○:10.3% (3.0%)	×
出典	(EREC, 2010) Eurostat統計値	(ドイツ政府, 2010) Eurostat統計値	(英国政府, 2010) Eurostat統計値	(国家戦略室, 2012)

※カッコ内は2010年の実績値、日本では再生可能エネルギー電力の割合以外の統計値は整理されていない

※ドイツの電力供給に占める再生可能エネルギー電力の割合の見通しはEnergy Concept of 2010(ドイツ環境省, 2010)では35%とされている。

2.2.2 世界と OECD 加盟国における再生可能エネルギーの普及見通し

IEA は World Energy Outlook 2012(IEA, 2012a)において世界と OECD 加盟国における再生可能エネルギーの供給見通しを示している。

図 2-20 及び図 2-21 は、New Policies Scenario における世界及び OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給の見通しである (New Policies Scenario : 現在の政策が継続し、まだ正式には採用されていないが、すでに公表、計画されている政策が実施されることを見込むシナリオ)。世界全体、OECD 加盟国ともにバイオマスによるエネルギー供給が再生可能エネルギーの中で大きな割合を占める。水力、バイオマス以外の再生可能エネルギー供給は 2010 年以降拡大が見込まれており、世界、OECD 加盟国ともに 2035 年までに 2010 年のおよそ 6 倍になるとされる。一次エネルギー総供給に対する再生可能エネルギーの割合は世界全体、OECD 加盟国ともに 2035 年に約 18%へと成長することが見込まれている。

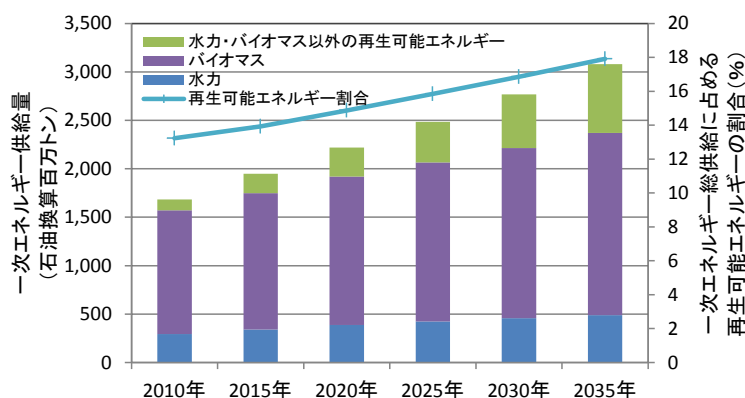


図 2-20 世界の再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給の見通し

出典) (IEA, 2012a)より作成

※再生可能エネルギー割合は水力発電を含む

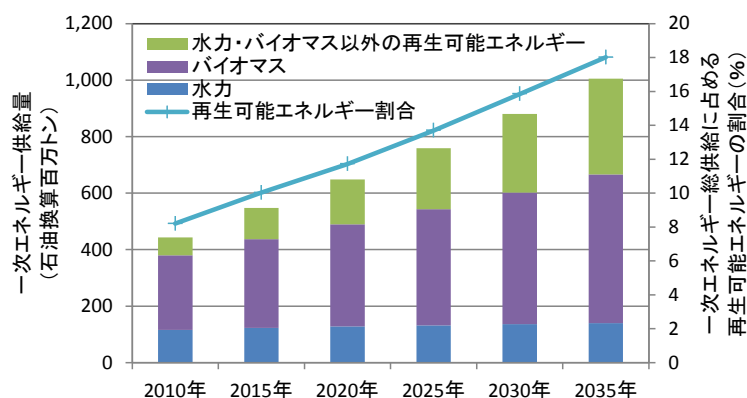


図 2-21 OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給の見通し

出典) (IEA, 2012a)より作成

※再生可能エネルギー割合は水力発電を含む

2.2.3 世界の再生可能エネルギー発電導入見通し

IEAはWorld Energy Outlook 2012(IEA, 2012a)において世界の再生可能エネルギー発電の導入見通しを示している。

図 2-22 及び図 2-23 は New Policies Scenario における世界の再生可能エネルギーの設備容量と発電電力量の将来見通しである。総発電量に対する再生可能エネルギーの割合は2010年の20%から2035年には31%に上昇すると見通している。

太陽光発電、風力発電及びバイオマス発電が再生可能エネルギー電力の大きな割合を占める状況は継続する一方、2035年までには太陽熱発電、地熱発電及び海洋エネルギー発電についても徐々に導入が進むと見通している。

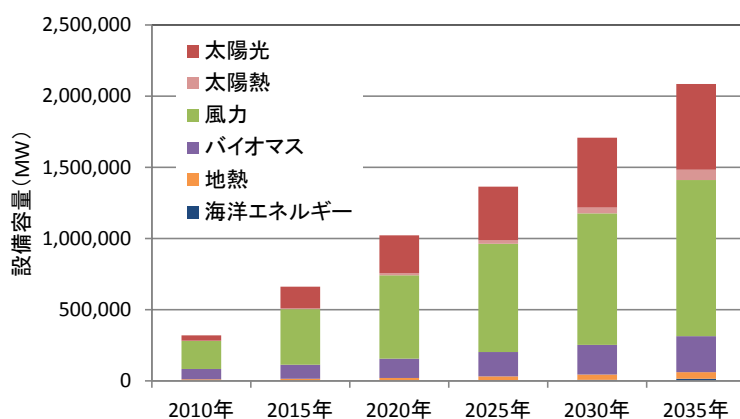


図 2-22 世界の再生可能エネルギーによる設備容量の見通し

出典) (IEA, 2012a)より作成

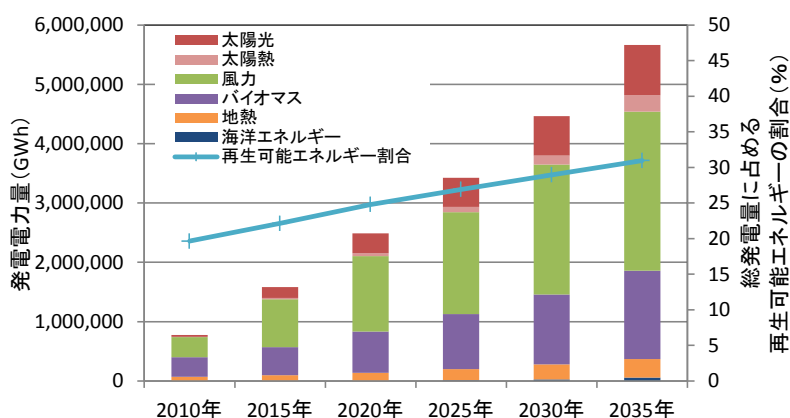


図 2-23 世界の再生可能エネルギーによる発電電力量の見通し

出典) (IEA, 2012a)より作成

※再生可能エネルギー割合は水力発電を含む

2.2.4 OECD加盟国の再生可能エネルギー発電導入見通し

IEAはWorld Energy Outlook 2012(IEA, 2012a)においてOECD加盟国についても再生可能エネルギー発電の導入見通しを示している。

図2-24及び図2-25はNew Policies ScenarioにおけるOECD加盟国の設備容量と発電電力量の将来見通しである。総発電量に対する再生可能エネルギーの割合は2010年の18%から2035年には33%に上昇するとしている。また、設備容量については全世界での見通しよりも太陽光発電の割合が小さく、風力発電の割合が大きい。一方、発電電力量については全世界とOECDの構成は類似している。

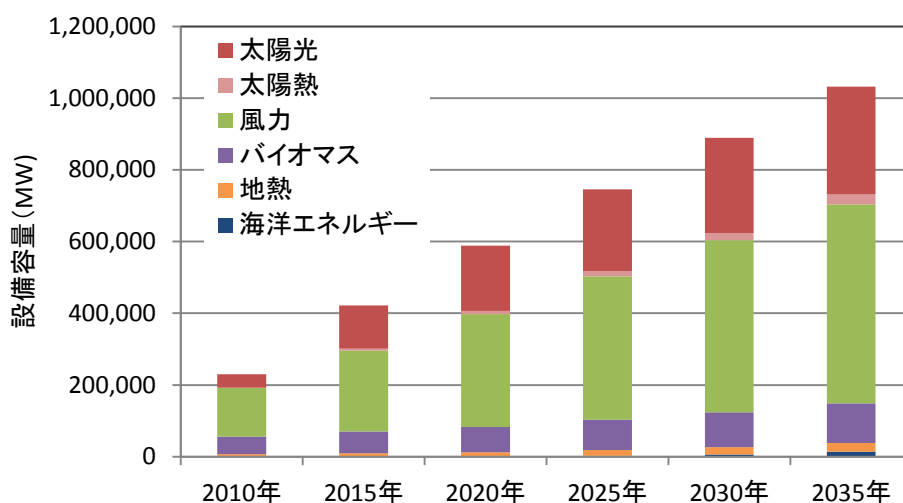


図 2-24 OECD加盟国の再生可能エネルギーによる設備容量の見通し

出典) (IEA, 2012a)より作成

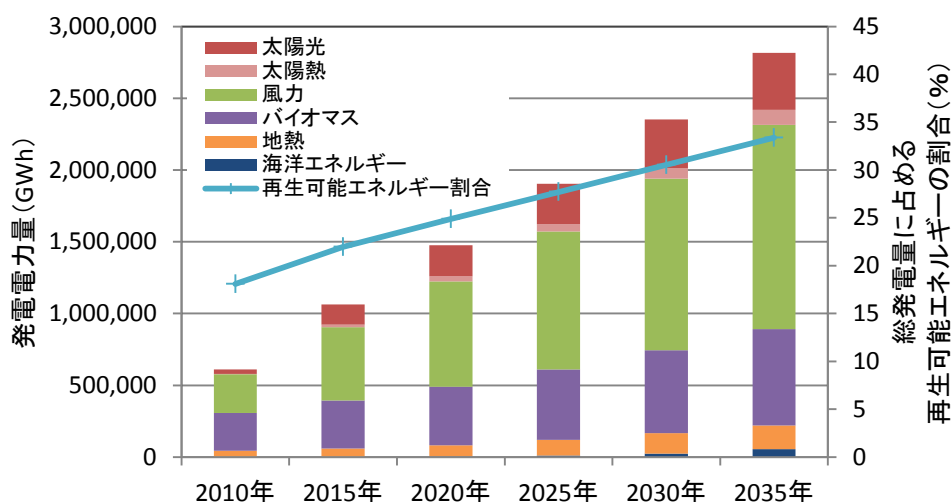


図 2-25 OECD加盟国の再生可能エネルギーによる発電電力量の見通し

出典) (IEA, 2012a)より作成

※再生可能エネルギー割合は水力を含む

2.2.5 日本の再生可能エネルギー発電導入見通し

エネルギー・環境会議(国家戦略室, 2012b)は我が国の再生可能エネルギー発電の見通しを示している(図 2-26 及び図 2-27)。

太陽光発電と風力発電が設備容量、発電量ともに拡大することが見通されており、再生可能エネルギー電源の拡大に大きく寄与する。太陽光発電の設備容量は2010年の3,620MWから2030年に63,280MWに増加すると見込まれている。また、風力発電の設備容量は、陸上風力発電と洋上風力発電の合計で2010年の2,440MWから2030年に34,900MWに増加すると見込まれている。この見通しでは2030年には発電電力量に対する再生可能エネルギー電力の割合は31%に達するとされている。

また、環境省は再生可能エネルギーの飛躍的導入に向けたイニシアティブ(2012年8月)において、洋上風力発電、バイオマス発電、地熱発電、海洋エネルギー発電の導入見通しを上方修正しており、2030年の導入設備容量をそれぞれ修正前後で、①洋上風力(5,860→8,030MW)、②バイオマス(5,520→6,000MW)、③地熱(3,120→3,880MW)、④海洋エネルギー(1,000→1,500MW)としている。

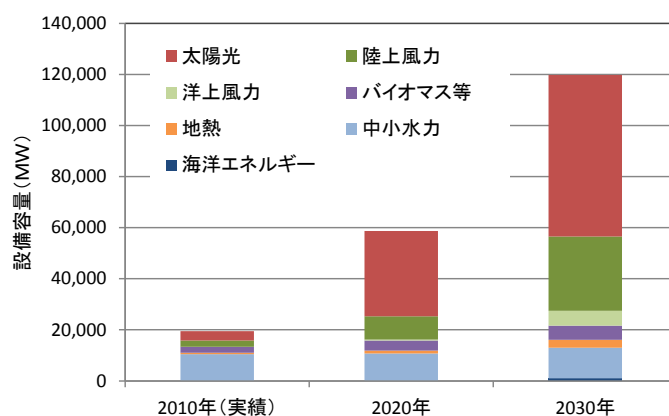


図 2-26 日本の再生可能エネルギーによる設備容量の見通し

出典) (国家戦略室, 2012) : ゼロシナリオ (追加対策前)・15 シナリオより作成

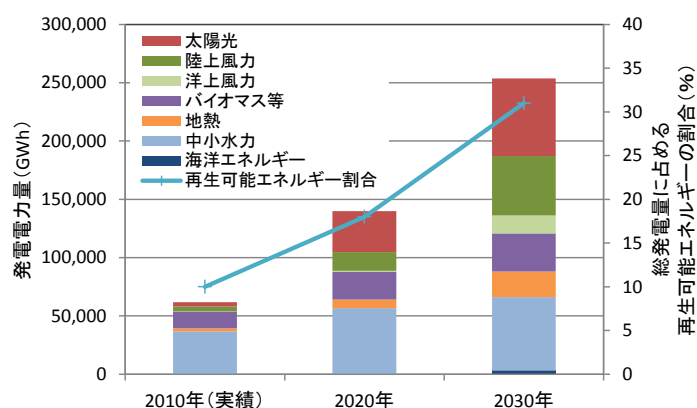


図 2-27 日本の再生可能エネルギーによる発電電力量の見通し

出典) (国家戦略室, 2012) : ゼロシナリオ (追加対策前)・15 シナリオより作成

2.2.6 ドイツの再生可能エネルギー発電導入見通し

ドイツ政府は National Renewable Energy Action Plan (NREAP) (ドイツ政府, 2010) において 2020 年に向けた再生可能エネルギーの発電について導入見通しを示している (図 2-28 及び図 2-29)。

総発電量に占める再生可能エネルギー電力の割合は 2020 年に 38.6% となることを見込まれている。特に洋上風力発電については 2015 年に 3,000MW の設備容量が 2020 年に 10,000MW へと大規模に増加することが見込まれている。

一方、National Renewable Energy Action Plan (NREAP) と同時期に策定された Energy Concept of 2010(ドイツ環境省, 2010)では、総発電量に占める再生可能エネルギー電力の割合を 2020 年に 35%、2030 年に 50%、2040 年に 65%、2050 年に 80%とする見通しが示されている。

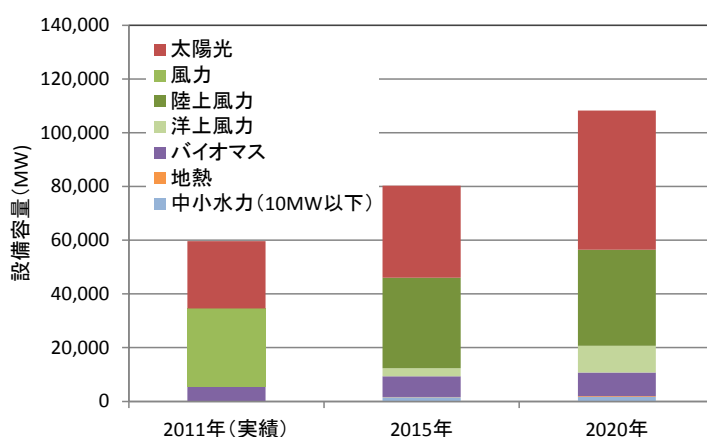


図 2-28 ドイツの再生可能エネルギーによる設備容量の見通し

出典) (ドイツ政府, 2010), (ドイツ環境省, 2012)より作成

※実績値は中小水力を除く

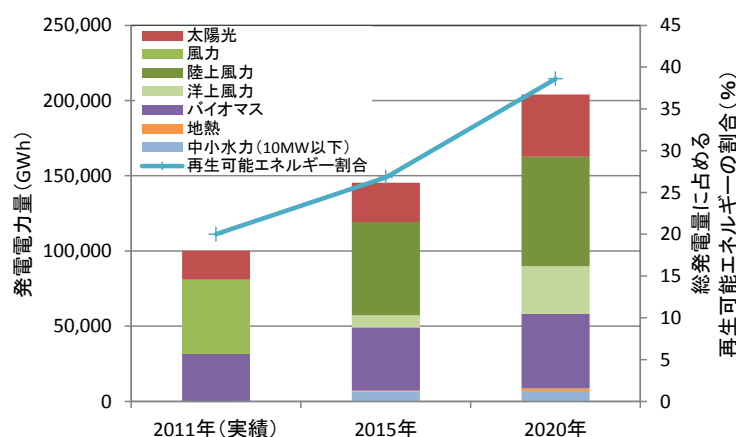


図 2-29 ドイツの再生可能エネルギーによる発電電力量の見通し

出典) (ドイツ政府, 2010), (ドイツ環境省, 2012)より作成

※実績値は中小水力を除く

2.2.7 英国の再生可能エネルギー発電導入見通し

英国政府は National Renewable Energy Action Plan (NREAP) (英国政府, 2010)において 2020 年に向けた再生可能エネルギー発電の導入見通しを示している (図 2-30 及び図 2-31)。

総電力発電量に対する再生可能エネルギー電力の割合は 2020 年に 31%となる見通しが示されている。

また、2011 年に新たに策定された英国エネルギー・気候変動省の UK Renewable Energy Roadmap(英国エネルギー・気候変動省, 2011,2012)では、各々の再生可能エネルギー電力の 2020 年の導入見込量の見通しが新たに幅をもって示されている (表 2-3)。特に太陽光発電の 2020 年時点の設備容量の見通しが National Renewable Energy Action Plan (NREAP) の 2,680MW から UK Renewable Energy Roadmap では 7,000MW～20,000MW へと上方修正されている。

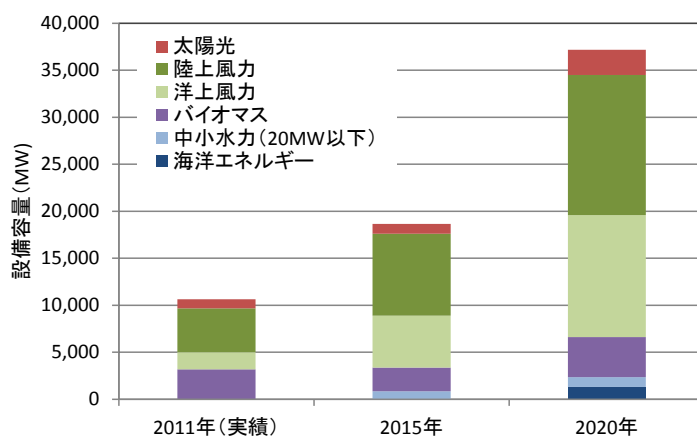


図 2-30 英国の再生可能エネルギーによる設備容量の見通し

出典) (英国政府, 2010), 英国エネルギー・気候変動省統計値より作成

※実績値は中小水力 を除く

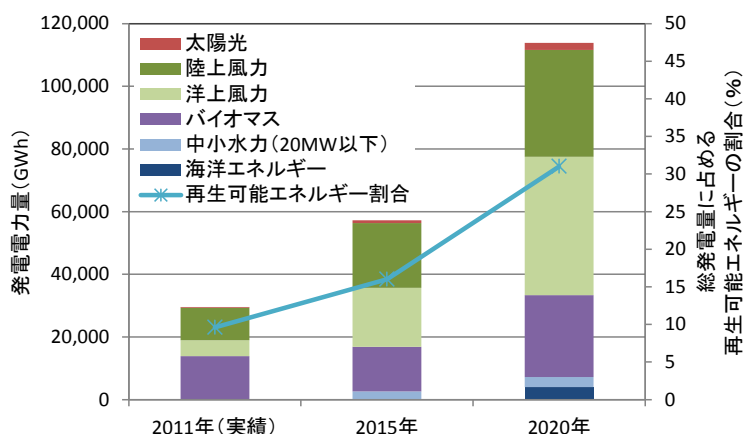


図 2-31 英国の再生可能エネルギーによる発電電力量の見通し

出典) (英国政府, 2010), 英国エネルギー・気候変動省統計値より作成

※実績値は中小水力 を除く

表 2-3 UK Renewable Energy Roadmap における設備容量の見通し

2020年の 導入見通し	National Renewable Energy Action Plan	UK Renewable Energy Roadmap
太陽光	2,680MW	7,000~20,000MW
陸上風力	14,890MW	10,000~13,000MW
洋上風力	12,990MW	11,000~18,000MW
バイオマス	4140MW	4,000~6,000MW
中小水力	1,060MW	言及なし
海洋エネルギー	1,300MW	200~300MW

出典) (英国政府, 2010), (英国エネルギー・気候変動省, 2011,2012)

2.2.8 EUの再生可能エネルギー発電導入見通し

EUでは、EU指令にて2020年までにEUにおける再生可能エネルギー比率を全設備容量の20%とする目標が示されており、目標達成に向けた各再生可能エネルギーの導入目標、導入見通しがロードマップ内で示されている。2020年以降の目標は現在検討中である。

欧州委員会が2011年12月に発効したEU Energy Roadmap 2050(European Commission, 2011)では、想定される政策シナリオ毎にエネルギーの供給構造の見通しが示されている。図2-32にReference scenario(リファレンスシナリオ)、High RES scenario(再生可能エネルギー高比率シナリオ)における再生可能エネルギーによる設備容量の見通しを示す。また、再生可能エネルギーによる発電電力量についてはシナリオ毎の詳細は示されていないため、エネルギー生産量の見通しを図2-33に示す。Reference scenario、High RES scenarioともに太陽光、風力を中心に再生可能エネルギーの設備容量、エネルギー生産量ともに2050年までに大きく増加することが見込まれる。

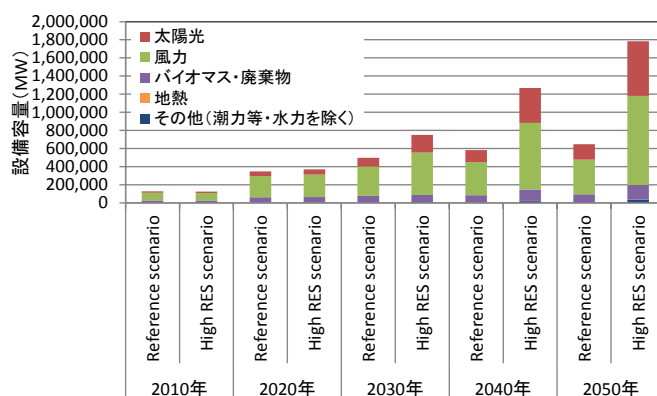


図 2-32 EUの再生可能エネルギーによる設備容量の見通し (EU Energy Roadmap 2050)

出典) (European Commission, 2011)より作成

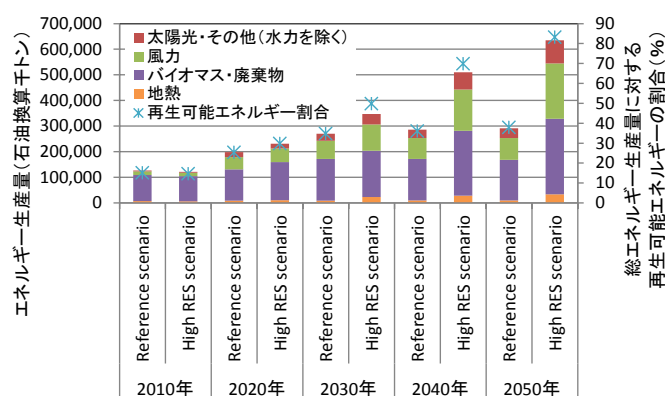


図 2-33 EUの再生可能エネルギーによるエネルギー生産量の見通し (EU Energy Roadmap 2050)

出典) (European Commission, 2011)より作成

※再生可能エネルギー割合は水力発電を含む

一方、European Renewable Energy CouncilはRethinking 2050(EREC, 2010)では、2050年までのEUでの再生可能エネルギー発電の導入見通しを示している。(図 2-34 及び図 2-35)

電力消費量に対する再生可能エネルギーの割合は2020年に約39%、2030年に65-67%になるとされている。さらに、2050年には電力消費量の100%を再生可能エネルギーにより供給可能になるとされている。また、省エネにより2050年のエネルギー需要をベースラインから30%削減した場合、再生可能エネルギーによる電力供給は電力需要を上回る事が可能とされている。なお、再生可能エネルギーによる電力供給が需要を上回った際の対応についてはRethinking 2050では言及されていない。

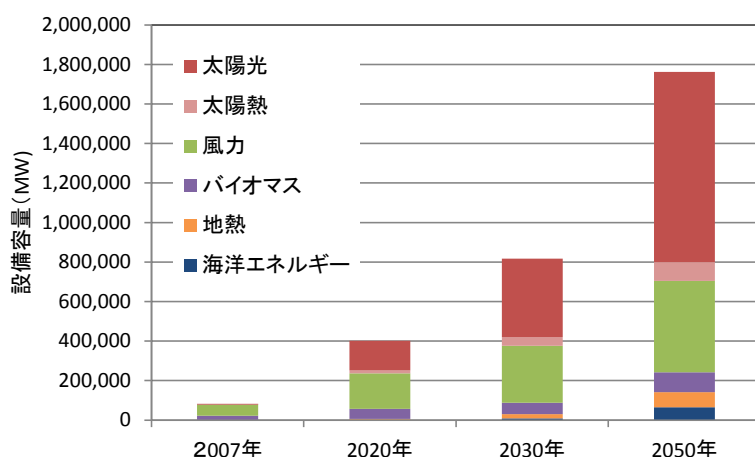


図 2-34 EUの再生可能エネルギーによる設備容量の見通し (Rethinking 2050)
出典) (EREC, 2010)より作成

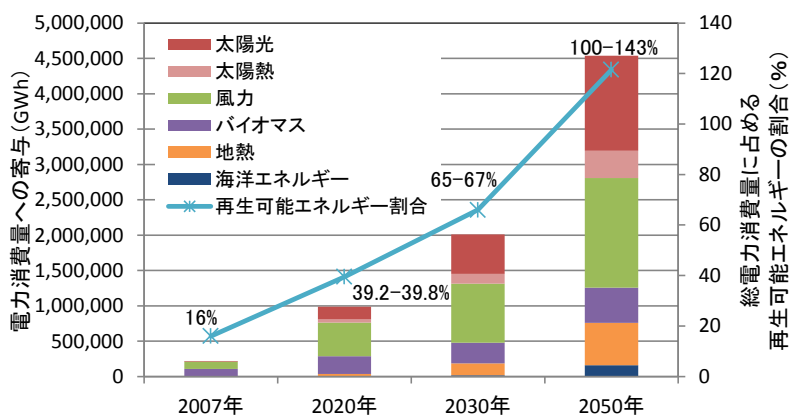


図 2-35 EUの再生可能エネルギーによる電力消費の見通し (Rethinking 2050)

出典) (EREC, 2010)より作成

※再生可能エネルギー割合は水力発電を含む

2.2.9 日本・ドイツ・イギリス・EUの再生可能エネルギー発電導入見通しの比較

日本・ドイツ・英国・EUにおける再生可能エネルギーによる発電量の割合の見通しの比較を表 2-4 に示す。

ドイツ、英国、EU は 2020 年時点で日本と比べて約 10～20%高い目標を設定している。

表 2-4 日本・ドイツ・英国の再生可能エネルギー発電導入見通し比較

国	2011年 ^{※1} (実績)	2015年	2020年	2030年	出典
日本	10%	—	18%	31%	(国家戦略室, 2012)
ドイツ	20.35%	—	35%	50%	Eurostat統計値 (ドイツ環境省, 2010)
英国	9.2%	16%	31%	—	Eurostat統計値 (英国政府, 2010)
EU ^{※2}	20.44%	—	39.2-39.8%	65-67%	Eurostat統計値 (EREC, 2010)

※1：日本のみ 2010 年の実績。

※2：EU の目標については総電力消費量に対する再生可能エネルギー電力割合にて記載。

2.3 ドイツ・英国・EUの再生可能エネルギー普及に向けたロードマップ

2.3.1 ドイツ：Energy Concept of 2010

(1) 策定の経緯

ドイツのエネルギー政策のロードマップである Energy Concept of 2010 は以下の経緯で策定された。

- 2009年11月 ドイツ連邦政府が Energy Concept の制定を決定。
- 2010年8月 専門家により策定された複数のシナリオを Energy Concept の意思決定の基礎として設定。
- 2010年9月18日 ドイツ連邦内閣により採択。

なお、EU 指令 (EU Renewable Energy Directive) では、各国に再生可能エネルギーの導入目標達成に向けたロードマップの策定を義務付けており、ドイツも“National Renewable Energy Action Plan (NREAP)”を提出している。ただし、同じタイミングで“Energy Concept of 2010”を策定中であったため、“National Renewable Energy Action Plan (NREAP)”は暫定的なものという位置づけで提出された経緯がある。

(2) 概要

ドイツのエネルギー供給構造の改革に向け、2050年までのドイツのエネルギー政策を設定する。

図 2-36 に示す9つの分野においてアクションプランを提示している。

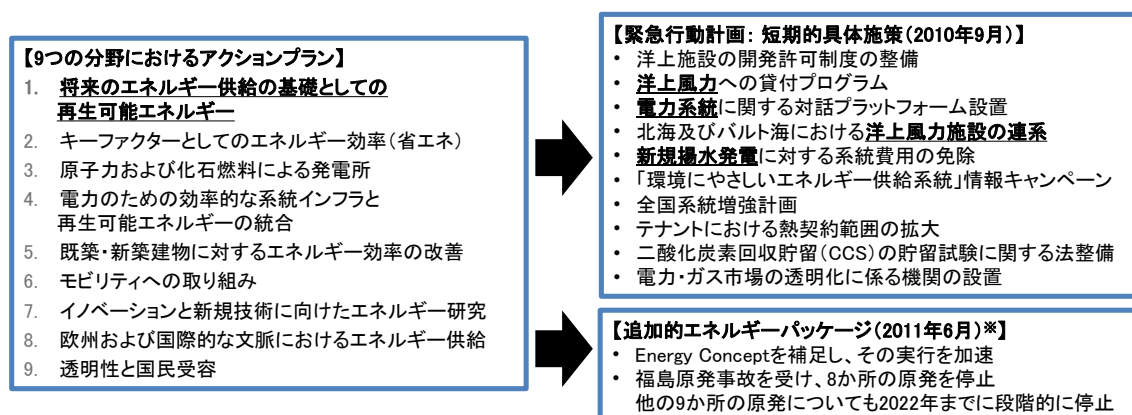


図 2-36 Energy Concept of 2010 のアクションプランと追加的エネルギーパッケージ
出典)(ドイツ環境省, 2010)

(3) 2つの目的

- ① ドイツが世界で最もエネルギー効率に優れ、最も環境に配慮した国となること
- ② ドイツにおいてエネルギー価格の競争力と高レベルの繁栄が維持されること

すなわち、Energy Concept は堅実な環境保護と経済的な実行可能性を両立し、環境に配慮しながらも市場志向のエネルギー戦略を設定している。

(4) 目標

Energy Concept of 2010 の設定する目標は表 2-5 のとおりである。

表 2-5 Energy Concept of 2010 で設定される目標

	2020年	2030年	2040年	2050年
気候に悪影響を及ぼす温室効果ガスの削減割合 (1990年比)	40%	55%	70%	80-95%
一次エネルギー供給の削減割合	20%	—	—	50%
電力消費量の削減割合(2008年比)	10%	—	—	25%
建物における熱需要の削減割合※(2008年比)	20%	—	—	—
最終エネルギー消費に対する 再生可能エネルギーのシェア	18%	30%	45%	60%
総電力消費量に対する 再生可能エネルギーのシェア	35%	50%	65%	80%
最終エネルギー消費に対する エネルギー変換効率	年2.1%向上させる			

出典) (ドイツ環境省, 2010)

※一次エネルギー需要は 2050 年までに 80%減少させる

(5) 策定プロセス

1) 外部有識者による複数のシナリオ作成

- ドイツ政府の委託を受け、外部の専門家が課題とその解決策を示すために 9 つのシナリオを策定している。
- これらのシナリオは Energy Concept の科学的根拠となっている。
- 当該シナリオにおいては再生可能エネルギーの時代への道のりは達成可能だが、それにはエネルギー供給の抜本的な改革が不可欠であるとして結論付けられている。
- これらのシナリオ検討に係る研究では年間およそ 200 億ユーロの投資を想定している。

2) 中央政府と各研究機関による 9 つのシナリオの検討

- ドイツ政府はエネルギー部門の将来動向を示す 9 つのシナリオをモデル化するための研究を委託している。
- このシナリオにおいては電力のみでなく熱市場と運輸についても焦点を当てている。熱供給部門と運輸部門はドイツのエネルギー供給シェアの 60%を占める。
- この研究は株式会社 Prognos、ケルン大学エネルギー科学研究所 (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln : EWI)、有限会社経済構造研究所(Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung : GWS)により実施された。

3) 備考

- ドイツ政府が委託したシナリオのモデル化に加え、様々な研究論文が **Energy Concept** において参考にされており、エネルギー構造改革戦略の実現可能性を裏付けている。
- 原子力発電からの急速な脱却についても、特に福島原発の事故以降「追加的エネルギーパッケージ」において広く調査されている。
- エネルギー部門の将来動向に関する研究の成果は将来見通しとするためのものではない。研究においてはシナリオ内で設定される目標が技術的に実現可能であると結論付けられているが、例えば電力使用量が 2020 年までに 10%減少するといったことを予測しているのではない。**Energy Concept** の目的はシナリオ内で設定される目標に向けた道筋を示すものであり、設定されるシナリオ実現に必要な条件が満たされた際の最終的な目標に向けた道標となる。

(6) 策定根拠

1) エネルギーシナリオの概要

Energy Concept of 2010 で設定された目標の科学的根拠は 9 つのモデルシナリオ（1 つのリファレンスシナリオと 8 つのターゲットシナリオ）である（表 2-6、表 2-7 及び表 2-8）。

表 2-6 **Energy Concept of 2010** : リファレンスシナリオの概要

【リファレンスシナリオ】

- 現在のトレンドが続いた際のドイツの将来のエネルギーシナリオを示す。
- 一切の変化が生じなかった場合、温室効果ガスの排出量は 1990 年比で 2050 年までに 62%削減される。

※この場合、連邦政府の「2020 年までに 40%、2050 年までに 80%削減」の温室効果ガス排出削減目標は何らかの手段を講じなければ達成されない。

出典) (ドイツ環境省, 2010)

表 2-7 **Energy Concept of 2010** : ターゲットシナリオの概要

【8 つのターゲットシナリオ】

以下の観点を踏まえ、シナリオのモデル化を行う。

- 経済・社会を一体として考える。
 - 電力産業のみでなく全部門（家庭、産業、運輸）を考慮する。
 - 再生可能エネルギーの普及拡大とエネルギー利用の高効率化のポテンシャルについても検討する。
 - 今後見込まれる技術、経済のトレンドに基づき、政治的な計画における課題とスコープに関しても焦点をあてる。
- シナリオは既存の原子力発電所の稼働年数を延長期間により下表のように I から IV に区分される。

また、シナリオ I から IV は原発の稼働年数の延長に要する改良コストによりバージョン A と B の 2 種に区分される。

出典) (ドイツ環境省, 2010)

表 2-8 Energy Concept of 2010 : 各シナリオにおける再生可能エネルギー普及等見通し

	シナリオ I	シナリオ II	シナリオ III	シナリオ IV
温室効果ガス排出(目標)	2020年	- 40%	- 40%	- 40%
	2050年	- 85%	- 85%	- 85%
原発稼働時間の延長年数	4 年間	12年間	20年間	28年間
エネルギー効率(増加分)	内生的に決定	2.3 – 2.5% p.a.	2.3 – 2.5% p.a.	内生的に決定
再生可能エネルギーの最終エネルギー消費の総量に対するシェア(2020年)	≥ 18%	≥ 18%	≥ 18%	≥ 18%
再生可能エネルギーの1次エネルギー消費に対するシェア(2050年)	≥ 50%	≥ 50%	≥ 50%	≥ 50%

出典) (ドイツ環境省, 2010)

※シナリオ I ~ IV はそれぞれ原発の稼働年数の延長に要する改良コストにより 2 つのシナリオに分かれる

2) 各シナリオの CO2 排出量の分析結果

図 2-37 のグラフはモデル分析の研究結果の例であり、9 つのシナリオにおける年ごとの CO2 排出量を示している。

- ① 全シナリオ (SZ I から IV、それぞれに対してバージョン A と B) においてリファレンスシナリオよりも CO2 排出量が減少する。
- ② これら 8 つのシナリオではドイツ政府が 2009 年に設定した温室効果ガス排出量を 2020 年までに 1990 年比で 40%削減する目標が達成され、さらに 2050 年までに少なくとも 80%が削減される (1990 年比)。また、いくつかのシナリオではさらに多くの排出量の削減が達成される。
- ③ リファレンスシナリオと比較して、すべてのターゲットシナリオにおいて経済成長が促進され、2010 年から 2050 年まで平均 0.6%の成長が見込まれる。雇用に関しても 2010 年から 2050 年までに 10 万人の増加が見込まれる。なお、2011 年のドイツにおける再生可能エネルギー分野における雇用者数は約 37 万人であり、2050 年までに約 25%の増加が見込まれる。
- ④ これらのシナリオにより、2050 年までに再生可能エネルギー時代を実現するという Energy Concept のロードマップは大規模な公共及び民間投資があれば実現可能であり、現実的なものであることが確認された。

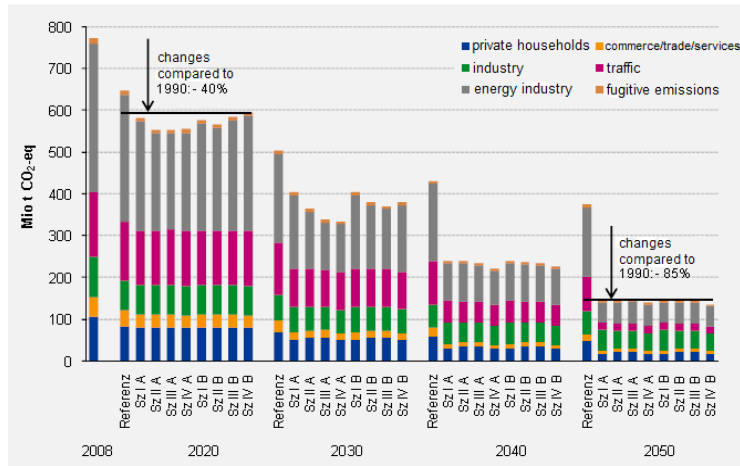


図 2-37 Energy Concept of 2010 : 各シナリオにおける CO2 排出量の推移
出典) (ドイツ環境省, 2010)

(7) 目標達成に向けた 9 つのアクションプラン (再生可能エネルギーについての詳細)

Energy Concept of 2010 において定められる 9 つのアクションプランにおける再生可能エネルギーに係る詳細は図 2-38 のとおりである。このアクションプランは、産業及び消費者にとって経済的に意味のある方法でエネルギー供給を変容させることを大きな目標としており、4 つのプランを提示している。第一に市場の力を利用した再生可能エネルギー普及を掲げ、コスト効率的な再生可能エネルギーの拡大に言及されている。また、特に拡大を目指すエネルギー源として 3 つのプランを掲げており、風力 (陸上・洋上) 及びバイオマスの利用のそれぞれに言及している。

【9つの分野におけるアクションプラン】

1. 将来のエネルギー供給の基礎としての再生可能エネルギー
2. キーファクターとしてのエネルギー効率(省エネ)
3. 原子力および化石燃料による発電所
4. 電力のための効率的な系統インフラと再生可能エネルギーの統合
5. 既築・新築建物に対するエネルギー効率の改善
6. モビリティへの取り組み
7. イノベーションと新規技術に向けたエネルギー研究
8. 欧州および国際的な文脈におけるエネルギー供給
9. 透明性と国民受容

【再生可能エネルギーに関するアクションプランの概要】

- 目標: 産業及び消費者にとって経済的に意味のある方法でエネルギー供給を変容させること
- 具体的内容として以下の4点を提示
 - コスト効率的な再生可能エネルギーの拡大: イノベーションとコストの削減への圧力の中での再エネ拡大
→大部分を市場の力による再生可能エネルギーの拡大
 - 洋上ウインドファームの拡大: 比較的新しい洋上風力技術に関する経験の取得
 - 陸上ウインドファームの拡大: 短中期的に再生可能エネルギーを拡大する最も大きな経済的ポテンシャルを有する陸上風力の活用
 - バイオエネルギーの持続可能、効率的な利用: 広範囲の利用方法と高い保存性によるバイオエネルギーの重要性を認識

図 2-38 Energy Concept of 2010 の再生可能エネルギーに関するアクションプランの詳細

出典) (ドイツ環境省, 2010)

2.3.2 英国：Renewable Energy Roadmap

(1) 策定の経緯

英国の再生可能エネルギー普及に向けたロードマップである Renewable Energy Roadmap は 2011 年 7 月に英国エネルギー・気候変動省 (Department of Energy & Climate Change; DECC) が策定した。その後、2012 年 12 月アップデート版が発表されている。

英国における再生可能エネルギー分野の初めてのロードマップであり、策定の理由には図 2-39 に示す背景とメリットがある。

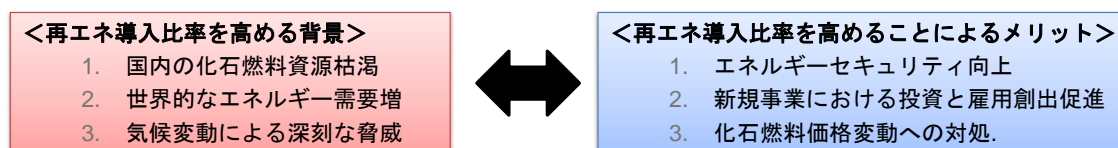


図 2-39 Renewable Energy Roadmap 策定の背景・メリット

出典) (英国エネルギー・気候変動省, 2011)

(2) 概要

Renewable Energy Roadmap では再生可能エネルギーの利用と再生可能エネルギー技術のコスト低減に向けた目標とアクションプランが提示されている。

2020 年までに英国におけるエネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率を 15% とする EU 指令 (EU 全体では 20% の目標) を達成することを狙いとしていたが、2012 年のアップデート時に政府のエネルギー消費見通しが減少したことから、目標とする再生可能エネルギー比率も下方修正された。

陸上風力発電、洋上風力発電、海洋エネルギー発電、バイオマス発電、バイオマス熱利用、地中熱利用・大気熱ヒートポンプ及び再生可能エネルギー燃料という 8 つの主要技術にフォーカスしている。2012 年のアップデートにより、注目すべき技術としてさらに太陽光発電が追加された。また、投資、雇用、エネルギー貿易及びインフラ整備についてもフォーカスされている。

(3) ロードマップで設定される目標

1) ロードマップ全体の目標

EU 指令で義務化されて提出した「National Renewable Energy Action Plan (NREAP)」と同様、Renewable Energy Roadmap でも当初は 2020 年までに再生可能エネルギー比率 15% (電力換算 234TWh) が目標となっていた。2012 年のアップデートにおいてエネルギー需要の減少が見込まれたことから目標は下方修正 (電力換算 223-230TWh) された。

英国は 2005 年時点の再生可能エネルギー比率が 1.5% に過ぎないため、他の EU 諸国と比較して目標が緩く設定されている。

2) 各年の目標

Renewable Energy Roadmap には、2020 年単年だけでなく、以下の通り途中段階の導

入目標も示されている。

- 2011年～2012年: 63TWh (2011年実績は58TWh)
- 2013年～2014年: 83-84TWh
- 2015年～2016年: 113-116TWh
- 2017年～2018年: 154-158TWh

3) 地域ごとの目標

英国全体の目標の他に、地域ごとの目標も定められており、以下の独自の施策を展開している。

- スコットランド: 2020年までに電力需要の100%相当量と熱需要の11%を再生可能エネルギーにより供給。
- 北アイルランド: 2020年までに再生可能エネルギー電力の供給比率40%、再生可能エネルギー熱の供給比率10%
- ウェールズ: 再生可能エネルギー比率は設定されていないが、2025年までに再生可能エネルギー電力を倍増としている。

4) 2020年以降の目標

2020年以降の数値目標は定められていないが、再生可能エネルギー比率を増加させることとしている。

独立機関である英国気候変動委員会は、2030年までに再生可能エネルギー比率を30～45%にできると言及している。

(4) 策定プロセス

Renewable Energy Roadmapでは関係機関・有識者によるシナリオ策定が行われており、英国エネルギー・気候変動省内の再生可能エネルギー部局に加え、再生可能エネルギーの専門家、金融関係者、地方政府関係者が参画している。

多分野の関係者を参画させた理由は、英国内の再生可能エネルギーの最新の利用状況、計画中・進行中のプロジェクト情報、コスト効率的なプロジェクト実施を阻害する障壁、について共通の理解を得るためである。

シナリオ策定にあたって各機関から提言、データ等が提供された。機関毎の主なテーマは以下のとおりである。

- AEA Technology: バイオマスエネルギー資源
- 気候変動委員会: 再生可能エネルギーレビュー
- DECC: エネルギートレンド、再生可能エネルギー計画データベース、カーボンプランなど
- Renewable Fuel Agency: 再生可能エネルギー燃料

(5) 策定根拠

技術導入コスト、新規設備導入率、政策枠組、市場からの視点といった要素を考慮した上で想定しうるシナリオが設定され、2005年以降の毎年の再生可能エネルギー増加率、将来に向けた導入計画が示されている。また、地域レベルでの再生可能エネルギー電力、熱及び燃料それぞれの導入ポテンシャル分析が実施されている。

Renewable Energy Roadmap 内でフォーカスされている 8 つの主要技術それぞれの 2020 年における導入見通しが示されている（表 2-9）。ただし、これらは確定された目標ではないという整理である。また、2012 年に追記された太陽光発電においても導入見通しが推計されている。なお、2011 年の Renewable Energy Roadmap において「その他」の項目に太陽光発電が含まれているが、2012 年のアップデート版において太陽光のみの見通しが示された。

表 2-9 英国の再生可能エネルギー主要技術の 2020 年の導入見通し

技術	2020年（カッコ内は直近年） （電力換算TWh）
陸上風力	24-32（10）
洋上風力	33-58（5）
バイオマス発電	32-50（13）
海洋エネルギー	1
バイオマス熱利用	36-50
ヒートポンプ	16-22
再生可能燃料	最大48
その他 （水力、地熱、太陽光など）	14（6）
太陽光 （アップデート版で言及）	6-18
再エネ全体での目標	223-230

出典) (英国エネルギー・気候変動省, 2011,2012)より作成

また、導入見通しを達成する上では、以下がポイントになると整理されている。

- 電力系統アクセスへの容易性
- 長期的な投資に対する保証
- 事業計画の遅延対処
- 再生可能エネルギーのサプライチェーン拡大（インフラ整備、経済的インセンティブ付与など）
- 技術革新

再生可能エネルギーの普及見通しには、技術コスト、エネルギー需要、電力供給の不安定化等の懸念から再生可能エネルギー導入拡大を産業界がどの程度許容するか、という 3 つの不確実性があると整理されており、現状の再生可能エネルギー導入の状況も踏まえ、2020 年の導入目標達成までの道筋は図 2-40 のようになるとされる。

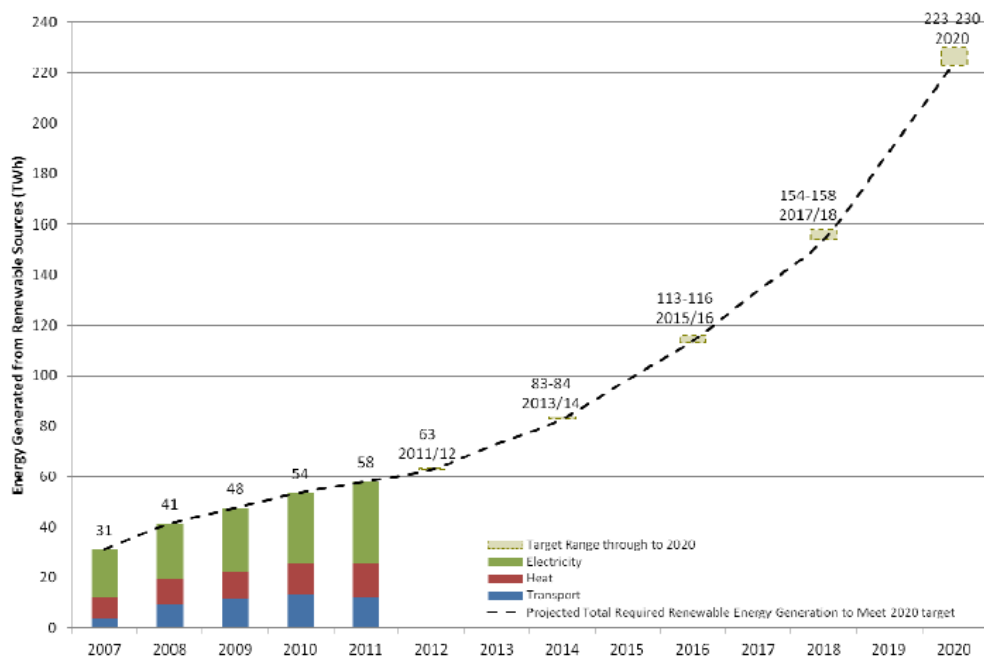


図 2-40 Renewable Energy Roadmap における今後の再生可能エネルギー導入見込
出典) (英国エネルギー・気候変動省, 2012)

2.3.3 EU : EU Energy Roadmap 2050

(1) 策定の経緯

EU Energy Roadmap 2050 は、2011 年 12 月に欧州委員会が温室効果ガス削減を主眼としたロードマップとして可決し、発行された。EU 指令及び各種ロードマップ策定のタイムラインを図 2-41 に示す。

(2) 概要

複数の政策シナリオを設定し、それぞれについて脱炭素化 (Decarbonisation) や温室効果ガス削減目標の達成度合いを試算・評価している。確度の高い将来見通しや、目標達成のために最も好ましい政策オプションを示すことではなく、脱炭素化に向けて取り得る複数のシナリオを示すことを目的とする。

(3) 目標

温室効果ガス排出量を、2050 年までに 1990 年比 80-95%削減することを目標としている。また、ロードマップの目的として以下の 3 つを提示している。

- 再生可能エネルギー等の温室効果ガス削減に資する技術等の長期的な導入見通しを示すとともに、投資家に対し EU 内で想定され得る将来的な政策オプションに関する情報・判断材料を提供する。
- 異なる政策シナリオ、脱炭素化に向けた道筋間の、共通点およびトレードオフの関係を示す。

- 2020年以降のマイルストーンを設定する。

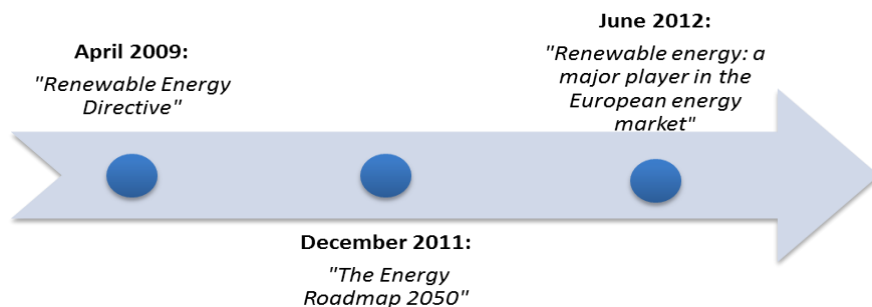


図 2-41 EU 指令および各種ロードマップ策定のタイムライン

出典) (European Commission, 2011)

(4) 策定プロセスと策定根拠

1) エネルギーシナリオの概要

エネルギー分野における 4 つの脱炭素化手法（高効率化、再生可能エネルギー、原子力、CCS）を組み合わせた 7 つのシナリオを設定、評価・分析を行っている。

2 つの Current trend scenarios（現状シナリオ）²とともに、Decarbonisation scenarios（脱炭素化シナリオ）として次の 5 つのシナリオを提示している。

- High energy efficiency（高効率化シナリオ）
機器、建物等の高効率化を強く推進し、2050年時点のエネルギー需要を 2005～2006年比で 41%削減する。
- Diversified supply technologies（技術多様化シナリオ）
いずれの技術も政策的に優遇されることなく、市場原理で全てのエネルギー源が競合する中で普及が進む。脱炭素化は市場における炭素価格により推進される。
- High Renewable Energy Sources（再生可能エネルギー高比率シナリオ）
再生可能エネルギーの導入を政策的に強く後押しし、2050年時点の再生可能エネルギー比率を、最終エネルギー消費ベースで 75%、電力消費ベースで 97%まで高める。
- Delayed Carbon Capture and Storage（CCSシナリオ（長期的対策））
技術多様化シナリオと似ているが、CCS技術の導入が遅れ、炭素価格ではなく技術推進により原子力比率が高まる。
- Low nuclear（原子力低比率シナリオ）
技術多様化シナリオと似ているが、原子力は増設されず、CCSが高い割合（総発電量の 32%）で導入される。

² 2010年3月までの政策動向を考慮した“Reference Scenario”と、東日本大震災後の最新の政策動向を考慮した“Current Policy Initiatives”の2種類。

2) 再生可能エネルギー導入割合の分析結果

いずれのシナリオにおいても、再生可能エネルギーは重要な位置を占める結果となっており、2050年時点で最終エネルギー消費量の少なくとも55%（2012年時点では約10%）が再生可能エネルギーで賄われると試算されている（図2-42）。

また、2050年までに1990年比80-95%削減という温室効果ガス削減目標の達成は可能と結論づけており、持続可能性、エネルギーセキュリティ、競争力の強化に向けた政策を推進するよう推奨している。

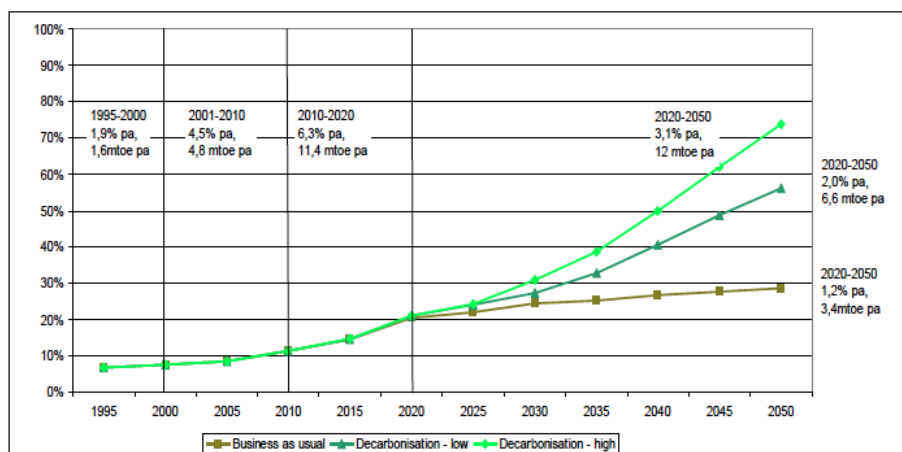


図 2-42 最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギーの割合[%]

出典) (European Commission, 2011)

2.3.4 EU : Renewable Energy: A major player in the European energy market

(1) 策定の経緯・概要・目的

2012年6月に欧州委員会より発行された。EUのエネルギーミックスにおける再生可能エネルギーの割合を高めることを主眼に、Energy Roadmap 2050の分析をさらに発展させて検討がなされている。将来的に取り得る4つの政策シナリオについて分析し、異なる政策シナリオ分析から得られる政策的示唆（社会的、環境的、経済的）を整理している。

(2) 策定プロセスと策定根拠

1) 政策シナリオの概要

Renewable Energy: A major player in the European energy market においてEUの目標達成に向けた政策シナリオは以下の4つであり、それぞれの特徴は表2-10のとおりである。

- Business as usual（現状趨勢）
- Decarbonisation with no renewables targets（再生可能エネルギー導入目標なしの脱炭素化）
- Post-2020 national renewables targets/coordinated support（2020年以降の国別再生可能エネルギー目標設定と複合的支援の実施）

- Post-2020 EU renewable target/harmonised measures (2020年以降のEU大の再生可能エネルギー目標設定と協調した対策の実施)

表 2-10 Renewable Energy: A major player in the European energy market
における各政策シナリオの特徴

Policy options	(1) Business as usual	(2) Decarbonisation with no renewables targets	(3) Post-2020 national renewables targets/ coordinated support	(4) Post-2020 EU renewable target/ harmonised measures
<i>Underlining drivers</i>				
<i>Policy uncertainty</i>	No new RES/GHG targets	New GHG targets post-2020, no specific RES targets	Post-2020 national RES targets + new carbon and energy efficiency goals	Post-2020 EU-wide RES target + new carbon and energy efficiency goals
<i>Support viability</i>	Phase out of RES support	Phase out of national support schemes	Enhanced coordination and cooperation amongst MS	EU-wide harmonized support schemes
<i>Market arrangements consistency</i>	No new measures	Renewables fully exposed to market risks	Accelerated exposure to market risks	Common balancing and capacity markets
<i>Infrastructure adequacy</i>	No new measures	New measures, connections with 3rd countries	New measures, connections with 3rd countries	New measures, connections with 3rd countries
<i>Innovative technologies uncertainty</i>	No new measures	Enhanced R&D financing through carbon markets	Enhanced R&D financing through carbon markets	Enhanced R&D financing through carbon markets
<i>Public acceptance/ sustainability</i>	No new measures	Sustainability criteria applied to all bioenergy uses	Sustainability criteria applied to all bioenergy uses	Sustainability criteria applied to all bioenergy uses

出典) (European Commission, 2012)

2) 各政策シナリオの分析結果

各政策シナリオについて、Business as usual (現状趨勢) と比較して以下の分析結果が示されている (表 2-11)。

- Decarbonisation without renewable energy targets post-2020 (再生可能エネルギー導入目標なしの脱炭素化)

ETS (Emission Trading Scheme) セクターおよび非 ETS セクターに対して、適切なカーボン価格が適用されることにより、再生可能エネルギーの導入を促す効果的なマーケットシグナルが出される。ただし、技術に対し中立的な政策が講じられることにより、他の政策オプションと比較して技術革新に与える影響は小さくなる。

- Binding renewable energy targets post-2020 and coordinated support (2020年以降の国別再生可能エネルギー目標設定と複合的支援の実施)

野心的な目標を設定することにより、将来市場規模及び再生可能エネルギー技術の確実性・予測可能性が向上し、投資家及びビジネスコミュニティが投資判断しやすい環境が整備される。本政策シナリオは、よりバランスの取れた地域間に偏りのない再生可能エネルギーの導入普及により、再生可能エネルギーの持続可能性および社会受容性に係る問題を効果的に解決する。

- EU renewable energy target and harmonised measures (2020年以降のEU内の再生可能エネルギー目標設定と協調した対策の実施)

EU 各国内市場の統合を促進しつつ、2020年以降の政策に関する検討がなされる。

各技術に対し中立的な政策が実施され、需要地に近い分散型電源よりも、遠隔地における集中型の再生可能エネルギー電源の普及が進むと見られる。

表 2-11 Renewable Energy: A major player in the European energy market :
現状趨勢ケースに対する各政策シナリオの比較

Criteria	Options	1: No new EU action	2: GHG targets/ no RES target	3: post 2020 national RES targets	4: EU RES target and harmonised measures
Effectiveness	Policy certainty	=	+	++	++
	Support viability	=	++	+	+
	Infrastructure adequacy	=	++	++	+
	Internal market	=	++	+	++
	Technology innovation	=	+	++	+
	Sust./public acceptance	=	+	+	+
Efficiency	System costs	=	=	=	=
Coherence	with other EU policies	=	+	+	+

Legend = equivalent; + improvement; - deterioration.

(凡例) =同等、+改善、-悪化

出典) (European Commission, 2012)

2.4 中長期的な技術動向

2.4.1 低炭素エネルギー関連技術の動向

IEA の Energy Technology Perspective(IEA, 2012b)では分野ごとの低炭素化技術の中長期的な開発見通しを示し、発電分野、建築分野、産業分野、輸送分野それぞれの主要技術についてのロードマップを提示している (図 2-43)。

Energy Technology Perspectives では再生可能エネルギー分野の技術の中で2020~2030年の中長期で開発・導入が見込まれる技術として高温岩体発電、集光型太陽光発電が挙げられている。ただし、高温岩体発電については Energy Technology Perspectives で2040年までの長期で技術開発を見通しており、実用化には時間を要することが見込まれる。また、集光型太陽光発電は曇りや雨の日が多く散乱日射光の割合が高い日本では適用が難しいとされている点(西村啓道, 2011)には留意が必要である。

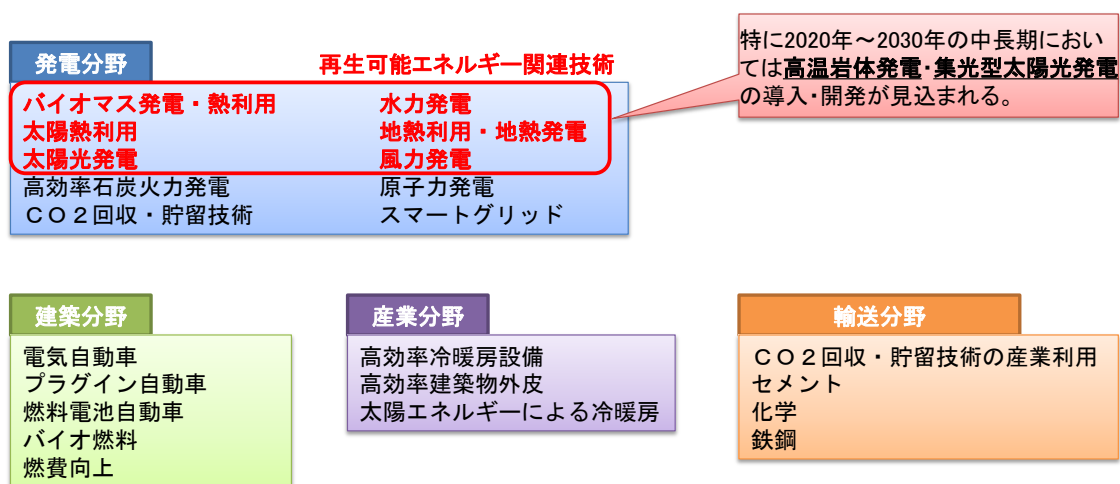


図 2-43 CO2 排出量削減に向けて投資が見込まれる技術

出典) (IEA, 2012b)より作成

2.4.2 高温岩体発電

高温岩体発電 (HDR : hot dry rock) とは、高温ではあるが水分に乏しく十分な熱水・蒸気が得られないような高温岩体を地熱発電へ活用する方式である。人工的に岩盤に割れ目 (フラクチャ) を作り、2本の坑井の一方から水を注入し、もう一方から高温蒸気を取り出して発電を行う (図 2-44)。

なお、HDR 等の地熱資源を活用する一連の技術も包含して地熱井涵養技術 (EGS : Enhanced Geothermal Systems)とも表現され、温水または水蒸気の新規地熱貯留層の創出、あるいは既存の地熱貯留層の拡大、強化に利用される。

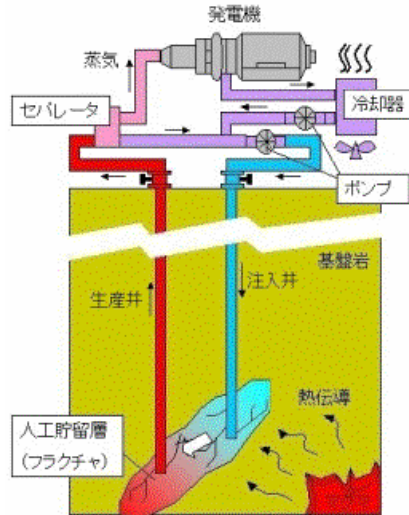


図 2-44 高温岩体発電の模式図

出典) (NEDO, 2007)

EGS 技術はまだ成熟しておらず、多くの点で検証を要する。しかし、既に発電を開始している、又は、近く発電を開始する予定のプラントもあり、世界各地で実証等が行われている。

米国では、7つのサイトで技術的実現可能性の実証を行っており(表 2-12)、欧州でも既に 11 のサイトで実証・運転が行われている(図 2-45)。

表 2-12 DOE による EGS 実証プロジェクト (2012 年 4 月現在)

実施主体	実証サイト
AltaRock Energy, Inc.	Newberry Volcano (オレゴン州)
Geysers Power Company, LLC	The Geysers (カリフォルニア州)
Naknek Electric	Naknek (アラスカ州)
Ormat Technologies, Inc.	Brady Hot Springs (ネバダ州)
Ormat Technologies, Inc.	Desert Peak (ネバダ州)
TGP Development Co.	New York Canyon (ネバダ州)
University of Utah	Raft River (アイダホ州)

出典) (GEA, 2012)



図 2-45 EGS プランツの開発地点

出典) “Geothermal Electricity Market in Europe” (2011, EGEC)

我が国では、1970 年代後半から HDR の実験が行われてきたが、2003 年以降新たな実証研究が行われていない。しかし、全世界で見ると、2050 年には高温熱水から発電を行うフラッシュ方式³、低温熱水から発電を行うバイナリー方式⁴といった既に実用化されている技術に加え、EGS が導入・活用されることが期待されている (図 2-46)。

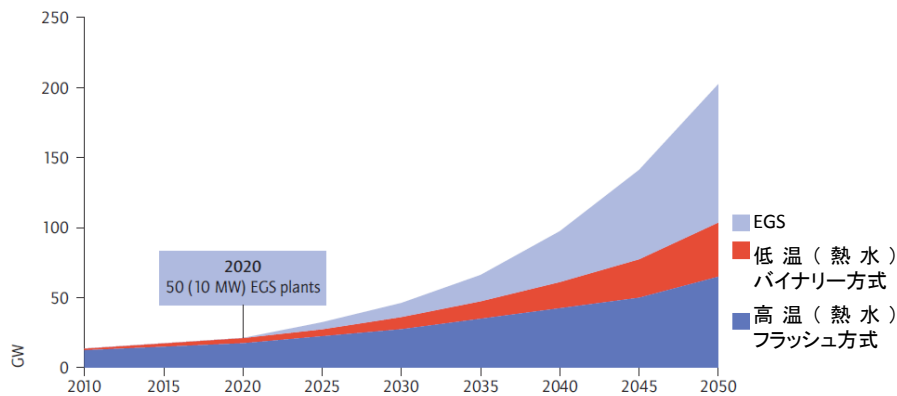


図 2-46 方式別の地熱発電の設備容量のロードマップ

出典) (IEA, 2011)

³地熱貯留層から約 200~350℃の蒸気と熱水を取り出し、気水分離器で分離した後、その蒸気でタービンを回し発電する方式

⁴一般的に 80~150℃の中高温熱水や蒸気を熱源として低沸点の媒体を加熱し、蒸発させてタービンを回し発電する方式

2.4.3 集光型太陽光発電

集光型太陽光発電とは、小面積の高効率な多接合太陽電池に鏡やレンズを用いて集光することで高効率での発電を実現する太陽電池である。

多接合太陽電池の材料としては III-V 族化合物半導体（ガリウム、インジウム等）が用いられ、これらの太陽電池は人工衛星等の宇宙用途には実用化されている。

集光型太陽光発電の商用化に向けた課題は低コスト化であり、変換効率の向上による発電コスト低減に向けて研究開発が進められている。2012年にシャープ株式会社は、集光型化合物3接合太陽電池で世界最高変換効率 43.5%を達成している（

図 2-47）。

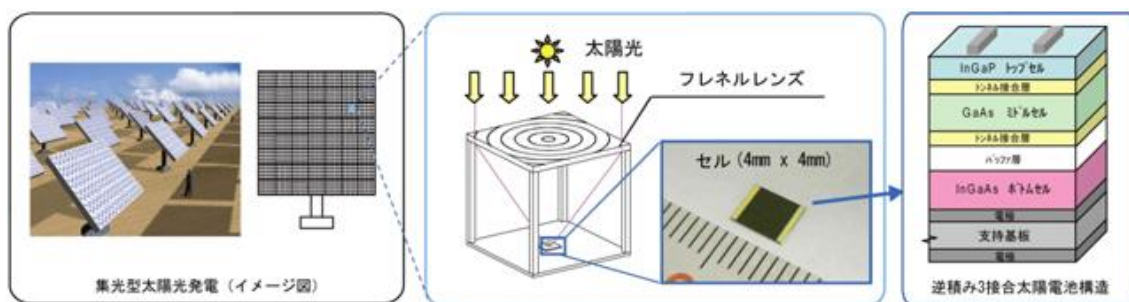


図 2-47 集光型太陽光発電の模式図

出典) (シャープ, 2012)

2.5 参考文献

- EGEC(2011). Geothermal Electricity Market in Europe.
(<http://egec.info/wp-content/uploads/2011/12/Geo-Elec-Market-Report-2011-.pdf>)
- EPIA (2012). Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016.
(http://www.epia.org/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=/uploads/tx_epiapublications/Global-Market-Outlook-2016.pdf&t=1365484555&hash=94ccda6626b9e153b664cb61cb483728f6ca22c6)
- EREC (2010). Rethinking 2050.
(http://www.rethinking2050.eu/fileadmin/documents/ReThinking2050_full_version_final.pdf)
- European Commission (2011). EU Energy Roadmap 2050.
(http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/doc/roadmap2050_ia_20120430_en.pdf)
- European Commission (2012). Renewable Energy: A major player in the European energy market.
- GEA(2012). Annual US Geothermal Power Production and Development Report.
(http://geo-energy.org/reports/2012AnnualUSGeothermalPowerProductionandDevelopmentReport_Final.pdf)
- Gestore dei Servizi Energetici (2012). Rapporto Statistico 2011 Impianti a fonti rinnovabili.
(http://www.gse.it/it/Dati%20e%20Bilanci/GSE_Documenti/osservatorio%20statistico/Statistiche%20Rinnovabili%202011.pdf)
- IEA (2011). Geothermal Roadmap.
(http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Geothermal_Roadmap.pdf)
- IEA (2012a). World Energy Outlook 2012.
- IEA (2012b). Energy Technology Perspectives 2012.
- IEA-PVPS (2011). Trends in photovoltaic applications. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2010.
(<http://www.iea-pvps.org/index.php?id=32>)
- NEDO(2007). NEDO 海外レポート (2007.6.6) . NO.1001.
(<http://www.nedo.go.jp/content/100105033.pdf>)

- NEDO (2012). 日本における風力発電設備・導入実績.
(<http://www.nedo.go.jp/library/fuuryoku/state/1-01.html>)
- UNEP (2012). Global Trends in Renewable Energy Investment 2012.
(<http://fs-unep-centre.org/sites/default/files/publications/globaltrendsreport2012final.pdf>)
- イタリア政府 (2010). National Renewable Energy Action Plan.
(http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm)
- 英国エネルギー・気候変動省 (2011). UK Renewable Energy Roadmap.
(https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48128/2167-uk-renewable-energy-roadmap.pdf)
- 英国エネルギー・気候変動省 (2012). UK Renewable Energy Roadmap Update 2012.
(https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/80246/11-02-13_UK_Renewable_Energy_Roadmap_Update_FINAL_DRAFT.pdf)
- 英国政府 (2010). National Renewable Energy Action Plan.
(http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm)
- 経済産業省 (2012). News Release 固定価格買い取り制度開始後の状況について.
(<http://www.enecho.meti.go.jp/saiene/kaitori/index.html>)
- 国家戦略室 (2012). エネルギー・環境会議 (エネルギー・環境に関する選択肢 平成 24 年 6 月 29 日) .
- シャープ (2012). ニュースリリース (2012 年 5 月 31 日) .
(<http://www.sharp.co.jp/corporate/news/120531-a.html>)
- スペイン政府 (2010). National Renewable Energy Action Plan.
(http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm)
- ドイツ環境省 (2010). Energy Concept of 2010.
(http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/english/pdf/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung_en.pdf)
- ドイツ環境省 (2012). Development of renewable energy sources in Germany in 2011.
(http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/english/pdf/application/pdf/ee_in_deutschland_graf_tab_en.pdf.)
- ドイツ政府 (2010). National Renewable Energy Action Plan.
(http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm.)

