T2R2 東京科学大学 リサーチリポジトリ
Science Tokyo Research Repository

論文 / 著書情報
Article / Book Information

題目(和文)	エネルギー技術モデルによるわが国の低炭素エネルギー普及策に関する研究
Title(English)	Assessment of Low-Carbon Energy Deployment in Japan Using Energy-Technology Model
著者(和文)	大城賢
Author(English)	Ken Oshiro
出典(和文)	学位:博士（工学）, 学位授与機関:東京工業大学, 報告番号:甲第9894号, 授与年月日:2015年3月26日, 学位の種別:課程博士, 審査員:増井　利彦,肥田野　登,中井　検裕,坂野　達郎,松井　知己
Citation(English)	Degree:, Conferring organization: Tokyo Institute of Technology, Report number:甲第9894号, Conferred date:2015/3/26, Degree Type:Course doctor, Examiner:,,,,
学位種別(和文)	博士論文
Type(English)	Doctoral Thesis

Powered by T2R2 (Science Tokyo Research Repository)

2014 年度　博士論文

エネルギー技術モデルによるわが国の低炭素エネルギー普及策に関する研究

東京工業大学大学院 社会理工学研究科 社会工学専攻

大城 賢

指導教員　増井 利彦　教授

エネルギー技術モデルによるわが国の低炭素エネルギー普及策に関する研究

Assessment of Low-Carbon Energy Deployment in Japan Using Energy-Technology Model

目次

要旨 i

第 1 章　序論 1
1.1.　研究背景・目的 1
1.2.　本論文の構成 3

第 2 章　既存のエネルギー技術モデルの課題 6
2.1.　日本の長期温室効果ガス削減目標 6
2.2.　長期温室効果ガス削減における低炭素エネルギーの役割 12
2.2.1.　低炭素エネルギーに関する現状 12
2.2.2.　原子力・CCS・再生可能エネルギーの現状と課題 15
2.2.3.　その他のエネルギー需給・温室効果ガス排出に関わる状況 24
2.3.　先行研究におけるエネルギー技術モデルの特徴と課題 28
2.3.1.　代表的なエネルギー技術モデルの概要 28
2.3.2.　日本の中長期を対象とした分析事例 34
2.3.3.　既存のエネルギー技術モデル及びモデルを用いたシナリオ分析の課題 35

第 3 章　エネルギー技術モデルの多地域化による低炭素エネルギー導入分析 37
3.1.　エネルギー技術モデルの多地域化の必要性 37
3.2.　先行研究のレビュー 40
3.3.　エネルギー技術モデルの改良 41
3.3.1.　モデルの概要 41
3.3.2.　モデルの多地域化 45
3.3.3.　時間帯別の電力需給バランスの反映 46
3.3.4.　基準年データの作成 47
3.4.　改良したモデルを用いた 2050 年までの温室効果ガス排出量推計 49
3.4.1.　推計の前提条件 49
3.4.2.　推計結果 64
3.5.　第 3 章のまとめ 84

第 4 章　エネルギー需要部門における電力需給調整の効果分析 86
4.1.　需要部門における電力需給調整策の役割 86

4.2. 先行研究のレビュー 87
4.3. エネルギー技術モデルの改良 89
4.3.1. 需要部門の電力需給調整対策の反映 89
4.3.2. 対策技術に関する想定 91
4.4. エネルギー需要部門の電力需給調整策の効果分析 92
4.4.1. 推計を実施したケース一覧 92
4.4.2. 推計結果 92
4.5. 第 4 章のまとめ 105

第 5 章 低炭素エネルギー技術の不確実性を踏まえた GHG 削減シナリオの分析 106
5.1. 先行研究のレビュー 106
5.2. 低炭素エネルギー技術のケース設定 108
5.2.1. 低炭素エネルギー技術の利用制約 108
5.2.2. 社会経済活動量の想定 112
5.3. 低炭素エネルギー技術の不確実性を踏まえた分析 121
5.3.1. 推計を実施したケース一覧 121
5.3.2. 推計結果 122
5.4. 第 5 章のまとめ 136

第 6 章 再生可能エネルギー固定価格買取制度の影響分析 138
6.1. 再生可能エネルギーの固定価格買取制度の概要 138
6.2. 先行研究のレビュー 141
6.3. エネルギー技術モデルの改良 142
6.3.1. 再生可能エネルギーの調達価格の設定 143
6.3.2. 習熟効果による初期費用低下の内生化 145
6.4. 固定価格買取制度の影響分析 148
6.4.1. 推計を実施したケース 148
6.4.2. 推計結果 149
6.5. 第 6 章のまとめ 158

第 7 章 結論 160
7.1. 本研究のまとめ 160
7.2. 本研究にて実施したモデル分析の限界と課題 162
7.3. 今後の展望 165

Appendix I エネルギー技術モデルの概要 167

Appendix II 社会経済活動量の設定 172

参考文献 195

研究業績 211

謝辞 213

第 3 章～第 5 章の一部は、以下の論文に基づき作成されたものである。

【第 3 章】大城賢, 増井利彦, わが国を対象とした多地域エネルギー技術選択モデルによる 2050 年までの温室効果ガス削減シナリオ分析, エネルギー・資源, Vol. 35, No. 4, 2014.7

【第 4 章】Ken Oshiro, Toshihiko Masui, Diffusion of low emission vehicles and their impact on CO2 emission reduction in Japan, Energy Policy (in Press), doi: 10.1016/j.enpol.2014.09.010

【第 5 章】大城賢, 増井利彦, 低炭素エネルギー技術の不確実性を考慮したわが国の長期温室効果ガス削減シナリオ分析, 土木学会論文集 G（環境）, Vol.70, No.6（環境システム研究論文集 第 42 巻）, II_207-II_215, 2014.

図一覧

図 1-1　本論文の構成 4
図 2-1　日本の温室効果ガス排出量の推移と 80%減の水準 7
図 2-2　世界の一次エネルギー供給量、低炭素エネルギー比率の推移 13
図 2-3　日本の一次エネルギー国内供給量、低炭素エネルギー比率の推移 13
図 2-4　各国の一次エネルギー構成 14
図 2-5　原子力発電の設備容量・設備利用率の推移 16
図 2-6　世界における大規模 CO_2 回収プロジェクト 18
図 2-7　日本の電源種別発受電電力量の推移 19
図 2-8　日本の電源種別発電容量の推移 19
図 2-9　風力・太陽光発電の累積導入容量 20
図 2-10　IPCC AR5 における電源別発電コスト 21
図 2-11　日本の風力発電ポテンシャル（左：陸上、右：洋上） 21
図 2-12　日本の電力系統 22
図 2-13　日本の最終エネルギー消費の推移 24
図 2-14　乗用車・軽自動車に占める次世代自動車の保有台数 25
図 2-15　家庭用高効率給湯器の累積出荷台数 25
図 2-16　日本の温室効果ガス排出量の推移 26
図 2-17　日本の化石燃料輸入価格推移 27
図 2-18　日本の化石燃料輸入総額の推移 27
図 2-19　脱温暖化 2050 研究プロジェクトによる 2050 年の CO_2 排出量推計結果 34
図 2-20　中環審（2014）における 2050 年の温室効果ガス排出量推計結果 35
図 3-1　電力会社別原子力発電容量の見通し（40 年廃炉の場合） 38
図 3-2　家庭部門の世帯当たりエネルギー消費（2012 年度） 39
図 3-3　旅客乗用車の一台当たり走行量（2009 年度） 39
図 3-4　モデルを用いた将来の温室効果ガス推計手法 44
図 3-5　関西電力の 2012 年夏季ピーク発生日（8 月 3 日）の電力需要 47
図 3-6　基準年の用途別家庭部門エネルギー消費内訳 48
図 3-7　エネルギー技術モデルによる温室効果ガス排出量の推計フロー 48
図 3-8　粗鋼生産量想定の比較 55
図 3-9　紙板紙生産量想定の比較 56
図 3-10　エチレン生産量想定の比較 56
図 3-11　セメント生産量想定の比較 57
図 3-12　業務延床面積想定の比較 57
図 3-13　世帯数想定の比較 58

図 3-14　原子力発電のケース別発電電力量 62
図 3-15　IEA ETP2012 における将来のエネルギー価格想定 62
図 3-16　発電電力量のモデル推計値と実績値の比較 64
図 3-17　ケース別温室効果ガス排出量 65
図 3-18　温室効果ガス排出量（ケース②） 65
図 3-19　地域別 GHG 排出量 66
図 3-20　ケース別 CO_2 価格 67
図 3-21　最終エネルギー消費（ケース②） 68
図 3-22　最終エネルギー消費量のケース間比較 68
図 3-23　地域別最終エネルギー消費（2050 年） 68
図 3-24　一次エネルギー国内供給（ケース②） 69
図 3-25　ケース別一次エネルギー国内供給 69
図 3-26　ケース別化石燃料輸入額 70
図 3-27　発電電力量・発電容量の推移（ケース②） 77
図 3-28　ケース別発電電力量 77
図 3-29　ケース別の電力 CO_2 排出係数 77
図 3-30　時間帯別発電電力量（ケース②、2050 年夏季平日） 78
図 3-31　時間帯別発電電力量（ケース⑥、2050 年夏季平日） 79
図 3-32　ケース別の地域間連系線容量（2050 年） 80
図 3-33　地域間連系線容量（ケース②） 80
図 3-34　地域別発電電力量構成（2050 年） 81
図 3-35　地域別の車種別自動車シェア（ケース②、2050 年） 82
図 3-36　地域別の家庭用給湯器シェア（ケース②） 82
図 3-37　2010 年以降の累積投資額 83
図 4-1　電力需給調整対策による電力負荷曲線の変化 87
図 4-2　需要側の電力需給調整対策のモデル組み込み 90
図 4-3　電力需給調整対策を内生化した技術選択モデルの概要 90
図 4-4　ケース別温室効果ガス排出量の推移と 2050 年時点の CO_2 価格 93
図 4-5　温室効果ガス排出量（ケース①） 93
図 4-6　温室効果ガス排出量（ケース②） 94
図 4-7　ケース別発電電力量構成（2050 年） 95
図 4-8　発電電力量・発電容量（ケース①） 95
図 4-9　発電電力量・発電容量（ケース②） 95
図 4-10　時間帯別発電電力量の推計結果（2050 年、夏期平日） 96
図 4-11　時間帯別発電電力量の推計結果（2050 年、中間期平日） 96
図 4-12　ケース別の電力 CO_2 排出係数 96

図 4-13　地域別発電力量シェア（2050 年） 97
図 4-14　次世代自動車のシェア（ケース②） 98
図 4-15　地域別次世代自動車普及率（ケース①、2050 年） 98
図 4-16　地域別次世代自動車普及率（ケース②、2050 年） 99
図 4-17　家庭部門の給湯器別シェア 99
図 4-18　地域間連系線容量の比較 100
図 4-19　エネルギー消費量（ケース①） 101
図 4-20　エネルギー消費量（ケース②） 101
図 4-21　化石燃料輸入額の推計結果 101
図 4-22　累積投資額の推計結果 102
図 4-23　部門別の累積対策費用 103
図 4-24　限界削減費用曲線（ケース②、2050 年） 104
図 4-25　限界削減費用曲線（ケース②、2030 年） 104
図 5-1　SSPs における日本の人口・GDP 想定 116
図 5-2　SSPs における日本の人口・GDP 想定（補正後） 117
図 5-3　ケース設定一覧 121
図 5-4　ケース別 GHG 排出量 122
図 5-5　ケース別 CO_2 価格（2050 年） 124
図 5-6　CCS・再生可能エネルギーの利用可能性に応じた CO_2 価格（2050 年） 124
図 5-7　部門別 GHG 排出量 126
図 5-8　CCS ケース別の鉄鋼・発電部門 CO_2 排出量（2050 年） 126
図 5-9　活動量高位（左）・低位（右）ケースの GHG 排出量 127
図 5-10　2050 年の一次エネルギー国内供給 128
図 5-11　再生可能エネルギー＋原子力のシェア 128
図 5-12　2050 年の最終エネルギー消費 129
図 5-13　2050 年の最終エネルギー消費量（2010 年比） 129
図 5-14　2050 年の部門別最終エネルギー消費量 130
図 5-15　家庭用給湯器の普及率（活動量中位、原子力高位、再エネ高位） 131
図 5-16　家庭用照明器具の普及率（活動量中位、原子力高位、再エネ高位） 131
図 5-17　業務用空調機器の普及率（活動量中位、原子力高位、再エネ高位） 131
図 5-18　業務部門の高断熱化普及率（活動量中位、原子力高位、再エネ高位） 132
図 5-19　旅客自動車の車種別普及率（活動量中位、原子力高位、再エネ高位） 132
図 5-20　貨物自動車の車種別普及率（活動量中位、原子力高位、再エネ高位） 132
図 5-21　発電電力構成（CCS 高位・中位の比較） 134
図 5-22　低炭素エネルギー比率と温室効果ガス排出削減率の関係（2050 年） 134
図 5-23　ケース別の電力 CO_2 排出係数 135

図 5-24　2050 年の発電電力量構成 135
図 5-25　2050 年までの累積投資額 136
図 6-1　発電電力量に占める再生可能エネルギー比率の推移 139
図 6-2　現行の固定価格買取制度の概要 140
図 6-3　固定価格買取制度施行後の認定・導入容量 140
図 6-4　エネルギー技術モデルへの FIT 評価モデル組み込みイメージ 142
図 6-5　住宅用太陽光発電の累積導入量・システム価格の推移 146
図 6-6　発電電力量・発電容量構成 150
図 6-7　賦課金単価の推計結果 151
図 6-8　世帯当たりの年間電気料金 151
図 6-9　発電電力量構成の比較 152
図 6-10　発電容量構成の比較 152
図 6-11　時間帯別発電電力量の比較（2050 年、中間期平日） 152
図 6-12　太陽光発電の初期費用比較 153
図 6-13　風力発電の初期費用比較 153
図 6-14　部門別温室効果ガス排出量の比較 154
図 6-15　温室効果ガス排出量・CO_2 価格の比較 154
図 6-16　一次エネルギー国内供給の比較 155
図 6-17　最終エネルギー消費の比較 155
図 6-18　地域間連系線容量（FIT なし） 156
図 6-19　地域間連系線容量（FIT あり） 156
図 6-20　累積追加投資額の比較 157

図 A II-1　総人口の推移 172
図 A II-2　実質 GDP の想定 173
図 A II-3　人口・世帯数の推計フロー 174
図 A II-4　世帯数の推計結果 175
図 A II-5　旅客輸送量の推計フロー 176
図 A II-6　2050 年の就業者率想定（男性） 180
図 A II-7　2050 年の就業者率想定（女性） 181
図 A II-8　旅客交通需要推計結果（基準ケース、輸送機関別） 182
図 A II-9　旅客交通需要の推移 182
図 A II-10　旅客輸送量の推計結果 183
図 A II-11　輸送機関別貨物輸送量の推計結果 185
図 A II-12　貨物輸送量の推計結果 185
図 A II-13　業種別床面積の推計結果 187

図 A II-14　業務床面積の推計結果 187
図 A II-15　家庭・業務部門の有効エネルギー需要原単位の推計結果 189
図 A II-16　粗鋼生産量の推計結果 190
図 A II-17　紙板紙生産量の推計結果 191
図 A II-18　エチレン生産量の推計結果 191
図 A II-19　セメント生産量の推計結果 192
図 A II-20　鉱工業指数（機械）の推計結果 192
図 A II-21　産業別 IIP の推計結果（基準ケース） 193

表一覧

表 1-1　各章におけるモデル改良の概要 5
表 2-1　日本の中長期温室効果ガス排出削減目標の経緯 7
表 2-2　IPCC AR5 WG3 における緩和シナリオの特徴 9
表 2-3　主な先進国の 2020 年目標 11
表 2-4　主要国の 2020 年以降の削減目標 11
表 2-5　IPCC AR5 に示されている低炭素エネルギーのプラス・マイナスの影響 23
表 2-6　J-REM モデルの地域区分 30
表 2-7　代表的なエネルギー技術モデルの概要 33
表 3-1　エネルギー起源 CO_2 の推計対象部門 42
表 3-2　モデル上の 10 地域区分と 47 都道府県の対応 45
表 3-3　導入を想定した主な対策技術 51
表 3-4　発電技術の効率・コスト 52
表 3-5　主な再生可能エネルギーの導入上限 53
表 3-6　主要な社会経済活動量の想定 54
表 3-7　先行研究における日本の原子力導入量想定 60
表 3-8　本研究における原子力発電のケース設定 61
表 3-9　推計を実施したケース一覧 64
表 3-10　産業部門の省エネルギー技術導入率（ケース②） 71
表 3-11　家庭部門の省エネルギー技術導入率（ケース②） 72
表 3-12　業務部門の省エネルギー技術導入率（ケース②） 73
表 3-13　旅客輸送部門の省エネルギー技術導入率（ケース②） 74
表 3-14　貨物輸送部門の省エネルギー技術導入率（ケース②） 75
表 4-1　推計を実施したケース一覧 92
表 5-1　IPCC AR5 における技術利用制約時の累積コスト増加率 107
表 5-2　再生可能エネルギーに関する想定 109
表 5-3　中環審（2012）における再生可能エネルギー導入想定 110
表 5-4　CCS 導入量に関する想定 111
表 5-5　エネルギー・環境会議における実質 GDP 想定 113
表 5-6　選択する未来委員会におけケース別の実質 GDP 成長率想定 113
表 5-7　SRES のストーリーライン概要 114
表 5-8　SSP のストーリー一覧 115
表 5-9　SSPs における日本の人口・GDP 想定（補正後） 118
表 5-10　低位ケースにおける社会経済活動量想定 119
表 5-11　基準ケースにおける社会経済活動量想定（再掲） 119

表 5-12　高位ケースにおける社会経済活動量想定 120
表 5-13　ケース別の CO_2 価格 122
表 6-1　買取総額、回避可能費用、賦課金単価の実績 141
表 6-2　2014 年度の調達価格・調達期間 143
表 6-3　コスト等検証委員会における太陽光・風力発電のコスト想定 146
表 6-4　先行研究における風力・太陽光発電の習熟率 148
表 6-5　ケース設定一覧 149

表 A II-1　免許保有率の変化率 180
表 A II-2　貨物輸送量の説明変数一覧 184
表 A II-3　業種別の延床面積説明変数 186

要旨

深刻化が懸念される気候変動の緩和に向けて、エネルギーを生み出す際に温室効果ガスをほとんど排出しない「低炭素エネルギー」（原子力・再生可能エネルギー・CCS（炭素回収貯留）付の火力発電）の重要性が指摘されている。低炭素エネルギーの普及拡大は、第四次環境基本計画において2050年までに温室効果ガス排出量を80%削減するという長期目標（以下、「80%目標」）を提示している日本においても、有効な気候変動緩和策の一つである。しかし、2011年3月の福島第一原子力発電事故を受け、原子力の大幅増を前提としていたわが国のエネルギー・気候変動政策は大幅な見直しの必要性に迫られている。原子力への依存度を低減しつつ、80%目標を達成するには、太陽光・風力発電など、気象条件等による出力変動を伴うエネルギー源への移行が必要になると考えられる。一方で、長期目標達成に向けた将来のエネルギー需給・温室効果ガス排出量の定量分析に際し、従来用いられてきたエネルギー技術モデルであるAIM（アジア太平洋統合モデル）は、太陽光・風力発電の出力変動や地域的な賦存量の偏在等のエネルギーシステムの複雑化を考慮できないという課題がある。そこで本研究では、エネルギーシステムの複雑化による影響を組み込むため、AIMの改良を行った。さらに、改良したモデルを用いて、日本の長期温室効果ガス排出削減目標を達成するための低炭素エネルギー普及の長期的な道筋、およびその方策の検討を実施した。

第1章では、序論として、本研究の背景、目的を示すとともに、本論文の構成を示した。

第2章では、低炭素エネルギーの現状や、既存のエネルギー技術モデルをサーベイすることで、現行の分析における様々な課題を整理した。

第3章では、日本を対象としたエネルギー技術モデルAIMの多地域化、発電部門の詳細化を行い、2050年までを対象とした分析の概要を示した。結果として、原子力ゼロの前提下においても、大幅な省エネルギー加え、再生可能エネルギーやCCSの普及拡大により、80%目標の達成は技術的に可能であることが示された。さらに、従来のモデルでは評価が困難であった地域間連系線の増強の効果を定量化するため、モデルの改良を行った。その結果、地域間連系線の増強は、特に北海道・東北地域における風力発電の導入促進を通じて、再生可能エネルギーの普及拡大に際して有効であることが示された。

第4章では、第4章で示したモデルをもとに、従来のモデルでは評価が困難であった需要側における電力需給調整策導入の効果を定量化するためにモデルの改良を行った。その結果、電気自動車やヒートポンプ給湯器の稼働時間シフト、余剰電力の水素転換といった、需要側の電力需給調整対策の効果により、電力需要が夜間から昼間にシフトし、太陽光発電の導入が促進され、温室効果ガス排出削減に大きく寄与する結果となった。

第5章では、原子力以外の低炭素エネルギー技術についても、大幅な普及拡大には不確実性があることを踏まえ、技術普及が制約されたケースにおける2050年80%減の感度分析を行った。結果として、原子力のみが利用できないケースでは、その影響は比較的軽微である一方、CCSが利用できない場合、および再生可能エネルギーの利用が低水準に留まる場合

は、経済活動の水準が低位に抑えられない限り、80%目標の達成は困難であることが示された。さらに、いずれか一つの低炭素エネルギーのみでは、80%目標の達成は困難であることが明らかとなった。

第 6 章では、再生可能エネルギーの普及策として期待される FIT（固定価格買取制度）の効果、影響を考慮することが可能となるよう、エネルギー技術モデルの改良を行った。その結果、FIT の導入により、中長期的な太陽光発電の導入促進に伴い、習熟効果による初期費用低下がもたらされれば、風力発電への依存による削減費用の増加を回避可能であることが明らかとなった。また、FIT 導入に伴い発生する賦課金は、最大で 2030 年頃に家庭用電気料金を 1 割程度押し上げ得る。しかし、省エネルギーが促進されれば、費用増は相殺され、世帯当たりの電気料金支払額は、2010 年より低い水準に留まる結果となった。

第 7 章では、本研究の結論として、再生可能エネルギーは、太陽光・風力の出力変動による影響を電力需給調整策の活用により抑制しつつ、FIT 等の政策を適切に講じることで初期費用が低下すれば、特に主要な低炭素エネルギー源になり得ることを示した。ただし、再生可能エネルギーのみでは、80%目標の達成は困難であり、原子力もしくは CCS のいずれかの導入が必要となる。特定の低炭素エネルギーに過度に依存すれば、様々なリスクが顕在化する可能性があることから、80%目標の確実な達成に向けて、長期的な技術開発や制度構築、安全性確保も踏まえ、バランスのとれた低炭素エネルギー普及策を講じることが望ましい。

Executive Summary

Low carbon energies such as nuclear, renewables and fossil fuel with CCS can play a critical role to realize the long-term mitigation scenarios. Deployment of low carbon energies can also be essential for Japan in order to achieve the target of 80% reduction of GHG emission in 2050 as the long-term mitigation target. However, renewable energies and CCS technology entail various risks as well as nuclear power. This study aims to identify long-term pathways and policies to promote low carbon energies in Japan using revised energy technology model.

In this study, energy technology model which is based on AIM/Enduse is improved in order to consider regional differences of renewable energy supply and demand, and its intermittency. The result shows that the long-term mitigation target is feasible without nuclear power by a large scale diffusion of renewables, CCS and substantial energy efficiency improvement. In addition, reinforcing electricity interconnection and demand-side management using electric vehicle and heat pump water heater contribute to integrate variable renewable energies and reduce carbon price to achieve long-term mitigation target substantially.

Using the revised model, feasibility of long-term mitigation target considering a constraint of the key low carbon technologies diffusion is assessed. The results indicate that unavailability of both CCS and low deployment of renewables are crucial and a single low carbon energy alone cannot meet the target. It is important to consider uncertainty of key low carbon technologies such as CCS and renewable energy as well as nuclear power.

Effectiveness of feed-in tariff (FIT) is also assessed by the revised model. As a result, FIT can be effective to reduce the initial cost of solar PV and contributes to achieve the long-term mitigation target. Although household electricity bill rises by around 10% in 2030 by introduction of FIT, however, it can be compensated by a promotion of energy saving actions.

This study concludes that renewable energies as one of the low carbon energies can play major roles to achieve the long-term mitigation target in Japan. However, nuclear power and/or fossil fuel with CCS are also essential to achieve the long-term mitigation target.

第1章　序論

1.1.　研究背景・目的

深刻化が懸念される気候変動の緩和に向けて、2014 年に公表された IPCC（気候変動に関する政府間パネル）の第 5 次評価報告書では、「低炭素エネルギー」の重要性が指摘されている。低炭素エネルギーとは、原子力・再生可能エネルギー・CCS（炭素回収貯留）付の火力発電を指し、化石燃料と異なり、エネルギーを生み出す際に温室効果ガスをほとんど排出しない。したがって、化石燃料から低炭素エネルギーへの移行により、温室効果ガス排出量の大幅削減が可能となる。

第四次環境基本計画において、2050 年までに温室効果ガス排出量を 80%削減することを長期目標としている日本においても、低炭素エネルギーの普及拡大は、重要な気候変動緩和策の一つである。しかしながら、2011 年 3 月の福島第一原子力発電事故を受けて、原子力の大幅増を前提としていた中長期のエネルギー・気候変動政策は大幅な見直しの必要性に迫られている。原子力依存度低減を前提とする場合、他の低炭素エネルギーの普及拡大が期待されるものの、再生可能エネルギーは現時点における導入量はごく僅かに留まっている。さらに、CCS に関しては未だ実証段階にあり、商用化に至っていない。原子力だけでなく、再生可能エネルギー、CCS に関しても、大幅な普及拡大には様々な課題が挙げられることから、技術普及に関わるリスクを踏まえた、ロバストな低炭素エネルギー普及策の検討が求められる。

特に再生可能エネルギーについては、今後は太陽光・風力発電といった、気象条件等によって出力が変動し得るエネルギー源の必要性が高まることが見込まれる。これらのエネルギー源のシェアを拡大するには、電力系統の増強や、バックアップ時の電源確保といった供給側の対策に加えて、需要部門における電力使用の抑制・使用時間帯のシフトといった、需要側も含めた電力需給調整対策が必要となる。

これまで、将来の温室効果ガス排出削減目標達成に向けた低炭素エネルギー普及シナリオの検討に当たっては、日本全体のエネルギー関連技術を積上げることで将来のエネルギー需給・温室効果ガス排出量を算出するエネルギー技術モデルが多く用いられてきた。しかしながら、先行研究で用いられているエネルギー技術モデルでは、再生可能エネルギーの出力変動や、地域別の賦存量の偏りによって、将来起こり得るエネルギーシステムの複雑化が十分に考慮されていない。ゆえに、太陽光・風力発電の普及制約や、電力需給調整対策の影響を定量的に評価できないという課題があった。

そこで本研究では、エネルギーシステムの複雑化を考慮することが可能となるよう、エネルギー技術モデルの改良を行い、日本の低炭素エネルギー普及策の検討を行う。まず、国立環境研究所が開発した積上型モデルである AIM/Enduse をベースとして、多地域化・発電部

門の詳細化を行うことで、新たなエネルギー技術モデルを開発する。これにより、従来のモデルでは困難であった、将来の低炭素エネルギーの普及拡大に必要となる電力需給対策の程度、およびその効果を分析することが可能となる。加えて、電気自動車、ヒートポンプ給湯器等の活用による、エネルギー需要部門における電力需給調整対策の効果を分析することが可能となるよう、エネルギー技術モデルの改良を実施し、80%目標の達成における効果・影響を明らかにする。

続いて、改良したモデルを用い、将来の経済発展や技術普及の不確実性を踏まえ、複数の社会経済シナリオに基づき、低炭素エネルギー技術の普及が制約された場合における、80%目標達成可能性の検討、対策費用増に関する感度分析を行う。分析を通じて、長期の温室効果ガス排出削減目標の達成に向けた、望ましい低炭素エネルギー技術普及の道筋を明らかにする。

さらに、低炭素エネルギーの一つである再生可能エネルギーの普及拡大策として、近年導入された固定価格買取制度の効果・影響を分析するため、エネルギー技術モデルの更なる改良を行う。また、改良したモデルを用いて、固定価格買取制度の導入による再生可能エネルギー拡大への有効性、および固定価格買取制度がエネルギーシステムに及ぼす影響を明らかにする。

本研究を通じて、エネルギー技術モデルの高度化に貢献するとともに、日本の長期温室効果ガス削減目標達成に向けた低炭素エネルギー普及策を提示し、今後のエネルギー・気候変動政策の検討に貢献することを本研究の目的とする。

1.2.　本論文の構成

本論文の構成を図 1-1 に示す。

第 1 章（本章）では、研究全体の背景と目的について述べる。

第 2 章では、本研究の背景となる日本の温室効果ガス排出削減目標、低炭素エネルギー導入の状況について概説するとともに、既存のエネルギー技術モデルについてレビューを行い、本研究の目的に照らした際の課題についてまとめる。

第 3，4 章では、国立環境研究所が開発した AIM/Enduse をベースに、エネルギー技術モデルの改良を行い、改良したモデルを用いて将来の温室効果ガス排出量・エネルギー需給に関する分析を行う。まず、エネルギー技術モデルの多地域化・発電部門の詳細化を行い、低炭素エネルギー普及策の検討に必要となる改良を行う。第 3 章では、原子力の稼働シナリオ・地域間連系線の増強有無に応じた、主にエネルギー供給部門を対象とした電力需給調整対策の効果・影響の分析を実施する。続いて第 4 章では、エネルギー需要部門における電力需給調整対策に着目し、その効果・影響を明らかにする。

第 5 章では、改良したモデルを用いて、低炭素エネルギー技術普及の不確実性を踏まえ、80%目標を達成するために、どの低炭素エネルギー技術をどの程度普及させる必要があるのかを明らかにする。具体的には、原子力・CCS・再生可能エネルギーの普及制約を伴う複数のケースについてシナリオ分析を実施し、技術の普及制約が 80%目標の達成に及ぼす影響の分析を行う。

第 6 章では、低炭素エネルギーを必要な水準まで普及させるための政策について検討する。具体的には、低炭素エネルギーの一つである再生可能エネルギーの普及拡大において有効とされる固定価格買取制度について、その効果・影響の分析が可能となるよう、エネルギー技術モデルの改良を行う。さらに、改良したモデルを用いて、固定価格買取制度の効果・影響分析を行う。

第 7 章では、本研究全体を通じた結論、および今後の課題をまとめる。

本論文では、第 3 章～第 6 章において、エネルギー技術モデルの改良、モデルを用いた分析を行う。各章におけるモデルの改良・分析の前提条件等の差異について、表 1-1 に示す。

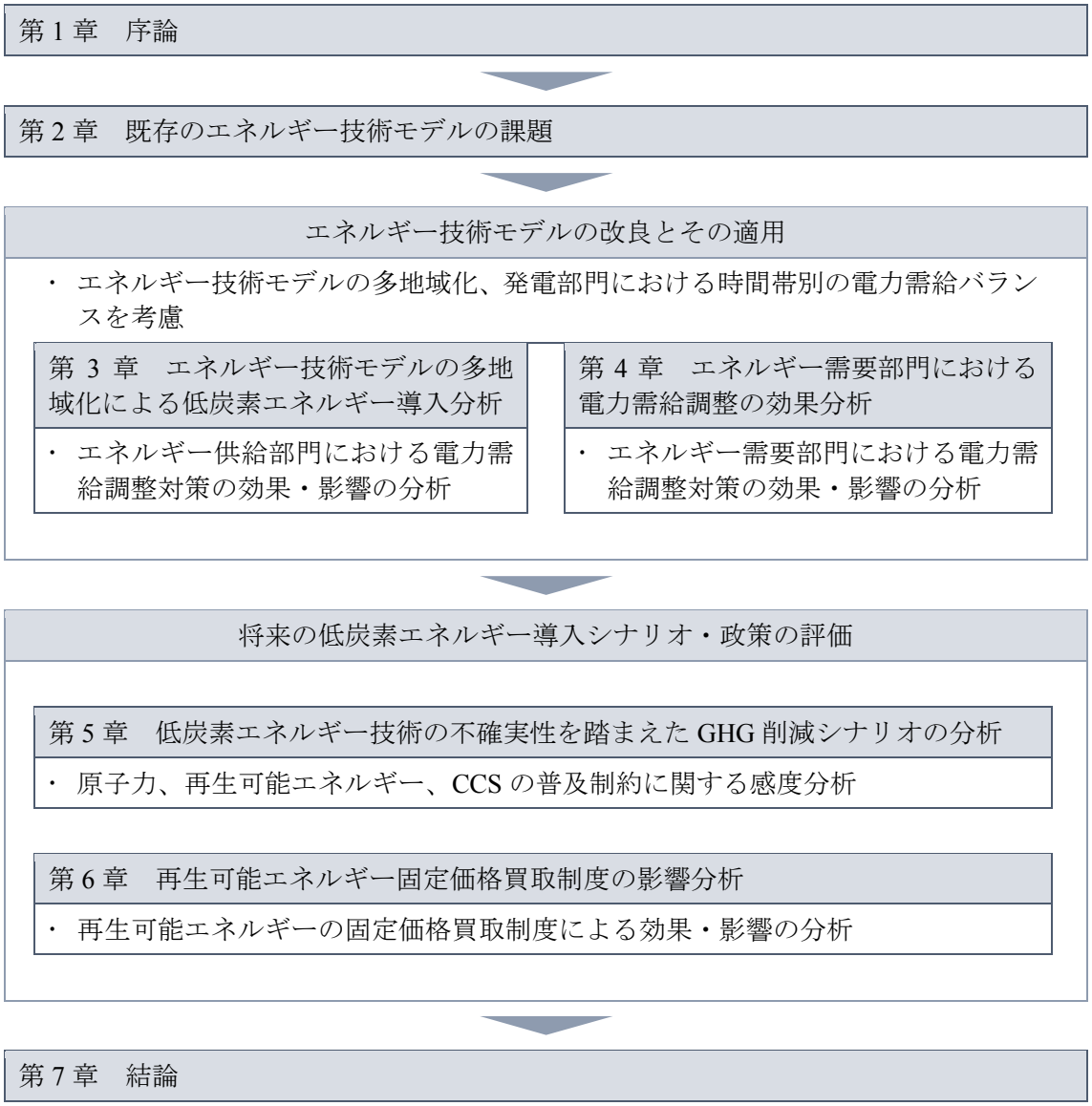

第 1 章　序論
第 2 章　既存のエネルギー技術モデルの課題
エネルギー技術モデルの改良とその適用
・ エネルギー技術モデルの多地域化、発電部門における時間帯別の電力需給バランスを考慮
第 3 章　エネルギー技術モデルの多地域化による低炭素エネルギー導入分析
・ エネルギー供給部門における電力需給調整対策の効果・影響の分析
第 4 章　エネルギー需要部門における電力需給調整の効果分析
・ エネルギー需要部門における電力需給調整対策の効果・影響の分析
将来の低炭素エネルギー導入シナリオ・政策の評価
第 5 章　低炭素エネルギー技術の不確実性を踏まえた GHG 削減シナリオの分析
・ 原子力、再生可能エネルギー、CCS の普及制約に関する感度分析
第 6 章　再生可能エネルギー固定価格買取制度の影響分析
・ 再生可能エネルギーの固定価格買取制度による効果・影響の分析
第 7 章　結論

図 1-1　本論文の構成

表 1-1　各章におけるモデル改良の概要

	モデルの多地域化・発電部門の詳細化	需要側の電力需給調整策の反映	固定価格買取制度（FIT）の内生化
第 3 章　エネルギー技術モデルの多地域化による低炭素エネルギー導入分析	○	―	―
第 4 章　エネルギー需要部門における電力需給調整の効果分析	○	○	―
第 5 章　低炭素エネルギー技術の不確実性を踏まえた GHG 削減シナリオの分析	○	○	―
第 6 章　再生可能エネルギー固定価格買取制度の影響分析	○	○	○

第2章　既存のエネルギー技術モデルの課題

気候変動は深刻な環境問題の一つであり、2013～2014 年には IPCC（気候変動に関する政府間パネル）より AR5（Fifth Assessment Report：第 5 次評価報告書）が公表された。IPCC AR5 WG1（自然科学的根拠）の報告書では、「人間による影響が 20 世紀半ば以降に観測された温暖化の支配的な原因であった可能性が極めて高い」と評価されている(IPCC 2013)。

気候変動への対処方策の一つとして、エネルギー消費削減や再生可能エネルギー・原子力・CCS といった緩和策の導入による温室効果ガス排出削減が挙げられる。これまで、緩和策導入の効果や経済影響等を定量的に評価するため、将来のエネルギー需給・温室効果ガス排出量を推計するモデル（以降、これをエネルギー技術モデルと呼ぶ）が用いられてきた。エネルギー技術モデルは、研究の進展や統計データの拡充、コンピュータの演算処理性能の向上等に伴い、これまで幾度も改良が重ねられてきているが、特に中長期を対象としたモデルにおいては未だに改良すべき点も多いのが現状である。

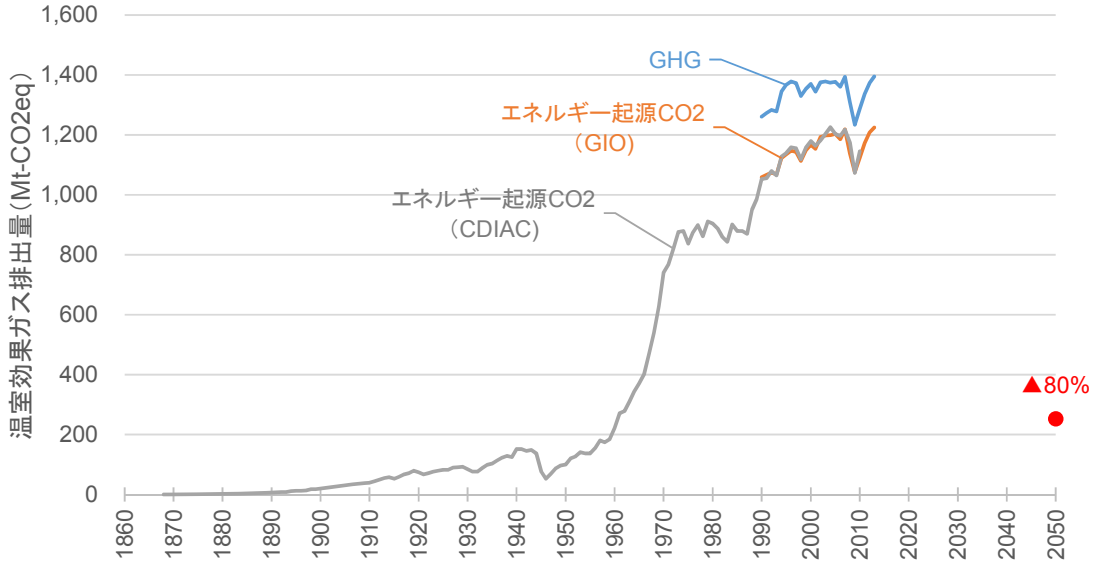
本章では、まずエネルギー技術モデルの改良が求められる背景として、日本のエネルギー需給・温室効果ガス排出の現状と見通し、および中長期のエネルギー・気候変動政策の課題についてまとめる。さらに、先行研究におけるエネルギー技術モデル、およびモデルを用いた長期を対象としたシナリオ分析事例についてレビューを行い、その課題を明らかにする。

2.1.　日本の長期温室効果ガス削減目標

本節では、本研究にて実施する長期推計の目安となる、日本の長期温室効果ガス削減目標について、政府の計画や最新の研究動向のレビューを行う。

日本の長期温室効果ガス削減目標に関する言及として、2012 年に閣議決定された第四次環境基本計画(環境省 2012)が挙げられる。環境基本計画では、「産業革命以前と比べ世界平均気温の上昇を 2℃以内にとどめるために温室効果ガス排出量を大幅に削減する必要があることを認識し、2050 年までに世界全体の温室効果ガスの排出量を少なくとも半減するとの目標をすべての国と共有するよう努める。また、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。」との記載がある。一方で、80%目標については、その費用負担の大きさ、再生可能エネルギー拡大の必要性から、実現が困難であるとする指摘もある(茅, 秋元, 永田, 2008)。

そこで、まず 2050 年の温室効果ガス排出削減目標について、これまでの経緯や 2014 年に公表された IPCC AR5 をはじめとする最近の研究成果についてまとめる。



（出所）温室効果ガスインベントリオフィス(GIO 2014b)、CDIAC (Boden, Marland, and Andres 2013)より筆者作成

※1949 年以前は沖縄を除く

図 2-1　日本の温室効果ガス排出量の推移と 80%減の水準

表 2-1　日本の中長期温室効果ガス排出削減目標の経緯

1997 年	COP3 にて京都議定書が採択 ⇒日本は 2008-12 年に温室効果ガス排出量を基準年（1990 年）比 6%減
2007 年	安倍首相（当時）による「美しい星へのいざない」 ⇒世界全体の排出量を現状から 2050 年までに半減
2008 年	G8 洞爺湖サミット
2009 年	麻生首相（当時）が 2020 年目標を表明 ⇒2020 年の排出量を国内対策で 2005 年比 15%削減
2009 年	鳩山首相（当時）が 2020 年目標を表明 ⇒2020 年の排出量を 1990 年比 25%削減
2010 年	コペンハーゲン合意に基づき、日本は 1990 年比 25%削減目標を提出。（条件付き）
2013 年	日本は、2020 年目標を修正することを UNFCCC 事務局に要請 ⇒2020 年の排出量を 2005 年比 3.8%削減

(1)　世界的な気候変動に関する目標

世界的な気候変動に関する目標として、2009 年のラクイラ・サミットにおける G8 首脳宣言において、「我々は、産業化以前の水準からの世界全体の平均気温の上昇が摂氏 2 度を超えないようにすべきとの広範な科学的見解を認識する。」との記載がなされた(外務省 2009)。この「認識する」（原文では「recognize」）という表現は、必ずしも 2℃目標が国際的に合意

されたことを示すものではないが、それ以降の記述において「この世界的な課題は世界全体の対応によってのみ対応可能であることから、我々は、2050 年までに世界全体の排出量の少なくとも 50%の削減を達成するとの目標を全ての国と共有することを改めて表明する。」「この一部として、我々は、先進国全体で温室効果ガスの排出を、1990 年又はより最近の複数の年と比して 2050 年までに 80%またはそれ以上削減するとの目標を支持する。」との記載があることから、世界半減・先進国 80%減という目標については、G8 において共有・支持された目標であると解釈できる。

近年では、2℃目標実現の困難さを指摘しつつ、より幅を持った目標として、例えば 2.5℃目標を提案している例も挙げられる(茅, 山地, 秋元, 2014)。一方、IEA[1]の World Energy Outlook の Special Report (IEA 2013d)では、正味のコストゼロで 2℃の可能性を残すことが可能となる、2020 年までを対象とした 4 つの政策を提示されている。なお、2014 年に公表された IPCC 第 5 次評価報告書（AR5）WG3 では、1,000 以上のシナリオについて今世紀中の気温上昇が 1.5℃、2℃、3℃、4℃に収まる可能性について評価がなされているが、2.5℃については評価の対象としておらず、その困難さや経済影響については明らかでない（表 2-2）。また、2014 年 11 月に公表された、IPCC AR5 の統合報告書（SYR）では、その実現には多大な挑戦が必要となるものの、産業改善からの気温上昇が 2℃未満に抑制される可能性の高い経路は複数存在するとしている(IPCC 2014c)。

気候変動目標の議論においては、気候変動影響・適応の観点からも検討がなされている。2014 年に公表された IPCC AR5 WG2 報告書では、気温が産業革命以前から 1℃または 2℃上昇した場合、気候変動リスクのうちいくつかの要因は無視できない（considerable）とし、4℃以上ではすべての要因についてのリスクが高い、または非常に高くなると述べられている(IPCC 2014a)。また、世界銀行の報告書において、気温上昇が 4℃を超えることは避けるべきとしている(World Bank 2012)。なお、日本においても気候変動影響は無視できるものではなく、先行研究において詳しい検討がなされている(肱岡, 高橋, 花崎, 2009)。

[1] IEA: International Energy Agency　（国際エネルギー機関）

表 2-2　IPCC AR5 WG3 における緩和シナリオの特徴

<table>
<tr><th rowspan="2">カテゴリ</th><th rowspan="2">サブカテゴリ</th><th colspan="2">GHG 削減量(2010 年比)</th><th colspan="4">21 世紀中の気温変化が表記未満維持される可能性（1850-1900 年比）</th></tr>
<tr><th>2050</th><th>2100</th><th>1.5℃</th><th>2℃</th><th>3℃</th><th>4℃</th></tr>
<tr><td><430</td><td colspan="7">濃度が 430ppm 未満の水準となったのは個別のモデル研究による限られた数のみ</td></tr>
<tr><td>450
(430-480)</td><td>全ての範囲</td><td>-72~-41%</td><td>-118~-78%</td><td>どちらかといえば低い</td><td>高い</td><td rowspan="4">高い</td><td rowspan="7">高い</td></tr>
<tr><td rowspan="2">500
(480-530)</td><td>ｵｰﾊﾞｰｼｭｰﾄなし</td><td>-57~-42%</td><td>-107~-73%</td><td rowspan="6">低い</td><td>どちらかといえば高い</td></tr>
<tr><td>530ppm をｵｰﾊﾞｰｼｭｰﾄ</td><td>-55~-25%</td><td>-114~-90%</td><td>どちらも同程度</td></tr>
<tr><td rowspan="2">550
(530-580)</td><td>ｵｰﾊﾞｰｼｭｰﾄなし</td><td>-47~-19%</td><td>-81~-59%</td><td rowspan="2">どちらかといえば低い</td></tr>
<tr><td>580ppm をｵｰﾊﾞｰｼｭｰﾄ</td><td>-16~7%</td><td>-183~-86%</td></tr>
<tr><td>580-650</td><td>全ての範囲</td><td>-38~-24%</td><td>-134~-50%</td></tr>
<tr><td>650-720</td><td>全ての範囲</td><td>-11~17%</td><td>-54~-21%</td><td rowspan="2">低い</td><td>どちらかといえば高い</td></tr>
<tr><td>720-1000</td><td>全ての範囲</td><td>18~54%</td><td>-7~72%</td><td>低い*</td><td>どちらかといえば低い</td></tr>
<tr><td>>1000</td><td>全ての範囲</td><td>52~95%</td><td>74~178%</td><td></td><td>低い*</td><td>低い</td><td>どちらかといえば低い</td></tr>
</table>

（出所）IPCC (2014b)より筆者作成

※ 「低い*」のカテゴリでは、MAGICC、CMIP5 のいずれにおいても、この気温に収まるシナリオが存在しなかったが、現状の気候モデルに反映されていない不確実性が存在することを考慮し、“可能性が低い”と評価している。

(2)　2050 年の温室効果ガス排出削減量

2℃目標を前提とした場合に必要となる温室効果ガス排出削減量に関しては、2014 年に公表された IPCC AR5 の WG3 報告書が参考となる。本報告書では、21 世紀中の気温が産業改善と比較して 2℃未満に抑制される可能性が高いシナリオ（450ppm シナリオ）では、2050 年の世界全体の温室効果ガス排出量は 2010 年比 72%減～41%減とされている。また、2℃未満に収まる可能性がどちらかといえば高いとされている 500ppm シナリオでも、2050 年の排出量は 57%減～42%減となっており、いずれも中央値は半減以上となっていることから、気温上昇を 2℃に抑制するには、2050 年世界半減が一つの目安と捉えられるであろう（表 2-2）。なお、2100 年までの間に濃度の超過が起こるオーバーシュートシナリオでは、2050 年の必要削減量は緩やかになるものの、それ以降に必要となる削減幅が急増することから、様々なリスクが生じることが指摘されており、その実現には多くの課題がある。

日本を含む先進国の 2050 年 80%削減目標は、IPCC 第四次評価報告書において記載されている、産業革命以前からの気温上昇を 2℃以内に抑制する可能性が高いとされるカテゴリ（450ppm）における、先進国（Annex I）の排出許容量 80%～95%の範囲に整合している(IPCC 2007)。また、Höhne, den Elzen, and Escalante (2013)によれば、450ppm シナリオにおける OECD および日本・オーストラリア・ニュージーランドの 2050 年における排出削減量は、削減量配分方法によって差はあるものの、概ね 80%を超える水準にある。なお、最近ではカーボンバジェットの考え方に基づく長期削減目標の検討を行った事例もあり、Kuramochi et al. (2014)では日本の 2050 年の排出削減量は 1990 年比最大で 95%減に達するとしている。

2050 年の温室効果ガス排出削減目標の数値については、今後も最新の研究動向や国際的な議論の動向を踏まえて検討することが望ましいが、現時点では 80%削減が求められる可能性は依然として高いと考えられる。したがって、本研究では日本の長期温室効果ガス削減目標として、主に 2050 年 80%削減（1990 年比）となるシナリオを分析の対象とする。

(3)　世界の温室効果ガス排出削減目標の現状

2010 年の COP16 におけるカンクン合意に基づき、各国は 2020 年の温室効果ガス削減目標を提示している（表 2-3）。日本は、当初 1990 年比 25%削減という目標を登録していたが、2011 年の原子力発電事故を受け、条件付きの 2005 年比 3.8%減に修正されている。この場合の排出量は 2020 年に約 1,300Mt-CO_2 換算とされている。なお、UNEP が 2014 年に公表した Emission Gap Report では、既往研究に基づき、日本の 2020 年排出量は 1,165-1,285Mt-CO_2 換算と推計されている(UNEP 2014)。

2015 年末にパリで開催される COP21 では、2020 年以降の国際的な温室効果ガス排出削減に向けた新たな枠組みが合意される予定であり、既に、複数の国が 2020 年以降の削減目標を提示している。各国が提示している 2020 年以降の削減目標を表 2-4 に示す。

EU は、2030 年の温室効果ガス排出量を 1990 年比で少なくとも 40%削減することを目標として掲げており、2014 年 10 月には EU 首脳間での合意がなされた。加えて、EU のエネ

ルギー消費に占める再生可能エネルギー比率を 27%まで高めることを目標として提示している(European Commission 2014)。

米国・中国に関しては、2014 年 11 月に行われたオバマ大統領・習近平国家主席との会談において、2020 年以降の目標に関する宣言がなされた。米国は、2025 年の温室効果ガス排出量を 2005 年比で 26-28%削減し、中国は 2030 年頃に CO_2 排出量をピークアウトさせ、化石燃料以外のシェアを 2030 年までに約 20%にするとの宣言を行った(The White House 2014)。

日本の目標は、2014 年 12 月時点では発表されていない。なお、2014 年 9 月にニューヨークで開催された国連気候変動サミットでは、COP19 の決定も踏まえ約束草案をできるだけ早期に提出することを目指すとの発言がなされている(首相官邸 2014)。

表 2-3　主な先進国の 2020 年目標

	2020 年の温室効果ガス削減目標
日本	3.8%削減（2005 年比） 原子力発電による温室効果ガス削減効果を見込まずに設定。今後、確定的な目標を設定
米国	17%程度削減（2005 年比）
EU	20%／30%削減（1990 年比） 他国のコミット・貢献に応じて、目標を 30%に引き上げ
カナダ	17%削減（2005 年比）
ロシア	15-25%削減（1990 年比）
豪州	5%削減（2000 年比）

（出所）UNFCCC (2014)より筆者作成

表 2-4　主要国の 2020 年以降の削減目標

	2020 年以降の温室効果ガス削減目標
EU	2030 年に GHG 排出量 40%削減（1990 年比）
米国	2025 年に GHG 排出量 26-28%削減（2005 年比）
中国	2030 年頃までに CO_2 排出量をピークアウト

（出所）各種資料より筆者作成

2.2.　長期温室効果ガス削減における低炭素エネルギーの役割

本研究では、特に気候変動緩和策の中でも重要性が高いとされる「低炭素エネルギー」に着目する。本節では、低炭素エネルギーの概要と現状について概説する。

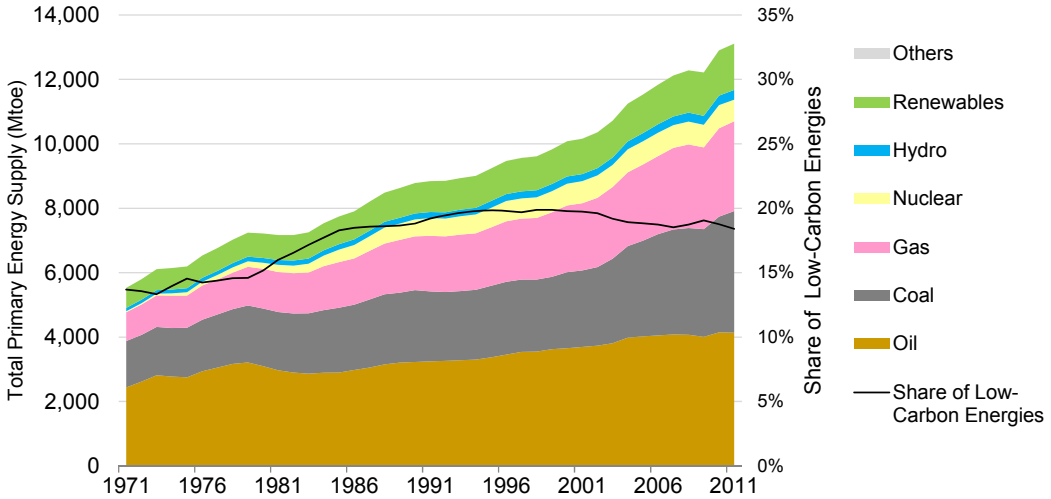
2.2.1.　低炭素エネルギーに関する現状

気候変動緩和策としては、省エネルギー、再生可能エネルギー、原子力、CCS（炭素貯留回収）など様々な手段が挙げられるが、IPCC AR5 WG3 (IPCC 2014b)では、とりわけ低炭素エネルギー（Low-carbon energy）の重要性が指摘されている。低炭素エネルギーとは、原子力、再生可能エネルギー、CCS 付の火力発電を指し、これらは大気への CO_2 排出をゼロまたは非常に低い水準に抑制することが可能である。世界全体では、原子力・再生可能エネルギー導入量は増加傾向にある一方、石炭の消費増・エネルギー供給総量の増加により、低炭素エネルギー比率は過去約 20 年にわたり 20%弱で推移している（図 2-2）。

IPCC AR5 WG3 では、低濃度シナリオにおける低炭素エネルギーの重要性が指摘されており、気温上昇を 2℃未満に抑える可能性が高いとされる 450ppm シナリオでは、2050 年までに世界の一次エネルギー供給量に占める低炭素エネルギー比率は現状の 3~4 倍、中央値で約 60%に達するとしている。また、電力に占める低炭素エネルギーの比率はさらに高く、450ppm だけでなく、500ppm シナリオにおいても、2050 年の発電電力量に占める低炭素エネルギーの比率は、80%を上回る水準に達している。

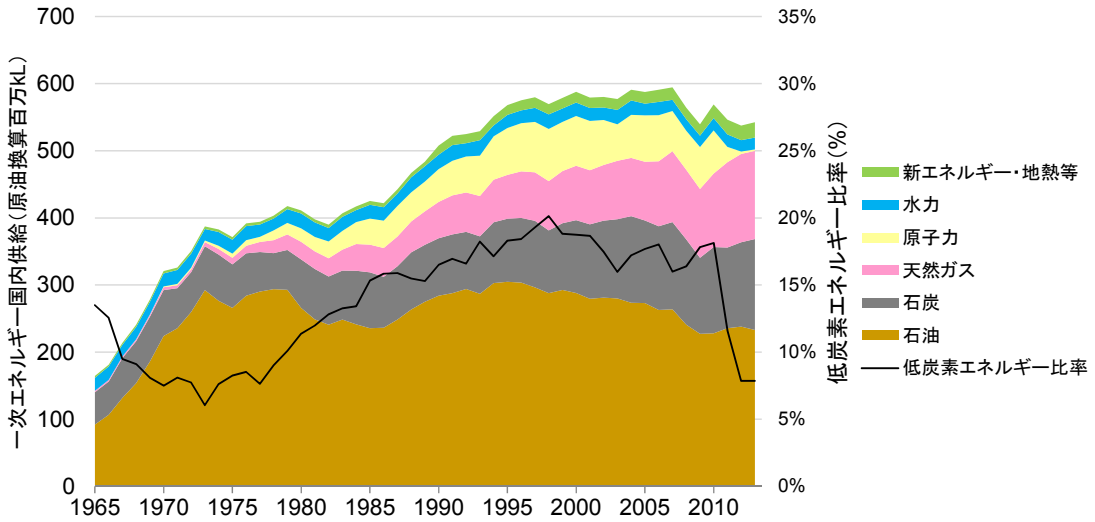
日本国内の状況に目を向けると、1970 年代のオイルショックを受けた石油消費の減少、原子力の増加により、低炭素エネルギー比率は徐々に増加を続け、1990 年以降は 15～20%程度を占めていた。しかし、2011～2012 年の間には、オイルショック以前と同水準の 8%まで低下し、アメリカや EU と比べても低い水準となっている（図 2-3、図 2-4）[2]。これは 2011 年の福島第一原子力発電事故以降、原子力発電の稼働率が大幅に低下している影響が大きい。一方、再生可能エネルギーは、2011 年の再エネ特措法施行の影響もあり、以降増加の兆しを見せているものの、一次エネルギー全体から見ればいまだその量はわずかである。なお、現時点で商用の火力発電所には CCS は設置されておらず、実証段階に留まっている。

[2] 出典の統計に従い、図 2-2 における世界全体のエネルギー量は低位発熱量ベースで示しているが、図 2-3 では高位発熱量ベースの値を示している。また、IEA と総合エネルギー統計では、1 次エネルギー換算手法が異なる点に留意が必要である。なお、以降は特筆しない限り高位発熱量ベースの値を示す。



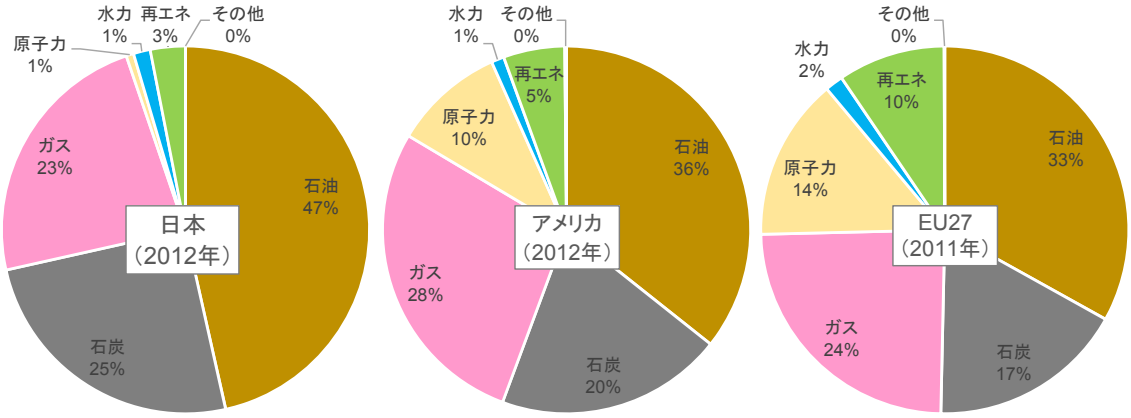
（出所）IEA Energy Balances of Non-OECD Countries 2013 (IEA 2013b)より筆者作成

図 2-2　世界の一次エネルギー供給量、低炭素エネルギー比率の推移



（出所）総合エネルギー統計(資源エネルギー庁 2013a)、エネルギー白書(経済産業省 2014b)より筆者作成。2013 年度は速報値。

図 2-3　日本の一次エネルギー国内供給量、低炭素エネルギー比率の推移



（出所）IEA (2013b, 2013a)より筆者作成

図 2-4　各国の一次エネルギー構成

現状において、低炭素エネルギーの普及率が低い要因として、様々な課題やリスクが指摘されており、今後、日本の低炭素エネルギーを拡大していくにあたっては、原子力のみならず、再生可能エネルギー、CCS についても、その課題やリスクについて踏まえる必要があると考えられる。次節では、個々の低炭素エネルギーが抱える課題について述べる。

2.2.2. 原子力・CCS・再生可能エネルギーの現状と課題

(1) 原子力

IPCC AR5(IPCC 2014b)において、原子力は確立した CO_2 排出量の少ないエネルギー源であるとされており、備蓄性にも優れるほか、燃料サイクルが確立すれば準国産エネルギーとしても位置付けられ、エネルギーセキュリティの向上にも寄与し得る。2010 年に策定された第 3 次エネルギー基本計画では、長期エネルギー需給見通しにおいて、2030 年に発電電力量の約 5 割を原子力で賄うことが見込まれていた(経済産業省 2010a)。また、2050 年を対象としたシナリオ分析においても、2050 年に最大で 6,681 万 kW の導入、設備利用率 90%を想定していた(藤野, 日比野, 榎原, 2007a)。しかしながら、2011 年の東京電力福島第一原子力発電所事故を受け、設備利用率は 2013 年度には約 2%まで低下している（図 2-5）。

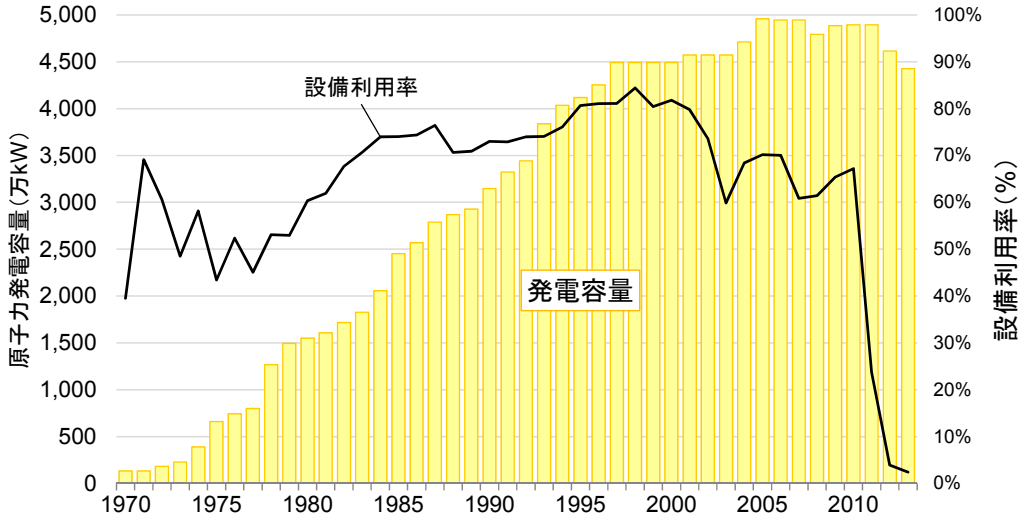
原子力に関する中長期的なエネルギー政策の方向性も大きく変化しつつあり、2012 年にエネルギー・環境会議より示されたエネルギー・環境に関する選択肢では、2030 年の原子力比率に応じた 3 つのシナリオ（ゼロシナリオ、15 シナリオ、20～25 シナリオ）が示され(エネルギー・環境会議 2012a)、革新的エネルギー・環境戦略(エネルギー・環境会議 2012b)では、原子力依存度を低減させるという方向性が明記された。一方、2014 年 4 月 11 日に閣議決定された第 4 次エネルギー基本計画(経済産業省 2014a)では、原子力について、「安全性の確保を大前提に、エネルギー需給構造の安定性に寄与する重要なベースロード電源である」と位置づけ、「原子力規制委員会により世界で最も厳しい水準の規制基準に適合すると認められた場合には、その判断を尊重し原子力発電所の再稼働を進める」としつつも、「原発依存度については、省エネルギー・再生可能エネルギーの導入や火力発電所の効率化などにより、可能な限り低減させる」と記載されている。ただし、2014 年 12 月時点において、従来の計画のようにエネルギーミックスの定量的な数値目標は示されておらず、中長期的な見通しは不透明な状況にある[3]。さらに、仮に再稼働が行われたとしても、原子力規制委員会設置法[4](原子力規制委員会 2012)に記載のある 40 年廃炉原則が厳格に適用されれば、新増設・稼働延長が行われない限り、2050 年の原子力発電量はゼロとなる。

