

環境省 御中

**平成28年度低炭素社会の実現に向けた中長期的  
再生可能エネルギー導入拡大方策検討調査委託業務**

---

報告書

2017年3月31日

**MRI** 株式会社三菱総合研究所



## はじめに

我が国は、長期的な目標として 2050 年までに 80%の温室効果ガスの排出削減を目指すこととしている。また、フランス・パリにおいて昨年度開催された国連気候変動枠組条約第 21 回締約国会議(COP21)においても、世界共通の長期目標として 2℃目標のみならず 1.5℃への言及がなされた「パリ協定」が採択される等、世界各国において長期的な目標を見据えた温暖化対策が進められている。

再生可能エネルギーの導入拡大は、温暖化対策の重要な柱であり、中長期的視点に立って取組を進めていくことが重要である。

本業務では、諸外国における先進事例や我が国の再生可能エネルギー事業者の状況を把握するとともに、温室効果ガス削減に向けた再生可能エネルギーの導入拡大方策や、再生可能エネルギー導入拡大による社会経済的影響について調査・検討を行うものとする。

# 目次

<b>1. 諸外国における再生可能エネルギーの普及動向調査</b> .....	<b>1</b>
1.1 諸外国における再生可能エネルギー（電気、熱）の導入実績及び見通し.....	1
1.1.1 世界 .....	1
1.1.2 OECD .....	7
1.1.3 日本 .....	11
1.1.4 ドイツ.....	17
1.1.5 英国 .....	22
1.1.6 スペイン .....	27
1.1.7 イタリア .....	32
1.1.8 デンマーク .....	39
1.1.9 フランス .....	44
1.1.10 米国 .....	49
1.1.11 中国 .....	54
1.1.12 韓国 .....	61
1.1.13 各国の再生可能エネルギー電気導入実績の比較 .....	64
1.2 諸外国における再生可能エネルギーの政策動向.....	55
1.2.1 ドイツ.....	65
1.2.2 英国 .....	93
1.2.3 スペイン .....	102
1.2.4 イタリア .....	108
1.2.5 デンマーク .....	121
1.2.6 フランス .....	135
1.2.7 米国（総論） .....	149
1.2.8 米国（カリフォルニア州） .....	157
1.2.9 米国（ニューヨーク州） .....	162
1.2.10 中国 .....	169
1.2.11 韓国 .....	183
<b>2. 約束草案や地球温暖化対策計画に掲げられた再生可能エネルギー導入量確保に向けた方 策検討</b> .....	<b>199</b>
2.1 固定価格買取制度改正のポイント.....	199
2.2 再エネ導入に係る現状の把握 .....	211
2.3 2030年までの普及に向けた政策課題の検討 .....	238
2.4（参考）支援制度の状況整理 .....	246
<b>3. 系統強化方策及びデマンドレスポンス等の需要能動化方策の提案とその効果把握</b> ...	<b>270</b>
3.1 検討の背景と目的 .....	270
3.2 系統強化方策の技術動向 .....	274

3.2.1	蓄電池の技術動向.....	274
3.2.2	国内におけるデマンドレスポンスの実証動向.....	286
3.3	国内のデマンドレスポンスのポテンシャル.....	293
3.3.1	デマンドレスポンスのポテンシャル推計方針.....	293
3.3.2	デマンドレスポンス資源候補の抽出・有望性評価.....	297
3.3.3	デマンドレスポンス資源のポテンシャル推計（平均最大ポテンシャル）.....	317
3.3.4	継続時間を考慮したデマンドレスポンス資源のポテンシャル推計.....	334
3.3.5	参考資料.....	351
3.4	デマンドレスポンスの価値の定量評価.....	355
3.4.1	定量分析の方針.....	355
3.4.2	類似研究調査とモデル改良.....	357
3.4.3	分析シナリオ.....	361
3.4.4	ベースケースの分析結果.....	364
3.4.5	各対策シナリオの結果.....	368
3.4.6	まとめ.....	374
3.5	諸外国におけるデマンドレスポンスの活用状況.....	375
3.5.1	欧州諸国における電力需給向けデマンドレスポンス活用状況.....	375
3.5.2	米国における電力需給向けデマンドレスポンス活用状況.....	389
3.5.3	米国カリフォルニア州における電力需給向けデマンドレスポンス活用状況 ..	399
3.6	デマンドレスポンス資源の定着のために必要な施策.....	445
3.6.1	我が国におけるデマンドレスポンスの利用の方向性.....	445
3.6.2	デマンドレスポンス資源活用にあたっての技術的・制度的課題と施策例.....	447
3.7	再生可能エネルギーの導入に伴う効果・影響分析.....	451
<b>4.</b>	<b>再生可能エネルギー熱利用促進方策の検討.....</b>	<b>495</b>
4.1	検討の目的とフロー.....	495
4.2	2050 年度温室効果ガス 80%削減に向けた再生可能エネルギー熱の役割.....	496
4.2.1	住宅における 2050 年温室効果ガス 80%削減に向けた再生可能エネルギー熱の 役割.....	496
4.2.2	業務用建物における 2050 年温室効果ガス 80%削減に向けた再生可能エネルギ ー熱の役割.....	515
4.3	再生可能エネルギー熱の効果的な活用方法の検討.....	533
4.3.1	複数建物による再生可能エネルギー熱のシェア.....	533
4.3.2	清掃工場排熱の有効利用策の検討.....	558
<b>5.</b>	<b>環境対策費用等の社会的費用に関する海外情報の整理.....</b>	<b>566</b>
5.1	文献名：The Net Benefits of Low and No-Carbon Electricity Technologies (Brookings Institution, 2014).....	566
5.2	文献名：Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition (IEA, NEA, OECD, 2015).....	568

5.3 文献名 : Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2017 (EIA) .....	572
5.4 文献名 : Nuclear Energy and Renewables : System Effects in Low-carbon Electricity Systems (OECD, 2012) .....	574
5.5 文献名 : Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (SRREN) (IPCC, 2012) .....	577
5.6 文献名 : Energy Technology Perspectives 2014 (IEA, 2014) .....	584

参考資料1 ドイツのエネルギー変革に関する動向調査

## 図目次

図 1 1	世界の再生可能エネルギー発電設備容量.....	1
図 1 2	世界の再生可能エネルギーによる発電電力量.....	2
図 1 3	世界の熱消費量構成比（2014 年）.....	2
図 1 4	世界の再生可能エネルギー熱消費量及び構成比の推移（2007～2014 年）.....	3
図 1 5	世界の再生可能エネルギー発電設備容量【見通し】.....	4
図 1 6	世界の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】.....	4
図 1 7	世界の熱消費量及び構成比の推移（2015～2021 年）【見通し】.....	5
図 1 8	電源別発電電力量の推移（世界）.....	6
図 1 9	OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる発電設備容量.....	7
図 1 10	OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる発電電力量.....	8
図 1 11	OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる熱消費量.....	8
図 1 12	OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】.....	9
図 1 13	OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】.....	10
図 1 14	電源別発電電力量の推移（OECD）.....	10
図 1 15	日本の再生可能エネルギーによる発電設備容量.....	11
図 1 16	日本の再生可能エネルギーによる発電電力量.....	12
図 1 17	日本の再生可能エネルギーによる熱供給量.....	13
図 1 18	日本のエネルギー需給構造と再生可能エネルギーによる発電量のシェア.....	14
図 1 19	日本の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】.....	15
図 1 20	日本の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】.....	15
図 1 21	電源別発電電力量の推移（日本）.....	16
図 1 22	ドイツの再生可能エネルギーによる発電設備容量.....	17
図 1 23	ドイツの再生可能エネルギーによる発電電力量.....	18
図 1 24	ドイツの再生可能エネルギーによる熱消費量.....	18
図 1 25	ドイツの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】.....	19
図 1 26	ドイツの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】.....	20
図 1 27	ドイツの再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】.....	20
図 1 28	電源別発電電力量の推移（ドイツ）.....	21
図 1 29	英国の再生可能エネルギーによる発電設備容量.....	22
図 1 30	英国の再生可能エネルギーによる発電電力量.....	23
図 1 31	英国の再生可能エネルギーによる熱消費量.....	23
図 1 32	英国の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】.....	24
図 1 33	英国の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】.....	25
図 1 34	英国の再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】.....	25
図 1 35	電源別発電電力量の推移（英国）.....	26
図 1 36	スペインの再生可能エネルギーによる発電設備容量.....	27
図 1 37	スペインの再生可能エネルギーによる発電電力量.....	28
図 1 38	スペインの再生可能エネルギーによる熱消費量.....	28
図 1 39	スペインの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】.....	29

図 1 40	スペインの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】	30
図 1 41	スペインの再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】	30
図 1 42	電源別発電電力量の推移（スペイン）	31
図 1 43	イタリアの再生可能エネルギーによる発電設備容量	32
図 1 44	イタリアの再生可能エネルギーによる発電電力量	33
図 1 45	イタリアの再生可能エネルギーによる熱消費量	33
図 1 46	2016～2020 年までの再生可能エネルギーによる新規導入発電設備容量の推計	34
図 1 47	2015 年および 2020 年における	35
図 1 48	イタリアの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】	36
図 1 49	イタリアの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】	37
図 1 50	イタリアの再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】	37
図 1 51	電源別発電電力量の推移（イタリア）	38
図 1 52	デンマークの再生可能エネルギーによる発電設備容量	39
図 1 53	デンマークの再生可能エネルギーによる発電電力量	40
図 1 54	デンマークの再生可能エネルギーによる熱消費量	40
図 1 55	デンマークの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】	41
図 1 56	デンマークの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】	42
図 1 57	デンマークの再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】	42
図 1 58	電源別発電電力量の推移（デンマーク）	43
図 1 59	フランスの再生可能エネルギーによる発電設備容量	44
図 1 60	フランスの再生可能エネルギーによる発電電力量	45
図 1 61	フランスの再生可能エネルギーによる熱消費量	45
図 1 62	フランスの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】	46
図 1 63	フランスの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】	47
図 1 64	フランスの再生可能エネルギーによる熱供給量【見通し】	47
図 1 65	電源別発電電力量の推移（フランス）	48
図 1 66	米国の再生可能エネルギーによる発電設備容量	49
図 1 67	米国の再生可能エネルギーによる発電電力量	50
図 1 68	米国の再生可能エネルギーによる熱消費量	50
図 1 69	米国の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】	51
図 1 70	米国の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】	52
図 1 71	米国の再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】	52
図 1 72	電源別発電電力量の推移（米国）	53
図 1 73	中国の再生可能エネルギーによる発電設備容量	54
図 1 74	中国の再生可能エネルギーによる発電電力量	55
図 1 75	中国の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】	58
図 1 76	中国の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】	58
図 1 77	電源別発電電力量の推移（中国）	59
図 1 78	韓国の再生可能エネルギーによる発電設備容量	61
図 1 79	韓国の再生可能エネルギーによる発電電力量	62
図 1 80	韓国の再生可能エネルギーによる熱消費量	62



図 1 81	電源別発電電力量の推移（韓国）	63
図 1 82	各国の再生可能エネルギーによる発電実績の比較	64
図 1 83	FIT とスライド式 FIP による再生可能エネルギーの支援	70
図 1 84	パイロット入札、FIP/FIT による太陽光発電設備の支援水準の遷移	78
図 1 85	出力抑制される再生可能エネルギー電力の熱分野への利用方法	86
図 1 86	系統混雑解消のための再給電措置が実施された系統（2015 年）	87
図 1 87	陸上風力の導入を制限する「系統増強地域」	88
図 1 88	英国の GHG 排出削減計画及び低炭素電力導入促進	93
図 1 89	英国の再生可能エネルギーの導入目標	94
図 1 90	英国の再生可能エネルギー導入推移と目標	94
図 1 91	英国の 2020 年再生可能エネルギー導入目標の部門別内訳	95
図 1 92	英国の主な再生可能エネルギー導入支援策の経緯	96
図 1 93	CfD のメカニズム	97
図 1 94	CfD の仕組み	98
図 1 95	スペインのエネルギーミックスの将来計画	102
図 1 96	スペインの電力供給計画	103
図 1 97	スペインの再生可能エネルギー導入推移と目標	103
図 1 98	スペインの主な再生可能エネルギー導入支援策の経緯	104
図 1 99	スペインの FIT と FIP の概念及び対象電源	105
図 1 100	最終エネルギー総消費量に占める再生可能エネルギーの割合	108
図 1 101	再生可能エネルギー賦課金の推移と 2018 年までの見通し	109
図 1 102	主要国の PPP 換算後の産業用（左）、家庭用（右）電気料金比較	110
図 1 103	再生可能エネルギー普及を目的として導入された固定価格買取制度	112
図 1 104	電源種別によるインセンティブ申請体系	114
図 1 105	太陽光以外の固定価格買取価格の算出方法	115
図 1 106	A3 料金の今後の見通し	120
図 1 107	デンマーク：地域熱供給の熱源の割合（2014 年）	128
図 1 108	デンマーク：地域熱供給における燃料コスト（2002 年）	130
図 1 109	デンマーク：再生可能エネルギーへの補助の推移	132
図 1 110	デンマーク：輸入バイオマスによるエネルギー生産量の推移	133
図 1 111	デンマーク：電力の輸出入量（2015 年）	134
図 1 112	フランス：最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率の実績と計画値	135
図 1 113	フランス：再生可能発電設備支援制度の適用範囲（エネルギー転換法施行後）	138
図 1 114	フランス：FIP 制度の市場販売プレミアムの仕組み	141
図 1 115	米国における再生可能エネルギー利用割合基準の設定状況（2017 年 2 月現在）	154
図 1 116	ネットメータリングにおける電力の余剰分の取扱状況（2016 年 7 月現在）	156
図 1 117	コミュニティ分散発電プログラムの役割と機能	167
図 1 118	一次エネルギー消費に占める非化石エネルギー源（水力を除く）の省別目標	

.....	172
図 1 119 太陽光発電の買取価格に関するエリア区分.....	173
図 1 120 中央政府及び地方政府の補助金合計額（単位：元/kWh）.....	175
図 1 121 発電単価削減シナリオ.....	188
図 2 1 認定申請から発電事業終了までの流れ.....	200
図 2 2 電源別事業計画策定ガイドラインの概要.....	201
図 2 3 入札制度の概要.....	209
図 2 4 2030 年における再生可能エネルギーの導入量推計.....	211
図 2 5 木質バイオマスの発生量と利用の現況（推計）.....	241
図 2 6 我が国の木材価格の推移.....	242
図 2 7 木質バイオマス発電の開発状況.....	243
図 3 1 北海道 南早来変電所の実証事業概要.....	279
図 3 2 島根県 西ノ島変電所の実証事業概要.....	279
図 3 3 米国における定置用蓄電池の提供価値（USD/kW）.....	280
図 3 4 送配電設備への NAS 電池設置効果.....	281
図 3 5 AES Laurel Mountain 概要.....	281
図 3 6 Stem 導入による基本料金削減.....	282
図 3 7 日本における定置用蓄電池の目標価格.....	283
図 3 8 米国における蓄電池モジュールの目標価格.....	284
図 3 9 革新型蓄電池実用化促進基盤技術開発の概要.....	285
図 3 10 DOE の車載用蓄電池開発目標.....	285
図 3 11 容量メカニズムにおける費用回収イメージ.....	288
図 3 12 固定価格買取制度併用時の逆潮流の計量の例.....	291
図 3 13 デマンドレスポンス・ポテンシャル推計の実施フロー.....	293
図 3 14 技術的ポテンシャルと時間スケールのイメージ.....	296
図 3 15 デマンドレスポンス対応可能と回答した事業所数と 1 件あたり平均消費電力 .....	298
図 3 16 産業部門における予備力供給型デマンドレスポンス・ポテンシャル推定値 .....	299
図 3 17 上下水道事業のプロセスフロー例.....	301
図 3 18 工程別電力消費量割合（東京都水道局）.....	302
図 3 19 電力使用パターン例（東京都水道局）.....	302
図 3 20 下水処理場のプロセスフロー例.....	304
図 3 21 下水処理場のエネルギー消費構造（原油換算比較）.....	304
図 3 22 冷凍冷蔵倉庫の温度帯.....	306
図 3 23 冷凍冷蔵倉庫の電力消費の時間変化.....	306
図 3 24 冷凍冷蔵倉庫の月別使用電力量原単位.....	306
図 3 25 蓄熱式空調システムの設置件数（各年度末ストック）.....	308
図 3 26 蓄熱式空調システムによるピークシフト電力（各年度末ストック）.....	308
図 3 27 自動販売機の機種別普及状況(2015 年 12 月時点).....	309
図 3 28 飲料自販機出荷数 1 台あたりの年間消費電力量 (kWh).....	309
図 3 29 日本コカ・コーラ社の取組み.....	310

図 3 30	デジタルサイネージ自動販売機「JX34」	310
図 3 31	業務用ショーケースの活用イメージ	311
図 3 32	ビジネスホテルにおける導入事例（貯湯レベルの推移(湯張あり)）	312
図 3 33	業務用ヒートポンプ給湯機の出荷台数（単年）	312
図 3 34	電解槽における電力消費量の推移	320
図 3 35	需要と供給のバランス状況（平成 28 年 5 月 4 日、九州電力管内）	334
図 3 36	柔軟性の高いデマンドレスポンス資源の需要抑制ポテンシャル	336
図 3 37	柔軟性の低いデマンドレスポンス資源の需要抑制ポテンシャル	337
図 3 38	柔軟性の高いデマンドレスポンス資源の需要抑制ポテンシャル（地域別・夏期・現状）	338
図 3 39	柔軟性の高いデマンドレスポンス資源の需要抑制ポテンシャル（地域別・夏期・2030 年）	338
図 3 40	柔軟性の低いデマンドレスポンス資源の需要抑制ポテンシャル（地域別）	339
図 3 41	柔軟性の高いデマンドレスポンス資源の需要造成ポテンシャル	340
図 3 42	柔軟性の低いデマンドレスポンス資源の需要造成ポテンシャル	340
図 3 43	柔軟性の高いデマンドレスポンス資源の需要造成ポテンシャル（地域別・現状）	341
図 3 44	柔軟性の高いデマンドレスポンス資源の需要造成ポテンシャル	341
図 3 45	柔軟性の低いデマンドレスポンス資源の需要造成ポテンシャル（地域別）	342
図 3 46	九州電力管内におけるデマンドレスポンス資源活用効果ケーススタディ（現状）	349
図 3 47	九州電力管内におけるデマンドレスポンス資源活用効果ケーススタディ（2030 年）	350
図 3 48	自家発電設備のデマンドレスポンス・ポテンシャル推計結果	351
図 3 49	防災用自家発電装置の導入推移	353
図 3 50	デマンドレスポンス・ポテンシャルをもつプロセス別の電力消費量(2012 年)	354
図 3 51	欧州のデマンドレスポンス・ポテンシャル	354
図 3 52	モデル構造	357
図 3 53	地域別の年間発電量	364
図 3 54	毎時の需給バランスのイメージ（全国、4/1~4/7 の例）	364
図 3 55	毎時の LFC 必要量・供給量バランス（全国、4/1~4/7 の例）	365
図 3 56	運転予備力（上げ代）バランス（全国、4/1~4/7 の例）	366
図 3 57	運転予備力（下げ代）バランス（全国、4/1~4/7 の例）	366
図 3 58	地域別 CO2 排出量	367
図 3 59	地域別の月別抑制率比較（左：炭素価格 4,000 円/tCO <sub>2</sub> 右：炭素価格 10,000 円/tCO <sub>2</sub> ）	368
図 3 60	地域別の年間抑制量比較（左：炭素価格 4,000 円/tCO <sub>2</sub> 右：炭素価格 10,000 円/tCO <sub>2</sub> ）	368
図 3 61	地域別の CO2 排出量比較（左：炭素価格\$40/tCO <sub>2</sub> 右：炭素価格\$100/tCO <sub>2</sub> ）	

.....	369
図 3 62 地域別の燃料費比較（左：炭素価格\$40/tCO <sub>2</sub> 右：炭素価格\$100/tCO <sub>2</sub> ）	369
図 3 67 全国の 5 月の出力抑制量	370
図 3 68 北海道・東北・九州における 5 月の出力抑制量	371
図 3 69 シナリオ別の全国における 5 月の CO <sub>2</sub> 排出量	371
図 3 70 シナリオ別の全国における 5 月の燃料費	372
図 3 71 DR シナリオにおける全国の 4/29～5/5 における毎時需給バランス	372
図 3 72 水素製造設備容量別の再生可能エネルギーリカバリー率等（北海道、東北、九州）	373
図 3 73 欧州諸国におけるデマンドレスポンスの電力市場での活用状況	377
図 3 74 北米 ISO/RTO のエリア	391
図 3 75 Marin Clean Energy の CCA 事例	397
図 3 76 各ステークホルダー・訪問先の関係図	399
図 3 77 カリフォルニア州における電力会社のサービスエリア	400
図 3 78 CAISO の管轄エリア	400
図 3 79 カリフォルニア州の発電量構成	401
図 3 80 カリフォルニア州の設備容量構成	401
図 3 81 カリフォルニア州民間電力会社の再生可能エネルギー導入推移及び予測値	402
.....	402
図 3 82 ダックカーブの発生推移及び予測値	403
図 3 83 太陽光発電のシェアと価値との関係	405
図 3 84 太陽光発電のシェアとデマンドレスポンスの価値との関係	405
図 3 85 4 種類のデマンドレスポンスのタイムスパン	411
図 3 86 2025 年の Shift DR ポテンシャル（\$50/kWh 以下）	413
図 3 87 時間帯別料金（TOU）デフォルト化のタイムライン	419
図 3 88 電力不足発生時間の予測	424
図 3 89 Demand Response Auction Mechanism（DRAM）のスキーム	429
図 3 90 OhmConnect の需要家プラットフォーム	433
図 3 91 需要家の効率最適化の様子	434
図 3 92 NEST 製サーモスタットの外観	435
図 3 93 Rush Hour Rewards の結果	436
図 3 94 Stem の主な製品およびサービス	437
図 3 95 分散型エネルギー資源の統合による系統サービス提供イメージ	439
図 3 96 JuiceNet の概要	440
図 3 97 Eastern Municipal Water District のピーク需要の削減推移	441
図 3 98 Eastern Municipal Water District におけるデマンドレスポンスへの取り組みの様子	442
図 3 99 需要家のデマンドレスポンス対応可能性の実証のイメージ	449
図 3 100 時間帯別料金等に反応するデマンドレスポンスの技術実証のイメージ	450
図 3 101 フィーダ単位でのデマンドレスポンスの集中利用による効果の実証	451
図 3 102 波及効果の経済フロー	452
図 3 103 導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化	455

図 3 104	太陽光発電（住宅）の施設建設における生産誘発額の内訳	456
図 3 105	太陽光発電（住宅）の施設建設における生産誘発額の上位部門	456
図 3 106	太陽光発電（住宅）の施設運用における生産誘発額の内訳	457
図 3 107	太陽光発電（住宅）の施設運用における生産誘発額の上位部門	457
図 3 108	導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化	458
図 3 109	太陽光発電（非住宅）の施設建設における生産誘発額の内訳	459
図 3 110	太陽光発電（非住宅）の施設建設における生産誘発額の上位部門	459
図 3 111	太陽光発電（非住宅）の施設運用における生産誘発額の内訳	460
図 3 112	太陽光発電（非住宅）の施設運用における生産誘発額の上位部門	460
図 3 113	導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化	461
図 3 114	太陽光発電（メガソーラー）の施設建設における生産誘発額の内訳	462
図 3 115	太陽光発電（メガソーラー）の施設建設における生産誘発額の上位部門	462
図 3 116	太陽光発電（メガソーラー）の施設運用における生産誘発額の内訳	463
図 3 117	太陽光発電（メガソーラー）の施設運用における生産誘発額の上位部門	463
図 3 118	導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化	464
図 3 119	風力発電（陸上）の施設建設における生産誘発額の内訳	465
図 3 120	風力発電（陸上）の施設建設における生産誘発額の上位部門	465
図 3 121	風力発電（陸上）の施設運用における生産誘発額の内訳	466
図 3 122	風力発電（陸上）の施設運用における生産誘発額の上位部門	466
図 3 123	導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化	467
図 3 124	導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化	468
図 3 125	導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化	469
図 3 126	水力発電（中小水力）の施設建設における生産誘発額の内訳	470
図 3 127	水力発電（中小水力）の施設建設における生産誘発額の上位部門	470
図 3 128	水力発電（中小水力）の施設運用における生産誘発額の内訳	471
図 3 129	水力発電（中小水力）の施設運用における生産誘発額の上位部門	471
図 3 130	導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化	472
図 3 131	地熱発電（大規模）の施設建設における生産誘発額の内訳	473
図 3 132	地熱発電（大規模）の施設建設における生産誘発額の上位部門	473
図 3 133	地熱発電（大規模）の施設運用における生産誘発額の内訳	474
図 3 134	地熱発電（大規模）の施設運用における生産誘発額の上位部門	474
図 3 135	導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化	475
図 3 136	地熱発電（小規模）の施設建設における生産誘発額の内訳	476
図 3 137	地熱発電（小規模）の施設建設における生産誘発額の上位部門	476
図 3 138	地熱発電（小規模）の施設運用における生産誘発額の内訳	477
図 3 139	地熱発電（小規模）の施設運用における生産誘発額の上位部門	477
図 3 140	導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化	478
図 3 141	導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化	479
図 3 142	バイオマス発電（木質）の施設建設における生産誘発額の内訳	480
図 3 143	バイオマス発電（木質）の施設建設における生産誘発額の上位部門	480
図 3 144	バイオマス発電（木質）の施設運用における生産誘発額の内訳	481
図 3 145	バイオマス発電（木質）の施設運用における生産誘発額の上位部門	481

図 3 146	導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化.....	482
図 3 147	バイオマス発電（下水汚泥）の施設建設における生産誘発額の内訳 .....	483
図 3 148	バイオマス発電（下水汚泥）の施設建設における生産誘発額の上位部門 .....	483
図 3 149	バイオマス発電（下水汚泥）の施設運用における生産誘発額の内訳 .....	484
図 3 150	バイオマス発電（下水汚泥）の施設運用における生産誘発額の上位部門 .....	484
図 3 151	導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化.....	485
図 3 152	バイオマス発電（家畜排せつ物）の施設建設における生産誘発額の内訳 .....	486
図 3 153	バイオマス発電（家畜排せつ物）の施設建設における生産誘発額の上位部門 .....	486
図 3 154	バイオマス発電（家畜排せつ物）の施設運用における生産誘発額の内訳 .....	487
図 3 155	バイオマス発電（家畜排せつ物）の施設運用における生産誘発額の上位部門 .....	487
図 3 156	導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化.....	488
図 3 157	バイオマス発電（食品廃棄物）の施設建設における生産誘発額の内訳 .....	489
図 3 158	バイオマス発電（食品廃棄物）の施設建設における生産誘発額の上位部門 .....	489
図 3 159	バイオマス発電（食品廃棄物）の施設運用における生産誘発額の内訳 .....	490
図 3 160	バイオマス発電（食品廃棄物）の施設運用における生産誘発額の上位部門 .....	490
図 3 161	本分析における再生可能エネルギーの経済波及効果比較 .....	491
図 4 1	再生可能エネルギー熱利用促進方策の検討フロー .....	495
図 4 2	本調査で推計した住宅の熱需要原単位.....	500
図 4 3	2014 年の住宅の熱需要の構造.....	501
図 4 4	2014 年の熱需要を満たすエネルギー供給に由来する CO2 排出の構造 .....	502
図 4 5	住宅の断熱性能の向上とストック平均での冷暖房エネルギー需要の変化 .....	504
図 4 6	断熱性能の向上と機器効率の向上の効果（2050 年） .....	507
図 4 7	業務用建物における熱需要原単位（延床面積あたり熱需要） .....	516
図 4 8	業務用建物における熱需要（総量） .....	517
図 4 9	2014 年の建物の熱需要の構造.....	518
図 4 10	2014 年の熱需要を満たすエネルギー供給に由来する CO2 排出の構造.....	519
図 4 11	冷暖房用エネルギー需要の変化.....	521
図 4 12	断熱性能の向上と機器効率の向上の効果（2050 年）【業務】 .....	523
図 4 13	想定した街区.....	533
図 4 14	分析フロー.....	534
図 4 15	建物用途別月別熱負荷比率.....	537
図 4 16	建物用途別時刻別熱負荷比率.....	537
図 4 17	建物用途別月別熱負荷原単位.....	538
図 4 18	建物用途別時刻別熱負荷原単位.....	538
図 4 19	検討対象街区の年間熱負荷.....	539
図 4 20	検討対象街区の月別熱負荷.....	539
図 4 21	検討対象街区の時刻別冷房負荷.....	540
図 4 22	検討対象街区の時刻別暖房負荷.....	540

図 4 23	検討対象街区の時刻別給湯負荷.....	541
図 4 24	暖房時の地中熱利用イメージ.....	542
図 4 25	冷房時の地中熱利用イメージ.....	542
図 4 26	太陽熱の採熱原単位.....	542
図 4 27	A ビル単体での地中熱利用.....	544
図 4 28	A ビル単体での太陽熱利用.....	544
図 4 29	B ビル単体での地中熱利用イメージ.....	544
図 4 30	B ビル単体での太陽熱利用イメージ.....	544
図 4 31	C ビル単体での地中熱利用イメージ.....	545
図 4 32	C ビル単体での太陽熱利用イメージ.....	545
図 4 33	3 物件での地中熱利用イメージ.....	546
図 4 34	3 物件での太陽熱利用イメージ.....	546
図 4 35	街区全体での地中熱利用イメージ.....	546
図 4 36	街区全体での太陽熱利用イメージ.....	546
図 4 37	ヒートポンプ出力あたりのイニシャルコストの事例 (クローズドループの例) .....	547
図 4 38	給湯のみに利用するシステム.....	547
図 4 39	給湯・暖房に利用するシステム.....	547
図 4 40	給湯・暖房・冷房に利用するシステム.....	547
図 4 41	地中熱利用、太陽熱利用に係る敷設面積別イニシャルコスト.....	548
図 4 42	A ビル単体での地中熱利用.....	549
図 4 43	A ビル単体での太陽熱利用.....	549
図 4 44	B ビル単体での地中熱利用.....	550
図 4 45	B ビル単体での太陽熱利用.....	550
図 4 46	C ビル単体での地中熱利用.....	550
図 4 47	C ビル単体での太陽熱利用.....	550
図 4 48	3 施設での地中熱利用.....	551
図 4 49	3 施設での太陽熱利用.....	551
図 4 50	街区全体での地中熱利用.....	551
図 4 51	街区全体での太陽熱利用.....	551
図 4 52	ケース A での地中熱利用.....	552
図 4 53	ケース A での太陽熱利用.....	552
図 4 54	ケース B での地中熱利用.....	553
図 4 55	ケース B での太陽熱利用.....	553
図 4 56	街区単位よりも小さな範囲での再エネ熱活用のイメージ.....	553
図 4 57	街区単位よりも小さな範囲での再エネ熱活用に関する比較ケース.....	554
図 4 58	駒岡清掃工場の位置と地域熱供給事業.....	558
図 4 59	北海道地域暖房(株)真駒内エネルギーセンターの熱供給導管図.....	559
図 4 60	駒岡清掃工場の余熱利用概略図.....	559
図 4 61	真駒内地区・熱供給システム.....	560
図 4 62	余熱利用による新しいスマート集合住宅モデル (余熱利用における位置づけ) .....	562

図 4 63	集合住宅の熱負荷パターン	562
図 5 1	発電コスト概念図	574
図 5 2	発電設備の外部費用 (横軸: 米セント/kWh)	578
図 5 3	中国における再生可能エネルギー電気の潜在的な供給曲線 (2030/2050 年) (縦軸: 米ドル/MWh) (横軸: 発電電力量: TWh)	581
図 5 4	インドにおける再生可能エネルギー電気の潜在的な供給曲線 (2030/2050 年) (縦軸: 米ドル/MWh) (横軸: 発電電力量: TWh)	582
図 5 5	OECD 加盟国 (欧州) における再生可能エネルギー電気の潜在的な供給曲線 (2030/2050 年) (縦軸: 米ドル/MWh) (横軸: 発電電力量: TWh)	583
図 5 6	炭素価格を控除した場合の LCOE 比較 (2015~2050 年) (\$/MWh)	584
図 5 7	電源別 LCOE 比較 (2012、2013、2025 年) (\$/MWh)	585
図 5 8	2°Cシナリオにおける調整可能電源の LCOE 比較 (2020 年) (\$/MWh)	585



## 表目次

表 1 1	世界の再生可能エネルギー熱消費量内訳と成長率.....	3
表 1 2	世界の再生可能エネルギー熱消費量成長率（2014～2021 年）【見通し】 .....	5
表 1 3	固定価格買取制度開始前後の設備導入容量.....	12
表 1 4	2016 年から 2020 年までの累積発電量推計.....	35
表 1 5	中国における太陽熱および地熱エネルギーの熱供給実績（TJ） .....	55
表 1 6	再生可能エネルギー第 13 次 5 カ年計画目標（電気）（MW） .....	56
表 1 7	再生可能エネルギー第 13 次 5 カ年計画目標（発電以外）（TJ） .....	56
表 1 8	中国における再生可能エネルギー電気（発電設備容量）の見通し（MW） ...	57
表 1 9	中国における再生可能エネルギー電気（発電量）の見通し（GWh） .....	57
表 1 10	中国における再生可能エネルギー熱供給量の見通し（TJ） .....	57
表 1 11	中国の再生可能エネルギー電気発電設備容量【2020 年見通しの比較】（MW） .....	59
表 1 12	エネルギー転換の数値目標と現状（2015 年） .....	65
表 1 13	再生可能エネルギー法の改正動向.....	67
表 1 14	EEG 2017 の主な改正点.....	68
表 1 15	再生可能エネルギー設備の導入目標.....	69
表 1 16	入札制度、FIP/FIT の対象設備.....	70
表 1 17	太陽光の入札制度概要.....	72
表 1 18	陸上風力の入札制度概要.....	73
表 1 19	洋上風力の入札制度概要.....	74
表 1 20	バイオマスの入札制度概要.....	75
表 1 21	地上設置型太陽光発電設備のパイロット入札結果.....	77
表 1 22	地上設置型太陽光発電設備のパイロット入札における落札設備の稼働率 ...	78
表 1 23	ドイツ・デンマーク間の地上設置型太陽光発電設備の国境を越えた入札結果 .....	79
表 1 24	EEG2017 に基づき実施された太陽光発電設備の入札結果.....	80
表 1 25	設置場所の種類別の入札参加状況.....	80
表 1 26	太陽光の FIP/FIT による支援水準と逓減率.....	81
表 1 27	2018 年末までに稼働開始する陸上風力の FIP/FIT による支援水準と逓減率	82
表 1 28	2021 年以降に稼働する洋上風力プロトタイプの FIP/FIT による支援水準 ...	83
表 1 29	2020 年末までに稼働開始する洋上風力の FIP/FIT による支援水準と逓減率	83
表 1 30	バイオマスの FIP/FIT による支援水準.....	84
表 1 31	水力の FIP/FIT による支援水準.....	84
表 1 32	埋立地・下水・鉱山ガスの FIP/FIT による支援水準.....	85
表 1 33	洋上風力の年別導入計画.....	88
表 1 34	各部門における 2030 年の温室効果ガス削減目標.....	89
表 1 35	エネルギー産業部門における措置.....	90
表 1 36	英国の 2020 年再生可能エネルギー導入目標のエネルギー種類別内訳 .....	95
表 1 37	CfD の対象となる再生可能エネルギーの種類.....	98
表 1 38	Strike Price の上限値と第 1 回割当ラウンドの結果（太陽光と風力） .....	98

表 1 39	FIT の対象となる再生可能エネルギー	99
表 1 40	RHI の助成対象エネ種と助成単価	100
表 1 41	EPS の対象プラントと排出基準	101
表 1 42	スペインの再生可能エネルギー補助金制度の概要	106
表 1 43	スペインの再生可能エネルギー補助金制度の概要	106
表 1 44	発電容量に応じた削減率	111
表 1 45	インセンティブの買取り残存期間と削減率	111
表 1 46	固定買取価格の比較	116
表 1 47	GSE 買取り最低保証価格の推移	117
表 1 48	電源、および発電容量別 RID 手数料	118
表 1 49	SSP の手数料	118
表 1 50	デンマーク：2020 年までの再生可能エネルギー導入目標	121
表 1 51	デンマーク：100%再生可能エネルギーに向けた中・長期目標	122
表 1 52	デンマーク：陸上風力発電の買取価格	123
表 1 53	デンマーク：入札対象外の洋上風力発電の買取価格	123
表 1 54	デンマーク：入札対象の洋上風力発電の買取価格	124
表 1 55	デンマーク：バイオマス発電の買取価格	124
表 1 56	デンマーク：バイオガス発電の買取価格	125
表 1 57	デンマーク：太陽光発電の買取価格	125
表 1 58	デンマーク：水力・波力発電の買取価格	126
表 1 59	デンマーク：ネットメータリング制度の対象設備と条件	126
表 1 60	デンマーク：ネットメータリング制度による PSO 免除	127
表 1 61	デンマーク：バイオガス発電の導入促進策	127
表 1-62	デンマーク：バイオガス CHP の熱供給プレミアム（2017 年 2 月 10 日時点）	129
表 1-63	デンマーク：熱供給におけるエネルギー税（2014 年）	130
表 1 64	デンマーク：PSO の電力料金への上乗せ単価の推移	131
表 1 65	デンマーク：バイオマスエネルギーの国内生産量	133
表 1 66	フランス：エネルギー転換法に基づく 2030 年再生可能エネルギー導入目標	136
表 1 67	フランス：複数年エネルギー計画（PPE）での発電分野の源別目標	137
表 1 68	フランス：再生可能発電設備支援制度の適用範囲（エネルギー転換法施行前）	137
表 1 69	フランス：本土における再生可能エネルギー源別の買取価格【太陽光以外】	138
表 1 70	フランス：新規太陽光発電に適用される買取価格（2013 年 2 月～）	139
表 1 71	フランス：FIP 制度の適用が除外される対象設備要件	140
表 1 72	フランス：再生可能エネルギー発電を対象とした競争入札の実施状況	142
表 1 73	フランス：熱基金に基づくプレミアム価格	144
表 1 74	フランス：エネルギー転換に向けた投資額還付制度の主な機器の対象要件	145
表 1 75	フランス：エネルギー源別の設備容量、発電量の推移（2013～15 年）	146

表 1 76	フランス：再生可能エネルギー発電設備の許認可に関する課題	146
表 1 77	フランス：電力公共サービス賦課金の実績額・予測額（2014～16年）	147
表 1 78	投資税額控除の対投資額比率	151
表 1 79	米国エネルギー省融資保証プログラムの概要	152
表 1 80	カリフォルニア州再生可能エネルギー利用割合基準の制定経緯	158
表 1 81	カリフォルニア州再生可能エネルギー利用割合基準の制度の概要	158
表 1 82	ニューヨーク州クリーンエネルギー基準の制度概要	163
表 1 83	エネルギー源別設備容量の上限	165
表 1 84	ニューヨーク州における太陽光発電の拡大	166
表 1 85	中国の再生可能エネルギーに関する計画	170
表 1 86	再生可能エネルギー第13次5カ年計画目標	171
表 1 87	第13次5カ年計画期間における水力発電の発展目標	171
表 1 88	再生可能エネルギー第13次5カ年計画の目標（発電を除く）	171
表 1 89	（大型）太陽光発電所からの買取価格（単位：元/kWh）	174
表 1 90	分散型太陽光発電の補助金（単位：元/kWh）	175
表 1 91	風力発電の買取価格エリア	176
表 1 92	陸上風力発電の買取価格（単位：元/kWh）	176
表 1 93	洋上風力発電の買取価格（単位：元/kWh）	177
表 1 94	バイオマス発電の買取価格（単位：元/kWh）	177
表 1 95	火力発電に対する規制政策の一覧（2007～2015年）	179
表 1 96	「棄光」・「棄風」・「棄水」問題の現状と要因	180
表 1 97	全国・地域別の棄風の状況（2015年）	180
表 1 98	太陽光発電重点地域の買取保証時間	181
表 1 99	風力発電重点地域の買取保証時間	181
表 1 100	低炭素グリーン成長基本法における新エネルギー関連規定	184
表 1 101	新エネルギーおよび再生可能エネルギー開発・利用・普及促進法の概要	184
表 1 102	「持続可能なエネルギー体系の構築」の政策目標	187
表 1 103	第1次／第2次エネルギー基本計画の比較	187
表 1 104	発電単価低減に関する技術例	188
表 1 105	年度別義務供給比率	189
表 1 106	太陽光発電義務供給量	189
表 1 107	REC制度の概要	190
表 1 108	REC制度認定係数	190
表 1 109	RPS制度の義務供給量と実績及び義務履行率	191
表 1 110	RPS制度導入後の発電量等実績（太陽光と他電源の比較）	191
表 1 111	太陽光販売事業者選定制度の推進実績	192
表 1 112	公共機関新・再生可能エネルギー発電設備設置目標	193
表 1 113	公共機関義務化制度の実績（2004～2011年）	193
表 1 114	公共機関義務化制度の実績（2011～2015年）	194
表 1 115	RFS制度の混合義務割合	194
表 1 116	住宅部門支援制度の支援基準	195
表 1 117	建築部門（住宅以外）設備支援事業の支援基準	196

表 2 1	平成 29 年度以降の各電源の調達価格及び調達期間 .....	204
表 2 2	事業化決定から FIT 認定・運転開始までに要する標準的な期間等 .....	210
表 2 4	支援制度一覧 .....	212
表 2 5	業界団体ヒアリング先一覧表 .....	215
表 2 6	事業者ヒアリング先一覧表 .....	215
表 2 7	ヒアリング結果に基づく普及に当たっての課題および求められる対応 .....	217
表 2 8	企画段階における課題 .....	234
表 2 9	設計段階に関する課題 .....	235
表 2 10	資金調達・建設段階における課題 .....	236
表 2 11	各エネルギー源の目標達成の蓋然性の評価 .....	239
表 2 12	輸入バイオマスの生産余力 .....	240
表 2 13	出力別包蔵水力（一般水力） .....	245
表 3 1	再生可能エネルギー導入時の電力システムへの影響とデマンドレスポンス資源の利用可能性 .....	271
表 3 2	（参考）再生可能エネルギーに起因する電力システム上の課題 .....	272
表 3 3	デマンドレスポンスのメカニズム .....	273
表 3 4	エネルギー・電力貯蔵技術の分類 .....	274
表 3 5	蓄電池の分類 .....	276
表 3 6	蓄電池の主要用途分類 .....	277
表 3 7	日本における系統用蓄電池の実証事業 .....	278
表 3 8	エネルギー・リソース・アグリゲーションに基づくサービス .....	286
表 3 9	ネガワット取引に関する検討と進捗 .....	287
表 3 10	バーチャルパワープラント構築事業（A 事業） 採択テーマ .....	289
表 3 11	採択テーマの概要 .....	290
表 3 12	再生可能エネルギー導入促進に対するデマンドレスポンス資源の 特徴と期待される役割 .....	294
表 3 13	デマンドレスポンス資源候補の特徴整理・評価の観点 .....	294
表 3 14	デマンドレスポンス資源の特徴と調整力機能との関係 .....	295
表 3 15	国内におけるデマンドレスポンス資源候補 .....	297
表 3 16	産業部門のデマンドレスポンス資源候補の特徴・ポテンシャル（文献・ヒアリング調査結果） .....	314
表 3 17	業務部門のデマンドレスポンス資源候補の特徴・ポテンシャル（文献・ヒアリング調査結果） .....	315
表 3 18	家庭部門・運輸部門のデマンドレスポンス資源候補の特徴・ポテンシャル .....	316
表 3 19	本調査におけるポテンシャル推計の対象 .....	317
表 3 20	需要シフトの余地のあるアーク炉の利用状況 .....	318
表 3 21	アーク炉のデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制・造成） .....	318
表 3 22	アーク炉の地域別デマンドレスポンス・ポテンシャル .....	319
表 3 23	電解槽のデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制） .....	319
表 3 24	電解槽における電力消費量の推移 .....	320
表 3 25	電解槽のデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要造成） .....	320

表 3 26	上水道：送水ポンプのデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制・造成）	321
表 3 27	上水道：汚泥処理設備のデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制・造成）	321
表 3 28	上水道の地域別デマンドレスポンス・ポテンシャル	322
表 3 29	下水道事業のデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制・造成）	322
表 3 30	下水道事業のデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制・造成）	323
表 3 31	下水道事業のデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制・造成）	323
表 3 32	下水道の地域別デマンドレスポンス・ポテンシャル	324
表 3 33	冷凍冷蔵倉庫のデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制）	324
表 3 34	冷凍冷蔵倉庫のデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要造成）	325
表 3 35	冷凍冷蔵倉庫の地域別デマンドレスポンス・ポテンシャル	325
表 3 36	年間平均空調負荷の試算結果	326
表 3 37	各月の空調原単位の指数	326
表 3 38	空調機器（一般）のデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制）	327
表 3 39	空調機器（一般）の地域別デマンドレスポンス・ポテンシャル	327
表 3 40	蓄熱式空調のデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制・造成）	328
表 3 41	蓄熱式空調の地域別デマンドレスポンス・ポテンシャル	328
表 3 42	自動販売機のデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制・造成）	329
表 3 43	業務用ヒートポンプ給湯機の デマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制・造成）	329
表 3 44	業務用ヒートポンプ給湯機の地域別デマンドレスポンス・ポテンシャル	330
表 3 45	家庭用ヒートポンプ給湯機における デマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制・造成）	330
表 3 46	家庭用ヒートポンプ給湯機の地域別デマンドレスポンス・ポテンシャル	331
表 3 47	電気自動車のデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制・造成）	331
表 3 48	デマンドレスポンス資源のポテンシャル推計結果まとめ（現状・需要抑制）	332
表 3 49	デマンドレスポンス資源のポテンシャル推計結果まとめ（2030年・需要抑制）	332
表 3 50	デマンドレスポンス資源のポテンシャル推計結果まとめ（現状・需要造成）	333
表 3 51	デマンドレスポンス資源のポテンシャル推計結果まとめ（2030年・需要造成）	333
表 3 52	各デマンドレスポンス資源の継続時間の想定値	335
表 3 53	デマンドレスポンス資源ポテンシャル推計結果まとめ（需要抑制・継続時間考慮・現状）	343
表 3 54	デマンドレスポンス資源ポテンシャル推計結果まとめ（需要抑制・継続時間考慮・2030年）	343
表 3 55	デマンドレスポンス資源ポテンシャル推計結果まとめ（需要造成・継続時間考慮・現状）	344
表 3 56	デマンドレスポンス資源ポテンシャル推計結果まとめ（需要造成・継続時間	

考慮・2030年)	344
表 3 57 デマンドレスポンス資源のポテンシャル推計結果まとめ（需要抑制・継続時間考慮・地域別・現状）	345
表 3 58 デマンドレスポンス資源のポテンシャル推計結果まとめ（需要抑制・継続時間考慮・地域別・2030年）	346
表 3 59 デマンドレスポンス資源のポテンシャル推計結果まとめ（需要造成・継続時間考慮・地域別・現状）	347
表 3 60 デマンドレスポンス資源のポテンシャル推計結果まとめ（需要造成・継続時間考慮・地域別・2030年）	348
表 3 61 自家発電の地域別デマンドレスポンス・ポテンシャル（1/2）	352
表 3 62 自家発電の地域別デマンドレスポンス・ポテンシャル（2/2）	352
表 3 63 電力需給バランス確保・調整力確保のための方策	355
表 3 64 各電力需給バランス確保・LFC 調整能力確保における社会費用の考え方	356
表 3 65 電力システム評価モデルにおける課題と改良	358
表 3 66 類似文献の調査	359
表 3 67 本モデルの主な制約式	360
表 3 68 分析シナリオ	361
表 3 69 CO2 価格シナリオ	361
表 3 70 特徴別のデマンドレスポンス資源と再生可能エネルギー対応アプリケーション	362
表 3 71 各シナリオにおける対策強度の前提	370
表 3 72 評価結果のまとめ	374
表 3 73 欧州諸国における変動電源対策	375
表 3 74 フランス電力市場におけるデマンドレスポンス参加可能性	379
表 3 75 ドイツにおけるデマンドレスポンス・プログラムに対する阻害要因	380
表 3 76 ドイツ電力市場におけるデマンドレスポンスの参加可能性	381
表 3 77 英国電力市場におけるデマンドレスポンスの参加可能性	383
表 3 78 スペイン電力市場におけるデマンドレスポンス参加可能性	384
表 3 79 欧州企業のデマンドレスポンスへの取組み	386
表 3 80 Energy Pool の取組み	386
表 3 81 Flexitricity の事業分野	387
表 3 82 デマンドレスポンスに関する近時の FERC 指令の概要	389
表 3 83 北米 ISO/RTO におけるデマンドレスポンス・プログラム	391
表 3 84 米国 ISO/RTO のデマンドレスポンス・プログラムでの需要抑制ポテンシャル	392
表 3 85 ハワイ州におけるデマンドレスポンス活用型のスマートグリッドプロジェクト	393
表 3 86 HECO の家庭向けデマンドレスポンス・プログラム	394
表 3 87 HECO の法人向けデマンドレスポンス・プログラム	394
表 3 88 HECO の各プログラムの特徴	395
表 3 89 電力会社によるスマートサーモスタット導入プログラムの事例	396
表 3 90 CCA と民間電力会社（IOU）の役割・担当	397

表 3 91	CCA によるデマンドレスポンスへの取組.....	398
表 3 92	海外訪問調査訪問先一覧.....	399
表 3 93	再生可能エネルギー比率 40%実現に向けて必要となる対策オプション.....	404
表 3 94	2015～2016 年における 3 大民間電力会社のデマンドレスポンス予算.....	408
表 3 95	デマンドレスポンス・プログラムの分類.....	409
表 3 96	デマンドレスポンスの 4 つのタイプ.....	410
表 3 97	本分析においてモデル化したデマンドレスポンスの種類.....	412
表 3 98	制御対象設備とその制御方法.....	412
表 3 99	2025 年のデマンドレスポンス・ポテンシャル分析結果.....	413
表 3 100	デマンドレスポンス・省エネロードマップの目標.....	415
表 3 101	デマンドレスポンス・省エネロードマップの目標達成に向けた方向性.....	416
表 3 102	分散型エネルギー資源アクションプランの概要.....	417
表 3 103	カリフォルニア州におけるエネルギー貯蔵システムの調達目標.....	418
表 3 104	時間帯別料金 (TOU) のデフォルト化に向けた論点の内容.....	421
表 3 105	時間帯別料金 (TOU) 料金設計の方針.....	422
表 3 106	3 大民間電力会社による時間帯別料金 (TOU) の時間帯検討.....	423
表 3 107	3 大民間電力会社による時間帯別料金 (TOU) の時間帯案.....	423
表 3 108	San Diego Gas & Electric (SDG&E) の最新検討.....	424
表 3 109	PG&E のデマンドレスポンス・プログラム実施状況 (2016 年 10 月時点) .....	425
表 3 110	SCE のデマンドレスポンス・プログラム実施状況 (2016 年 10 月時点)	426
表 3 111	SDG&E のデマンドレスポンス・プログラム実施状況 (2016 年 10 月時点) .....	426
表 3 112	SDG&E 社のデマンドレスポンスの概要.....	427
表 3 113	CPUC に登録済のデマンドレスポンス・アグリゲータ (2017 年 2 月時点) .....	428
表 3 114	2016 DRAM と 2017 DRAM の違い.....	430
表 3 115	2017 DRAM の要件及び結果.....	430
表 3 116	3 大民間電力会社の 2017 DRAM 契約.....	431
表 3 117	海外訪問調査 対象事業者一覧.....	432
表 3 118	Rush Hour Rewards を提供しているパートナー企業.....	436
表 3 119	我が国におけるデマンドレスポンスの利用可能性.....	446
表 3 120	デマンドレスポンス資源の活用時期.....	447
表 3 121	デマンドレスポンス資源活用にあたっての課題と施策例.....	448
表 3 122	本分析における技術区分.....	453
表 3 123	太陽光発電 (住宅) の経済波及効果.....	455
表 3 124	太陽光発電 (非住宅) の経済波及効果.....	458
表 3 125	太陽光発電 (メガソーラー) の経済波及効果.....	461
表 3 126	風力発電 (陸上) の経済波及効果.....	464
表 3 127	風力発電 (着床洋上) の経済波及効果.....	467
表 3 128	風力発電 (浮体洋上) の経済波及効果.....	468
表 3 129	水力発電 (中小水力) の経済波及効果.....	469

表 3 130	地熱発電（大規模）の経済波及効果.....	472
表 3 131	地熱発電（小規模）の経済波及効果.....	475
表 3 132	地熱発電（温泉）の経済波及効果.....	478
表 3 133	バイオマス発電（木質）の経済波及効果.....	479
表 3 134	バイオマス発電（下水汚泥）の経済波及効果.....	482
表 3 135	バイオマス発電（家畜排せつ物）の経済波及効果.....	485
表 3 136	バイオマス発電（食品廃棄物）の経済波及効果.....	488
表 3 137	本分析における経済波及効果と波及倍率の比較.....	491
表 3 138	本分析と IRENA の雇用誘発数の比較.....	492
表 3 139	各再エネ技術における雇用誘発係数の比較.....	492
表 4 1	集計する地域区分.....	496
表 4 2	熱需要原単位推計の精緻化の視点【住宅】 .....	497
表 4 3	本調査において推計した、地域別・建て方別・エネルギー種別・用途別の家庭のエネルギー総消費量.....	497
表 4 4	推計に使用した各機器の効率の設定.....	499
表 4 5	CO2 削減効果の推計に関する精緻化の視点【住宅】 .....	503
表 4 6	住宅の断熱性能の向上の想定.....	504
表 4 7	各機器の効率向上の想定.....	505
表 4 8	各機器の省エネ率の想定.....	505
表 4 9	断熱性能の向上・機器効率の向上・電気の低炭素化・熱需要の電化の効果【住宅】 .....	508
表 4 10	再生可能エネルギー熱の利用の想定【住宅】 .....	508
表 4 11	太陽熱利用給湯システムによる再生可能エネルギー熱利用量【住宅】 .....	511
表 4 12	太陽熱利用給湯システムによる追加的 CO2 削減効果【住宅】 .....	511
表 4 13	地中熱等による再生可能エネルギー熱利用量【住宅】 .....	512
表 4 14	地中熱等による追加的 CO2 削減効果【住宅】 .....	512
表 4 15	バイオマスによる再生可能エネルギー熱利用量【住宅】 .....	513
表 4 16	バイオマスによる追加的 CO2 削減効果【住宅】 .....	513
表 4 17	再生可能エネルギー熱の組み合わせによる追加的 CO2 削減効果【住宅】 .....	514
表 4 18	再生可能エネルギー熱の組み合わせ、高断熱化、機器効率の向上の効果【住宅】 .....	514
表 4 19	業務用建物の熱需要の推計に用いたデータ .....	515
表 4 20	業務部門における精緻化の視点.....	515
表 4 21	CO2 削減効果の推計に関する精緻化の視点【業務】 .....	520
表 4 22	業務用建物の断熱性能向上の想定.....	521
表 4 23	各機器の効率向上の想定【業務】 .....	522
表 4 24	各機器の省エネ率の想定【業務】 .....	522
表 4 25	断熱性能の向上・機器効率の向上・電気の低炭素化・熱需要の電化の効果【業務】 .....	524
表 4 26	再生可能エネルギー熱利用等による効果の想定【業務】 .....	525
表 4 27	太陽熱の給湯利用による再生可能エネルギー熱利用量【業務】 .....	528
表 4 28	太陽熱の給湯利用による追加的 CO2 削減効果【業務】 .....	528



表 4 29	太陽熱の冷暖房利用による再生可能エネルギー熱利用量【業務】 .....	529
表 4 30	太陽熱の冷暖房利用による追加的 CO2 削減効果【業務】 .....	529
表 4 31	地中熱の冷暖房・給湯利用による再生可能エネルギー熱利用量【業務】 ..	530
表 4 32	地中熱の冷暖房・給湯利用による追加的 CO2 削減効果【業務】 .....	530
表 4 33	再生可能エネルギー熱の組み合わせによる追加的 CO2 削減効果【業務】 ..	531
表 4 34	再生可能エネルギー熱の組み合わせ、高断熱化、機器効率の向上の効果【業 務】 .....	531
表 4 35	想定した街区に立地する建築物の概要 .....	533
表 4 36	建物用途別 年間熱負荷原単位 (MJ/m <sup>2</sup> ・年) .....	535
表 4 37	地域係数.....	535
表 4 38	北海道における建物用途別 年間熱負荷原単位 (MJ/m <sup>2</sup> ・年) .....	535
表 4 39	検討対象街区に立地する建物の建物用途と延床面積.....	536
表 4 40	地中熱採熱原単位の諸元.....	542
表 4 41	各施設における効率 (COP) の想定値 .....	543
表 4 42	月別都市ガス単価.....	543
表 4 43	街区内の建物用途構成のパターン分け .....	552
表 4 44	建物概要.....	554
表 4 45	地中熱の活用 (冷房・暖房) .....	556
表 4 46	太陽熱の活用 (給湯・暖房) .....	556
表 4 47	負荷削減による費用対効果の改善.....	557
表 4 48	札幌市の集合住宅における月別熱負荷量 (単位: MJ/m <sup>2</sup> ・月) .....	563
表 5 1	各電源の純便益比較 (炭素価格の感度分析) .....	567
表 5 2	2025~2030 年に商用化が見込まれる先進的発電技術.....	568
表 5 3	2030 年の発電コスト見通し (IGCC/A-USC) .....	569
表 5 4	2030 年の発電コスト見通し (CCS) .....	569
表 5 5	2030 年の発電コスト見通し (EGS) .....	569
表 5 6	2015 年/2030 年の発電コスト見通し (洋上風力) .....	569
表 5 7	2015/2030 年の発電コスト見通し (太陽光) .....	570
表 5 8	2015/2030 年の発電コスト見通し (太陽熱) .....	570
表 5 9	2015/2030 年の発電コスト見通し (バイオマス) .....	570
表 5 10	2020/2030 年の発電コスト見通し (海洋エネルギー) .....	571
表 5 11	2030 年の発電コスト見通し (原子力) .....	571
表 5 12	電源別 LCOE 試算結果 (2022 年運転開始・単純平均) (\$/MWh) .....	572
表 5 13	電源別 LCOE 試算結果 (2040 年運転開始・単純平均) (\$/MWh) .....	573
表 5 14	再生可能エネルギー電源の普及率による発電コストの変化 (\$/MWh) ..	575
表 5 15	EU27 ヶ国の発電外部コスト (2005~2010 年) (€/MWh) .....	576
表 5 16	社会的費用試算の前提条件.....	579
表 5 17	再生可能エネルギー分野におけるコスト低減の重要なメカニズム .....	580
表 5 18	再生可能エネルギー導入拡大・コスト低減に向けて .....	580
表 5 19	検討対象のシナリオ.....	581
表 5 20	2°Cシナリオにおける太陽光発電設備の LCOE (2015~2050 年) (\$/MWh) .....	586

表 5 21 2℃シナリオにおける太陽熱発電設備の LCOE (2015～2050 年) (\$/MWh)	586
---	-----

## 要約

第1章では、我が国、欧州各国、米国、中国、韓国における再生可能エネルギーの導入実績及び見通しを調査した。さらに、これら諸外国における再生可能エネルギーの政策動向についても整理した。

第2章では、国内外における再生可能エネルギーの普及動向の現状を調査した。さらに文献調査・簡易将来推計・ヒアリング調査を通じて、日本国内における再生可能エネルギー導入政策の課題を抽出し、対応策を検討した。

第3章では再生可能エネルギー対応としてのデマンドレスポンスに着目し、関連技術動向調査、量的ポテンシャルの把握や、電力需給モデルを用いた定量評価を行い、今後、再生可能エネルギー対応として必要になるデマンドレスポンスの種類・役割を分析した。また、主に米国での再生可能エネルギー対応としてのデマンドレスポンスの活用施策の調査を行い、我が国でもデマンドレスポンス資源を利用・定着させていくために必要な事項を検討した。

第4章では再生可能エネルギー熱の利用促進方策の検討として、有望な活用先となる地域や建物用途を特定するため、住宅及び業務用建物における熱需要の推計、再生可能エネルギー熱の導入による効果の推計などを行った。また、特定した地域において、再生可能エネルギー熱の有効活用方策を検討するため、複数建物間での熱のシェア、地域熱供給エリアにおける清掃工場排熱の活用策について、そのCO<sub>2</sub>削減効果などの試算を行った。

第5章では、海外における各種電源の環境対策費用（例えば炭素価格）の考え方やコスト低減に資する技術開発の見通しを整理した。さらに、再生可能エネルギーの更なる拡大の可能性を発電コストや技術革新等の面から整理した。

## Summary

In Chapter 1, we investigated introduction amount of renewable energy in Japan, European countries, the US, China and Korea. In addition, the policy trends of renewable energy in these foreign countries were also arranged.

In Chapter 2, we researched the trend of introduction of renewable energy in the inside and outside the country. Furthermore, through the reference, future estimation, and hearing survey, we identified the problem and the measure in order to expand renewable energy in Japan.

In Chapter 3, we focused on demand response (DR) for dealing with renewable energy in electricity system. We surveyed related technology trends, assessed the amount of DR potential and evaluated DR role using a computational model of electricity system. We also studied political measures for utilizing DR for dealing with renewable energy in United States. Thus we organized issues to be verified to utilize and radiate DR resources in Japan.

In Chapter 4, as a study of measures to promote the use of renewable heat, we identified promising area and building use by estimating the thermal demand in residential and commercial buildings and estimating the effect of introducing renewable heat. Furthermore, in order to examine the effective utilization of renewable heat in the identified area, we calculated the CO<sub>2</sub> reduction effect on the heat share among multiple buildings and the use of waste heat from the cleaning plant in the district heat supply area.

In Chapter 5, we summarized the outlook for technological development that contributes to cost reduction and the method of power generation cost of various power sources in overseas. Furthermore, the possibility of further expansion of renewable energy was verified from the viewpoint of power generation cost and technological innovation.

# 1. 諸外国における再生可能エネルギーの普及動向調査

## 1.1 諸外国における再生可能エネルギー（電気、熱）の導入実績及び見通し

### 1.1.1 世界

#### (1) 導入実績

##### 1) 電気

再生可能エネルギー電気の導入規模は、直近の5年間は毎年70～90GW程度（前年比約15～30%）の増加を続け、2014年の合計設備容量<sup>1</sup>は約660GWとなった。設備容量の伸びは、ほとんどが太陽光と風力の寄与分である（図1-1）。

これに伴い、再生可能エネルギーによる発電量<sup>2</sup>は、2014年には合計約1,500TWhに達し、世界全体の総発電量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>3</sup>も2014年には約23%となった（図1-2）。特に太陽光発電は設備容量・発電量共に近年著しい拡大傾向にあり、2013年から2014年にかけて設備容量が前年比28%増、発電量は同37%増となっている。なお、風力発電の発電量は2011年の増加率が27%であったが、2014年は13%に留まっている。

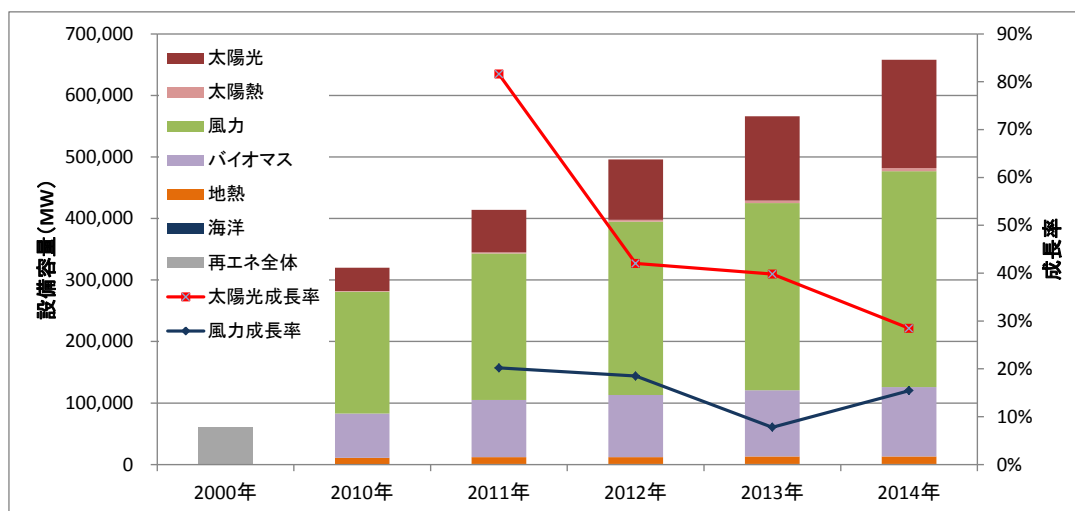


図 1-1 世界の再生可能エネルギー発電設備容量

注) 2000年の設備容量は再生可能エネルギー全体の合計値（水力を除く）。

出所) IEA, “World Energy Outlook”(2015, 2016 他)より作成

<sup>1</sup> 水力を除く。

<sup>2</sup> 水力を除く。

\*本章では「総発電量に占める再生可能エネルギーの割合」のみ水力発電も算入している。それ以外の「設備容量」「再生可能エネルギーによる発電量」に関しては、特に断りのない限り、水力以外の再生可能エネルギー源を対象に集計・分析を行った。

<sup>3</sup> 水力を含む。

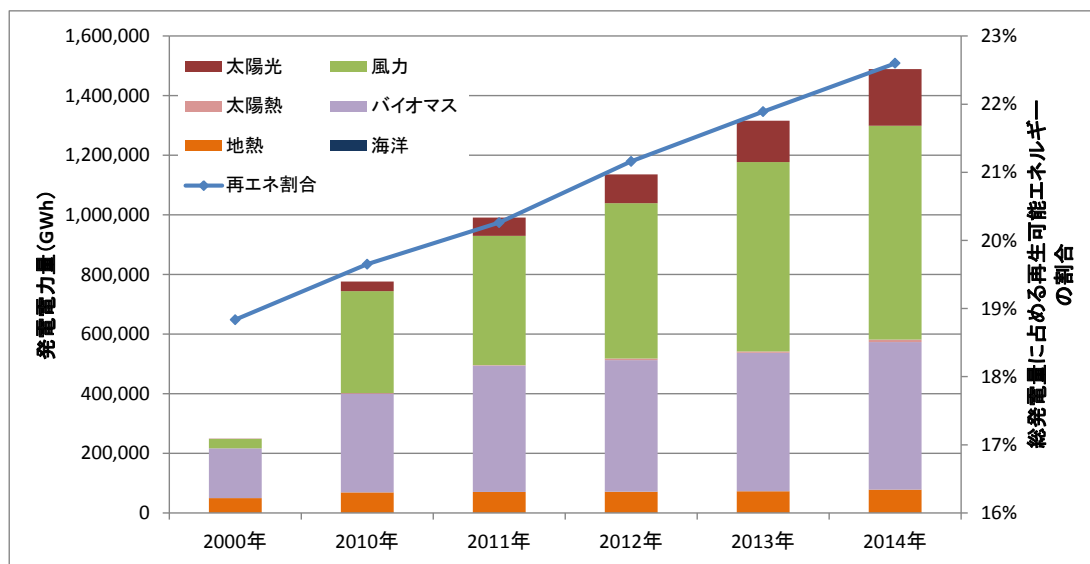


図 1-2 世界の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) IEA, “World Energy Outlook” (2015, 2016 他)より作成

## 2) 熱

世界全体の熱エネルギー消費量は 2014 年に 212EJ<sup>4</sup>であり、最終エネルギー消費の 54%に相当する。うち、再生可能エネルギーによる熱消費量は 2007～2014 年にかけて 17%増加し、2014 年には 15.2EJ (熱消費量全体の 7%) となった (図 1-3、表 1-1)。熱源の構成を見ると、大半はバイオマスの直接利用であるが、2007～2014 年にかけて、太陽熱の消費量が 3 倍強となっている (表 1-1)。

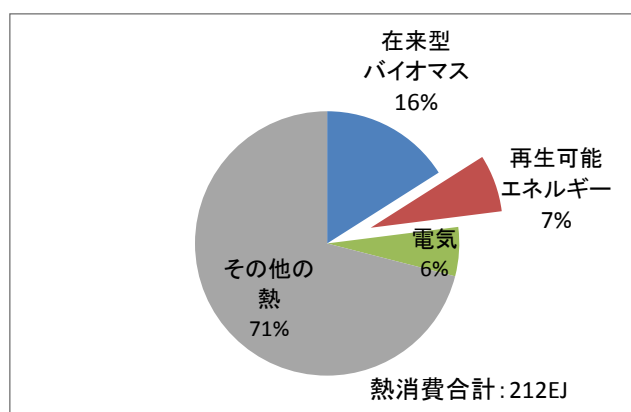


図 1-3 世界の熱消費量構成比 (2014年)

<sup>4</sup> EJ (エクサジュール) : 熱量の SI 単位。1EJ=23.88Mtoe (石油換算百万トン) である。

<sup>5</sup> 薪炭、家畜糞尿、作物残渣等の在来バイオマスを除く。

表 1-1 世界の再生可能エネルギー熱消費量内訳と成長率

内訳		2014年 (EJ)	成長率(%) (2007-2014 年)
熱消費量合計		212	N/A
再生可能エネルギー熱消費量		15.2	17
うち商業 <sup>(注)</sup>		0.8	54
うち直接利用	バイオマス	12.8	9
	太陽熱	1.2	213
	地熱	0.3	34
	直接利用小計	14.4	15

注) 「商業」は地域暖房システム等を指す。

出所) IEA, “Medium-Term Renewable Energy Market Report 2016”, 2016より作成



図 1-4 世界の再生可能エネルギー熱消費量及び構成比の推移 (2007~2014年)

出所) IEA, “Medium-Term Renewable Energy Market Report 2016”, 2016より作成

## (2) 導入見通し

### 1) 電気

IEA World Energy Outlook 2016によると、再生可能エネルギー電気の設備容量は2020年に約1,320GWと、2014年からほぼ倍増する見通しになっている(図1-5)。これに伴い、再生可能エネルギーによる発電量も、2020年には約2,900TWhに達し、2014年の約2倍となる(図1-6)。

2020年以降も再生可能エネルギーによる発電は増加を続け2040年には8,000TWhに達する見込みである。電源別では、風力が一貫して約半分を占める。

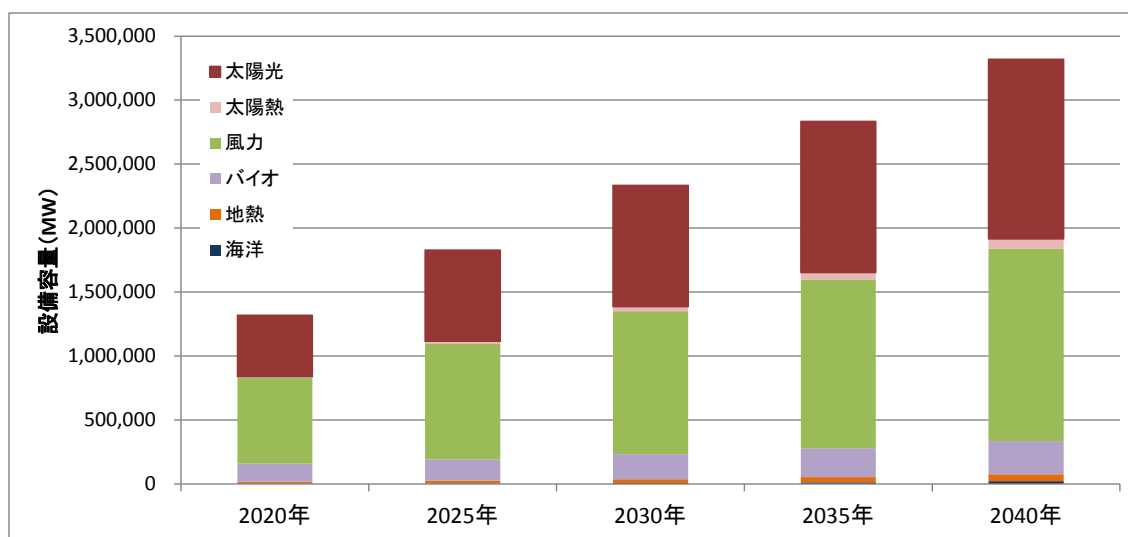


図 1-5 世界の再生可能エネルギー発電設備容量【見通し】

出所) IEA, “World Energy Outlook 2016”, 2016 より作成

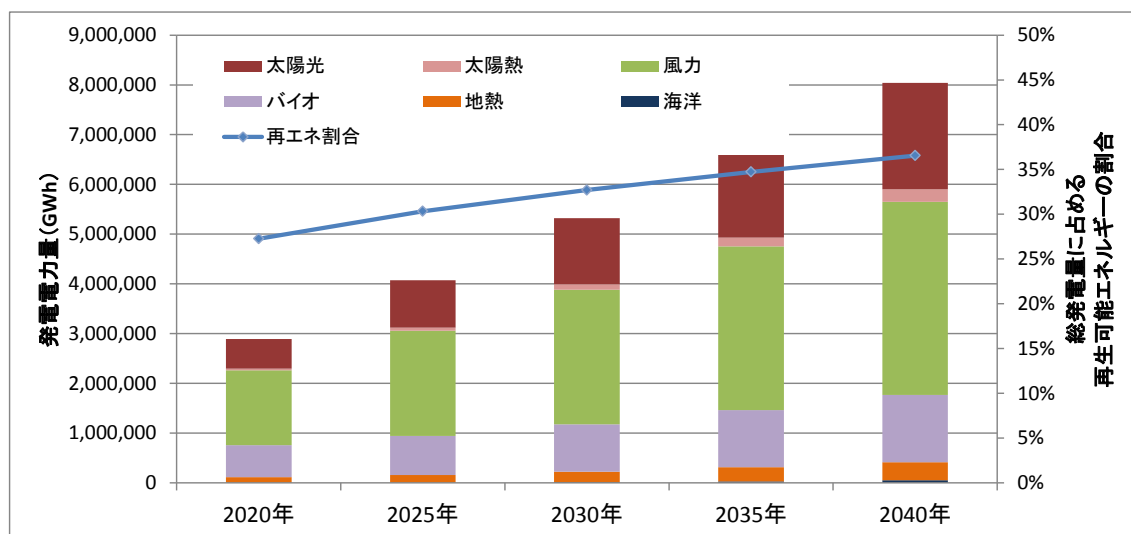


図 1-6 世界の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) IEA, “World Energy Outlook 2016”, 2016 より作成



## 2) 熱

世界全体の再生可能エネルギー熱消費量は 2014 年から 2021 年にかけて 21%増加し、約 18EJ に達する見込みである。熱源の構成はバイオマスが依然として大半を占めるが、伸びとしては地熱と太陽熱が大きい。(図 1-7 表 1-2)。



図 1-7 世界の熱消費量及び構成比の推移 (2015~2021 年) 【見通し】

出所) IEA, “Medium-Term Renewable Energy Market Report 2016”, 2016 より作成

表 1-2 世界の再生可能エネルギー熱消費量成長率 (2014~2021 年) 【見通し】

内訳	成長率 (%) (2014-2021 年)	年平均成長率 (%) (2014-2021 年)
熱消費量合計	6.0	0.8
再生可能エネルギー熱消費量	21	2.7
うち商業 <sup>(注)</sup>	13	1.7
うち直接利用		
バイオマス	16	2.1
太陽熱	65	7.4
地熱	75	8.4
直接利用小計	21	2.8

注) 「商業」は地域暖房システム等を指す。

出所) IEA, “Medium-Term Renewable Energy Market Report 2016”, 2016 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

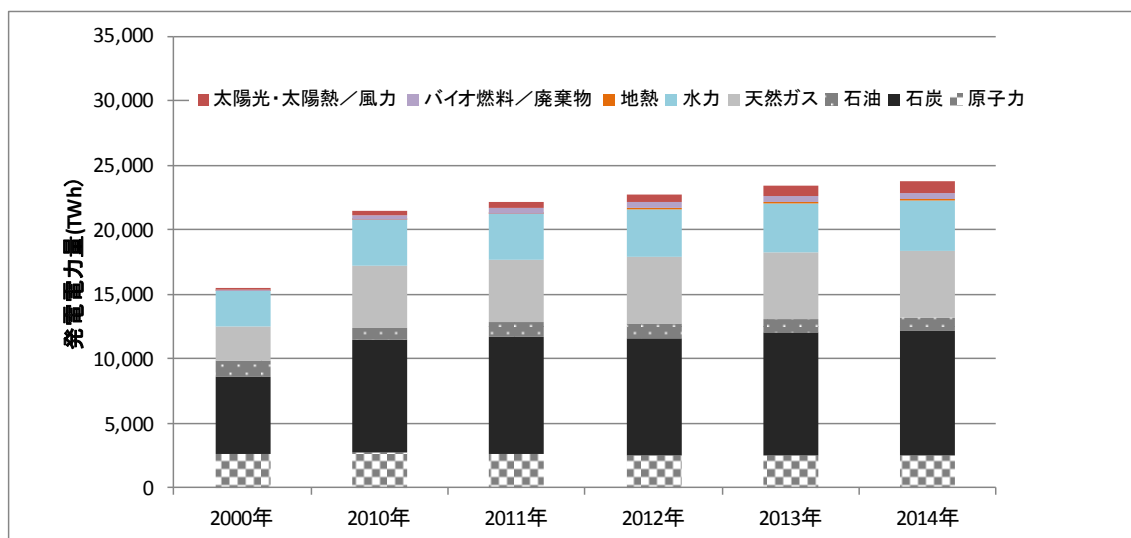


図 1-8 電源別発電電力量の推移（世界）

注）水力は揚水発電を含む。

出所）IEA, “Electricity Information” ,2002, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 より作成

## 1.1.2 OECD

### (1) 導入実績

2010年から2014年にかけて、再生可能エネルギー電気の合計設備容量<sup>6</sup>は8割超増加し、2014年は約410GWに達した（図1-9）。2010～2012年までの伸び率は毎年約20%、2013年以降は約10%となっている。

発電量<sup>7</sup>も同期間に毎年10%以上増加しており、2015年には合計約1,100TWhに達した。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>8</sup>も直近の5年間で着実に増加し、2015年は23%となっている。飛躍的に発電量が増加したのは風力であり、2010年の約30TWhから2015年には約570TWhに達している（図1-10）。

再生可能エネルギーによる熱消費量<sup>9</sup>は、2010年の約6,400PJから2014年には約6,900PJへと1割弱増加した。構成比はいずれの年もバイオマスが90%以上を占めている（図1-11）。

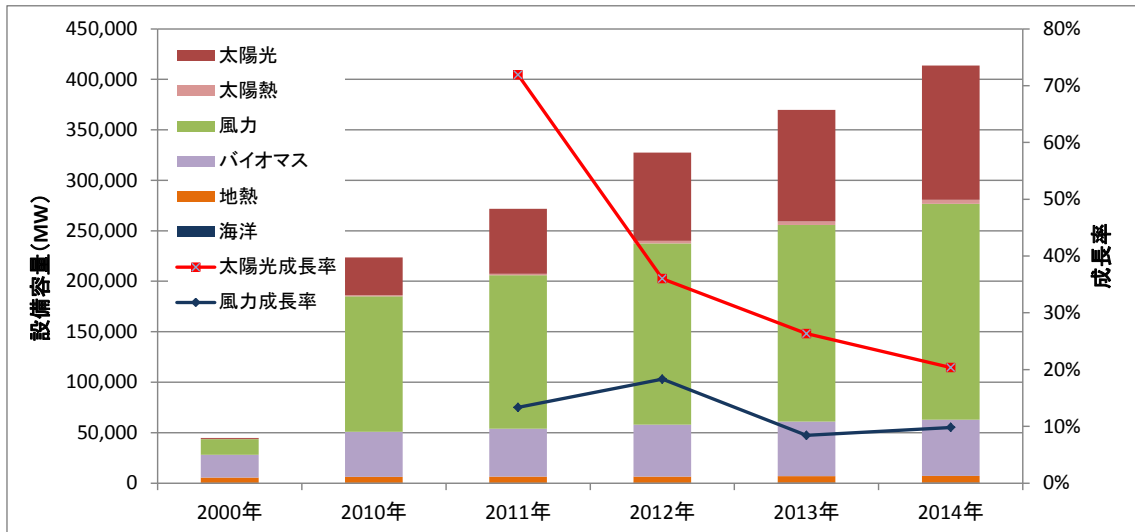


図 1-9 OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

<sup>6</sup> 水力を除く。

<sup>7</sup> 水力を除く。

<sup>8</sup> 水力を含む。

<sup>9</sup> 一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる発熱量の合計（以下、特に断りのない限り各国・地域共通）。

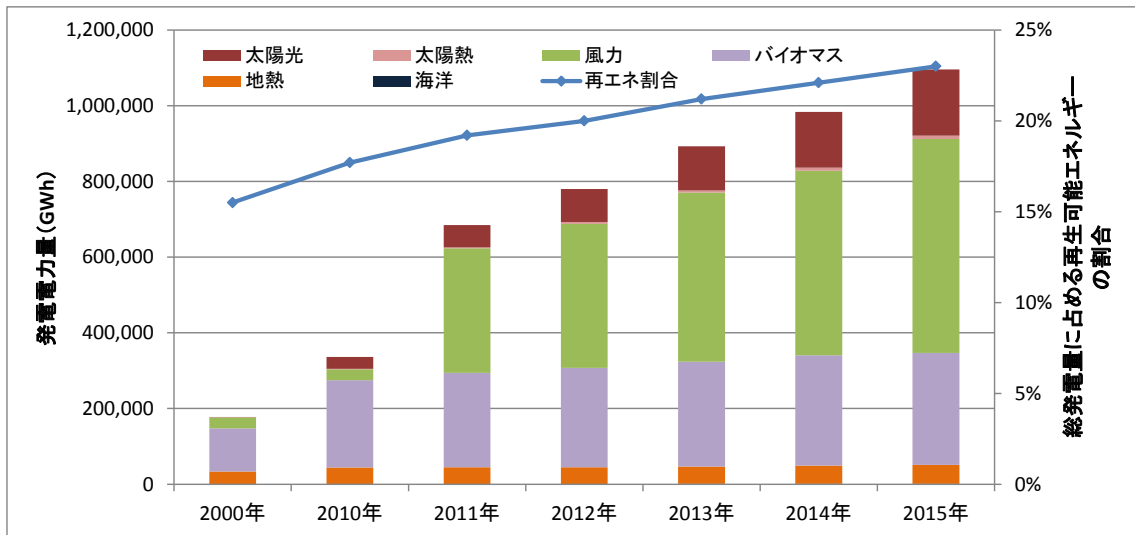


図 1-10 OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2015 年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

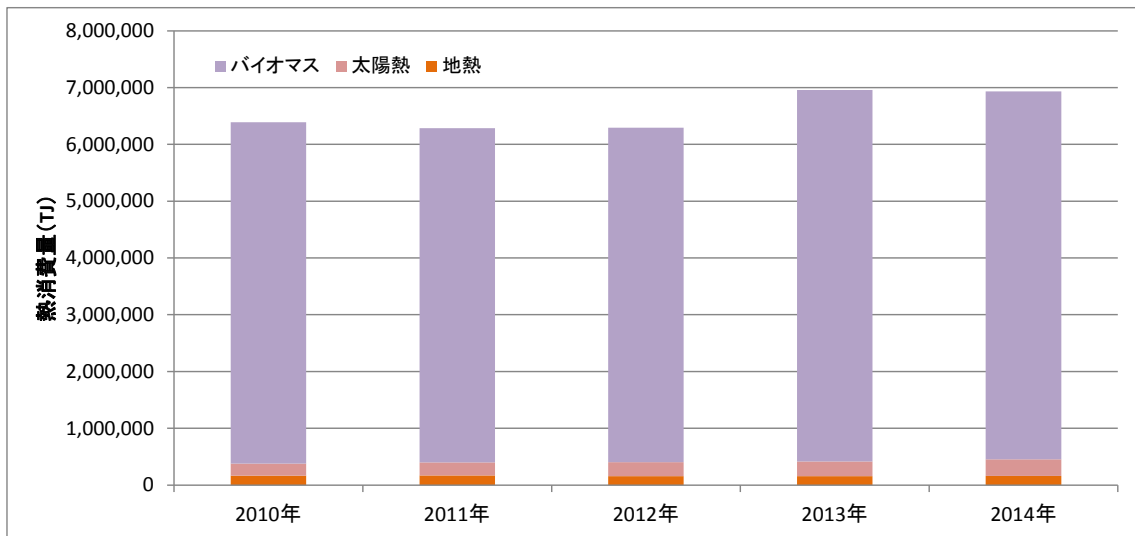


図 1-11 OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA “Renewables Information”, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 より作成

## (2) 導入見通し

再生可能エネルギー電気の合計設備容量<sup>10</sup>は、2020年の約730GWから2040年には8割増の約1,300GW超に達すると見込まれている（図1-12）。合計発電量<sup>11</sup>は2020年の約1,700TWhから6割増加して、2040年には約3,400TWhに達する見込みである（図1-13）。再生可能エネルギー電気の構成比<sup>12</sup>を見ると、設備容量・発電量共に風力が約50%で推移する。また、2035年以降は一定量の海洋エネルギー発電も予測されている（図1-12、図1-13）。

再生可能エネルギー熱消費量については、建物部門では2013年の3.75EJから2020年には4EJへと約2%の増加が予測され、特にEU加盟国での導入量拡大が見込まれている。OECDアジア地域では、絶対量は限定的ながら韓国での地熱利用が増加する。産業部門の熱利用は主にバイオエネルギーによるものであり、2013年の3EJから2020年にかけて0.4EJ増加する見込みである<sup>13</sup>。

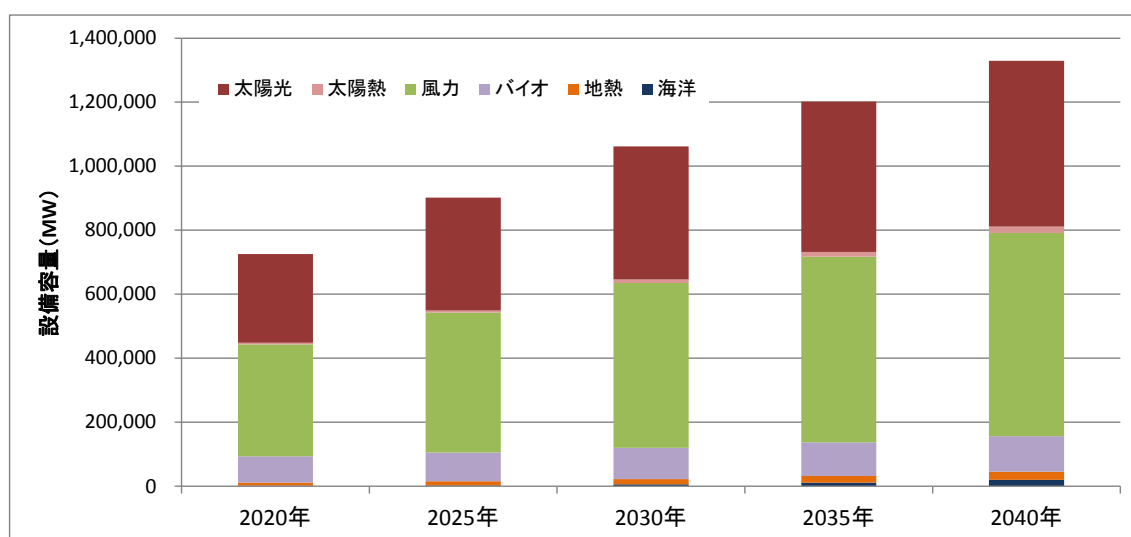


図 1-12 OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) IEA, “World Energy Outlook 2016”, 2016 より作成

<sup>10</sup> 水力を除く。

<sup>11</sup> 水力を除く。

<sup>12</sup> 水力を除く。

<sup>13</sup> IEA, “Renewable Energy Medium-Term Market Report 2015”, 2015, P.244

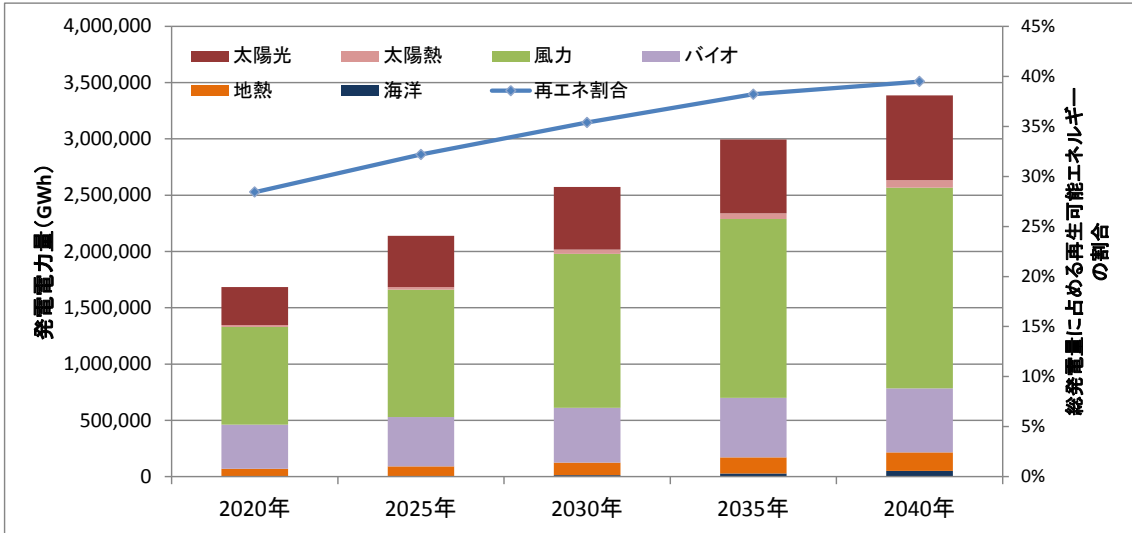


図 1-13 OECD 加盟国の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) IEA, “World Energy Outlook 2016”, 2016 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

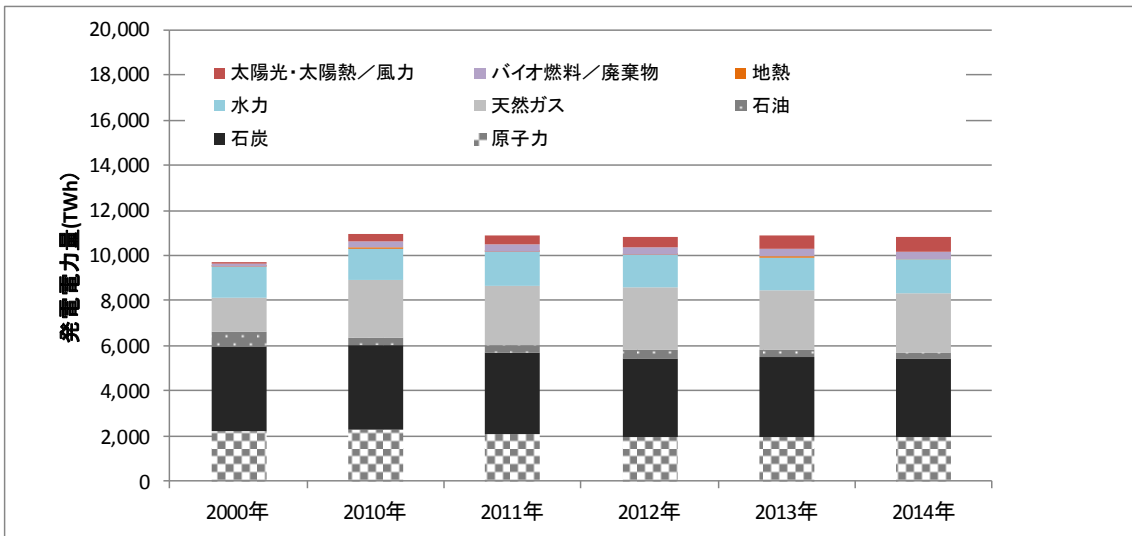


図 1-14 電源別発電電力量の推移 (OECD)

注) 水力は揚水発電を含む。

出所) IEA, “Electricity Information”, 2002, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 より作成

### 1.1.3 日本

#### (1) 導入実績

2012（平成24）年7月に固定価格買取制度（FIT）が開始され、再生可能エネルギーによる発電に係る合計設備容量<sup>14</sup>は、翌2013年に前年比約6割増、2014年も前年比約5割増となった（図1-15）。中小水力を含めると、制度開始後の累積設備容量<sup>15</sup>は約33GWに達している（表1-3）。

これに伴い、再生可能エネルギーによる発電量<sup>16</sup>も増加傾向にあり、IEAの統計値によると、2015年は約80TWhとなった（2010年のほぼ2倍）（図1-16）。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>17</sup>は、2010年以降10%台ではあるが徐々に増加し、2015年は16%に達した（図1-16）。設備容量の増加はほとんどが太陽光（非住宅）によるものであり、FIT開始後からの累積導入容量<sup>18</sup>は約27GWとなっている（表1-3）。

発電量の構成比<sup>19</sup>を見ると、2014年まではバイオマスのシェアが最大であるが、FIT導入後は太陽光が急成長し2015年は45%を占めて最大のシェアとなった（図1-16）。

再生可能エネルギー熱供給量については、千葉大学倉阪研究室・永続地帯研究会の研究によれば、直近の5年間で漸増傾向にあり、2010年の約65PJから2015年には約71PJへとおよそ1割増加している。内訳は一般家庭・業務用の太陽熱直接利用がほぼ4割、温泉熱・地中熱等の地熱利用が約3割、そして木質バイオマスが約2割を占めている（図1-17）。

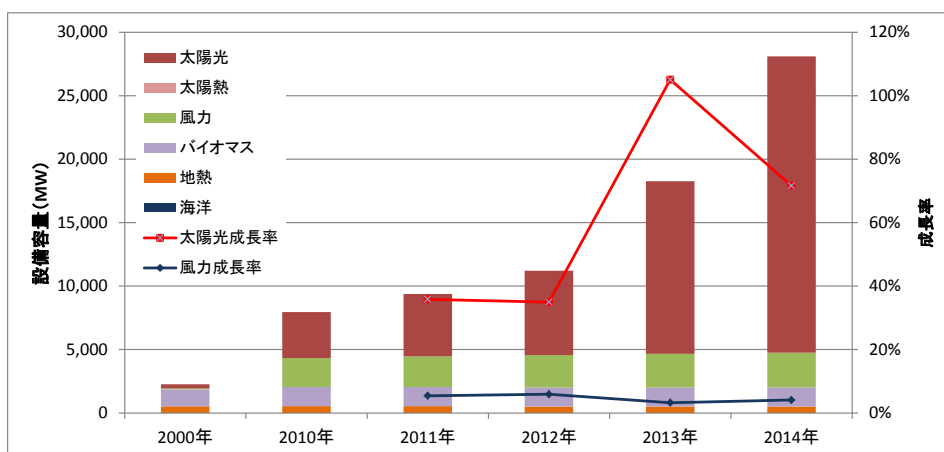


図 1-15 日本の再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

<sup>14</sup> 水力を除く。

<sup>15</sup> 2012（平成24）年7月から2016（平成28）年11月末時点まで。

<sup>16</sup> 水力を除く。

<sup>17</sup> 水力を含む。

<sup>18</sup> 2012（平成24）年7月から2016（平成28）年11月末時点まで。

<sup>19</sup> 水力を除く。

表 1-3 固定価格買取制度開始前後の設備導入容量

	制度導入前	制度導入後
	平成 24 年 6 月末までの 累積導入容量(万 kW)	平成 24 年 7 月～平成 28 年 11 月末ま での累積導入容量(万 kW)
太陽光(住宅)	約 470	446
太陽光(非住宅)	約 90	2,709
風力	約 260	60
中小水力	約 960	23
バイオマス	約 230	76
地熱	約 50	1
合計	約 2,060	3,315

注) 制度導入後の「導入容量」は、制度の下で買取が開始された状態の設備が対象となっている。

注) 内訳ごとに四捨五入しているため、合計とは必ずしも一致しない。

出所) 資源エネルギー庁、「固定価格買取制度 情報公開用ウェブサイト 平成 28 年 11 月末時点の状況 (平成 29 年 3 月 13 日更新)」, 経済産業省, 「総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会 第 3 回 配布資料 1」 -- (平成 27 年 10 月 20 日) より作成

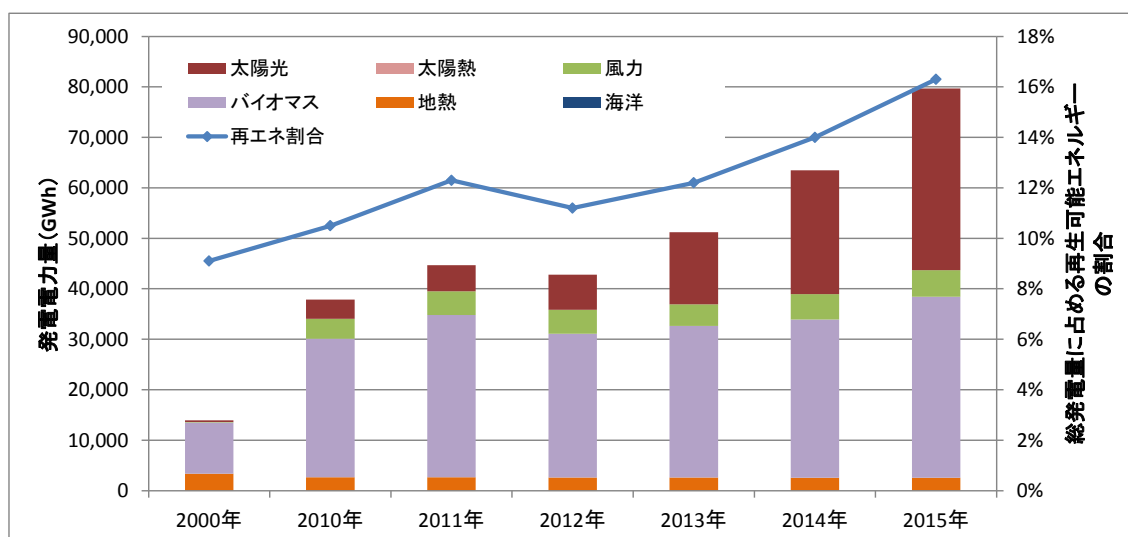


図 1-16 日本の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2015 年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成



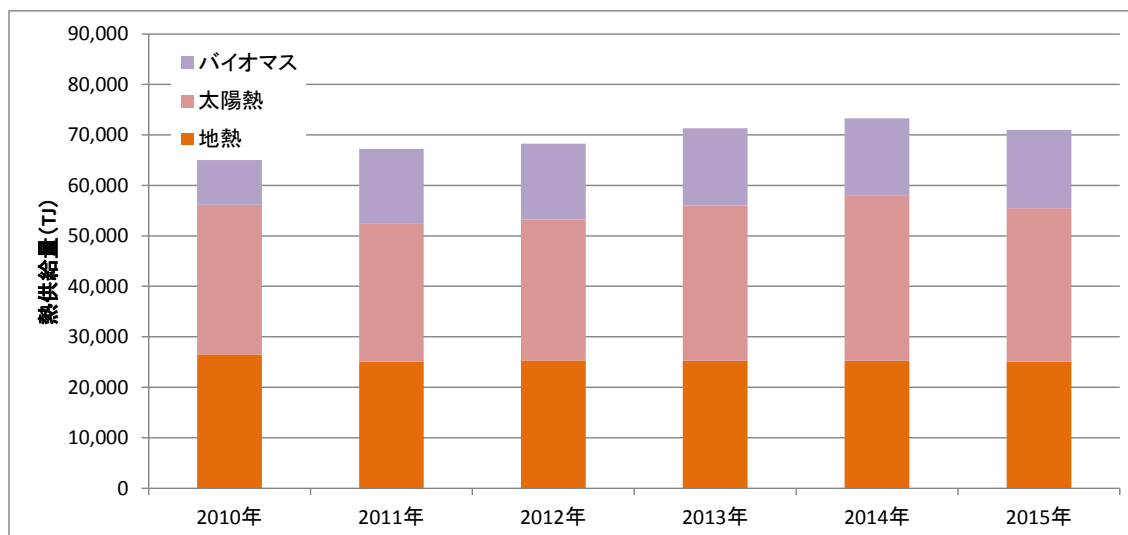


図 1-17 日本の再生可能エネルギーによる熱供給量

注) バイオマスは木質バイオマスに限るほか、コージェネを含む。

出所) 千葉大学倉阪研究室・永続地帯研究会、「永続地帯報告書」(2012年度版、2013年度版、2015年度版)より作成

## (2) 導入見通し

2015(平成27)年7月、経済産業省は「長期エネルギー需給見通し」(以下「需給見通し」)を決定した<sup>20</sup>。これは、「エネルギー基本計画」<sup>21</sup>の方針に沿って政策目標を想定し、日本のエネルギー需給構造のあるべき姿を見通しとして示したものである。

図 1-18 は、政策目標が達成された場合に実現しうる 2030 年度の電源構成(エネルギーミックス)である。需給見通しによると全電源の総発電量は約 1,070TWh、うち 22~24%に相当する電力を再生可能エネルギー電気で供給する。電源別のシェアは、太陽光が総発電量の 7.0%程度、バイオマスが 3.7~4.6%程度、風力が 1.7%程度と見込まれている。

熱については、「廃熱回収・再生可能エネルギー熱を含む熱利用の面的な拡大など地産地消の取組を推進する」<sup>22</sup>との前提で、太陽熱 55 万 kl 程度、バイオマス等 667 万 kl 程度の導入量が想定されている<sup>23</sup>。

<sup>20</sup> 経済産業省、「長期エネルギー需給見通し」,平成27年7月  
[http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004\\_2.pdf](http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004_2.pdf)

<sup>21</sup> 「エネルギー基本計画」,平成26年4月閣議決定  
<http://www.meti.go.jp/press/2014/04/20140411001/20140411001-1.pdf>

<sup>22</sup> 経済産業省、「長期エネルギー需給見通し」,平成27年7月,P.11  
[http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004\\_2.pdf](http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004_2.pdf)

<sup>23</sup> 資源エネルギー庁、「長期エネルギー需給見通し関連資料」,平成27年7月,P.60  
[http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/011/pdf/011\\_07.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/011/pdf/011_07.pdf)

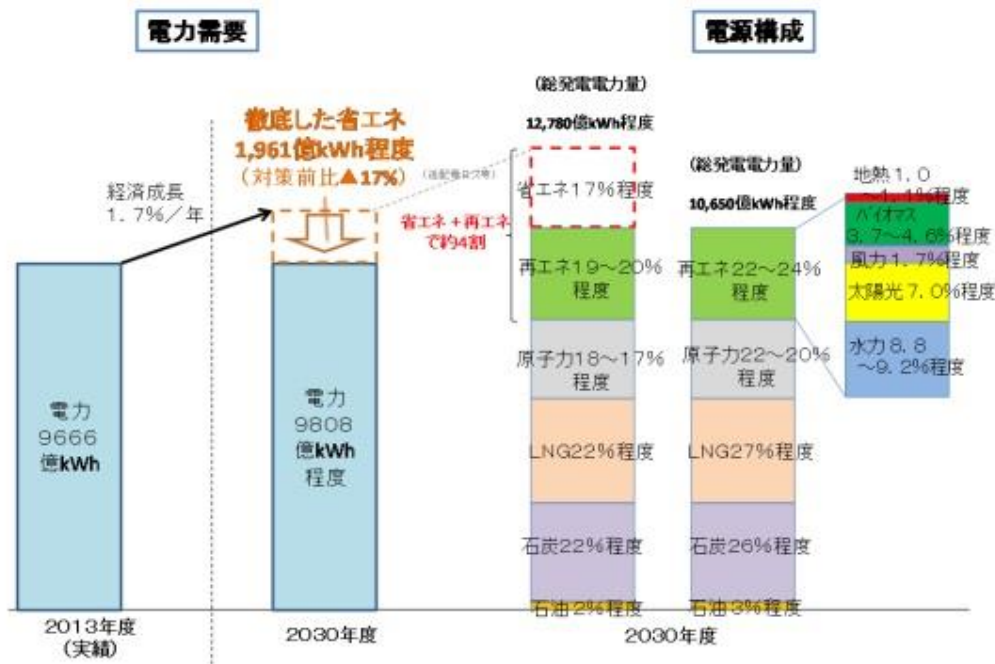


図 1-18 日本のエネルギー需給構造と再生可能エネルギーによる発電量のシェア (2030 年度) 【見通し】

出所) 経済産業省, 「長期エネルギー需給見通し」, 2015 年 7 月

なお、IEA による見通しを以下に示す (図 1-19 図 1-20)。合計設備容量<sup>24</sup>は、2030 年に約 90GW へと増加する。これは、2014 年実績の約 3 倍の規模である。発電量<sup>25</sup>も 2030 年には約 160TWh に達する見込みで、2014 年実績値 (図 1-16) のおよそ 2 倍となる。総発電量に占める再生可能エネルギー電気の割合<sup>26</sup>は、2030 年に 25%、2040 年には 30% に到達する (図 1-20)。FIT 導入後の実績どおり、設備容量・発電量共に太陽光が最大のシェアを維持する見込みとなっている。また、IEA は 2030 年代以降、海洋エネルギー発電の規模拡大も予測している (図 1-19 図 1-20)。

<sup>24</sup> 水力を除く。

<sup>25</sup> 水力を除く。

<sup>26</sup> 水力を含む。

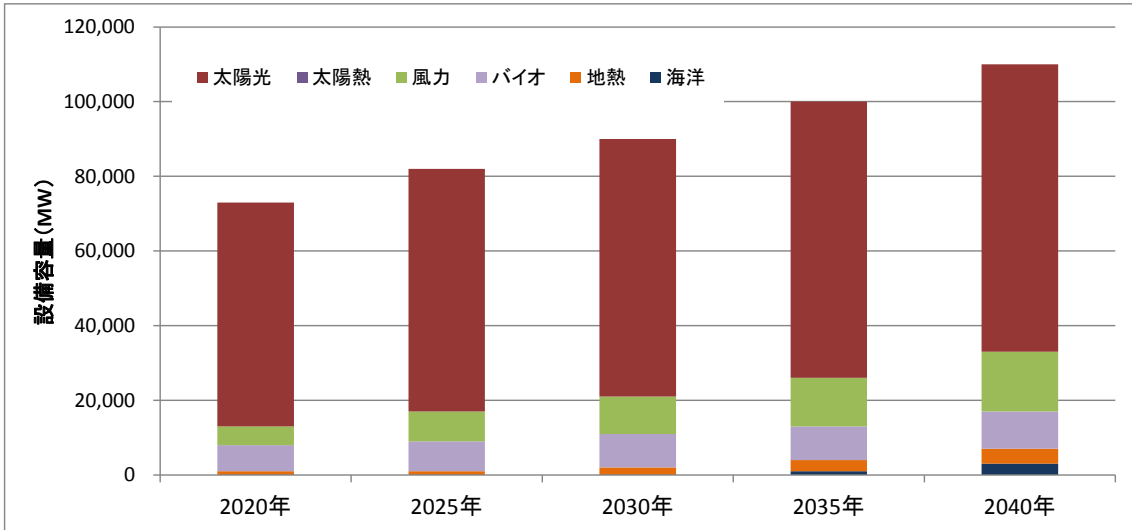


図 1-19 日本の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) IEA, “World Energy Outlook 2016”, 2016 より作成

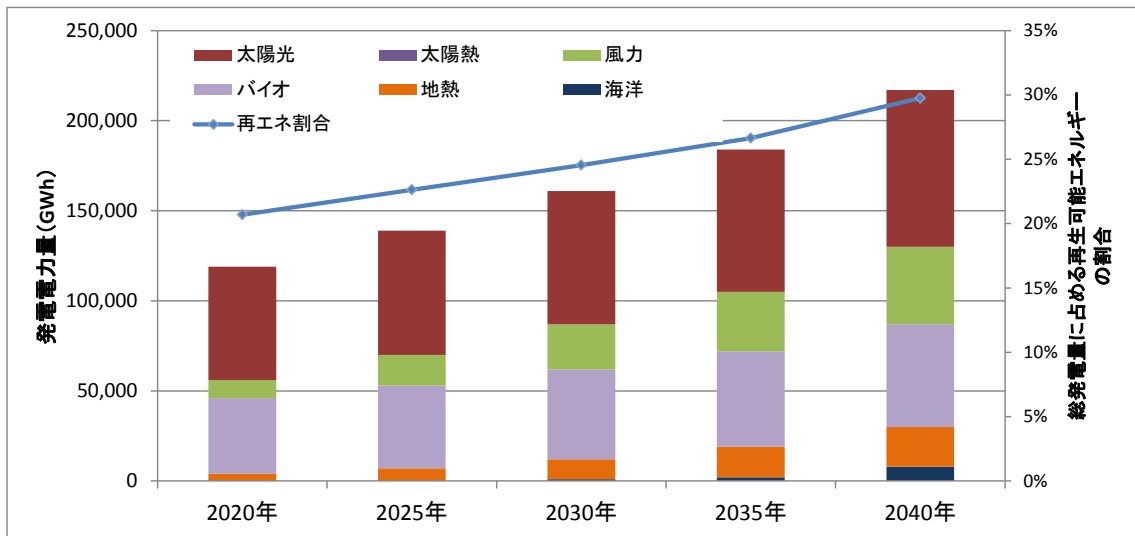


図 1-20 日本の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) IEA, “World Energy Outlook 2016”, 2016 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

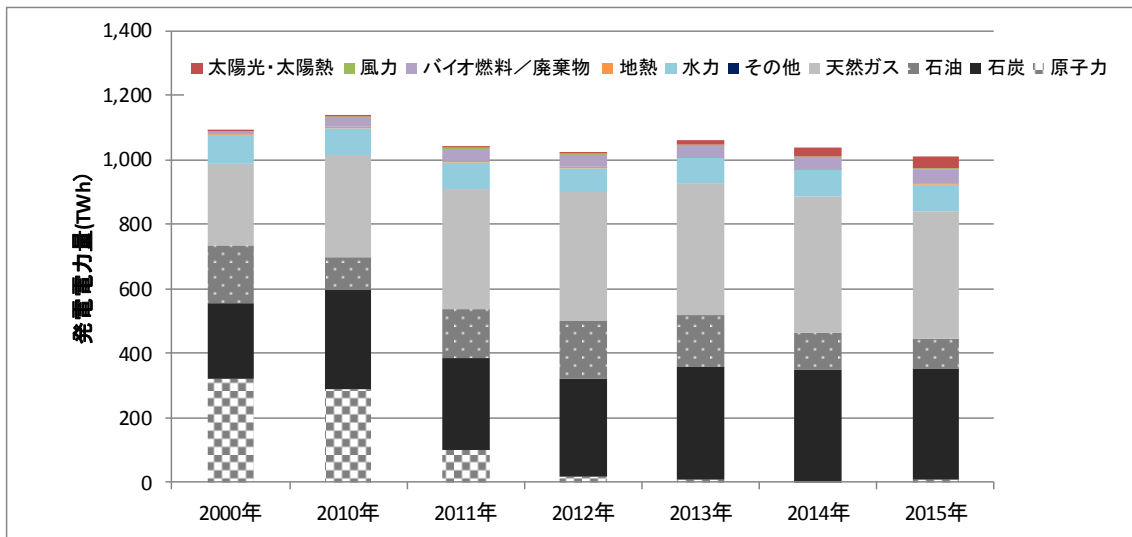


図 1-21 電源別発電電力量の推移 (日本)

注) 水力は揚水発電を除く。

注) その他は海洋、燃料電池等。

注) 2015 年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information” , 2014, 2015, 2016 より作成

### 1.1.4 ドイツ

#### (1) 導入実績

再生可能エネルギー電気の合計設備容量<sup>27</sup>は、2010年以降の5年間で毎年7~10GW増加しており、2014年には86GW超（2010年比約7割増）に達した（図 1-22）。

これに伴い、合計発電量<sup>28</sup>は、2010年の約84TWhから2015年にはほぼ2倍の180TWhへと増加している。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>29</sup>は高く、2015年には30%に達している（図 1-23）。

設備容量の伸びは太陽光の寄与分がほとんどであり、2011年は前年比40%増と大幅に拡大した。ただし、2014年の増加率は前年比5%に留まっている（図 1-22）。

再生可能エネルギーによる熱消費量は2010年以降、地熱を除き大幅な増減はなく、2014年は合計約500PJであった。太陽熱の消費量は、2010年から2014年にかけて約4割増加している（図 1-24）。

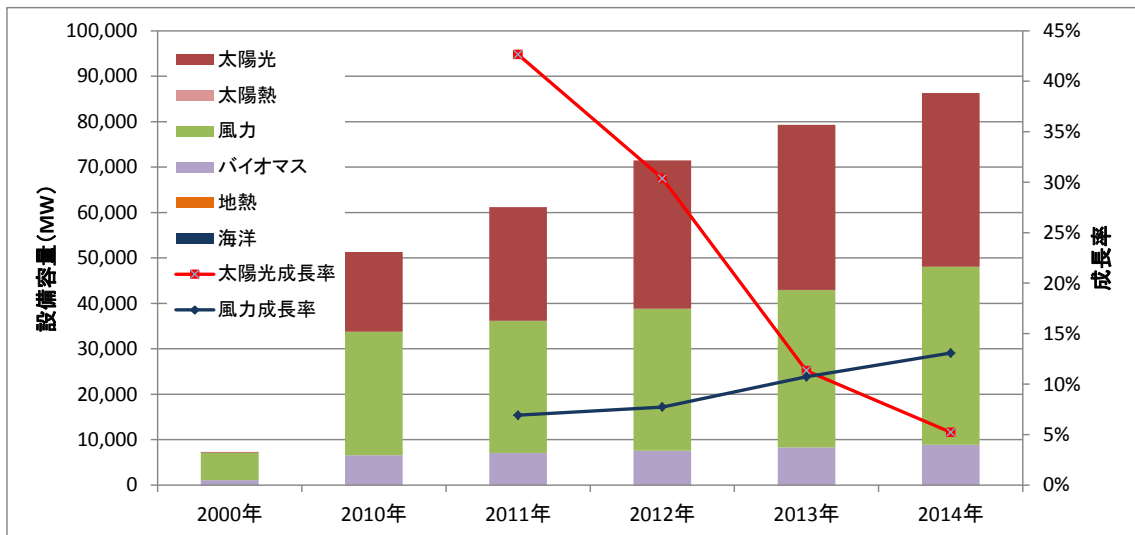


図 1-22 ドイツの再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

<sup>27</sup> 水力を除く。

<sup>28</sup> 水力を除く。

<sup>29</sup> 水力を含む。

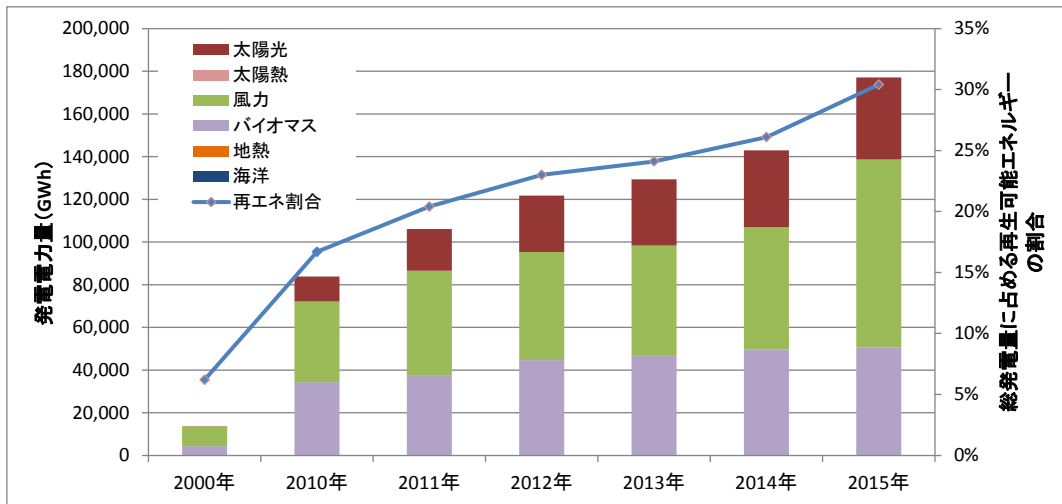


図 1-23 ドイツの再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2015 年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

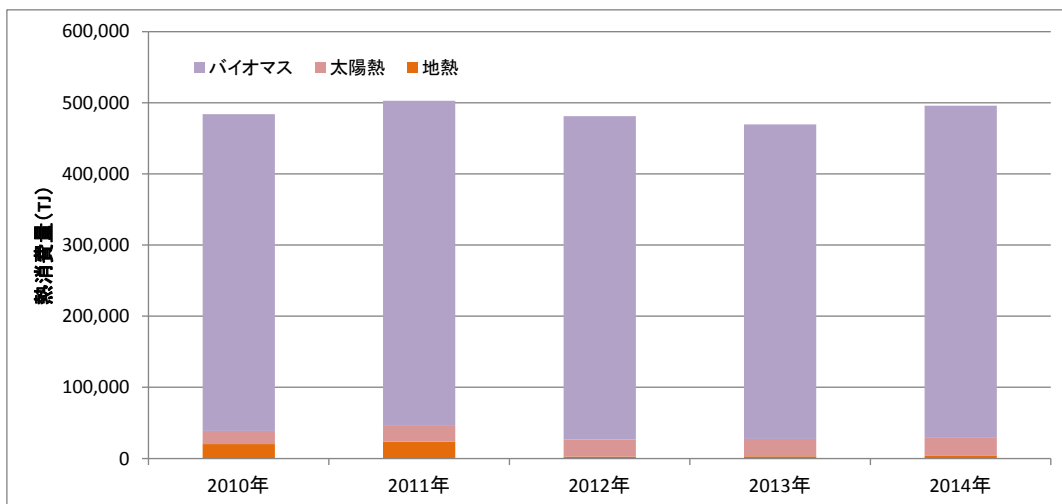


図 1-24 ドイツの再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物 (再生可能エネルギー由来)、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 より作成

## (2) 導入見通し

EU 加盟国は、2009 年に制定された「再生可能エネルギー指令 (Directive 2009/28/EC)」に基づき「国家再生可能エネルギー行動計画」(National Renewable Energy Action Plan: NREAP) を 2010 年に策定している。この計画には、2020 年までの再生可能エネルギー導入目標と規

模拡大の見通し、国別目標達成に向けての政策手段が記述されている<sup>30</sup>。

上記 EU 指令の下、ドイツは 2020 年までに最終エネルギー消費の 18.0%を再生可能エネルギーでまかなうよう義務付けられているが、NREAP ではその数値を超える 19.6%のシェアを達成可能との展望が示されている<sup>31</sup>。

ドイツ政府が NREAP に示した 2016～2020 年の見通しは下図のとおりである<sup>32</sup>。計画期間最終年の 2020 年時点において、発電設備容量<sup>33</sup>は合計約 110GW となり、太陽光と風力で 9 割を占める（図 1-25）。再生可能エネルギーによる発電量<sup>34</sup>は 2020 年に合計約 200TWh となり、風力が約 50%、太陽光は約 20%のシェアとなる（図 1-26）。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>35</sup>は 38.6%となる（図 1-26）。

再生可能エネルギーによる熱消費量<sup>36</sup>は、2020 年時点で合計約 600PJ まで増加し、熱最終消費に占める割合は約 16%となる見込みである（図 1-27）<sup>37</sup>。

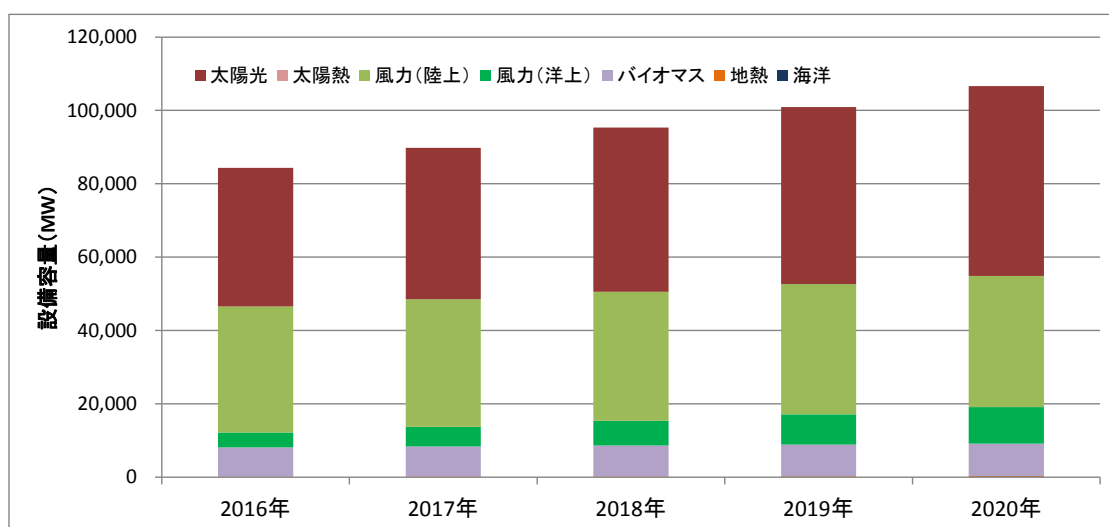


図 1-25 ドイツの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) ドイツ政府,「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

<sup>30</sup> 欧州委員会ウェブサイト, <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive>  
指令本文, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32009L0028>

<sup>31</sup> EU 加盟国の NREAP は下記サイトに掲載されている。

欧州委員会ウェブサイト,「国家行動計画」

<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans>

<sup>32</sup> EU 加盟国が NREAP に記載する 2020 年までの見通し (Indicative trajectory) は、2005 年実績及び 2020 年目標を基に、再生可能エネルギー指令 (Directive 2009/28/EC) Annex 1.B に規定された一律の計算方法により算定されたものである。

<sup>33</sup> 水力を除く。

<sup>34</sup> 水力を除く。

<sup>35</sup> 水力を含む。

<sup>36</sup> 再生可能エネルギー指令 (Directive 2009/28/EC) Article 5.4 によると、加盟国が NREAP に記載すべき熱供給量の定義は次のとおりである。「加熱・冷却 (heating and cooling) に供される再生可能エネルギー資源由来の熱量は、地域冷暖房、産業・家庭・サービス・農林水産業部門における冷暖房及びプロセスに使用する熱量を合計して算定する。」

<sup>37</sup> ヒートポンプによる供給分を含む。

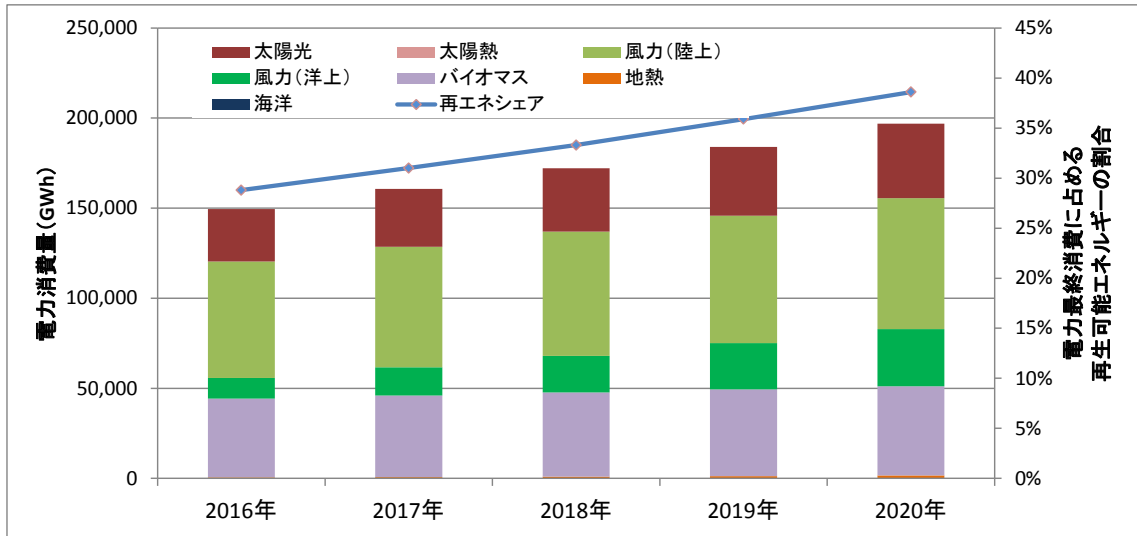


図 1-26 ドイツの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) ドイツ政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

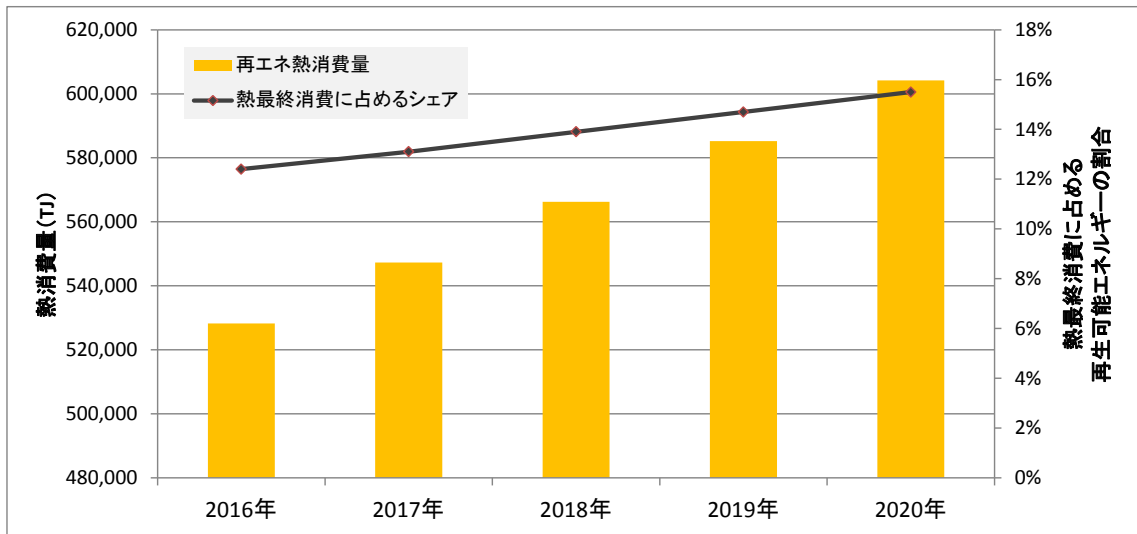


図 1-27 ドイツの再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】

注) 地域冷暖房、産業・家庭・サービス・農林水産業部門の冷暖房及びプロセスに使用する熱量の合計。

注) ヒートポンプによる供給分を含む。

出所) ドイツ政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成



【参考】電源別発電電力量の推移

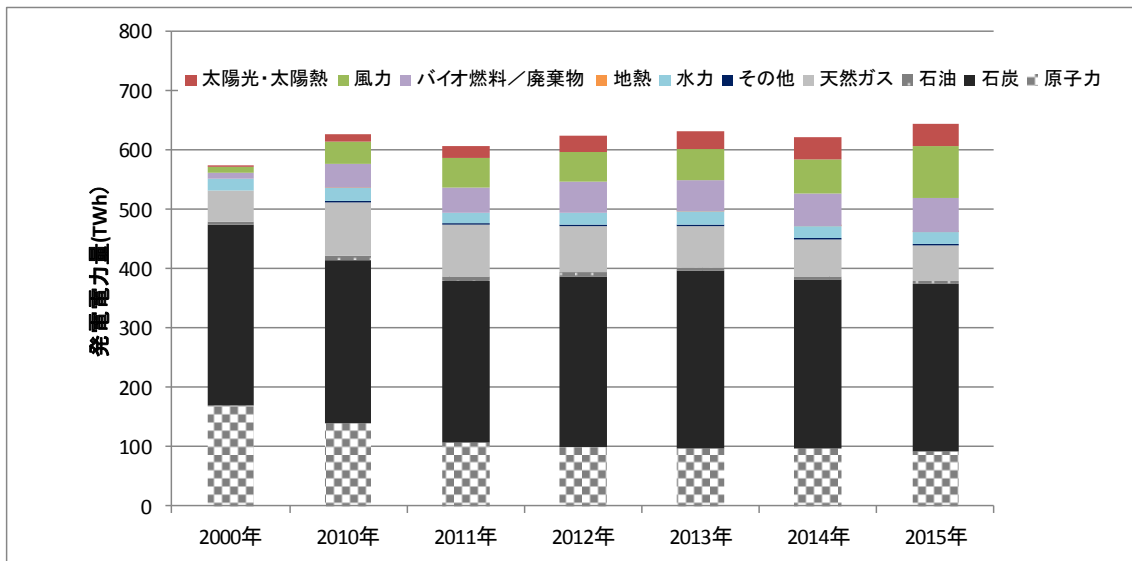


図 1-28 電源別発電電力量の推移（ドイツ）

注) 水力は揚水発電を除く。

注) その他は海洋、燃料電池等。

注) 2015 年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information” , 2014, 2015, 2016 より作成

## 1.1.5 英国

### (1) 導入実績

再生可能エネルギー電気の合計設備容量<sup>38</sup>は 2011～2014 年にかけて毎年 3～5GW 程度増加し、2014 年には 2010 年比 3 倍増の合計約 23GW となった（図 1-29）。

これに伴い、再生可能エネルギーによる発電量<sup>39</sup>も毎年 3 割程度の増加率で推移し、2015 年には約 77TWh に達している。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>40</sup>は、2015 年には 25% へ上昇した（図 1-30）。

英国では風力発電の導入量が他の再生可能エネルギーを大きく上回っているが、直近の 5 年間では太陽光の設備容量が前年比 60～90% 程度と急増している（図 1-29）。

再生可能エネルギーによる熱消費量は 2010 年以降増加傾向にあり、2014 年は前年比約 6 割増の合計約 95PJ となっている（図 1-31）。

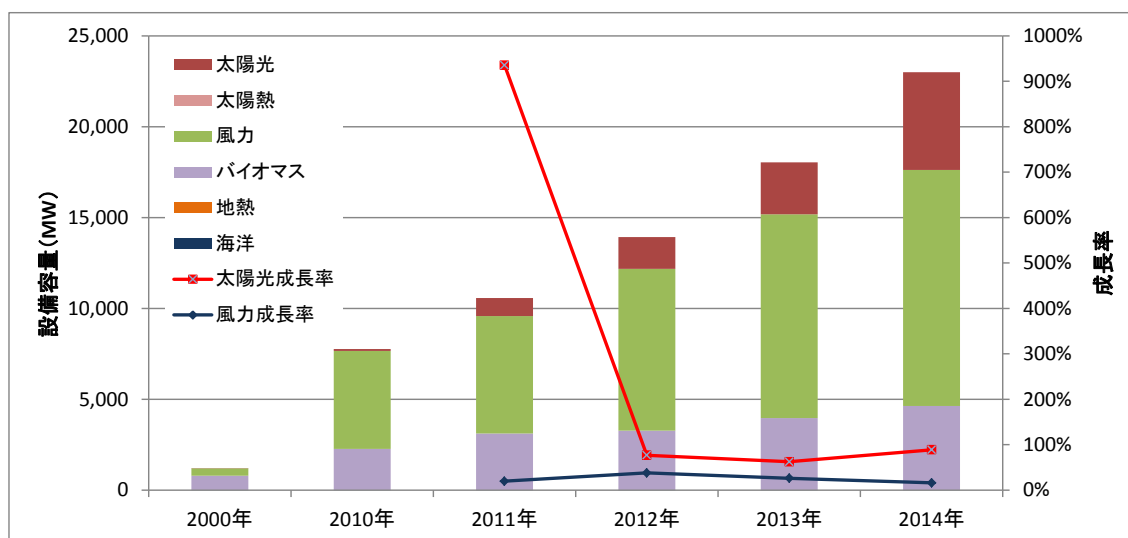


図 1-29 英国の再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

<sup>38</sup> 水力を除く。

<sup>39</sup> 水力を除く。

<sup>40</sup> 水力を含む。

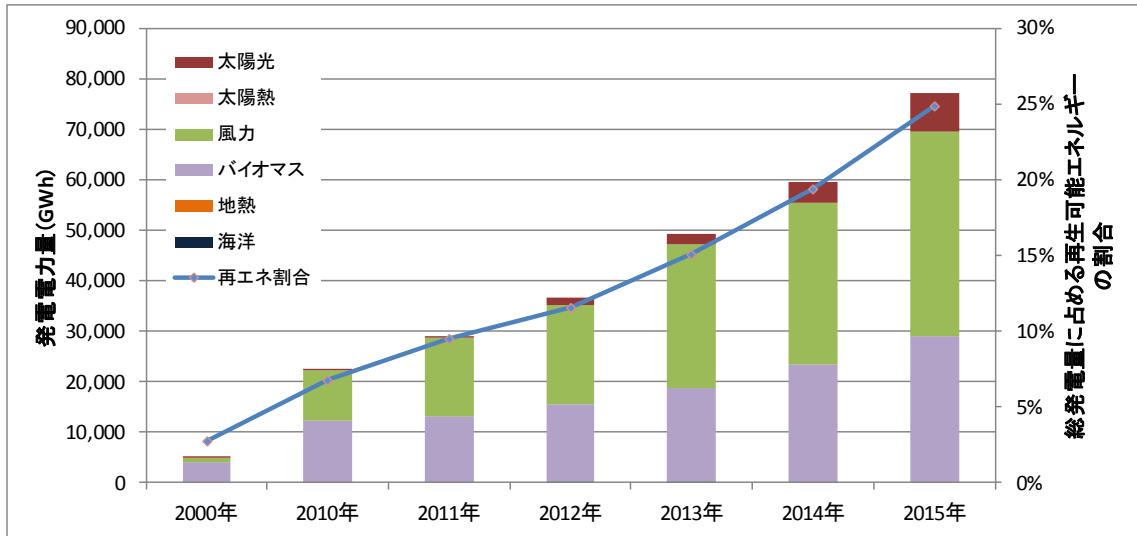


図 1-30 英国の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2015 年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

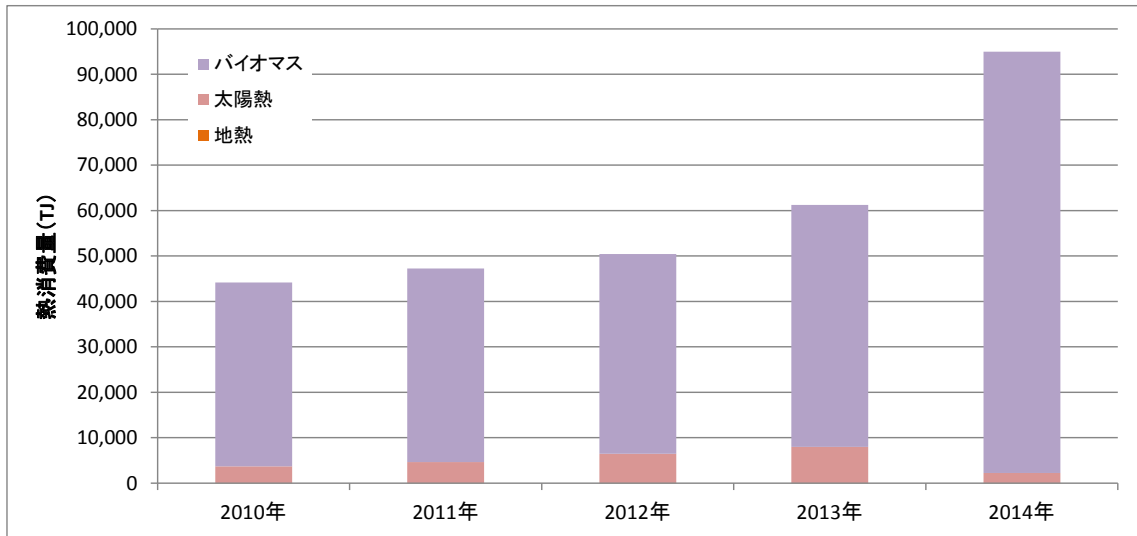


図 1-31 英国の再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 より作成

## (2) 導入見通し

英国政府は、2010年に策定した「国家再生可能エネルギー行動計画」(National Renewable Energy Action Plan : NREAP)<sup>41</sup>において、2020年の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<sup>42</sup>を15%に引き上げるという目標を掲げている。

この目標に沿った見通し<sup>43</sup>は下図のとおりである。2020年の時点で、再生可能エネルギー電気の合計設備容量<sup>44</sup>は約36GW、発電量<sup>45</sup>は合計約110TWhに増加し、総発電量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>46</sup>は31%に達する。洋上風力の規模拡大が見込まれており、発電量に関しては、2017年以降陸上風力を上回る。また、海洋エネルギー発電の導入も進む見通しで、2020年時点では1,300MWの設備容量がNREAPに盛り込まれている(図1-32、図1-33)。

再生可能エネルギーによる熱消費量については、2020年の時点で合計約170PJに達し、熱最終消費の約8%に相当する見込みとなっている(図1-34)。

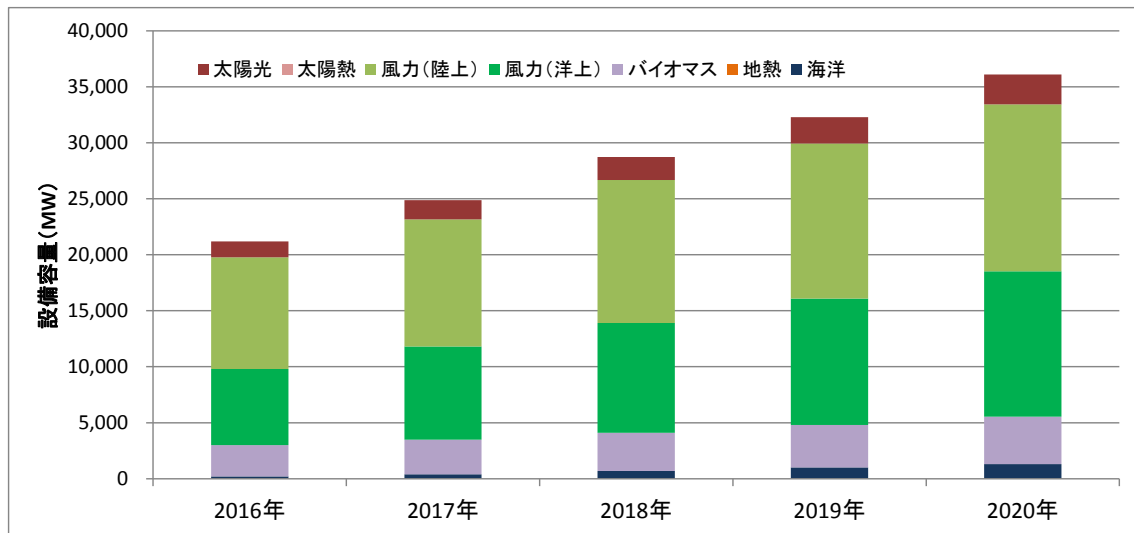


図 1-32 英国の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) 英国政府,「国家再生可能エネルギー行動計画(NREAP)」,2010より作成

<sup>41</sup> EU加盟国のNREAPは下記サイトに掲載されている。

欧州委員会ウェブサイト,「国家行動計画」

<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans>

<sup>42</sup> 水力を含む。

<sup>43</sup> EU加盟国がNREAPに記載する2020年までの見通し(Indicative trajectory)は、2005年実績及び2020年目標を基に、再生可能エネルギー指令(Directive 2009/28/EC)Annex 1.Bに規定された一律の計算方法により算定されたものである。

<sup>44</sup> 水力を除く。

<sup>45</sup> 水力を除く。

<sup>46</sup> 水力を含む。

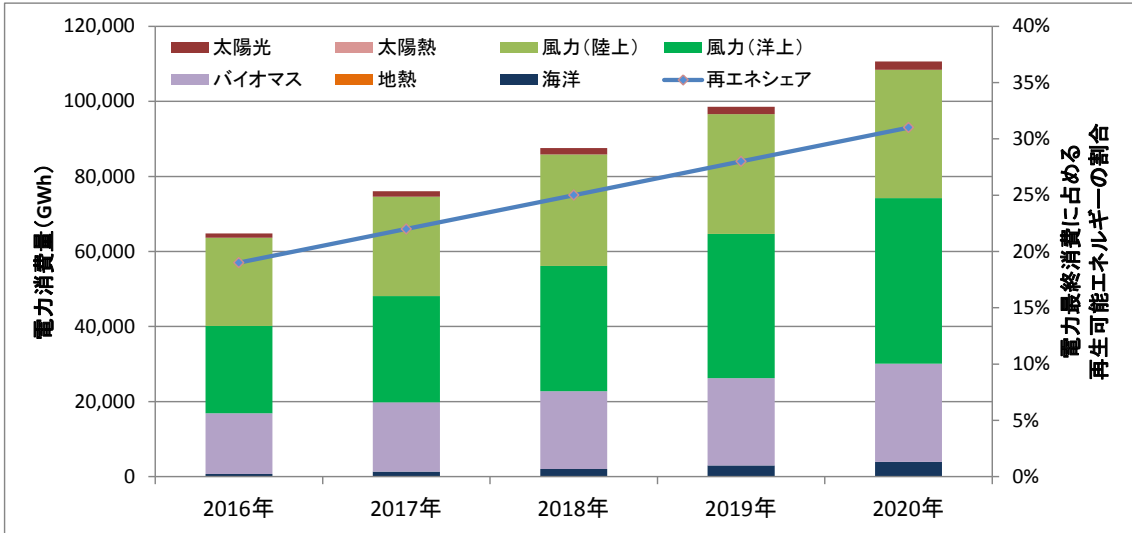


図 1-33 英国の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) 英国政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

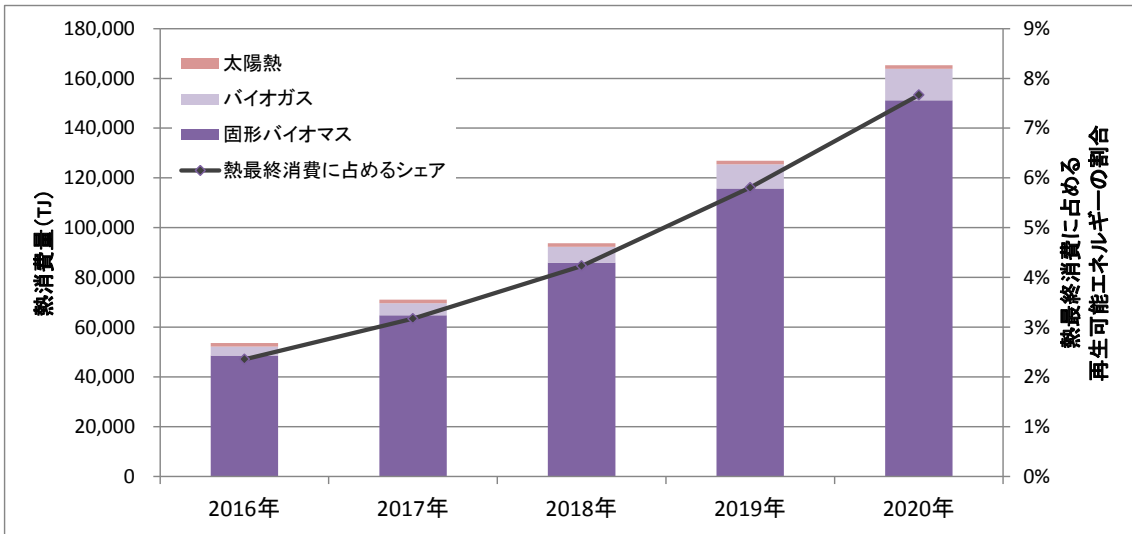


図 1-34 英国の再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】

注) 地域冷暖房、産業・家庭・サービス・農林水産業部門の冷暖房及びプロセスに使用する熱量の合計。

注) ヒートポンプによる供給分は含まない。

出所) 英国政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

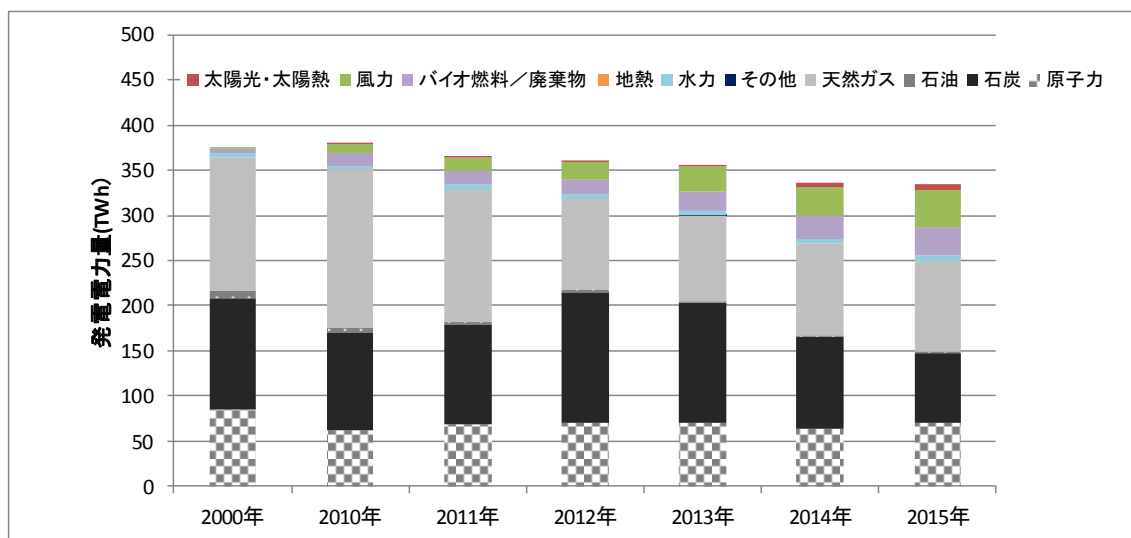


図 1-35 電源別発電電力量の推移（英国）

注）水力は揚水発電を除く。

注）その他は海洋、燃料電池等。

注）2015年は暫定値。

出所）IEA, “Electricity Information” , 2014, 2015, 2016 より作成

## 1.1.6 スペイン

### (1) 導入実績

再生可能エネルギーの合計設備容量<sup>47</sup>は、2012 年以降 30GW の横ばいとなっている。これは、1.2.3 に後述するように、それまでの再生可能エネルギーの急激な増加で電力会社が収益悪化に陥ったのを受け、2013 年に電力市場改革の一環として FIT 制度が廃止されたことによる影響とみられる。（図 1-36）。

再生可能エネルギー電気による発電量<sup>48</sup>は 2015 年に約 70TWh であったが、2013 年をピークに減少に転じているのも同じ理由によると考えられる。なお、総発電量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>49</sup>は 2015 年に 35%であった。

また、スペインでは太陽熱発電が一定量導入されており、2013 年以降は毎年 5TWh 程度の発電量を維持している（図 1-37）。

再生可能エネルギーの熱消費量は、2014 年に合計約 170PJ となった。2010 年以降、バイオマスはほぼ横ばいであるが、太陽熱は 2010 年以降、前年比 10%程度の増加率を維持している（図 1-38）。

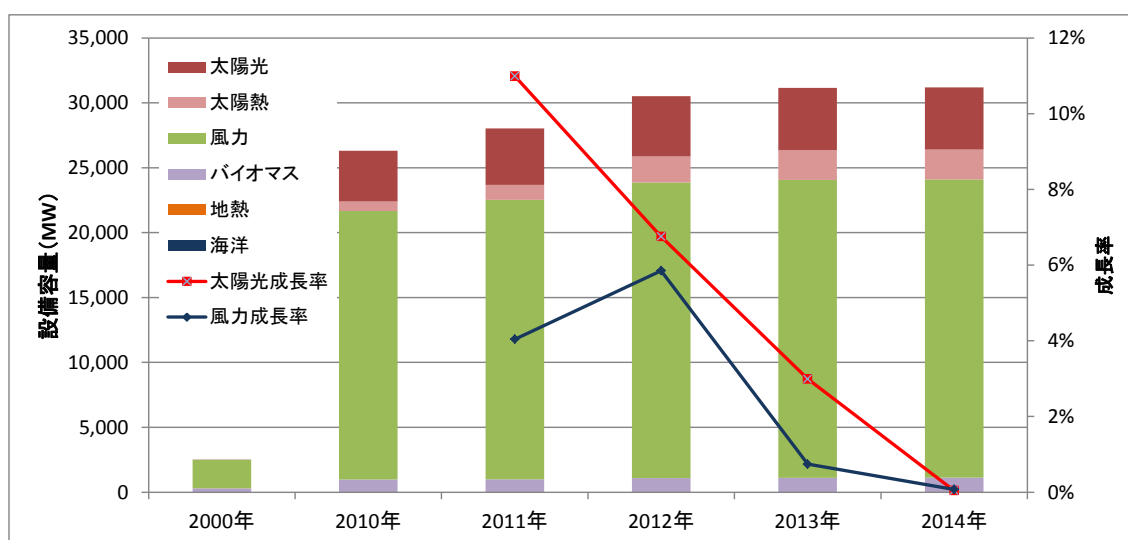


図 1-36 スペインの再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

<sup>47</sup> 水力を除く。

<sup>48</sup> 水力を除く。

<sup>49</sup> 水力を含む。

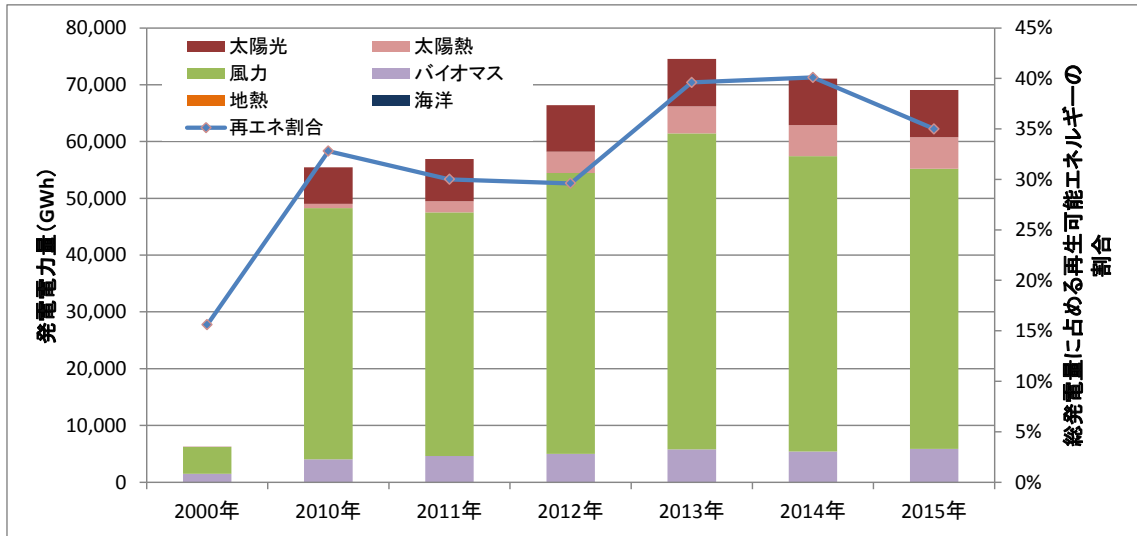


図 1-37 スペインの再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2015年は暫定値。

出所) IEA, "Renewables Information", 2015, 2016 より作成

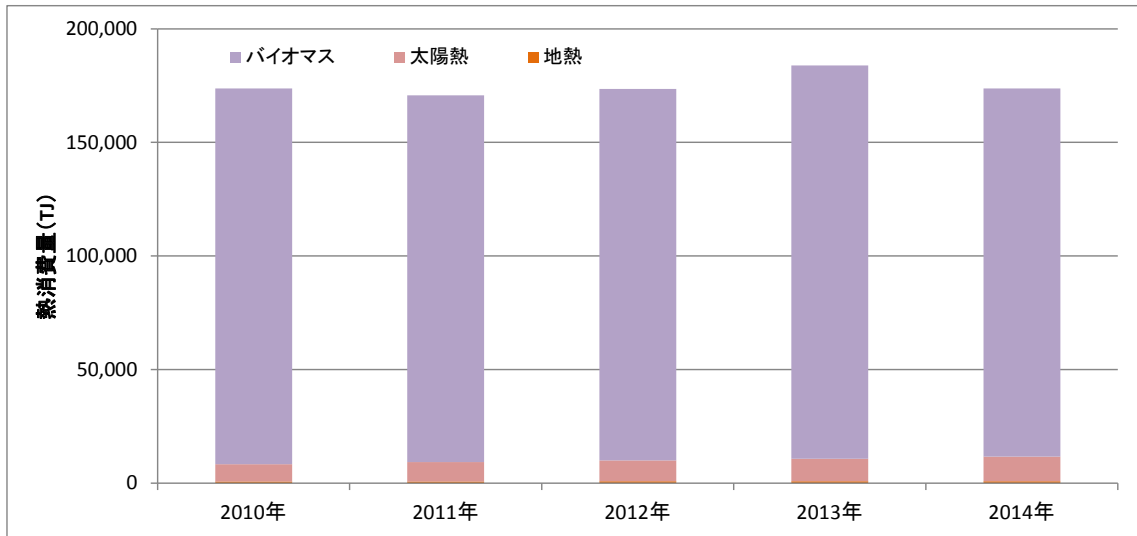


図 1-38 スペインの再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA, "Renewables Information", 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 より作成



## (2) 導入見通し

スペイン政府は、2010年に策定した「国家再生可能エネルギー行動計画」(National Renewable Energy Action Plan : NREAP)<sup>50</sup>において、2020年の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を20%に高めるという目標を掲げている。これはEU指令(Directive 2009/28/EC)に基づく最低限の目標ラインであるが、スペイン政府は2010年のNREAP策定時に、2020年には22.7%のシェア達成が可能と見込んでいる。

この目標に沿った導入拡大の見通し<sup>51</sup>は下図のとおりである。2020年時点で、総発電量の40%を再生可能エネルギー<sup>52</sup>でまかなう。発電設備容量<sup>53</sup>は合計約53GW、発電量<sup>54</sup>は合計約120TWhとなる。内訳については、設備容量・発電量共に風力が再生可能エネルギー電気の<sup>55</sup>の7割強を、太陽熱発電が1割程度を占める(図1-39、図1-40)。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2020年時点で合計約230PJに達し、熱最終消費の約19%に相当する見込みである(図1-41)。

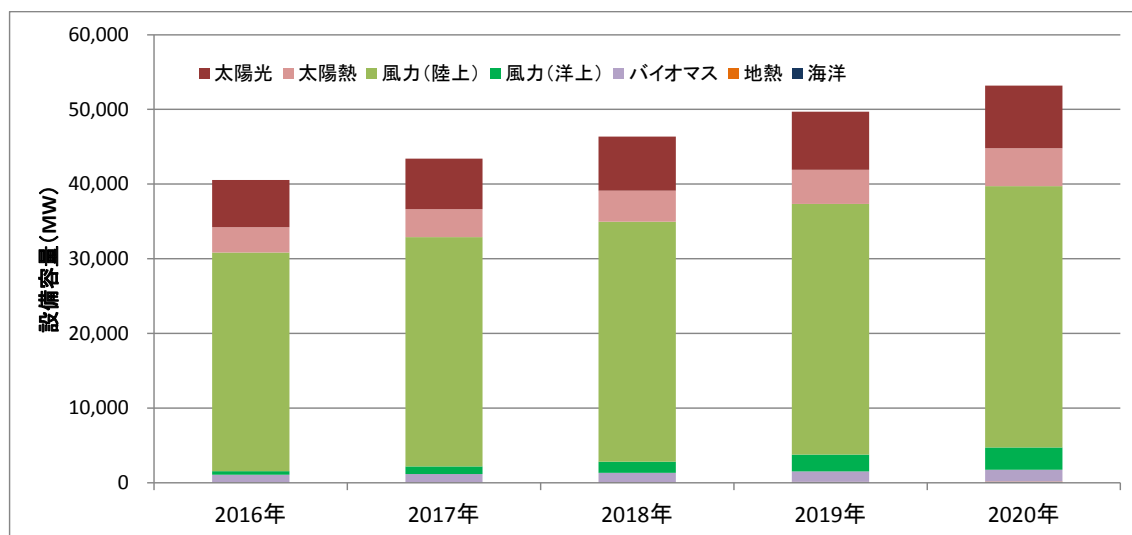


図 1-39 スペインの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) スペイン政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

<sup>50</sup> EU加盟国のNREAPは下記サイトに掲載されている。

欧州委員会ウェブサイト, 「国家行動計画」

<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans>

<sup>51</sup> EU加盟国がNREAPに記載する2020年までの見通し(Indicative trajectory)は、2005年実績及び2020年目標を基に、再生可能エネルギー指令(Directive 2009/28/EC) Annex 1.Bに規定された一律の計算方法により算定されたものである。

<sup>52</sup> 水力を含む。

<sup>53</sup> 水力を除く。

<sup>54</sup> 水力を除く。

<sup>55</sup> 水力を除く。

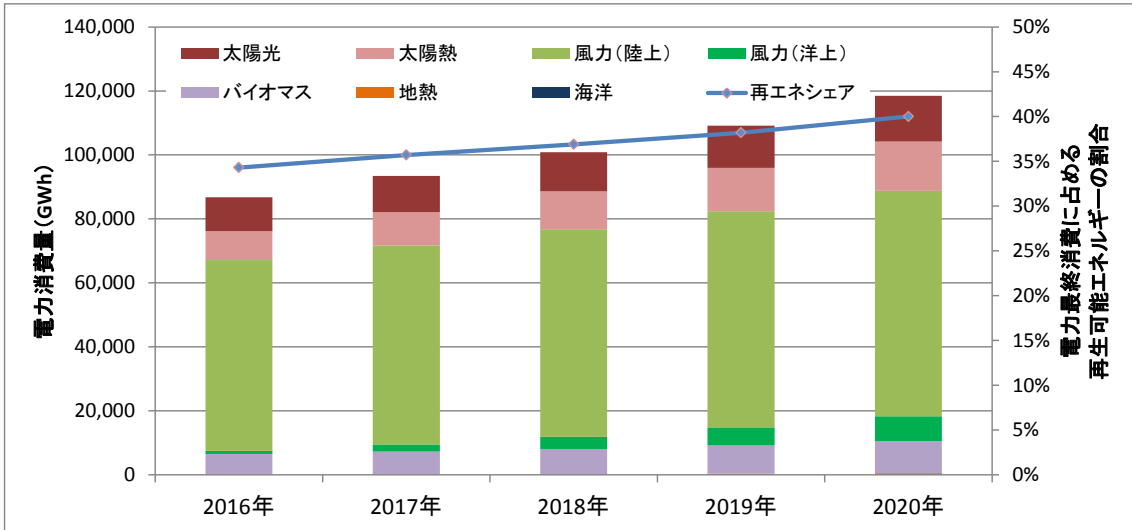


図 1-40 スペインの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) スペイン政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

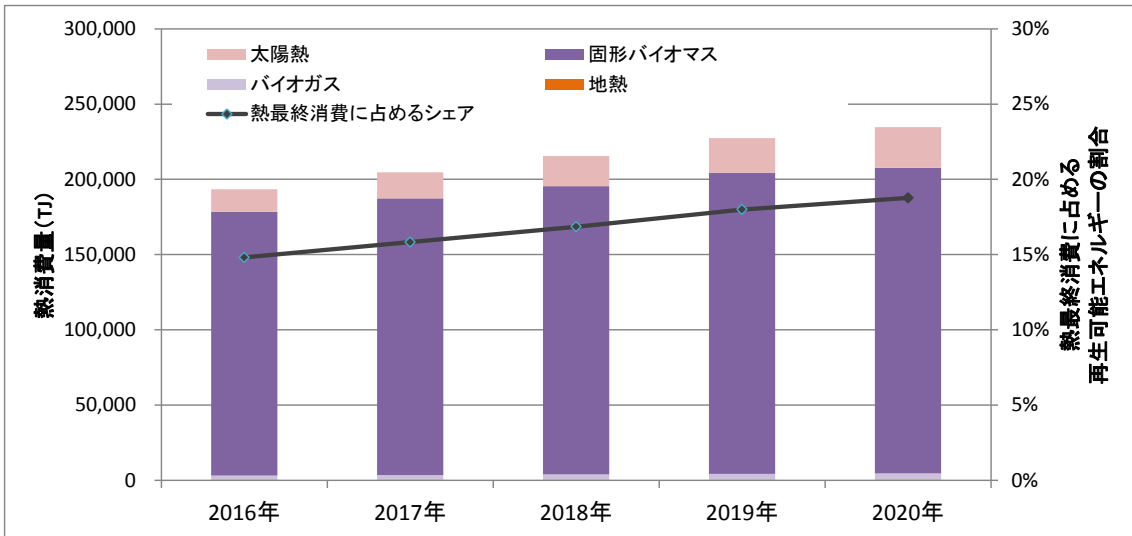


図 1-41 スペインの再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】

注) 地域冷暖房、産業・家庭・サービス・農林水産業部門の冷暖房及びプロセスに使用する熱量の合計。

注) ヒートポンプによる供給分は含まない。

出所) スペイン政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

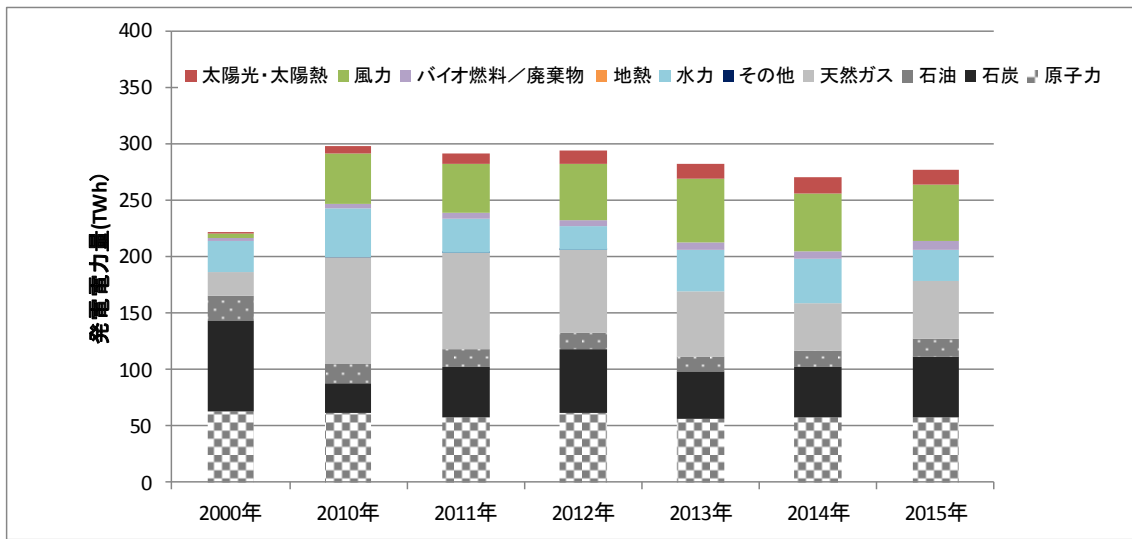


図 1-42 電源別発電電力量の推移（スペイン）

注) 水力は揚水発電を除く。

注) その他は海洋、燃料電池等。

注) 2015 年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information” , 2014, 2015, 2016 より作成

### 1.1.7 イタリア

#### (1) 導入実績

イタリアでは、2011年に再生可能エネルギー電気の導入規模が大幅に拡大し、合計設備容量<sup>56</sup>は前年比で約2倍となった。しかし、1.2.4に後述するように、太陽光を中心とした再エネの負担拡大が電力価格の高騰を招いたことを受け、2013年にFIT制度が廃止されたこともあり、以降は横ばいに約32GW程度で推移している（図1-43）。

発電量<sup>57</sup>は2010年の合計約26TWhから2015年には約66TWhに増加した。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>58</sup>は、世界全体に比べ高めに推移しており、2015年には39%であった。

再生可能エネルギーによる発電量の構成比<sup>59</sup>は直近では太陽光が約4割、次いでバイオマス約3割、風力約2割、地熱約1割となっている（図1-44）。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2014年に約310PJに達し、2010年の約170PJからほぼ8割増となった（図1-45）。

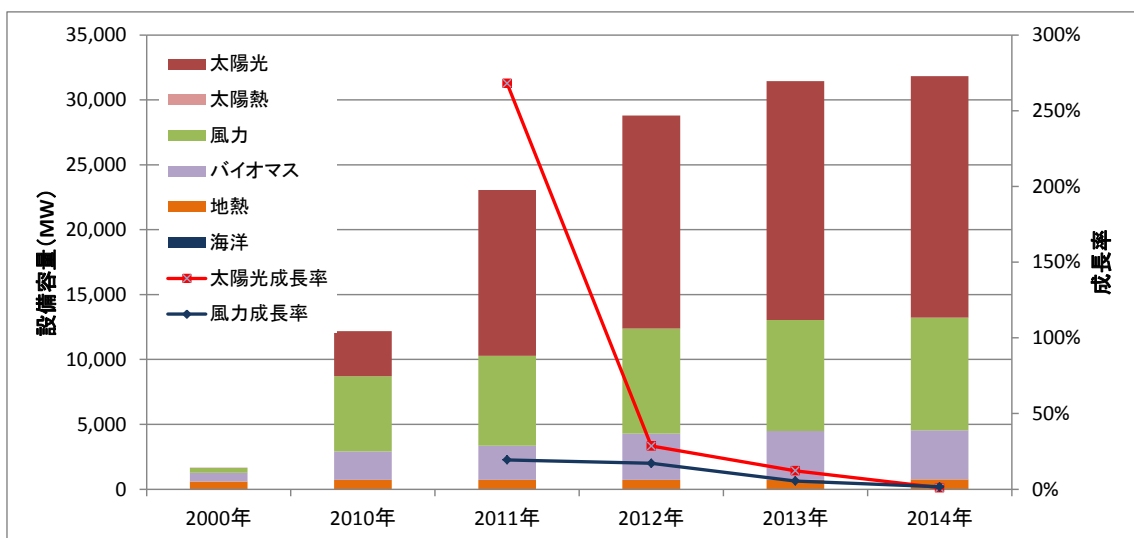


図 1-43 イタリアの再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

<sup>56</sup> 水力を除く。

<sup>57</sup> 水力を除く。

<sup>58</sup> 水力を含む。

<sup>59</sup> 水力を除く。

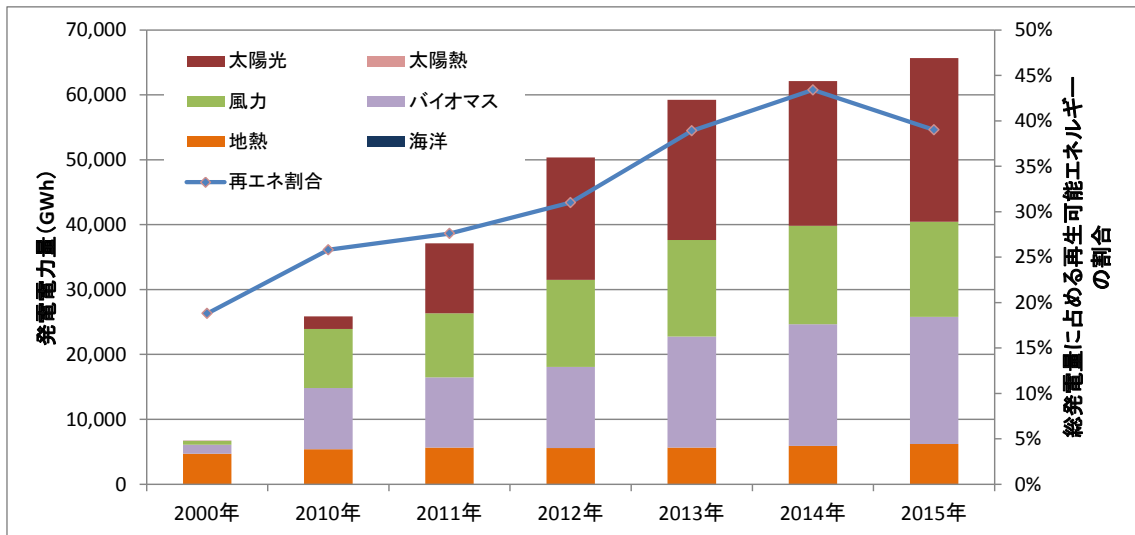


図 1-44 イタリアの再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2015年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

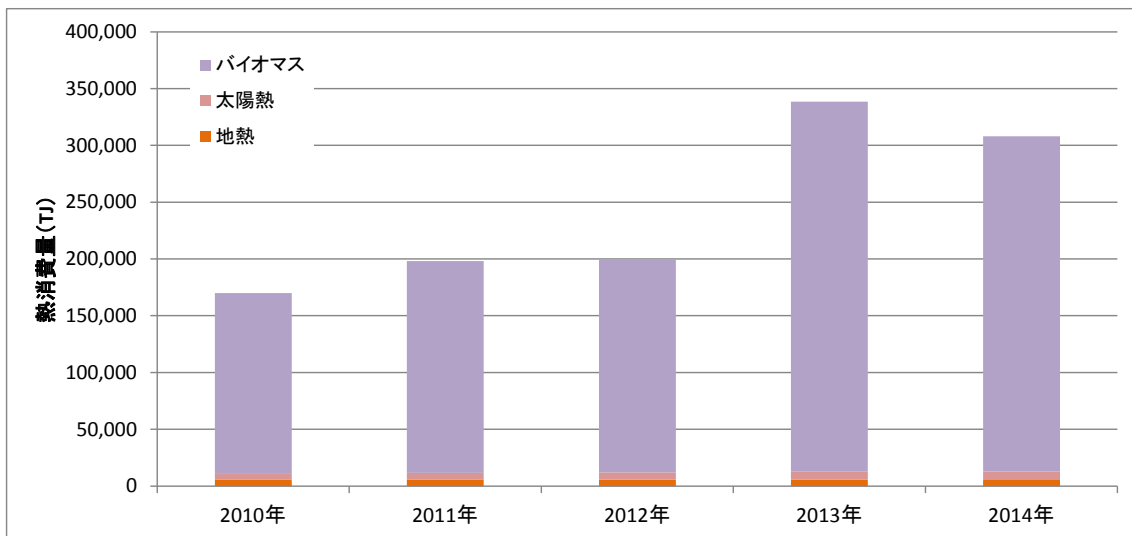


図 1-45 イタリアの再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 より作成

## (2) 導入見通し

イタリアで再生可能エネルギーに関する業務を包括的に担う国営の電力サービス管理会社（Gestore dei Servizi Elettrici SpA: GSE）は、2016年12月発表の「2020年までの再生可能エネルギー（Energie rinnovabili al 2020）」において、イタリアにおける2016年から2020年までの再生可能エネルギーの導入量、および2020年時点における最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの比率について予測を示している。図1-46に示される通り、当該期間の太陽光導入量については毎年約0.3GWと見込んでいる<sup>60</sup>。また、風力は当該期間の累積で1.6GWを、同じく水力は0.4GWの増加で、全体で3.7GWの発電設備の追加を予測している。

これらの設備から発電される電力は全体で7.9TWhで、風力がその40%を占めている（表1-4）。

なお、図1-46で太陽光を除く発電設備の新規導入量が2017年をピークに減少傾向にあるのは、1.2.4に後述するように、買取制度等（の認定）が2016年末日に小規模設備などの一部を除き終了しているためと考えられる<sup>61</sup>。

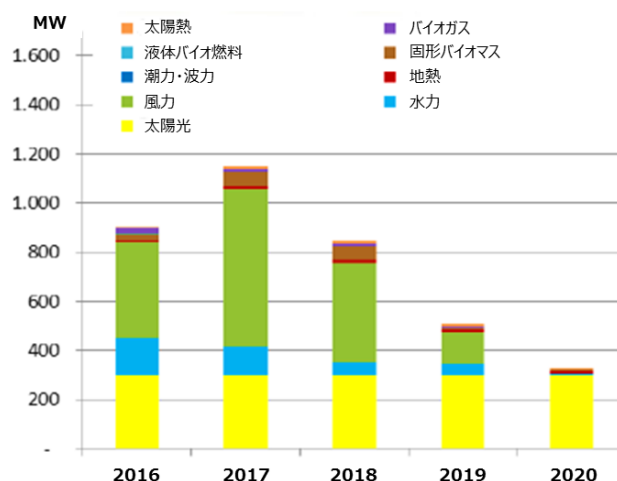


図 1-46 2016～2020年までの再生可能エネルギーによる新規導入発電設備容量の推計

出所) GSE, “Energie rinnovabili al 2020: Scenari tendenziali”, 2016 より作成

<sup>60</sup> 太陽光の導入量については、固定価格買取制度終了後の2014年、2015年、2016年の新規導入量をベースに推計している。

<sup>61</sup> 2016年6月23日付省令（DM 23/6/2016）太陽光を除く再生可能エネルギーに適用され、2016年12月31日に一部を除き終了している。

表 1-4 2016 年から 2020 年までの累積発電量推計

再エネ種別	2016 年 - 2020 年 導入見込量 (GWh)
太陽光	1,620
水力	1,432
風力	3,224
地熱	385
潮力・波力	0
固形バイオマス	815
液体バイオ燃料	12
バイオガス	323
太陽熱	123
<b>合計</b>	<b>7,934</b>

出所) GSE, “Energie rinnovabili al 2020: Scenari tendenziali”, 2016 より作成

また GSE は、導入見込量の推計をもとに、2020 年における最終エネルギー総消費量に占める再生可能エネルギーの割合を分析している (図 1-47)。同社は複数のシナリオ分析を行っているが、この図はリファレンス・シナリオの結果であり、2020 年における最終エネルギー総消費量に占める再生可能エネルギーの割合は、18.4%と算出されている。

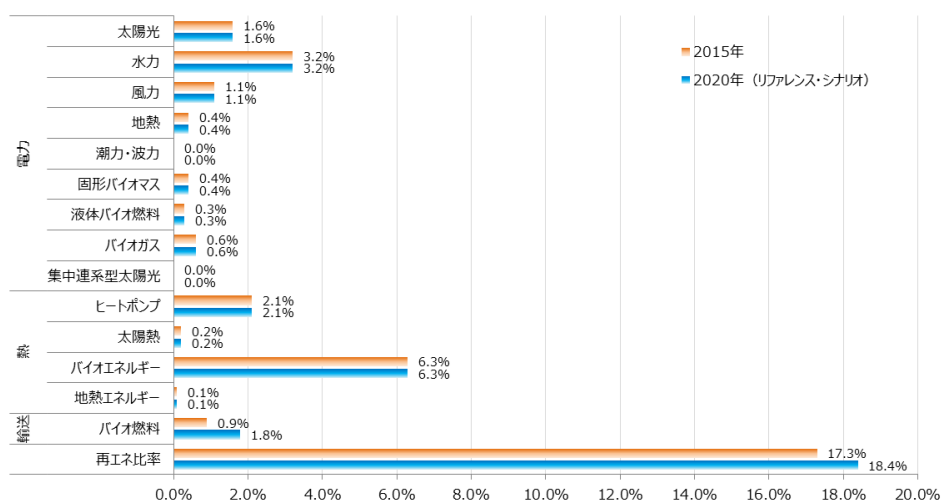


図 1-47 2015 年および 2020 年における最終エネルギー総消費量に占める再生可能エネルギーの割合

出所) GSE, “Energie rinnovabili al 2020: Scenari tendenziali”, 2016 より作成

なお、イタリア政府は、2010年に策定した「国家再生可能エネルギー行動計画」(National Renewable Energy Action Plan : NREAP)<sup>62</sup>において、2020年の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<sup>63</sup>を17%に引き上げる目標を掲げていた。

この目標達成に向けて、NREAPに示された導入拡大の見通し<sup>64</sup>は以下のとおりである。2020年の時点で、総発電量の約26%を再生可能エネルギー電気<sup>65</sup>でまかなう。発電設備容量<sup>66</sup>は合計約26GW、発電量<sup>67</sup>は合計約57TWhとなる(図1-48、図1-49)。

再生可能エネルギーによる発電量の構成比<sup>68</sup>は、太陽光のシェアが約2割となっており、直近の実績(図1-44)に比べると縮小傾向である(図1-49)。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2020年時点で合計約320PJに達し、熱最終消費の約12%を占めることが見込まれている(図1-50)。

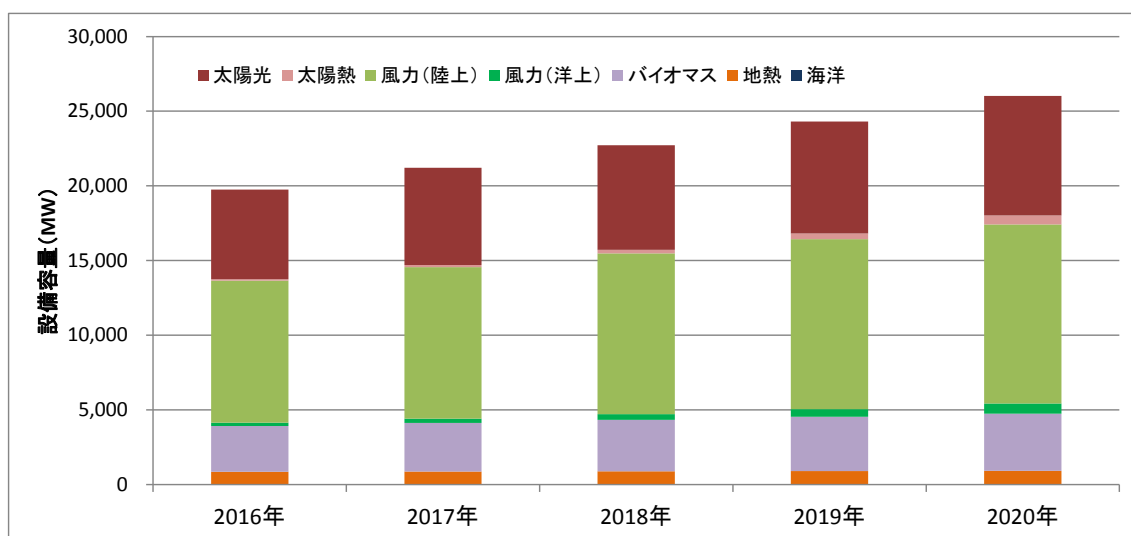


図 1-48 イタリアの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) イタリア政府,「国家再生可能エネルギー行動計画(NREAP)」,2010より作成

<sup>62</sup> EU加盟国のNREAPは下記サイトに掲載されている。

欧州委員会ウェブサイト,「国家行動計画」

<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans>

<sup>63</sup> 水力を含む。

<sup>64</sup> EU加盟国がNREAPに記載する2020年までの見通し(Indicative trajectory)は、2005年実績及び2020年目標を基に、再生可能エネルギー指令(Directive 2009/28/EC)Annex 1.Bに規定された一律の計算方法により算定されたものである。

<sup>65</sup> 水力を含む。

<sup>66</sup> 水力を除く。

<sup>67</sup> 水力を除く。

<sup>68</sup> 水力を除く。



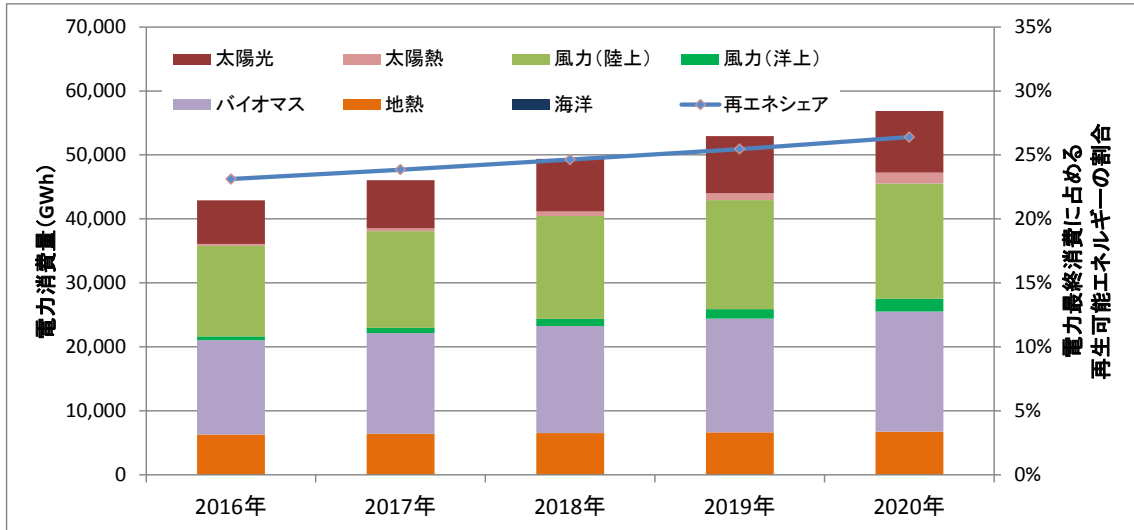


図 1-49 イタリアの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) イタリア政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

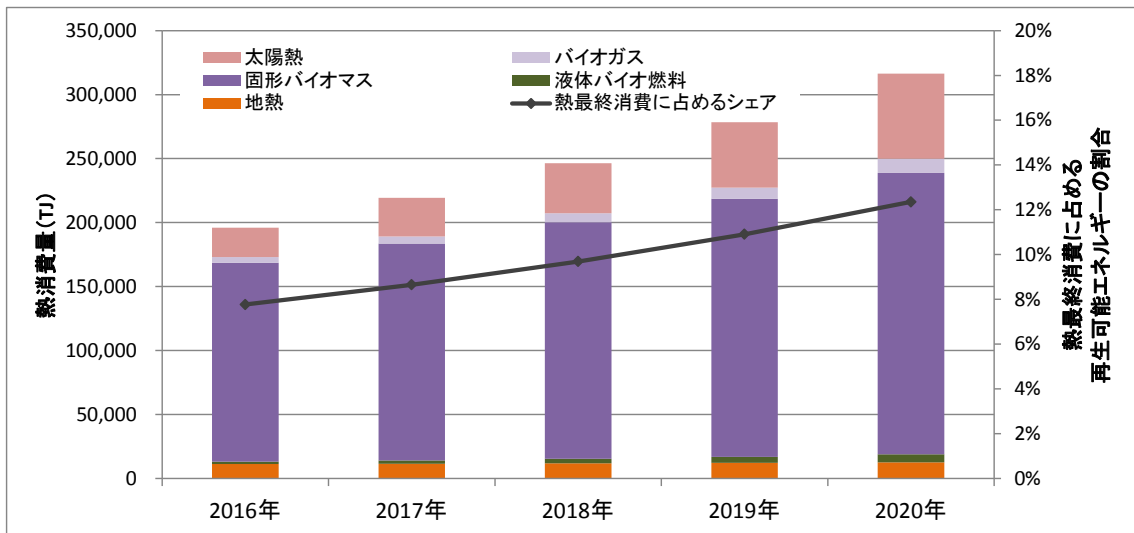


図 1-50 イタリアの再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】

注) 地域冷暖房、産業・家庭・サービス・農林水産業部門の冷暖房及びプロセスに使用する熱量の合計。

注) ヒートポンプによる供給分は含まない。

出所) イタリア政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

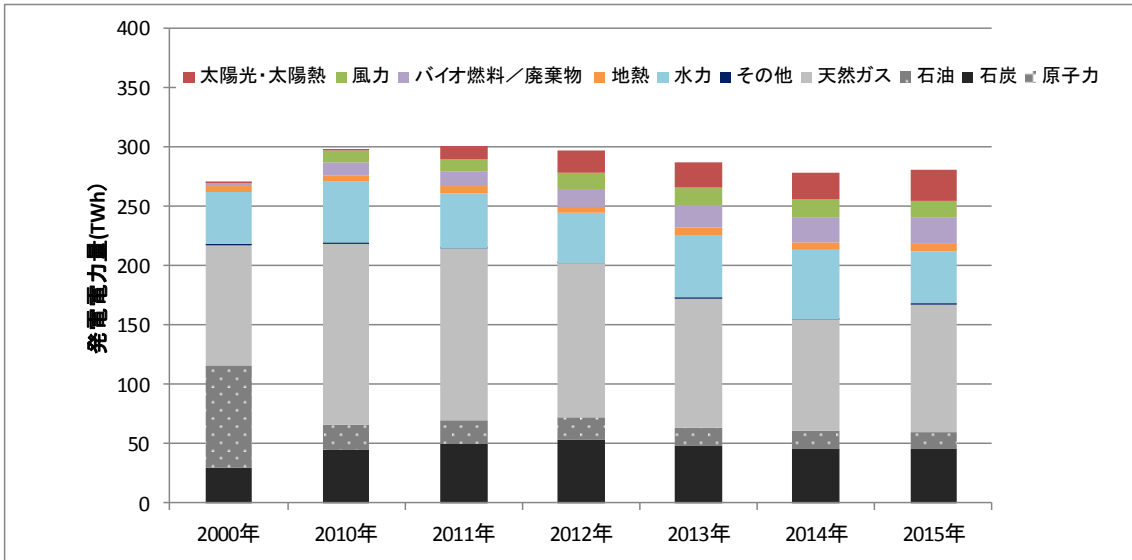


図 1-51 電源別発電電力量の推移 (イタリア)

注) 水力は揚水発電を除く。

注) その他は海洋、燃料電池等。

注) 2015 年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information” , 2014, 2015, 2016 より作成

## 1.1.8 デンマーク

### (1) 導入実績

再生可能エネルギー電気の導入規模は、2010年以降確実に増加しており、2014年の合計設備容量<sup>69</sup>は、2010年比約4割増の約7GWとなっている（図 1-52）。

発電量<sup>70</sup>も 2010～2015年にかけて、毎年おおむね 1TWh 程度増加しており、2015年は 18TWh 超となった。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>71</sup>は他国に比べて格段に高く、2014年には 50%を超え、2015年は 61%に達している（図 1-53）。

再生可能エネルギー電気の多くは風力発電によるものであり、2010年以降、設備容量・発電量共に 6～7割のシェア<sup>72</sup>で推移している（図 1-52、図 1-53）。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2010年以降大幅な増減がなく、2014年は合計約 100PJ となった。（図 1-54）。

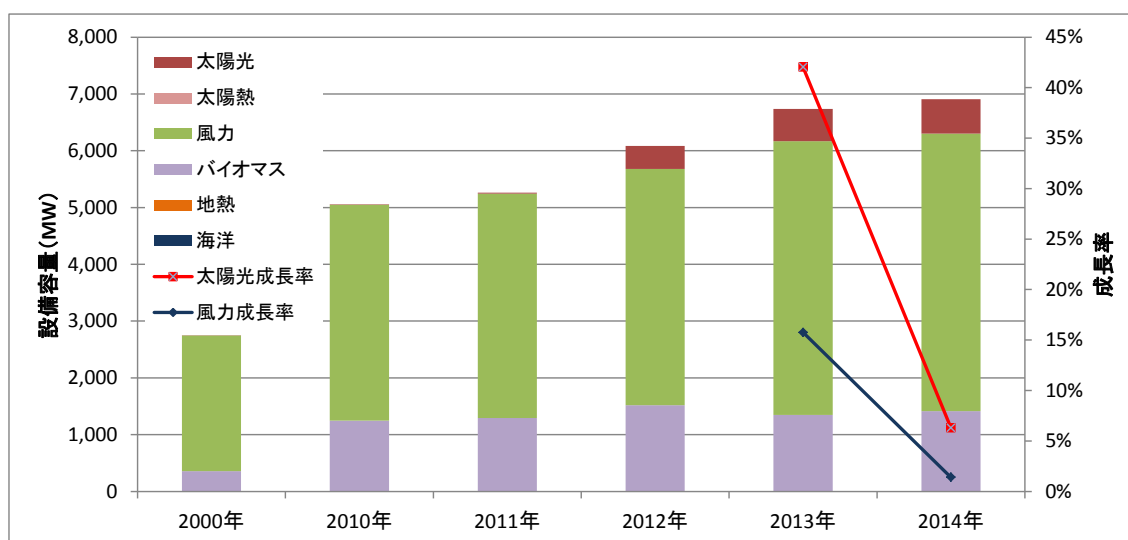


図 1-52 デンマークの再生可能エネルギーによる発電設備容量

注) 太陽光・風力の成長率は 2012 年を起点としている。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

<sup>69</sup> 水力を除く。

<sup>70</sup> 水力を除く。

<sup>71</sup> 水力を含む。

<sup>72</sup> 水力を除く。

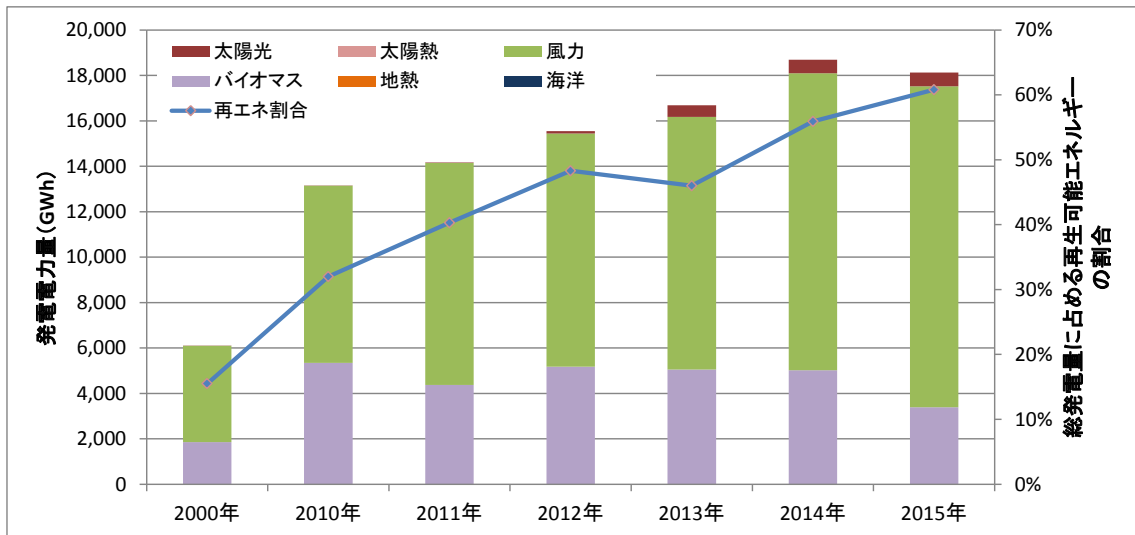


図 1-53 デンマークの再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2015年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

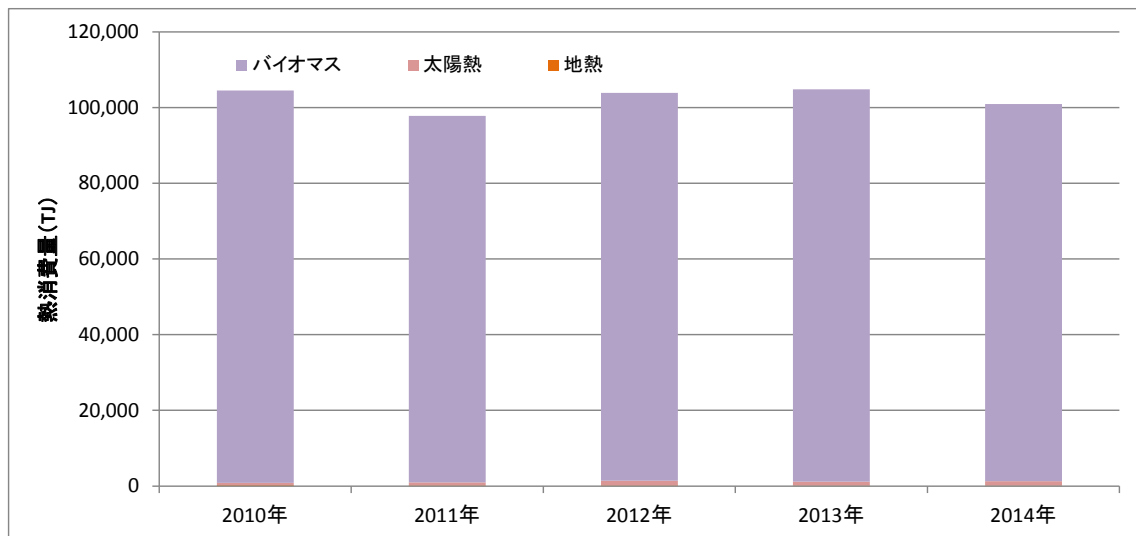


図 1-54 デンマークの再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 より作成

## (2) 導入見通し

デンマーク政府は、2010年に策定した「国家再生可能エネルギー行動計画」(National Renewable Energy Action Plan : NREAP)<sup>73</sup>において、2020年の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<sup>74</sup>を30%とする目標を掲げている。

この目標達成に向けて、NREAPに示された導入拡大の見通し<sup>75</sup>は下図のとおりである。計画策定時には、2020年の総発電量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>76</sup>を約52%と設定した。同年、発電設備容量<sup>77</sup>は合計約6.7GW、発電量<sup>78</sup>は合計20TWh超となる。設備容量・発電量の構成比<sup>79</sup>を見ると風力とバイオマスが6対4となっている(図1-55 図1-56)。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2020年時点で合計約110PJとなり、熱最終消費の約35%を占めることが見込まれている(図1-57)。

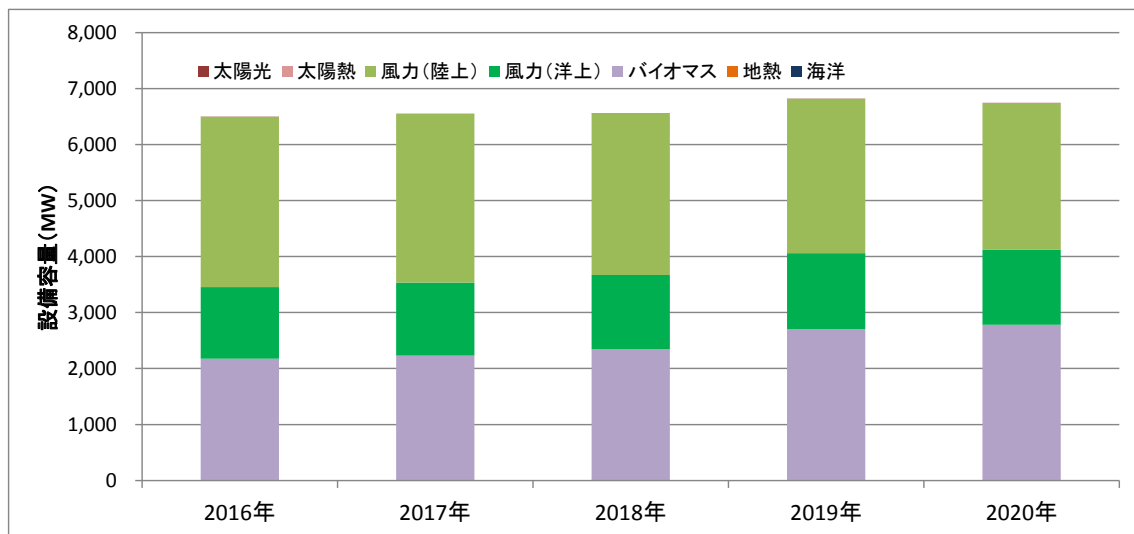


図 1-55 デンマークの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) デンマーク政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

<sup>73</sup> EU 加盟国の NREAP は下記サイトに掲載されている。欧州委員会ウェブサイト, 「国家行動計画」  
<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans>

<sup>74</sup> 水力を含む。

<sup>75</sup> EU 加盟国が NREAP に記載する 2020 年までの見通し (Indicative trajectory) は、2005 年実績及び 2020 年目標を基に、再生可能エネルギー指令 (Directive 2009/28/EC) Annex 1.B に規定された一律の計算方法により算定されたものである。

<sup>76</sup> 水力を含む。

<sup>77</sup> 水力を除く。

<sup>78</sup> 水力を除く。

<sup>79</sup> 水力を除く。

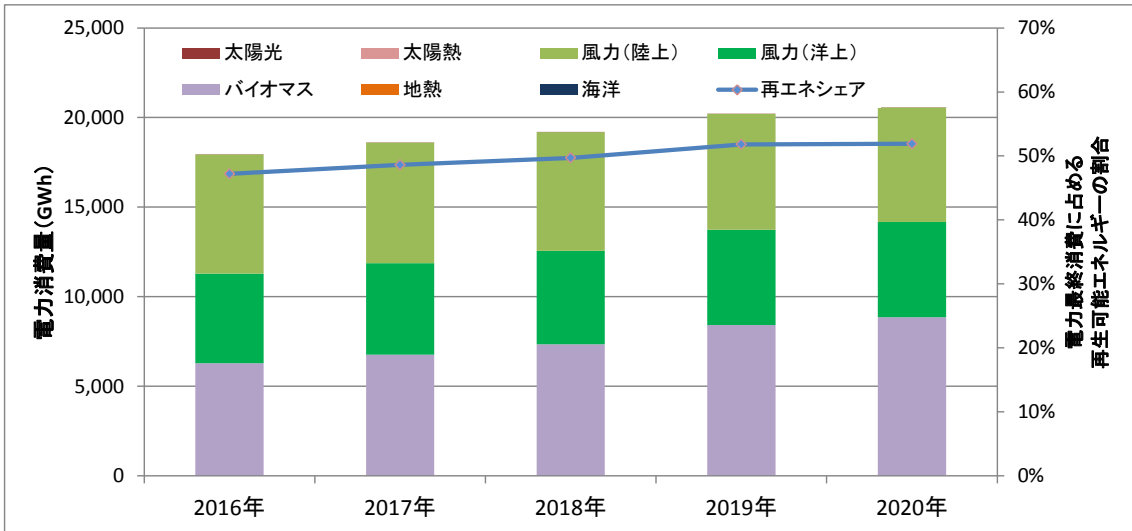


図 1-56 デンマークの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) デンマーク政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

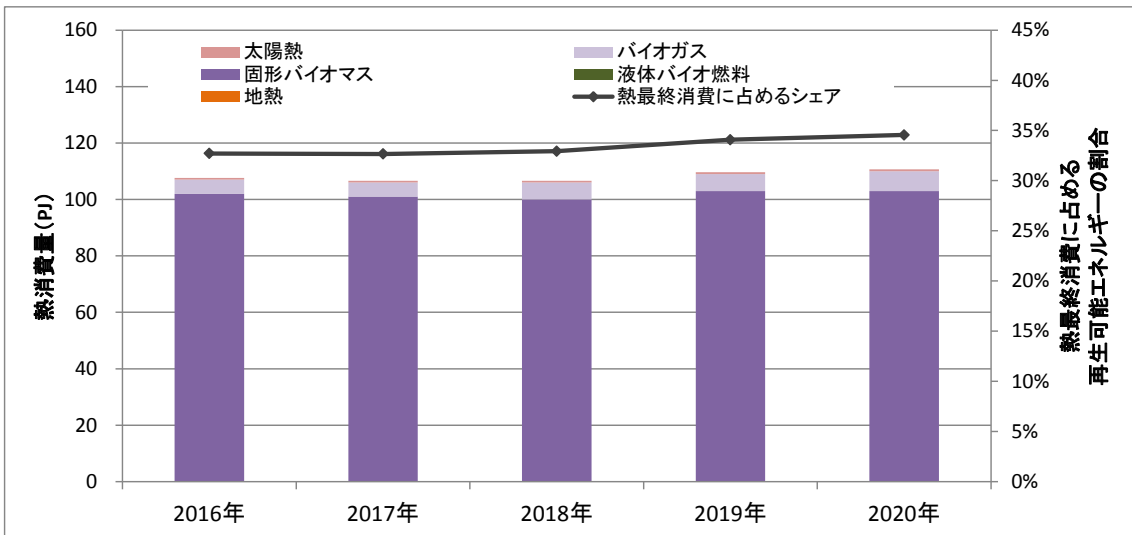


図 1-57 デンマークの再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】

注) 地域冷暖房、産業・家庭・サービス・農林水産業部門の冷暖房及びプロセスに使用する熱量の合計。

注) ヒートポンプによる供給分は含まない。

出所) デンマーク政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

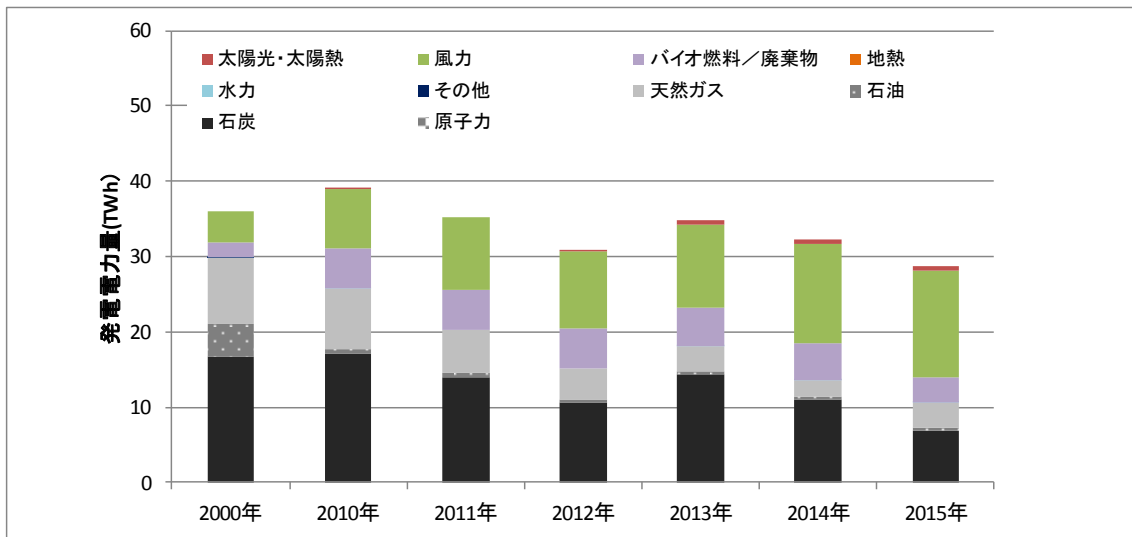


図 1-58 電源別発電電力量の推移（デンマーク）

注) 水力は揚水発電を除く。

注) その他は海洋、燃料電池等。

注) 2015 年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information” , 2014, 2015, 2016 より作成

## 1.1.9 フランス

### (1) 導入実績

再生可能エネルギー電気の合計設備容量<sup>80</sup>は、直近5年間で年平均約2GW増加し、2014年は2010年比でほぼ2倍の約16.5GWに達している（図1-59）。

これに伴い、発電量<sup>81</sup>も2010年の約15TWhから2015年には約35TWhに増加している。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>82</sup>は、2015年は約16%であった。これは日本とほぼ同じ割合である。

再生可能エネルギーによる発電量の構成比<sup>83</sup>については、過去6年間通して風力が60%以上を占めており、海洋エネルギーによる発電も一定量行われている（図1-60）。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2010年を基準にするとやや減少傾向にあり、2014年は前年比16%減の合計約380PJであった。（図1-61）。

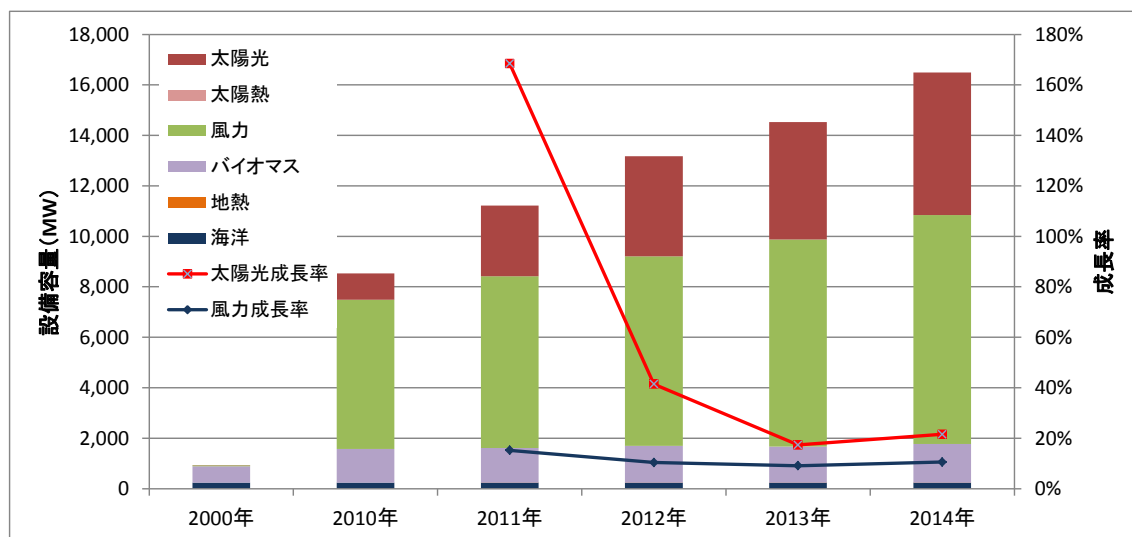


図 1-59 フランスの再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

<sup>80</sup> 水力を除く。

<sup>81</sup> 水力を除く。

<sup>82</sup> 水力を含む。

<sup>83</sup> 水力を除く。



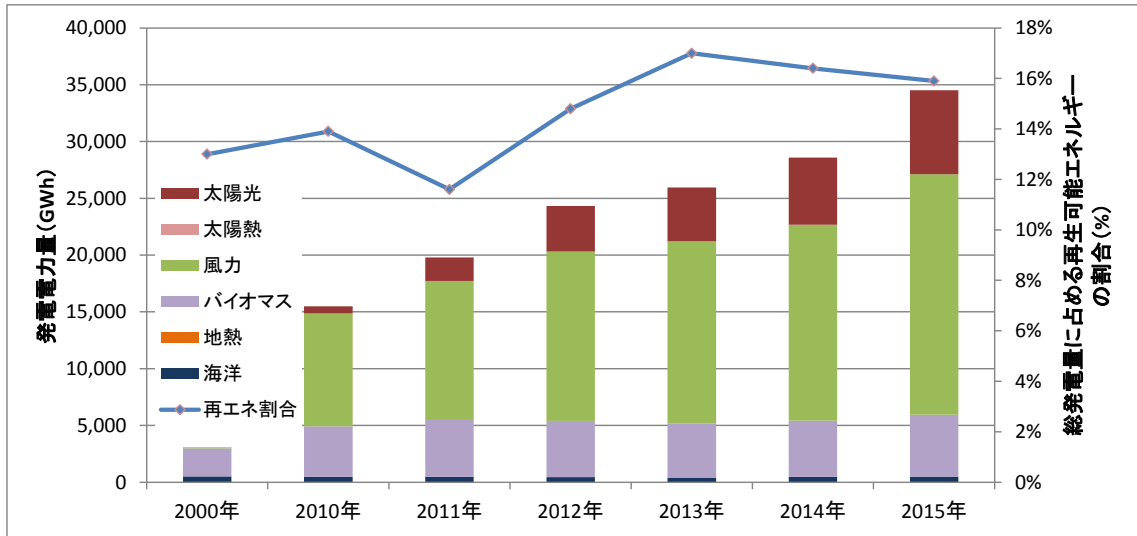


図 1-60 フランスの再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2015年は暫定値。

出所) IEA, "Renewables Information", 2015, 2016 より作成

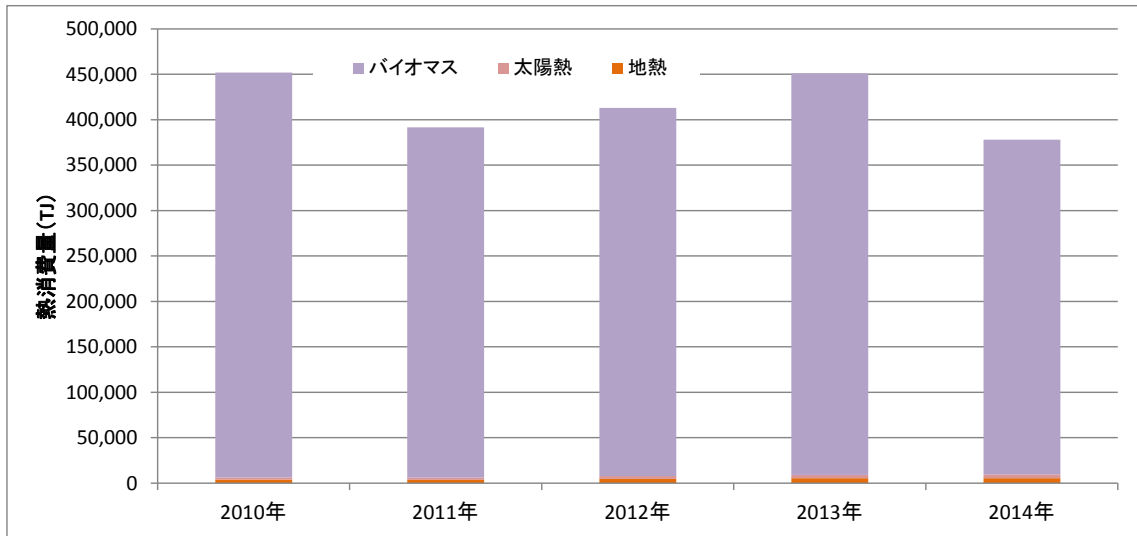


図 1-61 フランスの再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA, "Renewables Information", 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 より作成

## (2) 導入見通し

フランス政府は、2010年に策定した「国家再生可能エネルギー行動計画」(National Renewable Energy Action Plan : NREAP)<sup>84</sup>において、2020年の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<sup>85</sup>を23%に引き上げる目標を掲げている。

この目標達成に向けて、NREAPに示された導入拡大の見通し<sup>86</sup>は下図のとおりである。2020年時点で、総発電量に占める再生可能エネルギー電気の割合<sup>87</sup>は27%となる。発電設備容量<sup>88</sup>は合計約34GW、発電量<sup>89</sup>は合計約84TWhに達し、設備容量・発電量共に風力の割合は約7割となる(図1-62、図1-63)。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2020年時点で合計約750PJに増加し、熱最終消費の約30%を占めることが見込まれている(図1-64)。

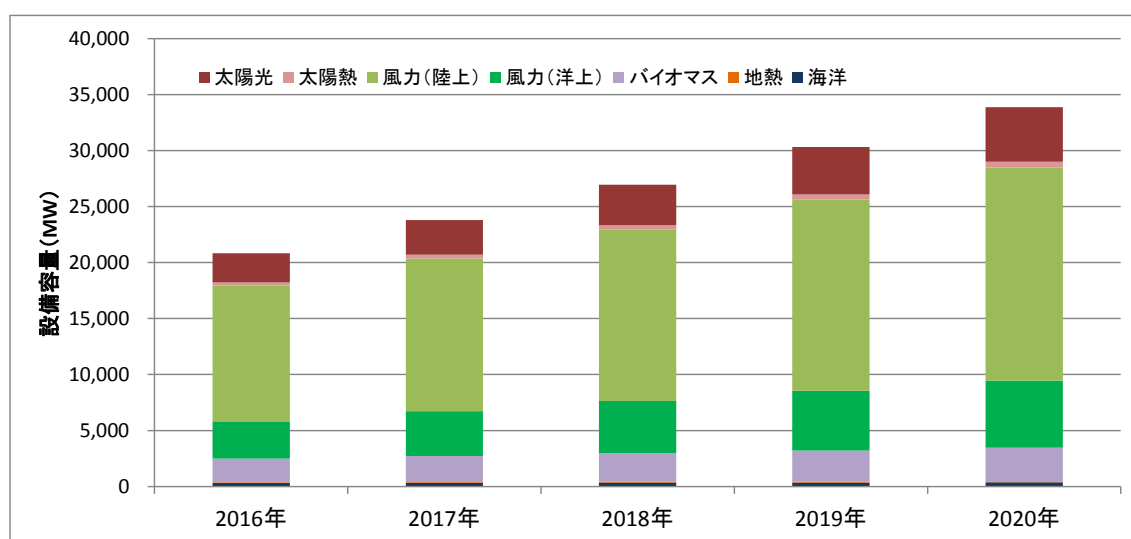


図 1-62 フランスの再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) フランス政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

<sup>84</sup> EU加盟国のNREAPは下記サイトに掲載されている。欧州委員会ウェブサイト, 「国家行動計画」, <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans>

<sup>85</sup> 水力を含む。

<sup>86</sup> EU加盟国がNREAPに記載する2020年までの見通し(Indicative trajectory)は、2005年実績及び2020年目標を基に、再生可能エネルギー指令(Directive 2009/28/EC) Annex 1.Bに規定された一律の計算方法により算定されたものである。

<sup>87</sup> 水力を含む。

<sup>88</sup> 水力を除く。

<sup>89</sup> 水力を除く。

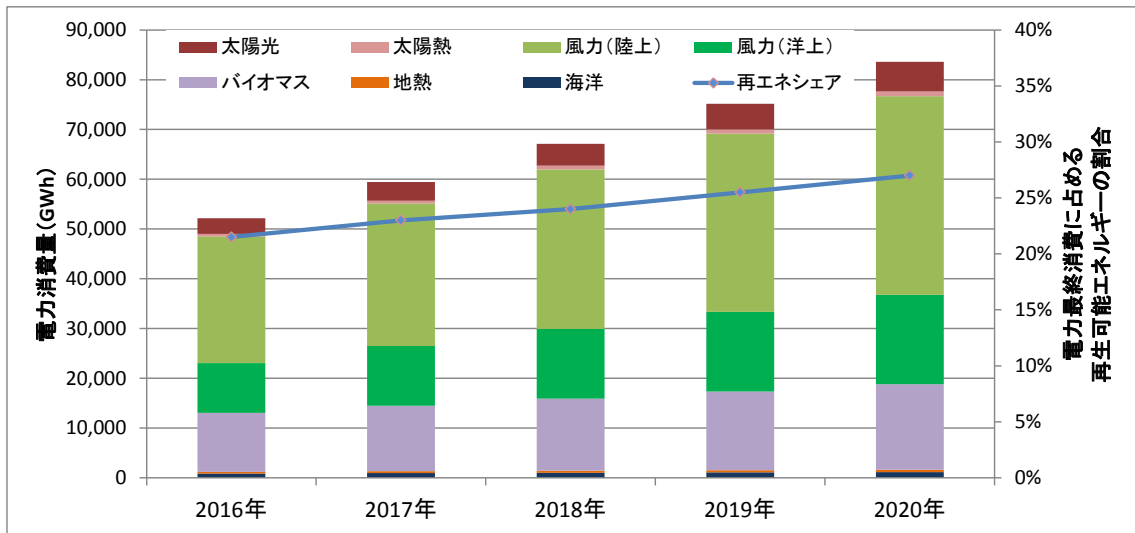


図 1-63 フランスの再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) フランス政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

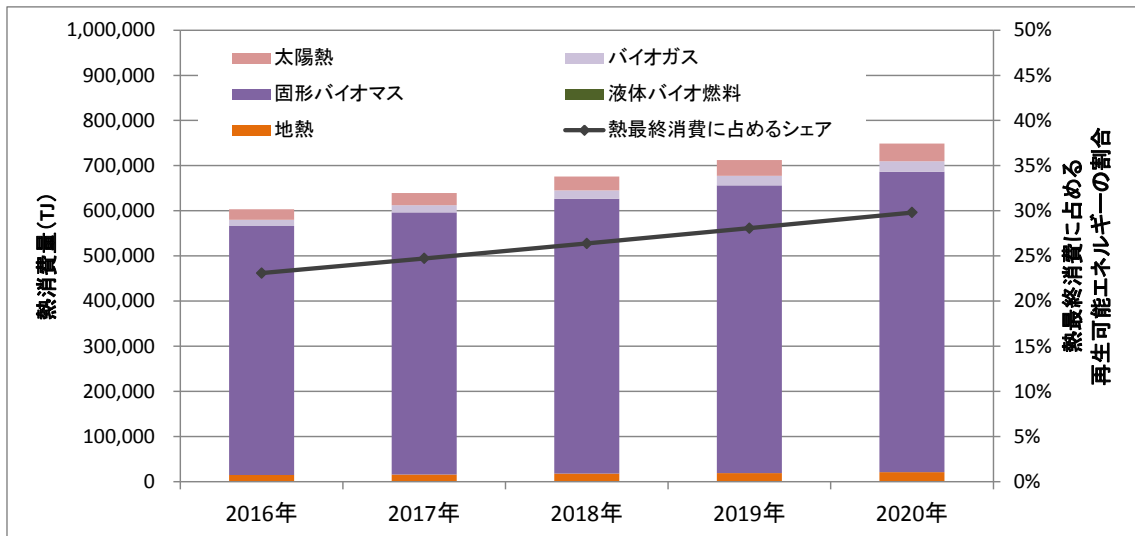


図 1-64 フランスの再生可能エネルギーによる熱供給量【見通し】

注) 地域冷暖房、産業・家庭・サービス・農林水産業部門の冷暖房及びプロセスに使用する熱量の合計。

注) ヒートポンプによる供給分は含まない。

出所) フランス政府, 「国家再生可能エネルギー行動計画 (NREAP)」, 2010 より作成

【参考】電源別発電電力量の推移

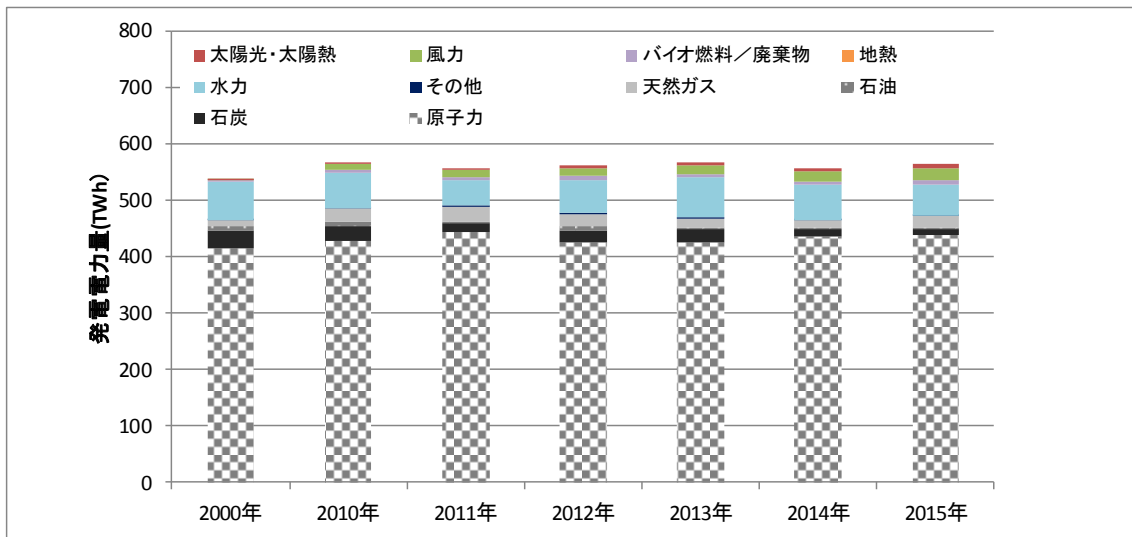


図 1-65 電源別発電電力量の推移 (フランス)

注) 水力は揚水発電を除く。

注) その他は海洋、燃料電池等。

注) 2015 年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information” , 2014, 2015, 2016 より作成

### 1.1.10 米国

#### (1) 導入実績

再生可能エネルギー電気の合計設備容量<sup>90</sup>は、2010年の約56GWから2014年には約97GWに増加した。直近の5年間では2012年の増加率が最も高く、前年比約3割増であった（図1-66）。

これに伴い、発電量<sup>91</sup>も毎年10～16%程度増加し、2015年は約310TWhに達している。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>92</sup>は、2010年の約10%から2015年には13%へと上昇している（図1-67）。

米国では、再生可能エネルギー電源<sup>93</sup>の中で風力の規模が最大であるが、太陽光も成長を続けており、2014年の設備容量は2010年の約5倍、発電量は約8倍となっている（図1-66 図1-67）。

再生可能エネルギーによる熱消費量は、2010年の合計約1,900PJから1割程度増加して、2014年には約2,100PJとなった。いずれの年もバイオマスが97～98%を占めているが、太陽熱の消費量も伸びており、2014年は2010年比約6割増の約93PJに達している（図1-68）。

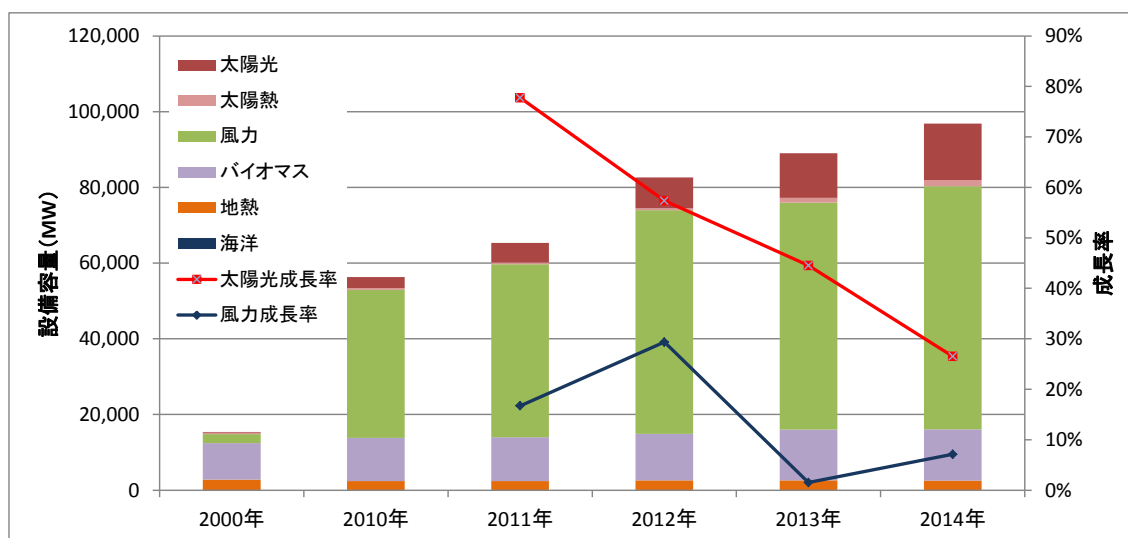


図 1-66 米国の再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

<sup>90</sup> 水力を除く。

<sup>91</sup> 水力を除く。

<sup>92</sup> 水力を含む。

<sup>93</sup> 水力を除く。

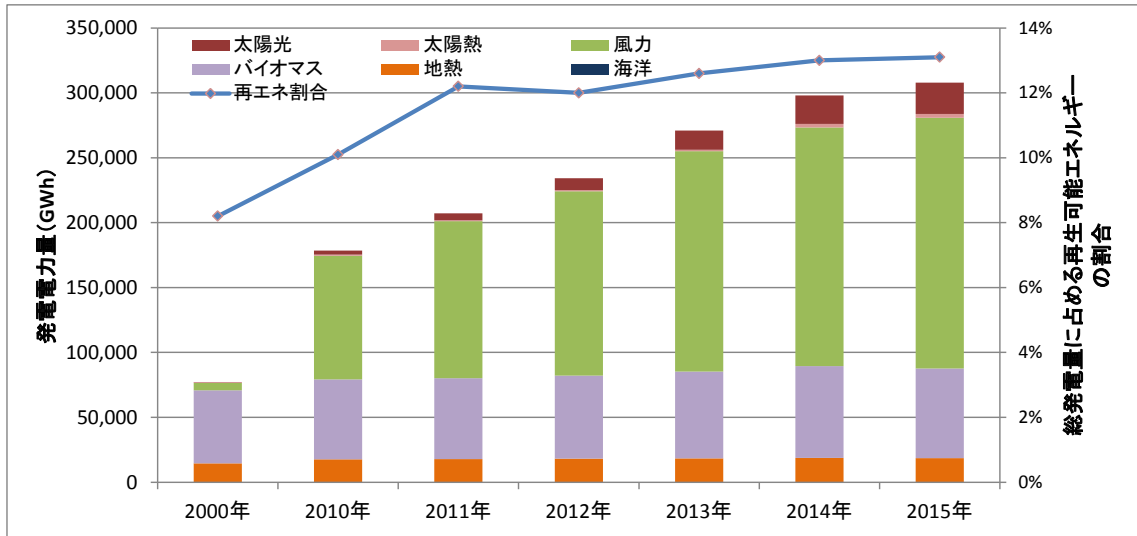


図 1-67 米国の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2015年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

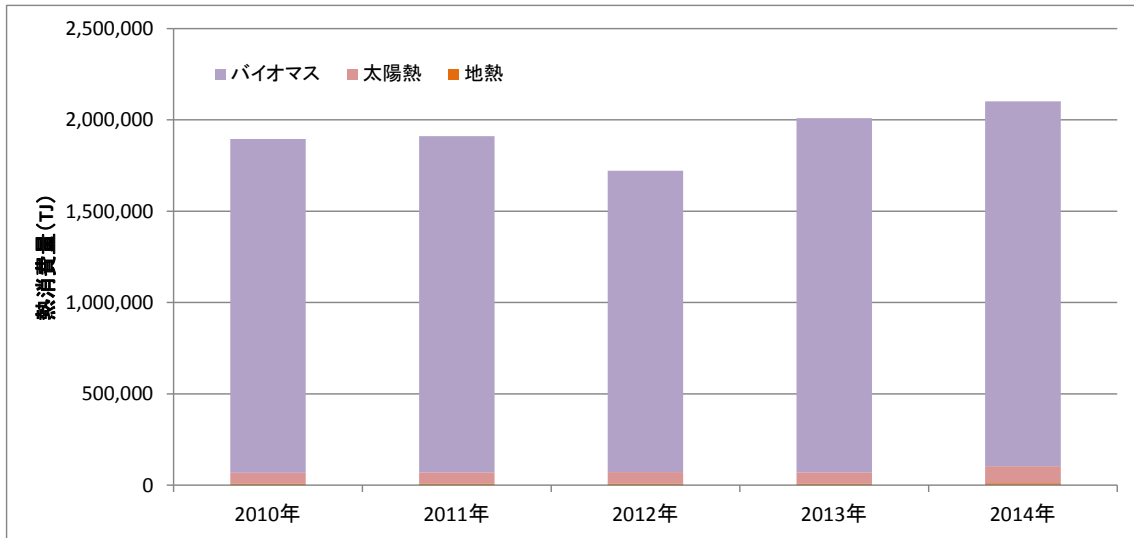


図 1-68 米国の再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 より作成

## (2) 導入見通し

IEA World Energy Outlook によれば、再生可能エネルギー電気の合計設備容量<sup>94</sup>は、2040年には約420GWに達する見込みである。これは、2014年実績値の約4.5倍に相当する（図1-69）。

発電量<sup>95</sup>も2020年から倍増して2040年には約1,150TWhに達し、2015年の約3.5倍となる。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>96</sup>は2030年に25%、2040年には30%までの上昇が予測されている。（図1-70）。

再生可能エネルギー熱に関しては、米国エネルギー情報局（EIA）が2040年までの見通しを部門別に公表している。再生可能エネルギーによる熱消費量は、2020年から2040年にかけて約13%増加し、2040年には合計約2,300PJとなる。内訳を見ると、産業及び住居部門におけるバイオマスが大半を占める（図1-71）。

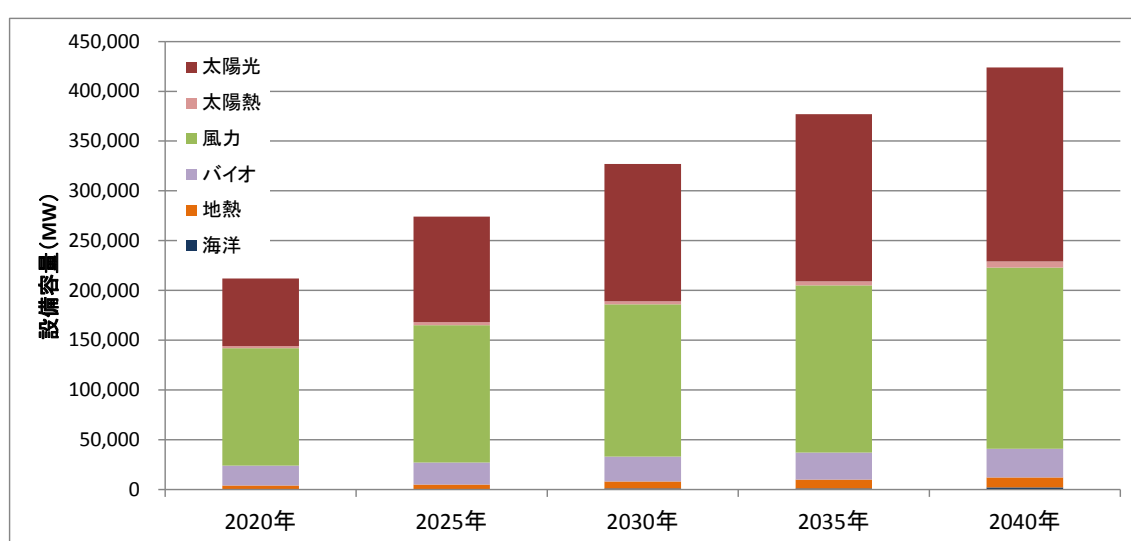


図 1-69 米国の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) IEA, “World Energy Outlook”, 2016, 2015 より作成

<sup>94</sup> 水力を除く。

<sup>95</sup> 水力を除く。

<sup>96</sup> 水力を含む。

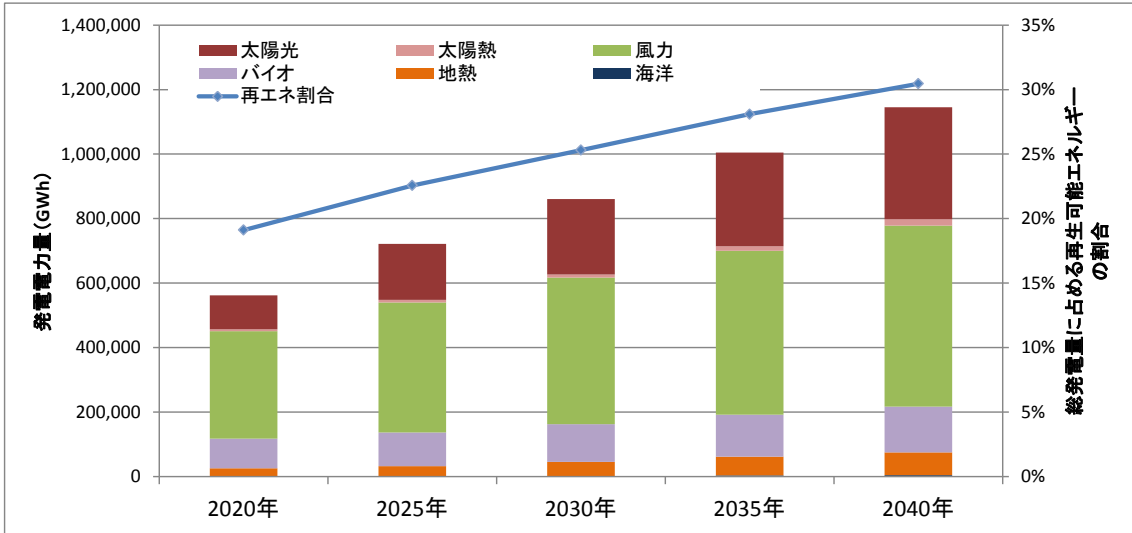


図 1-70 米国の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) IEA, “World Energy Outlook”, 2015, 2016 より作成

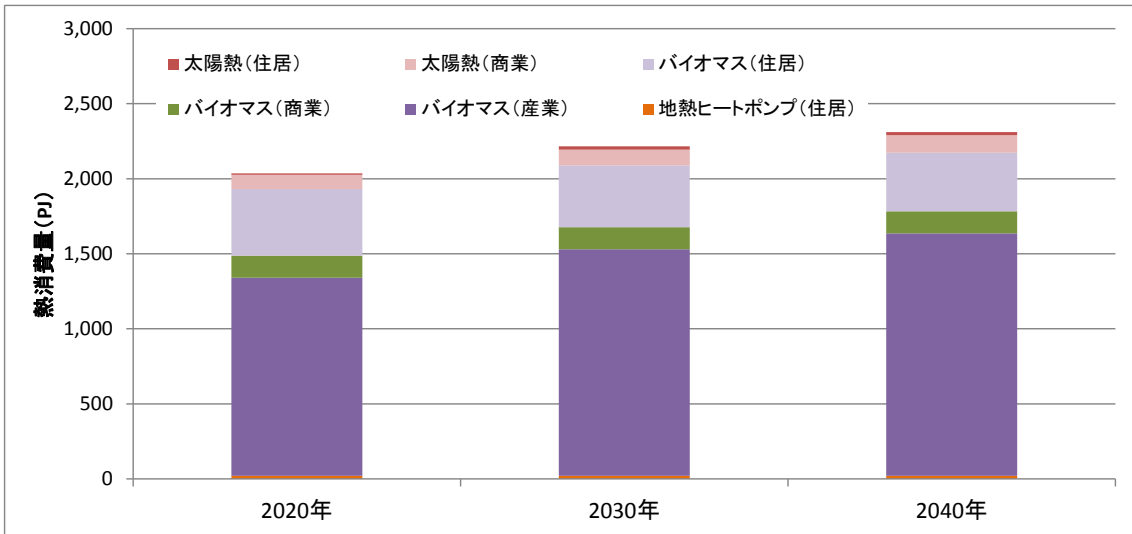


図 1-71 米国の再生可能エネルギーによる熱消費量【見通し】

出所) EIA, “Annual Energy Outlook 2016”, 2016 より作成



【参考】電源別発電電力量の推移

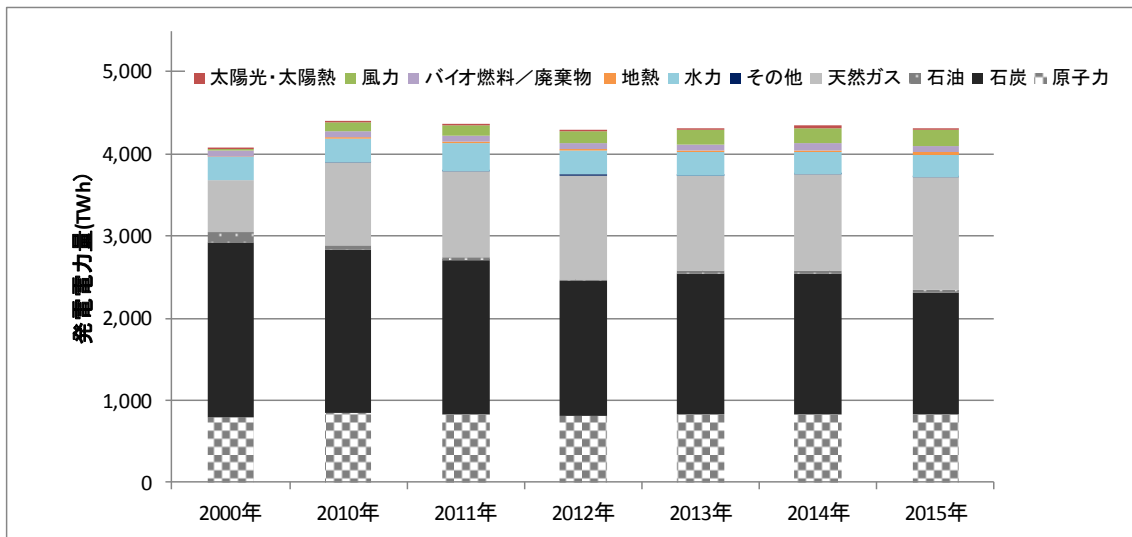


図 1-72 電源別発電電力量の推移 (米国)

注) 水力は揚水発電を除く。

注) その他は海洋、燃料電池等。

注) 2015 年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information” , 2014, 2015, 2016 より作成

### 1.1.11 中国

#### (1) 導入実績

再生可能エネルギー電気の合計設備容量<sup>97</sup>は、2010年以降毎年20～30GW程度増加し、2014年は約130GWに達した。これは2010年の約4.5倍に相当する（図1-73）。

これに伴い発電量<sup>98</sup>も2010年の約74TWhから2014年には約220TWhとなっている。総発電量に占める再生可能エネルギー電気の割合<sup>99</sup>は、2010年の18%から2014年には23%へと増加した（図1-74）。

水力を除くと風力が最大の再生可能エネルギー電源であるが、太陽光の普及が近年急速に進んでいる。2014年には合計設備容量の約2割、合計発電量の約1割を占めた（図1-73、図1-74）。

再生可能エネルギー熱については、太陽熱および地熱エネルギーの熱供給実績を表1-5に示す。太陽熱による熱供給量は2010～2014年にかけておよそ2倍増加して、約1,400PJとなった。地熱については、中低温（90～150℃）のエネルギーが熱供給に利用されており、同期間の供給量は100PJ前後で推移している。

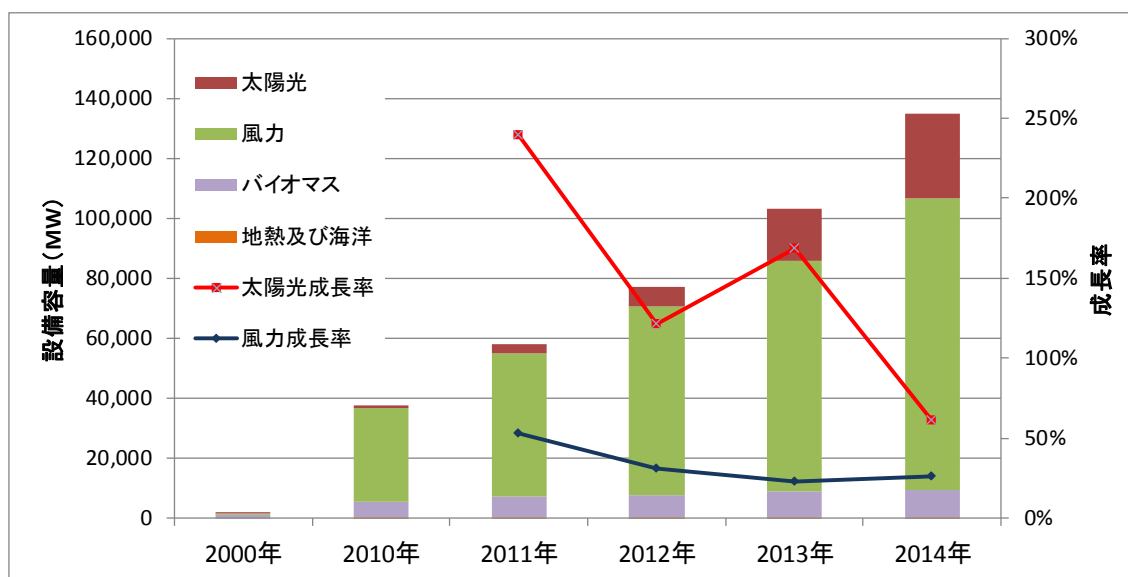


図 1-73 中国の再生可能エネルギーによる発電設備容量

注) 2000年は地熱及び海洋の該当データなし。

出所) 文献 A, B, C, D, E (本項末尾を参照)

<sup>97</sup> 水力を除く。

<sup>98</sup> 水力を除く。

<sup>99</sup> 水力を含む。

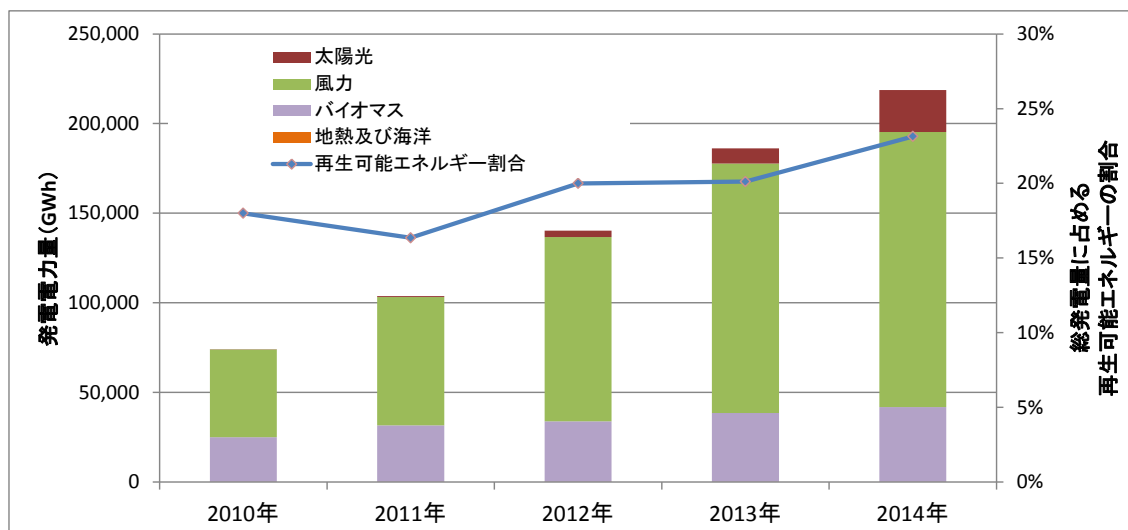


図 1-74 中国の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力を含む。

出所) 文献 A, B, C, D, E, F, G, H (本項末尾を参照)

表 1-5 中国における太陽熱および地熱エネルギーの熱供給実績 (TJ)

	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年
太陽熱	747,150	913,574	1,088,788	1,262,537	1,393,508
地熱	134,780	134,780	98,741	98,741	98,741

出所) 国家能源局新能源和可再生能源司, 国家可再生能源中心, 中国可再生能源学会風能专委会, 中国循環経済協会可再生能源委員会, 「再生可能エネルギーハンドブック 2015」 (可再生データ能源手冊 2015), 2015年7月より作成

## (2) 導入見通し

中国政府 (国家能源局) は、2016年12月に「再生可能エネルギー発展第13次5カ年計画 (正式版)」<sup>100</sup>を公表した。表 1-6 は、計画に盛り込まれた再生可能エネルギー電気に関する2020年の達成目標である。水力を除く再生可能エネルギー発電設備の合計設備容量はおよそ340GWと設定されている (2014年実績値は図 1-73 のとおり約130GW)。発電以外の再生可能エネルギーについても目標値が公表され、太陽熱・地熱・バイオマスの直接利用は合計約5,000PJの規模を目指すこととなっている (表 1-7)。

<sup>100</sup> 詳細は 1.2.10 参照。

表 1-6 再生可能エネルギー第 13 次 5 年計画目標（電気）（MW）

電源の種類	2020 年目標(MW)
水力発電(揚水発電以外)	340,000
揚水発電	40,000
風力発電(陸上)	160,000
風力発電(洋上)	50,000
太陽光発電(発電所)	105,000
太陽光発電(分散型)	
太陽熱発電	5,000
バイオマス発電	15,000
合計(水力を除く)	335,000

出所) 国家発展改革委員会,「再生可能エネルギー発展に関する第 13 次 5 年計画」(可再生エネルギー発展“十三五”规划)(正式版),2016 年 12 月より作成

表 1-7 再生可能エネルギー第 13 次 5 年計画目標（発電以外）（TJ）

熱源の種類	2020 年目標(TJ)
太陽熱温水器	2,812,800
地熱	1,172,000
バイオガス	281,280
バイオマス固形燃料	439,500
バイオエタノール燃料	111,340
バイオディーゼル	87,900
合計	4,904,820

注) 「バイオエタノール燃料」及び「バイオディーゼル」については、運輸部門用途も含む。

出所) 国家発展改革委員会,「再生可能エネルギー発展に関する第 13 次 5 年計画」(可再生エネルギー発展“十三五”规划)(正式版),2016 年 12 月,国家発展改革委員会,「バイオマス発展の第 13 次 5 年計画」(生物質能発展十三五规划),2016 年 12 月より作成

また、2050 年までの中長期予測については、2014 年 12 月に国家発展改革委員会エネルギー研究所等の主導で「中国再生可能エネルギー発展ロードマップ 2050」<sup>101</sup>が作成されている。ロードマップの基本シナリオ・積極シナリオに基づく見通しを表 1-8～表 1-10 に示す。

2020～2050 年にかけて、中国で最も規模拡大が見込まれる再生可能エネルギー電源は太陽光であり、基本シナリオでは 30 年間で設備容量・発電量共に約 10 倍増となる。次いで、風力の設備容量と発電量は 5 倍増と見込まれている。

熱供給量については、太陽熱の直接利用が 2020 年から 2050 年にかけておよそ 2.5 倍（基本シナリオ）、バイオマスは 1 割の増加が見込まれている。

<sup>101</sup> このロードマップは、中国・デンマーク二国間の共同プロジェクト（Sino-Danish Renewable Energy Development Programme : SAD）により作成された。デンマークの所管庁はエネルギー庁（Danish Energy Agency）である。

表 1-8 中国における再生可能エネルギー電気（発電設備容量）の見通し（MW）

	シナリオ	2020年	2030年	2035年	2040年	2045年	2050年
太陽光	基本	100,000	400,000	-	-	-	1,000,000
	積極	200,000	800,000	-	-	-	2,000,000
太陽熱 （高温）	基本	5,000	30,000	-	-	-	180,000
	積極	10,000	60,000	-	-	-	500,000
風力	基本	200,000	400,000	-	-	-	1,000,000
	積極	300,000	1,200,000	-	-	-	2,000,000
バイオマス	—	53,000	-	-	-	-	59,000

注）地熱は設備容量の情報なし、バイオマスはシナリオの区別なし。

出所）中丹可再生資源発展項目管理弁公室、「中国再生可能エネルギー発展に関するロードマップ 2050」  
（中国可再生資源発展路線図 2050）, 2014 年 12 月より作成

表 1-9 中国における再生可能エネルギー電気（発電量）の見通し（GWh）

	シナリオ	2020年	2030年	2035年	2040年	2045年	2050年
太陽光	基本	140,000	420,000	-	-	-	1,400,000
	積極	280,000	840,000	-	-	-	2,800,000
太陽熱 （高温）	基本	10,000	90,000	-	-	-	720,000
	積極	20,000	180,000	-	-	-	2,000,000
風力	基本	400,000	800,000	-	-	-	2,000,000
	積極	600,000	2,400,000	-	-	-	4,000,000
バイオマス	—	368,000	-	-	-	-	972,000
地熱	積極	-	-	30,000	90,000	90,000	90,000

注）地熱は積極シナリオのみ、バイオマスはシナリオの区別なし。

出所）中丹可再生資源発展項目管理弁公室、「中国再生可能エネルギー発展に関するロードマップ 2050」  
（中国可再生資源発展路線図 2050）, 2014 年 12 月, 国家發展改革委員会エネルギー研究所、「2050  
年まで中国の高比率再生可能エネルギーの発展シナリオ及びロードマップ研究」（中国 2050 高比  
例可再生資源発展情景暨路径研究）, 2015 年 4 月より作成

表 1-10 中国における再生可能エネルギー熱供給量の見通し（TJ）

	シナリオ	2020年	2030年	2035年
太陽熱 （中低温）	積極	3,223,836	4,689,216	7,825,129
	積極	4,484,063	7,561,361	15,152,029
バイオマス	—	2,000,000	-	2,200,000

注）バイオマスはシナリオの区別なし。運輸部門用途も含む。

出所）中丹可再生資源発展項目管理弁公室、「中国再生可能エネルギー発展に関するロードマップ 2050」  
（中国可再生資源発展路線図 2050）, 2014 年 12 月より作成

なお、再生可能エネルギー電気に係る IEA の見通しを図 1-75～図 1-76 に示す。合計設備容量<sup>102</sup>は、2014 年実績の約 130GW（図 1-73）から 2020 年には約 390GW と 3 倍に達する。その後も導入規模は拡大し、2040 年には約 1,100GW になる見込みである（図 1-75）。

発電量<sup>103</sup>も同様に増加し、2020 年には約 720TWh、2040 年の時点では約 2,300TWh となる。総発電量に占める再生可能エネルギー電気の割合<sup>104</sup>は、2020 年の 28%から 2040 年には 38%への上昇が見込まれている（図 1-76）。

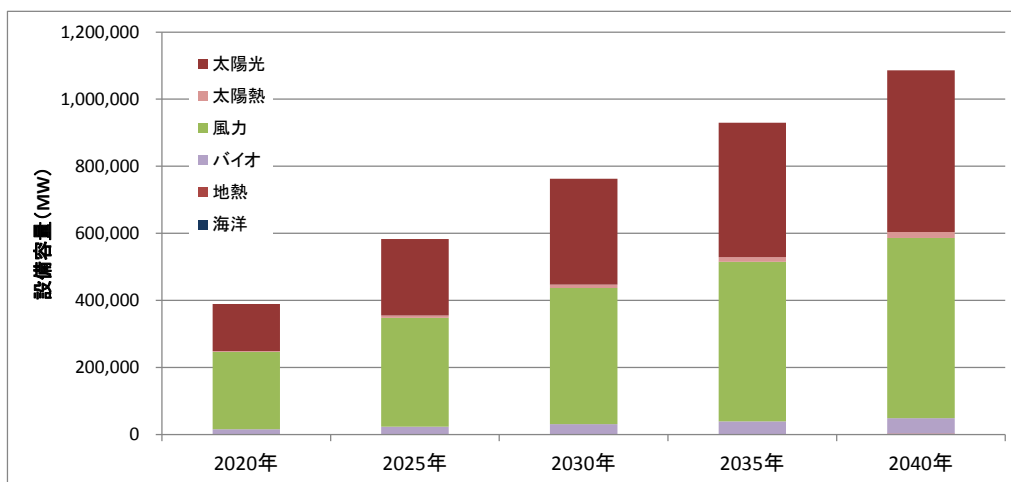


図 1-75 中国の再生可能エネルギーによる発電設備容量【見通し】

出所) IEA, “World Energy Outlook 2016”, 2016 より作成

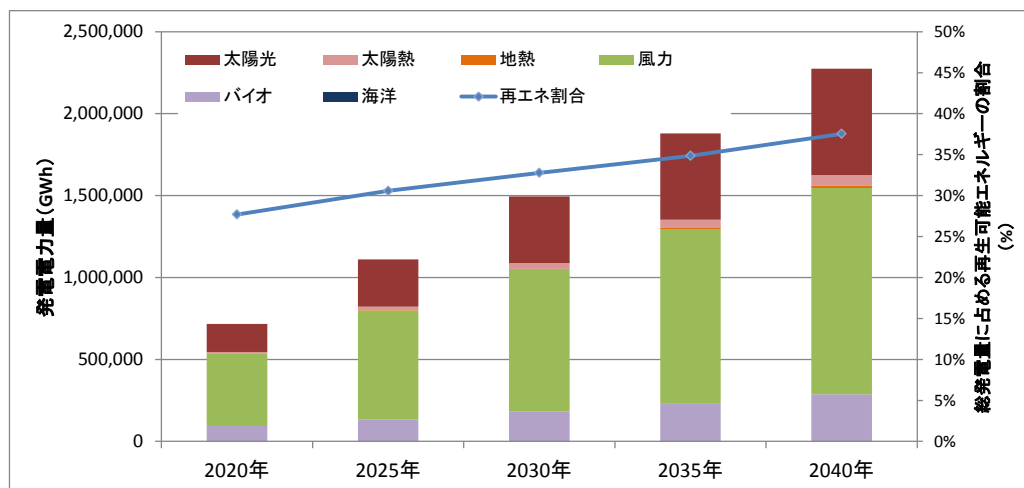


図 1-76 中国の再生可能エネルギーによる発電電力量【見通し】

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) IEA, “World Energy Outlook 2016”, 2016 より作成

<sup>102</sup> 水力を除く。

<sup>103</sup> 水力を除く。

<sup>104</sup> 水力を含む。

なお、2020年時点の中国の再生可能エネルギー発電設備容量（水力を除く）について、見通しの比較を表 1-11 に示す。「中国再生可能エネルギー発展に関するロードマップ 2050」の積極シナリオ以外は各機関の見通しに大きな差異はないが、ロードマップ 2050 では、バイオマス発電の顕著な規模拡大を予測している点が特徴的である。

表 1-11 中国の再生可能エネルギー電気発電設備容量【2020年見通しの比較】（MW）

電源	IEA World Energy Outlook 2016	再生可能エネルギー 第 13 次 5 年計画	ロードマップ 2050	
			基本シナリオ	積極シナリオ
太陽光	140,000	105,000	100,000	200,000
太陽熱	3,000	5,000	5,000	10,000
風力	230,000	210,000	200,000	300,000
バイオマス	16,000	15,000	53,000	53,000
地熱	0	-	-	-
海洋	0	-	-	-

出所) IEA, “World Energy Outlook 2016”, 2016, 国家発展改革委員会, 「再生可能エネルギー発展に関する第 13 次 5 年計画」（可再生資源發展“十三五”规划）, 2016 年 12 月, 中丹可再生資源發展項目管理弁公室, 「中国再生可能エネルギー発展に関するロードマップ 2050」（中国可再生資源發展路线图 2050）, 2014 年 12 月より作成

#### 【参考】電源別発電電力量の推移

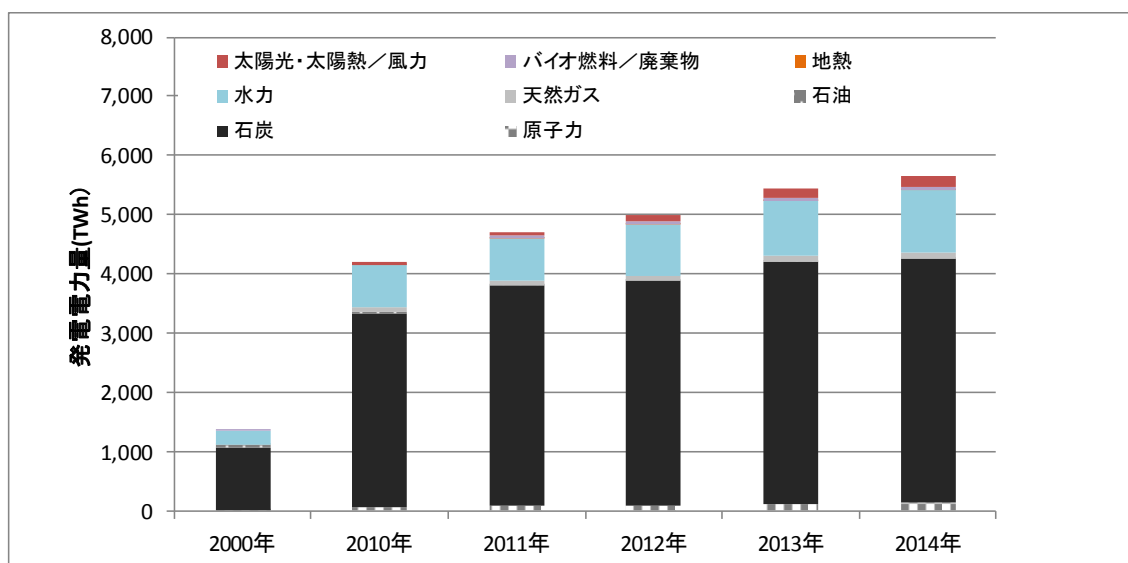


図 1-77 電源別発電電力量の推移（中国）

注) 水力は揚水発電を除く。

注) 2015 年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information”, 2014, 2015, 2016 より作成

【中国図表出所対照表】（図 1-73～図 1-74）

記号	発行元	文献・資料名	発行年
A	国家能源局新能源和可再生能源司、国家可再生能源中心、中国可再生能源学会風能专委会、中国循環經濟協會可再生能源委員会	「可再生数据能源手册 2015」 (再生可能エネルギーハンドブック 2015)	2015 年 7 月
B	国家能源局	「2015 年太陽光発電関連統計データ」 (2015 年光伏发电相关统计数据)	2016 年 2 月 5 日
C	中国電力企業聯合会	「全国電力工業統計快報データ一覧表」	2010～2015 年
D	国家能源局	「2015 年風力発電産業の発展状況」 (2015 年风电产业发展情况)	2016 年 2 月 2 日
E	国家可再生能源中心	「中国再生可能エネルギー 2012」 (中国可再生能源 2012)	2013 年 12 月
F	中国水力発電工程学会	「全国水力発電の設備容量及び発電量 1980-2001」	2009 年 6 月 5 日
G	国家能源局	「2015 年全社会電力消費量」 (2015 年全社会用电量)	2016 年 1 月 15 日
H	国家能源局	「水力発電第 13 次 5 力年計画発表稿」 (水电发展“十三五”规划发布稿)	2016 年 11 月 29 日



### 1.1.12 韓国

#### (1) 導入実績

韓国は、他の調査対象国に比べ再生可能エネルギーの絶対的な導入規模が小さい。しかしながら、合計設備容量<sup>105</sup>は過去5年間で順調に増加しており、2014年は2010年の約3倍に当たる約3.8GWとなった（図 1-78）。

発電量<sup>106</sup>も増加傾向にあり、2010年の約2.5TWhから2015年には約5.5TWhに達している。総発電量に占める再生可能エネルギーの割合<sup>107</sup>は小さく、2010年以降も1%台で推移している（図 1-79）。

このような状況で、近年規模拡大がめざましいのは太陽光であり、2014年の設備容量は前年比約6割増となった。また、2013年以降は海洋エネルギー発電の導入も進んでいる。

再生可能エネルギーによる熱消費量は大幅に増加しており、2014年は、2010年の約3倍に相当する合計約110PJとなった。絶対量は多くないが地熱が着実に伸びており、2010年の約1.4PJから2014年は約4.5PJへと増加している（図 1-80）。

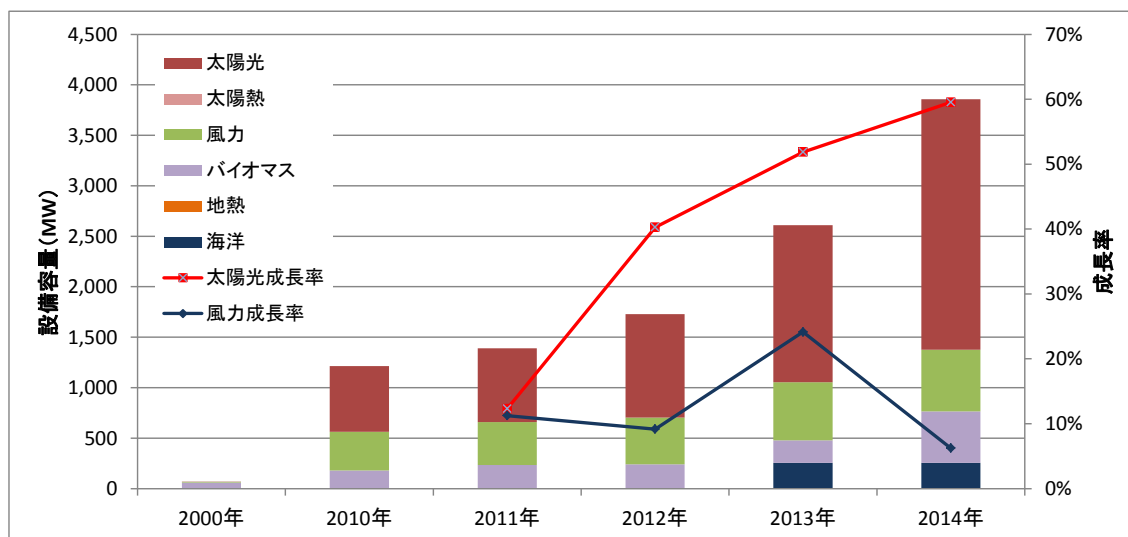


図 1-78 韓国の再生可能エネルギーによる発電設備容量

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

<sup>105</sup> 水力を除く。

<sup>106</sup> 水力を除く。

<sup>107</sup> 水力を含む。

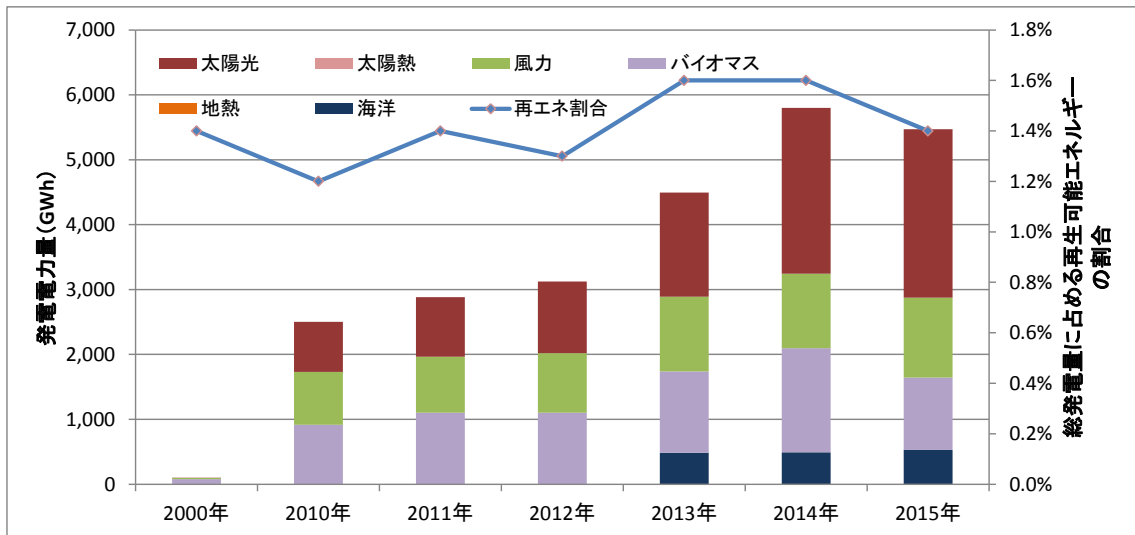


図 1-79 韓国の再生可能エネルギーによる発電電力量

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

注) 2015年は暫定値。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016 より作成

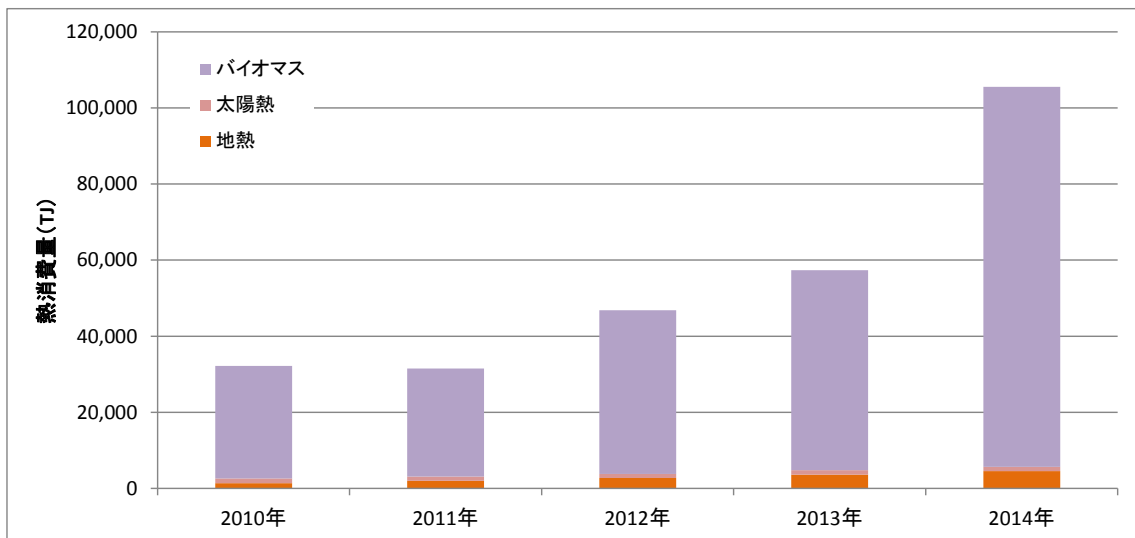


図 1-80 韓国の再生可能エネルギーによる熱消費量

注) バイオマスは一般廃棄物（再生可能エネルギー由来）、固形バイオ燃料、液体バイオ燃料、バイオガスによる熱消費量の合計。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 より作成

## (2) 導入見通し

韓国政府は、「低炭素グリーン成長基本法」<sup>108</sup>ならびに「エネルギー法」<sup>109</sup>に基づき、20年間を見通した「エネルギー基本計画」を5年毎に策定している。現在は「第2次エネルギー基本計画（2013～2035年）」の期間中であり、2035年には一次エネルギー供給に占める新・再生可能エネルギー<sup>110</sup>の比率（以下、普及率）を11%に高めるという目標も掲げられている。

2014年、韓国産業通商資源部は本計画を踏まえて「第4次新再生可能エネルギー基本計画（2014～2035）」を決定した。この計画では、新・再生可能エネルギーの普及率を2020年には5.0%、2025年には7.7%、2030年には9.7%、2035年には11%へと段階的に引き上げる目標が設定されている。

また、「低炭素グリーン成長基本法」<sup>111</sup>に基づく「第2次グリーン成長5カ年計画（2014～2018年）」では、2018年までに新エネルギー及び再生可能エネルギーの普及率を4.7%に拡大する目標が設定されている。