西村啓道 (2011). THE CHEMICAL TIMES. No.2. 通巻 220 号.

(http://www.kanto.co.jp/times/pdf/CT_220_02.pdf)

3. 再生可能エネルギーの大量導入に向けた課題と対応方策

再生可能エネルギーの導入拡大に向けた課題の全般を、国全体で再生可能エネルギーの導入拡大を進める上での基盤整備部分と、基盤整備を受けて事業を行う主体への支援（要因としては人材、資金、技術、情報に分けられる）に分けた上で、本章の検討範囲を示すと図 3-1 のとおりである。

課題の分類		課題への対応方策	
		再生可能 エネルギー電気	再生可能 エネルギー熱等
国としての 基盤整備	経済的課題	1. 再生可能 エネルギー電気 支援施策	3. 再生可能 エネルギー熱等 支援施策
	非経済的課題	2. 電力需給システム 整備	
		4. 再生可能エネルギーデータベース整備	
事業者支援	人材、資金、技 術、情報	5. 地域における再生可能エネルギービジネス 振興方策等の在り方	

図 3-1 本章の検討範囲

3.1 再生可能エネルギー電気支援施策

3.1.1 再生可能エネルギー電気導入拡大の課題

(1) 再生可能エネルギー電気の導入拡大に向けた課題

1) 経済的な課題

2012年7月より固定価格買取制度が導入されたことで、再生可能エネルギー電源の種類に応じた一定の支援が行われることとなった。今後、固定価格買取制度が安定的かつ実効的に運用されるため、必要に応じて制度見直しを行っていく必要がある。さらに、欧州の動向を踏まえ、固定価格買取制度による支援に続く新たな支援策等についても検討が必要である。

2) 非経済的な課題

非経済的な課題としては、「エネルギー分野における規制・制度改革に係る方針」（平成24年4月3日閣議決定）（内閣府, 2012a）に表3-1のような事項が示されている。

表 3-1 再生可能エネルギーの種類別の規制・制度的な課題

再エネ区分	規制・制度的な課題
太陽光発電	<ul style="list-style-type: none">・ 売電用太陽光発電施設の工場立地法の取扱いの見直し・ 市街化調整区域における太陽光発電設備の付属施設の取扱いの明確化・ 建築物の屋上に設置する太陽光発電設備の取扱いの明確化 等
風力発電	<ul style="list-style-type: none">・ 風力発電に係る環境影響評価の手続迅速化・ 自然公園における風力発電施設の審査に関する技術的ガイドラインの見直し・ 風力発電の導入促進に係る審査の一本化 等
中小水力発電	<ul style="list-style-type: none">・ 小水力発電に係る河川法の許可手続の簡素化・ 取水管理の柔軟化による効率的な運用・ 小水力発電に係る従属発電に関する登録制の導入 等
地熱発電	<ul style="list-style-type: none">・ 自然公園内における地熱発電施設の設置に関する規制の見直し・ ボイラー・タービン主任技術者への外部委託の導入・ 地熱発電所の熱水の多目的利用 等
バイオマス発電	<ul style="list-style-type: none">・ バイオマス発電燃料に関して廃棄物か否か判断する際の輸送費の取扱い等の明確化・ サーマルリサイクル条件の見直し・ バイオマス混焼発電についての買取方法の検討
共通	<ul style="list-style-type: none">・ 再生可能エネルギーが導入可能な耕作放棄地の区域情報の公開・ 農地における再生可能エネルギーの設置規制の見直し 等
系統	<ul style="list-style-type: none">・ 再生可能エネルギー等の系統接続の円滑化・ 送電における広域的運用の拡大・ 再生可能エネルギー設備に係る専用線での連系接続の実施

3.1.2 経済的措置に関する海外動向と我が国への示唆

我が国における固定価格買取制度の導入、及びドイツをはじめとする海外の現行制度及び将来に向けての検討状況を踏まえ、本節では再生可能エネルギー電気の支援策である固定価格買取制度について、以下に示す表 3-2 の 3 点を検討事項とした。

表 3-2 固定価格買取制度に関する検討事項

検討事項	海外の関連動向と我が国への示唆
①買取価格見直し	<ul style="list-style-type: none"> 欧州では買取価格の見直しルールの整備が遅れたため、急激な導入量の伸び、特に買取価格調整のタイミングでの駆け込み需要が多数見受けられた。 →駆け込み需要を極力避ける制度設計が必要
②優先規定ルール	<ul style="list-style-type: none"> ドイツでは優先接続・優先給電ルールが定められており、出力抑制に対する補償も行われている。 →経済合理的な範囲で再エネ電気が不利益を被らない制度設計が必要
③固定価格買取制度終了以降の支援のあり方	<ul style="list-style-type: none"> ドイツでは現行の再生可能エネルギー法（Erneuerbare-Energien-Gesetz; EEG）を見直す動きが始まり、ヒアリングでも情報収集済 →我が国の電力システム改革と足並みを揃えた制度移管が必要

(1) 買取価格の見直しについて

1) 欧州での買取価格見直しに関する動向

ドイツ及びスペインでは、買取価格の見直しルールの整備が遅れたため、急激な導入量の伸び、特に買取価格調整のタイミングでの駆け込み需要が多数発生した。

ドイツの再生可能エネルギー法 2012（Erneuerbare-Energien-Gesetz; EEG）では、買取価格を毎月 1%ずつ逡減させることとし、さらにこの逡減率は前年 1 年間の導入量に連動して 3 ヶ月ごとに変更となる（2,500～3,500MW/年の場合は基準逡減率 1%となる）（BMU, 2012a）。

図 3-2 には、ドイツの太陽光発電の買取価格と増加設備容量の関係を表しており、買取価格が低下する前月は駆け込み需要が多くなっていたことが示されている。また、52GW という買取制度の上限を設けたことも、導入量を加速させた可能性がある。

我が国の制度の場合、基本ルールは毎年の見直しのみであり、量的な目安は特段示されていない。

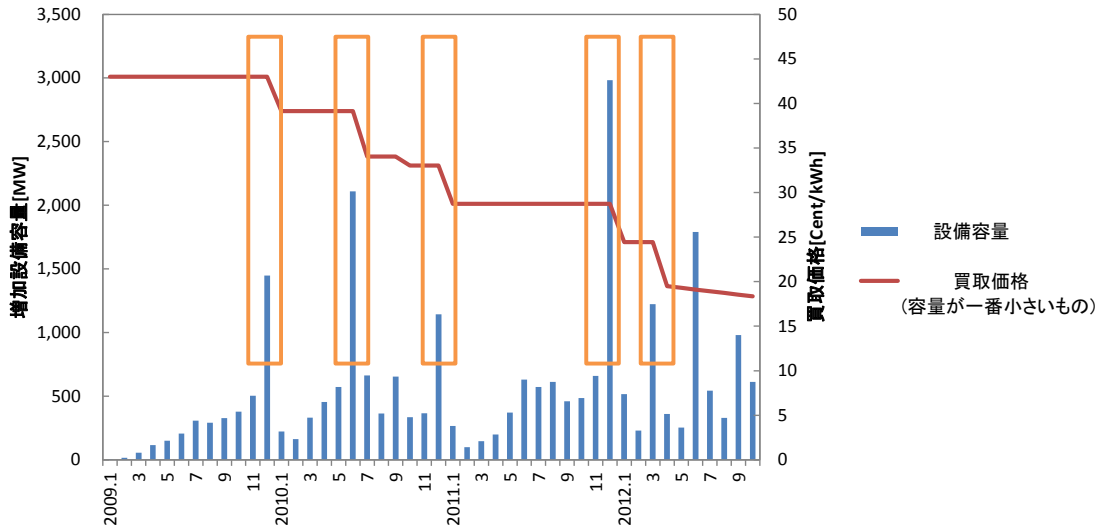


図 3-2 ドイツの固定価格買取制度における太陽光発電の導入フローと買取価格
出典) (BNetzA, 2012a)

2) 我が国制度の調達価格の見直しについて

① 調達価格の更新時期及び上限量について

我が国の固定価格買取制度の現行の見直しルールの場合、次年度の調達価格が公表された時点で、仮に調達価格が大きく下落した場合、当該年度末に間に合うよう駆け込みが発生するおそれがある。その際、駆け込みに対して全量認定を行う場合、賦課金の上昇にも繋がる。また、1年間調達価格が固定されている間に設備単価が下落を続ける場合、年度末で調達を行った場合に制度上想定していた IRR (Internal Rate of Return : 内部収益率) を大きく上回る可能性がある。

そこで、例えば太陽光発電に対しては四半期毎・月毎に調達価格の見直しを行い、期間中の認定設備容量にも一定の上限を設けることで、円滑な運用を図ることが考えられる (図 3-3)。

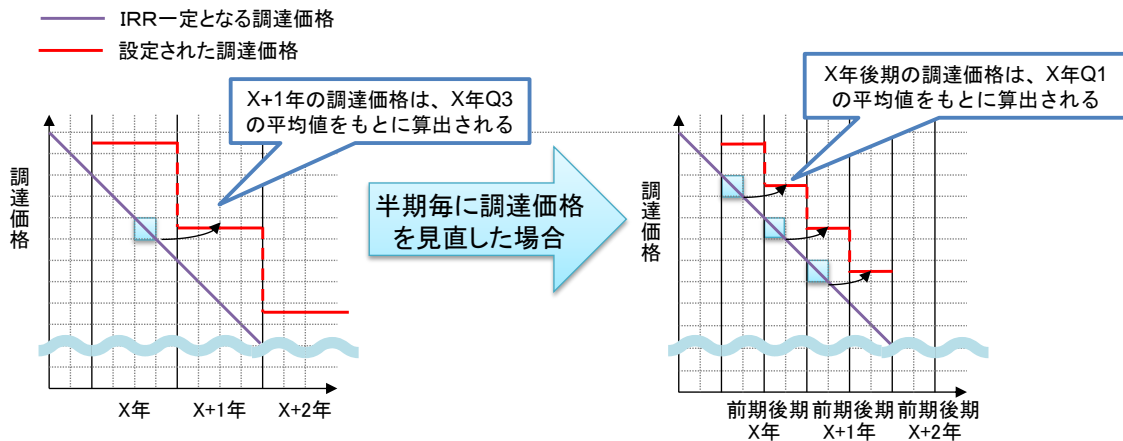
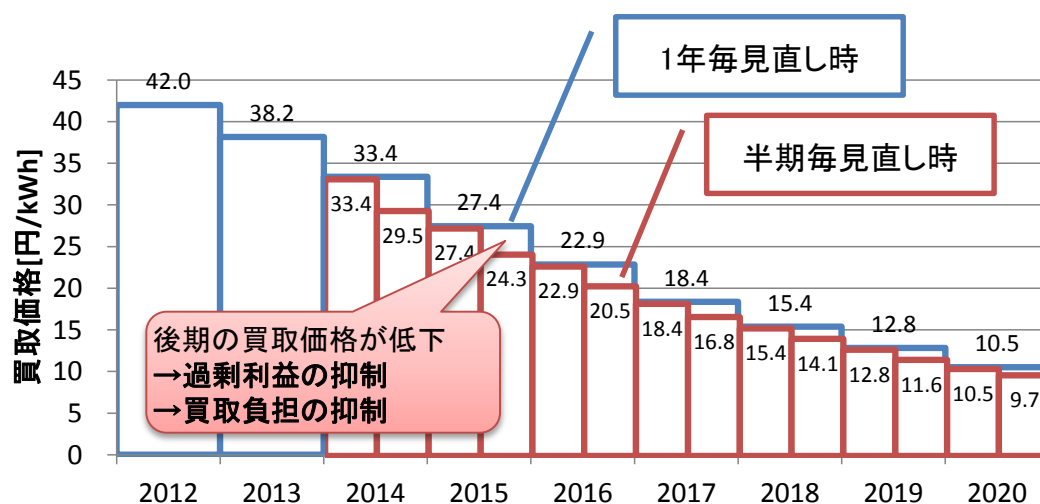


図 3-3 調達価格見直し変更のイメージ

なお、一定の IRR を満たす調達価格が連続的に下落する場合、調達価格の見直しの刻みを細かくすると、導入見込量は年度の後半で多少落ち込むが、駆け込み需要を抑制して費用負担軽減に繋がる。

半期毎の価格見直しによる費用負担軽減効果を、住宅用太陽光発電（10kW 未満）を例に試算した。試算結果によると、1年毎の価格見直しと半期毎の価格見直し（図 3-4）を比べた場合、半期見直しにより導入者が過剰な利益を得ること（図 3-5）が抑制されるため、半期毎の価格見直しとした方が 2020 年断面の負担額を 8%、2020 年までの累積で総負担額を 5%抑制する効果が見込まれる（図 3-6）。また、2013～2020 年の累積導入量は 3%減少にとどまった（図 3-7）。



前提

- ・買取価格は、当期開始の 2Q 前の設備単価に対して、投資回収年数が一定（11.2 年）になるよう設定される。
- ・太陽光発電設備単価は常に低下し続ける。このため、同一年内でも、前期・後期で投資回収年数が異なる。

図 3-4 調達価格見直し変更による調達価格変化

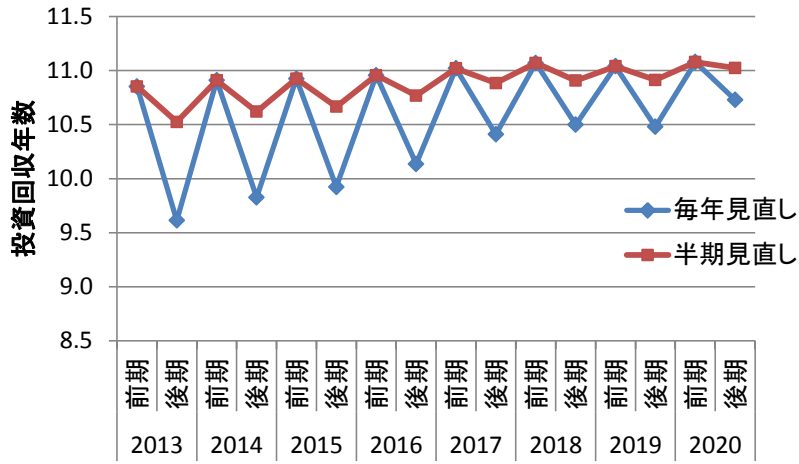


図 3-5 過剰利益の抑制

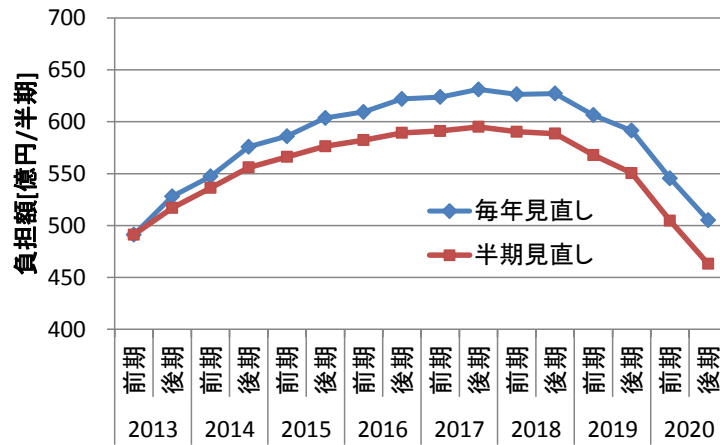


図 3-6 買取負担の抑制

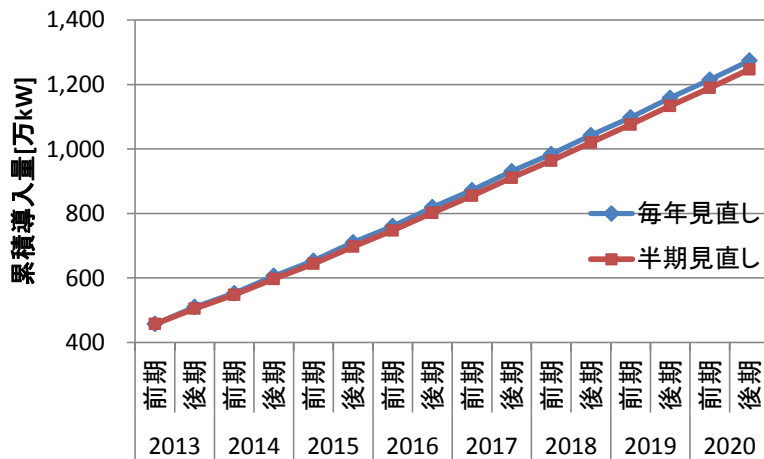


図 3-7 累積導入量の変化

(2) 優先規定ルール

1) ドイツにおける優先接続・優先給電ルール

① 優先接続規定

ドイツでは EEG 第 5 条に基づき、系統運用者は、再生可能エネルギー電源の系統接続の申込みがあった場合は、原則としてすべて接続しなければならない。この場合、系統増強費用は原則として系統運用者の負担になるが、EEG では「系統運用者は、自己の系統の最適化、強化及び増強が経済的に期待可能でないときは、これを行う義務を負わない」という条項を設定している。

② 優先給電規定（出力抑制ルール）

系統不安定時には、エネルギー事業法（Energiewirtschaftsgesetz; EnWG）第 13 条(1)の規定に基づき、潮流制御や従来電源の出力調整等が実施される。それでも系統運用上問題が残る場合、①さらに過負荷対策が必要な場合には EEG 第 11 条による再生可能エネルギー電源の抑制・解列を実施し（局地的対策）、②さらに全系的な問題が残る場合には EnWG 第 13 条(2)による抑制・解列が実施される。

EEG による出力抑制は、機会損失費用の補填対象となり、この補填費用を含む系統安定化対策費用は需要家に転嫁される。料金明細では送電料金に含まれるものの、内訳として系統安定化対策費用等が表示されることはない。

ドイツでは、EEG 第 11 条と EnWG 第 13 条(2)による出力抑制の使い分けについて議論になっており、ドイツ連邦ネットワーク規制庁（Bundesnetzagentur ; BnetzA）では、出力抑制の手順を定めたガイド資料（BnetzA, 2011a）を公表している。ただし、依然としてどちらが適用されるのか判断が分かれることもある。なお、同ガイド資料は、2013 年の第 1 四半期に第 2 版の公開が予定されている。

③ 出力抑制の発生状況

EEG 第 11 条に基づく出力抑制の発生頻度は急増している。2011 年の太陽光・風力・バイオマスの発電電力量が約 1,000 億 kWh（総発電電力量は約 4,870 億 kWh）のところ、出力抑制量は 0.4%に相当する 4 億 kWh/年、補填費用は 30 百万ユーロ/年（平均単価は 7.5 ユーロセント/kWh）となっている。2010 年時点では、太陽光・風力・バイオマスの発電量に対する再生可能エネルギーの出力抑制率はドイツ全体で 0.16%であった。この時点では、抑制対象電源の 99%は風力発電となっている。

EnWG に基づく出力抑制事例としては、ドイツの送電系統運用者の 1 つである 50Hertz 管内における、大量の風力発電からの発電により 2009 年に発生した合計 3 回の出力抑制事例がある（次世代送配電システム制度検討会第 1 ワーキンググループ, 2010a）。

2) 欧州における系統増強費用負担について

欧州各国における系統増強の際の費用負担の考え方を図 3-8 に示す。ドイツの場合、系統増強は系統運用者の負担となるが、EEG 第 9 条第 2 節では「系統運用者は、自己の系統

の最適化、強化及び増強が経済的に期待可能でないときは、これを行う義務を負わない」という条項が設けられている。EEG2004 の第一草案において、「系統増強費用が発電設備建設費の 25%を超える場合」と記載されていたことにより、法的な拘束力はないものの、「経済的に不合理な場合」を判断する上での基準の目安となっている(次世代送配電システム制度検討会第 1 ワーキンググループ, 2010a)。

項目		ドイツ	フランス	英国	スペイン
系統増強	6~15万V程度	DSO負担 経済的に不合理な方法での連系は行わない	TSO負担	増強費用のうち発電事業者の起因分を当該事業者負担、残りは配電系統運用者(DSO)負担	発電事業者負担
	5万V程度以下		DSO負担		
電源線	6~15万V程度	発電事業者負担 洋上風力の沖合変電所から陸上の送電線との連系地点まではTSO負担	発電事業者負担	発電事業者負担	発電事業者負担
	5万V程度以下		発電事業者 60%負担 DSO 40%負担(※)	洋上風力の沖合変電所から陸上の送電線との連系地点まではTSO負担	

図 3-8 欧州各国における系統増強費用負担の考え方

出典) (次世代送配電システム制度検討会第 1 ワーキンググループ, 2010a)

3) 我が国での優先接続・優先給電ルール

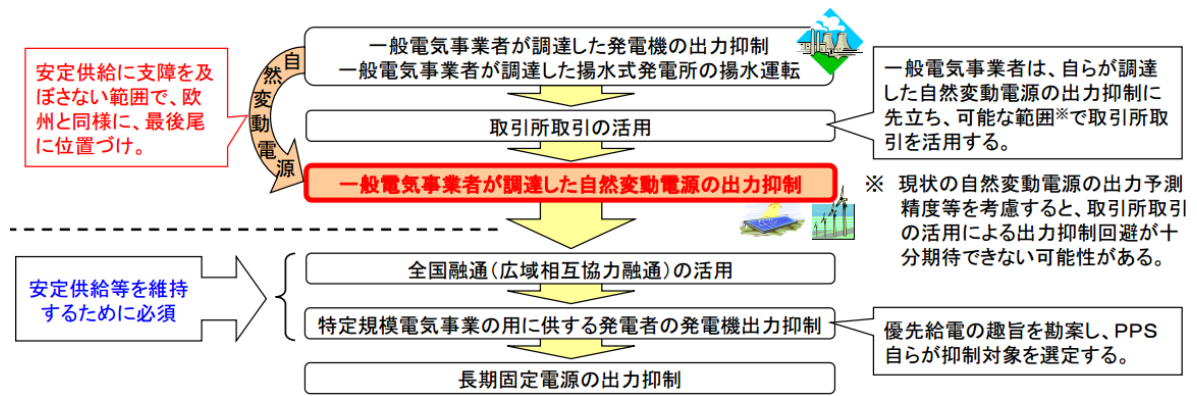
我が国での優先接続・優先給電ルールは、2010 年～2011 年にかけての電気事業分科会制度環境小委員会にて検討が行われた。

優先接続については、最終的には再生可能エネルギー特措法第 4 条及び第 5 条にあるとおり、法律又は省令に定める正当な理由（拒否事由）がない限り、再生可能エネルギー電源の接続を拒否してはならないと規定している。拒否事由については、①限定列举（列举されたもののみが認められる）であり、②電気事業者に拒否する場合における説明責任を課す、こととしている。

優先給電については、「電力系統利用協議会ルール」（一般社団法人電力系統利用協議会, 2012)第 6 節において「自然変動電源の出力抑制の指令および優先給電指令」がルール化されている。図 3-9 は電気事業分科会制度環境小委員会の資料であるが、電力系統利用協議会ルールも

- ・ まず一般電気事業者が調達した発電機の出力抑制及び揚水式発電所の揚水運転を実施
- ・ 次に可能な範囲で取引所取引を活用
- ・ 次いで一般電気事業者が調達した自然変動電源の出力抑制

と整備されている。なお、ここで言う長期固定電源とは、「原子力、水力（揚水式を除く。）及び地熱発電所」とされている。



※RPSは Renewable Portfolio Standard で、ここでは我が国の電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法をさす。

図 3-9 我が国における自然変動電源の出力抑制の位置づけ

出典) (電気事業分科会制度環境小委員会, 2011a)

4) 我が国での系統接続時の費用負担について

我が国での系統増強費用負担ルールも、優先規定ルールと同様に電気事業分科会制度環境小委員会にて検討が行われた。制度環境小委員会の中間とりまとめ(電気事業分科会制度環境小委員会, 2011b)の整理は以下のとおりとなっている。

① 電源線敷設に係る費用負担

電源線に係る費用負担については、従来から原因者が特定出来るものとして特定負担(発電事業者負担)として整理されており、買取制度の下でも引き続き特定負担とすることが適当、と整理された。

② 系統増強に係る費用負担

系統増強費用の負担方法については、(a)市場原理に基づき、系統増強費用を含めた最終的な需要家負担が低い地点から発電設備の立地が進むという点で費用対効果に優れること、(b)系統増強が必要ない発電施設との公平な競争条件が確保されること等から、発電事業者(設置者)の負担とするが、発電事業者が費用を負担する場合には、一般電気事業者は、原則として系統増強を行うものとするのが適当、と整理された。

また、系統増強に係る具体的な対策内容の妥当性や対策費用の適切性について一般電気事業者が適切な説明を行い、仮に、当事者間で合意できない場合には、中立的な第三者機関における紛争処理プロセスに委ねることとし、その際の一義的な挙証責任は、一般電気事業者側が負うこととするのが適当、と整理された。

なお、発電事業者負担方式とすることにより、風力発電等の適地に計画的かつ効率的な設置が順調に進まないといった状況が生ずる場合、政策的に必要であれば、一定の区域において、系統増強が進むような戦略的な支援策を講ずることが一案とされている。

5) 我が国制度における優先規定等のあり方について

① 優先接続・優先給電について

我が国の固定価格買取制度では、「当該接続により接続希望地点における送電可能な容量を超えることが合理的に見込まれる場合」には接続請求を受けた電気事業者が接続を拒否できるとされている。

また、先に示した電力系統利用協議会ルールでは、出力抑制対象は①一般電気事業者の火力発電・揚水発電、②取引所取引の活用、③一般電気事業者が調達した自然変動電源、④全国融通（広域相互協力融通、⑤PPS の電源、⑥長期固定電源の順になっており、自然変動電源は「安定供給に支障を及ぼさない範囲で最後尾に位置付け」とされている。

ドイツでは再生可能エネルギー発電が原子力発電より優先されることを踏まえ、太陽光発電と風力発電についても PPS の電源より優先と位置付けるなどの方策が考えられる。また、位置付けが不明瞭な中小水力・バイオマス発電については地熱発電と同様に最後尾に位置付けることも必要と考えられる。

現時点では出力抑制の必要性はないものの、将来的に太陽光及び風力が大量に導入されることを想定し、出力抑制時の補償ルールについても整理を行う必要がある。また、ドイツのように一定規模以上の発電設備は、出力抑制機能付きとすることを買取対象条件とすることが考えられる。

② 市場価格連動への移行について

将来的には再生可能エネルギー電気が市場で価格競争力を持つこと（及び基本的に電力市場を通して電力が取引されること）を念頭に、固定価格による買い取りから電力市場価格に連動させた価格での買い取りへの移行プランを提示することが望ましい。

我が国では現在、電力システム改革を検討中であるため、この検討結果を踏まえ、新たなマーケットが立ち上がる場合にはその動きに合わせて検討を進める必要がある。

(3) 固定価格買取制度終了以降の支援のあり方

1) ドイツにおける今後の固定価格買取制度の考え方

① ドイツ環境省ヒアリング⁵⁾による情報

ドイツ環境省に今後の固定価格買取制度についてヒアリングを行い、以下の情報を得た。

- ・ 太陽光発電の導入量が累積で 52GW に達した後も、優先規定は続ける。現時点では価格は市場に任せる予定である。
- ・ 現行のプレミアムマーケット制度は、発電事業者が市場価格の動きを学習させるために導入した制度であり、固定価格買取制度より利益が大きいという点は問題と認識している。いずれは電力市場価格に一定額のプレミアムを付与した価格での買取を行う FIP 制度（Feed in Premium 制度）に移行していく。なお、現行の制度では風力発電の場合は多くの発電施設がこのプレミアムマーケット制度を採用しており、プレミ

⁵⁾ 2012 年 11 月に実施

アムを享受している。

- ・ 再生可能エネルギー電気が全体の 40～45%まで入ったら、EEG ではない別の形になる。RPS は高く付くと考えており、入札制を考えている。

② EEG に関する環境大臣発表（2012 年 10 月 11 日）（BMU, 2012b）の概要

EEG の抜本的な改革について言及した環境大臣の発表の概要を以下に示す。

- ・ 太陽光発電の 52GW での買取終了に加え、風力とバイオマスに対しても類似の枠設定を検討。
- ・ 市場経済の原則に立つ必要がある。市場プレミアム制度、自家消費の拡大を想定しつつ、入札モデルや割当モデルの適否も検討する。
- ・ 送電線拡充の必要性を明らかにした上で、2013 年当初に連邦レベルの送電網計画を可決させる。
- ・ 2013 年 5 月までに、①太陽光発電（市場性獲得への道）、②バイオガスの潜在能力とその役割、③陸上及び洋上風力発電、④貯蔵（Power to Gas を含む）、⑤拡充の道筋・シナリオ・モデル・コスト、の 5 つのテーマについて議論を進める。

③ EEG 改正に関する動向

2013 年 2 月 14 日、EEG 改正のためのディスカッショングループが開かれ、電力価格低減のための環境大臣・経済大臣共同提案(BMU, 2013a)が提出された。コストの増加を抑えるためには短期的に EEG を抜本的に改正する必要があることが示されている。そのための方策として、買取価格の見直しなど、現行の電力価格を維持する手法が示されている。

2) 我が国の固定価格買取制度に適用すべき事項

ドイツでは再生可能エネルギー電気の優先接続・優先給電が支援策の根底にある。特に優先給電は、再生可能エネルギー発電の給電は火力のみならず、原子力に対しても優先される（再生可能エネルギー電気は最後まで抑制対象とならない）。ドイツでは最終的にはこうした優先規定を残し、再生可能エネルギー発電も電力市場の中に組み込まれていく姿を想定している。その過程で、再生可能エネルギー発電事業者が電力市場に直接販売する形式を取ることで、電力市場の価格変動を学習させる手法を採用しており、いずれ FIP への移行が想定される。

こうした動きを踏まえると、再生可能エネルギー電気への支援策は市場の成熟度合いに応じて図 3-10 のように変化させることが考えられる。

なお、我が国では現在、電力システム改革を検討中であるため、この検討結果を踏まえ、新たなマーケットが立ち上がる場合にはその動きに合わせて検討を進める必要がある。

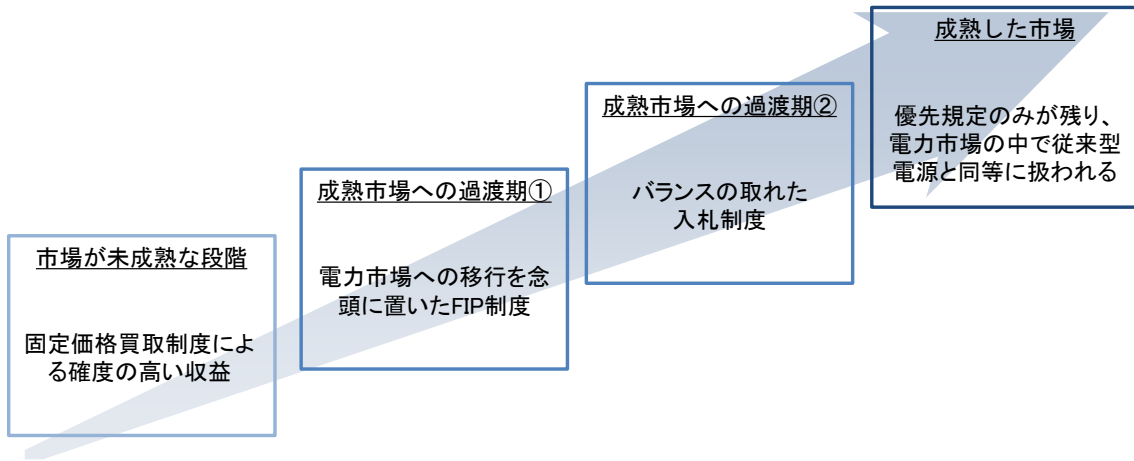


図 3-10 市場の成熟度合いに応じた再生可能エネルギー電気への支援策

3.1.3 非経済的障壁に対する対応状況

(1) 政府の規制・制度改革の検討状況

内閣府 行政刷新会議の規制・制度改革において、「エネルギー分野における規制・制度改革に係る方針」（平成 24 年 4 月 3 日閣議決定）（内閣府, 2012a）を踏まえた立地規制、保安規制、系統連系等に係る既定事項の早期措置を促しつつ、2012 年 7 月の固定価格買取制度の施行に伴って生じる新たなニーズ等を踏まえた更なる措置を講じるため、検討が続けられている（図 3-11）。

特に、規制・制度改革委員会の下にグリーンワーキンググループが設置され、関連事項について、集中的に議論がなされた。

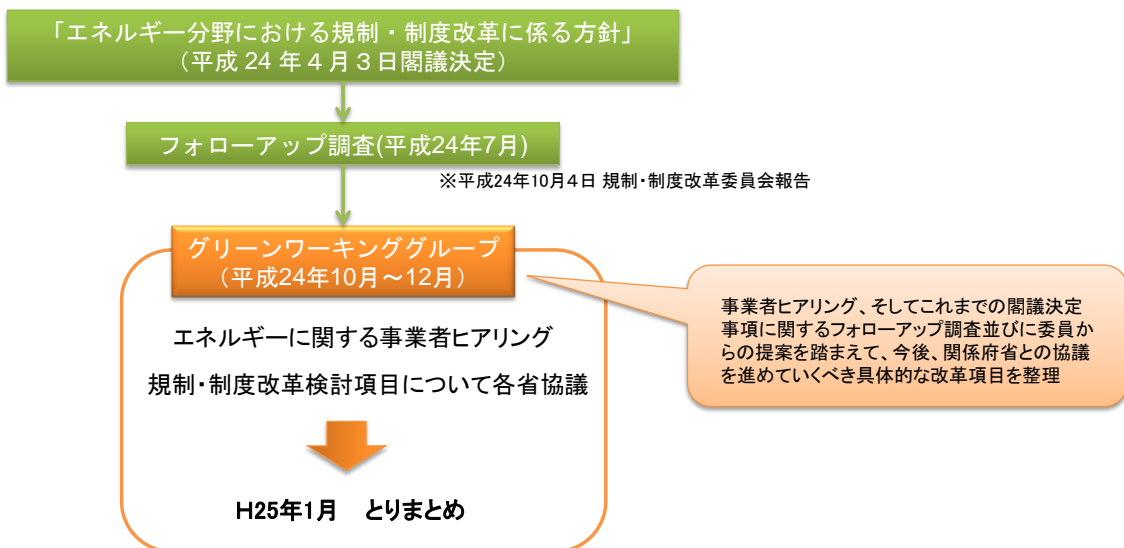


図 3-11 規制・制度改革に関する検討体制

(2) 規制・制度改革における政府の検討状況

規制・制度改革における政府の検討状況について、表 3-3 にエネルギー分野における規制・制度改革に係る方針のフォローアップ調査(内閣府規制・制度改革委員会グリーンワーキンググループ, 2012)から抜粋する。

表 3-3 再生可能エネルギー電気に関する規制・制度改革の検討状況 (2012年7月時点)

○：解決済み、△：検討中、×：未検討

区分	事項名	政府の検討状況	進捗
太陽光	売電用太陽光発電施設の工場立地法の取扱いの見直し	工場立地法施行令(昭和49年政令第29号)の一部を改正し、太陽光発電施設について、工場立地法上の届出対象施設から除外した。(平成24年6月1日施行)	○
	市街化調整区域における太陽光発電設備の付属施設の取扱いの明確化	「太陽光発電設備の付属施設に係る開発許可制度上の取扱いについて(技術的助言)」(平成24年6月8日付け国都開第2号)を各開発許可権者あてに発出し、規制・制度改革の内容を周知した。	○
	建築物の屋上に設置する太陽光発電設備の取扱いの明確化	建築指導課長名の通知を出し、建築物の屋上に設置する太陽電池発電設備に係る建築基準法の取扱いを明確化し、特定行政庁及び指定確認検査機関に対して周知したところ。	○
	電気主任技術者の不選任承認範囲の拡大	PVに対する技術動向や事故事例、現状の保安体制等を踏まえた安全性の調査を行い、当該設備が有するリスク及び本改正の影響を踏まえた安全性等を検証するため、一定規模のデータ収集や技術的検討を開始したところ。	△
風力	風力発電に係る環境影響評価の迅速化①(審査手続の簡素化・迅速化)	施設の稼働による振動など、他の発電所においては参考項目としている項目について風力発電所では参考項目とはしていない改正案にて、アセス項目等についてパブコメを実施し、公布。	△
	風力発電に係る環境影響評価の迅速化②(書類の受理に係る手続適正化)	原子力安全・保安院ホームページに、事前の相談等は方法書等の届出の要件ではないこと、届出は当該文書の法定の様式要件が整っていれば受理することを明記した。	○
	風力発電に係る環境影響評価の迅速化③(低周波音に関する取扱い)	風力発電に係る環境影響評価においては、低周波音について環境基準がなくとも、遅滞なく適切に審査をすることが可能である旨周知した。	○
	自然公園における風力発電施設の審査に関する技術的ガイドラインの見直し	環境影響評価法との関係を整理するとともに、個別事例の検証を行いながら実態把握を進めるために、風力発電事業者からの意見聴取等を実施中。	△
	風力発電の導入促進に係る審査の一本化	風力発電設備について、太陽電池発電設備と同様に電気事業法上の審査に一本化することについては、両省で協議を進めているところ。	△

区分	事項名	政府の検討状況	進捗
	風力発電施設に係る航空障害灯等の設置免除の基準の緩和	海外における風力発電施設に対する航空障害灯の設置基準及び設置状況等の実態調査等を踏まえ、航空障害灯の設置間隔の拡大について検討を進める。	△
地熱	自然公園内における地熱発電施設の設置に関する規制の見直し①（通知の見直し）	平成24年3月27日、「国立・国定公園内における地熱開発の取扱いについて」（平成24年3月27日付け環自国発第120327001号環境省自然環境局長通知）を发出。	○
	自然公園内における地熱発電施設の設置に関する規制の見直し②（優良事例の形成の検証）	環境副大臣が統括する「自然と調和した地熱開発に関する検討会議」を設け、地熱開発事業者等に対して説明会・意見交換会等を開催しているところ。	△
	ボイラー・タービン主任技術者への外部委託の導入	自家用電気工作物である火力発電設備については、ボイラー・タービン主任技術者を自社の従業員以外の派遣労働者等から選任することを可能とし、小型の火力設備に関しては資格を持たない者からの選任を可能とする許可選任の対象範囲を拡大する措置を講じた。	○
	地熱発電所の熱水の多目的利用	地熱発電を予定している事業者等からの情報収集を行っているところ。	△
	小型蒸気・バイナリー発電機の使用前審査に係る取扱いの周知	小型の蒸気・バイナリー発電をはじめとする火力発電設備に関する技術基準及び使用前自主検査の考え方について、閣議決定に沿うように整理して周知すべく検討中。	△
	小型蒸気・バイナリー発電機の溶接事業者検査に関する見直し	省令で定める火力発電所（地熱発電所を含む）に係る溶接事業者検査の対象となる電気工作物については、「冷却器」は含まれない旨をホームページに掲載。	○
中小水力	小水力発電に係る河川法の許可手続の簡素化	水利使用区分については、経済産業省と協議を行いながら、具体的な区分の方法について、検討を行っているところ。	△
	取水管理の柔軟化による効率的な運用	出力抑制運転の改善のための取水ルールについては、原案を平成24年4月に作成し、現在、小水力発電における適用について、小水力発電事業者と共同で検討を行っているところ。	△
	小水力発電に係る従属発電に関する登録制の導入	従属発電における適正な水利使用を担保する措置、費用負担、従属元である農業用水等の利水者と発電事業者との関係等について、整理、検討を進めているところ。	△
	小水力発電設備の保安規制の見直し	提案者に対し、現行の規制概要を説明した。今後提案者から提供されるデータを基に、検討を行う。	△
	ダム水路主任技術者の資格要件の見直し	提案者に対し、水力発電の開発に当たって支障となっている主任技術者選任制度の実態を聴取した。今後提案者から提供されるデータを基に、検討を行う。	△
バイオマス	バイオマス発電燃料に関して廃棄物か否か判断する際の輸送費の取扱い等の明確化	廃棄物か否かを判断する際の輸送費の取扱いを明確化するための地方自治体へのアンケート調査を進めるべく、準備に着手したところ。	△
	サーマルリサイクル条件の見直し	改正食品リサイクル法附則第7条の規定に基づき、本件については、平成24年度中に検討を開始すること	△

区分	事項名	政府の検討状況	進捗
		としている。	
	バイオマス混焼発電についての買取方法の検討	バイオマスとバイオマス以外を混焼する場合には、それぞれのバイオマスの比率を適正計測できる場合には、それぞれのバイオマスの区分ごとの調達価格にて買取を行うことができる旨を規定。	○
共通	再生可能エネルギーが導入可能な耕作放棄地の区域情報の公開	「農山漁村再生可能エネルギー導入可能性調査支援事業」の公募を終了し、助成金交付候補者の選定を行ったところ。	△
	農地における再生可能エネルギーの設置規制の見直し	優良農地の確保に支障を生じないことを前提とし、耕作放棄地を使用するなど地域の農業振興に資する場合には、再生可能エネルギー設備の設置に関し、農地制度における取扱いを明確化すべく、検討を行っているところ。	△
	保安林における許可要件・基準の見直し①（保安林の解除の要件）	閣議決定の内容である用地事情の確認範囲や代替施設の設置の必要性等について明確化した事務連絡を発出した。	○
	保安林における許可要件・基準の見直し②（保安林の作業許可）	閣議決定の内容である道路部分についての拡幅等について合理的な理由が認められる場合には柔軟な対応が可能である旨を明確化した事務連絡を発出した。	○
	国有林野の貸付対象に関する見直し	「農山漁村における再生可能エネルギー電気の発電の促進に関する法律案」の今後の国会審議状況などを踏まえ対応。	△
	補助事業で取得した財産の有効利用に係る周知	過去に実施した補助事業により設置した農林水産関連施設について、当該補助金等の交付の目的に反しない限りにおいて改良等を行う場合は、当該施設に係る財産処分承認権者への届出のみで可能であること等の周知を図った。	○
	系統	再生可能エネルギー等の系統接続の円滑化①（情報開示の拡大に向けた見直し）	関係者が一同に集まる場にて電力系統利用協議会ルールの運用や各電力会社の取り組み等の改善に向け、対応を検討中。 希望連系点への連系可否等について、事前相談のタイミングで開示する方向で検討中。
再生可能エネルギー等の系統接続の円滑化②（申請手続の見直し）		接続検討の申し込み等における事務手続きの効率化のため、手続書類の様式の簡素化・統一化を行う方向で検討中。	△
送電における広域的運用の拡大		東日本では風力発電の導入拡大のための実証試験を行う旨を公表。中西日本では6社が相互に協力し地域間連系線を活用した中西日本における風力発電導入拡大を図ることを公表。	○
再生可能エネルギー設備に係る専用線での連系接続の実施		一定の要件を満たした場合は再生可能エネルギー設備専用の引込線を別途敷設することを可能とした。	○

3.1.4 我が国の再生可能エネルギー電気の普及拡大に向けたロードマップ

3.1.3 までの検討を踏まえ、平成 23 年度調査でまとめたロードマップの見直しを行った。短期的には必要に応じた見直しをしつつ固定価格買取制度を中心に市場を確立し、中長期的には電力市場の中で自律的に導入が進展するために必要な方策として、環境価値のみの買取、入札制度などを記載した（図 3-12）。

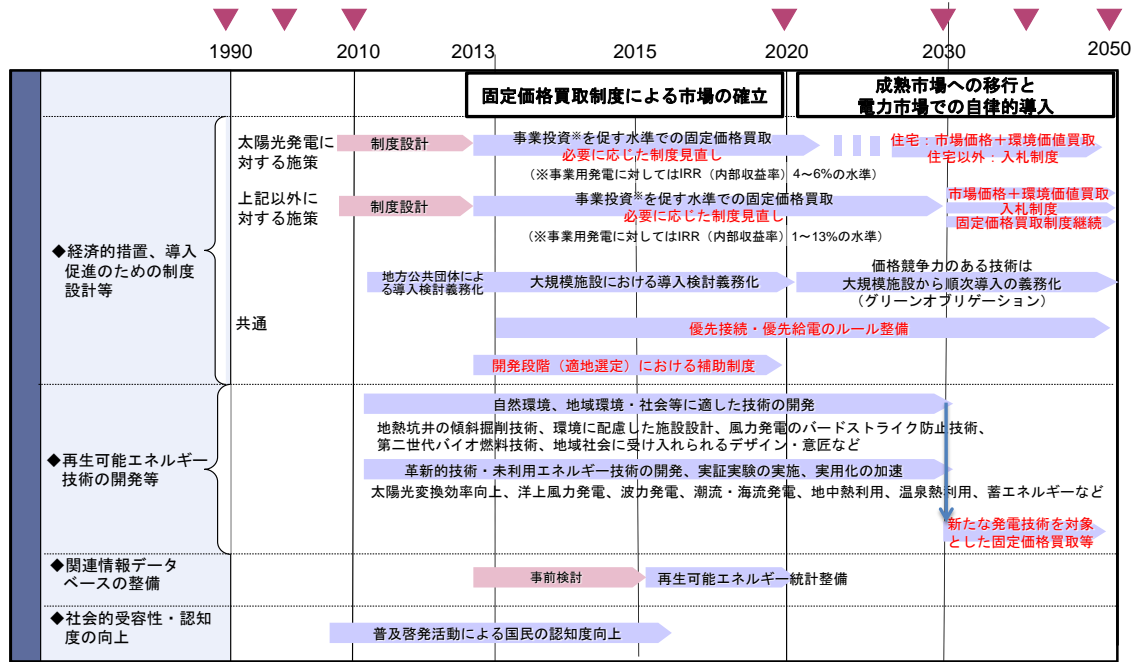


図 3-12 再生可能エネルギー電気の普及拡大に向けたロードマップ

3.2 電力需給システム整備

3.2.1 電力系統整備に向けた課題

再生可能エネルギー電源のうち、特に太陽光発電や風力発電は天候や時刻によって出力が変動することから、これらが既存の電力系統に大規模に導入された場合、表 3-4 に示すように電力安定供給に影響が生じる可能性が指摘されている。

表 3-4 太陽光発電及び風力発電の大量導入に伴う課題

	平常時	事故時
局所的課題	■ 電圧上昇、潮流変動	■ 単独運転
大局的課題	■ 周波数調整力の不足、余剰電力の発生	■ 系統擾乱の影響拡大、系統安定度の低下

これらの課題は、既存の電力系統インフラ、関連制度を段階的に再構築していくことによって克服することが可能である。平成 22 年度低炭素社会づくりのための低炭素エネルギー普及方策検討業務調査(環境省, 2011) (以下、平成 22 年度調査、とする。)においては、電力系統の安定化と社会費用最小化の両立に向けて目指すべき次世代送配電ネットワークの姿として、

- ・ 需要側、大規模電源、再生可能エネルギー電源等がネットワークを介して協調し、システム全体で柔軟に対応する。
- ・ 再生可能エネルギー電源の導入拡大を見越して、そのアクセスを確保する計画的な送電網整備を図る。
- ・ 気象予測を活用した再生可能エネルギー電源の発電予測を行う。
- ・ 全体運用の最適化の視点から、再生可能エネルギー電源の出力抑制や電力融通を行う。
- ・ 需要側に適切な判断を可能とするための電力料金制度等を導入する。

等を掲げ、その実現行程を表 3-5 のとおり提示した。

表 3-5 次世代送配電ネットワークの実現工程 (平成 22 年度調査時)

	導入量(目安)		フェーズ	需要	再生可能電力	電力システム等
	太陽光	風力				
現状 2010年～	300万kW	250万kW	系統整備、需要側のエネルギーマネジメント関連インフラ構築の開始	<input type="checkbox"/> スマートメータの導入 <input type="checkbox"/> エネルギーマネジメント装置の導入 <input type="checkbox"/> 蓄エネルギー・電動化機能付き需要技術の普及	<input type="checkbox"/> 不要解列防止機能・単独運転防止機能の開発 <input type="checkbox"/> 出力抑制機能付き再生可能エネルギー発電の普及	<input type="checkbox"/> 揚水発電等の活用 <input type="checkbox"/> 気象データの蓄積、発電予測の試行 <input type="checkbox"/> 送電線・配電線の空容量分析 <input type="checkbox"/> アクセス用送配電線の計画的整備
短期 2020年頃	3,500万kW ～ 5,000万kW	1,000万kW	需要側のエネルギーマネジメントの運用	<input checked="" type="checkbox"/> スマートメータの普及 <input checked="" type="checkbox"/> エネルギーマネジメント装置の普及 <input checked="" type="checkbox"/> 需要調整 <input checked="" type="checkbox"/> プラグインハイブリッド・電気自動車充電(G2V: Grid to Vehicle)制御の活用	<input checked="" type="checkbox"/> 必要に応じた太陽光発電、風力発電等の出力抑制	<input checked="" type="checkbox"/> 全系統電源の活用 <input checked="" type="checkbox"/> 発電量予測の本格運用、需給制御・マネジメントの運用開始 <input checked="" type="checkbox"/> 需要調整を導く料金制度・設定 <input checked="" type="checkbox"/> 需要調整効果を反映した需給運用 <input checked="" type="checkbox"/> 送電システムの増強
中期 2020年代半ば			系統と需要側との協調システムの運用	<input checked="" type="checkbox"/> エネルギーマネジメント装置による自律的制御 <input checked="" type="checkbox"/> プラグインハイブリッド・電気自動車充電(G2V)制御の活用 <input type="checkbox"/> 蓄電池の導入	<input checked="" type="checkbox"/> 必要に応じた太陽光発電、風力発電等の出力抑制	<input checked="" type="checkbox"/> 発電量予測の精度向上 <input checked="" type="checkbox"/> 需要調整制御:ダイナミックプライシング <input checked="" type="checkbox"/> 需要調整効果を反映した設備計画
長期 2030年頃	9,000万kW ～ 10,000万kW	2,700万kW	蓄電池活用による系統と需要側との協調システムの実現	<input checked="" type="checkbox"/> エネルギーマネジメント装置による自律的制御 <input checked="" type="checkbox"/> 蓄電池、V2G(Vehicle to Grid: 自動車と系統との電力融通)の活用	<input checked="" type="checkbox"/> 必要に応じた太陽光発電、風力発電等の出力抑制の高度化	<input checked="" type="checkbox"/> 需要調整制御:ダイナミックプライシング <input checked="" type="checkbox"/> 需要調整効果を反映した設備計画、需給計画 <input checked="" type="checkbox"/> 余剰電力のエネルギーキャリア転換

■当該時点で普及段階にあるもの □当該時点で検討段階・導入初期のもの 下線付き項目:当該時点における新規項目

3.2.2 欧米調査からの示唆

平成22年度調査時にとりまとめた次世代送配電ネットワークの実現に向けた施策の具体化および新たな課題抽出を目的として、欧米訪問調査を実施した結果、図3-13に示す知見が得られた。

次世代送配電ネットワーク実現に向けた方向性(H22年度成果)	欧米の動向	我が国への示唆
<ul style="list-style-type: none"> エネルギーマネジメント装置による自律的制御(長期的な蓄電池、V2Gの活用を含む) 需要調整を導く料金制度・設定 	<ul style="list-style-type: none"> 【独】系統運用事業者は、再生可能電源の大量導入の実現に向けた中長期の戦略を立案。 【米】アグリゲータを介したデマンドレスポンス等が実施されつつある。 	<ul style="list-style-type: none"> 再生可能電源の普及に伴い系統運用が困難化。需要側、再生可能電源側と協調したシステムシステムの構築が重要。
<ul style="list-style-type: none"> 必要に応じた太陽光発電、風力発電等の出力抑制 再生可能電力の発電量予測 余剰電力のエネルギーキャリア転換 	<ul style="list-style-type: none"> 【独】買取制度の適用を受ける再生可能電源はスポット市場に投入し、取引実績を公開。 【独】太陽光発電に対する遠隔制御装置の導入義務化(30kW以下の施設はインバータ最大出力制限との選択制)。 【独】民間主体で太陽光発電の遠隔モニタリングを実施し、出力予測および系統運用へと活用。 	<ul style="list-style-type: none"> 再生可能電源の取引、出力抑制に関する透明性の確保が必要。 再生可能電源の出力の遠隔モニタリングシステムの構築、予測技術の向上が重要。
<ul style="list-style-type: none"> 送電線・配電線の空容量分析 アクセス用送配電線の計画的整備 送電システムの増強 	<ul style="list-style-type: none"> 【独】系統運用事業者から提出された計画に基づき、規制庁にて系統開発計画を策定し、同計画を法制化。 【独】送電線建設事業に自己資本上限を設け、投資案件化。NIMBY対策として、近隣住民に対して投資への優先権を付与。 	<ul style="list-style-type: none"> 社会全体の経済合理性の視点に基づく計画的な系統整備の仕組み、国の関与が必要。
<p>欧米調査により新たに抽出された課題</p> <ul style="list-style-type: none"> 【米、英、独】ランニングの廉価な再生可能電源の普及に伴い、現行の電力取引市場下では、火力発電の設備維持、新設に対するインセンティブが減少。 ⇒【米】風力に対する短時間先予測、発電事業者に対する予備力確保を義務化。 ⇒【米、英、独】従来の電力取引市場のみでは容量確保に限界があり、容量市場の導入や検討が進展。 		<ul style="list-style-type: none"> 供給力、調整力を有する火力発電の維持・整備が必要。

図 3-13 欧米調査から得られた電力需給システム上の課題と我が国への示唆

3.2.3 需要側と協調したシステムシステムの構築

(1) 欧米における動向

ドイツでは、電力の安定供給を大前提とした再生可能エネルギーの大量導入を実現する上で、再生可能エネルギーとエネルギー供給システムとの統合強化を図ることは大きな挑戦と認識している。ドイツ環境省(Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; BMU)およびドイツ経済技術省(Bundesministerium für Wirtschaft; BMWi)によって2012年に創設された産官学フォーラム「再生可能エネルギー・プラットフォーム」では、系統の柔軟性確保のための対策として、系統側、電源側に加えて、需要側、また将来的な蓄エネルギーも含めた総合的な観点から計20種類の対策オプションが提示されており(図3-14)、コスト面の検証も含めた対策のあり方が検討されつつある。

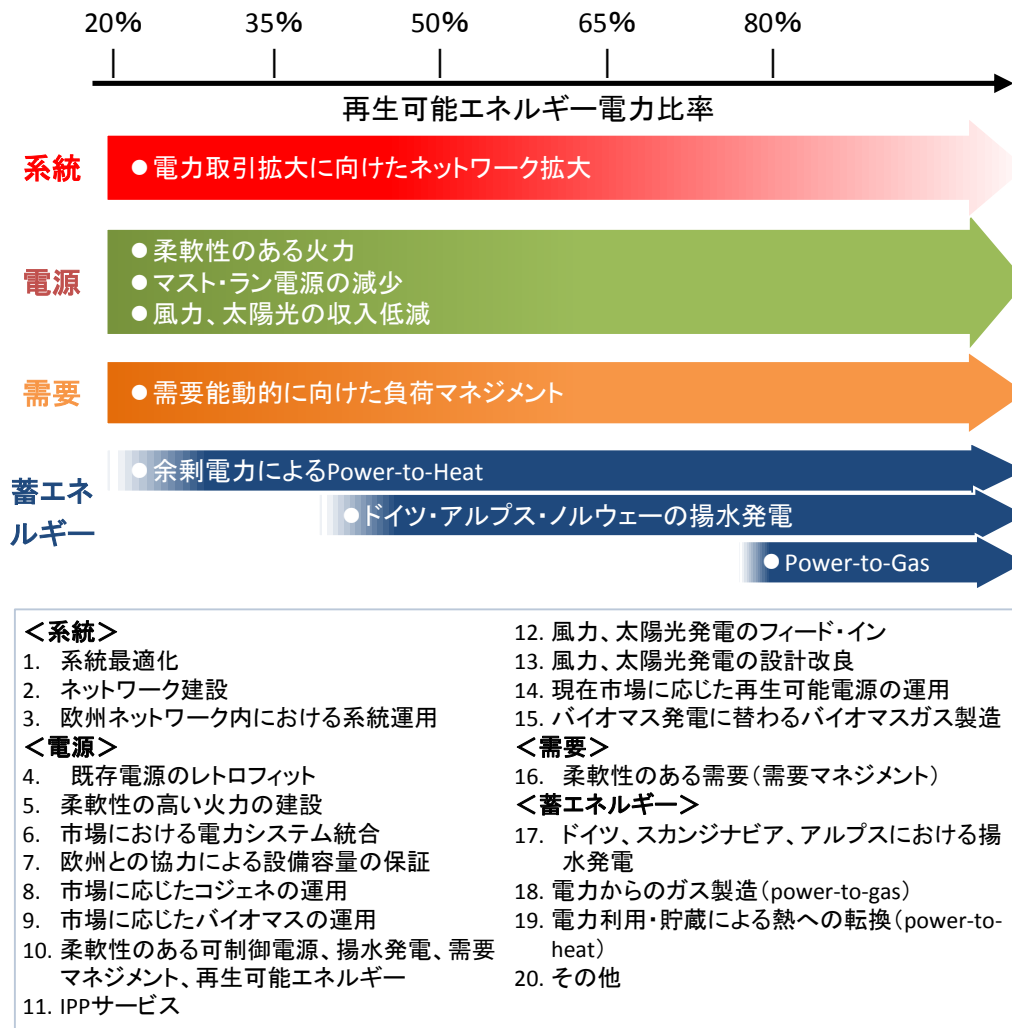


図 3-14 ドイツにおける再生可能エネルギー導入拡大に伴う課題解決アプローチ
出典) (Plattform Erneuerbare Energien, 2012)より作成

また、米国では、アグリゲータを介したデマンドレスポンス等が実施されつつある。

(2) 我が国への示唆

平成 22 年度調査で掲げたとおり、再生可能エネルギー電源の大量導入が系統安定化に与える課題を克服するためには、系統と需要側、再生可能エネルギー電源側が協調して、需要の能動化、再生可能エネルギー電源の出力予測および必要に応じた出力抑制、系統の広域運用、計画的な送電網整備等を図る、次世代送配電ネットワーク、需給調整システムの構築が不可欠となる。

再生可能エネルギー電源の普及が先行するドイツにおいても、概ね同様のコンセプトで検討が進められている。我が国とドイツでは、自由化の進展度や諸外国のネットワーク活用可能性等の条件は異なるものの、今後とも同国の取り組み状況を把握し、成果と課題を検証し、我が国の施策検討に活かしていくことは有意義である。

3.2.4 市場における再生可能電源の透明性確保、発電予測の活用

(1) 欧米における動向

ドイツでは、買取制度の適用を受ける再生可能エネルギー電源は電力取引所（EEX：European Energy Exchange）のスポット市場に投入され、EEXでは取引実績を公開している。

また、太陽光発電の普及拡大に伴い需給予測の不確実性が高まりつつある中、民間主導により、太陽光発電の遠隔モニタリングが展開されており、同データ等を活用して太陽光発電の出力予測を実施し、系統運用へと活用している。

同時に、再生可能エネルギー電源と電力系統システムとの統合強化を図るため、従来は100kW超の再生可能エネルギー電源に対しては遠隔制御機能及びリアルタイム出力把握機能の具備が義務付けられていたが、2012年のEEG改正により、100kW以下の太陽光発電設備に対しても供給管理が義務化されることとなった（表3-6）。

表 3-6 ドイツの EEG における遠隔制御機能の設置義務化状況

対象	内容
100kW超の再生可能エネルギー電源	遠隔制御機能の具備およびリアルタイム出力把握機能の具備 (既設設備は、2012年6月までに上記の2要件を満たすこと)
30kW超～100kW以下の太陽光	遠隔制御機能の具備 (2009年1月以降に設置された既設設備は、2013年末までに遠隔制御機能の具備要件を満たすこと)
30kW以下の太陽光	遠隔制御機能の具備もしくは連系点有効電力を最大で設備容量の70%へと制限

出典) (BMU, 2012a)

(2) 我が国への示唆

ドイツでは、再生可能エネルギー電源の出力管理の強化を進めるとともに、民間主導で再生可能エネルギー電源の出力予測の活用が行われている。我が国においても、系統安定化のためには、需給計画への再生可能電源の出力予測の活用、必要に応じた出力抑制の実施等により、再生可能エネルギー電源と電力系統システムとの統合強化を図ることが必要となる。これらの実現方策として、基礎的インフラとしての再生可能エネルギー電源の出力の遠隔モニタリングシステムの構築、予測技術の向上等が必要となる。

また、優先規定を残しつつ、市場の成熟とともに再生可能電源を電力市場の中に組み込んでいく形を想定する場合、市場規模の確保、透明性を確保した取引市場の構築が重要となる。

3.2.5 計画的な系統整備の仕組みの構築

(1) 欧米における動向

ドイツでは、北部における洋上風力の拡大、エネルギー消費量の多い南部においてエネルギー政策の転換に伴う原発の停止等が見込まれる中、北部から南部への安定的な広域送電を

実現するため系統整備が喫緊の課題となっている。系統整備の促進のため、2009年には「電力系統拡張法(EnLAG: Energieleitungsausbaugesetz)」が施行され、24件、全長約1,900kmの送電線計画(図3-15)が優先事業と特定された。2011年には「系統拡張加速化法(NABEG: Netzausbaubeschleunigungsgesetz)」により、送電線建設の迅速化のため、建設に係るドイツ連邦ネットワーク規制庁(BnetzA: Bundesnetzagentur)の許可権限が強化された。また「エネルギー事業法(EnWG: (Energiewirtschaftsgesetz)の改正により、4つの送電事業者(TSO: transmission system operators)は毎年、共同で系統開発計画を作成し、BnetzAの承認を得ることとされた。

これを受け、BnetzAでは各TSOから提出された系統開発計画を取りまとめ、ドイツ初となる連邦全体での系統開発計画の策定を進めている。国会を経て、同計画は法律として制定される予定となっている。

Figure 2: The German extra-high voltage grid (Status: 7 May 2012)

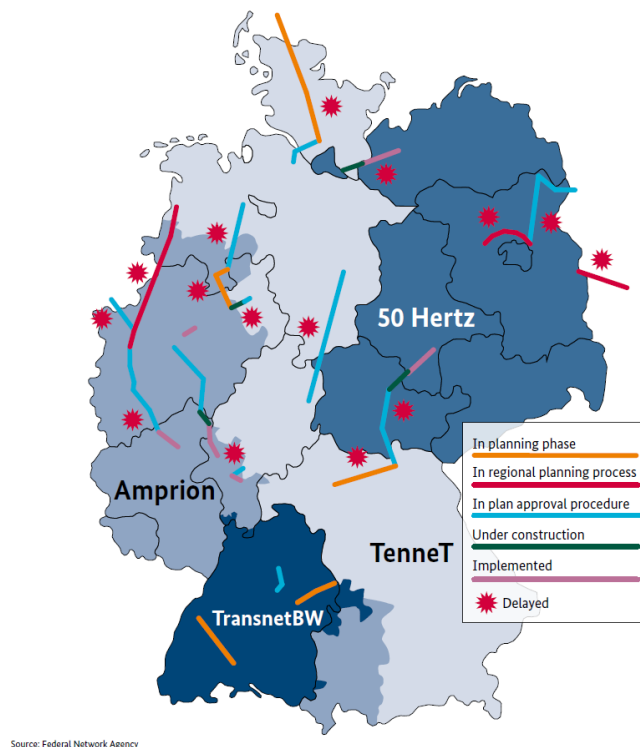


図 3-15 ドイツにおける送電線計画

出典) (BMWi, 2012)

ドイツでは、系統増強事業の自己資金は総事業費の40%に制限されているとのことであり、残り60%は資本市場から賄う必要がある。送電線敷設に対する住民反対(景観悪化、不動産価値下落等への懸念が理由)がある中、一部を市民出資(年利5%程度)で賄い、送電線敷設を行う近隣住民に対して出資への優先権を与える仕組みが検討されている。

(2) 我が国への示唆

ドイツでは、主に南北間での安定的な広域送電の実現を実現するために系統整備が喫緊の課題として浮上する中、法的措置によって、TSO 同士の協調や系統整備の手続きの迅速化、連邦全体での系統開発計画の策定等を進めている。

我が国においては、再生可能エネルギーの導入拡大を実現する上で地域間連系線や地内系統等は必ずしも十分に整備されておらず、東日本大震災後における電力供給力不足の課題と相まって、系統整備を図ることが必要である。系統整備に当たっては、社会全体の経済合理性の視点に基づき、再生可能エネルギー電源の導入を見越して計画的に系統整備を行うための仕組み作りを進めることが重要と考えられる。

3.2.6 調整力・供給力確保のための仕組みの検討

(1) 欧米における動向

欧米では、ランニング費用の廉価な再生可能電源の普及に伴い、電力市場において、ベース電力価格の低下（主に風力発電等の普及拡大によるもの）に加え、ピーク電力価格も下落（主に太陽光発電等の普及拡大によるもの）していることから、電力取引市場下においては既存火力発電の設備維持、火力発電の新增設に対するインセンティブが減少している。その結果として、出力変動を伴う太陽光や風力発電の発電量の変動を調整するために必要な火力発電の調整力、供給力の確保をどのように図っていくかという課題が顕在化してきている。

このため、米国では、風力に対する短時間先予測、発電事業者に対する予備力確保を義務化している。また、英国は、2014年にキャパシティ・マーケットを開始予定しており、ドイツにおいても導入検討のための議論が行われている。

(2) 我が国への示唆

調整力、供給力を有する火力発電を適切に維持・整備することは、再生可能エネルギー電源を電力市場に組み込んでいく上で重要な課題となる。市場のあり方等を含めた検討を進めていく必要がある。

3.2.7 次世代送配電ネットワークの実現行程

欧米調査で把握した動向・課題等を踏まえ、平成22年度調査で作成した我が国における次世代送配電ネットワークの実現行程のリバイス版を表3-7に示す。また、平成23年度調査でまとめたロードマップの見直しを行った(図3-16及び図3-17)。

表3-7 次世代送配電ネットワークの実現工程(リバイス版)

	導入量(高位)		フェーズ	調整力・供給力の維持	生可能電源の市場における再透明性確保、出力抑制・発電予測の活用	需要側と協調したシステム構築	送配電網の計画的整備	エネルギー統合システム構築
	太陽光	風力						
現状 2012年～	480万kW	250万kW	系統整備、需要側のエネルギーマネジメント関連インフラ構築の開始	<ul style="list-style-type: none"> 市場機能の活用に向けた制度設計等準備 揚水発電等の活用 火力の調整力増強に向けた技術開発 	<ul style="list-style-type: none"> 不要解列防止機能・単独運転防止機能の開発 出力抑制機能付き再生可能エネルギー発電の普及 気象データの蓄積、発電予測の試行 太陽光発電の遠隔モニタリングシステムの構築・運用 	<ul style="list-style-type: none"> エネルギーマネジメント装置、スマートメータの計画的な導入 蓄エネルギー・電動化機能付き需要技術の普及 需要調整を導く料金制度・設定 	<ul style="list-style-type: none"> 送電線・配電線の空容量分析 アクセス用送配電線の計画的整備 	<ul style="list-style-type: none"> 技術開発水準を考慮した余剰電力のエネルギーキャリア転換構想の検討、技術実証
2020年頃	3,400万kW	1,100万kW	需要側のエネルギーマネジメントの運用	<ul style="list-style-type: none"> 電力市場の整備 全系統電源の活用 需要調整効果を反映した需給運用 	<ul style="list-style-type: none"> 必要に応じた太陽光発電、風力発電等の出力抑制 発電量予測の本格運用 	<ul style="list-style-type: none"> 需要調整の運用実施、プラグインハイブリッド・電気自動車充電(G2V: Grid to Vehicle)制御の活用 需要調整制御:ダイナミックプライシング エネルギーマネジメント装置による自律的制御 	<ul style="list-style-type: none"> 送電システムの増強 	<ul style="list-style-type: none"> エネルギーキャリア転換関連インフラ整備
2030年～	8,600万kW	3,300万kW	蓄電池活用による系統と需要側との協調システムの実現	<ul style="list-style-type: none"> 需要調整効果を反映した需給運用、設備形成 	<ul style="list-style-type: none"> 発電量予測の精度向上 太陽光発電、風力発電等の出力抑制の高度化 	<ul style="list-style-type: none"> 蓄電池の導入 V2G(Vehicle to Grid: 自動車と系統との電力融通)の活用 	<ul style="list-style-type: none"> 送電システムの増強 	<ul style="list-style-type: none"> 余剰電力のエネルギーキャリア転換の段階的実用化

■エネルギー供給 ～ロードマップ（エネルギー供給インフラ）

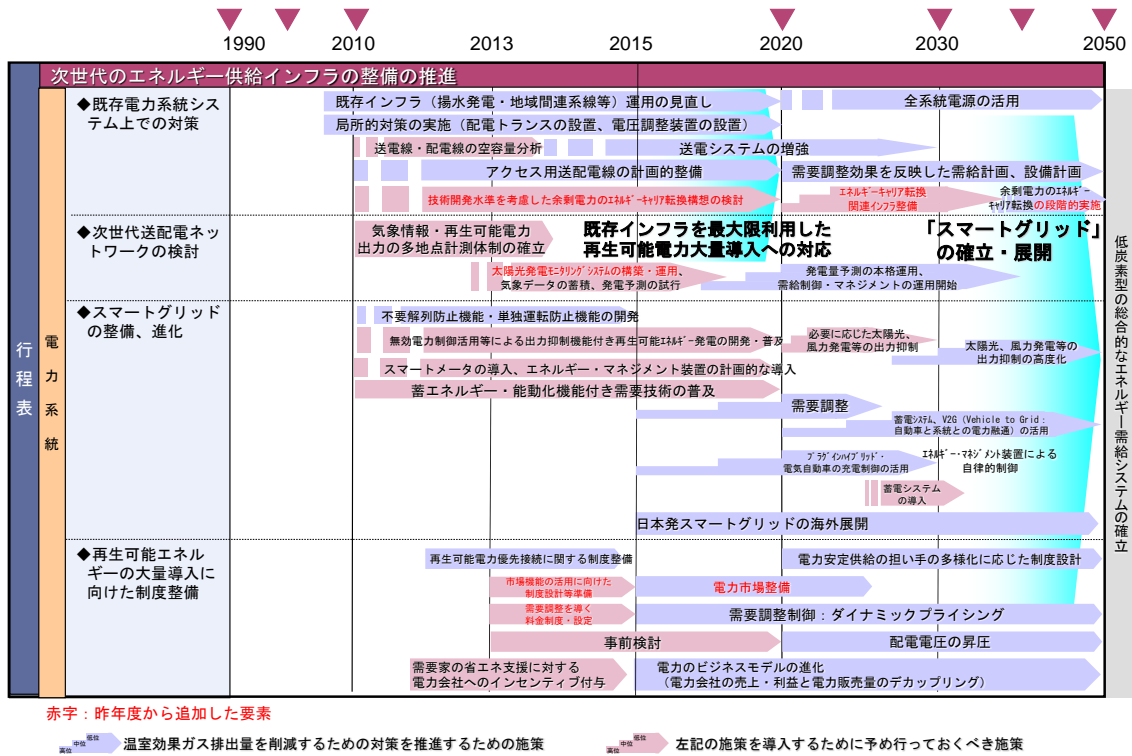


図 3-16 エネルギー供給インフラ（電力系統）のロードマップ

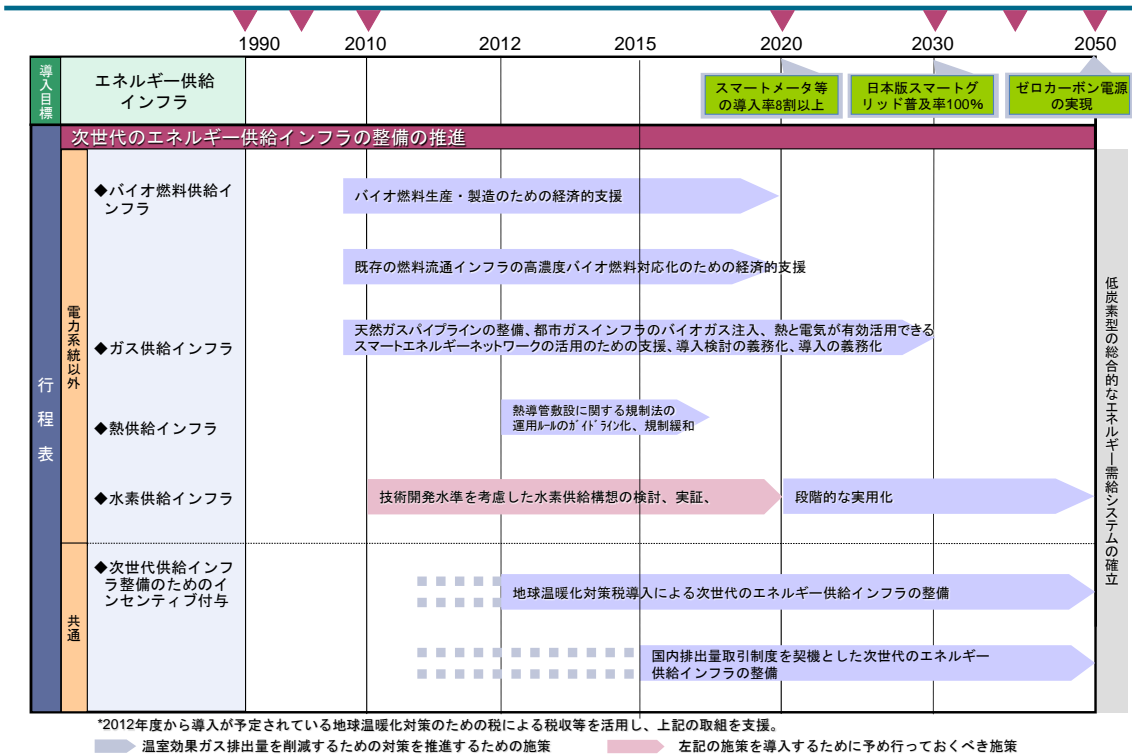


図 3-17 エネルギー供給インフラ（電力系統以外）のロードマップ

3.3 再生可能エネルギー熱等支援施策

3.3.1 再生可能エネルギー熱導入拡大の必要性と課題

(1) 再生可能エネルギー熱の導入拡大の必要性

我が国のエネルギー起源 CO2 排出量は業務部門や家庭部門の増加が顕著であり、両部門に対する削減が急務である。家庭部門のエネルギー消費用途は、再生可能エネルギーによる供給が可能な熱需要である暖房のシェアが約 1 / 4、給湯のシェアは約 3 割である。業務部門でも、ホテル等の業種では給湯需要・温熱需要が多い (図 3-18)。

暖房及び給湯は、熱需要の中でも低い温度帯に属しており、再生可能エネルギー熱、ヒートポンプや分散電源の排熱利用などを含め、現状の技術で様々なエネルギー源によって供給することが可能である。このような状況の中で、燃料の直接燃焼熱や電気のジュール熱を利用すること (石油ストーブや電気ストーブ、ヒートポンプ型でない電気給湯器などを利用すること) は、エネルギーの有効利用とは言えない (図 3-19)。

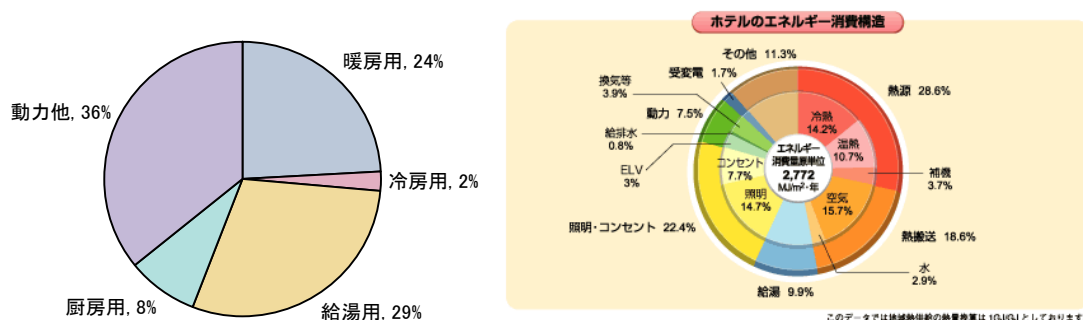


図 3-18 家庭 (左)、ホテル (右) の用途別エネルギー消費構成

出典) EDMC (2008). 「エネルギー・経済統計要覧 (2008 年度)」.