また、国際的な動向としては、IPCC AR5 では、原子力は排出量の少ない確立したベースロード電源であるとしつつも、放射性廃棄物処理の問題など、様々な課題を有していることを指摘している(IPCC 2014b)。

---

[3] 2014 年 12 月 26 日に、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会の下に、長期エネルギー需給見通し小委員会が設置されることが発表され、長期的なエネルギー需給の見通しについて検討が行われる予定である(資源エネルギー庁 2014b)。

[4] 原文では「発電用原子炉を運転することができる期間を、最初に使用前検査に合格した日から起算して四十年とすること。ただし、当該期間の満了に際し、長期間の運転に伴い生ずる原子炉等の劣化の状況を踏まえ、安全性を確保するための基準として原子力規制委員会規則で定める基準に適合していると認めるときに限り、二十年を超えない期間であって政令で定める期間を限度として、一回に限り、延長の認可をすることができることとすること」と記載。



（出所）資源エネルギー庁 (2013b), 経済産業省 (2014b)より筆者作成

図 2-5　原子力発電の設備容量・設備利用率の推移

(2)　CCS

CCS（Carbon Capture and Storage、炭素回収貯留）とは、主に発電所や製鉄所等の CO_2 の大規模発生源において、従来は化石燃料の燃焼に伴い大気中に排出していた CO_2 を、化学的・物理的手法によって回収し、主に地中に貯留する一連の技術を指す。

日本国内においても、勿来・磐城沖、北九州、苫小牧等の地点において、既に CCS に関する実証試験が行われており(阿部 2013)、2013 年に改訂された環境エネルギー技術革新計画(総合科学技術会議 2013)では、中長期的な普及・コスト低減が期待されているところである。しかしながら、IPCC AR5 (IPCC 2014b)では、大幅削減を達成するシナリオにおける CCS の重要性について指摘しつつも、輸送時のリスク、長期の貯留安定性についての課題を指摘しており、世界的にも大規模な商用の火力発電所への適用には至っていないのが現状である。

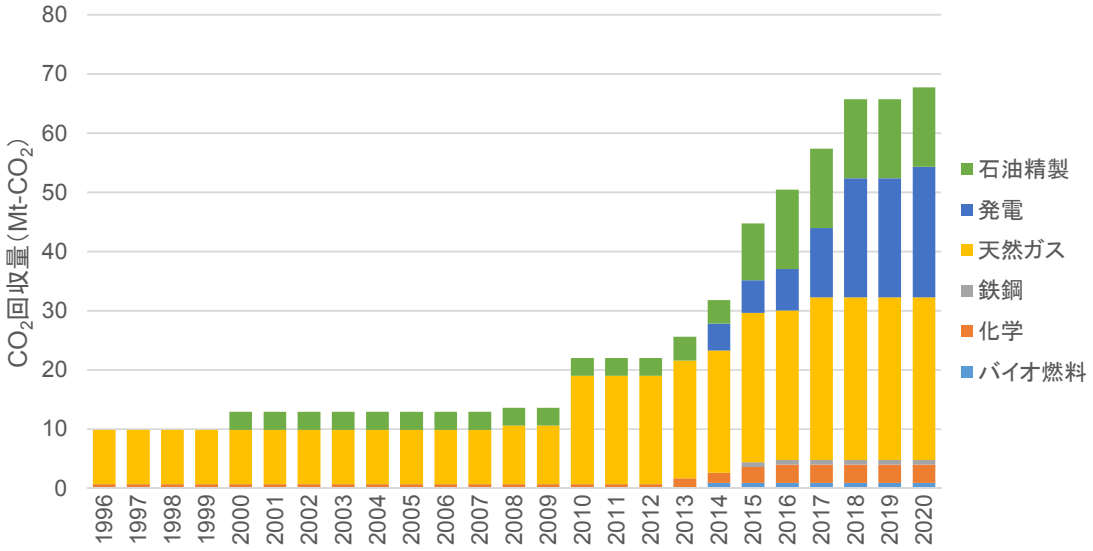
また、エネルギー費用の削減につながる再生可能エネルギー、省エネルギー等と比較して、CCS は EOR（Enhanced Oil Recovery、石油増進回収）等と併せて実施されない限り、実施者はリターンを得られない。したがって、CCS の普及を拡大するには、費用面での障壁も克服する必要がある。ただし、IPCC の CCS に関する特別報告書（SRCCS）によれば、多くのモデル分析において、大規模に CCS が導入される際の CO_2 価格はおよそ 25-30USD/t-CO_2 とされる一方で(IPCC 2005)、Energy Technology Perspectives 2014（ETP2014）に示されている 2050 年の CO_2 価格（2℃シナリオで 140-170 USD/t-CO_2、4℃シナリオで 40-60 USD/t-CO_2、6℃シナリオで 60 USD/t-CO_2）と比較すれば低い水準にある(IEA 2014a)。つまり、大幅削減を達成するシナリオにおいては、他の対策技術と比較すれば、CCS は比較的削減費用の小さい技術であるとも捉えられる。

日本国内における CCS の導入について、2014 年のエネルギー基本計画では、「加えて、

温室効果ガスの大気中への排出をさらに抑えるため、IGCC 等の次世代高効率石炭火力発電技術等の開発・実用化を推進するとともに、2020 年頃の二酸化炭素回収貯留（CCS）技術の実用化を目指した研究開発や、CCS の商用化の目途等も考慮しつつできるだけ早期の CCS Ready 導入に向けた検討を行うなど、環境負荷の一層の低減に配慮した石炭火力発電の導入を進める」と記載されているが、定量的な導入目標については記載されていない(経済産業省 2014a)。

国内の貯留量については、地球環境産業技術研究機構（RITE）が推計を実施しており、エネルギーモデルを用いた導入量分析も併せて実施されている(Akimoto, Kotsubo, et al. 2004, Li et al. 2005)。長期的なポテンシャルは、高木 (2011)によれば、明確なクロージャー構造を持つカテゴリにおいて 301 億トン、それ以外のカテゴリも含めると 1,461 億トンと推計されているほか、中央環境審議会地球環境部会気候変動に関する国際戦略専門委員会 (2006)において、2050 年時点の貯留量を約 220Mt-CO_2/年と見積もられている。また、中央環境審議会 2013 年以降の対策・施策に関する検討小委員会（以降、2013 小委）技術 WG の試算では、80%目標を達成するケースにおいて、2050 年時点の CO_2 回収貯留量は約 200Mt-CO_2 とされている(赤井 2013)。そのほか、エネルギー総合工学研究所の GRAPE モデルを用いて、2006 年に公表された超長期エネルギー技術ビジョンを踏まえた長期のエネルギー需給、CO_2 排出量の試算を行った先行研究では、2100 年の日本の回収・隔離量は最大で 821Mt-C となっている（CO_2 に換算すれば約 3,010Mt-CO_2eq に相当）(黒沢, 宮近, 安岡, 2006)。ただしこの場合、日本の帯水層隔離ポテンシャルでは不足するため、海洋隔離が中心とされている。

世界では、天然ガスプロセスや石油精製を中心に、CO_2 回収プロジェクトは既に実施されている。2020 年頃までには、大規模プロジェクトにおける CO_2 回収量は、2013 年の 2 倍以上に達すると見込まれている（図 2-6）。また、IEA の ETP2014 では、シナリオ別に 2050 年までの CO_2 回収量が提示されており、6℃シナリオでは 68Mt-CO_2、4℃シナリオでは 1,157Mt-CO_2、2℃シナリオでは 6,320Mt-CO_2 と推計されている(IEA 2014a)。



（出所）IEA (2014c)より筆者作成

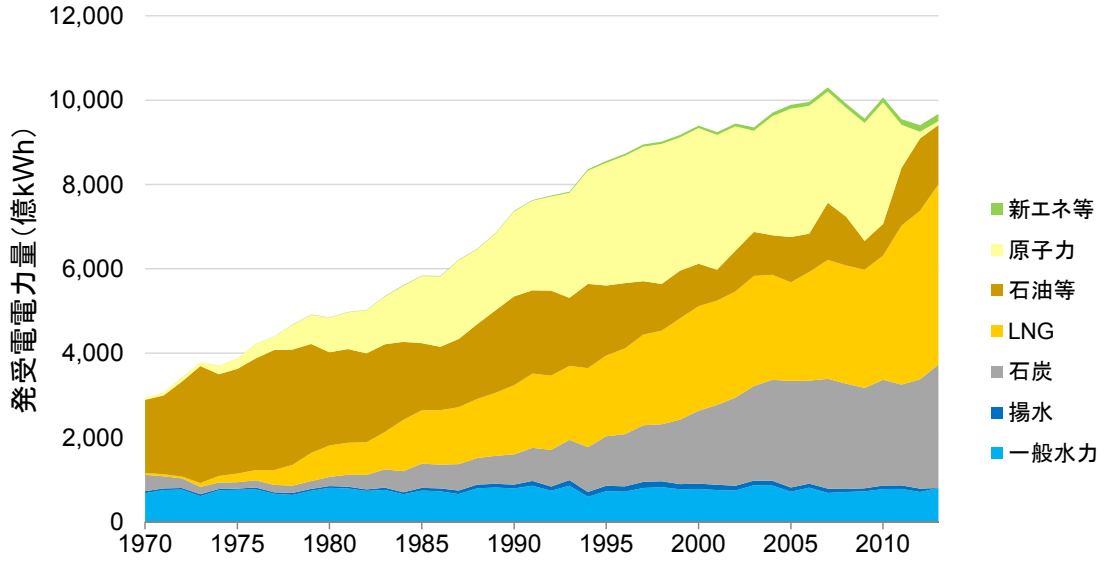
図 2-6　世界における大規模 CO_2 回収プロジェクト

(3)　再生可能エネルギー

再生可能エネルギーには、風力発電、太陽光発電、水力発電、地熱発電、バイオマス発電等の発電用途のほか、バイオマス熱利用、太陽熱温水器などの熱利用が挙げられる。

2013 年度における日本の再生可能エネルギーのシェアは、水力を含めても一次エネルギー国内供給の約 7%、発電電力量の 10%となっている（図 2-3、図 2-7）。2012 年に施行された「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」（以降、再エネ特措法）を契機に、太陽光発電など一部の再生可能エネルギーについては急速に普及が拡大しているものの、コストや物理的制約から、現状では大幅な普及拡大には至っていない（図 2-9）。

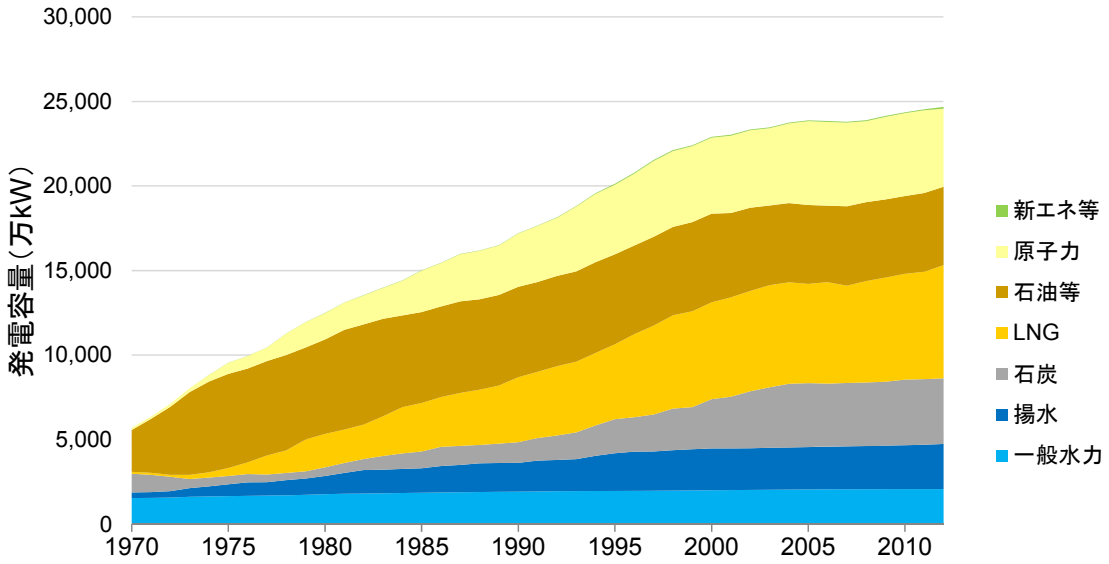
再生可能エネルギーの導入目標として、2014 年に公表されたエネルギー基本計画では、「これまでのエネルギー基本計画を踏まえて示した水準を更に上回る水準の導入を目指し、…」(経済産業省 2014a)としており、これに従えば 2030 年 2,140 億 kWh が中期的な導入目標として位置づけられる。



（出所）経済産業省 (2014b), 資源エネルギー庁 (2013b)より筆者作成

※1971 年度までは 9 電力会社計。

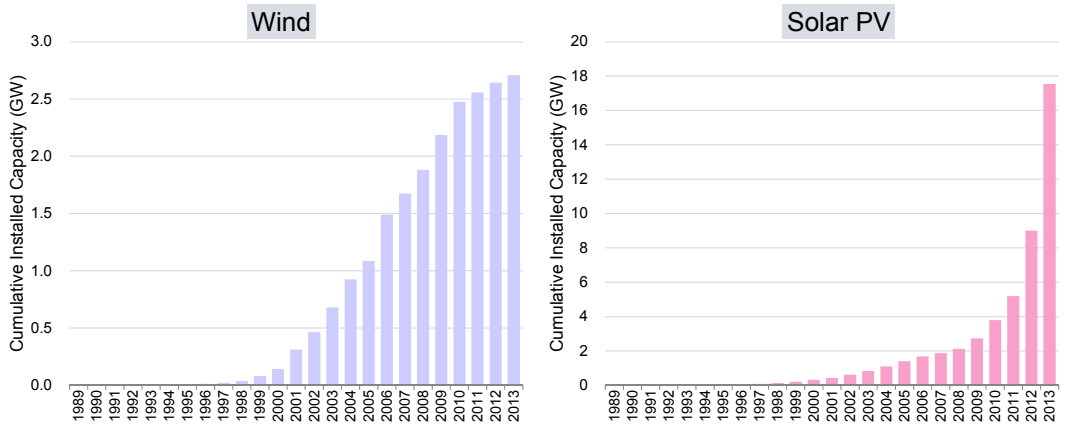
図 2-7　日本の電源種別発受電電力量の推移



（出所）経済産業省 (2014b), 資源エネルギー庁 (2013b)より筆者作成

※1971 年度までは 9 電力会社計。

図 2-8　日本の電源種別発電容量の推移



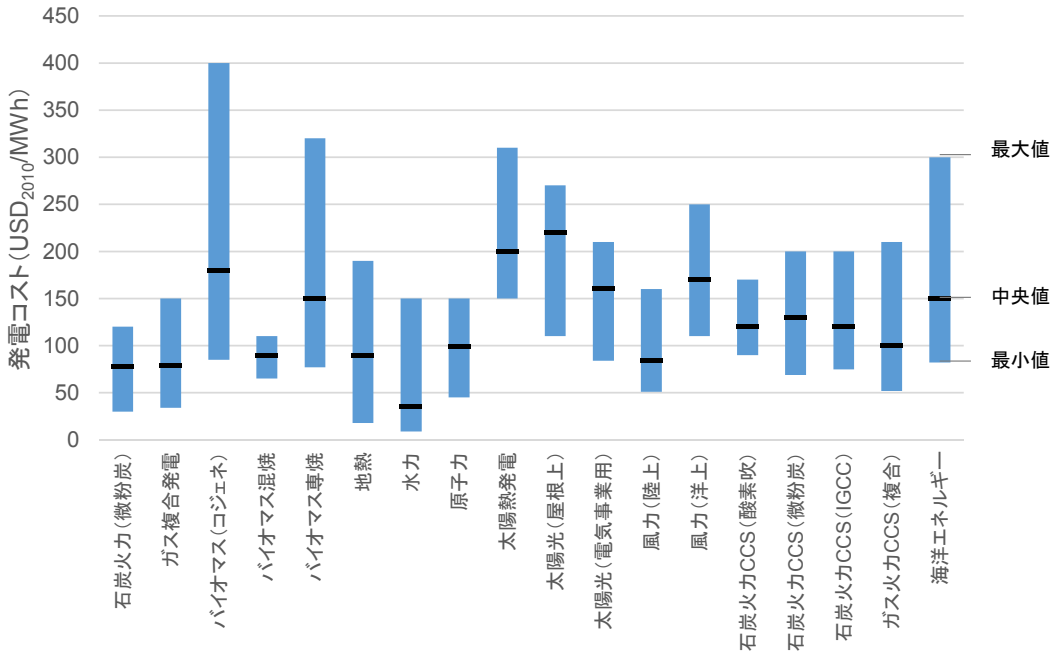
（出所）新エネルギー・産業技術総合開発機構 (2014b), 太陽光発電協会 (2014)より筆者作成

図 2-9　風力・太陽光発電の累積導入容量

再生可能エネルギーの普及がいまだ低い水準に留まっている理由の一つに、他の電源と比較した場合のコストの高さが挙げられる。ただし、近年再生可能エネルギーのコストは急速に低下しており、IPCC AR5 では、一部の再生可能エネルギーは既に価格競争力を有していると評価されている(IPCC 2014b)。しかしながら、特に太陽光発電や洋上風力発電は、CCS 付の石炭・ガス火力と比べても依然として発電コストは高い水準にあり、さらなる普及拡大に向けては、コスト面での課題を解消する必要がある（図 2-10）。

また、特に普及が期待される太陽光、風力発電は、2011 年に IPCC より公表された再生可能エネルギー源と気候変動緩和に関する特別報告書（SRREN）(IPCC 2011)において、天候等による自然出力変動が生じることが課題として指摘されており、IEA の ETP2014 においても、太陽光・風力・海洋エネルギーを、出力変動を伴う再生可能エネルギー（VRE: Variable Renewable Energy）と定義している(IEA 2014a)。特に、日本においては、風力発電は図 2-11 に示すように電力需要が比較的少ない北海道・東北地域に賦存量が集中しているため、出力変動のインパクトが大きい。さらに、図 2-12 に示すように北海道東北間の電力系統連系線の容量が十分に確保されていない（2014 年度は 60 万 kW(電力系統利用協議会 2014)）ことも、普及拡大の障壁として挙げられる。

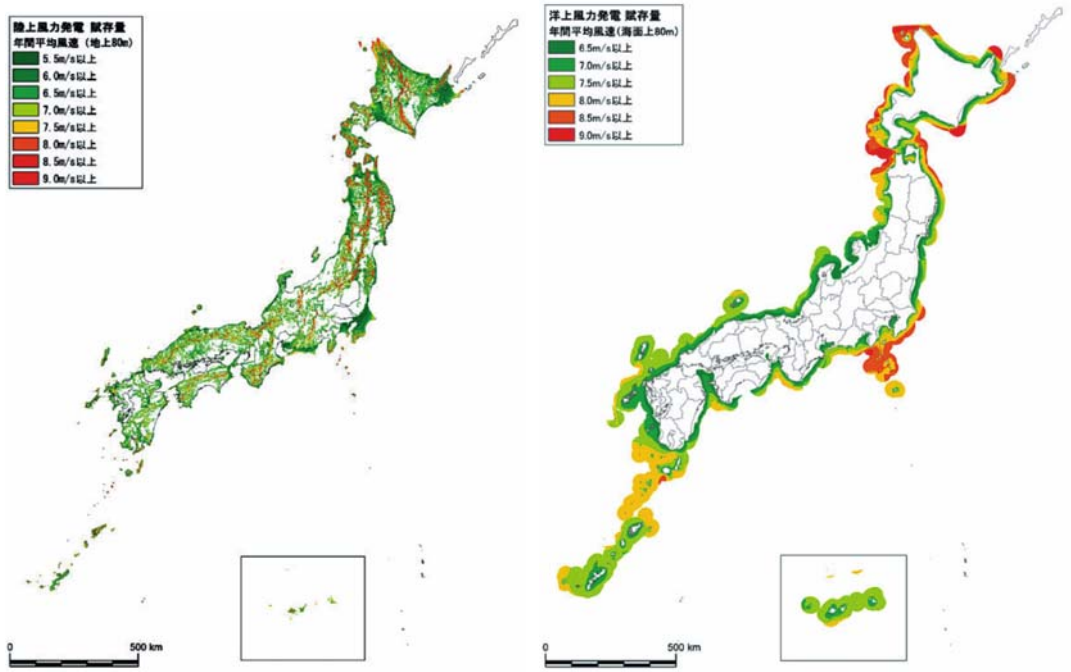
現行の再エネ特措法では、電気事業者が接続の実現に向けた措置を講じた上でなお接続が困難な場合（当該接続により接続希望地点における送電可能な量を超えるとが合理的に見込まれる場合）において、電気事業者は再生可能エネルギーの接続契約を拒否することが可能となっている(資源エネルギー庁 2012)。急速な再生可能エネルギーの普及拡大に伴い、2014 年 9 月には一部の一般電気事業者が再生可能エネルギーの系統接続に関する回答を保留する措置を講じた。今後、再生可能エネルギーの普及量を大幅に拡大するにあたっては、電力系統の整備等の対策を講じる必要がある。



（出所）IPCC (2014b)より筆者作成

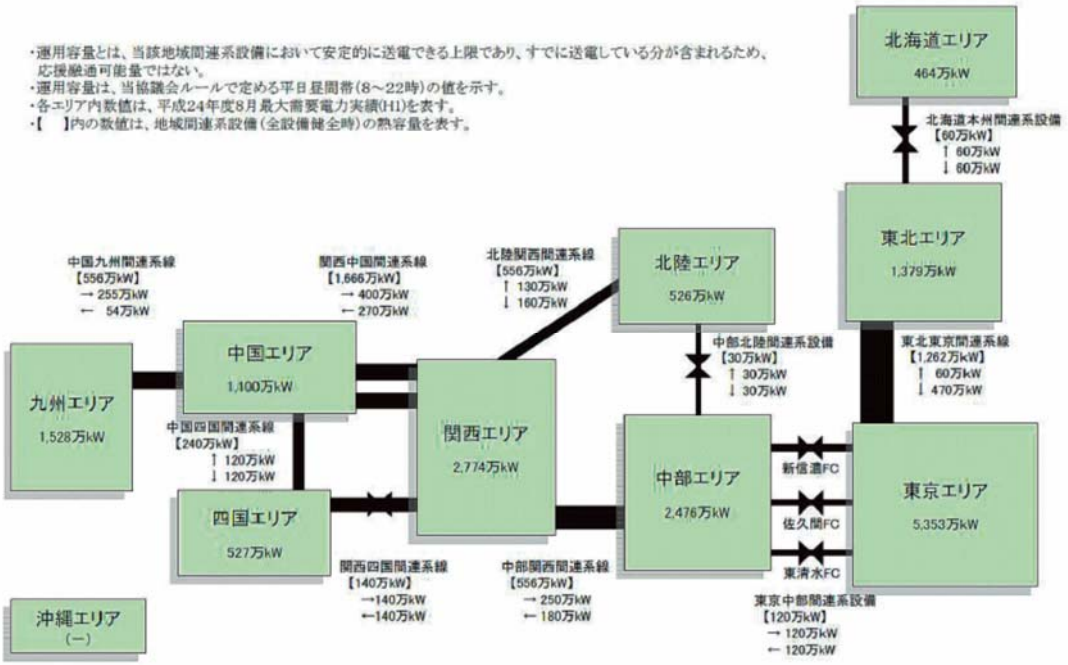
※加重平均資本コスト 10%、設備利用率高、炭素価格なしの場合。

図 2-10　IPCC AR5 における電源別発電コスト



（出所）再生可能エネルギー技術白書 (新エネルギー・産業技術総合開発機構 2014a)

図 2-11　日本の風力発電ポテンシャル（左：陸上、右：洋上）



（出所）再生可能エネルギー技術白書 (新エネルギー・産業技術総合開発機構 2014a)

図 2-12　日本の電力系統

(4)　低炭素エネルギー導入に伴う影響

IPCC AR5 では、エネルギー供給技術の導入に伴い生じ得るプラス・マイナスの影響について、表 2-5 のとおりまとめている。

表 2-5　IPCC AR5 に示されている低炭素エネルギーのプラス・マイナスの影響

	経済	社会	環境	その他
原子力による 石炭代替	↑エネルギーセキュリティ （燃料価格変動の影響減） ↑地域の雇用創出 （正味の効果は不確実） ↑放射性廃棄物、廃炉後の炉に関する負の遺産	健康への影響： ↓　大気汚染、石炭採掘時の事故 ↑　原子力事故と廃棄物処理、ウラン採掘・加工 ↑安全性・廃棄物に関する懸念	生態系への影響： ↓大気汚染、石炭採掘 ↑原子力事故	核の拡散リスク
再生可能エネルギーによる石炭代替	↑エネルギーセキュリティ（資源調達、短中期の多様性） ↑地域の雇用創出 （正味の効果は不確実） ↑灌漑、洪水抑制、海運、水資源供給 （貯水式水力、河川規制） ↑追加的な電力需給調整対策 （太陽光、風力、太陽熱発電の一部）	健康への影響： ↓　大気汚染 （バイオエネルギー除く） ↓　石炭採掘時の事故 ↑電力系統区域外でのエネルギーアクセス ? プロジェクト固有の社会受容性（風力の景観の問題等） ↑地層構造変化のおそれ （大規模水力）	生態系への影響： ↓　大気汚染 （バイオエネルギー除く） ↓　石炭採掘 ↑　生息環境への影響 （水力の一部） ↑　景観、野生生物への影響 （風力） ↓水使用量減（風力、太陽光） ↑水使用量増（バイオ、太陽熱、地熱、貯水式水力）	太陽光、直流式風力における希少金属の使用増
CCS 火力による 石炭代替	↑↑　化石燃料関連産業における人的・物的資本の維持・ロックイン	健康への影響： ↑　CO_2 の漏洩リスク ↑　サプライチェーンの上流における活動 ↑安全性の懸念 （CO_2 貯留、輸送）	↑サプライチェーンの上流における活動による生態系影響 ↑水使用量増	CO_2 貯留の長期間のモニタリング
BECCS による 石炭代替	CCS、バイオマスの項を参照			

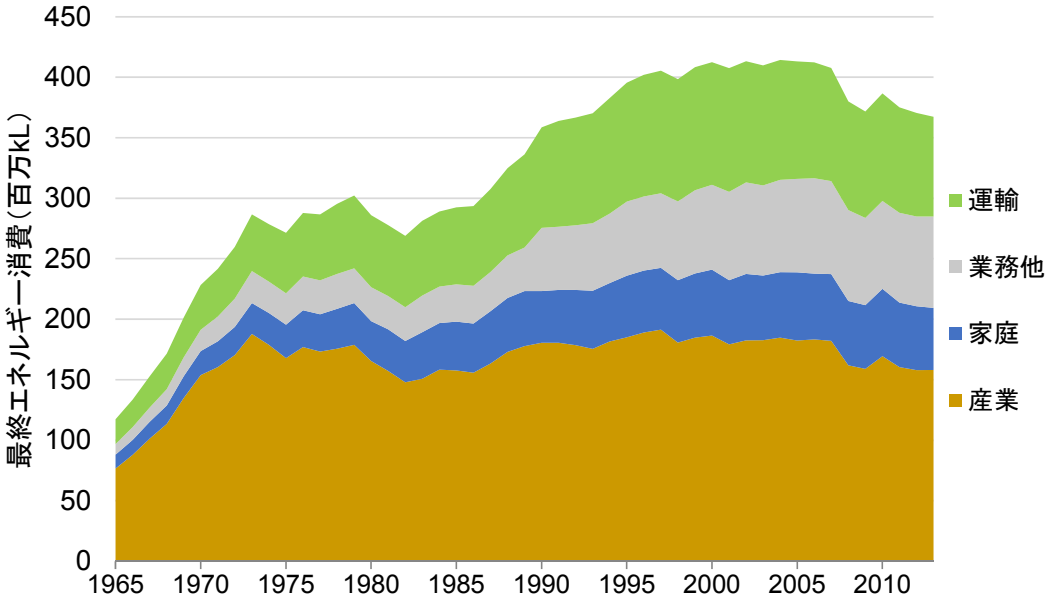
（出所）IPCC (2014b)より筆者作成。低炭素エネルギーに関わる項目のみ抜粋。

※緑の矢印はプラスの影響（コベネフィット）。黄色はマイナスの影響。BECCS: Bioenergy with CCS

2.2.3.　その他のエネルギー需給・温室効果ガス排出に関わる状況

(1)　最終エネルギー需要

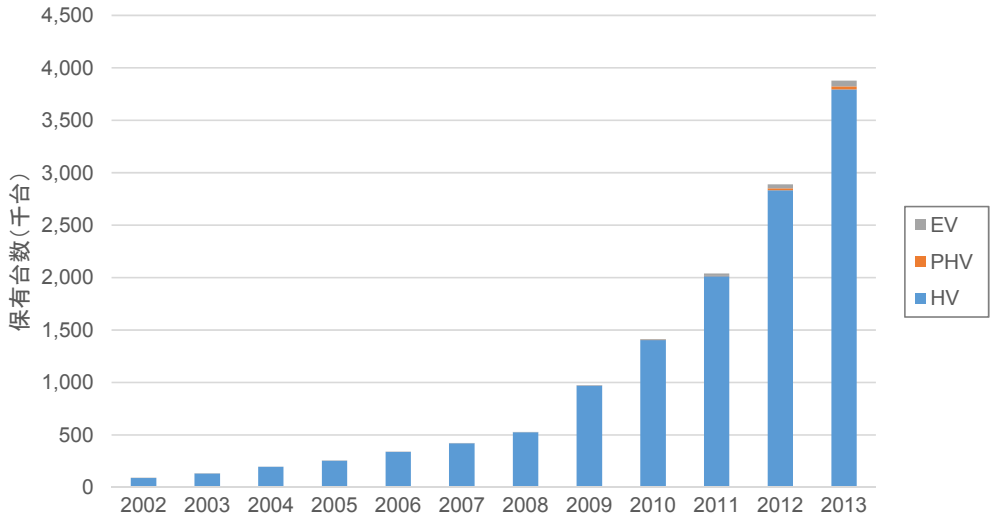
温室効果ガス排出削減を達成するには、低炭素エネルギーの普及拡大だけでなく、省エネルギーによるエネルギー需要削減も有効な対策となり得る。日本の最終エネルギー需要は、オイルショックの影響で減少に転じた時期を除けば、2000 年頃まで増加傾向が続いていたが、2000 年代にはほぼ横ばいで推移し、2008 年以降は、リーマンショックの影響もあり減少に転じている（図 2-13）。部門別に見ると、産業・運輸部門は 1990 年以降ほぼ横ばいからやや減少の傾向にある。家庭・業務他部門は、大きく増加を続けていたものの、2000 年代後半から伸びは止まりつつある。



（出所）経済産業省 (2014b), 資源エネルギー庁 (2013a)より作成。2013 年度は速報値。

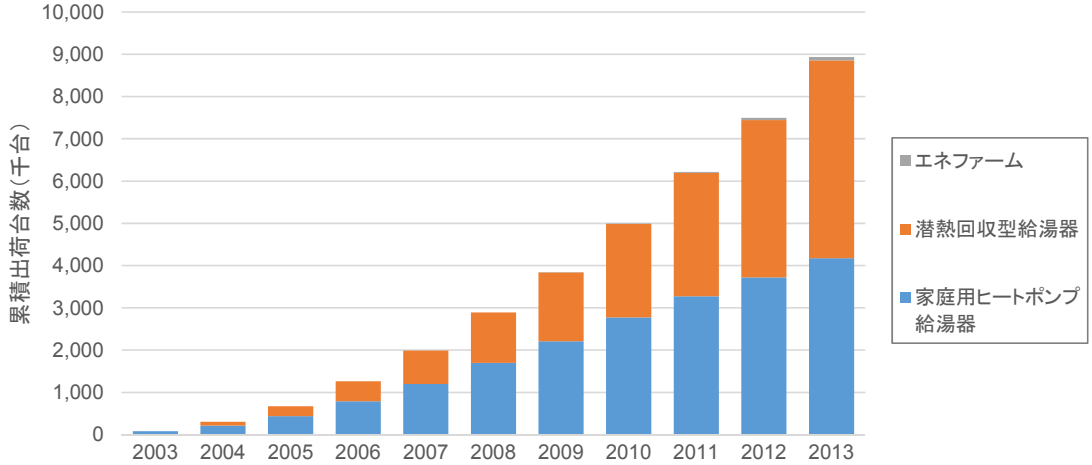
図 2-13　日本の最終エネルギー消費の推移

一部の省エネルギー技術については、統計データより最近の導入実績が把握可能である。乗用車・軽自動車のうち、次世代自動車の保有台数は 2009 年頃から顕著に増加しており、2013 年度は約 400 万台に達している（図 2-14）。また、家庭用高効率給湯器の累積出荷台数も順調に増加しており、2013 年度には約 900 万台に達している（図 2-15）。ただし、2011 年度より、ヒートポンプ給湯器の出荷台数の伸びは、やや止まりつつある。



（出所）次世代自動車振興センター (2014)より筆者作成

図 2-14　乗用車・軽自動車に占める次世代自動車の保有台数



（出所）日本冷凍空調冷凍工業会 (2014), 日本ガス石油機器工業会 (2014), 日本ガス協会 (2014), コージェネレーション・エネルギー高度利用センター (2014)より筆者作成

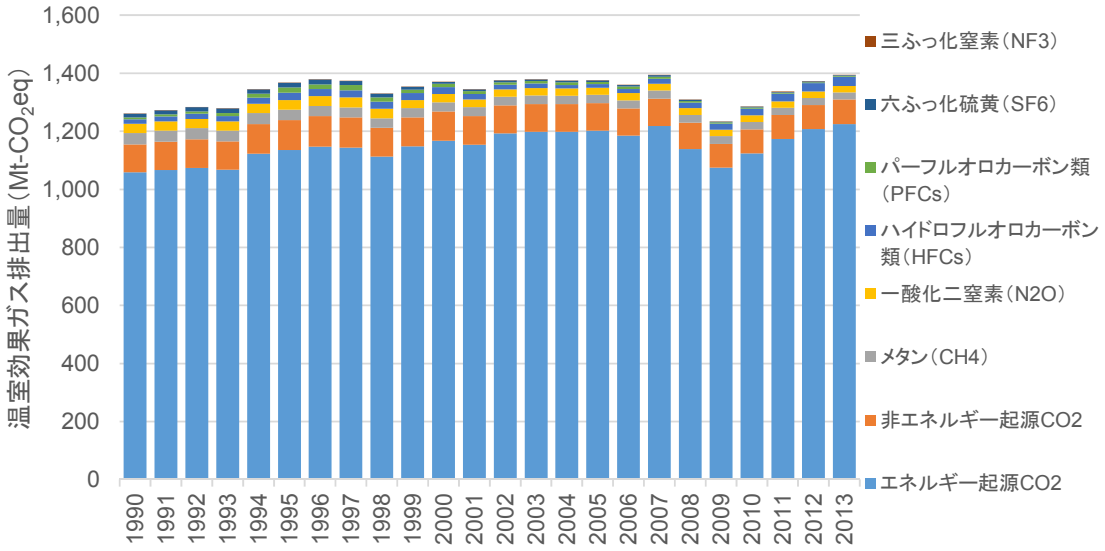
図 2-15　家庭用高効率給湯器の累積出荷台数

(2)　温室効果ガス排出量

エネルギー消費と同様、温室効果ガス排出量も 2000 年代はほぼ横ばいで推移してきたが、2008 年、2009 年はリーマンショックの影響で大幅な減少に転じている。ただし、2011 年以降は、原子力発電比率の低下に伴い、電力の CO_2 排出係数が悪化したことで、排出量は増加に転じている。2013 年度速報値の温室効果ガス排出量は、CO_2 換算で約 1,395Mt-CO_2 換算であり、統計が開始された 1990 年以降で最大となった(GIO 2014b)。なお、日本は温室効果ガス排出量の約 9 割をエネルギー起源の CO_2 排出量が占め、2013 年度は過去最

大の水準である 1,224Mt-CO_2 に達している。したがって、将来に大幅削減を達成するには、省エネルギー・エネルギーの低炭素化が重要な方策となる。

なお、図 2-16 に示す温室効果ガス排出量は、IPCC AR4 に基づく改定後の温暖化係数を用いているほか、NF_3 を含む 7 ガスの総排出量を含んでいる。ただし、第 3 章以降では、過去の排出量推計との整合の観点から、改訂前の IPCC SAR に基づく温暖化係数を用いる。また、NF_3 は算定の対象外とする。



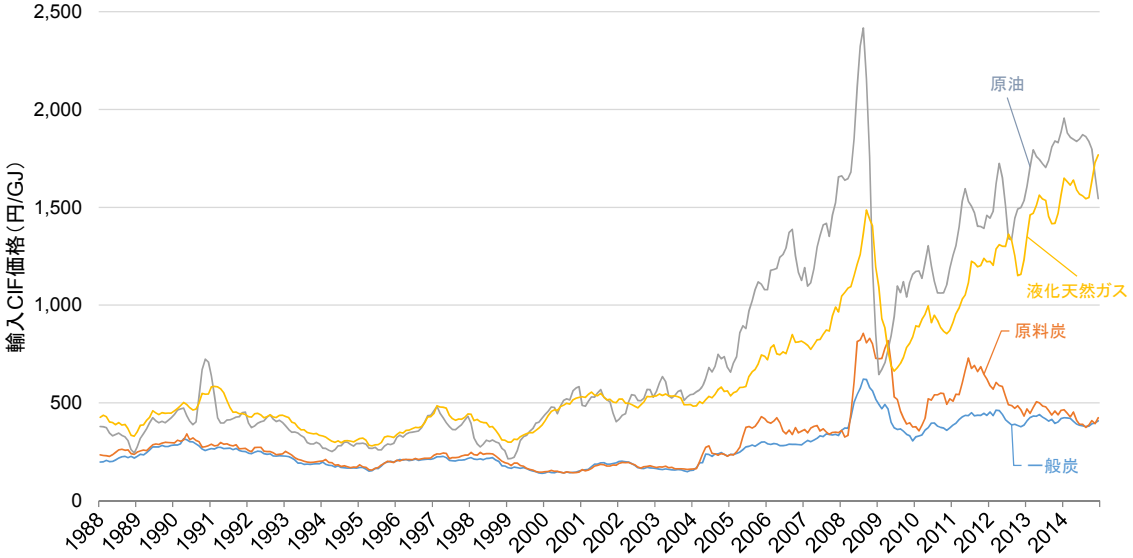
（出所）GIO (2014b)より筆者作成。2013 年度は速報値。

図 2-16　日本の温室効果ガス排出量の推移

(3)　化石燃料の輸入価格

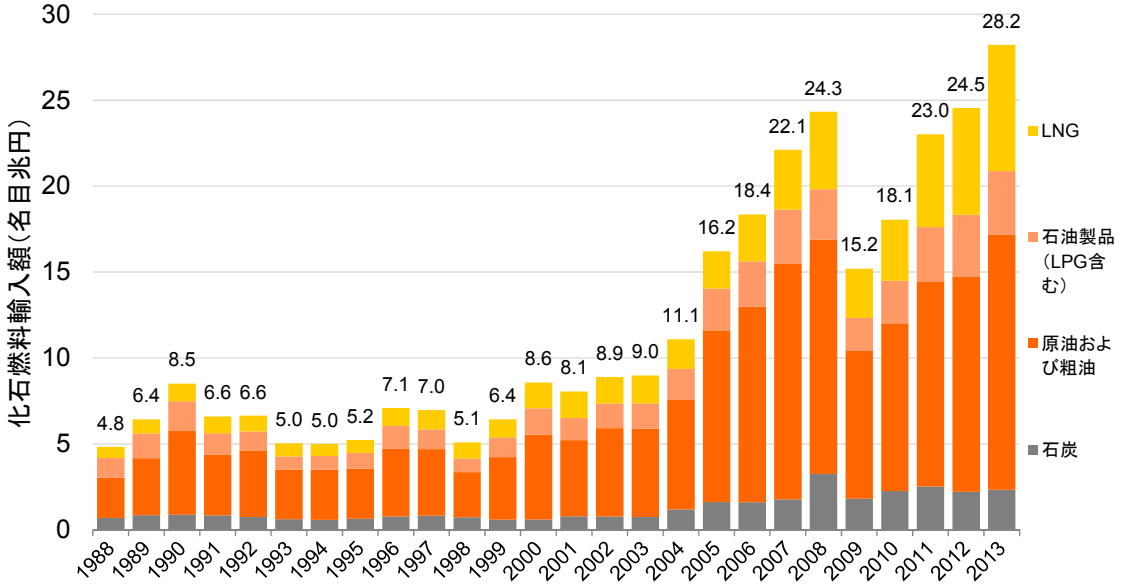
日本は化石燃料需要のほぼ全量を海外からの輸入に依存しているため、化石燃料輸入額は、国内の需要量に加えて、国際原油価格や為替変動の影響を受ける。原油価格は 2009 年頃から増加の傾向にあったが、2014 年後半以降は、国際原油価格の下落を受け、円安の影響を考慮しても、輸入 CIF 価格は低下に転じている。LNG の輸入価格は、原油価格連動方式を採用していることから、およそ 3 か月遅れで同様の傾向で推移している（図 2-17）。

近年の化石燃料輸入総額は、国際原油価格の高騰に加えて、原子力発電稼働率低下に伴う発電用 LNG の輸入増により、2013 年度の日本の化石燃料輸入額は 28 兆円を超える水準に達している（図 2-18）。



（出所）財務省 (2014)より筆者作成

図 2-17　日本の化石燃料輸入価格推移



（出所）財務省 (2014)より筆者作成

※明らかにエネルギー用途でないものを除く。

図 2-18　日本の化石燃料輸入総額の推移

2.3.　先行研究におけるエネルギー技術モデルの特徴と課題

日本・世界を対象とした長期の温室効果ガス排出削減目標の達成に必要となる低炭素エネルギー普及量、あるいは省エネルギー量を定量的に分析するため、複数の国・研究機関において、エネルギー技術モデルを用いた分析が既に多く実施されている。本節では、まず国内外の代表的なエネルギー技術モデルとその特徴について概説した後、日本の中長期を対象とした分析事例とその課題について述べる。

2.3.1.　代表的なエネルギー技術モデルの概要

将来の温室効果ガス排出量・エネルギー需給のシミュレーションを行うモデルは、大きくボトムアップ型のモデルとトップダウン型のモデルに分割される。本項では、特にエネルギー技術・温室効果ガス削減技術を詳細に扱うことが可能であるボトムアップ型のモデルを中心に、国内外の代表的なモデルの概要を示す。また、モデルの概要に関する一覧を表 2-7 に示す。

(1)　AIM（国立環境研究所）

AIM（Asia-Pacific Integrated Model）は、国立環境研究所が開発したモデルである。ボトムアップ型の技術積上げモデルには、逐次動学型のモデルである AIM/Enduse (Kainuma, Matsuoka, and Morita 2003)のほか、推計期間全体の総費用を目的関数とする Inter-temporal 型の AIM/Backcast model(Ashina et al. 2012)がある。それぞれ、一国を対象としたモデルと、世界全体を対象としたモデルより構成され、例えば世界全体を対象とした AIM//Enduse [Global]では、世界全体を 32 地域に分割している(Akashi and Hanaoka 2012)。また、同じく世界全体を対象とした CGE[5]モデルである AIM/CGE[Global]では、世界全体を 17 地域あるいは 24 地域に分割している(Masui et al. 2011, Fujimori, Masui, and Matsuoka 2014)。一方、日本を対象とした AIM/Enduse [Japan]は、日本全体を 1 地域として扱っており、詳細な地域分割は行われていない。

AIM/Enduse[Japan]は、特にエネルギー需要部門における対策技術を詳細に扱っている点が特徴であり、これまで日本の中長期の温室効果ガス削減方策の検討や、炭素税の効果分析に用いられてきた(藤野 2013, 日比野, 松岡, 甲斐沼, 2004)。最近では、藤野 (2013)において、AIM/Enduse を用いて、2030 年の原子力比率（0%-35%）、省エネルギー・再生可能エネルギー対策の強度（低位・中位・高位）に応じた温室効果ガス排出削減率の試算を行っている。また、増井 (2013)では、応用一般均衡モデルである AIM/CGE を用いて、2030 年までを対象とした経済影響分析が行われている。

低炭素エネルギーに着目した分析事例としては、Akashi et al. (2014)において、世界全体を対象とした AIM/Enduse[Global]を用い、原子力、CCS の利用が制約された際の影響を分析し

[5] CGE: Computable General Equilibruim

ている。

(2)　DNE21（地球環境産業技術研究機構）

DNE21 は地球環境産業技術研究機構（RITE）により開発されたボトムアップ型のエネルギー技術モデルであり、世界全体を 10 地域に分割している(Akimoto, Tomoda, et al. 2004)。また、電力需給はピーク、オフピーク、それ以外の時間帯の 3 種に区別して推計が行われる。なお、現在用いられている DNE21+では、世界全体をより詳細な 54 地域に分割するとともに、電力需給は DNE21 の 3 区分に瞬間ピークを加えた 4 区分としている(Akimoto et al. 2010, Sano, Akimoto, and Wada 2014)。

福島第一原子力発電事故以降は、中長期的に原子力依存度が低下するシナリオについても分析が行われている。Homma and Akimoto (2013)では、地球環境産業技術研究機構（RITE）が開発した CGE モデルである DEARS（Dynamic Energy–economic Analysis model with multi-Regions and multi-Sectors）を用いて、エネルギー・環境会議 (2012a)に示された原子力比率 0%、15%、20%、25%の 4 ケースについて、2030 年までの経済影響分析を行っている。

(3)　J-REM（電力中央研究所）

電力中央研究所が開発した J-REM は、水素に関わる分析を目的として開発された J-HEM の多地域版にあたるモデルである(永田 2011)。J-REM では、日本全体を 7 地域に分割し、2050 年までの分析を行っている。地域区分は、気候区分・都市ガス供給の有無に応じて、表 2-6 のとおり区分している。特に、運輸・民生部門について詳細な分析を行っている点が特徴である一方、産業部門は地域分割の対象としていない。なお、発電部門については地域区物に加え、電力の日負荷曲線を 3 時間おきに区分し、詳細な需給バランスを扱っている。このほか、電力中央研究所の開発したモデルとして、世界全体を対象とした BET モデルがあり、世界全体を 13 地域に区分している(Yamamoto, Sugiyama, and Tsutsui 2014, 山本, 杉山, 筒井, 2012)。

表 2-6　J-REM モデルの地域区分

地域区分	気候区分	都市ガス	概要	市区町村数	人口（2000 年）
1	Ⅰ地域	あり	寒冷地都市ガスあり	21	377 百万人
2	Ⅰ地域	なし	寒冷地都市ガスなし	188	167 百万人
3	Ⅱ・Ⅲ地域	あり	中間地都市ガスあり	100	748 百万人
4	Ⅱ・Ⅲ地域	なし	中間地都市ガスなし	667	713 百万人
5	Ⅳ～Ⅵ地域	あり	温暖地三大都市圏	126	3,938 百万人
6	Ⅳ～Ⅵ地域	あり	温暖地都市ガスあり	516	4,536 百万人
7	Ⅳ～Ⅵ地域	なし	温暖地都市ガスなし	1,629	2,214 百万人

（出所）永田 (2011)

(4)　エネ研日本モデル（日本エネルギー経済研究所）

エネ研日本モデルは、日本エネルギー経済研究所が開発したエネルギー技術モデルであり、2009 年の中期目標検討委員会等における分析に利用されている(中期目標検討委員会 2009)。計量経済モデルを用いて、将来の経済活動指標を算定するマクロ経済モデルと、経済活動指標からエネルギー消費量・CO_2 排出量を算定するエネルギー需給モデルから構成されており、エネルギー需給モデルでは、産業、民生、運輸、転換部門について、対策の導入による削減量を算出することが可能である。エネ研日本モデルは、詳細な地域区分を有しておらず、日本一国を対象とした分析を行っている。一方、世界を対象としたモデルでは、世界全体を 30 の国・地域に分割して分析を行っている(松尾他, 2011)。

(5)　NEMS（EIA）

NEMS (The National Energy Modeling System)は、EIA（米国エネルギー情報局）が開発した米国を対象としたエネルギーモデルであり、EIA が毎年公表している Annual Energy Outlook (AEO)の作成に用いられている(Gabriel, Kydes, and Whitman 2001, U.S. Energy Information Administration 2009)。

NEMS では、米国全体を 9 地域に区分している。具体的には、ニューイングランド、大西洋岸中部、中央北東部、中央北西部、大西洋岸南部、中央南東部、中央南西部、山間部、太平洋岸の 8 地域である。また、電力部門については異なる地域区分を設けており、アラスカ・ハワイを含む 15 地域に分割している。

(6)　MARKAL, TIMES　（IEA ETSAP）

MARKAL(Fishbone and Abilock 1981)および TIMES(Loulou and Labriet 2008)は、IEA ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Program)により開発されたエネルギー技術モデルである。これらのモデルは、特にエネルギー供給部門について詳細な技術セットを有している点が特徴であり、TIMES は IEA が 2 年おきに公表している ETP の分析に用いられている(IEA 2012)。

MARKAL を用いた多地域を対象とした分析として、Kanudia and Loulou (1998)では、Quebec 州を対象とした分析を行っている。また、TIMES を用いた分析事例として、Vaillancourt et al. (2014)では、カナダを 13 地域に分割した TIMES-Canada を用いた分析を行っている。TIMES-Canada では、1 年を春夏秋冬に分割するとともに、1 日を昼・夜・ピーク時刻に分割し、2007-2050 年までの分析を行っている。

低炭素エネルギーに着目した分析として、Kanudia, Labriet, and Loulou (2014)では、TIMES Integrated Assessment Model　（TIAM-WORLD）を用いて、需要側の省エネルギー、CCS、原子力、再生可能エネルギーの利用が制約されたケースについて感度分析を行っている。

(7)　GCAM（PNNL）

GCAM は米国のパシフィックノースウェスト国立研究所（PNNL: Pacific Northwest National Laboratory）が開発した、世界を対象としたエネルギー技術モデルである。エネルギーモデルに加えて、経済、農業・土地利用、気候モデルが統合されており、逐次動学型の最適化手法が用いられている。RCP4.5 の計算に用いられたモデルでは、世界全体を 14 地域に区分して推計を行っている(Thomson et al. 2011)。

(8)　MESSAGE（IIASA）

MESSAGE は国際応用システム分析研究所（IIASA: International Institute for Applied Systems Analysis）が開発したエネルギー技術モデルである。MESSAGE は、外生的に与えられたエネルギー需要に応じて、約 150 の対策技術の導入量を決定する最適化モデルであり、Messner and Schrattenholzer (2000)では、世界全体を 11 地域に区分している。MESSAGE は、RCP8.5 の計算に用いられているほか(Riahi et al. 2011)、IIASA が公表している Global Energy Assessment(IIASA 2012a)における分析に用いられている。

(9)　MERGE（Stanford University）

MERGE は、スタンフォード大学のチームが開発した Inter-temporal 型のモデルである。厚生関数の最大化を目的関数とするモデルであり、世界全体をカナダ、オーストラリア・ニュージーランド、中国、東アジア・旧ソ連、インド、日本、メキシコ、OPEC、西ヨーロッパ、米国、その他に区分している。従来の MERGE(Manne, Mendelsohn, and Richels 1995)では、対策技術のコスト等のパラメータを外生的に与えていた一方、MERGE-ETL では、習熟効果に

基づき、累積導入量に応じてコストが内生的に決定される(Kypreos and Bahn 2003)。したがって、MERGE-ETL では、コスト低下には早期からの対策導入が必要となるため、一般的な Inter-temporal 型のモデルにおいて生じる、対策技術導入のタイミングが目標年の直前に集中するという問題を回避することが可能であるという利点を有している。

表 2-7　代表的なエネルギー技術モデルの概要

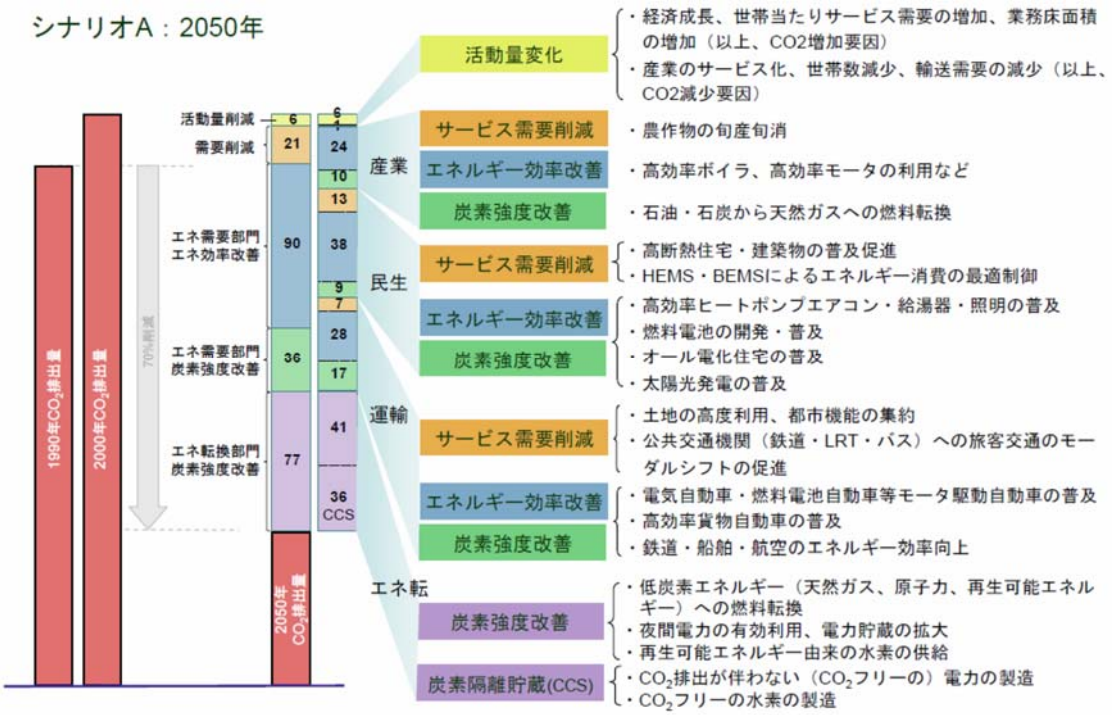
モデル名	開発主体	最適化手法	地域区分	発電部門の タイムスライス	参考文献
AIM/Enduse AIM/Backcasting	国立環境研究所、京都大学	Recursive / Inter-temporal	世界32地域、 日本1地域	年間	Kainuma, Matsuoka, and Morita (2003), Ashina et al. (2012)
DNE21+	RITE	Inter-temporal	世界 54 地域	ピーク、オフピーク、その他	Akimoto et al. (2010)
J-REM	電力中央研究所	Recursive	日本 7 地域	3 時間おき	永田 (2011)
エネ研モデル	日本エネルギー経済研究所	Recursive	日本 1 地域	―	柳澤 (2008)
NEMS	EIA	Recursive	米国 15 地域	1 時間おき	Gabriel, Kydes, and Whitman (2001)
MARKAL, TIMES	IEA ETSAP	Inter-temporal	世界 16 地域、 カナダ 13 地域	ピーク、オフピーク	Fishbone and Abilock (1981), Loulou and Labriet (2008), Vaillancourt et al. (2014)
GCAM	PNNL	Recursive	世界 14 地域	―	Thomson et al. (2011), Brenkert et al. (2003)
MESSAGE	IIASA	Inter-temporal	世界 11 地域	―	Messner and Schrattenholzer (2000)
MERGE	Stanford University	Inter-temporal	世界 9 地域	―	Manne, Mendelsohn, and Richels (1995)

（出所）各種資料より筆者作成

2.3.2.　日本の中長期を対象とした分析事例

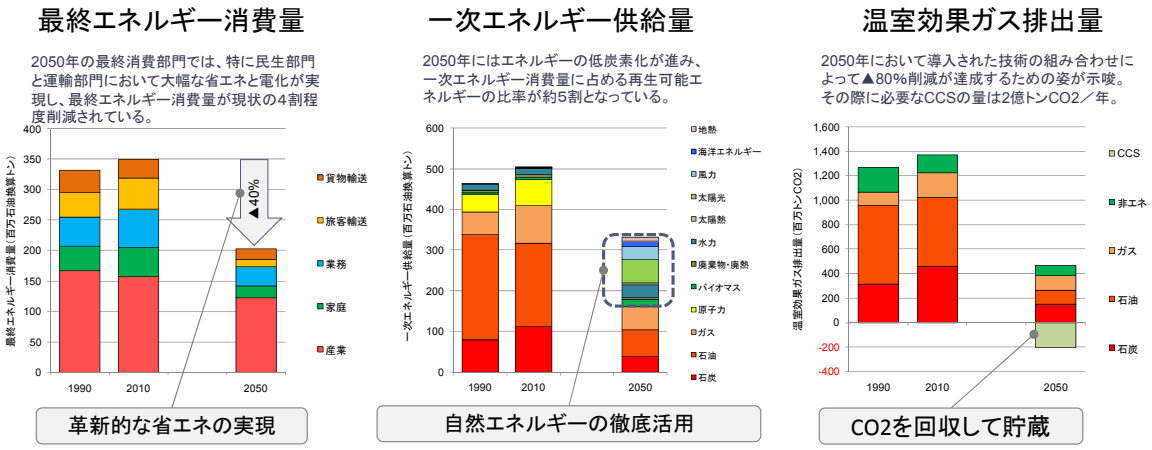
エネルギー技術モデルを用いて日本の長期目標の分析を行った事例として、環境省地球環境研究総合推進費・戦略的研究開発プロジェクト「脱温暖化社会に向けた中長期的政策オプションの多面的かつ総合的な評価・予測・立案手法の確立に関する総合研究プロジェクト（脱温暖化 2050 研究プロジェクト）」（S-3-1）に関連する一連の研究成果が挙げられる（図 2-19）。本プロジェクトでは、社会経済活動量に関する 2 種類のシナリオ（シナリオ A・シナリオ B）について、ボトムアップ型のエネルギー技術モデルを用いて、様々な技術導入により 2050 年に CO_2 排出量を 70%削減するシナリオが示されている(Fujino et al. 2008)。この分析では、原子力発電が 2050 年まで相当量残存する前提となっているため、2050 年における発電電力量の半分以上を原子力が占めており、残りの大部分を再生可能エネルギーが占めている。

最近では、福島第一原子力発電所事故以降、原子力の長期的な見通しが不確実であることを踏まえ、2013 小委技術 WG において、2050 年原子力ゼロの前提下での 80%減の試算が行われている。図 2-20 に示すように、2050 年には 2010 年比で最終エネルギー消費が約 4 割削減されるとともに、再生可能エネルギーが一次エネルギーの約 5 割を占め、CO_2 貯留量が 200Mt-CO_2 に達する結果となっている (中央環境審議会地球環境部会 2012, 赤井 2013)。



（出所）2050 日本低炭素社会シナリオチーム (2007)

図 2-19　脱温暖化 2050 研究プロジェクトによる 2050 年の CO_2 排出量推計結果



（出所）中央環境審議会地球環境部会 (2012)

図 2-20　中環審（2014）における 2050 年の温室効果ガス排出量推計結果

これら以外にも、近年では原子力発電の見通しが不透明であることを踏まえ、様々なエネルギー技術モデルを用いた、2050 年を対象とした長期的なエネルギー需給・温室効果ガス排出量削減に関するシナリオ分析が行われている。例えば、Ashina et al. (2012)では、Inter-temporal 型の AIM/Backcasting モデルを用いて、2050 年 80%となるシナリオ分析を行い、期間全体の対策コストを削減するためには、より早期からの対策が必要となることを示している。また、発電部門について着目した分析として、最適電源構成モジュールとエネルギー需給予測モジュールを組み合わせ、太陽光・風力発電の大量導入時の分析を行っている研究や(小宮山, 鈴木, 永富, 松尾, 末広, 2012)、CO_2 排出量の少ないエネルギー源としての輸入水素導入による 2050 年までの CO_2 削減量のモデル分析を行っている研究事例が挙げられる(松尾, 川上, 柴田, 末広, 柳澤, 2014)。

一方、トップダウン型のモデルを用いた先行研究として、増井 (2013)では AIM/CGE を用いた 2030 年までの経済影響分析を行っており、Pollitt et al. (2014)では、ケンブリッジ大学が開発した経済モデルである E3MG を用いて、2030 年を対象とした経済影響分析が行われている。

2.3.3.　既存のエネルギー技術モデル及びモデルを用いたシナリオ分析の課題

中長期を対象とした温室効果ガス排出量・エネルギー需給を分析した先行研究は先述のように多く存在し、特に日本の長期目標を対象とした事例では、原子力が減少する想定下において、再生可能エネルギー、CCS への依存度が高まるシナリオが提示されている。

しかしながら、多くのモデルでは日本全体を一地域として扱っているため、再生可能エネルギーの地域偏在を考慮することが難しく、太陽光・風力発電の大量導入時における、地域間連系線増強といった電力需給調整の必要性について、十分に考慮できているとは言い難い。永田 (2011)のように、一部のモデルは詳細な地域区分を有しており、あるいは時間帯別

の電力需給バランスを考慮可能なモデルも存在するものの、これらを用いたシナリオ分析では 2050 年の排出削減量が 80%に達していない。したがって、再生可能エネルギー導入量が 80%目標を達成するシナリオと比較して低い水準に留まっており、再生可能エネルギー導入拡大による影響の大きさが十分に見積もられていない可能性がある。

また、原子力以外の低炭素エネルギーについても、普及拡大には様々な課題・リスクが存在し、世界を対象とした先行研究では、様々な低炭素エネルギー技術の普及制約に伴う影響の定量化を行った事例が多く存在する(Kriegler et al. 2014, Krey et al. 2014)。しかしながら、日本を対象とした先行研究では、中央環境審議会地球環境部会 (2012)のように、原子力の利用減を前提としている事例はあるものの、その多くにおいて再生可能エネルギー、CCS に大きく依存するシナリオが提示されている。したがって、再生可能エネルギー・CCS の普及が制約された場合の影響や、技術ごとの影響の程度の差は明らかでない。