### 【参考】電源別発電電力量の推移

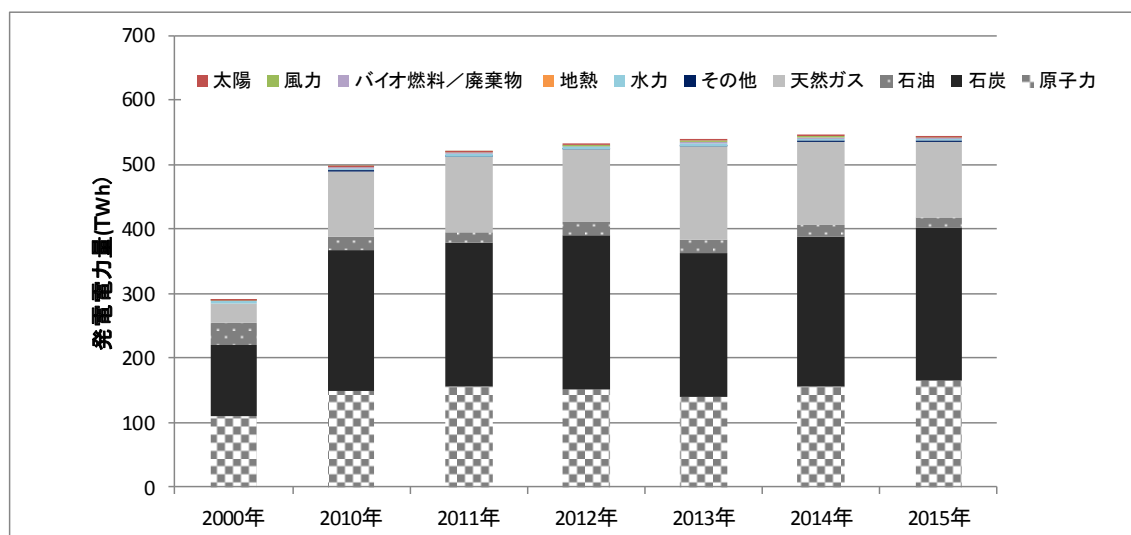


図 1-81 電源別発電電力量の推移（韓国）

注) 水力は揚水発電を除く。

注) その他は海洋、燃料電池等。

注) 2015年は暫定値。

出所) IEA, “Electricity Information”, 2014, 2015, 2016 より作成

<sup>108</sup> 第41条

<sup>109</sup> 第10条

<sup>110</sup> 韓国では「新エネルギーおよび再生エネルギー開発・利用・普及促進法」に基づき、新エネルギーと再生可能エネルギーを定義している。再生可能エネルギーは、太陽、バイオ、風力、水力、海洋、廃棄物、地熱の各エネルギーを指す。新エネルギーは、燃料電池、石炭液化/ガス化エネルギー、水素エネルギーを指す。

<sup>111</sup> 第9条1項

### 1.1.13 各国の再生可能エネルギー電気導入実績の比較

各国の2015年（中国のみ2014年）における再生可能エネルギーによる発電量<sup>112</sup>、ならびに総発電量に対する再生可能エネルギーの割合<sup>113</sup>を図1-82に示す。再生可能エネルギーによる発電量は米国が突出しており、次いで中国、ドイツが多い。総発電量に占める再生可能エネルギーのシェア（水力を含む）を見ると、デンマークの61%を筆頭に欧州諸国で高い割合となっている。なお、欧米諸国・中国は風力の割合が大きいのに対し、我が国は太陽光・バイオマスの比率が高い。

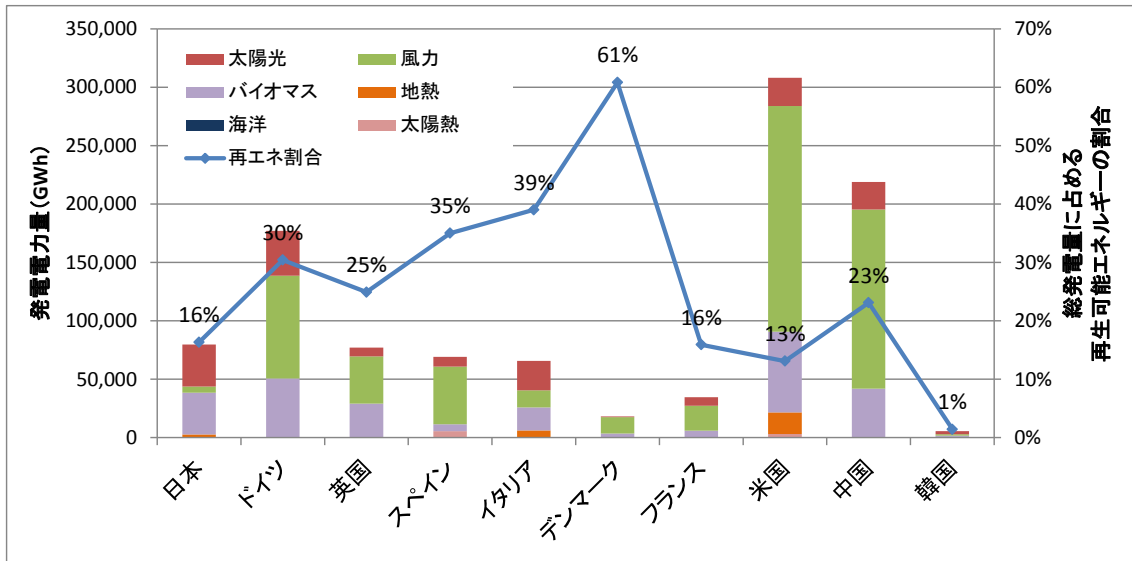


図 1-82 各国の再生可能エネルギーによる発電実績の比較

注) 中国のみ2014年の発電実績である。

注) 再生可能エネルギー割合は水力発電を含む。

出所) IEA, “Renewables Information”, 2015, 2016, 中国については文献 A, B, C, D, E, F, G, H (「中国図表出所対照表」参照) より作成

<sup>112</sup> 水力を除く。

<sup>113</sup> 水力を含む。

## 1.2 諸外国における再生可能エネルギーの政策動向

### 1.2.1 ドイツ

#### (1) 政策の概観

##### 1) 「エネルギー転換」政策の概要

ドイツ政府は、2010年、エネルギー供給構造の改革に向けた長期的な指針「エネルギーコンセプト (Energiekonzept)」を公表した。この中では、原子力の継続利用を前提としていたが、2011年、東日本大震災の原発事故を受けて、脱原子力へと変更したエネルギー政策方針を閣議決定した。この2つが、現在ドイツが進める「エネルギー転換 (Energiewende)」政策の基本的枠組みとなっている。

その政策の目標は、国家の気候保護目標の達成 (表 1-12)、2022年末までに原子力利用の廃止、エネルギー安定供給と競争力の確保にある。今後、ドイツが長期にわたって温室効果ガスを削減していくための方策として、再生可能エネルギーを大幅に拡大すること、エネルギー効率を高めてエネルギー消費量を減らすことに重点をおいている。

表 1-12 エネルギー転換の数値目標と現状 (2015年)

		2015年	2020年	2030年	2040年	2050年
GHG	温室効果ガス排出量 (1990年比)	-27.2% <sup>(注1)</sup>	-40%以上	-55%以上	-70%以上	-80~-95%
	再生可能エネルギー					
	最終エネルギー消費量に占める割合	14.9%	18%	30%	45%	60%
	総電力消費量に占める割合	31.6%	35%以上	50%以上 EEG: 2025年 40~45%	65%以上 EEG: 2035年 55~60%	80%以上
	熱消費量に占める割合	13.2%	14%			
	交通部門に占める割合	5.2%	10% <sup>(注2)</sup>			
省エネと消費量	一次エネルギー消費量 (2008年比)	-7.6%	-20%	—	—	-50%
	エネルギーの経済効率性 (年)	1.3%/年 (08~15年)	2.1%/年 (2008~2050年)			
	総電力消費量 (2008年比)	-4.0%	-10%	—	—	-25%
	建物部門における一次エネルギー需要 (2008年比)	-15.9%		—	—	-80%
	建物部門における熱需要 (2008年比)	-11.1%	-20%			
	交通部門における最終エネルギー消費量 (2005年比)	1.3%	-10%	—	—	-40%

注1) 推定値、注2) \*\*EU目標

出所) BMWi, "Fuenfter Monitoring – Bericht zur Energiewende, Die Energie der Zukunft – Berichtsjahr 2015",  
2016より作成

2016年に実施した「エネルギー転換」のための主な施策は以下のとおりである<sup>114</sup>。

- ① 再生可能エネルギー法改正（EEG 2017）
  - ✓ 再生可能エネルギー発電設備への支援に入札制度を導入
  
- ② 電力市場改革
  - ✓ 変動する再生可能エネルギーの大量導入に適した電力市場へ
  - ✓ 容量リザーブ導入  
褐炭火力発電所の全設備容量の13%を容量リザーブに移行し、需給逼迫時のみ、送電事業者の指示で運転する。なお、これは2014年の「気候保護行動プログラム2020（Aktionsprogramm Klimaschutz 2020）」のCO<sub>2</sub>排出削減策の一つでもある。
  - ✓ エネルギー転換のデジタル化法制定  
スマートメーターの導入による柔軟かつ効率的な電力システムの運用（電力部門のデジタル化）に向けた技術面及びデータ保護に関する枠組みを整備。
  
- ③ 系統の増強
  - ✓ 地域の理解を得るため、地下ケーブルの優先敷布決定（2015年）
  - ✓ 配電網用のインセンティブ規制（レベニューキャップ）の改正
  
- ④ 省エネの推進
  - ✓ 「国家行動計画 省エネ（NAPE）」（2014年）の継続実施
  - ✓ ディスカッションペーパー「グリーンブック 省エネ」を公表し、今後討論

## 2) 再生可能エネルギー法

### a. 再生可能エネルギー法の概要と改正動向

再生可能エネルギー法（Erneuerbare-Energien-Gesetz : EEG）は、再生可能エネルギーにより発電された電力を促進し、環境へ負荷をかけない電力供給へ移行するための法である。2000年から施行され、国が再生可能エネルギー電力を固定価格で買い取り、系統事業者がその電力を優先して供給することを保証した。これにより、施行当初は、総電力消費量に占める再生可能エネルギーの割合は約6%しかなかったが、2016年には32.3%（推定値）にまで成長した<sup>115</sup>。

---

<sup>114</sup> 参照）連邦政府ウェブサイト、

<https://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/0-Buehne/ma%C3%9Fnahmen-im-ueberblick.html> , 2017年1月16日取得

<sup>115</sup> BMWi “Fit fuer den Strommarkt. Fit fuer die Zukunft. Alle wichtigen Fakten zum neuen EEG 2017”(2016)、BMWいウェブサイト <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/erneuerbare-energien-auf-einen-blick.html>

2017年1月1日、新たに改正された再生可能エネルギー法（EEG 2017）が施行された。

表 1-13 再生可能エネルギー法の改正動向

年	法の名称	概要
1990年	「電力供給法」制定	EEGの前身。再生可能エネルギー電力の買取を電力供給事業者に義務化。
2000年	EEG 制定	再生可能エネルギー導入拡大のためにインセンティブ付与。再生可能エネルギー電力の国による固定価格での買取を保証。長期目標：持続可能なエネルギー供給、気候・環境保護、再生可能エネルギー発電の技術開発を推進。
2004年	初の EEG 改正	初めての大きな改正。買取価格の見直し。
2009年	EEG 改正 (EEG 2009)	全 22 条から全 66 条に。買取価格に関する規定の詳細な改正。
2010年	EEG 改正	太陽光の買取価格を引き下げ。
2012年	EEG 改正 (EEG 2012)	再生可能エネルギーの市場統合への道を開く(卸電力市場での直接販売が可能に)。太陽光の買取価格を引き下げ(2回目)。
2014年	EEG 改正 (EEG 2014)	再生可能エネルギーの発電量が供給量の 25%を越え、2番目に多いエネルギー供給源となる。再生可能エネルギー種別に導入目標を設定。卸電力市場への直接販売を義務化(100kW 超)。
2016年	EEG 改正 (EEG 2017)	電力の約 3 分の 1 が再生可能エネルギー由来になり、最大のエネルギー供給源となる。再生可能エネルギーの支援の決定に競争入札を導入。また、再生可能エネルギーの導入拡大を系統の増強と同調させる。

出所) BMWi, “Fit fuer den Strommarkt. Fit fuer die Zukunft. Alle wichtigen Fakten zum neuen EEG 2017”, 2016  
国会図書館調査及び立法考査局, 「ドイツの再生可能エネルギー法」, 2005, 2009, 2012, 2014 より作成

#### b. 2017年再生可能エネルギー改正法（EEG 2017）

2016年7月、連邦議会にて、EEGの改正案が議決された。欧州委員会の承認を経て、2017年1月1日より施行されている。

EEG 2017では、太陽光、陸上風力、洋上風力、バイオマスへの支援の決定に入札制度を導入する。これは、再生可能エネルギーが、もはや、固定価格の買い取りで守られるべき未熟なテクノロジーでなくなったためである<sup>116</sup>。今後は、競争の下、計画性をもって、費用効率よくエネルギー転換が進められる。EEG 2017のコンセプトは以下の通りである。

##### ① 再生可能エネルギーの導入目標（コリドー）の順守

EEG 2014より再生可能エネルギーの導入目標が掲げられている。今後も、入札において導入量を管理する。

<sup>116</sup> BMWi, “Fit fuer den Strommarkt. Fit fuer die Zukunft. Alle wichtigen Fakten zum neuen EEG 2017”, 2016

- ② 再生可能エネルギーの導入拡大を費用効率良く推進  
入札制度の導入により、再生可能エネルギーの導入拡大にかかる費用を抑える。
- ③ 入札制度において、全ての事業者は公平なチャンスを得る  
参加事業者の多様性を維持することは、エネルギー転換が国民に容認され続けるために重要である。

また、現在、頻繁に系統混雑が発生し、再生可能エネルギー電力が出力抑制されていることから、再生可能エネルギーの導入拡大を系統の増強と同調させていく規定が新たに追加された。

EEG 2017 の主な改正点を表 1-14 に示す。

表 1-14 EEG 2017 の主な改正点

項目	主な改正事項
導入目標	再生可能エネルギー種別の導入目標を改訂 【陸上風力】2017～2019年:2,800MW/年(グロス) 2020年以降:2,900MW/年(グロス) 【洋上風力】総設備容量を2020年までに6.5GW、2030年までに15GW 【太陽光】2,500MW/年(グロス) 【バイオマス】2017～2019年:150MW/年(グロス) 2020～2022年:200MW/年(グロス)
再生可能エネルギーの入札	新規設備による発電電力に適用する支援水準を入札により決定する制度を導入 ✓ 設備容量750kW超の陸上風力、洋上風力、太陽光 ✓ 設備容量150kW超のバイオマス(既存設備も参加可能)
系統の増強と同調	送電線の増強が進むまで、送電事業者による再給電指令(欄外注参照)にかかる費用を減らすため、下記の措置を実施 ✓ 出力抑制を減らすため、余剰電力を熱分野に使用 ✓ 系統混雑の地域において、陸上風力の建設を制限 ✓ 洋上風力の建設管理 2021年:500MW/年(バルト海のみ建設可) 2022年:500MW/年(バルト海・北海) 2023～2025年:700MW/年(バルト海・北海) 2026年以降:840MW/年(バルト海・北海)
国境を越えた入札	年間に新設される再生可能エネルギー設備容量の5%をEUの協定国へ開放
その他の入札	✓ 陸上風力と太陽光の合同入札実施(2018～2020年)400MW/年 ✓ 系統・安定供給のための革新的技術の入札実施(2018～2020年)50MW/年
今後、施行規則で制定可能な事項	✓ 貸家の太陽光設備による電力を利用する賃借人に、自家発電者と同様に、再エネ賦課金減額を適用

注) 再給電指令: 電線の過剰負荷を避けるために、供給発電所を変えるよう、送電事業者が市場ベースの発電計画に介入することである。一つ以上の発電所の供給出力を下げ、同時に他の一つ以上の発電所の供給出力を上げるにより、全体の供給出力合計は変わらない。送電事業者の管轄地域を越えても適応される。(出所) BNetzA, "Monitoring Bericht 2016", 2016

出所) "EEG 2017", BMWi, "EEG-Novelle 2017", 2016より作成



### c. 再生可能エネルギーの導入目標（コリドー）について

EEG 2017 では、EEG 2014 同様、総消費電力に占める再生可能エネルギーの割合を 2020 年までに 35%以上、2035 年までに 55～60%にする目標に従って、再生可能エネルギーの種別の導入目標(コリドー)を掲げている。

表 1-15 再生可能エネルギー設備の導入目標

	EEG 2017 の導入目標	EEG 2014 の導入目標
陸上風力	2017～2019 年:2,800MW/年(グロス) (注) 2020 年以降:2,900MW/年(グロス)	2,500MW/年(ネット) <sup>(注)</sup>
洋上風力	総設備容量を 2020 年までに 6.5GW、2030 年までに 15GW 【年間導入量】 2021、2022 年 :500MW/年 2023～2025 年:700MW/年 2026 年以降:840MW/年	総設備容量を 2020 年までに 6.5GW 2030 年までに 15GW
太陽光	2,500MW/年(グロス)	2,500MW/年(グロス)
バイオマス	2017～2019 年:150MW/年(グロス) 2020～2022 年:200MW/年(グロス)	100MW/年(グロス)

注) グロス=年間に増加した設備容量、ネット=年間に増加した設備容量から当該年に運転を終了した設備容量を引いた純増分

出所) ”EEG 2017”、”EEG 2014”より作成

## (2) 再生可能エネルギーへの支援施策

### 1) 入札制度

#### a. 制度概要

新設される再生可能エネルギー設備の発電量の 80%に入札制度を導入する。具体的には、設備容量が 750kW を超える新規の陸上風力、洋上風力、太陽光発電設備と、設備容量が 150kW を超える新規のバイオマス設備が対象となる。(バイオマスのみ、既存設備の参加も認められる。)

ドイツでは、2000 年から、固定価格買取制度 (Feed-in Tariff : FIT) に基づき、再生可能エネルギー電力を固定価格で買い取ってきた。EEG 2012 以降、FIT の他に、市場プレミアム制度 (Feed-in Premium : FIP) による支援が選択可能となり、EEG 2014 では、最終的に 100kW を超える設備に FIP を義務づけた。

FIP は、設備事業者が、再生可能エネルギー電力を電力市場に直接販売する際、卸電力価格に上乗せして、市場プレミアムが支援される制度である。

今回導入された入札制度では、FIP による市場プレミアムを算出するための支援水準を競争入札において決定する。

落札に成功した設備への支援期間は、以前同様、20年である。但し、既存のバイオマス設備が入札に参加する場合、支援期間は10年である。

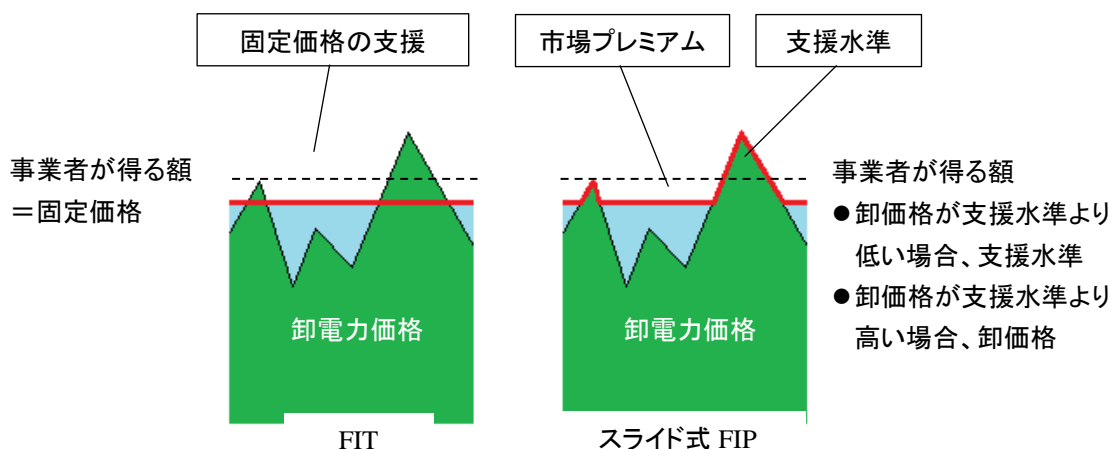


図 1-83 FIT とスライド式 FIP による再生可能エネルギーの支援

注) 現在も FIT の選択は可能だが、FIT による太陽光・陸上風力・洋上風力の支援は、FIP の支援水準より 0.4ct/kWh 低く、水力・バイオマス・地熱等の支援は、0.2ct/kWh 低く設定されている。

出所) 各種資料より作成

表 1-16 入札制度、FIP/FIT の対象設備

	入札制度の対象	FIP/FIT の対象
陸上風力	750kW 超の新規設備	<ul style="list-style-type: none"> <li>750kW 以下の新規設備</li> <li>プロトタイプ(年間 125MW 以内) (経過措置)</li> <li>2016 年末までに汚染防止法 (BlmSchG) に基づく認可を得、2017 年 1 月末までに連邦ネットワーク庁の登録簿に登録し、2018 年末までに稼働開始する設備</li> </ul>
洋上風力	2021 年以降に稼働開始する設備	<ul style="list-style-type: none"> <li>プロトタイプ(年間 50MW 以内) (経過措置)</li> <li>2016 年末までに系統接続許可を得、もしくは接続容量を割り当てられ、2020 年末までに稼働開始する設備</li> </ul>
太陽光	750kW 超～10MW の新規設備	<ul style="list-style-type: none"> <li>750kW 以下の新規設備</li> </ul>
バイオマス	150kW 超～20MW の新規設備 (現在の支援期間が残り 8 年以内の 20MW 以下の既存設備も参加可能)	<ul style="list-style-type: none"> <li>150kW 以下の新規設備 (経過措置)</li> <li>2016 年末までに汚染防止法、連邦法、建築法のいずれかの認可を得、2018 年までに稼働開始する 20MW 以下の設備</li> </ul>

注) FIT による支援は 100kW 以下の設備のみ選択可能

出所) "EEG 2017"、EnergieDialog.NRW ウェブサイトより作成

また、2015 年から実施した地上設置型太陽光のパイロット入札で Pay-as-bid 方式と

Uniform-pricing 方式を試した結果、今後の入札は、Pay-as-bid 方式で実施する。但し、陸上風力の入札に参加する市民エネルギー組合と、バイオマスの入札に参加する 150kW 以下の既存設備に対しては、Uniform-pricing 方式を適用する。

- ✓ Pay-as-bid: 低価の参加者から順番に入札量に達するまで。応札した価格での支払いを実施。
- ✓ Uniform-pricing: 最後に（一番高く）落札した参加者の応札価格を、他の落札者にも適用。

#### ① 太陽光

太陽光の年間導入目標 2,500MW の内、600MW を入札にかける。

2015 年から 2016 年まで計 6 回、地上設置型太陽光発電設備を対象に、パイロット入札を実施してきた。（結果は、3）「地上設置型太陽光発電設備のパイロット入札」参照。）今回の入札制度は、それをほぼ踏襲する。主な変更点は以下の通りである。

- ✓ 地上設置型だけでなく、建物屋上、防音壁、ゴミ処理場等の建造施設上も対象
- ✓ 入札対象設備を、設備容量 100kW から 750kW 超に引き上げ
- ✓ 入札量は、600MW/年

また、2017 年 2 月 1 日、本制度に基づく初回の入札が行われた。（入札結果は、1.2.1(2)1d「EEG 2017 に基づく太陽光発電設備の初回入札結果」参照。）

表 1-17 太陽光の入札制度概要

項目	内容
対象設備	750kW~10MW の新規設備 ✓ 地上設置型 ✓ 建物屋上、防音壁 ✓ その他の建造施設(ゴミ処分場等)
日程と入札量	毎年 2/1、6/1、10/1(各 200MW) 前年設置の入札以外で支援される地上設置型設備容量を差し引く 応札のなかった容量や落札時の保証金不支払の容量を次回入札に追加
参加条件	✓ 土地の所有者である、もしくは、所有者から許可を得ていること ✓ 地上設置型に利用可能な土地区分 <ul style="list-style-type: none"> <li>• 高速道路又は鉄道の沿線で、外縁から 110 メートル以内</li> <li>• 既に舗装されている敷地 (駐車場等)</li> <li>• 産業・交通・住宅・軍用地からの転用地</li> <li>• 連邦不動産庁の土地</li> <li>• 自然環境条件の悪い地域の耕地 (管轄の州に許可された場合のみ)</li> <li>• 2010/1/1 以前に商業・工業地に指定されていた土地等</li> </ul>
応札上限額	8.91ct/kWh (750kW 以下の地上設置型、屋上、防音壁 PV への FIP の支援水準) (FIP 同様、過去の導入量に応じて逡減)
保証金	応札時: 5€/kW 落札時: 45€/kW (地区詳細計画に建設が決定している場合、20€/kW)
稼働期限	24 か月
罰則	落札時に保証金を支払わない場合、権利失効と応札時の保証金徴収。 24 か月を経過後、権利失効と落札時の保証金徴収。(延長措置なし。) 建設容量が 5%以上少ない場合、未建設容量 × 50€/kWh
支援の対象	落札した事業者は他の場所への設備設置も可能。支援水準の減少なし。 自然環境条件の悪い地域の耕地は、同カテゴリ内でのみ設置場所の変更可能。
入札対象外	750kW 以下の新規設備

出所) ”EEG 2017”、BMW 各種資料、Energie Dialog.NRW ウェブサイトより作成

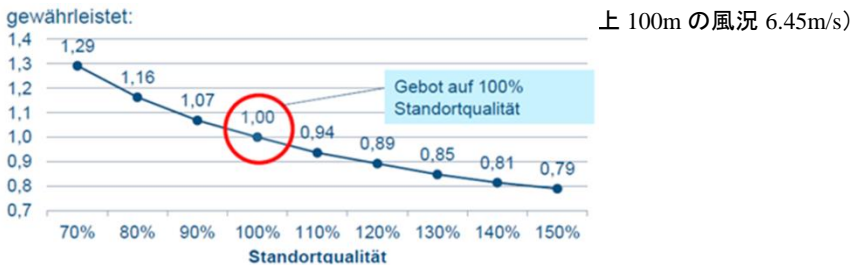
## ② 陸上風力

設備容量が 750kW を超える新規の陸上風力設備に入札制度を導入する。

また、地域によっては導入量を制限する。近年、陸上風力の導入が進んだために、ドイツ北部で頻繁に系統混雑が起り、近隣国へも影響を与えている。それを緩和するために、該当地域においては、導入量を、その地域の 2013~2015 年の年間導入量平均の 58%以内に制限する。(「3)系統の増強状況に応じた再生可能エネルギーの拡大導入」参照)。

さらに、参加事業者の多様性を確保するため、地元の市民エネルギー組合への優遇措置を実施する。

表 1-18 陸上風力の入札制度概要

項目	内容
対象設備	750kW 超の新規設備
日程と入札量	【2017 年】5/1(800MW)、8/1(1000MW)、11/1(1000MW) 【2018~2019 年】2/1、5/1、8/1、10/1(各 700MW) 【2020 年以降】2/1(1,000MW)、6/1(950MW)、10/1(950MW)
参加条件	環境汚染防止法(BImSchG)に基づく認可の取得
支援水準	<p>基準立地に換算した価格で応札し、風況や設備の高さに応じた支援水準を適用。 今までは最初の 5 年とそれ以降に分けた 2 段階の支援水準であったが、今後は、20 年間同一。</p>  <p>出所) BMWi “ EEG-Novelle 2016 Eckpunkt”</p>
応札上限額	7.0ct/kWh(100%基準立地換算値) 2018 年以降は、直近 3 回の入札の最高落札価格の平均に 8%上乗せした額
保証金	応札時: 30€/kW
稼働開始期限	24 か月
罰則	<p>応札容量の 5%以上の建設遅延: 2 カ月 10€/kW、3~4 カ月 20€/kW、4 カ月以上 30€/kW 権利は落札後 30 カ月で失効するが、訴状により一回延長可能。但し、30 カ月から支援開始とみなされ、実質的な支援期間が短縮</p>
支援の対象	落札した支援の権利は、応札時に提示した認可証をもつ設備にのみ適用され、他の設備や認可証への適用は不可。
系統混雑地域での導入制限	系統混雑地域での建設を 2013~2015 年の年間導入量平均の 58%に制限 (「h. 「再生可能エネルギーの導入拡大と系統の増強」参照)
市民エネルギー組合への優遇措置	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 応札までに、汚染防止法に基づく認可を取得出来ていなくてもよい</li> <li>✓ 保証金の半分は、汚染防止法に基づく認可取得後に納入</li> <li>✓ Uniform-Pricing 方式の適用。支援水準には、応札額でなく最高落札価格を適用</li> <li>✓ 建設期限を最大 2 年延長可</li> </ul>
市民エネルギー組合への条件	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ プロジェクトの規模は、合計 18MW 以内、6 基まで</li> <li>✓ 10 人以上の個人からなる組合で、半数以上の議決権が個人にあること。会社は 10%以上の議決権を持たない。</li> <li>✓ 設置場所の地方公共団体が 10%出資していること</li> </ul>
入札対象外	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 750kW 以下の新規設備</li> <li>✓ プロトタイプ(年間 125MW 以内)</li> </ul> <p>(経過措置)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 2016 年末までに環境汚染防止法に基づく認可を得、2017 年 1 月末までに連邦ネットワーク庁の登録簿に登録し、2018 年末までに稼働開始する設備</li> </ul>
経過措置	<p>入札移行前の駆け込み建設を防ぐため、</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 2017 年 3~8 月の間、毎月、支援水準を 1.05%低減</li> <li>✓ 直近一年で 2,500MW の導入量を上回った場合、2017 年 10 月以降、</li> </ul>

項目	内容
	四半期ごとに、支援水準を最大 2.4% 逡減

出所) ”EEG 2017”、BMW i 各種資料、Energie Dialog.NRW ウェブサイトより作成

### ③ 洋上風力

洋上風力の入札制度については、EEG の改正と同時に、新たに制定された「洋上風力法：Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG)」に定められている。

洋上風力設備の建設には長い準備期間が必要なため、2021 年以降に稼働する設備が入札の対象となる。

2021 年から 2025 年までの導入については、過渡期として、2016 年 8 月以前から計画中もしくは認可取得済みの設備のみを対象に入札を実施する。

2026 年以降の導入には、「中央モデル (zentrale Modell)」を適用する。「中央モデル」とは、連邦海運・水路庁 (BSH) と連邦ネットワーク庁 (BNetzA) が、予め、場所の事前調査を行い、その結果定めた洋上風力サイトに対して入札を実施することである。

また、洋上風力の導入を、国内の系統増強のスピードと合わせるため、2021 年から 2025 年までの年間導入量を定める。2021 年に稼働する設備は、バルト海側のみに建設される。

表 1-19 洋上風力の入札制度概要

項目	内容
対象設備	(過渡期)2021 年以降に稼働開始する設備 (中央モデル)2026 年以降に稼働開始する設備
日程と入札量	(過渡期) 【2017 年】4/1 (1,550MW) 【2018 年】4/1 (1,550MW) (年別導入容量:2021~2022 年:500MW/年、2023~2025 年:700MW/年) (中央モデル) 【2021 年~】9/1 (平均 840MW/年)
参加条件	(過渡期)2016 年 8 月以前に計画中もしくは必要な認可取得済みの設備
応札上限額	(過渡期)12ct/kWh (中央モデル)2018/4/1 の入札における最低落札価格
保証金	(過渡期)100€/kW (中央モデル)200€/kW
支援の対象	落札した支援の権利は、他の場所に設置される設備へは適応不可。
入札対象外	✓ プロトタイプ(年間 50MW 以内) (経過措置) ✓ 2016 年末までに系統接続許可を得、もしくは接続容量を割り当てられ、2020 年末までに稼働開始する設備

出所) ”WindSeeG”, 2017、BMW i ・BnetzA 各種資料、Freshfields Bruckhaus Deringer ウェブサイトより作成

### ④ バイオマス

新規と既存のバイオマス設備に対して、入札制度を導入する。

今回、既存の設備も対象としたのは、2000 年から始まった FIT の支援期間がもうじき終了する設備の経済性を考慮してのことである。

既存の設備に適用される主な特別措置は以下の通りである。

- ✓ 支援期間が残り 8 年以下の既存設備も入札に参加可能 (設備容量の下限なし)

- ✓ 落札に成功した 150kW 以下の既存設備の支援水準には、応札価格ではなく最高落札価格を適用（Uniform-pricing）。
- ✓ 落札価格に関係なく、支援水準は、その設備が受けた直近 3 年の支援水準平均を越えない。
- ✓ 支援開始日は、落札公表後 1～3 年以内で選択可能
- ✓ 支援期間は 10 年
- ✓ 支援開始から 6 か月以内に、需要に応じた柔軟な運転が技術的に可能なことを証明する環境監査人の証明書の提示が必要

表 1-20 バイオマスの入札制度概要

項目	内容
対象設備	150kW 超～20MW の新規設備 (現在の支援期間が残り 8 年以内の 20MW 以下の既存設備も参加可能)
日程と入札量	【2017～19 年】9/1 (150MW) 【2020～22 年】9/1 (200MW) 前年に設置された入札以外で支援される容量を差し引き、また、落札されなかった容量を次回の入札に追加
入札方式	(新規) Pay-as- bid: 支援水準＝応札価格 (既存) Uniform-pricing: 支援水準＝最高落札価格
補償期間	(新規) 20 年 (既存) 10 年
参加条件	(新規) <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 汚染防止法による許可証もしくは建設許可証の取得</li> <li>✓ バイオガス設備の場合、年間投入されるバイオマスの量(重量)に占めるトウモロコシ、穀粒の割合が、 2017～18 年: 50%以下、2019～20 年: 47%以下、2021～22 年: 44%以下</li> </ul> (既存) <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 支援期間の残りが 8 年以下</li> <li>✓ 柔軟な運転が技術的に可能なことを証明する環境監査人の証明書の提示</li> </ul>
応札上限額	(新規) 14.88ct/kWh (既存) 16.9 ct/kWh(但し、落札価格に関係なく、支援水準は、その設備の直近 3 年の支援水準平均を越えない) 2018 年以降、年ごとに 1%ずつ逡減
支援対象の発電量	バイオガス: 設備容量 50%の発電量 バイオマス: 設備容量 80%の発電量 (需要に基づく運転を促進するため)
保証金	応札時: 60€/kW
稼働期限	24 か月
罰則	(新規) <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 提訴係属中等で延長申請が認められる場合以外、24 カ月経過後権利失効</li> <li>✓ 応札容量の 5%以上の稼働開始が落札公表後 18 か月以上: 20€/kW、20 カ月以上: 40€/kW、22 カ月以上: 60€/kW</li> <li>✓ 24 カ月から支援期間開始とみなされ、実質的な支援期間が短縮</li> </ul> (既存) <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 環境監査人による証明書の提示が、支援期間開始から、7 カ月以降:</li> </ul>

項目	内容
	20€/kW、9 カ月以降:40€/kW、11 カ月以降:60€/kW
支援の対象	落札した支援の権利は、応札時に記載した設備(許可書含む)にのみに適用され、他の設備や許可書への適用は不可。
入札対象外	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 150kW 以下の新規設備 (経過措置)</li> <li>・ 2016 年末までに汚染防止法、連邦法、建築法のいずれかの認可を得、2018 年までに稼働開始する設備</li> </ul>

出所) ”EEG 2017”、BMW 各種資料、Energie Dialog.NRW ウェブサイトより作成

#### b. 地上設置型太陽光発電設備のパイロット入札

EEG 2017 に入札制度を導入するための試験として、2015 年 4 月より、年に 3 回、1MW 超の地上設置型太陽光発電設備に対してパイロット入札を実施した。

2016 年以降は、以下の土地も、利用することが可能となった。

- ✓ 自然環境条件の悪い地域にある耕地 (年間 10 件まで落札可能)
- ✓ 国有地、連邦不動産庁管轄の土地

##### ① パイロット入札結果

入札結果について、第 1 回の入札 (2015 年 4 月 1 日) の平均落札額は 9.17ct/kWh であったが、回を重ねるごとに値が下がり、第 6 回目の入札 (2016 年 12 月 1 日) の平均落札額は、6.90ct/kWh であった。

第 1 回から第 6 回までのパイロット入札結果を表 1-21 に示す。



表 1-21 地上設置型太陽光発電設備のパイロット入札結果

	第 1 回	第 2 回	第 3 回	第 4 回	第 5 回	第 6 回
締切日	2015/4/15	2015/8/1	2015/12/1	2016/4/1	2016/8/1	2016/12/1
入札量	150MW	150MW	200MW	125MW	125MW	160MW
参加件数(容量)	170 件(715MW)	136 件(558MW)	127 件(562MW)	108 件(540MW)	62 件(311MW)	76 件(423MW)
書類不備による失格件数	37 件	15 件	13 件	16 件	9 件	5 件
応札価格	8.48 - 11.29ct/kWh	1.00 - 10.98ct/kWh (平均 8.65ct/kWh)	0.09 - 10.98ct/kWh	6.94 - 10.98ct/kWh (平均 7.97ct/kWh)	6.8 - 10.98ct/kWh (平均 7.84ct/kWh)	6.26 - 8.45ct/kWh (平均 7.32ct/kWh)
落札件数	25 件(157MW)	33 件(159MW) (最終的に 32)	43 件(204MW)	21 件(128MW)	25 件(130MW) 最終的に 22 件	27 件 (162.554MW)
落札価格	8.48 - 9.43ct/kWh (平均 9.17ct/kWh)	8.49ct/kWh	8.00ct/kWh	6.94 - 7.68ct/kWh (平均 7.41ct/kWh)	6.89 - 7.77ct/kWh (平均 7.25ct/kWh)	6.89 - 7.17ct/kWh (平均 6.90ct/kWh)
方式	Pay-as-bid	Uniform-pricing	Uniform-pricing	Pay-as-bid	Pay-as-bid	Pay-as-bid
支援水準上限額	11.29ct/kWh	11.18ct/kWh	11.09ct/kWh	11.09ct/kWh	11.09ct/kWh	11.09ct/kWh
その他	入札量の 41%以上を某企業の複数の子会社が落札	第1回と同じ設置場所での応札が 55 件(約 213MW)。内、大半が前回と同じ応札者。	初めて、個人、共同組合の落札者が数件あり。	最少落札容量 264kW。今回から、自然環境条件の悪い地域の耕地、国有地も利用可。但し、耕地は年間 10 件までで今回で全て落札。対象地での応札は 31 件(185MW)。落札 70MW。また、耕地での最高落札額は 7.41ct/kWh。	落札権利の辞退者 3 件あり。内 1 件は、最低応札額 6.8ct/kWh を入れた者。補欠審査なし。最少入札容量 250kW。組合・個人の入札なし。入札容量の約半数は、地区計画策定決定段階(地区計画の最初の段階)のもの。	最少応札容量 320kW。最少落札容量 560kW。失格数が初めて 10%を下回った。辞退者なし。前回(第 6 回)の入札で 3 件辞退がでたため、入札量を 150MW から 160MW に増やした。

出所) BnetzA 公表の各種入札結果資料より作成

なお、パイロット入札実施後も、100kW 以下の地上設置型、その他屋根上等の太陽光発電設備等は入札対象外であり、引き続き、FIP/FIT で支援された（2017年1月1日以降は、EEG2017により750kW以下の全太陽光設備がFIP/FITの支援対象）。FIP/FITの支援水準は、直近1年の導入量に応じて、毎月-2.80～+0.25%の幅で、自動で逓減・逓増する仕組みである。（EEG2017による逓減・逓増率は-2.80%～+3.00%）。

下図に、パイロット入札実施以降の、入札、FIP/FITによる支援水準の遷移を示す。

パイロット入札では、回を重ねるごとに、地上設置型太陽光の支援水準が大幅に下がっていった。それとは対照的に、FIP/FITで支援される入札対象外の設備の導入量は少なかったため、直近1年半の支援水準は、ほぼ横ばいであった。そのため、パイロット入札対象設備と、対象外設備の支援水準の差が開く結果となった。

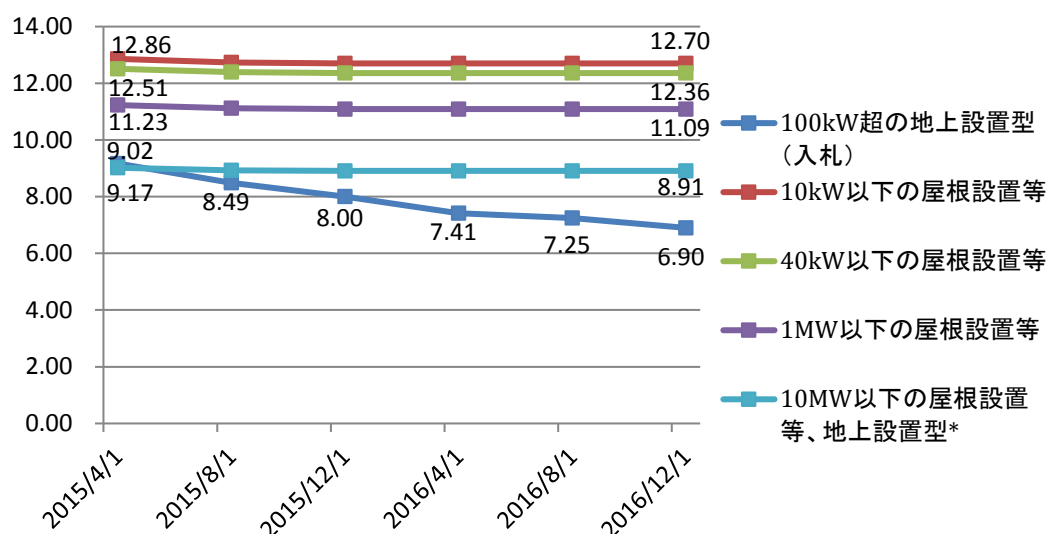


図 1-84 パイロット入札、FIP/FITによる太陽光発電設備の支援水準の遷移

注) 2015年9月1日以降は、10MW以下の屋根設置等、100kW以下の地上設置型に適用  
出所) BnetzA公表の各種入札結果資料より作成

## ② 落札設備の稼働率

2016年12月9日までに、パイロット入札で落札できた事業者が建設し、稼働を開始した設備数を、表 1-22 に示す。稼働開始期限は、落札公表から2年以内である。また、落札公表から18カ月目の月末経過後に稼働を開始した場合、支援水準が、落札価格から0.3ct/kWh減額される。

表 1-22 地上設置型太陽光発電設備のパイロット入札における落札設備の稼働率

	第1回目 2015/4/15	第2回目 2015/8/1	第3回目 2015/12/1	第4回目 2016/4/1
落札件数	25件(157MW)	33件(159MW)	43件(204MW)	21件(128MW)
2016/12/9時点での稼働件数	12件(76.1MW)	9件(49.2MW)	6件(28.3MW)	5件(24.5MW)
稼働開始期限	2017/5/6	2017/8/20	2017/12/18	2018/4/18

出所) BnetzA, “Bericht Flächeninanspruchnahme für Freiflächenanlagen nach § 36 Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV)”, 2016より作成

### c. 地上設置型太陽光発電設備の国境を越えたパイロット入札

ドイツとデンマークは、太陽光の入札に関する協定を締結し、ドイツ側で 2016 年 11 月、デンマーク側で 2016 年 12 月、地上設置型太陽光発電設備の国境を越えた入札を試験的に実施した。

入札は、入札実施国の入札ルールに従って行われるため、ドイツは、2016 年 6 月、「国境を越えた入札指令 (GEEV)」を制定した。通常の国内の入札と異なり、支援額の決定に、統一価格方式 (uniform-pricing) を採用した。落札に成功したデンマークの設備による電力は、物理的にドイツへ輸入される必要がある。

ドイツは、入札の一部を国外へ開放することで、EU の環境・エネルギーの国家支援に関するガイドラインを実行し、EEG を EU 法に同調させる。2017 年以降は、年間に新設される再生可能エネルギー設備容量の 5% を協定国へ開放し (年間 250MW)、EU 加盟国と再生可能エネルギーの導入に関する協力関係を強化していく。

表 1-23 ドイツ・デンマーク間の地上設置型太陽光発電設備の国境を越えた入札結果

	ドイツ実施	デンマーク実施
実施日	2016/11/23	2016/12/8
方式	Uniform-Pricing	Uniform-Pricing
入札量	ドイツ・デンマーク設備:50MW	デンマーク設備:20MW ドイツ設備:内 2.4MW
応札件数	ドイツ 26 件(143MW) デンマーク 17 件(154MW)	ドイツ 0 件 デンマーク 36 件(79.45MW)
応札額	5.38 ct/kWh - 10.00 ct/kWh	不明
落札件数	ドイツ 0 件、デンマーク 5 件(50MW)	ドイツ 0 件、デンマーク 9 件 (21.6MW)
落札額	5.38 ct/kWh	12.89øre/kWh
その他	全て、デンマークの設備が落札(5 件とも設備容量 10.MW、農地設置)。デンマークでは、利用地の制限がないため、有利だったとみられる。(現在、ドイツでは、農地利用は認められていない。但し、自然環境の悪い農地は年間 10 件まで可。)	ドイツの設備の入札参加なし(1kr(クローネ)=100 øre(オーレ)、1kr=16.2 円(2017 年 1 月現在))

出所) BMWi ,”Öffnung des EEG für Strom aus anderen EU-Mitgliedstaaten im Rahmen der Pilot-Ausschreibung für Photovoltaik Freiflächenanlagen”, 2016、BnetzA ,“Ergebnisse der geöffneten Ausschreibung für Solaranlagen mit dem Königreich Dänemark vom 23. November 2016”, 2016、BnetzA ウェブサイト、Danish Energy Agency ウェブサイトより作成

### d. EEG 2017 に基づく太陽光発電設備の初回入札結果

2017 年 2 月 1 日、EEG 2017 に基づく設備容量 750kW を超える太陽光発電設備を対象とした初回の入札が実施された。落札平均は 6.87 ct/kWh で、2016 年 12 月に実施された地上設置型のパイロット入札の落札平均 6.90 ct/kWh を下回る結果となった。

今回、新たに入札の対象となった主なカテゴリーは、屋根上・建物内・壁面の設備と、そ

の他の建造設備（ゴミ処理場等）である。その他の建造設備による応札は 26 件、落札は 9 件あったが、建物内・屋根上・壁面の設備による応札は 0 件だった。また、自然環境条件の悪い地域の耕地は、EEG2017 に関連した州の指令がまだ未制定のため、対象外とされた。

表 1-24 EEG2017 に基づき実施された太陽光発電設備の入札結果

	第 1 回目
締切日	2017/2/1
入札量	200MW
参加件数(容量)	97 件(488MW)
書類不備等による失格件数	9 件(27MW)
応札価格	6.00 – 8.86ct/kWh (平均 6.87 ct/kWh)
落札件数	38 件(200MW)
落札価格	6.00- 6.75ct/kWh (平均 6.58ct/kWh)
支援水準上限額	8.91ct/kWh

出所) BnetzA, “Hintergrundpapier Ergebnisse der EEG Ausschreibung für Solaranlagen vom 01. Februar 2017”, 2017 より作成

表 1-25 設置場所の種類別の入札参加状況

設置場所の種類	応札件数	応札量(MW)	落札件数
転用地(元産業・交通・住宅・軍用地)	33	185,172	16
高速道路・鉄道沿線	28	137,858	11
その他建造設備(主に、ゴミ処理場)	26	125,048	9
国有地	1	2,800	0
自然環境条件の悪い地域の耕地	1	3,341	対象外
建設法典第 38 条の規定による計画確定手続きを実施した土地	1	5,500	1
2003/8/31 以前に土地詳細計画が作成され、以後未変更の土地	2	4,201	0
2010/1/1 以前に商業・工業地に指定されていた土地	5	24,296	1
屋根上・建物内・壁面	0	0	—

注) 建物内、屋根上、壁面以外は、全て地上設置型の設置場所

出所) BnetzA, “Hintergrundpapier Ergebnisse der EEG Ausschreibung für Solaranlagen vom 01. Februar 2017”, 2017 より作成

## 2) FIP /FIT

入札制度対象外の新規小型設備、プロトタイプは、引き続き、市場プレミアム制度（Feed-in Premium : FIP）、及び、固定価格買取制度（Feed-in Tariff : FIT）による支援を受けることができる。但し、FIT を選択できるのは、100kW 以下の設備のみである。また、FIT を選択した場合、太陽光・陸上風力・洋上風力は 0.4ct/kWh、水力・バイオマス・地熱等は 0.2ct/kWh、FIP の支援水準から減額される。再生可能エネルギーの種類に関わらず、支援期間は、以前同様、20 年である。

以下に、EEG 2017 に基づき 2017 年 1 月 1 日より適用された FIP の支援水準を示す。支援水準は、稼働開始時期に応じて逡減する。

バイオマス、洋上風力、水力、地熱、埋立地・下水・鉱山ガスには、予め規定された逡減率を適用する。例えば、バイオマスの場合、支援水準が年 2 回 0.5% ずつ逡減する。太陽光、陸上風力の場合、以前同様、過去の導入量に応じて、逡減率が四半期毎に自動的に調整される。直近 6 カ月の導入量が多い程、支援水準の逡減率が引き上げられる仕組みである。

### ① 太陽光

750kW 以下の新規設備が対象である。支援の逡減率については、直近 6 カ月の導入量に応じて、2017 年 2 月 1 日、5 月 1 日、8 月 1 日、11 月 1 日に、自動的に向こう三ヶ月について毎月の逡減率が決まる。一例を挙げると、2016 年 7 月～12 月の 6 か月間に、1,012.599MW の太陽光発電設備が導入された。直近 1 年の導入量相当に換算するために、2 を掛けて、2,025.197MW。よって、下表のとおり、2017 年 2～4 月の毎月の逡減率は 0% となる。

表 1-26 太陽光の FIP/FIT による支援水準と逡減率

設備の種類	設備容量	支援水準(ct/kWh)
居住用建物の中・屋上、防音壁以外	750kW 以下	8.91
居住用建物の中・屋上、防音壁	10kW 以下	12.70
	40 kW 以下	12.36
	750kW 以下	11.09

年間総導入量(直近 6 カ月の導入量 × 2)	毎月の逡減・逡増率
7,500MW 超	-2.80%
6,500~7,500MW	-2.50%
5,500~6,500MW	-2.20%
4,500~5,500MW	-1.80%
3,500~4,500MW	-1.40%
2,500~3,500MW	-1.00%
2,300~2,500MW	-0.50%
2,100~2,300MW	-0.25%
1,700~2,100MW	0%
1,300~1,700MW	+1.50%
1,300MW 以下	+3.00%

出所) "EEG 2017"より作成

## ② 陸上風力

FIP/FIT の対象となるのは以下の設備である。

- ✓ 750kW 以下の新規設備
- ✓ プロトタイプ（年間 125MW 以内）
- ✓ 経過措置として、2016 年末までに汚染防止法（BImSchG）に基づく認可を得、2017 年 1 月末までに連邦ネットワーク庁の登録簿に登録し、2018 年末までに稼働開始する設備

経過措置に該当しない設備（2019 年以降に稼働開始する 750kW 以下の新規設備、プロトタイプ）には、入札と同様、20 年間、一律の価格で支援する。支援水準は、一昨年前に実施した各入札の最高落札価格の平均である。

経過措置に該当する設備には、2000 年の EEG 制定時から導入されている、二段階の支援を適用する。稼働開始から最初の 5 年の支援は、高額に設定されている。また、風況の悪い場所に設置された設備には、以前同様、高額の支援期間を延長する仕組みも適用する。

2018 年末までに稼働する設備への支援水準は、入札移行前に駆け込みの建設を防ぐため、2017 年 3 月 1 日～8 月 1 日に、毎月 1.05% ずつ逡減する。それ以降は、太陽光と同様の仕組みで、2017 年 10 月 1 日、2018 年 1 月 1 日、4 月 1 日、7 月 1 日、10 月 1 日に、6～17 カ月前の 1 年間の総導入量に応じて、支援水準が逡減する。但し、太陽光と異なり、毎月ではなく、四半期ごとに逡減する。

表 1-27 2018 年末までに稼働開始する陸上風力の FIP/FIT による支援水準と逡減率

対象期間	支援水準(ct/kWh)
稼働開始から 5 年間	8.38
以降、残りの期間	4.66

直近 1 年の総導入量	四半期ごとの逡減・逡増率
3,500MW 超	-2.4%
3,300~3,500MW	-1.2%
3,100~3,300MW	-1.0%
2,900~3,100MW	-0.8%
2,700~2,900MW	-0.6%
2,500~2,700MW	-0.5%
2,400~2,500MW	-0.4%
2,200~2,400MW	-0.3%
2,000~2,200MW	-0.2%
1,800~2,000MW	0%
1,600~1,800MW	+0.2%
1,600MW 以下	+0.4%
特別措置(2017 年 3~8 月)	毎月 1.05%逡減

出所) ”EEG 2017”より作成

### ③ 洋上風力

FIP/FIT の対象となるのは、以下の設備である。

- ✓ プロトタイプ（年間 50MW 以内）
- ✓ 経過措置として、2016 年末までに系統接続許可を得、もしくは接続容量を割り当てられ、2020 年末までに稼働開始する設備

2021 年以降に稼働開始するプロトタイプの支援は以下の通りである。逡減率についての規定は今のところない。

表 1-28 2021 年以降に稼働する洋上風力プロトタイプの FIP/FIT による支援水準

プロトタイプの稼働開始時期	支援水準
2021 年～2025 年末に稼働開始する設備	12 ct/kWh
2026 年以降に稼働開始する設備	2018/4/1 の入札における最低落札価格

出所) "WindSeeG", 2017 より作成

2020 年末までに稼働開始する設備への支援は、EEG2014 までの陸上風力同様、二段階構造で、稼働まもない期間の支援を高額に設定している。最初の 12 年間の支援は、12 海里を 1 海里超えるごとに 0.5 カ月ずつ、水深 20 メートルを 1 メートル超えるごとに 1.7 カ月ずつ延長される。また、2019 年末までに稼働する設備は、稼働開始から 8 年間 19.40 ct/kWh、以降 3.90 (ct/kWh) の支援を選択することも可能である。

逡減率については、2018 年、2019 年に、0.50ct/kWh (19.40ct/kWh の支援の場合、1.00ct/kWh) ずつ逡減し、2020 年に 1.00 ct/kWh 逡減する。

表 1-29 2020 年末までに稼働開始する洋上風力の FIP/FIT による支援水準と逡減率

支援水準	稼働開始から 12 年間 (もしくは 8 年間)	15.40 ct/kWh (19.40 ct/kWh)
	以降	3.90 ct/kWh
年間逡減率	2018、2019 年 (19.40 ct/kWh の支援)	0.50 ct/kWh 逡減 (1.00 ct/kWh 逡減)
	2020 年	1.00 ct/kWh 逡減

出所) "EEG 2017"より作成

### ④ バイオマス

FIP/FIT の対象となるのは、以下の設備である。

- ✓ 150kW 以下の新規設備
- ✓ 経過措置として、2016 年末までに汚染防止法、連邦法、建築法のいずれかの認可を得、2018 年までに稼働開始する 20MW 以下の設備

バイオマスの支援水準は以下の通りである。また、支援水準は、年 2 回 (4 月 1 日、10 月 1 日) に 0.5% ずつ逡減する。

表 1-30 バイオマスの FIP/FIT による支援水準

	設備容量	支援水準 (ct/kWh)
バイオマス	150kW 以下	13.32
	500 kW 以下	11.49
	5MW 以下	10.29
	20MW 以下	5.71
有機廃棄物の発酵	500kW 以下	14.88
	20MW 以下	13.05
家畜ふん尿の発酵	75kW 以下	23.14

出所) ”EEG 2017”より作成

⑤ 水力

水力の支援水準は以下の通りである。支援水準は、2018年1月1日以降、毎年0.5%ずつ逡減する。

表 1-31 水力の FIP/FIT による支援水準

設備容量	支援水準 (ct/kWh)
500 kW 以下	12.40
2MW 以下	8.17
5MW 以下	6.25
10MW 以下	5.48
20MW 以下	5.29
50MW 以下	4.24
50MW 超	3.47

出所) ”EEG 2017”より作成

⑥ 地熱

地熱の支援水準は、設備規模に関係なく、一律 25.20 ct/kWh である。支援水準は、2021年1月1日以降、毎年5%ずつ逡減する。

⑦ 埋立地・下水・鉱山ガス

埋立地・下水・鉱山ガスの支援水準は以下の通りである。支援水準は、2018年1月1日以降、毎年1.5%ずつ逡減する。



表 1-32 埋立地・下水・鉱山ガスの FIP/FIT による支援水準

	設備容量	支援水準(ct/kWh)
埋立地ガス	500kW 以下	8.17
	5MW 以下	5.66
下水ガス	500 kW 以下	6.49
	5MW 以下	5.66
鉱山ガス	1MW 以下	6.54
	5MW 以下	4.17
	5MW 超	3.69

出所) ”EEG 2017”より作成

### 3) 系統の増強状況に応じた再生可能エネルギーの拡大導入

現在、ドイツでは、系統混雑が頻繁に発生している。その原因は、自動車産業等の需要地が南部にあるが、脱原子力政策により、南部の原子力発電所が閉鎖したこと、また、近年、北部を中心に、導入目標を上回る風力設備が建設されたこと、北部から南部に送電するための系統の建設が遅延していることにある。そのため、系統の増強状況に合わせて、再生可能エネルギーを導入するよう、以下の3つの措置を実施する。

① 出力抑制される再生可能エネルギー電力を熱分野に利用する

連邦ネットワーク庁 (BnetzA) により規定された系統混雑が多く発生する「系統拡張地域」において、出力抑制される再生可能エネルギー電力を熱分野に使用するよう、送電事業者は、合計 2GW のコージェネレーション (CHP) と契約できる。2GW に達しない場合は、他の技術との契約も可能にする指令の制定を提案できる。(エネルギー事業法第 13 条の追記・変更)

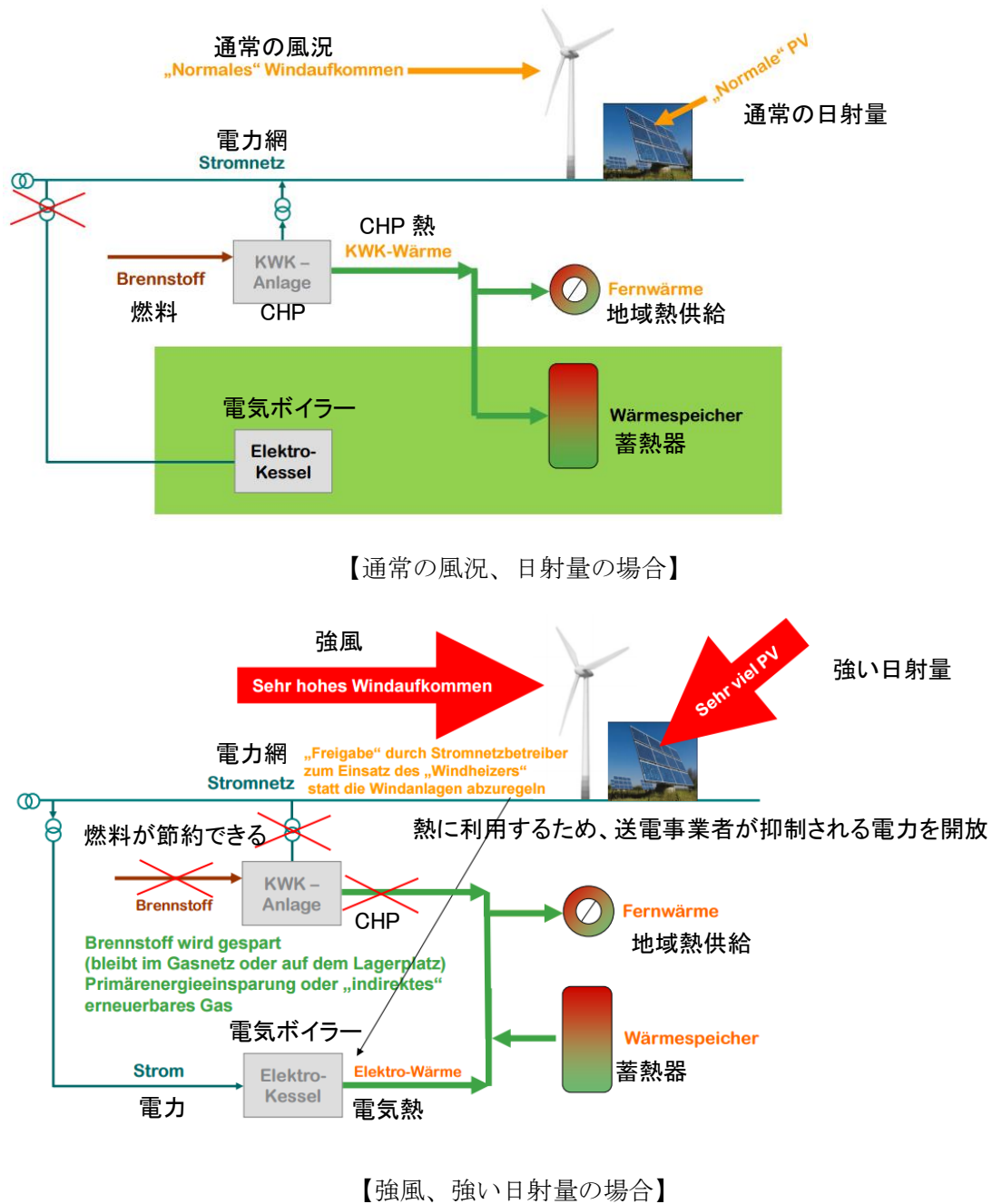


図 1-85 出力抑制される再生可能エネルギー電力の熱分野への利用方法

出所) Vattenfall Europe Wärme AG, “Integration Erneuerbarer Energien in das Strom-Wärme-System”, 2015

② 系統増強地域における陸上風力の建設を制限する

連邦ネットワーク庁 (BnetzA) は、EEG2017 において付与された制定権限により、「系統増強地域指令」を定めた。図 1-87 に示す通り、「系統増強地域」では、陸上風力の年間導入量を、その地域の 2013 年～2015 年の年間導入平均の 58%にあたる 902MW 以内に制限し、系統混雑の緩和を図る。再生可能エネルギーの出力抑制に対する損失補償の規定は変更なし。

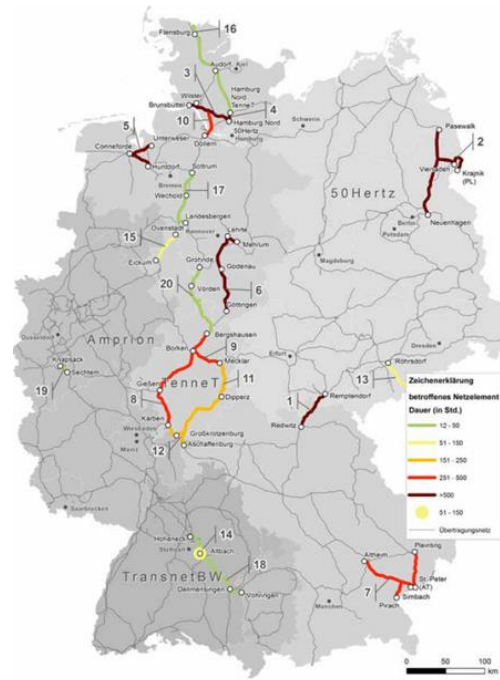


図 1-86 系統混雑解消のための再給電措置が実施された系統 (2015 年)  
出所) BnetzA, “Monitoring Bericht 2016”, 2016



図 1-87 陸上風力の導入を制限する「系統増強地域」

出所) BnetzA ウェブサイト,

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Netzausbaugebiete/NetzausbauGV\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Netzausbaugebiete/NetzausbauGV_node.html), 2017 年 2 月 21 日取得

③ 洋上風力の導入量と導入地域を管理する

表 1-33 洋上風力の年別導入計画

年	導入量	導入地域
2021 年	500MW/年	バルト海のみ
2022 年	500MW/年	バルト海と北海
2023~2025 年	700MW/年	バルト海と北海
2026 年以降	840MW/年	バルト海と北海

出所) BMWi, “EEG-Novelle 2017”, 2016 より作成

### (3) 中・長期的な気候変動対策

#### 1) 気候保護計画 2050 (Klimaschutzplan 2050)

##### a. 概要

2016年11月14日、連邦政府は「気候保護計画 2050 (Klimaschutzplan 2050)」を採択した。これは、気候変動政策の長期的な方針を定めるため、環境・自然保護・建築・原子力安全省 (BMUB) が管轄となって、2015年より策定を進めてきたものである。

エネルギー産業、建物、産業・商工業、交通、農業・土地利用という5つの部門に対して、州、自治体、関連団体、国民が、対話プロセスを通じて提案を行い、専門家の分析・シナリオ評価をベースに草案が作成された。

草案は、経済・エネルギー省 (BMWi)、交通省 (BMVI)、農業省 (BMEL) の反対に合い、数か月かけて大幅に変更された後、採択された。

連邦政府は、2010年の「エネルギーコンセプト」で、2050年までに温室効果ガス排出量を1990年比80から95%削減することを定めており、「気候保護計画 2050」の中では、それを達成するために必要な、各部門の2050年のビジョン、また、中間地点である2030年に向けたマイルストーンと措置について記載している。

この計画は、テクノロジーニュートラルとオープンイノベーションによって、ドイツの競争力を維持することに焦点を置いている。内容は、状況に応じて継続的にアップデートされる。

また、初めて、2030年の温室効果ガスの具体的な削減目標についても合意した。今後、影響評価を行い、2018年に最初の措置プログラムを決定し具体化していく。

表 1-34 各部門における2030年の温室効果ガス削減目標

	GHG 排出量 (1990年) <sup>(注)</sup>	GHG 排出量 (2014年) <sup>(注)</sup>	GHG 排出量目 標(2030年) <sup>(注)</sup>	GHG 削減率 (1990年比)
エネルギー産業	466	358	175 - 183	61 - 62%
建物	209	119	70 - 72	66 - 67%
交通	163	160	95 - 98	40 - 42%
産業	283	181	140 - 143	49 - 51%
農業	88	72	58 - 61	31 - 34%
その他	39	12	5	87%
合計	1248	902	543 - 562	55 - 56%

注) 単位=百万CO<sub>2</sub>換算トン

出所) Bundesregierung, "Klimaschutzplan 2050", 2016より作成

##### b. エネルギー産業部門

###### ① 2050年のビジョン

再生可能エネルギーが、今後、重要な一次エネルギー源となる。全ての部門で、徹底した省エネルギー (Efficiency First) を行い、残りの需要については、再生可能エネルギー、もし

くは、再生可能エネルギー由来の電力で賄う。2030年以降は、交通部門や建物の熱供給の電化により、今日よりも電力需要が増えると予想される。長期的には、再生可能エネルギーがほぼ全ての発電を担う。安定供給を確保しつつ、再生可能エネルギーをベースにした電力供給に転換することは、技術的に実行可能である。バイオマスについては、主に廃棄物由来のものを、熱源として使用する。

転換期には、CO2排出の少ない天然ガス発電所と既存の最新の石炭(褐炭)火力発電所が、暫定的に重要な役割を担う。特に、電力市場向けのコージェネレーションは、太陽光・風力発電の出力に応じで、柔軟に対応できる。

気候保護目標は、石炭・褐炭火力発電を段階的に減らしていくことでのみで達成できる。しかし、褐炭産業からの段階的な撤退について具体的に決定する前に、該当地域の将来の具体的な見通しを確立させる必要がある。

連邦政府は、「成長、構造転換、地域開発」委員会を設置し、2018年より始動させる。委員会は、構造転換をサポートするための、経済的発展、構造転換、社会的容認、気候保護をもたらす手段を組み合わせる。

世界的に見ても、今日の再生可能エネルギーに対する投資は、化石燃料火力発電所に対する投資を大幅に上回っている。特に、エネルギー産業で、温室効果ガスを最も多く排出している石炭・褐炭火力発電所には、新設計画の頓挫、投資からの撤退等、転換期の兆しが見える。連邦政府も、国際協力において、石炭火力発電所の新設と既に廃止された石炭火力発電所の改修への支援をほぼ提供していない。(近代化は例外。)

## ② 2030年におけるマイルストーンと措置

連邦政府の決定したエネルギー産業における主な国内措置は、再生可能エネルギー・コージェネレーションの導入拡大、電力網の拡張、電力市場法で導入された褐炭火力の容量リザーブである。また、「省エネ国家行動計画 (NAPE)」で省エネを促進する。ヨーロッパレベルでは、排出量取引が重要である。

表 1-35 エネルギー産業部門における措置

措置	内容
「グリーンブック 省エネ (Grünbuch Energieeffizienz)」	連邦経済・エネルギー省発行の「グリーンブック 省エネ」で、今後の省エネ戦略について、現在、検討中。
再生可能エネルギーの導入拡大	競争入札による再生可能エネルギーへの支援と導入量管理。システムの増強。事業者の多様性の確保。
「2030年の電力 (Strom 2030)」	連邦経済・エネルギー省発行の「2030年の電力」で、今後のエネルギーシステムを検討中。省エネ、再生可能エネルギーの直接利用(太陽熱、地熱)、再生可能エネルギー由来の電力の熱・交通・産業分野における効率的利用が重要。
部門連携の推進	熱、交通部門との連携。
再生可能エネルギーの支援資金となる租税公課の改革	再生可能エネルギーを供給するための資金負担を改善し、再生可能エネルギー発電電力の競争力を強化。
研究・開発支援	再生可能エネルギー技術、電力網、蓄電、部門連携の技術 (Power to Gas、Power to Liquid 等)、省エネ技術への支援を増やす。
「成長、構造転換、地域開発」委	委員会は、2018年より始動し、転換により影響を受け

措置	内容
委員会設置	る分野や地域をサポートするよう、経済的発展、構造転換、社会的容認、気候保護を一緒にもたらしことのできる手段を開発する。
排出量取引制度(EU-ETS)の強化	ヨーロッパレベルでの主要な気候変動策

出所) Bundesregierung, "Klimaschutzplan 2050", 2016 より作成

#### c. 建物部門

気候ニュートラルな建物基準にする計画が収められている。主に、包括的な近代化により、新設・既存建物のエネルギー基準を段階的に改善する。また、再生可能エネルギーを利用した暖房システムを推進する。

#### d. モビリティ（交通）部門

乗用車・商用車における、温室効果ガス排出のない動力エネルギーの供給、そのために必要なインフラストラクチャ、部門連携の課題に取り組む。

また、近距離公共交通と鉄道交通、自転車・歩行による交通を支援する。

#### e. 産業・経済部門

連邦政府は、産業界とともに、今まで回避不可だった生産工程での排出を削減するための研究・開発・市場導入プログラムに取り組む。例えば、CO<sub>2</sub>回収・利用（CCU）等。

#### f. 農業部門

連邦政府は、過剰な肥料使用による一酸化二窒素の排出を削減する。肥料に関する指令を制定し、2028年から2032年の間に70kg窒素/Haを達成する。また、2021年までに、反芻動物からの排出を削減する包括的戦略を作成する。

#### g. 土地利用・林業部門

土地利用・林業部門には、目標値は設定されていないが、森林の炭素吸収量の保持と向上が重要である。よって、ドイツの森林面積の拡大に尽力する。また、連邦と州の共同課題「農業構造及び海岸保全の改善（GAK）」の「森林」支援で、気候保護を考慮するよう連邦政府は努めている<sup>117</sup>。

### (4) 今後の課題

ドイツは、2000年に再生可能エネルギー法（EEG）を制定し、固定価格買取制度（FIT）のもと、再生可能エネルギーの導入を急速に増やしてきた。その結果、2016年の総消費電

<sup>117</sup>参照) Bundesregierung, "Klimaschutzplan 2050", 2016

力量に占める再生可能エネルギーの割合は、32.6%にまで成長した。

脱原子力政策を進めるドイツで、再生可能エネルギーが市民の支持を得る一方、支援にかかる費用が増大し、賦課金を通して、需要家の負担が急増した。

そのため、2014年の EEG 改正では、再生可能エネルギーの種別に導入目標を定めて、導入量を管理した。また、新規設備には、FIT でなく、卸市場に電力を直接販売する市場プレミアム制度 (FIP) を義務付け、試験的な入札も実施し、市場への統合を推進した。EEG 2017 では、風力、太陽光、バイオマスに入札制度を導入し、費用効率の改善に取り組んでいく。

また、近年において、陸上風力の導入が進んだために、一部地域で系統混雑が頻繁に発生しており、国内だけでなく、近隣国にまで影響を与えている。

そのため、EEG 2017 では、入札制度を通して、導入量や導入地域をより細かく管理していく。また、出力抑制されている風力電力を、熱源としてコージェネレーションで利用する新たな試みを実施する。

以下に、普及拡大にあたっての課題と対応方針を整理する。

- ✓ 再生可能エネルギーの導入量の管理  
入札制度を通して、導入量を細かく管理し、かかる費用を制限する。但し、入札制度で落札した設備が、実際に建設されるかどうかを注視していく必要がある。
- ✓ 費用効率の改善  
入札制度を通じて、費用効率のよいプロジェクトのみが実現される。
- ✓ 系統混雑の緩和  
主に、北部の風力発電設備により、頻繁に系統混雑が起こっており、その対策費用(再給電措置、抑制された再生可能エネルギーへの賠償費用)も増大している。入札制度を通じて、導入量と導入地域を管理して、混雑の緩和を図る。また、出力抑制される再生可能エネルギー電力を、熱源としてコージェネレーションで利用する措置を新たに導入する。
- ✓ 系統の増強  
系統の増強と再生可能エネルギーの導入をシンクロさせていく。南北の送電線建設については、一部を地下ケーブルにすることでバイエルン州の了承を得、実施可能か試験中。



## 1.2.2 英国

### (1) 政策の概観

英国では、気候変動対策として 2008 年に施行された Climate Change Act において、温室効果ガスを 2050 年までに 1990 年比 80% とする削減目標を掲げている。この目標を達成するために、英国政府は 2009 年に The UK Low Carbon Transition Plan を、2011 年に The Carbon Plan: Delivering our low carbon future を策定した。すべての省庁が一丸となって排出削減に取り組むこと、そのために各省庁が排出削減のための予算を確保することが求められている（図 1-88）。

セクター別では、排出量の多い電力及び重工業における排出削減に力点を置いている。特に電力部門では、①原子力、②再生可能エネルギー、③CCS 付帯火力、の 3 つの低炭素電力を導入促進し、その一方で老朽火力はバックアップ電源として位置付けている。

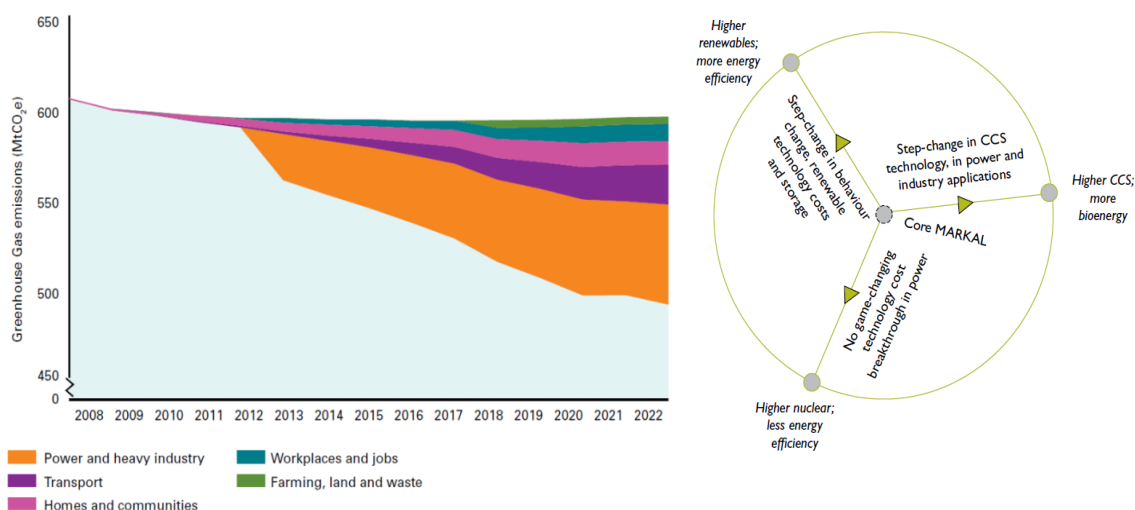


図 1-88 英国の GHG 排出削減計画及び低炭素電力導入促進

出所) UK government, “The UK Low Carbon Transition Plan”, 2009

UK government, “The Carbon Plan: Delivering our low carbon future”, 2011

再生可能エネルギーについては、2009 年の EU 指令に基づき、同年の 2009 年に策定した National Renewable Energy Action Plan にて、2020 年までに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を 15% と設定した（図 1-89）。

再生可能エネルギー導入の推移と将来目標を図 1-90 に示す。風力が主要な再生可能エネルギーとなっており、2020 年時点では総容量 38,210MW の 4 分の 3 を占め、バイオマス、太陽光がそれに続くが見込まれている。太陽光は 2015 年頃からの増加が著しい。2020 年には更に新規の再生可能エネルギー電源として潮力、波力が加わっている。英国北部のスコットランド地域は、これら海洋エネルギーの導入及び研究開発の先進地域として世界から注目されている。

再生可能エネルギー導入目標の部門別内訳を見ると、電力、熱、運輸の各部門でそれぞれ 49%、30%、21% を占める（図 1-91）。各部門における再生可能エネルギーの割合を見ると、電力部門の 30% が再生可能エネルギーであり、同様に熱部門の 12%、運輸部門の 10% がそ

れぞれ再生可能エネルギーである。

英国政府は電力市場の規制緩和を進め、その一環として2013年に電力市場改革実施計画 (Electricity Market Reform Delivery Plan) を公表しており、再生可能エネルギーの種類別の導入見通しを提示している。陸上風力、洋上風力、太陽光が上位を占めている (表 1-36)。

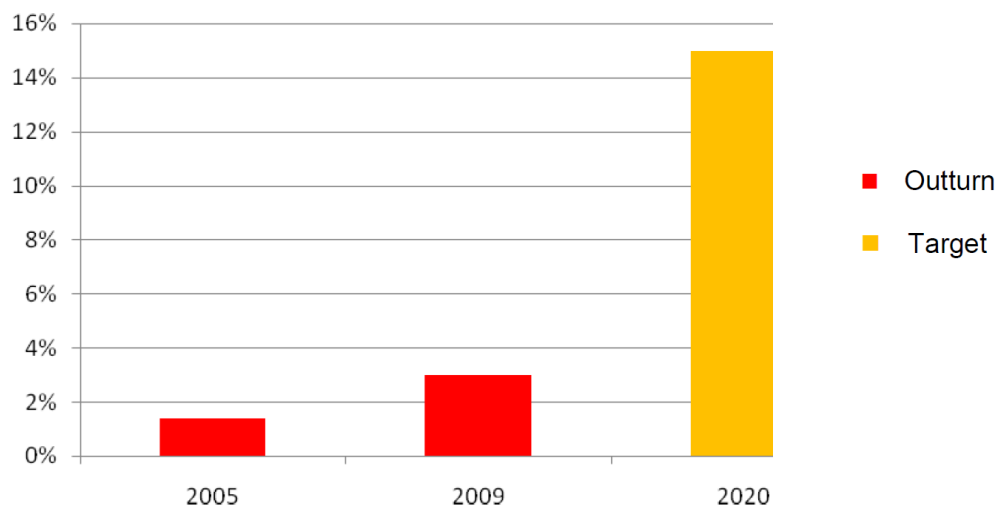


図 1-89 英国の再生可能エネルギーの導入目標

出所) UK government, “National Renewable Energy Action Plan”, 2009

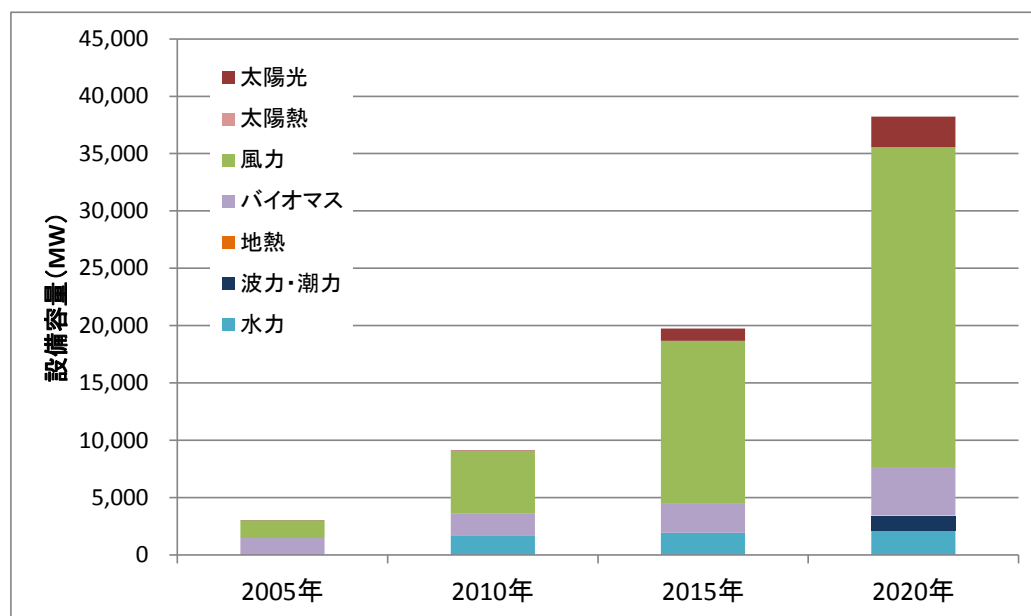


図 1-90 英国の再生可能エネルギー導入推移と目標

出所) UK government, “National Renewable Energy Action Plan”, 2009

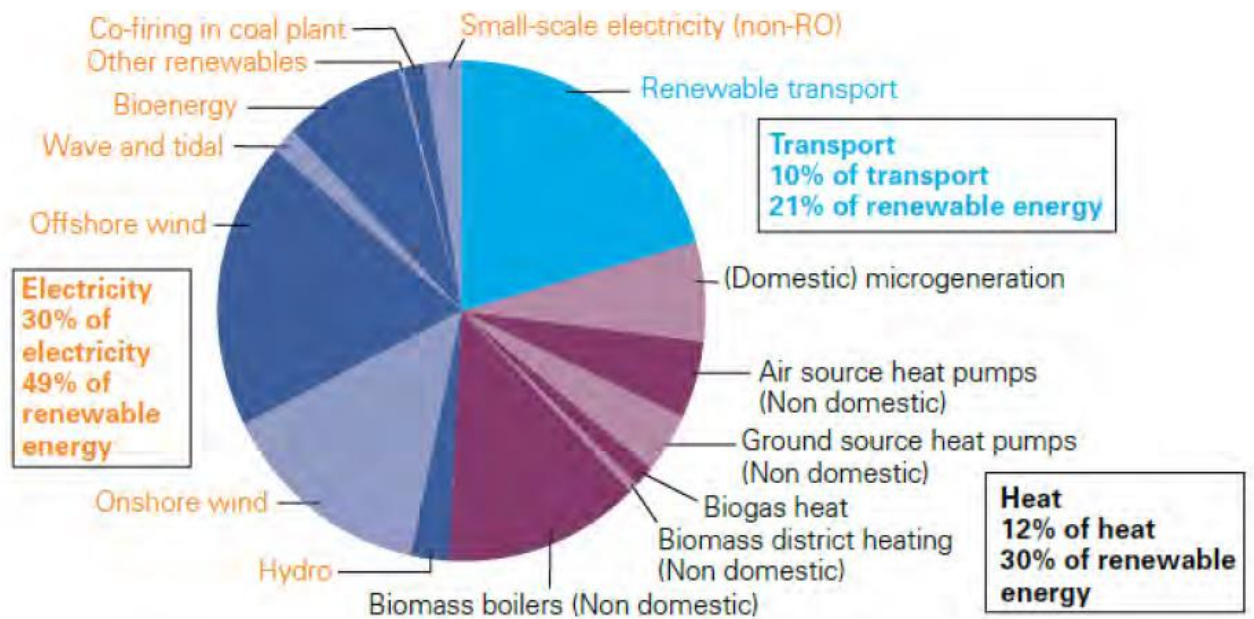


図 1-91 英国の 2020 年再生可能エネルギー導入目標の部門別内訳

出所) UK government, “National Renewable Energy Action Plan”, 2009

表 1-36 英国の 2020 年再生可能エネルギー導入目標のエネルギー種類別内訳  
単位 : GW

Technology	2020
Advanced Conversion Technologies (with or without CHP)	c.0.2-0.3
Anaerobic Digestion (with or without CHP) (>5 MW)	c.0.3-0.4
Biomass Conversion	1.7 – 3.4
Dedicated Biomass (with CHP)	c. 0.3-0.6
Energy from Waste (with CHP)	c. 0.4
Geothermal (with or without CHP)	< 0.1
Hydro (>5 MW)	c. 1.7
Landfill Gas	c. 0.9
Offshore Wind <sup>39</sup>	8 – 15
Onshore Wind (>5 MW)	11-13
Sewage Gas	c. 0.2
Large-Scale Solar Photo-Voltaic (>5 MW)	2.4 – 4
Tidal Stream	c. 0.1
Wave	

出所) UK government, “Electricity Market Reform Delivery Plan”, 2013

英国では図 1-92 に示すように、再生可能エネルギーの導入支援制度として 2002 年度から RO (Renewable Obligation) 制度を導入した。発電事業者に対して、販売電力量の一定割合 (RO 義務量) について、再エネ発電事業者から再エネ証書 (ROC: Renewable Obligation

Certification) の購入を義務付けた制度である。

RO は制度が複雑であること等の理由により、小規模電源の導入が進まなかった。そこで英国政府は、小規模再生可能エネルギーを奨励するために、2010 年度から FIT(Feed in Tariff) 制度を導入した。FIT の適用対象は設備容量が 5MW 未満の再生可能エネルギー設備である。50kW 以上 5MW 未満の設備は RO と FIT の選択制となっている。

また、RO 及び FIT により英国では再生可能エネルギーの導入が順調に伸びている一方で、再生可能エネルギー導入による国民負担が増大している点が課題となっている。この問題点を克服するために、RO の後継となる制度として 2013 年より市場メカニズムが働く CfD(Contact for Diffrence、差額決済契約)を導入し、主要な促進政策に位置付けている。

移行措置として 2027 年までは RO と CfD が併存する形を取っている。そのうち 2017 年までに運開する設備については RO と CfD のいずれかを選択することが可能であり、2017 年には RO が廃止されるため、それ以降の新規設備には CfD が適用される。

英国政府は 2013 年に電力市場改革の実施を盛り込んだエネルギー法 (Energy Act) を制定した。そこでは上記の CfD に加えて、EPS (火力発電所に対する排出性能基準)、Capacity Market Mechanism (容量市場メカニズム)、CPF (CO2 排出枠価格下限値) が導入された。

以上の再生可能エネルギー発電設備への支援制度と並行して、2011 年には、再生可能熱設備に対する世界初の FIT 制度として位置付けられる RHI(Renewable Heat Incentive、再生可能熱インセンティブ制度)が導入された。

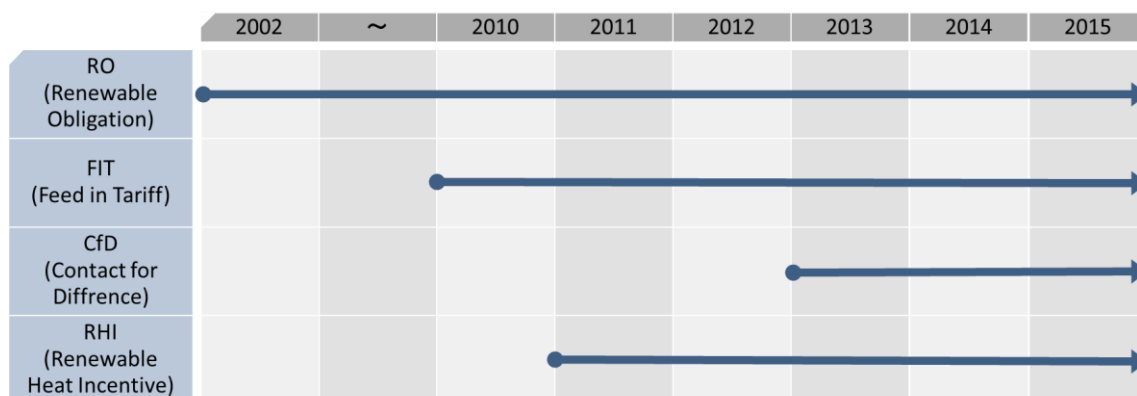


図 1-92 英国の主な再生可能エネルギー導入支援策の経緯

## (2) 再生可能エネルギーへの支援施策

英国の再生可能エネルギーの主要な導入促進政策として、発電分野の CfD 及び FIT、熱利用分野の RHI の内容を以下に説明する。さらには、関連する火力発電関連の状況を以下に示す。

### 1) CfD(Contract for Diffrence、差額決済契約)

CfD は市場競争原理を導入し、RO や FIT 等と比較して制度コストを抑えることを狙いと

している。再生可能エネルギー発電事業者は、競争入札を通じた電力事業者との長期契約や電力市場での取引など、通常の市場ルートを通じて電力を販売することが求められる<sup>118</sup>。

CfD は、図 1-93 に示すように、政府が決定する基準価格 (Strike Price) と、日々変動する卸電力市場価格 (Reference Price) との差額を精算する方式である。この差額が再生可能エネルギー発電による環境価値に相当する。契約期間は 15 年間である。市場価格が基準価格を下回る場合は、再生可能エネルギー発電事業者はその差額を CfD 締結組織 (CfD Counterparty) から受け取ることができる (図 1-94)。その逆に、市場価格が基準価格を下回る場合には、超過分を CfD 締結組織に返還する。基準価格は競争入札により決定され、選定された再生可能エネルギー発電事業者へ CfD 締結が割り当てられる。なお、CfD 締結組織は系統運用事業者 (National Grid) であり、CfD の申請受付、資格審査、CfD 締結等の業務を担当する。参考まで、CfD と類似の制度として、ドイツ等で導入されている FIP (Feed in Premium) 制度がある。市場価格が基準価格を下回る際の差額を政府等が補助する仕組みは CfD と同様である。一方、市場価格が基準価格を上回る場合は、その差額を発電事業者が返還する必要がある点が FIP と異なる。

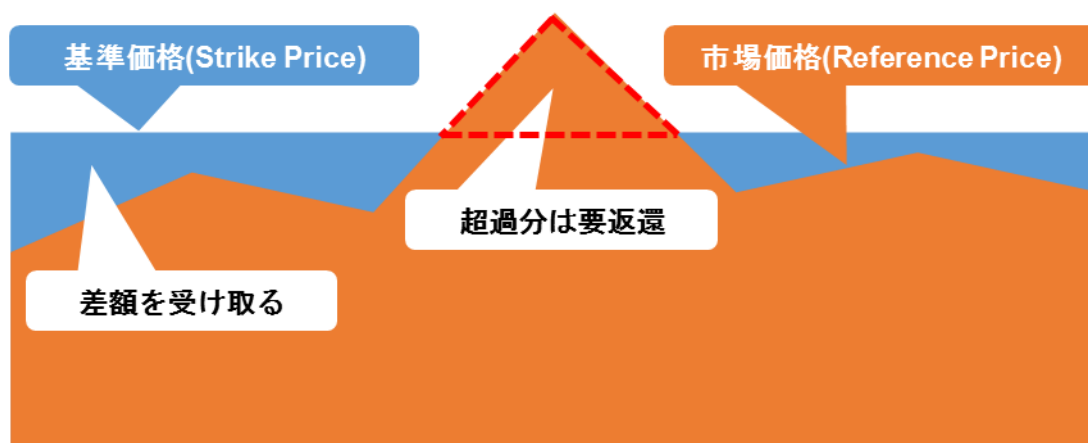


図 1-93 CfD のメカニズム

<sup>118</sup>日本エネルギー経済研究所、「海外における再生可能エネルギー政策等動向調査 諸外国における最新の再生可能エネルギー政策動向編」, 2016年2月

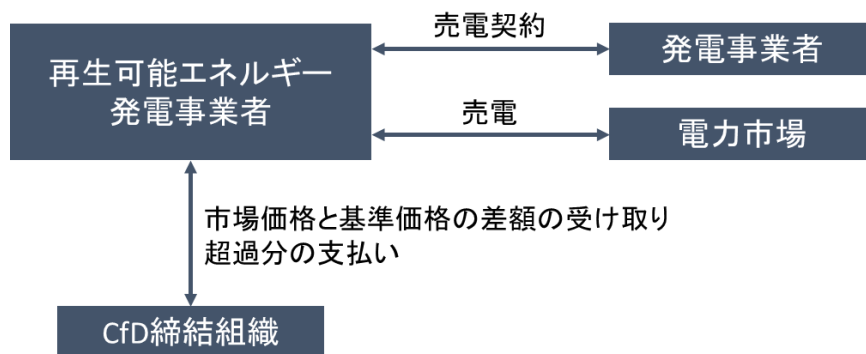


図 1-94 CfD の仕組み

CfD では対象とする再生可能エネルギーは、陸上風力や太陽光などの成熟技術と、洋上風力や波力、潮力などの非成熟技術に分類されている（表 1-37）。

表 1-37 CfD の対象となる再生可能エネルギーの種類

成熟技術	陸上風力(5MW 以上)、太陽光(5MW 以上)、廃棄物エネルギー(CHP 付)、水力(5MW~50MW)、埋立地ガス、下水ガス
非成熟技術	洋上風力、波力、潮力、先進的転換技術、嫌気性分解、特定バイオマス(CHP 付)、地熱

出所) UK government, “Implementing Electricity Market Reform”, 2014

送電系統運用者（Nationa Grid 社）による発電事業者への割当（Allocation）について、その第 1 回割当ラウンドが 2014 年 10 月に実施され、結果が 2015 年 2 月に公表された。第 2 回割当ラウンドは 2015 年 10 月に予定されていたもののキャンセルされた。さらに割当ラウンドを 2020 年までに合計 3 回実施することが 2015 年 11 月に発表された<sup>119</sup>。2016 年 5 月に割当ラウンドの諸条件に関する協議が行われて、2016 年 11 月には、第 2 回割当ラウンドへの申し込みが 2017 年 4 月に実施されることが公表された<sup>120</sup>。

政府が定めた Strike Price の上限値と、第 1 回割当ラウンドの結果を表 1-38 に示す。

表 1-38 Strike Price の上限値と第 1 回割当ラウンドの結果（太陽光と風力）

再エネ種	Strike Price 上限値	Strike Price 第 1 回割当ラウンド結果(例)
大規模 太陽光	①120£/MWh (2014/15) ↓ ②115£/MWh (2016) ↓ ③110£/MWh (2017/18)	✓ Wick Farm Solar Park (2015/16 稼動開始) 50.00 £/MWh ✓ Carity Farm (2016/17 稼動開始) 79.23£/MWh ✓ Royston Solar Farm (2015/16 稼動開始) 50.00 £/MWh
陸上	①95£/MWh (2014/16)	✓ Dorenell Wind Farm (2018/19 稼動開始) 82.50

<sup>119</sup> IEA ウェブサイト, <http://www.iea.org/policiesandmeasures/renewableenergy/?country=United%20Kingdom>, 2017 年 2 月 3 日取得

<sup>120</sup> ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）ウェブサイト, [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/566307/Draft\\_Budget\\_Notice\\_FINAL.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/566307/Draft_Budget_Notice_FINAL.pdf), 2017 年 2 月 3 日取得

風力	↓ ②90£/MWh (2017/18)	£/MWh ✓ Kype Muir Wind Farm (2018/19 稼動開始) 82.50 £/MWh
洋上 風力	①155£/MWh (2014/15) ↓ ②150£/MWh (2016) ↓ ③140£/MWh (2017/18)	✓ EA1 (2017/18 稼動開始) 119.89£/MWh ✓ Neart na Gaoithe (2018/19 稼動開始) 114.29£/MWh

出所) UK government, “Investing in Renewable Technologies: CfD contracts terms and strike prices”, 2013

UK government, “Contracts for Difference (CFD) Allocation Round One Outcome”, 2015

## 2) FIT(Feed in Tariff)

英国政府は小規模の再生可能エネルギー発電を奨励するために FIT を 2010 年 4 月に導入した。その後 2012 年に制度改定が行われた<sup>121</sup>。

FIT の適用対象となるエネルギー種、設備、買取期間を表 1-39 に示す。

表 1-39 FIT の対象となる再生可能エネルギー

エネルギー種	✓ 太陽光、風力、嫌気性消化、水力、マイクロコジェネ
設備	✓ 50kW 未満の設備 ✓ 2009 年 7 月 15 日以降に稼動開始した 50~5,000kW の設備 ✓ 対象は小規模発電設備であり、主な参加者は個人家庭、コミュニティを想定。 ✓ そのため信頼性の高い技術を対象として、未成熟な技術は対象外
買取期間	✓ 20 年間

出所) 東京海上日動リスクコンサルティング, 「海外における再生可能エネルギー政策等動向調査 再生可能電力分野の促進施策動向編」, 2016 年 2 月

## 3) RHI (Renewable Heat Incentive、再生可能熱インセンティブ制度)

英国では、再生可能熱の導入促進政策として、住宅と非住宅に対して、再生可能エネルギー熱設備で生成した熱量に応じて、長期間に渡り固定価格を支払う RHI (Renewable Heat Incentive、再生可能熱インセンティブ制度) を 2011 年に導入した。2011 年 11 月に非住宅部門、2014 年 4 月に住宅部門に導入された。RHI は、再生可能熱に対する世界初の FIT 制度として注目されている。

RHI の助成対象エネ種と助成単価を表 1-40 に示す。支払い期間は 20 年間である。

英国政府は 2015 年後半に、RHI を 2020/21 年まで延長することを発表した。RHI 向け予算を 2015/16 年の 4 億 3,000 万ポンドから、2020/21 年には 11 億 5,000 万ポンドにまで増加させる予定である。

<sup>121</sup>日本エネルギー経済研究所, 「海外における再生可能エネルギー政策等動向調査 諸外国における最新の再生可能エネルギー政策動向編」, 2016 年 2 月

表 1-40 RHI の助成対象エネ種と助成単価

<非住宅用>

エネルギー種	適格設備	適格規模	支援額
小型商業用バイオマス	固形バイオマス (固形廃棄物由来のバイオマス含む)	200kWh 未満	7.6p/kWh (Tier 1) 2.0p/kWh (Tier 2)
中型商業用バイオマス (2013年7月1日以降に認可された設備)		200kWh 以上 1MWth 未満	5.1p/kWh (Tier 1) 2.2p/kWh (Tier 2)
大型商業用バイオマス (2013年1月21日以降に認可された設備)		1MWth 以上	2.2p/kWh
固形バイオマス CHP システム (2013年12月4日以降に認定された設備)	固形バイオマス CHP システム	制限なし	4.1p/kWh
地中熱ヒートポンプ (2013年1月21日以降に認可された設備)	地中熱ヒートポンプ及び 水熱ヒートポンプ	制限なし	8.7p/kWh (Tier 1) 2.6p/kWh (Tier 2)
大気熱ヒートポンプ	大気熱ヒートポンプ	制限なし	2.5p/kWh
大深地熱	大深地熱	制限なし	5.0p/kWh
全ての太陽集熱設備 (2013年1月21日以降に認可された設備)	太陽集熱	制限なし	10.0p/kWh
バイオメタン燃焼	バイオメタンガス	制限なし	7.5p/kWh
小型バイオガス燃焼	バイオガス燃焼設備	200kWh 未満	7.5p/kWh
中型バイオガス燃焼		200kWh 以上 1MWth 未満	5.9p/kWh
大型バイオガス燃焼		1MWth 以上	2.2p/kWh

注) Tier 1 は設備稼働時間 1,314 時間までの熱量に対して支払われる価格を指し、Tier 2 は設備稼働時間 1,315 時間以降の熱量に対して支払われる価格である。

<住宅用>

再生可能エネルギー熱技術	単価
固定バイオマス	12.2p/kWh
大気熱ヒートポンプ	7.3p/kWh
地熱・水熱ヒートポンプ	18.8p/kWh
太陽熱パネル(給湯用平板または真空管)	19.2p/kWh

出所) 三菱総合研究所,「グリーンエネルギー熱に関する市場動向等に関する調査」,2015年2月

#### 4) 火力発電関連

2013年から運用を開始した EPS (Emissions Performance Standard) にて、新設火力の CO2 排出基準値を 450g-CO2/kWh に規定した (表 1-41)。

また、既設火力については、英国政府は EU-ETS における炭素の取引価格が低迷し、低炭素技術への投資インセンティブが低いことを問題視して、2013年4月より炭素の下限価格 (CPF: Carbon Price Floor) を電力部門へ導入した。当初は CPF を約 16 £/t-CO2、2020年に 30 £/t-CO2、2030年に 70 £/t-CO2 とすることを目標とした。しかしながら、産業界が寄せられた競争力低下を懸念する声を反映させて、2016~2019年度までの課金水準を引き下げ、



最高 18 £/t-CO<sub>2</sub> に固定することとした。

なお、再生可能エネルギーの導入拡大等により火力発電の経済性が悪化し、供給量が不足した場合に対応する電力容量市場（Capacity Market）が 2014 年に導入された。電力供給が不足する際には、電気事業者が一定期間にわたり発電容量の供給を約束する制度である。

表 1-41 EPS の対象プラントと排出基準

対象プラント	<ul style="list-style-type: none"><li>✓ 化石燃料またはガス化プラントで製造された燃料を使用する、50MW 以上の新設の化石燃料プラント</li><li>✓ 完全な CCS システムを持つプラントは対象外<ul style="list-style-type: none"><li>➢ 「完全な」とは、発電で発生する CO<sub>2</sub> の一部または全部の回収、回収された CO<sub>2</sub> の輸送、永遠の貯留を含む。</li><li>➢ 対象外となる期間は、運転開始から 3 年後または 2027 年末の、いずれか早い日まで</li></ul></li></ul>
排出性能基準 (EPS)	<ul style="list-style-type: none"><li>✓ CCS の導入を前提に、排出基準を設定<ul style="list-style-type: none"><li>➢ 基準値: 450g-CO<sub>2</sub>/kWh (2044 年まで: 2013 年から 30 年程度の投資回収を想定して設定)</li></ul></li></ul>

出所) 英国政府ウェブサイト, [http://www.legislation.gov.uk/ukxi/2015/933/pdfs/ukxiem\\_20150933\\_en.pdf](http://www.legislation.gov.uk/ukxi/2015/933/pdfs/ukxiem_20150933_en.pdf), 2017 年 2 月 3 日取得

### 1.2.3 スペイン

#### (1) 政策の概観

スペイン政府は 2010 年に National Renewable Energy Action Plan 2011-2020(NREAP)を策定した。将来への温室効果ガス排出削減を実現するために、石油、石炭を減少させていくとともに、天然ガス、再生可能エネルギーを増加させていく計画である（図 1-95）。

再生可能エネルギーの導入目標については、2009 年の EU 再生可能エネルギー促進指令（2009/28/EC）で定められた 2020 年の目標（全体で 20%）を受けて、NREAP では 2020 年に 22.7%と設定していた。その後 2011 年に策定された再生可能エネルギー導入計画 2011-2020（PER）では、目標値を 20.8%と下方修正している。

電力供給については石炭と石油火力を減少させて、再生可能エネルギーと天然ガス火力特に CCGT を増加させる計画を立てている（図 1-96）。

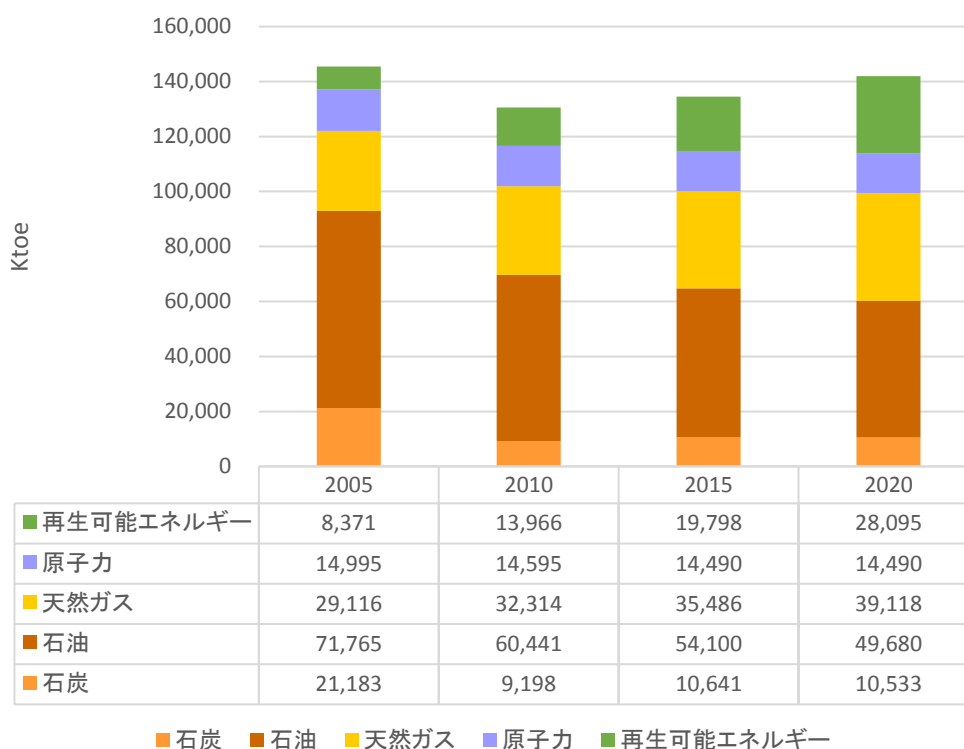


図 1-95 スペインのエネルギーミックスの将来計画

出所) 産業・エネルギー・観光省, “Spain’s National Renewable Energy Action Plan 2011-2020”, 2010

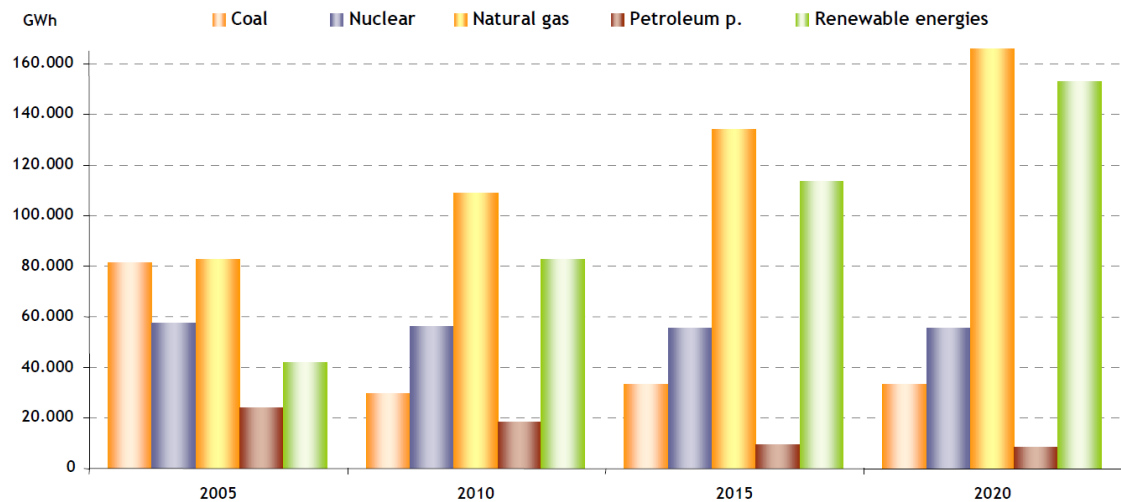


図 1-96 スペインの電力供給計画

出所) 産業・エネルギー・観光省, “Spain’s National Renewable Energy Action Plan 2011-2020”, 2010

スペインにおける再生可能エネルギー導入の推移と将来目標を図 1-97 に示す。水力、太陽光、風力が主要な再生可能エネルギーとなっており、2020 年時点では総容量 75,544MW のうち約半分を風力、残りを水力と太陽光が占めている。近年では太陽光と風力の増加率が著しい。2020 年には新規の再生可能エネルギー電源として地熱、潮力、波力が加わっている。

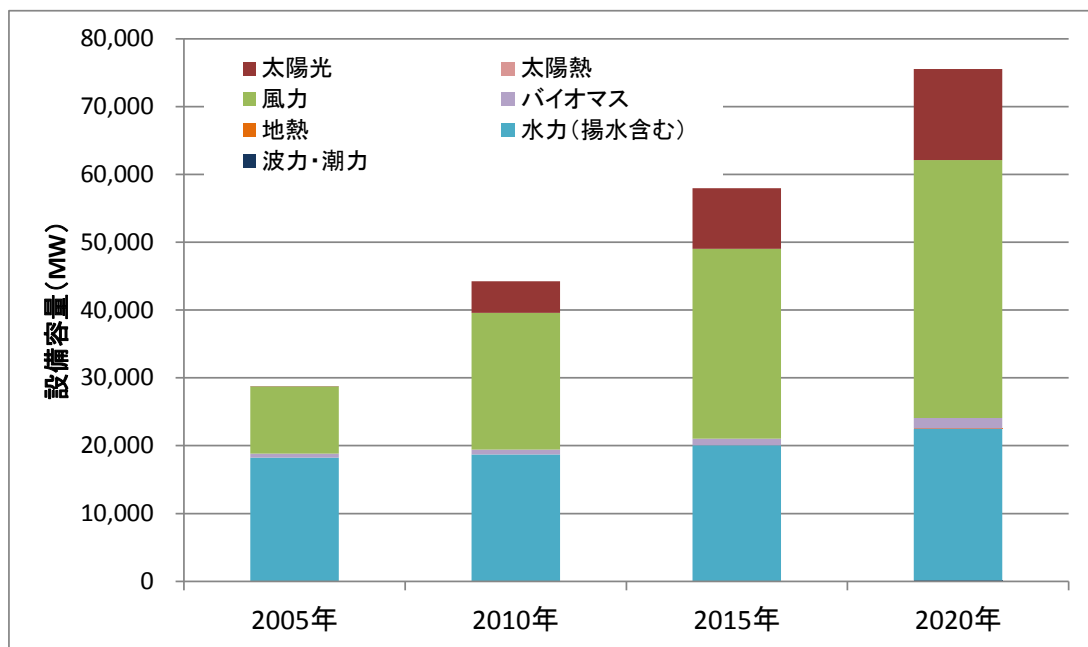


図 1-97 スペインの再生可能エネルギー導入推移と目標

出所) 産業・エネルギー・観光省, “Spain’s National Renewable Energy Action Plan 2011-2020”, 2010

## (2) 再生可能エネルギーへの支援施策

スペインは 1980 年代以降、EU の中でも積極的に再生可能エネルギーの導入促進に取り組んできた。図 1-98 に示すように、1994 年に開始された FIT (Feed in Tariff) 制度により、風力発電を中心として再生可能エネルギーが急激に増加し、さらには 1999 年からは FIT に加えて FIP (Feed in Premium) 制度を選択できるようになって導入に拍車をかけることとなった。これにより 2000 年代までに、スペインはドイツ等とともに世界に冠たる再生可能エネルギー大国の位置を占めることとなった。

その後 2010 年代に入り、スペインでは再生可能エネルギーの急激な増加により、電力会社の収益が悪化する事態に陥った。そのためスペイン政府は、2013 年 7 月 13 日に、電力市場改革の一環としてそれまでの FIT 制度を廃止し、新制度に移行することを公表した。2014 年 6 月 6 日には、王令 Real Decreto 413/2014 により、既存設備も含めて従来の FIT が廃止された<sup>122,123</sup>。

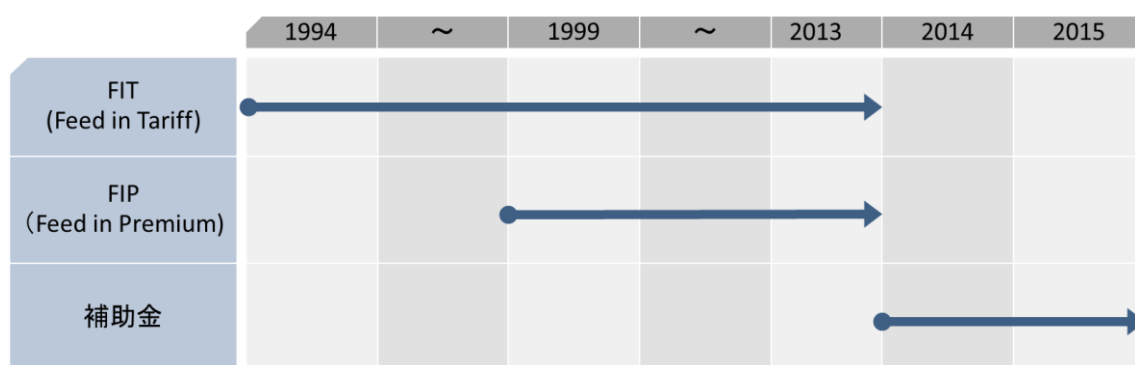


図 1-98 スペインの主な再生可能エネルギー導入支援策の経緯

### 1) FIT/FIP

スペインにおける FIT と FIP の概念及び対象電源を図 1-99 に示す。再生可能エネルギー事業者は、いずれかを選択することができる。

再生可能エネルギー発電所からの電力を規定された固定価格で売電するのが FIT である。電気価値に加えて、再生可能エネルギーの価値を合わせて、固定価格により電気事業者へ販売する方式である。

これに対して、自由市場で売電し規定のプレミアム価格を受け取るのが FIP である。電力市場において電気価値部分を販売し、それに加えて再生可能エネルギーの固定のプレミアム価値を上乗せして販売する方式である。

<sup>122</sup> BOE Real Decreto-ley 9/2013 ウェブサイト, [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2013-7705](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2013-7705), 2017 年 2 月 3 日取得

<sup>123</sup> BOE Real Decreto 413/2014 ウェブサイト, [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-6123](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-6123), 2017 年 2 月 3 日取得

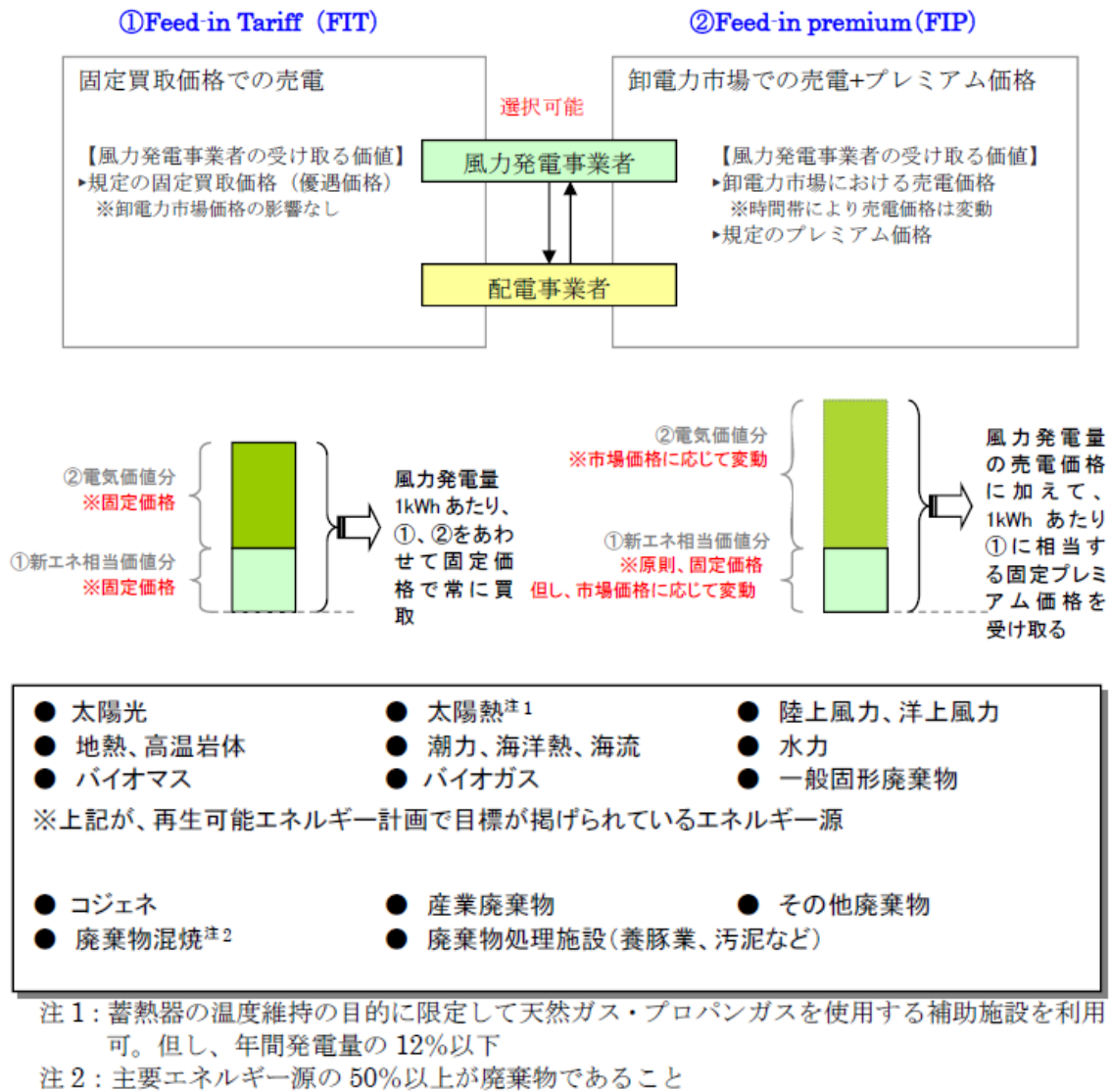


図 1-99 スペインの FIT と FIP の概念及び対象電源

出所) 東京海上日動リスクコンサルティング、「海外における再生可能エネルギー政策等動向調査 再生可能電力分野の促進施策動向編」, 2016年2月

## 2) 補助金

スペインでは FIT と FIP により再生可能エネルギーの導入が急激に拡大した。その結果、電気事業者が FIT の固定価格、FIP のプレミアム価格を買い取るための費用が急増し、再生可能エネルギーを受け取るために必要な電力系統インフラの拡充に要する費用も増加することとなった。

その一方で、スペインでは電力小売市場の自由化における制度設計の問題等により、電気事業者による電力料金の徴収不足が続いており、その結果として累積赤字が拡大し、大きな社会問題となっていた。

そのため 2010 年代に入り、スペイン政府は電力市場改革を進め、その一環として 2013 年に FIT 及び FIP 制度を廃止し、それに代わる形で 2014 年に補助金制度を導入した。

新制度としての補助金制度の概要を表 1-42 に示す。再生可能エネルギー発電事業の適切

な IRR として 7.4%を設定している点が特徴である。

さらに、新規設備に加えて、既存設備に遡及して適用されている点が特色である。つまり FIT/FIP の制度により導入された再生可能エネルギー発電事業者が、これまで保証されていた固定価格、あるいはプレミアム価格の受け取りを、制度の廃止と共に打ち切られることとなった

新制度は電気事業者の収益性改善を主眼としている。2000 年代以降赤字が続いていた電気事業者において、2014 年に黒字に転じたため、新制度の施行は赤字対策として一定の効果をもたらしたものと考えられる。

表 1-42 スペインの再生可能エネルギー補助金制度の概要

目的	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 産業・エネルギー・観光省が、発電システムの安定化・低コスト化を図り、従前の FIT 制度で年々増大した累積負債を食い止め、投資家に安心をもたらすための制度改革を実施。</li> </ul>
対象設備	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 新制度は、再生可能エネルギー、コジェネ、廃棄物発電の既存設備に遡及して適用されるとともに、新規設備を対象とする。</li> <li>✓ 従来制度における支援対象とする設備の容量上限(100MW)を撤廃。</li> </ul>
支援水準	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 妥当な投資利益の確保を重視し、設備の閉鎖までの期間の投資収益率(IRR)として約 7.4%を想定。</li> <li>✓ 市場価格で妥当な収益が得られないと判断された設備には「特定(支援)料金」が支払われる。</li> <li>✓ 「特定(支援)料金」は、設備運営コストをより正確に考慮・反映させ、固定支援額(投資額、運転・維持費)と、変動支援額(燃料費、運転・維持費)とを分けて盛り込む。</li> <li>✓ 既存設備のうち、これまでの投資収益率が 7.5%を超過していると判断された設備には、インセンティブの付与を打ち切り。</li> <li>✓ 各設備の支援水準の評価条件も規定され、6 年ごと、3 年ごと、または毎年の修正を想定。</li> </ul>

出所) 東京海上日動リスクコンサルティング、「海外における再生可能エネルギー政策等動向調査 再生可能電力分野の促進施策動向編」, 2016 年 2 月

### 3) その他の促進政策

その他の再生可能エネルギー促進政策を表 1-43 に示す。

表 1-43 スペインの再生可能エネルギー補助金制度の概要

エネルギー多様化・省エネルギー基金	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 2014 年より、エネルギー多様化・省エネルギー研究所(IDAE: Instituto para la Diversificacion y Ahorro de la Energia)および欧州地方開発基金(European Regional Development Fund, ERDF)の出資で、1 億 2,300 万ユーロからなる基金が発足</li> <li>✓ 補助の対象は新築・既設建物における省エネルギー対策や太陽光、太陽熱、バイオマスといった再生可能エネルギー</li> <li>✓ 支援対象となる経費の最大 70%分の融資を受けることが可能</li> <li>✓ 公共利益のためのプロジェクトに対しては最大 100%かつ無利子の融資</li> </ul>
PAREER-CRECE プログラム	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 2013 年から産業・エネルギー・観光省および IDAE によって、PAREER プログラムを実施</li> <li>✓ 住宅およびホテルでエネルギー効率の向上もしくは再生可能エネルギ</li> </ul>

	<p>一熱(バイオマス、太陽熱、地熱)利用機器を導入する場合に、その資金を融資する制度</p> <p>✓ 2015年にこの制度は強化され、対象は住宅とホテルに限らない全ての既設建物となり、支援も施工内容に応じて最大で費用の30%を支給したうえで、最大で費用の70%の融資を受けることも可能</p>
ソーラーオブリゲーション	<p>✓ 新築・改築建物に対する太陽熱使用義務が建築基準法に盛り込まれた。</p> <p>✓ これによって、家庭用温水需要の一定割合(30-70%)を太陽熱により供給することが義務付けられている。</p> <p>✓ ただし、当該建築物が日陰に設置されている場合や、温水需要を他の再生可能エネルギーまたはコジェネレーション(熱電併給)によって満たしている場合などは例外とされる。</p>

出所) 日本エネルギー経済研究所, 「海外における再生可能エネルギー政策等動向調査 諸外国における最新の再生可能エネルギー政策動向編」, 2016年2月

### (3) 今後の課題

かつて世界に冠たる再生可能エネルギー大国に位置を占めていたスペインだが、FIT/FIPの廃止以降の近年においては、以下に示す様々な課題が噴出しており、再生可能エネルギー導入の踊り場を迎えている。

第一はIRRの設定値である。補助制度については、再生可能エネルギー発電事業の適切なIRRとして7.4%を設定している点が問題として指摘されている<sup>124</sup>。旧制度の段階で事業者が得ていたIRRは10%以上の水準であったとされており、新制度は事業者のインセンティブを低下させるものである<sup>125</sup>。

第二はFIT制度廃止の遡及措置である。つまり、既存設備に対するFIT買取価格の支払いを停止する遡及措置が問題視されている。その結果、スペインの再生可能エネルギー政策・市場への国際的な信頼性は低下した。投資家の反発は大きく、300件を超える訴訟案件が最高裁に持ち込まれる事態に陥っている<sup>126</sup>。

第三は太陽税である。太陽光発電に対する税制について新たな問題が巻き起こっている。スペイン政府は2015年に、自家用太陽光発電に対して、「太陽税」と呼称される新たな税を課した。これによると、太陽光発電の所有者は、その容量及び自家消費した電力に応じた金額を支払う必要がある。このような抑圧的な税制に対して、既に国民の多数から批判が寄せられている。スペインの再生可能エネルギー発電事業者協会は既に、税制の廃止を求めた行政訴訟を起こしている<sup>127</sup>。

<sup>124</sup> PV-Tech ウェブサイト, [http://www.pv-tech.org/news/spain\\_passes\\_retroactive\\_solar\\_investment\\_caps](http://www.pv-tech.org/news/spain_passes_retroactive_solar_investment_caps), 2017年2月3日取得

<sup>125</sup> Windpower Monthly ウェブサイト, <http://www.windpowermonthly.com/article/1298015/spain-passes-retroactive-subsidy-cut-law>, 2017年2月3日取得

<sup>126</sup> PV Magazine ウェブサイト, [http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/spanish-supreme-court-paves-way-for-lawsuits-against-solar-fit-cuts\\_100016907/#axzz4S0mxPTp5](http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/spanish-supreme-court-paves-way-for-lawsuits-against-solar-fit-cuts_100016907/#axzz4S0mxPTp5), 2017年2月3日取得

<sup>127</sup> 日本エネルギー経済研究所, 「海外における再生可能エネルギー政策等動向調査 諸外国における最新の再生可能エネルギー政策動向編」, 2016年2月

## 1.2.4 イタリア

### (1) 政策の概観

イタリアは再生可能エネルギーの利用を積極的に進めており、世界有数の電力量を誇る太陽光発電を含め、再生可能エネルギーが国内の全発電量の3分の1を上回る。温暖化対策としての側面に加え、国内資源が乏しいためエネルギーの海外依存度が非常に高い同国にとって、エネルギー安全保障の観点からも、再生可能エネルギーは重要な手段である。特に2005年に太陽光に対する固定価格買取制度を導入して以降の10年程度は、再生可能エネルギーによる発電量が着実に伸長してきた。

2010年にイタリア政府は、「2009年EU再生可能エネルギー促進指令(2009/28/EC)」に基づく国内実施法として、「国家エネルギー計画(Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili: PAN)」を策定した。この中で、2020年の最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギー比率をEU指令と同じ17%と設定しているが、イタリアで再生可能エネルギーに関する業務を包括的に担う国営の電力サービス管理会社(Gestore dei Servizi Elettrici SpA: GSE)によると、2014年に17.1%、2015年に17.3%と既に目標達成している(図1-100)<sup>128</sup>。

そこで、2012年には新たなエネルギー政策の枠組みとして「国家エネルギー戦略(Strategia Energetica Nazionale: SEN)」が策定され、2013年から施行されている。SENでは、2050年までの競争力、環境、安全、成長に対して個別に目標を設定しており、再生可能エネルギーについては、2020年における最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率19~20%を目標として掲げている<sup>129、130</sup>。

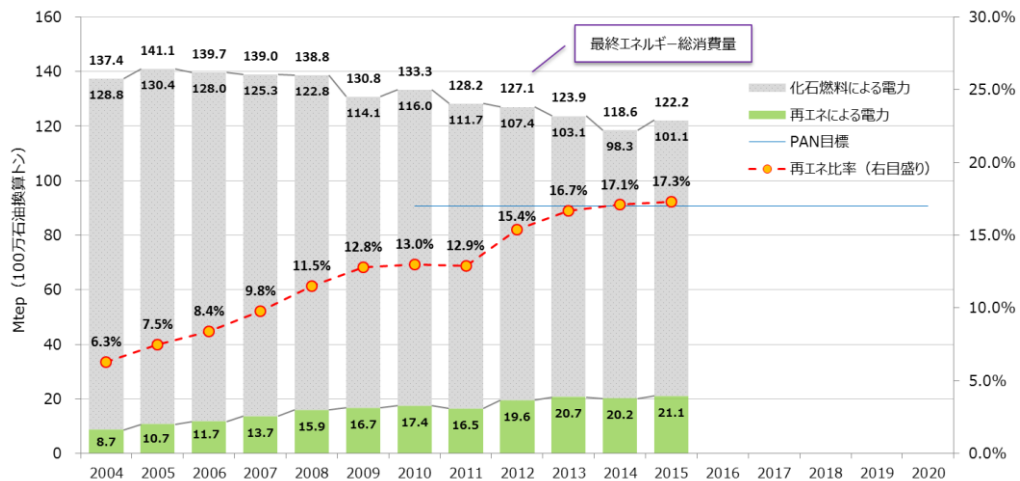


図 1-100 最終エネルギー総消費量に占める再生可能エネルギーの割合

出所) GSE, “Energie rinnovabili al 2020”, 2016 より作成

<sup>128</sup> 各部門における再エネ比率は、電力部門が17.09%、冷暖房部門が26.39%、運輸部門が10.14%である。

<sup>129</sup> イタリア経済開発省, “Italy’s National Energy Strategy”, 2013 より作成

<sup>130</sup> Deloitte ウェブサイト, “European energy market reform: Country profile: Italy”, 2015



一方、普及が進むにつれ、太陽光発電を中心とした再生可能エネルギーに対する負担の拡大が電気料金を押し上げていった（図 1-102）。イタリアでは後述の固定価格買取制度を含め、再生可能エネルギー普及を促進する業務は国営企業の電力サービス管理会社（GSE）が担っている<sup>131</sup>。発電事業者に支払われる買取価格（インセンティブ）は、再生可能エネルギー賦課金（A3 料金）<sup>132</sup>として電気料金に上乗せし、GSE が配電事業者を介して電力の消費者である需要家から徴収する仕組みとなっている<sup>133</sup>。つまり、固定価格で買取られる電力量の増加に伴い、それに比例して需要家の負担も増すことになるのである。

イタリアの再生可能エネルギー支援策がもたらした電気料金の高騰は、他の主要国と比べ、特にイタリアの産業用電気料金をを突出して高いものとし（図 1-102）、同国経済にとってもマイナス要因になっている。太陽光発電に対する固定価格買取制度は、法律に規定された予算制限枠に達したため 2013 年 7 月に終了している。しかし、それまでに導入された再生可能エネルギー発電に対して一定期間（主に 20 年間）支払われ続ける買取価格、賦課金として今後も同国の電気料金を押し上げ続けることになる。

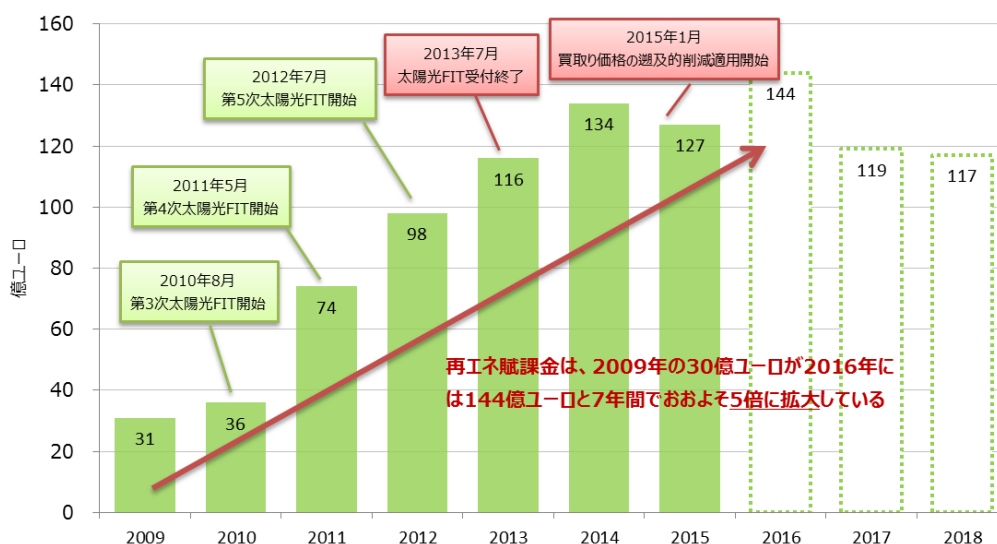


図 1-101 再生可能エネルギー賦課金の推移と 2018 年までの見通し

出所) GSE, “Speciale Energia Rinnovabile”, 2016 より作成

<sup>131</sup> GSE ウェブサイト, GSE はイタリア経済・財務省が 100%株式を保有する国営企業で、再生可能エネルギーによる発電した電力に財政的インセンティブを与え、また同電力を買取りし、電力市場での再販売も行う。一方、インセンティブ対象の発電事業者は手数料（管理費用）を設備容量などに応じて GSE に支払う。

<sup>132</sup> GSE の年次報告書”Rapporto delle attività del GSE”によると、年間消費電力 2,640kWh の家庭需要家が負担した A3 料金は、2013 年は 89 ユーロ（10,680 円）、2014 年は 94 ユーロ（11,280 円）、そして 2015 年は 102 ユーロ（12,240 円）であった。括弧内の金額は 1 ユーロ 120 円換算の金額。

<sup>133</sup> 徴収される費用には GSE の運営費なども含まれる。

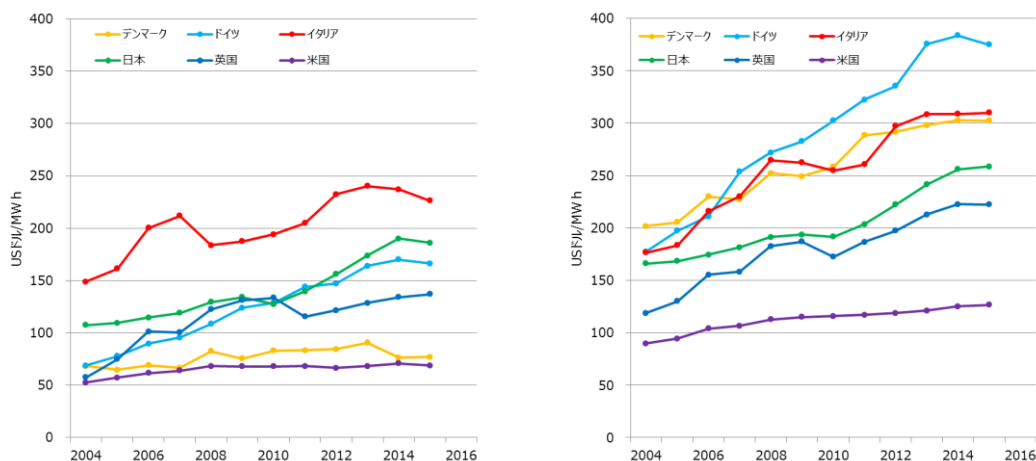


図 1-102 主要国の PPP 換算後の産業用（左）、家庭用（右）電気料金比較

出所) IEA, “Energy Prices and Taxes Volume 2016”, 2016 より作成

そのような状況の中イタリア政府は、産業界への負担の軽減を目的として、発電容量が 200kW を超える太陽光発電設備に対する固定の買取り価格を遡及的に引き下げる法律<sup>134</sup>を 2014 年 8 月に可決し、翌年 1 月から施行している。本法律は、太陽光発電設備の運転開始から 20 年間、保証されていた固定買取価格を削減するもので、発電事業者や投資家を含め、関係者の反発を招いている。また、欧州委員会は再生可能エネルギーに関する政策文書において、既存の投資がもたらす利益に対する投資家の正当な期待を擁護し、「FIT の遡及的な減額や事前の通知を伴わない変更は避けるべきだ」としている<sup>135</sup>。なお、イタリア憲法裁判所は 2017 年 1 月 24 日に、当該法律の第 26 条 2 項、および 3 項についてその合法性を認める決定（第 16/2017）を下している<sup>136</sup>。

当該法律では、太陽光発電事業者は次の中から何れか 1 つの条件を選択する。条件の選択申請がない場合には自動的に一番目の条件が適用される。

- 発電設備の規模に応じて、6～9%の固定買取価格削減を受け入れる（表 1-44）
- 17～25%の固定買取価格削減を受け入れ（表 1-45）、引き換えに買取り期間を 20 年から 24 年に延長する
- 2019 年まで大幅な削減を受け入れ、2020 年以降は削減幅を減らす<sup>137</sup>

<sup>134</sup> イタリア経済開発省, “Decreto Legge 24 giugno 2014, n.91 (the Spalma-Incentivi provision)”, 2014

<sup>135</sup> European Commission ウェブサイト,

[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com\\_2013\\_public\\_intervention\\_swd04\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com_2013_public_intervention_swd04_en.pdf)

<sup>136</sup> McDermott Will & Emery ウェブサイト, [https://www.mwe.com/en/thought-](https://www.mwe.com/en/thought-leadership/publications/2017/01/italian-const-court-backs-feed-in-tariff-cuts)

[leadership/publications/2017/01/italian-const-court-backs-feed-in-tariff-cuts](https://www.mwe.com/en/thought-leadership/publications/2017/01/italian-const-court-backs-feed-in-tariff-cuts)

<sup>137</sup> 日本エネルギー経済研究所ウェブサイト, <http://eneken.ieej.or.jp/data/5666.pdf> 太陽光フィード・イン・タリフの遡及的削減を決定

表 1-44 発電容量に応じた削減率

設備容量	削減率
200kW～500kW	6%
500kW～900kW	7%
900kW 超	8%

出所) イタリア経済開発省, “Decreto Legge 91/2014 Spalma-Incentivi”, 2017 より作成

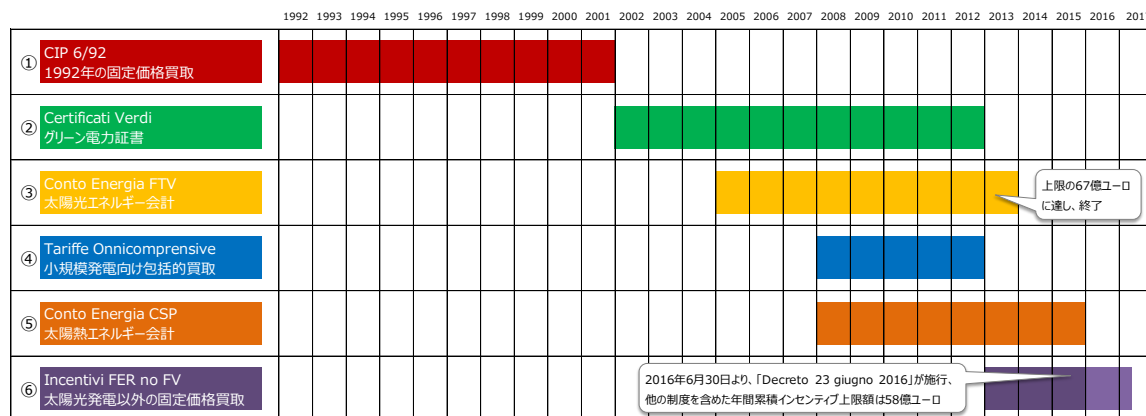
表 1-45 インセンティブの買取り残存期間と削減率

インセンティブの 残存期間(年)	削減率
12	25%
13	24%
14	22%
15	21%
16	20%
17	19%
18	18%
19 年以上	17%

出所) イタリア経済開発省, “Decreto Legge 91/2014 Spalma-Incentivi”, 2017 より作成

本法律の施行に加えて、魅力的な固定価格買取り制度がなくなり、2015 年の太陽光の新規導入容量は前年比で 25%低下した<sup>138</sup>。現在のイタリアは、電力価格を適正なレベルまで下げて経済を立て直しながら、さらに再生可能エネルギー普及を促進するという大きな転換点を迎えている。

なお、これまでに再生可能エネルギー普及を図るために導入された固定価格買取り制度（現在継続している制度については後述）について振り返ってみる。図 1-103 は、イタリアではこれまでに実施されてきた施策の変遷をまとめたものである。



<sup>138</sup> export.gov ウェブサイト, <https://www.export.gov/article?id=Italy-Renewable-Energy>, 2015 年の新規導入容量は 290MW（うち 51%は住宅部門）。

## 図 1-103 再生可能エネルギー普及を目的として導入された固定価格買取制度

出所) GSE, “Decreto F.E.R. non FV del 23.06.2016”, 2016 より作成

### ① 1992年の固定価格買取制度 (Cip 6/92)

この制度は、1992年に実施されたイタリア最初の固定価格買取制度である。1992年4月に、新エネルギー・コジェネレーション設備などの類似エネルギー源による電力の ENEL 販売価格が、物価問題に関する関係閣僚会議 (Comitato Interministeriale dei Prezzi: CIP) において定められた (CIP 6/92)<sup>139</sup>。この CIP6 が定める販売価格は、発電設備が新たに運転を開始した時から 8 年間優遇料金が適用されるのもであった。優遇料金による収益性への期待に加え、1999年4月に電力市場自由化暫定措置 (Decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 “Decreto Bersani”) に基づいて 37 年間続いた ENEL の独占が終了したため、多くの民間企業がコジェネレーション設備や風力発電設備の建設し、同市場への参入を果たした。しかし、太陽光発電に関しては、当時発電コストが非常に高かったため、CIP6 制度の効果は表れなかった。

### ② グリーン電力証書 (Certificati Verdi)<sup>140</sup>

この制度は、2002年に開始した再生可能エネルギー電気の導入義務制度 (Renewables Portfolio Standard) である。グリーン電力証書は、再生可能エネルギー発電事業者に対して発行される、再生可能エネルギー電力売買を証券化したものである<sup>141</sup>。化石燃料資源による発電事業者、および輸入業者は、送電網に再生可能エネルギー由来の電力を一定量流すよう義務付けたものである。事業者は、自らの再生可能エネルギー設備により発電するか、またはグリーン電力証書を保有する発電事業者が市場に流通させた同証書を購入することにより、この義務を果たすことができた。取引は、相対、または後述のイタリア電力市場管理会社 (GME) が管理する取引市場において行われた。再生可能エネルギー電力比率は当初の 2% から段階的に引き上げられ、2012年には 7.55% に達したが、2011年3月3日付政令 (Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28) に基づき、本制度の対象を 2015 年中の発電実績分までとし、2015年には比率は 0% になった。現在グリーン電力証書制度は廃止されている。

### ③ 小規模発電向け包括的買取制度 (Tariffa Omnicomprensiva: TO)

再生可能エネルギーによる小規模発電事業者 (1MW 未満、ただし風力は 200kW 未満) に対して適用される固定型の電力買取料金保証制度である。買取期間は 15 年で、料金は利用する技術により異なる。

<sup>139</sup> IEA ウェブサイト, <https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/italy/name-22520-en.php>, interministerial Price Committee CIP 6/92

<sup>140</sup> GSE, “Decreto legislativo 16 marzo 1999”

<sup>141</sup> 発電事業者、および電力輸入業者は、前年度に生産あるいは輸入した電力量を毎年 3 月 31 日までにイタリア電力網管理会社 (GRTN) に報告。同社が報告に基づき発行する「グリーン証明書」と呼ばれる、再生可能エネルギーによる電力生産証明書を取得する権利を与える。

#### ④ 太陽光エネルギー会計 (Conto Energia FTV)

2005年の省令 (DM 28/7/2005) によって太陽光発電を対象とした FIP が導入された。本制度は第 1 次から第 5 次まで 5 回にわたりインセンティブ価格、および対象とする設備の容量上限などが変更された。2012年に FIT と FIP が併存する支援制度となったが、2013年 7 月、法令で規定された予算上限額に達したため、新たに建設される太陽光発電設備に対する本制度の適用を停止した。

#### ⑤ 太陽熱エネルギー会計 (Conto Energia CSP) <sup>142</sup>

2008年 4 月 11 日付省令の省令 (DM 11/4/2008) により、買取期間 25 年間の太陽熱発電による電力の買取価格に、プレミアムを加算する FIP が導入されたものである。設備容量による設備容量によるプレミアム価格の変動はないが、併用する太陽熱以外の補助熱源の割合によって価格が変動する。2012年 7 月 6 日付省令 (DM 6/7/2012) により、集光設備の面積によってもプレミアム価格が変動するよう内容が改定された。現在は、後述の 2016 年 6 月 23 日付省令 (DM 23/6/2016) により、太陽熱発電に対する買取価格などは変更されている。

### (2) 再生可能エネルギーへの支援施策

#### 1) 太陽光以外の再エネに適用する固定価格買取制度 (Incentivi FER no FV)

先にも述べたとおり、2013年 7 月に太陽光発電普及を促進する固定価格買取 (補助金) 制度である「Conto Energia FTV (太陽光エネルギー会計)」が終了し、現在イタリアでは太陽光発電に対する固定価格買取制度はない。現在実施されている固定価格買取制度は、太陽光以外の再生可能エネルギーを促進する「Incentivi FER no FV (太陽光を除く全電源に対する固定価格買取)」である。

2012年 7 月 6 日付省令 (DM 6/7 2012) で、2013年 1 月 1 日以降に新たに稼働する 1kW を超える太陽光を除く再生可能エネルギー発電設備を対象に新たな固定価格買取制度が導入された<sup>143</sup>。本制度の内容を一部改正する、2016年 6 月 23 日付省令 (DM 23/6 2016) が 2016年 6 月 30 日から施行されている。

支援対象となる設備は図 1-104 で示す通り、再生可能エネルギーの種類や設備容量により異なる。⑦登録手続きを免除して制度の対象となる設備 (直接申請: Accesso diretto)、⑧登録手続きを経て対象となる設備 (登録: Registro)、⑨入札を経て対象となる設備 (入札: Aste)、の 3 種類があり、それぞれ定められた方法で制度が適用される。

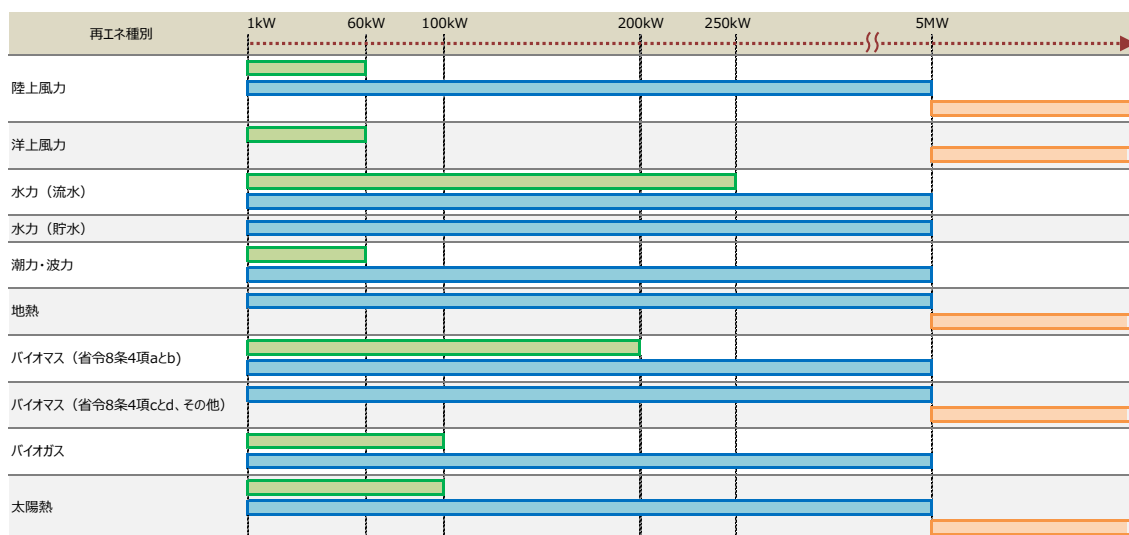
本制度では、系統に流された発電電力量全量が固定価格買取制度の対象となる。図 1-105 は発電設備の属性 (新設/改修等、設備容量の規模区分) に応じた買取価格 (包括的買取価格: TO、インセンティブ: I) の算出方法を図示したものである。設備容量が 500kW 以下の小規模発電設備には包括的買取価格が適用される。これは、発電した電力を GSE が 2016年 6 月 23 日付省令で定められた固定買取価格 (表 1-46) で買取るものである。該当する設備

<sup>142</sup> イタリア経済開発省, “Gazzetta Ufficiale N. 101 del 30 Aprile 2008”

<sup>143</sup> グリーン電力証書対象の設備も Incentivi FER noFV に移行に関する手続きが規定されている。

については、同省令で定められたプレミアムが買取価格に上乗せされる<sup>144</sup>。一方、500kW を超える設備については、発電した電力を市場で直接売電し、固定買取価格から当該設備がある地域の時間帯別市場価格（prezzo zonale orario）を差し引いた額を GSE がインセンティブとして支払うものである。

新規、再稼働、全改修、出力増強設備



改修設備

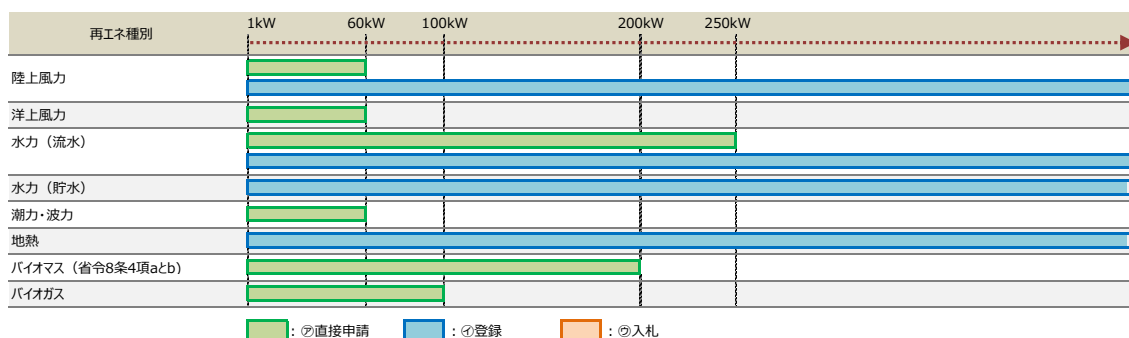


図 1-104 電源種別によるインセンティブ申請体系<sup>145</sup>

出所) GSE, “Decreto F.E.R. non FV del 23.06.2016”, 2016 より作成

<sup>144</sup> 洋上風力、地熱、バイオガス、バイオマス、液体バイオ燃料による発電設備で省令に示されている条件にあった設備にプレミアムが付与される。例えば洋上風力の場合、発電設備の系統連系に必要な費用を自己負担した場合に 40 ユーロ/MWh が、またバイオガスの場合は、要件により異なるプレミアムが規定されているが、その一つとして設備の窒素回収と高効率コジェネレーション化で 30 ユーロ/MWh が加算される。

<sup>145</sup> 省令 8 条 4 項 a は主に植物、b はワラ、もみ殻など利用可能な副産物。省令 8 条 4 項 c と d は廃棄物、その他には、埋立地ガス、下水汚泥処理ガス、液体バイオ燃料である。

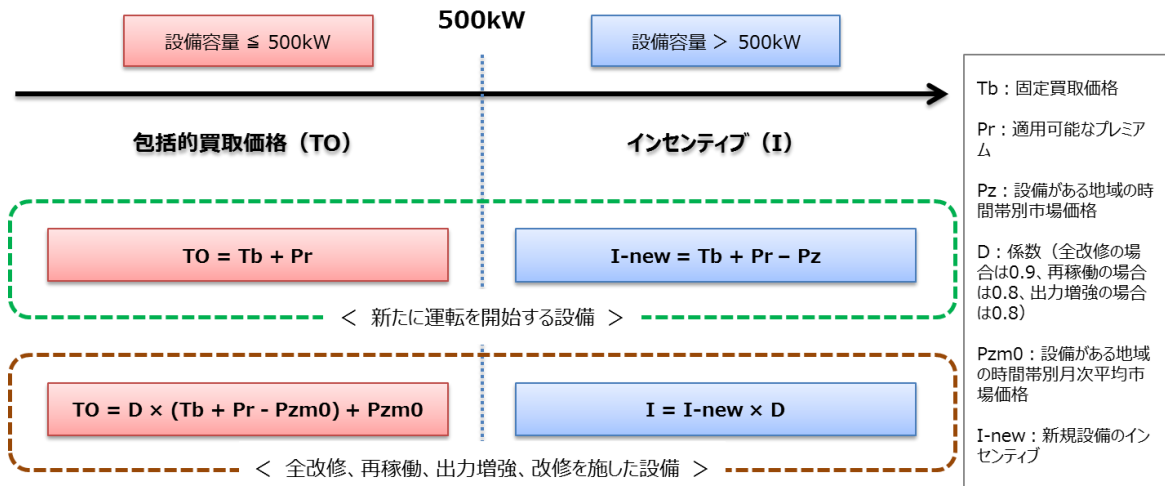


図 1-105 太陽光以外の固定価格買取価格の算出方法

出所) GSE, “Decreto F.E.R. non FV del 23.06.2016”, 2016 より作成

表 1-46 固定買取価格の比較

再エネ種別	DM 6/7/2012			DM 23/6/2016			増減率	
	設備容量 (kW)	対象期間 (年)	固定買取価格 (€/MWh)	設備容量 (kW)	対象期間 (年)	固定買取価格: Tb (€/MWh)		
風力	陸上	1<P≤20	20	291	1<P≤20	20	250	-14%
		20<P≤200	20	268	20<P≤60	20	190	-29%
		200<P≤1,000	20	149	60<P≤200	20	160	-40%
	洋上	1,000<P≤5,000	20	135	200<P≤1,000	20	140	-6%
		P>5,000	20	127	1,000<P≤5,000	20	130	-4%
		1<P≤5,000	25	176	P>5,000	20	110	-13%
水力	流水	1<P≤250	20	257	1<P≤250	20	210	-18%
		250<P≤500	20	219	250<P≤500	20	195	-11%
		500<P≤1,000	20	155	500<P≤1,000	20	150	-3%
	貯水	1,000<P≤5,000	25	129	1,000<P≤5,000	25	125	-3%
		P>5,000	30	119	P>5,000	30	90	-24%
		1<P≤5,000	25	101	1<P≤5,000	25	101	0%
潮力・波力	P>5,000	30	96	P>5,000	30	90	-6%	
地熱	1,000<P≤5,000	15	300	1,000<P≤5,000	15	300	0%	
	P>5,000	20	194	P>5,000	-	-	-	
	1<P≤1,000	20	135	1<P≤1,000	20	134	-1%	
太陽熱	1,000<P≤5,000	25	99	1,000<P≤5,000	25	98	-1%	
	P>5,000	25	85	P>5,000	25	84	-1%	
	1<P≤5,000	25	200	1<P≤5,000	25	200	0%	
バイオガス	1<P≤250	-	-	1<P≤250	25	324	-	
	250<P≤5,000	-	-	250<P≤5,000	25	296	-	
	P>5,000	-	-	P>5,000	25	291	-	
バイオマス	省令表1-Bにある植物 (アカザ、ケナフ、ベンガル麻など)	1<P≤300	20	180	1<P≤300	20	170	-6%
		300<P≤600	20	160	300<P≤600	20	140	-13%
		600<P≤1,000	20	140	600<P≤1,000	20	120	-14%
		1,000<P≤5,000	20	104	1,000<P≤5,000	20	97	-7%
		P>5,000	20	91	P>5,000	20	85	-7%
		1<P≤300	20	236	1<P≤300	20	233	-1%
	省令表1-Aにある利用可能な副産物 (ワラ、もみ殻、削りくずなど)	300<P≤600	20	206	300<P≤600	20	180	-13%
		600<P≤1,000	20	178	600<P≤1,000	20	160	-10%
		1,000<P≤5,000	20	125	1,000<P≤5,000	20	112	-10%
		P>5,000	20	101	P>5,000	-	-	-
		1<P≤300	20	216	-	-	-	-
		300<P≤1,000	20	216	-	-	-	-
2012年7月6日付省令付属書2にある廃棄物	1,000<P≤5,000	20	109	-	-	-	-	
	P>5,000	20	85	-	-	-	-	
	1<P≤300	20	229	1<P≤300	20	210	-8%	
	300<P≤1,000	20	180	300<P≤1,000	20	150	-17%	
	1,000<P≤5,000	20	133	1,000<P≤5,000	20	115	-14%	
	P>5,000	20	122	P>5,000	-	-	-	
2012年7月6日付省令付属書2にある廃棄物	1<P≤300	20	257	1<P≤300	20	246	-4%	
	300<P≤1,000	20	209	300<P≤1,000	20	185	-11%	
	1,000<P≤5,000	20	161	1,000<P≤5,000	20	140	-13%	
	P>5,000	20	145	P>5,000	-	-	-	
	1<P≤300	20	174	1<P≤300	-	-	-	
	P>5,000	20	125	P>5,000	20	119	-5%	
埋立地ガス	1<P≤300	20	99	1<P≤300	20	99	0%	
	1,000<P≤5,000	20	94	1,000<P≤5,000	20	94	0%	
	P>5,000	20	90	P>5,000	-	-	-	
下水汚泥処理ガス	1<P≤300	20	111	1<P≤300	20	111	0%	
	1,000<P≤5,000	20	88	1,000<P≤5,000	20	88	0%	
	P>5,000	20	85	P>5,000	-	-	-	
液体バイオ燃料	1<P≤300	20	121	1<P≤300	20	60	-50%	
	P>5,000	20	110	P>5,000	-	-	-	

出所) GSE, “Decreto F.E.R. non FV del 23.06.2016”, 2016 より作成

また、㊶、および㊷の設備については、容量にそれぞれ年間の上限が設けられている。㊶については、陸上風力 60MW、水力 80MW、地熱 30MW、バイオマス<sup>146</sup>・バイオガス・下水汚泥処理ガス・埋立地ガス・液体バイオ 90MW、潮力・波力 6MW、太陽熱 20MW である。㊷の入札については、陸上風力 800MW、洋上風力 30MW、地熱 20MW、バイオマス 50MW、太陽熱 100MW となっている。

㊶、および㊶に関しては、2017年6月29日までに新たに運転を開始する設備は、2012年7月6日付省令で定められた固定買取価格(表 1-46)を申請することができる。本制度は、2017年12月31日(㊶と㊷については2016年12月31日)、または他の制度を含めた年間

<sup>146</sup> ㊶、㊷のバイオマスについては、DM 23/6/2016 の第 8 条 4 項



累積買取額が 58 億ユーロに達した日から 30 日後、の何れか早く到達した日に終了する<sup>147</sup>。

## 2) 簡易売電制度 (Ritiro Dedicato : RID)

RID とは、2007 年 11 月の決議に基づき、GSE が発電容量 1MW に満たない小規模発電事業者と契約した上で電力を買取り、市場で販売する制度である<sup>148</sup>。発電事業者は GSE との契約において年間 2GWh (2 milioni di kWh) を上限に、電力・ガス・水規制局 (Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico : AEEGSI) が定めた最低保証価格 (prezzi minimi garantiti) か、発電設備がある地域の時間帯別月次平均市場価格 (prezzi medi mensili per fascia oraria e zona di mercato)<sup>149</sup>での売電かを選択する。ただし、年間買取り電力量の上限を超えた部分については、後者の市場価格での買取りとなる。発電事業者は、RID の適用を受ける場合、後述のネット・メータリング (Scambio sul Posto)、および他の再生可能エネルギー促進のインセンティブ制度との併用はできない。

最低保証価格 (及び年間買取上限) は、AEEGSI により毎年改定され、その計算方法は決議で定められている (表 1-47)<sup>150</sup>。また、2014 年 12 月の省令 (DM 24/12/2014) により、RID の制度を適用する発電事業者は、表 1-48 に示す通り、電源、および設備容量に応じて GSE に手数料を支払うこととなった。本省令は 2015 年 1 月 1 日から適用されており、単価は毎年見直しが行われる。すべての電源種別について年間の上限額は事業所あたり 10,000 ユーロと定められている。

表 1-47 GSE 買取り最低保証価格の推移

単位：ユーロ/MWh

電源	年間買取上限	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年
バイオマス、バイオガス	2.0GWh	92.3	92.5	92.4	92.3
埋立ガス	1.5GWh	48.9	49.0	49.0	49.0
風力	1.5GWh	48.9	49.0	49.0	49.0
太陽光	1.5GWh	38.9	39.0	39.0	39.0
水力	0.25GWh -	153.2	153.5	153.4	153.3
	0.25GWh - 0.5GWh	105.4	105.6	105.5	105.4
	0.5GWh - 1.0GWh	66.5	66.6	66.6	66.6
	1.0GWh - 1.5GWh	57.6	57.7	57.7	57.7
地熱	1.5GWh	51.2	51.3	51.2	51.1
その他	1.5GWh	38.9	39.0	39.0	39.0

出所) GSE, “Prezzi minimi garantiti”より作成

<sup>147</sup> GSE によると 2017 年 1 月 31 日現在、年間累積買取額は 53 億 9,600 万ユーロである。

<sup>148</sup> AEEGSI, “Deliberazione AEEG n.280/07”, 2007

<sup>149</sup> 2017 年 1 月の平日 8 時から 6 時の平均市場価格は、中央北部が 85.88 ユーロ/MWh、中央南部が 66.64、北部が 95.43、サルデーニャ島が 65.92、シチリア島が 65.12、南部が 63.83 であった。平均して前年同月比で 1.5 倍の価格であった。

<sup>150</sup> Deliverazione 618/2013/R/EFR により現在の計算方法、およびバイオマス、バイオガスを除き、年間買取り電力の上限が改正されている。最低保証価格=前年の最低保証価格×(1+前年の消費者物価指数/100)

表 1-48 電源、および発電容量別 RID 手数料

単位：ユーロ/kW

発電容量(P)	太陽光	風力	水力	その他
1<P≤20kW	0.7	0.9	1.1	1.2
20kW<P≤200kW	0.65	0.8	0.9	1
200kW<P	0.6	0.7	0.8	0.9

出所) GSE, “Decreto 24/12/2014”, 2014 より作成

### 3) ネット・メータリング (Scambio sul Posto : SSP)

SSP とは、発電電力のうち自家消費量を超えた分を、必要となった時に消費することができる、ネット・メータリング制度のことである。2008 年 6 月の決議により、2009 年から対象となる発電事業者（後述）は、SSP を利用することができるようになった<sup>151</sup>。事業者は SSP を契約することにより、発電された電力が自家消費量を上回る場合には、その超過分はクレジットとして繰り越しするか、年度ごとに所定の価格で支払を受けることができる。一方、発電された電力が自家消費を下回る場合は、発電設備がある地域の月次平均市場価格 (prezzi medi mensili per fascia oraria e zona di mercato) で送電コストが算出される。SSP は、前述の RID、および他の再生可能エネルギー促進のインセンティブ制度との併用はできない。

SSP は、2012 年 12 月の決議 (Deliberazione 570/2012/R/EFR)、および 2014 年 12 月の省令 (DM 24/12/2014) で改正されている。現行 SSP 制度で対象になるのは次の通りである。

- 再生可能エネルギーによる発電設備か、再生可能エネルギー以外による発電割合が 5%以下のハイブリッド発電設備で、2007 年 12 月 31 日までに運転を開始した 20kW に満たない設備
- 2008 年 1 月 1 日から 2014 年 12 月 31 日に運転を開始した 200kW に満たない設備
- 2015 年以降に運転を開始した 500kW に満たない設備
- 200kW までの発電が可能な高効率 CHP 発電設備

2013 年 7 月に太陽光発電に対するイタリアの支援制度である太陽光エネルギー会計 (Conto EnergiaFTV) が終了しているため、SSP は太陽光発電の新規導入を促す唯一の支援制度となる<sup>152</sup>。

なお、2014 年 12 月の省令 (DM 24/12/2014) で、発電容量が 3kW を超える設備で発電する事業者は、その容量に応じた手数料 (表 1-49) を毎年 GSE に支払うことになった。本改定は、2015 年 1 月 1 日から適用されている。

表 1-49 SSP の手数料

発電容量(P)	固定費	変動費
---------	-----	-----

<sup>151</sup> AEEGSI, “Deliberazione ARG/elt 74/08”, 2008

<sup>152</sup> Renewable Energy World ウェブサイト, <http://www.renewableenergyworld.com/articles/2016/02/solar-pv-provides-7-8-percent-of-italy-s-electricity-in-2015.html>

	(€/年)	(€/kW)
$P \leq 3\text{kW}$	0	0
$3\text{kW} < P \leq 20\text{kW}$	30	0
$20\text{kW} < P \leq 500\text{kW}$	30	1

出所) GSE, “Decreto 24/12/2014”, 2014 より作成

#### 4) 熱エネルギー会計 2.0 (Conto Termico 2.0)

Conto Termico は、既存の建物に対する冷暖房や給湯を目的としたバイオマス・ボイラー、太陽熱システム、ヒートポンプなど小規模の再生可能エネルギー熱利用を促進するための補助金制度である<sup>153</sup>。2012年12月28日付省令 (DM28/12/2012) に基づき2013年6月から Conto Termico (CT 1.0) が実施されていたが、2016年2月16日付省令 (DM 16/2/2016) により、申請の簡略化や支払いまでの期間の短縮、太陽熱システムの設置面積を1,000 m<sup>2</sup>から2,500 m<sup>2</sup>に拡大するなど、改定された新たな Conto Termico (CT 2.0) が2016年5月31日より施行されている。CT 2.0 では、購入、および設置に係る費用の65%を上限に、その内容により2年、または5年間で払い戻す仕組みとなっている。本制度の対象は、学校などの公的機関 (public administrations) に対するものと、個人、企業、社会的協同組合などいわゆる民間 (private) に対するものに分かれており、それぞれ年間累積額の上限は2億ユーロ、7億ユーロと定められている。上限に到達した日から60日後に新規の受付は終了する。上限に達しない場合、施行から2年後に上限の見直しが行われる。なお、制度の運営はGSEによって行われるが、前出の制度と異なり、支援金として費やされた分は賦課金としてガス料金に上乗せされる。

### (3) 今後の課題

イタリアにおいて再生可能エネルギー電力普及の拡大に大きな役割を果たしてきた固定価格買取制度であるが、2011年を境に調整局面を迎え、2012年には制度全般に対する抜本的な見直しの方向が打ち出されるに至った。これは、買取価格が当時の設備設置費用を考慮すると合理的な補助水準を大きく上回っており、その結果として電気料金の高騰を招いたことによる<sup>154</sup>。

特に、イタリアの産業用電気料金は欧州で最も高い。2014年2月に発足したマッテオ・レンツィ政権はビジネス環境を改善するため、これまで放置されていた電気料金の上昇を抑制するという方針のもと、買取価格を適時的に引き下げるという方針を実施した<sup>155</sup>。しかし、GSEによれば2016年に143億ユーロに達してピークとなるが、2026年まで100億ユーロを超える重い費用負担が続く見通しである (図 1-106)。

<sup>153</sup> 当該制度は、エネルギー消費効率改善を目的とした既存の建物に対する改修 (intervention) も対象となるが、申請できるのは公的な建物を管理する行政機関のみである。

<sup>154</sup> IRENA, “Renewable Power Generation Costs in 2014”によると、2010年～2014年の5年間に世界の太陽光コストは概ね半分になり、火力発電のコストと競争的な水準にあるといえる。

<sup>155</sup> The Wall Street Journal, 2014年9月1日付 “Italy Powers Down Energy Subsidies”では次のように記載している。“Italy has many economic problems, but one of the most significant is also one of the least discussed: high electricity prices.”

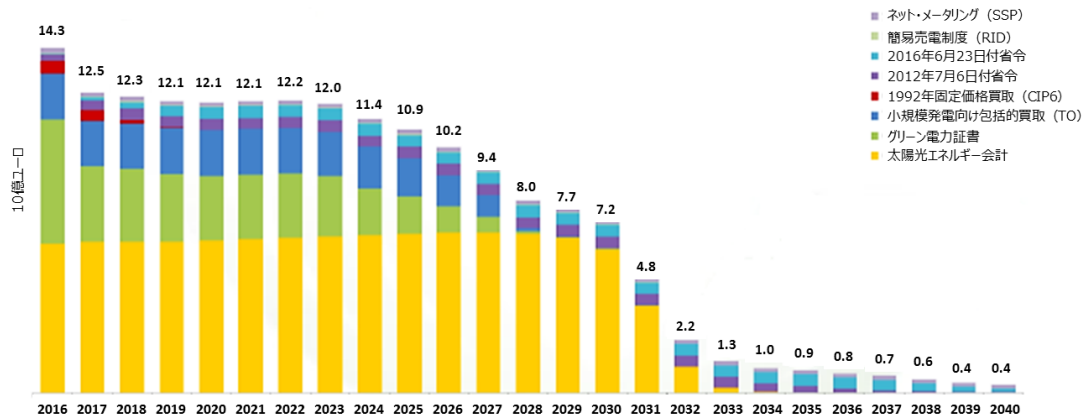


図 1-106 A3 料金の今後の見通し

出所) GSE, “Energie rinnovabili al 2020”, 2016 より作成

加えて、同国経済は2008年の世界金融危機以降停滞している。経済の立て直しは最重要課題であり、中でも失業率や顕在化している不良債権問題対策は喫緊の課題である。IMFは2016年7月11日に発表した報告書で、イタリアの経済活動が2008年の世界金融危機前の水準に戻るのには2020年代半ばになるとの見通しを示し、低成長がほぼ20年に及ぶ可能性がある」と警告している<sup>156</sup>。2017年2月、イタリア経済開発省は2017年の同国の経済成長率を0.6~1.0%との予測を発表した。民間消費と貿易が低調となり、英国のEU離脱問題の影響を大きく受けると予想している<sup>157</sup>。

また温暖化対策という側面において、二酸化炭素の排出量が最も多い石炭火力については、最新技術による環境対策を行っても地元の了解を得ることが困難で、新鋭火力の導入が大幅に遅れ、また中止に追い込まれる状況である。今後、COP21のパリ協定合意と石炭火力に対する経済協力開発機構(OECD)規制を支持するEUの方針に歩調を合わせ、石炭火力はフェーズアウトしていくと考えられる<sup>158</sup>、<sup>159</sup>

現在実施されている固定価格買取制度は遅くとも2017年末には終了する。イタリア政府は今後、経済を立て直しつつ、再生可能エネルギー普及の拡大を進めるため、事業者の収益と需要家の電気料金の負担のバランスを考慮しながら、補助金なしで発展する新たな再生可能エネルギー普及政策を模索する段階にある。

<sup>156</sup> IMF, “ITALY: IMF Country Report No. 16/222”, July 2016

<sup>157</sup> JETRO ウェブサイト, <https://www.jetro.go.jp/>, 世界のビジネスニュース「イタリア 2017年の経済成長見通し」

<sup>158</sup> Energy Review Center, 『月刊 エネルギー・レビュー2016年11月』, 「イタリアのエネルギー現状と原子力」

<sup>159</sup> E3G, 「歴史的な脱炭素化宣言を実現する石炭の段階的な廃止に向けたG7のパリへの道」でも示されている通り、イタリア大手電力会社のEnel SpAは2030年までに石炭火力発電所を閉鎖する必要性を認めている。

## 1.2.5 デンマーク

### (1) 政策の概観

#### 1) 再生可能エネルギー2020年導入目標

デンマークは、EUの「再生可能エネルギー利用促進指令（2009/28/EC）」で、2020年までに最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの導入比率を30%まで引き上げる目標が設定されている。これに対して、デンマークは2010年の「国家再生可能エネルギー行動計画（National Action Plan for renewable energy in Denmark）」で、2020年までに最終エネルギー消費の30%を再生可能エネルギーで賄うと同時に、分野別では電力の約52%、熱・冷房の約40%、輸送用燃料の約10%を再生可能エネルギー由来にする目標を発表した。その後、2012年に合意された「エネルギー協定（Danish Energy Agreement of March 2012）」では、より積極的な再生可能エネルギー導入方針を打ち出し、2020年における再生可能エネルギー導入目標を35%に引き上げた。

表 1-50 デンマーク：2020年までの再生可能エネルギー導入目標

2020年の最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー		割合
【2009年 再生可能エネルギー利用促進指令】		30.0%
【2012年 エネルギー協定】		35.0%
【2010年 国家再生可能エネルギー行動計画】		30.0%
	電力	51.9%
	熱・冷房	39.8%
	輸送用燃料	10.1%

出所) Ministry for Climate and Energy, “National Action Plan for renewable energy in Denmark” 2010、Ministry of Climate, Energy and Building, “DK Energy Agreement, March 22 2012” 2012より作成

#### 2) 再生可能エネルギー2050年導入目標

2011年に新たに発足したデンマーク政府は2011年2月に「エネルギー戦略2050」を発表し、「2050年までに全てのエネルギーを100%再生可能エネルギーで賄う」という目標を示した。その後、「エネルギー戦略2050」の考え方に基づきデンマーク内閣が2011年11月に発行した「Our Future Energy」において、グリーン成長を加速させるための具体的な戦略や2050年の目標達成に向けた中間目標が設定された。また、2012年にデンマーク政府と野党との間で締結された「エネルギー協定」では、「エネルギー戦略2050」で示された長期目標が改めて確認されたほか、長期目標達成のための中間目標について与野党が合意した。

デンマークは、電力と熱に関しては、2035年に100%再生可能エネルギーで賄うことを掲げている。また、石炭火力発電を段階的に廃止し、2020年に石炭の消費量を2011年比65%削減して2030年までに石炭の利用から脱却することを目指している。重油ボイラーについても、2030年までの脱却を目標としている。

表 1-51 デンマーク：100%再生可能エネルギーに向けた中・長期目標

デンマーク政府目標	2020 年の“Our Future Energy”
2050 年に 100%再生可能エネルギー	化石燃料の総消費量を 2010 年比 26%削減
2035 年までに電力と熱で 100%再生可能エネルギー	電力と熱のための化石燃料の消費量を 2010 年比 50%削減
2030 年に石炭から脱却	石炭の消費量を 2011 年比 65%削減
2030 年までに重油ボイラーから脱却	重油ボイラーの数を 2010 年比で半減
2020 年に電力消費の半分を風力で賄う	電気消費量の 52%を風力発電で賄う
EU 目標	2020 年の“Our Future Energy”
2020 年に最終エネルギー消費の 30%を再生可能エネルギー	最終エネルギー消費の 36%を再生可能エネルギー
2020 年に輸送用燃料の 10%を再生可能エネルギー	輸送用燃料の 10%以上を再生可能エネルギー

出所) The Danish Government, “Our Future Energy” 2011 より作成

## (2) 再生可能エネルギーへの支援施策

### 1) 再生可能エネルギー電気の導入支援施策

#### a. プレミアム価格買取 (FIP) 制度

2004 年に固定価格買取制度が廃止された後、風力発電への投資停滞時期を経て、2009 年から開始された再生可能エネルギーのプレミアム価格買取制度 (FIP) が 2016 年末時点も続いている。FIP では、卸市場での電力販売価格に、プレミアム価格 (上乘せ価格) が再生可能エネルギー発電事業者に支給される。プレミアム価格の原資は、公共サービス義務 (PSO: Public Service Obligation、以下 PSO とする) として電気料金に賦課され、全ての電力需要家が負担する。PSO には、FIP 等の気候変動・環境対策費用のほかに、エネルギーセキュリティに係る費用や、研究開発に係る費用が織り込まれている。

デンマークでは 1970 年代から風力発電に対する補助制度が開始され、これまでに様々な形で政府による導入支援策が講じられてきた。現在は、陸上風力、洋上風力ともに FIP の対象であるが、大型洋上風力については入札制度を導入している。

#### ① 陸上風力発電

2014 年 1 月 1 日以降に稼働開始した陸上風力設備の買取価格は下表のとおり。例えば、出力が 25kW 未満の設備についてはプレミアム価格と市場価格の合計が上限 0.58DKK/kWh と設定されているため、市場価格が 0.33DKK/kWh を超えた時点でプレミアム価格は減額される。なお、2017 年 1 月 1 日以降に買取制度を利用する陸上風力発電設備は、プロジェクトごとの補助額の合計が 1,500 万ユーロを超えてはならないとされている。

表 1-52 デンマーク：陸上風力発電の買取価格

対象設備	支援形態	支援価格 (DKK/kWh)	備考
>25 kW	FIP	0.25 (+市場価格)	・定格出力運転時間 6,600 時間まで ・ローター面積 5.6MW/m <sup>2</sup> 相当 ・市場価格との合計の上限は 0.58 DKK /kWh
		+0.013	・balancing費用として加算(接続開始から 20 年間)
電力会社出資	固定	0.33	・買取価格の設定は接続開始から 10 年間
		売電価格+0.10	・無期限で売電価格にボーナスとして付加
10-25kW	固定	1.32	・自家消費の場合 ・系統接続から 12 年間 ・補助決定から 2 年以内に系統連系が必要
≤10kW	固定	2.12	・自家消費の場合 ・系統接続から 12 年間 ・補助決定から 2 年以内に系統連系が必要

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017 年 3 月 2 日取得

## ②洋上風力発電

デンマークでは、入札により大規模洋上風力の事業者が選定されるが、一部の洋上風力については入札対象外で固定の買取価格が設定される。入札対象外の洋上風力発電の買取価格は下表のとおり。出力が 25kW 未満の設備の買取価格は、25kW 未満の陸上風力の仕組みと同様である。

表 1-53 デンマーク：入札対象外の洋上風力発電の買取価格

対象設備	支援形態	支援価格 (DKK/kWh)	備考
電力会社出資	固定	0.353	・定格出力運転時間 42,000 時間まで
		売電価格 +0.10	・無期限で売電価格にボーナスとして付加 ・発電事業者が系統利用料金を支払う場合は追加で 0.007 DKK /kWh 支給
領海・EEZ 内の 実証試験	固定	0.70	・定格出力運転時間 15,000 時間まで ・ローター面積 12.7MW/m <sup>2</sup> 相当 ・総設備容量は 50MW ・2016 年末に終了 ・市場価格がマイナスの場合は支給されない

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017 年 3 月 2 日取得

入札対象の洋上風力発電の買取価格は、入札結果によって下表のとおり異なる。なお、入札への参加資格要件として、事業者の財政および技術に関する基準が設定されている。財政能力は、年間売上高（過去 3 年間の平均値）150 億 DKK 以上、株主資本比率 20% 以上、長期債務格付け BBB-または Baa3 以上等が必須要件となっている。技術要件は、10 年以内に 100MW 以上の類似洋上風力案件を最低 1 件開発・管理したこと、10 年以内に 25MW 以上の風力発電設備を最低 1 件維持・管理したこと等が基準となっている。

表 1-54 デンマーク：入札対象の洋上風力発電の買取価格

対象設備	支援形態	支援価格 (DKK/kWh)	備考
Horns Rev 2	固定	0.518	・2004年6月7日に決定 ・発電量 10TWh まで適用(接続開始から 20 年以内)
Rødsand 2	固定	0.629	・2008年2月7日に決定 ・発電量 10TWh まで適用(接続開始から 20 年以内)
Anholt	固定	1.051	・2009年4月30日に決定 ・発電量 20TWh まで適用(接続開始から 20 年以内) ・市場価格がマイナスの場合は支給されない(ただし年間最大 300 時間まで)
Horns Rev 3	固定	0.77	・2013年12月6日に決定 ・発電量 20TWh まで適用(接続開始から 20 年以内) ・市場価格がマイナスの場合は支給されない
Vesterhav Syd	固定	0.475	・2015年2月20日に決定 ・発電量 8.5TWh まで適用(接続開始から 20 年以内) ・市場価格がマイナスの場合は支給されない
Vesterhav Nord	固定	0.475	・2015年2月20日に決定 ・発電量 9TWh まで適用(接続開始から 20 年以内) ・市場価格がマイナスの場合は支給されない
Kriegers Flak	固定	0.372	・2015年5月6日に決定 ・発電量 30TWh まで適用(接続開始から 20 年以内) ・市場価格がマイナスの場合は支給されない

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017年3月2日取得

③バイオマス発電

バイオマスを原料とするスターリングエンジンや、その他の特殊な発電プラントで生産された電力の買取価格は下表のとおり。プレミアム価格は、2007年に対する前年の物価指数の変化率の60%をベースとして毎年1月1日に改定される。

表 1-55 デンマーク：バイオマス発電の買取価格

対象設備	支援形態	支援価格 (DKK/kWh)	備考
専焼	固定	0.793	
混焼	FIP	0.431 (+市場価格)	・市場価格との合計の上限は 0.793 DKK /kWh ・バイオマス利用相当の発電量のみ適用
≤6kW	固定	0.793 または 1.30	・2012年11月20日以降に系統接続 ・1.30 DKK /kWh は系統接続から 10 年間のみ ・2014年1月1日以降に接続開始した設備は、2018年1月1日まで毎年 0.14 DKK /kWh ずつ支援価格を引き下げ ・2017年1月1日以降は補助総額が最大 1,500 万ユーロ

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017年3月2日取得

④バイオガス発電

バイオガス発電による電力の買取価格は下表のとおり。プレミアム価格は、2007年に対する前年の物価指数の変化率の60%をベースとして毎年1月1日に改定される。専燃、混



焼ともに、プレミアム価格に加えて 0.26 DKK /kWh のボーナス価格が支給される<sup>160</sup>。

また、出力が 6kW 未満のバイオガス専燃設備（2012 年 11 月 20 日以降に系統接続）は、1.3 DKK /kWh のプレミアム価格を選択することができる。ただし、この場合はプレミアム価格の適用期間が 10 年間に限定され、2014 年 1 月 1 日以降に系統接続した設備についてはプレミアム価格が 2018 年 1 月 1 日まで毎年 0.14 DKK /kWh ずつ減額される。

表 1-56 デンマーク：バイオガス発電の買取価格

対象設備	支援形態	支援価格 (DKK/kWh)	備考
専燃	固定	0.793	
		+0.26	・ボーナス価格として加算
		+0.10	・2016 年から年 0.02 DKK /kWh ずつ減額され 2019 年末に終了
混焼	FIP	0.431 (+市場価格)	・バイオガスによる発電量のみ適用
		+0.26	・ボーナス価格として加算
		+0.10	・2016 年から年 0.02 DKK /kWh ずつ減額され 2019 年末に終了
≤6kW	固定	0.793 または 1.30	・2012 年 11 月 20 日以降に系統接続 ・1.30 DKK /kWh は系統接続から 10 年間のみ ・2014 年 1 月 1 日以降に接続開始した設備は、2018 年 1 月 1 日まで毎年 0.14 DKK /kWh ずつ支援価格を引き下げ

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017 年 3 月 2 日取得

#### ⑤太陽光発電

太陽光発電については、2013 年から 5 年間に、年間 20MW 分の太陽光発電向け予算を確保する。太陽光発電による電力の買取価格は下表のとおり。

なお、2017 年 1 月 1 日以降に買取制度を利用する設備については、プロジェクトごとの合計補助額が 1,500 万ユーロを超えてはならない。

表 1-57 デンマーク：太陽光発電の買取価格

対象設備	支援形態	支援価格 (DKK/kWh)	備考
≤6kW 住宅 (自家消費)	固定	1.30	・系統接続から 10 年間 ・2014 年 1 月 1 日以降に系統接続した設備は支援価格が毎年 0.14 DKK /kWh ずつ引き下げられる(2016 年: 0.88 DKK /kWh、2017 年: 0.74 DKK /kWh)
公共施設 (太陽光設置を目的としていない建物に設置)	固定	1.45	・系統接続から 10 年間 ・2014 年 1 月 1 日以降に系統接続した設備は支援価格が毎年 0.17 DKK /kWh ずつ引き下げられる(2016 年: 0.94 DKK /kWh、2017 年: 0.77 DKK /kWh)
公共施設 (自家消費なし)	固定	0.90	・系統接続から 10 年間 ・2014 年 1 月 1 日以降に系統接続した設備は支援価格が毎年 0.06DKK/kWh ずつ引き下げられる(2016 年: 0.72 DKK /kWh、2017 年: 0.66 DKK /kWh)

<sup>160</sup> このボーナス価格は、前年の天然ガス価格が 53.2DKK/GJ を上回った場合に、その差 1DKK/GJ につき 0.01DKK/kWh 引き下げられ、下回った場合は同じ割合で引き上げられる。

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017年3月2日取得

#### ⑥水力・波力発電

水力発電、波力発電による電力の買取価格は下表のとおり。水力・波力ともに、2016年1月1日以降に系統接続された設備は500kW未満が支援対象となる。また、2017年1月1日以降の設備はプロジェクトあたりの補助総額が最大1,500ユーロである。

表 1-58 デンマーク：水力・波力発電の買取価格

対象設備	支援形態	支援価格 (DKK/kWh)	備考
水力	FIP	0.10 (+市場価格)	・系統接続から20年間
波力 (>6kW)	固定	0.60	・運転開始後10年間
		0.40	・運転開始後11~20年目
波力 (≤6kW)	固定	1.30	・系統接続から10年間 ・2014年1月1日以降に系統接続した設備は2018年1月1日までプレミアム価格を毎年0.14 DKK /kWh ずつ引き下げられる (2016年: 0.88 DKK /kWh、2017年: 0.74 DKK /kWh)

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017年3月2日取得

#### b. ネットメータリング制度

ネットメータリング制度は、発電事業者が発電量の全てまたは一定量を自家消費する場合、PSO が免除または一部免除される制度である。地熱発電以外の全ての再生可能エネルギーがネットメータリング制度の対象であり、免除の範囲は再生可能エネルギーの種類や出力規模によって異なる。

表 1-59 デンマーク：ネットメータリング制度の対象設備と条件

対象設備	条件
風力	・>25kW: 私有の供給システムに接続されているか、エネルギー消費地に立地 ・≤25kW: 私有の供給システムに接続されている
太陽光	・>50kW: 私有の供給システムに接続されているか、エネルギー消費地に立地 ・≤50kW: 私有の供給システムに接続されている
バイオガス 水力 バイオマス	・>11kW: エネルギー消費地に立地 ・≤11kW: 私有の供給システムに接続されている

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017年3月2日取得

PSO が免除される範囲は、下表のとおり。

表 1-60 デンマーク：ネットメータリング制度による PSO 免除

免除の範囲	対象設備
全ての PSO の免除	<ul style="list-style-type: none"> <li>・<math>\leq 50\text{kW}</math> の太陽光発電設備</li> <li>・<math>\leq 25\text{kW}</math> の風力発電設備</li> <li>・<math>\leq 11\text{kW}</math> のバイオガス、水力、バイオマス発電設備</li> </ul>
PSO のうち再生可能エネルギー導入支援費の免除	<ul style="list-style-type: none"> <li>・<math>&gt; 50\text{kW}</math> の太陽光発電設備</li> <li>・<math>&gt; 25\text{kW}</math> の風力発電設備</li> <li>・<math>&gt; 11\text{kW}</math> のバイオガス、水力、バイオマス発電設備</li> </ul>

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017 年 3 月 2 日取得

### c. 陸上風力発電の導入促進策

2009 年に施行された「再生可能エネルギー促進法」において、主に陸上風力発電の導入促進のために下記の支援策が打ち出された。

#### ①不動産価値補償 (Loss of value scheme)

高さが 25m 以上の陸上風力発電設備を建設する際、不動産価値が 1%以上減る場合に、土地の所有者は減額分の補償を受けることができる。

#### ②地域住民の出資優先権 (Purchasing right scheme)

高さが 25m 以上の陸上風力発電設備または入札対象外の洋上風力発電設備を建設する事業者は、最低 20%の株式を地域住民に売却しなければならない。株式の購入権利を持つのは、立地自治体かつ建設地から半径 4.5km 以内に居住する 18 歳以上の全ての住民である。

### d. バイオガス発電の導入促進策

デンマークは、2020 年に国内で発生する家畜排泄物の 50%をバイオガス発電プラントの原料として利用する目標を掲げている。特に風力発電が盛んなデンマークでは、再生可能エネルギーのポートフォリオの中で天候に左右される風力発電を補うものとして、バイオガス発電が有効だと考えられている。

バイオガスの役割としては、分散型 CHP の燃料、天然ガスパイプラインへの混入、産業分野のプロセス燃料、輸送燃料などが期待され、下表のような支援策が発表されている。

表 1-61 デンマーク：バイオガス発電の導入促進策

2020 年に向けたバイオガス発電の導入拡大のための施策(抜粋)

- CHP を利用するバイオガス発電プラントへの支援の継続
- 家畜糞尿由来のバイオガス発電プラントへの追加補助(天然ガス価格に応じて補助額は引き下げられる可能性あり)
- 天然ガス導管に接続して売電するバイオガス発電プラントへの新たな補助制度

- バイオガスが商業利用または輸送に使用される場合の補助(39 DKK/GJ)
- バイオガス発電プラント導入時の初期投資への補助率 20%から 30%への増加
- 自治体への債務保証

出所) The Danish Government, “Our Future Energy” 2011 より作成

### (3) 再生可能エネルギー熱の導入支援施策

デンマークにおける再生可能エネルギー熱の導入促進にかかる施策は、「熱供給法 (The Heat Supply Act)」に基づく自治体の熱電供給 (CHP : Combined Heat and Powe) 及び地域暖房 (DH : District Heating) 導入義務と、CHP への補助金やエネルギー税等の経済的インセンティブが柱となる。

「熱供給法」は 1970 年代の石油危機を背景として 1979 年に制定され、1982 年に施行された後、2000 年に改正された。「熱供給法」が制定された当初の主な目的は、国産の天然ガスを輸入石油に代わる地域暖房の燃料として普及させることと、大規模火力発電所における CHP の排熱を有効活用することであった。ただし、現在デンマークは 2050 年までに化石燃料から完全に脱却することを目標としているため、地域暖房の燃料についても天然ガスを含む化石燃料からバイオマス原料への転換を推進している。

デンマークでは、下図のとおり、2014 年の地域熱供給の約 50%が再生可能エネルギーによって生産された。再生可能エネルギーの原料は、バイオマス (木材、廃棄物、わら、バイオ燃料)、バイオガス、太陽熱、地熱、ヒートポンプである。

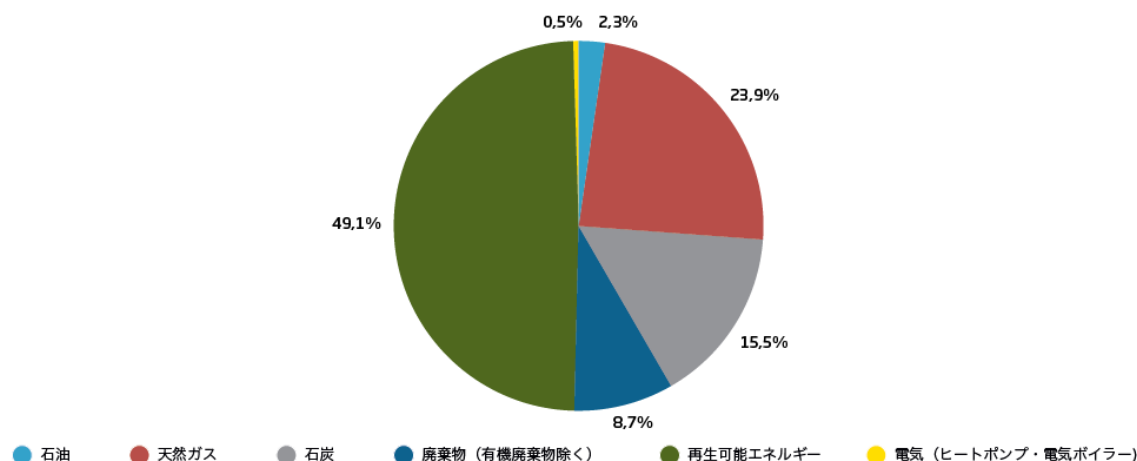


図 1-107 デンマーク : 地域熱供給の熱源の割合 (2014 年)

出所) State of Green, “Think Denmark” 2016, P.19

#### a. 熱電併給 (CHP) 導入支援

##### ①補助金

1981 年にバイオマスを利用している地域暖房設備および CHP への投資に対する補助金を初

めて導入し、1984年、1992年にもそれぞれ CHP への投資に対する補助金を投入した。1994年には、バイオ燃料を原料とする地域暖房設備または天然ガスを利用した CHP の導入・拡大時の補助を実施した。

## ②税制優遇

1991年に地域暖房のための化石燃料に対する課税（エネルギー税および CO<sub>2</sub> 税）が強化され、再生可能エネルギーによる CHP を活用した熱供給システムへの投資を促進した。2002年には地域暖房設備の CHP 化を進めるため、暖房に利用する燃料への税金を高く設定する一方で発電用の燃料を非課税とする仕組みを導入し、熱単体の生産から CHP への移行を促進した。

### b. バイオマスおよびバイオガス CHP のプレミアム

バイオガス CHP による熱供給に対して、下表のプレミアム価格（2013年1月1日以降）が支払われる。プレミアム価格は、天然ガス価格が 53.2 DKK /GJ を上回った場合にはその差額を引き下げ、下回った場合にはその差額を引き上げる。上限価格は、物価指数に連動して毎年改定される。なお、加算して支払われる 10DKK/GJ のボーナス価格は、2016年以降、0.02 DKK /GJ ずつ引き下げられて、2019年に廃止される。

表 1-62 デンマーク：バイオガス CHP の熱供給プレミアム（2017年2月10日時点）

燃料	プレミアム価格	備考
バイオガス	26 DKK /GJ (2013年1月1日以降)	<ul style="list-style-type: none"> <li>前年の天然ガス価格が 53.2 DKK /GJ を上回った場合に、その差額が引き下げられる</li> <li>前年の天然ガス価格が 53.2 DKK /GJ を下回った場合に、その差額が引き上げられる</li> </ul>
	+10 DKK /GJ (2016年1月1日以降)	<ul style="list-style-type: none"> <li>ボーナス価格として上記のプレミアム価格に加算される</li> <li>毎年 2DKK /GJ ずつ引き下げられ、2019年末までに終了</li> </ul>

出所) European Commission, Legal Sources on Renewable Energy ウェブサイト, <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/>, 2017年3月2日取得

### c. 税制優遇（エネルギー税）

1970年代、また1980年代に、熱供給のために使用する化石燃料へのエネルギー税が導入される一方で、バイオマスおよびバイオガスは適用を除外された。1980年代に石油と天然ガスの価格が下落したが、消費者がエネルギー消費を抑える動機を確保すべく、これらのエネルギーへの税率は維持された。さらに、1991年に地域暖房のための化石燃料に対する課税（エネルギー税および CO<sub>2</sub> 税）が強化され、地域暖房システムにおける再生可能エネルギーの利用が促された。下図は2002年1月1日時点の地域暖房のための燃料コストである。例えば、石炭の燃料代自体は最も安いのが、主にエネルギー税および VAT により総コストが高くなっていることが分かる。

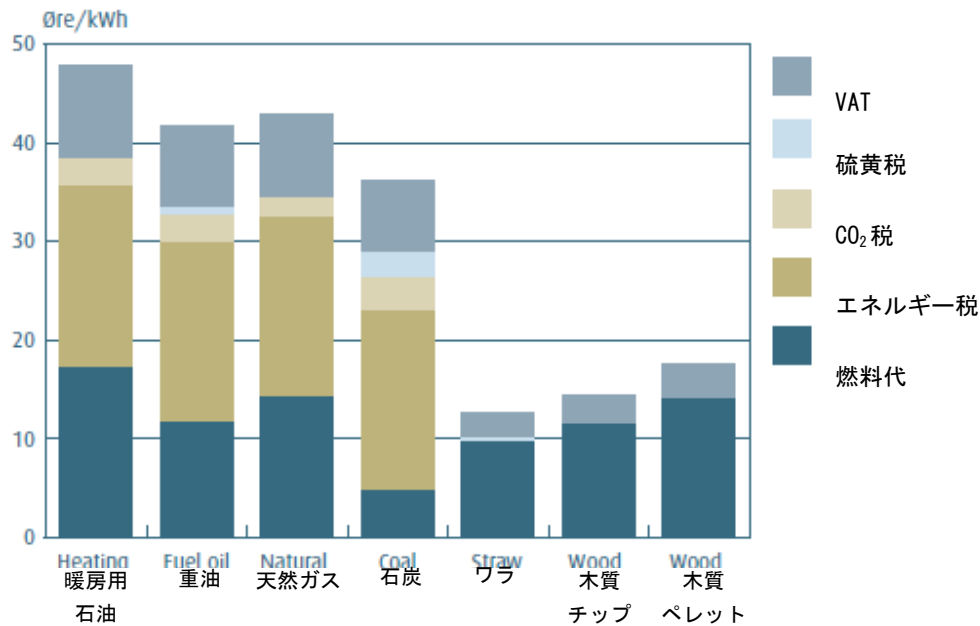


図 1-108 デンマーク：地域熱供給における燃料コスト（2002年）

出所) Danish Energy Agency, “Heat Supply in Denmark” 2005, P.9

その後、2009年の税制改革において、再生可能でない電気、天然ガス、石炭、石油への課税額が増加した際、熱供給のために使用される再生可能でない電気および化石燃料に対する税金も15%増額された。一方、再生可能エネルギー（大気熱、水力、バイオマス、バイオガス、地熱、太陽熱）を原料とする熱供給に関しては、燃料税が課されない。

2014年の熱供給のためのエネルギー税は下表のとおり。

表 1-63 デンマーク：熱供給におけるエネルギー税（2014年）

単位：DKK/GJ

燃料	エネルギー税	CO <sub>2</sub> 税	NOx税	SO <sub>2</sub> 税	合計
石油	71.8	12.3	1.3	0.0	85.4
天然ガス	71.8	9.5	1.0	0.0	82.4
石炭	71.8	15.9	2.6	2.3	92.6
わら、木材など	0.0	0.0	2.3	1.8	4.1

出所) Danish Energy Agency, “Use of solid biomass for heat and electricity in Denmark” 2016, P.13 より作成

#### (4) 火力発電に対する規制の動向

##### 1) 大型火力発電所における石炭からの脱却

1993年に結ばれたバイオマス協定では、大型石炭火力発電所に対して石炭利用の許可を継続して与えた代わりに、バイオマス資源の混焼が義務付けられた。また、2005年には、もともと電気のみを生産していた集中型CHPがバイオマスおよびバイオガスを燃料とする場合にプレミアムを受けることができる制度が導入された。（(3)b参照）その後、2008年のエネルギー協定では、大型木質バイオマス混焼発電所においても麦わらや木質チップの利

用拡大が促進された。

## 2) 地域暖房における石炭からの脱却

1976年に発表された「エネルギー計画」では、天然ガスの利用拡大と同時に、熱供給計画における石油から石炭への切り換えが目指された。しかし、1980年代以降は環境負荷の大きい石炭から他の燃料への転換が強く推奨されてきた。熱生産のために利用される燃料は天然ガス、石炭、廃棄物、バイオマスなど様々であるが、1986年に発表された「コージェネレーション協定」では、天然ガス、ワラ、木質チップ、廃棄物やバイオガスなどの国産燃料を利用して合計450MWの小規模CHPプラントを建設することが約束された。

その後、1991年に地域暖房のための化石燃料に対するエネルギー税が強化されたことを受けて、エネルギー税およびVATを含めた石炭の燃料コストは割高となった。

## (5) 今後の課題

デンマークでは、1990年代から徐々に再生可能エネルギーの導入が進み、2000年代に入り再生可能エネルギーの普及が一層拡大した。ただし、「2035年までに電力と熱を100%再生可能エネルギー由来とする」または「2050年にエネルギー消費を100%再生可能エネルギーとする」といった野心的な目標を達成するためには課題も存在している。以下で、デンマークにおける再生可能エネルギーの導入状況と、導入拡大に伴って発生している課題について述べる。

### 1) 公共サービス義務コストの上昇

再生可能エネルギーの普及に伴い、デンマークでは電力料金に上乗せされる公共サービス義務（PSO）に係るコストの上昇が問題となってきた。下表は過去5年間のPSOの推移である。近年、デンマークでは風力発電による発電量が増加する一方、卸電力価格が低下している。例えば2015年の電力価格は、2014年と比べ約25%低下した。そのため、FIP制度において上限価格と卸電力価格との差によって決まるプレミアム価格は上昇し、Energinet.dkのPSO支出が増加している。

表 1-64 デンマーク：PSOの電力料金への上乗せ単価の推移

年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年
DKK/kWh	0.077	0.155	0.174	0.216	0.225

出所) Energinet.dk, “Annual Report 2015” P.30 より作成

下図は、過去5年間の再生可能エネルギーに対する補助金額の推移である。2015年は総額7,981百万DKKのうち、56%にあたる4,480百万DKKが洋上、陸上を合わせた風力発電への支出であり、29%にあたる2,322百万DKKがCHPプラントへの補助であった。

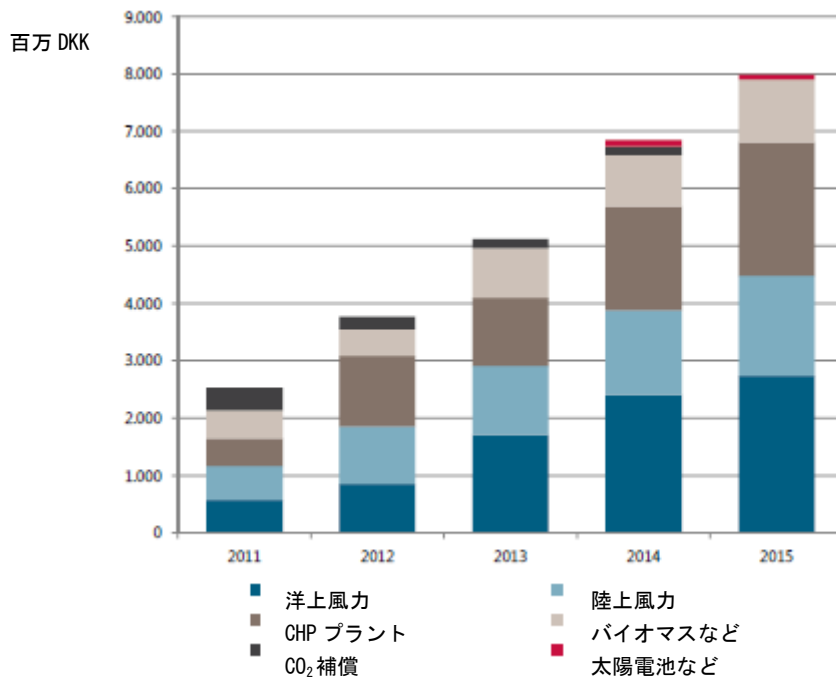


図 1-109 デンマーク：再生可能エネルギーへの補助の推移

出所) Energynet.dk, “Annual Report 2015”2016, P.30

PSO コストの上昇が続く中、2014 年に欧州委員会は「デンマークの PSO の仕組みは輸入される電力に対して不公平である」との見解を示した。これは、デンマークで消費されるあらゆる電力が PSO の賦課の対象となるのに対し、国内で生産された電力のみが PSO を原資として支給されるプレミアム価格の恩恵を受けるためである。

PSO に対する内外からの批判を受けて PSO のありかたに関する議論が進み、2016 年にデンマーク政府は、PSO を 2017 年から 2022 年にかけて段階的に廃止する決定をした。2022 年以降、再生可能エネルギー普及のための補助は消費者の電力料金ではなく、政府の予算によって賄われることになる。

なお、デンマークでは大型洋上風力発電に対して入札制度が導入された結果、大型洋上風力発電の買取価格単価が減少し、プロジェクトの総コストが政府の想定よりも低くなっているものの、PSO の段階的な廃止により 2017 年以降の歳入の減少は政府にとって新たな課題である。

## 2) バイオマス利用の促進

バイオマス利用に関する分析が実施された結果、デンマークエネルギー庁は 2014 年、デンマークにおける持続可能なバイオマスの利用は気候変動に好影響を与えるとして、バイオマスの利用促進について産業界へ協力を求めた。これに対して、産業界は政府の要請に応える形で 2014 年末に「持続可能なバイオマスのための産業協定」を結び、大規模 CHP プラントでのバイオマス利用の促進について合意した。

こうした背景もあり、近年、特に固形バイオマスの消費量が増加している。ただし、下表



のとおり、国内におけるバイオマスエネルギーの生産量については、ここ数年で特筆すべき変化は見られない。

表 1-65 デンマーク：バイオマスエネルギーの国内生産量

単位：TJ

バイオマス種類	2005年	2010年	2012年	2013年	2014年
ワラ	18,485	23,323	18,301	20,296	18,409
木質チップ	6,082	11,352	12,425	11,149	10,842
薪	17,667	23,779	19,660	18,612	15,634
木質ペレット	3,262	2,407	1,749	1,843	1,951
木質廃棄物	6,500	8,500	6,996	7,191	7,053
再生可能廃棄物	20,786	20,959	20,539	20,606	21,296
バイオ燃料	761	1,949	940	829	725
バイオマス合計	73,542	92,268	80,611	80,527	75,911

出所) Danish Energy Agency, “Energy Statistics 2014” P.5

他方、輸入バイオマスによるエネルギー消費量は下図のとおり増加傾向にある。デンマークエネルギー庁によれば、固形バイオマスの消費量は今後も顕著に増加し、2020年には現在と比較して約2倍にまで増える見込みである。これは、上述のバイオマス協定の影響もあり、主に大規模 CHP プラントでの木質ペレットや木質チップの消費量が増加していることが大きな原因である。こうした中、価格が変動するバイオマスをいかに安定的に確保するかが今後の重要な課題である。

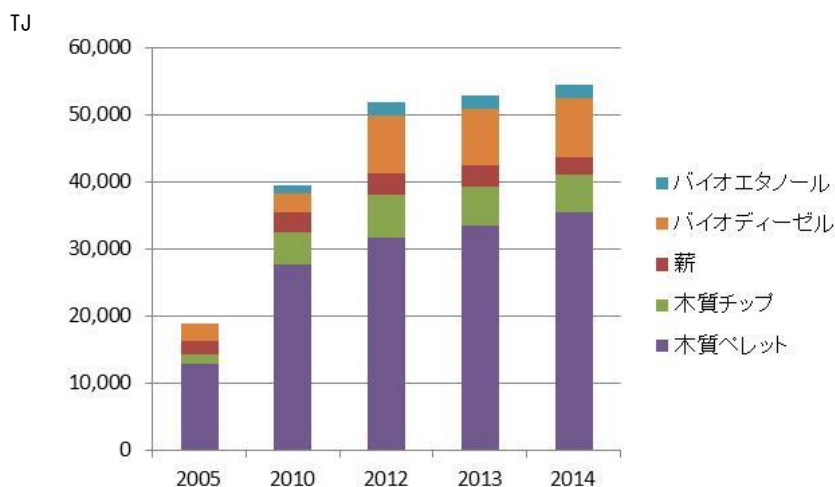


図 1-110 デンマーク：輸入バイオマスによるエネルギー生産量の推移

出所) Danish Energy Agency, “Energy Statistics 2014”, 2015, P.5 より作成

### 3) 風力発電の導入拡大を支えるための送電網の構築

近年、デンマークでは風力発電からの余剰電力が発生している。特に、国内の風力発電設備の大部分が存在するデンマーク西部では、2015年の年間発電時間 8,760 時間のうち 16% に相当する 1,460 時間で発電量が余剰となっていた。現在、デンマークは風力発電からの余剰電力がある際に、ノルウェー、スウェーデン、ドイツの需要家に電力を販売している。逆に、デンマークは主に風が少ない時には、価格に応じてノルウェーの水力発電、ドイツの太

陽光発電、スウェーデンの水力発電またはバイオマス発電等から電力を購入している。

下図は 2015 年のデンマークの電力輸出入量であり、プラスの値は輸入量、マイナスの値は輸出量を表している。2015 年はノルウェー、スウェーデンからの輸入量が多く、ドイツへの輸出量が多い。デンマーク国内の電力システムは比較的小さいが、近隣諸国と連系することで、北欧やドイツを含めた大きな電力システムへの統合を推進している。

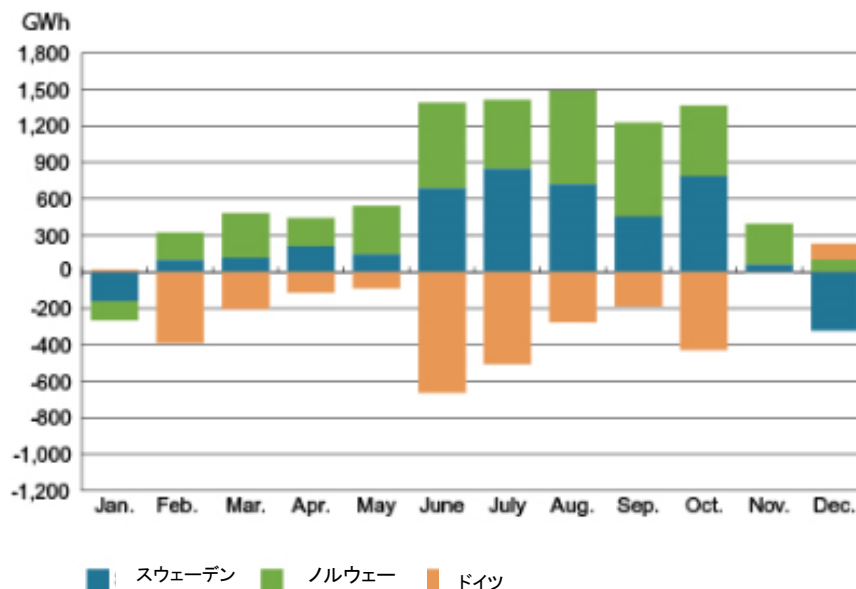


図 1-111 デンマーク：電力の輸出入量（2015 年）

出所) Energynet.dk ウェブサイト, <http://energinet.dk/EN/KLIMA-OG-MILJOE/Miljoerapportering/VE-produktion/Sider/Vind.aspx>, 2017 年 3 月 1 日取得

こうした中、風力発電による電力のより広範な販売機会を確保すべく、デンマークは隣国との国際連系を計画している。完成すればデンマーク最大の洋上風力設備となる **Kriegers Flak** ではドイツとの連系が計画されており、この国際連系は世界で初めて洋上風力を經由するものとなる。なお、EU は **Kriegers Flak**—ドイツ間および **Endrup**—オランダ間の国際連系に対して 17 億 DKK の資金援助を表明している。

## 1.2.6 フランス

### (1) 政策の概観

#### 1) EU 指令に基づく 2020 年導入目標達成に向けた進捗状況

フランスでは、2009 年 8 月に官報に公布された「環境グルネルの実施に関するプログラム法（第 1 法）<sup>161</sup>」の第 2 条において、2020 年までに最終エネルギー消費の少なくとも 23% を再生可能エネルギーとする目標が掲げられている。

この 2020 年再生可能エネルギー導入目標に対して、2015 年実績は 14.9%となっており、2009 年の「EU 再生可能エネルギー利用促進指令（2009/28/EC）<sup>162</sup>」に基づきフランスが策定した「国家再生可能エネルギー行動計画（national renewable energy action plan）」の計画値と比較しても進捗が遅れており、2020 年目標値達成には遠い状況にある。

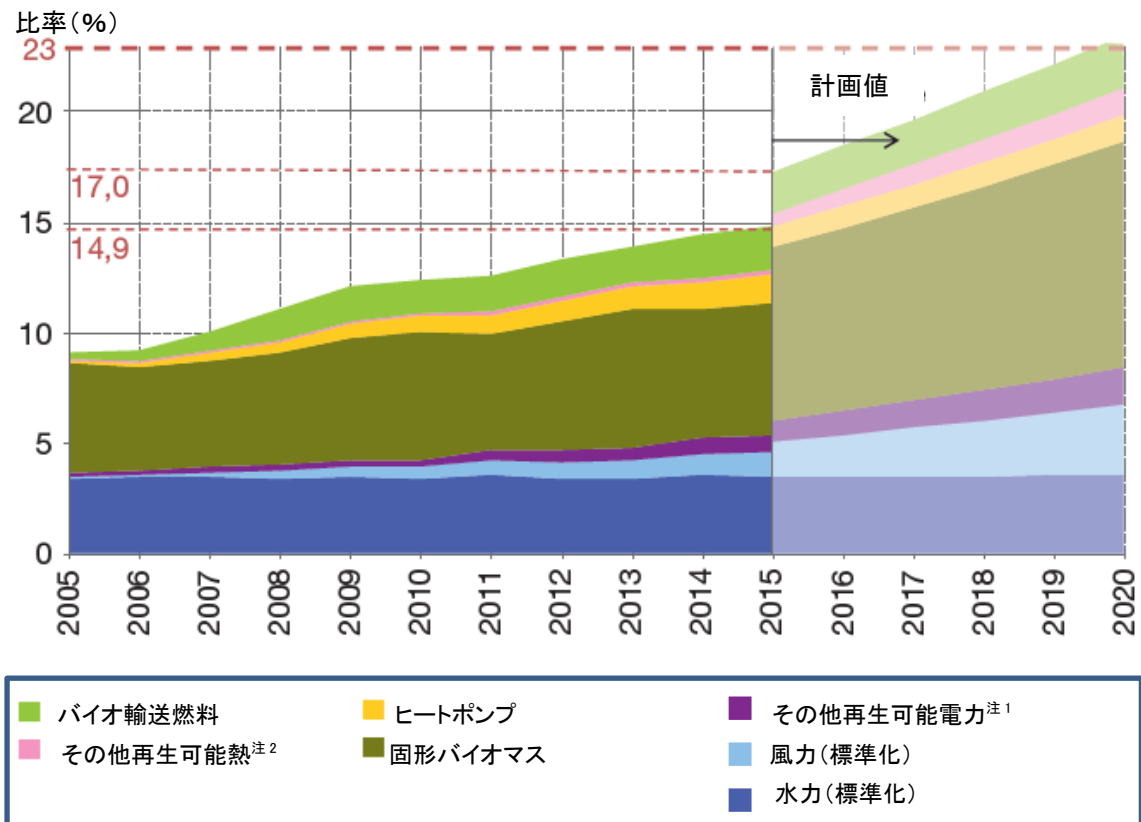


図 1-112 フランス：最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率の実績と計画値

注 1) 太陽光、海洋エネルギー、地熱、バイオマス（木材、バガス、バイオガス）、廃棄物発電

注 2) 太陽熱、地熱、バイオガス

<sup>161</sup> Loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement (1)

<sup>162</sup> 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

## 2) 再生可能エネルギー2030年導入目標

2015年に「エネルギー転換法<sup>163</sup>」が成立し、2030年までに再生可能エネルギーの利用比率を32%に引き上げることなど、2020年より先の目標が決定された。

分野別の導入目標は下表のとおり。

表 1-66 フランス：エネルギー転換法に基づく2030年再生可能エネルギー導入目標

最終エネルギー消費	2020年に23%、2030年に32%まで再生可能比率を引き上げ
発電分野	2030年までに再生可能発電比率40%を達成
熱分野	2030年までに最終消費量に占める再生可能熱比率38%を達成
輸送燃料分野	2030年までに最終消費量に占める再生可能燃料比率15%を達成
ガス分野	2030年までに最終消費量に占める再生可能ガス比率10%を達成

出所) エネルギー転換法,2015より作成

エネルギー転換法におけるこれらの目標を達成するため、政府は、「複数年エネルギー計画（PPE：programmation pluriannuelle de l'énergie、以下PPEとする）」と呼ばれる新たな計画ツールを導入した。エネルギー法典（Code de l'énergie）141条で規定されるこのPPEは、需要管理、エネルギー源の多様化、供給の確保、エネルギー貯留および系統の拡張といった複数の分野をカバーしている。エネルギー法典では、定量的な目標を定める初回の期間を2016～2018年度としており、以降5年を1期とし、2期分が策定される。2018年に実施予定の第1回の見直し以降、5年毎の見直しとなる。

再生可能エネルギー分野については、このPPE策定に先立って、2016年4月24日に、Ségolène Royal 環境エネルギー大臣が、上述の2030年までの導入目標に対応した新たな再生可能エネルギー「投資複数年計画（PPI：Programmation Pluriannuelle des Investissements）」に関連するアレテ<sup>164</sup>に署名した。本アレテでは、発電分野だけでなく、熱分野、輸送燃料分野においても、2023年までの再生可能エネルギー源別の導入目標を設定している。

風力発電、特に洋上風力の導入遅延と太陽光発電の予測を上回るコスト削減を考慮し、上記のアレテでは風力発電目標を後ろ倒しにする一方、太陽光発電目標を2018年の5,400 MWを10,200 MWに、2023年には20,200 MWへと引き上げた（2008年にフランスは、2020年度に洋上風力を6 GW、陸上風力を19 MWとする目標を掲げていた）。

その後、従来型エネルギー源の目標も含めた第1回PPEが2016年10月27日付のデクレ<sup>165</sup>で導入され、先行して公表されたアレテによる再生可能エネルギーの数値目標を反映さ

<sup>163</sup> Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

<sup>164</sup> Arrêté du 24 avril 2016 relatif aux objectifs de développement des énergies renouvelables

フランスのアレテ（arrêté）は大臣、県知事、コミューン（市町村）の長およびその他の行政機関が制定する命令。日本の施行規則に相当する規定がアレテで制定されている。

<sup>165</sup> Décret no 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

デクレ（décret）は大統領および首相が制定する命令。フランスのデクレには日本の政令に相当するものと、國務院（コンセイユ・デタ）の議決を経て成立し法律と同等の効力を持つデクレ・アン・コンセイ

せている。なお、この複数年エネルギー計画（PPE）では「低・エネルギー消費＋高・再エネ開発」と「高・エネルギー消費＋低・再エネ開発」の2つのシナリオが示されており、2023年末の目標は幅を持った形で示されている。

発電分野におけるエネルギー源別の2018年、2023年における目標は以下のとおり。

表 1-67 フランス：複数年エネルギー計画（PPE）での発電分野の源別目標

エネルギー源	2018 年末	2023 年末	備考
陸上風力	15,000MW	21,800～26,000MW	
洋上風力	500MW	3,000MW	500～6,000 MW 追加の可能性有り (第1回のプロジェクト実施からの知見、地域の意思決定プロセスや助成条件次第で異なる)
海洋エネルギー	—	100MW	200～2,000 MW 追加の可能性有り (パイロットファームからの知見、地域の意思決定プロセスや助成条件次第で異なる)
太陽光	10,200MW	18,200～20,200MW	1年あたり平均で約1.5GWの増設に相当
水力 (発電量)	25,300MW (61 TWh)	25,800～26,050MW (63～64 TWh)	
バイオマス	540MW	790～1,040MW	
メタン発酵	137MW	237～300MW	
地熱	8MW	53MW	

出所) “Décret no 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l’énergie”2016より作成

## (2) 再生可能エネルギーへの支援施策

### 1) 再生可能エネルギー電気の導入支援施策

フランスでは、再生可能電気のための主な導入促進施策として、固定価格買取制度と競争入札制度による支援を行っている。2015年のエネルギー転換法施行以前は、2000年電力自由化法<sup>166</sup>（現行のエネルギー法典）に基づく発電分野における投資複数年計画（PPI）の目標設備容量の未達成分について、補完的にエネルギー源別に実施する仕組みとして競争入札制度を活用し、導入目標達成の確実性担保を図っていた。エネルギー転換法施行後は、エネルギー法典311-10条に基づき、所管省庁が、2016年10月24日付のデクレで設定されたPPEの目標設備容量未達成分について入札を募集することができるとされている。

エネルギー転換法施行前後の主要促進制度の適用対象を整理すると以下のとおり。

表 1-68 フランス：再生可能発電設備支援制度の適用範囲（エネルギー転換法施行前）

	陸上風力発電	太陽光発電	左記以外
設備容量 12MW 超	固定価格買取 または 競争入札	競争入札	競争入札
設備容量 100kW～12MW	固定価格買取 または 競争入札	競争入札	固定価格買取 または 競争入札
設備容量 100kW 以下	固定価格買取 または	固定価格買取 または	固定価格買取 または

ユ・データ（décret en Conseil d’Etat）の2種類があり、本デクレは前者に該当。

<sup>166</sup> Loi no 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l’électricité

	競争入札	競争入札	競争入札
--	------	------	------

出所) 各種資料より作成

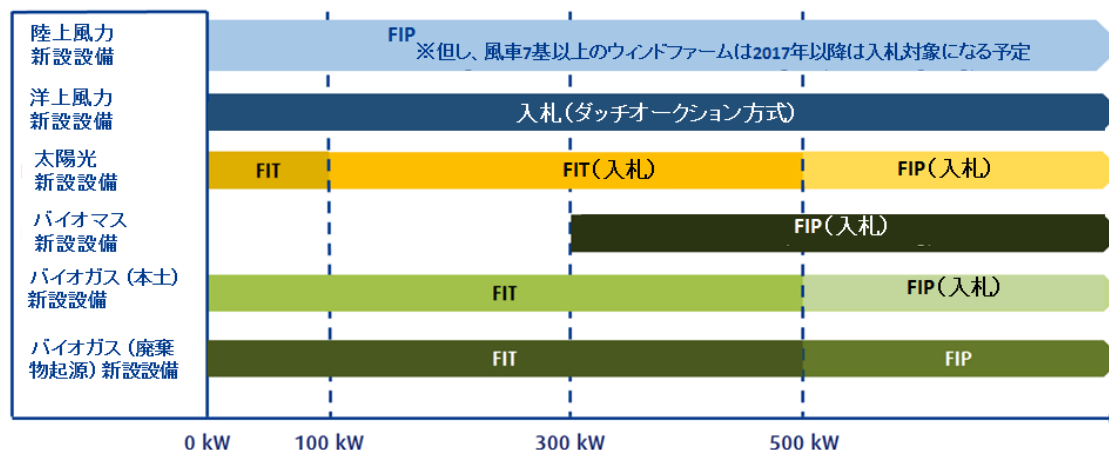


図 1-113 フランス：再生可能発電設備支援制度の適用範囲（エネルギー転換法施行後）

注) バイオガス発電は 12MW 以下の設備が支援対象

出所) Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW), “Neuordnung der Fördermechanismen für erneuerbare Energien in Frankreich Stand: Februar 2017” P.6, 2017 より作成

#### a. 固定価格買取制度（エネルギー転換法以前）

フランスでは、2000 年電力自由化法で固定価格買取制度が導入され、エネルギー源別の買取価格や要件は、下位法令（アレテ等）により別途規定された。配電系統運用者である EdF（現在は配電部門子会社である Enedis 社）およびその他の小規模配電事業者が、15 年間もしくは 20 年間にわたって、支援対象となる発電設備からの電力の買電契約を固定価格で締結することが義務付けられた。

支援対象とする再生可能エネルギー発電設備は、12 MW 以下のプロジェクトに限定されている。但し、陸上風力発電は、2005 年 7 月に施行された「エネルギー政策基本法<sup>167</sup>」で、原則として「風力発電開発区域（ZDE：zone de développement de l'éolien）」に立地する設備のみを支援対象とする一方、上記の 12MW という設備容量上限を撤廃した。

本土に設置される再生可能エネルギー発電設備に適用される買取価格は以下のとおり。なお、太陽光については、2011 年 3 月のアレテ施行以降、四半期ごとに新規設備に適用する買取価格を調整する仕組みに改定された。

表 1-69 フランス：本土における再生可能エネルギー源別の買取価格【太陽光以外】

エネルギー源	買取期間	本土の新規設備に適用される 1kWh あたりの買取価格	
陸上風力	15 年間	最初の 10 年間	8.2 ユーロセント
		以降 5 年間 <sup>注</sup>	2.8 ユーロセント *年間稼働時間 3,600 時間以上 ～ 線形補間法により決定
			6.8 ユーロセント *年間稼働時間 2,800 時間 ～ 線形補間法により決定
			8.2 ユーロセント *年間稼働時間 2,400 時間以下

<sup>167</sup> Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique

エネルギー源	買取期間	本土の新規設備に適用される 1kWh あたりの買取価格	
洋上風力	20 年間	最初の 10 年間	13.0 ユーロセント
		以降 10 年間 <sup>注</sup>	3.0 ユーロセント *年間稼働時間 3,800 時間以上 ～ 線形補間法により決定
			9.0 ユーロセント *年間稼働時間 3,200 時間 ～ 線形補間法により決定 13.0 ユーロセント *年間稼働時間 2,800 時間以下
水力	20 年間	6.07 ユーロセント 出力規模に応じて 0.5～2.5 ユーロセント/kWh のボーナス + 冬季は、出力規模に応じて 0～1.68 ユーロセント/kWh の追加ボーナス	
海洋エネルギー (波力、潮力など)	20 年間	15.0 ユーロセント	
地熱	15 年間	20.0 ユーロセント エネルギー効率に応じて 0～8 ユーロセント/kWh のボーナス	
バイオマス混焼 (植物性、動物性)	20 年間	4.34 ユーロセント エネルギー効率、利用資源に応じて 7.71～12.53 ユーロセント/kWh のボーナス	
バイオガス	15 年間	8.121～9.745 ユーロセント 技術種類に応じて 0～4 ユーロセント/kWh のボーナス	
メタンガス化	15 年間	11.19～13.37 ユーロセント 技術種類に応じて 0～4 ユーロセント/kWh のボーナス + メタンガス化により 0～2.6 ユーロセント/kWh のボーナス	
一般固形廃棄物 (バイオガス除く) ※新規設備が対象	15 年間	4.5 ～5.0 ユーロセント エネルギー効率に応じて 0～0.3 ユーロセント/kWh のボーナス	

注) 11 年目以降の買取価格は当該設備の年間稼働時間によって決定。例えば、年間稼働時間が 3,000 時間の陸上風力の場合、上記の 3,600 時間と 2,800 時間の価格をもとに線形補間法により価格を決定  
出所) エネルギー規制委員会 (CRE) ウェブサイト、<http://www.cre.fr/operateurs/producteurs/obligations-d-achat>, 2017 年 3 月 2 日取得より作成

表 1-70 フランス：新規太陽光発電に適用される買取価格 (2013 年 2 月～)

単位：ユーロセント/kWh

種類	建物用途	出力	2013 年				2014 年			
			2 月	4 月	7 月	10 月	1 月	4 月	7 月	10 月
建物一体	住宅	～9kW	31.59	30.77	29.69	29.10	28.91	27.94	27.38	26.97
建物部分一体		～36kW	18.17	16.81	15.21	14.54	14.54	14.16	13.95	13.74
		36～100kW	17.27	15.97	14.45	13.81	13.81	13.81	13.25	13.05
その他設置		～12MW	8.18	7.96	7.76	7.55	7.36	7.17	6.98	6.80

種類	建物用途	出力	2015 年				2016 年		
			1 月	4 月	7 月	10 月	1 月	4 月	7 月
建物一体	住宅	～9kW	26.57	26.17	25.78	25.39	25.01	24.63	24.27
建物部分一体		～36kW	13.46	13.95	14.70	14.40	13.82	13.27	13.01
		36～100kW	12.79	13.25	13.96	13.68	13.13	12.61	12.36
その他設置		～12MW	6.62	6.45	6.28	6.12	5.96	5.80	5.66

出所) 各種資料より作成

## b. プレミアム価格（FIP）制度（エネルギー転換法以降）

2016年5月29日、30日の官報で、2015年エネルギー転換法104条で導入が規定されていたプレミアム価格（FIP）制度の施行に関するデクレ<sup>168</sup>が公布された。新たなFIP制度では、再生可能発電事業者が自ら電力を市場等で販売して得る売電収入に、エネルギー源別にアレテで定められたプレミアム価格が上乘せされる。

FIP制度に関するデクレの公布以降、フランス電力会社（EdF）等と電力購入契約を締結した設備は、以下を除きFIP制度の対象となる。なお、FIP制度に係るデクレの施行前にFIT制度に基づく電力購入契約の権利を得ていた事業は、引き続き現行のFITが適用される（但し、当該デクレの施行後18ヶ月以内とする期限が設定されている。）。

表 1-71 フランス：FIP制度の適用が除外される対象設備要件

水力発電	・設備容量 500kW 以下
太陽光発電	・設備容量 100kW 以下の屋根設置型設備 ・簡易入札による設備容量 100～500kW の屋根設置型設備
バイオガス発電	・設備容量 500kW 未満(フランス本土に立地する無害廃棄物及び生野菜類メタン化によるバイオガスを使用したプロジェクト)
洋上風力発電	・浮体式洋上発電設備

出所) 各種資料より作成

ここで、300kW超のバイオマス発電設備、500kW超の太陽光発電設備、500kW以上のバイオガス発電設備、洋上風力発電（浮体式等の助成を受けたものを除く）は、入札により支援対象設備を決定するとともに、入札の仕様で落札後の支援形態をFIP制度とすることが規定される。

既にFIT制度での売電契約を締結している再生可能発電設備についても、FIP制度の適用対象となる要件を満たしている設備は、FIP制度に支援形態を切り替えることができる。但し、こうした既存設備は、FIP制度に切り替えてから3年以内であれば、FIT制度に支援形態を戻すことが認められている。

FIP制度での支援を受ける再生可能発電事業者は、卸電力取引市場（EPEX spot）の前日市場/当日市場や、電力供給事業者/アグリゲーターとの電力購買契約に基づき、売電を行う。この売電収入に加えて、エネルギー源別の基準価格（現状の固定買取価格に相当）と事後的に算定された市場平均価格<sup>169</sup>の差分に相当する市場販売プレミアム額をEdFから得る。なお、2017年に運用を開始予定の容量市場で得られる収益は、市場販売プレミアムから差し引かれる。

<sup>168</sup> Décret n° 2016-682 du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération prévus aux articles L. 314-1 et L. 314-18 du code de l'énergie et complétant les dispositions du même code relatives aux appels d'offres et à la compensation des charges de service public de l'électricité、及び

Décret n° 2016-691 du 28 mai 2016 définissant les listes et les caractéristiques des installations mentionnées aux articles L. 314-1, L. 314-2, L. 314-18, L. 314-19 et L.314-21 du code de l'énergie

<sup>169</sup> 価格指標としては、前日市場での市場価格平均、フランス市場での先物価格平均、上記二つのコンビネーションのいずれかによることとされている。



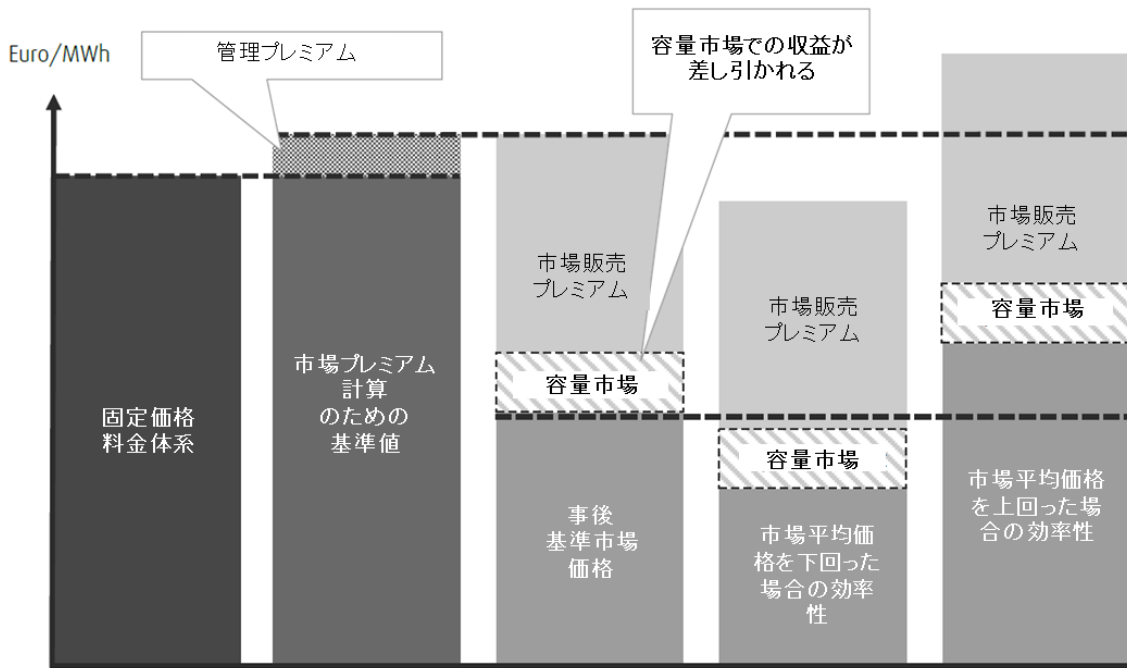


図 1-114 フランス： FIP 制度の市場販売プレミアムの仕組み

出所) Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW), “Die Direktvermarktung von erneuerbaren Energien in Frankreich Eckpunkte der Verordnungen zur Einführung der Direktvermarktung mit Marktprämie” 2016 より作成

デクレでは、FIP 制度を選択したものの、売電先が見つからない再生可能発電事業者向けに「ラストリゾート」として EdF が買取をする制度が設けられている。但し、このラストリゾートサービスを利用した場合の売電価格は、基準価格の 80%を超えてはならないと規定されている。

卸電力取引市場の取引価格がマイナスになった場合には、当該時間帯の発電量に対して市場販売プレミアムは支給されない。但し、年間を通してバイオマス発電は 70 時間、太陽光発電は 15 時間を超過して市場価格がマイナスになった場合には、市場販売プレミアムを受け取ることができる。

### c. 競争入札制度

フランスでは、固定価格買取制度と並行して、特定の再生可能エネルギー源を対象とした競争入札制度を実施している。上述のとおり、エネルギー政策を所管する大臣が、エネルギー転換法の施行以前は 2000 年電力自由化法に基づく再生可能エネルギー源別の投資複数年計画 (PPI)、施行以降はエネルギー法典に基づく PPE の目標が達成されていない場合、当該再生可能エネルギー源による発電設備を対象とした入札を行うことが可能となっている。

2016 年末までに公表されている競争入札のスケジュールは下表のとおり。

表 1-72 フランス：再生可能エネルギー発電を対象とした競争入札の実施状況

エネルギー源	募集容量	募集締切
陸上風力	500MW	2005年1月30日
洋上風力	500MW	2004年8月13日
(第1回)バイオマス、バイオガス	250MW	2004年4月19日
(第2回)バイオマス、バイオガス	300MW	2007年8月9日
(第3回)バイオマス	250MW	2009年7月15日
(第4回)バイオマス(12MW超)	200MW	2011年2月28日
太陽光(地上設置型)	300MW	2010年1月25日
洋上風力	95MW	2011年5月30日
太陽光(250kW超)	450MW	2012年2月8日
太陽光(100-250kW)	30MWずつ 計150MW	第1期:2012年1月20日 第2期:2012年3月31日 第3期:2012年6月30日 第4期:2012年9月30日 第5期:2012年12月31日 ※第6期、7期はキャンセル
洋上風力	5サイト計 2,400~3,000MW	2012年1月11日
太陽光(250kW超)	400MW	2013年9月16日
洋上風力	2サイト計 960~1,000MW	2013年11月29日
太陽光(100-250kW)	40MWずつ 計120MW	第1期:2013年10月31日 第2期:2014年2月28日 第3期:2014年6月30日
太陽光(250kW超)	800MW (当初400MW注)	2015年6月1日
太陽光(100-250kW) (屋根置き型・ソーラーカーポート)	80MWずつ 計240MW (当初40MW計 120MW)	第1期:2015年9月21日 第2期:2016年1月21日 第3期:2016年5月20日
バイオマス	60MWずつ 計180MW	第1期:2016年8月22日 第2期:2017年9月1日 第3期:2018年8月31日
水力		2016年12月19日
太陽光(500kW-17MW、地上設置型)	500MWずつ 計3,000MW	第1期:2017年2月3日 第2期:2017年6月1日 第3期:2017年12月1日 第4期:2018年6月1日 第5期:2018年12月3日 第6期:2019年6月3日
太陽光(100kW-8MW、建物設置型、温室、営農型、カーポート)	150MWずつ 計1,350MW	第1期:2017年3月10日 第2期:2017年7月7日 第3期:2017年11月6日 第4期:2018年3月9日 第5期:2018年7月6日 第6期:2018年11月5日 第7期:2019年3月8日 第8期:2019年7月5日 第9期:2019年11月4日
バイオマス CHP	40MW	2017年6月2日

注) この内訳は、地上設置型に200MW、屋根設置型に150MW、ソーラーカーポートに50MW  
出所) エネルギー規制委員会(CRE)ウェブサイト, <http://www.cre.fr/operateurs/producteurs/appels-d-offres>,  
2017年3月15日取得より作成

特に太陽光発電については、2011年3月4日付アレテにより、100kW超の新規設備は、競争入札により支援設備を決定する方式に移行した。フランスの太陽光発電を対象とした入札制度では、価格だけでなく太陽光モジュールのカーボンフットプリント評価等を含めた総合評価方式が採用されている。

## 2) その他の再生可能エネルギー電気の導入支援政策

### a. エネルギー転換に向けた投資額還付制度（CITE）

フランスでは、2005年1月から、各個人家庭における再生可能エネルギー機器やヒートポンプ、省エネ機器等への投資に対して、投資額の最大40%を税額控除の形で払い戻す「エネルギー投資額還付制度（CIDDD : Le crédit d'impôt dédié au développement durable）」を開始した。本制度は、築2年以上で、日常的に居住している建物のエネルギー改修を行う際に、その費用を所得税から控除する制度で、再生可能電力・熱の両方を対象にしており、当初は家庭におけるバイオマス、太陽光、太陽熱温水器を主な対象としていた。なお、太陽光発電設備は、2014年1月1日以降、税額控除の対象から除外されている。

その後、数次の改正を経て、2014年9月以降は「エネルギー転換のための投資額還付制度（CITE : Le crédit d'impôt pour la transition énergétique、以下CITEとする）」となり、新築・改築住戸における設備投資額の30%の税額控除を通じ、再生可能エネルギーを使用した機器購入を促進している。2017年2月末時点で、本税額控除を2017年12月31日まで延長することが決定している。

### b. 付加価値税の減免

フランスでは、消費財の購入に付加価値税（VAT）が課されるが、「2000年財政法（Loi n° 99-1172）」によって、再生可能設備の購入・設置に賦課されるVATが7%に減免された。このVAT軽減税率の対象となるテクノロジーは、風力、太陽エネルギー、水力及びバイオマスである。2014年1月1日以降は、フランス本土の風力、水力及びバイオマスのVAT軽減税率が5.5%に変更となり、太陽光（3kW以下まで<sup>170</sup>）は10%に引き上げられた。

## (3) 再生可能エネルギー熱の導入支援政策

フランスにおける主な再生可能エネルギー熱支援制度は、熱基金（Le fonds chaleur）と一般家庭向けの3つの制度、エネルギー投資額還付制度、エネルギー供給者に対する省エネルギー証書制度、および無利子のエコローン制度（Eco-PTZ : écoprêt à taux zéro）で構成されている。

### a. 熱基金

熱基金（Le fonds chaleur）は、再生可能エネルギー及び廃熱回収による熱生産を支援する

---

<sup>170</sup> 3 kW を超えた分には、標準税率が適用される。

目的で、2008年12月に設立された。環境・エネルギー管理庁（ADEME：Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie）が、管理・執行を行う。

熱基金は、大規模バイオマスとそれ以外のプロジェクトの2つのプログラムに分かれている。

大規模バイオマス（年1ktoe以上）を対象とした、「産業・農業・公共サービス業向けバイオマス熱（BCIAT）」プログラムでは、環境・エネルギー管理庁が年に1回公募入札を実施し、そこで選定されたバイオマス設備に対し、FIPを供与する。プレミアムの額は、対象となる設備の規模により異なる。

また、これ以外のセクターおよび上記基準に該当しないバイオマス小規模設備プロジェクトに関しては、地域ごとに当該地域を担当する環境・エネルギー管理庁が、公募によりプロジェクトを選定する。

公共部門および農業・産業部門に対するプレミアム価格（FIP）は、下表のとおりとなっている。

表 1-73 フランス：熱基金に基づくプレミアム価格

エネルギー生産 (年間 toe)	公共部門に対する 地方交付金(ユーロ/toe)	農業・産業部門に対する 地方交付金(ユーロ/toe)
0~250 toe	1,750	1,100 (木材業界は 650)
250~500 toe	1,250	
500~1,000 toe	600	600
>1,000 toe	300	BCIAT による公募入札対象

注) 例えば年間エネルギー生産量が 1,100 toe である公共部門の設備に対するプレミアムは、 $1,750 * 250 + 1,250 * 250 + 600 * 500 + 300 * 100 = 1,080,000$  ユーロとなる。

出所) ECOFYS 社サイト, “Renewable Energy Policy Country Profiles 2011 version”

[http://www.ecofys.com/files/files/ecofys\\_re-shaping\\_country\\_profiles\\_2011.pdf](http://www.ecofys.com/files/files/ecofys_re-shaping_country_profiles_2011.pdf), 2017年3月2日取得

#### b. エネルギー転換に向けた投資額還付制度（CITE）

フランスでは、2005年1月から、「2005年財政法」に基づき、各家庭における再生可能エネルギー機器やヒートポンプ、省エネ機器等への投資に対して、投資額の一定比率を税額控除の形で払い戻す「エネルギー投資額還付制度（CIDD）」を開始した。この制度は、再生可能電力・熱の両方を対象にしている、家庭におけるバイオマス、太陽熱温水器を主な対象としていた。

その後、2014年9月1日に本制度は、「エネルギー転換に向けた投資額還付制度（CITE）」に改正された<sup>171</sup>。

主な対象機器及び技術仕様、性能要件等は、次ページ表のとおり。

この他にも、ガラス窓用断熱材、壁/床/玄関ドアの断熱、暖房/給湯用の生産/供給設備の断熱等も税額控除の対象となる。

<sup>171</sup> 住宅については2015年1月1日以降、省エネ改築の際に所定の技術基準を満たす認証業者を利用することが税額控除の条件となっている。認定業者は RGE（Recognized Guarantor of the Environment）と呼ばれる。

表 1-74 フランス：エネルギー転換に向けた投資額還付制度の主な機器の対象要件

対象機器	特徴及び性能
個別・集合ボイラー	コンデensingボイラー
ガスマイクロ CHP ボイラー	電気容量 3kVA 以下
ヒートポンプ	<ul style="list-style-type: none"> <li>・空気熱/水冷式ヒートポンプ(暖房/給湯用):COP3.4 以上</li> <li>・地中熱ヒートポンプ(暖房/給湯用):COP3.4 以上</li> <li>・ヒートポンプ給湯器:テスト標準 EN16147 に従って下記を満たすもの <ul style="list-style-type: none"> <li>- 室内/室外の空気をエネルギー源:COP2.4 以上</li> <li>- 排気をエネルギー源:COP2.5 以上</li> <li>- 地中熱をエネルギー源:COP2.3 以上</li> </ul> </li> </ul>
家庭用太陽熱温水器、及び太陽光との複合システム	<ul style="list-style-type: none"> <li>・CSTBat、Solar Keymark、または同等の認定の太陽熱集光器システム</li> <li>・但し、太陽熱集熱パネルの税込 1,000 ユーロ/㎡を上限</li> </ul>
風力/水力/バイオマス発電設備	・太陽光発電パネルは除外
木材またはその他バイオマスで稼働する暖房/給湯設備	
熱供給網への接続設備	

出所) 環境・エネルギー管理庁 (ADEME) サイト<sup>172</sup>より作成

2017年2月末時点で、本税額控除は2017年12月31日まで延長されることが決定している。

#### c. 省エネルギー証書

省エネルギー証書 (CEE : Certificats d'économies d'énergie) 制度は、エネルギー供給業者 (電力、ガス、LPG、冷暖房、燃料) に対し、消費者の省エネ促進を義務づけるものである。本制度は、2006年に導入され、2015年より第3期 (1期は3年) に入っている。エネルギー販売量に応じて省エネ量に係る複数年目標が供給事業者間に配分され、事業者は消費者に省エネを促進するという仕組みとなっている。ヒートポンプや太陽熱設備、木材使用ボイラーを設置することにより省エネを達成した場合も、省エネルギー証書の発行対象となる。

#### d. 無利子エコローン (Eco-PTZ)

Eco-PTZ とは、30,000 ユーロまでの無担保・無利子ローン (原則 10 年間) を所定のエコリノベーション<sup>173</sup>を行う住宅 (マンションを含む) の占有者又は大家に対し供与するものである。2014年9月1日以降、RGE (Recognized Guarantor of the Environment) 企業によって、施工された工事のみが本ローンの対象となる。上限は一種類の工事当たり 10,000 ユーロ (全体では 30,000 ユーロ) である。

<sup>172</sup> 環境・エネルギー管理庁の関連サイトアドレスは以下のとおり。 <http://www.ademe.fr/particuliers-eco-citoyens/financer-projet/renovation/dossier/credit-dimpot/credit-dimpot-transition-energetique-0>

<sup>173</sup> 例えば、屋根・外壁等の断熱や、再生可能エネルギーを使用した暖房ないし給湯の導入などについて、複数の工事を同時に行うことが要件となっている。

#### (4) 火力発電に対する規制の動向

2015 年時点で、石炭火力発電の発電量は 8.5TWh となり、フランス国内の発電端発電量の約 1.6%となっている。フランス政府は、2023 年までに石炭火力発電から脱却することを目標としている。

表 1-75 フランス：エネルギー源別の設備容量、発電量の推移（2013～15 年）

エネルギー源	設備容量 (GW)			発電量 (TWh)			
	2013 年末	2014 年末	2015 年末	2013 年	2014 年	2015 年	
<b>合計</b>	<b>128.1</b>	<b>128.9</b>	<b>129.3</b>	<b>550.9</b>	<b>540.6</b>	<b>545.1</b>	
原子力	63.1	63.1	63.1	403.7	415.9	416.8	76.5%
水力	25.4	25.4	25.4	75.7	68.2	58.7	10.8%
化石燃料火力	25.6	24.4	22.6	44.7	27.0	33.2	6.1%
石炭	6.3	5.1	3.0	19.8	8.3	8.5	1.6%
燃料油	8.8	8.9	8.6	5.4	4.4	2.8	0.5%
ガス	10.5	10.4	10.9	19.5	14.3	21.9	4.0%
再生可能(除く水力)	14.0	16.0	18.2	26.8	29.5	36.4	6.7%
風力	8.1	9.1	10.3	15.9	17.0	21.1	3.9%
太陽光	4.3	5.3	6.2	4.6	5.9	7.4	1.4%
再生可能火力	1.5	1.6	1.7	6.3	6.6	7.9	1.4%

出所) エネルギー規制委員会 (CRE) , “Report 2015-2016, Fonctionning of the wholesale electricity, CO<sub>2</sub> and natural gas markets”2016 より作成

#### (5) 今後の課題

以下では、2016 年に国際エネルギー機関 (International Energy Agency、以下 IEA とする) が公表した報告書「Energy Policies of IEA Countries, France 2016 Review」で指摘されている再生可能エネルギー導入促進に向けた課題を中心に、その課題の概要と対応策の状況を整理する。

##### 1) 許認可等の管理手順の複雑さ

上述の IEA による報告書では、フランスにおける許認可手続きについて、以下のような課題を指摘している。

表 1-76 フランス：再生可能エネルギー発電設備の許認可に関する課題

- 管理業務の煩雑さは、風力導入の主な障壁の 1 つであった。2013 年に認可申請から陸上風力発電の建設までの期間は、ドイツの 3 倍の時間がかかっている。かなりの数のプロジェクト、特に風力発電が系統連系待ちとなっている。プロジェクトは導入までに通常 7 年から 10 年かかる。この遅延は主に、プロジェクトが地域で受け入れられないことで生じる、不服申し立てと訴訟手続きによるものである。

- 2013 年及び 2015 年の国別進捗報告書によれば、バイオマス及び風力発電プロジェクトの市民による受け入れは物議を醸す問題であるようだ。多くの数のプロジェクトが許認可取得後に異議を申し立てられる。訴訟はさらなる遅延と不確実性につながる。
- 領土的な構造を考慮すると、フランスのプロジェクトは、様々な政府レベルの複数の許認可が求められる。これにより、多種多様のレベルの協議、申し立て、レビューの機会が多く与えられる。障壁としては、レーダー規則（気象または軍事レーダー）、地域の風力発電スキームと風力タービン開発地域との重複、および環境保護設備としての風車の分類が挙げられる。

出所) International Energy Agency, “Energy Policies of IEA Countries, France 2016 Review”2016 より作成

同報告書では、「再生可能エネルギー（主に風力発電）のゆったりした進展は、風力及びバイオマスの社会的な認知度が掛けていることとあわせて、風力発電で平均 7 年間かかる許認可に対する異議申し立て処理終了までの様々な管理・法的手続きといった非経済的障壁の結果」と評価している。

2015 年に、こうした課題に対してフランス政府は、風力発電で著しい発展余地がある地域において、単一許可（一括手続き及び認可付与）を伴う明確な改善方針を打ち出した。

具体的には、2016 年 5 月 30 日施行のデクレ No.2016-687 により、設置許可が必要となる再生可能エネルギー発電所のしきい値を 50 MW に引き上げた（従来はエネルギー源別に 4.5 ～30 MW）。

## 2) 再生可能エネルギー導入費用の拡大

フランスでは、需要家の支払う電力公共サービス賦課金（CSPE : contribution au service public de l'électricité）<sup>174</sup>により、固定価格買取に係る追加費用（買取価格と回避可能原価の差額）を賄っていた。

2014～2016 年における電力公共サービス賦課金の実績額及び予測額は下表のとおり。

表 1-77 フランス：電力公共サービス賦課金の実績額・予測額（2014～16 年）

単位：100 万ユーロ

エネルギー源		2014 年(実績)	2015 年(予測)	2016 年(予測)
風力	本土	814.8	966.5	1,184.3
	海外領土	5.9	7.3	5.0
太陽光	本土	2,202.5	2,239.7	2,447.2
	海外領土	235.7	270.3	277.4
その他再エネ	本土	477.7	545.3	793.9
	海外領土	12.5	12.2	12.3
<b>再生可能エネルギー合計</b>		<b>3,749</b>	<b>4,041</b>	<b>4,720</b>
FIT(再エネ除く)	本土	480.8	465.0	601.6
CHP	本土	450.5	460.1	533.6
CHP(12MW 超)	本土	24.3	0.0	65.6
その他 FIT	本土	6.0	4.9	2.4

<sup>174</sup> 電力公共サービス賦課金には、買取義務に係る追加費用の補てんに加えて、i) 非連系地域における追加的費用、ii) 社会保障（必需品特別料金）、iii) 自由化市場への移行に伴う市場調整暫定料金（TaRTAM : Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement du Marché）の費用等も含まれている。

近年は、太陽光発電を中心とした再生可能エネルギーの導入拡大で、電力公共サービス賦課金の負担額が増加している。2015年に電力需要家に課せられる単価は1.95ユーロセント/kWh、平均的な一般家庭の電力料金の12%となった。

但し、フランスでは、エネルギー法典の規定により、賦課金を一定以上引き上げる場合に別途省令で定めが必要であることも背景となり、近年は費用回収に必要な賦課金単価を設定しない状態が続き、累積赤字が拡大していく状況にあった。2012年末における電力公共サービス賦課金徴収の累積赤字額は、フランスのエネルギー規制委員会の試算では、35億ユーロとされており、これはフランスの国内総生産（GDP）の0.18%に相当する。

こうした事態を受けて、2013年1月に、フランス電力会社（EdF）の抱える未収費用を政府が弁済することとなった。

また、こうした電力公共サービス賦課金の負担増に対して、政府は、①2016年以降、電力公共サービス賦課金を国内電力最終消費税（TICFE : *Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité*）に一本化するとともに、②2017年からは電力需要家だけでなく化石燃料需要家にも負担を求める制度改正を行った。



## 1.2.7 米国（総論）

### (1) 連邦政府の政策の概観

#### 1) 連邦政府による再生可能エネルギー促進の契機<sup>175、176</sup>

米国において、再生可能エネルギー利用促進の最初の契機となった法律は、1978年に国家エネルギー法の一部として制定された公益事業規制政策法（Public Utility Regulatory Policy Act: PURPA）である。

PURPA 第 210 条では、規制当局の定めた特定の基準を満たす小規模再生可能エネルギー及びコージェネを認定施設（Qualifying Facility: QF）として定め、QF によって発電された電気を電力会社が回避可能原価（Avoided Cost）で買い取ることが義務付けられた。これは、その後の固定価格買取制度（Feed-in Tariff: FIT）のモデルと言われている。

1980年代当初は、認定施設（QF）の活用が、米国の再生可能エネルギーの導入拡大をもたらした。しかし、その後、1980年代後半からの卸売電力市場の規制緩和と矛盾することから、PURPA は、2005年エネルギー政策法（Energy Policy Act of 2005）によって改正されることとなった。当該改正によって、地域内の認定施設（QF）が競争的卸電力市場に差別なくアクセスできる場合には、電力会社は、認定施設（QF）からの電力買取義務を免除されることになった。

近時は、競争的卸電力市場が形成されていない米国北西部や南東部を中心に、認定施設（QF）が増加している。これは、再生可能エネルギー利用割合基準（詳細は(3)1参照）を導入した州では再生可能エネルギーの新規導入の余地が乏しいため、開発業者が新たな市場を求めていることが背景にある。

#### 2) 近年の連邦政府の政策方針

オバマ政権は、2009年初めから、風力・太陽光といった再生可能エネルギーの利用促進や環境関連技術への投資を、景気回復・雇用創出の柱の一つとして位置づけるために、グリーン・ニューディール政策を掲げた。さらに、風力・太陽光に加えて、原子力・天然ガス・クリーンコールを含み、総称してクリーンエネルギーと呼ぶようになり、2035年までに国内供給電力の80%をクリーンエネルギーにより達成するという目標も設定された。

その後、第二期オバマ政権におけるエネルギーの基本方針は、グリーン・ニューディール政策から、全方位的エネルギー戦略（All-of-the-above Energy Strategy）に変わり、国内で利用可能なあらゆるエネルギー資源を活用してエネルギー自給率を高め、海外から輸入する石油の依存を軽減していく方向を目指してきた。

---

<sup>175</sup> 飯沼芳樹、「米国の再生可能エネルギーの導入状況と開発促進政策」植田和弘・山家公雄編『再生可能エネルギー政策の国際比較』181-182頁、2017

<sup>176</sup> Utility Dive ウェブサイト, <http://www.utilitydive.com/news/purpas-puzzle-ferc-workshop-revisits-1978-law-embattled-as-ever/423005/>, 2017年3月15日取得

### 3) 連邦政府の気候変動に関する政策動向

オバマ政権では、2009年以降、包括的な気候変動法案の制定を目指してきたが、野党の反対もあり制定には至らなかった。そこで、大統領の権限の範囲内で実施可能な政策を打ち出すこととし、大気浄化法（Clean Air Act）に基づき、温室効果ガス削減に向けて取り組むようになった。

2013年6月、オバマ政権は気候変動行動計画（Climate Action Plan）を発表した。この行動計画自体には法的拘束力はないものの、国内のCO<sub>2</sub>排出削減、再生可能エネルギーの導入、エネルギー効率性の増加、国際的な気候変動対策への協力等に関する定めが盛り込まれている。

2015年8月、オバマ大統領と連邦環境保護庁は、気候変動行動計画を受け、既設及び新規火力発電所からのCO<sub>2</sub>排出規制の規則となるクリーン・パワー・プラン（Clean Power Plan: CPP）を発表した。ただし、2016年2月の連邦最高裁判所決定により、クリーン・パワー・プランの合法性について最終的な判断が下されるまでは、執行が停止されている。また、クリーン・パワー・プランでは、各州のCO<sub>2</sub>排出削減目標は示されているが、目標達成に向けた各州の具体的な計画は、それぞれの電源構成状況を踏まえて州毎に策定することとされている。

#### (2) 連邦政府による再生可能エネルギーへの支援施策

米国では、連邦政府による再生可能エネルギーの生産・消費に関する包括的な法律は制定されていない。しかし、連邦政府・州政府は、税制優遇措置（Tax Credit）、融資（Loan）、補助金（Grant）等の様々な再生可能エネルギー導入支援策を講じてきた。

本節では、連邦政府による、再生可能エネルギー導入支援のための主な施策の概要を紹介する（なお、州政府の施策については、次節(3)を参照）。

##### 1) 税制優遇措置<sup>177</sup>

連邦政府では、発電税額控除（Renewable Electricity Production Tax Credit: PTC）や、再生可能エネルギーの設備投資を対象とした投資税額控除（Business Energy Investment Tax Credit: ITC）によって、風力発電や太陽光発電の開発が大きく促進された。

##### a. 発電税額控除（Renewable Electricity Production Tax Credit: PTC）<sup>178</sup>

発電税額控除（PTC）は、企業が、特定の再生可能エネルギー電源を用いて発電・売電した場合、10年間にわたり、年間発電量1kWhあたり一定額の法人税を控除する制度である<sup>179</sup>。

<sup>177</sup> 飯沼芳樹、「米国の再生可能エネルギーの導入状況と開発促進政策」植田和弘・山家公雄編『再生可能エネルギー政策の国際比較』187頁，2017

<sup>178</sup> DSIRE ウェブサイト，<http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/734>，2017年3月15日取得

<sup>179</sup> なお、米国再生・再投資法により、本制度の対象者は、税控除の変わりに事業エネルギー投資税控除または財務省の再生可能エネルギーグラントのいずれかを受給することも可能となった。

- 風力・地熱・バイオマス（閉ループ）：\$0.023/kWh
  - なお、2015年・2016年は旧来の控除額\$0.023/kWhが据え置かれたが、その後は旧来の控除額と比較して段階的に引き下げられ(2017年には80%、2018年には70%、2019年には40%)、最終的には完全に廃止される予定である。
- その他の適用対象：\$0.012/kWh

#### b. 事業エネルギー投資税額控除（Business Energy Investment Tax Credit: ITC）<sup>180</sup>

事業エネルギー投資税額控除（ITC）は、太陽光発電システムを含む再生可能エネルギーの設備投資額の一定割合について、法人税を控除する制度である。控除回数は1回限りだが、特に初期投資費用が高い太陽光発電事業にとって恩恵が大きいといわれてきた。

- 太陽光・熱、燃料電池、小型風力（100kW以下）：投資額の30%
- 地熱、マイクロタービン、コージェネ：投資額の10%

なお、当初は2016年末に終了予定だったが、5年間の延長が議会で可決された。2017年以降は、2017年～2019年の3年間は30%の控除が維持されるものの、2020年以後は、表1-78のとおり漸減する仕組みになっている。

表 1-78 投資税額控除の対投資額比率

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	以降
太陽光発電、太陽熱温水器、太陽冷暖房、太陽プロセス熱	30%	30%	30%	30%	26%	22%	10%	10%
ハイブリッド太陽光照明システム、燃料電池、小型風力	30%	—	—	—	—	—	—	—
地熱ヒート・ポンプ、マイクロタービン、熱供給システム	10%	—	—	—	—	—	—	—
地熱発電	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
大型風力	30%	24%	18%	12%	—	—	—	—

出所) DSIRE ウェブサイト, <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/658> より作成

## 2) 融資

連邦政府では、米国エネルギー省（Department of Energy: DOE）による融資保証プログラム（Loan Guarantee Program）が再生可能エネルギーの投資に積極的に活用されてきた（概要は表 1-79 のとおり）。

例えば、2013年には、大気汚染物質・温室効果ガスを削減する先端エネルギープロジェクトに80億ドルの債務保証が行われた。また、2014年には、温室効果ガス排出削減に向けた革新的再生可能エネルギー・エネルギー効率プロジェクトのために、40億ドルの債務保

<sup>180</sup> DSIRE ウェブサイト, <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/658>, 2017年3月15日取得

証が発表されている<sup>181</sup>。

表 1-79 米国エネルギー省融資保証プログラムの概要

項目	内容																				
管轄機関	財務局																				
概要	以下のエネルギープロジェクトの米国での早期商用化を促進するために、連邦政府による債務保証を実施。 (1) 大気汚染物質、人為的な温室効果ガス排出を回避、削減、隔離するプロジェクト (2) 保証発行時に、米国で利用されている商用技術と比較して、新しいもしくは、大幅に改良された技術を用いたプロジェクト  また、2011年に1705条を制定し、再生可能エネルギーと送電システムの急速な発展を促すために対象を拡大して、臨時の債務保証を実施。																				
根拠法	2005年エネルギー政策法(EPA) 2009年復興・再投資法 2009年包括歳出法 2011年歳出法																				
2005年EPA1703条 革新技術債務保証プログラム	2005年制定 【対象】 バイオマス、水力、太陽光、風力・水素、原子力、石炭先進技術、炭素隔離実証・技術、電力安定供給、代替燃料車、産業省エネ、汚染防止設備 【年間予算(万ドル)】 <table border="1"> <thead> <tr> <th>2008</th> <th>2009</th> <th>2010</th> <th>2011</th> <th>2012</th> <th>2013</th> <th>2014</th> <th>2015</th> <th>2016</th> <th>2017</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>450</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>16960</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>790</td> <td>1700</td> <td>1700</td> <td>1000</td> </tr> </tbody> </table> *2014~2017年の毎年の行政費は4200万ドル(年間予算+貸付先からの回収金)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	450	0	0	16960	0	0	790	1700	1700	1000
2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017												
450	0	0	16960	0	0	790	1700	1700	1000												
2005年EPA1705条 臨時債務保証プログラム	2009年制定(時限措置) 【対象】 ・再生可能エネルギーシステム、送電システム、先進バイオ燃料 ・2011年9月30日までに建設が開始されるプロジェクト 【予算】 250万ドル																				

出所) 米国議会調査局, “Renewable Energy and Energy Efficiency Incentives: A Summary of Federal Programs”, 2016, <https://fas.org/sgp/crs/misc/R40913.pdf>; 米国エネルギー省ウェブサイト, <https://energy.gov/savings/us-department-energy-loan-guarantee-program> より作成

### 3) 連邦におけるその他の施策

連邦政府は、税制優遇措置・債務保証・補助金等の金銭的なインセンティブのほかにも、公共用地を用いた再生可能エネルギー発電設備への投資が可能となるように、公共用地の使用許可・賃貸に関する各種制度も整備しており、例えば、次のようなものがある。

<sup>181</sup> Beveridge & Diamond PC, “Getting the Deal Through – Environment & Climate Regulation 2017: United States”, p215, 2016

#### a. 西部ソーラー計画 (Western Solar Plan) <sup>182</sup>

2012年10月に、米国内務省 (Department of the Interior: DOI) が始めた施策である。

米国内務省は、西部6州 (アリゾナ州、カリフォルニア州、コロラド州、ネバダ州、ニューメキシコ州、ユタ州) において、商業用太陽光発電プロジェクトを優先的に開発する地域として、約285,000エーカーの公共用地を太陽エネルギー地域 (Solar Energy Zones) に指定した。もし当該地域内に太陽光発電・送電設備の建設が進めば、約800万世帯に電力を供給するのに十分な27,000MWの太陽エネルギーが生産可能と想定されている。

### (3) 州政府による主な支援施策

本節では、州政府による再生可能エネルギー導入支援のための主な施策を説明する。

#### 1) 再生可能エネルギー利用割合基準 (RPS)

再生可能エネルギー利用割合基準 (Renewable Portfolio Standard: RPS) 制度は、米国の再生可能エネルギーの導入のための数量目標であり、導入推進政策の中心的制度を果たしてきた。

RPSは、再生可能エネルギーの導入量を決定して、電力小売業者に対し一定割合の再生可能エネルギー電気の販売を義務付けるものであり、州ごとに導入目標が定められている。州政府は導入量のコントロールを行うが、調達価格等の決定は市場が行う<sup>183</sup>。RPSは、アイオワ州が1983年に導入したのが最初といわれており、2000年に開始されたテキサス州が成功事例として知られている。

2016年現在、29州及びワシントンDCでは拘束力のあるRPSを制定しており、その他8州では、拘束力のない自主的な数値目標を設定している (図 1-115) <sup>184</sup>。

---

<sup>182</sup> 米国内務省土地管理局ウェブサイト, [https://www.blm.gov/wo/st/en/prog/energy/solar\\_energy.html](https://www.blm.gov/wo/st/en/prog/energy/solar_energy.html), 2017年3月15日取得

<sup>183</sup> 伊藤葉子, 「カリフォルニア RPS 制度にみる再生可能エネルギーの導入促進と費用抑制の両立に向けた取組」, 2015, <http://eneken.ieej.or.jp/data/5927.pdf>, 2017年3月15日取得

<sup>184</sup> Berkeley Lab, “U.S. Renewables Portfolio Standards 2016 Annual Status Report”, 2016.