省エネルギーセンター (2009). 「ホテルの省エネルギー」.

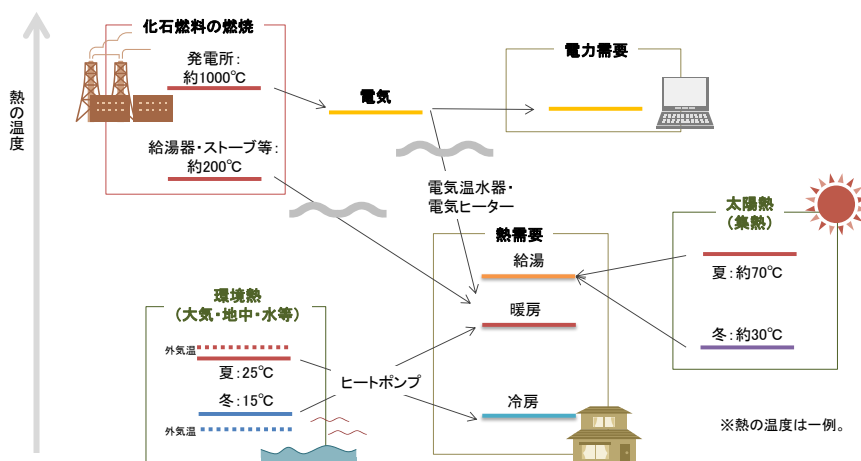


図 3-19 熱需要の温度帯

出典) 三菱総研作成

(2) 再生可能エネルギー熱の導入拡大に向けた課題

再生可能エネルギー熱の導入拡大に向けた課題を、表 3-8 に示す。

経済的な課題には、設備の初期費用が高いことや、熱計量のためのコストが高いことが挙げられる。

非経済的な課題には、まず、熱に対する低炭素化政策が位置付けが確立されていないという根本的な課題がある。今後、再生可能エネルギー熱の評価方法や、省エネルギー等と組み合わせた建物全体の熱施策を展開していく必要がある。また、特に地中熱・河川熱・下水熱を利用する際には、既存制度を点検し見直していくことが必要である。

表 3-8 再生可能エネルギー熱の導入拡大に向けた非経済的な課題

再エネ区分	経済的な課題	非経済的な課題	
		規制・制度的な課題	その他の課題
共通			<ul style="list-style-type: none"> ・エクセルギーに着目した、再生可能エネルギー熱優先の温熱政策の確立 ・住宅及び建築物に関する省エネ政策との統合 ・環境価値取引促進のための計量方法の見直し
太陽熱利用	<ul style="list-style-type: none"> ・機器購入・更新のための初期費用負担が大きい 		<ul style="list-style-type: none"> ・認知度が低い（有効性に関する情報共有の不足） ・販売チャネルに乏しい ・商品の訴求力が低い ・施工・メンテナンスに対する不安がある
バイオマス熱	<ul style="list-style-type: none"> ・バイオマス収集のための人件費等費用が大きい 		<ul style="list-style-type: none"> ・発電利用、マテリアル利用等、他の用途との競合
地中熱	<ul style="list-style-type: none"> ・初期費用負担が大きい（現在の補助金施策の効果が限定的） ・省エネ効果が大きくなく、投資回収年数が長い ・熱交換器が小型の場合、計量法認定の特定計量器が必要となるが、コスト高。 	<ul style="list-style-type: none"> ・コスト削減のために掘削井を共有しようとしても、熱導管の道路横断時に道路法への対応が必要 	<ul style="list-style-type: none"> ・認知度が低い ・設計・施工に関する技術・ノウハウの蓄積不足
河川熱・下水熱		<ul style="list-style-type: none"> ・関係者間の調整や許認可手続き等が必要（河川法上の水利使用許可、下水管理者の同意を得たうえで都市再生特措法上の手続き等） 	<ul style="list-style-type: none"> ・熱を利用する地域冷暖房やセントラル空調の普及停滞

出典) (環境省地球温暖化対策に係る中長期ロードマップ検討会, 2010)、(環境省, 2012)、(内閣府規制・制度改革委員会グリーンワーキンググループ, 2012)、事業者に対するヒアリング（地中熱）より作成

3.3.2 再生可能エネルギー熱導入施策の種類と事例

(1) 再生可能エネルギー熱支援施策のオプション

再生可能エネルギー熱支援施策には、図 3-20 に示すような、経済的支援、導入義務化、情報提供等のオプションがある。施策の対象は、再生可能エネルギー熱の導入先となる住宅、新築建築物、既築建築物の所有者に向けたものもあれば、これらを間接的に支援するための、事業者等に向けたものもある。再生可能エネルギー熱導入を効果的に進めるためにはこれらの施策を組み合わせることが必要であり、同図にはその例も示した。

また、再生可能エネルギー熱を単体で支援するのみでなく、住宅・建築物の断熱化の推進や、ヒートポンプ等高効率機器の普及促進等、建物低炭素化のための他施策との連携を図っていく必要もある。

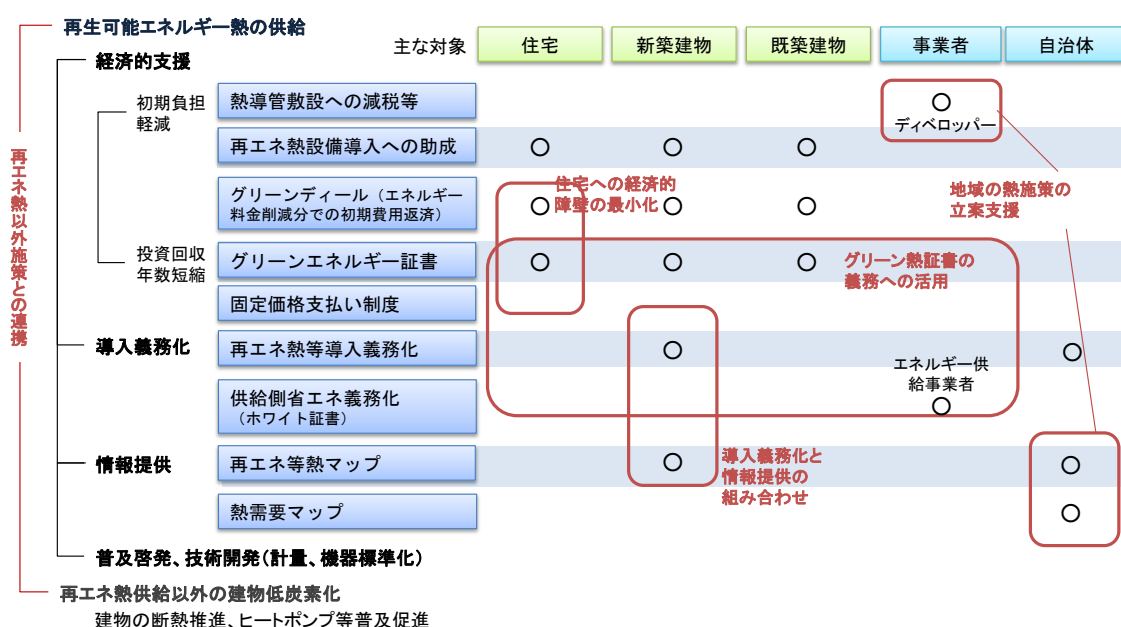
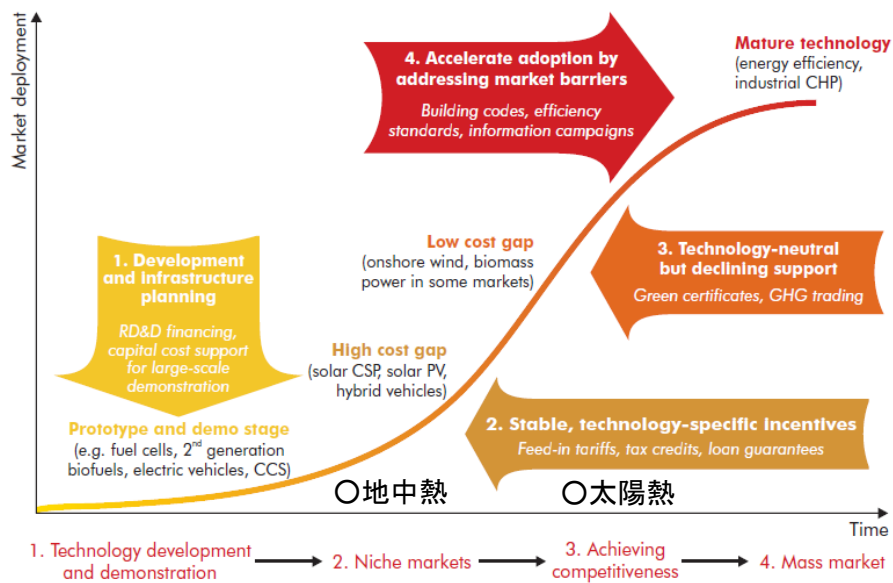


図 3-20 再生可能エネルギー熱支援施策のオプション

(2) 普及段階別の適切な支援施策

IEA の Energy Technology Perspectives 2010 (IEA, 2010)によると、再生可能エネルギーの導入方策として、従来技術とのコスト差（コストギャップ）が大きい技術は固定価格買取制度などの技術ごとのインセンティブで市場を育てること、コストギャップが小さくなった技術にはグリーン証書や取引制度などの市場メカニズムを活用すること、また成熟した段階では標準化や義務化によりさらなる導入を図ることが適切であるとしている（図 3-21）。

我が国における太陽熱は、技術的には「低コストギャップ」であるが、コスト以外の利便性・販売チャネル等の課題により、導入は停滞している。地中熱は「高コストギャップ」の技術である。



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

図 3-21 普及段階別の適切な支援施策

出典) (IEA, 2010)に追記

(3) 諸外国の施策

1) ドイツの再生可能エネルギー熱支援施策の枠組み

ドイツでは、「再生可能エネルギー熱法」による新築建物に対する再生可能エネルギー熱利用義務付けと、「市場促進プログラム」による既築を中心とした設備導入への助成が組み合わされている（表 3-9）。

貸用を含む 50 m²以上の新築建物に対しては、熱需要の一定割合（再生可能エネルギーの種類により異なる）以上の再生可能エネルギー熱の利用、もしくは他の省エネルギー対策の導入が義務付けられている。また、住宅・小規模業務施設における再生可能エネルギー熱設備導入に対する補助金の支給（新築建物への導入は制限あり）や、大規模業務施設における再生可能エネルギー熱設備投資に対する金融的支援が行われている。

表 3-9 ドイツにおける再生可能エネルギー熱支援施策の枠組み

制度	施策の種類	対象	概要
再生可能エネルギー熱法 (EEWärmeG)	再エネ熱等導入義務化 ・ 2009年施行	50m ² 以上の新築建物（賃貸も含む）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 熱需要中、太陽熱は15%以上、気体バイオマスは30%以上、液体・固体バイオマス・地熱及び大気熱は50%以上の利用 ・ 再エネ熱利用の代わりに、他の省エネ対策でも可（断熱15%以上強化、地域熱供給の利用、コージェネ熱50%の利用）
市場促進プログラム (MAP)	再エネ熱設備導入への助成 ・ 1999年～ ・ 年間350百万€規模	住宅、小規模業務施設 （ドイツ連邦経済・輸出管理庁による）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 既築建物への小型太陽熱集熱器、バイオマスボイラ、ヒートポンプに対する助成 ・ 新築を含む建物への大規模太陽熱利用システム、バイオマスシステムに対する助成 ・ 革新的技術・技術の組み合わせ等に対するボーナス
		大規模業務施設 （ドイツ復興金融公庫の再生可能エネルギープレミアムプログラムによる）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 新築を含む建物への大規模太陽熱集熱器、ヒートポンプ投資の返済補助 ・ バイオガス供給網投資の返済補助 ・ 地中熱、地熱利用への低利貸付 ・ コージェネ熱は別法で支援

再生可能エネルギー熱法の概要を表 3-10 に、導入実績を図 3-22 に示す。

表 3-10 ドイツ再生可能エネルギー熱法の概要

概要	<ul style="list-style-type: none"> 2008年8月公布、2009年1月1日施行 2020年までに、熱需要の14%を再生可能エネルギーによって供給する目標を掲げる。 新築建物の熱供給の再生可能エネルギー利用率の義務、再生可能エネルギーによる熱利用のための財政援助を定める。 法律は総則（目的、目標、定義等）、再生可能エネルギー利用（利用義務と適用範囲、再生可能エネルギー割合、代替措置、特例、証明、検査等）、財政援助（援助財源、受け取る措置等）、補則（接続及び利用義務、過料等）という4章からなる 				
義務対象者	<ul style="list-style-type: none"> 2009年1月1日以降に建設される新築建物の所有者（全ての所有者が対象） 				
義務内容・達成基準	<ul style="list-style-type: none"> 対象エネルギー源毎に規定された一定割合の再生可能エネルギーの利用を義務付け 下記対象エネルギー源のいずれかについて、熱需要に対する達成割合基準を満たせば可 地球温暖化対策に資する代替手段による達成が認められている 異なる再生可能エネルギー及び代替エネルギーを組み合わせても可 <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #4a7ebb; color: white;">再生可能エネルギー</th> <th style="background-color: #4a7ebb; color: white;">代替エネルギー</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="background-color: #d9e1f2;"> <ul style="list-style-type: none"> 太陽熱：15% 気体バイオマス：30% 液体・固体バイオマス：50% 地熱：50% 環境熱（大気・水）：50% </td> <td style="background-color: #d9e1f2;"> <ul style="list-style-type: none"> 廃熱利用：50% CHPの熱利用：50% 建物の断熱改修 再生可能エネルギーや廃熱、CHPの熱を用いた地域熱供給への接続 </td> </tr> </tbody> </table> <p>※%は熱需要に対する達成基準割合を示す</p>	再生可能エネルギー	代替エネルギー	<ul style="list-style-type: none"> 太陽熱：15% 気体バイオマス：30% 液体・固体バイオマス：50% 地熱：50% 環境熱（大気・水）：50% 	<ul style="list-style-type: none"> 廃熱利用：50% CHPの熱利用：50% 建物の断熱改修 再生可能エネルギーや廃熱、CHPの熱を用いた地域熱供給への接続
再生可能エネルギー	代替エネルギー				
<ul style="list-style-type: none"> 太陽熱：15% 気体バイオマス：30% 液体・固体バイオマス：50% 地熱：50% 環境熱（大気・水）：50% 	<ul style="list-style-type: none"> 廃熱利用：50% CHPの熱利用：50% 建物の断熱改修 再生可能エネルギーや廃熱、CHPの熱を用いた地域熱供給への接続 				

出典）（国立国会図書館，2012）

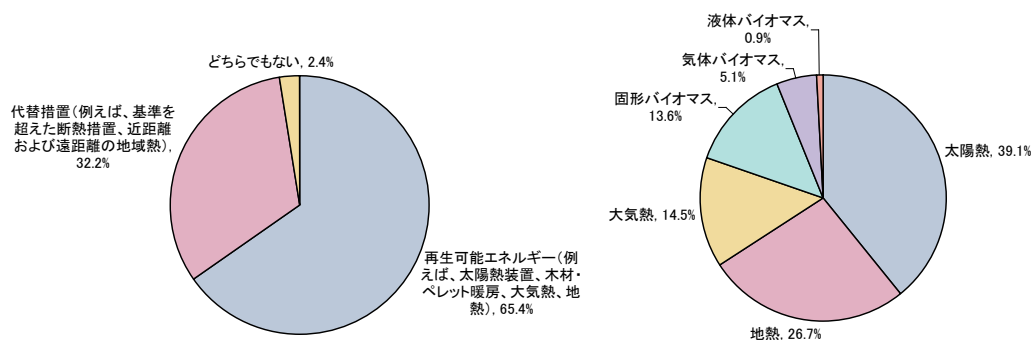


図 3-22 ドイツ再生可能エネルギー熱法に基づく導入実績 (2009年)

出典) Agentur für Erneuerbare Energien 資料

2) 英国における再生可能エネルギー熱支援施策の枠組み

① 概要

英国では、再生可能エネルギー電気に対する固定価格買取制度に類似した、再生可能エネルギー熱消費への固定価格支払い制度（再生可能熱インセンティブ(Renewable Heat Incentive)）を2011年に開始したところである。一般に、このような熱消費量に対する支援を行う制度においては、消費された熱の量を計量する必要があるが、熱計量コストが高額であるために制度導入の障壁が高いことが指摘されていた。英国でも、大規模建築物に対しては熱計量を義務付ける一方で、小規模建築物に対しては熱消費量を見なし扱いとする見込みである。

家庭向けには、建物の省エネルギー施策であるグリーンディールと連携した制度を実施している。グリーンディールは、住宅等に対して対策導入費用を融資し、その費用を将来のエネルギー料金削減可能分から返済するスキームで、住宅等が初期費用負担なしに省エネルギー設備や再生可能エネルギー設備を導入することができる。

英国における再生可能エネルギー熱支援策の枠組を表 3-11 に示す。

表 3-11 英国における再生可能エネルギー熱支援施策の枠組み

制度	施策の種類	対象	概要
再生可能熱インセンティブ (Renewable Heat Incentive)	固定価格支払い制度 ・原資は政府予算	非住宅 ・2011年11月～	<ul style="list-style-type: none"> 買取期間は20年 バイオマス、ヒートポンプ（地中熱、水熱、地熱利用）、太陽熱、バイオメタン・バイオガス 熱消費量の計量メータが必要 対象拡大や、予算に応じた買取価格調整スキームを検討中
		住宅 ・検討中	<ul style="list-style-type: none"> 買取期間は7年間 大気熱ヒートポンプの一部、バイオマスボイラ、地中熱ヒートポンプ、太陽熱 認証された機器の利用、グリーンディール指定の断熱対策の実施が必要 熱消費量は見なし推計案が有力
グリーンディール	エネルギー料金削減分での初期費用返済	住宅等 ・2012年～	<ul style="list-style-type: none"> 対策導入費用を融資し、将来のエネルギー料金削減分から返済可能とするスキーム 対象は、断熱（二重ガラス、断熱材等）、機器省エネ（ボイラ改善、暖房制御等）、再エネ（太陽光発電、太陽熱利用等）
炭素排出削減目標 (CERT)	供給側省エネ義務化	住宅	<ul style="list-style-type: none"> ガス・電力事業者に、住宅への供給エネルギーのCO2削減目標を義務付け（いわゆるホワイト証書） 住宅の断熱、機器省エネ、太陽熱利用、ヒートポンプ利用等により達成

② 再生可能熱インセンティブ制度

再生可能熱インセンティブ制度による支援額は、再生可能エネルギー熱の種類によって異なり、熱量（kWh 換算）あたり 1.0～8.9 ペンスである（表 3-12）。

本制度の原資は政府予算であり年度内の額が決められているため、応募数が予め定められた上限に達すると、インセンティブの支払い開始時期は次年度まで延期となる。このため、応募受付状況の情報がタイムリーに開示されている。初年度の予算は 7,000 万ポンド/年であった（図 3-23）。なお、この予算での支援可能熱量は、全て太陽熱の場合で約 3PJ/年（6 万世帯の暖房需要に相当）、全て大規模バイオマスの場合約 25PJ（約 7,000TJ）/年（50 万世帯の暖房需要に相当）となる（世帯あたり暖房需要を 50GJ として試算）。

また、本インセンティブ制度に関し、英国 DECC に対してヒアリング⁶を行った結果を表 3-13 に示す。熱計量コストに関しては、大規模な熱設備導入においてはメーターコストが相対的に大きくないため問題ないとの認識が指摘された。一方で家庭用に対しては熱使用量を見なし推定することになるが、この推定においてエンジニアの訪問調査を想定しているため、運用コストが莫大になることが懸念されている。

表 3-12 再生可能熱インセンティブ制度による支払価格

	対象	価格 (pence/kWh)
小規模バイオマス	200 kWth未満	8.3 (第1段階)
		2.1 (第2段階)
中規模バイオマス	200 kWth以上、 1,000 kWth未満	5.1 (第1段階)
		2.1 (第2段階)
大規模バイオマス	1,000 kWth 以上	1.0
小規模ヒートポンプ	100 kWth未満	4.7
ヒートポンプ	100 kWth以上	3.4
太陽熱集熱機	200 kWth未満	8.9
バイオメタン、 バイオガス	バイオメタンは全 規模、バイオガス は埋立地ガスを除 く	7.1

注) kWth：熱出力容量、kWh：電力量換算の熱使用量。

小・中規模バイオマスには、容量あたり 1,314kWh（稼働率 15%）までは第 1 段階、それ以上は第 2 段階の価格が適用される。

出典) (DECC, 2012)

⁶ 2012 年 11 月に実施。

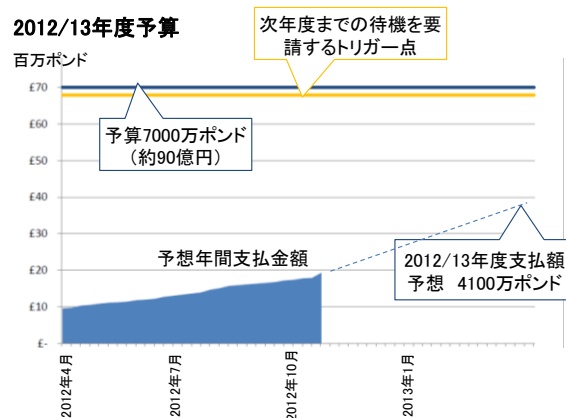


図 3-23 再生可能熱インセンティブ制度における政府予算と実績

出典) (DECC, 2012)

表 3-13 英国の再生可能熱インセンティブ制度に関するヒアリング結果

市場環境整備	<ul style="list-style-type: none"> 制度設計の際には、ボイラ更新時に強制的に非化石ボイラ（HP 含む）への更新も検討したが、市場がそこまで成熟していないため、まずは市場を育てることからスタートした。 英国ではボイラの更新需要が 5,000 件/日あるが、地中熱 HP の需要は年間で 2,000 件程度。強制的に再生可能熱に変えるには業界全体の転換が必要。 ヒートポンプ等再生可能熱の設備はドイツ、オーストリア、スウェーデンからの輸入が多く、こうした国・地域の企業が英国に工場誘致を考えており、RHI は工場誘致に貢献すると期待している。
計量メーター	<ul style="list-style-type: none"> 大規模産業であって熱の使用量が大きければメーターコストは得られる支援と比較して問題ない。 中小規模の事業所の場合、得られる支援 5 千ポンドに対して、メーター価格が 1.5 千ポンドということで、相対的に設置コストが問題になってくる。 熱計量メーターの精度そのものに加えて、設置の技術が問題になる。メーターの精度は英国産業基準が存在しているが、設置については基準が存在していない。 家庭用にはメーター設置はまったく考えてなく、みなしを行う。みなし制度では、エンジニアが家に来て熱需要を推定する。
制度運用	<ul style="list-style-type: none"> 固定価格買取制度の制度運用も担っている OFGEM (Office of the Gas and Electricity Markets) が運用を担当する。 家庭用以外を対象とした初年度は、申請が 500 件、1 件あたりがそれぞれ数 MW クラスなので、運用コストという点でも比較的効率がよい。 家庭用は初年度に 7,000 件が想定されている一方、1 件あたりは数 kW クラスになるため、運用コストが莫大になるおそれがある。
その他	<ul style="list-style-type: none"> 2020 年目標の EU 指令があるため、基本的に RHI も 2020 年までの制度と考えている。ただし、EU が 2030 に向けた目標を定める可能性はある。 導入がある程度進めば、規制的な措置になっていくだろう。 エネルギー法制定時の政府は、素早く導入するために、コスト増は受け入れることにしていた。景気後退、緊縮財政で、時間を掛けても安くというのが今の流れになってきた。

③ 熱需要マップ

エネルギー・気候変動省は、発電事業者・コジェネレーション(Combined Heat and Power, CHP)事業者を対象とした熱需要マップ CHP Development Map (図 3-24) や、地域の低炭素エネルギー計画・推進を目的とした熱需要マップ National Heat Map (図 3-25) を公開している。熱需要の発生状況を地図上で表現することにより、搬送効率が低く地産地消が基本である熱エネルギーの供給計画立案を支援している。

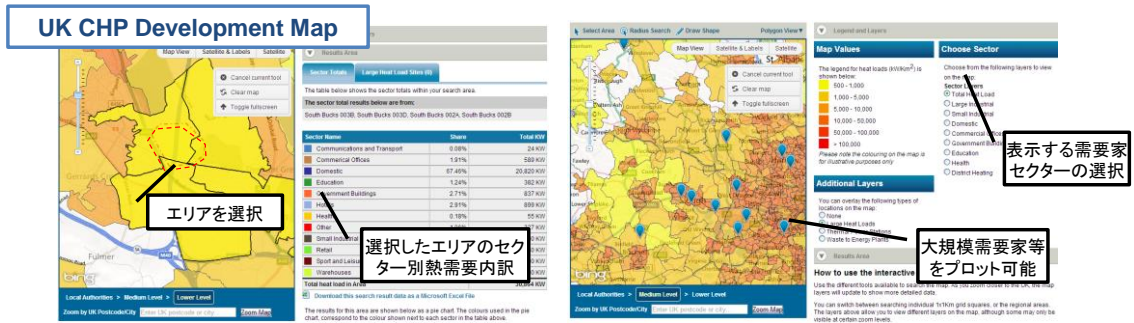


図 3-24 CHP Development Map

<http://chp.decc.gov.uk/developmentmap/>

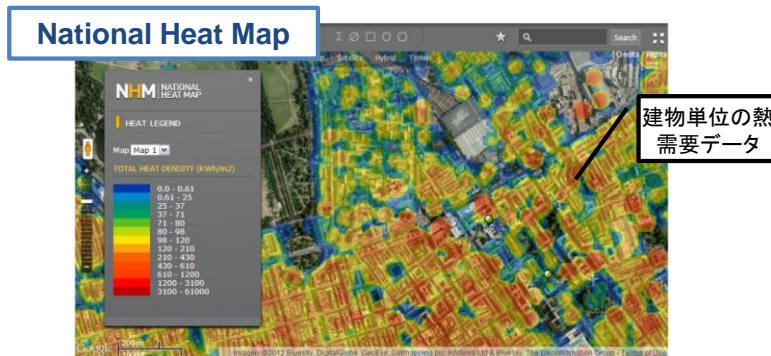


図 3-25 National Heat Map

<http://ceo.decc.gov.uk/nationalheatmap/>

3) スペインにおけるソーラーオブリゲーション

スペインでは、2006年よりソーラーオブリゲーション制度を実施している（表 3-14）。ソーラーオブリゲーションは、一定以上の規模の建築物に対して太陽熱利用等を義務付ける制度の通称であり、スペインの制度導入は国レベルでは初めての適用事例であった。

なお、スペインのソーラーオブリゲーション制度については、表 3-15 に示すように、運用面での課題が指摘されている。

表 3-14 スペインのソーラーオブリゲーションの概要

制度	施策の種類	対象	概要
ソーラーオブリゲーション	再生可能エネルギー熱等導入義務付け	延床面積1000m ² 以上の新築・改築	<ul style="list-style-type: none"> 太陽熱利用、太陽光発電が対象 給湯需要の30～70%（気候区分・給湯需要によって異なる）を賄う量の導入が義務 他の再エネでの供給が可能な場合、記念建築物、日照条件が悪い場合には適用除外 「技術的建築基準」(CTE)の一部としての規定

表 3-15 スペインのソーラーオブリゲーションに対する評価

<ul style="list-style-type: none"> 大規模建設会社の業界算入により、規模効果で機器コストが低下 一方で、主要市場である大規模集合住宅では機器選択がイニシャルコストのみで行われがちで、設備の質の低下が進行 現行制度では、遵守確認と、非遵守の場合の罰則の規程が不十分（これらは自治体が行うこととなっているが、十分な人材を擁していない） スペインでの建築需要鈍化とも相まって、当初期待ほどには太陽熱利用は伸びていない
--

出典) (Matthias F., 2011)

4) オーストラリアにおけるグリーンエネルギー証書制度

オーストラリアでは、電気温水器からの太陽熱温水器やヒートポンプへの置換によって得られた電力置換量を認証し、電力会社に対する再生可能エネルギー供給義務(Renewable Portfolio Standard, RPS)制度の目標達成に利用できる「グリーンエネルギー証書」として扱っている(表 3-16 及び図 3-26)。また、2010年からは本証書制度と並行して、太陽熱温水器には1,000オーストラリアドル(約8万円)の給付も行われるようになった。

表 3-16 オーストラリアにおけるグリーンエネルギー証書制度の概要

制度	施策の種類	対象	概要
2000年再生可能エネルギー(電気)法	グリーンエネルギー証書	家庭	<ul style="list-style-type: none"> 電力RPS制度における再エネ証書(REC)の対象に、電気温水器からの太陽熱温水器への置換を含む。更新による電力削減量1MWhが1RECの価値を持つ 太陽熱温水器のRECsは、みなしで決定される 太陽熱温水器がRECsの対象となるには、規格に基づく製品認定が必要

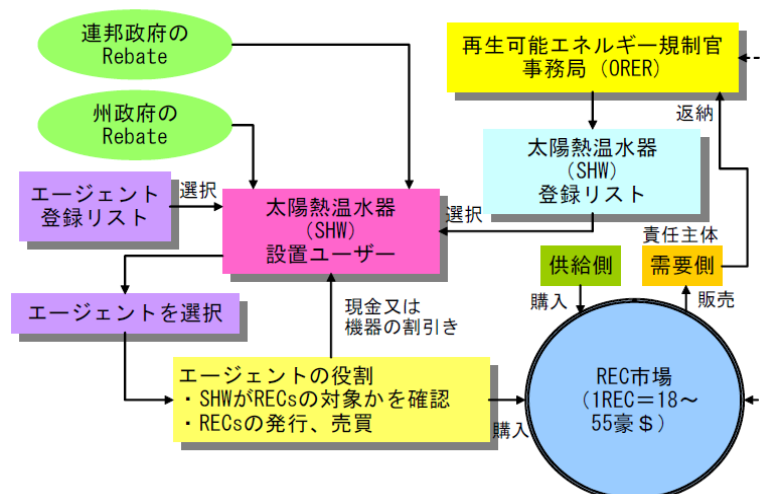


図 3-26 オーストラリアのグリーンエネルギー証書制度のスキーム

ORER: The Office of the Renewable Energy Regulator, SHW: Solar Water Heating, REC: Renewable Energy Certificates (再生可能エネルギー証書)

出典) (資源エネルギー庁再生可能エネルギー等の熱利用に関する研究会, 2010)

(4) 我が国の地方公共団体における導入検討・導入義務施策

我が国の地方公共団体には、条例により建物新築・改築時に再生可能エネルギー熱の導入検討または導入を義務付けている制度がある（表 3-17）。

東京都や横浜市では、大規模建築物に対しての導入の検討を義務付けている。長野県は小規模な建築物については建築事業者側に再生可能エネルギーの導入可能性の説明を義務付け、建築主（オーナー）に設備導入の検討を促す制度となっている。京都府・京都市は、大規模な建築物に一定量以上の再生可能エネルギーの導入を義務付けている（義務量は一次エネルギー換算で30GJ/年であり、太陽光発電では3kW程度に相当）。

表 3-17 国内の地方公共団体における導入検討・導入義務施策の概要

制度	施策の種類	対象	概要
東京都「建築物環境計画書制度」	再生可能エネルギー熱導入検討義務付け	延床面積1万m ² 以上の新築・既築	<ul style="list-style-type: none"> 太陽エネルギー、地中熱、バイオマス等が対象 建築主は建築物環境計画書の一部として導入検討内容を提出。特に太陽エネルギーについては提出が義務
横浜市「再生可能エネルギー導入検討報告制度」	再生可能エネルギー熱導入検討義務付け	延床面積2,000m ² 以上の建築	<ul style="list-style-type: none"> 太陽熱利用、太陽光発電等が対象 建築主は再生可能エネルギーの導入について検討し、報告
長野県「建築物における環境エネルギー性能検討制度・自然エネルギー導入検討制度」	再生可能エネルギー熱導入検討義務付け	延床面積10m ² 以上の新築・改築	<ul style="list-style-type: none"> 建築事業者にも再エネ導入可能性の説明を義務付け、検討を促す制度 300m²以上は再エネ設備情報の掲示、2000m²以上は検討結果の届出が必要 環境エネルギー性能についての説明・掲示・届出も同様に義務付けられている
京都府、京都市「地球温暖化対策条例に規定する特定建築物の義務規定」	再生可能エネルギー熱導入義務付け	延床面積2,000m ² 以上の新增築	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電、太陽熱利用型、バイオマス利用、風力発電、水力発電、地熱発電等が対象 一次エネルギー換算30GJ/年以上削減の再生可能エネルギーの導入を義務付け 一部建築物については直接利用（自然光の利用等）でも可 なお、地域産木材の一定以上の利用も義務付けられる

3.3.3 太陽熱に対する施策

(1) 我が国の太陽熱導入停滞の悪循環

太陽熱利用は技術的には実用化しているにも関わらず、我が国では、認知度、販売チャネル、商品訴求力、価格、メンテナンス体制等の課題から導入停滞の悪循環に陥っている（図 3-27）。

まず、太陽熱のみで全ての給湯需要を賄えるわけではないため、バックアップの化石燃料や電力による給湯器が必要であり、初期コストが高い。また、太陽光発電に対する固定価格買取制度のような有名な施策が無いことや、販売チャネルが少ないことにより、消費者に対する認知度が低い。さらに、化石燃料給湯器や温水利用機器との接続が困難など利便性に劣ることや、消費者が施工・メンテナンスに不安を持っていることが課題として挙げられる。

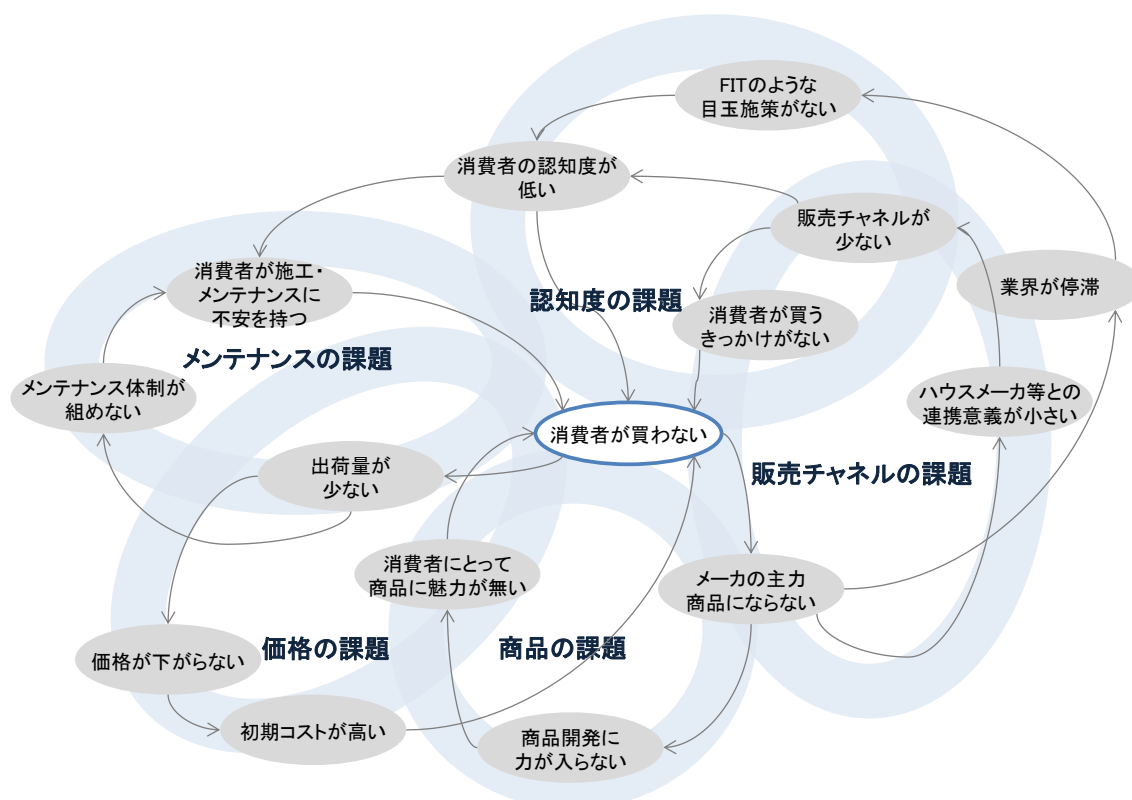


図 3-27 我が国の太陽熱導入停滞の悪循環

(2) 太陽熱導入良循環のための施策

各悪循環を打破し、市場環境を整備するための支援策が必要である（図 3-28）。価格の課題には現在中止されている導入補助金の再開、販売チャネルの課題にはハウスメーカーへの太陽熱利用機器の販売奨励、メンテナンスの課題には認定制度の普及促進、商品の課題には商品表彰制度の導入などが考えられる。

さらに、再生可能エネルギー電気に対する固定価格買取制度のように、熱版固定価格買取制度や導入検討義務等の制度導入により、認知度向上を図ることも有効と考えられる。これにより、メーカーによる利便性・デザイン性の高い商品の開発や、ハウスメーカー等による販売促進など、民間の取組を誘発することが期待できる。

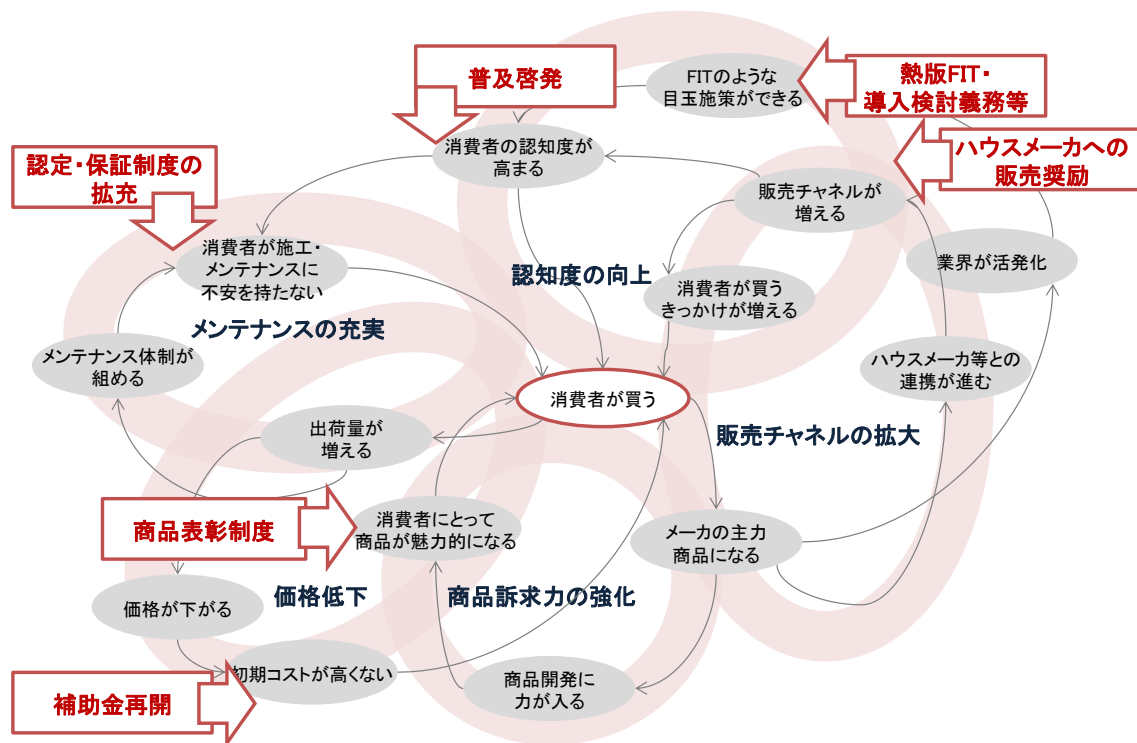


図 3-28 太陽熱導入良循環のための施策

(3) 太陽熱に対する施策実例

1) 普及啓発キャンペーン（東京都）

東京都では、2012年より、「給湯や暖房など比較的低温で利用される熱は、なるべく太陽熱や地中熱などの再生可能エネルギーによって生み出される熱で賄いましょう」という考え方のもと、「熱は熱で」キャンペーンを展開している（図 3-29）。このキャンペーンのもと、特に太陽熱利用が推進されている。



図 3-29 東京都における「熱は熱で」キャンペーンイメージ

出典) 東京都ウェブサイト

2) 補助金（東京都）

東京都等は個人向け、事業者向けの太陽熱導入に対しても補助金制度を実施している（表 3-18）。なお、国には個人の太陽熱導入に対する補助金制度はない。

表 3-18 国・東京都の太陽光・太陽熱に対する補助金制度の概要

		国	東京都
個人向け	太陽光	住宅用太陽光発電導入支援対策費補助金 (3~3.5万円/kW)	住宅用創エネルギー機器等導入促進事業 (10万円/m ²)
	太陽熱	なし	住宅用創エネルギー機器等導入促進事業 (7万円/m ²)
事業者向け	太陽光	再生可能エネルギー発電設備等導入促進支援対策事業 (1/10以内) 再生可能エネルギー熱利用加速化支援対策費補助金 (地方公共団体等、1/2以内)	住宅用創エネルギー機器等導入促進事業 (10万円/m ²) (法人も対象だが住宅用太陽光に限る)
	太陽熱	再生可能エネルギー熱利用加速化支援対策費補助金 (地方公共団体等、1/2以内)	東京都集合住宅等太陽熱導入促進事業 (住宅供給事業者、1/2)

出典) <http://www.enecho.meti.go.jp/saiene/support/index.html> より作成

3) 認定制度 (ベターリビング)

一般財団法人ベターリビングによる、太陽熱利用設備に対する優良住宅部品 (Better Living for better society) としての認定制度が実施されている (表 3-19)。一部の自治体では、この BL-bs 認証を受けた設備を、補助金の対象としている。ベターリビングは、社団法人ソーラーシステム振興協会とともに、本認定制度の普及キャンペーンを行っている。

表 3-19 太陽熱利用設備に対する主な認定基準

集熱性能	集熱性能自然循環型・空気集熱型 8,374[kJ/(m ² ・day)]以上 強制循環型12,557[kJ/(m ² ・day)]以上
貯湯部 (又は蓄熱槽) の保温性能	自然循環型5.81[W/K]以下、強制循環型・空気集熱型3.5V+5.81[W/K]以下 (V:蓄熱槽容量[m ³])
有効出湯効率	自然循環型75%以上、強制循環型・空気集熱型80%以上
機器の性能だけではなく、製造・流通時、使用・施工・取り外し・更新時等における環境配慮、適切な供給体制及び維持管理体制等の確保、基本性能・使用・維持管理・施工に関する情報提供等についても要求事項として規定している。	



出典) <http://www.taiyo-netsu.jp/bl-bs/index.html>

4) ハウスメーカー等との連携 (東京都)

東京都は、都が認定した太陽熱システムを都内の新築住宅に設置する住宅供給事業者に対し、経費の 2 分の 1 を補助する事業 (集合住宅等太陽熱導入促進事業) を実施している。補助金の対象となるのは、新築の住宅の建築を業として行うディベロッパー、ハウスメーカー、

パワービルダー、工務店などの住宅供給事業者である。予算は平成 23 年度から 27 年度の 5 年間で、20 億円（約 5000 戸分）とされている。

5) 表彰（ソーラーエネルギー利用推進フォーラム）

ソーラーエネルギー利用推進フォーラムは、日本ガス体エネルギー普及促進協議会と、住宅関連事業者、太陽熱利用機器メーカー等との連携による組織である。「ソーラータウンデザインコンペティション」「ソーラー住宅デザインコンペティション」を実施し、表彰を行っている（図 3-30）。

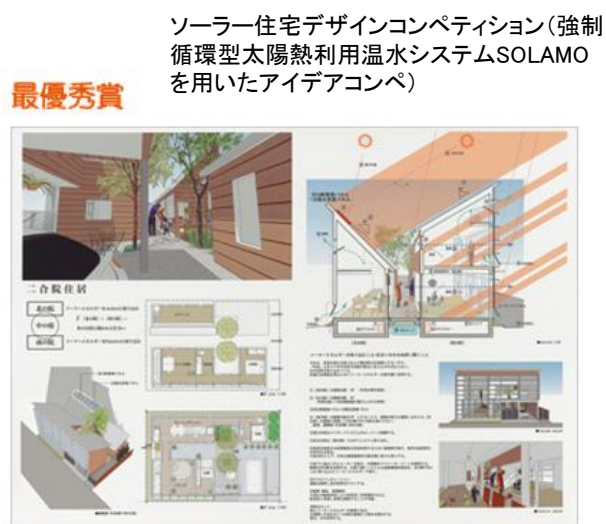


図 3-30 ソーラー住宅デザインコンペティション

出典) ソーラーエネルギー利用推進フォーラムウェブサイト

6) グリーン熱証書

国内では、再生可能エネルギー熱の環境価値部分を「グリーン熱証書」として認証する制度が、2010 年より太陽熱について開始された。現在では、バイオマス熱（温水、蒸気）、雪氷エネルギーに拡大されている。第三者機関として、グリーンエネルギー認証センターが証書の認証を行っている（図 3-31 及び図 3-32）。

平成 21 年度、22 年度には、東京都により、補助金交付対象の機器設置者から譲渡を受けた太陽熱環境価値を、グリーン熱証書制度を活用して証書化し、企業等に販売する事業が行われた。

資源エネルギー庁や環境省では、省エネルギー法の定期報告制度や、地球温暖化対策法の温室効果ガス排出量算定報告公表制度において、グリーン電力・熱証書の適用を可能とするよう検討が進められている。

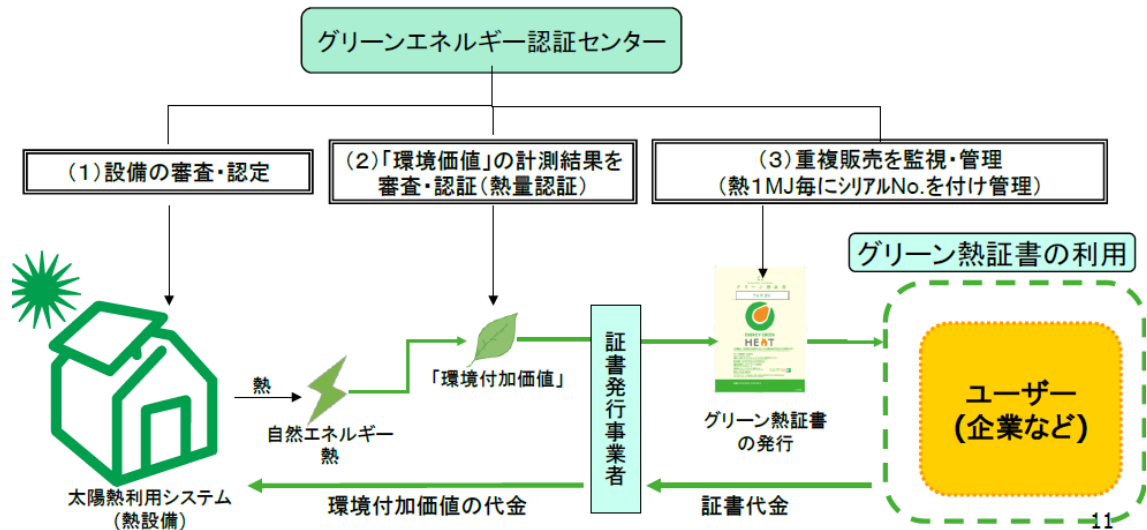


図 3-31 グリーン熱量認証制度概要

出典) (環境エネルギー政策研究所, 2013)

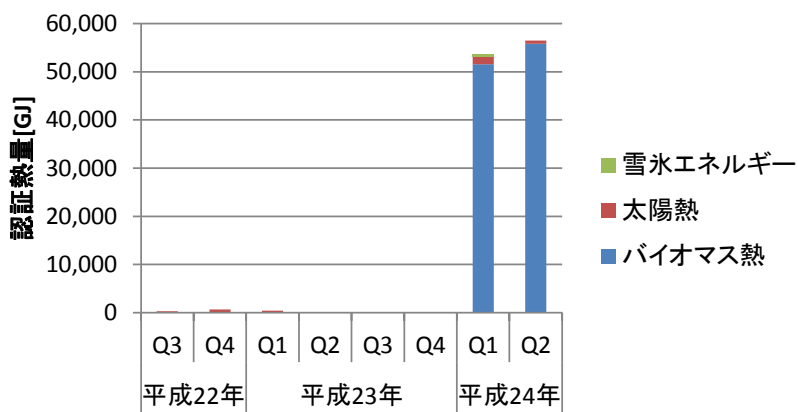


図 3-32 グリーン熱量認証実績

出典) グリーンエネルギー認証センター資料

3.3.4 地中熱に対する施策

(1) 地中熱導入の課題

事業者へのヒアリングによると、地中熱の導入を進めるにあたり、表 3-20 に示すような課題が存在する。

表 3-20 地中熱導入の課題

支援制度の課題	<ul style="list-style-type: none">• 国の予算が単年度で管理されているため、補助制度の創設を知ってから導入を検討しても、補助金適用期間には間に合わない（熱源選択は建築物の設計初期段階で決める）。• 補助制度は1年間の中のある限られた期間で募集を行うため、よほどタイミングが合わないと使えない。• 建築物の設備に対する補助制度の場合、例えば環境省の補助制度の場合は、建築物全体の施工業者が決まっていたとしても補助対象設備のみ切り出して再度業者選定を行う必要があり、施工業者からは魅力的ではない（国土交通省の場合は、補助対象設備の随意契約が認められる場合がある）。
技術の課題	<ul style="list-style-type: none">• 地中熱利用で用いられる水冷式HPは、大気熱利用で用いられる空冷式HPに比べてCOPが低く、省エネ効果・CO2削減効果が得られにくい。通年のAPFで評価した場合には大きな効果が期待出来ないが、外気温が高い時の冷房、外気温が低いときの暖房では大きな効果が期待出来る。• 熱交換用チューブを建物基礎に敷設した場合はメンテナンスが不可能となるため、施工技術の確立による初期不良の低減、メンテナンスフリー品の開発等、もしくは他の敷設技術の開発が必要。
設計上の課題	<ul style="list-style-type: none">• 施工事例が少ないため、例えば単位深さ当たりで得られる熱量について精度の高いデータが存在しない。結果的に安全側に設計しすぎるおそれがある。

(2) 我が国の地中熱導入停滞の悪循環

我が国の地中熱は、認知度、技術、設計、価格、支援制度等の課題から導入が拡大していない（図 3-33）。

まず、大気熱ヒートポンプを利用した空調に比較して十分な省エネ効果を得るための条件についての知見が整理されておらず、有効な設計・導入提案が為されていない。導入事例も一部に限られており、設計や施工のノウハウ蓄積や、スケールメリットや技術開発によるコスト低下が生じていない。補助金制度は設けられているが、建物の設計・施工のリードタイムに比べると、年度単位の補助金制度が常に適用できるとは限らず、導入のインセンティブとして働いていない。

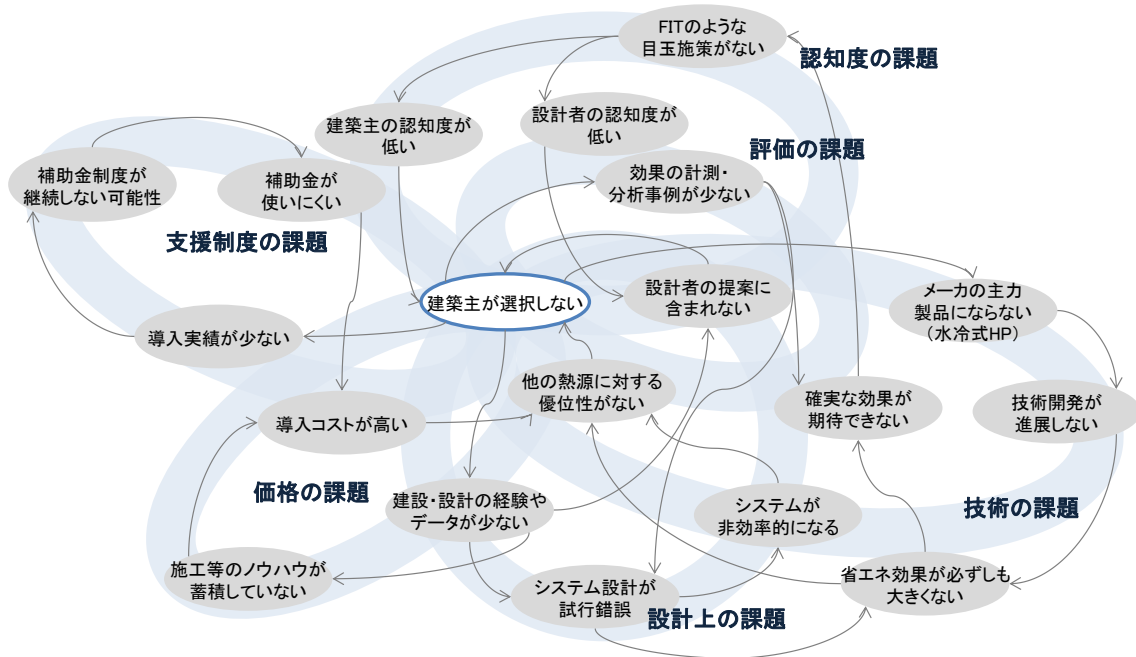


図 3-33 我が国の地中熱導入停滞の悪循環

(3) 地中熱導入良循環のための施策

各悪循環を打破し、市場環境を整備するための支援策が必要である。特に、現状では十分に省エネ効果を得るための知見が整理されていないことにより、導入推進施策や、ディベロッパーによる販売促進に至っていない点が指摘されている。効果の測定・評価方法を確立するとともに、寒冷地など効果の高い導入先を特定した上で、重点的な推進施策を取ることが必要である（図 3-34）。

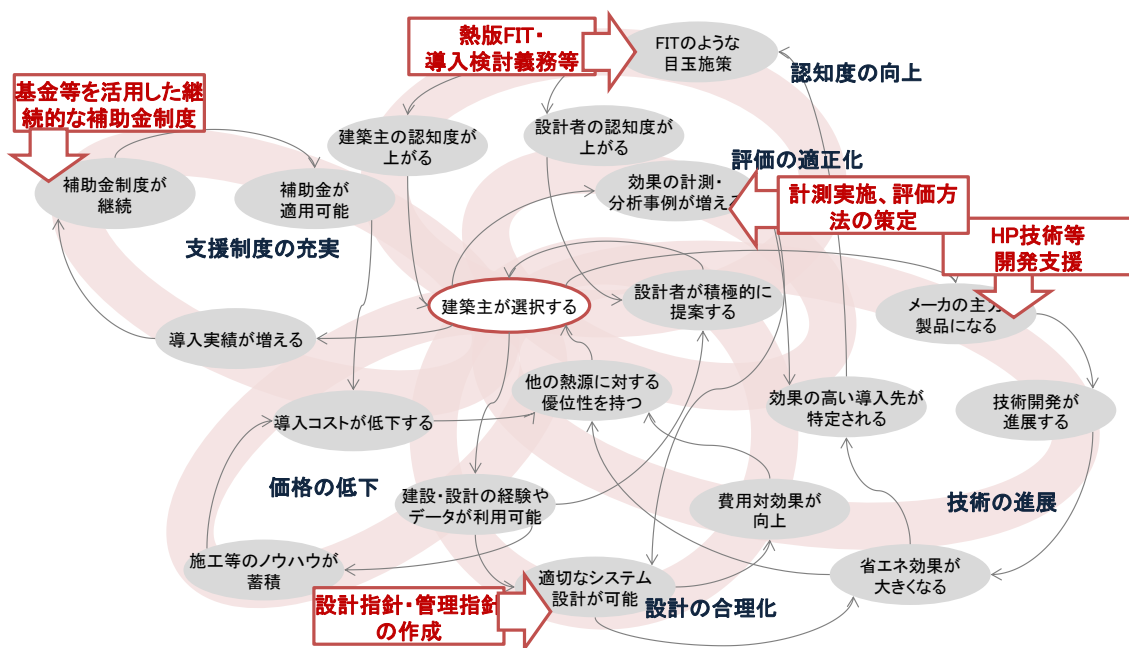


図 3-34 地中熱導入良循環のための施策

(4) 地中熱に対する施策実例

1) 設計指針（先進的地中熱利用ヒートポンプシステム導入促進事業）

環境省では、地中熱利用ヒートポンプシステムの普及促進上の課題事項の整理（導入コスト低減の可能性、認知度向上策、地盤環境情報の整理、海外の普及促進施策の調査、新たな普及促進）方策の検討等を行い、普及のための手引きとして取りまとめることを目的とした事業を行っている。

2) 補助事業（先進的地中熱利用ヒートポンプシステム導入促進事業）

環境省では、地中熱利用ヒートポンプシステムの運転効率等に影響する項目（熱媒体・地下水の温度、循環量、地盤温度等）等をモニタリングする先進的な本システムの設置事業者等に対し、モニタリングに係る機器の設置費用を補助する事業を行う予定である（図 3-35）。

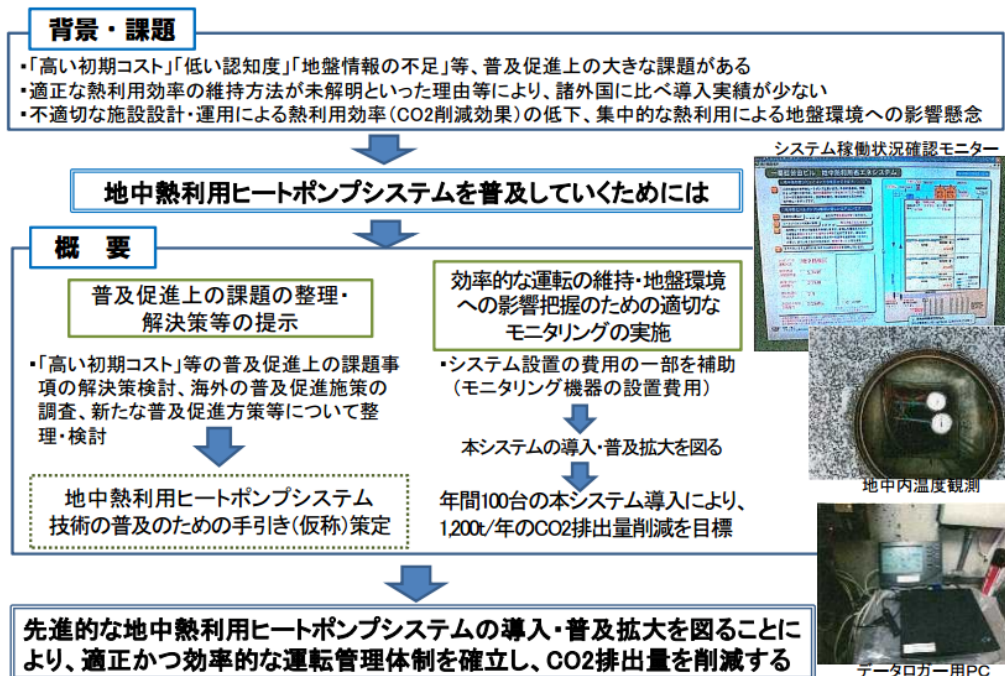


図 3-35 地中熱に対する支援施策

出典) 環境省 (2012). 平成 25 年度予算概算要求主要新規事項等の概要 (平成 24 年 9 月) .