以上より、将来の低炭素エネルギーの大幅な普及拡大による削減効果やその影響を評価するためには、エネルギー技術モデルのさらなる改良、より幅の広いシナリオに基づいた分析が必要であるといえる。

本研究では、これらの課題を解消するためのエネルギー技術モデルの改良を行うとともに、改良したモデルを用いた分析を行いて、日本における低炭素エネルギー普及に向けた有効な方策を明らかにする。以降の章にて、モデルの改良方法と推計結果について述べる。

第3章　エネルギー技術モデルの多地域化による低炭素エネルギー導入分析

原子力への依存度を低減しつつ、2050 年までに温室効果ガス排出量を 1990 年比 80%削減するという長期目標を達成するためには、省エネルギーに加え再生可能エネルギーの大幅増が必要となる。ただし、日本の再生可能エネルギー源は、地域偏在性が高いことに加え、電力会社間の地域間連系線の容量が必ずしも十分に確保されていないため、再生可能エネルギーのポテンシャルを最大限に活用するためには地域間連系線の増強等の電力系統対策が必要となる。しかしながら、これまで 80%目標を対象とした分析（藤野 (2013), Ashina et al. (2012)等）では、日本全体を一地域として扱っているため、電力系統対策を内生化に扱うことが難しく、その影響の評価が困難であった。加えて、エネルギー需要部門においても、産業構造や気候条件等の地域特性に応じてエネルギー消費特性が異なるが、これらの差異についても十分に考慮されているとは言い難い。

本章では、国立環境研究所が開発した AIM/Enduse (Kainuma, Matsuoka, and Morita 2003)をベースとして、電力系統対策の必要性や効果の分析を行うため、モデルの改良を行う。まず、日本を電気事業者の供給エリアに整合する 10 地域に分割するとともに、時刻別の電力需給を考慮することが可能となるよう、モデルを改良する。さらに、開発したモデルを用いて、原子力依存度低減の想定下で、80%目標達成の可能性を検討し、必要となる対策導入量・費用を定量化する。加えて、エネルギー供給部門における電力需給調整対策として、地域間連系線増強による再生可能エネルギー導入拡大の効果を定量化する。

3.1.　エネルギー技術モデルの多地域化の必要性

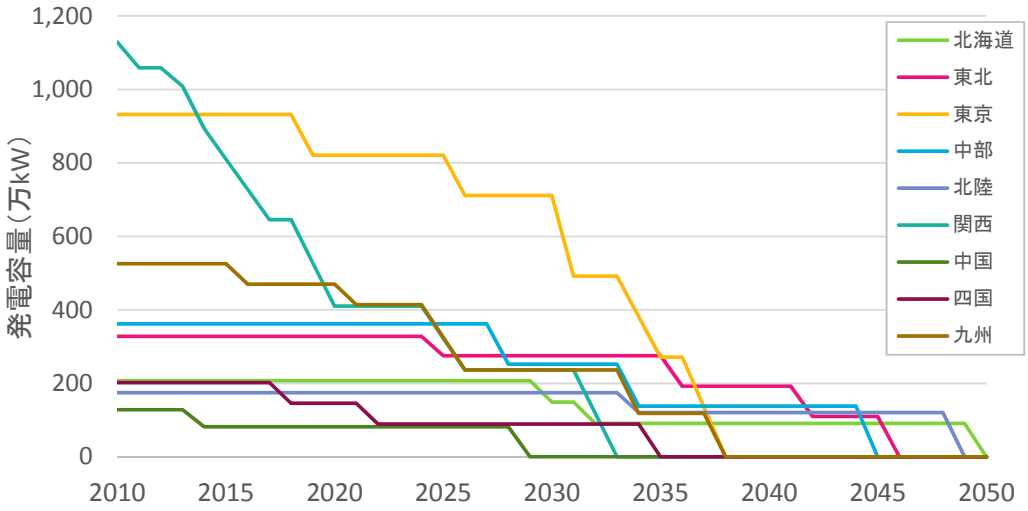
(1)　エネルギー供給部門

エネルギー供給部門では、大規模発電所については、大規模需要地への送電が可能である立地が選択される場合が多く、地域性はさほど問題とならない。その一方で、再生可能エネルギーは、前章において指摘したように、地域によってそのポテンシャルが異なる。太陽光発電は、住宅用については設置場所と需要地が一致する一方、風力発電は電力需要が比較的少ない北海道、東北地方の一部に集中している。本来、電力は貯蔵に適さない一方で、送電線が整備されていれば比較的容易に輸送が可能である。ところが、各地域に偏在している再生可能エネルギーポテンシャルを有効活用する上で、日本の電力系統は地域間連系線の容量が十分に確保されているとは言い難い。したがって、将来的に大量の再生可能エネルギー導入を可能とするためには、地域ごとのポテンシャルの差を踏まえ、導入に必要となる地域間連系線増強の程度や、コストを考慮する必要があるといえる。

さらに、再生可能エネルギーだけでなく、原子力発電についても地域性を考慮することは重要となり得る。仮に、今後原子力発電の再稼働が進められたとしても、運転開始後 40 年を経過した原子炉の更新が行われない場合、図 3-1 に示すように、原子力発電容量低下の

ペースは地域によって異なる。特に関西電力管内では、比較的古い原子炉が多いため、発電容量は 2020 年頃にかけて急減することが見込まれる。原子力発電容量低下のペースは、代替電源新設のタイミングにも影響することから、地域性を考慮することでより現実の状況に即した分析が可能となる。

また、電力の日負荷曲線の形状も地域によって異なるため、ピーク時に必要となる供給力や、ピーク・ミドル・ベース電源のシェアについても、地域によって差が生じる。この差異を考慮することで、発電技術の導入に関して、地域性に起因する特性や制約条件を加味した分析が可能となる。



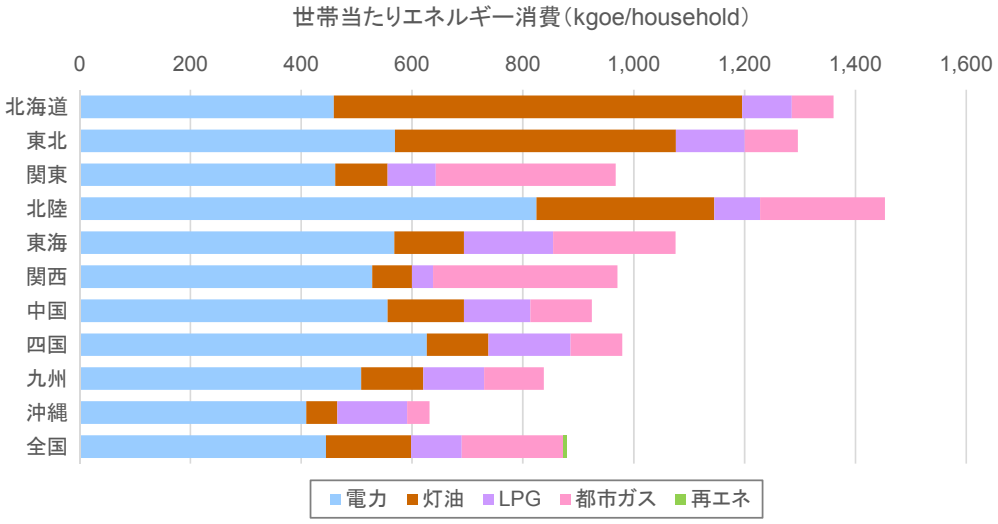
（出所）資源エネルギー庁電力・ガス事業部 (2013)より筆者作成

図 3-1　電力会社別原子力発電容量の見通し（40 年廃炉の場合）

(2)　エネルギー需要部門

エネルギー需要部門においても、地域によってエネルギー需要特性は異なる。例えば家庭部門における世帯当たりエネルギー需要は、気候条件の差に応じて異なっており、寒冷地である北海道、東北では暖房需要が相対的に大きいため、世帯当たりの年間エネルギー需要が他の地域に比べ大きい傾向にある。また、都市ガス供給地域の比率が比較的高い関東・関西では、灯油、LPG に比べて都市ガスの消費量シェアが大きいといった特徴がみられる（図 3-2）。

さらに、家庭部門ではヒートポンプ技術の導入が長期的な低炭素化に向けた重要な対策の一つとされているが、寒冷地ではヒートポンプ技術の効率が低下することが指摘されているため、対策の効果についても、地域差を考慮することでより実態に即した分析が可能となる。

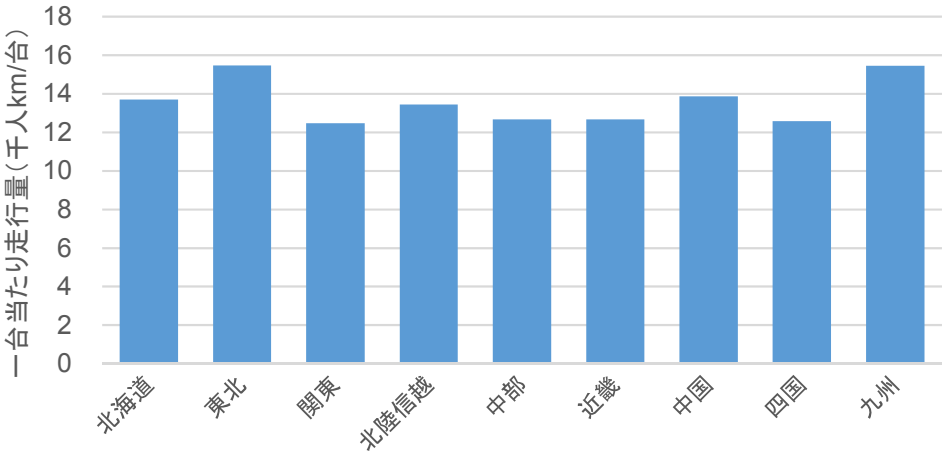


※再生可能エネルギーは地域別内訳が不明のため、全国平均値のみ記載。地域内訳推計誤差を含まない。

（出所）総合エネルギー統計 (資源エネルギー庁 2013a)、住民基本台帳に基づく人口、人口動態及び世帯数 (総務省 2013)より筆者作成

図 3-2　家庭部門の世帯当たりエネルギー消費（2012 年度）

運輸部門においても、図 3-3 に示すように、地域によって自動車の一台当たり走行量に差が生じており、さらに細かい市区町村レベルで区分すれば、都市部と郊外部ではさらに差が拡大することが考えられる。一台当たり走行量が長くなるほど、燃費の優れた自動車の投資回収が早まることが考えられる。エネルギー技術モデルを用いた分析を実施する際には、地域性を考慮することで、これらの要因を反映した分析が可能となる。



（出所）国土交通省 (2010a)より筆者作成

図 3-3　旅客乗用車の一台当たり走行量（2009 年度）

3.2.　先行研究のレビュー

日本を多地域に分割したエネルギー技術モデルを用いた分析事例として、日本を 7 地域に分割した電力中央研究所の J-REM(永田 2011)が挙げられ、民生部門・運輸部門における都市ガス普及率等の地域性を考慮した分析を行っている。海外における先行研究としては、NEMS(Gabriel, Kydes, and Whitman 2001)では米国を対象とした多地域モデルを開発し、米国全体を 15 地域に分割したモデルが開発されている。これらのモデルでは、都市ガス供給網の整備状況等を反映した地域別のエネルギー構成に応じて、将来どのような技術を導入すべきかを分析することが可能となっており、気候条件等の影響も考慮することが可能となっている点が特徴である。ただし、前者では産業部門が多地域化されていないため、地域性を考慮することが可能となる部門が限られている。また、原子力依存度低減の想定下における 2050 年温室効果ガス 80%減の分析は行われておらず、特に再生可能エネルギー導入量が大きく増加した際の影響を把握することが難しい点が課題である。

またエネルギー技術モデル以外にも、多地域化された CGE モデルを用いた先行研究が挙げられる(白井, 武田, 落合, 2013)。このモデルではエネルギー部門以外も含むすべての部門をカバーしているという利点がある一方、トップダウン型のモデルの特性上、個別のエネルギー技術をモデルにて表現する上では限界があり（最近では、CGE モデルにおいて技術選択を内生的に扱うモデルの開発も進められている(増井, 日比野, 大城, 2014)）、詳細なエネルギー技術や時間帯別の電力需給バランスの扱いに限界があるという課題がある。

電源計画モデルに限れば、多地域モデルを用いた先行研究は多く、例えば(芦名, 藤野, 2008, 荻本他, 2012), Tsuchiya (2012)が挙げられる。これらのモデルでは、発電部門について詳細な分析が可能であり、電力需要の日負荷曲線に応じた発電技術の選択が可能なだけでなく、電源別の最大・最低負荷率、負荷追従性能といった特性も考慮しているモデルもある。一方で、電力需要は外生的に与えていることが多く、例えば需要部門における化石燃料から電力へのシフトといった対策について、費用対効果を踏まえた他の対策との比較を行うことが難しい。特に、80%目標を達成するには、2013 小委 技術 WG(中央環境審議会地球環境部会 2012)の検討によれば、エネルギー需要部門における電力へのシフトが必須となり得るため、発電部門以外のエネルギー需要部門も含めた検討を行うことが必要と考えられる。

本研究では、80%目標に整合した分析を実施するため、これらの課題を踏まえた上で、多地域化された技術選択モデルの開発を行った。モデル改良の概要について、次節にて述べる。

3.3.　エネルギー技術モデルの改良

3.3.1.　モデルの概要

まず、本項において AIM/Enduse の概要、およびモデル分析の手法について記す。なお、より詳細なモデル構造については、巻末の Appendix I を参照されたい。

(1)　モデル構成

AIM/Enduse は、技術積上型（あるいはボトムアップ型と呼ばれる）のエネルギー技術モデルであり、エネルギーを消費する技術、あるいは温室効果ガスを排出する技術を積上げ、将来起こる技術の新設や更新時における技術選択に応じて、将来のエネルギー消費・温室効果ガス排出量の推計を行うモデルである。

技術積上型のモデルでは、多くの場合、エネルギーコスト、対策導入による設備コストの増加分、温室効果ガスの排出価格等の合計値（エネルギーシステムコスト）を目的関数として、これを最小化するよう、稼働する技術の選択、および技術の新設・更新が決定される。換言すれば、対策技術の導入により追加的に生じる設備の初期費用が、エネルギーコスト・排出価格低下分を下回る場合、その対策が導入されることとなる。したがって、排出価格が高くなるほど、エネルギー消費削減技術や温室効果ガス削減技術の導入が促進されることとなる。

動学化の手法としては、上記の最適化計算を 1 年毎に行い、当該年の内生変数の推計結果を翌年の計算の外生変数として与える逐次動学型（Recursive-dynamic）のモデルに分類される。エネルギーサービス需要、エネルギー価格や CO_2 価格、エネルギー源別の供給制約、対策技術の導入・普及制約については、すべての期間において外生変数として扱われ、毎年の総費用（固定費用と運転費用の和）を最小化するよう技術選択が行われる。エネルギーサービス需要が外生変数として扱われるため、温暖化対策による経済影響に伴う活動量変化の影響は推計に反映されない点に留意が必要である。同様に、エネルギー価格や電力価格に応じて、エネルギーサービスの需要は変化しない。つまり、省エネルギー技術が選択される場合を除けば、エネルギー需要の価格に対する弾力性はゼロとなる。よって、エネルギー価格変化や温室効果ガス排出制約による経済活動への影響の評価には不向きである一方、エネルギー技術を詳細に扱うことが可能であるため、本研究で扱う低炭素エネルギーの大幅な普及拡大など、大幅な技術的変化を扱う際には有用なモデルである。

プログラムは、従来の AIM/Enduse と同じく、MARKAL や MESSAGE にも用いられている GAMS[6]（General Algebraic Modeling System）を用いて記述し、線形計画法のソルバーには CPLEX を用いた。ただし、多地域化・発電部門の詳細化に伴い、計算負荷削減の観点から部分的に改変を行っている。詳細は Appendix I を参照されたい。

推計対象の温室効果ガスは、京都議定書の算定対象ガスであるエネルギー起源 CO_2 およ

[6] GAMS については http://www.gams.com/を参照。

び、非エネルギー起源 CO_2、CH_4、N_2O、HFCs、PFCs、SF_6 とした。エネルギー起源 CO_2 は、表 3-1 に示す部門ごとに推計を行った。CO_2 以外の温室効果ガスについては、温暖化係数（GWP）を用いて CO_2 相当量に換算し、モデル分析においてはこれらのガス種にも CO_2 価格が課せられるものとした。なお環境省 (2014b)によれば、2013 年度速報値の公表分から、温室効果ガス排出量の算定方法が変更されることとなっているが、今回の推計に用いた GWP は、これまでと同様 GIO (2014a)に示されている値を用いた。したがって、温室効果ガス排出量の実績値は、温室効果ガスインベントリオフィスが公表している最新の統計値 (GIO 2014b)とは一致しない点に留意されたい。

表 3-1　エネルギー起源 CO_2 の推計対象部門

部門	対象とするエネルギーサービス種
産業	鉄鋼、セメント、紙パルプ、エチレン、化学繊維、石油製品、ガラス製品、非鉄金属、機械、その他製造業、食品、鉱業、農林水産業、建設業
家庭	冷房、暖房、給湯、照明、家電
業務	冷房、暖房、給湯、照明、動力
運輸	旅客自動車、旅客鉄道、旅客船舶、旅客航空、貨物自動車、貨物鉄道、貨物船舶、貨物航空
エネルギー転換	発電、都市ガス製造、石油精製

(2)　省エネルギー対策の位置づけ

本研究では、主に低炭素エネルギーに着目した分析を実施するものの、省エネルギーも重要な気候変動緩和策と位置づけられる。AIM/Enduse では、既に多くの省エネルギー技術の導入を想定することが可能であることから、需要部門の電力需給調整対策について明示的な改良を実施する第 4 章を除き、需要部門については、本論文を通じて共通の想定を用いることとする。なお、後述するように、本研究では新たにモデルの多地域化を行ったため、ヒートポンプ技術等の一部の省エネルギー対策については、気候条件等の地域特性を反映するといった改良を行っている。

(3)　AIM/Enduse を用いたシナリオ分析の方法

本研究で行う 2050 年までを対象としたモデル分析は、いわゆる「予測」ではなく、「シナリオ分析」と呼ばれる手法に当たるものである。「シナリオ分析」について、Moss et al. (2010) によれば、シナリオとは将来を予測するものではなく、将来にとり得る幅広いオプションの中から、ロバストな意思決定を導くための不確実性について理解を深めるためのものであるとされている。特に地球環境問題を対象としたモデル分析では、シナリオアプローチの考え方は有力な方法と考えられている(松岡, 原沢, 高橋, 2001)。第 2 章に示した先行研究にお

いても、モデルの外生変数である社会経済活動量、原子力の稼働、緩和策導入の強度等については、最も蓋然性の高い予測値を定めるのではなく、とり得る様々なオプションを検討する手法が一般的に用いられている。

特に緩和策導入の強度について、エネルギー技術モデルを用いたシナリオ分析では、特段の努力がなされないシナリオ（BaU シナリオ、ベースラインシナリオなどと呼ばれる）、対策を実施するシナリオ（以降、対策シナリオとする）の 2 パターンについて分析される場合が多い。対策シナリオは、炭素税導入による削減効果の定量化のほか、将来の特定の時点において、GHG または CO_2 排出量を一定水準以下に抑制するシナリオを分析対象とする場合に多く用いられる。このような手法は、先に遠い将来における目指すべき目標を設定し、その後それに至る期間の分析を行うことから、バックキャスティングと呼ばれる(増井, 松岡, 日比野, 2007)。バックキャスティングの考え方に基づきに将来推計を行う手法として、大きく以下の 2 種類の方法が挙げられる。

① GHG または CO_2 排出量の上限を設定
② CO_2 価格（費用最小化モデルでは限界削減費用に等しい）を外生的に設定

総費用を目的関数として、それを最小化する構造のモデルでは、CO_2 排出制約と CO_2 価格は山地 (2007)でも述べられているように双対関係にあり、いずれの手法を用いても分析を行うことは可能であるが、分析の目的や動学化の手法に応じて、採用すべき手法は異なる。

逐次動学型のモデルを用いる際は、①の手法を用いる場合、推計対象の全期間について排出量の上限を設ける必要がある。推計開始年から目標年までの全期間において、予め排出量を外生的に設定可能である場合はこの手法を用いることもあり得るが、一般的にはこの手法を適用できるケースは限られる。一方、全期間を通じた総費用の最小化に基づく Inter-temporal 型のモデル（例えば(Ashina et al. 2012)）を用いる場合は、目標年の排出量のみを設定すれば、途中年の排出経路を費用最小化に基づいて導出することが可能となるため、①の手法が用いられるケースもある。ただし、本研究では、逐次動学型のモデルを使用するため、以降の分析では②の手法を採用することとする。

この場合、推計開始年から目標年までの CO_2 価格を外生的に設定することが必要となる。CO_2 価格は経過年に応じて上昇するのが一般的と考えられるが、経過年と CO_2 価格上昇率の関係については、外生的に想定を置く必要がある。先行研究として、Luderer et al. (2013) における複数のモデルを用いた分析結果では、2050 年に近づくほど CO_2 価格の傾きはやや急になっているものの、中期的な対策が遅延するケースを除いて、CO_2 価格はほぼ経過年に比例して増加すると見なせる。そのため本研究では、CO_2 価格は基準年を起点に、経過年数に比例して増加すると想定した。推計手法を図 3-4 に示す。なお、2020 年、2030 年時点の排出量は CO_2 価格に応じて内生的に算出されるため、以降の分析結果は、政府の中期削減目標の数値とは必ずしも整合しない点に留意が必要である。

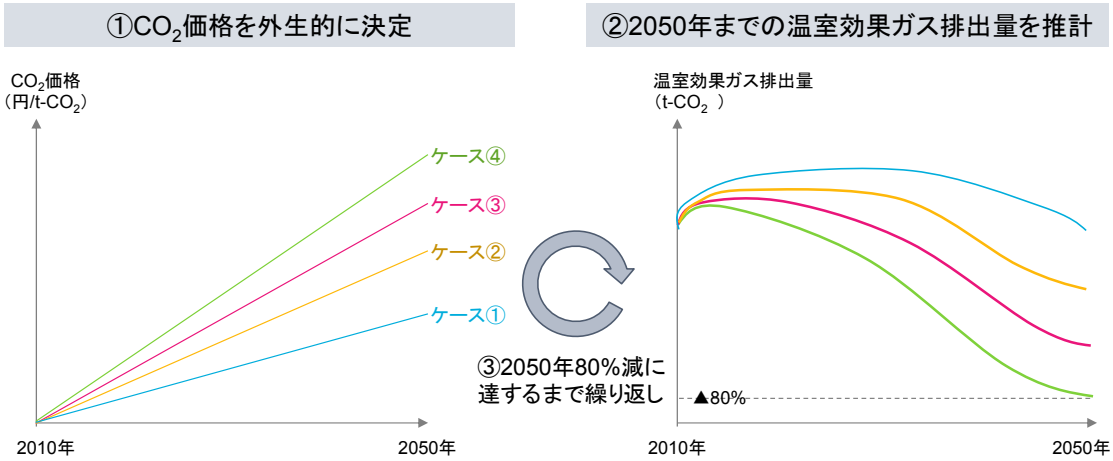


図 3-4　モデルを用いた将来の温室効果ガス推計手法

(4)　割引率の設定

エネルギー技術モデルを用いた分析では、技術固有の効率やコストに加えて、投資判断基準に用いる割引率の水準も、技術選択の結果に影響を及ぼす。投資判断基準に用いる割引率は、部門ごとに技術の種類、環境問題に対する意識の高さによって異なるとされている(花岡, 明石, 日比野, 2010)ことから、本研究においても、部門・技術別に割引率を設定した。

割引率の水準は、投資回収年数法に基づき設定した。具体的には、中央環境審議会地球環境部会 (2012)における主観的割引率の設定に基づき、産業プラントや発電設備は 10 年、運輸は 5 年、それ以外は 3 年を投資判断基準として採用した。なお、同資料に記載されている社会的割引率に近い水準の値を用いれば、より低い CO_2 価格で対策技術の導入が進むこととなる。

本来、割引率を設定する際は、大企業と中小企業の差、家計における所得、年齢階層の差を考慮することが望ましいが、計算負荷の増大を避けるため、本研究では詳細な区分を設けていない。

(5)　対策費用の評価

温室効果ガス排出削減における対策強度を比較する際には、エネルギー需給や対策導入量といった指標に加えて、対策費用が重要な情報となり得る。AIM/Enduse に代表される、総費用最小化を目的関数とする積上型のエネルギー技術モデルでは、CO_2 価格と限界削減費用は等しくなるため、本研究では全てのケースにおいて限界削減費用を算定することが可能である。ただし、限界削減費用は、温室効果ガス排出削減を達成するために導入される技術のうち、単位削減量当たりの費用が最も高い技術の削減費用を表しているにすぎず、Paltsev and Capros (2013)においても指摘されるように、政策コストの指標として必ずしも適切とはいえない。しかしながら、トップダウン型の一般均衡モデルに分類される

AIM/CGE(Masui 2005)等と比較して、AIM/Enduse により算出可能な経済指標には限りがあり、例えば GDP ロスや家計消費の減少を評価することができない。したがって、本研究では、IPCC AR5 WG3(IPCC 2014b)でも示されている、現在価値換算した累積投資額の推計結果を、CO_2 価格と併せて提示することとした。なお、現在価値換算に用いる割引率は、中央環境審議会地球環境部会 (2012)より、3%に設定した。

3.3.2. モデルの多地域化

本研究では、再生可能エネルギーの地域別の賦存量や、電力会社の供給エリア間の連系線容量を考慮した分析を実施するため、日本全体を一般電気事業者 10 社の供給エリアに整合する 10 地域に分割した。エネルギー需給に関する地域ごとの統計データは、その多くが都道府県別に整備されているが、47 都道府県と電力 10 地域は厳密には整合しないため、表 3-2 に示すとおり 47 都道府県との大まかな対応付けを行った。

表 3-2　モデル上の 10 地域区分と 47 都道府県の対応

10地域	47都道府県
北海道	北海道
東北	青森、岩手、宮城、秋田、山形、福島、新潟
関東	茨城、栃木、群馬、埼玉、千葉、東京、神奈川、山梨
中部	長野、静岡、愛知、岐阜、三重
北陸	富山、石川、福井
関西	滋賀、京都、大阪、兵庫、奈良、和歌山
中国	鳥取、島根、岡山、広島、山口
四国	徳島、香川、愛媛、高知
九州	福岡、佐賀、長崎、熊本、大分、宮崎、鹿児島
沖縄	沖縄

本モデルでは、全地域合計の総費用を目的関数としているため、限界削減費用が安い地域から対策が順に導入されることになる。これは、いわゆる限界削減費用均等化に基づき各地域の削減配分を定めていることに等しい。一国内においては、限界削減費用が地域ごとに大きく異なる可能性は低いと考えられるため、この手法は妥当であると考えられる。また、国内排出量取引も考慮されていないため、CO_2 価格は全ての地域・部門において一律となる。

なお、本モデルは日本一国を対象としているため、CO_2 価格が他国と比べ相対的に高くなった場合における製造業の海外移転による国内生産量減といった影響は考慮されない点に留意が必要である。

3.3.3. 時間帯別の電力需給バランスの反映

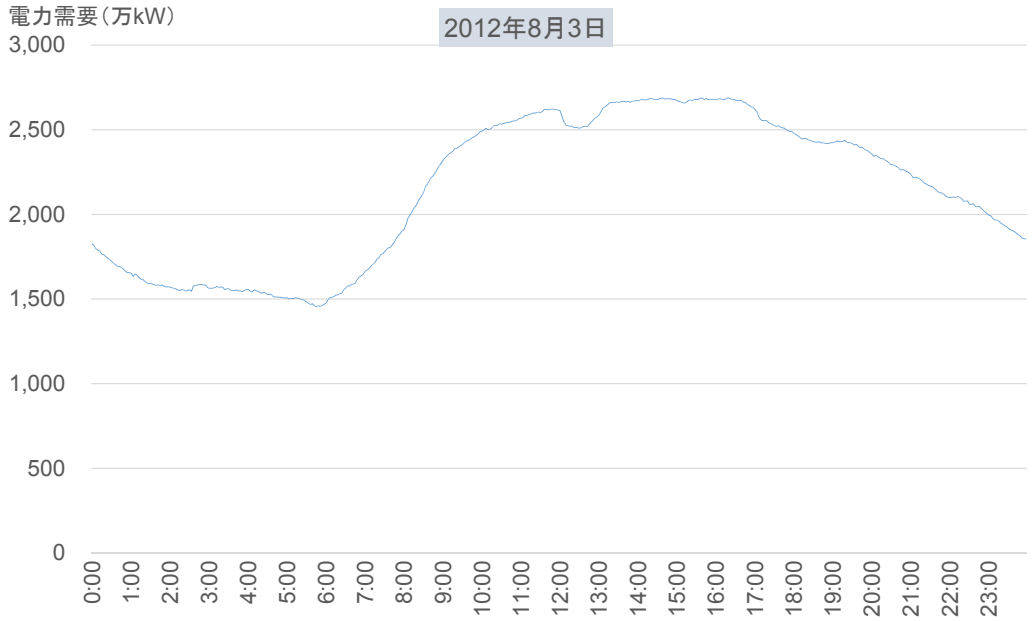
本研究にて扱うシナリオでは、再生可能エネルギーの大幅な普及拡大が想定されることから、発電部門については、新たに電源別のベース、ミドル、ピーク特性や、太陽光発電の時間帯別の出力変動を反映するため、季節別（夏・冬・中間期）、曜日別（平日・休日・ピーク発生日）、時間帯別（1 日を 3 時間単位に 8 区分）に、需要・供給量のバランスが確保されるようモデル化した。本来であれば、より細かい時間帯区分でのモデル化を行うことが望ましい。しかし、関西電力が公表している 3 分ごとの電力需要の瞬間値を見る限り、本モデルのような 10 地域程度の地域区分であれば、時間帯別の需要のばらつきは、電力需要を地方単位に統合した段階で、ある程度均されることが考えられる（図 3-5）。そのため、電力需要・供給のバランスを把握する上では、3 時間程度の区分でも、概ね時間区分別の傾向は反映できると考えられる。ただし、太陽光発電や風力発電の出力変動は、ならし効果を踏まえたとしても、3 時間単位より細かい周期で起こることが考えられる点には留意が必要である。

これまで、エネルギー技術モデルにおいて電力需給の時間帯特性を考慮した事例としては、例えば MARKAL(Loulou, Goldstein, and Noble 2004)や DNE21+(Sano, Akimoto, and Wada 2014)等があり、後者では年間電力需要を 4 区分に分割している。また、IIASA の MESSAGE でも、再生可能エネルギーの時刻変動を考慮するため、バックアップ電源や負荷追従性の組み込みが試みられている(Sullivan, Krey, and Riahi 2013)。しかしながら、これらのモデルは世界全体を分析対象としているため、必ずしも時間帯別電力需要を詳細に把握できない地域も存在することから、比較的大まかな時間帯区分となっている。一方、日本の場合は経済産業省 (2011)より詳細な時間帯別電力需要を得られるため、本研究ではより詳細な区分に分割している点が特徴である。

なお、本研究では、時間帯別の電力需要を表現するため、モデルの変数に新たな次元を追加するのではなく、異なる時間帯の電力について異なるサービス種を割り当てる方式を採用している。したがって、モデルの構造については、Appendix I に示した手法から変更していない。

本モデルでは、火力発電、バイオマス発電、水力発電（流込式を除く）、揚水発電については、設定した年間設備利用率の範囲内において、出力は自由に変動が可能となるように設定した。したがって、稼働時の最低負荷率や、負荷追従性能の制約、低負荷運転時の効率低下は考慮されていない。また、原子力発電は年間を通じて稼働率が変動しないと想定し、バイオマスを除く再生可能エネルギーについては、時間帯別の稼働率を個別に設定した。なお、再生可能エネルギー設備については、出力抑制が可能な設定となっており、出力抑制が行われる時間数には、上限を設けていない。

また、本モデルでは一般電気事業者 10 社の供給エリアごとに地域区分を設けているため、送配電損失等のパラメータは、電力需給の概要(資源エネルギー庁電力・ガス事業部 2013)等より地域別の実績値を反映した。



（出所）関西電力 (2012)

図 3-5　関西電力の 2012 年夏季ピーク発生日（8 月 3 日）の電力需要

3.3.4.　基準年データの作成

本研究では、2010 年を基準年に設定し、モデル分析に必要となるデータの整備を行った。家庭・業務・運輸部門では、地域別にエネルギー種・エネルギー用途別の基準年データを整備した。家庭部門は、日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット (2010)より地域別・エネルギー種別・エネルギー用途別（冷房、暖房、給湯、照明、家電）のデータを整備した（図 3-6）。

業務部門は、都道府県別エネルギー消費統計(資源エネルギー庁 2013c)に基づき、使用するエネルギー種については、地域差を反映した。ただし、地域別のエネルギー用途については、統計データより把握することが困難であるため、日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット (2014a)より、全国平均の値を全地域に適用した。なお、業務部門については、いわゆる建築物部門に属さない「その他部門」の消費量を含むほか、業務部門内においても、業種によってエネルギー消費特性は多様である。ただし、戒能 (2013)においても指摘されているように、電力や都市ガスの消費量について、他の統計との乖離が大きいことから、本研究では詳細な業種区分を設けていない。

運輸部門は、交通経済統計要覧(国土交通省総合政策局情報管理部 2013)、自動車輸送統計調査年報(国土交通省 2010a)等より、地域別のエネルギー需給特性を反映した。なお、船舶・航空輸送について、地域間輸送を伴う場合、エネルギー消費量は燃料を補給する地点にて計上した。

産業部門および発電を除くエネルギー転換部門は、業種別・地域別のエネルギー消費実績

を統計データから把握することが難しいため、活動量あたりのエネルギー消費原単位には地域差を設けず、総合エネルギー統計(資源エネルギー庁 2013a)より全国平均値の原単位を使用した。ただし、電力消費量については電力調査統計(資源エネルギー庁 2013b)、特定業種石油等消費統計(経済産業省 2010b)より、10 地域別の消費実績を反映した。

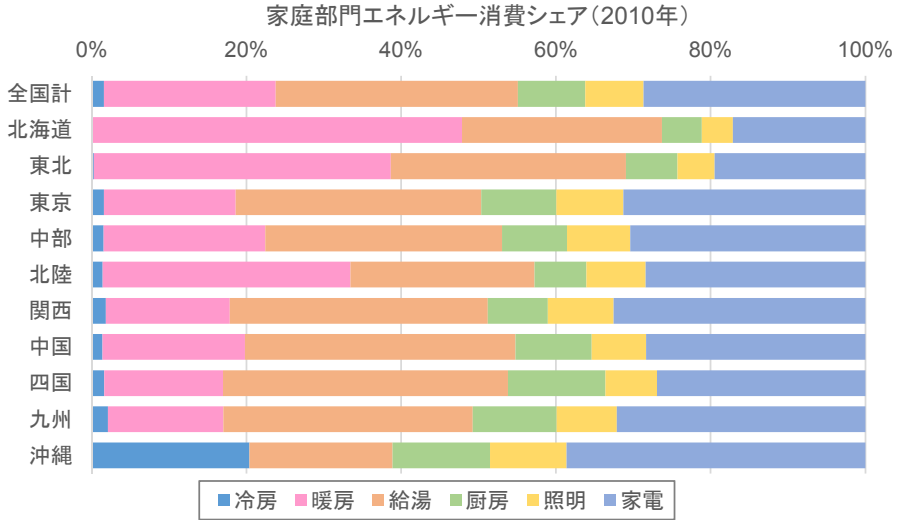


図 3-6　基準年の用途別家庭部門エネルギー消費内訳

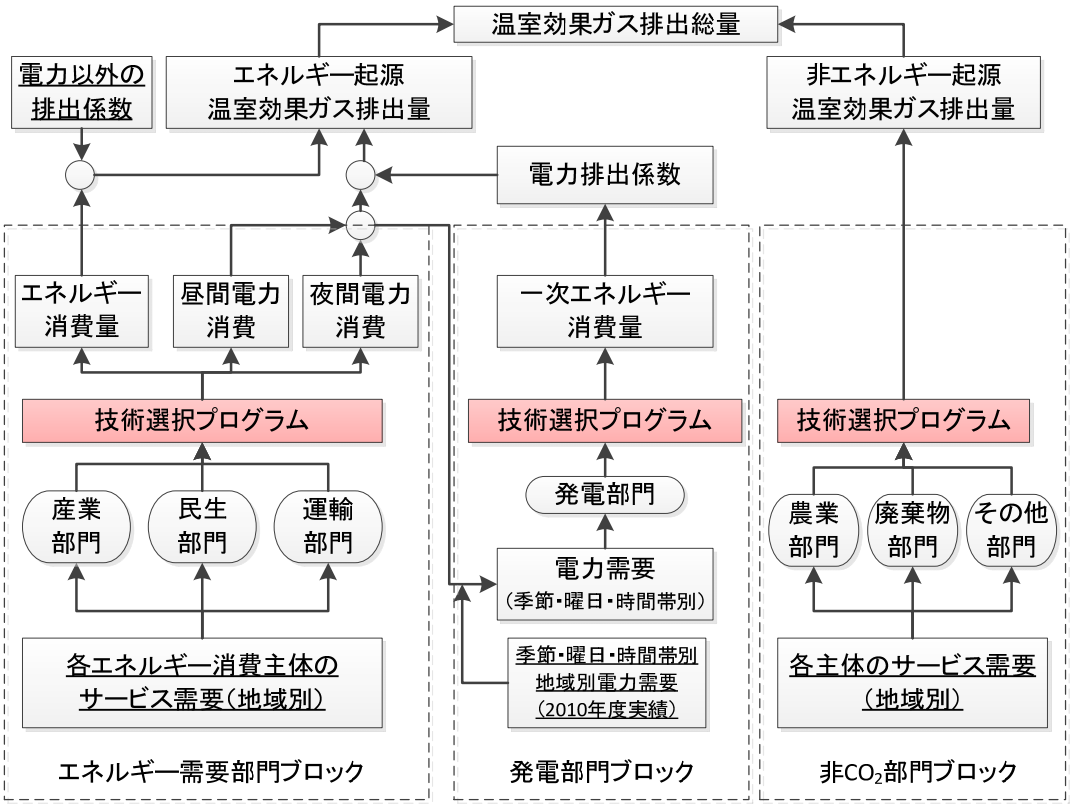


図 3-7　エネルギー技術モデルによる温室効果ガス排出量の推計フロー

3.4.　改良したモデルを用いた 2050 年までの温室効果ガス排出量推計

3.4.1.　推計の前提条件

(1)　対策技術の想定

導入を想定した主な対策技術の一覧を表 3-3 に示す。これら全ての技術について、エネルギー効率や温室効果ガス排出削減率、初期費用、導入量制約、寿命といったパラメータを、国立環境研究所 AIM プロジェクトチーム (2012), 中期目標検討委員会 (2009), 国立環境研究所 AIM プロジェクトチーム (2010)等に基づき設定した。特に発電部門については、環境省、経済産業省 (2013), 国家戦略室 (2011), IEA (2010)等より、発電効率、コスト、設備利用率などの最新データを反映した。発電技術の効率・コストの一覧を表 3-4 に示す。なお、原子力の発電コストには、建設費に加え廃炉処理費用、追加安全対策費用、核燃料サイクル費用を含んでいるが、その他事故リスク対応費用は含めていない。また、太陽光発電については、固定価格買取制度の導入による普及拡大に伴い、今後も費用が大幅に低下する可能性を考慮し、2030 年まではコスト等検証委員会(国家戦略室 2011)におけるパラダイムシフトシナリオの値を用い、2050 年には、モジュール単価が国際価格に収斂していくケースにおけるコスト水準まで低下すると想定した。なお、コスト等検証委員会の想定が幅を持って示されている場合は、その中間値を用いた。

火力発電・鉄鋼・セメントについてはCCSの導入を想定し、自家消費エネルギー量やCO_2回収率、コスト等のパラメータは地球環境産業技術研究機構 (2006, 2008), 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (2010)より設定した。CO_2回収率はIEA資料 (Bennaceur et al. 2008, IEA 2013c)より90%とし、年間の最大CO_2回収貯留量は環境省(中央環境審議会地球環境部会 2012)より200Mt-CO_2/年とした。なお、この値は中央環境審議会地球環境部会気候変動に関する国際戦略専門委員会 (2006)にて示されている、RITEが構造性帯水層を対象に推計した220Mt-CO_2/年を下回る水準である。なお、Domenichini et al. (2013)では、再生可能エネルギーの大量導入等により、CCS付火力発電の稼働率が低下した場合、発電効率のさらなる低下を招くことが指摘されているが、本モデルでは稼働率に関わらず発電効率は一定と仮定している点に留意が必要である。

また、2050年の粗鋼生産に占める電炉鋼の比率は、既往研究において国内需要向けの70%を上限としていることを参考に、本研究では輸出向けの転炉鋼生産が2050年まで残る可能性も考慮して、50%を上限とした(河瀬, 東, 松岡, 2012)。

再生可能エネルギー技術は、メガソーラーを除く太陽光発電は資源エネルギー庁資料(資源エネルギー庁 2011b)より、それ以外は環境省 (2013)より、地域別に最大導入ポテンシャルを設定した。なお、風力発電は、陸上・洋上ともに、風速区分別にポテンシャルを設定した（表 3-5)。

地域間連系線の新設費用は、中央環境審議会地球環境部会 (2012)より 40 万円/kW(交流の値)とし、モデルにて内生的に増設が行われるよう設定した。ただし、連系線は現時点で既

に敷設されている地域間のみにて増強が行われるものと仮定し、上限は 2020 年までは地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会(総合資源エネルギー調査会総合部会 2012)に示されているロードマップに従い、それ以降は制約を設けていない。なお、北海道・東北地域において風力発電の追加連系を行う際は、地域内送電網強化に係る追加コストが必要となるよう設定した。費用は総合資源エネルギー調査会総合部会 (2012)において、北海道は約 377.5 万 kW の追加連系に対し 2,900 億円程度、東北は 139 万 kW に対し 200 億円程度と試算されていることから、平均単価として北海道は約 7.7 万円/kW，東北は約 1.4 万円/kW とした。

なお、本研究で分析対象とした温室効果ガス削減策は、原則としては技術ベースの対策であり、いわゆる心がけ対策としての省エネや、コンパクトシティの形成による交通需要の低減等のほか、安井 (2012)に示されている、満足度を維持しつつエネルギーサービス需要を低減する対策は考慮されていない。その理由は、あくまでエネルギーサービス需要を完全な外生パラメータとして扱っている本モデルの限界によるものであり、仮にこれらの対策導入を見込めば、更なる削減が達成される可能性があることに留意が必要である。

また、廃熱や再生可能エネルギーを活用した街区レベルでのエネルギー融通、エネルギーの面的利用といった技術は、Holmgren (2006), Lund et al. (2010)において、費用面での有効性が指摘されているものの、本研究では明示的に考慮されていない。したがって、エネルギー融通等により、熱源機器等の稼働率が上がれば、削減費用が低下する可能性もある。

表 3-3　導入を想定した主な対策技術

部門	技術
産業	高効率古紙パルプ製造技術、高効率黒液回収ボイラー、廃材・バーク等利用技術、高効率クリンカクーラー、セメント廃プラ利用、セメント製造時の CCS 利用、革新的セメント製造プロセス、焼結クーラー廃熱回収、フェロコークス、高炉 CCS、高炉廃プラ利用、転炉ガス顕熱回収、スクラップ余熱、直流式電炉、直送圧延、次世代コークス炉、コークス炉廃プラ利用、コークス乾式消火設備、高炉炉頂圧発電、エチレンプラントガスタービン併設、内部熱交換型蒸留、ナフサ接触分解、高効率自家発電、自家発電・蒸気ボイラーのガス転換、高効率工業炉、産業用 HP、高効率ボイラー、高効率モータ、産業用コジェネ、農機具の省エネ、漁船の省エネ、ハイブリッド建機
家庭/業務	高効率エアコン、潜熱回収型給湯器、電気 HP 給湯器、太陽熱温水器、家庭用燃料電池、電気式調理器、高効率照明、高効率家電・動力、省エネ住宅・建築物、HEMS、BEMS
運輸	高効率ガソリン車、高効率ディーゼル車、ハイブリッド自動車、プラグインハイブリッド自動車、電気自動車、天然ガス車、バイオ燃料、エコドライブ、鉄道・船舶・航空の省エネ化
発電	石炭ガス化複合発電（CCS 有／無）、石炭ガス化燃料電池複合発電（CCS 有／無）、高効率 LNG 複合発電（CCS 有／無）、LNG 燃料電池複合発電（CCS 有／無）、太陽光発電（住宅用・メガソーラー）、風力発電（陸上・洋上）、地熱発電、バイオマス発電、水力発電、原子力発電（軽水炉）、揚水発電、地域間連系線増強
非 CO_2	有機性廃棄物の直接埋立禁止、バイオプラスチック、下水汚泥焼却施設燃料高度化、排泄物管理方法の変更、中干し期間の延長、水田の有機物管理方法変更、施肥量削減、HFCs 冷媒の廃棄時回収、使用時排出量の削減、低 GWP 機器、エアゾール使用量削減、洗浄剤使用量削減、半導体製造ラインの F ガス除去装置、マグネシウム溶解時の SF_6フリー化

表 3-4　発電技術の効率・コスト

		発電効率	資本費				所内率	最大設備利用率
		発電端	現状	2020	2030	2050		
		%-HHV	万円/kW				%	%
石炭	従来型	38.4%	23.2	→	→	→	6.2%	80%
	USC	42.0%	23.4	→	→	→	6.2%	80%
	IGCC	48.0%	29.2	→	→	→	12.0%	80%
	IGFC	62.5%	32.5	→	→	→	12.0%	80%
	IGCC+CCS	41.3%	35.7	→	→	→	12.0%	80%
	IGFC+CCS	53.7%	39.0	→	→	→	12.0%	80%
LNG	従来型	40.2%	10.2	→	→	→	2.0%	70%
	ACC	49.0%	12.0	→	→	→	2.0%	70%
	MACC	51.0%	12.2	→	→	→	2.0%	70%
	MACCIII	57.0%	13.4	→	→	→	2.0%	70%
	GTFC	65.0%	16.1	→	→	→	2.0%	70%
	MACCIII+CCS	48.5%	16.3	→	→	→	2.0%	70%
	GTFC+CCS	55.3%	19.0	→	→	→	2.0%	70%
石油		39.0%	19.3	→	→	→	4.5%	70%
原子力	LWR	40.0%	38.8	→	→	→	4.0%	70%
一般水力	流込式	40.0%	86.0	→	→	→	0.4%	45%
	調整池式	40.0%	86.0	→	→	→	0.4%	45%
	貯水式	40.0%	86.0	→	→	→	0.4%	45%
中小水力		40.0%	94.5	→	→	→	0.0%	60%
揚水		70.0%	20.2	→	→	→	0.0%	100%
PV	住宅・非住宅	40.0%	52.9	25.5	21.0	13.8	0.0%	12%
	メガソーラー	40.0%	46.2	24.6	21.1	14.7	0.0%	12%
陸上風力	6.0m/s	40.0%	28.3	27.6	27.1	26.2	0.0%	20%
	6.5m/s	40.0%	28.3	27.6	27.1	26.2	0.0%	24%
	7.0m/s	40.0%	28.3	27.6	27.1	26.2	0.0%	27%
	7.5m/s	40.0%	28.3	27.6	27.1	26.2	0.0%	31%
	8.0m/s	40.0%	28.3	27.6	27.1	26.2	0.0%	35%
	8.5m/s 以上	40.0%	28.3	27.6	27.1	26.2	0.0%	38%
洋上風力	7.0m/s	40.0%	50.5	49.9	49.3	43.6	0.0%	27%
	7.5m/s	40.0%	50.5	49.9	49.3	43.6	0.0%	31%
	8.0m/s	40.0%	50.5	49.9	49.3	43.6	0.0%	35%
	8.5m/s 以上	40.0%	50.5	49.9	49.3	43.6	0.0%	38%
地熱		40.0%	81.2	81.2	81.2	59.1	10.0%	70%
バイオマス（専焼）		20.0%	35.5	35.5	35.5	27.7	13%	70%

表 3-5　主な再生可能エネルギーの導入上限

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
PV	ﾒｶﾞｿｰﾗｰ以外	9,574	17,489	63,899	27,540	4,798	30,786	12,870	6,684	20,881	2,095
	ﾒｶﾞｿｰﾗｰ	660	1,312	1,007	805	789	508	1,296	706	2,270	119
陸上風力	6.0～6.5m/s	3,266	1,227	102	184	140	248	224	111	412	27
	6.5～7.0m/s	2,524	1,148	97	143	92	214	169	94	367	102
	7.0～7.5m/s	1,829	931	85	117	36	147	114	66	310	176
	7.5～8.0m/s	1,064	732	51	92	15	103	58	30	227	135
	8.0～8.5m/s	456	627	19	63	2	54	23	16	145	88
	8.5m/s 以上	356	906	22	21	2	23	3	7	69	23
洋上風力	7.0～7.5m/s	9,850	6,677	1,820	856	1,948	854	6,059	1,539	16,818	3,621
	7.5～8.0m/s	10,394	4,670	2,528	1,426	0	70	340	358	7,947	1,850
	8.0～8.5m/s	8,847	2,514	189	560	0	0	0	0	1,960	401
	8.5m/s 以上	3,464	1,003	119	106	0	0	0	0	22	0
地熱		493	195	26	17	42	0	0	0	74	0

（単位はすべて万 kW）

(2)　ケース設定

①　社会経済活動量

本章では、長期の社会経済活動量の前提として、現時点における政府の見通しに近い値を用いることとする。まず実質 GDP について、2030 年までは中長期の経済財政に関する試算(内閣府 2014)の経済再生ケースに比較的近い想定である、エネルギー・環境に関する選択肢(エネルギー・環境会議 2012a)の成長ケースの値を用い、それ以降は中央環境審議会地球環境部会 (2012)の想定を用いた。エネルギー・環境会議の成長ケースでは、2010-2020 年の実質平均成長率は 1.8%、2020-2030 の成長率は 1.2%と想定されている。

人口は、国立社会保障・人口問題研究所 (2013, 2014)の出生中位・死亡中位ケースの値を用いた。一方、世帯数については、国立社会保障・人口問題研究所推計から、2035 年以降の値が得られない。そこで、性別・年齢層・地域ごとに、2035 年以降の世帯主率が変化しないと仮定し、将来の世帯数を推計した。世帯数の推計手法については、Appendix II を参照されたい。その他の指標については、GDP、人口を元に部門ごとに推計を行った。社会経済活動量の設定方法の詳細については、Appendix II を参照されたい。

以上の手法に基づき推計した主な社会経済活動量の一覧を表 3-6 に示す。

表 3-6　主要な社会経済活動量の想定

		1990	2000	2010	2020	2030	2040	2050
人口	千人	123,613	126,927	128,058	124,100	116,618	107,276	97,076
世帯数	千世帯	41,156	47,420	53,363	53,901	51,973	48,389	44,294
実質 GDP	05 年連鎖価格 10 億円	429,974	476,723	512,424	610,068	688,858	737,306	789,162
粗鋼生産量	千 t	111,710	106,901	110,793	109,177	109,862	105,617	101,059
紙板紙生産量	千 t	28,538	31,742	27,341	29,211	28,064	24,442	21,324
エチレン生産量	千 t	5,966	7,566	6,999	5,180	4,076	3,405	3,040
セメント生産量	千 t	86,849	82,373	56,050	50,128	45,548	41,660	38,859
機械 IIP	CY2010=100	94.3	97.1	99.3	121.9	135.2	141.8	150.0
業務床面積	百万 m^2	1,284	1,655	1,831	1,901	1,948	1,910	1,814
旅客輸送量	億人 km	11,313	12,969	13,681	13,421	12,749	11,767	10,609
貨物輸送量	億トン km	5,466	5,778	5,361	4,805	4,518	4,308	4,206

本章の推計で用いた各種社会経済指標の想定と、先行研究で用いられた社会経済活動量の水準の比較について、図 3-8～図 3-13 に示す。

粗鋼生産量は、エネルギー・環境に関する選択肢の成長・慎重ケースいずれにおいても、2030 年までの生産量は 1.2 億トンに達しているが、本想定ではそれよりやや低い 1.1 億トンに留まっている。また 2050 年までには、8,500 万トン未満まで低下することを想定している事例が多いが、本想定では、1 億トンを僅かに上回る水準に維持される。2050 年の粗鋼生産量想定は、既往研究と比較してやや高い水準となっている点には留意されたい。

紙・板紙生産量は、2030 年まではエネルギー・環境に関する選択肢の成長ケースに近い水準で推移し、2050 年には、脱温暖化プロジェクトの A シナリオ・B シナリオの中間程度に維持される。

エチレン生産量は、2030 年までは直近の見通しである石油化学産業の市場構造に関する調査報告(経済産業省 2014d)におけるリスクケース②[7]に近い水準に位置し、2050 年には、脱温暖化 2050 プロジェクトの見通しに近い水準まで減少する。

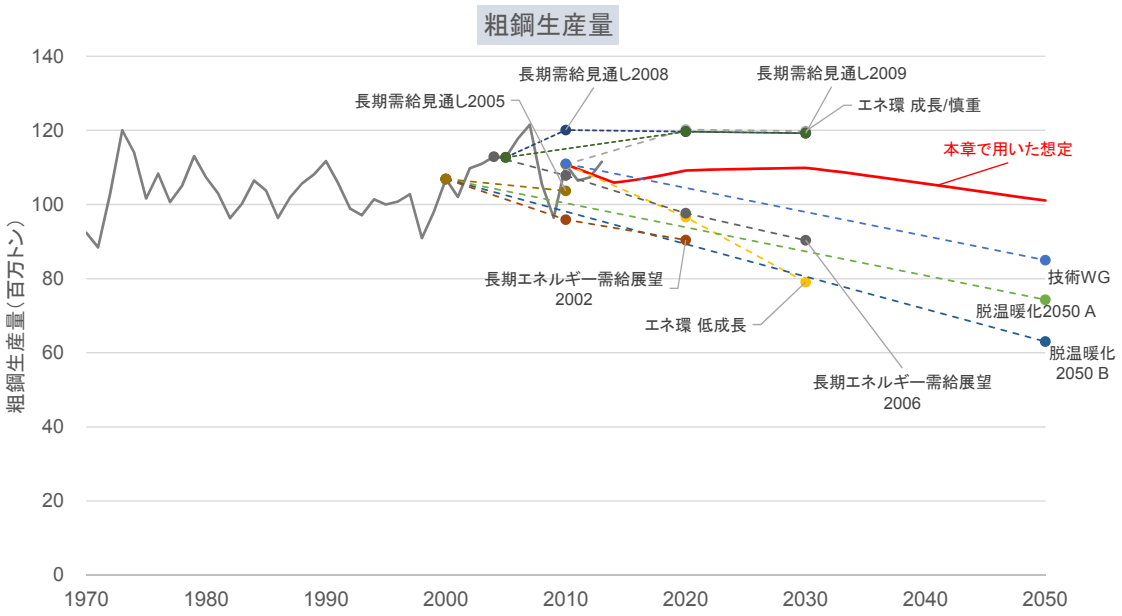
セメント生産量は、2030 年まではエネルギー・環境に関する選択肢の慎重・低成長ケースの中間程度で推移し、2050 年には、脱温暖化 2050 プロジェクトのシナリオ B をやや下回る 4,000 万トンまで減少する。なお、直近のセメント生産量は、東日本大震災からの復興需要の影響もあり上向いていることに加え、2020 年に開催予定の東京オリンピックに伴い需要が喚起される可能性もある。ただし、本研究では、長期的な水準には大きな影響を及ぼさ

[7] リスクケース②では、中国と日本における需要が減退し、北米や中国で生産体制が強化されることは想定されないが、中東における市場原理とは独立した国内産業養成の観点からの生産体制強化は起こると仮定したシナリオ。

ないと仮定し、これらの要因については推計において考慮していない。

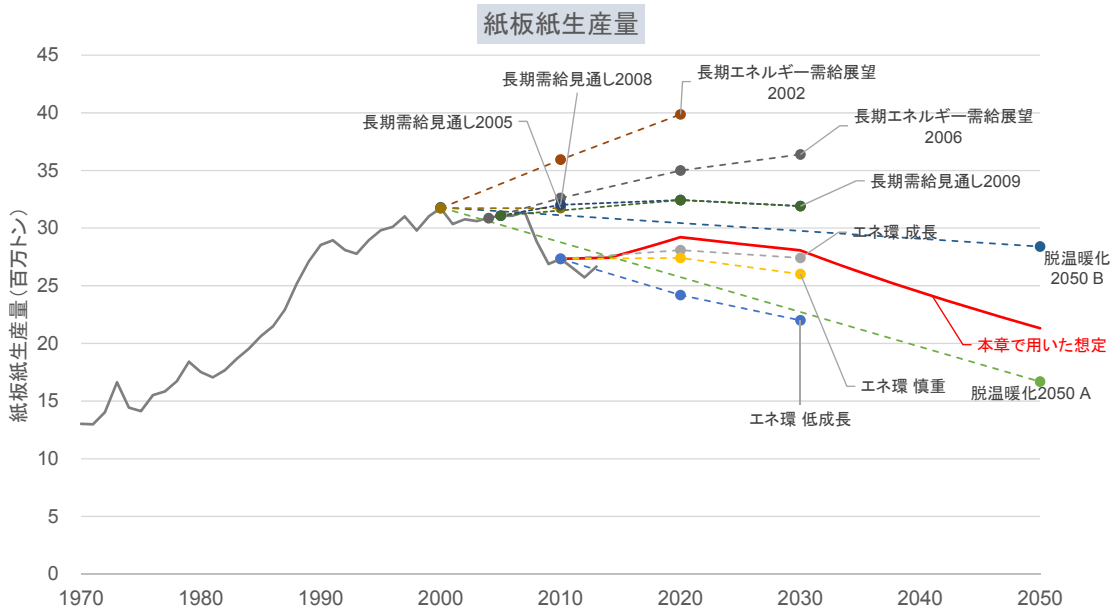
業務床面積は、2030 年まではエネルギー・環境会議の成長ケースとほぼ同水準で推移し、その後減少に転じるとともに、2050 年には脱温暖化 2050 の想定に近い水準まで低下する。

世帯数は、2030 年まではエネルギー・環境会議における想定をやや下回る水準で推移し、その後も減少を続け、2050 年には脱温暖化 2050 の想定に近い水準まで低下する。



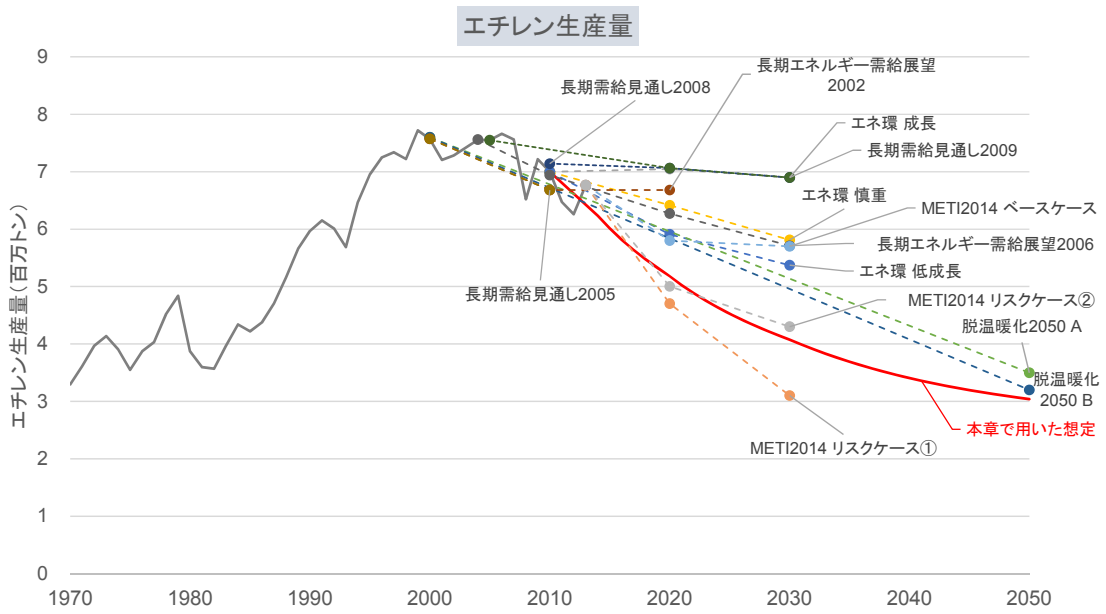
（出所）エネルギー・環境会議 (2012a), 中央環境審議会地球環境部会 (2012), 藤野, 日比野, and 榎原 (2007b), 経済産業省 (2009, 2008, 2005, 2014c), 日本エネルギー経済研究所 (2006, 2002)より筆者作成

図 3-8　粗鋼生産量想定の比較



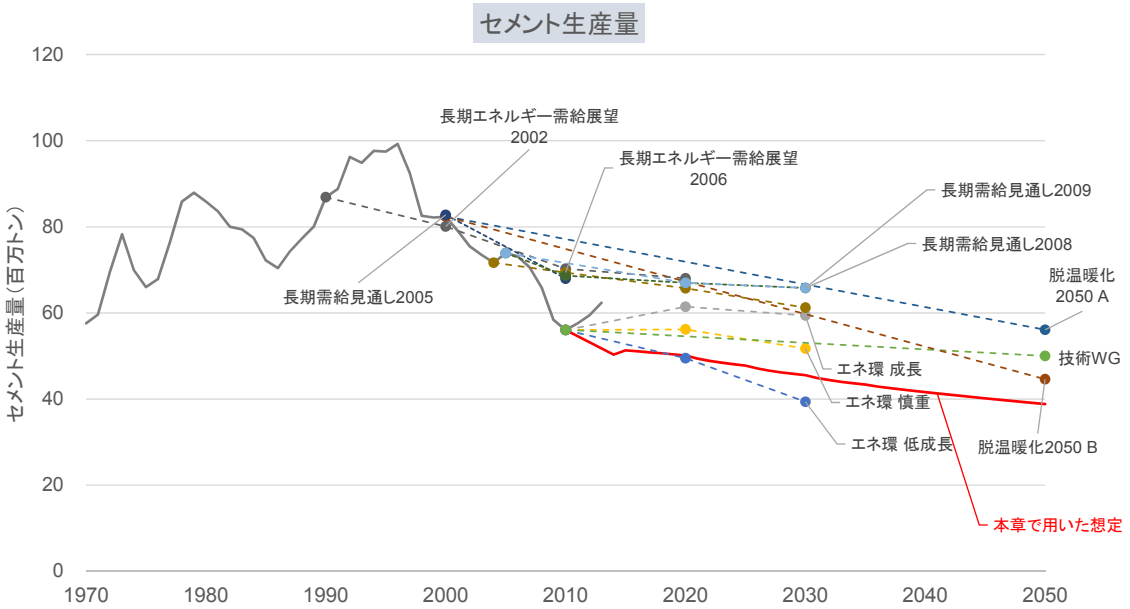
（出所）エネルギー・環境会議 (2012a), 中央環境審議会地球環境部会 (2012), 藤野, 日比野, and 榎原 (2007b), 経済産業省 (2009, 2008, 2005, 2014c), 日本エネルギー経済研究所 (2006, 2002)より筆者作成