<https://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-1005057.pdf>, 2017年3月15日取得

Beveridge & Diamond PC, “Getting the Deal Through – Environment & Climate Regulation 2017: United States” p214, 2016

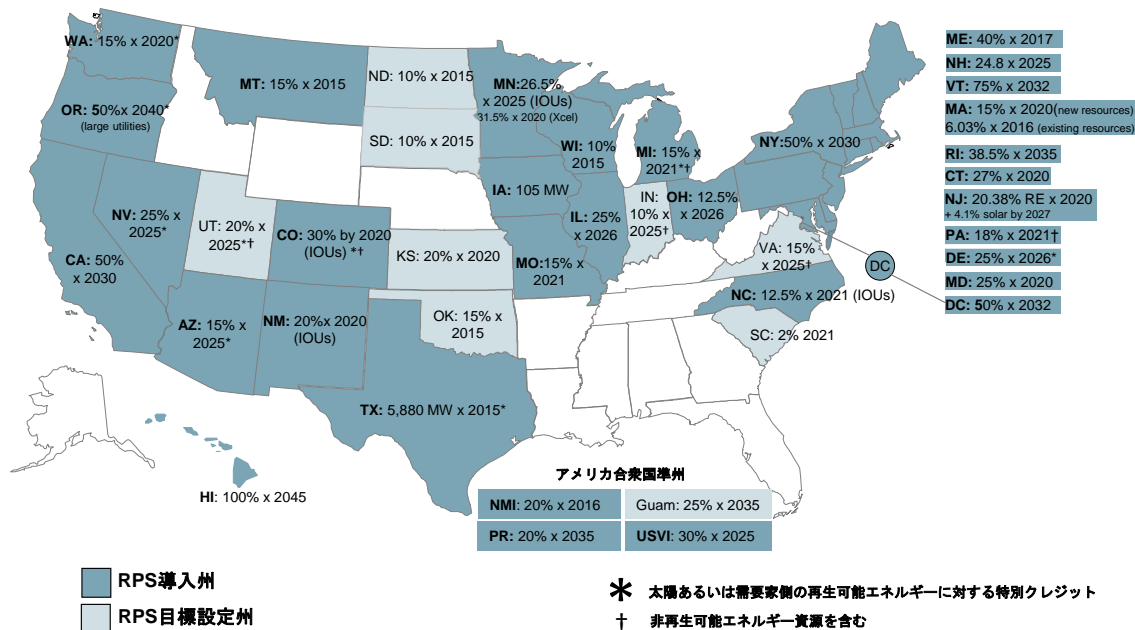


図 1-115 米国における再生可能エネルギー利用割合基準の設定状況（2017年2月現在）

出所) DSIRE ウェブサイト, <http://www.dsireusa.org/resources/detailed-summary-maps/> より作成

RPS の設定目標は州ごとに異なるが、おおむね 10%から 25%である。2015 年以降、複数の州で RPS の設定目標を引き上げる動きが出ている。具体的には、ニューヨーク州及びカリフォルニア州は 2030 年までに 50%、オレゴン州は 2040 年までに 50%（大規模発電所に関して）、バーモント州は 2032 年までに 75%、ハワイ州は 2045 年までに 100%達成を目標としている。

RPS の履行のために、電力小売業者は、自らによる発電、相対取引による他社からの購入、市場での購入等を通じて、再生可能エネルギー電気を調達することになる。多くの州のプログラムでは、RPS の履行は、主に再生可能エネルギー証書 (Renewable Energy Certificates: RECs) を通じて図られる。具体的には、適格対象となる再生可能エネルギーなどの発電量に応じて再生可能エネルギー証書が発行され、電力小売業者は、購入した証書を州政府に提示することで、RPS の義務を履行する設計となっている場合が多い。RPS の割当目標を超過している義務履行者は、RPS を満たせない義務履行者に対して、電力そのものまたはクレジットを売却することが可能である<sup>185</sup>。

2015 年の再生可能エネルギー証書の価格は、州ごとに異なるが、概ね\$1-50/MWh にわたる。また、太陽光発電に特化した太陽光再生可能エネルギー証書 (Solar Renewable Energy Certificates: SRECs) の価格については、概ね\$20-500/MWh にわたる<sup>186</sup>。

<sup>185</sup> 西川珠子, 「米国の再生可能エネルギー発電推進策」, みずほ総研論集 2011 年 III 号, 2011

<sup>186</sup> Lawrence Berkeley National Laboratory, “U.S. Renewables Portfolio Standards 2016 Annual Status Report”, pp28-29, 2016. <https://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-1005057.pdf>, 2017 年 3 月 15 日取得  
 太陽光再生可能エネルギー証書とは、太陽光発電設備の所有者による太陽光発電量の価値を証書化したものである。州の需給バランスや太陽光代替遵守支払金 (Solar Alternative Compliance Payment: SACP。太陽エネルギーに関する RPS を遵守できない場合に、オプションのひとつとして、州政府に支払うことが認

## 2) 固定価格買取制度 (FIT)

固定価格買取制度 (Feed-in Tariff: FIT) とは、米国の再生可能エネルギーの導入促進のために、電力事業者等の義務履行者に対して、政府などの運営主体があらかじめ決定した買取価格で、適格発電事業者から再生可能エネルギー電気を全量買い取ることを義務付ける制度である。

米国では、主に太陽光発電を中心に実施されているが、2016年現在実施されているのは、6州の7プログラムのみにとどまる。これは、米国においては、FITによって、(発電を行う)最終需要家が電力会社に一定の価格で売電する行為は卸取引とみなされ、連邦エネルギー規制委員会 (Federal Energy Regulatory Commission: FERC) の規制権限が及ぶ可能性があるため、州当局は消極的にならざるを得ないからだと考えられている<sup>187</sup>。

## 3) ネットメータリング (Net Metering)

ネットメータリングとは、住宅用等の分散型太陽光発電システムの発電量から、自家消費量を差し引いて余剰電力 (Net Excess Generation: NEG) が発生した場合、余剰分を電気事業者に特定の価格で販売できる仕組みであり、2016年現在、米国の41州及びワシントン DC で導入されている。

ネットメータリングの対象となる設備規模の上限は州によってはかなり差があり、いわゆる屋根置太陽光パネル<sup>188</sup>だけではなく、メガソーラークラスの大規模太陽光発電も対象としている州もかなり存在する。

また、余剰電力の取扱いも州により異なり (図 1-116)、小売料金と同等の価格で販売を認める州があれば、小売料金以下での価格 (例えば回避可能原価 (Avoided Cost) 等) での販売しか認めない州もある。

ネットメータリングの経済効果は大きく、太陽光の普及促進に重要な役割を果たしてきたが、普及が進むにつれ、電気料金支払い時に生じる経済的不公平への懸念が、米国で議論されるようになってきた。現在は、ネットメータリング制度の改正と電気料金制度の変更が、電力会社と太陽光発電産業の間で大きな論点となっている<sup>189</sup>。

---

められている費用) の相違等が要因となり、太陽光再生可能エネルギー証書は、通常の再生可能エネルギー証書よりも、価格が高い傾向にある。

<sup>187</sup> 飯沼芳樹, 「米国の再生可能エネルギーの導入状況と開発促進政策」 植田和弘・山家公雄編『再生可能エネルギー政策の国際比較』184頁, 2017

なお、米国の電力規制は、卸電力取引・送電線の利用等の州際取引は連邦エネルギー規制委員会 (FERC) の権限下にあるが、小売は各州の規制機関の権限である。

<sup>188</sup> 日本と異なり、米国の場合、屋根置太陽光パネルや蓄電池等の電力需要家の電気メーターの背後に設置される発電設備 (Behind the Meter) から生じる発電電力であっても、直接、家庭内配線等に接続し、自家消費した上で余剰分のみを売電することが可能となっている。Behind the Meter の太陽光パネルによる自家消費分は、系統からの供給電力の減少に寄与するという意味で、米国では省エネの一種として扱われている (参照: 内藤克彦, 「欧米の再エネ政策の実態と日本が向かうべき方向」, 化学経済 2016年12月号, 24頁, 2016)。

<sup>189</sup> 飯沼芳樹, 「米国の再生可能エネルギーの導入状況と開発促進政策」 植田和弘・山家公雄編『再生可能エネルギー政策の国際比較』190頁, 2017

自家消費を促進する分散型太陽光発電システムの導入が増えるにつれ、電力会社の販売する電力の総量は減り、従量料金に係る収入が減る。それゆえに、送配電網のメンテナンスなどを含む固定費を回収するた

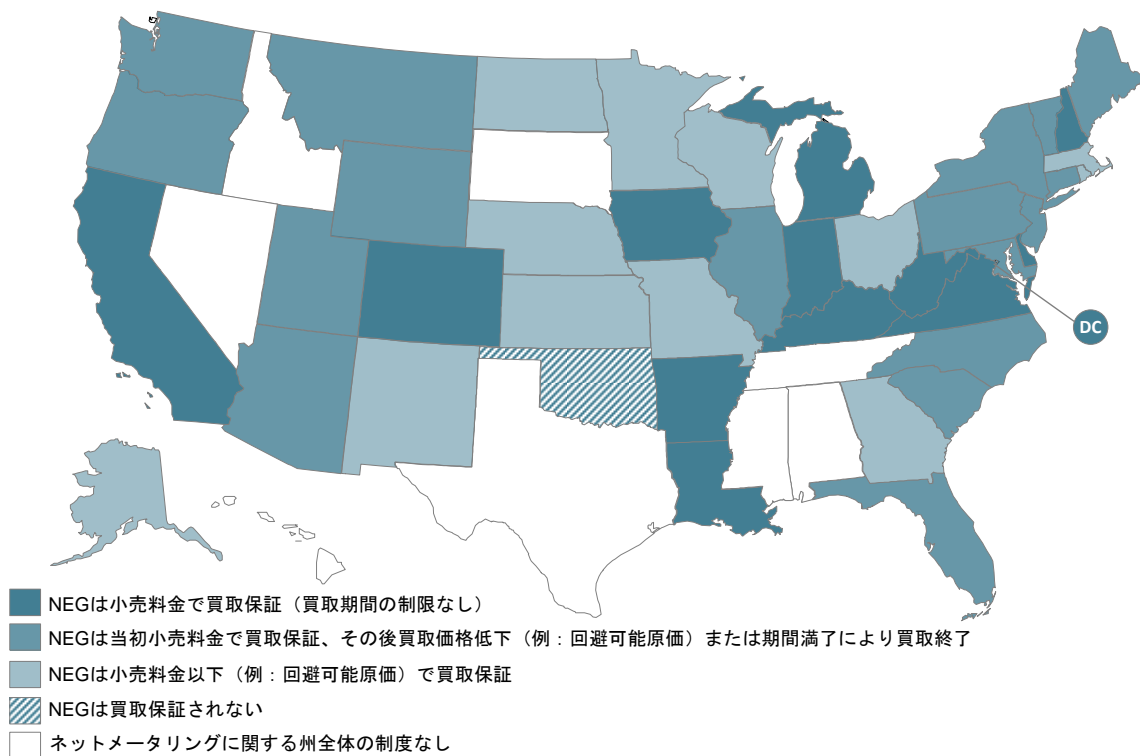


図 1-116 ネットメータリングにおける電力の余剰分の取扱状況（2016年7月現在）

出所) DSIRE ウェブサイト, <http://www.dsireusa.org/resources/detailed-summary-maps/> より作成

め、電力会社が電気料金の値上げに踏み切った場合、太陽光発電を所有しない電力需要家の負担が相対的に大きくなるという懸念がある。このような懸念から、固定費回収のための値上価格、またはネットメータリングの買取価格を小売料金と同等とするのではなく、需要と供給に合わせた時間帯別単価を採用すべきではという議論があがっている。



## 1.2.8 米国（カリフォルニア州）

### (1) 政策の概観<sup>190</sup>

カリフォルニアでは、2006年、カリフォルニア州地球温暖化対策法（California Global Warming Solutions Act of 2006: AB32）<sup>191</sup>が制定された。これは米国で初めて制定された州独自の温暖化規制の州法であった。AB32では、温室効果ガス（GHG）<sup>192</sup>を2020年までに1990年度と同水準まで削減する目標が設定された。

さらに、2016年には、法案 Senate Bill 32（SB32）と法案 Assembly Bill 197（AB197）が可決され、2006年の州地球温暖化対策法が修正された。SB32では、2030年までにカリフォルニア州の温室効果ガスを1990年比で40%削減することが新たな目標として設定された。同じく2016年に制定されたAB197は、大気汚染が深刻なコミュニティへの被害拡大を防ぐことを目的として、カリフォルニア州大気環境管理局（California Air Resources Board: CARB）に対し、影響を受けているコミュニティへの監視をより一層強化し、改善に向けた取り組みを実施することを求めている。

なお、カリフォルニア州ブラウン知事は、2050年までにカリフォルニア州の温室効果ガスを1990年比で80%削減することを目指している。

### (2) 再生可能エネルギーへの支援施策

#### 1) 再生可能エネルギー利用割合基準（RPS）<sup>193</sup>

カリフォルニア州では、2002年9月に、州の再生可能ポートフォリオ基準（RPS）が設けられた。これは、2000年の電力危機を受け、電力源の4割を占める天然ガスの価格高騰が懸念されたことが背景にあり<sup>194</sup>、2003年1月から実施されている。

カリフォルニア州の再生可能エネルギー利用割合基準の制定経緯は、表 1-80 のとおりである。

---

<sup>190</sup> カリフォルニア州エネルギー諮問委員会ウェブサイト, <http://www.energy.ca.gov/renewables/history.html>, 2017年3月15日取得

Go Solar California!ウェブサイト, <http://www.gosolarcalifornia.ca.gov/>, 2017年3月15日取得

<sup>191</sup> カリフォルニア州環境保護庁ウェブサイト, <https://www.arb.ca.gov/cc/ab32/ab32.htm>, 2017年3月15日取得

<sup>192</sup> AB32では、温室効果ガス（GHG）には、二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）・メタン（CH<sub>4</sub>）・窒素酸化物（N<sub>2</sub>O）炭化水素（HFCs）・ペルフルオロカーボン（PFCs）・六フッ化硫黄（SF<sub>6</sub>）が含まれるものと定義された。また、排出量は、CO<sub>2</sub>を基準として、温室効果ガスが地球温暖化に与える影響を相対的に示すものとされた。

<sup>193</sup> 米国エネルギー省ウェブサイト, <https://energy.gov/savings/renewables-portfolio-standard-1>, 2017年3月15日取得

宮田智之, 「米国における州の再生可能エネルギー法制—RPSを中心に—」, 外国の立法 225号, 2005. <http://www.ndl.go.jp/jp/diet/publication/legis/225/022503.pdf>, 2017年3月15日取得

<sup>194</sup> 山家公雄, 「カリフォルニア州の再エネ普及政策 現状と対策」, 2016. [http://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable\\_energy/wp-content/uploads/2016/02/20160712ppt.pdf](http://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/wp-content/uploads/2016/02/20160712ppt.pdf), 2017年3月15日取得

表 1-80 カリフォルニア州再生可能エネルギー利用割合基準の制定経緯

年	概要
2002	Senate Bill 1078 の採択により RPS を導入 目標:小売電力に占める再生可能エネルギーの割合を 2017 年までに 20%
2003	Energy Action Plan I :目標を前倒し、2010 年までに 20%を提言
2005	Energy Action Plan II :2020 年までに 33%を提言
2006	Senate Bill 107:2010 年までに 20%を採択
2008	シュワルツェネッガー州知事が行政命令 S-14-08 を発令し、2020 年までに 33%を要請
2009	シュワルツェネッガー州知事が、カリフォルニア州大気資源局 (the California Air Resources Board) に対し、行政命令 S-21-09 を発令。「カリフォルニア州地球温暖化対策法」(AB 32)を踏まえて、2010 年 7 月 31 日までに、2020 年 33%に見合う規制を設けるよう要請
2011	Senate Bill X1-2:ブラウン州知事の署名により、2020 年までに 33%を採択
2015	Senate Bill 350:ブラウン州知事の署名により、2030 年までに 50%を採択

出所) カリフォルニア州エネルギー諮問委員会ウェブサイト, <http://www.energy.ca.gov/renewables/> より作成

また、カリフォルニア州の再生可能エネルギー利用割合基準の制度の概要は、表 1-81 のとおりである。

表 1-81 カリフォルニア州再生可能エネルギー利用割合基準の制度の概要

項目	内容
監督機関	・カリフォルニア州エネルギー諮問委員会 (California Energy Commission: CEC) ・カリフォルニア公益事業委員会 (California Public Utilities Commission: CPUC)
目標比率・目標年	・2030 年までに 50% (2015 年法案 Senate Bill 350)
規制対象者	・私営電力会社 (Investor Owned Utilities: IOU) <sup>195</sup> ・公営電力会社 (Publicly Owned Electric Utilities: POU) 自ら RPS 制度を作り、達成状況を監督機関である CEC へ報告することが義務付けられている
対象となる再生可能エネルギー源	・太陽光、風力、バイオマス、廃棄物焼却、3 万 kW 以下の水力、地熱(制限あり)、再生可能エネルギー使用の燃料電池 ・大規模水力発電は含まない。 ・分散型電源は全発電量が認証可能であることが必要であるため、実質的に家庭用発電は対象外
柔軟性措置	・初年度は小売発電量の 1%の義務量達成の繰延が可能 ・未達成分の将来達成への繰延が、義務量の 25%まで可能(後に小売電力量の 0.25%に変更)
罰則	・未達成量につき 5 セント/kWh (罰金は消費者の電気料金に転嫁できないこととされている)
CPUC によ	・株式上場電力会社による入札依頼手続 (Utility Scale Request for Offer: RFO) CPUC が義務対象者の調達計画を承認し、その後 IOU が調達活動を行なう。IOU

<sup>195</sup> カリフォルニア州には、主な私営電力会社として Pacific Gas & Electric (PG&E)、San Diego Gas & Electric (SDG&E)、Southern California Edison (SCE) の 3 つがある。

項目	内容
る分散型電源の調達支援策	<p>は落札者と調達契約を締結し、当該契約締結後に CPUC から契約認証を得る。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・再生可能オークションメカニズム (Renewable Auction Mechanism: RAM) 3,000kW-20,000kW の再生可能分散型電源のオークション</li> <li>・固定価格調達計画 (RPS Feed-in Tariff Program: ReMAT Program)<sup>196</sup> 固定価格で最大 20 年、3,000kW までの再生可能エネルギーを購入する仕組み</li> <li>・SB1122: Bio MAT 3,000kW 以下のバイオマス資源の固定価格買取制度</li> <li>・Utility Solar Rooftop (SPVP) 太陽光発電購入計画に特化したプログラム</li> </ul>

出所) カリフォルニア州公益事業委員会ウェブサイト, <http://www.cpuc.ca.gov/rps/> より作成

カリフォルニア州の再生可能エネルギー利用割合基準の達成状況について、カリフォルニア州公益事業委員会 (California Public Utilities Commission: CPUC) は、2016 年後半に、私営電力会社の 2016 年の再生可能エネルギー導入 25%の達成を見込んでおり、さらに、2020 年に導入 33%も達成可能と予測している<sup>197</sup>。

## 2) ネットメータリング (Net Metering) <sup>198</sup>

カリフォルニア州では、ロサンゼルス市水道電力局 (LADWP) を除く全ての電力会社を対象に、設備容量 1MW 以下の太陽光発電および風力発電について、ネットメータリングの導入が義務付けられてきた。なお、私営電力会社については、バイオガス利用の発電システムおよび燃料電池についてもネットメータリングの導入が義務付けられている。

<sup>196</sup> DSIRE ウェブサイト, <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/5665>, 2017 年 3 月 15 日取得

<sup>197</sup> カリフォルニア州公益事業委員会, “2016 年第四半期 RPS 報告書 (The 4th Quarter Renewables Portfolio Standard Report)”, p4, 2017.

[http://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC\\_Website/Content/Utilities\\_and\\_Industries/Energy/Reports\\_and\\_White\\_Papers/Q4\\_2016\\_RPS\\_Report\\_to\\_the\\_Legislature\\_FINAL.pdf](http://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC_Website/Content/Utilities_and_Industries/Energy/Reports_and_White_Papers/Q4_2016_RPS_Report_to_the_Legislature_FINAL.pdf), 2017 年 3 月 15 日取得

<sup>198</sup> ネットメータリングとは、住宅用等の分散型太陽光発電システムの発電量から、電力消費量を差し引いて余剰電力が発生した場合、余剰分を次の月に繰り越せる仕組みである。

カリフォルニア州のネットメータリング政策については、以下に概要が説明されている。

- ・カリフォルニア州公益事業委員会ウェブサイト, Net Energy Meeting (NEM) Successor Tariff.

<http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=3934>, 2017 年 3 月 15 日取得

- ・Go Solar California!ウェブサイト, Net Energy Metering in California.

[http://www.gosolarcalifornia.ca.gov/solar\\_basics/net\\_metering.php](http://www.gosolarcalifornia.ca.gov/solar_basics/net_metering.php), 2017 年 3 月 15 日取得

また、カリフォルニアの三大私営電力会社のネットメータリングについては、以下に概要が説明されている。

- ・Pacific Gas & Electric ウェブサイト, Understanding Net Energy Metering and Your Bill.

[https://www.pge.com/en\\_US/residential/solar-and-vehicles/green-energy-incentives/solar-and-renewable-metering-and-billing/net-energy-metering-program-tracking/understand-net-energy-metering.page](https://www.pge.com/en_US/residential/solar-and-vehicles/green-energy-incentives/solar-and-renewable-metering-and-billing/net-energy-metering-program-tracking/understand-net-energy-metering.page), 2017 年 3 月 15 日取得

- ・San Diego Gas & Electric ウェブサイト, Net Energy Metering Program. <http://www.sdge.com/clean-energy/overview/overview>, 2017 年 3 月 15 日取得

- ・Southern California Edison ウェブサイト, Net Energy Metering.

<https://www.sce.com/wps/portal/home/residential/generating-your-own-power/net-energy-metering/>, 2017 年 3 月 15 日取得

ネットメータリングの適用をうける設備容量は1MW以下なので、屋根置太陽光発電システムに限られず、Behind the Meterでも構わない。

余剰電力（Net Excess Generation: NEG）の取扱いとしては、2010年に施行されたAB920に基づき、月々の無期限繰越か、または残金の返金のいずれかを選択できる（なお余剰電力の価格は小売料金と同等の価格である）。なお、需要家が選択を放棄した場合、電力会社は需要家への返金をすることなく、12カ月ごとにNEGを自らの収益とすることができる。

2016年1月、カリフォルニア州公益事業委員会は、新たなネットメータリングプログラムとしてNEM2.0を制定した<sup>199</sup>。NEM2.0における電気料金の設計については、太陽光発電を引き続き促進すると同時に、太陽光発電の導入拡大に伴う系統対策の負担を、太陽光発電を導入していない消費者に転嫁することを避けることを目指している<sup>200</sup>。

- ネットメータリングの設備容量には、各電力会社のピーク需要の5%に相当する上限が設けられている。各電力会社は、当該上限を容量キャップに換算し、分散型電源の導入量が容量キャップに達した時点で、NEM2.0へ移行することとなる。
- NEM2.0の対象者は、系統連系接続料金（75-150ドル）及び連系消費電力料金（0.02-0.03/kWh）を支払わなければならない。
- NEM2.0に参加する需要家は、時間帯別料金（Time-of-Use Rates: TOU）への移行が求められる。

### 3) 分散型電源促進のための助成プログラム<sup>201</sup>

#### a. カリフォルニア・ソーラー・イニシアチブ（California Solar Initiative）<sup>202</sup>

カリフォルニア州公益事業委員会（CPUC）によって、2007年から2016年末にかけて実施された助成金制度である。太陽光発電、太陽熱暖房、太陽熱温水器などのソーラーシステムを対象としており、受給機関・受給施設によって助成金額は異なっていた。また、ソーラーシステムの設置による累積発電容量が増大するにつれ、助成金額は減額される仕組みであった。2016年末の制度終了後は、需要家はネットメータリングを活用するようにと周知されている。

現在、太陽光発電設備を設けた低所得者層の需要家と、太陽熱温水器を設置した需要家を対象にしたプログラムのみが継続されている。

---

<sup>199</sup> カリフォルニアのネットメータリングの有効期限は、2013年10月に法案化されたAB327によって、2014年末から2017年7月1日に延長された。

<sup>200</sup> 特にカリフォルニアの電力会社側は太陽光発電を導入していない消費者への転嫁を避けるという観点から、小売レートの削減を要請していた。

<sup>201</sup> 1998年から2006年までは、カリフォルニア州エネルギー諮問委員会（CEC）による新興再生可能プログラム（Emerging Renewable Program）が実施されていた。その後、太陽光発電に関する助成プログラムは、カリフォルニア州エネルギー諮問委員会（CEC）による新規ソーラー住宅パートナーシップと、カリフォルニア州公益事業委員会（CPUC）のCalifornia Solar Initiativeに分かれて実施されるようになった。

<sup>202</sup> カリフォルニア州公益事業委員会ウェブサイト、<http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=6043>, 2017年3月15日取得

#### b. 新規ソーラー住宅パートナーシップ (New Solar Homes Partnership) <sup>203</sup>

カリフォルニア州エネルギー諮問委員会 (CEC) によって、2007 年 1 月から 2016 年末までの 10 年間にわたり実施された、新築住宅 (含集合住宅) への太陽光発電システム導入に対する助成金制度である。助成金は住宅の種類や発電量等によって異なり、受給対象者は、特定の私営電力会社 (Pacific Gas and Electric Company、Southern California Edison Company、San Diego Gas and Electric Company、Bear Valley Electric Service) の利用者であることが必要であった。

#### c. ゴー・ソーラー・カリフォルニア (Go Solar California!) <sup>204</sup>

ゴー・ソーラー・カリフォルニア (Go Solar California!) は、カリフォルニア州公益事業委員会 (CPUC) と、カリフォルニア州エネルギー諮問委員会 (CEC) による共同キャンペーンである。2016 年末までの家庭用・業務用に 3000MW の太陽エネルギーシステムの導入と、2017 年末までの 58,500 万 therms (ガス) の導入を目標としている。

### 4) 税制優遇措置

#### a. 太陽光・太陽熱システム設備の固定資産税免除 (California Property Tax Exclusion for Solar Energy System) <sup>205</sup>

2024 年 12 月 31 日までに設置される特定の太陽光・太陽熱システム設備を対象に、該当設備の価格の 100% (デュアルユースの設備<sup>206</sup>の場合は 75%) を固定資産税から免除する措置である。対象となるシステムには、太陽光発電、太陽熱発電、太陽熱温水器、太陽熱暖房、ソーラーエネルギーシステム等が含まれる。

---

<sup>203</sup> Go Solar California! ウェブサイト, <http://www.gosolarcalifornia.ca.gov/about/nshp.php>, 2017 年 3 月 15 日取得

<sup>204</sup> Go Solar California! ウェブサイト, <http://www.gosolarcalifornia.ca.gov/about/index.php>, 2017 年 3 月 15 日取得

<sup>205</sup> 米国エネルギー省ウェブサイト, <https://energy.gov/savings/property-tax-exclusion-solar-energy-systems>, 2017 年 3 月 15 日取得

カリフォルニア州査定平準局ウェブサイト, <http://www.boe.ca.gov/proptaxes/gase.htm>, 2017 年 3 月 15 日取得

<sup>206</sup> デュアルユースの設備とは、例えばダクトや貯湯槽等の、太陽熱システムと補助熱源の両方で共通して使う設備を指す。当該設備の価値のうち 75% のみが太陽熱システムと換算される。

## 1.2.9 米国（ニューヨーク州）

### (1) 政策の概観

#### 1) エネルギービジョン改革（Reforming the Energy Vision: REV）<sup>207</sup>

2014年4月、ニューヨーク州クオモ知事は、エネルギービジョン改革（Reforming the Energy Vision: REV）を発表した。エネルギービジョン改革（REV）は、分散型エネルギー資源の普及や、配電会社のビジネスモデル改革、電力システムを分散型へ変革することで効率を上げること等を主要な目的としている。

具体的には、2030年に向けて、以下の3つが目標として掲げられた。

- 温室効果ガス排出量を2030年に1990年比40%削減
- 再生可能エネルギーによる電力を2030年に消費電力の50%にする
- 建物のエネルギー消費量を2030年に2012年比23%削減

また、上記目標達成のために、ニューヨーク州公共事業委員会（New York Public Service Commission: PSC）、ニューヨーク州エネルギー研究開発局（New York Energy Research and Development Authority: NYSERDA）、ニューヨーク電力公社（New York Power Authority: NYPA）、ロングアイランド電力公社（Long Island Power Authority: LIPA）が連携して取り組むよう指示された。

#### 2) ニューヨーク州エネルギー計画（New York State Energy Plan）

2015年6月には、エネルギービジョン改革（REV）公表後初となるニューヨーク州エネルギー計画（New York State Energy Plan）が制定された<sup>208</sup>。これは、全てのニューヨーク市民に、クリーンで、レジリエンスのある、手ごろな価格のエネルギーシステムを構築する包括的なロードマップとして、エネルギービジョン改革（REV）を具体化する機能を果たすものとして、主に3つの活動の柱を掲げている。

- 規制改革
  - クリーンエネルギー市場の発展を支援するため、電気事業者、クリーンエネルギー製品、サービスプロバイダーの新しい役割とビジネスモデルを奨励することを目標としている。
- 市場活性化
  - 毎年、ニューヨーク州はクリーンエネルギー経済を推進するために10億ドル以上を費やしてきたが、そのうち80%が再生可能エネルギーとエネルギー効率に関連

<sup>207</sup> エネルギービジョン改革ウェブサイト, <https://rev.ny.gov/>, 2017年3月15日取得

<sup>208</sup> 2015年より以前のニューヨーク州エネルギー計画（New York State Energy Plan）は、2009年に制定されたものにさかのぼる。2009年のエネルギー計画では、投資を促進し、雇用を創出し、住民やビジネスのニーズに応えるような、堅強で革新的なクリーンエネルギー経済の実現に向けた10年計画が打ち出されていた。

する一時的な補助金とインセンティブであったため、この克服のために、大規模で自立的な民間セクターが運営するクリーンエネルギー市場を推進する。

- 先例による先導
  - ▶ ニューヨーク電力公社 (NYPA) などの州の重要な公共エネルギー資産を活用して、クリーンエネルギーソリューションの導入を先導する。

## (2) 再生可能エネルギー導入支援のための具体的施策

### 1) クリーンエネルギー基準 (Clean Energy Standard) <sup>209, 210, 211</sup>

2016年8月、クリーンエネルギー基準 (Clean Energy Standard: CES) が制定された。

クリーンエネルギー基準は、温室効果ガス削減目標を2030年までに1990年比40%削減、さらに2050年には1990年比80%削減として設定しており、ニューヨーク州に新たな投資、経済発展、雇用を生み出すものと期待されている。制度の概要は表 1-82 のとおりである。

表 1-82 ニューヨーク州クリーンエネルギー基準の制度概要

項目	内容
監督機関	・ニューヨーク州公共事業委員会 (New York Public Service Commission: PSC)
目標比率・目標年	・2030年までに50% (2016年公益事業委員会令 (Order Adopting a Clean Energy Standard))
規制対象者	・需要家に電力供給を行う小売事業者 (Load Serving Entity: LSE) (例)・私営電力会社 (Investor Owned Utilities : IOU) ・ESCO 事業会社 (Energy Service Companies: ESCOs) ・ESCOs 以外のコミュニティ・チョイス・アグリゲーションプログラム (Community Choice Aggregation programs: CCAs) ・公営 (市町村営、組合営) 小売供給事業者
対象となる再生可能エネルギー源	・バイオガス、バイオマス、液体バイオ燃料、燃料電池、水力発電、太陽エネルギー、風力、潮力、海洋エネルギー ・なお、ポートフォリオには、原子力発電が含まれる <sup>212</sup> 。

<sup>209</sup> エネルギービジョン改革ウェブサイト、

<https://static1.squarespace.com/static/576aad8437c5810820465107/t/57ffb900b3db2b5fba128147/1476376832464/CES-ov-fs-1-v4.pdf>, 2017年3月15日取得

<sup>210</sup> ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト、<https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Programs/Clean-Energy-Standard>, 2017年3月15日取得

<sup>211</sup> クリーンエネルギー基準 (CES) 以前は、2004年9月にニューヨーク州公共事業委員会によって、再生可能ポートフォリオ基準 (RPS) が導入され、2005年4月に実施規則 (implementation rules) が発令されていた。ニューヨーク州の再生可能ポートフォリオ基準 (RPS) は、当初、民間電力企業の再生可能エネルギーによる電力供給量を2013年までに25%にするとの目標を掲げていたが、2010年1月には、民間電力企業の再生可能エネルギーによる電力供給量を2015年までに30%にするという目標に強化された。

<sup>212</sup> 原子力発電はCO2排出削減に貢献していると評価され、クリーンエネルギー基準のポートフォリオに組み込まれた。原子力発電維持のメカニズムとしては、ゼロエミッション・クレジット (Zero-emissions credit: ZEC) が用意されている。これは、電力供給小売事業者が、ニューヨーク州エネルギー研究開発局 (NYSERDA) から購入を義務付けられているクレジットであり、各小売事業者の年間の購入義務は、州全体における電力負荷やエネルギー需要に比例して決定される。

項目	内容
基準達成に向けた主なメカニズム	<p>・再生可能エネルギークレジット(Renewable Energy Credits: RECs) クリーンエネルギー基準の一部である再生可能エネルギー基準(Renewable energy standard: RES)の達成のために、需要家に電力供給を行う小売事業者(LSE)が、ニューヨーク州エネルギー研究開発局(NYSERDA)から購入できるクレジットである。もし各小売事業者が RECs を調達できない場合には、代替遵守支払金(Alternative Compliance Payments: ACPs)を支払う。 *2017年の RECs の価格(Tier1)は \$21.16/MWh、ACP の価格は \$23.28/MWh</p>

出所) ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト, <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Programs/Clean-Energy-Standard>; エネルギービジョン改革ウェブサイト, <https://static1.squarespace.com/static/576aad8437c5810820465107/t/57ffb900b3db2b5fba128147/1476376832464/CES-ov-fs-1-v4.pdf> より作成

また、2016年8月のクリーンエネルギー基準(Clean Energy Standard: CES)の制定とあわせて、ニューヨーク州公共事業委員会(PSC)では、以下の事項が決定された<sup>213</sup>。

- クリーン電化製品の州認定制度の導入
- 最大限の省エネの促進
- 洋上風力促進、研究開発支援
- 送配電設備や蓄電池の整備について、ニューヨーク独立系統運用者(New York Independent System Operator: NYISO)と連携
- 3年毎の目標(2017年 26.31%、2021年 30.54%)と進捗の検証

## 2) ネットメータリング(Net Metering)

ネットメータリングは、州の主要な民間電力会社の需要家が先着順に利用可能である。なお、本来、公営電力会社(Publicly-owned utilities: POU)にはネットメータリング提供の義務はないが、ロングアイランド電力公社(Long Island Power Authority: LIPA)は、州法の定めと同様の条件で、ネットメータリングを提供している。ニューヨーク州のネットメータリングでは、表 1-83 のとおり、エネルギー源の種類や用途によって、設備容量の上限に違いがある<sup>214</sup>。

<sup>213</sup> ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト, <https://www.nyserda.ny.gov/About/Newsroom/2016-Announcements/2016-08-01-Governor-Cuomo-Announces-Establishment-of-Clean-Energy-Standard>, 2017年3月15日取得

<sup>214</sup> DSIRE ウェブサイト, <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/453>, 2017年3月15日取得



表 1-83 エネルギー源別設備容量の上限

太陽光	住宅用 25kW、農業用 100kW、 非住宅用(商業用・産業用)2MW
風力	住宅用 25kW、農業用 500kW、非住宅用 2MW
小水力	住宅用 25kW、非住宅用 2MW
燃料電池	住宅用 10kW、非住宅用 1.5MW
バイオガス	2MW(農場用のみ)
マイクロ熱電併給	10kW(住宅用のみ)

出所) DSIRE ウェブサイト, <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/453> より作成

さらに、2015 年からは、ネットメータリングの拡充として、コミュニティ分散型発電 (Community Distributed Generation) プログラムが作られた。これは、太陽光発電に関心はあるが設備を所有できない需要家が、10 人以上でスポンサーに資金提供をすることで、スポンサー経由でオフサイトの太陽電池パネルを購入し、購入した太陽電池パネルの発電量を毎月の電気料金に充当できるクレジットが付与される仕組みである (制度の詳細については 3)e 参照)。

### 3) 分散型電源の促進のための助成プログラム

#### a. ニューヨーク・サン (NY-Sun) <sup>215</sup>

ニューヨーク・サン (NY-Sun) は、クオモ知事のもとで 2012 年から始まった官民連携のパートナーシップである。ニューヨーク州エネルギー研究開発庁 (NYSERDA)、ニューヨーク電力公社 (NYP&A)、ロングアイランド電力公社 (LIPA) 等が所管する既存の太陽光発電に関するプログラムを統合・拡張することを目指している。

NY-Sun では、2023 年までに、40 万世帯の電力供給量に相当する 3GW の太陽光発電の実現を目標としている。2014 年には、市場の活性化と今後 10 年間にわたっての太陽光発電システムの普及のために、約 10 億ドルの資金提供が知事によって公約された。これは、エネルギービジョン改革 (REV) における、再生可能エネルギーによる電力を 2030 年に消費電力の 50%にするという目標に資するものだと考えられている。

2017 年 2 月、クオモ知事は、2016 年末までに 64,926 件のプロジェクトにより約 744MW の太陽光発電 (電気代としては 121,000 世帯の需要に相当) が導入されたと発表した (表 1-84)。太陽光の設備容量は 2011 年 12 月から 2016 年 12 月までに 795%増加し、約 15 億ドルの民間投資が活用されている<sup>216</sup>。

<sup>215</sup> ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト, <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Sun/About>, 2017 年 3 月 15 日取得

<sup>216</sup> ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト, <https://www.nyserda.ny.gov/About/Newsroom/2017-Announcements/2017-02-21-Governor-Cuomo-Announces-Nearly-800-Percent-Growth-of-New-York-Solar-Power>, 2017 年 3 月 15 日取得

表 1-84 ニューヨーク州における太陽光発電の拡大

	2011 年までに インストールされた総数		2016 年までに インストールされた総数		設備容量の 増加率	プロジェクトの 増加率
	メガワット	プロジェクト数	メガワット	プロジェクト数		
セントラルニューヨーク	1.75	185	23.56	1,731	1,246%	836%
合計	83.06	9,079	743.65	64,926	795%	615%

出所) ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト,  
<https://www.nyserda.ny.gov/About/Newsroom/2017-Announcements/2017-02-21-Governor-Cuomo-Announces-Nearly-800-Percent-Growth-of-New-York-Solar-Power> より作成

上記の太陽光発電の拡大を促進した主な施策として、ニューヨーク・サンによる助成プログラム (NY-Sun Incentive Program) がある<sup>217</sup>。同プログラムでは、導入設備容量に係る目標を、州の特定の地域ごとに割り当て、さらにブロックごとに区分してインセンティブを付与している。対象地域は、Long Island、Con Edison の管轄地域、Upstate の 3 つに分かれており、助成の基準は、商業・産業用<sup>218</sup>と、居住用及び小規模商業用<sup>219</sup>の用途でそれぞれ異なる。

#### b. K ソーラー (K-SOLAR) <sup>220</sup>

ニューヨーク電力公社 (NYPA) とニューヨーク州エネルギー研究開発庁 (NYSERDA) が実施する制度であり、州内の学校が太陽光発電設備を導入するにあたり、無償で専門家を派遣し、設備導入に必要な機材等を提供する。

#### c. 「手ごろな」太陽光プログラム (Affordable Solar Program) <sup>221</sup>

低所得層から中所得層の住宅所有者を対象に、太陽光発電設備の設置費用を下げるために追加の助成金を提供する制度である。具体的には、住宅所有者のうち、州の平均収入の 80%未滿の総家計収入である者に対して、通常の 2 倍の助成金を支給するものである。

<sup>217</sup> ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト, <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Sun/Customers/Available-Incentives>, 2017 年 3 月 15 日取得

<sup>218</sup> 商業用・産業用建物で 200kW を超える新設の太陽光発電システムを対象とする。  
 ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト, <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Sun/Project-Developers/Commercial-Industrial-MW-Block>, 2017 年 3 月 15 日取得

<sup>219</sup> 住宅用の場合は最大 25kW、非住宅用 (大型マルチユニットビル、学校、非営利団体、政府) の場合は最大 200kW までの太陽光発電システムを対象とする。  
 ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト, <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Sun/Project-Developers/Residential-Small-Commercial-MW-Block>, 2017 年 3 月 15 日取得

<sup>220</sup> ニューヨーク州電力公社ウェブサイト, <http://www.nypa.gov/k-solar/>, 2017 年 3 月 15 日取得

<sup>221</sup> ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト, <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Sun/Customers/Available-Incentives/Affordable-Solar>, 2017 年 3 月 15 日取得

#### d. 小型風力タービンプログラム (Small Wind Turbine Program) <sup>222</sup>

小型風力タービンプログラムは、ニューヨーク州の風力発電の発電量増加を目的とした助成金制度である。2018年末までに約600万ドルの予算が確保されており（予算額は州内の風力エネルギーシステムの予想年間出力に基づき算定されたものである）、Behind the Meterやオンサイトの風力発電システムの設置支援のために申請が可能である。

その他の主な条件は以下のとおりである。

- 助成額は、1施設/需要家ごとに最大100万ドルである。ただし、総設置費用の50%を超えてはならない。
- 設備の大きさは、1施設/需要家あたり最大2MWである。

#### e. コミュニティ分散型発電 (Community Distributed Generation) プログラム

コミュニティ分散型発電 (Community Distributed Generation) プログラムは、太陽光発電、小型風力発電、その他分散型電源に関心はあるが発電設備を所有できない住宅所有者・事業者等が、メンバーシップを組み、スポンサー経由で、オフサイトの太陽電池パネルを購入し、購入した太陽電池パネルの発電量を毎月の電気料金に充当できるクレジットが付与される仕組みである（図 1-117）。太陽光発電用のプログラムは、共有ソーラープログラム (Shared Solar program) <sup>223</sup>と呼ばれる。

2016年10月には、NY州イサカの太陽光発電事業者であるRenovus Solarによって、初の共有ソーラープログラムのプロジェクトが実施されることが公表された<sup>224</sup>。

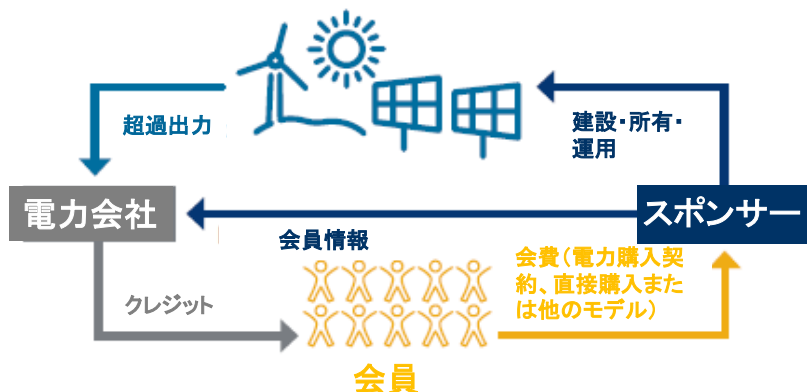


図 1-117 コミュニティ分散発電プログラムの役割と機能

出所) ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト, <https://www.nysersda.ny.gov/-/media/NYSun/files/Contractor-Resources/Community-Distributed-Generation-Project-Developers.pdf> より作成

<sup>222</sup> ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト, <https://www.nysersda.ny.gov/All-Programs/Programs/Small-Wind-Program>, 2017年3月15日取得

<sup>223</sup> ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト, <https://www.nysersda.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Sun/Communities/Shared-Solar>, 2017年3月15日取得

<sup>224</sup> ニューヨーク州エネルギー研究開発局ウェブサイト, <https://www.nysersda.ny.gov/About/Newsroom/2016-Announcements/2016-10-18-NYSERDA-Announces-Completion-of-States-First-Shared-Solar-Project>, 2017年3月15日取得

#### 4) 税制優遇措置<sup>225</sup>

##### a. 再生可能エネルギーシステムの固定資産税減免 (Real Property Tax Exemption for Properties) <sup>226, 227</sup>

再生可能エネルギーシステムの導入によって、固定資産の価値が上昇した場合、当該価値増加分について、15年間にわたり、固定資産税を減免する制度である。ただし、当該減免制度は、州内の各市町村及び学校区域がそれぞれ採否を選択できるため、地域により存否が異なる。

##### b. 太陽光・太陽熱システム設備の地方消費税免除 (Local Sales and Use Tax Rates on Sales and Installations of Residential Solar Energy Systems Equipment) <sup>228, 229</sup>

2005年より開始された、居住用住宅および複数世帯住宅に設置されるパッシブ太陽熱暖房機、太陽熱温水器、ソーラースペース熱、太陽光発電装置等の設置費用について、州の地方消費税を免除する制度である。

近時は免除対象が拡大しており、2013年からは、非住居用のソーラーシステムも、2015年からは、居住用・商業用需要家に対して太陽光発電を提供している第三者所有のソーラーシステムも対象に含まれている。

##### c. 住居用太陽光・太陽熱システム設備の所得税額控除 (Solar Energy System Equipment Credit) <sup>230</sup>

複数世帯住宅を含む住居用太陽光・太陽熱システム設備導入にあたり、設備購入費用・賃貸費用、または10年以上にわたる太陽エネルギーシステム由来の電力購入契約費用を対象に、当該費用の25%について所得税額控除(最大5,000ドル)を行う制度である。

---

<sup>225</sup> ニューヨーク州環境保護局ウェブサイト, <http://www.dec.ny.gov/energy/43231.html>, 2017年3月15日取得

<sup>226</sup> ニューヨーク州税務・財務局ウェブサイト, [https://www.tax.ny.gov/research/property/assess/manuals/vol4/pt1/sec4\\_01/sec487.htm](https://www.tax.ny.gov/research/property/assess/manuals/vol4/pt1/sec4_01/sec487.htm), 2017年3月15日取得

<sup>227</sup> ニューヨーク州税務・財務局ウェブサイト, [https://training.ny-sun.ny.gov/images/PDFs/SUN-GEN-taxlaw487-fs-1-v1\\_FINAL.PDF](https://training.ny-sun.ny.gov/images/PDFs/SUN-GEN-taxlaw487-fs-1-v1_FINAL.PDF), 2017年3月15日取得

<sup>228</sup> ニューヨーク州税務・財務局ウェブサイト, <https://www.tax.ny.gov/pdf/publications/sales/pub718s.pdf>, 2017年3月15日取得

<sup>229</sup> ニューヨーク州税務・財務局ウェブサイト, [https://www.tax.ny.gov/pubs\\_and\\_bulls/publications/sales/solar\\_energy.htm](https://www.tax.ny.gov/pubs_and_bulls/publications/sales/solar_energy.htm), 2017年3月15日取得

<sup>230</sup> ニューヨーク州税務・財務局ウェブサイト, [https://www.tax.ny.gov/pit/credits/solar\\_energy\\_system\\_equipment\\_credit.htm](https://www.tax.ny.gov/pit/credits/solar_energy_system_equipment_credit.htm), 2017年3月15日取得

## 1.2.10 中国

### (1) 政策の概観

2009年9月、第15回気候変動枠組条約締約国会議（COP15）の開会式において、胡錦濤主席（当時）は「中国の一次エネルギー消費に占める非化石エネルギーの割合を2020年までに15%へ引き上げる」という目標を公表した。また、2014年11月12日に公布された米中の気候変動対策共同声明では、一次エネルギー消費に占める非化石エネルギーの割合を2030年までに20%まで拡大するという目標が明らかにされた。

中国政府は「第13次5カ年計画（2016年～2020年）」にCOP15で表明した目標を盛り込み、再生可能エネルギーの普及拡大を積極的に推進している。以下、関連法令と国家計画に規定された再生可能エネルギー導入規模拡大の目標・方向性を概観する。

#### 1) 再生可能エネルギー法

中国政府は2006年、「再生可能エネルギー法」を正式に公表し、2009年には同法を改訂した。この法律によって再生可能エネルギーの総合目標政策、再生可能エネルギー電気の強制的な系統連系及び全量買取保障政策、地域の実情に合わせた買取価格の設定と補助政策など諸制度が確立された<sup>231</sup>。

#### 2) 計画・目標

##### a. エネルギー発展戦略行動計画2014-2020年に関する国務院弁公庁の通知(国弁発(2014)31号)

2014年6月7日に公布された本行動計画では、第13次5カ年計画期間中（2016～2020年）における再生可能エネルギーの発展の方向性と目標が正式に提示された（表1-85）。また、一次エネルギー消費に占める非化石エネルギーの割合を2020年までに15%へ引き上げる目標も再確認されている。

---

<sup>231</sup> 中国国務院及び関連部門は、同法の施行に合わせて「再生可能エネルギー発電に関する管理規定（可再生エネルギー発電管理規定）」、「再生可能エネルギーの買取価格及び費用均等分担に関する暫定方法（可再生エネルギー上网电价及費用分攤管理试行办法）」、「電力会社による再生可能エネルギー発電量の全量買取に関する監督管理方法（电网企业全额收购可再生能源电量监管办法）」などの政策規定を公布している。

表 1-85 中国の再生可能エネルギーに関する計画

対象電源	内容	2020年目標
水力	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 西南地域の金沙江、雅礮江、大渡河、瀾滄江等の流域を重点地域として大型発電所を開発</li> <li>● 揚水発電所の建設拡大</li> </ul>	設備容量:3.5 億 kW(揚水発電を除く)
風力	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 酒泉、内モンゴルの西部、内モンゴルの東部、冀北、吉林、黒竜江、山東、クムル市、蘇州等で9ヵ所の大型風力発電基地及び送電システムを重点的に建設</li> <li>● 南部及び中東部地域において、分散型風力発電・洋上風力発電の導入拡大を推進</li> </ul>	設備容量:2 億 kW 価格:石炭火力発電に相当する電力価格
太陽光	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 太陽光発電基地及びモデルプロジェクトの実施</li> <li>● 屋上型等分散型太陽光発電の推進</li> </ul>	設備容量:1 億 kW 価格:石炭火力発電に相当する電力価格
地熱 バイオマス	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 地熱エネルギーの全面調査及び地熱発電モデルプロジェクトの実施</li> <li>● バイオマス・地熱の熱供給応用を推進</li> </ul>	利用量:5,000 万トン標準炭換算値

出所) 国務院弁公庁、「エネルギー発展戦略行動計画 2014-2020 年に関する国務院弁公庁の通知」(国務院办公厅关于印发能源发展战略行动计划 2014-2020 年的通知) 国弁発(2014) 31 号, 2014 年 6 月 7 日より作成

#### b. 「再生可能エネルギー発展第 13 次 5 カ年計画」

2016 年 2 月、国家能源局は本計画(パブリックコメント版)を公表し、第 13 次 5 カ年計画期間中(2016~2020 年)に、再生可能エネルギー分野に対し 2.3 兆元<sup>232</sup>の追加投資を行うことを明らかにした<sup>233</sup>。

また、本計画では 2020 年までの再生可能エネルギー電気の導入目標(設備容量)と戦略の方向性が定められた。前出の「エネルギー発展戦略行動計画」の目標値に調整が施され、水力発電は 1,000 万 kW 縮小される一方で、太陽光及び風力発電を大幅に拡大することとなった。今後、中国西南部では大型水力発電基地、東北・華北・西北では風力発電基地の建設を進めるとともに、太陽光発電の半分以上を分散型にする見通しである。

9 ヶ月後の 2016 年 11 月 7 日、国家能源局は記者会見を開き「電力発展第 13 次 5 カ年計画」に関する説明を行った。同計画では、再生可能エネルギーの発展目標がさらに調整され、いずれの電源(揚水発電を除く)も目標が下方修正された(表 1-86)。水力発電については開発に伴う生態環境・移住措置への配慮、風力・太陽光に関しては需給アンバランス(いわゆる「棄風」・「棄光」問題)<sup>234</sup>への対応が目標値調整の背景にある。また、風力・太陽

<sup>232</sup> 1 元=17 円

日本銀行「基準外国為替相場及び裁定外国為替相場」(2017 年 2 月 20 日)による。

[https://www.boj.or.jp/about/services/tame/tame\\_rate/kijun/kiju1703.htm](https://www.boj.or.jp/about/services/tame/tame_rate/kijun/kiju1703.htm)

<sup>233</sup> 王璐、「今後 5 年間に再生可能エネルギーに 2.3 兆元を新規投資」(可再生エネルギー五年新投 2.3 万亿) 経済参考報, 2016 年 1 月 29 日

[http://www.jjckb.cn/2016-01/29/c\\_135055225.htm](http://www.jjckb.cn/2016-01/29/c_135055225.htm)

<sup>234</sup> 「棄風」「棄光」問題については、1.2.10(3)で詳述する。

光共に電力の「地産地消」重視が戦略の方向性となっている。さらに、同年11月末、国家能源局は「水力発電第13次5カ年発展計画発表稿」を公表し、水力発電の規模拡大に向けて具体的な設備容量・発電量の数値目標を示した(表1-87)。また、発電用途以外の再生可能エネルギーについても表1-88のとおり計画目標が公表されている。

表 1-86 再生可能エネルギー第13次5カ年計画目標

電源種類	2020年の目標 (設備容量:億kW)	戦略方向
水力発電(揚水発電以外)	3.4	大型水力発電を優先
揚水発電	0.4	
風力発電(陸上)	1.6	陸上の風力発電を優先 地産地消、「棄風」 <sup>235</sup> を改善
風力発電(洋上)	0.5	
太陽光発電(発電所)	1.05	分散型の発展を優先 地産地消、「棄光」 <sup>236</sup> を改善
太陽光発電(分散型)		
太陽熱発電	0.05	モデル事業を実施
バイオマス発電	0.15	地(県)級市で着実に発展

出所) 国家発展改革委員会,「再生可能エネルギー発展に関する第13次5カ年計画」(可再生エネルギー発展“十三五”规划),2016年12月10日より作成

表 1-87 第13次5カ年計画期間における水力発電の発展目標

種別	新規設備容量 (万kW)	2020年までの 設備容量 (万kW)	2020年までの 年間発電量 (億kWh)
水力発電所	4,349	34,000	12,500
(うち大型・中型)	3,849	26,000	10,000
(うち小型)	500	8,000	2,500
揚水発電所	1,697	4,000	—
合計	6,046	38,000	12,500

出所) 国家能源局,「水力発電第13次5カ年計画発表稿」(水电发展“十三五”规划发布稿),2016年11月29日より作成

表 1-88 再生可能エネルギー第13次5カ年計画の目標(発電を除く)  
(単位:1万標準炭換算トン)

太陽熱 温水器	地熱	バイオガス	バイオマス 固形燃料	バイオエタノ ール燃料	バイオ ディーゼル
9,600	4,000	960	1,500	380	300

出所) 国家発展改革委員会,「再生可能エネルギー発展に関する第13次5カ年計画」(可再生エネルギー発展“十三五”规划(正式版)2016年12月,国家発展改革委員会,「バイオマス発展の第13次5カ年計画」(生物質能発展十三五规划),2016年12月より作成

<sup>235</sup> 1.2.10(3)参照

<sup>236</sup> 同上

### c. 省別の導入目標

2016年2月29日、国家能源局は「再生可能エネルギーの開発利用における目標誘導制度に関する国家能源局の指導意見」（国能新能（2016）54号）を公布した。本指導意見では、1次エネルギー消費に占める非化石エネルギー源（水力を除く）の割合について、省別の目標値が設定されている（図1-118）。全国平均は10%程度であるが、再生可能エネルギー資源の利用可能性に応じて、内モンゴル自治区、東北三省（遼寧省、吉林省、黒龍江省）等は13%と高め、上海市、江西省及び一部の西南部地域（雲南省、重慶市、四川省、貴州省）等は5%と低めの設定になっている。

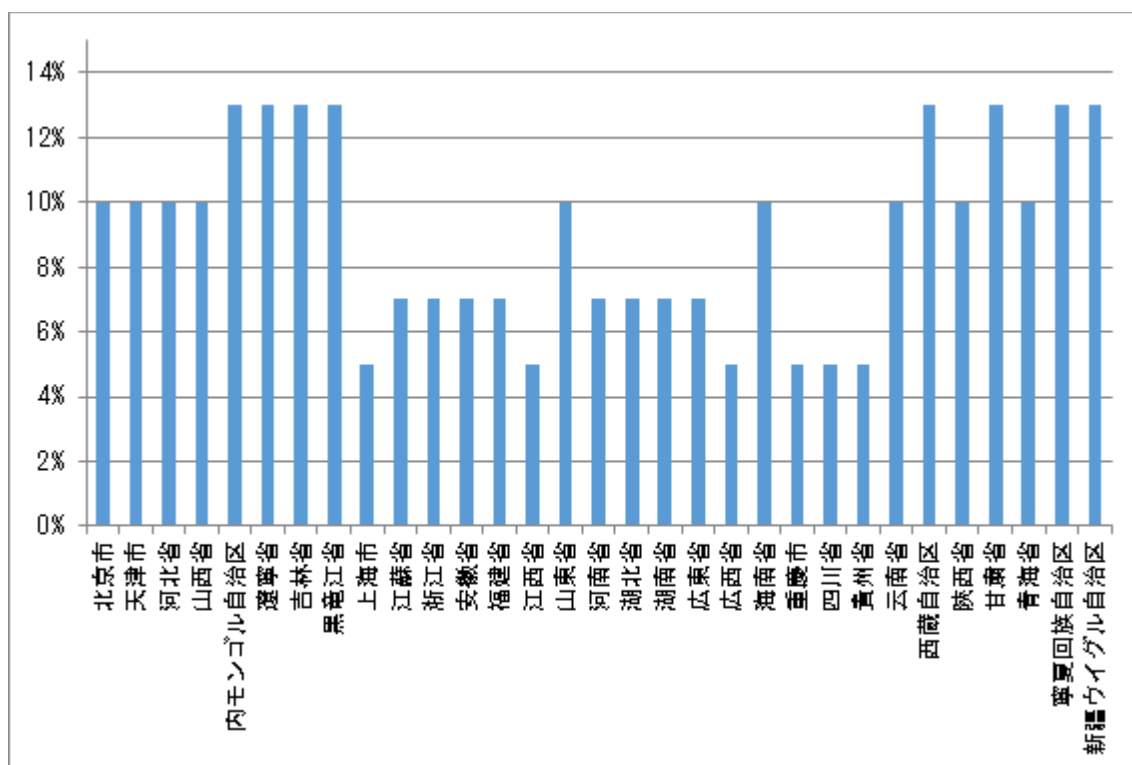


図 1-118 一次エネルギー消費に占める非化石エネルギー源（水力を除く）の省別目標

出所) 国家能源局, 「再生可能エネルギーの開発利用目標の目標誘導制度に関する指導意見」 (关于建立可再生新能源开发利用目标引导制度的指导意见) 国能新能 (2016) 54 号, 2016 年 2 月 29 日より作成

### (2) 再生可能エネルギーへの支援施策

#### 1) (大型) 太陽光発電への支援（全量固定価格買取制度）

2011年7月24日、国家発展改革委員会は「太陽光発電の買取価格制度の改善に関する通知」（発改価格（2011）1594号）を公表し、固定価格買取制度が導入された。本通知では、2011年7月1日までに建設が許可され、かつ2011年12月31日までに稼働できる太陽光発電所について固定買取価格を1.15元/kWhに設定した。

しかしながら、国土の広い中国では地域によって日射量が大きく異なるだけでなく、発電所の建設コスト及びランニングコスト、発電量にも開きがある。2013年8月26日、国家発



展改革委員会は「価格によるレバレッジ発揮と太陽光発電産業の健全な発展促進に関する通知」（发改価格（2013）1638号）を公表し、買取価格を3つのエリア別に設定する方式を採用した（図 1-119）。なお、買取期間は原則20年間である。

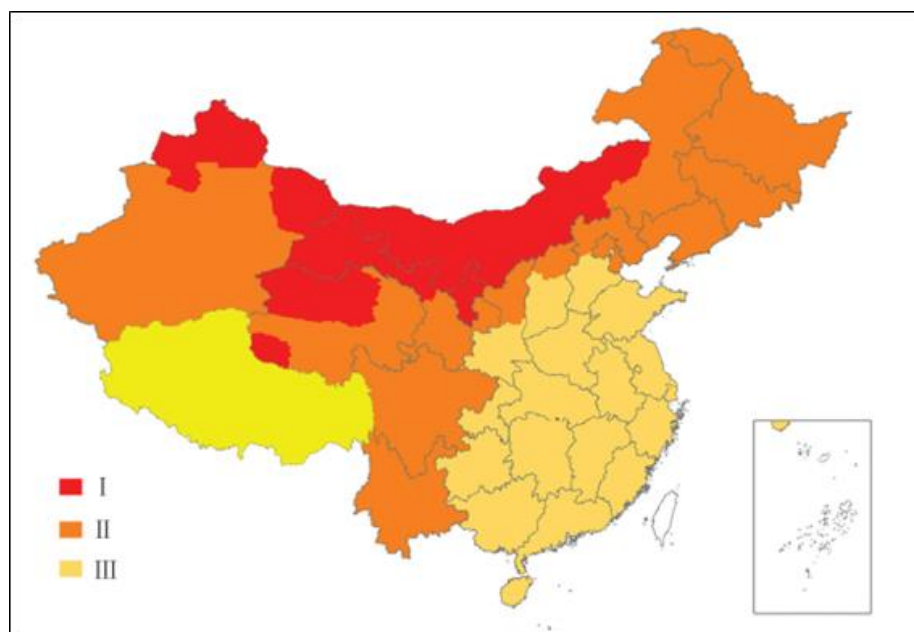


図 1-119 太陽光発電の買取価格に関するエリア区分

注) チベット自治区（上図左下・濃い黄色の部分）は、1~3類エリアに該当せず、買取価格を別途設定することとなっている。

出所) 国家能源中心、「中国再生可能エネルギー産業発展に関する報告 2015」（中国可再生能源产业发展报告 2015）中国经济出版社, 2015年9月より作成

その後2回にわたり買取価格の引き下げが実施され、2017年1月1日以降は「新エネルギーの固定買取価格の調整に関する通知—パブリックコメント版」<sup>237</sup>に基づく価格が適用されている。エリア方式が採用された2013年9月1日以降の買取価格の変遷を表 1-89 に示す。

<sup>237</sup> 2016年9月29日に国家发展改革委員会が公布した。

表 1-89 (大型) 太陽光発電所からの買取価格 (単位: 元/kWh)

区分	2013年9月1日以降	2016年1月1日以降	2017年1月1日以降
1 類エリア	0.90	0.80	0.55
2 類エリア	0.95	0.88	0.65
3 類エリア	1.00	0.98	0.75
適用対象	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2013年9月1日～2015年12月31日に建設を許可された発電所</li> <li>● または2013年9月1日以前に建設許可されたが、2013年12月31日までに稼働開始していない発電所</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2016年1月1日～2016年12月31日に建設を許可された発電所</li> <li>● または2015年12月31日以前に建設許可されたが、2016年6月30日までに稼働開始していない発電所</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2017年1月1日以降に建設を許可された発電所</li> <li>● または2016年12月31日以前に建設許可されたが、2017年6月30日までに稼働開始していない発電所</li> </ul>

注) 2013年9月1日まではエリア区分がなく、買取価格は1.00元/kWh、または1.15元/kWhとなっていた。

出所) 国家発展改革委員会、「太陽光発電の買取価格制度の改善に関する通知」(关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知) 发改価格(2011)1594号, 2011年7月24日より作成

国家発展改革委員会、「価格によるレバレッジ発揮と太陽光発電産業の健全な発展促進に関する通知」(关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知) 发改価格(2013)1638号, 2013年8月26日,

国家発展改革委員会、「陸上風力発電及び太陽光発電の固定買取価格の改善に関する通知」(关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知) 发改価(2015)3044号, 2015年12月22日,

国家発展改革委員会、「新エネルギーの送電網接続価格の調整に関する通知—パブリックコメント版」(关于调整新能源标杆上网电价的通知—征求意见稿), 2016年9月29日より作成

## 2) 分散型太陽光発電への支援 (全量買取制度/余剰買取制度)

国家発展改革委員会は2015年12月22日、「陸上風力発電及び太陽光発電の固定買取価格の改善に関する通知」(发改価(2015)3044号)を公表し、分散型太陽光発電の基準買取価格を従来より細かく規定した。分散型太陽光発電の適用範囲は、①10kV以下の電圧で系統連系され、かつ合計導入容量が6MW以下の太陽光発電プロジェクト<sup>238</sup>、②35kV(東北地域では66kV)及び以下の電圧で系統連系され、かつ合計導入容量が20MW以下の太陽光発電プロジェクト<sup>239</sup>である(他はすべて大型太陽光発電となる)。

買取価格には「自産自消、余剰買取」、及び「全量買取」という2つの選択肢があり、買取期間は20年間である。「全量買取」方式の場合、買取金額は大型太陽光発電所の基準価格と同額である。「自産自消、余剰買取」方式を選択する場合は、所在地にある火力発電基準買取価格<sup>240</sup>に所定の補助金(表1-90)が加算される。

<sup>238</sup> 国家电网, 「分散型太陽光発電の系統連系に関する意見及び規定」(关于印发分布式光伏发电并网方面相关意见和规定) 国家电网弁1560号, 2012年 [http://www.gs.sgcc.com.cn/html/main/col7/2013-04/23/20130423173754646557564\\_1.html](http://www.gs.sgcc.com.cn/html/main/col7/2013-04/23/20130423173754646557564_1.html)

<sup>239</sup> 国家能源局, 「分散型太陽光発電に関する政策を一層確実に実行させる通知」(关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知) 国能新能(2014)406号, 2014年9月2日 [http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201409/t20140904\\_1837.htm](http://zfxgk.nea.gov.cn/auto87/201409/t20140904_1837.htm)

<sup>240</sup> 火力発電の基準買取価格は、国家発展改革委員会が設定する。2016年1月1日以降の価格は2015年12月27日付の通知(2015)3105号による。

表 1-90 分散型太陽光発電の補助金（単位：元/kWh）

区分	2013年9月1日以降	2016年1月1日以降	2017年1月1日以降
1類エリア	0.42	0.42	0.20
2類エリア			0.25
3類エリア			0.30
適用対象	2015年12月31日までに稼働を開始した分散型太陽光発電システム	2016年1月1日～2016年12月31日の間に稼働を開始した分散型太陽光発電システム	2017年1月1日より稼働開始した分散型太陽光発電システム

注) エリア区分は2017年1月1日より開始。

出所) 国家発展改革委員会、「価格によるレバレッジ発揮と太陽光発電産業の健全な発展促進に関する通知」(关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知) 发改価格(2013)1638号, 2013年8月26日, 国家発展改革委員会, 「陸上風力発電及び太陽光発電の固定買取価格の改善に関する通知」(关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知) 发改価(2015)3044号, 2015年12月22日, 国家発展改革委員会, 「新エネルギーの送電網接続価格の調整に関する通知—パブリックコメント版」(关于调整新能源标杆上网电价的通知—征求意见稿), 2016年9月29日より作成

分散型太陽光発電所については、2013年6月以降、一部の地方政府で独自の補助金政策も実施されている。中央政府の補助金と併用できるため、太陽光の日射量が比較的少ない中部及び東部の太陽光発電所にとっては、経済性を左右する要因となっている。中央政府・地方政府の補助金合計額の例を図1-120に示す。

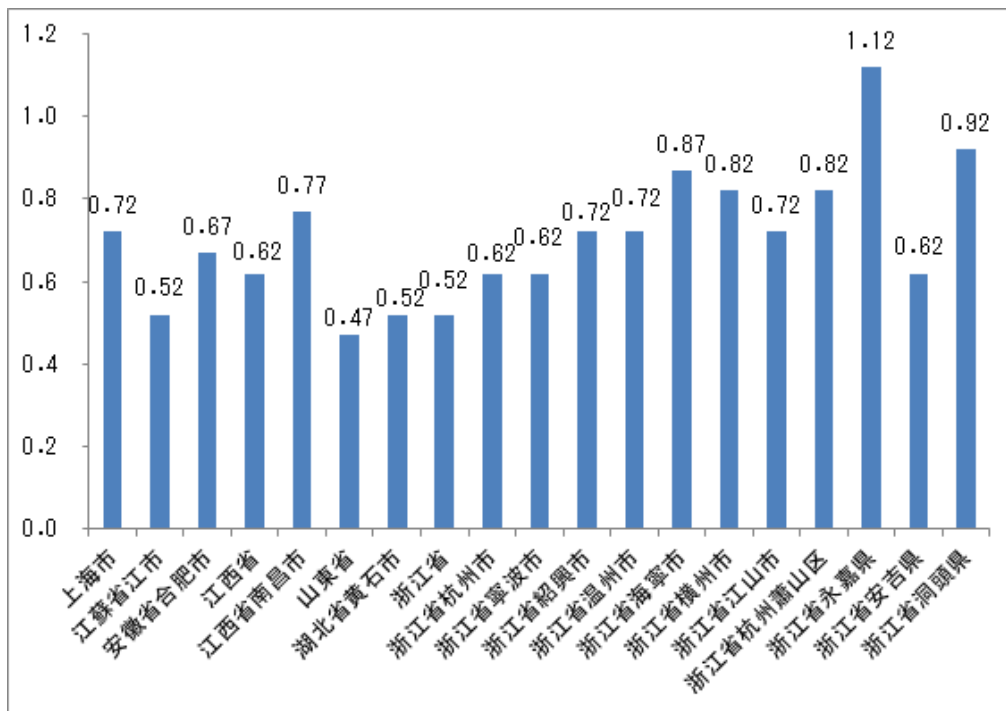


図 1-120 中央政府及び地方政府の補助金合計額（単位：元/kWh）

出所) 国家可再生能源中心, 「中国可再生能源産業発展報告 2015」, 中国経済出版社, 2015年9月より作成

### 3) 風力発電への支援（固定価格買取制度）

風力発電についても、2009年にはエリア別（第1類～第4類）の価格設定による固定価格買取制度が導入されている。太陽光同様、買取価格は段階的に引き下げられている。買取期間は原則20年間である。エリア区分と買取価格の変遷を表1-91と表1-92に示す。

表 1-91 風力発電の買取価格エリア

区分	範囲
1 類エリア	内モンゴル自治区(赤峰市、通遼市、ヒンガン盟、フルンボイル市を除く)、新疆ウイグル自治区の一部(烏魯木斉市、イリ・カザフ自治州、昌吉回族自治州、カラマイ市、石河子市)
2 類エリア	河北省承德市、河北省張家口市、内モンゴル自治区(赤峰市、通遼市、ヒンガン盟、フルンボイル市)、甘肅省の一部(張掖市、嘉峪関市、酒泉市)
3 類エリア	吉林省(白城市、松原市)、黒竜江省(鶏西市、二鴨山市、七台河市、綏化市、伊春市大興安嶺地区)、甘肅省(張掖市、嘉峪関市、酒泉市を除く)、新疆ウイグル自治区の一部(烏魯木斉市、イリ・カザフ自治州、昌吉回族自治州、カラマイ市、石河子市)、寧夏回族自治区
4 類エリア	1 類エリア、2 類エリア、3 類エリア以外の地域

出所) 国家發展改革委員会、「風力発電の買取価格制度の改善に関する通知」(关于完善风力发电上网电价政策的通知) 発改価格(2009)1906号, 2009年より作成

表 1-92 陸上風力発電の買取価格(単位:元/kWh)

区分	2009年	2015年)	2016年)	2018年
1 類エリア	0.51	0.49	0.47	0.44
2 類エリア	0.54	0.52	0.50	0.47
3 類エリア	0.58	0.56	0.54	0.51
4 類エリア	0.61	0.61	0.60	0.58
適用対象	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2009年8月1日～2014年12月31日に建設が許可され、かつ2016年1月1日までに稼働した発電所</li> <li>● 2009年8月1日以前に許可された発電所は従来の買取価格が適用される。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2015年1月1日～2015年12月31日に建設が許可された発電所</li> <li>● または2015年1月1日以前に許可されたが、2016年1月1日までに稼働していない発電所</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2016年1月1日以降に建設が許可され、許可期間中(2年間)に稼働した発電所</li> <li>● または2015年1月～2015年12月31日に許可されたが、2017年1月1日までに稼働していない発電所</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2018年1月1日以降に建設が許可され、許可期間中(2年間)に稼働した発電所</li> </ul>

出所) 国家發展改革委員会、「風力発電の買取価格制度の改善に関する通知」(关于完善风力发电上网电价政策的通知) 発改価格(2009)1906号, 2009年,

国家發展改革委員会、「陸上風力発電の固定買取価格の調整に関する通知」(关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知) 発改価格(2014)3008号, 2015年1月,

国家發展改革委員会、「陸上風力発電及び太陽光発電の買取価格政策の改善に関する通知」(关于完善陆上风电光伏上网标杆电价政策的通知) 発改価格(2015)3044号, 2015年12月22日より作成

なお、洋上風力発電については、国家發展改革委員会が2014年6月5日に公表した「洋上風力発電の買取価格に関する通知」((2014)1216号)において買取価格が設定されてい

る。本通知では、発電所を設置する場所によって、買取価格を「潮間帯」<sup>241</sup>と「近海洋上」の2種類に分けて設定している。

表 1-93 洋上風力発電の買取価格（単位：元/kWh）

種類	買取価格
潮間帯風力発電	0.75
近海洋上風力発電	0.85

出所) 国家発展改革委員会,「洋上風力発電の買取価格に関する通知」(关于海上风电上网电价政策的通知)(2014) 1216号, 2014年6月5日より作成

#### 4) 地熱エネルギーへの支援

2013年1月10日、国家能源局、財政部、国土資源部、住宅と城郷建設部の四部委は、「地熱エネルギーの開発利用促進に関する指導意見」(国能新能(2013)48号)を公表した。同指導意見では、商業化された地熱エネルギープロジェクトに対する優遇策を決定した。具体的には、需要側でのESCOを活用した省エネと絡めた地熱利用プロジェクトへの税制優遇や、熱供給・冷房プロジェクトに対する買取価格の優遇措置である。

#### 5) バイオマス発電への支援（固定価格買取制度）

国家発展改革委員会は2006年1月4日、「再生可能エネルギー発電の買取価格及び費用分担管理に関する暫定方法」(发改価格(2006)7号)を公表し、バイオマス発電・バイオマスガス化発電を対象とする固定価格買取制度が開始された。買取期間は15年である。以降、2010年には農林バイオマスが、2012年には生活廃棄物を原料とする廃棄物燃焼発電も制度対象に加えられた。買取価格は表1-94のとおりである。

表 1-94 バイオマス発電の買取価格（単位：元/kWh）

実施開始日	対象	買取価格 <sup>(注)</sup>
2006年1月1日	バイオガス	ベース価格+0.25
2006年1月1日	ガス化発電	ベース価格+0.25
2010年7月1日	農林バイオマス	0.75
2012年4月1日	廃棄物燃焼	0.65

注) ベース価格は各地域の2005年の石炭火力発電買取価格(脱硫)とする。

出所) 国家発展改革委員会,「再生可能エネルギーの買取価格及び費用分担管理の暫定方法」(可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法的通知)(发改价格(2006)7号),2006年1月4日,国家発展改革委員会,「農林バイオマス発電の買取価格政策改善に関する通知」(关于完善农林生物质发电价格政策的通知)(发改価格(2010)1579号),2010年7月18日,国家発展改革委員会,「廃棄物燃焼発電の買取価格政策の改善に関する通知」(关于完善垃圾焚烧发电价格政策的通知)(发改価格(2012)801号),2012年3月28日より作成

<sup>241</sup> 潮間帯とは、海と陸の境界にあたる部分で、大潮の時の最高高潮面から最低高潮面までの範囲を指す。

## 6) 太陽熱発電への支援（モデル事業・固定価格買取制度）

中国は第 12 次 5 カ年計画期間中に合計 1GW 規模の太陽熱発電事業の開発を計画していた。しかしながら、計画最終年の 2015 年までに設置が完成した設備容量は 18MW と計画目標を大幅に下回った<sup>242</sup>。

そこで、太陽熱発電のモデル事業を推進するとともに、モデル事業からの電力買取については、従来の入札方式を改め、2016 年 8 月 29 日に国家発展改革委員会が公表した「太陽熱発電の基準買取価格政策に関する通知」（发改価格（2016）1881 号）により、全国一律で 1.15 元/kWh と決定された。なお、この価格は 2016 年～2018 年 12 月 31 日に実施するモデル事業が適用対象である。

## 7) 火力発電に関する規制

近年、中国政府は火力発電に対する多数の規制を公布している。特に、小型火力発電所は効率が低いことに加えて汚染物質や温室効果ガスの排出量も多いため、第 11 次 5 カ年計画（2006 年～2010 年）期間中には多数の小型火力発電所を閉鎖し、大型火力発電所の建設を促進する「上大圧小」政策を実施してきた。2007 年以降に公布された規制とその概要を表 1-95 に示す。

---

<sup>242</sup> 国家能源局ウェブサイト, [http://www.nea.gov.cn/2016-09/07/c\\_135668622.htm](http://www.nea.gov.cn/2016-09/07/c_135668622.htm)

表 1-95 火力発電に対する規制政策の一覧（2007～2015年）

政策	公表日	主な内容
小型火力発電所の閉鎖加速に関する意見 国発(2007)2号(注)	2007年1月20日	小型火力発電機の廃止を加速し、再生可能エネルギー発電を優先する。
大気汚染防止に関する行動計画通知 国発(2013)37号	2013年9月10日	石炭ボイラーや石炭火力発電所の廃止を進め、2017年までに再生可能エネルギーの利用拡大を促進することで吸入性粒子状物質の濃度を低減する。
エネルギー発展戦略に関する行動計画 2014-2020 国弁発(2014)31号	2014年6月7日	一次エネルギー消費に占める非化石エネルギーの割合を2020年に15%まで拡大し、2030年には20%まで拡大する。
石炭火力発電の省エネ排出削減に関するグレードアップ及び改造行動計画 発改能源(2014)2093号	2014年9月12日	2020年までに、一次エネルギー消費に占める石炭消費の比率を62%以下に抑える。
重点地域における石炭消費量削減及び代替管理に関する暫定方法 発改環資(2014)2984号	2014年12月29日	2017年まで北京市で石炭消費量を1,300万トン、天津市で1,000万トン、河北省で4,000万トン、山東省で2,000万トン削減する。
工業における石炭のクリーン高効率利用に関する行動計画 工信部聯節(2015)45号	2015年2月2日	石炭消費量を2017年までに8,000万トン以上、2020年までに1.6億トン以上を節約する。
石炭火力発電からの買取価格及び一般工業用・商業用電力の価格引き下げに関する通知 発改価格(2015)3105号	2015年12月23日	2016年1月1日より、石炭火力発電所からの買取価格を0.03元/kWh引き下げる。買取価格の引き下げにより節約した資金を再生可能エネルギーの発展に使用する。

注) 下記小型火力発電機は廃止対象になる。

- ・単機容量が5万kW以下の火力発電機
  - ・単機容量が10万kW以下で、且つ稼働期間が20年以上の火力発電機
  - ・単機容量が20万kW以下で、且つ設計寿命が到達している火力発電機
  - ・その他、エネルギー消費基準や環境基準を満たしていない火力発電機
- 出所) 各種公開情報より作成

### (3) 今後の課題：「棄光・棄風・棄水」（出力抑制）について

#### 1) 現状と要因

再生可能エネルギーの普及拡大について中国が直面している大きな課題は、需給アンバランスに起因する出力抑制、いわゆる「棄光」・「棄風」・「棄水」の問題である。資源の

偏在や電力需要の地域差、送電インフラ不足などが要因となり、発電が可能でありながら発電所を稼働できない状況が各地で発生している。この課題の現状と要因を表 1-96 に示す。

表 1-96 「棄光」・「棄風」・「棄水」問題の現状と要因

電源	現状	要因	
		エネルギー資源・電力需要の偏り	インフラ不足
太陽光	2015年の棄光率 ● 甘肅省:31% ● 新疆ウイグル自治区:26%	● 西北地域、西南地域:太陽光資源は豊富だが、電力需要が少ない。 ● 東部と中部:電力需要が多いが、太陽光発電所からの距離が遠い。	● 送電線不足により送電能力が低下している。
風力	中国全体の棄風量(億 kWh) ● 2013年:162 ● 2014年:133 ● 2015年:339	● 「三北」地域(東北・華北・西北):風力資源が豊富だが、電力需要が少ない。	● 大規模蓄電設備が設定されていないため、電力需要のピークカット能力が不足している。 ● 地域間の連系線不足により、地域外での電力消化という課題を短期間には解決できない(送電インフラの整備は発電施設より2~3年遅れている)。
水力	四川省の棄水量(億 kWh) ● 2013年:25.8 ● 2014年:96.8 ● 2017年予測:190~200 ● 2020年予測:350	● 西南地域:水力資源が豊富で設備容量は増加し続けているが、中部・東部に比べ電力消費量が少ない。	● 一部の需要地域において送配電網の構成が弱く、特高圧送電網等の建設が遅れている。

出所) 国家能源局,「2015年太陽光発電関連統計データ」(2015年光伏发电相关统计数据)2016年2月5日,国家能源局,「2015年風力発電産業発展状況」(2015年风电产业发展情况),2016年2月2日,国家発展改革委員会国家可再生エネルギー中心,「中国再生可能エネルギー産業発展報告2015」(中国可再生エネルギー産業発展報告2015),2015年9月,国家能源局,「水力発電基地の棄水問題に関する四川駐在監察管理報告」(水电基地弃水问题驻点四川监管报告)(2015年第10号(総第27号)),2015年4月16日より作成

具体例として風力発電所の「棄風」の実態を以下に示す。2015年、中国全土の棄風率は15%程度であったが、甘肅省・新疆ウイグル自治区等、30%を超える地域もあった(表 1-97)。

表 1-97 全国・地域別の棄風の状況(2015年)

地域	発電量 (億 kWh)	棄風量 (億 kWh)	棄風率 (%)	利用時間 (h)
河北省	168	19	10.2%	1,808
内モンゴル自治区	408	91	18.2%	1,865
吉林省	60	27	31.0%	1,430
甘肅省	127	82	39.2%	1,184
新疆ウイグル自治区	148	70	32.1%	1,571
全国	1,863	339	15.4%	1,728

出所) 国家能源局,「2015年風力発電産業発展状況」(2015年风电产业发展情况),2016年2月2日より作成



## 2) 対応策

### a. 全量買取制度（太陽光・風力）における買取保証

中国政府は棄光・棄風問題の深刻化を受け、2016年6月1日には「風力発電、太陽光発電の保障的全量買取の管理に関する国家能源局の通知」（発改能源（2016）1150号）を公表した。太陽光発電の場合、対象地域を1類エリア、2類エリアに分け、買取保証時間を設定している。棄光率の高い甘肅省や新疆ウイグル自治区は1類エリアに区分されており、買取保証時間が他のエリアより長く設定されている（表 1-98）。

表 1-98 太陽光発電重点地域の買取保証時間

区分	地域	買取保証時間 (h/年)
1 類エリア	寧夏回族自治区、青海省海西モンゴル族チベット族自治州、甘肅省嘉峪関市、武威市、張掖市、酒泉市、敦煌市、金昌市、新疆ウイグル自治区の一部(哈密市、タルバガタイ地域、アルタイ地域、カラマイ市)、内モンゴル自治区の一部(赤峰市、通遼市、ヒンガン盟、フルンボイル市を除く)	1,500
2 類エリア	青海省(1 類エリア以外)	1,450
	甘肅省(1 類エリア以外)	1,400
	新疆(1 類エリア以外)	1,350
	赤峰市、通遼市、ヒンガン盟、フルンボイル市	1,400
	黒竜江省	1,300
	吉林省	1,300
	遼寧省	1,300
	河北省承德市、張家口市、唐山市、秦皇島市	1,400
	山西省大同市、朔州市、忻州市	1,400
陝西省榆林市、延安市	1,300	

出所) 国家能源局、「国家能源局より風力発電、太陽光発電の全量買取保証の管理作業に関する通知」（国家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知）発改能源（2016）1150号、2016年6月1日より作成

同様に、風力発電についてもエリアを4つに分け、各地域の買取保証時間を定めた（表 1-99）。棄風率の高いエリアは買取保証時間が長めに設定されている。

表 1-99 風力発電重点地域の買取保証時間

区分	地域	買取保証時間 (h/年)
1 類エリア	内モンゴル自治区(赤峰市、通遼市、ヒンガン盟、フルンボイル市を除く)	2,000
	新疆ウイグル自治区の一部(烏魯木斉市、イリ・カザフ自治州、昌吉回族自治州、カラマイ市、石河子市)	1,900
2 類エリア	内モンゴル自治区(赤峰市、通遼市、ヒンガン盟、フルンボイル市)	1,900
	河北省張家口市	2,000
	甘肅省(嘉峪関市、酒泉市)	1,800
3 類エリア	甘肅省(嘉峪関市、酒泉市を除く)	1,800
	新疆ウイグル自治区(烏魯木斉市、イリ・カザフ自治州、昌吉回族自治州、カラマイ市、石河子市を除く)	1,800

区分	地域	買取保証時間 (h/年)
	吉林省白城市、松原市	1,800
	黒竜江省鶏西市、二鴨山市、七台河市、綏化市、伊春市、大興安嶺地区、	1,900
	寧夏回族自治区	1,850
4 類エリア	黒竜江省のその他地域	1,850
	吉林省のその他地域	1,800
	遼寧省	1,850
	山西省忻州市、朔州市、大同市	1,900

出所) 国家能源局,「国家能源局より風力発電、太陽光発電の全量買取保証の管理作業に関する通知」(国家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知) 发改能源(2016)1150号,2016年6月1日より作成

#### b. 発電所の新規建設抑制(風力)

中国政府は、風力発電所の新規建設をコントロールする対策を講じている。2015年5月21日、国家能源局は「風力発電の年間開発計画の管理改善に関する通知」を公布し、棄風率が20%を超えた地域、または年度開発計画の完成率が80%を下回った地域では、発電所の新規建設を禁止すると規定した。

さらに、2016年3月11日には「2016年風力発電の消化作業指示に関する通知」が公表された。同通知では、特に2015年に棄風率の高かった地域、または棄風率が急速に増加している地域<sup>243</sup>において、2016年の新規建設を停止する方針を示した。

#### c. 送電インフラ整備

再生可能エネルギー資源が豊富にある地域から、電力需要の多い地域への送電能力増強のため、2015年、国家電網が該当地域間に特高压送電線を増設する「四交四直」<sup>244</sup>事業を開始した。

「四交四直」とは、淮南—南京—上海、錫盟—山東、内モンゴル西部—天津南部、横榆—濰坊の各地域、ならびに寧東—浙江、晋北—江蘇、錫盟—泰州、上海庙—山東の四つの地域間を結ぶ特高压直流送電線を指す。本事業の投資総額は1,737億元であり、国家发展改革委員会より2015年10月に許可を取得し、同年12月に建設を開始した。2017年までの完成・稼働が予定されており、電力需要の多い中部と東部地域へ送電量は年間1,100億kWhに上る見通しである。

#### d. 夜間電力の活用(風力)

2016年2月5日に公布された「三北地域(東北、華北、西北)における再生可能エネルギーの消費促進に関する国家能源局の通知」(国能監管(2016)39号)では、風力発電による熱供給を積極的に推進する方針が決定された。特に、冬期の夜間風力を活用して石炭火力ボイラーを代替することにより、棄風量の削減を進めている。

<sup>243</sup> 内モンゴル自治区、吉林省、黒竜江省、甘肅省、寧夏自治区及び新疆ウイグル自治区等

<sup>244</sup> 新華社,「大气污染防治行动计划“四交四直”特高压工程全部启动」,2015年12月15日

## 1.2.11 韓国

### (1) 政策の概観

韓国政府は、1997年に策定した「第1次代替エネルギー技術開発・普及基本計画（1997～2006年）」を端緒に、一連の国家計画に再生可能エネルギーの導入規模拡大目標を盛り込み、様々な施策を実施している。現在は「第4次新・再生可能エネルギー基本計画（2014～2035年）」の期間中である。

世界的に見ると韓国の再生可能エネルギーの普及率は高くない。IEAの統計によると、一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの割合は1.5%であり、OECD加盟国34ヶ国中最下位に留まっている<sup>245</sup>。

韓国の特徴としては「再生可能エネルギー」とは別途に、燃料電池、石炭液化・ガス化エネルギー、水素エネルギーを「新エネルギー」と定義づけ<sup>246</sup>、再生可能エネルギーと一体的な推進政策を講じていること、また再生可能エネルギーの中でも廃棄物資源の割合が高いことが挙げられる。

法体系については、韓国のエネルギー関連法のうち「低炭素グリーン成長基本法」（法律第9931号）、「エネルギー法」（法律第14079号）、「新エネルギーおよび再生可能エネルギー開発・利用・普及促進法」（法律第14079号）の3法が再生可能エネルギー政策を明文化している。以下、各法律の内容と中・長期の国家計画及び目標設定を概観する。

### 1) 関連法令

#### a. 低炭素グリーン成長基本法（法律第9931号）

「低炭素グリーン成長基本法」は、2010年1月に施行されたエネルギー分野の上位法である。この法律の目的は、経済と環境の調和のとれた低炭素社会の実現に必要な社会的基盤を整備し、グリーン技術と産業を新たな成長原動力として育成することである。立法の背景には、李明博大統領（当時）による環境重視の政策転換があった<sup>247</sup>。第39条では、政府が新・再生可能エネルギーの開発と普及等に関する計画を作成し、実施しなければならないと定めている（表1-100）。

<sup>245</sup> “Renewable Information 2016” (IEA) による2014年確定値。OECD加盟国全体の数値は9.4%である。

<sup>246</sup> 「新エネルギーおよび再生可能エネルギー開発・利用・普及促進法」による（後述）。再生可能エネルギーは、太陽、バイオ、風力、水力、海洋、廃棄物、地熱の各エネルギー源と定義づけられている。

<sup>247</sup> 駐日大韓民国大使館、「第63周年光復節（独立記念日）及び大韓民国建国60周年の李明博大統領祝辞②」, 2008年8月15日

<http://japanese.korea.net/NewsFocus/Business/view?articleId=76182>

表 1-100 低炭素グリーン成長基本法における新エネルギー関連規定

第 39 条(エネルギー政策等の基本原則) 政府は、低炭素グリーン成長を推進するために、エネルギー政策及びエネルギーと関連した計画を次の各号の原則により策定し、施行しなければならない。

1. 石油、石炭等の化石燃料の使用を段階的に削減し、エネルギー自立度を画期的に向上させる。
2. エネルギー価格の合理化、エネルギーの節約及びエネルギー利用効率の向上等エネルギー需要管理を強化して地球温暖化を予防し、環境を保全してエネルギー低消費及び資源循環型の経済社会構造に転換する。

(中略)

3. 環境と調和したエネルギーである太陽エネルギー、廃棄物バイオエネルギー、風力、地熱、潮力、燃料電池、水素エネルギー等の新・再生可能エネルギーの開発、生産、利用及び普及を拡大し、エネルギー供給源を多角化する。

注) 法律の和訳は、諸橋 邦彦・遠藤 真弘、「韓国「低炭素グリーン成長基本法」— 経済と環境が調和した発展に向けて」、外国の立法 243 (2010.3) を参照

<http://www.ndl.go.jp/jp/diet/publication/legis/pdf/024302.pdf>

出所) 저탄소녹색성장기본법 (低炭素グリーン成長基本法) より作成

#### b. エネルギー法 (法律第 14079 号)

2006 年の施行当時、同法の名称は「エネルギー基本法」であった。2010 年に「低炭素グリーン成長基本法」が上位法として施行されたため、「エネルギー法」として改定されている。安定的、効率的かつ環境にやさしいエネルギー需給構造の実現を目標に、エネルギー関連計画の策定・実施に関する基本事項を定めている。

#### c. 新エネルギーおよび再生可能エネルギー開発・利用・普及促進法 (法律第 14079 号)

新・再生可能エネルギー政策に関する個別法である。新・再生可能エネルギーの普及に関わる諸制度(規制制度、補助金制度等)のほか、関連技術の開発や普及に関する事項も定めている(概要は表 1-101 のとおり)。

同法は、新エネルギーと再生可能エネルギーを整理し、区別を行った。ここでいう再生可能エネルギーとは、太陽、バイオ、風力、水力、海洋、廃棄物、地熱の各エネルギー源を指す。新エネルギーは、燃料電池、石炭液化・ガス化エネルギー、水素エネルギーの 3 種類と定義した。

表 1-101 新エネルギーおよび再生可能エネルギー開発・利用・普及促進法の概要

(ア) 新・再生可能エネルギー技術の開発および利用・普及に関する基本計画の策定(法第 5 条)  
産業通産資源部長官は 5 年ごとに以下の内容を含む基本計画を策定・発表する。

- ① 新・再生可能エネルギー源別の技術開発および利用・普及に関する目標、実施方法
- ② 全発電力量に占める新・再生可能エネルギー発電の割合目標、実施方法
- ③ 温室効果ガス排出量削減目標、実施方法

(イ) 公共機関による新・再生可能エネルギーの消費義務(第 12 条)

新・増・改築を行う国、地方公共団体および公共機関の建築物に対し、一定割合の新・再生可能エネルギーの受け入れを義務付ける制度。

(ウ) 発電事業者の新・再生可能エネルギー供給義務

以下の発電事業者は、産業通商資源部長官の指定を経て、一定割合の新・再生可能エネルギーの発電・供給義務を負う。

- ① 電気事業法に定めのある発電事業者
- ② 集団エネルギー法及び電気事業法に従い発電事業者として許可されたと見なされる事業者
- ③ 大統領命令によって指定された公的機関

(エ) 新・再生可能エネルギー設備認証(第 13 条)

新・再生可能エネルギー設備を製造し、または、輸入販売しようとする者は、「産業標準化法」第 15 条に基づく製品認証を受けることができる。

(オ) 新・再生可能エネルギー技術の国際標準化および設備・部品の汎用化(第 20 条、21 条)

産業通商資源部長官は、設備認定機関に対し、標準化基盤の構築、国際プロモーション活動等について必要な支援を提供することができ、新・再生可能エネルギー設備とその部品を汎用化品目として指定・運用することができる。

(カ) 新・再生可能エネルギー燃料のブレンドに関する義務化

産業通商資源部長官は、新・再生可能エネルギーの利用・普及を促進し、かかる産業を活性化させるために必要と認める場合、「石油および石油代替燃料事業法」第 2 条に従い、石油精製業者または石油輸出入者に一定割合以上の新・再生可能エネルギーを輸送用燃料に混合することを命ずることができる。

(キ) 新・再生可能エネルギーの普及事業(第 27 条)

産業通商資源部長官は新・再生可能エネルギーの利用・普及を促進するため、以下のような普及対策を推進することができる。

- ① 新技術の普及事業
- ② 環境にやさしい新・再生可能エネルギー集約化団地およびモデル団地の造成事業
- ③ 地方公共団体との連携に基づく普及事業
- ④ 実用化された新・再生可能エネルギー設備の普及に関する支援事業

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」より作成

## 2) 計画・目標

### a. グリーン成長 5 カ年計画

「低炭素グリーン成長基本法」第 9 条 1 項を根拠とする中期計画である。2009 年に策定が開始され、現在は第 2 次 5 カ年計画 (2014～2018 年) の施行期間中である。①温室効果

ガス削減目標、②持続可能なエネルギー体系の構築、③グリーン創造産業の基盤造成、④持続可能なグリーン社会の実現の4分野で構成されており、新・再生可能エネルギーの普及に関する政策目標は④で明文化されている。具体的には、2018年までに一次エネルギー供給に占める新・再生可能エネルギーの割合を4.7%まで高める目標を設定した（表 1-102）。

表 1-102 「持続可能なエネルギー体系の構築」の政策目標

核心成果目標		目標値	
		2012年	2018年
エネルギー原単位目標	(toe/百万ウォン)	0.252	0.233
新・再生可能エネルギー普及率	(%)	3.18	4.7
分散型電源の比率	(%)	5.0	12.5

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」より作成

### b. エネルギー基本計画

韓国では「低炭素グリーン成長基本法」第41条、「エネルギー法」第10条に基づいて、5年ごとに20年スパンの長期計画を策定している。2008年に「第1次エネルギー基本計画(2008~2030)」が公表され、現在は「第2次エネルギー基本計画(2013~2035)」の施行期間中である。

第2次計画では「需要管理中心のエネルギー政策の推進」、「分散型発電システムの構築」、「エネルギー政策の持続可能性向上」、「エネルギー安全保障の強化」、「エネルギー源別の安定供給システム構築」、「国民と共同で推進するエネルギー政策」の6つの政策領域を重点課題として取り上げた。また、明示的な目標として、2035年までに電力消費量を15%削減し、さらに2035年までに総発電量の15%以上を分散型発電で供給すると規定した。新・再生可能エネルギーについては、その割合を11%まで引き上げるという目標を掲げている。

第1次計画と第2次計画の差異は以下のとおりである(表 1-103)。

表 1-103 第1次/第2次エネルギー基本計画の比較

項目	第1次エネルギー基本計画	第2次エネルギー基本計画
公表時期	2008年	2013年
計画期間	2008年~2030年	2013年~2035年
成立までのプロセス	エネルギー委員会による審議を中心に推進	エネルギー委員会 → グリーン成長委員会 → 国務会議の審議
需給基調	供給中心型	需要管理型
需要マネジメント	規制重視	ICT + 市場基盤
発電所の配置	大型・集中型の発電所を重視	分散型発電システムを重視 (分散型発電の割合を5%から15%に拡大)
新・再生可能エネルギーの割合	11%	11%

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (2016 韓国エネルギー便覧 2016)」より作成

### c. 新・再生可能エネルギー基本計画

「第2次エネルギー基本計画(2013~2035)」に定めた目標を実現するため、韓国の産業通商資源部は2014年、新・再生可能エネルギーに関する中長期基本計画である「第4次新・再生可能エネルギー基本計画(2014~2035)」を決定した。

本計画では、韓国の一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの割合が OECD 加盟 34 ヶ国中最下位であることを確認したうえで、今後大幅にこの割合を引き上げる目標を設定した。具体的には、2020 年に 5.0%、2025 年には 7.7%、2030 年には 9.7%、2035 年には 11% に拡大することを目指す。この目標を実現する手段として、太陽光、風力の導入規模を拡大する方針である。

また、本計画において韓国政府は、研究開発を通じて再生可能エネルギーによる発電単価の大幅な削減を目指している。下図に示すように、太陽光については 2013 年の 246.75 ウォン/kWh から 2035 年には 60.9 ウォン/kWh まで減らす計画である (図 1-121)<sup>248</sup>。発電単価削減に向けて、本計画には下表のような技術が例示されている (表 1-104)。

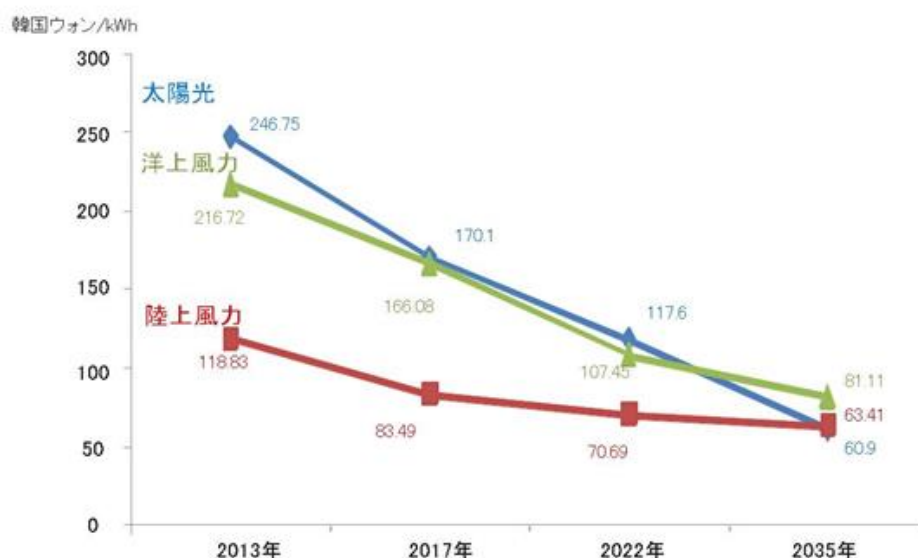


図 1-121 発電単価削減シナリオ

出所) 韓国産業通商資源部, 「제 4 차 신재생에너지 기본계획 (第 4 次新・再生可能エネルギー基本計画)」より作成

表 1-104 発電単価低減に関する技術例

種類	発電単価低減に繋がる技術例
太陽光	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ セル製造時の工程簡素化技術</li> <li>➢ インバータ直交流変換効率向上技術</li> <li>➢ 太陽光照射時のセル乱反射抑制技術</li> </ul>
風力	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ タービン容量拡大技術</li> <li>➢ 団地最適設計技術</li> <li>➢ 洋上風力系統連系技術(海底ケーブルなど)</li> </ul>
燃料電池	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ スタック高効率化技術・大型化技術</li> </ul>

出所) 韓国産業通商資源部, 「제 4 차 신재생에너지 기본계획 (第 4 次新・再生可能エネルギー基本計画)」より作成

<sup>248</sup> 100 ウォン=0.08 米ドル (9.2 円)

日本銀行, 「基準外国為替相場及び裁定外国為替相場」, 2017 年 2 月 20 日による。円価は 1 米ドル 115 円で換算。

[https://www.boj.or.jp/about/services/tame/tame\\_rate/kijun/kiju1703.htm/](https://www.boj.or.jp/about/services/tame/tame_rate/kijun/kiju1703.htm/)



## (2) 再生可能エネルギーへの支援施策

### 1) 新・再生可能エネルギー供給義務制度（RPS）

本制度は、従来の新・再生可能エネルギー発電差額支援制度（FIT）を発展解消する形で2012年1月1日に導入された。新・再生可能エネルギー発電設備の普及促進と同時に、関連産業のさらなる育成強化と関連対策の財政負担軽減を目的としている。

#### a. 制度の概要

本制度は、500MW以上の発電設備（再生可能エネルギー設備は除く）を保有している発電事業者（供給義務者）を対象に、総発電量の一定割合以上を新・再生可能エネルギーで供給する義務を課す制度である。

2016年を基準にすると、韓水原発電、南東発電、中部発電、西部発電、南部発電、東西発電、地域暖房公社、水資源公社、SKE&S、GSEPS、GSパワー、ポスコエネルギー、MPCユルチョン電力、平沢エネルギーサービス、DAERYUN 発電、エスパワー、Pocheon Power<sup>249</sup>、DONGDUCHEON DREAM POWER<sup>250</sup>等18の発電事業者が規制対象となっている<sup>251</sup>。

義務供給量は法令によって定められ、義務供給比率が年々増える仕組みとなっている（表1-105）。制度導入当初、2022年までに総発電量における新・再生可能エネルギー発電割合を10%に拡大する計画だったが、大型発電事業者の負担を軽減する目的から、目標達成年度を2023年以降まで延期し、年間目標も相応の調整を行った。

なお太陽光発電については、義務供給比率の適用とは別に、政府が別途供給量を指定する手法が採られていた（表1-106）。これは、政府による太陽光優先施策である。ただし、2016年1月1日以降は制度が一本化され、他の電源同様に義務供給比率が適用されている。

表 1-105 年度別義務供給比率

年	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023~
比率(%)	2.0	2.5	3.0	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0

出所)「新エネルギー及び再生可能エネルギー開発利用普及促進法」別表3より作成

表 1-106 太陽光発電義務供給量

年度	2012	2013	2014	2015~
義務供給量(GWh)	276	723	1,353	1,971

出所) 韓国エネルギー公団,「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」,「新エネルギー及び再生可能エネルギー開発・利用・普及促進法」別表4より作成

#### b. 新・再生可能エネルギー供給認定書制度（REC : Renewable Energy Certificate）

本制度は、前項のRPSを支える重要な仕組みとして2012年に施行された。RECとは、発

<sup>249</sup> Pocheon Power ウェブサイト, <http://www.pocheonpower.com/front/korean/pr/test>

<sup>250</sup> DONGDUCHEON DREAM POWER ウェブサイト, <http://www.iddp.co.kr/>

<sup>251</sup> 韓国エネルギー公団 新・再生エネルギーセンターウェブサイト,「RPS制度の説明と案内」  
[http://www.knrec.or.kr/knrec/12/KNREC120700\\_02.asp](http://www.knrec.or.kr/knrec/12/KNREC120700_02.asp)

電事業者が新・再生可能エネルギー設備を利用して電気を生産・供給したことを証明する認定書のことである。RECは、新・再生可能エネルギー発電設備（対象設備）によって供給された電力量に認定係数を乗じた数量について、対象設備の保有者に対し発行される。概要は以下のとおりである。

表 1-107 REC 制度の概要

項目	内容
認証対象	RPS 制度対象設備からの売電量
申請期限	電力供給があった翌月の 1 日から 90 日間
発行方法	REC 単位にて発行(小数点以下の残量は翌月発行分として繰り越される。) ※REC=電力取引量(MWh)×認定係数
申請方法	オンライン申請のみ(RPS 総合支援システム:rps.energy.or.kr)
罰則	義務供給量の不履行に対する罰則 義務不履行の理由や回数等を考慮し、不履行 REC 相当量について平均取引価格 150%以内の課徴金を賦課する。また、義務供給量の 20%に限り義務履行の延期が許されるが、期限は 3 年間までとなる。ただし、2014 年までは、義務供給量の 30%が義務履行の延期が認められる。

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」より作成

表 1-108 REC 制度認定係数

区分	REC 認定係数	対象エネルギー・基準	
		設置類型	基準
太陽光発電	1.2	一般敷地に設置	100kW 未満
	1.0		100kW 以上
	0.7		3,000kW 以上
	1.5	建築物等既存施設物を利用して設置	3,000kW 以下
	1.0		3,000kW 以上
	1.5	池等の水面に浮遊させる方法で設置	
	1.0	自家用発電設備を通じて電力を取引する場合	
	5.0	ESS 設備 <sup>252</sup> (太陽光発電設備に接続)	2016 年、2017 年
その他新・再生可能エネルギー	0.25	IGCC、腐敗ガス	
	0.5	廃棄物、埋立ガス	
	1.0	水力、陸上風力、バイオエネルギー、RDF 全焼発電、廃棄物ガス化発電、潮力(防波堤あり)、自家用発電設備を通じた電力取引の場合	
	1.5	木質バイオマス全焼発電、海上風力(接続距離 5Km 以下)、熱水発電	
	2.0	燃料電池、潮力発電	
	2.0	海上風力(接続距離 5km 以上)、	固定型
	1.0~2.5	地熱、潮力発電(防波堤なし)	変動型
	5.0	ESS 設備 (風力設備接続)	2015 年
	5.5		2016 年
4.5	2017 年		

注) 認定計算係数は環境、技術開発および産業活性化への影響、発電コスト、開発ポテンシャル、温室効果ガス排出削減効果などを考慮し、産業通商資源部長官が決定・告示する。認定計算係数は 3 年ごとに見直される(必要な場合、再検討の期間を短縮可能)。

出所) 韓国エネルギー公団ウェブサイトより作成

<sup>252</sup> エネルギー貯蔵システム (Energy Storage Systems の略)。リチウムイオン電池、NAS 電池等が該当する。

### c. RPS 制度の実績

RPS 制度施行後の義務履行率を表 1-109 に示す。罰金制度の存在にも関わらず、初年度（2012 年度）は 64.7%にとどまった。政府は供給義務量未達成の 7 事業者に対し、合計 254 億ウォンの課徴金を課した。2 年目以降は罰金制度の効果も表れ始め、2014 年度には義務履行率が 78.1%に向上した。2015 年度について正式な公表はないが、88%以上に達するとの報道がある<sup>253</sup>。

表 1-109 RPS 制度の義務供給量と実績及び義務履行率

区分	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年
供給義務量 (REC)	6,420,279	10,896,557	12,905,431	12,375,282
実績 (REC)	4,154,227	7,324,861	10,078,351	-
義務履行率 (%)	64.7	67.2	78.1	-

出所) Journal of the Electric World, 「신재생에너지공급의무화제도(RPS) 이행실적 대폭 개선 (新・再生可能エネルギー供給の義務化の履行実績は大幅に改善)」, 2015 年より作成

実績を電源別の発電量ベースで見た場合、太陽光発電の拡大が顕著である（表 1-110）。その背景には、政府の太陽光優遇政策として、前述のとおり 2015 年末まで PRS に係る供給義務の一部を太陽光発電のみ単独で達成するよう課されていた点が挙げられる。

表 1-110 RPS 制度導入後の発電量等実績（太陽光と他電源の比較）

区分		2013 年	2014 年	増減 (%)
供給義務量 (REC)	太陽光	734,820	1,390,359	89.2
	非太陽光	10,161,737	11,515,072	13.3
	合計	10,896,557	12,905,431	18.4
義務履行量 (REC)	太陽光	697,461	1,332,922	91.1
	非太陽光	6,627,400	8,745,429	32.0
	合計	7,324,861	10,078,351	37.6
義務履行率 (%)	太陽光	94.9	95.9	1.0 p
	非太陽光	65.2	75.9	10.7 p
	全体	67.2	78.1	10.9 p

出所) Journal of the Electric World, 「신재생에너지공급의무화제도(RPS) 이행실적 대폭 개선 (新・再生可能エネルギー供給の義務化の履行実績は大幅に改善)」, 2015 年より作成

### d. RPS 制度に関連する民間主導型施策

RPS 制度の義務達成に活用できる民間主導の政策として、2013 年に導入された「太陽光レンタル事業」がある。仕組みとしては、レンタル事業者が個人住宅に太陽光発電設備を設置し、住宅所有者に貸与する。事業者は、住宅所有者が支払う発電設備のレンタル料金と REP (Renewable Energy Point) と呼ばれる REC 類似のクレジットの収益によって投資資金を回収する。その上で、REP は RPS の供給義務者である電力会社 18 社に販売できるというものである。住宅所有者にとってのメリットは、設備投資と運用コストの負担なく太陽光発電設備を利用し、電気料金を節約できることである。

<sup>253</sup> 에코뉴스 (エコニュース), 「신재생 RPS 이행실적, 공공부문 저조」 (新・再生 RPS 履行実績、公共部門低調), 2016 年 9 月

## 2) 小規模発電事業者に対する支援策

### a. 系統接続費用の軽減措置

韓国産業通商資源部は2015年4月、「気候変動対応エネルギー産業育成政策」の一環として、小規模発電事業者の接続費用を軽減する制度改革を実施した<sup>254</sup>。これは、小規模発電事業者の中でも特に太陽光発電事業者にとって、系統接続費用が大きな負担となっていたためである<sup>255</sup>。2015年4月1日の制度改革によって、接続費用の免除対象が500kW未満の発電事業者まで拡大された。これにより、発電事業者一社当たり約3,000万ウォンのコスト削減効果が期待できる。

### b. 太陽光販売事業者選定制度

小規模太陽光発電事業者に対する他の支援策としては、2012年に施行された「太陽光販売事業者選定制度」が挙げられる。これは、RPS制度に係る18社の供給義務者と供給契約を結ぶ小規模太陽光発電事業者の事業採算性や安定性を向上させるための制度である。具体的には、政府が供給義務者に対し、毎年一定量の太陽光発電量を小規模発電事業者から調達することを義務付ける。同制度を利用するために、小規模発電事業者は選定審査を受けなければならない。売買契約は入札方式を採用している。契約が成立すると事業者は12年間固定価格で電力を供給できる。本制度による実績を表1-111に示す。

表 1-111 太陽光販売事業者選定制度の推進実績

区分	2011年 下半期	2012年 上半期	2012年 下半期	2013年 上半期	2013年 下半期	2014年 上半期	2015年 上半期	2015年 下半期
選定容量 (kW×認定 係数)	32,300	16,000	114,500	61,000	101,000	162,000	160,000	183,000
申込容量 (発電所数)	95,808 (448)	114,046 (633)	290,004 (1,585)	268,308 (1,475)	499,330 (3,022)	685,097 (4,530)	1,797,095 (9,817)	1,228,508 (7,115)
選定容量 (発電所数)	32,583 (88)	16,017 (93)	115,308 (765)	61,254 (211)	101,036 (375)	162,090 (843)	160,063 (1,002)	182,976 (1,275)
平均価格 (ウォン)	219,977	156,634	158,660	136,095	128,539	112,591	70,707	73,275

注) 2014年下半期の実績は、韓国政府から公表されていない。

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」より作成

<sup>254</sup> 韓国産業通商資源部発表資料, 「축산농가 등 신재생발전사업자의 접속비용 대폭감소로 사업활성화 박차 (畜産農家等新・再生発電事業者の接続費用の大幅減少で事業活性化に拍車)」, 2015年4月

<sup>255</sup> 투데이에너지 (トゥディエナジー), 「소규모 신재생발전사업자 계통연계비 지원 (小規模新・再生可能エネルギー発電事業者の接続費用の支援)」, 2015年7月

<http://www.todayenergy.kr/news/articleView.html?idxno=105530>

### 3) 公共機関に対する再生可能エネルギーの導入義務化制度

#### a. 制度の概要

本制度は、公共機関<sup>256</sup>を対象とする再生可能エネルギー導入促進施策である。2004年3月に開始され、2020年までに公共機関における新・再生可能エネルギー電気の供給比率を30%以上に高めることを目標としている（表 1-112）。

現行の制度では、建物延べ面積 1,000 m<sup>2</sup>以上の新・増・改築を公共機関が行う際、想定されるエネルギー使用量の一定以上の割合を、建物内に設置する新・再生可能エネルギー発電設備によって供給することを義務付けている。

2012年1月の制度改正前までは、新築の公共建築物のみが対象であり、基準面積は 3,000 m<sup>2</sup>であった。また、算定基準はエネルギー使用量ではなく設備投資金額がベースとなっており、「総建築費の 5%以上を新・再生可能エネルギー発電設備の設置に投資する」と規定されていた。

表 1-112 公共機関新・再生可能エネルギー発電設備設置目標  
(エネルギー使用量に対する再生可能エネルギーによる供給の比率)

年	2011~12	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
供給義務率(%)	10	11	12	15	18	21	24	27	30

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」より作成

#### b. 制度の実績

本制度の実績を以下に示す（表 1-113 表 1-114）。2004~2015年に、審査を受けた設置計画は計 4,174 件であった。投資金額が算定基準となっていた 2011年4月までに、全対象建築物の建築総工費（積算）の 5.92%に相当する 8,302 億ウォンが、新・再生可能エネルギー発電設備に投資された。一方、規制基準がエネルギー使用量ベースに変更された 2011年4月から 2015年末まで、全対象建築物のエネルギー使用量の 13.04%が、建物内に設置された新・再生可能エネルギー発電設備によって供給されたと見込まれている。

表 1-113 公共機関義務化制度の実績（2004~2011年）

年	【基準】新・再生可能エネルギー設備投資金額			
	設置計画箇所	総建築 工事費(A) (億ウォン)	投資額 (B) (億ウォン)	比率 (B) / (A) (%)
~2005	147	11,388	699	6.13
2006	123	12,601	678	5.38
2007	107	10,627	553	5.21
2008	146	11,250	647	5.75
2009	391	39,385	2,337	5.93
2010	386	40,390	2,519	6.24
2011	112	14,565	869	5.96
合計	1,412	140,206	8,302	5.92

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」より作成

<sup>256</sup>国家機関及び地方公共団体の他に、出資金額が 50 億ウォン以上の法人なども制度対象となる。

表 1-114 公共機関義務化制度の実績（2011～2015 年）

年	【基準】予想エネルギー使用量			
	設置計画箇所	予想エネルギー使用量 (A) (万 kWh/年)	発電量 (B) (万 kWh/年)	比率 (B) / (A) (%)
2011	195	174,466	21,250	12.18
2012	595	321,269	37,725	11.74
2013	783	352,205	44,434	12.62
2014	590	226,862	30,996	13.66
2015	599	230,963	35,836	15.52
合計	2,762	1,305,765	170,240	13.04

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」より作成

#### 4) 新・再生可能エネルギー燃料混合義務制度 (RFS)

本制度は、2013 年の「新エネルギー及び再生可能エネルギー開発・利用・普及促進法」によって義務化され、2015 年から施行された。輸送用燃料供給事業者に対し、提供する燃料に一定割合のバイオディーゼルの混合を義務付けている。規制対象事業者は、「石油及び石油代替燃料事業法」第 2 条に規定された石油精製業者（と石油輸出業者）のうち、輸送用燃料を生産・供給する事業者である。2020 年までの混合義務割合は表 1-115 のとおりである。

表 1-115 RFS 制度の混合義務割合

年	2015	2016	2017	2018	2019	2020
混合義務率(%)	2.5	2.5	2.5	3.0	3.0	3.0

注) 年度別の混合比率は、再生可能エネルギー技術の開発水準、燃料の普及状況等を考慮し、2015 年 7 月 31 日を基準日として、3 年ごとに見直す。ただし、義務履行実績と国内外の市場変化等を考慮し、義務率の再検討期間を短縮することがある。

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」より作成

#### 5) 住宅部門支援制度 (補助金制度)

本制度は、エネルギーコストの低減や化石燃料使用量の削減を目的に、対象住宅に太陽光、太陽熱、地熱、燃料電池などの新・再生可能エネルギー発電設備を設置する際、設置費用の一部を政府が支援する補助金制度である。政府は、2020 年までに全世帯数の 10% に相当する 100 万世帯に再生可能エネルギー発電設備を段階的に設置する目標を掲げている。

支援対象は、一戸建て住宅、共同住宅の所有者及び住宅新築中の所有予定者、農村地域申請事業<sup>257</sup>の申請者が含まれる。2016 年以降は、島嶼地域と共同住宅を優先的に支援する予定となっている。本補助金制度の支援基準を表 1-116 に示す。

<sup>257</sup> ここでいう申請事業には、該当地域の最小行政区域単位である里、洞において、10 世帯以上の住民に新・再生可能エネルギー設備を設置する事業のほか、連絡橋が整備されていない島嶼地域（5 世帯以上）の設備設置事業が含まれる。申請には地方自治体の推薦が必要となる。

表 1-116 住宅部門支援制度の支援基準

区分	設備または容量(性能)区分		助成金支援単価 (千ウォン)	島嶼支援単価 (千ウォン)	
太陽光 (固定式)	単一世帯用住宅	2.0kW 以下	800/kW	960/kW	
		2.0kW～3.0kW	670/kW	800/kW	
	共同住宅	～30kW/戸	800/kW	960/kW	
太陽熱	平面型 真空管型	～7m <sup>2</sup>	10.0MJ/m <sup>2</sup> ・日以上	580/m <sup>2</sup>	700/m <sup>2</sup>
			7.5MJ/m <sup>2</sup> ・日～ 10.0MJ/m <sup>2</sup> ・日	540/m <sup>2</sup>	650/m <sup>2</sup>
			7.5MJ/m <sup>2</sup> ・日以下	490/m <sup>2</sup>	590/m <sup>2</sup>
		7～ 14m <sup>2</sup>	10.0MJ/m <sup>2</sup> ・日以上	510/m <sup>2</sup>	610/m <sup>2</sup>
			7.5MJ/m <sup>2</sup> ・日～ 10.0MJ/m <sup>2</sup> ・日	470/m <sup>2</sup>	560/m <sup>2</sup>
			7.5MJ/m <sup>2</sup> ・日以下	420/m <sup>2</sup>	500/m <sup>2</sup>
		14～20m <sup>2</sup>	10.0MJ/m <sup>2</sup> ・日以上	460/m <sup>2</sup>	550/m <sup>2</sup>
			7.5MJ/m <sup>2</sup> ・日～ 10.0MJ/m <sup>2</sup> ・日	420/m <sup>2</sup>	500/m <sup>2</sup>
			7.5MJ/m <sup>2</sup> ・日以下	380/m <sup>2</sup>	460/m <sup>2</sup>
		循環型の温水器	6.0m <sup>2</sup> 級	2,620/台	3,140/台
地熱	垂直密閉型	10.5kW 以下	660/kW	790/kW	
		10.5kW～17.5kW	500/kW	600/kW	
燃料電池	1kW 以下		21,990/kW	26,390/kW	

注) 国土運輸部指定のゼロ・エネルギー住宅モデル事業、環境フレンドリ・エネルギー・タウン事業は優先支援

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 대한민국 에너지 편람 (大韓民国エネルギー便覧)」より作成

#### 6) 建築部門（住宅以外）設備支援事業（補助金制度）

2009 年から導入された補助金制度であり、居住用を除く一般建築物に設置する新・再生可能エネルギー発電設備の費用の一部を政府が支援する。新・再生可能エネルギー関連新技術の商業化や実用技術の普及を通じ、新規市場の創出と拡大を促すことが目的である。

支援の方法は下表のとおり二種類ある。一つは、実用化済みの技術を広範囲に普及させることを目指す「建物サポート事業」である。この補助事業では、関連企業の中長期投資の拡大、雇用創出効果が期待できる。二つ目は、新技術の実用化を目的とした「モデル普及事業」に対する設備支援であり、設置費用の最大 80%まで支援可能である。本事業の対象者は、指定公募と自由公募によって募集される。

表 1-117 建築部門（住宅以外）設備支援事業の支援基準

区分				予算額 (百万 ウォン)	補助金単価 (千ウォン)	
建物サポート 事業	太陽光 (注1) (固定 式)	一般	50kW 以下	4,000	1,090/kW	
		納屋及び 動物飼育 設備		2,000	1,640/kW	
	太陽熱(注2) (平面型・真空管型・ 自然循環型)	1,500 ㎡ 以下	10.0MJ/㎡・日以上	3,000	460/㎡	
			7.5MJ/㎡・日以上～10.0MJ/ ㎡・日以下		420/㎡	
			7.5MJ/㎡・日 以下		370/㎡	
			温水器 6 ㎡ x 台数		2,440/台	
			冷暖房 (新設)		1,000	780/㎡
	地熱 (垂直密閉型)	1,000kW 以下	3,000	360/kW		
	燃料電池	-	2,000	21,810/kW		
	その他(注3)	-	2,000	別途検討		
小計	-	17,000				
モデル普及事業				-	5,000	別途検討
合計				22,000		

注) 国土運輸部指定のゼロ・エネルギー住宅モデル事業、環境フレンドリ・エネルギー・タウン事業は優先支援

注1) 系統接続基準

注2) 深夜電力使用設備は除く

注3) 太陽光（追光式、BIPV）、風力発電、水力発電など

出所) 韓国エネルギー公団, 「2016 년 신재생에너지 보급사업 현황 (2016 年新・再生エネルギー普及事業の現況)」, より作成

## 7) 地域支援事業（補助金制度）

本制度は、1996 年に導入された補助金制度である。地方公共団体が所有・管理する建築物<sup>258</sup>に太陽光、太陽熱、地熱、燃料電池等の新・再生可能エネルギー発電設備を設置する際、費用の一部を国が支援する。

公的機関における新・再生可能エネルギーの利用活性化や関連市場の創出に貢献することを目的としており、地域エネルギー需給バランスの改善や地域経済発展に寄与する効果も期待されている。

<sup>258</sup> 地方自治体が所有・管理する建物・施設や社会福祉施設（施設所有者より本事業の申請を地方公共団体に委託した施設）が対象施設となる。その他、初・中等学校（小・中学）教育法第3条2号による公立学校も含まれる。



## 8) 石炭火力発電に関する規制

### a. 関係法令と政策目標

「低炭素グリーン成長基本法」第39条は、「石油、石炭など化石燃料の使用を段階的に縮小し、エネルギー自立度を画期的に向上させる」と規定している。

また、発電部門における石炭消費量を段階的に縮小するための具体的な政策目標は、電力事業法25条7項を根拠とする「電力需給基本計画」の中で制定される。韓国政府は、これまでに7つの基本計画を策定し、2016年に「第7次電力需給計画（2015年～2029年）」を公表した。

本計画では、2029年までに石炭火力発電の電源構成比を32.3%とする目標を掲げている。政府は、この数値が「第6次電力需給基本計画」の34.7%（2027年まで）に比べれば野心であると評価しているが<sup>259</sup>、世論<sup>260</sup>や環境保護団体<sup>261</sup>からは「韓国の石炭火力発電規制は時代に逆行したものである」との批判の声もある。

### b. 石炭火力発電所に対する新たな規制動向

2016年7月6日、韓国産業通商資源部は「石炭火力発電対策会議」において、韓国電力公社発電子会社の社長らと今後の規制方針について合意に至った<sup>262</sup>。まず、現在建設中の石炭火力発電所全20基については、超々臨界発電効率（効率43%）の設備導入を求める。このうち工事進捗率90%以上の11基については、既存の排出基準に比べ2～3倍厳格な基準を適用する。その後2030年までには、これら11基が排出する汚染物質について、さらに40%上乘せした削減を求める。また、今後は原則として新規発電設備の導入は認めず、低炭素・低環境負荷型の電源によって新規電力需要を賄う。

韓国産業通商資源部は、石炭火力発電設備容量の総量削減に関する中長期計画を検討する予定である<sup>263</sup>。

## (3) 今後の課題

「政策の概観」でも述べたように、韓国は再生可能エネルギーの普及率が低い。また、国家計画の目標達成状況も順調とは言えず、「第1次代替エネルギー技術開発・普及基本計画（1997年～2006年）」から「第4次新・再生可能エネルギー基本計画（2014年～2035年）」に至るまで、普及実績に合わせる形で計画数値の下方修正を繰り返して来た経緯がある。

---

<sup>259</sup> 韓国産業通商資源部, 「제 4 차 장기 전력수급계획 확정 공고 (第4次長期電力需給計画の確定に関する公告)」, 2016年

<sup>260</sup> エネルギー経済, 「'말로만 규제' 늘어나는 석탄화력발전 (口ばかりの規制: 増え続ける石炭火力発電)」, 2016年

<http://www.ekn.kr/news/article.html?no=223536>

<sup>261</sup> グリーンピース, 「殺人免許: 新規発電火力発電所の健康被害」, 2016年

<sup>262</sup> 韓国産業通商資源部, 「30년 이상 노후 석탄발전 10기 폐지 (30年以上を経過した老朽石炭火力発電所10基廃止)」, 2016年

<sup>263</sup> 韓国産業通商資源部, 「30년 이상 노후 석탄발전 10기 폐지 (30年以上を経過した老朽石炭火力発電所10基廃止)」, 2016年

その要因としては、第一に厳格な環境基準が挙げられる。特に、風力や潮力発電の場合、厳しい環境基準によって新・再生可能エネルギー設備の設置許可が得られにくいという制度間の矛盾が依然として存在する。太陽光発電に関しては、RPS 制度実施に際して政府の優遇措置も講じられ、環境規制も比較的厳しくないために規模拡大が実現したが、風力発電については、RPS 制度のみで十分な成果が得られたとはいえない。

第二に、韓国では再生可能エネルギーの普及について、市民の理解を得ることが難しい側面がある<sup>264</sup>。環境破壊を懸念する市民の反対が各地で起きており、これまでに 5 ヶ所の潮力発電事業（総計画設備容量 2.7GW）が頓挫した<sup>265</sup>。

第三に、電気料金政策が新・再生可能エネルギーの普及を妨げている。韓国では国策として、税制措置等を通じ電気料金の上昇を抑制する政策を進めている。その結果、韓国の電気料金は日本他 OECD 加盟国の 3 分の 1 程度と、燃料単価より安い事態が発生している。したがって、現状ではグリッド・パリティの実現が困難である。コストの低い火力発電や原子力発電への依存度が高まると共に、産業部門を中心に電力需要が継続的に増加しているため、新・再生可能エネルギーの普及効果が相殺されてしまうという課題がある。

---

<sup>264</sup> 韓国エネルギー公団、「2016 年度新・再生可能エネルギー政策の方向」, 2016 年

<sup>265</sup> 이상훈 (イ・サン・フン), 「한국에서 재생에너지 확대를 위한 정책적 과제 (韓国におけるエネルギー拡大政策の課題)」, 環境法と政策, 第 12 卷, 2014 年

## 2. 約束草案や地球温暖化対策計画に掲げられた再生可能エネルギー導入量確保に向けた方策検討

本章においては、我が国に必要な対策・施策等を検討するため、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（以下「FIT法」という。）をはじめとする関連法制度の最新動向や現行制度（補助金制度等）を確認するとともに、業界団体および事業者へのヒアリング調査により、現在の再生可能エネルギー導入量確保に向けた課題を検討した。

### 2.1 固定価格買取制度改正のポイント

これまで、再生可能エネルギーの長期安定電源化の実現のために、FIT法をはじめとする関連法案が整備され、2012年7月より、固定価格買取制度（以下「FIT制度」という。）が運用されている。

他方、FIT制度開始後4年を経過し、再生可能エネルギー導入量は2.5倍に増加したが、既認定未稼働案件の積み上がりなど、課題も顕在化してきた。これらの課題の改善及び再生可能エネルギーのさらなる導入拡大に向けて、平成28年6月3日に、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等の一部を改正する法律（以下「改正FIT法」という。）が公布され、平成28年7月29日に、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の一部を改正する省令（以下「改正FIT法省令」という。）が公布された。改正FIT法及び改正FIT法省令の施行は、いずれも平成29年4月1日である。

主な改正のポイントは以下のとおりである。

- 新認定制度の創設（(1)参照）
- コスト効率的な導入（(2)1および3参照）  
中長期的な買取価格目標の設定、入札制度の導入
- リードタイムの長い電源の導入促進（(2)4参照）  
複数年度の買取価格の設定
- 電力システム改革を活かした導入  
買取義務者を送配電事業者に変更

以下では、再生可能エネルギー事業に関する施策について整理した<sup>1</sup>。

#### (1) 認定関係

##### 1) 認定制度の見直し・経過措置

改正FIT法では、認定の対象が、発電設備から、事業計画に変更されることになった（改正FIT法第9条第1項）。そのため、事業内容の適切性や事業実施の確実性が新たな認定基準になる（同法第9条第3項）。

---

<sup>1</sup>本項目の趣旨に照らして、送配電分離等の電力システム改革に伴うものは割愛した。

認定取得後も、審査を受けた再生可能エネルギー発電事業計画や認定基準の遵守が求められる（同法第12条、第13条、第15条）。

認定申請から事業終了までの流れは、以下の図 2-1 のとおりである。

#### 【認定申請から発電事業終了までの流れ】

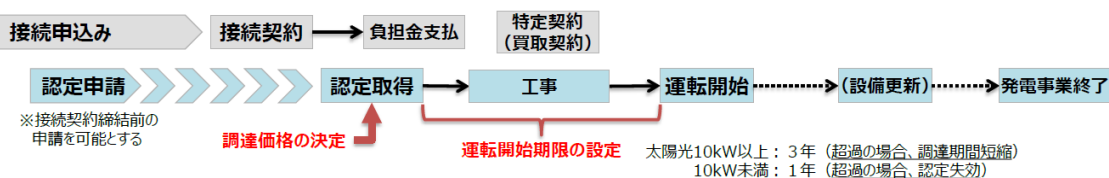


図 2-1 認定申請から発電事業終了までの流れ

出所) 総合資源エネルギー調査会, 「省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 (第17回) 資料1」

新認定制度に関する留意事項は以下のとおりである。

- 運転開始期限
 

平成28年8月1日以降に接続契約を締結した太陽光発電については、以下のとおり、認定取得日から一定期間内に運転を開始できる計画である必要がある。

運転開始期限の判断にあたっては、系統事由を含む個別の事情は一切考慮されない。

また、入札対象案件にも適用がある。

  - ✓ 10kW以上太陽光：3年以内  
(ただし、調達期間を超過した期間部分だけ月単位で短縮するというペナルティを受け入れることで、期限を超過する計画でも認定を受けることができる。)
  - ✓ 10kW未満太陽光：1年以内  
(1年を経過すると認定は失効する。)
- 接続契約の締結
 

事業実施の確実性を担保するために、送配電事業者から接続の同意を受けていること、すなわち、送配電事業者との間で接続契約を締結していることが必要となる。
- 発電事業計画の変更
 

認定の取得後、認定を受けた事業計画を変更するには、変更認定、事前届出、または事後届出のいずれかを行う必要がある。また、変更認定を受けるには、認定申請時と同様の認定基準を満たす必要がある（改正FIT法第10条）。
- 変更認定が必要な事項
 

以下の事項については、事後届出ではなく、変更認定が求められることとなった（改正FIT法省令第9条第1項）。

  - ✓ 認定事業者の変更
  - ✓ 認定発電設備の設置の形態の変更
  - ✓ 認定発電設備のうち主要なものの変更
  - ✓ 認定発電設備に係る引込線及び配線の施設方法の変更

特に、事業主体を変更する場合には、事業計画の内容が大幅に変わる可能性が高いことを理由に、変更認定が求められることになった点に留意が必要である。
- みなし認定

既存の認定については、改正 FIT 法に基づく新たな認定とみなすための経過措置が設けられ（改正 FIT 法附則第 4 条）、原則として、改正 FIT 法施行日の平成 29 年 4 月 1 日において、既に接続契約締結済み（発電開始済みを含む）の案件については、新認定制度による認定を受けたものとみなされることとなった。

みなし認定案件についても、改正 FIT 法に基づき認定を受けた場合と同様に、みなし認定に移行した時点から 6 か月以内に事業計画に関する書類提出が求められる。また、改正 FIT 法の運転開始期限についての定めも適用されるため、みなし認定を受けた日から、一定の期間内（10kW 以上太陽光：3 年以内、10kW 未満太陽光：1 年以内）に運転開始を行うことが求められる。

## 2) 電源別事業計画策定ガイドライン

改正された FIT 制度では、事業計画認定における認定基準を具体化するものとして、各電源別に事業計画策定ガイドラインが策定された。本ガイドラインでは、認定基準や関係法令の規制がかからない事項も含めて、事業者が遵守すべき事項と、事業者に推奨する事項を定めており、その概要は図 2-2 のとおりである。

本ガイドラインで遵守を求めている事項に違反した場合には、認定基準に適合しないとみなされ、改正 FIT 法第 13 条（指導・助言）、第 14 条（改善命令）、第 15 条（認定の取消し）に規定される措置が講じられる可能性がある。

### <ガイドライン記載事項の具体例（全電源共通事項）>

遵守事項		推奨事項 (法令の白地部分)
(FIT法独自の基準)	(関係法令に依拠する基準)	
<ul style="list-style-type: none"> <li>■自治体に対して計画を説明し、適用される関係法令・条例の確認を行う</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■電気事業法の規定に基づく技術基準適合義務等の関係法令及び条例を遵守して、適切な設計・施工を行う</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■説明会の開催など、地域住民との適切なコミュニケーションを図る</li> <li>■発電設備の稼働音等が地域住民や周辺環境に影響を与えないよう、適切な措置を講ずる</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>■発電事業者名、保守管理責任者名、連絡先等の情報を記載した<b>標識を掲示</b>する ※旧認定取得者は新制度に移行した時点から1年以内に掲示する</li> <li>■柵扉の設置等の設置により、第三者が構内に立ち入ることができないような措置を講じる（事業用電気工作物については従来から電気事業法において義務）</li> </ul>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>■保守点検及び維持管理計画を策定し、これに則り保守点検及び維持管理を実施する</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■電気事業法に基づき、保安規定を策定し、選任した電気主任技術者を含めた体制とする</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■民間団体が作成したガイドラインを参考にし、保守点検及び維持管理を実施する</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>■廃棄物処理法等の関係法令を遵守し、事業終了後、可能な限り速やかに発電設備を処分</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■FITの調達期間終了後も設備更新することで、事業を継続する</li> </ul>

図 2-2 電源別事業計画策定ガイドラインの概要

出所) 資源エネルギー庁、「改正 FIT 法に関する直前説明会」資料 23 頁，2017 年 2 月・3 月

## (2) 価格関係

改正 FIT 法では、価格決定方式として、次のとおり、新たに①価格目標の設定（改正 FIT 法第 3 条第 12 項）、②複数年度の価格設定（改正 FIT 法第 3 条第 2 項）、③入札制の導入（改正 FIT 法第 4 条）が盛り込まれた。

### 1) 価格目標の設定

これまで、各電源の価格目標は、通常要する費用を基礎に調達価格を算定していたが、事業者の努力やイノベーションによるコスト低減を促す観点から、全電源（買取区分）毎に、中長期的な買取価格の目標を経済産業大臣が設定することとし、買取価格の決定においては価格目標を勘案して定めるものとされた（改正 FIT 法第 3 条第 12 項）。

価格目標の詳細は下記のとおり<sup>2</sup>。

#### a. 太陽光

- FIT からの自立を目指し、以下の水準を達成。
  - ✓ 非住宅用太陽光：2020 年で発電コスト 14 円/kWh、2030 年で発電コスト 7 円/kWh
  - ✓ 住宅用太陽光：2019 年で FIT 価格が家庭用電気料金並み、2020 年以降、早期に売電価格が電力市場価格並み

#### b. 風力

- 20kW 以上陸上風力：2030 年までに、発電コスト 8～9 円/kWh を実現、FIT から自立した形での導入を目指す。
- 20kW 未満の小型風力発電：導入動向を見極めながら、コスト低減を促し、FIT からの中長期的な自立化を図る。
- 洋上風力発電：導入環境整備を進めつつ、FIT からの中長期的な自立化を図る。

#### c. 地熱

- 当面は、FIT に加え、地元理解促進や環境影響評価手続の迅速化等により、大規模案件の開発を円滑化。
- 中長期的には、技術開発等により開発リスク・コストを低減し、FIT からの自立化を図る。

#### d. 中小水力

- 当面は FIT に加え、流量調査等によるリスク低減を進め、新規地点開発を促進。
- 新規地点開発後は低コストで発電可能であることも踏まえ、技術開発によるコスト低減等を進め、FIT からの中長期的な自立化を図る。

---

<sup>2</sup> 資源エネルギー庁、「改正 FIT 法に関する直前説明会」p.20, 2017 年

#### e. バイオマス

- 燃料の集材の効率化等の政策と連携を進めながら、FIT からの中長期的な自立化を図る。

#### 2) 調達価格の見直し

調達価格等算定委員会で見直された調達価格および調達期間の一覧は表 2-1 のとおりである。

表 2-1 平成 29 年度以降の各電源の調達価格及び調達期間

① 太陽光発電

調達区分		1kWh あたり調達価格				調達期間
		(参考)平成28年度	平成29年度	平成30年度	平成31年度	
10kW 未満	出力抑制対応機器 設置義務なし	31 円	28 円	26 円	24 円	10 年間
	出力抑制対応機器 設置義務あり	33 円	30 円	28 円	26 円	10 年間
10kW 未満 (ダブル発 電)	出力抑制対応機器 設置義務なし	25 円	25 円		24 円	10 年間
	出力抑制対応機器 設置義務あり	27 円	27 円		26 円	10 年間
10kW 以上 2,000kW 未満※		24 円+税	21 円+税			20 年間

※ 2,000kW 以上は入札によって調達価格が決定、調達期間は 2,000kW 未満と同様に 20 年間

出所) 経済産業省資源エネルギー庁, 「平成 29 年度以降の調達価格等に関する意見」, 2017 年



② 風力発電

調達区分	1kWh あたり調達価格				調達期間
	(参考)平成28年度	平成29年度	平成30年度	平成31年度	
20kW 以上(陸上風力)	22 円+税	21 円+税 (平成 29 年 9 月末まで 22 円+税)	20 円+税	19 円+税	20 年間
20kW 以上(陸上風力) リプレース	—	18 円+税	17 円+税	16 円+税	20 年間
20kW 以上(洋上風力)	36 円+税	36 円+税			20 年間
20kW 未満	55 円+税	55 円+税			20 年間

出所) 経済産業省資源エネルギー庁, 「平成 29 年度以降の調達価格等に関する意見」, 2017 年

③ 地熱発電

調達区分		1kWh あたり調達価格			調達期間
		(参考)平成28年度	平成29年度	平成30年度	
15,000kW 以上		26 円 + 税	26 円 + 税		15 年間
リプ レース	15,000kW 以上 全設備更新型	—	20 円 + 税		15 年間
	15,000kW 以上 地下設備流用型	—	12 円 + 税		15 年間
15,000kW 未満		40 円 + 税	40 円 + 税		15 年間
リプ レース	15,000kW 未満 全設備更新型	—	30 円 + 税		15 年間
	15,000kW 未満 地下設備流用型	—	19 円 + 税		15 年間

出所) 経済産業省資源エネルギー庁, 「平成 29 年度以降の調達価格等に関する意見」, 2017 年

④ 水力発電

調達区分		1kWh あたり調達価格				調達期間
		(参考)平成28年度	平成29年度	平成30年度	平成31年度	
水力	5,000kW 以上 30,000kW 未満	24 円＋税	(平成 29 年 9 月末まで 24 円＋税)		20 円＋税	20 年間
	1,000kW 以上 5,000kW 未満				27 円＋税	20 年間
	200kW 以上 1,000kW 未満	29 円＋税			29 円＋税	20 年間
	200kW 未満	34 円＋税			34 円＋税	20 年間
水力 (既設導水路活用型)	5,000kW 以上 30,000kW 未満	14 円＋税			12 円＋税	20 年間
	1,000kW 以上 5,000kW 未満				15 円＋税	20 年間
	200kW 以上 1,000kW 未満	21 円＋税			21 円＋税	20 年間
	200kW 未満	25 円＋税			25 円＋税	20 年間

出所) 経済産業省資源エネルギー庁, 「平成 29 年度以降の調達価格等に関する意見」, 2017 年

⑤ バイオマス発電

調達区分		1kWh あたり調達価格			調達期間
		(参考)平成28年度	平成29年度	平成30年度	
メタン発酵 ガス化発電		39 円+税		39 円+税	20 年間
未利用木材 燃焼発電	2000kW 以上	32 円+税		32 円+税	20 年間
	2000kW 未満	40 円+税		40 円+税	20 年間
一般木材等 燃焼発電	20,000kW 以上	24 円+税	(平成 29 年 9 月末まで 24 円+税)	21 円+税	20 年間
	20,000kW 未満			24 円+税	20 年間
廃棄物 燃焼発電		17 円+税		17 円+税	20 年間
リサイクル木材 燃焼発電		13 円+税		13 円+税	20 年間

出所) 経済産業省資源エネルギー庁, 「平成 29 年度以降の調達価格等に関する意見」, 2017 年

また平成 29 年度より、風力・地熱について、リプレースの価格区分が創設される。

- リプレース区分の定義は以下のいずれかに該当するものをいう<sup>3</sup>。
  - ✓ 既存の発電設備が廃止された、又は廃止されることに伴い系統接続枠（確保された送電系統の容量）を引き継ぐもの
  - ✓ 既存の発電設備が廃止された、又は廃止されることに伴い使用していた電源線を利用するもの
  - ✓ 既存の発電設備が廃止された、又は廃止されることに伴い同一の土地（既存の風力発電設備が設置されている全ての筆の範囲）に設置するもの【風力】
  - ✓ 既存の発電設備が廃止された、又は廃止されることに伴い同一の熱源を用いることが可能な地点に設置するもの【地熱】

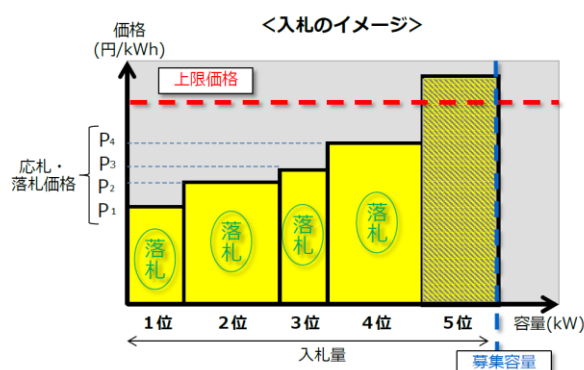
リプレースの場合の FIT 認定開始時期は、既存の発電設備の廃止予定時期の 2 年前からである。これは、リプレースの円滑な実施を促進しつつ、FIT 認定から運転開始までの期間の過度な乖離を防ぐことを目的としている。（改正 FIT 法第 3 条第 2 項）

### 3) 入札制度の導入

事業者間の競争を通じた更なる価格低減を実現してコスト効率的な導入を促すため、大規模な事業用太陽光（2,000kW 以上）を対象に、買取単価について入札制度が導入されることとなった（改正 FIT 法第 4 条、同法第 5 条）。

調達価格等算定委員会で示された入札制度の概要は以下の図 2-3 のとおりである。

- 調達価格等算定委員会における、入札制度に関する主な意見は以下の通り。
  - ・当面の入札対象：2 MW以上の事業用太陽光発電。
  - ・実施時期：第1回は平成29年10月を目途に実施。
    - ※ 試行的期間：平成29年度及び平成30年度（2年間で合計3回実施）。
  - ・入札量：第1回～第3回で合計1～1.5GW。第1回は、500MW。
  - ・上限価格：第1回は21円/kWh。第2回・第3回は第1回の結果を検証して設定。
  - ・落札者の調達価格等：第1回～第3回においては応札額を調達価格として採用（pay as bid 方式）。調達期間は20年間。



出所) 資源エネルギー庁, 「改正 FIT 法に関する直前説明会」資料 26 頁, 平成 29 年 2 月・3 月

<sup>3</sup> 資源エネルギー庁, 「改正 FIT 法に関する直前説明会」資料 22 頁, 平成 29 年 2・3 月

#### 4) 複数年度の買取価格の設定

これまで、リードタイムの長い電源については、事業化決定後も、買取価格が決定していないリスクを負いながら、事業の具体化に向けた環境アセスメントや地元との調整等を進めざるをえないことが課題であった。事業化決定から FIT 認定までに要する標準的な期間は以下の表 2-2 のとおりである。

表 2-2 事業化決定から FIT 認定・運転開始までに要する標準的な期間等

電源	事業化決定～FIT認定	FIT認定～運転開始
地熱 (30,000kW)	3～4年（環境アセスメント） ※規制改革により半減を目指す。	3～4年
風力 (20,000kW)	3～4年（環境アセスメント） ※規制改革により半減を目指す。	1～3年
中小水力 (1,000kW)	3年（地元調整等）	～5年
バイオマス（木質） (5,000kW)	1年（詳細設計等）	2～3年
太陽光 (10,000kW)	1年	1年～1年半

出所) 資源エネルギー庁, 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会 (第3回) 資料1, 「再生可能エネルギーの効率的な導入について」2015年10月

今回の改正 FIT 法では、リードタイムの長い電源（風力、地熱、中小水力、バイオマス）を対象に、事業者の予見可能性を高めるため、必要に応じて、予め複数年度の調達価格設定を行うこととなった（表 2-1）。

## 2.2 再エネ導入に係る現状の把握

現行制度に基づく再エネ導入の課題を洗い出すに当たり、現状トレンドの延長等によって、将来の再エネ導入量の簡易な試算を行った。その試算および補助制度を整理・分析しヒアリング調査を行う前提とし、その調査結果を基に事業者等にヒアリング調査を実施し、再エネ導入量確保に向けた方策検討を行った

### (1) 現状トレンドの延長による将来の再エネ導入量の簡易試算

現在の再エネ導入量を基に簡易推計を行った。

エネルギー種によって前提は異なるが、基本的に現在の再エネ導入量及びトレンドを踏まえ、将来の再エネ導入量の簡易な試算を行った。

本試算では、適地の開発状況や系統制約等は考慮しておらず現状からの機械的な算定である点に留意が必要である。

その結果、全再生可能エネルギー種で導入量は図 2-4 のとおりと推計される。

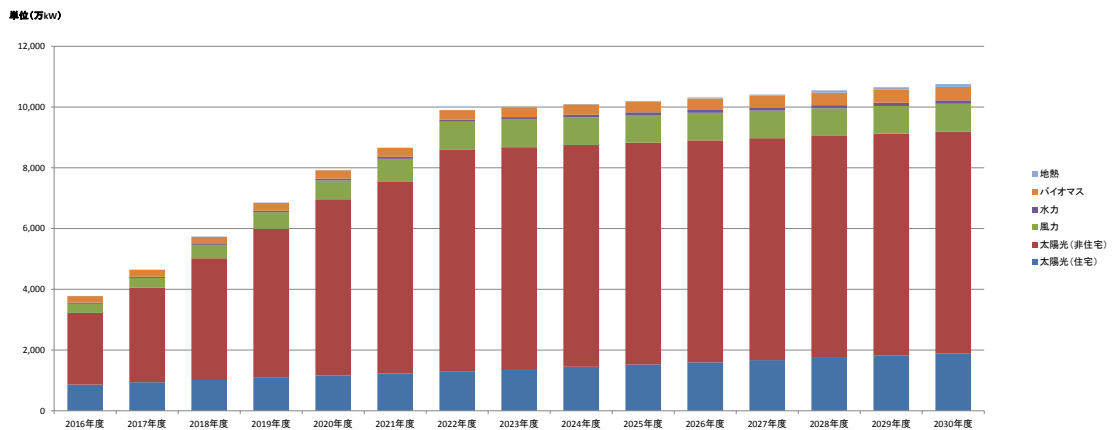


図 2-4 2030 年における再生可能エネルギーの導入量推計

## (2) 支援制度

FIT 制度外での支援制度を確認し、現在の導入支援のあり方を整理した。これは次に実施するヒアリング調査の前提になるだけでなく、望ましい施策を検討するに当たり、有益な情報と考えられる。

平成 28 年度に実施された再生可能エネルギーに関する補助制度は表 2-3 である(ただし、委託事業・実証や技術に関するものは除いている)。なお、これら支援制度の詳細は 2.4 に整理している。

表 2-3 支援制度一覧

エネルギー種	支援制度名称	制度運用団体等	所管
横断	再生可能エネルギー事業者支援事業費補助金	一般社団法人環境共創イニシアチブ	エネ庁
横断	地産地消型再生可能エネルギー面的利用等推進事業費補助金	一般社団法人新エネルギー導入促進協議会	エネ庁
横断	再生可能エネルギー電気・熱自立的普及促進事業（経済産業省連携事業）	公益財団法人日本環境協会	環境省
横断	地域低炭素投資促進ファンド事業	一般社団法人グリーンファイナンス推進機構	環境省
横断	再生可能エネルギー発電設備等導入基盤整備支援事業（福島県再エネ復興支援事業）	特定非営利活動法人 うつくしま NPO ネットワーク事務所	福島県
横断	地域再エネ水素ステーション導入事業	環境省水・大気環境局自動車環境対策課	環境省
横断	再生可能エネルギー接続保留緊急対応補助金（再生可能エネルギー発電事業者のための蓄電システム導入支援事業）	一般社団法人環境共創イニシアチブ（SII）	経産省
横断	先導的「低炭素・循環・自然共生」地域創出事業（グリーンプラン・パートナーシップ事業）	公益財団法人 日本環境協会	環境省
横断	新エネルギーベンチャー技術革新事業	国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）	NEDO
横断（熱利用）	再生可能エネルギー熱利用技術開発事業	国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）	NEDO
横断	環境・エネルギー対策貸付（非化石エネルギー）	株式会社日本政策金融公庫	エネ庁
横断	エネルギー環境負荷低減推進税制（グリーン投資減税）	所轄の税務署	国税庁
横断	再生可能エネルギー発電設備に係る課税標準の特例措置（固定資産税）	設備所在の市区町村	経産省
横断	地域低炭素投資促進ファンド事業	一般社団法人グリーンファイナンス推進機構 事業部	環境省
横断	環境金融の拡大に向けた利子補給事業（環境リスク調査融資促進利子補給事業）	環境省総合環境政策局環境経済課	環境省
横断	エコリース促進事業	環境省総合環境政策局環境経済課	環境省
横断	農山漁村振興交付金（農山漁村活性化整備対策）	農林水産省 農村振興局整備部 地域整備課 活性化支援班	農水省



エネルギー種	支援制度名称	制度運用団体等	所管
横断	学校施設環境改善交付金（うち太陽光発電等導入事業）	文部科学省大臣官房文教施設企画部施設助成課技術係	文科省
横断	農山漁村活性化再生可能エネルギー総合推進事業	農林水産省食料産業局再生可能エネルギーグループ	農水省
横断	農山漁村再生可能エネルギー地産地消型構想支援事業	農林水産省食料産業局再生可能エネルギーグループ	農水省
横断	環境・エネルギー対策貸付	経済産業省 資源エネルギー庁	エネ庁
太陽光	ネット・ゼロ・エネルギー・ハウス支援事業	一般社団法人環境共創イニシアチブ（SII）	経産省
太陽光	廃棄物埋立処分場等への太陽光発電導入促進事業（補助事業）	環境省 廃棄物・リサイクル対策部	環境省
太陽光	高性能・高信頼性太陽光発電の発電コスト低減技術開発	国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）	NEDO
太陽光	太陽光発電システム維持管理及びリサイクル技術開発	国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）	NEDO
太陽光	住宅省エネリフォーム減税（投資型）	所轄の税務署	国税庁
風力	洋上風力発電等技術研究開発/着床式洋上ウィンドファーム開発支援事業	国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）	NEDO
水力	水力発電新技術活用促進事業費補助金（水力発電設備更新等事業）	一般財団法人新エネルギー財団（NEF）	経産省
水力	水力発電事業化促進事業費補助金（水力発電事業性評価等支援事業）	一般財団法人新エネルギー財団（NEF）	エネ庁
水力	小水力等再生可能エネルギー導入推進事業	農林水産省 農村振興局 整備部 地域整備課 農村資源利活用推進班	農水省
水力	農山漁村地域整備交付金（地域用水環境整備事業）	農林水産省 農村振興局整備部 水資源課 保全対策班	農水省
水力	水力発電事業化促進事業費補助金（地域理解促進等関連事業）	一般財団法人新エネルギー財団（NEF）	エネ庁
バイオマス	地域バイオマス産業化推進事業（地域バイオマス産業化整備事業）	農林水産省食料産業局バイオマス循環資源課	農水省
バイオマス	「バイオマスエネルギーの地域自立システム化実証事業/地域自立システム化実証事業/事業性評価（FS）」	国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）	NEDO
バイオマス	木質バイオマス資源の持続的活用による再生可能エネルギー導入計画策定事業（経済産業省連携）	公益財団法人イオン環境財団	環境省
バイオマス	新たな木材需要創出総合プロジェクト事業のうち地域材利用促進のうち木質バイオマスの利用拡大	林野庁木材利用課	林野庁
バイオマス	バイオ燃料製造事業者が取得した、バイオ燃料製造設備に係る課税標準の特例措置（バイオガス・木質固形燃料・バイオエタノール・バイオディーゼル）	農林水産省食料産業局バイオマス循環資源課	農水省

エネルギー種	支援制度名称	制度運用団体等	所管
バイオマス	低炭素型廃棄物処理支援事業（低炭素型設備等導入支援）	公益財団法人廃棄物・3R研究財団	環境省
地熱	地熱資源開発調査事業費補助金	独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構 地熱部	経産省
地熱	地熱発電技術研究開発事業	国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）	NEDO
地熱	地熱資源探査出資等事業	独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構 地熱部	経産省
地熱	軽油引取税の課税免除の特例措置	免税軽油を使用する事務所または事業所が所在する都道府県税事務所	総務省
地熱	地熱開発理解促進関連事業支援補助金	資源エネルギー庁 資源・燃料部 政策課	エネ庁

出所) 平成 27 年度本調査報告書及び『再生可能エネルギー事業支援ガイドブック』を踏まえ三菱総合研究所作成

### (3) 業界団体・事業者ヒアリングによる課題

#### 1) 業界団体・事業者ヒアリング

##### a. ヒアリング先

下記のとおり、業界団体および事業者にヒアリングを実施した。

表 2-4 業界団体ヒアリング先一覧表

エネルギー種類	事例	社名・団体名（所在地）
太陽光発電	①	太陽光発電協会（東京都港区）
風力発電	②	一般社団法人日本風力発電協会（東京都港区）
バイオマス発電	③	一般社団法人日本有機資源協会（東京都中央区）
小水力発電	④	公営電気事業経営者会議（東京都新宿区）
	⑤	水力発電事業懇話会（東京都台東区）
地熱発電	⑥	日本地熱協会（東京都千代田区）

表 2-5 事業者ヒアリング先一覧表

エネルギー種類	事例	社名・団体名（所在地）
太陽光発電	①	事業者 A
	②	事業者 B
風力発電	③	自治体 C
	④	事業者 D
バイオマス発電	⑤	事業者 E
	⑥	金融機関 F
	⑦	自治体 G
小水力発電	⑧	事業者 H
	⑨	事業者 I
地熱発電	⑩	事業者 J
	⑪	事業者 K

## 2) 主なヒアリング項目

エネルギー種によって詳細なヒアリング項目は変更したが、主なヒアリング項目は下記のとおりである。

### 1. 貴社の事業の概要について

- 発電施設の概要、現在の稼働状況
- 本事業の実施に至った経緯や背景
- 今後の事業計画、他地域への展開可能性

### 2. 事業の成功要因について

- 事業の成功要因

下記のとおり仮説を立てております。

- ✓ 地域における導入意義の明確化による担い手の創出
  - 地域で再エネ事業の担い手やキーパーソンは誰（と想定される）か。
  - 再エネ事業が創出される背景・経緯・目的は何か。何故その人は担い手・キーパーソンになろうとしたのか。
    - ・ 再エネ導入をしようと決断するまでに、(どのような) 紆余曲折があったか。
  - その再エネ事業は地域の中で、どのように役立つものと期待されているのか。
    - ・ その認識は、地域において(どのように) 共有・浸透したのか。自治体等が何らかの役割を果たしたか。
    - ・ 地域でこのような共通認識が無ければ、再エネ導入は困難と思われるか。
- ✓ リソースの安定的確保
  - 温泉権・水利権等について、利害関係者とどのように調整したか。
    - ・ どの程度大変なのか。
    - ・ 調整の成功のカギは何か。
- ✓ 資金上の支援
  - 資金上の支援が特に必要なのは、事業のどの段階／タイミングか。
  - 補助金、出資、融資、税制措置等の中で、望ましい方策は何か。また、支援に当たり留意してほしいことは何か。
- 事業実施にあたり行政（国、地方公共団体）が担った役割
- 事業の運営に当たり、地域との関係で留意している点
- 類似の事業を他地域に展開する場合に必要な条件

### 3. 事業の課題と必要方策について

- 事業の企画、設計、資金調達・建設段階、運営段階において生じた障壁
- 現在抱えている課題と対応方策
- 行政に期待する役割、必要と考える支援施策

### 3) ヒアリング結果

ヒアリング結果を基に、普及に当たっての課題および求められる対応について下記のとおり整理した。下線部が課題および対応を抽出した背景である。課題整理に当たっては再エネ事業の段階「企画段階」「設計段階」「資金調達・建設段階」「運営段階」に合わせて、エネルギー種やリソースの観点に着目しながら整理した。

表 2-6 ヒアリング結果に基づく普及に当たっての課題および求められる対応

段階	主なヒアリング結果	普及に当たっての課題	求められる対応	エネルギー種						リソース					
				太陽光	風力	バイオマス	中小水力	地熱	海洋エネ	人的資源	技術	資金	情報	その他	
企画段階	<ul style="list-style-type: none"> <li>24 円・21 円案件では、今までのように経済性のみを指標とした事業者が開発していくのは難しいだろう。そのため、<u>造成を必要としない土地を自ら所有する場合や農作放棄地を所有する場合、地域住民が担い手となると考えられる。</u>(太陽光)</li> </ul>	地域住民の事業者化が未成熟	【国・自治体】地域住民への再エネ事業インセンティブ付与	○							○				
	<ul style="list-style-type: none"> <li>現在、自治体の再生可能エネルギー推進部署は再生可能エネルギー事業のトラブル事例についてクレームを受付で忙殺されていることが多いようである。改正 FIT 法により、粗悪な再生可能エネルギー事業が減少するだろう。それに伴い、自治体がクレーム対応から、前向きな業務に取り掛かることができるだろう。(太陽光)</li> <li>地域でバイオガス事業に取り組めるかどうかは、首長の意向・関心具合にもよる。CO2 の減少に繋がることをアピールし、将来的に身に降りかかる温室効果ガスの影響を低くするというのは説明しやすい。(バイオマス)</li> </ul>	自治体の再エネ推進部署による事業者支援不足	【国・自治体】自治体の再エネ推進支援	○	○	○	○	○			○				
	<ul style="list-style-type: none"> <li>改正 FIT 法が施行されても、設備認定と接続申込みが済んでいる場合には、<u>系統の空きがでない。</u>これは、接続申込みは電力会社と事業者の契約であり、事業者が取り下げなければ、電力会社側か</li> </ul>	改正 FIT 法施行後の系統制約の未解消	【電力会社】設備認定取り消し後の申込み削除	○	○	○	○	○							

段階	主なヒアリング結果	普及に当たっての課題	求められる対応	エネルギー種						リソース				
				太陽光	風力	バイオマス	中小水力	地熱	海洋エネ	人的資源	技術	資金	情報	その他
	<p>ら取り消すことはできないからである。電力会社は系統に空きが出ない限り、新規の接続申込みを断らざるをえない。(太陽光)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>九州電力に確認しているが、太陽光発電事業者の設備認定が取り消しになったとしても、入札制度に移行している地域では、空き容量が不足しているということであったため、その他の再生可能エネルギー事業者が空き容量が生じるのを待っていても状況は改善しない。<u>現在接続検討への回答が保留されている地域では、空き容量が見込める可能性がある。他方、小水力は有望な場所が限定される(有効落差と流量)ため、系統の空き容量があったとしてもポテンシャルがなければ導入できない。(小水力)</u></li> </ul>													
	<ul style="list-style-type: none"> <li>洋上風力発電・地熱発電・潮流発電のようにリスクの高いエネルギー種については、<u>開発リスクが高い</u>。現在は自己資金で開発資金を賄っているのが現状であるが、リスクマネーを上手く供給できる仕組みがあると良い。(洋上風力・地熱・潮流)</li> <li>債務保証と類似の仕組みとして、グリーンファイナンス推進機構が出資を行っているが、目標とする利益水準が高く、JOGMECのように事業へのアドバイスはなく、単に資金提供だけである。事業への経営指導・アドバイスをすべきではないかと思う。(洋上風力・地熱・潮流)</li> <li>PKSは為替が非常に重要となるが、特にシンジケートローンプロジェクトファイナンスにおいては金融機関からローリスクを求められる。為替リスクのあるPKS調達等については金融機関がリスクをとらず事業者側(またはPKS調達の商社側)でリスクをとることになる。PKSは為替が非常に重要となるが、特にシンジケートローンのプ</li> </ul>	リスクマネーの供給不足	【国】地熱発電以外のエネ種への債務保証等リスクマネー提供の支援策 【金融機関】リスクマネーの提供		○ 洋上	○		○	○			○		

段階	主なヒアリング結果	普及に当たっての課題	求められる対応	エネルギー種						リソース				
				太陽光	風力	バイオマス	中小水力	地熱	海洋エネ	人的資源	技術	資金	情報	その他
	<p>プロジェクトファイナンスにおいては金融機関からローリスクを求められる。為替リスクのある PKs 調達等については金融機関がリスクをとらず事業者側でリスクをとることになる。(バイオマス)</p> <p>・ローン組成の時点では全ての林業者と原料供給契約を締結できていた訳ではないため、<u>そのような状況で融資の合意を得ることは簡単ではなかった。</u>(バイオマス)</p>													
	<p>・<u>開発中の資金を調達するのが困難</u>である。開発中の資金とは建設開始前に必要となるコストを指す。(エネ種横断)</p>	開発資金の調達困難	【金融機関】リスクマネーの提供	○	○	○	○	○				○		
	<p>・耕作放棄地・池・焼却場跡地での太陽光発電の開発を行政が支援できないか。(太陽光)</p> <p>・国有林野等国有地、防風林、砂防林及び農用地など指定地区における作業許可、設置許可の継続的な規制緩和を望む。(風力)</p> <p>・農振農用地の指定除外のための弾力的かつ実効性の高い制度運用が望まれる。市町村における農業振興計画の随時見直しを行い、指定区域の実態に即した対応をしてほしい。(風力)</p> <p>・海岸沿いに保安林があり、風力発電を設置することはできない。そのため、山間部に風力発電が設置されている状況である。(風力)</p> <p>・現在の FIT の買取価格は、大手デベロッパーの実績で(低めに)決まるため、地域活性化につながりにくく、風車を作り続けることでしか経済が回らない構造に陥りかねない。農地・林地における風力のポテンシャルは未だあるなか、農林水産業にもメリットがあるようなインセンティブ付けが必要。(風力)</p> <p>・小水力発電については<u>国立公園法の規制を緩和してほしい。</u>国立公園内の砂防堰堤を利用した小水</p>	未利用地の未活用	【国】詳細な未利用地ポテンシャル情報の展開	○	○	○	○	○					○	

段階	主なヒアリング結果	普及に当たっての課題	求められる対応	エネルギー種						リソース				
				太陽光	風力	バイオマス	中小水力	地熱	海洋エネ	人的資源	技術	資金	情報	その他
	<p>力を検討してはどうか。現在では測水すら困難である。発電所は例えば山小屋風にして目立たないようにすることや、影響調査を実施し、生息魚類等に影響を少ないように心がける。今まで計画してこなかった国立公園内のポテンシャルを開拓すれば、小水力発電の導入促進につながるだろう。現在国立公園内の小水力ポテンシャル自体が把握されていないため、ポテンシャルマップ・フィールド調査を今後進めていってほしい。(小水力)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・現在、民間が開発できる地域ではないため、ポテンシャルを検討していない。この地域が開発できれば、小水力発電のポテンシャルは大きいと感じており、規制緩和には期待したい。(小水力)</li> <li>・第二種特別地域を開発した事例がある。開発に当たっても色や屋根の高さ、植栽等にチェックが入った。(小水力)</li> <li>・第2種、第3種特別地域での掘削が可能となったが、大規模開発にあたるということで、公園事務所の担当者からストップがかかることがある。保温材の色指定が自然保護官によって異なる場合もある。(地熱)</li> <li>・基礎データが不足している。このため、JOGMECが空中物理探査、ヒートホール掘削を進めており、開発対象地域が増えることを期待している。(地熱)</li> </ul>													
	<ul style="list-style-type: none"> <li>・将来的には港湾区域だけではなく一般海域にも拡げていきたい。現状では、一般海域における取組みが進んでいないのが実情である。(風力)</li> <li>・海洋エネルギーについては、港湾区域については管理者が明確であるが、それに対して一般海域については日本では管理者がいない状況である。海域利用のルールを明確化してほしい。(洋上風力・</li> </ul>	海域利用ルール、規制の未整備	【国】海域利用ルールの明確化、規制緩和		○ 洋上				○				○	



段階	主なヒアリング結果	普及に当たっての課題	求められる対応	エネルギー種						リソース				
				太陽光	風力	バイオマス	中小水力	地熱	海洋エネ	人的資源	技術	資金	情報	その他
	<p>潮流)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>日本の内海では、外国船籍船は作業ができないため、SEP 船の作業が規制対象となる。外国船籍の SEP 船も作業ができるように規制を緩和してほしい。(洋上風力・潮流)</li> <li>港湾域内の用途変更が困難であるのが現状だが、海洋エネルギーの推進に当たり、柔軟な用途変更ができないか。(洋上風力・潮流)</li> </ul>													
	<ul style="list-style-type: none"> <li>各エネルギーの開発にあたり必要な法規制について、横断的に管理し許認可を一本化する体制を整えて欲しい。スコットランドでは海洋関連の許認可窓口を一本化している。(エネ種横断)</li> <li>許認可について各省庁が分担して所掌しているため、新規参入者にマニュアルが必要である。(エネ種横断)</li> <li>民間の団体でも良いと思うが、電力会社・コンサルタント・有識者を集めて、法人化し、電力広域的運営推進機関 (OCCTO) のような専門家集団を立ち上げることはできないか。公益性を持たせて、自治体に対して、問い合わせを対応させる権限を持ってほしい。自治体との連携は、事務手続きを容易にする。新規事業者でノウハウがなければ、自治体との連携により、事業は大幅に容易になるだろう。さらには自治体の再エネ窓口を超えて、民間主体のコンサルタント事業者で小水力発電の適地を選定していれば、FS 調査補助金を利用し事業性を検討し、事業のコンサルタントとして入っていくという考え方があろう。(小水力)</li> <li>農山漁村再エネ法で窓口のワンストップ化が図られているが、利害関係者の多い個別発電事業の適否を自治体には判断できないことも多い。協議会を設置することにより、専門家の意見を収集でき</li> </ul>	許認可のワンストップ化、自治体との連携相談窓口	【国・自治体】許認可の窓口・マニュアル整備	○	○	○	○	○					○	

段階	主なヒアリング結果	普及に当たっての課題	求められる対応	エネルギー種						リソース				
				太陽光	風力	バイオマス	中小水力	地熱	海洋エネ	人的資源	技術	資金	情報	その他
	るが、再生可能エネルギー事業の件数が少なければ、協議会が設置されないこともある。農業関係者は、例えばある土地改良区が有望だと分かると、事業者の参入を認めず自力で発電事業を始めようとする側面もある。(但し、実際の事業化には至らない。)(小水力)													
	<ul style="list-style-type: none"> <li>3000～5000kWの規模は今後有望であるが、トンネル工事などの大規模な工事が必要になるため、現在開発が進んでいない。また、取水とは異なる河川に放流することで落差を得る形もあるが、<u>河川法上の問題</u>がある。(小水力)</li> </ul>	河川法による規制	【国】河川法の法規制緩和				○							○
	<ul style="list-style-type: none"> <li>温泉法では調査井の掘削は噴気させる予定ならば許可が必要だが、事業に利用する場合のみ許可が必要というものにならないか。また、許可の判断は都道府県の温泉審議会の答申に基づくが、審議会が年2、3回しか開催されない都道府県もある。臨時に開催してもらった組みもあるようだが、基本的に自治体はやりたがらないため、許可が取れないと翌年に延びてしまうということも起きてしまう。(地熱)</li> <li><u>地熱開発の法律を整備してもらいたい。地熱開発には規制が多く、行政手続きだけで時間が掛かり過ぎる。国立公園だけがクローズアップされるが、それだけがネックではない。漏れないように把握するだけでも大変である。例えば、掘削に当たり保安林解除を申請することがあるが、地熱プラントのイメージ図を求められる。掘削して資源量を把握してからでないとな本来的にはプラントの設計はできない。(地熱)</u></li> </ul>	地熱関連の法規制	【国】地熱開発に関する法規制の緩和				○							○
	<ul style="list-style-type: none"> <li>温泉業者の理解を得ることが一番の課題である。<u>温泉への影響の有無</u>の議論は、温泉業者サイドの感覚的などところがあるので、調査第階から温泉の</li> </ul>	地熱発電の温泉への影響が不明瞭	【国・自治体】温泉のモニタリングとその公表				○							○

段階	主なヒアリング結果	普及に当たっての課題	求められる対応	エネルギー種						リソース					
				太陽光	風力	バイオマス	中小水力	地熱	海洋エネ	人的資源	技術	資金	情報	その他	
	モニタリングを行い、データを公表し理解を求めようとしている。(地熱)														
	<p>・通常の事業開発では、①系統への接続契約のメドを立てた上で、②環境アセスメントと②' 地元との調整・許認可（農地転用など）取得を図るが、①に9ヶ月、②に3年を要し、実際には見切り発車で①②②'を同時進行することが多い。しかし、結果的に①の接続契約が取れないと当該事業案件は潰れることになるので、事業者としては相当のリスクを背負うことになる。また、このように潰れた3~4案件のコストを、成立した1事業で回収する形になるので、<u>全体として発電事業者のコストは上昇する。いっそ（以前行われていたように）抽選で接続が（早期に）決まる方が、発電事業者としては望ましいという判断もある。</u>また、②'において計画の内容が一旦決まったら変更・中止が出来ない（後戻りできない）リスクもある。しかも、こうした期間中に買取価格が下がるため、<u>最終的な事業採算性が分からない。</u>FIT法改正により風力等は3~4年先まで買取価格が示されることになったが、どの設備がどの価格の適用を受けるかについては、未だ明らかになっていない。(風力)</p>	事業の見通しの不透明さ	【国】出力抑制等、事業の見通しを反映した事業性評価手引き・モデルCF等の整備	○	○	○	○	○						○	
	<p>・今後、自治体が主導する水力発電事業が増えてほしい。自治体としては、固定資産税の増加や1,000kW以上であれば電源立地地域対策交付金の対象となり、また評判も上がるだろう。一方で、<u>電源立地地域対策交付金は小規模では対象にならないことや、流水占有料は県に支払うため、地元で明確なメリットにならないという点は小水力発電の導入を阻害している可能性がある。</u>(小水力)</p>	立地地域へのメリットの不明確	【国】電源立地地域対策交付金等による地域へのメリット還元	○	○	○	○	○						○	

段階	主なヒアリング結果	普及に当たっての課題	求められる対応	エネルギー種						リソース				
				太陽光	風力	バイオマス	中小水力	地熱	海洋エネ	人的資源	技術	資金	情報	その他
	<ul style="list-style-type: none"> <li>経済産業省の電源立地地域対策交付金の対象となっていない小規模な発電所にも補助金を交付し、水力発電所が地域に貢献することを後押ししてほしい。(小水力)</li> </ul>													
設計段階	<ul style="list-style-type: none"> <li>現在、太陽光発電導入の障害になっているのは系統連系である。現在は接続容量がなく、連系負担金が膨大な費用になり、さらに系統連系まで時間を要することが挙げられる。(太陽光)</li> <li>再生可能エネルギー事業の適地は減少している。事業用地は既に開発されていることが多い。地域によっては系統の空き容量がほとんどないこともその一因であり、特に九州地域では開発が厳しい状況である。(エネ種横断)</li> <li>北海道電力では、今後の再エネ電源の接続にあたり、系統側の蓄電池（レドックスフロー）の設置費用のうち95%を特定負担、5%を一般負担とすることを決めた。これにより、接続希望する発電事業者には1億円/MW程度の負担が生ずる見込み。これに加えて、接続に係る工事負担金がかかることになる。容量を超える接続希望があるなか、発電事業者は費用負担に応ずるか、撤退するかを我慢を強いられている。なお、一般に電力会社の設置する蓄電池は（通常よりも）5割程度コストが高い。(風力)</li> <li>洋上風力については、CO2削減を稼ぐ意味はあるものの、規模が大きくなり地元資本の参入が難しく地域貢献に結びつきにくい。また、系統にかかる負荷も大きくなるため、系統増強の観点からの課題も大きい。(風力)</li> <li>風力発電の立地にあたっては、系統に接続するため、電力会社から蓄電池の付帯を求められることもある。このような電源はいわば調整力を持つこ</li> </ul>	<p>系統制約に起因する事業の遅滞（工期の長期化・連系工事費負担金の負担増・地域偏在）</p>	<p>【電力会社】系統増強 【国】系統工事の迅速化・低コスト化への技術開発促進</p>	○	○	○	○	○						○

段階	主なヒアリング結果	普及に当たっての課題	求められる対応	エネルギー種						リソース				
				太陽光	風力	バイオマス	中小水力	地熱	海洋エネ	人的資源	技術	資金	情報	その他
	<p>とになるが、単なる発電量だけでなく、(買取にあたっては)調整力を評価する仕組みも導入して欲しい。(風力)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 系統の増強を検討してほしい。特に水力発電はFIT 期間 20 年後も継続的に発電可能であり、多くの事業者が FIT 後も運営すると思う。安定的な電源の一部として、注目してもらいたい。(小水力)</li> <li>• 他のエネルギー種と同様に、小水力発電についても系統連系が課題である。接続容量も問題だが、小水力の特徴として、ポテンシャルが山奥であるため、系統まで遠い点も、導入の障壁となる。(小水力)</li> <li>• ポテンシャルがあっても、繋ごうにも繋げない。工事負担金が大きければ事業性にも影響し、調査を進めようにも進めづらくなるという局面も発生する。(地熱)</li> </ul>													
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 海外の事業者は、洋上風力の分野で、<b>Marine Warranty Surveyor (MWS)</b> といった海洋特有のリスクを考慮したマネジメントシステムを構築している。その他、<b>Health, Safety and Environment (HSE)</b> といった安全認証制度もある。他方で日本はこのような企業の自主的取組みはほとんどない状況である。(洋上風力)</li> </ul>	洋上風力に関する安全認証制度の未整備	【国】安全認証制度の整備		○									
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 大規模風力発電事業者と異なり、小形風力発電の事業者は様々な主体があり、さながら有象無象の状況である。むしろ太陽光発電の導入主体と類似している。小形風力発電は個人投資家が多い。そのため、原野商法のような悪徳商法が横行する恐れもある。事業者の能力についても疑問が付く。(小形風力)</li> </ul>	小形風力導入の情報開示	【国】小形風力発電のガイドラインの整備		○	小形							○	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• トンネルの掘削を伴うため、ポテンシャルが見えづらく、専門家の FS 調査が必要になる。ポテン</li> </ul>	ポテンシャルの不適切な把握	【国】FS 調査支援					○					○	

段階	主なヒアリング結果	普及に当たっての課題	求められる対応	エネルギー種						リソース				
				太陽光	風力	バイオマス	中小水力	地熱	海洋エネ	人的資源	技術	資金	情報	その他
	<p>シャルが 1000kW あるのにもかかわらず、100kW の開発しかできなかった場合、900kW のポテンシャルが無駄になってしまうため、重点的に支援してはどうか。(小水力)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>3000～5000kW の規模は今後有望であるが、トンネル工事などの大規模な工事が必要になるため、現在開発が進んでいない。また、取水とは異なる河川に放流することで落差を得る形もあるが、<u>河川法上の問題</u>がある。(小水力)</li> </ul>													
	<ul style="list-style-type: none"> <li><u>環境アセスメントに長期間を要することで、事業者は様々なリスクを抱え、巨額の費用負担を余儀なくされている。長期化に伴い事業開発が遅れることで、系統への接続枠が無くなり、事業機会を逸する恐れがある。(風力)</u></li> <li>風力による環境アセスメントの規模要件を見直し、第一種事業となる規模要件を 50,000kW 以上に、第二種事業を 37,500kW 以上に設定してほしい。風力における環境アセスメント手続きを迅速化するために、<u>事業特性及び立地環境特性を踏まえた参考項目の絞込み</u>をしてほしい。(風力)</li> </ul>	環境アセスメントによる事業化の遅れ	【国】環境アセスメントの迅速化（事業特性及び立地環境特性を踏まえた参考項目の絞込み等）		○			○						○
資金調達・建設段階	<ul style="list-style-type: none"> <li><u>国のガイドラインには、住宅等からの距離について言及されていない。デシベル値を示されても立ててみないとわからない。ぜひ距離を規定してほしい。(小形風力)</u></li> <li>例えば、環境アセスメントに関しては、騒音や鳥類への影響が厳しく見られている。しかも、地元住民が同意しても、(その他の方々の意見を受けて)県や市が意見を示し、追加調査の必要が生じることが多い。<u>住宅地から●m 離して立地するなど、明確な判断基準が欲しい。(風力)</u></li> <li>基準検討や個別案件の審査業務において、環境省が環境団体（野鳥の会など）や今まで調査を委託</li> </ul>	風力発電の住宅との距離に関する規定不足	【国】風力発電と住宅に関する具体的なガイドライン		○					○				

段階	主なヒアリング結果	普及に当たっての課題	求められる対応	エネルギー種						リソース				
				太陽光	風力	バイオマス	中小水力	地熱	海洋エネ	人的資源	技術	資金	情報	その他
	していた団体(騒音制御工学会など)に委託しているが、風力発電に関する知見がないため実効性に乏しく、専ら環境保護の観点からの検討に偏るきらいがある。(風力)													
	・出力抑制により売電収益が正確に見込めないため、金融機関からのファイナンスがつかなくなっている点も課題である。出力抑制について理解している事業者は少ない。(太陽光)	出力抑制による事業性見通しの不確実性	【電力会社】出力抑制に対する見通しを詳細に公表 【金融機関】出力抑制への理解醸成	○	○	○	○	○				○		
	<ul style="list-style-type: none"> <li>大型風力発電機(300t)を海外から船で運搬してきた場合、積荷を下せる港湾は日本国内で限定的である。(風力)</li> <li>日本船籍の大型SEP船はない。(洋上風力)</li> <li>洋上風力等のメンテナンスにアクセス船が必要だが、一般の漁船では、波高が1mあると運行できない。ヨーロッパでは波高が3mでも運航できる船があるため、日本でも導入されることを期待する。(洋上風力)</li> </ul>	港湾インフラの不足	【国】港湾インフラの増強		○						○			
	<ul style="list-style-type: none"> <li>我が国における再生可能エネルギー事業について、現時点では海外に比べ高止まりしている状況である。モジュールはここ1年間でも相当安くはなったが、まだ海外に比べると高い。また、それ以外の機器についても高価格となっているものが多い。さらに、同じ規模の発電所を建設する際にかかる期間を見ても、海外での工事に比べ<u>日本の工事は長期間を要することが多い</u>。これにより、<u>工賃をはじめとする建設工事費が上がってしまうことにつながっている</u>。(エネ種横断)</li> <li>水力発電は地点ごとの特性によって発電機が異なり、一品生産が多いため、コストが下がらず、ノウハウも汎用化されていない課題があり、対応が必要だと考えている。(小水力)</li> </ul>	出力抑制以外の要因による工期の長期化・建設工事費の増大	【国】再エネ事業のコストの低減化方策(トップランナー制度の導入等)	○	○	○	○	○						

段階	主なヒアリング結果	普及に当たっての課題	求められる対応	エネルギー種						リソース				
				太陽光	風力	バイオマス	中小水力	地熱	海洋エネ	人的資源	技術	資金	情報	その他
	<ul style="list-style-type: none"> <li>掘削費用が高すぎる。掘削会社が石油資源子会社、電力会社と関係が強い会社など限られていることもあるが、実際の掘削に要する費用に比べ、<u>機材の搬入搬出に要する費用が大きすぎる</u>。開発地が奥地のため交通インフラが弱いという点もある。ある案件では、掘削費用の4割は輸送費や道路整備に要した費用だった。一方、海外はどんどん安くなっている。連続して何本も掘削できるからである。(地熱)</li> </ul>													
	<ul style="list-style-type: none"> <li>サプライチェーンの整備を促進するためには、<u>風力発電の将来導入目標の策定が必要</u>である。目標が提示されるならば、製造、工事、メンテナンスの各業種における年間市場規模を弾き出すことができる。将来までの長期的な需要が見込まれば、量産効果によるコストダウンも期待できる。(風力)</li> <li>メーカー、事業者のいずれも、国内のみならず<u>海外市場を展望した事業展開を行うべき</u>である。特に我が国の部品メーカーは、海外からの評価も高くシェアを確保しており、今後のさらなる事業拡大が期待される。(風力)</li> <li>発電コストの低減に関する国のスタンスも一貫していない。FIT制度では普及に伴うコスト低減の名目で買取価格を引き下げているが、個別の措置については、風車の安全性に関する基準(サイト認証)強化や、アセス費用・系統接続費用の負担など、全体として発電事業者の負担を増す方向にルール改正がなされている。(風力)</li> </ul>	将来見通しの不確実性に伴う技術開発の停滞	【国】再エネ事業のコストの低減化方策(トップランナー制度の導入等)、海外輸出支援	○	○	○	○	○			○			
	<ul style="list-style-type: none"> <li>水車メーカーは、ロット生産することで価格を抑えることができることを認識している一方で、現在は小水力発電事業者が少ないため、<u>汎用品のロット生産にはなかなか前向きになれない状況</u>であ</li> </ul>	発電機価格の高止まり	【国】メーカーへの技術革新(低コスト化)支援				○				○			



段階	主なヒアリング結果	普及に当たっての課題	求められる対応	エネルギー種						リソース				
				太陽光	風力	バイオマス	中小水力	地熱	海洋エネ	人的資源	技術	資金	情報	その他
	る。(小水力)													
	<ul style="list-style-type: none"> <li>自家消費型の再生可能エネルギー導入支援補助金は来年度の予算にあるが、<u>制度を工夫することが必要である</u>と思う。対象について、<u>災害時避難場所になるような場所</u>としているケースが多いが、定義によっては対象がしぼられてしまう。もっと自治体に自由に対象を任せてはどうか。(太陽光)</li> <li>系統に接続できないため、独立電源の補助金がほしい。また入札制度が始まると、自治体ではなかなか参加が難しくなるだろう。(小水力)</li> </ul>	自家消費向け再エネ補助金の使い勝手の悪さ	【国・自治体】自家消費向け再エネ補助金制度の改善	○	○	○	○	○				○		
	<ul style="list-style-type: none"> <li>利子補給制度を活用した経験があるが、<u>太陽光発電事業をベースにした制度であり、小水力発電事業については改善の余地がある制度だ</u>と感じている。例えば、工事期間が2年間の場合、2年目に発電機の導入がありコストがかさむため、1年目のみを対象とした利子補給の効果は薄いと感じている。(小水力)</li> <li><u>事務書類が大量に必要となるにもかかわらず、期限がタイトで事業者も金融機関も非常に大変であった</u>。事業者として利子補給や補助金を活用したいというマインドがある一方で、こうした苦労を考慮すると、ジレンマがある。比較的補助金に慣れているコンサルタントでも苦労したので、新規参入者には対応が困難だろう。(小水力)</li> <li>国の事業のため、年度で区切るが、民間は年度と関係なく事業を運営しているため、年度を関係なく利用できる制度にしてほしい。(小水力)</li> <li>JOGMECの補助金は調査費用などコストの掛かるものは歓迎だが、使い勝手が良くない。開発は複数年掛かるものだが、単年度で切られる。補助金をもらっている他社でも同じ時期に同じ作業を行うことになるが、専門業者は多くないため、対</li> </ul>	利子補給制度・補助金制度の使い勝手の悪さ	【国】利子補給制度・補助金制度の改善	○	○	○	○	○				○		

段階	主なヒアリング結果	普及に当たっての課題	求められる対応	エネルギー種						リソース							
				太陽光	風力	バイオマス	中小水力	地熱	海洋エネ	人的資源	技術	資金	情報	その他			
	応できない場合がある。特に東北より北の地域は冬に作業ができないため、作業の実施時期が集中する。(地熱)																
	<ul style="list-style-type: none"> <li>地域住民が太陽光発電を導入していくに当たり、地域の金融機関による支援が必要になるだろう。(太陽光)</li> <li>小規模な発電事業者は資金調達が課題となっている。このような事業者に対して、地方創生政策の一環として支援してほしい。(風力)</li> </ul>	小規模事業者への支援不足	【国・自治体・地域金融機関】地域金融機関向けの再エネ融資知識の研修、地域創生予算に絡めた小規模再エネ事業の促進	○	○	○	○	○					○				
	<ul style="list-style-type: none"> <li>発電事業を行う際には、事業性を確認するが、建設費が膨大である。有効落差が大きく、流量も多い一般水力は既に開発されているし、作業道といったインフラが整っていない山奥では工事費用が見合わない。多くの加盟事業者は20年だけでなく、40年後も見据えて経済性を検討しているので、設備導入を支援してもらえないか。(小水力)</li> <li>水力発電は初期投資が膨大である。その背景では、同規模であってもコストは地域特性によって変化することが挙げられ、また期間も工事を完了させるまでに時間を要するため、単年度補助金ではなく複数年度にわたる補助金を検討してほしい。またファイナンスの観点からはFITを利用すると、事業計画を見通すことが可能であるため、設備導入補助と合わせてFITを併用できないか。(小水力)</li> <li>先行投資に耐えるだけの自己資本を持たない限り、全くの新規参入は難しいだろう。金融機関は小水力発電事業への融資に対して厳しい判断をしていると感じている。事業にグリーンファンドや株主、信用保証が付けば、比較的融資が付きやすくなると思う。(小水力)</li> </ul>	イニシャルコストへの支援不足	<ul style="list-style-type: none"> <li>【国・自治体】FITと補助金の併用によるイニシャルコストへの補助等</li> <li>【国】利子の立替払い</li> <li>【金融機関】エネ種の売電収入発生時期に対応した利子支払いの猶予設定</li> </ul>				○						○				

段階	主なヒアリング結果	普及に当たっての課題	求められる対応	エネルギー種						リソース				
				太陽光	風力	バイオマス	中小水力	地熱	海洋エネ	人的資源	技術	資金	情報	その他
	<ul style="list-style-type: none"> <li>小水力発電は土木造成に2年要することもある。それに対して、金融機関融資は1年目しか利子返済の猶予がないため、2年目の工事期間に利子の返済が始まってしまう。(小水力)</li> </ul>													
	<ul style="list-style-type: none"> <li>200kW以下は現在のFITでよい。ただ、ポテンシャルが多いのは200kW以上であり、特に3,000~5,000kWのポテンシャルが多い。この規模については、価格算出に当たり机上で計算しているにすぎず、買取価格が実態に見合っていない。その背景には、導水路としてのトンネル及びそれに替わる水路の建設コストが価格算定に考慮されていないということがある。そのため、トンネル掘削等の導水路建設コストをFITか補助金でカバーしてほしい。(小水力)</li> </ul>	ポテンシャルに対応しないFIT価格の対象規模の再検討	【国】ポテンシャルに見合った価格設定				○						○	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>JOGMECの出資・債務保証制度、調査費に対する助成制度に加え、<u>税制優遇措置</u>があるとありがたい。(地熱)</li> </ul>	税制優遇の不足	【国】税制優遇措置	○	○	○	○	○					○	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>潮流発電等、<u>海洋エネルギー</u>についてはFITの対象となっていないため、対象にしてほしい。(潮流)</li> </ul>	海洋エネルギーがFITの対象外	【国】FIT制度の改正による対象エネルギー種の再検討							○			○	○
	<ul style="list-style-type: none"> <li>現在の買取価格水準をなるべく長く、最低3年程度は維持して欲しい。(風力)</li> <li>風力の買取期間は20年間である。万が一将来的に買取制度が廃止されても、20年間の買取は維持して欲しい。(風力)</li> <li>再エネ全般の中で風力発電の導入量は突出している一方で、買取価格の見直し議論においては他の再エネに引張られがちな印象である。<u>風力独自の設定</u>をしてほしい。(風力)</li> </ul>	買取価格水準の中長期的な維持、風力発電独自の設定	【国】風力発電における買取価格の見直し		○								○	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>調達価格等算定委員会にて、リプレースの買取価格が新たに提示されたことは歓迎である。しかし</li> </ul>	リプレースの促進施策の不足、リプ	【国】リプレース促進のための整備		○		○						○	○



段階	主なヒアリング結果	普及に当たっての課題	求められる対応	エネルギー種						リソース				
				太陽光	風力	バイオマス	中小水力	地熱	海洋エネ	人的資源	技術	資金	情報	その他
	ある。大規模開発を行う資源会社には良いかもしれないが、小さくはじめて後から拡張していくような開発はリプレースと同じ扱いになると推進が難しくなるだろう。(地熱)													
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 本来なら買取価格を高め設定しても、発電事業者の利益に応じて納税されるので、国に税金として還ってくるはず。特に、<u>SPCは会計の透明性が高いので、何らかの支援措置があっても良いのではないか。</u>個別の補助事業に関する各論を検討する前に、このような全体像を俯瞰して支援策を検討すべき。(風力)</li> <li>• <u>賦課金による国民負担増大が懸念されるのであれば、回避可能原価を精査することも必要ではないか。</u>(風力)</li> </ul>	買取価格・賦課金の負担検討	【国】全体的な支援策検討、回避可能原価の精査	○	○	○	○	○				○		○

#### 4) 総括

3)ヒアリング結果を総括し、再エネ事業を普及促進する上での課題を以下の通り整理した。

##### a. 企画段階

人的資源に関しては、エネルギー種を問わず、地域内の人材に関して課題が多く挙げられた。再エネ事業には地域住民や自治体等の様々なステークホルダーが地域にいるにもかかわらず、まだ活性化していないというのが実情である。またエネルギー種特有の課題としては、小水力の電力土木の専門人材が不足している点が挙げられる。これは水力発電の開発が停滞していた時期があったため、小水力の専門人材が限定されているという背景があり、ノウハウを共有できる仕組みづくりが施策として求められる。(表 2-7)

表 2-7 企画段階における課題

リソース	普及に当たっての課題	求められる対応	エネルギー種
人的資源	地域住民の事業者化が未成熟	【国・自治体】地域住民への再エネ事業インセンティブ付与	太陽光
	自治体の再エネ推進部署による事業者支援不足	【国・自治体】自治体の再エネ推進支援	横断
資金	リスクマネーの供給不足	【国】地熱発電以外のエネ種への債務保証等リスクマネー提供の支援策 【金融機関】リスクマネーの提供	洋上風力、地熱、海洋エネルギー
	開発資金の調達困難	【金融機関】リスクマネーの提供	横断
情報	未利用地の未活用	【国】詳細な未利用地ポテンシャル情報の展開	横断
その他	改正 FIT 法施行後の系統制約の未解消	【電力会社】設備認定取り消し後の申込み削除	横断
	海域利用ルール、規制の未整備	【国】海域利用ルールの明確化、規制緩和	洋上風力、海洋エネルギー
	許認可のワンストップ化、自治体との連携相談窓口	【国・自治体】許認可の窓口・マニュアル整備	横断
	河川法による規制	【国】河川法の法規制緩和	中小水力
	地熱関連の法規制	【国】地熱開発に関する法規制の緩和	地熱
	事業の見通しの不透明さ	【国】出力抑制等、事業の見通しを反映した事業性評価手引き・モデル CF 等の整備	横断
	立地地域へのメリットの不明確	【国】電源立地地域対策交付金等による地域へのメリット還元	横断
	地熱発電の温泉への影響が不明瞭	【国・自治体】温泉のモニタリングとその公表	地熱

## b. 設計段階

設計段階で課題として挙げられたのは情報に関する事項で、例えばポテンシャル情報の不足や、安全認証・ガイドラインの未整備による設計への課題が見られた。

また系統制約及び環境アセスメントも、事業化に向けた大きな障害として、多くの事業者等から挙げられた。この点については、特に工期の長期化・連系工事費負担金の負担増・地域偏在といった懸念が示された。（表 2-8）

表 2-8 設計段階に関する課題

リソース	普及に当たっての課題	求められる対応	エネルギー種
情報	ポテンシャルの不適切な把握	【国】FS 調査支援	中小水力
	洋上風力に関する安全認証制度の未整備	【国】安全認証制度の整備	風力
	小形風力導入の情報開示	【国】小形風力発電のガイドラインの整備	小形風力
	風力発電の住宅との距離に関する規定不足	【国】風力発電と住宅に関する具体的なガイドライン	風力
その他	系統制約に起因する事業の遅滞（工期の長期化・連系工事費負担金の負担増・地域偏在）	【電力会社】系統増強 【国】系統工事の迅速化・低コスト化への技術開発促進	横断
	環境アセスメントによる事業化の遅れ	【国】環境アセスメントの迅速化（事業特性及び立地環境特性を踏まえた参考項目の絞込み等）	風力・地熱

### c. 資金調達・建設段階

資金調達・建設段階に共通する課題として、エネルギー種を問わず、出力抑制は大きな影響を与えている。出力抑制は事業性を見通しを不確実なものにしており、事業計画に影響を与えるだけでなく、金融機関からの資金調達も困難にしている。

資金調達の課題として挙げられているのは、補助金制度等よりも FIT 制度に関する点が多い。この背景には、再エネ事業は FIT 制度を利用していることが多いため、補助金制度等と基本的に併用が認められていないことが挙げられる。

FIT 制度の課題では、売電収入を得るまでのつなぎ資金の確保および事業性を確保できる買取価格の維持、その妥当性について挙げられている。

一方で、補助金制度等には実際に補助金制度等を利用した事業者の意見から使いづらさが課題と明らかになった（事務手続きの煩雑さ・会計年度による制約等）。特に小水力発電はイニシャルコストが大きく投資回収に時間がかかるため、補助金を利用への要望が多く聞かれた。

建設段階の課題として、発電機等の技術開発および工期の長期化が課題になっている。今後 FIT 制度において買取価格が低下していく基調から、メーカー側には開発のインセンティブが薄く、特に小水力では発電機価格の高止まりを指摘する意見があった。また特に風力発電では発電機の運搬に関わる、港湾インフラ等の未整備を指摘する声があった。出力抑制以外の要因による工期の長期化・建設工事費の増大により、海外に比べ、日本の工事費の高止まりを指摘する声もあった。（表 2-9）

表 2-9 資金調達・建設段階における課題

リソース	普及に当たっての課題	求められる対応	エネルギー種
資金・技術	出力抑制による事業性見通しの不確実性	【電力会社】出力抑制に対する見通しを詳細に公表 【金融機関】出力抑制への理解醸成	横断
資金	ポテンシャルに対応しない FIT 価格の対象規模の再検討	【国】ポテンシャルに見合った価格設定	中小水力
	海洋エネルギーが FIT の対象外	【国】FIT 制度の改正による対象エネルギー種の再検討	海洋エネルギー
	買取価格水準の中長期的な維持、風力発電独自の設定	【国】風力発電における買取価格の見直し	風力
	リプレースの促進施策の不足、リプレースの買取価格の低さ	【国】リプレース促進のための整備（系統接続、設備認定、土地利用許認可、環境アセスメント）	風力、中小水力
	自家消費向け再エネ補助金の使い勝手の悪さ	【国・自治体】自家消費向け再エネ補助金制度の改善	横断
	税制優遇の不足	【国】税制優遇措置	横断
	小規模事業者への支援不足	【国・自治体・地域金融機関】地域金融機関向けの再エネ融資知識の研修、地域創生予算に絡めた小規模再エネ事業の促進	横断
買取価格・賦課金の負担検討	【国】全体的な支援策検討、回避可能原価の精査	横断	
技術	将来見通しの不確実性に伴う技術開発の停滞	【国】再エネ事業のコストの低減化方策（トップランナー	横断



リソース	普及に当たっての課題	求められる対応	エネルギー種
		制度の導入等)、海外輸出支援	
	イニシャルコストへの支援不足	【国・自治体】FIT と補助金の併用によるイニシャルコストへの補助等	中小水力
	発電機価格の高止まり	【国】メーカーへの技術革新(低コスト化)支援	中小水力
	出力抑制以外の要因による工期の長期化・建設工事費の増大	【国】再エネ事業のコストの低減化方策(トップランナー制度の導入等)	横断
	港湾インフラの不足	【国】港湾インフラの増強	風力

## 2.3 2030年までの普及に向けた政策課題の検討

ここでは、上述した簡易推計の結果や業界団体・事業者ヒアリングの結果のほか、長期エネルギー需給見通しにおける検討などにも鑑み、長期エネルギー需給見通しに示される2030年度における導入見込み量(2030年目標)の達成に係る蓋然性の評価を試みた。また、その上で、2030年までの再生可能エネルギーの普及に向けた政策課題を検討した。

### (1) 2030年目標達成の蓋然性評価

目標達成の蓋然性について定まった評価手法は無いものの、定性的には以下の観点から今後の導入進展を占うことができると考えられるため、ここでは以下の各項目を評価指標に、各エネルギー種について定性評価を試みた。

- 簡易試算(≒現在までの進捗状況)
- 事業者の参入や知見蓄積の状況(≒事業の担い手の確保に係る見通し)
- 事業組成の難易度・所要期間
- その他留意点(事業化にあたっての障害、長期エネルギー需給見通しの想定に関する留意点など)

評価結果は以下の表に示すとおりである(表 2-10)。

太陽光及び風力については、FIT制度を契機にこれまで導入が進んでおり、大手資本を含む開発事業者による実績・知見の蓄積も進んでいる。したがって、2030年までの導入量も、系統制約の問題が解消されることを前提にすれば、長期エネルギー需給見通しの想定を超える見通しにある。

一方、中小水力については、既認定未稼働設備が一定程度ある(57万kW:2016年10月末時点)一方で、ヒアリング調査の結果によれば、有望な開発地点が概ね調査・開発済みと見られること、電力土木やオペレーションを担う人材が不足していることに鑑みると、長期エネルギー需給見通しにおける下位想定(開発難易度が低く経済性も高い未開発有望地点に限定:59万kW)に留まる可能性も想定される。

バイオマス発電については、燃料を安定的に調達するためのサプライチェーン構築が必要であるほか、数十億~100億円規模の事業費を支える資金力も求められ、もともと事業化のハードルが非常に高い。しかも、長期エネルギー需給見通しでは、バイオマス発電の新規導入量(350~476万kW)のうち8割前後(264~390万kW)をPKSや輸入チップ(一般木材・農作物残さ)に依存すると想定している点にも留意が必要である。(2)に詳述するように、バイオマス燃料の調達に係る不確実性に大いに課題を残している現状においては、目標達成の蓋然性は低く、長期エネルギー需給見通しの下位想定(475万kW)に届かないリスクも大きいと考えられる。

また、地熱については、開発案件の大半が開発初期の段階にあること、今後の継続的な開発に必要な地熱資源ポテンシャルに関する情報が不足していることに鑑みると、目標未達となる可能性が高い。

表 2-10 各エネルギー源の目標達成の蓋然性の評価

	簡易試算	事業者の参入や知見蓄積の状況	事業組成の難易度・所要期間	その他留意点	総合評価(目標達成の蓋然性)
太陽光 (住宅)	<ul style="list-style-type: none"> <li>今後ともこれまでのペースで増加を続け、長期エネルギー需給見通しの想定を超える可能性が高い。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>住宅メーカーや家電量販店など多様な事業者が参入しており、成熟化が進んでいる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>施主の判断で導入可能。</li> <li>設備の導入やメンテナンスは地域の事業者が担うことが可能。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>北海道、東北、北陸、中国、四国、九州、沖縄については、地域内の昼間最低需要に基づき、太陽光の接続可能量に限界がある<sup>4</sup>。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>既に目標達成している。</li> <li>長期的にも更なる導入余地が大きい。(太陽光発電協会によると 2030 年において 4,000 万 kW の導入を想定<sup>5</sup>。)</li> </ul>
太陽光 (住宅以外)	<ul style="list-style-type: none"> <li>開発に一巡感が強く、今後は増加ペースが鈍化するものの、長期エネルギー需給見通しの想定は超える可能性が高い。</li> <li>今後の既認定未稼働案件の認定取消により系統連系の制約が緩和されるほか、稼働しないままに放置されていた「適地」での事業化も促進されると期待される。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>これまで異業種含む多様な事業者が参入している。</li> <li>買取価格の低下や系統制約と言った事業環境の悪化を受け、今後は事業開発の知見を蓄積した事業者への集約が進むと期待される。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>土地利用に係る規制対応や権利調整に一定の期間・負荷を要する。</li> <li>メンテナンスは地域の事業者が担うことが可能。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>一部地域では、接続地点近辺の系統の空容量不足(ローカル系統制約)が生じており、事業開発上のボトルネックになる<sup>4</sup>。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>これまで案件調査・開発が進んでいる点に鑑みると、系統制約さえクリアできれば、目標達成が十分可能と考えられる。</li> <li>ただし、現在の設備認定が取れている 4,900 万 kW より更なる積み増しは期待しにくい。</li> </ul>
風力	<ul style="list-style-type: none"> <li>簡易推計は現在環境アセスメントに付されている案件のみに基づく保守的な数字であり、新規案件のほか、アセスメント対象未済の案件、洋上風力(2030年まで 22万kW<sup>7</sup>)による積み増しが期待できる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>専門の大手事業者や電力会社のほか、ガス会社、建設会社、鉄道会社、自治体など異業種からの参入事例もある。</li> <li>今後は大規模化と小型風力との二極化が進む可能性が高い。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>土地利用に係る規制対応や権利調整に一定の期間・負荷を要する。特に、7,500kW以上は法アセスの対象で、手続に3~4年を要する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>北海道・東北において、風力発電の接続可能量(256万kW)に対し、アセス中案件の設備容量(420万kW)が大幅に上回っており、今後の系統制約が事業開発上のボトルネックになる<sup>4</sup>。</li> <li>リブレース案件の買取価格が3円/kWh安く、リブレース・リパワリングが進まないおそれがある。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>現在の環境アセスメント案件に照らすと、系統制約さえクリアできれば、目標達成が十分可能と考えられる。</li> <li>洋上風力は今後開発が本格化することもあり、長期的にも更なる導入余地が大きい。(日本風力発電協会では、2030年において3,620万kWの導入を想定<sup>6</sup>。)</li> </ul>
中小水力	<ul style="list-style-type: none"> <li>簡易推計は過去のトレンドが続くと想定した場合の数値であり、実際には開発地点の経済性の低下に伴い、開発ピッチの鈍化が予想される。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力土木やオペレーションを担う人材が不足しており、資金・ノウハウとも有する事業者は限られている。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>水利利用に関する規制対応や権利調整に一定の期間・負荷を要する。</li> <li>電力土木やオペレーションを担う人材が不足。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>国立公園内の砂防堰堤の活用など、国立公園法が規制緩和されれば、ポテンシャルが164万kW増加する<sup>4</sup>。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2030年に向けては、長期エネルギー需給見通しにおける、経済性が高く開発難易度が低い未開発有望地点の積み上げ(+16万kW)に留まる可能性も想定される。</li> </ul>
バイオマス	<ul style="list-style-type: none"> <li>過去のトレンドが続くと想定した簡易推計では、目標に届かない見通し。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>発電所の立地、燃料の調達・収集、設備の運用制御に係る幅広いノウハウと資金力が求められるが、知見の不足している事業者による参入も散見される。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料を量・コストの両面で安定的に調達するため、複数の企業や自治体等の協力を得ながら、サプライチェーンを構築する必要がある。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>長期エネルギー需給見通しでは、バイオマス発電の新規導入量(350~476万kW)のうち8割前後(264~390万kW)をPKSや輸入チップ(一般木材・農作物残さ)に依存する想定であるが<sup>7</sup>、今後安定的に調達できるか、不確実性が大きい。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>これまでの導入ピッチ、事業者の参入・知見蓄積の状況、事業組成の難易度、長期エネルギー需給見通しの想定のいずれの面からも、目標達成について楽観できない。</li> </ul>
地熱	<ul style="list-style-type: none"> <li>現在の開発案件に基づく想定では、目標に届かない見通し。今後とも継続的に同程度の新規プロジェクトが立ち上がれば、目標達成できるが、その前提となる地熱資源ポテンシャルに関する情報が不足している。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>FIT制度導入以前は鉱山系、石油・ガス系、電力会社系の大手事業者が中心に開発を進めてきた。FIT制度施行以降、関連産業から地熱開発に新規参入する企業が現れている。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>地熱の電源開発には10年以上の開発期間と高い開発コスト・リスク(掘削コストについては、1坑井5億円、掘削成功率50%)を伴う<sup>4</sup>。</li> <li>7,500kW以上は法アセスの対象で、手続に4年程度を要する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2015年3月時点の開発案件(37万kW)の大半(30万kW)は、事業化判断を行う探査以前の段階にある<sup>4</sup>。</li> <li>FIT制度施行後に開発が推進されている地域は、いずれも過去にNEDOプロジェクトで調査を行っていた地域である。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>開発案件の大半が開発初期の段階にあること、今後の継続的な開発に必要な地熱資源ポテンシャルに関する情報が不足していることに鑑みると、目標未達となる可能性が高い。</li> </ul>

<sup>4</sup> 「再生可能エネルギー各電源の導入の動向について(長期エネルギー需給見通し小委員会第4回会合資料2)」, 2015年3月

<sup>5</sup> (一社)太陽光発電協会, 「JPEA PV OUTLOOK 2030 2030年に向けた確かな歩み」, 2015年3月

<sup>6</sup> (一社)日本風力発電協会, 「風力発電の導入拡大に向けて」, 2016年2月

<sup>7</sup> 「長期エネルギー需給見通し関連資料」, 2015年7月

## (2) 再エネ普及のポートフォリオ管理と重点課題の洗い出し

今後の再生可能エネルギーの普及拡大に向けた課題と対応方策は、各エネルギー種類について表 2-6 に整理したとおりであるが、この中で重要な政策課題を特定するためには、各エネルギー種の目標達成リスクに応じた「ポートフォリオ管理」の視点が欠かせない。

上述した各エネルギー種に係る目標達成の蓋然性に照らすと、バイオマス発電の目標未達リスクが最も大きいと考えられる。

長期エネルギー需給見通しでは、バイオマス発電の新規導入量（350～476 万 kW）のうち 8 割前後（264～390 万 kW）を PKS や輸入チップ等（一般木材・農作物残さ）に依存する想定を行っている。一方で、輸入バイオマスの調達については、現在においても以下に掲げるリスクが指摘されている<sup>8</sup>。

- ・ 現地で燃料利用されている場合も多い。また、将来、現地でのバイオマス発電の導入の可能性が濃厚である。
- ・ 調達価格が為替変動による影響を受ける。
- ・ PKS については、もともと廃棄物であり、パーム油生産の余力が乏しいため、PKS の供給余力も限定的である。また、関連して、パーム油生産の持続可能性（森林破壊）に対する懸念が広がっている。
- ・ 輸入チップについては、従来の製紙用途と競合し、特に中国との競合が想定される。
- ・ 木質ペレットについては、欧州での生産が消費に追いつかず、米国・カナダから輸入されている状況である。なお、木質ペレットは相対的にコストがかかるため、主に微粉炭ボイラーを使用する石炭混焼に用いられることが多い。

表 2-11 輸入バイオマスの生産余力

	(1)木質ペレット	(2)木質チップ	(3)PKS
世界の生産量の現状	2,800万t(2015年見込み) 4,500万t(2020年予測)	1.4億t程度	1,000万t程度
主な生産地	欧州、北米、アジア等	欧州、北米、オセアニア、南米、アジア等	インドネシア、マレーシア
世界の貿易量の現状	1,300万t うち日本向け:10万t	3,500万t(主に製紙) うち日本向け:1,100万t	100万t程度 うち日本向け:24万t
日本向け推定供給可能量	300～450万t(北米産) 300～1,000万t(アジア産)	2,000～3,000万t	100～300万t

注) 木材チップは、水分 50%に換算。

出所) 資源エネルギー庁委託, 「持続可能なバイオマス発電のあり方に係る調査」, 2016 年 2 月

すなわち、将来の国際的な温暖化対策の機運や、国際経済動向によっては、輸入バイオマスの需給ひっ迫が懸念され、数千万トン規模の輸入を前提にしたバイオマス発電への依存はリスクが大きいと言わざるを得ない。

<sup>8</sup> 資源エネルギー庁委託, 「持続可能なバイオマス発電のあり方に係る調査」, 2016 年 2 月ほか

そこで、ここで具体的に

- バイオマス発電の目標未達リスクを如何に軽減するか
- バイオマス以外のエネルギー種で如何にカバーするか

の二つの観点から、特に重要と考えられる政策課題を洗い出すとともに、求められる政策対応について検討を試みる。

#### ① バイオマス発電の目標未達リスクの軽減

輸入燃料の調達リスクに対応するためには、国内バイオ燃料の供給を充実化することによりリスク分散を図ることが望ましい。特に未利用間伐材等は、

- 長期エネルギー需給見通しでは、森林・林業基本計画（平成 23 年 7 月）に沿って、バイオマス発電への木材利用量を 2020 年から据え置いた<sup>9</sup>年間 600 万 m<sup>3</sup>だと想定すると、24 万 kW 程度賅えると換算できる<sup>10</sup>が、直近の森林・林業基本計画（平成 28 年 5 月）においては、2025 年の燃料向け需要として年間 900 万 m<sup>3</sup>を想定しており、2030 年には簡易推計結果で示した 40 万 kW（1000 万 m<sup>3</sup>と換算）程度までの上振れが見込まれる。加えて、現在未利用間伐材は毎年 2,000 万 m<sup>3</sup>発生していると推計されており<sup>11</sup>、潜在的な供給ポテンシャルも大きい。
- 発電設備の運用が PKS・輸入チップと概ね共通しているため、燃料調達リスクを相互補完できる関係にある。

と言った観点から、リスク分散の対象として有望である。

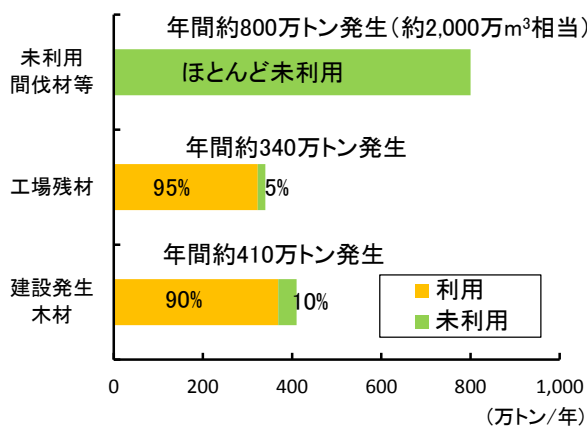


図 2-5 木質バイオマスの発生量と利用の現況（推計）

出所) 林野庁, 「平成 26 年度 森林・林業白書」

<sup>9</sup> 森林・林業基本計画について 2030 年に向けた目標が定まっていないため、長期エネルギー需給見通しでは、2020 年における同計画の木材利用量を 2030 年でも据え置いている。

<sup>10</sup> 木材 10 万 m<sup>3</sup>当たり 4,000kW で換算。

総合資源エネルギー調査会長期エネルギー需給見通し小委員会（第 4 回会合）, 「資料 2 再生可能エネルギー各電源の導入の動向について」, 平成 27 年 3 月

<sup>11</sup> 林野庁, 「平成 26 年度 森林・林業白書」

ここで、未利用間伐材等の活用の前提となる収集・運搬コストの高さを指摘する向きもある。これは、零細業者が多く施業も細分化されているため、施業の大規模化・機械化が進んでいないことが背景となっている。さらに、国内需要の拡大が見込めないなか、低廉な海外材に押されて競争力を失い、また、原木の価格が長期的に下落していることにより、林業者から経営の大規模化・効率化の機会やモチベーションが奪われる、といった悪循環に陥っている面もあろう。

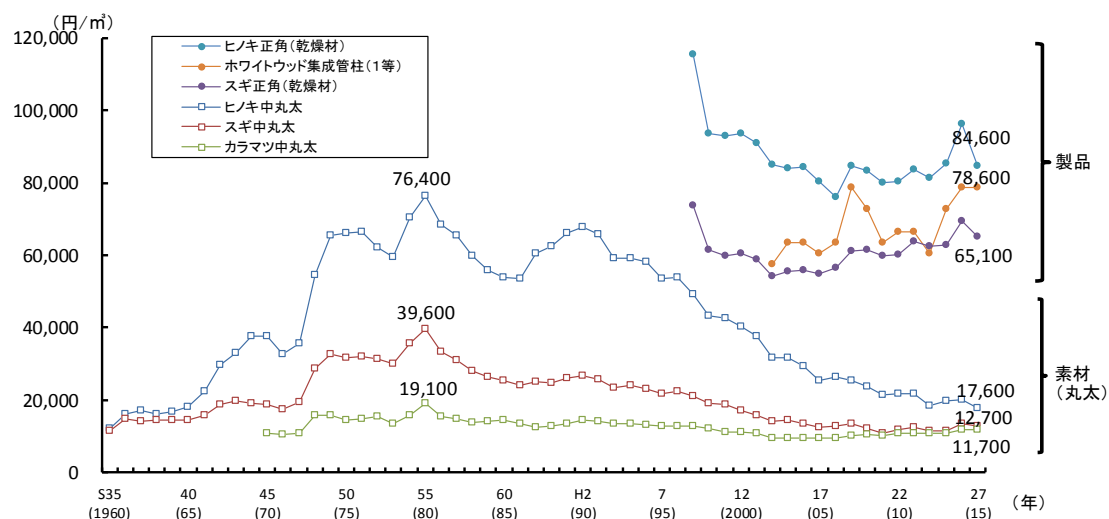


図 2-6 我が国の木材価格の推移

出所) 林野庁, 「平成 27 年度 森林・林業白書」

これに対し、森林・林業基本計画（平成 28 年 5 月）では、森林組合等による森林保有・経営の集約や、林地の集約（共有化）などを促進することで、施業の大規模化・高効率化を図るとともに、原木供給の増大と取引の円滑化を進めることを掲げている。また、これらの対策により、国内材が国内総需要（7,600 万 m<sup>3</sup>）の 3 割（2,400 万 m<sup>3</sup>）しか占めていない現状（2014 年実績）から、2025 年には 1.7 倍（4,000 万 m<sup>3</sup>）の国内供給を目指すとしている。

したがって、未利用間伐材等による発電は、このような未来志向の林業政策との親和性が高く、林業政策と連携して促進すれば、むしろ先述した収集・運搬コストの問題を解決する手段になり得ると考えられよう。

その上で、2030 年に向けて未利用間伐材等による発電事業を促進する上では、

- 現時点で経済的に利用可能な未利用間伐材等による発電の合計設備容量は約 16 万 kW に過ぎないと推計され<sup>12</sup>、先述した 2030 年に 40 万 kW の導入を実現するためには、森林・林業基本計画（平成 28 年 5 月）で目指している施業の大規模化・効率化が前提になる。

<sup>12</sup> 一般に、現時点で経済的に利用可能な未利用間伐材は、素材生産量の 2 割程度とされており、2015 年の素材生産量（1,989m<sup>3</sup>：「森林・林業統計要覧 2016」）から年間約 400 万 m<sup>3</sup> と推計される。長期エネルギー需給見通しと同様に、木材 10 万 m<sup>3</sup> 当たり 4,000kW で換算すると、現時点で立地可能な木質バイオマス発電所は 16 万 kW となる。

- 他方、バイオマス発電の既認定未稼働設備容量は 325 万 kW（2016 年 10 月末時点）に上っており、構想・計画段階も含めれば木質バイオマス発電所の立地が概ね全国をカバーしている。

点に留意する必要がある。

### 全国木質バイオマス発電所一覧地図

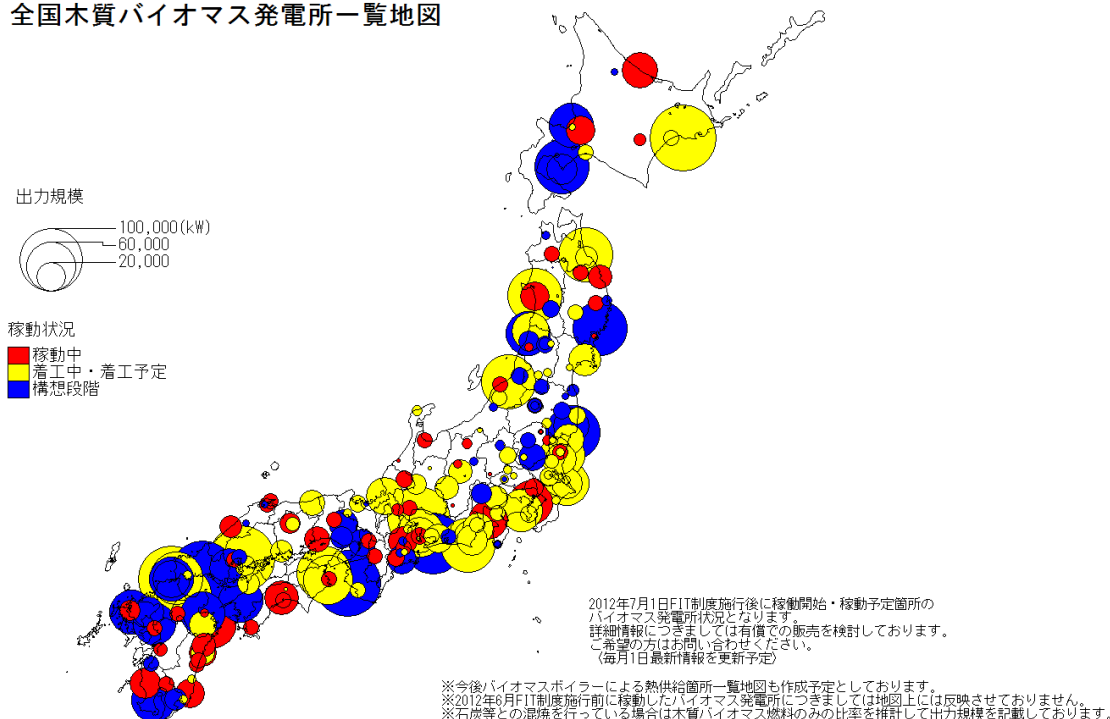


図 2-7 木質バイオマス発電の開発状況

出所）（株）森のエネルギー研究所ホームページ，2017 年 3 月現在

このような木質バイオマス発電を巡る現況を踏まえると、未利用間伐材等を用いたバイオマス発電を促進する上では、相対的に経済性が低いエリアに焦点を当てて施業の大規模化・効率化を図り、未利用間伐材等のまとまった供給力を発掘するとともに、現在計画・稼働中の木質バイオマス発電所とのマッチングを図ることが重点課題であると言えるだろう。

また、このために求められる政策対応としては、例えば以下の支援策を講じることが考えられよう。なお、これらの支援策は基本的に地元自治体において実施することが期待されるが、森林部局との連携を促したり、フィージビリティや資金調達に係る知見を補ったりする観点から、国としても自治体による取組を後押しすることが想定される。

- 情報提供：該当エリアの森林組合等に対し、周辺のバイオマス発電所による未利用間伐材等の追加的な受入意向や受入可能量に関する情報を提供する。また逆に、森林組合等による未利用間伐材等の供給予定に関する情報を、周辺のバイオマス発電所に対し提供する。
- フィージビリティスタディ：発電事業者に対し、該当エリアから供給される未利用間伐材等の調達に関する経済性・事業性を評価する。
- 資金調達支援：発電事業者や森林組合等による当該エリアからの未利用間伐材等の調達に対し、これらの事業者に加えて自治体等が一部出資・融資を行う。また、その

際、これらの主体による SPC 設立を支援することも想定される。

## ② 風力発電の更なる伸長

先述したように、長期エネルギー需給見通しの目標達成の蓋然性は、太陽光と風力が高い。ただし、

- 風力については、洋上風力も含めれば 2030 年以降もエネルギー供給のポテンシャルが見込める。
- 太陽光は、現在までに大規模案件の適地が概ね開発されていると考えられている。と言った点を勘案すると、風力の一層の伸長を図ることにより、バイオマス発電の未達リスクに対するバックアップと位置付けることが望ましい。

今後国が風力の一層の導入促進を図る上では、風力資源の地域偏在に対応するため、地域間連系線の強化を含め、系統制約につながる課題をクリアすることが前提である<sup>13</sup>。その上で、表 2-6 にも示しているように、案件開発を円滑化するために、

- 環境アセスメントの迅速化・合理化
  - (第一種) 農地転用許可制度の円滑・確実な運用
  - 農地・森林における風力発電の設置に係る諸規制の緩和
  - リプレース・リパワリングの円滑な実施に向けた規制・制度の見直し
  - 洋上風力発電に関わる規制・制度の整理、港湾施策や水産施策との連携
- と言った事業環境の整備が課題として認識されている<sup>4,6</sup>。

他方、風力発電(に限らず多くの再エネ事業)の地域にもたらすメリット(経済波及効果)が限定的であることは、個別の事業開発におけるボトルネックになっているだけでなく、上述した事業環境整備を阻害する遠因になっている可能性が高い。例えば、農山漁村再エネ法では、市町村を窓口にした、地域との利害調整の場(協議会)と関連許認可のワンストップ申請が提供されているが、同法を活用して積極的に利害調整の役割を果たす市町村は一部に留まっている。

これに対し、例えば発電事業者と、地域利害関係者(農業協同組合、森林組合及び漁業協同組合)や自治体とで SPC を設立した上で、共同出資<sup>14</sup>することができれば、地域が発電事業から生じる利益を共有できるほか、地域の産業振興との連携も期待される。

発電事業者と地域との利害調整が基本的には当事者間において進められるものであるため、このようなスキームを政策対応によって誘導することには限りがある。しかしながら、例えば自治体と共同でモデル事業を募ってスキーム組成のコンサルティングを行い、成功事例を作ることによって、他地域に展開していくことは一案であろう。

## ③ その他電源(中小水力、地熱)の政策課題

中小水力や地熱については、長期エネルギー需給見通しの 2030 年目標達成に向けた「ポ

<sup>13</sup> この点に関しては、系統増強に関する費用負担が問題となるが、コンベンショナル電源を前提とした送電ネットワークからの修正を図る名目で、電源立地地域対策交付金や温対税(CP)等から費用を捻出することが一案であろう。

<sup>14</sup> 発電事業者にとっても資金調達手段の一つになり得る。他方、地域は資金ではなく、土地のほか、営業権や漁業権などを用いて現物出資することも一案である。



ートフォリオ管理」を行う上での重要性は、バイオマスや風力に比べて劣後するものの、それぞれ導入促進を図る上での政策課題を下記に整理する。

中小水力については、ヒアリング調査の結果によれば、有望な開発地点が概ね調査・開発済みであり、また、電力土木やオペレーションを担う人材が不足しているとされる。このような現状を踏まえれば、新規地点の調査開発ではなく、一定量に上る既認定未稼働案件を如何に実現させるかが重要となろう。

表 2-12 出力別包蔵水力（一般水力）

出力区分 (kW)	既開発			工事中			未開発		
	地点	出力 (kW)	電力量 (MWh)	地点	出力 (kW)	電力量 (MWh)	地点	出力 (kW)	電力量 (MWh)
1,000 未満	541	225,106	1,405,373	38	14,306	71,090	369	240,630	1,212,351
1,000～ 3,000	428	764,168	4,282,556	6	10,099	45,886	1,227	2,256,000	9,153,776
3,000～ 5,000	164	617,575	3,244,861	2	8,900	38,982	523	1,961,900	7,887,463
5,000～ 10,000	286	1,938,440	9,871,097	3(1)	20,820	102,111	337	2,265,700	9,079,050
10,000～ 30,000	366	6,099,200	28,200,953	2	42,600	157,405	206	3,267,900	12,095,826

注) FIT 対象の出力区分のみ抜粋した。

出所) 資源エネルギー庁, 「出力別包蔵水力（一般水力）」平成 27 年 3 月 31 日現在

[http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity\\_and\\_gas/electric/hydroelectric/database/energy\\_japan006/](http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/hydroelectric/database/energy_japan006/)

ただし、そもそも既認定未稼働案件が積み上がっている要因として、中小水力の系統接続に係る工事負担金が高額化していることが疑われる。一般に、山間部に立地すると複数の発電所でコストを分担しにくく、どうしても系統連系に係る費用がかさみやすい。したがって、未稼働案件が積み上がっている原因を正確に把握した上で、その結果によっては、工事負担金の軽減策について検討することが想定される。

地熱については、開発案件の大半が開発初期の段階にあるため、探査技術の高度化により掘削の成功率を高めることが重要である。併せて、今後の継続的な開発のため、地熱資源ポテンシャルに関する調査を継続的に実施することが望ましいと考えられる。

2.4 (参考) 支援制度の状況整理

支援制度の整理に当たっては、地域の再エネ導入や、関連する電力技術開発に関する支援制度（一部、委託事業・出資も含む）に限定した。多様な事業があるため、「設備導入」「FS 調査」「技術開発・実証」「出資」と分類を行った。

エネ種	所管	支援制度名称	補助金管理団体	補助金適用案件	事業規模 (予算)
横断	資源エネルギー庁	再生可能エネルギー電気・熱 自立的普及促進事業(経済産業省連携事業)	公益財団法人日本環境協会	<p>① 対象事業者 第1号事業～第3号事業は(1)～(9)、第4号事業のみ(1)～(10)が対象となる。</p> <p>(1) 地方公共団体（都道府県、市町村、特別区、一部事務組合及び広域連合） (2) 独立行政法人通則法（平成11年法律第103号）第2条第1項に規定する独立行政法人 (3) 国立大学法人、公立大学法人及び学校法人 (4) 一般社団法人、一般財団法人、公益社団法人及び公益財団法人 (5) 医療法（昭和23年法律第205号）第39条に規定する医療法人 (6) 社会福祉法（昭和26年法律第45号）第22条に規定する社会福祉法人 (7) 事業ごとの特別法の規定に基づき設立された協同組合等（農協、漁協、生協、森林組合等） (8) 法律により直接設立された法人 (9) 上記(1)から(9)までの法人以外の法人であって、上記アからクに準ずる者として環境大臣（以下「大臣」という。）の承認を得て協会が適当と認める者</p> <p>(10) 個人</p> <p>② 対象事業</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 第1号事業 再生可能エネルギー設備（※1）導入事業 ※1 以下の3つの再生可能エネルギー設備導入事業で構成されている。 <ul style="list-style-type: none"> <li>1) 再生可能エネルギー発電設備導入事業</li> <li>2) 再生可能エネルギー熱利用設備導入事業</li> <li>3) 再生可能エネルギー発電・熱利用設備導入事業</li> </ul> </li> <li>✓ 地域における再生可能エネルギー普及・拡大の妨げとなっている自然的社会的条件に応じた課題への適切な対応を備えていること。</li> <li>✓ 固定価格買取制度（FIT）による売電を行わないものであること。</li> <li>● 第2号事業 事業化計画策定事業：第1号事業の設備等の導入に係る調査・計画策定事業。ただし、熱利用および発電・熱利用設備の導入のみ対象。</li> <li>✓ 地熱・地中熱又は温泉付随ガス等の再生可能エネルギー（熱）を利用した事業の事業化を前提とした計画策定を行うものであること。（ただし、熱利用とあわせて発電も行う場合も可とする。）</li> <li>✓ 環境に配慮しつつ低炭素社会の構築に資する取組であって、事前調査、基本計画、事業性評価等の事業化に向けた具体的な検討を行うものであること。</li> <li>✓ 補助事業の実施により策定される計画の実施が合理的に見込まれること。</li> <li>✓ 固定価格買取制度（FIT）による売電を行わないものであること。</li> <li>● 第3号事業 温泉多段階利用推進調査事業：自動観測装置等の設置による温泉熱多段階利用推進に係るモニタリング調査事業。 <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 既存の温泉に関する湧出状況、熱量、成分等を継続的にモニタリング調査し、分析すること。</li> <li>✓ モニタリング結果について、設備設置年度及び翌年度から最低5年間、毎年度公にするとともに速やかに大臣に報告すること。</li> <li>✓ 補助事業の実施により、今後温泉熱を活用する具体的な事業の実施が合理的に見込まれること。</li> <li>✓ モニタリングを実施する温泉は、現に湧出しているものであり、かつ温泉法（昭和23年法律第125号。以下「法」という。）第14条の2の規定による温泉の採取許可を受け、又は法第14条の5の規定による可燃性天然ガスの濃度の確認を受けて採取されているものであること。</li> <li>✓ モニタリングを実施する源泉井戸等におけるモニタリングの実施に必要な権利を有しておくこと。</li> <li>✓ 固定価格買取制度（FIT）による売電を行わないものであること。</li> </ul> </li> <li>● 第4号事業 地中熱利用ヒートポンプモニタリング機器整備事業：地中熱利用ヒートポンプにおけるモニタリング機器を整備する事業</li> <li>✓ 地中熱を熱源とするヒートポンプシステム設備であること。</li> <li>✓ 設備の熱交換能力を熱応答試験等によって予測した設備であること。</li> <li>✓ 事業実施の計画が確実かつ合理的であること。</li> <li>✓ 設備の設置場所（事業所等所在地）が確定していること。</li> </ul> <p>③ 補助率</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 第1号：政令指定都市以外の市町村（これらの市町村により設立された地方公共団体の組合を含む。）2/3、その他：1/2</li> <li>● 第2号、第3号、第4号：1/1</li> </ul>	33.5 億円

エネ種	所管	支援制度名称	補助金管理団体	補助金適用案件	事業規模(予算)
				④ 補助上限額 ● 第1号：なし ● 第2号：1000万円/件 ● 第3号：2000万円/件 第4号：300万円/件	
横断	林野庁	地域低炭素投資促進ファンド事業	一般社団法人グリーンファイナンス推進機構 事業部	① 対象事業者 地域における地球温暖化対策のための事業を行う事業者（対象事業者）又は対象事業者に対し出資を行う団体（サブファンド） ② 概要 ■支援内容 対象事業者又はサブファンドへの出資 ※固定価格買取制度との併用可 ■利用方法 執行団体である一般社団法人グリーンファイナンス推進機構にご相談ください。 ■対象となる再生可能エネルギー等の種類 (1) 事業者の提案に沿った再エネ設備等を支援 ③ 補助率 原則として対象事業における総出資額の1/2未満 ④ 補助上限額 事業（金額）規模に関する制限はない	60.0億円
横断	環境省	再生可能エネルギー発電設備等導入基盤整備支援事業（福島県再エネ復興支援事業）	特定非営利活動法人うつくしま NPO ネットワーク 事務所	① 対象事業者 発電事業の収益の一部を復興支援事業に活用することを目的とした、避難解除区域等における再生可能エネルギー発電（太陽光、風力、バイオマス、水力、地熱）設備及び付帯する蓄電池及び送電線等を導入する事業。 再生可能エネルギー発電設備を導入し、発電事業を行う民間事業者（法人及び青色申告を行っている個人事業者）、非営利民間団体及び地方公共団体等が補助対象事業者となります。 ※「福島県再生可能エネルギー復興推進協議会」に参画すること。協議会参画の条件は、以下のとおり。 ①協議会趣旨に賛同し、協議会に負担金（100万円/MW）を毎年拠出すること。 ②福島県に本社を有し、資本金の1/3以上が県内資本であること。 ③事業にかかる総事業費の1/2以上が原則、県内投融资であること。 ④事業が市町村復興計画に適合していること。 ※リースを利用する場合は、設置事業者とリース会社等の共同申請とし、リース会社は1申請について1社とする。 ② 対象事業 発電事業収益の一部を復興支援事業に活用することを目的とした、避難解除区域等（下記をご参照ください）において、再生可能エネルギー発電設備及びそれに付帯する蓄電池及び送電線等を導入する事業で、要件を満たすものが補助の対象となります。福島県内の民間事業者等。 ※本補助金を受けた発電設備については、「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（平成23年法律第108号）」に基づき、固定価格買取制度を利用することができます。 ※本補助金を受けた発電設備については、環境関連投資促進減税（国税）（通称：グリーン投資減税）との併用はできません。 ※対象となる再生可能エネルギー等の種類 太陽光発電（50kW以上）、風力発電（500kW以上）、地熱発電（規模要件なし）、中小水力発電（1,000kW以下）、バイオマス発電（50kW以上） ③ 補助率 補助率：発電設備1/10以内、蓄電池・送電線等2/3以内 うち福島県内に本社を有する中小企業等については 発電設備1/5以内、蓄電池・送電線等2/3以内 ※固定価格買取制度との併用可 ④ 補助上限額 補助率：発電設備 上限3億円、蓄電池・送電線等 上限7億円 うち福島県内に本社を有する中小企業等については 発電設備 上限6億円、蓄電池・送電線等 上限7億円	73億円

エネ種	所管	支援制度名称	補助金管理団体	補助金適用案件	事業規模(予算)
横断	環境省	地域再エネ水素ステーション導入事業	環境省水・大気環境局自動車環境対策課	<p>① 対象事業者 地方公共団体、民間団体及びその他の法人</p> <p>② 対象事業  <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 再生可能エネルギー由来の水素ステーションを導入する事業</li> </ul> この補助金は、地方公共団体、民間団体及びその他の法人が実施する再生可能エネルギー由来の水素ステーション導入事業（水素ステーション一式とその設置費用）（以下「補助事業」という。）を交付の対象とする。補助事業は原則、以下の要件を全て満たすものであることとし、補助金交付の対象として環境大臣（以下「大臣」という。）が認める経費（以下「補助対象経費」という。）について、予算の範囲内で補助金を交付する。ただし、ソーラーパネルや風力発電等の再生可能エネルギーシステムを既に保有し、かつ、電力として活用可能な場合には、水素ステーション本体のみ（設置費用を含む。）が交付の対象となる。 <ul style="list-style-type: none"> <li>一 燃料電池自動車に燃料として水素を供給するために必要な設備であること。</li> <li>二 水素ステーションで製造した水素をその場で燃料電池自動車に供給するものであること。</li> <li>三 水素製造に要する電力の全量相当分を再生可能エネルギーで賄うものであること。</li> <li>四 社会実装段階の水素ステーションであること。</li> <li>五 市販の燃料電池を搭載し、水素を燃料電池の燃料として用いる自動車登録番号標の交付を受けた自動車への水素の充填については、圧縮水素充填技術基準 JPEC-S0003 (SAE-J2601) に準拠した水素ステーションであること。ただし、当該基準に準拠していない水素ステーションで市販の燃料電池を搭載し、水素を燃料電池の燃料として用いる自動車登録番号標の交付を受けた自動車へ充填する場合には、水素ステーションの所有者と自動車会社間の個別対応とし、水素ステーション供給者、水素ステーション運営者及び自動車会社の間で合意が得られていること。</li> <li>六 新設のほか、既設の設備を移設・増設・改造する場合にも適用する。</li> </ul> </p> <p>③ 補助率 補助対象となる再生可能エネルギー由来の水素ステーションの設置費用の 3/4</p> <p>④ 補助上限額</p> <p>⑤ 補助金交付額の上限は 1 基当たり 1.2 億円（ただし、水素製造能力が 1 日あたり 30 立方メートル以上であり、かつ、構内で使用する産業用車両の水素供給設備に限り 2 億円）</p>	65.0 億円の内数
横断	環境省	再生可能エネルギー接続保留緊急対応補助金(再生可能エネルギー発電事業者のための蓄電システム導入支援事業)	一般社団法人環境共創イニシアチブ(SII)	<p>① 対象事業者 以下の全ての要件を満たす法人、個人事業主、個人（※1）。 なお、個人事業主ならびに個人の申請に限り、申請書の記入等手続きは、第三者（以下「申請代行者」という）に依頼することができます。  <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 補助事業の遂行能力を有し、再生可能エネルギー発電設備並びに補助対象設備について継続的に維持運用できること。</li> <li>✓ 導入する補助対象機器及び再生可能エネルギー発電設備に関する使用状況等について SII が調査を行う場合、協力できること。</li> </ul> ※1 個人による申請は、申請者が所有する住宅に再生可能エネルギー発電設備並びに補助対象設備を設置する場合に限る。 </p> <p>② 対象事業  <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 電気事業者と受給契約を行う予定の発電事業者で、出力制御※2 が実施される可能性のある太陽光発電事業者及び風力発電事業。（出力が 10kW 未満の太陽光発電事業は除く）</li> <li>✓ 再生可能エネルギー電気の供給が開始されていない事業。</li> </ul> ※2 電気事業者が系統の状況に応じて、再生可能エネルギー事業者が発電した電気を無償にて電力系統に流さないように制御すること。例えば、360 時間を上限とした時間単位の出力制御（360 時間ルール）等があります。 </p> <p>③ 補助率 下記のいずれかの補助率とする。 <ol style="list-style-type: none"> <li>1. 中小企業等：補助対象経費の 1/2 以内</li> <li>2. 大企業：補助対象経費の 1/3 以内 <ul style="list-style-type: none"> <li>・個人、個人事業主、地方公共団体は、中小企業に含むこととする。</li> <li>・中小企業、大企業の定義は中小企業基本法第 2 条に準拠することとする。（参考）中小企業庁「中小企業者の定義」</li> </ul> </li> </ol> </p> <p>④ 補助上限額 <ol style="list-style-type: none"> <li>1. 蓄電システム本体機器費の補助上限額 下記のいずれか低いものを補助上限額とします。 <ul style="list-style-type: none"> <li>・補助対象設備の蓄電容量 1kWh 当たりの補助上限額：15 万円</li> <li>・本事業において新設する再生可能エネルギー発電設備 1kW 当たりの補助上限額：30 万円 ※11 月 19 日付けで変更しました。</li> </ul> </li> <li>2. 補助上限額：5 億円/件</li> </ol> </p>	265.0 億円

エネ種	所管	支援制度名称	補助金管理団体	補助金適用案件	事業規模(予算)
横断	環境省	先導的「低炭素・循環・自然共生」地域創出事業(グリーンプラン・パートナーシップ事業)	公益財団法人日本環境協会	① 対象事業者 地方公共団体、民間事業者等(民間団体を介した間接補助) ② 対象事業 地方公共団体実行計画等に基づく再生可能エネルギー設備や省エネルギー設備の導入を行う事業をいいます。 ③ 補助率 地方公共団体:補助対象経費の2/3又は1/2 民間事業者等:補助対象経費の1/2 ④ 補助上限額 第2号のみ1000万円/件、他上限なし	14.0億円
横断	環境省	新エネルギーベンチャー技術革新事業	国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)	① 対象事業者 中小企業等(ベンチャー含む) ② 対象事業 本事業は、技術開発のステップによって、フェーズA(フィージビリティ・スタディ)およびフェーズB(基盤研究)を委託にて、フェーズC(実用化研究開発)およびフェーズD(大規模実証研究開発)を助成にて実施するものです。フェーズAからフェーズBの過程では、ステージゲート審査を行い、有望テーマの選択と集中を図ります。また、フェーズBからCへの過程においてはフェーズCへのステージゲート審査を受けることを可能としています。なお、フェーズCからフェーズDへのステージゲート審査は設けず、フェーズDの採択はすべて公募により決定します。  <フェーズA>:フィージビリティ・スタディ(1年間以内 1,000万円以内/テーマ) 技術シーズを保有している中小企業等(ベンチャーを含む)が、事業化に向けて必要となる基盤研究のためのフィージビリティ・スタディ(FS)を、産学官連携の体制で実施します。 <フェーズB>:基盤研究(1年間程度 5,000万円以内/テーマ) 要素技術の信頼性、品質向上、システムの最適設計・最適運用などに資する技術開発や、プロトタイプを試作およびデータ計測等、事業化に向けて必要となる基盤技術の研究を、産学官連携の体制で実施します。 <フェーズC>:実用化研究開発(1年間程度 5,000万円以内/テーマ) 事業化の可能性が高い基盤技術を保有している中小企業等(ベンチャーを含む)が、事業化に向けて必要となる実用化技術の研究や実証研究等を実施します。 <フェーズD>:大規模実証研究開発(1~2年間程度 7,500万円以上 30,000万円以内/テーマ) 事業化のリスクが高いものの、基礎となる技術が確立された極めて有望な技術を保有し、それを実証する能力を有する中小企業等(ベンチャー含む)が、必要に応じて自治体や大企業等と連携して、事業化に向けた大規模な実証研究を実施します。 ③ 補助率 ●フェーズA FS調査(1千万円以内(10/10)) ●フェーズB 基盤研究(5千万円以内(10/10)) ●フェーズC 実用化研究開発(5千万円以内(2/3以内)) ●フェーズD 大規模実証研究開発(3億円以内(定額補助)) ④ 補助上限額 ●フェーズA 1千万円以内 ●フェーズB 5千万円以内 ●フェーズC 5千万円以内 ●フェーズD 3億円以内	1.6億円

エネ種	所管	支援制度名称	補助金管理団体	補助金適用案件	事業規模(予算)
横断(熱利用)		再生可能エネルギー熱利用技術開発事業	国立研究開発法人 新エネルギー・産業 技術総合開発機構 (NEDO)	<p>① 対象事業者 民間企業、大学等</p> <p>② 対象事業</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 研究開発項目①「コストダウンを目的とした地中熱利用技術の開発」          &lt;最終目標&gt; (平成 30 年度)          地中熱利用について、我が国の状況に適合した掘削技術、高効率地中熱交換器、地中熱の利用状態・温度等に適合したヒートポンプの開発や、地中熱交換器設置コスト低減化技術の開発等を通じて、導入コスト 20%低減、運用コスト 20%低減、又は導入及び運用コストの 20%低減を目指す。          &lt;中間目標&gt; (平成 28 年度)          導入コスト 20%低減、運用コスト低減、又は導入及び運用コストの 20%低減になりうる可能性を基本技術研究開発、試作等で示す。</li> <li>✓ 研究開発項目②「地中熱利用トータルシステムの高効率化技術開発及び規格化」          &lt;最終目標&gt; (平成 30 年度)          地中熱利用について、システム構成要素(掘削からヒートポンプ、配管まで)を統合したトータルシステムの効率化及び規格化、需要側の利用状況の特徴に対応したシステムの高効率開発等を通じて、導入コスト 20%低減、運用コスト 20%低減、又は導入及び運用コストの 20%低減を目指す。          &lt;中間目標&gt; (平成 28 年度)          導入コスト 20%低減、運用コスト低減、又は導入及び運用コストの 20%低減になりうる可能性を基本技術研究開発、試作等で示す。</li> <li>✓ 研究開発項目③「再生可能エネルギー熱利用のポテンシャル評価技術の開発」          &lt;最終目標&gt; (平成 30 年度)          再生可能エネルギー熱の採熱場所及び方法を明らかにし、効率的なシステム導入の則悪心に資する各熱のポテンシャル簡易予測・評価技術を開発し、その評価結果を活かしてシステム設計に必要な精度を有するマップを容易な操作性を備えたシステムで作成できることとし、システム設置前に実施する簡易な評価技術を確立する。          &lt;中間目標&gt; (平成 28 年度)          各熱のポテンシャル簡易予測・評価、及びシステム設計に必要な精度を有するマップを作成できる容易な操作性を備えたシステム、並びに設置前に実施する簡易な評価の基本技術を示す。</li> <li>✓ 研究開発項目④「その再生可能エネルギー熱利用トータルシステムの高効率化・規格化」          &lt;最終目標&gt; (平成 30 年度)          その他再生可能エネルギー熱利用システムについて、採熱・熱輸送・断熱・蓄熱などの要素も考慮して我が国に適したトータルシステムのコストダウンと高効率化に資する技術開発や規格化を推進し、導入コストの 10%低減を目指す。          &lt;中間目標&gt; (平成 28 年度)          導入コストの 10%低減になりうる可能性を基本技術開発、試作等で示す。</li> <li>✓ 研究開発項目⑤「上記①～④以外でその他再生可能エネルギー熱利用システム導入拡大に資する革新的技術開発」          &lt;最終目標&gt; (平成 30 年度)          上記①～④以外でその他再生可能エネルギー熱利用システム導入拡大に資する、我が国に適したシステム導入コストを 10%低減することを考慮した革新的技術を開発する。          &lt;中間目標&gt; (平成 28 年度)          導入コストの 10%低減になりうる可能性を基本技術開発、試作等で示す。</li> </ul> <p>③ 補助率 (NEDO)からの委託又は NEDO との共同研究 (NEDO 負担率 2/3)</p> <p>④ 補助上限額 不明</p>	4.3 億円

エネ種	所管	支援制度名称	補助金管理団体	補助金適用案件	事業規模 (予算)
横断	資源エネルギー庁	環境・エネルギー対策貸付(非化石エネルギー)	株式会社日本政策金融公庫	<p>① 対象事業者 非化石エネルギーを導入するために必要な設備を設置する者</p> <p>② 概要</p> <p>■支援内容</p> <p>◇貸付限度額</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・中小企業事業～7億2千万円以内</li> <li>・国民生活事業～7千2百万円以内</li> </ul> <p>◇貸付利率</p> <p>新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法施行令第一条で定められている新エネルギー利用等に係る資金については特別利率③(ただし、太陽光発電設備は基準利率)、地中熱利用設備については特別利率①で融資</p> <p>※特別利率①は基準金利-0.4%、特別利率③は基準金利-0.9%。(ただし適用利率は、信用リスク等に応じて所定の利率が適用)</p> <p>※固定価格買取制度との併用可</p> <p>■利用方法</p> <p>株式会社日本政策金融公庫に相談して下さい。</p> <p>■対象となる再生可能エネルギー等の種類</p> <p>太陽光発電、風力発電、地熱発電、中小水力発電、バイオマス発電、再エネ熱</p> <p>■利用条件</p> <p>(1) グリーン投資減税との併用可</p>	10.8億円
横断	国税庁	エネルギー環境負荷低減推進税制(グリーン投資減税)	所轄の税務署	<p>① 対象事業者 青色申告書を提出する個人又は法人</p> <p>② 概要</p> <p>■支援内容</p> <p>以下のいずれか一つの税制優遇措置が受けられます。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●中小企業者に限り、取得価額の7%相当額の税額控除</li> <li>●普通償却に加えて取得価額の30%相当額を限度として償却できる特別償却</li> </ul> <p>※太陽光発電以外、固定価格買取制度との併用可</p> <p>■利用方法</p> <p>確定申告時に税務署に必要書類を提出して下さい。</p> <p>■対象となる再生可能エネルギー等の種類</p> <p>太陽光発電(10kW以上(固定価格買取制度の認定を受けたものを除く))、風力発電(1万kW以上)、地熱発電(1000kW以上)、中小水力発電(3万kW未満)、バイオマス利用装置(木質バイオマス発電設備(2万kW未満)、木質バイオマス熱供給装置(160GJ/h未満)、バイオマス利用メタンガス製造装置、バイオマスエタノール製造装置、下水汚泥固形燃料貯蔵設備)、下水熱利用設備(管内設置型)</p> <p>■事業年数</p> <p>平成28年4月1日から平成29年3月末日までの間に対象設備を取得することが必要です。</p> <p>■利用条件</p> <p>(1) 国又は地方公共団体の補助金や、法人税や所得税等の国税に対する他の税制優遇措置との併用は不可</p>	46.5億円
横断	経済産業省	再生可能エネルギー発電設備に係る課税標準の特例措置(固定資産税)	設備所在の市区町村	<p>① 対象事業者 再生可能エネルギー発電設備等を取得した事業者</p> <p>② 概要</p> <p>■支援内容</p> <p>固定資産税が課せられることとなった年度から3年分の固定資産税に限り、課税標準を、以下の価格に軽減</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・太陽光発電設備、風力発電設備：課税標準となるべき価格の2/3</li> <li>・中小水力発電設備、地熱発電設備、バイオマス発電設備：課税標準となるべき価格の1/2</li> </ul> <p>※軽減率について、各自治体が一定の幅(上記の±1/6)で独自に設定できる「わがまち特例」対象です。</p> <p>■利用方法</p> <p>設備所在の市区町村に必要書類を提出して下さい。</p> <p>■対象となる再生可能エネルギー等の種類</p> <p>太陽光発電(再生可能エネルギー事業者支援事業費補助金による補助を受けて取得したものに限り)、風力発電、地熱発電、中小水力発電、バイオマス発電(2万kW未満)</p> <p>※太陽光発電以外は、固定価格買取制度の認定を受けたものに限り。</p> <p>■利用条件</p> <p>(1) グリーン投資減税との併用可</p>	12.0億円

エネ種	所管	支援制度名称	補助金管理団体	補助金適用案件	事業規模 (予算)										
横断	環境省	エコリース促進事業	環境省総合環境政策局環境経済課	<p>① 対象事業者 環境省が定める基準を満たす、再生可能エネルギー設備を含む低炭素機器を、リースにより導入しようとするリース利用者（中小企業等）</p> <p>② 概要</p> <p>■支援内容 補助率：リース総額の5%以下（ただし東北3県に係るリース契約は10%）</p> <p>※環境省が定める基準を満たす低炭素機器をリースにより導入した場合に、当初リース契約期間の総リース料の4%以下の補助金を指定リース事業者に対して交付します。 但し、持続可能な社会の形成に向けた金融行動原則（21世紀金融行動原則）に署名している時は、一部の低炭素機器を導入する場合に、その補助率を1%上乘せします。</p> <p>※固定価格買取制度との併用可 ※経済産業省の低炭素リース信用保制度及び被災中小企業復興支援リース補助事業との併用可。</p> <p>■利用方法 指定リース事業者にご相談ください。 【一般社団法人 ESCO 推進協議会 HP 平成28年度の指定リース事業者の一覧→<a href="http://www.jaesco.or.jp/ecolease-promotion/supplier/">http://www.jaesco.or.jp/ecolease-promotion/supplier/</a>】</p> <p>■対象となる再生可能エネルギー等の種類 太陽光発電、風力発電、小水力発電、太陽熱、地中熱</p> <p>◇太陽光発電設備 太陽光エネルギーを電気に変換する設備のうち、太陽電池モジュールのセル実効変換効率（モジュール化後のセル実効変換効率）が、次の表の左欄に掲げる区分ごとに同表の右欄に掲げる基準変換効率以上のものに限る。</p> <table border="1" data-bbox="1032 934 1638 1108"> <thead> <tr> <th>区分</th> <th>基準変換効率</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>シリコン単結晶系太陽電池</td> <td>16.0パーセント</td> </tr> <tr> <td>シリコン多結晶系太陽電池</td> <td>15.0パーセント</td> </tr> <tr> <td>シリコン薄膜系太陽電池</td> <td>8.5パーセント</td> </tr> <tr> <td>化合物系太陽電池</td> <td>12.0パーセント</td> </tr> </tbody> </table> <p>（備考）モジュール化後のセル実効変換効率： 日本工業規格 C8960 において定められた実効変換効率を基に、モジュール化後のセル実効変換効率（略称：セル実効変換効率）を、セル実効変換効率＝モジュールの公称最大出力／（太陽電池セルの合計面積×放射照度）で求める。ここで、太陽電池セルの合計面積＝1セルの全面積×1モジュールのセル数。1セルの全面積には、セル内の非発電部を含む。ただし、シリコン薄膜系、化合物系のセル全面積には集積部を含まない。 ※放射照度 = 1000W/m<sup>2</sup></p> <p>◇風力発電 風力を回転力に変換し、発電機を駆動して電気を発生させる装置をいう。</p> <p>◇小水力発電 水力を回転力に変換し、発電機を駆動して電気を発生させる設備のうち、出力が1,000キロワット以下のものに限る。</p> <p>◇太陽熱利用装置 熱交換により太陽熱を利用するための装置のうち、強制循環型であって、集熱器及び蓄熱槽が日本工業規格 A4112 及び日本工業規格 A4113 で規定される性能と同等以上の性能を有するものに限る。 （備考）1 家庭用太陽熱利用装置のうち、補助熱源と一体型のものについては太陽熱利用装置部分に限る。2 日本工業規格で規定される性能と同等以上の性能とは、日本工業規格 A4112 における集熱性能、日本工業規格 A4113 で定められた保温性能が日本工業規格の認証方法に準じる方法（日本工業規格 認証機関等による性能評価、日本工業規格 認証機関等による立ち会い試験等）で確認され、その他の項目についても各社の自社試験等で確認されているもの。</p> <p>◇地中熱利用設備 地中熱を熱交換器により利用するための設備をいう。</p>	区分	基準変換効率	シリコン単結晶系太陽電池	16.0パーセント	シリコン多結晶系太陽電池	15.0パーセント	シリコン薄膜系太陽電池	8.5パーセント	化合物系太陽電池	12.0パーセント	18億円
区分	基準変換効率														
シリコン単結晶系太陽電池	16.0パーセント														
シリコン多結晶系太陽電池	15.0パーセント														
シリコン薄膜系太陽電池	8.5パーセント														
化合物系太陽電池	12.0パーセント														



エネ種	所管	支援制度名称	補助金管理団体	補助金適用案件	事業規模 (予算)
横断	林野庁	地域低炭素投資促進ファンド事業	一般社団法人グリーンファイナンス推進機構 事業部	① 対象事業者 (ア) 地域における地球温暖化対策のための事業を行う事業者 (対象事業者) 又は対象事業者に対し出資を行う団体 (サブファンド) ② 概要 ■支援内容 対象事業者又はサブファンドへの出資 ※固定価格買取制度との併用可 ■利用方法 執行団体である一般社団法人グリーンファイナンス推進機構にご相談ください。 ■対象となる再生可能エネルギー等の種類 事業者の提案に沿った再エネ設備等を支援	12.2 億円の内数
横断	環境省	環境金融の拡大に向けた利子補給事業 (環境リスク調査融資促進利子補給事業)		① 対象事業者 指定金融機関から融資を受ける事業者 ② 概要 特定の状況において利子補給を行う制度。 (1) 環境配慮型融資促進利子補給事業 金融機関の行う環境配慮型融資のうち、地球温暖化対策のための設備投資への融資が対象。 融資を受けた年から3ヶ年以内にCO2排出を3%(又は5ヶ年以内に5%)以上を削減する事が条件。 年利1%を上限として利子補給を行う (2) 環境リスク調査融資促進利子補給事業 金融機関が行う環境リスク調査融資のうち、一定基準に合致する低炭素化プロジェクトへの融資が対象。 当該プロジェクトにおけるCO2排出量の削減・抑制状況を、利子補給期間中に定期的に金融機関がモニタリングすることが条件。 年利1.5%を限度として利子補給を行う。	20.0 億円の内数
横断	農林水産省	農山漁村振興交付金(農山漁村活性化整備対策)	農林水産省 農村振興局整備部 地域整備課 活性化支援班	① 対象事業者 都道府県、市町村、農林漁業者等の組織する団体等 ② 対象事業 ■対象となる再生可能エネルギー等の種類 太陽光発電、風力発電、地熱発電、中小水力発電、バイオマス発電、再エネ熱 ※市町村等が作成した定住・交流促進のための計画の実現に向けて、農産物加工・販売施設、地域間交流拠点等の整備を支援します。 なお発電施設については売電不可とし、活性化に資する施設に附帯する施設について整備可能です。 ③ 補助率 定額、1/2以内等 ④ 補助上限額 (3) 総事業費の内、10億円までを交付対象とする。	53.4 億円の内数
横断	文部科学省	学校施設環境改善交付金 (うち太陽光発電等導入事業)	文部科学省大臣官房文教施設企画部施設助成課技術係	① 対象事業者 地方公共団体 (幼稚園、小学校、中学校、義務教育学校、中等教育学校 (前期課程)、高等学校 (産業教育施設のみ)、特別支援学校 (幼稚園部、小中学部、高等部)、共同調理場) ② 対象事業 ■対象となる再生可能エネルギー等の種類 太陽光発電、風力発電、太陽熱利用設備、蓄電池 ③ 補助率 交付金 算定割合: 1/2 ④ 補助上限額 不明	281.9 億円の内数

エネ種	所管	支援制度名称	補助金管理団体	補助金適用案件	事業規模(予算)
横断	環境省	農山漁村活性化再生可能エネルギー総合推進事業	農林水産省食料産業局再生可能エネルギーグループ	<p>① 対象事業者 農林漁業者、農林漁業者の組織する団体、民間団体、特定非営利活動法人、地方公共団体 等</p> <p>② 対象事業 ✓ 農林漁業者の方々やその組織する団体を中心となって再生可能エネルギー発電事業に取り組むときに、事業構想づくりから発電事業を始めるまでの間に必要となる様々な手続や取組を総合的に支援します。</p> <p>(継続分) ■事業内容 農林漁業者等が主導して行う農山漁村の資源を活用した再生可能エネルギー発電事業の取組について、発電事業に意欲を有する農林漁業者等が行う事業構想の作成、導入可能性調査、地域の合意形成、事業体の立ち上げ、資金計画の作成等、運転開始に至るまでに必要な取組を支援します。</p> <p>・発電事業の開始に向けた取組の実施 事業実施主体が自ら又は専門家を活用して、農林漁業者等が主導して再生可能エネルギー発電事業に取り組むに当たり必要となる事業構想の作成、導入可能性調査、当該発電事業の関係者による検討会の開催、地域の合意形成を図るための地域住民に対する説明会の開催、事業体の立ち上げ、発電技術の習得、各種法令に基づく諸手続、資金計画の作成、電気事業者、金融機関又はプラントメーカーとの折衝等の取組を実施します。</p> <p>③ 補助率 定額</p> <p>④ 補助上限額 事業計画を延長して実施する者には 2000 千円以内、その他の者は 3506 千円以内。また、補助対象経費等の精査により減額の可能性がある。</p>	1.0 億円
横断	環境省	農山漁村再生可能エネルギー地産地消型構想支援事業	農林水産省食料産業局再生可能エネルギーグループ	<p>① 対象事業者 地方公共団体と民間団体等からなる協議会</p> <p>② 対象事業 ■事業内容 地方公共団体や農林漁業者等の地域の関係者が主導する再生可能エネルギーの地産地消の取組開始を目指し、事業実施主体が自ら又は専門家を活用して、</p> <p>①農林漁業を中心とした地域内の再生可能エネルギー電気やその発電から併せて発生する熱の需給バランス調整システムの導入可能性調査及び事業化可能性調査、 ②地域内需給を踏まえた再生可能エネルギーの更なる導入検討、 ③地域主体の小売電気事業者の設立の検討、 ④再生可能エネルギーの地産地消の取組による農林漁業及び地域の活性化策の検討、 ⑤地域関係者及び外部有識者等による意見交換や事業検証の実施、 ⑥地域の合意形成を図るための説明会の開催、 ⑦事業化資金計画の作成並びに ⑧電気事業者や金融機関との折衝等、 農山漁村における地域内のエネルギーマネジメントの検討及び事業化構想の作成を行う。さらに、農林水産省が開催する本事業の情報交換会に参加し、事業実施者主体で事業の進捗状況や課題について報告及び共有する。</p> <p>■対象となる再生可能エネルギー等の種類 太陽光発電、風力発電、地熱発電、中小水力発電、バイオマス発電、再エネ熱、蓄電池・送電線</p> <p>③ 補助率 定額</p> <p>④ 補助上限額 交付上限額 15 百万円</p>	18.0 億円

エネ種	所管	支援制度名称	補助金管理団体	補助金適用案件	事業規模 (予算)
横断	資源エネルギー庁	環境・エネルギー対策貸付	経済産業省 資源エネルギー庁	<p>① 対象事業者 中小企業や個人事業主</p> <p>② 概要 中小企業や個人事業主が、非化石エネルギー設備（再生可能エネルギー設備）を取得（改造、更新を含む。）するために必要な設備資金を融資します。</p> <p>■貸付期間： 20年以内</p> <p>■貸付限度： 中小企業事業：7億2千万円以内（主に中小企業） 国民生活事業：7千2百万円以内（主に小規模事業者、個人事業主）</p> <p>■融資内容： 【基準利率】 中小企業事業 1.30%、国民生活事業 1.25～1.85%（H28.8.10 現在） 太陽光（発電設備）</p> <p>【特別利率(1)】 中小企業事業 0.90%、国民生活事業 0.85～1.45%（H28.8.10 現在） 地中熱（熱利用設備）</p> <p>【特別利率(3)】 中小企業事業 0.40%、国民生活事業 0.35～0.95%（H28.8.10 現在） 太陽熱（熱利用設備） 風力（発電設備） 温度差エネルギー（熱利用設備） バイオマスエネルギー（発電設備・熱利用設備・燃料製造設備） 雪氷（熱利用設備） 地熱（発電設備） 水力（発電設備）</p>	10.5億円の内数

エネ種	所管	支援制度名称	補助金管理団体	補助金適用案件	事業規模 (予算)
太陽光	総務省	ネット・ゼロ・エネルギー・ハウス支援事業	一般社団法人環境共創イニシアチブ(SII)	<p>① 対象事業者（補助対象となる事業者と住宅）</p> <p>補助対象となりうる事業者（以下、「申請者」という）は、新築住宅の建築主、新築建売住宅※の購入予定者、または既築住宅の所有者に限ります。</p> <p>また、「暴力団排除に関する誓約事項」に記載されている事項に該当する者が行う事業は、本補助金の交付対象としません。</p> <p>補助対象となる住宅は下記①～⑤の条件を満たすものに限り、</p> <p>①申請者が常時居住する住宅。（住民票等により確認を事業完了後も求める場合があります） （注）既築住宅においては、申請時に住民票等の提出を求める場合があります。</p> <p>②専用住宅であること。 但し、住宅の一部に店舗等の非住居部分がある場合は、住居部分が「設備等の要件及び補助対象設備等一覧」（P15参照）の要件を満たしている場合には申請することができます。</p> <p>③既築住宅の場合は、申請時に申請者自身が所有していること。（登記事項証明書の提出を求める場合があります）</p> <p>④新築建売住宅※1 の場合は、申請者は建売住宅の購入予定者であること。</p> <p>⑤賃貸住宅・集合住宅は対象外。 但し、申請者が所有する賃貸住宅・集合住宅の一部に、申請者が居住する場合は、その自宅部分については申請することができます。</p> <p>※ 建売を前提に建築され、一度も登記されたことのない住宅</p> <p>② 対象事業</p> <p>以下の要件を全て満たす住宅であること。</p> <p>①ZEH ロードマップにおける「ZEH の定義」を満たしていること。</p> <p>1) 住宅の外皮性能は、地域区分ごとに定められた強化外皮基準以上であること。 （UA 値は地域区分ごとに定められた数値以下であること）</p> <p>2) 設計一次エネルギー消費量は、再生可能エネルギー・システムによる創エネルギー量を除き、基準一次エネルギー消費量から 20% 以上削減されていること。※1</p> <p>3) 太陽光発電システム等の再生可能エネルギー・システムを導入すること。※2 売電を行う場合は余剰買取方式に限る。＜全量買取方式は認めません＞</p> <p>4) 設計一次エネルギー消費量は、再生可能エネルギー・システムによる創エネルギー量を加えて、基準一次エネルギー消費量から 100% 以上削減されていること。※1 ※3 ※4</p> <p>②申請する住宅は「平成 28 年度 住宅・ビルの革新的省エネルギー技術導入促進事業費補助金（ネット・ゼロ・エネルギーハウス支援事業）」（以下、H28ZEH 支援事業という）で SII に登録された ZEH ビルダーが設計、建築または販売を行う住宅であること。 （注）住宅の種類と ZEH ビルダー登録の地域・種別の区分は対応している必要があります。 例えば、建売住宅については、その住宅の地域で、建売住宅の区分で ZEH ビルダー登録をされている事業者が販売する建売住宅のみが対象となります。異なる地域で ZEH ビルダー登録されている事業者や注文住宅の区分のみで ZEH ビルダー登録をされている事業者が販売する建売住宅は、補助対象になりません。</p> <p>③導入する設備は本事業の要件を満たすものであること。</p> <p>④要件を満たすエネルギー計測装置を導入すること。</p> <p>⑤既築住宅は、住宅全体の断熱改修を含み、導入する設備は原則として全て新たに導入すること。</p> <p>※1 エネルギー計算は、以下のいずれかによるものとします。また、空調（暖房・冷房）、給湯、換気、照明に係る各設備に関する一次エネルギー消費量に限定し、「その他一次エネルギー消費量」は除きます。</p> <p>1.建築物のエネルギー消費性能の向上に関する法律（以下、「建築物省エネ法」という。）に基づく「建築物エネルギー消費性能基準（平成 28 年経済産業省・国土交通省令第 1 号）」（建築物エネルギー消費性能基準）</p> <p>2.エネルギーの使用の合理化等に関する法律（以下、「省エネ法」という。）に基づく「エネルギーの使用の合理化に関する建築主等及び特定建築物の所有者の判断の基準（平成 28 年経済産業省・国土交通省告示第 1 号による改正後のもの）」（H28 年基準）</p> <p>3.平成 28 年経済産業省・国土交通省告示第 1 号附則第 2 項の規定により、平成 29 年 3 月 31 日までの間なお従前の例によることとされた「エネルギーの使用の合理化に関する建築主等及び特定建築物の所有者の判断の基準」（H25 年基準）</p> <p>※2 既築住宅においては、既設の太陽光発電システムも認めます。</p> <p>※3 再生可能エネルギー・システムによる創エネルギー量を加えて 100% 以上一次エネルギー消費量が削減されていることの計算にあつては、売電分の創エネルギーを計算に含みます。</p> <p>※4 今年度の本事業では、1、2 地域における寒冷地特別強化外皮仕様の場合に限り、Nearly ZEH も補助対象とします。この場合において、設計一次エネルギー消費量は、再生可能エネルギー・システムによる創エネルギー量を加えて、基準一次エネルギー消費量から 75% 以上削減されている必要があります。</p>	6.1 億円