3.3.5 再生可能エネルギー熱支援のロードマップ

我が国の太陽熱・地中熱の普及段階を踏まえると、これらが抱える課題に対する支援を強化して市場拡大のための環境を整備することが必要である（図 3-36）。

それと同時に、導入検討義務等の方策により認知度向上を図る必要がある。まずは、既に開始されている電気の固定価格買取制度の中に熱利用ボーナス（太陽光・太陽熱併設、バイオマスコジェネ等）を含めていくことや、エネルギー供給構造高度化法下でエネルギー供給事業者に対しグリーン熱調達を義務付けることも考えられる。

これらの施策は、再生可能エネルギー熱版固定価格買取制度や、建物に対する再生可能エ

エネルギー等導入義務化といった中長期的な施策の発端ともなりうる。

上記を踏まえ、平成 23 年度調査でまとめたロードマップの見直しを行った（図 3-37）。

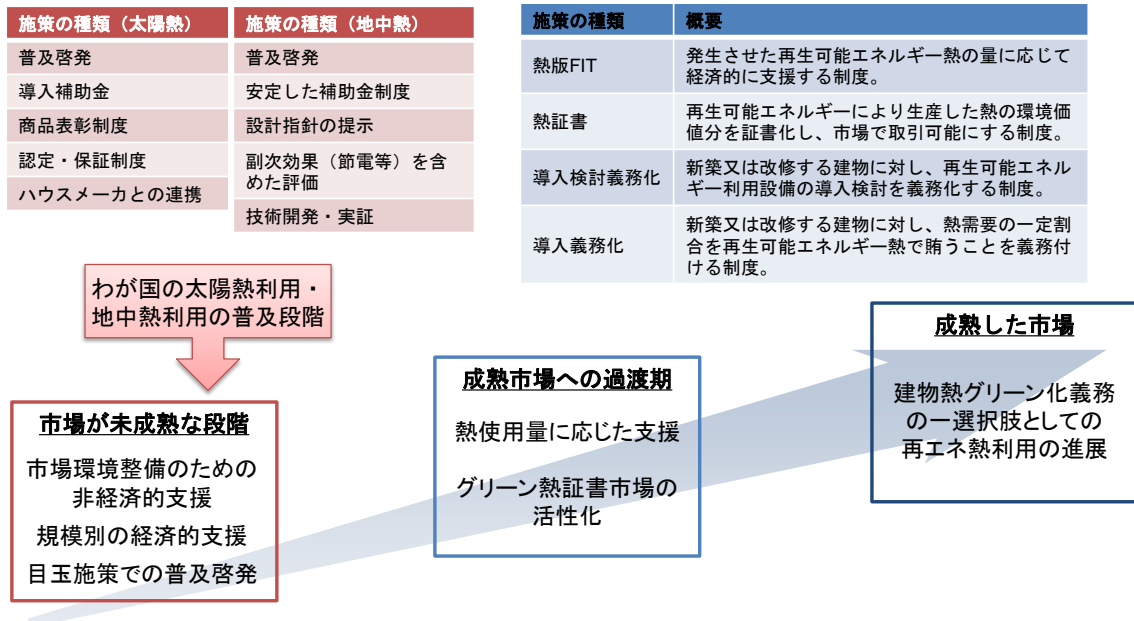


図 3-36 再生可能エネルギー熱の支援の方向性

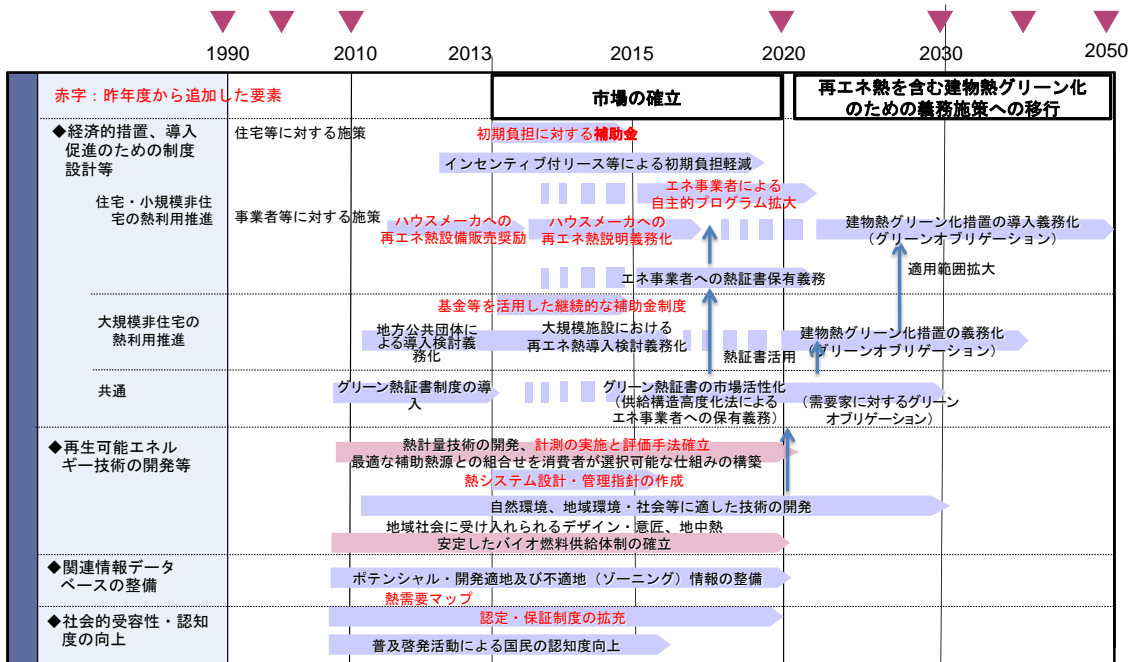


図 3-37 再生可能エネルギー熱ロードマップ

3.3.6 参考：グリーン熱証書の市場創出について（過年度検討）

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（温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度、エネルギー供給構造高度化法等）との整合性を踏まえると、表 3-21 に示す制度オプションが考えられる。

表 3-21 グリーン熱証書の制度オプション

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（図 3-38）、以下では調達義務化について更なる検討を行う。

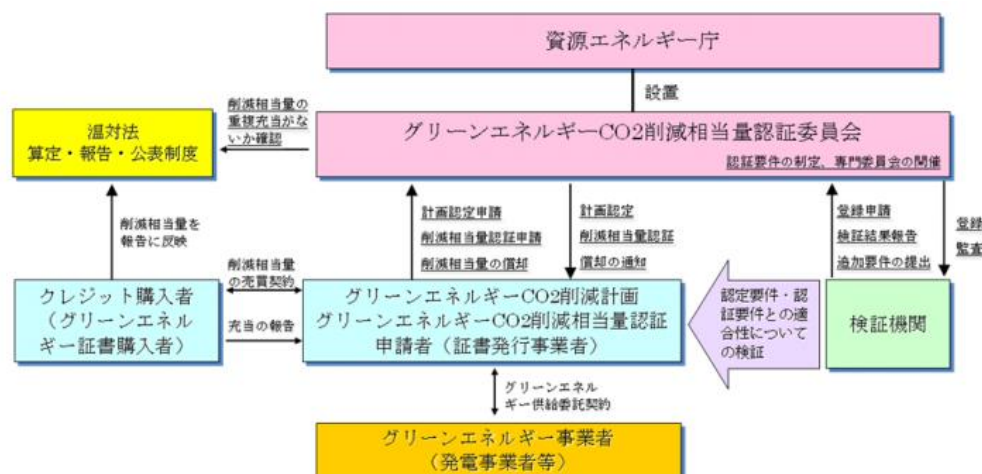


図 3-38 グリーンエネルギーCO2削減相当量認証制度のスキーム案

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

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表 3-22 のとおりである。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對して、利用目標が示されている。

表 3-22 非化石エネルギー源の利用に係る判断の基準

	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	○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。	○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。	○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	○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	○バイオガスの調達条件の策定・公表 等	○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。

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、図 3-39 に示す2通りとする。

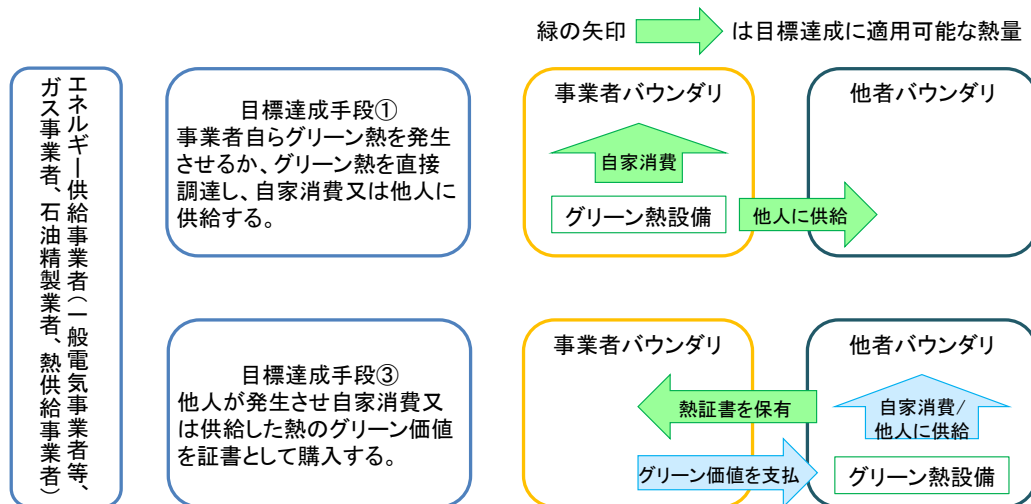


図 3-39 エネルギー供給事業者へのグリーン熱導入義務付け

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Energy Technology Perspectives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。

3.4 エネルギーデータベース等情報基盤の整備

3.4.1 海外における再生可能エネルギーに関する統計整備状況

(1) EUの再生可能エネルギー統計

EUでは、統計専門サイト eurostat の中で、「renewable energy statistics」が整備されている。主要統計は表 3-23 に示す4分野に分かれている。4分野それぞれの表示イメージを表 3-24 及び図 3-40～図 3-42 に示す。

表 3-23 EUの renewable energy statistics における主要統計分野

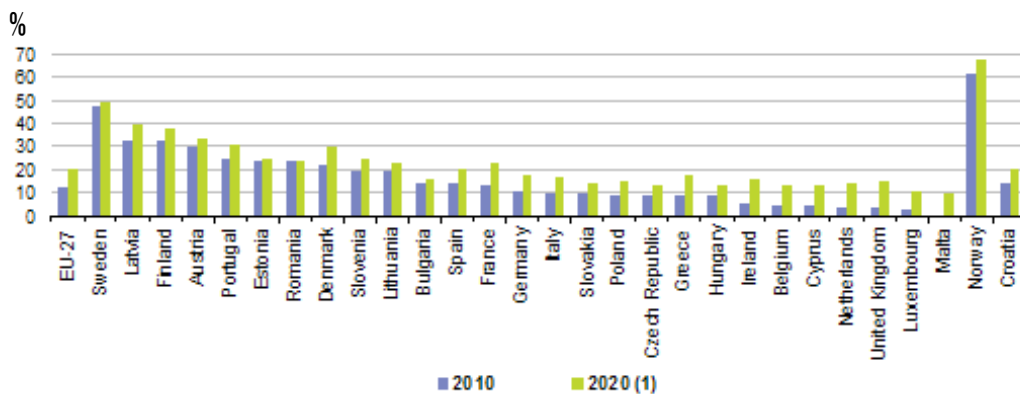
一次生産	再生可能エネルギーの一次生産量と、太陽光、バイオマス、地熱、水力、風力の種類別シェアが整理されている。
(最終)消費	再生可能エネルギーによる最終エネルギー消費量のほか、最終消費に対するシェア、2020年の国別目標との比較などが整理されている。
電力	再生可能エネルギーによる発電電力量のほか、発電電力量に対するシェアなどが整理されている。
輸送	輸送分野での再生可能エネルギーの導入量のほか、輸送部門の最終消費に対するシェアなどが整理されている。

表 3-24 EU各国の一次エネルギーに対する再生可能エネルギーのシェア

	Primary production (1 000 toe)		Share of total, 2010 (%)				
	2000	2010	Solar energy	Biomass & waste	Geothermal energy	Hydropower energy	Wind energy
EU-27	96 650	166 647	2.2	67.6	3.5	18.9	7.7
Euro area	65 006	118 679	2.9	64.3	4.8	19.0	9.0
Belgium	534	1 989	3.0	89.8	0.2	1.4	5.6
Bulgaria	780	1 475	0.8	63.6	2.2	29.5	4.0
Czech Republic	1 339	2 900	2.1	88.6	0.0	8.3	1.0
Denmark	1 766	3 123	0.5	77.6	0.3	0.1	21.5
Germany	9 094	32 746	4.4	78.7	1.6	5.4	9.9
Estonia	512	988	0.0	97.3	0.0	0.2	2.4
Ireland	235	620	1.0	51.8	0.0	8.4	39.0
Greece	1 403	1 985	9.9	44.7	1.4	32.3	11.7
Spain	6 928	14 657	7.0	42.2	0.1	24.8	25.9
France	15 874	20 793	0.5	69.1	0.4	25.6	4.1
Italy	9 598	16 328	1.8	37.3	29.2	26.9	4.8
Cyprus	44	77	79.2	15.6	1.3	0.0	3.9
Latvia	1 393	2 101	0.0	85.4	0.0	14.4	0.2
Lithuania	682	1 185	0.0	94.0	0.4	3.9	1.6
Luxembourg	39	92	3.3	81.5	0.0	9.8	5.4
Hungary	830	1 922	0.3	91.4	5.2	0.8	2.4
Malta	0	0	-	-	-	0.0	0.0
Netherlands	1 347	2 896	1.0	86.6	0.3	0.3	11.8
Austria	6 608	8 600	2.0	57.1	0.4	38.4	2.1
Poland	3 808	6 849	0.0	94.0	0.2	3.7	2.1
Portugal	3 759	5 438	1.4	55.1	3.5	25.5	14.5
Romania	4 040	5 677	0.0	69.6	0.4	29.6	0.5
Slovenia	788	1 041	0.6	59.5	2.7	37.3	0.0
Slovakia	496	1 398	0.0	67.0	0.6	32.3	0.1
Finland	7 748	9 030	0.0	87.4	0.0	12.3	0.3
Sweden	14 741	17 408	0.1	65.4	0.0	32.8	1.7
United Kingdom	2 264	5 327	1.7	76.0	0.0	5.8	16.4
Norway	13 481	11 554	0.0	11.9	0.0	87.5	0.7
Switzerland	4 437	4 968	1.0	31.3	5.2	62.4	0.1
Croatia	879	1 232	0.4	39.9	0.6	58.1	1.0
FYR of Montenegro	322	422	0.0	47.6	2.8	49.5	0.0
Turkey	10 102	11 627	3.7	38.9	16.9	38.3	2.2

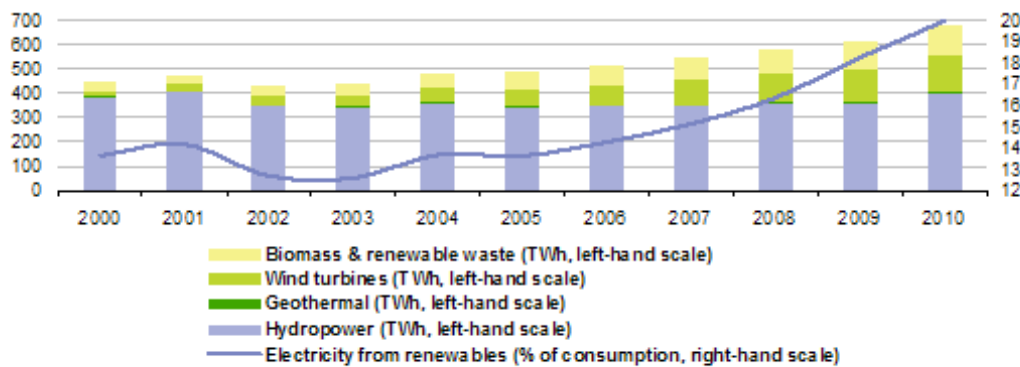
Source: Eurostat (online data codes: ten00081 and ten00082)

出典) (eurostat, 2012)



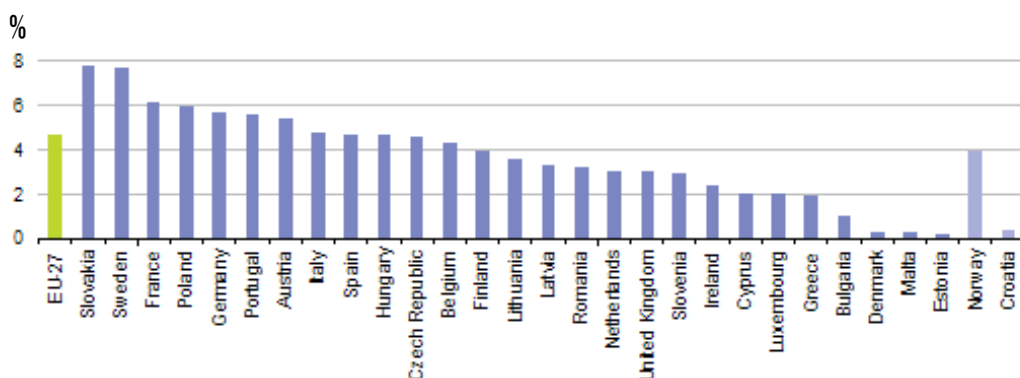
(1) Legally binding targets for 2020.
Source: Eurostat (online data code: t2020_31)

図 3-40 最終消費に対する再生可能エネルギーシェアと目標値との比較
出典) (eurostat, 2012)



Source: Eurostat (online data codes: nrg_105a and tsdcc330)

図 3-41 再生可能エネルギーによる発電電力量と総発電電力量に占めるシェア
出典) (eurostat, 2012)



Source: Eurostat (online data code: tsdcc340)

図 3-42 輸送分野の最終消費に対する再生可能エネルギーシェア
出典) (eurostat, 2012)

(2) ドイツの AGEE-stat について

ドイツでは、再生可能エネルギーの統計に関する WG (Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien; AGEE) が 2004 年 2 月に立ち上げられ、データ整備が進められている。WG には、ドイツ環境省 (BMU)、ドイツ経済技術省 (BMWi)、ドイツネットワーク規制庁 (BnetzA) などの政府機関がメンバーとなっている。

ドイツ国内の統計として活用されるだけでなく、EU や国際機関への報告データとしても用いられている。統計の活用先のひとつに、ドイツ環境省から毎年公表されている「Renewable energy sources in figures」がある。図 3-43、図 3-44 及び図 3-45 に示すように、1990 年以降の毎年の再生可能エネルギーの種類別導入量などが整理されている。

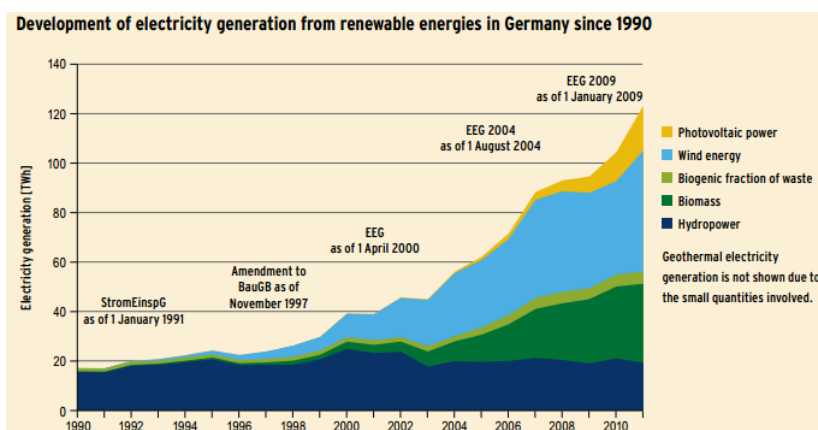


図 3-43 ドイツにおける 1990 年以降の再生可能エネルギー電気の発電電力量
出典) (BMU, 2013b)

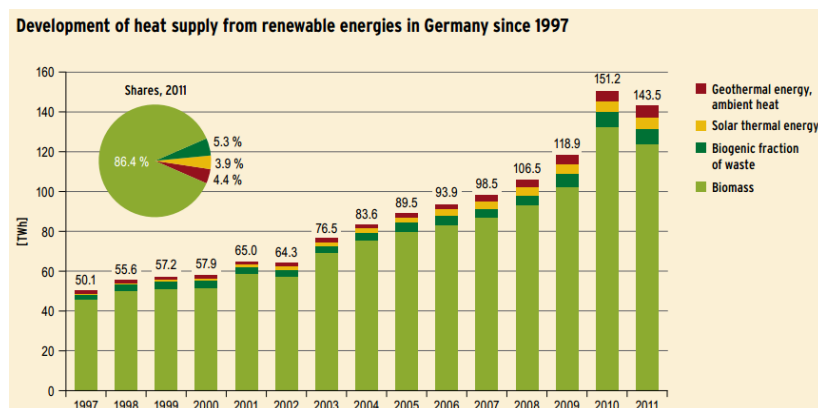


図 3-44 ドイツにおける 1997 年以降の再生可能エネルギー熱の供給量
出典) (BMU, 2013b)

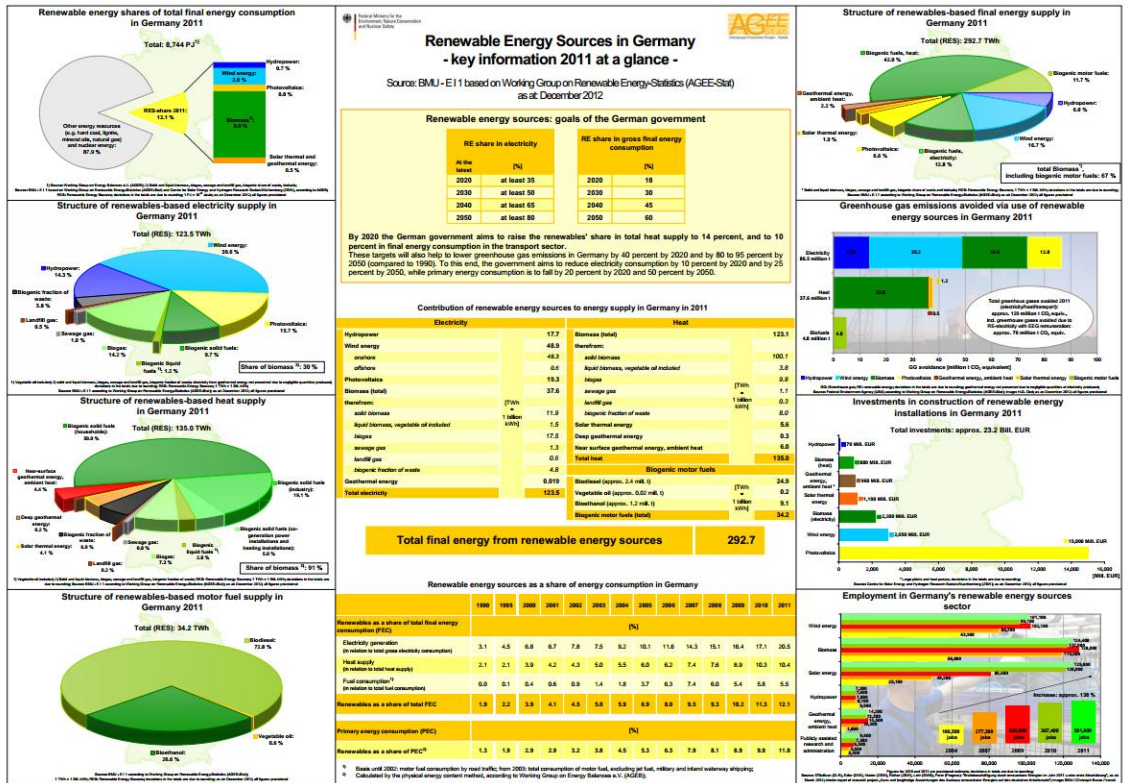


図 3-45 AGEE-stat のアウトプット俯瞰図

出典) (BMU, 2013b)

また、上記以外にネットワーク規制庁では、太陽光発電の毎月の新規導入箇所の情報が地点毎に公表されている (表 3-25)。

表 3-25 2012 年 12 月のドイツにおける太陽光発電の新規導入箇所情報

Eingangsdatum	Anlage PLZ	Anlage Ort oder Gemarkung	Anlage Bundesland	Installierte Nennleistung (kWp)	davon Installierte Nennleistung der geförderten Anlagen (kWp)
27.12.2012	56759	Kaisersesch	Rheinland-Pfalz	9,000.00	9,000.00
27.12.2012	38524	Sassenburg	Niedersachsen	7,169.04	7,169.04
06.12.2012	09661	Rossau	Sachsen	6,989.04	6,989.04
20.12.2012	17126	Jarmen	Mecklenburg-Vorpommern	6,440.81	6,440.81
17.12.2012	67294	Ilbesheim	Rheinland-Pfalz	6,403.20	6,403.20
14.12.2012	04931	Neuburxdorf	Brandenburg	5,680.08	5,680.08
31.12.2012	54597	Neuheilenbach	Rheinland-Pfalz	5,618.00	5,618.00
17.12.2012	06567	Göllingen	Thüringen	5,409.60	5,409.60
20.12.2012	59872	Meschede	Nordrhein-Westfalen	4,048.38	4,048.38
06.12.2012	01917	Kamenz	Sachsen	3,807.00	3,807.00
21.12.2012	37539	Bad Grund	Niedersachsen	3,480.00	3,480.00
05.12.2012	84137	Vilsbiburg	Bayern	3,366.00	3,366.00
04.12.2012	97295	Waldbrunn	Bayern	2,791.80	2,791.80
13.12.2012	09221	Neukirchen	Sachsen	2,661.12	2,661.12
21.12.2012	06571	Roßleben	Thüringen	2,520.00	2,520.00
21.12.2012	14913	Niedergörsdorf	Brandenburg	2,455.53	2,455.53
13.12.2012	35440	Linden	Hessen	2,199.84	2,199.84
29.12.2012	95236	Stammbach	Bayern	2,099.96	2,099.96
18.12.2012	33397	Rietberg	Nordrhein-Westfalen	2,073.40	2,073.40
21.12.2012	15848	Rietz-Neuendorf	Brandenburg	1,967.42	1,967.42
17.12.2012	03238	Finsterwalde	Brandenburg	1,833.12	1,833.12
19.12.2012	94368	Perkam	Bayern	1,797.78	1,797.78
20.12.2012	88471	Laupheim	Baden-Württemberg	1,794.48	1,794.48
28.12.2012	56459	Langenhahn	Rheinland-Pfalz	1,775.52	1,775.52
20.12.2012	88319	Aitrach	Baden-Württemberg	1,501.50	1,501.50

出典) (BnetzA, 2013)

(3) ドイツにおける太陽光と風力の発電電力量データ

ドイツでは、フラウンホーファーISE (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems : 太陽エネルギーシステム研究所) が、EEX のドイツ国内の再生可能エネルギーの発電電力量等のデータを一般に公表しており、毎週アップデートされている(図 3-46 及び図 3-47)。

なお、EEX では電力取引周期が 15 分刻みとなっているため、ドイツのパワーコンディショナーメーカーである SMA Solar Technology AG のデータ収集周期も 15 分となっている。

発電電力量: 従来型エネルギーと太陽光と風力

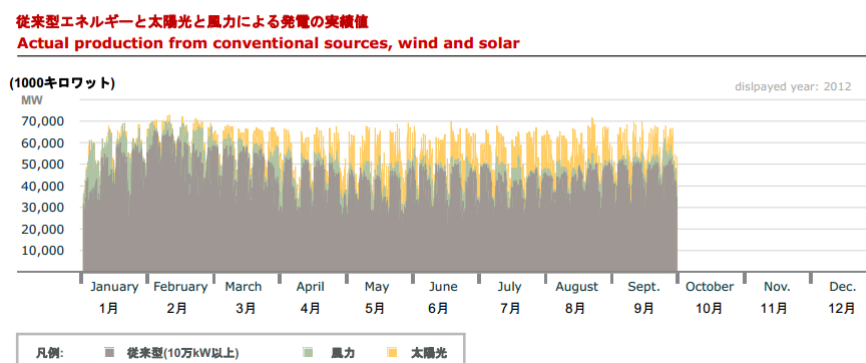


図 3-46 ドイツにおける発電電力量：従来型エネルギーと太陽光風力
出典) (環境省, 2012b)

ドイツにおける発電電力量: 第20週

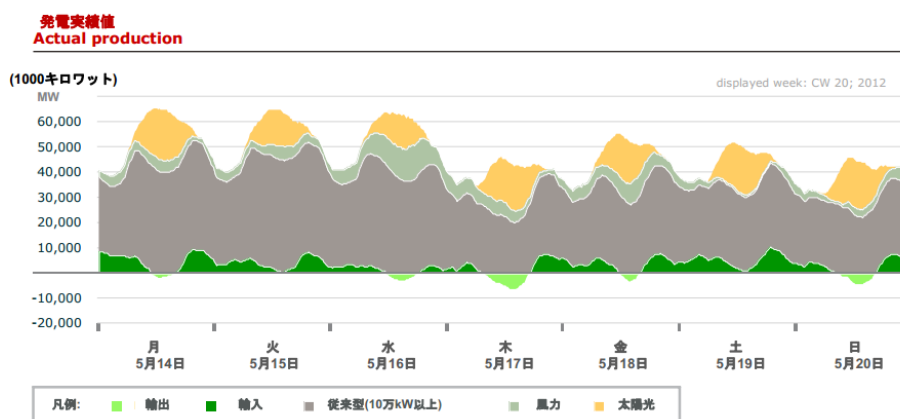


図 3-47 ドイツにおける発電電力量：第 20 週
出典) (環境省, 2012b)

(4) 英国再生可能エネルギーデータベースについて

英国エネルギー・気候変動省 (DECC) では、EU 目標に向けた進捗確認のため、Planning Database Project が運用されている。Project は「Planning Database Extracts & Statistics」と「Interactive Maps」に大別され、利用目的に応じて使い分けることが出来る。

「Planning Database Extracts & Statistics」では、再生可能エネルギーの種類別の現状と将来見通しを把握することが可能となっている。さらに、表 3-26 に示すように、4,400 件に及ぶ地点毎のサイト名、住所、再生可能エネルギー種類、設備容量、運転開始までの進捗状況などをダウンロードすることが可能となっている。

表 3-26 Planning Database Extracts & Statistics における表示例

January 2013			Total Installed Capacity (MW)					
Technology	Operational 2011 RESTATS Data	Operational Since January 2012	Post-consent				Pre-Consent	
			Under Construction		Awaiting Construction		Application being considered	
			LPA	S36	LPA	S36	LPA	S36
Biomass	1350.8	795.3	258.2	0.0	1124.6	1840.0	390.3	460.0
Co-firing	338.2	0.0	0.0	0.0	0.0	500.0	0.0	170.0
RO Hydro	204.7	1.1	11.0	6.6	33.8	5.3	11.8	0.0
Landfill gas	1066.7	0.0	5.2	0.0	30.5	0.0	1.5	0.0
Offshore Round 0	14.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Offshore Round 1	1057.4	150.0	0.0	62.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Offshore Round 2	766.6	1004.6	0.0	1476.0	0.0	1999.0	0.0	1440.0
Demonstration Projects	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.0	0.0	99.9
Offshore Round 3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.0	0.0	3750.0
Offshore Round 1 and 2 extensions	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	555.0
Scottish Territorial Waters	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1447.2
Wind Offshore Total	1838.0	1154.6	0.0	1538.1	0.0	2017.0	0.0	7292.1
Wind Onshore	4650.4	708.8	978.8	1343.9	2569.9	1860.0	3566.7	3341.9
Sewage gas	197.5	0.0	4.0	0.0	4.5	0.0	0.0	0.0
Wave and Tide	3.1	1.8	0.0	20.0	1.2	17.2	40.0	17.5
Photovoltaics	975.8	70.8	94.3	0.0	811.6	0.0	901.0	0.0
Large hydro	1470.9	0.0	0.0	0.0	5.0	12.5	0.0	0.0
Waste	551.7	27.5	239.0	100.0	719.4	299.0	135.5	0.0
TOTAL	12647.9	2760.0	1590.5	3008.6	5300.5	6551.1	5046.8	11281.5

出典) (UK DECC, a)

「Interactive Maps」では、再生可能エネルギー電源の種類、地域、開発ステータスなどの条件を入力してフィルタを実行すると、図 3-48 に示すように地図上に設備情報が可視化される。地図上のアイコンをクリックすると、詳細な情報を得ることが出来る。

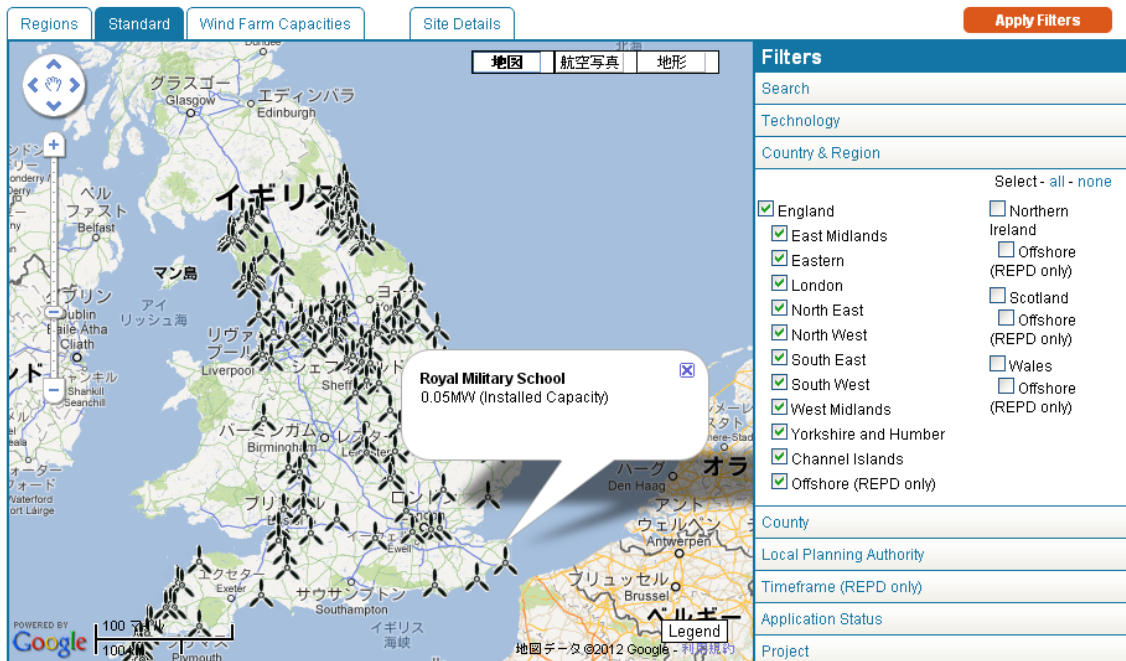


図 3-48 Interactive Maps における表示例

出典) (UK DECC, b)

(5) 米国 EIA データベース

米国エネルギー省のエネルギー情報局 (DOE/EIA) では、太陽光、集中太陽熱、風力、地熱の資源量マップ、州別×再生可能エネルギー種別の導入量、月次のバイオディーゼルの生産量などの情報が整備されている。図 3-49 には風況マップを、図 3-50 には地熱資源マップのイメージを示す。また、表 3-27 にはカリフォルニア州を例に、州別の再生可能エネルギー種別の導入量を示す。

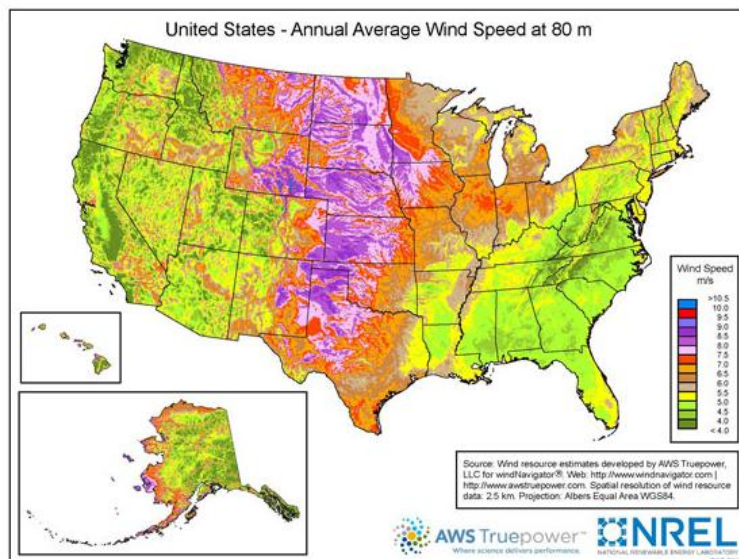


図 3-49 米国における風況マップ

出典) (DOE/EIA, a)

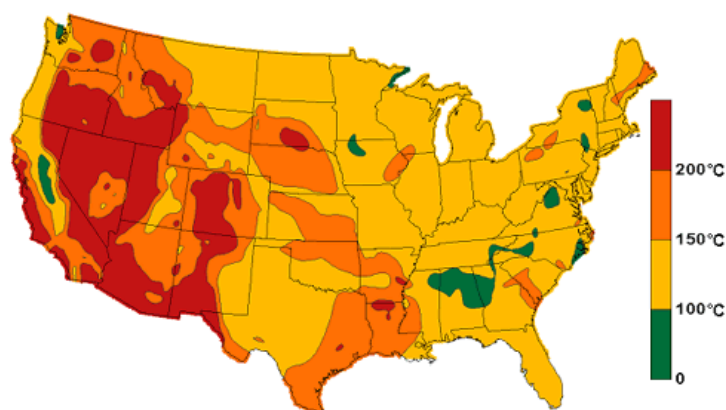


図 3-50 米国における地熱資源マップ

出典) (DOE/EIA, b)

表 3-27 カリフォルニア州の種類別再生可能エネルギー導入量データ

California Renewable Electricity Profile 2010 [CALIFORNIA FULL PROFILE](#)

Table 1. Summary Renewable Electric Power Industry Statistics (2010)

Primary Renewable Energy Capacity Source: Hydro Conventional
 Primary Renewable Energy Generation Source: Hydro Conventional

Capacity (megawatts)	Value	Percent of State Total
Total Net Summer Electricity Capacity	67,328	100.0
Total Net Summer Renewable Capacity	16,460	24.4
Geothermal	2,004	3.0
Hydro Conventional	10,141	15.1
Solar	475	0.7
Wind	2,812	4.2
Wood/Wood Waste	639	0.9
MSW/Landfill Gas	292	0.4
Other Biomass	97	0.1
Generation (thousand megawatthours)	Value	Percent of State Total
Total Electricity Net Generation	204,126	100.0
Total Renewable Net Generation	58,881	28.8
Geothermal	12,600	6.2
Hydro Conventional	33,431	16.4
Solar	769	0.4
Wind	6,079	3.0
Wood/Wood Waste	3,551	1.7
MSW/Landfill Gas	1,812	0.9
Other Biomass	639	0.3

出典) (DOE/EIA, 2012)

(6) Renewable Energy Data Collection Framework (REDAF)

国際再生可能エネルギー機関 (IRENA) と 21 世紀のための自然エネルギー政策ネットワーク (REN21) は 2013 年 1 月に Renewable Energy Data Collection Framework (REDAF) に関するワークショップをアブダビで開催した。REDAF は、途上国に再生可能エネルギー投資を呼び込む上での再生可能エネルギーデータの利便性向上などを目的とした枠組である。ワークショップでは、以下の点が議論された。

- ・ 再生可能エネルギーに関するデータや情報へのアクセスを妨げとなりうるギャップが存在 (特に途上国で顕著)
- ・ エネルギーアクセス、オフグリッドに関する事例、バイオマス、太陽熱利用についてのデータ及び情報の収集及び共有に関して、IRENA としてどう貢献すべきか

ワークショップで得られた示唆は、今後 IRENA のデータ収集・ナレッジシェアに関するプログラムに反映される予定である。

3.4.2 我が国の再生可能エネルギーに関する統計整備状況

(1) 公的な統計整備

我が国における再生可能エネルギーに関する統計としては、二次統計である総合エネルギー統計が存在するが、そこで把握されている範囲は表 3-28 に示すとおり限定的なものであり、主に電気事業者の自社設備分、1,000kW 以上の自家発電のみである (戒能一成, 2012)。

表 3-28 総合エネルギー統計における再生可能エネルギーの把握方法

	出典統計	捕捉範囲
太陽光発電	「電力調査統計 (資源エネルギー庁)」における発電電力量。	一般電気事業者、自家発電 (1000kW未達は対象外)
風力発電	「電力調査統計 (資源エネルギー庁)」における発電電力量	一般電気事業者、自家発電 (1000kW未達は対象外)
中小水力発電	「電力調査統計 (資源エネルギー庁)」における発電電力量 (ただし大規模水力との合計値)	一般電気事業者、卸電気事業者、自家発電 (1000kW未達は対象外)
地熱発電	「電力調査統計 (資源エネルギー庁)」における発電電力量	一般電気事業者、卸電気事業者、自家発電 (1000kW未達は対象外)
バイオマス発電	「電力調査統計 (資源エネルギー庁)」における発電量 「石油等消費動態統計 (経済産業省)」における投入分のうち発電利用分 (発電と熱利用の内訳は推計)	一般電気事業者、特定規模電気事業者、自家発電 (1000kW未達は対象外) 石消対象事業所
太陽熱利用	資源エネルギー庁推計値	家庭・業務
バイオマス熱利用	「石油等消費動態統計 (経済産業省)」における投入分のうち発電利用分 (発電と熱利用の内訳は推計)	石消対象事業所

我が国でも固定価格買取制度が導入され、設備認定件数及び設備容量 (kW) については、都道府県別データが公表されるようになった。ただし、現時点では発電電力量の情報はまだ

国が集約しておらず（設備認定の1年後の年報で初めて把握）、今後把握した発電電力量が公表されるかは不明であり、RPS 制度にとどまっている設備やグリーン電力証書化された電力量はこの公表範囲に含まれていない。既存の電力調査統計、資源エネルギー庁が独自に把握してきた導入実績、総合エネルギー統計などとの関係を整理しつつ、再生可能エネルギーの設備容量及び発電電力量の伸びについて正確にモニタリング出来る仕組みが必要である。

表 3-29 固定価格買取制度における設備認定公表データ（抜粋）

	太陽光(10kW未満)	太陽光(10kW以上)	風力(20kW未満)	風力(20kW以上)	水力(200kW未満)	水力(200kW以上1000kW未満)	水力(1000kW以上30000kW未満)	地熱(15000kW未満)	地熱(15000kW以上)	バイオ(メタン発酵ガス)	バイオ(未利用木質)	バイオ(一般木質・農作物残さ)	バイオ(建設廃材)	バイオ(一般廃棄物・大塚以外)	合計
北海道	13,061 (13,061)	70 (70)	437,674 (12,283)	391,371 (5,952)	0 (0)	105,800 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	700 (350)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	557,235 (25,694)
青森県	3,812 (3,812)	67 (67)	5,062 (133)	3,456 (0)	0 (0)	21,970 (1,990)	10 (10)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	30,854 (5,945)
岩手県	8,369 (8,369)	118 (118)	17,152 (1,830)	13,907 (0)	0 (0)	1,990 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	27,510 (10,199)
宮城県	17,703 (17,703)	342 (342)	23,082 (2,210)	16,003 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	40,786 (19,913)
秋田県	2,783 (2,783)	68 (68)	1,921 (203)	0 (0)	0 (0)	66,470 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	71,174 (2,986)
山形県	4,185 (4,185)	91 (91)	967 (383)	0 (0)	0 (0)	1,990 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	7,142 (4,569)
福島県	18,495 (18,495)	504 (504)	15,285 (1,909)	7,639 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	5,700 (5,700)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	39,480 (26,104)
茨城県	24,581 (24,581)	870 (870)	81,421 (14,545)	35,340 (3,728)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	3,000 (3,000)	109,003 (42,128)
栃木県	20,510 (20,510)	893 (893)	74,874 (8,206)	36,312 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	95,384 (28,716)
群馬県	18,248 (18,248)	515 (515)	57,658 (12,342)	19,667 (3,250)	0 (0)	3 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	75,908 (30,590)
埼玉県	36,654 (36,654)	1,507 (1,507)	32,584 (8,915)	10,237 (1,997)	0 (0)	199 (199)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	69,437 (45,768)

出典) (資源エネルギー庁, 2012)

(2) 民間主体の統計整備

我が国では、前述のとおり公的な統計整備が遅れている一方、再生可能エネルギーに関する統計について民間独自の取組が展開されている。

1) 自然エネルギー白書

環境エネルギー政策研究所 (Institute for Sustainable Energy Policies: ISEP) が 2011 年及び 2012 年版を公表しているものであり、表 3-30 に示す構成のもと、再生可能エネルギーに関する定性的・定量的データが整理されている。

表 3-30 自然エネルギー白書 2012 の構成

第 1 章「国内外の自然エネルギーの概況」
第 2 章「国内の自然エネルギー政策」
第 3 章「自然エネルギーのトレンドと現況」 →電源種別別発電電力量実績、熱利用分野の導入量など
第 4 章「自然エネルギー長期シナリオ」
第 5 章「地域における導入状況とポテンシャル」 →都道府県別自然エネルギー供給の割合など
第 6 章「自然エネルギー政策への提言」

出典) (環境エネルギー政策研究所, 2012)

2) 永続地帯報告書

千葉大学倉阪研究室及びISEPが公表しているデータ(千葉大学倉阪研究室&認定NPO法人環境エネルギー政策研究所, 2012)で、ある「区域」において、再生可能エネルギーの供給量とその区域内のエネルギー需要量をそれぞれ推計し、そのバランスを算出している。

報告書データの対象とした再生可能エネルギーの種類は、太陽光発電、風力発電、地熱発電、小水力発電(1万kW以下)、バイオマス発電(バイオマス比率50%以上)、バイオマス熱利用(木質に限る)、太陽熱利用、地熱利用である。

また、報告書データの対象としたエネルギー需要は、民生部門(家庭用および業務用)と農林水産業部門の年間消費電力量と年間消費熱量を市町村毎の区域別に推計している。

さらに報告書本体の他に、都道府県別分析表及び市町村別エネルギー自給率のデータを公表している。

3.5 地域における再エネビジネス振興方策等の在り方

3.5.1 地域における再エネビジネス振興方策等検討作業部会における検討

(1) 地域ビジネス検討の目的と進め方

低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及拡大方策等検討会の下に設置した地域における再エネビジネス振興方策等検討作業部会では、我が国の地域における再生可能エネルギーの導入等に関する積極的な取組みについて事例分析を行うことで、今後、他の地域で展開可能なビジネススキームを整理するとともに、行政として国レベル地方レベルで実施すべき支援方策の方向性を明らかにするために検討を行った（表 3-31）。なお、ここでいう地域とは、比較的産業が集積し人口が密集している都市圏に対して、郊外部あるいは農山漁村等を指すものである。ただし、地域といっても、市区町村いわゆる基礎自治体単位で比較すると人口、事業所数、再生可能エネルギーポテンシャル等において多様な状況があり得る点に留意する必要がある。

検討にあたっては、事例収集・分析を行った上で、課題の抽出及び支援策の整理を行った。

表 3-31 作業部会の方法・手順

<p>【検討方法・手順】</p> <p>① 仮説の提示（ビジネスモデルの種類 [事業主体、資金調達]、阻害要因、再生可能エネルギー種別と設備規模別の組み合わせ毎の導入シナリオ）</p> <p>② 地域における積極的な取組みに関する事例分析</p> <p> a 平成 22 年度に日本国内の再生可能エネルギービジネスの分析、課題抽出、普及拡大方策の検討に向けて設置された地域における再生可能エネルギービジネス検討作業部会で調査対象とした約 20 の事業者のフォローアップ調査</p> <p> b 新規の調査対象事業者の収集分析</p> <p> ✓ 欧州における地域単位での先進的取組み</p> <p> ✓ 国内における新規事例</p> <p>③ 委員によるプレゼンテーション（問題意識や事例、アウトプット内容について）</p> <p>④ 地域における再生可能エネルギービジネスの事業者及びそれを支援する有識者をゲストスピーカーとして招聘してのヒアリング</p>
--

(2) 本作業部会の対象事例

今年度対象とする再生可能エネルギービジネスの事例は、少なくとも、地域内の技術あるいは資本が活用されているものとし、地域主導型のプロジェクトに着目した。ただし、大手資本との連携を伴う事例を排除するものではない。

事例分析にあたっては、運営主体（発電者＝固定価格買取制度の特定供給者）のみに注目するのではなく、投資家・金融機関の提供する資金調達のスキーム、コンサルタント会社、保守会社、損害保険会社等にも注目して、再生可能エネルギープロジェクトを実現可能にす

る各種支援ビジネスについても整理分析の対象とした。本検討で対象とする事例の概念を図 3-51 に示す。

類型	事業主体		事業概要・特徴
地域外の 大手資本型	国内	電気事業者、商社	大規模な発電事業を展開。 電気事業者が展開している事例だけでなく、商社や、建設コンサルタント等が展開する事例もある。自治体と協定を結ぶケースもある。
		電気事業者以外大手企業	
	海外	IPP事業者	
地域資本型	地元企業		中小規模の発電事業を展開。 地域活性化や地域資源の活用を目的としているケースが多い。 その他、オンサイト型発電ビジネス等もある。
	ベンチャー企業 等		
自治体主導型	自治体		市民債や寄付等を用いて、 市民参加型の発電設備を設置。
NPO主導型	NPO/その他		主に市民ファンドを活用し、 風力・太陽光等発電を実施。

本検討の対象プロジェクト

図 3-51 本検討の対象プロジェクト

(3) 作業部会概要

地域における再生可能エネルギーの導入等に関する積極的な取組みについて事例分析を行い、今後他の地域で展開可能なビジネススキームを整理するとともに、行政として国レベル地方レベルで実施すべき支援方策の方向性について明らかにした。作業部会の委員、開催日程及び議事内容は 1.1.2 に示すとおりである。

3.5.2 仮説の提示

(1) 地域における再生可能エネルギービジネス振興上の問題の俯瞰

再生可能エネルギー導入プロジェクトにおける課題の全般を、実施主体にとっての外的／内的要因に大別した上で、更に分類すると概ね図 3-52 のとおりとなる。固定価格買取制度あるいは規制・制度改革の進展により対応が進展している課題分野もあるが、一方で依然として課題と認識されている分野、特に内的要因における課題があると言える。

		課題	キーワード	地域に根ざした 中小規模プロジェクト	地域以外の資本が主導する 大規模プロジェクト
外的要因	経済的課題	固定価格買取	○ <収支計画を安定化させる>	○	
	市場の課題	優先接続など	△ <規模による違いは小さい>	△	
	法的課題	水利権、漁業権など	△ <規模による違いは小さい>	△	
	金融的課題	金融情勢など(出し手)	△ <中小規模では相対的に貸し渋りされる可能性が高い>	○	
	社会的課題	人々の受容性など	○ 地域の受容性は高い(*)	△ 受容性が高いとは限らない	
	人的資源の課題	案件形成可能な人材など	△ 知見を有する人材は僅か	○ 豊富な人的資源を有する	
	技術(もの)・資源の課題	地勢にあった技術選択など	△ 技術データは不足、ただし資源データは十分把握	○ 豊富なデータの蓄積	
内的要因	資金的課題	資金調達など(取り手)	△ 財務基盤が弱い/ノウハウ等が不足し、与信が高くなく、自己資金も潤沢でない。	○ 概ね強固な財務基盤であり、経験・知見のある人材があり、与信が相当高い。	

(*)ただし風力発電の騒音問題等局所的な課題あり

図 3-52 再生可能エネルギープロジェクトにおける課題の全体像

また、平成 22 年度における同テーマでの検討結果として、図 3-53 のような重要課題を整理している。その後の取り組みの進展（ポテンシャル・ゾーニング情報の整備・提供等）を考慮しても、人的資源の課題及び資金的課題において、重要課題が多数残存していると考えられる。

	太陽光発電	風力発電	中小水力発電	地熱発電	バイオマス発電
今後の普及が見込まれる事業形態	大手資本+自治体連携 地域資本	大手資本+大手金融 地域資本+大手+地域金融 地域資本+大手+地域金融+自治体 地域資本+大手+地域金融+NPO	大手電気事業者・公営電気事業者 小水力電気事業者	[地熱]大手資本、地熱資本 [温泉]地域資本、自治体主導	大手資本+大手金融機関 地域+大手及び地域金融機関
人的資源の課題	【人材不足】 ●[地・自・N]保守管理等の担い手が不足、メンテナンス体制が未確立	【人材不足】 ●[地、自、N]事業主体側、金融機関側共に人材が不足	【人材不足】 ●[自、地・N]土木・発電技術や規制対応など水力発電に関する専門家が不在または不足 ●[全]特に、事業主体側に運営/ノウハウを継承する人材が不足	【人材不足】 ●[地・自・N]リーダークラスの人材が不足 ●[全]掘削技術を有する人材が不足	【人材不足】 ●[地、自、N]事業主体側には経営能力のある人材が、金融機関側には風力発電ビジネスに関する知見を有する人材が不足
技術(もの)・資源の課題	【土地調達が困難】 ●[大]土地関連費用/土地利用の制約 【自然リスク】 ●[全]台風や落雷等の被害、日射量不足	【適切な立地・機器の設定】 ●[全]騒音、バードストライク、風致景観に対する十分な配慮が必要 ●[地、自、N]サイトの風況を踏まえた適切な機器の選定が必要 【住民合意の形成】 ●[大]騒音等の問題を踏まえた上での住民合意の形成が必要 【自然リスク】 ●風況リスク、台風や落雷等の被害	【発電用水利権の取得】 ●[全]水利権を有していたとしても、発電用水利権の新規取得が必要 【技術的配慮】 ●[全]河川環境に対する十分な配慮が必要	【補充井の必要性】 ●[全]運転開始後に補充井の探掘が必要 【技術不足】 ●[全]熱水資源を著しく減少させないための地熱資源の適正な管理手法が不足/減衰解決技術やスケール対策が未熟/掘削の成功率のばらつきが大きい/掘削に関する技術不足 【技術的配慮】 ●[全]自然環境に対する十分な配慮が必要	【資源の安定確保】 ●[全]バイオマス資源を安定確保することが困難 【供給先の確保】 ●[全]電力熱等の供給先(買手)を確保すること
資金的課題	【高コスト】 ●[全]初期費用が高い/設備工事費の割合が高い 【資金活用の制約】 ●[地]サービス提供型ビジネスでは、補助金制度/金利補助制度が活用できない	【資金調達の難しさ】 ●[地、自、N]日本においては、プロジェクトファイナンスが普及しておらず、信用力が不十分な事業主体にとっては、資金調達が非常に困難 【費用負担】 ●[全]道路などの周辺環境の整備等が求められる、費用がかかる	【高コスト】 ●[全]初期費用が比較的大きい ●[地、自、N]維持管理に一定の費用・手間がかかる 【系統連系費用】 ●[全]奥地化が進む程、系統連系費用が増大	【高コスト】 ●[全]調査費及び生産井等への初期投資に関するコストが高い 【長期間】 ●[全]開発のリードタイムが長い	【事業採算性が悪い】 ●[全]特に廃棄物を自家処理する場合には、エネルギー事業単独で評価すると事業採算性が悪い
情報の課題	【情報不足】 ●[地]サービス提供型ビジネスについて情報が不十分	【情報不足】 ●[地、自、N]事業主体にとって、支援制度も含めたファイナンス及び技術に関する情報が不足 ●[全]地域住民と事業主体との間の情報格差がある	【情報不足】 ●[全]開発可能な河川等に関する水況及び水利権等の情報が不足しており、調査のための費用負担が発生する。	【情報不足】 ●[全]温泉に対する影響等の科学的知見が不足 【情報格差/共有不足】 ●[全]温泉関連事業者への情報提供が不十分 ●[全]事故や災害を防ぐ既存の知識/ノウハウの共有不足	【資源ポテンシャルの把握】 ●[全]事業規模を検討するための資源ポテンシャル及び関連費用に関する情報の不足

図 3-53 再生可能エネルギー導入プロジェクト実施主体に内在する重要課題
出典) 平成 22 年度 低炭素社会づくりのための低炭素エネルギー普及方策検討業務 報告書より

(2) 地域における再生可能エネルギービジネス振興上の問題の所在

現状、地域の再生可能エネルギー導入プロジェクトには、財務・法務あるいは再生可能エネルギーの技術について専門的な知識を有する人材が不足しているため、資金調達あるいは設備導入・施設建設の段階において潜在的に多くの問題を抱えていると考えられる（図3-54）。このため、本作業部会のアウトプットとしては、特に人的資源の課題及び資金的課題を解決するための方策について検討を行うこととした。

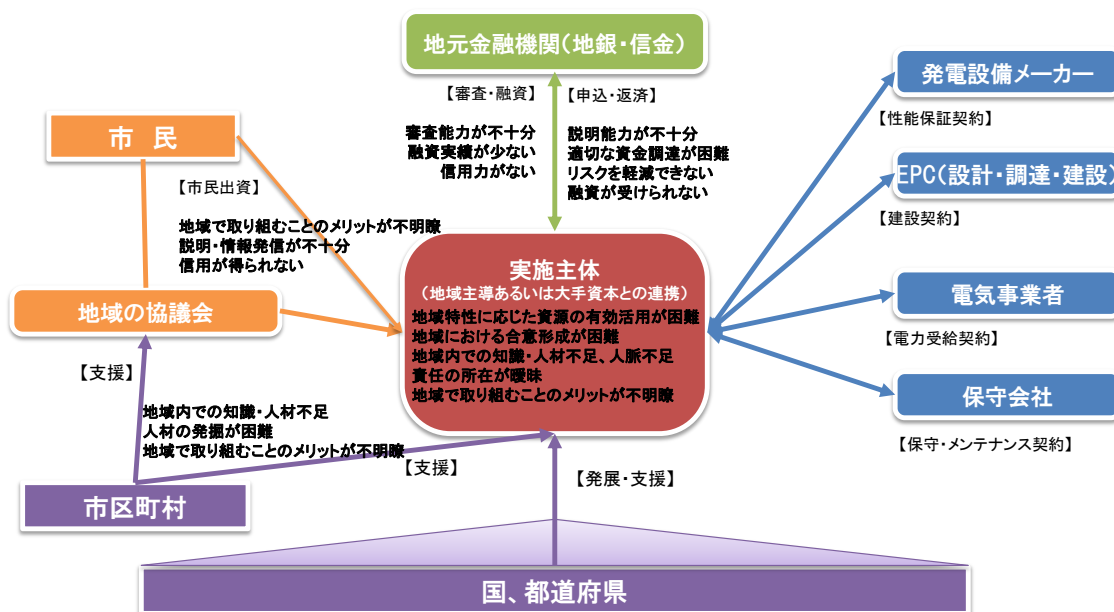


図 3-54 問題の所在の整理

(3) 仮説の設定

再生可能エネルギービジネスに関わる専門知識を有する人材の不足への対応と資金調達あるいは設備導入・施設建設における問題解決に向け、本作業部会のアウトプットとしては、特に人的資源の課題及び資金的課題への対応が急務であると考えられる。よって、人的資源の課題については、①再生可能エネルギー導入プロジェクトの地域外から専門知識を有する専門家を派遣してプロジェクトの事業化を支援するとともに、②地域の人材の育成を目的とした実務研修及び検討・検証を地域人材で行えるようなチェックリスト等の整備を行うことが考えられる。

また、資金的課題については、事業者側の保証人や担保の問題、与信枠の問題、金融機関側の再生可能エネルギープロジェクトに対する知識・経験の不足等の課題を乗り越える方策を検討していくことが考えられる。検討を行うにあたって設定した作業仮説を下記に示す。

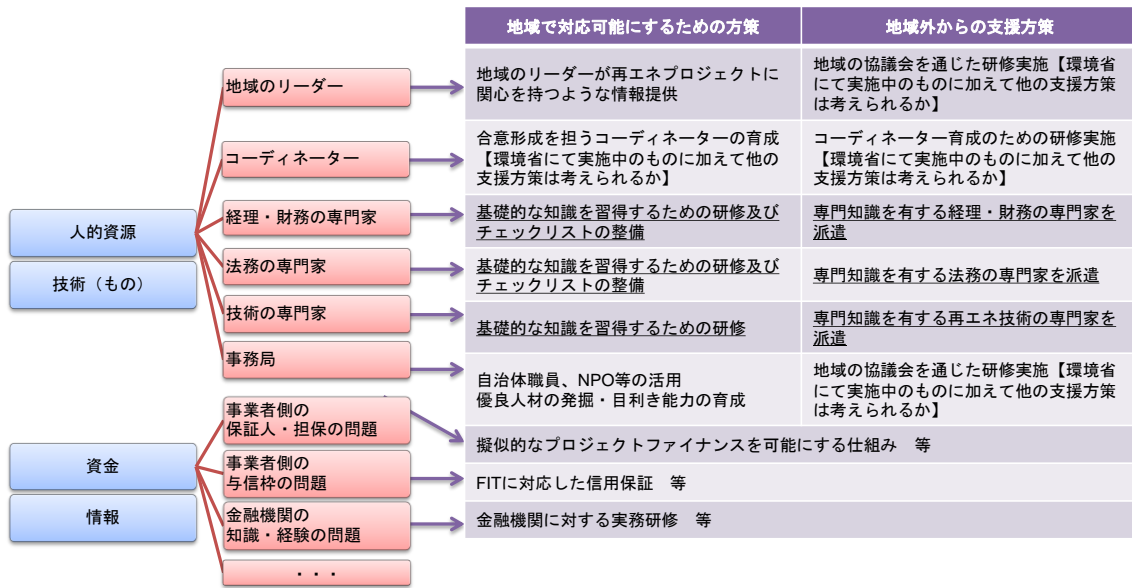


図 3-55 作業仮説の設定

3.5.3 事例調査の実施

平成 22 年度に地域における再生可能エネルギービジネス検討作業部会で取り上げた調査対象事業者に対し、フォローアップ調査を行った。また、固定価格買取制度開始前後の期間を中心に、新規事例を収集し、ヒアリング調査を実施した。

(1) 調査項目

平成 22 年度の地域における再生可能エネルギービジネス検討作業部会の調査対象事業者への調査項目を表 3-32 に、今年度の新規調査対象事業者への調査項目を表 3-33 に示す。

表 3-32 平成 22 年度調査対象事業者への調査項目

<p>(1) 事業について</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 事業内容等からの変更・変化 ・ 現在の事業規模、対象再生可能エネルギー種、対象地域、資金調達スキーム、協力主体（連携主体）等 ・ この 2 年間で新たに生じた成功要因 ・ この 2 年間で新たに生じた課題・障壁 ・ 規制緩和や制度改革を希望する事項 ・ 以前は課題・障壁であったが、緩和・改善した事項 <p>(2) 現在の再生可能エネルギービジネスへの取組について</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 2 年間の市場環境の変化について <ul style="list-style-type: none"> ➤ 事業者

- 競合他社
- 顧客
- ・ 市場環境の変化に影響を与える要因（政策、経済、技術、社会）
 - 政策：固定価格買取制度、許認可等の規制緩和等の政策による影響
 - 経済：景気変動、コスト等の経済的影響
 - 技術：技術開発による影響
 - 社会：エネルギー関連の議論動向等、社会動向による影響
- (3) その他
 - ・ 国への要望、その他意見

表 3-33 新規調査対象事業者への調査項目

- (1) 再生可能エネルギー関連事業について
 - ・ 取り組みの内容、実施背景、現状等
 - ・ 事業が成功の要因（成功するための要件）等
- (2) 今後の課題・障壁となる事項
 - ・ 事業実施において課題・障壁となる事項
 - ・ 調整が難航した事例 等
- (3) 再生可能エネルギービジネス促進に向けた考え
 - ・ 再生可能エネルギービジネスの促進に向け、克服・解決すべき事項
 - ・ 事業者、国、市民が取り組むべき事項や役割分担、実施すべき施策
 - ・ 国への要望等、その他

(2) 調査対象事業者

今回、調査を行った事業者について、図 3-56 に示す。

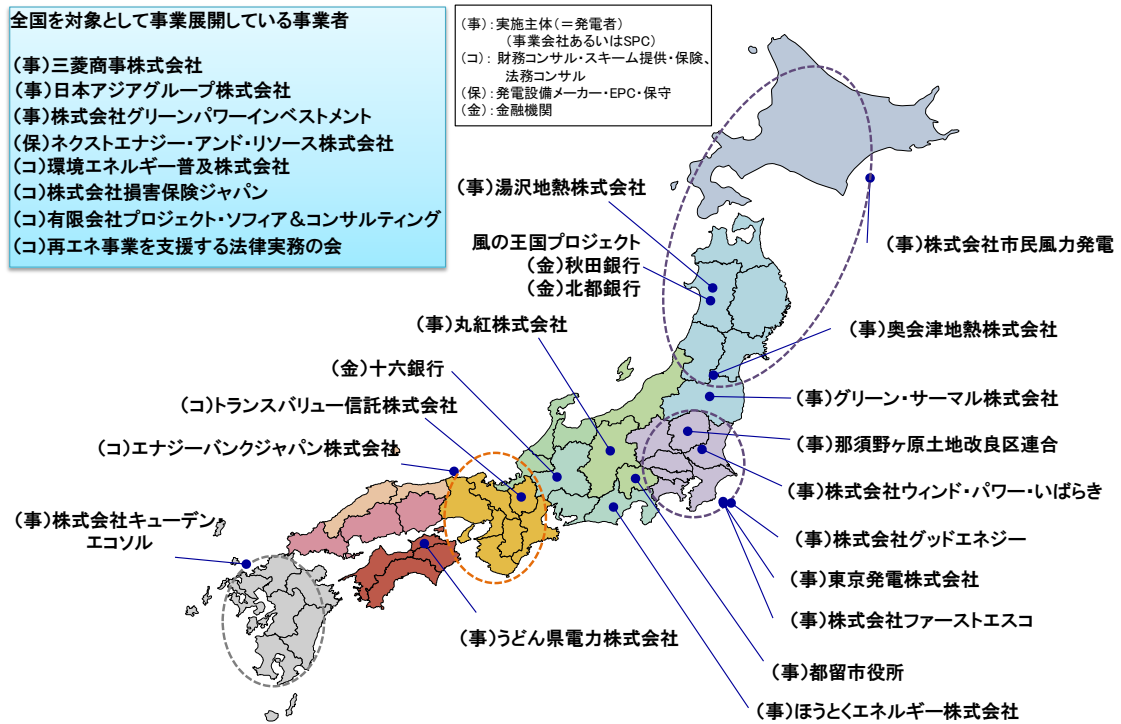
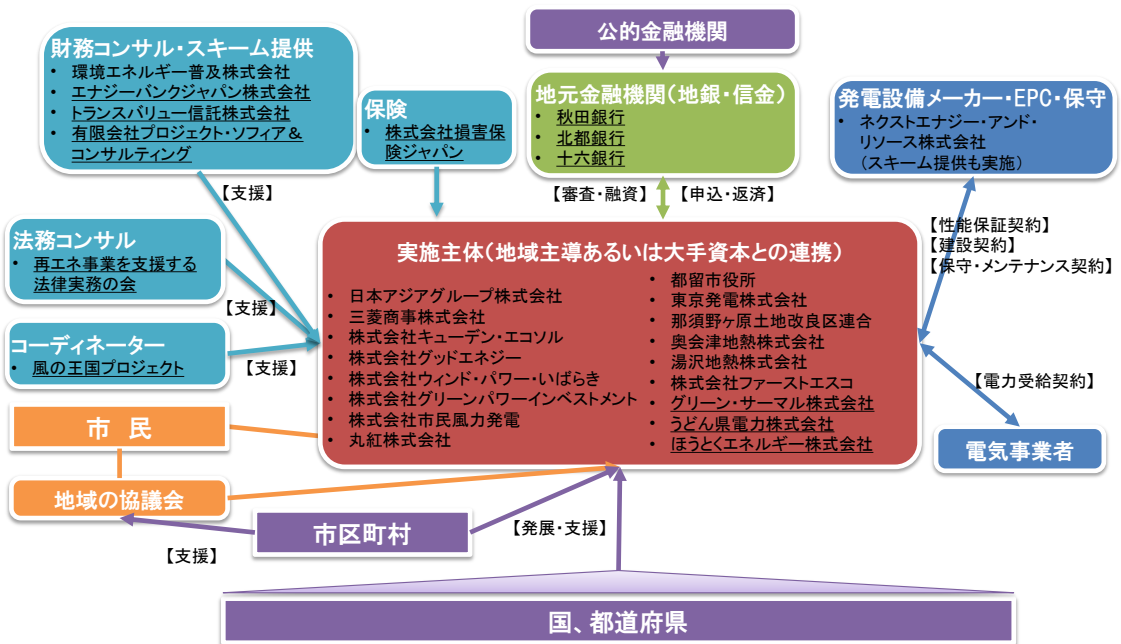