図 3-9　紙板紙生産量想定の比較



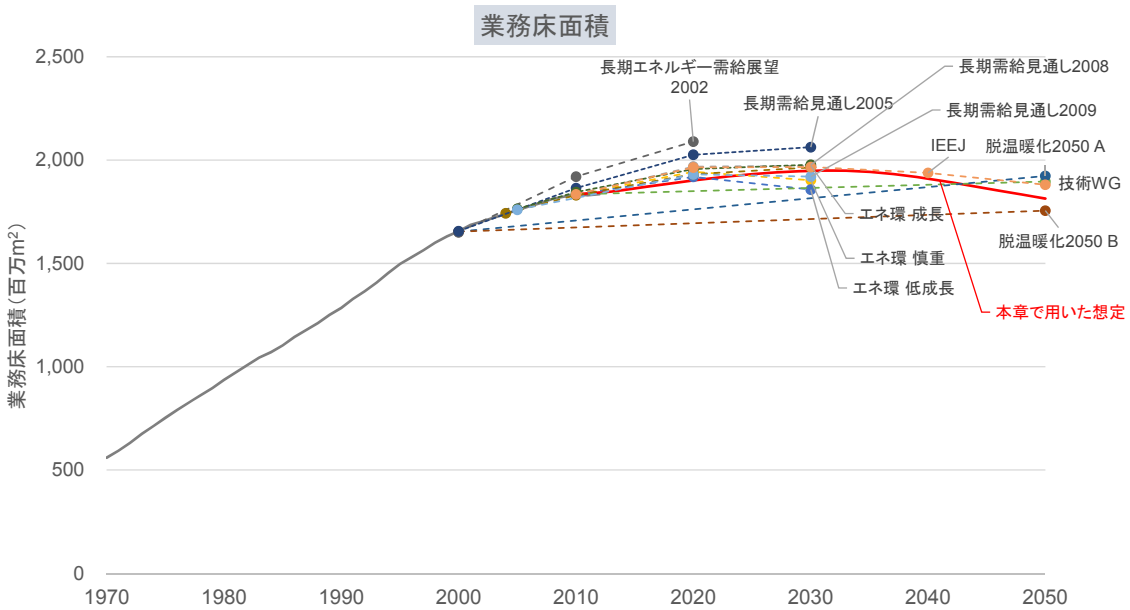
（出所）エネルギー・環境会議 (2012a), 中央環境審議会地球環境部会 (2012), 藤野, 日比野, and 榎原 (2007b), 経済産業省 (2009, 2008, 2005, 2014c, 2014d), 日本エネルギー経済研究所 (2006, 2002)より筆者作成

図 3-10　エチレン生産量想定の比較



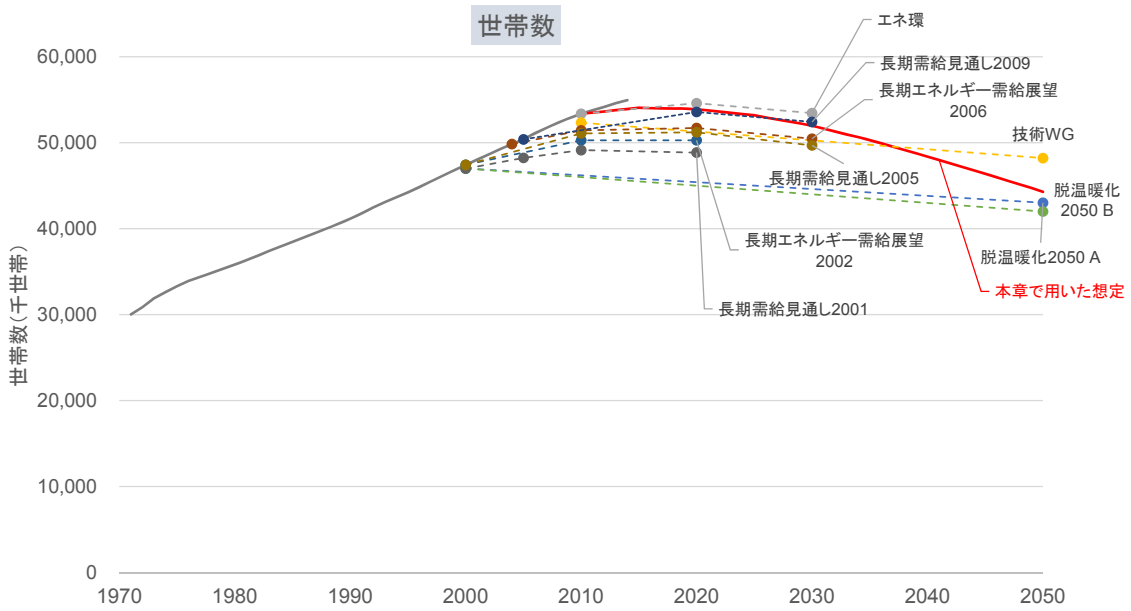
（出所）エネルギー・環境会議 (2012a), 中央環境審議会地球環境部会 (2012), 藤野, 日比野, and 榎原 (2007b), 経済産業省 (2009, 2008, 2005, 2014c), 日本エネルギー経済研究所 (2006, 2002)より筆者作成

図 3-11　セメント生産量想定の比較



（出所）エネルギー・環境会議 (2012a), 中央環境審議会地球環境部会 (2012), 藤野, 日比野, and 榎原 (2007b), 経済産業省 (2009, 2008, 2005, 2014c), Kawakami et al. (2013), 日本エネルギー経済研究所 (2006, 2002)より筆者作成

図 3-12　業務延床面積想定の比較



（出所）エネルギー・環境会議 (2012a), 中央環境審議会地球環境部会 (2012), 藤野, 日比野, and 榎原 (2007b), 経済産業省 (2009, 2008, 2005, 2014c), 日本エネルギー経済研究所 (2006, 2002)より筆者作成

（注）外国人世帯を除く。

図 3-13　世帯数想定の比較

②　原子力発電の稼働想定

エネルギー技術モデルを用いた分析では、多くの場合、将来の原子力導入量を費用最小化に基づく技術選択により決定するのではなく、各国・地域の中長期的なエネルギー政策における導入見通しに基づいて設定することが多い。しかしながら、第 2 章において先述したように、日本の中長期的な原子力発電の見通しは不透明な状況にあり、2014 年に改訂されたエネルギー基本計画(経済産業省 2014a)においても将来のエネルギーミックスの見通しが提示されていない。したがって、2050 年までの原子力発電導入量を新たに設定する必要がある。

日本を対象とした最近のシナリオ研究では、原子力発電の再稼働が今後起こらないケースから、40 年廃炉に基づいて 2050 年の原子力発電量がゼロとなるケースのほか、最大では前回のエネルギー基本計画に準拠したケースとして、2050 年の設備容量が約 6,800 万 kW に達する想定まで幅がある（表 3-7）。

IEA の World Energy Outlook 2013(WEO2013)(IEA 2013e)の New Policies Scenario[8]では、日本の原子力発電の将来の稼働量について、基本は運転開始後 40 年を経過した原子炉は廃止されるものの、1990 年以降に運転開始した炉については、寿命を 50 年と想定した上で、

[8] New Policies Scenario：現行の政策に加え、今後実施することが見込まれている政策が実施されると仮定したシナリオ。

2035 年までの発電容量・発電電力量を示している。さらに、3GW 分の新設を想定している。

また、2014 年に公表された World Energy Outlook 2014(IEA 2014d)では、世界における原子力発電の見通しを主たるテーマとして扱っており、日本の原子力発電量についても、WEO2013 と比較して幅を持った想定に基づいて、2040 年までの発電容量・発電電力量が示されている。例えば、WEO2013 の New Policies Scenario における発電容量は、WEO2014 の Current Polices Scenario[9]と同じ値である。一方、WEO2014 の New Polices Scenario では、1980 年代後半以降に運転開始した炉については、寿命が 60 年まで延長されることを想定しており、2040 年の発電容量は 3,300 万 kW となっている。

[9] Current Policies Scenario:現行の政策のみが実施されると仮定したシナリオ。

表 3-7　先行研究における日本の原子力導入量想定

文献名	ケース名		原子力発電容量/発電電力量				設備利用率
			2020	2030	2040	2050	
World Energy Outlook 2013 (IEA 2013e)	New Policies Scenario	万 kW	3,800	2,400	-	-	-
	450 Scenario	万 kW	4,200	3,800	-	-	-
World Energy Outlook 2014 (IEA 2014d)	Current Policies Scenario	万 kW	3,800	2,400	2,400	-	-
		億 kWh	2,200	1,740	1,740	-	-
	New Policies Scenario	万 kW	3,800	3,000	3,300	-	-
		億 kWh	2,200	2,180	2,390	-	-
	450 Scenario	万 kW	3,800	3,600	4,300	-	-
		億 kWh	2,200	2,590	3,120	-	-
International Energy Outlook 2013 (EIA 2013)		万 kW	3,400	3,600	3,700	-	-
藤野他 (2007a)	シナリオ A	万 kW	-	-	-	5,200	90%
	電力＋原子力・炭素隔離貯留シナリオ	万 kW	-	-	-	6,681	90%
小宮山他 (2012)	原子力：基本計画	万 kW	-	-	-	6,800	85%
	原子力再起シナリオ	万 kW	-	-	-	5,700	85%
	原子力維持シナリオ	万 kW	-	-	-	2,200	85%
日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット (2014b)	低位	億 kWh	-	1,300	400	-	-
	中位	億 kWh	-	2,000	2,000	-	-
	高位	億 kWh	-	2,700	2,200	-	-
日本エネルギー経済研究所 (2014)	シナリオ①	億 kWh	-	0	-	-	-
	シナリオ②	億 kWh	-	1,690	-	-	80%
	シナリオ③	億 kWh	-	2,900	-	-	80%
	シナリオ④	億 kWh	-	3,530	-	-	90%

※発電容量をゼロとしている事例は除く。

現状において、原子力稼働ケースを一つに絞るのは困難であると考えられることから、本研究では原子力の再稼働に関して、高位・中位・ゼロの 3 ケースを想定した。各ケースにおける具体的な想定について表 3-8 に示す。中位ケースは、IEA (2013e)の New Polices Scenario を参考に設定した。このシナリオでは 3GW の新増設が想定されており、2011 年時点で建設中であった島根 3 号、大間の合計発電容量がこれに整合するため、この 2 基が新設されるものとした。ケース別の発電電力量を図 3-14 に示す。

原子力発電の設備利用率は、1990 年代後半から 2000 年頃までは、80%を超える水準にあったが、2000 年代は 70%程度に低下している（図 2-5）。そのため、本研究では、設備利用率は 2050 年までの期間を通じて 70%に固定することとした。ただし、IEA の World Energy Outlook 2014(IEA 2014d)や、日本エネルギー経済研究所 (2014)では、設備容量と発電電力量から算出される設備利用率は 80%を超える水準にあり、より高い設備利用率を設定すれば、原子力による発電電力量は、本研究の想定より増加することもあり得る点に留意が必要である。

表 3-8　本研究における原子力発電のケース設定

ケース	概要
ゼロ	2014 年度以降、すべての原子力発電所の再稼働が行われない。2050 年の発電電力量はゼロとなる。
中位	2014 年時点において、運転開始後の期間が 30 年を上回る原子炉を除き、順次再稼働が行われる。以降は IEA (2013e)の New Policies Scenario に従い、1990 年以降に運転開始したものは 50 年、それ以外は 40 年で廃炉。また、IEA (2013e)では、3GW の新設が見込まれていることから、2011 年時点で建設中であった大間、島根 3 号が新設されると想定。設備利用率は 70%と想定。2050 年の発電電力量は約 500 億 kWh となる。
高位	福島第一・第二を除いて、すべての原子炉が再稼働し、新設 2 基(大間、島根 3 号)を想定。発電容量は 2050 年まで維持されると想定。設備利用率は 70%と想定。2050 年の発電電力量は約 2,600 億 kWh となる。

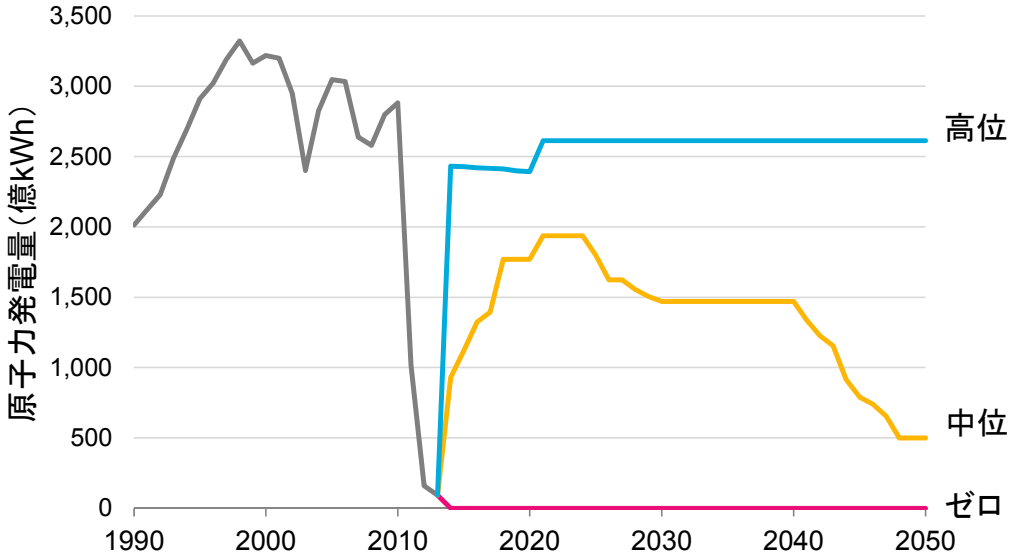


図 3-14　原子力発電のケース別発電電力量

③　エネルギー価格

基準年のエネルギー価格は日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット (2014a)等より設定し、将来は IEA (2014a)の 4DS の想定（図 3-15）に基づき、燃料種ごとの価格変化率を乗じた。電力価格は、固定費のみを規制部門・自由化部門別に電力調査統計(資源エネルギー庁 2013b)等より反映しており、可変費（本研究では燃料費のみを考慮）は、本モデルの特性上、内生的に算出される。なお、本章における分析を含め、特記のない限り、再生可能エネルギーの固定価格買取制度に伴う賦課金等については考慮していない。

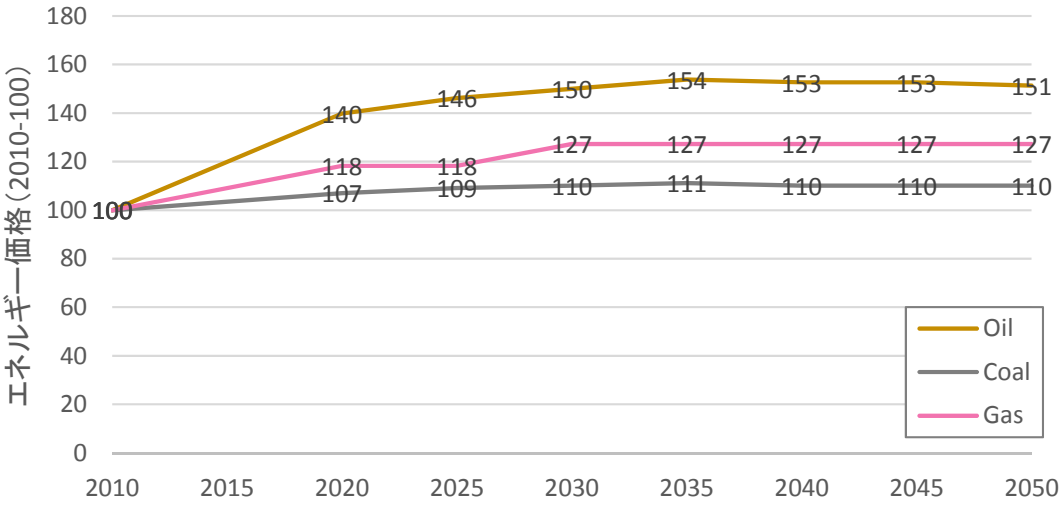


図 3-15　IEA ETP2012 における将来のエネルギー価格想定

(3)　モデルの検証

モデルの確からしさを検証するための方法の一つとして、モデル分析を過去に遡って実施し、モデルから出力される技術選択の結果と、対策技術導入量の実績値の比較を手法が挙げられる。しかし、現状では導入量の実績値を公開統計より得られる対策技術が少ないため、この手法によるモデルの検証には限界がある。再生可能エネルギー技術については、固定価格買取制度の施行後、認定・運転開始容量について詳細な統計が整備されているものの(資源エネルギー庁 2014a)、導入量には調達価格の水準が大きく影響しているため、本モデルから出力される結果とは単純に比較できない。

そこで、本章では特に発電部門に焦点を当てモデルの改良を行ったことを踏まえ、新たに追加した発電部門モジュールより出力される発電電力量構成について、2010 年度以降の実績値との比較を行うこととした。

図 3-16 に、推計開始年である 2010 年から 2012 年までの発電電力量のモデル推計値と、実績値の比較を示す。原子力は外生的に設備容量・設備利用率を設定しているため、推計値と実績値はほぼ同じ値となっている。また、ベースロード電源である水力・石炭火力についても、推計値と実績値の差は数%に留まっており、再現性は比較的高いものと考えられる。一方で、ミドル～ピーク電源である LNG、石油火力については、やや誤差が大きくなっている。その要因としては、大きく以下の 2 点が考えられる。

第一に、本モデルでは日負荷曲線を 3 時間おきに区分し、季節・曜日別の平均値をモデル入力値としているため、実際の日負荷曲線との間に乖離が生じ、とりわけピーク供給力に対して、この乖離が大きく影響したことが挙げられる。

第二に、2011 年 3 月の福島第一原子力発電所事故以降、節電やピーク電力需要の低減に向けて様々な対策が講じられているが、本モデルでは 2010 年を基準年としたため、このような対策を完全には組み込めていない。この点についても、電力の日負荷曲線の形状に大きく影響するため、実績値の乖離要因となり得る。ただし、それらの節電対策は必ずしも全てが永続的に続くとは限らないため、中長期的にはこの要因による乖離は縮小するものと考えられる。

このように、本モデルの時間帯区分では、ピーク電力について必ずしも十分な再現性を有しているとは言えないことに留意する必要があるものの、石油火力は大幅な高効率化が望めず、今後の原油価格上昇も加味すれば、発電電力量比率は低下していくことが考えられるため CO_2 排出量の推計に際してはさほど重大な乖離ではないと考えられる。今後、日負荷曲線の見通し等のデータが拡充されればモデル改良の余地はあるが、現状では本モデルを用いることは妥当であると考えられる。

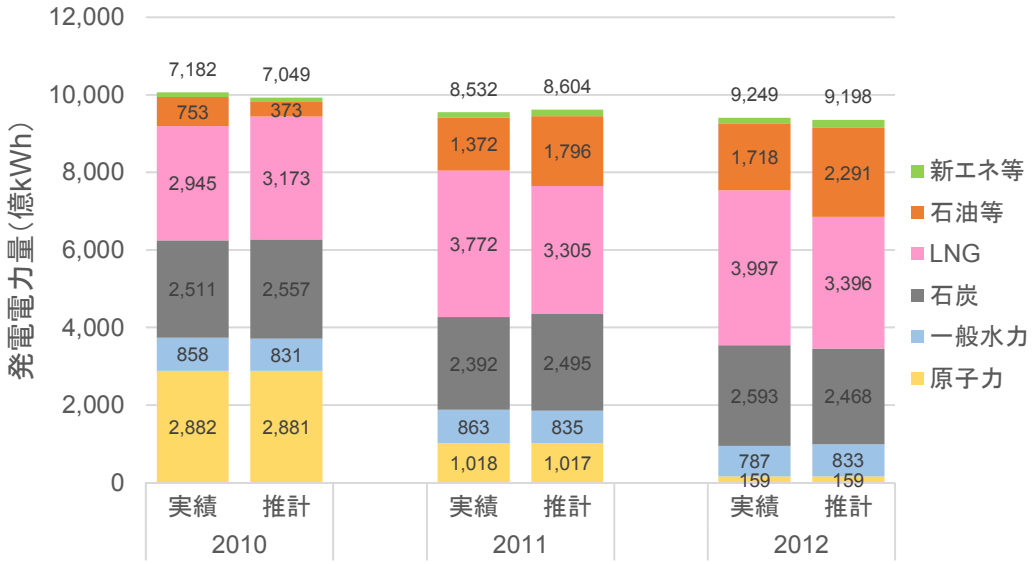


図 3-16　発電電力量のモデル推計値と実績値の比較

(4)　推計を実施したケース一覧

本章では、特に電力の地域間連系線増強による再生可能エネルギー普及拡大の影響を明らかにするため、連系線増強あり・なしの 2 パターンについて、原子力ゼロ・中位・高位の 3 ケース（表 3-9）に分けて分析を行った。さらに、比較対象として、推計期間を通じて CO_2 価格ゼロとしたレファレンスケースについても分析を実施した。レファレンスケースでは、原子力ゼロ、地域間連系線の増強なしと想定している。

表 3-9　推計を実施したケース一覧

	地域間連系線	
原子力	増強なし	増強あり
ゼロ	排出制約なし：レファレンス 80%減：ケース①	80%減：ケース②
中位	80%減：ケース③	80%減：ケース④
高位	80%減：ケース⑤	80%減：ケース⑥

3.4.2.　推計結果

(1)　温室効果ガス排出量

ケース別の温室効果ガス排出量は、原子力発電の再稼働量に応じて 2020 年、2030 年の排出量に差が生じているが、2040 年頃には原子力が低減するケースにおいても再生可能エネルギー、CCS 付火力発電の導入が進むため、ケース間の差は縮小し、いずれのケースにおいても 2050 年に 80%減に達する結果となっている(図 3-17)。また、レファレンスケースにおいても、削減費用がマイナスとなる対策技術の導入の、活動量の低下によって排出量は低下

し、2050 年の温室効果ガス排出量は基準年比で約 32%削減される結果となった。なお、地域間連系線増強ありのケース②、④、⑥では、地域間連系線なしのケースと比較して、温室効果ガスの排出パスには大きな差は見られない。これは、後述するように、地域間連系線が増強されないケースでは一部の再生可能エネルギー技術の利用が制限されるが、他の低炭素エネルギー源への移行が起こるため、排出総量には大きな影響を及ぼさないためである。

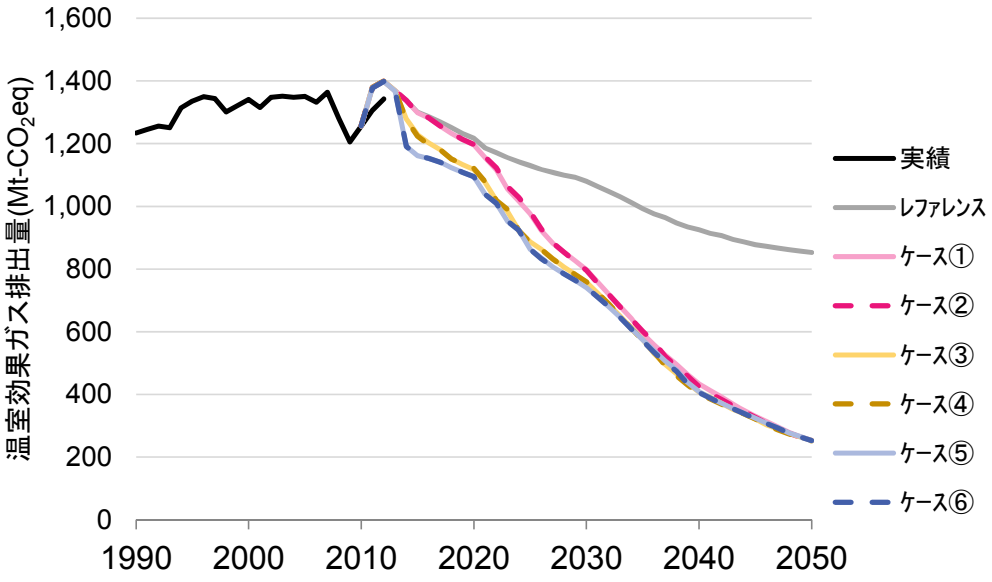


図 3-17　ケース別温室効果ガス排出量

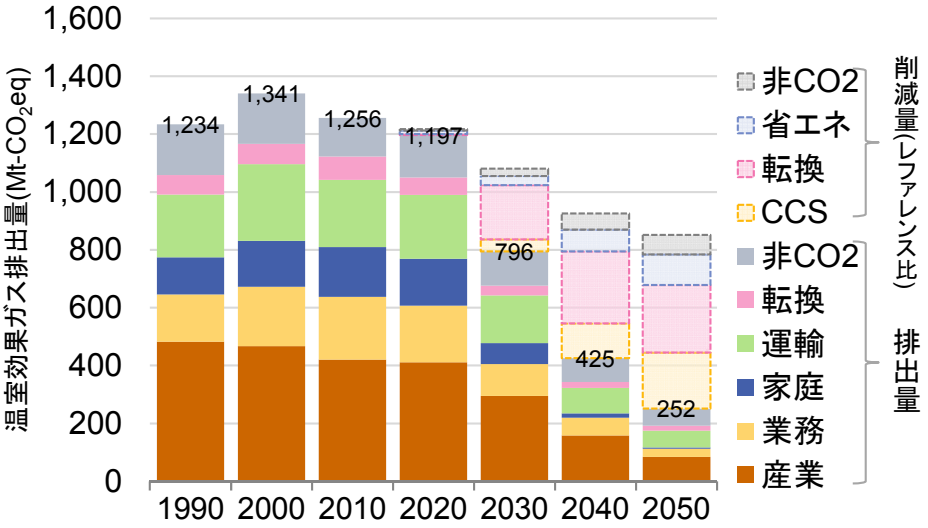


図 3-18　温室効果ガス排出量（ケース②）

部門別に見ると、全ケースで 2050 年時点の主な排出源は産業、運輸、非 CO_2 であり、最終エネルギー消費に占める電力の比率が大幅に高まる家庭・業務部門からの排出量はほぼゼロとなった。例として、ケース②における部門別の温室効果ガス排出量の推計結果を図

3-18 に示す。削減要因としては、発電を含む転換部門の削減が最大であり（レファレンス比削減量の 39%）、次いで CCS（32%）、需要部門の省エネルギー（17%）、非 CO_2（11%）の順となっている。地域別に見ると、2010 年比の温室効果ガス削減率は多少の地域差があるものの、多くの地域で 70%～80%を超える結果となっている。今回の推計のように、地域ごとの CO_2 価格に差が生じないという想定下においては、いずれの地域においても大幅な削減が必要となることが伺える（図 3-19）。なお、3.3.4 にて述べたように、産業部門は全地域で共通のエネルギー消費原単位を用いたため、都道府県別エネルギー消費統計(資源エネルギー庁 2013c)を元に推計した 2010 年の地域別 CO_2 排出内訳と、図 3-19 の排出内訳は一致しない点に留意が必要である。

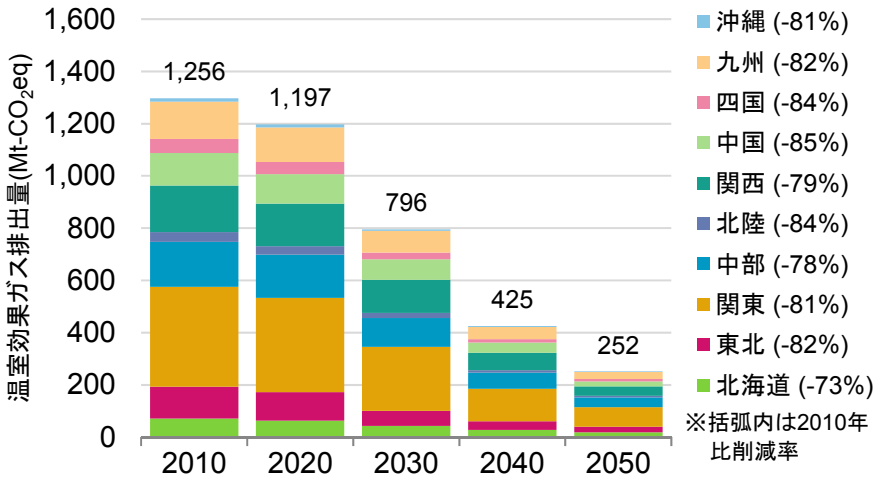


図 3-19　地域別 GHG 排出量

80%目標を達成する際の CO_2 価格は、原子力再稼働・地域間連系線の増強がないケース①では、2050 年に約 5.7 万円/t-CO_2 となった。一方、原子力発電の再稼働が行われるケース③、ケース⑤においては、ケース①と比べ CO_2 価格は約 3%～16%低い水準となった（図 3-20）。これは、原子力発電が追加的に稼働した分、再生可能エネルギー技術等の限界費用が高い対策技術の導入が回避されたことに起因している。

なお、算出された CO_2 価格は、例えば IEA の ETP (IEA 2012)において示されている、気温上昇が 2℃に抑制される場合に相当するケースにおける世界全体の CO_2 価格（2DS の場合、2050 年 130-160USD/t-CO_2）と比べれば高い水準にあるが、これより高い価格を示した研究事例もある。例えば、Akimoto et al. (2014)では、1990 年比で世界の温室効果ガスを半減するケースの限界削減費用は、約 995USD/t-CO_2 と推計されている。また、IPCC AR5 WG3 では、シナリオ別の CO_2 価格の幅が示されており、最も高い場合は、CO_2 価格が約 1,000USD/t-CO_2 に達する研究事例も報告されており、本推計において示された CO_2 価格はこれらに比べれば低い水準に留まっている。また、本モデルから導出される CO_2 価格は、そのシナリオにおいて導入された対策のうち、最も限界費用が高い対策技術の値を示して

いる。したがって、仮に炭素税の導入によってこの水準の削減を達成する場合、費用の高い対策の導入に対して税収を還元するといった追加的な施策を講じれば、炭素税の水準はこれよりも低い金額に留まる可能性がある。

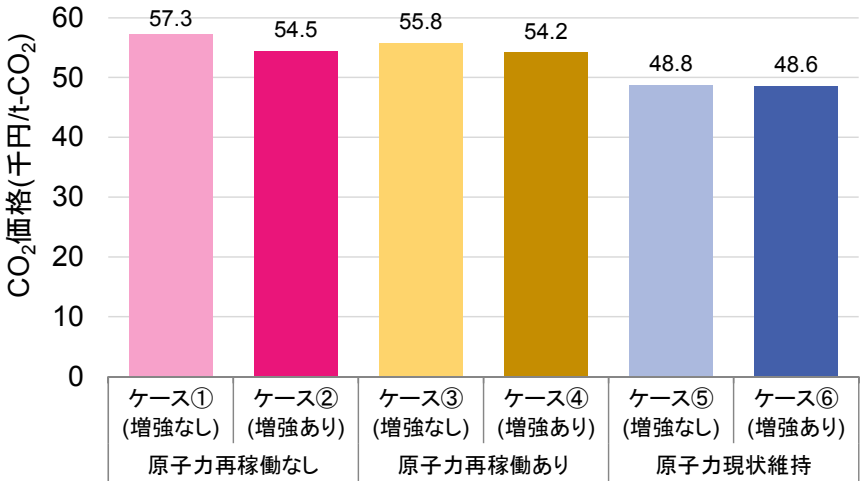


図 3-20　ケース別 CO_2 価格

(2)　エネルギー消費量

80%目標を達成するケース②における最終エネルギー消費、一次エネルギー供給の推計結果を図 3-21、図 3-24 に示す。最終エネルギー消費は、大幅な省エネルギーの進展によって 2010 年比でおよそ半減する結果となり、さらに再生可能エネルギーが一次エネルギーの約 4 割を占める結果となった（水力を含む）。これらの傾向は、日本全体を一地域として扱った既往研究の結果（中央環境審議会地球環境部会 (2012)他）ともほぼ整合している。

2050 年の最終エネルギー消費は、ケース間での差はほとんど生じていないものの、原子力稼働量の少ないケースにおいて、わずかに消費量は低下する結果となっている（図 3-22）。これは、原子力稼働量の少ないケースほど、CO_2 価格が上昇するため、より多くの省エネルギー技術が採用されることに起因していると考えられる。

2050 年における地域別の燃料種別最終エネルギー消費量は、いずれの地域においても化石燃料のシェアが減少し、電力・再生可能エネルギーへのシフトが起きる結果となった(図 3-23)。また、後述するように電力の CO_2 排出係数が大幅に低下するため、需要側における電力へのシフトは大幅な CO_2 削減に直結する。したがって、ほとんどの地域において、最終エネルギー消費に占める電力のシェアが 50%近くまで増加する結果となっている。世界を対象としたシナリオ研究においても、大幅削減を達成するシナリオでは、需要部門における電力へのシフトが重要な対策の一つであるとされており、例えば McCollum et al. (2014)では、450ppm シナリオにおける需要側の電化率は 2050 年におよそ 50%程度に達している。

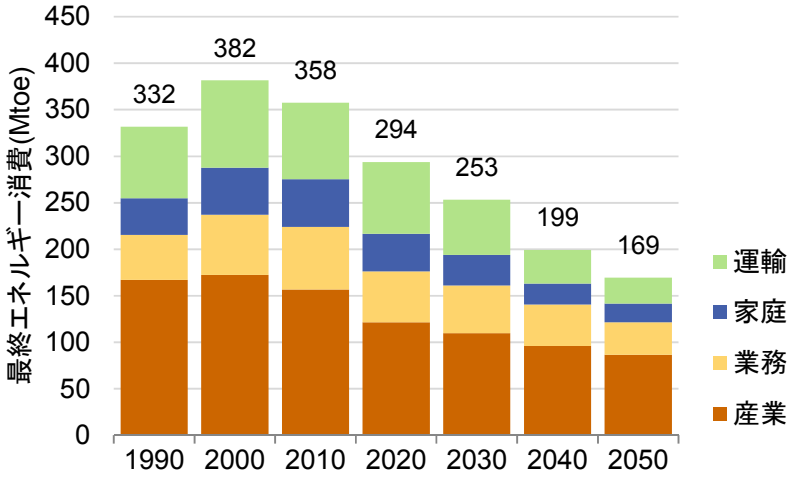


図 3-21　最終エネルギー消費（ケース②）

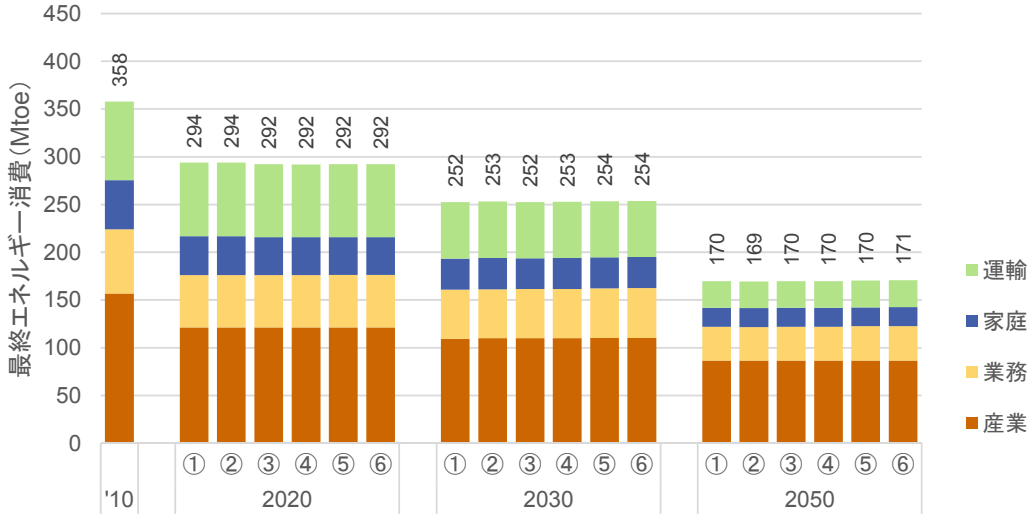


図 3-22　最終エネルギー消費量のケース間比較

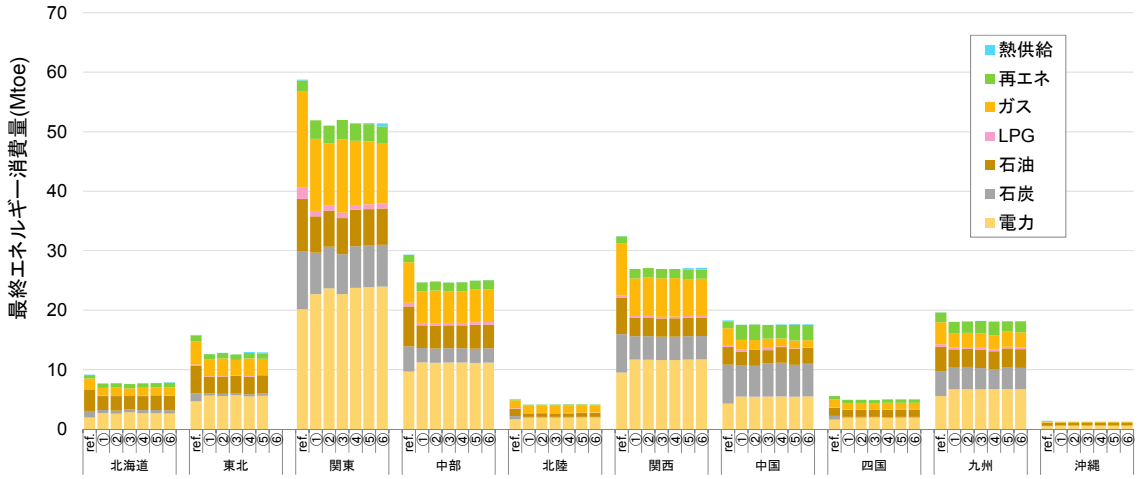


図 3-23　地域別最終エネルギー消費（2050 年）

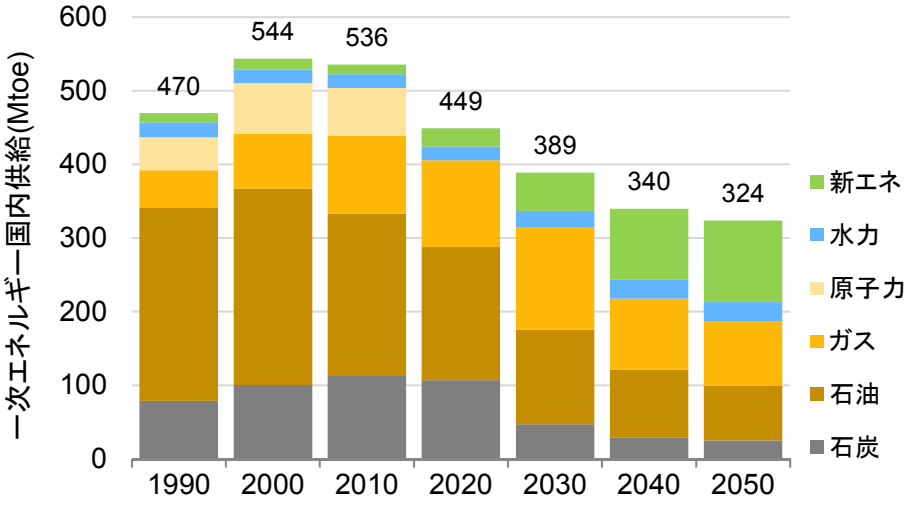


図 3-24　一次エネルギー国内供給（ケース②）

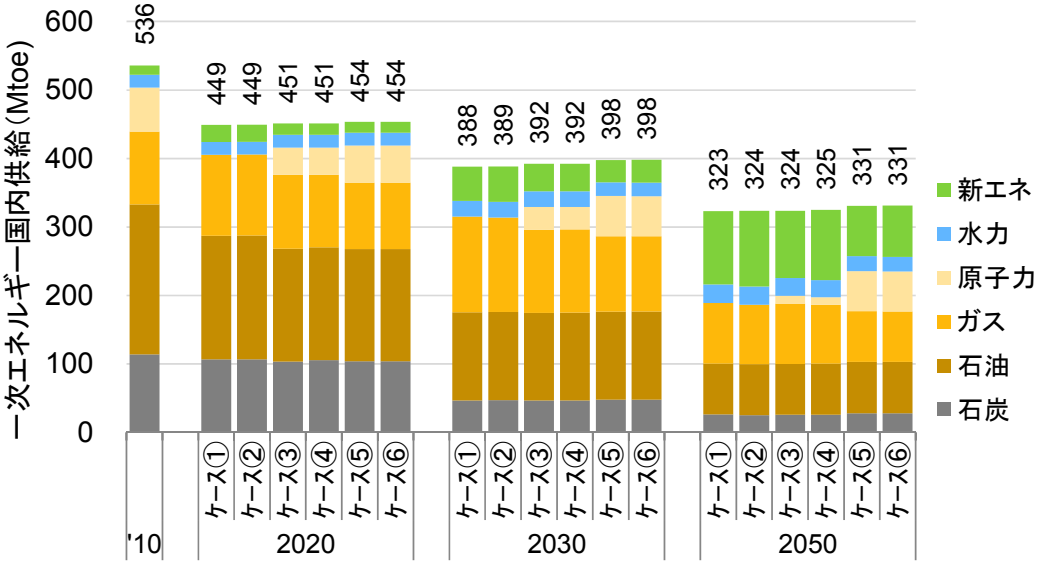


図 3-25　ケース別一次エネルギー国内供給

ケース別に見ると、原子力再稼働が行われないケース①、②では、2020、2030 年において、原子力の代わりにガスの消費量が他のケースと比べて特に増加している（図 3-25）。そのため、2020 年の化石燃料輸入額は、図 3-26 に示すように 2010 年比で 1 割弱増加する結果となった。一方、原子力発電の再稼働を想定しているケース③～⑥における 2020 年の化石燃料輸入額は、2010 年比で 1 割程度減少する結果となった。また、2030 年の輸入額は、ケース間の相対的な傾向は 2020 年と同様であるものの、いずれのケースでも輸入額（実質価格）は 2010 年に比べ減少している。さらに 2050 年には、輸入額が他のケースと比べてやや低い水準にあるケース⑤、⑥を除いて、ケース間の差はほとんど生じない結果となった。

これは、原子力稼働量が低水準にあるケースにおいても、2050 年には再生可能エネルギーの拡大により、化石燃料の消費がケース⑤、⑥と同水準まで低下しているためである。

なお、化石燃料輸入額は、化石燃料の国内産出を想定せず、全て輸入されると見なした場合の金額である。また、燃料の輸入価格は輸入量に対して一定と仮定しているため、LNG 輸入の急増に伴うスポット取引のシェア増加による価格上昇の影響は考慮されていない点に留意が必要である。

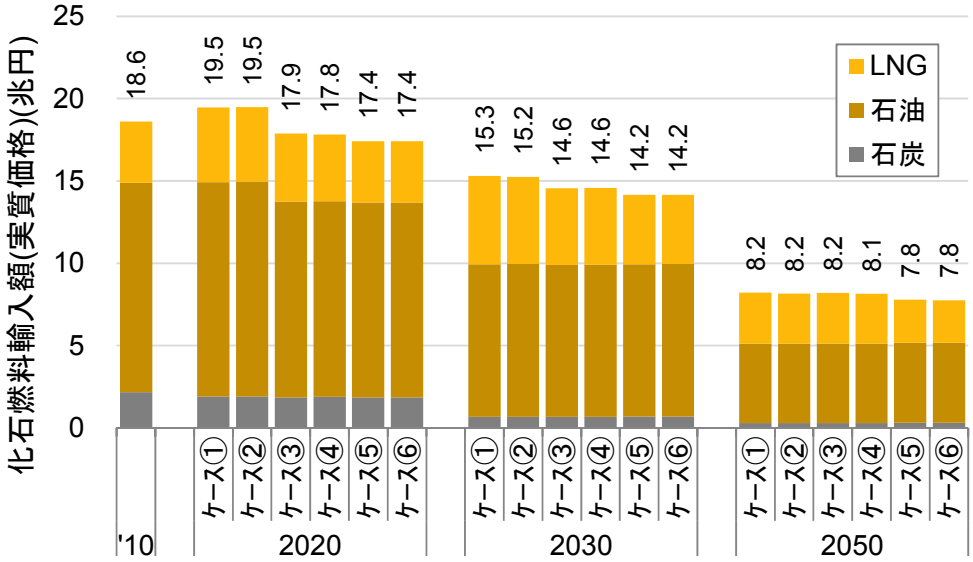


図 3-26　ケース別化石燃料輸入額

部門別の省エネルギー技術導入率を、表 3-10～表 3-14 に示す。

表 3-10　産業部門の省エネルギー技術導入率（ケース②）

		2010	2020	2030	2040	2050
高効率工業炉	セメント	6%	37%	69%	100%	100%
	化学	7%	4%	28%	98%	100%
	化学繊維	7%	50%	100%	100%	100%
	石油製品	7%	50%	100%	100%	100%
	ガラス製品	7%	50%	100%	100%	100%
	非鉄金属	7%	48%	100%	100%	100%
	機械	7%	47%	96%	100%	99%
	その他	7%	49%	100%	100%	100%
産業用 HP	化学繊維	0%	0%	67%	100%	100%
	石油製品	0%	33%	67%	100%	100%
	ガラス製品	0%	0%	67%	100%	100%
	非鉄金属	0%	0%	67%	100%	100%
	機械	0%	0%	67%	100%	100%
高効率モータ	化学繊維	0%	33%	67%	100%	100%
	石油製品	0%	33%	67%	100%	99%
	ガラス製品	0%	33%	67%	100%	100%
	非鉄金属	0%	30%	60%	90%	89%
	機械	0%	33%	67%	100%	100%
	食料品	0%	33%	67%	100%	100%
	その他	0%	33%	67%	100%	100%

産業部門の業種横断対策（高効率工業炉、産業用 HP、高効率モータ）の普及率は、2050 年までにいずれも 100%に近い水準に達している。

表 3-11　家庭部門の省エネルギー技術導入率（ケース②）

		2010	2020	2030	2040	2050
暖房	エアコン	50%	63%	70%	85%	89%
	電気蓄熱式	3%	0%	0%	0%	0%
	従来型ガス	5%	2%	3%	1%	1%
	従来型 LPG	1%	0%	0%	0%	0%
	従来型灯油	42%	35%	28%	14%	10%
	従来型石炭	0%	0%	0%	0%	0%
給湯	HP	5%	5%	25%	59%	86%
	潜熱回収（ガス）	4%	22%	33%	20%	4%
	潜熱回収（LPG）	0%	0%	0%	0%	0%
	電気温水器	24%	4%	0%	0%	0%
	従来型ガス	57%	57%	25%	2%	0%
	従来型灯油	10%	11%	11%	4%	3%
	家庭用 FC	0%	0%	0%	0%	0%
	太陽熱温水器	0%	1%	6%	15%	8%
照明	白熱灯	10%	0%	0%	0%	0%
	CFL	15%	12%	17%	17%	17%
	LED	74%	88%	83%	83%	83%
家電	高効率家電	0%	33%	67%	100%	100%
断熱	S55 未満	75%	53%	31%	6%	0%
	S55 基準	14%	10%	6%	2%	0%
	H4 基準	7%	34%	34%	38%	4%
	H11 基準	4%	3%	28%	54%	96%
	H11+基準	0%	0%	0%	0%	0%
HEMS		0%	2%	36%	100%	100%

家庭部門では、2030 年頃から 2050 年にかけて、省エネ対策の導入に加え、化石燃料から電力への転換が進む結果となった。暖房は、2050 年までにエアコン比率が約 9 割に達する一方、一部の寒冷地において、灯油も残る結果となった。給湯も、2050 年には電気 HP 給湯器が 9 割弱を占めるが、潜熱回収型ガス給湯器、灯油給湯器もわずかに残っている。高断熱住宅は、H11 基準の住宅が 2050 年に 9 割以上を占める一方、H11 基準を超える性能を有する技術は導入されない結果となった。高効率照明、高効率家電、HEMS の普及率は、2050 年に 100%に達する結果となった。

表 3-12　業務部門の省エネルギー技術導入率（ケース②）

		2010	2020	2030	2040	2050
空調	電気 HP	28%	14%	6%	3%	23%
	ガス HP	16%	15%	13%	41%	39%
	吸収式（ガス）	17%	49%	81%	46%	21%
	吸収式（重油）	39%	22%	0%	0%	0%
	地域熱供給	1%	0%	0%	0%	0%
	石炭	0%	1%	0%	0%	0%
給湯	電気 HP	0%	0%	0%	42%	98%
	電気温水器	4%	2%	0%	0%	0%
	潜熱回収（ガス）	0%	47%	87%	56%	0%
	ガスボイラ	47%	26%	5%	0%	0%
	重油ボイラ	45%	22%	0%	0%	0%
	地域熱供給	4%	2%	8%	3%	2%
	太陽熱温水器	0%	0%	0%	0%	0%
照明	蛍光灯器具	92%	92%	92%	92%	92%
	LED 器具	0%	0%	0%	0%	0%
	白熱灯	5%	0%	0%	0%	0%
	CFL	2%	8%	8%	8%	8%
動力	動力（高効率）	0%	65%	100%	100%	100%
断熱	S55 未満	40%	28%	15%	1%	0%
	S55 基準	10%	7%	4%	0%	0%
	H5 基準	16%	41%	59%	67%	45%
	H11 基準	34%	24%	13%	1%	0%
	H11+基準	0%	0%	10%	31%	55%
BEMS		9%	38%	67%	97%	97%

業務部門では、空調の電化率は家庭と比べて低い水準に留まっている一方で、給湯については電気 HP 給湯器の比率が、2050 年までにほぼ 100%に近い水準まで高まる結果となり、化石燃料から電力へのシフトに寄与する結果となっている。高効率照明、高効率動力、BEMS の普及率は、2050 年にほぼ 100%に達している。高断熱建築物は、住宅と異なり、H11 基準を上回る水準の技術の普及率が、2050 年には半数を超える結果となった。

表 3-13　旅客輸送部門の省エネルギー技術導入率（ケース②）

		2010	2020	2030	2040	2050
普通小型	従来型ガソリン車	88%	70%	34%	0%	0%
	高効率ガソリン車	0%	5%	0%	0%	0%
	従来型ディーゼル車	4%	4%	0%	0%	0%
	高効率ディーゼル車	0%	0%	0%	0%	0%
	HV	5%	18%	28%	24%	2%
	PHV	0%	3%	18%	6%	9%
	EV	0%	0%	20%	69%	89%
	CNG 車	3%	0%	0%	0%	0%
軽自動車	従来型ガソリン車	100%	71%	74%	61%	32%
	高効率ガソリン車	0%	29%	18%	4%	0%
	EV	0%	0%	8%	34%	68%
バス	従来型ガソリン車	2%	2%	2%	2%	1%
	高効率ガソリン車	0%	2%	2%	1%	2%
	従来型ディーゼル車	98%	75%	66%	25%	0%
	高効率ディーゼル車	0%	12%	9%	0%	0%
	HV	0%	3%	11%	62%	89%
	CNG 車	0%	6%	10%	9%	9%
旅客鉄道	電車（高効率）	0%	0%	24%	59%	82%
	ディーゼル（高効率）	0%	5%	10%	5%	1%
旅客船舶	高効率	0%	50%	100%	100%	100%
旅客航空	高効率	0%	50%	100%	100%	100%

旅客輸送部門では、特に 2030 年以降に EV の普及率が高まり、2050 年には普通小型で約 9 割、軽自動車で約 7 割に達する結果となった。バスは、HV の比率が 2050 年に 90%近くに達している。鉄道・船舶・航空においても、高効率型のシェアが 2050 年に 90%近くまで高まる結果となった。

表 3-14　貨物輸送部門の省エネルギー技術導入率（ケース②）

		2010	2020	2030	2040	2050
普通貨物	従来型ガソリン車	2%	2%	2%	2%	2%
	高効率ガソリン車	0%	2%	2%	2%	2%
	従来型ディーゼル車	96%	71%	64%	10%	0%
	高効率ディーゼル車	0%	18%	10%	1%	0%
	HV	1%	3%	11%	69%	76%
	CNG 車	1%	3%	11%	16%	20%
小型貨物	従来型ガソリン車	49%	49%	32%	5%	0%
	高効率ガソリン車	0%	20%	5%	0%	0%
	従来型ディーゼル車	51%	21%	5%	0%	0%
	高効率ディーゼル車	0%	0%	0%	0%	0%
	HV	0%	10%	42%	61%	59%
	EV	0%	0%	16%	34%	41%
軽貨物	従来型ガソリン車	100%	81%	76%	54%	35%
	高効率ガソリン車	0%	19%	18%	10%	4%
	EV	0%	0%	6%	36%	61%
貨物鉄道	電車（高効率）	0%	0%	15%	35%	53%
	ディーゼル（高効率）	0%	16%	28%	27%	11%
貨物船舶	高効率	0%	50%	100%	98%	100%
貨物航空	高効率	0%	44%	82%	91%	93%

貨物輸送部門では、普通貨物・小型貨物のいずれにおいても、2050 年までに HV の比率が半数を超える水準に達している。小型貨物では、EV の普及率が 4 割を超え、軽貨物では 6 割を超える結果となった。鉄道・船舶・航空においても、旅客輸送と同様に、高効率技術のシェアが大幅に高まる結果となった。

(3)　発電電力量

図 3-27 に、ケース②における発電電力量、発電容量の推移を示す。なお、以降特に記載しない限り、発電電力量、発電容量は電気事業用のみを指し、自家発電、コジェネ等は含まないこととする。

ケース②では、2050 年の発電電力量のうち、約 6 割を再生可能エネルギー（大規模水力を含む）が占め、残りの大部分は CCS 付の LNG 火力発電が占める結果となった。それ以外のケースでは、原子力比率が高まる分、再生可能エネルギー・CCS 付の火力発電は減少しているが、いずれのケースでも発電電力量のほぼ全量を低炭素エネルギーが占め、電力の CO_2 排出係数はほぼゼロとなっている（図 3-28、図 3-29）。なお、CCS 付の石炭火力発電は、2030 年頃から導入される一方、2050 年に稼働率が低下している。これは、2050 年には CO_2 貯留制約が上限の 200Mt-CO_2/年に達するため、発電量あたりの CO_2 貯留必要量がより少ない LNG 火力へのシフトが起こるためである。

なお、CCS なしの LNG 火力は中期的にシェアが拡大しているものの、2040 年にかけてそのシェアは急減し、2050 年にはほぼゼロとなっている。IPCC AR5(IPCC 2014b)においても、CCS なしのガス火力はつなぎの技術として評価されているほか、McJeon et al. (2014)においても、ガスの普及拡大が長期的な気候変動緩和に及ぼす影響は限定的であることが示されている。本研究より、日本においても同様の傾向が示されたといえる。

また 2020、2030 年にかけて、発電電力量は 2010 年と比較して大幅に減少する結果となった。その理由として、今回の CO_2 価格想定では、2020、2030 年にもそれぞれ 2050 年の 4 分の 1、2 分の 1 に相当する CO_2 価格が課されるため、需要部門の電力消費削減技術の導入が大きく促進されたことが挙げられる。加えて、本モデルでは需要部門と発電部門を合わせた総費用を目的関数とした最小化が行われるため、例えば原子力等の発電容量低下により供給力が不足した場合、電力消費削減技術の限界削減費用が外生的に与えた CO_2 価格より高い水準にあっても、その差額が発電所を新設する費用を下回っていれば、電力消費削減技術の導入が選択されることになる。したがって、このような構造のモデルでは、需要部門と発電部門が分割された（あるいは、需要部門のみを扱い電力の CO_2 排出係数を外生的に与えている）技術選択モデルと比較して電力消費削減技術導入が進みやすく、これも発電電力量が減少した一因であると考えられる。換言すれば、本モデルを用いたことで、長期削減目標を達成しつつ、需要部門・発電部門を合わせた総費用を最小化するには、短期～中期的には、発電所新設に比べ電力消費削減技術導入の方が費用効果的となる可能性が示唆されたといえる。

また、発電容量に着目すると、2050 年にかけて太陽光、風力発電が大きく増加する結果となった（図 3-27）。発電電力量シェアと比較して、これらの電源の発電容量シェアが高くなるのは、原子力や火力発電と比べて設備利用率が低いことによる。ただし、先述したように、これらの電源は天候等による意図しない出力変動が生じ得ることから、本モデルでは、ピーク時の供給力をほぼゼロと仮定している。したがって、ピーク時の供給力として、火力発電等のバックアップ用の電源が必要となることから、2050 年時点においても、CCS 付を含む火力発電の発電容量は、2010 年と同程度の水準に維持される結果となっている。

追加的な太陽光・風力発電の導入に伴い、CCS なしのガス火力発電等のバックアップ電源への投資が同時に起こることも、太陽光・風力発電への依存度が高いケースにおいて、CO_2 価格が高くなる要因の一つであると考えられる。

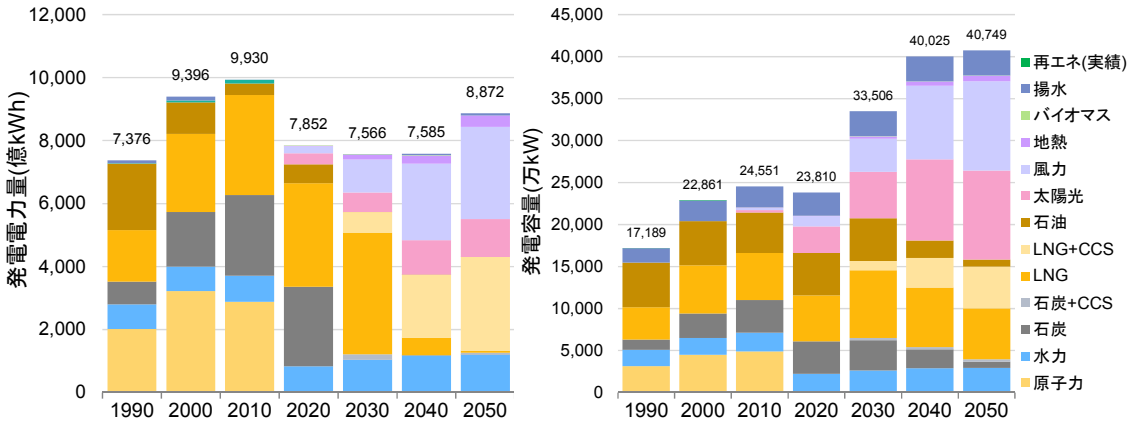


図 3-27　発電電力量・発電容量の推移（ケース②）

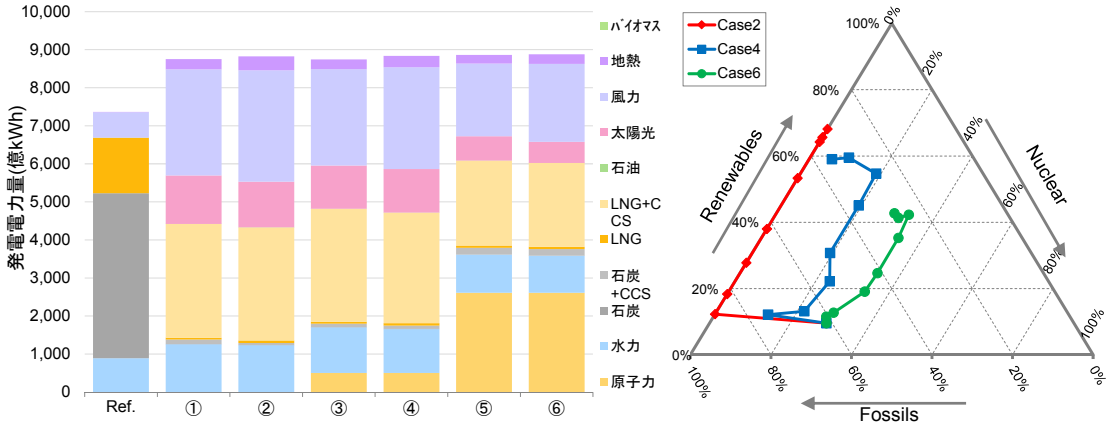


図 3-28　ケース別発電電力量

※左図は 2050 年。右図は、2010～2050 年の間を 5 年刻みでプロットしたもの。

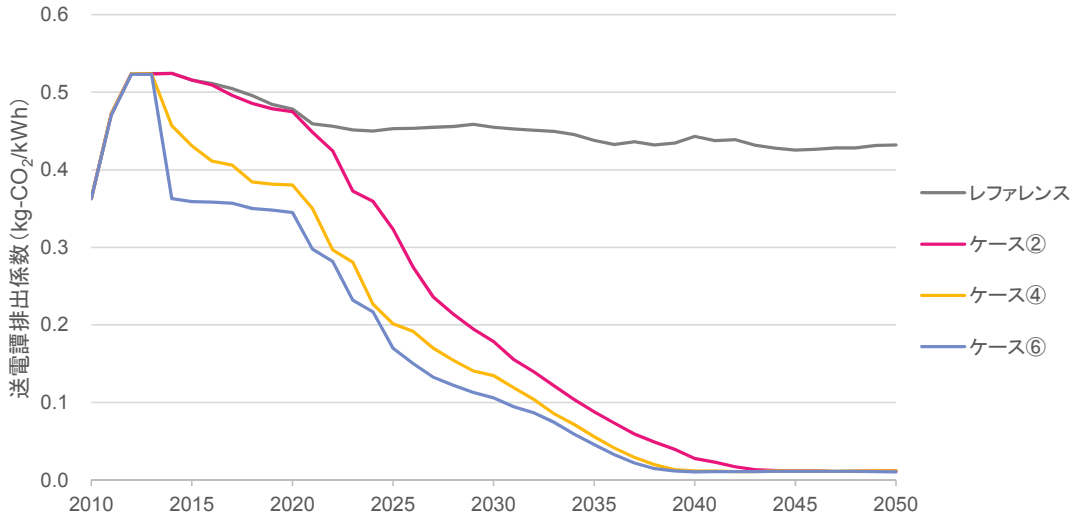


図 3-29　ケース別の電力 CO_2 排出係数

2050 年（夏期平日）の時間帯別の発電電力量を図 3-30 に示す。CCS 付の LNG 火力発電・石炭火力発電は、時間帯に関わらず発電量がほぼ一定であることから、ベース電源として稼働しているといえる。また、太陽光発電の大幅増加によって、太陽光分を除く需要ピークが 16 時～21 時までの夕刻に発生するため、ピーク電源である CCS なしの LNG 火力、揚水発電は、主にこの時間帯に稼働する結果となっている。これらの傾向は、原子力発電が比較的高水準となるケース⑥においても同様である（図 3-31）。ただし、原子力がベース電源の一部を担うため、CCS 付のガス火力発電による発電量がケース②と比べて低下しているほか、太陽光・風力発電も少ない水準に留まっている。

なお、先述の通り本モデルでは 1 日を 8 区分した 3 時間ごとの電力需給のバランスは考慮しているが、それ以上細かい時間帯区分でのバランスは考慮されない。したがって、風力発電は図 3-30、図 3-31 に示す通り、時間帯に応じて出力の変動がほとんど起こっていない。そのため、空間的に離れた地点に設置された風力発電を束ねることによるならし効果を考慮したとしても、風力発電の出力変動がやや過小評価されている可能性がある点に留意が必要である。