エネ種	所管	支援制度名称	補助金管理団体	補助金適用案件	事業規模 (予算)
太陽光	農林水産省	廃棄物埋立処分場等への太陽光発電導入促進事業（補助事業）	環境省 廃棄物・リサイクル対策部	① 対象事業者 地方公共団体又は民間団体 ② 対象事業 ✓ 対象事業は、次の各号に掲げる事業とする。 ただし、発電機や系統連設備等処分場以外においても必要となる設備等の導入は、対象事業としない。 一 災害時に撤去できる可動式架台・支持装置及びその基礎 二 防雨機能としても活用できる屋根式架台・支持装置及びその基礎 三 不均一な地盤沈下の可能性ある処分場等にも設置架台・支持装置及びその基礎 四 腐食性ガスにも耐えられる架台・支持装置及びその基礎 五 最終処分場の維持管理ため電力供給システム 六 処分場等及び太陽光発電設備の地盤沈下量を計測するモニタリング機器類 ③ 補助率 1/2 ④ 補助上限額 補助対象となる施設整備費の1/2を上限に補助	7.0億円
太陽光	環境省	高性能・高信頼性太陽光発電の発電コスト低減技術開発	国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO)	① 対象事業者 民間企業、大学等 ② 対象事業  <b>【研究開発項目 1】</b> 先端複合技術型シリコン太陽電池、高性能 CIS 太陽電池の技術開発 (1) 先端複合技術型シリコン太陽電池の技術開発 結晶シリコン太陽電池の原料メーカー、装置メーカー、セル・モジュールメーカーが大学等と連携し、ヘテロ接合バックコンタクト等、先端技術を複合した高効率かつ高信頼性を両立したシリコン太陽電池とその低コスト製造技術を開発します。 (2) 高性能 CIS 太陽電池の技術開発 実用化規模の大面积モジュールの高効率化及び低コスト製造プロセスの実用化に向けた開発を実施します。  <b>【研究開発項目 2】</b> 革新的新構造太陽電池の研究開発 (1) 革新的高効率太陽電池の研究開発 量子ドットや超格子セルを用いた超高効率化技術、成膜速度の高速化技術、安価な基板上への成膜や接着技術、高価な基板の再利用技術等、従来の延長線上にはない革新的高効率太陽電池をセル・モジュールメーカー、大学等が連携し開発を進めます。 (2) 革新的低製造コスト太陽電池の研究開発 急速に変換効率が向上し、世界中で注目されているペロブスカイト太陽電池について、新コンセプトの製造装置、信頼性確保技術、発電原理の検証と信頼性の高い性能評価技術の確立、さらなる性能向上を目指す新構造、新材料の研究開発を進めます。 <b>【研究開発項目 3】</b> 太陽電池セル、モジュールの共通基盤技術開発 <b>【研究開発項目 1】</b> を支える共通基盤技術の開発を産学官連携で行います。  <b>【研究開発項目 4】</b> 共通基盤技術の開発（太陽光発電システムの信頼性評価技術等） 太陽電池モジュールに対する長期信頼性を確保するため、太陽電池モジュールの耐久性向上に資する技術開発や実際に設置する環境下での出力測定や寿命を予測できる試験方法といった評価技術の開発を行います。また、PID 等の太陽電池モジュールの劣化要因について分析を行い、予防対策技術の開発を行います。 <b>【研究開発項目 5】</b> 動向調査等 発電コスト低減目標達成のための動向調査を行います。また、IEA 国際協力事業への参画を通し、諸外国の技術開発、政策及び市場動向の分析を行います。  ③ 補助率 (NEDO) からの委託又は NEDO との共同研究 (NEDO 負担率 2/3)	3.4億円

エネ種	所管	支援制度名称	補助金管理団体	補助金適用案件	事業規模(予算)
太陽光	NEDO	太陽光発電システム維持管理及びリサイクル技術開発	国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)	<p>① 対象事業者 民間企業、大学等</p> <p>② 対象事業</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 研究開発項目①「低コスト撤去・回収・分別技術調査」 ＜最終目標＞ ・回収・分別、それぞれの低コスト化技術の実現可能性と有効性を見極め、有望な技術については、課題と目標コストを明確化する。</li> <li>✓ 研究開発項目②「低コスト分解処理技術 FS（開発）」 ＜最終目標＞ ・低コスト汎用分解処理技術、低コスト専用分解処理技術など、年間 200MW 処理時の分解処理コスト 5 円/W 以下に資する技術を確立する。 ・分解処理コストを試算する。</li> <li>✓ 研究開発項目③「低コスト分解処理技術実証」 ＜中間目標＞ ・低コスト汎用分解処理技術、低コスト専用分解処理技術を適用した試作プラントを構築する。 ・使用済み太陽電池モジュールの供給と、リサイクル処理により得られる回収物の提供に関して、一時的ではない体制・仕組みを確保する。 ・様々な運転条件下における分解処理コスト低減効果を実証可能な実験計画を策定する。 ＜最終目標＞ ・分解コスト：5 円/W 以下（年間 200MW 処理時）</li> <li>✓ 研究開発項目④「太陽光発電リサイクル動向調査」 ＜中間目標＞ ・国内の太陽光発電システム導入分布を考慮した排出量予測をまとめる。 ・撤去、回収から分解処理に至るまで、各技術の効果の横断的な評価方法を確立する。 ＜最終目標＞ ・国内外の各種動向を調査し、本プロジェクトへのフィードバック情報をまとめる。</li> <li>✓ 研究開発項目⑤「使用済み太陽電池モジュールの低コストリユース技術の開発」 ＜最終目標＞ ・使用済み太陽電池モジュールの回収・運搬、分別、修復コスト 180 円/枚を達成する技術を開発する。 例えば、分別技術であれば出力検査、絶縁検査、外観検査、バイパスオード検査等の一連の分別工程を精度よく 5 分以内で行うことが可能な技術を開発する。 上記以外の技術の場合、具体的な開発目標及び実施内容は、採択テーマごとに NEDO と実施者との間で協議の上個別に設定することとする。</li> <li>✓ 研究開発項目⑥「使用済み太陽電池モジュールの用途開拓検討」 ＜最終目標＞ ・導入可能量、市場規模や導入課題等を明らかにする。</li> </ul> <p>③ 補助率 (NEDO) からの委託又は NEDO との共同研究 (NEDO 負担率 2/3)</p> <p>④ 補助上限額</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 研究開発項目⑤「使用済み太陽電池モジュールの低コストリユース技術の開発」 1 提案あたり 2,000 万円/年 (NEDO 負担額 2,000 万円/年) を上限とします。</li> <li>✓ 研究開発項目⑥「使用済み太陽電池モジュールの用途開拓検討」 1 提案あたり 500 万円/年 (NEDO 負担額 500 万円/年) を上限とします。</li> </ul>	100.0 億円
太陽光	国税庁	住宅省エネリフォーム減税(投資型)	所轄の税務署	<p>① 対象事業者 個人</p> <p>② 概要</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 支援内容 標準的な工事費用の額の 10% を 25 万円を上限に所得税から控除。但し、太陽光発電設備を設置する場合は、控除上限額 35 万円。</li> <li>■ 利用方法 確定申告時に税務署に必要書類を提出してください。</li> <li>■ 対象となる再生可能エネルギー等の種類 太陽光発電、再エネ熱(太陽熱利用)、燃料電池</li> </ul>	10.0 億円

エネ種	所管	支援制度名称	補助金管理団体	補助金適用案件	事業規模 (予算)
風力	環境省	洋上風力発電等技術研究開発(着床式洋上ウィンドファーム開発支援事業)	国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)	<p>① 対象事業者 助成対象事業者は、単独ないし複数で助成を希望する、原則本邦の企業、大学等の研究機関（原則、本邦の企業等で日本国内に研究開発拠点を有していること。なお、国外の企業等（大学、研究機関を含む）の特別の研究開発能力、研究施設等の活用または国際標準獲得の観点から国外企業等との連携が必要な部分を、国外企業等との連携により実施することができる。）とする。</p> <p>② 対象事業 研究開発項目① 地域共存型洋上ウィンドファーム基礎調査 ・最終目標（平成26年度） 着床式、浮体式洋上風力発電ウィンドファームの建設に際し、利害関係者や地域住民等と合意形成を図るための手段等について関係機関と連携して取りまとめる。 研究開発項目② 着床式洋上ウィンドファーム開発支援事業 ・中間目標（平成26年度） 洋上ウィンドファームの開発に係る風況精査、海域調査や環境影響評価、風車・基礎、海底ケーブルや変電所等の設計、施工手法等の検討結果を取りまとめる。 ・最終目標（平成28年度） 洋上ウィンドファームの事業化の可能性を明らかにすると共に、事業費・運転保守費等を詳細に試算し、洋上ウィンドファームの発電コストに係る基礎データを取りまとめる。 研究開発項目③ 環境アセスメント調査早期実施実証事業 ・最終目標（平成29年度） 風力発電と地熱発電に係る環境アセスメントの迅速化を行うため、手続き期間の半減に資する前倒環境調査の方法論の知見を得ることを目的とした実証研究を行う。具体的には、前倒環境調査検証範囲の検討を行い、手続き期間を半減するために「方法書」に係る経済産業大臣の通知又は勧告から「準備書」の届出までの期間を、「8ヶ月以内」とすることを目指した実証及び研究開発等を行う。それらで得られた結果を元に、条件達成の成否のみならず、その要因等についても検証する。さらに、本事業により得られた成果等のデータベース化を行う。</p> <p>③ 補助率 ✓ 【委託事業】 研究開発項目① 地域共存型洋上ウィンドファーム基礎調査 本研究開発は国民には大きな便益がありながらも、民間企業の研究開発投資に見合うものが見込めない「公共財の研究開発」事業であり、委託事業として実施する。 ✓ 【助成事業（NEDO負担率：1/2）】 研究開発項目② 着床式洋上ウィンドファーム開発支援事業 本研究開発は事業化に向けて企業の積極的な関与により推進されるべきものであり、助成事業として実施する。 ✓ 【委託事業または助成事業（NEDO負担率：1/2）】 研究開発項目③ 環境アセスメント調査早期実施実証事業 環境アセスメントの前倒しについては、企業の積極的な関与により推進されるべきものであり、原則、助成事業として実施する。ただし、実証事業の成果の検証及び研究開発等に関しては、委託事業として実施する。</p> <p>⑤ 補助上限額 不明</p>	5.3億円

エネ種	所管	支援制度名称	補助金管理団体	補助金適用案件	事業規模(予算)
水力	エネルギー庁	水力発電新技術活用促進事業費補助金(水力発電設備更新等事業)	一般財団法人新エネルギー財団(NEF)	<p>① 対象事業者 (1) 調査事業、(2) 工事事業 本事業の対象となる申請者は、日本国内で水力発電所を有して継続して水力発電を行い、保有する水力発電所の増出力又は増電力量を図る設備更新又は改造を行う事業を行う民間団体等(地方公共団体、発電事業者等)とします。 特定目的会社(SPC)及び有限責任事業組合(LLP)が申請する場合は、主たる出資者または出資表明者あるいは組合員が申請者に責任を持って事業を履行させるとの確約書や主たる出資者または出資表明者あるいは組合員の資料等を提出していただきますので、その場合は財団にお問合せください。</p> <p>② 対象事業 ✓ 対象となる再生可能エネルギー等の種類 中小水力発電(一般水力を含む水力発電全般)</p> <p>(1) 調査事業 既存水力発電所(揚水式のものを除く。以下同じ。)の設備更新等による増出力又は増電力量の可能性を調査する者に対して、補助金を交付する事業です。</p> <p>(2) 工事事業 既存水力発電所(揚水式のものを除く。以下同じ)の増出力又は増電力量を図る設備更新又は改造(固定価格買取制度を適用するものを除く。)を行う者に対して、補助金を交付する事業です。</p> <p>③ 補助率 (1) 調査事業 補助率は補助対象経費の2/3以内となります。 (2) 工事事業 補助率は補助対象経費の1/3以内となります。 ※補助金額について 補助金額は補助対象経費に補助率を乗じた額となります。 補助金に消費税分は含まれません。 ただし、同一地点で水力発電新技術活用促進事業(水力発電設備更新等事業)のうち工事事業の補助金を同時に申し込むことはできません。 予算上やむを得ない場合には減額することがあります。 また、事業計画の変更により補助対象経費に変更がある場合であっても、実際に支払われる補助金の額は交付決定された額を上限とします。その際、事業計画の変更により補助対象経費が減少する場合には、変更後の補助対象経費に補助率を乗じた額となります。</p> <p>① 補助上限額 不明</p>	25.5億円の内数
水力	農林水産省	水力発電事業化促進事業費補助金(水力発電事業性評価等支援事業)	一般財団法人新エネルギー財団(NEF)	<p>① 対象事業者 地方公共団体、民間事業者等</p> <p>② 対象事業 ✓ 水力発電を行う新規事業者等における開発計画策定や、建設、運転・保守等に対する知識の向上を図るための人材育成教育を行う事業者を支援します。</p> <p>③ 補助率 1/2以内</p> <p>① 補助上限額 1発電所当たり1500万円/年</p>	1066.5億円の内数



エネ種	所管	支援制度名称	補助金管理団体	補助金適用案件	事業規模(予算)
水力	農林水産省	小水力等再生可能エネルギー導入推進事業	農林水産省 農村振興局 整備部 地域整備課 農村資源利活用推進班	<p>① 対象事業者 (1) 地方公共団体、土地改良区等 (2) 協議会等</p> <p>② 対象事業 ■対象となる再生可能エネルギー等の種類 太陽光発電、風力発電、中小水力発電</p> <p>1. 小水力発電等の調査設計等への支援 小水力発電施設等の整備に係る適地選定、概略設計、各種法令に基づく協議等の取組を支援します。</p> <p>2. 土地改良区等技術力向上支援 小水力発電施設等の導入に係る土地改良区等の技術力向上のための研修会や専門技術者派遣による現地指導等の取組を支援します。</p> <p>3. 省エネ型集落排水施設実証への支援 農業集落排水施設の老朽化や維持管理費の増加に対応するため、省エネルギー機器等の活用による更新整備技術の実証の取組を支援します。</p> <p>③ 補助率</p> <p>1. 小水力発電等の調査設計等への支援 補助率：定額、1/2以内 事業実施主体：地方公共団体、民間団体等</p> <p>2. 土地改良区等技術力向上支援 補助率：定額 事業実施主体：民間団体</p> <p>3. 省エネ型集落排水施設実証への支援 補助率：定額 事業実施主体：民間団体</p> <p>④ 補助上限額 不明</p>	4.8 億円
水力	農林水産省	農山漁村地域整備交付金(地域用水環境整備事業)	農林水産省 農村振興局整備部 水資源課 保全対策班	<p>① 対象事業者 都道府県、市町村、土地改良区等</p> <p>② 対象事業 ■対象となる再生可能エネルギー等の種類 中小水力発電 農業水利施設を活用した小水力発電に係る整備等費用の一部補助をします。</p> <p>③ 補助率 補助金額：1/2 ほか</p> <p>④ 補助上限額 不明</p>	1066.5 億円の内数

エネ種	所管	支援制度名称	補助金管理団体	補助金適用案件	事業規模 (予算)
水力	農林水産省	水力発電事業化促進事業費補助金(地域理解促進等関連事業)	一般財団法人新エネルギー財団(NEF)	<p>① 対象事業者 民間事業者、地方公共団体等</p> <p>② 対象事業  <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 本事業では、将来にわたり、水力発電所が安定した運転を行うため、地域とのコミュニケーションを図り、地域と水力発電の共生を促進します。</li> <li>■対象となる再生可能エネルギー等の種類 中小水力発電（一般水力を含む水力発電全般）</li> <li>■対象事業 <ul style="list-style-type: none"> <li>(1) 地域理解促進事業 地元自治体や地域住民等の水力発電に対する理解を促進する事業のうち、開発阻害要因の低減を図るために行われる以下のような事業（一般的な水力発電の理解促進を図るためのものは対象外とします。） 具体的には、対象地域において必要とされている地域理解の促進を図るための <ul style="list-style-type: none"> <li>・水力発電の理解促進を図る会議等の運営</li> <li>・水力発電の理解促進を図る広報活動等</li> </ul> </li> <li>(2) 地域理解促進事業 水力発電の観光資源としての活用促進や水質対策等の立地地域の環境整備等を行う事業 具体的には、対象地域において必要とされている地域環境の整備を行うための <ul style="list-style-type: none"> <li>・地域環境等の調査</li> <li>・設備等の設計</li> <li>・設備の製作、据付および環境整備を行う工事</li> </ul> </li> </ul> </li> </ul> <p>事業形態は、「地域理解促進事業」または「地域環境整備事業」の単独の事業形態及び両者を組み合わせた事業形態とします。</p> <p>③ 補助率 補助金額：補助対象経費の10/10以内 補助金に消費税分は含まれません。</p> <p>④ 補助上限額  (1) 地域理解促進事業 補助金額の上限は、対象発電所に対して100千円/kwと  <ul style="list-style-type: none"> <li>①水力発電の理解促進を図る会議等運営に関する事業は2,000千円/件、</li> <li>②水力発電の理解促進を図る広報活動等に関する事業は1,000千円/件のいずれか低い額とします。</li> </ul> (2) 地域理解促進事業  ⑤ 補助金額の上限は、対象発電所に対して100千円/kwと100,000千円/件のいずれか低い額とします。</p> </p>	4.8億円

エネ種	所管	支援制度名称	補助金管理団体	補助金適用案件	事業規模 (予算)
バイオマス	環境省	地域バイオマス産業化推進事業(地域バイオマス産業化整備事業)	農林水産省食料産業局バイオマス循環資源課	<p>① 対象事業者</p> <p>(1) 地域バイオマス産業化支援事業</p> <p>1) 地域段階</p> <p>ア 地方公共団体(複数の地方公共団体から構成される事業共同体を含む。以下同じ。) 事業共同体の場合は、代表団体が選定されており、代表団体が補助金交付に係る全ての事務等を担うこと。</p> <p>イ 地方公共団体と民間団体等(農林水産漁業者、農林漁業者の組織する団体、商工業者の組織する団体、第三セクター、民間事業者、公益社団法人、公益財団法人、一般社団法人、一般財団法人、特例民法法人、特定非営利活動法人、企業組合、事業協同組合、消費生活協同組合、技術研究組合、国立大学法人、公立大学法人、学校法人、特殊法人、認可法人、公社、独立行政法人、その他法人格を有さない団体で事業承認者が特に必要と認める団体(以下「特認団体」という。)をいう。以下同じ。)で構成される事業共同体(事業共同体を構成する民間団体等の数は制限しない。)</p> <p>2) 全国段階 民間団体等とする。</p> <p>(2) 地域バイオマス産業化整備事業 別途定める手続によりバイオマス産業都市として選定された地域のバイオマス産業都市構想(以下「産業都市構想」という。)に位置付けられた事業実施体制の構成員となっている地方公共団体又は民間団体等とする。</p> <p>② 対象事業</p> <p>✓ 対象となる再生可能エネルギー等の種類 バイオマス発電、バイオマス熱利用、バイオマス燃料製造</p> <p>(1) 地域バイオマス産業化支援事業</p> <p>1) 地域段階</p> <p>ア 事業内容 構想策定委員会の開催、地域合意形成に向けた取組、事業実現可能性調査等を行い、産業都市構想案の作成を行うものとする。</p> <p>2) 全国段階</p> <p>ア 事業内容</p> <p>(ア) 事業可能性調査 バイオマス産業都市の実現可能性の高い地域を把握するための調査を行うとともに、バイオマス利活用施設整備事業の実現性の確認に必要となる資料収集、現地調査を行うものとする。</p> <p>(イ) 構想づくり支援 バイオマス産業都市構築に向けた意欲がある地方公共団体の構想づくりを専門家派遣等により支援するものとする。ただし、(1)の地域段階の事業を実施中の事業実施主体は除く。</p> <p>(ウ) 経理管理指導等 バイオマス利活用施設整備事業の事業実施主体を対象に経理管理指導等を行うものとする。</p> <p>(エ) 連絡協議会の運営 バイオマス産業都市間のネットワーク化のため、選定されたバイオマス産業都市の実施体制メンバーと7府省等で構成される連絡協議会を設置し、事務局としてその運営を行うものとする。</p> <p>(オ) シンポジウムの開催等 バイオマス産業都市の構築を推進するため、シンポジウム開催や関連するデータ整理を行うものとする。</p> <p>(2) 地域バイオマス産業化整備事業 産業都市構想に位置付けられた事業化プロジェクトの推進に必要な次に掲げるバイオマス利活用施設の整備を行うものとする。</p> <p>ア 新規施設 バイオマス事業化戦略において技術レベルが実用化又は5年以内に実用化と評価されている技術を用いたバイオマス利活用施設であって事業化プロジェクトの事業採算性が確保できると認められるもの及びこれら施設の附帯施設の新設</p> <p>イ 成果拡大施設 アの技術を用いたエネルギー変換効率の向上や製造コストの低減等の成果拡大のために必要なバイオマス利活用施設であって、事業化プロジェクトの事業採算性が確保できると認められるものの増設・改造</p> <p>③ 補助率</p> <p>(1) 地域バイオマス産業化支援事業：定額</p> <p>(2) 地域バイオマス産業化整備事業：1/2以内</p> <p>④ 補助上限額</p> <p>(1) 地域バイオマス産業化支援事業：上限3,000千円</p>	7.0億円

エネ種	所管	支援制度名称	補助金管理団体	補助金適用案件	事業規模(予算)
バイオマス	経済産業省	「バイオマスエネルギーの地域自立システム化実証事業／地域自立システム化実証事業／事業性評価(FS)	国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)	<p>① 対象事業者 地方公共団体及び企業(団体等を含む)、大学等</p> <p>② 対象事業</p> <p>✓ 事業性評価(FS)</p> <p>◇今回公募する事業テーマ バイオマスエネルギー利用に係る設備機器の技術指針、システムとしての導入要件を策定するため、バイオマス種(木質系、湿潤系、都市型系、混合系)ごとに事業性評価(FS)を実施します。 (事業の目標、内容等の詳細については、「基本計画」をご参照下さい。) 具体的には、事業性評価(FS)では、健全な事業運営を実現するために、設備の基本設計やシステム全体のコスト分析を実施いただきます。 第1回、第2回に採択した事業性評価(FS)において、木質系の原料調達についての課題が多いこと、及び第1回、第2回の採択案件を補完するために、今回の公募では下記の検討を含む提案について優先的に募集します。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・「林業の実務者目線での木質系バイオマスの原料調達調査(県境をまたぐ原料調達、山林の実態調査、山林の循環再生等)</li> <li>・中規模工業団地系のメタン発酵事業の検討(食品工業団地などにおける集中処理による事業性の検討等)</li> </ul> <p>✓ 平成28年度(委託、助成)事業内容</p> <p>(1) 事業性評価(FS)(委託)</p> <p>(イ) 引き続き平成26年度に採択したテーマのうち3件、平成27年度に採択した5件について事業性評価(FS)を実施する。</p> <p>&lt;平成26年度採択&gt;</p> <p>① エネルギー作物と家畜糞尿の混合メタン発酵とバイオマスエネルギーマネージメントが可能にする循環型農業システム化実証事業の事業性評価(FS) (実施体制：株式会社大原鉄工所、株式会社いわむろバイオソリューション/共同実施：国立大学法人長岡技術科学大学)</p> <p>② アクアイグニス多気ORCユニットを活用した木質バイオマスコージェネレーションシステムの事業性評価(FS) (実施体制：バイオマス熱電併給株式会社、E2リバイブ株式会社)</p> <p>③ バイオマスエネルギーを活用した農・林・工複合型モデルの事業性評価(FS) (実施体制：昭和化学工業株式会社)</p> <p>&lt;平成27年度採択&gt;</p> <p>④ JAがのぞむ地域バイオマス資源有効利用拠点構築と地域活性化の事業性評価(FS) (実施体制：株式会社小榎屋、ゆうき青森農業協同組合、東洋紡エンジニアリング株式会社/共同実施：国立大学法人豊橋技術科学大学)</p> <p>⑤ 竹の新素材加工工場に併設したバイオマス熱・電併給カスケード利用による地域再生自立システム”ゆめ竹バレー”の事業性評価(FS) (実施体制：バンブーエナジー株式会社、中外炉工業株式会社)</p> <p>⑥ 持続可能な林業に資するバイオマスエネルギーの地域利活用の事業性評価(FS) (実施体制：田島山業株式会社)</p> <p>⑦ 低品位木質系廃棄物を燃料とした蒸気供給モデルの事業性評価(FS) (実施体制：株式会社日本リサイクルマネジメント/再委託：バイオ燃料株式会社)</p> <p>⑧ 原木をそのまま燃料とする丸太ボイラーによる熱供給事業の事業性評価(FS) (実施体制：智頭石油株式会社、国立大学法人鳥取大学)</p> <p>(ロ) 平成28年度内に地域特性を生かした事業提案と、その基礎調査と事業性評価についてテーマを公募する。</p> <p>(2) 実証事業(助成)</p> <p>以下の(イ)又は(ロ)の方法により実証事業実施者を選定し、実証事業を開始する。 (イ) 事業項目②(1)(イ)での事業性評価結果のステージゲート審査により実証事業実施者を選定する。 (ロ) 平成28年度内に新たに公募により、実証事業実施者を選定する。</p> <p>③ 補助率 事業性評価(FS)：100% 実証事業：2/3以内</p> <p>④ 補助上限額 事業性評価(FS)：不明 実証事業：原則10億円/件程度</p>	平成28年度の公募予算額：1,550,000,000円の一部を引き当てます。

エネ種	所管	支援制度名称	補助金管理団体	補助金適用案件	事業規模(予算)
バイオマス	環境省	木質バイオマス資源の持続的活用による再生可能エネルギー導入計画策定事業(経済産業省連携)	公益財団法人イオン環境財団	① 対象事業者 地方公共団体 ② 対象事業 実行計画等の計上事業であり、森林等に賦存する木質バイオマス資源の持続的活用による再生可能エネルギー使用設備導入等に向けた調査の実施及び計画の策定事業 ③ 補助率 定額 ④ 補助上限額 (ア) 補助事業者が都道府県又は政令指定都市の場合 算出された額が2,000万円を超える場合は、2,000万円とする。 (イ) 補助事業者が市町村又は特別区の場合 ⑤ 算出された額が1,500万円を超える場合は、1,500万円とする。	24.4億円
バイオマス	林野庁	新たな木材需要創出総合プロジェクト事業のうち地域材利用促進のうち木質バイオマスの利用拡大	林野庁木材利用課	① 対象事業者 民間事業者 ② 対象事業 (1) 木質バイオマス利用支援体制構築事業(燃料の安定供給体制の強化等) ガイドラインの円滑な運用に向け、ガイドラインに基づき事業者認定を行っている団体及び認定された事業者の体制強化のため、ガイドラインに基づく認定審査、証明書の発行及び管理状況等に関する実態把握並びに分別管理手法の指導及び運用のためのマニュアルの作成等を行います。 また、未利用木質バイオマスを利用した発電・熱供給・熱電併給の推進のため、未利用木質バイオマスの効率的利用に向けた現状の諸課題に対し、課題解決に必要な調査・分析等を行います。 (2) 木質バイオマス利用支援体制構築事業(相談・サポート体制の確立) 全国各地の木質バイオマス関連施設の円滑な導入に向けた相談窓口の設置や課題解決に必要な技術者の派遣の支援、グリーン投資減税の対象となる事業者における燃料区分等の要件確認及び証明書発行、小規模発電の取組の支援等、サポート体制の構築等を行います。 (3) 木質バイオマス加工・利用システム開発事業 未利用木質バイオマスを原料とする高付加価値製品や発電効率の高い新たな木質バイオマス発電システム、セルロースナノファイバー等のマテリアル利用技術等の開発・改良、試験生産等(事業実施主体が技術開発を効率的に進めるために行うセルロースナノファイバー等の需要拡大に向けた各種調査を含みます。)を行います。 (4) 木質バイオマス加工・利用システム開発支援事業 (3)の事業を実施する事業者の求めに応じ、技術面、安全面、関係法令の遵守等に係る助言・現地指導を行います。また、(3)の事業の成果を取りまとめ、成果報告会等を通じ、広く普及・PRを行います。 ③ 補助率 定額 ④ 補助上限額 (1) 木質バイオマス利用支援体制構築事業(燃料の安定供給体制の強化等) 34,000千円以内(消費税及び地方消費税を含む。)を目安とし、補助率は、補助金の額の範囲内で事業の実施に必要となる経費の定額を助成します(採択件数は1件を予定しています。) (2) 木質バイオマス利用支援体制構築事業(相談・サポート体制の確立) 55,000千円以内(消費税及び地方消費税を含む。)を目安とし、補助率は、補助金の額の範囲内で事業の実施に必要となる経費の定額を助成します(採択件数は1件を予定しています。) (3) 木質バイオマス加工・利用システム開発事業 1課題当たりの補助金の額は、48,000千円以内(消費税及び地方消費税を含む。)を目安とし、補助率は、補助金の額の範囲内で事業の実施に必要となる経費の定額を助成します(採択件数は6件、総額285,605千円を予定しています。) (4) 木質バイオマス加工・利用システム開発支援事業 ⑤ 6,000千円以内(消費税及び地方消費税を含む。)を目安とし、補助率は、補助金の額の範囲内で事業の実施に必要となる経費の定額を助成します(採択件数は1件を予定しています。)。	24.0億円

エネ種	所管	支援制度名称	補助金管理団体	補助金適用案件	事業規模 (予算)
バイオマス	経済産業省	バイオ燃料製造事業者が取得した、バイオ燃料製造設備に係る課税標準の特例措置(バイオガス・木質固形燃料・バイオエタノール・バイオディーゼル)	農林水産省食料産業局バイオマス循環資源課	<p>① 対象事業者 法に基づく「生産製造連携事業計画」の認定を受けた製造事業者</p> <p>② 概要 ■支援内容 「認定生産製造連携事業計画」に従って新設したバイオ燃料製造設備に係る固定資産税の課税標準を3年間1/2に軽減する。 ※固定価格買取制度との併用可</p> <p>■利用方法 確定申告時に地方自治体税務担当に必要書類を提出してください。</p> <p>■対象となる再生可能エネルギー等の種類 その他(バイオマス燃料製造)</p> <p>■利用条件 (1) グリーン投資減税との併用可</p>	65.0 億円
バイオマス		低炭素型廃棄物処理支援事業(低炭素型設備等導入支援)	公益財団法人廃棄物・3R研究財団	<p>① 対象事業者 ✓ 廃棄物処理業者 ✓ 地方公共団体</p> <p>② 対象事業 ✓ 廃棄物処理の低炭素化を促進するため、廃棄物処理業者が設置する廃棄物処理施設の省エネ化や、廃棄物エネルギーを活用した創エネを行う際の費用の一部を補助します。 ✓ 廃棄物処理施設において、省エネ設備の導入により、施設全体の年間電力量の削減率が5%以上となる省エネ化を図る事業。ただし、電気、重油等を合わせて削減する場合や重油のみの場合は、原油換算で同等以上であること。</p> <p>■事業概要 (1) 廃棄物処理業低炭素化促進事業 ①事業計画策定支援 廃棄物由来エネルギー(電気・熱・燃料)を、廃棄物の排出者及びエネルギーの利用者等と協力して用いる事業に係る事業計画の策定を支援 ②低炭素型設備等導入支援 a 廃棄物処理に伴う廃熱を有効利用する施設の設置 b 廃棄物由来燃料製造施設(油化・メタン化・RPF化等) c 新規又は追加的に設置する廃棄物処理施設の省エネ化及び廃棄物収集運搬車の低燃費化 (2) 地域循環圏・エコタウン低炭素化促進事業 地域の資源循環の高度化及び低炭素化に資する自治体のFS調査、民間団体(自治体と連携し、廃棄物の3Rを検討する者)の事業計画策定を支援</p> <p>③ 補助率 ✓ 廃棄物処理業者 (1) 廃棄物処理業低炭素化促進事業 ①事業計画策定支援 : 2/3 ②低炭素型設備等導入支援 : 1/3 (2) 地域循環圏・エコタウン低炭素化促進事業 : 1/2 ✓ 地方公共団体 : 定額</p> <p>④ 補助上限額 不明</p>	60.0 億円

エネ種	所管	支援制度名称	補助金管理団体	補助金適用案件	事業規模 (予算)
地熱	経産省	地熱資源開発調査事業費補助金	独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構 地熱部	<p>① 対象事業者 開発事業者等</p> <p>② 対象事業 我が国のエネルギー政策と整合性確保され、発電を目的した地熱開発の取組の促進が期待される地表調査等事業及び坑井掘削を対象とします。このうち、大規模開発については、国が示した3万kW程度以上（2.5kW以上のものをいう。以下同じ）の開発計画を有する対象とします。</p> <p>（1）「重点開発検討地域」において実施する助成事業について 大規模開発に係る助成事業のうち、重点検討地域においてを実施する場合は、国のエネルギー政策を踏まえ、坑井掘削に要する経費助成率引き上げて支援を強化しています。 この重点開発検討地域は、大規模であって次いずれかに該当する地域が対象になります。機構は重点開発検討地域に係る案件の採択にあたっては、国と協議を行います。 イ 大規模開発が可能な地域資源の賦存が見込まれるものの、これまで国立研究法人エネルギー・産業技術総合開発機構が実施した地熱開発促進調査等において掘削調査が行われていない等により、地質構造、地温分布等知識情報が明らかでない地域。 ロ 大規模開発が複数可能な地熱資源の広がりが見込まれる一帯において、大規模開発が可能な地熱資源の賦存が見込まれる地域。 ※重点開発検討地域の指定を希望する事業者は、地熱資源量評価等に関する書類により、イ又はロに該当していることを科学的に説明していただきます。</p> <p>（2）「大規模開発」に係る助成事業について（助成金の返還要件付き） 助成事業を行う地域の地熱ポテンシャルに応じ、地熱資源の最大限かつ効率的な利用の促進を図るため、大規模開発に係る助成事業は従来型開発（大規模開発以外）の助成事業に比べ、坑井掘削に要する経費の助成率を引き上げて支援を強化しています。 このため、大規模開発に係る助成金の交付を受けた助成事業者は、大規模開発が可能でありながら、助成事業者の自己都合等<sup>(※3)</sup> 正当な理由なしに大規模開発に至らなかった場合は、大規模開発に係る坑井掘削費、坑井調査費、付帯工事費等に要した経費について、助成金の一部を返還していただくこととなります。 その算定額は、大規模開発の助成率（重点開発検討地域にあつては3/4以内、重点開発検討地域以外にあつては2/3以内）によって算出される助成金の差と従来型開発の助成率（1/2）によって算出される助成金の額の差額分とします。 なお、大規模開発に係る助成事業を申請する場合は、地熱資源量評価等に関する書類により、その地熱資源量について科学的に説明していただきます。 (※3) 固定価格買取制度の価格を考慮し開発規模を意図的に低減した場合など</p> <p>③ 補助率 ①地表調査：3/4 ②掘削調査：1/2（2/3、3/4） （2/3、3/4は大規模開発の場合等の条件を満たした場合） ③モニタリング調査等：10/10 ④広域ポテンシャル調査（JOGMECが直接執行） ※地元関係法人等が行う①及び②の事業については定額</p> <p>① 補助上限額 不明</p>	110.0億円の内数

エネ種	所管	支援制度名称	補助金管理団体	補助金適用案件	事業規模 (予算)
地熱	環境省	地熱発電技術研究開発事業	国立研究開発法人 新エネルギー・産業 技術総合開発機構 (NEDO)	<p>(1) 対象事業者 民間企業、大学等</p> <p>(2) 対象事業 研究開発の内容</p> <p>①環境配慮型高機能地熱発電システムの機器開発 [共同研究 (NEDO 負担率: 2/3)]</p> <p>(i) 発電所の建設には、タービン、発電機、冷却塔等の各種工作物が必要であり、大規模な造成を行い、風致景観や生物多様性に与える影響が大きいことから、環境に配慮した機器開発を行う。</p> <p>(ii) 地熱発電所においては、タービンで仕事を終えた廃棄は温度の高い状態で、冷却水で冷やされ、還元井に還元されているケースがある。この未利用の熱エネルギーを有効に活用するシステムを開発し、小型化・高効率化を図るための技術開発を行う。</p> <p>(iii) その他新材料の開発等による高性能化及び発電機器の高効率化に係る技術開発を行う。</p> <p>②低音域の地熱資源有効活用のための小型バイナリー発電システムの開発 媒体:炭化水素、代替フロン :[共同研究 (NEDO 負担率: 2/3)] 媒体:アンモニア :[委託、または共同研究 (NEDO 負担率: 2/3)]</p> <p>(i) 未利用の温泉熱の有効活用の観点から、特に対策が必要となるスケール対策、腐食対策等の技術の確立、二次媒体の開発、小型バイナリーサイクルの高効率化、発電システムの低コスト化等を図る。</p> <p>③発電所の環境保全対策等技術開発 [委託、または共同研究 (NEDO 負担率: 2/3)]</p> <p>(i) ガス漏洩防止等に係る安全対策技術の確立。</p> <p>(ii) 環境アセス時の風洞実験に代わる制度の良い硫化水素拡散予測シミュレーションを開発し、環境アセスの円滑化を図る。</p> <p>(iii) その他建設期間の短縮化に係る技術開発。</p> <p>(iv) 発電所の利用率の回復・維持・向上に資する技術や、地位熱資源有効利用により付加価値増大に資する技術を確立する。</p> <p>④上記①～③以外で地熱発電の導入拡大に資する革新的技術開発 [委託、または共同研究 (NEDO 負担率: 2/3)]</p> <p>(3) 補助率</p> <p>①環境配慮型高機能地熱発電システムの機器開発 [共同研究 (NEDO 負担率: 2/3)]</p> <p>②低音域の地熱資源有効活用のための小型バイナリー発電システムの開発 媒体:炭化水素、代替フロン :[共同研究 (NEDO 負担率: 2/3)] 媒体:アンモニア :[委託、または共同研究 (NEDO 負担率: 2/3)]</p> <p>③発電所の環境保全対策等技術開発 [委託、または共同研究 (NEDO 負担率: 2/3)]</p> <p>④上記①～③以外で地熱発電の導入拡大に資する革新的技術開発 [委託、または共同研究 (NEDO 負担率: 2/3)]</p> <p>④ 補助上限額 不明</p>	4.0 億円
地熱	環境省	地熱資源探査出資等事業	独立行政法人石油 天然ガス・金属鉱物 資源機構 地熱部	<p>(2) 対象事業者</p> <p>✓ 開発事業者等</p> <p>✓ 出資を受けることができる方は、本邦において地熱資源開発を行う本邦法人で、以下の要件を含む JOGMEC 所定の審査基準を満たす方です。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・自然公園法、温泉法、森林法等の許認可事項が明確になっており、JOGMEC の出資時点では各許認可事項が承認されると見込まれること。</li> <li>・調査範囲の土地を保有していること、または土地借用に関する地権者の合意・許可が得られていること。</li> <li>・開発地域の都道府県及び市町村利害関係者（地方公共団体、温泉事業者等）が明確になっており、利害関係者の当該プロジェクトへの賛同や理解が得られているもしくは得られる見込みがあること。</li> </ul> <p>(3) 対象事業 地熱資源の探査、建設</p> <p>(4) 補助率 探査段階への出資比率: 50%以内 (ただし、JOGMEC が単独で最大出資者にならない範囲) 建設段階への債務保証比率: 80%以内</p> <p>① 補助上限額 不明</p>	2.6 億円



エネ種	所管	支援制度名称	補助金管理団体	補助金適用案件	事業規模(予算)
地熱	総務省	軽油引取税の課税免除の特例措置	免税軽油を使用する事務所または事業所が所在する都道府県税事務所	<p>① 対象事業者 地熱開発事業者等の民間団体</p> <p>② 概要 ■支援内容 地熱資源の開発のために使用する動力付試すい機の動力源の用途に供する軽油について、1kLにつき、32,100円(32.1円/L)の課税免除。</p> <p>■利用方法 免税軽油使用時に都道府県の税事務所に必要な書類を提出して下さい。</p> <p>■対象となる再生可能エネルギー等の種類 (1) 地熱発電</p>	8.5億円
地熱	文部科学省	地熱開発理解促進関連事業支援補助金	資源エネルギー庁 資源・燃料部 政策課	<p>① 対象事業者 地方公共団体、温泉事業者、第3セクター等</p> <p>② 対象事業 ✓ 地熱の有効利用等を通じて、地域住民等への地熱開発に対する理解を促進することを目的として行う事業(例えば、熱水を利用したハウス栽培事業の実施やセミナーの開催等)、及び地熱開発地点の周辺の温泉事業者の方の不安に 대응するため地熱開発地点の周辺の温泉において万が一何らかの理由により温泉の湧出量等が過度に減少した場合の温泉井戸の代替掘削を支援する事業に対し補助を行うことで、地熱資源開発を促進します。</p> <p>■対象となる再生可能エネルギー等の種類 地熱発電</p> <p>■事業内容 以下の(1)、(2)又は(3)の事業を対象地域において実施する、地熱資源開発への理解促進に資する事業に要する経費について補助します。</p> <p>(1) ソフト支援事業 ①文献やデータを活用した講習会や勉強会、②地熱発電所の見学や③地熱発電におけるメリットを生かした熱水活用事業を検討するための調査等を実施することにより、対象地域の地元住民等に対し、地熱開発に対する理解を促進するための事業を対象とします。 想定される事業例は以下のとおりです。 ・ 地熱発電の有識者等を招致して行う講習会・勉強会 ・ 稼働中の地熱発電所見学会 ・ 熱水活用事業(ハード支援事業)を検討するための調査 ・ 地熱開発の進捗管理に係る協議会 など なお、ソフト支援事業に限り、対象地域が所在する都道府県も補助対象となります。</p> <p>(2) ハード支援事業 対象地域における地域住民を対象に、地熱開発に対する理解を促進するため、地熱のメリットを生かした熱水活用事業等を対象とします。 想定される事業例は以下のとおりです。 ・ 熱水を活用したハウス栽培施設 ・ 融雪パイプや養殖施設 など、専ら熱水活用を主とする事業の部分に限る</p> <p>(3) 温泉影響調査等事業 地熱開発に対する理解を促進するため、地熱資源開発が進められた後、地熱開発地点の周辺の温泉において、万が一何らかの理由により温泉の湧出量等が過度に減少(以下、「温泉の減衰等」という。)した場合における温泉資源の調査、又は掘削事業を対象とします。</p> <p>③ 補助率 補助率：10/10</p> <p>④ 補助上限額 ⑤ (180,000千円を上限、1,000千円を下限とする)</p>	281.9億円の内数





### 3. 系統強化方策及びデマンドレスポンス等の需要能動化方策の提案とその効果把握

本章では再生可能エネルギー対応としてのデマンドレスポンス（以下、DRとも記載）に着目し、関連技術動向調査、量的ポテンシャルの把握や、電力システム評価モデルを用いた定量評価を行い、今後、再生可能エネルギー対応として必要になるデマンドレスポンスの種類・役割を分析した。また、主に米国での再生可能エネルギー対応としてのデマンドレスポンスの活用施策の調査を行い、我が国でもデマンドレスポンス資源を利用・定着させていくために必要な検証事項を抽出した。

#### 3.1 検討の背景と目的

##### (1) 検討の背景

###### 1) 電力システム運用における機能の整理

再生可能エネルギーの大量導入は電力システム運用に対して様々な影響を与えるが、電力需要を適切に制御することによって、費用効率的に対策を行うことができる可能性がある。再生可能エネルギー導入時の系統への影響を電力システム運用における機能の必要性の変化に着目して整理し、それに対するデマンドレスポンスの活用可能性を定性的に整理した。これを表 3-1 に示す。

電力システムを安定的に運用するためには、電力量自体を確保する以外に、需給の短時間の変動に対応するための能力や緊急時の対応力、送配電における問題発生への対応力といった品質維持のための機能（アンシラリー・サービス）の確保が必要である。また、長期的を見据え、発電容量・送電容量を計画的に確保することも必要である。出力の時間依存性、間欠性の大きい太陽光発電・風力発電の大量導入は、電力システムの運用を困難にする面を持つが、デマンドレスポンス資源の活用を図ることで、需給の不均衡に起因する影響についてはその緩和を図ることができると考えられる。

なお、ここで示した問題以外にも、再生可能エネルギーの導入によって生じる電力システム上への問題は、それぞれ解決を図っていかなければならない。表 3-2 には昨年度調査における整理を示す。

表 3-1 再生可能エネルギー導入時の電力システムへの影響とデマンドレスポンス資源の利用可能性

機能 <sup>*1</sup>		再生可能エネルギー導入時の影響		デマンドレスポンス資源の利用可能性	
キャパシテ イ	発電容量	長期的な発電容量の確保	稼働率が低下する火力発電の廃止・増設抑制により、予備力を供給する発電容量が長期的に不足する	各「予備力」の項目参照。もしくは、長期的に需要を平準化させ、必要な発電容量自体を削減させる。	
	送電容量	長期的な送電容量の確保	従来の需要地・供給地の関係が変化し、送電容量が不足する	長期的に、再生可能エネルギーポテンシャルが豊富な地域に需要を集中させることで、必要な送電容量自体を減少させる。	
エネルギー	前日	前日時点での電力量確保	低負荷季の日中等太陽光発電出力が増加し、需要を供給が上回る	低負荷季の日中等へ、需要を早朝・夜間等からシフトさせる。もしくはエネルギーを蓄え、早朝・夜間等で利用する。	
	リアルタイム	リアルタイムでの電力量確保	天候予測の外れにより、需要と供給のバランスが崩れる	時間単位の天候変化に応じて、需要の発生を時間単位で増減させる。もしくはエネルギーを蓄え、他の時間で利用する。	
アンシラリー	全系	周波数調整	30分コマ内での周波数調整	再生可能エネルギーの出力変動により、需要と供給のバランスの瞬間的な崩れが発生しやすくなる	電力需要の増減を随時、自動的に行う。
		運転予備力	30分コマ平均でのインバランスの調整	稼働率が低下する火力発電の廃止・増設抑制により、予備力を供給する発電容量が長期的に不足する	緊急事態発生後、電力需要の削減もしくは放電を自動的に行う。
	ローカル	潮流調整	送電線の潮流量を安全範囲に収めるための発電所出力の調整	再生可能エネルギーに起因する潮流が特定の送配電線で増加し、線路過負荷が生じやすくなる	特定の地域において、需要の発生を時間単位で増減させる。もしくはエネルギーを蓄え、他の時間で利用する。
		電圧調整	系統電圧を許容範囲に収めるための無効電力の供給・吸収	再生可能エネルギーの出力により、電圧変動が生じやすくなる	同上
		過渡安定性	系統事故後、発電機の慣性や同期化力を利用して事故波及を防止する	PCS電源の増加に伴い、電力システム全体の同期化力・慣性が低下し、安定度が低下する	対応困難か
		ブラックスタート	停電時に、系統からの電力供給を受けずに起動できる電源	特に影響なし	対応困難か

注 1) 定まった分類はなく、これは一例。

表 3-2 (参考) 再生可能エネルギーに起因する電力システム上の課題

区分	電力システム上の課題	概要
平常時	全系 需給の問題 (周波数変動を含む)	● 再生可能エネルギーの導入増加や急な出力変動により、電力システム全体の需要と供給のバランスが崩れる
	ローカル 線路過負荷の課題	● 特定の送電線/配電線に多く電力潮流が流れてしまい、線路過負荷が生じる
	ローカル 電圧の課題	● 再生可能エネルギーの出力により、電圧変動が生じ、逆潮流などを招く
	ローカル 高調波・フリッカ等の発生	● 非線形要素を含むPCSからの出力が、高調波・フリッカ等の電力品質上の悪影響をもたらす
事故時	全系 過渡安定度の問題	● PCS電源の増加に伴い、電力システム全体の同期特性(同期化力、慣性)が低下する恐れがある
	全系 一斉解列の問題	● 再生可能エネルギーの不要解列により、波及的に解列が生じてしまう可能性がある
	ローカル 単独運転の問題	● 事故時において、意図していないにも関わらず、単独運転が発生する可能性がある
	ローカル 短絡容量増加の問題	● 既設遮断器の定格遮断電流を超過するなど、短絡容量が増加する恐れがある

出所) 環境省, 「平成 27 年度低炭素社会の実現に向けた中長期的再生可能エネルギー導入拡大方策検討調査委託業務」, 2016

## 2) IEA によるデマンドレスポンスの評価

IEA が 2016 年に発表した”Re-powering Markets”—Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems”<sup>1)</sup>は、低炭素電力システムに向けた電力市場枠組みを分析する IEA 初の公式発行物である。

その第 6 章においても、デマンドレスポンスが、需給が逼迫したときの需要の削減や、電力需要のタイミングを低炭素電源による供給に合わせて調整することにより、電力システムの脱炭素化を進める役割を担うとの評価が行われている。

- デマンドレスポンスは電力システムが厳しい状態の時に需要を減少させ、また、低炭素資源がより豊富な時に電力消費のタイミングを調整することにより、電力システムの脱炭素化における役割を果たす。
- 大口の消費者はすでに卸電力市場に直接参加して価格に応答している。彼らは事前に予想される消費電力分を調達し、短期市場での再販により価格変動へ応じている。
- これらに加えて、スマートメーターと自動化技術の進歩は小規模な消費者の価格感応性を高めている。クリティカルピークプライシング (CPP) などの価格を変動させる (ダイナミックプライシング) という選択肢はこれらの潜在力を活用するための直接的な方法である。
- しかし、今日まで、卸電力市場への参加からの収入は、デマンドレスポンスを開発するた

<sup>1)</sup> IEA, ” Re-powering Markets ” —Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems” , 2016

めに必要な設備投資の固定費に見合うには額が不足するとともに予見可能性も低い状態であった。

- 別の選択肢は、電源としてデマンドレスポンスを扱い、卸電力市場において「給電すること」である。米国の地域送電機関の PJM のように、デマンドレスポンスのアグリゲータによる容量市場への直接参加はいくつかの市場におけるデマンドレスポンスを促進させるために有効であった。
- しかし、デマンドレスポンスを発電として扱うことは複雑な市場ルールを必要とするが、これはデマンドレスポンスが評価されるべき対象の消費のベースラインを定義する必要性のためである。デマンドレスポンスに対する報酬の適切なレベルを定義することは難しく、多くの議論が行われている。
- 最後に、消費者信頼感を守るためのデータの保護は、デマンドレスポンスの大規模な展開のための追加的かつ重要な前提条件である。

出所) IEA, "Re-powering Markets"—Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems", 2016 (NEDO による日本語訳、<http://www.nedo.go.jp/content/100862107.pdf>)

## (2) 検討の目的

以上を踏まえ本章では、電力システムに再生可能エネルギーを大量導入する際のデマンドレスポンスの役割に着目し、関連技術動向調査、量的ポテンシャルの把握や、電力需給モデルを用いた定量評価を行い、今後、再生可能エネルギー対応として必要になるデマンドレスポンスの種類・役割を分析した。

また、主に米国での再生可能エネルギー対応としてのデマンドレスポンスの活用施策の調査を行い、我が国でもデマンドレスポンス資源を利用・定着させていくために必要な検証事項を抽出した。

なお、デマンドレスポンスを起こすには、電力価格を需要家へのシグナルとして用いる方法と、需要抑制または造成を直接需要家へ指示する方法の、二つのメカニズムに大別される。これらのメカニズムは文献によって様々な名称でよばれているが、指し示す概念は同じである。これは表 3-3 に整理した。

表 3-3 デマンドレスポンスのメカニズム

電力価格をシグナルとして用いる	需要抑制・造成を直接指示するもの
電力価格反応型	発電機型
間接的デマンドレスポンス	直接的デマンドレスポンス
需要側デマンドレスポンス	供給側デマンドレスポンス
Implicit DR	Explicit DR
電気料金ベース	インセンティブベース

## 3.2 系統強化方策の技術動向

本節では、デマンドレスポンスと競合し得る役割を持つ蓄電池の技術動向、国内のデマンドレスポンスに関する実証動向についてとりまとめた。

### 3.2.1 蓄電池の技術動向

#### (1) 技術概要

低炭素化への動きとして、再生可能エネルギー拡大や分散型電源化を進める中で、蓄電池による電力需給の負荷平準化やスマートグリッド社会実現への貢献が期待されている。表 3-4 に示すエネルギー・電力貯蔵技術の中でも、蓄電池は高い応答性を持ち、携帯機器のバッテリーのような民生用から電力負荷平準化を目的とした系統用まで、複数の用途に利用されている。

表 3-4 エネルギー・電力貯蔵技術の分類

種類	貯蔵方法	特徴	主な用途	課題
蓄電池 (二次電池)	化学エネルギー	連続的・比較的速い応答 (分オーダー)	携帯機器、車両 負荷標準化	コスト・耐久性 大容量化
フライホイール	運動エネルギー	瞬低対策 (秒～分オーダー)	電車の回生 電力安定化	耐久性
キャパシタ	物理(吸着) エネルギー	速い応答 (秒オーダー)	瞬低対策 風力安定化	耐久性・コスト
揚水発電	位置エネルギー	大容量・連続的 (時間オーダー)	負荷標準化	系統連系 立地が課題
超伝導電力貯蔵 (SMES)	磁気エネルギー	瞬低 (ミリ秒オーダー)	瞬低対策	冷凍機が必要 線材の高温化
圧縮空気エネルギー貯蔵 (CAES)	圧縮エネルギー	大容量・連続 (時間オーダー)	負荷標準化	立地 火力発電に併設
水素	化学エネルギー	電気分解等で製造、燃料電池・火力で発電	FC自動車 コジェネ	水素の輸送・貯蔵・ 効率

出所) 「電力貯蔵の技術開発動向」<sup>2</sup>より作成

<sup>2</sup> 第9回地球温暖化対策シンポジウム、池谷知彦(2015年) (<http://www.global-kansai.or.jp/topics/img/H27.2.19-ikeya.pdf>)



蓄電池の分類について表 3-5 に整理した。蓄電池以外にも、比較することを目的としてキャパシタおよびフライホイールについても同様に整理している。また、表 3-6 には蓄電池の主要用途を整理した。

蓄電池の用途としては主に定置用と車載用に分類している。携帯電話等の電子機器に仕様する民生用途は電力系統への影響が小さいため、本調査の対象から除外している。定置用では、変電所や発電所に併設される「系統用」、ピークカットや非常時利用を目的に、工場や病院に設置される「需要家向け（業務用）」、PV 発電電力の自家消費等を目的に家庭に設置される「需要家向け（家庭用）」に分類している。

リチウムイオン電池は、システム価格（円/kWh）は高額だが、エネルギー密度と充放電効率が高く、長寿命であることから、系統用や車載用まで広く用いられている。

NAS 電池やレドックスフロー電池は、大規模なシステムが要求される系統用や需要家（業務向け）用途で、比較的容量あたりのシステム価格が安いために使用されている。これらの蓄電池は小型化が困難な点に課題があるため、家庭用や車載用では使用されていない。

鉛蓄電池は、車載用や非常時用の蓄電池として普及してきたが、寿命が短く、充放電効率があまり良くないため、自動車の起動用を除いてリチウムイオン電池への代替が進んでいる。

また、ニッケル水素電池は、車載用や定置用で使用されているが、リチウムイオン電池と比較してエネルギー密度が低く、寿命が短いため、価格面での優位性ほど普及は進んでいない。

表 3-5 蓄電池の分類

種類	エネルギー密度 <sup>注1</sup>	充放電効率	寿命 <sup>注2</sup> (サイクル寿命)	最大蓄電池容量	時間率	容量あたりシステム価格	主要用途	メリット	デメリット
リチウムイオン電池	200Wh/L	80~90%	~20年 (~10,000回)	~数MWh	0.5-4	15~25万円/kWh	系統用 需要家用 車載用 (EV)	高充放電率 エネルギー密度大	高コスト 安全性
鉛蓄電池	84Wh/L	75~80%	5~15年 (600~4,500回)	~数MWh	1-10	5~15万円/kWh	系統用 (長周期) 需要家用 (非常時) 車載用	安価 大容量	エネルギー密度小 サイクル寿命短
ニッケル水素電池	60Wh/L	75~85%	5~7年 (2,000回)	~数百kWh	0.5-3	10~15万円/kWh	車載用 (HV)	高充放電率	サイクル寿命短 エネルギー密度小
NAS 電池	160Wh/L	75~80%	15年 (4,500回)	~数百MWh	6-7	3~5万円/kWh	系統用 需要家用 (工場等)	安価 大容量 長寿命	昇温電力必要
レドックスフロー電池	10Wh/L	70~75%	20年	~数MWh	1-10	6~7万円/kWh	系統用 (長周期) 需要家用 (工場等)	安価 長寿命	エネルギー密度小
キャパシタ	数十 Wh/L	90~95%	10年 (100,000回)	~数百kWh	-	2~12万円/kW	系統用 需要家用 (UPS) 車載用 (回生)	高出力 安全性	高コスト
フライホイール	200Wh/L	90~95%	15年 (200,000回)	~数百kWh	-	4~5万円/kW	系統用 (短周期) 需要家用 (UPS)	高出力 エネルギー密度大	高コスト

注1: システムではなく、モジュールでの値 注2: 寿命は温度などの設置環境に左右される

出所) 企業ヒアリング、各種公開資料に基づき三菱総研作成

表 3-6 蓄電池の主要用途分類

分類		蓄電池の種類	用途
定置用	系統用	<ul style="list-style-type: none"> <li>● NAS 電池</li> <li>● レドックスフロー電池</li> <li>● リチウムイオン電池</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 配電網より上流に設置されており、ピークシフトや再エネ出力安定化等、長周期対策に使用</li> <li>- 米国等アンシラリー・サービス市場向けには大規模・高出力な系統用蓄電システムを設置</li> </ul>
	需要家向け (業務用)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● NAS 電池</li> <li>● レドックスフロー電池</li> <li>● リチウムイオン電池</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 工場や病院、オフィスビルなどに、ピークカットや非常時利用を目的に設置</li> <li>- 非常用電源を除き、kW 値が重視される</li> </ul>
	需要家向け (家庭用)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● リチウムイオン電池</li> <li>● 鉛蓄電池</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 昼夜間値差利用や PV 電力の自家消費量増加を目的として設置</li> <li>- 10kWh 未満の蓄電システムが一般的</li> </ul>
車載用		<ul style="list-style-type: none"> <li>● リチウムイオン電池</li> <li>● ニッケル水素電池</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- EV や PHEV、HEV に使用</li> <li>- 数年車載用として使用された蓄電池を複数組み合わせるにより、系統用/業務用蓄電池として再利用する事例あり</li> </ul>

## (2) 蓄電池の用途

### 1) 日本

我が国における大型定置用蓄電池の導入は、風力発電やメガソーラーといった再生可能エネルギーの出力平準化を目的とした実証事業が中心である。表 3-7 に日本国内で実施されている定置用蓄電池の実証事業を整理した。

北海道では、経済産業省「大型蓄電システム緊急実証事業」において、住友電気工業製のレドックスフロー電池（出力 15MW、容量 60MWh）を 275kV 基幹系統の南早来変電所に設置した。変電所へ接続されている複数の再生可能エネルギー発電機の出力変動に対する、調整力としての性能実証および最適な制御技術を開発することを目的としており、短周期対策に加えて、長周期での変動対策や余剰電力抑制の運用が行われた（図 3-1）。

中国電力では、環境省「離島の再生可能エネルギー導入促進のための蓄電池実証事業」において、隠岐諸島の西ノ島変電所に蓄電池を併設し、離島での蓄電池導入による再生可能エネルギー導入量拡大への効果を検証している。短周期対策用のリチウムイオン電池と長周期対策用の NAS 電池を用途に分けて活用することで、蓄電池の設置費用を抑えている（図 3-2）。

表 3-7 日本における系統用蓄電池の実証事業

実証事例	所管省庁	実施主体	蓄電池	実証概要	実証期間
南早来変電所 大型蓄電システム実証事業	経済産業省	北海道電力 住友電気工業	レドックスフロー電池 (15MW/60MWh)	風力/太陽光発電の出力状況を把握、系統周波数維持を担ってきた既存電源と協調した蓄電池制御システムを開発	2013-2018
西ノ島変電所 隠岐諸島におけるハイブリッド蓄電池システム実証事業	環境省	中国電力	NAS 電池 (4,200kW/25,200kWh) リチウムイオン電池 (2,000kW/700kWh)	再生可能エネルギーの導入拡大を目的に、蓄電池の効率的な充放電管理・制御手法関連技術を実証	2014-2018
西仙台変電所 周波数変動対策蓄電池システム実証事業	経済産業省	東北電力	リチウムイオン電池 (2 万 kW (短時間出力 4 万 kW) /2 万 kWh)	系統への蓄電池設置による周波数調整力の効果検証、並びに、蓄電池システムの最適な制御・管理技術を開発	2013-2017
伊豆大島 安全・低コスト大規模ハイブリッド型蓄電システム技術開発	NEDO	日立製作所 新神戸電機	鉛蓄電池 リチウムイオンキャパシタ (ハイブリッド: 1.5MW)	電力系統に大規模蓄電システムを接続し、短周期変動抑制やピークシフト等の機能やシステム寿命等の有効性検証	2011-2016
離島における再生可能エネルギー導入拡大に向けた蓄電池制御実証事業	環境省	九州電力	リチウムイオン電池 (3 島合計: 8,500kW)	離島の需要規模や系統構成、再生可能エネルギー設置状況等に応じた、効果的な蓄電池制御手法と蓄電池容量等を検証	2013-2016
豊前蓄電池変電所 大容量蓄電システム需給バランス改善実証事業	経済産業省	九州電力	NAS 電池 (5 万 kW/30 万 kWh)	太陽光発電の出力に応じた蓄電池充放電による需給バランス改善、および大容量蓄電システムの運用方法を実証	2015-2016
南相馬変電所 大容量蓄電システム需給バランス改善実証事業	経済産業省	東北電力	リチウムイオン電池 (4 万 kW/4 万 kWh)	電力系統に蓄電池を設置し、需給バランス改善による再生可能エネルギー受入可能量の拡大可能性等の実証	2015

出所) 各種公開資料

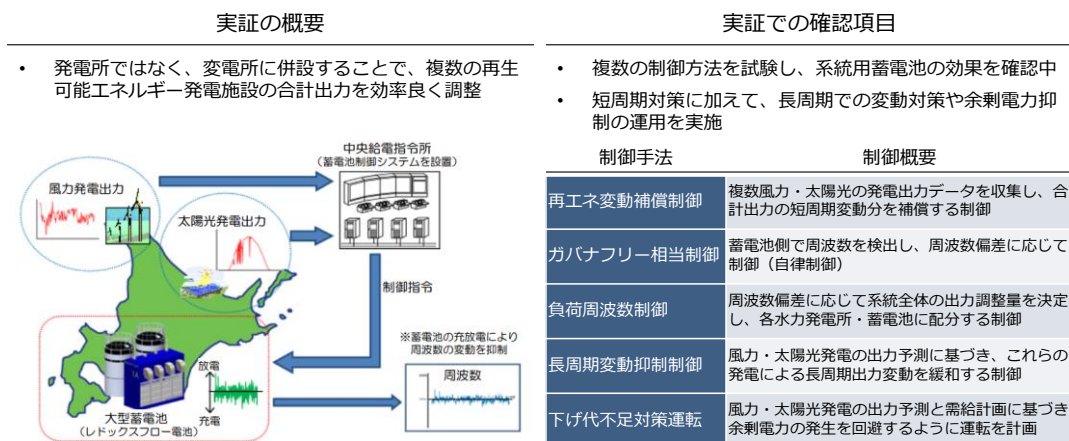


図 3-1 北海道 南早来変電所の実証事業概要

出所) 北海道電力・住友電気工業, 「南早来変電所 大型蓄電システム実証事業について」, 2016 年より作成

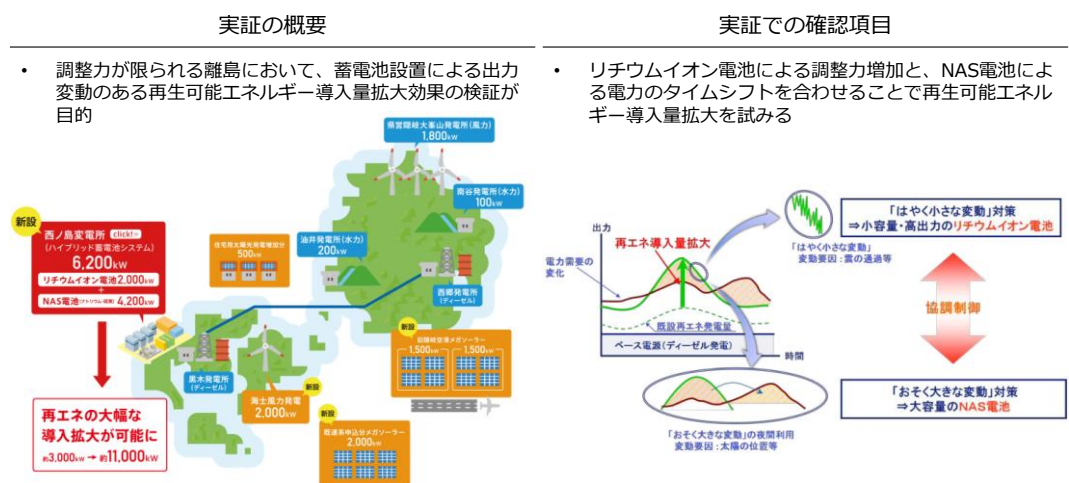


図 3-2 島根県 西ノ島変電所の実証事業概要

出所) 中国電力ウェブサイト, <http://www.energia.co.jp/okihybrid/project/index.html> より 作成

## 2) 米国

米国ではピーク電力需要の増加や送配電施設の老朽化が進んでいるが、環境面での課題から火力発電施設の新規建設が困難なため、代替手段として定置用蓄電池への期待が高まっている。実際、カリフォルニア州では定置用蓄電池の設置を電力会社に義務付けており、蓄電池のさらなる導入を促している。

Rocky Mountain Institute (RMI) では、NREL<sup>3</sup>や EPRI<sup>4</sup>が推計した、定置用蓄電池の価値を

<sup>3</sup> 米国立再生可能エネルギー研究所 (National Renewable Energy Laboratory, <http://www.nrel.gov/>)

<sup>4</sup> 米電力研究所 (Electric Power Research Institute, <http://www.epri.com/>)

用途別に整理して、米国での定置用蓄電池のサービス価値をまとめている（図 3-3）。用途に対して価格にばらつきがみられるが、これは各機関での推計方法や、対象としている電力取引市場といった前提条件が異なるためである。

米国市場においては、定置用蓄電池による送配電設備の投資回避効果が高く、その価値は年間 500-900USD/kW と推計されている。また、米国内には既に電圧調整や周波数調整等のアンシラリー・サービス市場が形成されており、定置用蓄電池活用により、年間あたり約 200USD/kW の価値を見込んでいる。

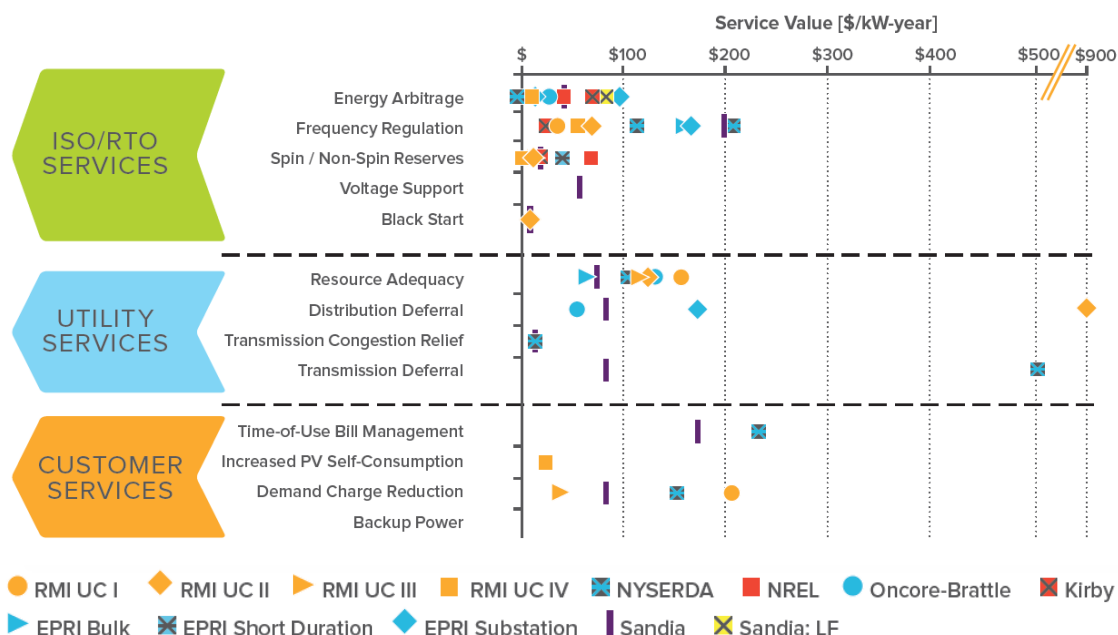


図 3-3 米国における定置用蓄電池の提供価値（USD/kW）

出所) Rocky Mountain Institute, “The Economics of Battery Energy Storage: How Multi-use, Customer-sited Batters Deliver the Most Services and Value to Customers and the Grid”, 2015 年

American Electric Power<sup>5</sup>では、ピーク電力需要の増加に対応するためにメガワット級のNAS電池を変圧器に併設した。ピーク時の電力需要増加には、変圧器といった送配電設備の増設が必要になるが、建設費用が高く、製品発注から設置までに期間を要するため、3年間はNAS電池を代替手段として利用し、ピーク時の負荷低減および温度上昇の抑制を行った。ピーク時の負荷平準化に加えて、NAS電池に充電した電力を電力取引市場で販売することにより、エネルギー費用削減効果として夏季3ヶ月で約24,000USDの利益を獲得している（図 3-4）。

<sup>5</sup> American Electric Power は米国で最大手の一角を占める電力会社で、米国最大の送電網を保有している。11の州に及ぶ530万世帯以上の顧客に電力を供給している。

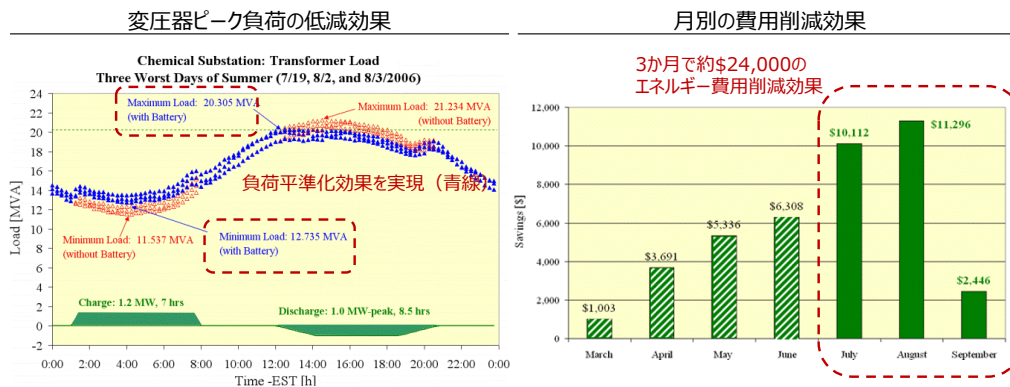


図 3-4 送配電設備への NAS 電池設置効果

出所) AEP, “NAS Battery Performance at Charleston, WV”, 2006 年

([http://www.sandia.gov/ess/docs/pr\\_conferences/2006/nourai.pdf](http://www.sandia.gov/ess/docs/pr_conferences/2006/nourai.pdf)) より作成

米国の PJM<sup>6</sup>管内では、2011 年より周波数制御へ貢献する機器にインセンティブが与えられており、蓄電池を活用したアンシラリー・サービス事業が実施されている。電力供給事業者である AES は、自社が運営しているウインドファームにリチウムイオン電池を併設し、風力発電施設の出力変動抑制に加えて、PJM へ蓄電池の周波数調整能力を提供している。AES Laurel Mountain のプロジェクトでは、周波数調整力としての蓄電池の利用可能性を実証し、PJM から発進される高速応答シグナルに反応する系統用電力貯蔵としての蓄電池の将来性を証明している (図 3-5)。

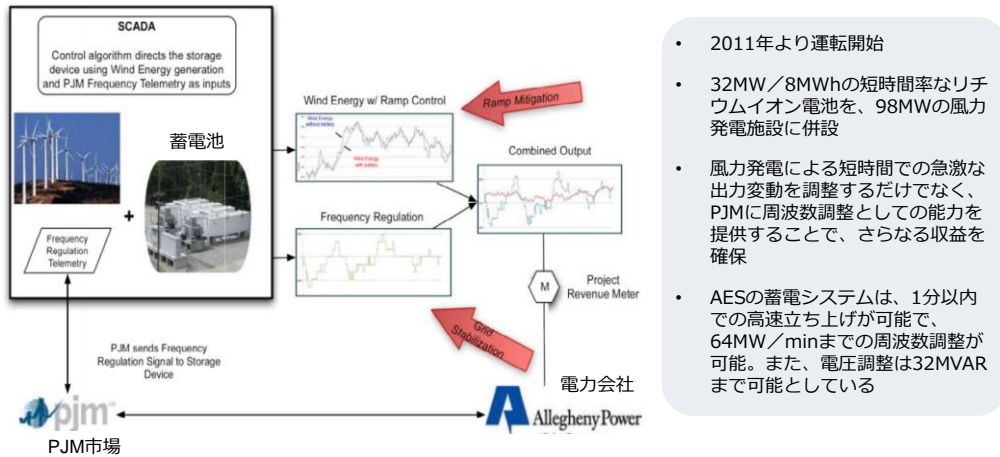


図 3-5 AES Laurel Mountain 概要

出所) AES, Laurel Mountain Overview, 2012 年

([http://www.wvcommerce.org/App\\_Media/assets/doc/energy/WWG/2012/AES-LM-Overview2012.pdf](http://www.wvcommerce.org/App_Media/assets/doc/energy/WWG/2012/AES-LM-Overview2012.pdf)) より作成

<sup>6</sup> PJM は Pennsylvania-New Jersey-Maryland の略で、ペンシルベニア州を中心に米国中東部の 13 州およびワシントン DC 地域にまたがって、電力市場を運営する独立系統運用者 (ISO) および地域送電機関 (RTO) として機能している。

米 Stem では蓄電池を利用したサービスを提供している。Stem が開発したエネルギーマネジメントシステムにより、商業ビルや学校等の対象施設の電力需要を予測し、電力需要のピーク発生が予想された際に蓄電池から放電することにより、ピークカットとそれに伴う基本料金（Demand Charge）の削減を行う。

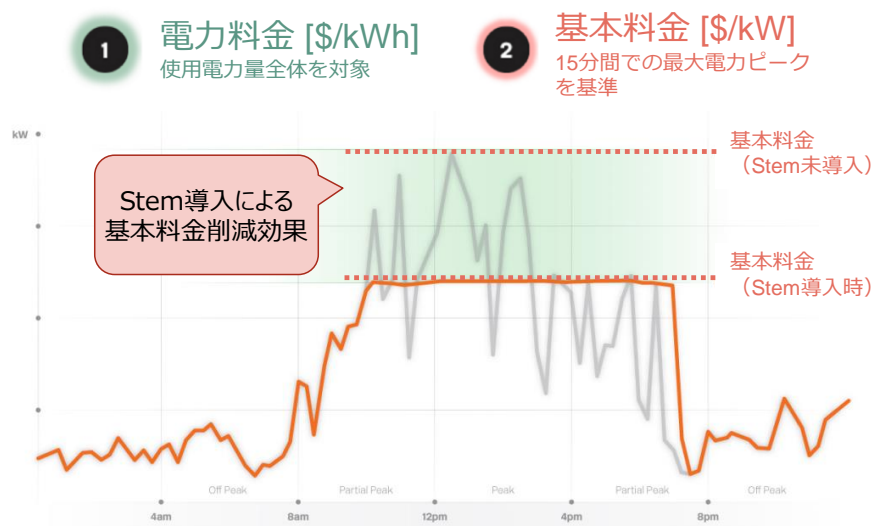


図 3-6 Stem 導入による基本料金削減

出所) Stem, “Behind-the-meter storage“, 2013 年 (<http://svlg.org/wp-content/uploads/2013/11/Stem-SVLG-11-21.pdf>) より作成

### (3) 蓄電池の価格動向

#### 1) 日本

2016 年 9 月、経済産業省が開設したエネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会において、2020 年度に向けて家庭用蓄電池で 9 万円/kWh、産業用蓄電池で 15 万円/kWh を定置用蓄電池の目標価格とすることが発表された（図 3-7）。

策定された目標価格は、蓄電池を導入することで設置者が受け取る収益を考慮している。家庭用では PV との併用による自家消費拡大効果、産業用ではピークカットによる契約電力削減効果が考慮されており、蓄電池を設置した場合に、初期設置費用が回収できることを前提に目標価格が設定されている。目標価格はシステム全体の価格で、工事費（もしくは設置費）は含まれていない。

また、NEDO が 2013 年に公表した二次電池技術開発ロードマップでは、系統用蓄電池の目標価格として、2020 年頃に長周期変動対策が 2.3 万円/kWh、短周期変動対策が 8.5 万円/kWh とすることが記載されている。



#### エネルギー革新戦略（2016年4月公表）

- ✓ 今後導入拡大が期待される定置用蓄電池については、車載用蓄電池の市場拡大・技術革新の進展も踏まえて2016年夏までに目標価格を設定するとともに、価格低減・導入拡大に向けた対応策をまとめ、2017年度にその実施に向けて取り組む。



#### 第4回エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会（2016年9月14日開催）

- ✓ 家庭用では2015年度実績である約22万円/kWhから**2020年度9万円/kWh以下**を目指す。
  - ・ 住宅用太陽光の余剰買取期間を終了した需要家が、太陽光電気の蓄電による自家消費の拡大及び系統電気の買電抑制により、15年程度で投資回収できる蓄電システム価格
- ✓ 産業用では2015年度実績である約36万円/kWhから**2020年度15万円/kWh以下**を目指す。
  - ・ ピークカットによる契約電力削減により、7年程度で投資回収できる蓄電システム価格

図 3-7 日本における定置用蓄電池の目標価格

出所) 経済産業省, 「エネルギー革新戦略」, 2016年

(<http://www.meti.go.jp/press/2016/04/20160419002/20160419002-2.pdf>)、

経済産業省 エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会（第4回）, 「資料 9-2 定置用蓄電池の目標価格設定」, 2016,

([http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy\\_environment/energy\\_resource/pdf/004\\_09\\_02.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/energy_resource/pdf/004_09_02.pdf)) より作成

## 2) 米国

米国では、カリフォルニア州を始め定置用蓄電池の目標導入量が定められているが、目標価格は設定されていない。しかしながら、EV や PHEV の車載用蓄電池モジュールでは米国エネルギー省（Department of Energy, DOE）が目標価格として、2022年に125USD/kWhとすることを発表している（図 3-8）。車載用は定置用に流用することが出来るため、車載用電池セルの価格低減により、定置用蓄電池の価格が低減することが期待される。EV を製造している Tesla では、家庭用リチウムイオン電池「PowerWall」を販売しており、14kWh の蓄電システムが1台あたり87.3万円（約6.2万円/kWh）で販売され、定置用蓄電池を低価格で提供している<sup>7</sup>。

<sup>7</sup> 本体価格は69.6万円で、設置費用やハードウェアの費用が17.7万円から提供される。日本では、2017年より設置が開始される予定となっている。（<https://www.tesla.com/jp/powerwall>）

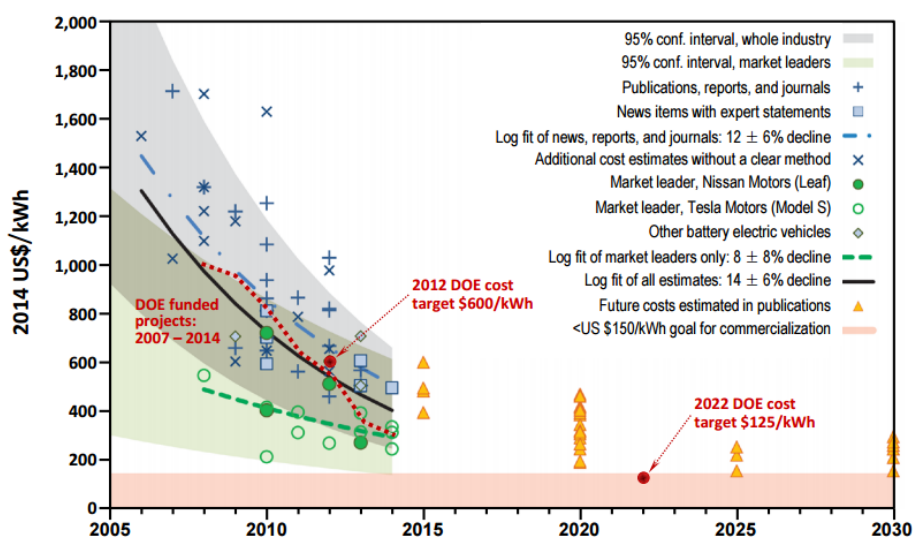


図 3-8 米国における蓄電池モジュールの目標価格

出所) DOE Vehicle Technologies Office, Overview of the DOE Advanced Battery R&D Program, 2015 年  
[https://energy.gov/sites/prod/files/2015/06/f23/es000\\_faguy\\_2015\\_o.pdf](https://energy.gov/sites/prod/files/2015/06/f23/es000_faguy_2015_o.pdf)

#### (4) 蓄電池の技術開発状況

車載用蓄電池を主な対象として、リチウムイオン電池以上の出力密度、エネルギー密度を有する次世代電池の技術開発が世界的に進められている。ここでは、現状の 80~200Wh/kg 以上のエネルギー密度を目標に技術開発が実施されている日本と米国での取り組みを紹介する。

##### 1) 日本

NEDO 二次電池技術開発ロードマップ 2013 では、系統用蓄電池の目標価格に加えて、蓄電池の課題が整理された。リチウムイオン電池の場合には、コスト低減や安全性向上、温度特性改善、過充電耐性付与、リサイクル技術確立が課題として挙げられており、これらの課題に取り組む研究開発が実施されることが期待される。

2009 年度から 2015 年度にわたり、NEDO では「革新型蓄電池先端科学基礎研究事業 (RISING 事業)」を実施し、京都大学と産業技術総合研究所を中心に、大学や研究機関、自動車メーカー、電池メーカーの研究者が集まり、エネルギー密度 500Wh/kg の蓄電池開発に取り組んだ。亜鉛空気、ナノ界面、硫化物の 3 タイプの革新型蓄電池において、研究レベルでエネルギー密度 300Wh/kg を達成している。

2016 年度からは、RISING 事業の成果をうけて「革新型蓄電池実用化促進基盤技術開発 (RISING2)」が開始され、車載用を対象として 2030 年でのエネルギー密度 500Wh/kg の蓄電池を実用化することを目標に、ポストリチウムイオン電池の研究開発が進められている (図 3-9)。

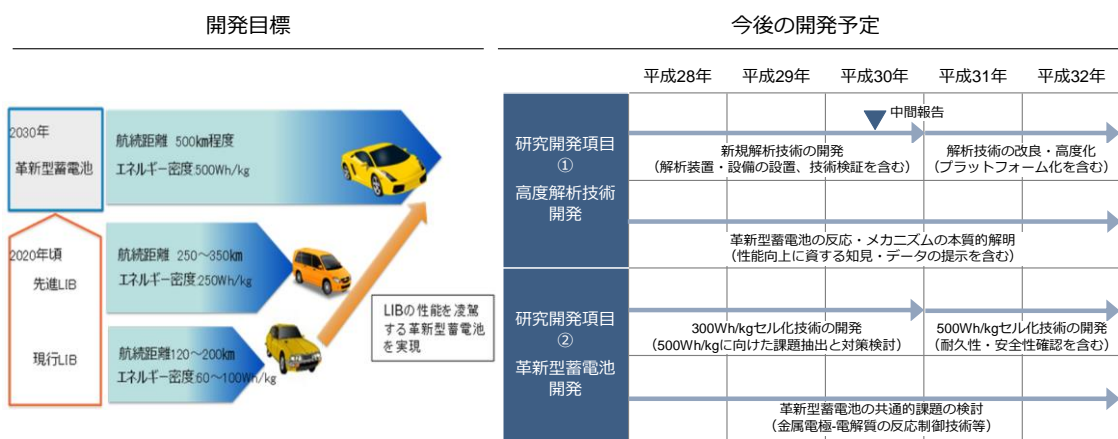


図 3-9 革新型蓄電池実用化促進基盤技術開発の概要

出所) NEDO, 「革新型蓄電池実用化促進基盤技術開発」  
[http://www.nedo.go.jp/activities/ZZJP\\_100121.html](http://www.nedo.go.jp/activities/ZZJP_100121.html)

## 2) 米国

米国でも日本と同様に車載用蓄電池が技術開発のターゲットとなっており、DOE 主導の下、2022 年に電池セルベースで 350Wh/kg の蓄電池実現を目標に技術開発が進められている(図 3-10)。また、DOE 傘下で研究開発プログラムを所掌しているエネルギー高等研究計画局 (Advanced Research Projects Agency-Energy, ARPA-E) では、ポストリチウムイオン電池を開発する「Batteries for Electrical Energy Storage in Transportation」や、再生可能エネルギーによる発電電力を貯蔵することを目的に、リチウムイオン電池以外のフライホイールやフロー電池を開発する「Grid-Scale Rampable Intermittent Dispatchable Storage」を実施している。

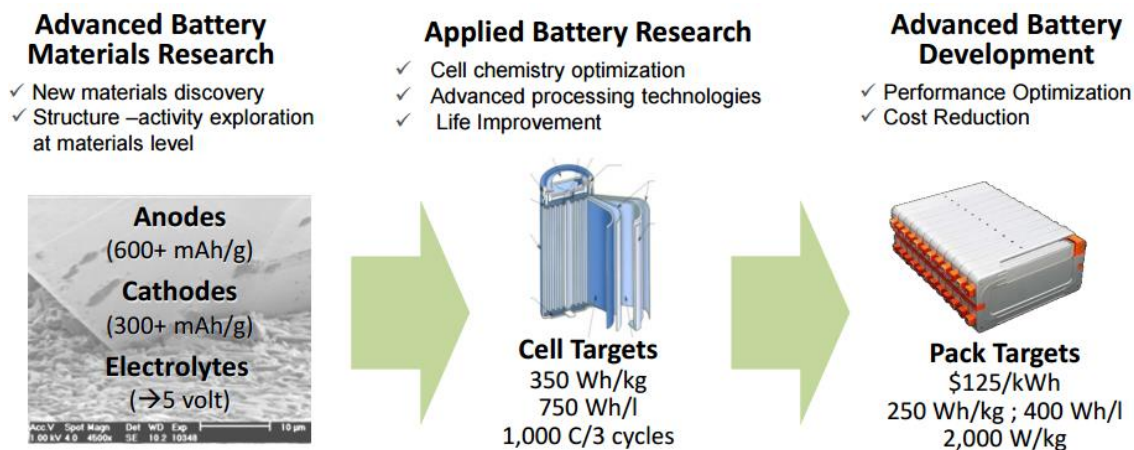


図 3-10 DOE の車載用蓄電池開発目標

出所) DOE Vehicle Technologies Office, “Overview of the DOE Advanced Battery R&D Program”, 2015 年  
[https://energy.gov/sites/prod/files/2015/06/f23/es000\\_faguy\\_2015\\_o.pdf](https://energy.gov/sites/prod/files/2015/06/f23/es000_faguy_2015_o.pdf)

### 3.2.2 国内におけるデマンドレスポンスの実証動向

我が国では、ネガワット取引やこれを含めたエネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスの検討の枠組みの中でデマンドレスポンスに活用に関する検討が進められている。これらは関係省庁の審議会を通じて検討されている。また、経済産業省主導でこれらの検討と関連して、バーチャルパワープラント（VPP；仮想発電所）に関する実証も進められている。以下に関連テーマに関する議論の動向を整理する。

#### (1) ビジネスモデル・サービスに係る議論の動向

経済産業省では、2016年1月よりエネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会を開設し、関連の検討を進めている。議論の内容は通信技術から制度面の取組みまで、当該ビジネスに関わる多岐に渡る要素を対象とする。

同検討会ではその議題の1つに「アグリゲーションビジネスの意義や課題の共有」を掲げている。エネルギー・リソース・アグリゲーションの対象範囲として、需要家等の創エネルギー機器・設備、蓄エネルギー機器・設備、負荷機器・設備を挙げられる。これらを遠隔操作等することにより得られるネガワット・需要創出・ポジワットをアグリゲートすることで表3-8のようなサービスが創出されると考えられている。

表 3-8 エネルギー・リソース・アグリゲーションに基づくサービス

便益の受け手	便益内容		概要
送配電事業者	系統安定化	周波数調整	需要家側の分散電源発電、蓄電池充放電、負荷制御・需要抑制量等を集め、送配電事業者に対してリアルタイム市場(2020年創設)等を通じ、各種サービスを提供。
		需給バランス	
その他(配電網の電圧調整等)			
	投資最適化		蓄電池等の活用により、系統・変電所等の更新・増強を回避
小売事業者	電力調達 インバランス回避		リソースアグリゲーター(小売事業者含)が、調達した電力量/ネガワットを市場(スポット市場、1時間前市場(2017.4~)) 経由あるいは相対取引にて供給。
需要家	電力料金削減		<ul style="list-style-type: none"> <li>契約電力削減(ピークカット)</li> <li>電力購入タイミングおよび電力購入量を最適化(エネマネ、利用時間シフト、省エネ)</li> </ul>
	設備の最適利用による収益化		供給余力のある需要家の分散電源、蓄電池を活用し、電力量/ネガワットを販売
	BCP		災害時においても、分散電源や蓄電池からの電力を活用
	DR参加インセンティブ		需要家がDRに参加する場合、インセンティブを提供
再エネ発電事業者	出力抑制回避		出力抑制が発動する場合に、蓄電池等により需要創出することで、再エネ発電を最大限活用。

出所) エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会(第1回)<sup>8</sup>

<sup>8</sup> [http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy\\_environment/energy\\_resource/pdf/001\\_04\\_00.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/energy_resource/pdf/001_04_00.pdf)

## (2) 制度設計に関する議論の動向

### 1) ネガワット取引に関する動向

我が国におけるデマンドレスポンス市場に関する検討は、ネガワット（下げDR）の取引市場に関する検討の枠組みの中で進められている。

ネガワット取引では、小売電気事業者等と需要家との間に専門の第三者（ネガワット事業者）が介在することにより、家庭も含めた多様な需要家を対象として、幅広い小売電気事業者等が節電による電力削減分を取引することが可能になる。

現在、「総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力基本政策小委員会」、「電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合」、において、ネガワット取引市場に関する制度設計が進められている。また、先述の「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会」でもその議題の1つに「ネガワット取引活性化に向けた取引ルール等の策定」を掲げ、議論を進めている。2016年7月1日には電力基本政策小委員会における中間とりまとめが公表されとともに、2016年9月1日には「ネガワット取引に関するガイドライン」の改訂版が公表されている。2017年4月には電気事業法の改正に基づき、市場の運用が開始される予定である。これらの検討の進捗状況を整理すると、表3-9のとおりである。

表 3-9 ネガワット取引に関する検討と進捗

主要項目	必要なルールの整備
①改正法施行日（運用開始時期）	赤字
②制度の対象となるネガワット取引	省令、託送供給等約款
③卸電力取引所の活用	JEPX業務規程
④ネガワット事業者に求める規律	省令、託送供給等約款、送配電等業務指針
⑤ベースラインの設定	ネガワット取引に関するガイドライン(指針)
⑥インバランス精算の責任所在	託送供給等約款
⑦ネガワット調整金	ネガワット取引に関するガイドライン(指針)
⑧ネガワット事業者への情報提供	送配電等業務指針等
⑨ネガワット契約の重複	託送供給等約款

□ : 電力基本政策小委員会  
□ : 制度設計専門会合  
□ : E R A B検討会

主に取り扱った委員会

\*赤字は既に整備したものを指す

※電気事業法等の一部を改正する等の法律の一部の施行期日を定める政令  
<http://www.meti.go.jp/press/2016/05/20160524001/20160524001.html>

出所) 電力基本政策小委員会（第7回）<sup>9</sup>

### 2) 調整力市場に関する動向

我が国では一般送配電事業者が調整力の確保の役割を担っている。来年度以降の調整力については2016年10月より公募が実施されており、容量価格の低い電源から調整力とし

<sup>9</sup> [http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denryoku\\_gas/kihonseisaku/pdf/007\\_05\\_01.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denryoku_gas/kihonseisaku/pdf/007_05_01.pdf)

て確保されることとなる。「電力システム改革貫徹のための政策小委員会」の中間取りまとめによれば、今後は公募結果等を踏まえつつ、需給調整市場（リアルタイム市場）の詳細設計をがなされ、一般送配電事業者が調整力を市場で調達・取引できる環境が整備される見通しである<sup>10</sup>。

### 3) 容量メカニズムに関する動向

我が国においても、欧米諸国と同様に変動電源である太陽光発電、風力発電の普及拡大に伴い、調整電源の必要性が高まっている。他方、電力システム改革による卸取引市場の拡大にともない、新設電源の投資回収の予見性が低下する現状にある。このため、必要とされる予備力、調整力をための電源設備の新設、維持に向けた投資が困難になることが見込まれる。

こうした状況を踏まえ、発電能力の容量に応じて、電源設備が稼働していない期間（kWh=0の期間）でも一定の収入を得られる仕組み（容量メカニズム：図 3-11）を導入する議論が進められている。特に容量メカニズムに関する論点は経済産業省により 2016 年 9 月に開設された「電力システム改革貫徹のための政策小委員会」における重要論点の 1 つとして挙げられており、今後制度設計に向けた本格的な議論がなされることが見込まれる。

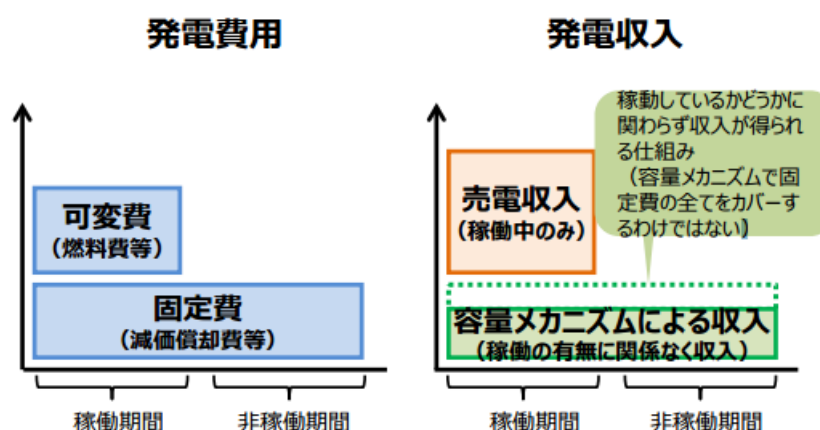


図 3-11 容量メカニズムにおける費用回収イメージ

出所) 電力システム改革貫徹のための政策小委員会（第 1 回）<sup>11</sup>（経済産業省）

### (3) 技術に関する議論の動向

#### 1) VPP に関する動向

エネルギー・リソース・アグリゲーションに関連して、VPP の技術実証も進められている。VPP では、分散設置されたエネルギーリソース（発電設備、蓄電設備、需要設備）を ICT

<sup>10</sup> [http://www.meti.go.jp/report/whitepaper/data/pdf/20170209002\\_01.pdf](http://www.meti.go.jp/report/whitepaper/data/pdf/20170209002_01.pdf)

<sup>11</sup> [http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku\\_system\\_kaikaku/pdf/01\\_06\\_00.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_system_kaikaku/pdf/01_06_00.pdf)

技術の活用により統合制御し、あたかも1つの発電所のように運営することが目指されている。

日本では具体的な取組みとして、経済産業省により「バーチャルパワープラント構築実証事業」が2016年～2020年の5年事業として推進されており、50MW以上の仮想発電所の制御技術の確立に向け、更なる再生可能エネルギー導入拡大や省エネルギー・負荷平準化等を進めている。本実証プロジェクトでは、「バーチャルパワープラント構築事業（A事業）」に係る間接補助事業者について平成28年5月19日から公募を行い、の7件（テーマ）を採択している。また、各実証事業の内容を整理すると表3-11のとおりである。

複数のプロジェクトにおいて、家庭の蓄電池や空調・給湯機器が利活用の対象に含まれている。これらの機器設備は通信技術、IT技術に基づき一定の制御を受け、これにより電力需給バランスの調整に役立てられることが想定されている。

表 3-10 バーチャルパワープラント構築事業（A事業） 採択テーマ

実証事業名	参画企業
関西 VPP プロジェクト	関西電力株式会社/富士電機株式会社/株式会社 GS ユアサ/住友電気工業株式会社/日本ユニシス株式会社/株式会社 NTT スマイルエナジー/株式会社エネゲート/エリーパワー株式会社/株式会社大林組/一般財団法人関西電気保安協会/株式会社ダイヘン/Nature Japan 株式会社/三菱商事株式会社/株式会社三社電機製作所
スマートレジリエンス・バーチャルパワープラント構築事業	東京電力エナジーパートナー株式会社 /横浜市 /I B J L 東芝リース株式会社
蓄熱槽を含む多彩なエネルギーリソースを活用したバーチャルパワープラントの構築	アズビル株式会社/東京電力エナジーパートナー株式会社/株式会社三菱地所設計/明治安田生命保険相互会社/日本工営株式会社
バーチャルパワープラント構築を通じたリソースアグリゲーションビジネス実証事業	日本電気株式会社/株式会社グローバルエンジニアリン/ 積水化学工業株式会社/東京電力ホールディングス株式会社/東京電力パワーグリッド株式会社/東京電力エナジーパートナー株式会社/株式会社東光高岳/三井物産株式会社/ONE エネルギー株式会社
IOT とビッグデータを活用した先駆的 VPP 実証事業	株式会社エナリス/KDDI 株式会社/京セラ株式会社/日産自動車株式会社/フォーアールエナジー株式会社/エコ・パワー株式会社
壱岐島における再エネ出力制御回避アグリゲーション実証事業	SB エナジー株式会社
コンビニエンスストアにおける需要家側 VPP システム構築実証事業	株式会社ローソン/慶応義塾大学 SFC 研究所

出所) 経済産業省資料より作成

表 3-11 採択テーマの概要

No	プロジェクト名	カテゴリー	目的	容量・台数	関連機器 ※アグリゲートシステム	期間	地域
1	関西 VPP プロジェクト	システム	電力系統に点在する機器を IoT(モノのインターネット) 化して一括制御することにより、各設備から捻出できる需給調整力を有効活用し、あたかも 1 つの発電所 (仮想発電所) のように機能させる仕組みの構築	-	HEMS、BEMS、FEMS、空調、給湯(家庭用 HP)、EV/PHV、蓄電池、PV(屋根上)	2016 ～ 2020	関西電力管内
2	スマートレジリエンス・バーチャルパワープラント構築事業	バッテリー	蓄電池設備の遠隔操作で、充放電を統合的に制御する実証により、平常時と非常時の機能や事業性・有効性の評価	蓄電池 10kWh(1 台×18 校)	※蓄電池群制御システム	2016 ～ 2018	横浜市
3	蓄熱槽を含む多彩なエネルギーリソースを活用したバーチャルパワープラントの構築	システム	高度なエネルギーマネジメント技術により、需要家側のエネルギーリソースを統合的に制御することで、バーチャルパワープラントの構築	・蓄熱槽空調システムの DR ポテンシャル：ネガワット対応で 1,000MW×3h、ポジワット対応で 753MW×8h ・複数建物 DR：500 棟の業務用ビル(計 45,000kW)	蓄熱槽、PV、蓄電池・コージェネ・PV・冷凍機・空調 (BEMS で遠隔制御) ※複数建物では VEN/VTN で DR	2016 ～ 2020	-
4	バーチャルパワープラント構築を通じたリソースアグリゲーション(RA)ビジネス実証事業	システム	分散するエネルギーリソースをネットワークで接続することによる、状態把握、最適制御の実現	2020 年までに 50MW 以上の VPP 構築	PV、蓄電池、ヒートポンプ給湯器 ※蓄電池群制御システムで同期制御、仮想統合制御ソフトウェアで充放電分配	2016 ～ 2018	-
5	IoT とビッグデータを活用した先駆的 VPP 実証事業	システム	需要家側の創エネ・蓄エネ・省エネの取組みによって生じるエネルギーリソースを統合的に制御し、一つの発電所のように機能させる「バーチャルパワープラント」の構築と技術開発、関連するビジネスモデルの確立	2020 年までに 50MW 以上の VPP 構築	PV(家庭用)、蓄電池、HEMS、EV、車載用蓄電池、風力発電 ※群制御システム	2016 ～ 2020	・高圧需要家：東京，中部，関西 ・低圧需要家：東京，中部，九州
6	壱岐島における再エネ出力制御回避アグリゲーション実証事業	バッテリー	蓄電池を活用した電力需給調整	壱岐ソーラーパーク (出力規模 1,960kW) の出力抑制分が対象	定置型蓄電設備、EV、家庭用蓄電池	2016 ～ 2017	長崎県(壱岐島)
7	コンビニエンスストアにおける需要家側 VPP システム構築実証事業	システム	IoT 化された機器による制御・節電を通じた電力リソース創出の実証	蓄電池 5.6kWh	PV、蓄電池、冷凍冷蔵機、要冷ケース、LED 照明、空調、換気トップライト	2016 ～	東京都小平市

出所) 経済産業省資料より作成



## 2) 計量に関する動向

「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会」では、その議題の1つに「固定価格買取制度（FIT）併用逆潮流の際の計量方法の整理」を挙げている。現在の法律においては、10kW未満の太陽光発電+FIT電源以外の電源（蓄電池やエネファームなど）が設置されている場合、非FIT電源からの逆潮流は禁じられており、住宅電力負荷に追従するように制御されている。一方、FIT電源以外の電源をアグリゲーションビジネスに活用するためには、逆潮流を可能とする必要がありえることから、その前提として計量方法の整理を行うための議論が進められている（図 3-12）。

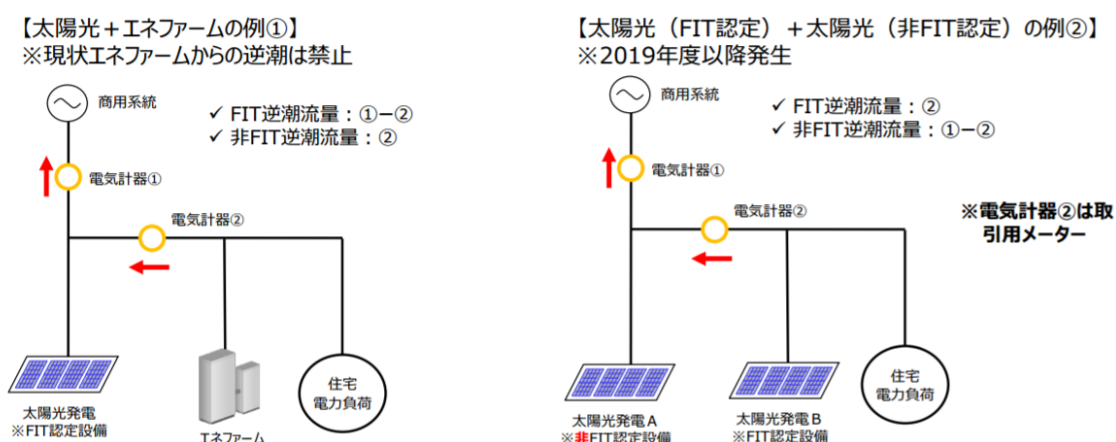


図 3-12 固定価格買取制度併用時の逆潮流の計量の例

出所) エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会（第4回）<sup>12</sup>

同検討会における調査の途上で、FIT逆潮流と非FIT逆潮流の計量は、一定の条件下であれば計測機器間の差分による計量の場合も正確であることが確認されている。この状況を踏まえ、FIT認定住宅用太陽光発電設備の発電電力については一般送配電事業者が、エネファームや蓄電池等の非FIT設備からの逆潮流については需要家との契約に基づき小売事業者が買い取ることを想定し、差分計量を可能とする運用を明確化した上で、制度的課題等について2016年度中に議論を進めることとされている。

## 3) 標準化に関する動向

「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会」では、その議題の1つに「通信規格の拡張と国際標準化に向けた検討」を挙げている。アグリゲーションビジネスの円滑化に向けては、多様なプレイヤー・機器間の通信規格の在り方を整理する必要がある。

<sup>12</sup> [http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy\\_environment/energy\\_resource/pdf/004\\_08\\_00.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/energy_resource/pdf/004_08_00.pdf)

また、アグリゲータの視点から仕様拡張が望まれるケースや、出力抑制実証の通信規格との連携等に関する議論も必要になる。

これらの状況を踏まえ、同検討会では Open ADR ワーキンググループと ECHONET Lite ワーキンググループを立ち上げ、通信の規格に関する議論を進めている。前者では、米国で開発され、国内でノウハウや実績が積み上がりつつある Open ADR をベースとして、将来的に推奨規格として位置づけることも視野に検討が進められている<sup>13</sup>。また、後者では ECHONET Lite がエネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに対応するための仕様拡張の方針に関する検討が進められている<sup>14</sup>。さらに、両者合同のワーキンググループも実施され、Open ADR と ECHONET Lite の連携に関する検討も進められている。

---

<sup>13</sup> エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会（第2回）

[http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy\\_environment/energy\\_resource/pdf/002\\_03\\_02.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/energy_resource/pdf/002_03_02.pdf)

<sup>14</sup> エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会（第2回）

[http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy\\_environment/energy\\_resource/pdf/002\\_02\\_00.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/energy_resource/pdf/002_02_00.pdf)

### 3.3 国内のデマンドレスポンスのポテンシャル

本節では、再生可能エネルギー（特に太陽光）の大量導入に伴う出力変動の増加や需給ギャップに対する対策として、技術的観点から特に有望と考えられるデマンドレスポンス資源について、国内のポテンシャルを推計した。

#### 3.3.1 デマンドレスポンスのポテンシャル推計方針

##### (1) 実施内容

再生可能エネルギー（特に太陽光）の大量導入に伴う出力変動の増加や需給ギャップに対する対策として、デマンドレスポンスの活用に着目し、技術的観点から特に有望と考えられるデマンドレスポンス資源について、国内のポテンシャルを推計した。

推計のステップを図 3-13 に示す。本調査では、産業・業務部門のデマンドレスポンス資源について詳細な推計を実施した。

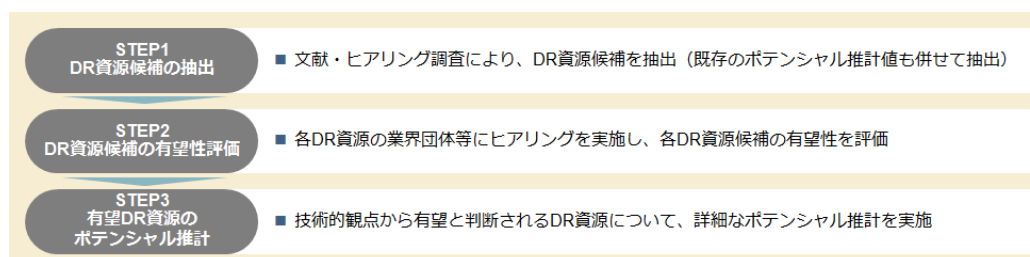


図 3-13 デマンドレスポンス・ポテンシャル推計の実施フロー

##### (2) デマンドレスポンス資源の特徴と期待される役割

再生可能エネルギーの導入促進に向けた、デマンドレスポンス資源の特徴と期待される役割は、主に表 3-12 のとおり整理される。これらの特徴を踏まえ、本調査では表 3-13 の観点から各デマンドレスポンス資源候補の特徴を整理し、有望性を評価した上で、ポテンシャル推計を実施した。

表 3-12 再生可能エネルギー導入促進に対するデマンドレスポンス資源の特徴と期待される役割

DR 資源の特徴		概要
柔軟性	柔軟性の高い デマンドレスポンス資源	系統側の要請に応じ、大きな制約なく需要の上げ下げに対応できるデマンドレスポンス資源。 (系統側の自動制御を受け入れられる資源)
	柔軟性の低い デマンドレスポンス資源	製品・サービスに影響のない範囲や、事前計画に基づき対応できるデマンドレスポンス資源。 (系統側の自動制御を受け入れられない資源)
対応の方向性	需要を抑制する デマンドレスポンス資源	特に太陽光の発電量が減少する夕方のピークカット等に対応できるデマンドレスポンス資源
	需要を造成する デマンドレスポンス資源	特に太陽光を要因とする昼間の需給ギャップの調整に対応できるデマンドレスポンス資源
即応性	応答速度の速い デマンドレスポンス資源	10 分前程度の、比較的短い応答時間で対応できるデマンドレスポンス資源。
	応答速度の遅い デマンドレスポンス資源	1 時間前、前日など、比較的長い応答時間であれば対応できるデマンドレスポンス資源。
継続性	継続時間の長い デマンドレスポンス資源	数時間～1 日以上など、比較的長い時間対応できるデマンドレスポンス資源。
	継続時間の短い デマンドレスポンス資源	数十分～1 時間程度など、比較的短い時間であれば対応できるデマンドレスポンス資源。

表 3-13 デマンドレスポンス資源候補の特徴整理・評価の観点

評価の視点		概要
柔軟性		柔軟性高／柔軟性低
DR 対応の方向性		需要抑制／需要造成
即応性 (応答時間)		～10 分・～1 時間・前日
継続時間		～10 分、～数時間、～半日、1 日以上
デマンドレスポンス 対応可能な 時期・時間	季節	夏期・冬期・中間期
	時間帯	昼間・夜間
ポテンシャル		技術的ポテンシャル (kW)

### (3) デマンドレスポンス資源の特徴と調整力機能との関係

前述したデマンドレスポンス資源の特徴（柔軟性、即応性、方向性）と、再生可能エネルギーに対応した調整力機能への応用可否は、表 3-14 のとおり整理されると考えられる。なお、これは現時点での定性的な評価であり、今後各調整力に求められる要件の具体化や、各デマンドレスポンス資源の対応可能性の検証が必要である点に留意が必要である。

例えば、柔軟性があり、応答時間が早く、需要抑制が可能なデマンドレスポンス資源については、需給調整機能に加えて、運転予備力（瞬動予備力）としての機能を担うことが可能と考えられる。また、柔軟性のないデマンドレスポンス資源についても、事前計画を入念に

行うことで需給調整機能を担うことが可能と考えられる。

表 3-14 はシステム全系に関わる調整力機能について整理している。この他に、線路過負荷や電圧変動、バンク逆潮流などのローカルな事象に対する対応が考えられるが、これらはデマンドレスポンス資源のロケーションによって対応可否が異なる。

表 3-14 デマンドレスポンス資源の特徴と調整力機能との関係

デマンドレスポンス資源の特徴			再生エネルギー対応としての調整力機能		
柔軟性の有無	応答時間	対応の方向性	需給調整	運転予備力	LFC 制御 <sup>※3</sup>
柔軟性がある <sup>※1</sup>	早い	造成	○		(○) 対応できる 可能性あり
		抑制	○	○ (瞬動予備力)	
	遅い	造成	○		
		抑制	○	△ (待機予備力)	
柔軟性がない <sup>※2</sup>	早い	造成	○		
		抑制	○		
	遅い	造成	○		
		抑制	○		

※1 系統側の要請に応じ、大きな制約なく需要の上げ下げに対応できるデマンドレスポンス資源（系統側の自動制御を受け入れられる資源）。

※2 製品・サービスに影響のない範囲や、事前計画に基づき対応できるデマンドレスポンス資源（系統側の自動制御を受け入れられない資源）。

※3 LFC 制御については、我が国においてデマンドレスポンス資源が参入できうるかについて精査が必要。

#### (4) 技術的ポテンシャルの考え方

本調査では、事業者側のデマンドレスポンス参加意向は考慮せず、各デマンドレスポンス資源の運用実態等を踏まえた上で、技術的に対応可能なポテンシャル(kW)（以下、技術的ポテンシャル）を推計することとした。

デマンドレスポンス資源の技術的ポテンシャルと時間スケールのイメージを図 3-14 に示す。将来的なアグリゲーションビジネスの発展や技術開発の進展、デマンドレスポンス参加のコストインセンティブや、卸電力価格の低下に伴う消費者行動の変化等により、現状のシステム・市場運用では発現が難しいデマンドレスポンス資源についても、将来的な活用可能量は増加していくものと考えられる。

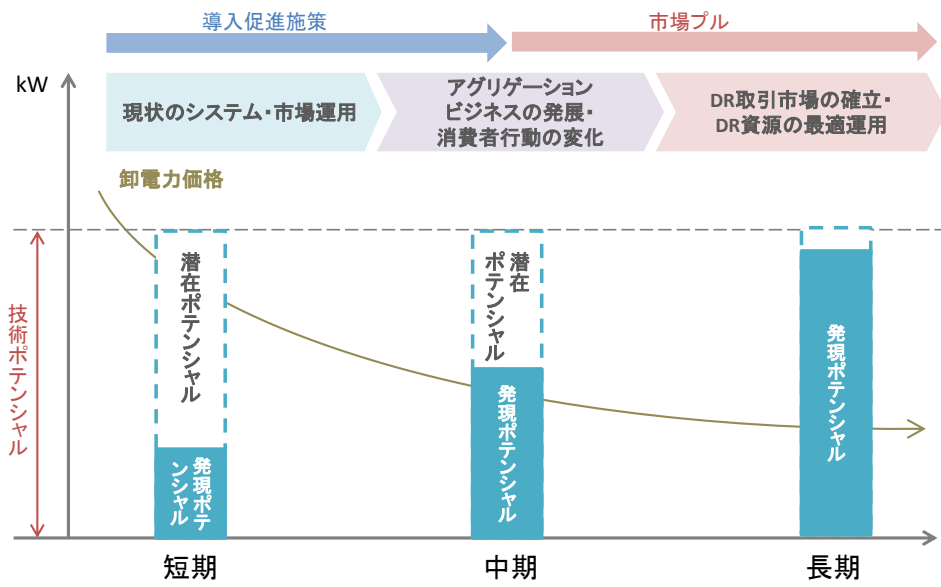


図 3-14 技術的ポテンシャルと時間スケールのイメージ

### 3.3.2 デマンドレスポンス資源候補の抽出・有望性評価

#### (1) デマンドレスポンス資源候補の抽出

既存文献および有識者へのヒアリングにより、デマンドレスポンス資源として着目されている、または有望と考えられる設備の抽出を行った。調査結果を表 3-15 に示す。

産業部門では、自家発電設備、生産プロセス・機器、空調機器、業務部門では上水道、下水道、冷凍冷蔵倉庫、空調機器、自動販売機、業務用ショーケース、業務用ヒートポンプ給湯機、家庭部門では家庭用ヒートポンプ給湯機、運輸部門では電気自動車がデマンドレスポンス資源候補として挙げられた。また、部門共通として、非常用発電設備がデマンドレスポンス資源候補として挙げられた。

このうち自家発電設備については、需要調整代ではあるものの、系統側の火力発電設備と同等の設備であり他のデマンドレスポンス資源と性質が異なることや、特に焚き増しの場合に CO2 増加の可能性があることから、今回は検討の中心からは外すこととした。また、非常用発電機についても、実際の稼働可否が不明であることや、発電効率が低く CO2 増加の可能性があることから、検討対象の中心から外すこととした。

表 3-15 国内におけるデマンドレスポンス資源候補

部門		デマンドレスポンス資源候補	主な出所
主たる検討対象	産業部門	生産プロセス・機器	高橋他, 「産業部門における予備力供給型デマンドレスポンスのポテンシャル評価」, 電力中央研究所, 2016
		空調機器	PJM “2015 Load Response Activity Report”, January 2016
	業務部門	上水道	高橋他, 「再生可能エネルギー電源大量連系に対応するアンシラリー・サービス型デマンドレスポンスの導入可能性の検討」, 電力中央研究所, 2014 エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会資料、
		下水道	
		冷凍冷蔵倉庫	
		空調機器	PJM “2015 Load Response Activity Report”, January 2016 有識者等へのヒアリングより
		自動販売機	有識者等へのヒアリングより
		業務用ショーケース	エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会資料
	家庭部門	業務用ヒートポンプ給湯機	PJM, “2015 Load Response Activity Report”, January 2016, エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会資料
		家庭用ヒートポンプ給湯機	環境省, 「平成 27 年度低炭素社会の実現に向けた中長期的再生可能エネルギー導入拡大方策検討調査委託業務」, 2016
運輸部門	電気自動車	同上	
参考	産業部門	自家発電設備	主たる検討対象の産業部門と同様
	部門共通	非常用発電設備	有識者等へのヒアリングより

産業部門、業務部門のデマンドレスポンス資源候補の実態をより詳細に把握するため、各デマンドレスポンス資源に関連する業界団体（9 団体）、事業者（1 社）、地方自治体（3 自治体）、有識者等にヒアリングを実施した。

## (2) 産業部門

産業部門のデマンドレスポンス資源については、高橋他(2016)<sup>15</sup>が詳細にそのポテンシャルを推計している。同論文では、再生可能エネルギーの出力変動対策として予備力供給型デマンドレスポンスを取り上げ、自家発電設備、生産プロセス・機器、空調機器に着目し、アンケート調査を用いて、デマンドレスポンス・ポテンシャルを評価している。

生産プロセス・機器について、デマンドレスポンス対応可能と回答した事業所数と、1 件あたりの平均消費電力を図 3-15 に示す。回答数は「電気炉・誘導炉・焼成炉」が最も多く、1 件あたり平均消費電力も大きい。また、回答数は少ないものの、「電解」の平均消費電力が突出している。

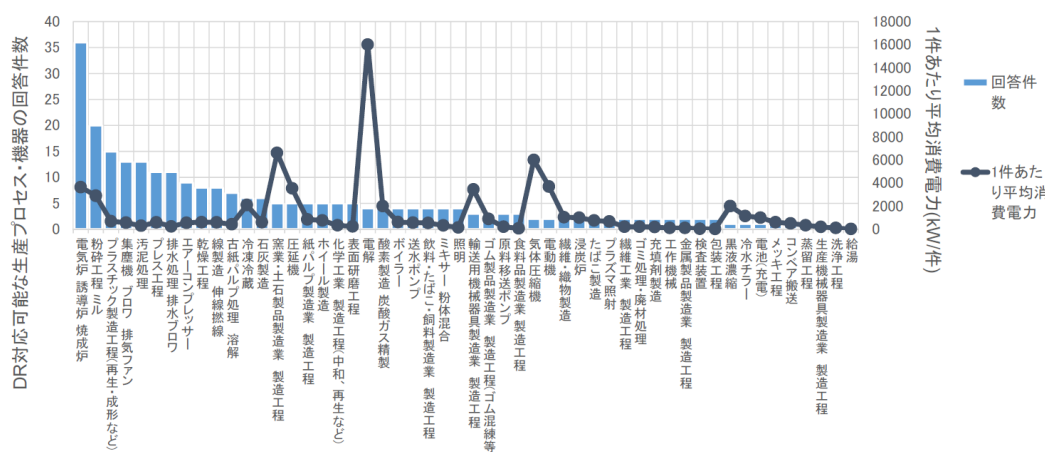


図 3-15 デマンドレスポンス対応可能と回答した事業所数と 1 件あたり平均消費電力（生産プロセス・機器）

出所) 高橋他, 「産業部門における予備力供給型デマンドレスポンスのポテンシャル評価」, 電力中央研究所, 2016

同論文において、アンケート結果（当該施設の消費電力（または発電電力）、当該施設が稼働する季節・時間帯、デマンドレスポンス対応可能性）を用いて推計された、産業部門における日本全体のデマンドレスポンス・ポテンシャル推定値を図 3-16 に示す。前日通知の場合、需要抑制は約 3.3～3.7GW、需要造成は約 3.5～4.1GW と推計されている<sup>16</sup>。

全体として、自家発電設備と生産プロセス・機器のポテンシャルが主であり、空調機器のポテンシャルは小さい。自家発電設備は需要抑制・造成のいずれも対応可能で、1 時間前通

<sup>15</sup> 高橋他, 「産業部門における予備力供給型デマンドレスポンスのポテンシャル評価」, 電力中央研究所, 2016

<sup>16</sup> 本結果は、技術的制約や管理者の意思を反映した導入可能ポテンシャルであり、技術的ポテンシャルではない。また、デマンドレスポンス参加に伴う金銭的インセンティブを提示していないため、市場ポテンシャルではない点に留意が必要。



知でも対応可能である。

生産プロセスについては、需要抑制のポテンシャルは大きいものの、需要造成のポテンシャルは小さい結果となっている。また、応答時間が1時間前通知、10分前通知になると、ポテンシャルが大きく減少する。

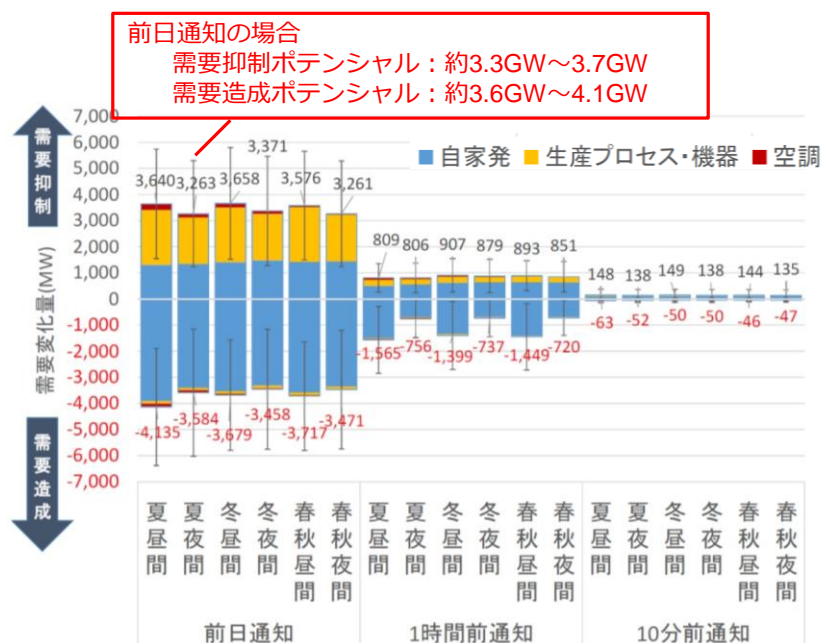


図 3-16 産業部門における予備力供給型デマンドレスポンス・ポテンシャル推定値 (季別、デマンドレスポンス種類別)

出所) 高橋他, 「産業部門における予備力供給型デマンドレスポンスのポテンシャル評価」, 電力中央研究所, 2016

上記の文献調査結果を踏まえ、本調査としては、生産プロセス・機器のうち「電気炉」および「電解」に着目し、その実態を詳細に把握すべく、業界団体等へのヒアリング調査を実施した。

## 1) 電気炉

電気炉のデマンドレスポンス対応可能性に係るヒアリング調査のポイントを下記に示す。電気炉の中では、金属溶解に一般的に用いられている「アーク炉」が有望であり、作業時間の変更（夜間→昼間）により、需給ギャップの解消（昼間の需要造成）に活用可能との情報を得た。

一方で、エネルギー消費量の観点から炉内温度を一定に保つことが望ましく、細かい時間単位の調整には不向きとの情報を得た。

### <電気炉・誘導炉・焼成炉 ヒアリング調査結果>

- 電気炉の中で、デマンドレスポンス資源として有望なのは、特にアーク炉と考えられる。その他、溶解炉、加熱炉もポテンシャルがあると考えられる。
  - ✓ アーク炉：アーク（気体中での放電の一種）により加熱する方式の炉で、最も一般的な製鋼技術（一般社団法人日本鉄リサイクル工業会ウェブサイトより）。電気を大量に消費するため、電力料金の節減を目的に、夜間操業（ピークカット）や休日操業を従前から行っている事業者が多い。
  - ✓ 溶解炉・加熱炉：生産調整がしやすいため、デマンドレスポンスのポテンシャルはある。
- 電気炉の電力消費は台形型（朝の操業開始とともに立ち上がり、日中はほぼフラット、夕方の操業終了に伴い減少する）であり、細かい時間単位でのデマンドレスポンス対応は難しい。
- デマンドレスポンス資源としては、あらかじめ作業時間を昼または夜にシフトする、あるいは生産スピードを調整して作業時間を伸ばす（または縮減する）対応となる。
  - ✓ 電気炉は使用せずに時間を空けてしまうと再度蓄熱するエネルギーが必要になり、エネルギー損失が大きくなる。
  - ✓ 電炉は 80～100%の負荷率で運転を行うことが多いため、集中的な生産による需要造成のポテンシャルは大きくないと想定される。

## 2) 電解槽

電解槽のデマンドレスポンス対応可能性に係るヒアリング調査のポイントを下記に示す。1時間前の通告であれば出力制御に対応可能であるとの情報を得た。また、夜間から昼間へのピークシフトは可能とのことであった。なお、業界における電力消費量の約 30%が買電であり、そのうち約 70%が夜間の買電、約 30%が昼間の買電となっている。

### <電気炉・誘導炉・焼成炉 ヒアリング調査結果>

- 事業者の規模に関わらず、24時間365日稼働が一般的である。
- 応答時間について、1時間未満の通告による需要抑制に対応可能である。ただし、前々に通告された方が対応できる容量は大きくなる。
- 夜間から昼間へのピークシフトは理論上可能である。電解ソーダ工業は電力多消費産業

であるため、ほぼ 100%の事業者が需給調整契約を結んでおり、夜間へのピークシフトを行っている。ただし、ピークシフトのためには、生産能力や、製品や塩素を貯蓄するタンクの容量に余裕があることが必須。

- 事業者の規模によってデマンドレスポンスへの対応可否は異なる。大手事業者はほぼ 100%自家発電を持っているが、中小事業者はタンクの容量に余裕がない場合は長く休止させるのは難しい。
- 電解ソーダ工業業界の電力消費量のうち、買電は 30%、自家発電は 70%を占める（日本ソーダ工業会「ソーダ工業ガイドブック 2016」）。また買電の夜間比率は最大 70%、昼間比率は 30%である。

### (3) 業務部門

業務部門については、上水道、下水道、冷凍冷蔵倉庫、空調機器、自動販売機、業務用ショーケース、業務用ヒートポンプ給湯機について詳細調査を実施した。

#### 1) 上水道

上水道事業のプロセスフロー例を図 3-17 に示す。上水道事業のプロセスは、大きく「取水・導水工程」「浄水処理工程」「送配水工程」に分けられる。

上水道事業の電力消費構造は、東京都水道局の場合、送配水工程が約 6 割、浄水処理工程が約 3 割、取水・導水工程が約 1 割となっている（図 3-18）。本内訳は、事業者により異なる。

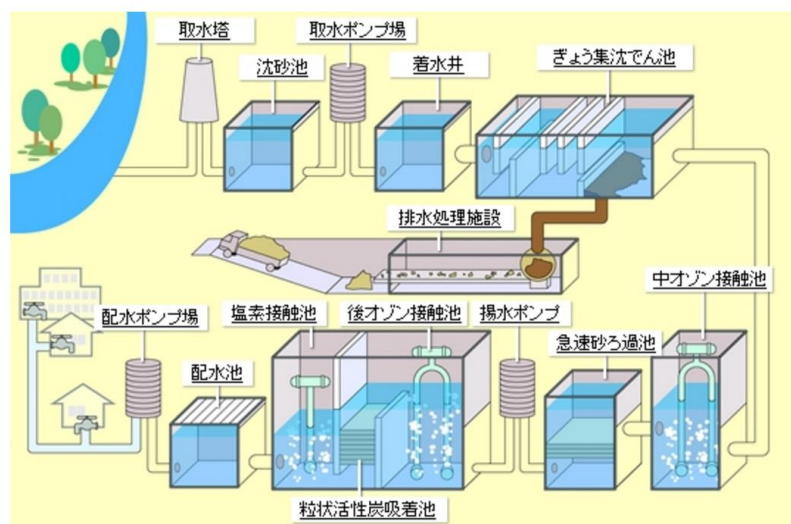


図 3-17 上下水道事業のプロセスフロー例

出所) 大阪市水道局ウェブサイト

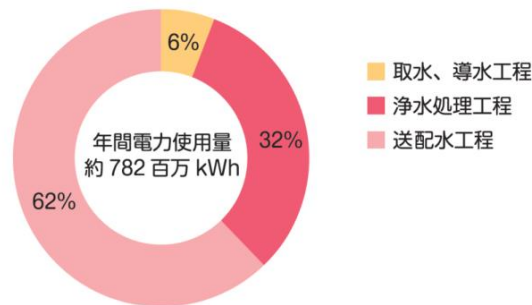


図 3-18 工程別電力消費量割合（東京都水道局）

出所) 東京都水道局環境報告書 2011

電力使用量パターンは、朝方にピークが立ち、昼間～夕方は需要が減少し、夕方以降再度需要が増加する。従って、需給ギャップ解消のデマンドレスポンスの観点からは、朝方と夕方以降の電力需要を昼間にシフトできるかがポイントとなる（図 3-19）。

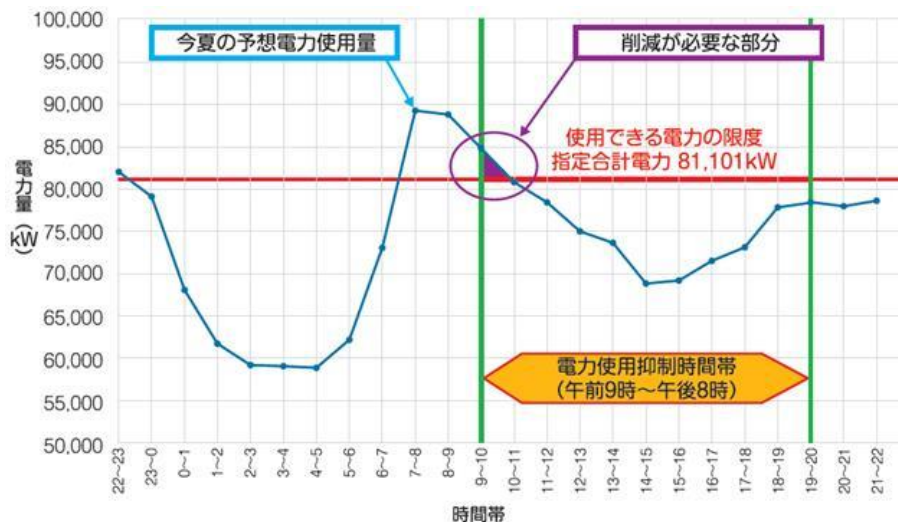


図 3-19 電力使用パターン例（東京都水道局）

出所) 東京都水道局環境報告書 2011

米国では、カリフォルニア州の水道供給事業者である Eastern Municipal Water District (EMWD) が、2007 年に EnerNOC のデマンドレスポンス・プログラムに登録し、主要浄水施設 2 ヶ所でポンプ等を停止することによりエネルギー消費量を約 1.5MW 削減した事例がある。1.5 MW の節電はバックアップ発電ではなく、使用エネルギーの削減のみで達成し、EnerNOC から年間約 1000 万円の支払いを得ている<sup>17</sup>。既存事例もあることから、上水道は、有望なデマンドレスポンス資源の一つと考えられる。

<sup>17</sup> EnerNOC 資料 ([https://www.enernoc.com/sites/default/files/media/pdf/case-studies/P14384\\_cs\\_emwd-jp.pdf](https://www.enernoc.com/sites/default/files/media/pdf/case-studies/P14384_cs_emwd-jp.pdf))

上水道のデマンドレスポンス対応可能性に係るヒアリング調査結果のポイントを下記に示す。

デマンドレスポンス資源として活用可能性が高いのは、配水池までの送水ポンプ、および浄水処理過程のうちの汚泥処理設備との情報を得た。

送水ポンプについては、一般的には10分程度停止させることは可能であり、配水池等の容量が大きければ、2～3時間程度停止させることも可能とのことであった。また、汚泥処理設備は、汚泥を貯めて夜間に稼働させることも多く、運転時間のシフトは比較的柔軟に可能とのことであった。

一方、配水ポンプについては、水需要と連動して稼働させる必要があるためデマンドレスポンス対応は難しく、また水の品質維持のためには浄水処理量を一定にすることが望ましいため、技術的理由からも、瞬時の起動・停止に対応するのは困難との見解であった。デマンドレスポンス対応をするためには、事前に運転計画に織り込む必要がある。

#### <上水道 ヒアリング調査結果>

- 多くの事業者において、配水池への送水ポンプを10分程度停止させることは可能と想定される。1時間単位で停止可能かどうかは、浄水池、配水池容量や水需要の状況に依存するが、容量が大きければ、2～3時間程度停止させることも可能である。
- 応答時間は、緊急時対応も可能ではあるため、いざとなれば10分前通知でも停止させることはできるが、実際にどの程度の通知時間であれば問題ないかは、経験がないため現時点では判断できない。
- 排水処理システムの汚泥処理部分の電力使用時間を動かせる可能性がある。汚泥処理は貯めて夜間に実施することが多い。汚泥処理の電力使用割合は概ね5%程度と想定される。汚泥の状況によるが、応答時間は1時間前通知であれば対応可能と考えられる。
- 配水過程の電力使用量は水の需要と連動する。デマンドレスポンスのために消費者に減水・断水を依頼することはできないため、配水部分の電力使用時間を動かすことは難しい。
- 浄水処理量を増減させると水質に影響が出る可能性があるため、望ましくない。また、一旦停止させてしまうと立ち上げに時間がかかるため、数分間でも停止させることができない。

## 2) 下水道

下水道事業のプロセスフロー例を図 3-20 に示す。下水道事業のプロセスは、大きく「ポンプ（汚水の運搬）」「水処理」「汚泥処理」に分けられる。

下水道のエネルギー消費構造は、原油換算して比較した場合、そのほとんどが電力となる。また、下水道統計に示されている 4 つの施設（管理、ポンプ、水処理、汚泥処理）で分類すると、水処理と汚泥処理が占める割合が高い（図 3-21）。本内訳は、焼却施設の有無等により異なる。

下水処理量は日毎・時間毎・天気毎に変動するが、最大の電力消費プロセスである水処理は可能な限り一定量となるよう運転しており、時間帯別の電力使用量の差は大きくないと考えられる。

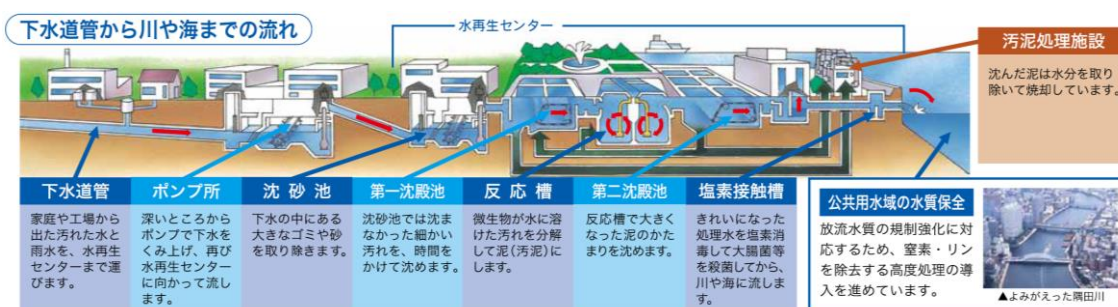


図 3-20 下水処理場のプロセスフロー例

出所) 東京都「下水道なんでもガイド」

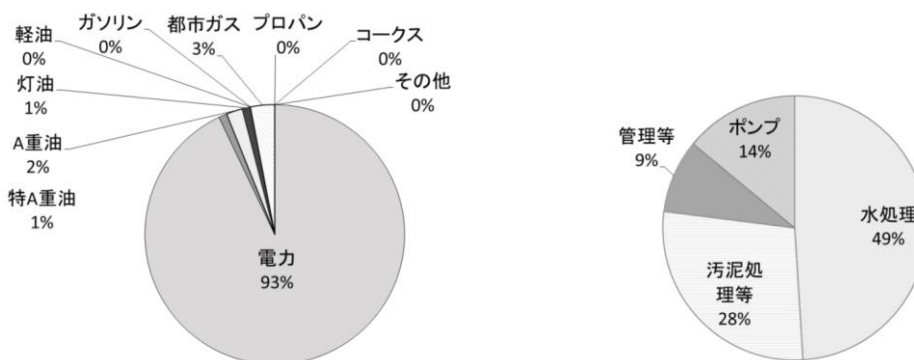


図 3-21 下水処理場のエネルギー消費構造（原油換算比較）

（左：エネルギー種別の消費量の割合 / 右：施設別のエネルギー消費量（原油換算）の割合）

出所) 環境省「下水道における地球温暖化対策マニュアル 下水道部門における温室効果ガス排出抑制等指針の解説」（2016年）

下水道事業所は既に様々なピーク抑制に取り組んでおり、ポンプ所の運転停止（系統ピーク時間帯に下水汲み上げを停止することで、ポンプ動力を抑制）や、下水処理量のシフト（系統ピーク時間帯の下水処理量をオフピークへシフト）などを実施している。上水道と同様に、

有望なデマンドレスポンス資源の一つと考えられる。

下水道事業のデマンドレスポンス対応可能性に係るヒアリング調査結果のポイントを下記に示す。

汚泥処理設備についてはデマンドレスポンス資源として有望であり、加えて中継ポンプ場のポンプ、沈砂池から最初沈澱池に排水を送るポンプ（汚水ポンプ）についても、排水管の容量に余裕があれば管内貯留を行うことでポンプを数時間停止可能、との情報を得た。通知はできる限り 1 日以上前が望ましいが、排水管の容量に余裕があるときなどは、10 分前通知でも対応可能とのことであった。

一方、水処理工程については、排水の流入パターンに影響を受けるため、デマンドレスポンス対応は困難とのことであった。

#### <下水道 ヒアリング調査結果>

- 汚泥は一定量タンクに貯蔵しておけるため、電力使用料が安い夜間に汚泥処理を実施している事業者が多い。8 時間運転を基本としている中小の下水処理場であれば、汚泥処理設備の稼働時間シフトは可能。
- 大都市は 24 時間運転している事業者が多く、ピークシフトは困難。特に、焼却炉を有している処理場は焼却炉を連続運転しないと効率が悪くなるため、途中で運転を中断することは難しく、その前段階の汚泥処理等も連続運転とせざるを得ない側面がある。また、大雨で処理量が増加する場合は対応が難しい。
- 中継ポンプ場は、ポンプ場自体の容量は小さいが、ゲートを閉めることで管内貯留が可能であり、数時間停止することが可能。
- 沈砂池から最初沈澱池に排水をポンプアップしているが、沈砂池の水位が一定水準以上になるとポンプアップする間欠運転を行っている場合も多く、排水管の容量に余裕があれば、数時間ポンプを停止させることが可能。
- 水処理工程については、排水の流入パターンに影響を受けるため、デマンドレスポンス対応は困難という見解。
- 通知はできる限り 1 日以上前が望ましいが、排水管の容量に余裕があるときなどは、10 分前通知でも対応可能。対応可否は、排水管の容量や排水の状況に依存する。

### 3) 冷凍冷蔵倉庫

冷凍冷蔵倉庫の電力消費は、冷却用の冷凍機が大半を占めている。冷凍冷蔵倉庫は温度帯によってタイプが分かれており、定温または冷蔵用の C 級（クーラー級）と、消費電力の大きい（冷熱需要の大きい）F 級（フリーザー級）に大別される（図 3-22）。

一日の電力使用パターンは、電力需給調整契約の有無によって異なり、同契約がない場合は負荷追従で昼間を中心とする台形型となる一方、同契約がある場合は比較的フラットな電力使用パターンになる（図 3-23）。

製氷能力を有する施設は電力消費が大きい、氷の品質維持のために冷凍機の連続運転が必要となる（図 3-24）。

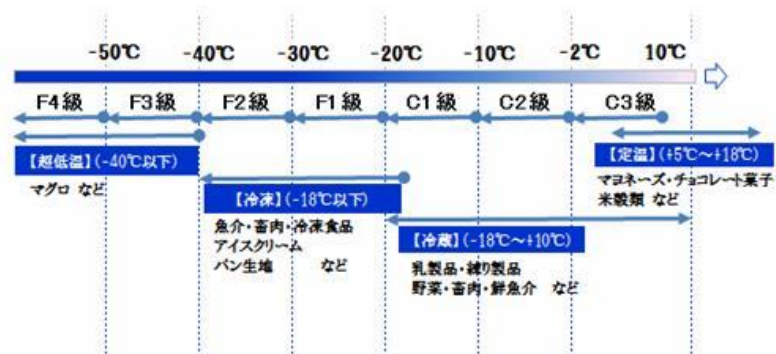


図 3-22 冷凍冷蔵倉庫の温度帯

出所) 日本冷蔵倉庫協会ウェブサイト

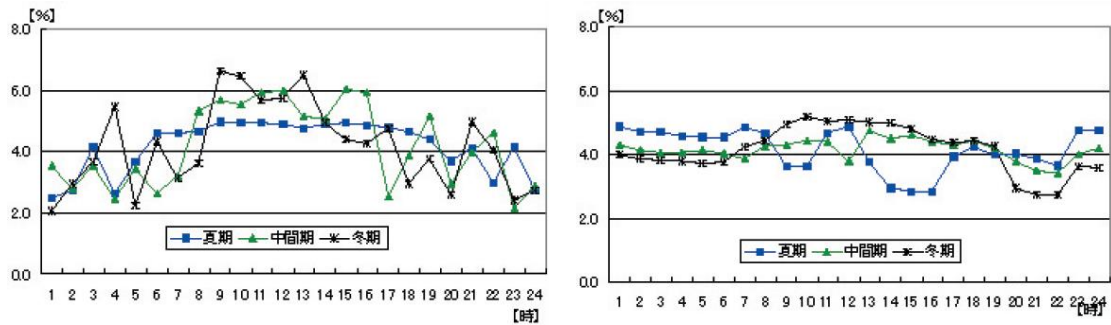


図 3-23 冷凍冷蔵倉庫の電力消費の時間変化  
(左：電力需給調整未加入、右：ピーク時間+産業用蓄熱)

出所) 柳澤聡子：地域分散型トータルエネルギー供給システムに関する基礎的研究、早稲田大学 博士論文 2003年

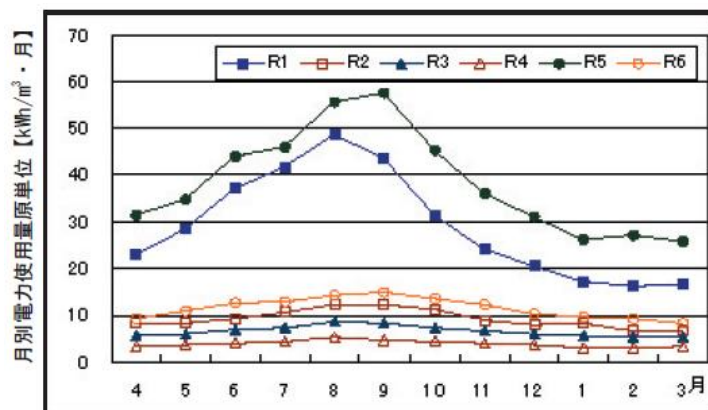


図 3-24 冷凍冷蔵倉庫の月別使用電力量原単位

注) R1,R5 は製氷能力あり。

出所) 柳澤聡子：地域分散型トータルエネルギー供給システムに関する基礎的研究、早稲田大学 博士論文 2003年



冷凍冷蔵倉庫のデマンドレスポンス対応可能性に係るヒアリング調査結果のポイントを下記に示す。

冷凍冷蔵倉庫の負荷パターンは、負荷追従で稼働する倉庫と、夜間に過冷却を行う倉庫とで異なり、夜間に過冷却を行う倉庫を負荷追従型の運転方法に変更することで、日中の需要造成が可能との情報を得た。また、震災後に開始されたピークカット契約により、冷蔵倉庫は 15 分前通知のデマンドレスポンスに既に対応しており、比較的短い応答時間（10 分～1 時間）での需要抑制のデマンドレスポンス対応が可能とのことであった。

＜冷凍冷蔵倉庫 ヒアリング調査結果＞

- 温度帯が F 級 (-20 度以下) の約 5 割の事業所が産業用蓄熱調整契約に基づき、夜間に保管商品を過冷却し、昼間に放熱することによって、昼間から夜間への時間シフトを行っている。過冷却を行うより負荷追従の運用を実施したほうが省エネであるが、契約に基づく経済的なインセンティブにより、夜間の過冷却が実施されている。これらの施設について、昼間の負荷追従型の運転方法に変更することにより、日中の需要造成が可能である。
- ✓ 夜間に過冷却を行う倉庫では、業務終了後 22 時から冷却を開始するため消費電力が増加し、5 時頃まで冷却を継続する。その後業務を開始する 5 時頃から 12 時～15 時頃まで冷却を停止するため負荷が落ち、12 時～15 時頃から冷却を再開するため消費電力が増加するパターンとなる。
- 製氷設備がない場合は、10 分～1 時間程度止めることは可能である。製氷や凍結設備がメインの場合は、氷の品質を保つために冷凍機を連続で運転する必要があるため、温度の詳細な制御や運転のオン・オフは難しく、デマンドレスポンス対応は困難である。
- オン・オフ間隔が 1 時間程度であれば機器の運用も問題がない。
- 電源のオフは手動（PC 上）で行われる。

#### 4) 空調機器

空調機器は、設備数が多いことから、デマンドレスポンス資源としてのポテンシャルは大きく、自動制御機能が導入されれば、数分単位の応答が可能なデマンドレスポンス資源となる。

ただし、通年の調整資源にならないこと、夜間の調整資源にならないこと、室内環境の悪化の観点から長時間の停止は困難である点などがデメリットとして挙げられる（目安は 10 分程度と想定される）。また、運転再開時のリバウンド効果（増エネ）に注意が必要である。

デマンドレスポンス資源としては、需要と供給の時間軸をずらすことが可能な蓄熱式空調機器が有望である。需要抑制・造成の両方に対応可能であり、現在夜間に蓄熱している運用を、昼間に蓄熱する運用にシフトすれば、需要造成のデマンドレスポンス資源として活用可能となる。ただし、導入数は伸び悩んでおり、ストック量は小さい（図 3-25）。

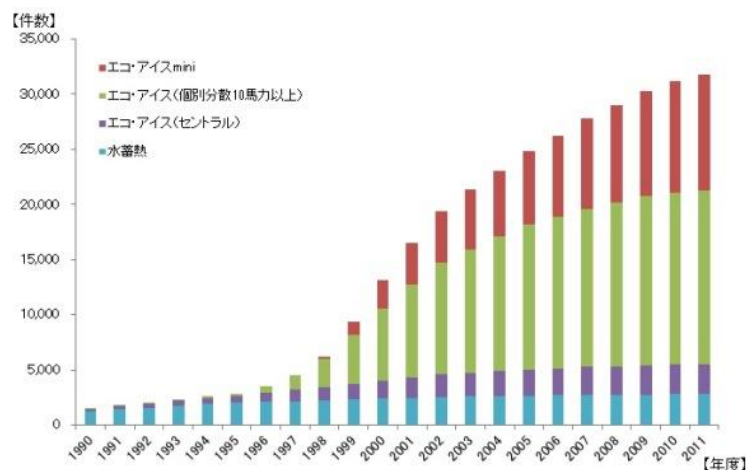


図 3-25 蓄熱式空調システムの設置件数（各年度末ストック）

出所) 一般財団法人ヒートポンプ・蓄熱センター ウェブサイト

ヒートポンプ・蓄熱センターより、蓄熱式空調システムによるピークシフト効果は約 190 万 kW（2011 年時点）というデータが公表されている（図 3-26）。

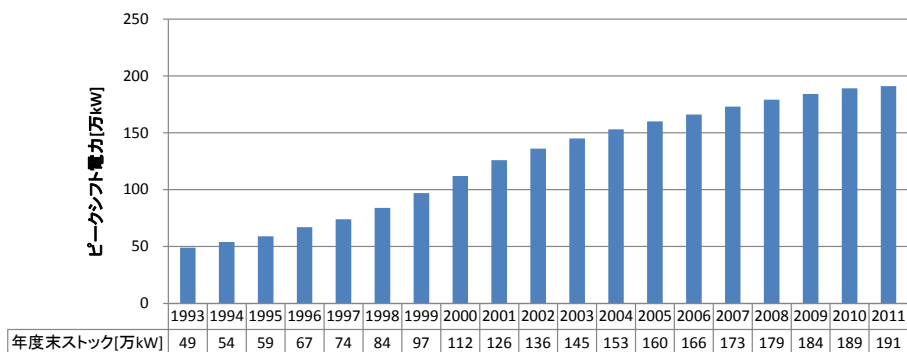


図 3-26 蓄熱式空調システムによるピークシフト電力（各年度末ストック）

出所) 一般財団法人ヒートポンプ・蓄熱センター ウェブサイト

## 5) 自動販売機

自動販売機の総台数は500万台であり、飲料自販機がその半数を占める(図3-27)。

清涼飲料自販機の消費電力は約350Wであり、省電力化が進んでいる(日本コカ・コーラ社ウェブサイトより)。年間消費電力量は各社でヒートポンプ採用(2010年ごろ)とハイブリットヒートポンプ採用(外気の熱も利用する方式・2014年ごろ)を経て、平均700kWh/台・年ほどまで削減されている(図3-28)。

現在稼働する清涼飲料自販機のうち約7割がヒートポンプ型。屋内自動販売機照明の24時間消灯(電力消費約1割減)は2009年より積極的に推進し、現在では約9割で実施されている(清涼飲料自販機協議会資料より)。

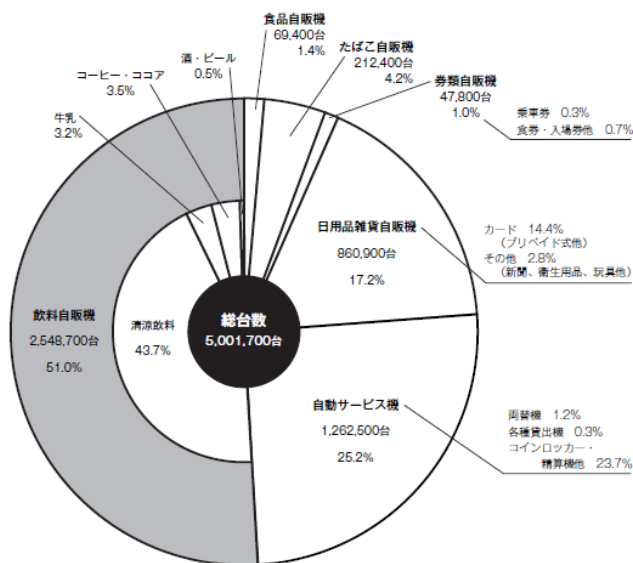


図 3-27 自動販売機の機種別普及状況(2015年12月時点)

出所) 日本自動販売機工業会ウェブサイト



図 3-28 飲料自販機出荷数1台あたりの年間消費電力量(kWh)

出所) 日本自動販売機工業会ウェブサイト

日本自動販売機工業会によれば、全国の自動販売機のほぼ 100%は午前中に飲料を冷却し、ピーク時間帯（13~16 時）に冷却を停止する機能を有する（エコ・ベンダーと呼ばれる）。

日本コカ・コーラ社では、東日本大震災の影響による電力供給不足対応のため、2011 年夏季よりピーク時間帯（9:00-20:00）において 6 つのグループに分けた自販機の冷却運転を輪番で停止し、15%の電力消費削減を達成した。また、夏場の電力消費のピーク時間帯を含めた最長 16 時間、冷却用の電力を完全に停止可能なピークシフト自販機の導入を進めている。

近年は通信機能を持つ自動販売機（デジタルサイネージ自動販売機）が普及し始めており（図 3-30）、将来的に自動制御が可能になれば有望なデマンドレスポンス資源と考えられる。



### <ピークシフト自販機>

ピークシフト自販機は夏場の電力消費のピーク時間帯を含めた最長 16 時間、冷却用の電力を完全に停止（消費電力最大 95%削減）しても、24 時間いつでも冷たい飲み物を提供することを可能にした新型自動販売機。冬場でも最長 14 時間停止することが可能。コカ・コーラ自販機 98 万台のうち現在 13 万台がこの機種。

輪番節電チャート

	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20時		
グループA	冷却停止				ピークカット 13時から16時までの 3時間は、すべての 自動販売機で冷却停止									
グループB			冷却停止											
グループC										冷却停止				
グループD											冷却停止			
グループE												冷却停止		
グループF														冷却停止

図 3-29 日本コカ・コーラ社の取組み

出所) 日本コカ・コーラ社ウェブサイト



通信機能を備えた次世代自動販売機。現在 JR 東日本の約 200 の駅に設置されている。

液晶ディスプレイや通信機器等により、従来の自動販売機より消費電力は大きい（定格消費電力 730W ※富士電機技報 2012 より）。

図 3-30 デジタルサイネージ自動販売機「JX34」

出所) 株式会社 JR 東日本ウォータービジネスウェブサイト

## 6) 業務用ショーケース

資源エネルギー庁によるエネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会では、業務用ショーケースを VPP 資源の一つに挙げ、検討を行っている（図 3-31）。

業務用ショーケースのデマンドレスポンス資源としての活用方法としては、需要造成の観点からは、扉が設置されている冷蔵設備や冷凍設備におけるプレクーリングや霜取時間の制御が想定される。また、需要抑制の観点からは、庫内照明の照度低下や庫内設定温度の緩和（プレクーリングとセットでの実施）が想定される。

実際の運用には、HEMS や遠隔制御システムを用いた集中制御が必要になると考えられるため、技術実証と併せて検討する必要がある。

活用イメージ

制御	備考
制御1 庫内温度設定を上げる	冷凍食品などの品質に影響を及ぼす可能性があるため、kWではなく温度での制御とする。
制御2 庫内外の照明の照度を下げる	上記と同様の理由により%で設定。
制御3 特定時間は霜取しない	店舗内のショーケースの霜取り時間を制御することで、DRリソースを創出

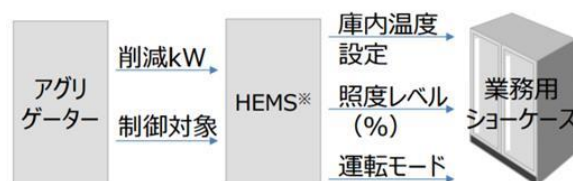


図 3-31 業務用ショーケースの活用イメージ

出所) エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会資料

業務用ショーケースのデマンドレスポンス対応可能性に係るヒアリング調査結果のポイントを下記に示す。店舗の業務用ショーケースについては、主に商品品質維持の観点からデマンドレスポンス対応は困難との見解であった。なお、電力消費割合は小さいものの、店舗と比較すると昼間の人の出入りが少ないバックヤードの冷蔵冷凍設備については、プレクーリングによる需要造成ができる可能性がある。

### <冷蔵冷蔵倉庫 ヒアリング調査結果>

- スーパーの電力消費量の割合は冷蔵冷凍設備 3分の1、照明3分の1、空調3分の1の割合である。冷蔵冷凍設備の約7割は店舗の業務用ショーケース、約3割はバックヤードの冷蔵冷凍設備が占めている。
- 基本的に店舗の冷蔵冷凍設備については、デマンドレスポンス資源としての活用可能性は小さいと考える。主な理由は、頻繁に開け閉めされるため、プレクーリングをしても庫内温度を維持できる保証がなく、商品劣化の可能性があるためである。
- 開け閉めを頻繁に行う店舗のショーケースと比較すると、温度管理のしやすいバックヤードの冷蔵冷凍設備は、デマンドレスポンス資源となる可能性がある。

## 7) 業務用ヒートポンプ給湯機

業務用ヒートポンプ給湯機は、蓄熱槽を持つことから、需要抑制・造成の両方に対応可能である。図 3-32 にビジネスホテルにおける導入事例を示す。現在は夜間に蓄熱する運用が一般的だが、昼間に蓄熱するよう運転時間をシフトすれば、需要造成のデマンドレスポンス資源として活用可能と考えられる。

一般社団法人日本冷凍工業会統計データによれば、単年導入量は伸び悩んでいるものの、累計で 35,052 台の業務用ヒートポンプ給湯機が導入されている（図 3-33）。

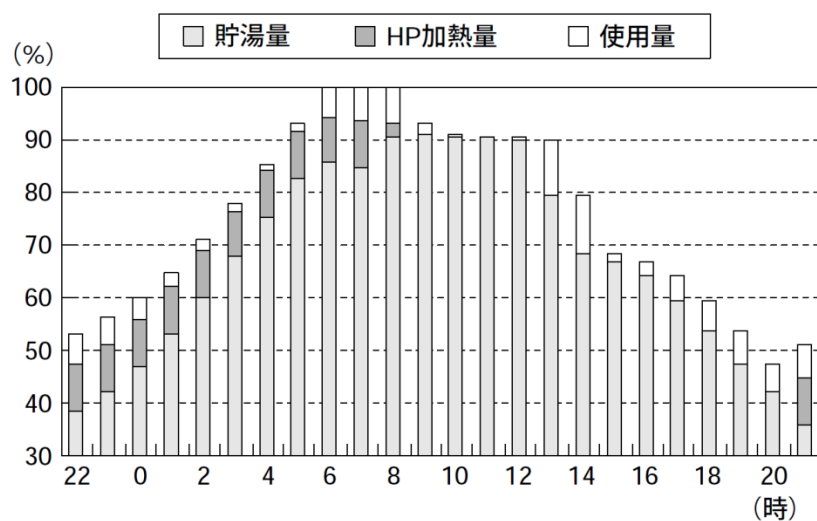


図 3-32 ビジネスホテルにおける導入事例（貯湯レベルの推移(湯張あり)）

出所) 「ビジネスホテルの業務用エコキュート導入事例」 (中部電力「ヒートポンプとその応用」2010年3月 No.79)

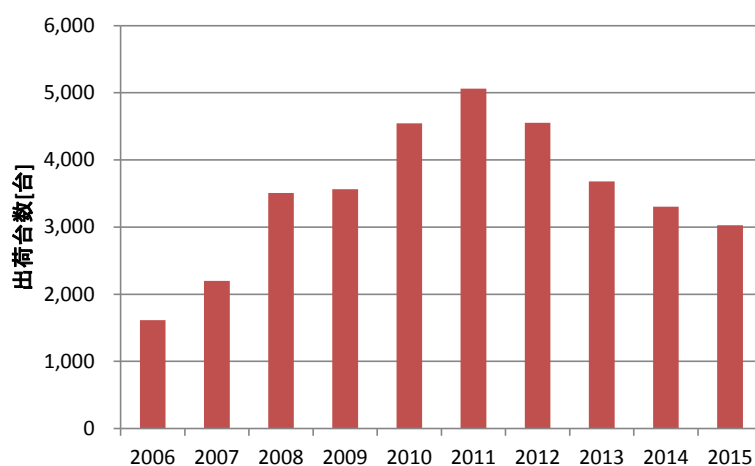


図 3-33 業務用ヒートポンプ給湯機の出荷台数（単年）

出所) 一般社団法人日本冷凍空調工業会統計データより作成

#### (4) まとめ

調査結果を踏まえ、各デマンドレスポンス資源候補の特徴を整理した結果を表 3-16～表 3-18 に示す。

産業部門については、空調機器は柔軟性が高いが、全体の消費電力に占める割合は小さい。生産プロセス・機器の中では、特に電気炉のうちアーク炉と電解槽のデマンドレスポンス活用可能性が大きいと考えられる。ただし、製品・サービスへの影響や、事前計画が必要なことから、活用可能時間は限定的となる可能性がある。

業務部門については、冷凍冷蔵倉庫、蓄熱式空調機器、業務用ヒートポンプ給湯機は、柔軟性が高いこと、需要抑制・造成の双方に対応可能であること、比較的短い応答時間で対応可能であることから、デマンドレスポンス活用可能性が高いと考えられる。上水道、下水道は、需要抑制・造成の双方に対応可能であり、比較的短い応答時間で対応可能であることから、デマンドレスポンス対応可能性が高いと考えられる。ただし、対応可否は水需要や排水量の状況に依存することから、活用可能時間は限定的となる可能性がある。

家庭部門については、家庭用ヒートポンプ給湯機、エアコン、冷蔵庫、照明などが、デマンドレスポンス資源候補に挙げられ、特に我が国では家庭用ヒートポンプ給湯機などが有望なリソースとして、様々な研究などが行われている状況にある。家庭用ヒートポンプ給湯機は柔軟性が高いこと、需要抑制・造成の双方に対応可能であること、比較的短い応答時間で対応可能であることから、デマンドレスポンス活用可能性が高いと考えられる。

運輸部門については、電気自動車に内蔵されている蓄電池の充電のマネジメントを行うことで、電力システムのマネジメントに有効に使うという方策が検討されている。電気自動車についても、柔軟性が高いこと、需要抑制・造成の双方に対応可能であること、比較的短い応答時間で対応可能であることから、デマンドレスポンス活用可能性が高いと考えられる。

表 3-16 産業部門のデマンドレスポンス資源候補の特徴・ポテンシャル（文献・ヒアリング調査結果）

		空調機器	生産プロセス・機器※2	電気炉（アーク炉）	電解槽
柔軟性		高※1	低	低	低
対応の方向性		需要抑制：○ 需要造成：×	需要抑制：○ 需要造成：△	需要抑制：○ 需要造成：○	需要抑制：○ 需要造成：○
応答時間		～10分：○ ～1時間：○ 前日：○	～10分：△ ～1時間：△ 前日：○	× 事前計画が必要	～10分：△ ～1時間：○ 前日：○
継続時間		需要抑制：～数時間※2 需要造成：－	需要抑制：～数時間 需要造成：～数時間	需要抑制：～数時間 需要造成：半日程度	需要抑制：～数時間 需要造成：半日程度
対応可能 時期・時間	季節	夏期・冬期	通年	通年	通年
	時間帯	昼間中心	昼間・夜間	昼間・夜間	昼間・夜間
導入可能 ポテンシャル※2,3,4	需要抑制	昼間：(前日)358～366万kW (1時間前)81～91万kW (10分前)14～15万kW 夜間：(前日)326～337万kW (1時間前)81～88万kW (10分前)14万kW	－	－	
	需要造成	昼間：(前日)368～414万kW (1時間前)140～157万kW (10分前)4.6～6.3万kW 夜間：(前日)346～358万kW (1時間前)72～76万kW (10分前)4.7～5.2万kW	－	－	
評価		○	－（設備による）	△	○

※1 遠隔からの自動制御装置が導入されていることが前提。

※2 出所 高橋他「産業部門における予備力供給型デマンドレスポンスのポテンシャル評価」（電力中央研究所、2016）

※3 技術的制約や管理者の意思を反映した導入可能ポテンシャルであり、技術的ポテンシャル、市場ポテンシャルではない点に留意が必要

※4 生産プロセス・機器の中には自家発による電気で稼働しているものも含まれるため、自家発電設備のポテンシャルと一部重複している点に注意



表 3-17 業務部門のデマンドレスポンス資源候補の特徴・ポテンシャル（文献・ヒアリング調査結果）

		上水道	下水道	冷凍冷蔵倉庫	空調機器	自動販売機	業務用ショーケース	業務用 HP 給湯機
対象設備		送水ポンプ 汚泥処理設備	汚泥処理設備 沈砂池ポンプ	当該設備	当該設備	当該設備	当該設備	当該設備
柔軟性		低	低	低	高※1	低	低	高※1
対応の方向性		需要抑制：○ 需要造成：○	需要抑制：○ 需要造成：○	需要抑制：○ 需要造成：○	需要抑制：○ 需要造成：×（非蓄熱式） ○（蓄熱式）	需要抑制：○ 需要造成：○	需要抑制：○ 需要造成：×	需要抑制：○ 需要造成：○
応答時間		～10分：△ ～1時間：○ 前日：○	～10分：△ ～1時間：○ 前日：○	～10分：○ ～1時間：○ 前日：○	～10分：○ ～1時間：○ 前日：○	△ 運転スケジュール設定	△ 庫内温度に依存	～10分：○ ～1時間：○ 前日：○
継続時間		需要抑制：～数時間 需要造成：～数時間	需要抑制：～数時間 需要造成：～数時間	需要抑制：～1時間 需要造成：～半日	需要抑制： ～10分（非蓄熱式） ～数時間（蓄熱式） 需要造成： 半日程度（蓄熱式）	需要抑制： 半日程度 需要造成： 半日程度	庫内温度に 依存	需要抑制・造成： 10～20時間程度※4
対応可能 時期・時間	季節	通年	通年	通年	夏期・冬期	通年	通年	通年
	時間帯	昼間・夜間	昼間・夜間	昼間・夜間	昼間（非蓄熱式） 昼間・夜間（蓄熱式）	昼間・夜間	昼間・夜間	昼間・夜間
導入可能 ポテンシャル		36万kW※2,3	34万kW※2,3	25万kW※2,3	160万kW～790万kW※ 2,3	—	—	—
評価		○	○	◎	○（非蓄熱式） ◎（蓄熱式）	○	△	◎

※1 遠隔からの自動制御装置が導入されていることが前提。

※2 出所）高橋他「再生可能エネルギー電源大量連系に対応するアンシラリー・サービス型デマンドレスポンスの導入可能性の検討」（電力中央研究所、2014）

※3 東北電力・東京電力エリアの技術的ポテンシャル

※4 ヒートポンプ・蓄熱センターのヒアリング調査に基づき想定

表 3-18 家庭部門・運輸部門のデマンドレスポンス資源候補の特徴・ポテンシャル  
(文献・ヒアリング調査結果)

		家庭用ヒートポンプ給湯機	電気自動車
柔軟性		高 <sup>※1</sup>	高 <sup>※1</sup>
対応の方向性		需要抑制：○（主に夜間） 需要造成：○（主に夜間）	需要抑制：○ 需要造成：○
応答時間		～10分：○ ～1時間：○ 前日：○	～10分：○ ～1時間：○ 前日：○
継続時間 <sup>※2</sup>		需要抑制・造成：4時間程度 <sup>※4</sup>	需要抑制・造成：4時間程度 <sup>※4</sup>
対応可能時期・時間	季節	通年	通年
	時間帯	昼間・夜間	昼間・夜間
技術的ポテンシャル <sup>※3</sup>		1,260万kW (2030年時点推計値)	1,632万kW (2030年時点推計値)
評価		◎	◎

※1 遠隔からの自動制御装置が導入されていることが前提。

※2 資源エネルギー庁，「電気自動車及びヒートポンプ給湯器の導入による需要創出の効果について」，2008年

※3 2030年時点のポテンシャル推計値。出所) 環境省，「平成27年度低炭素社会の実現に向けた中長期的再生可能エネルギー導入拡大方策検討調査委託業務」，2016

※4 出所) 資源エネルギー庁，「電気自動車及びヒートポンプ給湯器の導入による需要創出の効果について」，2008年に基づき想定

### 3.3.3 デマンドレスポンス資源のポテンシャル推計（平均最大ポテンシャル）

#### (1) 推計対象

前述の文献・ヒアリング調査の結果を踏まえて、特に有望と考えられるデマンドレスポンス資源候補を表 3-19 に示す。これらのデマンドレスポンス資源について、ポテンシャル推計を実施した。

本節で推計するポテンシャルは、最大限発現出来るポテンシャルの年間（または季節別）平均値であり（以下、平均最大ポテンシャルとする）、デマンドレスポンス対応の継続時間は考慮していない点に留意が必要である。

表 3-19 本調査におけるポテンシャル推計の対象

部門	デマンドレスポンス資源候補	概要
産業部門	アーク炉・電解槽 (生産プロセス・機器)	生産プロセス・機器の中でポテンシャルの大きい「電気炉・溶融炉・焼成炉」については、特に「アーク炉」が有望。また、「電解槽」のポテンシャルも大きい。
業務部門	上水道	汚泥処理過程において運転時間帯のシフトが可能。配水池に余裕がある事業体では、送水ポンプの運転時間帯のシフトが可能。
	下水道	汚泥処理設備や、汚水ポンプ、中継ポンプにおいて運転時間帯のシフトが可能。
	冷凍冷蔵庫	夜間過冷却から昼間の負荷追従運転にシフト可能。また、短時間であれば冷却停止可能。
	空調機器	ポテンシャルの全体量が最も大きい。
	自動販売機	運転時間帯のシフトによる需要抑制・造成が可能。
	業務用ヒートポンプ給湯機	運転時間帯のシフトによる需要抑制・造成が可能。
家庭部門	家庭用ヒートポンプ給湯機	運転時間帯のシフトによる需要抑制・造成が可能。
運輸部門	電気自動車	蓄電池の充放電による需要抑制・造成が可能。

#### (2) アーク炉

既存文献でポテンシャルが高いとされている電炉の中で、特にヒアリングでその有効性が示唆された「アーク炉」について、ポテンシャルを概算した。

環境省の「平成 26 年度 産業部門のうち製造業における温室効果ガス排出実態調査委託業務」で実施された事業者向けの産業機器使用状況アンケートの結果に基づき、需要抑制・造成デマンドレスポンス・ポテンシャルを推計すると以下のとおりとなる。

## 1) 需要抑制・造成ポテンシャル

### a. アンケートの回答状況

前述のアンケート調査では、算定・報告・公表制度開示データ（平成 23 年）、および東京商工リサーチ販売データに基づき、16,238 件の事業所に調査票を発送し、3,851 件の回答を得ている。

このアンケートにおいて、「アーク炉を利用している」と回答した事業者は「鉄鋼業」のエネルギー管理指定工場が大半を占める。このような事業所のうち、アーク炉が 24 時間稼働しておらず、需要シフトの余地があると考えられる設備の状況を表 3-20 に示す。

表 3-20 需要シフトの余地のあるアーク炉の利用状況

①設備数	20 件
②事業所数	11 件（総回答事業所数は 90 件）
③年間合計電力消費量	6.64 億 kWh
④年間合計稼働時間	5 万時間
⑤合計電力需要の想定値	1.3 万 kW (= ③÷④)

※1 アンケート回答に欠損がない事業所、設備データのみから集計

※2 11 事業所の合計電力需要は、対象 11 事業所について、「全設備の年間電力消費量合計/年間稼働時間合計」で算出

### b. 推計結果

全国の鉄鋼業のエネルギー管理指定工場のうち、アーク炉の使用可能性があるのは、「高炉によらない製鉄業」、「フェロアロイ製造業」、「製鋼・製鋼圧延業」と想定した。これらに該当する事業所は 84 件である。表 3-20 の電力需要を事業所数に基づいて拡大推計することにより、全国合計の需要抑制・造成のデマンドレスポンス・ポテンシャルを推計した結果を表 3-21 に示す。

表 3-21 アーク炉のデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制・造成）

<考え方>

デマンドレスポンス・ポテンシャル(kW)

$$= \text{アンケート対象事業者の電力需要}^{\ast 1} (\text{kW}) \times \text{アーク炉利用事業所数}^{\ast 2} \\ \div \text{アンケート対象事業所数}^{\ast 3} = 10.1 (\text{万 kW})$$

<参照値>

※1 1.3 万 kW（表 3-20 のとおり）

※2 84 件と想定（エネルギー管理指定工場における該当業種の事業者数より）

※3 11 件（表 3-20 のとおり）

## 2) 地域別のポテンシャル

前述のポテンシャルを、省エネ法対象事業所における該当事業者数（84 件）の地域分布に基づき按分し、地域別にデマンドレスポンス・ポテンシャルを推計した結果を表 3-22 に示す。なお、各省エネ法対象事業所に必ずしもアーク炉が存在するとは限らず、表 3-22 の地域別ポテンシャルの試算結果は簡易的な概算である点に留意が必要である。

表 3-22 アーク炉の地域別デマンドレスポンス・ポテンシャル

地域	ポテンシャル（需要抑制・造成：kW）
北海道	6,031
東北	7,237
関東	21,711
北陸	10,855
中部	12,061
近畿	21,711
中国	10,855
四国	2,412
九州	7,237
沖縄	1,206
全国計	101,316

## (3) 電解槽

### 1) 需要抑制ポテンシャル

買電の抑制による需要抑制のデマンドレスポンス・ポテンシャルを概算した。日本ソーダ工業会の統計データ（図 3-34、表 3-24）、ヒアリング調査結果に基づき、需要抑制のデマンドレスポンス・ポテンシャルを推計した結果を表 3-23 に示す。

表 3-23 電解槽のデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制）

＜考え方＞	
—昼間—	
デマンドレスポンス・ポテンシャル(kW)	
= 年間昼間買電量 <sup>※1</sup> (kWh/年) ÷ 昼間稼働時間 <sup>※2</sup> (h/年) = 16.1 (万 kW)	
—夜間—	
デマンドレスポンス・ポテンシャル(kW)	
= 年間夜間買電量 <sup>※3</sup> (kWh/年) ÷ 夜間稼働時間 <sup>※4</sup> (h/年) = 52.6 (万 kW)	
＜参照値＞	
※1 8.2 億 kWh/年（ヒアリングより、2015 年度買電量 27.4 億 kWh の 30%）	
※2 5,110h/年（AM8 時～PM22 時と想定）	
※3 19.2 億 kWh/年（ヒアリングより、2015 年度買電量 27.4 億 kWh の 70%）	
※4 3,650h/年（PM22 時～AM8 時と想定）	

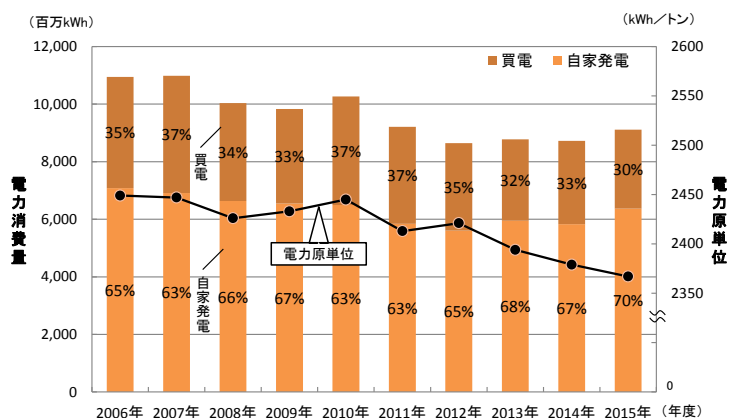


図 3-34 電解槽における電力消費量の推移

表 3-24 電解槽における電力消費量の推移

(単位：百万 kWh)

年度	電力消費量			電力原単位 kWh/t
	買電 (構成比)	自家発電 (構成比)	計	
2006年	3,864 (35%)	7,082 (65%)	10,946	2,449
2007年	4,069 (37%)	6,912 (63%)	10,981	2,447
2008年	3,406 (34%)	6,630 (66%)	10,036	2,426
2009年	3,281 (33%)	6,547 (67%)	9,828	2,433
2010年	3,770 (37%)	6,497 (63%)	10,267	2,445
2011年	3,368 (37%)	5,845 (63%)	9,213	2,413
2012年	3,041 (35%)	5,605 (65%)	8,646	2,421
2013年	2,830 (32%)	5,947 (68%)	8,777	2,394
2014年	2,895 (33%)	5,827 (67%)	8,722	2,379
2015年	2,744 (30%)	6,370 (70%)	9,114	2,367

注) 電力原単位は、カセイソーダ生産 1 トン当たりの電力消費量を表す。

出所) 日本ソーダ工業会「ソーダ工業ガイドブック 2016」

## 2) 需要造成ポテンシャル

夜間から昼間へのピークシフトを想定し、夜間電力使用量と昼間電力使用量の差分を需要造成ポテンシャルとして概算した。日本ソーダ工業会の統計データ(図 3-34、表 3-24)、ヒアリング調査結果に基づき、需要造成のデマンドレスポンス・ポテンシャルを推計した結果を表 3-25 に示す。

表 3-25 電解槽のデマンドレスポンス・ポテンシャル (需要造成)

<p>&lt;考え方&gt;</p> <p>デマンドレスポンス・ポテンシャル(kW)</p> <p>= 夜間買電量<sup>※1</sup> (kWh/年) ÷ 夜間稼働時間<sup>※2</sup> (h/年)</p> <p>— 昼間買電量<sup>※3</sup> (kWh/年) ÷ 昼間稼働時間<sup>※4</sup> (h/年) = 36.5 (万 kW)</p> <p>&lt;参照値&gt;</p> <p>※1 19.2 億 kWh/年 (ヒアリングより、2015 年度買電量 27.4 億 kWh の 70%)</p> <p>※2 3,650h/年 (PM22 時～AM8 時と想定)</p> <p>※3 8.2 億 kWh/年 (ヒアリングより、2015 年度買電量 27.4 億 kWh の 30%)</p> <p>※4 5,110h/年 (AM8 時～PM22 時と想定)</p>
--

#### (4) 上水道

##### 1) 需要抑制・造成ポテンシャル

前述のとおり、ヒアリング調査の結果に基づけば、上水道におけるデマンドレスポンス資源は送水ポンプと汚泥処理設備の稼働パターンの変更により創出可能である。これらは需要抑制、需要造成の双方に活用可能である。各々のポテンシャルは以下のとおり算出した。

##### a. 送水ポンプ

送水ポンプによる需要抑制・造成のデマンドレスポンス・ポテンシャルを推計した結果を表 3-26 に示す。

表 3-26 上水道：送水ポンプのデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制・造成）

<p>&lt;考え方&gt;</p> <p>デマンドレスポンス・ポテンシャル(kW)</p> $= \text{水道施設の電力消費量}^{*1} \text{ (kWh/年)} \times \text{送水ポンプ比率}(\%)^{*2}$ $\div \text{稼働時間}^{*3} \text{ (h/年)}$ $= 11.6 \text{ 万 kW (79kW/事業所}^{*4}\text{)}$ <p>&lt;参照値&gt;</p> <p>※1 水道施設の電力消費量：全国計で 73 億 kWh/年（水道統計より。水道統計は平成 26 年度の数値を参照）</p> <p>※2 送水ポンプ比率：14%（下水道における地球温暖化対策マニュアル（2016 年）より）</p> <p>※3 稼働時間：8,760h/年（24h×365 日）</p> <p>※4 事業所数：1,469 事業所（水道統計より）</p>
--

##### b. 汚泥処理設備

汚泥処理設備による需要抑制・造成のデマンドレスポンス・ポテンシャルを推計した結果を表 3-27 に示す。

表 3-27 上水道：汚泥処理設備のデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制・造成）

<p>&lt;考え方&gt;</p> <p>デマンドレスポンス・ポテンシャル(kW)</p> $= \text{水道施設の電力消費量}^{*1} \text{ (kWh/年)} \times \text{汚泥処理比率}(\%)^{*2}$ $\div \text{平均稼働時間}^{*3} \text{ (h/年)}$ $= 7.7 \text{ 万 kW (53kW/事業所}^{*4}\text{)}$ <p>&lt;参照値&gt;</p> <p>※1 水道施設の電力消費量：全国計で 73 億 kWh/年（水道統計より）</p> <p>※2 送水ポンプ比率：5%（京都市上下水道局水道統計年報、事業者ヒアリングより）</p> <p>※3 稼働時間：12.8(h/日)×365 日（水道統計の平均（汚泥脱水機計画運転時間））</p> <p>※4 事業所数：1,469 事業所（水道統計より）</p> <p>* 水道統計については平成 26 年度の数値を参照した。</p>
---

## 2) 地域別のポテンシャル

以上のポテンシャルを、水道統計に示される都道府県別事業所数のデータに基づき按分し、地域別にデマンドレスポンス・ポテンシャルを推計した結果を表 3-28 に示す。

表 3-28 上水道の地域別デマンドレスポンス・ポテンシャル

地域	デマンドレスポンス・ポテンシャル (需要抑制・造成：kW)	
	①送水ポンプ	②汚泥処理設備
北海道	2,021	1,349
東北	5,470	3,650
関東	39,869	26,606
北陸	3,800	2,536
中部	15,498	10,342
近畿	25,188	16,808
中国	7,051	4,705
四国	3,369	2,248
九州	10,908	7,279
沖縄	2,959	1,975
全国計	116,134	77,498

## (5) 下水道

### 1) 需要抑制・造成ポテンシャル

ヒアリング結果を踏まえ、汚泥処理設備、汚水ポンプ、ポンプ場施設の需要抑制・造成デマンドレスポンス・ポテンシャルを推計すると以下のとおり。

#### a. 汚泥処理設備

汚泥処理設備による需要抑制・造成のデマンドレスポンス・ポテンシャルを推計した結果を表 3-29 に示す。

表 3-29 下水道事業のデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制・造成）

<p>&lt;考え方&gt;</p> <p>デマンドレスポンス・ポテンシャル (kW)</p> $= \sum_{\text{中小事業所}}^{*1} (\text{汚泥処理電力消費量}^{*2} (\text{kWh/年}) \div \text{平均稼働時間}^{*3} (\text{h/年})) = 19.4 \text{ 万 kW}^{*4}$ <p style="text-align: right;">(159kW/事業所)</p> <p>&lt;参照値&gt;</p> <p>※1 中小事業所の定義は、以下のとおり定めた。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>① 汚泥焼却設備なし</li> <li>② 汚泥脱水設備の稼働時間 10 時間未満（非稼働の事業所を除く）</li> </ul> <p>※2 対象事業所の全国計は 2.8 億 kWh/年（下水道統計より）</p> <p>※3 3.8(h/日)×365 日（3.8(h/日)は下水道統計における対象事業所の全国平均より）</p> <p>※4 1,218 事業所（下水道統計より）</p> <p>* 下水道統計については平成 22 年度～平成 26 年度の平均値を参照した。</p>
--



## b. 汚水ポンプ

汚水ポンプによる需要抑制・造成のデマンドレスポンス・ポテンシャルを推計した結果を表 3-30 に示す。

表 3-30 下水道事業のデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制・造成）

<p>&lt;考え方&gt; デマンドレスポンス・ポテンシャル (kW)</p> <p>= 場内ポンプ電力消費量<sup>※1</sup> (kWh/年) ÷ 稼働時間<sup>※2</sup> (h/年) = 11.2 万 kW<sup>※3</sup> (90kW/事業所)</p> <p>&lt;参照値&gt; ※1 全国計で 9.8 億 kWh/年（下水道統計より） ※2 8,760h/年（24h×365 日） ※3 1,246 事業所（下水道統計より） * 下水道統計については平成 22 年度～平成 26 年度の平均値を参照した。</p>
--

## c. ポンプ場施設

ポンプ場施設による需要抑制・造成のデマンドレスポンス・ポテンシャルを推計した結果を表 3-31 に示す。

表 3-31 下水道事業のデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制・造成）

<p>&lt;考え方&gt; デマンドレスポンス・ポテンシャル (kW)</p> <p>= ポンプ場電力消費量<sup>※1</sup> (kWh/年) ÷ 稼働時間<sup>※2</sup> (h/年) = 8.3 万 kW<sup>※3</sup> (23kW/事業所)</p> <p>&lt;参照値&gt; ※1 全国計で 7.2 億 kWh/年（下水道統計より） ※2 8,760h/年（24h×365 日） ※3 3,551 事業所（下水道統計より） * 下水道統計については平成 22 年度～平成 26 年度の平均値を参照した。</p>
--

## 2) 地域別のポテンシャル

前述のポテンシャルを下水道統計に示される都道府県別事業所数のデータに基づき、地域別のデマンドレスポンス・ポテンシャルとして推計した結果を表 3-32 に示す。

表 3-32 下水道の地域別デマンドレスポンス・ポテンシャル

地域	デマンドレスポンス・ポテンシャル (需要抑制・造成：kW)		
	①汚泥処理設備	②汚泥ポンプ	③ポンプ場施設
北海道	15,833	5,021	3,112
東北	17,291	4,948	6,216
関東	29,605	41,796	33,349
北陸	20,321	4,495	4,120
中部	28,235	14,867	7,256
近畿	22,898	23,524	13,165
中国	20,019	6,237	5,536
四国	10,589	2,171	1,883
九州	23,227	8,601	6,746
沖縄	5,673	528	1,287
全国計	193,691	112,188	82,670

## (6) 冷凍冷蔵倉庫

### 1) 需要抑制ポテンシャル

本調査ではヒアリングの結果を踏まえ、冷凍冷蔵倉庫の全国所管容積に基づいて需要抑制のデマンドレスポンス・ポテンシャルを概算した。需要抑制のデマンドレスポンス対応は、等級<sup>18</sup>（F級/C級）を問わず、冷凍冷蔵倉庫の一時停止により可能と想定した。

全国所管容積、電力使用原単位に基づき、全国の冷凍冷蔵倉庫による需要抑制のデマンドレスポンス・ポテンシャルを推計した結果を表 3-33 に示す。

表 3-33 冷凍冷蔵倉庫のデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制）

<p>&lt;考え方&gt;</p> <p>デマンドレスポンス・ポテンシャル (kW)</p> $= \text{全国所管容積}^{\ast 1} (\text{m}^3) \times \text{電力使用原単位}^{\ast 2} (\text{kWh}/\text{m}^3/\text{年}) \div \text{稼働時間}^{\ast 3} (\text{h}/\text{年})$ $= 19.0 \text{ 万 kW} \quad (163\text{kW}/\text{事業所}^{\ast 4})$ <p>&lt;参照値&gt;</p> <p>※1 2,598 万 m<sup>3</sup>（日本冷蔵倉庫協会統計：同協会の会員統計 2016年6月30日より）</p> <p>※2 64kWh/m<sup>3</sup>/年（日本冷蔵倉庫協会 公表値より）</p> <p>※3 8,760h/年（24h×365日）</p> <p>※4 1,167 事業所（日本冷蔵倉庫協会統計より）</p>
--

<sup>18</sup> F級：保管温度帯 -20℃以下、C級：保管温度帯 10℃以下～-20℃未満

## 2) 需要造成ポテンシャル

ヒアリング調査により、需要造成に関してデマンドレスポンス活用可能なのは「夜間過冷却から負荷追従運転への転換」によるものであり、F級倉庫全体の約50%に該当する、という情報を得た。

これを踏まえ、全国所管容積、利用可能率、電力使用原単位に基づき、全国の冷凍冷蔵倉庫による需要造成のデマンドレスポンス・ポテンシャルを推計した結果を表 3-34 に示す。

表 3-34 冷凍冷蔵倉庫のデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要造成）

<p>&lt;考え方&gt;            デマンドレスポンス・ポテンシャル (kW)            = 全国所管容積<sup>*1</sup>(m<sup>3</sup>) × 利用可能率<sup>*2</sup>(%) × 電力使用原単位<sup>*3</sup>(kWh/m<sup>3</sup>/年) ÷ 稼働時間<sup>*4</sup>(h/年)            = 8.3 万 kW (76kW/事業所<sup>*5</sup>)</p>	
<p>&lt;参照値&gt;            ※1 2,261 万 m<sup>3</sup> (日本冷蔵倉庫協会統計：同協会の会員統計のうち F 級のみ 2016 年 6 月 30 日より)            ※2 50% (ヒアリングより)            ※3 64kWh/m<sup>3</sup> (日本冷蔵倉庫協会 公表値より)            ※4 8,760h/年 (24h×365 日)            ※5 1,090 事業所 (日本冷蔵倉庫協会統計より)</p>	

## 3) 地域別のポテンシャル

前述のポテンシャルを、日本冷蔵倉庫協会統計が公表する地域別の冷凍冷蔵倉庫容量に基づき按分し、地域別のデマンドレスポンス・ポテンシャルを推計した結果を表 3-35 に示す。

表 3-35 冷凍冷蔵倉庫の地域別デマンドレスポンス・ポテンシャル

地域	デマンドレスポンス・ポテンシャル (kW)	
	需要抑制	需要造成
北海道	8,636	4,108
東北	11,220	5,074
関東	70,620	30,223
北陸	4,060	1,763
中部	20,596	9,209
近畿	36,803	15,346
中国	6,707	2,992
四国	5,526	2,572
九州	24,961	11,022
沖縄	664	299
全国計	189,792	82,609

## (7) 空調機器（一般）

### 1) 需要抑制ポテンシャル

本調査では以下の手順で、全国の需要抑制デマンドレスポンス・ポテンシャルを概算した。

- ① 非住宅建築物のエネルギー消費性能の評価方法に関する技術情報（国立研究開発法人建築研究所）の「基準一次エネルギー消費量の算定根拠」に示されるエネルギー消費原単位から、年間平均の地域別業務用空調負荷を表 3-36 のとおり想定した。

表 3-36 年間平均空調負荷の試算結果

エリア	空調熱負荷 (MJ/m <sup>2</sup> /年)	空調熱負荷 kWh 換算 (kWh/m <sup>2</sup> /年)	年間想定稼働時間 (h/年)	年間平均空調熱負荷 (kW/m <sup>2</sup> /年)
1or2	259.3	72.0	2,250	0.0320
3	264.3	73.4	2,250	0.0326
4	275.7	76.6	2,250	0.0340
5or6	306.9	85.2	2,250	0.0379
7	322.6	89.6	2,250	0.0398
8	399.7	111.0	2,250	0.0494

※1 COP=3.5 の仮定の下で算出

※2 事務所等（事務室）の空調原単位を利用

※3 エリアは省エネ基準における地域区分に準拠（複数エリアがまたがる都道府県は平均値を使用）

※4 稼働時間は年間 250 日、1 日当たり 9 時間を想定

- ② 「地域冷暖房技術手引書：（一社）都市環境エネルギー協会」の、業務施設、商業施設における、冷暖房設備の月別電力消費原単位を集計し、各月の空調原単位の指数（年平均を 1 とする）を表 3-37 のとおり設定した。

表 3-37 各月の空調原単位の指数

4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
0.27	0.58	1.24	2.05	2.25	1.46	0.61	0.32	0.77	0.91	0.87	0.67

- ③ 「エネルギー経済統計要覧：（一財）日本エネルギー経済研究所」を参照し、冷暖房エネルギー消費量に占める電力比率を「冷房：68.8%、暖房 28.7%」と設定した。
- ④ ①、②、③から地域別、月別電力消費原単位 (kW/m<sup>2</sup>) を算出し、最新年の国土交通省建物ストック統計における事務所・店舗の地域別延床面積を乗じてポテンシャルを推計した<sup>19</sup>。需要抑制のデマンドレスポンス・ポテンシャル（季節別）推計結果を表 3-38 に示す。

<sup>19</sup> 同統計における事務所・店舗の全国合計の延床面積は 5.2 億 m<sup>2</sup>である。

表 3-38 空調機器（一般）のデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制）

季節 <sup>※1</sup>	全国計（万 kW）	1 事業所あたり <sup>※2</sup> （kW/事業所）
夏期	2,570	1,048
中間期	658	268
冬期	475	194

※1 夏期：7~9月、冬期：12~2月、中間期：その他として集計

※2 全体計の数値を全国延床面積で割り、「日本ビルディング協会：ビル実態調査」の平均延床面積 21,272 m<sup>2</sup>を乗じた数値

## 2) 地域別のポテンシャル

前述のポテンシャル推計のバックデータとして存在する、地域別のデマンドレスポンス・ポテンシャルの概算結果を表 3-39 に示す。

表 3-39 空調機器（一般）の地域別デマンドレスポンス・ポテンシャル

地域	デマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制：万 kW）		
	夏期平均	中間期平均	冬期平均
北海道	109	28	20
東北	150	38	28
関東	871	223	161
北陸	123	31	23
中部	374	96	69
近畿	441	113	82
中国	141	36	26
四国	70	18	13
九州	261	67	48
沖縄	30	8	6
全国計	2,570	658	475

## (8) 蓄熱式空調

### 1) 需要抑制・造成ポテンシャル

蓄熱槽を伴う空調（冷房）については、ヒートポンプ・蓄熱センターにおいて、水蓄熱槽、氷蓄熱槽による需要抑制、需要造成に関するポテンシャルの試算が行われている。

本調査では、同センターの算出した結果を参照し、これに COP で補正を加えることで季節別に需要抑制・造成のデマンドレスポンス・ポテンシャルを推計した。結果を表 3-40 に示す。なお、同センターへのヒアリングによれば、需要抑制のポテンシャルがあるのは、冷房負荷の高い夏期だけであるとされる。また、需要造成のポテンシャルがあるとされるのは、熱源機がフル稼働していない中間期、冬期とされる。

表 3-40 蓄熱式空調のデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制・造成）

<p>&lt;考え方&gt;</p> <p>—水蓄熱層—</p> <p>デマンドレスポンス・ポテンシャル (kW)</p> <p>= 蓄熱槽容量 (m<sup>3</sup>) × 蓄熱槽効率 (%) × 温度差 (°C)</p> <p>× 比熱 (W・h/(kg・°C)) × 密度 (kg/m<sup>3</sup>) ÷ COP × 利用可能率 (%)</p> <p>—氷蓄熱層—</p> <p>デマンドレスポンス・ポテンシャル (kW)</p> <p>= 蓄熱槽容量 (m<sup>3</sup>) × 氷充填率 (%) × 氷融解潜熱 (W・h/(kg・°C))</p> <p>× 氷密度 (kg/m<sup>3</sup>) ÷ COP × 利用可能率 (%)</p>	
<p>&lt;推計結果※1,2&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 需要抑制 (万 kW) 夏期：99.9 (3時間需要抑制対応の場合)</li> <li>● 需要造成 (万 kW) 中間期：75.3、冬期：64.6 (8時間需要造成対応の場合)</li> </ul> <p>※1 夏期・中間期はヒートポンプ・蓄熱センターの試算結果（水蓄熱のCOPを3と想定）</p> <p>※2 冬期はこの結果を、冬期COP3.5と想定して補正した結果</p> <p>※3 厳密には氷蓄熱には別のCOPが設定されているが、補正率は水蓄熱と同様とした</p>	

## 2) 地域別のポテンシャル

ヒートポンプ・蓄熱センターによる地域別のポテンシャル試算結果を参照し、表 3-40 と同様に COP で補正を行い、地域別のデマンドレスポンス・ポテンシャルを概算した結果を表 3-41 に示す。

表 3-41 蓄熱式空調の地域別デマンドレスポンス・ポテンシャル

地域 (電力会社 別)	デマンドレスポンス・ポテンシャル (万 kW)					
	需要抑制			需要造成		
	夏期	中間期	冬期	夏期	中間期	冬期
北海道	0.4	—	—	—	0.3	0.2
東北	2.7	—	—	—	2.0	1.7
東京	55.6	—	—	—	41.9	35.9
北陸	2.0	—	—	—	1.5	1.3
中部	8.6	—	—	—	6.5	5.6
関西	13.6	—	—	—	10.3	8.8
中国	3.1	—	—	—	2.4	2.0
四国	3.0	—	—	—	2.2	1.9
九州	9.8	—	—	—	7.4	6.3
沖縄	1.1	—	—	—	0.9	0.7
全国計	99.9	—	—	—	75.3	64.6

※1 ヒートポンプ・蓄熱センターのポテンシャル試算結果に基づき概算。

※2 地域区分は電力供給エリア別。

## (9) 自動販売機

日本自動販売機工業会によれば、全国の自動販売機のほぼ 100%はエコ・ベンダーと呼ばれ、午前中に飲料を冷却し、ピーク時間帯（13~16時）に冷却を停止する機能を有する。このため、ピークカット機能を適用/解除し、需要を抑制/造成することで、自動販売機のデマンドレスポンス・ポテンシャルを活用可能である。自動販売機における需要抑制・造成のデマンドレスポンス・ポテンシャルを推計した結果を表 3-42 に示す。

表 3-42 自動販売機のデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制・造成）

<p>&lt;考え方&gt; デマンドレスポンス・ポテンシャル (kW) = 全国の自動販売機台数<sup>※1</sup> (台) × 平均電力消費量<sup>※2</sup> (kW/台) × ピークカット率<sup>※3</sup> (%) = 84.7 万 kW (0.35kW/台)</p> <p>&lt;参照値&gt; ※1 2,548,700 台（日本自動販売機工業会における 2015 年末の集計結果より） ※2 0.35kW/台（日本コカ・コーラ社事例より） ※3 95%（日本コカ・コーラ社事例より）</p>
--

## (10) 業務用ヒートポンプ給湯機

### 1) 需要抑制・造成ポテンシャル

業務用ヒートポンプ給湯機は、運転時間シフト等により需要抑制、需要造成の双方に対応可能と考えられる。日本冷凍空調工業会統計データによる、日本全国の業務用ヒートポンプ給湯機の合計加熱能力を用いて、需要抑制・造成のデマンドレスポンス・ポテンシャルを推計した結果を表 3-43 に示す。

表 3-43 業務用ヒートポンプ給湯機の  
デマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制・造成）

<p>&lt;考え方&gt; デマンドレスポンス・ポテンシャル (kW) = 全国の業務用 HP 給湯機加熱能力<sup>※1</sup>(kW) × 給水温度差<sup>※2</sup>(°C) ÷ 設計温度差<sup>※2</sup>(°C) ÷ COP<sup>※3</sup> = 夏期 12.2 万 kW、中間期 16.8 万 kW、冬期 24.6 万 kW (夏期 251.1 万 kW、中間期 345.7 万 kW、冬期 506.2 万 kW) <sup>※4</sup></p> <p>&lt;参照値&gt; ※1 76 万 kW 日本冷凍空調工業会統計データ ※2 給水温度差、設計温度差はヒートポンプ・蓄熱センターへのヒアリングに基づく（非公開） ※3 ヒートポンプ・蓄熱センターへのヒアリングに基づき、夏期：4.0、中間期：3.5、冬期：3.0 に設定 ※4 カッコ内は 2030 年のポテンシャル（ヒートポンプ・蓄熱センター「ヒートポンプ普及見直し調査」（2015 年 1 月）の 1,564 万 kW の場合） * 1 機あたりのポテンシャルは標準的加熱能力である 4~十数 kW と考えられる</p>
--

## 2) 地域別のポテンシャル

前述のポテンシャルを、日本冷凍空調工業会が集計した業務用ヒートポンプ給湯機の地域別加熱能力（2006年度～2015年度の出荷量ベース）に基づき按分し、地域別にデマンドレスポンス・ポテンシャルを推計した結果を表 3-44 に示す。

表 3-44 業務用ヒートポンプ給湯機の地域別デマンドレスポンス・ポテンシャル

地域 (電力会社別)	デマンドレスポンス・ポテンシャル (需要抑制・造成： kW)		
	夏期	中間期	冬期
北海道	2,478	3,413	4,997
東北	8,362	11,515	16,861
東京	33,848	46,611	68,251
北陸	6,699	9,225	13,507
中部	13,430	18,494	27,081
関西	25,357	34,917	51,129
中国	11,471	15,797	23,131
四国	6,551	9,021	13,210
九州	13,369	18,410	26,957
沖縄	435	599	877
全国計	122,000	168,000	246,000

※地域区分は電力供給エリア別。

### (11) 家庭用ヒートポンプ給湯機

#### 1) 需要抑制・造成ポテンシャル

家庭用ヒートポンプ給湯機は、運転時間シフト等により需要抑制、需要造成の双方に対応可能と考えられる。日本冷凍空調工業会の統計によれば、2016 年末までの累積出荷台数は 521 万台である。また、主要メーカー5社のカタログ値（タンク容量 370L）より、家庭用ヒートポンプ給湯機 1 台あたりの平均消費電力を夏期 0.86kW、中間期 0.98kW、冬期 1.5kW と設定した。以上に基づき、需要抑制・造成のデマンドレスポンス・ポテンシャルを推計した結果を表 3-45 に示す。

表 3-45 家庭用ヒートポンプ給湯機における  
デマンドレスポンス・ポテンシャル (需要抑制・造成)

<考え方>

デマンドレスポンス・ポテンシャル (kW)

= 全国の家計用ヒートポンプ給湯機台数<sup>※1</sup> (台) × 1 台あたり平均消費電力<sup>※2</sup> (kW/台)

= 夏期 450 万 kW、中間期 514 万 kW、冬期 788 万 kW

(夏期 1,406 万 kW、中間期 1,607 万 kW、冬期 2,462 万 kW) <sup>※3</sup>

<参照値>

※1 525 万台（日本冷凍空調工業会統計における 2016 年末までの累積出荷台数より）

※2 夏期：0.86kW、中間期：0.98、冬期：1.5kW に設定。中間期、冬期はメーカーカタログ値（370L 級）の平均値、夏期は夏期 COP4.0、中間期 COP3.5 と想定して補正

※3 カッコ内は 2030 年のポテンシャル（ヒートポンプ・蓄熱センター「ヒートポンプ普及見通し調査」（2015 年 1 月）の 1,641 万台の場合）



## 2) 地域別のポテンシャル

前述のポテンシャルを日本冷凍空調工業会が集計した、2004年度～2015年度の家庭用ヒートポンプ給湯機の地域別出荷台数合計に基づき按分し、地域別にデマンドレスポンス・ポテンシャルを推計した結果を表 3-46 に示す。

表 3-46 家庭用ヒートポンプ給湯機の地域別デマンドレスポンス・ポテンシャル

地域	デマンドレスポンス・ポテンシャル (需要抑制・造成：万 kW)		
	夏期	中間期	冬期
北海道	2.5	2.9	4.4
東北	28.5	32.6	50.0
関東	112.6	128.7	197.1
北陸	23.5	26.8	41.1
中部	74.6	85.2	130.6
近畿	78.7	89.9	137.8
中国	43.3	49.4	75.7
四国	20.2	23.1	35.5
九州	60.9	69.6	106.7
沖縄	1.5	1.7	2.6
全国計	449.7	514.0	787.5

### (12) 電気自動車

電気自動車は、充電時間帯のシフト等により需要抑制、需要造成の双方に対応可能と考えられる。

次世代自動車振興センターの統計によれば、電気自動車（乗用車、軽自動車）の保有台数は79,165万台である。また、メーカー各社の公開する標準的な普通充電設備の出力が3~4kWであることから、充電設備1台あたり平均負荷を3.5kWと設定した。

以上に基づき、需要抑制・造成のデマンドレスポンス・ポテンシャルを推計した結果を表 3-47 に示す。

表 3-47 電気自動車のデマンドレスポンス・ポテンシャル（需要抑制・造成）

<p>&lt;考え方&gt;</p> <p>デマンドレスポンス・ポテンシャル (kW)</p> <p>= 電気自動車の導入台数<sup>※1</sup> (台) × 充電設備1台あたり平均負荷<sup>※2</sup> (kW/台)</p> <p>= 28万kW (3,360万kW) <sup>※3</sup></p> <p>&lt;参照値&gt;</p> <p>※1 79,165台 (次世代自動車振興センター統計における乗用車、軽自動車の台数より)</p> <p>※2 3.5kW (各社カタログ値より)</p> <p>※3 カッコ内は2030年のポテンシャル (環境省「平成27年度低炭素社会の実現に向けた中長期的再生可能エネルギー導入拡大方策検討調査」の見通し960万台の場合)</p>
--

### (13) 推計結果まとめ（平均最大ポテンシャル）

以上の検討に基づき、各デマンドレスポンス資源の平均最大ポテンシャルをまとめた結

果を表 3-48～表 3-51 に示す。柔軟性が高いデマンドレスポンス資源は、全て応答時間 10 分未満として整理している。また、季節別の数値は、試算が可能であった柔軟性が高いデマンドレスポンス資源についてのみ整理している。

表 3-48 デマンドレスポンス資源のポテンシャル推計結果まとめ（現状・需要抑制）

（単位：万 kW）

		柔軟性（高）			柔軟性（低）		
		応答時間～10分			応答時間 ～10分	応答時間 ～1時間	応答時間 ～前日
		夏期	中間期	冬期			
産業	電解槽	—	—	—	—	53	53
	アーク炉	—	—	—	—	—	10
業務	上水道	—	—	—	—	19	19
	下水道	—	—	—	—	39	39
	冷凍冷蔵倉庫	—	—	—	19	19	19
	空調機器（一般）	2,570	658	475	—	—	—
	空調機器（蓄熱式）	100	—	—	—	—	—
	自動販売機	—	—	—	—	—	85
	業務用 HP 給湯機	12	17	25	—	—	—
家庭	家庭用 HP 給湯機	450	514	788	—	—	—
運輸	電気自動車	28	28	28	—	—	—
合計		3,160	1,217	1,316	19	130	225

※1 柔軟性が高いデマンドレスポンス資源は、全て応答時間は 10 分未満として整理

※2 季節別の数値は試算が可能であった柔軟性が高いデマンドレスポンス資源についてのみ整理

表 3-49 デマンドレスポンス資源のポテンシャル推計結果まとめ（2030 年・需要抑制）

（単位：万 kW）

		柔軟性（高）			柔軟性（低）		
		応答時間～10分			応答時間 ～10分	応答時間 ～1時間	応答時間 ～前日
		夏期	中間期	冬期			
産業	電解槽	—	—	—	—	53	53
	アーク炉	—	—	—	—	—	10
業務	上水道	—	—	—	—	19	19
	下水道	—	—	—	—	39	39
	冷凍冷蔵倉庫	—	—	—	19	19	19
	空調機器（一般）	2,570	658	475	—	—	—
	空調機器（蓄熱式）	100	—	—	—	—	—
	自動販売機	—	—	—	—	—	85
	業務用 HP 給湯機	251	346	506	—	—	—
家庭	家庭用 HP 給湯機	1,406	1,607	2,462	—	—	—
運輸	電気自動車	3,360	3,360	3,360	—	—	—
合計		7,687	5,971	6,803	19	130	225

※1 柔軟性が高いデマンドレスポンス資源は、全て応答時間は 10 分未満として整理

※2 季節別の数値は試算が可能であった柔軟性が高いデマンドレスポンス資源についてのみ整理

※3 業務用ヒートポンプ給湯機、家庭用ヒートポンプ給湯機、電気自動車についてのみ、業界団体の 2030 年の導入量見通しに基づく数値を前提として 2030 年時点の数値を推計

表 3-50 デマンドレスポンス資源のポテンシャル推計結果まとめ（現状・需要造成）

（単位：万 kW）

		柔軟性（高）			柔軟性（低）		
		応答時間～10分			応答時間 ～10分	応答時間 ～1時間	応答時間 ～前日
		夏期	中間期	冬期			
産業	電解槽	—	—	—	—	37	37
	アーク炉	—	—	—	—	—	10
業務	上水道	—	—	—	—	19	19
	下水道	—	—	—	—	39	39
	冷凍冷蔵倉庫	—	—	—	8	8	8
	空調機器（一般）	—	—	—	—	—	—
	空調機器（蓄熱式）	—	75	65	—	—	—
	自動販売機	—	—	—	—	—	85
	業務用 HP 給湯機	12	17	25	—	—	—
家庭	家庭用 HP 給湯機	450	514	788	—	—	—
運輸	電気自動車	28	28	28	—	—	—
合計		490	634	906	8	103	198

※1 柔軟性が高いデマンドレスポンス資源は、全て応答時間は10分未満として整理

※2 季節別の数値は試算が可能であった柔軟性が高いデマンドレスポンス資源についてのみ整理

表 3-51 デマンドレスポンス資源のポテンシャル推計結果まとめ（2030年・需要造成）

（単位：万 kW）

		柔軟性（高）			柔軟性（低）		
		応答時間～10分			応答時間 ～10分	応答時間 ～1時間	応答時間 ～前日
		夏期	中間期	冬期			
産業	電解槽	—	—	—	—	37	37
	アーク炉	—	—	—	—	—	10
業務	上水道	—	—	—	—	19	19
	下水道	—	—	—	—	39	39
	冷凍冷蔵倉庫	—	—	—	8	8	8
	空調機器（一般）	—	—	—	—	—	—
	空調機器（蓄熱式）	—	75	65	—	—	—
	自動販売機	—	—	—	—	—	85
	業務用 HP 給湯機	251	346	506	—	—	—
家庭	家庭用 HP 給湯機	1,406	1,607	2,462	—	—	—
運輸	電気自動車	3,360	3,360	3,360	—	—	—
合計		5,017	5,388	6,393	8	103	198

※1 柔軟性が高いデマンドレスポンス資源は、全て応答時間は10分未満として整理

※2 季節別の数値は試算が可能であった柔軟性が高いデマンドレスポンス資源についてのみ整理

※3 業務用ヒートポンプ給湯機、家庭用ヒートポンプ給湯機、電気自動車についてのみ、業界団体の2030年の導入量見通しに基づく数値を前提として2030年時点の数値を推計

### 3.3.4 継続時間を考慮したデマンドレスポンス資源のポテンシャル推計

#### (1) 継続時間の考慮方針

各デマンドレスポンス資源を利用するにあたっては、需要調整が必要となる時間帯における需要造成・抑制の「継続時間」も重要な要素であり、これを考慮したポテンシャル評価が重要となる。

そこで、九州電力管内の需給バランス状況（図 3-35）を参考に、需要造成の必要性が生じる時間帯として 9:00～16:00 の 7 時間、需要抑制の必要性が生じる時間帯として 16:00～20:00 の 4 時間を設定の上、それぞれの時間帯におけるデマンドレスポンスのポテンシャルを下式のとおり定義し、継続時間を考慮したポテンシャル推計値として整理した。

＜継続時間を考慮したデマンドレスポンス・ポテンシャルの定義＞

- 需要抑制ポテンシャル（継続時間考慮）＝  
年間平均需要抑制ポテンシャル × (継続時間 / 4 時間)
- 需要造成ポテンシャル（継続時間考慮）＝  
年間平均需要造成ポテンシャル × (継続時間 / 7 時間)

本定義に基づくと、例えば需要抑制の継続時間が 30 分のデマンドレスポンス資源については、需要抑制時間 16:00～20:00 の 4 時間にわたり継続的に対応を行うことを想定した場合のポテンシャルは、年間平均ポテンシャルの 8 分の 1 (30 分 / 4 時間) となる。

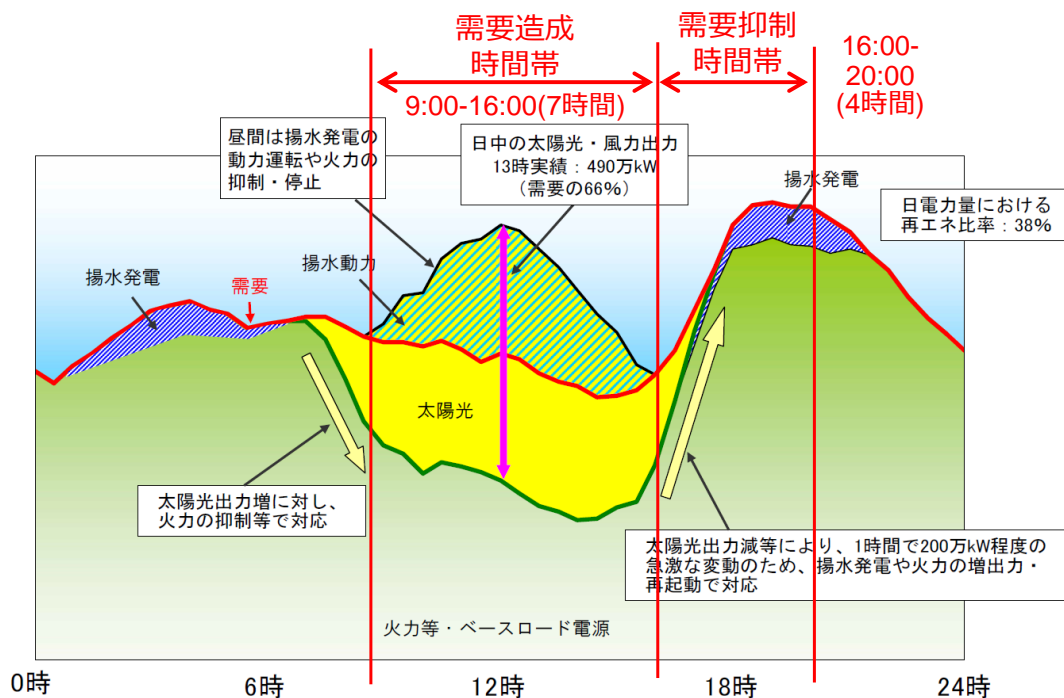


図 3-35 需要と供給のバランス状況（平成 28 年 5 月 4 日、九州電力管内）

出所) 九州電力「再エネの導入状況と至近の需給状況について」（2016 年 7 月）より作成

継続時間を考慮したポテンシャル推計にあたり、文献・ヒアリング調査結果を踏まえて、各デマンドレスポンス資源の継続時間を表 3-52 のとおり定義した。

表 3-52 各デマンドレスポンス資源の継続時間の想定値

		需要造成継続時間 (9:00~16:00)	需要抑制継続時間 (16:00~20:00)	継続時間設定の前提条件 (平均継続時間の想定)
産業	電解槽	7 時間	2 時間	需要造成：半日程度と想定 (夜→昼ピークシフト) 需要抑制：2 時間程度と想定※1
	アーク炉	7 時間	2 時間	需要造成：半日程度と想定 (夜→昼ピークシフト) 需要抑制：2 時間程度と想定※1
業務	上水道	2 時間	1 時間	需要造成・需要抑制：水需要を考慮し、昼間は 2 時間程度※1、夕方は 1 時間程度※2 と想定
	下水道	2 時間	2 時間	需要造成・需要抑制：2 時間程度と想定※1
	冷凍冷蔵倉庫	7 時間	30 分	需要造成：半日程度と想定 (夜→昼ピークシフト、負荷追従運転) 需要抑制：0.5 時間程度と想定※3
	空調機器(一般)	—	10 分	需要抑制：0.1 時間程度と想定※4
	空調機器(蓄熱式)	7 時間	3 時間	需要造成：8 時間程度と想定 (夜→昼ピークシフト) 需要抑制：3 時間程度と想定※5
	自動販売機	7 時間	4 時間	需要造成：半日程度と想定 需要抑制：半日程度と想定
家庭	業務用ヒートポンプ給湯機	7 時間	4 時間	需要造成・需要抑制： 冬期 15 時間程度 中間期 12.5 時間程度 夏期 10 時間程度と想定※6
	家庭用ヒートポンプ給湯機	4 時間	冬期：4 時間 中間期：3 時間 夏期：2 時間	需要造成・需要抑制： 冬期 4 時間程度 中間期 3 時間程度 夏期 2 時間程度と想定※7
運輸	電気自動車	4 時間	4 時間	需要造成・需要抑制：4 時間程度と想定※6

※1 ヒアリング調査における「数時間停止可能」との情報より、2 時間程度と想定。

※2 夕方は水の使用量が増えるため、昼間と比較して継続時間は短くなると想定し、1 時間に設定。

※3 ヒアリング調査における「10 分～1 時間」との情報より、30 分程度と想定。

※4 ヒアリング調査における「長時間の停止は困難であり、10 分程度が目安」との情報より、10 分程度と想定。

※5 ヒートポンプ・蓄熱センターヒアリング結果に基づき、需要抑制は 3 時間程度、需要造成は 8 時間程度と設定。

※6 ヒートポンプ・蓄熱センターヒアリング結果に基づき、冬期の継続時間を 15 時間と設定。メーカーのカタログ値より、夏期の加熱能力は冬期の 1.5 倍、中間期の加熱能力は冬期の 1.2 倍と設定し、継続時間を補正。

※7 資源エネルギー庁「電気自動車及びヒートポンプ給湯器の導入による需要創出の効果について」(2008 年)を参考に、冬期の継続時間を 4 時間と設定。メーカーのカタログ値より、夏期の加熱能力は冬期の 2 倍と設定し、継続時間を補正。

## (2) 推計結果

3.3.3 項で推計した各デマンドレスポンス資源における需要抑制・造成のポテンシャルを、3.3.4 項の継続時間の考え方を踏まえて整理した結果を以下に示す。

各推計結果（グラフ）について、左側のグラフは 3.3.3 にて算出した年間（または季節別）の平均最大ポテンシャル、右側のグラフは継続時間を考慮したポテンシャルを表す。

また、業務用ヒートポンプ給湯機、家庭用ヒートポンプ給湯機及び電気自動車については、業界団体による導入見通しを用いて、2030 年におけるポテンシャル推計値を積上げている（その他のデマンドレスポンス資源は、現状・2030 年ともに同じ数値を積上げ）。

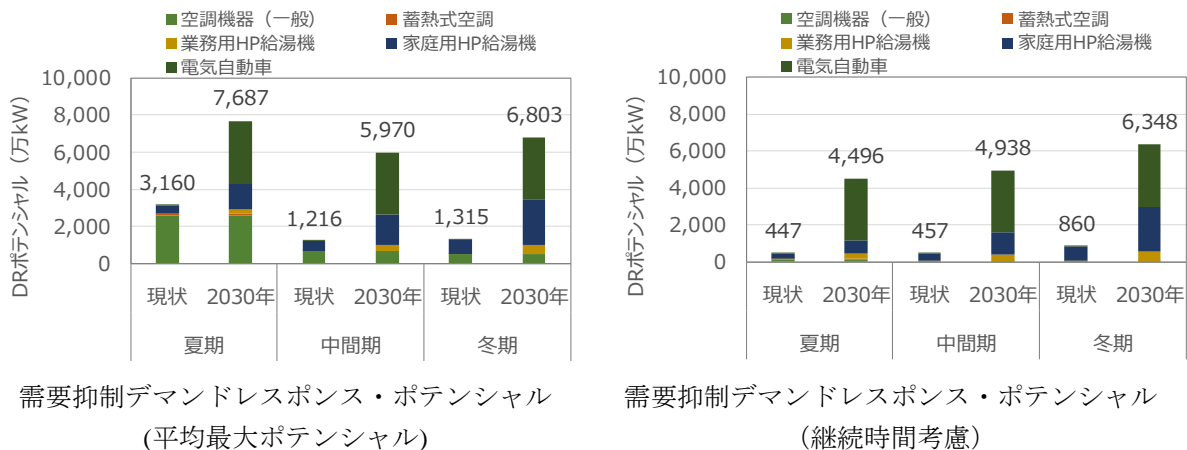
### 1) 需要抑制ポテンシャル

#### a. 全国合計の需要抑制ポテンシャル

##### ア) 柔軟性の高いデマンドレスポンス資源

柔軟性の高いデマンドレスポンス資源の需要抑制ポテンシャルを整理した結果を図 3-36 に示す。図 3-36 より以下の傾向がわかる。

- 継続時間を考慮しない場合、空調機器（一般）によるポテンシャルは夏期に最も高くなる。ただし、継続時間を考慮した場合、継続時間 10 分を想定する空調機器（一般）のポテンシャルは大きく減少する。
- 家庭用ヒートポンプ給湯機では継続時間を考慮した場合もポテンシャルが高く、通年で利用が可能である。
- 2030 年の評価においては、電気自動車によるポテンシャルが最大となる。



※1 対象としたデマンドレスポンス資源はすべて 10 分以内での応答が可能のため、季節別のみで整理

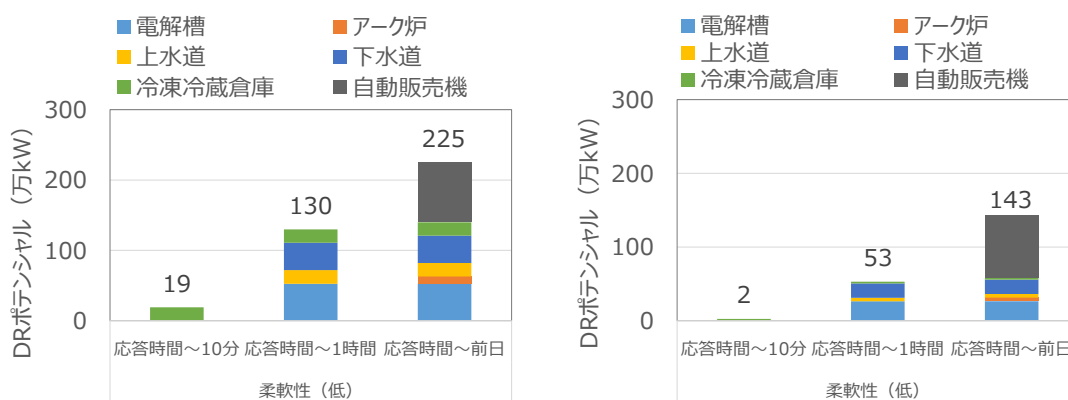
※2 2030 年の数値は、業務用ヒートポンプ給湯機、家庭用ヒートポンプ給湯機、電気自動車について、業界団体の 2030 年の導入量見通しに基づく数値を前提とした場合

図 3-36 柔軟性の高いデマンドレスポンス資源の需要抑制ポテンシャル

## イ) 柔軟性の低いデマンドレスポンス資源

柔軟性の低いデマンドレスポンス資源の需要抑制ポテンシャルを整理した結果を図 3-37 に示す。図 3-37 より以下の傾向がわかる。

- 冷凍冷蔵倉庫は応答時間が短い点が評価される。一方、継続時間を考慮した場合のポテンシャルは小さくなる。
- 応答時間 1 時間未満では、電解槽と下水道のポテンシャルが大きい。
- 前日までの応答時間まで考慮する場合、自動販売機のポテンシャルが最も大きくなる。
- 電解槽、下水道、自動販売機ともに継続時間を考慮したポテンシャル量も大きい。
- 上水道については、夕方の水需要増加を考慮すると、継続時間は短いと想定されるため、継続時間を考慮した場合のポテンシャルは小さくなる。



需要抑制デマンドレスポンス・ポテンシャル (平均最大ポテンシャル)      需要抑制デマンドレスポンス・ポテンシャル (継続時間考慮)

※ 本調査の範囲では季節別の推計はできなかったため、応答時間別のみで整理

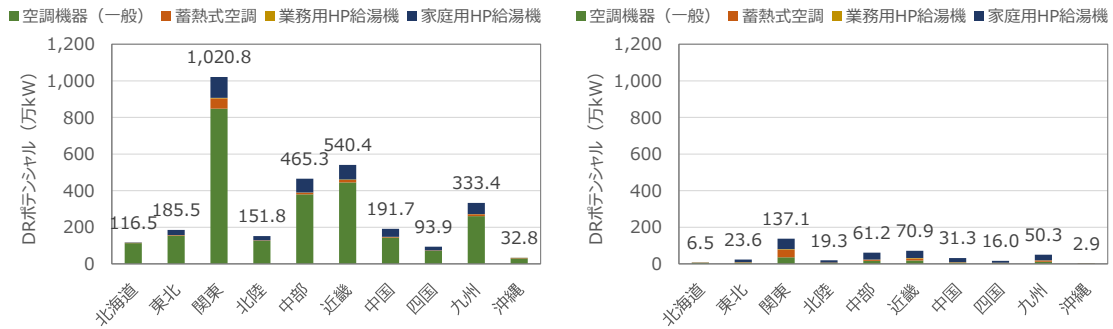
図 3-37 柔軟性の低いデマンドレスポンス資源の需要抑制ポテンシャル

## b. 地域別の需要抑制ポテンシャル (夏期)

### ア) 柔軟性の高いデマンドレスポンス資源

前述の柔軟性の高いデマンドレスポンス資源の需要抑制ポテンシャルについて、夏期の現状の数値を対象に、地域別に整理した結果を図 3-38 に示す。

大規模需要地である関東や、近畿、中部等でポテンシャルが大きくなる。本整理の中では資源別の地域偏在性の特徴は見出せない。



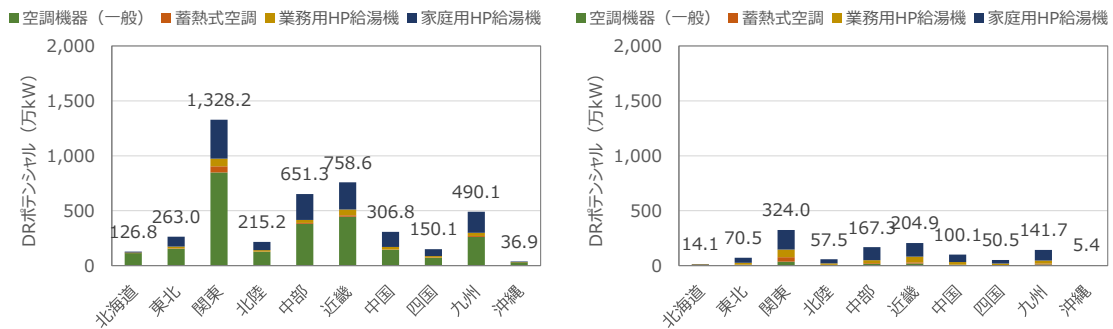
需要抑制デマンドレスポンス・ポテンシャル (夏期・平均最大ポテンシャル)      需要抑制デマンドレスポンス・ポテンシャル (夏期・継続時間考慮)

- ※1 夏期を対象に整理
- ※2 地域別推計のためのデータが取得できなかった電気自動車は除く
- ※3 推計に基づいた統計の整理の制約上、一部地域区分が他と異なる資源が存在（蓄熱式空調、業務用ヒートポンプ給湯機は、電力会社エリア別の区分）

図 3-38 柔軟性の高いデマンドレスポンス資源の需要抑制ポテンシャル (地域別・夏期・現状)

また、業務用ヒートポンプ給湯機、家庭用ヒートポンプ給湯機について、2030年の導入見通し台数を前提としたポテンシャルを採用した場合の結果を図 3-39 に示す。

将来の普及拡大を見込む場合、業務用ヒートポンプ給湯機、家庭用ヒートポンプ給湯機のポテンシャルは現状よりも大幅に増加する。



需要抑制デマンドレスポンス・ポテンシャル (夏期・平均最大ポテンシャル)      需要抑制デマンドレスポンス・ポテンシャル (夏期・継続時間考慮)

- ※1 夏期を対象に整理
- ※2 地域別推計のためのデータが取得できなかった電気自動車は除く
- ※3 推計に基づいた統計の整理の制約上、一部地域区分が他と異なる資源が存在（蓄熱式空調、業務用ヒートポンプ給湯機は、電力会社エリア別の区分）

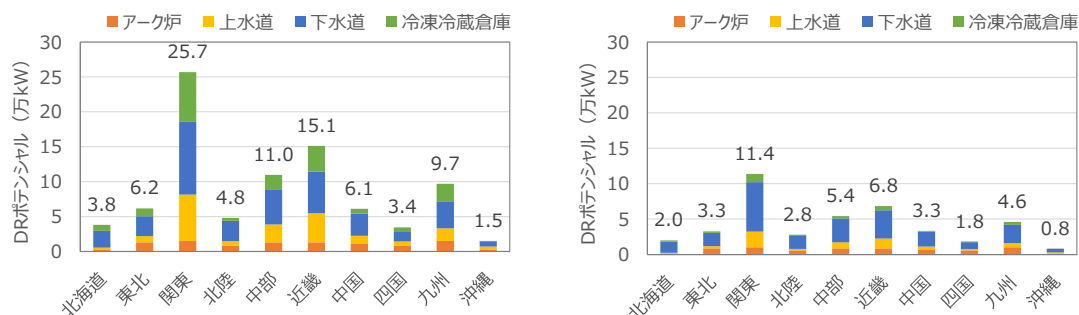
図 3-39 柔軟性の高いデマンドレスポンス資源の需要抑制ポテンシャル (地域別・夏期・2030年)



## イ) 柔軟性の低いデマンドレスポンス資源

前述の柔軟性の低いデマンドレスポンス資源の需要抑制ポテンシャルについて、地域別に整理した結果を図 3-40 に示す。

柔軟性の高いデマンドレスポンス資源の場合と同様に、大規模需要地である関東、近畿、中部等でポテンシャルが大きくなる。現状の整理の中では資源別の地域偏在性に目立った傾向は見出せない。



需要抑制デマンドレスポンス・ポテンシャル (平均最大ポテンシャル)      需要抑制デマンドレスポンス・ポテンシャル (継続時間考慮)

※1 「応答時間～1日前」を対象に例示

※2 地域別推計のためのデータが取得できなかった電解槽、自動販売機は除く

図 3-40 柔軟性の低いデマンドレスポンス資源の需要抑制ポテンシャル (地域別)

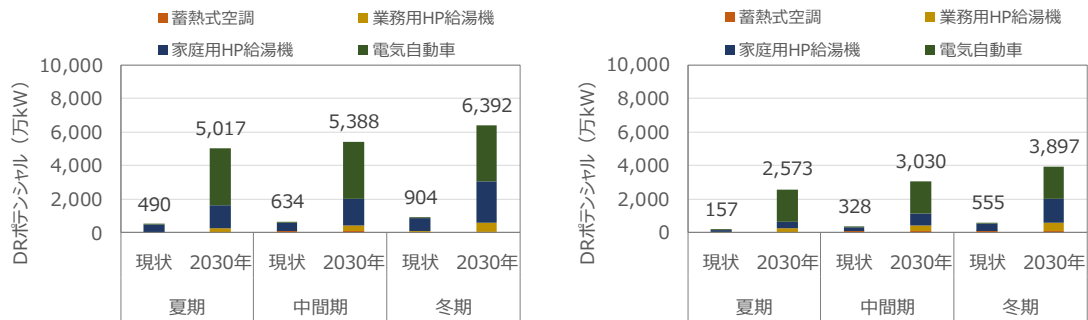
## 2) 需要造成ポテンシャル

### a. 全国合計の需要造成ポテンシャル

#### ア) 柔軟性の高いデマンドレスポンス資源

柔軟性の高いデマンドレスポンス資源の需要造成ポテンシャルを整理した結果を図 3-41 に示す。図 3-41 より以下の傾向がわかる。

- 季節変動はあるが、年間を通して家庭用ヒートポンプ給湯機のポテンシャルが最も高く、他の資源を大きく上回る。
- ヒートポンプ給湯機に次いで、空調機器（蓄熱式）、電気自動車のポテンシャルが高い。業務用ヒートポンプ給湯機については、相対的にポテンシャルが低い。
- 継続時間を考慮する場合、家庭用ヒートポンプ給湯機と電気自動車のポテンシャルは減少する。
- 2030年の評価においては、電気自動車によるポテンシャルが最大となる。



需要造成デマンドレスポンス・ポテンシャル (年間・平均最大ポテンシャル)      需要造成デマンドレスポンス・ポテンシャル (継続時間考慮)

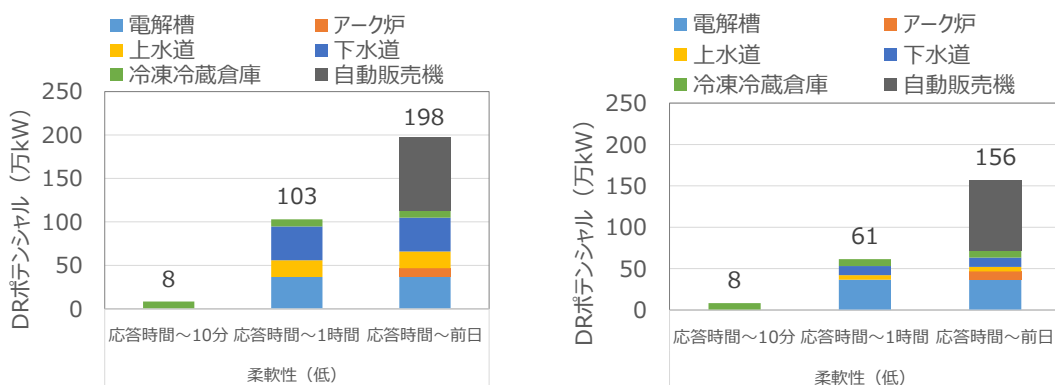
- ※1 対象としたデマンドレスポンス資源はすべて 10 分以内での応答が可能のため、季節別のみで整理
- ※2 2030 年の数値は、業務用ヒートポンプ給湯機、家庭用ヒートポンプ給湯機、電気自動車について、業界団体の 2030 年の導入量見通しに基づく数値を前提とした場合

図 3-41 柔軟性の高いデマンドレスポンス資源の需要造成ポテンシャル

### イ) 柔軟性の低いデマンドレスポンス資源

柔軟性の低いデマンドレスポンス資源の需要造成ポテンシャルを整理した結果を図 3-42 に示す。図 3-42 より以下の傾向がわかる。

- 冷凍冷蔵倉庫は応答時間が短い点が評価される。継続時間が長いため、ポテンシャルに変化はない。
- 応答時間 1 時間未満では、電解槽と下水道のポテンシャルが大きい。
- 前日までの応答時間まで考慮する場合、自動販売機のポテンシャルが最も大きくなる。
- 電解槽と自動販売機については、継続時間が長いため、継続時間を考慮したポテンシャル量も大きい。
- 上水道、下水道については、継続時間を考慮したポテンシャルは減少する。



需要造成デマンドレスポンス・ポテンシャル (年間・平均最大ポテンシャル)      需要造成デマンドレスポンス・ポテンシャル (継続時間考慮)

- ※ 本調査の範囲では季節別の推計はできなかったため、応答時間別のみで整理

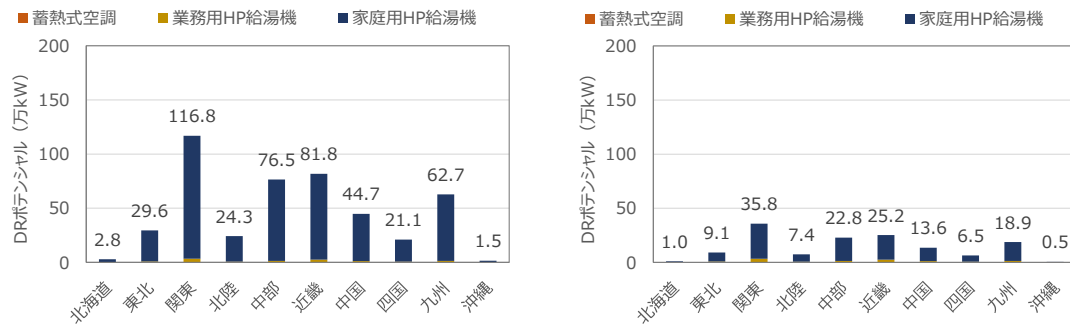
図 3-42 柔軟性の低いデマンドレスポンス資源の需要造成ポテンシャル

## b. 地域別の需要造成ポテンシャル（夏期）

### ア) 柔軟性の高いデマンドレスポンス資源

前述の柔軟性の高いデマンドレスポンス資源の需要造成ポテンシャルについて、夏期の現状の数値を対象に、地域別に整理した結果を図 3-43 に示す。

需要抑制の場合と同様に、大規模需要地である関東、近畿、中部等でポテンシャルが大きくなる。本整理の中では資源別の地域偏在性の特徴は見出せない。



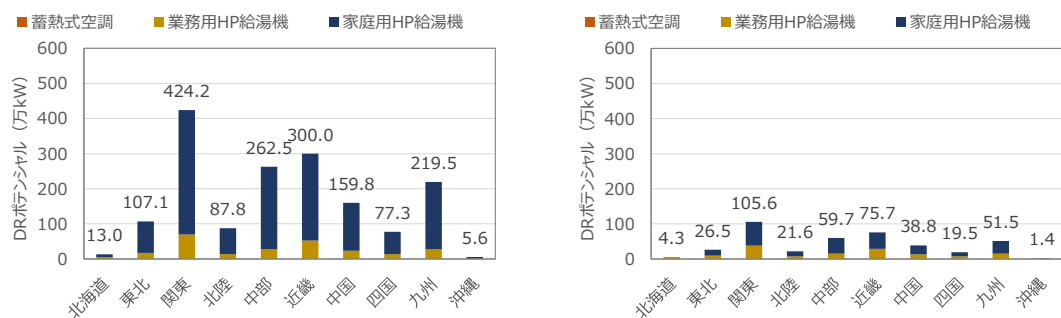
需要造成デマンドレスポンス・ポテンシャル（夏期・平均最大ポテンシャル）      需要造成デマンドレスポンス・ポテンシャル（夏期・継続時間考慮）

- ※1 夏期を対象に整理      ※2 地域別推計のためのデータが取得できなかった電気自動車は除く
- ※3 推計に基づいた統計の整理の制約上、一部地域区分が他と異なる資源が存在（蓄熱式空調、業務用ヒートポンプ給湯機は、電力会社エリア別の区分）

図 3-43 柔軟性の高いデマンドレスポンス資源の需要造成ポテンシャル（地域別・現状）

また、業務用ヒートポンプ給湯機、家庭用ヒートポンプ給湯機について、2030年の導入見通し台数を前提としたポテンシャルを採用した場合の結果を図 3-44 に示す。

将来の普及拡大を見込む場合、業務用ヒートポンプ給湯機、家庭用ヒートポンプ給湯機のポテンシャルは現状よりも大幅に増加する。



需要造成デマンドレスポンス・ポテンシャル（夏期・平均最大ポテンシャル）      需要造成デマンドレスポンス・ポテンシャル（夏期・継続時間考慮）

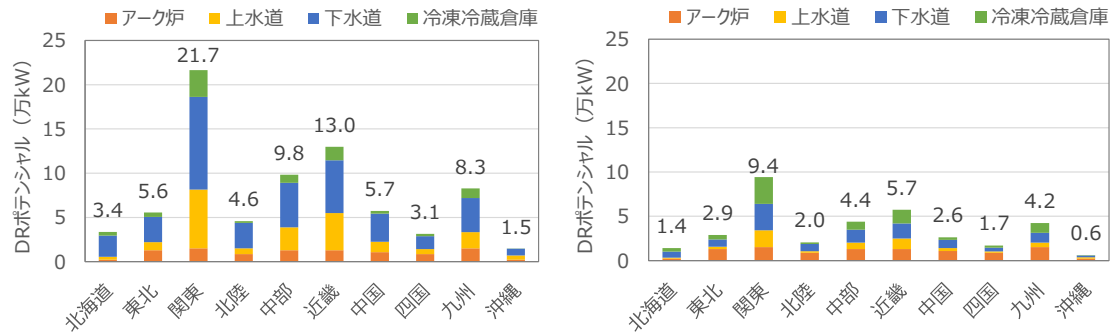
- ※1 夏期を対象に整理      ※2 地域別推計のためのデータが取得できなかった電気自動車は除く
- ※3 推計に基づいた統計の整理の制約上、一部地域区分が他と異なる資源が存在（蓄熱式空調、業務用ヒートポンプ給湯機は、電力会社エリア別の区分）

図 3-44 柔軟性の高いデマンドレスポンス資源の需要造成ポテンシャル（地域別・2030年）

## イ) 柔軟性の低いデマンドレスポンス資源

前述の柔軟性の低いデマンドレスポンス資源の需要造成ポテンシャルについて、地域別に整理した結果を図 3-45 に示す。

需要抑制の場合と同様に、大規模需要地である関東、近畿、中部等でポテンシャルが大きくなる。本整理の中では資源別の地域偏在性の特徴は見出せない。



需要造成デマンドレスポンス・ポテンシャル  
(平均最大ポテンシャル)

需要造成デマンドレスポンス・ポテンシャル  
(継続時間考慮)

※1 「応答時間～1日前」を対象に例示

※2 地域別推計のためのデータが取得できなかった電解槽、自動販売機は除く

図 3-45 柔軟性の低いデマンドレスポンス資源の需要造成ポテンシャル (地域別)

### 3) 推計結果まとめ

以上の検討に基づき、継続時間を考慮したポテンシャルをまとめた結果を表 3-53～表 3-56 に示す。

表 3-53 デマンドレスポンス資源ポテンシャル推計結果まとめ  
(需要抑制・継続時間考慮・現状)

(単位：万 kW)

		柔軟性 (高)			柔軟性 (低)		
		応答時間～10 分			応答時間 ～10 分	応答時間 ～1 時間	応答時間 ～前日
		夏期	中間期	冬期			
産業	電解槽	—	—	—	—	26	26
	アーク炉	—	—	—	—	—	5
業務	上水道	—	—	—	—	5	5
	下水道	—	—	—	—	19	19
	冷凍冷蔵倉庫	—	—	—	2	2	2
	空調機器 (一般)	107	27	20	—	—	—
	空調機器 (蓄熱式)	75	0	0	—	—	—
	自動販売機	—	—	—	—	—	85
	業務用 HP 給湯機	12	17	25	—	—	—
	家庭	家庭用 HP 給湯機	225	385	788	—	—
運輸	電気自動車	28	28	28	—	—	—
合計		447	457	860	2	53	143

※1 柔軟性が高いデマンドレスポンス資源は、全て応答時間は 10 分未満として整理

※2 季節別の数値は試算が可能であった柔軟性が高いデマンドレスポンス資源についてのみ整理

表 3-54 デマンドレスポンス資源ポテンシャル推計結果まとめ  
(需要抑制・継続時間考慮・2030 年)

(単位：万 kW)

		柔軟性 (高)			柔軟性 (低)		
		応答時間～10 分			応答時間 ～10 分	応答時間 ～1 時間	応答時間 ～前日
		夏期	中間期	冬期			
産業	電解槽	—	—	—	—	26	26
	アーク炉	—	—	—	—	—	5
業務	上水道	—	—	—	—	5	5
	下水道	—	—	—	—	19	19
	冷凍冷蔵倉庫	—	—	—	2	2	2
	空調機器 (一般)	107	27	20	—	—	—
	空調機器 (蓄熱式)	75	0	0	—	—	—
	自動販売機	—	—	—	—	—	85
	業務用 HP 給湯機	251	346	506	—	—	—
	家庭	家庭用 HP 給湯機	703	1,205	2,462	—	—
運輸	電気自動車	3,360	3,360	3,360	—	—	—
合計		4,496	4,938	6,348	2	53	143

※1 柔軟性が高いデマンドレスポンス資源は、全て応答時間は 10 分未満として整理

※2 季節別の数値は試算が可能であった柔軟性が高いデマンドレスポンス資源についてのみ整理

※3 業務用ヒートポンプ給湯機、家庭用ヒートポンプ給湯機、電気自動車についてのみ、業界団体の 2030 年の導入量見通しに基づく数値を前提として 2030 年時点の数値を推計

表 3-55 デマンドレスポンス資源ポテンシャル推計結果まとめ  
(需要造成・継続時間考慮・現状)

(単位：万 kW)

		柔軟性（高）			柔軟性（低）		
		応答時間～10分			応答時間 ～10分	応答時間 ～1時間	応答時間 ～前日
		夏期	中間期	冬期			
産業	電解槽	—	—	—	—	37	37
	アーク炉	—	—	—	—	—	10
業務	上水道	—	—	—	—	6	6
	下水道	—	—	—	—	11	11
	冷凍冷蔵倉庫	—	—	—	8	8	8
	空調機器（一般）	—	—	—	—	—	—
	空調機器（蓄熱式）	0	75	65	—	—	—
	自動販売機	—	—	—	—	—	85
	業務用 HP 給湯機	12	17	25	—	—	—
	家庭	家庭用 HP 給湯機	128	220	450	—	—
運輸	電気自動車	16	16	16	—	—	—
合計		157	328	555	8	61	156

※1 柔軟性が高いデマンドレスポンス資源は、全て応答時間は10分未満として整理

※2 季節別の数値は試算が可能であった柔軟性が高いデマンドレスポンス資源についてのみ整理

表 3-56 デマンドレスポンス資源ポテンシャル推計結果まとめ  
(需要造成・継続時間考慮・2030年)

(単位：万 kW)

		柔軟性（高）			柔軟性（低）		
		応答時間～10分			応答時間 ～10分	応答時間 ～1時間	応答時間 ～前日
		夏期	中間期	冬期			
産業	電解槽	—	—	—	—	37	37
	アーク炉	—	—	—	—	—	10
業務	上水道	—	—	—	—	6	6
	下水道	—	—	—	—	11	11
	冷凍冷蔵倉庫	—	—	—	8	8	8
	空調機器（一般）	—	—	—	—	—	—
	空調機器（蓄熱式）	0	75	65	—	—	—
	自動販売機	—	—	—	—	—	85
	業務用 HP 給湯機	251	346	506	—	—	—
	家庭	家庭用 HP 給湯機	402	689	1,407	—	—
運輸	電気自動車	1,920	1,920	1,920	—	—	—
合計		2,573	3,030	3,898	8	61	156

※1 柔軟性が高いデマンドレスポンス資源は、全て応答時間は10分未満として整理

※2 季節別の数値は試算が可能であった柔軟性が高いデマンドレスポンス資源についてのみ整理

※3 業務用ヒートポンプ給湯機、家庭用ヒートポンプ給湯機、電気自動車についてのみ、業界団体の2030年の導入量見通しに基づく数値を前提として2030年時点の数値を推計

表 3-57 デマンドレスポンス資源のポテンシャル推計結果まとめ（需要抑制・継続時間考慮・地域別・現状）

（単位：万 kW）

		北海道			東北			関東			北陸			中部			近畿			中国			四国			九州			沖縄		
		夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期
産業	電解槽	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	アーク炉	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	1.1	1.1	1.1	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	1.1	1.1	1.1	0.5	0.5	0.5	0.1	0.1	0.1	0.4	0.4	0.4	0.1	0.1	0.1
業務	上水道	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	1.7	1.7	1.7	0.2	0.2	0.2	0.6	0.6	0.6	1.0	1.0	1.0	0.3	0.3	0.3	0.1	0.1	0.1	0.5	0.5	0.5	0.1	0.1	0.1
	下水道	1.2	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	5.2	5.2	5.2	1.4	1.4	1.4	2.5	2.5	2.5	3.0	3.0	3.0	1.6	1.6	1.6	0.7	0.7	0.7	1.9	1.9	1.9	0.4	0.4	0.4
	冷凍冷蔵倉庫	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.9	0.9	0.9	0.1	0.1	0.1	0.3	0.3	0.3	0.5	0.5	0.5	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.3	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0
	空調機器（一般）	4.7	1.3	1.0	6.3	1.7	1.3	35.6	8.4	5.6	5.2	1.4	1.1	15.8	4.2	3.2	18.5	4.9	3.6	6.0	1.6	1.2	2.9	0.7	0.5	10.9	2.8	2.0	1.3	0.3	0.2
	空調機器（蓄熱式）	0.3	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0	41.7	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0	6.4	0.0	0.0	10.2	0.0	0.0	2.4	0.0	0.0	2.2	0.0	0.0	7.4	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0
	自動販売機	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	業務用 HP 給湯機	0.2	0.3	0.5	0.8	1.2	1.7	3.4	4.7	6.8	0.7	0.9	1.4	1.3	1.8	2.7	2.5	3.5	5.1	1.1	1.6	2.3	0.7	0.9	1.3	1.3	1.8	2.7	0.0	0.1	0.1
家庭	家庭用 HP 給湯機	1.3	2.2	4.4	14.4	24.6	50.4	56.7	97.2	198.6	11.8	20.3	41.4	37.6	64.4	131.6	39.6	68.0	138.9	21.8	37.4	76.3	10.2	17.5	35.7	30.7	52.6	107.5	0.8	1.3	2.6
運輸	電気自動車	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	合計	8.2	5.4	7.5	25.8	29.6	55.3	146.0	120.1	221.0	21.5	24.7	45.9	65.2	74.3	141.2	76.5	81.7	152.9	33.8	43.0	82.2	17.1	20.2	38.6	53.3	60.3	115.3	3.5	2.2	3.5

※1 「応答時間～1日前」のポテンシャル

※2 地域別推計のためのデータが取得できなかった電解槽、自動販売機は除く

表 3-58 デマンドレスポンス資源のポテンシャル推計結果まとめ（需要抑制・継続時間考慮・地域別・2030年）

(単位：万 kW)

		北海道			東北			関東			北陸			中部			近畿			中国			四国			九州			沖縄			
		夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	
産業	電解槽	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	アーク炉	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	1.1	1.1	1.1	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	1.1	1.1	1.1	0.5	0.5	0.5	0.1	0.1	0.1	0.4	0.4	0.4	0.1	0.1	0.1	
業務	上水道	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	1.7	1.7	1.7	0.2	0.2	0.2	0.6	0.6	0.6	1.0	1.0	1.0	0.3	0.3	0.3	0.1	0.1	0.1	0.5	0.5	0.5	0.1	0.1	0.1	
	下水道	1.2	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	5.2	5.2	5.2	1.4	1.4	1.4	2.5	2.5	2.5	3.0	3.0	3.0	1.6	1.6	1.6	0.7	0.7	0.7	1.9	1.9	1.9	0.4	0.4	0.4	
	冷凍冷蔵倉庫	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.9	0.9	0.9	0.1	0.1	0.1	0.3	0.3	0.3	0.5	0.5	0.5	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.3	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0	
	空調機器(一般)	4.7	1.3	1.0	6.3	1.7	1.3	35.6	8.4	5.6	5.2	1.4	1.1	15.8	4.2	3.2	18.5	4.9	3.6	6.0	1.6	1.2	2.9	0.7	0.5	10.9	2.8	2.0	1.3	0.3	0.2	
	空調機器(蓄熱式)	0.3	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0	41.7	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0	6.4	0.0	0.0	10.2	0.0	0.0	2.4	0.0	0.0	2.2	0.0	0.0	7.4	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0	
	自動販売機	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	業務用HP給湯機	5.1	7.0	10.3	17.2	23.7	34.7	69.7	95.9	140.5	13.8	19.0	27.8	27.6	38.1	55.7	52.2	71.9	105.2	23.6	32.5	47.6	13.5	18.6	27.2	27.5	37.9	55.5	0.9	1.2	1.8	
家庭	家庭用HP給湯機	4.0	6.8	13.9	44.9	77.0	157.4	177.3	303.9	620.9	37.0	63.4	129.5	117.4	201.3	411.2	123.9	212.4	434.0	68.1	116.8	238.6	31.9	54.7	111.7	96.0	164.5	336.1	2.3	4.0	8.2	
運輸	電気自動車	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
合計		15.8	16.7	26.7	72.7	104.5	195.4	332.8	418.0	776.9	59.7	85.9	160.5	171.4	247.4	473.8	210.4	294.6	548.2	102.6	153.3	289.8	51.6	75.0	140.4	144.8	208.2	396.6	5.9	6.1	10.8	

※1 「応答時間～1日前」のポテンシャル

※2 地域別推計のためのデータが取得できなかった電解槽、自動販売機は除く

※3 業務用ヒートポンプ給湯機、家庭用ヒートポンプ給湯機、電気自動車についてのみ、業界団体の2030年の導入量見通しに基づく数値を前提として2030年時点の数値を推計



表 3-59 デマンドレスポンス資源のポテンシャル推計結果まとめ（需要造成・継続時間考慮・地域別・現状）

（単位：万 kW）

		北海道			東北			関東			北陸			中部			近畿			中国			四国			九州			沖縄		
		夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期
産業	電解槽	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	アーク炉	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	2.2	2.2	2.2	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	2.2	2.2	2.2	1.1	1.1	1.1	0.2	0.2	0.2	0.7	0.7	0.7	0.1	0.1	0.1
業務	上水道	0.1	0.1	0.1	0.3	0.3	0.3	1.9	1.9	1.9	0.2	0.2	0.2	0.7	0.7	0.7	1.2	1.2	1.2	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.5	0.5	0.5	0.1	0.1	0.1
	下水道	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	3.0	3.0	3.0	0.8	0.8	0.8	1.4	1.4	1.4	1.7	1.7	1.7	0.9	0.9	0.9	0.4	0.4	0.4	1.1	1.1	1.1	0.2	0.2	0.2
	冷凍冷蔵倉庫	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	3.0	3.0	3.0	0.2	0.2	0.2	0.9	0.9	0.9	1.5	1.5	1.5	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	1.1	1.1	1.1	0.0	0.0	0.0
	空調機器（一般）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	空調機器（蓄熱式）	0.0	0.3	0.2	0.0	2.0	1.7	0.0	41.9	35.9	0.0	1.5	1.3	0.0	6.5	5.6	0.0	10.3	8.8	0.0	2.4	2.0	0.0	2.2	1.9	0.0	7.4	6.3	0.0	0.9	0.7
	自動販売機	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	業務用HP給湯機	0.2	0.3	0.5	0.8	1.2	1.7	3.4	4.7	6.8	0.7	0.9	1.4	1.3	1.8	2.7	2.5	3.5	5.1	1.1	1.6	2.3	0.7	0.9	1.3	1.3	1.8	2.7	0.0	0.1	0.1
家庭	家庭用HP給湯機	0.7	1.2	2.5	8.2	14.1	28.8	32.4	55.6	113.5	6.8	11.6	23.7	21.5	36.8	75.2	22.7	38.8	79.3	12.5	21.3	43.6	5.8	10.0	20.4	17.5	30.1	61.4	0.4	0.7	1.5
運輸	電気自動車	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	合計	2.8	3.7	5.1	11.4	19.5	34.5	45.9	112.2	166.3	9.7	16.3	28.6	27.1	49.4	87.7	31.8	59.2	99.9	16.2	27.9	50.6	7.6	14.2	24.7	22.3	42.8	73.9	1.0	2.2	2.8

※1 「応答時間～1日前」のポテンシャル

※2 地域別推計のためのデータが取得できなかった電解槽、自動販売機は除く

表 3-60 デマンドレスポンス資源のポテンシャル推計結果まとめ（需要造成・継続時間考慮・地域別・2030年）

(単位：万 kW)

		北海道			東北			関東			北陸			中部			近畿			中国			四国			九州			沖縄							
		夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期	夏期	中間	冬期					
産業	電解槽	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	アーク炉	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	2.2	2.2	2.2	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	2.2	2.2	2.2	1.1	1.1	1.1	0.2	0.2	0.2	0.7	0.7	0.7	0.1	0.1	0.1					
業務	上水道	0.1	0.1	0.1	0.3	0.3	0.3	1.9	1.9	1.9	0.2	0.2	0.2	0.7	0.7	0.7	1.2	1.2	1.2	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.5	0.5	0.5	0.1	0.1	0.1					
	下水道	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	3.0	3.0	3.0	0.8	0.8	0.8	1.4	1.4	1.4	1.7	1.7	1.7	0.9	0.9	0.9	0.4	0.4	0.4	1.1	1.1	1.1	0.2	0.2	0.2					
	冷凍冷蔵倉庫	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	3.0	3.0	3.0	0.2	0.2	0.2	0.9	0.9	0.9	1.5	1.5	1.5	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	1.1	1.1	1.1	0.0	0.0	0.0					
	空調機器(一般)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	空調機器(蓄熱式)	0.0	0.3	0.2	0.0	2.0	1.7	0.0	41.9	35.9	0.0	1.5	1.3	0.0	6.5	5.6	0.0	10.3	8.8	0.0	2.4	2.0	0.0	2.2	1.9	0.0	7.4	6.3	0.0	0.9	0.7					
	自動販売機	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	業務用HP給湯機	2.8	3.9	5.7	9.5	13.0	19.1	38.3	52.8	77.3	7.6	10.4	15.3	15.2	20.9	30.7	28.7	39.5	57.9	13.0	17.9	26.2	7.4	10.2	15.0	15.1	20.8	30.5	0.5	0.7	1.0					
家庭	家庭用HP給湯機	1.5	2.6	5.3	17.1	29.3	59.9	67.5	115.6	236.2	14.1	24.1	49.3	44.7	76.6	156.5	47.2	80.8	165.1	25.9	44.4	90.8	12.1	20.8	42.5	36.5	62.6	127.9	0.9	1.5	3.1					
運輸	電気自動車	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	合計	6.1	8.5	13.0	28.8	46.6	82.8	115.6	220.0	358.7	23.9	38.3	68.0	64.0	108.1	196.5	82.3	137.0	237.9	41.5	67.2	121.3	20.6	34.3	60.3	55.0	94.1	167.8	1.9	3.6	5.4					

※1 「応答時間～1日前」のポテンシャル

※2 地域別推計のためのデータが取得できなかった電解槽、自動販売機は除く

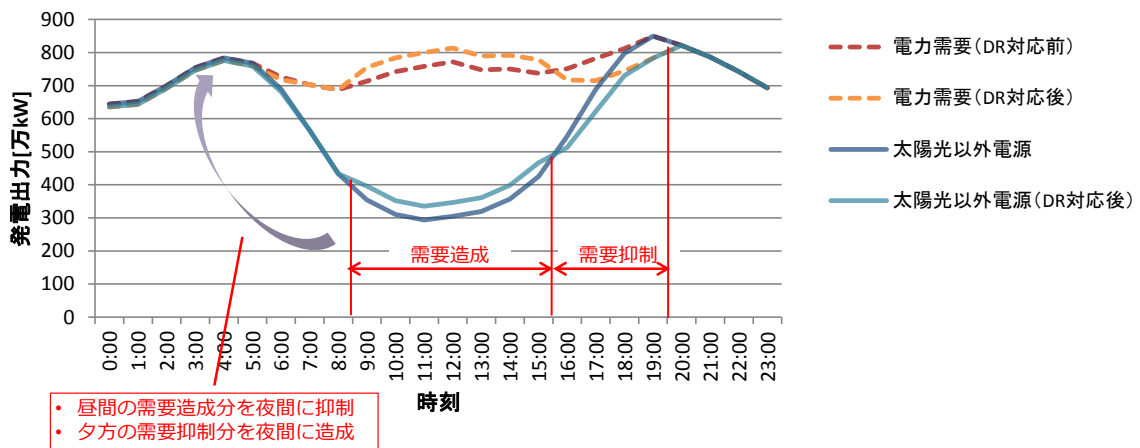
※3 業務用ヒートポンプ給湯機、家庭用ヒートポンプ給湯機、電気自動車についてのみ、業界団体の2030年の導入量見通しに基づく数値を前提として2030年時点の数値を推計

### (3) 九州電力管内におけるケーススタディ

前項までに検討した結果を用いて、九州電力が公表している電力需給実績及びエネルギー源別発電実績データを用いて、2016年5月4日を対象に、各デマンドレスポンス資源の活用による需給バランス改善効果に関するケーススタディを行った。

結果を図 3-46、図 3-47 に示す。図 3-46 は現状のポテンシャル値、図 3-47 は 2030 年のポテンシャル値を用いている。9:00～16:00 は継続時間を考慮した需要造成ポテンシャル、16:00～20:00 は継続時間を考慮した需要抑制ポテンシャルを活用することを想定している。また、9:00～16:00 に需要造成した分、及び 16:00～20:00 に需要抑制した分は、0:00～7:00 にシフトすることを想定している。

各デマンドレスポンス資源を効果的に活用することにより、昼間の火力等調整用電源の抑制量の減少、及び夕方の急激な出力増加の緩和が可能となることが分かる。また、2030 年はポテンシャルが増大するため、現状より大きな効果を得られる。



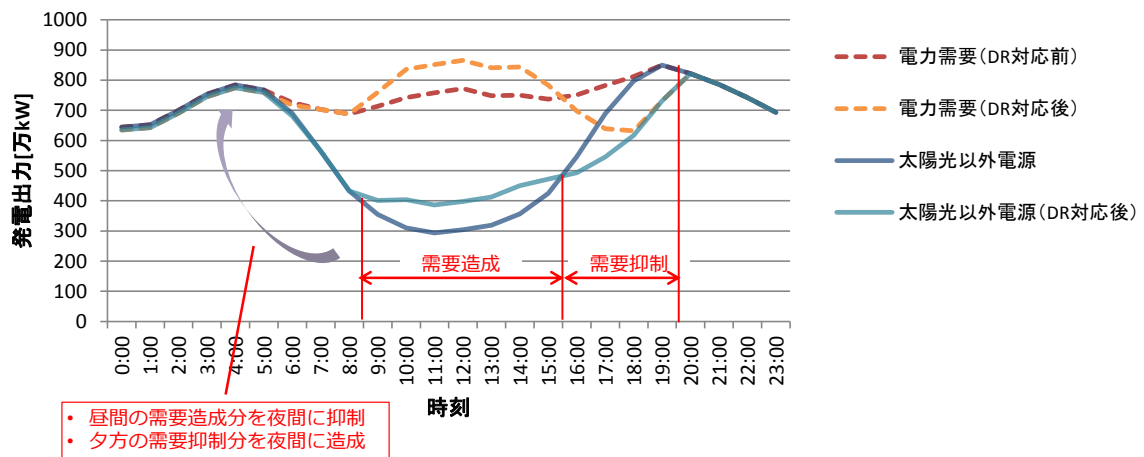
※九州電力管内の 2016 年 5 月 4 日データを使用。

※9:00～16:00 は継続時間を考慮した需要造成ポテンシャル（43 万 kW）の一部、16:00～20:00 は継続時間を考慮した需要抑制ポテンシャル（60 万 kW）の一部を活用。

※9:00～16:00 に需要造成した分、及び 16:00～20:00 に需要抑制した分は、0:00～7:00 にシフト。

図 3-46 九州電力管内におけるデマンドレスポンス資源活用効果ケーススタディ（現状）

出所) 九州電力ウェブサイト（需給実績：[http://www.kyuden.co.jp/wheeling\\_disclosure.html](http://www.kyuden.co.jp/wheeling_disclosure.html)、発電実績：[http://www.kyuden.co.jp/power\\_usages/history201605.html](http://www.kyuden.co.jp/power_usages/history201605.html)）より作成



※九州電力管内の2016年5月4日データを使用。

※9:00～16:00は継続時間を考慮した需要造成ポテンシャル(94万kW)の一部、16:00～20:00は継続時間を考慮した需要抑制ポテンシャル(208万kW)の一部を活用。

※9:00～16:00に需要造成した分、及び16:00～20:00に需要抑制した分は、0:00～7:00にシフト。

図 3-47 九州電力管内におけるデマンドレスポンス資源活用効果ケーススタディ(2030年)

出所)九州電力ウェブサイト(需給実績:[http://www.kyuden.co.jp/wheeling\\_disclosure.html](http://www.kyuden.co.jp/wheeling_disclosure.html)、発電実績:[http://www.kyuden.co.jp/power\\_usages/history201605.html](http://www.kyuden.co.jp/power_usages/history201605.html))より作成

### 3.3.5 参考資料

#### (1) 自家発電設備のデマンドレスポンス・ポテンシャル推計結果

経済産業省の電力調査統計に示される火力・水力自家発電設備の容量を参照し（※1,000kW以上が対象。また、火力はコージェネを除く。）、電力中央研究所調査<sup>20</sup>に基づき、季節・時間帯別の稼働率の上げ下げの幅が、操業形態を維持した状況でのデマンドレスポンスに対する利用可能割合であると仮定し、自家発電による需要抑制・造成デマンドレスポンス・ポテンシャルを推計すると、図 3-48 のとおり算出される。

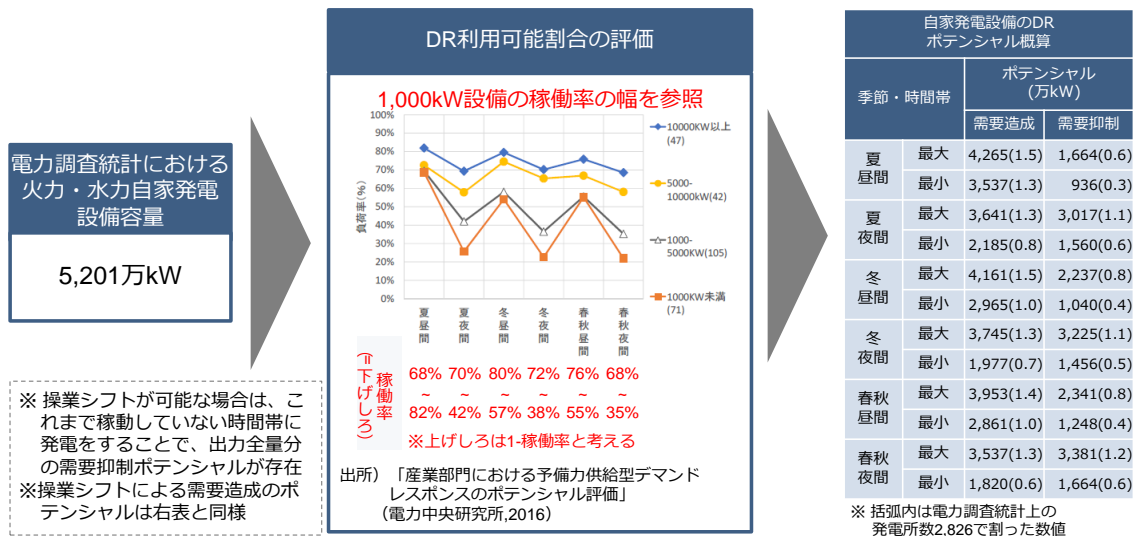


図 3-48 自家発電設備のデマンドレスポンス・ポテンシャル推計結果

<sup>20</sup> 高橋他, 「産業部門における予備力供給型デマンドレスポンスのポテンシャル評価」, 電力中央研究所, 2016

前述のポテンシャルを電力調査統計の地域別自家発電設備容量に基づき按分し、地域別の需要抑制・造成デマンドレスポンス・ポテンシャルを推計した結果を表 3-61、表 3-62 に示す。

表 3-61 自家発電の地域別デマンドレスポンス・ポテンシャル (1/2)

自家発電設備のデマンドレスポンス・ポテンシャル概算 (万 kW)											
季節・時間帯		北海道		東北		関東		中部		北陸	
		造成	抑制	造成	抑制	造成	抑制	造成	抑制	造成	抑制
夏 昼間	最大	182	71	531	207	1,385	541	376	147	48	19
	最小	151	40	441	117	1,149	304	312	83	40	11
夏 夜間	最大	155	129	454	376	1,182	980	321	266	41	34
	最小	93	67	272	194	709	507	193	138	25	18
冬 昼間	最大	177	95	518	279	1,351	726	367	197	47	25
	最小	126	44	369	130	963	338	261	92	33	12
冬 夜間	最大	160	138	466	402	1,216	1,047	330	284	42	36
	最小	84	62	246	181	642	473	174	128	22	16
春秋 昼間	最大	169	100	492	292	1,284	760	348	206	44	26
	最小	122	53	356	155	929	405	252	110	32	14
春秋 夜間	最大	151	144	441	421	1,149	1,098	312	298	40	38
	最小	78	71	227	207	591	541	160	147	20	19

※地域区分は電力調査統計に基づく

表 3-62 自家発電の地域別デマンドレスポンス・ポテンシャル (2/2)

自家発電設備のデマンドレスポンス・ポテンシャル概算 (万 kW)											
季節・時間帯		近畿		中国		四国		九州		沖縄	
		造成	抑制	造成	抑制	造成	抑制	造成	抑制	造成	抑制
夏 昼間	最大	549	214	573	224	166	65	449	175	6	2
	最小	456	121	475	126	137	36	372	98	5	1
夏 夜間	最大	469	389	489	406	141	117	383	137	5	4
	最小	281	201	294	210	85	61	230	164	3	2
冬 昼間	最大	536	288	559	301	161	87	438	235	6	3
	最小	382	134	399	140	115	40	312	109	4	1
冬 夜間	最大	482	415	503	433	145	125	394	339	5	5
	最小	255	188	266	196	77	57	208	153	3	2
春秋 昼間	最大	509	301	531	315	153	91	416	246	6	3
	最小	368	161	385	168	111	48	301	131	4	2
春秋 夜間	最大	456	435	475	454	137	131	372	356	5	5
	最小	234	214	245	224	71	65	191	175	3	2