図 3-56 調査対象事業者

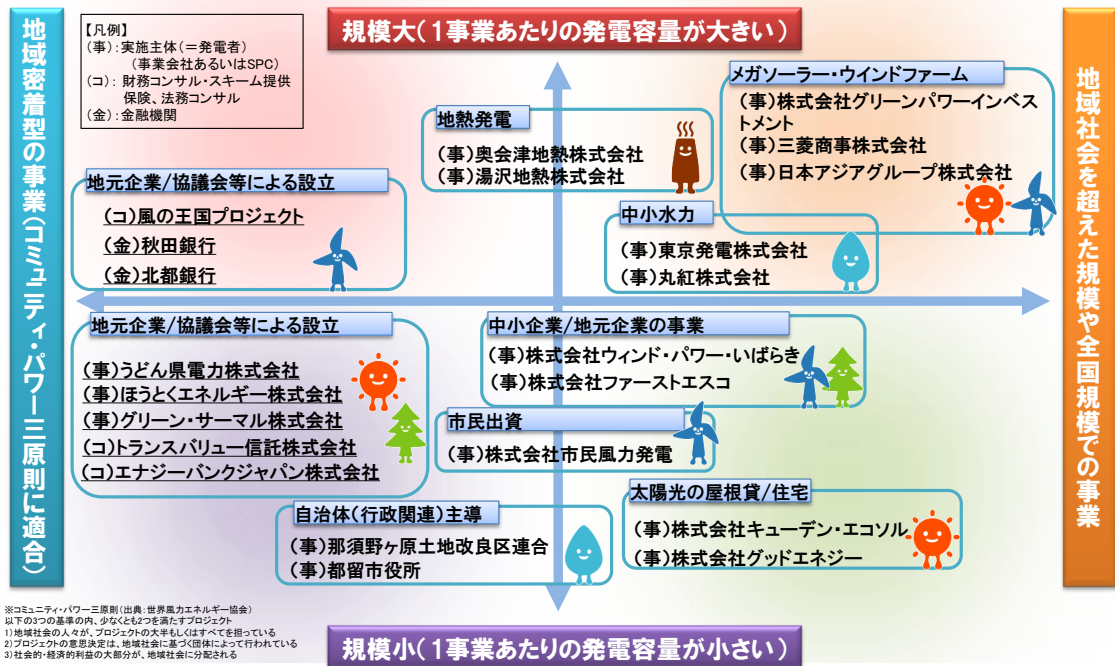
また、調査を行った事業者について、事業スキーム別に整理したものを図 3-57 に示す。



※事業者名の下線は、今年度新規収集した事例を示す

図 3-57 調査対象事業者 (事業スキーム別)

また、調査対象事業者のうち、実施主体等を事業規模等から整理を行った。事業規模を示す。



※事業者名の下線は、今年度新規収集した事例を示す

図 3-58 調査対象事例の事業者の規模等別整理

3.5.4 事例分析の実施

(1) 調査対象事業者の概要整理

調査対象事業者について、その概要や特徴等の整理を行った。
 整理結果について、参考資料5に示す。

(2) 調査から得られた意見や示唆

平成22年度調査対象事業者のフォローアップ調査結果及び新たな調査対象事業者の調査結果を、プロジェクト実施に当たって必須の人的資源、技術(もの)、資金及び情報の観点から整理すると、主として表3-34に示す事項が抽出された。

表 3-34 調査から得られた意見や示唆

課題	総括
人的資源	<ul style="list-style-type: none"> ・ 地域の事業実施主体に対して外部の専門家等の知見が導入される必要がある。 ・ 財務や会計の知識がなければ、プロジェクトを実施することはできない。行政からの専門家派遣という手段も考えられるが、地元の間と時間をかけて信頼関係を築く必要がある。 ・ 地域組合の立ち上げにおいては組合運営のノウハウの持ち主が必要。 ・ 太陽光発電の技術的な知識と金融スキームの知識の両方が必要である ・ 事業の成功は事業者の計画策定能力に依存し、キャッシュフローのインプットとしての発電量の予測、工事における EPC 面でのメーカーとの交渉、メンテナンス、住民同意の可否等について緻密な計画をする必要がある。 ・ 数千万円規模の地域の再生可能エネルギー事業において、協力する専門家にコンサルティング・フィーを支払うのは難しい。すでに退職した技術者など、事業から離れた関係で協力を仰げる人材が必要。 ・ 事業の核となる地域企業が存在することが必要。 ・ 国からの財務コンサル派遣は面白いアイデアといえる。(同様の事例として「プラント協会」がある) ・ 地域の企業には土地のとりまとめや、住民説明を担ってほしい。
技術(もの)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 林業会社が多く存在する地域では林地残材の活用可能性が高い ・ メーカー補償やメンテナンス、経年劣化といった太陽光発電事業上のリスクについて投資家に説明するとともに、工事請負業者の選定基準や事業評価の基準についても明確化すべき。 ・ 地方公共団体による再生可能エネルギー事業への土地貸しについて、借手の事業者の事業継続リスクや信用調査ができない(しない) リスクを危惧。 ・ 風力発電については、地域への環境影響をクリアしていく観点から、市民参加のスキームが有効だろう ・ 屋根貸しの第三者対抗要件を含む建物の上の権利関係の仕組み作りは必要だろう。屋根の持ち主に対する信用補完制度も望まれる。

課題	総括
資金	<ul style="list-style-type: none"> ・ 都市銀行のバイオマスに対する評価は一般的に低く、今回の借り入れも地銀の支店長が地域における再生可能エネルギー事業に期待感を持っていたために貸し出しが実現した。 ・ 新規事業では地元がお金を出し、A社が木材資源の収集調達、前処理、発電及び後処理技術のノウハウを提供。 ・ 補助金では地域の事業者も補助金の範囲でしか事業を考えないため、その先の発展が難しく将来に繋がらない。例えば、再生可能エネルギー基金を設立し、過小資本案件の出資や損失発生時の補填（一種の利益保険）、金融機関に対する債務保証といった資金運用をすることが考えられる。 ・ 「売電収入補償特約」に加入することで事業者が発電量を適正に見積もることができるようになり、金融機関から融資を受けやすくなる。 ・ 日照不足が続いたり、太陽光発電設備の故障が多く発生した場合、保険金の支払額は膨れ上がる可能性がある。こうした場合、民間でのリスクテイクが難しくなる場合もあるため、政府による補償も検討すべき。 ・ 地域の事業者は大手企業とは異なり、与信がつかず融資を受けにくい。また、風況調査、地盤強度の調査、流況調査などのFSにかける資金が不足している。 ・ 担保関連契約に通じていない地域の事業主体がPFに対応するのは困難である。 ・ 金融機関が案件の標準化により融資基準のハードルを下げることができないか。 ・ 制度融資を活用することにより、地方銀行がローリスクで融資を行うことができ、経験蓄積になる。 ・ 市民ファンドの導入についてはコストが割高になることへの事業者理解が必要。 ・ 家庭の屋根を使う際は個人信用のため、与信でなく保険について検討する必要がある。 ・ 第2種金融商品の売買が進んでいるが、信頼に値するものかどうか懸念がある。市がオブザーバーに入る、行政自身が出資する、あるいは市民ファンドの募集や取組等を自治体広報誌に掲載する等の支援によって、信頼性が確保される。
情報	<ul style="list-style-type: none"> ・ 現在のバイオマス発電事業はリスクが高い未成熟の事業であり、積極的に取り組もうという人は少ない。成功事例が散見されるようになれば、大手企業も動き始めると考えられる。 ・ バイオマス発電施設が産廃処理施設なのではないかという疑念を地元から抱かれることがあるが、行政から正確な情報提供を行って欲しい。 ・ 出資を促すためには、金融商品の前提である自然エネルギー発電の設備やリスク等についての技術的な情報を啓蒙する必要がある。 ・ 風況データの整備や各種発電設備の特徴について情報整理をすると、それらに対する保険商品の設計も容易になる。 ・ 金融機関へ寄せられる再生可能エネルギー案件のふるい分けのため、提案書チェックやモニタリングのルールが必要。 ・ 再生可能エネルギー設備の設置候補地の状況（活断層の有無、津波の有無、系統へのアクセス、賃借権の許可状況等）についてまとめたリストを作成し、登録された企業とのマッチングを行う制度を作れば、再生可能エネルギー設備の効率的な導入に資する。

3.5.5 課題解決のための対応方策の検討

平成 22 年度の調査対象事業者へのフォローアップ調査、今年度の新規調査対象事業者への調査の結果及び地域における再生可能エネルギービジネスに関連するその他の参考事例に基づき、課題の領域/対象者/課題内容及びこれに対応した対応方策の案を整理し、図 3-59 のように取りまとめた。

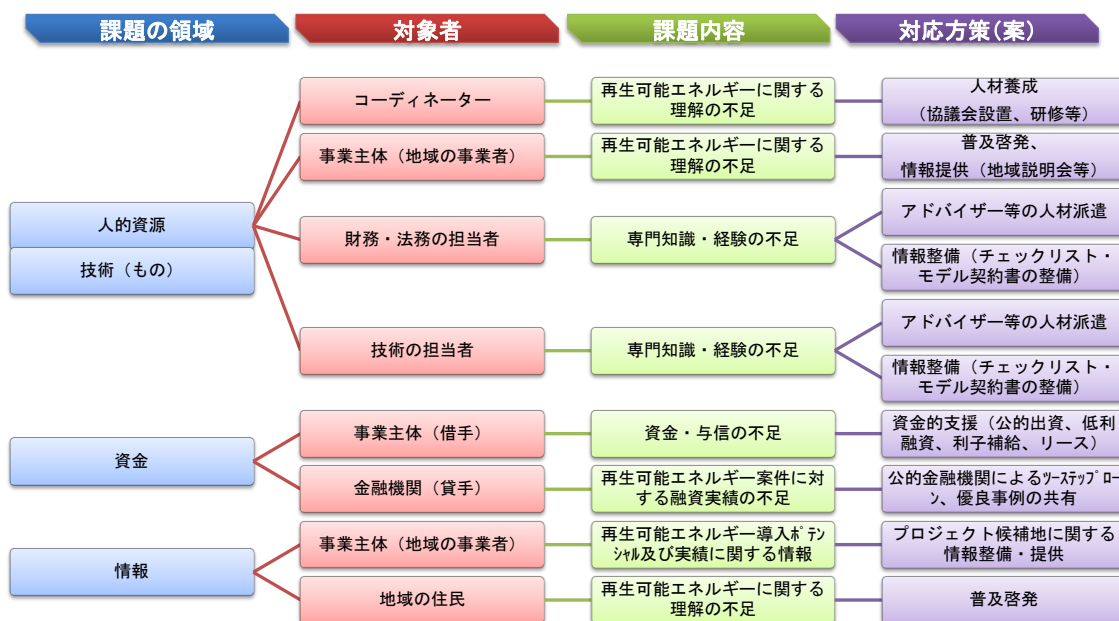


図 3-59 課題と対応方策の在り方

(1) 人的資源に関する課題解決のための対応方策案を踏まえた施策イメージ

対策方策の案を踏まえ、人的資源に関する具体的な施策イメージを、表 3-35 のように整理した。

表 3-35 人的資源に関する施策イメージ

対策方策	施策イメージ
専門人材の養成	事業実施主体となり得る人材の養成 再生可能エネルギーに関する知識・ノウハウを共有して地域の理解不足を解消し、また専門人材を養成するため、研修等を実施する。また、そもそも、自治体職員に対しては、専門人材及びコーディネーターにふさわしい人材を見出し、地域におけるプロジェクト実施の検討を側面支援する企画調整力を増進する必要がある。
	事業化協議会の設置・運営の支援 学識経験者、民間企業、環境NPO、地域住民、地方公共団体等で構成する事業化協議会の設置・運営の支援を行う。また、核となるコーディネーターの育成や事業化計画の策定のための検討に対する指導・助言を実施。
	専門人材の認定制度 財務、法務、技術に長けた専門家等の認定制度を設立
	金融機関における人材の養成 再エネの知識が不足しがちな金融機関に対し、研修等を実施。また、金融機関の意見交換の場の確保、評価のガイドライン制定等を実施。
アドバイザー等の人材派遣	専門人材の派遣制度スキームの設立 財務、法務、技術に長けた専門家を派遣し、地域主導の事業実施をサポートするような制度スキームを設立。まずは小規模で派遣し、実績を積んだ上で拡大を行う。 なお、受動的に人材派遣を受けるのではなく、地域が自ら再エネ事業について学んだ上で、地域内では不足する専門分野を指定し、自主的に派遣依頼する方法が有効。 また事業フェーズごとに必要な専門分野・人材は異なるため、フェーズに応じた派遣制度とする。
	事業主体や専門人材同士のコミュニティの創出や連携の強化 事業主体同士や専門家同士の間のコミュニティを創出することで情報共有がなされ、知見の向上に資する。また、信頼関係を築くことで、人材の融通や地域外との連携が可能となる。

(2) 技術に関する課題解決のための対応方策案を踏まえた施策イメージ

対策方策の案を踏まえ、人的資源に関する具体的な施策イメージを、表 3-36 のように整理した。

表 3-36 技術に関する施策イメージ

対策方策	施策イメージ
技術支援	基礎的情報の整備 FIT制度や、接続協議、設備認定等、計画段階で必要となる技術的情報を整理する。
	モデル契約書等の技術的側面の整備と公開 電力会社以外に、メーカー、EPC、O&M、土地・屋根所有者等と必要となる契約書について、モデル契約書を整備する。
	チェックリストの整備と公開（事業者向け） 屋根貸しにおける第三者対抗要件の具備できない問題、抵当権が設定できない問題等に対応するためのチェックリストを整備。数事業について集中的にリーガルチェックを行うことで、チェック項目等を定型化するなどの手順をふむ。
	チェックリストの整備と公開（金融機関向け） 再エネ特有のリスクの考え方を解説し、地元金融機関（地方銀行、信金等）における融資判断に資するチェックリスト等を整備。そのチェックリストを事業者自身が用いて事前評価を行う。 金融機関は内部で審査機関を持っており独自の審査が必要となるが、事業者がリスク認識をしていると認識できることが、融資判断の一助となる。 また、併せてリスクが顕在化した際の事業者、金融機関の対応方法等の解説を記載。
	採用機器や稼働等の運用状況のデータベース整備 既に稼働しているプロジェクト等の情報を整備し、採用機器メーカーやその稼働状況等が把握できるデータベースを作成・公開。

(3) 資金に関する課題解決のための対応方策案を踏まえた施策イメージ

対策方策案を踏まえ、資金に関する具体的な施策イメージを、表 3-37 のように整理した。特に、再生可能エネルギー事業者が融資を受けるためには、信用力の補完が重要といえる。

表 3-37 資金に関する施策イメージ

対策方策	施策イメージ
ファンド/ 資金提供	官民ファンドの創設・運営 リスクが高いが収益性が一定程度あると考えられる地域の再エネプロジェクト等へ民間資金による投資の呼び水とすべく資金を供給。例えば、過小資本案件への出資などにより信用力を向上させること、地域・市民ファンドの信頼性を確保することなどが考えられる。（地域低炭素投資促進ファンド創設事業については、スライド19に掲載）
	事業化検討資金 少額の事業化検討資金や、地域で自ら再エネビジネスを学ぶための資金（調査費用、専門家依頼費用、再エネに関する資料購入費用等）の支援
融資	制度融資 地方銀行がローリスクで融資が可能。地方銀行が経験を積む機会となり、普及促進に寄与。
	政府系金融機関によるツーステップローン 指定金融機関が事業者に資金貸付を行う場合に、公庫等の政府系金融機関が当該金融機関に対し貸付に係る資金を融資。これにより事業者に対し低利かつ中長期で資金の貸付が可能。
	従来の担保、保証に依存しない融資手法の確立 ABL（流動資産担保融資）などを、再エネビジネスにも展開。
保険	再エネ保険 天災や故障等のリスクを評価。小規模案件にも合致する保険商品を整備。また、政府による再保険の実施。
信用補完に 関する支援	利子補給 再エネ事業実施に係る利子補給を実施（現状では、グリーンニューディール基金で風力、地熱発電を民間事業者が導入する際に利子補給を実施）。地域経済や雇用の拡大に資する事業設計となっていることを要件とすること等が考えられる。
	信用保証 信用保証協会の保証があれば金融機関も取組みやすい。
	事業継続のための受け皿会社の確保・紹介（紹介のための制度整備） 事業が成功しなかった場合、現状再エネ設備自体には清算価値が十分見込めないことから事業継続が求められるため、事業継続のための受け皿会社の確保が必要となる。地方公共団体の紹介により実施できる制度等を整備。

(4) 情報に関する課題解決のための対応方策案を踏まえた施策イメージ

対策方策案を踏まえ、資金に関する具体的な施策イメージを、表 3-38 のように整理した。

表 3-38 情報に関する施策イメージ

対策方策	施策イメージ
情報提供	中長期的な政策や支援計画の整理 系統接続の問題や、FITの制度変更や買取価格の変更は政策リスクとして位置づけられる。政策リスクを低減させるよう、中長期的な計画を明示・整理する。
	詳細事例集の整備 グッドプラクティスとなりうる優良事例を収集し、横展開可能な情報を記載した事例集を整備して公表する。なお、他地域での横展開が可能な事例を対象とすることに留意。
	資金フローの事例整備 再エネ事業のキャッシュフローを事例的に示し、お金の流れや行先を明示。地域への経済効果を示すことで、事業者・金融機関・行政の意思決定に資する資料とする。また、地域経済に貢献する方法・スキームも検討。
	地元主導の事業主体と大手資本の連携調整 事業の開発段階を大手資本が担った上で、設備の稼働状況が安定したところで地元主導の事業主体に譲渡することで、それぞれに見合ったリスク・リターンを享受することを支援する。あるいは、開発段階から大手資本と地元主導の事業主体が連携するよう支援する。
情報整備	既存情報の更新 既に掲載されているガイドブックや資料について、定期的な情報アップデートを実施。
	ポータルサイトの整備 地域の再エネポテンシャルデータ、優良事例、サポート人材へのアクセス方法、活用可能な支援策等の情報を、ポータルサイトで一元化する。
情報公開支援	広報紙等を活用した情報発信 市民ファンドの募集や取組等を自治体広報紙に掲載することや、協議会等のオブザーバーとして行政が関わる等の支援を行う。行政が関与することで、事業者や金融機関に対する信頼性が確保され、市民や地域からの出資が得やすくなる。

(5) 課題解決のための対応方策の整理

上述した施策イメージを、プロジェクトの実施主体を取り巻くステークホルダーとの相関

図に記載すると図 3-60 のとおりとなる。

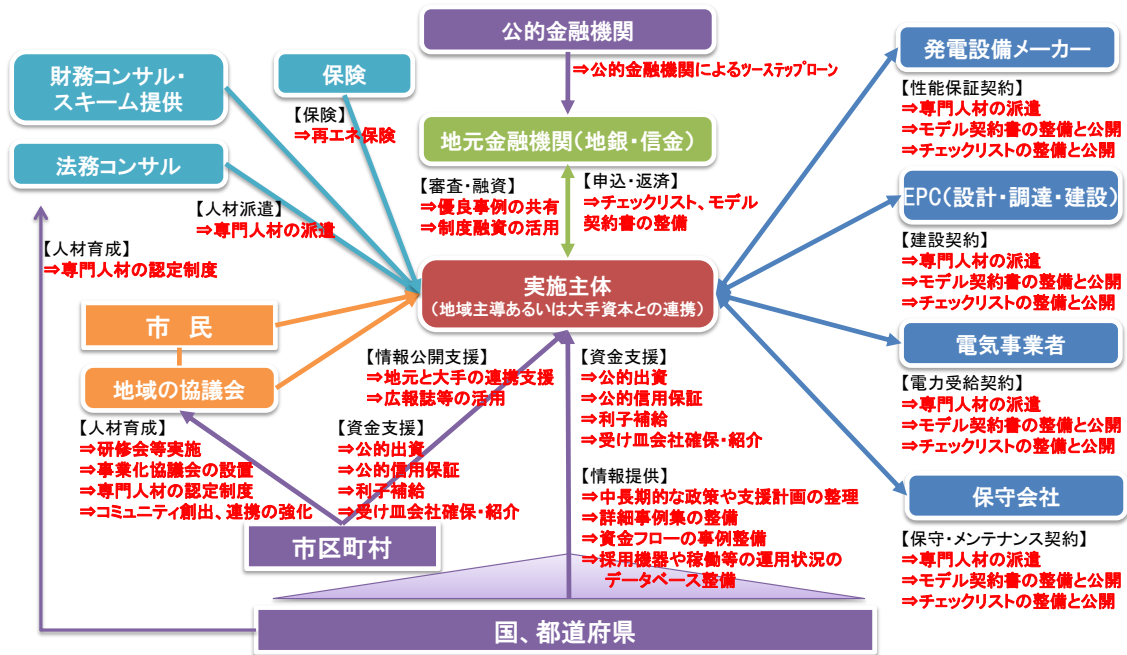


図 3-60 具体的施策と事業スキームとの相関図

また、更にプロジェクト実施の各段階（企画、設計、資金調達・建設、運転）別に記載すると図 3-61 のように整理される。

	企画段階	設計段階	資金調達・建設段階	運営段階
人的資源	・研修会等の実施	・事業化協議会の設置・運営の支援 ・専門人材の派遣制度 ・コミュニティの創出や連携の強化	・金融機関における人材養成 ・専門人材の派遣制度	
技術(モノ)	・基礎的情報の整備	・モデル契約書等の技術的側面の整備と公開 ・採用機器や稼働等の運用状況のデータベース整備	・チェックリストの整備と公開	
資金	・事業化検討資金	・官民ファンドの創設・運営	・制度融資 ・ツーステップローン ・従来の担保、保証に依存しない融資手法 ・信用保証	・再エネ保険 ・利子補給 ・受け皿会社の確保・紹介
情報	・中長期的な政策や支援計画の整理 ・既存情報の更新 ・ポータルサイトの整備 ・地元と大手の連携支援	・詳細事例集の整備 ・資金フローの事例整備 ・ポータルサイトの整備(再掲)	・広報誌等を活用した情報発信 ・ポータルサイトの整備(再掲)	・広報誌等を活用した情報発信(再掲) ・地元と大手の連携支援(再掲)

図 3-61 具体的施策と実施段階の整理

3.5.6 地域の再生可能エネルギープロジェクトから低炭素まちづくりへ

現在の固定価格買取制度では、適正な利潤が考慮された買取価格となっているが、これは設備コストの低減とともに引き下げられる見込みであり、欧州における先行事例の状況から

も 10 年程度の時限的措置であると考えられるべきと言える。

むしろ、今後 10 年程度のうちに、再生可能エネルギープロジェクトを契機として生まれた地域の事業主体においては、再生可能エネルギーでの複数プロジェクトの横展開あるいは省エネ・面的エネルギー利用プロジェクト等への事業展開を図ることが期待される。さらに、これらの事業主体においては、都市における社会経済活動その他の活動に伴って発生する二酸化炭素の排出を抑制し、その吸収作用を保全、強化する低炭素まちづくりプロジェクトを主導可能な事業主体に成長することを見据えた事業展開を行うことを想定しておくことが必要となると考えられる。

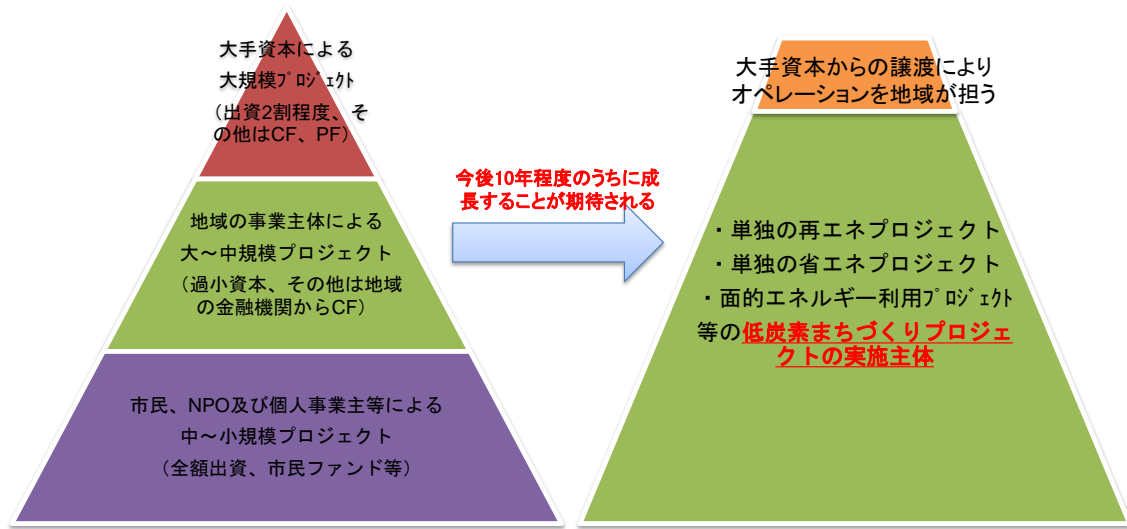


図 3-62 低炭素まちづくりへの移行イメージ

3.5.7 地域ビジネスに関するロードマップ

上記の検討を踏まえた地域ビジネスに関するロードマップを図 3-63 に示す。

地域における再生可能エネルギービジネス振興のためには専門人材の認定や派遣により、地域の再生可能エネルギー導入に関する専門家が養成されていくことが期待される。また、事業事例整備や資金フローの事例整備、モデル契約書等の技術的側面の整備と公開など、周辺環境を整備していくことが必要である。これらの施策により、地域資本・市民出資連携によるビジネスモデルが確立し、更には地域の人材、資源、市民資金などを活用した再生可能エネルギー導入促進協議会の設立と運営による地域活性化・地域振興が促進されることが期待される。

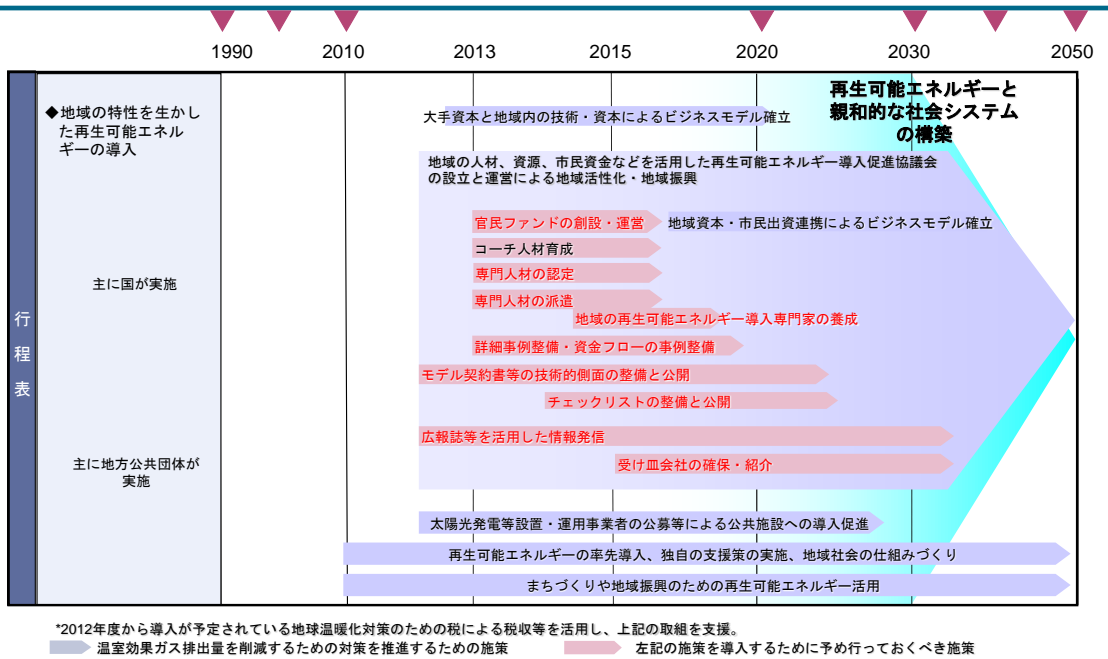


図 3-63 地域ビジネスに関するロードマップ（案）

3.6 参考文献

- BMU (2012a). Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2012.
(http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2012_bf.pdf)
- BMU (2012b). Verfahrensvorschlag zur Neuregelung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.
(http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/verfahrensvorschlag_eeg-reform_2012_bf.pdf)
- BMU (2013a). Energiewende sichern – Kosten begrenzen.
(<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiewende-sichern-kosten-begrenzen.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>)
- BMU (2013b). Renewable energy sources in figures.
(<http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/erneuerbare-energien-in-zahlen/>)
- BMWi (2012). Germany's new energy policy
(<http://www.bmwi.de/English/Redaktion/Pdf/germanys-new-energy-policy>)
- BnetzA (2011). Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement Version 1.0
(http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/ErneuerbareEnergienGesetz/LeitfadenEEGEinspeisemanagement/LeitfadenEEG_Version10_pdf.pdf;jsessionid=6ECD3F744A7E806480807955A8C82C29?__blob=publicationFile)
- BnetzA (2012). Monatliche Veröffentlichung der PV-Meldezahlen.
(http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerguetungssaetzePVAnlagen/VerguetungssaetzePhotovoltaik_Basepage.html?nn=135464)
- BnetzA (2013). Monatliche Veröffentlichung der PV-Meldezahlen.
(http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerguetungssaetzePVAnlagen/VerguetungssaetzePhotovoltaik_Basepage.html?nn=135464)
- DECC (2012). Renewable Heat Incentive.
(<https://www.gov.uk/renewableheatincentive/>)
- DOE/EIA (a). Map of U.S. Wind Resources.

(http://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=wind_where)

DOE/EIA (b). U.S. Geothermal Resource Map.

(http://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=geothermal_where)

DOE/EIA (2012). State Renewable Electricity Profiles.

(<http://www.eia.gov/renewable/state/>)

eurostat (2012). renewable energy statistics.

(http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Renewable_energy_statistics)

IEA (2010). Energy Technology Perspectives 2010. International Energy Agency.

Matthias F. (2011). “Solar Thermal Energy – Comparing Framework Conditions and Support Measures in the Renewable Heat Market of Germany and Spain”.

(http://userpage.fu-berlin.de/mtfutt/Futterlieb_2012_solar-thermal_in_Germany_and_Spain.pdf)

Plattform Erneuerbare Energien (2012). Bericht der AG 3 Interaktion an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder

(http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Bilder_Unterseiten/Themen/Klima_Energie/Erneuerbare_Energien/Plattform_Erneuerbare_Energien/121015_Bericht_AG_3-bf.pdf)

UK DECC (a). Planning Database Extract.

(<https://restats.decc.gov.uk/app/reporting/decc/monthlyextract>)

UK DECC (b). Interactive Maps.

(<http://restats.decc.gov.uk/app/pub/map/map/>)

一般社団法人電力系統利用協議会 (2012). 電力系統利用協議会ルール.

(http://www.escj.or.jp/making_rule/guideline/)

戒能一成 (2012). 総合エネルギー統計の解説.

(<http://www.rieti.go.jp/users/kainou-kazunari/download/>)

環境エネルギー政策研究所 (2012). 自然エネルギー白書 2012.

(<http://www.isep.or.jp/jsr2012>)

環境エネルギー政策研究所 (2013). グリーン熱証書の現状と動向.

環境省 (2011). 平成 22 年度低炭素社会づくりのための低炭素エネルギー普及方策検討業務

調査

環境省 (2012a). 平成 23 年度低炭素社会構築に資する再生可能エネルギー導入見直し並びに当該導入の制約となる事項とその克服のための基礎的調査報告書.

環境省 (2012b). Electricity production from solar and wind in Germany in 2012(2012 年ドイツにおける太陽光、風力からの発電)(仮訳).

([http://www.challenge25.go.jp/roadmap/media/Solar Wind 2012 12b j.pdf](http://www.challenge25.go.jp/roadmap/media/Solar_Wind_2012_12b_j.pdf))

環境省地球温暖化対策に係る中長期ロードマップ検討会(2010). エネルギー供給ワーキンググループ第 2 回 (平成 22 年 2 月)「資料 3 「再生可能エネルギーの導入推進に向けての主な論点について」」.

(http://www.env.go.jp/earth/ondanka/mlt_roadmap/comm/com05-02/mat03.pdf)

国立国会図書館 (2012). 「ドイツの 2012 年再生可能エネルギー法」. 外国の立法.

(http://dl.ndl.go.jp/view/download/digidepo_3497220_po_02520007.pdf%3FcontentNo%3D1&ei=NtBrUfrDLlmtiAe6poCQBQ&usg=AFQjCNHHIAglMKzl4vtva9QGibdwEexGkA)

資源エネルギー庁 (2012). 再エネ設備認定状況 (H24.11.30) .

(<http://www.enecho.meti.go.jp/saiene/kaitori/index.html>)

資源エネルギー庁再生可能エネルギー等の熱利用に関する研究会 (2010). 第 5 回「資料 4 「オーストラリア調査報告」」.

(<http://eneken.ieej.or.jp/data/3500.pdf>)

次世代送配電システム制度検討会第 1 ワーキンググループ (2010). 第 6 回資料「資料 2 海外の再生可能エネルギー電源に係る優先規定の導入について」.

(http://www.meti.go.jp/committee/summary/0004671/006_02_00.pdf)

千葉大学倉阪研究室&認定 NPO 法人環境エネルギー政策研究所 (2012). 永続地帯 2012 年版報告書.

([http://sustainable-zone.org/docs/Sustainable Zone Report 2012.pdf](http://sustainable-zone.org/docs/Sustainable_Zone_Report_2012.pdf))

電気事業分科会制度環境小委員会 (2011a). 第 5 回資料「資料 3 再生可能エネルギー電源の導入円滑化に向けた系統ルールについて」.

(http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denkijigyou/seido_kankyou/005_03_00.pdf)

電気事業分科会制度環境小委員会 (2011b). 中間取りまとめ.

(http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denkijigyou/seido_kankyou/report_001.html)

内閣府 (2012). 「エネルギー分野における規制・制度改革に係る方針」 (平成 24 年 4 月 3 日閣議決定) .

(<http://www.cao.go.jp/sasshin/kisei-seido/publication/240403/item240403.pdf>)

内閣府規制・制度改革委員会グリーンワーキンググループ (2012). 第 1 回資料「資料 3 「エネルギー分野における規制・制度改革に係る方針」 (平成 24 年 4 月 3 日閣議決定) に係るフォローアップ調査 (平成 24 年 7 月) 一覧表」 .

(<http://www.cao.go.jp/sasshin/kisei-seido/meeting/2012/green/121025/item3.pdf>)

4. 再生可能エネルギーの導入見込量

4.1 再生可能エネルギー導入見込量の考え方と総括

4.1.1 今年度の導入見込量推計方針

(1) 再生可能エネルギー電気

下記の方針で再生可能エネルギー電気の導入見込量の推計を行った。

- ・ 現状の固定価格買取制度による 2020 年までの導入見込量の再推計
 - これまでの導入見込量推計モデルに、2012 年 6 月に決定した固定価格買取制度による買取価格レベルを反映させ、2020 年までの見込量を再推計する。(太陽光発電)
- ・ 精査された導入ポテンシャルに基づく 2050 年の導入見込量の見直し
 - 環境省「平成 23 年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」(環境省, 2012b)等により精査された導入ポテンシャルをもとに、2050 年の導入見込量を見直す。(中小水力発電)

その他の再生可能エネルギー電気の導入見込量は、昨年度までの検討(環境省, 2012a)を踏襲している。

(2) 再生可能エネルギー熱

今年度は、下記の方針で再生可能エネルギー熱の導入見込量の推計を行った。

- ・ 供給側の検討
 - 環境省「平成 23 年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」(環境省, 2012b)をもとに、再生可能エネルギー熱の供給ポテンシャル量を再精査する。(太陽熱利用、地中熱利用)
 - 新たな熱源として、地下水熱(既に汲み上げ利用しているもの)の供給ポテンシャル量を推計する。
- ・ 需要側の検討
 - 新たな熱需要として、公的統計等から、農業(ハウス栽培等)における熱需要の量を推計する。

4.1.2 再生可能エネルギー導入見込量推計の考え方

導入見込量の推計は、低位、中位、高位の 3 ケースを想定する。

導入される地点の自然条件によって発電コストが大きく変わりうる再生可能エネルギー(中小水力、地熱、バイオマス、風力)については、表 4-1、図 4-1 に示すように、コスト別の導入ポテンシャルを利用した推計を実施している。

表 4-1 中小水力、地熱、バイオマス、風力発電の推計方法

低位ケース	東日本大震災以前に、2020年の見通しとして資源エネルギー庁が示した固定価格買取制度案に基づく支援方策により増加が見込まれる普及量を設定し、それ以降は同様のペースで導入が進むものと想定とした。
中位ケース	低位ケースと高位ケースの中間値程度の普及を想定した。
高位ケース	2050年時点で環境省再生可能エネルギーポテンシャル調査にある導入ポテンシャル（エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因による設置の可否を考慮したエネルギー資源量）を最大限顕在化させることを目指して、施策を最大限強化する場合を想定した。

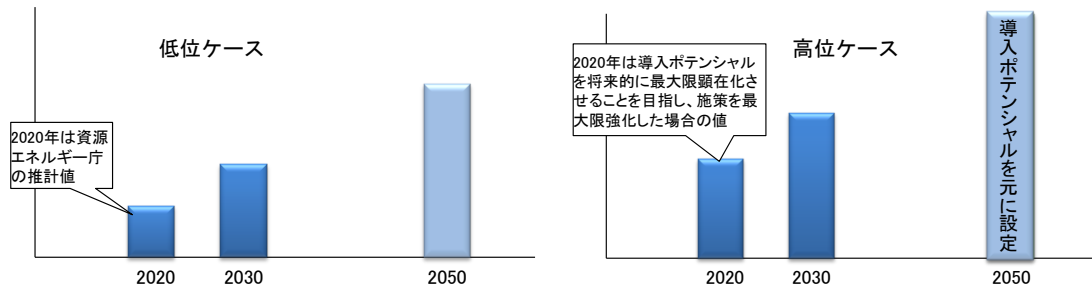


図 4-1 中小水力、地熱、バイオマス、風力発電の推計方法

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

表 4-2 太陽光発電の推計方法

低位ケース	2020～2030年は、設置者に対する支援レベルとして、IRR当初6%（維持費含む）、4年日以降4%を維持する価格での全量買取。ただし、2021年より回避可能原価+環境価値による価格での余剰買取に移行。
中位ケース	2020～2030年は、設置者に対する支援レベルとして、IRR当初6%（維持費含む）、4年日以降4%を維持する価格での全量買取。
高位ケース	2020～2030年は、設置者に対する支援レベルとして、IRR6%（維持費含む）を維持する価格での全量買取。
共通	2050年は、導入ポテンシャルの情報を元に、ポテンシャルを最大限発揮するものとした。

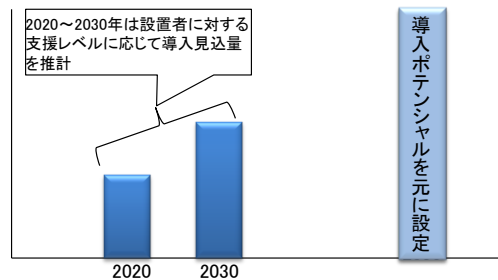


図 4-2 太陽光発電の推計方法

4.1.3 再生可能エネルギーの種類別の前提条件

再生可能エネルギーの種類別の前提条件を、表 4-3、表 4-4 に示す。

表 4-3 再生可能エネルギー電気の種類別の前提条件

検討対象	2020～2030年の導入シナリオ	2050年の導入シナリオ
太陽光発電（住宅）	<p>【低位】2020年まで中位に同じ。2021年より回避可能原価+環境価値による価格での余剰買取に移行。</p> <p>【中位】新築に対する現行の投資回収年数を維持する価格での余剰買取。ただし、当初3年間は初年度の買取価格を維持。</p> <p>【高位】中位に同じ。</p>	<p>【低位】NEDO PV2030のポテンシャル全量が顕在化。</p> <p>【中位】低位に対して、2030年～50年の平均変換効率が、5%向上し、ポテンシャルの増加を見込み、全量顕在化。</p>
太陽光（非住宅・公共・メガソーラー）	<p>【低位】2020年まで中位に同じ。2021年より回避可能原価+環境価値による価格での全量買取に移行。</p> <p>【中位】IRR当初6%（維持費含む）、4年目以降4%を維持する価格での全量買取</p> <p>【高位】IRR6%での全量買取</p>	<p>【高位】低位に対して、2030年～50年の平均変換効率が、10%向上し、ポテンシャルの増加を見込み、全量顕在化。</p>
風力	<p>【2020低位】資源エネルギー庁による固定価格買取制度案に基づく支援の結果の増分を見込んで、2020年で750万kWと設定</p> <p>【2020中位】2050年に5,000万kWを見込む際の普及曲線より1,110万kWと設定。</p> <p>【2020高位】2050年に7,000万kWを見込む際の普及曲線より1,150万kWと設定。</p> <p>【共通】2030は2050年の導入量を見込む普及曲線より設定。支援レベルは導入量に対し、IRR当初8%・4年目以降6%（低位・低位）、8%継続（高位）を満たす全量買取。</p>	<p>【低位】資源エネルギー庁によるH22年度調査結果より、ポテンシャルに事業性・導入意欲を考慮した場合に導入可能と見込まれる量と更に社会的受容性まで考慮した場合の中間値として設定</p> <p>【中位】風力発電協会の想定を参考に、各電力会社の発電設備容量の40%以下、導入ポテンシャルの対地域別陸上風力の33%以下、同洋上の15%以下で見込まれる量</p> <p>【高位】同じく、各電力会社の発電設備容量の50%以下、導入ポテンシャルの対地域別陸上風力の50%以下、同洋上の33%以下で見込まれる量</p>
大規模水力	<p>【共通】中長期ロードマップ検討におけるAIMプロジェクトチームの想定（2005→2020の増加分）を採用。2020年以降は横ばいとした。</p>	<p>【共通】2020年のまま増加しないものと想定した。</p>
中小水力	<p>【低位】2020年は全量買取PT取りまとめの増加分を採用。2030年は足下から2020年までの導入ペースが続くと想定。</p> <p>【中位】高位と低位の中央値を採用。</p> <p>【高位】足下からの追加導入量を2050年まで直線的に増加すると想定。</p> <p>【共通】支援レベルは導入量に対し、IRR当初7%・4年目以降5%（低位・低位）、7%継続（高位）を満たす全量買取。</p>	<p>【低位】足下から2020年までの導入ペースが続くと想定。</p> <p>【中位】高位と低位の中央値を採用。</p> <p>【高位】平成23年度環境省「再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備」におけるポテンシャル量を全量顕在化と想定。</p>
地熱（大規模）	<p>【共通】2020年は計画済地点を、2030年は調査済地点の導入量を設定。支援レベルは導入量に対し、IRR当初13%・4年目以降11%（低位・中位）、13%継続（高位）を満たす全量買取。</p>	<p>【共通】150℃以上の温度区分のポテンシャル量を全量顕在化。</p>
地熱（温泉発電）	<p>【低位】日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会のベースシナリオを採用。</p> <p>【中位】同ベストシナリオを採用。</p> <p>【高位】同ドリームシナリオを採用。</p> <p>【共通】支援レベルは導入量に対し、IRR当初13%・4年目以降11%（低位・中位）、13%継続（高位）を満たす全量買取。</p>	<p>【低位】日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会のベースシナリオを採用。</p> <p>【中位】同ベストシナリオを採用。</p> <p>【高位】同ドリームシナリオを採用。</p>
バイオマス発電	<p>【低位】直近の実績値に、資源エネルギー庁による固定価格買取制度案に基づく支援の結果の見込みとしての増加分を加算。</p> <p>【中位】2020年は高位と低位の中間値と設定。2020年以降は2050年まで直線的に増加すると設定。</p> <p>【高位】2020年は京都議定書目標達成計画の目標水準等から設定。2020年以降は2050年まで直線的に増加すると設定。</p> <p>【共通】支援レベルは導入量に対し、IRR当初1～7%・4年目以降2%減（低位・中位）、1～7%継続（高位）を満たす全量買取。</p>	<p>【低位】2020年水準のままと設定。</p> <p>【中位】高位と低位の中間値と設定。</p> <p>【高位】現状の導入ポテンシャルを全て利用するとともに、国産材利用の促進に伴う林地残材利用量の増大を想定して設定。</p>
海洋エネルギー	<p>【低位】2030年以降導入が進むものとし、既存各種資料や有識者意見を踏まえ、2050年の波力発電、潮流・海流発電及び海洋温度差発電の導入量を設定。波力発電の沿岸固定式は海岸保全区域延長の3%想定、沖合浮体式は洋上風力の低位に合わせて発電機を設置した。</p> <p>【中位】潮流・海流発電及び海洋温度差発電は低位に同じ、波力の沿岸固定式は海岸保全区域延長の5%想定、沖合浮体式は洋上風力の中位に合わせて発電機を設置した。</p> <p>【高位】潮流・海流発電及び海洋温度差発電は低位に同じ、波力の沿岸固定式は海岸保全区域延長の10%想定、沖合浮体式は洋上風力の高位に合わせて発電機を設置した。</p>	

表 4-4 再生可能エネルギー熱の種類別の前提条件

検討対象	2020～2030年の導入シナリオ	2050年の導入シナリオ
太陽熱利用	<p>【低位】2030年はソーラーエネルギー利用推進フォーラムの目標を踏まえて設定し、2020年はその通過点として設定。</p> <p>【中位】2020年は投資回収年数が15年（耐用年数に相当）となる支援を想定。2020年以降は中位と高位の間と想定。</p> <p>【高位】2020年は投資回収年数が10年（維持費等を除けばIRR約8%に相当）となる支援を想定。2020年以降は2050年まで太陽熱利用ポテンシャル相当量を全て活用するよう、直線的に増加すると設定。</p>	<p>【低位】2030年までのトレンドで2050年まで増加すると想定。</p> <p>【中位】中位と高位の間と想定。</p> <p>【高位】環境省「平成23年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備等委託業務」の参考シナリオ1を適用。</p>
バイオマス熱利用	<p>【低位】バイオ燃料はエネルギー供給構造高度化法の目標に沿って50万kLとし、それ以外は京都議定書目標達成計画の値。</p> <p>【中位】2020年はバイオ燃料は70万kLとし、それ以外は低位に同じ。2020年以降は2050年まで直線的に増加すると設定。</p> <p>【高位】2020年はバイオ燃料は自動車用燃料への混合率を向上させるなどして200万kL（内訳：国産50万kL、開発輸入50万kL、輸入100万kL）とし、それ以外は低位に同じ。2020年以降は2050年まで直線的に増加すると設定。</p>	<p>【低位】2020年水準のままと設定。</p> <p>【中位】バイオ燃料は2050年の需要量から推計して設定。その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとして設定。</p> <p>【高位】バイオ燃料は2050年の需要量から推計して設定。その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとして設定。</p>
地中熱利用	<p>【共通】戸建住宅は寒冷地の新築フローに対し、2050年に導入率100%となるよう直線的に増加。業務は既存の導入事例や冷暖房需要の大きさを踏まえ事務所、商業施設、病院・診療所を対象とし、これらの全地域の新築フローと十分な敷設面積を持つ既築に対し、2050年に導入率100%となるよう直線的に増加。</p>	

4.1.4 導入見込量の検討状況総括

今年度の検討を踏まえた上での、導入見込量の総括を以下に示す。なお、今年度の検討内容の詳細は次節以降で述べる。

(1) 一次エネルギー供給量

再生可能エネルギーの導入見込量の一次エネルギー供給量(原油換算)を、表 4-5、図 4-3 に示す。

直近年(太陽光発電、風力発電、地熱発電は 2010 年、大規模水力、中小水力は 2009 年、太陽熱利用は 2007 年、バイオマス発電・熱利用は 2005 年)と比較して、2020 年は 1.4～1.8 倍、2030 年は約 2～3 倍、2050 年は約 4～7 倍と推計された。2010 年度の一次エネルギー国内供給は 5 億 6,900 万 kl であり、直近年の導入量が 5%程度であるところ、2050 年の一次エネルギー国内供給に対して 36～61%となる見込みである。

表 4-5 再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給量

	直近年	2020			2030			2050		
		低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
太陽光発電(住宅用)	68	322	322	322	591	591	591	1,773	2,042	2,310
太陽光発電(非住宅)	14	359	359	519	421	1,035	1,512	3,158	3,640	3,906
太陽光発電【小計】	82	681	681	841	1,012	1,627	2,103	4,931	5,682	6,216
風力発電(陸上)	98	304	436	448	660	884	965	733	1,099	1,425
風力発電(着床)	2	2	18	24	147	183	195	275	397	489
風力発電(浮体)	0	0	6	6	165	250	342	458	1,008	1,649
風力発電【小計】	100	306	460	478	971	1,317	1,503	1,466	2,504	3,563
大規模水力発電	546	566	566	566	566	566	566	566	566	566
中小水力発電	1,079	1,141	1,252	1,363	1,202	1,424	1,647	1,325	1,769	2,214
地熱発電	76	114	114	114	283	296	315	1,059	1,059	1,153
バイオマス発電	462	544	702	860	544	725	907	544	773	1,002
海洋エネルギー発電	0	0	0	0	126	184	330	467	759	1,342
バイオマス熱利用	491	540	649	757	540	649	837	540	1,579	2,587
太陽熱利用	55	80	131	178	137	246	354	251	706	1,162
地中熱利用	0	15	15	15	56	56	56	217	217	217
合計	2,890	3,987	4,570	5,173	5,439	7,091	8,618	11,366	15,614	20,022
一次エネルギー供給比	5%	8%	9%	10%	12%	16%	18%	36%	47%	61%

※表中の「直近年」は、太陽光発電、風力発電、地熱発電は 2010 年、大規模水力、中小水力は 2009 年、太陽熱利用は 2007 年、バイオマス発電・熱利用は 2005 年。2020 年及び 2030 年の一次エネルギー供給は、平成 24 年 6 月にエネルギー・環境会議においてとりまとめたエネルギー・環境に関する選択肢の 20～25 シナリオ、15 シナリオ、ゼロシナリオ(追加対策前)とした。2050 年は中央環境審議会地球環境部会 2013 年以降の対策・施策に関する検討小委員会において発表された技術 WG とりまとめの値を用いた。

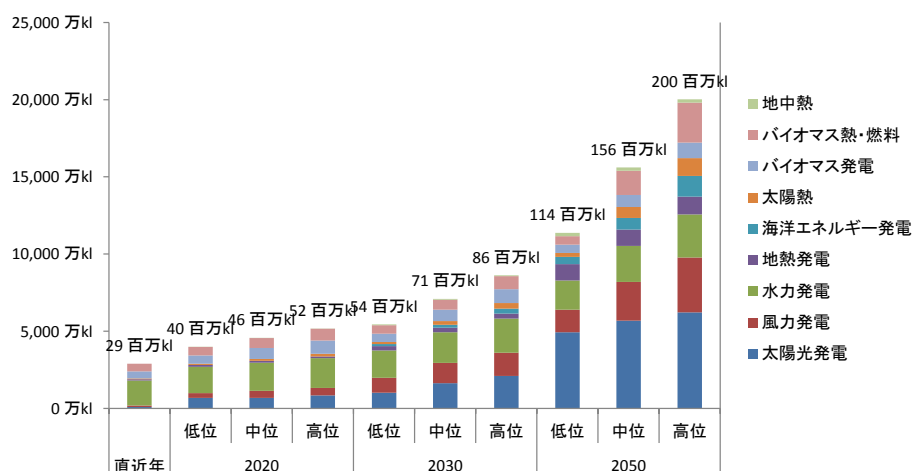


図 4-3 再生可能エネルギーによる一次エネルギー供給量

(2) 設備容量

再生可能エネルギー電気の設備容量を、表 4-6、図 4-4 に示す。

直近年と比較して、2020 年は 2.0～2.5 倍、2030 年は約 3～5 倍、2050 年は約 9～10 倍と推計された。一次エネルギー供給量に比較して倍率が高いのは、比較的稼働率の小さい太陽光発電の導入による影響が大きい。例えば 2020 年中位で、太陽光発電が再生可能エネルギー電気全体に占める割合は、発電設備容量ベースでは約 40%であるが、一次エネルギー供給量ベースでは約 15%である。

表 4-6 再生可能エネルギー電気の発電設備容量

(数値は全て万kW)

	直近年	2020				2030				2050		
		低位	中位	高位	エネ環	低位	中位	高位	エネ環	低位	中位	高位
太陽光発電 (住宅)	280	1,316	1,316	1,316	2,144	2,420	2,420	2,420	4,000	7,257	8,356	9,456
太陽光発電 (非住宅等)	57	1,470	1,470	2,124	1,201	1,723	4,238	6,188	2,328	12,923	14,897	15,984
太陽光発電【小計】	337	2,786	2,786	3,440	3,345	4,143	6,658	8,608	6,328	20,180	23,253	25,440
風力発電 (陸上)	241	747	1,070	1,100	906	1,620	2,170	2,370	2,904	1,800	2,700	3,500
風力発電 (着床)	3	3	30	40	40	240	300	320	586	450	650	800
風力発電 (浮体)	0	0	10	10	-	270	410	560	-	750	1,650	2,700
風力発電【小計】	244	750	1,110	1,150	946	2,130	2,880	3,250	3,490	3,000	5,000	7,000
大規模水力発電	1,118	1,124	1,124	1,124	1,130	1,124	1,124	1,124	1,178	1,124	1,124	1,124
中小水力発電	955	1,006	1,097	1,188	1,078	1,056	1,238	1,420	1,200	1,157	1,520	1,884
地熱発電	53	80	80	80	107	199	208	221	312	743	757	792
バイオマス発電	409	459	556	653	396	459	571	682	552	459	600	740
海洋エネルギー発電	0	0	0	0	0	150	207	349	100	536	823	1,395
合計	3,116	6,205	6,753	7,636	7,001	9,261	12,885	15,655	13,160	27,199	33,077	38,375

※表中の「直近年」は、太陽光発電、風力発電、地熱発電は 2010 年、大規模水力、中小水力は 2009 年、太陽熱利用は 2007 年、バイオマス発電・熱利用は 2005 年。「エネ環」は、革新的エネルギー・環境戦略(エネルギー・環境会議, 2012)に記載されている値 (選択肢におけるゼロシナリオ (追加対策前)・15 シナリオ・20 シナリオに相当)。

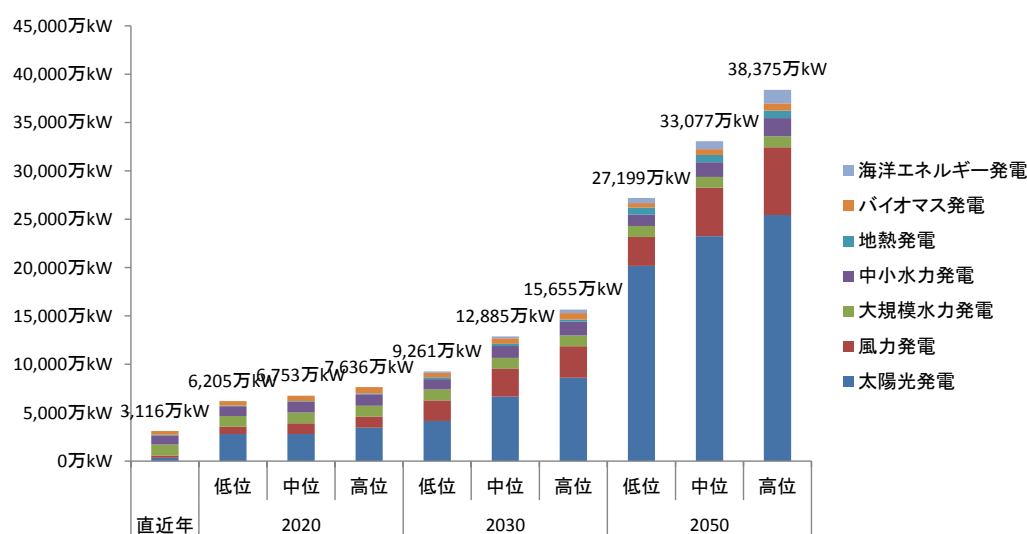


図 4-4 再生可能エネルギー電気の発電設備容量

(3) 発電電力量

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

表 4-7 再生可能エネルギー電気の発電電力量

(数値は全て億kWh)

	直近年	2020				2030				2050		
		低位	中位	高位	エネ環	低位	中位	高位	エネ環	低位	中位	高位
太陽光発電 (住宅)	29	138	138	138	225	254	254	254	421	763	878	994
太陽光発電 (非住宅等)	6	154	154	223	126	181	445	650	245	1,358	1,566	1,680
太陽光発電【小計】	35	293	293	362	352	435	700	905	666	2,121	2,444	2,674
風力発電 (陸上)	42	131	187	193	159	284	380	415	509	315	473	613
風力発電 (着床)	1	1	8	11	11	63	79	84	154	118	171	210
風力発電 (浮体)	0	0	3	3	-	71	108	147	-	197	434	710
風力発電【小計】	43	132	198	206	169	418	567	646	663	631	1,077	1,533
大規模水力	235	244	244	244	445	244	244	244	464	244	244	244
中小水力発電	464	491	539	586	566	517	613	708	631	570	761	952
地熱発電	32	49	49	49	75	122	128	135	219	456	456	496
バイオマス発電	199	234	302	370	236	234	312	390	328	234	332	431
海洋エネルギー発電	0	0	0	0	0	54	79	142	30	201	327	577
合計	1,009	1,442	1,624	1,817	1,844	2,025	2,642	3,171	3,000	4,456	5,641	6,908

※表中の「直近年」は、太陽光発電、風力発電、地熱発電は 2010 年、大規模水力、中小水力は 2009 年、太陽熱利用は 2007 年、バイオマス発電・熱利用は 2005 年。「エネ環」は、革新的エネルギー・環境戦略に記載されている値 (選択肢におけるゼロシナリオ (追加対策前)・15 シナリオ・20 シナリオに相当)

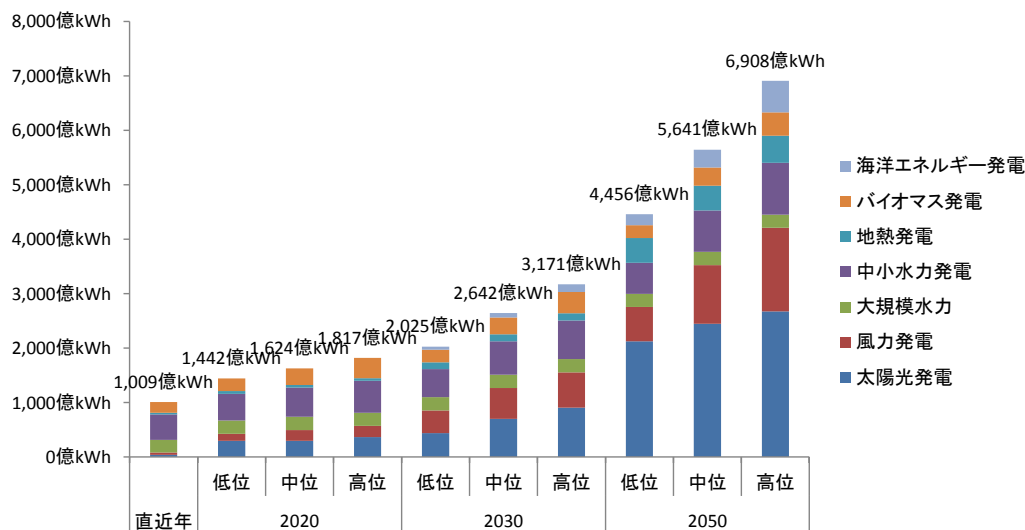


図 4-5 再生可能エネルギー電気の発電電力量

4.2 再生可能エネルギー電気の導入見込量

4.2.1 太陽光発電の導入見込量

(1) 太陽光発電の導入見込量の考え方

2030年までは、導入量推計モデルに対して、2012年6月に決定した固定価格買取制度での買取価格によって決まる投資回収年数をもとにして、2030年までの見込量を再推計した。中位ケースでは、住宅用では2012年の投資回収年数を維持する価格での買取が継続し、非住宅用では当初3年間引き上げられていたIRRが4年目以降に引き下げられることを想定した。高位ケースは、非住宅用のIRRの引き下げが行われない場合とした。低位ケースは、2021年以降、回避可能費用単価にCO2削減による環境価値が加算された額での買取に移行するものとした。

2050年はNEDOによる太陽光発電ロードマップPV2030(NEDO, 2004)のポテンシャルをもとに定めることとした。

これらの考え方を表4-8にまとめた。

表 4-8 太陽光発電の導入見込量の考え方

		(共通) 補助金	低位	中位	高位
2030年 まで	住宅	国：2012年3.5万円/kW、 2013年2万円、2014年 以降0 自治体：2012年4万円 /kW→2016年以降0ま で縮減	2020年までは中位と同 じ 2021年より回避可能原 価+環境価値による価 格での余剰買取	新築に対する補助金込 投資回収年数を維持す る価格での余剰買取 ※余剰電力比率は56% と想定	中位と同じ
	非住宅（公共 建物含・む） メガソーラー	補助金なし	2020年までは中位に同 じ 2021年より回避可能原 価+環境価値による価 格での全量買取	IRR当初6%、4年目以 降4%を維持する価格で の全量買取	IRR当初6%を維持する 価格での全量買取
2050年			NEDO PV2030のポテ ンシャル全量が顕在化。	低位に対して、2030年 ～50年の平均変換効率 が、5%向上し、ポテ ンシャルの増加を見込 み、全量顕在化。	低位に対して、2030年 ～50年の平均変換効率 が、10%向上し、ポテ ンシャルの増加を見込 み、全量顕在化。

なお、回避可能費用単価（回避可能原価⁷）は、「5.1.2 回避可能費用単価の考え方」に述べるように、全電源平均可変費単価の加重平均値を、将来の燃料費単価の推移を考慮して算出した。

一方、再生可能エネルギーの調達によって電力会社において回避される費用としては、燃料可変費に加え、CO2排出削減のための費用や、長期的には設備建設のための固定費も検討する必要がある。昨年度の検討(環境省, 2012a)では、太陽光発電には昼間のピークカットによる固定費削減効果を回避可能原価に含めていたため、本報告書における回避可能原価よりも高い水準にあった。

⁷ 固定価格買取制度の根拠法である「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」の施行規則(平成二十四年経済産業省令第四十六号)においては、再生可能エネルギー電気の調達によって電力会社において回避される費用を「回避可能費用単価」と呼んでいるが、固定価格買取制度に関する既存文献等では「回避可能原価」の表現が一般であるため、本報告書においてはこれらと同じ意味として用いることとする。

(2) 太陽光発電の導入推計方法

1) 概要

太陽光発電は、導入される地点の自然条件が発電コストに与える影響は他の再生可能エネルギーに比べて小さいことから、固定買取価格などの経済支援策を定め、それによる導入者の投資意向の変化としての導入量を推計している(環境省, 2012a)。

住宅については、既存アンケートから得られる、太陽光発電システム価格の違いによる消費者の導入意向の違いを踏まえ、投資回収年数・初期費用と導入率の関係を表すモデルを作成した(図 4-6)。

非住宅・公共建物、メガソーラーについては、導入実績の豊富なドイツのデータを用いて、太陽光発電への投資によって得られる各年の IRR と各年の導入実績の関係を我が国にも適用した(図 4-7、図 4-8)。

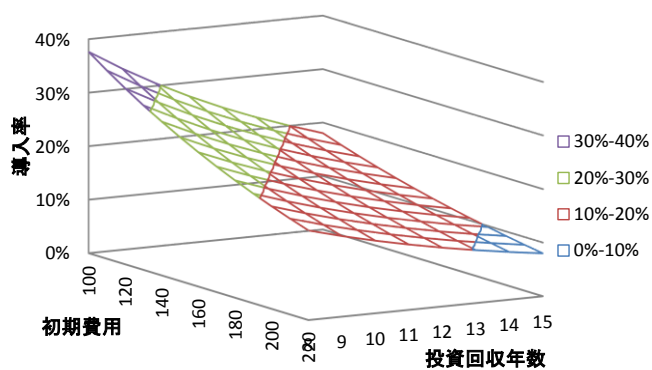
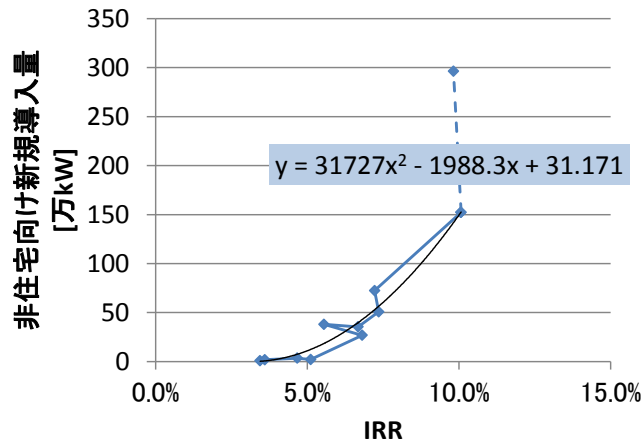


図 4-6 住宅の投資回収年数・初期費用と太陽光発電導入率の関係

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

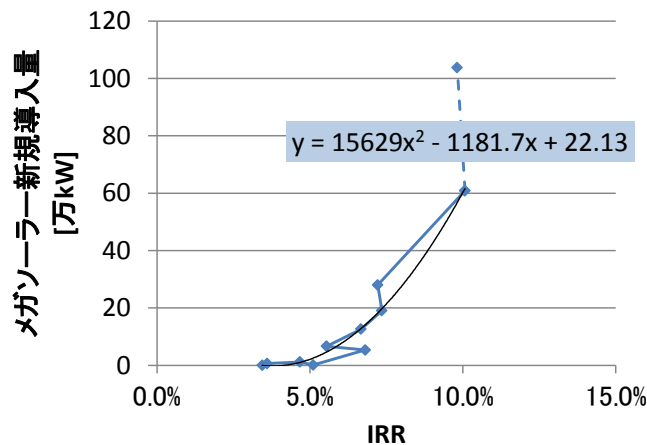
出典) (環境省, 2012a)



※この図はメンテナンス費用を含まない IRR

図 4-7 非住宅・公共建物の IRR と太陽光発電導入実績の関係

出典) (環境省, 2012a)



※この図はメンテナンス費用を含まない IRR

図 4-8 メガソーラーの IRR と太陽光発電導入実績の関係

出典) (環境省, 2012)

2) コスト想定

太陽光発電システムのモジュール価格は、将来的には国際価格に収斂するものと考えられる。モジュールの国際価格を、累積生産量の増加 ((EPIA, 2011)における加速シナリオ (図 4-9)) に伴い、進歩率 78%で低下すると想定し、国内価格との差は 2020 年までになくすると想定した (図 4-10)。その他の部品部分は、将来の世界の累積生産量の増加 (同) に伴い、進歩率 80%でコスト低下が続くと想定した。設置工事費については、国内の累積導入量に伴うコスト低下を想定した。

これらのコスト想定を表 4-9 にまとめた。

表 4-9 太陽光発電システムのコスト低減の想定

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

出典) ※1は(EPIA, 2011)、※2は(野中, 2011)

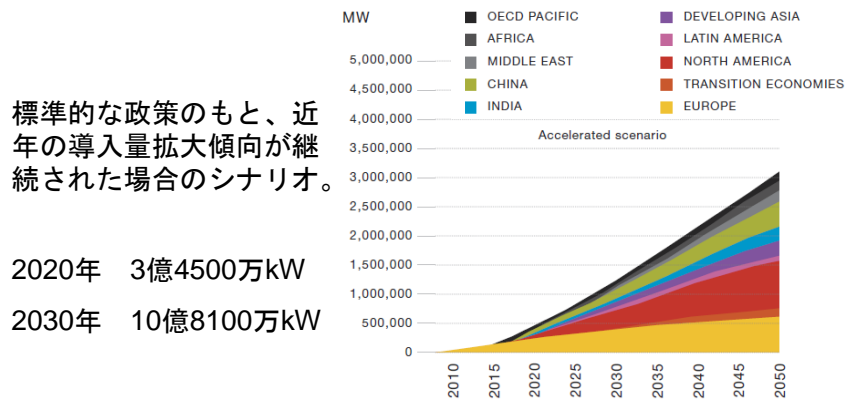
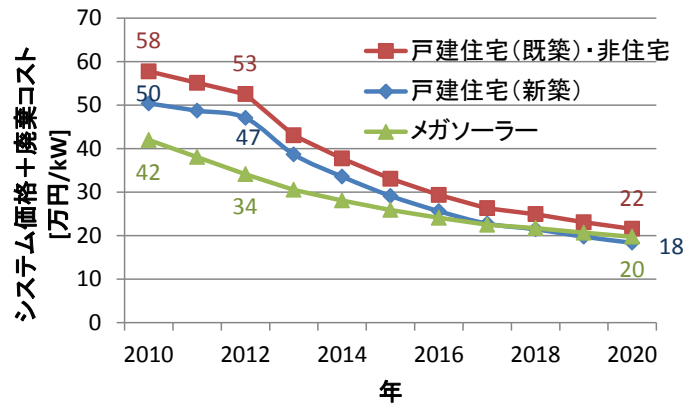


図 4-9 EPIA2011 加速シナリオにおける太陽光発電導入量

出典) (EPIA, 2011)



注) 本推計の中位シナリオ(後述)に対応する価格。システム価格には施工コストも含む。メガソーラーは、これに加えて0.37万円/kW年の土地代・人件費を考慮。

図 4-10 太陽光発電システム価格の想定

出典) (国家戦略室, 2011)をもとに想定

3) 導入実績との比較

固定価格買取制度導入後である 2012 年度の、我が国の太陽光発電の導入実績を表 4-10 に示す。

非住宅・公共建物、メガソーラーについては、平成 23 年度検討(環境省, 2012a)ではドイツの IRR と導入実績の関係を利用しつつ、我が国との金利差を考慮した導入曲線の補正を実施していた。しかし、実績と比較すると、この金利差の補正を行わないほうが実績の導入量に近いため(図 4-12、図 4-13)、この補正を行わないよう推計モデルを修正した。