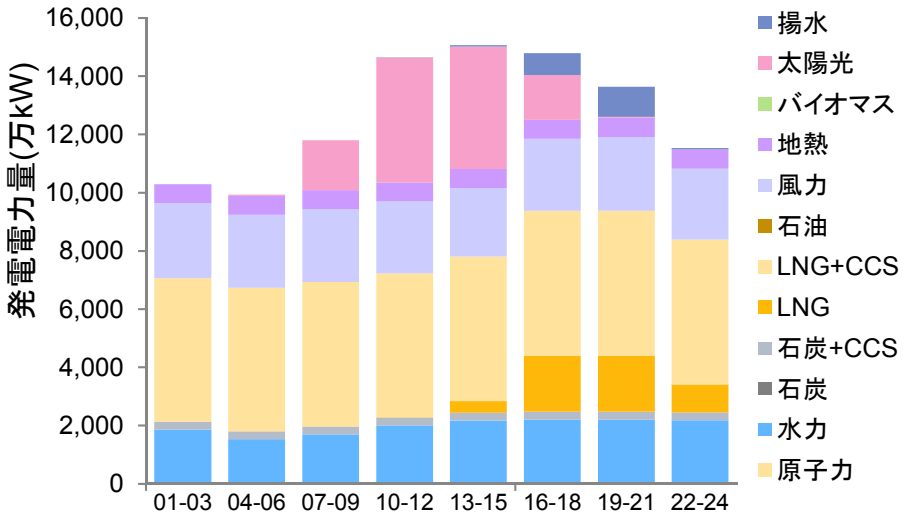


図 3-30　時間帯別発電電力量（ケース②、2050 年夏季平日）

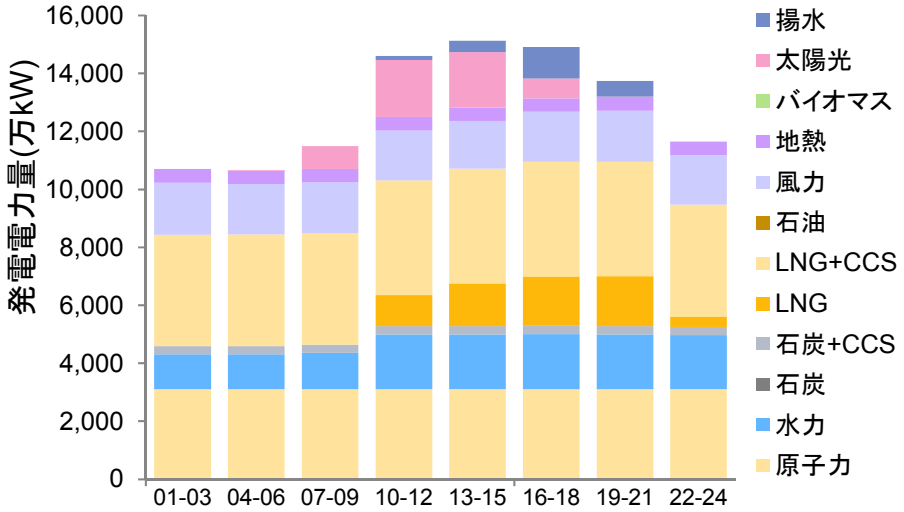


図 3-31　時間帯別発電電力量（ケース⑥、2050 年夏季平日）

地域間連系線の増強を想定したケース②、④、⑥では、北海道本州間（北本)、東北東京間連系線において大幅な増強が行われる結果となった（図 3-32、図 3-33)。特に、原子力再稼働なしのケース②において増強量が多い。これは、図 3-33 に示されるように、特に再生可能エネルギーのポテンシャルの大きい北海道・東北から、電力需要に比べ再生可能エネルギーポテンシャルの小さい関東への電力融通需要が高まったためである。その結果、日本全体で再生可能エネルギーの有効活用が行われ、図 3-20 に示したように、2050 年の CO_2 価格は、増強が行われないケース①の約 5.7 万円/t-CO_2 から約 5%低下した。ケース④、⑥においても北本、東北東京間連系線の増強は行われるが、関東において原子力発電が一定程度稼働するため、ケース②より連系線容量は少ない結果となっている。したがって、ケース③→④、⑤→⑥の CO_2 価格低減効果は、①→②より小さくなり、原子力の稼働量が限定的であるほど、地域間連系線増強による CO_2 価格の低減効果が高まる結果となった。

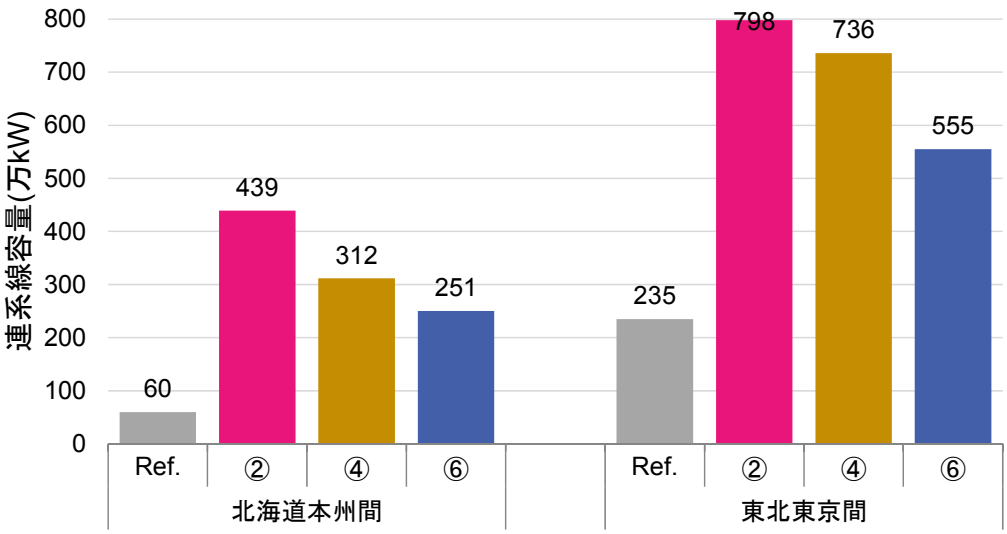


図 3-32　ケース別の地域間連系線容量（2050 年）

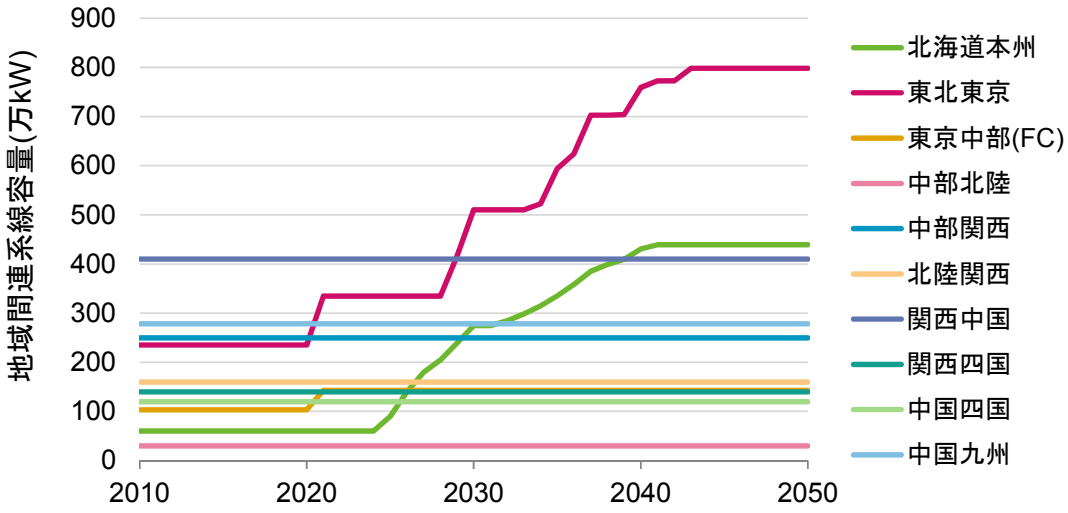


図 3-33　地域間連系線容量（ケース②）

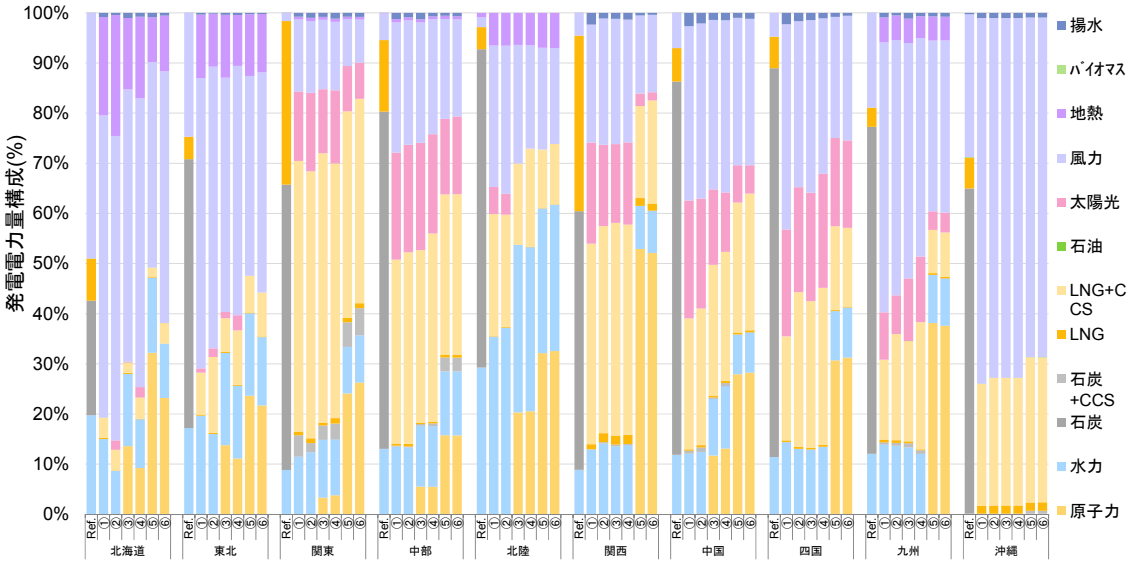


図 3-34　地域別発電電力量構成（2050 年）

(4)　対策導入量

モデルの多地域化により、一部の需要側の対策導入量についても地域差が生じる結果となった。例えば、自動車の車種別導入量は、一台当たり走行量が多い地域ほど次世代自動車の投資回収が早まるため、地域によって導入量に差が生じている（図 3-35）。

また、家庭用給湯器のシェアは、図 3-36 に示すように、都市ガスの普及率が高い地域においては、中期的に潜熱回収型ガス給湯器の普及が進む。一方、都市ガス普及率の低い北海道では、2030 年まで灯油式給湯器が現状とほぼ同じシェアに維持される結果となっている。ただし、2050 年までには、すべての地域において電力へのシフトが進み、ヒートポンプ式給湯器の普及率が大幅に高まる結果となった。これは、ヒートポンプ給湯器の初期費用の低下を見込んでいることに加え、電力の CO_2 排出係数が大幅に低下するため、CO_2 価格の上昇に伴い、ヒートポンプ給湯器がコスト面で優位となるためである。

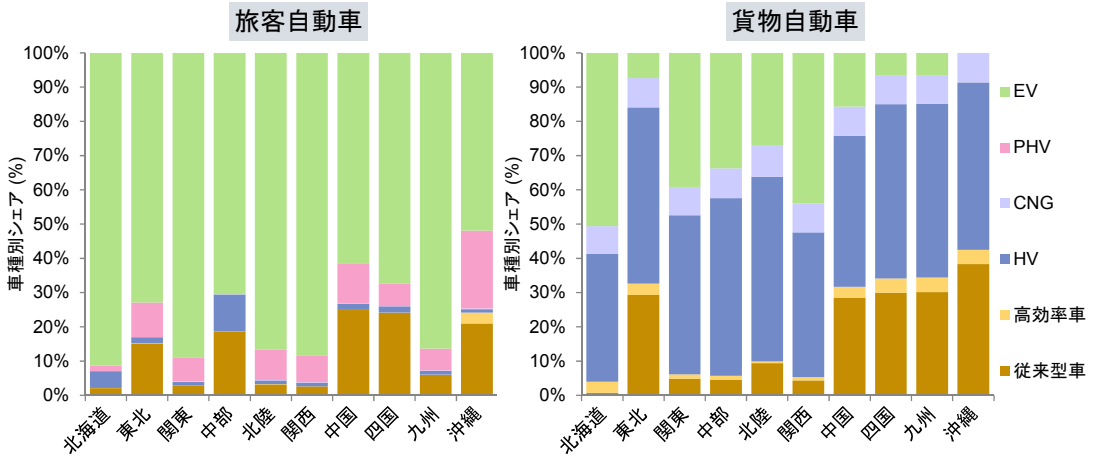


図 3-35　地域別の車種別自動車シェア（ケース②、2050 年）

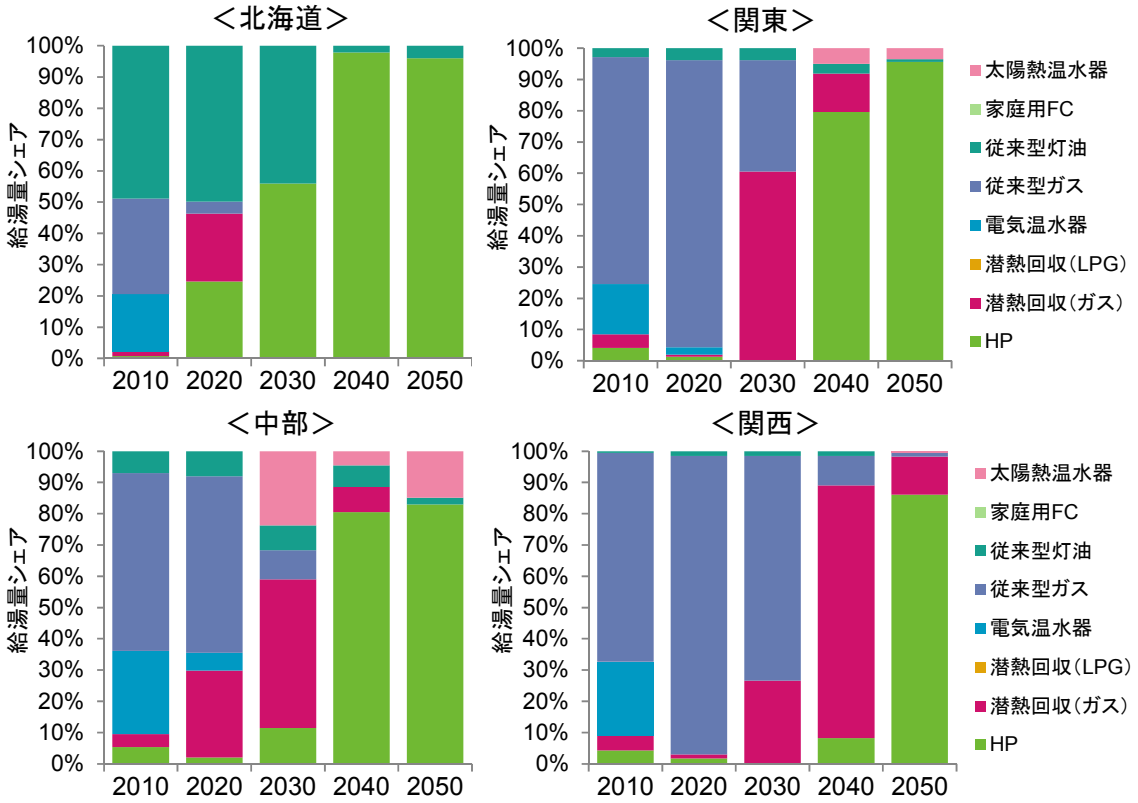


図 3-36　地域別の家庭用給湯器シェア（ケース②）

(5)　累積投資額

割引率 3%で現在価値換算した、レファレンスケース比の累積投資額の推計結果を図 3-37 に示す。まず、累積の対策費用は、2030 年に約 3 兆～20 兆円、2050 年には約 27 兆円～57 兆円に達する結果となった。レファレンスケースでは原子力の再稼働を見込んでいない一方、原子力発電比率の高いケース⑤、⑥では、原子力発電が稼働する分、再生可能エネルギ

ーへの投資が抑制されることで、対策費用が低い水準に抑制されている。一方、エネルギー費用の削減は 2030 年に約 3 兆～34 兆円、2050 年には約 27 兆円～62 兆円に達している。また、地域間連系性の増強の有無に応じて、2050 年の投資額は 1 兆～1.5 兆円の差が生じる結果となった。

なお、累積投資額の値は、中央環境審議会地球環境部会 (2012)の推計結果（現状から 2030 年までの累積投資が 70 兆～120 兆円）と比較すれば低い水準に留まっている。その理由として、中環審推計では、基準年を上回る水準の対策技術が導入されないことを前提としたケース（技術固定ケース）と比較した投資額を示している一方、本研究ではレファレンスケースを比較対象としているため、削減費用がマイナスとなる一部の対策が導入されることで、それらの対策導入による費用が加算されない点が挙げられる。さらに、中環審推計では削減費用の高い高断熱住宅等の技術についても導入を想定している一方で、本研究では、削減費用が設定した CO_2 価格を上回る対策技術は導入されない。これも、削減費用に差が生じた要因の一つであると考えられる。

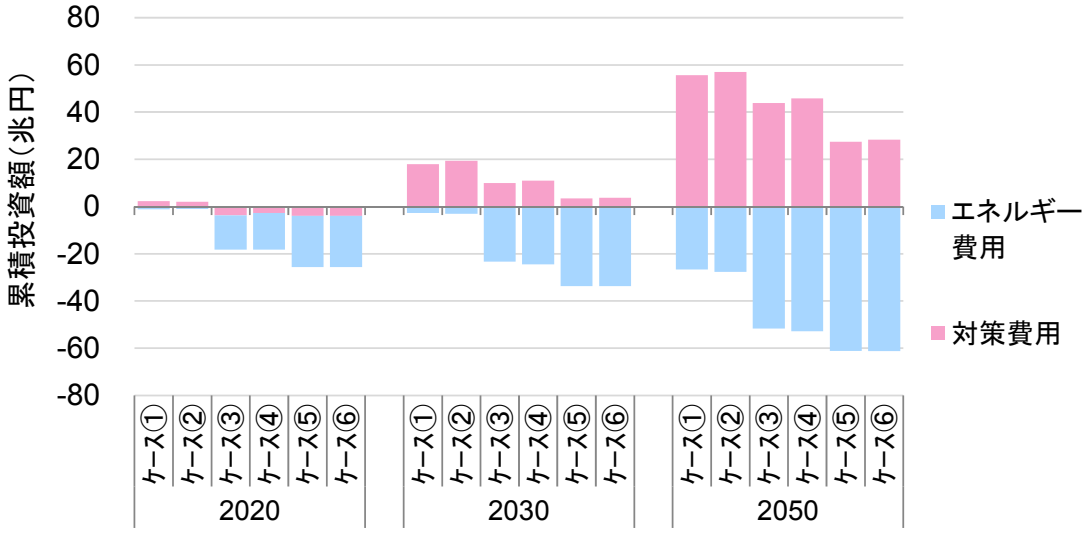


図 3-37　2010 年以降の累積投資額

3.5.　第 3 章のまとめ

(1)　本章のまとめ

本章では、新たにエネルギー技術モデルの多地域化・電力部門の詳細化を行い、地域別の再生可能エネルギーの賦存量やエネルギー消費特性、地域間の電力融通制約を考慮した上で、80%目標を達成するシナリオの分析を行った。

結果として、原子力の再稼働が行われないケースでも、大幅な省エネルギーにより 2050 年の最終エネルギー消費量は 2010 年比でおよそ半減され、一次エネルギー供給の約 4 割を再生可能エネルギーが占め、さらに CCS が導入されれば、80%目標は達成される結果となった。要因別に見ると、再生可能エネルギー・CCS の増加よる電力の CO_2 排出係数の大幅減に加えて、最終エネルギー消費に占める電力の比率が約 5 割まで高まることで、化石燃料の燃焼に伴う CO_2 排出削減の寄与が大きい。SDSN and IDDRI (2014)にて示されている 3 つの柱（Three Pillers）である、GDP あたりのエネルギー需要削減、電力の CO_2 排出係数低減、需要部門の電化率向上が、原子力依存度低減の条件下にある日本においても、同様に重要性が高いことが示されたといえる。

地域別に見ると、80%目標を達成するケースにおいては、多少の地域差はあるものの、いずれの地域においても 70%～80%を超える削減が達成される結果となり、すべての地域において対策を講じる必要があることが示された。部門別に見ると、エネルギー需要部門においては、すべての地域に共通して省エネルギーの促進、電力・再生可能エネルギー比率の増加が進む。一方、エネルギー供給部門では、再生可能エネルギーのポテンシャルが比較的大きい北海道、東北では再生可能エネルギー導入が進み、それ以外の地域では再生可能エネルギーに加えて、CCS 導入による電力の低炭素化が進む結果となった。本研究で構築した多地域モデルを用いたことで、地域ごとの特性に応じた効率的な対策が選択されることが確認された。

また、80%目標を達成する際の CO_2 価格は、原子力が 2010 年と同程度維持されるケースでも約 48 千円/t-CO_2、原子力再稼働が行われない場合は約 57 千円/t-CO_2 となった。ただし、本研究で構築した多地域モデルを適用したことで、地域間連系線増強による CO_2 価格の低減効果が最大で 5%程度となることが明らかになった。特に、原子力稼働量の少ないケースほど、その有効性は高い。以上より、長期的に温室効果ガス排出量を大幅に削減するには、省エネルギー、再生可能エネルギーの導入といった対策単体のみならず、地域間連系線増強に代表されるように、それらの導入障壁を除去する対策の導入が有効であることが示唆されたといえる。

(2)　今後の課題

本研究で用いた技術選択モデルでは、時間帯別の電力需要を 3 時間おきに扱っている。一方で、太陽光・風力発電は 1 時間単位、またはそれより細かい分単位で出力変動が起こ

る可能性があり、現状のモデルではそのような短周期の変動を十分に考慮できていない。そのため、例えば負荷追従性に関する検証が十分に行われているとはいえず、需給調整を行うためにはより多くのバックアップ電源容量が必要となる可能性が考えられる。したがって、発電技術を用いた需給調整についてより厳密な検討を行うためには、電力部門を詳細に扱ったモデルを用いた検証を行うことが望ましい。

第4章　エネルギー需要部門における電力需給調整の効果分析

前章では、火力発電・揚水発電等の活用や、地域間連系線の増強など、主にエネルギー供給部門における電力需給調整対策による、長期の温室効果ガス排出削減への寄与について分析を行った。しかしながら、電力需給調整には、需要部門における対策の活用も有効となり得る。代表的な例として、電気自動車の充電時間のシフト、貯湯槽を有するヒートポンプ給湯器の稼働時間のシフトが挙げられる。これらの対策を活用すれば、揚水発電や蓄電池を設置した場合と同様の効果がもたらされることが期待される。IEA の ETP2014 (IEA 2014b) においても、出力変動を伴う再生可能エネルギーをエネルギーシステムに組み込むための対策として、電力系統の強化や負荷追従性の高い電源の設置、蓄電等に加えて、需要の統合（Demand-side integration）が挙げられており、これらの対策はコスト面で不確実性が残るものの、費用対効果が高いと評価されている。

そこで本章では、需要側の電力需給調整対策による効果を内生化することが可能となるよう、第 3 章で用いたエネルギー技術モデルを改良する。さらに、改良したモデルを用いて、需要側の電力需給調整対策が、日本の長期温室効果ガス排出削減に及ぼす影響の定量化を行い、その有効性を明らかにする。

4.1.　需要部門における電力需給調整策の役割

低炭素電力供給システムに関する研究会 (2009)では、太陽光発電や風力発電の導入拡大に対応する電力需給調整対策として、火力発電や水力発電、揚水発電利用といった電力供給側の対策に加えて、電力需要部門における電力負荷平準化対策の有効性を指摘している。例えば、電力需要機器の稼働時間を昼間から夜間にシフトさせれば、図 4-1 に示すように、電力負荷曲線の形状は変化し得る。需要側の電力負荷平準化対策には、蓄熱式空調や蓄電池利用によるピークシフト、省エネ機器の導入や、エアコンからガス冷房への転換によるピークカットに加えて、ヒートポンプ式給湯器や電気自動車を用いることで、需要の少ない時期、時間帯に需要を創出する対策（ボトムアップ）が挙げられている。従来の原子力・火力を中心とする電力システムでは、昼間から夜間へのピークシフトによる負荷率の向上が費用面から重要とされており、現在でも、原子力稼働率の低下に伴い、ピークカット・シフトによりピーク電力需要を低減する対策が重要視されている。また、将来的には、太陽光発電導入量の拡大に伴い、現状とは逆に、昼間～夕方のボトムアップ対策の重要性が高まる可能性がある。

また、IEA の ETP 2014(IEA 2014a)では、電力システムに関する対策として、蓄電技術や送電技術のほか、民生・運輸部門におけるスマートな電力利用が挙げられている。これらの電力需給調整対策は、いずれか一つの対策のみでは、電力システムの変化を促すことは難しいとされており、複数の対策を組み合わせることが望ましいと考えられる。

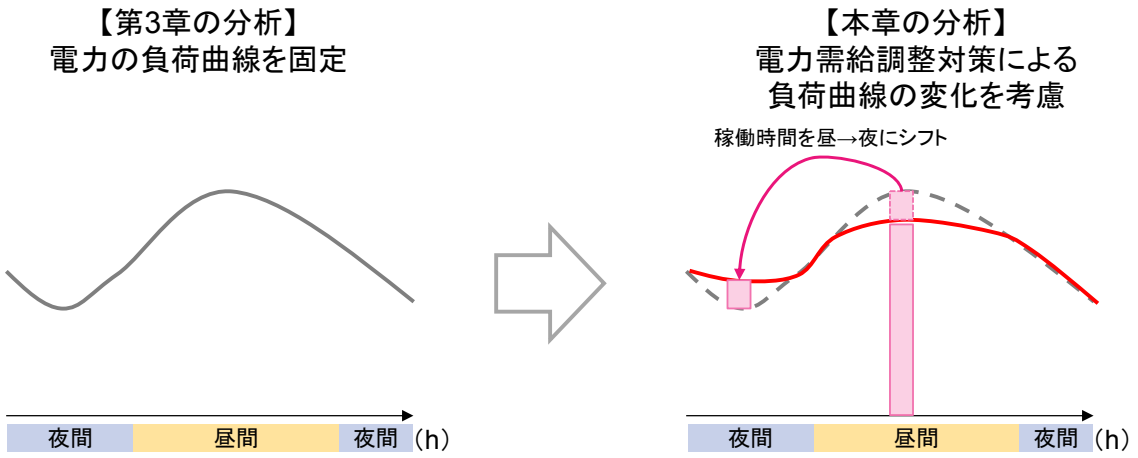


図 4-1　電力需給調整対策による電力負荷曲線の変化

4.2.　先行研究のレビュー

需要側の電力需給調整対策を扱った先行研究としては、電気自動車の活用による電力系統への影響を分析した事例が多く挙げられる。例えば Wise et al. (2010)では、PNNL が開発したエネルギー技術モデルである MiniCAM を用いて、プラグインハイブリッド車導入による需要側の電化に加えて、CCS 等の対策により電力の CO_2 排出係数を低減することが、CO_2 排出削減に対して有効であることを示している。また、Kiviluoma and Meibom (2011)は、WILMAR （wind power integration in liberalised electricity markets）モデルを用いて、電気自動車を用いた電力需給調整の効果に関するモデル分析を行っており、電気自動車に充電された電力を電力系統に戻すことでピークシフトを行う対策（Vehicle to Grid; V2G）の効果を分析している。ただし、WILMAR モデルでは電力部門のみを対象としているため、電力システムの低炭素化による温室効果ガス総排出量削減への貢献については明らかでない。また、Lund and Kempton (2008)では、EnergyPLAN モデルを用いて、電気自動車を用いた V2G による効果の分析を行っており、電気自動車の有効活用は風力発電の導入拡大に寄与するとともに、CO_2 排出量を低減することが可能であることを示している。このモデルでは、電力部門以外も算定の対象としているものの、電気自動車の導入量は外生的に与えているため、ハイブリッド自動車や燃料電池自動車等の他技術との競争が考慮されていないという課題がある。同様に、Kannan and Turton (2013)では、IEA-ETSAP の TIMES を用いて、スイスを対象とした分析を行っている。このモデルでは、すべてのエネルギー部門を対象としつつ、時間帯別の電力需給を詳細に扱っているものの、電力の日負荷曲線は外生的に与えており、需要側の電力需給調整策による影響は考慮されていない。

日本を対象とした分析として、低炭素電力供給システムに関する研究会 (2009)では、電気自動車とヒートポンプ給湯器の活用による、電力需給調整の効果について定量的な分析

が行われている。このほか、発電機起動停止モデルを用いて、再生可能エネルギーの地域別・時間帯別出力特性を考慮した上で、ピーク需要削減の効果について分析を行っている既往研究もある(池田, 荻本, 2013)。これらの分析は、電力部門を詳細に扱っていることから、本研究で用いるエネルギー技術モデルと比較して、地域区分や時間帯の区分が詳細にモデル化されているという利点を有している。一方で、これらのモデルは電力部門のみを対象としているため、電力需要は外生的に与える場合が多く、需要部門を含めたエネルギーシステム全体を対象とした分析が困難である。したがって、80%目標達成の可能性を検討するには、電力部門だけでなく、需要部門も含めたエネルギーシステム全体を網羅したエネルギー技術モデルにて、地域性や時間帯別出力特性を反映することが必要と考えられる。

4.3.　エネルギー技術モデルの改良

4.3.1.　需要部門の電力需給調整対策の反映

本章では、需要側における電力需給調整対策として、電気自動車、ヒートポンプ給湯器の充電・稼働時間のシフト、余剰電力の水素転換および燃料電池自動車（FCV）等による水素利用を考慮し、電力需給調整対策の効果分析を行う。なお、供給側における需給調整対策としては、前章の分析に用いたモデルと同様に、バックアップ電源の確保、地域間連系線の容量拡大、揚水発電の活用を考慮する。なお、蓄電池については、そのコストの高さから本モデルを用いた予備的な分析において導入に至らなかったため、計算負荷削減の観点から、本モデルでは対象外とした。

前章で用いたモデルでは、需要側における電力を利用する技術について、1 日の中で稼働・充電する時間帯（3 時間おき）を固定しており、稼働時間のシフトが考慮されなかった。本章では、電気自動車、ヒートポンプ給湯器について、充電・稼働時間を総費用最小化に基づき選択することが可能となるようモデルの改良を行った。したがって、これらの機器の導入が進めば、日負荷曲線の形状は変化し得る。需要側の電力需要対策のモデルへの組み込みの概要を図 4-2 に示す。具体的には、従来のモデルでは時間帯別の電力消費量を、サービスシェアの制約式を用いて固定していたのに対し、改良されたモデルでは、サービスシェアに制約を設けないことで、電力需給調整が内生的に起こるよう設定している。言い換えれば、追加的な発電コストが最も安くなる時間帯が、内生的に選択されることとなる。

ただし、自動車の走行パターン、給湯器の使用パターンについて、季節間および休日・平日間に跨った需要のシフトは考慮していない。したがって、1 日の合計電力需要はすべての日で変化しないという前提の下で、時間帯のシフトは内生的に変化し得る想定とした。また、今回は電力需要技術の利用形態の工夫による効果のみを考慮したため、産業・業務部門における営業時間の変更、ダイナミックプライシング等による民生部門における電力需要のピークシフトは、モデル分析において考慮していない。

なお、先行研究では、電気自動車から電力系統への供給（V2G）の有効性が指摘されているものの、V2G をモデルに組み込むためは、電気自動車の走行時間制約を考慮する必要がある。しかし本モデルでは、自動車の走行量は年間の合計値のみを与えており、走行時間帯は内生的に変化させていないため、V2G の実施は想定していない。これらの需給調整対策が実施されれば、日負荷曲線はさらに変化する可能性がある点に留意されたい。

改良したモデルにおける推計フローを図 4-3 に示す。発電部門ブロックでは、需要部門の技術の組み合わせに応じて算出される電力の日負荷曲線を受けて、発電技術の新設・稼働が決定される。なお、本モデルでは需要部門・発電部門を合わせた全部門の総費用最小化を行うため、日負荷曲線は全部門のシステムコストを最小化するよう決定される。すなわち、需要部門の主体と発電部門の主体が、互いの情報を全て把握した上で、総費用を最小化するよう最適な行動をとることが前提となっている。

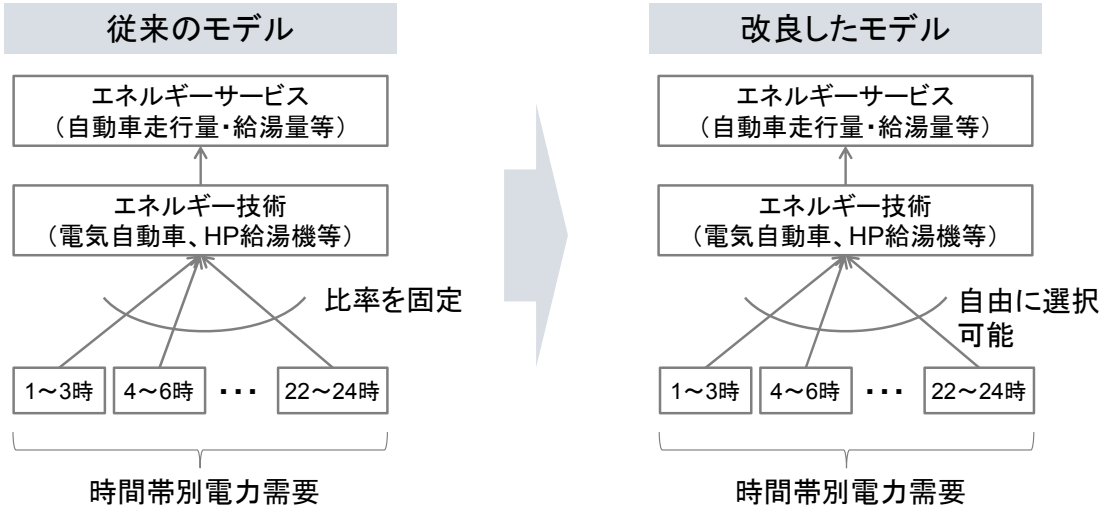


図 4-2　需要側の電力需給調整対策のモデル組み込み

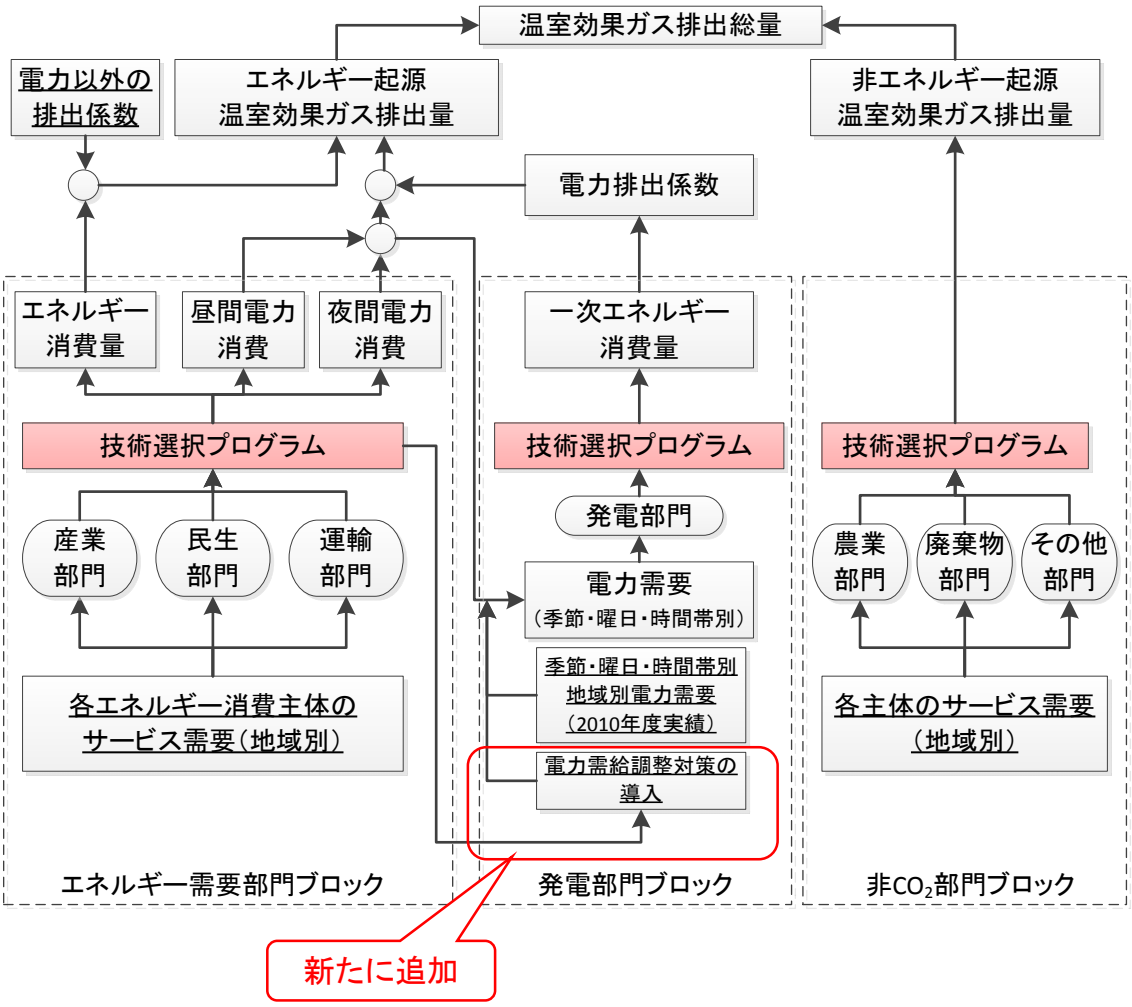


図 4-3　電力需給調整対策を内生化した技術選択モデルの概要

4.3.2.　対策技術に関する想定

本章におけるモデル分析では、技術の効率・コストに関しては基本的に第 3 章の想定を踏襲する。ただし、需要側における電力需給調整対策に関わる技術について、以下の通り新たにパラメータの設定を行った。

電気自動車、ヒートポンプ給湯器については、充電・稼働が行われる時間帯が自由に選択されることが、第 3 章で用いたモデルからの大きな相違点である。ただし、これはあくまで運用方法に関する変更であり、技術の効率・コストには影響しないと考えられるため、効率・コスト等の技術に関わるパラメータは第 3 章と同様の想定を用いた。なお、V2G を考慮する場合は、蓄電池の劣化促進を加味することが望ましいと考えられるが、本研究では V2G は行われない想定であるため、EV の寿命も稼働条件に関わらず一定としている。

水素の供給源としては、Matsuo et al. (2014)にて想定されているように、海外から CO_2 フリーの水素を輸入することも考えられる。ただし、本モデルは日本一国を対象としたモデルであるため、輸入量や価格を外生的に与える必要がある。しかしながら、利用可能量や価格に関して不確実性が高いと考えられるため、本研究では国内の再生可能エネルギーの電気分解による水素製造のみを想定した。電気分解による水素製造に関するコスト・効率は、米国の NREL（National Renewable Energy Laboratory）による報告書を参考に、変換効率を 54.5%、初期コストを 450USD/kW に設定した(Steward et al. 2009)。また、水素の用途として、燃料電池自動車と都市ガスへの水素混合を考慮した。民生用の熱源としての燃料電池の導入は、前章と同様、ガス改質型の燃料電池のみを考慮し、水素供給による純水素型 FC の導入は想定していない。

4.4.　エネルギー需要部門の電力需給調整策の効果分析

4.4.1.　推計を実施したケース一覧

本章の分析では、需給調整あり・なしの 2 パターンについて、2050 年の温室効果ガス排出量が 80%減となるよう分析を行った。前章と同様、CO_2 価格をゼロとしたレファレンスケースについても分析を行っているが、原子力発電に関して全ケース共通で表 3-8 の中位ケースを用いているため、レファレンスケースの原子力発電量をゼロとしていた前章の分析とは想定が異なることに留意されたい。なお、推計の前提となる社会経済活動量については、前章と同様の想定を用い、CCS の貯留量については、前章と同じく全ケース共通で、2050 年時点の最大貯留量を 200Mt-CO_2 とした。

推計を実施したケースの条件を表 4-1 に示す。

表 4-1　推計を実施したケース一覧

ケース名	概要
レファレンス	CO_2 価格をゼロと想定。需給調整については、需給調整なしケースと同じ
ケース① （需給調整なし）	電気自動車・HP 給湯器は夜間に充電・稼働、余剰電力の水素転換なし。第 3 章のケース 4 に相当
ケース② （需給調整あり）	電気自動車、ヒートポンプ給湯器の充電・稼働時間のシフト（稼働・充電時間を 3 時間おきに内生的に選択）、再生可能エネルギー起源の余剰電力の水素転換を考慮

4.4.2.　推計結果

(1)　温室効果ガス排出量

ケース別の温室効果ガス排出量の推移と、2050 年時点の CO_2 価格の推計結果を図 4-4 に示す。前章の分析では、80%目標を達成するケースにおいて、主に原子力の稼働量に応じて途中年の温室効果ガス排出量に差が生じていた。一方、本章の分析では、原子力稼働量は全てのケースにおいて同一であることから、ケース①、ケース②の排出経路はほぼ同一である。ただし、80%目標を達成する際の CO_2 価格は、両ケース間で大きく異なり、、需給調整なしのケース①では約 54.2 千円/t-CO_2 に達する一方、電力需給調整対策を考慮したケース②では、45.4 千円/t-CO_2 まで低下する結果となった。

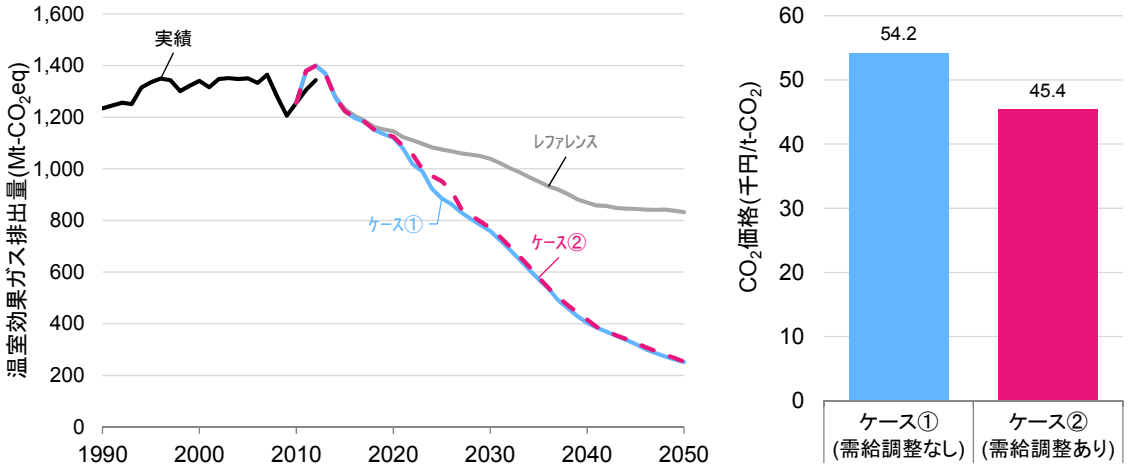


図 4-4　ケース別温室効果ガス排出量の推移と 2050 年時点の CO_2 価格

各ケースにおける部門別の温室効果ガス排出量、およびレファレンスケースからの削減量内訳の推計結果を図 4-5、図 4-6 に示す。両ケースに共通して、2050 年時点の主な GHG 排出源は、第 3 章の分析結果と同様に、産業、運輸、非 CO_2 であり、最終エネルギー消費に占める電力の比率が大きい家庭・業務部門からの排出量は、電力の低炭素化によりほぼゼロとなっている。なお、途中年における温室効果ガス排出量は、需給調整ありのケース②の方が高い水準にある。これは、電力需給調整対策の有無よりは、CO_2 価格の差による影響が大きいと考えられる。

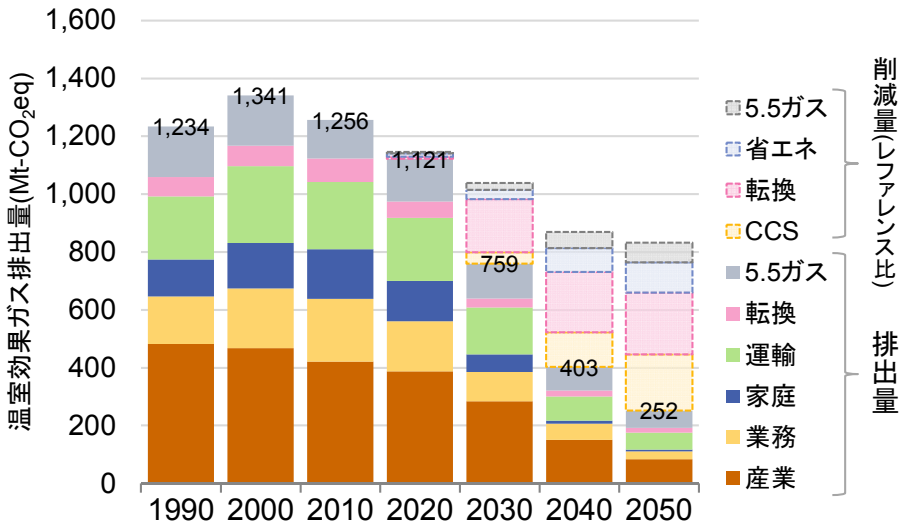


図 4-5　温室効果ガス排出量（ケース①）

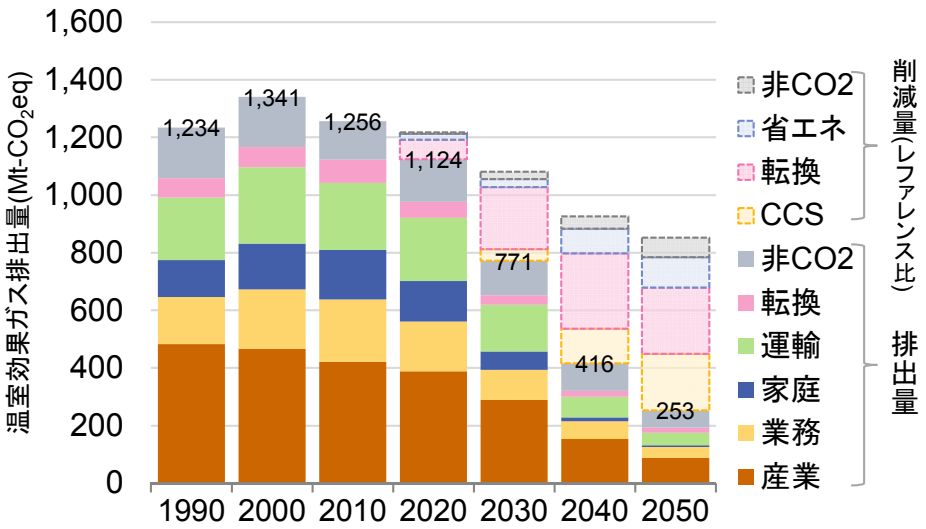


図 4-6　温室効果ガス排出量（ケース②）

(2)　発電電力量

発電電力量は、ケース①、ケース②いずれにおいても、2050 年に太陽光・風力発電が発電電力量のおよそ 4～5 割程度を占める結果となった（図 4-7）。ただし、太陽光発電と風力発電の比率は両ケースで大きく異なり、需給調整なしのケース①では太陽光発電の発電力量が、風力発電のおよそ半分に留まる一方、需給調整ありケース②では、太陽光の比率が増加し、風力が減少している（図 4-8、図 4-9）。この差が生じた要因としては、図 4-10、図 4-11 に示した時間帯別発電電力量の推計結果に示されるように、需給調整ありのケースでは、需要側における電力需給調整対策の活用により、電力需要が夜間から昼間にシフトし、太陽光発電の導入拡大に寄与したことが大きいと考えられる。以上より、需給調整対策の活用により太陽光発電の導入が促進されたことが、ケース②における CO_2 価格低下に大きく寄与しているものと考えられる。

また、年間の総発電電力量のうち、太陽光・風力を除く約 6 割の部分については、CCS 付のガス火力発電、水力発電が多くを占めており、いわゆるゼロエミッション電源が大半を占めている。その結果、2050 年における電力の CO_2 排出係数は、大きく低下している（図 4-12）。ただし、CCS なしの火力発電による発電量がわずかなシェアを占めていることに加えて、CCS は CO_2 回収率を 90%程度と想定しているため、CCS 付の火力発電からもわずかに CO_2 が排出される。そのため、電力の CO_2 排出係数はゼロとはならない。なお、2025 年頃の排出係数は、需給調整ありのケース②の方が高い水準にあるが、これは需給調整対策の有無ではなく、CO_2 価格の差に起因していると考えられる。

電力需要は 2030 年頃にかけて減少しているものの、その後は 2050 年にかけ増加に転じている。これは、CO_2 価格の上昇に伴う低炭素電源の導入拡大により、需要側での電化が促進されることに起因していると考えられる。

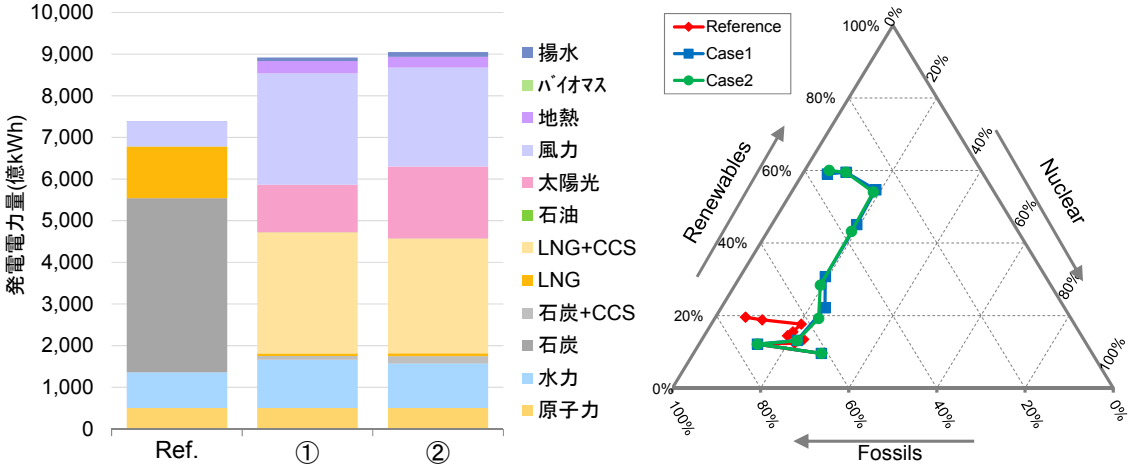


図 4-7　ケース別発電電力量構成（2050 年）

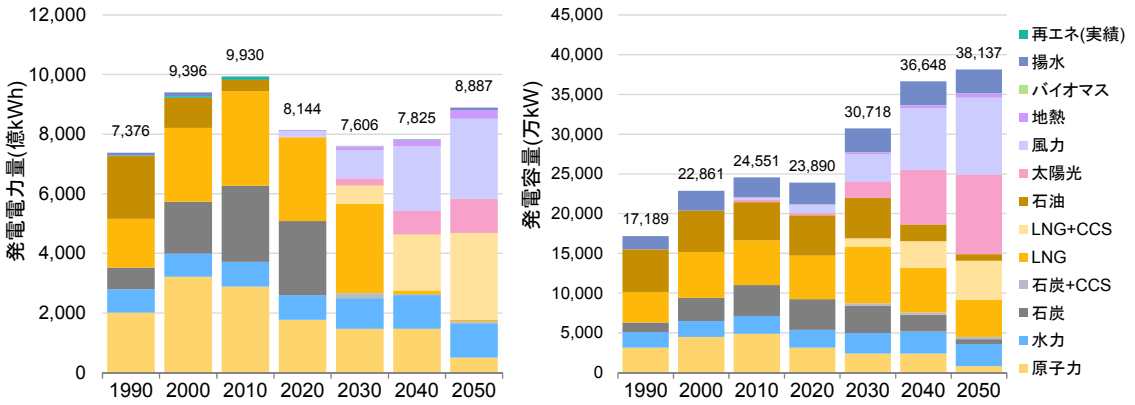


図 4-8　発電電力量・発電容量（ケース①）

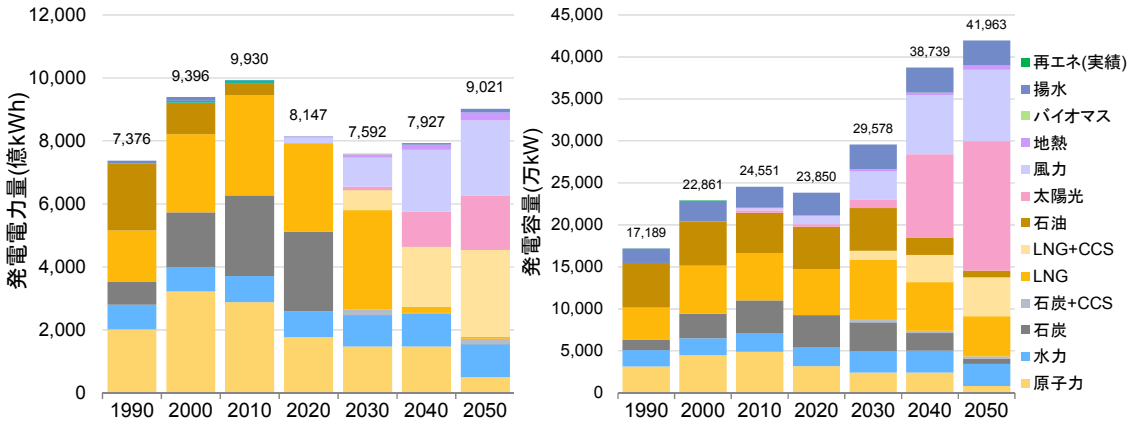


図 4-9　発電電力量・発電容量（ケース②）

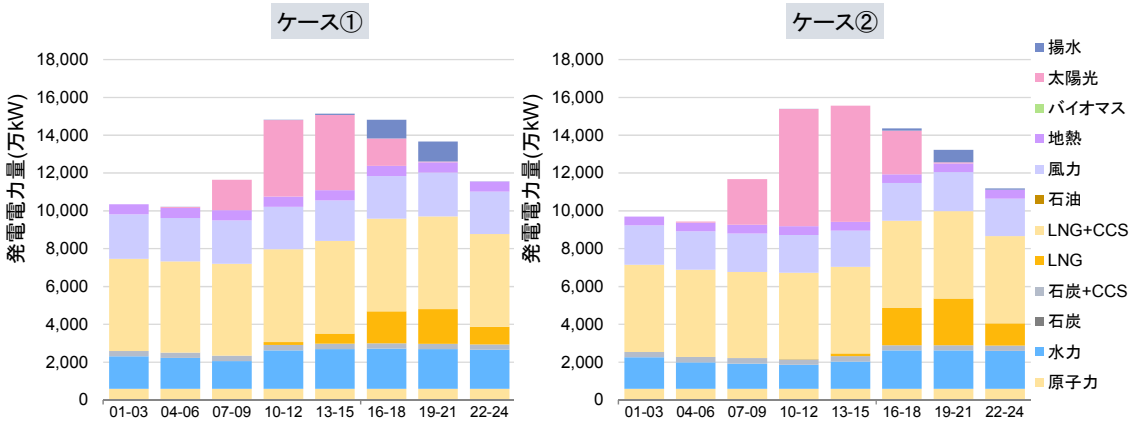


図 4-10　時間帯別発電電力量の推計結果（2050 年、夏期平日）

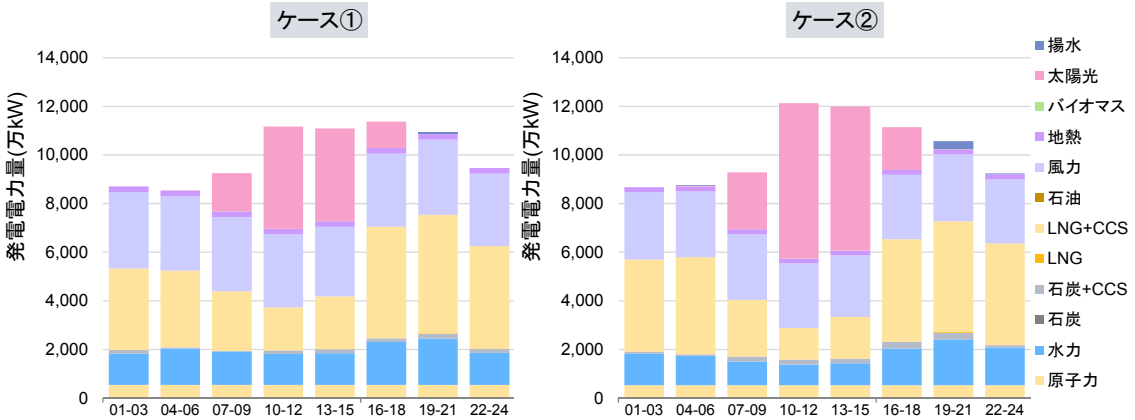


図 4-11　時間帯別発電電力量の推計結果（2050 年、中間期平日）

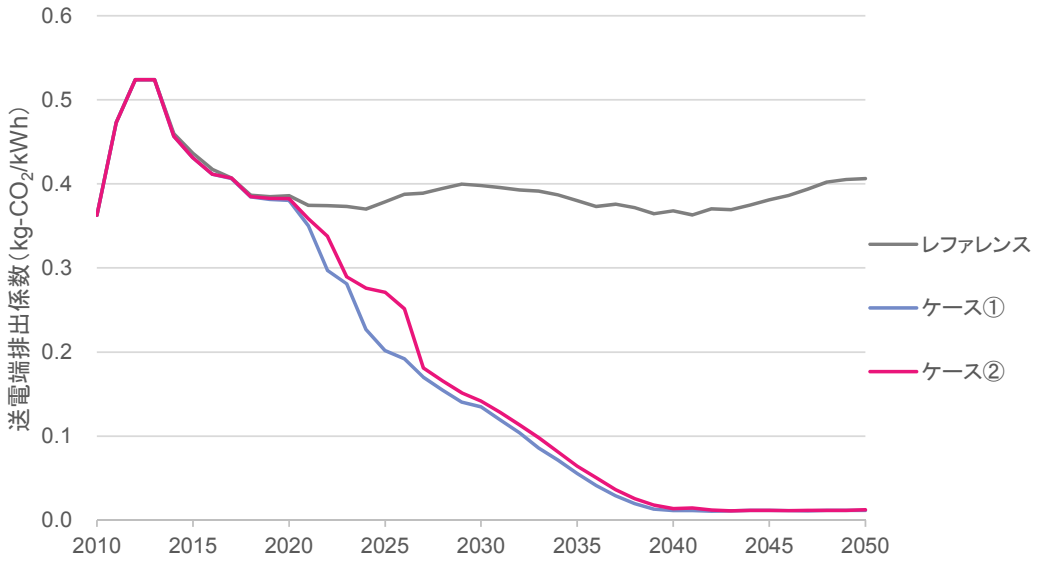


図 4-12　ケース別の電力 CO_2 排出係数

地域別の 2050 年の発電電力量についても、すべての地域において、ケース②における太陽光発電量が、ケース①より高い水準にある（図 4-13）。ケース①では、太陽光発電の代わりに、風力発電や中小水力発電のシェアが高まっており、長期的にはこれらの発電コストが太陽光発電に比べて高い水準にあることが、ケース①における CO_2 価格の上昇に寄与していると考えられる。

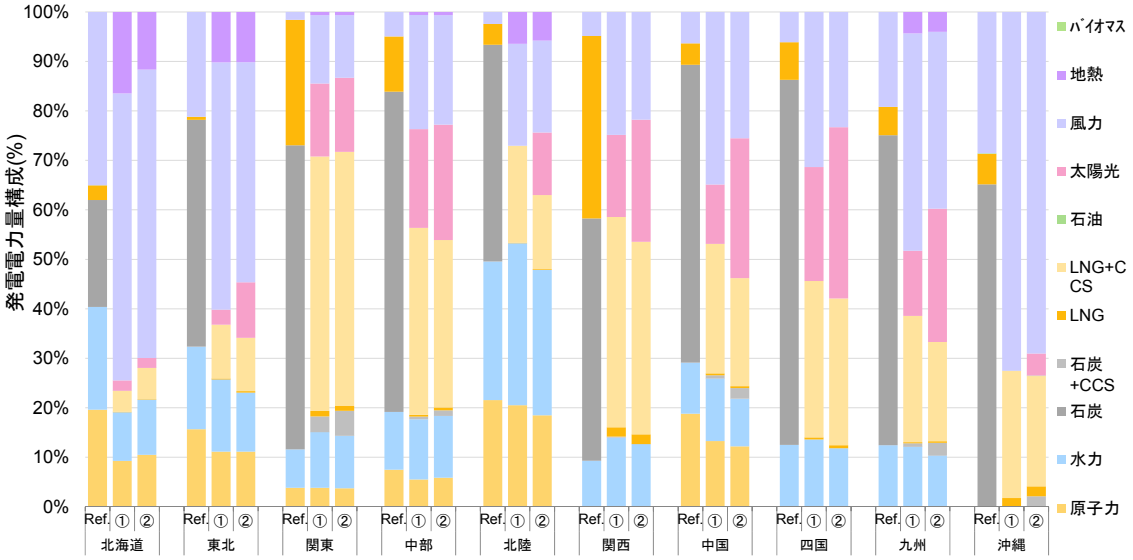


図 4-13　地域別発電力量シェア（2050 年）

(3)　対策導入量

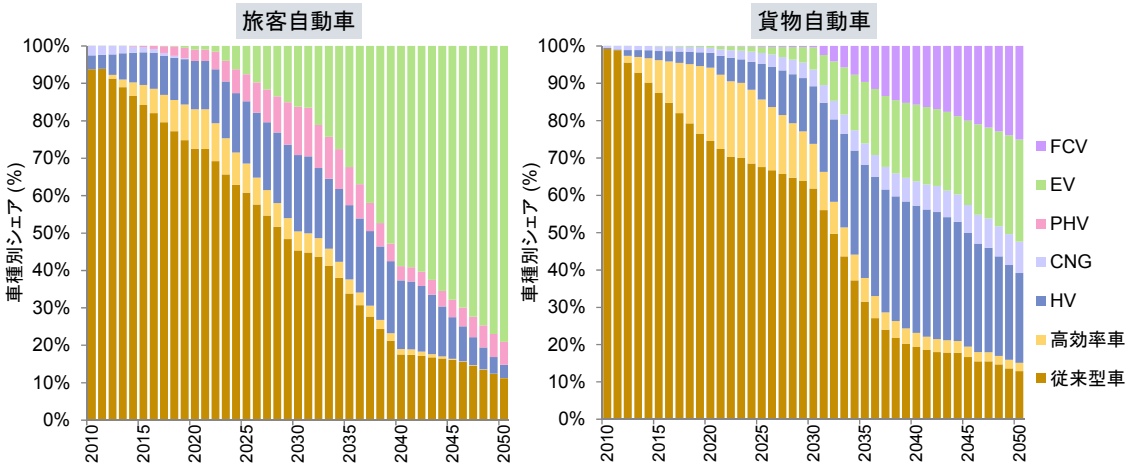
エネルギー需要部門に着目すると、特に運輸部門において、電力需給調整対策の有無による影響が顕著に現れている。ケース①では、旅客自動車の多くを EV（電気自動車）、PHV（プラグインハイブリッド車）が占める。また、大型トラック等、電気自動車の導入が困難である貨物自動車においては、HV（ハイブリッド車）の比率が高まっている。一方、ケース②では電力需給調整対策として再生可能エネルギー起源の余剰電力の水素転換を考慮したため、貨物自動車において FCV の導入が進む結果となった（※CNG 車には LPG 車を含む。