※地域区分は電力調査統計に基づく

## (2) 非常用発電設備のデマンドレスポンス・ポテンシャル推計結果

部門共通のデマンドレスポンス資源候補として、非常用発電設備が挙げられる。非常用発電設備の導入状況については、日本内燃力発電設備協会が統計データをまとめており、平成27年時点でのわが国の防災用自家発電装置（＝非常用自家発電設備）のストックは2,936万kWに達している（防災用自家発電装置、常用防災兼用発電装置の適合マークの使用報告に基づく集計）。需要抑制のデマンドレスポンス・ポテンシャルとして、本2,936万kWが該当する。

ただし、通常は年に数回の稼働に留まる設備であり、燃料の備蓄状況やメンテナンス状況など、稼働可能性について不明な点が多い。また、発電効率が低く、利用に伴いCO<sub>2</sub>排出量が増加する可能性がある点に留意が必要である。

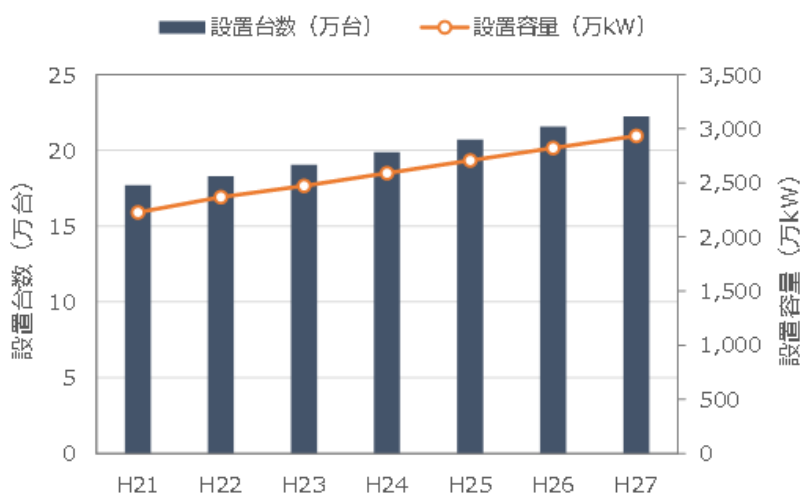


図 3-49 防災用自家発電装置の導入推移

出所) 日本内燃力発電協会会報より作成

## (3) 欧州におけるデマンドレスポンス資源ポテンシャル試算例

欧州議会への欧州委員会の最近の報告によると、電力消費量を10%～36%抑制するデマンドレスポンス・ポテンシャルがあると推定されている<sup>21</sup>。IEA DSM Task 17に掲載された図3-50、図3-51は、SIA Partners社がトップダウンアプローチを用いて、2012年のヨーロッパの電力消費量を基に、デマンドレスポンス・ポテンシャルを分析した結果である。（※本検討の技術的ポテンシャルの前提条件とは異なるため、数字の単純比較はできない点に注意。）

### 【トップダウンアプローチ】

1. 部門別の電力消費量を特定
2. 部門別の主なプロセスを特定
3. デマンドレスポンス・ポテンシャルをもつプロセスを特定
4. プロセス別の設備容量を特定

<sup>21</sup> IEA DSM Task 17, “Roles and Potentials of Flexible Consumers and Prosumers”, 2016年9月

5. プロセス別にピーク時に利用できる容量を算定
6. プロセス別のデマンドレスポンス・ポテンシャルを算定

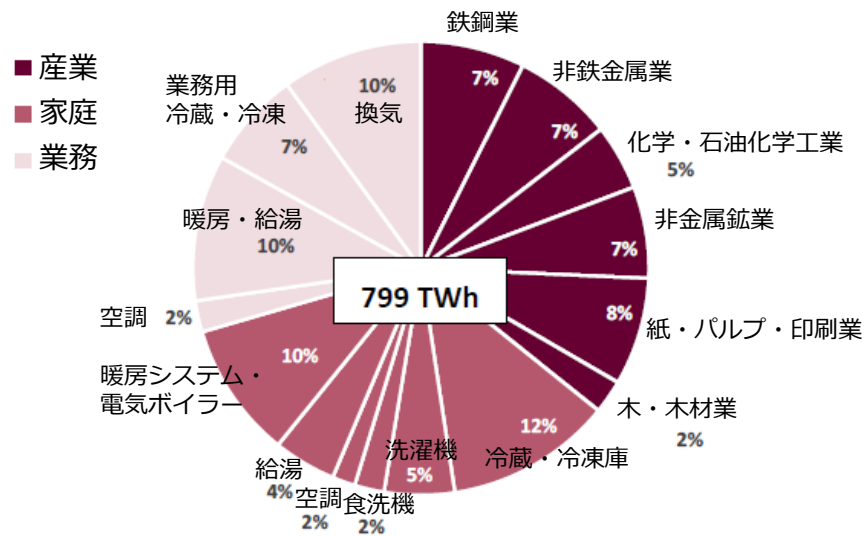


図 3-50 デマンドレスポンス・ポテンシャルをもつプロセス別の電力消費量（2012年）

出所) SIA Partners “Demand Response: A Study of its Potential in Europe”（2014年12月）より作成

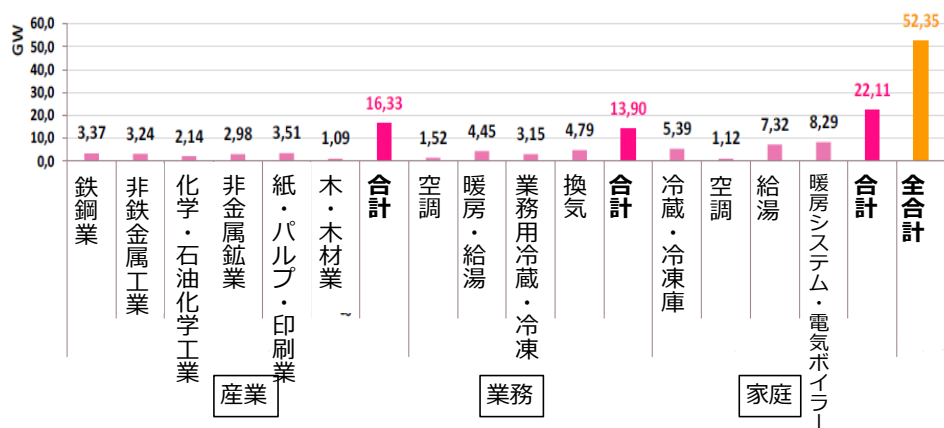


図 3-51 欧州のデマンドレスポンス・ポテンシャル

出所) SIA Partners “Demand Response: A Study of its Potential in Europe”（2014年12月）より作成



### 3.4 デマンドレスポンスの価値の定量評価

本節では、再生可能エネルギー電力の大量導入時に、デマンドレスポンス等の需要側対策にどのような社会的役割があるのかについて、電力システム評価モデルを用いて、定量的な分析を行った。

#### 3.4.1 定量分析の方針

##### (1) 分析の目的

再生可能エネルギー電力の大量導入時に、デマンドレスポンス等の需要側対策にどのような社会的役割があるのかについて、電力システム評価モデルを用いて、定量的に把握を行う。このようなモデルを用いることで、どのような特性のある電力需給対策オプションが選択されるのか、どのような季節・時間帯にその必要性が高まるのか、電力需給対策オプションの活用により CO2 排出や燃料費の低減にどの程度貢献するのか、といったことが、定量的に評価できるようになる。

表 3-63 電力需給バランス確保・調整力確保のための方策

区分	方策	概要	需給 バランス への寄与	調整力 確保の 寄与	本モデル 中での 当該方策 の考慮
電力 システム側の 取組	従来電源による調整	従来電源を部分負荷運転により短時間での負荷追従を行う	○ 供給増減	○ 調整 能力増	○
	広域運用による出力平滑化・調整力融通	需給バランス・調整力確保のために地域間連系線を活用する	○ 供給増減	(間接 的)	△ 電力量の 融通のみ
	揚水発電の最大限の活用	再生可能エネルギーの発電量の多い時間帯の需要や、電力供給が不足する時間帯の供給源として活用すると同時に、可変速機であれば出力変動にも対応	○ 供給増減	○ 調整 能力増	○
出力制御	再生可能エネルギー出力抑制	変動や供給過剰をもたらす電源からの出力を抑制する	○ 供給減	○ 必要調 整力減	○
需要側の取組	デマンドレスポンス	再生可能エネルギーの発電量の少ない時間帯から多い時間帯へ、需要の発生時間帯をシフトさせる	○ 供給増減	(間接 的)	○
	需要側エネルギー貯蔵の活用	再生可能エネルギーの発電量の多い時間帯の需要や、電力供給が不足する時間帯の供給源として活用したり、LFC 調整能力として利用する	○ 供給増減	○ 調整 能力増	○

出所) 環境省, 「平成 27 年度低炭素社会の実現に向けた低炭素社会の実現に向けた中長期的再生可能エネルギー導入拡大方策検討調査委託業務」, 2016 より作成

## (2) (参考) モデル構築の方針<sup>22</sup>

### 1) モデルで扱う問題の範囲

本モデルでは、再生可能エネルギーが大量導入された電力システムにおいて、その出力変動に対する LFC 調整力の確保を行うための、電力需給対策オプションの選択を含めた電力システムの運用計画を取り扱う。

### 2) 社会費用について

再生可能エネルギーの大量導入時の電力需給バランス確保・LFC 調整力・運転予備力方策は、その「社会費用」が可能な限り小さいことが望ましいと考え、社会費用の最小化を目的とする。

本モデルでは、社会費用は「総燃料費+総 CO2 コスト+その他費用」として定義している(表 3-64)。

表 3-64 各電力需給バランス確保・LFC 調整能力確保における社会費用の考え方

区分	方策	社会費用の考え方	本モデル中の扱い
電力システム側の取組	従来電源による調整	起動用燃料消費増加や部分負荷・低効率設備の稼働による燃料費・CO2 排出増加	総燃料費・総 CO2 コストとして考慮
	広域運用による出力平滑化	通信システムの構築・運営費等	特に考慮しない
	揚水発電の最大限の活用	(既存設置分の活用の場合) 充放電ロスによる燃料費・CO2 排出増加	同上
出力制御	再生可能エネルギー出力抑制	火力発電出力を代替できないことによる燃料費・CO2 排出増加、通信システム等の構築・運営費等	総燃料費・総 CO2 コストとして考慮。その他費用はベースケースでは考慮しない
需要側の取組	デマンドレスポンス	シフトを強いられることによる消費者効用の減少	消費者効用へ影響しない範囲のシフトのみを考慮する
	需要側エネルギー貯蔵の活用	(既存設置分の活用の場合) 充放電ロスによる燃料費・CO2 排出増加、通信システム等の構築・運営費等	シナリオで考慮

出所) 環境省, 「平成 27 年度低炭素社会の実現に向けた中長期的再生可能エネルギー導入拡大方策検討調査委託業務」, 2016 より作成

<sup>22</sup> 詳細は、環境省, 「平成 27 年度低炭素社会の実現に向けた中長期的再生可能エネルギー導入拡大方策検討調査委託業務」, 2016 を参照のこと。

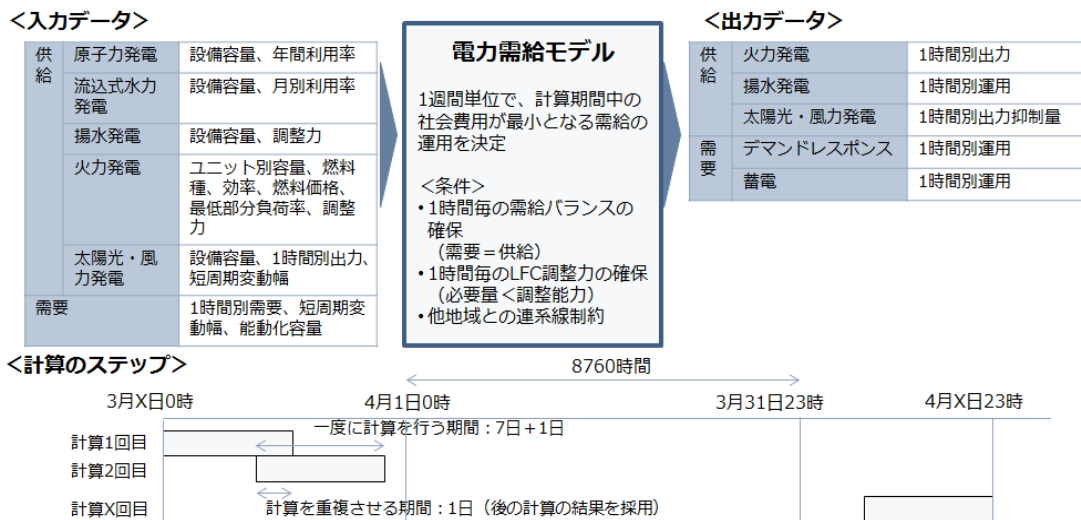


図 3-52 モデル構造

出所) 環境省, 「平成 27 年度低炭素社会の実現に向けた中長期的再生可能エネルギー導入拡大方策検討調査委託業務」, 2016 より作成

### 3.4.2 類似研究調査とモデル改良

平成 27 年度低炭素社会の実現に向けた中長期的再生可能エネルギー導入拡大方策検討調査委託業務<sup>23</sup>で開発したモデルにおいて、表 3-65 の内容が課題として挙げられている。本業務では、これらの点について、モデルの改良を行った。特に調整力制約を精緻化すること、家庭用以外のデマンドレスポンス資源などを評価可能にすることに着目した。

これらのモデルの改良点に関連して、表 3-66 に示す類似研究の調査を行うとともに、LFC 調整力必要量、火力発電等に関するパラメータの精査・確認を行った。

<sup>23</sup> 環境省, 「平成 27 年度低炭素社会の実現に向けた中長期的再生可能エネルギー導入拡大方策検討調査委託業務」, 2016

表 3-65 電力システム評価モデルにおける課題と改良

課題 (昨年度時点)		改良	
データの精査	電力需要	太陽光発電自家消費分の考慮	次年度以降の検討課題とする
		一般電気事業者供給分以外の考慮	データ差し換え*1
		2030年の需要カーブの想定方法	次年度以降の検討課題とする
	再生可能エネルギー	実測データに基づく出力の設定	データ差し換え*1
		出力抑制の特性の考慮	次年度以降の検討課題とする
		太陽光発電・風力発電以外の設定	小水力・地熱・バイオマスを追加。バイオマスについては種類に応じた出力抑制を反映
	系統側対策	太陽光発電、風力発電の変動特性に基づく必要な調整力の再検討	<b>類似研究調査を行い、昨年度の想定を据え置くのが妥当と判断</b>
		火力発電の部分負荷効率・起動コストの設定値の精査	<b>類似研究の想定値に差し替え</b>
		連系線制約の見直し	OCCTO 公表の連系線運用容量*2に差し換え
	需要側対策	デマンドレスポンス対象機器の追加	<b>今年度調査内容を踏まえて設定</b>
需要側エネルギー貯蔵の考慮 (水素含む)		モデル結果を利用して検証	
モデルの精緻化	運転予備力の表現	<b>類似研究調査を行いモデル化を行った上で、パラメータはOCCTO 公表資料を参考に設定</b>	
	予測の表現	<b>同上</b>	
	連系線での調整力融通の表現	<b>類似研究調査を行いモデル化</b>	
モデル挙動の確認	他の分析結果・研究事例等との比較	類似研究との示唆を比較	
	結果に大きな影響を与えない要素の省略、計算時間の短縮による高速化	計算の並列化、近似解法適用、高性能 PC の利用	

※太字：文献・類似研究調査を要したもの。詳細後述

注 1) 東京大学生産技術研究所 荻本研究室提供

注 2) 電力広域的運営推進機関 (OCCTO)、「長期計画 (平成 30 年度～37 年度) の連系線の運用容量の値」, 平成 28 年 3 月 17 日

表 3-66 類似文献の調査

○：参考にできるもの、△：考慮されているが文献中に具体的数値の記載がないもの、●：当該概念が考慮されているがモデル構造の違いから参考にしにくいもの

分類	項目	更新区分	電中研 (2013 / 2016) <sup>※1</sup>	宇田川ほか (2016) <sup>※2</sup>	東ほか (2016) <sup>※3</sup>	東ほか (2017) <sup>※4</sup>	大槻ほか (2015) <sup>※5</sup>	杉山ほか (2016) <sup>※6</sup>	辻井ほか (2016) <sup>※7</sup>	OCCTO (2015) <sup>※8</sup>
モデル構造	地域数	—	東西の2地域 (独立)	全国 10地域	全国 10地域	全国 10地域	北海道 1地域	全国 135ノード	西日本 115ノード	—
	時間解像度	—	1年 30分値	1年 1時間値	1年 1時間値	1年 1時間値	1年 10分値	1年 10分値	1年 10分値	—
	ネットコミット	—	考慮	考慮	考慮	考慮	考慮せず	考慮せず	考慮	—
調整力 制約	LFC調整力	パラメータ精査	○	○	○	○	●	●	○	
	運転予備力	新規設定	○	○					○	○
火力発 電制約	最低出力	パラメータ精査	○	△	△	○	○	○	○	
	部分負荷効率	パラメータ精査	○	○	△	○			△	
	起動コスト	パラメータ精査	○	△	△	○				
再エネ	予測誤差	運転予備力としての 新規設定	○	○	● (ランプ変動)	●			●	○
その他 考慮されている特徴		今後の参考とする	月間・週間・翌日 の計画フロー		ランプ制約	調整力 融通		基幹送電 線の潮流		

※1 電中研報告 R13013, 「再生可能エネルギー大量導入に対応した需給運用シミュレーター需給運用計画策定機能のプロトタイプ開発」, 2013  
ディスカッションペーパーSERC16001 「長期エネルギー需給見通しを前提としたアデカシー確保に関する定量的評価」, 2016

※2 宇田川・荻本他, 「太陽光発電出力予測に基づく起動停止計画モデルの開発と実規模系統の解析」, IEEJ B Vol.136 No.5, 2016

※3 東・荻本他, 「ランプ変動を考慮した2030年の電力需給解析」, IEEJ, 電力技術/電力系統技術合同研究会 PE-16-058/PSE-16-078, 2016

※4 東・荻本他, 「連系線によるエネルギーと需給調整力融通を含む電力需給解析手法」, IEEJ-B, No.137, pp83, 2017. なお、文献記載の内容に加えて著者から直接情報提供を受けた。

※5 大槻・小宮山他, 「間欠性再生可能エネルギー大量導入時における出力抑制量・蓄電池導入に関する一考察」, IEEJ B Vol.135 No.5, 2015

※6 杉山・小宮山他, 「基幹系統を考慮した実際の電源構成モデル開発とPV・WT大量導入分析」, IEEJ B Vol.136 No.12, 2016

※7 辻井・辻他, 「再生可能エネルギー増加時における需給制御の対策評価方法に関する一考察」, IEEJ B Vol.136 No.5, 2016

※8 第6回 調整力等に関する委員会 資料5

本モデルの主な制約式を表 3-67 に示す。これらの制約式のもと、1 週間の費用が最小になるよう最適化計算を実施している。

表 3-67 本モデルの主な制約式

制約式	概念
需給バランス	電力需要=電力供給 電力需要= 基準需要+シフト負荷(時間別)+蓄電量-負荷遮断+他地域へ 電力供給= 火力・原子力・RES 等発電量-RES 等出力抑制+放電量-他地域から
LFC バランス	LFC 需要<LFC 供給 LFC 需要= 電力需要×係数+RES 発電量×係数+他地域へ LFC 供給= 運転中火力ユニット毎容量×係数+(蓄電量+放電量)×係数+系統側蓄電池(地域別 kW)+他地域から
運転予備力バランス	予備力必要量<予備力供給量(上げ代) 予備力必要量<予備力供給量(下げ代) 予備力必要量=電力需要×電力想定誤差+PV 出力×PV 想定誤差+WT 出力×WT 想定誤差 予備力供給量(上げ代/下げ代) =Σ(運転中火力ユニットの上げ代/下げ代) 運転中火力ユニットの上げ代 =(定格出力-LFC 調整力)-時間別出力 運転中火力ユニットの下げ代 =時間別出力-(最低出力+LFC 調整力)
火力最低出力	ユニット毎発電量 $t \geq$ ユニット毎容量×最低負荷率(停止時を除く)
火力部分負荷効率	火力燃料消費量=切片+発電量÷効率(一次近似)
起動コスト	起動コスト=ユニット毎起動時フラグ×単価
出力抑制	RES 等出力抑制<RES 等出力抑制上限 出力抑制コスト=RES 等出力抑制×単価(出力抑制にコストが生じると見る場合)
負荷遮断	負荷遮断コスト=負荷遮断×協力単価
地域間送電の容量制約	(他地域への需要+他地域からの供給+他地域への LFC 需要+他地域からの LFC 供給) $\leq$ 送電容量
設備制約	ユニット毎発電量 $\leq$ ユニット毎容量
揚水発電・蓄電バランス	$SOc_{t+1} = SOc_t + \text{蓄電量 } t - \text{放電量 } t$ $SOc \leq \text{蓄電容量}$ 蓄電コスト=(蓄電量+放電量)×協力単価
負荷シフトバランス	$\Sigma(1 \text{ 日})(\text{シフト負荷増}-\text{シフト負荷減}) = 0$ $\Sigma(1 \text{ 日})(\text{シフト負荷増}) \leq \Sigma(1 \text{ 日})(\text{シフト可能需要})$ シフト負荷増 $\leq$ シフト負荷増の上限 シフト負荷減 $\leq$ シフト負荷減の上限 負荷シフトコスト=シフト負荷増加×協力単価
費用(目的関数)	費用=火力燃料消費量×燃料単価+起動コスト+出力抑制コスト+負荷遮断コスト+蓄電コスト+負荷シフトコスト

### 3.4.3 分析シナリオ

本検討では、中期的（2030年ごろ）を想定して、「3.3 国内のデマンドレスポンスのポテンシャル」で有望とされたデマンドレスポンス資源に加え、電力の広域融通、揚水発電や蓄電池の運用、水素製造などの多様な需給対策オプションの組合せや、地域間連系線の運用容量拡大等により、再生可能エネルギーの出力抑制量や総コストの変化を評価した。

分析を行ったシナリオを、表 3-68 に示す。本報告書では、評価対象の需給対策オプションが特に導入されていない状態を「ベースケース」として設定する。

表 3-68 分析シナリオ

分析目的	比較するシナリオ	シナリオ内容				
		CO2 価格	地域間連系線・広域運用	DR	蓄電池	水素
CO2 価格の効果	CO2 価格低	<u>低</u>	通常	なし	なし	なし
	CO2 価格高	<u>高</u>	通常	なし	なし	なし
デマンドレスポンスの効果	DR なし	高	通常	<u>なし</u>	なし	なし
	DR あり	高	通常	<u>あり</u>	なし	なし
蓄電池の効果	蓄電池なし	高	通常	なし	<u>なし</u>	なし
	蓄電池あり	高	通常	なし	<u>あり</u>	なし
水素製造の効果	水素なし	高	通常	なし	なし	<u>なし</u>
	水素あり	高	通常	なし	なし	<u>あり</u>
地域間連系線の効果	連系線通常	高	<u>通常</u>	なし	なし	なし
	連系線拡大	高	<u>拡大</u>	なし	なし	なし

網掛けはベースケースを示す。

#### (1) CO2 価格の想定

CO2 価格として、表 3-69 に示す 2 シナリオを検討した。

表 3-69 CO2 価格シナリオ

シナリオ	CO2 価格	価格設定の参考	備考
CO2 価格低	4,000 円/tCO2	WEO2016 <sup>*1</sup> の New Policy Scenario での 2030 年 EU の炭素価格(37€/tCO2)	CO2 価格を考慮しても平均的な石炭火力発電コストは、ガス火力発電コストより依然安価である
CO2 価格高	10,000 円/tCO2	WEO2016 <sup>*1</sup> の 450 Scenario での 2030 年先進国の炭素価格(100€/tCO2)	CO2 価格を考慮すると、平均的な石炭火力発電コストが、ガス火力発電コストと同程度

注 1) IEA, “World Energy Outlook 2016”, 2016

#### (2) 地域間連系線・広域運用の想定

地域間連系線の増強の程度によって 2 種類のシナリオを設定した。

### (3) デマンドレスポンスの導入量の想定

デマンドレスポンス資源の特徴（柔軟性×対応方向性×応答時間）に応じたポテンシャルと再生可能エネルギー対応としてのアプリケーションは、表 3-70 のとおり整理される。これらのアプリケーションは、それぞれモデルの制約条件に対応する。制約条件にこれらのデマンドレスポンス資源の寄与を追加することで、デマンドレスポンスの導入効果を定量的に評価することが可能である。本業務ではデマンドレスポンスの可能性評価の第一歩として、まずは需給調整用途に全量を活用する想定で計算を行った。

また、各ポテンシャルは最大限活用可能とした。電気自動車、家庭用ヒートポンプ給湯機、業務用ヒートポンプ給湯機については、2030 年の導入見込量に対するポテンシャルを見込んだ。その他については、「3.3 国内のデマンドレスポンスのポテンシャル」の検討結果を活用した。

表 3-70 特徴別のデマンドレスポンス資源と再生可能エネルギー対応アプリケーション

(表 3-14 再掲)

デマンドレスポンス資源の特徴			再生エネルギー対応としての調整力機能		
柔軟性の有無	応答時間	対応の方向性	需給調整	運転予備力	LFC 制御
柔軟性がある	早い	造成	○		(○) 対応できる 可能性あり
		抑制	○	○ (瞬動予備力)	
	遅い	造成	○		
		抑制	○	△ (待機予備力)	
柔軟性がない	早い	造成	○		
		抑制	○		
	遅い	造成	○		
		抑制	○		

※LFC 制御については、我が国においてデマンドレスポンス資源が参入できるかについて精査が必要。

### (4) 系統側蓄電池導入量の想定

本業務では、LFC 調整力としての系統側蓄電池の導入を想定した。蓄電池によって期待される総社会コストの低減と、蓄電池費用を比較することで、蓄電池の費用対効果を分析する。

### (5) 水素製造設備容量の想定

本業務の分析では、出力抑制される再生可能エネルギー電気を利用した水素製造を想定



する。水素製造設備容量によって水素製造量、再生可能エネルギーのリカバリー率、設備利用率、水素製造コストが異なるため、設備容量の大小によるこれらの感度分析を実施する。

### 3.4.4 ベースケースの分析結果

まずベースケースの結果により、モデルの挙動の確認を行った。

#### 1) 発電電力量

地域別のエネルギー種別の年間電力量を図 3-53 に示す。北海道、東北、九州では特に再生可能エネルギー比率が高い。

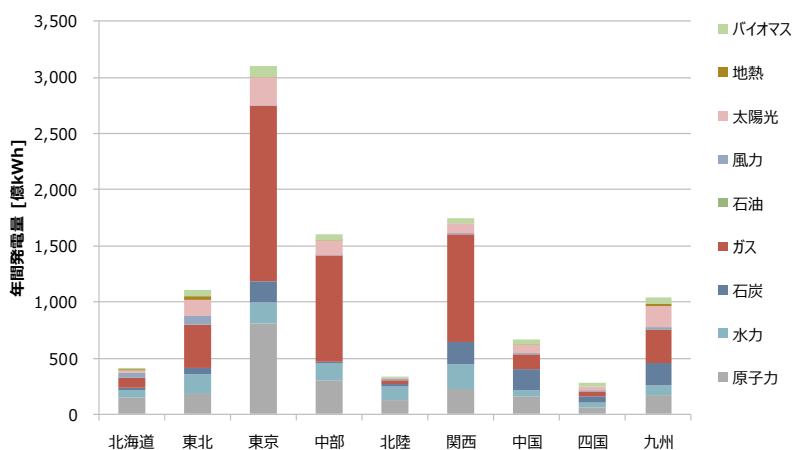


図 3-53 地域別の年間発電量

※ 2030 年までの火力発電の新設分を考慮

モデルでは 1 時間毎に需給均衡制約を課している。例として全国の 4/1~4/7 における需給バランスを図 3-54 に示す。供給側は原子力、水力がベースロードとして発電しており、石炭火力は需要や再生可能エネルギーの変動に応じて出力が変化していることが分かる。なお、本図では再生可能エネルギーの抑制は需要側資源として示している。

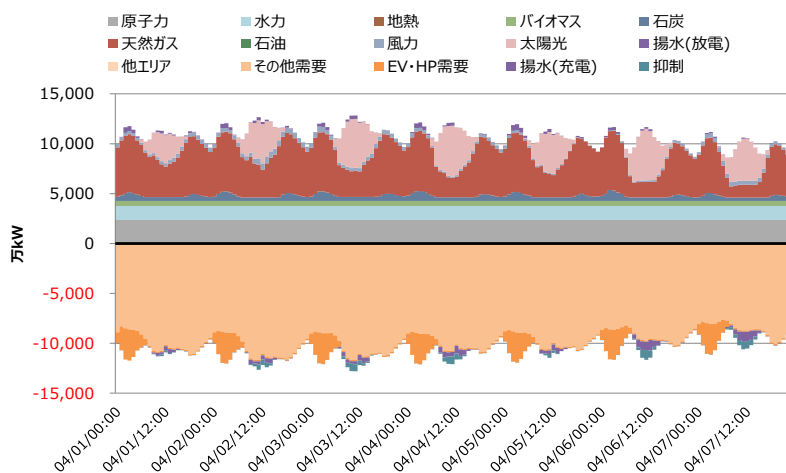


図 3-54 毎時の需給バランスのイメージ (全国、4/1~4/7 の例)

注) 本図では再生可能エネルギーの抑制は需要側資源として示している。

## 2) LFC 必要量・供給量

モデルでは、LFC 調整力制約として 1 時間毎に必要な量（需要、太陽光、風力に依存）以上の供給量（火力発電、水力、揚水に依存）を確保する制約を課している。例として全国の 4/1~4/7 における LFC 調整力バランスを図 3-55 に示す。

全国大では LFC 調整力は主に天然ガスによって供給されており、太陽光による必要量もある程度まではカバーしている。一方、天然ガスによって調整できない太陽光由来の必要量は出力抑制によってバランスを確保していることがわかる。

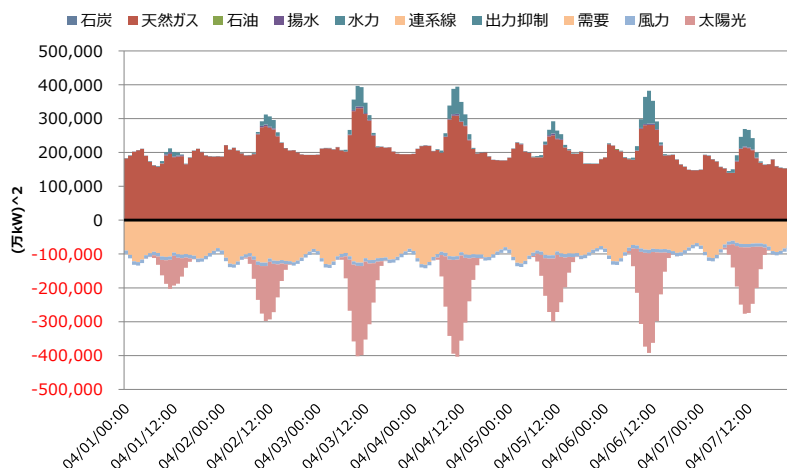


図 3-55 毎時の LFC 必要量・供給量バランス（全国、4/1~4/7 の例）

注) 供給側は各技術の 2 乗量で全体量を按分した量（LFC 供給全体量は各技術項を全て足し合わせてから 2 乗しているため、個別要素の寄与度を厳密に評価するには 2 乗を展開した際の交差項を考慮する必要があるが、交差項の影響は 2 乗項に比べると比較的小さいこと等を勘案し、ここでは各技術の 2 乗量を用いて按分した）

## 3) 運転予備力必要量・供給量

モデルでは、運転予備力制約として 1 時間毎に必要な量（需要、太陽光、風力に依存）以上の供給量（火力発電の上げ代・下げ代）を確保する制約を課している。例として全国の 4/1~4/7 における運転予備力バランスを図 3-56、図 3-57 に示す。

上げ代を見ると、基本的に火力発電の上げ代は需要・再生可能エネルギーに由来する必要量を大きく越えており、需給制約・LFC 制約の方が支配的であることがわかる。特に日中は太陽光発電への対応で部分負荷運転するガス火力が多いため、天然ガスの上げ代が大きくなっている。

一方で下げ代の場合、日中に多くの設備が部分負荷運転して下げ代が小さくなる際に、需要と再生可能エネルギー由来の必要量が制約となる日があることが確認できる。

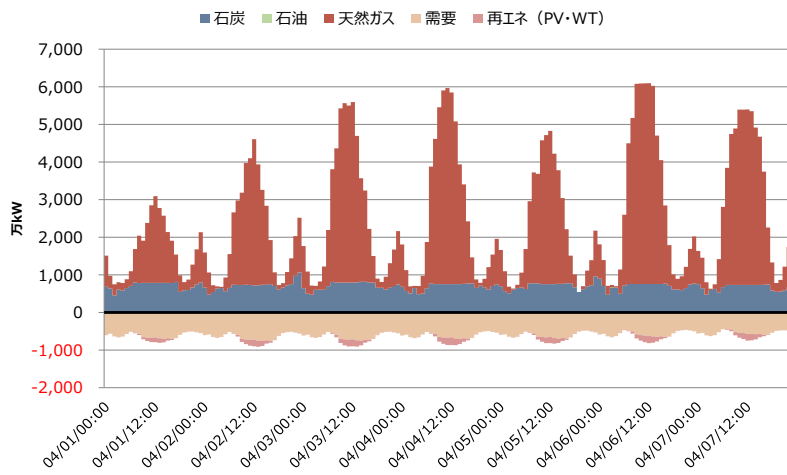


図 3-56 運転予備力（上げ代）バランス（全国、4/1~4/7 の例）

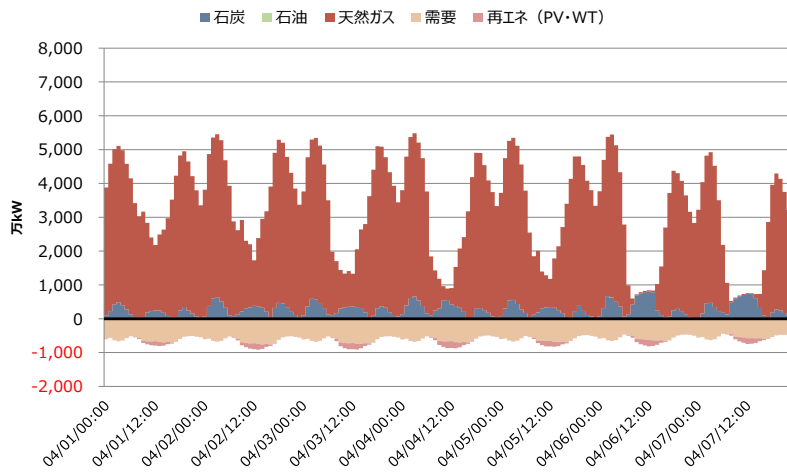


図 3-57 運転予備力（下げ代）バランス（全国、4/1~4/7 の例）

#### 4) CO2 排出量

地域別の CO2 排出量を図 3-58 に示す。電力需要が多い地域で排出量が多い傾向にある。

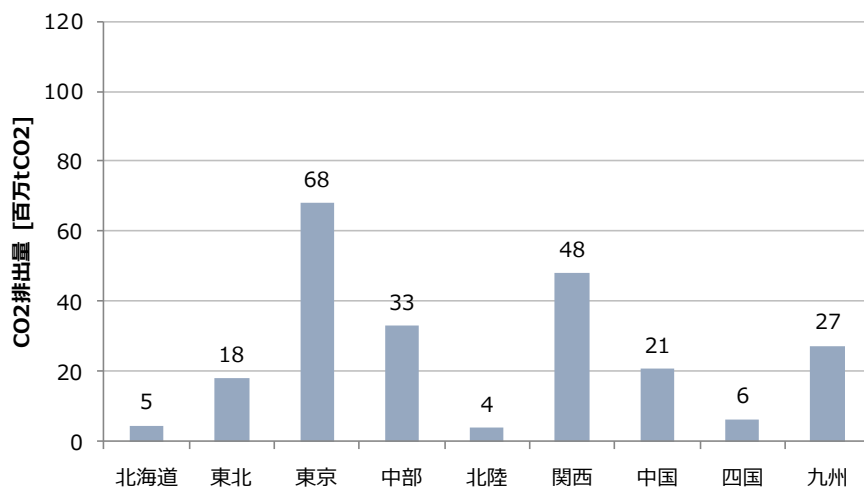


図 3-58 地域別 CO2 排出量

### 3.4.5 各対策シナリオの結果

#### (1) CO2 価格シナリオ別分析

##### 1) 再生可能エネルギー出力抑制率

CO2 価格 4,000 円/tCO2 および 10,000 円/tCO2（ベースケース）の時の、再生可能エネルギー出力抑制率および抑制量を図 3-59 および図 3-60 に示す。

5 月に抑制率が大きい点、北海道、東北、九州で抑制率および抑制量が高い点は両ケースで共通だが、抑制率・抑制量の絶対値は CO2 価格 4,000 円/tCO2 のケースで高い傾向がある。これは CO2 価格 10,000 円/tCO2 の場合には、調整力供給能力の比較的高いガスが石炭よりも安価であるため、積極的に利用されることが一因として挙げられる。

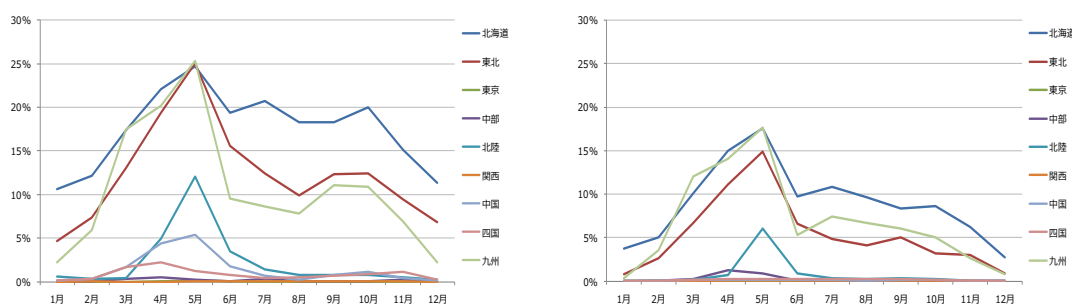


図 3-59 地域別の月別抑制率比較  
(左：炭素価格 4,000 円/tCO2 右：炭素価格 10,000 円/tCO2)

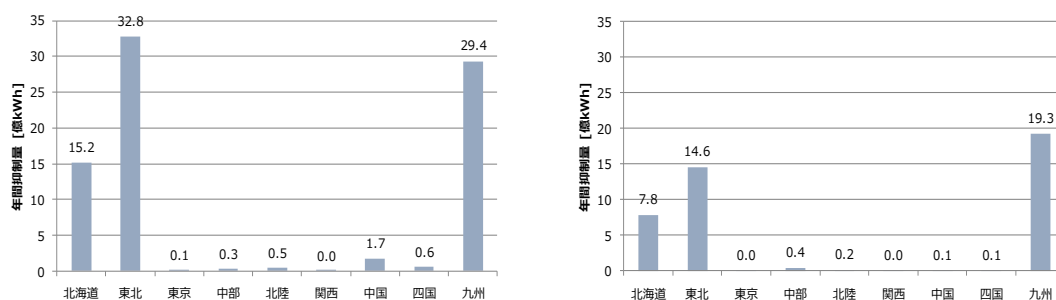


図 3-60 地域別の年間抑制量比較  
(左：炭素価格 4,000 円/tCO2 右：炭素価格 10,000 円/tCO2)

##### 2) CO2 排出量・燃料費

CO2 価格 4,000 円/tCO2 および 10,000 円/tCO2（ベースケース）の時の、地域別の CO2 排出量を図 3-61 に示す。CO2 価格 4,000 円/tCO2 のケースでは各地域で石炭の発電量がベースケースに比べて多いため、CO2 排出量も大きい。

また、CO2 価格 4,000 円/tCO2 および 10,000 円/tCO2（ベースケース）の時の地域別の kWh

あたりの燃料費単価を図 3-62 に示す。CO2 価格 4,000 円/tCO2 のケースでは石炭の比率が高いため、燃料費もベースケースに比べて安くなる傾向がある。

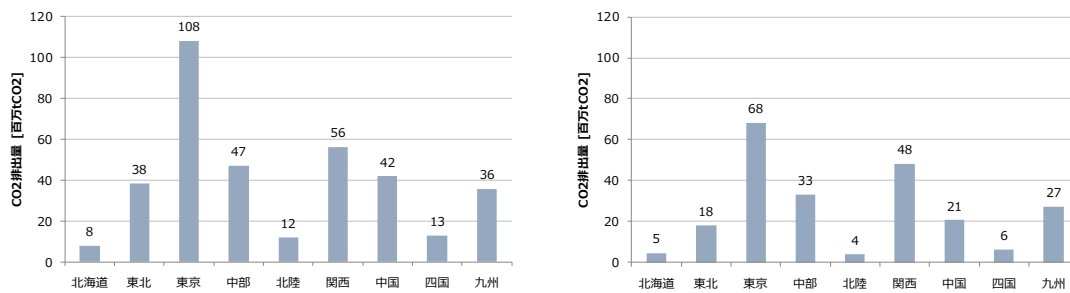


図 3-61 地域別の CO2 排出量比較 (左：炭素価格\$40/tCO2 右：炭素価格\$100/tCO2)

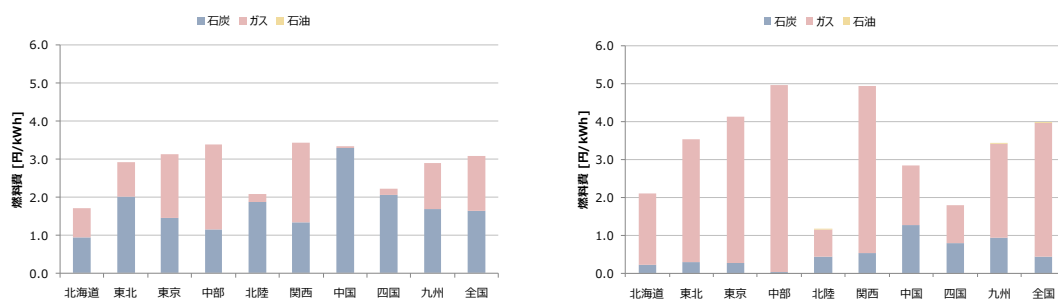


図 3-62 地域別の燃料費比較 (左：炭素価格\$40/tCO2 右：炭素価格\$100/tCO2)

注) 燃料費には CO2 価格は含まない。

## (2) 連系線・デマンドレスポンス・蓄電池シナリオ別分析

### 1) 各シナリオにおける対策強度の前提

再生可能エネルギー大量導入時の系統対策として、連系線拡大、デマンドレスポンス導入、系統側蓄電池導入の各対策オプションを行った場合のシナリオ分析を実施した。それぞれの対策の強度は以下のとおりである。対策強度が異なるため、効果の大小を比較することはできない。

表 3-71 各シナリオにおける対策強度の前提

シナリオ	対策強度
連系線拡大	既に計画のある連系線容量の拡大（東北・東京間、東京・中部間）
デマンドレスポンス導入	2030年に活用可能なDRポテンシャルを最大限活用
系統側蓄電池	ベースケースにおいて再生可能エネルギー抑制によって不要となったLFC必要量kWの8760時間平均値分の蓄電池を設置

### 2) 再生可能エネルギー出力抑制量

連系線拡大シナリオ、デマンドレスポンス導入シナリオ、系統側蓄電池シナリオにおける5月の出力抑制量を、ベースケースと比較した（図 3-63、図 3-64）。

いずれの対策でも、ベースケースよりも全国の抑制量の減少効果があった。デマンドレスポンスでは主に太陽光、連系線および系統蓄電池は太陽光・風力の双方の抑制回避に効果がある。これは、デマンドレスポンスが昼間の太陽光発電余剰電力を吸収するのに利用されるのに対し、連系線や系統蓄電池は1日を通じて利用されるためである。

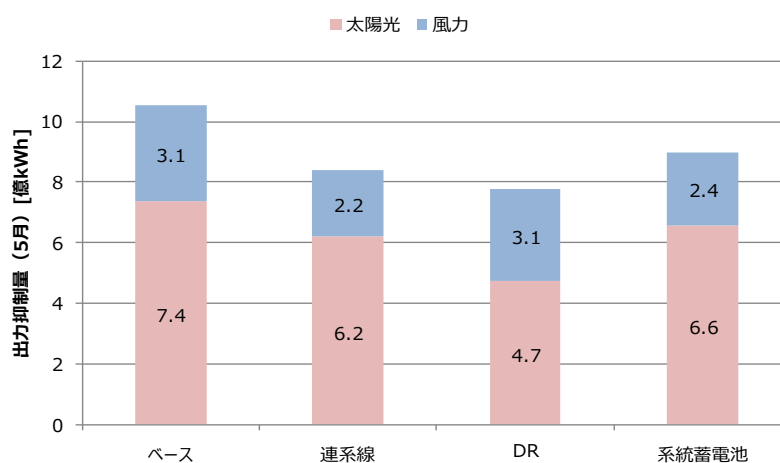


図 3-63 全国の5月の出力抑制量



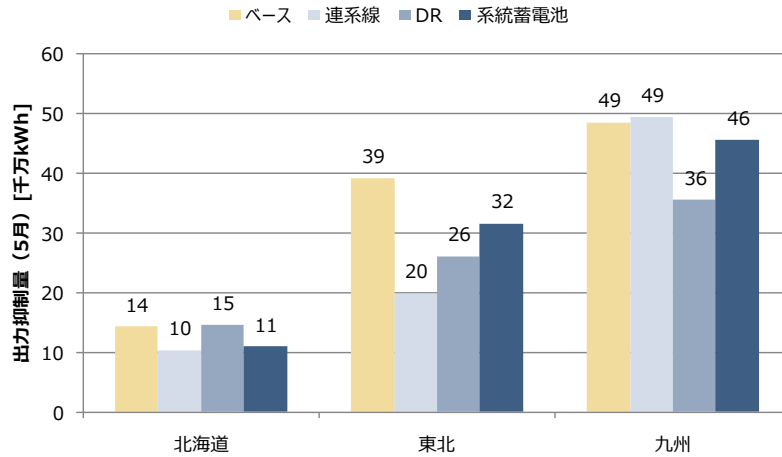


図 3-64 北海道・東北・九州における 5 月の出力抑制量

注) EV・HP のデマンドレスポンスについては 2030 年相当のポテンシャルを想定した結果

注) 系統蓄電池はベースケースにおける「再生可能エネルギー抑制によって不要となった LFC 必要量 kW の 8760 時間平均値」を各地域で想定

### 3) CO2 排出量・燃料費

シナリオ別の全国における 5 月の CO2 排出量を図 3-65 に示す。ベースケースと比べるといずれのシナリオでも CO2 排出量は減少している。また、シナリオ別の全国における 5 月の燃料費を図 3-66 に示す。

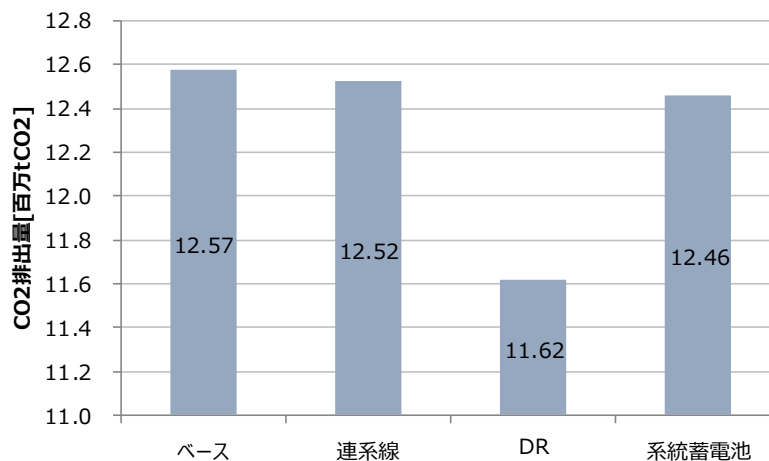


図 3-65 シナリオ別の全国における 5 月の CO2 排出量

注) 縦軸のスケールがゼロでない点に注意

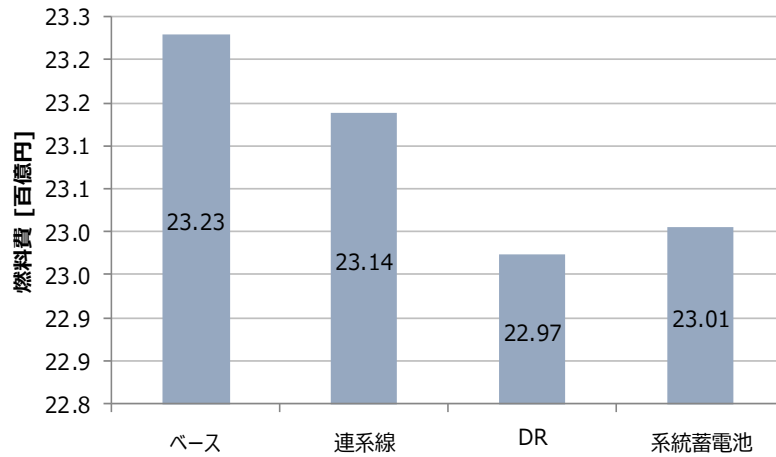


図 3-66 シナリオ別の全国における 5 月の燃料費

注) 縦軸のスケールがゼロでない点に注意

#### 4) デマンドレスポンスの有効性

デマンドレスポンスを考慮したシナリオにおける、全国の 4/29～5/5 の毎時需給バランスを図 3-67 に示す。

太陽光発電の出力が増える日中に需要を造成するシフトが行われており、抑制回避に一定の効果があることがわかる。

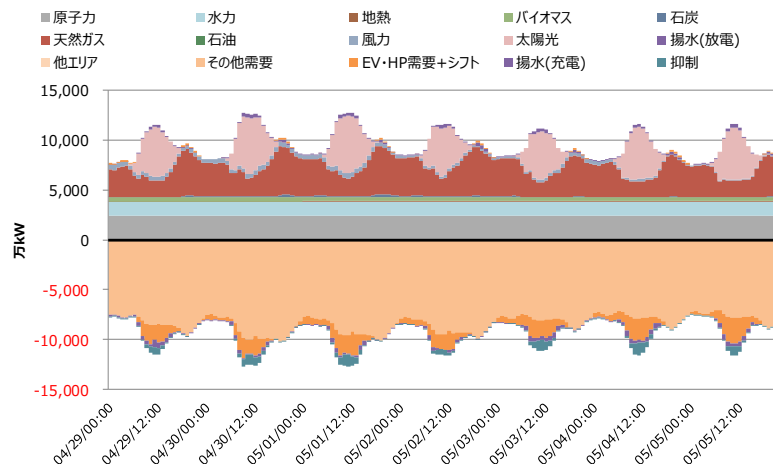


図 3-67 DR シナリオにおける全国の 4/29～5/5 における毎時需給バランス

※1 EV・HP については 2030 年相当の台数 (EV : 960 万台 (1600 万 kW)、家庭用 HP : 1260 万 kW、業務用 HP : 480 万 kW) を想定した結果

※2 “EV・HP 需要+シフト”には EV・HP 需要の他に、DR による需要シフトおよび抑制効果が含まれる。

(EV・HP を除く需要シフト対象設備のベース需要は“その他需要”に含まれ、シフトした需要分のみが“EV・HP 需要+シフト”に含まれる)

## 5) 余剰電力による水素製造の可能性

余剰電力からの水素製造について、水素製造設備（電気分解設備）容量の大きさによる再生可能エネルギーリカバリー率、設備利用率、水素製造可能量（FCV 台数換算）の感度分析を行った。ここでは、余剰電力のみから水素を製造すると想定した。**エラー! 参照元が見つかりません。**に示したとおり、再生可能エネルギーの余剰はそのほとんどが北海道、東北、九州で発生するため、この3地域の分析を行った。結果を図 3-68 に示す。

水素製造設備容量が大きいほど再生可能エネルギーリカバリー率は上昇、水素製造設備利用率は低下する。いずれの地域も余剰が全く発生しない時間帯が存在するため、水素製造設備容量が小さくても設備利用率が 100%とはならない。特に九州では太陽光の余剰が多く風力は少ないため、余剰が発生する時間帯は年間の 20%未滿に留まり、水素製造設備の設備利用率が小さい。なお、水素製造設備の費用を 2030 年目標の 50 万円/(Nm<sup>3</sup>/h)<sup>24</sup>としたとき、設備利用率が 10%であれば水素製造コストに占める設備費分は 30 円/Nm<sup>3</sup>程度となり、国内副生水素の供給可能価格<sup>25</sup>に匹敵する。なお、水素のローリー配送には 25 円/Nm<sup>3</sup>程度のコストがかかるとの試算があり<sup>26</sup>、水素製造コストが 30 円/Nm<sup>3</sup>であったとすると末端価格は 55 円/Nm<sup>3</sup>である。これは燃料自動車での走行距離あたりで約 4 円/km に相当する<sup>27</sup>。

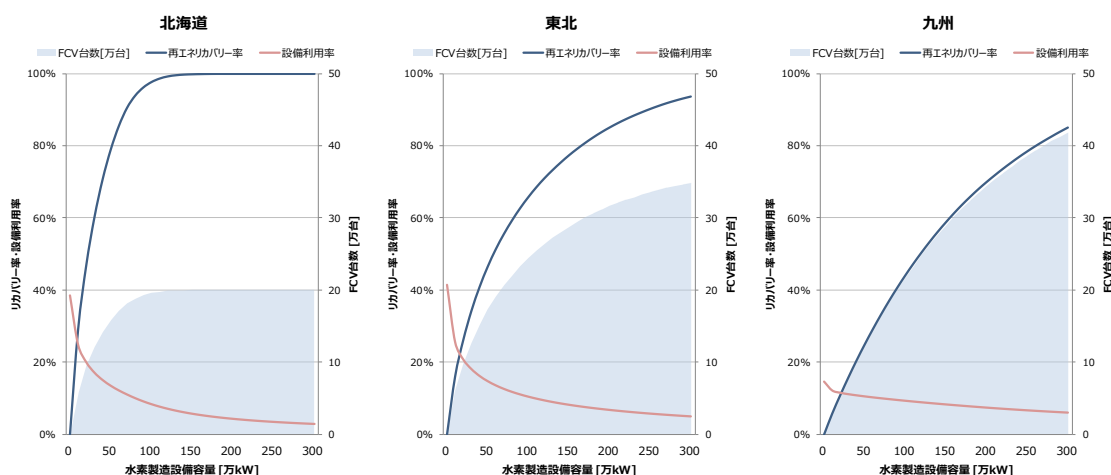


図 3-68 水素製造設備容量別の再生可能エネルギーリカバリー率等（北海道、東北、九州）

注) 1Nm<sup>3</sup>の水素製造に必要な電力量を 5.06kWh（水素製造効率 70%<sup>28</sup>）と想定。

注) FCV 台数（右軸）は、年間走行距離 10,000km/台、水素充填可能量 4.3kg/台、フル充填時走行可能距離 650km/台を設定（トヨタウェブページ等より）して換算。

<sup>24</sup> 柴田善朗, 「再生可能エネルギーからの水素製造の経済性に関する分析」, IEEJ, (2015)より、固体高分子水電解装置の目標値。

<sup>25</sup> 資源エネルギー庁, 「水素の製造・輸送・貯蔵について」, 水素・燃料電池戦略協議会ワーキンググループ 第 5 回資料, (2014)

<sup>26</sup> 松尾雄司他, 「統合型エネルギー経済モデルによる 2050 年までの日本の長期エネルギー需給見通しと輸入水素導入シナリオの分析」, エネルギー資源学会論文誌 Vol.35, No.2, (2014)

<sup>27</sup> 水素密度 0.0899kg/Nm<sup>3</sup>、水素充填可能量 4.3kg/台、フル充填時走行可能距離 650km/台を設定（トヨタウェブページ等より）して換算。

<sup>28</sup> 資源エネルギー庁, 「水素の製造・輸送・貯蔵について」, 水素・燃料電池戦略協議会ワーキンググループ 第 5 回資料, (2014)

### 3.4.6 まとめ

#### (1) 分析からの示唆

本調査の分析で得られた示唆および他文献調査における結論を表 3-72 のとおり整理した。なお、各対策の実施強度がシナリオによって異なることから、対策間の優劣を比較することはできない。

表 3-72 評価結果のまとめ

対策	本分析の示唆	他文献
連系線	<ul style="list-style-type: none"> <li>連系線の拡大により、太陽光発電・風力発電の出力抑制量が低減する効果がある</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>エネルギー融通、エネルギー+LFC 調整力融通により、出力制御量や燃料費が低減（東ほか(2017)）</li> </ul>
DR	<ul style="list-style-type: none"> <li>需要造成により太陽光の発電量が多い日中に需要シフトすることで、太陽光発電の出力抑制量が低減する効果がある</li> </ul>	—
蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> <li>系統側蓄電池により調整力を確保することで、太陽光発電・風力発電の出力抑制量が低減する効果がある</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光拡大時のほうが、風力拡大時より、蓄電池（昼間充電・夜間放電用）の導入が進む（大槻ほか(2015)）</li> </ul>
水素	<ul style="list-style-type: none"> <li>余剰電力で水素製造を行う場合、地域によって設備導入時の設備利用率、再エネリカバリー効果が異なる</li> </ul>	—

各文献の正式名称は表 3-66 を参照のこと。

#### (2) 定量評価における今後の課題

今後の課題を以下に列挙する。

- ・ データの精査
  - 太陽光発電自家消費分の考慮
  - 再生可能エネルギーの出力変動の精査
    - ◇ ならし効果による出力変動の緩和
    - ◇ 風力ピッチ角制御、太陽光発電容量とパワーコンディショナ容量の差等による短周期変動の吸収
  - 火力発電関連データの精査
    - ◇ インフラによる燃料供給制約
    - ◇ 火力発電からの炭素回収貯留の可能性
- ・ モデルの構造の検討
  - 需給調整以外でのデマンドレスポンスの利用
- ・ 他の分析結果・研究事例等との比較

### 3.5 諸外国におけるデマンドレスポンスの活用状況

本節では、欧州・米国を中心に、諸外国におけるデマンドレスポンスに関する施策及びビジネスの動向を調査し、デマンドレスポンスに関する課題及び今後の展望を検討分析した。

#### 3.5.1 欧州諸国における電力需給向けデマンドレスポンス活用状況

##### (1) 欧州諸国における変動電源対策

欧州諸国では太陽光発電や風力発電の導入拡大に伴い、変動する電力供給に対する需給調整方策の検討が必要になりつつある。デマンドレスポンスも含め、主に表 3-73 のような取組みが進められている。

表 3-73 欧州諸国における変動電源対策

対策	概要
系統運用面の対策	<ul style="list-style-type: none"> <li>出力抑制や再給電によって、再生可能エネルギー電力の影響を軽減する。</li> </ul>
需給調整の広域化	<ul style="list-style-type: none"> <li>国全体、または複数国間で、国際連系線を通じた取引等を実施することにより、需給調整力を調達する。</li> <li>広域での管理を行うことにより、変動電源の均し効果を得る。</li> </ul>
容量メカニズム	<ul style="list-style-type: none"> <li>供給力確保に資する電源の容量価値を認めることで、電源投資を促進。</li> <li>確保した供給力によって、需給調整が可能。</li> </ul>
デマンドレスポンス	<ul style="list-style-type: none"> <li>需要抑制/造成を通じ、需給のバランス調整に貢献。</li> <li>欧州ではまだ市場が開かれている国が少ない。</li> <li>デマンドレスポンスに加え、再生可能エネルギー電源、蓄電池等、複数のエネルギーリソースを組み合わせたバーチャルパワープラント(VPP)の取組みも一部企業で推進されている。</li> </ul>

##### (2) 欧州諸国におけるデマンドレスポンス活用推進の政策的枠組み

欧州では、デマンドレスポンスの活用推進の枠組みが政策的に策定されている。これらの枠組みの考え方は、以下のような複数の法律やガイドラインの中に明記されている。

###### 1) The Electricity Directive – 2009/72/EC

本指令では、環境性、エネルギーの安定供給、一次エネルギー消費とピークロード削減に資するものとして、エネルギー効率的な需要家側のエネルギーマネジメントのコンセプトを提示した。同指令の中では、送配電網運用者に対して、エネルギーシステム更新の際にデマンドレスポンスとエネルギー利用の効率化を考慮するように求めている。また、加盟各国に対して、エネルギーシステムにおけるデマンドレスポンスの活用可能性を踏まえた長期的な計画策定を要求している。

## 2) The Energy Efficiency Directive (EED) – 2012/27/EU

本指令では、バランス市場、アンシラリー・サービスへのデマンドレスポンス導入を阻害する要因の除外を求めている。特に、送配電網運用者に対して、デマンドレスポンス活用に向けたインフラ改善を求めるとともに、各国規制機関に対して卸売、小売市場でのデマンドレスポンス活用を求めている。また、送配電システム運用者に対して、バランスサービス、アンシラリー・サービスにおいて、デマンドレスポンスを他と平等的に活用することを指示している。これらの指示も踏まえ、加盟各国がデマンドレスポンスのエネルギー市場への市場参画を促進することを要求している。

## 3) The Network Codes

Network Codes（ネットワークコード）は、欧州における系統運用者の協議会である欧州送電系統運用者ネットワーク（ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity）が、EU の規制当局であるエネルギー規制協力庁（ACER: Agency for the cooperation of Energy Regulations）の管理の下で作成したルールである。このルールの目的は欧州電力市場の調和、統合、効率化である。

ネットワークコードには、前述の 2 つの指令で指示されるデマンドレスポンス活用の基盤を生み出すことが期待されている。ネットワークコードのうち、デマンドレスポンスの導入拡大に影響が大きなコードとして、“Demand Connection Code”、“Electricity Balancing Code”、“Emergency & Restoration Code”が挙げられる。これらのコードはデマンドレスポンスが電力市場に参画するための条件について記述している。

## 4) State aid Guidelines for Energy and Environment

本ガイドラインは 2014 年 4 月に欧州委員会により採択された。このガイドラインの中では、どのような条件下であれば、十分な発電余力の確保に対する国からの助成が実施可能となるかについて言及している。この考え方にに基づき、加盟各国は容量メカニズムの導入を促されている。一方、本ルールでは十分な発電余力を確保するための手段として、容量メカニズムとともにデマンドレスポンスの活用を挙げている。

### (3) 欧州諸国における直接的デマンドレスポンス活用の推進状況<sup>29</sup>

欧州諸国では、大きく分けて間接的デマンドレスポンス（Implicit DR）と直接的デマンドレスポンス（Explicit DR）の 2 つのスキームでデマンドレスポンスが取り組まれている。間接的デマンドレスポンスでは、時間帯別電力料金や、時間帯別送配電網利用料を設けることにより、需要家のインセンティブに基づく需要削減行動をデマンドレスポンス資源として活用する。他方、直接的デマンドレスポンス（Explicit DR）では、卸売市場、バランス市場、容量市場を含む電力市場において、需要制御に基づくデマンドレスポンス資源を供給側のリソースと同様に取引する。

間接的デマンドレスポンス（Implicit DR）では、需要家に対して参加の程度に関する裁量が委ねられている。このため、需要家における選択の柔軟性はあるものの、需給調整にお

<sup>29</sup> SEDC, “Mapping Demand Response in Europe Today 2015”, 2015 の内容を参考に記載している。

る精度の高い活用は困難である。他方、直接的デマンドレスポンス（Explicit DR）では、制御に基づくデマンドレスポンス資源が市場を介して取引されるため、需給調整における信頼性の高いリソースとして活用が可能である。

欧州諸国における直接的デマンドレスポンス（Explicit DR）の市場での活用状況は国ごとに段階が異なる。2015年時点における各国の状況は図 3-69 のとおりである。

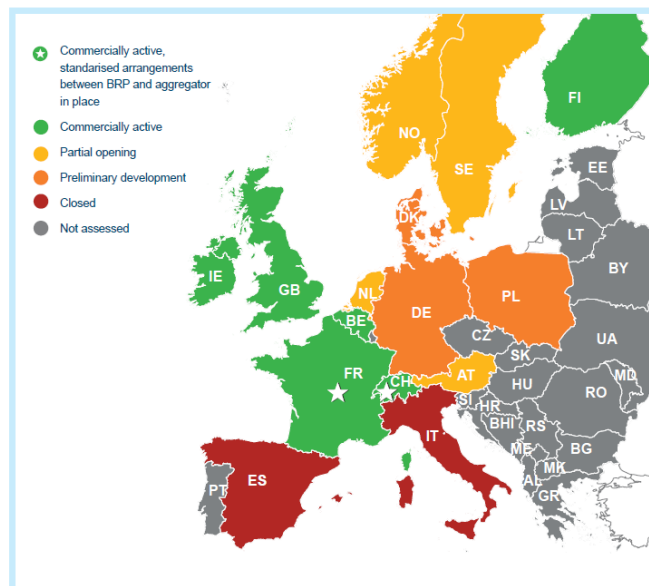


図 3-69 欧州諸国におけるデマンドレスポンスの電力市場での活用状況

出所) SEDC, “Mapping Demand Response in Europe Today 2015”, <http://www.smartenergydemand.eu/wp-content/uploads/2015/09/Mapping-Demand-Response-in-Europe-Today-2015.pdf>

アイルランド、英国、ベルギー、フランス、スイス、フィンランドでは、デマンドレスポンスの電力市場参画が進められており、国としての制度枠組みも存在する。制度上の課題はあるものの、商用でのデマンドレスポンス活用が実現されている。特にフランス、スイスでは独立したアグリゲータの参入を可能にするように、市場参加者における役割と義務を再構築しており、最もデマンドレスポンスの市場構築が進んでいる。

スウェーデン、オランダ、オーストリア、ノルウェーでは、デマンドレスポンスに携わる企業は設立されているが、制度的な障壁が存在するために市場の成長が阻害されている。これは市場における各種プログラムが発電側と需要側の双方の市場参加者が存在する状況に適応していないためである。また、市場参加者における役割と義務が明確化されていない点も課題となっている。

ドイツ、ポーランド、スロベニアでは、デマンドレスポンスに対する市場は開放されつつあるものの、厳しい障壁により市場参画が阻害されている。阻害要因の例としては、実効性のある制度枠組みが存在しないこと、サービス提供者間の競争、発電側のみを考慮した市場プログラム、平坦な消費パターンに有利な送配電網利用料が存在することが挙げられる。

イタリア、スペインでは、デマンドレスポンスはほとんどの市場で受け入れられていないか、規制のためにデマンドレスポンスが実行不可能な状況にある。

以下では、デマンドレスポンスに対する市場開放が進んでいるフランスと、特に電源構成に占める再生可能エネルギーの割合が高いドイツ、英国、スペインの状況について詳細をま

とめる。

## 1) フランスの取組み

### a. 概況

フランスではすべてのアンシラリー・サービス市場がデマンドレスポンスおよびサードパーティのアグリゲータに開放されている。この取組みは国内最大の電力会社である EDF によるものである。

2003 年以降、大規模な産業部門の需要家がバランシング市場に参画している。2007 年からは、アグリゲートした家庭の負荷を市場に導入するパイロットプロジェクトが進められている。また、2014 年には、一次調整力 (Primary Reserve)、二次調整力 (Secondary Reserve) の市場に産業部門の需要家が参加可能になった。2014 年には同時に NEBEF 制度<sup>30</sup>の枠組みの中で、需要抑制の卸売市場への参画が可能になった。当年は冬の気候が穏やかであったことから市場で取引された電力量は 313MWh に留まった。さらに、2017 年には容量市場の開設が予定されており、デマンドレスポンスの市場参画の機会はさらに増加する見通しである。

これらの市場開放の背景には、フランスの送電系統運用者 (TSO: Transmission System Operator) が、市場参画の要件をデマンドレスポンスに適した内容に設計していることが挙げられる。また、アグリゲータと電力供給事業者、BRP (Balance Responsible Party<sup>31</sup>) との関係性について、2013 年に標準化された枠組みが規定されたことも要因の 1 つである。

フランスでは太陽光発電、風力発電の割合が比較的小さいため、まだ変動電源の増加に伴う問題は顕在化していない。しかし、長期的には導入拡大が見込まれることから、再生可能エネルギー電源の変動に対応するための電源の柔軟性が求められるとされている。これらの状況を踏まえて、容量市場の議論がなされており、デマンドレスポンスは対策の 1 つとして挙げられている。

### b. 市場環境

フランスではバランシング市場、アンシラリー・サービス市場、卸売市場に対するデマンドレスポンスの参画が認められている。また、アグリゲーションに基づく市場参画も認められている。市場の種別に応じてデマンドレスポンスの参加可能性を整理すると表 3-74 のとおりである。

---

<sup>30</sup> Notification d'Échange de Blocs d'effacement (卸市場における節電電力の自由取引を規定した制度)

<sup>31</sup> 電力の需給一致の実現を担う主体。



表 3-74 フランス電力市場におけるデマンドレスポンス参加可能性

市場の種別	市場動向	参加可能性
アンシラリーサービス市場	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ フランスでは、バランシング市場として 3 種類のプログラムに、アンシラリー・サービス市場として 2 種類のプログラムに DR の市場参画が認められている。</li> <li>✓ バランシング市場の概要は以下のとおり。発電側と需要側のリソースは平等に扱われている。 <ul style="list-style-type: none"> <li>- Demand Response Call for Tender: 最低容量は 10MW であり、2 時間以内での応答、30 分~2 時間の持続が必要。</li> <li>- Complementary Reserve: 最低容量は 10MW であり、30 分以内での応答、30 分~2 時間の持続が必要。</li> <li>- Fast Reserve: 最低容量は 10MW であり、13 分以内での応答、30 分~2 時間の持続が必要。</li> </ul> </li> <li>✓ アンシラリー・サービス市場の概要は以下のとおり。 <ul style="list-style-type: none"> <li>- Primary Control: 最低容量は 1MW であり、30 秒以内での応答、15 分以内の持続が必要。</li> <li>- Secondary Control: 最低容量は 1MW であり、15 分以内での応答、最低 15 分の持続が必要。</li> <li>- Interruptibility<sup>32</sup>: 最低容量は 40MW であり、5 秒以内での応答、1 時間の持続が必要。</li> </ul> </li> </ul>	○
容量市場	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 市場開設は 2017 年の見込み。</li> <li>✓ DR の市場参画を想定。</li> </ul>	△ 市場開設は 2017 年
卸売市場	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ NEBEF 制度の下で RTE と契約をすれば、市場参画が可能。</li> <li>✓ 市場参画の最低容量は 0.1MW である。</li> </ul>	○

出所) SEDC, “Mapping Demand Response in Europe Today 2015”, 2015 等 より作成

<sup>32</sup> 事前の取り決めに従って緊急時に付加の削減、遮断を行う契約（遮断可能負荷契約）。

## 2) ドイツの取組み

### a. 概況

ドイツでは、デマンドレスポンス・プログラムの大半にとって、市場制度が大きな阻害要因となっている（表 3-75）。このため、デマンドレスポンスに資するリソースの多くは未活用の状況にある。この状況を踏まえ、ドイツ政府では制度見直しを開始している。

表 3-75 ドイツにおけるデマンドレスポンス・プログラムに対する阻害要因

- |   |
|---|
| ✓ 運用設備の市場参画に係る要求条件                            |
| ✓ 規模要件  |
| ✓ 発電設備を中心に設計されたプログラム要件(最小入札規模、適用時間等)          |
| ✓ 変動の少ないエネルギー消費パターンを優遇する電力系統利用料               |
| ✓ サードパーティのアグリゲータに対して、競合となりうる BRP との双方向合意を義務付け |
| ✓ サードパーティのアグリゲータについて、標準化された役割が規定されていない        |
| ✓ 市場の役割が明確に定義されていない                           |

出所) 三菱総合研究所作成

一方、ドイツ国内では再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、太陽光発電と風力発電による発電量が国内需要を上回る時間帯も発生するなど、電力供給が不安定化している。こうした状況を踏まえ、米国 EnerNOC は、ドイツ国内でデマンドレスポンスに基づくアンシラリー・サービス事業に参入している。

### b. 市場環境

ドイツのバランス市場のプログラムでは、デマンドレスポンスとアグリゲーションは法的に認められている。これらを含め、市場の種別に応じてデマンドレスポンスの参加可能性を整理すると表 3-76 のとおりである。

表 3-76 ドイツ電力市場におけるデマンドレスポンスの参加可能性

市場の種別	市場動向	参加可能性
アンシラリーサービス市場	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ バランシング市場のプログラムに対して DR は参加可能。</li> <li>✓ バランシング市場のプログラムは 3 つに分かれるが、以下の参加要件が参入障壁となっている。 <ul style="list-style-type: none"> <li>- 一次予備力 (Primary Control Reserve) : 最低容量は 1MW であり、30 秒以内での応答が必要。市場参入の事前に TSO からの認証が必要。</li> <li>- 二次予備力 (Secondary Control Reserve) : 最低容量は 5MW であり、5 分以内での応答が必要。市場参加 10 日前に供給可能リソースの見積もりが必要。また、12 時間の継続が必要。</li> <li>- 三次予備力 (Minute Reserve) : 最低容量は 5MW であり、15 分以内での応答が必要。1 日につき 4 時間の枠 6 つへの入札を実施。また、4 時間の継続が必要。</li> <li>- 遮断可能負荷 (Interruptible loads) : ドイツでは 2013 年よりプログラムが開始しているが、最低入札容量が 50MW であることから、実質的に DR の市場参画は実質的に不可能な状況。</li> </ul> </li> </ul>	△ 参加要件が 参入障壁
容量市場	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ ドイツでは 2015 年 7 月に BMWi (ドイツ連邦経済技術省) から公表されたホワイトペーパーにおいて、容量市場を導入しないことが表明されている。</li> <li>✓ 容量市場に代わり、容量リザーブ制度<sup>33</sup>が導入されたが、その対象に DR は含まれていない。</li> </ul>	×
卸売市場	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ ドイツでは DR のアグリゲータが卸売市場に参画することはできない。</li> <li>✓ 一方、サードパーティのアグリゲータが DR や再生可能エネルギー等を含む分散型リソースを BRP に提供する事例はある。</li> <li>✓ ただし、VPP (Virtual Power Plant) を構築する場合、その構成に対して DR が占める割合は小さい。</li> </ul>	△ 相対契約の み可能

出所) SEDC, “Mapping Demand Response in Europe Today 2015”, 2015 等 より作成

<sup>33</sup> 現存する発電設備容量の保存を促す制度

### 3) 英国の取組み

#### a. 概況

英国では、すべてのバランシング市場がデマンドレスポンスに対して開放されている。しかしながら、近年ではデマンドレスポンス事業者、エネルギー・気候変動省（DECC: Department of Energy & Climate Change）、電力・ガス市場局（Ofgem: Office of Gas and Electricity Markets）との間で連携の課題から、効率的な市場運営がなされていない。

現状では、手続き上及び運営上の要求事項が需要側エネルギー資源に対して適していないことから、需要側資源の市場参画が減少している。2013～2014年と比較して、2015年は減少傾向にあることから、この傾向が続くのであれば、英国の市場はデマンドレスポンス供給事業者が存立可能なものではなくなる可能性がある。

容量市場は2014年末に設立されたものの、需要側資源に対して発電設備と平等な扱いがなされていない。最初の容量市場オークションにおいて、約15存在する需要側アグリゲータのうち、契約に至ったのは1つである。この市場設計の現状については、欧州司法裁判所において審議中である。

イングランド、ウェールズにおける送電網を運営するNational Gridにおいては、再生可能エネルギーの導入拡大等の影響からデマンドレスポンスの活用機会が増加しつつある。しかしながら、政策立案が進んでおらず、市場デザインの選択肢に乏しいことから十分な機会活用が実現できていない。

#### b. 市場環境

英国では、すべてのバランシング市場のプログラムがデマンドレスポンスに開放されている。また、アグリゲーションの活用もすべての市場で認められている。これらを含め、市場の種別に応じてデマンドレスポンスの参加可能性を整理すると表 3-77 のとおりである。

表 3-77 英国電力市場におけるデマンドレスポンスの参加可能性

市場の種別	市場動向	参加可能性
アンシラリーサービス市場	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ すべてのバランシング市場のプログラムに対して DR は参加可能。</li> <li>✓ バランシング市場のプログラムは 5 つに分かれる。それぞれの活用状況と特徴は以下のとおり。</li> </ul> <p>&lt;Short-term Operating Reserve&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 過去には DR の市場参画が進んでいたが、市場価格の低下等の要因から現在は DR の参画による利潤獲得が難しい状況。</li> <li>- 最低容量は 3MW であり、4 時間以内での応答、最低 2 時間の持続が必要。</li> <li>- 経済性の確保には、1 日 11~13 時間の枠での参加が必要な点が DR にとっての障壁。</li> </ul> <p>&lt;Firm Frequency Response&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 最低容量は 10MW であり、10 秒または 30 秒以内での応答、20 秒または 30 分以内の持続が必要。</li> <li>- これらの参画要件が DR の参入障壁である。</li> </ul> <p>&lt;Fast Reserve Firm Service&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 最低容量は 50MW であり、2 分以内での応答、最低 15 分の持続が必要。</li> <li>- 1 日あたり 10~15 回の DR 発動が必要な点が障壁になりうる。</li> </ul> <p>&lt;Demand Side Balancing Reserve&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 2014、2015 年の冬季に実施されたプログラム(有効性がないとの判断から 2016 年冬季は実施しない)。</li> <li>- 需要家における 16~20 時の電力使用量の削減を活用。</li> <li>- 最低容量は 0.1MW であり、2 時間以内での応答が必要。</li> </ul> <p>&lt;Frequency Control by Demand Management&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 大規模発電所の突然の停止等、年に数回発生する周波数の急変に対応するためのプログラム。</li> <li>- 最低容量は 3MW であり、2 秒以内での応答、最低 30 分の持続が必要。</li> </ul>	△ 参加可能 プログラムは 限定的
容量市場	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 英国では DR が容量市場に参画することは認められている。</li> <li>✓ ただし、発電側を意識した市場設計がなされており、DR は不利な立場。</li> </ul>	△ 発電側を 意識した 市場設計
卸売市場	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 英国では前日市場、当日市場への参画が可能。</li> </ul>	○

出所) SEDC, "Mapping Demand Response in Europe Today 2015", 2015 より作成

#### 4) スペインの取組み

##### a. 概況

スペインでは水力発電とガス火力発電が需給調整を担っている。今後分散型電源の拡大に伴って需給調整力のニーズが生じることが見込まれている。国内ではスマートグリッドに関するプロジェクトが進められているものの、現状ではデマンドレスポンスの活用は限定的である。

スペインではエネルギーリソースのアグリゲーションは認められておらず、デマンドレスポンスが参画可能な唯一のスキームは遮断可能負荷に関するものに限られる。本スキームには大型の需要家のみが参加可能であり、国内の送配電事業者である Red Eléctrica de España が管轄している。本プログラムでは、電力市場において発電量やバランス能力が不足した際に、緊急的な対応を行う。本プログラムについては、遮断可能負荷プログラムの役割を果たしきれておらず、国内産業に対する金銭的補助をもたらす程度の効果にとどまっているのではないかという疑義が呈されている。

スマートメータの全面的普及が 2018 年に見込まれることから、2016～2018 年にかけてバランスサービス市場に対してデマンドレスポンスを導入するための市場変化が訪れることが見込まれている。

##### b. 市場環境

スペインでは、遮断可能負荷に関するプログラムのみがデマンドレスポンスに開放されている。その他の市場を含め、市場の種別に応じてデマンドレスポンスの参加可能性を整理すると表 3-78 のとおりである。

表 3-78 スペイン電力市場におけるデマンドレスポンス参加可能性

市場の種別	市場動向	参加可能性
アンシラリーサービス市場	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ バランシング市場、アンシラリー・サービス市場に対して DR の参加は認められていない。</li> <li>✓ 遮断可能負荷に関しては、アグリゲーションは認められておらず、高圧の大規模な産業部門の需要家(鉄鋼、製紙、化学工場等)のみが参画可能。以下の参加要件が存在               <ul style="list-style-type: none"> <li>- 本土: 最低容量 5MW または 90MW のプログラム。プログラムにより「通知なし/15 分以内/2 時間以内」での応答が必要。</li> <li>- 離島部: 最低容量は 0.8MW であり、即時～2 時間の範囲での応答が必要(5 種のプログラム)。</li> </ul> </li> </ul>	△ 参加可能者が限定的
容量市場	✓ 発電設備のみ市場参画が可能。	×
卸売市場	✓ 50MW 以上の発電設備のみが市場参画可能。	×

出所) SEDC, “Mapping Demand Response in Europe Today 2015”, 2015 より作成

## 5) 欧州における電力需給向けデマンドレスポンス活用状況のまとめ

以上では、デマンドレスポンスに対する市場開放が進んでいるフランスと、特に電源構成に占める再生可能エネルギーの割合が高いドイツ、英国、スペインの、直接的デマンドレスポンス（Explicit DR）の活用状況について調査した。

フランスでは、国内最大の電力会社である EDF 主導の下、2000 年代前半よりデマンドレスポンスに対する市場開放が進んでいる。フランスでは、太陽光発電、風力発電等の変動電源については、系統運用上の問題が生じる導入量水準ではない。しかしながら、今後の普及拡大を見据えれば、デマンドレスポンスの容量市場参画等の取組みが有効な対策になることが見込まれている。

一方、ドイツ、英国、スペインでは、再生可能エネルギーによる電力需給調整の困難性が増しているものの、デマンドレスポンスの市場参画にはまだ障壁が大きい段階にある。例えば、ドイツの市場ではデマンドレスポンスの市場参画に係る規模要件（最低容量等）や、市場におけるデマンドレスポンスの役割規定の不明確さが障壁となっている。しかしながら、各国とも変動電源対策の重要性への認識等も踏まえ、デマンドレスポンスの市場参画を拡大する方向性での検討が進められている。

#### (4) 欧州の主要企業のデマンドレスポンスへの取組み

本節では、欧州の主要企業におけるデマンドレスポンスを活用した事業の概要を紹介する。今回の調査対象とした事例は、いずれの企業も、送配電事業者等を対象にアグリゲートしたデマンドレスポンス資源を提供する役割を担う（表 3-79）。

表 3-79 欧州企業のデマンドレスポンスへの取組み

	対象市場	DR 資源の種類
Energy Pool	・ 発電・送配電・小売まであらゆる領域を対象	・ 産業・工業等の大口需要家が中心
Flexitricity	・ バランシング市場 ・ ピークマネジメント ・ CHP 稼働最適化	・ 冷蔵・空調設備 ・ 自家発 ・ CHP
Pearlstone Energy	・ バランシング市場等	・ 業務・産業部門の需要家施設

出所) 三菱総合研究所作成

##### 1) Energy Pool (フランス)

Energy Pool はフランスに本社を置く、欧州最大手のエネルギー・サービス・プロバイダである。2009 年に南フランスのシャンベリーで設立され、翌年にはシュナイダーエレクトリックグループの一員となった。フランス、英国、ベルギー、トルコ、韓国等で事業を展開している。需要家におけるデマンドレスポンス資源をアグリゲートして電力会社に提供することにより、系統安定化等に貢献する形でサービスを実施している。デマンドレスポンスに関する同社の取組みは以下の 4 項目である。

表 3-80 Energy Pool の取組み

取組み	概要
DR Consulting	・ エネルギー産業に関わるあらゆる顧客に対して、DR のポテンシャル評価、DR 導入に関するコンサルティングを実施。
DR Technology	・ 顧客に対して Energy Pool の開発する DR マネジメントシステム (DRMS) を導入する。 ・ DRMS の導入により、顧客側企業では会計管理、需給ギャップ分析、ニーズに合致する技術的・機能的仕様の特定が可能になる。
DR Services	・ 顧客における DR 資源の管理を支援することで、以下の価値を提供。 ✓ Energy Pool のシステムにより DR 活用の最適化が可能になる。 ✓ DR による容量確保の確実性を高め、需要家の DR 資源を顧客の送配電網へ接続する。 ✓ 効率的で競争力を有する、環境性能の高い VPP の活用が可能になる。
DR Operations	・ 顧客の DR 運用を代行することで、以下の価値を提供。 ✓ 安定的かつ効率的な DR の最適運用を可能とする。 ✓ ピークアワーにおける電力使用コストを抑制し、オフピークでの効率的電力仕様を可能にする。 ✓ 効率的エネルギー運用により、温室効果ガスの排出を削減する。

出所) Energy Pool ウェブサイト, <http://www.energy-pool.eu/en/home/> より作成



Energy Pool はフランス国内において仮想発電所として 1,200MW の容量を確保している。これは年間 30 万トンの CO2 排出削減に相当し、そのための投資額 8 億ユーロの節約にもつながっている。

Energy Pool はわが国においても事業展開を進めている。日本国内でも欧州と同様にデマンドレスポンス資源（ネガワット資源）の活用に関するコンサルティング等を踏まえ、デマンドレスポンスのアグリゲート、活用を担うことが見込まれている。

## 2) Flexitricity（英国）

Flexitricity は英国のデマンドレスポンスサービスプロバイダである。同社は、CHP 及び負荷設備（冷蔵、空調など）、非常用発電機等をアグリゲーションすることで、周波数調整（Frequency Response）、短期予備力（STOR: Short Term Operating Reserve）、Footroom の市場取引を行っている。また、同様にデマンドレスポンスを用いることでピーク需要の削減や CHP の効率的運用に向けた事業を実施している。同社の事業の形式を以下に示す。

表 3-81 Flexitricity の事業分野

事業分野		概要
Balancing Solution	Frequency Response	<ul style="list-style-type: none"> <li>英国 National Grid の周波数調整メニューに参画可能な規格の DR システムを構築。</li> </ul>
	STOR (Short-Term Operating Reserve)	<ul style="list-style-type: none"> <li>STOR を TSO である National Grid に提供。STOR とは以下の要件を満たす調整力である。 <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 需要抑制または自家発電抑制について通知後 10 分以内に対応。</li> <li>✓ 1~2 時間反応を継続。</li> </ul> </li> </ul>
	Footroom	<ul style="list-style-type: none"> <li>風力発電の過剰な発電に対応するためのサービス。</li> <li>顧客は需要造成、自家発電抑制の依頼に対応することで手数料の取得が可能。</li> </ul>
Peak Management	Triad management	<ul style="list-style-type: none"> <li>国内の需要がピークの際に、負荷削減、発電増加をさせた需要家に、手数料を付与する。</li> </ul>
	Distribution network operator	<ul style="list-style-type: none"> <li>DR のアグリゲーションを通じて、配電網に関するプロジェクトに係る費用の抑制に貢献。</li> </ul>
	Capacity Market	<ul style="list-style-type: none"> <li>DR を通じて英国の容量市場に参画。</li> </ul>
Commercial Solutions	Optimizing CHP generation	<ul style="list-style-type: none"> <li>24 時間対応の DR 活用を通じ、CHP の稼働最適化を図る。</li> </ul>

出所) Flexitricity ウェブサイト, <https://www.flexitricity.com/en-gb/> より作成

## 3) Pearlstone Energy<sup>34</sup>（英国）

Pearlstone Energy では Honeywell 社の有する Automated Demand Response（ADR）の技術を活用し、産業、業務等の建物所有者に対して需要制御に関する多様なプログラムへ参画する機会を提供する。Honeywell 社の ADR 技術は米国、ハワイ、中国、インド、英国において系統負荷の管理のために用いられている。

ADR が適用された需要家は稼働の必要性の低い機器を一時的に停止する。または、スタ

<sup>34</sup> Pearlstone Energy ウェブサイトより作成

ンバイ状態の発電機を稼働させる。これにより支払いを受けることが可能である。Pearlstone Energy では Open ADR の技術を用いることにより、デマンドレスポンスを標準化、自動化、簡便化された形態としている。これにより、事業者が増加するエネルギー需要に効率的に対応できるようになると同時に、需要家は将来的なエネルギー利用の管理が可能になる。

Pearlstone Energy では、顧客において必要な技術と管理システムを無料で導入可能である。同社では、デマンドレスポンスによる顧客の建物への影響を最小限に抑えると同時に、デマンドレスポンスにより得られたリソースを高価格で市場に販売する。結果として、顧客においてはエネルギー消費を節約すると同時に、デマンドレスポンス参画による報酬の獲得が可能となる。

Pearlstone Energy は需要家から獲得したデマンドレスポンス資源を英国の送電系統運用者 (TSO) である National Grid のバランシング市場プログラム等に提供している。

### 3.5.2 米国における電力需給向けデマンドレスポンス活用状況

#### (1) 米国におけるデマンドレスポンス活用推進の政策的枠組

米国では、連邦エネルギー規制委員会（FERC: Federal Energy Regulatory Commission）においてデマンドレスポンスに係る各種指令や活動が実施されるとともに、政府当局においてデマンドレスポンスに係るプログラムが実施されている。

##### 1) FERC 指令

2011年3月に発令された FERC 指令 745 において、米国のエネルギー市場ではデマンドレスポンス資源に対する支払価格を電源価格と等価とすることが定められた（なお、FERC 指令 745 の合法性については争いがあったが、2016年1月の米国連邦最高裁判所判決において有効性が認められた<sup>35)</sup>）。

その他にも、近時、FERC からはデマンドレスポンスに係る複数の指令が出されており、その概要は表 3-82 のとおりである。

表 3-82 デマンドレスポンスに関する近時の FERC 指令の概要

FERC 指令	概要
150 FERC ¶ 61,007 (2015/1/9)	✓ DR 資源をすべて卸売市場へ統合するという ISO-NE(New England)の提案を承認。
150 FERC ¶ 61,251 (2015/3/31)	✓ DR 資源の容量市場への参画を求める PJM の提案を検討不十分として却下。
152 FERC ¶ 61,064 (2015/7/22)	✓ PJM の容量パフォーマンスイニシアチブにおけるオークションに対して DR が参画できない点に関し、異議を申し立て。

出所) FERC, “Demand Response & Advanced Metering Staff Report, December 2015”,  
<https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2015/demand-response.pdf> より作成

##### 2) 大統領令 (Executive Order 13693)

2015年3月19日にオバマ大統領により署名された大統領令である Executive Order 13693: Planning for Federal Sustainability in the Next Decade では、連邦各機関に対して効率と環境性の向上を求めている。本大統領令では建築物のエネルギー性能の向上を要請しており、その方法の1つとして、ライフサイクルで見てコスト効率的なデマンドレスポンス・プログラムへ参加を挙げている。

<sup>35</sup> Federal Energy Regulatory Commission v. Electric Power Supply Association et al., 136 S. Ct. 760 (2016).  
[https://www.supremecourt.gov/opinions/15pdf/14-840\\_k537.pdf](https://www.supremecourt.gov/opinions/15pdf/14-840_k537.pdf), 2017年3月17日取得

### 3) デマンドレスポンスに係るプログラム

#### a. Smart Grid Investment Grant consumer behavior studies

米国エネルギー省（DOE: Department of Energy）は米国の 10 の電気事業者における需要家行動の研究を支援している。本研究では時間別の電力小売料金の適用に対する需要家反応を調査対象とし、その結果は料金メニューの改善や、事業者の戦略立案等に活用される。

#### b. 米国防衛省の取組み

米国防衛省は、30 万を超える多種多様な建物からなる施設を保有することから、米国内で最もエネルギーを消費する組織である。このため、米国防衛省は省エネ、効率化に係るプロジェクトに参画するのみでなく、2009 年以降 50 を超えるデマンドレスポンス・プログラムに参画している。

また、米国防衛省では環境分野における研究プログラムを推進しており、その中で直接的、間接的にデマンドレスポンスの活用を支援する取組みを実施している。

#### c. 米国連邦政府一般調達局の取組み

米国連邦政府一般調達局では、9,624 施設（3 億 7 千万平方フィート以上）を所有、貸与している。また、同局のエネルギー部門では、デマンドレスポンスへの参画を含むエネルギーマネジメントに係る政策、ガイドラインを公表するとともに、関連施設の参画が望まれるデマンドレスポンス・プログラムの特定を支援している。これらの取組みの結果 2015 年 4 月時点で NYISO と PJM エリアの 17 の連邦施設がデマンドレスポンス・プログラムに参画している。

#### d. 米国退役軍人省の取組み

米国退役軍人省では、1,886 の施設を管理しており、その一部は NYISO のデマンドレスポンス・プログラムへ参画している。同省では施設の持続的可能性を踏まえたデザインに関するマニュアルを公表しており、その中でデマンドレスポンスをオプションの 1 つとして記載している。

#### e. 米国郵便公社の取組み

米国郵便公社では、合計 32,000 の施設を管理しており、そのうち約 50 の施設でデマンドレスポンス・プログラムへ参画している（2014 年時点）。

## (2) 米国各地域におけるデマンドレスポンス・プログラム

### 1) 北米 ISO/RTO におけるデマンドレスポンス・プログラム

北米電力信頼度協議会 (NERC) が管轄する北米地域の独立系統運用機関 (ISO: Independent System Operator) ・地域送電機関 (RTO: Regional Transmission Organization) (図 3-70) では、表 3-83 のとおり、多様なデマンドレスポンス・プログラムが展開されている。

表 3-83 北米 ISO/RTO におけるデマンドレスポンス・プログラム

ISO/RTO	エネルギー	キャパシティ	予備力	調整力
AESO (Alberta Electric System Operator)	○	○	○	
CAISO (California Independent System Operator)	○		○	
ERCOT (Electric Reliability Council of Texas)	○	○	○	○
IESO (Electric System Operator)	○			○
ISO-NE (New England ISO)	○	○	○	
MISO (Midcontinent ISO)	○	○	○	○
NYISO (New York ISO)	○	○	○	○
PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection)	○	○	○	○
SPP (South West Power Pool)	○		○	○

出所) IRC, 2015 North American Demand Response Characteristics Comparison より作成

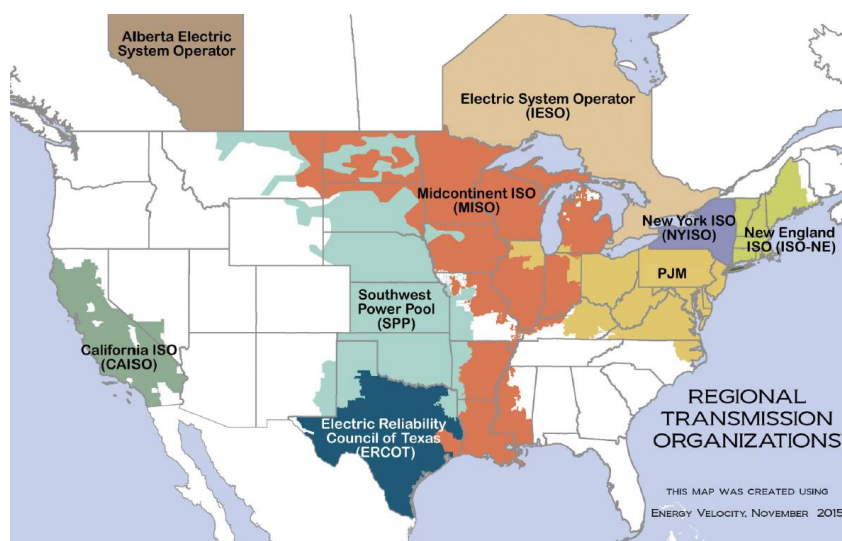


図 3-70 北米 ISO/RTO のエリア

出所) 連邦エネルギー規制委員会 (FERC: Federal Energy Regulatory Commission) ウェブサイト

米国内の ISO/RTO によるデマンドレスポンス・プログラムにおける需要抑制ポテンシャル（2013 年及び 2014 年）は、連邦エネルギー規制委員会（FERC: Federal Energy Regulatory Commission）によると、表 3-84 のとおりである。

全体での 2014 年の需要抑制ポテンシャルは前年から 0.5%程度増加し 28,934MW であり、ピーク時の需要に対する割合は 6.2%であった。2009 年以降、卸電力市場におけるデマンドレスポンスの需要抑制ポテンシャルは 6%程度増加したが、ピーク時の需要の増加も同程度であったため、需要に対する抑制ポテンシャルの割合に大きな変化はなかった。

地域別にみると、デマンドレスポンスへの参加は ISO/RTO 7 社のうち、5 社（CAISO、ERCOT、ISO-NE、MISO 及び PJM）で増加した。増加幅が最も大きかったのは MISO（前年比+560MW）で、次いで PJM（同+500MW）となっている。

表 3-84 米国 ISO/RTO のデマンドレスポンス・プログラムでの需要抑制ポテンシャル

ISO/RTO	2013 年		2014 年	
	MW <sup>(注 1)</sup>	% <sup>(注 2)</sup>	MW <sup>(注 1)</sup>	% <sup>(注 2)</sup>
CAISO (California Independent System Operator)	2,180	4.8	2,316	5.1
ERCOT (Electric Reliability Council of Texas)	1,950	2.9	2,100	3.2
ISO-NE (New England ISO)	2,100	7.7	2,487	10.1
MISO (Midcontinent ISO)	9,797	10.2	10,356	9.0
NYISO (New York ISO)	1,307	3.8	1,211	4.1
PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection)	9,901	6.3	10,416	7.4
SPP (South West Power Pool)	1,563	3.5	48	0.1
合計	28,798	6.1	28,934	6.2

注 1) 容量市場。PJM の場合、負荷応答プログラムの 2012-2013 年分入札への active participant の総量である。2013 年の場合、具体的には緊急時 DR<sup>36</sup>に登録している容量と、経済的 DR と緊急時 DR の両方に登録している DR から経済的 DR<sup>37</sup>を差し引いた容量が含まれている。

注 2) ピーク時の需要に対する割合

出所) FERC, “Demand Response & Advanced Metering Staff Report, December 2015”,  
<https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2015/demand-response.pdf> より作成

## 2) ハワイ州におけるデマンドレスポンス・プログラム

離島としての特性から電力料金が高く、再生可能エネルギーの利活用が推進されているハワイ州の取組みを以下に示す。

### a. 再生可能エネルギーの導入状況

ハワイ州では離島としての特性から石油火力発電が総発電量の 7 割程度が占め、電力料金が米国の他州と比べて 2 倍程度の高額な水準にある。この状況を踏まえ 2008 年にはハワイクリーンエナジーイニシアチブにおいて、石油依存の低減と持続可能なエネルギー資源

<sup>36</sup> 緊急時負荷応答プログラム (Emergency Load Response Program) : 系統の信頼性と安定性の確保を目的とした DR プログラム。需給逼迫時に緊急の負荷調整を行う。

<sup>37</sup> 経済的負荷応答プログラム (Economic Load Response Program) : 従来型の発電用電源と同様の用途で、系統運用への利用を目的とした DR プログラム。

活用への転換が提唱された。2015年には、「2045年までに電力の100%を再生可能エネルギーから供給する」という目標が示され、太陽光発電を中心とした再生可能エネルギーの導入が進んでいる。

## b. 進行中のプロジェクト

太陽光発電の導入に伴い電力供給や電圧の変動が発生することから、ハワイ州では政府機関と民間企業の協力の下、蓄電池の導入プロジェクトが拡大している。一方、デマンドレスポンスについては州内のスマートグリッドに関わるプロジェクトの中で取り入れられている。概要は表 3-85 のとおりである。

これらの取組みのほか、ハワイ州では2016年3月31日に州最大の電力会社であるハワイ電力工業（HECO: Hawaiian Electric Companies）が公益事業委員会に対して、スマートグリッド基金プロジェクト（SGF Project）による資金拠出に関する申請を行った。SGFでは中長期的に消費者がスマートグリッドによる便益を享受するための基礎を築くことである。SGFの取組みの中には、分散型エネルギー資源の最適統合、デマンドレスポンスの活用、時間大別電力料金、リアルタイム電力料金、配電の自動化を含む。

表 3-85 ハワイ州におけるデマンドレスポンス活用型のスマートグリッドプロジェクト

プロジェクト名	概要	実施エリア
DOE Renewable and Distributed Systems Integration (RDSI) Maui Smart Grid Demonstration Project (HNEI, HECO/MECO, General Electric, First Wind)	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 分散型発電設備、エネルギー貯蔵、デマンドレスポンスの技術を統合制御する技術を開発。</li> <li>✓ DOE から 700 万ドル、産業セクターより 800 万ドルの資金を拠出。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Maui Meadows</li> <li>✓ Wailea</li> <li>✓ Maui</li> </ul>
JUMPSmart Maui Project (NEDO, Hitachi, Mizuho, Cyber-Defense, US DOE, NREL, HECO/MECO, HNEI, MEDB, Maui County & DBEDT)	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 系統への再生可能エネルギーの導入を促進するために、EV の充電と DR を自動化するための技術を開発。</li> <li>✓ NEDO が 3700 万ドルを投資。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Kihei</li> <li>✓ Maui</li> </ul>
Honeywell Fast Demand Response (HECO, Honeywell)	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ エネルギー需給が逼迫した状況下で、10 分以内の応答時間の範囲で重要性が相対的に低い設備を選定するための産業・商業向けプログラム。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Oahu</li> </ul>

出所) Hawaii State Energy Office, “Hawaii Energy Facts & Figures May 2016”, [http://energy.hawaii.gov/wp-content/uploads/2011/10/FF\\_May2016\\_FINAL\\_5.13.16.pdf](http://energy.hawaii.gov/wp-content/uploads/2011/10/FF_May2016_FINAL_5.13.16.pdf) より作成

## c. HECO のデマンドレスポンス・プログラム

HECO では、家庭向けと法人向けに 5 種類のデマンドレスポンス・プログラムを提供している。各々のプログラムの概要は表 3-86、表 3-87 のとおりである。

HECO ではデマンドレスポンス導入の目的の 1 つとして、系統と家庭、法人における再生可能エネルギー導入の拡大を挙げている。特に Fast DR は変動電源である太陽光発電、風力発電の出力の低下に対して、需要家における需要を短時間削減することで対応することを目的としたプログラムである。また、各々のプログラムの特徴を比較すると表 3-88 のとおりである。

表 3-86 HECO の家庭向けデマンドレスポンス・プログラム

プログラム		概要
家庭	Residential Direct Load Control (RDLC) Water Heater (湯沸かし器の負荷制御)	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 家庭の湯沸かし器に無料の制御装置を取り付け、ピーク負荷時に起動停止する。</li> <li>✓ 1 回あたりの発動時間は 1 時間以内。</li> <li>✓ プログラム参加者は制御発動の有無によらず、毎月 3\$ の報酬を獲得可能。</li> <li>✓ 34,000 人以上がプログラムに参加し、合計 15MW 以上のピーク需要のコントロールが可能になっている。</li> </ul>
	Residential Direct Load Control (RDLC) Air Conditioner (空調の負荷制御)	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 家庭のエアコンに無料の制御装置を取り付ける。</li> <li>✓ 1 回あたりの発動時間は 1 時間以内。</li> <li>✓ プログラム参加者は制御発動の有無によらず、毎月 5\$ の報酬を獲得可能。</li> <li>✓ 4,000 人以上がプログラムに参加し、合計 2.5MW 以上のピーク需要のコントロールが可能になっている。</li> </ul>

出所) HECO ウェブサイト, <https://www.hawaiianelectric.com/save-energy-and-money/demand-response/residential-solutions> より作成

表 3-87 HECO の法人向けデマンドレスポンス・プログラム

プログラム		概要
法人	Large Commercial and Industrial Direct Load Control (CIDLC) (大規模需要家向けの負荷制御)	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 需要家の指定する負荷設備に対して、負荷抑制のための無料の制御装置を取り付ける。</li> <li>✓ 1 回あたりの発動時間は 1 時間以内。</li> <li>✓ 50kW~5MW の設備がこれまで申請されている。</li> <li>✓ プログラム参加者は制御発動の有無によらず報酬の獲得が可能。1 時間を越える発動イベントがあった場合は追加報酬が支払われる。</li> <li>✓ 43 の需要家がプログラムに参加し、合計 18.2MW のピーク需要のコントロールが可能になっている。</li> </ul>
	Small Business Direct Load Control Program (SBDLC) (小規模需要家向けの負荷制御)	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 湯沸かし器と空調に対して、負荷抑制のための無料の制御装置を取り付ける。</li> <li>✓ 1 回あたりの発動時間は 1 時間以内。</li> <li>✓ 湯沸かし器 1 台あたりで月 5\$、空調 1 トンあたりで月 5 ドルの報酬の獲得が可能。</li> <li>✓ 161 の需要家がプログラムに参加し、合計 1MW のピーク需要のコントロールが可能になっている。</li> </ul>
	Fast Demand Response (Fast DR)	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 需要家において相対的に重要度の低い設備に対して制御装置を取り付け。</li> <li>✓ エネルギー需給の逼迫時に、需要家が電力消費量を削減することで報酬を受け取る。</li> <li>✓ DR 発動への参加回数が 40 回のプランの場合は 5\$/kW、80 回のプランの場合は 10\$/kW の報酬が獲得可能。</li> <li>✓ 本プログラムは再生可能エネルギーの導入拡大に伴う電力系統の不安定化への対策として導入された。</li> </ul>

出所) HECO ウェブサイト, <https://www.hawaiianelectric.com/save-energy-and-money/demand-response/business-solutions> より作成



表 3-88 HECO の各プログラムの特徴

	家庭向け		法人向け		
	湯沸かし器	空調	直接負荷の制御	小規模向け	Fast DR
時間枠	24 時間 × 365 日				平日午前 7 時 ～午後 9 時
年間発動 時間の上限	なし		300 時間	300 時間	80 時間
発動期間の 上限	なし				1 時間
年間発動 回数の上限	なし				40 回または 80 回
発動方法	オペレータの手動指示(Dispatch)、 または、周波数が 60Hz を大きく下回った場合に自動指示 (UFR:Under Frequency Trip)				オペレータの 手動指示 (Dispatch)
インセン ティブ	3\$ /月	5\$ /月	Dispatch:5\$/kW Dispatch/UFR:10\$ /kW	空調:5\$/ton/月 湯沸かし器: 5\$/kW/month	40 回:5\$/kW 80 回:10\$/kW
発動通知の タイミング	通知なし	通知なし	DR 発動 1 時間前	通知なし	DR 発動 10 分前

出所) HECO ウェブサイト, <https://www.hawaiianelectric.com/save-energy-and-money/demand-response/benefits>  
より作成

### 3) その他の取組み

#### a. 電力会社によるスマートサーモスタット導入プログラムの事例

米国の電力会社 Kansas City Power & Light（以下 KCP&L）は、ミズーリ州において、電力供給コストの削減のため、需要家にサーモスタットを無料で提供し、冷暖房の省エネ・ピークカットを行ってもらうプログラムを実施している（表 3-89）。

2005年に開始された「エネルギー最適化プログラム（Energy Optimizer Program）」の枠組みでは、Honeywell社製のサーモスタットを提供した。2016年以降は、家庭に対して「KCP&Lサーモスタットプログラム」の枠組みで、Nest社製のサーモスタットを提供している。本プログラム参加者は、「ラッシュアワー報酬（Rush Hour Rewards）」プログラムに参加し、よりスマートな利用によって報酬を得ることもできる<sup>38</sup>。

表 3-89 電力会社によるスマートサーモスタット導入プログラムの事例

プログラム名	時期	対象	プログラムの概要
エネルギー最適化プログラム	2005～2015	Honeywell Programmable Thermostat	<ul style="list-style-type: none"> <li>家庭需要家は、Honeywell サーモスタット（希望小売価格 \$300）を無料で自宅に設置可能。</li> <li>Honeywell サーモスタットを設置した家庭は、暖房と冷房のコストの約 20%削減と、6 月から 9 月にかけてピーク時のエネルギー消費量削減が期待される。</li> <li>3 年プログラムの最初の 2 年間で、目標 13,000 台を上回るサーモスタットを設置。</li> </ul>
KCP&L サーモスタットプログラム	2016～	Nest Learning Thermostat	<ul style="list-style-type: none"> <li>家庭需要家は、Nest サーモスタット（希望小売価格 \$249）を無料で受け取り、メンテナンスサービスを受けることが可能。</li> <li>Nest サーモスタットは人工知能で家に人がいる時間帯を学習し、好みの温度になるように調整する機器。</li> <li>プログラムは 3 年間であり、終了するまでは KCP&amp;L が Nest サーモスタットの所有権を持つ。3 年後、需要家が毎年プログラムに登録したままにすると、無料でメンテナンスサービスを受け続けることが可能。</li> </ul>
ラッシュアワー報酬プログラム			<ul style="list-style-type: none"> <li>省エネのみでなく、よりスマートに利用することで報酬が得られる。</li> <li>「エネルギーラッシュアワー」（夏の午後等）のあいだ需要を低下させることで、KCP&amp;L から年間 \$20～\$60 の支払いが期待される。</li> <li>Nest サーモスタットが事前に自動的に自宅を冷やすことによって、需要家はラッシュアワー期間にエネルギーの使用を避けることができる。需要家が自宅にいるとき、Nest は数度以上の温度上昇をさせないように制御する。一方で、需要家はいつでも気温設定を変更することができる。</li> </ul>

出所) KCP&L ウェブサイト, <https://kcpl.com/save-energy-and-money/for-home/upgrade-your-home/thermostat> 及び nest ウェブサイト, <https://nest.com/legal/energy-partner/kcpl/>より作成

<sup>38</sup> P178 の Nest 社の取組みも参照。

## b. Community Choice Aggregation とデマンドレスポンス

### ア) Community Choice Aggregation の概要

米国の Community Choice Aggregation (CCA) は、市郡（地方自治体等）が代表して地域内の家庭やビジネス、公共施設用の電力需要を購入する仕組みである。マサチューセッツ州、ニューヨーク州、オハイオ州、カリフォルニア州、ニュージャージー州、ロードアイランド州、イリノイ州で、CCA を認める州法が採択された。

CCA の主体となるのは、市郡によって設立された非営利の電力事業者である Marin Clean Energy の CCA 事例を図 3-71 に示す。CCA は地域の電力需要を束ね、電力会社に対する交渉力を高めることによる電気料金の削減だけでなく、デマンドレスポンス・プログラムを提供する場合もある。コミュニティ構成員の希望に応じて再生可能エネルギー発電による電力を選択するといった動きも見られる。

CCA 管轄内にある全ての家庭は、明示的に拒否しない限り、自動的に CCA プログラムに登録されてサービスを受けなければならない。なお、CCA は CCA 管轄内の非家庭需要家にサービスを提供することもできる。

また、カリフォルニアにおける CCA と民間電力会社の役割を表 3-90 に示す。CCA は発電の役割を担い、民間電力会社と連携して電力供給を行う。

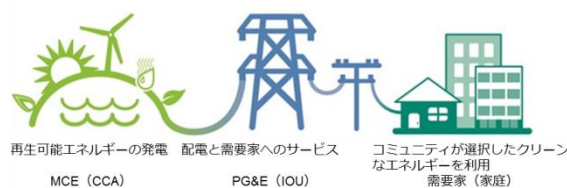


図 3-71 Marin Clean Energy の CCA 事例

出所) Marin Clean Energy ウェブサイト, <https://www.mcecleanenergy.org/rates/>より作成

表 3-90 CCA と民間電力会社 (IOU) の役割・担当

役割	担当	プログラムの概要
発電	CCA	<ul style="list-style-type: none"> <li>CCA 自ら発電又は発電事業者等と電力購入契約を結ぶ。</li> </ul>
送電	IOU (CAISO)	<ul style="list-style-type: none"> <li>IOU は送電機能の所有・維持を行う。</li> <li>運営管理は CAISO に移譲されている。</li> </ul>
配電	IOU CCA	<ul style="list-style-type: none"> <li>IOU は配電線の所有及び運営を継続し、需要家に確実・安全に電力を供給する責任がある。</li> <li>以下の役割については IOU が担当する。</li> <li>メータリングサービス</li> <li>メータの読み取りとデータ収集サービス</li> <li>請求及び支払サービス</li> <li>需要家対応及びアカウントメンテナンス</li> <li>電力供給については IOU・CCA が連携して行う。</li> </ul>

出所) SCE, "The CCA Handbook, A Guide to Conducting business with Southern California Edison under Community Choice Aggregation", 2015 より作成

## イ) CCA におけるデマンドレスポンスへの取組

カリフォルニアにおける 6 つの代表的な CCA について、デマンドレスポンス (DR) への取組の有無を、表 3-91 に示す。CCA の主体として示される以下 6 つは、カリフォルニア CCA と呼ばれる非営利事業者団体を構成している。Sonoma Clean Power、Lancaster Choice Energy、Clean Power San Francisco、Silicon Valley Clean Energy はデマンドレスポンス・プログラムの活用に積極的である。民間電力会社によるデマンドレスポンス・プログラムに加え、Sonoma Clean Power と Silicon Valley Clean Energy は独自のデマンドレスポンス・プログラムを持ち、参加者を募集している。

表 3-91 CCA によるデマンドレスポンスへの取組

CCA の主体	設立年	サービスエリア	対応する 民間電力会社	DR への取組み
Marin Clean Energy (MCE)	2010 年	マリン郡、ナパ郡、コントラコスタ郡とソラノ郡の一部	PG&E	・ MCE の需要家は PG&E のプログラムに参加する資格があるにもかかわらず、DR プログラムを管理しない。
Sonoma Clean Power (SCP)	2014 年	ソノマ郡	PG&E	・ 従来のエネルギー効率化プログラムよりも、スマートグリッドの DR やマイクログリッド活動に着目。 ・ PG&E の DR プログラムだけでなく SCP 独自の DR プログラムがあり、参加者を募集している。
Lancaster Choice Energy (LCE)	2015 年	ランカスター郡	SCE	・ 電力使用量を管理し、費用を削減する意欲を示す需要家に対し、SCE の DR プログラムを展開する予定。
Clean Power San Francisco (GPSF)	2016 年	サンフランシスコ郡	PG&E	・ エネルギー効率化と DR のパイロットプログラム開発を開始する。
Peninsula Clean Energy	2016 年	サンマテオ郡	PG&E	・ 不明
Silicon Valley Clean Energy (SVCE)	2017 年	サンタクララ郡	PG&E	・ 従来の供給オプションに加え、需要側のエネルギー効率化、分散電源、DR プログラムを最大限活用することに注力。 ・ PG&E の DR プログラムだけでなく SVCE 独自の DR プログラムがあり、参加者を募集している。

出所) Sonoma Clean Power, “Sonoma Clean Power Community Choice Aggregation Implementation Plan and State of Intent (Second Revised and updated)”, 2016 及び Lean Energy, “The potential for Community Choice Energy in the heart of Silicon Valley”, 2015, Lancaster Community Choice Aggregation, “Community Choice Aggregation Implementation Plan”, 2014 及び Peninsula Clean Energy, <http://www.peninsulacleanenergy.com/> 及び Silicon Valley Clean Energy, “Community Choice Aggregation Implementation Plan and State of Intent”, 2016 より作成

### 3.5.3 米国カリフォルニア州における電力需給向けデマンドレスポンス活用状況

本項では、再生可能エネルギーの普及が進むカリフォルニア州に特に注目し、再生可能エネルギー大量導入時における系統対策オプションとしてのデマンドレスポンスやエネルギー貯蔵の可能性等について検証した。

特に、カリフォルニア州のデマンドレスポンスやエネルギー貯蔵に関連する制度やビジネスの実態を調査することで、再生可能エネルギー大量導入時の系統対策オプションとして有効に機能しているかを検証し、今後我が国における制度設計の検討を行っていく上で有益な示唆を得ることを目的として、2017年1月に海外訪問調査を実施したため、当該訪問調査の結果も踏まえた考察を行った。

海外訪問調査の訪問先は、規制機関、系統運用者、電力会社、デマンドレスポンス事業者・関連インフラメーカー、需要家、研究機関といった各ステークホルダーより、表 3-92 のとおり 11 件を選定した。なお、各ステークホルダーおよび訪問先の関係は図 3-72 に示すとおりである。

表 3-92 海外訪問調査訪問先一覧

属性	訪問先
規制機関	カリフォルニア州公益事業委員会 (CPUC: California Public Utilities Commission)
系統運用者	California Independent System Operator (CAISO)
電力会社	San Diego Gas & Electric (SDG&E)
DR 事業者、 関連インフラメーカー	OhmConnect: エアコン等家電制御、住宅向け EcoFactor: エアコン等家電制御、住宅向け Nest: エアコン等家電制御、住宅向け Stem: 蓄電池制御、非住宅向け SolarCity: PV・蓄電池等制御、住宅向け eMotorWerks: EV 充電器制御
需要家	Eastern Municipal Water District (EMWD)
研究機関	ローレンス・バークレー国立研究所 (LBNL: Lawrence Berkeley National Laboratory)

出所) 三菱総合研究所作成

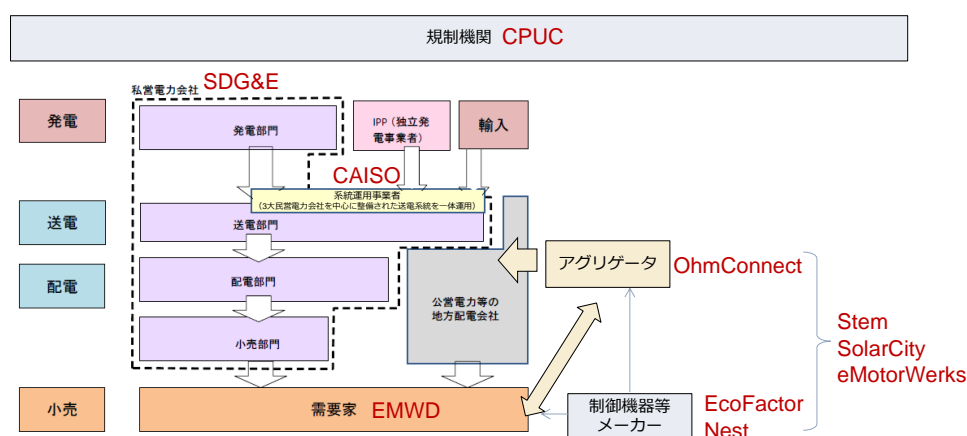


図 3-72 各ステークホルダー・訪問先の関係図

出所) 三菱総合研究所作成

(1) 米国カリフォルニア州におけるデマンドレスポンス関連政策の動向

1) カリフォルニア州における電力供給の概要

a. 電力会社と系統運用機関

カリフォルニア州には、主な民間電力会社（IOU: Investor Owned Utilities）として、Pacific Gas & Electric (PG&E)、Southern California Edison (SCE)、San Diego Gas & Electric (SDG&E) の3社が存在する（以下、総称して3大民間電力会社という）。各社のサービスエリアを図 3-73 に示す。また、独立系統運用機関である California Independent System Operator (CAISO) が、カリフォルニア州の約 8 割およびネバダ州の一部地域の系統運用を担う。CAISO の管轄エリアを図 3-73 に示す。



図 3-73 カリフォルニア州における電力会社のサービスエリア

出所) California Energy Commission ウェブサイト,

[http://www.energy.ca.gov/maps/serviceareas/Electric\\_Service\\_Areas.pdf](http://www.energy.ca.gov/maps/serviceareas/Electric_Service_Areas.pdf) より作成



- 電源容量：60GW
- 最大需要：50GW
- 送電線延長：2.6 万マイル（4.2 万 km）
- 年間電力量：260TWh/年

図 3-74 CAISO の管轄エリア

出所) CAISO”The ISO grid”および FERC”Electric Power Markets: California (CAISO)”,

<https://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/california.asp> より作成

## b. 電源構成

カリフォルニア州の電源構成は図 3-75、図 3-76 のとおりであり、天然ガス火力が電源構成の中心である。近年では、大規模水力を除く再生可能電源の成長が著しく、特に風力発電と太陽光発電が急増しており、2015 年における再生可能電源のシェアは発電電力量比で約 30%に達している。

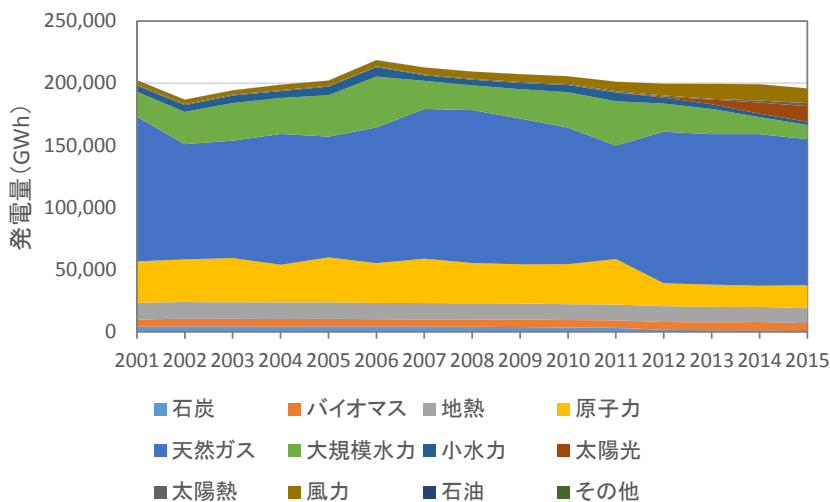


図 3-75 カリフォルニア州の発電電力量構成

注) 1MW 未満の電源（屋根置き太陽光発電、小規模分散型電源等）は含まず。また、州内の発電に限る。

出所) カリフォルニア州エネルギー諮問委員会（CEC: California Energy Commission）統計，  
[http://www.energy.ca.gov/almanac/electricity\\_data/](http://www.energy.ca.gov/almanac/electricity_data/) より作成

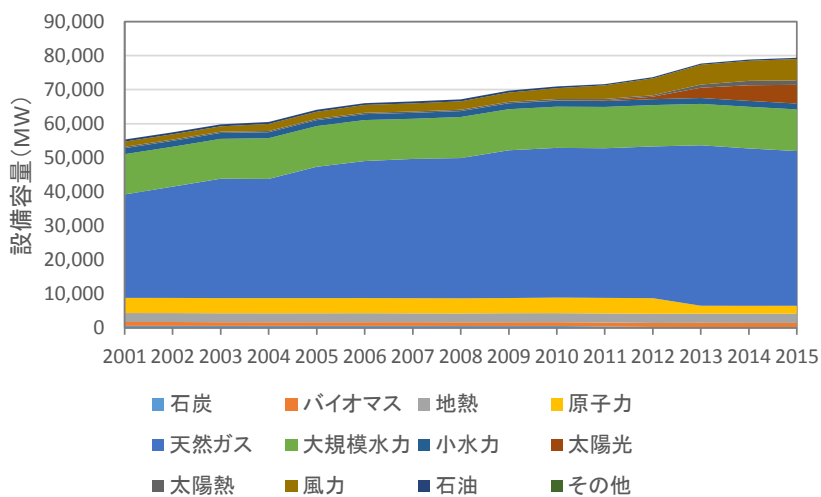


図 3-76 カリフォルニア州の設備容量構成

注) 1MW 未満の電源（屋根置き太陽光発電、小規模分散型電源等）は含まず。また、州内の設備に限る。

出所) カリフォルニア州エネルギー諮問委員会（CEC: California Energy Commission）統計，  
[http://www.energy.ca.gov/almanac/electricity\\_data/](http://www.energy.ca.gov/almanac/electricity_data/)より作成

### c. 再生可能エネルギー導入状況

カリフォルニア州の再生可能エネルギー利用割合基準（RPS: Renewable Portfolio Standard）における再生可能電源の導入目標と、目標に向けた民間電力会社の導入量の見通しを図 3-77 に示す。カリフォルニア州公益事業委員会（CPUC）は、RPS の達成状況として、2016 年後半に民間電力小売業者の 2016 年の再生可能エネルギー導入 25%の達成を見込んでおり、さらに、2020 年に導入 33%も達成可能と予測している。

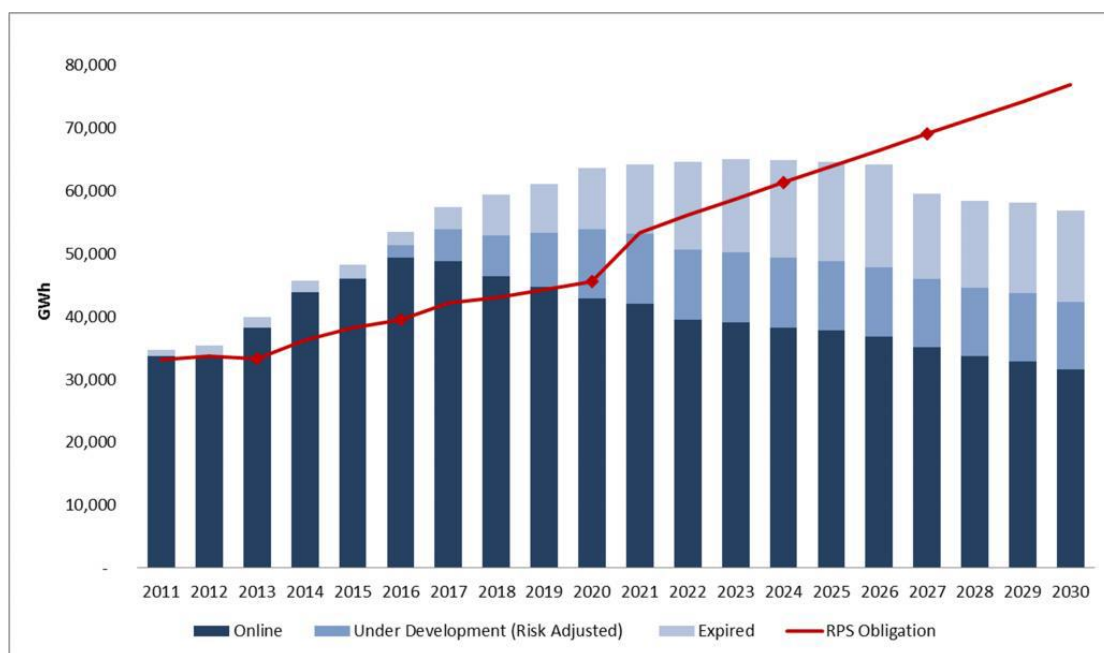


図 3-77 カリフォルニア州民間電力会社の再生可能エネルギー導入推移及び予測値

出所) カリフォルニア州公益事業委員会（CPUC）, “RPS Quarterly Report/ 4th Quarter 2016”, 2016 より作成

## 2) カリフォルニア州における再生可能エネルギーの系統インテグレーション対策

カリフォルニア州では、再生可能エネルギー利用割合基準（RPS: Renewable Portfolio Standard）によって、州内の電力販売量に占める再生可能エネルギーの比率目標が 2020 年までに 33%、2030 年までに 50%と設定されている。

再生可能エネルギーの普及拡大に伴う課題および対策に関して、例えば以下のような分析が行われている。

### a. 2020 年スタディー（CAISO）

CAISO が実施した 2020 年までの分析によると、太陽光発電等の再生可能エネルギーの更なる普及拡大に伴い、「ダックカーブ」の出現が見込まれている。ダックカーブとは、系統負荷が朝方から日中にかけて落ち込み、その後夕方から日没にかけて急増する現象である。



負荷曲線がアヒル（Duck）の姿に見えることから、ダックカーブ（Duck Curve）と呼ばれている（図 3-78）。

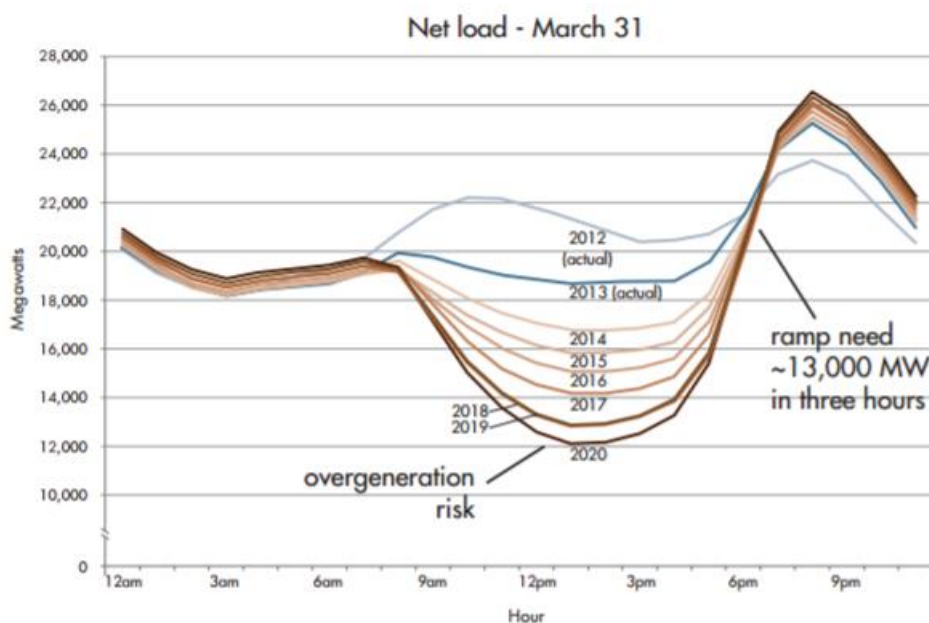


図 3-78 ダックカーブの発生推移及び予測値

出所) CAISO, “FAST FACTS : What the duck curve tells us about managing a green grid”,  
[https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables\\_FastFacts.pdf](https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf), 2016

これに伴い、朝夕における系統負荷の急峻な増減（ランプ変動）、昼間の軽負荷時における過剰発電、自動周波数調整能力の減少等の課題が見込まれ、それらへの対応として、例えば以下の機能を有する柔軟な資源が重要とされている。

- 増加方向もしくは減少方向のランプ変動の維持
- 一定期間の応答継続
- ランプ方向の素早い変更
- エネルギー貯蔵もしくは使用変更
- 迅速な反応および運用レベルの確実性
- ゼロもしくは低負荷領域からの通知後短時間での動作開始
- 日内での複数回の動作開始・停止
- 動作能力の正確な予測

#### b. 2024年40%スタディー（CAISO）

CAISO では、2024年に再生可能エネルギー比率40%を実現するためのシナリオ分析「No Renewable Curtailment Sensitivity Cases Studies」を2015年に実施している。

本分析によると、柔軟性のあるエネルギー資源の増加のみでは安定的な系統運用を行うことは困難であり、表 3-93 に示すような対策オプションの検討が必要とされている。

表 3-93 再生可能エネルギー比率 40%実現に向けて必要となる対策オプション

分野	解決策
負荷の変更	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 時間帯別料金の改善</li> <li>・ エネルギー効率の目標</li> <li>・ 輸送燃料の脱炭素化</li> <li>・ デマンドレスポンス</li> </ul>
供給の変更	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ エネルギー貯蔵</li> <li>・ 再生可能エネルギーの多様化したポートフォリオ</li> <li>・ 再生可能エネルギーの経済的ディスパッチ</li> <li>・ 柔軟性向上のための既存発電所の改良</li> </ul>
地域的な協力	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ CAISO のインバランス市場への他地域の電力需給調整機関の参加および CAISO の事業規模拡大による地域協力の深化</li> </ul>

出所) CAISO, “Report of the No Renewable Curtailment Sensitivity Cases Studies”, 2015 より作成

#### c. 2030 年 50%スタディー (CAISO) <sup>39</sup>

再生可能エネルギーの割合を 2030 年までに 50%に引き上げる等の目標を定めた州法 (Senate Bill No. 350) による要求を受けて、CAISO では同州法が市場に与える影響分析「Senate Bill 350 Study」を 2016 年に実施している。

本分析では、CAISO のシステムをロッキー山脈東部の北米西部連系系統である WECC (Western Electricity Coordinating Council) 全域に広げ、再生可能エネルギーを広域で導入・活用することで、目標を達成できる可能性が示されている。

#### d. 電力システムの柔軟性向上スタディー (NREL)

国立再生可能エネルギー研究所 (NREL: The National Renewable Energy Laboratory) では、米国のカリフォルニア州、フロリダ州、SPP (Southwest Power Pool)を対象として、出力の変動する再生可能エネルギーの導入に対する電力システムの柔軟性向上策に係る分析「Impact of Flexibility Options on Grid Economic Carrying Capacity of Solar and Wind: Three Case Studies」を 2016 年に実施している。

同分析では、電力システムの柔軟性を向上する選択肢の便益を、経済的供給容量および電力システムコストで定量化している。予測改善および電力システムの運用改善は既存のオプションとしつつ、柔軟性向上に係るオプションとして、以下の要素が扱われている。

- デマンドレスポンス：いわゆるデマンドレスポンスと需要シフト
- エネルギー貯蔵：蓄電池の充放電による需要シフト、運用予備力
- 太陽光発電もしくは風力発電からのリザーブ供給：従来電源によるスピニング・リザーブを低減して下げ代を大きくするための太陽光発電、風力発電の出力抑制運用
- ガス複合火力および石炭火力の最低負荷の低減
- 連系エリア間の運用高度化：連系運用のための最小価格差の撤廃および集中型の運用予備力最適化
- 電力のエリア外輸出：抑制せざるを得ない電力の現行送電容量内での域外輸出

<sup>39</sup> CAISO, “Senate Bill 350 Study: The Impacts of a Regional ISO-Operated Power Market on California”, 2016; “SB 350 Study: The Impacts of a Regional ISO-Operated Power Market on California-Analysis and Results”, 2016

- 出力の変動する再生可能エネルギーのエリア間配置と送電線増強

カリフォルニア州を分析対象とした、ガス価格\$5.2/MMBTU、炭素価格\$50/ton の場合における太陽光発電とデマンドレスポンスの価値に係る分析結果を図 3-79、図 3-80 に示す。

太陽光発電の価値は、太陽光発電のシェア拡大に伴い低下する。現状趨勢ケース（図中 Base）では、太陽光発電のシェアが 17% となった時点で、太陽光発電の価値は\$50/MWh（2020 年時点の太陽光発電の推定コスト）を下回る。これに対して、2020 年までにカリフォルニア州で計画されている柔軟性向上に係る取組みを加味したケース（図中 Increased Operational Flexibility）では、経済的供給容量は大きく増加し、カリフォルニア州における電力システムコストは大幅に低下する。

デマンドレスポンスの更なる展開は、中間期におけるシフト可能な需要の量が限られるため、経済的供給容量の大幅な増加にはつながらないが、電力システムコストの大幅な低減に寄与する。

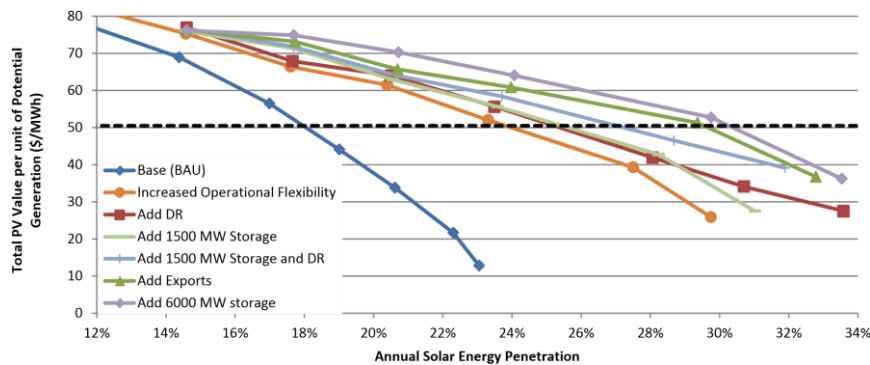


図 3-79 太陽光発電のシェアと価値との関係

出所) NREL, "Impact of Flexibility Options on Grid Economic Carrying Capacity of Solar and Wind: Three Case Studies", 2016

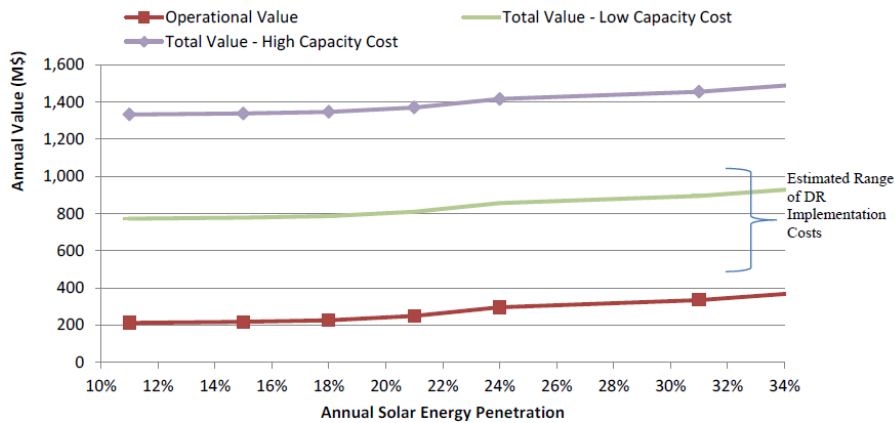


図 3-80 太陽光発電のシェアとデマンドレスポンスの価値との関係

出所) NREL, "Impact of Flexibility Options on Grid Economic Carrying Capacity of Solar and Wind: Three Case Studies", 2016

### 3) カリフォルニア州におけるデマンドレスポンスに関する政策

#### a. カリフォルニア州におけるデマンドレスポンスに係る政策の歴史

##### ア) 3 大民間電力会社による従来型のデマンドレスポンス

カリフォルニア州では、異常気象の増加や 2000 年～2001 年に起こった電力危機を契機に、CO<sub>2</sub> 排出削減とともに電力供給安定性が重視され、「エネルギー行動計画 2003」が策定された。この中で、電源の優先順位 (loading order) が定められており、デマンドレスポンスと省エネルギーは優先的資源 (preferred resources) とされている。また、カリフォルニア州公益事業委員会 (CPUC) は、3 大民間電力会社のピーク需要削減に資するデマンドレスポンスの割合として、2007 年に 5% という目標を掲げた。

このように、デマンドレスポンスは需要増加に対する電源増強への代替策として CPUC に認識されていたが、2006 年の熱波によりさらに様々な促進策が強化された。CPUC は、2006～2008 年のデマンドレスポンス・プログラムとして総額 2 億 6,200 万ドルを認可し、熱波による緊急時に発動する緊急・信頼性プログラムや、価格や気温に応じて需要を削減する価格連動プログラム等が実施された。また、自動デマンドレスポンス (Auto DR)、持続的負荷シフト (Permanent Load Shifting: PLS)、アグリゲータを活用した長期デマンドレスポンス契約等のプログラムが行われた。

また、ピーク需要の主要因である夏期の空調需要対策として、PG&E によるエアコン・サイクリング・プログラムの導入や、SCE による既存のエアコン・サイクリング・プログラムの倍増等が進められた。同時に、CPUC は、3 大民間電力会社に対して、短時間ごとの需要を把握できる高機能な電力メータを、全ての家庭および小規模商業需要家に導入するためのビジネスケースを開発することを認めた。

これらのデマンドレスポンス・プログラムを進めるため、CPUC は以下に示すようなルールを策定した<sup>40</sup>。

- 様々なデマンドレスポンス・プログラムにおける需要削減評価のプロトコル開発 (Decision 08-04-050 : 2008 年 4 月)
- デマンドレスポンス・プログラムの費用対効果を評価するプロトコル開発 (Decision 10-12-024 : 2010 年 12 月)
- 緊急時発動プログラムから価格連動プログラムへの移行のための合意 (Decision 10-06-034 : 2010 年 6 月)

##### イ) CAISO 市場へのデマンドレスポンスの直接参画

連邦では 2008 年に連邦エネルギー規制委員会 (FERC: Federal Energy Regulatory Commission) が、ISO の市場へのデマンドレスポンスの直接参画を可能にするために料金メニューを改編するよう、FERC 指令 719 を発令した。

これを受けてカリフォルニア州では、2010 年に CPUC が Decision 10-06-002 を発出し、CAISO の卸売市場にデマンドレスポンスが直接参加するためのルール策定を開始した。需

<sup>40</sup> 参照) ORA California ウェブサイト, <http://www.ora.ca.gov/general.aspx?id=1422>, 2017 年 1 月 11 日取得

要家の保護や財務責任等の問題を解決するために関係者間でワークショップを行い、Rule 24/Rule 32<sup>41</sup>が策定され、2012年にDecision 12-11-025で採択された。

他方、CAISOはFERC指令719に準拠するため、2つの卸売市場向けプロダクト、Proxy Demand Resource (PDR)とReliability Demand Response Resource (RDRR)を開発した。PDRは2010年にFERCの承認が得られ、CAISOのエネルギー市場およびアンシラリー・サービス市場にデマンドレスポンスが直接参加できるようになった。また、従前よりParticipating Loadというプロダクトもあり、こちらもCAISOのエネルギー市場およびアンシラリー・サービス市場に直接参加可能なデマンドレスポンスである。この二者の主な違いは、Participating Loadは需要を削減する主体が直接参加するが、PDRはデマンドレスポンス・プロバイダーが仲介する点である。また、PDRはFERC指令745に準拠するデマンドレスポンスの純便益テスト<sup>42</sup>の対象となっている。CAISOの2015年アニュアルレポートによれば、2015年にCAISO市場へ参加したParticipating Loadはカリフォルニア州水資源省(California Department of Water Resources)のみであったとのことである。

### ウ) 3大民間電力会社中心モデルからの転換

上記のとおり、デマンドレスポンスはCAISO市場へ直接参加可能になったものの、その大部分は3大民間電力会社のプログラムによるもので、サードパーティが直接参加する割合は非常に小さかった。

2013年5月、CPUCのスタッフはレポートを発表し、3大民間電力会社のうちのSCEとSDG&Eが2012年夏期に行ったデマンドレスポンス・プログラムの運用や成果について、問題提起した。SCEやSDG&Eは、ピーク需要対応にデマンドレスポンス・プログラムよりも火力発電プラントを活用しており、デマンドレスポンス・プログラムを十分に利用していないとの内容であった。これは、電力会社の需要家からの料金に含まれているプログラム資金が無駄に使われていることを意味する。

このような動きから、3大民間電力会社が中心のモデルから、サードパーティが直接参画するモデルへの転換が求められるようになった。

### b. カリフォルニア州における現在のデマンドレスポンスに係る政策

2013年9月、CPUCは、州の資源計画ニーズと運用要件を満たすためのデマンドレスポンスの役割強化を図るために、規則策定命令(OIR: Order Instituting Rulemaking) Rulemaking 13-09-011を発令した。これは、既存のデマンドレスポンス・プログラムを2種類に分けて、CAISOの卸売市場への参画拡大を目指すものであり、以下の5つを目的としている。

- (1). 既存のデマンドレスポンス・プログラムを、需要側資源(需要家に焦点を当てたプログラムおよび料金制度)と供給側資源(システム計画と運用要件を満たすような、信頼性があり柔軟なデマンドレスポンス)に分類するためのレビューおよび分析
- (2). 供給側デマンドレスポンス資源を適切な競争条件で調達するためのメカニズム創出

<sup>41</sup> Rule 24はPG&EとSCEが対象、Rule 32はSDG&Eが対象となっている。

<sup>42</sup> デマンドレスポンスの便益が費用を上回る閾値を、毎月、CAISOが前年の実績データに基づき決定し、FERCへ提出する。この閾値を上回ると、デマンドレスポンス資源への支払価格が電源価格と等価となる。

- (3). プログラムの認可と予算のサイクルの決定
- (4). 移行期間のためのガイダンスの提供
- (5). カリフォルニア州における将来のデマンドレスポンス戦略のために、他の法令との調整や他機関との協調を目的とするロードマップの開発および認可

上記の手続きを進めるため、2013年11月にCPUCのコミッショナーと行政法審判官が発出した文書（Ruling and Scoping Memo）によって、以下に示す4つのフェーズが設置され、各種の検討が進められている。

#### ア) フェーズ1：2015～2016年のデマンドレスポンス・プログラム

デマンドレスポンス・プログラムに対する資金提供は3年サイクルで行われているが、CPUCでは2017年のサイクルを承認するのに先立って、デマンドレスポンス・プログラムの設計改善に係る取組みが行われた。

2014年1月、CPUCはDecision 14-01-004において、3大民間電力会社が運営する2015～2016年のデマンドレスポンス・プログラム向けのつなぎ資金の継続を保証する一方で、CPUCはそのレビューと分析を行い、カリフォルニアの資源計画ニーズと運用要件を満たすためにデマンドレスポンスの役割を強化することとした。同2014年1月、CPUCは電力会社に対して、2015～2016年のデマンドレスポンス・プログラムの改善提案について、以下の要件を示した。

- デマンドレスポンス・プログラムのパフォーマンスまたは利用可能性または柔軟性を改善すること。
- デマンドレスポンス・プログラムの改善提案は、設計機能、運用、調整、通信に係る取組みに焦点を絞ることはできるが、データに基づく論拠を含めること。
- 予算上限は2013～2014年の予算に制限される。
- 費用対効果分析の算定条件に何らかの変更を加える場合、Decision 12-04-045に基づき改訂された費用対効果の分析を含めること。
- デマンドレスポンス・プログラムの変更は、90日以内に実施可能であり、2014年12月31日までに実施すること。

その後、2014年5月に、CPUCが発行したDecision 14-05-025によって、3大民間電力会社が運営する2015～2016年のデマンドレスポンス・プログラムが承認された。各社の予算は表3-94のとおりである。

表 3-94 2015～2016年における3大民間電力会社のデマンドレスポンス予算

電気事業者	予算
SCE	172,307,062ドル
PG&E	100,673,133ドル
SDG&E	39,872,607ドル

出所) CPUC, "Decision 14-05-025", 2014年より作成

#### イ) フェーズ2：政策指針

フェーズ2では、下記の事項を含む基本的な政策課題に対する取組みが行われた。

- デマンドレスポンスに係る戦略を、需要側資源と供給側資源に分岐することの要否の判断
- 供給側デマンドレスポンス資源に対する競争的な調達メカニズムの作成
- プログラムおよび資金循環の承認
- 移行期間に係る指針の提供
- CPUC の他の手続きおよび州機関と連携した戦略的ロードマップの作成

2014年3月、CPUCはDecision 14-03-026において、CPUCの規制下にあるデマンドレスポンス・プログラムを、負荷修正資源（Load Modifying Resources）と供給側資源（Supply Resources）へと分岐することを決定した（表 3-95）。これにより、デマンドレスポンスの効率を向上させ、全てのデマンドレスポンス・プログラムの利用を増やすことを目指しており、2017年のデマンドレスポンス・プログラムより分岐を開始するとの予定が示された。

同 Decision では、表 3-95 に示すとおり、既存のデマンドレスポンス・プログラムを分類する提案もなされた。しかしながら確定には至らず、表 3-95 の分類を出発点として将来的に議論していくこととされた。

表 3-95 デマンドレスポンス・プログラムの分類

	負荷修正資源 (Load Modifying Resources)	供給側資源 (Supply Resources)
概要	負荷曲線の形状変化(reshape)または削減を行うもの。	供給側資源: CAISO エネルギー市場に統合されるもの。
該当する既存のデマンドレスポンス・プログラム(提案)	Critical Peak Pricing (GPP) Time of Use (TOU) Rates Permanent Load Shifting (PLS) Real Time Pricing (RTP) Peak Time Rebate (PTR)	Aggregator Managed Programs (AMP) Demand Bidding Program (DBP) Capacity Bidding Program (CBP) Air Conditioner (AC) Cycling Agricultural Pumping Interruptible(API) Base Interruptible Program (BIP)

出所) CPUC, "Decision 14-03-026", 2014 より作成

2014年4月には、3大民間電力会社が運営するデマンドレスポンス・プログラムの原資の配分・回収、化石燃料焼き非常用発電機のデマンドレスポンス資源としての扱い、デマンドレスポンス・プログラムの費用対効果といった、未解決である基礎的な課題に対処するためのルール(Decision 14-12-024)がCPUCより発表され、本ルールにおいて、Demand Response Auction Mechanism (DRAM) の創設が提案された。

その後、2014年12月にCPUCはDecision 14-12-024において、デマンドレスポンス・プログラムの原資、化石燃料焼き非常用発電機の扱いについて、以下のとおり決定した。

- 全需要家が利用可能なデマンドレスポンス・プログラムについては全需要家が負担し、自由化対象需要家のみが利用可能なプログラムについては自由化対象需要家のみが負担する。
- 化石燃料焼きの非常用発電機は、小売事業者に対する供給力確保義務である Resource Adequacy (RA)<sup>43</sup>を目的としたデマンドレスポンス・プログラムにおいてはデマンドレスポンス資源として認めるべきではない。

<sup>43</sup> 小売事業者に対して、自社想定需要の115%相当の供給力確保を義務付ける制度。必要量の90%を前年までに、さらに必要量の100%を前月までに確保する必要がある。

### ウ) フェーズ3：プログラム設計

CPUCにおいて、Resource Adequacy (RA)、CAISOの市場統合コスト、供給側リソースおよび負荷修正リソース、将来のデマンドレスポンス・プログラム予算に関連する目標が検討されている。

### エ) フェーズ4：デマンドレスポンス・ロードマップ

フェーズ3に係る課題が解決された後に、CPUCの他の手続きおよび州機関と連携してデマンドレスポンスに係るロードマップを作成する予定となっている。

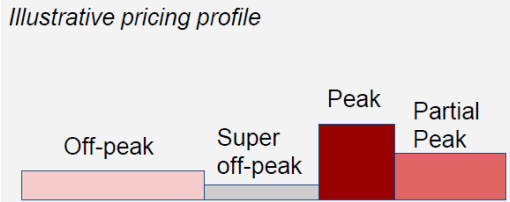
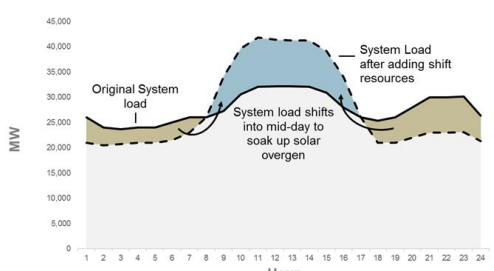
## 4) カリフォルニア州におけるデマンドレスポンス・ポテンシャルの分析

デマンドレスポンスの拡大のための基礎研究として、CPUCはLawrence Berkeley National Laboratory (LBNL)とともに、カリフォルニア州におけるデマンドレスポンス・ポテンシャルの評価に関する研究を行っている。これは2年間に亘り実施されているが、そのフェーズ2の結果を以下に述べる。

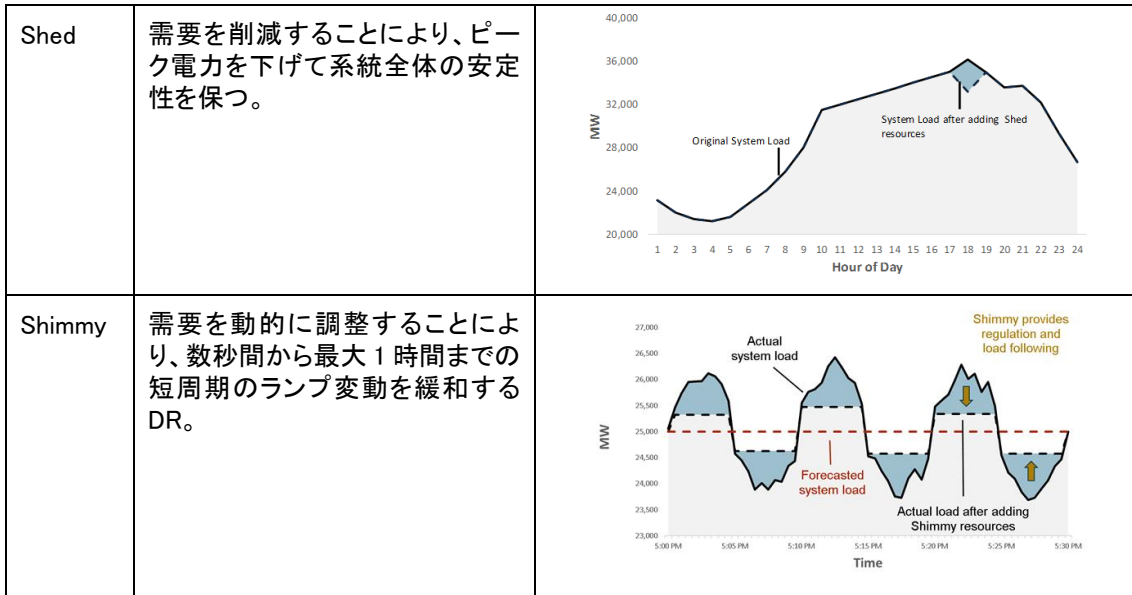
### a. デマンドレスポンスの分類

この研究では、カリフォルニアの将来のデマンドレスポンス資源のコスト及びポテンシャル規模を推計している。この分析において、デマンドレスポンスは表 3-96 に示す4種類に分類されている。

表 3-96 デマンドレスポンスの4つのタイプ

Shape	<p>プライスレスポンスや節電キャンペーン等によって、需要パターンの形を変える“load-modifying DR”。</p>	 <p><i>Illustrative pricing profile</i></p>
Shift	<p>太陽光発電の余剰電力が発生する昼間に需要をシフトさせることにより、ランプ変動を緩和する。</p>	





出所) Lawrence Berkeley National Laboratory, “2025 California Demand Response Potential Study - Final Report on Phase 2 Results”, Mar. 2017 および “2015 California Demand Response Potential Study - Final Draft Study Results”, Nov. 2016 より作成

これら4種類のデマンドレスポンスのうち、Shape と Shed は既存の系統サービスに含まれるが、Shift 及び Shimmy は将来の系統ニーズを満たすためのものである。これら4種類のデマンドレスポンスが対応する系統ニーズおよびタイムスパンを図 3-81 に示す。

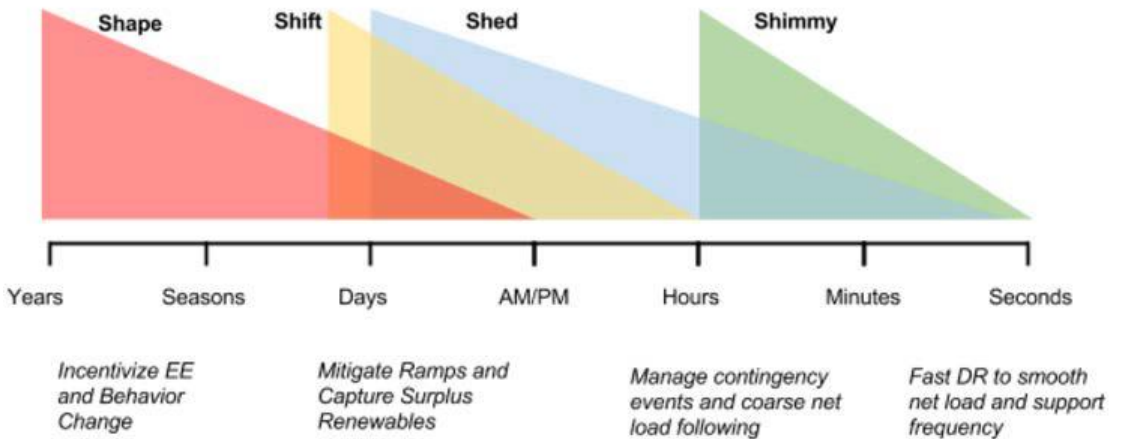


図 3-81 4 種類のデマンドレスポンスのタイムスパン

出所) Lawrence Berkeley National Laboratory, “2025 California Demand Response Potential Study - Final Report on Phase 2 Results”, Mar. 2017

本分析では、Shape は、時間帯別料金 (TOU) とピーク時変動料金 (CPP) の料金制度の効果を表しており、明示的なモデル化はなされていないが、その効果は Shed と Shift の合算

として推計されている（表 3-97）。

なお、評価対象は実績データのあるデマンドレスポンスであり、実績データのない自動デマンドレスポンス等は分析対象外である。

表 3-97 本分析においてモデル化したデマンドレスポンスの種類

種類	意味	システムサービス／ 関連語	分析単位	Shape (TOU/CPP*)の 分析に含むか
Shift	需要のタイミング をシフト (日常的)	Flexible ramping DR (avoid/reduce ramps), Energy market price smoothing	kWh-year	含む
Shed	ピーク需要低減 (時々)	CAISO Proxy Demand Resource (PDR) / Reliability DR Resources (RDRR), Local Capacity DR, Distribution System DR, RA Capacity, Operating Reserves	kW-year	含む
Shimmy	急速な DR	Regulation, load following, ancillary services	kW-year	含まない

\* TOU : time-of-use、CPP : critical peak pricing

出所) Lawrence Berkeley National Laboratory, “2025 California Demand Response Potential Study - Final Report on Phase 2 Results”, Mar. 2017 より作成

#### b. ポテンシャル分析の対象

本分析で考慮された制御設備とその制御方法は表 3-98 のとおりである。電気自動車、需要家側の蓄電池、空調、産業プロセス・ポンプ等が分析対象とされている。

表 3-98 制御対象設備とその制御方法

部門	制御対象設備	制御方法
全て	電気自動車、 プラグインハイブリッド自動車	普通充電の中断
	需要家側の蓄電池	自動デマンドレスポンス
家庭	エアコン	直接負荷制御、スマート通信サーモスタット
	プールのポンプ	直接負荷制御
業務	空調機器	自動デマンドレスポンス、直接負荷制御、スマート通信サーモスタット(規模やエネルギー管理システムによる)
	照明	照度調整、ゾーン別消灯、標準のコントロール方法
	冷蔵倉庫	自動デマンドレスポンス
産業	産業プロセス・大規模工場	自動・手動の負荷低減、プロセス中断
	農業用ポンプ	手動、直接負荷制御、自動デマンドレスポンス
	データセンター	手動デマンドレスポンス
	下水処理・ポンプ	自動・手動デマンドレスポンス

出所) Lawrence Berkeley National Laboratory, “2025 California Demand Response Potential Study - Final Report on Phase 2 Results”, Mar. 2017 より作成

### c. ポテンシャル分析結果

分析結果の概要を表 3-99 に示す。4 タイプのデマンドレスポンスのうち大きな可能性を有するものは Shift 型デマンドレスポンスであり、10~20GWh（負荷の2~5%）を費用効率よく Shift できると算定されている。残りの3タイプのデマンドレスポンスについては、Shape 型デマンドレスポンスでは、TOU や CPP 等の料金体系により、追加コストなしで1GWの Shed および2GWhの Shift が可能と算定されている。Shed 型デマンドレスポンスについては、将来的には昼間の余剰発電が増えた局面ではシステムレベルでの Shed の必要性はなくなるが、局所的な Shed として2~10GWのポテンシャルがあると算定されている。Shimmy 型デマンドレスポンスでは、300MWの負荷追従が可能と算定されている。

表 3-99 2025 年のデマンドレスポンス・ポテンシャル分析結果

DR タイプ	ポテンシャル	条件
Shape	1 GW (Shed) 及び 2 GWh (Shift)	0 cost.
Shed	2~10 GW	\$200/kW
Shift	10~20 GWh	日負荷の2~5%をシフト
Shimmy	300MW(負荷追従)	\$50/kW-yr で競争力あり
	300MW(周波数制御)	\$85/kW で競争力あり

出所) Lawrence Berkeley National Laboratory, “2025 California Demand Response Potential Study - Final Report on Phase 2 Results”, Mar. 2017 および “2015 California Demand Response Potential Study - Final Draft Study Results”, Nov. 2016 より作成

2025 年における実現手段別の Shift DR ポテンシャルを図 3-82 に示す。産業プロセスが大きな割合を占めており、PG&E では4GWh-year、SCE では5GWh-year程度となっている。農業用ポンプは、PG&E で1.7GWh-year、SCE では0.5GWh-yearのShift DRポテンシャルを有する。業務用エアコンの寄与率も大きく、3大民間電力会社で合計5GWh-year以上になる。この結果は\$50/kWhの価格帯の場合であるが、\$100/kWhの場合は家庭用蓄電池がかなりの割合を占めることとなる。

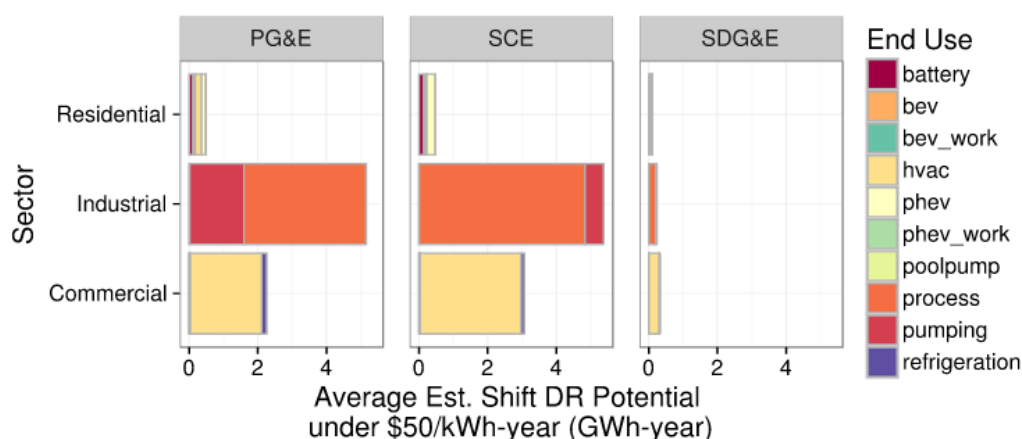


図 3-82 2025 年の Shift DR ポテンシャル (\$50/kWh 以下)

出所) Lawrence Berkeley National Laboratory, “2025 California Demand Response Potential Study - Final Report on Phase 2 Results”, Mar. 2017

#### d. 分析に係る CPUC の見解

上記のデマンドレスポンス・ポテンシャルを発現するためには、制度的環境整備、市場設計、技術的進展が不可欠である。CPUC への訪問調査においては、Shift DR および Shimmy DR を実施していく上での課題として、以下の点が挙げられた。

- Shift Load DR を実施していく上での課題
  - ✓ CAISO 市場に、Shift をサポートするような市場の仕組みがない。
  - ✓ 現行の電気料金体系は、昼間の価格が高いなど、再エネ普及時に必要となる Shift を妨げる形になっている。
  - ✓ 従来のベースラインの考え方が使えない。
- Shimmy Load DR (アンシラリー・サービスの領域を含む) を実施していく上での課題
  - ✓ リアルタイムでの測定やより高度な制御が必要となり、追加費用を要する。
  - ✓ アンシラリー・サービス市場の規模が限定的であり、かつ報酬が変動する。

## 5) 分散型エネルギー資源に係る動向

カリフォルニア州では、デマンドレスポンスも含めた分散型エネルギー資源の利用拡大に向けた取組みを行っている。以下では、分散型エネルギー資源に係るロードマップの策定状況および主要な分散型エネルギー資源であるエネルギー貯蔵システム、電気自動車に係る概況を示す。

### a. デマンドレスポンス・省エネロードマップ（CAISO）

CAISO では、デマンドレスポンスとエネルギーの効率的利用に関するロードマップ（以降、「デマンドレスポンス・省エネロードマップ」）<sup>44</sup>を2013年に作成している。本ロードマップはデマンドレスポンスとエネルギーの効率的利用が統合され、信頼性が高く、予測可能なエネルギー資源となることで、確実かつ環境面で持続可能な電力システムの運営に活用されることを目指して作成された。

本ロードマップ作成の背景には、分散型エネルギー資源の利用拡大に伴って電力システムの運用面での不確実性（規模、種別、タイミング、予測、空間的配置）が生じるという課題が存在する。これらの課題は明確な目標を設定し、主要な政策主体、州機関、市場参加者が協力することにより、信頼性を損ねることなく解決可能とされている。ロードマップで掲げられる目標は表 3-100 のとおりである。

表 3-100 デマンドレスポンス・省エネロードマップの目標

- |   |
|---|
| <ol style="list-style-type: none"><li>1. ISO、カリフォルニア州エネルギー諮問委員会（CEC）、カリフォルニア州公益事業委員会（CPUC）が、各々の計画と調達プロセスにおいて一貫した前提を置くこと。</li><li>2. 負荷調整プログラムの結果、負荷形状が改善されること。これにより、エネルギー資源調達の必要性の減少、過剰な発電の抑制、急激な需要変動の緩和がもたらされること。</li><li>3. ISO が系統運用の要件と最適に設計されたデマンドレスポンスとエネルギーの効率的利用を結びつけ、運用計画上のニーズが最も効率的に満たされること。</li><li>4. 調達されたデマンドレスポンス、エネルギー効率利用の資源が系統の容量面、タイミング面、地点面でのニーズを満たすこと。</li><li>5. ISO の市場におけるデマンドレスポンス・プログラムへの参画が、運用面での経験の増加と、プログラム・政策の改善に向けたフィードバックをもたらすこと。</li></ol> |
|---|

出所) CAISO, “Demand response and energy efficiency roadmap”, 2013 年より作成

これらの目標を達成するために、本ロードマップでは2013～2020年に向けた4つの方向性を提示している（表 3-101）。これらの方向性は州機関と市場参加者の協力の下で達成されるべき活動の特性が示されている。

<sup>44</sup> CAISO, “Demand response and energy efficiency roadmap”, 2013 年

表 3-101 デマンドレスポンス・省エネロードマップの目標達成に向けた方向性

方向性	概要
負荷形状の改善 (Load reshaping)	負荷形状の改善のために DR とエネルギーの効率的利用に向けたポテンシャルを最大化する。特定エリア、及び ISO のシステム全体において負荷形状を平準化することにより、需要のピークと谷をなだらかにする。
十分なりソース (Resource Sufficiency)	最適な形で運用可能な形態の供給側エネルギー資源が、適切な場所、時間で十分に確保できるようにする。必要となるエネルギー資源の特性を特定するとともに、DR となりうる供給側資源の調達方針を規定する政策を実施する。
運用 (Operations)	系統計画とバランシングシステムを担う系統運用者の視点に立ち、ISO における供給側 DR 資源の活用を最大化する。ISO の方針の修正や、新たな市場商品の開発、DR の卸市場参画を阻害する技術的・手続き的課題の解決を行う。
モニタリング (Monitoring)	上記 3 つの方向性におけるフィードバックを統合管理する。各ステージにおける活動の経験を把握、記録することにより、DR 資源の能力、DR・エネルギー効率化プログラムの効果をシステム全体及び局所レベルで理解する。

出所) CAISO, “Demand response and energy efficiency roadmap”, 2013 年より作成

表 3-101 に示した 4 つの方向性について、カリフォルニア州公益事業委員会 (CPUC)、カリフォルニア州エネルギー諮問委員会 (CEC)、CAISO、3 大民間電力会社のそれぞれの役割がロードマップに定められている。

#### b. 分散型エネルギー資源アクションプラン (CPUC)

CPUC は、分散型電源、省エネ、エネルギー貯蔵、電気自動車、デマンドレスポンスといった分散型エネルギー資源 (DER: Distributed energy resources) のアクションプランを策定した。同アクションプランでは、分散型エネルギー資源およびその支援政策に係る長期ビジョンの作成、長期ビジョンを支援するための継続的な取組みの特定、ビジョン支援に必要な短期的な行動の評価、DER 運営委員会の設置を目的としている。

挙げられたビジョンの要素は表 3-102 のとおりである。

表 3-102 分散型エネルギー資源アクションプランの概要

項目	ビジョンの要素
料金	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 多様な料金オプションを選択でき、また需要家はオプション選択のための教育を受けていること。</li> <li>● 時变的な限界費用を反映した料金であること。</li> <li>● 柔軟でタイムリーな革新的な料金であること。</li> <li>● DER のコスト構造と便益を反映した料金であること。</li> <li>● 非 DER の需要家にとっても手頃な料金であること。</li> </ul>
配電計画、インフラ、相互接続、調達	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 透明かつ途切れない DER の計画と調達により配電網のニーズを確保し、DER の普及、系統の信頼性向上・コスト低減につながる。</li> <li>● 配電投資機会に影響されず、民間電気事業者は DER 導入支援に意欲的であること。</li> <li>● DER の調達メカニズムは、中立的技術でありかつ競争力を有するように再構築されること。市場変革またはその他政策目標の達成が必要な場合、電力会社または関連会社による DER の所有も考慮されること。</li> <li>● 費用効率性と評価の枠組みには、全ての系統サービス、再生可能エネルギーの統合、DER の GHG 価値を正確かつ公平に反映すること。</li> <li>● DER 容量推定の改善、コストの確実性向上、電力会社の適用業務の合理化、争議解決の早期化により、相互接続を促進すること。</li> <li>● DER の容量拡大投資と需要家便益を確実にするため、DER 成長シナリオは定期的に更新すること。</li> <li>● データ通信とサイバーセキュリティの要件によって、配電サービスの市場を可能とすること。</li> </ul>
DER 市場統合、相互接続	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 卸売市場運用における DER の可視性、実行性、収益性の向上を通じて、系統資源として DER は参加すること。</li> <li>● 卸売市場、配電系統、需要家といった複数の主体から、DER 収益を確保できること。</li> <li>● 卸売市場ルールおよび相互接続料金は需要家側設置の DER を支援すること。</li> <li>● 電気自動車の充電システム、運転行動等は、系統運用において予測、監視可能であること。</li> </ul>

出所) CPUC, “California’s Distributed Energy Resources Action Plan: Aligning Vision and Action”, 2016 年より作成

### c. エネルギー貯蔵システム

GTM Research 社と Energy Storage Association の報告<sup>45)</sup>によると、2015 年において 221MW (161MWh) 分のエネルギー貯蔵システムが全米で設置されたとのことである (2014 年度と比較して 243%増)。全プロジェクトのうち 85%は電力会社側に設置されたエネルギー貯蔵システムであり、多くは PJM 管轄地域内に設置され、そのうち 160MW は 2015 年に稼働を開始している。

2015 年に、需要家サイトに設置されたエネルギー貯蔵システムの容量は 405%増の成長となった。商業部門で最も設置容量が大きかったのはカリフォルニア州であり、家庭部門で最も設置容量が大きかったのはハワイ州であった。

2014 年においてエネルギー貯蔵システムに関する政策が実施されたのは 10 州であったが、2015 年は 20 州に増加している。

<sup>45)</sup> Energy Storage Association, <http://energystorage.org/news/esa-news/us-energy-storage-market-grew-243-2015-largest-year-record>, 2017 年 3 月 13 日取得

カリフォルニアでは、2010年9月にエネルギー貯蔵システムの設置を推進するエネルギー貯蔵法（Assembly Bill No. 2514: AB 2514）が承認された。カリフォルニア州では、再生可能エネルギー利用割合基準（RPS）により販売電力量の33%を再生可能エネルギーとすることを定めているが、同法の狙いは、再生可能エネルギーのより一層の導入のため、エネルギー貯蔵システムの容量にも目標を設定するものである。

同法の下でCPUCが貯蔵容量などを検討し、2013年6月に、3大民間電力会社に対して、表3-103に示す容量のエネルギー貯蔵システムの調達を指示している。3社合計で2020年までに、1,325MWのエネルギー貯蔵システムを送電系統、配電系統、需要家側へ分散して設置することが求められている。なお、エネルギー貯蔵を機械的（mechanical）、化学的（chemical）、熱的（thermal）プロセスで実施するものであればよいとしており、貯蔵システムの種別は事業者が決定できる。

なお、2013年のSan Onofre原子力発電所閉鎖に伴い、2022年までにSCEは500～700MW、SDG&Eは500～800MWのRA（Local Capacity）リソースの追加調達が必要な状況となっている。SCEでは、競争入札の結果、261MWのエネルギー貯蔵システムが落札した。

表 3-103 カリフォルニア州におけるエネルギー貯蔵システムの調達目標

Use case category, by utility	2014	2016	2018	2020	Total
<b>Southern California Edison</b>					
Transmission	50	65	85	110	310
Distribution	30	40	50	65	185
Customer	10	15	25	35	85
<b>Subtotal SCE</b>	<b>90</b>	<b>120</b>	<b>160</b>	<b>210</b>	<b>580</b>
<b>Pacific Gas and Electric</b>					
Transmission	50	65	85	110	310
Distribution	30	40	50	65	185
Customer	10	15	25	35	85
<b>Subtotal PG&amp;E</b>	<b>90</b>	<b>120</b>	<b>160</b>	<b>210</b>	<b>580</b>
<b>San Diego Gas &amp; Electric</b>					
Transmission	10	15	22	33	80
Distribution	7	10	15	23	55
Customer	3	5	8	14	30
<b>Subtotal SDG&amp;E</b>	<b>20</b>	<b>30</b>	<b>45</b>	<b>70</b>	<b>165</b>
<b>Total - all 3 utilities</b>	<b>200</b>	<b>270</b>	<b>365</b>	<b>490</b>	<b>1,325</b>

出所) CPUC, “Assigned Commissioner’s Ruling Proposing Storage Procurement Targets and Mechanism and Noticing All-party Meeting”, 2013



#### d. 電気自動車

米国連邦レベルでは、米国エネルギー省が EV Everywhere Workplace Charging Challenge<sup>46</sup>、米国環境保護庁が Electric Vehicle Charging & Solar Initiative - Additional Resources<sup>47</sup>というプログラムを展開しており、それぞれ職場での充電の普及を目指している。

カリフォルニア州では、2025年までにゼロ・エミッション・ビークル（ZEV）の普及台数150万台との目標が掲げられている。同目標の達成に向けたアクションプランとして、「ZEV Action Plan」が2013年に策定、2016年に改訂され、技術開発、インフラ整備、消費者啓発等に係る方向性が提示されている。

充電インフラ普及に関しては、各種の充電ステーション設置パイロット事業が行われている。CPUCの許可の下で、PG&Eでは7,500台、SDG&Eでは3,500台、SCEでは1,500台の充電ステーション設置事業が展開されている。

#### 6) 時間帯別料金（TOU）に関する動向

カリフォルニア州では、デマンドレスポンスを推進する最も強力なオプションとして、家庭向けに時間帯別料金（TOU）を標準設定する措置（「デフォルト」化）が進められている。対象者から許諾を得ない限り実施しない「オプトイン」よりも、標準で予め設定されている「デフォルト」のTOUの方が、需要家の参加が早期に進むためである。

#### a. 検討の経緯

図 3-83 に、カリフォルニア州における TOU デフォルト化に向けた検討のタイムラインを示す。

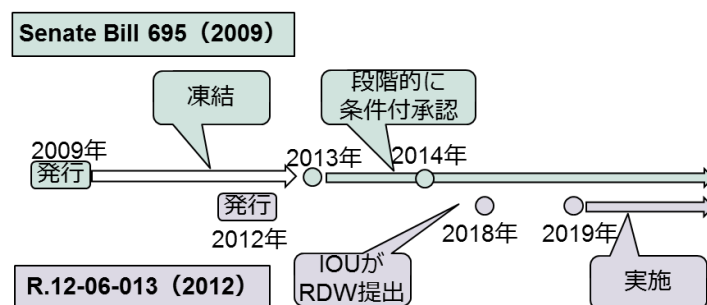


図 3-83 時間帯別料金（TOU）デフォルト化のタイムライン

出所) CPUC, “Decision on Residential Rate Reform for Pacific Gas and Electric Company, Southern California Edison Company, and San Diego Gas & Electric Company and Transition to Time-of-Use Rates”, CPUC ウェブサイト, <http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=12154> より作成

<sup>46</sup> 米国エネルギー省, <https://www.energy.gov/eere/vehicles/ev-everywhere-workplace-charging-challenge>, 2017年3月13日取得

<sup>47</sup> 米国環境保護庁, <https://www.epa.gov/cati/workplace-electric-vehicle-charging-stations-californias-south-coast>, 2017年3月13日取得

2009年に、CPUCは、カリフォルニア州法（Senate Bill 695）において、家庭需要家に対する時間帯別料金（TOU）やピーク時変動料金（CPP）のデフォルト化を2012年末まで凍結とする一方で、2013年以降段階的に認めるスケジュールを規定した。

<Senate Bill 695>

- ・ 2013年以降、CPUCは料金負担保全措置（Bill Protection）の提供を条件に、電力会社によるTOU・CPPのデフォルト化を認めることができる。
- ・ 2014年以降、CPUCは電力会社が以下の条件を満たせばTOU又はCPPのデフォルト化を認めることができる。
  - ✓ 一律料金の選択に当たって需要家に追加的な費用負担を求めない。
  - ✓ TOU・CPP料金適用前に、当該需要家の過去の時間帯別電力使用量のデータを最低1年分提供し、必要な需要家教育を行う。
  - ✓ TOU・CPP料金を需要家に適用後、最低1年間は料金負担保全措置を提供する
  - ✓ 一定の要件を満たす社会的弱者は、TOU・CPP料金デフォルト化の対象外とする。

出所) CPUC, “Decision on Residential Rate Reform for Pacific Gas and Electric Company, Southern California Edison Company, and San Diego Gas & Electric Company and Transition to Time-of-Use Rates”, <http://docs.cpuc.ca.gov/publisheddocs/published/g000/m153/k110/153110321.pdf> より作成

2012年にCPUCはRulemaking 12-06-013において、TOUのデフォルト化を2019年に実施する意向を表明した。2018年には各民間電力会社に対して家庭用料金設計（Rate Design Window; RDW）申請書を提出することを要求した。

2014年にCPUCはAssembly Bill 327（以下AB 327）において、より公平な電気料金設定を発表した。

<Assembly Bill 327>

- ・ 4段階制料金のうち、下の2段階料金構造を修正し、上の2段階を廃止する。
- ・ 基本月額料金について、CPUCは家庭需要家に対して最大\$10まで、低所得世帯に対して最大\$5までの基本月額料金を設定できる。全ての家庭需要家は電気メータや月額請求サービスのような固定コストの一部を支払う。
- ・ 低所得需要家を保護する料金設定を継続する。
- ・ 2019年にTOUが自動的にデフォルト化されたあとも、需要家が希望すれば従来の料金体系を選択することもできる。

出所) CPUC ウェブサイト, <http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=12154> より作成

また、3大民間電力会社は2015年～2017年に向けたPhase 1 Proposalを提出した。本提案内容には、基本料金の変化、段階制料金の段階統合に伴う段階数や段階間の差の削減、全ての家庭料金構造における変化に必要とされる各種割引プログラム、関連費用に関する概要を含む。なお、関連費用をどの範囲と明示しているかは、事業者によって見解が異なる（SCE：アウトリーチ費用や時間帯別料金（TOU）オプトイン料金、PG&E：アウトリーチ費用、SDG&E：アウトリーチ費用やTOUパイロット費用）。

3大民間電力会社の提案に対応して、2014年4月にCPUCは民間電力会社に対して“ The Third Amended Scoping Memo ”を発表し、TOU料金設計の論点に関する情報を提供した（表3-104）。

表 3-104 時間帯別料金（TOU）のデフォルト化に向けた論点の内容

論点	論点の内容
料金	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 段階制料金の段階統合：フラット化や段階数の削減は RDP (Rate Design Principle; 料金設計指針) や市民の趣向に適合しているか。2 段階最小設定はオプションまたはデフォルトの TOU に適用するのか。</li> <li>・ 基本料金：委員会が採用すべきか。電気事業者の提案は合理的か。RDP と適合しているか。</li> <li>・ TOU の時間帯・季節の設定：委員会が評価するのはどのようなタイプか。</li> </ul>
ベースライン量	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ ベースライン量削減は合理的か。</li> </ul>
電気料金収入	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 電気料金収入不足は異なる料金の需要家グループ間でどのように扱われるべきか。</li> </ul>
パイロットプログラム	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 電気事業者の提案したオプトイン料金と段階化されていないパイロットプログラムは合理的か。法律や RDP と適合しているか。</li> </ul>
需要家教育	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ アウトリーチプログラムの設定条件はどうあるべきか。</li> </ul>
実施ステップ	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ AB 327 で許可された段階構造への変化の観点から、どんな実施ステップが必要とされるのか。</li> <li>・ 温室効果ガス (GHG) コストを D. 12-12-033 の指針に沿って家庭用料金に含めるには、どんな実施段階が必要か。</li> </ul>
各民間電力会社の提案内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 法律や RDP との合理性はあるか。</li> </ul>
SDG&E による TOU デフォルト前の評価	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 解決すべき他の事実上の問題はありますか。</li> <li>・ 料金評価のためにどういった既存・新しいデータ、メトリクス、リソースを使用する必要があるか。</li> <li>・ 満たさねばならない特定の条件 (需要家教育やアウトリーチの最低要件の達成等) はありますか。</li> </ul>

出所) CPUC, “Decision on Residential Rate Reform for Pacific Gas and Electric Company, Southern California Edison Company, and San Diego Gas & Electric Company and Transition to Time-of-Use Rates”, <http://docs.cpuc.ca.gov/publisheddocs/published/g000/m153/k110/153110321.pdf> より作成

2015 年 7 月に CPUC は Decision 15.07-001 において、3 大民間電力会社が家庭用電気料金設計の構造改定を進める手順を示した。段階制料金の段階統合を進め、基本月額料金を採用しないこと、TOU パイロットプログラムや需要家教育を実施すること等が記載されている (表 3-105)。

表 3-105 時間帯別料金（TOU）料金設計の方針

論点	論点の内容
料金	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 規定の TOU と、オプションの 2 段階料金になることを想定する。</li> <li>・ 基本月額料金をやめ、迅速に以下の措置を取る。</li> <li>・ 段階制料金の段階の統合を継続し、カリフォルニア州代替エネルギー料金（CARE）<sup>48</sup>及び家族電気料金補助（FERA）<sup>49</sup>の調整を行う。</li> <li>・ 2015 年中に電気事業者が需要家に請求できる最低料金（minimum bill）を決定する。</li> <li>・ この請求は毎月の使用料が配送及び請求関連費用を支えるために必要な金額を下回る需要家にのみ適用される。</li> <li>・ 現在の最低料金は、\$10 又は CARE 需要家\$5 である。</li> </ul>
パイロットプログラム	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ TOU パイロット（オプトイン及びデフォルト）の設計プロセスを早期に開始する。</li> </ul>
需要家教育	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 需要家教育を実施し、エネルギー料金に対する理解を深める。</li> <li>・ 無償または低コストで、低所得層の需要家を教育するための特別なアウトリーチプログラムを実施する。</li> <li>・ 料金比較ツールや教材の改善プロセスを早急に開始し、需要家がエネルギー料金をより簡単に理解できるようにする。</li> </ul>

出所) CPUC, “Decision on Residential Rate Reform for Pacific Gas and Electric Company, Southern California Edison Company, and San Diego Gas & Electric Company and Transition to Time-of-Use Rates”, <http://docs.cpuc.ca.gov/publisheddocs/published/g000/m153/k110/153110321.pdf> より作成

Decision 15.07-001 には、2019 年に TOU をデフォルトとするために 3 大民間電力会社が実施すべきことが、以下のとおり記載されている。

<p>&lt;Decision.15.07-001&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 3 大民間電力会社は今後数年間に、以下を実施する必要がある。 <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ TOU の普及に備えて、オプトイン及びパイロット TOU を評価する。</li> <li>✓ 2019 年に TOU 料金をデフォルトとするために、遅くとも 2018 年 1 月 1 日までに家庭用料金設計（Rate Design Window; RDW）を提案する。</li> <li>✓ IOU は年次更新、定期的なワークショップ、及び四半期報告の発表を含む手段によって、料金改定及び家庭用 RDW の進捗状況に関する定期的な最新情報を提供する必要がある。</li> <li>✓ 特定の条件が満たされた後にのみ、民間電力会社が基本月額料金を新たに請求することを許可する。</li> </ul> </li> </ul>
---

出所) CPUC, “Decision on Residential Rate Reform for Pacific Gas and Electric Company, Southern California Edison Company, and San Diego Gas & Electric Company and Transition to Time-of-Use Rates”, <http://docs.cpuc.ca.gov/publisheddocs/published/g000/m153/k110/153110321.pdf> より作成

<sup>48</sup> CARE：エネルギー価格高騰から 2001 年に導入された、低所得世帯に対するエネルギー料金の月額割引のプログラム

<sup>49</sup> FERA：3 人以上の低所得世帯に対して電気料金の月額割引を提供するプログラム

b. 新しい家庭向け時間帯別料金（TOU）における時間帯の設計

3大民間電力会社はCPUCよりTOUデフォルト化の要請を受け、時間帯の設計を検討している（表3-106）。SDG&Eは民間電力会社の中でも比較的検討が進んでいる。

各民間電力会社が提案するTOUの時間帯は、表3-107のとおりである。SDG&EのTOUの時間帯案が3つの民間電力会社のうちで最も複雑である。需要家は簡単な料金設計を好むものの、TOUパイロットの目的は需要家の受容性と対応を検討することであるため、3つ以上の時間設定も受け入れられるだろうとしている。

表 3-106 3大民間電力会社による時間帯別料金（TOU）の時間帯検討

IOU	提案
SDG&E	<ul style="list-style-type: none"> <li>2015年に家庭用料金設計(RDW)にてパイロット用のTOUの時間帯を提案した。</li> <li>現在定めているオフピーク期間を、EVのみで利用可能な超オフピーク期間に変更する提案をした。</li> <li>複雑な設定を有するが、TOUパイロットの目的としては受け入れられるだろうとしている。</li> </ul>
SCE	<ul style="list-style-type: none"> <li>家庭向けの新しいTOUとして、「TOU-D」を2015年に有効とした。</li> <li>季節別でない3期間(ピーク/超オフピーク/オフピーク)というシンプルな設定である。</li> <li>SCEは2015年にTOUパイロットのオプトインを提案しなかったため、CPUCはPG&amp;E及びSDG&amp;Eの提案パイロットと同様の条件に基づくTOUパイロットを開発するよう指示した。</li> </ul>
PG&E	<ul style="list-style-type: none"> <li>一般家庭/CARE世帯向け新しいオプトインTOUとして、「E-TOU」を提案した。</li> <li>2季節(夏:5/1~10/31、冬:11/1~4/30)のあいだで2期間(ピーク/オフピーク)というシンプルな設定である。</li> <li>より正確な価格設定、負荷シフトによりインセンティブを与え、需要家理解を得やすいものにしたいと考えている。</li> </ul>

出所) CPUC, “Decision on Residential Rate Reform for Pacific Gas and Electric Company, Southern California Edison Company, and San Diego Gas & Electric Company and Transition to Time-of-Use Rates”, <http://docs.cpuc.ca.gov/publisheddocs/published/g000/m153/k110/153110321.pdf> より作成

表 3-107 3大民間電力会社による時間帯別料金（TOU）の時間帯案

時期	時間帯	SDG&E (2015RDW)	SCE (TOU-D)	PG&E (E-TOU)
夏期	ピーク時	平日 14 時～21 時	平日 14 時～20 時	平日 13 時～19 時
	セミピーク時	その他の時間	—	—
	オフピーク時	—	その他の時間	その他の時間
	超オフピーク時	毎日 0 時～6 時	22 時～8 時	—
冬期	ピーク時	平日 17 時～21 時	夏期と同様	平日 17 時～20 時
	セミピーク時	その他の時間		—
	オフピーク時	—		その他の時間
	超オフピーク時	毎日 0 時～6 時		—

出所) CPUC, “Decision on Residential Rate Reform for Pacific Gas and Electric Company, Southern California Edison Company, and San Diego Gas & Electric Company and Transition to Time-of-Use Rates”, <http://docs.cpuc.ca.gov/publisheddocs/published/g000/m153/k110/153110321.pdf>;  
SDGE, “San Diego Gas & Electric GRC Phase 2 Workshop”, <https://www.sdge.com/sites/default/files/regulatory/GRC%20P2%20Workshop%2022-16%20Final.pdf> より作成

さらに、SDG&Eは2016年の料金審査手続（General Rate Case）のPhase 2（2016 GRC P2）において、最新のTOUを提案している。これは図3-84のような電力不足発生時間帯の予測に基づくものであり、表3-108に示す時間帯が提案されている。14時～18時は予備力のみが必要となるためCritical Peak Pricing（CPP）時間帯、16時～21時は予備力とランプ対応力を必要とするためTOUのピーク時間帯とされている。

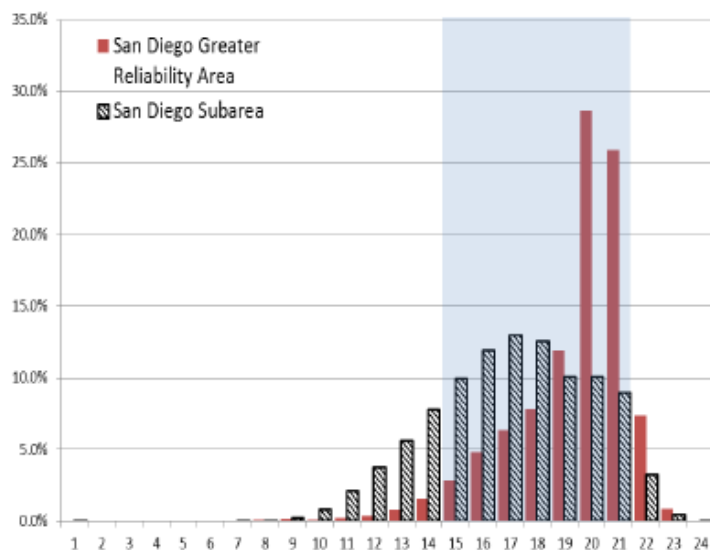


図 3-84 電力不足発生時間の予測

出所) SDGE, "San Diego Gas & Electric GRC Phase 2 Workshop", 2016

表 3-108 San Diego Gas & Electric (SDG&E) の最新検討

時期	TOU 時間	SDG&E (2016 GRC P2 提案)
夏期	ピーク時	毎日 16 時～21 時
	セミピーク時	—
	オフピーク時	その他の時間
	超オフピーク時	週末・休日 0 時～14 時、平日 0 時～6 時
冬期	ピーク時	夏期と同様
	セミピーク時	
	オフピーク時	
	超オフピーク時	
CPP 時間		CPP 時間を 4 時間に短縮(年中 14 時～18 時)

出所) SDGE, Sempra Energy utility, "San Diego Gas & Electric GRC Phase 2 Workshop", 2016 より作成

7) カリフォルニア州で実施されているデマンドレスポンス・プログラムの概要

a. 3 大民間電力会社によるデマンドレスポンス・プログラム

ア) 3 大民間電力会社によるデマンドレスポンス・プログラムの一覧

現在、3 大民間電力会社では、負荷の削減要請や時間帯別料金といったデマンドレスポンスのプログラムが実施されている。各社が実施する DR プログラムの一覧を表 3-109～表 3-111 に示す。

表 3-109 PG&E のデマンドレスポンス・プログラム実施状況 (2016 年 10 月時点)

プログラム	需要家数	事後評価 (Ex-Ante) [MW]	事前評価 (Ex-Post) [MW]
Interruptible/Reliability	156,054	333.6	371.5
Base Interruptible Program – Day Of	249	305.1	300.5
Optional Bidding Mandatory Curtailment	18	0.0	0.0
Scheduled Load Reduction	0	–	–
Smart AC™ – Commercial	4,027	1.2	1.2
Smart AC™ – Residential	151,760	27.3	69.8
Price Response	350,019	162.8	202.2
Aggregator Managed Portfolio – Day Of	1,302	80.1	87.6
Capacity Bidding Program – Day Ahead	30	3.4	2.4
Capacity Bidding Program – Day Of	334	6.6	11.6
Demand Bidding Program	451	22.9	17.1
PDP (200 kW or above)	2,014	27.1	28.6
PDP (above 20 kW & below 200 kW)	34,426	5.2	7.9
PDP (20 kW or below)	165,176	0.0	1.7
Smart Rate™ – Residential	146,286	17.6	45.3

出所) CPUC ウェブサイト (Demand Response Monthly Reports) より作成

表 3-110 SCE のデマンドレスポンス・プログラム実施状況 (2016 年 10 月時点)

プログラム	需要家数	事後評価 (Ex-Ante) [MW]	事前評価 (Ex-Post) [MW]
Interruptible/Reliability	1,793	719.5	719.2
Base Interruptible Program – 15 Minute Option	58	139.4	140.4
Base Interruptible Program – 30 Minute option	534	519.0	523.9
Optional Binding Mandatory Curtailment	10	14.5	15.2
Agricultural Pumping Interruptible	1,191	46.6	39.7
Price Response	667,516	462.3	525.5
Summer Discount Plan – Residential	268,767	164.9	188.1
Summer Discount Plan – Commercial	11,311	28.3	47.5
Summer Advantage Incentive	3,712	37.2	41.2
Demand Bidding Program	782	78.2	98.2
Capacity Bidding Program Day Ahead	45	1.9	0.8
Capacity Bidding Program Day Of	228	8.5	5.6
AMP Contracts / DR Contracts	1,577	116.7	99.4
Real Time Pricing	151	0.0	14.2
Save Power Day	380,943	26.7	30.5
Scheduled Load Reduction Program	0	-	-

出所) CPUC ウェブサイト (Demand Response Monthly Reports) より作成

表 3-111 SDG&E のデマンドレスポンス・プログラム実施状況 (2016 年 10 月時点)

プログラム	需要家数	事後評価 (Ex-Ante) [MW]	事前評価 (Ex-Post) [MW]
Interruptible/Reliability	7	2.0	2.2
Base Interruptible Program – 30 Minute Option	7	2.0	2.2
Price Response	259,571	50.4	61.3
Critical Peak Pricing	13,691	18.5	24.5
Summer Saver – Residential	24,957	8.1	10.0
Summer Saver – Commercial	10,791	2.8	1.8
Capacity Bidding Program – Day-Ahead	71	4.5	4.7
Capacity Bidding Program – Day-Of	137	2.9	3.6
Peak Time Rebate – Residential	79,424	3.2	5.1
Small Customer Technology Incentives – Residential	10,200	2.7	4.7
Small Customer Technology Incentives – Commercial	3,114	2.0	7.1
Demand Bidding Program	9	3.4	-
TOU-A-P Small Commercial	117,177	2.3	-
Permanent Load Shifting	0	-	-

出所) CPUC ウェブサイト (Demand Response Monthly Reports) より作成



## イ) SDG&E におけるデマンドレスポンス・プログラムの見直し状況

SDG&E は、PG&E や SCE とは異なり、大規模産業需要家の数が極端に少なく、小規模商業や家庭の需要家が中心となっている。消費電力量は家庭と商業産業がほぼ同程度であるが、需要家数は 400 万件のうち約 90%を家庭（小規模商業を含む）が占め、残り 10%が商業産業の需要家である。

デマンドレスポンスを行うにも、小規模需要家の場合は、情報周知、啓発、アウトリーチ（需要家への働きかけ）が非効率となり、またデマンドレスポンスにより需要家が得られる料金削減メリットも少ない。このような背景から、結果的にデマンドレスポンスの活用状況も少ない状況となっている。

SDG&E における主なデマンドレスポンス・プログラムの要件等を表 3-112 に示す。現在はプログラムの変革期にあり、Summer Saver プログラムについては、2016 年には、制御対象の時間帯を限定したり、イベント発生時における需要家によるキャンセルを許容したりといった見直しが行われた。また、従来のように SDG&E が調達した制御機器を用いた仕組みではなく、今後は需要家が自らサーモスタットを選択して調達する BYOD（Bring Your Own Device）方式へとプログラムは見直される予定となっている。

表 3-112 SDG&E 社のデマンドレスポンスの概要

プログラム	時期	報酬	リスク	事前通知時間	イベント回数	備考
Base Interruptible Program (BIP)	通年	・月額\$12/kW 月(5月～10月)、\$2/kW 月(11～4月) ・負荷遮断試験を無償実施	超過分あたり \$7.80/kWh (5～10月)、 \$1.2/kWh (11～4月)	当日、 30分前まで	・最大 120 時間/年 ・最大 10 回/月	・削減幅 100kW 以上かつ最大需要の 15%以上削減を約束できる場合はインセンティブあり
Capacity Bidding Program (CBP)	5～10月	・SDG&E からの要請に応えた需要家へ報酬 ・前日通知プログラムより当日通知プログラムの方が高報酬	削減に失敗した場合罰金	前日、 15時以前 当日、 9時以前	・最大 44 時間/月 ・最大 1 回/日	・11～19 時に一定量の削減ができる場合はインセンティブあり ・アグリゲータ経由での契約
Critical Peak Pricing (CPP-D)	通年	・時間帯別料金(危険イベント期間中は高料金)	イベント中に削減できない場合は結果的に高額となる	前日 15時まで	・最大 18 回/年 ・最大 7 時間/日	
Summer Saver	5～10月	・エアコン出力 30%削減オプション: \$9/請求書 ・エアコン出力 50%削減オプション: \$15/請求書	イベント日にはエアコンの動作時間が制御される	エアコンの出力制御による通知	・最大 120 時間/年もしくは 15 回/年 ・最大 40 時間/月 ・最大 3 日/週 ・2～4 時間/日	

出所) SDG&E ウェブサイト (Demand Response Overview) より作成

## b. デマンドレスポンス・アグリゲータ

デマンドレスポンス・アグリゲータは、デマンドレスポンスを実施する複数の主体と契約し、それらを束ねて CAISO の卸売市場に入札する。卸売市場に入札する際のアグリゲータは、Demand Response Provider (DRP) と呼ばれる。

デマンドレスポンスのアグリゲータ/DRP は、カリフォルニア州公益事業委員会 (CPUC) に対して登録する必要がある。登録済みのデマンドレスポンス・アグリゲータを下表に示す。

表 3-113 CPUC に登録済のデマンドレスポンス・アグリゲータ (2017 年 2 月時点)

DR アグリゲータ	家庭需要家もしくは 小規模商業需要家	地域		
		PG&E	SCE	SDGE
EnerNOC, Inc.	×	○	○	-
EnergyHub, Inc.	○	○	○	-
OhmConnect, Inc.	○	○	○	○
EnergyConnect, Inc.	×	○	○	-
Stem, Inc.	×	○	○	○
IP Keys Power Partners, LLC	×	-	○	-
Olivine, Inc	○	○	○	○
Green Charge Networks, LLC	×	-	○	○
Chai, Inc	○	-	○	-
eMotorWerks, Inc	○	○	-	○
AutoGrid Systems, Inc.	○	○	○	○
Advanced Microgrid Solutions, Inc.	×	-	○	-

出所) CPUC ウェブサイト, <http://www.cpuc.ca.gov/general.aspx?id=6306> より作成

## c. Demand Response Auction Mechanism (DRAM)

### ア) Demand Response Auction Mechanism (DRAM) の仕組み

カリフォルニア州では 2015 年より、小売事業者 (LSE) に対する供給力確保義務である Resource Adequacy (RA) 調達先の 1 つとしてのデマンドレスポンスの活用、およびデマンドレスポンス・アグリゲータの積極活用を目的に、入札制度である Demand Response Auction Mechanism (DRAM) において、制度整備および市場拡大に向けた実証が行われている。

DRAM のスキームを図 3-85 に示す。DRAM では、カリフォルニア州の 3 大民間電力会社が、Resource Adequacy (RA) を調達するために、デマンドレスポンス・アグリゲータが確保したデマンドレスポンス資源のみを対象としたオークションを実施する。デマンドレスポンス資源の提供主体 (売手) は、契約容量を CAISO のエネルギー市場に入札する。これによって、オークションの落札者は、Scheduling Coordinator (SC) を介して、直接 CAISO のエネルギー市場を活用するデマンドレスポンスが可能となっている。

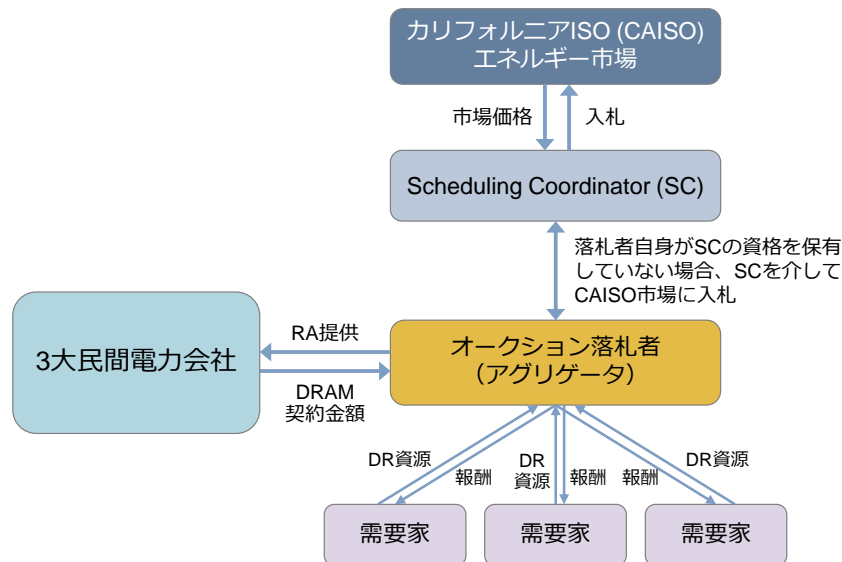


図 3-85 Demand Response Auction Mechanism (DRAM) のスキーム

出所) 三菱総合研究所作成

DRAM の予算は、カリフォルニアの 3 大民間電力会社から提供されており、CPUC は予算の認証機関である。デマンドレスポンス資源を提供するオークション落札者に対して、Resource Adequacy (RA) の対価を支払っているのは各電力会社である。各電力会社の DRAM への支払原資は、需要家からの電気料金の徴収を通じて賄われている。

DRAM の予算は、主に Resource Adequacy (RA) 調達のための DRAM の落札者との契約 (capacity contracts) に用いられる (RA 調達のための対価として支払われる)。その他、一部は、各電力会社の DRAM のオークション運営費用 (例えば、各電力会社が雇用する、オークション過程の公平性の確保を評価する独立評価者 (Independent Evaluator) への支払い) に充てられる。

なお、制度の目的上、デマンドレスポンス資源の提供主体はアグリゲータに限られており、3 大民間電力会社自身はデマンドレスポンス資源を提供することはできない。

#### イ) Demand Response Auction Mechanism (DRAM) 実施結果

カリフォルニア州公益事業委員会 (CPUC) は、3 大民間電力会社に対して DRAM による RA 調達量等の実施目標を設定し、これまでに、2015 年と 2016 年において 2 回の入札の実証を行った。

初年である 2016 年度分 (2016 DRAM) は、2015 年に入札が行われ、2016 年 6 月～12 月にデマンドレスポンス資源が提供された。最低 22MW の調達を 3 大民間電力会社に課しており (PG&E と SCE には 10MW 以上、SDG&E には 2MW 以上)、またそのうち最低 20% は家庭用エネルギー資源から調達する必要がある。オークション方式でデマンドレスポンスの供給者を決定することで、2016 年 6 月からアグリゲーションによる 100kW 以上のリソースによって、デマンドレスポンスを提供することが可能となる。

2 年目の DRAM (以下、2017 DRAM) は 2017 年をデマンドレスポンス提供期間とし、2016 年 4 月に入札が行われ 7 月に契約が締結されている。

2017 DRAM は 1 年目 (2016 DRAM) よりも拡張され、デマンドレスポンス資源として

PDR (100kW 以上) に加え、RDRR (500kW 以上) も対象となっている。提供されるデマンドレスポンス資源は PDR 又は RDRR、若しくはその混合で構成される。落札者 (Seller) は PDR 又は RDRR から System Capacity 及び Local Capacity を、PDR からのみ Flexible Capacity を提供できる。また、前日市場のみならずリアルタイム市場でも取引可能となっている。

2016 DRAM と 2017 DRAM の違いを表 3-114 に示す。また、2017 DRAM のオークション結果は表 3-115 のとおりである。

表 3-114 2016 DRAM と 2017 DRAM の違い

		2016 DRAM	2017 DRAM		
CAISO 市場	プロダクト	PDR (Proxy Demand Resource)	PDR		RDRR (Reliability Demand Response Resource)
	市場	前日エネルギー市場	前日・当日エネルギー市場		当日エネルギー市場
	最低容量	最低容量 100kW	最低容量 100kW		最低容量 500kW
RA	タイプ	System	System、Local	Flexible	System、Local
	RA の提供義務	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ディスパッチあたり最低 4 時間</li> <li>・最低 24 時間/月</li> <li>・最低 3 日連続</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ディスパッチあたり最低 4 時間</li> <li>・最低 24 時間/月</li> <li>・最低 3 日連続</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・5 時間</li> <li>・12～17 時(5～9 月)</li> <li>15～20 時(その他月)</li> <li>・毎日(Category2)</li> <li>平日(Category3)</li> <li>・最低 1 回/月開始 (Category2)</li> <li>最低 5 回/月開始 (Category3)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ディスパッチあたり最低 4 時間</li> <li>・最低 24 時間/月</li> <li>・最低 3 日連続</li> </ul>
運用期間		2016 年 6 月～12 月	2017 年 1 月～12 月		

出所) 三菱総合研究所作成

表 3-115 2017 DRAM の要件及び結果

IOU	項目	要件	結果(第 1 回目入札)
SDG&E	調達目標 <sup>1</sup>	2MW 以上	4MW
	家庭からの調達割合 <sup>1</sup>	20%以上	68%
	予算	150 万 \$ 以下	適合(金額は秘匿)
	需要家登録数	7,000 以下	6,832
SCE	調達目標 <sup>1</sup>	10MW 以上	56.20MW
	家庭からの調達割合 <sup>1</sup>	20%以上	20.7%
	予算	600 万 \$ 以下	適合(金額は秘匿)
	需要家登録数	42,000 以下	42,000 以下
PG&E	調達目標 <sup>1</sup>	10MW 以上	21.4MW
	家庭からの調達割合 <sup>1</sup>	20%以上	52%
	予算	600 万 \$ 以下	適合(金額は秘匿)
	需要家登録数	20,000 以下 <sup>2</sup>	-

注 1) 8 月における値

注 2) Rule 24 では累積 40,000 と定められており、2016 DRAM で約 5,000 登録。2017 DRAM では追加分を 20,000 と設定。

出所) 各社の DRAM 結果を記した Advice Letter より作成

SCE :CPUC, “Subject: Staff Disposition of: SCE AL 3442-E-Southern California Edison Company’s 2017 Demand Response Auction Mechanism Pilot Solicitation Results”, August 25, 2016

SDG&E: CPUC, “Subject: 2017 Demand Response Auction Mechanism (DRAM) Results”, October 14, 2016

PG&E: CPUC, “Subject: PG&E 2017 Demand Response Auction Mechanism Purchase Agreements”, October 14, 2016

表 3-116 3 大民間電力会社の 2017 DRAM 契約

IOU	契約先	容量 (MW)	リソース種類	契約期間	Capacity タイプ
SCE	Advanced Microgrid Solutions, Inc.	0.80	非家庭	2017/1/1 - 12/31	A-System
	Advanced Microgrid Solutions, Inc.	0.40	非家庭	2017/6/1 - 9/30	D3-LAB Flex 3
	AutoGrid Systems, Inc.	0.50	家庭	2017/1/1 - 12/31	A-System
	Chai Inc.	9.32	家庭	2017/1/1 - 12/31	A-System
	Earth Networks, Inc.	1.83	家庭	2017/3/1 - 11/30	A-System
	EnerNOC, Inc.	40.00	非家庭	2017/1/1 - 12/31	A-System
	OhmConnect, Inc.	1.50	非家庭	2017/1/1 - 12/31	A-System
	OhmConnect, Inc.	1.50	非家庭	2017/1/1 - 12/31	A-System
	Stem DRAM, LLC	0.35	非家庭	2017/1/1 - 12/31	A-System
SDG&E			家庭は約 2.7MW		2MW が Local
	AutoGrid Systems, Inc.	0.50	—	2017/1/1 - 12/31	—
	Chai, Inc.	1.063	—	2017/1/1 - 12/31	—
	OhmConnect, Inc	1.00	—	2017/1/1 - 12/31	—
	Stem DRAM, LLC	2.75	—	2017/1/1 - 12/31	—
	AutoGrid Systems, Inc.	5.00	—	2017/1/1 - 12/31	—
	Earth Networks DBA WeatherBug Home	6.60	—	2017/1/1 - 10/31	—
PG&E			家庭は約 2.7MW	9ヶ月又は 12ヶ月	
	Chai, Inc.	—	—	—	System
	Earth Networks, Inc.	—	—	—	System
	Electric Motor Werks, Inc.	—	—	—	System
	EnerNOC, Inc.	—	—	—	System
	Stem, Inc.	—	—	—	System

出所) 各社の DRAM 結果を記した Advice Letter より作成。「-」は不明を示す。

SCE :CPUC, “Subject: Staff Disposition of: SCE AL 3442-E-Southern California Edison Company’s 2017 Demand Response Auction Mechanism Pilot Solicitation Results”, August 25, 2016

SDG&E: CPUC, “Subject: 2017 Demand Response Auction Mechanism (DRAM) Results”, October 14, 2016

PG&E: CPUC, “Subject: PG&E 2017 Demand Response Auction Mechanism Purchase Agreements”, October 14, 2016

#### ウ) Demand Response Auction Mechanism (DRAM) の評価

今後、CPUC では、実証結果に基づき、デマンドレスポンス・アグリゲータのプレイヤー拡大への寄与度、他のリソースと比較した CAISO 市場での競争力、Resource Adequacy (RA) 容量の達成度等の評価が行われ、2018 年に結果が取りまとめられる予定である。

また、当該評価結果に基づき、DRAM をフルプログラムへと拡張するかどうかの検討が行われる予定である。

## (2) 米国カリフォルニア州におけるデマンドレスポンス関連ビジネスの動向

以下では、海外訪問調査で実際に訪問したデマンドレスポンス関連のビジネスに携わる事業者について、そのビジネスの概要をまとめた。訪問調査の対象とした事業者の一覧は表 3-117 のとおりである。

表 3-117 海外訪問調査 対象事業者一覧

	OhmConnect	EcoFactor	Nest	Stem	SolarCity	eMotorWerks
設立年	2013 年	2006 年	2010 年	2009 年	2006 年	2010 年
対象 需要家	家庭、 小規模商業	家庭	家庭	業務	家庭	家庭、 業務施設等
制御方法	間接制御が 主体(直接制 御も実施)	直接制御	直接制御	直接制御	直接制御	直接制御
制御対象 機器	直接制御で はエアコン	エアコン	エアコン(そ の他冷蔵庫、 洗濯機等)	蓄電池	太陽光発電 パワコン、 蓄電池	電気自動車 の充電器
DRAM 参加状況	2016 年、 2017 年に参 加	なし	2016 年、 2017 年の参 加事業者に 対して機器提 供	2016 年、 2017 年に参 加	なし	2016 年、 2017 年に参 加

出所) 三菱総合研究所作成

### 1) OhmConnect<sup>50</sup>

#### a. 企業概要

2013 年に設立。家庭および小規模商業需要家向けのエネルギーマネジメントビジネスを展開しているデマンドレスポンス・アグリゲータである。現在の契約需要家数は約 1 万件、デマンドレスポンス資源の容量は 15～20MW 程度である。事業エリアはカリフォルニア州である。

ソーシャルメディアを活用して顧客属性情報を取得しており、天候、季節、世帯数、年齢、収入等のデータを指標として用いている。

#### b. 現在のデマンドレスポンスに関するビジネスの内容

テキストメッセージ発信による間接制御型デマンドレスポンスと、サーモスタットによ

<sup>50</sup> 海外訪問調査ヒアリングおよび OhmConnect ウェブサイト, <https://www.ohmconnect.com/>, 2017 年 3 月 17 日取得

る直接制御型デマンドレスポンスを実施しているが、間接制御が中心となっている。

間接制御型デマンドレスポンスでは、“Save Energy. Get Paid.” のコンセプトのもと、電力需給逼迫による価格高騰時に、需要家に対して節電を呼びかけ、削減時間帯を“**Ohm Hour**”と呼称している。このイベントの発生頻度は週あたり約 2~3 回である。

直接制御型デマンドレスポンスでは、Nest 製等のスマートサーモスタットを保有している需要家に対して、スマートサーモスタットと連携して、OhmConnect 側から機器を直接的に自動制御している。

デマンドレスポンス・アグリゲータとして、CAISO のエネルギー市場（前日市場）に参加している。また、Demand Response Auction Mechanism（DRAM）への参画を通じて、電力会社の Resource Adequacy（RA）調達に資するように、デマンドレスポンス資源をアグリゲートして提供している。

OhmConnect は、市場からの収入の 20%を手数料として受け取り、残り 80%を需要家へ還元している。個々の需要家に対しては、Ohm Hour における節電度合いに応じて、換金可能なポイントとして報酬を提供している（図 3-86）。需要家あたりの平均年間報酬額は、1 年あたり約 100~300 ドルである。

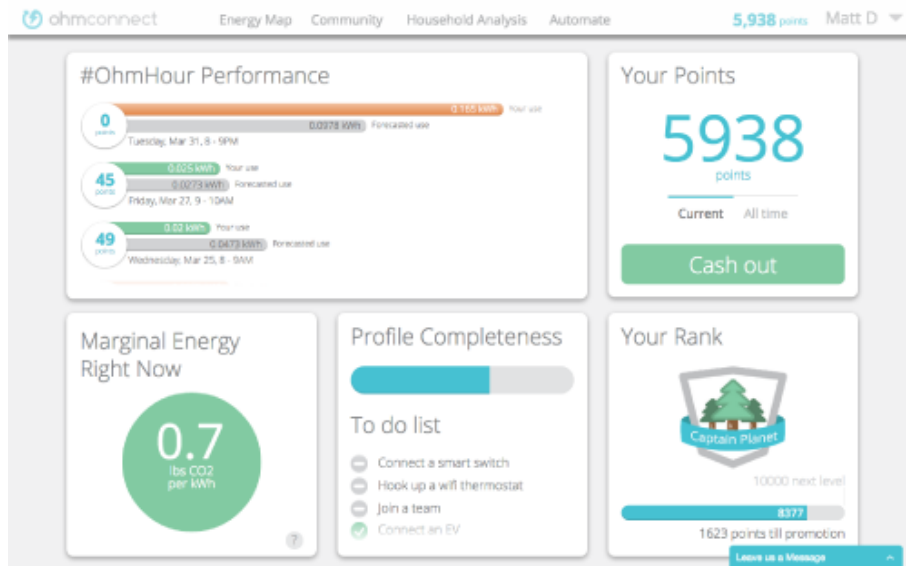


図 3-86 OhmConnect の需要家プラットフォーム

出所) OhmConnect ウェブサイト, <https://www.ohmconnect.com/home-social-form>, 2017 年 3 月 13 日取得

### c. デマンドレスポンス関連制度に対する見解等

2016 年および 2017 年の Demand Response Auction Mechanism（DRAM）に参画している。DRAM はデマンドレスポンス普及拡大に貢献していると考えている。

CPUC によって 2018 年に DRAM の評価が行われる予定である。信頼性、費用対効果、達成度、容量等が評価項目となるが、OhmConnect は、信頼性と費用対効果の高さには自信を持っている。

## 2) EcoFactor<sup>51</sup>

### a. 企業概要

2006年に設立。電力会社の需要家に対して、サーモスタットを中心に、データ分析を活用した独自のプラットフォーム<sup>52</sup>を用いて、節電の自動化サービスによってソリューションを提供している。需要家向けのエネルギーマネジメント、機器性能モニタリング、電力会社向けのデマンドレスポンス、顧客対応等を一貫して手がけている。

### b. 現在のデマンドレスポンスに関するビジネスの内容

家庭を対象に、サーモスタットを用いたエアコンの直接制御型のデマンドレスポンスサービスを展開している。

家庭属性、気象データ、在宅状況、需要家の個々のパフォーマンス等に基づき、プレクーリング等を実施している。個人の温度快適性の検証、連日のデマンドレスポンス実施の回避、0.1℃単位での温度調整等の工夫により、89%という高い需要家満足度を下げずに電力負荷の削減を両立している（図 3-87）。

具体的には、電力会社1社につき、2年間で54回のデマンドレスポンスの発動実績がある。また、電力削減量は1世帯・1イベントあたり最大3.1kW、空調用電力の10～15%の削減実績がある。

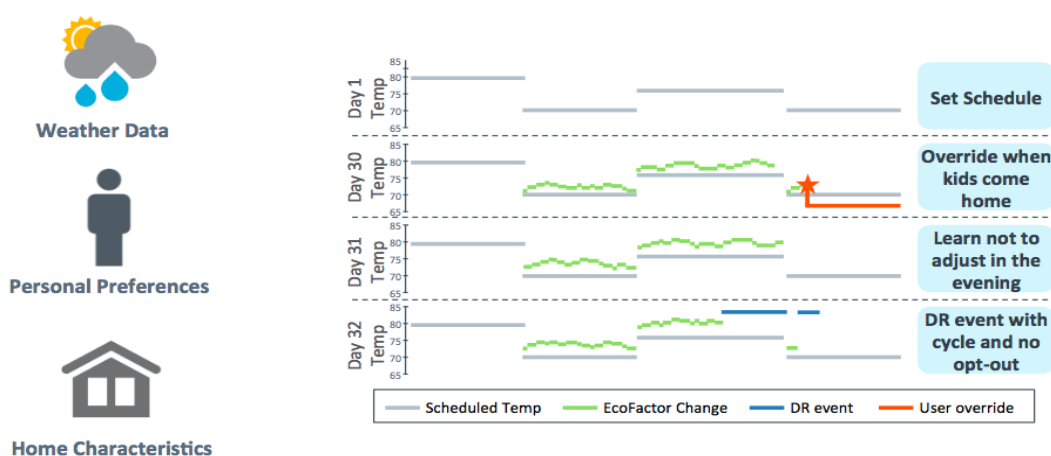


図 3-87 需要家の効率最適化の様子

出所) EcoFactor 提供資料, 2017

ディープラーニングを用いたアルゴリズムを用いて、デマンドレスポンス実施前の学習期間として、約2～4週間ほどの間で、個々の家庭のデータ解析・学習に基づきベースラインを算定している。

近年、電力会社向けに、100ドルを下回る廉価なサーモスタットの販売を開始した。デバ

<sup>51</sup> 海外訪問調査ヒアリングおよび EcoFactor ウェブサイト, <http://www.ecofactor.com/>, 2017年3月17日取得

<sup>52</sup> EcoFactor ウェブサイト, <http://www.ecofactor.com/platform/>, 2017年3月17日取得



イス自体は機能を持たない単純な構造とし、知能をクラウド側に持たせることで低価格を実現した。

### c. デマンドレスポンス関連制度に対する見解等

Demand Response Auction Mechanism (DRAM) は現在は市場規模が小さいが、対象となる電力容量が 1GW という規模になれば十分参入する価値があると考えている。

## 3) Nest<sup>53</sup>

### a. 企業概要

2010 年設立。スマートホーム実現のためのデバイスとなる、サーモスタット、カメラ、煙検知器を製造しており、顧客の 9 割以上は家庭需要家（持家が中心）である。

Nest 製サーモスタット（図 3-88）の特徴は以下のとおりである。

- 人工知能が組み込まれており、自動学習に基づくエアコンの自動スケジューリング、不在時自動制御等が可能である。
- 温度センサー、湿度センサー、光センサー、在宅状況確認用のモーションセンサー（近距離センサーと遠距離センサーの 2 タイプ）の機能を有する。
- Wi-fi を用いて、取得データを少なくとも 1 日 1 回クラウドへ送信する。
- Zigbee（近距離無線通信規格の 1 つ）と同様の通信プロトコルを使用し、Wi-fi が通じなくても、通信機能のある機器（冷蔵庫、洗濯機、乾燥機、電気自動車等）の制御が可能である。
- 家庭需要家のパソコン・タブレット・スマートフォン等と接続することができ、直接制御することも可能である。
- 需要家の省エネ意識の向上のためにも、省エネが達成されているときにはサーモスタット上に緑の葉のサインを表示する。



図 3-88 NEST 製サーモスタットの外観

出所) Nest ウェブサイト, <https://nest.com/>, 2017 年 3 月 13 日取得

### b. 現在のデマンドレスポンスに関するビジネスの内容

パートナー企業のプログラムとして、需給逼迫等のイベント発生時に需要家のエアコンを自動制御し、需要家に報酬を与えるデマンドレスポンス・プログラムである Rush Hour

<sup>53</sup> 海外訪問調査ヒアリングおよび Nest ウェブサイト, <https://nest.com/>, 2017 年 3 月 17 日取得

Rewards を実施している。提供パートナーは以下の表 3-118 のとおりである。

表 3-118 Rush Hour Rewards を提供しているパートナー企業

● Austin Energy	● Vectren
● Southern California Edison	● United CS
● Reliant	● CoServ
● ComEd	● Georgia Power
● CPS Energy	● National Grid
● Con Ed	● Nolin RECC
● Direct Energy	● IPL
● Orange & Rockland	● PG&E
● PGE	● SRP
● Kansas City Power & Light	● SDG&E
● EnergyHub	● PSEG Long Island

出所) Nest ウェブサイトより作成

イベントの時間帯は、イベントの前日に通知する。イベント発生時の1時間半～2時間前から自動でプレクーリングを実施し、住宅断熱性や需要家の選好等も考慮した上で最適制御を行う。パートナー企業を問わず、イベント発生回数はシーズン毎に最大15回である。デマンドレスポンスの指令どおりに制御ができずに未達成となった場合のペナルティは特にない。

需要家への報酬はパートナー企業によって異なるが、概ね1ドル/kWh程度である。また、需要家募集にあたっては、想定削減コストを提示してイベント毎に報酬を付与した事例よりは、需要家を募集した時に、一括で報酬を付与した事例の方が、多くの需要家の応募があった。

実績として、数千人の実施対象者のうち、需要家の受容率は85%である(残りの需要家は空調設定を変更した)。1台あたり1.2kWの削減、空調負荷の55%削減を達成した(図3-89)。

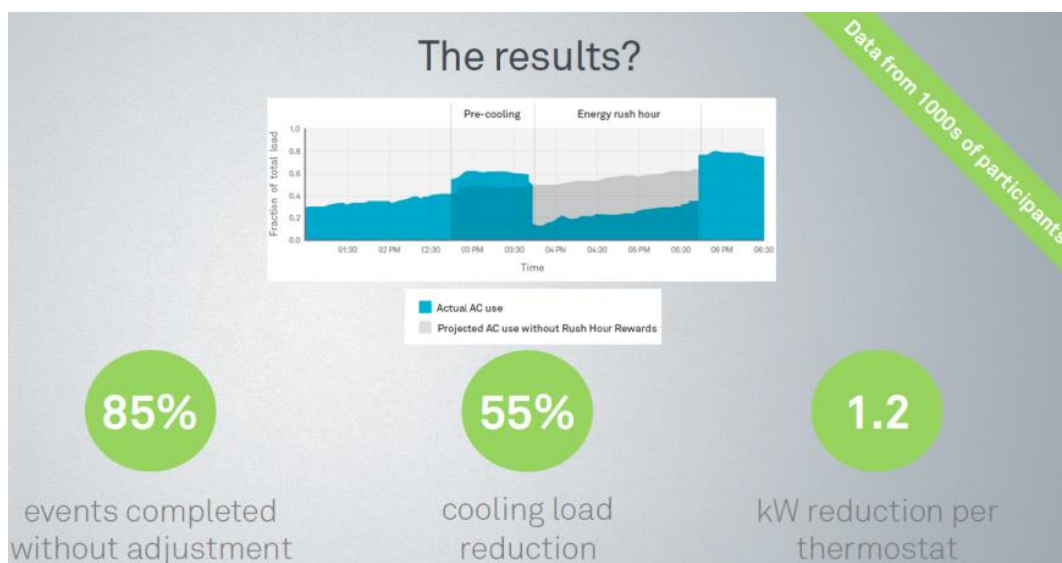


図 3-89 Rush Hour Rewards の結果

出所) Nest 提供資料, 2017

その他に、需要のピーク時にエアコンの電源を切るデマンドレスポンス・プログラムとして、**Rapid Rush Hour** も実施している。事前通知時間はイベントの 10 分前までであり、イベント継続時間は 30 分間、イベント回数は 1 日あたり最大 2 回、1 週あたり最大 3 回である。

#### c. デマンドレスポンス関連制度に対する見解等

Demand Response Auction Mechanism (DRAM) については、2016 年、2017 年の参加事業者に対して家庭用エネルギーマネジメンソフトウェアを提供している。

CAISO によって定められたベースラインの算定方法は、必ずしも家庭用空調負荷の状況が的確に反映されていないと思われる。当社ではこれまでに家庭の負荷に係る研究を重ねてきており、当社による家庭の電力消費量の予測の正確性は高い。

### 4) Stem<sup>54</sup>

#### a. 企業概要

2009 年設立。業務需要家向けのエネルギーマネジメントビジネスや、電力会社等を対象としたデマンドレスポンス・アグリゲータとしてのビジネスを展開している。

Behind the Meter といわれる需要家側に設置される蓄電池や、蓄電池の制御・診断プラットフォームを提供している（図 3-90）。Stem が蓄電池を所有しながら、蓄電池と制御・診断プラットフォーム等を合わせたシステムを需要家に対してリースし、需要家はシステム導入によって得られた電気代金の削減分の一部を Stem に支払うというビジネスモデルをとっている。

事業エリアは、カリフォルニア、ハワイ等の電気料金が割高な州が中心である。

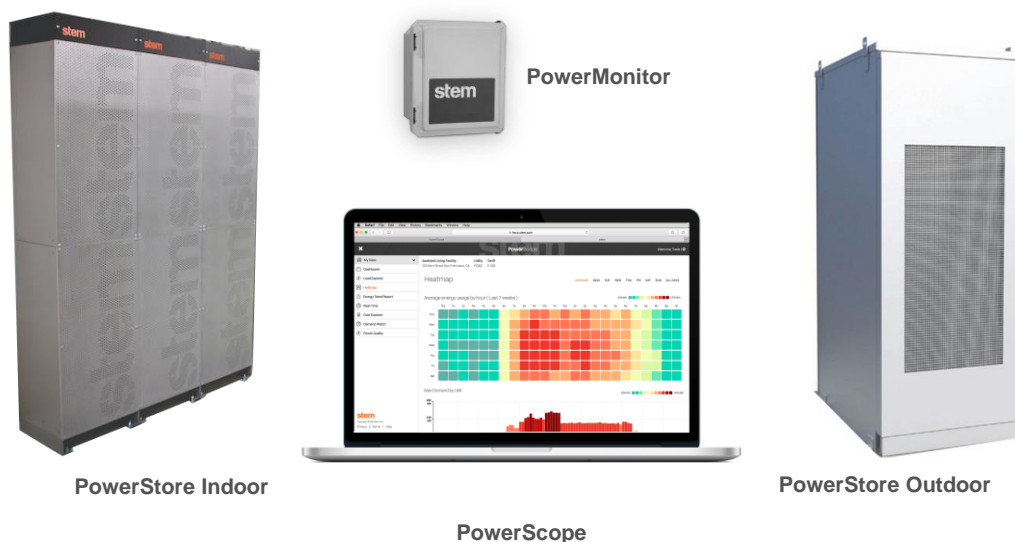


図 3-90 Stem の主な製品およびサービス

出所) Stem 提供資料, 2017

<sup>54</sup> 海外訪問調査ヒアリングおよび Stem ウェブサイト, <http://www.stem.com/>, 2017 年 3 月 17 日取得

## b. 現在のデマンドレスポンスに関するビジネスの内容

2015年9月以降、PG&Eの実証プログラムである Supply-Side Pilot (SSP) を通じて、CAISO のエネルギー市場に参加し、蓄電池のアグリゲートによってデマンドレスポンス資源を供給している。

Stem の強みは、需要家間の蓄電池の連系制御にある。個々の需要家の蓄電池の蓄電状況を踏まえて最適な運用ポートフォリオを構築し、蓄電池の自動制御を実施している。需要家の電気料金削減のための蓄電池活用と、市場のための活用の最適化を行っている。

一般的なデマンドレスポンスと比較すると、蓄電池によるデマンドレスポンスは、即応性、信頼性に優れていると考えている。

## c. デマンドレスポンス関連制度に対する見解等

2016年および2017年の Demand Response Auction Mechanism (DRAM) に参画している。

負荷削減量の算定時における蓄電池設置需要家のベースライン算定の考え方が不十分であり、需要家側設置の蓄電池を用いたアグリゲート型デマンドレスポンスを十分に活かすための制度が整っていないと考えている。

## 5) SolarCity<sup>55</sup>

### a. 企業概要

2006年設立。米国国内の需要家（一般家庭向け、商工業顧客向け、政府機関向け）に対する太陽光発電設備の設計・製造・設置・維持・監視・リース・販売、太陽光エネルギーシステム、太陽光リースおよび電力購入契約のファイナンス、太陽光パネル設置器具および関連ソフトウェアを提供している。2016年11月、Teslaによる買収手続きが完了した。

### b. デマンドレスポンスに向けたパイロットプロジェクトの内容

#### ア) Smart Energy Home in Hawaii

2016年にハワイ州で開始されたプロジェクトである。ハワイ州のネットメータリング廃止を受けて、太陽光発電の自家消費システムの構築のために、太陽電池と家庭内の様々な負荷をネットワーク化したものであり、制御可能な負荷は、例えば、給湯器、スマートサーモスタット、Tesla製の蓄電池（Power Wall 2を使用）がある。これまでに約150世帯と契約を締結済みである。

#### イ) 50 Smart Energy Home Pilot Project

SCEエリアでのパイロットプロジェクトである。SCE、SunSpec Allianceと共に、太陽光発電、蓄電池、スマートインバータを組み合わせたスマートホームの実証を50戸の家庭で

<sup>55</sup> 海外訪問調査ヒアリングおよびSolarCityウェブサイト、<http://www.solarcity.com/>, 2017年3月17日取得

実施する予定で、現在は設備導入を終えた段階である。

最初は、配電網のサポートサービスを SCE に対して提供し、さらに次の段階では、Proxy Demand Resource (PDR)<sup>56</sup>として CAISO 卸売市場へ提供していく予定である。50 戸それぞれの給電線上のアセットを全てアグリゲートし、電圧や無効電力、周波数などを最適化する(図 3-91)。

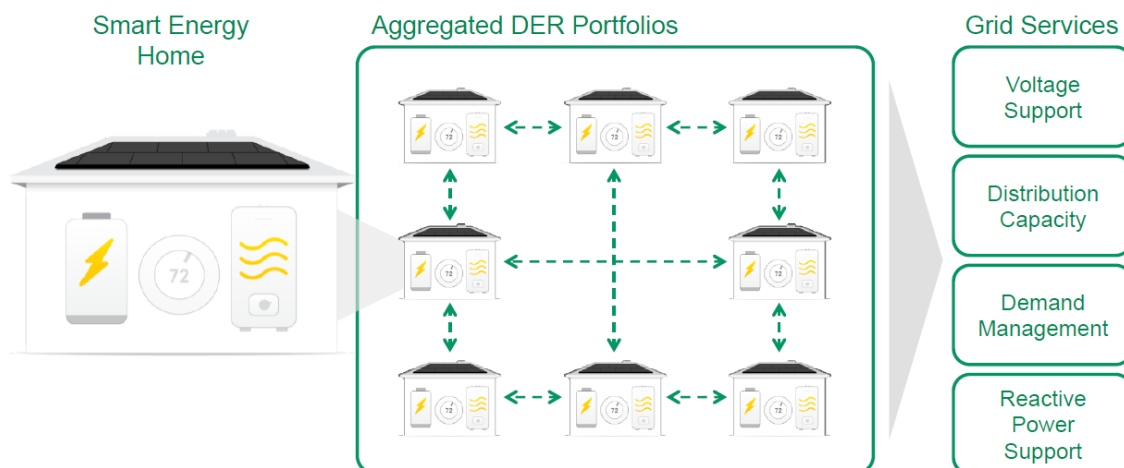


図 3-91 分散型エネルギー資源の統合による系統サービス提供イメージ

出所) SolarCity, “SunSpec Alliance Annual Meeting Case Study – Smart Energy Homes”, <http://sunspec.org/wp-content/uploads/2016/03/KevinJoyceSolarCity-CaseStudy.pdf>, 2016

### c. デマンドレスポンス関連制度に対する見解等

太陽光発電事業者としては、十分な負荷がないため、一定期間中、毎日エネルギー市場に入札を行う必要がある Must Offer Obligation に従うことが難しいことから、現在 Demand Response Auction Mechanism (DRAM) には参加していない。

家庭用デマンドチャージについては、導入反対の立場である。家庭用デマンドチャージが導入されると、相殺出来る電力料金が 5~6 セント/kWh となり、太陽光発電が経済的に見合わなくなるためである。

ダイナミックプライシングは、投機的なゲーミング (Gaming) の対象となってしまう危険もあり、需要家にリスクが生じることから、導入反対の立場をとっている。

## 6) eMotorWerks<sup>57</sup>

### a. 企業概要

2010 年設立。電気自動車充電器の販売および充電サービスに係るプラットフォームを提

<sup>56</sup> PDR (Proxy Demand Resource) とは、CAISO が提供するデマンドレスポンス用のプロダクトの 1 つである。前日・リアルタイムエネルギー市場、前日・リアルタイム Non-Spinning Reserve 市場、5 分リアルタイムエネルギーへの入札が可能である。

<sup>57</sup> 海外訪問調査ヒアリングおよび eMotorWerks ウェブサイト, <https://emotorwerks.com/>, 2017 年 3 月 17 日取得

供している。

2014年より、電気自動車充電器 Juice Box を主に家庭向けに販売しており、累積販売台数は 14,000 台以上である。また、既設の給電口にアダプターとして接続することで、あらゆる普通充電器<sup>58</sup>の制御が可能となる製品 Juice Plug（価格は 200 ドル程度）を近日販売開始予定である。

また、他社との協業で、ソフトウェアプラットフォーム Juice Net も提供している(図 3-92)。

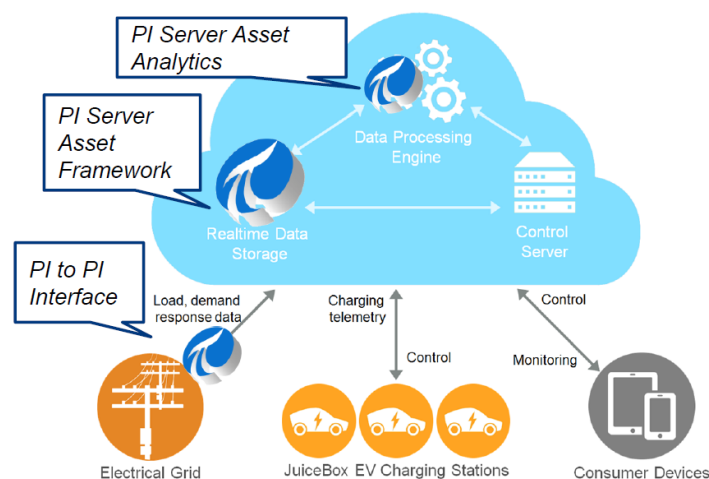


図 3-92 JuiceNet の概要

出所) OSISOFT ウェブサイト, “eMotorWerks-The JuiceBox™ Charging Solution Leverages Data from Connected EV Network for Smart Charging and Grid Optimization”, [http://www.osisoft.com/enterprise-intelligence/downloads/cb\\_emotorwerks\\_lt\\_en.pdf](http://www.osisoft.com/enterprise-intelligence/downloads/cb_emotorwerks_lt_en.pdf), 2015

### b. 現在のデマンドレスポンスに関するビジネスの内容

充電時間をずらしたことによる電気料金の節約分をポイントとしてドライバーに還元するリワードプログラム (Reward program) を実施している。登録は約 500～600 件である。

また、2016年11月より、カリフォルニア州ソノマ郡において、家庭への電気自動車充電装置 1,000 件の無償提供およびリワードプログラム参加者への 250 ドルの報酬付与の実証を開始した。これまでの 60 日間に 300 世帯以上が参加し、うち約 9 割がリワードプログラムに登録している。

### c. デマンドレスポンス関連制度に対する見解等

2016年、2017年実施の Demand Response Auction Mechanism (DRAM) にはすでに参加しているが、現時点では、最低入札容量<sup>59</sup>を満たすために十分な容量を確保することが容易ではない。

<sup>58</sup> 米国における充電器の 3 区分のうち、レベル 1・2 に対応しており、急速充電であるレベル 3 は非対応である。

<sup>59</sup> 最低入札容量は、CAISO が提供するデマンドレスポンス用のプロダクトのうち、Proxy Demand Resource (PDR) では 100kW 以上、Reliability Demand Response Resource (RDRR) は 500kW 以上である。

### (3) 米国カリフォルニア州におけるデマンドレスポンスに参画する需要家の取組み

「3.3 国内のデマンドレスポンスのポテンシャル」で分析したとおり、水道事業のデマンドレスポンス資源の活用可能性は高いと考えられている。ここでは、米国カリフォルニア州における公益水道事業者の Eastern Municipal Water District を取り上げ、デマンドレスポンスに参画する需要家の取組みの様子を詳述する。なお、カリフォルニア州では、Eastern Municipal Water District のほかにも、Rancho Cucamonga 市の水道局もデマンドレスポンスに参画している。

#### 1) Eastern Municipal Water District<sup>60</sup>

##### a. 企業概要

非営利の公益水道事業者であり、従業員数は約 600 人、年間予算 300 百万ドルである。

水道サービス提供地域はロサンゼルスから 120km ほど東の地域 (555 平方マイル)、対象人口は約 79.5 万人である。事業領域は上下水道・汚水処理・リサイクル事業にわたり、水道局としては水に関するすべてのサービスを提供するユニークな存在である。主な水源は、コロラド川からの流入および北カリフォルニアが 6 割を占め、残りは井戸水と地下水等である。

電力契約先は SCE であり、契約口数は約 250 件である。年間の電力使用料金は約 1,300 万～1,400 万ドル、最大電力は約 30MW である。

##### b. 現在のデマンドレスポンスの参画状況

以下のとおり、電力会社である SCE のデマンドレスポンス・プログラムと、デマンドレスポンス・アグリゲータである EnerNOC のデマンドレスポンス・プログラムに参画している。両プログラムによる合計のピーク需要の削減量は 12.2MW であり、ピーク需要の 33% 削減、年間 600,000 ドルの節約に成功している。1 日あたりのピーク需要の削減の推移は図 3-93 のとおりである。

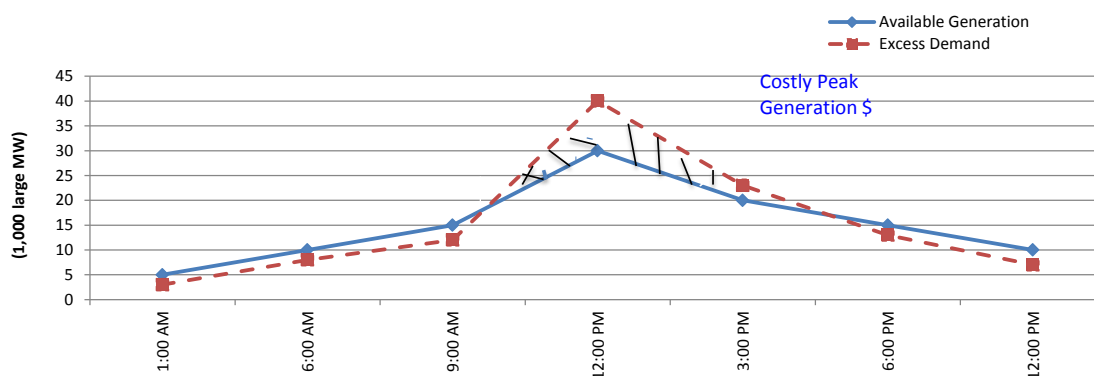


図 3-93 Eastern Municipal Water District のピーク需要の削減推移

出所) Eastern Municipal Water District 提供資料, 2017

<sup>60</sup> 海外訪問調査ヒアリングおよび Eastern Municipal Water District ウェブサイト, <https://www.emwd.org/>, 2017 年 3 月 17 日取得

## ア) SCE のデマンドレスポンス・プログラム

約 30 年前から実施している。現在は 3 つの施設で実施しており、容量は 6MW である。

負荷削減のイベント発生 15 分前に停止指示通知を受け、事業所の責任者が制御対象とする施設の制御を確認する。デマンドレスポンスの指令どおりに制御できずに未達成となった場合には、その分の電力料金が非常に高額となる結果、これが実質上のペナルティとして機能している。

このプログラムによるピーク需要の削減実績は 12～15% である。

## イ) EnerNOC のデマンドレスポンス・プログラム

約 10 年弱前から実施している。現在は 16 の施設で実施しており、容量 3.7MW である。

EnerNOC からのデマンドレスポンスの指令の通知は、制御の約 2～4 時間前に受ける（なお、契約上は最低 30 分～1 時間前である）。指令を受けて、制御対象とする施設を運転員が判断し、自動デマンドレスポンス（Automated Demand Response）により、遠隔操作でポンプ等の負荷を制御する。

指令の頻度は年間数回程度であり、年間の約 20,000 ドルの削減実績がある。



図 3-94 Eastern Municipal Water District におけるデマンドレスポンスへの取組みの様子  
出所) Eastern Municipal Water District 提供資料, 2017

## c. デマンドレスポンスへの見解等

Eastern Municipal Water District がデマンドレスポンスに取り組むのは、水道需要家に対して少しでも水道料金を安く提供するためである。非営利の公益法人であるため、水道料金を低減する努力が望まれており、節約分は需要家へ還元している。また、カリフォルニア州では、温室効果ガス排出量削減を目指して太陽光発電等の導入拡大やその一環としてリアルタイムプライシングの導入等を行おうとしているが、これらの取組みにも協力意向がある。その中で水道料金の削減にも寄与できるなら望ましい。

電気料金は、電力システムの老朽化対策費用の増加、再生可能エネルギーの導入増加から、今後も上昇する傾向にある。このため、水管理には、エネルギーマネジメントがますます大事になってくる。



水道事業は、水の安定供給のためにシステムに冗長性を組み込んでおり、また、運用の柔軟性も高いため、デマンドレスポンスに特に適している。

蓄電池による電力貯蔵への取組みは時期尚早であり、今後の課題である。

#### (4) 米国カリフォルニア州におけるデマンドレスポンスの現状と今後の展望

これまで述べてきた、カリフォルニア州におけるデマンドレスポンスに関する現状の政策・ビジネスの動向、今後の展望や課題は、以下のようにまとめることができる。これらは、日本国内における系統対策オプションとしてのデマンドレスポンスの可能性を検討する際に、重要な視点となる。

##### 1) 系統インテグレーションの重要性の認識

再生可能エネルギーの普及拡大に伴い、再生可能エネルギーの系統インテグレーションの重要性は高まっている。

##### 2) デマンドレスポンスの政策的位置付け

再生可能エネルギーの系統インテグレーションの対策のひとつとして、デマンドレスポンスを積極活用していくという方向性はあるものの、現時点では、制度設計、実際の市場整備の観点のいずれにおいても、発展途上段階にある。

従来実施されてきた民間電力会社の運営によるピーク削減型デマンドレスポンスについては、確実性や経済性、普及不足の課題が指摘されている。

現在は、デマンドレスポンス・アグリゲータの積極活用を図るため、2016年からパイロットプログラムとして始まった Demand Response Auction Mechanism (DRAM) により、制度整備と市場拡大に向けた取組みが検証されている。今後、デマンドレスポンス・アグリゲータのプレイヤー拡大への寄与度、デマンドレスポンスの市場競争力、Resource Adequacy (RA) 容量の達成度等の評価を行い、DRAM を正式なプログラムとして継続していくかが検討される予定である。

##### 3) デマンドレスポンスに関連するビジネスの動向と今後の展望

デマンドレスポンスに対応するビジネスとして、家庭向けのサーモスタットを用いたエアコンのきめ細やかな自動制御、商業需要家向けの蓄電池を用いた自動制御、電気自動車の充電制御といった技術を用いた様々なサービスが展開されている。

##### 4) デマンドレスポンスの今後の発展可能性

現在、中長期的にみてピークシフトや調整力確保のためにデマンドレスポンスを活用する方策も検討が進められている。

例えば、ローレンス・バークレー国立研究所 (LBNL) では、シフト型デマンドレスポンスの重要性、アンシラリー型デマンドレスポンスの可能性といった、デマンドレスポンスの政策的意義の検証が進められている。また、3大民間電力会社は、カリフォルニア州公益事

業委員会（CPUC）の指示の下で、2019年より家庭向けに時間帯別料金（TOU）をデフォルトで適用する予定である（ただしオプトアウトは可能）。

現状は、需要家側は負荷管理、卸市場側はピーク削減型デマンドレスポンスが中心であるが、将来は、制度整備の進展により、シフト型デマンドレスポンスやアンシラリー型デマンドレスポンスへの展開が期待されている。

### 3.6 デマンドレスポンス資源の定着のために必要な施策

本節では、以上で検討してきた我が国におけるデマンドレスポンスの利用可能性をまとめた上で、デマンドレスポンス資源を活用するにあたっての課題と、それに対する施策を検討した。

#### 3.6.1 我が国におけるデマンドレスポンスの利用の方向性

##### (1) 我が国におけるデマンドレスポンスの利用可能性

以上で検討してきた我が国におけるデマンドレスポンスの利用可能性について、表 3-119 にまとめた。

既に、導入されている昼夜間・季節間の電気料金差により、料金の安い時間帯への需要シフトが行われている状況は、一種のデマンドレスポンスである。また、大規模需要家は、需給調整契約等を通じて、運転予備力としてデマンドレスポンス資源を提供していると言える。

再生可能エネルギーの導入が拡大するにつれて、九州等の太陽光発電導入量が大きいエリアでは、カリフォルニア州でも直面しているダックカーブ問題（余剰電力の発生、夕刻の需給逼迫）が現実的に発生しつつある。これに対応するため、デマンドレスポンス資源を需給調整に活用していくことは有用である。このようなデマンドレスポンスは、電気料金による誘導が効果的である。

将来的には、ヒートポンプ式給湯機や電気自動車等、柔軟性が高く応答性時間が短い資源を、運転予備力や LFC 調整力等として活用することも考えられる。これらの資源は今後の普及拡大が見込まれ、総量としては大きなポテンシャルを持つ可能性がある。一方で、調整力の供給において今後実際にクリティカルな影響が生じるのか、デマンドレスポンス資源を需給調整に用いたほうがよいか調整力として用いたほうがよいかについては、引き続き検討を行う必要がある。また、これら有望な資源の 1 台あたりの容量は小さいため、調整力として活用するためには、通信にかかる技術的課題の解決、アグリゲーション等を通じた応答の確実性の担保、アグリゲーション事業のビジネスモデルの確立などの課題を解決していく必要がある。

さらに、ローカルな電力システムの制約も、再生可能エネルギーの系統接続において顕在化しつつある。現在は接続保留によって電力システムへの悪影響を予め抑制しているが、再生可能エネルギーの接続量拡大のために、フィーダ（送配電線）単位でのデマンドレスポンスによる需給調整を行うことも考えられる。制約が発現する時間が前もって予測可能であれば、全系に対する需給調整と同じように、電気料金による誘導で実現できる可能性がある。確実かつ柔軟な調整を求める際には、運転予備力や LFC 調整力等としての活用の際と同じ課題に対応する必要がある。

なお、いずれのアプリケーションについても、デマンドレスポンス資源の活用のみで問題のすべてが解決するものではなく、連系線や揚水発電・火力発電の柔軟な運用等との組み合わせが必須である。

表 3-119 我が国におけるデマンドレスポンスの利用可能性

アプリケーション		適性のあるデマンドレスポンスの特徴	ポテンシャルが大きい資源例	活用に必要な技術	デマンドレスポンス利用の価値	経済的インセンティブ例	カリフォルニア州の取組
エネルギー(需給調整)	事前スケジューリングによる需要の昼間シフト	双方向	HP 給湯機 将来の EV 産業需要・上下水道等	スケジューリング機能 (HP 給湯機等の場合)	あり	再生可能エネルギー対応の時間帯別料金(TOU)制度	・家庭での TOU デフォルト化に向けた検討
	1 時間後～翌日の需給予測に合わせた需要調整	柔軟性あり、 双方向	HP 給湯機 将来の EV	シグナル受信・制御機能		ダイナミックプライシング	・スマートサーモスタット等を活用したビジネス進展
アンシラリー	全系	運転予備力 (30 分コマ平均でのインバランスの調整)	柔軟性あり、 抑制方向	HP 給湯機 将来の EV 空調(短時間)	通信制御、応答の信頼度確保 (アグリゲーション)	ネガワット取引 (従来の需給調整契約含む)	・DRAM 制度によるアグリゲータの活用推進 (ピーク削減に利用) ・EV 含む蓄電池活用は市場参加の制度化済み ・政策的意義を研究機関にて検証中
		LFC 制御等 (30 分コマ内での周波数調整)	柔軟性あり、 応答時間短い	HP 給湯機 将来の EV	同上	調整力市場	
	ローカル	線路過負荷・電圧変動・バンク逆潮流等対応	柔軟性あり、 双方向	地域による	特定地域のみ の制御	未評価	

## (2) 我が国におけるデマンドレスポンスの利用の方向性

以上を踏まえて、我が国におけるデマンドレスポンスの利用の方向性について、表 3-120 のようにまとめた。デマンドレスポンスを起こすためのメカニズムとしては、IEA(2016)等の整理にならい、「電力価格反応型」「発電機型」で区分した<sup>61</sup>。

短中期的に導入検討を進めるべきと考えられる需給調整目的のデマンドレスポンスは、再生可能エネルギーの出力の時間帯に合わせた需要シフトを推進するものであるが、「発電機型」で前提とされるベースラインの設定は困難であることから「電力価格反応型」としての誘導が必要である。

一方で、中長期的に可能性のある運転予備力・LFC 制御等は、応答の確実性が求められることから、デマンドレスポンス資源を必要に応じてアグリゲーションを行った上で、応答に責任のある発電機として扱う「発電機型」での活用が適切となる。

表 3-120 デマンドレスポンス資源の活用時期

アプリケーション		導入時期	デマンドレスポンスのメカニズム
エネルギー (需給調整)	事前スケジューリングによる 需要の昼間シフト	短中期的	電力価格反応型
	1 時間後～翌日の需給予測に合 わせた需要調整	短中期的	電力価格反応型
アンシラリー	全系	大規模資源：既に導入済 み 小規模資源：中長期的	発電機型
		LFC 制御等 (30 分コマ内での 周波数調整)	中長期的
	ローカル	線路過負荷・電圧変動・バンク 逆潮流等対応	電力価格反応型 ／発電機型

注) 「デマンドレスポンスのメカニズム」については P273 表 3-3 も参照。

### 3.6.2 デマンドレスポンス資源活用にあたっての技術的・制度的課題と施策例

デマンドレスポンス資源を活用するにあたっての課題と、それに対する施策例を表 3-121 に示す。このうち、短中期的に導入検討を進めるべきと考えられる、需給調整目的のデマンドレスポンスを実現するための、課題解決に向けた施策例として、表中①～④で記したものについて詳細を検討した。

特に、需給調整目的のデマンドレスポンスは「電力価格反応型」で実現するものであり、ヒートポンプ式給湯機や電気自動車にそのポテンシャルが大きいことから、家庭向けの電気料金設計が重要である。一方で、カリフォルニア州が家庭向け時間帯別料金のデフォルト導入を 5 年以上かけて検討しているように、需要家の受容可能性の点からは丁寧な議論と啓発が必要であり、早めに検討を開始する必要がある。

<sup>61</sup> 本区分については P269 の表 3-3 を参照のこと。

表 3-121 デマンドレスポンス資源活用にあたっての課題と施策例

	現状の課題	施策例		
		A:全系の需給調整としての活用に向けた施策	B:ローカルな需給調整としての活用に向けた施策	C:予備力・調整力としての活用に向けた施策
情動的課題 (受容性)	需要家にとって、再生可能エネルギー対応デマンドレスポンスへの理解が不十分	<ul style="list-style-type: none"> <li>家庭への普及啓発</li> <li>産業等に対する既存の省エネ等ガイドラインでの言及</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aに加え、自治体と連携した普及啓発</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aに同じ</li> </ul>
	需要家にとって、再生可能エネルギー対応デマンドレスポンスへの参加による影響がわからない	<ul style="list-style-type: none"> <li>①需要家のデマンドレスポンスの対応可能性の実証</li> <li>需要家のデマンドレスポンスの対応可能性検討支援（ガイドライン提示、検討への補助等）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aに同じ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aに同じ（ただし対象となる需要家の種類は異なる）</li> </ul>
経済的課題	再生可能エネルギー対応のデマンドレスポンスを誘導する経済的インセンティブがない	<ul style="list-style-type: none"> <li>②小売事業者に対する再生可能エネルギー対応の時間帯別料金やダイナミックプライシング制度の導入支援</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aに同じ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>デマンドレスポンスが参加できる電力市場の設計</li> <li>アグリゲーションビジネスの支援</li> </ul>
技術的課題	デマンドレスポンス資源に、価格もしくは量シグナルに対して需給調整を行う機能が一般的でない	<ul style="list-style-type: none"> <li>③時間帯別料金やダイナミックプライシングに反応する技術実証</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aに同じ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aに加え、系統運用者（アグリゲータ）からの指令に反応する技術実証</li> </ul>
	対象となるデマンドレスポンス資源の数が多くなるほど通信の確実性が低下する	<ul style="list-style-type: none"> <li>（課題が該当せず）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>（課題が該当せず）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>デマンドレスポンス資源との通信手段・方法の確立、標準化</li> </ul>
	需要家の受容性または技術的不具合によりがどの程度の反応が見込めるか不明	<ul style="list-style-type: none"> <li>（課題が該当せず）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>デマンドレスポンス応答の予測技術の向上</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>デマンドレスポンス応答の予測技術の向上</li> </ul>
制度的課題	既存制度が再生可能エネルギー対応のデマンドレスポンスを想定していない	<ul style="list-style-type: none"> <li>（課題が該当せず）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ローカルに需給調整を行うことに対する系統接続や出力制御ルール整備</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>デマンドレスポンスが参加できる電力市場の設計</li> <li>アグリゲーションビジネスの支援</li> </ul>
その他	ローカルな需給調整に資するほどのデマンドレスポンス資源が集まるか不明	<ul style="list-style-type: none"> <li>（課題が該当せず）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>④フィーダ単位でのデマンドレスポンスの集中利用による効果の実証</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>（課題が該当せず）</li> </ul>

(1) 需要家のデマンドレスポンス対応可能性の実証

施策の背景	再生可能エネルギーに対応するデマンドレスポンスのうち、1 時間後～翌日の需給予測に対応した需要調整や、調整力としての需要調整への対応可能性は、従来の夏季ピークカットとは求められる動作が大きく異なるため、需要家自身にも判断しにくい。
施策の目的	製造業や上下水道、家庭等の各部門・業種の需要家に対してデマンドレスポンス対応への実証を行うことにより、製品・提供サービスまたは生活の質への影響とその受容性や、需要家の応答の確実性を把握する。
施策の導入時期	短期的～
施策の具体化に向けて必要な検討	想定するデマンドレスポンスのアプリケーションの決定 実証主体の募集
他の施策との連携	後述する「時間帯別料金等に反応するデマンドレスポンスの技術実証」と組み合わせることも考えられる。 ここでの成果を踏まえ、部門別・業種のデマンドレスポンス対応ガイドライン等を作成する。

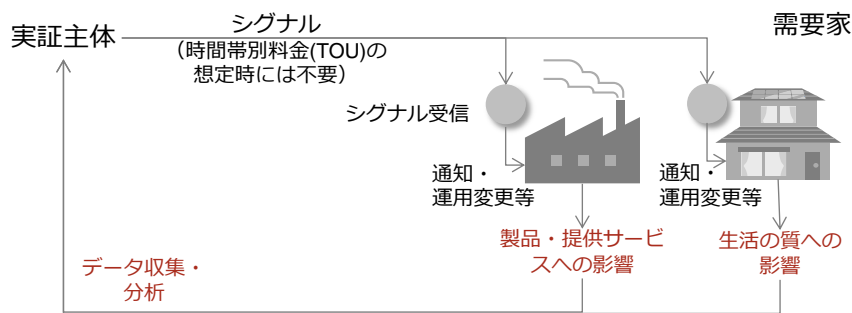


図 3-95 需要家のデマンドレスポンス対応可能性の実証のイメージ

(2) 小売事業者に対する再生可能エネルギー対応時間帯別料金等の導入支援

施策の背景	再生可能エネルギーの大量導入時に発生する余剰電力問題への対応として、需要を夜間や夕方から昼間にシフトさせることが有効である。時間帯別料金を導入することで、このシフトを自発的かつ持続的に誘発することができる。また、ダイナミックプライシングではそれをより機動的に行うことができる。
施策の目的	小売事業者が時間帯別料金やダイナミックプライシングといった料金制度を導入するための、必要な検討事項や導入手順をガイドラインとして示す。
施策の導入時期	2020 年ごろ～
施策の具体化に向けて必要な検討	ガイドラインへの掲載項目の検討 実際の小売事業者に対するケーススタディ（料金設計変更による収支への影響等）、 パイロットプログラムの実施
他の施策との連携	—
参考	カリフォルニア州での家庭用 TOU デフォルト化に向けた議論

### (3) 時間帯別料金等に反応するデマンドレスポンスの技術実証

施策の背景	前述のように、再生可能エネルギーの大量導入時に発生する余剰電力問題への対応としての需要シフトを、時間帯別料金やダイナミックプライシングといった価格シグナルで誘発することができる。 その効果を強めるためには、機器自体に価格シグナルに応じた自動制御機能を持たせることが有効と考えられる。
施策の目的	デマンドレスポンス資源としてのポテンシャルが大きい技術（ヒートポンプ式給湯機等の汎用機器）について、価格シグナルに応じた自動制御機能の実証を通じて、その実用化を支援する。
施策の導入時期	短期的～
施策の具体化にあたって必要な検討	実証主体としての技術提供者の募集
他の施策との連携	前述した「需要家のデマンドレスポンス対応可能性の実証」と組み合わせることも考えられる。

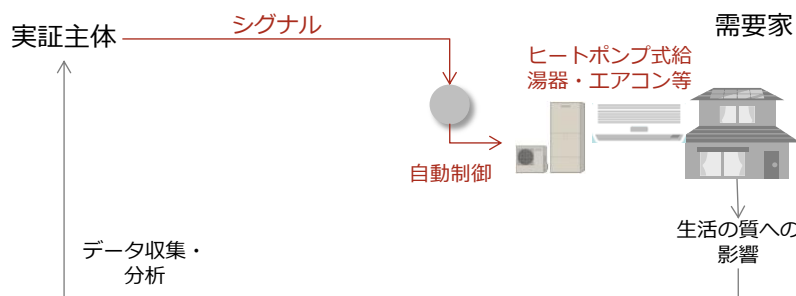


図 3-96 時間帯別料金等に反応するデマンドレスポンスの技術実証のイメージ

注) 画像出典：<http://www.env.go.jp/earth/ondanka/gel/ghg-guideline/house/>

### (4) フィーダ単位でのデマンドレスポンスの集中利用による効果の実証

施策の背景	離島などをはじめ、再生可能エネルギーの接続・出力に関して、ローカルな電力システムの制約が顕在化している地域が増えつつある。
施策の目的	ローカルな電力システムの制約が顕在化している地域について、自治体等の主導によりデマンドレスポンス資源の集中利用を進めたときに、どの程度の効果が見込まれるかを実証する。
施策の導入時期	短期的～
施策の具体化にあたって必要な検討	実証主体としての自治体・地域新電力等の募集
他の施策との連携	前述した「需要家のデマンドレスポンス対応可能性の実証」「時間帯別料金等に反応するデマンドレスポンスの技術実証」と組み合わせることも考えられる。



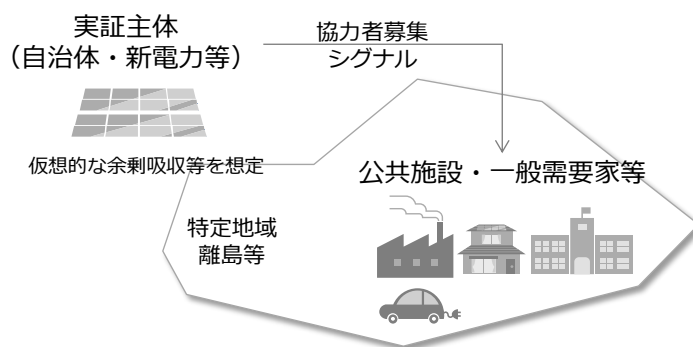


図 3-97 フィーダ単位でのデマンドレスポンスの集中利用による効果の実証

### 3.7 再生可能エネルギーの導入に伴う効果・影響分析

本項では、日本における再生可能エネルギーの導入に伴う経済波及効果を産業連関分析の手法に基づいて試算する。試算にあたっては、再生可能エネルギー技術・事業・政策などの効果や影響を分析することを目的に作成された再生可能エネルギー部門拡張産業連関表<sup>62</sup>（REFIO：Renewable Energy-Focused Input-Output Table（以下、「REFIO」という。））を用いた。また、日本における再生可能エネルギーの導入見込量は、平成 26 年度 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委託業務をベースに、2013 年、2014-2020 年、2021-2030 年を対象に推計した。なお、導入見込量推計の区分は REFIO の技術区分と異なるため、一定の仮定を置いて対応させている。

#### (1) REFIO を用いた産業連関分析の概要

波及効果の計測に当たっては、経済波及効果計測においてスタンダードな手法となっている産業連関分析モデルを活用する（図 3-98）。

推計に用いる産業連関表は、現時点で最新となる REFIO Ver.1.0 を用いる。REFIO Ver.1.0 は、「平成 23 年（2011 年）産業連関表」をベースとしながら、再生可能エネルギー関連部門を対象とし、全国各地の再生可能エネルギー施設や関連事業所などから得た膨大なデータを活用して推計されているものである。なお、REFIO Ver.1.0 は「固定価格買取制度（FIT）導入後の状況を反映した分析の実施」及び「小規模地熱発電など、2011 年時点ではまだ導入されていない技術を表に組み込む」ことを目的に 2013 年を対象として作成された。

<sup>62</sup>森泉 由恵,本藤祐樹,中野 諭, 再生可能エネルギー部門拡張産業連関表の開発と応用, 日本エネルギー学会誌, Vol. 94 (2015) No. 12 p. 1397-1413 ,<[https://www.jstage.jst.go.jp/article/jie/94/12/94\\_1397/pdf](https://www.jstage.jst.go.jp/article/jie/94/12/94_1397/pdf)>

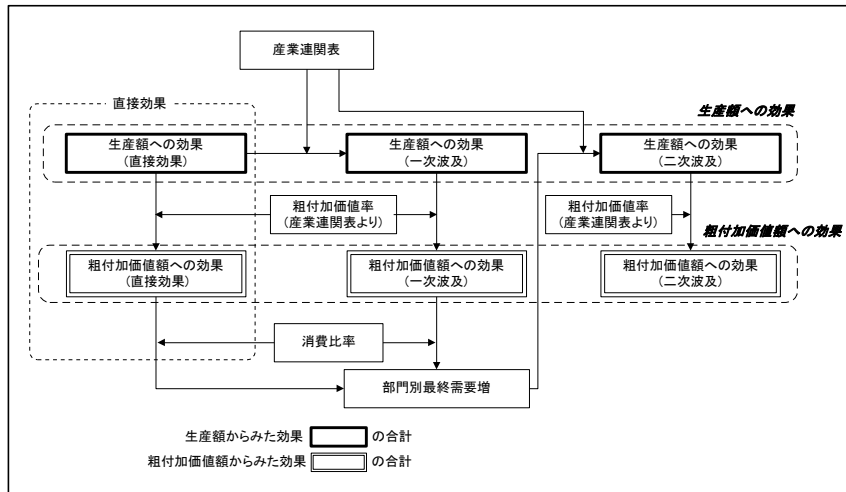


図 3-98 波及効果の経済フロー

## (2) 本分析の方法

本分析は、次項に示す再生可能エネルギー技術を対象に 2013 年から 2030 年の最終需要増加額を推計し、REFIO に金額を与えることで経済波及効果を分析した。なお、推計した最終需要増加額は、輸移入分を除き国内で生じる最終需要増加額とした。

### 1) 対象技術

本分析で対象とする技術区分を表 3-122 に示す。

太陽光発電（メガソーラー）は、REFIO において「大規模産業用太陽光発電（屋根設置）」と「大規模産業用太陽光発電（地上設置）」の 2 部門があるが、本分析においては全量を地上設置と仮定し、「大規模産業用太陽光発電（地上設置）」に部門格付けした。洋上風力発電、地熱発電（温泉）は、REFIO に対応部門がないため比較的近い構造である「風力発電」、「小規模地熱発電」にそれぞれ部門格付けした。また、バイオマス発電は、本業務において区分を一括計上し推計したことから、本項においては REFIO の部門に対応させて、バイオマス発電（木質）、バイオマス発電（下水汚泥）、バイオマス発電（家畜排せつ物）、バイオマス発電（食品廃棄物）に分割した。

表 3-122 本分析における技術区分

NO.	本分析における技術区分	本業務において推計した技術区分	REFIO Ver.1.0における技術区分(部門)
1	太陽光発電(住宅)	太陽光発電(住宅)	住宅用太陽光発電
2	太陽光発電(非住宅)	太陽光発電(非住宅)	小規模産業用太陽光発電(屋根設置)
3	太陽光発電(メガソーラー)	太陽光発電(メガソーラー)	大規模産業用太陽光発電(地上設置)
4	風力発電(陸上)	陸上風力発電	風力発電
5	風力発電(着床洋上)	洋上風力発電(着床)	風力発電
6	風力発電(浮体洋上)	洋上風力発電(浮体)	風力発電
7	水力発電(中小水力)	中小水力発電	小水力発電
8	地熱発電(大規模)	地熱発電(大規模)	大規模地熱発電
9	地熱発電(小規模)	地熱発電(小規模)	小規模地熱発電
10	地熱発電(温泉)	地熱発電(温泉)	小規模地熱発電
11	バイオマス発電(木質)	バイオマス発電	木質バイオマス専焼発電
12	バイオマス発電(下水汚泥)	バイオマス発電	メタン醗酵ガス化発電(下水汚泥)
13	バイオマス発電(家畜排せつ物)	バイオマス発電	メタン醗酵ガス化発電(家畜排せつ物)
14	バイオマス発電(食品廃棄物)	バイオマス発電	メタン醗酵ガス化発電(食品廃棄物)