一方住宅は、2012 年は実績が大きく伸び、モデル推計値が過小である(図 4-11)。しかし、過年度に比較して大幅な投資回収年数の短縮や初期費用の低減が生じたわけではなく、むしろ、固定価格買取制度導入のアナウンス効果や、住宅メーカー等の販売促進といった他の要素が原因にあると考えられる。本モデルは過去の実績をもとに回帰を行っているため、このような環境変化を明示的に考慮することはできず、また、一時的な導入増加傾向である可能性もある。

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

表 4-10 太陽光発電の導入実績(2012 年)とモデルの比較

万kW	7-11月末までの実績		年度分予測	モデルによる推計	(参考)修正前モデルによる推計
	運転開始量	設備認定量	運転開始量		
住宅	72.7	72.7	150	77	79
非住宅	28.0	111.1	38	48	109
メガソーラー	9.4	142.3	12	27	59
合計	109.7	326	200	151	245

実績、年度末までの予測：資源エネルギー庁「再生可能エネルギー発電設備の導入状況(平成24年11月末時点(速報値))」

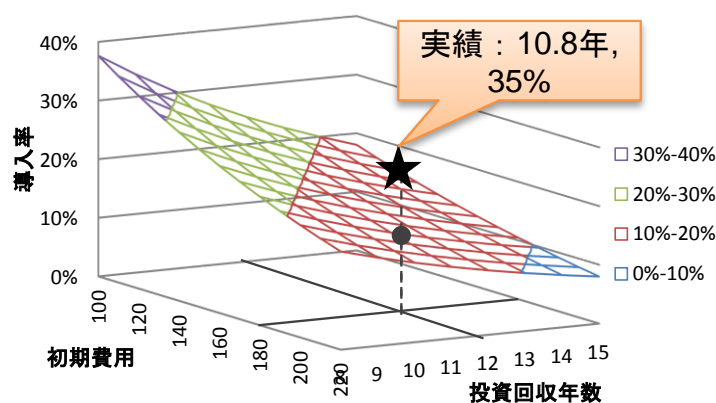


図 4-11 住宅の太陽光発電の導入実績とモデルの比較

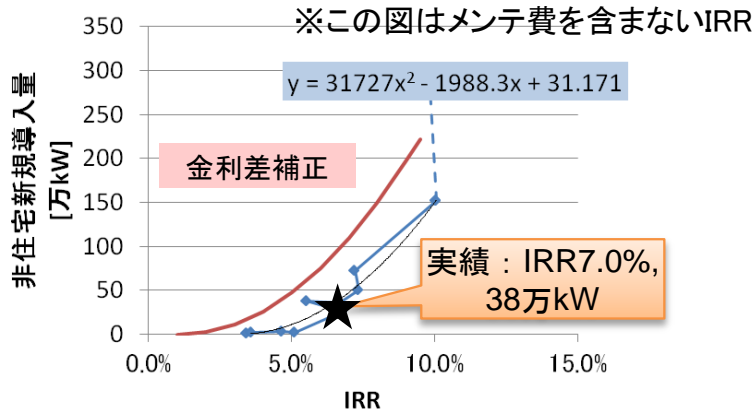


図 4-12 非住宅・公共建物の太陽光発電の導入実績とモデルの比較

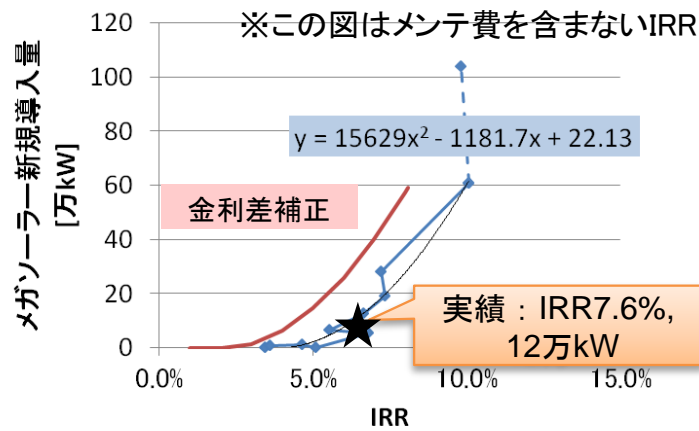


図 4-13 メガソーラーの太陽光発電の導入実績とモデルの比較

4) (参考) 太陽光発電導入推計フロー

太陽光発電の導入見込量の推計フローを図 4-14 に示す。

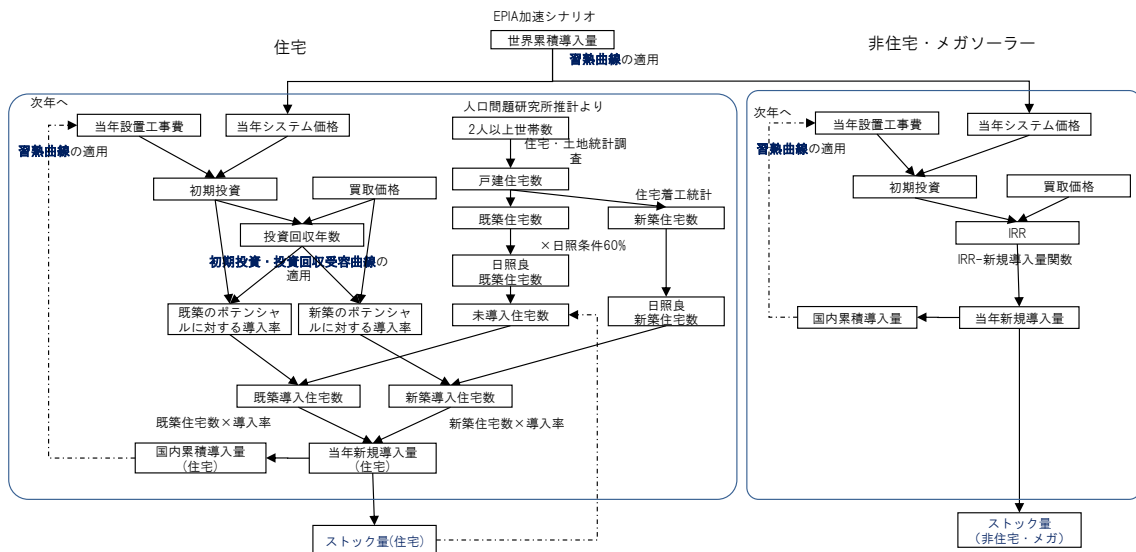


図 4-14 太陽光発電導入見込量の推計フロー

(3) 太陽光発電の導入見込量

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

1) 中位ケース

① 計算条件

表 4-11 に中位ケースの計算条件を示す。住宅には 10kW 未満、非住宅・メガソーラーには 10kW 以上の買取条件を適用した。住宅に対しては、2012 年度と同レベルの投資回収年数での買取が続けられるものとした。非住宅・メガソーラーに対しては、IRR 基準は当初 3 年間は 6%、4 年目以降 4%とした。

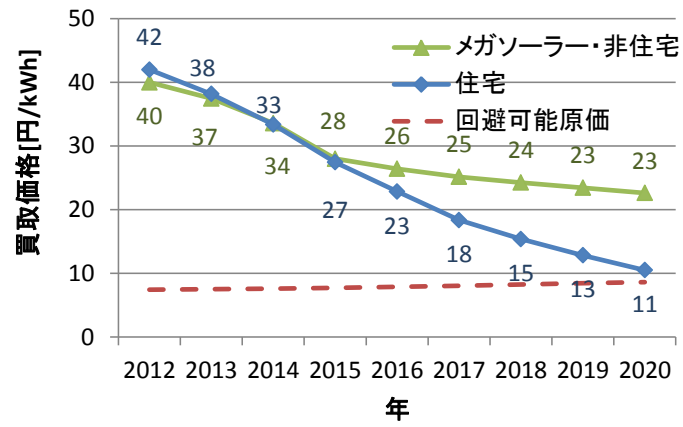
表 4-11 太陽光発電の計算条件（中位）

部門	補助金	買取
住宅	国：2012年3.5万円/kW、2013年2万円、2014年以降0 自治体：2012年4万円 /kW→2016年以降0まで縮減	新築に対する補助金込投資回収年数を維持する価格での余剰買取 ※余剰電力比率は56%と想定
非住宅 (公共建物 含む)	補助金なし	メガソーラーと同じ買取価格とする
メガソーラー	補助金なし	IRR当初6%、4年目以降4%を維持する価格での全量買取

本条件によって定まる、買取価格の推移を図 4-15 に示す。中位ケースでは、買取価格が回避可能原価を下回れば買取を終了するものと想定しており、回避可能原価も併せて示す。

住宅用は余剰分の買取を想定しており、自家消費分は電気購入費を削減できるものとして、家庭用電気料金（23 円/kWh）の価値がある。このため、太陽光発電システムコストの低下に伴って、太陽光発電導入の投資回収年数を一定に保つための買取価格は低下してゆき、いずれ、余剰電力は回避可能原価での買取となっても投資回収が可能、すなわち固定価格買取制度下での買取が終了する時期に至る。試算では、この買取終了時期は 2022 年の見込みとなった。

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



※メガソーラー・非住宅の買取価格は消費税を除いたもの。

図 4-15 回避可能原価と買取価格の推移（中位）

② 計算結果

図 4-16 に、中位ケースでの太陽光発電の導入見込量を示す。2020 年の導入量は約 2,800 万 kW、2030 年の導入量は約 6,700 万 kW となると見込まれた。

表 4-12 では導入見込量に併せて、2020 年の太陽光発電の導入量の規模感を、住宅・建物への設置件数やメガソーラーの件数として表している。2020 年の住宅の導入量は 1,300 万と見込まれるが、これは全戸建住宅の約 14%への導入に相当する。メガソーラーは 224 万 kW であり、10MW 規模のメガソーラーが 1 都道府県あたり 5 箇所程度導入されることに相当する。

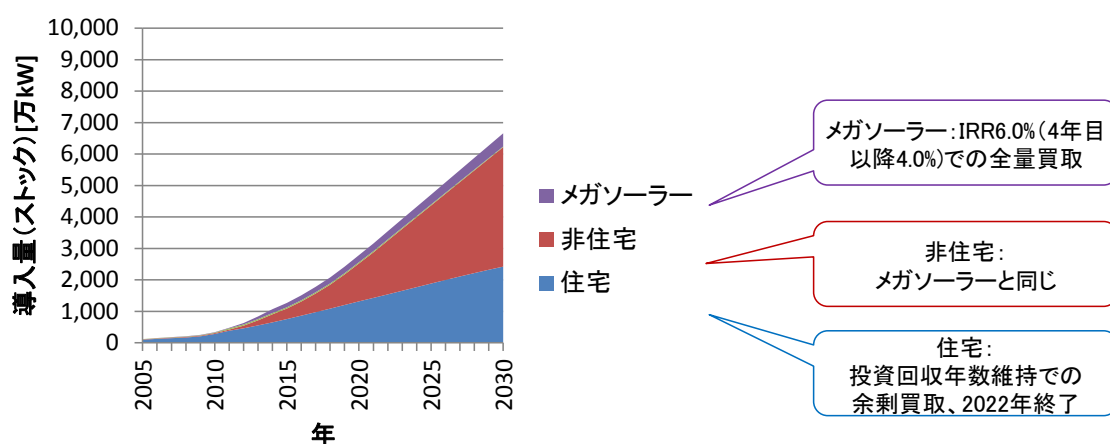


図 4-16 太陽光発電の導入見込量 (中位)

表 4-12 太陽光発電の導入見込量 (中位)

万kW	2010	2020	2030	設置イメージ (2020年)
住宅	280	1,316	2,420	戸建住宅360/2500万户
非住宅	45	1,245	3,817	集合住宅11/60万棟、工場・倉庫15/30万棟、建物17/60万棟
メガソーラー	11	224	421	10MW規模 1県5か所程度
合計	336	2,786	6,658	

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

2) 高位ケース

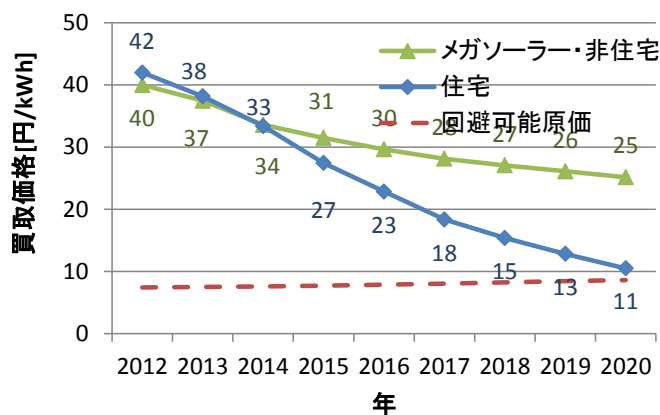
① 計算条件

表 4-13 に高位ケースの計算条件を示す。住宅には 10kW 未満、非住宅・メガソーラーには 10kW 以上の買取条件を適用した。住宅に対しては、2012 年度と同レベルの投資回収年数での買取が続けられるものとした。非住宅・メガソーラーに対しては、IRR 基準は 6% を維持するものとした。

表 4-13 太陽光発電の計算条件（高位）

部門	補助金	買取
住宅	国：2012年3.5万円/kW、2013年2万円、2014年以降0 自治体：2012年4万円/kW→2016年以降0まで縮減	新築に対する補助金込投資回収年数を維持する価格での余剰買取 ※余剰電力比率は56%と想定
非住宅 (公共建物含む)	補助金なし	メガソーラーと同じ買取価格とする
メガソーラー	補助金なし	IRR6%を維持する価格での全量買取

中位ケースと同様、買取価格が回避可能原価を下回れば買取を終了するものとする、買取終了は、住宅用で 2022 年の見込みとなった (図 4-17)。



※メガソーラー・非住宅の買取価格は消費税を除いたもの。

図 4-17 回避可能原価と買取価格の推移 (高位)

② 計算結果

図 4-18、表 4-14 に、高位ケースでの太陽光発電の導入見込量を示す。2020 年の導入量は約 3,400 万 kW、2030 年の導入量は約 8,600 万 kW となると見込まれた。

表 4-14 に示した 2020 年の太陽光発電の導入量の規模感では、全戸建住宅の約 15%が太陽光発電を導入し、10MW 規模のメガソーラーが 1 都道府県あたり 8 箇所程度導入されることに相当する。

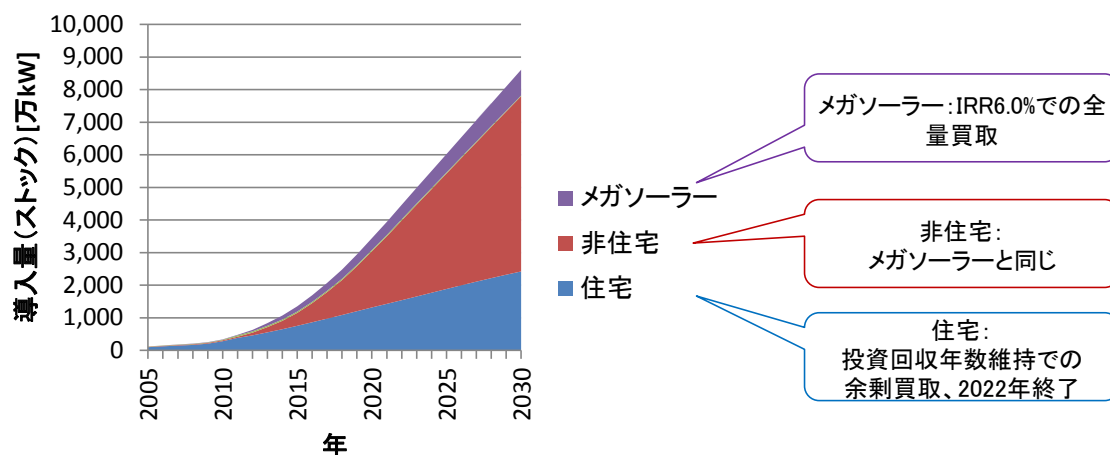


図 4-18 太陽光発電の導入見込量（高位）

表 4-14 太陽光発電の導入見込量（高位）

万kW	2010	2020	2030	設置イメージ（2020年）
住宅	280	1,316	2,420	戸建住宅380／2500万戸
非住宅	45	1,763	5,398	集合住宅15／60万棟、工場・倉庫21／30万棟、建物24／60万棟
メガソーラー	11	361	790	10MW規模 1県8か所程度
合計	336	3,440	8,608	

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

(4) 低位ケース

① 計算条件

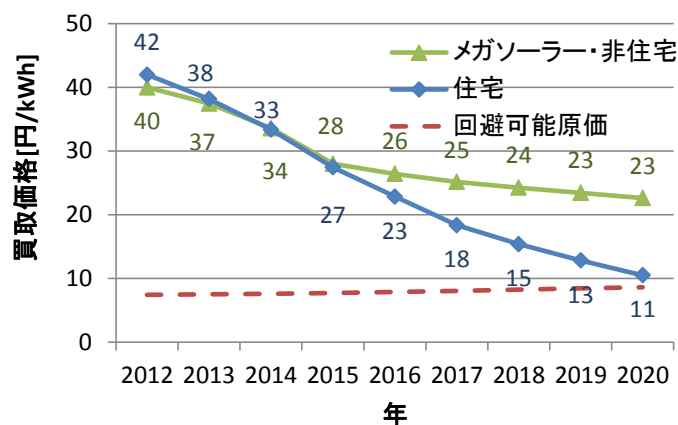
表 4-15 に低位ケースの計算条件を示す。住宅には 10kW 未満、非住宅・メガソーラーには 10kW 以上の買取条件を適用した。住宅に対しては、2012 年度と同レベルの投資回収年数での買取が続けられるものとした。非住宅・メガソーラーに対しては、IRR 基準は当初 3 年間は 6%、4 年目以降 4%とした。また、2021 年以降は回避可能原価＋環境価値による価格での買取に移行するものとした。

表 4-15 太陽光発電の計算条件（低位）

部門	補助金	買取
住宅	国：2012年3.5万円/kW、2013年2万円、2014年以降0 自治体：2012年4万円/kW→2016年以降0まで縮減	2020年までは中位と同じ 2021年より回避可能原価＋環境価値による価格での余剰買取
非住宅 (公共建物含む)	補助金なし	メガソーラーと同じ買取価格とする
メガソーラー	補助金なし	2020年までと中位と同じ 2021年より回避可能原価＋環境価値による価格での全量買取

■買取価格

2020 年までのシナリオは中位ケースと同じである。



※メガソーラー・非住宅の買取価格は消費税を除いたもの。

図 4-19 回避可能原価と買取価格の推移（低位）

② 計算結果

図 4-20、表 4-16 に、低位ケースでの太陽光発電の導入見込量を示す。2020 年の導入量は約 2,800 万 kW、2030 年の導入量は約 4,100 万 kW となると見込まれた。

表 4-16 に示した 2020 年の太陽光発電の導入量の規模感では、全戸建住宅の約 14%が太陽光発電を導入し、10MW 規模のメガソーラーが 1 都道府県あたり 5 箇所程度導入されることに相当する。

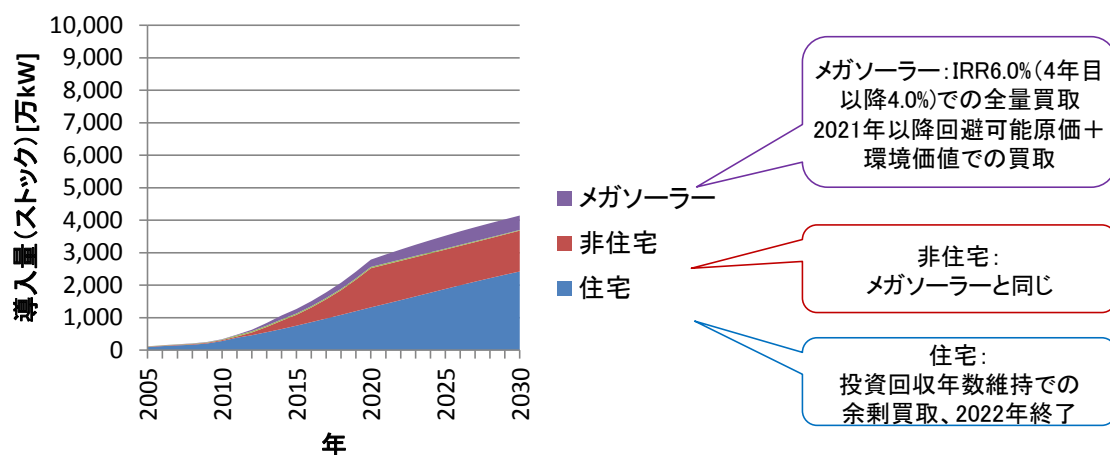


図 4-20 太陽光発電の導入見込量 (低位)

表 4-16 太陽光発電の導入見込量 (低位)

万kW	2010	2020	2030	設置イメージ (2020年)
住宅	280	1,316	2,420	戸建住宅360/2500万戸
非住宅	45	1,245	1,280	集合住宅11/60万棟、工場・倉庫15/30万棟、建物17/60万棟
メガソーラー	11	224	443	10MW規模 1県5か所程度
合計	336	2,786	4,143	

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

(5) 3ケースの比較

上述のとおり、(1)固定価格買取制度開始後3年でIRRを引き下げるかどうか、(2)2021年から市場(回避可能+環境価値での買取)に移行するかどうかで、高位・中位・低位の3ケースを作成して試算した。結果を図4-21にまとめる。

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

現行の買取価格は、当初の導入加速のために利潤に配慮した価格となっている。今後の導入実績値や国民負担を踏まえ、適切に見直す必要があると考えられる。

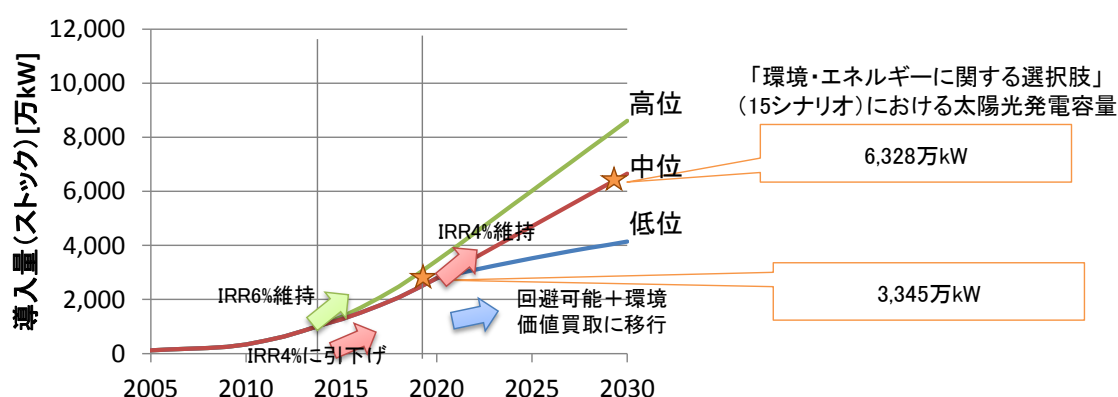


図 4-21 太陽光発電3ケースの比較

(6) (参考) 固定価格買取制度終了のタイミング

太陽光発電システム価格が順調に下落した場合、住宅用において、現状と投資回収年数を維持するための余剰電力買取価格は、家庭用電気料金を下回る可能性もあることが想定された。このような状況になった時点で、住宅用は、系統接続義務のみを継続させた上で、余剰電力の固定価格買取制度を終了するオプションも考えられる(表4-17)。

表 4-17 余剰電力買取価格が家庭用電気料金を下回った場合のオプション

	メリット	デメリット
余剰電力の固定価格買取制度の継続	・ 自家消費拡大のインセンティブとなり、余剰電力問題の緩和につながる	・ 消費者に対して太陽光発電導入の訴求力が弱まるおそれ ・ 固定価格買取制度である以上、賦課金は増加し続ける
ネットメータリング制度への移行	・ 固定価格買取制度から外れれば賦課金が増加しない	・ 計量の配線等変更が必要な場合もある
回避可能原価での買取へ移行	・ 自家消費拡大のインセンティブとなり、余剰電力問題の緩和につながる	・ 消費者に対して太陽光発電導入の訴求力が弱まるおそれ ・ 投資回収年数が大きく増加、前年までの導入者との公平性が保たれない

4.2.2 中小水力発電の導入見込量

(1) ポテンシャル量の精査

「平成 23 年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」(環境省, 2012b)より、従来用いていた中小水力のポテンシャル量のうち、既設分を除外したポテンシャル量が明らかになった。

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

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

区分毎の発電単価別ポテンシャル量を推計したところ、図 4-22 のとおりとなった。1 千~3 万 kW の区分は、12 円/kWh でピークが立つものの、20 円/kWh 台でも一定のポテンシャルがある。百~1 千 kW 区分では 20 円/kWh 台でのポテンシャル量が多い。0~2 百 kW の場合、20 円/kWh 台はわずかである。

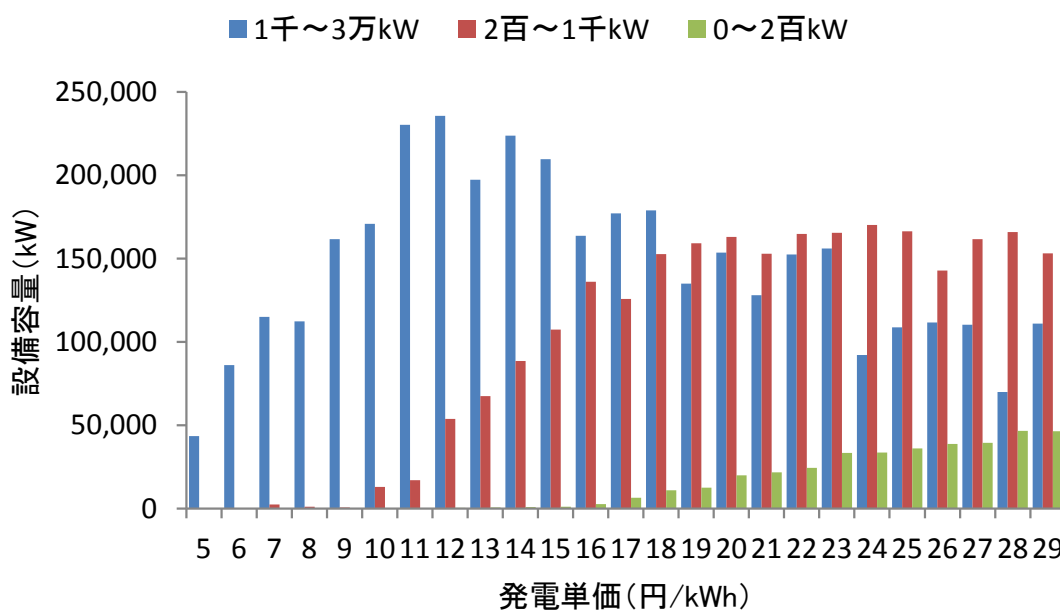


図 4-22 中小水力発電の区分毎の発電単価別ポテンシャル量

(2) 区分別導入見込量の考え方

規模区分別に事業主体が異なることが考えられる中で偏りなく導入を進める観点から、毎年度の導入量を導入量を規模区分別に分ける際は、ポテンシャルにおける規模別構成比を用いることとした（図 4-23）。

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

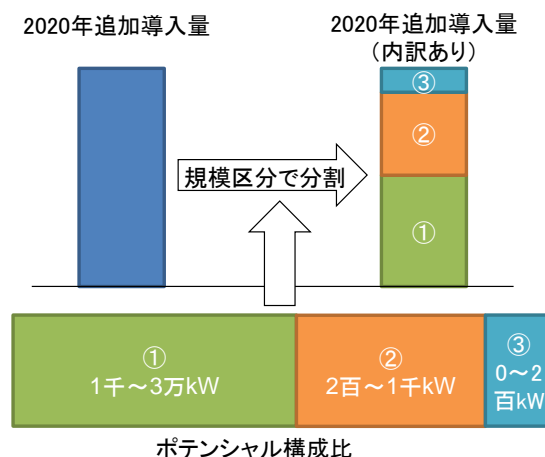


図 4-23 中小推力発電の区分別導入見込量の考え方

(3) 中小水力発電の導入見込量

昨年度の検討結果を図 4-24 に、今年度の検討結果を図 4-25 に示す。

ポテンシャル量の精査により、2050 年高位ケースは、2,340 万 kW から 1,884 万 kW となり、昨年度の検討に比較すると 456 万 kW の減少となった。一方で、低位ケースは直近（2010 年）の実績の精査（資源エネルギー庁「未利用落差発電包蔵水力調査」（2009）及び RPS 法の認定設備情報）により、微増となった。

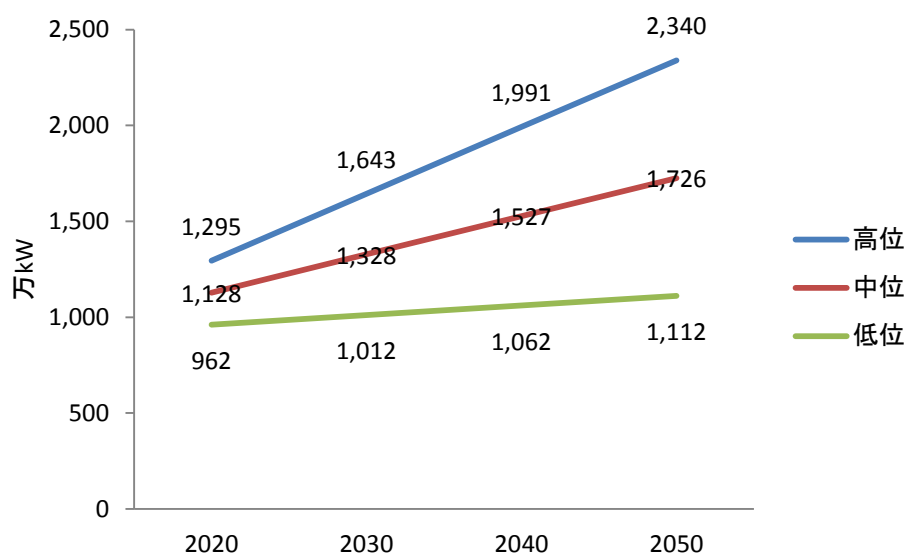


図 4-24 中小水力発電の導入見込量（昨年度）

出典）（環境省, 2012a)

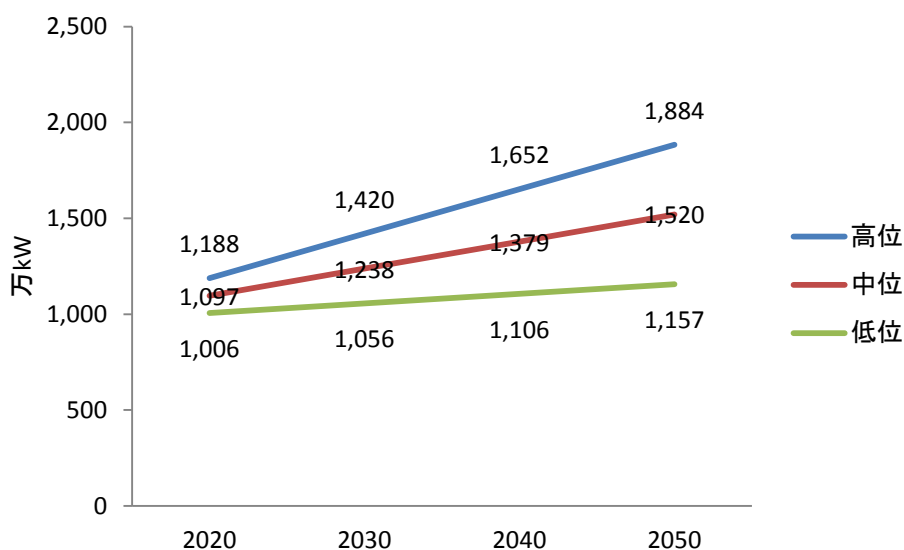


図 4-25 中小水力発電の導入見込量（見直し後）

4.2.3 風力発電、地熱発電、バイオマス発電及び海洋エネルギー

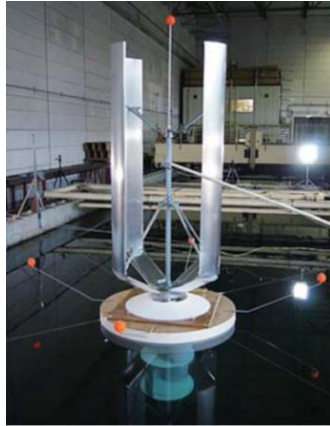
風力発電、地熱発電、バイオマス発電については、ポテンシャル量に特段の変更が無く、導入見込量は中長期的なポテンシャル量から推計しているため、今年度は特段の変更を行わなかった。

海洋エネルギーについても、導入見込量の精査に有益な新規の情報が特段得られていないため、導入見込量の修正は行わなかった。なお、NEDOにより平成23年度から開始された「風力等自然エネルギー技術研究開発 海洋エネルギー技術研究開発」の追加募集が行われ、新たに波力発電1件、潮流発電3件が採択され（表4-18）、商業化に向けた研究開発が行われている（図4-26）。

表 4-18 海洋エネルギー技術研究開発採択予定先一覧

海洋エネルギー発電システム実証研究		次世代海洋エネルギー発電技術研究開発	
発電方式	共同研究予定先	発電方式	委託予定先
潮流発電	三井海洋開発株式会社	潮流発電	佐世保重工業株式会社 国立大学法人東京大学 国立大学法人九州大学
波力発電	市川土木株式会社 協立電機株式会社 いであ株式会社		
		潮流発電	ナカシマプロペラ株式会社 五洋建設株式会社 広島工業大学

出典) NEDO (2009), 「風力等自然エネルギー技術研究開発/海洋エネルギー技術研究開発」追加公募に係る実施体制の決定について」



三井海洋開発（株）は、浮動垂直軸型の風車と水車を組み合わせた、浮体式洋上風力・潮力同時発電システム（FAW2T）を開発。同じ海表面積から従来の水平軸型風車の数倍の発電量を得ることが可能。2013年に1MW型の実証試験を行い、2014年の商業化を目指す。

図 4-26 海洋エネルギーの新技术（浮体式洋上風力・潮力同時発電システム）

出典）MODEC Corporate Profile 2012-2013

風力発電、地熱発電、バイオマス発電及び海洋エネルギーの導入見込量は設備容量ベースで表 4-19、発電量ベースで表 4-20 のとおりである。

表 4-19 風力、地熱、バイオマス及び海洋エネルギーの導入見込量（設備容量）

(数値は全て万kW)

	直近年	2020				2030				2050		
		低位	中位	高位	エネ環	低位	中位	高位	エネ環	低位	中位	高位
風力発電（陸上）	241	747	1,070	1,100	906	1,620	2,170	2,370	2,904	1,800	2,700	3,500
風力発電（着床）	3	3	30	40	40	240	300	320	586	450	650	800
風力発電（浮体）	0	0	10	10	-	270	410	560	-	750	1,650	2,700
風力発電【小計】	244	750	1,110	1,150	946	2,130	2,880	3,250	3,490	3,000	5,000	7,000
地熱発電	53	80	80	80	107	199	208	221	312	743	757	792
バイオマス発電	409	459	556	653	396	459	571	682	552	459	600	740
海洋エネルギー発電	0	0	0	0	0	150	207	349	100	536	823	1,395

※表中の「直近年」は、風力発電、地熱発電は 2010 年、バイオマス発電は 2005 年。「エネ環」は、革新的エネルギー・環境戦略に記載されている値（選択肢におけるゼロシナリオ（追加対策前）・15 シナリオ・20 シナリオに相当）。

表 4-20 風力、地熱、バイオマス及び海洋エネルギーの導入見込量（発電量）

(数値は全て億kWh)

	直近年	2020				2030				2050		
		低位	中位	高位	エネ環	低位	中位	高位	エネ環	低位	中位	高位
風力発電（陸上）	42	131	187	193	159	284	380	415	509	315	473	613
風力発電（着床）	1	1	8	11	11	63	79	84	154	118	171	210
風力発電（浮体）	0	0	3	3	-	71	108	147	-	197	434	710
風力発電【小計】	43	132	198	206	169	418	567	646	663	631	1,077	1,533
地熱発電	32	49	49	49	75	122	128	135	219	456	456	496
バイオマス発電	199	234	302	370	236	234	312	390	328	234	332	431
海洋エネルギー発電	0	0	0	0	0	54	79	142	30	201	327	577
合計	1,009	1,442	1,624	1,817	1,844	2,025	2,642	3,171	3,000	4,456	5,641	6,908

※表中の「直近年」は、風力発電、地熱発電は 2010 年、バイオマス発電は 2005 年。「エネ環」は、革新的エネルギー・環境戦略に記載されている値（選択肢におけるゼロシナリオ（追加対策前）・15 シナリオ・20 シナリオに相当）。

4.3 再生可能エネルギー熱の導入見込量

4.3.1 再生可能エネルギー熱導入見込量の考え方

(1) 再生可能エネルギー熱導入見込量の検討範囲

供給側・需要側のポテンシャルから、2050年の再生可能エネルギー熱導入見込量を定め、2050年に至る導入拡大の見通しを検討した。今年度は、図4-27に示す範囲での検討を行った。

2050年の導入見込量は、再生可能エネルギー熱導入ポテンシャルをもとに定めた。

供給	需要 家庭			需要 業務			需要 農業
	暖房	冷房	給湯	暖房	冷房	給湯	ハウス等加温
太陽熱	① 家庭・業務での太陽熱利用：建物屋根への集熱器設置可能量から推計						④
地中熱	② 家庭への地中熱導入：新築への導入を想定して推計			② 業務への地中熱導入：集熱パイプの敷設可能性から推計			④ 農業(ハウス等加温)への再エネ熱導入：施設園芸における熱需要から推計
地下水熱	③ 地下水熱利用：地下水利用量から推計						
バイオマス熱							

※緑は需要量から推計、青は供給量から推計したもの。同じ需要を対象としているものは、導入見込量に重複が有り得る。

図 4-27 再生可能エネルギー熱導入見込量の検討範囲

(2) 再生可能エネルギー熱の導入ポテンシャルの定義

再生可能エネルギー熱の導入ポテンシャルは、再生可能エネルギー電気の導入ポテンシャルに合わせて、表4-21のとおりとする。

表 4-21 再生可能エネルギー熱の導入ポテンシャルの定義

	再生可能エネルギー電気の導入ポテンシャル等 環境省「平成22年度 再生可能エネルギー導入ポ テンシャル調査報告書」より	再生可能エネルギー熱の導入ポテンシャル等
賦存量	種々の制約要因（土地の傾斜、法規制、土地利用、居住地からの距離等）を考慮せず、設置可能面積、平均風速、河川流量等から理論的に推計することができるエネルギー資源量。	種々の制約要因（土地の傾斜、法規制、土地利用、居住地からの距離等）を考慮せず、設置可能面積、 <i>平均日射量、環境との温度差等</i> から理論的に推計することができるエネルギー資源量。
導入ポ テンシャル	エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因による設置の可否を考慮したエネルギー資源量であって、賦存量の内数。	エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因（ <i>熱需要の存在を含む</i> ）による設置の可否を考慮したエネルギー資源量であって、賦存量の内数。
シナリオ 別導入可 可能量	事業収支に関する特定のシナリオ（仮定条件）を設定して場合に具現化が期待されるエネルギー資源量であって、導入ポテンシャルの内数。	事業収支に関する特定のシナリオ（仮定条件）を設定して場合に具現化が期待されるエネルギー資源量であって、導入ポテンシャルの内数。

※ 斜体は熱特有の部分。

出典）（環境省, 2011b)に加筆

(3) 将来の熱需要見込量

将来の冷房・暖房・給湯エネルギー需要見込量(2013年以降の対策・施策に関する検討小委員会, 2013a)を、表 4-22、図 4-28 に示す。

世帯数・床面積の増減、HEMS・BEMS 導入、機器効率改善の効果による、熱需要の削減が見込まれている。2010年の熱需要は家庭 2900 万 kL、業務 3700 万 kL のところ、2050年(中位)は家庭 840 万 kL、業務 1000 万 kL まで減少すると見込まれている。

表 4-22 将来の家庭・業務の熱需要見込み

			現状	低位		中位		高位	
			2010	2030	2050	2030	2050	2030	2050
家庭	冷房	万kL	119	94	79	82	68	82	68
	暖房	万kL	1,233	983	671	793	224	763	214
	給湯	万kL	1,518			1,108	548		
業務	冷房	万kL	850	710	532	626	276	536	220
	暖房	万kL	1,863	1,175	877	1,040	411	824	309
	給湯	万kL	1,003			675	295		

出典) (2013年以降の対策・施策に関する検討小委員会, 2013a)

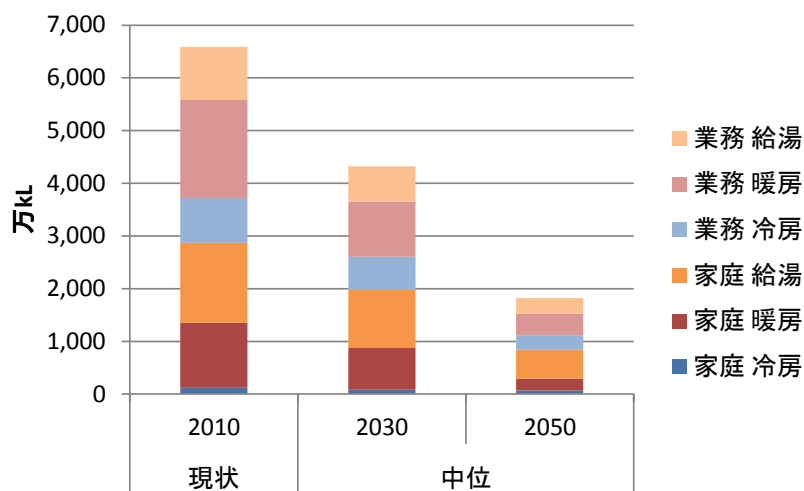


図 4-28 将来の家庭・業務の熱需要見込み

出典) 同上

(4) 再生可能エネルギー熱とその利用

再生可能エネルギー熱は、その温度帯の違いに応じて、乾燥・給湯・暖房・冷房等といった用途に利用することが可能である。図 4-29 にその利用方法の例を示す。バイオマスは、直接ストーブで燃焼して暖房に利用できるほか、ボイラ燃料として利用することで、蒸気による乾燥等利用や、温水による暖房・給湯に利用でき、温熱で駆動できる冷凍システムに用いれば冷房も可能である。太陽熱は温水を製造して暖房・給湯に利用することが多いが、バイオマス同様に冷房にも利用できる。地中熱・河川熱・下水熱等は、ヒートポンプの熱源として用いれば空気熱利用時よりも少ない化石燃料利用で暖房・冷房・給湯が可能であり、また、融雪や給湯予熱等の直接利用も可能である。

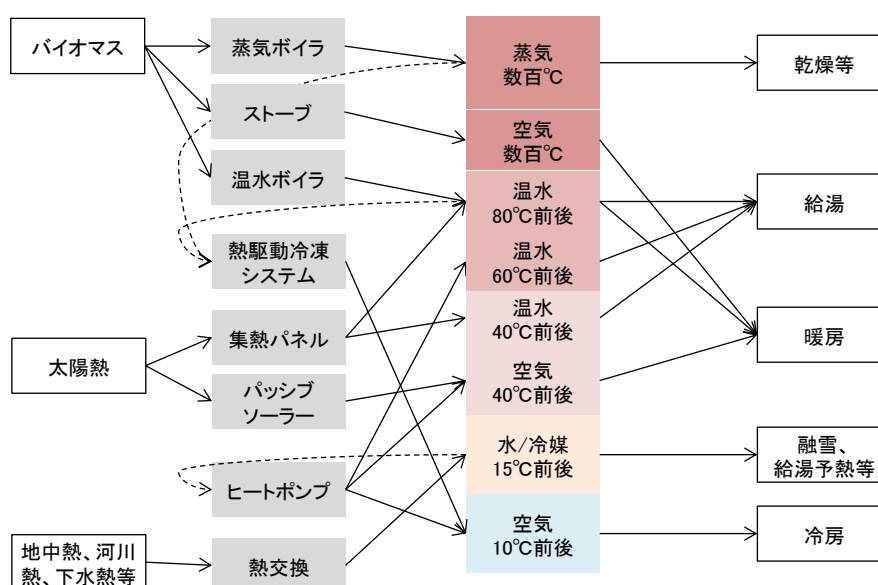


図 4-29 再生可能エネルギー熱とその利用

(5) 再生可能エネルギー熱「導入量」の定義

1) 本報告書における定義

再生可能エネルギー熱の「導入量」は、再生可能エネルギー電気等と同様、電気・熱・燃料の供給量で計上するものとした。これを図 4-30 に例示する。

例えば太陽光発電から 1kWh が発電された場合の再生可能エネルギー電気導入量は 1kWh であるのと同様に、バイオマスボイラから 1MJ の熱が供給されたときは、ボイラに投入されたバイオマスが 1.25MJ であったとしても再生可能エネルギー熱導入量は 1MJ と見なす。

ただし、熱利用にヒートポンプを用いる場合は、そのヒートポンプの駆動に必要な電力分は差し引く（発電の所内率などと同様と見なす）こととした。図 4-30 の例では、地中熱を用いて COP4 のヒートポンプで 1MJ の暖房用熱を供給した場合、地中熱利用量は 0.75MJ

であるが、0.25MJの電力がヒートポンプ駆動に必要であるためこの電力量を一次換算した値を差し引いた、0.375MJが再生可能エネルギー熱導入量となる（電力の一次換算係数は2.5とする）。同様に、バイオ燃料製造に直接エネルギーを用いる場合は、そのエネルギー分は差し引くこととした。

化石燃料削減量は、ベースライン技術を定めた上で、同量の電力・熱・燃料等を供給した場合の差分の化石燃料量として計上した。複数のベースライン技術が考え得る場合は、一定の想定を置いて加重平均を行った。

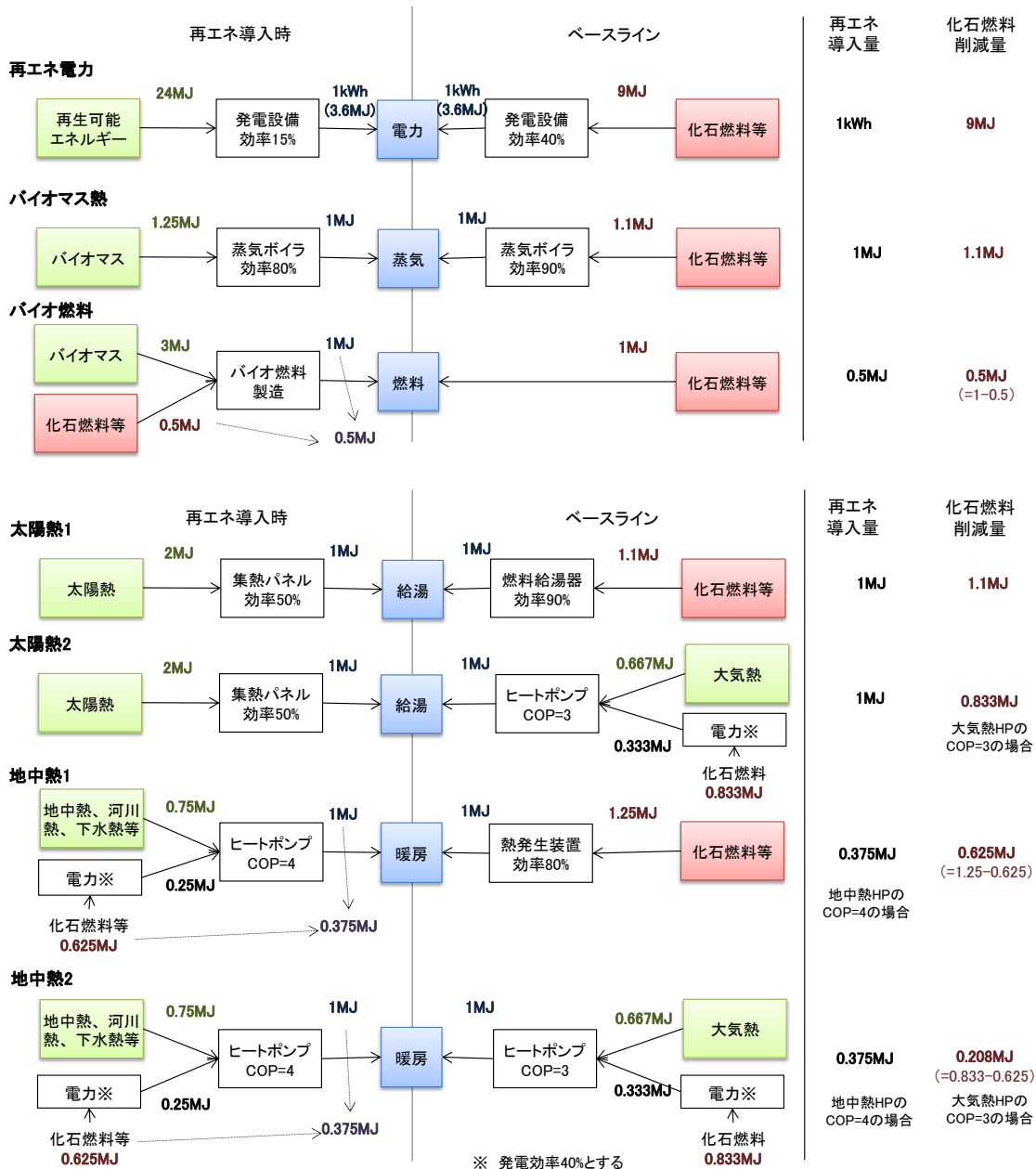


図 4-30 再生可能エネルギー熱導入量、化石燃料削減量の定義

2) (参考) EUにおけるヒートポンプ利用時の再生可能エネルギー利用量の定義

EUの「再生可能エネルギーの推進に関する指令」(EU, 2009)では、大気熱、地中熱、水熱を再生可能エネルギーとして位置付けている。

ヒートポンプで汲み上げる再生可能エネルギー熱量は、表 4-23 の数式によって計算している。このとき、地中熱等のヒートポンプ利用による再生可能エネルギー導入量を図 4-30 と同様に例示すると図 4-31 のとおりとなり、電力量を一次換算した値を差し引くかどうか図 4-30 の定義とは異なっている。ただし、EU ではヒートポンプの季節平均性能係数 (SPF)の条件があり、これを満たす場合は、図 4-30 の定義での再生可能エネルギー導入量が負にならない。

ヒートポンプによって供給される熱量、ヒートポンプの平均季節性能係数の推計方法についてのガイドラインが検討中となっている(当初は2013年1月1日までに策定される予定であったが、延期されている)。

表 4-23 EUにおけるヒートポンプ利用時の再生可能エネルギー利用量の定義

$E_{RES} = Q_{usable} \times (1 - 1/SPF)$	
E_{RES}	:再生可能エネルギー熱利用量
Q_{usable}	:ヒートポンプによって供給される熱の合計値(推計値)
SPF	:ヒートポンプの季節平均性能係数(推計値)
<p>ただし、$SPF > 1.15 \times 1/\eta$ (η:EUの平均発電効率)であること、 すなわち一次エネ比115%以上の熱が供給可能でなければならない。 例: $\eta = 40\%$の場合、$SPF > 2.875$</p>	

出典) (EU, 2009)

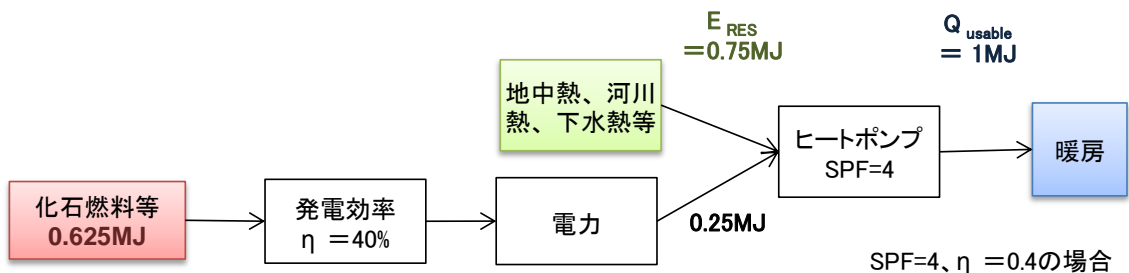


図 4-31 EUにおけるヒートポンプ利用時の再生可能エネルギー利用量の定義

3) (参考) ヒートポンプの効率

ヒートポンプの効率は、2050年までに大幅に改善することが見込まれている。

水冷ヒートポンプは、外気条件によっては必ずしも大気熱ヒートポンプよりも高効率であるとは限らない。今後も水冷ヒートポンプ・大気熱ヒートポンプともに技術開発が進展する見込みであることから(表 4-24、図 4-32)、省エネ効果の見積もりには留意が必要である。

本推計においては、平成 22 年度環境技術実証事業ヒートアイランド対策技術分野「地中熱・下水等を利用したヒートポンプ空調システム」(環境省, 2011a)において実証が行われた地中熱ヒートポンプによる冷暖房システムエネルギー効率が 3.92 であったことから、地中熱等の水冷ヒートポンプの COP を 4 とした。

表 4-24 ヒートポンプ効率向上の見込み

対策技術	効率指標	単位	現状	2020	2030	2040	2050
家庭用エアコン(冷房時)	成績係数 (販売ベース)	COP	4.8	6.5	8.0	8.0	8.0
家庭用エアコン(暖房時)	成績係数 (販売ベース)	COP	5.5	6.9	8.0	8.0	8.0
家庭用ヒートポンプ給湯器	成績係数 (販売ベース)	COP	4.9	5.5	6.0	6.3	6.5
業務用電気ヒートポンプ空調 (中央熱源方式)	成績係数 (販売ベース)	COP	5.5	6.8	8.0	8.0	8.0
業務用電気ヒートポンプ空調 (個別分散熱源方式)	成績係数 (販売ベース)	COP	4.2	4.6	5.0	5.5	6.0

出典) (2013 年以降の対策・施策に関する検討小委員会, 2013b)

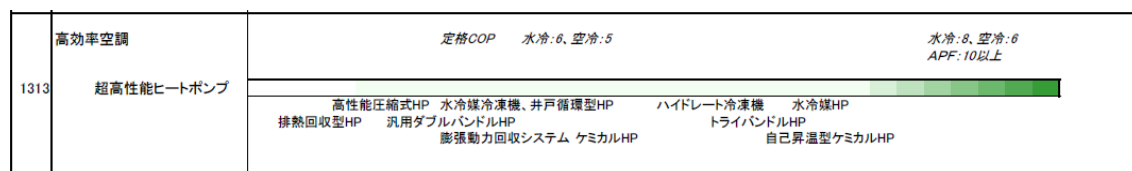


図 4-32 ヒートポンプ効率向上の目標

出典) (経済産業省, 2010)

4.3.2 建物における太陽熱導入見込量

(1) 太陽熱利用の導入見込量の考え方

太陽熱利用のコストは導入地点の自然条件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体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、支援策に導入主体がどの程度反応するかをモデル化して導入量を推計した。

その他は、業界団体であるソーラーエネルギー利用推進フォーラムの目標や、導入ポテンシャル調査（環境省, 2012b）を踏まえて設定した。

これらの考え方を表 4-25 にまとめた。

表 4-25 太陽熱利用の導入見込量の考え方

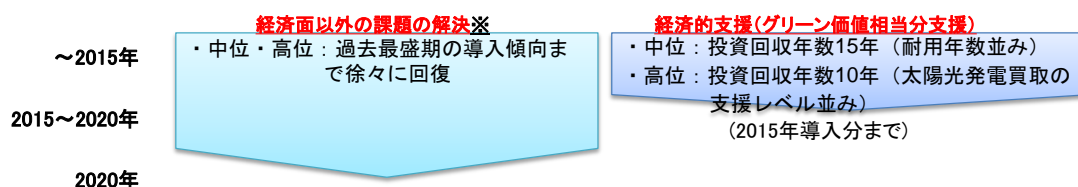
	低位	中位	高位
2020年	2030年下位ケースに向けての通過点として設定。	投資回収年数が15年（耐用年数に相当）となる支援を想定。 経済面以外の課題の解決により、消費者の導入意向が最盛期程度まで回復すると想定。	投資回収年数が10年（維持費等を除けばIRR約8%に相当）となる支援を想定。 経済面以外の課題の解決により、消費者の導入意向が最盛期程度まで回復すると想定。
2030年	ソーラーエネルギー利用推進フォーラムの目標（770万戸）を踏まえて設定。	低位と高位の中間と想定。	2050年まで太陽熱利用ポテンシャル相当量を全て活用するよう、直線的に増加すると想定。
2050年	2030年までのトレンドで2050年まで増加すると想定。	低位と高位の中間と想定。	環境省「平成23年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備等委託業務」（ポテンシャル調査）における「参考シナリオ1」における導入可能量を発現させる※1。

※1 昨年度までは、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（全国の導入ポテンシャル 190,245TJ（492万kL））を想定していた。

(2) 太陽熱利用の導入見込量（中位・高位、2020年）

中位・高位ケースの2020年は、「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。経済的支援は2015年までとし、経済面以外の課題の解決により世帯の導入意向を引き上げる（図 4-33）。

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。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 4-34）。



※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）を設定した。

図 4-33 住宅への太陽熱利用導入見込のシナリオ

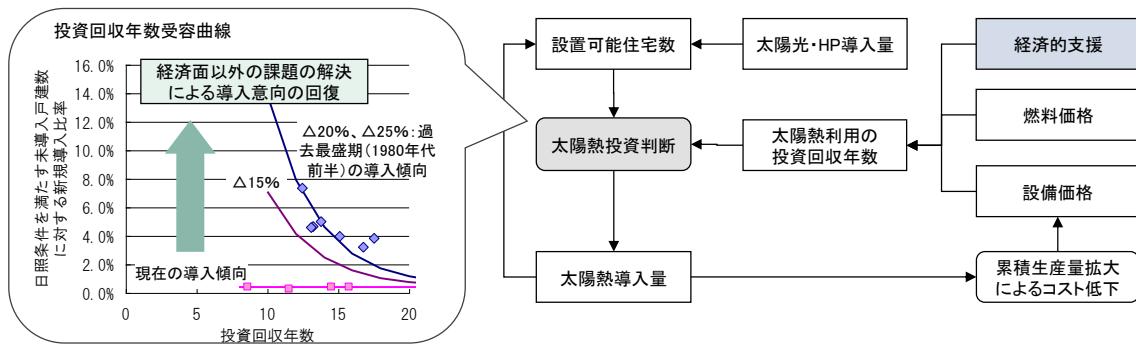


図 4-34 住宅への太陽熱利用導入見込量の推計フロー

(3) 太陽熱導入ポテンシャル（高位、2050年）

高位ケースの2050年は、環境省ポテンシャル調査(環境省, 2012b)での「参考シナリオ1」の太陽熱の最大導入可能量を導入するものとした。「参考シナリオ1」は、「レベル2」の設置可能面積をベースに、熱の移動が困難なことから建物の熱需要を勘案したもの(本報告書での「導入ポテンシャル」に対応)である(図 4-35)。

	「参考シナリオ1」で建物の熱需要を勘案した設置可能面積	「レベル2」で想定する太陽熱パネルの設置条件	再エネ熱導入量(=集熱量)		
			万kL/年		
			高位・2050		
小規模商業施設	—	—	家庭	戸建住宅等	752
中規模商業施設	—	—		中規模共同住宅	389
大規模商業施設	—	—	業務	余暇・レジャー	7
学校	—	—		宿泊施設	4
余暇・レジャー	エネルギー総需要量の5%に相当する面積と、パネルの設置面積(レベル2)のうち、小さい方	建築面積×0.78		医療施設	10
宿泊施設	—	—			
医療施設	—	—			
公共施設	—	—			
大規模共同住宅・オフィスビル	—	—			
戸建住宅等	4m ² とパネルの設置面積(レベル2)のうち、小さい方	建築面積×0.53			
中規模共同住宅	住戸数×2m ²	延床面積×0.16			
			合計		1,162

図 4-35 太陽熱利用の導入ポテンシャル

出典) (環境省, 2012b)

(4) 太陽熱利用の導入見込量

昨年度の検討結果を図 4-36 に、今年度の検討結果を図 4-37 に示す。今年度の検討では、2020年の導入見込量は80～178万kL、2050年の導入見込量は251～1162万kLとなった。家庭・業務部門別の導入量は表 4-26 に示すとおりであり、導入の大半は家庭部門で行われるものと見込んでいる。

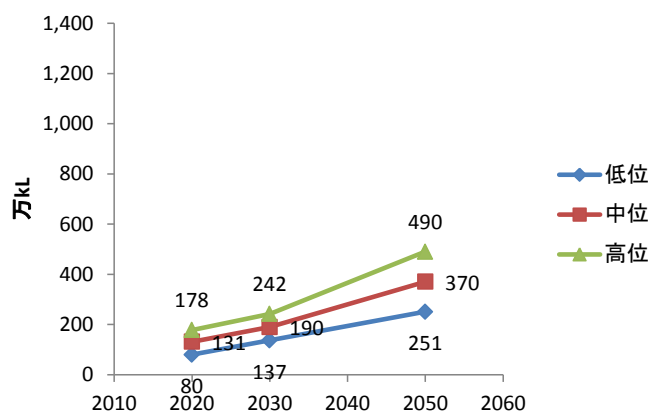


図 4-36 太陽熱利用の導入見込量 (昨年度)

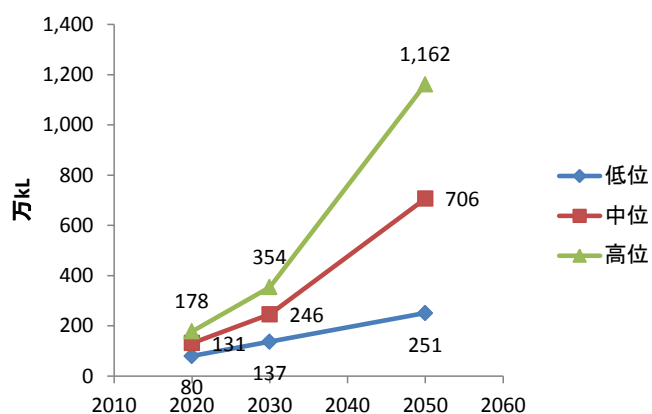


図 4-37 太陽熱利用の導入見込量 (見直し後)

表 4-26 太陽熱利用の導入見込量

	低位		中位		高位	
	家庭	業務	家庭	業務	家庭	業務
2020	77	3	127	4	169	8
2030	132	5	238	7	343	10
2050	243	8	692	15	1,140	21

4.3.3 民生部門における地中熱導入見込量

(1) 地中熱利用の導入見込量の考え方

地中熱利用は、熱交換パイプの敷設の容易性から、まず、戸建住宅、事務所、店舗、病院・診療所の新築に導入されると想定した。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ってまかなわれると想定した。戸建住宅については、全冷暖房需要が地中熱によってまかなわれると想定した。

これに加えて、既設建築のうち、駐車場などパイプ敷設に十分な土地を持つ既築建物については、駐車場面積で集熱できる熱を建物の冷暖房需要に用いると想定し、導入見込量を算出した。

これらの考え方を表 4-27、図 4-38 にまとめる。

表 4-27 地中熱利用の導入見込量の考え方

対象		考え方	
家庭（戸建）	寒冷地	新築	2050年に導入率をフローで100%
業務 （事務所、商業施設、 病院・診療所）	全国	新築	2050年に導入率をフローで100%
		既築 （駐車場）	2050年に条件を満たす駐車場への導入率100%

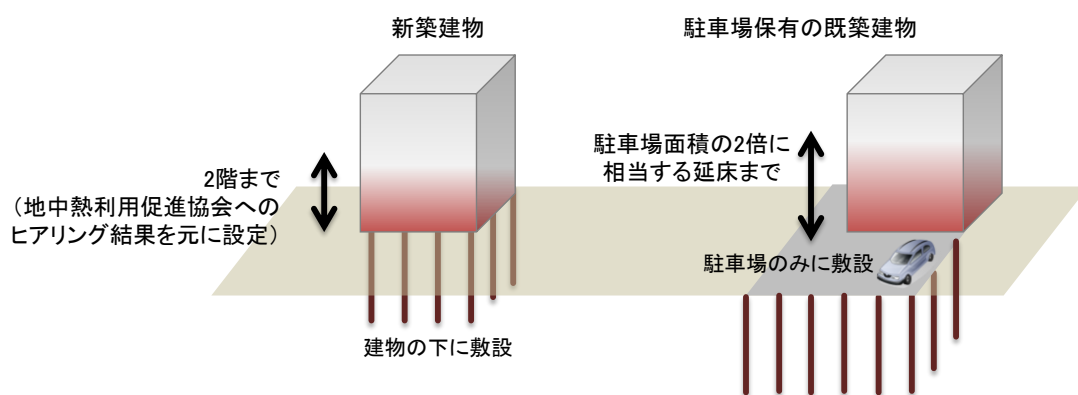


図 4-38 地中熱利用の導入見込量の考え方

(2) 家庭部門新築

戸建住宅の世帯数は、住宅太陽光の推計と同じ新築戸建住宅数（2010～2030年）の変化率を用いて試算した。2030年以降は2029-2030年間の変化率を用いて試算した（表 4-28）。

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、導入率は直線的に増加し、2050年には100%になると想定した（図 4-39）。

これらの住宅におけるエネルギー消費原単位を表 4-29 のとおり想定し、冷暖房需要が地中熱によって賄われるとした。

表 4-28 戸建住宅の世帯数の推計

(戸数)

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

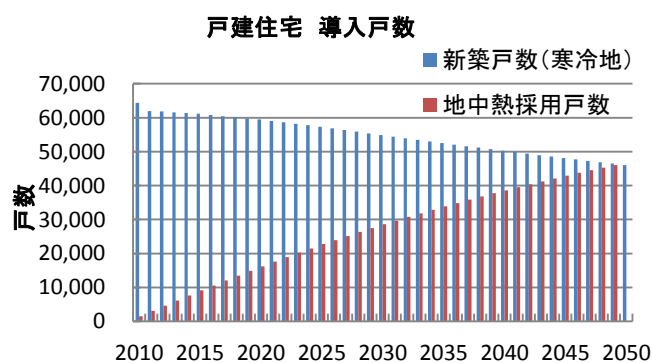


図 4-39 戸建住宅における地中熱利用導入戸数

表 4-29 戸建住宅のエネルギー消費原単位

		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)

(3) 業務部門新築

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、事務所、店舗、病院・診療所の延床面積を試算した（表 4-30）。

全地域の新築フローに対し、導入率は直線的に増加し、2050 年には導入率 100%になると想定した（図 4-40）。

これらの建物におけるエネルギー消費原単位を表 4-31 のとおり想定し、冷暖房需要が地中熱によって賄われるとした。

表 4-30 事務所、店舗、病院・診療所の建物数の推計

(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。

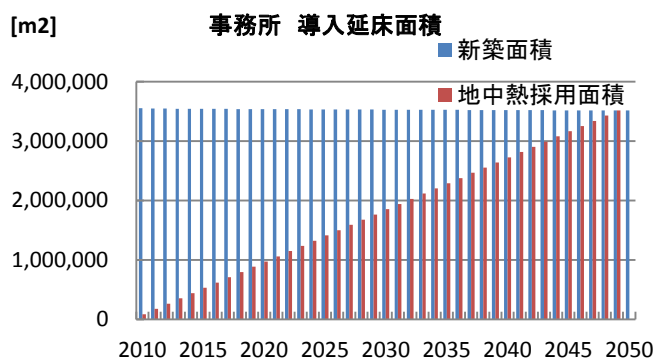


図 4-40 事務所における地中熱利用導入延床面積

表 4-31 事務所、店舗、病院・診療所のエネルギー消費原単位

		暖房	冷房	その他熱需要	照明・動力・その他
事務所	MJ/m2・年	182	378	121	893
店舗	MJ/m2・年	461	961	307	2267
病院・診療所	MJ/m2・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

(4) 業務部門既築

事務所用、店舗用、病院・診療所用の駐車場面積の 2 倍に相当する延床での冷暖房需要が、地中熱により賄われると想定した。ただし、500m²以上の駐車場（駐車台数約 20 台以上）に限るものとする。また、2 階未満の建物（建物全体の 56%）へは、新築での導入ポテンシャルとの重複があるため差し引くこととした。対象となる面積を図 4-41 に示す。

2050 年で全てのポテンシャルを発現すると想定し、2050 年までの中間年の導入量は、前述した新築への導入量に比例とするとした。

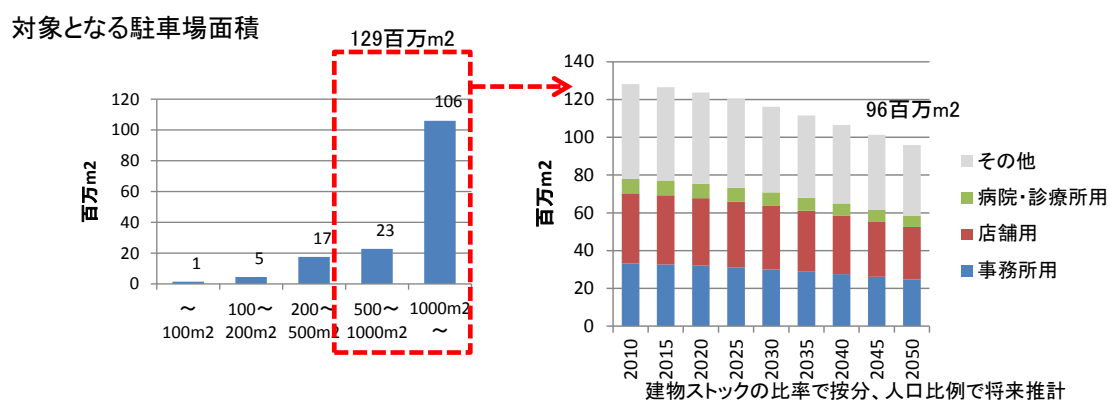


図 4-41 業務部門（既築）の地中熱利用設置対象面積

出典）平成 20 年法人土地調査より作成

(5) 地中熱の導入見込量

以上を踏まえると、2050 年の冷暖房の供給可能熱量は約 580 万 kL となると見込まれた（表 4-32）。

地中熱ヒートポンプの COP を 4、発電効率を 40% として、再生可能エネルギー熱導入量に換算すると、約 217 万 kL となった（表 4-33）。再生可能エネルギー熱導入量と、地中熱による冷暖房の供給可能熱量の関係を図 4-42 に示す。