図 4-14～図 4-16）。FCV は 2030 年を過ぎた頃から導入が開始され、2050 年には貨物自動車全体の約 4 分の 1 を占める結果となっている。これは、特に EV の導入が困難である大型の貨物自動車において、CO_2 価格の上昇に伴い、FCV の競争力が増したことが要因であると考えられる。

また、EV はケース①、②のいずれにおいても、特に旅客自動車において大幅に導入が進んでいる。これは、EV は電力需給調整機能を想定しないケース①においても、自動車分野における電化技術として、CO_2 排出削減に大きく寄与するためである。

なお、EV が利用可能である旅客乗用車への FCV 導入、および都市ガスへの水素混合は、今回の推計においては行われない結果となった。これは、4.3.2 にて示したように、電力を

水素転換する際のエネルギー効率が、50%を下回る低い水準にあるためと考えられる。つまり、今回の想定下では、電力を水素に転換した後、ガス利用機器において消費するよりは、需要側の機器を電力へとシフトする対策が費用面で優位であることを示している。



※CNG 車には LPG 車を含む。

図 4-14　次世代自動車のシェア（ケース②）

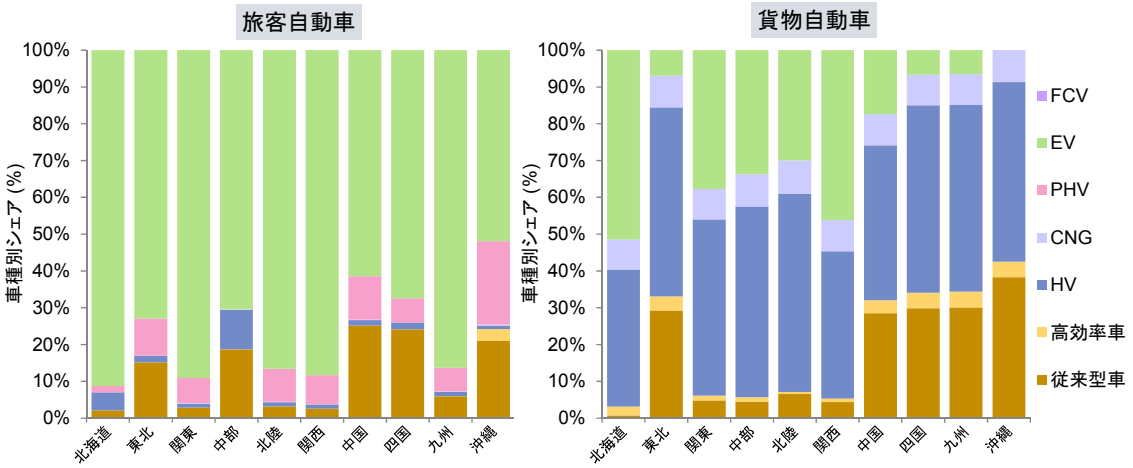


図 4-15　地域別次世代自動車普及率（ケース①、2050 年）

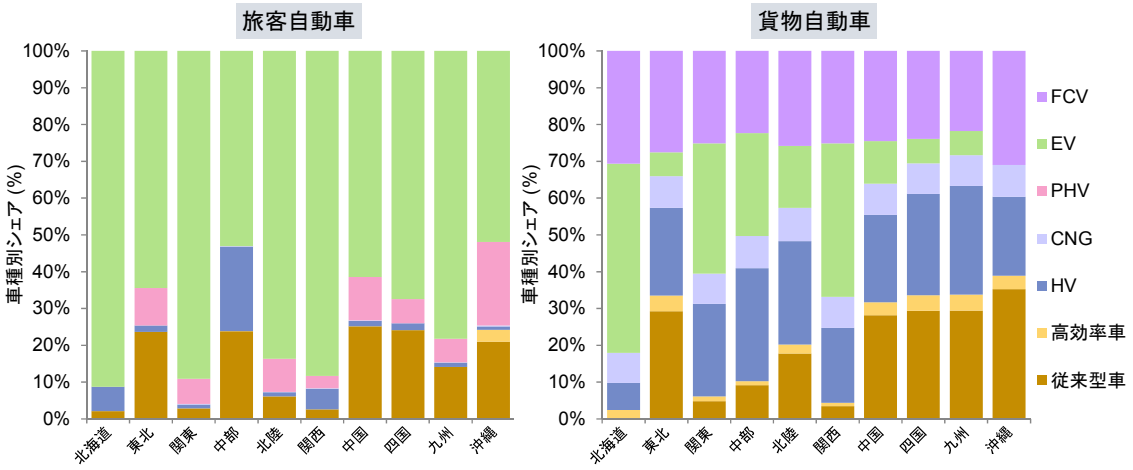


図 4-16　地域別次世代自動車普及率（ケース②、2050 年）

一方、ヒートポンプ給湯器を用いた電力需給調整を考慮した家庭部門では、電力需給調整対策の有無による対策導入量の差は、運輸部門と比較して小さい結果となった。家庭部門の 2050 年における給湯シェアは、いずれのケースにおいても全体の 85%程度をヒートポンプ給湯器が占める結果となっている（図 4-17）。その結果、ガス給湯器のシェアが 2050 年にはほぼゼロとなっている。ヒートポンプ給湯器は、需要側の電力需給調整対策としての役割以前に、家庭部門の電化技術としても重要であるため、電力需給調整機能の有無に関わらず導入が進み、ケース間でほぼ差が生じなかったものと考えられる。なお、ケース①において、ケース②と比較して 2030、2040 年頃のヒートポンプ給湯器比率が高くなっているのは、ケース①における CO_2 価格がケース②と比較して高い水準となっているためであり、電力需給調整策の有無に起因するものではないと考えられる。

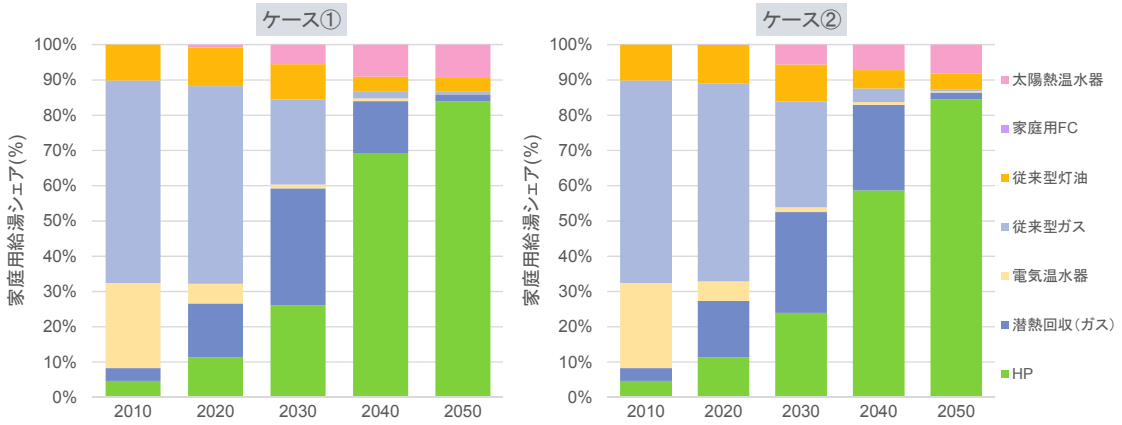


図 4-17　家庭部門の給湯器別シェア

本章の分析においても、需要部門だけでなく、供給部門における電力需給対策も活用される結果となった。図 4-18 に、ケース①、②における地域間連系線容量の推移を示す。需要

側の電力需給調整対策の導入を見込まないケース①では、ケース②と比較して、北海道本州間および東北東京間の連系線容量が拡大し、北海道本州間は 300 万 kW、東北東京間は 700 万 kW を超える水準となった。これは、需要部門の電力需給調整対策の導入により、太陽光発電の比率が高くなるケース②と比較して、ケース①では風力発電導入量が大幅に拡大するため、賦存量の大きい北海道・東北から、関東への電力融通需要が高まるためであると考えられる。

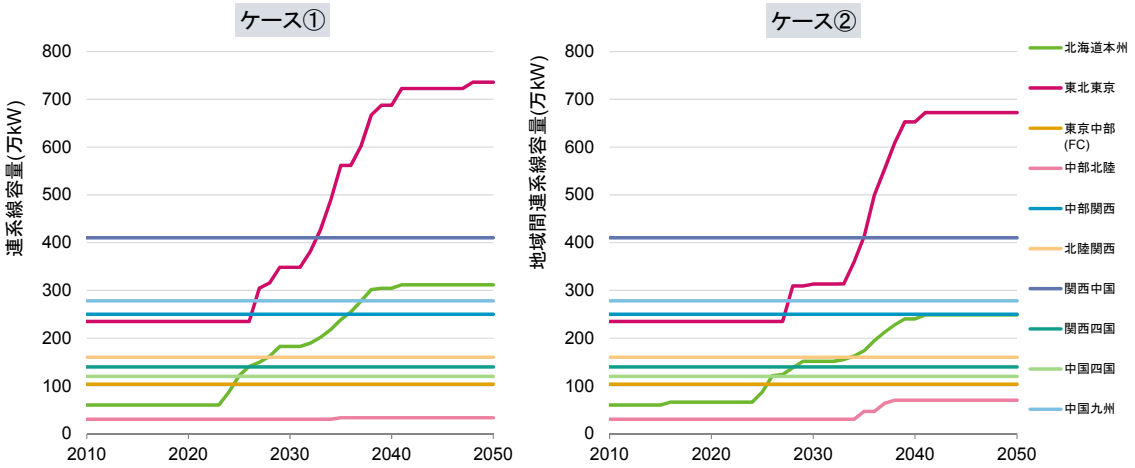


図 4-18　地域間連系線容量の比較

(4)　エネルギー消費量

エネルギー消費量は、ケース①、②の間に差はほとんど生じておらず、2050 年の一次エネルギー供給の約 4 割を再生可能エネルギーが占め、最終エネルギー消費は 2010 年比約半減する結果となった（図 4-19、図 4-20）。また化石燃料輸入額についても、一次エネルギー構成が両ケースにおいてほぼ同一であることから、ケース間で大きな差は生じておらず、2020 年は現状と同水準にある一方、2030 年には現状から 2、3 割程度減少し、2050 年には現状の半分以下まで大幅に減少している（図 4-21）。

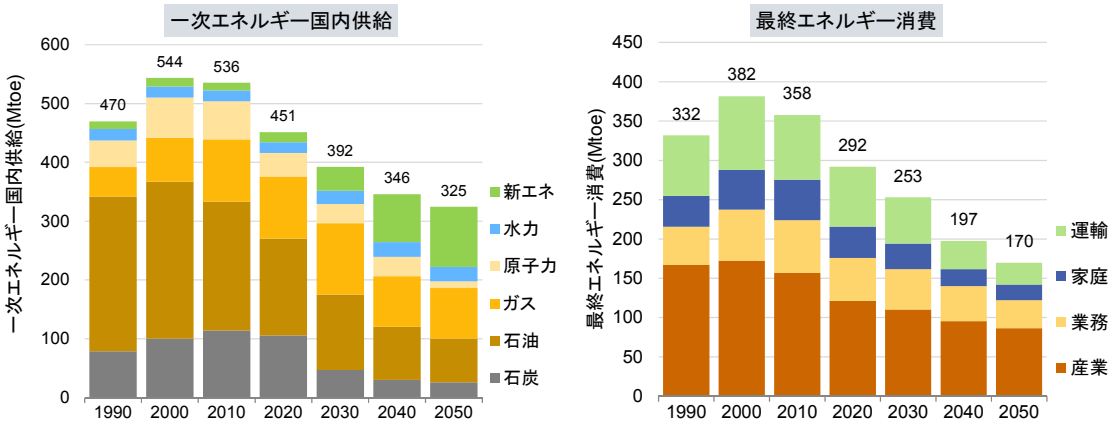


図 4-19　エネルギー消費量（ケース①）

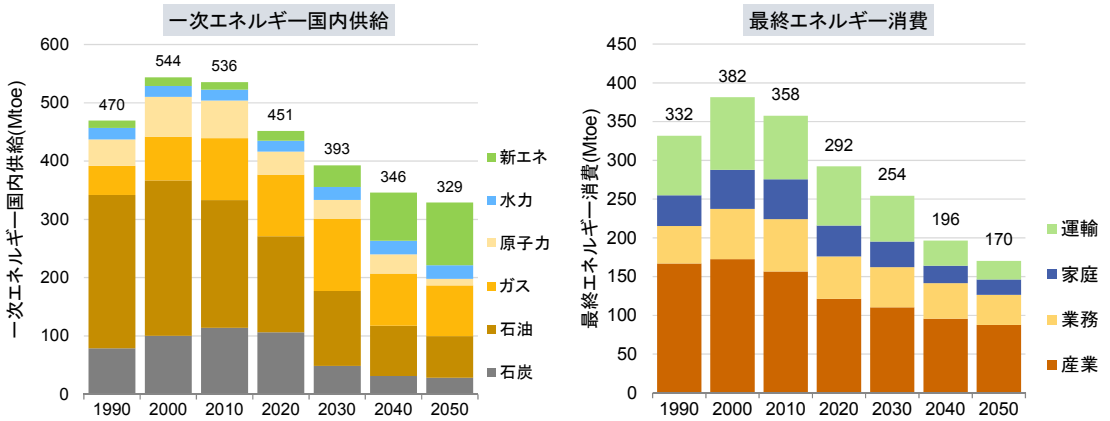


図 4-20　エネルギー消費量（ケース②）

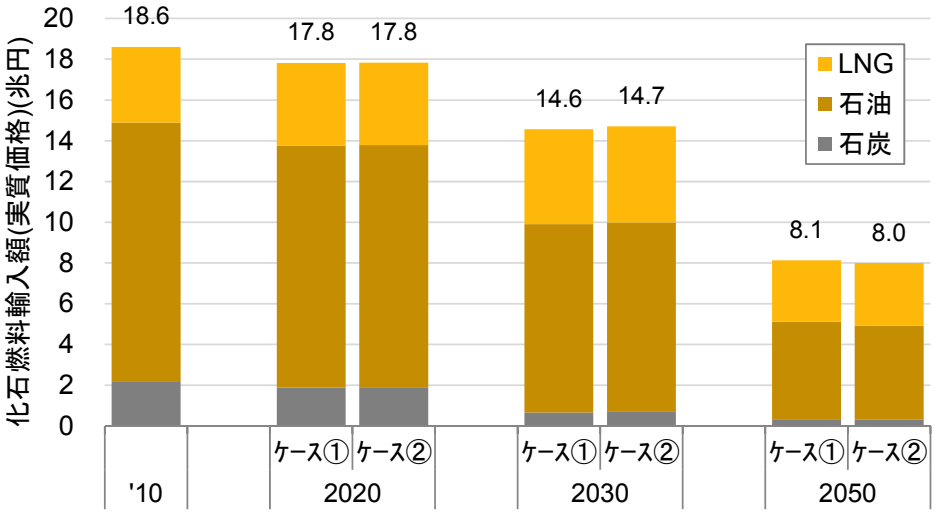


図 4-21　化石燃料輸入額の推計結果

(5)　累積投資額

ケース別の、レファレンスケースと比較した累積追加投資額の推計結果を図 4-22 に示す。累積投資額は、前章での推計と同様、割引率 3%で現在価値換算した場合の費用である。需給調整ありのケース②における累積対策費用は、ケース①と比べ、2030、2050 年時点で約 2.5 兆円低下する結果となった。また、エネルギー費用の削減額は、2050 年時点で約 3.4 兆円に達しており、総額では 2050 年において約 6 兆円低下する結果となっている。

ケース②において累積投資額が低下した要因として、部門別の累積対策費用に着目すると、運輸部門を除く全ての部門において、対策費用はケース①より低い水準となっている（図 4-23）。これは、需要側における電力需給調整を考慮したことにより、費用効果に優れた対策が優先的に導入されたため、対策費用が低下したものと考えられる。一方、運輸部門については、需給調整ありのケース②の累積対策費用がケース①を上回る結果となっている。これは、ケース②において、電力需給調整対策として電気自動車、燃料電池自動車のシェアが高まることに起因していると考えられる。

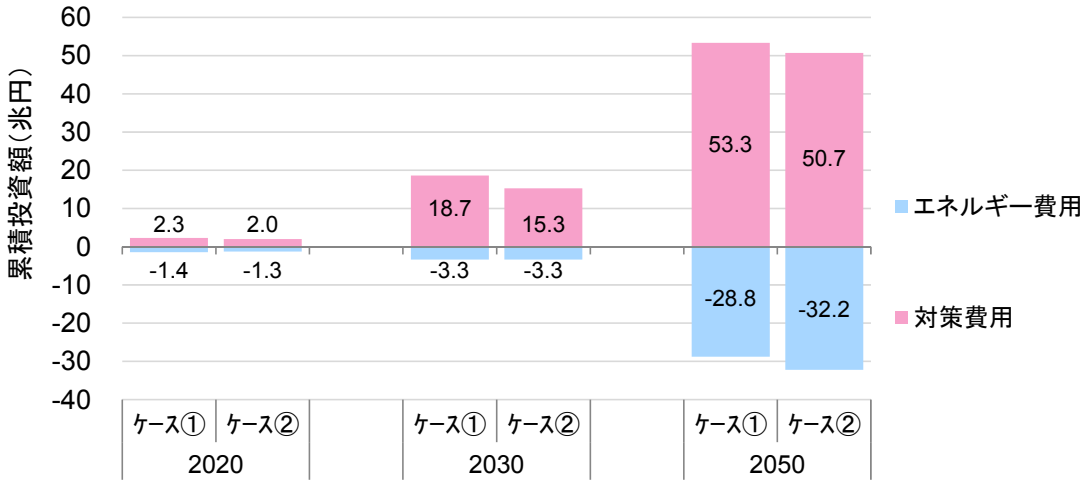


図 4-22　累積投資額の推計結果

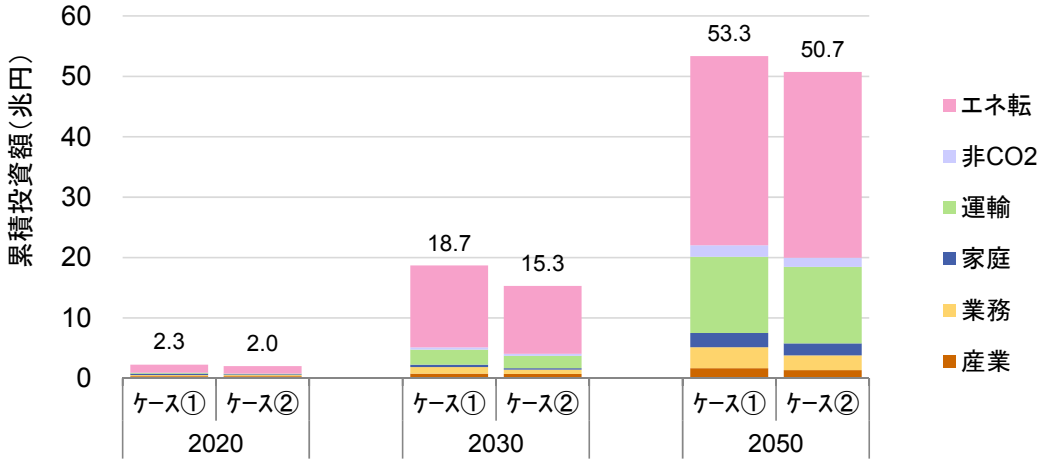


図 4-23　部門別の累積対策費用

(6)　限界削減費用曲線

ケース②（需給調整あり）のケースにおける 2050 年の限界削減費用曲線を図 4-24、2030 年時点の限界削減費用曲線を図 4-25 に示す。本研究で用いたモデルより得られる限界削減費用曲線は、CO_2 価格とレファレンスケース比の温室効果ガス排出削減量をプロットしたものであり、CO_2 価格の変化に応じて、供給側・需要側の対策が組み合わせとなって導入される。そのため、Mckinsey & Company (2011)に示される限界削減費用曲線のように、対策を積上げる形式では表現されない点に留意されたい。また、限界削減費用が負の値となる対策は、レファレンスケースにおいても導入されるため、ここで示す限界削減費用曲線は必ず原点を通ることとなる。

2050 年の限界削減費用曲線は、レファレンスケース比の削減量がおよそ 450Mt-CO_2eq を超える段階から、CO_2 価格が大きく上昇している。これは京都議定書の基準年比の温室効果ガス削減量が約 70%を超える水準に相当する。このときの CO_2 価格はおよそ 15 千円/t-CO_2 であり、IEA の ETP2014 における 2℃シナリオで示されている CO_2 価格（140-170USD/t-CO_2）に近い水準である。IEA ETP2014 における分析と本分析では、用いているモデルや前提条件が異なると考えられることから単純な比較はできないが、仮に ETP2014 の世界前提の CO_2 価格均等化に基づいて削減量を各国に配分する場合は、日本の削減量は京都議定書の基準年比約 70%となる。

また、温室効果ガス削減率が 70%を超える水準においては、CO_2 価格の上昇ペースが急増していることから、前章および本章にて考慮した電力需給調整策など、追加的な費用対効果の高い対策を考慮すれば、CO_2 価格の大幅な低減につながる。

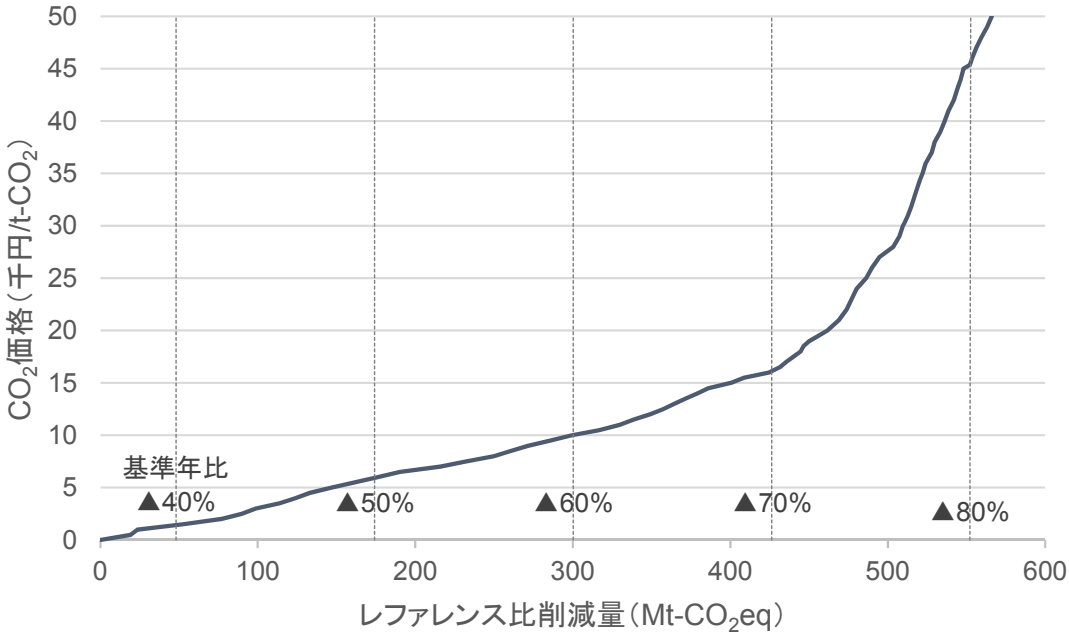


図 4-24　限界削減費用曲線（ケース②、2050 年）

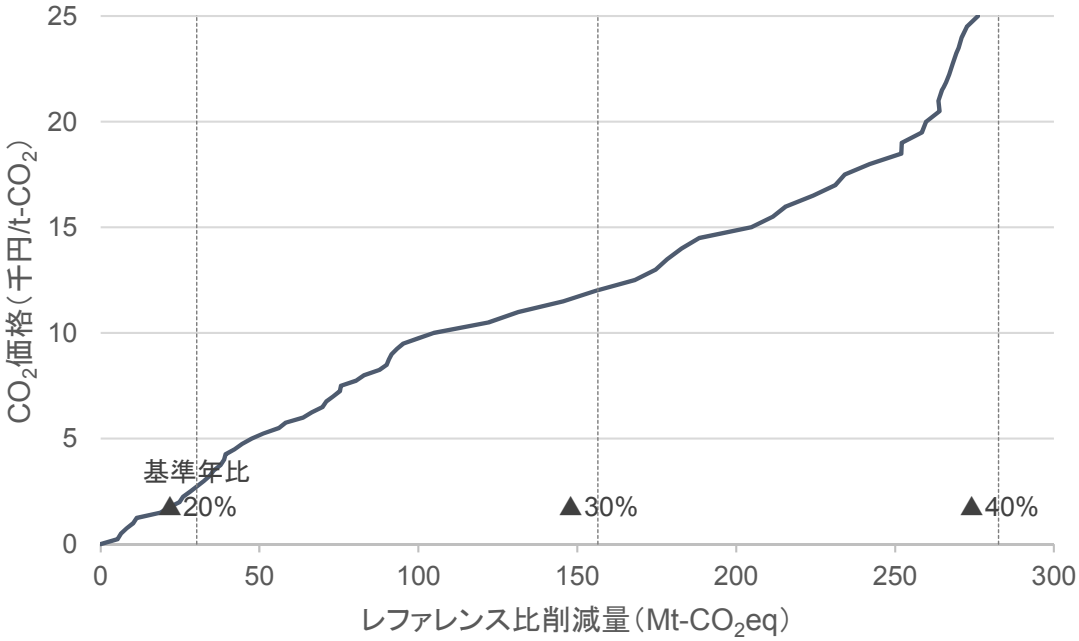


図 4-25　限界削減費用曲線（ケース②、2030 年）

4.5.　第 4 章のまとめ

(1)　本章のまとめ

本章では、80%目標の達成における、電気自動車やヒートポンプ給湯器の導入、余剰電力の水素転換といった電力需給調整対策の効果について、技術選択モデルを用いた分析を実施した。結果として、電力需給調整対策を考慮したケースでは、電気自動車の充電、ヒートポンプ給湯器の稼働、余剰電力の水素転換が昼間にシフトすることで、昼間の電力需要が夜間に比べ増加するとともに、太陽光発電の導入が促進される結果となった。さらに、80%目標を達成する際の CO_2 価格は、需給調整なしのケースでは約 54 千円/t-CO_2 に達する一方、需給調整ありのケースでは約 46 千円/t-CO_2 に低下した。また、2050 年までの累積投資額は、対策費用の減少・エネルギー費用削減額の増加によって、合計で約 6 兆円低下する結果となった。電力需給調整対策としての EV、FCV の導入が大幅に進む運輸部門では投資額が増加するが、他の部門における投資額が大きく低下することで、正味の投資額は低下したことが、費用低下の大きな要因である。

電力需給調整対策は、省エネルギー・再生可能エネルギー技術のように、直接的に CO_2 排出量を削減する対策技術ではないものの、長期の大幅排出削減を達成するために、重要な役割を果たし得るものと考えられる。

(2)　今後の課題

本研究では、電力需給調整対策としては、本研究で扱った対策以外に、産業・業務部門における営業時間の変更、ダイナミックプライシング等による民生部門における電力需要のピークシフト、電気自動車から電力系統への供給（V2G）等が挙げられる。これらの技術は、その効果や実現可能性について不確実性があると考えられるが、そのポテンシャルを精査することは、今後のエネルギー・温暖化政策への活用に際して有益となり得るであろう。

第5章　低炭素エネルギー技術の不確実性を踏まえた GHG 削減シナリオの分析

第 3 章の分析結果によれば、原子力利用が長期的に制約された場合、80%削減という長期的な目標達成のためには、大幅な省エネルギーに加えて、CCS 導入、再生可能エネルギー利用への依存度が高まることが示された。ただし、原子力のみならず、CCS や再生可能エネルギーといった他の低炭素エネルギー技術についても、社会受容性やインフラ整備などの課題が指摘されており、大幅な普及拡大には不確実性を伴う。そのため、これらの技術の利用制約が長期削減目標の達成に及ぼす影響の定量化、代替手段による削減の可能性の検討を行うことは、長期の温暖化対策検討に際し有益となり得る。

そこで、本章では、本論文で改良したエネルギー技術モデルを用いて、主要な対策技術である低炭素エネルギー（原子力・CCS・再生可能エネルギー）の普及が制約された場合において、日本の 2050 年までの温室効果ガス排出量と削減費用の推計を行う。そして、技術利用の不確実性が 80%目標の達成に及ぼす影響を明らかにするとともに、長期目標達成に向けた低炭素エネルギー普及の方向性について検討を行う。

5.1.　先行研究のレビュー

代表的な先行研究としては、EMF[10]、AMPERE[11]といった世界全体を対象としたモデル比較研究(Riahi et al. 2015, Kriegler et al. 2014, Krey et al. 2014)において、低炭素エネルギー技術利用の不確実性を考慮した上で、長期的な温室効果ガス排出削減の可能性が検討されている。これらの成果は IPCC AR5 WG3 に引用されており、様々な低炭素エネルギー技術（原子力、CCS、太陽光・風力発電、バイオエネルギー）の利用が制約されたケースにおいて、低濃度シナリオ（2100 年 450ppm～550ppm 程度）を達成する際の累積対策費用の増加幅が示されている（表 5-1）。例えば、2100 年の温室効果ガス濃度が 450ppm となるケース（21 世紀中の気温上昇が 2℃に収まる可能性が高いシナリオ）では、特にネガティブエミッションを達成するのに必須となる CCS、バイオエネルギー利用制約の影響が大きいことが示されている。特に CCS の利用制約の影響は大きく、CCS 利用可能な場合比較して、累積対策費用が約 2 倍に達している。一方で原子力・再生可能エネルギー単体の利用制約は、比較的影響が小さい傾向にある。

個別の研究事例では、例えば Griffin et al. (2014)において、原子力・CCS の利用制約時の分析が行われている。450ppm ケースにおいて、原子力が利用できない場合は CO_2 価格の上昇は 1-2 割程度に留まるものの、CCS が利用できない場合は約 4 倍から 5 倍以上となり、両方が利用できない場合、濃度を 450ppm に抑制する経路が得られないという結果が示されている。また、Okagawa et al. (2012)によれば、原子力と CCS の利用が制約された場合、厳

[10] EMF: Energy Modelling Forum
[11] AMPERE: Assessment of Climate Change Mitigation Pathways and Evaluation of the Robustness of Mitigation Cost Estimates

しい排出制約を達成するためには再生可能エネルギーへの依存が大幅に高まるとされている。

これらの分析は、世界全体を対象としたエネルギー技術モデルを用いたものであり、日本における技術利用制約が、日本の長期目標達成に及ぼす影響を直接的に把握することは難しい。しかしながら、分析に用いられたモデルの中には、世界全体を地域別に区分し、日本を明示的に一つの地域として扱ったモデルも含まれている。例えば Akashi et al. (2014)では、AIM/Enduse [Global]を用いて、原子力・CCS の普及制約時の影響を分析している。また、van Vliet et al. (2014)においても、IMAGE を用いて、同様の分析が行われており、いずれも日本を明示的に一地域として扱っている点が特徴である。ただし、これらの研究では、国別の削減量は、限界削減費用均等化に基づき決定されることが多く、日本の排出削減量は必ずしも 2050 年 80%減に達していない。そのため、80%目標を達成する上での技術利用制約の影響を把握することが難しいという課題がある。

国内における先行研究として、2050 年を対象として温室効果ガス 80%削減シナリオの推計を行っている中央環境審議会地球環境部会 (2012)では、2050 年に原子力がゼロとなる場合について分析を行っている。ただし、再生可能エネルギー、CCS の利用可能量についてはパターンを設けておらず、その利用制約時の影響については明らかでない。

以上の事例より、技術の利用制約が日本の長期目標達成に及ぼす影響を評価した先行研究は、必ずしも十分ではない。

表 5-1　IPCC AR5 における技術利用制約時の累積コスト増加率

シナリオカテゴリ	CCS なし	原子力低減	太陽光・風力制約	バイオエネルギー制約
450 (430-480)	138 (290-297)	7 (4-18)	6 (2-29)	64 (44-78)
550 (530-580)	39 (18-78)	13 (2-23)	8 (5-15)	18 (4-66)

※2015-2100 年の割引累積コストの増加率を示す。値は中央値であり括弧内は 16-84 パーセンタイル値。

（出所）IPCC (2014b)より作成

5.2.　低炭素エネルギー技術のケース設定

本章では、低炭素エネルギー技術の普及・利用および社会経済活動量の不確実性を考慮した、80%目標達成の可能性の検討、対策費用への影響の分析を行う。

5.2.1.　低炭素エネルギー技術の利用制約

(1)　再生可能エネルギー

再生可能エネルギーについては、IPCC SRREN(IPCC 2011)においても普及拡大に向けた様々な課題が指摘されている。その中でも、太陽光・風力発電については、第 2 章にて述べたように、天候による出力変動が課題となり、大規模な導入拡大を実現するには、電力系統の増強や調整力の確保が必要となる。これらのインフラ整備が十分に進まなければ、太陽光・風力による発電量は一定量に制限されてしまうリスクがある。また、バイオマスエネルギーについても、IPCC AR5 において指摘されているように、原料調達に関わるリスクが指摘されている(IPCC 2014b)。

これらのリスクを踏まえ、モデル比較研究の EMF27 では、再生可能エネルギー普及が制約されるケースを対象として、低濃度シナリオ達成に必要となるコスト増を分析している。例えば、太陽光・風力発電の利用が制約されるケース（LimSW ケース）では、太陽光・風力発電比率が最大 20%、バイオマスが制約されるケース（LimBio ケース）ではバイオマス利用可能量を年間 100EJ と設定している(Luderer et al. 2014)。これらの研究成果は、IPCC AR5 にも引用されている。また、Bauer, Baumstark, and Leimbach (2012)では、REMIND-R を用いて、再生可能エネルギー技術普及が 2020 年まで遅れた場合の影響を分析している。これらの先行研究によれば、再生可能エネルギーの利用制約は、CCS の普及制約と比べればその影響は軽微であるものの、他の低炭素エネルギー技術との組み合わせ次第では、影響が増大する可能性があるとされている。なお、世界全体を対象とした研究では、バイオエネルギーの利用制約による影響は大きいとされており、太陽光・風力発電とは別に、バイオエネルギーの利用制約を想定したケースを設けている(Rose et al. 2014, Kriegler et al. 2014)。ただし、本研究で想定している日本のバイオエネルギー利用の賦存量はさほど大きくないため、他の再生可能エネルギーと区別したケースは設けていない。

本研究では、再生可能エネルギーの普及に関するケースとして、表 5-2 に示す低位・高位の 2 パターンを想定した。高位ケースでは、前章までの分析と同様、各地域における導入ポテンシャルを上限とした。低位ケースについては、導入量上限を表 5-3 に示す。なお、いずれのケースにおいても上限を設定するのみであり、再生可能エネルギー導入量は CO_2 価格等に応じて内生的に決定される点に留意されたい。

表 5-2　再生可能エネルギーに関する想定

ケース	概要
低位	2013 小委　エネルギー供給 WG(中央環境審議会地球環境部会 2012)の低位ケースにおける発電容量を上限とする。2050 年の発電電力量上限は、太陽光発電は約 2,100 億 kWh、風力は約 600 億 kWh となる。
高位	第 3 章の想定と同様に、環境省によるポテンシャル調査等(環境省 2013)の発電容量を上限とする。

表 5-3　中環審（2012）における再生可能エネルギー導入想定

			2005	直近年	2020			2030			2050		
					低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
太陽光	計	億 kWh	15	35	276	389	547	693	999	1,058	2,121	2,376	2,605
		万 kW	144	337	2,625	3,700	5,200	6,591	9,500	10,060	20,180	22,607	24,780
	住宅用	万 kW	-	280	1,412	1,434	1,434	2,788	2,805	2,805	7,527	8,600	9,673
	非住宅、メガソーラー	万 kW	-	57	1,213	2,266	3,766	3,803	6,695	7,255	12,653	14,007	15,017
風力	陸上	億 kWh	-	42	131	187	193	284	380	415	315	473	613
		万 kW	-	241	747	1,070	1,100	1,620	2,170	2,370	1,800	2,700	3,500
	洋上	億 kWh	-	1	1	11	14	134	187	231	315	605	920
		万 kW	-	3	3	40	50	510	710	880	1,200	2,300	3,500
水力	大規模	億 kWh	252	235	244	244	244	244	244	244	244	244	244
		万 kW	1,109	1,118	1,124	1,124	1,124	1,124	1,124	1,124	1,124	1,124	1,124
	中小規模	億 kWh	462	464	468	512	568	494	660	826	546	869	1,192
		万 kW	952	955	962	1,047	1,152	1,012	1,328	1,643	1,112	1,726	2,340
地熱		億 kWh	32	32	49	49	49	122	128	135	456	464	485
		万 kW	53	53	80	80	80	199	208	221	743	757	792
海洋		億 kWh	0	0	0	0	0	54	79	142	201	327	577
		万 kW	0	0	0	0	0	150	207	349	536	823	1,395
バイオマス		億 kWh	-	199	234	302	370	234	312	390	234	332	431
		万 kW	-	409	459	556	653	459	571	682	459	600	740

（出所）中央環境審議会地球環境部会 (2012)

(2)　CCS

EMF、AMPERE 等の世界を対象とした様々なモデル比較研究において、CCS の普及制約による影響は比較的大きいことが示されている(Tavoni et al. 2012, Riahi et al. 2015, Kriegler et al. 2014, Edenhofer et al. 2010)。第 3 章の分析では、貯留量制約を 2050 年時点のポテンシャル上限に近い 200Mt-CO_2/年とした。しかしながら、貯留地の確保や社会受容性の不足による影響を考慮すれば、より少ない貯留量での 80%目標達成の可能性を検討することは重要と考えられる。

EMF 等の先行研究では、CCS 利用制約ケースでは、CCS 導入量がゼロの場合を仮定している。本研究では CO_2 貯留制約について、中間的な位置づけとなる中位ケースを含め、表 5-4 に示すようにゼロ・中位・高位の 3 ケースを想定した。なお、第 3 章での分析と同様に、CO_2 貯留は 2025 年から開始されると想定し、年間の貯留量は 2025 年から 2050 年にかけて経過年に比例して増加すると仮定した。

表 5-4　CCS 導入量に関する想定

ケース	概要
ゼロ	2050 年までの推計期間中、CCS が全く導入されない
中位	2050 年時点の貯留量を、高位ケースの半分である 100Mt とする
高位	2050 年時点の貯留量を 200Mt とする（第 3 章と同様の想定）

(3)　原子力

原子力の感度分析は第 3 章にて行ったところであり、2050 年の原子力依存度が低下するという前提の下では、原子力がゼロとなる場合と比較して、80%目標達成への影響はさほど大きくないという結果となった。これは、IPCC AR5 において示されている傾向とも概ね整合する(IPCC 2014b)。しかしながら、Mori (2012)にて示されているように、原子力の利用制約は、他の低炭素エネルギーの利用制約と組み合わさることで、その影響はさらに高まる可能性がある。したがって、本章の分析においても、原子力の稼働については複数のケースを想定することとした。

原子力については、第 3 章と同様にゼロ・中位・高位の 3 ケースを想定した。なお、各ケースにおける詳細な想定は表 3-8 を参照されたい。

(4)　省エネルギー

先行研究によれば、低炭素エネルギーの利用制約のみならず、省エネルギー、サービス需要の水準も、削減の困難さに影響を及ぼすとされている。例えば Sugiyama et al. (2014) では、2050 年の最終エネルギー需要が 20-30%削減される LowEI ケースについて、モデル間の比較研究を行っている。Rogelj et al. (2013)では、エネルギー需要について Intermediate, High, Low の 3 ケースを想定してる。また、Fujimori et al. (2014)では、省エネルギーに加えて、サ

ービス需要の削減による効果の分析を行っている。いずれの結果でも、ケース毎の削減費用に差が生じる結果となっている。

本モデルでは、需要部門の技術は表 3-3 に示すように非常に多岐にわたるため、先述した低炭素エネルギー技術と比較して、省エネルギーに関する制約を課すことが難しい。そのため、本研究では省エネルギーに関わる制約条件には、ケース間で差を設けていない。ただし後述するように、様々な社会経済活動量の想定を置くことで、エネルギー需要の不確実性を反映している。

5.2.2. 社会経済活動量の想定

世界を対象とした先行研究である Kainuma et al. (2013)によれば、技術利用の不確実性のみならず、社会経済活動量も長期目標達成に影響を及ぼす要素とされている。そのため、本研究においても、低炭素エネルギー技術の利用可能性に加え、感度分析の一環として複数の社会経済活動量想定に基づいた推計を行った。

先行研究では、日本の 2050 年目標を対象としたシナリオ分析において、複数の社会経済活動量に基づく検討を行っている(榎原, 藤野, 日比野, 2007, 松橋, 村山, 増井, 原澤, 2013)。前者については、2 種類のシナリオ（シナリオ A・B）を対象に、2050 年の各種社会経済活動量の定量化が行われている(藤野他, 2007b)。

また、2013 小委では、2050 年における社会像として、ものづくり統括拠点社会、メイドインジャパン社会、サービスブランド社会、資源自立社会、分かち合い社会の 5 つのケースが提示されている(安井 2013, 中央環境審議会地球環境部会 2012)。これらの 5 つの社会像のいずれにおいても、様々な対策の導入によって、温室効果ガスは 2050 年 80%減に到達することが示されている。ただし、これらの先行研究では、社会経済活動量のバリエーションと低炭素エネルギー技術制約との組み合わせに基づく分析は行われていない。そこで本研究では、技術利用制約について複数のケースを設けることに加え、複数の社会経済活動量想定に基づいた分析を行った。

(1) 最近のシナリオ研究における社会経済活動量想定

2012 年にエネルギー・環境会議が提示した、エネルギー・環境に関する選択肢では、社会経済活動量について、成長・慎重・低成長の 3 ケースが提示されている(エネルギー・環境会議 2012a)。実質 GDP については表 5-5 のとおり想定されており、2010-2020 年、2020-2030 年の 10 年平均の実質成長率は、成長ケースでは 1.8%、1.2%、慎重ケースでは 1.1%、0.8%、低成長ケースでは 0.2%、0.4%と想定されている。また、各ケースについて、2020 年、2030 年における素材生産量や業務床面積、旅客・貨物輸送量といった活動量が記載されている。なお、人口・世帯数については、全ケースにおいて共通の想定が置かれている。

表 5-5　エネルギー・環境会議における実質 GDP 想定

	2010	2020	2030
成長		610,068	688,858
慎重	510,992	569,423	617,110
低成長		519,884	543,369

※単位は 05 年連鎖価格 10 億円。
（出所）エネルギー・環境会議 (2012a)

最近の事例としては、2014 年に経済財政諮問会議の専門委員会として設置された、「選択する未来」委員会の報告書において、2060 年までの人口・経済成長に関するシナリオが記載されている(「選択する未来」委員会 2014)。報告書では、現状のトレンドが続けば、2060 年には年少人口比率が 9%まで低下し、高齢化率が約 40%まで上昇するとしている。ただし、2030 年までに合計特殊出生率が 2.07 まで回復すれば、2020 年代初めに年少人口の減少には歯止めがかかり、高齢化率は 2040 年代後半にピークアウトし、2050 年代初めには生産年齢人口比率が上昇に転じると推計されている。この回復ケースでは、2030 年の人口は 12,130 万人、2060 年は 10,545 人と 1 億人以上に維持され、2110 年においても 9,661 万人に維持されると推計されている。

経済成長については、人口想定に加えて生産性向上・停滞の 2 パターンを想定している。人口規模を 1 億人程度で安定させ、生産性を世界トップレベルの水準に引き上げることができれば、生産性停滞・人口減少ケースに比べて、長期的に実質成長率を 2%-pt 押し上げることが可能とされている（表 5-6）。なお、選択する未来委員会では、エネルギー技術モデルを用いた将来のエネルギー需給・温室効果ガス排出量推計に必要となる指標は、人口・GDP を除いて記載がなされていない。

表 5-6　選択する未来委員会におけケース別の実質 GDP 成長率想定

	2011-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050	2051-2060
生産性向上・人口安定	1.6%	1.75%	1.5%	1.6%	1.95%
生産性向上・人口減少	1.6%	1.7%	1.35%	1.0%	1.1%
生産性停滞・人口安定	1.2%	1.15%	0.45%	0.45%	0.75%
生産性停滞・人口減少	1.2%	1.1%	0.25%	-0.15%	-0.15%

（出所）「選択する未来」委員会 (2014)より筆者作成
※数値はグラフより読み取ったものであり、厳密には出典と異なる可能性がある。

世界を対象とした事例としては、統合評価モデルの研究グループが開発した SRES が挙げられる(IPCC 2000)。SRES では、グローバル化と地域化、経済発展と環境と経済の調和という二つの軸を用いて、A1、A2、B1、B2 の 4 つのシナリオファミリーに分類され、A1 はさらに 3 つのシナリオグループに分類されている。それぞれのシナリオファミリーの概要については表 5-7 に示す。

SRES は、社会経済の発展の方向性に焦点を当てている一方、緩和策が明示的に取り入られていないことから、対策を実施した場合の排出パスは別途算出する必要があった。対策ケースにおける排出パスが算出されてから気候モデルを用いた計算を行うという手順を踏んだ場合、時間がかかるという欠点を踏まえ、新しいシナリオとして RCP（Representative Concentrations Pathways）が開発された(Moss et al. 2010)。RCP は、IPCC AR5 に向けたシナリオ研究において活用された。

RCP は、主に気候モデルへのインプットを目的としているのに対し、統合評価モデルにおいて利用することを目的としたシナリオ群として、新たな社会経済シナリオである SSPs（Shared Socioeconomic Pathways）(IIASA 2012b)が挙げられる。SSPs では、緩和策の困難度と適応策の困難度の 2 つの軸を設け、シナリオを 5 つに分類している。SSPs のシナリオごとの詳細に関する説明について表 5-8 に示す(O’Neill et al. 2014, 藤森, 増井, 2013)。SSPs におけるシナリオ別の日本の人口・実質 GDP 想定値を図 5-1 に示す。

表 5-7　SRES のストーリーライン概要

A1	地域間の収斂、能力の強化、文化および社会の相互作用の拡大、地域間格差の減少によるひとり当たり国民所得の増大。
A2	地域主義および地域の独自性の保持（地域経済圏の強化：資源の域内依存、国際的相互依存が進展せず）。
B1	経済、社会、環境持続性に対しては地球的解決に重点がおかれ、これには公平性の改善は含まれるが、追加的な温暖化対策は含まれない。
B2	経済、社会、環境持続性に対しては地域的解決に重点がおかれる。本シナリオも環境保全や社会的公平性の実現を指向するものであるが、地域レベルでの解決に重点がおかれる。

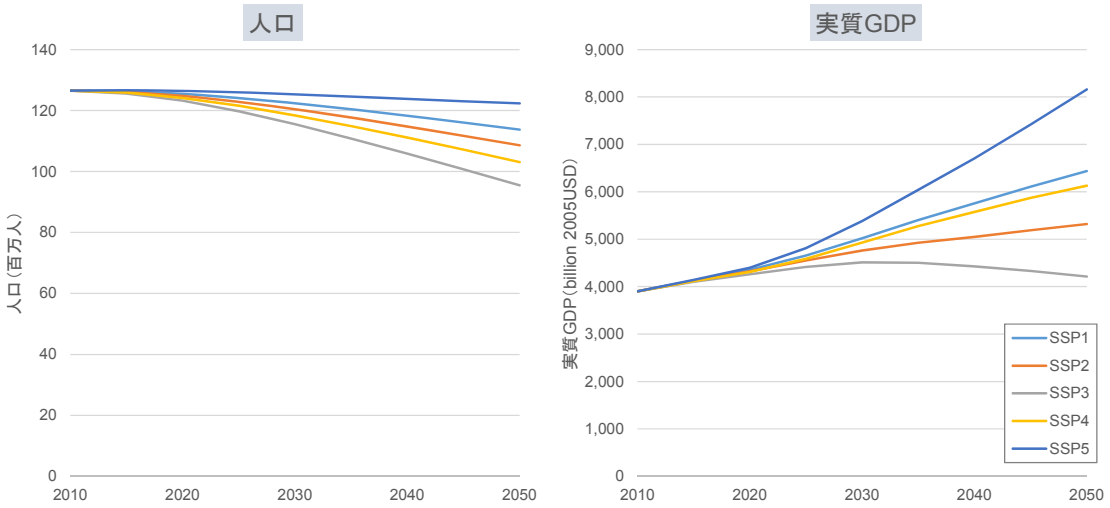
（出所）環境省 (2001)

表 5-8　SSP のストーリー一覧

SSP1 Sustainability （持続可能）	持続可能な社会に向けて進む。一方で、資源消費強度が下がり化石燃料への依存度が下がる。これらを達成するための要素は、低所得国における急速な発展、国間、国の中での所得格差の解消、急速な技術進歩、環境汚染に対する高い認識である。低所得国の発展は、貧困ラインよりも下にいる人数を減少させる。これらの発展とともに適切に設計された都市化が低所得、中所得国で発展する。一方、高所得国は中程度の経済発展を成し遂げ、研究開発や技術移転を強くサポートする投資がなされる。世界全体としてはオープンでグローバリゼーションが進む。技術進歩は早く進むが、低汚染物質排出の技術、単収の増加等環境負荷を低減していくような技術進歩に重点が置かれる。消費は低物質依存、エネルギー強度が下がり、食料は動物性蛋白質の割合が低い。技術投資も進み、結果として人口成長は低い。同時にガバナンス、制度は問題解決に対して適切に設定される。ミレニアム開発目標は次の 10 年、20 年で達成され、教育水準の高い人口が増え、安全な水へアクセスでき、衛生状態、医療アクセスなど環境変化に対する脆弱性を低減させる。
SSP2 Continuation （過去の延長）	ここ数十年の過去のトレンドが継続する。開発目標はある程度達成へ向けて発展し、資源への依存度やエネルギー強度の低下は過去のスピードで進み、徐々に化石燃料依存度も下がる。低所得国の発展はすべての国で進むわけではなく、取り残される国も存在する。都市化も同様に進む国もあるが、進まない国あり、居住地の状態も改善される国と悪化する国が存在する。大部分の国では政治的に安定し、貿易は世界全体で結合している。グローバリゼーションは遅いが進む。貿易障壁はエネルギー、農業、資本市場で残ることになる。情報のアクセスは世界全体で適切に管理されるが、一部の貧困層や資源国や島嶼国はその例外となり保護主義が残る。所得の増加は世界全体としては中程度の速度で進み、途上国と先進国の所得は徐々に縮まっていく。国内における所得格差は徐々に下がっていくが、南米、サブサハラ、インドなどの国では依然として大きな格差が残る。教育投資は大きくはなく、そのため低所得国では人口増加が徐々に進む。ミレニアム開発目標の達成は遅れ、安全な水へのアクセス、衛生状態、医療などは改善しない地域が残り、気候変化に対する脆弱性が残ることになる。
SSP3 Fragmentation （分断）	世界は分断される。極度の貧困が残り、多くの国で大きく増加する人口の生活水準を維持するために奮闘することになる。地域はブロック化が進み、協力は進まない。世界全体として開発目標に失敗し、資源・化石燃料に対する依存は下がらない。各国は自国のエネルギーや食糧安全保障のために躍起になる。エネルギー、食糧を含めて国際貿易は後退する。国際協調は低く、技術進歩や教育に対する投資は限られたものとなる。そのために人口増加は非常に高い。低所得国における都市部は適切に計画されていない居住地が増える。エネルギー技術が進まず、エネルギー資源はローカルに限定され、さらに人口増加によって排出量は増加する。ガバナンスや制度は脆弱で、協力や調和に乏しい。人的資本に対する投資も小さく、格差は広がる。適応能力は低く、多くの国では気候変化に対して極めて脆弱となる。政治は貿易障壁を含む安全保障に重点が置かれる。

SSP4 Inequality （格差）	非常に高い格差が、国間でも国内でも存在する。豊かなエリートが排出量を増大させ、多くの貧困層は低排出となる。貧困層は先進国、途上国問わず、気候変化に対して脆弱となる。エネルギー部門では資源枯渇、気候政策などに対するヘッジ戦略を取り、R&D に対する投資が進み、比較的低コストで非化石燃料資源を使えるようになる。従って、緩和策の困難度は低くなる。ガバナンスやグローバリゼーションは高所得のエリートによって、それらの人々のために適切に運営されるが、多くの貧困層にとっては効果的ではない。低人的資本の貧困層の割合が相対的に高く、適応策への困難度が高い。
SSP5 Conventional development （在来型発展）	社会的・経済的問題に対する解決策として、在来型の経済発展が進む。急速な在来型の経済発展は化石燃料に依存したエネルギーシステムを指向することになる。その結果排出量が増加し、緩和策への困難度が高くなる。人間開発目標は達成され、経済発展は著しく進み、極端現象による災害を軽減するためのインフラ投資が進み、生態系は非常によく管理されており、適応策への困難度は低くなる。

（出所）(藤森, 増井, 2013)



（出所）IIASA (2012b)より作成

図 5-1　SSPs における日本の人口・GDP 想定

(2)　本研究で用いる社会経済活動量想定

本研究では、世界を対象とした新たな社会経済シナリオである SSPs をベースに、日本の将来の社会経済活動量を設定した。SSPs における日本の人口・GDP は、SSP Database(IIASA 2012b)における OECD 推計の値を用いている。ただし、人口は 2010 年の値が基準ケースと一致するよう、下記の式に基づき補正を行った。

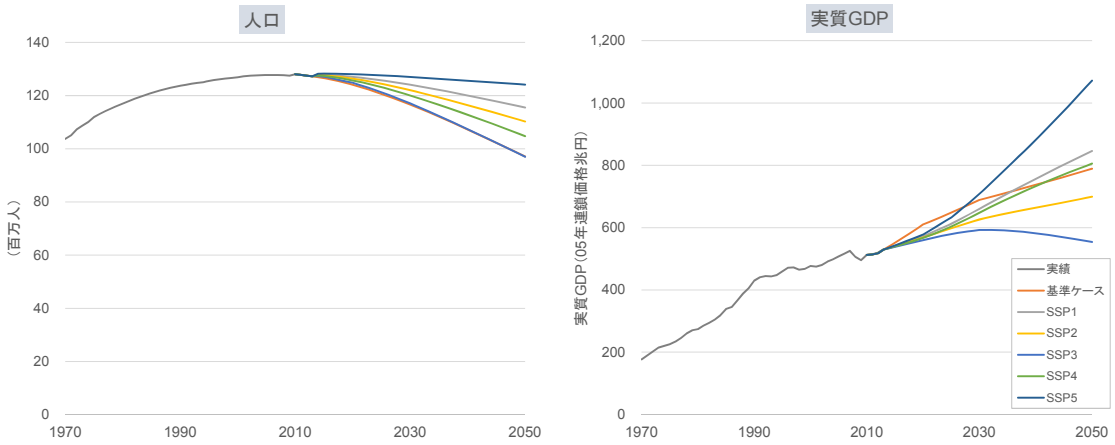
$$\overline{POP}_t = POP_t \times \frac{\widehat{POP}_{2010}}{POP_{2010}}$$

$\overline{POP}_t$: 補正後の人口

POP_t: 補正前の人口（SSPs より得られる値）

$\widehat{POP}_t$: 基準ケースにおける人口

また、SSPs に示されている GDP は、すべて購買力平価ベース（PPP）のドル表記であるため、前章までの分析において用いた単位（05 年連鎖価格兆円）に換算する必要がある。そこで、2010 年は円建ての日本の実質 GDP 実績値を用い、以降は SSPs における実質 GDP 増加率が、実質成長率に等しいと見做し、補正を行った。補正後の人口・GDP 想定を表 5-9、図 5-2 に示す。



（出所）IIASA (2012b)より作成

※基準ケースは、前章までの分析にて用いた想定。

図 5-2　SSPs における日本の人口・GDP 想定（補正後）

表 5-9　SSPs における日本の人口・GDP 想定（補正後）

		1990	2010	2020	2030	2040	2050
総人口（千人）	基準ケース	123,613	128,058	124,100	116,618	107,276	97,076
	SSP1			127,141	124,082	120,070	115,510
	SSP2			126,454	122,068	116,437	110,269
	SSP3			124,836	117,080	107,417	96,988
	SSP4			125,790	120,062	112,826	104,740
	SSP5			128,083	127,080	125,575	124,146
実質 GDP（05 年連鎖価格 10 億円）	基準ケース	429,974	512,424	610,068	688,858	737,306	789,162
	SSP1			571,908	660,072	756,161	845,908
	SSP2			567,821	626,115	663,557	699,023
	SSP3			560,088	592,671	581,866	553,628
	SSP4			566,196	647,838	732,773	805,499
	SSP5			577,629	707,264	880,961	1,072,142

※基準ケースは、前章までの分析にて用いた想定。

（出所）IIASA (2012b)より作成

本章では、第 3 章と同様の活動量想定（基準ケース）に加えて、人口・GDP の値が最大となる SSP5 と、最小となる SSP3 に基づくケースを分析の対象とした。以降、SSP5 に基づくケースを高位ケース、SSP3 に基づくケースを低位ケース、前章までと同様の想定を基準ケースと記す。低位・基準・高位ケースにおける主要な社会経済活動量を表 5-10、表 5-12 に示す。

なお、厳密には SSPs の 5 つのシナリオは、人口、GDP 以外にも技術開発の度合い、化石燃料価格等にも影響を及ぼすことが考えられる。地球環境産業技術研究機構 (2014)では、世界を対象に、技術開発の水準等のさまざまな要因への影響も考慮した分析を行っている。ただし本研究では、低炭素エネルギーの普及制約に関する複数のパターンを考慮しており、社会経済シナリオと技術普及シナリオの対応付けは行っていない。また燃料価格についても、今回は社会経済活動量の差による感度分析を主目的としていることから、本研究ではケース間で一律の想定を設けている。

表 5-10　低位ケースにおける社会経済活動量想定

		1990	2000	2010	2020	2030	2040	2050
人口	千人	123,613	126,927	128,058	124,836	117,080	107,417	96,988
世帯数	千世帯	41,156	47,420	53,363	54,828	53,223	49,924	45,844
実質 GDP	05 年連鎖価格 10 億円	429,974	476,723	512,424	560,088	592,671	581,866	553,628
粗鋼生産量	千 t	111,710	106,901	110,793	102,065	96,322	85,699	73,815
紙板紙生産量	千 t	28,538	31,742	27,341	25,053	21,507	16,154	11,513
エチレン生産量	千 t	5,966	7,566	6,999	4,964	3,869	3,185	2,785
セメント生産量	千 t	86,849	82,373	56,050	50,991	45,879	42,015	38,946
機械 IIP	CY2010=100	94.3	97.1	99.3	110.2	115.4	111.0	104.1
業務床面積	百万 m^2	1,284	1,655	1,831	1,888	1,897	1,809	1,647
旅客輸送量	億人 km	11,313	12,969	13,681	13,501	12,907	11,964	10,761
貨物輸送量	億トン km	5,466	5,778	5,361	4,640	4,256	3,923	3,648

表 5-11　基準ケースにおける社会経済活動量想定（再掲）

		1990	2000	2010	2020	2030	2040	2050
人口	千人	123,613	126,927	128,058	124,100	116,618	107,276	97,076
世帯数	千世帯	41,156	47,420	53,363	53,901	51,973	48,389	44,294
実質 GDP	05 年連鎖価格 10 億円	429,974	476,723	512,424	610,068	688,858	737,306	789,162
粗鋼生産量	千 t	111,710	106,901	110,793	109,177	109,862	105,617	101,059
紙板紙生産量	千 t	28,538	31,742	27,341	29,211	28,064	24,442	21,324
エチレン生産量	千 t	5,966	7,566	6,999	5,180	4,076	3,405	3,040
セメント生産量	千 t	86,849	82,373	56,050	50,128	45,548	41,660	38,859
機械 IIP	CY2010=100	94.3	97.1	99.3	121.9	135.2	141.8	150.0
業務床面積	百万 m^2	1,284	1,655	1,831	1,901	1,948	1,910	1,814
旅客輸送量	億人 km	11,313	12,969	13,681	13,421	12,749	11,767	10,609
貨物輸送量	億トン km	5,466	5,778	5,361	4,805	4,518	4,308	4,206

表 5-12　高位ケースにおける社会経済活動量想定

		1990	2000	2010	2020	2030	2040	2050
人口	千人	123,613	126,927	128,058	128,083	127,080	125,575	124,146
世帯数	千世帯	41,156	47,420	53,363	55,836	56,291	55,859	55,412
実質 GDP	05 年連鎖 価格 10 億円	429,974	476,723	512,424	577,629	707,264	880,961	1,072,142
粗鋼生産量	千 t	111,710	106,901	110,793	104,578	111,377	121,798	130,486
紙板紙生産量	千 t	28,538	31,742	27,341	26,482	29,482	33,487	36,129
エチレン生産量	千 t	5,966	7,566	6,999	5,041	4,176	3,685	3,344
セメント生産量	千 t	86,849	82,373	56,050	52,378	48,078	45,095	42,807
機械 IIP	CY2010=100	94.3	97.1	99.3	114.4	140.1	169.6	198.4
業務床面積	百万 m^2	1,284	1,655	1,831	1,902	1,991	2,087	2,169
旅客輸送量	億人 km	11,313	12,969	13,681	13,684	13,520	13,300	12,990
貨物輸送量	億トン km	5,466	5,778	5,361	4,719	4,633	4,756	4,933

5.3.　低炭素エネルギー技術の不確実性を踏まえた分析

5.3.1.　推計を実施したケース一覧

以上の想定に基づき、活動量パターン、原子力、CCS、再生可能エネルギーの利用制約に応じて複数のケースを設定し、2050 年までの温室効果ガス排出量の推計を行った。図 5-3 に、ケース設定の一覧を示す。以降、各要素順に活動の水準（高位：H、中位：M、低位：L）の各記号を用いてケース名を区別する（例えば、活動量低位、原子力中位、CCS 高位、再エネ低位のケースは LMHL と表記）。また、レファレンスケースは、前章と同様 CO_2 価格をゼロとし、活動量のパターンに応じて 3 ケースの分析を行い、原子力・CCS・再エネはすべて低位とした。なお、前章までは活動量が基準ケースの場合のレファレンスケースを基準として、削減量内訳等を推計していたものの、本章の分析では、活動量高位ケースの場合に最も排出量が大きくなることから、以降は特に記載のない限り、基準となるケースとして活動量高位ベースのレファレンスケースを用いる。

モデル構成は第 4 章と同様であり、需要・供給部門における電力需給調整対策は、すべてのケースにおいて利用可能となるよう設定し、2050 年の温室効果ガス排出量が 90 年比 80%減となるよう、CO_2 価格を外生的に設定することで推計を行った。