## 2) 最終需要増加額の推計

再生可能エネルギーの導入に伴う最終需要増加額は、REFIO の構造に合わせて施設建設と施設運用に分けて導入見込量や経済産業省の調達価格等算定委員会の情報から推計を行った。

施設建設における最終需要増加額は、各年の導入見込量の出力フローに対し各技術の出力当たりの施設建設単価を乗じて推計した。施設運用は、各年の発電量に対し各技術の該当年の買取価格を乗じて推計した FIT による売電収入を最終需要増加額とみなした。なお、施設運用に伴う最終需要増加額は、該当年に FIT による売電収入を得ている施設を対象とし、FIT 認定期間が終了した施設は評価対象から除いた。

## 3) 輸入係数の作成

現段階で REFIO における再生可能エネルギー部門の輸入係数は公表されていない。そのため、別途報告書<sup>63</sup>や論文<sup>64</sup>から各再生可能エネルギーの輸入係数を設定した。

輸入係数を用いた推計方法は、各再生可能エネルギー部門に需要が生じた際に、該当設備の投入係数に輸入係数を乗じることとした。

## 4) 本分析の前提条件

本分析においては、現状導入されている施設からの情報取得の限界や将来予測の困難な産業を対象とすることから、以下のような前提条件を設定している。そのため、分析結果が実態から乖離する可能性がある。

<sup>63</sup> 一般社団法人太陽光発電協会、日本における太陽電池出荷統計

<sup>64</sup> 松本、本藤、拡張産業連関表を利用した再生可能エネルギー導入の雇用効果分析、日本エネルギー学会誌、Vol.90 (2011) No. 3 p. 258-267, [https://www.jstage.jst.go.jp/article/jie/90/3/90\\_3\\_258/\\_pdf](https://www.jstage.jst.go.jp/article/jie/90/3/90_3_258/_pdf)

#### 全体に関する前提条件

- 2014年以降の産業構造は、2013年の産業構造から大きく変わらないと仮定し、REFIOの産業構造を固定して推計する
- 最終需要増加額及び生産誘発額がマイナス計上される場合は、波及が生じない(=0円)として再計上する
- FIT認定年と再生可能エネルギー導入年の遅れは0年(認定年に導入される)と仮定し、施設運用時のFITによる売電収入を推計する

#### 各発電技術に関する前提条件

- 太陽光発電(非住宅)と太陽光発電(メガソーラー)は出力抑制装置の導入に必要な金額を含めて推計する
- メタン醗酵ガス化発電は、既存の廃棄物処理施設を利用すると仮定する(再生可能エネルギーのために廃棄物処理施設を新規建設しないと仮定する)

### (3) 分析結果

#### 1) 太陽光発電（住宅）

2013年から2030年までの太陽光発電（住宅）の導入による経済波及効果を表3-123、図3-99に示す。

太陽光発電（住宅）では、FIT導入直後の2013年の経済波及効果が大きく計上された。これは、FIT導入時の住宅向けの買取価格が高く設定されていたことから一時的な需要が生じたものだと考えられる。2020年以降に経済波及効果が減少しているが、これはFITによる初期投資の誘発が小さくなったことが要因だと考えられる。

また、波及倍率については2013年の施設建設段階が2.29、施設運用段階が1.20と建設段階に伴う波及効果が運用に比べて大きい。

表 3-123 太陽光発電（住宅）の経済波及効果

百万円/年		2013		2014-2020		2021-2030	
		施設建設	施設運用	施設建設	施設運用	施設建設	施設運用
【直接効果】	①直接効果	611,888	123,744	384,267	277,425	224,215	290,393
	②中間投入額	456,826	8,969	286,888	20,107	167,395	21,047
	粗付加価値額(直接)	155,062	114,776	97,379	257,317	56,819	269,346
【1次波及効果】	③国内自給額	246,953	5,652	155,087	12,670	90,491	13,263
	④生産誘発額(1次)	483,377	11,496	303,562	25,773	177,125	26,978
	粗付加価値額(1次)	175,497	4,831	110,212	10,832	64,308	11,338
【2次波及効果】	⑤雇用者所得額計	271,504	4,619	170,505	10,356	99,488	10,840
	⑥消費誘発額	850,708	10,381	534,247	23,273	311,726	24,361
	⑦国内消費誘発額	417,156	12,712	261,975	28,499	152,859	29,831
	⑧生産誘発額(2次)	307,444	13,059	193,076	29,276	112,657	30,645
	⑨雇用者所得額(2次)	244,398	8,604	153,483	19,289	89,555	20,191
	粗付加価値額(2次)	467,986	13,059	293,897	29,276	171,485	30,645
	⑩経済波及効果の合計額①+④+⑧	1,402,709	148,299	880,905	332,474	513,997	348,016
波及倍率		2.29	1.20	2.29	1.20	2.29	1.20

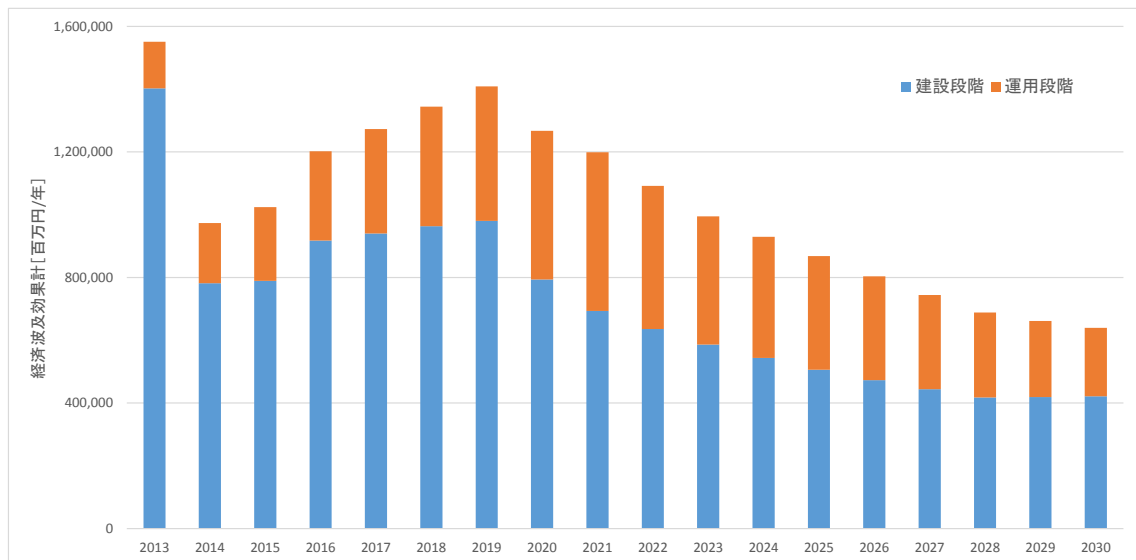


図 3-99 導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化

太陽光発電（住宅）の施設建設段階における生産誘発額（一次）について、経済誘発額の部門別の内訳を図 3-100 に示す。なお、生産誘発額の内訳は、REFIO の 441 部門を、産業連関表における 13 部門と再生可能エネルギー関連部門 1 部門に分類して示している。また、REFIO の 441 部門中、生産誘発額（一次）の大きい上位 10 部門について図 3-101 に示す。

太陽光発電（住宅）施設建設における生産誘発額（一次）は、製造業への波及効果が全体の 42% となった。これは、モジュール等の製造に伴う「半導体素子」への誘発や、設置時の架台などによる「その他の産業用電気機器」への誘発が一因だと考えられる。また、生産誘発額（一次）としては、「太陽電池モジュール」が最も大きい結果となった。

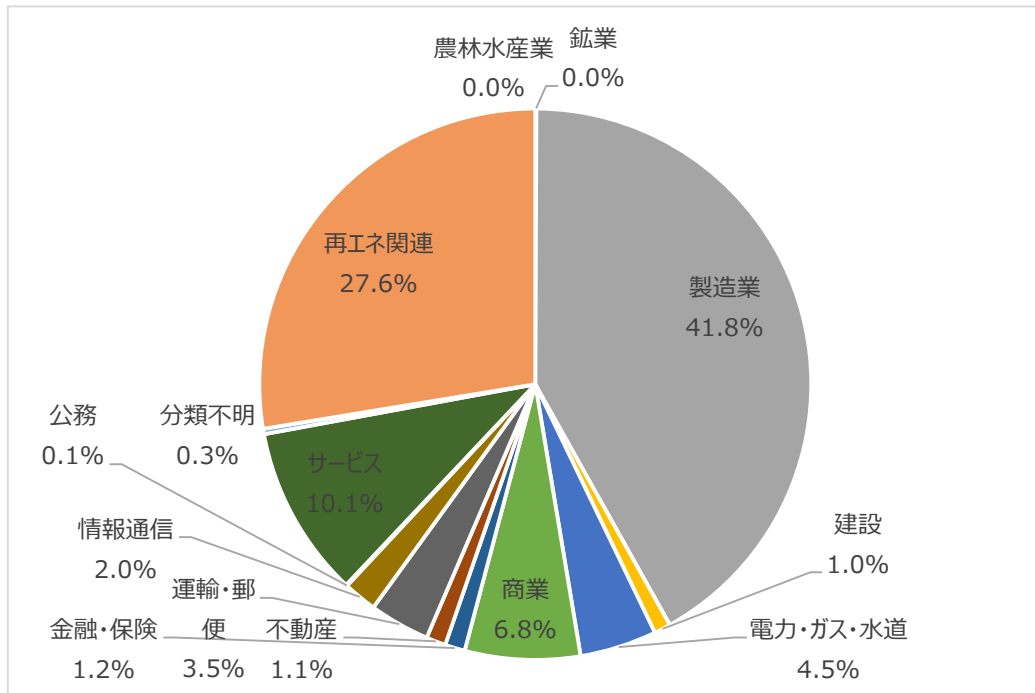


図 3-100 太陽光発電（住宅）の施設建設における生産誘発額の内訳

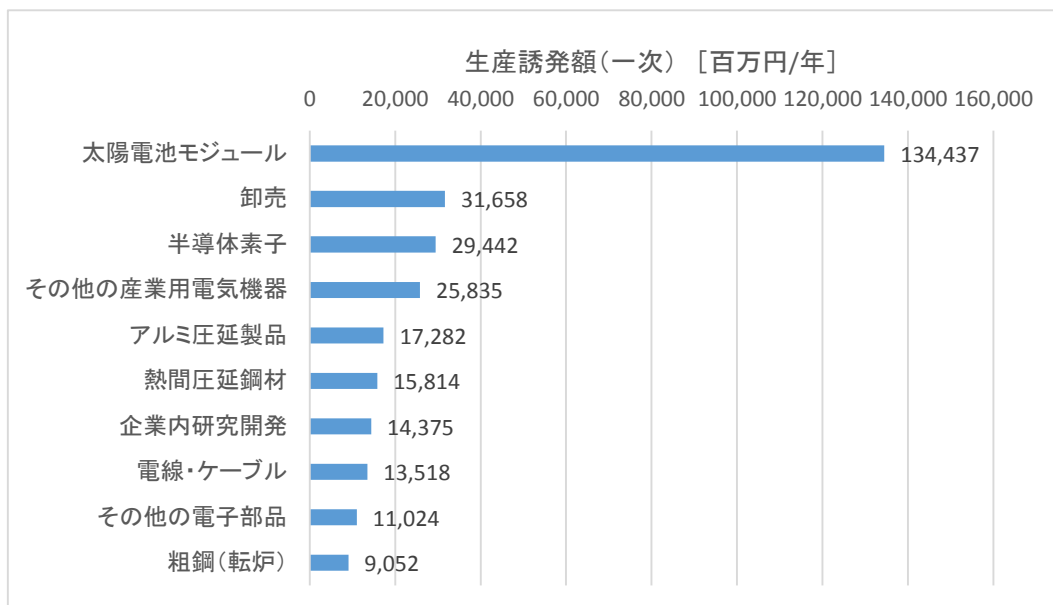


図 3-101 太陽光発電（住宅）の施設建設における生産誘発額の上位部門

次に、太陽光発電（住宅）の施設運用段階における生産誘発額（一次）について、経済誘発額の部門別の内訳を図 3-102 に示す。また、生産誘発額（一次）の大きい上位 10 部門について図 3-103 に示す。

太陽光発電（住宅）の施設運用における生産誘発額（一次）は、製造業への波及効果が全体の 64% となった。これは、運用及びメンテナンスに必要な「その他の産業用電気機器」や「電気計測器」などの工業品への誘発が一因だと考えられる。また、生産誘発額（一次）としては、「その他の産業用電気機器」が最も大きい結果となった。

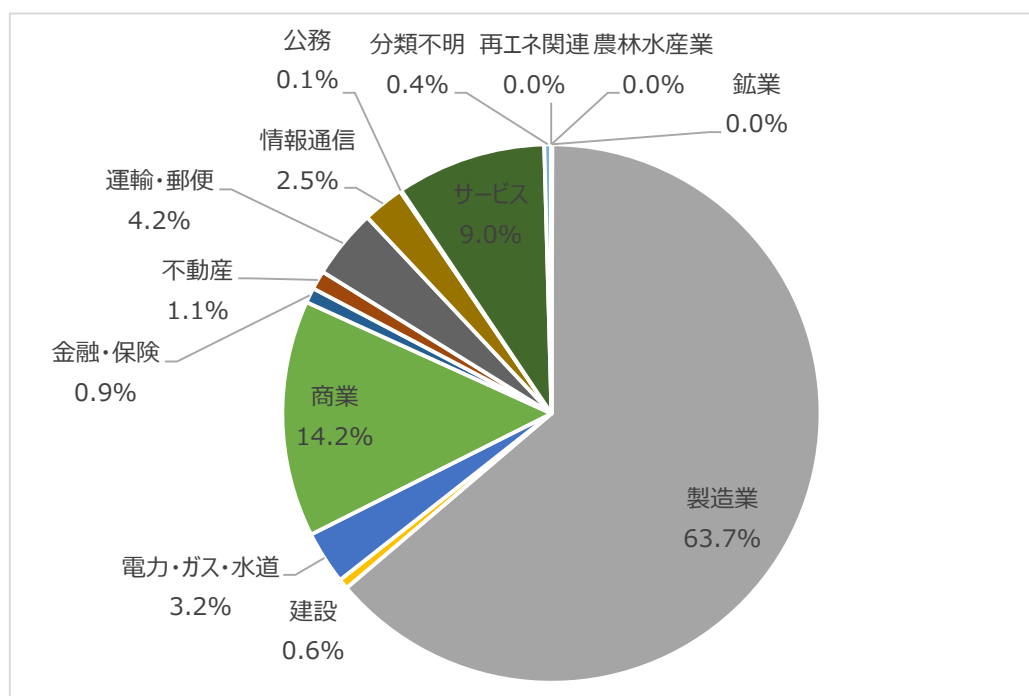


図 3-102 太陽光発電（住宅）の施設運用における生産誘発額の内訳

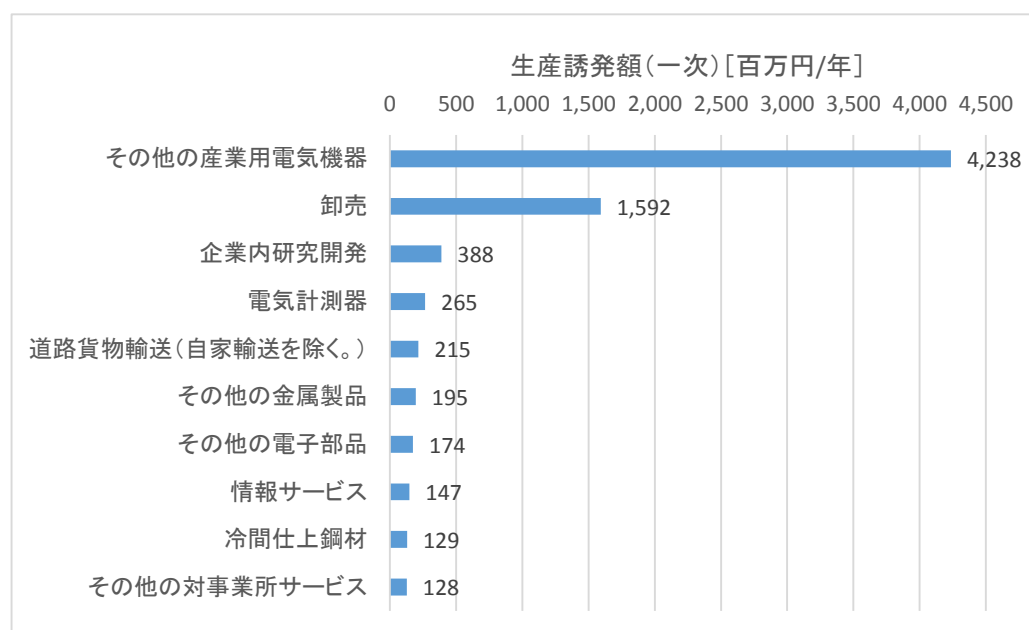


図 3-103 太陽光発電（住宅）の施設運用における生産誘発額の上位部門

## 2) 太陽光発電（非住宅）

2013 年から 2030 年までの太陽光発電（非住宅）の導入による経済波及効果を表 3-124、図 3-104 に示す。

太陽光発電（非住宅）では、FIT 導入直後の 2014 年の経済波及効果が大きく計上された。これは、FIT 導入による需要の向上が生じたものだと考えられる。住宅と比してピークが 1 年遅れているのは、導入までの準備期間によるものだと考えられる。2020 年以降に経済波及効果が大きく減少しているが、これは FIT による初期投資の誘発が小さくなったことが一因だと考えられる。

また、波及倍率については 2013 年の施設建設段階が 2.48、施設運用段階が 1.24 と建設段階に伴う波及効果が運用に比べて大きいこと。

表 3-124 太陽光発電（非住宅）の経済波及効果

百万円/年		2013		2014-2020		2021-2030	
		施設建設	施設運用	施設建設	施設運用	施設建設	施設運用
【直接効果】	①直接効果	1,249,234	179,043	949,209	856,808	72,694	538,459
	②中間投入額	949,361	18,338	721,355	87,755	55,244	55,150
	粗付加価値額(直接)	299,874	160,705	227,854	769,053	17,450	483,309
【1次波及効果】	③国内自給額	564,973	13,689	429,285	65,509	32,876	41,169
	④生産誘発額(1次)	1,162,417	25,846	883,243	123,686	67,642	77,730
	粗付加価値額(1次)	428,763	12,416	325,788	59,417	24,950	37,340
【2次波及効果】	⑤雇用者所得額計	672,369	33,412	510,888	159,893	39,126	100,484
	⑥消費誘発額	1,854,875	41,748	1,409,395	199,785	107,937	125,554
	⑦国内消費誘発額	937,385	14,750	712,256	70,584	54,547	44,358
	⑧生産誘発額(2次)	690,853	17,639	524,933	84,411	40,201	53,048
	⑨雇用者所得額(2次)	567,251	9,589	431,016	45,890	33,009	28,840
	粗付加価値額(2次)	1,150,098	17,639	873,882	84,411	66,925	53,048
⑩経済波及効果の合計額①+④+⑧		3,102,505	222,528	2,357,384	1,064,905	180,538	669,237
波及倍率		2.48	1.24	2.48	1.24	2.48	1.24

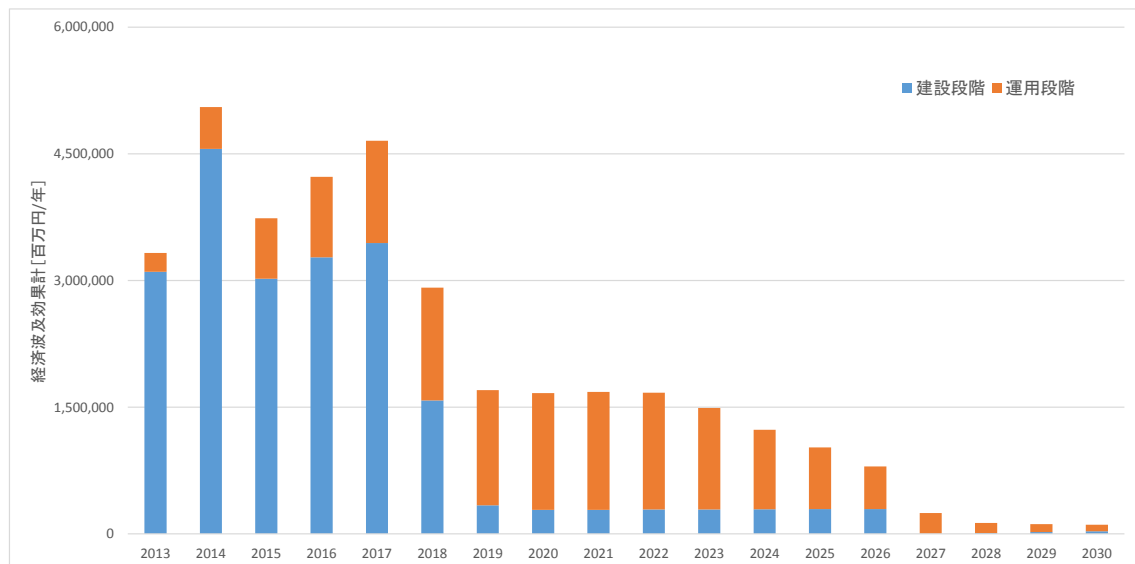


図 3-104 導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化



太陽光発電（非住宅）の施設建設段階における生産誘発額（一次）について、経済誘発額の部門別の内訳を図 3-105 に示す。また、生産誘発額（一次）の大きい上位 10 部門について図 3-106 に示す。

太陽光発電（非住宅）の施設建設における生産誘発額（一次）は、製造業への波及効果が全体の 46% となった。これは、住宅同様にモジュール製造等に用いる「半導体素子」や、架台設置などによる「その他の産業用電気機器」への誘発が一因だと考えられる。また、生産誘発額（一次）は、「太陽電池モジュール」が最も大きい結果となった。

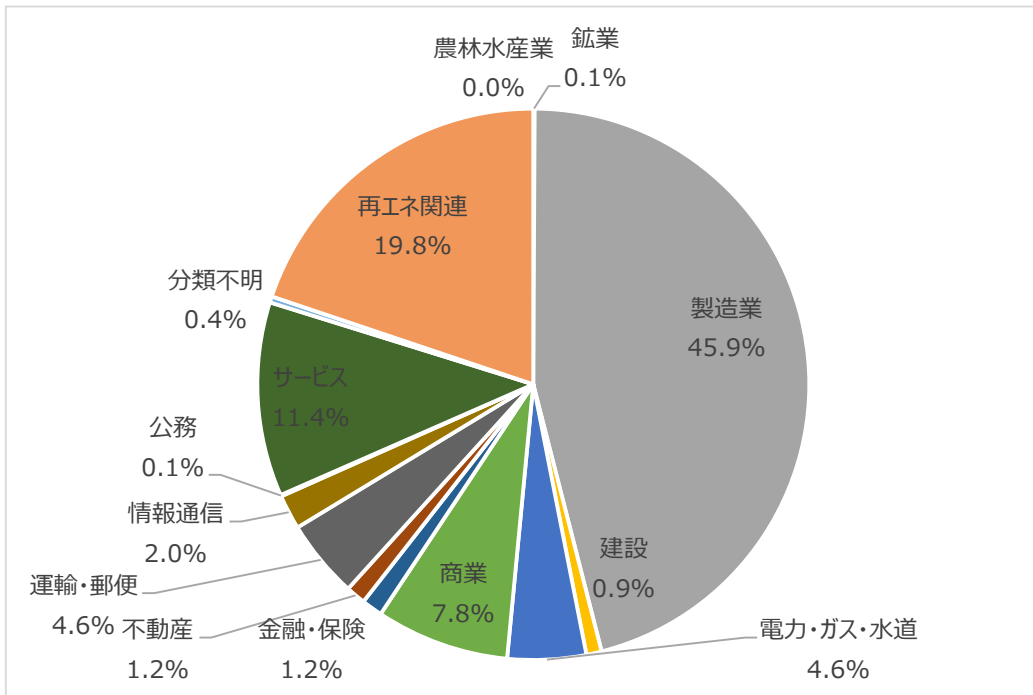


図 3-105 太陽光発電（非住宅）の施設建設における生産誘発額の内訳

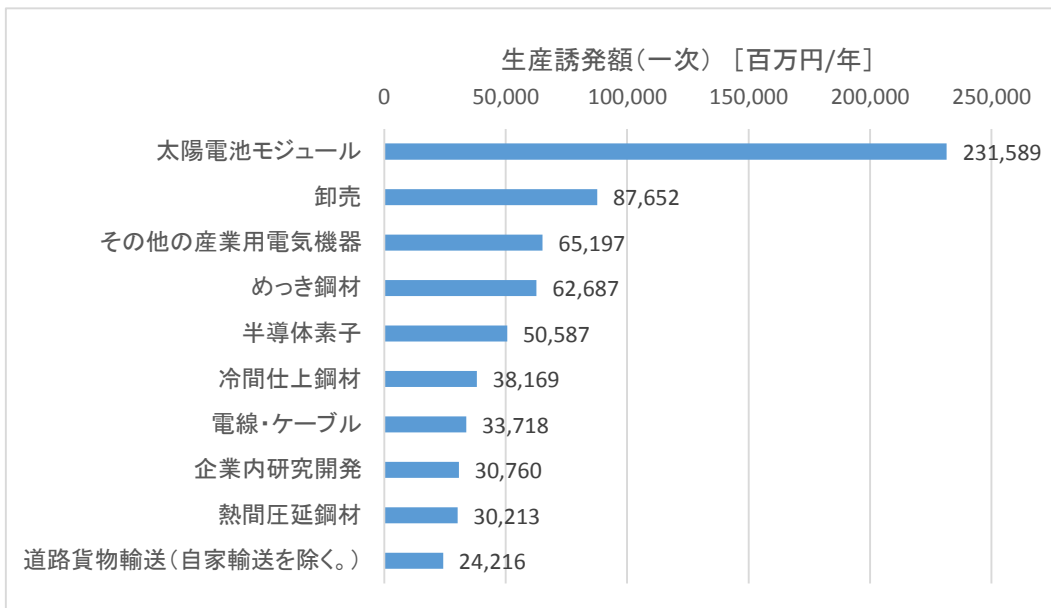


図 3-106 太陽光発電（非住宅）の施設建設における生産誘発額の上位部門

次に、太陽光発電（非住宅）の施設運用段階における生産誘発額（一次）について、経済誘発額の部門別の内訳を図 3-107 に示す。また、生産誘発額（一次）の大きい上位 10 部門について図 3-108 に示す。

太陽光発電（非住宅）の施設運用における生産誘発額（一次）は、製造業への波及効果が全体の 42% となった。施設運用に伴う波及も住宅と同様に、運用やメンテナンスに伴う「その他の産業用電気機器」や「電気計測器」への誘発が一因だと考えられる。また、生産誘発額（一次）は、「その他の産業用電気機器」が最も大きい結果となった。

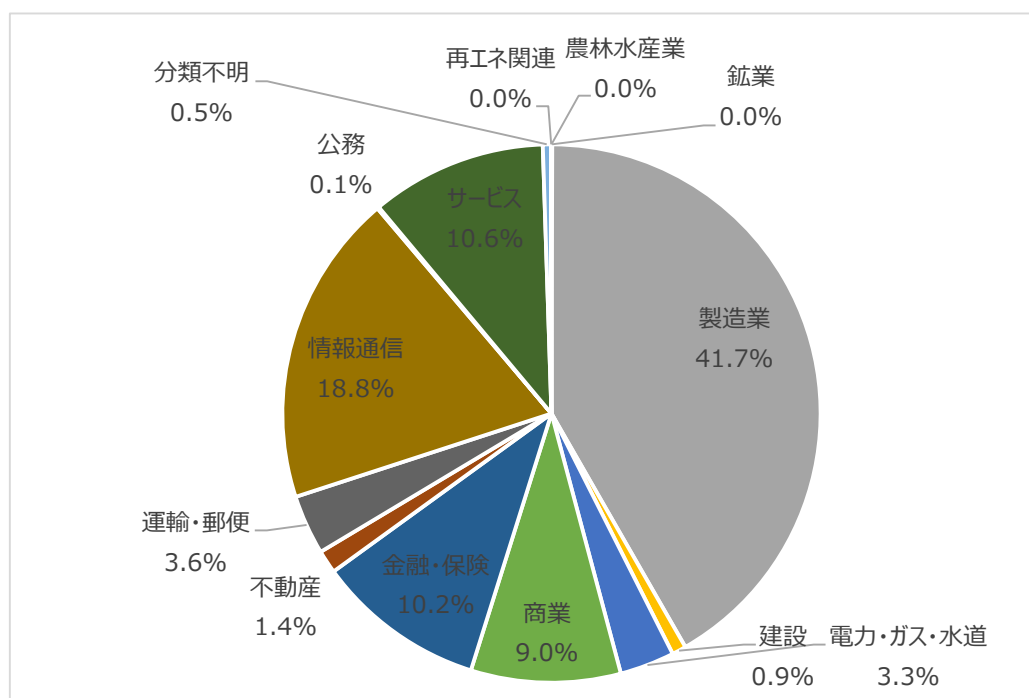


図 3-107 太陽光発電（非住宅）の施設運用における生産誘発額の内訳

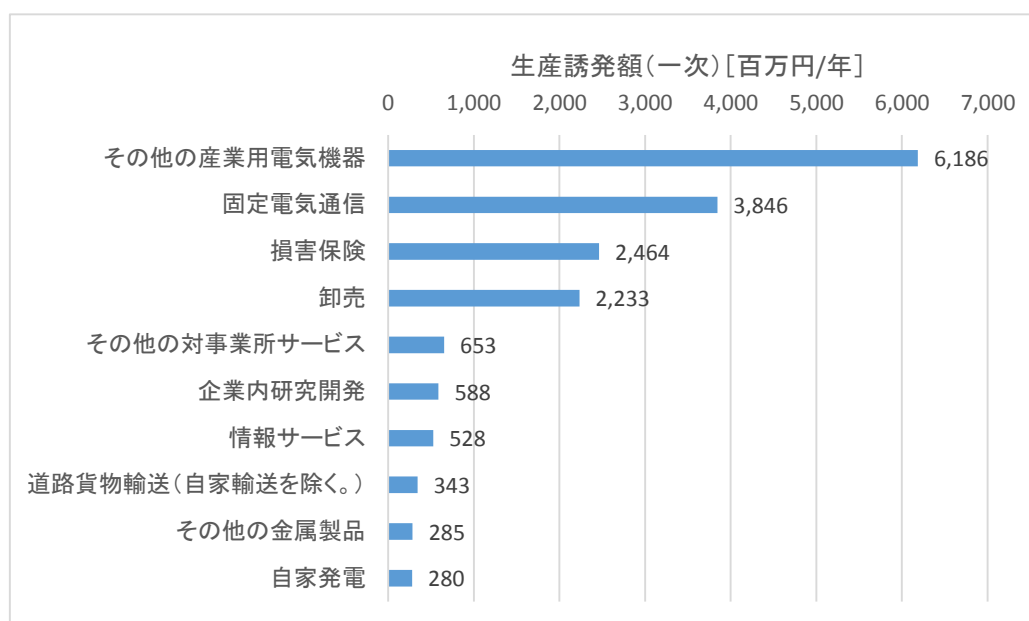


図 3-108 太陽光発電（非住宅）の施設運用における生産誘発額の上位部門

### 3) 太陽光発電（メガソーラー）

2013 年から 2030 年までの太陽光発電（メガソーラー）の導入による経済波及効果を表 3-125、図 3-109 に示す。

太陽光発電（メガソーラー）では、FIT 導入直後の 2016 年の経済波及効果が大きく計上された。これは、FIT の価格設定に伴うメガソーラー導入への駆け込み需要によって、施設建設段階の一時的な波及が生じたものだと考えられる。2018 年以降に FIT による初期投資の誘発が小さくなり経済波及効果が減少したと考えられる。他方で、太陽光発電（住宅）や太陽光発電（非住宅）と比べて、出力が大きいことや FIT の認定年数が長いことから、施設運用の波及効果のみでも継続して高い経済波及効果がある。

また、波及倍率については 2013 年の施設建設段階が 2.50、施設運用段階が 1.22 と建設段階に伴う波及効果が運用に比べて大きい。

表 3-125 太陽光発電（メガソーラー）の経済波及効果

百万円/年		2013		2014-2020		2021-2030	
		施設建設	施設運用	施設建設	施設運用	施設建設	施設運用
【直接効果】	①直接効果	599,949	102,301	859,432	597,619	40,449	814,107
	②中間投入額	441,404	4,747	632,315	27,733	29,760	37,779
	粗付加価値額(直接)	158,545	97,553	227,117	569,886	10,689	776,328
【1次波及効果】	③国内自給額	281,110	3,896	402,692	22,759	18,953	31,003
	④生産誘発額(1次)	559,175	7,180	801,023	41,946	37,700	57,142
	粗付加価値額(1次)	213,250	3,558	305,482	20,787	14,377	28,318
【2次波及効果】	⑤雇用者所得額計	301,386	15,904	431,738	92,908	20,320	126,564
	⑥消費誘発額	999,499	20,667	1,431,792	120,732	67,387	164,468
	⑦国内消費誘発額	460,716	17,462	659,980	102,009	31,062	138,961
	⑧生産誘発額(2次)	339,547	15,422	486,405	90,090	22,892	122,725
	⑨雇用者所得額(2次)	276,136	12,539	395,568	73,250	18,617	99,786
	粗付加価値額(2次)	547,488	15,422	784,282	90,090	36,912	122,725
	⑩経済波及効果の合計額(①+④+⑧)	1,498,671	124,903	2,146,860	729,655	101,041	993,974
	波及倍率	2.50	1.22	2.50	1.22	2.50	1.22

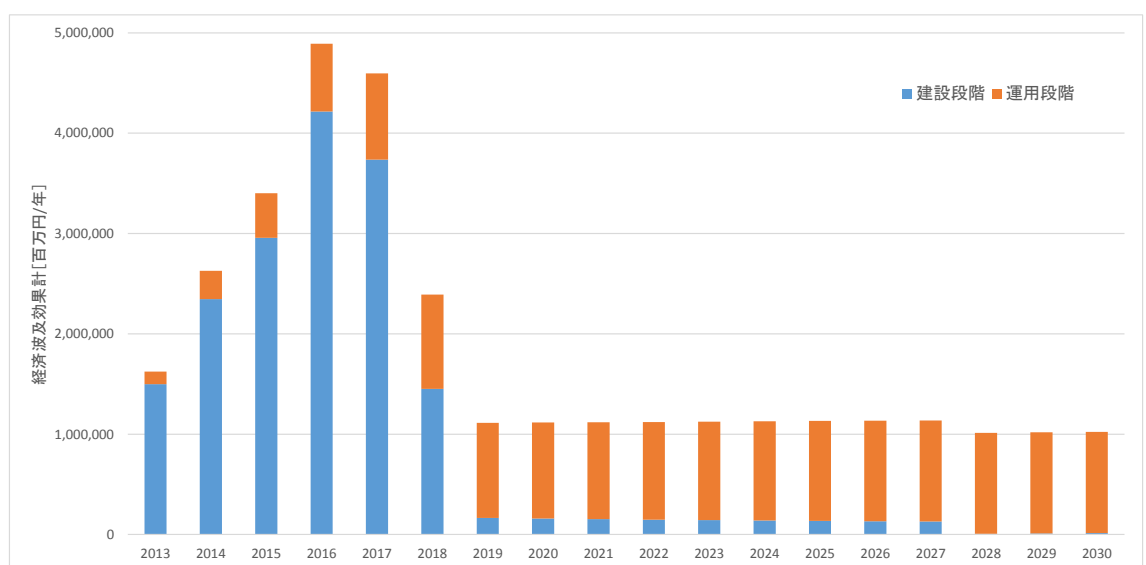


図 3-109 導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化

太陽光発電（メガソーラー）の施設建設段階における生産誘発額（一次）について、経済誘発額の部門別の内訳を図 3-110 に示す。また、生産誘発額（一次）の大きい上位 10 部門について図 3-111 に示す。

太陽光発電（メガソーラー）施設建設における生産誘発額（一次）は、製造業への波及効果が全体の 48% となった。製造業の波及効果が大きい要因は、太陽光発電（住宅）や太陽光発電（非住宅）と異なり、接続による「電線・ケーブル」や架台設置による「その他の産業用電気機器」への誘発が一因だと考えられる。また、生産誘発額（一次）は、「太陽電池モジュール」が最も大きい結果となった。

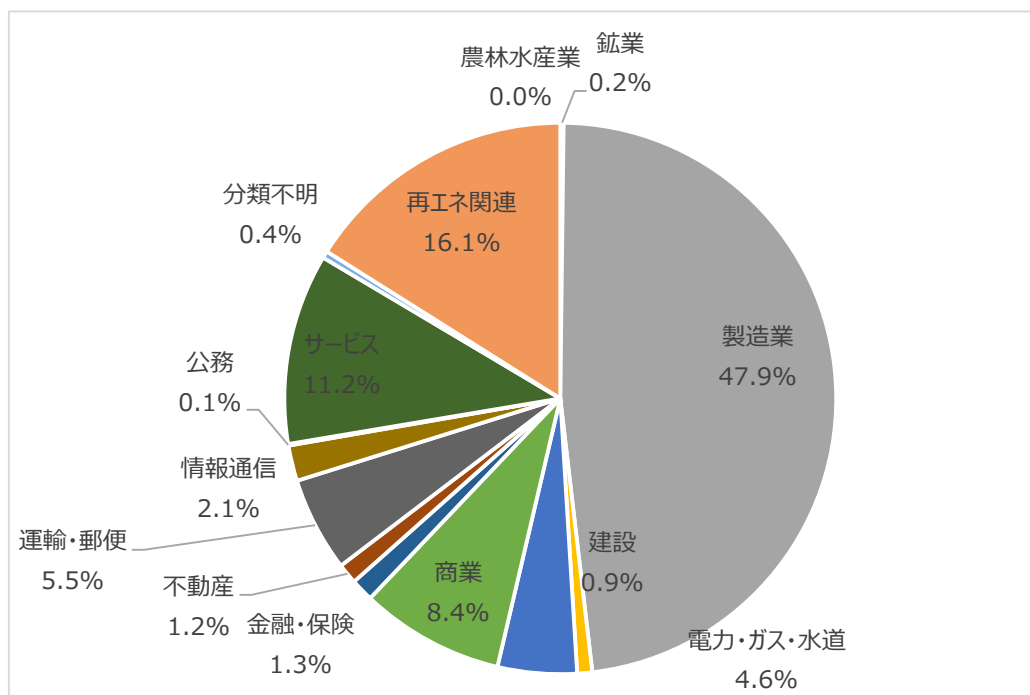


図 3-110 太陽光発電（メガソーラー）の施設建設における生産誘発額の内訳

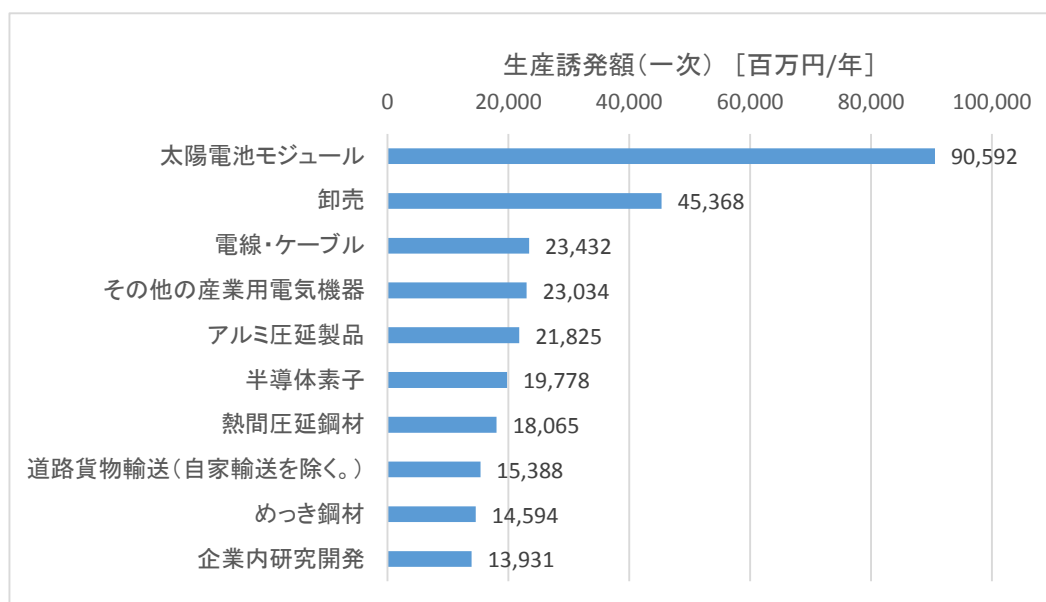


図 3-111 太陽光発電（メガソーラー）の施設建設における生産誘発額の上位部門

次に、太陽光発電（メガソーラー）の施設運用段階における生産誘発額（一次）について、経済誘発額の部門別の内訳を図 3-112 に示す。また、生産誘発額（一次）の大きい上位 10 部門について図 3-113 に示す。

太陽光発電（メガソーラー）の施設運用における生産誘発額（一次）は、製造業への波及効果が全体の 36% となった。施設運用に伴う波及も住宅と同様に、運用やメンテナンスに伴う「その他の産業用電気機器」や「電気計測器」への誘発が一因だと考えられる。また、生産誘発額（一次）は、「損害保険」が最も大きい結果となった。

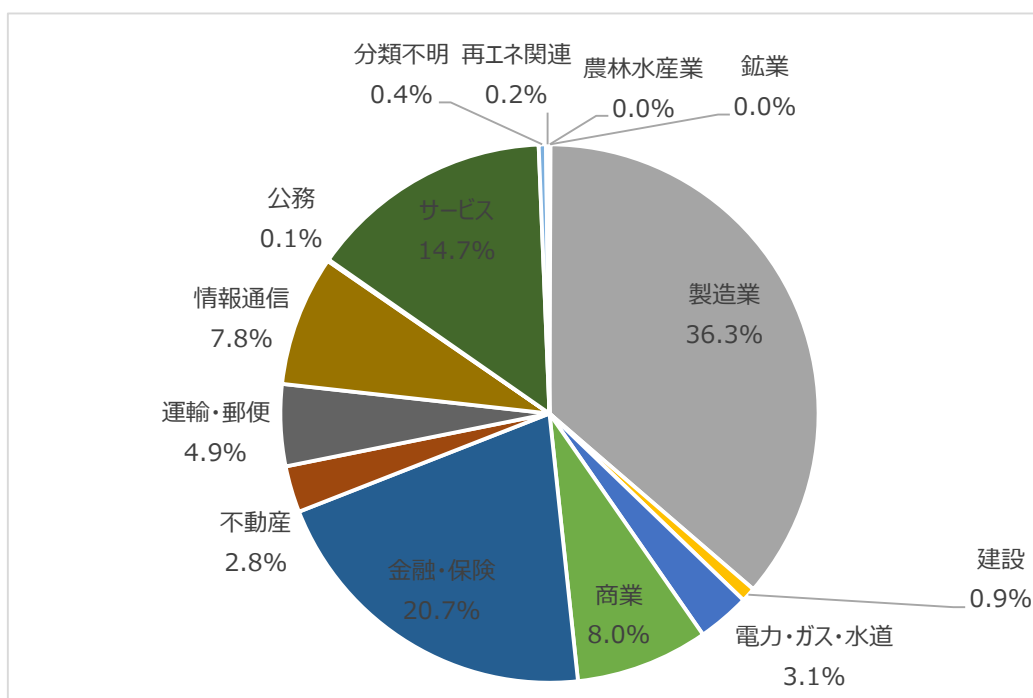


図 3-112 太陽光発電（メガソーラー）の施設運用における生産誘発額の内訳

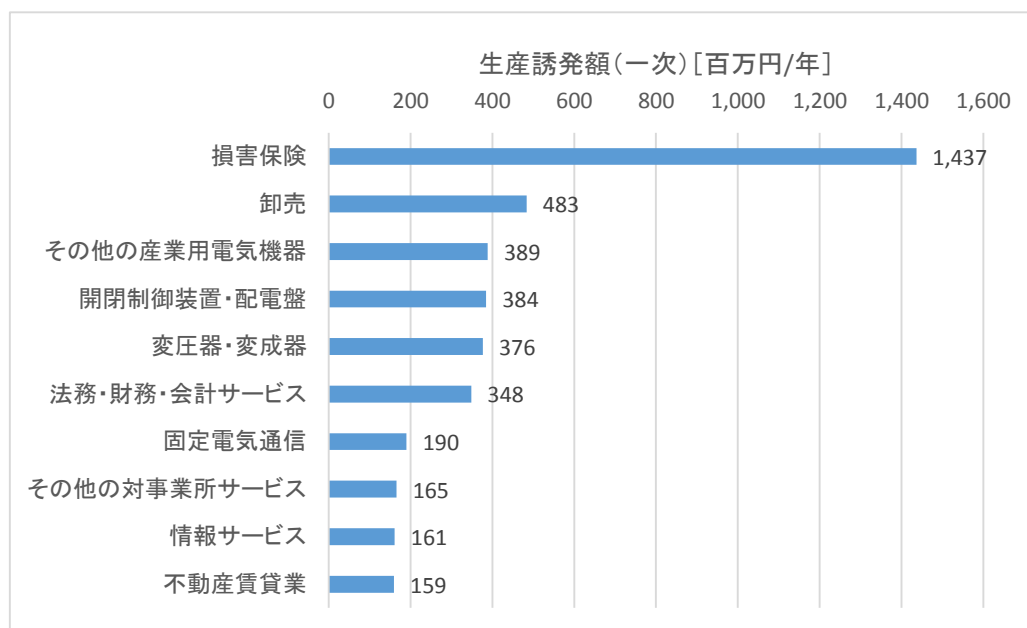


図 3-113 太陽光発電（メガソーラー）の施設運用における生産誘発額の上位部門

#### 4) 風力発電（陸上）

2013 年から 2030 年までの風力発電（陸上）の導入による経済波及効果を表 3-126、図 3-114 に示す。

風力発電（陸上）では、2018 年以降の経済波及効果が大きく計上された。風力発電（着床洋上）では、計画から導入までの間に環境アセスメントなどで多くの時間を要するため、FIT 制度の導入から数年遅れて需要が生じたものだと考えられる。

また、波及倍率については 2013 年の施設建設段階が 2.04、施設運用段階が 1.53 と建設段階に伴う波及効果が運用に比べて大きい。

表 3-126 風力発電（陸上）の経済波及効果

百万円/年		2013		2014-2020		2021-2030	
		施設建設	施設運用	施設建設	施設運用	施設建設	施設運用
【直接効果】	①直接効果	4,654	3,686	101,235	50,309	92,535	199,417
	②中間投入額	3,635	577	79,076	7,879	72,279	31,232
	粗付加価値額(直接)	1,019	3,108	22,160	42,430	20,255	168,185
【1次波及効果】	③国内自給額	1,632	502	35,503	6,857	32,452	27,182
	④生産誘発額(1次)	3,148	960	68,470	13,098	62,586	51,917
	粗付加価値額(1次)	1,441	449	31,351	6,136	28,657	24,321
【2次波及効果】	⑤雇用者所得額計	2,472	877	53,774	11,965	49,152	47,428
	⑥消費誘発額	7,887	1,048	171,574	14,307	156,828	56,713
	⑦国内消費誘発額	2,306	898	50,170	12,255	45,858	48,578
	⑧生産誘発額(2次)	1,700	979	36,975	13,369	33,797	52,991
	⑨雇用者所得額(2次)	1,515	605	32,959	8,265	30,127	32,760
	粗付加価値額(2次)	2,859	979	62,190	13,369	56,846	52,991
	⑩経済波及効果の合計額①+④+⑧	9,501	5,624	206,681	76,775	188,918	304,325
波及倍率		2.04	1.53	2.04	1.53	2.04	1.53

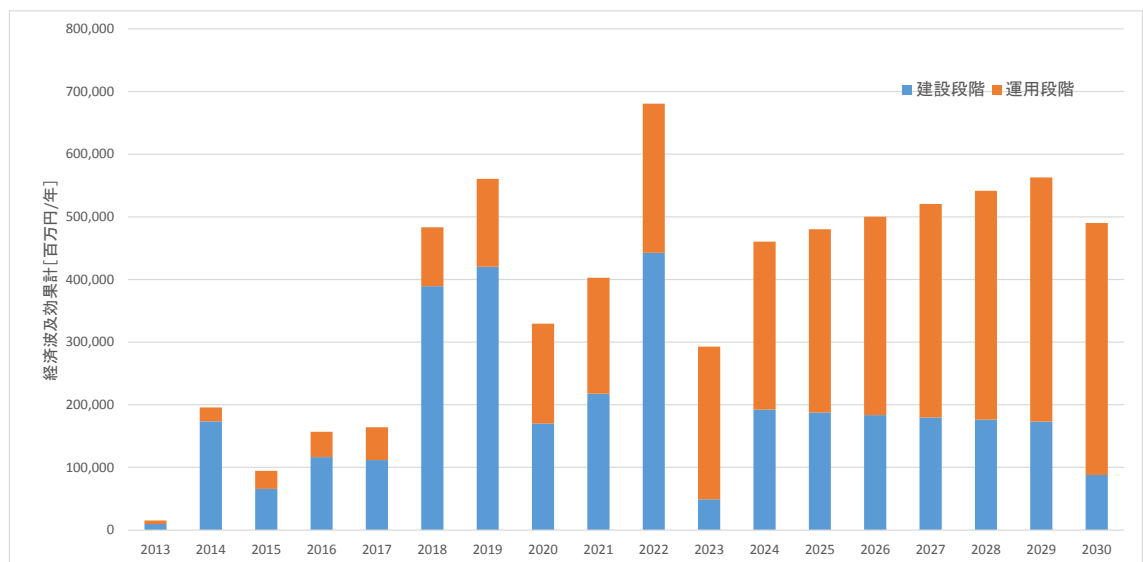


図 3-114 導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化

風力発電（陸上）の施設建設段階における生産誘発額（一次）について、経済誘発額の部門別の内訳を図 3-115 に示す。また、生産誘発額（一次）の大きい上位 10 部門について図 3-116 に示す。

風力発電（陸上）施設建設における生産誘発額（一次）は、製造業への波及効果が全体の 36% となった。これは、ナセル製造に伴う「その他のはん用機械」や、タワー製造に伴う「熱間圧延鋼材」への誘発などが一因だと考えられる。また、生産誘発額（一次）は、「ナセル（風力発電）」が最も大きい結果となった。

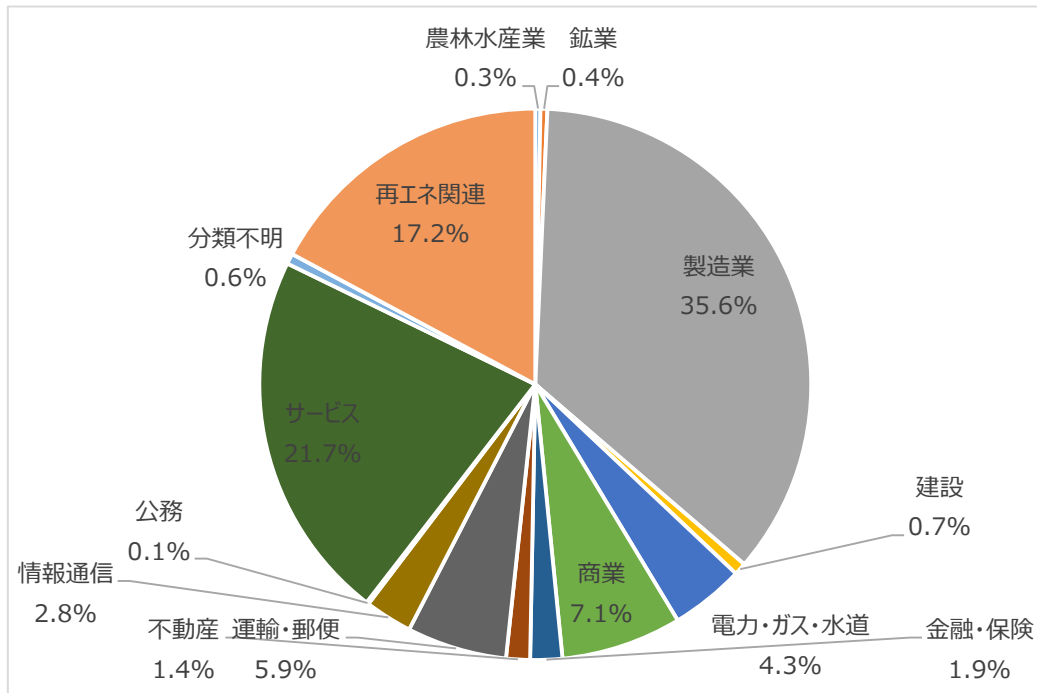


図 3-115 風力発電（陸上）の施設建設における生産誘発額の内訳

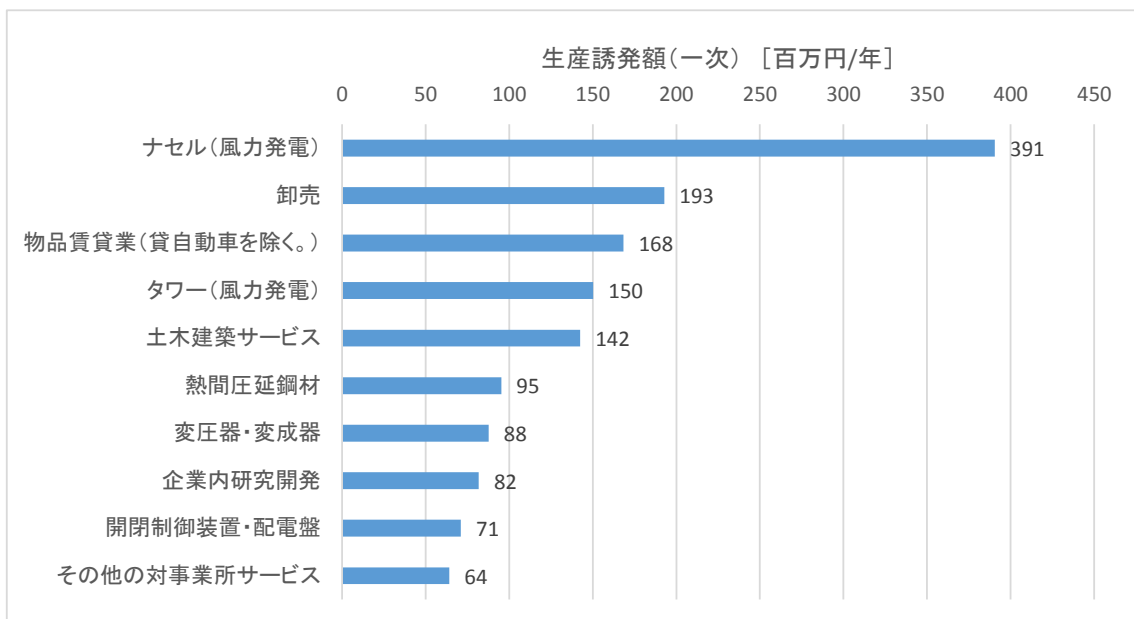


図 3-116 風力発電（陸上）の施設建設における生産誘発額の上位部門

次に、風力発電（陸上）の施設運用段階における生産誘発額（一次）について、経済誘発額の部門別の内訳を図 3-117 に示す。また、生産誘発額（一次）の大きい上位 10 部門について図 3-118 に示す。

風力発電（陸上）の施設運用における生産誘発額（一次）は、製造業への波及効果が全体の 37% となった。これは、ヨーシステムによる「その他の産業用電気機器」への誘発が一因だと考えられる。また、生産誘発額（一次）は、「損害保険」が最も大きく、次いで「卸売」「物品賃貸業（貸自動車を除く。）」である。

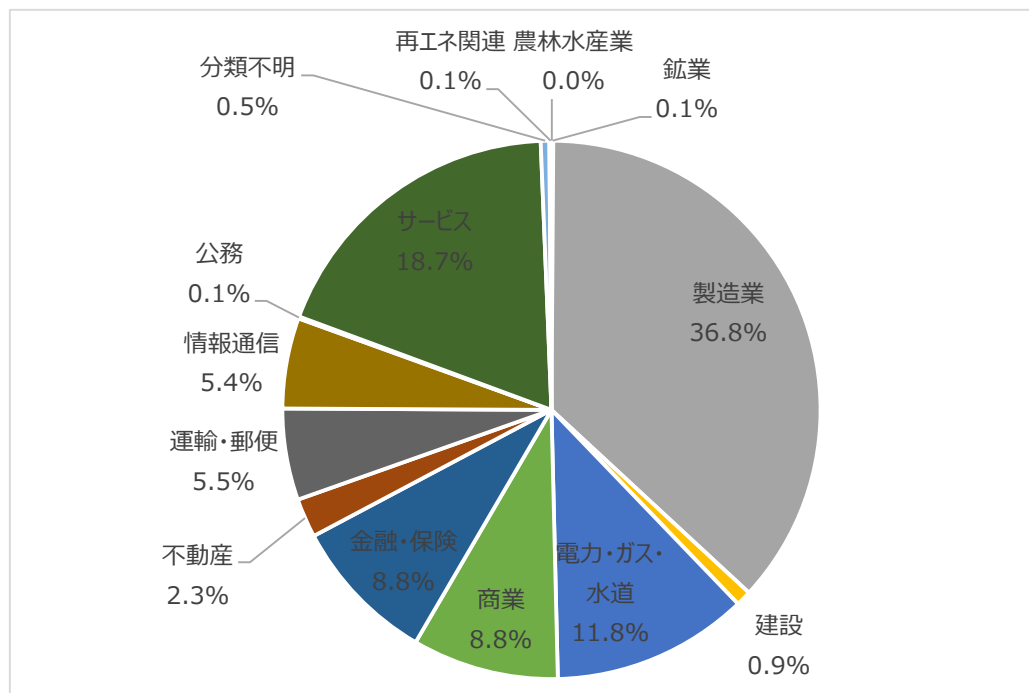


図 3-117 風力発電（陸上）の施設運用における生産誘発額の内訳

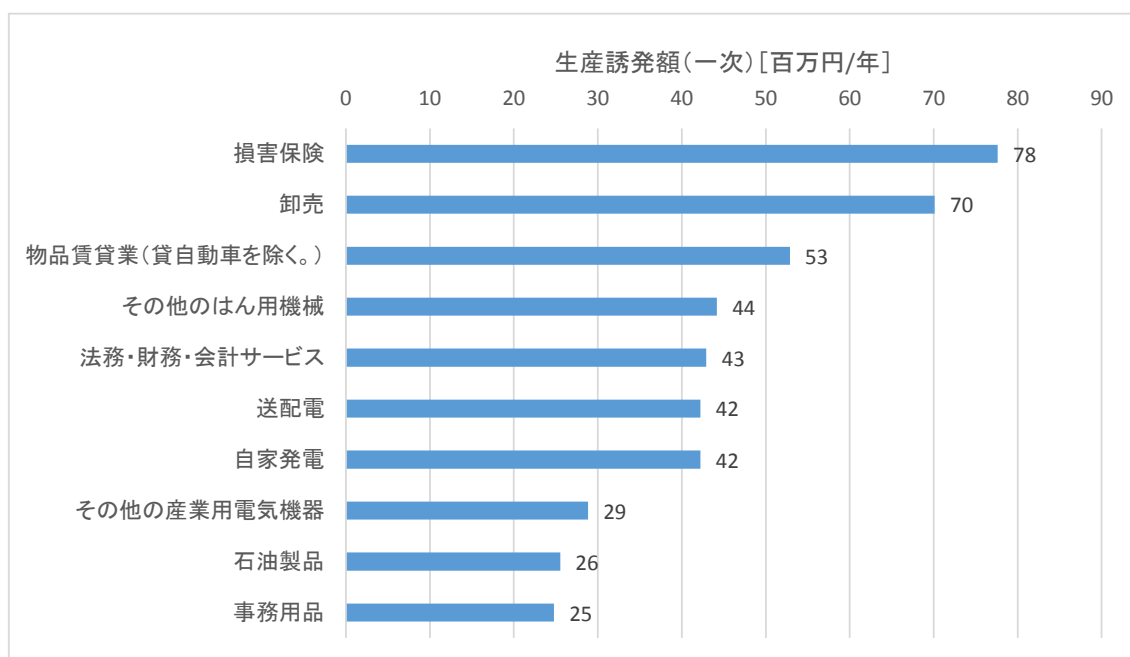


図 3-118 風力発電（陸上）の施設運用における生産誘発額の上位部門



## 5) 風力発電（着床洋上）

2013年から2030年までの風力発電（着床洋上）の導入による経済波及効果を表3-127、図3-119に示す。

風力発電（着床洋上）では、2020年以降の経済波及効果が大きく計上された。風力発電（着床洋上）では、計画から導入までの間に環境アセスメントなどで多くの時間を要するため、FIT制度の導入から数年遅れて需要が生じたものだと考えられる。また、2020年後半になるにつれて、施設運用に伴う波及効果の割合が大きく計上された。

また、波及倍率については2013年の施設建設段階が2.04、施設運用段階が1.53と建設段階に伴う波及効果が運用に比べて大きい。

なお、施設建設及び施設運用に伴う部門別の波及効果は、風力発電（陸上）と同様の投入係数を用いていることから同じ傾向となる。

表 3-127 風力発電（着床洋上）の経済波及効果

百万円/年		2013		2014-2020		2021-2030	
		施設建設	施設運用	施設建設	施設運用	施設建設	施設運用
【直接効果】	①直接効果	23,106	4,314	43,047	13,866	19,932	71,950
	②中間投入額	18,048	676	33,624	2,172	15,569	11,268
	粗付加価値額(直接)	5,058	3,638	9,423	11,695	4,363	60,681
【1次波及効果】	③国内自給額	8,103	588	15,097	1,890	6,990	9,807
	④生産誘発額(1次)	15,627	1,123	29,115	3,610	13,481	18,732
	粗付加価値額(1次)	7,155	526	13,331	1,691	6,172	8,775
【2次波及効果】	⑤雇用者所得額計	12,273	1,026	22,866	3,298	10,587	17,112
	⑥消費誘発額	39,159	1,227	72,956	3,944	33,780	20,462
	⑦国内消費誘発額	11,451	1,051	21,333	3,378	9,878	17,527
	⑧生産誘発額(2次)	8,439	1,146	15,723	3,685	7,280	19,119
	⑨雇用者所得額(2次)	7,522	709	14,015	2,278	6,489	11,820
	粗付加価値額(2次)	14,194	1,146	26,445	3,685	12,244	19,119
⑩経済波及効果の合計額①+④+⑧		47,172	6,584	87,885	21,161	40,692	109,801
波及倍率		2.04	1.53	2.04	1.53	2.04	1.53

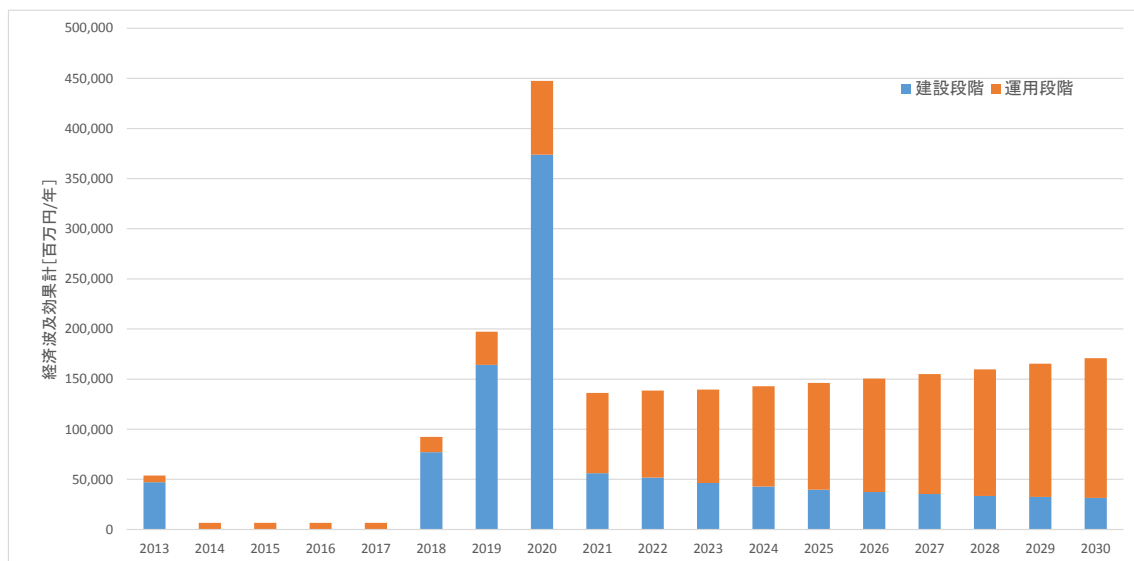


図 3-119 導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化

## 6) 風力発電（浮体洋上）

2013年から2030年までの風力発電（浮体洋上）の導入による経済波及効果を表3-128、図3-120に示す。

風力発電（浮体洋上）では、2020年、2022年の経済波及効果が大きく計上された。これは、導入見込量の推計としてアセス案件の積上げによる推計を実施しているためである。よって、今後の導入計画によっては、施設建設に伴う波及効果が計上される年が変動する可能性がある。

また、波及倍率については2013年の施設建設段階が2.04、施設運用段階が1.53と建設段階に伴う波及効果が運用に比べて大きい。

なお、施設建設及び施設運用に伴う部門別の波及効果は、風力発電（陸上）と同様の投入係数を用いていることから同じ傾向となる。

表 3-128 風力発電（浮体洋上）の経済波及効果

百万円/年	2013		2014-2020		2021-2030		
	施設建設	施設運用	施設建設	施設運用	施設建設	施設運用	
【直接効果】	①直接効果	2,511	378	1,944	649	470	2,812
	②中間投入額	1,962	59	1,518	102	367	440
	粗付加価値額(直接)	550	319	426	548	103	2,372
【1次波及効果】	③国内自給額	881	52	682	89	165	383
	④生産誘発額(1次)	1,698	99	1,315	169	318	732
	粗付加価値額(1次)	778	46	602	79	146	343
【2次波及効果】	⑤雇用者所得額計	1,334	90	1,033	154	250	669
	⑥消費誘発額	4,256	108	3,295	185	797	800
	⑦国内消費誘発額	1,244	92	963	158	233	685
	⑧生産誘発額(2次)	917	101	710	173	172	747
	⑨雇用者所得額(2次)	818	62	633	107	153	462
	粗付加価値額(2次)	1,543	101	1,194	173	289	747
	⑩経済波及効果の合計額(①+④+⑧)	5,127	578	3,969	991	960	4,292
波及倍率	2.04	1.53	2.04	1.53	2.04	1.53	

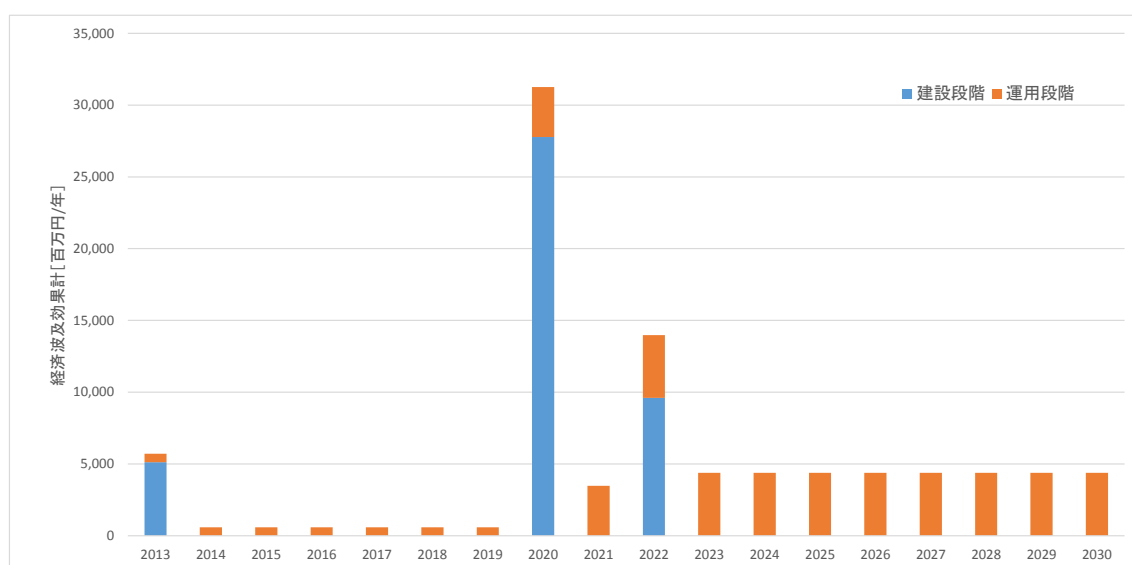


図 3-120 導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化

## 7) 水力発電（中小水力）

2013年から2030年までの水力発電（中小水力）の導入による経済波及効果を表3-129、図3-121に示す。

水力発電（中小水力）は、2013年から2030年まで経済波及効果が増加傾向にあるが、2019年時に一度、施設建設に伴う波及が減少している。

また、波及倍率については2013年の施設建設段階が2.90、施設運用段階が1.11と建設段階に伴う波及効果が運用に比べて大きい。

表 3-129 水力発電（中小水力）の経済波及効果

百万円/年		2013		2014-2020		2021-2030	
		施設建設	施設運用	施設建設	施設運用	施設建設	施設運用
【直接効果】	①直接効果	2,162	429	9,007	5,037	9,882	17,097
	②中間投入額	1,437	12	5,988	143	6,570	486
	粗付加価値額（直接）	725	417	3,019	4,894	3,313	16,611
【1次波及効果】	③国内自給額	1,292	10	5,383	119	5,906	405
	④生産誘発額（1次）	2,618	18	10,911	206	11,971	699
	粗付加価値額（1次）	1,135	9	4,730	111	5,190	377
【2次波及効果】	⑤雇用者所得額計	1,538	61	6,409	715	7,032	2,426
	⑥消費誘発額	2,837	81	11,821	949	12,970	3,222
	⑦国内消費誘発額	2,023	33	8,431	386	9,250	1,311
	⑧生産誘発額（2次）	1,491	29	6,213	340	6,817	1,154
	⑨雇用者所得額（2次）	1,336	24	5,569	276	6,110	938
	粗付加価値額（2次）	2,762	29	11,508	340	12,626	1,154
	⑨経済波及効果の合計額①+④+⑧	6,271	475	26,131	5,584	28,670	18,951
波及倍率		2.90	1.11	2.90	1.11	2.90	1.11

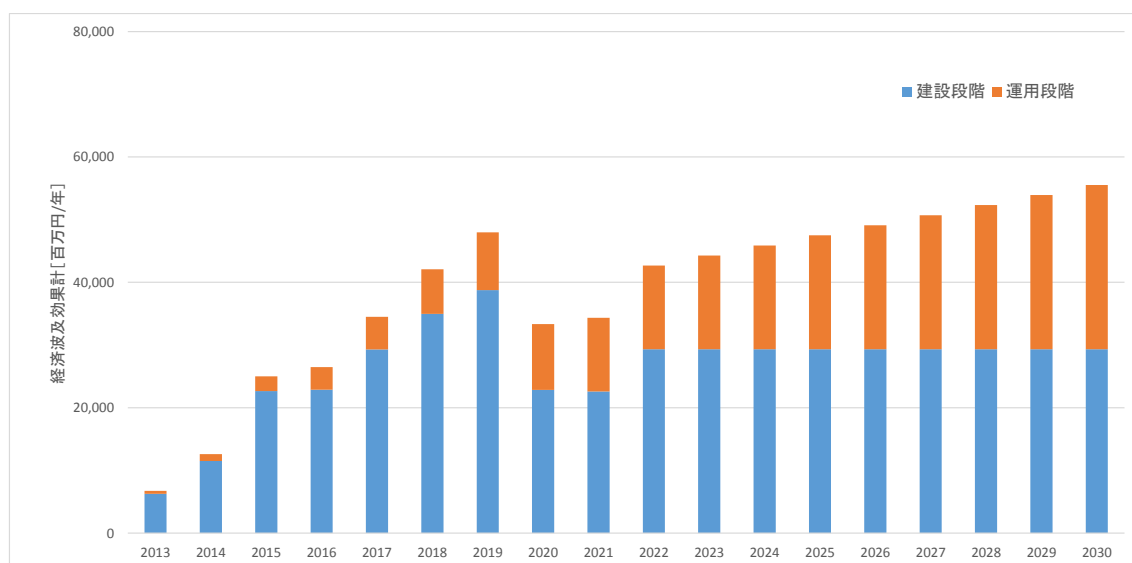


図 3-121 導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化

水力発電（中小水力）の施設建設段階における生産誘発額（一次）について、経済誘発額の部門別の内訳を図 3-122 に示す。また、生産誘発額（一次）の大きい上位 10 部門について図 3-123 に示す。

水力発電（中小水力）施設建設における生産誘発額（一次）は、製造業への波及効果が全体の 55% となった。これは、「タービン」やその製造に伴う「その他のはん用機械」への誘発が一因だと考えられる。また、水圧管路の製造に伴う「プラスチック製品」への誘発がみられる。また、生産誘発額（一次）は、「卸売」が最も大きい結果となった。

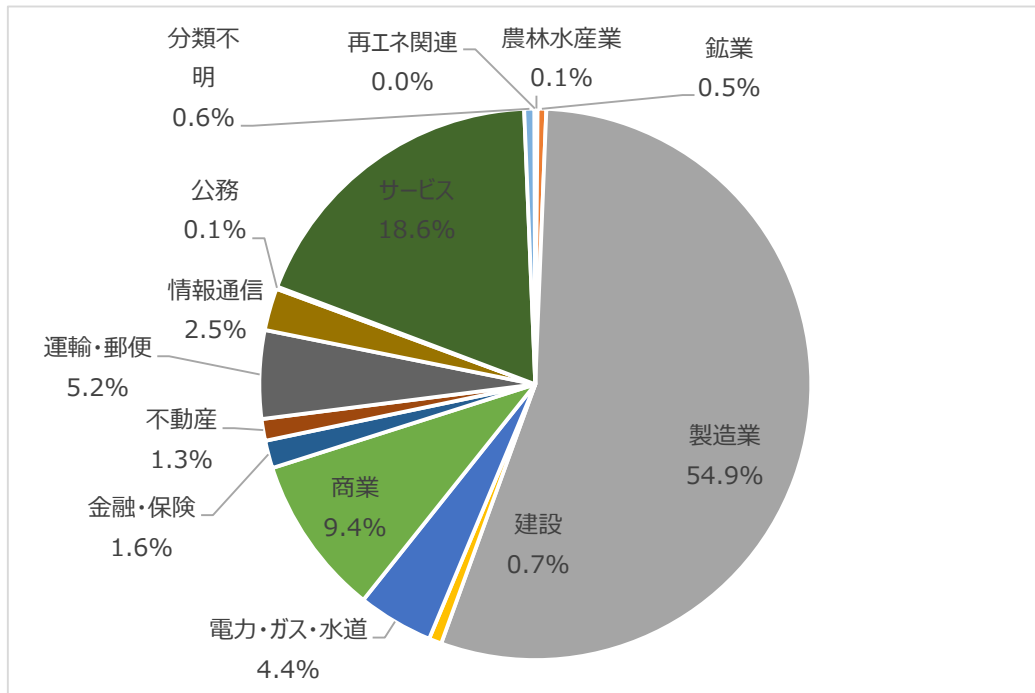


図 3-122 水力発電（中小水力）の施設建設における生産誘発額の内訳

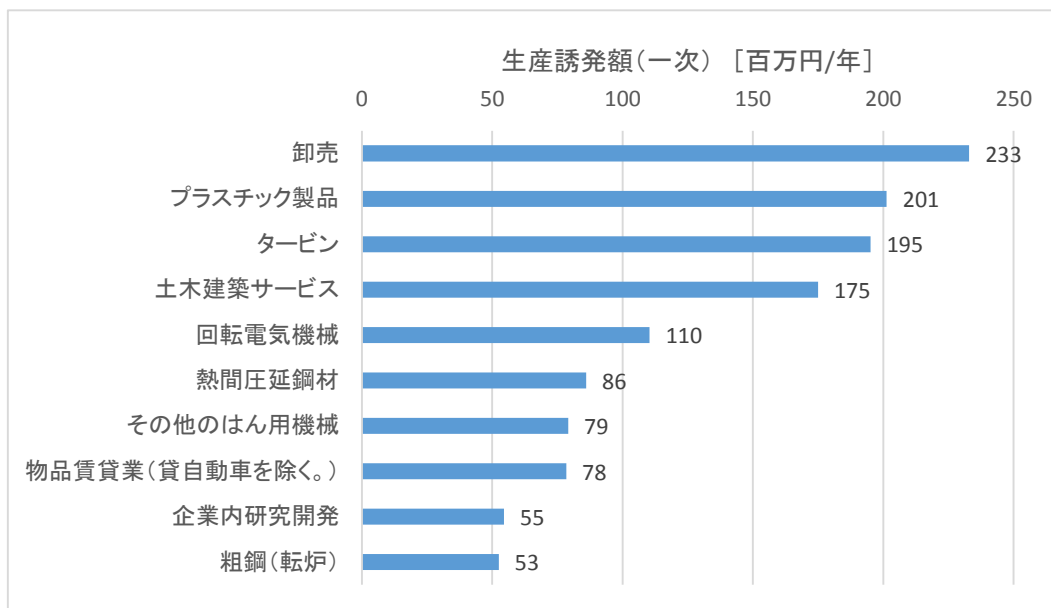


図 3-123 水力発電（中小水力）の施設建設における生産誘発額の上位部門

次に、水力発電（中小水力）の施設運用段階における生産誘発額（一次）について、経済誘発額の部門別の内訳を図 3-124 に示す。また、生産誘発額（一次）の大きい上位 10 部門について図 3-125 に示す。

水力発電（中小水力）の施設運用における生産誘発額（一次）は、金融・保険業への波及効果が全体の 35% となった。これは、小水力発電の運用における「損害保険」への誘発が主な要因だと考えられる。また、生産誘発額（一次）は、「損害保険」が最も大きい結果となった。

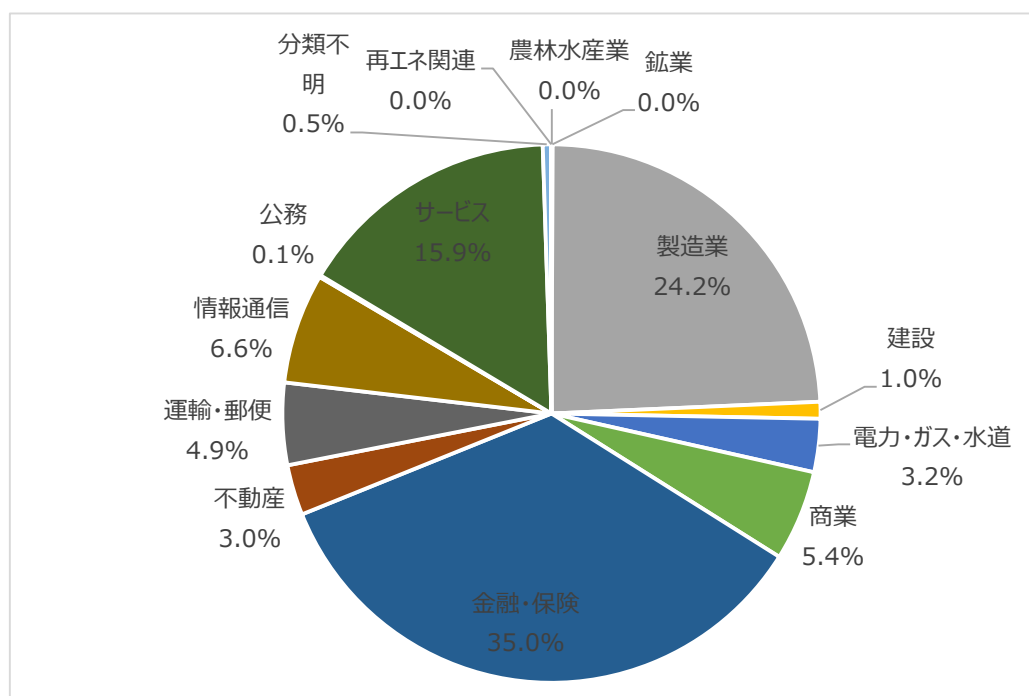


図 3-124 水力発電（中小水力）の施設運用における生産誘発額の内訳

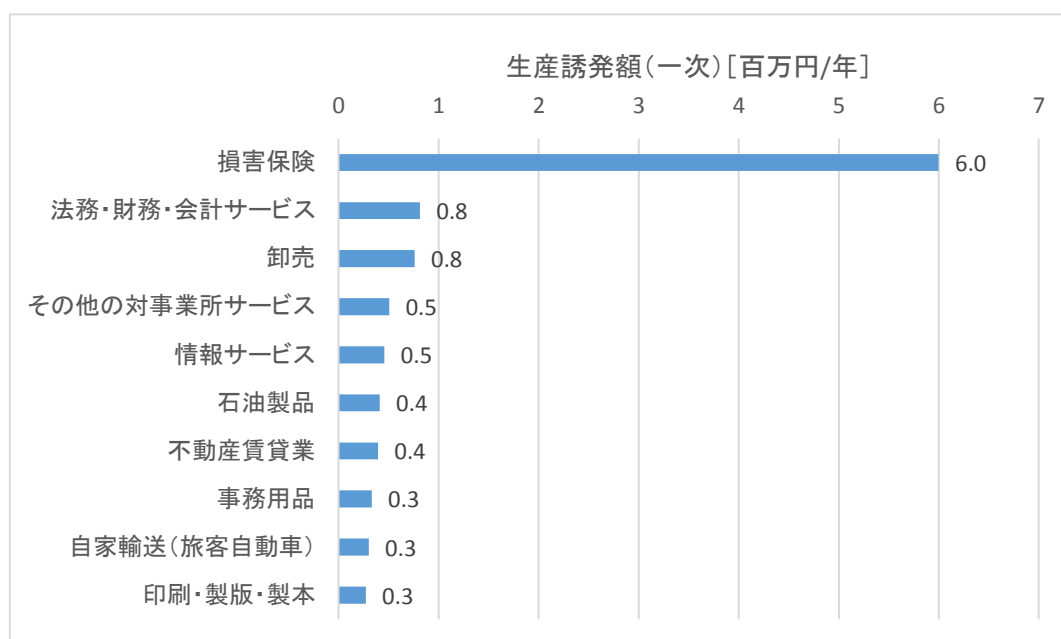


図 3-125 水力発電（中小水力）の施設運用における生産誘発額の上位部門

## 8) 地熱発電（大規模）

2013年から2030年までの地熱発電（大規模）の導入による経済波及効果を表 3-130、図 3-126 に示す。

地熱発電（大規模）では、2020年以降の経済波及効果が大きく計上された。地熱発電（大規模）は、計画から導入までの間に資源調査や環境アセスメントなどで多くの時間を要するため、FIT制度の導入から数年遅れて需要が生じたものだと考えられる。また、太陽光発電や風力発電と比べて稼働率が高いことから、導入が進んだ2020年代後半では施設運用に伴う経済波及効果も大きい。なお、地熱発電（大規模）は2013年に導入されていないため、2014年以降の波及効果について分析を行う。

波及倍率については、2014年の施設建設段階が3.32、施設運用段階が1.23と建設段階に伴う波及効果が運用に比べて大きい。

表 3-130 地熱発電（大規模）の経済波及効果

百万円/年	2013		2014-2020		2021-2030		
	施設建設	施設運用	施設建設	施設運用	施設建設	施設運用	
【直接効果】	①直接効果	0	0	4,740	2,988	30,020	41,641
	②中間投入額	0	0	3,504	179	22,195	2,501
	粗付加価値額（直接）	0	0	1,236	2,808	7,825	39,139
【1次波及効果】	③国内自給額	0	0	3,313	171	20,984	2,376
	④生産誘発額（1次）	0	0	7,154	348	45,307	4,856
	粗付加価値額（1次）	0	0	2,842	148	18,001	2,064
【2次波及効果】	⑤雇用者所得額計	0	0	3,736	332	23,659	4,633
	⑥消費誘発額	0	0	7,942	471	50,300	6,571
	⑦国内消費誘発額	0	0	5,183	288	32,824	4,020
	⑧生産誘発額（2次）	0	0	3,820	327	24,192	4,559
	⑨雇用者所得額（2次）	0	0	3,386	192	21,447	2,672
	粗付加価値額（2次）	0	0	7,277	327	46,090	4,559
	⑩経済波及効果の合計額①+④+⑧	0	0	15,713	3,663	99,519	51,055
波及倍率	-	-	3.32	1.23	3.32	1.23	

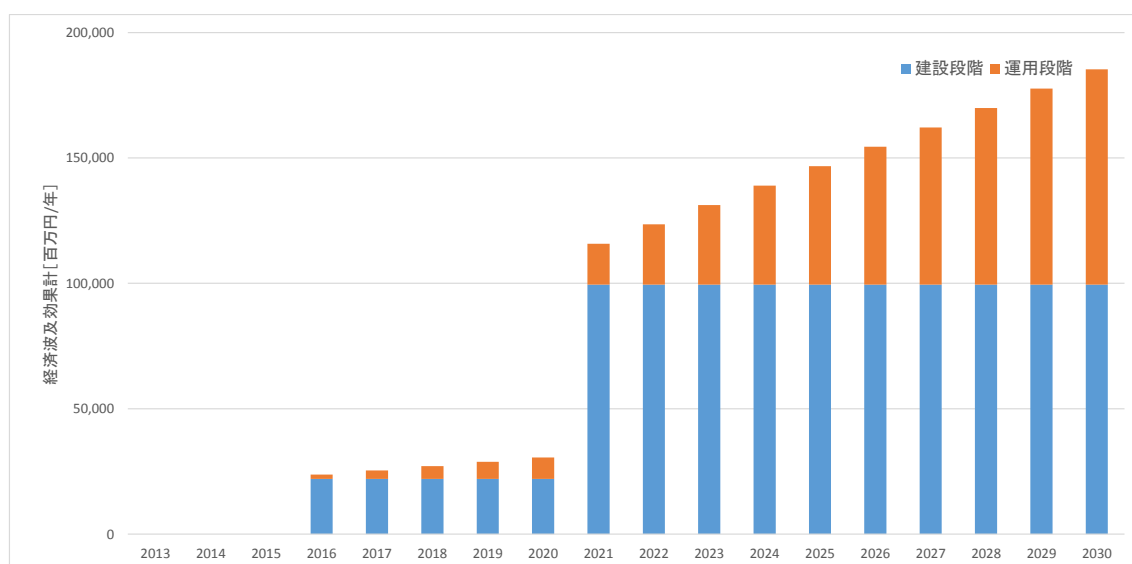


図 3-126 導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化

地熱発電（大規模）の施設建設段階における生産誘発額（一次）について、経済誘発額の部門別の内訳を図 3-127 に示す。また、生産誘発額（一次）の大きい上位 10 部門について図 3-128 に示す。

地熱発電（大規模）施設建設における生産誘発額（一次）は、製造業への波及効果が全体の 45% となった。これは、生産井掘削、還元井掘削、蒸気輸送管敷設に伴う「熱間圧延鋼材」や「鋼管」などへの誘発が要因だと考えられる。また、生産誘発額（一次）は、「生産井掘削」が最も大きい結果となった。

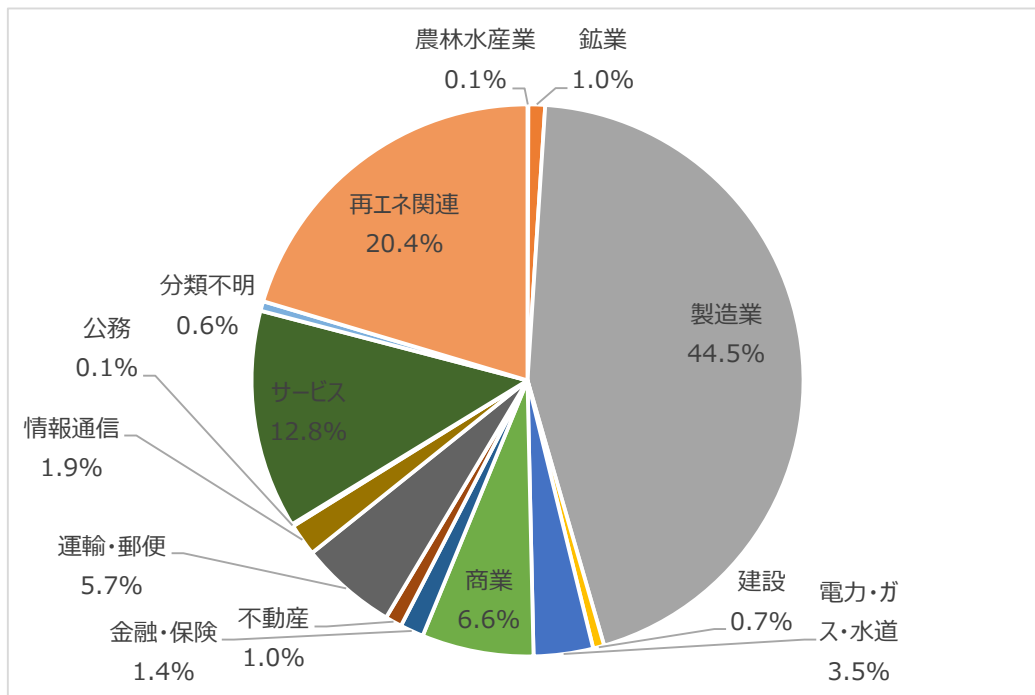


図 3-127 地熱発電（大規模）の施設建設における生産誘発額の内訳

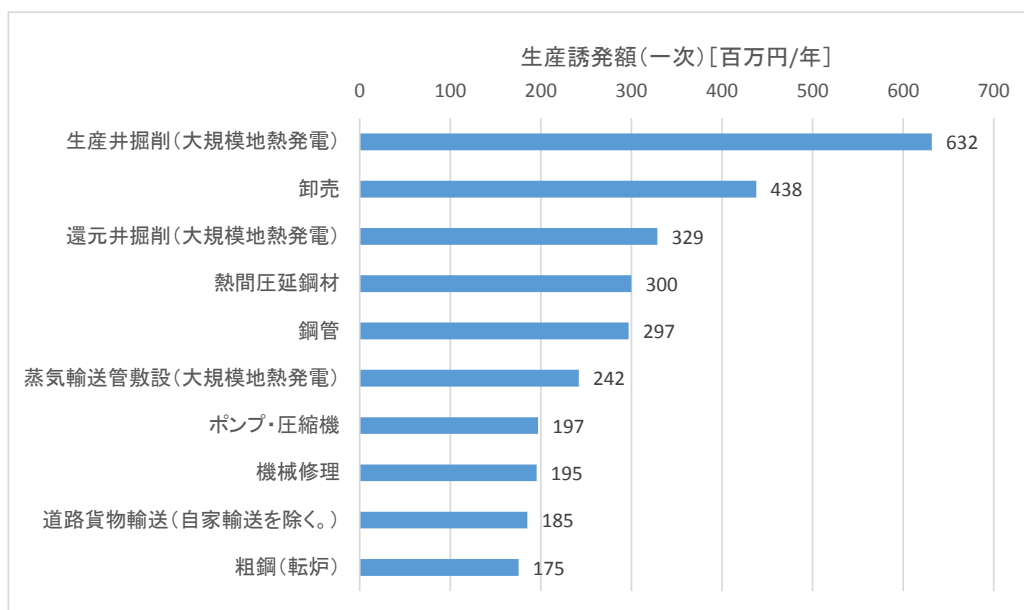


図 3-128 地熱発電（大規模）の施設建設における生産誘発額の上位部門

次に、地熱発電（大規模）の施設運用段階における生産誘発額（一次）について、経済誘発額の部門別の内訳を図 3-129 に示す。また、生産誘発額（一次）の大きい上位 10 部門について図 3-130 に示す。

地熱発電（大規模）の施設運用における生産誘発額（一次）は、製造業への波及効果が全体の 28% となった。これは、蒸気の衰退に伴う追加的な生産井掘削、還元井掘削による「鋼管」や「熱間圧延鋼材」への誘発が主な要因だと考えられる。また、生産誘発額（一次）は、施設建設と同様に「生産井掘削」が最も大きい結果となった。

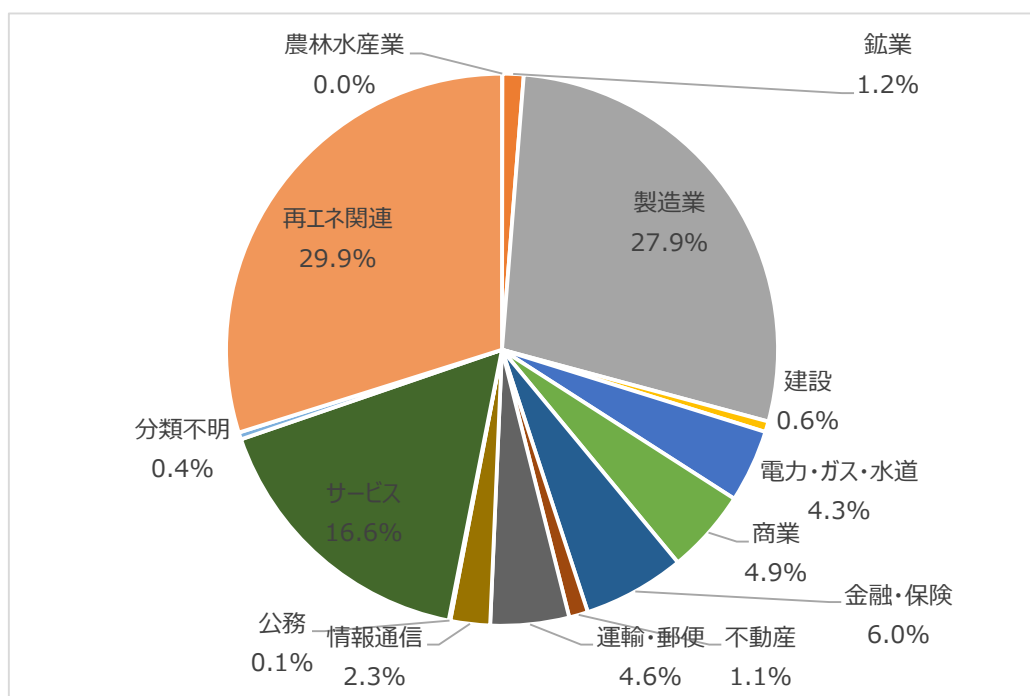


図 3-129 地熱発電（大規模）の施設運用における生産誘発額の内訳

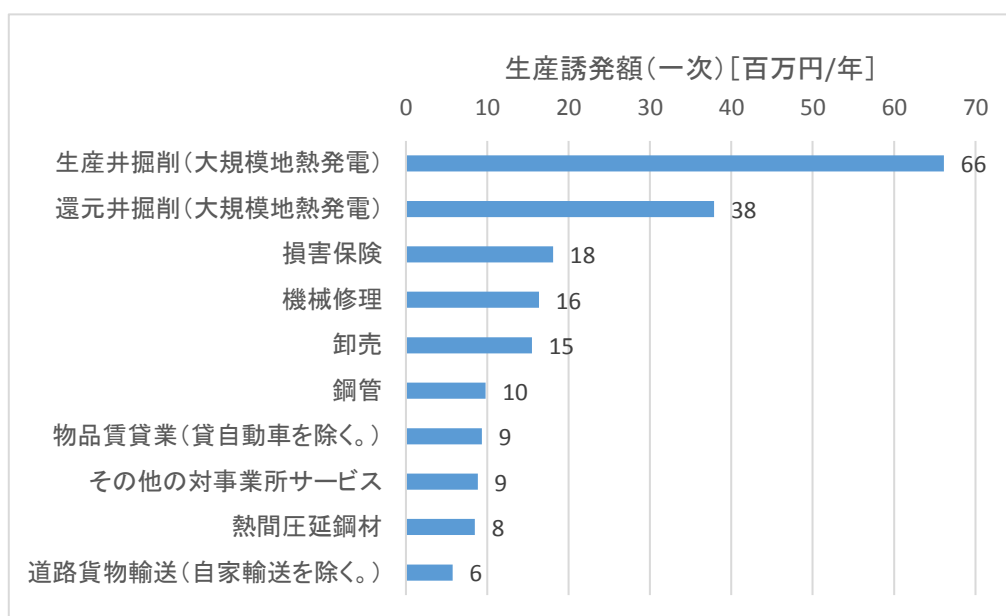


図 3-130 地熱発電（大規模）の施設運用における生産誘発額の上位部門



## 9) 地熱発電（小規模）

2013年から2030年までの地熱発電（小規模）の導入による経済波及効果を表 3-131、図 3-131 に示す。

地熱発電（小規模）では、FIT 導入後の 2015 年の経済波及効果が大きく計上された。これは、地熱発電（小規模）の導入を行う際に、生産井掘削等で 1、2 年の遅れが生じるため、FIT 制度の導入年から遅れて需要が生じたものだと考えられる。

また、波及倍率については 2013 年の施設建設段階が 2.87、施設運用段階が 1.09 と建設段階に伴う波及効果が運用に比べて大きい。

表 3-131 地熱発電（小規模）の経済波及効果

百万円/年	2013		2014-2020		2021-2030	
	施設建設	施設運用	施設建設	施設運用	施設建設	施設運用
【直接効果】						
①直接効果	59	12	2,597	2,694	3,229	7,205
②中間投入額	39	0	1,702	69	2,116	184
粗付加価値額(直接)	20	12	895	2,625	1,112	7,021
【1次波及効果】						
③国内自給額	35	0	1,527	62	1,899	165
④生産誘発額(1次)	70	1	3,073	118	3,821	315
粗付加価値額(1次)	30	0	1,342	56	1,668	150
【2次波及効果】						
⑤雇用者所得額計	57	1	2,521	184	3,134	491
⑥消費誘発額	126	1	5,559	309	6,911	827
⑦国内消費誘発額	55	1	2,403	137	2,988	367
⑧生産誘発額(2次)	40	1	1,771	133	2,202	354
⑨雇用者所得額(2次)	36	0	1,590	94	1,977	251
粗付加価値額(2次)	75	1	3,305	133	4,109	354
⑩経済波及効果の合計額(①+④+⑧)	169	13	7,441	2,944	9,252	7,875
波及倍率	2.87	1.09	2.87	1.09	2.87	1.09

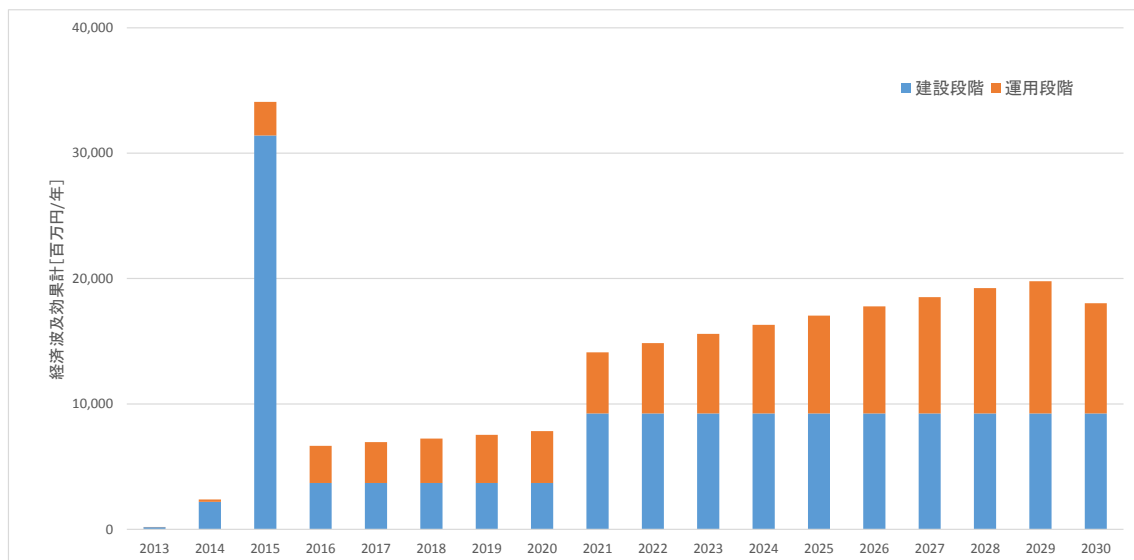


図 3-131 導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化

地熱発電（小規模）の施設建設段階における生産誘発額（一次）について、経済誘発額の部門別の内訳を図 3-132 に示す。また、生産誘発額（一次）の大きい上位 10 部門について図 3-133 に示す。

地熱発電（小規模）の施設建設における生産誘発額（一次）は、製造業への波及効果が全体の 55% となった。これは、施設建設に伴う「熱間圧延鋼材」や「金属製容器・製缶板金製品」への誘発が一因だと考えられる。また、生産誘発額（一次）は、「卸売」が最も大きい結果となった。

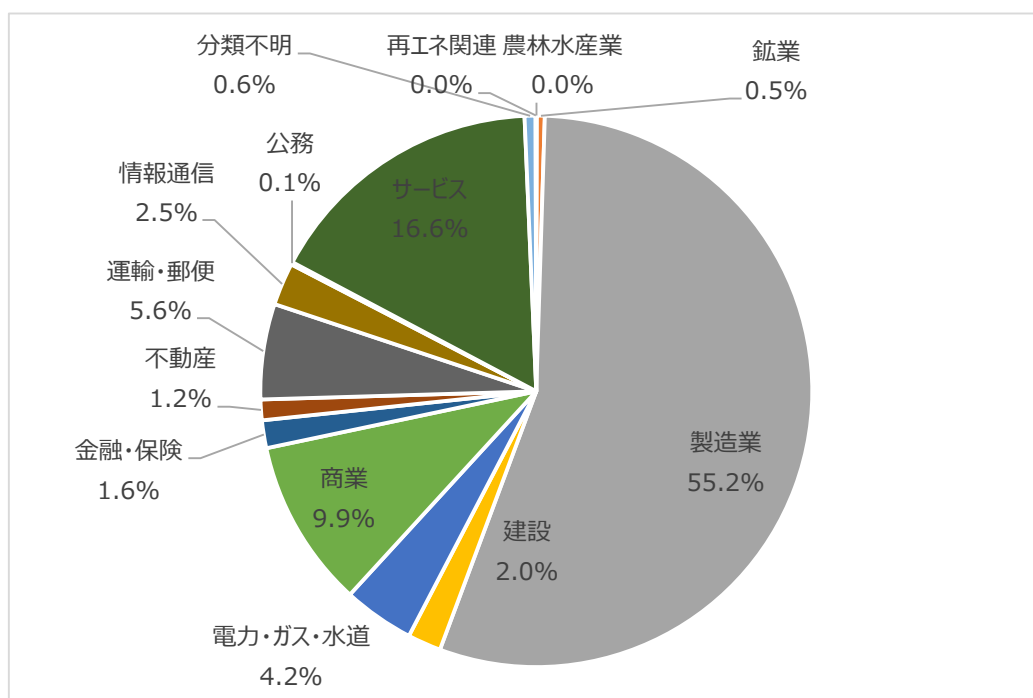


図 3-132 地熱発電（小規模）の施設建設における生産誘発額の内訳

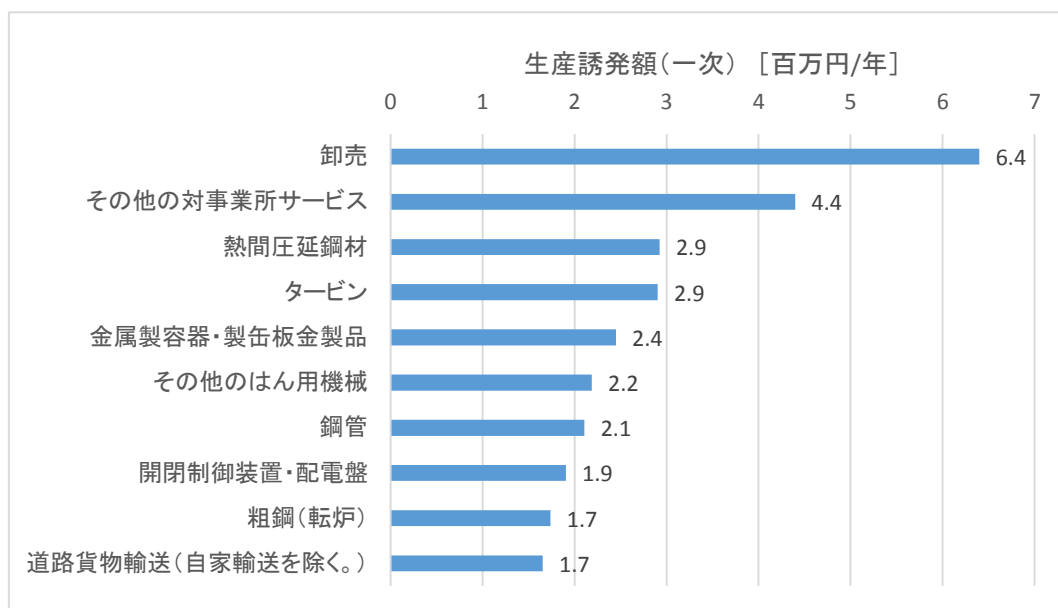


図 3-133 地熱発電（小規模）の施設建設における生産誘発額の上位部門

次に、地熱発電（小規模）の施設運用段階における生産誘発額（一次）について、経済誘発額の部門別の内訳を図 3-134 に示す。また、生産誘発額（一次）の大きい上位 10 部門について図 3-135 に示す。

地熱発電（小規模）の施設運用における生産誘発額（一次）は、製造業への波及効果が全体の 38% となった。これは、運用時に蒸気による腐食やスケールを防止するための薬剤に伴う「ソーダ工業製品」などが一因だと考えられる。また、生産誘発額（一次）は、「損害保険」が最も大きい結果となった。

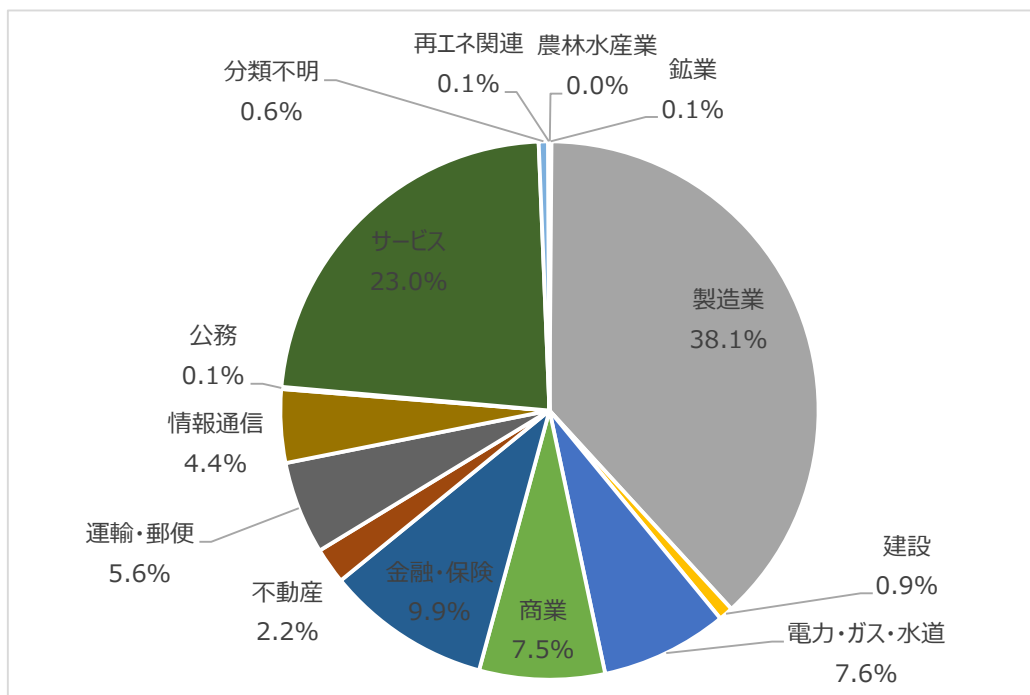


図 3-134 地熱発電（小規模）の施設運用における生産誘発額の内訳

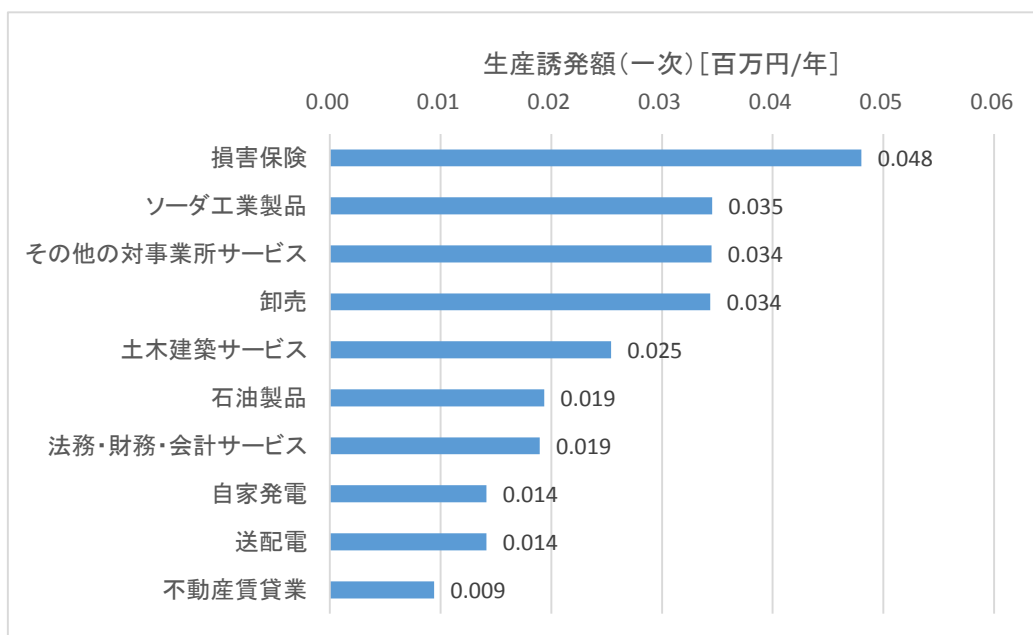


図 3-135 地熱発電（小規模）の施設運用における生産誘発額の上位部門

## 10) 地熱発電（温泉）

2013 年から 2030 年までの地熱発電（温泉）の導入による経済波及効果を表 3-132、図 3-136 に示す。

地熱発電（温泉）では、FIT の 2020 年以降の経済波及効果が大きく計上された。これは、導入見込量の推計において、2020 年以降を環境省ゾーニング調査<sup>65</sup>の値から見込みで推計しているためである。

また、波及倍率については 2013 年の施設建設段階が 2.87、施設運用段階が 1.09 と建設段階に伴う波及効果が運用に比べて大きい。

なお、施設建設及び施設運用に伴う部門別の波及効果は、地熱発電（小規模）と同様の投入係数を用いていることから同じ傾向となる。

表 3-132 地熱発電（温泉）の経済波及効果

百万円/年		2013		2014-2020		2021-2030	
		施設建設	施設運用	施設建設	施設運用	施設建設	施設運用
【直接効果】	①直接効果	59	9	83	91	29,566	24,709
	②中間投入額	39	0	54	2	19,379	632
	粗付加価値額（直接）	20	9	29	89	10,186	24,077
【1次波及効果】	③国内自給額	35	0	49	2	17,386	567
	④生産誘発額（1次）	70	0	98	4	34,987	1,081
	粗付加価値額（1次）	30	0	43	2	15,274	516
【2次波及効果】	⑤雇用者所得額計	57	1	81	6	28,698	1,685
	⑥消費誘発額	126	1	178	10	63,285	2,836
	⑦国内消費誘発額	55	0	77	5	27,363	1,259
	⑧生産誘発額（2次）	40	0	57	4	20,166	1,215
	⑨雇用者所得額（2次）	36	0	51	3	18,108	860
	粗付加価値額（2次）	75	0	106	4	37,627	1,215
	⑩経済波及効果の合計額①+④+⑧	169	10	238	100	84,719	27,005
波及倍率		2.87	1.09	2.87	1.09	2.87	1.09

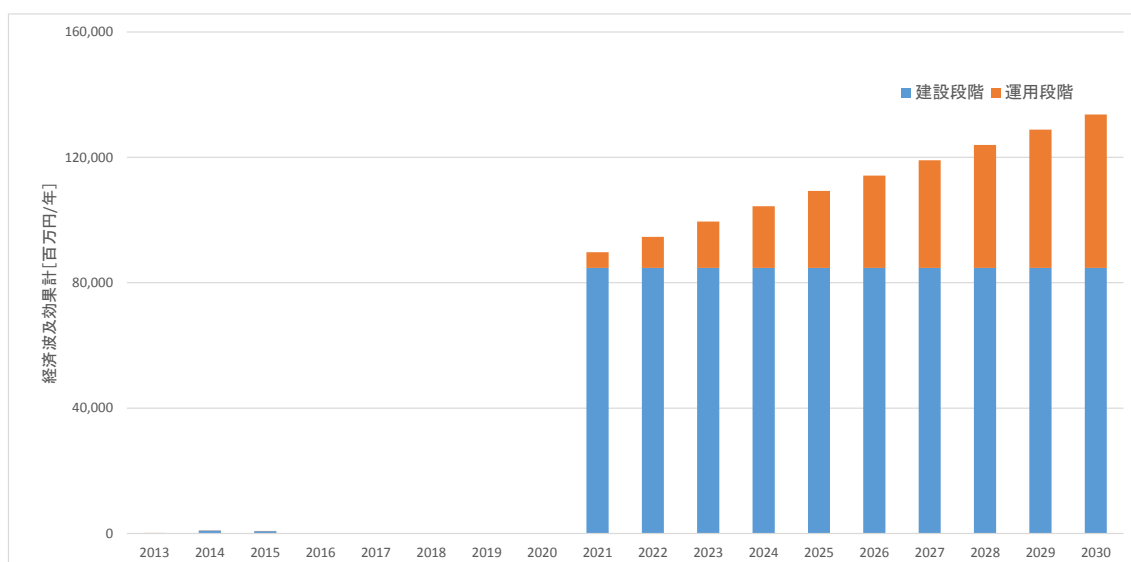


図 3-136 導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化

<sup>65</sup> 環境省,平成 24 年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,(2012)

## 11) バイオマス発電（木質）

2013年から2030年までのバイオマス発電(木質)の導入による経済波及効果を表 3-133、図 3-137 に示す。

バイオマス発電（木質）では、FIT 導入後から 2030 年にかけて経済波及効果が増加傾向にあった。また、2020 年以降は、施設運用に伴う波及効果が施設建設に比べて大きい。これは、他の再生可能エネルギーと比べて、バイオマス発電（木質）の施設運用段階の波及倍率が大きいことが一因だと考えられる。なお、波及倍率については 2013 年の施設建設段階が 2.79、施設運用段階が 2.01 と建設段階に伴う波及効果が運用に比べて大きい。

表 3-133 バイオマス発電（木質）の経済波及効果

百万円/年		2013		2014-2020		2021-2030	
		施設建設	施設運用	施設建設	施設運用	施設建設	施設運用
【直接効果】	①直接効果	4,130	1,859	4,130	9,063	15,710	49,779
	②中間投入額	2,668	1,034	2,668	5,042	10,148	27,693
	粗付加価値額(直接)	1,462	825	1,462	4,021	5,562	22,086
【1次波及効果】	③国内自給額	2,324	583	2,324	2,842	8,841	15,611
	④生産誘発額(1次)	4,693	1,044	4,693	5,093	17,853	27,971
	粗付加価値額(1次)	2,047	520	2,047	2,536	7,785	13,927
【2次波及効果】	⑤雇用者所得額計	2,817	877	2,817	4,278	10,717	23,496
	⑥消費誘発額	4,937	924	4,937	4,503	18,779	24,733
	⑦国内消費誘発額	3,685	741	3,685	3,613	14,019	19,842
	⑧生産誘発額(2次)	2,716	840	2,716	4,094	10,332	22,485
	⑨雇用者所得額(2次)	2,446	481	2,446	2,345	9,303	12,879
	粗付加価値額(2次)	5,004	840	5,004	4,094	19,036	22,485
⑩経済波及効果の合計額①+④+⑧		11,539	3,743	11,539	18,250	43,895	100,236
波及倍率		2.79	2.01	2.79	2.01	2.79	2.01

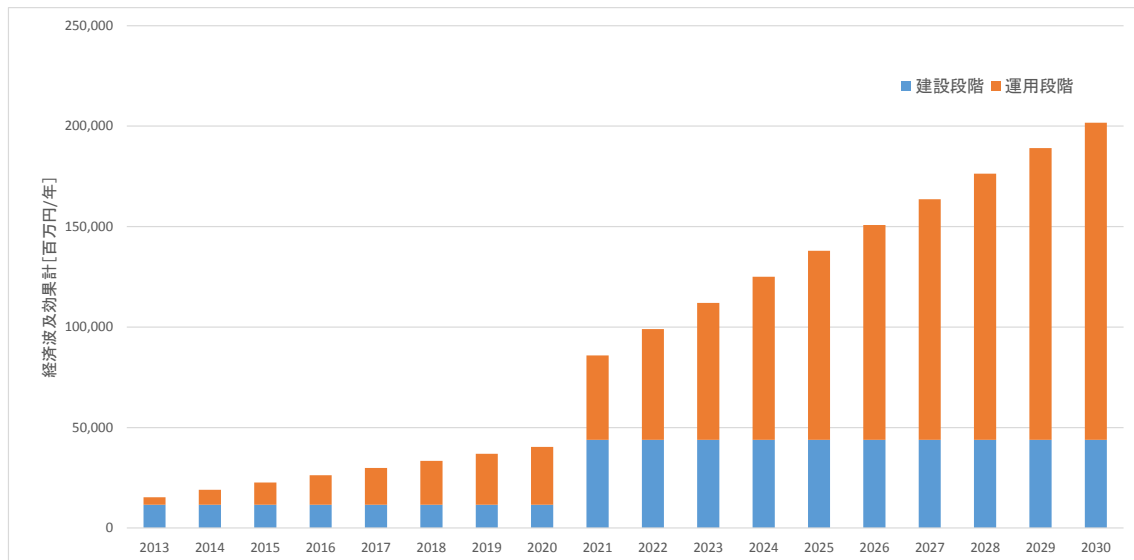


図 3-137 導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化

バイオマス発電（木質）の施設建設段階における生産誘発額（一次）について、経済誘発額の部門別の内訳を図 3-138 に示す。また、生産誘発額（一次）の大きい上位 10 部門について図 3-139 に示す。

バイオマス発電（木質）施設建設における生産誘発額（一次）は、製造業への波及効果が全体の 58% となった。これは、発電施設における「ボイラ」や「熱間圧延鋼材」、コンベア製造に伴う「運搬機械」などへの誘発が一因だと考えられる。また、生産誘発額（一次）は、「ボイラ」が最も大きい結果となった。

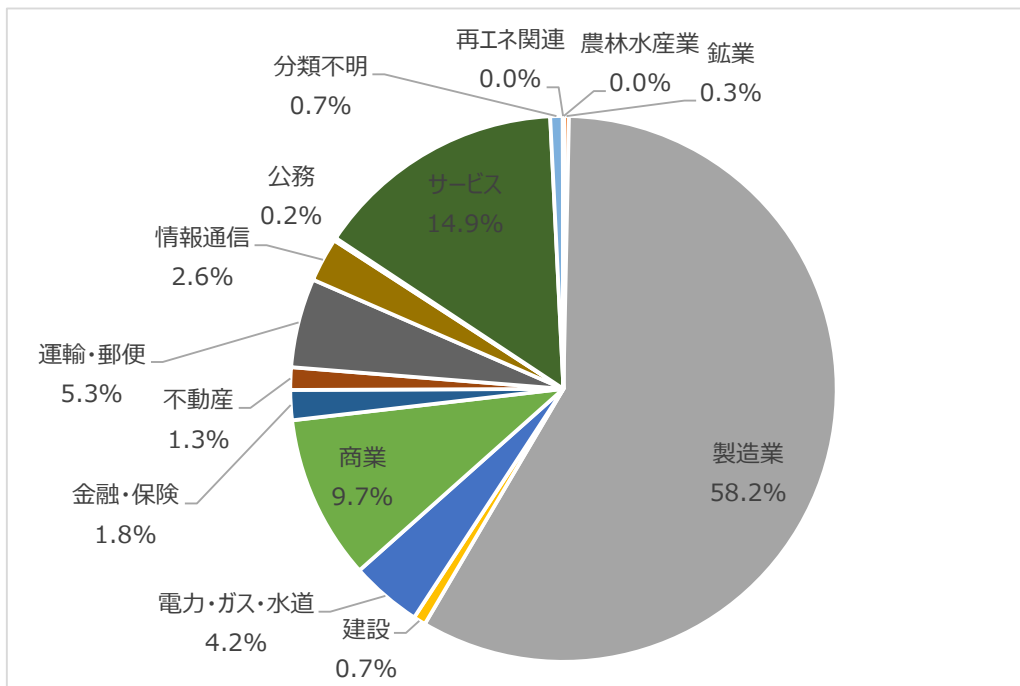


図 3-138 バイオマス発電（木質）の施設建設における生産誘発額の内訳

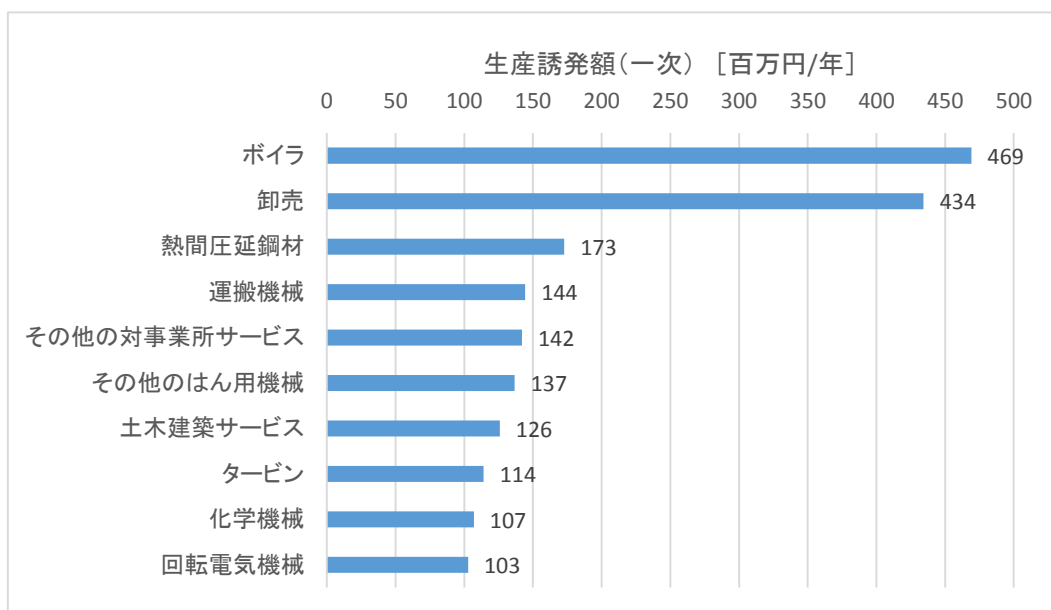


図 3-139 バイオマス発電（木質）の施設建設における生産誘発額の上位部門

次に、バイオマス発電（木質）の施設運用段階における生産誘発額（一次）について、経済誘発額の部門別の内訳を図 3-140 に示す。また、生産誘発額（一次）の大きい上位 10 部門について図 3-141 に示す。

バイオマス発電（木質）の施設運用における生産誘発額（一次）は、製造業への波及効果が全体の 32% となった。これは、発電の燃料として用いる「木材チップ」製造への誘発によるものだと考えられる。また、施設運用における「運輸・郵便」や「電力・ガス・水道」など木材の輸送や乾燥に伴う誘発効果が高いと考えられる。また、生産誘発額（一次）は、「木材チップ」が最も大きい結果となった。

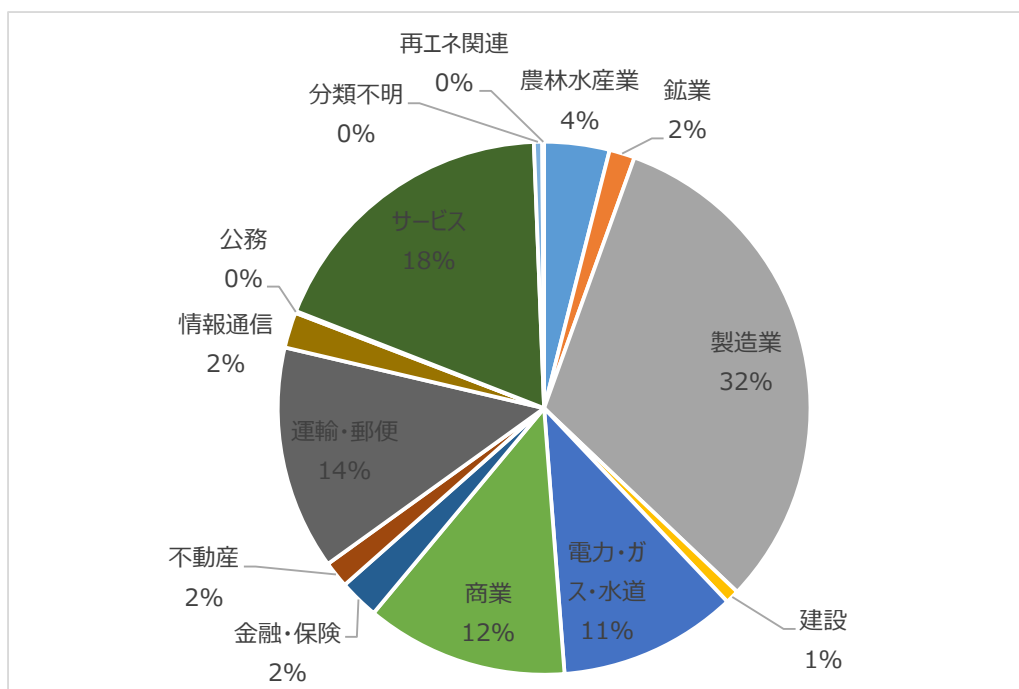


図 3-140 バイオマス発電（木質）の施設運用における生産誘発額の内訳

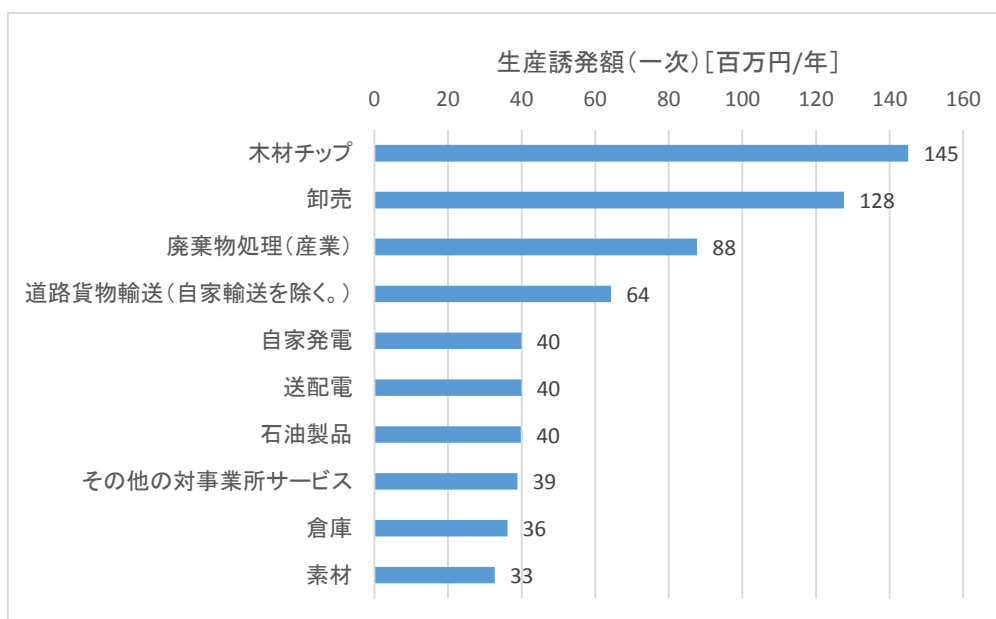


図 3-141 バイオマス発電（木質）の施設運用における生産誘発額の上位部門

## 12) バイオマス発電（下水汚泥）

2013年から2030年までのバイオマス発電（下水汚泥）の導入による経済波及効果を表3-134、図3-142に示す。

バイオマス発電（下水汚泥）では、2013年から2030年まで経済波及効果が増加傾向にあった。内訳をみると、施設建設に伴う波及は、2020年以降減少傾向にある。一方で施設運用に伴う波及効果が増加している。これは、バイオマス発電（下水汚泥）の施設運用において、施設の稼働率が高いことや、FITの認定期間が長いことが要因であると考えられる。また、他のバイオマス発電と同様に、バイオマス発電以外の再生可能エネルギーと比べて、バイオマス発電（下水汚泥）の施設運用段階の波及倍率が大きいことも一因だと考えられる。なお、波及倍率については2013年の施設建設段階が2.94、施設運用段階が2.38と建設段階に伴う波及効果が運用に比べて大きい。

表 3-134 バイオマス発電（下水汚泥）の経済波及効果

百万円/年		2013		2014-2020		2021-2030	
		施設建設	施設運用	施設建設	施設運用	施設建設	施設運用
【直接効果】	①直接効果	1,086	807	1,086	4,036	754	9,543
	②中間投入額	789	274	789	1,371	548	3,242
	粗付加価値額(直接)	297	533	297	2,665	206	6,301
【1次波及効果】	③国内自給額	684	254	684	1,272	475	3,007
	④生産誘発額(1次)	1,380	580	1,380	2,903	959	6,863
	粗付加価値額(1次)	597	226	597	1,129	415	2,670
【2次波及効果】	⑤雇用者所得額計	872	471	872	2,356	606	5,571
	⑥消費誘発額	1,430	760	1,430	3,802	993	8,991
	⑦国内消費誘発額	987	446	987	2,231	686	5,276
	⑧生産誘発額(2次)	727	533	727	2,666	505	6,304
	⑨雇用者所得額(2次)	643	288	643	1,443	447	3,412
	粗付加価値額(2次)	1,317	533	1,317	2,666	915	6,304
⑩経済波及効果の合計額①+④+⑧		3,193	1,920	3,193	9,604	2,218	22,710
波及倍率		2.94	2.38	2.94	2.38	2.94	2.38

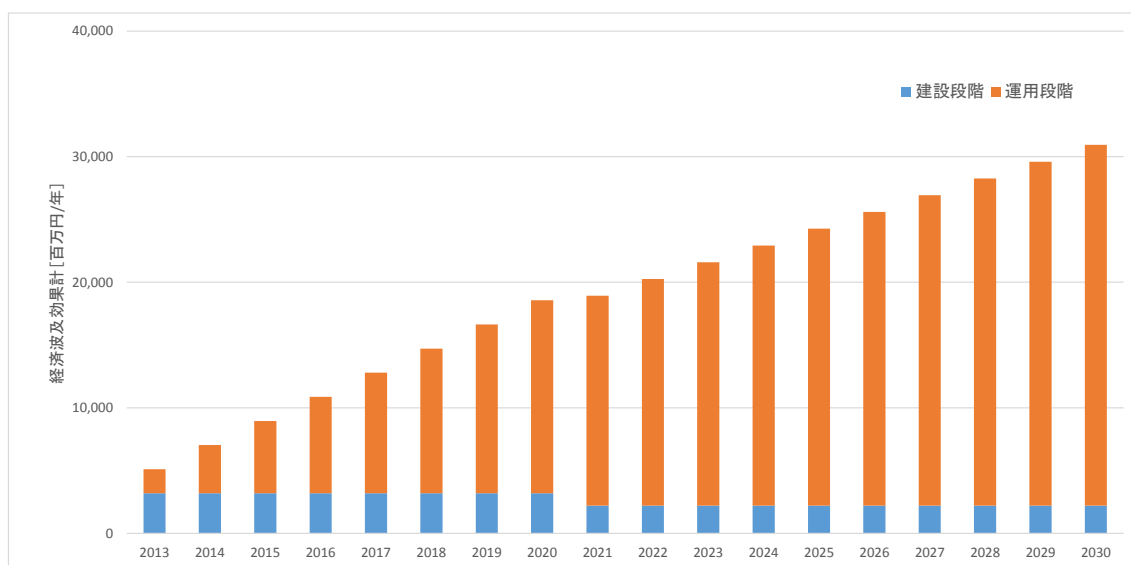


図 3-142 導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化



バイオマス発電（下水汚泥）の施設建設段階における生産誘発額（一次）について、経済誘発額の部門別の内訳を図 3-143 に示す。また、生産誘発額（一次）の大きい上位 10 部門について図 3-144 に示す。

バイオマス発電（下水汚泥）の施設建設における生産誘発額（一次）は、製造業への波及効果が全体の 57% となった。これは、設備製造に伴う「開閉制御装置・配電盤」や「回転電気機械」への誘発が一因だと考えられる。また、生産誘発額（一次）は、「卸売」が最も大きい結果となった。

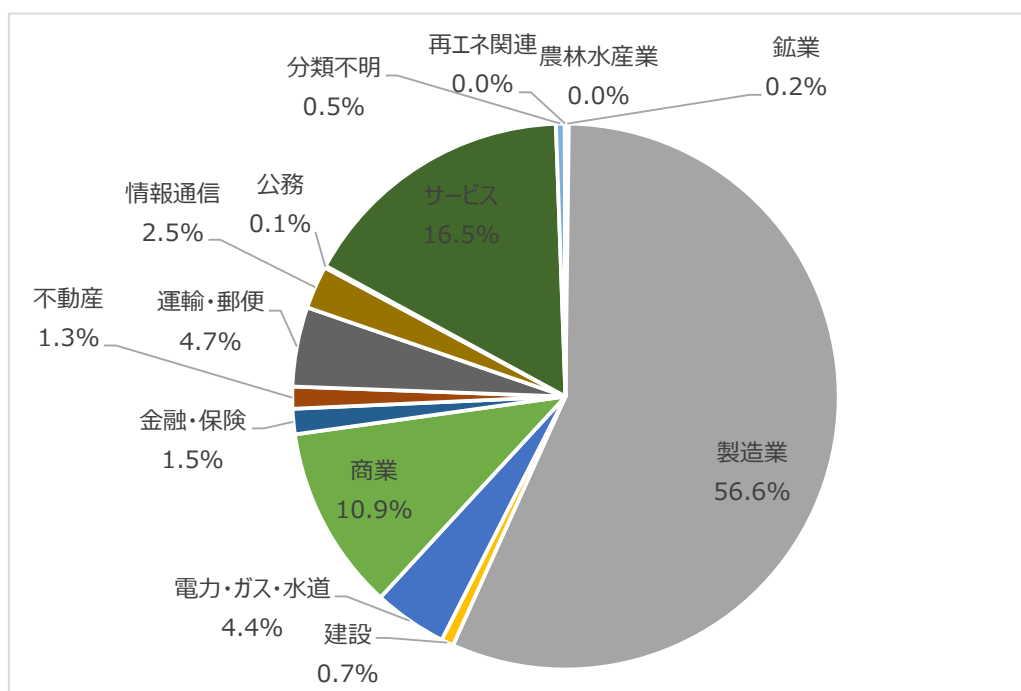


図 3-143 バイオマス発電（下水汚泥）の施設建設における生産誘発額の内訳

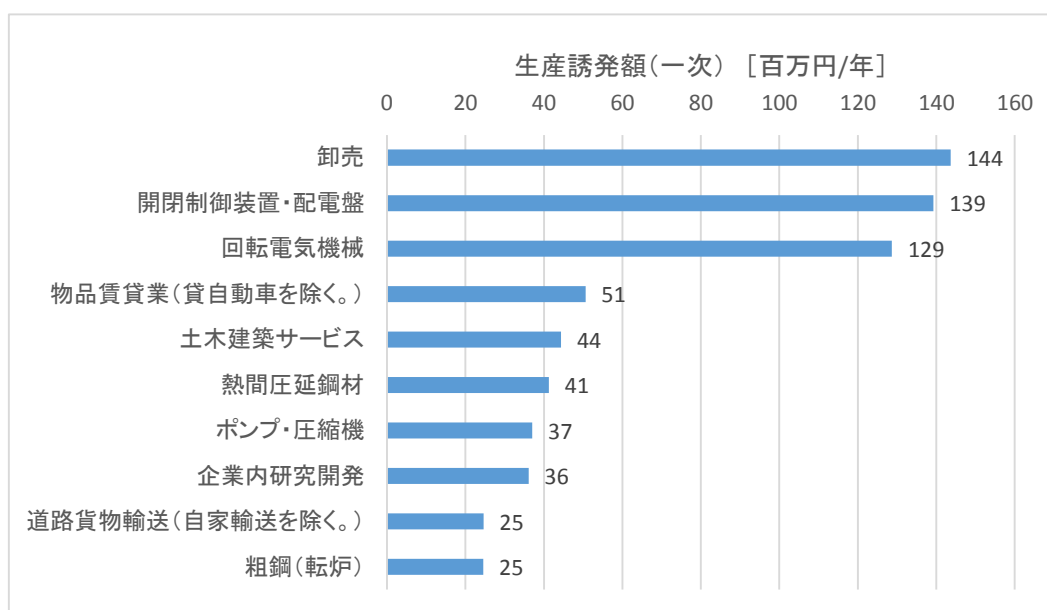


図 3-144 バイオマス発電（下水汚泥）の施設建設における生産誘発額の上位部門

次に、バイオマス発電（下水汚泥）の施設運用段階における生産誘発額（一次）について、経済誘発額の部門別の内訳を図 3-145 に示す。また、生産誘発額（一次）の大きい上位 10 部門について図 3-146 に示す。

バイオマス発電（下水汚泥）の施設運用における生産誘発額（一次）は、電気・ガス・水道への波及効果が全体の 36%となった。これは、下水汚泥処理に伴う下水処理サービスによって誘発される「下水道」の影響が大きい。また、生産誘発額（一次）は、「下水道」が最も大きい結果となった。

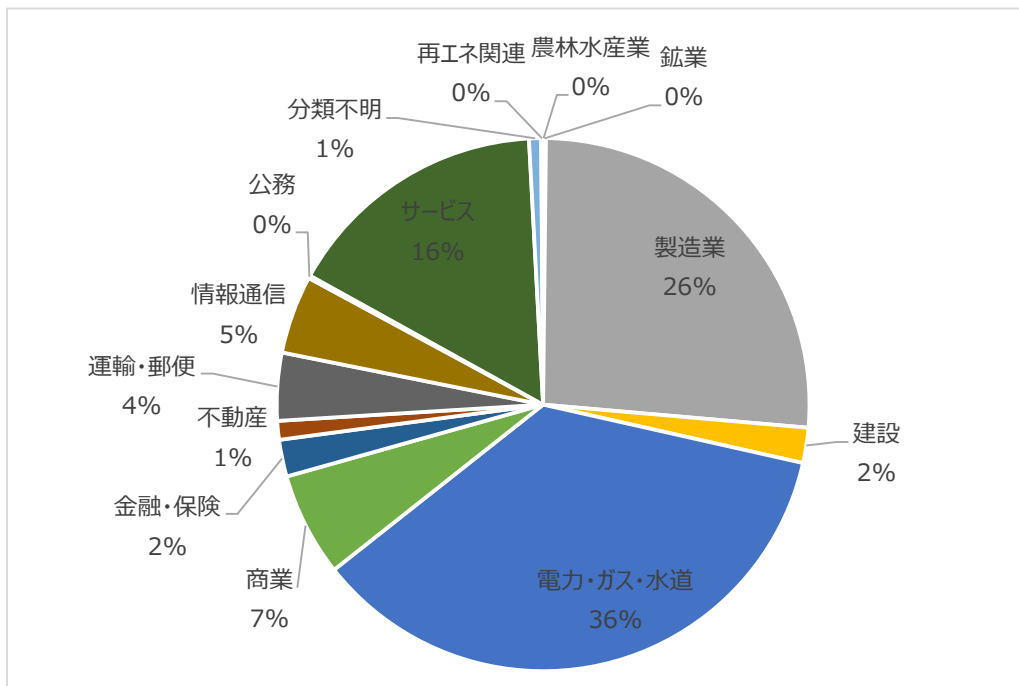


図 3-145 バイオマス発電（下水汚泥）の施設運用における生産誘発額の内訳

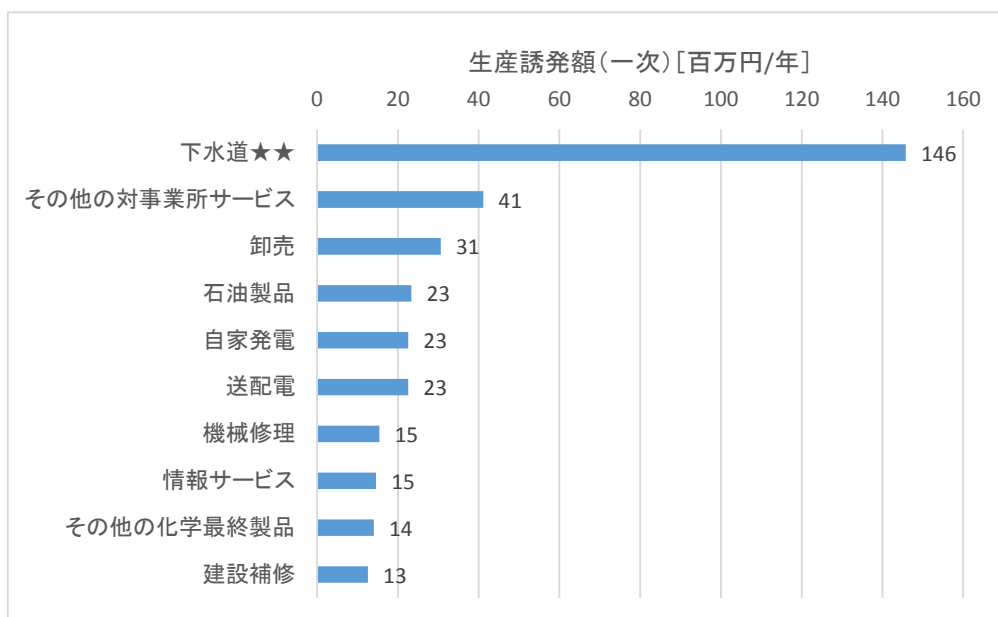


図 3-146 バイオマス発電（下水汚泥）の施設運用における生産誘発額の上位部門

### 13) バイオマス発電（家畜排せつ物）

2013年から2030年までのバイオマス発電（家畜排せつ物）の導入による経済波及効果を表3-135、図3-147に示す。

バイオマス発電（家畜排せつ物）では、2013年から2030年まで経済波及効果が増加傾向にあった。内訳をみると、施設建設に伴う波及は、2020年以降減少傾向にある。一方で施設運用に伴う波及効果が増加している。これは、バイオマス発電（家畜排せつ物）の施設運用において、施設の稼働率が高いことや、FITの認定期間が長いことが要因であると考えられる。また、他のバイオマス発電と同様に、バイオマス発電以外の再生可能エネルギーと比べて、バイオマス発電（家畜排せつ物）の施設運用段階の波及倍率が大きいことも一因だと考えられる。なお、波及倍率については2013年の施設建設段階が2.80、施設運用段階が3.18と他の再生可能エネルギーと異なり、建設に比べて施設運用に伴う波及効果大きい。

表 3-135 バイオマス発電（家畜排せつ物）の経済波及効果

百万円/年		2013		2014-2020		2021-2030	
		施設建設	施設運用	施設建設	施設運用	施設建設	施設運用
【直接効果】	①直接効果	1,783	1,325	1,783	6,628	1,834	18,107
	②中間投入額	1,168	574	1,168	2,873	1,201	7,850
	粗付加価値額(直接)	615	751	615	3,754	633	10,257
【1次波及効果】	③国内自給額	999	539	999	2,696	1,027	7,365
	④生産誘発額(1次)	2,029	1,465	2,029	7,330	2,087	20,027
	粗付加価値額(1次)	875	532	875	2,661	900	7,269
【2次波及効果】	⑤雇用者所得額計	1,457	543	1,457	2,714	1,499	7,416
	⑥消費誘発額	2,372	1,017	2,372	5,090	2,440	13,906
	⑦国内消費誘発額	1,609	1,212	1,609	6,061	1,655	16,558
	⑧生産誘発額(2次)	1,186	1,421	1,186	7,107	1,220	19,416
	⑨雇用者所得額(2次)	1,064	731	1,064	3,659	1,094	9,996
	粗付加価値額(2次)	2,178	1,421	2,178	7,107	2,240	19,416
⑩経済波及効果の合計額①+④+⑧		4,998	4,211	4,998	21,065	5,142	57,550
波及倍率		2.80	3.18	2.80	3.18	2.80	3.18

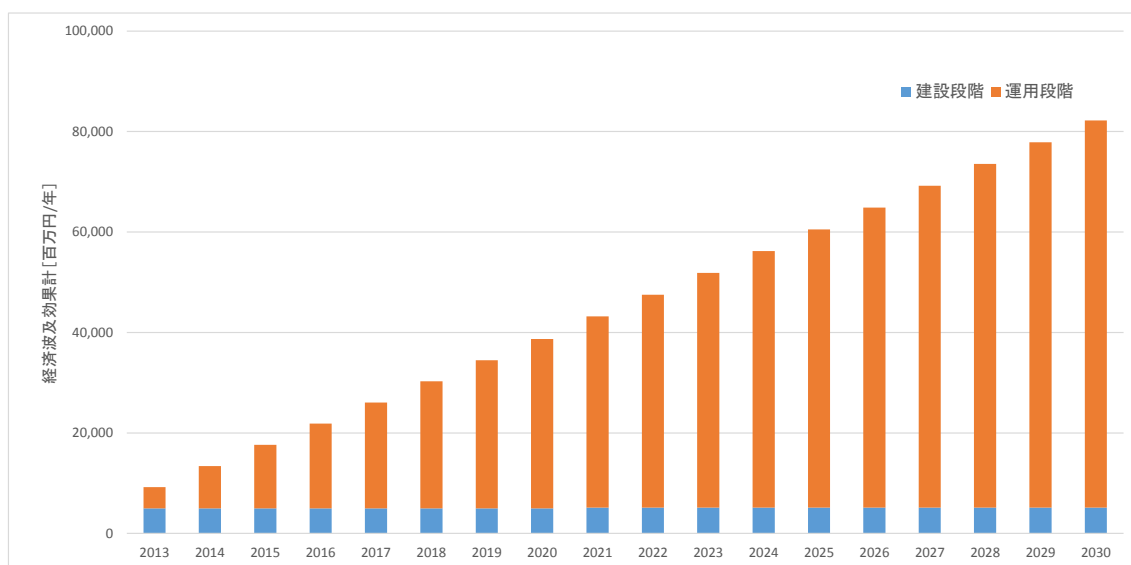


図 3-147 導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化

バイオマス発電（家畜排せつ物）の施設建設段階における生産誘発額（一次）について、経済誘発額の部門別の内訳を図 3-148 に示す。また、生産誘発額（一次）の大きい上位 10 部門について

図 3-149 に示す。

バイオマス発電（家畜排せつ物）施設建設における生産誘発額（一次）は、製造業への波及効果が全体の 58% となった。これは、設備製造に伴う「回転電気機械」「ボイラ」への誘発が一因だと考えられる。また、生産誘発額（一次）は、「回転電気機械」が最も大きい結果となった。

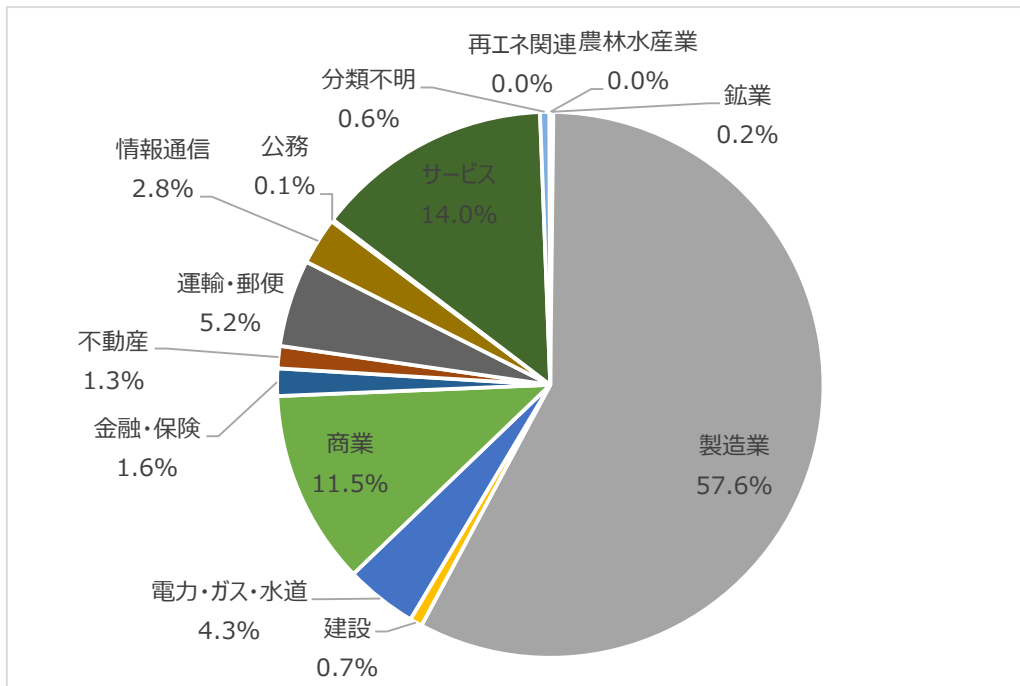


図 3-148 バイオマス発電（家畜排せつ物）の施設建設における生産誘発額の内訳

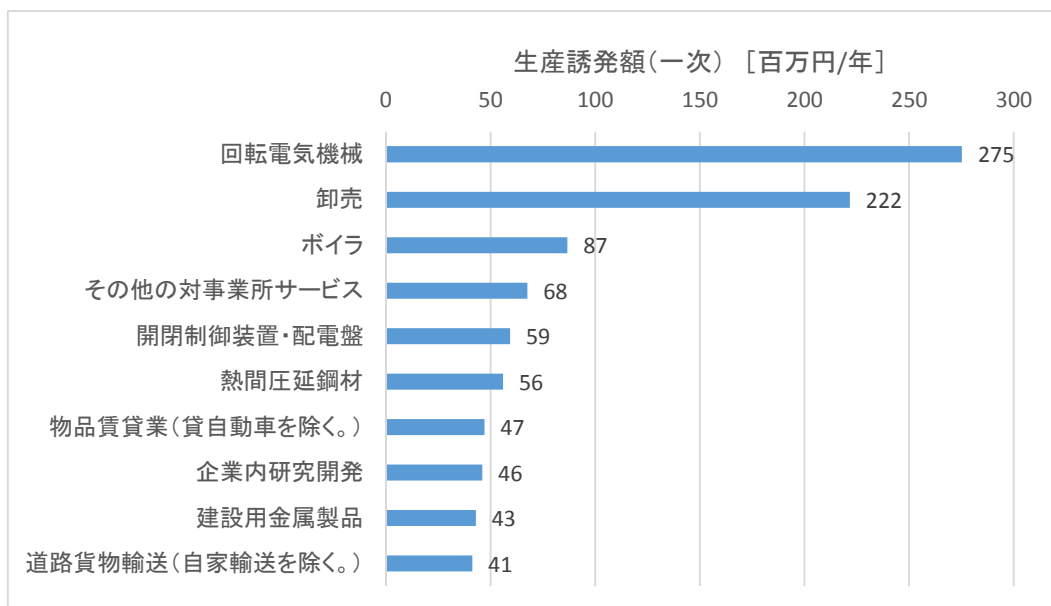


図 3-149 バイオマス発電（家畜排せつ物）の施設建設における生産誘発額の上位部門

次に、バイオマス発電（家畜排せつ物）の施設運用段階における生産誘発額（一次）について、経済誘発額の部門別の内訳を図 3-150 に示す。また、生産誘発額（一次）の大きい上位 10 部門について図 3-151 に示す。

バイオマス発電（家畜排せつ物）の施設運用における生産誘発額（一次）は、「電気・ガス・水道」への波及効果が全体の 30% となった。これは、廃棄物処理（家畜排せつ物）の活動における電力使用に伴う「自家発電」や「送配電」への誘発が一因だと考えられる。また、生産誘発額（一次）は、「廃棄物処理（家畜排せつ物）」が最も大きい結果となった。

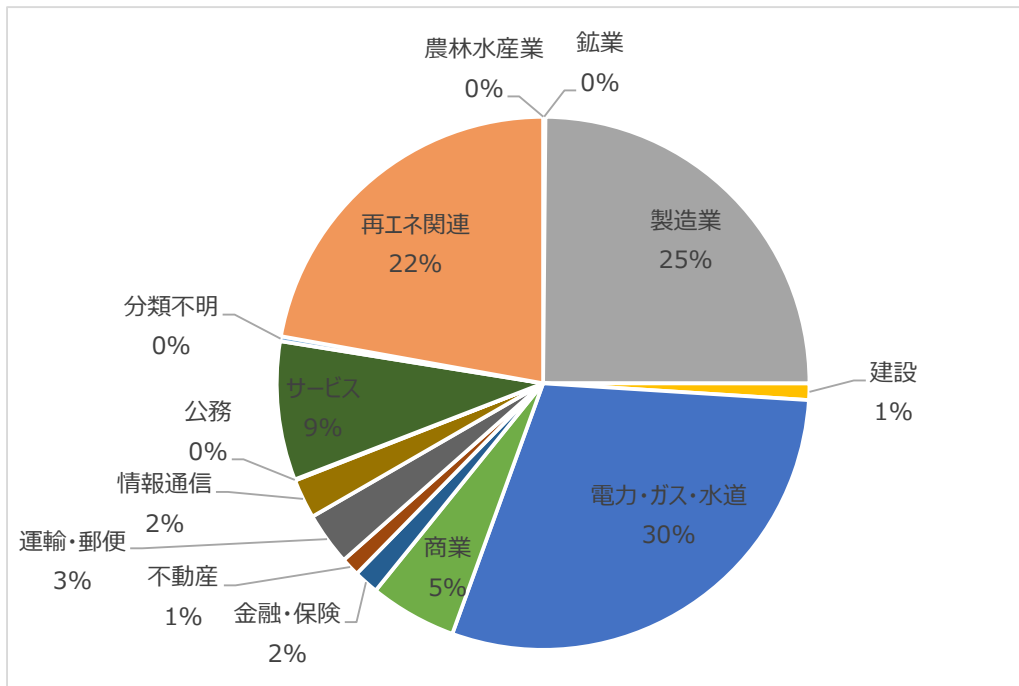


図 3-150 バイオマス発電（家畜排せつ物）の施設運用における生産誘発額の内訳

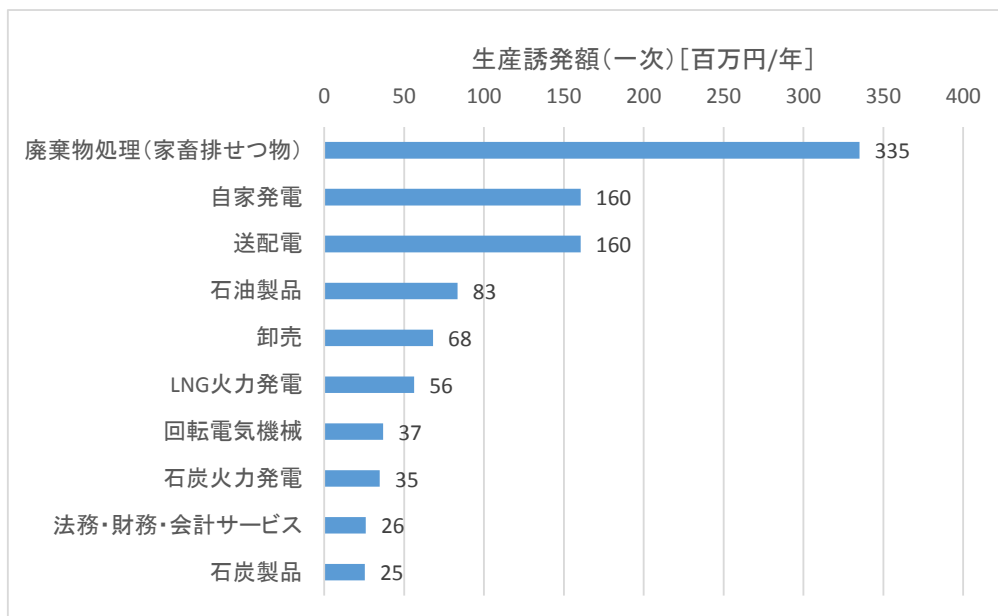


図 3-151 バイオマス発電（家畜排せつ物）の施設運用における生産誘発額の上位部門

#### 14) バイオマス発電（食品廃棄物）

2013年から2030年までのバイオマス発電（食品廃棄物）の導入による経済波及効果を表3-136、図3-152に示す。

バイオマス発電（食品廃棄物）では、2013年から2030年まで経済波及効果が増加傾向にあった。特に施設運用に伴う経済波及効果が大きく、施設の稼働率が高いことや、FITの認定期間が長いことが要因であると考えられる。また、他のバイオマス発電と同様に、バイオマス発電以外の再生可能エネルギーと比べて、バイオマス発電（食品廃棄物）の施設運用の波及倍率が大きいことも一因だと考えられる。なお、波及倍率については2013年の施設建設段階が2.90、施設運用段階が4.02と他の再生可能エネルギーと異なり、建設に比べて施設運用に伴う波及効果が大きい。

表 3-136 バイオマス発電（食品廃棄物）の経済波及効果

百万円/年		2013		2014-2020		2021-2030	
		施設建設	施設運用	施設建設	施設運用	施設建設	施設運用
【直接効果】	①直接効果	2,238	1,663	2,238	8,320	5,307	35,013
	②中間投入額	1,540	628	1,540	3,141	3,651	13,219
	粗付加価値額(直接)	698	1,035	698	5,179	1,656	21,794
【1次波及効果】	③国内自給額	1,319	592	1,319	2,962	3,126	12,464
	④生産誘発額(1次)	2,729	2,291	2,729	11,459	6,471	48,222
	粗付加価値額(1次)	1,156	480	1,156	2,401	2,742	10,106
【2次波及効果】	⑤雇用者所得額計	1,706	1,312	1,706	6,563	4,044	27,620
	⑥消費誘発額	1,810	1,389	1,810	6,951	4,291	29,250
	⑦国内消費誘発額	2,082	2,082	2,082	10,416	4,935	43,835
	⑧生産誘発額(2次)	1,534	2,732	1,534	13,666	3,637	57,512
	⑨雇用者所得額(2次)	1,373	1,319	1,373	6,596	3,254	27,759
	粗付加価値額(2次)	2,864	2,732	2,864	13,666	6,789	57,512
	⑩経済波及効果の合計額①+④+⑧	6,502	6,686	6,502	33,445	15,415	140,747
波及倍率		2.90	4.02	2.90	4.02	2.90	4.02

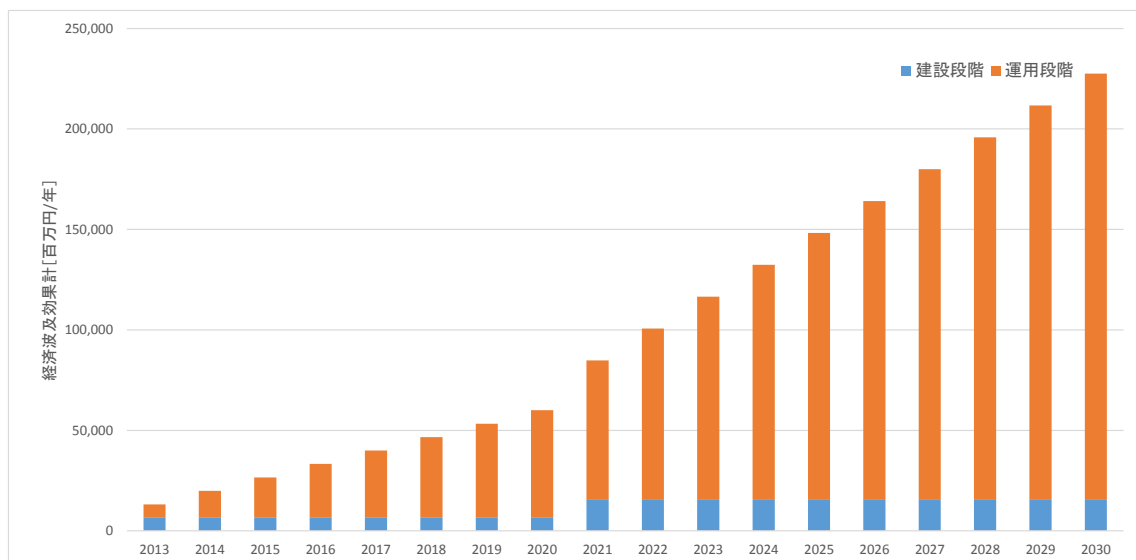


図 3-152 導入見込量に対する経済波及効果の暦年変化

バイオマス発電（食品廃棄物）の施設建設段階における生産誘発額（一次）について、経済誘発額の部門別の内訳を図 3-153 に示す。また、生産誘発額（一次）の大きい上位 10 部門について図 3-154 に示す。

バイオマス発電（食品廃棄物）施設建設における生産誘発額（一次）は、製造業への波及効果が全体の 59% となった。これは、発電設備の製造に伴う「回転電気機械」や「化学機械」への誘発が一因だと考えられる。また、生産誘発額（一次）は、「回転電気機械」が最も大きい結果となった。

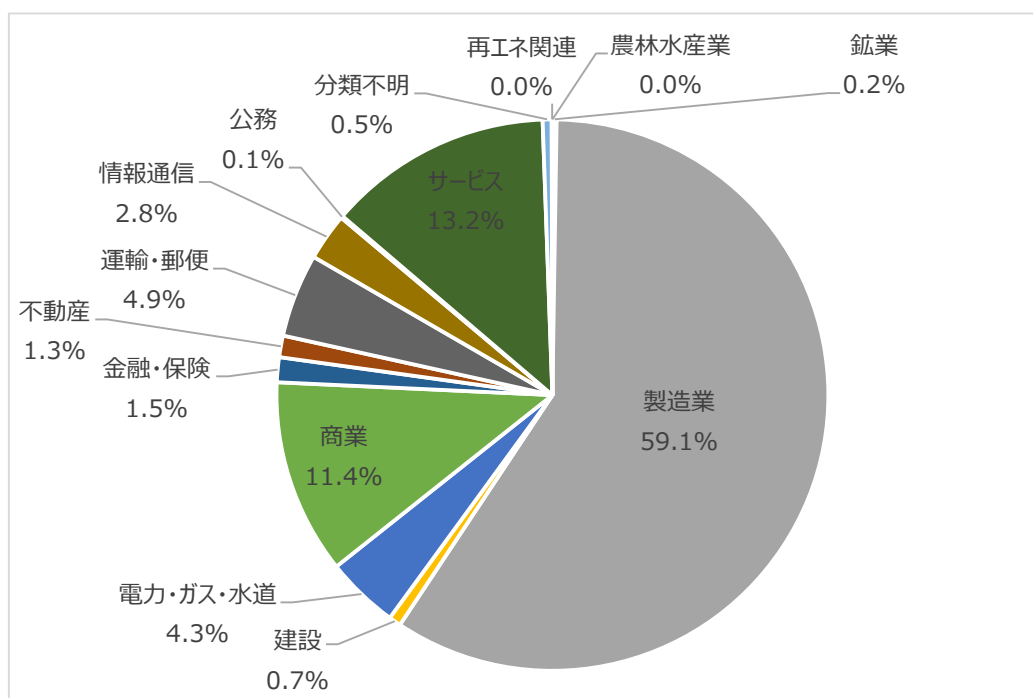


図 3-153 バイオマス発電（食品廃棄物）の施設建設における生産誘発額の内訳

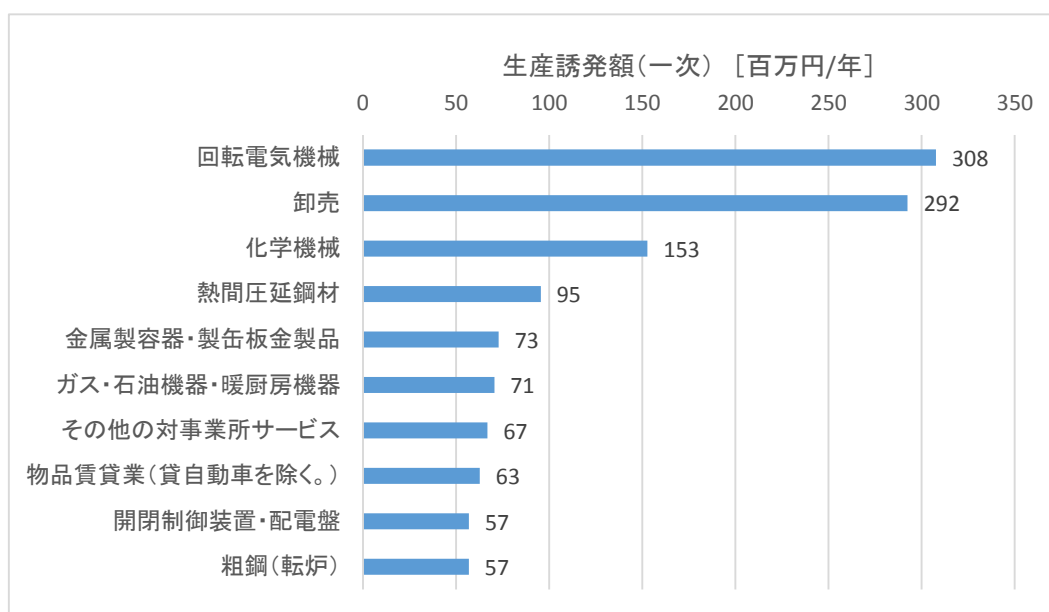


図 3-154 バイオマス発電（食品廃棄物）の施設建設における生産誘発額の上位部門

次に、バイオマス発電（食品廃棄物）の施設運用段階における生産誘発額（一次）について、経済誘発額の部門別の内訳を図 3-155 に示す。また、生産誘発額（一次）の大きい上位 10 部門について図 3-156 に示す。

バイオマス発電（食品廃棄物）の施設運用における生産誘発額（一次）は、製造業への波及効果が全体の 31% と最も大きく、次いで電気・ガス・水道への波及効果が 18% となった。これは、発電設備の製造に伴う「自動車部品」、や廃棄物処理施設（食品廃棄物）の運用に伴う「自家発電」や「送配電」への誘発が一因だと考えられる。また、生産誘発額（一次）は、「廃棄物処理（食品廃棄物）」が最も大きい結果となった。

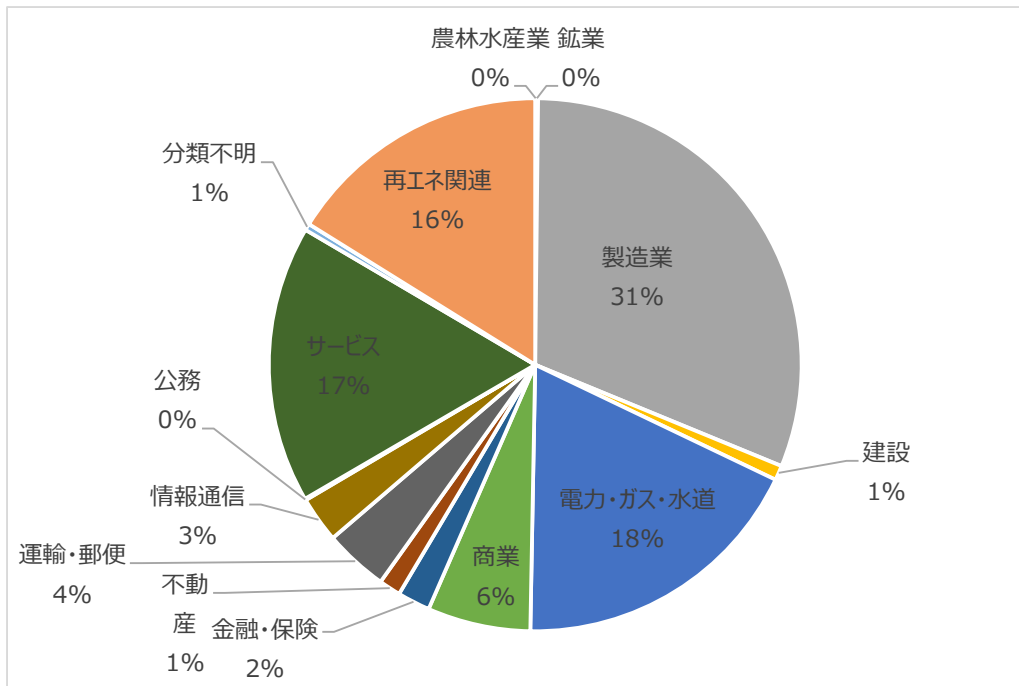


図 3-155 バイオマス発電（食品廃棄物）の施設運用における生産誘発額の内訳

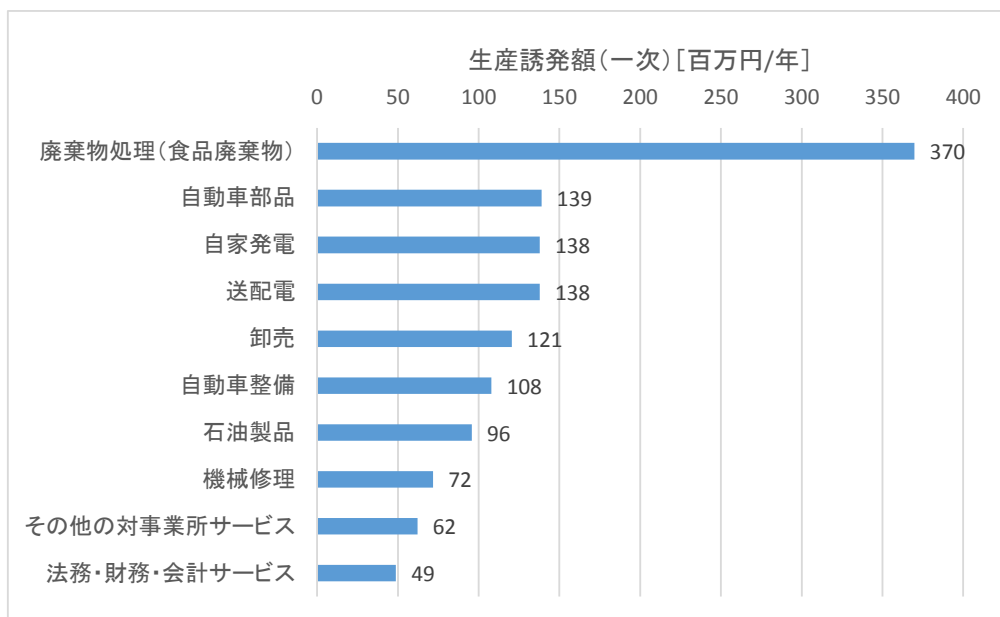


図 3-156 バイオマス発電（食品廃棄物）の施設運用における生産誘発額の上位部門



### 15) 再エネ技術間の比較

上記で分析した各再生可能エネルギー技術について、2013年の導入見込量当たりの経済波及効果及び波及倍率を比較した。なお、施設運用は、該当年に稼動している発電所全体の波及効果のため、分母は2012年（FIT制度導入）から2013年の積上げ分の出力とした。

導入見込量当たりの経済波及効果は、地熱発電（小規模）及び地熱発電（温泉）が比較的高い値となった。また、波及倍率は全体として施設建設段階が2.04～3.32と高い傾向を示した。一方で、バイオマス発電（家畜排せつ物）及びバイオマス発電（食品廃棄物）は、施設運用段階の波及倍率が施設建設段階に比べて高く、これは運用時に必要となる廃棄物処理施設の運用に伴うものだと考えられる。

表 3-137 本分析における経済波及効果と波及倍率の比較

NO.	本分析における技術区分	経済波及効果[百万円/MW]		波及倍率[-]		
		施設建設	施設運用	施設建設	施設運用	全体
1	太陽光発電(住宅)	1,073	58	2.29	1.20	2.11
2	太陽光発電(非住宅)	817	52	2.48	1.24	2.33
3	太陽光発電(メガソーラー)	774	59	2.50	1.22	2.31
4	風力発電(陸上)	617	59	2.04	1.53	1.81
5	風力発電(着床洋上)	1,034	144	2.04	1.53	1.96
6	風力発電(浮体洋上)	1,282	144	2.04	1.53	1.97
7	水力発電(中小水力)	2,321	127	2.90	1.11	2.60
8	地熱発電(大規模)	1,871	436	3.32	1.23	2.55
9	地熱発電(小規模)	3,524	279	2.87	1.09	2.56
10	地熱発電(温泉)	3,524	204	2.87	1.09	2.63
11	バイオマス発電(木質)	1,118	362	2.79	2.01	2.55
12	バイオマス発電(下水汚泥)	1,176	707	2.94	2.38	2.70
13	バイオマス発電(家畜排せつ物)	1,121	945	2.80	3.18	2.96
14	バイオマス発電(食品廃棄物)	1,162	1,195	2.90	4.02	3.38

※地熱発電（大規模）は、2013年に導入されていないため2014-2020年の平均値とした。

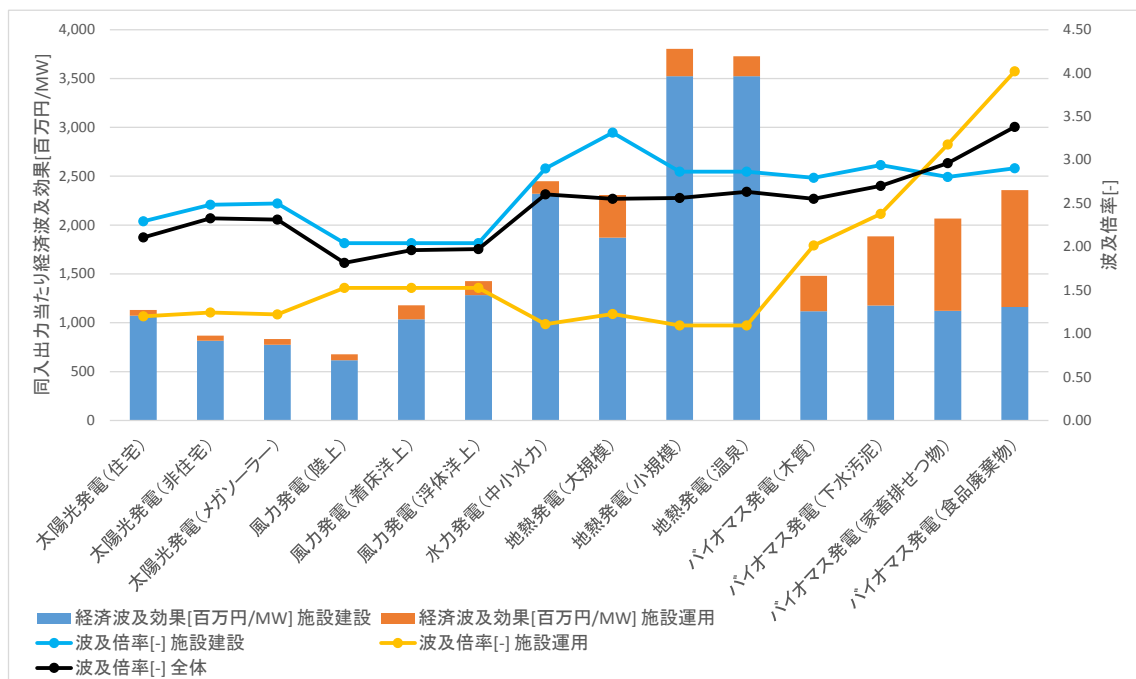


図 3-157 本分析における再生可能エネルギーの経済波及効果比較

#### (4) 【参考】雇用誘発数の比較

再生可能エネルギー導入に伴う雇用誘発数の推計値の妥当性を確認するために、外界における雇用誘発数の推計結果と比較を行った。

結論として、妥当性を確認することはできなかったが、以下に比較の詳細を述べる。

##### 1) 比較結果

本分析で推計した各発電技術の該当年の雇用誘発数と「a. IRENA, ” Renewable Energy and Jobs Annual Review 2016” ,2016」（以下、IRENA（2016））の比較結果を表 3-138 に示す。なお、比較に用いた雇用誘発数は、IRENA（2016）に合わせて、直接雇用、間接一次雇用、間接二次雇用を対象とし、技術区分は IRENA（2016）の区分に対応させて比較した。

表 3-138 本分析と IRENA の雇用誘発数の比較

IRENAの技術区分	本分析	IRENA(2016)
太陽光発電	2,959	377
風力発電	74	5
地熱発電	1	2
バイオマス発電	23	3

上記の結果から、本分析の雇用誘発数が多く推計された。これは、本分析で用いている各再生可能エネルギーの生産額あたり雇用誘発係数が大きいことが一因だと考えられる。

参考として、本分析で用いた雇用誘発係数と文科省<sup>66</sup>が公表している雇用誘発係数を表 3-139 に示す。なお、現段階で REFIO における各再生可能エネルギー関連部門の雇用誘発係数が公表されていないため、本分析においては各再生可能エネルギー関連部門が対応する平成 23 年産業連関表の該当部門の雇用係数を用いている。

表 3-139 各再エネ技術における雇用誘発係数の比較

雇用誘発係数(人/百万円)		本分析	文科省
太陽光発電	戸建住宅	0.95	0.04
	メガソーラー	1.16	0.10
風力発電	陸上	1.16	0.08
	洋上着床	1.16	0.09
地熱発電	フラッシュサイクル	0.26	0.09
	バイナリーサイクル	2.07	0.07
バイオマス	廃棄物処理施設	0.51	0.11
	メタン醗酵バイオガス	0.51	0.11
	木質バイオマス	0.60	0.11

上記の結果から、今後は REFIO における各再生可能エネルギー関連部門における雇用誘発係数の把握が必要である。なお、文科省の雇用誘発係数は一部しか公表されておらず、IRENA の区分で推計し比較することができない。

<sup>66</sup>出典：文部科学省、拡張産業連関表による再生可能エネルギー発電施設建設の経済・環境への波及効果分析（2013）

## 2) 海外における雇用誘発数の推計事例

本分析で比較の検討を実施した IRENA と「2) Institute for Sustainable Futures, ” ENERGY SECTOR JOBS TO 2030: A GLOBAL ANALYSIS” ,2009」 (以下、ISF (2009) ) の概要について、参考資料として以下に記載する。

### a. IRENA, ”Renewable Energy and Jobs Annual Review 2016”, 2016

#### [概要]

国際再生可能エネルギー機関によって再生可能エネルギーが誘発する雇用数の推計が毎年報告されている。世界全体において、再生可能エネルギーの雇用誘発数は 2015 年に 5%増加し 810 万人に及んだ。最も多くの雇用を生み出している国は、中国、ブラジル、アメリカ、インド、日本、ドイツである。日本における太陽光発電事業が誘発する雇用は 2014 年時点で前年より 28%増加し約 38 万人になった。

#### [雇用の定義]

IRENA による年次報告では、太陽光発電協会が発表している雇用誘発数を参照している。雇用誘発数として、直接雇用、原材料等の中間需要によって起こる生産波及効果を意味する間接 1 次雇用、誘発された雇用者所得のうち消費支出分の生産を意味する間接 2 次雇用を含んでいることが、同協会が公表している「JPEA PV OUTLOOK 2030」及び「太陽光発電の持続的導入に向けて」という表題の資料より判断できる。

#### [推計方法]

公表資料では推計方法に該当する記述は確認できない。

### b. Institute for Sustainable Futures, ”ENERGY SECTOR JOBS TO 2030: A GLOBAL ANALYSIS”, 2009

#### [概要]

Greenpeace International および European Renewable Energy Council は世界のエネルギー需給見通しを発表し、International Energy Agency が 2007 年に発表した見通しと比較している。本報告書では、エネルギー関連事業の雇用誘発数を 2 つの見通しに基づいて国別に分析している。

#### [雇用の定義]

本報告書では燃料生産、施設建設、施設運用における直接雇用を推計している。

#### [推計方法]

再生可能エネルギー導入による雇用誘発数の推計方法は、以下のとおりである。

- ・雇用誘発数＝施設建設における雇用誘発数＋施設運用における雇用誘発数
- ・施設建設における雇用誘発数＝設備容量×出力当たり雇用誘発数×国別の雇用係数
- ・施設運用における雇用誘発数＝累積容量×出力当たり雇用誘発数×国別の雇用係数

## (5) まとめ

### 1) 全体考察

以上のように 14 種の再生可能エネルギー（太陽光発電（3 種）、風力発電（3 種）、中小水力発電、地熱発電（3 種）、バイオマス発電（4 種）について REFIO を用いた経済波及効果を試算した。結果として、各再生可能エネルギー特有の産業への波及効果が見受けられた。また、いずれの再生可能エネルギーにおいても施設運用に伴う経済効果よりも施設建設時の経済効果が高く、直近年では、FIT 導入後に早い段階で導入が見込まれる太陽光発電による影響が大きい。一方で、長期的に見た場合、稼働率が高く継続的な運用が見込める地熱発電やバイオマス発電の施設運用における経済波及効果が大きい。

### 2) 今後の展開

本分析では、限られた情報で推計を実施するための前提条件をおいたため、より正確な分析を実施するために以下の検討が必要である。

- 推計に含まれていない波及効果の把握
  - ・ 施設運用における FIT 認定期間後の波及効果
  - ・ 施設の撤去工事に伴う波及効果
  - ・ 粗付加価値のうち企業の設備投資等による波及効果
  
- 再生可能エネルギー関連部門の雇用係数の把握
  - ・ REFIO における再生可能エネルギー関連部門の雇用係数（人・年/百万円）の作成

## 4. 再生可能エネルギー熱利用促進方策の検討

### 4.1 検討の目的とフロー

再生可能エネルギー熱の導入にあたっては、その費用対効果を考慮すると熱需要の多い地域での活用が適していると考えられる。また、熱需要が均一であることで再エネ熱を余すことなく活用でき、費用対効果を改善できることから、建物単体での活用ではなく、街区単位など複数の建物での活用を図り、熱需要を均すことが効果的であると考えられる。

平成 27 年度低炭素社会の実現に向けた中長期的再生可能エネルギー導入拡大方策検討調査委託業務においては、2050 年の温室効果ガス 80%削減のための再生可能エネルギー熱の役割を、日本全国の効果として試算されている。本業務では地域などについて詳細な分析を行うことで、冒頭の仮説を検証した(4.2)。

また、仮説の検証結果を踏まえ、寒冷地（北海道札幌市）における再生可能エネルギー熱の有効活用方法として、地中熱および太陽熱について建物単体で活用する場合と、街区の中で複数建物において活用する場合とを比較するため、それぞれのケースにおける CO2 削減量、エネルギーコスト削減量、投資回収年数等の分析を行った(4.3.1)。

さらに、清掃工場廃熱も有効な未利用排熱であり、バイオマス由来の部分は再生可能エネルギーと評価できるため、札幌市内の清掃工場の更新計画をモデルとして、その余熱の有効活用の構想を検討した(4.3.2)。

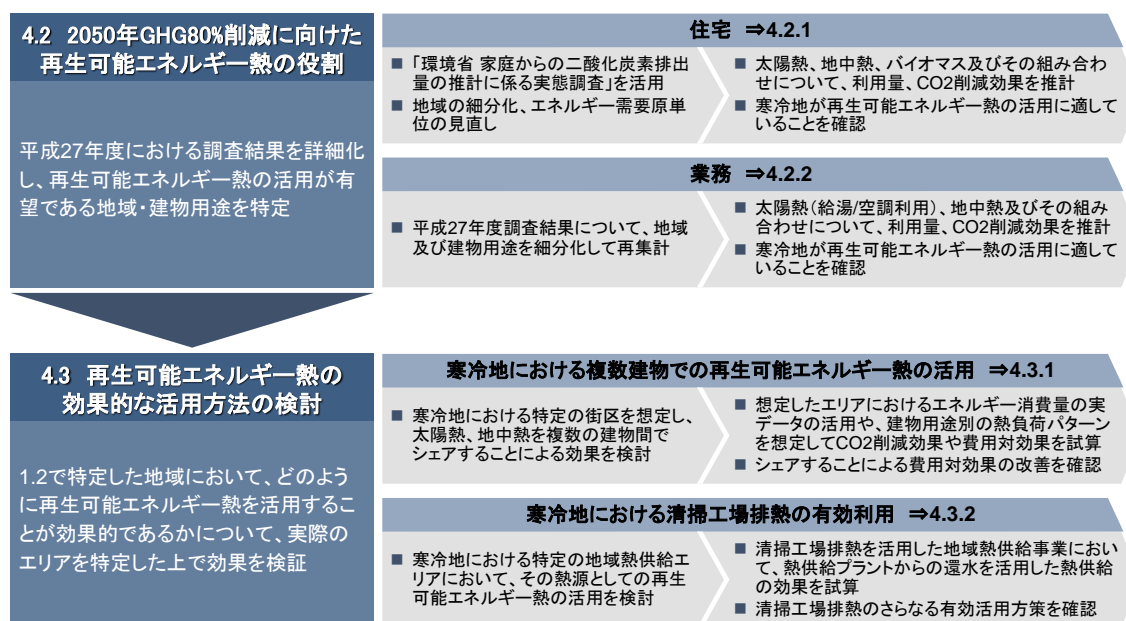


図 4-1 再生可能エネルギー熱利用促進方策の検討フロー

## 4.2 2050 年温室効果ガス 80%削減に向けた再生可能エネルギー熱の役割

平成 27 年度調査では、住宅及び業務用建物のそれぞれについて、断熱性能の向上、機器効率の向上を想定し、電気の低炭素化、熱需要の電化が進んだ場合の CO2 削減率に関する感度分析を行った。この分析結果に対し、一定の仮定を置いた状況下での太陽熱、地中熱、バイオマスの活用により、どの程度の再生可能エネルギー熱利用量及び追加削減効果があるのかについても分析した。

この平成 27 年度調査に対して、本業務では地域特性や建物用途特性を考慮し、再エネ熱活用の在り方についてより詳細な検討を行った。

地域特性については、平成 27 年度調査では、地域を北日本・中日本・南日本の 3 地域に限定していたが、本年度調査では、省エネルギー法の区分に応じた地域（表 4-1）として 6 地域に細分化した。地域の細分化により、地域別の熱需要の違いによる再生可能エネルギー熱の導入量及び CO2 排出削減効果が大きい地域を分析した。

建物用途特性の住宅については、平成 27 年度調査では、利用可能なデータの制約から、戸建住宅と集合住宅が統合された熱需要原単位より、仮の想定を置いて戸建と集合を区別して再生可能エネルギー熱導入の分析を行った。しかしながら、本来は戸建住宅と集合住宅では、エネルギー需要の特性が異なるため、それを考慮した分析が必要であるため、本業務では、環境省が平成 26 年 10 月～平成 27 年 9 月に実施した、「家庭からの二酸化炭素排出量の推計に係る実態調査全国試験調査（一般統計調査）」（以下、家庭 CO2 統計）の調査票データを活用し、戸建住宅と集合住宅別、かつ細分化した地域別の消費量を推計し、この値を基に作成した熱需要原単位から再生可能エネルギー熱の利用に関する分析を行った。また、業務用建物についても、平成 27 年度調査と同様に、用途別に熱需要の推計を行い、再生可能エネルギー熱の利用に関する分析を行った。

表 4-1 集計する地域区分

地域区分	都道府県
1, 2	北海道
3	青森県 岩手県 秋田県
4	宮城県 山形県 福島県 栃木県 新潟県 長野県
5, 6	茨城県 群馬県 埼玉県 千葉県 東京都 神奈川県 富山県 石川県 福井県 山梨県 岐阜県 静岡県 愛知県 三重県 滋賀県 京都府 大阪府 兵庫県 奈良県 和歌山県 鳥取県 島根県 岡山県 広島県 山口県 徳島県 香川県 愛媛県 高知県 福岡県 佐賀県 長崎県 熊本県 大分県
7	宮崎県 鹿児島県
8	沖縄県

出所) エネルギーの使用の合理化に関する建築主等及び特定建築物の所有者の判断の基準

### 4.2.1 住宅における 2050 年温室効果ガス 80%削減に向けた再生可能エネルギー熱の役割

#### (1) 熱需要原単位の推計【住宅】

熱需要原単位の推計において、平成 27 年度調査から精査を行った視点は表 4-2 に示すとおりである。

表 4-2 熱需要原単位推計の精緻化の視点【住宅】

視点	平成 27 年度調査	本年度調査
建物用途の 細分化	戸建と集合の区分については一定の 仮定の下に推計を行った。	家庭 CO2 統計における調査票デー タより、戸建と集合に分けて消費量 を推計した後、熱需要を推計した。
地域の細分化	北・中・南日本の 3 区分で分析した。 ➤ 「平成 24 年度エネルギー消費状 況調査（民生部門エネルギー消 費実態調査）」（以下、平成 24 年度民生実態調査）より、北海 道、南関東、南九州の消費原単位 や機器の保有台数を、それぞれ 北日本、中日本、南日本の代表値 と想定して分析を行った。	家庭 CO2 統計に基づき、省エネ法の 地域区分（表 4-1）に従って推計し た。
用途別熱需要の 精緻化	用途別消費量から、暖房・冷房・給湯 需要量を推計し、その後の分析でもこ の 3 用途で行った。 ➤ 平成 24 年度民生実態調査の利用 可能な情報制約より、用途別（暖 房・冷房・給湯）消費量と用途別 機器の情報から熱需要原単位を 推計した。	エネルギー種別・用途別消費量から 暖房・冷房・給湯を推計し、その後の 分析でもこの 3 用途で行った。 ➤ 家庭 CO2 統計の調査票デー タのエネルギー種別消費量を世帯 別にエネルギー種別・用途別に 推計後、地域別・建て方別に集 計した。 ➤ 機器効率と保有台数から需要を 推計した。エネルギー種別・用 途別消費量から需要を推計して いる点で平成 27 年度調査より も精緻化が図られている。

### 1) 地域別・建て方別・エネルギー種別・用途別消費量の推計

本調査においては、家庭 CO2 統計を活用して地域別・建て方別・エネルギー種別・用途別消費量の推計を行ったが、同統計の結果として公表されている集計方法とは異なる方法で集計を行った。具体的には、公表データでは地域区分として、北海道、東北、関東甲信、北陸、東海、近畿、中国、四国、九州、沖縄という 10 区分で集計されているが、本調査では、前述のとおり省エネ法の地域区分に従って 6 地域区分で集計を行った。

本調査で推計した地域別・建て方別・エネルギー種別・用途別の家庭のエネルギー総消費量は表 4-3 のとおりである。

表 4-3 本調査において推計した、地域別・建て方別・エネルギー種別・用途別の家庭のエネルギー総消費量

地域	建て方	世帯数	エネルギー種別	暖房 [MJ/年]	冷房 [MJ/年]	給湯 [MJ/年]
1,2 地域	戸建	589	電気	2,729,046	0	1,567,498

			都市ガス	759,257	—	786,418		
			LPG	99,629	—	177,186		
			灯油	18,690,209	—	6,281,915		
			集合	291	電気	343,249	0	253,238
					都市ガス	954,977	—	1,523,231
					LPG	154,364	—	803,238
					灯油	3,010,613	—	592,745
3 地域	戸建	337	電気	1,428,022	78,829	1,561,907		
			都市ガス	9,775	—	285,440		
			LPG	49,900	—	363,857		
			灯油	8,623,844	—	2,944,580		
	集合	59	電気	66,448	7,566	32,075		
			都市ガス	19,361	—	243,737		
			LPG	2,320	—	214,533		
4 地域	戸建	814	灯油	476,501	—	57,467		
			電気	3,340,426	312,638	5,354,206		
			都市ガス	1,316,892	—	5,461,030		
			LPG	136,985	—	1,562,814		
	集合	188	灯油	10,947,083	—	3,219,761		
			電気	252,983	32,652	131,452		
			都市ガス	137,383	—	920,752		
5,6 地域	戸建	4,734	LPG	17,757	—	768,427		
			灯油	656,179	—	10,256		
			電気	12,006,149	3,259,410	32,581,906		
			都市ガス	8,031,712	—	25,547,923		
	集合	2,438	LPG	870,736	—	11,309,051		
			灯油	24,869,221	—	6,816,025		
			電気	3,199,705	973,876	1,832,189		
7 地域	戸建	143	都市ガス	3,380,047	—	17,599,339		
			LPG	151,121	—	5,989,279		
			灯油	2,852,172	—	99,955		
			電気	215,451	133,446	942,760		
	集合	48	都市ガス	4,863	—	188,524		
			LPG	22,769	—	414,363		
			灯油	616,980	—	242,580		
8 地域	戸建	309	電気	30,752	24,950	0		
			都市ガス	0	—	127,014		
			LPG	0	—	180,077		
			灯油	25,963	—	1,674		
	集合	364	電気	0	624,375	597,478		
			都市ガス	857	—	36,514		
			LPG	173	—	483,972		
			灯油	260,501	—	1,215,501		
			電気	0	453,283	103,836		
			都市ガス	0	—	232,791		
			LPG	2,934	—	1,273,821		
			灯油	21,353	—	61,977		

## 2) 熱需要原単位の推計

表 4-3 の地域別・建て方別・エネルギー種別・用途別の総消費量に対して、暖冷房、給湯機器の効率を乗じることで総熱需要量を推計した。機器効率については、表 4-4 に示す機器別の効率に対して、家庭 CO2 統計より把握した地域別・エネルギー種別・用途別の機



器保有台数を集計し加重平均した。例として、地域別暖房需要量の推計方法を以下に示す。

暖房需要量

$$\begin{aligned}
 &= \text{電気の暖房消費量} \times \frac{\sum \text{電気利用の各暖房機器効率} \times \text{電気利用の各暖房機器保有台数}}{\text{電気利用の暖房機器保有台数合計}} \\
 &+ \text{都市ガスの暖房消費量} \times \frac{\sum \text{ガス利用の各暖房機器効率} \times \text{ガス利用の各暖房機器保有台数}}{\text{ガス利用の暖房機器保有台数合計}} \\
 &+ \text{LPガスの暖房消費量} \times \frac{\sum \text{ガス利用の各暖房機器効率} \times \text{ガス利用の各暖房機器保有台数}}{\text{ガス利用の暖房機器保有台数合計}} \\
 &+ \text{灯油の暖房消費量} \times \frac{\sum \text{灯油利用の各暖房機器効率} \times \text{灯油利用の各暖房機器保有台数}}{\text{灯油利用の暖房機器保有台数合計}}
 \end{aligned}$$

表 4-4 推計に使用した各機器の効率の設定

	電気	ガス（都市ガス、LPG）	灯油
暖房機器	エアコン（暖房）*・セントラル暖房システム 2.9、電気ストーブ類**・こたつ・床暖房・電気蓄熱暖房機器 1.0	ガスファンヒーター・床暖房・セントラル暖房システム 0.9	灯油ストーブ類・床暖房・セントラル暖房システム 0.9
冷房機器	エアコン（冷房）3.7*	—	—
給湯機器	電気ヒートポンプ式給湯機 2.8*、電気温水器 0.9	ガス給湯器・風呂釜・ガス小型瞬間湯沸器 0.8	灯油給湯器・風呂釜 0.85

出所)

\*「対策導入量等の根拠資料」（国立環境研究所 AIM プロジェクトチーム）

\*\*東京電力ニュースリリース（平成 22 年 2 月 9 日）「『エアコン暖房の省エネ性と上手な使い方』について」の別紙 1「リビングの暖房器具の使用実態」

上記以外は MRI で想定

上述の方法で推計した総熱需要量を世帯数で除して、熱需要原単位を推計した。地域別、建て方別、用途別の熱需要原単位は図 4-2 のとおりである。以降の分析ではこの用途別の熱需要原単位を用いた。

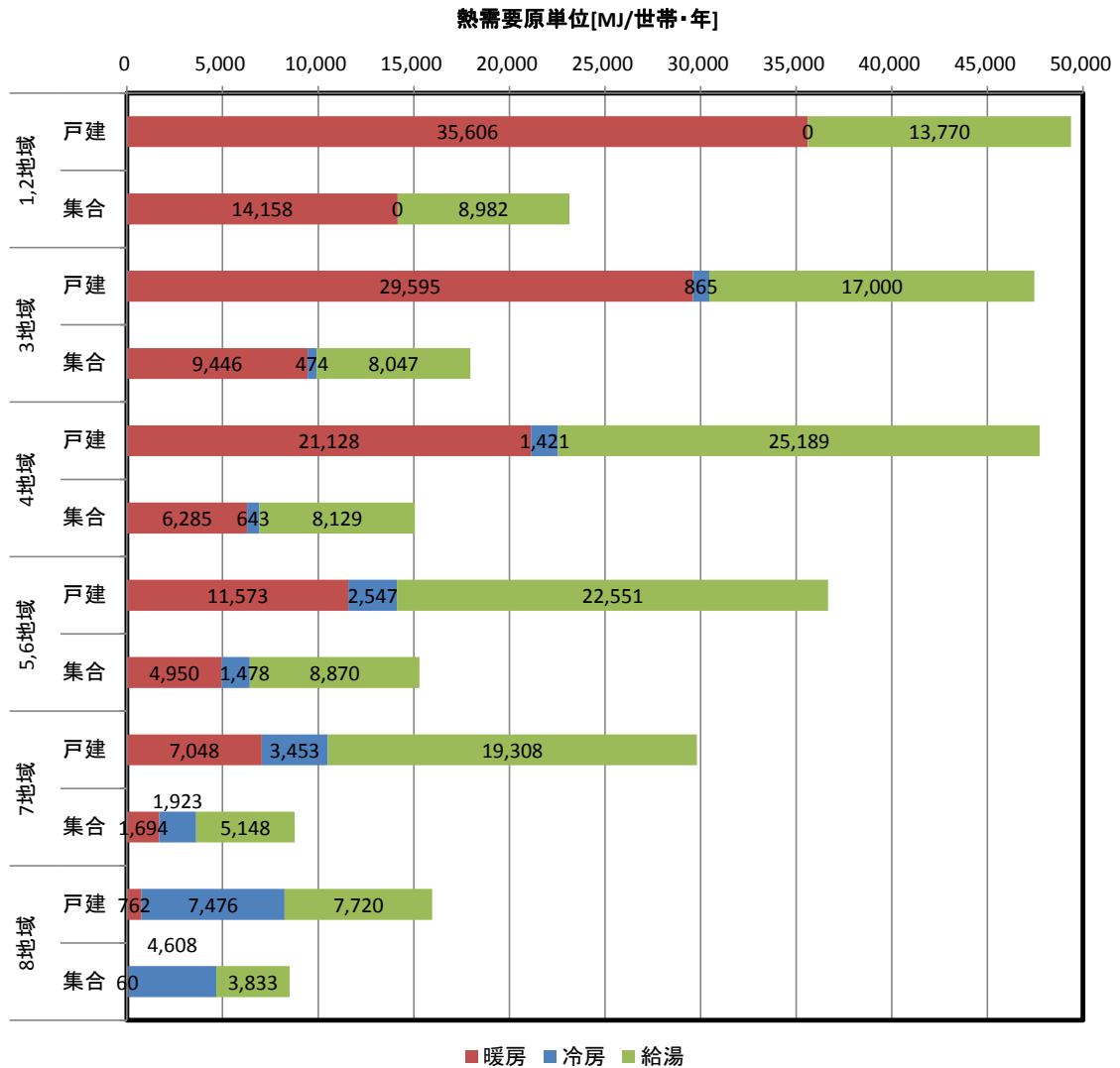


図 4-2 本調査で推計した住宅の熱需要原単位

## (2) 2014 年熱関係 CO2 排出の構造【住宅】

地域別かつ用途別に分けて、住宅の熱需要を満たすエネルギー供給に由来する CO2 排出が 80%以上削減される姿を検討した。

図 4-3 及び図 4-4 に地域別の熱需要と CO2 排出の構造を示す。CO2 排出量の推計方法としては、図 4-2 に示した熱需要を表 4-7 に示した現状 (2014 年) の COP で除してエネルギー消費量を算出し、排出係数を乗じて算出した。また、世帯数については表 4-5 に示すとおり精査を行った。

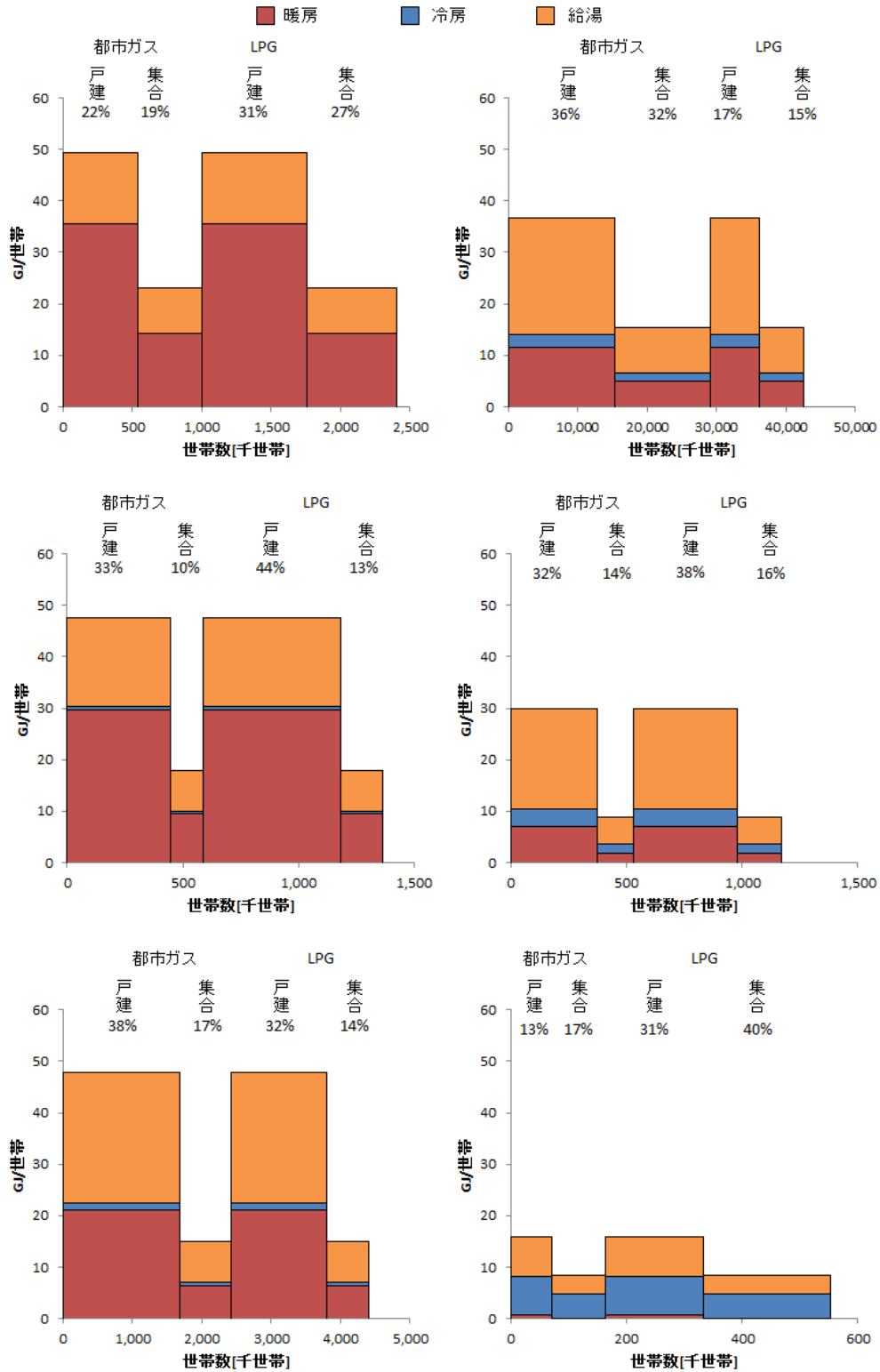


図 4-3 2014 年の住宅の熱需要の構造  
 (左上：1,2 地域、左中：3 地域、左下：4 地域、右上：5,6 地域、右中：7 地域、右下：8 地域)

(図中の%は各地域における世帯数の比率を示す)

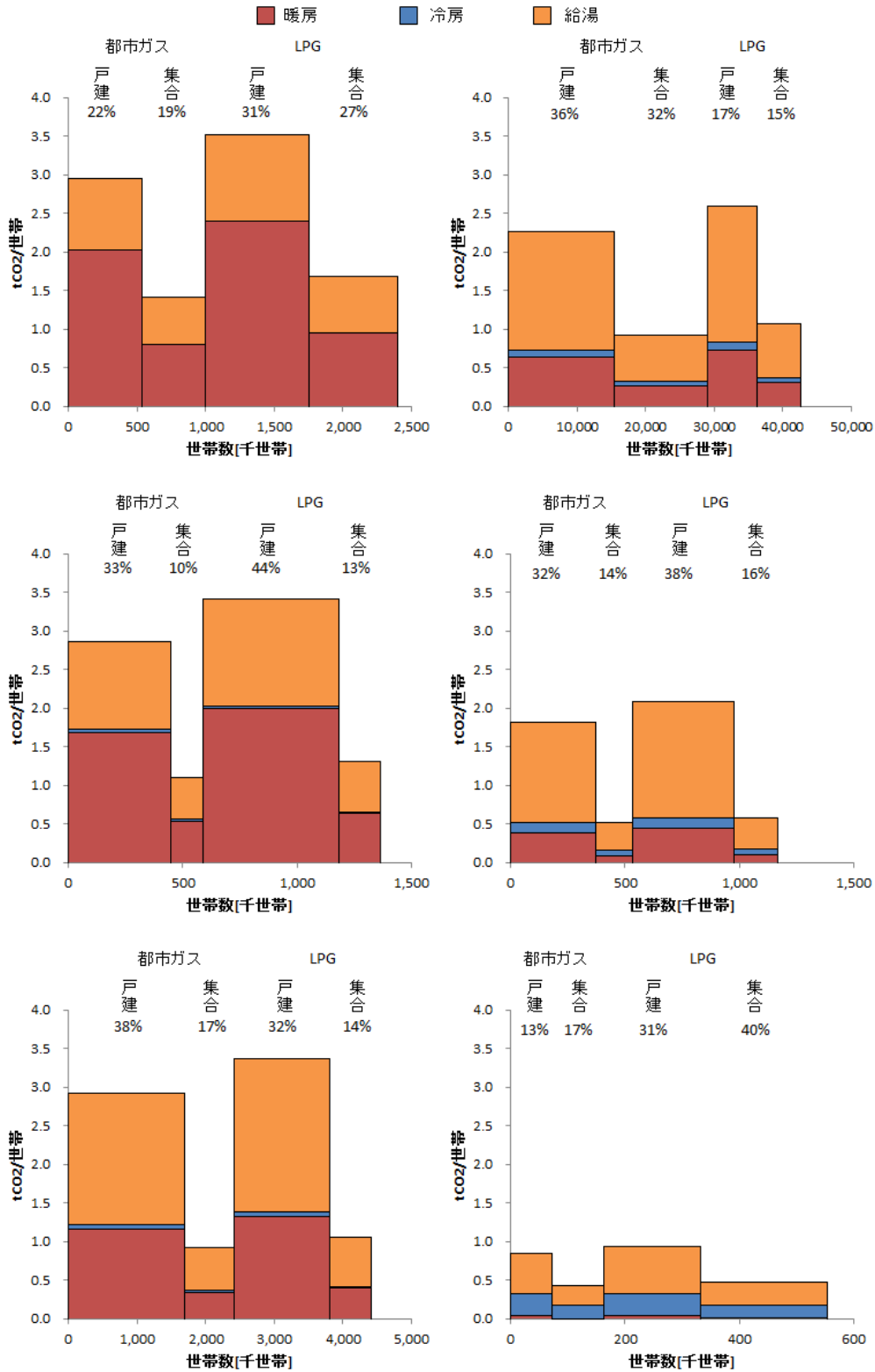


図 4-4 2014 年の熱需要を満たすエネルギー供給に由来する CO2 排出の構造  
 (左上：1,2 地域、左中：3 地域、左下：4 地域、右上：5,6 地域、右中：7 地域、右下：8 地域)

(図中の%は各地域における世帯数の比率を示す)

注) 電力の排出係数は 0.5kgCO2/kWh とした。

### (3) 再生可能エネルギー熱導入以外の変化要因とその効果【住宅】

再生可能エネルギー熱及びそれ以外の要因（断熱性能向上、機器効率向上）による CO2 排出量の削減効果の推計にあたっては、表 4-5 のとおり平成 27 年度調査から精査を行った。

表 4-5 CO2 削減効果の推計に関する精緻化の視点【住宅】

	平成 27 年度調査	本年度調査
用途	・ 暖房・冷房・給湯・融雪と設定。	・ 暖房・冷房・給湯と設定。
寒冷地・温暖地	・ 寒冷地は北海道・東北・北陸、温暖地はそれら以外と設定。	・ 本調査においては、寒冷地を 1,2,3 地域、4~8 地域を温暖地と設定。
機器効率	・ 表 4-7 のとおり。	・ 表 4-7 のとおり。
断熱効果	・ 現状（2013 年）の断熱性能を寒冷地・温暖地を共に 1 とした場合、2050 年の寒冷地は 0.65、温暖地は 0.45 と想定。戸建と集合の違いは考慮していない。	・ 平成 27 年度調査と同様。
地域別の世帯数	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 全国の現状（2013 年）の世帯数は「平成 22 年度国勢調査 人口等基本集計」より設定した。</li> <li>・ 2050 年の世帯数は、2035 年までは国立人口問題研究所の世帯数推計を利用し、2035 年以降は同研究所で推計している人口の伸びと連動させて推計した。</li> <li>・ 寒冷地と温暖地の世帯数比は、寒冷地を現状（2013 年）、2050 年共に寒冷地 15%、温暖地 85%と設定。戸建と集合の区別はしない。</li> <li>・ 戸建と集合の比率は、寒冷地・温暖地共に 6:4 と設定。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 地域別・建て方別世帯数は、「平成 27 年国勢調査 人口等基本集計」より、「一戸建て」は戸建、「長屋建て」「共同住宅」「その他」は集合住宅と想定し、省エネ法の地域区分別に集計し、現状（2014 年）の世帯数と想定した。</li> <li>・ 2050 年の全国の世帯数は、平成 27 年度調査と同様の想定で行い、地域別世帯数は 2014 年の地域別世帯数で按分した。</li> </ul>
都市ガス普及有無別・地域別・建て方別世帯数	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ CO2 排出量を推計するための都市ガスまたは LPG の排出係数は、都市ガスの普及地域か否かによって設定した。</li> <li>・ 戸建・集合共に、寒冷地での都市ガス普及率を 33%、温暖地での都市ガス普及率は 60%と設定。都市ガスの未普及地域は、1-都市ガス普及率で設定。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 「ガス事業年報」の都道府県別の家庭部門の調定数を、都道府県別の供給区域内世帯数によって除し、省エネ法の地域区分別に都市ガスの普及率を整理した。</li> <li>・ 都市ガスの普及率と地域別・建て方別世帯数を乗じて、地域別・建て方別の都市ガス普及世帯数を推計した。1-都市ガス普及率を都市ガス未普及地域の世帯数と想定した。</li> </ul>

#### 1) 断熱性能、機器効率の向上とその効果【住宅】

断熱性能、機器効率の向上については、平成 27 年度における調査と同様に以下の想定とした。

ZEH の普及も含めた断熱性能の大幅な向上を、表 4-6 のとおり想定した。ここではまず、既に定められている住宅の省エネルギー基準（最新は平成 25 年改正。本基準の断熱性能は平成 11 年基準相当）に加え、「平成 11 年基準型」から 2 割熱需要を削減できる「ZEH 基

準型」、同7割削減が可能な「ZEH強化型」の住宅基準ができることを想定した。なお、「ZEH強化型」は、札幌市の独自基準「札幌版次世代住宅基準」の「ハイレベル」基準（熱損失係数0.7W/m<sup>2</sup>.K）程度の住宅が、非寒冷地でも普及することを想定している（旧IV地域における平成11年基準は2.7W/m<sup>2</sup>.K）。昭和55年基準以前の仕様の住宅における冷暖房エネルギー消費量を1としたとき、ZEH強化型の住宅での冷暖房エネルギー消費量は、冷暖房の使い方や冷暖房機器効率が同じであっても、0.1182まで削減される。さらに、各年の新築または改築を行う住宅の、これらの基準の採用状況を想定した。

各年の新築・改築着工数を、総世帯数の推移等から推計した上で、2050年までの各年でのストック平均としての冷暖房省エネルギー指数を算出した。断熱性能別の住宅の構成比と、冷暖房エネルギー消費指数の推移を図4-5に示す。2013年から2050年にかけて、住宅の冷暖房需要は、概ね6割減少すると推計された。

表 4-6 住宅の断熱性能の向上の想定

	S55以前仕様	S55基準型	H4基準型	H11基準型(≒H25基準)	ZEH基準型	ZEH強化型
冷暖房エネルギー消費指数	1	0.761	0.578	0.394	0.3152	0.1182
普及想定 (フロー)	2010		35%	65%		
	2020			70%	20%	10%
	2030			20%	50%	30%
	2050			0%	0%	100%

出所 「S55基準型」「H4基準型」「H11基準型」の指数は「京都議定書目標達成計画の進捗状況」（地球温暖化対策推進本部 2007年5月29日 資料）より。2010年の普及は国土交通省「国交省建築省エネ達成率の推移資料」より。「ZEH基準型」「ZEH強化型」の指数や、将来の普及は想定値。

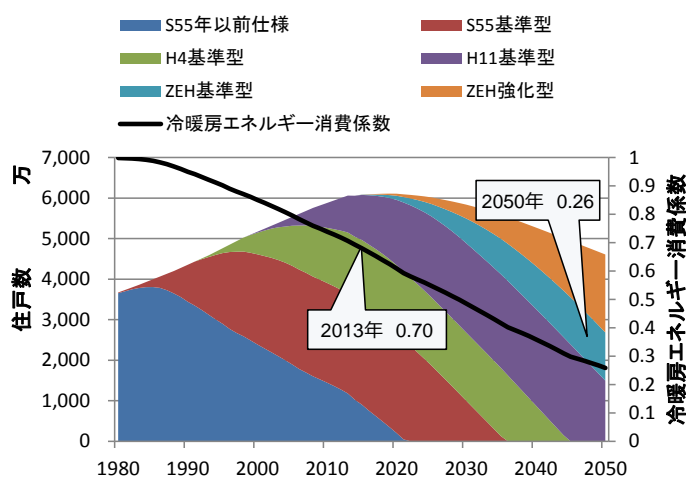


図 4-5 住宅の断熱性能の向上とストック平均での冷暖房エネルギー需要の変化

出所 総住戸数：過去の住戸数と世帯数の回帰式から、将来世帯数（人口問題研究所）に合わせて推計。  
 新築着工数：過去の民間住宅投資と着工数の回帰式から、将来の民間住宅投資（MRI推計）に合わせて推計。  
 改築（断熱）着工数：ストックの1%が断熱改修を行うと想定。

機器効率の向上については、今後の冷暖房・給湯機器の効率改善として期待されるのは、エアコンやヒートポンプ式給湯器等、ヒートポンプ機器の効率改善である。また、化石燃料を利用した給湯器も、高効率である潜熱回収型への置換が期待される。なお、コジェネへの置換でも一定の効率向上が見込まれるが、使用燃料由来のCO2排出量を発電用と熱供給用に帰属させる方法が定まっていないため、熱のみを対象としている今回の試算の対象外とした。

算出の単純化のため、利用燃料は「電気」か「電気以外」（都市ガスまたはLPGのいずれか）のみであるとした上で、各機器のストック効率（またはCOP）を表4-7のように想定した。2050年の効率・COPは、表4-8に示す各機器の省エネ率（エネルギー消費量の削減率）を想定した上で、各機器の効率・COPに換算した値である。

表 4-7 各機器の効率向上の想定

熱用途	電気での熱供給			電気以外での熱供給		
	現在の典型的な機器	現状のストック効率・COP*	2050年のストック効率・COP*	現在の典型的な機器	現状のストック効率・COP	2050年のストック効率・COP
暖房	大気熱利用 エアコン	寒冷地 1.9 温暖地 2.9	寒冷地 2.1 温暖地 3.2	ヒーター・ ストーブ	90%	90%
冷房	大気熱利用 エアコン	3.7	4.1	—	—	—
給湯	電気温水器 またはヒート ポンプ式 給湯器	寒冷地 1.0 温暖地 1.5 (平均)	寒冷地 2.0 温暖地 3.1 (全てHP 式給湯器)	燃焼式給湯 器	80% (従来型)	95% (潜熱回収 型)
融雪	電熱	1	2.0 (全て HP式給湯 器)	温水ボイラ	80% (同上)	95% (同上)

\*補機等の消費を含めたシステム COP を表す。

表 4-8 各機器の省エネ率の想定

熱用途	エネルギー源	技術	消費エネルギー削減率 (家庭)
暖房	電気	大気熱利用エアコン	▲10%
冷房	電気	大気熱利用エアコン	▲10%
給湯	電気	ヒートポンプ式給湯器	▲10%
	ガス	給湯器（従来型効率 80%→潜熱回収型 95%）	▲16%

出所) 日本冷凍空調工業会「ヒートポンプの実用性能と可能性」2010年、環境省「2013年以降の対策・施策に関する報告書」技術WG資料を参考に設定

上記の想定に基づき、2050年に向けての世帯数減少と建物の断熱性能の向上と機器効率の向上による、CO2排出量の削減効果を試算した結果を図4-6に示す。電気の排出係数

(0.5kgCO<sub>2</sub>/kWh) や熱需要の電化率は、同一として比較を行っている。

2050年には、住宅の熱需要を満たすエネルギー供給からのCO<sub>2</sub>排出量としては、地域によらず暖房、冷房からのCO<sub>2</sub>排出量が減少する。給湯についても減少するもののその減少率は暖冷房ほど大きくない。

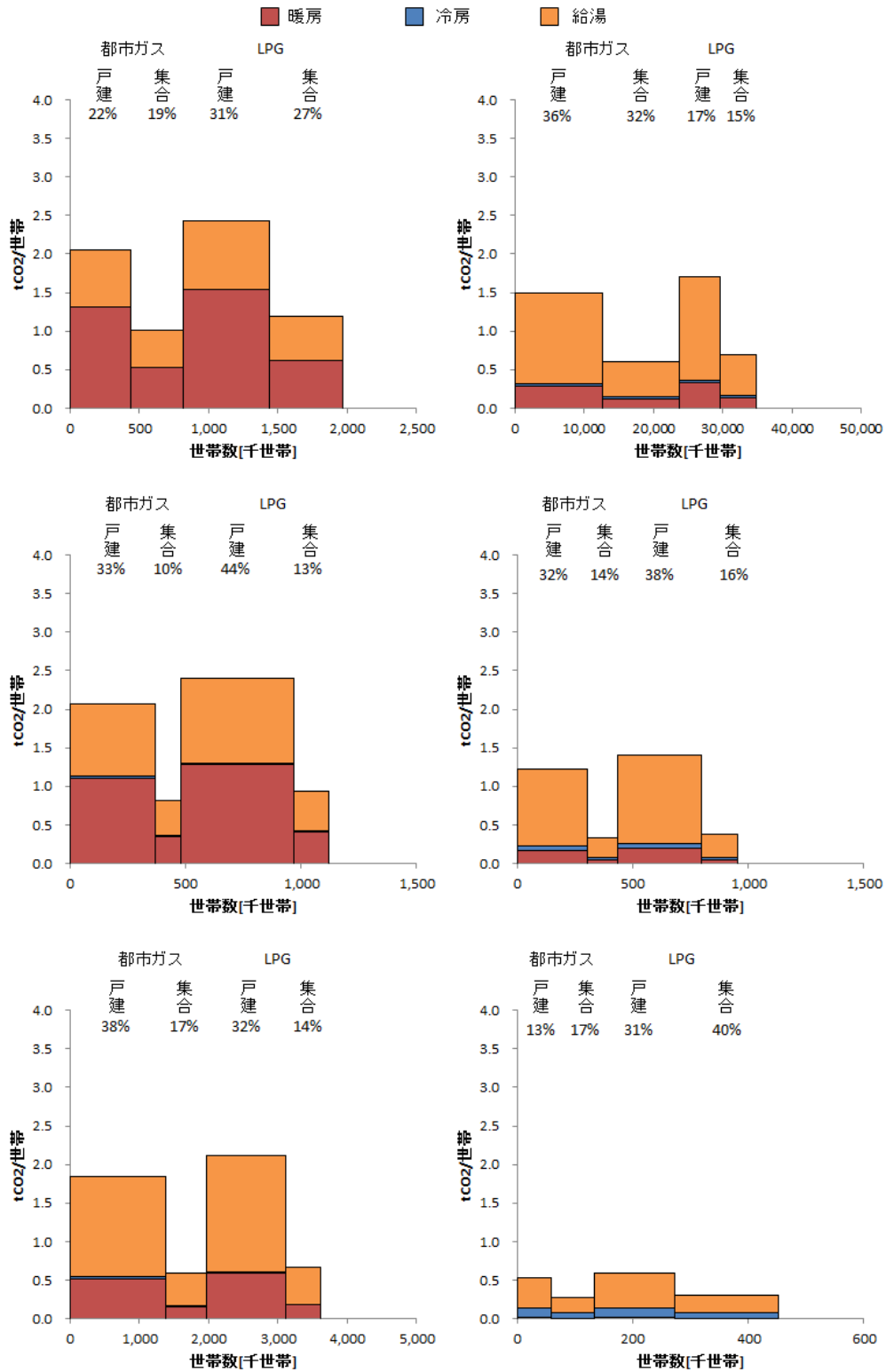




図 4-6 断熱性能の向上と機器効率の向上の効果 (2050 年)

(左上 : 1,2 地域、左中 : 3 地域、左下 : 4 地域、右上 : 5,6 地域、右中 : 7 地域、右下 : 8 地域)

(図中の%は各地域における世帯数の比率を示す)

## 2) 電気の低炭素化、熱需要の電化の効果【住宅】

前述の断熱性能の向上及び機器効率の向上を想定した上で、電気の低炭素化・熱需要の電化が進んだ場合の地域別の CO<sub>2</sub> 削減率を推計した。

平成 27 年度調査の想定と同じく、電気の低炭素化と熱需要の電化については、複数の組み合わせを想定した。電気の排出係数は 0, 0.1, 0.2, 0.3, 0.4kg/CO<sub>2</sub>/kWh とし、熱需要の電化は住宅のオール電化率 (2014 年度の電化率を寒冷地では暖房 5%、冷房 100%、給湯 5%程度、温暖地では暖房 10%、冷房 100%、給湯 10%程度である (EDMC より推計) と想定し、2050 年について冷房は 100%としたままで、暖房、給湯がどの程度電化されているかの比率を示す) として、20%から 100%の 10%刻みとした。

上述の条件における、住宅の熱需要を満たすエネルギー供給からの地域別 CO<sub>2</sub> 排出量の 2014 年比の削減率は、表 4-9 に示すとおりとなった。

CO<sub>2</sub> 排出量を大幅に削減するためには、電気の排出係数の削減と、熱需要を満たすためのエネルギー供給の電化が地域に関わらず必須であることが示されている。また、寒冷地ほど電気の排出係数の削減、電化が必要という結果となっている。

表 4-9 断熱性能の向上・機器効率の向上・電気の低炭素化・熱需要の電化の効果【住宅】

2014年比CO2削減率		オール電化率									
		20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
電気の 排出係数 kgCO2/k Wh	0.0	1,2地域	54.8%	60.4%	66.1%	71.7%	77.4%	83.0%	88.7%	94.3%	100.0%
		3地域	54.7%	60.3%	66.0%	71.7%	77.3%	83.0%	88.7%	94.3%	100.0%
		4地域	57.4%	62.7%	68.0%	73.4%	78.7%	84.0%	89.3%	94.7%	100.0%
		5,6地域	56.6%	62.0%	67.5%	72.9%	78.3%	83.7%	89.2%	94.6%	100.0%
		7地域	56.2%	61.7%	67.1%	72.6%	78.1%	83.6%	89.0%	94.5%	100.0%
		8地域	65.9%	70.2%	74.4%	78.7%	83.0%	87.2%	91.5%	95.7%	100.0%
	0.1	1,2地域	52.3%	56.7%	61.1%	65.5%	69.9%	74.3%	78.7%	83.1%	87.5%
		3地域	52.0%	56.4%	60.8%	65.2%	69.7%	74.1%	78.5%	82.9%	87.3%
		4地域	55.7%	60.2%	64.7%	69.2%	73.7%	78.3%	82.8%	87.3%	91.8%
		5,6地域	54.6%	59.2%	63.8%	68.4%	72.9%	77.5%	82.1%	86.7%	91.3%
		7地域	54.1%	58.7%	63.4%	68.0%	72.7%	77.3%	82.0%	86.6%	91.3%
		8地域	62.5%	66.1%	69.7%	73.3%	77.0%	80.6%	84.2%	87.9%	91.5%
	0.2	1,2地域	49.8%	53.0%	56.1%	59.3%	62.4%	65.6%	68.8%	71.9%	75.1%
		3地域	49.4%	52.5%	55.7%	58.8%	62.0%	65.1%	68.3%	71.4%	74.5%
		4地域	53.9%	57.7%	61.4%	65.1%	68.8%	72.5%	76.2%	80.0%	83.7%
		5,6地域	52.6%	56.4%	60.1%	63.8%	67.6%	71.3%	75.0%	78.8%	82.5%
		7地域	51.9%	55.8%	59.6%	63.4%	67.3%	71.1%	74.9%	78.7%	82.6%
		8地域	59.0%	62.0%	65.0%	68.0%	71.0%	74.0%	77.0%	80.0%	83.0%
	0.3	1,2地域	47.3%	49.2%	51.1%	53.0%	55.0%	56.9%	58.8%	60.7%	62.6%
		3地域	46.8%	48.7%	50.5%	52.4%	54.3%	56.2%	58.1%	59.9%	61.8%
		4地域	52.2%	55.1%	58.0%	60.9%	63.9%	66.8%	69.7%	72.6%	75.5%
		5,6地域	50.6%	53.5%	56.4%	59.3%	62.2%	65.1%	68.0%	70.9%	73.8%
		7地域	49.8%	52.8%	55.8%	58.8%	61.8%	64.8%	67.8%	70.8%	73.8%
		8地域	55.5%	57.9%	60.3%	62.6%	65.0%	67.4%	69.7%	72.1%	74.5%
0.4	1,2地域	44.8%	45.5%	46.1%	46.8%	47.5%	48.1%	48.8%	49.5%	50.1%	
	3地域	44.2%	44.8%	45.4%	46.0%	46.6%	47.2%	47.8%	48.5%	49.1%	
	4地域	50.5%	52.6%	54.7%	56.8%	58.9%	61.0%	63.1%	65.2%	67.4%	
	5,6地域	48.7%	50.7%	52.7%	54.8%	56.8%	58.9%	60.9%	63.0%	65.0%	
	7地域	47.7%	49.9%	52.0%	54.2%	56.4%	58.6%	60.8%	62.9%	65.1%	
	8地域	52.0%	53.8%	55.5%	57.3%	59.0%	60.7%	62.5%	64.2%	65.9%	

(4) 再生可能エネルギー熱導入の効果【住宅】

1) 再生可能エネルギー熱の利用の想定【住宅】

上述の断熱性能の向上、及び機器効率の向上を想定し、再生可能エネルギー熱を最大限利用する場合の、住宅の熱需要を満たすエネルギー供給の低炭素化への寄与ポテンシャルを推計した。

再生可能エネルギーの利用の想定は、表 4-10 のとおり、平成 27 年度調査と同様の設定とした。いずれの場合も、再生可能エネルギーを最大限利用することとし、対象世帯の全世帯に導入と想定した。

表 4-10 再生可能エネルギー熱の利用の想定【住宅】

	電気での熱供給		電気以外での熱供給	
	想定技術	効果	想定技術	効果
①太陽熱利用給湯システム	太陽熱利用給湯システムのヒートポンプ式給湯	給湯需要40%分を供給	太陽熱利用給湯システムの潜熱回収型給湯器と	給湯需要40%分を供給

	器との併用		の併用	
②地中熱等による冷暖房・給湯	地中熱等ヒートポンプ	温暖地の冷暖房・給湯 COP が+1、寒冷地の COP も温暖地と同じとなる	—	—
③バイオマスの暖房利用	—	—	バイオマス由来燃料での暖房	暖房 CO2 排出ゼロ

## 2) 太陽熱利用給湯システム【住宅】

全住宅において、給湯需要の 40%を太陽熱で供給することを想定した場合の、世帯当たりの地域別の再生可能エネルギー熱利用量 (GJ/世帯) を表 4-11 に示す。また、これによる地域別の CO2 追加削減効果 (表 4-9 に対する追加分) を表 4-12 に示す。

電気での熱供給を行っている世帯、電気以外での熱供給を行っている世帯のいずれについても太陽熱によって 40%を供給する想定を行っているため、オール電化率によって利用量の変化は生じていないが、電気での熱供給よりも想定している効率が低い電気以外での熱供給を行っている比率が高いほど (オール電化率が低いほど) CO2 削減効果は大きい結果となっている。ただし、電気の排出係数が増加していくと、効率の差を打ち消していくこととなるため、CO2 削減効果の差も縮まっている。

地域別の違いとしては、給湯需要の 40%が利用量となるため、その大小と戸建、集合の比率とが影響している。

## 3) 地中熱等による冷暖房・給湯【住宅】

冷暖房・給湯を電気での熱供給している世帯において、地中熱等の活用により、温暖地の冷暖房・給湯 COP が大気時よりも 1 向上し、かつ寒冷地においても温暖地と同じ COP になることを想定した場合の、世帯当たりの再生可能エネルギー熱利用量 (GJ/世帯) を表 4-13 に示す。また、これによる地域別の CO2 追加削減効果 (表 4-9 に対する追加分) を表 4-14 に示す。

地中熱の利用による COP の向上率を温暖地に比べて寒冷地の方が高く想定していることに加え、熱需要そのものが寒冷地の方が大きいことから、寒冷地における利用量、削減効果が多い結果となっている。また、オール電化率が高いほど地中熱等によって置き換えられる対象が増加することから、利用量、削減効果ともに大きくなっている。ただし、排出係数が減少していくと、地中熱等を活用しない場合においても CO2 排出量が小さくなるため、追加的な削減効果は減少する。

## 4) バイオマスの暖房利用【住宅】

暖房を電気以外で熱供給している世帯において、暖房需要の 100%をバイオマスで供給することを想定した場合の、世帯当たりの地域別の再生可能エネルギー熱利用量 (GJ/世帯) を表 4-15 に示す。また、これによる地域別の CO2 追加削減効果 (表 4-9 に対する追加分) を表 4-16 に示す。

電気での暖房を行っている世帯は効果算定の対象外となるため、排出係数の違いによる差は生じない。加えて、オール電化率が高くなるほどバイオマスの活用先が減少するため、利用量、効果ともに減少する結果となっている。

地域による差としては、暖房需要の大小がそのまま影響することとなるため、寒冷地ほど利用量、効果ともに大きくなっている。

## 5) 組み合わせの効果【住宅】

上述した、太陽熱利用による給湯予熱、地中熱等による冷暖房・給湯、バイオマスによる暖房を組み合わせたときの地域別のCO<sub>2</sub>削減効果（表 4-9 に対する追加分）を試算した結果を表 4-17 に示す。また、高断熱化、機器効率の向上による効果との合算としての2050年時点における削減率を表 4-18 に示す。2)～4) の効果の組み合わせの結果としては、排出係数が小さいほど地域による削減効果の差も小さくなるが、排出係数が大きい場合には、寒冷地と温暖地の削減効果の違いが大きくなるとともに削減効果そのものも大きくなる傾向にある。

再生可能エネルギー熱の活用を想定しないときは、電気の排出係数の大幅削減や熱需要を満たすためのエネルギー供給の大幅な電化が生じなければ、CO<sub>2</sub>の80%削減は困難であった（表 4-9）ことに対し、表 4-18 に示すように再生可能エネルギー熱を最大限活用することにより、大幅な電化、電気の低炭素化が進まない場合においても、建物の熱需要を満たすエネルギー供給において8割近いCO<sub>2</sub>排出削減の可能性が出てくることがわかった。

特に寒冷地においては、電気の排出係数が0.4kg-CO<sub>2</sub>/kWh以下程度であればほとんどのケースにおいて8割以上の削減が実現されており、再生可能エネルギー熱の活用による効果が大きい地域であることが示されている。

表 4-11 太陽熱利用給湯システムによる再生可能エネルギー熱利用量【住宅】

再生可能エネルギー熱 利用量[GJ/世帯]			オール電化率								
			20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
電気の 排出係数 kgCO2/k Wh	0.0	1,2地域	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
		3地域	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
		4地域	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
		5,6地域	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
		7地域	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
		8地域	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
	0.1	1,2地域	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
		3地域	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
		4地域	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
		5,6地域	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
		7地域	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
		8地域	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
	0.2	1,2地域	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
		3地域	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
		4地域	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
		5,6地域	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
		7地域	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
		8地域	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
	0.3	1,2地域	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
		3地域	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
		4地域	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
		5,6地域	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
		7地域	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
		8地域	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
	0.4	1,2地域	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
		3地域	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
		4地域	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
		5,6地域	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
		7地域	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
		8地域	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2

表 4-12 太陽熱利用給湯システムによる追加的 CO2 削減効果【住宅】

2014年比CO2追加削減率			オール電化率								
			20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
電気の 排出係数 kgCO2/k Wh	0.0	1,2地域	7.2%	6.3%	5.4%	4.5%	3.6%	2.7%	1.8%	0.9%	0.0%
		3地域	8.4%	7.4%	6.3%	5.3%	4.2%	3.2%	2.1%	1.1%	0.0%
		4地域	12.2%	10.7%	9.2%	7.6%	6.1%	4.6%	3.1%	1.5%	0.0%
		5,6地域	13.9%	12.2%	10.4%	8.7%	6.9%	5.2%	3.5%	1.7%	0.0%
		7地域	14.9%	13.1%	11.2%	9.3%	7.5%	5.6%	3.7%	1.9%	0.0%
		8地域	13.2%	11.6%	9.9%	8.3%	6.6%	5.0%	3.3%	1.7%	0.0%
	0.1	1,2地域	7.6%	6.9%	6.2%	5.5%	4.8%	4.2%	3.5%	2.8%	2.1%
		3地域	8.9%	8.1%	7.3%	6.5%	5.7%	4.9%	4.1%	3.3%	2.5%
		4地域	12.7%	11.4%	10.1%	8.8%	7.5%	6.2%	4.9%	3.7%	2.4%
		5,6地域	14.4%	13.0%	11.5%	10.1%	8.6%	7.1%	5.7%	4.2%	2.8%
		7地域	15.5%	13.9%	12.4%	10.8%	9.2%	7.6%	6.0%	4.4%	2.8%
		8地域	13.7%	12.3%	10.9%	9.5%	8.1%	6.7%	5.3%	3.9%	2.5%
	0.2	1,2地域	8.0%	7.5%	7.0%	6.6%	6.1%	5.6%	5.2%	4.7%	4.2%
		3地域	9.4%	8.9%	8.3%	7.8%	7.2%	6.7%	6.1%	5.5%	5.0%
		4地域	13.2%	12.1%	11.1%	10.0%	8.9%	7.9%	6.8%	5.8%	4.7%
		5,6地域	15.0%	13.8%	12.6%	11.4%	10.2%	9.1%	7.9%	6.7%	5.5%
		7地域	16.1%	14.8%	13.5%	12.2%	10.9%	9.6%	8.3%	7.0%	5.7%
		8地域	14.2%	13.0%	11.9%	10.7%	9.5%	8.4%	7.2%	6.1%	4.9%
	0.3	1,2地域	8.4%	8.2%	7.9%	7.6%	7.4%	7.1%	6.8%	6.6%	6.3%
		3地域	9.9%	9.6%	9.3%	9.0%	8.7%	8.4%	8.1%	7.8%	7.5%
		4地域	13.6%	12.8%	12.0%	11.2%	10.4%	9.5%	8.7%	7.9%	7.1%
		5,6地域	15.5%	14.6%	13.7%	12.8%	11.9%	11.0%	10.1%	9.2%	8.3%
		7地域	16.7%	15.6%	14.6%	13.6%	12.6%	11.6%	10.6%	9.6%	8.5%
		8地域	14.7%	13.8%	12.8%	11.9%	11.0%	10.1%	9.2%	8.3%	7.4%
	0.4	1,2地域	8.8%	8.8%	8.7%	8.7%	8.6%	8.6%	8.5%	8.5%	8.4%
		3地域	10.4%	10.4%	10.3%	10.3%	10.2%	10.1%	10.1%	10.0%	10.0%
		4地域	14.1%	13.5%	12.9%	12.4%	11.8%	11.2%	10.6%	10.0%	9.5%
		5,6地域	16.1%	15.5%	14.8%	14.2%	13.6%	12.9%	12.3%	11.6%	11.0%
		7地域	17.2%	16.5%	15.8%	15.0%	14.3%	13.6%	12.9%	12.1%	11.4%
		8地域	15.2%	14.5%	13.8%	13.2%	12.5%	11.8%	11.1%	10.5%	9.8%

表 4-13 地中熱等による再生可能エネルギー熱利用量【住宅】

再生可能エネルギー熱 利用量[GJ/世帯]		オール電化率									
		20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
電気の 排出係数 kgCO <sub>2</sub> /k Wh	0.0	1,2地域	1.4	2.1	2.8	3.5	4.2	4.8	5.5	6.2	6.9
		3地域	1.6	2.3	3.1	3.9	4.6	5.4	6.1	6.9	7.7
		4地域	0.4	0.7	0.9	1.1	1.3	1.5	1.7	1.9	2.1
		5,6地域	0.4	0.5	0.7	0.8	1.0	1.1	1.3	1.4	1.6
		7地域	0.3	0.5	0.6	0.7	0.9	1.0	1.1	1.3	1.4
		8地域	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6
	0.1	1,2地域	1.4	2.1	2.8	3.5	4.2	4.8	5.5	6.2	6.9
		3地域	1.6	2.3	3.1	3.9	4.6	5.4	6.1	6.9	7.7
		4地域	0.4	0.7	0.9	1.1	1.3	1.5	1.7	1.9	2.1
		5,6地域	0.4	0.5	0.7	0.8	1.0	1.1	1.3	1.4	1.6
		7地域	0.3	0.5	0.6	0.7	0.9	1.0	1.1	1.3	1.4
		8地域	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6
	0.2	1,2地域	1.4	2.1	2.8	3.5	4.2	4.8	5.5	6.2	6.9
		3地域	1.6	2.3	3.1	3.9	4.6	5.4	6.1	6.9	7.7
		4地域	0.4	0.7	0.9	1.1	1.3	1.5	1.7	1.9	2.1
		5,6地域	0.4	0.5	0.7	0.8	1.0	1.1	1.3	1.4	1.6
		7地域	0.3	0.5	0.6	0.7	0.9	1.0	1.1	1.3	1.4
		8地域	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6
	0.3	1,2地域	1.4	2.1	2.8	3.5	4.2	4.8	5.5	6.2	6.9
		3地域	1.6	2.3	3.1	3.9	4.6	5.4	6.1	6.9	7.7
		4地域	0.4	0.7	0.9	1.1	1.3	1.5	1.7	1.9	2.1
		5,6地域	0.4	0.5	0.7	0.8	1.0	1.1	1.3	1.4	1.6
		7地域	0.3	0.5	0.6	0.7	0.9	1.0	1.1	1.3	1.4
		8地域	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6
	0.4	1,2地域	1.4	2.1	2.8	3.5	4.2	4.8	5.5	6.2	6.9
		3地域	1.6	2.3	3.1	3.9	4.6	5.4	6.1	6.9	7.7
		4地域	0.4	0.7	0.9	1.1	1.3	1.5	1.7	1.9	2.1
		5,6地域	0.4	0.5	0.7	0.8	1.0	1.1	1.3	1.4	1.6
		7地域	0.3	0.5	0.6	0.7	0.9	1.0	1.1	1.3	1.4
		8地域	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6

表 4-14 地中熱等による追加的 CO<sub>2</sub> 削減効果【住宅】

2014年比CO <sub>2</sub> 追加削減率		オール電化率									
		20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
電気の 排出係数 kgCO <sub>2</sub> /k Wh	0.0	1,2地域	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
		3地域	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
		4地域	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
		5,6地域	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
		7地域	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
		8地域	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	0.1	1,2地域	1.3%	1.9%	2.5%	3.2%	3.8%	4.4%	5.0%	5.7%	6.3%
		3地域	1.3%	1.9%	2.6%	3.2%	3.9%	4.5%	5.1%	5.8%	6.4%
		4地域	0.4%	0.6%	0.8%	1.0%	1.2%	1.4%	1.6%	1.8%	2.0%
		5,6地域	0.5%	0.7%	0.9%	1.1%	1.3%	1.5%	1.7%	1.9%	2.1%
		7地域	0.5%	0.7%	0.9%	1.1%	1.3%	1.5%	1.7%	1.9%	2.1%
		8地域	0.7%	0.9%	1.0%	1.2%	1.4%	1.5%	1.7%	1.8%	2.0%
	0.2	1,2地域	2.5%	3.8%	5.0%	6.3%	7.6%	8.8%	10.1%	11.3%	12.6%
		3地域	2.6%	3.9%	5.2%	6.4%	7.7%	9.0%	10.3%	11.6%	12.8%
		4地域	0.8%	1.2%	1.6%	2.0%	2.4%	2.8%	3.2%	3.5%	3.9%
		5,6地域	0.9%	1.3%	1.8%	2.2%	2.6%	3.0%	3.4%	3.8%	4.2%
		7地域	1.0%	1.4%	1.8%	2.2%	2.6%	3.0%	3.4%	3.8%	4.2%
		8地域	1.5%	1.8%	2.1%	2.4%	2.7%	3.0%	3.3%	3.6%	3.9%
	0.3	1,2地域	3.8%	5.7%	7.6%	9.5%	11.3%	13.2%	15.1%	17.0%	18.9%
		3地域	3.9%	5.8%	7.7%	9.7%	11.6%	13.5%	15.4%	17.3%	19.3%
		4地域	1.2%	1.8%	2.4%	3.0%	3.6%	4.1%	4.7%	5.3%	5.9%
		5,6地域	1.4%	2.0%	2.6%	3.2%	3.9%	4.5%	5.1%	5.7%	6.3%
		7地域	1.5%	2.1%	2.7%	3.3%	3.9%	4.5%	5.1%	5.7%	6.3%
		8地域	2.2%	2.7%	3.1%	3.6%	4.1%	4.5%	5.0%	5.4%	5.9%
	0.4	1,2地域	5.0%	7.6%	10.1%	12.6%	15.1%	17.7%	20.2%	22.7%	25.2%
		3地域	5.2%	7.8%	10.3%	12.9%	15.4%	18.0%	20.6%	23.1%	25.7%
		4地域	1.6%	2.4%	3.2%	4.0%	4.8%	5.5%	6.3%	7.1%	7.9%
		5,6地域	1.9%	2.7%	3.5%	4.3%	5.1%	6.0%	6.8%	7.6%	8.4%
		7地域	2.0%	2.8%	3.6%	4.4%	5.2%	6.0%	6.8%	7.6%	8.4%
		8地域	3.0%	3.6%	4.2%	4.8%	5.4%	6.0%	6.6%	7.2%	7.9%

表 4-15 バイオマスによる再生可能エネルギー熱利用量【住宅】

再生可能エネルギー熱 利用量[GJ/世帯]		オール電化率									
		20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
電気の 排出係数 kgCO2/k Wh	0.0	1,2地域	13.3	11.7	10.0	8.3	6.7	5.0	3.3	1.7	0.0
		3地域	12.9	11.3	9.7	8.1	6.5	4.8	3.2	1.6	0.0
		4地域	6.0	5.2	4.5	3.7	3.0	2.2	1.5	0.7	0.0
		5,6地域	3.0	2.7	2.3	1.9	1.5	1.1	0.8	0.4	0.0
		7地域	2.0	1.7	1.5	1.2	1.0	0.7	0.5	0.2	0.0
		8地域	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.1	1,2地域	13.3	11.7	10.0	8.3	6.7	5.0	3.3	1.7	0.0
		3地域	12.9	11.3	9.7	8.1	6.5	4.8	3.2	1.6	0.0
		4地域	6.0	5.2	4.5	3.7	3.0	2.2	1.5	0.7	0.0
		5,6地域	3.0	2.7	2.3	1.9	1.5	1.1	0.8	0.4	0.0
		7地域	2.0	1.7	1.5	1.2	1.0	0.7	0.5	0.2	0.0
		8地域	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	1,2地域	13.3	11.7	10.0	8.3	6.7	5.0	3.3	1.7	0.0
		3地域	12.9	11.3	9.7	8.1	6.5	4.8	3.2	1.6	0.0
		4地域	6.0	5.2	4.5	3.7	3.0	2.2	1.5	0.7	0.0
		5,6地域	3.0	2.7	2.3	1.9	1.5	1.1	0.8	0.4	0.0
		7地域	2.0	1.7	1.5	1.2	1.0	0.7	0.5	0.2	0.0
		8地域	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.3	1,2地域	13.3	11.7	10.0	8.3	6.7	5.0	3.3	1.7	0.0
		3地域	12.9	11.3	9.7	8.1	6.5	4.8	3.2	1.6	0.0
		4地域	6.0	5.2	4.5	3.7	3.0	2.2	1.5	0.7	0.0
		5,6地域	3.0	2.7	2.3	1.9	1.5	1.1	0.8	0.4	0.0
		7地域	2.0	1.7	1.5	1.2	1.0	0.7	0.5	0.2	0.0
		8地域	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
0.4	1,2地域	13.3	11.7	10.0	8.3	6.7	5.0	3.3	1.7	0.0	
	3地域	12.9	11.3	9.7	8.1	6.5	4.8	3.2	1.6	0.0	
	4地域	6.0	5.2	4.5	3.7	3.0	2.2	1.5	0.7	0.0	
	5,6地域	3.0	2.7	2.3	1.9	1.5	1.1	0.8	0.4	0.0	
	7地域	2.0	1.7	1.5	1.2	1.0	0.7	0.5	0.2	0.0	
	8地域	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	

表 4-16 バイオマスによる追加的 CO2 削減効果【住宅】

2014年比CO2追加削減率		オール電化率									
		20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
電気の 排出係数 kgCO2/k Wh	0.0	1,2地域	27.3%	23.9%	20.5%	17.1%	13.7%	10.2%	6.8%	3.4%	0.0%
		3地域	24.2%	21.2%	18.2%	15.1%	12.1%	9.1%	6.1%	3.0%	0.0%
		4地域	12.1%	10.6%	9.1%	7.5%	6.0%	4.5%	3.0%	1.5%	0.0%
		5,6地域	8.7%	7.6%	6.5%	5.4%	4.3%	3.3%	2.2%	1.1%	0.0%
		7地域	6.4%	5.6%	4.8%	4.0%	3.2%	2.4%	1.6%	0.8%	0.0%
		8地域	1.0%	0.9%	0.8%	0.6%	0.5%	0.4%	0.3%	0.1%	0.0%
	0.1	1,2地域	27.3%	23.9%	20.5%	17.1%	13.7%	10.2%	6.8%	3.4%	0.0%
		3地域	24.2%	21.2%	18.2%	15.1%	12.1%	9.1%	6.1%	3.0%	0.0%
		4地域	12.1%	10.6%	9.1%	7.5%	6.0%	4.5%	3.0%	1.5%	0.0%
		5,6地域	8.7%	7.6%	6.5%	5.4%	4.3%	3.3%	2.2%	1.1%	0.0%
		7地域	6.4%	5.6%	4.8%	4.0%	3.2%	2.4%	1.6%	0.8%	0.0%
		8地域	1.0%	0.9%	0.8%	0.6%	0.5%	0.4%	0.3%	0.1%	0.0%
	0.2	1,2地域	27.3%	23.9%	20.5%	17.1%	13.7%	10.2%	6.8%	3.4%	0.0%
		3地域	24.2%	21.2%	18.2%	15.1%	12.1%	9.1%	6.1%	3.0%	0.0%
		4地域	12.1%	10.6%	9.1%	7.5%	6.0%	4.5%	3.0%	1.5%	0.0%
		5,6地域	8.7%	7.6%	6.5%	5.4%	4.3%	3.3%	2.2%	1.1%	0.0%
		7地域	6.4%	5.6%	4.8%	4.0%	3.2%	2.4%	1.6%	0.8%	0.0%
		8地域	1.0%	0.9%	0.8%	0.6%	0.5%	0.4%	0.3%	0.1%	0.0%
	0.3	1,2地域	27.3%	23.9%	20.5%	17.1%	13.7%	10.2%	6.8%	3.4%	0.0%
		3地域	24.2%	21.2%	18.2%	15.1%	12.1%	9.1%	6.1%	3.0%	0.0%
		4地域	12.1%	10.6%	9.1%	7.5%	6.0%	4.5%	3.0%	1.5%	0.0%
		5,6地域	8.7%	7.6%	6.5%	5.4%	4.3%	3.3%	2.2%	1.1%	0.0%
		7地域	6.4%	5.6%	4.8%	4.0%	3.2%	2.4%	1.6%	0.8%	0.0%
		8地域	1.0%	0.9%	0.8%	0.6%	0.5%	0.4%	0.3%	0.1%	0.0%
0.4	1,2地域	27.3%	23.9%	20.5%	17.1%	13.7%	10.2%	6.8%	3.4%	0.0%	
	3地域	24.2%	21.2%	18.2%	15.1%	12.1%	9.1%	6.1%	3.0%	0.0%	
	4地域	12.1%	10.6%	9.1%	7.5%	6.0%	4.5%	3.0%	1.5%	0.0%	
	5,6地域	8.7%	7.6%	6.5%	5.4%	4.3%	3.3%	2.2%	1.1%	0.0%	
	7地域	6.4%	5.6%	4.8%	4.0%	3.2%	2.4%	1.6%	0.8%	0.0%	
	8地域	1.0%	0.9%	0.8%	0.6%	0.5%	0.4%	0.3%	0.1%	0.0%	

表 4-17 再生可能エネルギー熱の組み合わせによる追加的 CO2 削減効果【住宅】

2014年比CO2追加削減率		オール電化率									
		20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
電気の 排出係数 kgCO2/k Wh	0.0	1,2地域	34.5%	30.2%	25.9%	21.6%	17.2%	12.9%	8.6%	4.3%	0.0%
		3地域	32.7%	28.6%	24.5%	20.4%	16.3%	12.3%	8.2%	4.1%	0.0%
		4地域	24.3%	21.3%	18.2%	15.2%	12.1%	9.1%	6.1%	3.0%	0.0%
		5,6地域	22.6%	19.7%	16.9%	14.1%	11.3%	8.5%	5.6%	2.8%	0.0%
		7地域	21.4%	18.7%	16.0%	13.4%	10.7%	8.0%	5.3%	2.7%	0.0%
		8地域	14.3%	12.5%	10.7%	8.9%	7.1%	5.3%	3.6%	1.8%	0.0%
	0.1	1,2地域	35.9%	32.4%	28.8%	25.2%	21.6%	18.1%	14.5%	10.9%	7.3%
		3地域	34.2%	30.9%	27.6%	24.2%	20.9%	17.6%	14.3%	11.0%	7.6%
		4地域	25.1%	22.4%	19.7%	17.1%	14.4%	11.7%	9.1%	6.4%	3.8%
		5,6地域	23.4%	21.0%	18.6%	16.2%	13.8%	11.4%	9.0%	6.6%	4.2%
		7地域	22.3%	20.0%	17.8%	15.5%	13.3%	11.0%	8.8%	6.5%	4.2%
		8地域	15.4%	13.9%	12.5%	11.0%	9.6%	8.1%	6.7%	5.3%	3.8%
	0.2	1,2地域	37.4%	34.6%	31.7%	28.9%	26.0%	23.2%	20.3%	17.5%	14.7%
		3地域	35.8%	33.2%	30.6%	28.1%	25.5%	22.9%	20.4%	17.8%	15.3%
		4地域	25.8%	23.5%	21.3%	19.0%	16.7%	14.4%	12.1%	9.8%	7.5%
		5,6地域	24.3%	22.3%	20.3%	18.3%	16.4%	14.4%	12.4%	10.4%	8.4%
		7地域	23.2%	21.4%	19.5%	17.7%	15.9%	14.0%	12.2%	10.3%	8.5%
		8地域	16.5%	15.4%	14.3%	13.2%	12.1%	11.0%	9.8%	8.7%	7.6%
	0.3	1,2地域	38.9%	36.8%	34.7%	32.5%	30.4%	28.3%	26.2%	24.1%	22.0%
		3地域	37.3%	35.5%	33.7%	31.9%	30.1%	28.3%	26.5%	24.7%	22.9%
		4地域	26.6%	24.7%	22.8%	20.8%	18.9%	17.0%	15.1%	13.2%	11.3%
		5,6地域	25.2%	23.6%	22.1%	20.5%	18.9%	17.3%	15.7%	14.1%	12.6%
		7地域	24.2%	22.7%	21.3%	19.9%	18.4%	17.0%	15.6%	14.2%	12.7%
		8地域	17.6%	16.8%	16.1%	15.3%	14.5%	13.8%	13.0%	12.2%	11.5%
0.4	1,2地域	40.3%	39.0%	37.6%	36.2%	34.8%	33.5%	32.1%	30.7%	29.3%	
	3地域	38.8%	37.8%	36.8%	35.7%	34.7%	33.6%	32.6%	31.6%	30.5%	
	4地域	27.4%	25.8%	24.3%	22.7%	21.2%	19.7%	18.1%	16.6%	15.0%	
	5,6地域	26.1%	24.9%	23.8%	22.6%	21.4%	20.3%	19.1%	17.9%	16.7%	
	7地域	25.1%	24.1%	23.1%	22.0%	21.0%	20.0%	19.0%	18.0%	17.0%	
	8地域	18.7%	18.3%	17.8%	17.4%	17.0%	16.6%	16.1%	15.7%	15.3%	

表 4-18 再生可能エネルギー熱の組み合わせ、高断熱化、機器効率の向上の効果【住宅】

2014年比CO2削減率		オール電化率									
		20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
電気の 排出係数 kgCO2/k Wh	0.0	1,2地域	89.3%	90.6%	92.0%	93.3%	94.6%	96.0%	97.3%	98.7%	100.0%
		3地域	87.3%	88.9%	90.5%	92.1%	93.7%	95.3%	96.8%	98.4%	100.0%
		4地域	81.7%	84.0%	86.3%	88.6%	90.8%	93.1%	95.4%	97.7%	100.0%
		5,6地域	79.2%	81.8%	84.4%	87.0%	89.6%	92.2%	94.8%	97.4%	100.0%
		7地域	77.6%	80.4%	83.2%	86.0%	88.8%	91.6%	94.4%	97.2%	100.0%
		8地域	80.2%	82.7%	85.1%	87.6%	90.1%	92.6%	95.0%	97.5%	100.0%
	0.1	1,2地域	88.2%	89.1%	89.9%	90.7%	91.6%	92.4%	93.2%	94.0%	94.9%
		3地域	86.2%	87.3%	88.4%	89.5%	90.6%	91.7%	92.7%	93.8%	94.9%
		4地域	80.7%	82.6%	84.4%	86.3%	88.2%	90.0%	91.9%	93.7%	95.6%
		5,6地域	78.1%	80.2%	82.4%	84.6%	86.8%	88.9%	91.1%	93.3%	95.4%
		7地域	76.4%	78.8%	81.2%	83.6%	85.9%	88.3%	90.7%	93.1%	95.5%
		8地域	77.8%	80.0%	82.2%	84.4%	86.6%	88.7%	90.9%	93.1%	95.3%
	0.2	1,2地域	87.2%	87.5%	87.8%	88.2%	88.5%	88.8%	89.1%	89.4%	89.7%
		3地域	85.2%	85.7%	86.3%	86.9%	87.5%	88.1%	88.6%	89.2%	89.8%
		4地域	79.8%	81.2%	82.6%	84.0%	85.5%	86.9%	88.3%	89.8%	91.2%
		5,6地域	77.0%	78.7%	80.4%	82.2%	83.9%	85.7%	87.4%	89.1%	90.9%
		7地域	75.2%	77.2%	79.1%	81.1%	83.1%	85.1%	87.1%	89.1%	91.1%
		8地域	75.5%	77.4%	79.2%	81.1%	83.0%	84.9%	86.8%	88.7%	90.6%
	0.3	1,2地域	86.2%	86.0%	85.8%	85.6%	85.4%	85.2%	85.0%	84.8%	84.6%
		3地域	84.1%	84.2%	84.2%	84.3%	84.4%	84.5%	84.5%	84.6%	84.7%
		4地域	78.8%	79.8%	80.8%	81.8%	82.8%	83.8%	84.8%	85.8%	86.8%
		5,6地域	75.9%	77.2%	78.5%	79.8%	81.1%	82.4%	83.7%	85.0%	86.3%
		7地域	74.0%	75.5%	77.1%	78.7%	80.3%	81.8%	83.4%	85.0%	86.6%
		8地域	73.1%	74.7%	76.3%	77.9%	79.5%	81.1%	82.7%	84.3%	85.9%
0.4	1,2地域	85.2%	84.4%	83.7%	83.0%	82.3%	81.6%	80.9%	80.2%	79.4%	
	3地域	83.0%	82.6%	82.1%	81.7%	81.3%	80.9%	80.4%	80.0%	79.6%	
	4地域	77.8%	78.4%	79.0%	79.5%	80.1%	80.7%	81.2%	81.8%	82.4%	
	5,6地域	74.8%	75.6%	76.5%	77.4%	78.3%	79.1%	80.0%	80.9%	81.8%	
	7地域	72.8%	73.9%	75.1%	76.3%	77.4%	78.6%	79.8%	80.9%	82.1%	
	8地域	70.7%	72.0%	73.4%	74.7%	76.0%	77.3%	78.6%	79.9%	81.2%	



## 4.2.2 業務用建物における 2050 年温室効果ガス 80%削減に向けた再生可能エネルギー熱の役割

### (1) 熱需要原単位の推計【業務】

延床面積あたりのエネルギー消費量に対し、熱供給のための機器（エアコン等）の効率を乗じることで、延床面積あたりの熱需要（原単位）を推計した。これに総延床面積を乗じることで総量を推計した。

推計に用いたデータを表 4-19 に示す。業務用建物については、建物用途別・地域別に細分化されたエネルギー消費量に関する統計データが存在しないため、暖房・冷房度日等を考慮して地域別への補正を行った。また、平成 27 年度調査から精査を行った視点を表 4-20 に示す。

表 4-19 業務用建物の熱需要の推計に用いたデータ

消費量	エネルギー経済研究所「民生部門のエネルギー消費実態調査について」（2004 年）
機器効率	暖房機器（エアコン）3.1*、暖房（ガス HP）1.2*、熱 0.9、それ以外の暖房は 0.8 として設定。冷房機器（エアコン）4.6*、冷房機器（ガス）1.2*、それ以外は 0.9 として設定。従来型燃焼式給湯器 0.8*として設定。 出所）*「対策導入量等の根拠資料」（国立環境研究所 AIM プロジェクトチーム） *以外は MRI で想定
地域別補正	各地域の暖房度日・冷房度日：「気象庁」における各地域の代表地点の 2014～2016 年の 3 年間の平均気温データより、暖房度日（平均気温が 14℃を下回る日について、14℃と平均気温の差を合計）、及び冷房度日（平均気温が 24℃を超える日について、平均気温と 22℃の差を合計）を算出。 代表地点は以下のとおり。1,2 地域：北見・岩見沢、3 地域：盛岡、4 地域：長野、5,6 地域：宇都宮・岡山、7 地域：宇都宮、8 地域：那覇 全国平均の暖房度日・冷房度日：「エネルギー・経済統計要覧」における 2013～2015 年度の暖房度日あるいは冷房度日の全国平均値。
延床面積	2014 年の延床面積は、「エネルギー・経済統計要覧」における全国の業務部門業種別延床面積（事務所、卸・小売業、飲食店、病院・診療所、ホテル・旅館、学校）を以下の統計の比率で地域別に按分。なお、デパートは卸・小売業、娯楽場は飲食店に含めた。 病院・診療所：建築物ストック統計検討会 報告書「表 3 7 病院・診療所（開設者：都道府県・市町村）の延べ床面積（平成 17 年）」 上記以外：平成 25 年度法人土地・建物基本調査（第 486 表 建物所在地・主な利用現況・利用現況別敷地とともに所有する工場敷地以外の建物の総延べ床面積）

表 4-20 業務部門における精緻化の視点

視点	平成 27 年度調査	本年度調査
地域の細分化	北・中・南日本の 3 区分で分析した。 ➤ 2013 年度の気象庁の平均気温データのうち、北・中・南日本の代表地点のものをを用いて、暖房度日と冷房度日を算出した。 ➤ エネルギー経済・統計要覧の全国平均気温との比から、北・中・南日本の消費量に展開した。	省エネルギー基準による地域区分（表 4-1）別に分析した。 ➤ 各地域の代表地点の 3 年間（2014～2016 年）の平均気温データより、暖房度日と冷房度日を算出した。 ➤ エネルギー経済・統計要覧の 2013～2015 年度の暖房度日または冷房度日の全国平均との比から、地域別の暖房と冷房の消費量を推計した。

推計結果である、延床面積あたり熱需要を図 4-7 に示す。また、延床面積を乗じた熱需要総量を図 4-8 に示す。

飲食店や病院・診療所、ホテル・旅館は熱需要が大きく、再生可能エネルギーの導入による効果も大きいと考えられる。また、北海道（1,2 地域）では冷房需要がほとんどなく、逆に沖縄（8 地域）では暖房需要はほとんどない。