表 4-32 地中熱による暖房・冷房・給湯用熱の供給可能熱量

			万kL/年			
			2020	2030	2040	2050
家庭	戸建	新築	2	9	18	30
		既築	2	8	18	32
業務	事務所	新築	7	27	59	105
		既築	6	23	51	90
	店舗	新築	17	63	140	247
		既築	1	3	6	11
	病院・診療所	新築	4	17	37	66
		既築	1	3	6	11
小計			37	141	312	550
合計			39	150	330	580

表 4-33 地中熱利用の導入見込量

万kL/年

			2020	2030	2040	2050
家庭	戸建	新築	1	3	7	11
業務	事務所	既築	1	3	7	12
		新築	3	10	22	39
	店舗	既築	2	9	19	34
		新築	6	24	53	93
	病院・診療所	既築	0	1	2	4
		新築	2	6	14	25
小計			14	53	117	206
合計			15	56	124	217

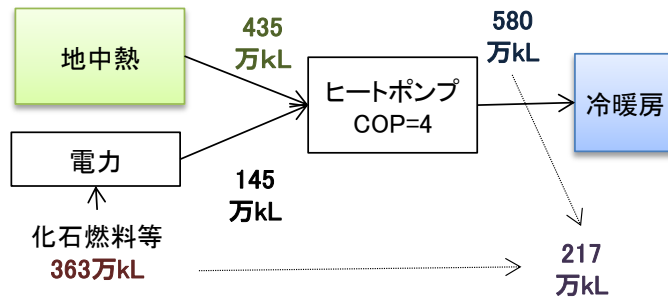


図 4-42 地中熱利用の導入見込量と供給可能熱量

4.3.4 地下水熱導入見込量

我が国で既に利用している地下水利用量は 100 億 m³ 弱であり（図 4-43）、地下水と大気の温度差 2℃分のエネルギーを利用すると想定して利用可能熱量を算出すると、186 万 kL となる。地下水熱ヒートポンプの COP を 4、発電効率を 40% とすると、再生可能エネルギー導入ポテンシャルは 93 万 kL に相当する（表 4-34）。再生可能エネルギー熱導入量と、地中熱による冷暖房の供給可能熱量の関係を図 4-44 に示す。

地下水利用量が今後も一定であると仮定として、導入ポテンシャル 93 万 kL を 2050 年の発現量と想定し、2050 年までは直線的に導入が拡大すると想定した（図 4-45）。

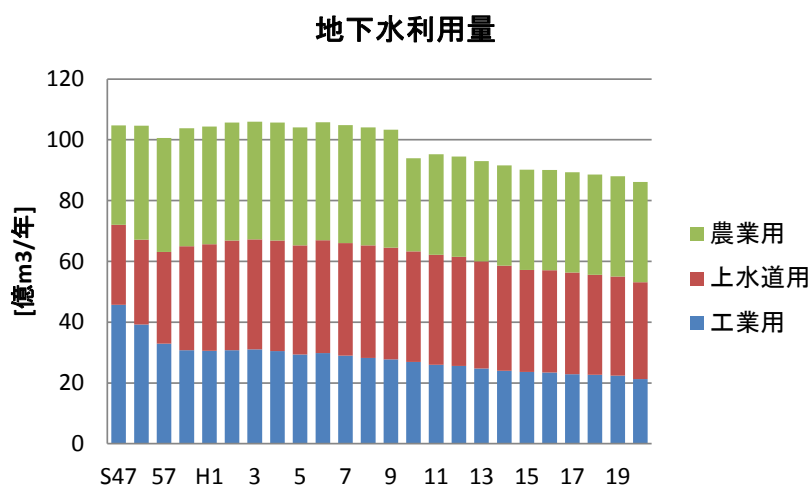


図 4-43 我が国の地下水利用量

出典) 環境省「環境統計集 平成 24 年度版」

表 4-34 地下水熱の導入見込量

	地下水等利 用量 [億m ³ /年]	地下水熱 利用可能量 [万kL/年]	再エネ導入 量 [万kL/年]
工業用	21.3	46	23
上水道用	31.8	69	34
農業用	33.0	71	36
合計	86.1	186	93

※利用量は 2008 年ベース。

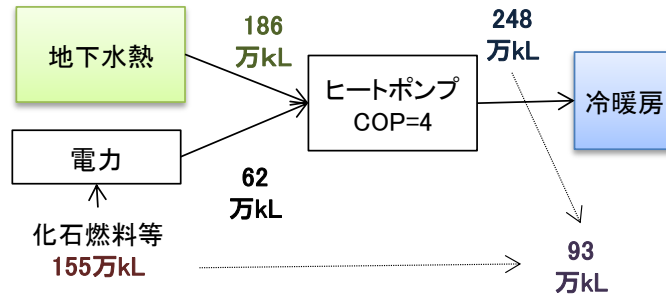


図 4-44 地下水熱の導入見込量と供給可能熱量

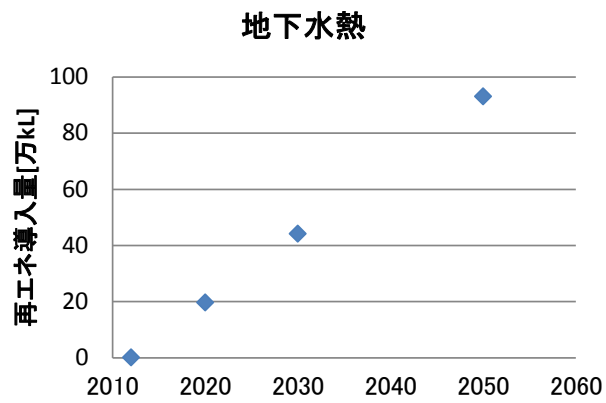


図 4-45 地下水熱の導入見込量

4.3.5 農業部門における再生可能エネルギー導入見込量

農業のガラス室・ハウス等におけるエネルギー消費量を、農林水産省が実施した「園芸用ガラス室、ハウス等の設置状況」「加温設備別設置面積」から得られる加温設備の種類別設置面積と、農林水産省が提供する暖房燃料消費試算ツールから得られる面積あたり暖房燃料消費量を乗じることで推計した（図 4-46）。

推計の結果、農業のガラス室・ハウス等において、年間 1316 万 kL の熱需要が存在する（表 4-35）。これは家庭の冷暖房・給湯熱需要の合計に匹敵する量である。

加温設備の種類別設置実面積 × 面積あたり暖房燃料消費量

(単位:千㎡)		野菜	花卉	果樹
合計		136,864	53,389	32,754
小計		129,952	52,505	32,477
石油利用	油温	122,250	48,166	31,271
	温風	7,138	4,284	490
	蒸気	60	36	0
	電熱	504	40	16
太陽熱利用	小計	141	28	3
	水中蓄熱	53	21	0
	グリーンハウス方式(水蓄熱)	83	4	3
	温熱蓄熱方式	2	0	0
	その他	23	3	0
地下水等利用	小計	5,462	550	22
	地中熱利用	350	389	15
	ウォータークーリング	5,037	17	7
	グリーンハウス方式	53	21	0
	ヒートポンプ	10	116	0
石油代替燃料の利用	小計	1,409	306	262
	石炭・コークス	21	22	0
	LPGガス	1,084	142	248
	都市ガス(炭材産廃)	104	78	3
	その他	190	64	1
合計のうち地中加温設備のあるもの		192	3	0

項目	値
地域	札幌
設定温度	22°C
暖房効率	45%
開口(㎡)	7.2
開口高(㎡)	5%
軒高(㎡)	2.1
床面積	360
総面積	708.24
内装材	1層(塩ビ)
内断熱	断熱+10°C
断熱材	1層(1層)
風速補正	一般地(内断熱)
暖房7日	11月~1日
燃料種類	[A] 石油
燃料単価	10.3
原油換算(万kL)	789
燃料単価(円/L)	79
燃料単価(円/kWh)	27.4
原油換算(万kWh)	77.4

農水省の暖房燃料消費試算ツール(先進的省エネルギー加温設備等導入事業)より計算

- 間口7.2m・奥行き50m・軒高2.1m(床面積360m²)のハウスを想定
- 作物別に温度帯を想定

「加温設備別設置面積」(農水省)、「園芸用ガラス室、ハウス等の設置状況」(生産局野菜課)

図 4-46 農業のガラス室・ハウス等におけるエネルギー消費量の推計

表 4-35 農業のガラス室・ハウス等におけるエネルギー消費量推計結果

	野菜	花き	果樹	計
原油換算(万kL)	789	331	196	1,316

4.3.6 再生可能エネルギー熱導入見込量まとめ

4.3.2 ~4.3.5 で推計した再生可能エネルギー熱導入見込量を図 4-47 にまとめた。

高位対策導入シナリオ(図 4-47 で示した需要の幅のうち下限)では、建物の冷暖房・給湯需要も大幅に減少するため、熱供給ポテンシャルを十分に活かすためには、家庭・業務建物に加え、農業のハウス等加温や、そのほかの冷暖房以外の熱需要が多く発生する業種についての需要分析が今後必要となる。

なお、「4.3.1 (5) 再生可能エネルギー熱「導入量」の定義」で述べたとおり、再生可能エネルギー熱導入見込量分の化石燃料が必ずしも削減可能というわけではない。ベースライン技術として大気熱ヒートポンプが想定される需要の場合は、化石燃料削減量・CO₂削減量はこれよりも小さい数値となり得ることに留意が必要である。

供給	需要						
	家庭			業務			農業
	暖房 671~214 万kL	冷房 79~68 万kL	給湯 548 万kL	暖房 877~309 万kL	冷房 532~220 万kL	給湯 295 万kL	ハウス等 加温 1316万kL
太陽熱	243~1140万kL			8~21万kL			
地中熱	11万kL			206万kL			
地下水熱	93万kL						
バイオマス熱							

※2050年の高位～低位の需要、再生可能エネルギー導入見込量を記載。

図 4-47 再生可能エネルギー熱導入見込量まとめ

4.4 参考

4.4.1 固定価格買取制度

(1) 固定価格買取制度における買取価格・期間

2012年4月の調達価格等算定委員会「平成24年度調達価格及び調達期間に関する意見」(調達価格等算定委員会, 2012b)において決定された平成24年度の再生可能エネルギー電気の価格・期間と、昨年度検討(環境省, 2012a)で提案していた買取価格・期間を表4-36に比較する。全体的に、調達価格等算定委員会が決定した買取価格は、昨年度検討で提案していた買取価格よりも高額である。

表 4-36 固定価格買取制度における買取価格・期間

		昨年度検討会提案			買取期間 [年]	固定価格買取制度 (2012年)		
		買取価格[円/kWh]				買取価格 [円/kWh]	買取期間 [年]	
		低位 ケース	中位 ケース	高位 ケース				
 太陽光発電	住宅*	41	41	41	10	10kW未満	42	10
	非住宅 ・メガソーラー*	30	35	41	15	10kW未満 (ダブル発電)	34	10
 風力発電	陸上	18	20	22	15	20kW未満	55	20
	洋上	30				20kW以上	22	
 中小水力発電	1~3万kW	15	21	11	15	1,000~3万kW	24	20
	1,000~1万kW			14				
	100~1,000kW			25				
	10~100kW							
 地熱発電	フラッシュ	20			15	15,000kW未満	40	15
	バイナリ	23				~15,000kW	26	
	温泉	33						
 バイオマス 発電	木質系	13	20	30	15	リサイクル木材燃焼発電	13	20
				一般木材等燃焼発電		24		
	未利用木材燃焼発電			32				
	廃棄物(木質以外)燃焼発電			17				
	メタン発酵ガス化発電			39				
その他	33							

*初年度の買取価格

出典) (環境省, 2012a)、(調達価格等算定委員会, 2012b)より作成

(2) 買取価格に対応する IRR






調達価格等算定委員会は、我が国で標準的に設定すべき IRR は税引前 5~6%程度としている一方、当初3年間は、リスクが中程度の電源に対して設定する IRR は、税引前 7~8%としている(表4-37)。現在の買取価格の前提となる IRR と、4年後見込まれる IRR と買取価格の水準を表4-38に示す。

表 4-37 固定価格買取制度において設定すべき IRR

- ドイツやスペインでは、それぞれ税引前7%程度、税引前8.5～10%程度のIRRを設定している。日本との金利差(ドイツで1%程度、スペインで4%程度)を考慮すれば、両国のIRRと同程度のIRRとして我が国で標準的に設定すべきIRRは、税引前5～6%程度と考えることができる。3年間は、例外的に、利潤に特に配慮するものとする旨の規定(法律附則第7条)がなかった場合には、この程度のIRRの水準が我が国では妥当であると考えられる。
- 実際には、施行後3年間は、例外的に、利潤に特に配慮する必要があることを加味し、これに更に1～2%程度を上乗せし、税引前7～8%を当初3年間のリスクが中程度の電源に対して設定するIRRとすることとした。無論、3年間経過後は、この上乗せ措置は、廃止されるものである。

出典) (調達価格等算定委員会, 2012b)

表 4-38 固定価格買取制度における買取価格・IRR

		施行後3年		その後	
		IRR	買取価格 [円/kWh]	IRR	買取価格 [円/kWh]
 太陽光発電	10kW未満	3.2%	42	3.2%	
	10kW以上	6%	40	4%	
 風力発電	20kW未満	1.8%	55	—	—
	20kW以上	8%	22	6%	19.4
 中小水力発電	1,000～3万kW	7%	24	5%	21.5
	200～1,000kW	7%	29	5%	26.7
	200kW未満		34	5%	31
 地熱発電	15,000kW未満	13%	40	11%	36.5
	～15,000kW		26	11%	23.5
 バイオマス 発電	リサイクル木材燃焼発電	4%	13	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> バイオマス資源区毎の導入見込量から調達単価の加重平均(20円/kWh)を算出して推計。 IRRが2%低下する調達単価として18円/kWhを想定して推計。 </div>	
	一般木材等燃焼発電	4%	24		
	未利用木材燃焼発電	8%	32		
	廃棄物(木質以外)燃焼発電	4%	17		
	メタン発酵ガス化発電	1%	39		

*太陽光は初年度の買取価格。
*IRRは税引き前。

出典) (調達価格等算定委員会, 2012b)より推計

(3) 固定価格買取制度に基づく導入実績

固定価格買取制度に基づくサーチャージ額の見込み、再生可能エネルギーの導入状況、回避可能費用単価はそれぞれ表 4-39、表 4-40、表 4-41 のとおりである。

表 4-39 資源エネルギー庁によるサーチャージ額の見込み

<p>2012年度のサーチャージ額の試算値 (試算結果)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・サーチャージ額 約0.2円/kWhから約0.4円/kWh程度 ・月額電力料金7,000円の標準的家庭(300kWh/月)で、一月当たりのサーチャージ額 概ね70~100円程度(既設の設備からの発電量を買取るか否かでも幅が生じる)。

出典) (調達価格等算定委員会, 2012a)

表 4-40 2012年度における再生可能エネルギーの導入状況(11月末時点)

	2011年度末時点における累積導入量	2012年4月~11月末までに運転開始した設備容量(速報値※1)	2012年度末までの導入予測	(参考) 11月末までに認定を受けた設備容量
太陽光(住宅)	約400万kW	102.7万kW (4~6月 30.0万kW)	約150万kW	72.7万kW (前月比+14.1万kW)
太陽光(非住宅)	約80万kW	37.1万kW (4~6月 0.2万kW)	約50万kW	253.5万kW (前月比+90.8万kW)
風力	約250万kW	1.4万kW (4~6月 0万kW)	約38万kW	34.3万kW (前月比+0.7万kW)
中小水力(1000kW以上)	約935万kW	0.1万kW (4~6月 0.1万kW)	約2万kW	0万kW
中小水力(1000kW未満)	約20万kW	0.2万kW (4~6月 0.1万kW)	約1万kW	0.2万kW (前月比+0万kW)
バイオマス	約210万kW	2.8万kW ※2 (4~6月 0.6万kW)	約9万kW	4.0万kW (前月比+3.4万kW)
地熱	約50万kW	0万kW	0万kW	0.1万kW (前月比+0.1万kW)
合計	約1,945万kW	144.3万kW	約250万kW	364.8万kW

※設備の設置に時間を要する大規模な設備は今年度中に売電開始まで至らないものもある。

出典) (資源エネルギー庁, 2012)

表 4-41 各電力会社の回避可能費用単価

電力会社	円/kWh
北海道	6.24
東北	5.92
東京	8.06
中部	6.57
北陸	4.33
関西	5.09
中国	6.31
四国	4.82
九州	5.10
沖縄	8.19

出典) (経済産業省, 2012)

4.4.2 再生可能エネルギーの導入ポテンシャル

(1) 導入ポテンシャル調査

環境省では、平成 21 年度・22 年度の継続調査として、平成 23 年度には再生可能エネルギーの導入ポテンシャル（地域別、導入可能レベル別）の精査と、シナリオ別の導入可能量の再推計を実施している（環境省, 2012b）。

導入ポテンシャルとは、エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因（熱の場合は需要の存在も含む）による設置の可否を考慮したエネルギー資源量であって、賦存量の内数である（図 4-48、表 4-42）。

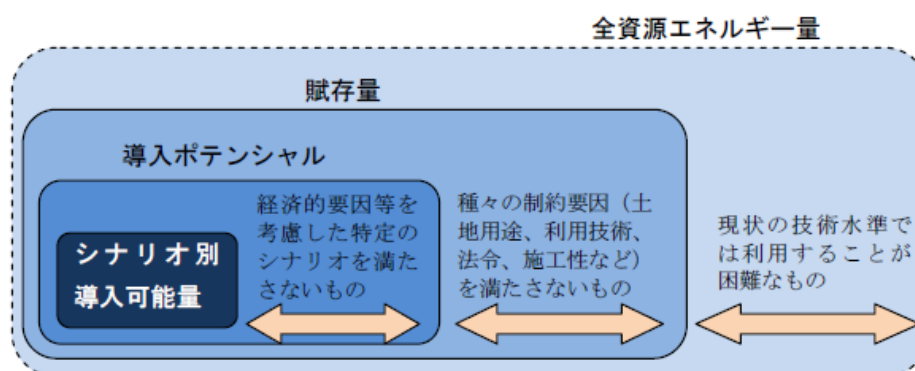


図 4-48 再生可能エネルギー電気の導入ポテンシャルの定義

出典) (環境省, 2012b)

表 4-42 再生可能エネルギー電気の導入ポテンシャルの定義

	H22までの推計方法	導入ポテンシャルの再推計の概要
太陽光発電（非住宅用）	建物・土地等のサンプル図面を入手して設置可能係数を算出し、全国の統計値を乗じることで推計	撤去費用の考慮 ※このほか、個別建築物等（住宅含む）に着目する手法でのポテンシャルの推計も実施。
風力発電	高度化した風況マップと、送電線距離・自然公園等条件から推計	撤去費用の考慮 必要な接続道路幅の拡張 系統連系のない島嶼部の控除
中小水力発電	資源分布と、道路からの距離等・法規制等の条件から推計	撤去費用の考慮 既設水力発電の考慮
地熱発電	熱水系地熱資源分布図と、社会条件等から推計	撤去費用の考慮 必要な接続道路幅の拡張 開発不可エリア境界部分の取扱い精緻化

(2) 再生可能エネルギーポテンシャルの地域分布

再生可能エネルギーの導入ポテンシャルを、電力、熱別にを図 4-49、表 4-43 に示す。

再生可能エネルギー電気の導入ポテンシャルは、風力発電の北海道・東北への偏在が目立つ。また、再生可能エネルギー熱の導入ポテンシャルは、地中熱は東日本に集中しているが、太陽熱・バイオマス熱は全国に分布している。

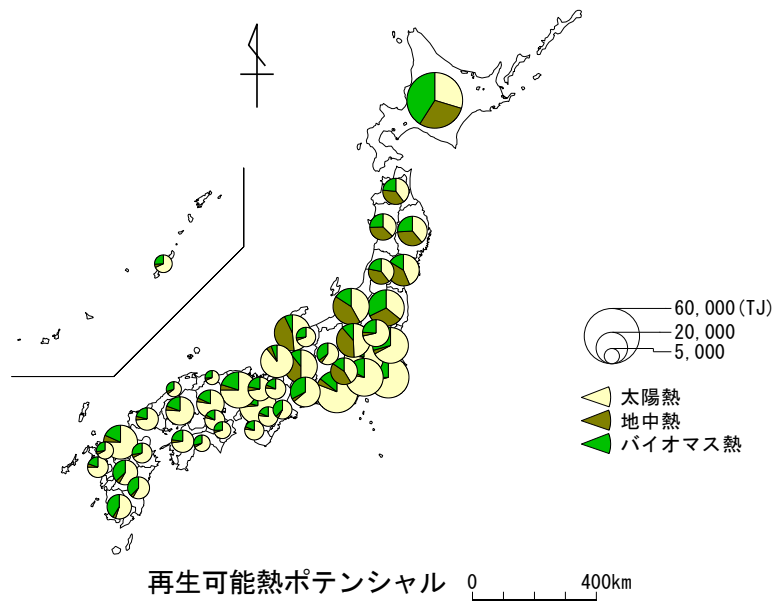
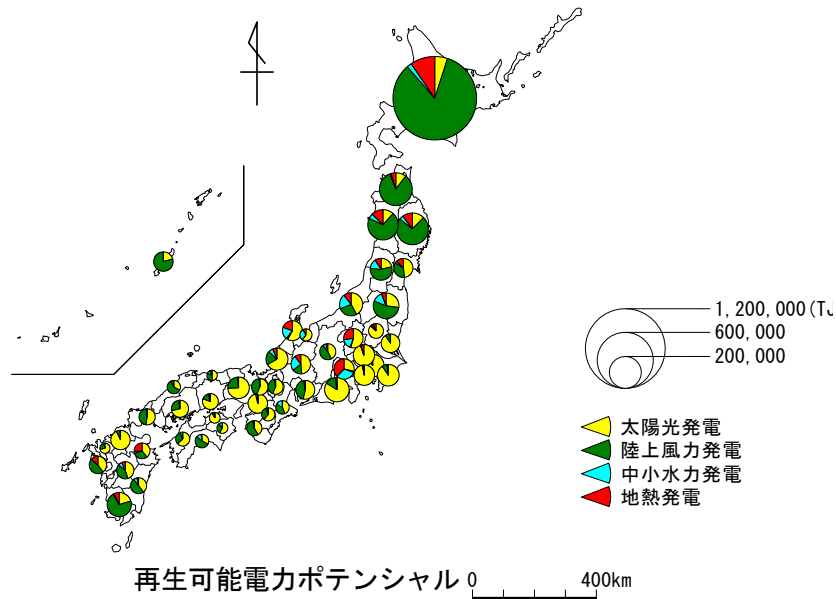


図 4-49 再生可能エネルギー電力・再生可能エネルギー熱ポテンシャルの地域分布
 ポテンシャル：現在の技術水準で利用でき、種々の制約要因（土地用途、利用技術、法令、施工性など）を満たす資源量。経済性要因等は考慮しない。

出典) 太陽光発電・中小水力発電：(環境省, 2012b)、陸上風力発電・地熱発電：(環境省, 2011a)、バイオマス熱：(NEDO, 2011)、太陽熱・地中熱：(環境省, 2012b)より、熱需要を考慮したシナリオ

表 4-43 再生可能エネルギー電力・再生可能エネルギー熱ポテンシャルの地域分布

	太陽光発電	陸上風力発電	中小水力発電	地熱発電	太陽熱	地中熱	バイオマス熱	再生可能電力ポテンシャル	再生可能熱ポテンシャル
	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ
北海道	63,674	1,073,088	23,590	122,489	17,344	17,169	23,986	1,282,841	58,499
青森県	20,274	165,704	2,138	9,260	5,129	4,746	3,033	197,375	12,908
岩手県	22,983	136,199	7,566	18,936	6,408	5,791	4,265	185,684	16,464
宮城県	32,021	23,874	2,308	8,193	8,185	7,567	3,042	66,396	18,794
秋田県	19,657	118,871	8,984	21,346	4,899	4,877	3,332	168,859	13,108
山形県	18,798	48,737	12,516	8,186	4,864	4,757	2,692	88,237	12,313
福島県	32,720	65,211	15,661	7,119	8,890	7,939	8,006	120,712	24,835
茨城県	57,559	5,506	242	118	16,193	818	7,091	63,425	24,102
栃木県	35,273	1,350	1,691	2,436	9,790	616	3,275	40,750	13,681
群馬県	37,629	892	11,543	18,877	10,601	8,422	2,434	68,940	21,457
埼玉県	79,176	310	383	3,869	22,300	1,279	5,240	83,738	28,819
千葉県	77,562	6,751	33	1,464	22,676	1,307	8,100	85,809	32,083
東京都	83,341	7,335	310	2,635	23,166	1,754	8,773	93,621	33,693
神奈川県	74,019	716	896	1,112	20,852	1,234	4,714	76,742	26,800
新潟県	41,276	26,023	20,097	10,438	10,345	10,434	3,917	97,834	24,696
山梨県	21,586	1,708	23,819	28,449	5,550	5,791	2,068	75,562	13,409
長野県	19,984	22,475	2,935	1,712	5,306	448	3,126	47,107	8,880
静岡県	92,371	15,859	1,837	118	26,942	1,583	4,797	110,185	33,322
富山県	15,974	248	8,285	2,282	4,938	292	1,876	26,790	7,106
石川県	42,023	1,956	14,548	14,170	11,868	10,823	1,735	72,697	24,426
岐阜県	33,663	10,976	17,581	7,001	10,279	8,082	2,202	69,221	20,563
愛知県	34,989	28,209	1,609	310	10,609	598	5,427	65,117	16,634
三重県	14,901	12,992	5,313	166	3,886	295	2,572	33,372	6,753
福井県	59,233	17,902	6,043	5,544	17,792	1,014	1,150	88,722	19,956
滋賀県	23,536	16,803	927	319	5,971	394	1,446	41,585	7,811
京都府	28,048	21,099	685	7	7,673	584	2,324	49,838	10,581
大阪府	67,089	2,466	113	7	19,010	1,402	5,431	69,675	25,843
兵庫県	63,143	20,637	683	527	18,446	1,201	4,961	84,990	24,608
奈良県	19,579	10,638	1,494	234	5,517	329	1,344	31,945	7,190
和歌山県	17,503	23,115	576	783	5,398	295	1,309	41,976	7,002
鳥取県	9,781	6,373	2,005	1,431	2,587	206	989	19,590	3,782
島根県	10,573	19,224	1,787	785	2,794	238	1,288	32,370	4,320
岡山県	37,189	6,492	1,242	1,202	11,048	625	2,583	46,124	14,256
広島県	38,499	13,909	1,398	0	11,459	699	2,931	53,806	15,089
山口県	25,285	21,938	609	196	6,981	495	2,004	48,028	9,480
徳島県	12,702	6,698	2,337	78	3,785	230	1,360	21,815	5,375
香川県	19,375	1,579	107	31	5,961	323	1,259	21,091	7,543
愛媛県	22,831	11,114	1,906	132	6,818	411	2,143	35,984	9,372
高知県	10,760	18,286	3,841	596	3,443	225	1,478	33,484	5,146
福岡県	64,016	4,376	301	189	16,360	1,377	3,965	68,882	21,702
佐賀県	13,693	4,482	295	475	3,681	305	1,495	18,946	5,481
長崎県	22,265	25,442	312	7,358	6,047	433	1,583	55,377	8,063
熊本県	24,510	22,106	3,997	3,751	6,718	561	4,277	54,364	11,556
大分県	18,135	13,866	1,874	12,029	5,026	385	2,042	45,904	7,453
宮崎県	18,587	23,549	3,333	1,438	5,294	367	3,390	46,907	9,051
鹿児島県	21,773	76,450	1,234	7,770	6,163	449	4,605	107,227	11,217
沖縄県	14,319	54,817	51	0	4,017	356	1,523	69,187	5,896
合計	1,633,872	2,218,354	221,034	335,570	459,009	119,526	172,582	4,408,831	751,117

ポテンシャル：現在の技術水準で利用でき、種々の制約要因（土地用途、利用技術、法令、施工性など）を満たす資源量。経済性要因等は考慮しない。

出典）太陽光発電・中小水力発電：（環境省、2012b）、陸上風力発電・地熱発電：（環境省、2011a）、バイオマス熱：（NEDO、2011）、太陽熱・地中熱：（環境省、2012b）より、熱需要を考慮したシナリオ

(3) エネルギー需要の地域分布

一方、家庭・産業・業務部門のエネルギー需要を、電力・熱別に図 4-50、表 4-44 に示す。エネルギー需要は関東・中京・大阪都市圏に多い。また、東北・北海道では家庭における熱需要比率が大きい。

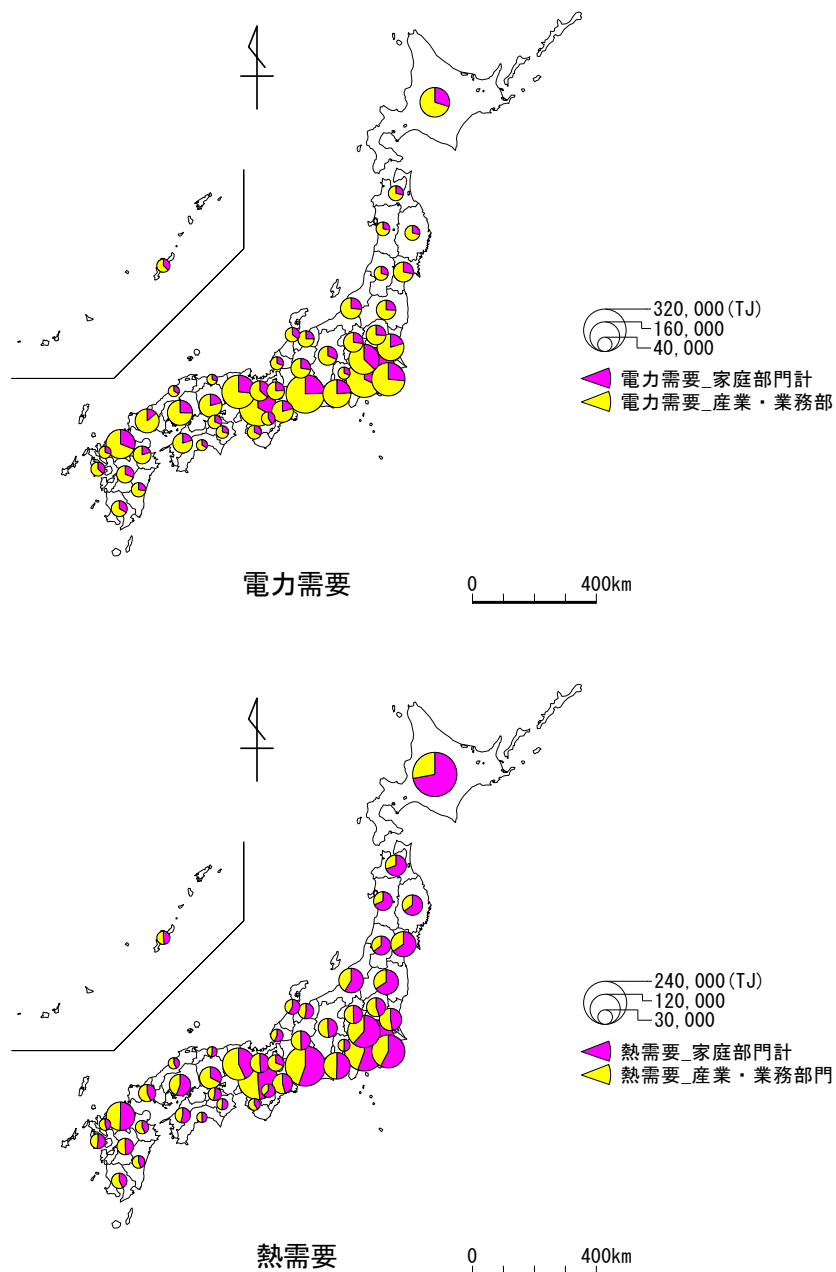


図 4-50 電力需要・熱需要の地域分布

出典) 資源エネルギー庁「都道府県別エネルギー消費統計」「エネルギー消費統計」より 2010 年度データ。

灯油・重油・天然ガス・都市ガス・LPG 使用を熱需要と見なしている。

表 4-44 電力需要・熱需要の地域分布

	電力需要 産業・業務 部門計	熱需要 産業・業務部 門計	電力需要 家庭部門 計	熱需要 家庭部門計
	TJ	TJ	TJ	TJ
北海道	103,270	66,812	43,794	172,697
青森県	26,883	16,430	10,768	37,010
岩手県	26,882	17,701	10,761	32,793
宮城県	48,495	26,828	18,899	50,485
秋田県	23,111	13,569	8,807	29,390
山形県	23,335	15,523	9,648	28,256
福島県	47,490	25,521	16,258	49,170
茨城県	95,741	31,819	24,415	28,883
栃木県	48,745	24,283	16,876	19,477
群馬県	47,242	20,520	17,443	20,239
埼玉県	96,699	49,615	57,344	79,358
千葉県	136,646	56,551	49,314	77,456
東京都	215,983	105,897	118,335	137,727
神奈川県	151,060	83,872	71,362	104,711
新潟県	55,045	30,483	19,947	43,180
山梨県	17,023	8,721	7,690	8,860
長野県	41,492	22,815	18,939	21,359
静岡県	100,050	42,823	31,744	43,565
富山県	33,694	13,767	11,209	15,514
石川県	22,348	11,280	12,169	15,845
岐阜県	47,256	22,637	17,696	22,106
愛知県	189,010	87,943	61,252	109,280
三重県	62,685	26,550	16,237	22,495
福井県	19,366	8,226	8,723	10,735
滋賀県	39,698	22,435	13,015	9,881
京都府	43,192	23,735	24,447	22,327
大阪府	155,308	98,993	77,792	93,138
兵庫県	137,010	71,707	49,725	54,025
奈良県	18,081	8,517	12,462	13,952
和歌山県	21,969	10,170	10,230	7,018
鳥取県	12,523	5,782	5,523	6,377
島根県	13,890	8,860	6,870	6,526
岡山県	69,768	39,310	18,469	18,888
広島県	79,030	24,681	26,766	31,012
山口県	82,885	20,483	13,419	15,491
徳島県	18,857	7,260	7,593	7,857
香川県	21,743	9,693	9,641	11,238
愛媛県	52,501	12,996	13,145	15,534
高知県	13,719	6,477	6,881	6,446
福岡県	97,681	48,781	43,758	50,225
佐賀県	17,381	9,073	7,387	7,318
長崎県	20,896	12,965	12,050	13,962
熊本県	34,488	16,921	15,186	16,385
大分県	42,607	12,425	10,605	9,244
宮崎県	25,028	10,801	9,449	8,665
鹿児島県	28,408	16,548	14,088	12,382
沖縄県	18,294	10,916	10,804	10,249
合計	1,633,872	1,633,872	1,633,872	1,633,872

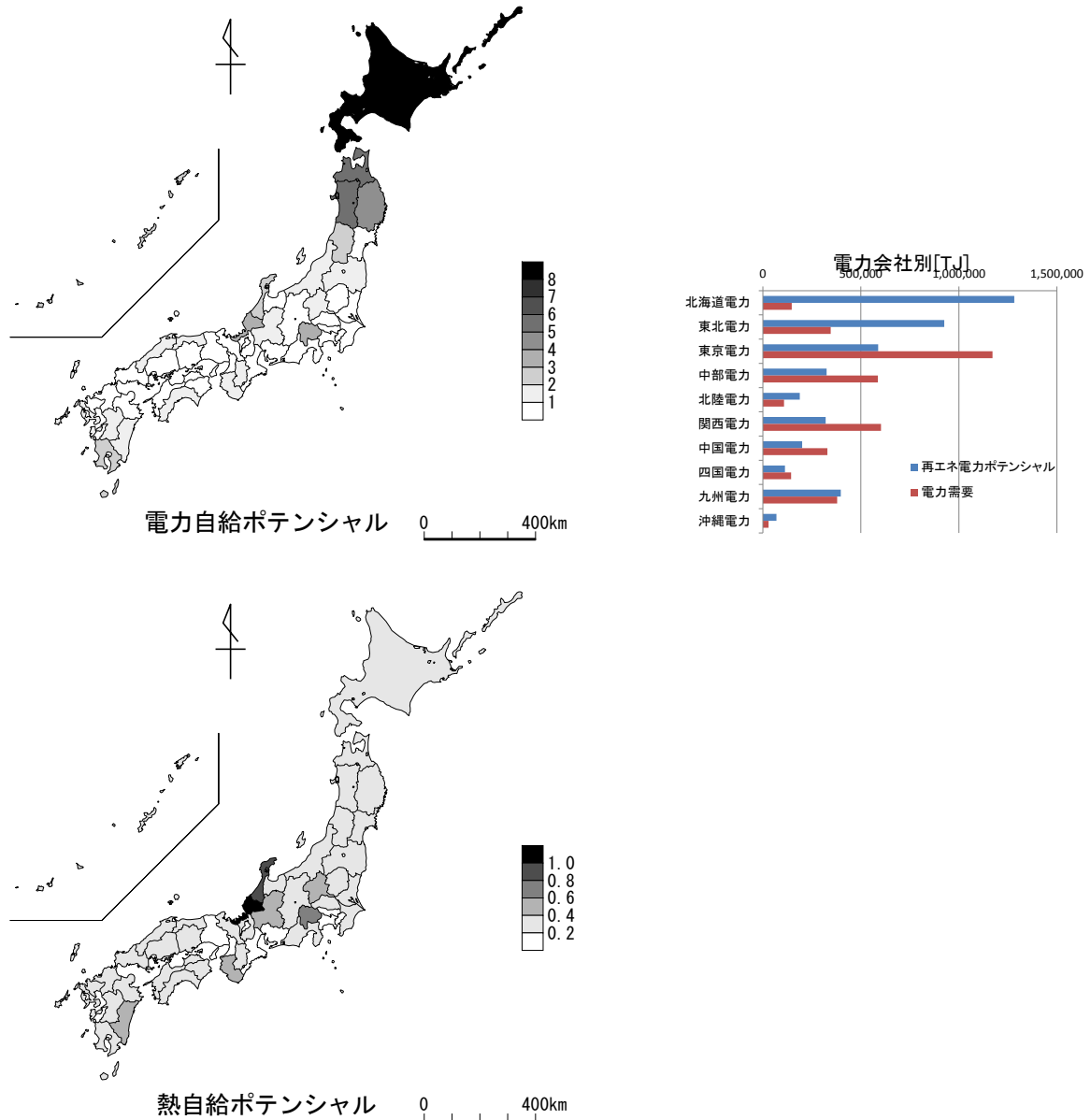
出典) 資源エネルギー庁「都道府県別エネルギー消費統計」「エネルギー消費統計」より 2010 年度データ。

灯油・重油・天然ガス・都市ガス・LPG 使用を熱需要と見なしている。

(4) 再生可能エネルギー電気・熱の自給ポテンシャル

再生可能エネルギー電気・熱の「自給ポテンシャル」を、上述した再生可能エネルギー導入ポテンシャルを需要で割った値として定義した。都道府県別の再生可能エネルギー電気・熱の「自給ポテンシャル」を図 4-51、表 4-45 に示す。

北海道・東北に偏在している再生可能エネルギー電気ポテンシャルを有効活用するには、東京との協調が必要である。ほか、北陸と、中部もしくは関西との協調も考えられる。熱は、建築面積あたり需要が小さい地域で自給ポテンシャルが高い。



$$\text{自給ポテンシャル} = \text{再生可能エネルギー導入ポテンシャル} \div \text{需要}$$

図 4-51 地域別の電力・熱自給ポテンシャル

出典) 図 4-49、図 4-50 のデータより作成

表 4-45 地域別の電力・熱自給ポテンシャル

	電力自給 ポテンシャル	熱自給ポ テンシャル
北海道	8.72	0.24
青森県	5.24	0.24
岩手県	4.93	0.33
宮城県	0.99	0.24
秋田県	5.29	0.31
山形県	2.68	0.28
福島県	1.89	0.33
茨城県	0.53	0.40
栃木県	0.62	0.31
群馬県	1.07	0.53
埼玉県	0.54	0.22
千葉県	0.46	0.24
東京都	0.28	0.14
神奈川県	0.35	0.14
新潟県	1.30	0.34
山梨県	3.06	0.76
長野県	0.78	0.20
静岡県	0.84	0.39
富山県	0.60	0.24
石川県	2.11	0.90
岐阜県	1.07	0.46
愛知県	0.26	0.08
三重県	0.42	0.14
福井県	3.16	1.05
滋賀県	0.79	0.24
京都府	0.74	0.23
大阪府	0.30	0.13
兵庫県	0.46	0.20
奈良県	1.05	0.32
和歌山県	1.30	0.41
鳥取県	1.09	0.31
島根県	1.56	0.28
岡山県	0.52	0.24
広島県	0.51	0.27
山口県	0.50	0.26
徳島県	0.82	0.36
香川県	0.67	0.36
愛媛県	0.55	0.33
高知県	1.63	0.40
福岡県	0.49	0.22
佐賀県	0.76	0.33
長崎県	1.68	0.30
熊本県	1.09	0.35
大分県	0.86	0.34
宮崎県	1.36	0.46
鹿児島県	2.52	0.39
沖縄県	2.38	0.28
平均	1.15	0.25

出典) 図 4-49、図 4-50 のデータより作成

4.5 参考文献

2013 年以降の対策・施策に関する検討小委員会 (2013a). 住宅・建築物 WG 資料.

(<http://www.env.go.jp/council/06earth/y0613-16.html>)

2013 年以降の対策・施策に関する検討小委員会 (2013b). 技術 WG 資料.

(<http://www.env.go.jp/council/06earth/y0613-16.html>)

EPIA (2011). Solar Generation 6.

(http://www.epia.org/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=/uploads/tx_epiapublications/Solar_Generation_6_2011_Full_report_Final.pdf&t=1366099313&hash=7f252115c6cddd1c0e1aac0bbed53e57fd631d5c)

EU (2009). Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC.

(<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32009L0028:EN:NOT>)

NEDO (2004). 2030 年に向けた太陽光発電ロードマップ (PV2030) .

(<http://www.nedo.go.jp/content/100086787.pdf>)

NEDO (2011). バイオマス賦存量・有効利用可能量の推計.

(<http://appl.infoc.nedo.go.jp/biomass/>)

エネルギー・環境会議 (2012). 革新的エネルギー・環境戦略.

(<http://www.kantei.go.jp/jp/topics/2012/pdf/20120914senryaku.pdf>)

環境省(2011a). 平成 22 年度環境技術実証事業ヒートアイランド対策技術分野 (地中熱・下水等を利用したヒートポンプ空調システム) 実証試験結果報告書.

(<http://www.env.go.jp/policy/etv/pdf/list/h22/052-1001b.pdf>)

環境省 (2011b). 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.

(<http://www.env.go.jp/earth/report/h23-03/>)

環境省 (2012a). 平成 23 年度 低炭素社会構築に資する再生可能エネルギー導入見通し並びに当該導入の制約となる事項とその克服のための基礎的調査.

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

(<http://www.env.go.jp/earth/report/h24-04/>)

経済産業省 (2010). 技術戦略マップ 2010.

(http://www.meti.go.jp/policy/economy/gijutsu_kakushin/kenkyu_kaihatsu/str2010.)

[html](#))

経済産業省 (2012). 回避可能費用単価等を定める告示 (平成二十四年六月十八日経済産業省告示第百四十四号) .

(<http://www.enecho.meti.go.jp/saiene/kaitori/dl/2012hourei06.pdf>)

国家戦略室 (2011). コスト等検証委員会報告書.

(<http://www.enecho.meti.go.jp/info/committee/kihonmondai/8th/8-3.pdf>)

野中 譲, 朝野 賢司 (2011). 系統安定化対策コストを考慮した日本における太陽光発電コスト見通し. 電力中央研究所社会経済研究所ディスカッションペーパー. SERC11027.

(<http://www.denken.or.jp/jp/serc/discussion/11027.html>)

資源エネルギー庁 (2012). 固定価格買取制度の開始後の状況について (11 月末時点) .

(<http://www.enecho.meti.go.jp/saiene/kaitori/index.html>)

調達価格等算定委員会 (2012a). 第 7 回資料「資料 3 サーチャージ額の試算」.

(http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/007_03_00.pdf)

調達価格等算定委員会 (2012b). 平成 2 4 年度調達価格及び調達期間に関する意見.

(http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/report_001_01_00.pdf)

5. 再生可能エネルギーの導入に伴う効果・影響分析

5.1 賦課金の推計について

5.1.1 賦課金推計の考え方

賦課金は、再生可能エネルギーの電源の種類別・導入時期別の発電電力量に対して導入時期に対応した調達価格を乗じた上で、回避可能費用単価に発電電力量乗じた額を控除することで推計した。賦課金推計にあたっての、電源毎の条件設定は表 5-1 のとおりとした。太陽光発電及び中小水力発電は本調査で推計した新たな導入見込量を用いて推計した。その他の電源は導入見込量の見直しは行っていないが、規模区分、調達価格及び調達期間は我が国の固定価格買取制度に合わせた上で推計を行った。

表 5-1 電源別の賦課金推計の考え方

太陽光発電	<ul style="list-style-type: none">先に示した導入見込量の試算結果を用いて、賦課金レベルを推計する。
風力発電	<ul style="list-style-type: none">導入量は長期的な目標から設定したため見直しはせず、調達価格、調達期間をFIT条件に合わせた上で、賦課金レベルを推計する（陸上／洋上（着床式）／洋上（浮体式）の区分は設けず、全て陸上風力の調達単価を適用した）。ただし、20kWによる仕切りは、簡単のため本推計では全て20kW以上案件であると読み替える（賦課金は多少控えめに計算される）。4年目からはIRRで2%低くなる調達価格を推計して適用する。ただし、高位はIRRを下げないものとする。
中小水力発電	<ul style="list-style-type: none">先に示した導入見込量の試算結果を用いて、賦課金レベルを推計する。4年目からはIRRで2%低くなる調達価格を推計して適用する。ただし、高位はIRRを下げないものとする。
地熱発電	<ul style="list-style-type: none">導入量は長期的な目標から設定したため見直しはせず、規模区分、調達価格、調達期間をFIT条件に合わせた上で、賦課金レベルを推計する。ただし、簡単のため1.5万kW未満の条件は温泉発電のみに適用する（賦課金は多少控えめに計算される）。4年目からはIRRで2%低くなる調達価格を推計して適用する。ただし、高位はIRRを下げないものとする。
バイオマス発電	<ul style="list-style-type: none">導入量は長期的な目標から設定したため見直しはせず、バイオマス資源区分、調達価格、調達期間をFIT条件に合わせた上で、賦課金レベルを推計する。ただし、下水汚泥は全てガス化発電として取り扱った（賦課金は多少多めに計算される）。また、従来食品系バイオマス資源はメタン発酵ガス化発電を想定していたが、FIT条件に合わせて固形燃料燃焼発電として取り扱った。その上で、バイオマス資源区毎の導入見込量から調達単価の加重平均を算出して推計。4年目からはIRRで2%低くなる調達価格を推計して適用する。ただし、高位はIRRを下げないものとする。

5.1.2 回避可能費用単価の考え方

固定価格買取制度の費用負担調整機関である一般社団法人低炭素投資促進機構が表 5-2 のとおり公表している毎月の回避可能費用（全電源平均可変費単価の加重平均値）（一般社団法人低炭素投資促進機構, 2013）の単純平均値を 2012 年度の回避可能費用単価とした。

翌年度以降の回避可能費用単価は、コスト等検証委員会で用いた将来の燃料費単価をもとに火力平均単価の上昇率を求め、同率で回避可能費用単価が上昇するものとして図 5-1 のとおり推計した。

なお、この回避可能費用単価には、本来電力会社が負担すべき環境価値分が含まれていないこと、太陽光発電によるピークカット効果への配慮も行っていないことに留意が必要であ

る。

表 5-2 電力会社別及び全国平均の月別回避可能費用単価 (円/kWh、税込み)

	2012/7	2012/8	2012/9	2012/10	2012/11	2012/12	2013/1	単純平均
北海道	6.86	6.99	6.86	6.52	6.23	6.18	6.24	6.55
東北	6.81	6.95	6.86	6.66	6.49	6.42	6.34	6.65
東京	9.25	9.5	10.97	10.85	10.71	10.58	10.32	10.31
中部	8.4	8.55	8.52	8.52	8.48	8.4	8.12	8.43
北陸	5.31	5.39	5.28	5.04	4.83	4.79	4.82	5.07
関西	5.85	5.96	5.91	5.79	5.69	5.64	5.54	5.77
中国	7.46	7.58	7.46	7.22	7.01	6.93	6.84	7.21
四国	5.38	5.45	5.36	5.15	4.97	4.93	4.95	5.17
九州	5.97	6.06	6.04	5.93	5.84	5.79	5.68	5.90
沖縄	9.36	9.53	9.3	8.82	8.38	8.29	8.35	8.86
全国	7.54	7.7	8.11	7.98	7.85	7.76	7.6	7.79

2012年度回避可能費用単価:7.42円/kWh(税抜き)

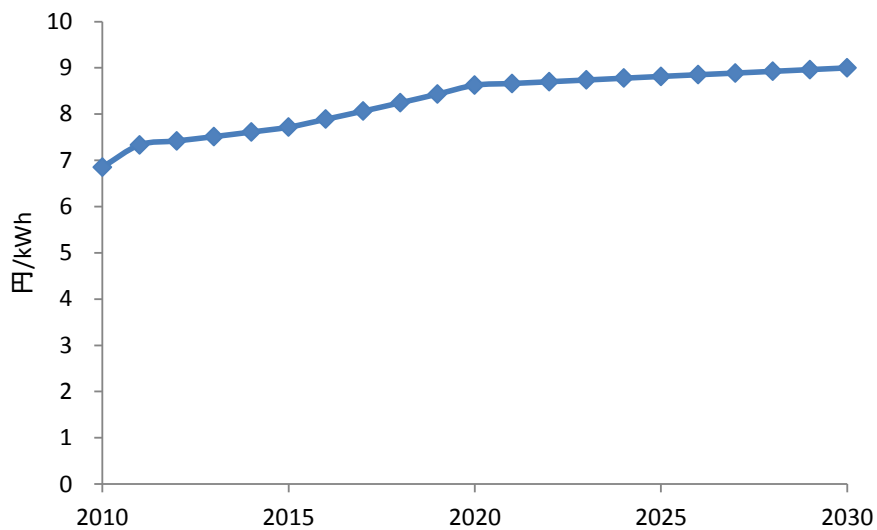


図 5-1 将来の回避可能費用単価 (円/kWh、税抜き)

5.1.3 回避可能費用単価の検証

東京電力(総合資源エネルギー調査会電気料金審査専門委員会, 2012a)、関西電力(総合資源エネルギー調査会電気料金審査専門委員会, 2012b)及び九州電力(総合資源エネルギー調査会電気料金審査専門委員会, 2012c)は、電気料金値上げの申請を行っており、電気料金審査専門委員会にて燃料費単価の情報が公開されている。公開の燃料費単価と回避可能費用単価の比較を表 5-3 に示す。

東京電力の場合、現行の回避可能費用単価(全電源平均可変費単価)は公開の燃料費単価と比較して妥当なレベルであるが、関西電力及び九州電力は、公開の燃料費単価の方が高いことから回避費用単価が今後上昇するものと考えられる。

表 5-3 電力会社別の燃料費単価と回避可能費用単価の比較

	燃料費	発電電力量	単価	回避可能費用単価※
東京電力 (H24～26)	24,704億円	2,550億kWh	9.69円/kWh	10.31円/kWh
関西電力 (H25～27)	9,321億円	1,287億kWh	7.24円/kWh	5.77円/kWh
九州電力 (H25～27)	4,818億円	724億kWh	6.65円/kWh	5.90円/kWh

※回避可能費用単価は 2013/01 の税込値

5.1.4 回避可能費用単価の法令上の定義

回避可能費用単価の法令上の定義は以下のとおりであるが、詳細な算定方法は定められていない。

■ 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(経済産業省, 2012a)

第九条 前条第一項の規定により電気事業者に対して交付される交付金の額は、同項の経済産業省令で定める期間ごとに、特定契約ごとの第一号に掲げる額から第二号に掲げる額を控除して得た額の合計額を基礎として経済産業省令で定める方法により算定した額とする。

- 一 当該電気事業者が特定契約に基づき調達した再生可能エネルギー電気の量(キロワット時で表した量をいう。)に当該特定契約に係る調達価格を乗じて得た額
- 二 当該電気事業者が特定契約に基づき再生可能エネルギー電気の調達をしなかったとしたならば当該再生可能エネルギー電気の量に相当する量の電気の発電又は調達に要することとなる費用の額として経済産業省令で定める方法により算定した額

■ 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施行規則(経済産業省, 2012b)

第十六条 法第九条第二号の経済産業省令で定める方法は、特定契約に基づき再生可能エネルギー電気の調達をしなかったとしたならば当該再生可能エネルギー電気の量に相当す

る量の電気の発電又は調達に要することとなる一キロワット時当たりの費用として経済産業大臣が電気事業者ごとに定める額（以下「回避可能費用単価」という。）に消費税及び地方消費税に相当する額を加えた額に当該電気事業者が特定契約に基づき調達した再生可能エネルギー電気の量を乗ずる方法とする。

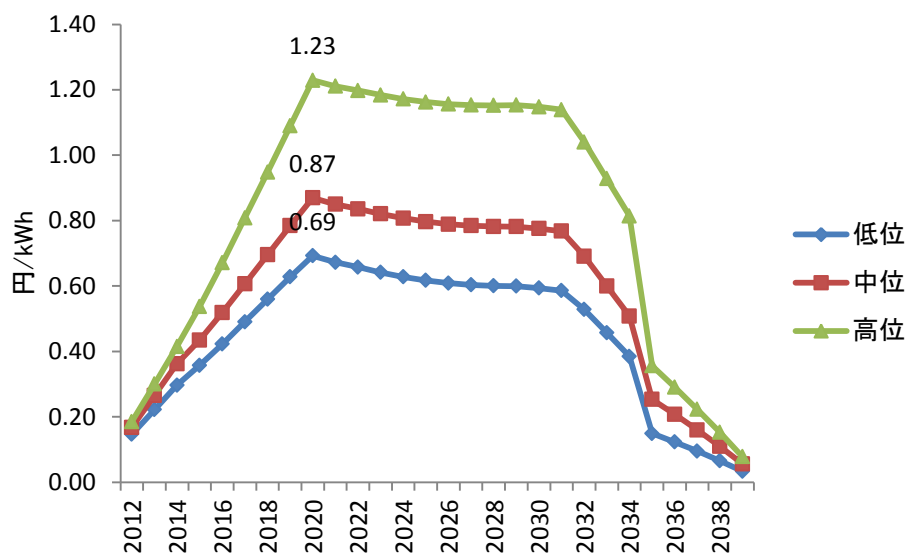
■ 電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則(経済産業省, 2012b) 附則

第四条 平成二十四年九月二日以後最初に一般電気事業者が電気事業法第十九条第一項又は第三項の規定に基づき変更した料金が適用されるまでの間における当該一般電気事業者についての第十六条の規定の適用については、同条中「乗ずる方法」とあるのは、「乗じて得た額に、当該電気事業者の料金に係る原価に含まれている太陽光発電設備（法第六条第一項の認定を受けた設備に限る。）により発電された電気の調達に要する費用に相当する額（当該太陽光発電設備により発電された電気の調達をしなかったとしたならば当該太陽光発電設備により発電された電気の量に相当する量の電気の発電又は調達に要することとなる費用に相当する額を除く。）及び当該電気事業者の料金に係る原価に含まれている再生可能エネルギー電気の調達に要する費用（法の施行の日前に再生可能エネルギー電気の発電を開始した再生可能エネルギー発電設備（法第六条第一項の認定を受けた設備に限る。）に係るものに限り、太陽光発電設備により発電された電気に係るものを除く。）に相当する額（当該再生可能エネルギー発電設備に係る電気の調達をしなかったとしたならば当該再生可能エネルギー発電設備に係る電気の量に相当する量の電気の発電又は調達に要することとなる費用に相当する額を除く。）に消費税及び地方消費税に相当する額を加えた額をそれぞれ十二で除して得た額を加える方法」とする。

5.1.5 賦課金単価の推計結果と標準世帯への影響（2020年まで）

2020年までの導入量に対する賦課金単価は、図5-2に示すとおり2020年時点で0.69～1.23円/kWhと見込まれた。標準世帯（月の使用電力量が300kWh）への影響は、図5-3に示すとおり208～369円/月であり、現状の電力料金を前提とした場合、約3～5%の増加となる。

なお、これらの推計には、RPS対象設備からの移行の影響は含まれていないが、賦課金単価への影響は0.1円/kWh程度と見込まれている（経済産業省, 2012c）。本来回避可能費用単価に含まれるべき環境価値分については、感度分析にて考慮する。



※2020年時点の年間の電力需要量は9,000億kWhと想定。

図5-2 2020年までの導入見込量に対する賦課金単価の推計

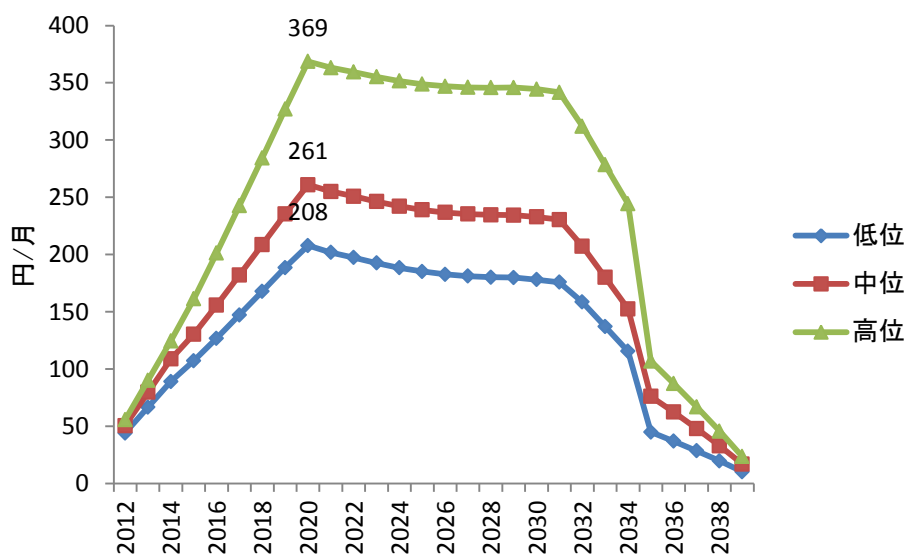


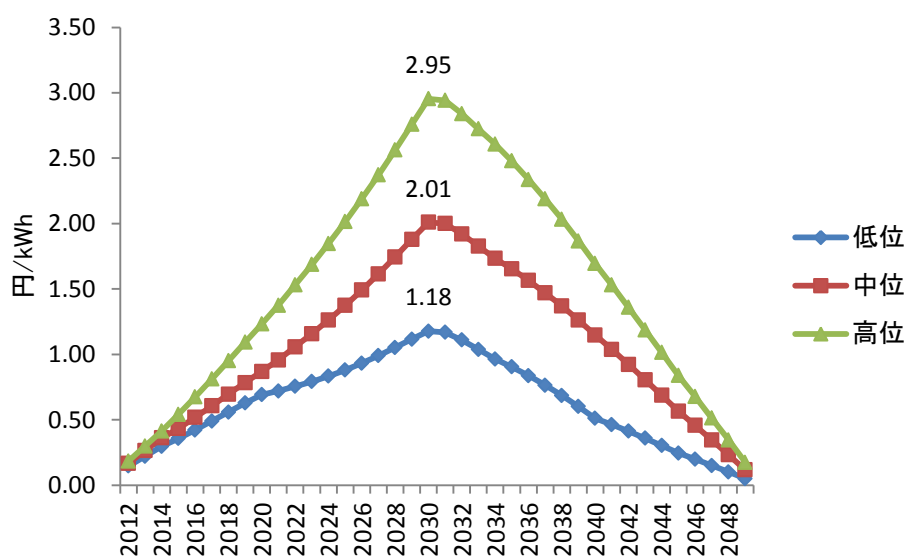
図5-3 標準世帯の月あたり負担額推移

5.1.6 賦課金単価の推計結果と標準世帯への影響（2030年まで）

2030年までの導入量に対する賦課金単価は、図 5-4 に示すとおり 2030年時点で 1.18～2.95 円/kWh と見込まれた。ただし、これは 2030年まで固定価格買取制度が継続することが前提となっている。

標準世帯（月の使用電力量が 300kWh）への影響は、図 5-5 に示すとおり 353～886 円/月であり、現状の電力料金を前提とした場合、約 5～13%の増加となる。

なお、2020年までの分析と同様、これらの推計には、RPS 対象設備からの移行の影響は含まれていない。本来回避可能費用単価に含まれるべき環境価値分については、感度分析にて考慮する。



※2030年時点の年間の電力需要量は 8,500 億 kWh と想定。

図 5-4 2030年までの導入見込量に対する賦課金単価の推計

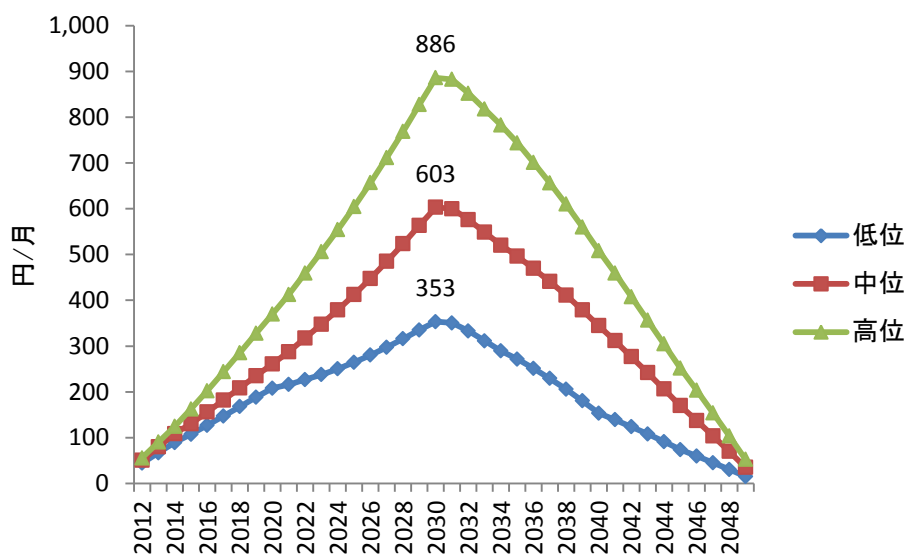


図 5-5 標準世帯の月あたり負担額推移

5.1.7 賦課金単価に関する感度分析

回避可能費用単価に、本来含まれるべき環境価値分を考慮した場合に、賦課金単価及び標準世帯への影響がどの程度変動するか、感度分析を行った。感度分析に用いた回避可能費用単価と環境価値単価を図 5-6 に示す。

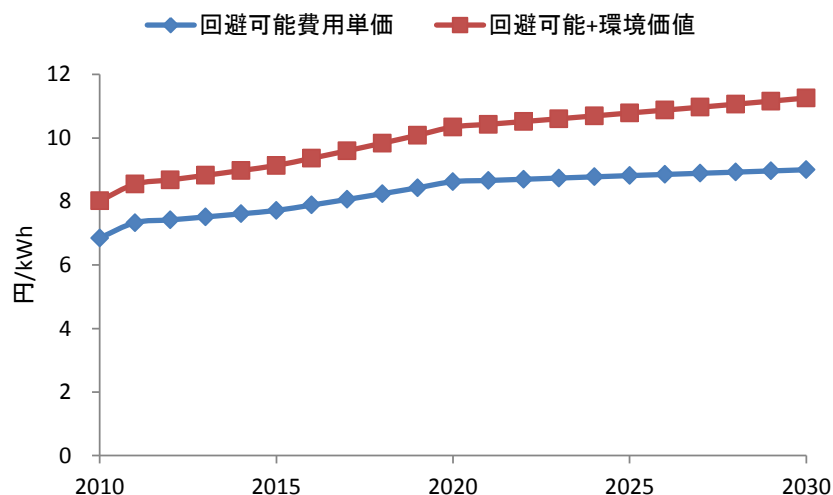


図 5-6 感度分析に用いた回避可能費用単価と環境価値単価

感度分析の結果を表 5-4 に示す。環境価値込みとすることで、賦課金単価は 2020 年時点の高位で 0.17 円/kWh、2030 年時点の高位では 0.58 円/kWh 引き下がる。世帯への影響としては、2020 年時点の高位で 51 円/月・世帯、2030 年時点の高位で 174 円/月・世帯引き下がる。

表 5-4 感度分析結果

		2020年までの導入量に対する2020時点		2030年までの導入量に対する2030時点	
		可変費のみ	環境価値込み	可変費のみ	環境価値込み
賦課金単価 [円/kWh]	低位	0.69	0.64	1.18	0.97
	中位	0.87	0.71	2.01	1.54
	高位	1.23	1.06	2.95	2.37
標準世帯への影響 [円/月・世帯]	低位	208	191	353	290
	中位	261	213	603	461
	高位	369	318	886	712

参考：昨年度の賦課金推計(環境省, 2012)からの主な変更点

昨年度に賦課金推計を行った際は、2030年までの導入量に対する買取制度による負担額は、標準世帯で156～553円/月・世帯であった。

今年度の分析結果は353～886円/月・世帯であり、1.5～2.3倍もの開きが生じている。これは、主に以下に示す要因が影響している。

- ・ 昨年度は調達価格を導入量を満たすために必要な価格として置いていたが、実際の調達価格はいずれの設備区分でも昨年度想定より高かった(表4-36)。
- ・ 昨年度は火力平均単価+CO₂対策費用で回避可能費用単価を設定し、さらに太陽光はピークカット効果を考慮して割高な単価を設定した。これに対し、実際の回避可能費用単価は全電源平均可変費単価で設定された。

5.2 再生可能エネルギー導入による便益

5.2.1 経済波及・雇用創出効果の推計方法の見直しポイント

従来、再生可能エネルギーの導入見込量推計結果を踏まえた経済波及・雇用創出効果の推計は以下の方針で行ってきた。

- ・ 再生可能エネルギーの種類毎に、毎年の生産量(太陽光以外は国内導入フローに一致)に対して、設備単価と工事費等単価を設定し、国内需要額を推計。
- ・ 当該需要額を、再生可能エネルギーの種類に応じて産業連関表の適切な部門に振り分け、第2次波及効果までを推計し、雇用係数を用いて雇用者数を推計した。
- ・ 再生可能エネルギー電力の発電電力量に応じて、既存の電力部門での需要額が減少するものとし、負の影響も考慮した。
- ・ 2020年時点での雇用効果は、2020年までの推計期間中の毎年の雇用者数の平均値とした。

上記方針の場合、設備導入後の維持管理部分での波及効果・雇用創出効果は推計対象外となっていた。そこで、東京都が実施した「再生可能エネルギー地域間連携に伴う雇用創出調査」(東京都, 2012a)を参考に、維持管理部分での波及効果・雇用創出効果の推計を検討した。

5.2.2 維持管理段階での経済波及・雇用創出効果の推計方法

「再生可能エネルギー地域間連携に伴う雇用創出調査」(東京都, 2012)における維持管理段階での経済波及・雇用創出効果の推計方法は以下のとおり。

- ・ 再生可能エネルギーのうち太陽光発電部門(非住宅・住宅)、風力発電部門(陸上・洋上着床)を組み込んだ産業連関表を作成し、分析対象年におけるこれらの発電額を需要として投入した際の波及効果を産業連関分析により算定する。
- ・ 生産誘発額とともに雇用者数への波及効果についても算出する。各再生可能エネルギー部門の雇用者数については Institute for Sustainable Futures の” Energy Sector Jobs to 2030: A Global Analysis” が想定する雇用者数から雇用者係数を求め、算出する。
- ・ 産業連関表は表 5-5 の手順で修正する