なお、本章の分析では、低炭素エネルギー技術の普及制約を伴う場合、残りのすべての技術を導入しても、80%減に到達しないケースがみられた。その場合、CO_2 価格の上限を設け、CO_2 価格を上限値に設定した場合の結果を示すこととした。CO_2 価格の上限は、先行研究に基づき、以下の通り設定した。

IPCC AR5 では、世界全体の 2050 年の CO_2 価格は最大で 1,000USD/t-CO_2 とされている。ただしこれは理想的なシナリオ（idealized implementation scenarios）のみを対象とした場合の価格である。一方、Luderer et al. (2013)では、2020、2030 年の対策が不十分な場合の CO_2 価格を示しているが、この中で REMIND を用いた分析結果では、2030 年の対策が不十分な場合、CO_2 価格の上昇幅は最大で 2 倍程度となっている。そこで本研究では、IPCC AR5 に示されている CO_2 価格の 2 倍である、2,000USD/t-CO_2 を、2050 年の CO_2 の上限値に設定した。以降の結果では、削減量が 80%に達しないケースにおいては、この CO_2 価格の下で算出された削減量を記載している。

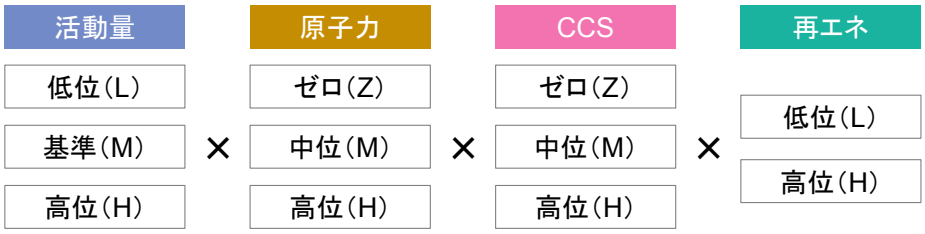


図 5-3　ケース設定一覧

5.3.2.　推計結果

(1)　技術利用制約が 80%目標達成に及ぼす影響

2050 年の温室効果ガス排出量は、図 5-4 に示すように、いくつかのケースにおいて 80%減に達しない結果となり、全 54 ケース中、80%減に達したケースは 28 ケースに留まった。

まず、レファレンスケースに着目すると、2050 年における京都議定書の基準年比排出量は、活動量水準によって異なり、高位で 21%減、中位で 32%減、低位で 44%減となった。一方、対策ケースでは、活動量低位の場合 18 ケース中 4 ケースを除いて 80%減に達するが、活動量高位ケースでは 18 ケース中 4 ケースのみが 80%減に達する結果となった。各ケースにおける CO_2 価格を表 5-13 に示す。

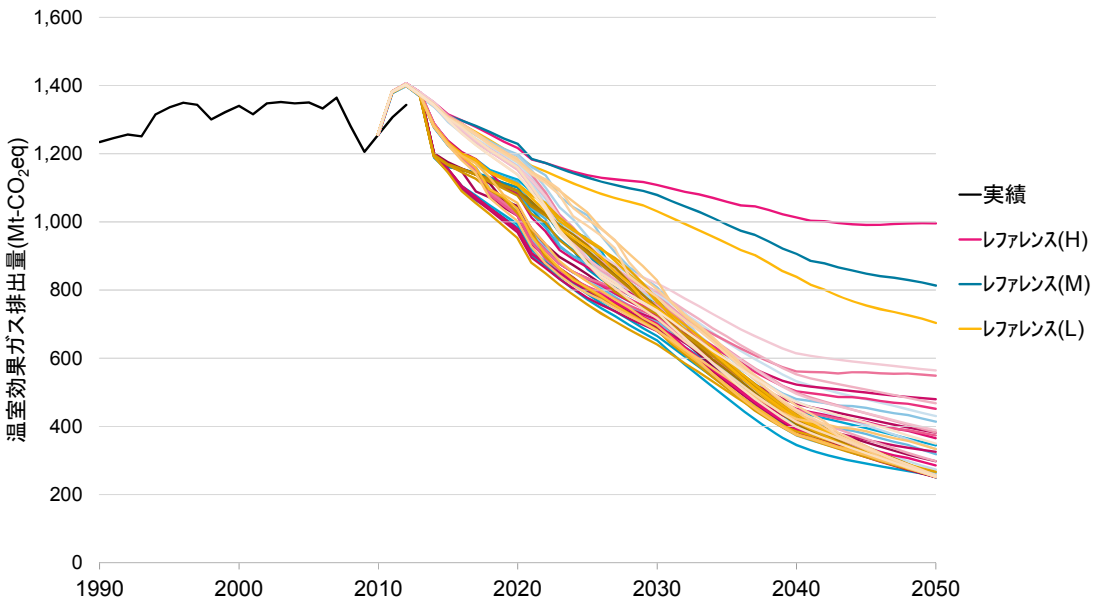


図 5-4　ケース別 GHG 排出量

表 5-13　ケース別の CO_2 価格

	活動量	高位			基準			低位		
CCS	再エネ＼原子力	高位	中位	低位	高位	中位	低位	高位	中位	低位
高位	高位	75	82	87	41	45	46	28	31	33
	低位	―	―	―	47	94	146	29	37	42
中位	高位	108	―	―	51	64	66	29	40	43
	低位	―	―	―	193	―	―	45	118	―
ゼロ	高位	―	―	―	―	―	―	72	81	86
	低位	―	―	―	―	―	―	―	―	―

※単位は千円/t-CO_2。”ー”は 2050 年 80%減に達しなかったケースを示す。

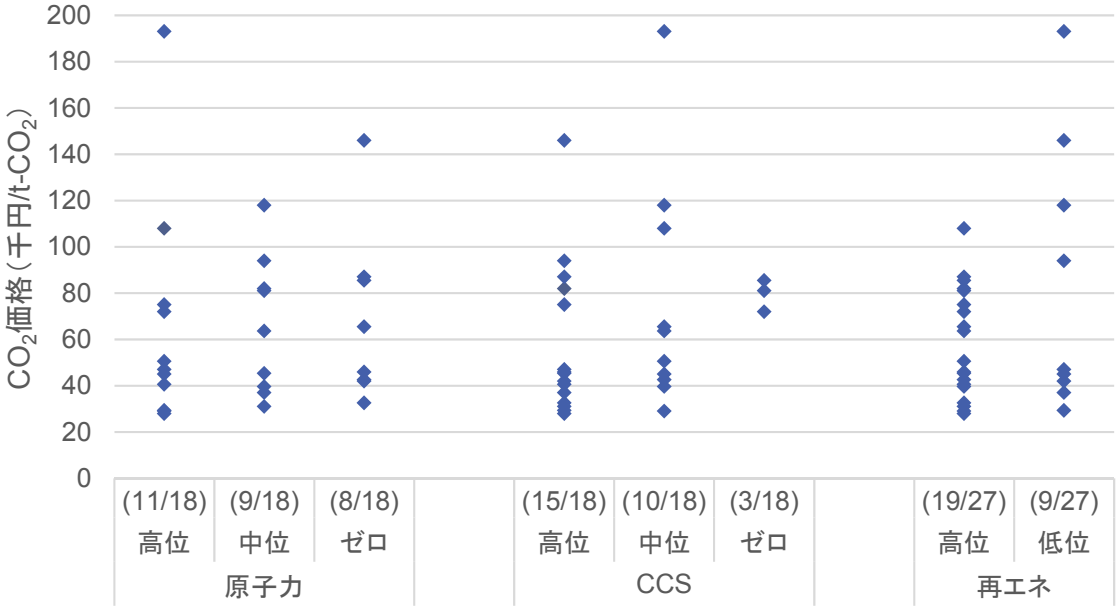
続いて、低炭素エネルギー技術の利用制約時の CO_2 価格を図 5-5 に示す。CCS の普及制約は、先述した世界を対象とした研究事例と同様に、明確に CO_2 価格上昇に寄与する結果となった。特に CCS ゼロの場合は、2050 年温室効果ガス 80%減に達するケースがわずか 3 ケースに限られる。さらに、80%減を達成するケースにおいても、CO_2 価格が 80 千円/t-CO_2 程度まで上昇している。これは、IPCC AR5 の緩和シナリオを対象とした分析とも共通の傾向である(IPCC 2014b)。

原子力の利用制約は、CCS と比較すれば、80%減に達するケースの数への影響は小さいものの、高位・中位ケース間では CO_2 価格に開きが生じた。これは、低位・中位ケースの原子力発電量の差は 500 億 kWh 程度に留まる一方で、中位・高位ケースの差は比較的大きいことが主要因と考えられる。なお、原子力ゼロのケースでは、CO_2 価格の中央値が原子力中位ケースより低下しているが、これは 80%減に達するケースの数が減少したためであると考えられる。

再生可能エネルギーは、低位・高位とも CO_2 価格の中央値はほぼ同水準であるものの、低位では 80%に達するケース数が高位の約半分程度に留まる結果となり、IPCC AR5 におけるシナリオ分析結果と比較して、その影響は大きくなっている。これは、世界全体を対象とした IPCC のシナリオと異なり、日本を対象としている本研究では、原子力発電量が中位ケースでもわずか 500 億 kWh に留まる想定であるため、再生可能エネルギー利用が制約された場合、原子力によって低炭素エネルギーシェアを補うことができるシナリオの数が少ないためであると考えられる。

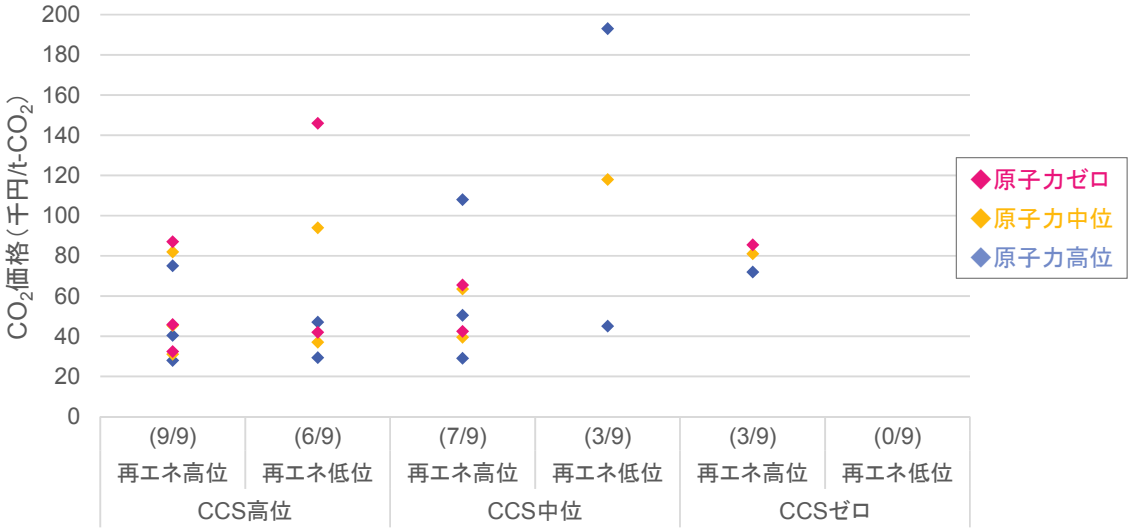
原子力についてはケース間でさほど差が生じなかったことから、CCS、再生可能エネルギーの利用制約が 80%目標達成に及ぼす影響を考察するため、図 5-6 に、CCS・再生可能エネルギーのケース別 CO_2 価格を示す。まず、CCS ゼロの場合については、再生可能エネルギーも低位となった場合、80%減に達するケースが得られなかった。また、再生可能エネルギー高位のケースでも、80%に達したケースは全体の 3 分の 1 に留まる結果となった。CCS 高位・低位の場合は、再生可能エネルギーも高位となる場合、約 4 分の 3 以上のケースにおいて削減量は 80%減に達する。一方、再生可能エネルギーが低位となる場合、CCS 高位でも 80%減に達するケースは 3 分の 2 に低下し、CCS 低位の場合は、3 分の 1 に留まる結果となった。

CCS は、80%減に及ぼす影響が大きいことから今後の普及拡大はほぼ必須と考えられるが、貯留地選定や社会受容性の観点から、高位ケース想定の 200Mt-CO_2 の達成には課題も多い。したがって、CCS の利用可能量が中位ケースの 100Mt-CO_2 程度に留まる可能性を踏まえれば、CCS に次いで利用制約の影響が大きい再生可能エネルギーの着実な普及拡大を進めることが、80%目標を達成する可能性を高める上で重要となるだろう。



※括弧内の数字は 2050 年 80%減に達したケース数を示す。

図 5-5　ケース別 CO_2 価格（2050 年）



※括弧内の数字は 2050 年 80%減に達したケース数を示す。

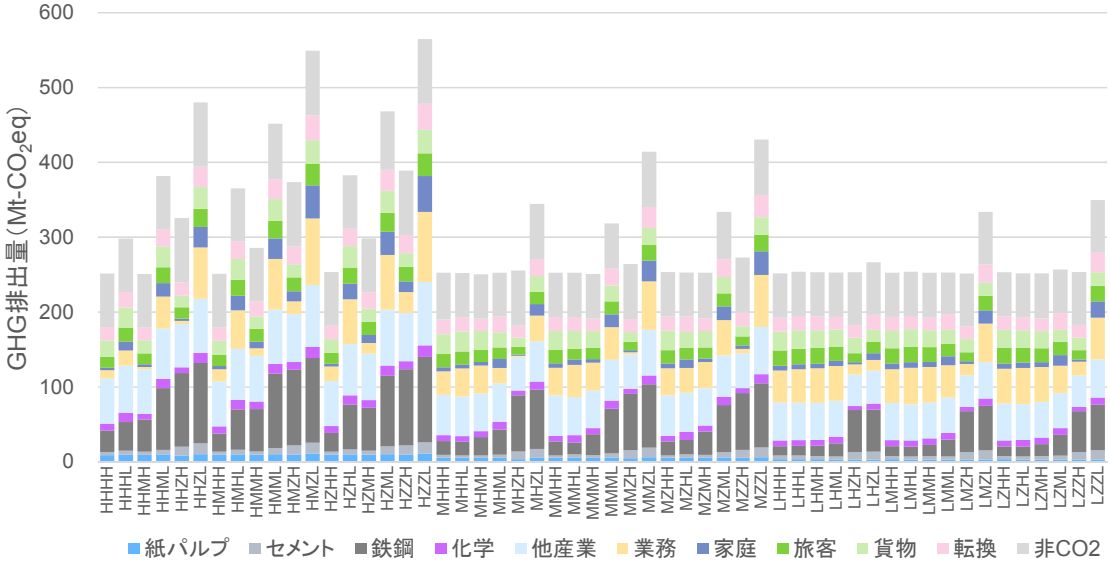
図 5-6　CCS・再生可能エネルギーの利用可能性に応じた CO_2 価格（2050 年）

(2)　温室効果ガス排出量の詳細結果

温室効果ガス排出量の部門別内訳を図 5-7 に示す。特に、2050 年に温室効果ガス 80%減に達しないケースが多い、CCS の利用制約を伴うケースに着目すると、鉄鋼部門からの CO_2 排出量が 2050 年時点でも多く残っていることが特徴的である。電力の CO_2 排出係数低減と電力のシェア増加により大幅削減が可能となる他の部門と異なり、鉄鋼部門はとりわけ転炉鋼生産において石炭を多く消費せざるを得ない。したがって、CCS の利用が制約された場合、鉄鋼部門における大幅削減を可能とする代替策が、他の部門に比べ少ない。これが、CCS 利用制約時に 80%減に達しないケースが多くなる主要因であると考えられる。他の部門と比較しても、例えば発電部門では、CCS ゼロの場合でも排出量はほぼゼロに近い水準まで低下するケースが存在するのに対して、鉄鋼部門では、CCS ゼロの場合、排出量が最も少ないケースでも 60Mt-CO_2 程度となり、CCS 高位・中位の約 20Mt-CO_2 の 3 倍程度の水準に留まっている（図 5-8）。なお、鉄鋼部門においては、水素還元製鉄のように今回のモデル分析で想定しなかった追加的な省エネ技術が普及する可能性もあり、さらには、電炉鋼の比率がさらに高まる可能性もある。これらの技術開発を促進することで、CCS 利用が制約された場合のリスクを低下させることが可能となる。また、特に転炉鋼における粗鋼生産量の水準は 80%目標の達成可能性に大きく影響することから、既往研究において示されているように、鉄鋼を多く必要とする建造物・インフラの長寿命化や代替材料の開発による粗鋼需要の抑制、電炉を用いた高品質鋼生産の実現といった対策も、同様に鉄鋼部門からの追加的な排出削減に貢献し得る(河瀬, 東, 松岡, 2014)。

CCS の利用が制約された場合でも、活動量低位ケースであれば、80%減に達するケースは存在するものの、CCS に加え原子力・再生可能エネルギーも低位に留まるケースでは、80%減に達しない結果となった。これは、電力の CO_2 排出係数が他のケースと比べ高い水準に留まることで、電化が進んでいる家庭・業務・旅客輸送部門においても排出量が増大することに起因している。

活動量高位ケースでは、CCS ゼロのケースに加えて、再生可能エネルギー低位のケースでも、ほとんどのケースにおいて温室効果ガス排出量は 80%減に達しない結果となっている。活動量高位ケースでは粗鋼生産量・セメント生産量が高い水準となるため、仮に CCS 高位の場合でも、貯留可能量の多くは鉄鋼・セメント部門にて消費される。したがって、発電部門における CCS 利用可能量が低下し、再生可能エネルギーへの依存度が高まることに起因していると考えられる。



※記号は、右から活動量、原子力、CCS、再エネの水準を示す。高位は H、中位は M、低位は L。

図 5-7　部門別 GHG 排出量

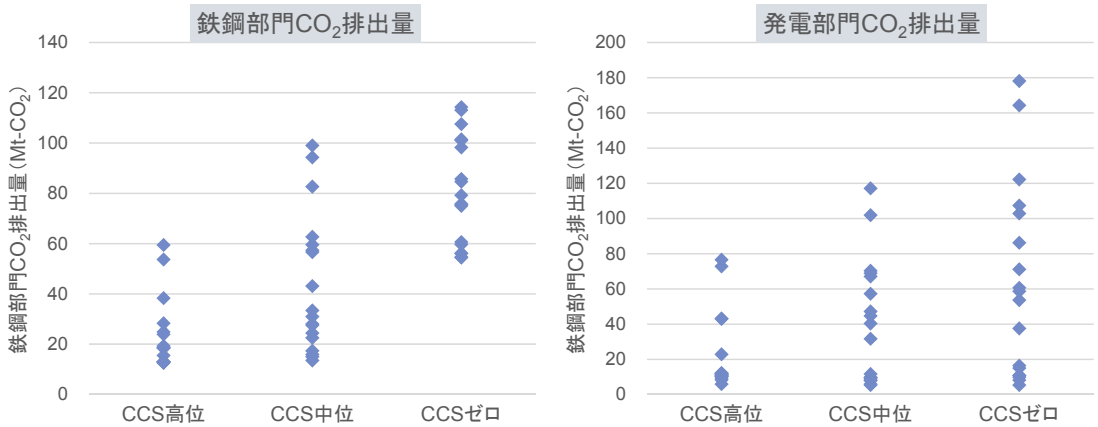


図 5-8　CCS ケース別の鉄鋼・発電部門 CO_2 排出量（2050 年）

活動量水準別の GHG 排出量について、高位・低位ケースの推計結果を図 5-9 に示す（いずれも原子力中位・CCS 高位・再エネ高位）。活動量高位ケースでは、レファレンスケース比の削減量内訳は CCS27%、転換 42%、省エネ 22%、非 $CO_2$9%となった。一方、低位ケースでは活動量低下による寄与度が大きく、活動量 39%、CCS22%、転換 22%、省エネ 8%、非 $CO_2$9%となっており、省エネによる寄与度が大きく低下している。

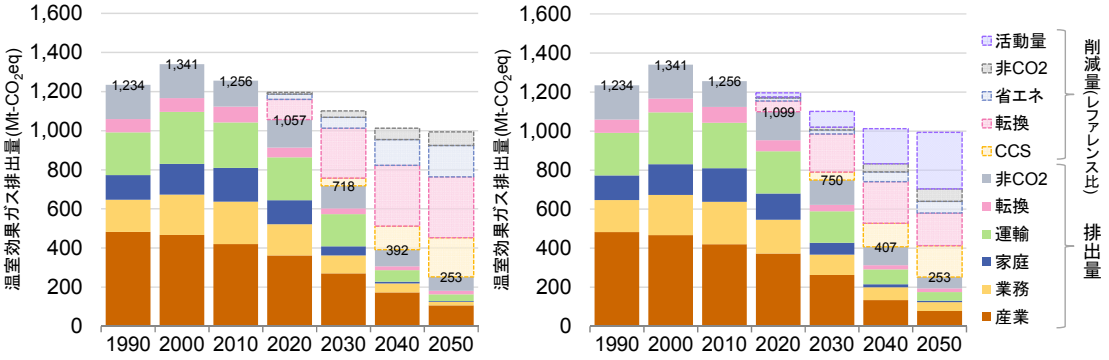


図 5-9　活動量高位（左）・低位（右）ケースの GHG 排出量

(3)　エネルギー需給

図 5-10 に 2050 年のケース別一次エネルギー国内供給量を示す。レファレンスケースでは、一次エネルギー供給に占める低炭素エネルギー比率は 13～18%となり、現状とほぼ同水準、あるいは現状を下回る水準となっている。一方、対策ケースでは多くの場合において、低炭素エネルギー比率が約 5 割以上を占め、最大で 69%に達する結果となった。ただし、技術の普及制約を伴うケースでは、低炭素エネルギー比率は 3 割程度に留まる場合もあり、その多くにおいて 2050 年の温室効果ガス排出量は 80%減に達しない結果となった。

特に、再生可能エネルギーの利用制約は 2050 年時点の低炭素エネルギーシェアに大きく影響する。再生可能エネルギーと原子力の合計値が一次エネルギー国内供給に占める割合は、再生可能エネルギー低位ケースでは、多くの場合 50%以下に留まり、中央値でも約 40%となる。一方、再生可能エネルギー高位のケースでは、多くの場合 50%を上回り、中央値で 57%まで高まる結果となった（図 5-11）。加えて、再エネ高位の場合は、再生可能エネルギーと原子力の合計シェアが最大で 70%まで高まるケースも存在しており、CCS の利用制約を補うことで、温室効果ガス 80%減の達成に大きく寄与していると考えられる。

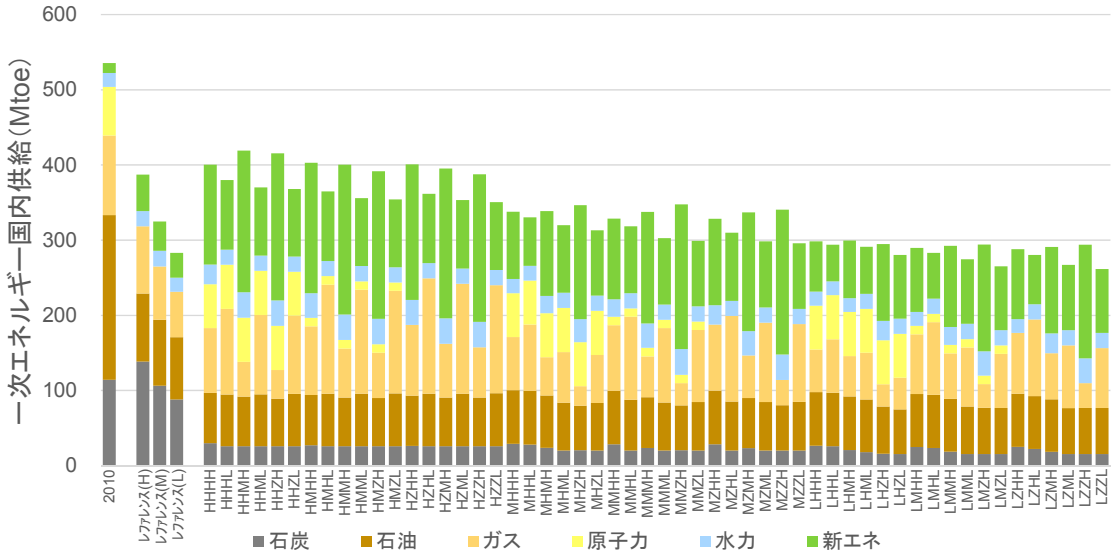


図 5-10　2050 年の一次エネルギー国内供給

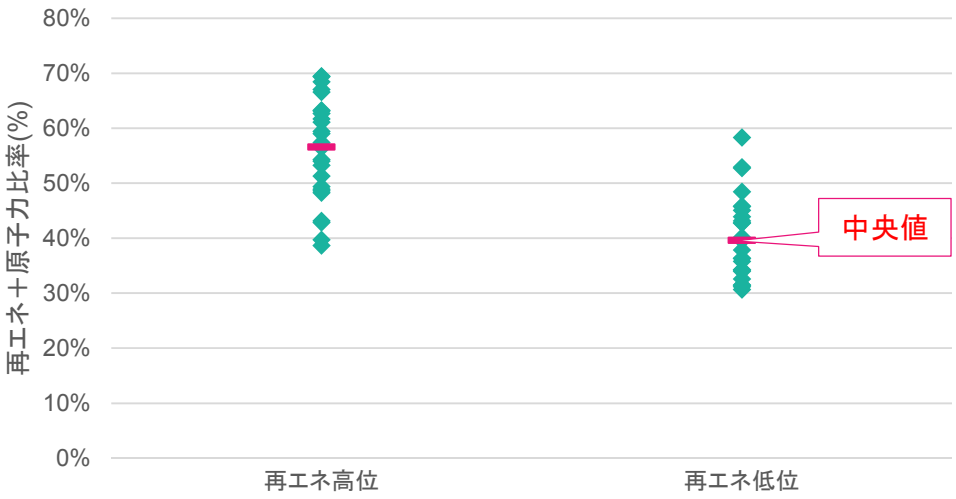


図 5-11　再生可能エネルギー＋原子力のシェア

最終エネルギー消費量は、活動量の想定によって異なるが、2010 年比で約 40～65%の省エネが達成される結果となった。エネルギー消費量低下の水準は、活動量想定による影響が大きく、活動量高位では 2010 年比 5~6 割、中位では 4~5 割の幅となるが、低位の場合はいくつかのケースにおいて 4 割を下回る水準となっている（図 5-12）。対策ケースでは、レファレンスケースと比べて電力の比率が高い傾向にあり、多くのケースにおいて 50%程度となっている。ただし、再生可能エネルギーが低位の場合など、電力の CO_2 排出係数が比較的高い水準に留まるケースでは、需要側における電力へのシフトによる CO_2 排出削減効果が比較的低い水準に留まるため、電力の比率は 5 割を下回る水準に留まり、代わりにガスの比率が増加している。

低炭素エネルギーの利用制約を伴うケースでは、すべての部門においてエネルギー消費量は低下している（図 5-14）。特に、家庭部門における消費量の低下が大きい。

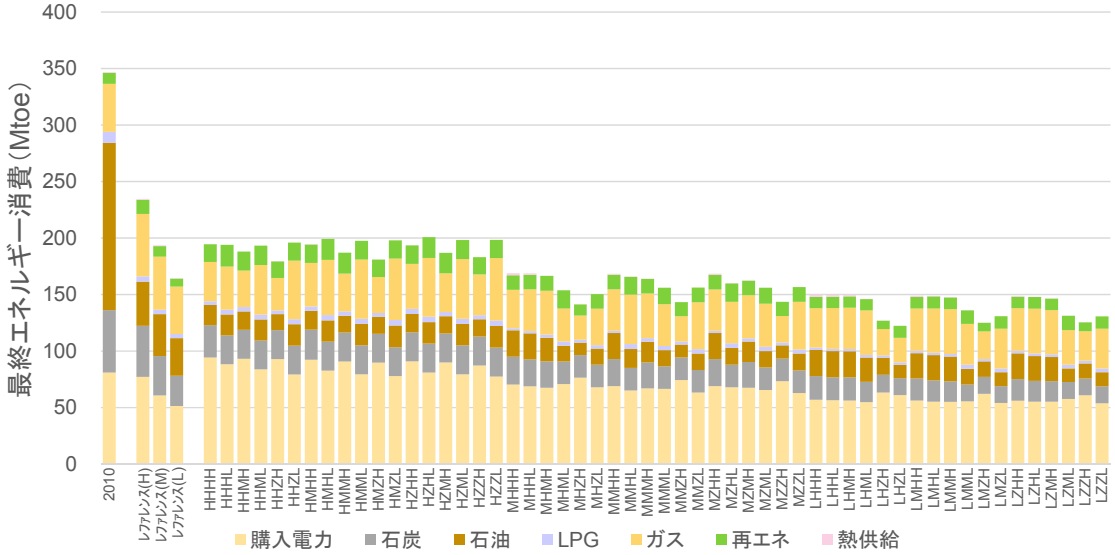


図 5-12　2050 年の最終エネルギー消費

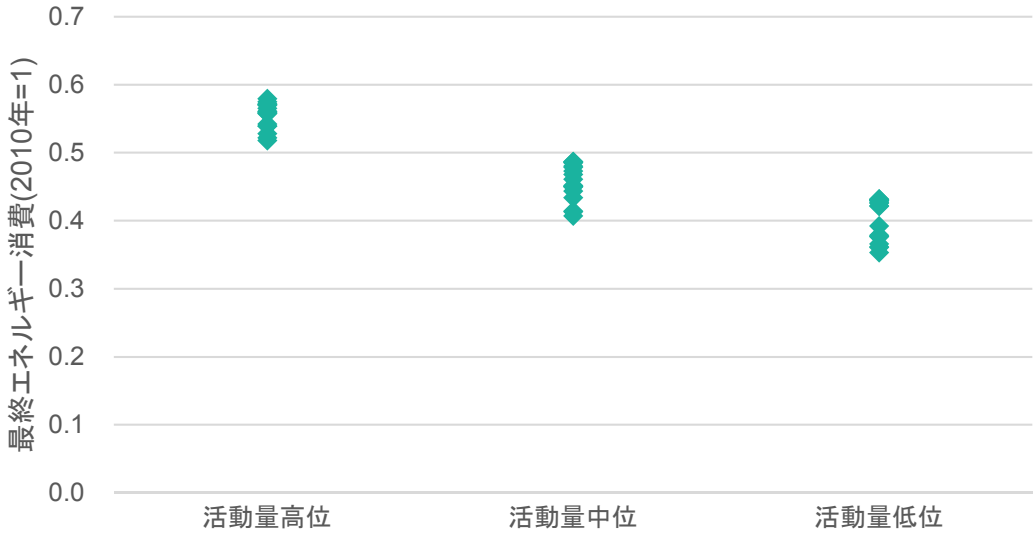


図 5-13　2050 年の最終エネルギー消費量（2010 年比）

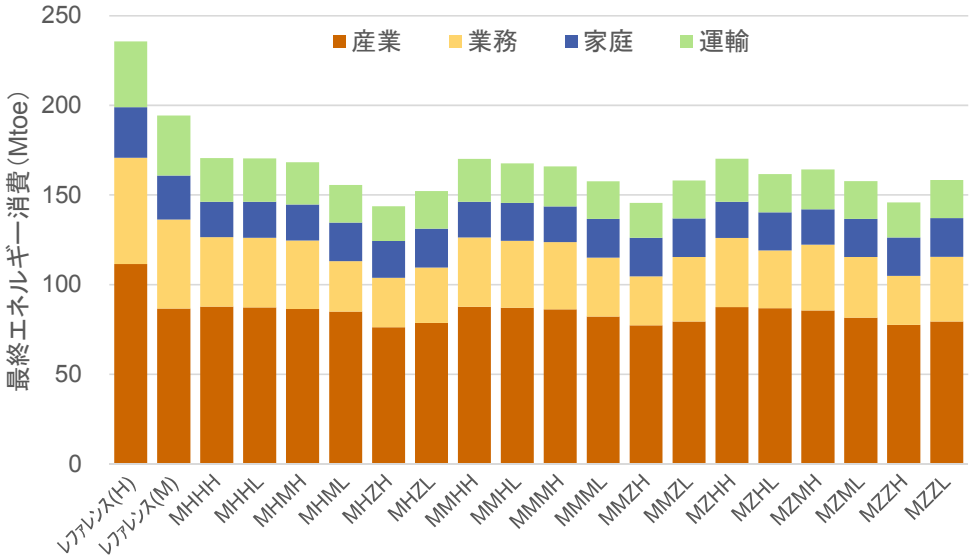


図 5-14　2050 年の部門別最終エネルギー消費量

低炭素エネルギー技術の普及制約を伴うケースでは、最終エネルギー消費の低下とともに、一部の省エネルギー技術の普及率が顕著に高まる結果となった。図 5-15～図 5-20 に、活動量中位、原子力高位、再エネ高位のケースにおける、CCS のケース別の対策導入量を示す。

家庭用給湯器は、2030 年頃まで、CCS 普及率が低いケースほど、電気 HP 給湯器や潜熱回収型ガス給湯器の普及率が高まる結果となっている。一方、2050 年では、特に CCS ゼロのケースにおいて、電気 HP 給湯器の普及率が約 70%に留まり、太陽熱温水器の普及率が他のケースより高まる結果となった。これは、CCS の利用制約によって、発電部門の CO_2 排出係数が増加するため、電気 HP 給湯器の優位性が相対的に低下したことに起因している（図 5-15）。

一方、業務用空調機器では、CCS ゼロのケースにおいて、2050 年に電気式のシェアが大幅に高まる結果となっている（図 5-17）。また、運輸部門においても、CCS の利用制約が厳しいケースほど、EV の普及率が高まる結果となった（図 5-19、図 5-20）。業務部門では太陽熱温水器の普及ポテンシャルが小さく、運輸部門では FCV にて利用する水素も電力から生成していることを考慮すれば、電化技術以外に CO_2 排出量をほぼゼロに抑制する技術が存在しないことが、家庭とそれ以外で技術選択に差が生じた要因であると考えられる。

また、CCS 利用制約が厳しいケースほど、家庭用照明器具に占める LED 照明のシェアが拡大するほか、業務部門では、高断熱化が進展する傾向が見られる（図 5-16、図 5-18）。

以上より、低炭素エネルギー技術の利用制約を伴う場合、省エネルギーの役割はさらに高まることが示唆された。

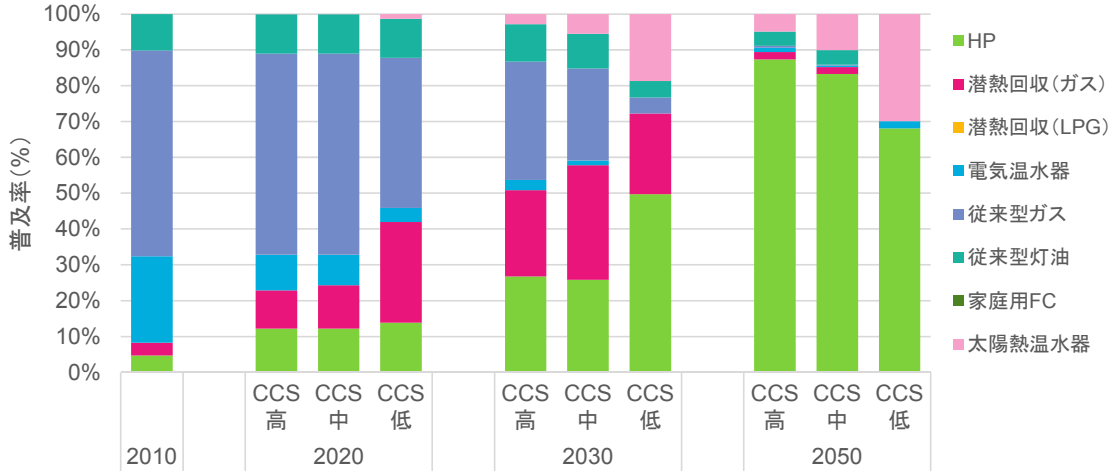


図 5-15　家庭用給湯器の普及率（活動量中位、原子力高位、再エネ高位）

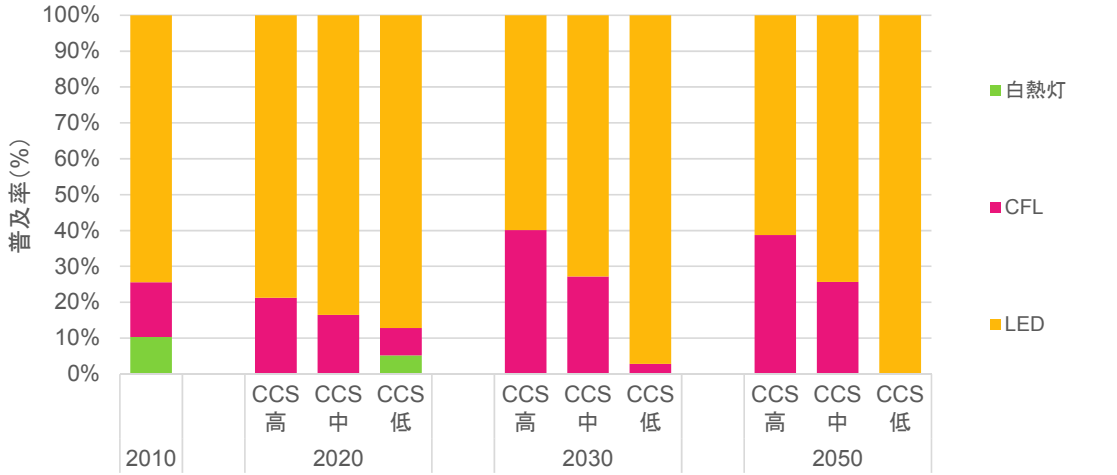


図 5-16　家庭用照明器具の普及率（活動量中位、原子力高位、再エネ高位）

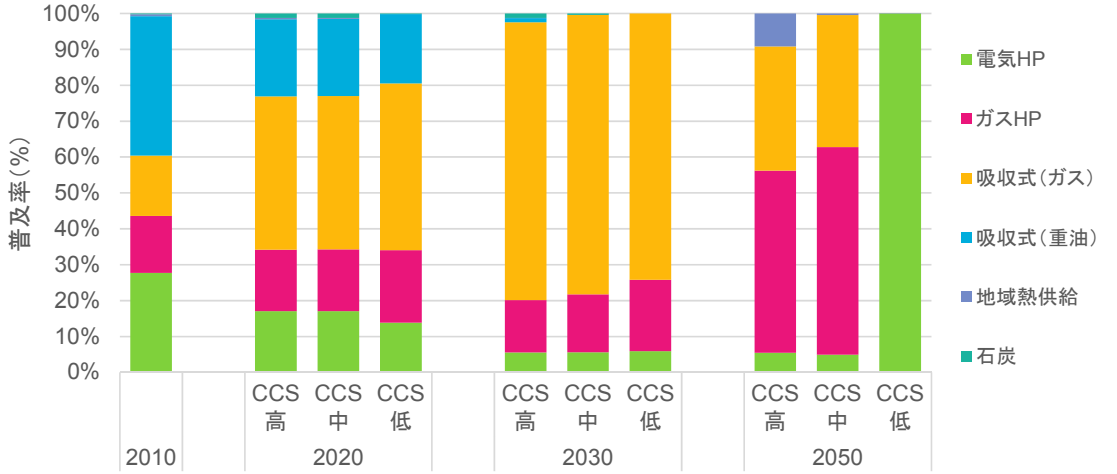


図 5-17　業務用空調機器の普及率（活動量中位、原子力高位、再エネ高位）

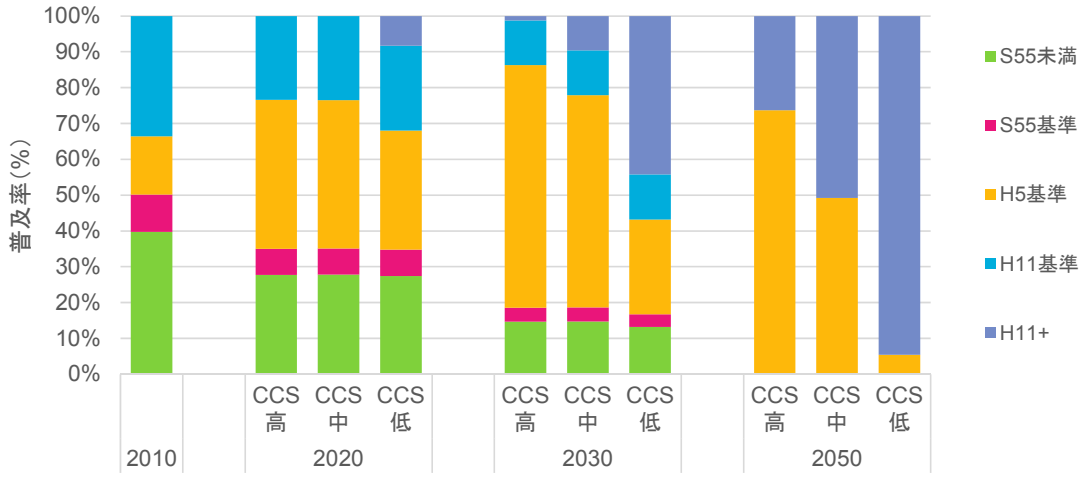


図 5-18　業務部門の高断熱化普及率（活動量中位、原子力高位、再エネ高位）

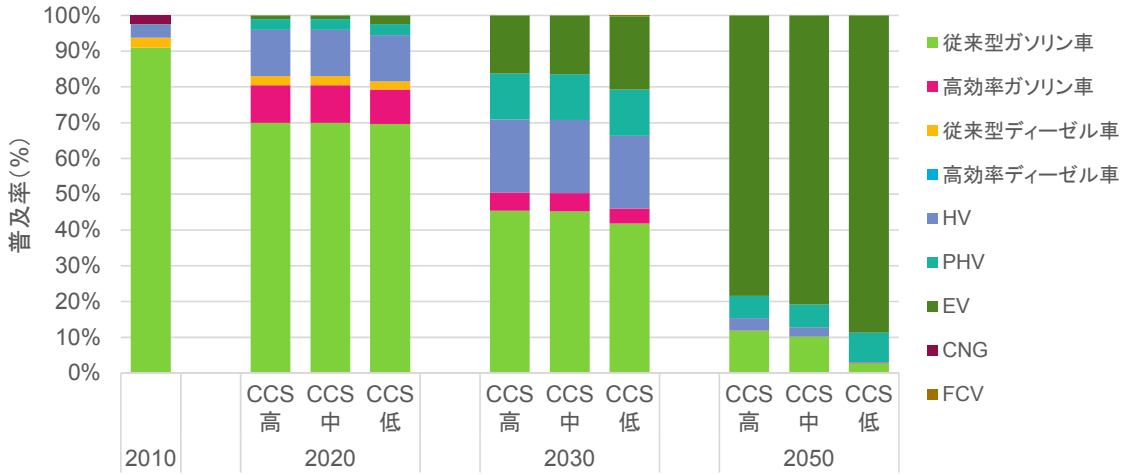


図 5-19　旅客自動車の車種別普及率（活動量中位、原子力高位、再エネ高位）

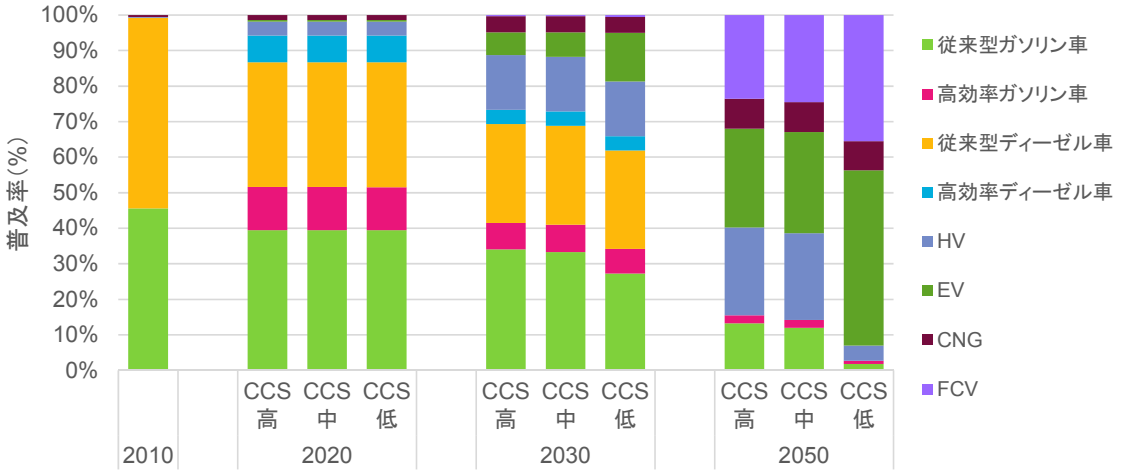


図 5-20　貨物自動車の車種別普及率（活動量中位、原子力高位、再エネ高位）

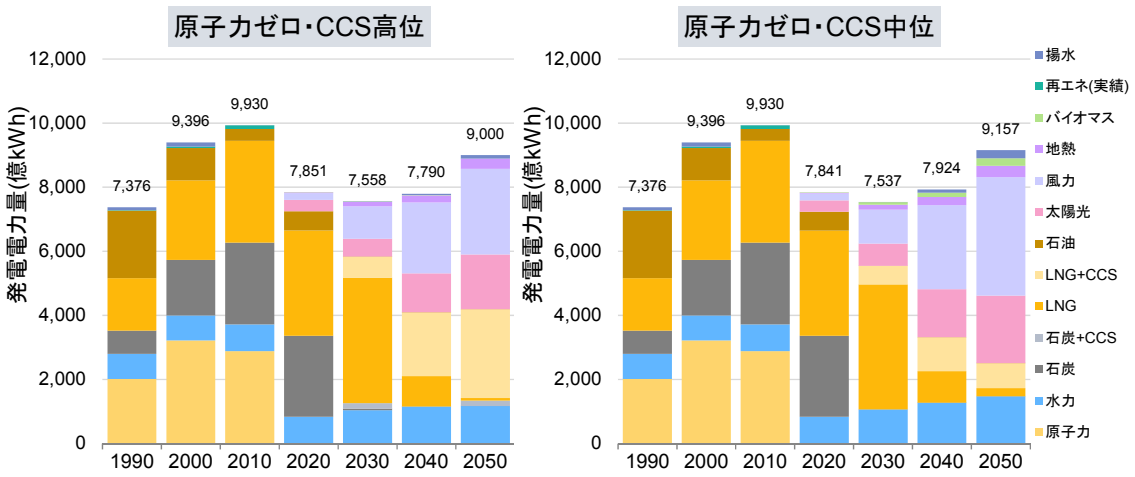
(4)　発電電力量

2050 年の発電電力量を図 5-21 に示す。発電電力量の総量は、活動量が高水準にあるケースほど高い水準にある。また、再生可能エネルギー以外の条件が同一のケースを比較すると、再生可能エネルギー高位のケースの方が、再生可能エネルギー低位の場合と比べて発電電力量の総量が大きい傾向にある。これは、再生可能エネルギー高位のケースでは、他の低炭素エネルギーが制約された場合でも、電力の CO_2 排出係数を大幅に低下させることが可能となるため、需要部門における電力シフトがより促進されることに起因している。

CCS 利用制約を伴うケース、および原子力・再生可能エネルギーの両方が制約されたケースでは、CCS なしのガス火力の比率が高まる結果となり、温室効果ガス排出量が 80%に達していない場合が多い。なお、いずれのケースでも、これまでの分析結果と同様、石炭火力による発電量はほぼゼロとなっている。図 5-22 に示すように、発電電力量に占める低炭素エネルギー比率が高いケースほど、2050 年の温室効果ガス排出削減量も高い傾向にあり、80%目標を達成するケースでは、多くの場合低炭素エネルギー比率は 70～80%を超える水準にあり、最も少ない場合でも約 60%以上となっている。

電力の CO_2 排出係数は、2030 年頃までは 0.1～0.3kg-CO_2/kWh 程度まで広い幅があるが、80%目標を達成するケースでは、それ以降排出係数が大幅に低下し、2050 年には、最も排出係数が高いケースでも 0.06kg-CO_2/kWh となり、2010 年比 2 割程度まで減少している（図 5-23）。一方、温室効果ガス排出量が 80%減に達しないケースでは、2050 年の排出係数には幅があり、複数のケースにおいて 0.1kg-CO_2/kWh を上回る結果となった。

CCS 中位／ゼロのケースでは、図 5-24 に示すように、CCS 高位のケースと比較して、再生可能エネルギー比率が 80%を超える水準に達している。これらのケースでは、出力が不安定な電源（特に太陽光・風力）を組み込むため、追加的な電力需給調整対策をさらに講じることが必要となる。本モデルでは、3 時間単位の電力需給バランスの確保、バックアップ電源の確保については考慮されているものの、より短い時間単位での需給バランス確保については担保されない。したがって、これらのケースの実現可能性を検証するには、より詳細な電源構成モデルを用いた分析が必要となる点に留意が必要である。



※いずれも活動量中位、再生可能エネルギー高位の場合。

図 5-21　発電電力構成（CCS 高位・中位の比較）

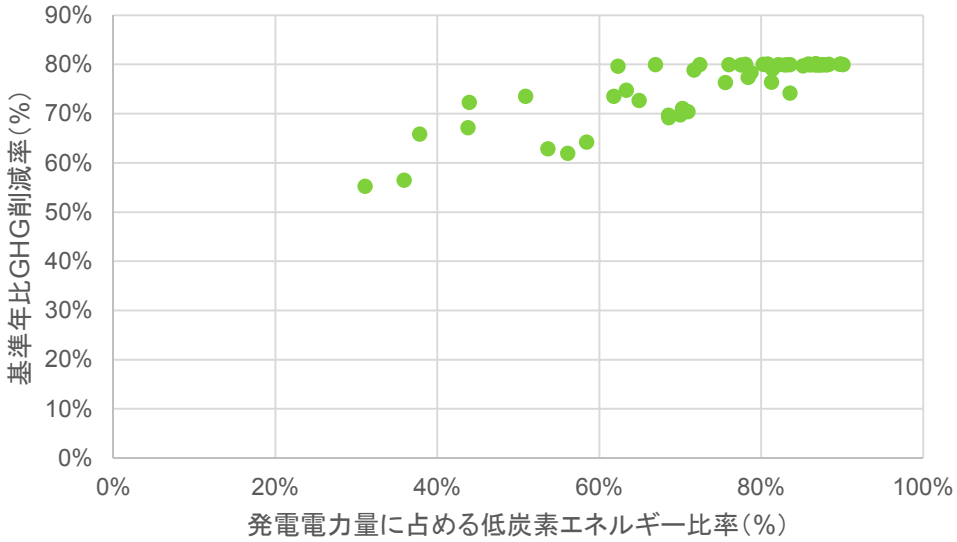


図 5-22　低炭素エネルギー比率と温室効果ガス排出削減率の関係（2050 年）

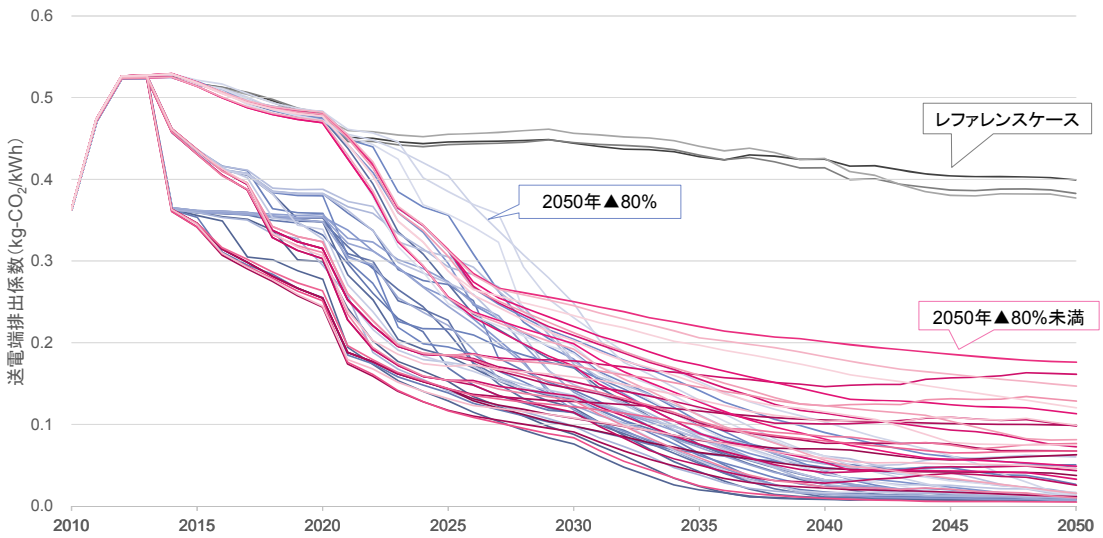


図 5-23　ケース別の電力 CO_2 排出係数

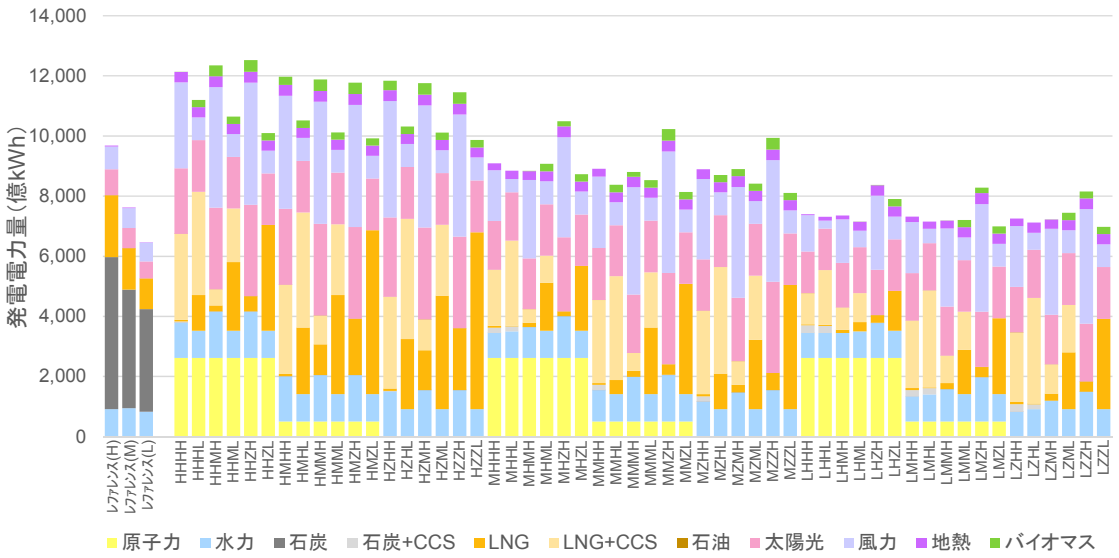
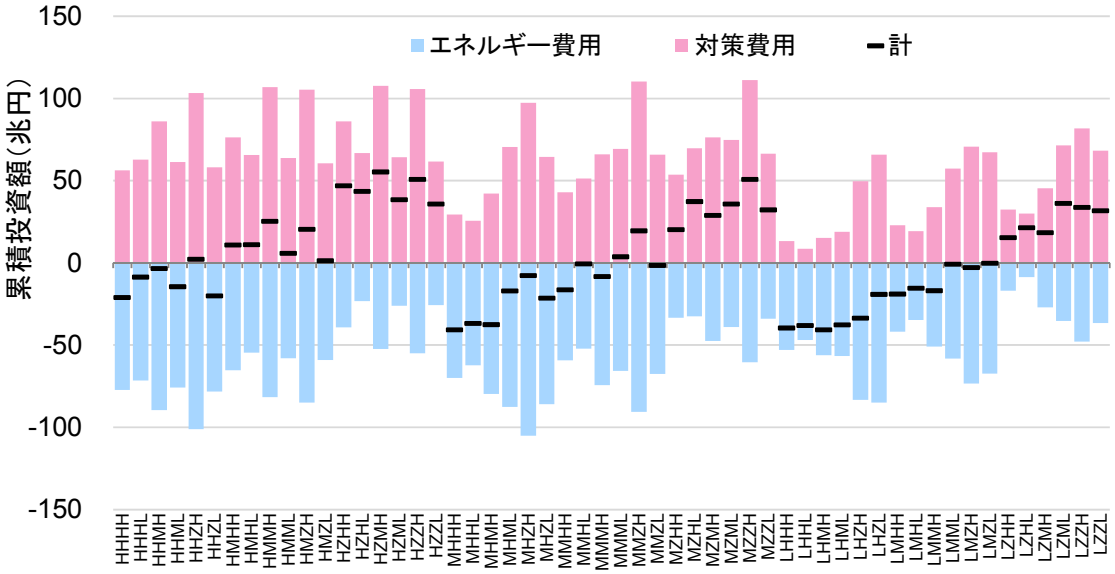


図 5-24　2050 年の発電電力量構成

(5)　累積投資額

累積投資額の推計結果を図 5-25 に示す。社会経済活動量の水準に関わらず、低炭素エネルギー利用制約が厳しいケースほど、限界費用の高い対策への依存度が高まるため、累積投資額は高い水準となる傾向にある。原子力発電は、稼働量の多いケースでは特に化石燃料費用の削減につながることで、エネルギー費用が低下し、総投資額も低い水準にある。一方、再生可能エネルギーは、低位と比較して高位のケースにおいて、投資額は高くなる傾向にある。これは、特に再生可能エネルギー以外の低炭素エネルギー利用が制約された場合において、再生可能エネルギーへの依存度が高まることに伴い、再生可能エネルギー技術への投資

額が増加することによるものと考えられる。



※金額は、活動量を同一とした場合のレファレンスケースからの差額。

図 5-25　2050 年までの累積投資額

5.4.　第 5 章のまとめ

(1)　本章のまとめ

本章では、低炭素エネルギー技術の普及・利用および社会経済活動量の不確実性を考慮した、80%目標達成の可能性の検討、対策費用への影響の分析を行った。その結果、得られた知見について以下に示す。

原子力・CCS・再生可能エネルギーといった低炭素エネルギー技術は、わが国の長期目標達成に重要な役割を果たし得る。ただし、現時点で想定される技術普及ポテンシャルの範囲内では、いずれか一つの技術のみでは 80%目標の達成は困難であることが示唆された。これらの技術の普及は、いずれも不確実性を伴うため、各々の技術の課題・リスクを踏まえつつ、長期的な普及に向けた施策を講じることが重要と考えられる。

特に、CCS の利用制約は、長期削減目標の達成に大きな影響を及ぼす。活動量が低水準に留まるシナリオでは、CCS 利用制約下でも 80%減に達したが、活動量が中～高水準となるシナリオにおいては、CCS が全く利用できない場合、仮に原子力が現状と同程度稼働しても、特に鉄鋼部門からの排出量が多く残ることで、温室効果ガス排出量は 2050 年 80%減に達しない結果となった。したがって、長期的に国内において粗鋼生産（特に転炉鋼）が今回の想定と同水準に維持される場合、80%目標を達成するには、更なる省エネルギーを可能とする技術が導入されない限り、CCS の導入がほぼ必須となることが示唆された。ただし鉄鋼部門からの排出量については、日本の場合、既に粗鋼生産量の半分以上は海外への輸出向

けであることから、輸出分の粗鋼生産に起因する排出量の帰属についても、検討の余地があるであろう。例えばセクター別アプローチや、Wiedmann (2009)に示されている消費地ベースでの排出量勘定の考え方に基づけば、今回とは異なる結果が導かれる可能性がある。また、今回想定した活動量・低炭素エネルギーの普及制約以外にも、化石燃料輸入価格など、不確実性を伴うパラメータはいくつか存在する。これらのパラメータが変動する可能性も考慮することは、シナリオのロバスト性を高める上で重要と考えられる。

原子力の利用制約による 80%目標達成への影響はさほど大きくないものの、特に中期における化石燃料輸入額の水準には、大きく影響する結果となった。また、再生可能エネルギーの利用制約は、CCS が全く利用できない場合と比較すれば、80%目標達成に及ぼす影響は大きくないものの、再生可能エネルギー高位の場合と比べて、80%目標を達成するケースの数は半減し、27 ケース中わずか 9 ケースに留まる結果となった。また、原子力・再生可能エネルギーの双方が制約されるシナリオでは、CO_2 価格の大幅な上昇をもたらす結果となった。

以上より、特に原子力の長期的な利用可能性が不確実な現状に鑑み、かつ CCS も技術開発や社会受容性の課題を抱えることを踏まえると、系統安定化等の課題に配慮しつつ、再生可能エネルギーの普及を着実に進めることが必要であるといえる。

(2)　今後の課題

今後の課題として、各種低炭素エネルギー技術の導入量上限の設定については、更なる精査が必要である。特に CCS は、2050 年時点の貯留量がゼロ、100Mt-CO_2、200Mt-CO_2 となる 3 ケースのみを検討したが、実証事業の進捗等も踏まえ、CO_2 貯留可能量の精査を踏まえた検討を引き続き行う必要があると考えられる。原子力についても、今回は IEA の World Energy Outlook 2013(IEA 2013c)に基づいて稼働量を想定したが、2014 年末に公表された World Energy Outlook 2014(IEA 2014d)では、寿命が 60 年まで延長されるケースも想定していることから、より幅を持った検討を行うことが望ましいと考えられる。

また、需要部門における省エネルギー技術に関しては、産業部門の CCS を除いて、今回は利用が制約されたケースを想定しなかった。しかし、多くのシナリオの推計結果において、化石燃料から電力へのシフトが促進されたことから、電気自動車や電気ヒートポンプ給湯器といった技術の重要性は高まることが想定される。ただし、これらの技術についても、大幅な普及拡大にはインフラ整備や価格低下が条件となるため、仮に利用が制約された場合の影響を検討することは有益となるであろう。

第6章　再生可能エネルギー固定価格買取制度の影響分析

前章までの分析では、低炭素エネルギーとして原子力、再生可能エネルギー、CCS 付の化石燃料利用を対象とした。この中で、原子力・CCS については、2.2.2 にて示したように、導入に際して社会受容性の面における障壁が指摘される場合が多い。一方、再生可能エネルギーは、IPCC AR5 でも指摘されているように、近年費用面での競争力を獲得しつつあるものの、依然として直接・間接的な政策のサポートが必要とされている(IPCC 2014b)。