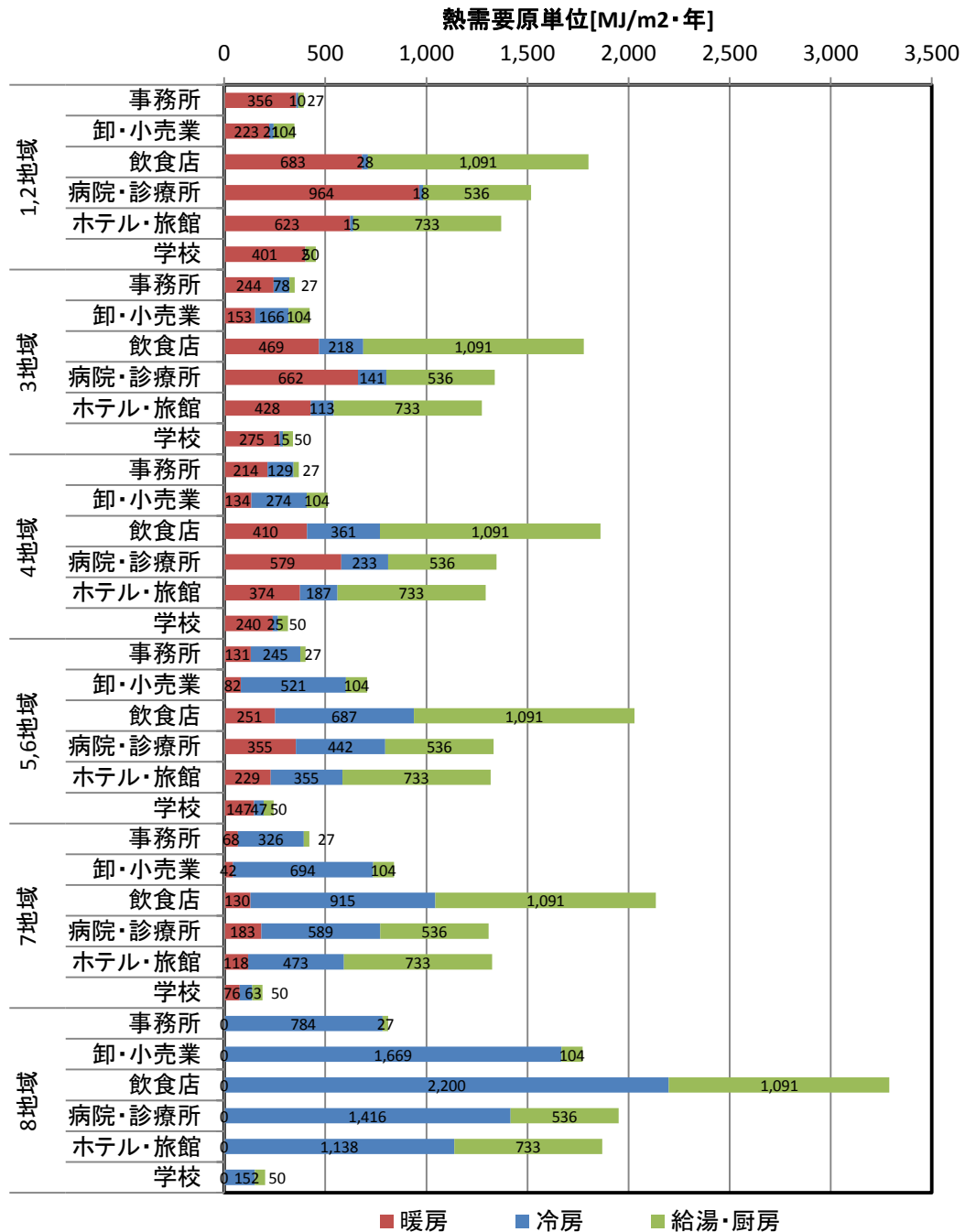


図 4-7 業務用建物における熱需要原単位（延床面積あたり熱需要）

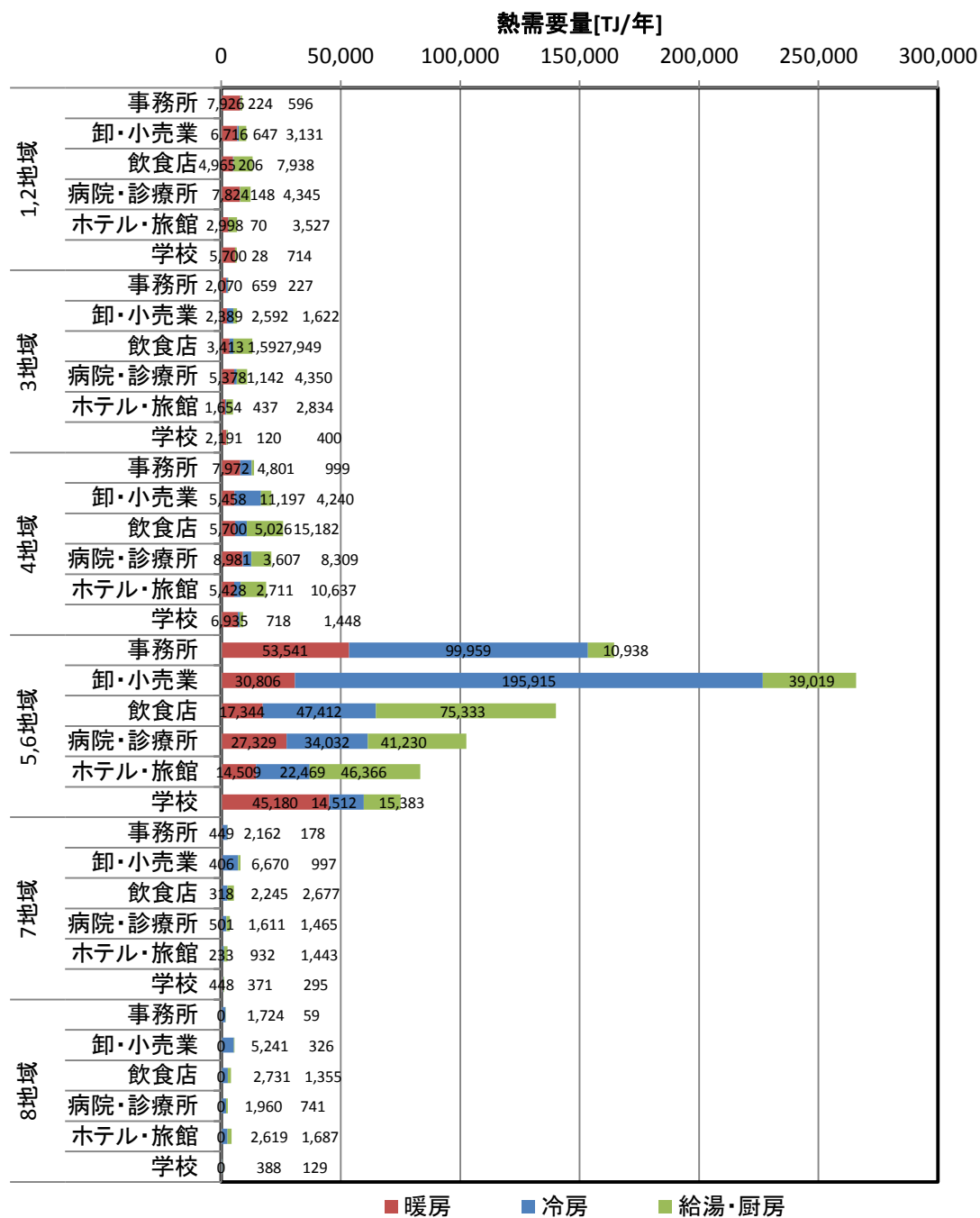


図 4-8 業務用建物における熱需要（総量）

(2) 2014 年の熱関係 CO2 排出の構造【業務】

建物を地域区分に加え、用途区分に分けて、建物の熱需要を満たすエネルギー供給に由来する CO2 排出が 80%以上削減される姿を検討する。

図 4-9 及び図 4-10 に地域別の熱需要の構造を示す。推計方法と推計に用いたデータは、表 4-19 と同様であるが、図の注釈に示したような追加の想定を行った。

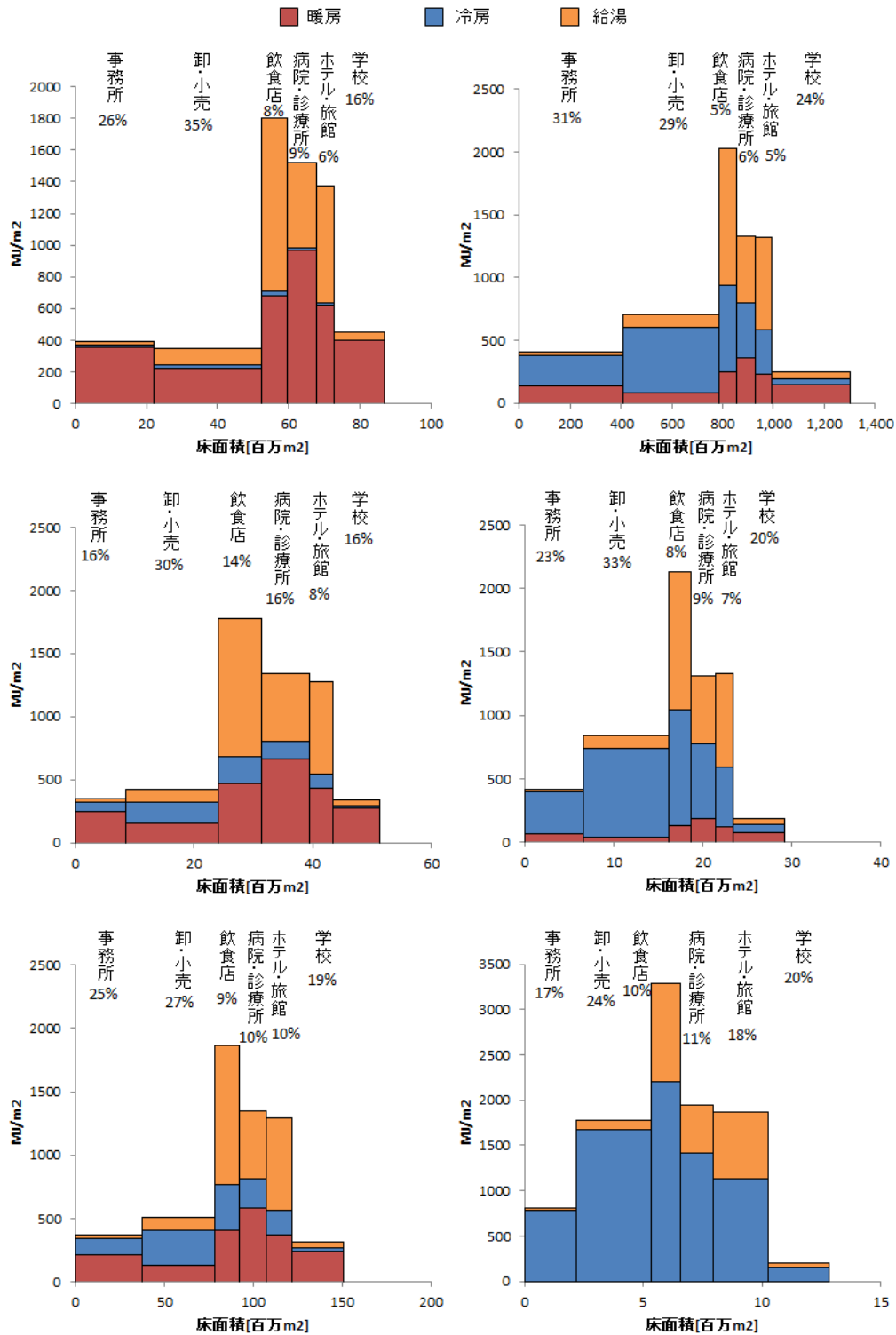


図 4-9 2014 年の建物の熱需要の構造  
(左上：1,2 地域、左中：3 地域、左下：4 地域、右上：5,6 地域、右中：7 地域、右下：8 地域)

(図中の%は各地域における世帯数の比率を示す)

注) 電化率は、エネルギー用途別に、EDMC を参考に設定した。

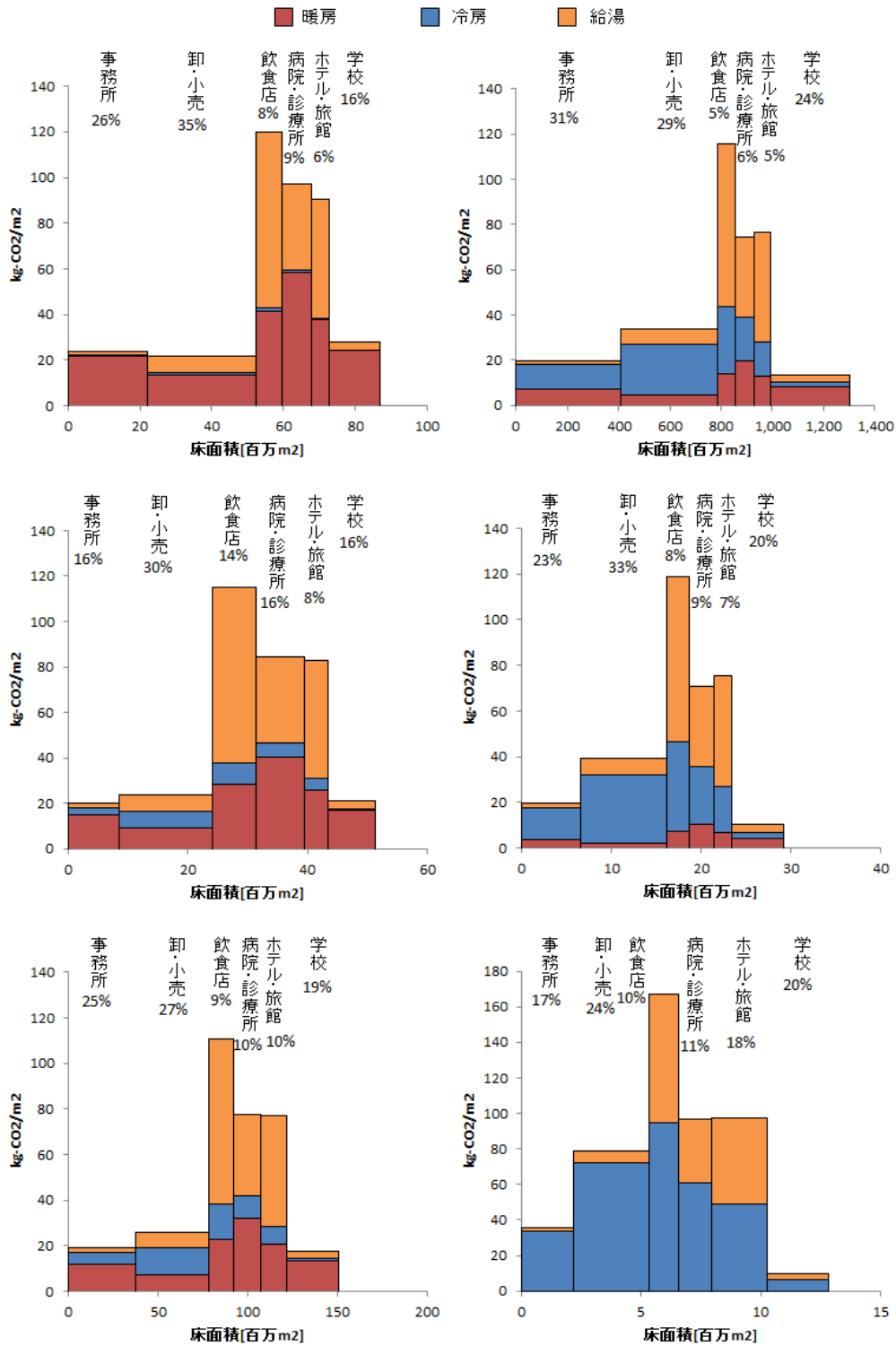


図 4-10 2014 年の熱需要を満たすエネルギー供給に由来する CO2 排出の構造  
 (左上：1,2 地域、左中：3 地域、左下：4 地域、右上：5,6 地域、右中：7 地域、右下：8 地域)

(図中の%は各地域における世帯数の比率を示す)

注) 電化率は、エネルギー用途別に、EDMC を参考に設定した。

### (3) 再生可能エネルギー熱導入以外の変化要因とその効果【業務】

再生可能エネルギー熱及びそれ以外の要因（断熱性能向上、機器効率向上）による CO2 排出量の削減効果の推計にあたっては、表 4-21 のとおり平成 27 年度調査から精査を行った。

表 4-21 CO2 削減効果の推計に関する精緻化の視点【業務】

	平成 27 年度調査	本年度調査
用途	・ 暖房・冷房・給湯と設定。	・ 平成 27 年度調査と同様。
寒冷地・温暖地	・ 寒冷地は北海道・東北・北陸、温暖地はそれら以外と設定。	・ 本調査においては、寒冷地を 1,2,3 地域、4 地域～8 地域を温暖地と設定。
機器効率	・ 表 4-23 のとおり。	・ 表 4-23 のとおり。
断熱効果	・ 2013 年の断熱性能を寒冷地・温暖地共に 1 とした場合、2050 年の寒冷地の暖房・冷房は 0.7、温暖地の暖房・冷房は 0.5 と想定。給湯は効果なし (1) と想定。	・ 平成 27 年度調査と同様。
地域別の延床面積	<p>現状（2013 年）の延床面積：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>「事務所」は平成 20 年度法人建物統計</li> <li>「事務所以外」は EDMC「エネルギー・経済統計要覧」における業務部門業種別延床面積を、総務省「経済センサス」（H26）の業種別事業所数で按分。なお、デパートは「卸・小売業」、娯楽場は「飲食店」を含む。</li> </ul> <p>2050 年の延床面積：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>病院・診療所の面積は 75 歳以上人口伸び率と一人あたり病院延床面積伸び率に比例、学校の面積は 19 歳以下人口伸び率と一人あたり学校延床面積伸び率に比例、その他は横ばいとした。</li> </ul>	<p>現状（2014 年）の延床面積：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>表 4-19 のとおり。</li> </ul> <p>2050 年の延床面積：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>平成 27 年度調査と同様。</li> </ul>

#### 1) 断熱性能、機器効率の向上とその効果【業務】

断熱性能、機器効率の向上については、平成 27 年度における調査と同様に以下のような想定とした。

ZEB の普及も含めた断熱性能の大幅な向上を、表 4-22 のとおり想定した。ここではまず、既に定められている建築物の省エネルギー基準（最新は平成 25 年改正。本基準の断熱性能は平成 11 年基準相当）に加え、「平成 11 年基準型」から 2 割熱需要を削減できる「ZEB 基準型」、同 7 割削減が可能な「ZEB 強化型」の住宅基準ができることを想定した。これは、前述した住宅における ZEH と同様として設定している。

さらに、各年の新築または改築を行う建築物の、これらの基準の採用状況を想定した。

各年の新築・改築着工数を推計した上で、2050 年までの各年でのストック平均としての

冷暖房省エネルギー指数を算出した。断熱性能別の住宅の構成比と、冷暖房エネルギー消費指数の推移を図 4-11 に示す。2014 年から 2050 年にかけて、建築物の冷暖房需要は、概ね 4 割減少すると推計された。

表 4-22 業務用建物の断熱性能向上の想定

		S55 以前仕様	S55 基準型	H4 基準型	H11 基準型	ZEB 基準型	ZEB 強化型
冷暖房エネルギー消費指数		1	0.925	0.85	0.75	0.6	0.225
普及想定 (フロー)	2010			23%	77%		
	2020				70%	20%	10%
	2030				20%	50%	30%
	2050				0%	0%	100%

出所) 「S55 基準型」「H4 基準型」「H11 基準型」の指数は国土交通省「住宅建築に関する省エネの状況」より。「ZEB 基準型」は「H11 基準型」から 2 割、「ZEB 強化型」は「H11 基準型」から 7 割削減とする。2010 年の普及は国土交通省「国交省建築省エネ達成率の推移資料」より。

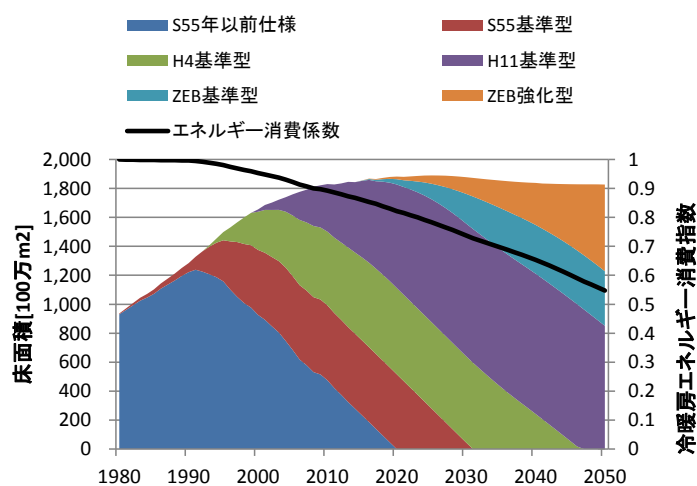


図 4-11 冷暖房用エネルギー需要の変化

注) 床面積：将来はほぼ横ばいとして推計（学校、病院のみ、人口構成の変化によって変化すると想定）。  
着工面積：純増分に加えて 2008 年まではストックの 3%分、2009 年以降はストックの 2.5%分が建て替えと想定。

機器効率の向上については、住宅用機器と同様に、算出の単純化のため、利用燃料は「電気」か「電気以外」（都市ガスまたは LPG のいずれか）のみであるとした上で、各機器のストック効率（または COP）を表 4-23 のように想定した。2050 年の効率・COP は、表 4-24 に示す各機器の省エネ率（エネルギー消費量の削減率）を想定した上で、各機器の効率・COP に換算した値である。

表 4-23 各機器の効率向上の想定【業務】

	電気での熱供給			電気以外での熱供給		
	現在の典型的な機器	現状のストック効率・COP	2050年のストック効率・COP*	現在の典型的な機器	現状のストック効率・COP	2050年のストック効率・COP
暖房	大気熱利用 エアコン	寒冷地 1.8** 温暖地 2.7**	寒冷地 2.1 温暖地 3.2	ヒーター・ ストーブ	90%	—
冷房	大気熱利用 エアコン	3.4**	4.1	—		—
給湯	電気温水器 またはヒート ポンプ式 給湯器	寒冷地 1.0 温暖地 1.5 (平均)	寒冷地 2.0 温暖地 3.1 (全て HP 式給湯器)	燃焼式給湯 器	80%	95%

\*補機等の消費を含めたシステム COP

\*\*2050年に家庭用機器と同程度の COP となるよう、現状を逆算

表 4-24 各機器の省エネ率の想定【業務】

	エネルギー 源	技術	消費エネルギー 削減率 (業務)
暖房	電気	大気熱利用エアコン	▲20%
冷房	電気	大気熱利用エアコン	▲20%
給湯	電気	ヒートポンプ式給湯器	▲10%
	ガス	給湯器 (従来型効率 80%→潜熱回収型 95%)	同左

出所) 社団法人日本冷凍空調工業会編「ヒートポンプの実用性能の可能性と将来展望」日刊工業新聞社、2010年を参考に設定

2050年に向けての延床面積変化と、建物の断熱性能の向上と機器効率の向上によるCO2排出量の削減効果を試算した結果を図 4-12 に示す。電気の排出係数 (0.5kgCO2/kWh) や熱需要の電化率は、同じとして比較を行っている。

2050年には、建築物の熱需要を満たすエネルギー供給からのCO2排出量は2014年比で約33%減少する。



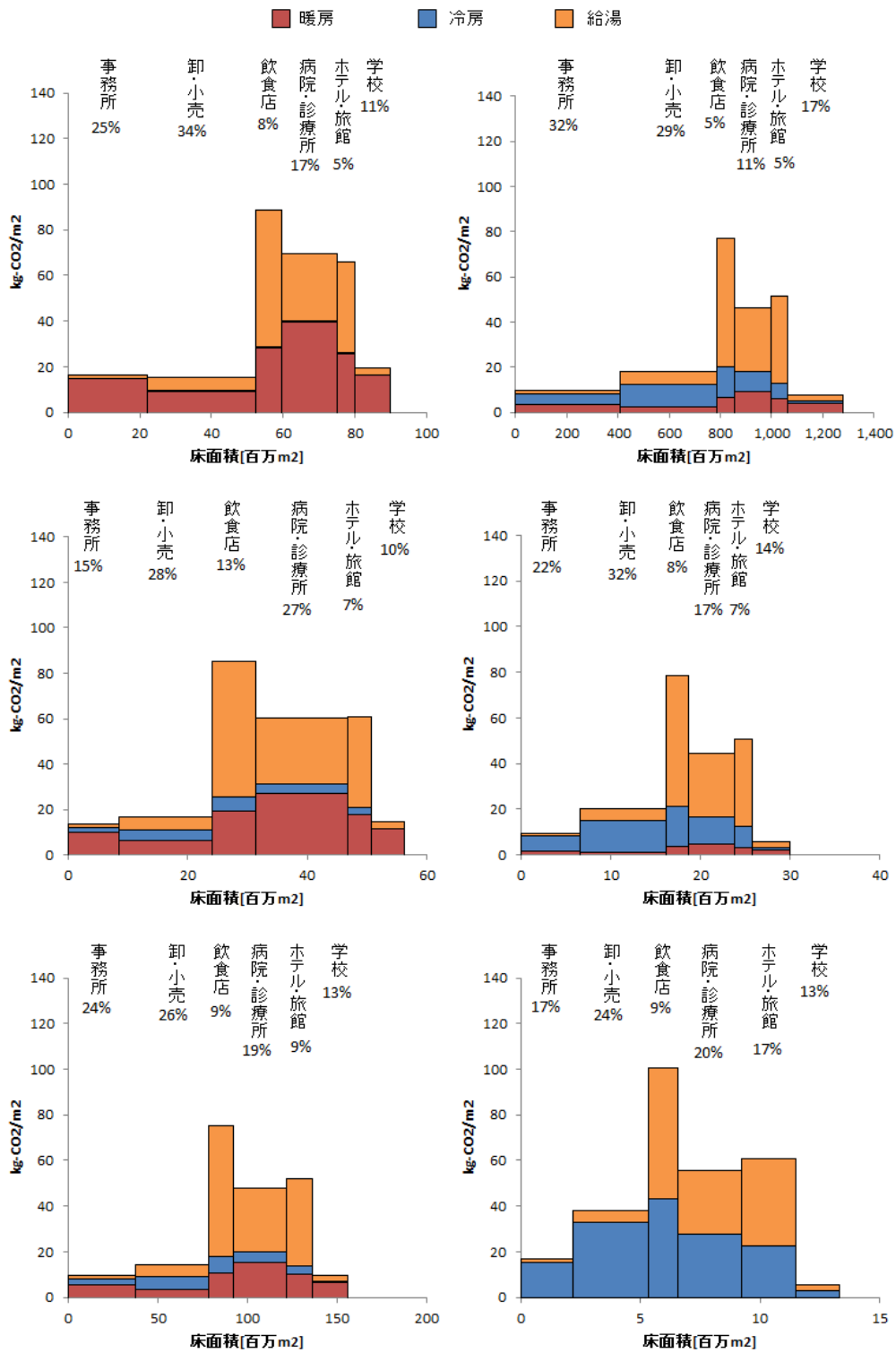


図 4-12 断熱性能の向上と機器効率の向上の効果（2050年）【業務】

（左上：1,2 地域、左中：3 地域、左下：4 地域、右上：5,6 地域、右中：7 地域、右下：8 地域）

（図中の％は各地域における世帯数の比率を示す）

注）2050年の用途別の延床面積については、病院・診療所の面積は75歳以上人口伸び率と一人あたり病院延床面積伸び率、学校の面積は19歳以下人口伸び率と一人あたり学校延床面積伸び率に比

例、その他は 2014 年から横ばいとした。

## 2) 電気の低炭素化、熱需要の電化の効果【業務】

前述した断熱性能の向上、機器効率の向上を想定した上で、電気の低炭素化・熱需要の電化が進んだ場合の、地域別の CO<sub>2</sub> 削減率を試算した。

電気の低炭素化は、今後の再生可能エネルギー・原子力政策に依存するところが大きく、また熱需要の電化の程度は、今後の需要家の選好に依存するところが大きい。そこでここでは、いずれも複数のパターンを想定することとした。

電気の低炭素化の度合いとしては、平成 27 年度調査の想定と同じく電気の排出係数が、0, 0.1, 0.2, 0.3, 0.4kgCO<sub>2</sub>/kWh の 5 通りを想定した。また、追加電化率（2014 年の電化率を冷房 75%、暖房 20%、給湯 10%程度である（EDMC より推計）として、現在電化されていない部分のうち、どれだけ追加的に電化されるかの比率を示す）を、0%から 100%の 10% 刻みで設定した。

これらの各場合における、建物の熱需要を満たすエネルギー供給からの CO<sub>2</sub> 排出量の 2014 年比の削減率は、表 4-25 に示すとおりとなった。

これは、再生可能エネルギー熱の活用を想定しなければ、CO<sub>2</sub> 大幅削減のためには電気の排出係数の削減と、熱需要を満たすためのエネルギー供給の電化の双方が必須であるということを示している。また、寒冷地ほど電気の排出係数の削減、電化が必要という結果となっている。

表 4-25 断熱性能の向上・機器効率の向上・電気の低炭素化・熱需要の電化の効果【業務】

2014年比CO2削減率		追加電化率											
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
電気の 排出係数 kgCO2/ kWh	0.0	1,2地域	33.2%	39.9%	46.5%	53.2%	59.9%	66.6%	73.3%	80.0%	86.6%	93.3%	100.0%
		3地域	31.4%	38.3%	45.2%	52.0%	58.9%	65.7%	72.6%	79.4%	86.3%	93.1%	100.0%
		4地域	42.6%	48.3%	54.1%	59.8%	65.5%	71.3%	77.0%	82.8%	88.5%	94.3%	100.0%
		5,6地域	54.5%	59.0%	63.6%	68.1%	72.7%	77.2%	81.8%	86.3%	90.9%	95.4%	100.0%
		7地域	53.9%	58.5%	63.1%	67.7%	72.3%	76.9%	81.6%	86.2%	90.8%	95.4%	100.0%
		8地域	63.0%	66.7%	70.4%	74.1%	77.8%	81.5%	85.2%	88.9%	92.6%	96.3%	100.0%
	0.1	1,2地域	30.1%	35.1%	40.1%	45.2%	50.2%	55.3%	60.3%	65.3%	70.4%	75.4%	80.4%
		3地域	27.7%	32.9%	38.0%	43.2%	48.4%	53.5%	58.7%	63.9%	69.1%	74.2%	79.4%
		4地域	40.0%	44.8%	49.6%	54.4%	59.2%	64.0%	68.8%	73.6%	78.5%	83.3%	88.1%
		5,6地域	51.0%	54.8%	58.6%	62.4%	66.3%	70.1%	73.9%	77.7%	81.6%	85.4%	89.2%
		7地域	49.8%	53.7%	57.6%	61.5%	65.3%	69.2%	73.1%	76.9%	80.8%	84.7%	88.6%
		8地域	58.0%	61.1%	64.3%	67.4%	70.5%	73.6%	76.7%	79.8%	82.9%	86.1%	89.2%
	0.2	1,2地域	27.0%	30.3%	33.7%	37.1%	40.5%	43.9%	47.3%	50.7%	54.1%	57.5%	60.9%
		3地域	24.0%	27.4%	30.9%	34.4%	37.9%	41.4%	44.9%	48.3%	51.8%	55.3%	58.8%
		4地域	37.3%	41.2%	45.1%	49.0%	52.9%	56.7%	60.6%	64.5%	68.4%	72.3%	76.2%
		5,6地域	47.5%	50.6%	53.7%	56.8%	59.9%	63.0%	66.1%	69.1%	72.2%	75.3%	78.4%
		7地域	45.8%	48.9%	52.1%	55.2%	58.3%	61.5%	64.6%	67.7%	70.8%	74.0%	77.1%
		8地域	53.0%	55.6%	58.1%	60.6%	63.2%	65.7%	68.2%	70.8%	73.3%	75.8%	78.4%
	0.3	1,2地域	23.8%	25.6%	27.3%	29.1%	30.8%	32.6%	34.3%	36.1%	37.8%	39.6%	41.3%
		3地域	20.2%	22.0%	23.8%	25.6%	27.4%	29.2%	31.0%	32.8%	34.6%	36.4%	38.2%
		4地域	34.7%	37.7%	40.6%	43.6%	46.5%	49.5%	52.4%	55.4%	58.3%	61.3%	64.3%
		5,6地域	44.0%	46.3%	48.7%	51.1%	53.4%	55.8%	58.2%	60.5%	62.9%	65.3%	67.7%
		7地域	41.7%	44.1%	46.5%	48.9%	51.3%	53.7%	56.1%	58.5%	60.9%	63.3%	65.7%
		8地域	48.0%	50.0%	51.9%	53.9%	55.8%	57.8%	59.7%	61.7%	63.6%	65.6%	67.5%
0.4	1,2地域	20.7%	20.8%	20.9%	21.0%	21.1%	21.2%	21.3%	21.4%	21.5%	21.6%	21.7%	
	3地域	16.5%	16.6%	16.7%	16.8%	16.9%	17.0%	17.1%	17.2%	17.4%	17.5%	17.6%	
	4地域	32.1%	34.1%	36.1%	38.2%	40.2%	42.2%	44.2%	46.3%	48.3%	50.3%	52.3%	
	5,6地域	40.5%	42.1%	43.7%	45.4%	47.0%	48.7%	50.3%	51.9%	53.6%	55.2%	56.9%	
	7地域	37.7%	39.3%	41.0%	42.7%	44.3%	46.0%	47.6%	49.3%	50.9%	52.6%	54.2%	
	8地域	43.0%	44.4%	45.8%	47.1%	48.5%	49.9%	51.2%	52.6%	54.0%	55.4%	56.7%	

#### (4) 再生可能エネルギー熱導入の効果【業務】

##### 1) 再生可能エネルギー熱の利用の想定【業務】

再生可能エネルギー熱の利用の想定については、以下のとおり平成27年度における調査と同様とした。

上述した断熱性能の向上、機器効率の向上を想定した上で、各再生可能エネルギー熱を最大限利用することによる、業務用建物の熱需要を満たすエネルギー供給の低炭素化への寄与ポテンシャルを試算した。

想定する再生可能エネルギー熱の利用方法を表4-26に示す。なお、その他の再生可能エネルギー熱の利用方法も考え得るが、ここでは現状の導入実績が多い方法を想定した。

また、いずれの場合も、再生可能エネルギー熱の最大限の利用を考え、対象となる全ての建物に導入することを想定した。

表4-26 再生可能エネルギー熱利用等による効果の想定【業務】

	電気での熱供給		電気以外での熱供給	
	想定技術	効果	想定技術	効果
① 太陽熱利用による給湯予熱	太陽熱利用による給湯予熱	給湯需要 20%分を削減	太陽熱利用による給湯予熱	給湯需要 20%分を削減
② 太陽熱利用による冷暖房	—	—	ソーラークーリング・温水暖房利	冷房・暖房需要を20%削減

			用	
③ 地中熱等による冷暖房・給湯	地中熱等ヒートポンプ	温暖地の冷暖房・給湯 COP が+1、寒冷地の COP は温暖地と同じ	—	—

## 2) 太陽熱利用による給湯予熱【業務】

全建物において、給湯需要の 20%を太陽熱で賄う場合を想定した。このときの単位面積当たりの地域別の再生可能エネルギー熱利用量 (MJ/m<sup>2</sup>) を表 4-27 に示す。また、これによる地域別の CO<sub>2</sub> 追加削減効果 (表 4-26 に対する追加分) を表 4-28 に示す。

暖房・冷房需要と異なり、給湯需要は将来の高断熱化によって大きくは減少しないため、再生可能エネルギー熱を含めた供給側の低炭素化方策としての太陽熱利用給湯システムの効果は比較的大きい結果であった。同じ再生可能エネルギー熱利用量でも、電化率が低い場合・電気の低炭素化が進んでいない場合に、CO<sub>2</sub> 削減効果が大きかった。

給湯需要については地域で差がない想定としているため、CO<sub>2</sub> 削減効果としては各地域の建物用途構成による給湯需要の大小のみが影響しており、地域による傾向は見られなかった。なお、排出係数が 0.4kgCO<sub>2</sub>/kWh の 1,2 地域、3 地域においてのみ、電化率の増加に伴って削減効果が大きくなる傾向になっているが、寒冷地と想定している 1,2,3 地域とその他の地域とでは、表 4-23 に示したように電気を使用する給湯器の効率の想定が異なっており、より低い効率を想定している寒冷地においては、排出係数が高くなると、電化が進んだ社会において電気を使用する給湯器を太陽熱で置き換えた方が、CO<sub>2</sub> 削減効果が高くなることを示している。

## 3) 太陽熱利用による冷暖房【業務】

冷暖房が電化されていない建物において、冷房・暖房需要の 20%を太陽熱で賄う場合を想定した。このときの単位面積当たりの地域別再生可能エネルギー熱利用量 (MJ/m<sup>2</sup>) を表 4-29、地域別 CO<sub>2</sub> 追加削減効果 (表 4-26 に対する追加分) を表 4-30 に示す。

再生可能エネルギー熱利用量としては、暖冷房需要の 20%を賄うことを想定しているため、その需要が大きい地域ほど高くなっていることに加えて、電化率を暖房の 20%に対して冷房は 75%と設定しているため、暖房需要の方がより太陽熱の活用余地 (非電気の暖房需要) が残っており、寒冷地の利用量が大きくなっていると考えられる。ただし、温暖地の 8 地域の利用量も高いが、これは 8 地域の冷房度日 (970 度日) が全国平均 (399 度日) に比べて非常に大きいこと、すなわち冷房需要が大きいことが要因と考えられる。

CO<sub>2</sub> 削減効果としては、地域差としては再生可能エネルギー熱の利用量と同様に寒冷地ほど効果が大きい傾向にあり、電化が進んだ場合、上述のように太陽熱の活用余地が小さくなるため、削減効果としても減少する傾向となっている。

## 4) 地中熱等による冷暖房・給湯【業務】

冷暖房・給湯を電気で熱供給している建物において、地中熱等の活用により、温暖地の冷暖房・給湯 COP が大気熱利用時よりも 1 向上し、寒冷地においても温暖地と同じ COP が達成される場合を想定した。このときの単位面積当たりの地域別再生可能エネルギー熱

利用量を表 4-31、地域別 CO2 追加削減効果（表 4-26 に対する追加分）を表 4-32 に示す。

再生可能エネルギー熱の利用量としては、地中熱の利用による COP の向上率が温暖地に比べて寒冷地の方が高いことを想定しているため、寒冷地における利用量が多い結果となっている。ただし、温暖地の中でも 8 地域（沖縄）は利用量が多いが、太陽熱利用による冷暖房と同様に、8 地域の冷房需要の大きさが要因と考えられる。

CO2 削減効果としては、地域差としては再生可能エネルギー熱の利用量と同様に寒冷地ほど効果が大きい傾向にあり、電化率が高いほど地中熱による置き換えの対象が増加するため、CO2 削減効果が大きくなる傾向にある。また、電気の排出係数が大きいほど、地中熱利用の効果は大きくなっており、排出係数がゼロの場合は効率の向上による効果は見込めないため削減効果もゼロとなる。

## 5) 組み合わせの効果【業務】

上述した、太陽熱利用による給湯予熱及び冷暖房、地中熱による冷暖房・給湯を組み合わせたときの地域別の CO2 削減効果（表 4-26 に対する追加分）を試算した結果を表 4-33 に示す。また、高断熱化、機器効率の向上による効果との合算としての 2050 年時点における削減率を表 4-34 に示す。2)～4) の効果の組み合わせの結果としては、排出係数が小さいほど地域による削減効果の差も小さくなるが、排出係数が大きい場合には、寒冷地と温暖地の削減効果の違いが大きくなる傾向にある。

再生可能エネルギー熱の活用を想定しないときは、電気の排出係数の大幅削減や熱需要を満たすためのエネルギー供給の大幅な電化が生じなければ、CO2 の 80%削減は困難であった（表 4-25）ことに対し、表 4-34 に示すように再生可能エネルギー熱を最大限活用することにより、大幅な電化、電気の低炭素化が進まない場合においても、建物の熱需要を満たすエネルギー供給において 8 割近い CO2 排出削減の可能性が出てくることがわかった。

表 4-27 太陽熱の給湯利用による再生可能エネルギー熱利用量【業務】

再生可能エネルギー熱 利用量[MJ/m <sup>2</sup> ]		追加電化率											
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
電気の 排出係数 kgCO <sub>2</sub> /k Wh	0.0	1,2地域	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3
		3地域	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3
		4地域	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3
		5,6地域	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8
		7地域	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3
		8地域	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0
	0.1	1,2地域	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3
		3地域	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3
		4地域	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3
		5,6地域	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8
		7地域	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3
		8地域	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0
	0.2	1,2地域	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3
		3地域	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3
		4地域	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3
		5,6地域	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8
		7地域	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3
		8地域	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0
	0.3	1,2地域	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3
		3地域	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3
		4地域	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3
		5,6地域	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8
		7地域	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3
		8地域	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0
	0.4	1,2地域	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3	53.3
		3地域	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3
		4地域	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3	61.3
		5,6地域	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8
		7地域	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3	55.3
		8地域	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0

表 4-28 太陽熱の給湯利用による追加的 CO<sub>2</sub> 削減効果【業務】

2014年比CO <sub>2</sub> 追加削減率		追加電化率											
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
電気の 排出係数 kgCO <sub>2</sub> /k Wh	0.0	1,2地域	6.2%	5.6%	5.0%	4.3%	3.7%	3.1%	2.5%	1.9%	1.2%	0.6%	0.0%
		3地域	7.9%	7.1%	6.4%	5.6%	4.8%	4.0%	3.2%	2.4%	1.6%	0.8%	0.0%
		4地域	7.4%	6.7%	6.0%	5.2%	4.5%	3.7%	3.0%	2.2%	1.5%	0.7%	0.0%
		5,6地域	5.7%	5.2%	4.6%	4.0%	3.4%	2.9%	2.3%	1.7%	1.1%	0.6%	0.0%
		7地域	6.6%	5.9%	5.3%	4.6%	4.0%	3.3%	2.6%	2.0%	1.3%	0.7%	0.0%
		8地域	5.1%	4.6%	4.1%	3.6%	3.1%	2.6%	2.1%	1.5%	1.0%	0.5%	0.0%
	0.1	1,2地域	6.4%	5.9%	5.5%	5.0%	4.6%	4.1%	3.6%	3.2%	2.7%	2.3%	1.8%
		3地域	8.2%	7.6%	7.0%	6.4%	5.8%	5.2%	4.7%	4.1%	3.5%	2.9%	2.3%
		4地域	7.6%	7.0%	6.3%	5.7%	5.1%	4.5%	3.9%	3.2%	2.6%	2.0%	1.4%
		5,6地域	5.9%	5.4%	4.9%	4.4%	3.9%	3.5%	3.0%	2.5%	2.0%	1.6%	1.1%
		7地域	6.7%	6.2%	5.6%	5.1%	4.5%	4.0%	3.4%	2.9%	2.3%	1.8%	1.2%
		8地域	5.2%	4.8%	4.4%	4.0%	3.5%	3.1%	2.7%	2.2%	1.8%	1.4%	1.0%
	0.2	1,2地域	6.6%	6.3%	6.0%	5.7%	5.4%	5.1%	4.8%	4.5%	4.2%	3.9%	3.6%
		3地域	8.4%	8.0%	7.6%	7.3%	6.9%	6.5%	6.1%	5.7%	5.4%	5.0%	4.6%
		4地域	7.7%	7.2%	6.7%	6.2%	5.7%	5.3%	4.8%	4.3%	3.8%	3.3%	2.8%
		5,6地域	6.0%	5.6%	5.2%	4.8%	4.4%	4.1%	3.7%	3.3%	2.9%	2.5%	2.1%
		7地域	6.9%	6.4%	6.0%	5.5%	5.1%	4.7%	4.2%	3.8%	3.3%	2.9%	2.5%
		8地域	5.3%	5.0%	4.7%	4.3%	4.0%	3.6%	3.3%	2.9%	2.6%	2.3%	1.9%
	0.3	1,2地域	6.8%	6.6%	6.5%	6.4%	6.2%	6.1%	5.9%	5.8%	5.7%	5.5%	5.4%
		3地域	8.6%	8.5%	8.3%	8.1%	7.9%	7.8%	7.6%	7.4%	7.3%	7.1%	6.9%
		4地域	7.9%	7.5%	7.1%	6.8%	6.4%	6.0%	5.6%	5.3%	4.9%	4.5%	4.2%
		5,6地域	6.1%	5.8%	5.5%	5.2%	4.9%	4.6%	4.4%	4.1%	3.8%	3.5%	3.2%
		7地域	7.0%	6.6%	6.3%	6.0%	5.7%	5.3%	5.0%	4.7%	4.4%	4.0%	3.7%
		8地域	5.4%	5.2%	4.9%	4.7%	4.4%	4.2%	3.9%	3.6%	3.4%	3.1%	2.9%
	0.4	1,2地域	6.9%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.1%	7.1%	7.1%	7.2%	7.2%	7.2%
		3地域	8.9%	8.9%	8.9%	9.0%	9.0%	9.0%	9.1%	9.1%	9.2%	9.2%	9.2%
		4地域	8.0%	7.8%	7.5%	7.3%	7.0%	6.8%	6.5%	6.3%	6.0%	5.8%	5.6%
		5,6地域	6.2%	6.0%	5.8%	5.6%	5.4%	5.2%	5.0%	4.9%	4.7%	4.5%	4.3%
		7地域	7.1%	6.9%	6.7%	6.4%	6.2%	6.0%	5.8%	5.6%	5.4%	5.1%	4.9%
		8地域	5.5%	5.4%	5.2%	5.0%	4.9%	4.7%	4.5%	4.3%	4.2%	4.0%	3.8%

表 4-29 太陽熱の冷暖房利用による再生可能エネルギー熱利用量【業務】

再生可能エネルギー熱 利用量[MJ/m <sup>2</sup> ]		追加電化率											
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
電気の 排出係数 kgCO <sub>2</sub> /k Wh	0.0	1,2地域	52.2	47.0	41.8	36.6	31.3	26.1	20.9	15.7	10.4	5.2	0.0
		3地域	47.0	42.3	37.6	32.9	28.2	23.5	18.8	14.1	9.4	4.7	0.0
		4地域	28.8	25.9	23.0	20.1	17.3	14.4	11.5	8.6	5.8	2.9	0.0
		5,6地域	21.1	19.0	16.9	14.8	12.7	10.6	8.5	6.3	4.2	2.1	0.0
		7地域	19.9	17.9	15.9	13.9	11.9	10.0	8.0	6.0	4.0	2.0	0.0
		8地域	30.6	27.6	24.5	21.5	18.4	15.3	12.3	9.2	6.1	3.1	0.0
	0.1	1,2地域	52.2	47.0	41.8	36.6	31.3	26.1	20.9	15.7	10.4	5.2	0.0
		3地域	47.0	42.3	37.6	32.9	28.2	23.5	18.8	14.1	9.4	4.7	0.0
		4地域	28.8	25.9	23.0	20.1	17.3	14.4	11.5	8.6	5.8	2.9	0.0
		5,6地域	21.1	19.0	16.9	14.8	12.7	10.6	8.5	6.3	4.2	2.1	0.0
		7地域	19.9	17.9	15.9	13.9	11.9	10.0	8.0	6.0	4.0	2.0	0.0
		8地域	30.6	27.6	24.5	21.5	18.4	15.3	12.3	9.2	6.1	3.1	0.0
	0.2	1,2地域	52.2	47.0	41.8	36.6	31.3	26.1	20.9	15.7	10.4	5.2	0.0
		3地域	47.0	42.3	37.6	32.9	28.2	23.5	18.8	14.1	9.4	4.7	0.0
		4地域	28.8	25.9	23.0	20.1	17.3	14.4	11.5	8.6	5.8	2.9	0.0
		5,6地域	21.1	19.0	16.9	14.8	12.7	10.6	8.5	6.3	4.2	2.1	0.0
		7地域	19.9	17.9	15.9	13.9	11.9	10.0	8.0	6.0	4.0	2.0	0.0
		8地域	30.6	27.6	24.5	21.5	18.4	15.3	12.3	9.2	6.1	3.1	0.0
	0.3	1,2地域	52.2	47.0	41.8	36.6	31.3	26.1	20.9	15.7	10.4	5.2	0.0
		3地域	47.0	42.3	37.6	32.9	28.2	23.5	18.8	14.1	9.4	4.7	0.0
		4地域	28.8	25.9	23.0	20.1	17.3	14.4	11.5	8.6	5.8	2.9	0.0
		5,6地域	21.1	19.0	16.9	14.8	12.7	10.6	8.5	6.3	4.2	2.1	0.0
		7地域	19.9	17.9	15.9	13.9	11.9	10.0	8.0	6.0	4.0	2.0	0.0
		8地域	30.6	27.6	24.5	21.5	18.4	15.3	12.3	9.2	6.1	3.1	0.0
	0.4	1,2地域	52.2	47.0	41.8	36.6	31.3	26.1	20.9	15.7	10.4	5.2	0.0
		3地域	47.0	42.3	37.6	32.9	28.2	23.5	18.8	14.1	9.4	4.7	0.0
		4地域	28.8	25.9	23.0	20.1	17.3	14.4	11.5	8.6	5.8	2.9	0.0
		5,6地域	21.1	19.0	16.9	14.8	12.7	10.6	8.5	6.3	4.2	2.1	0.0
		7地域	19.9	17.9	15.9	13.9	11.9	10.0	8.0	6.0	4.0	2.0	0.0
		8地域	30.6	27.6	24.5	21.5	18.4	15.3	12.3	9.2	6.1	3.1	0.0

表 4-30 太陽熱の冷暖房利用による追加的 CO<sub>2</sub> 削減効果【業務】

2014年比CO <sub>2</sub> 追加削減率		追加電化率											
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
電気の 排出係数 kgCO <sub>2</sub> /k Wh	0.0	1,2地域	7.2%	6.4%	5.7%	5.0%	4.3%	3.6%	2.9%	2.1%	1.4%	0.7%	0.0%
		3地域	5.8%	5.2%	4.6%	4.0%	3.5%	2.9%	2.3%	1.7%	1.2%	0.6%	0.0%
		4地域	4.0%	3.6%	3.2%	2.8%	2.4%	2.0%	1.6%	1.2%	0.8%	0.4%	0.0%
		5,6地域	3.4%	3.0%	2.7%	2.3%	2.0%	1.7%	1.3%	1.0%	0.7%	0.3%	0.0%
		7地域	2.6%	2.4%	2.1%	1.8%	1.6%	1.3%	1.0%	0.8%	0.5%	0.3%	0.0%
		8地域	2.3%	2.0%	1.8%	1.6%	1.4%	1.1%	0.9%	0.7%	0.5%	0.2%	0.0%
	0.1	1,2地域	7.6%	7.0%	6.5%	5.9%	5.4%	4.9%	4.3%	3.8%	3.2%	2.7%	2.1%
		3地域	6.3%	5.8%	5.4%	4.9%	4.5%	4.1%	3.6%	3.2%	2.7%	2.3%	1.8%
		4地域	4.4%	4.1%	3.7%	3.4%	3.1%	2.7%	2.4%	2.0%	1.7%	1.3%	1.0%
		5,6地域	3.9%	3.7%	3.4%	3.1%	2.8%	2.5%	2.2%	1.9%	1.7%	1.4%	1.1%
		7地域	3.3%	3.1%	2.9%	2.6%	2.4%	2.2%	2.0%	1.7%	1.5%	1.3%	1.1%
		8地域	3.2%	3.0%	2.8%	2.6%	2.4%	2.2%	2.0%	1.8%	1.6%	1.4%	1.2%
	0.2	1,2地域	8.0%	7.7%	7.3%	6.9%	6.5%	6.1%	5.7%	5.4%	5.0%	4.6%	4.2%
		3地域	6.8%	6.5%	6.2%	5.9%	5.5%	5.2%	4.9%	4.6%	4.3%	3.9%	3.6%
		4地域	4.8%	4.5%	4.2%	4.0%	3.7%	3.4%	3.1%	2.8%	2.6%	2.3%	2.0%
		5,6地域	4.5%	4.3%	4.1%	3.8%	3.6%	3.4%	3.1%	2.9%	2.6%	2.4%	2.2%
		7地域	4.0%	3.8%	3.6%	3.4%	3.2%	3.1%	2.9%	2.7%	2.5%	2.3%	2.1%
		8地域	4.1%	3.9%	3.7%	3.6%	3.4%	3.2%	3.1%	2.9%	2.7%	2.6%	2.4%
	0.3	1,2地域	8.5%	8.3%	8.0%	7.8%	7.6%	7.4%	7.2%	7.0%	6.8%	6.5%	6.3%
		3地域	7.3%	7.1%	6.9%	6.8%	6.6%	6.4%	6.2%	6.0%	5.8%	5.6%	5.4%
		4地域	5.2%	5.0%	4.8%	4.5%	4.3%	4.1%	3.9%	3.6%	3.4%	3.2%	3.0%
		5,6地域	5.1%	4.9%	4.8%	4.6%	4.4%	4.2%	4.0%	3.8%	3.6%	3.4%	3.2%
		7地域	4.7%	4.5%	4.4%	4.2%	4.1%	3.9%	3.8%	3.6%	3.5%	3.3%	3.2%
		8地域	5.0%	4.8%	4.7%	4.6%	4.4%	4.3%	4.2%	4.0%	3.9%	3.7%	3.6%
	0.4	1,2地域	8.9%	8.9%	8.8%	8.8%	8.7%	8.7%	8.6%	8.6%	8.5%	8.5%	8.4%
		3地域	7.8%	7.8%	7.7%	7.7%	7.6%	7.6%	7.5%	7.4%	7.4%	7.3%	7.3%
		4地域	5.6%	5.4%	5.3%	5.1%	4.9%	4.8%	4.6%	4.5%	4.3%	4.1%	4.0%
		5,6地域	5.7%	5.6%	5.5%	5.3%	5.2%	5.0%	4.9%	4.8%	4.6%	4.5%	4.3%
		7地域	5.4%	5.2%	5.1%	5.0%	4.9%	4.8%	4.7%	4.6%	4.4%	4.3%	4.2%
		8地域	5.9%	5.8%	5.7%	5.5%	5.4%	5.3%	5.2%	5.1%	5.0%	4.9%	4.8%

表 4-31 地中熱の冷暖房・給湯利用による再生可能エネルギー熱利用量【業務】

再生可能エネルギー熱 利用量[MJ/m <sup>2</sup> ]		追加電化率											
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
電気の 排出係数 kgCO <sub>2</sub> /k Wh	0.0	1,2地域	22.5	34.8	47.1	59.4	71.7	84.0	96.3	108.5	120.8	133.1	145.4
		3地域	25.5	39.4	53.2	67.0	80.8	94.7	108.5	122.3	136.1	150.0	163.8
		4地域	8.1	11.3	14.4	17.6	20.7	23.9	27.0	30.2	33.3	36.5	39.6
		5,6地域	8.9	11.0	13.1	15.2	17.3	19.4	21.5	23.6	25.7	27.8	29.9
		7地域	11.9	14.5	17.0	19.5	22.0	24.5	27.0	29.5	32.0	34.5	37.1
		8地域	24.8	28.1	31.4	34.8	38.1	41.4	44.8	48.1	51.4	54.8	58.1
	0.1	1,2地域	22.5	34.8	47.1	59.4	71.7	84.0	96.3	108.5	120.8	133.1	145.4
		3地域	25.5	39.4	53.2	67.0	80.8	94.7	108.5	122.3	136.1	150.0	163.8
		4地域	8.1	11.3	14.4	17.6	20.7	23.9	27.0	30.2	33.3	36.5	39.6
		5,6地域	8.9	11.0	13.1	15.2	17.3	19.4	21.5	23.6	25.7	27.8	29.9
		7地域	11.9	14.5	17.0	19.5	22.0	24.5	27.0	29.5	32.0	34.5	37.1
		8地域	24.8	28.1	31.4	34.8	38.1	41.4	44.8	48.1	51.4	54.8	58.1
	0.2	1,2地域	22.5	34.8	47.1	59.4	71.7	84.0	96.3	108.5	120.8	133.1	145.4
		3地域	25.5	39.4	53.2	67.0	80.8	94.7	108.5	122.3	136.1	150.0	163.8
		4地域	8.1	11.3	14.4	17.6	20.7	23.9	27.0	30.2	33.3	36.5	39.6
		5,6地域	8.9	11.0	13.1	15.2	17.3	19.4	21.5	23.6	25.7	27.8	29.9
		7地域	11.9	14.5	17.0	19.5	22.0	24.5	27.0	29.5	32.0	34.5	37.1
		8地域	24.8	28.1	31.4	34.8	38.1	41.4	44.8	48.1	51.4	54.8	58.1
	0.3	1,2地域	22.5	34.8	47.1	59.4	71.7	84.0	96.3	108.5	120.8	133.1	145.4
		3地域	25.5	39.4	53.2	67.0	80.8	94.7	108.5	122.3	136.1	150.0	163.8
		4地域	8.1	11.3	14.4	17.6	20.7	23.9	27.0	30.2	33.3	36.5	39.6
		5,6地域	8.9	11.0	13.1	15.2	17.3	19.4	21.5	23.6	25.7	27.8	29.9
		7地域	11.9	14.5	17.0	19.5	22.0	24.5	27.0	29.5	32.0	34.5	37.1
		8地域	24.8	28.1	31.4	34.8	38.1	41.4	44.8	48.1	51.4	54.8	58.1
	0.4	1,2地域	22.5	34.8	47.1	59.4	71.7	84.0	96.3	108.5	120.8	133.1	145.4
		3地域	25.5	39.4	53.2	67.0	80.8	94.7	108.5	122.3	136.1	150.0	163.8
		4地域	8.1	11.3	14.4	17.6	20.7	23.9	27.0	30.2	33.3	36.5	39.6
		5,6地域	8.9	11.0	13.1	15.2	17.3	19.4	21.5	23.6	25.7	27.8	29.9
		7地域	11.9	14.5	17.0	19.5	22.0	24.5	27.0	29.5	32.0	34.5	37.1
		8地域	24.8	28.1	31.4	34.8	38.1	41.4	44.8	48.1	51.4	54.8	58.1

表 4-32 地中熱の冷暖房・給湯利用による追加的 CO<sub>2</sub> 削減効果【業務】

2014年比CO <sub>2</sub> 追加削減率		追加電化率											
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
電気の 排出係数 kgCO <sub>2</sub> /k Wh	0.0	1,2地域	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
		3地域	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
		4地域	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
		5,6地域	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
		7地域	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
		8地域	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	0.1	1,2地域	1.5%	2.4%	3.2%	4.0%	4.9%	5.7%	6.5%	7.4%	8.2%	9.0%	9.8%
		3地域	1.6%	2.4%	3.3%	4.1%	5.0%	5.8%	6.6%	7.5%	8.3%	9.2%	10.0%
		4地域	0.6%	0.8%	1.0%	1.2%	1.5%	1.7%	1.9%	2.1%	2.4%	2.6%	2.8%
		5,6地域	0.7%	0.9%	1.1%	1.2%	1.4%	1.6%	1.8%	1.9%	2.1%	2.3%	2.4%
		7地域	0.8%	1.0%	1.2%	1.4%	1.5%	1.7%	1.9%	2.0%	2.2%	2.4%	2.6%
		8地域	1.0%	1.1%	1.3%	1.4%	1.5%	1.7%	1.8%	1.9%	2.1%	2.2%	2.3%
	0.2	1,2地域	3.1%	4.7%	6.4%	8.0%	9.7%	11.4%	13.0%	14.7%	16.4%	18.0%	19.7%
		3地域	3.1%	4.8%	6.5%	8.2%	9.9%	11.6%	13.3%	15.0%	16.7%	18.4%	20.1%
		4地域	1.1%	1.6%	2.0%	2.5%	2.9%	3.4%	3.8%	4.3%	4.7%	5.1%	5.6%
		5,6地域	1.5%	1.8%	2.1%	2.5%	2.8%	3.2%	3.5%	3.9%	4.2%	4.5%	4.9%
		7地域	1.7%	2.0%	2.4%	2.7%	3.1%	3.4%	3.7%	4.1%	4.4%	4.8%	5.1%
		8地域	2.0%	2.3%	2.5%	2.8%	3.1%	3.3%	3.6%	3.9%	4.2%	4.4%	4.7%
	0.3	1,2地域	4.6%	7.1%	9.6%	12.1%	14.6%	17.1%	19.6%	22.1%	24.6%	27.0%	29.5%
		3地域	4.7%	7.2%	9.8%	12.3%	14.9%	17.4%	19.9%	22.5%	25.0%	27.6%	30.1%
		4地域	1.7%	2.4%	3.1%	3.7%	4.4%	5.1%	5.7%	6.4%	7.1%	7.7%	8.4%
		5,6地域	2.2%	2.7%	3.2%	3.7%	4.2%	4.8%	5.3%	5.8%	6.3%	6.8%	7.3%
		7地域	2.5%	3.0%	3.5%	4.1%	4.6%	5.1%	5.6%	6.1%	6.7%	7.2%	7.7%
		8地域	3.0%	3.4%	3.8%	4.2%	4.6%	5.0%	5.4%	5.8%	6.2%	6.6%	7.0%
	0.4	1,2地域	6.1%	9.4%	12.8%	16.1%	19.4%	22.8%	26.1%	29.4%	32.7%	36.1%	39.4%
		3地域	6.3%	9.6%	13.0%	16.4%	19.8%	23.2%	26.6%	30.0%	33.4%	36.7%	40.1%
		4地域	2.3%	3.2%	4.1%	5.0%	5.9%	6.7%	7.6%	8.5%	9.4%	10.3%	11.2%
		5,6地域	2.9%	3.6%	4.3%	5.0%	5.7%	6.3%	7.0%	7.7%	8.4%	9.1%	9.8%
		7地域	3.3%	4.0%	4.7%	5.4%	6.1%	6.8%	7.5%	8.2%	8.9%	9.6%	10.3%
		8地域	4.0%	4.5%	5.1%	5.6%	6.2%	6.7%	7.2%	7.8%	8.3%	8.8%	9.4%



表 4-33 再生可能エネルギー熱の組み合わせによる効果【業務】

2014年比CO2追加削減率		追加電化率											
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
電気の 排出係数 kgCO2/k Wh	0.0	1,2地域	13.4%	12.0%	10.7%	9.4%	8.0%	6.7%	5.3%	4.0%	2.7%	1.3%	0.0%
		3地域	13.7%	12.3%	11.0%	9.6%	8.2%	6.9%	5.5%	4.1%	2.7%	1.4%	0.0%
		4地域	11.5%	10.3%	9.2%	8.0%	6.9%	5.7%	4.6%	3.4%	2.3%	1.1%	0.0%
		5,6地域	9.1%	8.2%	7.3%	6.4%	5.5%	4.6%	3.6%	2.7%	1.8%	0.9%	0.0%
		7地域	9.2%	8.3%	7.4%	6.5%	5.5%	4.6%	3.7%	2.8%	1.8%	0.9%	0.0%
	8地域	7.4%	6.7%	5.9%	5.2%	4.4%	3.7%	3.0%	2.2%	1.5%	0.7%	0.0%	
	0.1	1,2地域	15.0%	14.6%	14.1%	13.7%	13.3%	12.9%	12.4%	12.0%	11.6%	11.2%	10.7%
		3地域	15.4%	15.0%	14.5%	14.1%	13.7%	13.3%	12.8%	12.4%	12.0%	11.6%	11.2%
		4地域	12.2%	11.3%	10.5%	9.7%	8.8%	8.0%	7.2%	6.3%	5.5%	4.7%	3.8%
		5,6地域	9.9%	9.2%	8.6%	7.9%	7.3%	6.6%	5.9%	5.3%	4.6%	3.9%	3.3%
		7地域	10.1%	9.5%	8.8%	8.2%	7.5%	6.8%	6.2%	5.5%	4.8%	4.2%	3.5%
	8地域	8.5%	7.9%	7.4%	6.9%	6.3%	5.8%	5.2%	4.7%	4.2%	3.6%	3.1%	
	0.2	1,2地域	16.6%	17.1%	17.6%	18.1%	18.5%	19.0%	19.5%	20.0%	20.5%	21.0%	21.5%
		3地域	17.1%	17.6%	18.1%	18.6%	19.2%	19.7%	20.2%	20.7%	21.3%	21.8%	22.3%
		4地域	12.8%	12.3%	11.8%	11.3%	10.8%	10.3%	9.8%	9.2%	8.7%	8.2%	7.7%
		5,6地域	10.7%	10.3%	9.9%	9.5%	9.0%	8.6%	8.2%	7.8%	7.4%	6.9%	6.5%
		7地域	11.1%	10.7%	10.3%	9.9%	9.4%	9.0%	8.6%	8.2%	7.8%	7.4%	7.0%
	8地域	9.5%	9.2%	8.9%	8.5%	8.2%	7.8%	7.5%	7.2%	6.8%	6.5%	6.1%	
	0.3	1,2地域	18.2%	19.6%	21.0%	22.4%	23.8%	25.2%	26.6%	28.0%	29.4%	30.8%	32.2%
		3地域	18.7%	20.2%	21.7%	23.2%	24.6%	26.1%	27.6%	29.0%	30.5%	32.0%	33.5%
		4地域	13.5%	13.3%	13.1%	12.9%	12.7%	12.5%	12.3%	12.1%	11.9%	11.7%	11.5%
		5,6地域	11.5%	11.4%	11.2%	11.0%	10.8%	10.7%	10.5%	10.3%	10.1%	10.0%	9.8%
		7地域	12.0%	11.8%	11.7%	11.5%	11.4%	11.3%	11.1%	11.0%	10.8%	10.7%	10.5%
	8地域	10.6%	10.5%	10.3%	10.2%	10.1%	9.9%	9.8%	9.6%	9.5%	9.4%	9.2%	
	0.4	1,2地域	19.8%	22.1%	24.4%	26.7%	29.1%	31.4%	33.7%	36.0%	38.3%	40.6%	42.9%
		3地域	20.4%	22.8%	25.3%	27.7%	30.1%	32.5%	34.9%	37.4%	39.8%	42.2%	44.6%
		4地域	14.2%	14.3%	14.4%	14.6%	14.7%	14.8%	14.9%	15.0%	15.2%	15.3%	15.4%
		5,6地域	12.3%	12.4%	12.5%	12.5%	12.6%	12.7%	12.8%	12.8%	12.9%	13.0%	13.0%
		7地域	12.9%	13.0%	13.1%	13.2%	13.4%	13.5%	13.6%	13.7%	13.8%	13.9%	14.0%
	8地域	11.7%	11.7%	11.8%	11.9%	11.9%	12.0%	12.0%	12.1%	12.2%	12.2%	12.3%	

表 4-34 再生可能エネルギー熱の組み合わせ、高断熱化、機器効率の向上の効果【業務】

2014年比CO2削減率		追加電化率											
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
電気の 排出係数 kgCO2/ kWh	0.0	1,2地域	46.5%	51.9%	57.2%	62.6%	67.9%	73.3%	78.6%	84.0%	89.3%	94.7%	100.0%
		3地域	45.2%	50.6%	56.1%	61.6%	67.1%	72.6%	78.1%	83.5%	89.0%	94.5%	100.0%
		4地域	54.1%	58.7%	63.3%	67.8%	72.4%	77.0%	81.6%	86.2%	90.8%	95.4%	100.0%
		5,6地域	63.6%	67.2%	70.9%	74.5%	78.2%	81.8%	85.4%	89.1%	92.7%	96.4%	100.0%
		7地域	63.1%	66.8%	70.5%	74.2%	77.9%	81.6%	85.2%	88.9%	92.6%	96.3%	100.0%
	8地域	70.4%	73.4%	76.3%	79.3%	82.2%	85.2%	88.2%	91.1%	94.1%	97.0%	100.0%	
	0.1	1,2地域	45.0%	49.7%	54.3%	58.9%	63.5%	68.1%	72.7%	77.3%	81.9%	86.5%	91.2%
		3地域	43.1%	47.8%	52.6%	57.3%	62.1%	66.8%	71.6%	76.3%	81.1%	85.8%	90.5%
		4地域	52.1%	56.1%	60.1%	64.1%	68.0%	72.0%	76.0%	80.0%	84.0%	88.0%	91.9%
		5,6地域	60.9%	64.0%	67.2%	70.4%	73.5%	76.7%	79.8%	83.0%	86.2%	89.3%	92.5%
		7地域	60.0%	63.2%	66.4%	69.6%	72.8%	76.0%	79.2%	82.4%	85.6%	88.9%	92.1%
	8地域	66.5%	69.1%	71.6%	74.2%	76.8%	79.4%	81.9%	84.5%	87.1%	89.7%	92.3%	
	0.2	1,2地域	43.5%	47.4%	51.3%	55.2%	59.1%	62.9%	66.8%	70.7%	74.6%	78.4%	82.3%
		3地域	41.0%	45.0%	49.0%	53.1%	57.1%	61.1%	65.1%	69.1%	73.1%	77.1%	81.1%
		4地域	50.2%	53.5%	56.9%	60.3%	63.6%	67.0%	70.4%	73.8%	77.1%	80.5%	83.9%
		5,6地域	58.2%	60.9%	63.5%	66.2%	68.9%	71.6%	74.2%	76.9%	79.6%	82.3%	85.0%
		7地域	56.9%	59.6%	62.3%	65.0%	67.8%	70.5%	73.2%	75.9%	78.7%	81.4%	84.1%
	8地域	62.6%	64.8%	67.0%	69.2%	71.3%	73.5%	75.7%	77.9%	80.1%	82.3%	84.5%	
	0.3	1,2地域	42.0%	45.2%	48.3%	51.5%	54.6%	57.8%	60.9%	64.1%	67.2%	70.3%	73.5%
		3地域	39.0%	42.2%	45.5%	48.8%	52.0%	55.3%	58.6%	61.8%	65.1%	68.4%	71.6%
		4地域	48.2%	51.0%	53.7%	56.5%	59.3%	62.0%	64.8%	67.5%	70.3%	73.0%	75.8%
		5,6地域	55.5%	57.7%	59.9%	62.1%	64.3%	66.5%	68.7%	70.9%	73.0%	75.2%	77.4%
		7地域	53.7%	56.0%	58.2%	60.5%	62.7%	65.0%	67.2%	69.4%	71.7%	73.9%	76.2%
	8地域	58.6%	60.5%	62.3%	64.1%	65.9%	67.7%	69.5%	71.3%	73.1%	74.9%	76.8%	
	0.4	1,2地域	40.5%	43.0%	45.4%	47.8%	50.2%	52.6%	55.0%	57.4%	59.8%	62.2%	64.6%
		3地域	36.9%	39.4%	42.0%	44.5%	47.0%	49.6%	52.1%	54.6%	57.1%	59.7%	62.2%
		4地域	46.3%	48.4%	50.6%	52.7%	54.9%	57.0%	59.1%	61.3%	63.4%	65.6%	67.7%
		5,6地域	52.8%	54.5%	56.2%	57.9%	59.6%	61.4%	63.1%	64.8%	66.5%	68.2%	69.9%
		7地域	50.6%	52.4%	54.1%	55.9%	57.7%	59.4%	61.2%	63.0%	64.7%	66.5%	68.2%
	8地域	54.7%	56.2%	57.6%	59.0%	60.4%	61.9%	63.3%	64.7%	66.2%	67.6%	69.0%	

## (5) まとめ

住宅については、世帯数の減少に加え、断熱性能の向上、機器効率の向上を想定すると、2050年には、地域によらず熱需要を満たすエネルギー供給からのCO<sub>2</sub>排出量はおよそ半減する。さらに、電気の低炭素化かつ大幅な電化が進めば、再生可能エネルギー熱を活用しなくても、住宅・業務用建物の熱需要を満たすエネルギー供給において、8割以上のCO<sub>2</sub>排出削減を達成することはできる。一方で、業務用建物については、寒冷地では断熱性能の向上、機器効率の向上だけではCO<sub>2</sub>排出量の削減率は2割弱にとどまっており、8割以上のCO<sub>2</sub>排出削減のためには、住宅よりも大幅な電気の低炭素化かつ電化が求められる結果となった。

このように、住宅と業務用建物とでは違いはあるものの、2050年80%削減を実現するためには大幅な電化と電気の低炭素化が必要となるが、何らかの制約で電化、電気の低炭素化が進まない場合においても、再生可能エネルギー熱を最大限活用することができれば、住宅・業務用建物の熱需要を満たすエネルギー供給において8割近いCO<sub>2</sub>排出削減の可能性が高まると試算された。

地域別で見ると、住宅については再生可能エネルギー熱を最大限活用することによる効果としては、表4-17に示したように寒冷地において最も高く、表4-18に示したように多くの領域において8割以上の削減が実現できる結果となっている。業務用建物についても、再生可能エネルギー熱活用の効果としては表4-33に示したように寒冷地での効果が大きくなっている。一方、高断熱化や機器効率の向上の効果と合わせて評価した場合には、表4-34に示すように、温暖地と大きな差は見られず、削減率としては温暖地の方が若干高くなっている。ただし、これは寒冷地ほど再生可能エネルギー熱の活用によってさらなる削減が求められていることが示されている。

以上より、再生可能エネルギー熱の役割及びその有効な活用先としては、寒冷地における熱需要の大きな用途が有望であることが示された。そこで、次節以降では北海道札幌市を想定し、寒冷地において再生可能エネルギー熱を如何に有効に活用するかについて複数建物での再生可能エネルギー熱のシェア、地域熱供給における清掃工場排熱の活用について検討を行うとともにその効果を試算した。

## 4.3 再生可能エネルギー熱の効果的な活用方法の検討

### 4.3.1 複数建物による再生可能エネルギー熱のシェア

#### (1) 検討対象エリア

検討対象は札幌市にある 14,300m<sup>2</sup> 程度（南北 130m×東西 110m）の街区を想定し、この街区の中には、表 4-35 に示す 7 棟の建物が存在する。なお、今回の調査では 7 棟のうち、①～③の物件については、エネルギー消費量、エネルギーコスト等の実績値を把握できたため、これらの 3 物件とその他の物件（④～⑦）とを分けて分析を行った。

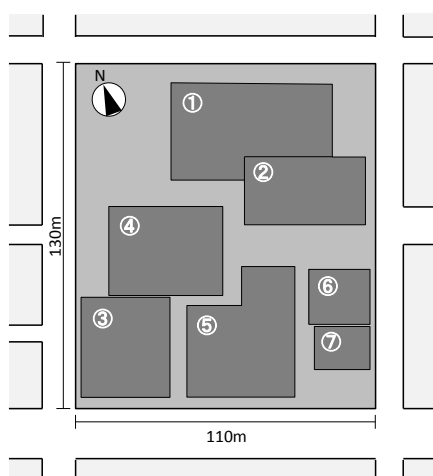


図 4-13 想定した街区

表 4-35 想定した街区に立地する建築物の概要

	名称	用途	延床面積 (m <sup>2</sup> )
①	A ビル	集会所	6,460
②	B ビル	福祉施設	2,750
③	C ビル	1 階：夜間病院、2 階：夜間病院 3 階：事務所、4 階：集会所、 5 階：集会所	8,250
④	D ビル	事務所	2,000
⑤	E ビル	事務所	5,000
⑥	F ビル	事務所	3,000
⑦	G マン ション	集合住宅	4,000

#### (2) 分析のフロー

上述の建築物について、用途別の年間熱負荷、月別熱負荷、時刻別熱負荷を算出し、その熱負荷を賄うために必要となるエネルギー消費量を、従前の熱源設備、再エネ熱を活用した場合の熱源設備における COP で除すことで算出した。さらに、街区内における再エネ熱（地中熱、太陽熱）の敷設面積を変化させ、採熱量を変えることで、CO<sub>2</sub> 削減量やランニングコスト、投資回収年数などの感度分析を行った。以下に分析のフローを示す。

### ①建物用途別の年間熱負荷原単位、月別熱負荷原単位、時刻別熱負荷原単位 (4.3.1(3)~4.3.1(5))

建物用途別の熱負荷原単位については、「(一社)都市環境エネルギー協会、地域冷暖房技術手引書」における年間熱負荷原単位に、同出典による月別負荷比率、時刻別負荷比率を乗じることで算出した。

$$\begin{aligned} \text{年間熱負荷原単位 (MJ/m}^2 \cdot \text{年)} &= \text{上記出典に基づく} \\ \text{月別熱負荷原単位 (MJ/m}^2 \cdot \text{月)} &= \text{年間熱負荷原単位} \times \text{月別負荷比率 (\%)} \\ \text{時刻別熱負荷原単位 (MJ/m}^2 \cdot \text{h)} &= \text{月別熱負荷原単位} \times \text{時刻別負荷比率 (\%)} \end{aligned}$$

### ②建物用途別の年間熱負荷、月別熱負荷、時刻別熱負荷 (4.3.1(6))

①で算出した建物用途別の熱負荷原単位に、当該街区に立地する建築物の面積を乗じることで年間、月別、時刻別の熱負荷を算出した。

$$\begin{aligned} \text{年間熱負荷 (GJ/年)} &= \text{上記出典に基づく} \\ \text{月別熱負荷 (GJ/月)} &= \text{年間熱負荷原単位} \times \text{月別負荷比率 (\%)} \\ \text{時刻別熱負荷 (MJ/h)} &= \text{月別熱負荷原単位} \times \text{時刻別負荷比率 (\%)} \end{aligned}$$

### ③再エネ熱の採熱原単位 (4.3.1(7))

地中熱及び太陽熱の採熱量としては、下記のとおり採熱原単位を設定した。なお、地中熱は暖冷房、太陽熱は給湯優先で余る場合には暖房に利用する想定とした。

$$\begin{aligned} \text{地中熱暖房採熱原単位 (MJ/m}^2 \cdot \text{h)} &= 0.47 \\ \text{地中熱冷房採熱原単位 (MJ/m}^2 \cdot \text{h)} &= 1.55 \\ \text{太陽熱 (MJ/m}^2 \cdot \text{h)} &= \text{集熱効率 40\%とし、札幌市の日射量に基づき設定} \end{aligned}$$

### ④再エネ熱導入前後の設備効率 (4.3.1(8))

再エネ熱の導入前における設備については、実態が把握できている3物件において、冷暖房についてはガス焚吸収式冷温水器(又は真空温水器との併用)、給湯については真空温水器を使用していることから、設備構成が不明のその他の物件についても同様の構成であると仮定した。各設備の効率については下記のとおり想定した。

$$\begin{aligned} \text{ガス焚吸収式冷温水器 (COP)} &= 1.2 \\ \text{真空温水器 (\%)} &= 80 \\ \text{地中熱ヒートポンプ (COP)} &= \text{冷房 6.0、暖房 4.0} \\ \text{太陽熱} &= \text{集熱効率 40\%とし、採熱量をそのまま利用可能とした} \end{aligned}$$

### ⑤再エネ熱導入前後の年間エネルギー消費量 (4.3.1(9))

再エネ熱導入前のエネルギー消費量については、②で算出した熱負荷を④で設定した設備効率で除すことで算出した。

再エネ熱導入後のエネルギー消費量については、③で設定した採熱原単位と敷設面積に応じて採熱量を算出し、その採熱量分は地中熱又は太陽熱で賄い、再エネ熱が不足する場合には従前の設備で処理することとした。

$$\begin{aligned} \text{再エネ熱導入前の年間エネルギー消費量 (GJ/年)} &= \sum (\text{時刻別熱負荷} / \text{従前設備の効率}) \\ \text{地中熱導入後の年間エネルギー消費量 (GJ/年)} &= \sum (\text{時刻別熱負荷} / \text{再エネ熱設備の効率}) \\ &\quad (+ \sum (\text{不足する時刻別熱負荷} / \text{従前設備の効率})) \end{aligned}$$

### ⑥年間ランニングコスト (4.3.1(9))

年間ランニングコスト(千円/年)については、⑤で算出したエネルギー消費量に都市ガス単価を乗じて算出した。

### ⑦イニシャルコスト (4.3.1(10))

地中熱利用のイニシャルコストについては、「環境省、地中熱利用にあたってのガイドライン改訂版」、太陽熱利用のイニシャルコストについては、「資源エネルギー庁、あったかエコ太陽熱ウェブサイト」を参照し、以下のとおり想定した。

$$\begin{aligned} \text{地中熱 (千円/kW)} &: 600 \sim 400 && \text{※敷設面積に応じて価格が低下することを想定} \\ \text{太陽熱 (千円/m}^2) &: 140 \sim 100 && \text{※敷設面積に応じて価格が低下することを想定} \end{aligned}$$

### ⑧投資回収年数、年間CO2削減量、削減コスト (4.3.1(11))

敷設面積(100m<sup>2</sup>~2,000m<sup>2</sup>)による感度分析を行う指標として、下記を算出した。

$$\begin{aligned} \text{投資回収年数 (年)} &= \text{イニシャルコスト} / \text{年間ランニングコスト} \\ \text{年間CO}_2 \text{削減量 (t-CO}_2 \text{/年)} &= \text{年間エネルギー消費量} \times \text{排出係数} \\ \text{削減コスト (千円/t-CO}_2) &= \text{イニシャルコスト} / (\text{年間CO}_2 \text{削減量} \times 10 \text{年}) \end{aligned}$$

図 4-14 分析フロー

### (3) 建物用途別の年間熱負荷原単位

建物用途別の年間熱負荷原単位を表 4-36 に示す。なお、北海道における年間熱負荷原単位はこの値に表 4-37 に示す地域係数を乗じて算出した。この北海道の年間熱負荷原単位に後述する月別、時間帯別の負荷比率を乗じて月別、時間帯別の熱負荷を算出する。

また、福祉施設、集会所については、出典において数値が記載されていないことから、ここでは福祉施設は医療施設と同様、集会所は業務施設と医療施設の平均とみなした（以下、全て同様）。

表 4-36 建物用途別 年間熱負荷原単位 (MJ/m<sup>2</sup>・年)

	業務施設	商業施設	宿泊施設	医療施設	福祉施設	集会所	集合住宅
冷房負荷原単位	293	523	419	335	335	33	293
暖房負荷原単位	130	147	335	310	310	84	130
給湯負荷原単位	9	96	335	335	335	126	9

数値の出典：（一社）都市環境エネルギー協会、地域冷暖房技術手引書

表 4-37 地域係数

	冷房	暖房	給湯
北海道	0.5	2.4	1.0
青森県	0.7	1.4	1.0
岩手県	0.7	1.4	1.0
宮城県	0.7	1.4	1.0
秋田県	0.7	1.4	1.0
山形県	0.7	1.4	1.0
福島県	0.7	1.4	1.0
茨城県	1.0	1.0	1.0
栃木県	1.0	1.0	1.0
群馬県	1.0	1.0	1.0
埼玉県	1.0	1.0	1.0
千葉県	1.0	1.0	1.0
東京都	1.0	1.0	1.0
神奈川県	1.0	1.0	1.0
新潟県	0.9	1.4	1.0
富山県	0.9	1.4	1.0
石川県	0.9	1.4	1.0
福井県	0.9	1.4	1.0
山梨県	0.9	1.4	1.0
長野県	0.7	1.4	1.0
岐阜県	1.1	0.9	1.0
静岡県	1.0	1.0	1.0
愛知県	1.1	0.9	1.0
三重県	1.1	0.9	1.0

	冷房	暖房	給湯
滋賀県	1.1	0.9	1.0
京都府	1.1	0.9	1.0
大阪府	1.1	0.9	1.0
兵庫県	1.1	0.9	1.0
奈良県	1.1	0.9	1.0
和歌山県	1.1	0.9	1.0
鳥取県	1.1	0.9	1.0
島根県	1.1	0.9	1.0
岡山県	1.1	0.9	1.0
広島県	1.1	0.9	1.0
山口県	1.1	0.9	1.0
徳島県	1.1	0.9	1.0
香川県	1.1	0.9	1.0
愛媛県	1.1	0.9	1.0
高知県	1.1	0.9	1.0
福岡県	1.2	0.7	1.0
佐賀県	1.2	0.7	1.0
長崎県	1.2	0.7	1.0
熊本県	1.2	0.7	1.0
大分県	1.2	0.7	1.0
宮崎県	1.2	0.7	1.0
鹿児島県	1.2	0.7	1.0
沖縄県	1.5	0.1	1.0

数値の出典：（一社）都市環境エネルギー協会、地域冷暖房技術手引書

表 4-38 北海道における建物用途別 年間熱負荷原単位 (MJ/m<sup>2</sup>・年)

	業務施設	商業施設	宿泊施設	医療施設	福祉施設	集会所	集合住宅
冷房負荷原単位	146.5	261.5	209.5	167.5	167.5	157.0	16.5
暖房負荷原単位	312.0	352.8	804.0	744.0	744.0	528.0	201.6
給湯負荷原単位	9.0	96.0	335.0	335.0	335.0	172.0	126.0

#### (4) 建物用途別の月別、時刻別熱負荷比率

建物用途別の月別熱負荷比率、時刻別熱負荷比率をそれぞれ図 4-15、図 4-16 に示す。この月別熱負荷比率に前述の年間熱負荷比率を乗じて月別の熱負荷を算出し、さらに時刻別熱負荷比率を乗じて時刻別の熱負荷を算出する。

なお、出典の数値は寒冷地向けとなっていないため、実際の建物への聞き取り調査から暖冷房の期間を把握し、その期間に負荷が発生するように比率を改変している。具体的には、暖房期間：10月～4月、冷房期間：6月～9月、中間期：5月とした。

また、医療施設については、検討対象街区に立地する建物は夜間病院となるため、時刻別の負荷比率を当該夜間病院の営業時間に応じて設定した。

#### (5) 建物用途別の月別、時刻別熱負荷原単位

建物用途別の月別熱負荷原単位、時刻別熱負荷原単位をそれぞれ図 4-17、図 4-18 に示す。この熱負荷原単位に建物用途別の延床面積を乗じて対象街区全体の熱負荷を算出する。なお、便宜的に冷房負荷についてはマイナスで表示している。

暖房負荷のピークは1月、冷房負荷のピークは8月に発生している。給湯負荷は年間を通じて発生しているが、そのピークは用途によって異なるものの、1月又は2月に発生している。

なお、時刻別の熱負荷原単位については、ある月の中では一定としている。例えば、1月1日～1月31日の時刻別熱負荷原単位はどの1日においても同じ値となる。

#### (6) 検討対象街区における建物別の年間、月別、時刻別熱負荷

検討対象街区に立地する建物別の年間、月別、時刻別の熱負荷をそれぞれ図 4-19～図 4-23 に示す。この熱負荷を設備効率で除してエネルギー消費量を算出する。検討対象街区における建物用途と延床面積は表 4-39 のとおり設定した。

表 4-39 検討対象街区に立地する建物の建物用途と延床面積

	用途	延床面積
A ビル	集会所等	6,460 m <sup>2</sup>
B ビル	福祉施設	2,750 m <sup>2</sup>
C ビル	医療施設	3,300 m <sup>2</sup>
	業務用施設	1,650 m <sup>2</sup>
	集会所等	3,300 m <sup>2</sup>
その他	業務施設	10,000 m <sup>2</sup>
	集合住宅	4,000 m <sup>2</sup>

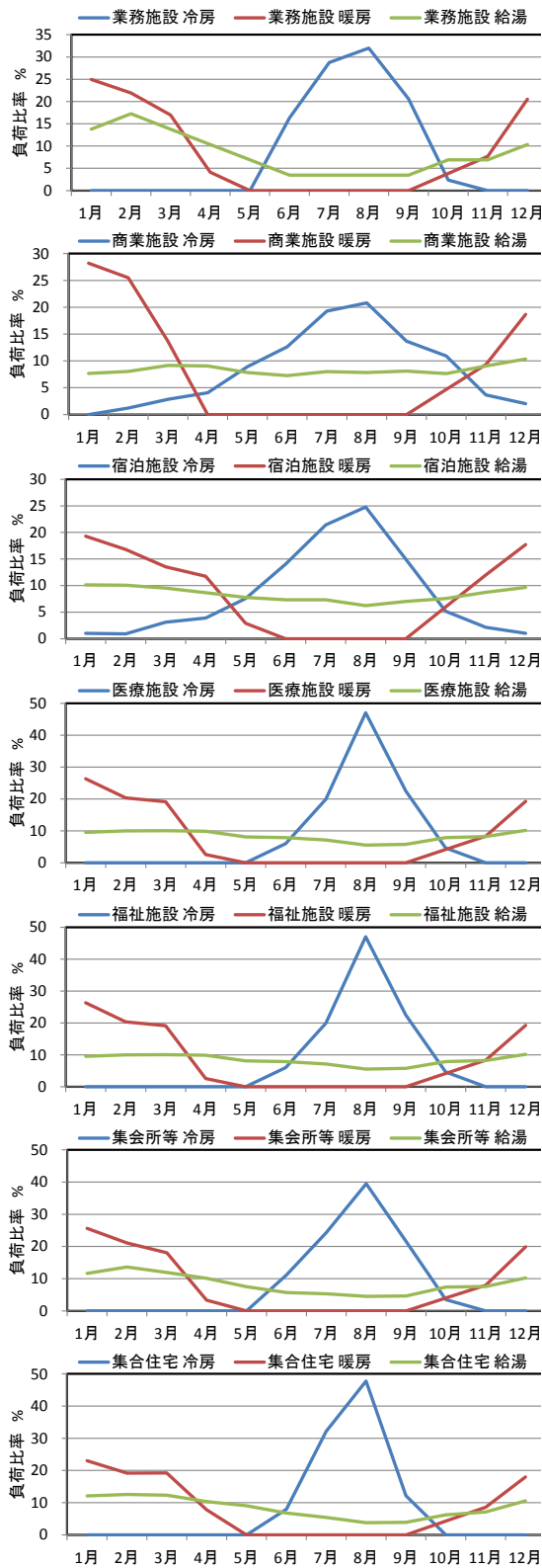


図 4-15 建物用途別月別熱負荷比率

数値の出典：「(一社)都市環境エネルギー協会、地域冷暖房技術手引書」の数値を基に改変

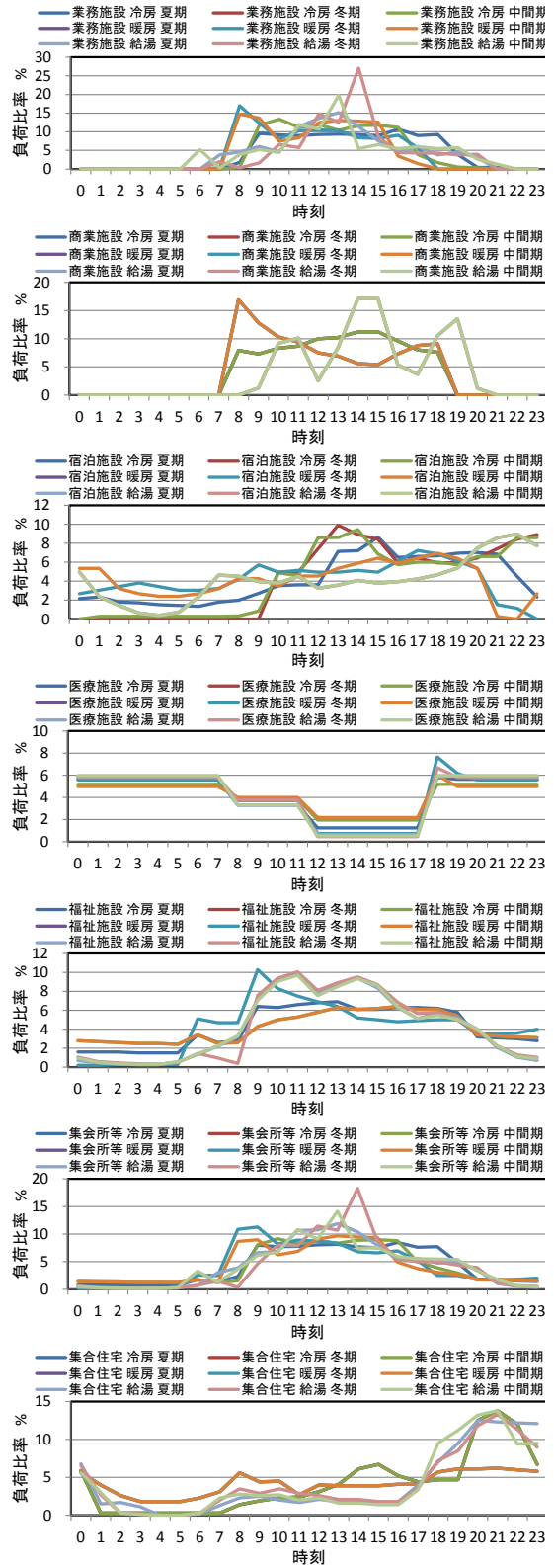


図 4-16 建物用途別時刻別熱負荷比率

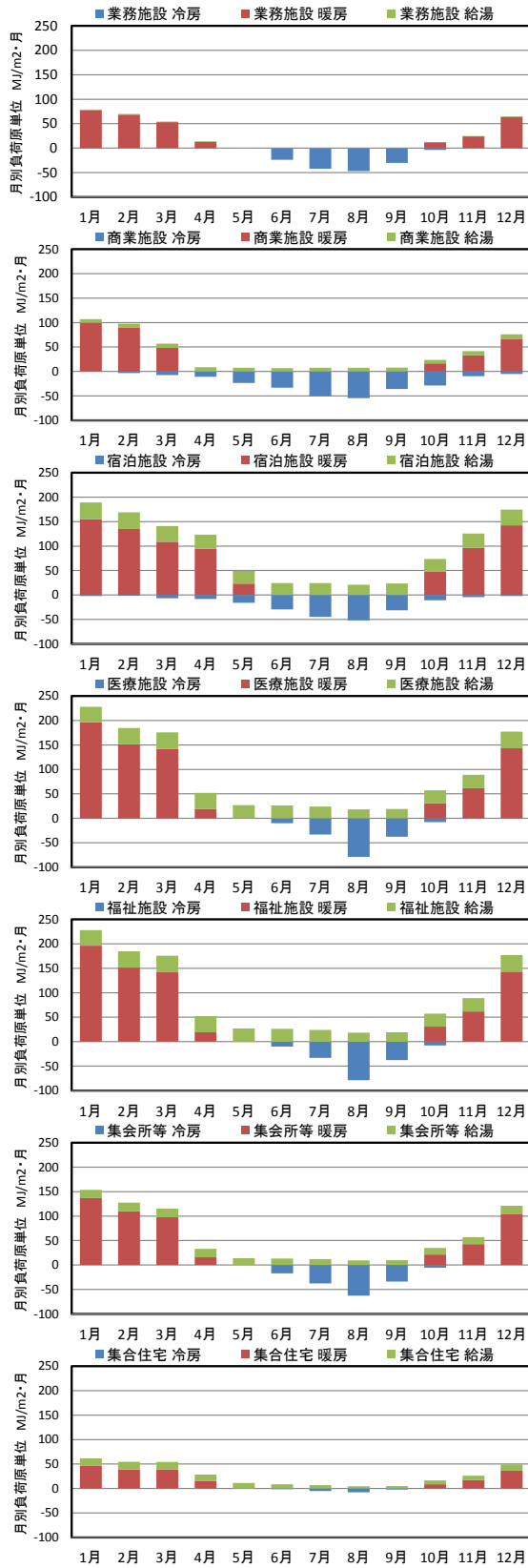


図 4-17 建物用途別月別熱負荷原単位

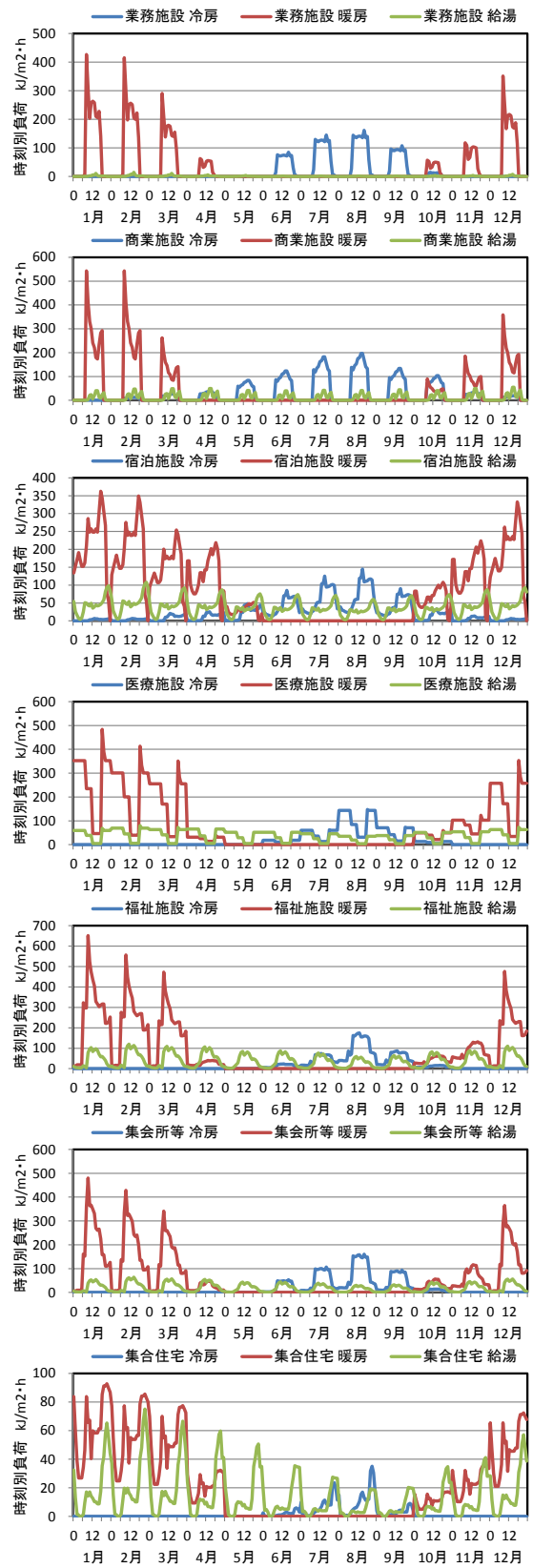


図 4-18 建物用途別時刻別熱負荷原単位



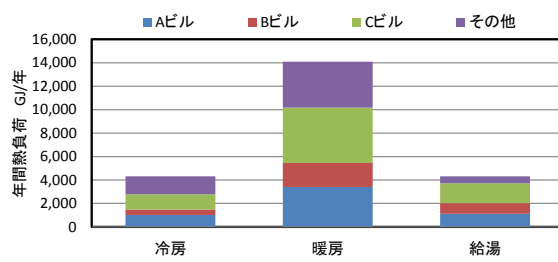


図 4-19 検討対象街区の年間熱負荷

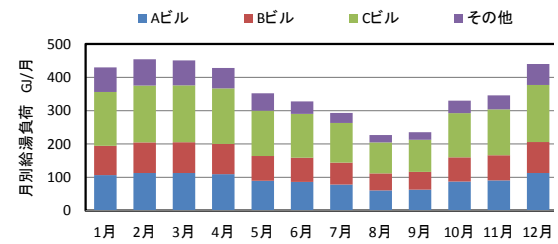
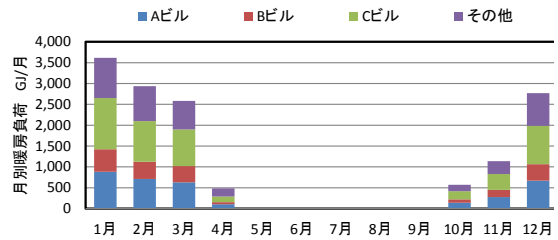
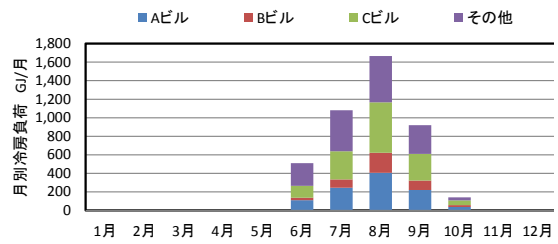


図 4-20 検討対象街区の月別熱負荷  
(上：冷房負荷、中：暖房負荷、下：給湯負荷)

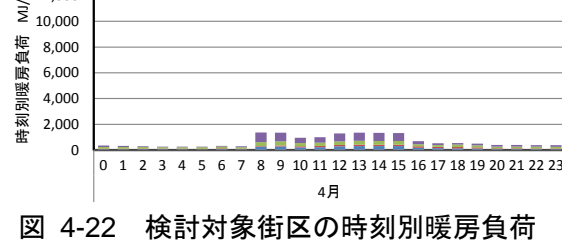
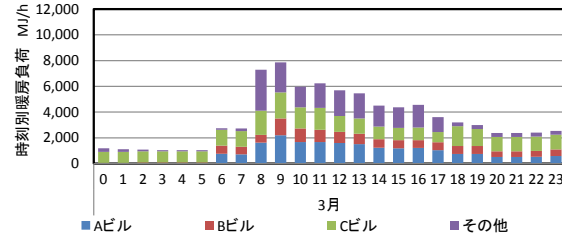
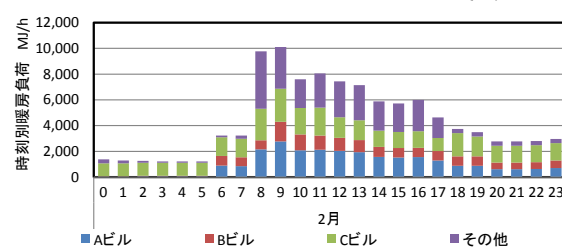
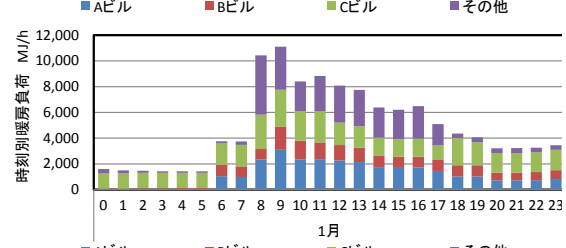
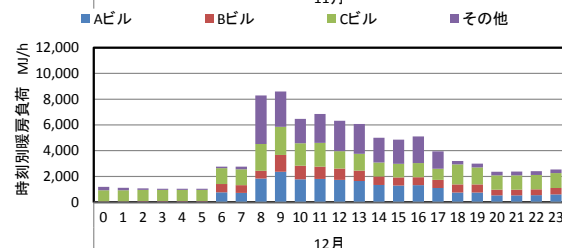
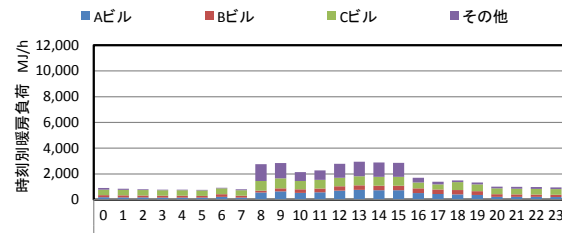
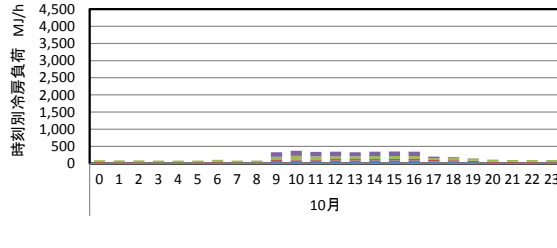
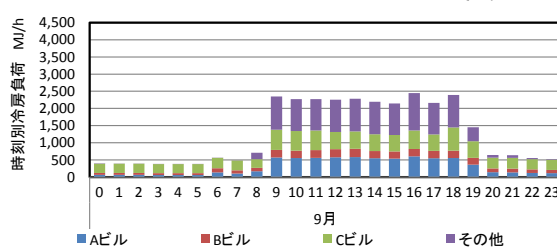
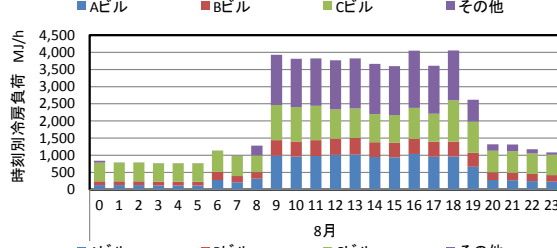
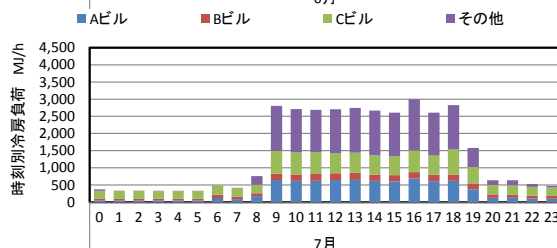
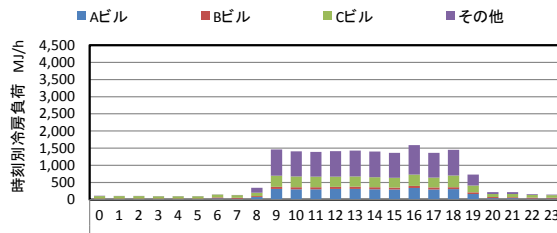


図 4-21 検討対象街区の時刻別冷房負荷

図 4-22 検討対象街区の時刻別暖房負荷

※負荷の発生する月のみを示す

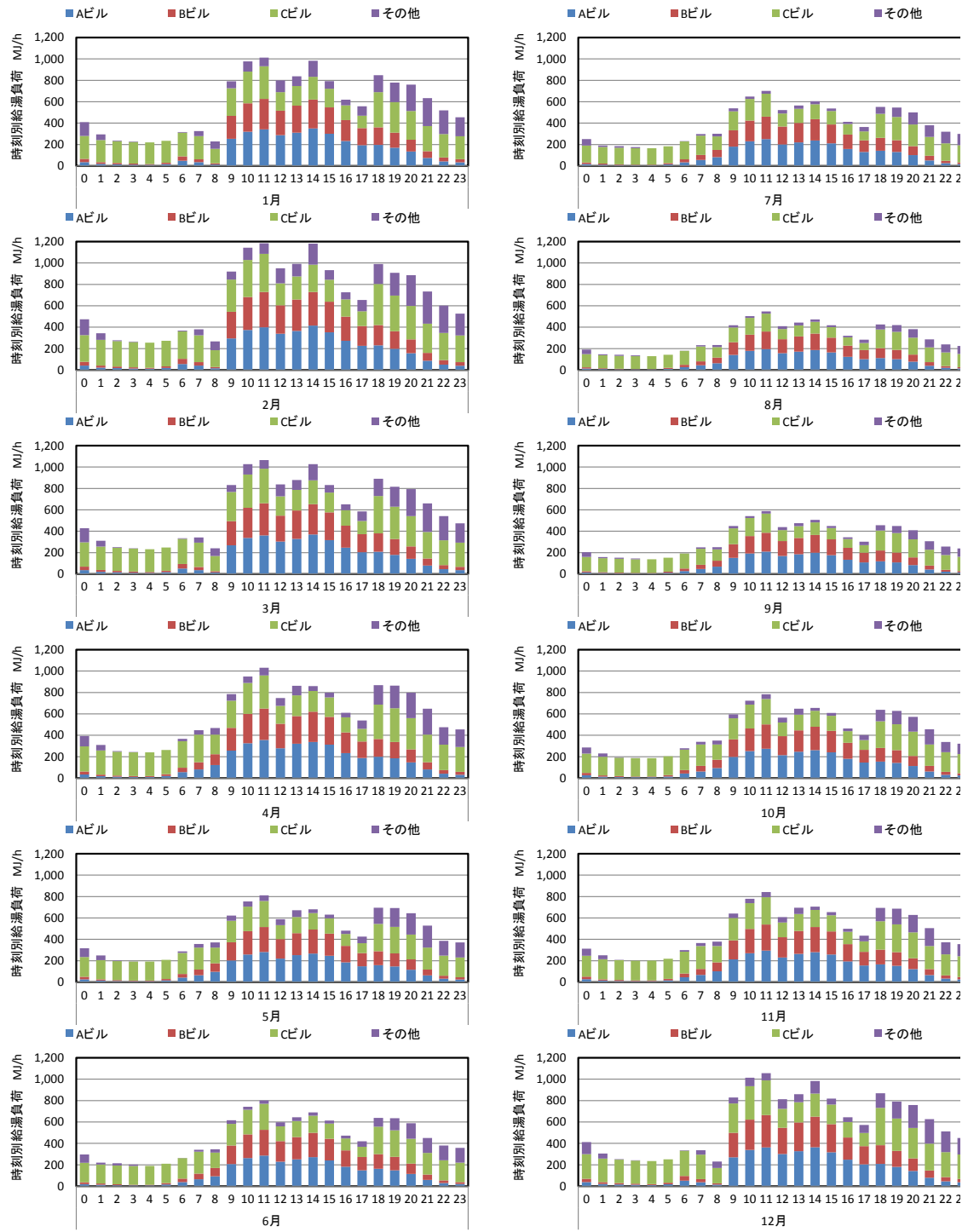


図 4-23 検討対象街区の時刻別給湯負荷

### (7) 再エネ熱の採熱原単位

地中熱については、冷暖房に活用されることを想定し、それぞれの単位面積当たりの採熱原単位を表 4-40 のとおり設定した。

表 4-40 地中熱採熱原単位の諸元

諸元	暖房	冷房
①地中温度 (°C)	10.0	10.0
②熱源水出口温度 (°C)	7.0	20.0
③熱源水入口温度 (°C)	8.8	14.0
④温度差 (°C)   ②-③	1.8	6.0
⑤熱通過率 (W/m・K)	11.5	11.5
⑥単位採熱管長当たり採熱原単位 (MJ/m・h) ④×⑤×3.6/1000	0.0745	0.2485
⑦単位面積当たり採熱管本数 (本/m <sup>2</sup> )	0.0625	0.0625
⑧採熱管 1 本当たり長さ (m/本)	100	100
⑨単位面積当たり採熱原単位 (MJ/m <sup>2</sup> ・h) ⑥×⑦×⑧	0.47	1.55

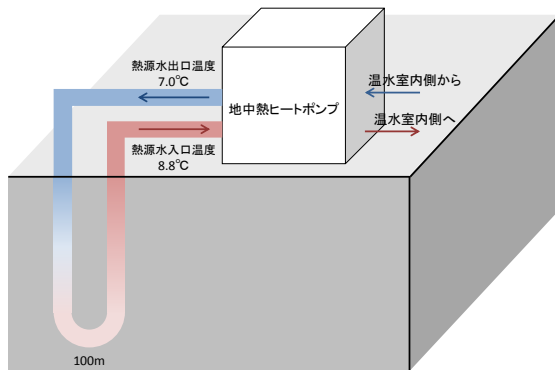


図 4-24 暖房時の地中熱利用イメージ

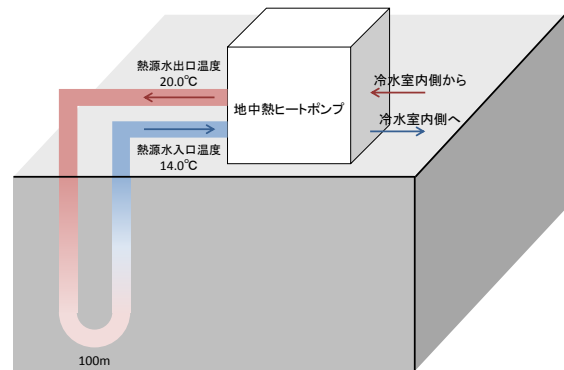


図 4-25 冷房時の地中熱利用イメージ

太陽熱については給湯に優先的に活用され、余った熱を暖房に活用されることを想定し、単位面積あたりの採熱原単位を図 4-26 のとおり設定した。なお、集熱効率は 40%とし、日射量については、NEDO 日射量データベース閲覧システムにおける札幌の値を参照した。

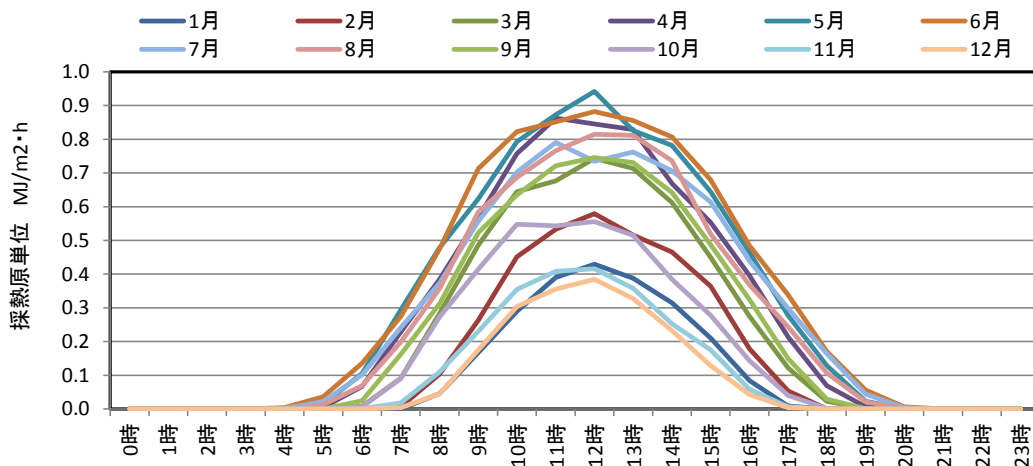


図 4-26 太陽熱の採熱原単位

出典：NEDO 日射量データベース閲覧システムにおける札幌の値を基に集熱効率 40%として算出

## (8) 再エネ熱導入前後の設備効率

再エネ熱導入前の設備について、Aビル、Bビル、Cビルへの聞き取りによると、冷暖房についてはガス焚吸収式冷温水発生器又は真空温水器との併用、給湯については真空温水器であることから、その他の建物においても同様の設備構成であると仮定した。

再エネ熱導入後については、地中熱ヒートポンプ、太陽熱温水システムが導入されることを想定した。各設備の効率は表 4-41 のとおり設定した。

表 4-41 各施設における効率（COP）の想定値

	Aビル	Bビル	Cビル	その他	地中熱 HP	太陽熱温水システム
冷房	1.2 冷温水発生器	1.2 冷温水発生器	1.2 冷温水発生器	1.2 冷温水発生器	6.0	—
暖房	1.2 冷温水発生器	0.95 冷温水発生器 真空温水器	1.2 冷温水発生器	1.2 冷温水発生器	4.0	採熱量そのもの (集熱効率 0.4)
給湯	0.8 真空温水器	0.8 真空温水器	0.8 真空温水器	0.8 真空温水器	—	

※冷温水発生器は 1.2、真空温水器は 0.8 とし、両方を使用している場合には容量の加重平均値とした。

## (9) 再エネ熱導入前後の年間エネルギー消費量及び年間ランニングコスト

(6)で算出した建物別の熱負荷を(8)で設定した設備効率で除して、エネルギー消費量を算出した。また、エネルギー消費量やランニングコストの実績値が把握できている 3 施設に基づき、月別の都市ガス単価平均値を表 4-42 のとおり設定し、エネルギー消費量に乗じることでランニングコストを算出した。

これらの結果を図 4-27～図 4-36 に示す。エネルギー消費量については冷房、暖房、給湯を分けて表示したが、ランニングコストについてはまとめて表示している（冷房、暖房、給湯別の削減率はエネルギー消費量と同様となるため）。

なお、3 施設については実績値に整合するように計算を行っているが、街区全体の計算を行った図 4-35、図 4-36 については、実績値が不明なその他の建物を含むため、3 施設についても実績値とは整合させていない。

建物単体で地中熱、太陽熱を活用するケースでは、導入前のエネルギー消費量に対する削減率は高くなるが、再エネ熱が余り始める（削減率が一定となる）敷設面積が小さく、削減量も小さい。一方、3 施設や街区全体で活用する場合には、同じ面積に敷設した場合の削減率は小さくなるが、2,000m<sup>2</sup> までの敷設面積では熱が余る状況はほぼ生じていない。

表 4-42 月別都市ガス単価

月	都市ガス単価 (円/m <sup>3</sup> )	月	都市ガス単価 (円/m <sup>3</sup> )
1月	78	7月	106
2月	76	8月	92
3月	74	9月	88
4月	115	10月	88
5月	122	11月	96
6月	132	12月	86

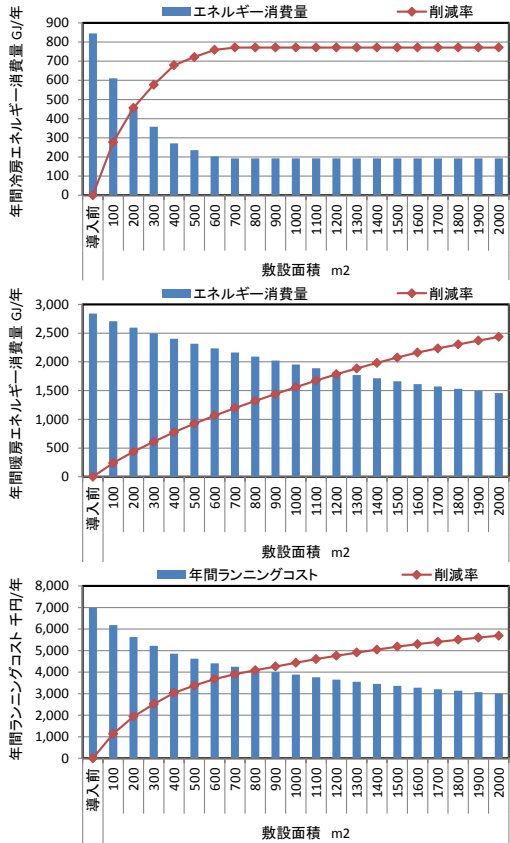


図 4-27 Aビル単体での地中熱利用

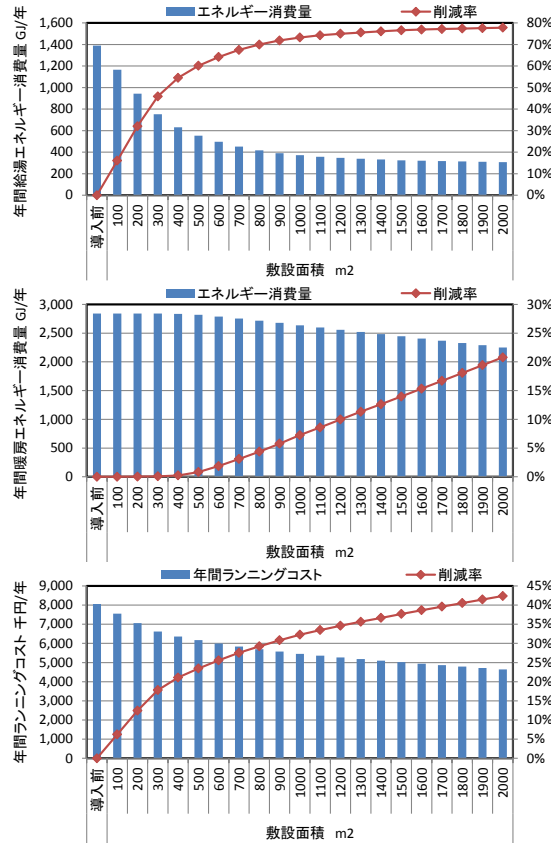


図 4-28 Aビル単体での太陽熱利用

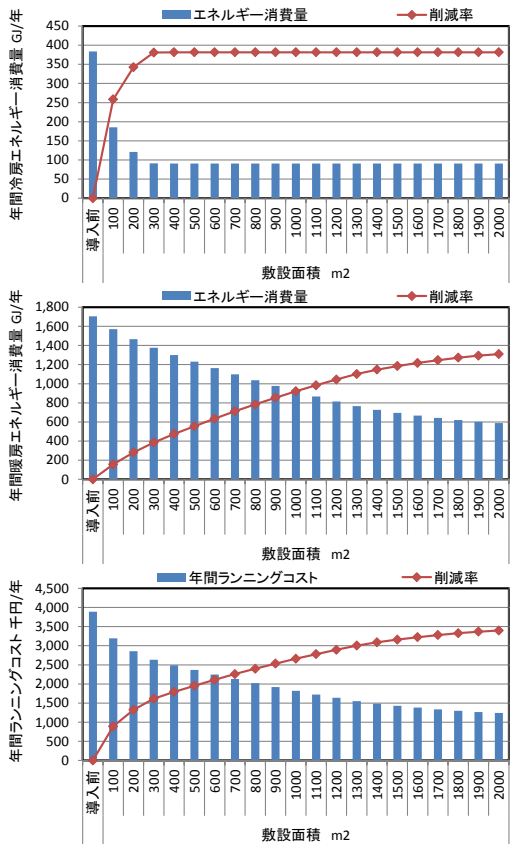


図 4-29 Bビル単体での地中熱利用イメージ

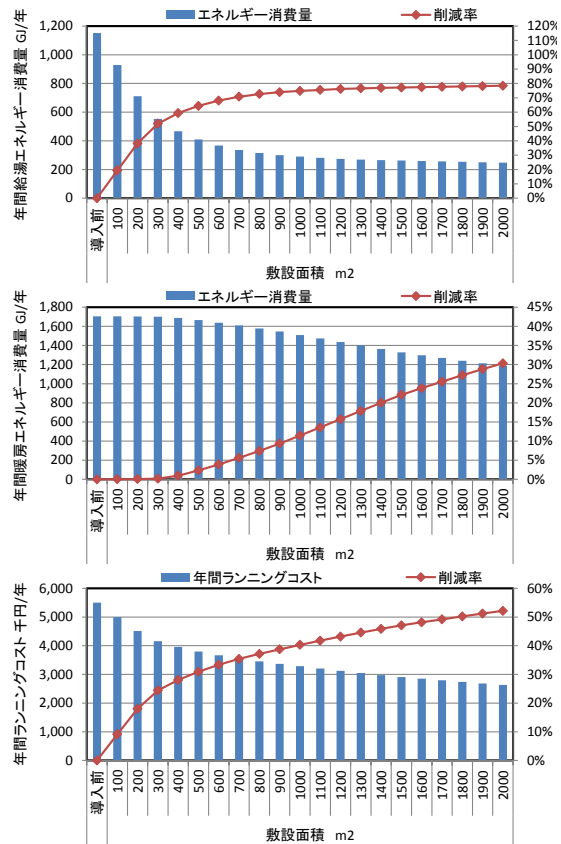


図 4-30 Bビル単体での太陽熱利用イメージ

※上段：年間冷房エネルギー消費原単位 中段：年間暖房エネルギー消費原単位 下段：年間ランニングコスト

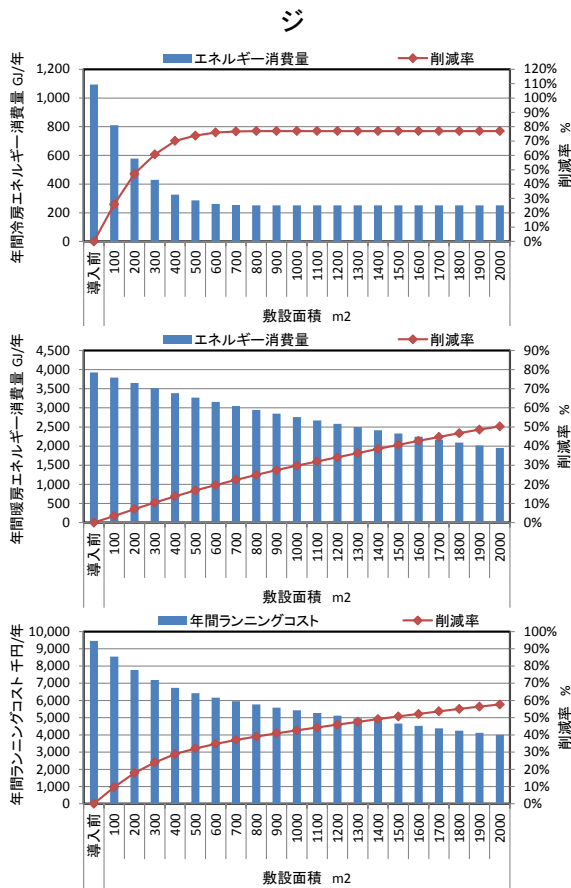


図 4-31 Cビル単体での地中熱利用イメージ

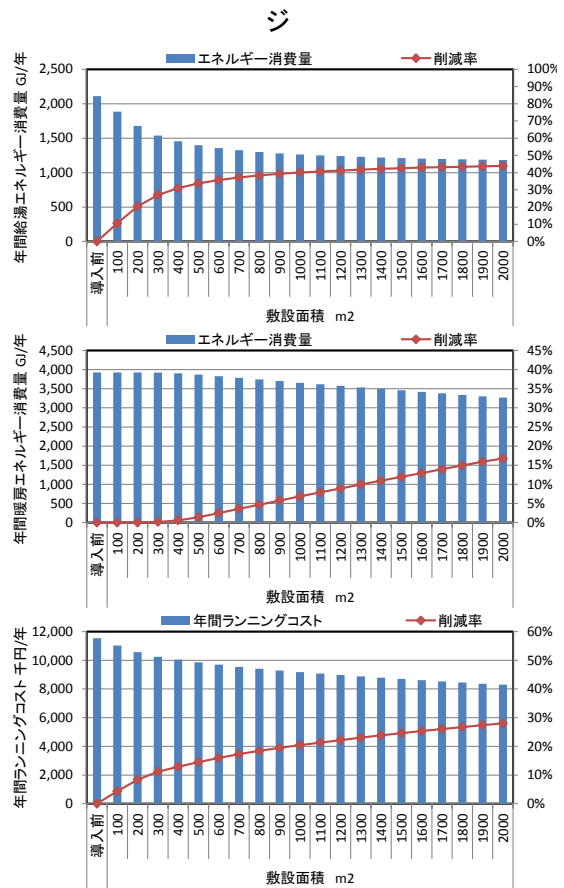


図 4-32 Cビル単体での太陽熱利用イメージ

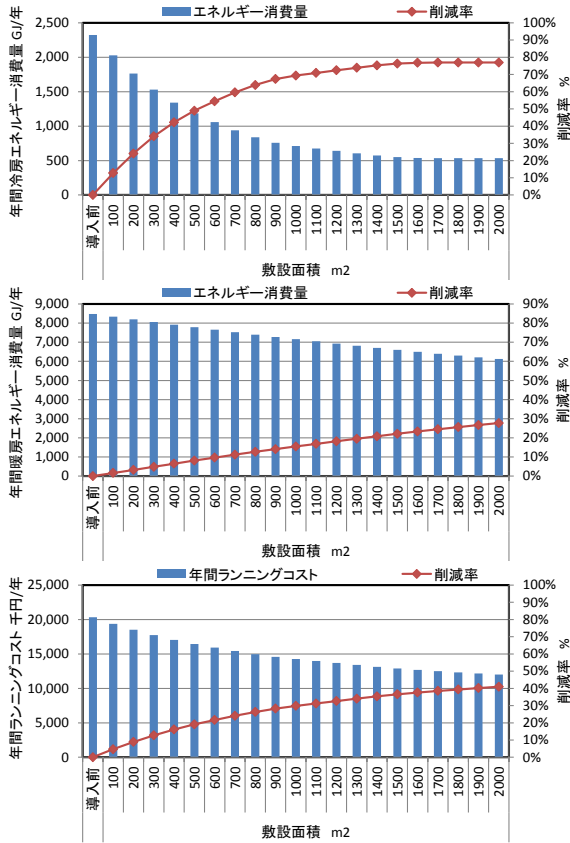


図 4-33 3 物件での地中熱利用イメージ

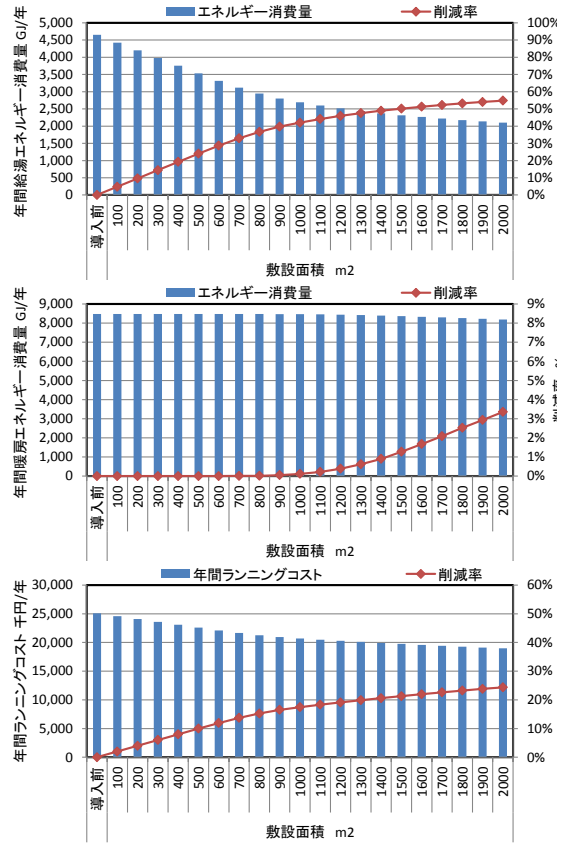


図 4-34 3 物件での太陽熱利用イメージ

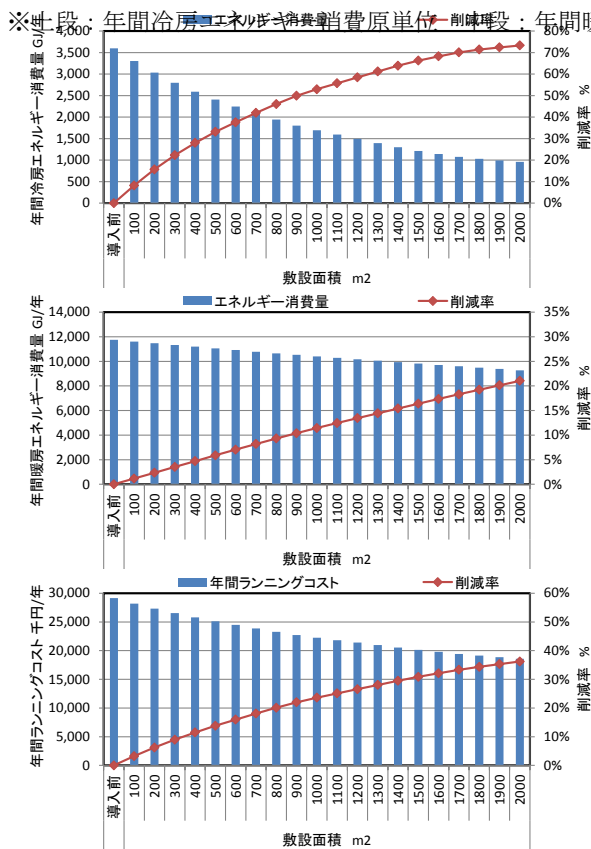


図 4-35 街区全体での地中熱利用イメージ

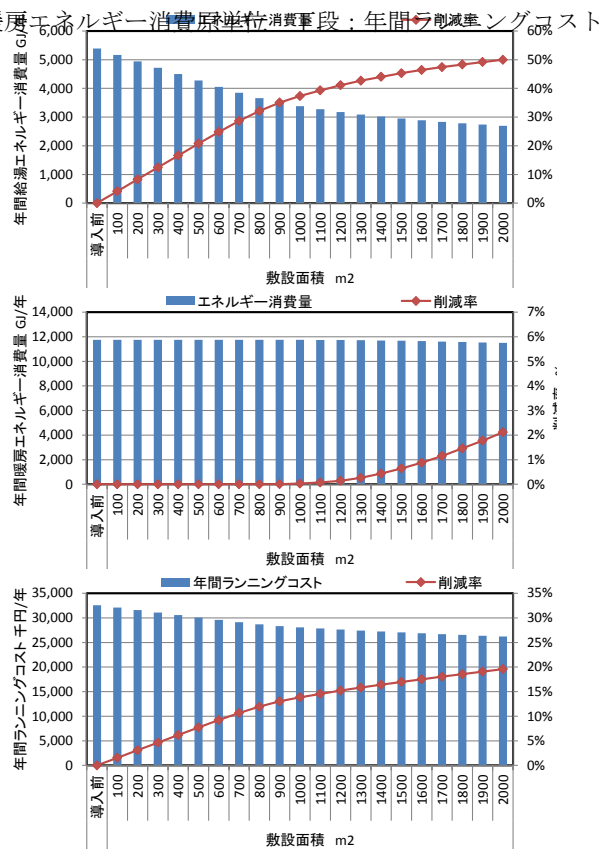


図 4-36 街区全体での太陽熱利用イメージ

※上段：年間冷房エネルギー消費原単位 中段：年間暖房エネルギー消費原単位 下段：年間ランニングコスト



## (10) イニシャルコスト

地中熱利用のイニシャルコストについては、「地中熱利用にあたってのガイドライン改訂版、環境省」（図 4-37）を参照し、設置規模に応じて 600 千円/kW～400 千円/kW と想定した。なお、後述する敷設面積による感度分析では、100m<sup>2</sup>～2,000m<sup>2</sup> まで 100m<sup>2</sup> 刻みで分析を行っており、100m<sup>2</sup> 敷設する場合の地中熱ヒートポンプの出力が 40kW 程度であることから、図 4-37 における 300 万円/50kW=600 千円/kW を出発点とし、敷設面積が大きくなるほど掘削費用が低減することを想定して、最大の 2,000m<sup>2</sup> 敷設時には 400 千円/kW までコスト削減が可能であると仮定した。

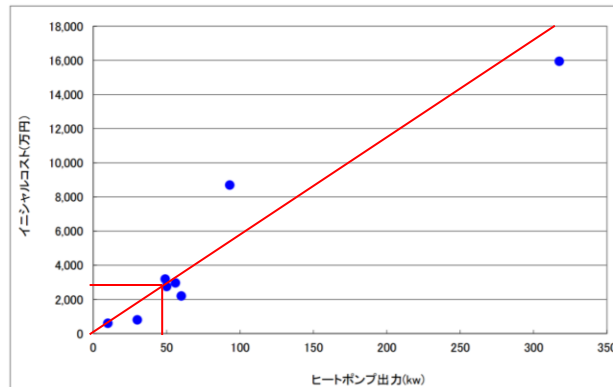


図 4-37 ヒートポンプ出力あたりのイニシャルコストの事例（クローズドループの例）

出典：「地中熱利用にあたってのガイドライン改訂版、環境省」

太陽熱利用のイニシャルコストについて、「資源エネルギー庁 HP、あったかエコ太陽熱」を参照すると、太陽熱利用システムとして 60m<sup>2</sup> で 1,200 万円（200 千円/m<sup>2</sup>）程度となっているが、システムの概要は不明であり、冷房利用を想定したシステムや、補助熱源などの付帯設備のコストも含まれているために価格が高くなっていることも考えられる。ここでは、給湯・暖房のみに使用されるシステムを想定し、付帯設備も除いた価格として 140 千円/m<sup>2</sup> を出発点とし、地中熱の場合と同様に敷設面積に応じて 100 千円/m<sup>2</sup> まで低下すると仮定した。

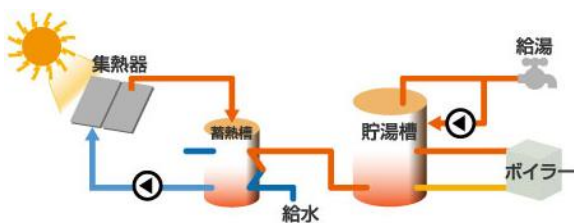


図 4-38 給湯のみに利用するシステム

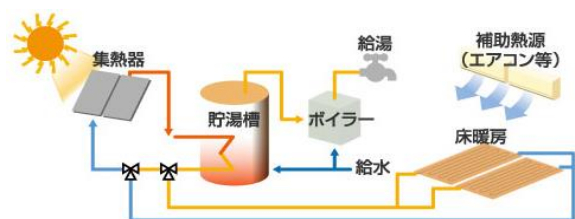


図 4-39 給湯・暖房に利用するシステム

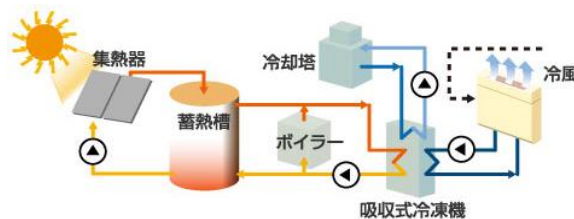


図 4-40 給湯・暖房・冷房に利用するシステム

出典：「資源エネルギー庁 HP、あったかエコ太陽熱」

上記のように仮定した太陽熱利用、地中熱利用に係る敷設面積別のイニシャルコストを  
図 4-41 に示す。

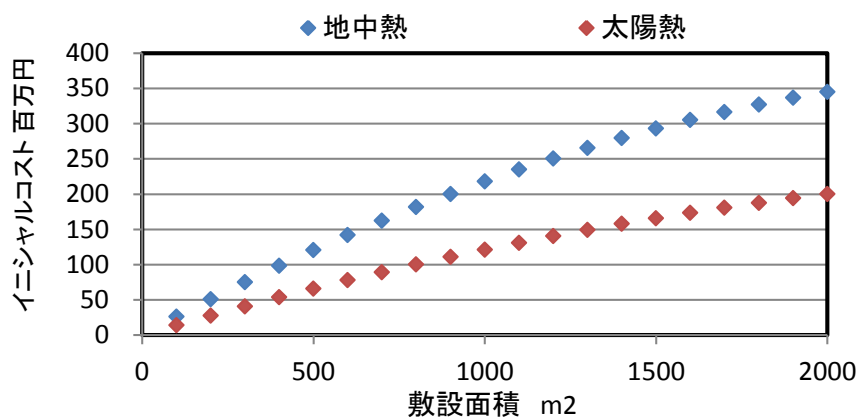


図 4-41 地中熱利用、太陽熱利用に係る敷設面積別イニシャルコスト

(11) 投資回収年数、年間 CO2 削減量、削減コスト

1) 検討対象街区における再エネ熱の活用

建物単体で再エネ熱を活用する場合、3 施設で活用する場合、街区全体で活用する場合のそれぞれについて、投資回収年数、年間 CO2 削減量、削減コストを算出した結果を図 4-42～図 4-51 に示す。

投資回収年数については、(10)で算出したイニシャルコストを(9)で算出したランニングコストの削減額で除して算出した。CO2 削減量については、都市ガスの削減量に排出係数(2.29kg/m<sup>3</sup>)を乗じて算出した。削減コストについては、イニシャルコストを 10 年分の CO2 削減量で除して算出した。

建物単体で活用するケースでは、いずれの建物においても、投資回収年数、削減コストは単調増加であり、敷設面積を大きくすればするほど長く、高くなることから、建物単体での活用は費用対効果が非常に悪い結果となっている。

3 施設で地中熱、太陽熱を共有するケース、街区に存在する建物すべてで共有するケースについては、建物単体で使用する場合に比べ、太陽熱については、投資回収年数、削減コストについて最適な敷設面積を示す変曲点が存在しており、いずれも 700m<sup>2</sup> 程度が最適な敷設面積となっている。一方、地中熱については、建物単体に比べて投資回収年数、削減コストは短く、小さくなっているが、敷設面積に対しては単調増加となっており、イニシャルコストの低減や、地中熱をより有効に使うことができるように負荷が平準化される建物用途の街区を選定するなどによって費用対効果を向上させる必要がある。

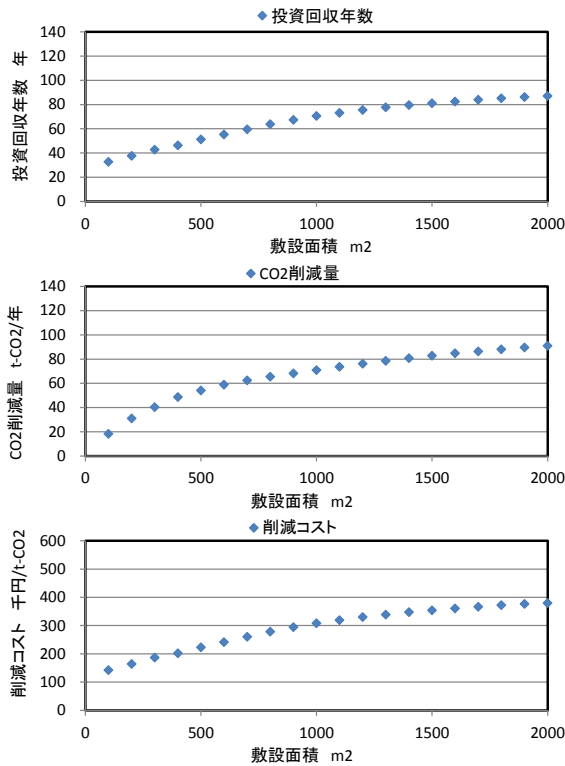


図 4-42 A ビル単体での地中熱利用

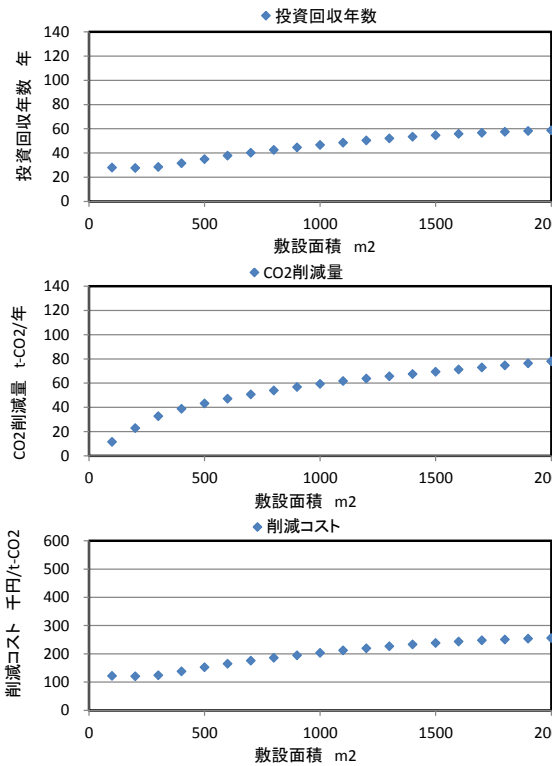


図 4-43 A ビル単体での太陽熱利用

※上段：投資回収年数 中段：年間 CO2 削減量 下段：削減コスト

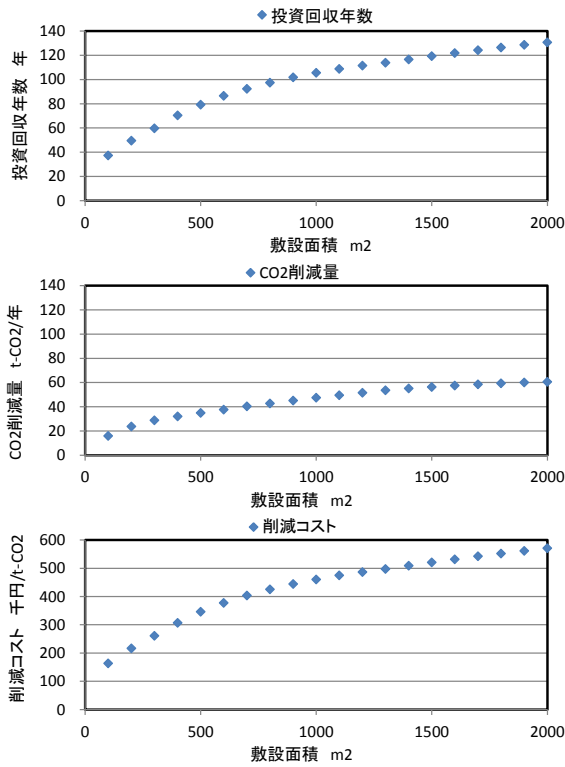


図 4-44 Bビル単体での地中熱利用

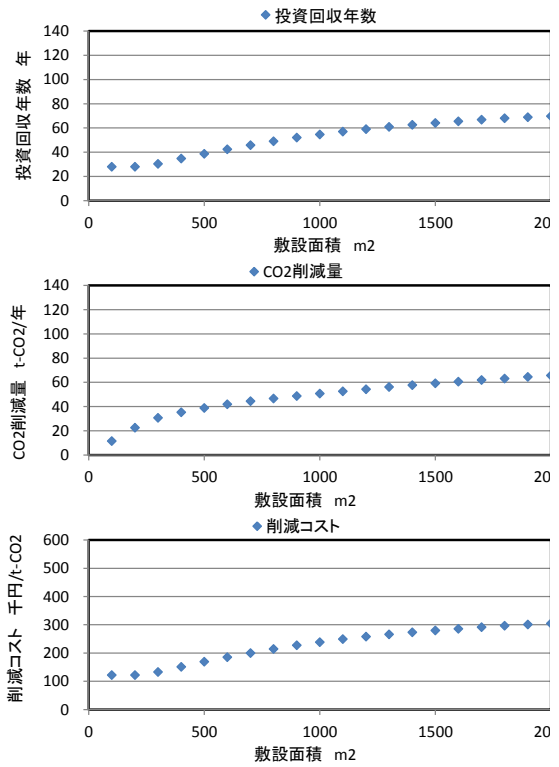


図 4-45 Bビル単体での太陽熱利用

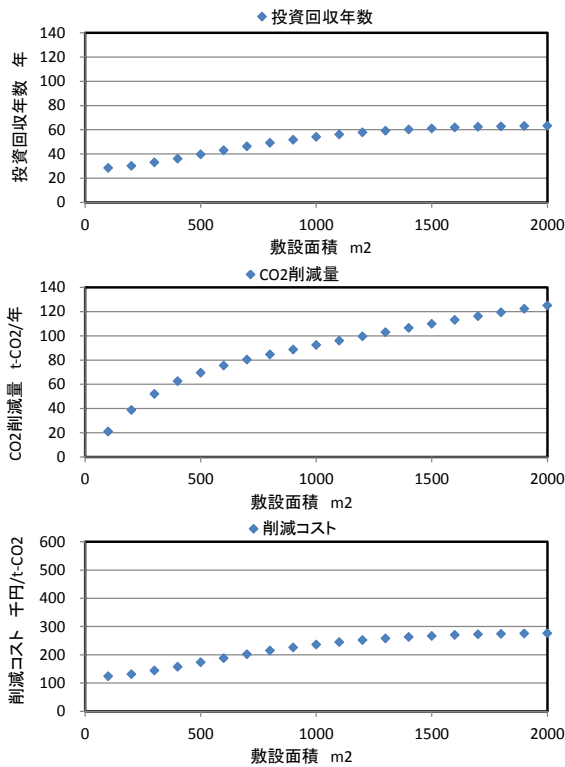


図 4-46 Cビル単体での地中熱利用

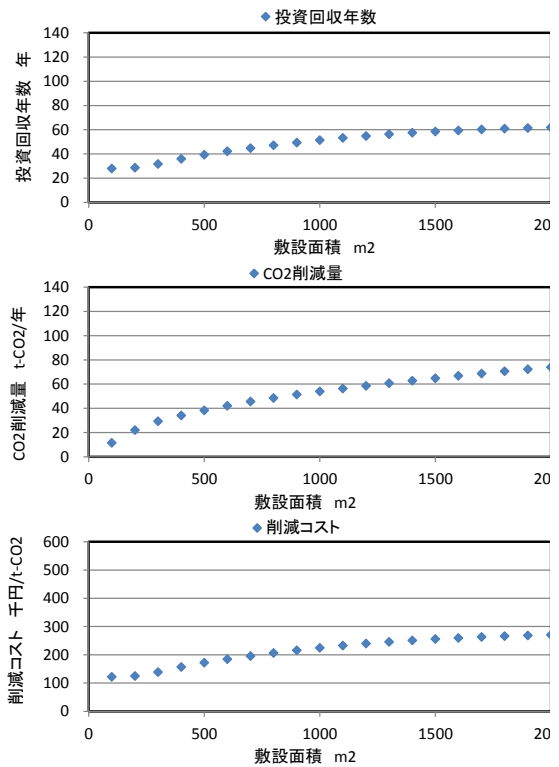


図 4-47 Cビル単体での太陽熱利用

※上段：投資回収年数 中段：年間 CO2 削減量 下段：削減コスト

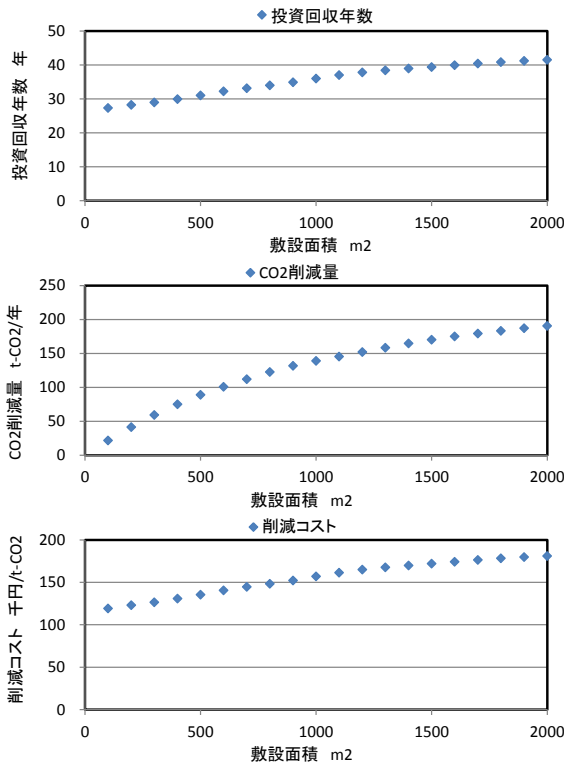


図 4-48 3施設での地中熱利用

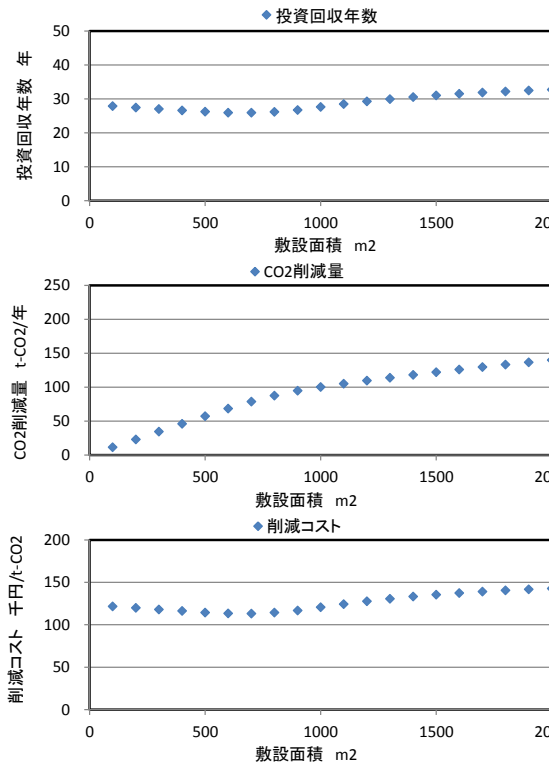


図 4-49 3施設での太陽熱利用

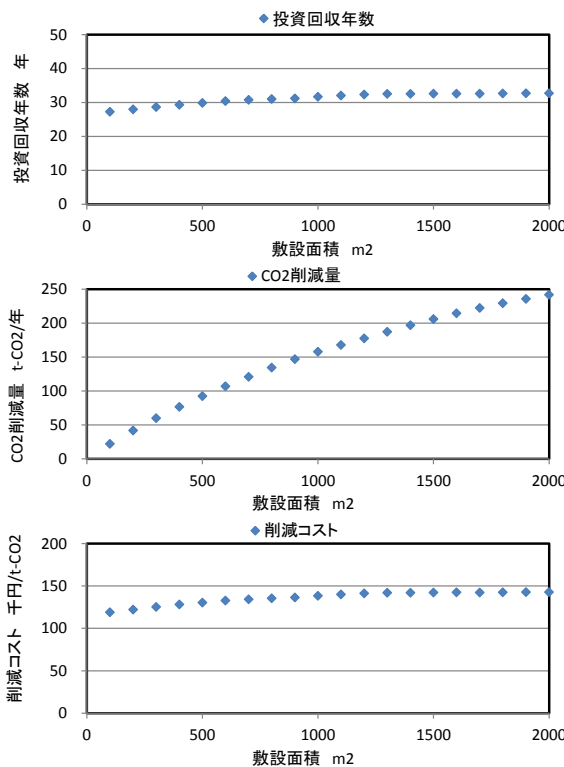


図 4-50 街区全体での地中熱利用

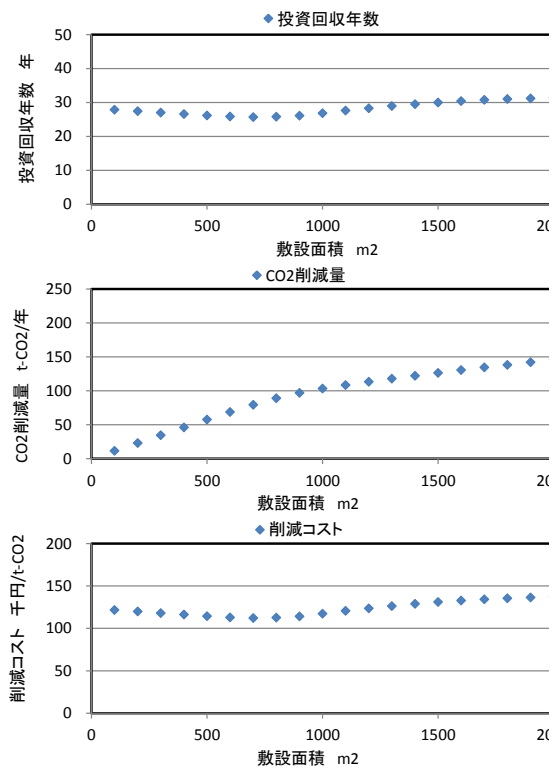


図 4-51 街区全体での太陽熱利用

※上段：投資回収年数 中段：年間 CO2 削減量 下段：削減コスト

## 2) 街区内の建物用途構成を変化させた場合における再エネ熱の活用

前述のとおり、より費用対効果を改善するためには、街区内での負荷パターンを平準化させることが効果的である。そこで、仮に街区内の建物用途構成を変更し、表 4-43 に示すように集会所等、集合住宅から夜間に負荷のある宿泊施設に変えた場合（ケース A）、さらに各用途の面積を 2 倍にした場合（ケース B）を想定して分析を行った。結果を図 4-52～図 4-55 に示す。

ケース A では投資回収年数は敷設面積によらずほぼ一定となっており、再エネ熱を余らせることなく活用できている。ケース B では投資回収年数は敷設面積に対して単調減少であり、容積率の高い街区においては、相当程度の再エネ熱の活用が可能であることが示されている。

表 4-43 街区内の建物用途構成のパターン分け

建物用途	延床面積 (m <sup>2</sup> )	⇒	延床面積 (m <sup>2</sup> ) ケース A	⇒	延床面積 (m <sup>2</sup> ) ケース B
業務施設	11,650	集会所、集合住宅 を宿泊施設に変更	11,650	各用途の面積を 2 倍	23,300
商業施設	0		0		0
宿泊施設	0		13,760		27,520
医療施設	3,300		3,300		6,600
福祉施設	2,750		2,750		5,500
集会所等	9,760		0		0
集合住宅	4,000		0		0
計	31,460		31,460		62,920

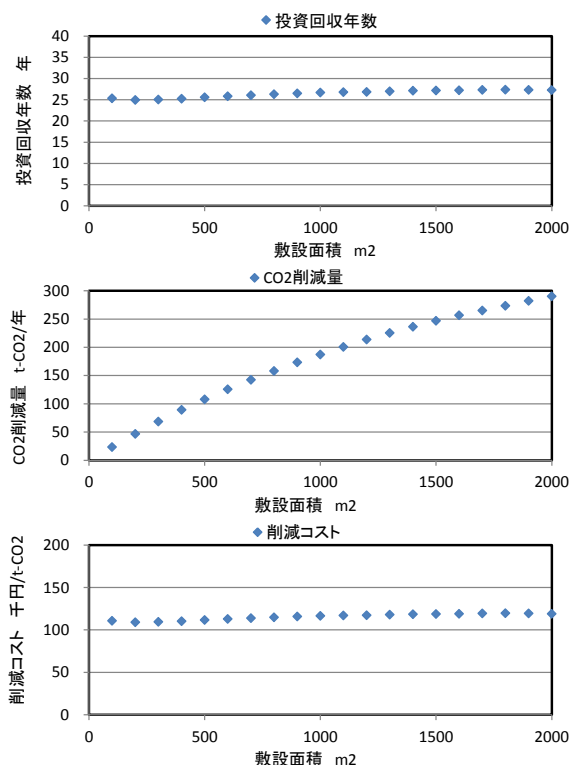


図 4-52 ケース A での地中熱利用

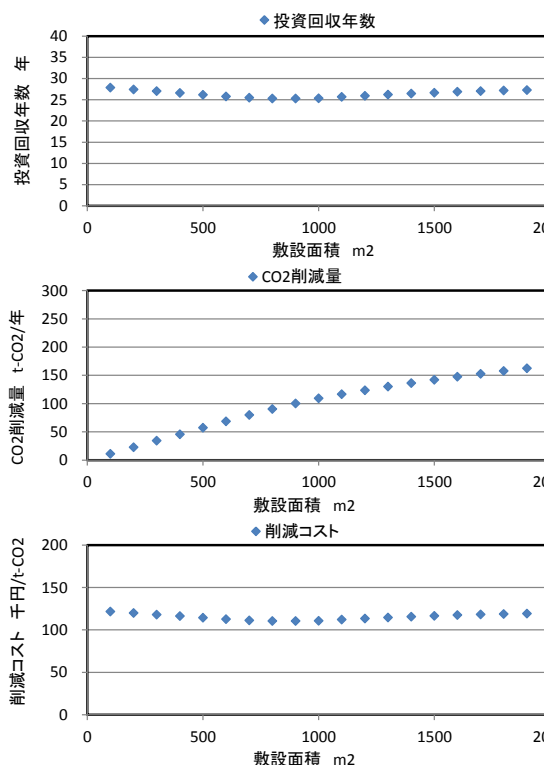


図 4-53 ケース A での太陽熱利用

※上段：投資回収年数 中段：年間 CO<sub>2</sub> 削減量 下段：削減コスト

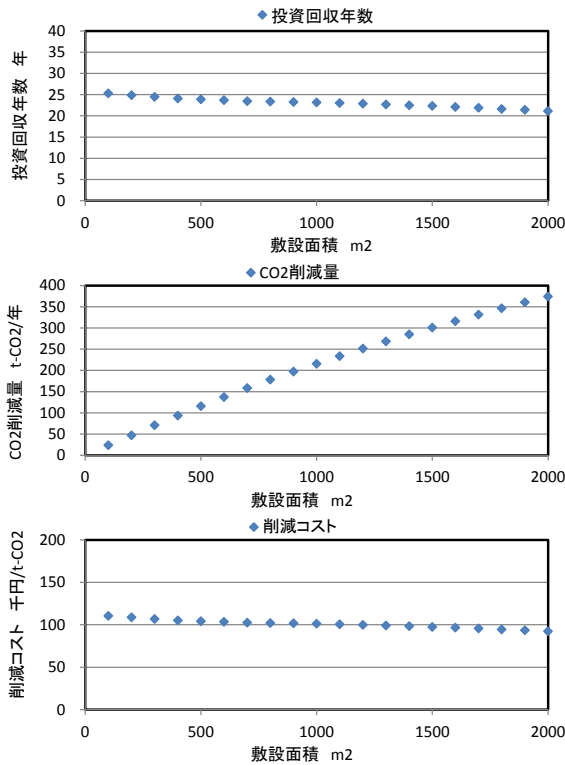


図 4-54 ケース B での地中熱利用

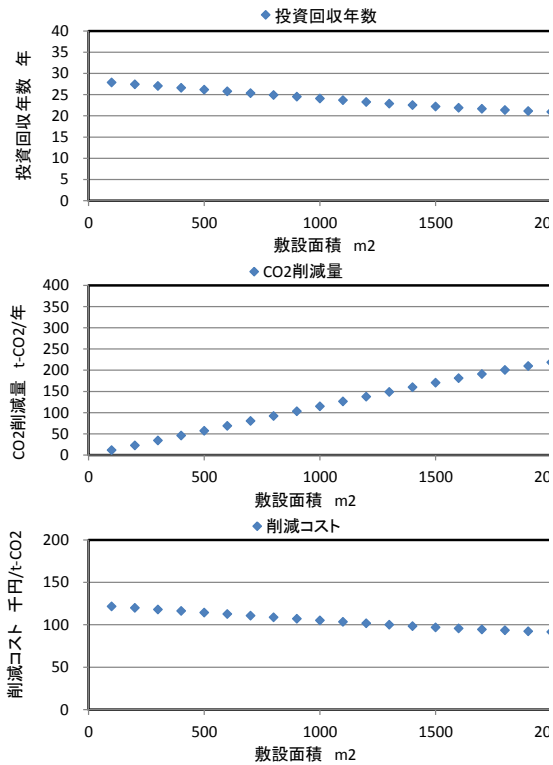


図 4-55 ケース B での太陽熱利用

※上段：投資回収年数 中段：年間 CO<sub>2</sub> 削減量 下段：削減コスト

### (12) より小さな範囲での再エネ熱の活用

前項まででは、ある特定の街区における再エネ熱の活用方法として、建物単体と街区単位での活用について、大規模に再エネ熱を活用する場合の検討を行ったが、現実的には街区に立地する建物ごとに設備更新時期は異なるため、大規模な導入を行うためには、街区全体の再開発に伴って導入するなど、一定の条件が必要となる。一方で、建物 1 棟または 2 棟程度での導入であれば比較的实现されやすいと考えられることから、ここでは、よりミクロな範囲で小規模な再エネ熱活用を行う際の分析を行う。

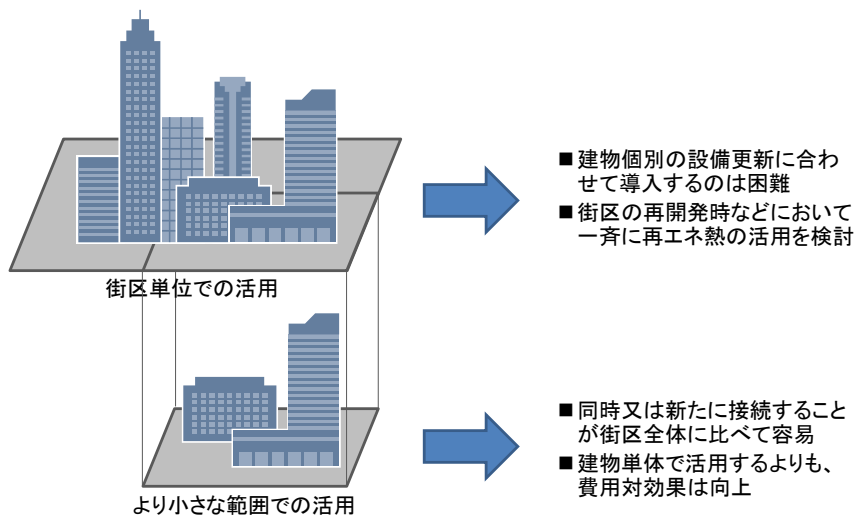


図 4-56 街区単位よりも小さな範囲での再エネ熱活用のイメージ

## 1) 想定するケース

ここでは、以下のケースについて地中熱や太陽熱を建物単体で使用する場合と2棟の建物間でシェアする場合について比較を行った。

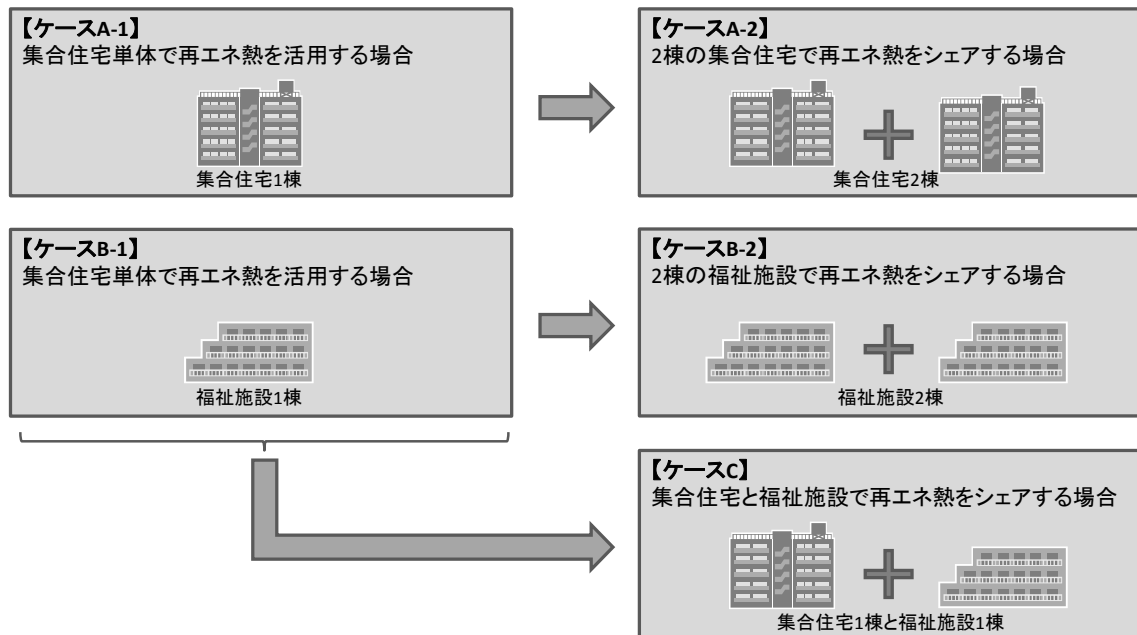


図 4-57 街区単位よりも小さな範囲での再エネ熱活用に関する比較ケース

## 2) 想定する建物概要

集合住宅、福祉施設のそれぞれについて、その建物概要は表 4-44 のとおり想定した。

表 4-44 建物概要

	集合住宅	福祉施設
立地	札幌市	
延床面積	3,000m <sup>2</sup>	2,000m <sup>2</sup>
再エネ熱導入前の設備構成 (COP)	冷房：エアコン (3.0) 暖房：ガス暖房 (0.8) 給湯：ガス給湯器 (0.8)	冷房：ガス焚冷温水発生器 (1.2) 暖房：ガス焚冷温水発生器 (1.2) 給湯：ガス給湯器 (0.8)
年間エネルギー消費量	冷房：17GJ/年 暖房：756GJ/年 給湯：473GJ/年	冷房：112GJ/年 暖房：1240GJ/年 給湯：837GJ/年
年間エネルギーコスト	冷房：約9万4千円/年 暖房：約168万円/年 給湯：約105万円/年	冷房：約25万円/年 暖房：約276万円/年 給湯：約186万円/年
エネルギー単価	電気：20円/kWh、ガス：100円/m <sup>3</sup>	
地中熱	100m <sup>2</sup> に敷設	
太陽熱	150m <sup>2</sup> に敷設	



### 3) 比較結果

各ケースにおいて地中熱、太陽熱を活用する場合の試算結果をそれぞれ表 4-45、表 4-46 に示す。ケース A-1 とケース A-2、ケース B-1 とケース B-2 を比較すると、いずれも投資回収年数が改善していることが分かる。建物単体で再エネ熱を活用する場合に比べ、エネルギー消費量の削減率は低下するものの、熱が余る時間数を少なくすることができるため、同じ敷設面積であっても賄うことができる熱負荷が増加するためである。

個別の建物で考えた場合には、メリットが低下してしまうものの、複数の建物全体として捉えた場合には費用対効果を改善させることができ、このような複数建物間での再エネ熱のシェアを促進することで普及につなげられる可能性がある。

#### (13) 熱負荷削減による費用対効果の改善

再エネ熱の活用を検討する場合、可能な限り熱負荷を削減した上で導入を図ることで費用対効果を改善することができる。具体的には、外皮の断熱性能の向上、日射遮蔽・取得性能の向上などにより冷暖房負荷を削減することで、同じ比率の負荷を賄うことができる設備容量は小さくなるため、イニシャルコストも低下することになる。特に寒冷地の場合を想定すると、暖房負荷が冷房負荷に比べて大きく、暖房負荷に合わせて大きな容量の設備を導入することになるが、これは冷房時に熱が余ってしまうことにつながる。そのため、断熱性能の向上などにより暖房負荷を削減することで、設備容量を小さく設計し、再エネ熱が余る状況が発生する頻度を低下させることができる。

表 4-47 に冷暖房負荷を削減した場合の投資回収の改善効果を示す。改善効果として大幅な短縮が可能となるわけではないが、イニシャルコストの削減額は大きく、その分を熱負荷削減対策に使用することが可能となる。このように、熱負荷の削減⇒再エネ熱活用を含む設備システムの改善というアプローチが重要であると考えられ、熱負荷削減に係るコストも含め費用対効果に関する更なる分析が必要である。

なお、太陽熱利用については、主に給湯利用を想定しており、冷暖房負荷削減の効果は生じないため、ここでは地中熱利用の場合のみを示す。

表 4-45 地中熱の活用（冷房・暖房）

	イニシャルコスト (千円)	エネルギー削減量 (GJ/年)	CO2 排出削減量 (t-CO2/年)	ランニングコスト削減額 (千円/年)	投資回収年数 (年)
ケース A-1 集合住宅 1 棟	17,258	232 ▲30.0%	13	543	31.8
ケース A-2 集合住宅 2 棟		251 ▲16.2%	15	611	28.3
ケース B-1 福祉施設 1 棟		301 ▲22.3%	15	670	25.8
ケース B-2 福祉施設 2 棟		367 ▲13.6%	19	816	21.1
ケース C 集合住宅 1 棟 福祉施設 1 棟		311 ▲14.6%	18	755	22.8

投資回収年数が改善

表 4-46 太陽熱の活用（給湯・暖房）

	イニシャルコスト (千円)	エネルギー削減量 (GJ/年)	CO2 排出削減量 (t-CO2/年)	ランニングコスト削減額 (千円/年)	投資回収年数 (年)
ケース A-1 集合住宅 1 棟	15,000	170 ▲13.8%	9	377	39.8
ケース A-2 集合住宅 2 棟		211 ▲8.6%	11	468	32.0
ケース B-1 福祉施設 1 棟		330 ▲15.9%	17	733	20.5
ケース B-2 福祉施設 2 棟		335 ▲8.1%	17	745	20.1
ケース C 集合住宅 1 棟 福祉施設 1 棟		334 ▲10.1%	17	743	20.2

投資回収年数が改善

※地中熱、太陽熱ともにイニシャルコストについては(10)において想定した最も低いコストを想定して試算した。

※電力の CO2 排出係数は 0.676kg-CO2/kWh（北海道電力、2015 年度）を使用した。

表 4-47 負荷削減による費用対効果の改善

	負荷削減前			負荷削減後		
	敷設面積 (m2)	イニシャルコスト (千円)	投資回収年数 (年)	必要敷設面積 (m2)	イニシャルコスト (千円)	投資回収年数 (年)
ケース A-1 集合住宅 1 棟	100	17,258	31.8	60	10,268 ▲6,990	30.4
ケース A-2 集合住宅 2 棟			28.3			26.7
ケース B-1 福祉施設 1 棟			25.8	70	12,080 ▲5,178	24.3
ケース B-2 福祉施設 2 棟			21.1			20.2
ケース C 集合住宅 1 棟 福祉施設 1 棟			22.8	62	10,613 ▲6,645	21.2

※負荷削減後は、冷房負荷が▲10%、暖房負荷が▲40%となる場合を想定した。

※必要敷設面積は、エネルギー削減率が同値となるような設備容量とする場合の敷設面積を示す。

※負荷削減に係るコストとしては、イニシャルコストの削減額（ケースによって5百～7百万円程度）程度までは許容可能。

#### 4.3.2 清掃工場排熱の有効利用策の検討

##### (1) 検討対象となる清掃工場の余熱利用の現状

清掃工場排熱の有効活用に関する検討のモデルとして、札幌駅南方の真駒内に近い駒岡清掃工場をとりあげた。ここでは現在、平成36年度稼働開始を目標とした更新事業を計画中であり、平成28年夏に駒岡清掃工場更新基本構想が公表された段階である。

清掃工場更新後の余熱利用の詳細は今後検討されていくと考えられ、現時点では必ずしも外部への余熱供給可能量等や配分等が確定しているものではないと考えられるため、本業務では様々な可能性の1つとして当該構想を検討した。

現状の駒岡清掃工場では、既に発電とともに余熱利用も行われている。以下の図4-58に示すように、清掃工場からの余熱は、3km以上の熱源水管を経て北海道地域暖房株式会社の真駒内エネルギーセンターまで145度の高温水で搬送され、地域暖房の熱源として利用されている。ここで熱交換された余熱は、真駒内市内の五輪団地、柏丘団地などで主に暖房、給湯用の熱源として利用される。また、エネルギーセンターから約80度で清掃工場に返送される熱源水リターン管の途中で、市の保養センターでも、暖房、給湯、冬季の融雪用、夏季の冷房用の熱源として余熱の有効利用が図られている。

真駒内エネルギーセンターからの熱供給導管図を図4-59に示した。また、余熱利用フロー図を図4-60に、細かい容量等の数値を含むエネルギーセンター開設当時の熱フロー図を図4-61に示した。



図 4-58 駒岡清掃工場の位置と地域熱供給事業

出所：北海道地域暖房（株）パンフレット



図 4-59 北海道地域暖房(株)真駒内エネルギーセンターの熱供給導管図  
出所：北海道地域暖房（株）パンフレット

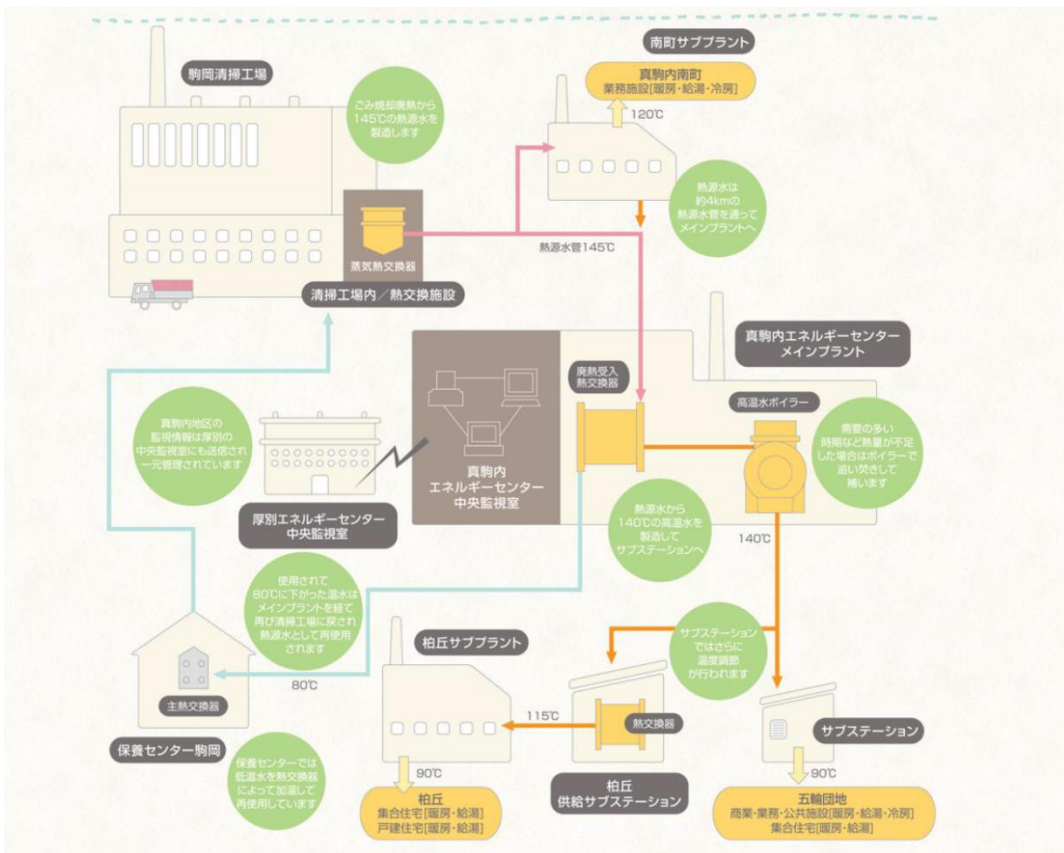


図 4-60 駒岡清掃工場の余熱利用概略図  
出所：北海道地域暖房（株）パンフレット

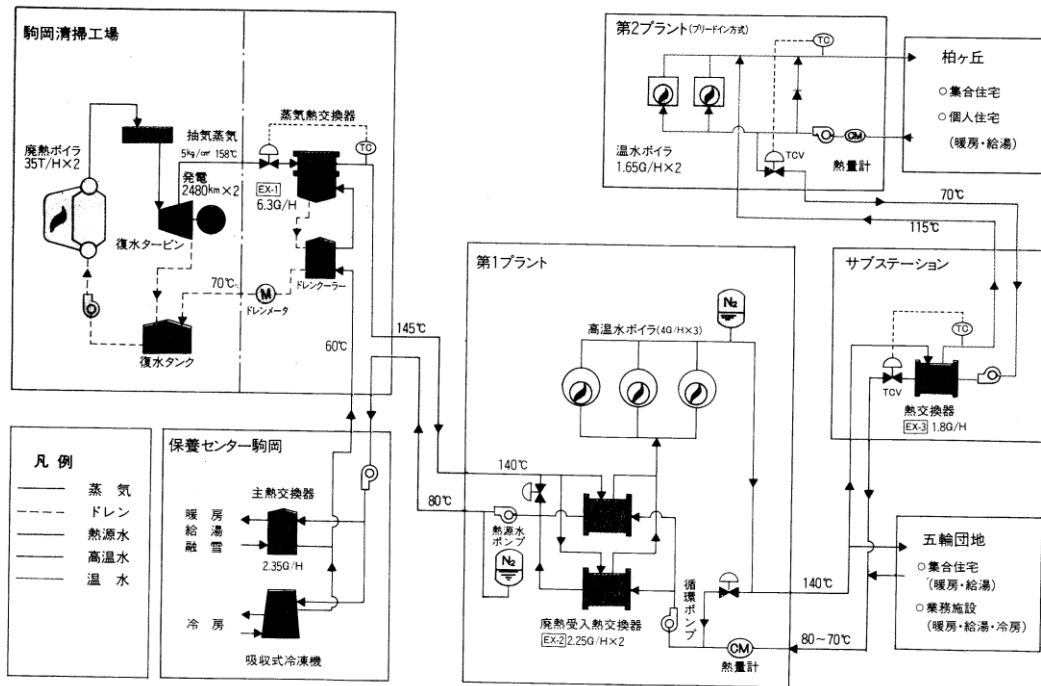


図 4-61 真駒内地区・熱供給システム

出所：「燃料協会誌」第70巻第2号（1991）

## (2) 分析結果

### 1) 利用可能余熱量の推計

清掃工場の更新基本構想では、更新後はより効率的な熱回収を行い、熱供給量を増加させる方針となっている。あくまでも基本構想として提示された値であるが、更新後の余熱供給規模は、全体として夏季は12GJ/h、冬季は25.5GJ/hとされている。

この余熱総量のうち、本検討で利用可能な余熱量を想定した。更新後の新駒岡清掃工場からの余熱は、①既存の余熱利用先である北海道地域暖房株式会社の真駒内エネルギーセンター、②既存の余熱利用先である市の保養施設、③それに今回新たに想定した新施設、の3件の熱需要で配分利用されるものとした。

#### ●夏季の余熱利用可能量

- ・駒岡清掃工場更新基本計画より総量で12GJ/hと想定される。
- ・このうち、地域熱供給で5割（6GJ/h）、保養センターで1割（1.2GJ/h）が使われるとして、残り4割が新施設で使用可能な余熱量の最大値とした。

$$12\text{GJ/h} \times 0.4 = 4.8\text{GJ/h}$$

- ・安全率を見込んで、実際の新施設での利用可能量を最大値の半分として、夏季の余熱利用可能量＝「2.4GJ/h」を上限値と想定した。

#### ●冬季の余熱利用可能量

- ・駒岡清掃工場更新基本計画より総量で25.5GJ/hと想定される。

- ・このうち、現状計画では地域熱供給でほとんど使われる想定であるが、今後の地域熱供給需要家の建て替え、大規模改修等によって断熱性向上等が図られて熱需要量について一定の余剰分の発生が見込まれる。
- ・仮に、既存需要家の建て替え等によって暖房・給湯用の熱需要が減少し、2割程度の余剰分が生じたと仮定した場合、余剰分は  $25.5 \times 0.2 = 5.1 \text{GJ/h}$  である。このうち、保養センターで夏季の2倍の熱量 (2.4GJ/h) を消費したとして、新施設における、冬季の余熱利用可能量 =  $(5.1 - 2.4) = \text{「}2.7 \text{GJ/h}\text{」}$  を上限値と想定した。

### (3) 余熱利用による新しいスマート集合住宅モデル

新駒岡清掃工場の新たな余熱利用施設の標準ケースとして、先進的な高断熱性能等を有するスマート集合住宅を想定した。

スマート集合住宅の建物規模は1棟あたり延床面積4,000m<sup>2</sup>、所在地は真駒内地区内で、駒岡清掃工場とエネルギーセンターとを結ぶ熱源導管から近傍の地点とした。余熱利用のための新たな熱源導管は、既存のリターン導管から分岐するものとした。また、余熱利用のための付帯設備である熱交換器等は集合住宅建設時に同時設置されるものとし、個別建屋は不要とした。集合住宅における余熱の利用用途は、給湯と床暖房とした。余熱利用による新しいスマート集合住宅の想定を以下に示した。

#### ●建物規模・所在地

- ・集合住宅の規模：「標準ケース」として延床面積4,000m<sup>2</sup> (50戸) の1棟を想定
- ・建設場所：真駒内地区の、地域熱供給プラントからのリターン導管の近傍

#### ●余熱利用設備

- ・熱交換器、貯湯槽、ポンプ、屋内配管等は集合住宅建設時に同時設置
- ・余熱利用のための新設導管は既存リターン管から分岐工事を行う
- ・往路、還路の2管を埋設し、その埋設長を「標準ケース」として100mと仮定する
- ・貯湯槽規模は、冬季に1日分の給湯需要がまかなえる量とする
- ・熱交換器容量は、冬季夜間8時間で蓄熱槽に温水を補充できる容量とする
- ・バックアップとして小型ボイラーを設置する

#### ●余熱利用用途

- ・スマート集合住宅では、「給湯用」に余熱を利用する
- ・冷房と暖房は、断熱性が優れた集合住宅を想定しているため、個別の寒冷地用ヒートポンプエアコンでも相当程度対応可能と考えられるが、快適性向上の観点から、床暖房も併用するものとした (負荷分担率は1/2と想定)

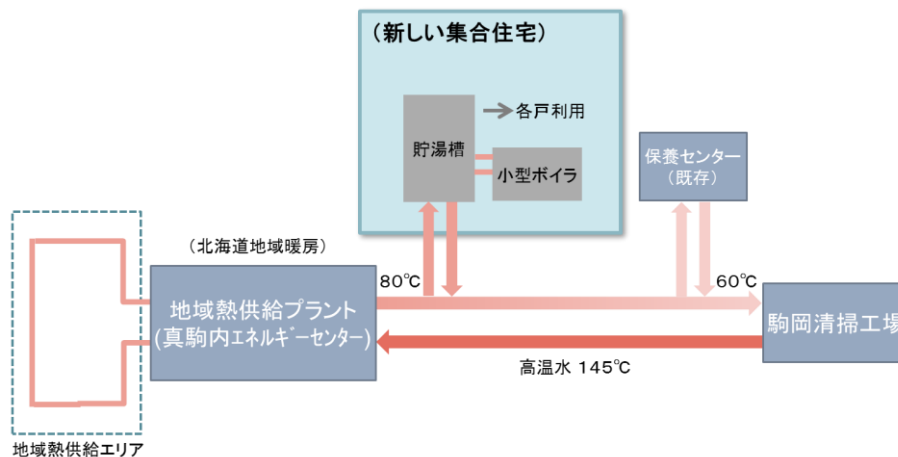


図 4-62 余熱利用による新しいスマート集合住宅モデル（余熱利用における位置づけ）

### 1) スマート集合住宅の必要熱量（給湯、暖房）

札幌市のスマート集合住宅における熱負荷パターンを図 4-63 に、月別熱負荷量を表 4-48 に示した。なお、図 4-63、表 4-48 は先の太陽熱・地中熱の検討で推計した数値の再掲である。仮に、札幌市の集合住宅における月別熱負荷量で冬季 1 日の温熱負荷（暖房、給湯）のうちの「給湯+暖房の 1/2」が最大となる月（1 月）の必要熱量を余熱でまかなうことが可能かどうかを確認すると、以下ようになる。

- ・必要熱量（1 月）： $(46.4/2+15.2) \text{ MJ/m}^2 \cdot \text{月} * 4,000\text{m}^2/31 \text{ 日} = 4.95\text{GJ/日}$
- ・冬季の余熱利用可能量  $2.7\text{GJ/h}$  ( $64.87\text{GJ/日}$ )

余熱利用可能量 ( $64.87$ ) > 必要熱量 ( $4.95$ ) より、余熱のみで延床面積  $4,000\text{m}^2$  のスマート集合住宅の冬季の熱需要（給湯+暖房の 1/2）を十分にまかなうことが可能である。夏季については給湯需要のみであるので、さらに余裕をもってまかなうことが可能である。

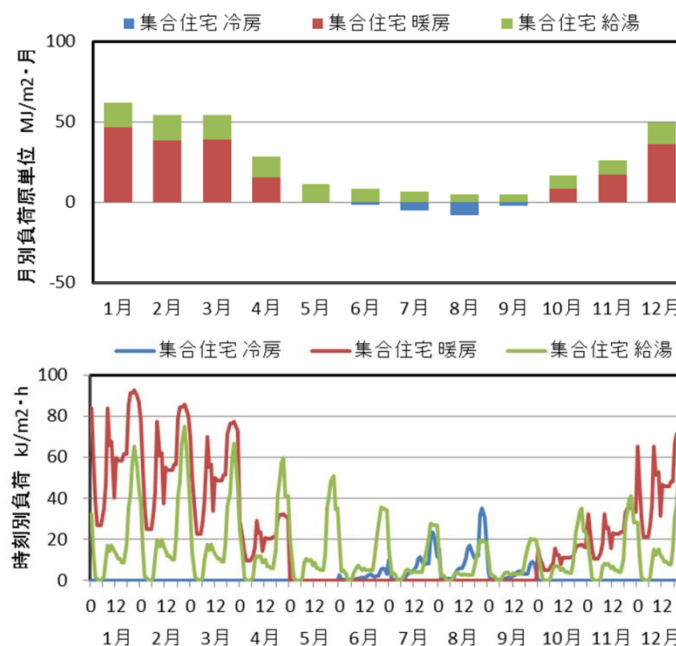


図 4-63 集合住宅の熱負荷パターン



表 4-48 札幌市の集合住宅における月別熱負荷量（単位：MJ/m<sup>2</sup>・月）

月	冷房	暖房	給湯
1月	0.0	46.4	15.2
2月	0.0	38.7	15.8
3月	0.0	38.8	15.5
4月	0.0	15.7	13.0
5月	0.0	0.0	11.4
6月	1.3	0.0	8.5
7月	5.3	0.0	6.8
8月	7.9	0.0	4.7
9月	2.0	0.0	4.9
10月	0.0	8.6	7.8
11月	0.0	17.3	8.9
12月	0.0	36.2	13.3
合計	16.5	201.6	126.0

## 2) 設備費用概算

新たなスマート集合住宅（標準ケース）で、清掃工場からの余熱利用を行うために必要な設備費用を以下に試算した。

<p>●導管コスト</p> <p>100m×約 70 万円/m＝約 7,000 万円                      (70 万円/m は想定値)</p>
<p>●貯湯槽</p> <p>460L/戸を 1 日貯湯できる容量とした                      0.46m<sup>3</sup>/戸×50 戸＝23m<sup>3</sup>                      貯湯槽価格＝約 1,200 万円                      (8m<sup>3</sup> タンク約 400 万円を 3 基設置と想定)</p>
<p>●熱交換器</p> <p>4.95GJ を約 8 時間で熱交換できる容量                      4.95/8＝0.62GJ/h (約 170kW)                      熱交換器価格＝200 万円                      (熱交換器価格は 1 万円/kW 程度と想定)</p> <p>その他の費用を 15%程度見込むと、総額は (7,000+1,200+200) × 1.15＝9,660 万円                      約 1 億円の費用となる。(注：導管長によって費用は大きく変動する)</p>

## 3) スマート集合住宅（標準ケース）における余熱利用の経済性成立条件

スマート集合住宅において、余熱利用の経済性が成立するための条件を検討した。検討の前提として以下を仮定した。

仮定 1) 余熱利用の経済性を検討するための集合住宅における給湯・床暖房の対照システムは、灯油による給湯・床暖房とした。

仮定 2) 灯油の小売価格は変動幅が大きいですが、ここでは現状の平均的な小売価格を参考として 8 万円/kL とした。

仮定 3) 需要家は、灯油購入費の削減分に相当する金額を余熱供給者に支払うものとした。

仮定 4) 新たな熱源導管の費用の 1/2 は国等からの補助金が得られるものとした。

●余熱利用による需要家の灯油購入費削減額

スマート集合住宅の温熱を灯油で供給した場合に削減可能な年間の燃料費

・給湯分(年間) :  $126\text{MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{年} \times 4,000\text{m}^2 / 36.7\text{MJ}/\text{L} = 13.7\text{kL}/\text{年}$

$13.7\text{kL}/\text{年} \times 8 \text{万円}/\text{kL} = 109.6 \text{万円}/\text{年}$

・暖房分(年間) :  $201.6\text{MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{年} \times 4,000\text{m}^2 / 36.7\text{MJ}/\text{L} = 22.0\text{kL}/\text{年}$

このうち、電気(エアコン)で負荷の半分をまかなうものとして、灯油の削減分は半分の 11.0kL となる。

$22.0\text{kL}/\text{年} \times 1/2 \times 8 \text{万円}/\text{kL} = 88 \text{万円}/\text{年}$

・合計として  $109.6 + 88 = 197.6 \text{万円}/\text{年}$  の灯油購入費が削減可能

●投資回収年数(補助金 1/2 補助)

$(9,660 \times 1/2) / 197.6 = 24.4 \text{年}$

投資回収年数は、設備費の 1/2 を補助金でまかなえたとして 24.4 年となる。

投資回収年数が 24.4 年というのは一般的に設備の耐用年数を超えた値となるので、ここでは投資回収年数が 15 年以下となるような条件を以下に検討した。標準ケースから、①新規導管への補助率を変更したケース、②導管長を変更したケース、③灯油価格が変動したケースについて検討した。

- ① 新規導管の費用の半分に補助金が交付されたとしても、残り半分が需要家負担となるのは需要家の理解が得られにくい可能性がある。そこで、この新規導管の部分にさらに付加的な公的支援がえられたとした場合(導管設備費の X%、付帯設備の 50% に補助金が交付されたとした場合)に投資回収年数が 15 年となる X は以下の式の解となる。

$$(7,000 \times (1 - X/100)) + (1,200 + 200) \times 1/2 / 197.6 = 15$$

この場合の X は 67.7 となり、新規導管設備費の 67.7% に補助金が交付されれば、需要家にとって 15 年で余熱利用の費用と灯油購入費削減額が一致することになる。

- ② 新規導管を含む余熱利用設備費の半分に補助金が交付されたとして、より短距離の導管長(Xメートル)で余熱利用が可能となったとした場合、投資回収年数が 15 年となる X は以下の式の解となる。

$$(70X + 1,200 + 200) \times 1/2 / 197.6 = 15$$

この場合の X は 64.7 となり、新規導管が 64.7m 以下の長さで余熱利用が図れれば、需要家にとって 15 年で余熱利用の費用と灯油購入費削減額が一致することになる。

- ③ 将来的に灯油価格が上昇した場合を想定する。試算では 8 万円/kL とした灯油の小売価格が将来上昇し、15 年間の平均で X 万円/kL になったと仮定した場合、投資回収年数が 15 年となる X は以下の式の解となる。

$$(9,660 \times 1/2) / ((13.7+11) \times X) = 15$$

この場合の X は 13.0 となり、灯油小売価格の 15 年間平均値が 13 万円/kL にまで上昇した場合に、需要家にとって 15 年で余熱利用の費用と灯油購入費削減額が一致することになる。

#### 4) 新たな余熱利用による二酸化炭素削減効果

余熱利用により、需要家で消費される灯油が削減されるため、二酸化炭素排出量の削減が期待される。再生可能エネルギーとの関係においては、清掃工場からのエネルギー利用についてバイオマス比率分を考慮する必要性も考えられるが、ここでは余熱利用による灯油削減効果のみを検討対象とした。標準ケースの二酸化炭素削減効果を以下に示した。

- 標準ケースにおける年間の灯油消費の削減量は、給湯分が 13.7kL、暖房分が 11.0kL である。
- 灯油の消費削減による二酸化炭素削減効果は以下のようになる。  
 $13.7+11=24.7\text{kL/年}$   
 $24.7\text{kL/年} \times 2.489 \text{ (t-CO}_2\text{/kL)} = 61.5\text{t-CO}_2\text{/年}$   
標準ケース (1 棟) の場合、二酸化炭素削減効果は年間 61.5 トンと想定される。

## 5. 環境対策費用等の社会的費用に関する海外情報の整理

ここでは、海外における発電コスト等に関する文献の中で、環境対策費用等の社会的費用及び2050年に向けた技術革新・コスト低減の見通しに関する情報を整理した。調査対象とした文献は以下のとおりである。

文献 1	The Net Benefits of Low and No-Carbon Electricity Technologies (Brookings Institution, 2014)
文献 2	Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition (IEA, NEA, OECD, 2015)
文献 3	Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2017 (EIA)
文献 4	Nuclear Energy and Renewables : System Effects in Low-carbon Electricity Systems (OECD, 2012)
文献 5	Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (SRREN) (IPCC, 2012)
文献 6	Energy Technology Perspectives 2014 (IEA, 2014)

### 5.1 文献名 : The Net Benefits of Low and No-Carbon Electricity Technologies (Brookings Institution, 2014)

本文献では、5種類の低炭素電源（風力、太陽光、水力、原子力、ガスタービン複合発電）について、発電所を新規建設して石炭・ガス火力発電所を置換した場合に回避される下記の①～④に係る費用を純便益に換算し、その価値を比較している。

- ① 回避される CO<sub>2</sub> 排出量 (トン/MW/年) : Avoided Emissions
- ② 回避される燃料費用 (ドル/MW/年) : Avoided Energy Costs
- ③ 回避される資本コスト (ドル/MW/年) : Avoided Capacity Costs
- ④ 追加コスト (ドル/MW/年) : Other Costs

#### (1) 社会的費用（環境対策費用等）

##### 1) 炭素価格

<基本的な考え方>

- 前述の低炭素電源がオフピーク時にベースロードの石炭及びガス火力発電所を置換す

る場合、「回避される CO2 排出量」を重要な価値とみなし、発電所がもたらす「純便益」の一構成要素として炭素価格を計上。

<算定方法>

- 炭素価格\$50/t-CO<sub>2</sub> を起点に価格変化による純便益の感度分析を行い、資本コストの高額な風力・太陽光発電設備が石炭火力を置換し得る炭素価格を算定。

<算定結果>

- 石炭火力を置換し得る炭素価格は以下のとおり（表 5-1）。
  - 風力：\$61.87/t-CO<sub>2</sub>
  - 太陽光：\$185.84/t-CO<sub>2</sub>

表 5-1 各電源の純便益比較（炭素価格の感度分析）

炭素価格 (\$/t-CO <sub>2</sub> )	純便益(\$/MW・年)				
	風力	太陽光	水力	原子力	天然ガス コンバインドサイクル
50.00	-25,333	-188,820	180,432	318,569	535,382
61.87	0	-172,318	220,541	414,863	601,562
185.84	264,539	0	639,385	1,420,420	1,292,650

注) ベースロードの石炭火力発電所を各電源で置換した場合。ガス価格は\$4.33/mmbtu と想定。

出所) Brookings Institution, “The Net Benefits of Low and No-Carbon Electricity Technologies” (2014) より作成

## (2) (2050 年に向けた) 技術革新・コスト低減の見通し（電源別）

該当する情報なし

## 5.2 文献名 : Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition (IEA, NEA, OECD, 2015)

本文献では、22ヶ国・計181箇所の発電所データを基に、「2020年の運転開始」を想定し、ディスカウントキャッシュフロー（DCF）法を用いて国別・発電技術別のLCOEを試算している。

### (1) 社会的費用（環境対策費用等）

#### 1) 炭素価格

- 「明示的な炭素価格が設定されている国は少数」であるとして、一律\$30/t-CO<sub>2</sub>と想定。

### (2) (2050年に向けた) 技術革新・コスト低減の見通し（電源別）

本文献では、2025～30年に向けて商用化が見込まれる先進的な発電技術を12種類特定し（表5-2）、技術革新とコスト（LCOE）、導入規模等の見通しを提示している。燃料電池と蓄電技術を除く9種類の発電技術について、2030年時点の見通しを表5-3～表5-11に示す。

表 5-2 2025～2030年に商用化が見込まれる先進的発電技術

技術
石炭ガス化複合(IGCC)
先進超々臨界圧(A-USC)
二酸化炭素回収貯留(CCS)
地熱井涵養システム(EGS)(*)
太陽光(新興技術)
太陽熱(新興技術)
洋上風力(浮体/大深度)
バイオマス(新興技術)
海洋エネルギー
原子力(小型原子炉/第四世代原子炉)
燃料電池
蓄電

注) 既存貯留層への人工的な水の注入、貯留層の透水性改善や新たな造成等による地熱増産技術を指す。  
出所) IEA, NEA, OECD “Projected Costs of Generating Electricity”(2015)より作成

表 5-3 2030 年の発電コスト見通し (IGCC/A-USC)

技術	設備投資費用 (USD/kW)	発電効率 (LHV, net, %)	LCOE (USD/MWh)
IGCC(1,600°C)	1,200-2,900	50-52	60-88
A-USC(> 700°C)	1,000-2,600	48-50	58-52

注) 設備投資費用は金利抜き建設コストである。LCOE 算定的前提条件は次のとおり。

割引率：7%、石炭価格：\$3/GJ、炭素価格：\$30/t-CO<sub>2</sub>

出所) IEA, NEA, OECD “Projected Costs of Generating Electricity” (2015) より作成

表 5-4 2030 年の発電コスト見通し (CCS)

技術	設備投資費用 (USD/kW)	発電効率 (LHV, net, %)	LCOE (USD/MWh)
USC(燃焼後回収)	1,400-3,650	41	50-86
USC(酸素燃焼回収)	1,500-3,900	41	51-89
IGCC(燃焼前回収)	1,500-3,700	44	53-89
NGCC(燃焼後回収)	1,100-1,800	56	65-98

注) 設備投資費用の下限は中国、上限は米国を想定。LCOE 算定的前提条件は次のとおり。割引率：

7%、石炭価格：\$3/GJ、ガス価格：\$5.6/GJ (米国) ~\$12/GJ (アジア)、炭素価格：\$30/t-CO<sub>2</sub>

出所) IEA, NEA, OECD “Projected Costs of Generating Electricity” (2015) より作成

表 5-5 2030 年の発電コスト見通し (EGS)

技術	投資費用 (USD/kW)	運用維持管理費 (USD/kW)	LCOE (USD/MWh)
EGS	6,600-20,000	130-390	92-270

注) 2030 年における EGS の設備容量・発電量は IEA “Energy Technology Perspectives 2014” の 2DS シナリオおよび 2DS hi-Ren シナリオによる (表 5-7 の注記参照)。割引率は 7% で算定。

出所) IEA, NEA, OECD “Projected Costs of Generating Electricity” (2015) より作成

表 5-6 2015 年/2030 年の発電コスト見通し (洋上風力)

技術	LCOE(2015 年) (USD/MWh)	LCOE(2030 年) (USD/MWh)
大深度	172-242	104-151
浮体式	187-316	114-189

出所) IEA, NEA, OECD “Projected Costs of Generating Electricity” (2015) より作成

表 5-7 2015/2030年の発電コスト見通し（太陽光）

シナリオ	技術	LCOE(2015年) (USD/MWh)		LCOE(2030年) (USD/MWh)	
		2015	2030	2015	2030
2DS(注1)	発電所規模	110-294 (世界平均 164)	68-173 (世界平均 83)		
	屋根置き	125-499 (世界平均 186)	77-389 (世界平均 110)		
2DS hi-Ren(注2)	発電所規模	110-294 (世界平均 164)	52-129 (世界平均 75)		
	屋根置き	125-499 (世界平均 186)	59-214 (世界平均 94)		

注1) IEA “Energy Technology Perspectives 2014” において設定された3種類のシナリオの1つ。温室効果ガスの排出量を削減し、持続可能なエネルギーシステムを目指す。

注2) 上記の2DSから派生したシナリオ。原子力・CCSの導入遅延と再生可能エネルギーの一層の導入拡大を想定。

注3) 割引率7%で算定。算定結果にはコスト、日照条件の地域差が反映されている。

出所) IEA, NEA, OECD “Projected Costs of Generating Electricity” (2015) より作成

表 5-8 2015/2030年の発電コスト見通し（太陽熱）

シナリオ	LCOE(2015年) (USD/MWh)	LCOE(2030年) (USD/MWh)
2DS	131-190 (世界平均 152)	87-112 (世界平均 100)
2DS Hi-Ren	131-190 (世界平均 152)	76-100 (世界平均 86)

注) 割引率7%で算定。算定結果にはコスト、日射条件の地域差が反映されている。

出所) IEA, NEA, OECD “Projected Costs of Generating Electricity” (2015) より作成

表 5-9 2015/2030年の発電コスト見通し（バイオマス）

技術	投資費用 (USD/kW)		発電効率 (%)		LCOE (USD/MWh)	
	2015	2030	2015	2030	2015	2030
直接燃焼(混焼)	700-1,000	700-1,000	37	40	72-117	67-109
バイオマスガス化 (混焼)(*)	3,300-4,400	2,900-3,900	37	40	127-189	115-171
バイオマスガス化 (並列燃焼)(*)	1,800-2,800	1,600-2,500	37	40	93-151	85-138
スチームサイクル (10-50 MW)	4,000-6,000	3,400-4,700	18-30	23-32	78-244	66-192
スチームサイクル (> 50MW)	3,000-4,300	2,700-3,700	30-35	33-38	118-204	105-181
バイオマスガス化 コンバインドサイクル (BIGCC)	4,800-7,500	4,000-6,200	35-38	42-44	131-219	108-178

注) LCOE算定の前提条件は次のとおり。割引率：7%、バイオマス原料価格：\$6~10/GJ（小規模スチームサイクルのみ\$0~6/GJ）

注) 「混焼」はバイオマス燃料を化石燃料と併せて燃焼させる方式であり、「並列燃焼」は各々個別に燃焼させた上で発生蒸気を合流させる方式である。

出所) IEA, NEA, OECD “Projected Costs of Generating Electricity” (2015) より作成



表 5-10 2020/2030年の発電コスト見通し（海洋エネルギー）

技術	投資費用 (USD/kW)		LCOE (USD/MWh)	
	2020	2030	2015	2030
潮流	5,100-6,600	3,100-4,000	206-368	124-221
波力	6,700-10,000	3,700-5,600	260-639	143-351

注) 割引率 7%で算定。

出所) IEA, NEA, OECD “Projected Costs of Generating Electricity” (2015) より作成

表 5-11 2030年の発電コスト見通し（原子力）

技術	典型的な規模 (MW)	熱効率 (%)	Projected costs(2030年) (USD/MWh)
小型原子炉 (軽水炉)	20-300	33	75-125
第IV世代原子炉 (高温ガス炉)	150-300	>45	60-160
第IV世代原子炉 (ナトリウム高速冷却炉)	800-1,200	>40	75-175

出所) IEA, NEA, OECD “Projected Costs of Generating Electricity” (2015) より作成

### 5.3 文献名 : Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2017 (EIA)

本文献では、米国エネルギー情報局 (EIA) のエネルギーモデリングシステム (NEM S : National Energy Modeling Systems) による 2022 年/2040 年の LCOE が電源別に試算されている。NEM は、米国のエネルギー市場について 2050 年までの見通しを提示した "Annual Energy Outlook" 2017 年版の現状維持シナリオ (Reference case) 策定に用いられたモデルである。

なお、仕様書に指定されている EIA の "Annual Energy Outlook 2015 with Projections to 2040" には該当する情報が掲載されていない。

#### (1) 社会的費用 (環境対策費用等)

炭素価格等、社会的費用の算定方法・算定結果には言及されていないが、「環境規制・政策は、発電所への投資意思決定に際し影響を及ぼす可能性がある」との観点から、LCOE 算定に特定の電源に対する税額控除を反映している (次項参照)。

#### (2) (2050 年に向けた) 技術革新・コスト低減の見通し (電源別)

2022 年ならびに 2040 年に運転を開始する発電所の LCOE を以下に示す (表 5-12 表 5-13)。NEMS の電力市場モジュールが対象とする米国 22 地域における、新規導入設備容量の予測に基づき試算されたものである。

表 5-12 電源別 LCOE 試算結果 (2022 年運転開始・単純平均) (\$/MWh)

	発電所の種類		設備利用率 (%)	資本費用	運転維持費		送電インフラ費用	税額控除 (1)	LCOE 合計
					固定	変動 (3)			
調整可能電源	石炭火力 (2)	CCS付帯 (30%回収)	85	94.9	9.3	34.6	1.2	N/A	140.0
		CCS付帯 (90%回収)	85	78.0	10.8	33.1	1.2	N/A	123.2
	天然ガス火力	従来型コンバインドサイクル	87	13.9	1.4	40.8	1.2	N/A	57.3
		先進型コンバインドサイクル	87	15.8	1.3	38.1	1.2	N/A	56.5
		同上・CCS付帯	87	29.5	4.4	47.4	1.2	N/A	82.4
		従来型燃焼タービン	30	40.7	6.6	58.6	3.5	N/A	109.4
	先進型燃焼タービン	30	25.9	2.6	62.7	3.5	N/A	94.7	
	先進型原子力	90	73.6	12.6	11.7	1.1	N/A	99.1	
	地熱	91	32.2	12.8	0.0	1.5	-3.2	43.3	
	バイオマス	83	44.7	15.2	41.2	1.3	N/A	102.4	
変動性電源	陸上風力	39	47.2	13.7	0.0	2.8	-11.6	52.2	
	洋上風力	45	133.0	19.6	0.0	4.8	-11.6	145.9	
	太陽光	24	70.2	10.5	0.0	4.4	-18.2	66.8	
	太陽熱	20	191.9	44.0	0.0	6.1	-57.6	184.4	
水力	59	56.2	3.4	4.8	1.8	N/A	66.2		

注 1) 2022 年時点で有効な連邦政府の税額控除を適用。対象は投資税額控除 (ITC) と発電税額控除 (PTC) である。

注 2) 大気浄化法 (CAA 111b) の排出規制により、従来型の石炭火力発電所は CCS 付帯でなければ建設不可能となっている。本モデルでは 2 種類の CO2 回収率を設定。30% の場合は、排出リスクに基づき資本費用を 3% 加算している。

注 3) 運転維持費（変動）は燃料費を含む。

出所) EIA “ Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2017 ” (2017) より作成

表 5-13 電源別 LCOE 試算結果 (2040 年運転開始・単純平均) (\$/MWh)

	発電所の種類	設備利用率 (%)	資本費用	運転維持費		送電インフラ費用	税額控除 (1)	LCOE 合計	
				固定	変動 (3)				
調整可能電源	石炭火力 (2)	CCS付帯 (30%回収)	85	77.7	9.3	34.6	1.2	N/A	122.8
		CCS付帯 (90%回収)	85	63.9	10.8	34.4	1.2	N/A	110.3
	天然ガス火力	従来型コンバインドサイクル	87	11.8	1.4	45.6	1.2	N/A	60.0
		先進型コンバインドサイクル	87	12.6	1.3	43.2	1.2	N/A	58.3
		同上・CCS付帯	87	22.4	4.4	53.9	1.2	N/A	81.9
		従来型燃焼タービン	30	34.5	6.6	66.8	3.5	N/A	111.4
		先進型燃焼タービン	30	19.6	2.6	67.7	3.5	N/A	93.4
		先進型原子力	90	59.4	12.6	16.5	1.1	N/A	89.6
		地熱	92	35.6	20.3	0.0	1.5	-3.6	53.8
		バイオマス	83	37.1	15.2	37.5	1.3	N/A	91.0
変動性電源		陸上風力	41	41.7	13.1	0.0	2.7	N/A	57.6
		洋上風力	45	104.4	19.6	0.0	4.9	N/A	128.8
		太陽光	24	54.5	10.5	0.0	4.4	-5.4	63.9
		太陽熱	20	154.2	44.0	0.0	6.1	-15.4	188.9
		水力	57	52.5	3.5	4.6	1.8	N/A	62.4

注 1) 2040 年時点で有効な連邦政府の税額控除を適用。1992 年のエネルギー政策法 (Energy Policy Act) に基づく地熱・太陽光発電技術への投資税額控除 (10%) を含む。

注 2) 大気浄化法 (CAA 111b) の排出規制により、従来型の石炭火力発電所は CCS 付帯でなければ建設不可能となっている。本モデルでは 2 種類の CO2 回収率を設定。30% の場合は、排出リスクに基づき資本費用を 3% 加算している。

注 3) 運転維持費（変動）は燃料費を含む。

出所) EIA “ Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2017 ” (2017) より作成

#### 5.4 文献名 : Nuclear Energy and Renewables : System Effects in Low-carbon Electricity Systems (OECD, 2012)

本文献では、低炭素電源（原子力・再生可能エネルギー）の導入拡大に伴う電力システム全体への影響に焦点を絞り、発電コストを以下の3つの概念で整理・分析している。

- ① Plant-level costs : 発電所建設・運用に係るコスト（炭素価格を含む）
- ② Grid-level system costs : 運転予備力・瞬間予備力確保、系統接続・増強・拡大に係るコスト
- ③ Total system costs : 炭素価格を除く環境外部費用等、金額換算が困難なコスト

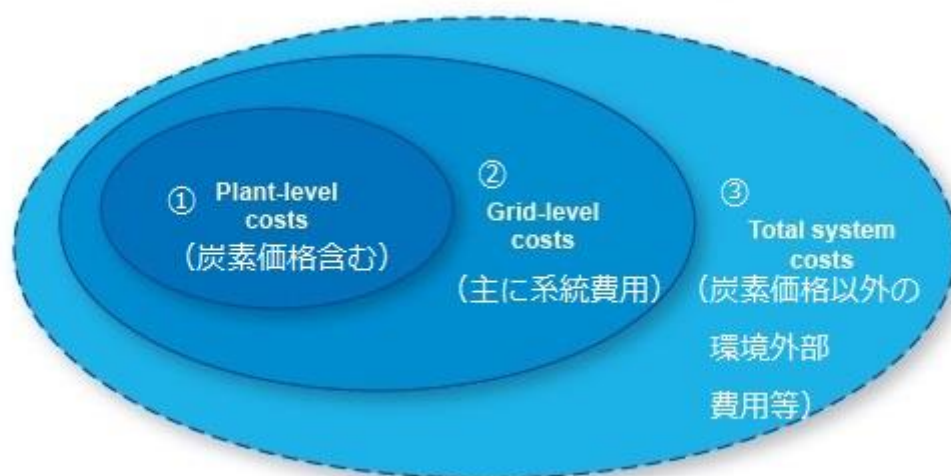


図 5-1 発電コスト概念図

出所) OECD “ Nuclear Energy and Renewables : System Effects in Low-carbon Electricity Systems” (2012) より作成

#### (1) 社会的費用（環境対策費用等）

##### 1) 炭素価格

<基本的な考え方>

- Plant-level cost（発電所の LCOE）の一構成要素として、一律\$30/t-CO<sub>2</sub>を想定。

##### 2) 再生可能エネルギー電源普及に伴う追加コスト

本文献では OECD 加盟国 6 ヶ国について、再生可能エネルギー電源（風力・太陽光）の普及拡大に伴う増加コストを分析している。各国のベースロード電源（石炭火力・ガス火力・原子力）の構成を基準として、陸上風力・洋上風力・太陽光のシェアが 10%ならびに 30%に拡大した場合の発電コストを試算しており、結果は以下のとおりである（表 5-14）。

表 5-14 再生可能エネルギー電源の普及率による発電コストの変化 (\$/MWh)

国名	項目	参考値 従来の 電源構成	シェア 10%			シェア 30%		
			陸上風力	洋上風力	太陽光	陸上風力	洋上風力	太陽光
フィンランド	合計発電コスト	75.9	81.2	86.5	121.8	93.5	109.0	215.9
	①発電所レベルのコスト(増分)	—	3.5	8.2	41.2	10.5	24.7	123.7
	②系統レベルのシステムコスト(増分)	—	1.8	2.3	4.7	7.1	8.3	16.3
	追加コスト(①+②)	—	5.3	10.6	45.9	17.6	33.1	140.0
フランス	合計発電コスト	73.7	79.5	82.9	112.0	92.1	102.5	189.6
	①発電所レベルのコスト(増分)	—	3.7	6.9	34.0	11.1	20.8	101.9
	②系統レベルのシステムコスト(増分)	—	2.0	2.3	4.3	7.2	7.9	14.0
	追加コスト(①+②)	—	5.8	9.2	38.3	18.3	28.8	115.9
ドイツ	合計発電コスト	80.7	86.6	91.3	101.2	105.5	116.9	156.2
	①発電所レベルのコスト(増分)	—	3.9	7.8	16.9	11.6	23.3	50.6
	②系統レベルのシステムコスト(増分)	—	1.9	2.8	3.6	13.2	12.9	24.9
	追加コスト(①+②)	—	5.8	10.6	20.4	24.8	36.2	75.4
韓国	合計発電コスト	63.8	70.5	77.4	82.8	86.3	107.1	122.8
	①発電所レベルのコスト(増分)	—	4.7	11.0	15.8	14.1	33.1	47.5
	②系統レベルのシステムコスト(増分)	—	2.0	2.6	3.1	8.4	10.2	11.4
	追加コスト(①+②)	—	6.7	13.6	19.0	22.5	43.3	59.0
英国	合計発電コスト	98.3	101.7	105.6	130.6	111.9	123.6	199.4
	①発電所レベルのコスト(増分)	—	1.5	3.9	26.5	4.5	11.7	79.6
	②系統レベルのシステムコスト(増分)	—	1.9	3.4	5.8	9.1	13.6	21.5
	追加コスト(①+②)	—	3.4	7.3	32.3	13.6	25.3	101.1
米国	合計発電コスト	72.4	76.1	78.0	88.2	84.6	91.5	123.7
	①発電所レベルのコスト(増分)	—	2.1	4.2	14.3	6.2	12.5	42.8
	②系統レベルのシステムコスト(増分)	—	1.6	1.4	1.5	6.0	6.5	8.5
	追加コスト(①+②)	—	3.7	5.6	15.7	12.2	19.1	51.2

注) ①は発電所建設・運用に係るコスト (Plant-level cost、炭素価格を含む)、②は運転予備力・瞬間予備力確保、系統接続・増強・拡大に係るコスト (Grid-level system costs) を指す (図 5-1 参照)。

出所) OECD “ Nuclear Energy and Renewables : System Effects in Low-carbon Electricity Systems” (2012) より作成

### 3) その他外部費用

<基本的な考え方>

- Total system cost には CO2 排出以外の広範な環境外部費用が含まれる。具体的には、CO2 以外のガス排出による健康への影響、生物多様性の損失、穀物収量への影響、気候変動などである。金額換算は困難であるが、EU 加盟国 27 ヶ国については以下の分析結果がある (表 5-15)。

表 5-15 EU27 ヶ国の発電外部コスト (2005~2010 年) (€/MWh)

項目/電源	原子力	石炭火力 IGCC	褐炭火力 IGCC	ガス火力 CCGT	水力 (ダム)	陸上風力	洋上風力	太陽光	バイオマス (稲藁)	バイオマス (木質)
健康への影響	1.55	8.35	3.84	4.24	0.57	0.75	0.72	6.58	15.55	4.64
生物多様性の損失	0.09	0.79	0.32	0.52	0.02	0.04	0.03	0.34	2.94	0.49
穀物収量への影響(N, O <sub>3</sub> , SO <sub>2</sub> )	0.02	0.15	0.04	0.12	0.01	0.01	0.01	0.07	0.10	0.13
材質への影響(SO <sub>2</sub> , NOx) (*)	0.03	0.11	0.03	0.07	0.01	0.01	0.01	0.09	0.12	0.07
放射性核種による影響	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
気候変動への影響	0.43	17.56	19.57	8.97	0.16	0.21	0.17	1.81	1.46	1.20
<b>合計</b>	<b>2.14</b>	<b>26.96</b>	<b>23.80</b>	<b>13.93</b>	<b>0.76</b>	<b>1.03</b>	<b>0.94</b>	<b>8.88</b>	<b>20.17</b>	<b>6.54</b>

注) 「材質への影響」としては、建物に使われている鉄鋼、モルタル、塗料等の劣化などが挙げられる。

出所) OECD “ Nuclear Energy and Renewables : System Effects in Low-carbon Electricity Systems”  
(2012) より作成

(2) (2050 年に向けた) 技術革新・コスト低減の見通し (電源別)

該当する情報なし

## 5.5 文献名 : Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (SRREN) (IPCC, 2012)

本文献では過去の学術文献を精査し、気候変動緩和に資する再生可能エネルギーのポテンシャルと役割について、技術開発・コストのトレンドに加え、環境・社会面の影響など多方面から評価している。なお、発電コストについては文献執筆時現在の情報を基に、再生可能エネルギーと他電源の LCOE 比較を行っている。

### (1) 社会的費用（環境対策費用等）

#### 1) 基本的な考え方（社会的費用全般）

- エネルギー生産・転換・消費に伴い、環境・社会への影響が生じる。これに係る費用を社会的費用（以下、外部費用）という。
- 外部費用としては、以下の項目が挙げられる。
  - 気候変動対策費用（社会的炭素費用、SCC : Social Costs of Carbon） : CO<sub>2</sub> 排出によるもの
  - 健康への影響に伴う費用 : 大気汚染によるもの
  - その他 : 水系、土地利用、土壌、生態系、生物多様性に及ぼす影響によるもの
- 化石燃料による火力発電設備を再生可能エネルギー電源で代替すると、多くの場合温室効果ガスの排出量が減少するため「便益」が発生する。したがい、外部費用を考慮すれば再生可能エネルギー電源の収益性は火力発電を上回ることになる（小規模バイオマス CHP プラント等、一部例外もある）。
- 原子力発電の外部費用については報告されていない。放射性物質が放出される事故は発生の確率が低く、使用済み核燃料処分場からの漏出も短期的なリスクではないため、試算に際しての不確実性が高いという特徴がある。

#### 2) 算定方法

<社会的炭素費用・健康への影響に伴う費用>

- CO<sub>2</sub> または大気汚染物質排出量 1 トンあたりの社会的費用
  - 金額換算は容易ではなく、多数のアプローチがある（計算モデル、実証研究）。
  - 排出量取引によって与えられる炭素価格は一つの観点である。

### 3) 算定結果

4 種類の文献に基づく発電設備の外部費用試算結果を図 5-2 に示す。対象は石炭火力、天然ガス火力、再生可能エネルギー電源である。各文献 (A~D) の前提条件は表 5-16 のとおりである。化石燃料電源が CCS を付帯していない場合、気候変動対策に伴う外部費用が高額になる。

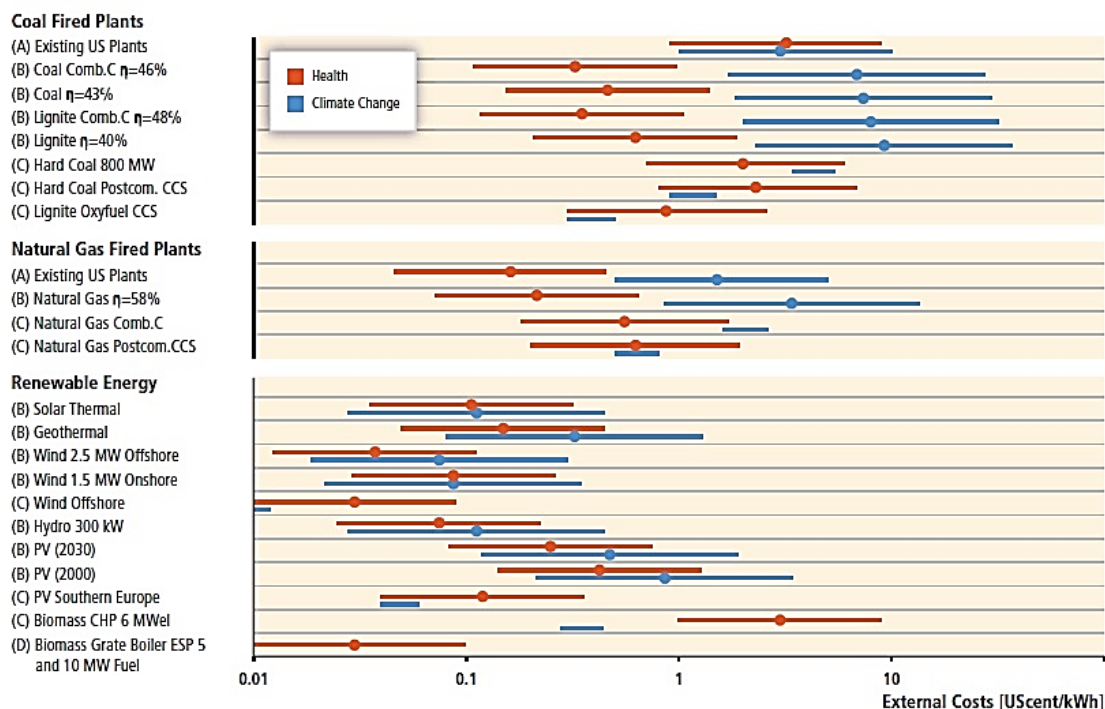


図 5-2 発電設備の外部費用 (横軸: 米セント/kWh)

注) 凡例: 青色の線が「気候変動対策に伴う外部費用」を、オレンジ色の線は「健康への影響に伴う外部費用」を示す。

注) 縦軸: 各電源の訳語は上から順に以下のとおりである。

石炭火力: (A) 既存の発電所 (米国)、(B) 石炭コンバインドサイクル (発電効率 46%)、(B) 石炭 (発電効率 43%)、(B) 褐炭コンバインドサイクル (発電効率 48%)、(B) 褐炭 (発電効率 40%)、(C) 無煙炭 (800MW)、(C) 無煙炭・燃焼後回収 CCS 付帯、(C) 褐炭・酸素燃焼 CCS 付帯

天然ガス火力: (A) 既存の発電所 (米国)、(B) 天然ガス (発電効率 58%)、(C) 天然ガスコンバインドサイクル、(C) 天然ガス・燃焼後回収 CCS 付帯

再生可能エネルギー: (B) 太陽熱、(B) 地熱、(B) 洋上風力 (2.5MW)、(B) 陸上風力 (1.5MW)、(C) 洋上風力、(B) 水力 (300kW)、(B) 太陽光 (2030 年)、(B) 太陽光 (2000 年)、(C) 太陽光 (欧州南部)、(C) バイオマス CHP (6MWel)、(D) バイオ (流動床 (ストーカー炉)、電気集塵機付帯、投入燃料容量 5MW/10MW)

出所) IPCC "Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (SRREN)" (2012) より作成



表 5-16 社会的費用試算の前提条件

文献	社会的炭素費用(SCC)	その他の想定
(A) Committee on Health (2010)	\$10~\$100/t-CO2 (中央値:\$30/t-CO2)	● 米国の既存発電設備
(B) Krewitt and Schlomann (2006)	\$17~\$350/t-CO2 (中央値:\$90/t-CO2)	● 欧州中央部の状況
(C) NEEDS project (Preiss, 2009; Ricci, 2010)	\$40~\$65/t-CO2	● 2025年の欧州中央部の状況
(D) Sippula et al. (2009) ほか複数の文献	記述なし	● 外部費用は投入燃料の容量単位で試算 ● バイオマス発電は電気集塵機により大気汚染物質の排出が減少する ● 健康への影響に伴う外部費用は3倍の不確実性を想定

出所) IPCC "Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (SRREN)" (2012) より作成

## (2) (2050年に向けた)技術革新・コスト低減の見通し(電源別)

### 1) 技術革新

- 再生可能エネルギー分野における技術革新について、究極的な目標は設備投資費用の低減ではなく、発電コスト(LCOE)の低減である。実現に向けての重要なメカニズムは表 5-17のとおりである。
- 過去数十年で再生可能エネルギー技術のコストは低下しており、以下の発電技術は(好条件下においては)既に競争力を持っている。
  - オフグリッド太陽光発電
  - 大規模水力発電
  - 大規模地熱発電(>30MWe)
  - 陸上風力発電(炭素価格が市場に反映されている場合)
- 今後も表 5-18に示すような各種技術の進展により、さらなるコスト低減と導入規模拡大が見込まれる。
- 政策支援が十分であれば、2020年までには多くの国で太陽光発電のグリッド・パリテイ実現が予測される。
- 集光型太陽熱発電(CSP)、洋上風力発電が電力卸売市場で競争力を持つためには、一層の政策支援が必要となる。
- 水力発電については、他の再生可能エネルギー源に比べるとコスト低減の見込みは少ないものの、研究開発によって導入地域の拡大や技術的性能向上の余地がある。

表 5-17 再生可能エネルギー分野におけるコスト低減の重要なメカニズム

メカニズム	技術のフェーズ	内容
1. 研究開発による習熟効果	発明・創案	研究開発・実証による改善
2. 実践による習熟効果	生産	労働効率・専門性向上による改善
3. 活用による習熟効果	市場導入	ユーザーからのフィードバックに基づく改善
4. 相互作用による習熟効果	普及	プレーヤー間の相互交流による波及効果(1~3の促進)
5. その他	大量生産	スケールアップ、規模の経済性

出所) IPCC "Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (SRREN) " (2012) より作成

表 5-18 再生可能エネルギー導入拡大・コスト低減に向けて  
重要視される技術進展の例

エネルギー源	技術
バイオマス	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 原料生産・供給システムの改善と新規開発(例:土地の生産性向上)</li> <li>● 次世代バイオ燃料(例:リグノセルロース)</li> <li>● 先進型バイオ精製技術</li> <li>● バイオマスガス化(IGCC)</li> </ul>
太陽光・太陽熱	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 太陽光新興技術・製造プロセス(例:多重接合セル、厚さ 100 μm 未満の多結晶薄膜セル・結晶シリコンセル)</li> <li>● 太陽熱新興技術・製造プロセス(例:熱媒体として水・溶融塩の利用)</li> </ul>
地熱	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 地熱井涵養システム(EGS)(*)</li> </ul>
海洋	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 海洋エネルギー新興技術</li> </ul>
風力	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 洋上風力発電設備の基礎・タービン設計(発電機とタービンの統合的な設計によるコスト・性能最適化など)</li> </ul>

注) 既存貯留層への人工的な水の注入、貯留層の透水性改善や新たな造成等による地熱増産技術を指す

出所) IPCC "Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (SRREN) " (2012) より作成

## 2) コスト低減の見通し

本文献では、2030年／2050年を見通した既往の複数のシナリオ検討結果に基づき、中国、インド及び OECD（欧州）における再生可能エネルギー電気の発電電力量とコストについて、「潜在的な供給曲線」の形で整理している（表 5-19、図 5-3、図 5-4、図 5-5）<sup>1</sup>。これによると、いずれの地域においても、2030年から2050年にかけて、コスト逓減効果によって再生可能エネルギー電気の導入量が大幅に増加すると見込まれている。

表 5-19 検討対象のシナリオ

略称	正式名称	出所
WEO2008	IEA-WEO2008-Baseline Scenario	IEA, 2008
ReMind	ReMIND RECIPE 450 ppm Stabilization Scenario	Luderer et al., 2009
ER2010	The ER-2010 scenario	Teske et al., 2010

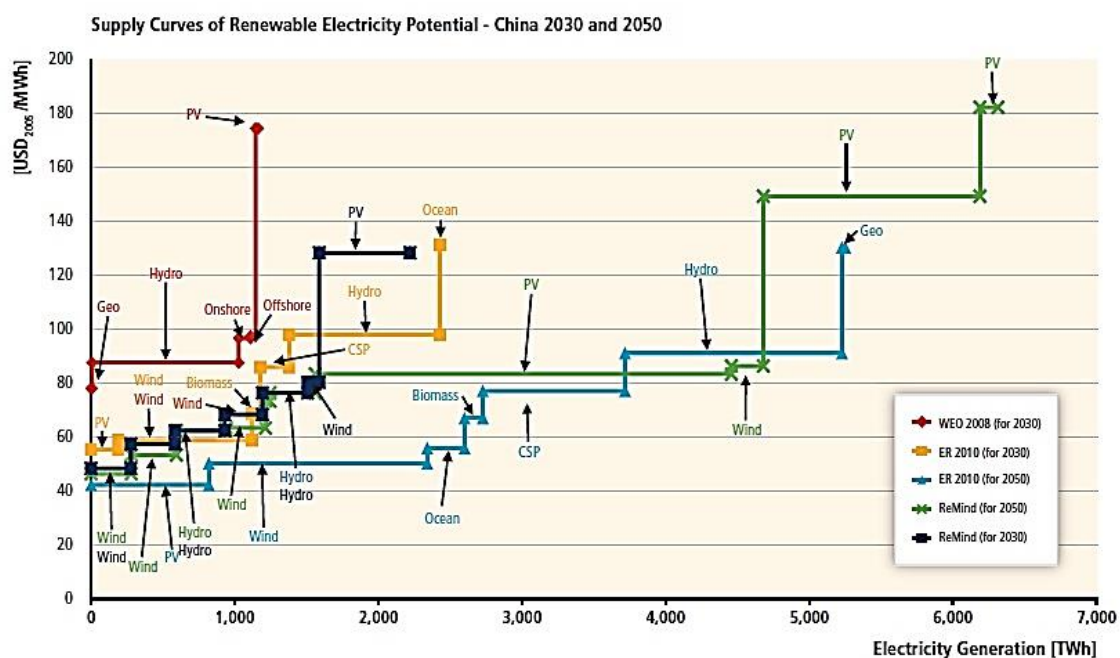


図 5-3 中国における再生可能エネルギー電気の潜在的な供給曲線（2030／2050年）  
（縦軸：米ドル／MWh）（横軸：発電電力量：TWh）

注）凡例：

【2030年の予測】（赤）WEO2008、（黄色）ER2010、（紺色）ReMind

【2050年の予測】（水色）ER2010、（黄緑）ReMind

出所）IPCC “The Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation”  
（2012）より作成

<sup>1</sup> コストの低い電源から順に、各電源に見込まれる発電電力量を並べたものである。

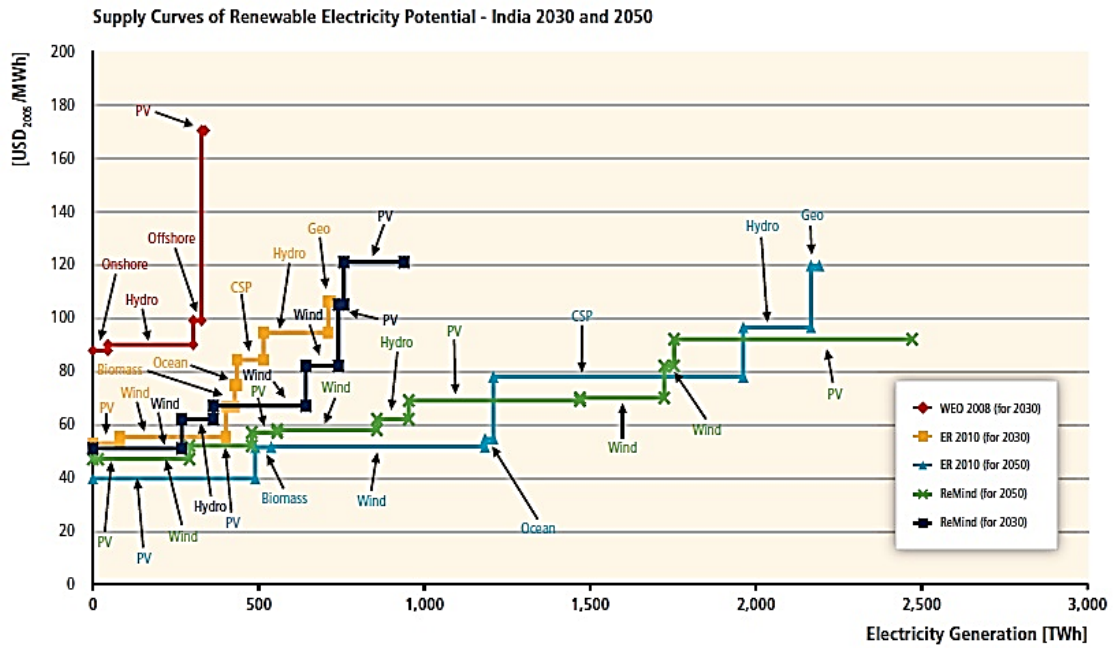


図 5-4 インドにおける再生可能エネルギー電気の潜在的な供給曲線（2030/2050年）  
（縦軸：米ドル/MWh）（横軸：発電電力量：TWh）

注) 凡例：検討対象のシナリオは、以下のとおりである。

[2030年の予測] (赤) WEO2008、(黄色) ER2010、(紺色) ReMind

[2050年の予測] (水色) ER2010、(黄緑) ReMind

出所) IPCC “The Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation”  
(2012) より作成

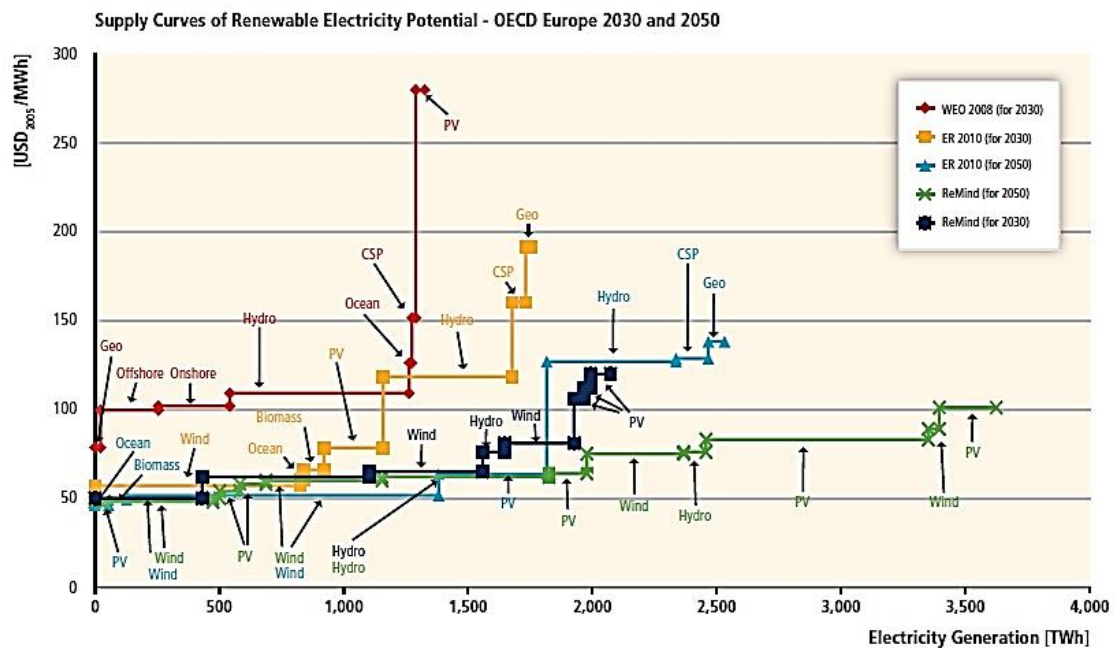


図 5-5 OECD 加盟国（欧州）における再生可能エネルギー電気の潜在的な供給曲線（2030/2050年）（縦軸：米ドル/MWh）（横軸：発電電力量：TWh）

注) 凡例：検討対象のシナリオは、以下のとおりである。

[2030年の予測] (赤) WEO2008、(黄色) ER2010、(紺色) ReMind

[2050年の予測] (水色) ER2010、(黄緑) ReMind

出所) IPCC “The Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation” (2012) より作成

## 5.6 文献名：Energy Technology Perspectives 2014（IEA, 2014）

本文献（ETP）では、原子力、天然ガス火力、石炭火力、再生可能エネルギー（主に太陽光・風力）、ならびにコジェネ、CCS、蓄電池を対象に個別技術の現在までの開発進捗状況を整理するとともに、電力ポテンシャルを最大限活用するための方策を検討している。

### (1) 社会的費用（環境対策費用等）

#### 1) 炭素価格

ETP は、3 種類のシナリオに基づき 2050 年を見通した分析を行っている。最も温室効果ガスの排出量が少なく、持続可能なエネルギーシステムを目指す「2°Cシナリオ」では、世界全地域で共通の炭素価格を想定しており、2030 年までは\$90/t-CO<sub>2</sub> に設定されている。これは、天然ガス火力の発電コストを約\$30/MWh 引き上げるレベルである。下図のとおり、炭素価格を考慮しない場合、低炭素電源の LCOE は 2050 年まで石炭・ガス火力を下回らない（図 5-6）。ETP には「化石燃料電源による気候変動・環境面への影響に係る費用を内部化し、低炭素電源への投資促進につながる価格シグナルが必要」との観点が示されている。

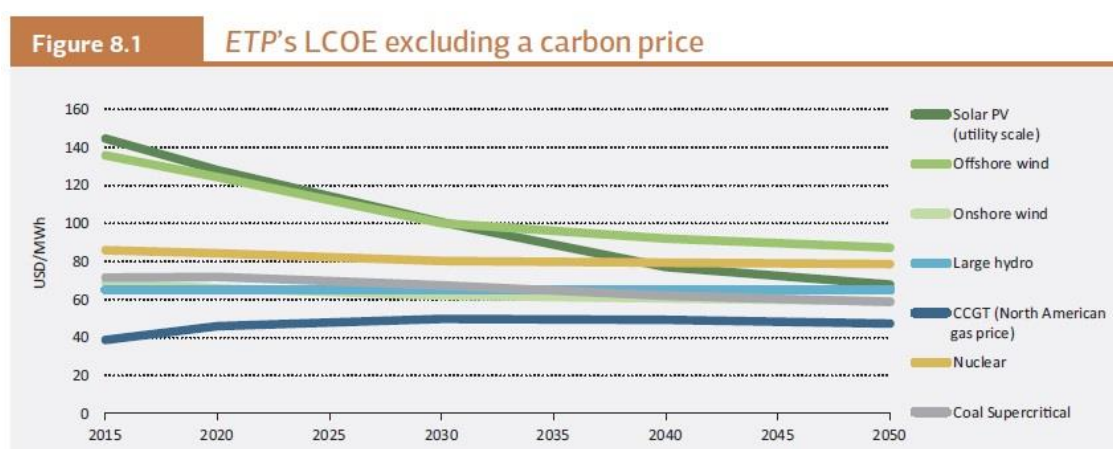


図 5-6 炭素価格を控除した場合の LCOE 比較（2015～2050 年）（\$/MWh）

注）凡例：各電源の訳語は上から順に以下のとおりである。

（緑）太陽光（発電所規模）、（黄緑）洋上風力、（薄い黄緑）陸上風力、（水色）大規模水力、（紺色）ガスコンバインドサイクル（米国のガス価格を適用）、（黄色）原子力、（灰色）超臨界圧石炭火力

出所）IEA “Energy Technology Perspectives 2014”（2014）より作成

### (2)（2050 年に向けた）技術革新・コスト低減の見通し（電源別）

2020 年から 2050 年にかけての発電コストの見通しを以下に示す（図 5-7、図 5-8、表 5-20、表 5-21）。

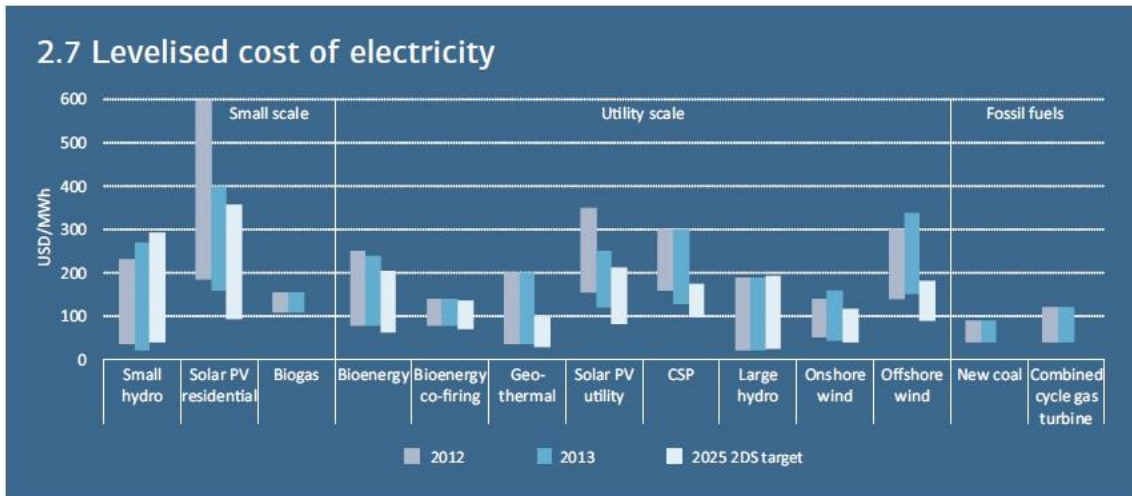


図 5-7 電源別 LCOE 比較 (2012、2013、2025 年) (\$/MWh)

注) 横軸：各電源の訳語は左から順に以下のとおりである。

[小規模] 水力、住居用太陽光、バイオガス

[発電所規模] バイオマス、バイオマス混焼、地熱、太陽光、太陽熱、水力、陸上風力、洋上風力

[化石燃料] 石炭火力 (新規)、ガスコンバインドサイクル

出所) IEA “Energy Technology Perspectives 2014” (2014)

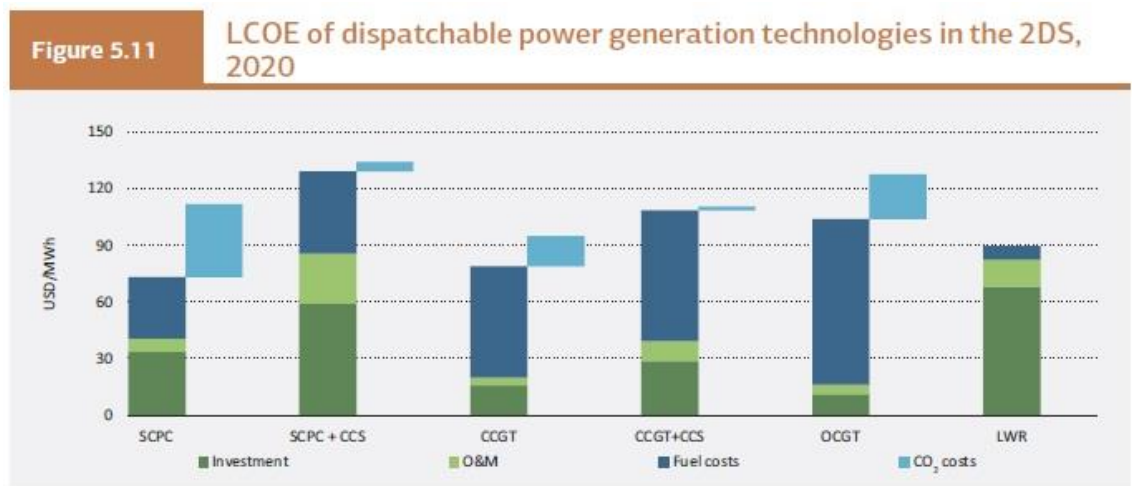


図 5-8 2°Cシナリオにおける調整可能電源の LCOE 比較 (2020 年) (\$/MWh)

注) 横軸：各電源の訳語は左から順に以下のとおりである。

[SCPC] 石炭火力 (超臨界圧・微粉炭)

[SCPC+CCS] 同上、CCS 付帯

[CCGT] 天然ガス (コンバインドサイクル)

[CCGT+CCS] 同上、CCS 付帯

[OCGT] オープンサイクルガスタービン [LWR] 原子力 (軽水炉)

注) 凡例：LCOE の内訳は左から順に以下のとおりである。

(緑) 資本コスト、(黄緑) 運転維持費、(紺色) 燃料費、(水色) 炭素費用

出所) IEA “Energy Technology Perspectives 2014” (2014) より作成

表 5-20 2°Cシナリオにおける太陽光発電設備の LCOE (2015~2050 年) (\$/MWh)

種類	区分	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
屋根置き	最小	135	108	94	83	72	62	58	53
	最大	539	427	359	312	265	225	208	191
	平均	202	165	146	128	110	98	93	93
発電所規模	最小	119	97	83	73	63	55	51	47
	最大	318	254	214	187	159	136	126	116
	平均	181	137	113	97	91	79	71	71

注) 平均値は新規導入される発電設備の加重平均である。

出所) IEA “Energy Technology Perspectives 2014” (2014) より作成

表 5-21 2°Cシナリオにおける太陽熱発電設備の LCOE (2015~2050 年) (\$/MWh)

種類	区分	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
蓄熱設備なし	最小	158	126	105	93	88	83	80	76
	最大	263	209	175	156	147	139	133	127
	平均	191	149	132	115	109	104	100	97
6時間蓄熱設備付帯	最小	146	116	97	86	82	77	74	71
	最大	213	169	142	126	119	112	108	103
	平均	168	130	117	103	97	91	88	85

注) 平均値は新規導入される発電設備の加重平均である。

出所) IEA “Energy Technology Perspectives 2014” (2014) より作成





## **参考資料 1**

### **ドイツのエネルギー変革に関する動向調査**

---

## 目次

1. ドイツのエネルギー変革とは.....	2
1.1 ドイツ国民は再生可能エネルギーとエネルギー変革を今も支持している.....	2
1.2 再生可能エネルギーの成長.....	9
2. 再生可能エネルギーの導入拡大による影響分析.....	15
2.1 再生可能エネルギーとコスト.....	15
2.2 賦課金額の決定システム.....	15
2.3 ドイツの卸電力市場.....	15
2.3.1 電力卸市場の創出.....	15
2.3.2 メリットオーダー.....	16
2.4 卸市場の電力価格の推移.....	18
2.4.1 Phelix Base.....	19
2.4.2 Phelix Peak.....	20
2.4.3 Block Offpeak.....	21
2.4.4 その他.....	22
2.5 卸電力市場で取り扱われる再生可能エネルギー電力量の推移.....	23
2.5.1 電力量の推移.....	23
2.5.2 卸市場で取引される再生可能エネルギー電力量.....	26
2.5.3 排出権取引価格.....	27
2.6 賦課金の市民負担.....	29
2.6.1 賦課金と電力価格.....	29
2.6.2 電力消費者の負担.....	29
2.6.3 賦課金の推移.....	30
2.6.4 将来の賦課金について.....	35
2.6.5 電気代と家庭支出.....	37
2.6.6 一般家庭の電力消費量.....	38
2.6.7 電力価格高騰とエネルギー貧困.....	41
2.7 市民参加による普及.....	41
2.7.1 再生可能エネルギーの電力の拡大が電力の安定供給に与える影響.....	45
2.8 ドイツ国内の石炭、褐炭、天然ガス火力の設備利用率の推移.....	46
3. ドイツ国内の系統対策.....	51
3.1 需給調整のためのルール・仕組み.....	51
3.1.1 概要.....	51
3.1.2 再生可能エネルギー優先接続ルールと需給調整.....	52
3.1.3 国際連系線の利用.....	53
3.2 現在の系統運用における課題と対応方策.....	54
3.2.1 系統の課題.....	56
3.2.2 ヨーロッパの文脈における系統開発.....	62
3.2.3 主に再生可能エネルギーの大量導入に起因してこれまで生じた系統対策費用.....	63
3.2.4 系統増強費用の負担ルール.....	64
3.3 出力抑制の頻度と抑制量の推移.....	66
3.3.1 再給電指令.....	66
3.3.2 再生可能エネルギーの出力抑制の頻度と抑制量の推移.....	70
3.4 電力の輸出入.....	71
3.4.1 ドイツと隣国の電力輸出入.....	71
3.4.2 ドイツの電力輸出入収支とフランスとの輸出入量について.....	77
4. 火力・原子力に関する動向.....	79
4.1 背景.....	79
4.2 容量リザーブの概要.....	79
4.2.1 容量リザーブ政令.....	79
4.2.2 容量リザーブを選択した理由.....	81
4.2.3 2022年以降の動向に関して.....	83
4.3 将来の石炭・褐炭・天然ガスの設備容量見通しと発電電力量見通し.....	83
4.3.1 ドイツ全体の発電量・電力供給量に対する石炭・褐炭・天然ガスの占める割合83	
4.3.2 現在と将来のドイツ国内総電力需要量.....	85
4.3.3 石炭・褐炭火力発電及び天然ガス火力発電の設備容量と将来見通し.....	88
4.4 石炭・褐炭抑制と天然ガス利用率向上に向けた取り組み.....	92
4.4.1 石炭・褐炭・天然ガス発電設備の稼働状況.....	92
4.5 褐炭・石炭火力発電所の稼働率見通し.....	93
4.5.1 褐炭抑制に向けた政策.....	95
4.5.2 褐炭への支援の抑制.....	96
4.5.3 石炭抑制に向けた取り組み.....	98
4.5.4 褐炭・石炭抑制政策のまとめ.....	102
4.6 天然ガス利用率向上に向けた取り組み.....	103
4.6.1 ガス火力発電所の稼働率見込み.....	103
4.6.2 天然ガス火力発電のコスト.....	105
4.6.3 天然ガスの支援策.....	107
4.7 大電力会社の動き.....	107
4.8 脱原子力に向けた進捗状況と今後の見通し.....	110
4.8.1 廃炉コストの負担.....	113
4.8.2 ドイツ政府と電力会社の訴訟について.....	113
まとめ.....	115

## 目次

図 1	ドイツのエネルギー源別年間一次エネルギー供給量 (PJ)	2
図 2	1990 年以降のドイツの温室効果ガス排出量推移	3
図 3	エネルギーに関連した燃料別の二酸化炭素排出量 (1990~2015 年)	4
図 4	ドイツのデカップリング (1990~2015 年)	4
図 5	ドイツのエネルギー変革に関連した目標	5
図 6	ドイツ国民の再エネに対する受容度	6
図 7	再エネを支持する理由	7
図 8	再エネ発電設備に対する受容度	8
図 9	2016 年のドイツ国内の電力ミックス	10
図 10	再エネ発電設備の容量の推移 (1990~2015 年)	10
図 11	再エネの発電量の推移 (1990~2015 年)	11
図 12	学習曲線による太陽光モジュール価格の低下モデル	11
図 13	屋根上太陽光の価格の推移 (2006~2015 年)	12
図 14	FIT 電源とマーケットプレミアム電源の比率	13
図 15	発電コストと固定価格買取制度	14
図 16	: メリットオーダー	17
図 17	メリットオーダー効果によるスポット価格の低下	18
図 18	EEX Phelix ベースの価格推移	19
図 19	EEX Phelix ピークの価格推移	20
図 20	EEX Block Offpeak 1 (1 時~8 時) の価格推移	21
図 21	EEX Block Offpeak 2 (21 時~24 時) の価格推移	21
図 22	フランス (上) とドイツ (下) のスポット市場のピーク価格の推移	22
図 23	再生可能エネルギーによる発電量割合 (2016 年)	23
図 24	電力・熱・交通における再エネ割合 (1990~2015 年)	24
図 25	再エネにおける発電量に占める割合 (2015 年)	25
図 26	EEX スポットと先物市場の電力取引量の推移 (2002~2015 年)	26
図 27	二酸化炭素排出権価格・余剰排出権量推移 2008~2015 年	28
図 28	家庭向け電力価格と発電コスト (卸価格) の推移 (2006~2014 年)	29
図 29	EEG 賦課金の内訳	30
図 30	EEG 賦課金の推移 (1998~2016 年)	31
図 31	EEG 賦課金の負担内訳	32
図 32	一般家庭の電気代の平均単価 (年間電力消費 3500kWh、セント/kWh)	33
図 33	産業需要家の電気代の平均単価 (年間電力消費 160MW~20GWh、セント/kWh)	34
図 34	賦課金額の推移予測 (2010~2035 年)	35
図 35	電気代の推移予測 (2010~2035 年)	36
図 36	ドイツ国内の物価推移	37
図 37	: 家庭での年間平均電力消費量	38
図 38	: 世帯規模ごとの平均電力消費量	38
図 39	: 一般的な家庭の電力費の推移 (2010~2016 年)	39
図 40	EEG 賦課金に対する意見	40

図 41	: ドイツ国内のエネルギー協同組合の設立数 (2006~2012 年)	42
図 42	エネルギー協同組合の構成	42
図 43	: 再生可能エネルギー設備所有者構成 (2012 年)	43
図 44	電源別の発電容量 (2002~2016 年)	46
図 45	火力発電所発電容量推移のメタ分析 (1990~2050 年)	47
図 46	火力発電所発電量推移のメタ分析 (1990~2050 年)	47
図 47	石炭火力発電所稼働時間推移のメタ分析 (1990~2050 年)	48
図 48	褐炭火力発電所稼働時間推移のメタ分析 (1990~2050 年)	48
図 49	天然ガス火力発電所稼働時間推移のメタ分析 (1990~2050 年)	49
図 50	電源別設備利用率 (1990~2014 年)	50
図 51	ドイツの需給調整の流れ	52
図 52	ドイツと隣国における需給調整メカニズム	53
図 53	ドイツ国内で特に系統混雑が発生した地域 (2015 年)	57
図 54	送電系統整備法による整備計画の状況 (2016 年第 3 四半期)	59
図 55	連邦需給計画法に基づく系統開発計画	60
図 56	系統対策を実施した配電系統運営者の数	61
図 57	ヨーロッパの電力市場に向けた政治的な共同作業	62
図 58	高圧送電系統運営者の投資と支出	63
図 59	配電系統運営者の投資と支出	64
図 60	ピークキャッピングと系統整備コスト抑制効果	65
図 61	系統混雑解消にかかるコスト (2009~2015 年)	66
図 62	再給電指令による調整量	67
図 63	再給電指令のコスト	67
図 64	送電系統運営者ごとの再給電指令のコスト	68
図 65	再給電指令と風力の発電量	69
図 66	再生可能エネルギーの出力抑制の発生時間 (2010~2015 年)	70
図 67	ドイツの物理的な電力フロー (左) と取引電力量 (右) の推移 (2012~2016 年)	71
図 68	ドイツにおける電力の輸出入量 (1998~2015 年)	72
図 69	ドイツにおける電力の輸出入量 (2006~2015 年)	72
図 70	電力輸出入価格 (2006~2015 年)	73
図 71	ドイツと近隣諸国の物理的な電力フロー (2016 年、GWh)	74
図 72	2016 年のドイツと隣国の電力取引量	74
図 73	ドイツの周辺国からの電力輸入の物理的フローと取引 (2015 年)	75
図 74	ドイツの周辺国への電力輸出の物理的フローと取引 (2015 年)	75
図 75	EU 各国の電力自給率	77
図 76	ドイツの電源別年間発電量 (1990~2016 年)	83
図 77	電源別の発電割合 (2015 年)	84
図 78	電力消費量推移 (1990~2020 年)	85
図 79	発電設備の容量の推移の予測 (2011~2050 年)	86
図 80	ドイツ国内の発電量の見積もりと予測 (2011 年~2050 年)	87
図 81	褐炭及び石炭火力発電所の新設・閉鎖状況 (2002~2016 年)	88
図 82	ガス火力発電所の新設・閉鎖状況 (2002~2016 年)	89

図 83	電源別の計画されている新設数、容量（2015～2025年、20MW以上のみ）	90
図 84	ドイツ国内の化石燃料を用いる発電所の容量合計の推移（2002～2016年）	91
図 85	電源別の最大負荷稼働時間の推移（2010～2012年）	92
図 86	褐炭火力発電所の年間稼働時間に関するメタ分析	93
図 87	褐炭火力発電所の年間稼働時間に関するメタ分析	94
図 88	発電用資源別補助金推移（1970～2014年）	96
図 89	ドイツ国内の褐炭使用量（1990～2015年）	97
図 90	国内石炭と輸入石炭の価格比較（1958～2002年）	100
図 91	ドイツ国内の石炭採掘量の推移（1957～2016年、1000トン）	101
図 92	石炭採掘量と輸入量の推移（1991～2015年）	101
図 93	RWE社の天然ガス火力発電設備の発電量の比較（2009年と2011年）	104
図 94	天然ガス火力発電所の年間稼働時間に関するメタ分析	105
図 95	天然資源価格と二酸化炭素排出権価格の推移	106
図 96	褐炭・石炭・ガス火力発電別限界コスト	106
図 97	E.OnとRWEの分社化の構造	108
図 98	innogy社の手がける事業	109
図 99	ドイツ国内原子力発電所の容量の推移（2007～2016年）	110
図 100	ドイツの2015年ベースロード発電量に占める各エネルギーの割合	111

## 表目次

表 1	ドイツのエネルギー関連目標	5
表 2	再生可能エネルギー電力の販売量（2015年）	27
表 3	家庭のエネルギーに対する支出割合	41
表 4	太陽光発電事業の投資元	44
表 5	陸上風力発電事業の投資元	44
表 6	ドイツ国内の家庭の平均停電時間（年間）	45
表 1	ドイツ政府が電力市場2.0で定めた目標	54
表 2	ドイツの電力市場のトレンドとその課題	56
表 3	系統エリア別再給電指令発生状況（2015年）	58
表 4	系統に対する投資コスト	63
表 5	出力抑制措置の電力量とその補償額	70
表 6	フランス・ドイツ2国間電力の物理的フロー	77
表 7	フランスと隣国の電力フローと取引量（2014年）	78
表 7	ドイツ国内の発電量の見積もりと予測	86
表 8	従来型発電設備容量の推移	90
表 9	2050年までの年間平均稼働時間の見通しと予測	95
表 10	電力市場法§13g安定供給のための待機に指定された褐炭火力発電所	96
表 11	褐炭産業への政府の経済的支援額（1970～2014年）	98
表 12	石炭産業への政府の経済的支援額（1970～2014年）	99
表 13	ドイツ国内の原子力発電所リスト（2015年）	111
表 14	2022年までの廃炉計画	112

## はじめに

ドイツの推進するエネルギー変革は、日本でもよく聞かれるようになった。しかしながら、再生可能エネルギーと電力の安定供給、将来の社会に対する責任など、多様な議論が飛び交うエネルギー変革の議論を正確に把握することは容易ではなく、日本国内のみならず、ドイツ国内でも混乱した議論が見受けられる。

そこで、本調査ではドイツのエネルギー変革について政府機関などの信頼できる組織の公開情報をベースにドイツのエネルギー変革を整理する。本調査では、出来る限り客観的な議論の整理を意識し、主に統計や図表を用いて整理を行った。

多様なテーマを整理する試みにあたり、すべての議論を紹介することが現実的ではないため、本調査では、ドイツのエネルギー変革とは、再生可能エネルギーの導入拡大による影響分析、ドイツ国内の系統対策、火力・原子力に関する動向、に絞って紹介する。

## 1. ドイツのエネルギー変革とは

### 1.1 ドイツ国民は再生可能エネルギーとエネルギー変革を今も支持している

近年、ドイツは国を挙げてエネルギーの消費供給構造を転換する取り組みを進めている。「Energiewende（エネルギー変革、エネルギーシフト）」と呼ばれるこの取組は、「ドイツのエネルギー供給システムを、すべての人の福祉のために、完全に再構築することである。ドイツは、競争力のあるエネルギー価格と高い福祉のレベルを損なうことなく、環境にやさしく、エネルギー節約的な国民経済を実現する」<sup>1</sup>ことを目指している。

ドイツのエネルギー変革は、電力に限らず、エネルギーに関わる全ての分野にまたがる政治的意思である。

例えば、電力、熱、交通を含む1次エネルギー供給量は、1990年から2015年の間に10.7%減少している。再生可能エネルギーが全体に占める割合は1990年当時1.3%であったのが、2015年には全体の12.5%を占めるまでに成長した。他方で、再生可能エネルギーを除いた1次エネルギー供給量だけを1990年から2015年で比較して見ると、25年間で約21%も削減されている。最も減少したのは褐炭で51%、次に原子力の40%、続いて石炭の27%であり、その一方でガスは23%増えている。

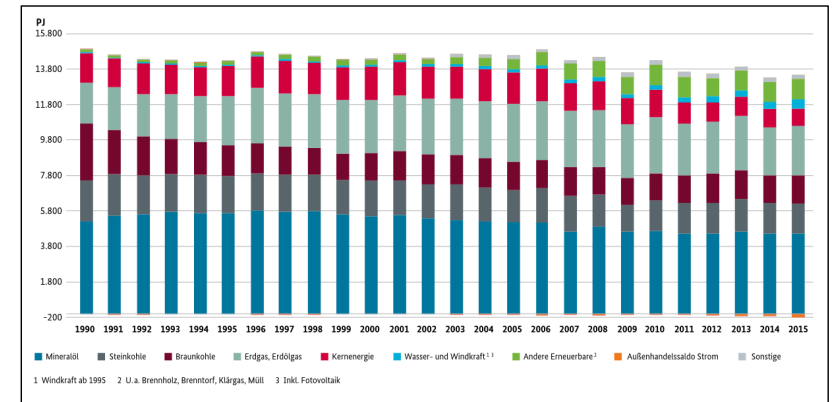


図 1 ドイツのエネルギー源別年間一次エネルギー供給量 (PJ)

出所：連邦経済エネルギー省、「Energiedaten」、2017年

Mineralöl	石油
Steinkohle	石炭
Braunkohle	褐炭
Erdgas, Erdöl	天然ガス
Kernenergie	原子力
Wasser- und Windkraft	水力・風力
Andere Erneuerbare	その他再生可能エネルギー
Außenhandelsaldo Strom	電力国際取引

<sup>1</sup> <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/0-Buehne/ma%C3%9Fnahmen-im-ueberblick.html;jsessionid=AAE84E73C67F9BB84D5A98F973B16EE7.s4t1>

Sonstige その他

1. Windkraft ab 1995 風力は1995年から計算
2. U.a. Brennholz, Brenntorf, Klärgas, Müll 主に木質、汚泥ガス、廃棄物
3. Inkl. Fotovoltaik 太陽光含む

また、ドイツの二酸化炭素排出量 2015 年末までの削減実績は、1990 年比 27.2%削減であるものの、国内目標である 2020 年マイナス 40%の目標にはまだ達していない。

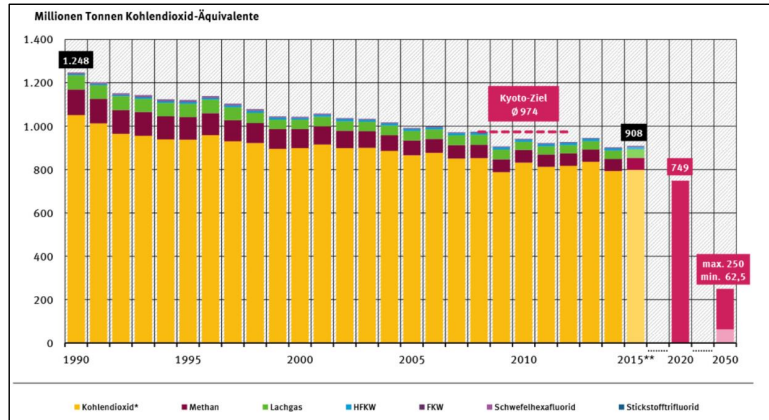


図 2 1990 年以降のドイツの温室効果ガス排出量推移

出所：連邦環境庁ウェブサイト, <http://www.umweltbundesamt.de/daten/klimawandel/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#textpart-1>, 2017 年 3 月 2 日取得

Millionen Tonnen Kohlendioxid-Äquivalente 100 万二酸化炭素換算トン

- Kohlendioxid 二酸化炭素
- Methan メタンガス
- Lachgas 笑気ガス
- FKW フロンガス
- Schwefeldioxyd 二酸化硫黄
- Stickstofftrifluorid 三フッ化窒素

2015 年 7 月、ドイツ政府は 2020 年二酸化炭素削減目標の達成に向けた具体的な追加施策として、電力分野でさらに 2200 万トンを削減することを発表した<sup>2</sup>。中でも具体的な政策となるのが褐炭火力発電所の段階的停止である。ドイツ国内の総褐炭発電容量の約 13%に相当する 2.7GW 分を 2016 年より段階的に停止し、これにより 2020 年までにおよそ 1100 万から 1250 万トンの削減を見込んでいる。場合によっては追加で 1500 万トンの削減も要請される<sup>3</sup>。

ドイツ国内のエネルギー部門から排出される二酸化炭素量を表したのが下のグラフである。ドイツの二酸化炭素総排出量の約 40%はエネルギー部門から発生している。

<sup>2</sup> <http://www.bmwi.de/DE/Presse/pressemitteilungen.did=718136.html>

<sup>3</sup> Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende, 2015 年 7 月 1 日 CDU/CSU 及び SPD による政党間合意より作成

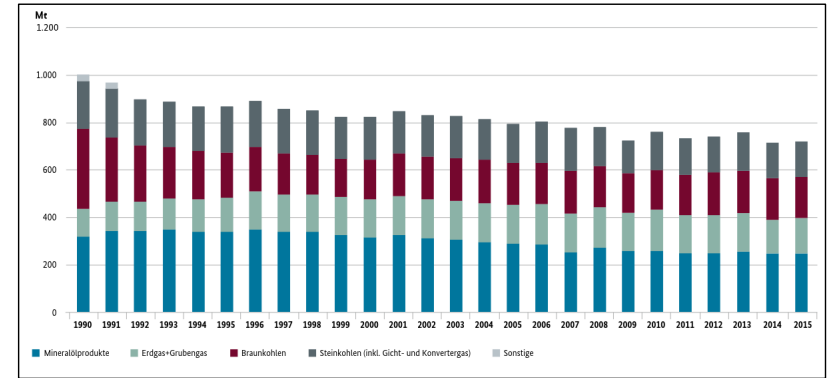


図 3 エネルギーに関連した燃料別の二酸化炭素排出量 (1990~2015 年)

出所：連邦経済エネルギー省、「Energiedaten」、2017 年

Mineralölprodukte 鉱油

Erdgas+Grubengas 天然ガス・汚泥ガス

Braunkohlen 褐炭

Steinkohlen (inkl. Gicht- und Konvertergas) 石炭

Sonstige その他

二酸化炭素削減の伸び悩みがある一方、デカップリングは長期的には進んでいるといえる。

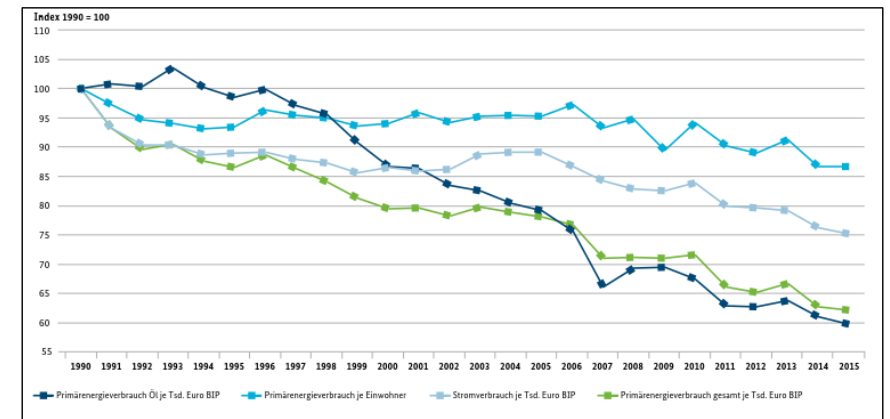


図 4 ドイツのデカップリング (1990~2015 年)

出所：連邦経済エネルギー省、「Energiedaten:Gesamtausgabe」2017 年

Primärenergieverbrauch Öl je Tsd. Euro BIP 一次エネルギー消費 (GNP1000 ユーロあたりの石油消費量)

Primärenergieverbrauch je Einwohner 一人あたりの一次エネルギー消費

Stromverbrauch je Tsd. Euro BIP 電力消費 (GNP1000 ユーロあたり)

Primärenergieverbrauch gesamt je Tsd. Euro BIP 一次エネルギー消費 (1000 ユーロあたり合計)

エネルギー変革の実現に向け、ドイツ政府は複数の数値目標を掲げている。ドイツのエネルギー変革の柱の中では省エネも非常に重要な役割を果たし、特にエネルギーの熱利用における省エネ、すなわち建物の省エネ化は大きなテーマとなっている。そのため、エネルギー目標には、1次エネルギー消費量を2050年までに50%削減(2008年比)が掲げられている。