表 5-5 産業連関表の修正手順

①	ベースとなる産業連関表として最新の全国産業連関表（190部門表）を用いる。
②	電力部門への中間投入額として各再生可能エネルギー発電部門（FIT導入後の設備を対象）の発電額を組み込む。 ✓ 発電額については設備導入量、発電量、売電単価の事務局推計値から算出する。
③	各再生可能エネルギー部門に対する中間投入としては維持管理の費用を下記の通り想定する。 a. 太陽光発電 ⇒ 「住宅建設」部門に1/3（定期点検費用）、「産業用電気機器」部門に2/3 b. 風力発電 ⇒ 「機械修理」部門 また、粗付加価値部門については対象設備の減価償却費を資本減耗引当に想定し、残りの粗付加価値部門については、電力部門と同等の構成比とする。 ✓ 維持管理の費用については事務局推計の建設費単価、コスト等検証委員会設定のモデルプラントにおけるコスト構成に基づいて算出する。 ✓ 減価償却費についてはコスト等検証委員会設定の償却年数に基づき、定額法により算出する。
④	各再生可能部門から電力部門への中間投入は発電のための原燃料の削減により相殺されるものと考え、「石炭・石油・天然ガス」、「石油製品」部門の粗利益部門の「営業余剰」について系統電力が再生可能発電に代替される額に比例して減額調整する。
⑤	電力部門の投入構造（列）の調整の結果、減額された「石炭・石油・天然ガス」、「石油製品」部門については、行列和の調整のため、減額相当分を移輸入額を減らして調整する。

※下線部は再生可能エネルギー発電の導入により中間投入が発生する部門を示す

5.2.3 維持管理段階での経済波及・雇用創出効果の推計結果

産業連関表による算定により、4. 再生可能エネルギーの導入見込量で示した中位の導入見込量のケースにおける太陽光発電、風力発電の維持管理段階での経済波及・雇用効果として表 5-6 の結果が得られた。また、表 5-7 は太陽光発電、風力発電それぞれにおける生産誘発額、粗付加価値額、雇用創出の内訳と設備費・工事費等による効果との比較である。2020年、2030年においては、太陽光発電では維持管理段階の経済波及効果・雇用効果が設備費・工事費等に起因する効果の約10%～60%となる。一方、風力発電においては、雇用創出は設備費・工事費等に起因する効果の約30%～40%であるが、生産誘発額、粗付加価値額は約50%～100%となる。これは風力発電の設備は輸入に依存するケースが多く、設備費・工事費等に起因する国内への経済効果が維持管理段階の効果と比べて相対的に小さいためと考えられる。

表 5-6 維持管理段階での経済波及効果・雇用創出効果の推計結果

●	2020年と2030年の太陽光発電、風力発電における維持管理段階での生産誘発額、粗付加価値額、雇用創出の合計と設備費・工事費に起因する効果に対する割合はそれぞれ以下の通りである。
	【生産誘発額】 2020年：13,406億円（33.2%）⇒ 2030年：33,235億円（52.9%）
	【粗付加価値額】 2020年：8,418億円（48.5%）⇒ 2030年：20,625億円（77.7%）
	【雇用創出】 2020年：30,658人（15.9%）⇒ 2030年：75,909人（26.5%）

表 5-7 太陽光発電及び風力発電の維持管理段階での経済波及・雇用効果

		2020年		2030年	
		太陽光	風力	太陽光	風力
生産誘発額(億円)	維持管理	8,651	4,755	20,044	13,191
	設備費・工事費等	33,245	7,125	46,318	16,537
粗付加価値額(億円)	維持管理	5,353	3,066	12,031	8,594
	設備費・工事費等	14,160	3,183	19,376	7,174
雇用創出(人)	維持管理	21,112	9,547	50,128	25,782
	設備費・工事費等	152,432	39,857	198,968	87,554

5.2.4 再生可能エネルギー導入による便益

2020年時点での再生可能エネルギー導入がもたらす効果は表 5-8 のとおり（現時点で定量評価可能なもののみを示した）。

なお、特に中小水力、地熱及び風力は東北地方で豊富なポテンシャルを有しており、被災地を含む東北地方での雇用創出にも繋がると考えられる。

表 5-8 再生可能エネルギー導入による便益

温室効果ガスの削減	2020年に3,400～6,800万t-CO ₂ の削減 ¹⁾ 2020年までの累積効果は3,900～7,800億円 (CO ₂ クレジット価格20～30\$/t-CO ₂ 、割引率3%で2010年価値換算)
エネルギー自給率の向上	2020年に少なくとも7～9%程度又はそれ以上 (省エネの進み具合によって変わり得る) ※直近年のエネルギー自給率は5%程度
化石燃料調達に伴う資金流出抑制効果	2020年に4,600～1兆1,200億円/年 ※2010年の化石燃料輸入金額は約17兆円、GDP比で3.5%
産業の国際競争力の強化	2012～2020年平均で生産誘発額4～6兆円、粗付加価値額2～3兆円 (いずれも割引率3%で2010年価値換算) ※太陽光と風力について輸入比率を考慮した。また、国外への機器輸出入、大規模火力における燃料投入減による負の影響を含む。
雇用の創出	2012～2020年平均で25～37万人 ※太陽光と風力について輸入比率を考慮した。また、国外への機器輸出入、大規模火力における燃料投入減による負の影響を含む。

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

5.3 電力システム影響分析

5.3.1 電力システム影響分析の実施内容

平成 23 年度調査(環境省, 2012)では、再生可能電源の大量導入が電力システムの需給運用に与える影響を定量評価可能なモデルを構築し、2030 年時点における電力システム影響を分析した。一定の仮定に基づく分析の結果、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こと、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の低減が可能なこと等の示唆を得た。

今年度は、平成 23 年度に構築したモデルを活用し、主に以下の観点から分析を実施した。

- ・ 再生可能エネルギー導入見通しの推計結果、エネルギー環境を巡る国の議論等を踏まえ、各種前提条件を見直し。
- ・ 2030 年に加えて、2020 年の分析を実施することにより、経年的な対策必要量を検証。

5.3.2 電力システム影響分析モデルの全体像

再生可能エネルギーの導入に応じた電力システムの将来見通しを検討した。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した。

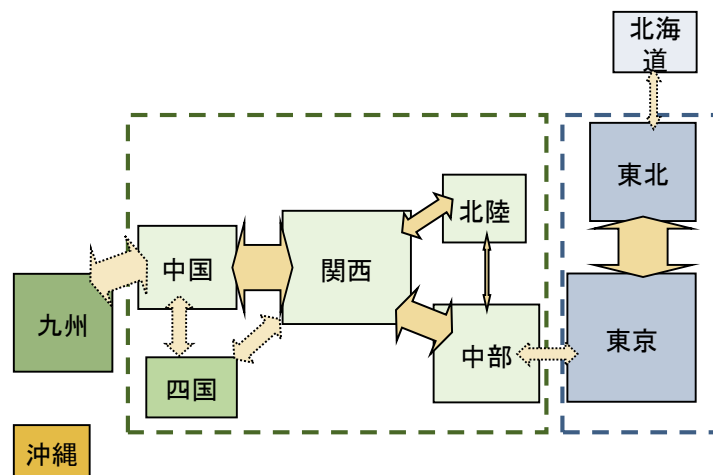
- 1) 需給調整に関する対策なしで太陽光と風力がどこまで入るか
- 2) 需給調整に関する対策が必要となった場合、いかに安価な対策費用で導入を進められるか

分析モデルの全体像を図 5-7 に示す。主な特徴は以下のとおりである。

- ① 太陽光発電と風力発電の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。広域融通による一体運用を想定し、図 5-8 に示す 5 つの地域ブロックを設定。
- 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、系統運用上の制約を分析。(電圧上昇、潮流変動、系統安定度等の系統制約は対象外)
- ④ 需給調整対策として、再生可能電源の出力抑制に加えて、電気自動車の充放電機能の活用やヒートポンプ給湯機のマネジメント等による需要の能動化、揚水の活用などの実施を想定し、必要となる対策量を試算。

電力需要、再生可能電源の発電量の見通し
<ul style="list-style-type: none"> ■ 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
<ul style="list-style-type: none"> ■ 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
<ul style="list-style-type: none"> ■ 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 5-7 分析フローの概要



※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（解析では地域間連系線の容量制約は考慮しない）

図 5-8 地域ブロック

5.3.3 需給バランス・調整力バランスの検証の考え方

需給バランス・調整力バランスの検証の全体フローを図 5-9 に示す。再生可能エネルギー電源の出力控除後の需要に対して、原子力発電、一般水力発電、火力発電による負荷配分を実施し、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した。火力発電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には、需要能動化、揚水発電の利用、再生可能エネルギー電源の出力抑制の順に対策を実施した。

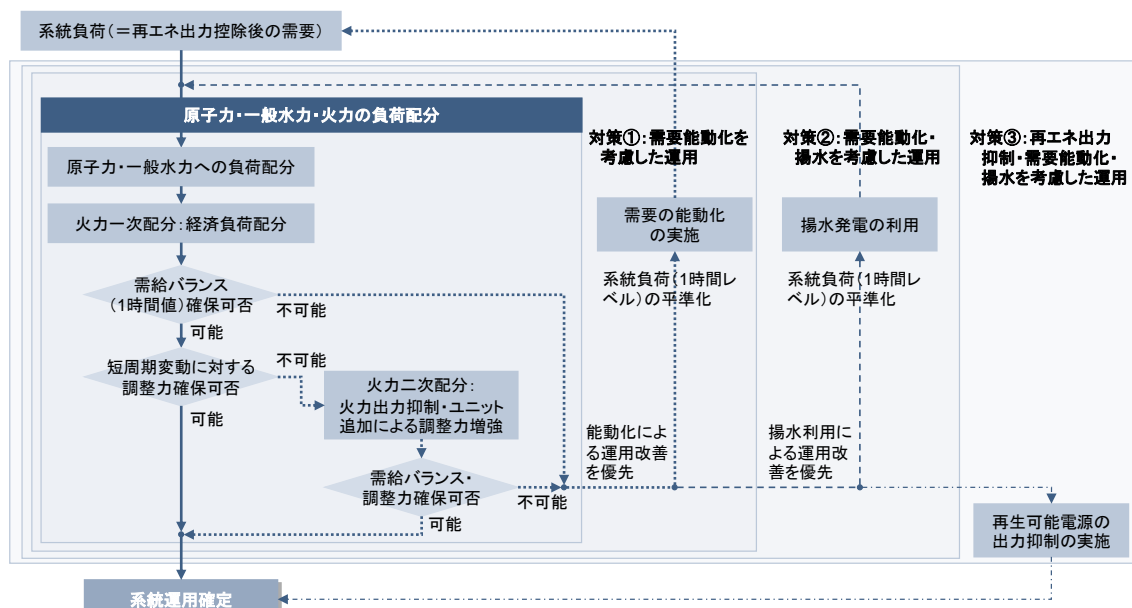


図 5-9 需給バランス・調整力バランスの検証フロー

原子力発電、一般水力発電、火力発電による負荷配分の具体的な手順は図 5-10 のとおりである。

- ・ 各時刻について、原子力発電、一般水力発電に負荷配分を行う (① - 1)。原子力発電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どうかを検証する。
- ・ 次に、発電単価の安い順に火力発電を稼働させ (火力一次配分)、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する (① - 2)。同時に、各時刻における系統電源の保有調整力、必要調整力を推計する。
- ・ 調整力不足時には、新たに火力発電ユニットを稼働することにより調整力確保を目指す (③ - 1)。その際、発電単価が高いユニットから順に出力を絞り、需給バランスを保つ (③ - 2)。(火力二次配分)
- ・ 需給バランスを保った必要調整力が確保できない場合には、需要の能動化、揚水発電の利用、再生可能エネルギー電源の出力抑制の順に対策を実施する (④ - 1、④ - 2)。

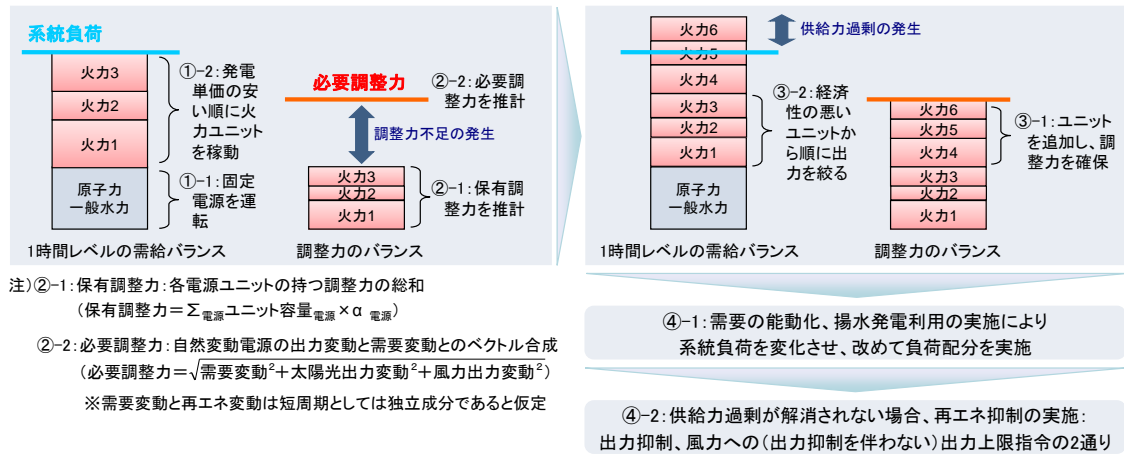


図 5-10 需給バランス及び調整力バランス確保の考え方

出典) (荻本 他, 2012a) の手法に基づき系統運用を模擬

5.3.4 分析の前提条件

2020年および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の検証を行った。その際、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した。

(1) 電源構成に関するケース設定

太陽光発電、風力発電の大量導入が電力システムの需給運用に与える影響を検証する上では、電力需要および、太陽光発電、風力発電以外の電源も含めた電源構成の見通しを、地域ブロック別に検討する必要がある。本分析では、「エネルギー・環境に関する選択肢」における「15シナリオ」（エネルギー・環境会議，2012a）等を参考に、表 5-9 のとおり各要素の見通しを設定した。

なお、水力発電、太陽光発電、風力発電を除く再生可能エネルギー電源（地熱発電、バイオマス発電等）については、本検証では考慮していない。

表 5-9 電源構成に関するケース設定

		2020年	2030年	
電力 需要		■ ベース需要+能動化機器分	■ ベース需要+能動化機器分	
	ベース需要	■ 2010年比5%減	■ 2010年比10%減	
	能動化機器	■ 家庭用ヒートポンプ給湯機:1,100万台 ■ 電気自動車:207万台 ⇒2010年度の地域別電力需要量で地域按分	■ 家庭用ヒートポンプ給湯機:1,600万台 ■ 電気自動車:590万台 ⇒2010年度の地域別電力需要量で地域按分	
発電 設備	コジェネ	■ 640億kWh ⇒2010年度の地域別電力需要量で地域按分	■ 1,500億kWh ⇒2010年度の地域別電力需要量で地域按分	
	再生 可能 エネ	太陽光	■ 3,440万kW（高位ケース） ⇒2010年度の地域別電力需要量で地域按分	■ 8,608万kW（高位ケース） ⇒2010年度の地域別電力需要量で地域按分
		風力	■ 1,150万kW（高位ケース） ⇒導入ポテンシャル等を基に機械的に地域配分	■ 3,250万kW（高位ケース） ⇒導入ポテンシャル等を基に機械的に地域配分
	水力	流込	■ 現状設備	
		揚水	■ 現状設備+建設中発電所	
	原子力	■ 需要量比約22%	■ 需要量比約15%	
	火力	■ 現状設備+一定の設備増強を考慮 （供給予備率5%の確保）	■ 現状設備+一定の設備増強を考慮 （供給予備率5%の確保）	

1) 電力需要の見通し

能動化機器として想定した家庭用ヒートポンプ給湯機および電気自動車を除く電力需要については、「エネルギー・環境に関する選択肢」における「15シナリオ」（エネルギー・環境会議，2012a）を参考に、各地域とも2020年、2030年には2010年比5%減、10%減の節電が進展するものと想定した。

家庭用ヒートポンプ給湯機および電気自動車の導入見込量については、それぞれ「エネルギー・環境に関する選択肢」における「15シナリオ」（エネルギー・環境会議，2012b）および環境省 次世代自動車普及戦略検討会による普及目標（次世代自動車普及戦略検討会，2009）の全国見通しを採用し、これを2010年時点における地域別電力需要量で按分することにより、地域別の見通しを想定した。

2) コジェネレーションの見通し

コジェネレーションの全国発電量については、「エネルギー・環境に関する選択肢」（エネ

ルギー・環境会議, 2012a) の見通しを採用し、これを 2010 年時点における地域別電力需要量で按分することにより、地域別の見通しを想定した。

3) 太陽光発電、風力発電の見通し

太陽光発電、風力発電の全国導入量については、本報告書の 4.2 にて推計した導入見込量のうち高位ケースを想定した。ここで、4.2 で推計した導入見込量は必ずしも地域別に展開されたものではないため、本節では、需給調整の検証のための太陽光発電および風力発電の地域別導入量を想定した。

太陽光発電については、推計した全国見通しを、2010 年時点における地域別電力需要量で按分することにより、地域別の見通しを想定した。風力発電については、JWPA 資料を参考に導入ポテンシャル等により機械的に地域按分することにより、地域別の見通しを想定した。

地域別導入量の想定結果は表 5-10 のとおりである。

表 5-10 風力発電、太陽光発電の地域電源構成に関するケース設定

単位: 万kW

	2020年		2030年	
	風力	太陽光	風力	太陽光
北海道	81	123	204	307
東日本	553	1,427	1,657	3,572
中日本	304	1,530	857	3,827
九州	191	332	493	831
沖縄	19	29	41	71
全国計	1,147	3,440	3,252	8,608

4) 原子力発電の見通し

原子力発電については、「エネルギー・環境に関する選択肢」における「15 シナリオ」(エネルギー・環境会議, 2012a) の全国発電量見通しを参考とし、各プラントの運転開始年を踏まえ、地域別の発電量見通しを想定した。

5) 水力発電の見通し

流れ込み式水力発電については、現在の設備規模が維持されるものと想定した。揚水発電については、建設中の発電所を考慮し、表 5-11 のとおり地域別容量を想定した。

表 5-11 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	2,999	100	1,440	1,230	230	0	現状設備+建設中発電所
[万kW] 可変速	265	30	148	64	120	0	

6) 火力発電の見直し

電力需要に対して地域別に少なくとも 5%の供給予備力が確保されるように設備形成が行われるものと想定し、必要に応じて地域別に仮想的な火力発電ユニットを追加した。

(2) その他の主な前提条件

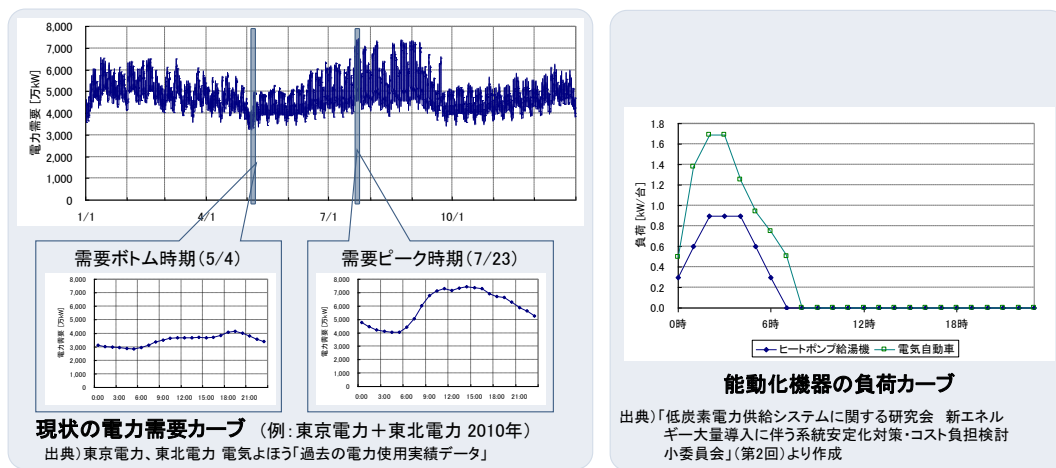
需給変動特性等、各種の前提条件を表 5-12 のとおり設定した。

表 5-12 検証にあたっての主な前提条件

需要	需要パターン	■ 地域別×1時間別の現状実績＋能動化機器分
	能動化機器	■ ヒートポンプ給湯機、電気自動車とも、導入台数のうち各3割が能動化の対象
	短周期変動	■ 当該時刻需要比3%
再生可能電源	出力パターン	■ 太陽光: 2010年の都道府県別×1時間別の利用率推計値の加重平均 ※利用率推計値の出典: 大関, Joao, 高島, 荻本「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」電気学会新エネルギー・環境メタボリズム社会・環境システム合同研究会(2011年) ■ 風力: 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: 荻本, 池上, 片岡, 齊藤「電力需給解析のための全国風力発電量データの収集と分析」電気学会全国大会(2012年) ※2010年全国43ウィンドファームの実績発電量に基づき、将来の大規模導入時における均し効果を含めた電力システム別の風力合計発電量の想定
	短周期変動	■ 太陽光: 当該時刻出力比10% ■ 風力: 設備容量比15%
従来電源	調整力	■ 火力: 定格容量比5% ■ 揚水: 発電時出力比20%(可変速機は揚水時にも調整力あり)

1) 電力需要の1時間別パターンの見直し

能動化機器として想定した家庭用ヒートポンプ給湯機および電気自動車を除く電力需要については、各電力会社の24時間365日の実績データを設定した(図 5-11)。



将来の時刻別電力需要カーブを推計

図 5-11 電力需要の1時間別パターンを設定

2) 太陽光発電、風力発電の1時間別出力パターンの見通し

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均し効果を考慮し、24時間365日の地域ブロック別の出力パターンを設定した。太陽光発電の出力データは、2010年における全国約1,000地点の気象データ実績値から推計されたものである。また風力発電の出力データは、2010年における全国43ウィンドファームの実績発電量に基づき作成されたものである。一例として、東日本における太陽光発電、風力発電の出力パターンの推計結果をそれぞれ図5-12、図5-13に示す。

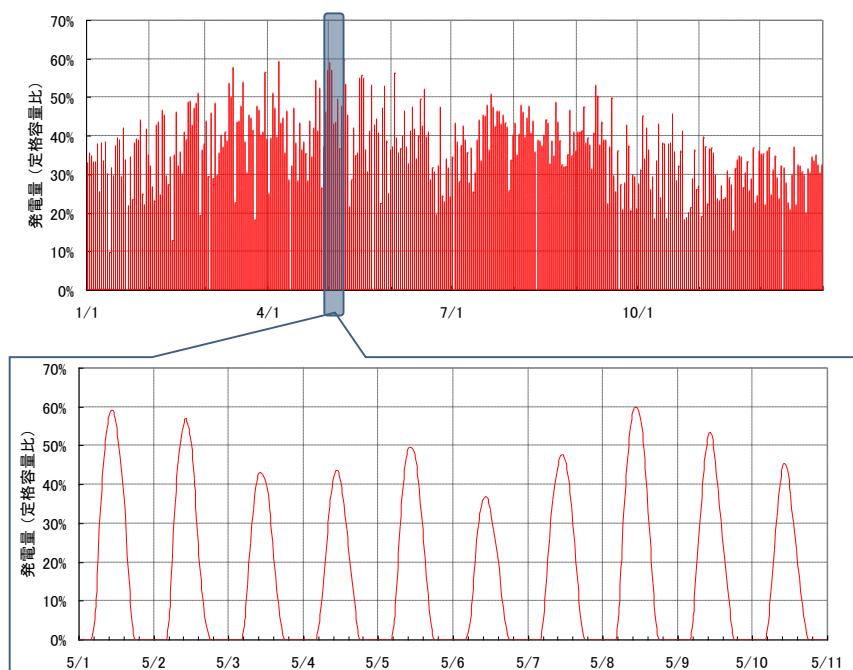


図 5-12 太陽光発電の1時間別出力パターンの設定：東日本

出典) (大関 他, 2011)による都道府県別出力推計値を、都道府県別の補助金累積交付容量で加重平均することにより算出

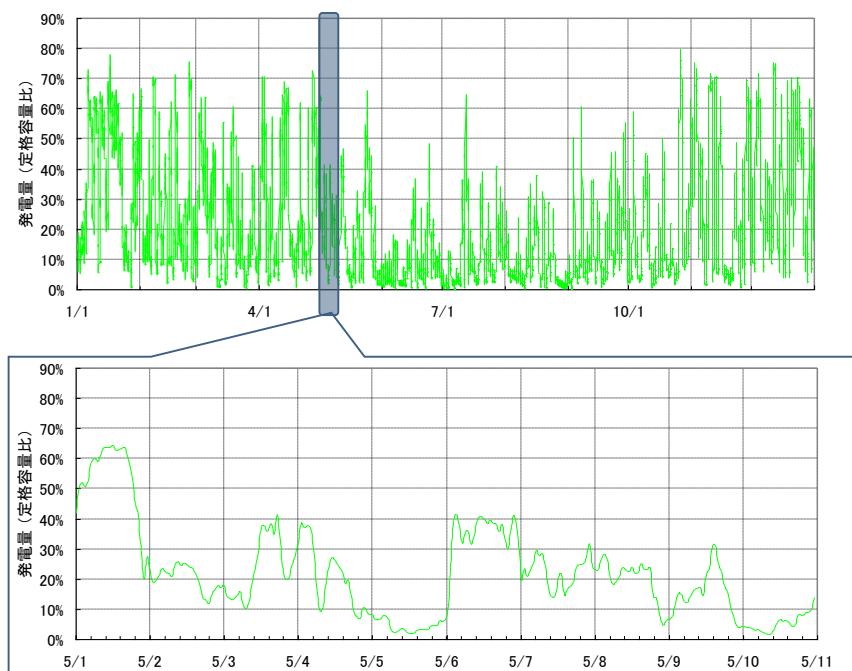


図 5-13 風力発電の 1 時間別出力パターンの設定：東日本

出典) (荻本 他, 2012b)より作成

3) 需要、太陽光発電・風力発電の出力の短周期変動、火力発電・揚水発電の調整力

短周期変動として、需要は当該時刻の需要比 3%、太陽光発電の出力は当該時刻の出力比 10%、風力発電の出力は設備容量比 15%の変動を想定した。

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した。

5.3.5 分析結果：基本ケース

(1) 2020 年時点

2020 年時点における再生可能エネルギー電源の出力抑制必要量の試算結果を図 5-14 に示す。必要抑制量は、全国では、無対策で 1.8%と低い水準であると見込まれた。しかし、風力発電・太陽光発電比率が高く、調整力を有する火力発電比率が低い北海道では、特段の対策を講じない場合には再生可能エネルギー電源の出力を約 3 割抑制する必要があると見込まれた。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、北海道では再生可能エネルギー電源の出力抑制率を 5%程度まで軽減できると見込まれた。この場合全国では、需要の能動化により 1.7%、揚水発電の活用により 0.3%まで軽減できると見込まれた。

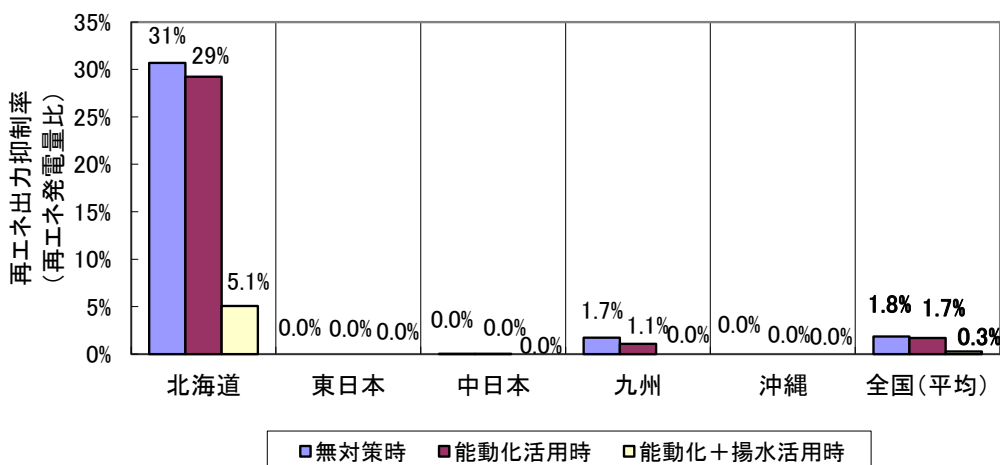


図 5-14 再生可能エネルギー電源の出力抑制必要量：基本ケース（2020 年）

(2) 2030 年時点

2030 年時点における再生可能エネルギー電源の出力抑制必要量の試算結果を図 5-15 に示す。再生可能エネルギー電源の導入拡大や、需要の減少及び（モデル上調整力を考慮していない）コジェネの拡大に伴い、需給調整の安定運用の課題が全国で顕在化すると見込まれた。需要の能動化、揚水発電の積極活用を実施した場合においても、必要となる再生可能エネルギー電源の出力抑制量は全国では 4.8%であるが、北海道、九州、沖縄では、それぞれ 36%、7%、30%などと 5%を超えることが見込まれた。

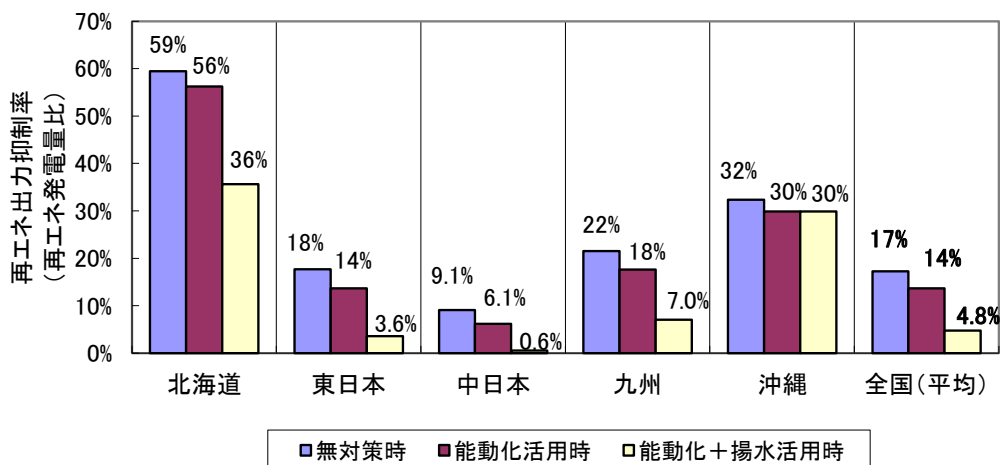
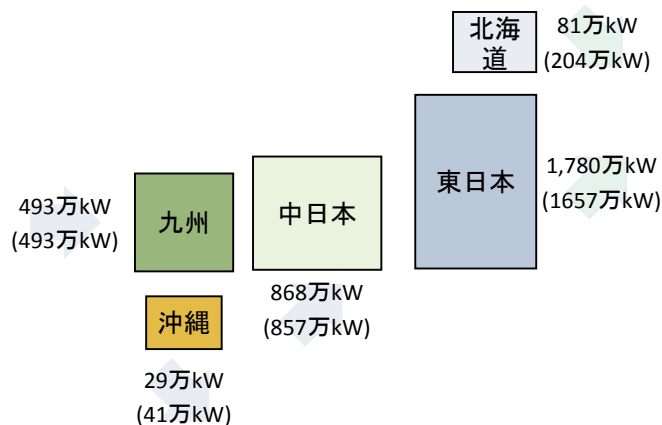


図 5-15 再生可能エネルギー電源の出力抑制必要量：基本ケース（2030 年）

5.3.6 分析結果：風力発電導入地域に関する感度分析

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に基づき機械的な計算で設定したものである。そこで、需給調整の安定運用の課題が全国で顕在化する結果となった 2030 年を対象として、風力発電の導入地域の違いによる影響を検証した。

一例として、風力発電の全国総導入量は基本ケースと等しいが、需給調整制約の厳しい北海道、沖縄では風力発電の導入拡大が鈍化し、これを補う形で東日本、中日本への風力発電の導入が進展する状況を想定した。具体的には、北海道の導入量は2020年時点相当である81万kW、沖縄は2025年時点相当である29万kWに留まるのに対して、東日本、中日本では各々1,780万kW、868万kWへと導入量が拡大するケース（図5-16）を想定した。



注)カッコ内は基本ケースでの2030年風力導入量の設定

図 5-16 風力発電の導入見込量の地域配分：2030年、感度分析ケース

この場合、図5-17に示すとおり、需要の能動化、揚水発電の積極活用後に必要となる再生可能エネルギー電源の出力抑制量は、北海道では約11%、沖縄は約9%へと低減するのに対して、東日本は約5%、中日本は0.6%と微増に留まり、日本全体での出力抑制量を低減することができると見込まれた。

この結果から、再生可能エネルギー電源の大量導入を実現するには、第一には需給調整問題を考慮して最経済的な再生可能エネルギー電源の地域導入量を計画すること、その上での選択肢として需給調整制約の厳しい地域から東日本や中日本への高圧送電線の敷設、需給調整制約の厳しい地域に工場やデータセンター等の立地を促すような需要創出施策の検討を行うことも有用と考えられる。

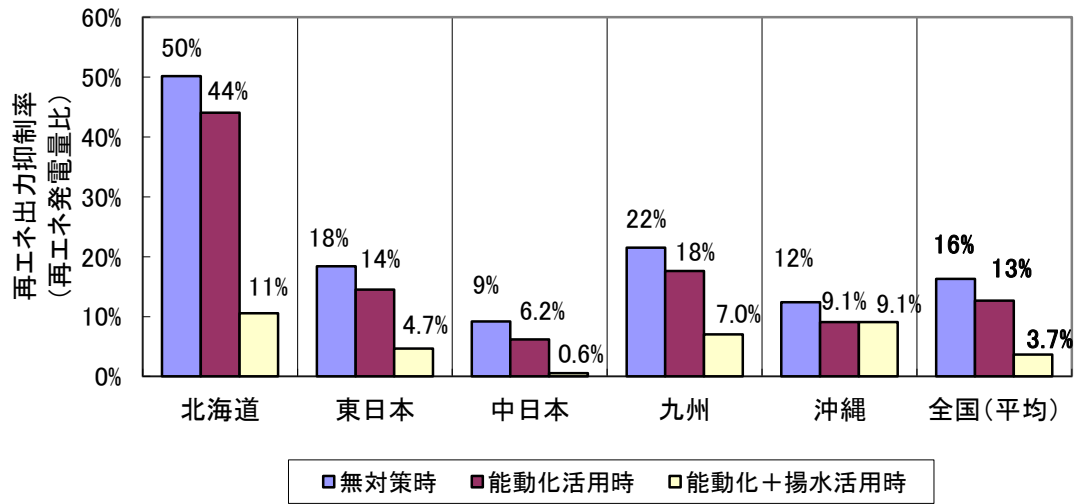


図 5-17 風力発電の導入地域の見直し結果 (2030 年)

5.4 参考文献

Institute for Sustainable Futures (2009). Energy Sector Jobs to 2030: A Global Analysis.

(<https://secured.greenpeace.org/international/Global/international/planet-2/binaries/2009/9/energy-sector-jobs-to-2030.pdf>)

一般社団法人低炭素投資促進機構 (2013). 回避可能費用のお知らせ.

(http://www.teitanso.or.jp/fit_Notification)

エネルギー・環境会議 (2012a). エネルギー・環境に関する選択肢 電源構成に関する詳細データ (<http://www.npu.go.jp/sentakushi/pdf/shousai-data%20ver1.04.xls>)

エネルギー・環境会議 (2012b). エネルギー・環境に関する選択肢 省エネルギー関連資料

荻本 他 (2012a). 長期の電力需給計画における再生可能エネルギー大量導入の課題解決の可能性検討. エネルギー・資源学会エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス

荻本 他 (2012b). 電力需給解析のための全国風力発電量データの収集と分析. 電気学会全国大会

環境省 (2012). 平成 23 年度 低炭素社会構築に資する再生可能エネルギー導入見通し並びに当該導入の制約となる事項とその克服のための基礎的調査.

経済産業省 (2012a). 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.

(<http://www.enecho.meti.go.jp/saiene/kaitori/2011kaitori.pdf>)

経済産業省 (2012b). 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施行規則.

(<http://www.enecho.meti.go.jp/saiene/kaitori/dl/2012hourei01.pdf>)

経済産業省資 (2012c). 再生可能エネルギーの固定価格買取制度について (平成 24 年 5 月時点版) .

次世代自動車普及戦略検討会 (2009). 次世代自動車普及戦略

(<https://www.env.go.jp/air/report/h21-01/index.html>)

総合資源エネルギー調査会電気料金審査専門委員会 (2012a). 第 4 回資料「資料 5-1 燃料費」.

(http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/denkiryokin/pdf/004_05_01.pdf)

総合資源エネルギー調査会電気料金審査専門委員会 (2012b). 第 12 回資料「資料 10-1 燃

料費（関西電力）」。

(http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/denkiryoukin/pdf/012_10_01.pdf)

総合資源エネルギー調査会電気料金審査専門委員会（2012c）. 第12回資料「資料11-1 燃料費（九州電力）」。

(http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/denkiryoukin/pdf/012_11_01.pdf)

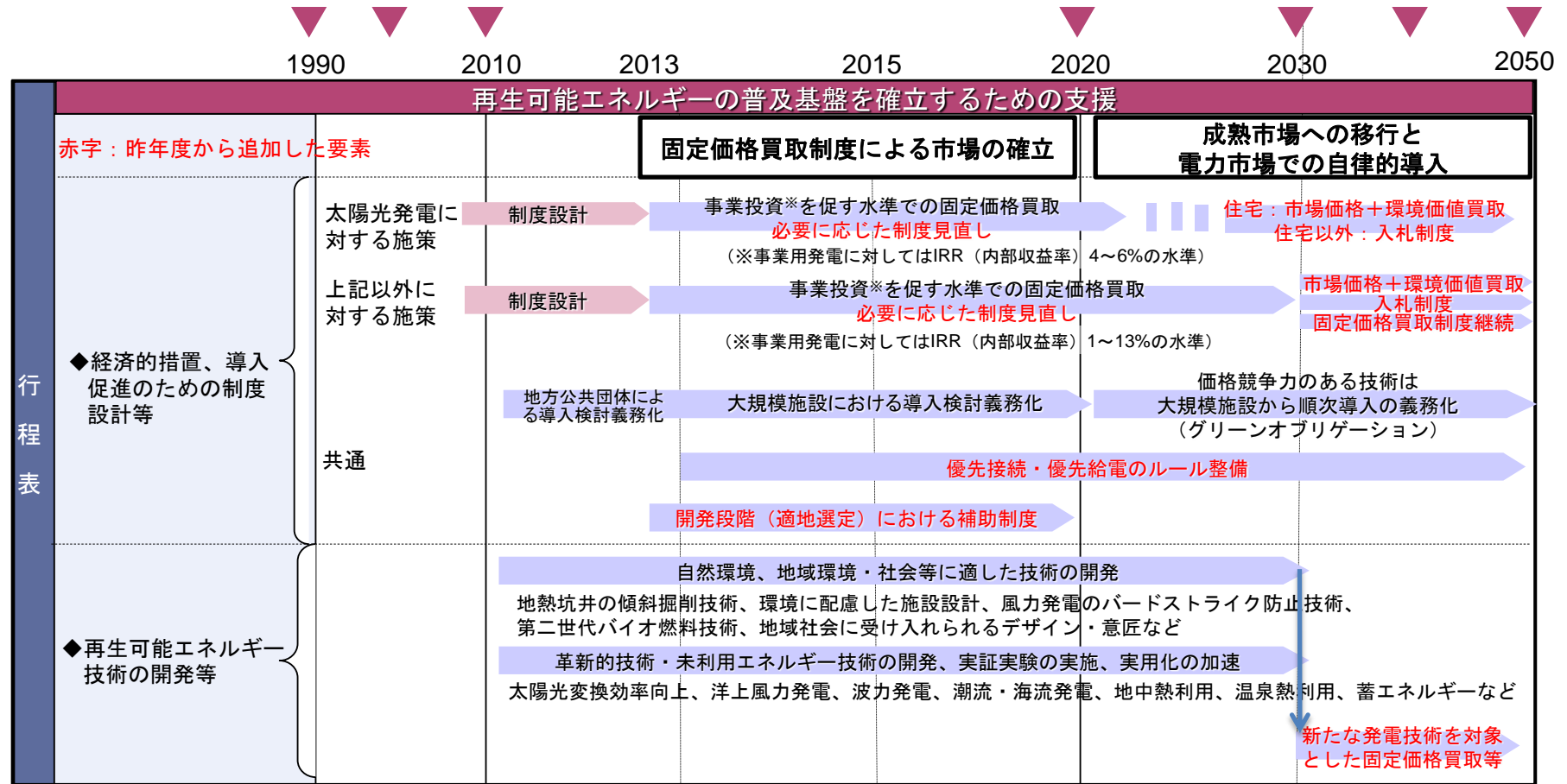
東京都（2012）. 再生可能エネルギー地域間連携に伴う雇用創出調査.

6. 再生可能エネルギー分野のロードマップと今後の課題

6.1 再生可能エネルギー分野のロードマップ

1. 再生可能エネルギー導入加速化の必要性から 5. 再生可能エネルギーの導入に伴う効果・影響分析までの検討結果を踏まえ、再生可能エネルギー分野のロードマップを図 6-1～図 6-7 のとおりとりまとめた。

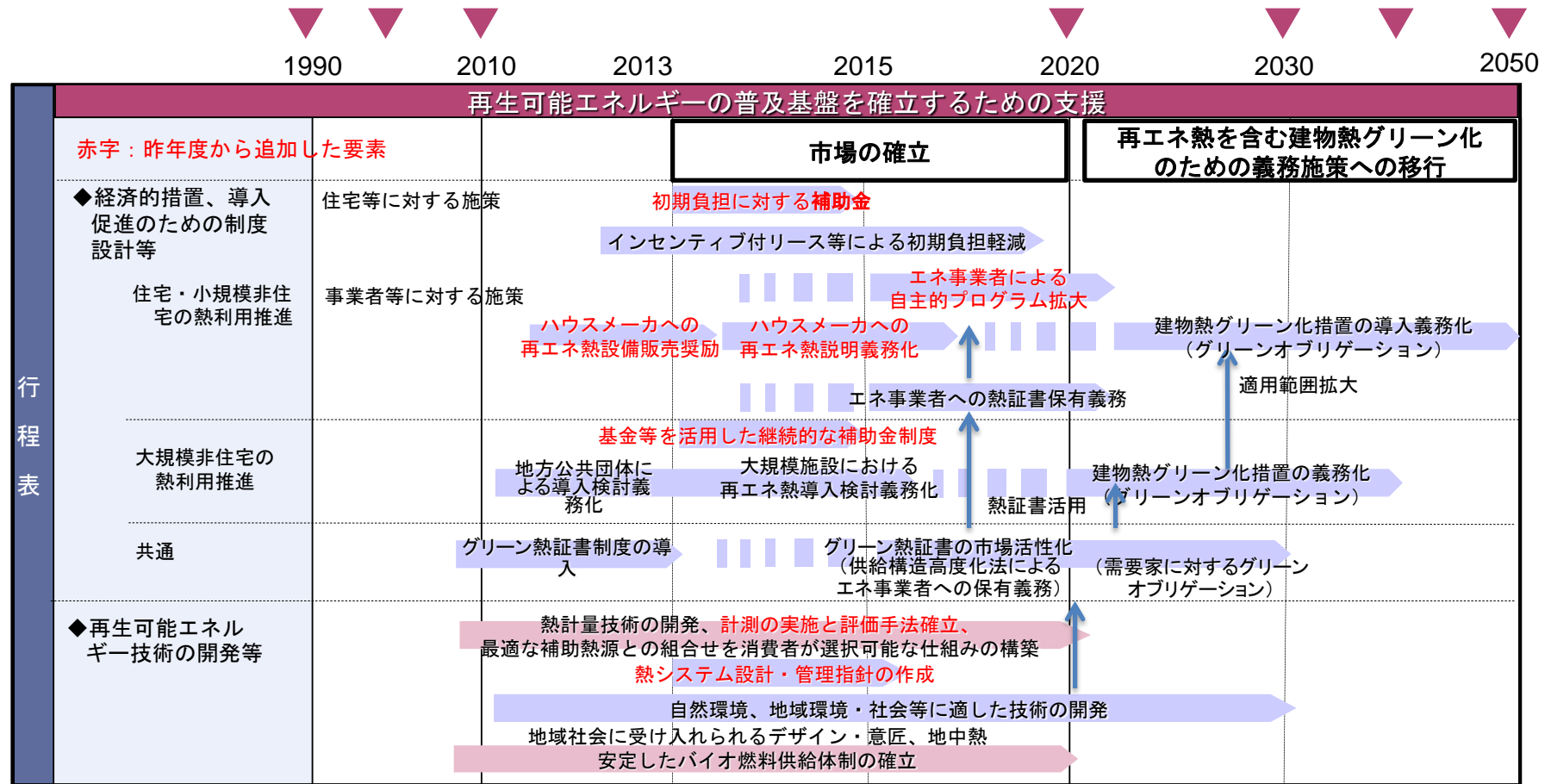
(1) 再生可能エネルギーの普及基盤を確立するための支援ロードマップ



温室効果ガス排出量を削減するための対策を推進するための施策

左記の施策を導入するために予め行っておくべき施策

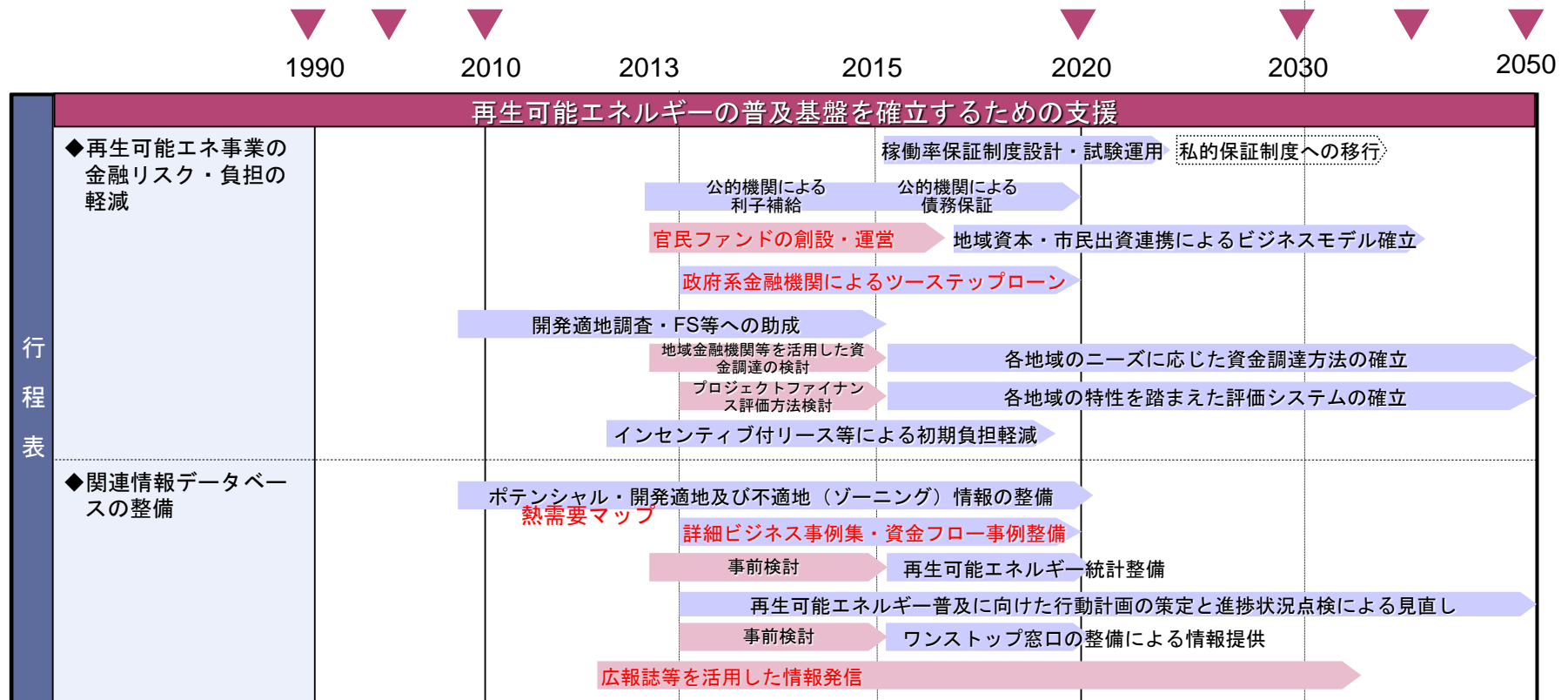
図 6-1 再生可能エネルギー普及基盤確立のための支援ロードマップ (電気)



→ 温室効果ガス排出量を削減するための対策を推進するための施策

→ 左記の施策を導入するために予め行っておくべき施策

図 6-2 再生可能エネルギー普及基盤確立のための支援ロードマップ (熱等)



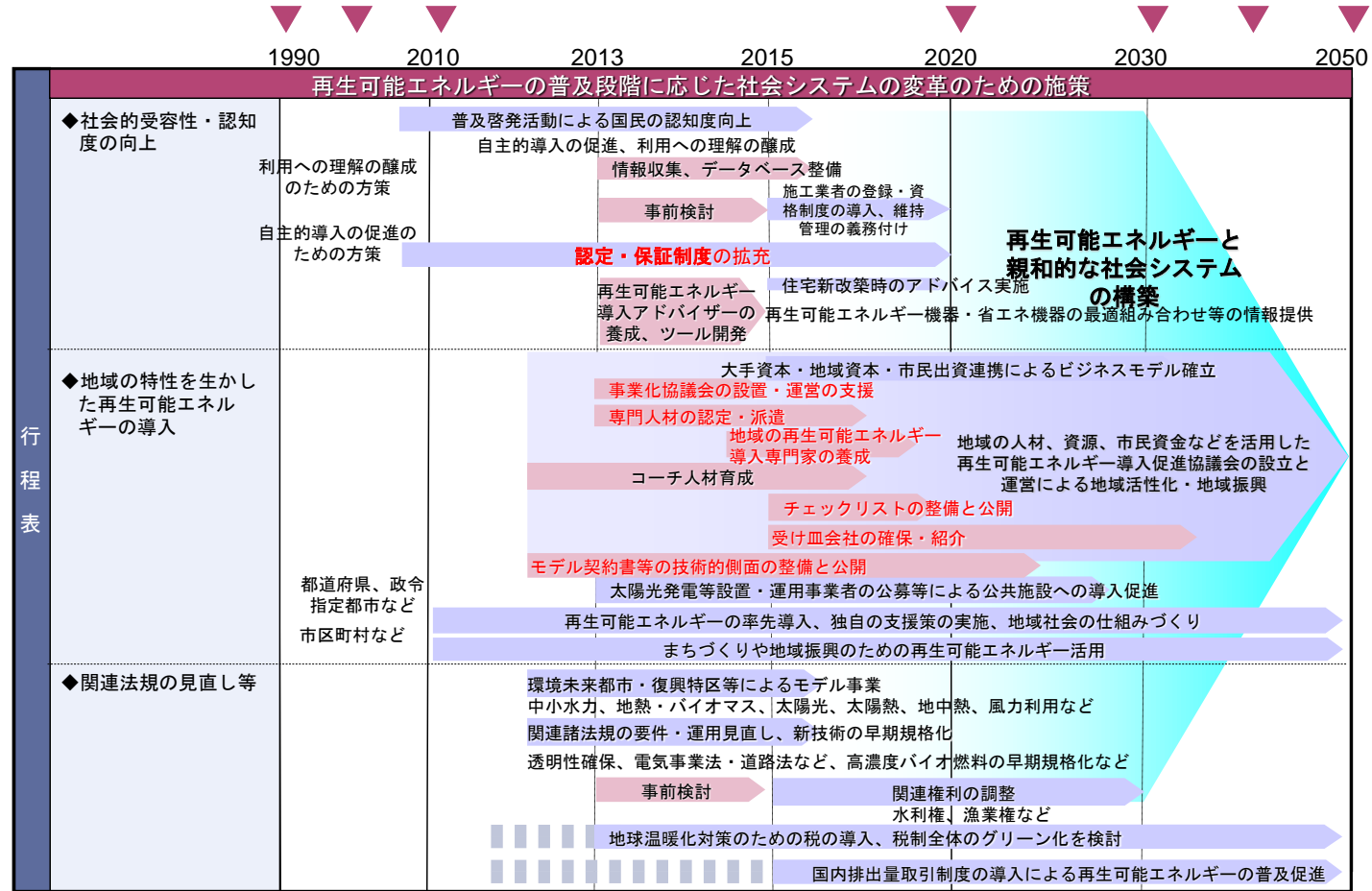
赤字：昨年度から追加した要素

→ 温室効果ガス排出量を削減するための対策を推進するための施策

→ 左記の施策を導入するために予め行っておくべき施策

図 6-3 再生可能エネルギー普及基盤確立のための支援ロードマップ（共通部分）

(2) 社会システム変革のための施策

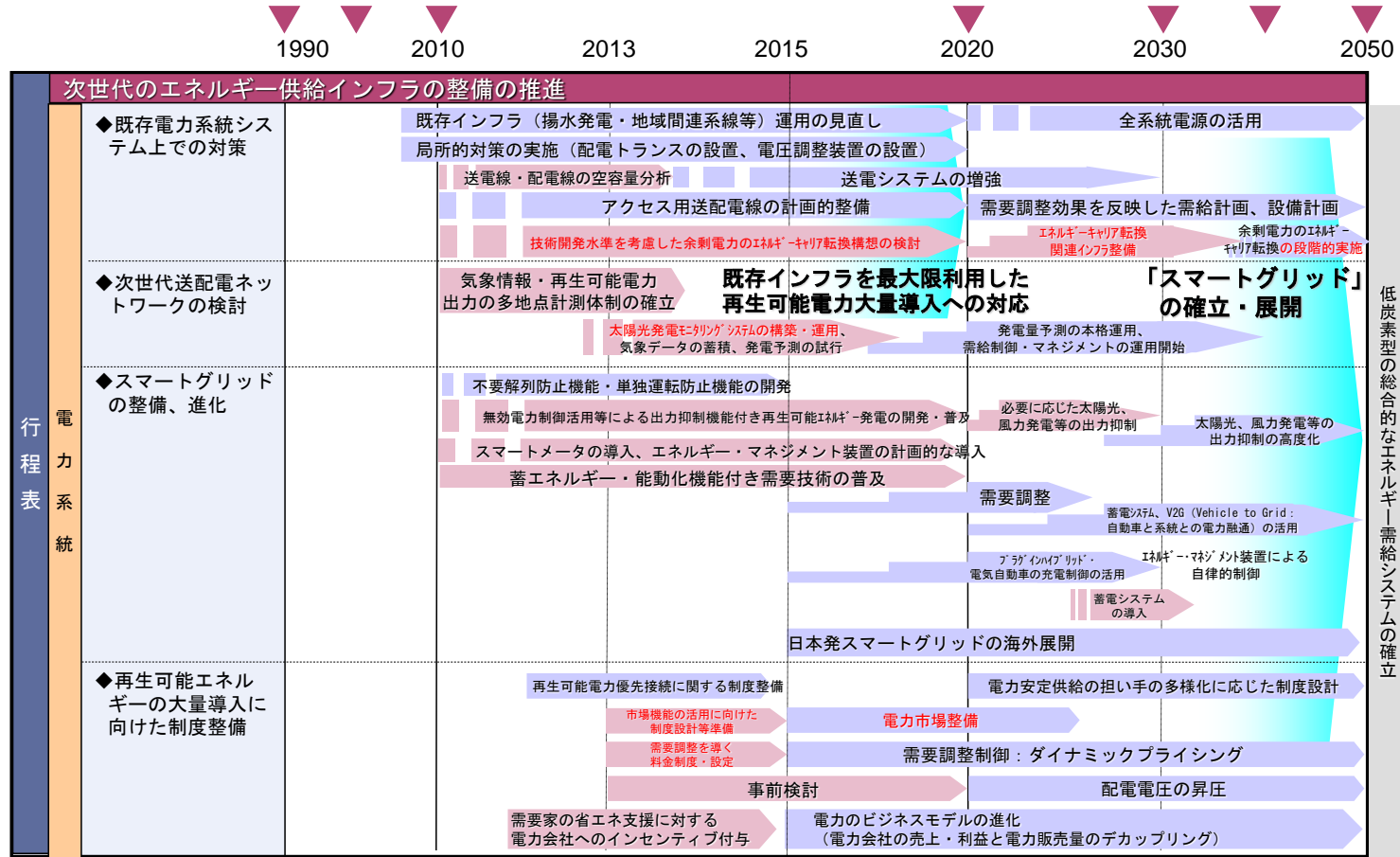


温室効果ガス排出量を削減するための対策を推進するための施策

左記の施策を導入するために予め行っておくべき施策

図 6-4 再生可能エネルギーの普及段階に応じた社会システム変革のための施策ロードマップ

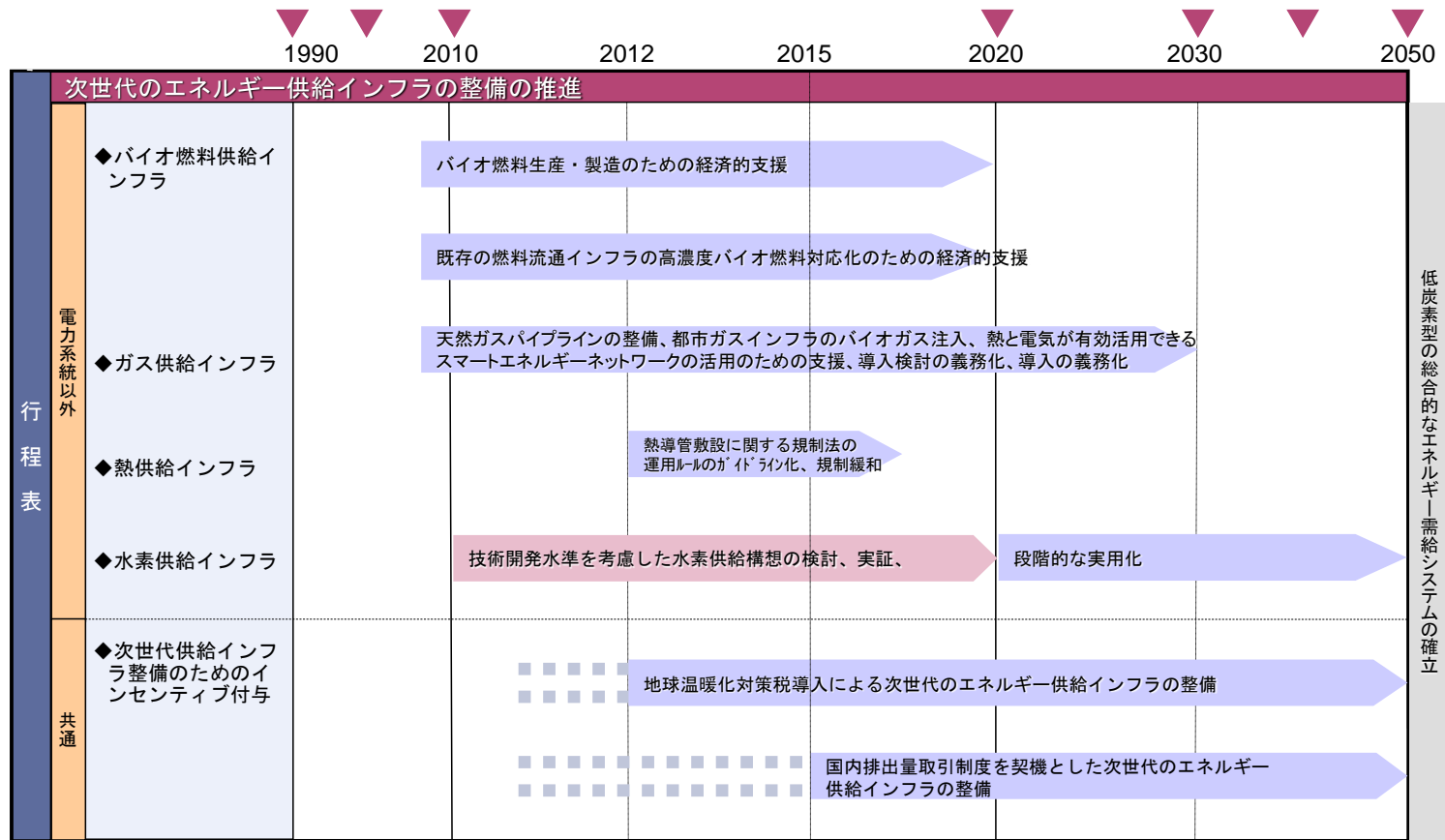
(3) 次世代のエネルギー供給インフラ整備の推進



温室効果ガス排出量を削減するための対策を推進するための施策

左記の施策を導入するために予め行っておくべき施策

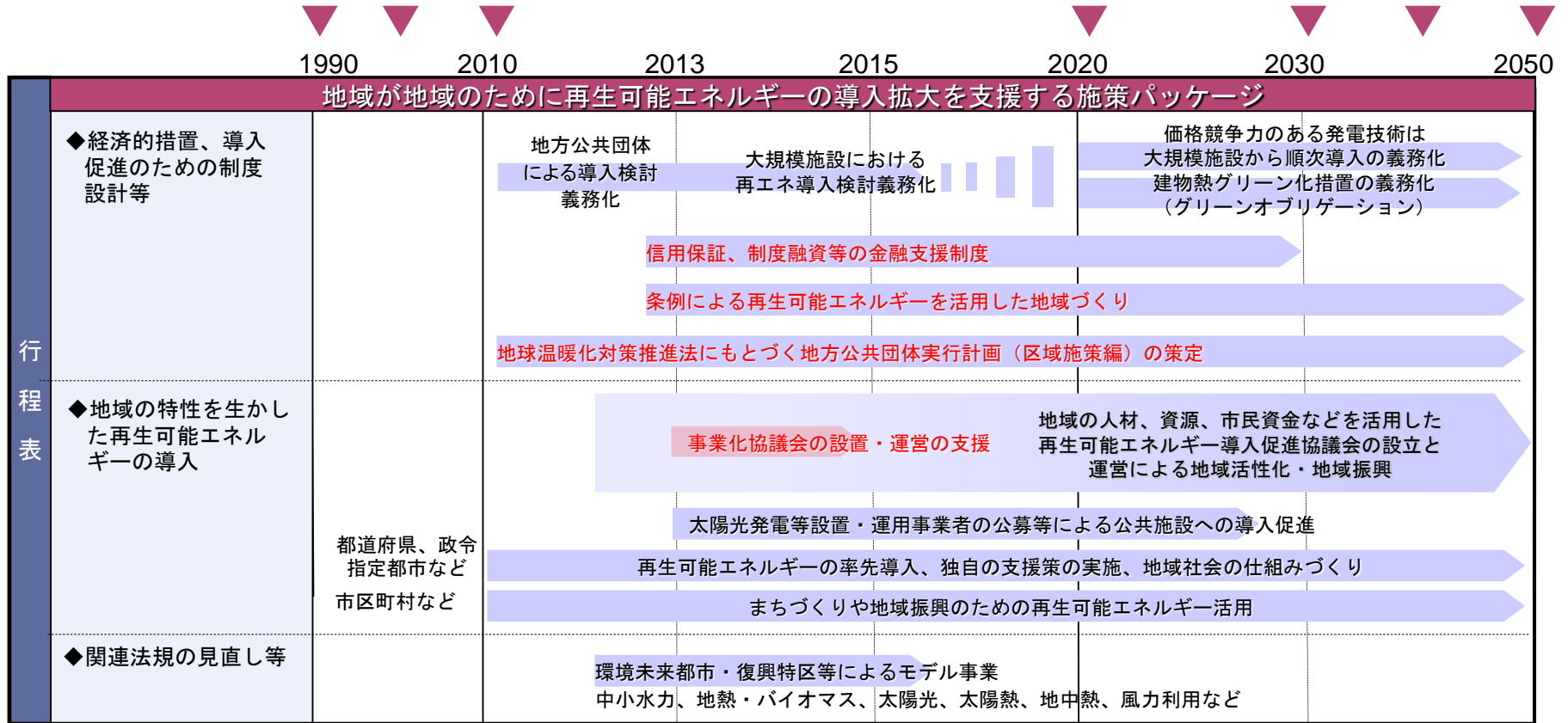
図 6-5 次世代のエネルギー供給インフラ整備推進ロードマップ（電力系統）



➡ 温室効果ガス排出量を削減するための対策を推進するための施策
 ➡ 左記の施策を導入するために予め行っておくべき施策

図 6-6 次世代のエネルギー供給インフラ整備推進ロードマップ（電力系統以外・共通）

(4) 地域が地域のために支援する施策パッケージ（一部再掲）



赤字：昨年度から追加した要素

→ 温室効果ガス排出量を削減するための対策を推進するための施策 → 左記の施策を導入するために予め行っておくべき施策

図 6-7 地域が地域のために支援する施策パッケージロードマップ

6.2 今後の課題

今年度調査を踏まえた、次年度以降の検討課題を表 6-1 に示す。

表 6-1 分野別の検討課題

分野	課題
再生可能エネルギー電気	<ul style="list-style-type: none"> ・ 調達価格の区分について、規模別のコストの実態を踏まえた整理を行う必要がある。 ・ 回避可能費用単価の算出方法を明らかにしつつ、必要に応じてより適切な算出方法に改める必要がある。 ・ 我が国の固定価格買取制度の運用に伴う課題点を早めに摘み取り、安定的かつ実効的な運用とする必要がある。 ・ 海外動向を踏まえつつ、固定価格買取制度の先に続く支援の在り方を具体化させる必要がある。
電力システム	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電力システム改革の動向を踏まえた、市場のあり方に関する検討を進める必要がある。 ・ 実効性の高い DSM の具体的な方策の検討、及びこれを系統モデルに組み込んだ際の定量的評価を行う必要がある。 ・ ドイツの RE インテグレーションに関する動向（20 の技術オプション提示後の具体的政策の検討動向、容量市場の議論等）等を把握しつつ、我が国への示唆の分析を行う必要がある。
再生可能エネルギー熱等	<ul style="list-style-type: none"> ・ 熱版 FIT や導入義務化といった、インパクトの強い施策案を具体化させる必要がある。 ・ バイオマス熱及び燃料の利用拡大の必要性を明らかにし、支援策を検討する必要がある。 ・ 熱需要を地域や業種別に把握し、その実情にあった現実的な再生可能エネルギー熱導入を検討する必要がある。 ・ モデル地域等にて、今年度示した再生可能エネルギー熱の支援策の具体化を進める必要がある。
データベース	<ul style="list-style-type: none"> ・ 再生可能エネルギーの設備情報、発電電力量、ポテンシャル量などを収集し一元的に管理・公開する仕組み作りを進める必要がある。
地域ビジネス	<ul style="list-style-type: none"> ・ 大資本と地域資本の連携の在り方、連携を念頭にした課題や施策を整理する必要がある。 ・ 地域経済に貢献する方法・スキームを整理する必要がある。 ・ 地域主導を念頭においた自治体施策の在り方を整理する必要がある。その際は、自治体の多様性（人口、地理的特性、経済規模等）に留意する。 ・ エネルギー種に着目し、特に地域色の強い、中小水力、温泉に特化して課題・施策を整理する必要がある。
導入見込量	<ul style="list-style-type: none"> ・ 太陽光以外の再生可能エネルギーの支援レベルに応じた導入見込量の推計方法を検討する必要がある。 ・ 再生可能エネルギー熱の導入コスト情報を収集する必要がある。 ・ 地中熱や未利用熱の特性を踏まえ、より高い効果を得られるケースを特定する必要がある。 ・ 全国のどの地域にどの程度の導入を見込んでいるか示す必要がある。
効果・影響分析	<ul style="list-style-type: none"> ・ 波及効果・雇用創出効果推計にあたり、地域間連携に伴う効果について、金融という視点も踏まえつつ分析を進める必要がある。

おわりに

本業務では、中長期的な再生可能エネルギーの普及見通しについての定量的な検証と普及を実現させるための方策をとりまとめるとともに、地域における再生可能エネルギービジネス振興方策をとりまとめることを目的として調査を行った。

特に、今年度は3ヶ年の検討の初年度として、国内外の実態調査を通じて、①再生可能エネルギー導入加速化の必要性、②世界全体・国内外における現状及び将来見通し、③再生可能エネルギーの大量導入に向けた課題と対応方策、④再生可能エネルギーの導入見込量、⑤再生可能エネルギーの導入に伴う効果・影響分析、⑥ロードマップの改定と今後の課題、についてとりまとめを行った。特に再生可能エネルギービジネス振興方策については、③の中で集中的な検討を行った。

今年度の調査を通じて得られた今後の課題を踏まえつつ、来年度は以下の点を中心に検討を進める必要がある。

- ・ 再生可能エネルギーの大量導入について、技術的、社会的な外部費用も含めた経済的な実現可能性の検証
- ・ 国内の再生可能エネルギー普及状況、施策の施行実施状況を踏まえ、関係者からの経済的、非経済的障壁の洗い出し
- ・ 再生可能エネルギービジネス振興方策、再生可能エネルギー熱普及方策、2050年までの系統影響分析、再生可能エネルギー普及のための需要側対策、モデル地域（自治体レベル）での再生可能エネルギー普及計画策定

また、特に支援策が遅れている再生可能エネルギー熱について、集中的に検討する必要がある。

參考資料 1

欧州調査結果報告

参考資料 2

欧州ヒアリング結果概要

参考資料 3

米国調査結果報告

参考資料4

米国ヒアリング結果概要

参考資料 5

平成 22 年度調査対象事例のフォローアップ調査結果及び新たな注目事例のヒアリング結果

参考資料6

再生可能エネルギープロジェクトの導入促進検討のための既存の支援策

参考資料 7

モデル地域における再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及シナリオの検討