表 1 ドイツのエネルギー関連目標

目標	2020年	2030年	2040年	2050年
温室効果ガス削減(1990年比)	40%削減	55%削減	70%削減	80~95%削減
再生可能エネルギー比率(最終エネルギー消費)	18%	30%	45%	60%
再生可能エネルギー電力比率	35%	50%	65%	80%
1次エネルギー削減率(2008年比)	20%	年率2.1%で改善		50%
電力消費削減率(2008年)	10%			25%

出所：ドイツ連邦政府、「エネルギーコンセプト」、2010年

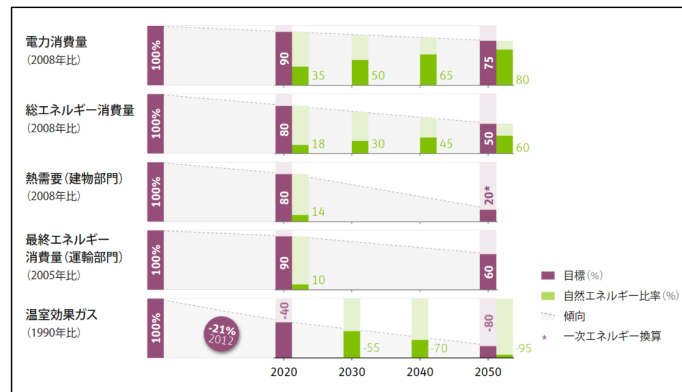


図 5 ドイツのエネルギー変革に関連した目標

出所：ハインリッヒ・ベル・財団、「エネルギー転換」、2012年

ドイツ国内ではエネルギー変革(Energiewende)は日常でも使用される用語となり、国民もこの取り組みに対して高い支持を示している。

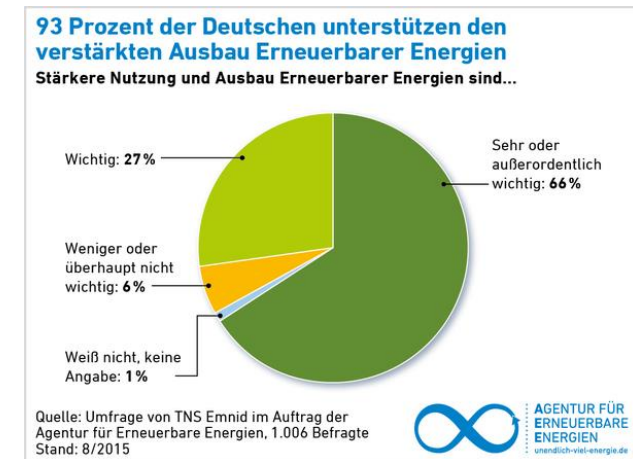


図 6 ドイツ国民の再エネに対する受容度

出所：再生可能エネルギーエージェンシーウェブサイト、<https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/umfrage-akzeptanz-erneuerbare-energien-2015>、2017年2月26日取得

93 Prozent der Deutschen unterstützen den verstärkten Ausbau Erneuerbarer Energien  
 93%のドイツ人が再生可能エネルギー設置の強化を支持している  
 Stärkere Nutzung und Ausbau Erneuerbarer Energien sind...  
 より積極的な再生可能エネルギーの設置、利用は...  
 Sehr oder außerordentlich wichtig  
 とてもまたは非常に重要  
 Weiß nicht, keine Angabe  
 わからない。無回答。  
 Weniger oder überhaupt nicht wichtig  
 あまり、全く重要でない  
 Wichtig  
 重要  
 Quelle: Umfrage von TNS Emnid im Auftrag der Agentur für Erneuerbaren Energien, 1006 Befragte  
 出所：TNS Emnidによる再生可能エネルギーエージェンシー委託調査、有効回答数1006  
 Stand: 8/2015  
 2015年8月時点



また、国民が再生可能エネルギーを支持する理由も様々である。

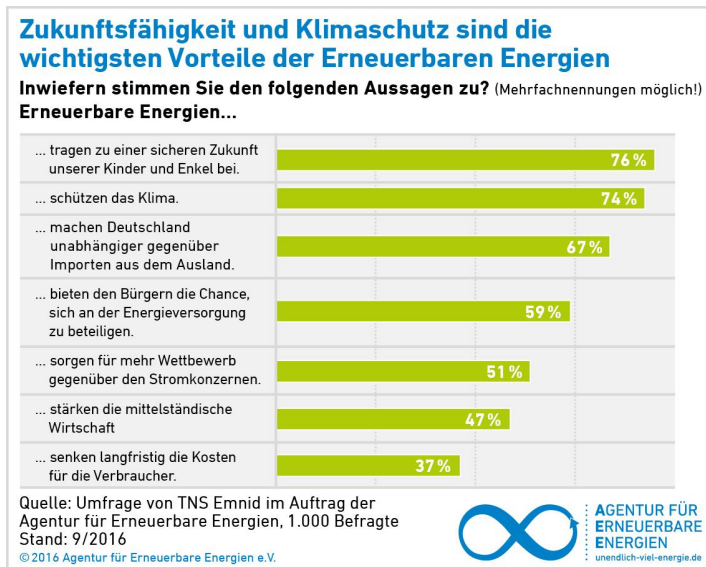


図 7 再エネを支持する理由

出所：再生可能エネルギーエージェンシーウェブサイト, <https://www.unendlich-viel-energie.de/themen/akzeptanz-erneuerbarer/akzeptanz-umfrage/representative-umfrage-weiterhin-rueckenwind-fuer-erneuerbare-energien>、2017年2月26日取得

**Zukunftsfähigkeit und Klimaschutz sind die wichtigsten Vorteile der Erneuerbaren Energien**  
 将来性と気候保護が再生可能エネルギーの最も重要な利点である

Inwiefern stimmen Sie den folgenden Aussagen zu?(Mehrfachnennungen möglich)  
 以下の文にあなたは賛成しますか？(複数回答可)

**Erneuerbare Energien...**  
 再生可能エネルギーは...

Tragen zu einer sicheren Zukunft unserer Kinder und Enkel bei  
 私達の子供と孫の世代の安全な将来に貢献する

Schützen das Klima  
 気候を保護する

Machen Deutschland unabhängiger gegenüber Importen aus dem Ausland  
 ドイツの外国からの資源輸入の依存度を引き下げる

Bieten den Bürgern die Chance, sich an der Energieversorgung zu beteiligen  
 市民にエネルギー供給に参加する機会を与える

Sorgen für mehr Wettbewerb gegenüber den Stromkonzernen  
 電力コンツェルンに対する競争力を高める

Stärken die mittelständische Wirtschaft  
 中小企業の経済状況を強化する

Senken langfristig die Kosten für Verbraucher

長期的に消費者のコストを低減させる  
 Quelle: Umfrage von TNS Emnid im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien, 1008 Befragte  
 出所：TNS Emnidによる再生可能エネルギーエージェンシー委託調査、有効回答数 1008  
 Stand: 9/2016  
 2016年9月時点

また、再生可能エネルギー設備に対する受容度は、発電設備が近郊にある回答者ほど高くなることも長年の調査の結果明らかになっている。ただし、これは再生可能エネルギーに限らずすべての発電設備に同様の傾向が見られる。その理由としては、これらの設備が地域にもたらず経済効果がすべての設備で認識されていることが考えられるだろう。しかし、他の発電設備と比較して再生可能エネルギーの受容度が高いことも事実である。

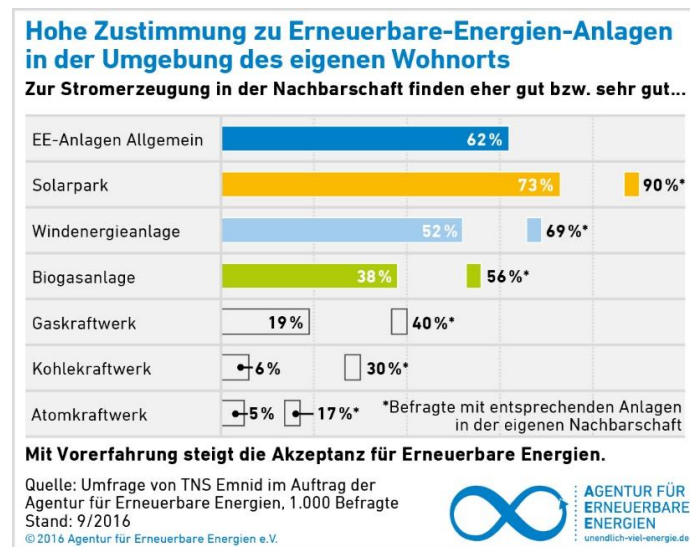


図 8 再エネ発電設備に対する受容度

出所：再生可能エネルギーエージェンシーウェブサイト, <https://www.unendlich-viel-energie.de/themen/akzeptanz-erneuerbarer/akzeptanz-umfrage/representative-umfrage-weiterhin-rueckenwind-fuer-erneuerbare-energien>、2017年2月26日取得

**Hohe Zustimmung zu Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Umgebung des eigenen Wohnortes**  
 近郊に発電設備のある人ほど再生可能エネルギーに対して高い支持を示す

**Zur Stromerzeugung in der Nachbarschaft finden eher gut bzw. sehr gut...**  
 近郊に発電設備が存在することについて、良いまたはとても良いと感じる

**EE-Anlagen Allgemein**  
 再生可能エネルギー設備全般

Solarpark  
 太陽光発電

Windenergieanlage

風力発電  
 Biogasanlage  
 バイオガス設備  
 Gaskraftwerk  
 天然ガス設備  
 Kohenkraftwerk  
 石炭火力  
 Atomkraftwerk  
 原子力発電  
 \*Befragt mit entsprechenden Anlagen in der eigenen Nachbarschaft  
 \*近郊に実際に該当する設備が存在する人の回答  
 Mit Vorerfahrung steigt die Akzeptanz für Erneuerbare Energien  
 身近に設備がある人ほど再生可能エネルギーの受容度は高い  
 Quelle: Umfrage von TNS Emnid im Auftrag der Agentur für Erneuerbaren Energien, 1008 Befragte  
 出所: TNS Emnidによる再生可能エネルギーエージェンシー委託調査、有効回答数 1008  
 Stand: 9/2016  
 2016年9月時点

このように、最新の調査でも再生可能エネルギーに対するドイツ国民の受容度は高いレベルにあることが示されている一方、近年は特に再生可能エネルギー電力を中心として様々な議論がドイツ国内で巻き起こっていることが日本でも紹介されている。

しかし、すでに示したように、ドイツ国内では再生可能エネルギーに対する受容度は高く、エネルギー変革に対する一般的な受容度も高いと考えられるため、批判は再生可能エネルギー推進の方法にあると考えて良いだろう。

そこで、本稿ではドイツのエネルギー変革の中でも特に日本でも取り上げられやすい電力を取り上げ、ドイツのエネルギー変革を取りまとめる。本稿では、特に以下の観点を中心に調査を行った。1つ目が再生可能エネルギーの経済的影響、2つ目は再生可能エネルギー電力が系統に与える影響、3つ目は再生可能エネルギーが他の電源に与える影響である。

## 1.2 再生可能エネルギーの成長

各論に入る前に、改めてドイツの再生可能エネルギーの状況を概観する。

ドイツ政府は再生可能エネルギーを積極的に推進しており、その代表的な政策の1つに再生可能エネルギー法 (EEG) がある。EEG は 2000 年に施行された後、いくつかの改正が行われている。

2000 年の EEG 導入当初は、固定価格買取制度 (Feed-in Tariff, FIT) と呼ばれる仕組みが取り入れられていた。

FIT とは、一定期間にわたり、再生可能エネルギーによる給電量を定められた価格ですべて買い取ることを保証する仕組みである。再生可能エネルギーをもちいる発電事業者は発電した電力がすべて買い取られることが保証されているため、事業の経済性が確保される。こうした価格保証は再生可能エネルギーの成長を促進する。

FIT は再生可能エネルギー発電事業者の内部収益率 (IRR) が 7% 程度になるよう買い取り価格を設定しており、買い取り価格は定期的に見直されることになっている。

ドイツの EEG では再生可能エネルギー発電事業者が受け取る電力買い取りに必要な財源は賦

課金 (以下、EEG 賦課金) として電気代に上乗せして徴収する仕組みとなっている。

FIT は 2000 年以降のドイツ国内の再生可能エネルギーの成長の大きな原動力となっていることは間違いなく、2016 年の電力ミックスでは再生可能エネルギーは 29.5% を占めるまでに成長している。

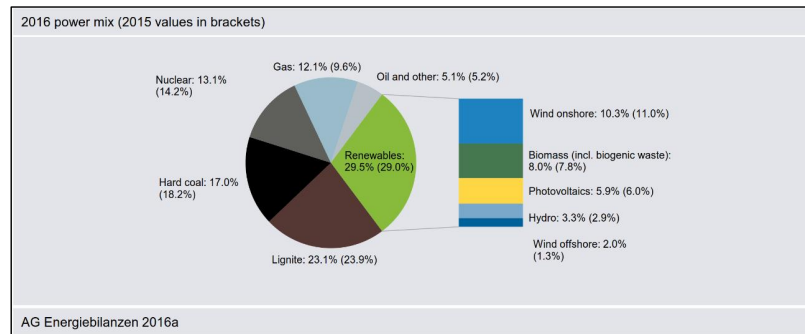


図 9 2016 年のドイツ国内の電力ミックス

出所: Agora Energiewende, 「The energy transition in the power sector: State of affairs 2016」、2017 年

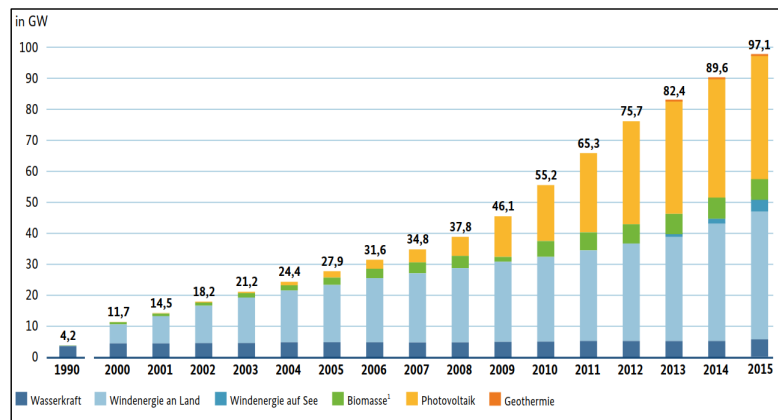


図 10 再エネ発電設備の容量の推移 (1990~2015 年)

出所: 連邦経済エネルギー省, 「Erneuerbare Energien in Zahlen」、2016 年

凡例 (左から)  
 水力、陸上風力、洋上風力、バイオマス、太陽光、地熱

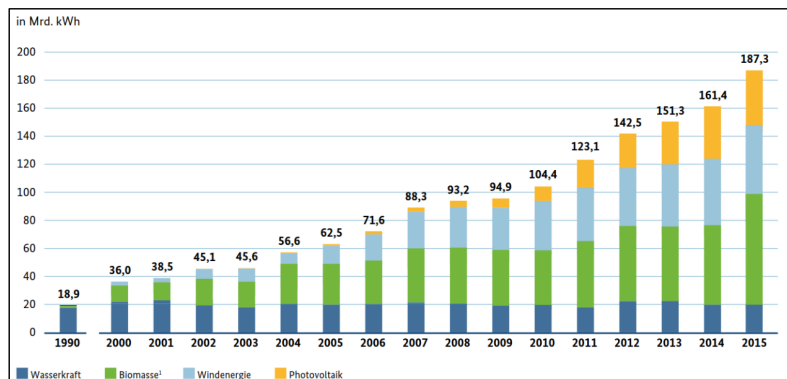


図 11 再エネの発電量の推移 (1990~2015年)

出所：連邦経済エネルギー省、「Erneuerbare Energien in Zahlen」、2016年

凡例：左より

水力、バイオマス、風力、太陽光

FIT は、こうして発電単価の高い再生可能エネルギーの普及を促進し、規模の経済を活かして発電単価を引き下げ、再生可能エネルギーを補助の必要のない電源に育てる仕組みである。FITにより爆発的と言ってよいほど急速に再生可能エネルギーが普及した結果、再生可能エネルギーの発電単価も大幅に下落した。

以下に、太陽光のコストを示す。

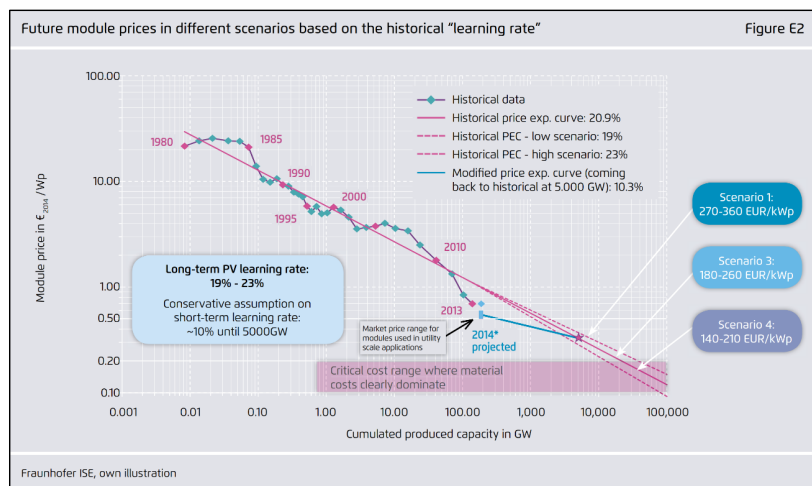


図 12 学習曲線による太陽光モジュール価格の低下モデル

出所：Agora Energiewende、「Current and Future Cost of Photovoltaics」、2015年

### Average Price for PV Rooftop Systems in Germany (10kWp - 100kWp)

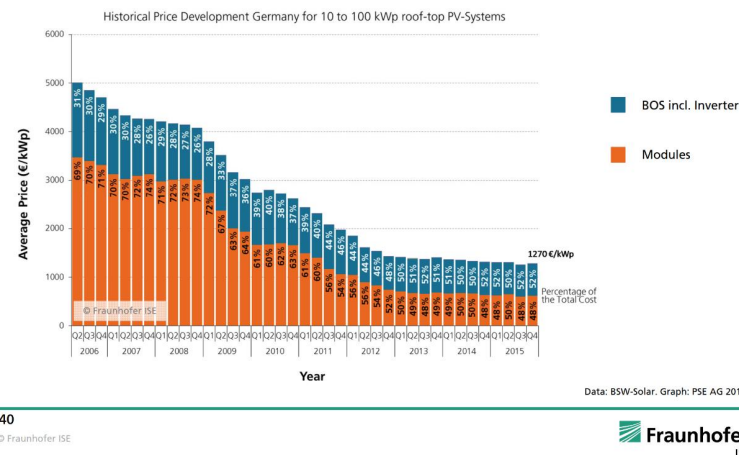


図 13 屋根上太陽光の価格の推移 (2006~2015年)

出所：Fraunhofer ISE、「PHOTOVOLTAICS REPORT」、2016年

ドイツでは再生可能エネルギーが普及するにつれ、再生可能エネルギーと市場の統合の必要性が議論されるようになった。すなわち、補助を受けて発電単価が下がった再生可能エネルギー電源については補助を低減または撤廃し、他の電源と同様に市場に統合してゆくべきという主張である。これを受けて、ドイツ政府は2014年に EEG を改正し、一部を除いて FIT から「直接市場化 (Direktvermarktung)」に移行した。直接市場化では、マーケットプレミアム方式が採用されている。

それまで、FIT では再生可能エネルギー電源は「系統への優先接続」と「全量買い取り」が保証されていたが、これを市場に統合する方向へと転換し、以降発電事業者が自ら市場で再生可能エネルギー電力を販売する仕組みに変更した。ただし、再生可能エネルギー発電事業者は、予め定められた買い取り価格と、彼らが市場で再生可能エネルギー電力を売却して得た収益の差額を受け取ることは引き続き認められた。

つまり、2014年以降の新設の設備については原則「全量買い取り」は廃止されたが「系統への優先接続」は引き続き認められていた。さらに、2015年には太陽光発電の中でも平地に立つ太陽光発電設備については、入札によって支援する設備を決定する方式を試験的に導入することになった。2017年からは入札制度が他の電源にも採用されるようになった。

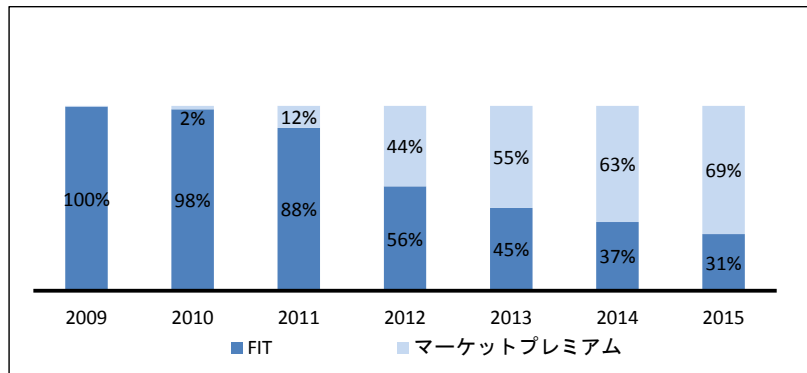


図 14 FIT 電源とマーケットプレミアム電源の比率

出所：連邦ネットワーク規制庁、「EEG in Zahlen」、2016 年

これらの変更には、ドイツのエネルギー変革を支えてきた市民参加の前提が覆される、入札で支援を受けられる設備容量に上限を設けることで再生可能エネルギーの発展そのものが阻害される、などの批判がある。

しかし、ドイツでは一般家庭の電力小売価格よりも屋根上太陽光発電の発電単価が低くなるグリッド・パリティが起きており、近いうちに太陽光発電と蓄電池を組み合わせた価格でも一般家庭の電力小売価格を下回る蓄電パリティが起きると言われる。つまり、EEG は 2000 年導入当初の目的である再生可能エネルギーの独り立ちという観点からみて一定以上の成功を収めた政策であることは認めるべきだろう。

むしろ EEG の問題は、再生可能エネルギーの普及が急激に進み、政策がその変化に対応できなかった点にあると見る専門家もいる。つまり、太陽光発電で特に顕著であるが、発電単価の急激な低下に買い取り価格の変更が追いつかず、高い収益率を見込んだ設備の新規設置容量が急増し、賦課金額が上昇したことが問題である。

しかし、EEG、特に FIT の目的であった再生可能エネルギーの普及と発電単価の低下については十分な成功を遂げたと言えるだろう。

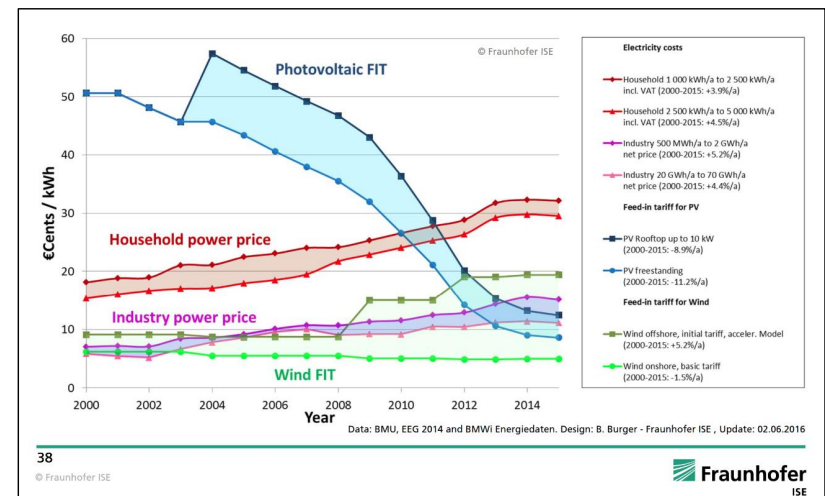


図 15 発電コストと固定価格買取制度

出所：Fraunhofer ISE、「PHOTOVOLTAICS REPORT」、2016 年

## 2. 再生可能エネルギーの導入拡大による影響分析

### 2.1 再生可能エネルギーとコスト

近年ドイツの再生可能エネルギーがドイツの電気代に与える影響が議論されている。

ドイツの再生可能エネルギーが電力市場に影響を与える理由は主に 2 つある。1 つは再生可能エネルギーが卸市場での電力の取引価格に与える低下圧力、2 つ目は再生可能エネルギーの支援にかかるコストを国民全体が負担する仕組みによる電力価格の上昇圧力である。

確かに、ドイツの再生可能エネルギーの発電単価は普及に伴い、大幅に低下した。しかし、一般電力消費者が負担する賦課金の額は、再生可能エネルギーの給電量と買い取り価格を基に決定されるため、単価が下がっても給電量が多ければ、賦課金総額は下がりにくいなどの問題がある。

EEG で認められた再生可能エネルギー電源の支援に必要な資金は EEG 賦課金という形で電力消費者から回収することはすでに述べたが、この EEG 賦課金の額は、電力卸市場での平均価格と買い取り価格の差によって決められている。すなわち、買い取り価格が高く、卸価格が低い状態であるほど賦課金の額は高くなる。これは、再生可能エネルギーの持つ特徴を考えると非常に大きな意味を持つ。

### 2.2 賦課金額の決定システム

賦課金の額は、買い取り額と卸価格の平均の差額で決まる。したがって、買い取り額が一定であれば、賦課金の額は電力卸市場の価格に左右される。

ごく簡単にまとめると、

賦課金の総額 = EEG による再生可能エネルギー電力の買い取り総額 - (EEG による再生可能エネルギーの卸電力市場での販売量 × 電力卸市場での平均価格)

である。EEG による支援、FIT または直接市場化の支援を受ける再生可能エネルギー設備は EEG 設備と呼ばれ、現行の EEG ではすべて卸電力市場で販売しなければならない。ただし、EEG の支援を受けない再生可能エネルギー設備は相対契約での販売も認められている。

また、賦課金の負担はすべての電力消費者が平等に負担するわけではなく、国際的な競争にさらされている企業<sup>4</sup>は、賦課金の負担が免除されている。また、自家消費設備にも負担減免措置が認められている。これらの企業・組織が免除された賦課金はその他の電力消費者が負担することとなり、結果的に一般家庭の負担が大きくなることは常に批判されてきた。

### 2.3 ドイツの卸電力市場

#### 2.3.1 電力卸市場の創出

EU の加盟国はほとんどが電力・ガス市場を完全に自由化している。これらの国では電力を取引するために電力卸市場が設置されており、数か国にまたがって取引する市場も存在する。

<sup>4</sup> EEG 2017 では、電力消費量が 1GWh 以上で、粗付加価値における電気代の割合が少なくとも 16% 以上の企業で指定された業種に該当する企業と定められている。

ドイツでもライブチヒに 2002 年に設置された EEX において石炭、ガス、二酸化炭素排出権とともに電力先物が取引されている。また、スポット市場はフランスのパリにある EPEX が開設している。

エネルギー市場自由化は、EU 加盟国にとっては 1996 年の欧州域内の電力市場統合と競争の活性化を図る EU 指令 (96/92/EC)、1998 年のガス市場の自由化に関する EU 指令 (98/30/EC) の議決によって推進することが義務付けられたものである。これに基づいてドイツでも 1998 年に「エネルギー事業法の新規定のための法律 (Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrecht)」を制定し、同年から電力市場が、2004 年からはガス市場が自由化された。

電力市場は大きくは、発電、送配電、小売の 3 つの市場に分けることができる。このうち、送配電は現在もコンセッションと呼ばれる入札を経て 20 年間にわたって送配電網を運営する企業を決め、その企業が独占的に運営することが多い。そのため、系統の運営費は、託送費として電気代に上乗せして徴収されている。

一方、発電部門は完全に自由化されており、一部の発電事業者は電力消費者と直接の相対契約を結ぶが、一部の事業者は電力を卸市場で販売している。また、電力小売事業者には、販売する電力を卸市場で調達している企業もある。そのため、すでに述べたようにドイツにもライブチヒに EEX と呼ばれる電力卸市場が存在し、主に電力の先物取引を扱っている。また短期の電力取引を行うスポット市場はパリの EPEX に開設されている。

電力は同時同量の原則があり、需要と供給量を常にバランスさせる必要がある。こうした系統のバランスを確保するために、系統運営者は調整電源市場と呼ばれる、卸市場とは独立した取引も行っている。しかし、本稿では各市場の性格や取引形態についてはこれ以上取り上げない。

#### 2.3.2 メリットオーダー

再生可能エネルギーが卸市場で重要な役割を果たすのは、再生可能エネルギーの発電時にかかるコストが安価だからである。ドイツでは再生可能エネルギーの設備投資は FIT で保証され、賦課金を通じて消費者から徴収される。一方、バイオマスなどの一部の電源を除けば再生可能エネルギーは燃料費がかからない。そのため、再生可能エネルギー設備は運営費が非常に安価であることも特徴である。EEG の支援を受けている再生可能エネルギー設備は卸市場で電力を販売することが義務付けられているため、現在は大量に非常に安価な電力が卸市場に流れ込んでいる。

卸市場での取引価格は、理論的には短期変動コストで決まる。短期変動コストとは、この場合は燃料費と炭素排出権の和に等しくなる。

再生可能エネルギー（水力発電、風力発電や太陽光発電）は燃料費がほぼゼロであり、発電中は二酸化炭素を排出しないため、短期限界費用が低く、電力卸市場ではこれらの電源が優先的に落札されていく。下図にあるように、電力の供給曲線は、短期変動コストの低い再生可能エネルギーから順に並び、次に短期コストの低い電源（褐炭・石炭など）から高い電源（天然ガスなど）の順に並ぶ。

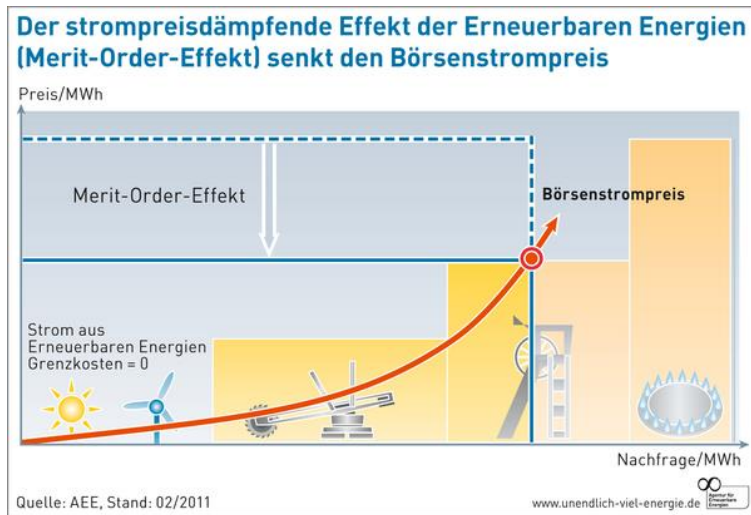


図 16：メリットオーダー

出所：再生可能エネルギーエージェンシー、「BILDUNG DES BÖRSENSTROMPREISES UND MERIT-ORDER-EFFEKT」、2011年

Der strompreisdaempfende Effekt der Erneuerbaren Energien (Merit-Order-Effekt) senkt den Börsenstrompreis

再エネによる価格抑制効果（メリットオーダー）が卸市場価格を押し下げる

Preis/MWh 価格 (MWh)

Boersenpreis 卸価格

Strom aus Erneuerbaren Energien Grenzkosten = 0 再エネ電力は限界費用が 0

Nachfrage/MWh 需要 (MWh)

出所：AEE, 2011年2月

つまり、エネルギーの需要が一定とした場合、卸市場での電力価格は再エネが入る量に応じて供給曲線が右にずれ（または下に下がり）、取引価格は下がる。電力需要が変わらなるとすれば、燃料コストが高い化石燃料による火力発電所で発電された電力は売れなくなる。つまり、再生可能エネルギーの電力がまず買われ、再エネでは埋まらない残りの需要を火力が埋めることになる。結果的に、火力発電所の稼働時間が大幅減となり、経済性が悪化する。

ドイツではこのようにして、最新のガス火力発電所の経済性が悪化し、稼働停止の申請を行った発電所の存在が問題として取り沙汰されたが、2016年は天然ガスの資源価格の低下もあり、ガス火力発電所の発電量は回復した<sup>5</sup>。

<sup>5</sup> Agora Energiwende、「Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016」、2017年

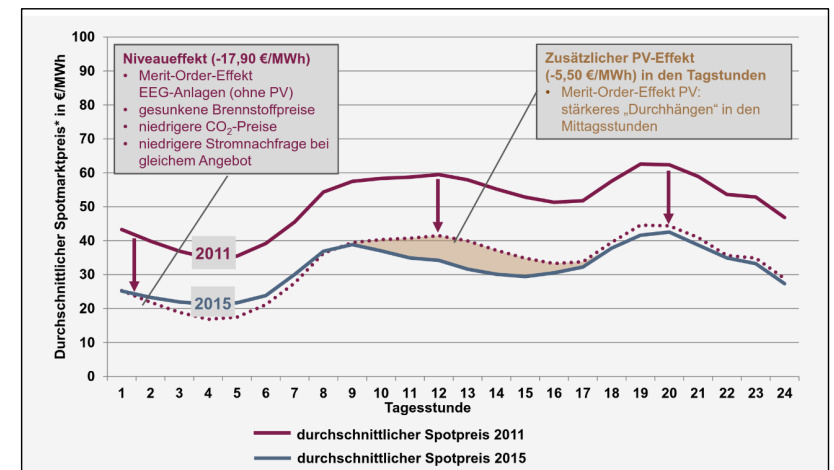


図 17 メリットオーダー効果によるスポット価格の低下

出所：BDEW、「Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2016)」、2017年

Niveaueffekt (-17,90 €/MWh) レベル効果

- Merit-Order-Effekt EEG-Anlagen (ohne PV)

EEG 設備（太陽光除く）のメリットオーダー効果

- gesunkene Brennstoffpreise 資源価格の低下
- niedrigere CO<sub>2</sub>-Preise 低い排出権価格
- niedrigere Stromnachfrage bei gleichem Angebot 供給に比して低い電力需要

Zusätzlicher PV-Effekt (-5,50 €/MWh) in den Tagstunden

一定の時間における太陽光の追加のメリットオーダー効果

- Merit-Order-Effekt PV: stärkeres „Durchhängen“ in den Mittagsstunden

太陽光のメリットオーダー効果：日中に特に価格を引き下げる

Durchschnittlicher Spotmarktpreis\* in €/MWh

平均スポット価格 (ユーロ/MWh)

Tagesstunde 自国

durchschnittlicher Spotpreis 2011 平均スポット価格 (2011年)

durchschnittlicher Spotpreis 2015 平均スポット価格 (2012年)

再生可能エネルギー電力の卸市場での販売量が今後も増加し続けると、従来型の原子力や褐炭・石炭火力などが低廉安価で安定した電力を供給するというベースロード電源の考え方が成り立たなくなり、まず再生可能エネルギーが需要をまかない、再生可能エネルギーではマカに切れなかった需要をその他の「柔軟な電源」で調整するという「残余需要 (Reisudal Last)」の考え方に基づいた取引となる可能性がある。しかし、本稿は電力市場の将来を取り扱う調査ではないため、残余需要については割愛する。

## 2.4 卸市場の電力価格の推移

以上、再生可能エネルギーによる卸価格の低下圧力についての理論を説明してきた。電力の卸

価格は再生可能エネルギーの低い短期変動コストの影響を受け易いのである。

実際には、卸市場で取引される電力商品は複数の商品がある。以下では、それぞれの商品について価格の推移を示す。

#### 2.4.1 Phelix Base

Phelix とは、Physical Electricity Index の略であり、一日の平均取引価格を示す。Phelix Base とはベースロード電源として取引される電力の価格であり、1 日の基本的な (Base の) 電力を賄うために取引される。取引単位は 1 時間 1MW である。

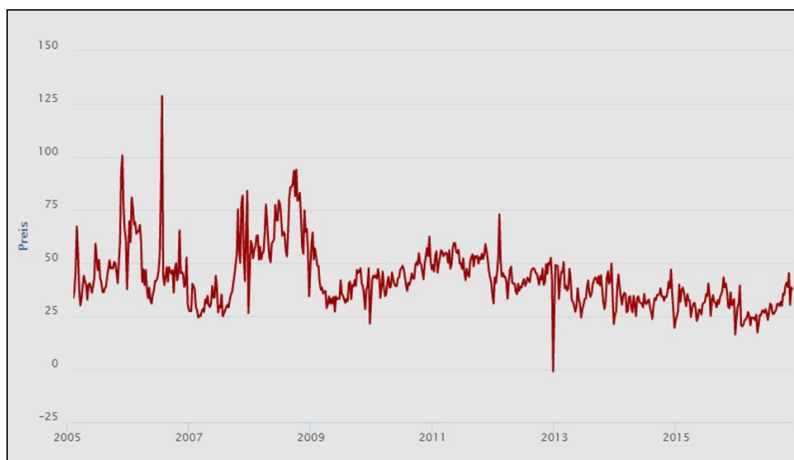


図 18 : EEX Phelix ベースの価格推移  
(ユーロ/MWh、2005 年 2 月～2016 年 12 月)

出所 : EEX ウェブサイト, <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom>、2017 年 3 月 2 日取得

#### 2.4.2 Phelix Peak

Phelix Peak はピークロードに対応する電力を取引する市場の価格である。1 日の中で電力需要が高まる時間帯 (8-20 時) における電力供給が取引される。

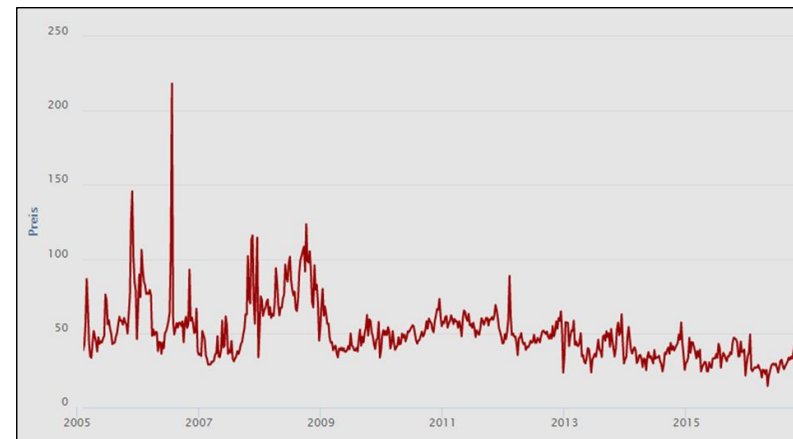


図 19 : EEX Phelix ピークの価格推移  
(ユーロ/MWh、2005 年 2 月～2016 年 12 月)

出所 : EEX ウェブサイト, <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom>、2017 年 3 月 2 日取得

### 2.4.3 Block Offpeak

Block Offpeak は電力需要が少ない時間帯、すなわち 20 時から翌日 8 時までの間でベースロード取引を上回る電力需要に対応するオフピーク電源を取引する市場である。

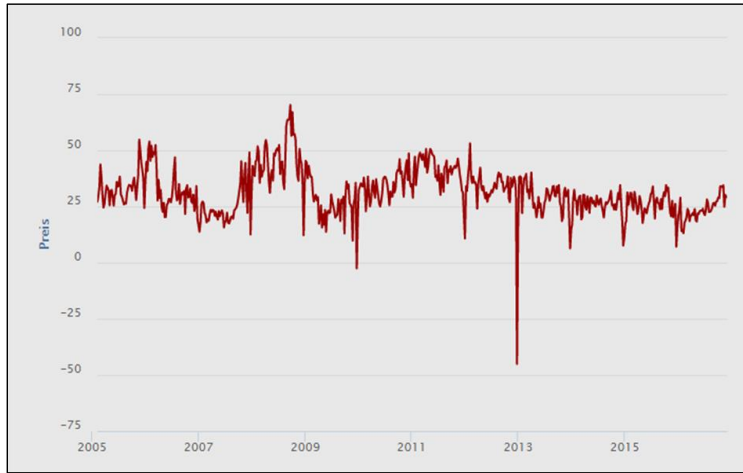


図 20 : EEX Block Offpeak 1 (1 時～8 時) の価格推移  
(ユーロ/MWh、2005 年 2 月～2016 年 12 月)

出所 : EEX ウェブサイト, <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom>、2017 年 3 月 2 日取得

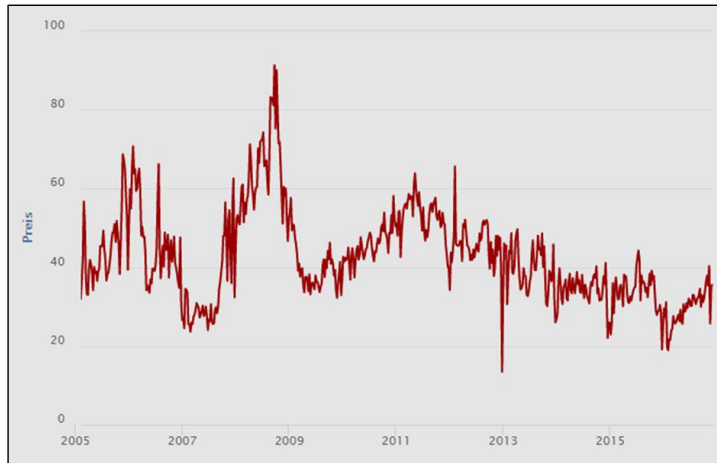


図 21 : EEX Block Offpeak 2 (21 時～24 時) の価格推移  
(ユーロ/MWh、2005 年 2 月～2016 年 12 月)

出所 : EEX ウェブサイト, <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom>、2017 年 3 月 2 日取得

### 2.4.4 その他

下の図は、2009 年 1 月 1 日から 2017 年 3 月 1 日までのフランス (上) とドイツ (下) の卸市場でのピーク電源の取引を並べたものである。

これを見ると価格の変動はドイツが激しいが、フランスのほうが高値をつけていることがわかる。

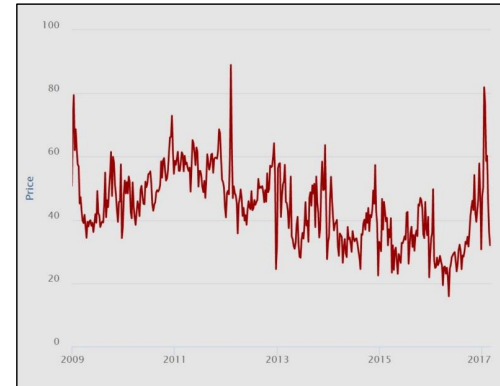
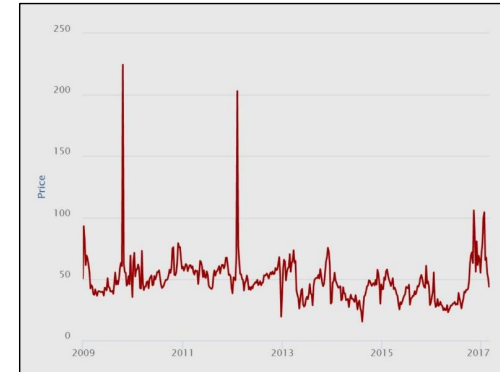


図 22 フランス (上) とドイツ (下) のスポット市場のピーク価格の推移

出所 : EEX ウェブサイト, <https://www.eex.com/en/market-data/power/spot-market/auction#!/2017/03/01>、2017 年 3 月 1 日取得



## 2.5 卸電力市場で取り扱われる再生可能エネルギー電力量の推移

### 2.5.1 電力量の推移

ドイツ国内における再生可能エネルギー電力の割合（送電ロス含む）は2016年時点で29.5%となっていた。電力消費における再生可能エネルギーの割合は32%を超えており、2050年までに35%に到達すると予想されている。

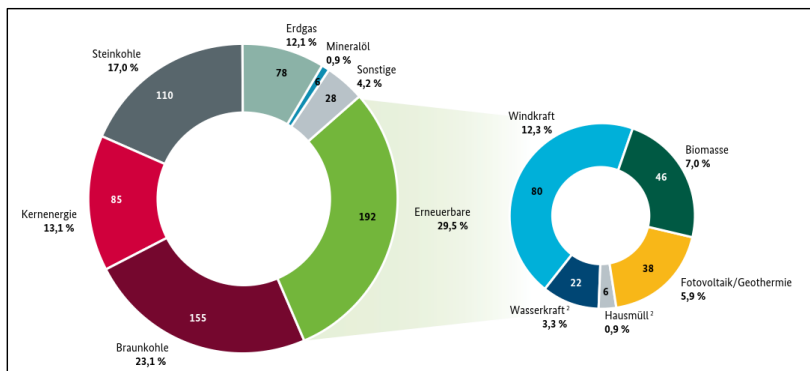


図 23：再生可能エネルギーによる発電量割合（2016年）

出所：連邦経済エネルギー省、「Energiesatzen」、2017年

Erdgas 天然ガス  
 Mineralöl 石油  
 Sonstige その他  
 Erneuerbare 再生可能エネルギー  
 Braunkohle 褐炭  
 Kernenergie 原子力  
 Steinkohle 石炭  
 Wasserkraft 水力  
 Biomasse バイオマス  
 PV/Geothermie 太陽光/地熱  
 Hausmüll 廃棄物  
 Windkraft 風力

再生可能エネルギーは電力分野のみで利用されるわけではない。ドイツのエネルギー変革目標においても他の分野での再生可能エネルギーの利用促進を掲げている。



図 24：電力・熱・交通における再エネ割合（1990~2015年）

出所：連邦環境庁、「Erneuerbare Energien in Zahlen」、2016年

Anteil Erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch, am Endenergieverbrauch für Wärme und für Verkehr  
 再生可能エネルギーが粗電力消費、熱の最終エネルギー消費、交通の最終エネルギー消費に占める割合  
 Entwicklung von 1990 bis 2015 1990~2015年  
 Prozent 百分率  
 Anteil EE-Strom  
 電力に占める再生可能エネルギー割合  
 Anteil EE-Wärme  
 熱に占める再生可能エネルギー割合  
 Anteil EE-Verkehr  
 交通における再生可能エネルギー割合

EEG によって、特に大きな成長を遂げたのは風力と太陽光発電である。特に風力については経済性の面からも、これまで、そして将来的な電力供給の軸となることが予想される。化石燃料等をすべて含めた全発電量からみても、風力は 12.3% と大きな割合を占める。

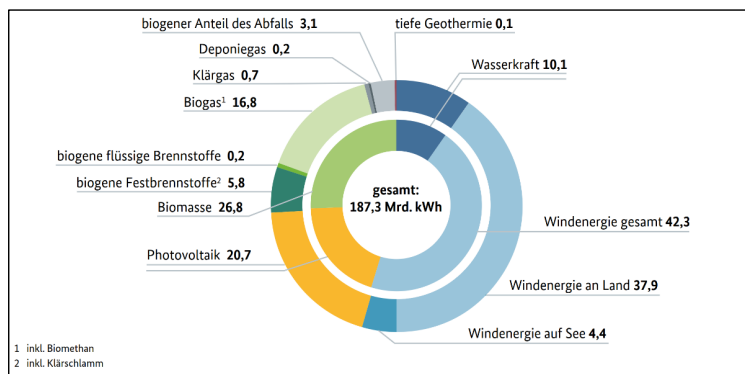


図 25 再エネにおける発電量に占める割合 (2015 年)

出所：連邦環境庁、「Erneuerbare Energien in Zahlen」、2016 年

Wasserkraft	水力
Windenergien gesamt	風力全体
Windenergien an Land	陸上風力
Windenergien auf See	洋上風力
Photovoltaik	太陽光
Biomasse	バイオマス
Biogene Festbrennstoffe	生物由来の固形燃料
Biogene flüssige Brennstoffe	生物由来の液体燃料
Biogas	バイオガス (バイオメタンを含む)
Klärgas	汚泥ガス (下水汚泥)
Deponiegas	埋め立てガス
Biogener Anteil des Abfalls	生ゴミ

## 2.5.2 卸市場で取引される再生可能エネルギー電力量

ドイツ卸電力市場 EEX では 2015 年時点で年間およそ 3000TWh の電力が取引されている。ただし、これには複数回取引される電力も含まれる。

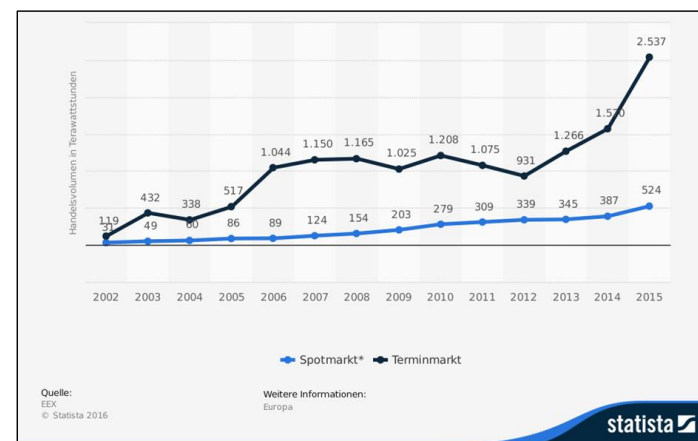


図 26 EEX スポットと先物市場の電力取引量の推移 (2002~2015 年)

出所：Statista ウェブサイト, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/12486/umfrage/entwicklung-der-eex-handelsvolumina/>、2017 年 3 月 2 日取得

Handelsvolumen in Terawattstunden	取引量 (TWh)
Spotmarkt	スポット市場
Terminmarkt	先物市場

また、ドイツ国内の再生可能エネルギー電力は、すべてが卸市場で売買されるわけではない。一部は相対契約を通じて発電事業者から直接顧客へ販売される。再生可能エネルギー電力のうち、FITの支援を受けている電力は約50TWhである。また、マーケットプレミアムを受け取っているのが約84TWhほど、支援を受けていない電力が約1.2TWhである。

表 2 再生可能エネルギー電力の販売量 (2015年)

2014年の支援方法	EEG2014による分類							
	水力	汚泥ガス等	バイオマス	地熱	陸上風力	洋上風力	太陽光	合計
<b>FIT</b>								
新規設置容量 (MW)	843.7	323.1	2,266.10	24.7	5,995.70	65.3	32,835.30	42,353.80
給電量 (GWh)	2,444.80	531.8	11,153.60	80.1	6,679.80	21.8	28,652.10	49,563.90
支払額 (100万ユーロ)	254.7	38.1	2,285.80	17.2	598.7	3.4	9,471.10	12,669.10
<b>マーケットプレミアム</b>								
新規設置容量 (MW)	619	176.3	4,633.50	8.7	35,152.80	3,362.80	6,491.50	50,444.70
給電量 (GWh)	2,860.80	891.4	29,474.60	53.1	64,147.40	8,140.20	6,558.40	112,125.90
支払額 (100万ユーロ)	152.1	34.7	4,425.90	11.7	4,483.90	1,259.00	1,169.10	11,536.50
<b>その他の販売</b>								
新規設置容量 (MW)	86.8	10.4	0.4	0	93.1	0	5.6	196.3
給電量 (GWh)	41.8	14.5	0	0	94.8	0	1.2	152.3

出所：連邦ネットワーク規制庁、「EEG in Zahlen」、2016年

### 2.5.3 排出権取引価格

卸市場での電力の取引以外に電力価格を決定する要因として、排出権取引がある。排出権取引はEUの気候変動対策の1つとして、二酸化炭素排出量が多い発電所や工場を対象として排出量上限を設定し、それ以上の排出量がある場合には排出権を購入する、あるいは、排出量を削減した場合には排出権を売却できるシステムになっている。これにより、二酸化炭素排出量の削減を促すというのが最大の目的である。

火力発電所を例に挙げると、設備ごとに排出量の割り当てが決まっている。排出量を排出権以下に抑えると余った排出権を売却できるが、発電量の増加にともない二酸化炭素排出量が増加したことにより割り当てられた排出量を超える二酸化炭素を排出する場合は排出権を購入しなければならない。排出権を購入することは、電力の短期変動コストの増加を意味し、理論的には卸電力市場での取引価格も上昇する。

排出権取引は、電力価格への影響空見れば2005年のシステム導入時の目的を達成したとはいえない。結論から言うと、排出権の取引価格が低い水準にとどまり、火力発電所の発電量が増加しても、短期変動コストに与える影響は極めて小さくなってしまった。また初期の割当量が大きすぎ

ぎたために、各企業が排出権を持って余している状況にある。

こちらは再生可能エネルギーとは直接の関係はないが、卸市場における取引価格の低下要因となつて、賦課金を圧迫する可能性がある。



図 27：二酸化炭素排出権価格・余剰排出権量推移 2008～2015年

出所：Deutsche Emissionshandelsstelle、「Emissionshandel in Zahlen」、2015年

Mio. EUA 100万排出単位  
 Kumlierter Überschuss HP2 + HP3 取引期間2と3からの累積余剰  
 IC EUA front December 排出権価格

## 2.6 賦課金の市民負担

### 2.6.1 賦課金と電力価格

以上、ドイツの EEG 賦課金の決定には卸市場の価格と排出権取引の価格が重要であり、特にこの 2 つの価格が低迷していることが賦課金額の上昇の原因となっている。特に、再生可能エネルギーによるメリットオーダーが卸市場の価格の低下の原因となっており、再生可能エネルギーの発電単価の低下が賦課金の上昇圧力となっていることには注意が必要である。

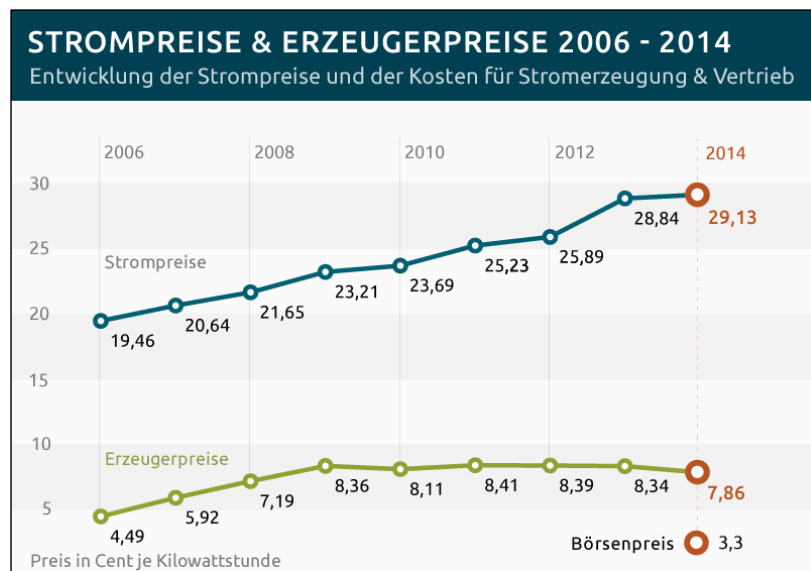


図 28 家庭向け電力価格と発電コスト（卸価格）の推移（2006～2014年）

出所：Strom-Report ウェブサイト, <https://1-stromvergleich.com/strompreise/>, 2017年3月2日

Strompreise & Erzeugungspreise 2006 – 2014
電気代と発電価格（2006～2014年）
Entwicklung der Strompreise und der Kosten für Stromerzeugung & Vertrieb
電気代と発電・営業コストの推移
Strompreise 電気代
Erzeugungspreise 発電コスト
Preis Cent je Kilowattstunde セント/kWh
Börsenpreis 卸価格

### 2.6.2 電力消費者の負担

すでに述べたように、ドイツ国内の EEG 賦課金額の決定は政治において大きなテーマである。特に、企業が免除された賦課金負担は家庭電力消費者に転嫁されるため、どの企業が賦課金負担を免除されているのか、いくら免除されているのかは公平な市場競争環境の観点から EU でも問

題視され、EEG2017の改正の際にはEUの意見が大幅に取り入れられることとなった。

しかし、再生可能エネルギーの成長に伴い、賦課金総額は近年まで一貫して上昇しており、2017年の賦課金額は、6,88セント/kWhとなっている。

ドイツでは、賦課金にも税金がかかるため、実際の電力消費者の負担額はこれよりも大きくなる。

### 2.6.3 賦課金の推移

再生可能エネルギー電力の支援にかかるコストは、電気代から EEG 賦課金として徴収していることはすでに述べた。

2016年の EEG 賦課金額は 6,354 セント/kWh であるが、その内訳は以下のとおりである。

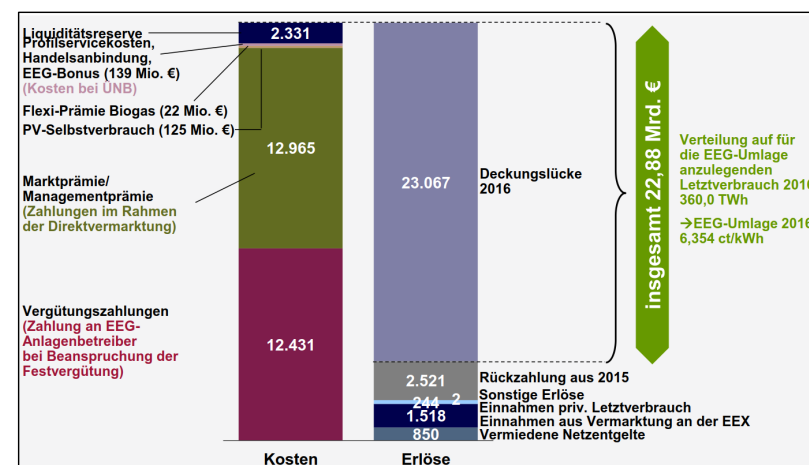


図 29 EEG 賦課金の内訳

出所：BDEW、「Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2016)」、2017年

Liquiditätsreserve	流動性担保など
Profilservicekosten, Handelsanbindung	流動性担保など
EEG Bonus	EEG ボーナス
Flexi-Prämie Biogas	バイオガス柔軟性プレミアム
PV Selbstverbrauch	PV 自家消費
Marktprämie Biogas/ Managementprämie (Zahlungen im Rahmen der Direktvermarktung)	バイオガスマーケットプレミアム/マネジメントプレミアム (直接市場化支出分)
Vergütungszahlungen (Zahlung an EEG Anlagenbetreiber bei Beanspruchung der Festvergütung)	FIT 支援
Deckungslücke	不足分
Rückzahlung aus 2015	2015年からの繰越
Sonstige Erlöse	その他収入
Einnahmen priv. Letztverbrauch	家庭自家消費からの収入
Einnahmen aus Vermarktung an der EEX	EEXでの販売からの収入
Vermiedene Netzentgelte	回避託送費

Insgesamt 合計  
 Verteilung auf für die EEG-Umlage anzulegenden Letztverbrauch 2016  
 2016年のEEG賦課金総額  
 EEG Umlage 2016 2016年のEEG賦課金  
 Kosten コスト  
 Erlöse 収入

また、EEG導入以来の賦課金の推移は以下のとおりである。図には示されていないが2017年のEEG賦課金額は6.88セント/kWhである。

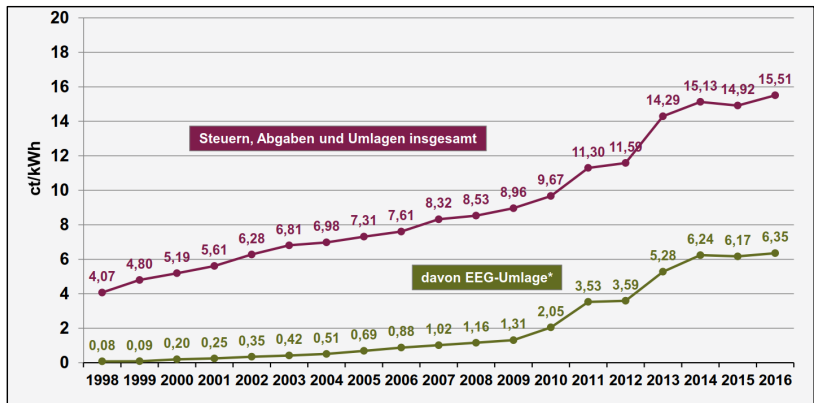


図 30 EEG 賦課金の推移 (1998~2016年)

出所：BDEW、「Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2016)」、2017年

Steuern, Abgaben und Umlagen insgesamt 税金、賦課金合計  
 EEG-Umlage EEG 賦課金額

すでに述べたように、EEG 賦課金負担が免除されている企業などが存在する。そのため、すべての電力消費者が kWh あたりで同じ金額の賦課金を負担しているわけではない。2015年の賦課金総額229億ユーロの負担内訳は以下のとおりである。

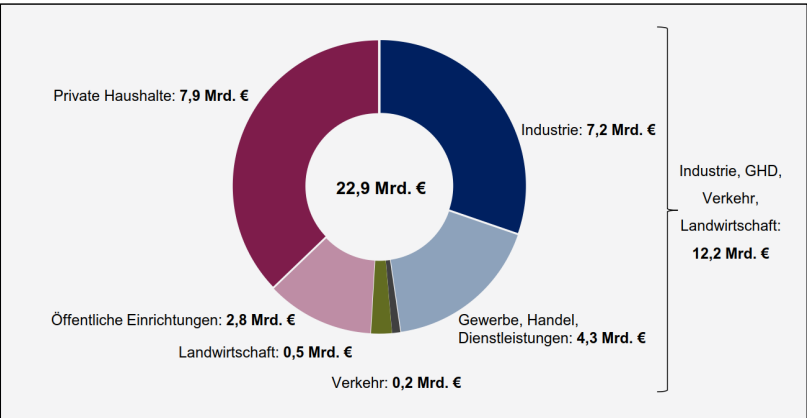


図 31 EEG 賦課金の負担内訳

出所：BDEW、「Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2016)」、2017年

Industrie 産業  
 Industrie, GHD, Verkehr, Landwirtschaft すべての大口需要家  
 Gewerbe, Handel, Dinesleistungen 商工業者  
 Verkehr 交通  
 Landwirtschaft 農家  
 Öffentliche Einrichtungen 公的機関  
 Private Haushalte 一般家庭

結果的に家庭用電気料金と産業用電気料金の推移は以下のとおりである。

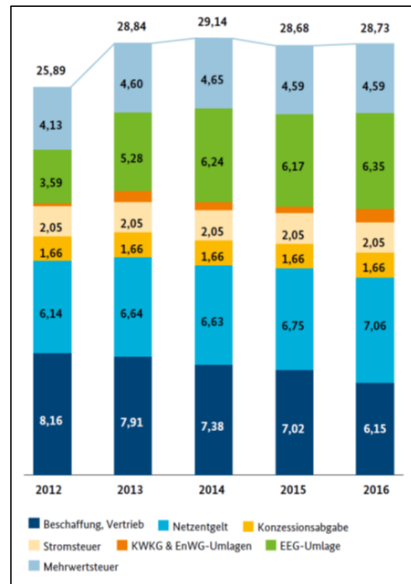


図 32 一般家庭の電気代の平均単価（年間電力消費 3500kWh、セント/kWh）  
出所：連邦経済エネルギー省、「EEG-Umlage 2017: Fakten und Hintergründe」、2016 年

Beschaffung, Vertrieb	電力調達費
Netzentgelt	託送費
Konzessionsabgabe	コンセッションフィー
Stromsteuer	電力税
KWKG & EnWG Umlagen	コージェネ法・電力事業法賦課金
EEG Umlage	EEG 賦課金
Meherwertsteuer	付加価値税

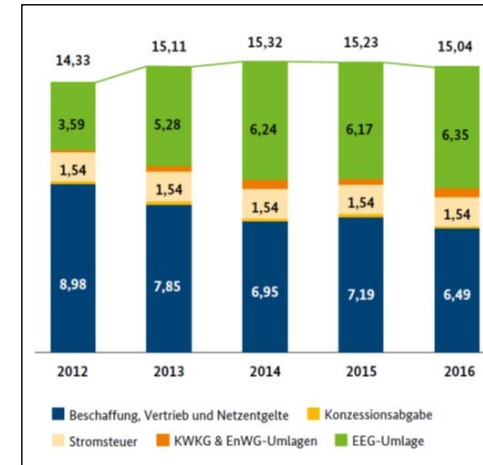


図 33 産業需要家の電気代の平均単価（年間電力消費 160MW～20GWh、セント/kWh）  
出所：連邦経済エネルギー省、「EEG-Umlage 2017: Fakten und Hintergründe」、2016 年

Beschaffung, Vertrieb	電力調達費
Netzentgelt	託送費
Konzessionsabgabe	コンセッションフィー
Stromsteuer	電力税
KWKG & EnWG Umlagen	コージェネ法・電力事業法賦課金
EEG Umlage	EEG 賦課金

電気代で注意が必要なことは、EEG 賦課金以外の税金の額は、賦課金込みの電気代にかかる点である。つまり、電気代の高騰に関する議論においては、付加価値税は賦課金にも加算される点を留意する必要がある。

## 2.6.4 将来の賦課金について

2017年には6.88セント/kWhまで高騰しているEEG賦課金であるが、すでに述べたように、再生可能エネルギーの市場統合を目指した法改正があり、政府もEEGの賦課金の無制限の高騰を避けるべき努力してきた経緯がある。その結果、EEG賦課金は2023年ごろにピークを迎え、その後は徐々に低下していく

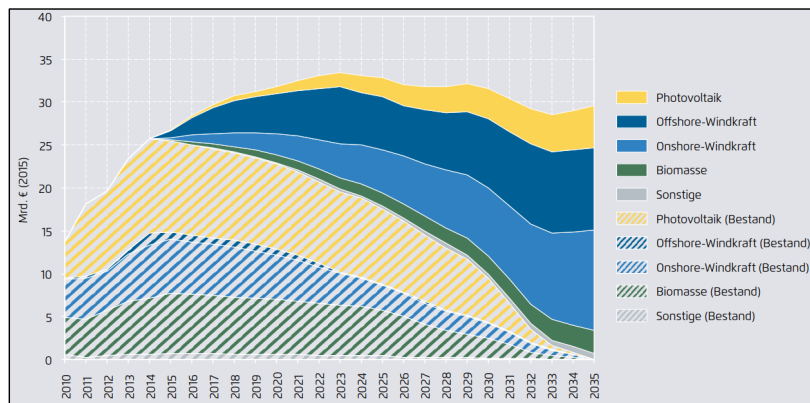


図 34 賦課金額の推移予測 (2010~2035年)

出所: Agora Energiewende, 「Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035」、2015年

Mrd. € 10億ユーロ (2015年)  
 Photovoltaik 太陽光  
 Offshore Windkraft 洋上風力  
 Onshore Windkraft 陸上風力  
 Biomasse バイオマス  
 Sonstige その他  
 Photovoltaik (Bestand) 太陽光 (既設)  
 Offshore Windkraft (Bestand) 洋上風力 (既設)  
 Onshore Windkraft (Bestand) 陸上風力 (既設)  
 Biomasse (Bestand) バイオマス (既設)  
 Sonstige (Bestand) その他 (既設)

電気代の内、税抜き部分はおおよそEEG賦課金と電力コスト(卸価格)で決まる。卸価格は再生可能エネルギーの影響で低迷するため、EEG賦課金下がれば電気代は下がる。

以上の前提で、今後の電気代(税抜き)を予測したものが以下である。

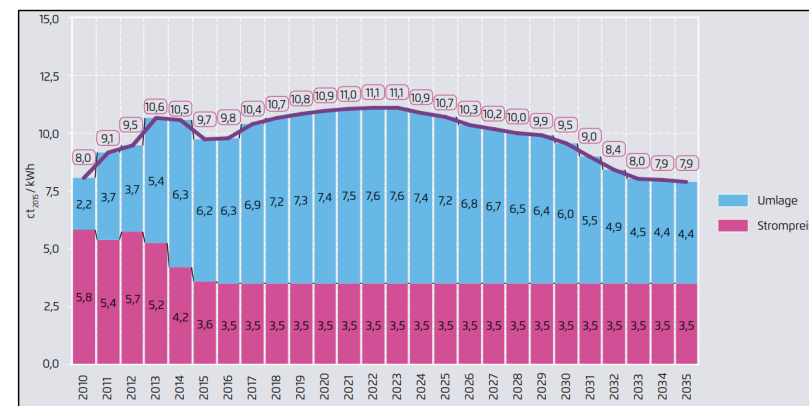


図 35 電気代の推移予測 (2010~2035年)

出所: Agora Energiewende, 「Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035」、2015年

注: EEG賦課金とPhelix Base Year Futureの合計

Umlage 賦課金  
 Strompreis 卸価格

## 2.6.5 電気代と家庭支出

ドイツの電気代の議論では多くの場合、kWhあたりの電気代ばかりが紹介される傾向にあり、ドイツ全般の物価上昇や家庭の電力消費量の変化などが考慮されていないケースもある。連邦統計局によれば、ドイツの物価は一貫して上昇傾向にある。過去20年ほどの物価上昇率は年1~2%の間を推移している。

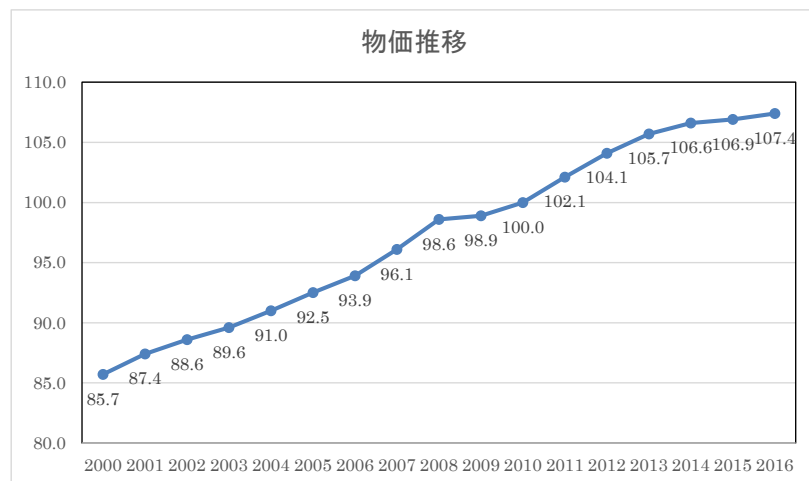


図 36 ドイツ国内の物価推移

出所：連邦統計局、「Verbraucherpreisindex für Deutschland」、2017年を基に作成

注：2010年を100とする。

電力価格統計は物価調整がなされていないことが多いため、家計に与える負担の計算には注意が必要である。

## 2.6.6 一般家庭の電力消費量

ドイツでは、家庭で消費される電力量は産業分野に次いで2番目に多く、全電力消費量の約25%に相当し、約1300億kWhが家庭で消費されている(2016年)。長期的には、家庭の消費量は2006年まで上昇した後、10年続けて減少傾向にある。また、この間にドイツの世帯数も若干増加しているため、世帯ごとの平均消費量も減少となっている。

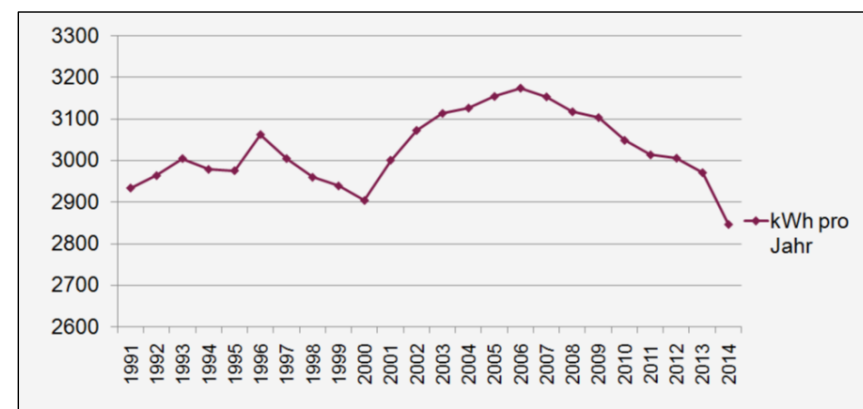


図 37：家庭での年間平均電力消費量

出所：BDEW、「Stromverbrauch im Haushalt」、2016年

注：給湯を含む、暖房は含まず。

kWh pro Jahr	kWh/年
2050	2050
3440	3440
4050	4050
4750	4750
5370	5370

ただし、ドイツは世帯規模が1991年の2.27から2016年には2.01まで減少しており、その点も留意する必要がある。世帯規模ごとの平均的な電力消費量は以下のとおりである。

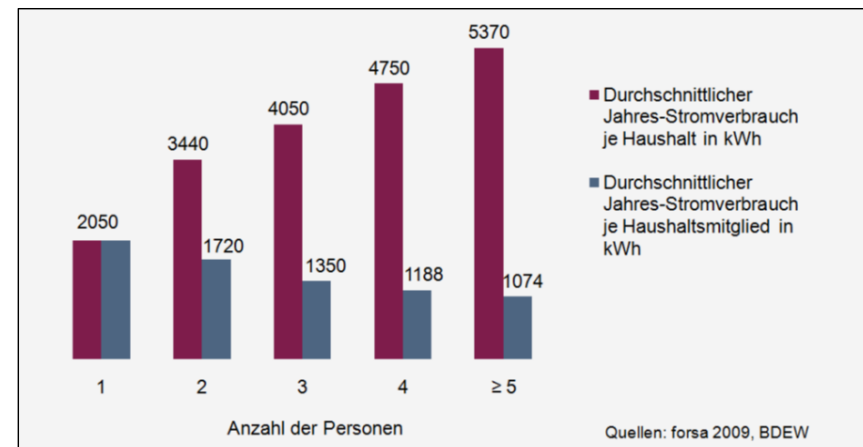


図 38：世帯規模ごとの平均電力消費量

出所：出所：BDEW、「Stromverbrauch im Haushalt」、2016年



注：給湯を含む、暖房は含まず。

Durchschnittlicher Jahres-Stromverbrauch je Haushalt in kWh  
1 世帯の平均年間電力消費量  
Durchschnittlicher Jahres-Stromverbrauch je Haushaltmitglied in kWh  
世帯規模ごとの一人あたりの平均年間電力消費量  
Anzahl der Personen  
世帯規模  
Quellen 出所

以上より、1 世帯（3 人家族）あたりの月の電気代はここ数年上昇していない。

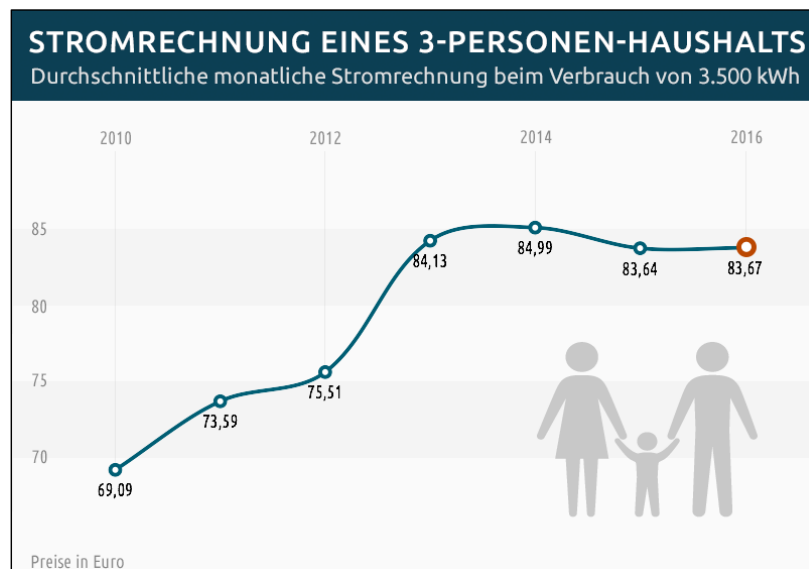


図 39 一般的な家庭の電力費の推移（2010～2016 年）

出所：Strom-Report ウェブサイト, <https://1-stromvergleich.com/strompreise/>, 2017 年 3 月 2 日

注：月の電力消費が 3500kWh の家庭の月の電力費

Stromrechnung eines 3-Personen-Haushalts  
3 人世帯の電気代  
Durchschnittliche monatliche Stromrechnung beim Verbrauch von 3500kWh  
電力消費量 3500kWh の平均的な月の電気代  
Preis in Euro 価格はユーロ  
Daten データ

ドイツの市民が現在の電気代をどう捉えているかについて、日本でも多様な情報が紹介されている。ここでは、1つの事例を紹介する。

この調査は再生可能エネルギーエージェンシーの委託で毎年実施されているが、ほぼ 60%のぼる回答者が、EEG 賦課金の額を受け入れていることが伺える。

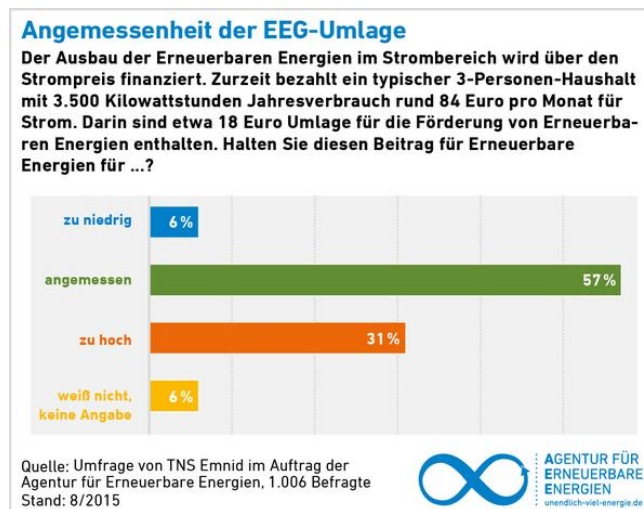


図 40 EEG 賦課金に対する意見

出所：再生可能エネルギーエージェンシーウェブサイト, <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/akzeptanz-umfrage-2016>, 2017 年 3 月 2 日取得

Angemessenheit der EEG-Umlage  
EEG 賦課金は適切か。  
Der Ausbau der Erneuerbaren Energien im Sotrombereich wird über den Strompreis finanziert. Zurzeit bezahlt ein typisch 3-Personen-Haushalt mit 3500 Kilowattstunden Jahresverbrauch rund 84 Euro pro Monat für Strom. Darin sind etwa 18 Euro Umlage für die Förderung von Erneuerbaren Energien erhalten. Halten Sie diesen Beitrag für Erneuerbare Energien für...?  
電力セクターにおける再生可能エネルギーの促進は電気代から回収されています。現在、典型的な 3 人世帯は年間 3500kWh の電気を消費しており、月に 84 ユーロを支出しています。このうつに約 18 ユーロが再生可能エネルギーの支援に使われています。この再生可能エネルギー賦課金の額についてどう思いますか。  
Zu niedrig 低すぎる  
Angemessen 適切  
Zu hoch 高すぎる  
Weiß nicht, keine Angabe 分からない、無回答  
Quelle 出所

## 2.6.7 電力価格高騰とエネルギー貧困

ドイツ国内で問題となるのが電気代の高騰により、電気代が支払えなくなり、電気を止められたという家庭である。すでに見たように、過去数年の電気代の上昇は家計に対して小さくない影響を与えていることは明らかである。一方で、エネルギー貧困の問題を考える際には、電気代だけでなく、他のエネルギーに対する支出も見必要がある。

これを見る限り、電力はエネルギー支出の中ではガスと同等かそれ以下となっており、ガソリンよりも少ないことがわかる。1人世帯で特に大きな問題は、ガソリンの支出であり、貧困1人世帯ではその負担は家計の11%を超えるほどである。

表 3 家庭のエネルギーに対する支出割合

家庭のタイプ	平均年収 (ユーロ)	エネルギー総支出 (電力、ガス、ガソリン)	収入における支出 の割合	電力	ガス	ガソリン
1人世帯	22,879	2,641	11.6%	2.3%	2.3%	7.0%
貧困1人世帯 (平均収入の 60%)	13,714	同上	19.3%	3.8%	3.8%	11.7%
4人世帯	55,804	4,070	7.3%	2.3%	1.5%	3.4%
貧困4人世帯	33,482	同上	12.2%	3.9%	2.6%	5.7%

出所：経済エネルギー省、「Die Energie der Zukunft」、2015年

## 2.7 市民参加による普及

すでに示したように、ドイツのエネルギー変革が高い支持を得ている理由の1つに、このエネルギー変革の担い手としての市民の存在がある。

再生可能エネルギーは、地域の経済価値創出のツールと認識されており、市民参加が重視されている。市民が再生可能エネルギーに投資する方法は多様であり、例えば個人投資、あるいは組合を共同で設立する、農家が行き組むなどが挙げられる。

ここで言う、市民モデルとは、2013年にリューネブルグ大学とTrend: researchが行った市民参加型再生可能エネルギープロジェクト現状調査に基づき、個人や地域の個人事業者等の類似法人、組合が参加する事業のうち、これらが50%以上の議決権を持つものを指す<sup>6</sup>。

EEG施行後、発電事業者として市民が中心となり組織化された組合による市場参加が増加した。組合数は過去10年に10倍の成長を遂げ、現在は1000弱の組合が国内に存在する。また、こうした組合員の9割以上が一般市民となっている。

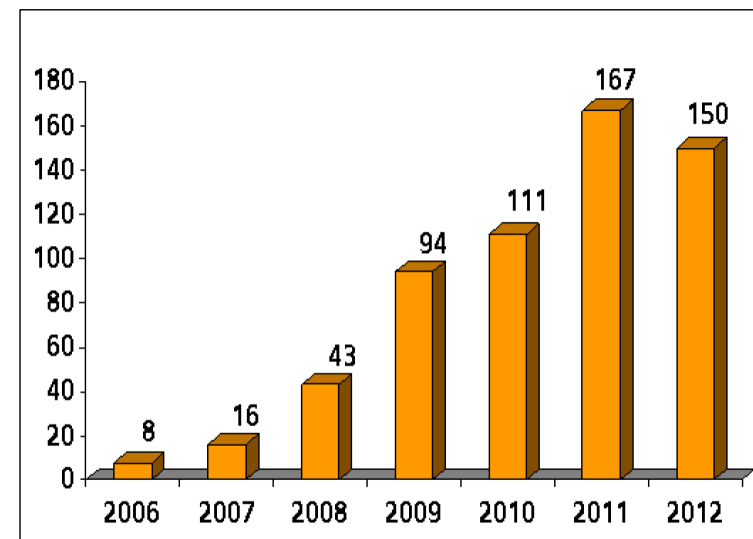


図 41：ドイツ国内のエネルギー協同組合の設立数（2006～2012年）

出所：DGRV、「Ergebnisse der Umfrage des DGRV und seiner Mitgliedsverbände」、2013年

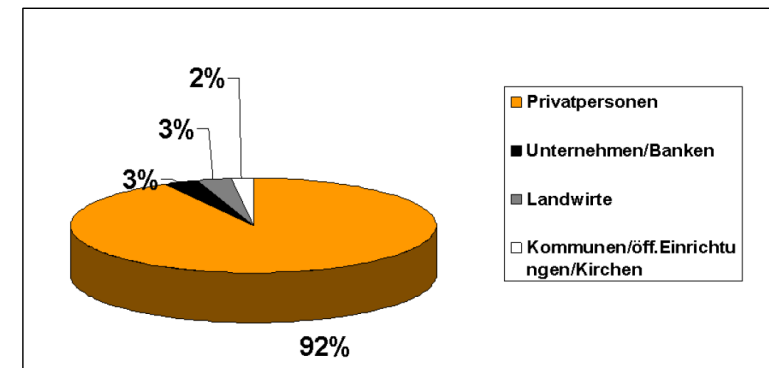


図 42 エネルギー協同組合の構成

出所：DGRV、「Ergebnisse der Umfrage des DGRV und seiner Mitgliedsverbände」、2013年

Privatperson	一般市民
Unternehmen/Banken	企業/銀行
Landwirte	農家
Kommunen/öff. Einrichtungen/Kirchen	自治体、公的機関、教会

<sup>6</sup> Institut für ZukunftsEnergieSysteme、「Nutzeffekte von Bürgerenergie」、2015年

2012年までに設置された再生可能エネルギー源を利用した発電設備の所有者のおよそ半数は一般市民や農家となっている。これに対し、EnBW、E.ON、RWE、Vattenfallの4大電力会社はわずか5%程度となっている。

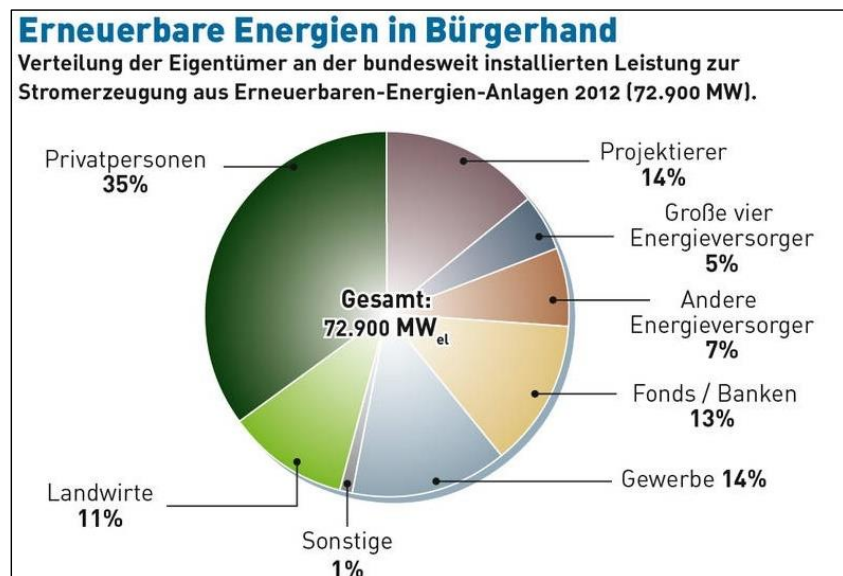


図 43：再生可能エネルギー設備所有者構成（2012年）

出所：再生可能エネルギーエージェンシーウェブサイト、<https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/eigentumsverteilung-an-erneuerbaren-energien-anlagen-2012>、2017年3月2日取得

Erneuerbare Energien in Bürgerhand	
市民の手によるエネルギー変革	
Verteilung der Eigentümer an der bundesweit installierten Leistung zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen 2012 (72,900MW)	
ドイツ国内に設置された再生可能エネルギー発電設備の所有者の割合（2012年）	
Projektierer	ディベロッパー
Große vier Energieversorger	4大電力会社
Andere Energieversorger	その他電力会社
Fonds/Banken	ファンド/銀行
Gewerbe	商工業者
Sonstige	その他
Landwirte	農家
Privatpersonen	一般市民

太陽光発電では、市民による自宅屋根への太陽光発電設備も市民モデルに含まれている。設備数で見るとこれが約半数にのぼるが、発電容量としては4.4GWと、国内全体の12%弱にとどまる。市民モデルで最も多いのは発電容量10～50kWpの設備となっており、合計11.1GWである。両者を合わせて15.5GWが市民モデルとなる。うち、15.3GWが農家等である<sup>7</sup>。

表 4 太陽光発電事業の投資元

	太陽光発電設備容量 (2012年末)	2012年に稼働した太陽 光発電設備
市民エネルギー	15.5GW (48%)	40億3000万ユーロ (30.4%)
その内 —狭い意味での市民エネルギー	15.3GW (47%)	39億6000万ユーロ (29.9%)
機関投資家	15.7GW (49%)	85億ユーロ (64%)
電力会社	1.1GW (3.5%)	7億ユーロ (5%)
合計	32.4GW	133億ユーロ

出所：Institut für ZukunftsEnergieSysteme、「Nutzeffekte von Bürgerenergie」、2015年

風力発電では設備への投資規模も大きいことから、農家が単体で投資するモデルは割合として太陽光発電と比較すると、市民モデル15.6GWに対し、7.6GWと小さい。

表 5 陸上風力発電事業の投資元

	陸上風力発電設備容量 (2012年末)	2012年に稼働した陸上 風力発電設備
市民エネルギー	15.6GW (50%)	6億7000万ユーロ (26%)
その内 —狭い意味での市民エネルギー	7.6GW (25%)	3億6000万ユーロ (26%)
機関投資家	12GW (40%)	10億5000万ユーロ (41%)
電力会社	3.2GW (10%)	8億5000万ユーロ (33%)
合計	30.9GW	26億ユーロ

出所：Institut für ZukunftsEnergieSysteme、「Nutzeffekte von Bürgerenergie」、2015年

また、バイオガスは出力3200MW以上のうち、70%以上が農家による運営であるとされている。2013年にはバイオガス発電設備で25.4TWhの電力が発電されたが、そのうち24.13TWhが農家により運営されている設備からのものであり、95%に相当する。また、同時に供給された熱量10.9TWhのうち10.35TWh、同じく95%が農家の設備からであった<sup>8</sup>。

<sup>7</sup> Institut für ZukunftsEnergieSysteme、「Nutzeffekte von Bürgerenergie」、2015年

<sup>8</sup> Institut für ZukunftsEnergieSysteme、「Nutzeffekte von Bürgerenergie」、2015年

### 2.7.1 再生可能エネルギーの電力の拡大が電力の安定供給に与える影響

再生可能エネルギーは発電量が天候に左右されるため、変動型電源と呼ばれている。電力システムは同時同量の原則で運営されており、需要と供給のバランスを取り続けないと停電してしまう。変動型電源は需要量に合わせて発電量をコントロール出来ないため、再生可能エネルギーが大量に導入されると系統の管理に支障をきたすリスクが指摘されている。

連邦ネットワーク規制庁の統計によると、ドイツ国内の停電時間は全国平均で2006年から減少傾向にある。2015年には年間で12分まで減少し、約10年で40%ほど改善されたことになる。一方で再生可能エネルギー電力供給割合が30%を超えているが、供給の安定性が確保できていると言える。

表 6 ドイツ国内の家庭の平均停電時間（年間）

	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年
停電時間 (分)	21.53	19.25	16.89	14.63	14.9	15.31	15.91	15.32	12.28	12.7

出所：連邦ネットワーク規制庁、「Versorgungsqualität - SAIDI-Werte 2006-2015」、2016年

### 2.8 ドイツ国内の石炭、褐炭、天然ガス火力の設備利用率の推移

再生可能エネルギー電力の供給量が拡大すると、従来型電源の供給量は減少する。2016年の従来型電源の発電量は、約435TWhと計画発電量より17%ほど少なくなると推計されている。2020年には計画発電量と実供給量の差が20%まで拡大すると言われている。

しかし2022年の脱原発に向けて原子力発電所が計画的に閉鎖されている以外は、従来型電源の発電容量は再生可能エネルギーの増加にあわせた減少はしておらず、従来型電源の稼働率が下がっている。

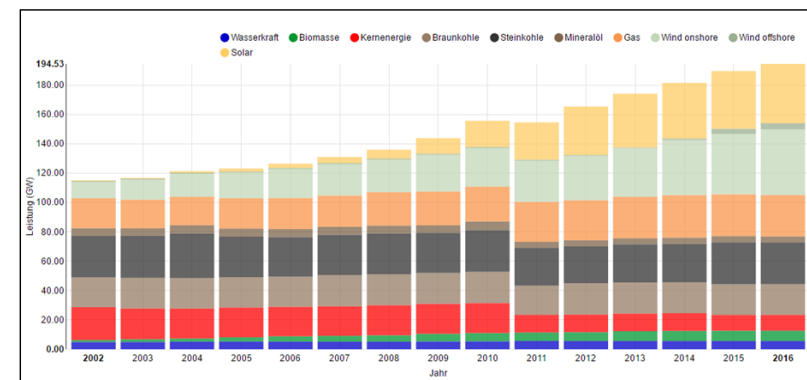


図 44 電源別の発電容量（2002～2016年）

出所：Fraunhofer ISE ウェブサイト, <https://www.energy-charts.de/>, 2017年3月2日取得

Wasserkraft	水力
Biomasse	バイオマス
Kernenergie	原子力
Braunkohle	褐炭
Steinkohle	石炭
Mineralöl	石油
Gas	天然ガス
Wind onshore	陸上風力
Wind offshore	洋上風力
Solar	太陽光
Leistung(GW)	容量 (GW)

従来型電源の稼働率の低下は従来型電源の経済性に関わるため、大きな問題であり、稼働率が低下すれば稼働停止せざるをえない電源も出てくる。そのため、様々な機関が将来の従来型電源の推移予測を提示している。

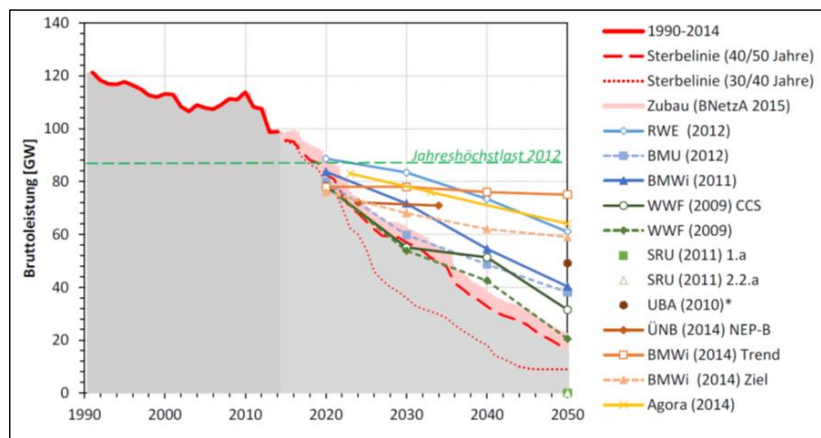


図 45 火力発電所発電容量推移のメタ分析 (1990~2050 年)

出所：ミュンヘン工科大学、「Eine Metaanalyse aktueller Energiesystemstudien zum Bedarf an Speichern und konventionellen Kraftwerken im Kontext der Annahmen und der historischen Entwicklung」、2016 年

Bruttoleistung (GW)    グロス発電容量 (GW)

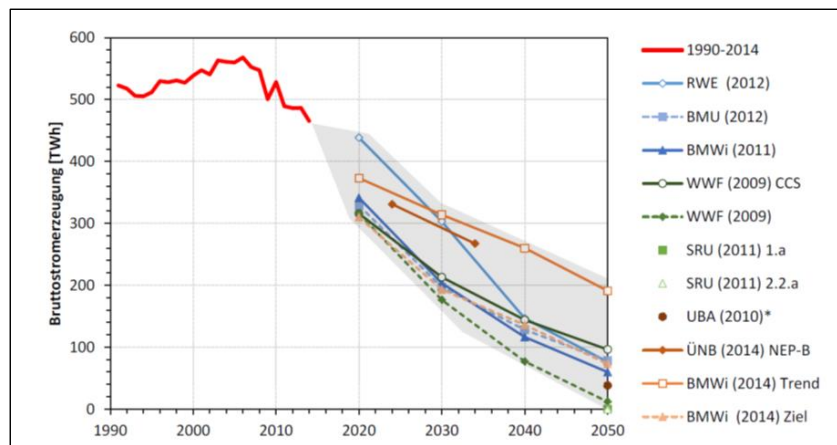


図 46 火力発電所発電電量推移のメタ分析 (1990~2050 年)

出所：ミュンヘン工科大学、「Eine Metaanalyse aktueller Energiesystemstudien zum Bedarf an Speichern und konventionellen Kraftwerken im Kontext der Annahmen und der historischen Entwicklung」、2016 年

Bruttostromerzeugung (TWh)    グロス発電電量 (TWh)

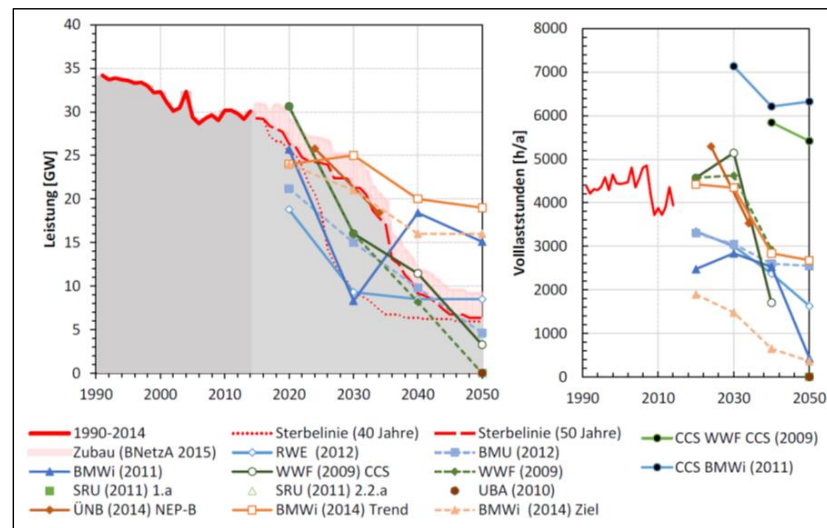


図 47 石炭火力発電所稼働時間推移のメタ分析 (1990~2050 年)

出所：ミュンヘン工科大学、「Eine Metaanalyse aktueller Energiesystemstudien zum Bedarf an Speichern und konventionellen Kraftwerken im Kontext der Annahmen und der historischen Entwicklung」、2016 年

Leistung (GW)    発電容量 (GW)

Volllaststunden (h/a)    最大負荷稼働時間 (時間/年)

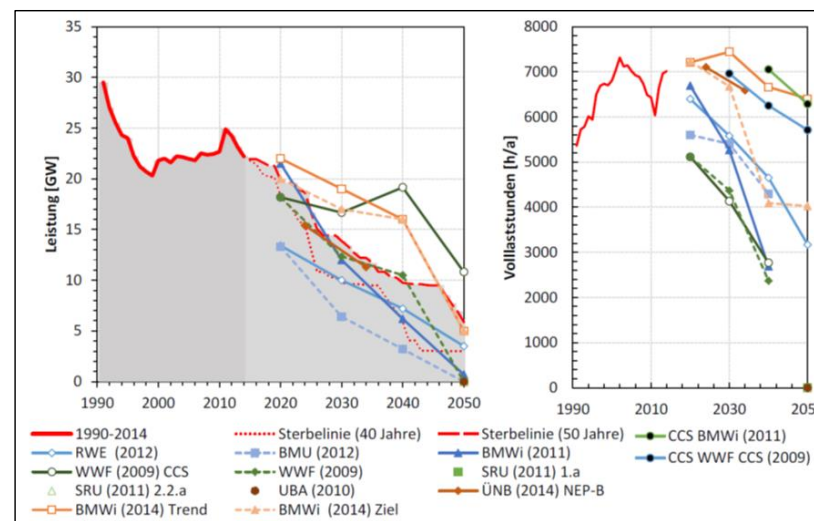


図 48 褐炭火力発電所稼働時間推移のメタ分析 (1990~2050 年)

出所：ミュンヘン工科大学、「Eine Metaanalyse aktueller Energiesystemstudien zum Bedarf an Speichern und konventionellen Kraftwerken im Kontext der Annahmen und der historischen Entwicklung」、2016 年

Leistung (GW) 発電容量 (GW)  
 Volllaststunden (h/a) 最大負荷稼働時間 (時間/年)

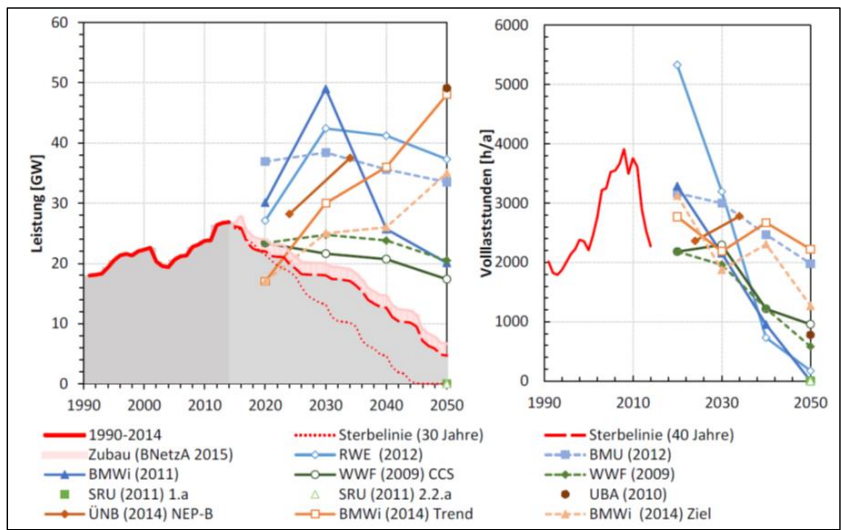


図 49 天然ガス火力発電所稼働時間推移のメタ分析 (1990~2050年)

出所: ミュンヘン工科大学、「Eine Metaanalyse aktueller Energiesystemstudien zum Bedarf an Speichern und konventionellen Kraftwerken im Kontext der Annahmen und der historischen Entwicklung」、2016年

Leistung (GW) 発電容量 (GW)  
 Volllaststunden (h/a) 最大負荷稼働時間 (時間/年)

すでに述べたように、再生可能エネルギーの増加に伴い、卸価格は低下している。5年ほど前までは1MWhあたり約50ユーロだった卸価格が現在は20ユーロほどまで低下しており、この価格では資源価格の高い天然ガスだけでなく、低コストと言われる褐炭火力発電所も経済性を失う可能性がある。

一方で、一部の従来型発電設備は今後も再生可能エネルギーの発電量が拡大してもピーク電力の供給等、バックアップとして必要となる。卸電力市場での電力取引価格は低下を続けることが予想されるため、従来型の発電設備は高い効率性が求められることになる。

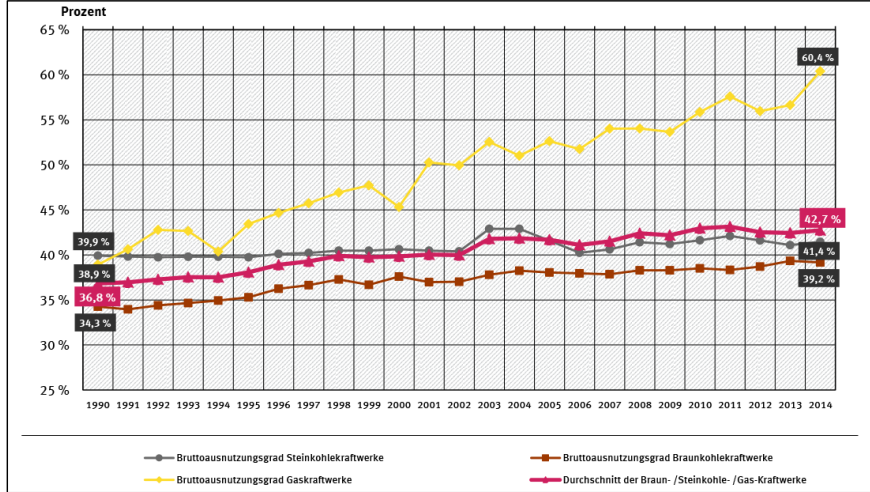


図 50 電源別設備利用率 (1990~2014年)

出所: 連邦環境庁、「Konventionelle Kraftwerke und erneuerbare Energien」、2017年

Bruttoausnutzungsgrad Steinkohlekraftwerke 石炭火力の設備利用率  
 Bruttoausnutzungsgrad Braunkohlekraftwerke 褐炭火力の設備利用率  
 Bruttoausnutzungsgrad Gaskraftwerke 天然ガスの設備利用率  
 Durchschnitt der Braun-/Steinkohle-/Gas-Kraftwerke  
 褐炭・石炭・天然ガス火力の設備利用率の平均

### 3. ドイツ国内の系統対策

#### 3.1 需給調整のためのルール・仕組み

##### 3.1.1 概要

ドイツは、国内を4つの管理エリアに分け、それぞれの地域を高圧送電系統運営者が運営している。高圧送電系統運営者は入札によって決定しており、現在の4つの高圧送電系と運営者はすべて、4大大手電力会社から分離して設立された企業である。配電網についても同じくエリアを定め、主に公募によって運営者を決定する。ドイツ国内の配電網運営者のリストは連邦ネットワーク規制庁が公開している<sup>9</sup>。2017年3月現在、登録されている配電網運営者は887社あるが、これらの一部は複数の配電エリアを運営しており、配電エリアの数はこれより多い。

送電系統運営者の入札の管理は国が行っているが、配電系統運営者については自治体が行っており、自治体にルール決定権がある。これらの系統運営者が需給調整にもっとも重要な役割を果たしている。

系統の安定的な運営のためには、周波数調整など様々な観点から対応が必要となるが、本稿では再生可能エネルギーに由来する、電力の一時的な供給過剰による系統混雑への対策に絞って取り上げる。即ち、調整電源についてはここでは、原則として取り上げない。

系統の状況は系統運営者が把握しており、必要に応じて発電事業者と協力して調整を行っている。

まず、ゲートクロズのタイミング、45分前までの需給調整の責任はバランスグループ(Bilanzkreis)が負っている。バランスグループは発電事業者や小売業者、仲介業者などで構成されている<sup>10</sup>。

ドイツ国内の再生可能エネルギー発電事業者でフィードインプレミアムの支援を受けている場合は、電力の卸市場への販売は、直接市場家と呼ばれるアグリゲーターが請け負っている。発電事業者が自らアグリゲーターとなることも可能だが、エネルギー協同組合のような小規模な事業者の場合、卸市場での電力販売の許認可を得ることは簡単ではなく、通常は外部のアグリゲーターを利用する。

ゲートクロズまではこれらのバランスグループが需給調整の責任を負うが、それ以降は系統運営者が責任を負うことになる。

バランスグループは、通常は相対契約や卸市場で電力を調達し、発電計画に基づいて電力を供給する。発電計画は45分前まで変更可能であり、バランスグループは発電計画を遵守することが求められる。一義的な需給調整はこれにより、実施される。

ゲートクロズ後の需給にずれが生じた場合は、送電系統運営者が事前に確保した電源を用いて需給調整を行う。送電系統運営者によるこの電源の調達は、卸市場以外の場で行われる。

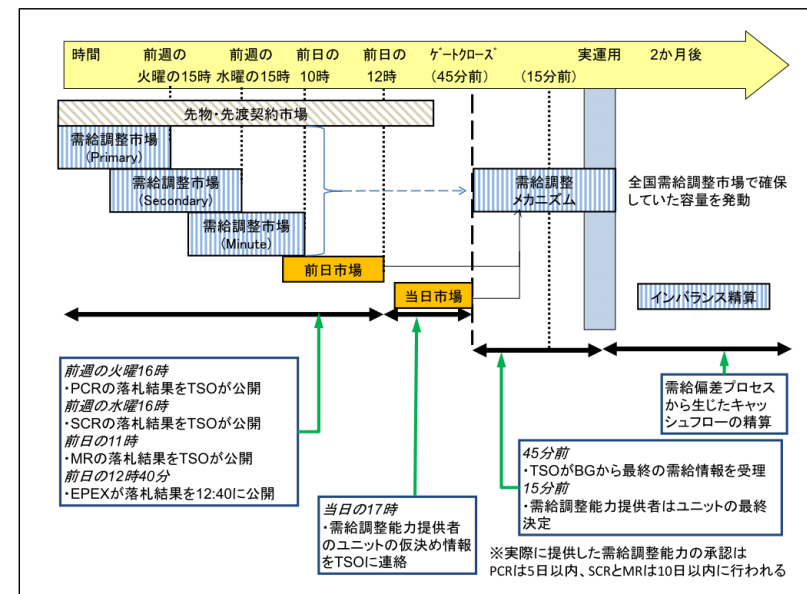


図 51 ドイツの需給調整の流れ

出所：電力中央研究所、「ドイツ・イギリスの需給調整メカニズムの動向と課題」、2014年

##### 3.1.2 再生可能エネルギー優先接続ルールと需給調整

電力は他の商品と異なり、停電を回避するために需要と供給を常に一致させねばならない。この需給調整のために様々な規制が存在している。

しかし、もっとも重要な原則の1つが再生可能エネルギーの優先接続である。これまでの系統運営では、需要に合わせて供給量を管理する方法が主であったが、変動型の再生可能エネルギーでは需要に合わせた調整ができないため、需給調整の困難さは大規模集中型の従来型電源による系統運営よりもはるかに大きい。しかし、ドイツ政府は原則として再生可能エネルギーの優先接続を認めており、再生可能エネルギーによる電力は発電量の変動や技術的困難さにかかわらず、常に従来型に優先して接続される。そのため、再生可能エネルギーを含む給電量が需要を超え、系統容量が逼迫する系統混雑が発生する際は、まずは従来型電源を系統から切り離すことになる。

再生可能エネルギー電力の出力増加で系統に大量の電力が供給される課題に対応する系統安定化措置は、以下のエネルギー事業法、EEG、コージェネ法に基づいて対策が取られる。

具体的には、

1. 電力が送られる系統を切り替えることによる混雑解消
2. 需給調整契約負荷の調整(ダイヤモンドサイドマネジメント)、混雑相殺する方向に融通実施(カウンタートレード)、系統運営者が確保している予備力による出力調整(再給電指令)
3. 給電指令による電源の出力抑制

<sup>9</sup>

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/UnternehmensStammdaten/Uebersicht\\_Netzbetreiber\\_VersorgungUnternehmen/UebersichtStromUndGasnetzbetreiber\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/UnternehmensStammdaten/Uebersicht_Netzbetreiber_VersorgungUnternehmen/UebersichtStromUndGasnetzbetreiber_node.html)  
1、2017年3月2日取得

<sup>10</sup> 電力中央研究所、「ドイツ・イギリスの需給調整メカニズムの動向と課題」、2014年

の順番に対策が取られる<sup>11)</sup>。

この内、1と2は従来型電源でのみで行い、これらでは系統混雑が解消しない場合のみ3を実施する。3の措置を実施する場合は最終手段としての再生可能エネルギーの出力が認められているが、ここでも従来型電源の出力抑制がまず行われる。

なお、3の措置を実施する場合、従来型電源については無補償で切り離しが行われるが、再生可能エネルギー電源については、EEGで受け取ることができるはずだった逸失利益については補償される。再生可能エネルギーの出力抑制の補償は、送電系統運営者が託送費を通じて回収しており、最終的には電力消費者が負担している。

### 3.1.3 国際連系線の利用

国際連系線を利用する広域需給調整メカニズムでは、需給調整に国外の電源を用いるルールの原則として、ゲートクローズ後に国際連系線に空き容量がある場合のみを認めている。

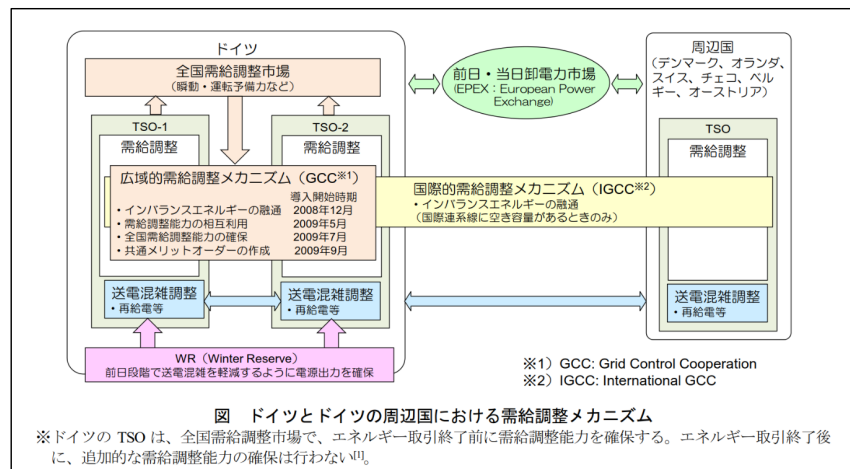


図 52 ドイツと隣国における需給調整メカニズム

出所：電力中央研究所、「ドイツの需給調整メカニズムの広域化の動向と課題」、2015年

一方で、再給電指令に国外の電源を利用するか否かは各送電系統運営者による判断に任されており、国は詳細を把握していない。そのため、需給調整に国際連系線を利用するルールは各送電系統運営者が作成している。

再給電指令は、主に従来型電源を利用して行われるが、この際、経済的な観点などで従来型電源が必要な量の出力抑制ができない場合がある。その場合、ドイツ国内全体の電力が供給過剰の状態に陥る。そのため、ドイツでは隣国、特にポーランドに電力を格安またはマイナス価格で引

き渡している。このためポーランドとの国境沿いに相転移設備を導入するなどして対応を図っている。

一方で、日本との違いとして挙げられる点は、ドイツ国内の電力の供給過剰の原因として再生可能エネルギー電量の供給過剰だけではなく、従来型電源の柔軟性の不足も問題として取り上げられていることである。ドイツ政府が電力市場 2.0 を唱える背景には、ドイツ国内の電力供給過剰の原因として再生可能エネルギーではなく、従来型電源も大きな課題と捉えている点にある。

電力市場 2.0 については後述する。

### 3.2 現在の系統運用における課題と対応方策

現在、ドイツで国内生じている問題は大きく以下の課題にわけられる。

1. 分散変動型の再生可能エネルギーの設置が進み、一部地域では大量の電力が系統に供給されている
2. 一方で、本来調整可能な従来型電源であるが、再生可能エネルギーの出力変動に十分対応できるほどの柔軟性がなく、発電量の抑制が不十分なために電力供給過剰の問題を従来型電源で克服できなくなっている
3. 需給調整はドイツ全土で行われるが、調整に必要な系統は大規模集中型の従来型電源に合わせた投資がなされてきた過去の経緯もあり、特に北に多い再生可能エネルギーを南の電力需要地へ送る系統の整備が遅れている
4. そのため、需給調整は系統を通じて供給地から需要地へ送られるのではなく、供給地の出力を抑制し、需要地の出力を増強させることで対応しているが、これにはコストがかかる

そのため、ドイツではこれらの課題を解決する需給調整が必要となっている。再生可能エネルギーの増強を柱に据えるエネルギー変革を成功させるためには、これらの課題に取り組む必要がある。長い間議論されてきた。その成果としてドイツ政府が公表した新しい電力市場改革の素案とも言える「電力市場 2.0」では、より再生可能エネルギーに合わせた市場の調整を目指すことが明らかになった。

電力市場 2.0 で重視されているのは、供給の安定性、コスト効率性、イノベーションと持続可能性である。そのため、市場メカニズムをこれまでよりも活用する、柔軟で効率性の高い電力供給システムを作る、追加の供給の安定性を確保するメカニズムを作成する、を重要なテーマとし、20 個の改革項目を提案した<sup>12)</sup>。

表 7 ドイツ政府が電力市場 2.0 で定めた目標

市場メカニズムの活用強化
1. 電力市場での自由な価格形成の補償（価格上限の撤廃）
2. 市場での影響力の強いプレーヤーを監視し、透明性を高める
3. バランシンググループを維持するための義務の強化
4. バランシンググループの取引を 15 分毎にする（ゲートクローズを 15 分前とする）

<sup>11)</sup> 東京海上日動リスクコンサルティング株式会社、「平成 26 年度 新エネルギー等導入促進基礎調査事業（海外における新エネルギー等 導入促進施策に関する調査）報告書」、2015 年

<sup>12)</sup> 連邦経済エネルギー省、「An electricity market for Germany's energy transition」、2015 年



柔軟で効率性の高い電力供給システム
5. 電力市場の将来の発展をヨーロッパの文脈と結びつける
6. 調整電源市場を新しいプレーヤーに開放する（再生可能エネルギーを調整電源として活用する）
7. 賦課金や税金と託送費のターゲットモデルを開発する
8. デマンドサイドの柔軟性をより活用するため、特別託送費を改正する
9. 託送費のシステムの開発を継続する
10. 柔軟な電力消費者のアグリゲーションのためのルールを明確にする
11. 電気モビリティのより幅広い活用を支援する
12. バックアップ電源の取引を可能にする
13. スマートメーターを漸進的に導入する
14. 再生可能エネルギー設備のピークカットを通じて系統を拡張するコストを削減する
15. 最小発電量を評価する
16. 電力市場にコージェネシステムを統合する
17. 電力市場のデータの透明性を高める
追加の供給の安定性の確保
18. 供給の安定性を監視する
19. 容量リザーブを導入する（褐炭発電所の限定的な利用）
20. 系統サービスの開発を継続する

出所：連邦経済エネルギー省、「An electricity market for Germany's energy transition」、2015年  
注：カッコ付けは著者

この中で重要なことは、ドイツではフランスやイギリスと異なり容量市場を設けない代わりに実質的に卸市場での価格上限を撤廃していること、再生可能エネルギーと電源の柔軟性を重視し、それに合わせて系統を拡充すること、従来型電源は追加、つまり限定的な電源とすることである。

この白書では、日本で一般的なベース電源とピーク電源という概念は消えており、残余需要とそれを支える柔軟性の高い電源という新しい概念が導入されている。そのため出力調整能力の低い褐炭発電所は今後市場から退出することが長期的な目標となる。安価で安定しており、ドイツの産業を支えてきた従来型では唯一と言える国内資源である褐炭についても柔軟性が低い電源として廃止する方向性であるが、コスト効率性を重視するため、これらを容量リザーブとして当面は確保する方針である。

その他に重要な点はスマートメーターを導入して電力市場をデジタル化し、再生可能エネルギーを調整電源としてより積極的に活用を目指す方向性である。そのため、従来は市場外で送電系統運営者が確保していた調整電源についても市場での取引を積極的に進める方針である。

さらに、連邦経済エネルギー省は、長期的な電力市場のトレンドをまとめ、今後ドイツ政府が取り組むべき課題を「電力 2030 (Strom 2030)」<sup>13</sup>として公表した。

この報告書に盛り込まれた 12 のトレンドとそれにとまなう 12 の課題は以下のとおりである。

表 8 ドイツの電力市場のトレンドとその課題

12 のトレンド	12 の課題
太陽光と風力による変動型電源が系統を圧迫している	電力システムの継続的な柔軟化が必要
化石燃料用いる大規模発電所 (Kraftwerkspark) の稼働が大幅に低下している	二酸化炭素排出量を安定して削減し、構造改革を実施する
電力市場のヨーロッパ化	欧州規模で電力市場の統合と柔軟化に取り組む
供給の安定性を欧州域内市場の枠組みで取り組む	供給の安定性を欧州規模で確保し、共同で対策 (Instrument) を開発する
電力をより効率的に利用する	電力の効率的利用に対するインセンティブを強化する
セクターカップリング：暖房、自動車、産業の分野で化石燃料に代わり、より多くの再生可能エネルギー電力を利用するようになっている	再生可能エネルギー電力の熱・交通市場における競争条件を改善する
近代的なコージェネ設備による残余電力 (residualer Strom) の発電で、熱におけるエネルギー変革 (Wärmewende) に貢献する	近代的な電力と熱の供給システム利用に対するインセンティブを導入する
バイオマスの交通と産業分野における利用が増えている	バイオマスの交通と産業分野における利用を促進するインセンティブを整備する
よく整備された系統がコスト効率的な柔軟性を提供する	系統整備を遅滞なく、系統需要に適合し、コスト効率的に行う
再生可能エネルギーの割合が高まる中でもシステムの安定性を確保する	系統安定のための手法とプロセスを継続的に改善し、協調させる
系統整備の資金調達を公正に、系統に適合するように行う	託送費規制を継続的に改善する
エネルギー経済 (ビジネス) がデジタル化のチャンスを活かす	インテリジェントな計測システムを導入し、コミュニケーションプラットフォームを作りあげ、システムの安定性を確保する

出所：経済エネルギー省、「Strom 2030」、2016年

すでに述べたように、電力市場 2.0 や「Strom2030」では電源側の対策として、系統負担を減らす議論が盛んに行われている。当日市場のゲートクローズを現在の 45 分前から 15 分前まで短縮する、柔軟性電源をより積極的に活用する、セクターカップリングを強化することなどが挙げられているが、ここでは系統に絞ってその対策を取り上げる。

### 3.2.1 系統の課題

ドイツ国内ではこれまで技術的、社会的、賦存力の観点から再生可能エネルギーに有利な北ドイツに多くの再生可能エネルギー設備が建設されてきた。特に陸上風力は北ドイツでの大量導入

<sup>13</sup> 連邦経済エネルギー省、「Strom 2030」、2016年

が進み、風力発電の発電量が増えると系統で吸収しきれなくなり系統混雑が発生する。

電力市場の自由化、再生可能エネルギーの促進によって系統混雑の問題はますます深刻になっており、その解決策が必要である。蓄電池などの設備の増強に加え、供給の安定性を確保するためには系統の増強が急務となっている。

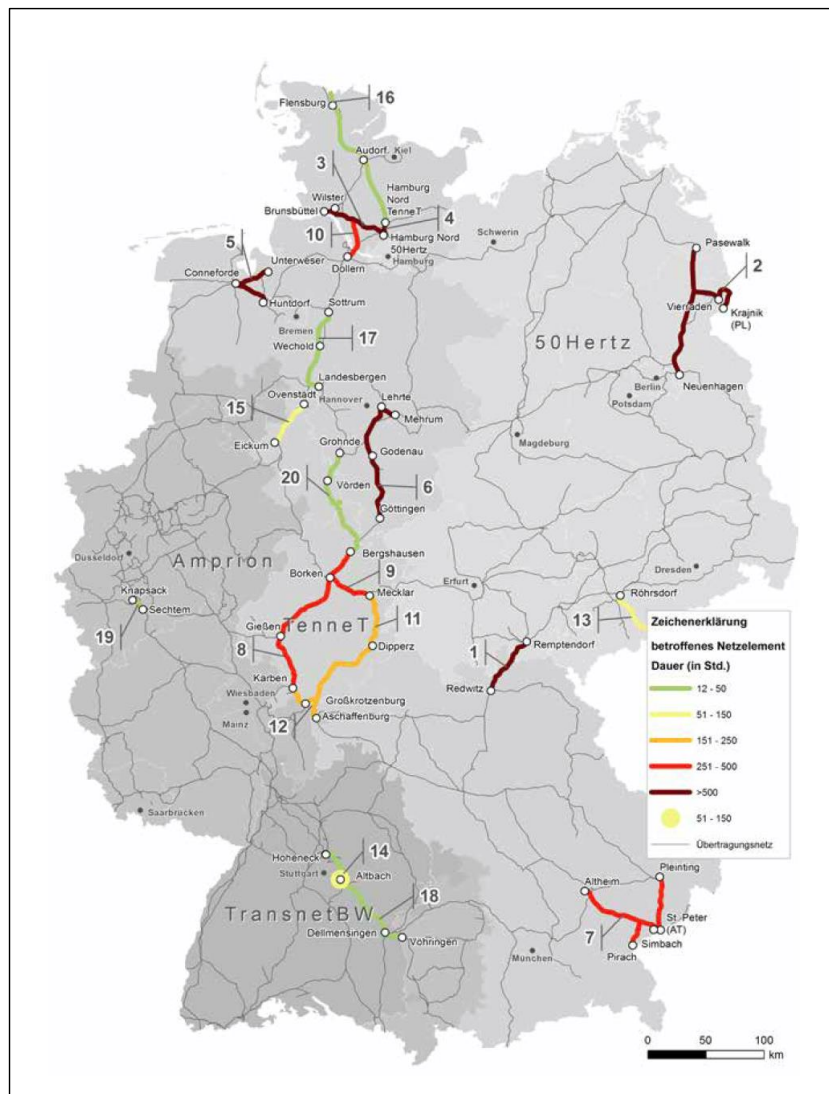


図 53 ドイツ国内で特に系統混雑が発生した地域（2015年）

出所：Bundesnetzagentur、「3. Bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen 2015」、2015年

Zeichenerklärung 凡例

Betroffenes Netzelement Dauer (in Std.) 該当する系統（時間）

Übertragungsnetz 送電系統

表 9 系統エリア別再給電指令発生状況（2015年）

系統エリア	時間（時間）	電力量（GWh）
TenneT: 南部系統地域	422	108
Oberbayern	190	57
Nordostbayern	221	49
Unterfranken	11	2
TennT: 中部系統地域	1,165	225
Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	689	136
Mehrum-Grohnde-Lehrte-Krümme	41	6
Borken (Borken-Dipperz-Großkrotzenburg, Gießen, Karben)	435	83
TennT: 北部系統地域	1,165	225
Conneforde	549	103
Landesbergen	2	<0.1
Schleswig-Holstein und Hamburg	8	2
Amrion	5	2

出所：連邦ネットワーク規制庁、「3. Bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen 2015」、2015年

ドイツ国内には現在 220kV と 380kV をあわせて 3 万 5000km の系統が存在する。その他に 60～110kV の系統が 9 万 5000km、6～30kV の系統が 50 万 km、230VPP 及び 400V の系統が 116 万 km 敷設されている。

ドイツ国内の系統整備の作成は高压送電系統運営者が行い、計画の許認可は州政府の権限となっており、国は関与できない。現在ドイツ国内で連邦法で認めている計画は 22 あり、このうち 6 つが 380kV の地底ケーブルを敷設する。ただし、2016 年現在で稼働している地底ケーブルはない。

送電系統整備法により再生可能エネルギーの増強によって必要とされる系統の新設は 1800km に及ぶと評価されているが、2016 年現在、このうちの 650km が実現されており、全体の 35% に上る。また、建設が許可されている整備計画は 900km である。また、洋上風力を利用するのであれば、さらに 4500km の超高压系統が必要となる<sup>14</sup>。

<sup>14</sup> Dena、「Netzstudie II」、2010 年

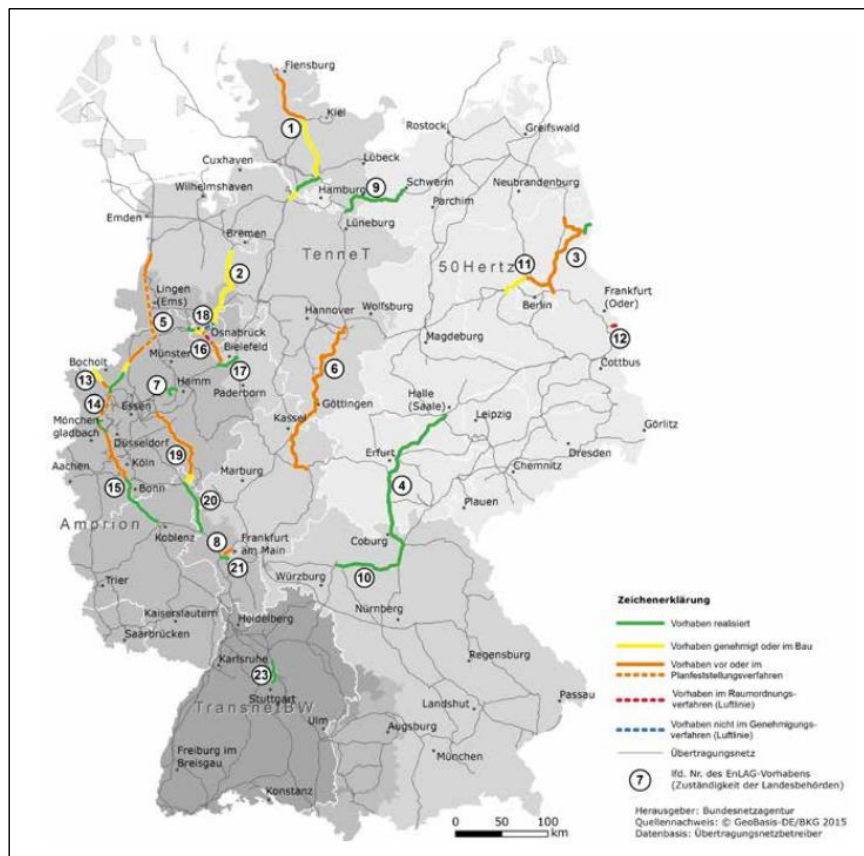


図 54 送電系統整備法による整備計画の状況 (2016 年第 3 四半期)

出所：連邦ネットワーク規制庁、「Monitoringbericht 2016」、2017 年

凡例は上から  
 建設済み  
 建設許可済みまたは建設中  
 整備計画の決定手続中または前  
 空間整備計画における手続き中  
 いずれの手続き中にもない  
 送電系統

ただし、ドイツ政府が策定した連邦需給計画における長期的な整備計画で必要とされる系統は更に長距離になっている。連邦需給計画で検討されている系統計画は 43 あり、この内の 16 が州をまたぐ系統となる。連邦需給計画で検討している系統の総延長は 6100km である。こちらの計画についてはこれまでに 400km のみが認可され、80km しか終了していない。

特に南北をつなぐ系統は電力ハイウェイとも呼ばれており、速やかな整備が期待されている。

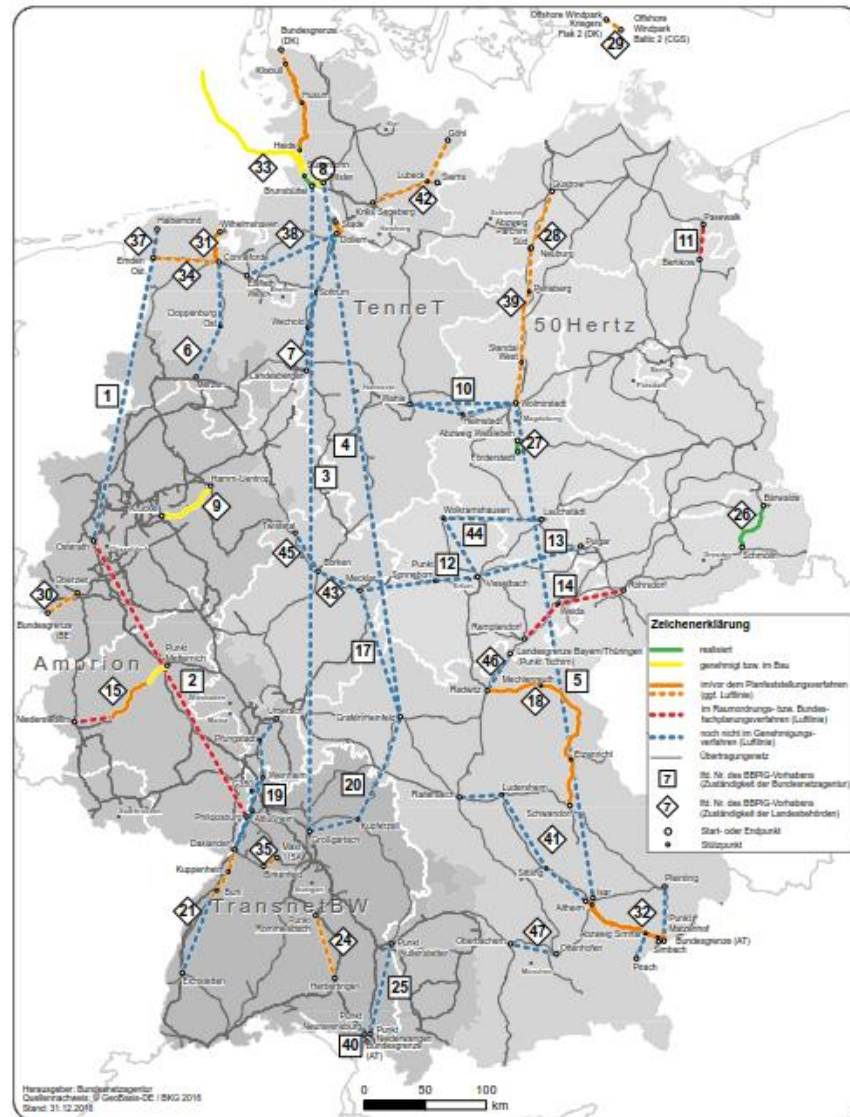


図 55 連邦需給計画法に基づく系統開発計画

出所：連邦ネットワーク規制庁、「Stand des Ausbaus von Leitungsvorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) zum vierten Quartal 2016」、2017 年

これらの 43 の計画の内、8 つがパイロットプロジェクトとして進められており、5 つが高压直

流送電のための地底ケーブルが計画されている<sup>15</sup>。

配電系統でも多くの最適化が必要であり、これまでに多くの配電系統運営者が対策を実施している。

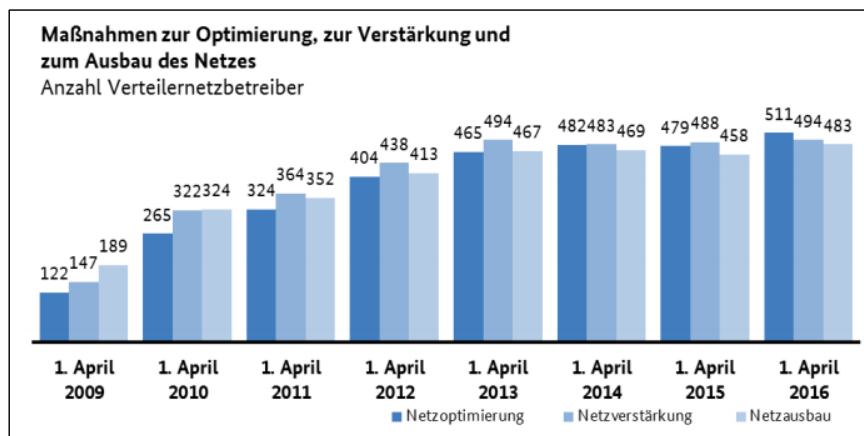


図 56 系統対策を実施した配電系統運営者の数

出所：連邦ネットワーク規制庁、「Monitoringbericht 2016」、2017年

Maßnahme zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes
系統の最適化、増強、新設
Anzahl Verteilernetzbetreiber 配電系統運営者の数
Netzoptimierung 系統最適化
Netzverstärkung 系統増強
Netzausbau 系統新設

他にもヨーロッパの電力 EU 域内市場の設立により、他国との電力融通を活発化することが、系統増強が必要な理由として挙げられる。

### 3.2.2 ユーロッパにおける系統開発

EU 加盟国の 1 つとして、ドイツは自国のエネルギー政策を EU のエネルギー政策と整合させる義務がある。ここ数年の EU のエネルギー政策に対する影響力は増しており、再生可能エネルギーの拡充、系統、ヨーロッパ域内市場の枠組みを定めている。

ヨーロッパは隣国と地続きであり、長年に渡り物理的な電力供給システムを統合する取り組みが続けられてきた。将来的には電力市場の取引形態もよりヨーロッパレベルで統合する必要がある、そのための取り組みが続けられている。

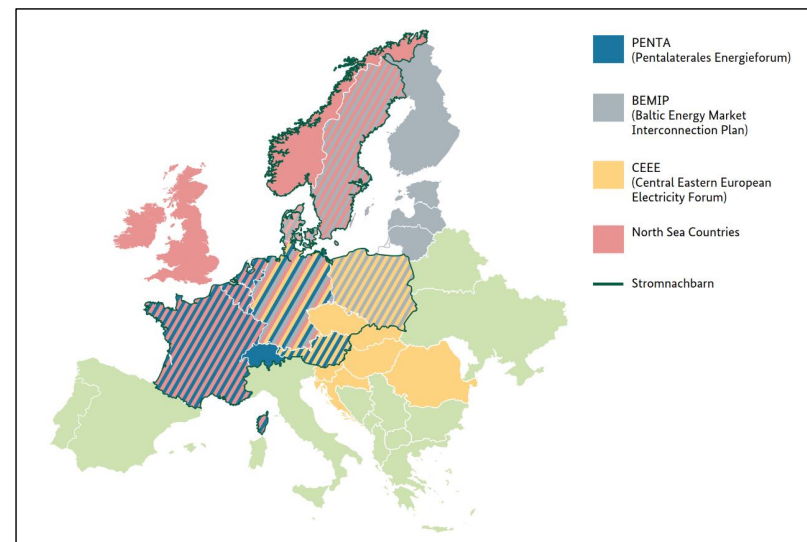


図 57 ユーロッパの電力市場に向けた政治的な共同作業

出所：経済エネルギー省、「Strom 2030」、2016年

国際連係線の利用の拡充は、EU の視点で見れば再生可能エネルギーの EU レベルでの普及だけでなく、市場統合の枠組みでも語られる政策である。ヨーロッパの企業の競争力を高めるため、EU は多くの市場の統合を模索しており、電力を含むエネルギーはその 1 つである。

ドイツにとっては、国際連係線の強化は自国内で吸収できない再生可能エネルギー電力を他国に引き取ってもらう、または脱原発や脱炭素化にともない南ドイツで電力不足が不足した際の電源として国外の電源を活用できるなど、大きな意味がある。

例えば、現在ドイツとノルウェーの間で 514km の海底ケーブルの敷設が進められており、2020 年には通電する予定である。

また、調整電源市場や予備力においても国外の電源の参入を認めており、また再生可能エネルギー電力としても試験的に入札に国外の再生可能エネルギー発電設備が参加することを認めている。

<sup>15</sup> [https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html?cms\\_map=1](https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html?cms_map=1)、2017年3月2日取得

### 3.2.3 主に再生可能エネルギーの大量導入に起因してこれまで生じた系統対策費用

ドイツの高圧送電系統運営者は2015年に合計で23億6100万ユーロを系統などに投資したが、これは2014年の17億9600万ユーロからの増加である。このうち、系統の新設、増強、拡張に投資した額は2014年が12億4800万ユーロ、2015年が16億7300万ユーロであった。

表 10 系統に対する投資コスト

(ユーロ)	2014年	2015年
高圧送電系統		
総投資額	17億9600万	23億6100万
その内、系統増強	12億4800万	16億7300万
配電系統	61億9300万	68億4500万
合計	79億8900万	92億600万

出所：連邦ネットワーク規制庁、「Monitoringbericht 2016」、2017年

これらの系統への投資は、年々増加する傾向にある。

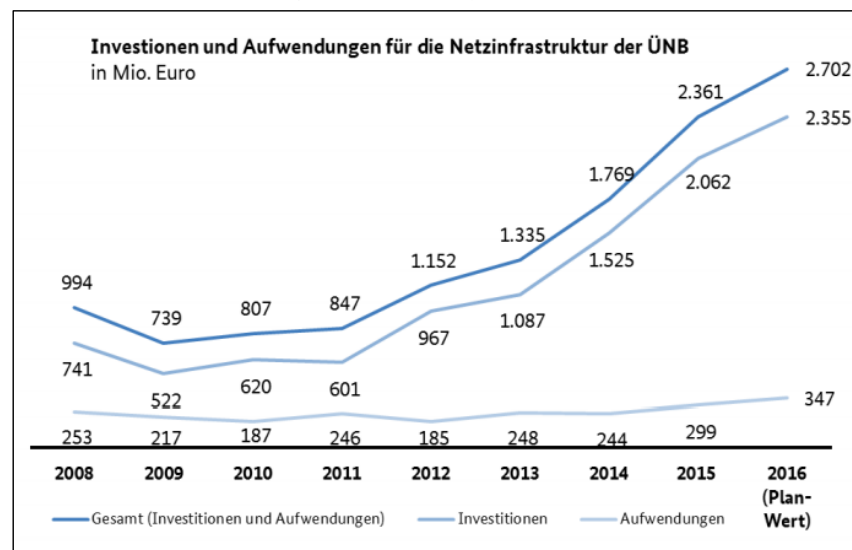


図 58 高圧送電系統運営者の投資と支出

出所：連邦ネットワーク規制庁、「Monitoringbericht 2016」、2017年

Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB	
高圧送電系統運営者の投資と支出額	
In Mio. Euro 100万ユーロ	
Gesamt	合計
Investitionen	投資
Aufwendungen	支出
Planwert	計画

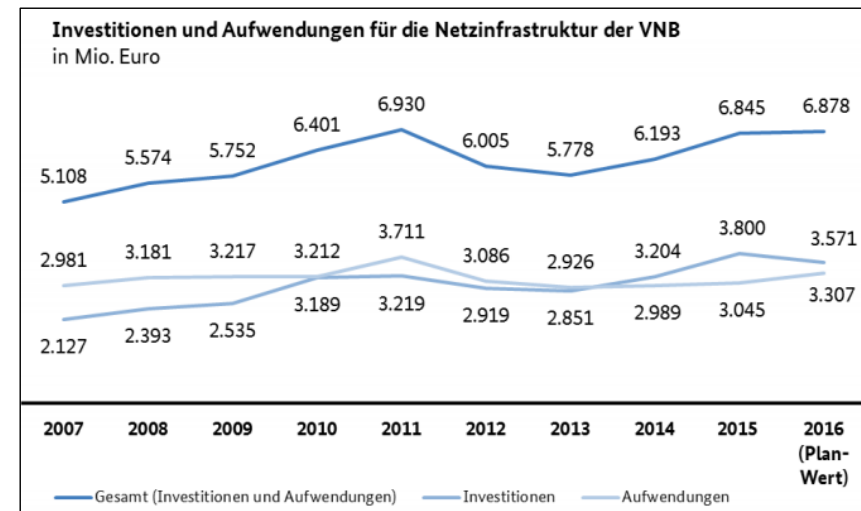


図 59 配電系統運営者の投資と支出

出所：連邦ネットワーク規制庁、「Monitoringbericht 2016」、2017年

Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der VNB	
配電系統運営者の投資と支出額	
In Mio. Euro 100万ユーロ	
Gesamt	合計
Investitionen	投資
Aufwendungen	支出
Planwert	計画

### 3.2.4 系統増強費用の負担ルール

ドイツ国内の系統の増強費用は送電系統運営者が託送費から賄っている。そのため、最終的には消費者が支払っていることになる。

ただし、系統運営者が投資を託送費に転嫁できるのは、系統運営者が適切に系統に対する投資を行った場合のみである。その監視は連邦ネットワーク規制庁が行う。

また、系統増強とは直接は関係ないが、系統混雑を理由に再給電指令が実施された場合、系統運営者はそのコストを託送費で賄うことが認められているが、こちらも系統運営者が再生可能エネルギーの増強に合わせた適切な投資を行ってきたことが前提であり、これまでの投資が適切でなかったとみなされればこのコストを託送費に上乗せすることはできない。これも、連邦ネットワーク規制庁が監視している。

また、送電系統増強についてもルール変更がなされており、1つ目がこれまでに風力が大幅に増強された地域かつ系統が十分に整備されていない地域については入札への応募が制限される。具体的には2013～2015年に稼働を開始した風力発電設備の総容量の58%に制限される。

また、将来的な設備投資を効率化するため、系統整備においても、設備の発電量の3%は切り捨てるピークキャッピングに基づいた系統整備が検討されている。これは新設でなく既存設備にも適用される方針で、年間発電量の3%は遮断される。この3%は多くの場合年間に発生するごく僅かな時間のピーク発電であり、これにより系統整備コストが大幅に削減できると期待されている。

例えば再生可能エネルギー電力の3%の無補償による抑制が認められれば、系統整備コストは約40%削減できると試算されている。

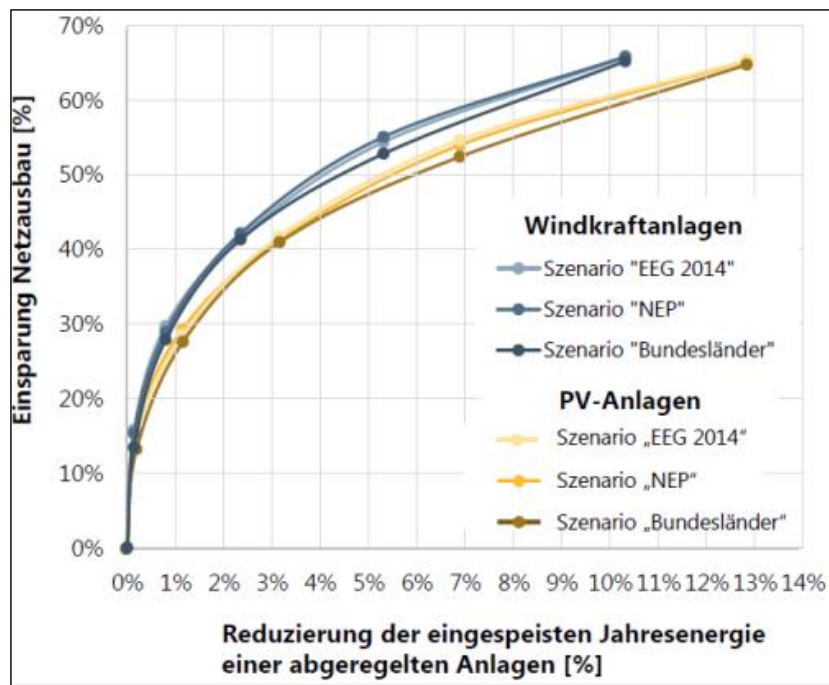


図 60 ピークキャッピングと系統整備コスト抑制効果

出所：連邦経済エネルギー省、「Verteilnetzstudie」、2014年

Windkraftanlagen	風力発電
Szenario EEG 2014	シナリオ EEG2014
Szenario NEP	系統開発計画
Szenario Bundesländer	シナリオ州政府総合
PV-Anlagen	太陽光発電
Einsparung Netzausbau(%)	系統整備コスト抑制効果 (%)
Reduzierung der eingespeisten Jahresenergie einer abgeregelten Anlagen (%)	再生可能エネルギーの出力抑制による年間の給電量の削減率 (%)

### 3.3 出力抑制の頻度と抑制量の推移

再生可能エネルギーの大量導入と従来型電源の柔軟性の不足によって発生している系統混雑の問題の解決策として系統整備が進められているドイツであるが、系統整備は多くの時間とコストを伴うものであり、すぐに整備されるものではない。

そのため、現在のドイツでは、緊急時の需給調整として、系統混雑地域での出力抑制と供給不足地域での出力像高に対応していることはすでに述べた。

これらの対策にかかるコストとそれによる非効率性は大きな課題となっている。

#### 3.3.1 再給電指令

再給電指令とは、系統混雑が発生した際、送電系統運営者が事前に調達した電源に対して出力を調整するよう指令を出すことを指す。系統混雑については、出力増強と出力抑制の両方が用いられる。これらの電源は、系統に再生可能エネルギーが大量に流れ込んでいる時は出力を抑制して系統混雑を解消し、逆に電力が不足する地域では出力を増強して対応する。

これらの電源には、調整能力用に調達されていた調整電源や、事前に契約を結んでいた一般の市場で販売されている電源が利用される。

再給電指令が発令された電源に対しては報酬が支払われる。これは通常託送費で賄われ、最終的に消費者が負担する。そのため、再給電指令が多くなると、託送費が上昇する問題がある。

再給電指令も近年は増加しており、大きな問題と認識されている。

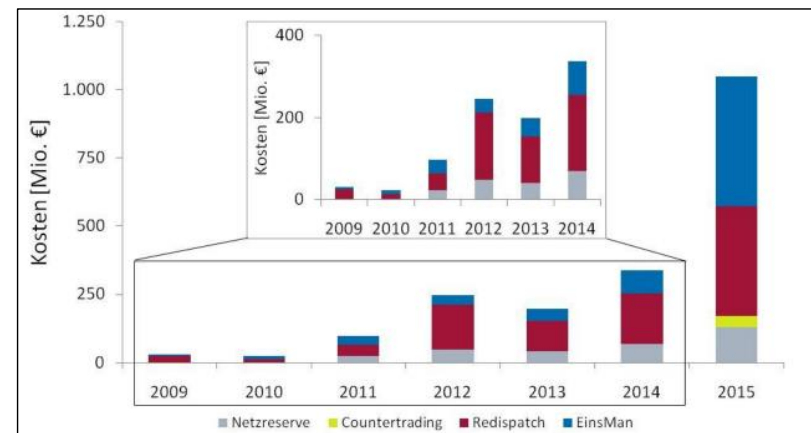


図 61 系統混雑解消にかかるコスト (2009~2015年)

出所：BDEW、「Redispatch in Deutschland」、2016年

Kosten (Mio.€)	コスト (100万ユーロ)
Netsreserve	系統リザーブ
Countertrading	カウンタートレード
Redispatch	再給電指令
EinsMan	再生可能エネルギーの出力抑制

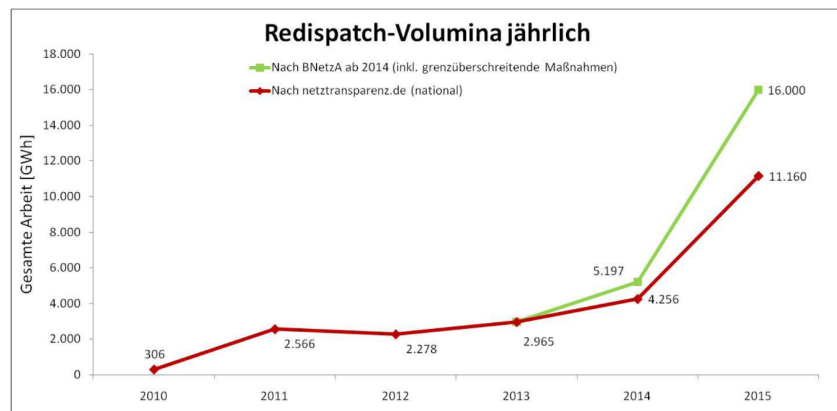


図 62 再給電指令による調整量

出所：BDEW、「Redispatch in Deutschland」、2016年

**Redispatch Volumina Jährlich**  
 再給電指令発生量 年間  
 Nach BNetzA ab 2014 (inkl. Grenzüberschreitende Maßnahmen)  
 連邦ネットワーク規制庁による、2014年以降のみ（国際連系線利用含む）  
 Nach netztransparenz.de (National)  
 netztransparenz.de による（国内）  
 Gedasmtarbeit (GWh)  
 総調整量 (GWh)

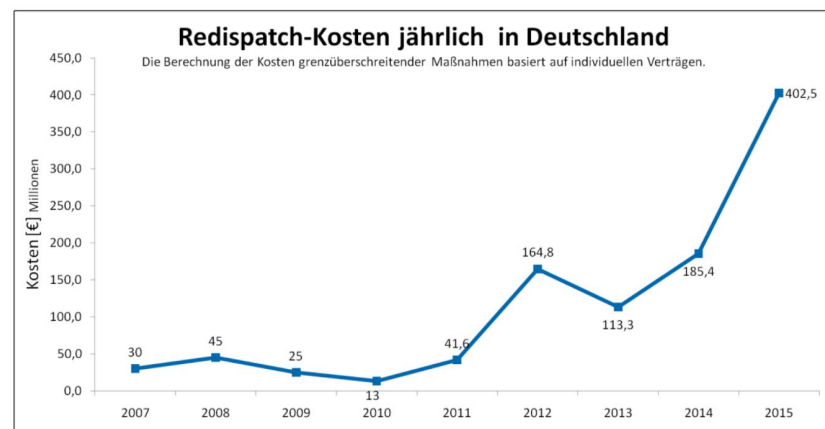


図 63 再給電指令のコスト

出所：BDEW、「Redispatch in Deutschland」、2016年

**Redispatch Kosten Jährlich in Deutschland**  
 ドイツ国内の再給電指令発生量 年間  
 Die Berechnung der Kosten grenzüberschreitender Maßnahmen basiert auf individuellen Verträgen^  
 国際連系線を利用した手法については個々の情報提供による  
 Gedasmtarbeit (GWh)  
 Kosten (€) Millionen  
 コスト (100万ユーロ)

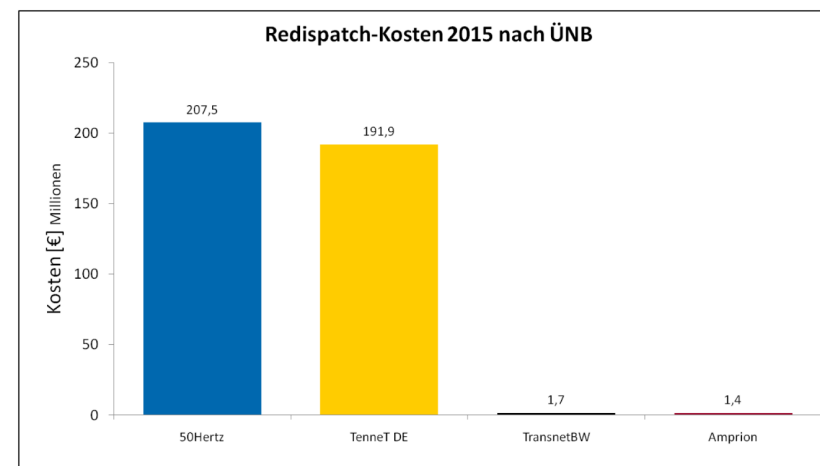


図 64 送電系統運営者ごとの再給電指令のコスト

出所：BDEW、「Redispatch in Deutschland」、2016年

**Redispatch Kosten 2015 nach ÜNB**  
 送電系統運営者ごとのコスト (2015年)  
 Kosten (€) Millionen  
 コスト (100万ユーロ)

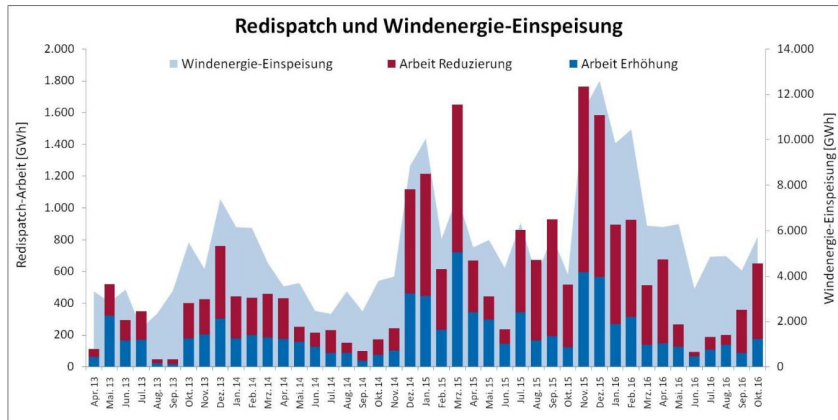


図 65 再給電指令と風力の給電量

出所：BDEW、「Redispatch in Deutschland」、2016年

Redispatch und Windenergie-Einspeisung
再給電指令と風力の電力供給量
Windenergie-Einspeisung 風力の給電量
Arbeit Reduzierung 出力抑制
Arbeit Erhöhung 出力増強
Redispatch Arbeit(GWh) 再給電指令 (GWh)
Windenergie-Einspeisung(GWh) 風力給電量 (GWh)

このように再給電指令のコストは年々上昇しており、解決すべき課題である。

### 3.3.2 再生可能エネルギーの出力抑制の頻度と抑制量の推移

ドイツ国内での再生可能エネルギー電力の普及の問題は、再生可能エネルギー資源の豊富な地域と電力需要の高い地域が必ずしも一致していない点である。特にドイツ国内で重要な電源として位置づけられている陸上風力はドイツ国内でも北部に集中しており、逆に電力を消費する産業は南部に集中している。

近年のドイツでは北部で陸上風力が大量に導入されてきた一方で、供給地と需要をつなぐ送電系統の整備が大幅に遅れており、風力による電力を南部へ送れない状況が発生している。現在問題となっているのは、北部の給電量が需要を大幅に上回っており、系統の安定性の確保のために給電量を抑制する必要があることである。

そのため、ドイツでは必要な場合に限り、まずは従来型電源を、さらに再生可能エネルギーの出力抑制を認めている。従来型電源は再給電指令の手法を通じて行われ、再生可能エネルギーは出力抑制による逸失利益を補償する仕組みがある。さらに、これらの手法でも系統混雑が解消されない場合、無補償で従来型電源を出力抑制することが認められている。

これらはトータルでドイツ国内の託送費を押し上げる原因となるため、対策が必要である。

表 11 出力抑制措置の電力量とその補償額

	系統安定化 (in GWh)					請求済み補償額 (100万ユーロ)				
	2015					2016				
	1. 四半期	2. 四半期	3. 四半期	4. 四半期	合計	1. 四半期	2. 四半期	3. 四半期	合計	3. 四半期合計
再給電指令	3,422	1,831	3,336	7,411	16,000	4,560	2,058	1,452	411.9	102.2
再生可能エネルギーの出力抑制	1,135	737	815	2,036	4,722	1,511	534	551	478	258
無補償の従来型電源の出力抑制	8.7	4.7	6.2	6.6	26.5	6.6	2.2	0.6	-	-

出所：連邦ネットワーク規制庁、「Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen」、2017年

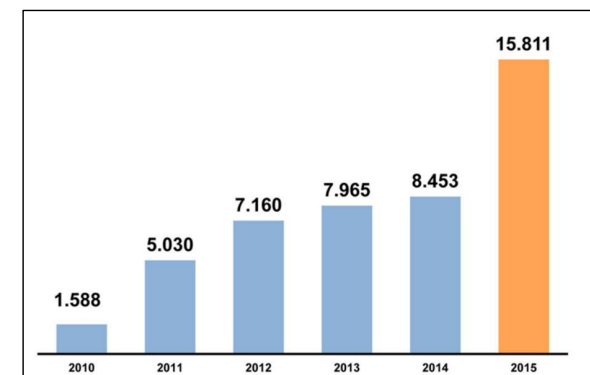


図 66 再生可能エネルギーの出力抑制の発生時間 (2010~2015年)

出所：連邦ネットワーク規制庁ウェブサイト,  
[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html), 2017年3月2日取得



### 3.4 電力の輸出入

#### 3.4.1 ドイツと隣国の電力輸出入

電力の国際取引には、物理的な電力フローと、国際間取引の2つの統計がある。物理的な電力フローとは、国際連携線を行き来する電力量を示し、取引電力量は各国の間で取引された電力量を示す。この2つに差異が生じる理由は、国際的に取引された電力の一部が第三国を通じて供給されるためである。

例えば、フランスで発電された電力をイタリアが購入した場合、その一部はドイツ国内の系統を通過してフランスからイタリアへと供給されるためである。

ドイツの発電容量は全体として、供給能力過剰の状態にある。それは、再生可能エネルギーの新規設置に合わせた従来型電源の発電容量の削減が思うように進まなかったためである。ただし、ドイツでも変動型電源である再生可能エネルギーのバックアップ電源としての従来型電源の必要性に関する議論があり、必ずしも再生可能エネルギーの設置に合わせて従来型電源を削減することについてコンセンサスがあったわけではない。

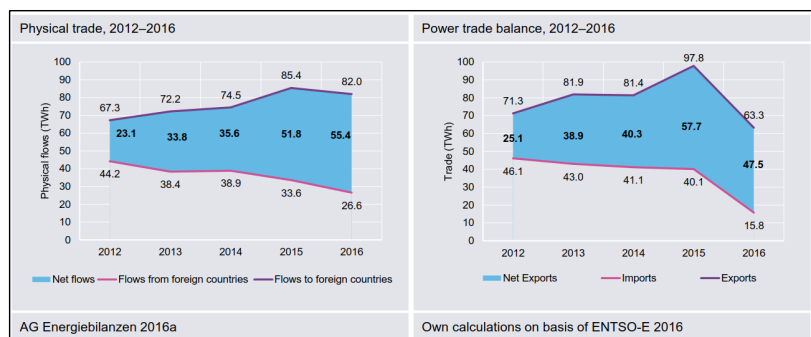


図 67 ドイツの物理的な電力フロー（左）と取引電力量（右）の推移（2012～2016年）

出所：Agora Energiewende、「The energy transition in the power sector: State of affairs 2016」、2017年

ドイツにおける電力の輸出入差し引き量は、過去数年間に輸出超の記録更新を続けている。電力の輸出量は飛躍的に増大しているが、売上高は電力の単価が低下していることにより、緩やかな成長となっている。

また、国内の電力市場が自由化された1998年以降は、輸出超の年が多くなっており、近年は記録的な輸出超の状態が続いている。

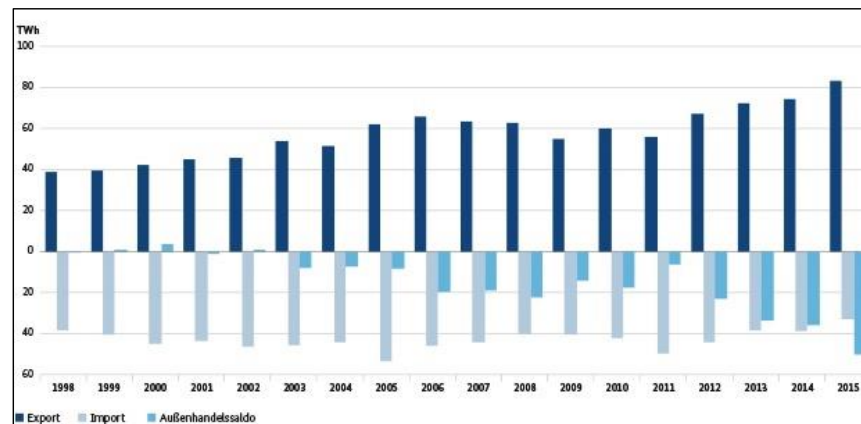


図 68 ドイツにおける電力の輸出入量（1998～2015年）

出所：連邦経済エネルギー省、「Stromtausch mit Nachbarländern」、2016年

また、物理的な電力フローだけでなく、取引量においてもドイツは輸出超過が続いている。ただし、電力の卸価格は徐々に低下しているため、物理電力フローと売上高は必ずしも比例しているわけではない。

2015年には電力輸出による貿易黒字が20億7000万ユーロにのぼり、前年度の19億4000万ユーロを上回った。電力の輸出価格と購入価格はほぼ同レベルにある。ルギー源による電力が中心ではないことが読み取れる。

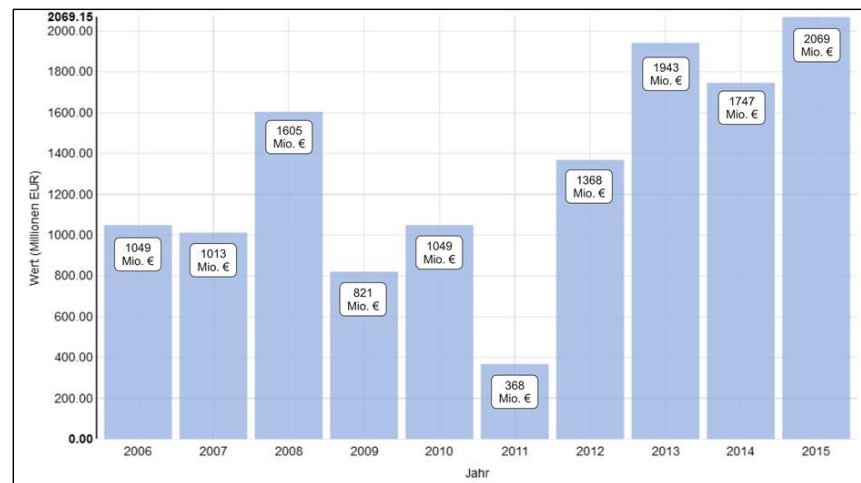


図 69 ドイツにおける電力の輸出入量（2006～2015年）

出所：Fraunhofer ISE ウェブサイト, Deutsche Stromexporte erlösten im Saldo Rekordwert von über 2 Milliarden Euro、2017年3月2日取得

Wert (Millionen EUR)	価格 (100万ユーロ)
Jahr	年

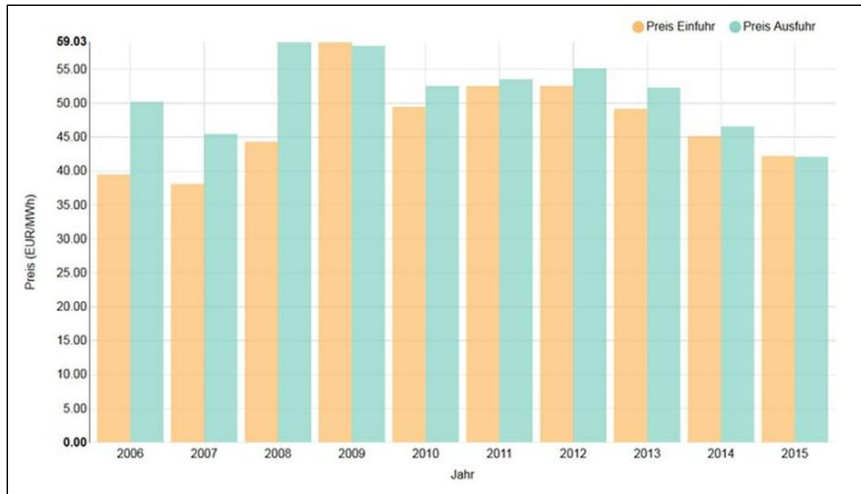


図 70 電力輸出入価格 (2006~2015 年)

出所：Fraunhofer ISE ウェブサイト, Deutsche Stromexporte erlösten im Saldo Rekordwert von über 2 Milliarden Euro, 2017 年 3 月 2 日取得

Preis Einfuhr	輸入価格
Preis Ausfuhr	輸出価格
Preis (Eur/MWh)	価格 (ユーロ/MWh)
Jahr	年

ドイツの物理的な電力フローは以下のとおりである。

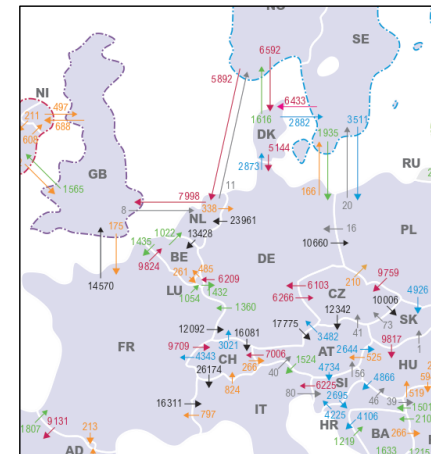


図 71 ドイツと近隣諸国の物理的な電力フロー (2016 年、GWh)

出所：Entso-E、「Statistical Factsheet 2015」、2016 年

また、ドイツの近隣諸国との電力取引量は以下のとおりである。

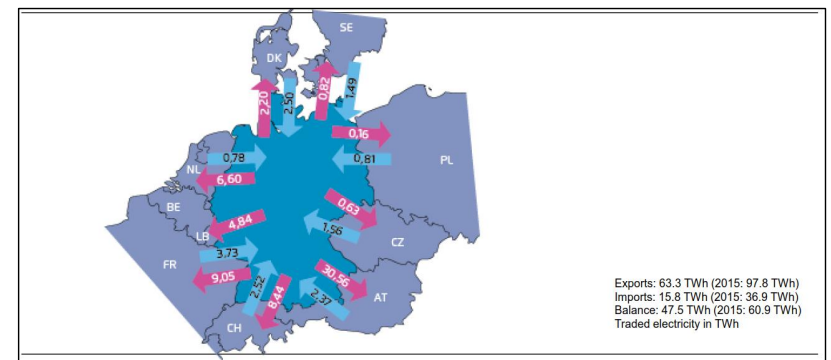


図 72 2016 年のドイツと隣国の電力取引量

出所：Agora Energiewende、「The energy transition in the power sector: State of affairs 2016」、2017 年

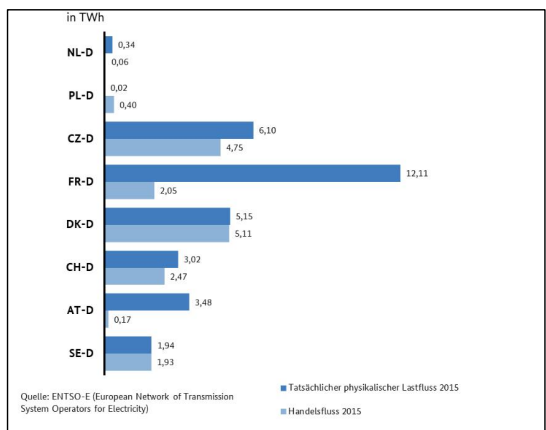


図 73 ドイツの周辺国からの電力輸入の物理的フローと取引（2015年）

出所：連邦ネットワーク規制庁、「Monitoringbericht 2016」、2016年

Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2015	物理的な電力フロー（2015年）
Handelsfluss 2015	取引輸入量（2015年）
Quelle	出所

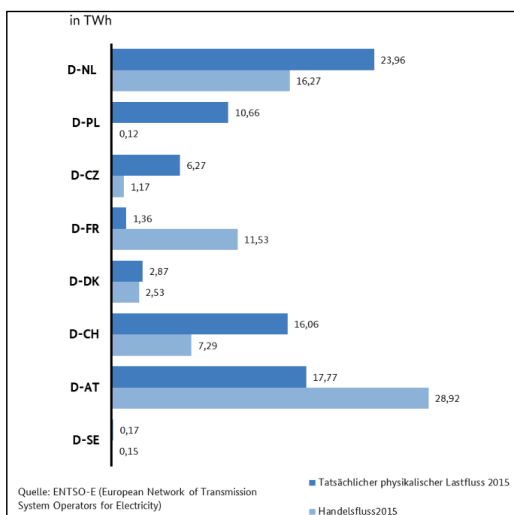


図 74 ドイツの周辺国への電力輸出の物理的フローと取引（2015年）

出所：連邦ネットワーク規制庁、「Monitoringbericht 2016」、2016年

Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2015	物理的な電力フロー（2015年）
Handelsfluss 2015	取引輸出量（2015年）
Quelle	出所

この中で大きな問題となっているのが、ドイツと隣国ポーランドの物理的な電力フローである。再生可能エネルギーの発電量画像介している時間帯にドイツ国内の系統で吸収しきれない電力量の一部は北ドイツからポーランドの系統を経由して南ドイツへ送られるループフローが発生している。そのため、ポーランドの系統はドイツからの物理的な電力フローによる系統の不安定化の問題を抱えている。また、この際、ポーランドが輸入する電力の価格は非常に安い場合があり、ポーランド国内の電力価格を引き下げている。近年は電力の卸価格はマイナス価格をつけることもあり、電力を引き取ることでお金を得られるケースもあるが、全体としてドイツ国内からポーランドへの電力輸出はポーランドの電力政策を混乱させていると言える。EUは各国に独自の電力政策を行うことを認めているが、ポーランドでは、ドイツからの安い電力の輸入により、国内の電力政策を維持できない可能性が指摘されている。

そのため、ドイツとポーランドの間の国際連系線（220kV）に相転移設備を導入し、対応を図っている。

一方で、再生可能エネルギー電力の発電量は確かに変動するが、その予測精度は年々向上しており、1日前であればドイツ国内の陸上風力の発電量はかなり正確に把握できるとされている。国際連系線を用いる国際電力取引でも、これらの情報は交換され、前日の20時には通常は国際連系線も含めた給電計画が作成されるため、ポーランドの混乱は、電力のフローが予測できないために起こっているわけではないことも注意が必要である。

### 3.4.2 ドイツの電力輸出入収支とフランスとの輸出入量について

ドイツは過去 10 年のデータを見ても電力輸出量が輸入量を上回っており、電力の自給率も 99.9%と高い。フランスの電力自給率は 100%で、原子力発電量は年間 415.9TWh と年間発電量のうちの 76.3%を占めている。

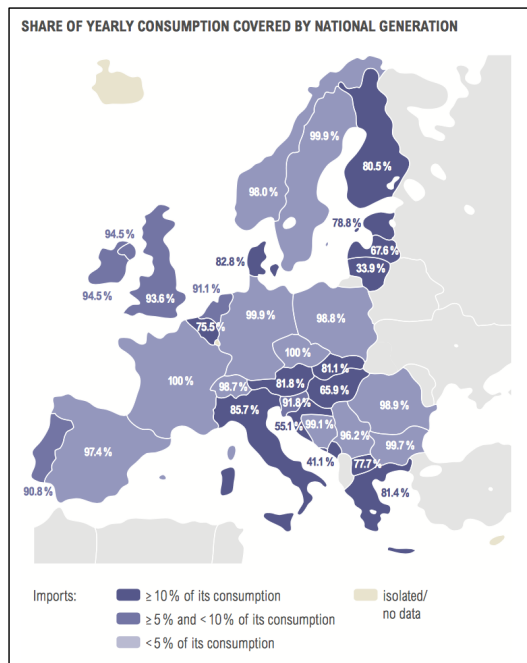


図 75 EU 各国の電力自給率

出所：ENTSO-E、「Electricity in Europe 2015」、2016 年

周辺国の中でも原子力発電の占める割合が高いフランスとの輸出入量に注目しても、2015 年実績は輸出が 11.5TWh、輸入は 2TWh と輸出の方が多。電力の移動量を見ると、一見ドイツはフランスから多くの電力を輸入しているように見えるが、EU 内では、物理的な電力の移動量と実際の輸出入量は異なるという点に注意する必要がある。

表 12 フランス・ドイツ 2 国間電力の物理的フロー

年	ドイツ⇒フランス	フランス⇒ドイツ	合計
2013	1436	10607	-9171
2014	1196	11770	-10574
2015	1360	12098	-10738

出所：ENTSO-E データから作成

また、フランスと隣国の物理的なフローと取引量をみると、物理的な電力フローと取引量に大きな差があるのがドイツ、イタリア、スイスである。イタリアとスイスは輸出超過であるが、取引量と物理的な電力フローに大きな差がある。逆にドイツについては、取引量は輸入超過である一方物理的な電力フローは輸出超過である。このことから、フランスがイタリア、スイスに販売した電力の一部はドイツの系統を通じて送られていると考えられている。そのため、フランスからドイツへ流れ込んだ電力がドイツでそのまま消費されているわけではなく、逆にドイツの電力はフランスで消費されていると考えられる。この理由はドイツの電力の卸価格がフランスの卸価格に比べて安いことにある。

表 13 フランスと隣国の電力フローと取引量（2014 年）

	商業取引ベース (TWh)		物理的なフロー (TWh)	
	輸入	輸出	輸入	輸出
ドイツ	13.2	7.3	0.8	14.8
スペイン	2.9	6.5	2.4	5.9
イギリス	0.8	15.9	0.01	15.0
イタリア	0.5	19.8	0.7	15.5
スイス	9.1	25.5	2.9	10.0

出所：RTE、「2014 Annual Electricity Report」、2015 年

注：2015 年よりフローベース市場カップリングにより、フランス、ドイツ、オーストリア、ベルギー、オランダ、ルクセンブルクの市場については合わせた統計のみが公表されており、ドイツとフランス間の取引は比較できなかった。

## 4. 火力・原子力に関する動向

### 4.1 背景

ドイツ政府が 2015 年 7 月に発表したエネルギー変革と温室効果ガス削減目標の確実な達成に向けた新しい政策は、すでに述べたように電力市場改革に向けたものである。その具体的な内容は、再生可能エネルギーのさらなる導入促進に加えて、コージェネの促進、脱原発及び脱炭素化、そして再生可能エネルギーが増えていく中でも安定した電力供給を実現することである。

ドイツ国内で特に問題となっているのは、2022 年までの脱原発にともない、南ドイツの産業集積地で、電力が不足する可能性である。

特にエネルギー需要が高まる冬季において、どのように乗り切るかは深刻な課題であり、ドイツ政府はこの過渡期における措置として、冬季予備力を利用してきた。今後は、これに代わり容量リザーブの導入が予定されている。

本章では、容量リザーブと並んで、火力・原子力の動向について整理する。

### 4.2 容量リザーブの概要

#### 4.2.1 容量リザーブ政令

ドイツではエネルギー変革が進んだ結果、再生可能エネルギー電力の供給量が大幅に増加している。さらに 2011 年 3 月に起きた福島第一原子力発電所の事故を機に、ドイツは既に停止していた 1 基を含む計 8 基の原子力発電所を稼働禁止とし、残り 9 基を 2022 年までに段階的に閉鎖することを決めた。これにより再生可能エネルギーの電力市場に占める割合はさらに高くなり、現在では 30% を占めるほどに成長した。それと同時に、再生可能エネルギーの発電量が市場を占める割合が増加したことで、安定的な電力供給に対する懸念も高まるようになった。再生可能エネルギー電力のもたらす課題を検討した結果、電力市場 2.0 で定めた柔軟性対策で対応しきれないと考えられる事態に備え、容量リザーブを導入することに決めた。

2020 年の二酸化炭素削減目標の達成に向けた最新計画では、脱炭素化のために現在稼働している褐炭火力発電所の順次停止が予定されている。直近の計画としては、全体の 13% に当たる 2.7GW 分の褐炭発電所の常時稼働を停止し、段階的に容量リザーブへ移行することが予定されている。つまり、褐炭発電所は段階的に、容量リザーブへ移行し、その後停止される。電力市場 2.0 の下で脱炭素化が進められれば、今後も従来型の火力発電所が次々と閉鎖され、電力供給全体に占める再生可能エネルギーの割合がますます高まることは避けられない。そのため、容量リザーブは安定的な電力供給を保障する重要な電源となる。

容量リザーブは、2015 年 7 月 26 日の電力市場法によって改定されたエネルギー事業法に基づき、容量リザーブ政令 (Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve、通称 Kapazitätsreserveverordnung、KapResV) という名でエネルギー政策に新たに追加されたもので、電力市場 2.0 を実現していくために欠かせない施策の一つである。とりわけ自由化された電力市場において脱炭素化を進めていくにあたり、課題とされる電力の安定的供給のためにも容量リザーブは重要な役割を担っている。

ドイツは、容量リザーブ以前に冬季予備力という類似の制度を導入している。容量リザーブも

冬季予備力も需給逼迫時の安定的な電力供給の確保という目的は同じだが、冬季予備力は冬の間南ドイツで生じる系統ボトルネックと需給逼迫に対処するための短期的な予備力を確保するための手法である一方、容量リザーブは地域や季節性を問わず、今後将来的に起こることが予見される全国レベルでの需給逼迫を回避するための中長期的な施策である。また、冬季予備力が系統の不十分な点を補うためのものであるのに対し、容量リザーブは再生可能エネルギーによる需給ギャップが原因で発生する因原の解消を目的として送電系統運営者が確保する点が特徴である。容量リザーブは 2018/19 年の冬季より市場外での入札を通じて調達される。

容量リザーブの最大の特徴は、対象となる発電所及び発電容量が完全に電力市場から切り離されている点である。対象となった発電所は、市場で電力を販売することは禁止され、再び市場に戻ることはない。これにより、容量リザーブに組み込まれた発電設備が卸市場の価格形成を阻害することを回避している。

容量リザーブ用の発電所は、送電系統運営者が公募入札にて決定する。発電所の所有者は引き続き変わることはないが、送電系統運営者の管理下に置かれることとなる<sup>16</sup>。落札された発電所には、発電所を稼働させるための待機コストが支払われる。待機支払いについて応札の最高値は年間 10 万ユーロ/MW と規定されている<sup>17</sup>。その後、対象となった発電所の要件が送電系統運営者により確認される。

容量リザーブ用電源の容量や発電所の数は、想定される年間のピーク負荷の平均値によって異なる。送電系統運営者は、ピーク負荷の約 5%、およそ 4GW の設備容量を容量リザーブとして必要な規模と見積もっている。これらは定期的に連邦ネットワーク規制庁によって見直しが行われる。

確保された容量が稼働しなかった場合、発電所の待機コストは電力消費者が引き受けることとなる。容量リザーブが稼働し、電力を供給した場合には、原因者負担原則に従い、発電計画に対して十分な供給ができなかった電力会社が全コストの一部を支払う。これは調整電力の場合と同様、稼働費用と等しい金額とされている。この際に電力会社が支払う額は、最低 2 万ユーロ/MWh になる。これが制裁金として作用することで電力会社は、先物市場やスポット市場を通じて発電計画に応じた電力を調達するように努めるようになる。なお、ドイツは原則として卸市場でも取引価格に上限を設定しない予定である。

容量リザーブへの参加条件として、以下の 7 つが政令で規定されている<sup>18</sup>。

1. ドイツ国内の電力系統に組み込まれていること
2. 完全停止の状態から最大負荷での稼働までに必要な時間が 12 時間以内であること。ただし容量リザーブのために新設された設備については 45 分以内とする
3. ミニトリザーブ用電源の稼働に必要なとされる IT 技術や組織的な要求事項を満たしていること
4. 有効電力供給の指示が出されてから 15 分以内で最小部分負荷での稼働からリザーブ出力の 30% まで調整できること
5. 最小部分負荷は応札容量の最大 50% であること
6. 新設される設備は、自動起動及び有効電力供給なしの無効電力供給が可能であること

<sup>16</sup> Kapazitätsreserveverordnung §3

<sup>17</sup> Kapazitätsreserveverordnung §12

<sup>18</sup> Kapazitätsreserveverordnung §9

さらに、既に完全に停止している褐炭発電所は、再び市場で電力を供給することや、売買することは禁止され、容量リザーブの対象外となった場合には、将来にわたり停止状態を保たなければならない。契約終了後再び電力の売却が可能となるのは、容量リザーブ用に新規建設された設備のみとされる。

容量リザーブが稼働するのは、あらゆる手段を通じて供給不足を解消できない場合のみとし、運用は以下の通りとする。

スポットにおける前日市場において電力市場に出回る電力が不足すると判断した場合、送電系統運営者は発電所運営者に稼働準備を要請する。当日市場で、電力需要が供給量よりも大きい場合、送電系統運営者は以下の対応をしなければならない。

第一に調整電力を活用する。それでも電力供給が不足する場合は、容量リザーブを稼働させる。容量リザーブは、エネルギー事業法第13条第1項及び第2項に規定されている通り、調整電力等その他の適切な手段を実施した後に行われるものとする。

容量リザーブは2018/2019年冬期から段階的に開始が予定されている。2018/2019年冬期に必要な容量は2GW、2020/2021年冬期は留保つきで同様の2GWと見積もられている<sup>19</sup>。容量リザーブに必要な容量は、連邦経済エネルギー省が2018年10月31日までに検証及び決定し、その後は2年ごとに見直される。その結果は安定的な電力供給に関するモニタリング報告書として報告される<sup>20</sup>。

#### 4.2.2 容量リザーブを選択した理由

以上、ドイツ国内の容量リザーブについて概観したが、これはフランスやイギリスが導入している容量市場とは異なる。大きく異なるのは、フランスやイギリスが容量市場を新規の市場の創設と位置付けているのに対し、ドイツの容量リザーブの位置づけは補助的な市場という位置づけという点である。

##### (1) コスト

ドイツ政府は複数のコンサルティング機関などによる様々な容量メカニズムモデルの比較分析結果から、容量市場の導入よりも、容量リザーブを追加して発展させた電力市場2.0の方が最終的に低コストで実現出来ると判断した。

容量市場は管理者が望ましい供給能力を設定する必要があるが、想定されるすべてのリスクに備えれば、調達する容量が実際に必要とされる以上より大きく設定される可能性がある。その際、発生する過剰な容量のコストは最終的に消費者に転嫁される。また、容量市場で調達される電源の契約期間は一般的に容量リザーブよりも長くなる。その結果、必要な時に必要な分だけを調達することができるドイツの容量リザーブを追加した新電力市場と比較して、容量市場は高コスト

<sup>19</sup> 電力市場法（2016年7月26日）の中で改正されたエネルギー事業法第13e条

<sup>20</sup> 安定的な電力供給に関するモニタリング報告書はエネルギー事業法第63条に従い作成される。

となることが予想される。

##### (2) 技術革新と競争

容量リザーブは市場がオープンであるため、競争が促されるとともに、新規参入も可能である。そのため、将来の技術開発も期待できる。

競争のある電力市場では、価格シグナルにより必要な電力量が調達される。歪みのない、健全な競争環境下では、コストの低いエネルギーの需要が高まるため、再生可能エネルギーを低コストで導入することも可能となる。

一方、容量市場は事前に契約を交わす必要があり、そのために価格シグナルが働かず、発電事業者は事前に取り決めた価格で電力を供給するために電力市場の変革は起きず、技術革新も容量リザーブほどには期待できない。そのため、当局がフレキシブルに低コストの電源を判断したり、切り替えたりすることは難しい。修正が必要となった場合も、素早い行動をとることは困難である。ドイツ政府は、出来る限り市場プロセスを統合することを求めており、容量市場では電力源の切り替えの際には誤判断のリスクも生じると考えている。

##### (3) EU 単一市場

EUは将来的に電力のEU域内単一市場の形成を目指している。価格シグナルが機能不全であり、競争が妨げられる容量市場はより厳格な市場管理が必要となるが、一国内の電力市場における管理でさえ困難であるため、EU域内単一電力市場に容量市場は適切な手段とは言えない。

##### (4) 二酸化炭素排出量削減目標

容量市場での電力取引は総じて二酸化炭素排出量が増加するという分析結果も出ている<sup>21</sup>。発電負荷の高さと余剰電力の発生により、二酸化炭素排出量が最終的に容量リザーブを導入した場合よりも増えると予想されている。

##### (5) 容量リザーブのデメリット

発電所の固定費回収を主な目的とする容量市場とは対照的に、容量リザーブでは発電所の固定費を回収できない事態が懸念される。さらに、容量リザーブに指定された発電所の電力は、稼働時の電力価格に固定費が付加されることとなり、取引価格が高騰することも考えられる。

これに対して、容量リザーブによる電力価格への影響については、最終消費者への負担は0.028セントから0.055セント/kWhが想定されていること、容量リザーブとして確保するのは年間最大

<sup>21</sup> R2b、Concentec、「Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung」、2014年

需要時の5%であることから、年間1300万ユーロから2600万ユーロをコストとして見積もっていることなどを政府は回答している<sup>22</sup>。

#### 4.2.3 2022年以降の動向に関して

容量リザーブはあくまでもドイツが描く将来のエネルギー政策実現までの暫定的な施策である。ドイツでは、再生エネルギー源の電力の市場に占める割合が増えた場合、発電能力に余剰が生じることを見込んでいる。問題は国内の電力需給バランスであり、長期的には系統拡充により南北間送電線が完成することが不可欠である。

電力市場の今後の更なる柔軟化に向けて、蓄電池の開発や需要再度マネジメントなどのイノベーションが起こると予測している。

### 4.3 将来の石炭・褐炭・天然ガスの設備容量見通しと発電電力量見通し

#### 4.3.1 ドイツ全体の発電量・電力供給量に対する石炭・褐炭・天然ガスの占める割合

ドイツ国内の年間総発電量は、2015年に651.8TWh、1990年には549.9TWhであった。これは25年間で18.5%の増加となる。2015年は、そのうち30%を再生可能エネルギー、約42%を石炭及び褐炭発電、天然ガスは約9%を占めている。石炭・褐炭火力発電量は1990年には全体のおよそ57%を占めていたため、この25年で大きく減少している。一方、天然ガスの電力供給量は変動があるものの、2015年は1990年比66%増加した。国内総発電量の増加の主な要因は、再生可能エネルギー発電量の大幅な増加にある。

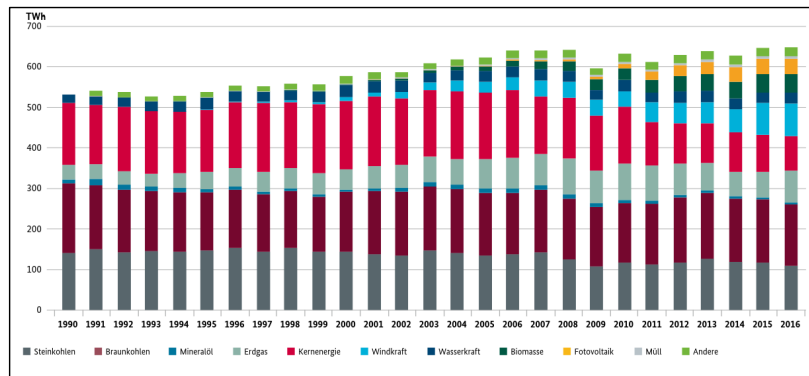


図 76 ドイツの電源別年間発電量 (1990~2016年)

出所：連邦経済エネルギー省、「Energiedaten」、2017年

<sup>22</sup> Drucksache 18/6625、2015年

- Steinkohlen 石炭
- Braunkohlen 褐炭
- Mineralöl 石油
- Erdgas 天然ガス
- Windkraft 風力
- Biomasse バイオマス
- Fotovoltaik 太陽光
- Müll 廃棄物
- Andere その他

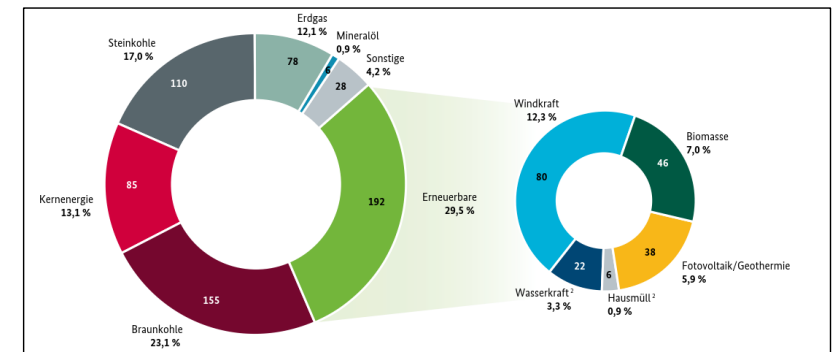


図 77 電源別の発電割合 (2015年)

出所：連邦経済エネルギー省、「Energiedaten」、2017年

- Erdgas 天然ガス
- Mineralöl 石油
- Sonstige その他
- Erneuerbare 再生可能エネルギー
- Braunkohle 褐炭
- Kernenergie 原子力
- Steinkohle 石炭
- Windkraft 風力
- Biomasse バイオマス
- Fotovoltaik 太陽光
- Hausmüll 家庭ごみ
- Wasserkraft 水力

#### 4.3.2 現在と将来のドイツ国内総電力需要量

2020年二酸化炭素削減目標に加えて、ドイツは2020年までに総電力消費量を2008年比10%削減することを目標として掲げている。

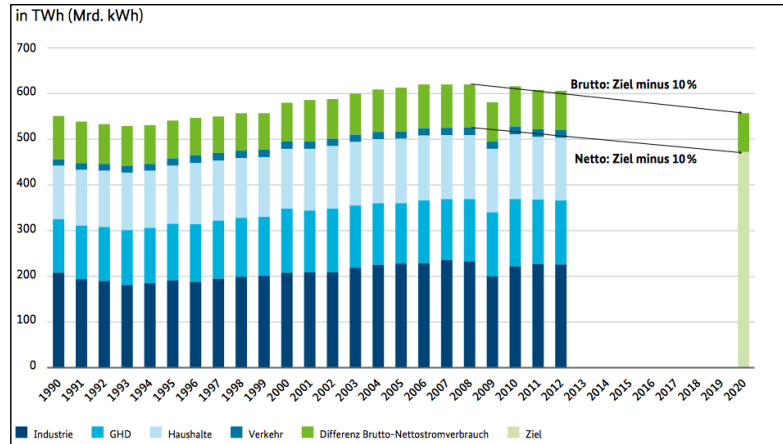


図 78 電力消費量推移（1990～2020年）

出所：連邦経済エネルギー省、「Energie der Zukunft」、2014年

In TWh (Mrd. kWh)	TWh (10億 kWh)
Brutto Ziel minus 10%	グロス：目標 10%削減
Netto Ziel minus 10%	ネット：目標 10%削減
Industrie	産業
GHD	商工業
Haushalte	家庭
Verkehr	交通
Differenz Brutto- Nettostromverbrauch	グロスとネットの差
Ziel	目標

国内研究機関による調査結果においても、ドイツ国内の発電量に大きな増減は見込まれていない。しかし、重要なのは総発電量の増減ではなく、その電力ミックスの変化である。ドイツ政府は総発電量に占める再生可能エネルギーの割合を2030年までに50%以上とすることを目標としており、ガス火力の発電量も大きく増加していくと予想される。一方で、石炭及び褐炭火力の発電量は2030年以降大きく減少していくと予測されている。

表 14 ドイツ国内の発電量の見積もりと予測

グロス 発電量	参照シナリオ				トレンドシナリオ	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
石炭	112	106	101	109	57	52
褐炭	150	156	143	140	104	31
天然ガス	83	47	61	64	97	106
石油	7	1	1	1	2	2
原子力	108	63	0	0	0	0
蓄電池	6	5	5	1	0	7
水力	18	19	19	19	19	19
風力	49	100	124	143	150	209
太陽光	20	56	61	67	72	73
バイオマス	20	56	61	67	72	73
その他	25	14	15	15	15	14
<b>合計 (TWh)</b>	<b>609</b>	<b>618</b>	<b>582</b>	<b>612</b>	<b>546</b>	<b>554</b>
純輸出	6	41	18	53	19	7
グロス電力消費	603	577	564	559	546	554
再生エネルギー	123	234	265	289	299	356
再生エネルギー割合	21%	41%	47%	52%	55%	64%

出所：連邦経済エネルギー省、「Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose」、2015年

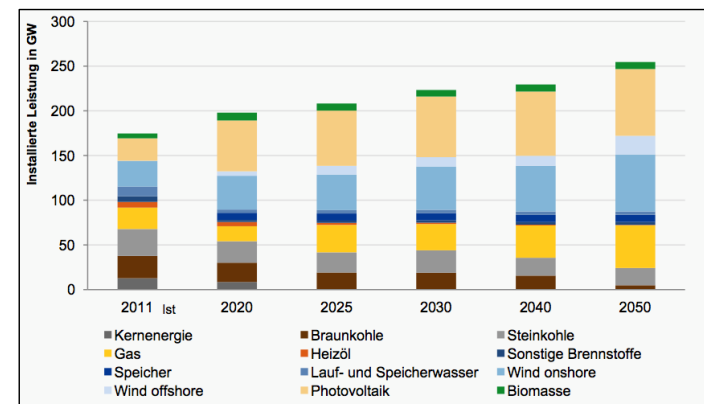


図 79 発電設備の容量の推移の予測（2011～2050年）

出所：連邦経済エネルギー省、「Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose」、



2015 年

Installierte Leistungin GW	発電容量 (GW)
Kernenergie	原子力
Braunkohle	褐炭
Steinkohle	石炭
Gas	天然ガス
Heizöl	石油
Sonstige Brennstoffe	その他
Speicher	蓄電池
Lauf- und Speicherwasser	水力
Wind onshore	陸上風力
Wind offshore	洋上風力
Photovoltaik	太陽光
Biomasse	バイオマス

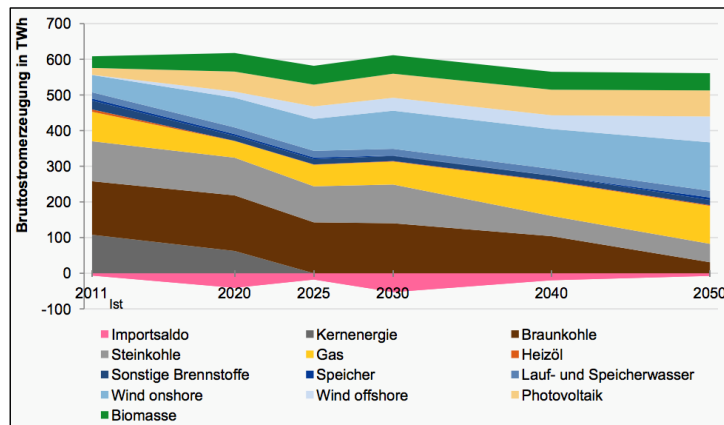


図 80 ドイツ国内の発電量の見積もりと予測 (2011 年～2050 年)

出所：連邦経済エネルギー省、「Entwicklung der Energiemärkte - Energierferenzprognose」、

2014 年

Installierte Leistungin GW	発電容量 (GW)
Importsaldo	輸入
Kernenergie	原子力
Braunkohle	褐炭
Steinkohle	石炭
Gas	天然ガス
Heizöl	石油

Sonstige Brennstoffe	その他
Speicher	蓄電池
Lauf- und Speicherwasser	水力
Wind onshore	陸上風力
Wind offshore	洋上風力
Photovoltaik	太陽光
Biomasse	バイオマス

### 4.3.3 石炭・褐炭火力発電及び天然ガス火力発電の設備容量と将来見通し

現在の褐炭・石炭の発電設備容量は合計 47GW、ドイツ国内総発電容量のおよそ 24%分を占める。過去 6 年で褐炭火力発電所は 1.9GW、石炭火力発電所は 4.7GW、計 6.6GW 分の設備が閉鎖されてきたが、新設された容量と合わせると、石炭・褐炭火力発電所全体としては 5.7GW 増加している。現在は 2016 年以降に確定している新設計画はなく、2020 年までは現在の発電能力から大きく変わることはないと思われる。

2020 年以降は排出権価格が上昇する可能性があり、そうなると褐炭・石炭火力発電量は少なくなっていくことが予測される。ドイツ政府として脱石炭化に関わる明確な政策は未だなく、古い設備の閉鎖と近代的な設備の利用による高効率化とそのための投資を行うことで当分は対応していくことにしている。2020 年以降の安定的な電力供給には、ガス火力発電所の新設で対応するのが最も現実的と考えられている<sup>23</sup>。

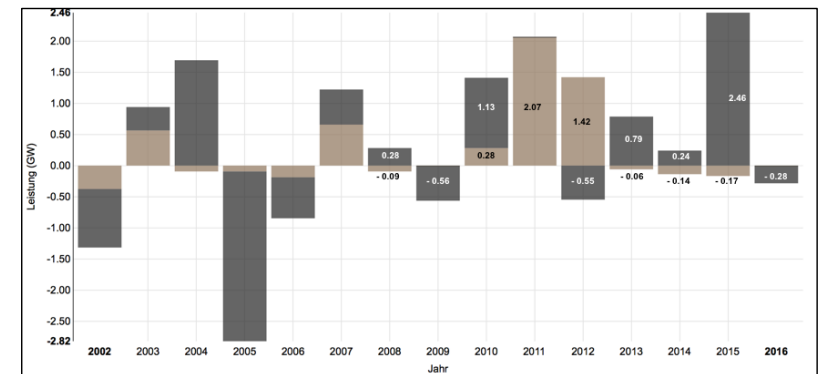


図 81 褐炭及び石炭火力発電所の新設・閉鎖状況 (2002～2016 年)

出所：Frauenhofer ISE ウェブサイト, [https://www.energy-charts.de/power\\_inst\\_de.htm](https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm)、2016 年 3 月 2 日

Leistung	容量
----------	----

<sup>23</sup> 連邦経済エネルギー省、「Entwicklung der Energiemärkte - Energierferenzprognose」、2015 年

Jahr 年  
 灰色が石炭、小豆色が褐炭

ガス火力発電設備は現在国内におよそ 22GW の容量があり、国内総発電容量の 11.4% を占める。過去 6 年で閉鎖されてきた発電設備合計は 1.3GW と比較的大きいが、新設された分と合わせると 1.13GW 分の増加である。

2015 年 7 月に公表された新電力市場の構築に向けたエネルギー政策方針の中でも触れられているとおり、ガス火力発電は主にコージェネ法に基づいた効率的な熱利用を追求していくことが期待されている。しかし、こうした政府の思惑に反して、いくつかの設備が閉鎖を視野に入れている。

ドイツ政府は二酸化炭素排出量が少ないことと高い柔軟性の観点からガス火力発電を重視しており、これまでに 7GW 分のガス火力発電設備が停止を申請したにも関わらず、停止の認可が降りなかったものが約 3.1GW あり、実際に停止しているのは、暫定的に停止している 2.6GW を合わせて 3.9GW 分である。稼働停止を申請した設備のうち、稼働開始から 35 年以上経過しているものが 25 か所、発電容量は 4.7GW、25 年以上経過しているのは 33 か所で 5.0GW となる。反対に稼働開始から 20 年以下のものは 9 設備 2.1GW 分である。

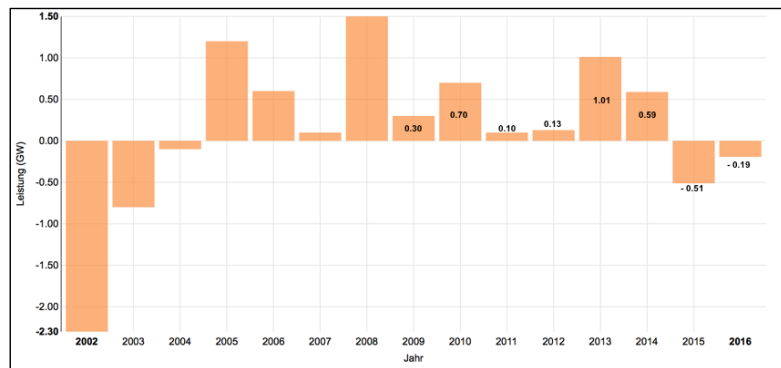


図 82 ガス火力発電所の新設・閉鎖状況 (2002~2016 年)

出所：Frauenhofer ISE ウェブサイト、[https://www.energy-charts.de/power\\_inst\\_de.htm](https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm)、2016 年 3 月 2 日

Leistung 容量  
 Jahr 年

連邦ネットワーク規制庁は、毎年の発電所の新設及び停止リストを公表している。それによれば、2019 年までの従来型発電設備容量の増減は以下の通りである。

表 15 従来型発電設備容量の推移

	建設中	2019 年までに停止予定の容量	合計
ドイツ全体	3469MW	6225MW	-2786MW
その内、正式に停止申請中		3569MW	
南ドイツ	478MW	2742MW	-2264MW
その内、正式に停止申請中		56MW	

出所：連邦ネットワーク規制庁ウェブサイト、

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerkslistenode.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerkslistenode.html)、2017 年 3 月 2 日取得

また、ドイツエネルギー・水道業連盟 (BDEW) は 2025 年までの発電設備の新設計画を公表している。

稼働開始年ごとのプロジェクトの数

電源	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2025	未定	合計
褐炭										2	2
石炭	2									3	5
天然ガス	2	5		1		1	3			12	24
水力										1	1
揚水発電					2			1	1	4	9
洋上風力	8	4	2	1	1					17	33
合計	12	9	2	2	3	1	3	1	1	39	74

稼働開始年ごとの設備容量 (MW)

電源	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2025	未定	合計
褐炭										1760	1760
石炭	1738									2817	4555
天然ガス	505	1620		1200		850	2700			6085	12960
水力										28	28
揚水発電					600			300	390	2380	4670
洋上風力	2359	981	682	348	450					4693	9513
合計	4602	2601	682	1548	1050	850	2700	300	390	17763	33486

図 83 電源別の計画されている新設数、容量 (2015~2025 年、20MW 以上のみ)

出所：BDEW、「Auswertung der BDEW Kraftwerksliste」、2015 年

再生可能エネルギー発電設備の増設が進む一方で、変動型電源の不安定さへの懸念もあり、従来型の発電設備容量の規模は大きくは減少していないため、ドイツ国内全体の発電能力は過剰な状態にある。しかし、ドイツ国内の研究機関は長期的にはガス火力発電所が増え、褐炭・石炭発

電所は減少していくと見込んでいる<sup>24</sup>。

脱原発が計画通り進むと、2022年には原子力が担ってきた発電量がゼロになる。一方で、ガス火力発電による発電量は2022年まで大きく増加することはないと予測されているが、これは再生可能エネルギーの増加による影響である。それにより残余需要が少なくなるため、従来型発電の稼働率は低下し、コスト競争力で石炭に劣る天然ガスはさらに低い稼働率を強いられることとなる。しかし、2025年以降は排出権価格が上昇するとみられており、ガス火力発電の競争力は向上するという予測もある<sup>25</sup>。

ガス火力発電所は、その比較的低い投資コストと高い柔軟性から残余需要を埋める電源として優れており、不安定な再生可能エネルギー電源の補助的な役割を担っていくことが強く期待されている。とりわけ高効率ガスタービン発電所の増設が長期的に検討されている。

調整電力及び予備電力のためのガス発電設備は2050年までに従来型発電設備の約50%、48GWまで高められる見込みである<sup>26</sup>。

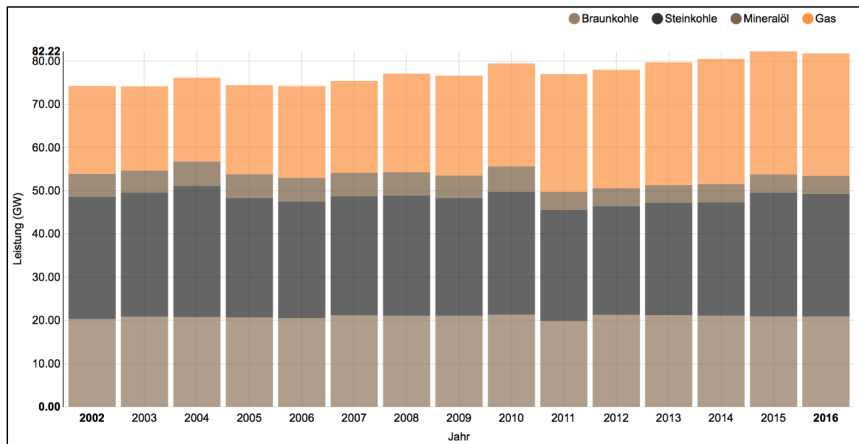


図 84 ドイツ国内の化石燃料を用いる発電所の容量合計の推移 (2002~2016年)

出所: Fraunhofer ISE ウェブサイト, [https://www.energy-charts.de/power\\_inst\\_de.htm](https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm), 2016年3月2日

Leistung	容量 (GW)
Jahr	年
Braunkohle	褐炭
Steinkohle	石炭
Mineralöl	石油
Gas	天然ガス

<sup>24</sup> 連邦経済エネルギー省、「Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose」、2014年

<sup>25</sup> 連邦経済エネルギー省、「Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose」、2014年

<sup>26</sup> 連邦経済エネルギー省、「Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose」、2014年

#### 4.4 石炭・褐炭抑制と天然ガス利用率向上に向けた取り組み

##### 4.4.1 石炭・褐炭・天然ガス発電設備の稼働状況

現在ドイツにおいて年間の最大負荷稼働時間が最も長いのは原子力である。この数年大きな変化はないが、2011年に原子力発電所8基が停止したため、原子力以外の発電所の稼働率も向上している。褐炭発電、石炭発電の稼働率も依然として高く、年間最大負荷稼働時間にも大きな変化はない。反対に天然ガスの年間全負荷時間はこの5年で大きく減少している。

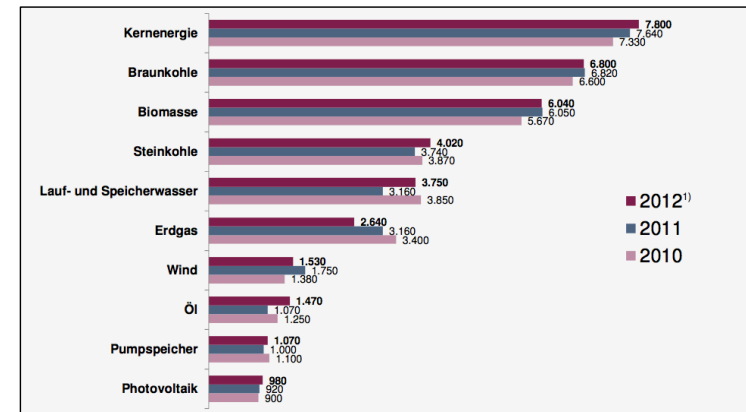


図 85 電源別の最大負荷稼働時間の推移 (2010~2012年)

出所: BDEW、「Jahresbericht 2014」、2015年

Kernenergie	原子力
Braunkohle	褐炭
Biomasse	バイオマス
Steinkohle	石炭
Lauf- und Speicherwasser	水力
Erdgas	天然ガス
Wind	風力
Öl	石油
Pumpwnspeicher	揚水発電
Photovoltaik	太陽光

#### 4.5 褐炭・石炭火力発電所の稼働率見通し

褐炭・石炭火力発電所の将来見通しは様々な機関が予測を立てている。それぞれの機関が予測する稼働率は、それぞれが想定しているシナリオによって大きな違いがあり、ここでは再生可能エネルギーエージェンシーがまとめたメタ分析を紹介する。

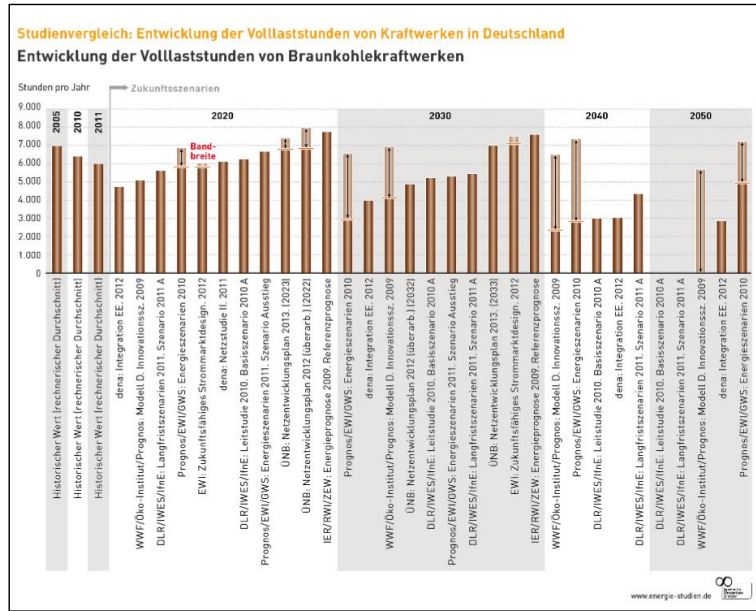


図 86 褐炭火力発電所の年間稼働時間に関するメタ分析

出所：AEE、「Energie Studien」2013年

Studienvergleich: Entwicklung der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland  
 比較研究：ドイツ国内の発電所の最大負荷稼働時間の予測  
 Entwicklung der Volllaststunden von Braunkohlenkraftwerken  
 褐炭発電所の最大負荷稼働時間の予測  
 Stunden pro Jahr 年間稼働時間  
 Zukunftsszenarien 将来シナリオ  
 Bandbreite 変動幅

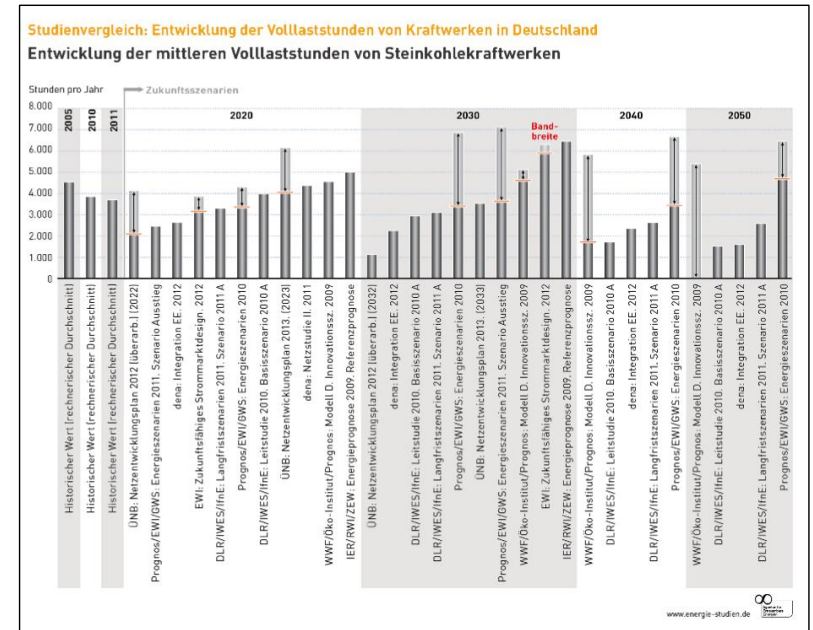


図 87 褐炭火力発電所の年間稼働時間に関するメタ分析

出所：AEE、「Energie Studien」2013年

Studienvergleich: Entwicklung der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland  
 比較研究：ドイツ国内の発電所の最大負荷稼働時間の予測  
 Entwicklung der Volllaststunden von Steinkohlenkraftwerken  
 石炭発電所の最大負荷稼働時間の予測  
 Stunden pro Jahr 年間稼働時間  
 Zukunftsszenarien 将来シナリオ  
 Bandbreite 変動幅

連邦経済エネルギー省も、再生可能エネルギー以外の電源の稼働時間の見通しを公表している。

表 16 2050 年までの年間平均稼働時間の見通しと予測

平均最大 負荷稼働	参照シナリオ		トレンドシナリオ (BAU)				目標シナリオ			
	2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
石炭	4423	4466	4346	2840	2679	1894	1937	1481	651	363
褐炭	7205	7503	7443	6662	6401	7231	6918	6676	4090	4026
天然ガス	2772	1972	2186	2671	2221	3129	2220	1877	2307	1268
石油	121	384	777	1938	5619	121	384	777	1938	5619
原子力	7404					7404				
蓄電池	651	594	114	53	857	705	466	162	153	609

出所：連邦経済エネルギー省、「Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose」、2014 年

褐炭・石炭火力発電所の今後の稼働状況をどのように予測するかについては、将来的な二酸化炭素削減目標と排出権取引における排出権価格をどのように想定するかによって研究機関の間でもその見解は様々である。ただ全体として共通しているのは、2030 年あたりを境に褐炭・石炭火力発電所の稼働時間は減少していくという点である。2030 年までは比較的現在の稼働状況が保たれるが、それ以降 2050 年にかけて大きく稼働率は低下するという予測は、記述の通り再生可能エネルギー電力の成長とガス火力発電の活用と関連するものである。

褐炭火力発電所の最大負荷時間が年間 7000 時間もしくはそれ以上となるのは、排出権価格が低く二酸化炭素削減目標も緩いという条件の下、さらに CCS などに頼らない限り現実的な想定ではないだろう。CCS を導入しない場合、2050 年までに褐炭火力発電所の稼働はおそらく終了するであろうという研究も報告されている<sup>27</sup>。実際に CCS の導入はドイツでも検討されてはいたものの、現在研究開発は停止している。

#### 4.5.1 褐炭抑制に向けた政策

##### (1) 褐炭：安定供給のための待機

2020 年二酸化炭素削減目標の達成に向けた手段の一つとして、褐炭発電所を段階的に停止し二酸化炭素排出量を 1100 万～1250 万トンを削減することは、すでに説明した。発電事業においてとりわけ二酸化炭素排出量の大きい褐炭発電所を停止していくことは、今後まず取り組むべき施策として国内でも広く認識されている。

容量リザーブとして、現在電力の安定供給のために待機することとなった褐炭火力発電所は、エネルギー事業法 13 条 g で規定された 8 施設であり下の表に示す通りである。計 2.7GW の発電設備は、国内褐炭発電設備能力総量の 13% に相当する。これら 8 発電所は、4 年間の待機期間の後、

<sup>27</sup> 再生可能エネルギーエージェンシー、「Energie Studien」、2013 年

完全に停止される。

現在、褐炭発電所の段階的停止と安定供給のための待機のみが唯一明言されている二酸化炭素排出量抑制政策である。

表 17 電力市場法§13g 安定供給のための待機に指定された褐炭火力発電所

運営者	発電所ブロック	容量	移行日	稼働停止日
Mibrag	Buschhaus	352MW	2016.10.01	2020.09.30
RWE	Fremmersdorf P	284MW	2017.10.01	2021.09.30
	Freimimmersdorf Q	278MW	2017.10.01	2021.09.30
	Niederaußem E	295MW	2018.10.01	2022.09.30
	Niederaußem F	299MW	2018.10.01	2022.09.30
	Neurath C	292MW	2019.10.01	2023.09.30
Vattenfall	Jämschwalde F	465MW	2018.10.01	2022.09.30
	Jämschwalde E	465MW	2019.10.01	2023.09.30
合計		2730MW		

出所：Drucksache 542/15

#### 4.5.2 褐炭への支援の抑制

ドイツ国内の再生可能エネルギーが EEG による支援を受けていることはすでに述べた。しかし、支援を受け取っているエネルギー資源は再生可能エネルギーだけではない。

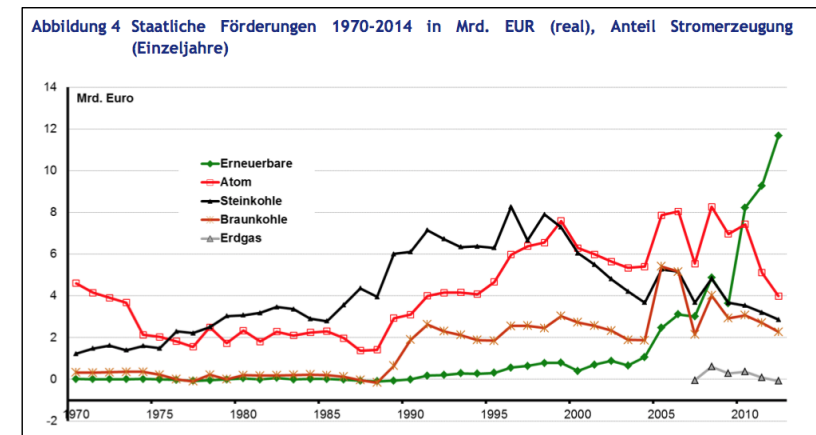


図 88 発電用資源別補助金推移 (1970～2014 年)

出所：FÖS、「Was Strom wirklich kostet」、2015 年

Mrd. Euro 10 億ユーロ

Erneuerbare 再生可能エネルギー

Atom 原子力

Steinkohle 石炭

Braunkohle 褐炭

Erdgas 天然ガス

褐炭はドイツ国内で採掘可能な数少ない天然資源として長い間高い優位性を築いてきた。1990年当時と比較するとその消費量は大きく減少しているものの、国内で消費されている褐炭は全て国内で調達してきた。それゆえこれまで安価な資源と考えられていたが、現在の褐炭由来の電力価格に競争力があるかについては注意が必要である。

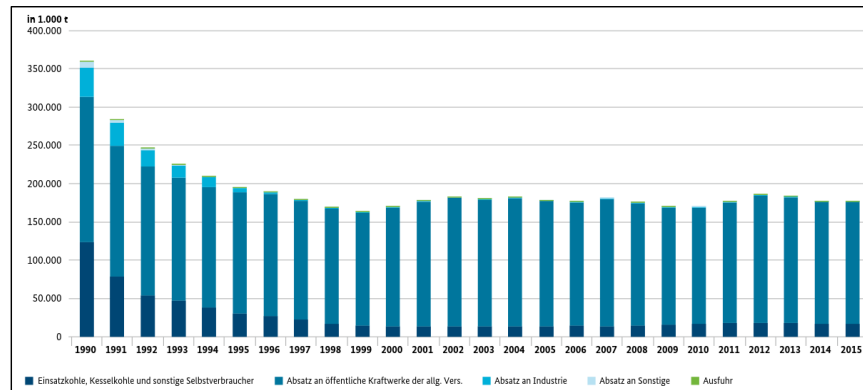


図 89 ドイツ国内の褐炭使用量（1990～2015 年）

出所：連邦経済エネルギー省、「Energiedaten」、2017 年

Einsatzkohle, Kesselkohle und sonstige Selbstverbraucher

原炭、ボイラー用炭、その他自家消費

Absatz an öffentliche Kraftwerke der allg. Vers. 一般電力会社などの発電所

Absatz an Industrie 産業用

Absatz an Sonstige その他

Ausfuhr 輸出

褐炭はドイツ国内で調達可能な天然資源として、国からの補助金に大きく頼る石炭と比較され、補助金なしでも十分な競争力を持つ安価なエネルギーと考えられ、公式に言及されることも多い。しかし、褐炭産業は政府が毎年補助金として公表しているものとは別に研究開発費援助や税金免除といった経済的支援を享受してきた。

これら国の補助政策も含む、政府の支援まで広げることで、褐炭を取り巻く本来の経済性を評

価することができる。

褐炭発電に関する経済的支援を 1970 年から 2014 の合計金額及び 2014 年の金額と発電量 kWh 当たりの金額を算出した FÖS の研究結果である。例えば 2014 年の税金減免額の合計は 16 億ユーロ<sup>28</sup>であり、発電量あたり 1.0 セント/kWh が経済的支援によって補われている。

表 18 褐炭産業への政府の経済的支援額（1970～2014 年）

支出 10億ユーロ	1970—2014年合計		発電部門の支援	
	名目	実質 (2014年で 物価調整)	実質	2014年
A.金融支援	11.0	13.6	0.1	0.01
B.税金免除	52.3	66.4	55.9	1.6
C.収益にかからない支援 排出権補助	13.4	14.8	13.4	0.0
<b>A + B</b>	<b>63.3</b>	<b>80.0</b>	<b>56.0</b>	<b>1.6</b>
<b>合計</b>	<b>76.7</b>	<b>94.8</b>	<b>69.4</b>	<b>1.6</b>

出所：FÖS、「Was Strom wirklich kostet」、2015 年

また、2006 年 7 月 31 日まで、発電に使用された天然ガスや石油には税金がかけられていたが、石炭と褐炭には税金が免除されていた。

#### 4.5.3 石炭抑制に向けた取り組み

脱石炭化は社会の方向性として、また環境政策の将来像としても存在するものの、それを実現するための明確な法律や褐炭・石炭火力発電からの撤退や具体的な閉鎖目標などを明記したものはない。2016 年 11 月に公表された気候保護計画 2050 においても、草案時には盛り込まれていた「脱石炭化」とその期限に関する言及は、最終案にまとまるまでの過程で消去された<sup>29</sup>。

石炭の国内採掘量は年々減少しており、現在ではドイツ国内総消費量の 86.5%は輸入でまかなわれている。1991 年から 2014 年で輸入量は約 3 倍に増加した。輸入量が大きく増加した 1990 年代からはドイツで採掘される石炭に対する補助金も増加するようになった。

1970 年から 2014 年に政府から支払われた補助金額は合計 1167 億ユーロにのぼる。

石炭産業は政府からの補助金に加え、州政府からも補助金を受けてきた。例えば 1997 年から

<sup>28</sup> 褐炭採掘量全体に対し、発電向け使用量当たり算出した金額

<sup>29</sup> <http://www.spiegel.de/wissenschaft/natur/klimaschutzplan-2050-ausstieg-aus-der-kohle-doch-langsam-a-1100578.html>、2017 年 3 月 2 日取得

2006年間のドイツ政府からの補助金は1年あたり平均30億ユーロ、総額299億ユーロであるのに対し、ノルトライン・ヴェストファーレン州からは49億ユーロ、年間平均5億ユーロの支援金を受け取っている<sup>30</sup>。

さらに2007年には石炭経済支援法が制定され、炭鉱労働者や炭鉱の閉鎖に関わる費用として2009年から2019年までにドイツ政府から最大総額156億ユーロが支払われた<sup>31</sup>。これに加え、ノルトライン・ヴェストファーレン州からも39億ユーロが支払われた。この石炭経済支援法は2018年に終了することが決定されており、これをもってドイツ国内での石炭採掘は実質的に終了するとされる。ただし、石炭採掘終了後も炭坑閉鎖のための労働力は必要であり、そのための資金的援助は2027年まで継続されることが保証されている<sup>32</sup>。

褐炭と同様に広義の公的支援を算出すると、1970年から2014年の総額は1861億ユーロ、2014年単年では25億ユーロであった<sup>33</sup>。これは2014年で2.4セント/kWh、対象期間平均3.3セント/kWhが公的支援で補われていることを意味する。

こうした補助金は輸入石炭価格と国内で採掘された石炭の本来の価格との差を埋めるために使われる。

表 19 石炭産業への政府の経済的支援額（1970～2014年）

支出 10億ユーロ	1970—2014年合計		発電部門の支援	
	名目	実質 (2014年で 物価調整)	実質	2014年
A.金融支援	140.1	205.1	116.7	1.30
B.税金免除	77.0	107.5	61.1	1.2
C.収益にかからない支援 排出権補助	12.9	14.0	8.3	0.0
<b>A+B</b>	<b>217.1</b>	<b>312.6</b>	<b>177.8</b>	<b>2.5</b>
<b>合計</b>	<b>230.0</b>	<b>326.6</b>	<b>186.1</b>	<b>2.5</b>

出所：FÖS (01/2015)、“Was Strom wirklich kostet “

<sup>30</sup> 連邦金融省、「20. Subventionsbericht」、2006年

<sup>31</sup> Drucksache 18/5940

<sup>32</sup> Drucksache 18/5940

<sup>33</sup> 石炭全体に支払われた補助金のうち、石炭火力発電分のみを算出したもの

このようにドイツ国内の石炭は大きな支援を受けてきたが、それでも輸入石炭との価格差は大きい。

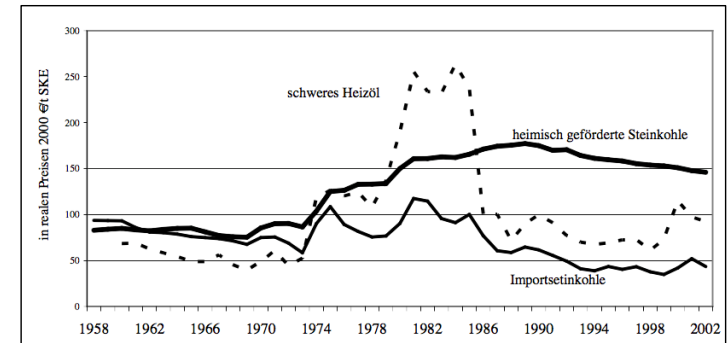


図 90 国内石炭と輸入石炭の価格比較（1958～2002年）

出所：FÖS、「STAATLICHE FÖRDERUNGEN DER STEIN- UND BRAUNKOHLE IM ZEITRAUM 1950-2008」、2016年

In realen Preisen 2000 €t SKE	2000年で物価調整	ユーロ/トン
Schweres Heizöl	重油	
Heimisch geförderte Steinkohle	支援後の国内石炭価格	
Importsteinkohle	輸入石炭価格	

結果、ドイツ国内の石炭採掘量は大幅に減少している。他方では、石炭の消費量も減少している。

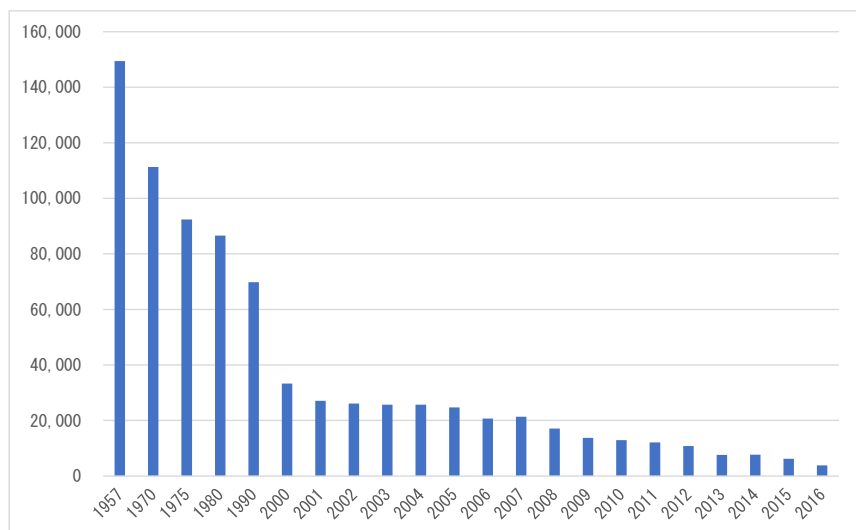


図 91 ドイツ国内の石炭採掘量の推移（1957～2016年、1000トン）

出所：STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT ウェブサイト、<http://www.kohlenstatistik.de/18-0-Steinkohle.html>、2017年3月2日

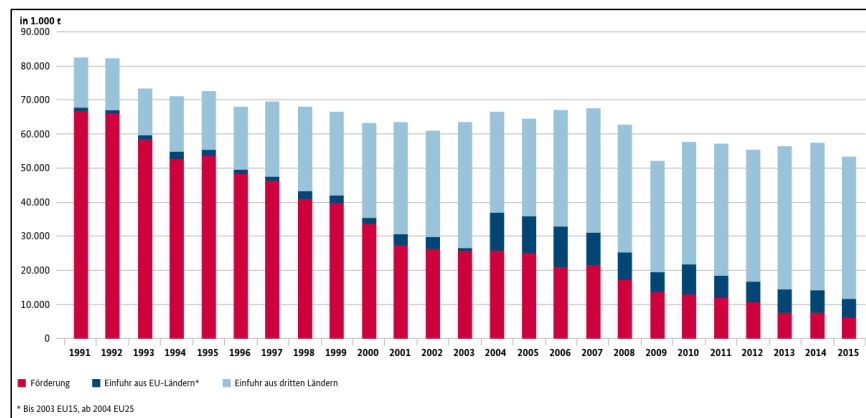


図 92 石炭採掘量と輸入量の推移（1991～2015年）

出所：連邦経済エネルギー省、「Energiedaten」、2017年

Förderung 採掘

Einfuhr aus EU-Ländern EU加盟国からの輸入

Einfuhr aus dritten Ländern その他の国からの輸入

Bis 2003 EU15, ab 2004 EU25 2003年まではEU15の数字、2004年以降はEU25の数字

4.5.4 褐炭・石炭抑制政策のまとめ

2015年のG7及びパリ締約国会議以降、国際的にも脱石炭化が将来的な環境戦略として認識されている。ドイツとしても、EUとしても脱石炭化が長期的な環境政策の目標であり、社会の方向性である。ドイツのシンクタンク、アゴラ・エネルギーヴェンデ（Agora Energiewende）は2040年までの脱石炭化を11のポイントとともに提案<sup>34</sup>、さらにドイツ経済研究所（DIW）のエネルギー専門家クラウディア・ケムファート氏は脱石炭化により懸念されている電力供給量不足も2050年までに再生可能エネルギーで補うことが可能であることは複数の研究結果からも証明されていると述べた<sup>35</sup>。

しかし、これまでのところ気候変動対策として石炭消費量の削減必要性については認めているものの、ドイツ政府は脱石炭化に関する具体的な数値目標や期限といった政策を打ち出していない<sup>36</sup>。最新の気候保護計画2050では、脱石炭化に関する文言は排除され、その実現に向けた期限も明記されてはならず、環境省の当初の予定に反し緩やかなものとなった<sup>37</sup>。現在のところ、緑の党と左派党が全石炭火力発電所の閉鎖を支持しており、CDU/CSU及びFDPはエネルギー集約型産業への負担軽減を支持、石炭火力発電所の全閉鎖は近い将来には実現不可能だという立場である<sup>38</sup>。反対派の主な懸念事項は、石炭産業従事者の雇用喪失である。

脱石炭化により懸念される電力価格の上昇については、電力価格が51ユーロ/MWh程度と予測されている<sup>39</sup>。2014年度の価格と比較すると約13ユーロ、34%の上昇となるが、石炭及び褐炭補助金が電力価格に与える影響が10ユーロ/MWhから24ユーロ/MWhであるため、総合的な観点から見れば電力の低コスト化が実現できる。

国内では目下、エネルギー効率の良い比較的新しい発電設備の活用と稼働年数の長い設備の閉鎖を進めることに取り組んでいる<sup>40</sup>。具体的には二酸化炭素排出量の少ないガス火力発電所と最新

<sup>34</sup> Agora Energiewende、「Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsum. Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors (Kurzfassung)」、2016年

<sup>35</sup> Ausschussdrucksache 18(16)459-A

<sup>36</sup> 2016年11月発表の「Klimaschutzplan 2050」においても明言なし。

<sup>37</sup> <http://www.spiegel.de/wissenschaft/natur/klimaschutzplan-2050-ausstieg-aus-der-kohle-doch-langamer-a-1100578.html>、2017年1月12日取得

<sup>38</sup> [https://www.tagesschau.de/wahl/parteien\\_und\\_programme/programmvergleich-energiewende100.html](https://www.tagesschau.de/wahl/parteien_und_programme/programmvergleich-energiewende100.html)（最終アクセス2017年1月12日）

<sup>39</sup> <https://www.energie-und-management.de/nachrichten/alle/detail/kemfert-fordert-start-des-kohleausstiegs-107225>（最終アクセス2017年1月25日）

<sup>40</sup> Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende、6-8ページ；2015年7月1日CDU/CSU及びSPDによる政党間合意より作成



の石炭火力発電所を暫定的な発電設備として活用するとしている<sup>41</sup>。

今後脱炭化を促す最大の要因となるのは、今後の二酸化炭素削減目標と将来的な排出権価格である。これらの動向次第で二酸化炭素削減への国内での取り組みは変化し、ガス火力の活用をさらに促す可能性もある。

#### 4.6 天然ガス利用率向上に向けた取り組み

##### 4.6.1 ガス火力発電所の稼働率見込み

すでに述べたように、天然ガス火力発電は、発電単価が高いことから、競争力を失っており、非常に厳しい採算状況にあり、そのため、設備利用率もおしなべて低い傾向にある。

表 20 天然ガス火力発電所の発電量と設備利用率

	2012	2013	2014	2015	2016
発電量 (GWh)	76400	67500	61100	62000	78500
容量 (GW)	27.38	28.39	28.98	28.47	28.27
設備利用率	31.9	27.1	24.1	24.9	31.7

出所：Fraunhofer ISE ウェブサイト、連邦経済エネルギー省ウェブサイトなどから作成

また、ガス火力発電所によっては年間の稼働率が大幅に減り、ほぼ稼働していない発電所もある。これは、閉鎖しているわけではなく、経済的な理由で稼働できないことが理由である。

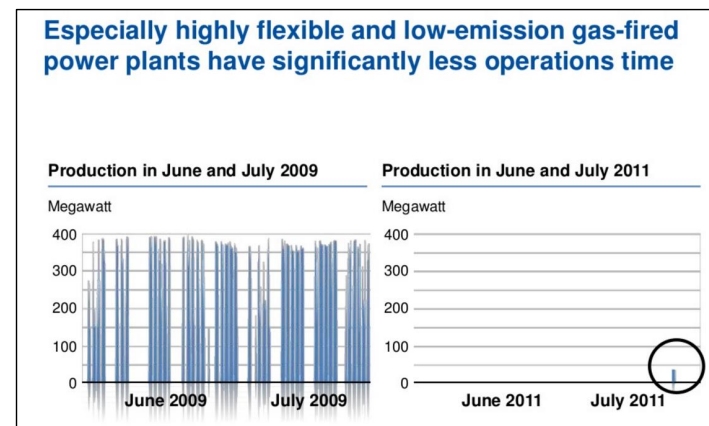


図 93 RWE 社の天然ガス火力発電設備の発電量の比較（2009 年と 2011 年）

出所：Dirk Simon プレゼン資料、「European Trends in Wind Energy Investment 2015」、2015 年 5 月 8 日 4th Annual Renewable Energy Financing Forum にて

今後のガス火力発電所稼働状況を予測した研究では、各機関により数字の大小は異なるものの、2025 年まで稼働率は低下していくという予想が多い。これはガス火力発電があくまでも再生可能エネルギーの発電容量が増加していく中でピーク需要時の電力の安定的供給を担保することを目的としたバックアップ電源としての役割が期待されていることが理由である。一方、脱原子力化及び脱炭化が進むと考えられている 2020 年代中頃からは、コンバインドサイクルガスタービン設備 (CCGT) の増築と活用促進により、発電量の穴を天然ガスによって埋められるようになるため、稼働率は 2020 年代後半から再び上昇するとみられる。ただし、ガス火力発電所の稼働率は、現在の石炭火力と同等に高くなることはない。

ガス火力発電所、特に高効率ガスタービン発電所は、その比較的低い投資コストと稼働に際して高い柔軟性を有する点においてバックアップ電源として期待されている。石炭火力と比べても低い投資コストなどにより経済性が高いとされている。しかしながら、前節でも述べたように現実にはガス火力発電所の閉鎖数及び閉鎖を希望する動きは多く、設備運用も含めた長期的観点からもその経済性を確かめる必要がある。

<sup>41</sup> Klimaplan 2050

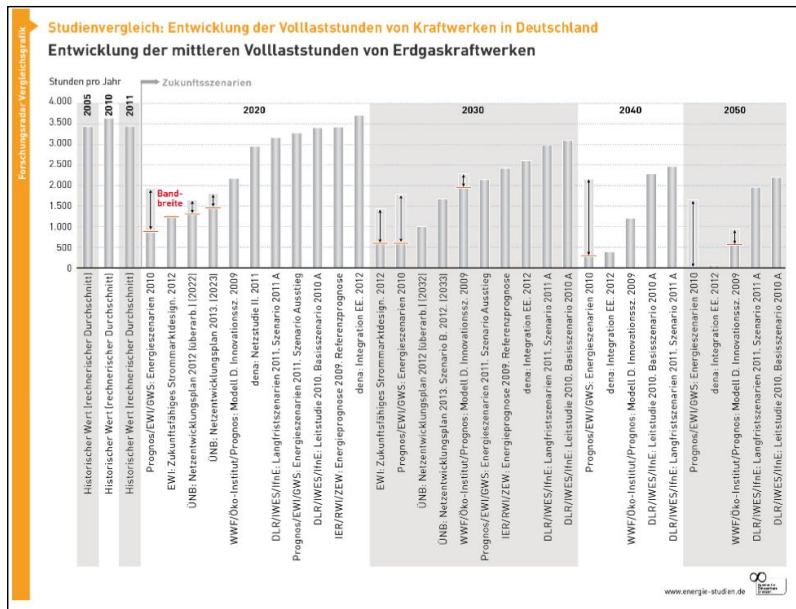


図 94 天然ガス火力発電所の年間稼働時間に関するメタ分析

出所: AEE、「Energie Studien」2013年

Studienvergleich: Entwicklung der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland  
 比較研究: ドイツ国内の発電所の最大負荷稼働時間の予測  
 Entwicklung der Volllaststunden von Erdgaskraftwerken  
 天然ガス火力発電所の最大負荷稼働時間の予測  
 Stunden pro Jahr 年間稼働時間  
 Zukunftsszenarien 将来シナリオ  
 Bandbreite 変動幅

4.6.2 天然ガス火力発電のコスト

ドイツ全体のガス火力発電の発電容量は、2003年から2013年の間に19.5GWから26.7GWと36.9%増加しているにもかかわらず、稼働時間の減少と同様、発電量も2007年から2014年の間に89TWhから58TWhと34.8%減少している。

天然ガスの資源価格は一貫して石炭価格よりも高く、両者を発電コストで比較すると、近年の排出権価格の低下が重なり、その差は開き続けている。ガス火力発電の限界コストはすでに電力価格と等しいレベルまで高まっており、運営・給電にかかるコストも含めれば総発電コストが、取引価格を上回っている時期がある。ガス火力発電所の競争力はほとんどない。

電力の取引価格は2009年の最高値からこれまでに半額にまで落ち込んでおり、最新鋭のガス火

力発電所ですら欧州の多くの電力市場では稼働時間がほぼゼロの状態が続いているようなガス火力発電所の経営は特に厳しい状況に置かれている。

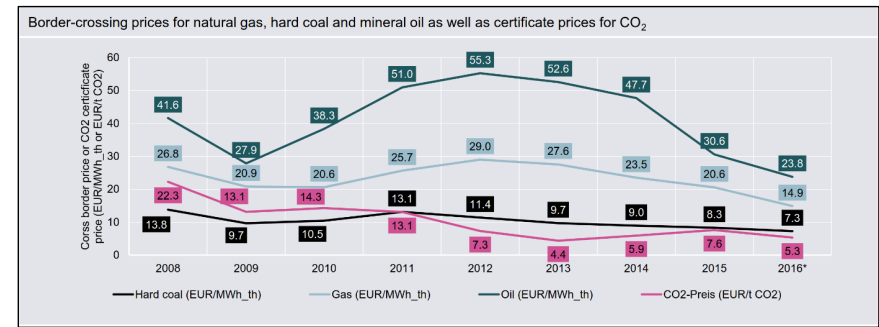


図 95 天然資源価格と二酸化炭素排出権価格の推移

出所: Agora Energiewende、「The energy transition in the power sector: State of affairs 2016」2017年

特に、ガス火力発電の高い発電コストは脱石炭に関する大きな課題である。しかし、すでに述べたように、2016年はガスの取引価格が下がったことで、天然ガス火力の限界コストが大幅に低下し、2011年来石炭に対して競争力を持つようになってきている。

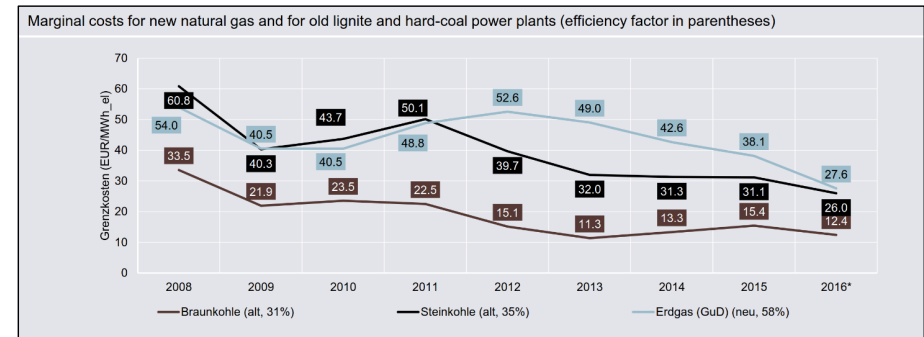


図 96 褐炭・石炭・ガス火力発電別限界コスト

出所: Agora Energiewende、「The energy transition in the power sector: State of affairs 2016」2017年

#### 4.6.3 天然ガスの支援策

ドイツ政府は、今後コージェネ法で活用する電源を石炭から天然ガスに移行していく方針であり、それによって2020年までに400万トン削減することを見込んでいる<sup>42</sup>。連邦経済エネルギー省はドイツ経済復興金融公庫(KfW)に、コージェネ法に定める発電所、とりわけコンバインドサイクルガスタービン設備の投資に関して低金利融資を提供することを促すなど、天然ガス火力発電所の活用を期待している<sup>43</sup>。また、天然ガスの用途は石炭や褐炭に比べて広く、発電以外における活用可能性の観点からも優れている。さらに将来的には水素やメタンなどの貯蔵・輸送に天然ガス(都市ガス)の既存のインフラの活用が可能なことや、燃料電池車への活用、精製技術の向上によるバイオガス転用の可能性増大なども見込んでいる<sup>44</sup>。

今までのところ、2010年には年間3400時間稼働していたガス火力発電所はこの6年で1990時間まで稼働時間が減少している。2016年は回復したが、これは資源価格の低下によるものであり、政府の施策によるさらなる稼働率向上が期待されている。

#### 4.7 大電力会社の動き

4 大電力会社が発電所の停止を希望する動きは、上記のようなガス火力発電所の置かれた厳しい経営環境が背景にある。2015年以降に完成する予定であった多くのガス火力発電所プロジェクトがこれまでに中止されてきた<sup>45</sup>。石炭や褐炭火力発電も含めて、ドイツの4大電力会社の市場を占める割合は年々低下しており、市場全体のシェアは2007年には85%であったのが、2013年は68%まで落ち込んだ。

将来的な化石燃料価格や電力価格、排出権価格などには不確かなことが多いものの、ドイツの電力会社大手にとって明確なことは、化石燃料による火力発電所の経済性は今後益々悪化すること、そして大手4社の市場シェアはこのままではさらに低下することである。そのため電力会社は、経済性のない発電所の停止と構造転換によってビジネスを合理化することで対応している。

例えば、RWEとE.ONは再生可能エネルギーへの投資を強化している。RWEは主に洋上及び陸上風力の開発を進めており、2015年からの3年間でさらに39億ユーロを再生可能エネルギーに投資することを発表した<sup>46</sup>。E.ONも風力発電を中心に、太陽光発電、水力発電、バイオマス発電など幅広い技術に投資しており、2010年から2014年までの5年間で70億ユーロを再生可能エネルギーに投資した<sup>47</sup>。

このような大手電力会社の再生可能エネルギーへの投資拡大が意味するのは、発電事業から配

<sup>42</sup> Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende, 2015年

<sup>43</sup> 連邦経済エネルギー省、「Energiewende auf Erfolgskurs」、2013年

<sup>44</sup> <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Konventionelle-Energietraeger/gas.html>, 2017年1月12日取得

<sup>45</sup> BDEW、「Leistungsstarke und flexible Stromerzeugung」

<sup>46</sup> <http://www.rwe.com/web/cms/de/1166592/rwe/presse-news/specials/energiezukunft/der-beitrag-von-rwe/>, 2017年3月2日取得

<sup>47</sup> <http://www.eon.com/de/karriere/berufserfahrengene/ingenieure/Erneuerbare%20Energien.html>, 2017年3月2日取得

電事業へとエネルギー事業の軸を移しつつあるということである。系統安定性確保を担うセクターが発電部門から配電部門へ、つまり従来の火力発電所での出力調整から、蓄電、スマートグリッド、デマンドサイドマネジメントを組み合わせた柔軟性の高い電源と配電網部門へ移行しつつあることに合わせ、事業内容も新しい電力市場に適合していくことが求められている。

さらにE.ONは、2016年までに自社の所有する原子力発電所と石炭火力、国際的な燃料取引、燃料開発・生産の3分野を引き受けた新会社を設立することを新戦略として発表した<sup>48</sup>。これにより、従来型発電を担う部門と再生可能エネルギー、配電網など成長が見込まれる部門が切り離されることとなる。E.ONの設立した新会社Uniperは、2016年6月8日の株主総会にて正式に承認されている<sup>49</sup>。当初、新会社は原子力発電所と火力に特化すること目的としていたが、産業界からの反発によってE.ONに残留することとなり、再生可能エネルギー部門率いる新生E.ONは原子力発電部門の原子力発電所廃炉処理など不採算部門も引き受けることとなった<sup>50</sup>。

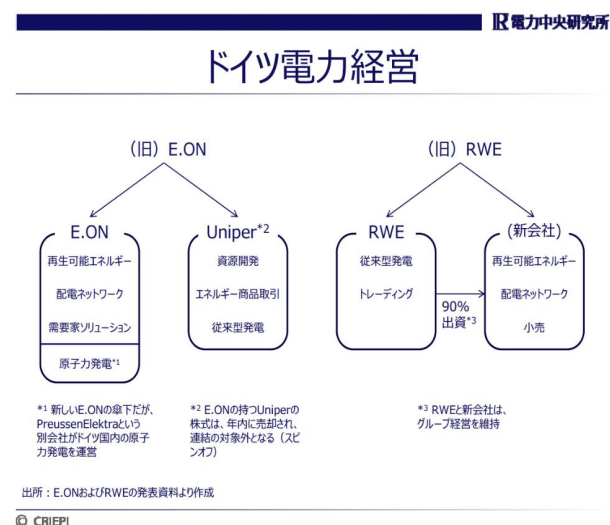


図 97 E.On と RWE の分社化の構造

出所：電力中央研究所、「どいつの大手電力会社の経営戦略の見直しから何が学べるか?」、電気新聞2016年2月29日掲載記事より

<sup>48</sup> <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2014/11/30/new-corporate-strategy-eon-to-focus-on-renewables-distribution-networks-and-customer-solutions-and-to-spin-off-the-majority-of-a-new-publicly-listed-company-specializing-in-power-generation-global-energy-trading-and-exploration-and-production.html>, 2016年12月15日取得

<sup>49</sup> <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2016/6/8/99,68-prozent-zustimmung-aktionaeregeben-mit-ueberwaeltigender-mehrheit-gruenes-licht-fuer-die-neue-eon.html>, 2017年3月2日取得

<sup>50</sup> <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2016/6/8/99,68-prozent-zustimmung-aktionaeregeben-mit-ueberwaeltigender-mehrheit-gruenes-licht-fuer-die-neue-eon.html>, 2017年3月2日取得

RWE は長い間分社化はしないというスタンスであったが、2015 年末に事業再編を発表し、E.ON の場合とは反対に再生可能エネルギーと配電網などの事業を新会社に移すことを決めた<sup>51</sup>。従来型発電所は RWE Generation が引き継ぎ、ドイツではこれに加えて褐炭採掘を担うラインラント州の RWE Power、プロジェクトマネジメントとエンジニアリングサービスに特化した RWE テクノロジーも包括される。新会社 innogy SE の設立は監査委員会の承認を得たのち、2016 年 4 月から新会社の元で事業を開始、2016 年 10 月初旬には株式の公開も完了した<sup>52</sup>。

また、独立した送配電部門はより柔軟で効率の良い送配電整備を進めることとしており、これにより、再生可能エネルギーに対応できる送配電整備をすすめることとなる。RWE が開始し、現在は Innogy が引き継いでいる超電導中圧配電網の実証実験「AmpaCity」では、市内の高圧送電網を高効率中圧配電網に置き換えることで、効率化と系統全体の省スペース化を図るプロジェクトである<sup>53</sup>。

### RWE Innogy: Focus on core competences Wind and Hydro

**RWE Innogy**

**Overview**

- > Established in February 2008
- > Bundling renewables activities and competencies across RWE Group
  - Growth focus in onshore and offshore wind, hydro as strong operational backbone\*
  - Research & Development and Venture Capital to drive the development of emerging technologies
- > European focus
- > Asset portfolio of 3.1 GW in operation and 0.6 GW under construction mainly located in United Kingdom, Germany, Spain, Netherlands, Poland and Italy (Accounting view + PPA as at Q4 2014)
- > Project pipeline of 3.5 GW consisting mainly of wind and some hydro (Accounting view + PPA as at Q4 2014)

**Business Area**





Wind onshore	Wind offshore	Hydro	New technologies
			
<p><b>Focus and Strategy</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Key technology for capacity growth</li> <li>&gt; Focus on organic growth</li> <li>&gt; Focus markets include UK, Germany, Spain, Netherlands, Italy and Central- and South-Eastern Europe</li> </ul>	<p>&gt; Key technology for capacity and service growth</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Organic growth strategy within partnerships</li> <li>&gt; Focus markets include UK and Germany</li> </ul>	<p>&gt; Operational Excellence in hydro run-of-river</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Selective development options</li> </ul>	<p>&gt; Driving innovative renewable technologies to commercial applications via</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Venture Capital</li> <li>• Cross functional R&amp;D and demo plants</li> </ul>

図 98 innogy 社の手がける事業

出所：Dirk Simon プレゼン資料、「European Trends in Wind Energy Investment 2015」、2015 年 5 月 8 日 4th Annual Renewable Energy Financing Forum にて

<sup>51</sup> <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4014309>、2016 年 12 月 15 日取得

<sup>52</sup> <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=40152692016> 年 12 月 15 日取得

<sup>53</sup> <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4007388>、2017 年 3 月 2 日取得

その他にも、スマートホーム事業では屋根上太陽光と蓄電システムのセット販売やリース事業など、これまでは大々的に手がけてこなかった事業に対して積極的に仕掛けている<sup>54</sup>。

Vattenfall は褐炭事業をチェコの EPH グループに売却し、再生可能エネルギー事業に集中する<sup>55</sup>。一方、EnBW については従来型発電事業の分社化の予定はないとしている<sup>56</sup>。

#### 4.8 脱原子力に向けた進捗状況と今後の見通し

1962 年から続くドイツの原子力発電の歴史の中で、これまで合計 37 基の原子力発電所が建設され、2000 年末の時点では 19 基が稼働していた。

現在稼働中の原子力発電所 8 基の発電能力は 10.8GW で、2002 年と比較するとおよそ半減しているものの、ドイツ国内の総発電量に占める割合は 14.1%と、褐炭 24%、石炭 18%に続く電源である。

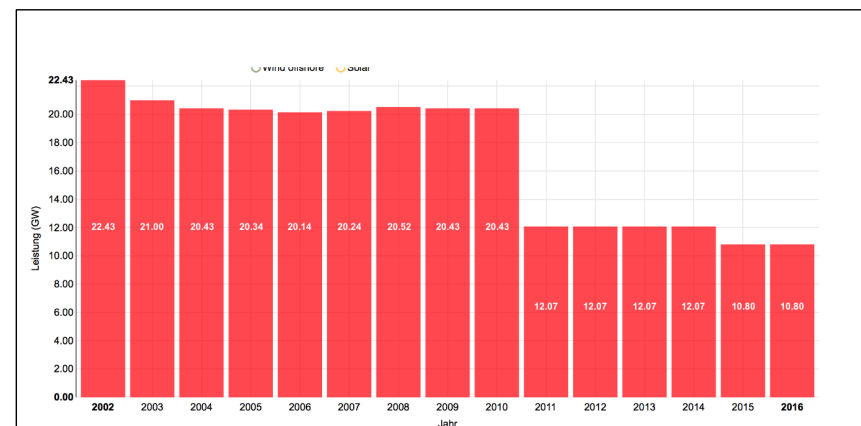


図 99 ドイツ国内原子力発電所の容量の推移 (2007~2016年)

出所：Frauenhofer ISE ウェブサイト、[https://www.energy-charts.de/power\\_inst\\_de.htm](https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm)、2017 年 3 月 5 日取得

Leistung	出力
Jahr	年

<sup>54</sup> <https://www.innogy.com/web/cms/mediablob/de/3215212/data/3215180/4/fuer-zuhause/meine-innogy/innogy-magazin/innogy-Magazin.pdf>、2017 年 3 月 2 日取得

<sup>55</sup> <http://www.tagesschau.de/wirtschaft/vattenfall-113.html>、2017 年 1 月 25 日取得

<sup>56</sup> <http://www.badische-zeitung.de/wirtschaft-3/ein-grosser-energieversorger-schreibt-schwarze-zahlen--119821387.html>、2017 年 1 月 12 日取得

さらに国内ベースロード発電量に占める割合は 34.7%と、ドイツ国内の電力供給に現在極めて重要な電力源であることがわかる。

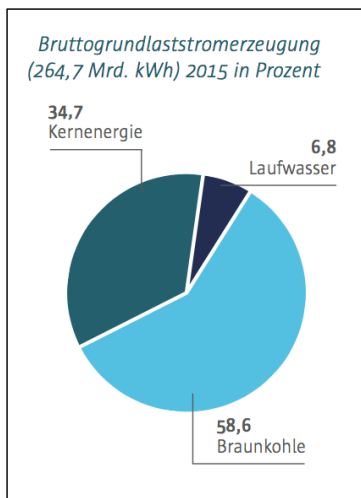


図 100 ドイツの 2015 年ベースロード発電量に占める各エネルギーの割合

出所：DATF、「Kernenergie in Zahlen 2016」、2017 年

表 21 ドイツ国内の原子力発電所リスト（2015 年）

原子力発電所	原子炉の形式	発電容量 (MW)	発電量 (MWh, 2015年)	所有者	商業発電開始日
<b>稼働中</b>					
GKN II Neckarwestheim	加圧水	1,400	11,212,950	EnBW	1989年4月15日
KBR Brokdorf	加圧水	1,480	11,181,334	E.ON	1986年12月22日
KKE Emsland	加圧水	1,406	10,954,690	Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH	1988年6月22日
KKG Grafenrheinfeld	加圧水	1,345	4,360,793	E.ON	1982年6月17日
KKI 2 Isar	加圧水	1,485	11,107,228	E.ON	1988年4月9日
KKP 2 Philippsburg	加圧水	1,468	11,303,875	EnBW	1985年4月18日
KRB B Grundremmingen	沸騰水	1,344	10,872,481	Kernkraftwerke Grundremmingen	1984年7月19日
KRB C Grundremmingen	沸騰水	1,344	10,348,139	Kernkraftwerke Grundremmingen	1985年1月18日
KWG Grohnde	加圧水	1,430	10,444,821	E.ON	1985年2月1日
<b>合計</b>		<b>12,702</b>	<b>91,786,310</b>		
<b>2011年に停止</b>					
Biblis A	加圧水	1,225		RWE	1975年2月26日
Biblis B	加圧水	1,300		RWE	1977年1月31日
GKN I Neckarwestheim	加圧水	840		EnBW	1976年12月1日
KKB Brunnbüttel	沸騰水	806		Kernkraftwerke Brunsbüttel	1977年2月9日
KKI 1 Isar	沸騰水	912		E.ON	1979年3月21日
KKK Krümmel	沸騰水	1,402		Kernkraftwerke Krümmel	1984年3月28日
KKP 1 Philippsburg	沸騰水	926		EnBW	1980年3月26日
KKU Unterweser	加圧水	1,410		E.ON	1979年9月6日

出所：DATF、「Kernenergie in Zahlen 2016」、2017 年

注：KKG Grafenrheinfeldの数値は2015年6月27日のもの。現在発電所は運転停止。

2002年に改正された原子力法では、原子力発電所は32年の稼働後には停止されることが義務付けられた。しかし電力不足が懸念されたことを背景に2010年にはこれをさらに改定し、32年とされていた稼働期間は8年から14年の運転期間延長が認められた<sup>57</sup>。ところが、その翌年の東京電力福島第一原子力発電所事故を受けて、ドイツ政府は原子力政策を大きく転換した。政府は安全確認のため直ちに古い8基の運転を停止し、さらに同年7月には2022年までに脱原発をすることを議会の多数決により決定、エネルギー変革の促進が急務であることを再確認した。

その後2015年6月27日に原子力発電所 Grafenrheinfeld が停止し、現在では8基が稼働している。残りの8基は、2017年末までに1基(Grundremmingen B)、2019年末までに1基(Philippsburg 2)、2021年末までに3基 (Grohnde、Grundremmingen C、Brokdorf)、2022年末までに最後の3基 (Isar 2、Emsland、Neckerwestheim 2) の停止が計画されている。

表 22 2022 年までの廃炉計画

発電所	所有者	稼働開始	稼働停止予定
Grafenrheinfeld	PreussenElektra	1982年6月17日	2015年6月27日停止 済
Grundremmingen B	RWE、E.ON	1967年4月12日	2017年12月31日
Phillippsburg II	EnBW	1980年3月26日	2019年12月31日
Brokdorf	PreussenElektra	1986年12月22日	2021年12月31日
Grohnde	PreussenElektra	1985年2月1日	2021年12月31日
Grundremmingen C	Kernkraftwerk Grundremmingen	1967年4月12日	2021年12月31日
Emsland	RWE、E.ON	1988年6月20日	2022年12月31日
Neckerwestheim II	EnBW	1976年12月1日	2022年12月31日
Isar 2	PreussenElektra	1979年3月21日	2022年12月31日

出所：各種資料より作成

ドイツ政府は、現在は発電容量が過剰であるものの2022年の脱原発による容量不足については懸念材料であると認めており、中短期的には既存の化石燃料を用いながら、将来的には柔軟性の高い電源を最大限活用する電力市場2.0をベースとした電力市場改革を進めようとしている。

一方で、一時期はゴアレーベンに確定していた高レベル放射性廃棄物最終処分場の立地が東京電力福島第一原子力発電所事故を受けた住民の反対によって取り消され、新たに最終処分場立地法を制定して、最終処分場の立地選定を最初からやり直すなど、課題も残されている。また、最終処分場の建設の遅れに伴い、現在の中間貯蔵施設の稼働延長許認可も政治的な混乱を引き起こす可能性がある。また、すでに空き容量がほとんど無い中間貯蔵施設もあり、そちらも対応が必要となる。

<sup>57</sup> 実際には、ドイツ政府は年月ではなく、原子力発電所ごとの発電量を許可しており、これまでの脱原発の年数は、それまでの稼働率から求めたものであった。明確に期限を定めたのは、2011年の「2022年までの脱原発」である。

#### 4.8.1 廃炉コストの負担

ドイツ政府は、大手電力会社の採算悪化や、増加が見込まれる廃炉コストなどを鑑み、脱原発にかかる資金を確実に確保するため、脱原発資金監査諮問委員会（KFK）を設置して、廃炉コストの負担方法の提案を検討した。

2016年4月のKFKの答申を受け、ドイツ政府は廃炉に関わる費用を賄うための基金を設立することを閣議決定、2016年12月には連邦参議院にて可決された<sup>58</sup>。ドイツ政府は、原子力発電所を運営してきた電力会社にこれまでの積立金から173億4000万ユーロを廃炉費用として、さらにリスク付加金を総額の35%とし、追加で61億2000万ユーロの支払いを求めた。今後電力会社はこの金額を2022年までに払い込まなければならない。電力会社が2022年までに支払いを完了できなかった場合には、引き続き増額分のコストは電力会社が支払義務を負うことになる。

その結果、中間及び最終処分場の建設の責任を、今後は国が負うこととなった。2019年1月1日（一部は2020年1月1日）以降は、特に現在稼働中の中間貯蔵設備の運営については、新たに設置される国が所有する中間貯蔵施設運営者が引き受ける。ただし、国はこれにより電力会社が免責されることはないとしており、処分の過程を透明化する決定だと主張している。

しかし、KFKは廃炉・解体・処理にかかるコストは475億ユーロほど必要との認識を示しており、電力会社が支払った額以上のコストは国民が負担することとなる。そのため、今後の国民負担の総額が問題視されている。

ドイツ政府は、今後少なくともコスト計算の透明性の確保と電力会社の電力会社の支払いを確実にさせるために2本の法律の制定を予定している。これらは現行の原子力法、最終処分場の立地選定法などの既存の規制との整合性を採ることが求められている<sup>59</sup>。

#### 4.8.2 ドイツ政府と電力会社の訴訟について

E. on、RWE、Vattenfallの3社は、2011年の原子力法改正によって停止を命じられた原子力発電所、及び2010年に平均12年の稼働延長が決定した原子力発電所も2022年の停止命令が出され、稼働期間が短縮されたことに関し、私有財産権を侵害するとしてドイツ連邦共和国に対する多くの訴訟を起こしていた。

2016年12月6日ドイツ憲法裁判所は、政府の決定については合憲であるものの、電力会社がこれまで行ってきた原子力発電への投資に対する経営上の損失をドイツ政府は賠償する責任があるという判決を下した<sup>60</sup>。

しかしながら、これは電力会社の主張する、すべての財産権を認めたものではなく、2011年に廃炉となった原子力発電所については、2002年の原子力法改正で定められた発電量の内、まだ発電していない部分について、2022年までに廃炉となる原子力発電所については2010年法改正により認められた稼働延長措置に対応するために、2011年3月までに新たに投資した部分について

<sup>58</sup> [http://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2016/0701-0800/768-16.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2016/0701-0800/768-16.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

<sup>59</sup> <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2016/10/2016-10-19-finanzierung-atomausstieg.html>、2017年3月2日取得

<sup>60</sup> 1 BvR 2821/11

の賠償を政府に求めた。つまり、廃炉になる直前の原子力法改正から廃炉に至るまでの期間について、一部はそこで認められる売上、一部はそこに投じられた投資についてのみを賠償の対象として認め、その他は切り捨てた。

結果、電力会社3社の損失額は推定190億ユーロと試算していたにも関わらず、賠償金額は確定していないものの、RWEは10億ユーロを超えることはないと思込んでいる<sup>61</sup>。この判決内容は2018年6月末までに法律化されることとなっている。また、連邦環境省は、この辺りは2011年の原子力法改正による脱原発を原則的に合憲と判断したものであるとの認識を示した<sup>62</sup>。

この結果を受けて、電力会社は、その他の訴訟約20件も取り下げた<sup>63</sup>。しかしながら、核燃料税とVattenfallの国際仲裁裁判所に提訴した件は依然係争中である。

Vattenfallは2012年に他の電力会社と共同で起こした訴訟と同時に、国際仲裁裁判所にも提訴した。2016年10月ワシントンで初めて口頭での審議が行われた。特に2011年のドイツ政府の政策転換の違法性を訴えるものであり、原子力発電への投資に対する損害賠償として約47億ユーロの支払いをドイツ政府に求めている。この訴訟は、国際企業が基本法の枠外で遡求する可能性があるという点で、大西洋横断貿易投資パートナーシップ（TTIP）との文脈からも国際的にその行方に関心が集まっている。判決は2017年以降に予定されており、ドイツ政府の負担する裁判費用は既に800万ユーロを超えている<sup>64</sup>。

<sup>61</sup> <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/bundesverfassungsgericht-zum-atomausstieg-energie-konzerne-haben-anspruch-auf-entschaedigung-a-1124612.html>、2017年1月18日取得

<sup>62</sup> [http://www.bmub.bund.de/pressemitteilung/hendricks-bundesverfassungsgericht-bestaetigt-atomausstieg/?tx\\_ttnews%5Bwords%5D=Atom&tx\\_ttnews%5BbackPid%5D=103&cHash=a010f821b5f6d995b501c4146ee90af](http://www.bmub.bund.de/pressemitteilung/hendricks-bundesverfassungsgericht-bestaetigt-atomausstieg/?tx_ttnews%5Bwords%5D=Atom&tx_ttnews%5BbackPid%5D=103&cHash=a010f821b5f6d995b501c4146ee90af)、2017年3月2日取得

<sup>63</sup> <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/atomausstieg-energiekonzerne-verzichten-auf-schadensersatz-a-1125261.html>、2017年1月25日取得

<sup>64</sup> <http://www.tagesschau.de/wirtschaft/vattenfall-milliardenklage-schiedsgericht-101.html>、2017年1月25日

## まとめ

ドイツはエネルギー変革の実現に向け、再生可能エネルギーの導入と脱原発を推し進めてきた。2000年に制定された EEG を主要な施策として、再生可能エネルギーは過去 16 年間で大幅な成長を遂げ、ドイツ政府の掲げる導入目標はかなりの程度順調に達成されたと考えて良い。

脱原発については、最も懸念されていた法的な論点、特に大手電力会社に対する国の賠償責任についても明確となり、賠償額が確定していないものの、その額は大手電力会社が求めているものに比べてかなり少額になることは間違いないと思われる。

脱原発は国内の発電容量から見れば十分実現可能であり、廃炉・解体・放射性廃棄物の処理については、大手電力会社と国民の両方が負担するスキームとなったが、資金の調達方法は確定した。これにより、ドイツ政府は今後も脱原発の歩みを止めることはない。

一方エネルギー変革の焦点である脱石炭は現時点ではあまり具体化されていない。政府として電力市場 2.0 で柔軟性の高い電源の活用、系統の整備などが掲げられているが、系統の整備は過去計画通りには進んでおらず、電力市場 2.0 の実現性については注意深く見ていく必要がある。

再生可能エネルギーの成長はドイツ政府にとっては、政策としては当初目標を十分に果たして成功したが、技術的な課題や将来に渡る政策の確実性などの点で課題を残している。

ドイツ政府の目標は長期のエネルギー変革であり、再生可能エネルギーはその根幹となる技術であるが、現時点では、周辺技術も含めて技術開発が完了していないことは明らかである。そのため、ドイツ政府は多くの再生可能エネルギー関連の研究プロジェクトに対して支援を行っている。

民間企業でも大手電力会社が再生可能エネルギー部門を切り離し、収益の上がる部門とみなしていることや、バーチャル発電所の技術が飛躍的に向上し、一般家庭の屋根上太陽光と蓄電池の組み合わせによる電力が調整電源市場でも販売が許可されるようになったことなど、技術革新と市場の拡大は今後も続いてゆく。

エネルギー変革は道半ばであり、前進と後退を繰り返している部分はあるが、概ねはドイツ政府の意図した目標は達成されたと見て良いだろう。

平成28年度低炭素社会の実現に向けた中長期的再生可能  
エネルギー導入拡大方策検討調査報告書

2017年3月

株式会社三菱総合研究所