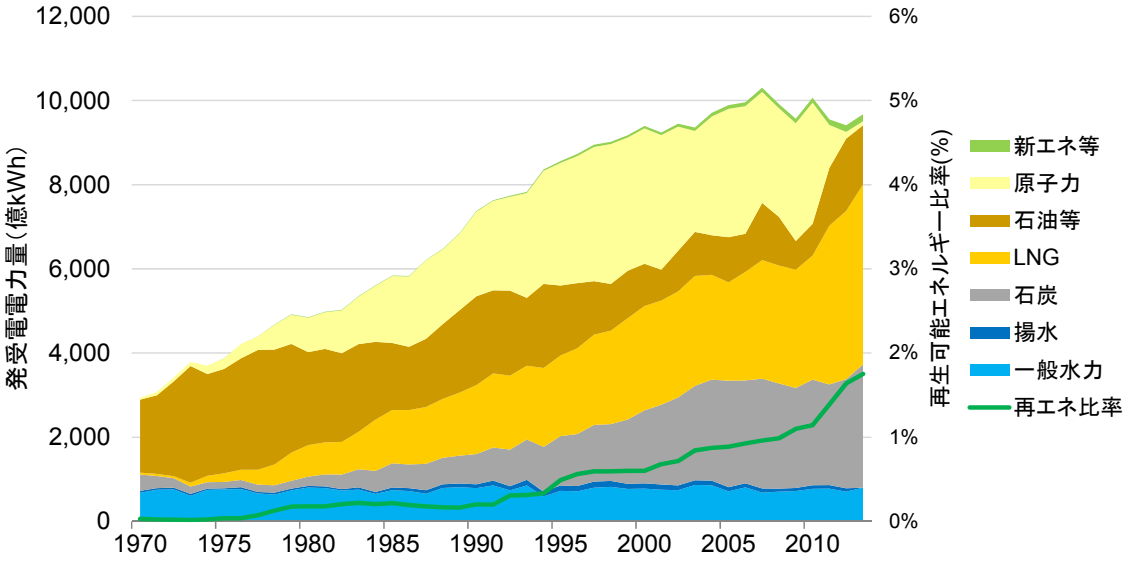
本章では、低炭素エネルギーの中でも政策的な支援が特に重要と考えられる再生可能エネルギーについて、近年日本でも導入された固定価格買取制度（FIT: Feed-in Tariff）の導入による効果・影響を明らかにするため、エネルギー技術モデルを用いた分析を行う。まず、エネルギー技術モデルにおいて FIT の効果を内生的に反映できるよう、モデルの改良を行う。続いて、改良したエネルギー技術モデルを用いて、FIT 導入による再生可能エネルギー導入促進、電気料金上昇が、長期のエネルギー需給、温室効果ガス排出量に及ぼす影響を明らかにし、その有効性や課題について検討する。

6.1.　再生可能エネルギーの固定価格買取制度の概要

IPCC AR5(IPCC 2014b)でも論じられているように、再生可能エネルギーの発電コストは近年低下の傾向にあるものの、依然として直接・間接的な政策によるサポートが必要とされており、これまで、普及に向けた様々な方策が講じられてきた。

再生可能エネルギーの導入促進方策として、2003 年より、電力会社に一定量の再生可能エネルギーの活用を義務づける「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法（RPS 法: Renewables Portfolio Standard）」が導入された。その後、2009 年にかけて再生可能エネルギーによる電力供給量は倍増したものの、発電電力量全体に占めるシェアは依然として小さく、大規模水力発電を除くと、総発電量の 1%に満たない状況が続いていた。ただし、必ずしも RPS 法が FIT に劣るとは限らず、経済厚生の観点から両制度の比較を実施した既往研究では、条件によっては RPS が優位性を有する場合があることを指摘している(日引, 庫川, 2013)。

2009 年には、これまで補助金による導入促進が主体となっていた住宅用太陽光発電について、他の電源に先立って、余剰電力の固定価格買取制度が導入された。その結果、制度導入前の 2008 年で累計約 214 万 kW（約 50 万世帯）だった太陽光発電の導入量が、施行後 3 年間で 491 万 kW（100 万世帯超）へと倍増している(資源エネルギー庁 2012)。また、一般電気事業者の発受電電力量に占める再生可能エネルギー比率は、2010 年頃から大きく増加している（図 6-1）。



（出所）経済産業省 (2014b)より筆者作成

図 6-1　発電電力量に占める再生可能エネルギー比率の推移

2012 年には、現行の再エネ特措法が施行され、住宅用太陽光発電以外の電源についても、固定価格買取制度（FIT）の買取対象とされた。FIT では、通常電気料金より高い額の調達価格を設定し、電気事業者に買取を義務付けることで、現時点で初期費用の高い再生可能エネルギー設備を導入する事業者の負担が軽減される。再生可能エネルギーの調達による電気事業者の負担は、電気料金に賦課金（サーチャージ額）を上乗せすることで回収される仕組みである（図 6-2）。

FIT 導入の意義として、単に再生可能エネルギーの導入を促進するのみならず、習熟効果による発電コストの低下をもたらすことが期待されている。松村 (2014)は、FIT は「時間を買う」政策であると述べており、価格が高い現段階での購入が将来の費用低下につながり、将来の購入者に利益を与えるため、こうした外部性を内部化するのが FIT であり、適切に設計されれば経済学的にも正当化できる制度であると述べている。

再エネ特措法の施行後、設備認定容量は大幅に増加し、2014 年 7 月現在の認定容量は 7,000 万 kW に達している（図 6-3）。1 月～3 月にかけて認定容量が急増しているのは、初期費用の低下に応じて、年度ごとに調達価格の見直しが行われることに伴う駆け込み需要が発生したことが主要因とされている。一方で、既に導入された容量は 1,200 万 kW 程度に留まっている。導入済みの容量が低水準に留まっている理由として、認定から運転開始までのリードタイムが長いことも要因の一つであるが、中には調達価格が高い時点で認定を受け、設備費用が低下するまで建設を保留している事例もあるとされており、今後の制度のあり方については総合資源エネルギー調査会新エネルギー小委員会にて検討が行われているところである。

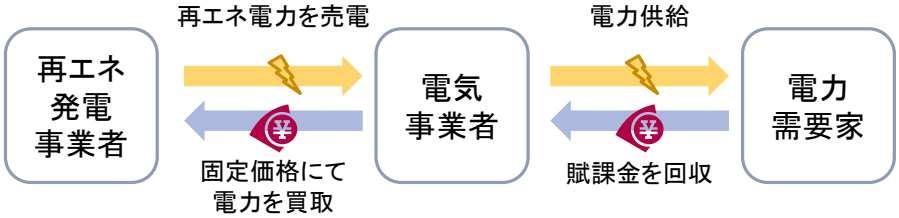
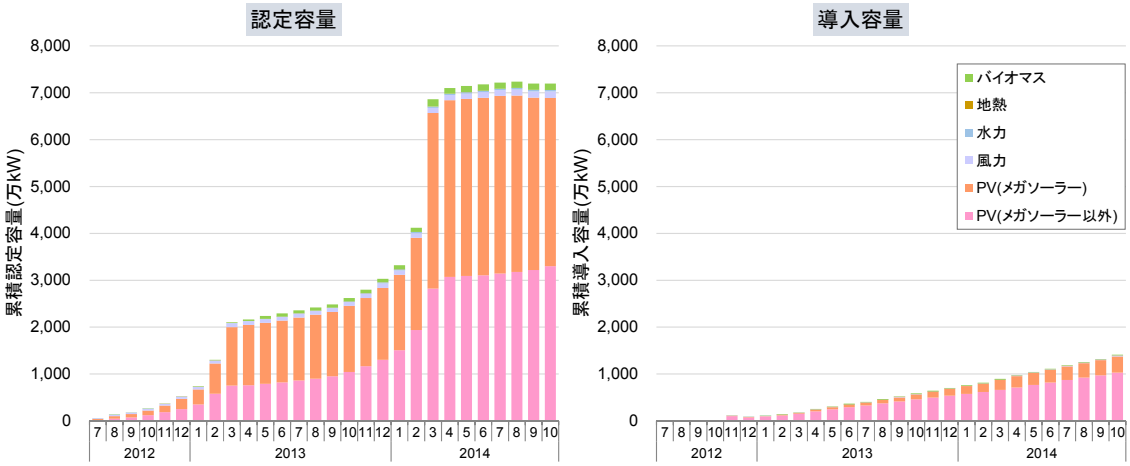


図 6-2　現行の固定価格買取制度の概要



（出所）資源エネルギー庁 (2014a)より筆者作成

図 6-3　固定価格買取制度施行後の認定・導入容量

2012 年度、2013 年度の買取費用、回避可能費用（電気事業者が再生可能エネルギー起源の電力調達によって回避した発電費用）、賦課金単価を表 6-1 に示す。合計単価には、現行の固定価格買取制度より前から実施されていた住宅用余剰買取制度の負担分を含んでいる。現時点では、運転を開始した設備容量が少ないため、賦課金も比較的低い水準に留まっているものの、今後認定済みの設備が建設・運転を開始すれば、今後賦課金は上昇することが見込まれている。なお、資源エネルギー庁によれば、2014 年 6 月末までの認定量がすべて運転開始した場合、賦課金単価は 3.12 円/kWh になると試算されている。これを、一般世帯の月間電気料金（電力消費量 300kWh/月と仮定）に換算すると、935 円/月の負担増となる(経済産業省 2014f)。

表 6-1　買取総額、回避可能費用、賦課金単価の実績

	平成 24 年度	平成 25 年度
買取総額	2,500 億円	4,800 億円
回避可能費用	1,200 億円	1,670 億円
賦課金単価	0.22 円/kWh	0.35 円/kWh
合計単価 （住宅用余剰買取制度負担分を含む）	0.29 円/kWh	0.40 円/kWh

（出所）経済産業省 (2014e)

FIT は再生可能エネルギー設備の導入促進に寄与する一方、電力料金の上昇により、需要部門への影響も小さくない。今後の FIT 制度の運用については、メリットとデメリットの双方を考慮した上で検討を進めることが必要と考えられる。次節では、FIT 制度に関する先行研究事例について概説する。

6.2.　先行研究のレビュー

再生可能エネルギーの固定価格買取制度（FIT）については、朝野 (2014)において、電力価格への影響の試算が行われている。また、環境省 (2014a)では、FIT 導入による再生可能エネルギー導入量に加えて、賦課金の算定を行っており、2030 年までに導入された設備による賦課金単価は高位ケースで最大 2.62 円/kWh に達し、標準世帯の月当たり電気料金は 785 円増加すると推計されている。ただし、これらの分析では、エネルギー供給部門のみを対象としているため、電力料金高騰によるエネルギー需要部門への影響を把握することが困難である。したがって、例えば電力料金の高騰により、省エネ技術の投資回収が早まることに伴う、省エネ技術の導入促進効果等が考慮されていないという課題がある。

これまで、エネルギー技術モデルを用いた分析では、将来の再生可能エネルギーの初期費用は外生的に設定されている場合が多い。本研究においても、前章までの分析では、コスト等検証委員会(国家戦略室 2011)の想定に基づき、将来の累積導入量を仮定し、習熟効果を踏まえて想定された費用を用いた。そのため、モデルより出力される再生可能エネルギー技術の導入量と、再生可能エネルギー技術の初期費用算定に用いた導入量が整合していないという課題がある。ただし、最近では Ashina et al. (2010)など一部のモデルにおいて、再生可能エネルギー技術の習熟効果を内生化する試みがなされている。しかしながら、これらの研究では、再生可能エネルギー技術の導入量を推計するのに際し、FIT による効果・影響が想定されていない。よって、FIT 導入の効果・影響を分析する際には、FIT 導入による再生可能エネルギー導入促進が初期費用に及ぼす影響を考慮することが可能となるよう、エネルギー技術モデルを改良することが必要となる。

詳細なエネルギーモデルを用いて FIT 導入による再生可能エネルギー技術の価格低減効

果を分析した事例として、Wand and Leuthold (2011)が挙げられる。Wand and Leuthold (2011)では、ドイツにおける住宅用太陽光発電の FIT に着目した上で、社会構成の最大化を目的関数とした最適化モデルを構築し、FIT による太陽光発電の導入量、習熟効果を考慮した費用低減効果等の推計を行っている。このモデルは、FIT 導入による導入促進効果、費用低減効果を定量化する上では有用であるが、再生可能エネルギーの急増による系統増強、調整力がどの程度必要となるか、あるいは賦課金増加による電気料金高騰の影響は十分に評価されない。これらの影響を加味するには、エネルギー部門全体を包括したモデルを用いた分析が必要となる。

6.3.　エネルギー技術モデルの改良

本章では、これまでの章にて構築した、日本を対象とした多地域エネルギー技術モデルをベースに、FIT の効果を内生的に分析可能となるよう改良を行う。モデル改良の概要を図 6-4 に示す。

本モデルでは、まず再生可能エネルギーの調達価格を、現行の政策に基づき外生的に設定する。その結果、最適化計算において、再生可能エネルギー技術の累積導入量に応じてそのコストが低下し、導入が促進されることとなる。前章までの分析では、再生可能エネルギー技術の設備費用は全期間を通じて外生変数として扱っていたが、本章の分析では、累積導入量に応じて、習熟効果による費用低下を見込む。2 年目以降の調達価格は、後述するように、設備費用の低下に応じて随時見直されるものとする。また、再生可能エネルギーによる発電量の買取額は、電力価格に賦課金の形で上乗せされ、間接的に最適化計算に影響を及ぼす。

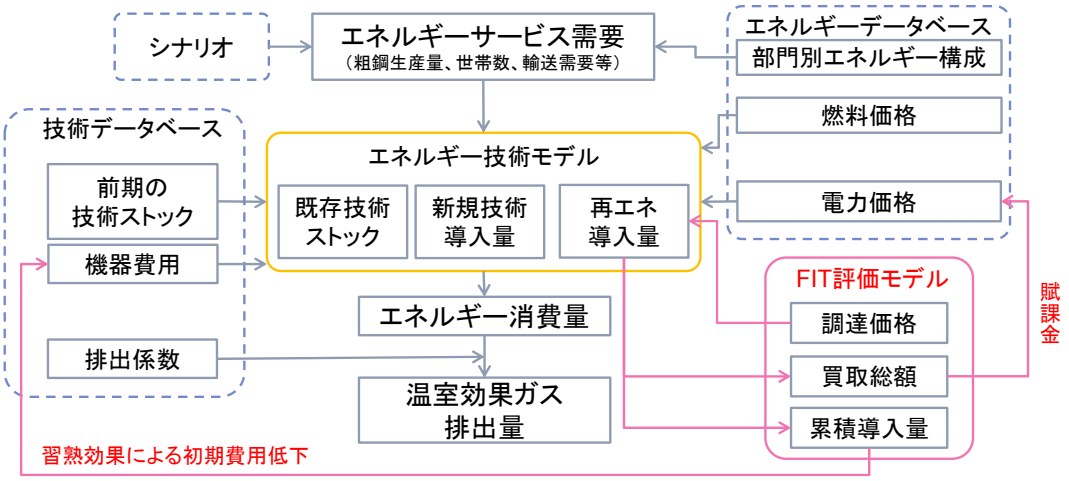


図 6-4　エネルギー技術モデルへの FIT 評価モデル組み込みイメージ

6.3.1. 再生可能エネルギーの調達価格の設定

(1) 調達価格の設定

再生可能エネルギーの調達価格は、経済産業省の調達価格等算定委員会において、初期費用の低下実績に基づいて毎年更新されている。本モデルにおいても、習熟効果によって算出される毎年の初期費用に基づき、調達価格は次項で示す方法で毎年更新されるよう設定した。また、本モデルの推計開始年は 2010 年となっているが、FIT は導入直後から大幅な調達価格の見直しが行われているため、直近年である 2014 年度の調達価格を初期値として用いた。調達期間についても同様に、電源種別に調達価格等算定委員会において定められている値を用い、将来にわたり期間は一定と仮定した。

なお、バイオマスについては、メタン発酵ガス、間伐材等由来の木質バイオマス、一般木質バイオマス・農作物残渣、建設資材廃棄物、一般廃棄物その他のバイオマスによって調達価格に差があるが、本モデルでは詳細な区分を設けていないため、間伐材由来の木質バイオマスの調達価格を一律に適用した。また、10kW 未満の住宅用太陽光発電は余剰買取方式を採用しており、調達価格は発電量のうち 6 割が売電分であるという想定に基づき算定された価格である(調達価格等算定委員会 2012)。したがって住宅用太陽光発電については、発電量に 0.6 を乗じた値が調達の対象となるよう設定した。

表 6-2　2014 年度の調達価格・調達期間

発電種		調達価格	調達期間
太陽光	10kW 以上	32 円/kWh	20 年間
	10kW 未満	37 円/kWh	10 年間
陸上風力	20kW 以上	22 円/kWh	20 年間
	20kW 未満	55 円/kWh	20 年間
洋上風力		36 円/kWh	20 年間
地熱	15,000kW 以上	26 円/kWh	15 年間
	15,000kW 未満	40 円/kWh	15 年間
水力	1,000kW 以上 30,000kW 未満	24 円/kWh	20 年間
	200kW 以上 1,000kW 未満	29 円/kWh	20 年間
	200kW 未満	34 円/kWh	20 年間
バイオマス	メタン発酵ガス（バイオマス由来）	39 円/kWh	20 年間
	間伐材等由来の木質バイオマス	32 円/kWh	20 年間
	一般木質バイオマス・農作物残さ	24 円/kWh	20 年間
	建設資材廃棄物	13 円/kWh	20 年間
	一般廃棄物その他のバイオマス	17 円/kWh	20 年間

（出所）調達価格等算定委員会 (2014)

(2)　将来の調達価格

調達価格は、現行の制度と同様、再生可能エネルギー設備の初期費用の低減に伴い低下するものとした。毎年の調達価格は、初期費用の低下に比例すると仮定し算定した。本来は、前提となる IRR（内部収益率）の変化や、初期費用と運転費用のウェイトを考慮して算出することが望ましいが、本研究では計算負荷低減のため、簡易的な算出方法を用いている。

$$C_{fit(t+1)} = C_{fit(t_0)} \times \frac{C_{i(t+1)}}{C_{i(t_0)}}$$

Cfit(t)：t 年における調達価格（円/kWh）
Ci(t)：t 年における再生可能エネルギー技術の初期費用（円/kW）

(3)　賦課金の算定および電力価格への反映

現行の FIT 制度では、賦課金単価は、将来の買取見込額及び回避可能費用の見込み額を踏まえて、前もって公表される。賦課金単価は以下の式により算定される。

賦課金単価（円/kWh）＝｛（買取見込額－回避可能費用見込）＋費用負担調整期間の事務費見込｝÷見込総需要電力量

2014 年度は、買取費用 9,000 億円、回避可能費用 2,480 億円、費用負担調整期間事務費 2.7 億円、販売電力量 8,670 億 kWh と見込まれており、賦課金単価は 0.75 円/kWh と定められた(経済産業省 2014g)。

本研究では、次年度の賦課金単価は、前年度の買取総額、電力需要実績に基づき算定されるよう設定した。また、実際には賦課金は電力会社ごとに個別に設定されるものであるため、本来は賦課金負担の地域配分を考慮する必要があるが、今回は全地域に均一に賦課金負担が生じると想定した。

また、調達価格から賦課金を算出する際には、回避可能費用を控除する必要がある。現行の制度では、2013 年度までは、全電源平均の可変費を用いて回避可能費用を算定していたが、2014 年以降は、買取制度運用ワーキンググループの検討結果を踏まえ、火力発電の平均可変費を用いている(経済産業省 2014g)。本研究においても、同様の仕組みに基づき回避可能費用を買取額から差し引くことが望ましいが、本モデルは需要部門と、発電部門の燃料費を含めた総費用を最小化するため、電力価格は固定ではなく、発電構成の変化に応じて随時変動する。したがって、需要側から見れば回避可能原価が予め差し引かれた状態で賦課金が上乗せされることになるため、本研究では明示的に回避可能原価の控除を行っていない点に留意されたい。また、住宅用余剰買取制度の負担分に関しても、固定価格買取制度による賦課金に比べたシェアが小さいこと、および今後シェアは縮小していくと考えられるこ

とから、本モデルでは賦課金に含めないこととした。

本モデルでは、毎年の賦課金単価は以下の式に基づき算出される。

$$p_{t+1} = \frac{\sum_{k \in RE} \sum_{t \in T_k} \left(p_{k,t}^{p} \times re_{k,t} \right)}{e_t}$$

p_t ：t 年における賦課金単価（円/kWh）

p^p ：再生可能エネルギー種 k の調達価格（円/kWh）

re ：t 年に導入された再生可能エネルギー種 k の発電電力量（kWh）

e_t ：t 年における発電電力量（kWh）

T ：調達期間

RE ：調達対象となる再生可能エネルギー種 k

(4)　費用最小化計算における調達価格の表現

FIT は、単純化すれば買取費用と賦課金の費用移転が起こるという仕組みであるため、本モデルのように、一般電気事業者と需要家の負担する費用の合計値の最小化を目的関数としている場合、FIT 導入による影響が適切に評価されない。そのため、目的関数には、売電によって再生可能エネルギー発電事業者が得られる費用のみを計上し、そのコストは翌年の電力価格に転嫁される方式とした。改良後のモデルにおける目的関数は以下の通り表現される。

$$TC = \sum_{r} \left[\sum_{l} \left(c_{i,l,r} \times R_{i,l,r} \right) + \sum_{k} \left(g_{i,k,r} \times e_{i,k,l,r} \times X_{i,l,r} \right) + \sum_{m} \left(\zeta_i^m \times Q_{i,r}^m \right) - \sum_{k \in RE} \sum_{t \in T_k} \left(p_{k,t}^{p} \times re_{k,t} \right) \right] \rightarrow min$$

TC: 年間総費用

c_i: 機器 l の初期費用(年価換算)

R_l:機器 l の年間新規導入量

g_k:エネルギー種 k の価格

e_k:機器 l によるエネルギー種 k の消費原単位

X :機器 l の稼働量

ζ^m: 温室効果ガス種 m の排出価格

Q^m: 温室効果ガス種 m の年間排出量

p^p: t 年に導入された再生可能エネルギーの調達価格

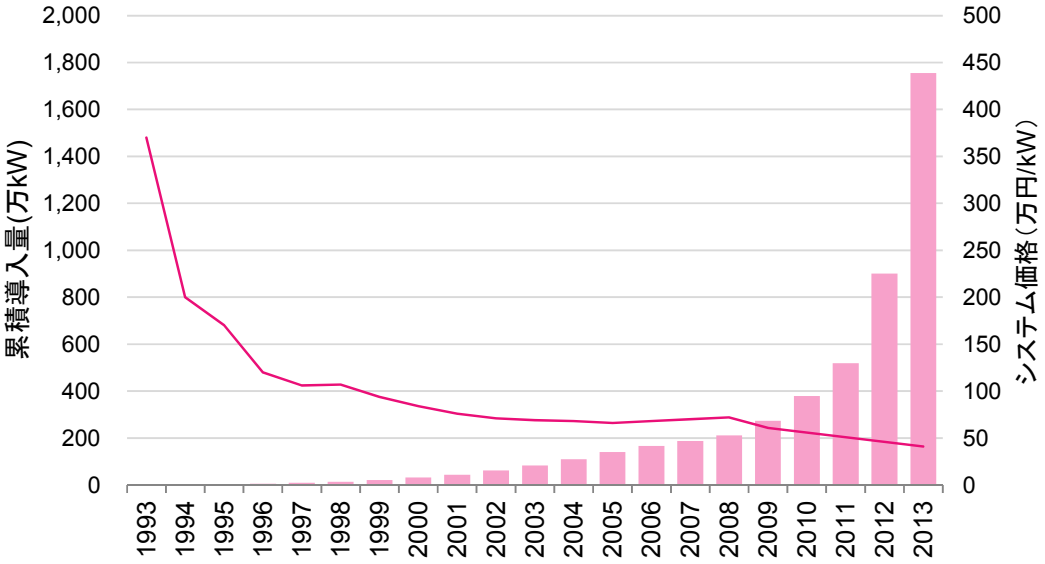
re: 買取対象設備の発電電力量

右辺第四項が、総費用から買取費用を控除する項に相当し、調達価格と調達対象の発電電力量の積によって表される。つまり、エネルギー費用の削減・CO_2 価格の削減・調達価格の和が、第一項にて表現される初期費用を上回る場合、再生可能エネルギー技術が導入されることになる。なお先述の通り、回避可能原価は、第二項のエネルギー費用削減とのダブルカウントを避けるため、調達価格算定においては控除していない点に留意されたい。

6.3.2.　習熟効果による初期費用低下の内生化

太陽光発電や風力発電については、導入拡大に伴う習熟効果による設備費用の低減が期待されており、例えば太陽光発電は、図 6-5 に示すとおり、日本の累積出荷量・システム価

格の実績からも、累積出荷量が増加するにつれ、システム費用は減少する傾向が見られる。また、2011 年に国家戦略室において実施されたコスト等検証委員会では、将来の太陽光・風力発電の価格見通しについて、習熟効果を踏まえた上で想定している。コスト等検証委員会における太陽光・風力発電のコスト想定を表 6-3 に示す。なお、太陽光発電はモジュール・インバータ・その他付属機器（ケーブル、架台等）について、習熟効果を見込んでいるが、設置工事費についてはコスト一定と仮定している。



（出所）太陽光発電協会 (2014), 太陽光発電普及拡大センター (2014)より筆者作成

図 6-5　住宅用太陽光発電の累積導入量・システム価格の推移

表 6-3　コスト等検証委員会における太陽光・風力発電のコスト想定

			2020	2030
住宅用太陽光	参照シナリオ	万円/kW	(26.0～) 40.1～46.0	(21.9～)33.4～38.4
	加速シナリオ	万円/kW	(18.4～) 27.4～31.6	(14.7～) 21.2～24.5
	パラダイムシフトシナリオ	万円/kW	(15.8～) 23.0～26.6	(13.4～) 18.9～22.0
陸上風力		万円/kW	18.8～35	17.7～35

※括弧内はモジュール単価が国際水準に収斂する場合のシステム価格

（出所）国家戦略室 (2011)

統合評価モデルにおいて、対策技術の将来の初期費用について、習熟効果を考慮した上で内生化した事例として、MERGE-ETL（Endogenous Technology Learning）が挙げられる(Kypreos and Bahn 2003)。また、AIM/Backcasting モデルにおいても、学習曲線を用いた対策コストの内生化が行われている(Ashina and Fujino 2013, Ashina et al. 2010)。さらには、TIMES

においても技術進歩が内生化されている(Loulou and Labriet 2008)。これらのモデルは、Inter-temporal 型のモデルであることが特徴であり、長期的な削減を達成するために、習熟効果による費用低下やロックイン回避の観点から早期導入が効率的となる対策を特定するため、習熟効果を内生化している場合が多い。一方、逐次動学型のモデルである AIM/Enduse には、これまで習熟効果による初期費用の内生化が行われていなかった。本研究では、FIT の導入に伴う再生可能エネルギーの導入拡大による習熟効果を内生化するため、これらの先行研究を参考に、再生可能エネルギーの習熟効果をモデルに組み込んだ。

なお、本来は習熟効果による初期コスト低下効果は、日本だけでなく世界全体の累積導入量を用いて算出することが望ましいが、本モデルは日本のみを対象としたモデルであるため、世界全体を対象とした分析を行うことが難しい。ただし、世界的に気候変動緩和への対応が求められる中では、太陽光や風力発電は、日本と世界全体における導入速度にはさほど差は生じないと考えられるため、本研究では日本の導入量に応じて費用が低減する想定とした。

習熟効果を考慮した初期コストは、Ashina et al. (2010)に基づき、以下の式で与えられる。なお Ashina et al. (2010)で用いられているモデルは Inter-temporal 型の線形計画モデルであるため、累積導入量に基づく初期費用の算出式を線形式に近似して表現しているが、本研究で用いた AIM/Enduse は逐次動学型の線形計画モデルであり、各年の最適化計算において初期コストは外生変数として扱われるため、習熟効果による初期費用の推計式を非線形式のまま扱うことが可能であることから、近似は行っていない。

$$C_t = C_0 \times QCUM_t^{\log_2(1-lr)}$$

C_t ：t 年における初期コスト　　$QCUM_t$ ：t 年における基準年比累積生産量

C_0 ：基準年における初期コスト　　lr ：習熟率

再生可能エネルギー技術の習熟率については McDonald and Schrattenholzer (2001)において過去の実績値に基づく推計を行っており、風力発電の習熟率は 8%～18%、太陽光発電は 20%～22%とされている（表 6-4）。また、コスト等検証委員会(国家戦略室 2011)では、EPIA2011 を参考に、太陽光発電のモジュール・インバーター・その他付属機器の進歩率（1-習熟率）を 80%と想定している（モジュール単価が国際価格に収斂していくケースではモジュールの進歩率を 78%と想定）。

本研究では、Ashina et al. (2010)と同様に、太陽光発電の習熟率を 20%、風力発電の習熟率を 17%と想定した。ただし、本モデルにおける再生可能エネルギー技術の初期費用には、習熟効果による費用低下が見込める機器のほか、工事費用等が含まれている。そこで、太陽光発電の工事費は、資源エネルギー庁 (2011a)に示されている 2010 年度の 8.6 万円/kW で固定し、習熟効果による費用低下を見込まないこととした。また、風力発電は新エネルギー・産業技術総合開発機構 (2014a)において、タービン・電気設備等の費用が初期費用に占める割

合が約 77%とされているため、この部分のみ習熟効果がはたらくと想定し、残りの 23%分については費用低下を見込まない想定とした。

また、累積生産量（*QCUM*）は、本来輸出も含む生産量を用いることが望ましいが、先述したように本モデルでは国内累積導入量を用いることから、実績値についても太陽光発電協会 (2014), 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (2014b)から得られる国内累積出荷量を用いることとした。

表 6-4　先行研究における風力・太陽光発電の習熟率

Technology	Country / region	Time period	Estimated learning rate (%)	R^2
Wind power plants	OECD	1981-1995	17	0.94
Wind power (electricity)	California	1980-1994	18	0.85
Wind	Germany	1990-1998	8	0.95
Wind turbines	Denmark	1982-1997	8	n.a.
Solar PV modules	World	1968-1998	20	0.99
Solar PV panels	US	1959-1974	22	0.94

（出所）McDonald and Schrattenholzer (2001)

6.4.　固定価格買取制度の影響分析

6.4.1.　推計を実施したケース

(1)　ケース設定

本章では、FIT なしのケースと FIT ありのケースを想定し、両ケースの比較を行うことで FIT 導入による再生可能エネルギー導入促進への影響を分析する。

CO_2 価格については、まず FIT 単体の効果を定量化するため、CO_2 価格ゼロ（前章までのレファレンスケースに相当）の場合について分析を行う。さらに、80%目標の達成に向けた FIT の効果を定量化するため、CO_2 価格を外生的に与えた場合（対策ケース）についても分析を行うこととした。分析対象としたケースの一覧を表 6-5 に示す。

なお本章では、いずれのケースにおいても、社会経済活動量は前章における中位想定とし、低炭素エネルギーの前提は、原子力中位、CCS の上限 200Mt-CO_2、再生可能エネルギー高位とした。前提条件の詳細については、第 5 章と同様の想定を置いている。

なお、FIT なしのケースは、第 4 章、第 5 章で行った分析と前提条件はほぼ同一であるものの、本章ではすべてのケースにおいて、太陽光・風力発電の設備費用は習熟効果に基づき内生的に算出される。そのため、前章までの推計結果とは一致しない点に留意されたい。

表 6-5　ケース設定一覧

ケース名	FIT	CO_2 制約
Case1：FIT・▲80%	○	○
Case2：FIT・BaU	○	×
Case3：FIT なし・▲80%	×	○
Case4：レファレンス	×	×

(2)　FIT の運用期間

FIT は、松村 (2014)において指摘されているように、現時点で費用の高い再生可能エネルギーの外部性を調整するという意味合いが強く、恒久的に継続すべき政策ではないと考えられることから、本研究の将来推計では FIT の運用期間を定める必要がある。中央環境審議会地球環境部会 (2012)に示されている工程表では、FIT の運用期間が 2030 年までと設定されていることから、本推計においては、2030 年以前に新設された電源のみ、新たに買取が行われるものとした。ただし、2030 年以降においても、調達期間が残っている電源については買取が行われ、電力料金への賦課金も課されるよう設定した。表 6-2 より、調達期間は最大で 20 年となっているため、2030 年に導入された設備分に相当する賦課金が 2050 年まで発生することとなる。

(3)　2014 年までの認定量実績の反映

再エネ特措法は、施行から 2 年以上が経過しており、認定された再生可能エネルギー設備は 7,000 万 kW を超える水準となっている（図 6-3）。一方、2014 年 7 月末時点で、導入容量は約 1,200 万 kW に留まっている。認定済みの設備の中には、まだ着工に至っていないものもあるとされており、場合によっては認定が取り消される可能性もあることから、認定容量のすべてが導入されるとは限らない。そのため、本モデルでは、現状の認定容量がすべて導入されることを前提とせず、技術選択の結果に応じて導入量が変化するものとした。

6.4.2.　推計結果

(1)　FIT 導入による再生可能エネルギー導入量への影響

発電電力量・発電容量構成を図 6-6 に示す。前章までの分析と同様、太陽光・風力発電の導入量が大幅に拡大する結果となり、2050 年の発電電力量の約 5 割を再生可能エネルギーが占める結果となっている。第 3 章の分析では、バイオマス発電はほとんど導入されなかったが、本章の分析では、FIT の効果を含めたため、2030 年頃にかけて導入量が拡大している。ただし、それ以降は CO_2 価格の上昇により、産業部門でのバイオマス利用が進むため、発電用の消費量は減少に転じている。

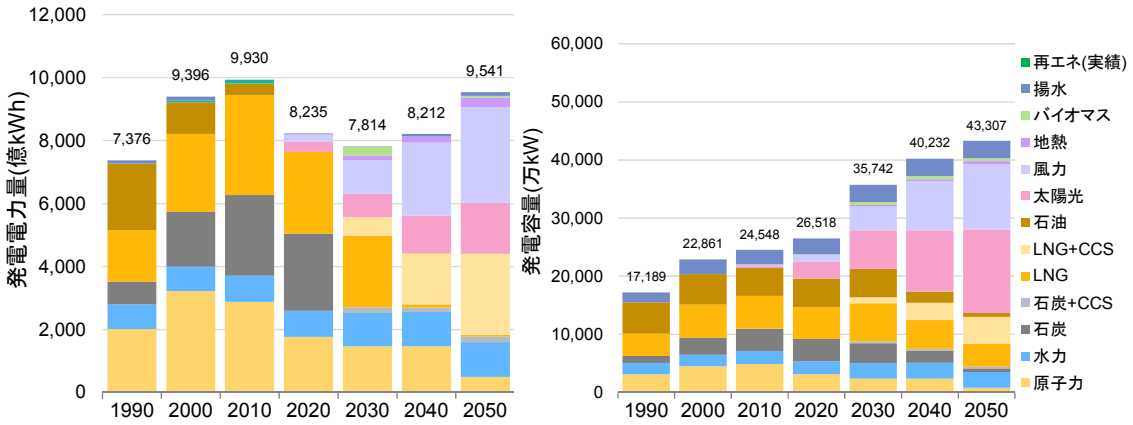


図 6-6　発電電力量・発電容量構成

(2)　FIT 導入による賦課金単価への影響

賦課金単価の年度別推計結果を図 6-7 に示す。なお、モデルから算出される賦課金は回避可能原価を控除していない金額であるため、各年における火力発電の石炭・石油・ガスの比率、熱効率を反映した火力平均単価から算出される回避可能原価を差し引いている。回避可能費用を除く賦課金単価は、2020 年以降に急増し、2030 年代には 4.1 円/kWh に達するが、FIT の認定終了後の 2030 年過ぎから減少に転じ、2050 年には 0.8 円/kWh まで減少する結果となった。

賦課金単価の上昇により、需要部門の電力料金は 2020～2040 年頃にかけて大きく上昇し、家庭部門の世帯当たり年間電力料金は、最大で 1.8 万円/世帯・年の増加となる。ただし、省エネの進展によって世帯当たり電力消費は低下するため、電気料金は全期間において 2010 年よりも低い水準に留まる結果となった（図 6-8）。FIT による再生可能エネルギー普及拡大だけでなく、需要側の省エネも同時に進めることで、FIT の賦課金負担による家計負担増が抑制されることが示されたといえる。なお、2040 年頃から、賦課金負担を除く電力料金は増加に転じているが、これは CO_2 排出削減のためにガス・灯油から電力への燃料転換が起こっているためである。したがって、ガス・灯油も含めれば、家庭の光熱費は減少に転じる点に留意されたい。

なお本研究では、先述したように、2014 年までに認定された 7,000 万 kW の再生可能エネルギー設備の運転を前提としていない。仮にこれらの設備の大半が運転を開始すれば、調達価格が高い時点に認定された設備が多いことから、賦課金はさらに上昇する可能性がある。

また、本モデルでは家庭部門の世帯収入別階層や、集合・戸建住宅の別、世帯人員数の差を考慮しておらず、各地域における全世帯平均を用いて分析を行っている。したがって、エネルギー消費に占める電力比率が高い世帯、省エネ設備が普及しづらいとされる高齢者世帯等においては、賦課金負担と、省エネによる電気料金低減の差額が縮小する、あるいは賦課金負担が上回る可能性がある。このような影響を回避するためには、賦課金配分方法の工夫や、省エネ設備導入補助等の追加的な施策が必要になると考えられる。

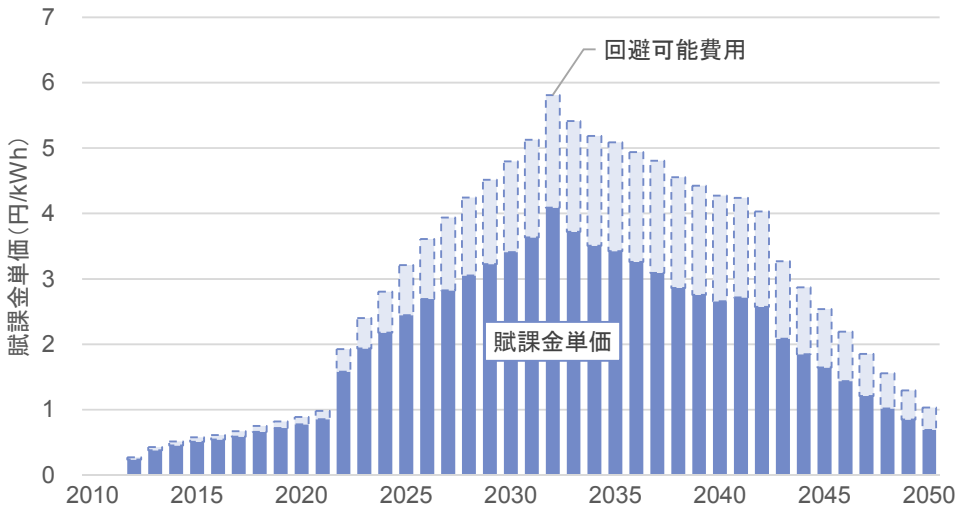
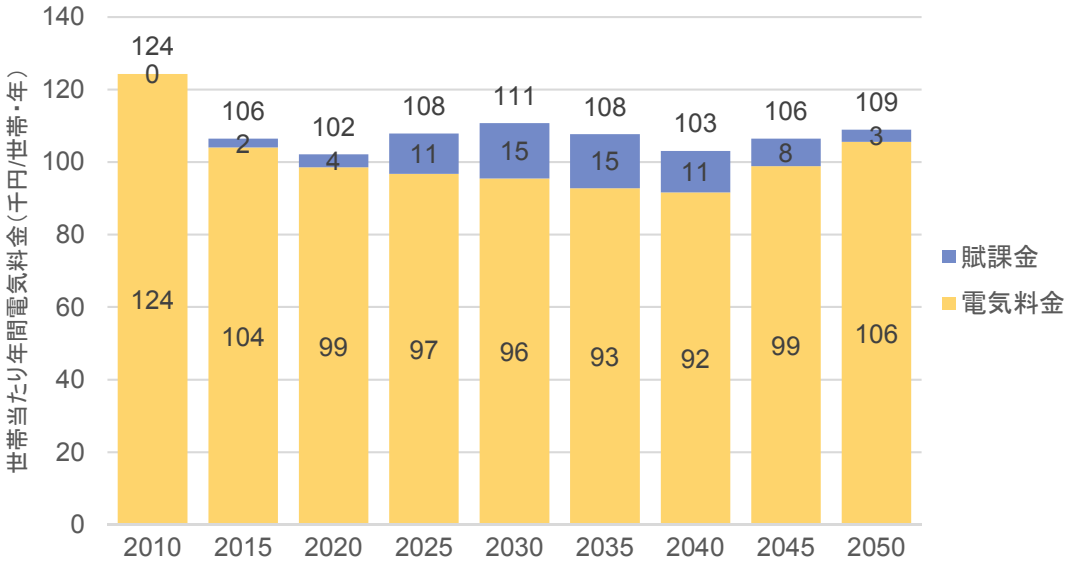


図 6-7　賦課金単価の推計結果



※電気料金単価は、日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット (2014a)より、電力 10 社の 2010 年平均（21.39 円/kWh）で固定した場合の値。

図 6-8　世帯当たりの年間電気料金

(3)　FIT なしのケースとの比較

2050 年に温室効果ガス排出量を 80%削減するケースについて、FIT ありの場合・なしの場合の発電構成の比較を図 6-9～図 6-11 に示す。FIT ありのケースでは、風力に加えて太陽光発電のシェアが高まり、2050 年までに発電電力量全体の 2 割程度に達する一方、FIT なしのケースでは、太陽光発電はほとんど導入されず、風力発電が再生可能エネルギーのほとんどを占める結果となった。

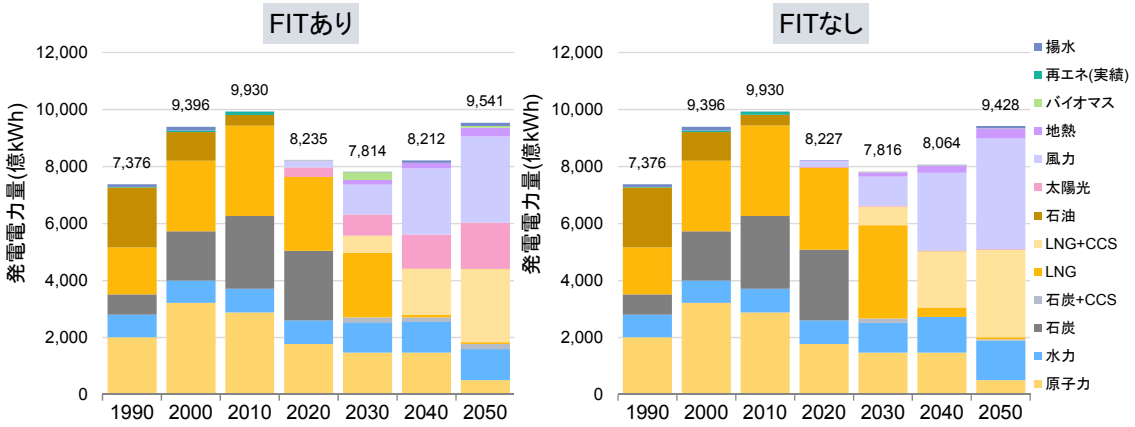


図 6-9　発電電力量構成の比較

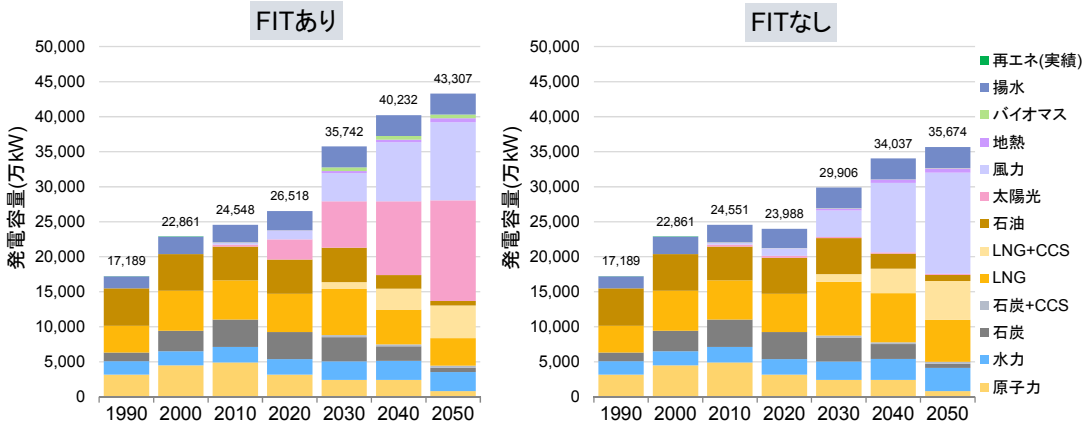


図 6-10　発電容量構成の比較

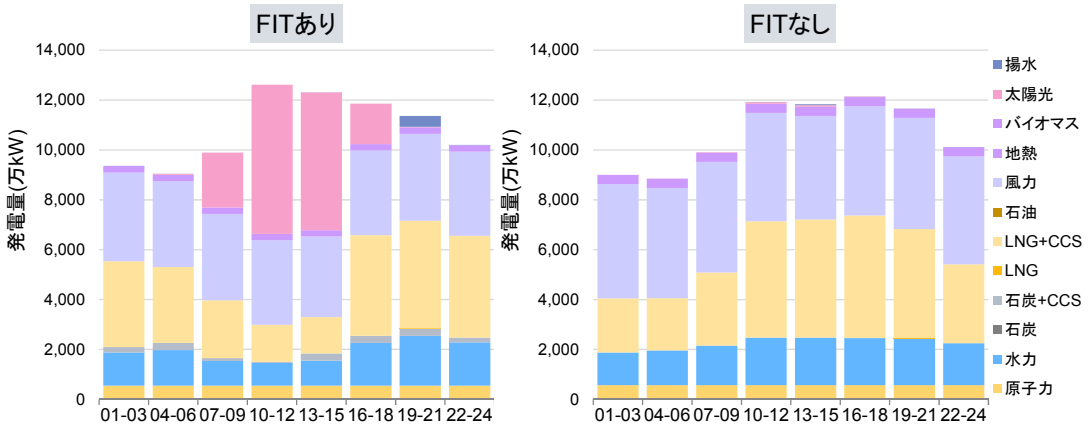


図 6-11　時間帯別発電電力量の比較（2050 年、中間期平日）

FIT の有無によって太陽光・風力発電のシェアに差が生じた要因としては、習熟効果による初期費用低下に伴い、ケース間で導入シェアに差異が生じたことが挙げられる。図 6-12、図 6-13 は、太陽光（住宅用 PV、メガソーラー）・風力発電（陸上・洋上）の初期費用を、

FIT の有無に応じたケース別に比較したものである。FIT ありのケースでは、太陽光発電に対して、初年度から比較的高い水準の調達価格が設定されることで、短期的に導入量が拡大しており、初期費用は 2020 年頃までに大幅に低下し、2010 年時点の約半分の水準となっている。一方、FIT なしのケースでは、2050 年まで初期費用が高止まりしており、2030 年頃に僅かに導入が進むため、若干の初期費用低下が起こっているものの、全期間を通じて 40 万円/kW を上回る水準に留まっている。そのため、FIT なしのケースでは太陽光発電の導入がほとんど進まない結果となった。

なお、風力発電については、FIT なしのケースにおいても、CO_2 価格の上昇によって大幅に導入が拡大するため、初期費用は FIT ありのケースとさほど変わらないペースで低下する結果となった。

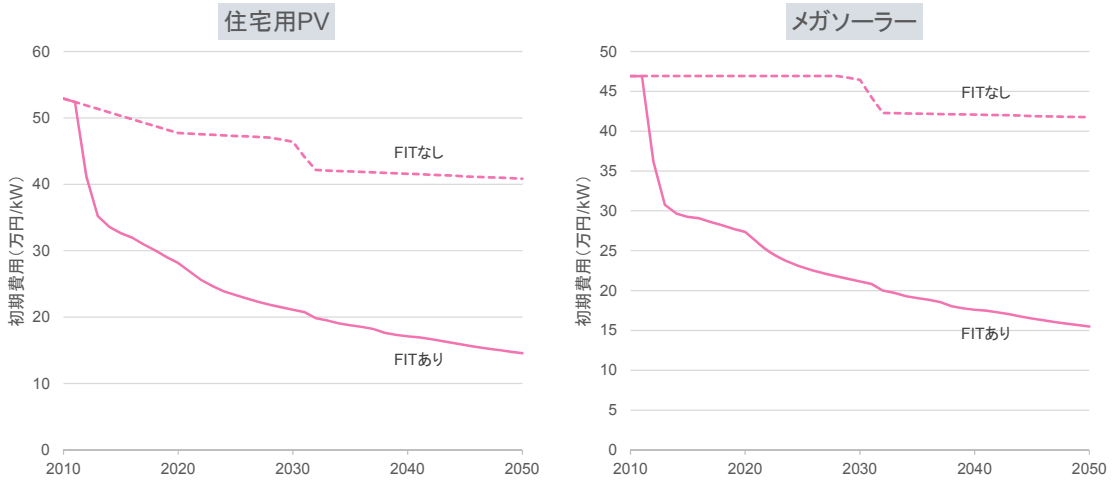


図 6-12　太陽光発電の初期費用比較

図 6-13　風力発電の初期費用比較

FIT の有無に応じた、部門別の温室効果ガス排出量の比較を図 6-14 に示す。いずれのケースにおいても、再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、エネルギー転換部門において大幅な削減を達成しており、部門別の排出量内訳、および要因別の削減量内訳には大きな差はない。ただし、FIT なしのケースでは太陽光発電の初期費用が高止まりし、導入が進まないため、CCS への依存が高まり、FIT ありのケースと比較して、2050 年時点の貯留量が約 5Mt-CO_2 増加する結果となった。

一方で、80%目標を達成する際の CO_2 価格は、FIT の有無に応じて大きな差が生じる結果となった。FIT ありのケースでは、2050 年の CO_2 価格は 48.0 千円/t-CO_2 となるが、FIT なしのケースでは 62.8 千円/t-CO_2 に達する結果となった（図 6-15）。この差は、FIT なしのケースでは、FIT 導入に伴う再生可能エネルギー技術の初期費用低下が見込めない分、高い CO_2 価格を課さなくてはならないことに起因していると考えられる。

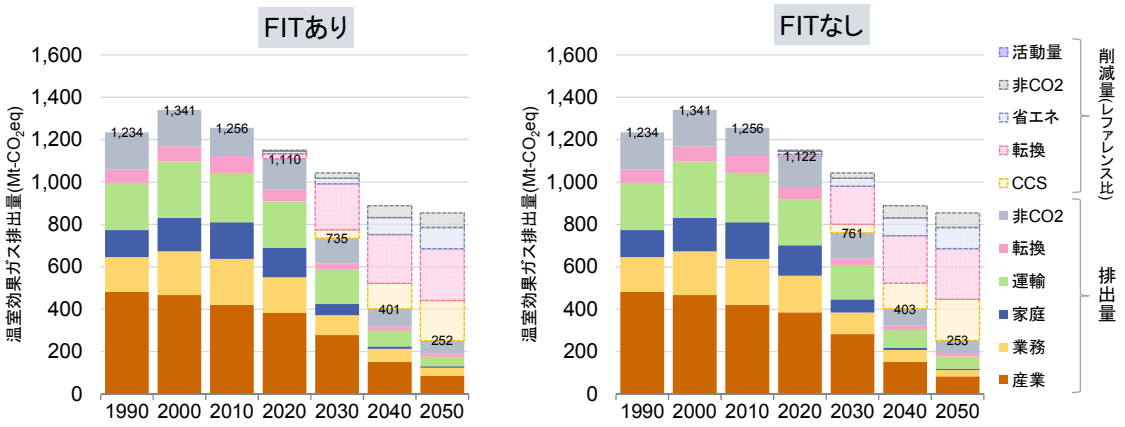


図 6-14　部門別温室効果ガス排出量の比較

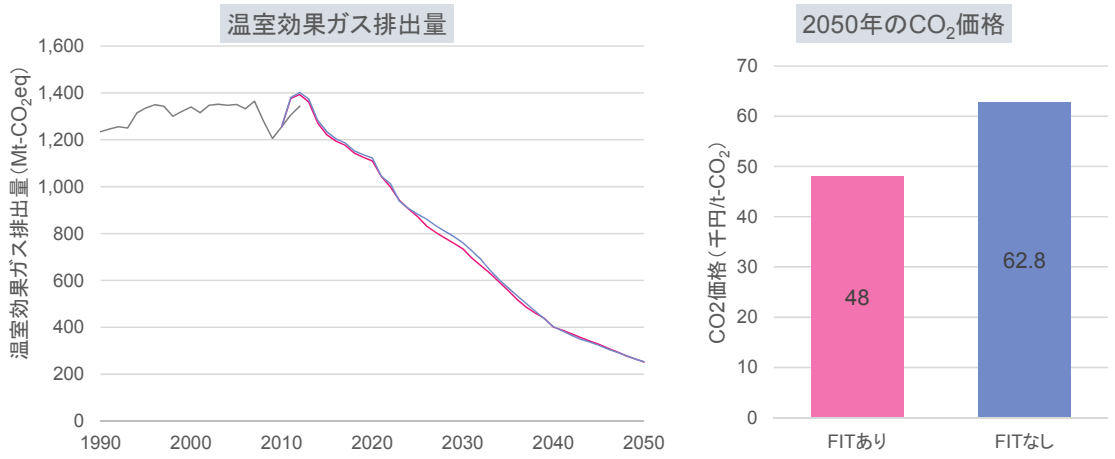


図 6-15　温室効果ガス排出量・CO_2 価格の比較

エネルギー需給に関しては、FIT の有無による差は比較的小さく、2050 年には一次エネル

ギー国内供給の約 4 割を再生可能エネルギーが占め、最終エネルギー需要は 2010 年比でおよそ半減する結果となっている（図 6-16、図 6-17）。

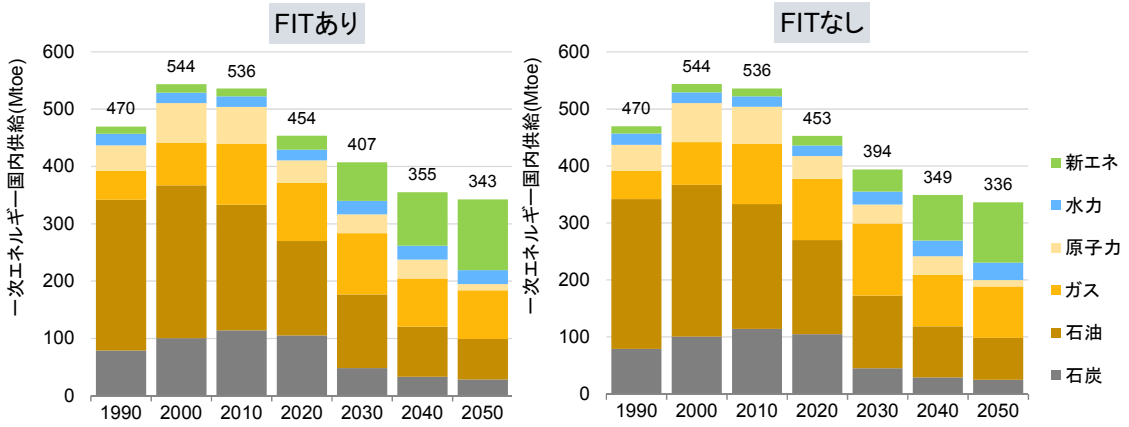


図 6-16　一次エネルギー国内供給の比較

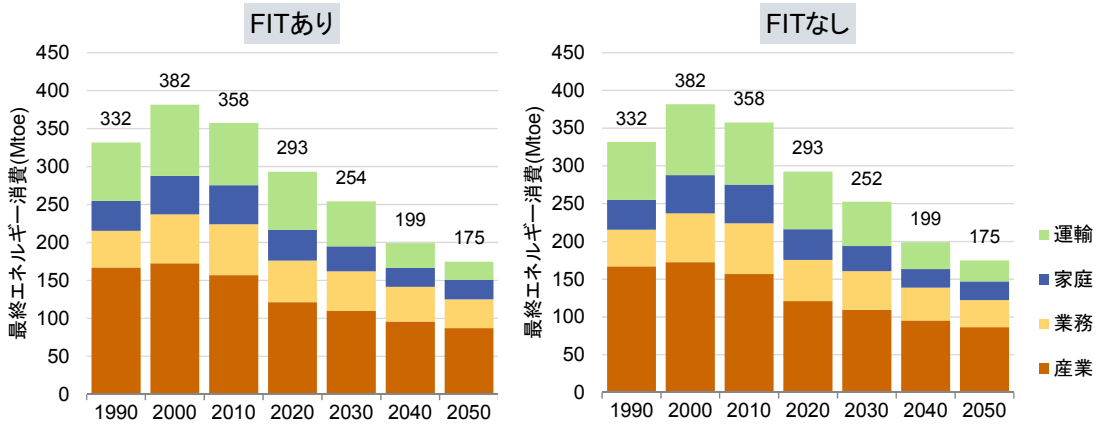


図 6-17　最終エネルギー消費の比較

地域間連系線容量の推計結果を図 6-18、図 6-19 に示す。FIT ありのケースでは、太陽光発電と風力発電の発電電力量比率がほぼ 1:1 となるが、FIT なしのケースでは太陽光発電がほぼ導入されず、より特定の地域に偏在している風力の比率が高まることから、地域間連系線容量は拡大される結果となった。特に風力発電のポテンシャルが集中している北海道・東北地方を中心に、連系線容量が増強され、北海道東北間は 600 万 kW を超える水準に、東北東京間は 1,200 万 kW を超える水準まで増強される結果となった。

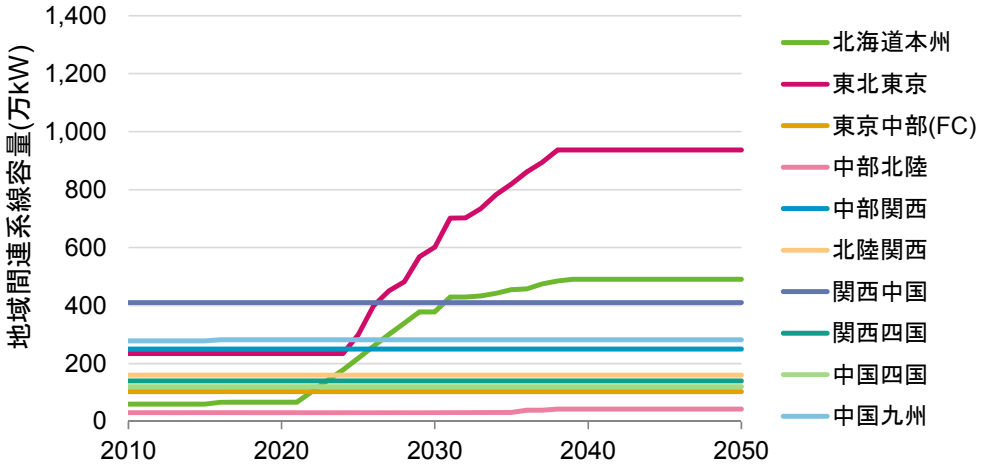


図 6-18　地域間連系線容量（FIT なし）

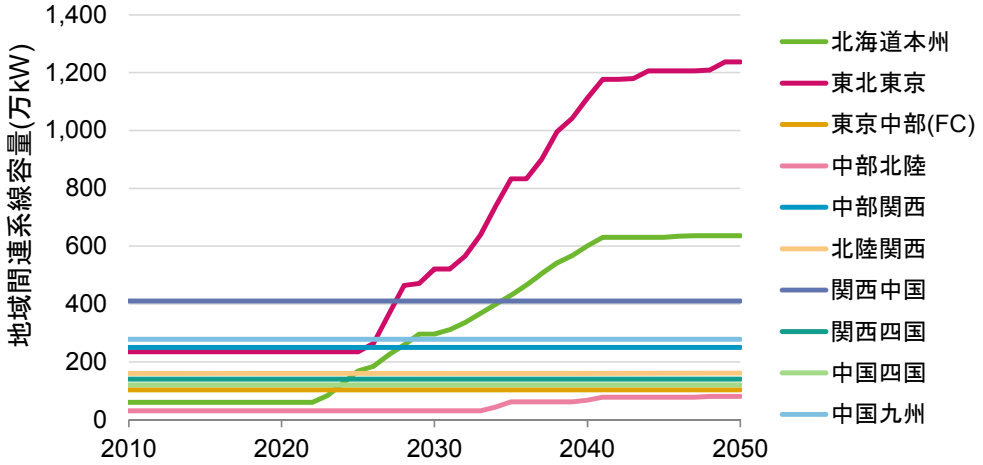


図 6-19　地域間連系線容量（FIT あり）

(4)　累積投資額

レファレンスケース比の累積投資額の比較結果を図 6-20 に示す。FIT ありのケースにおける発電部門における対策費用は、再生可能エネルギー設備等の投資額から、調達価格の累積を差し引いて算出している。

2030 年までは、FIT ありのケースの累積投資額が、FIT なしのケースを上回っている。これは、短期的に再生可能エネルギー設備の導入が加速されることに加え、賦課金による電気料金上昇の影響が大きい。2030 年には、FIT ありケースにおいて、対策費用は FIT なしのケースを下回る一方、エネルギー費用はレファレンスケースも上回る水準に達している。

しかし、2050 年までには賦課金単価が低下し、エネルギー費用の増加幅が縮小することで、合計の累積投資額は 2030 年とほぼ同水準に収まっている。一方で、FIT なしのケース

では対策費用が大幅に上昇し、合計の累積投資額は、FIT ありのケースの約 2 倍に達する結果となった。

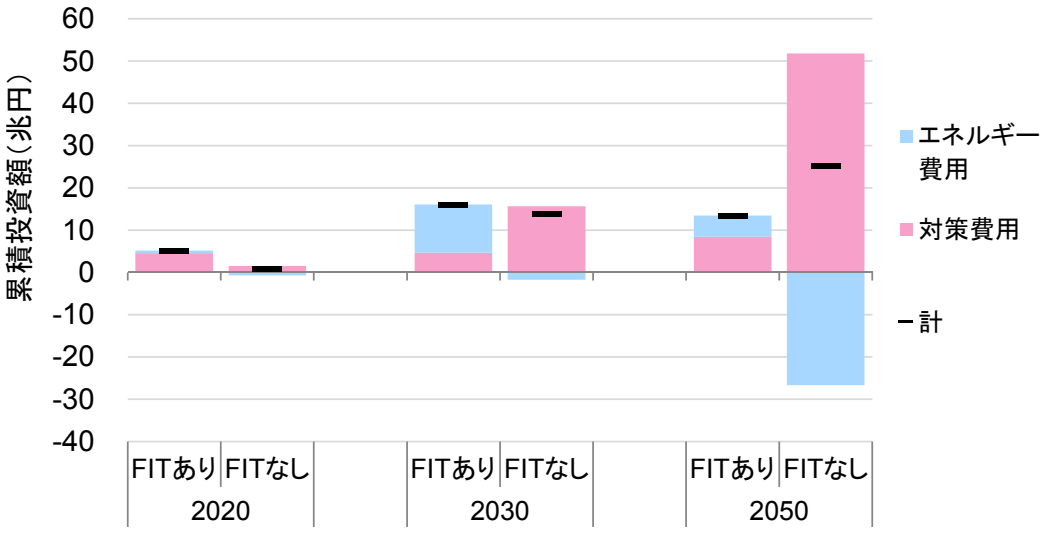


図 6-20　累積追加投資額の比較

6.5.　第 6 章のまとめ

(1)　本章のまとめ

本章では、エネルギー技術モデルにおいて再生可能エネルギーの FIT 導入による影響として、再生可能エネルギーの調達による発電コスト低下、累積導入量増加に伴う習熟効果による初期費用低下、賦課金の増加による電力料金高騰を内生的に考慮することが可能となるよう、モデルの改良を行った。

FIT 導入の有無による比較では、FIT ありの場合、比較的調達価格が高く設定されている太陽光発電は、短期的に大幅に導入が促進され、初期費用の低減に寄与する結果となった。新規の設備認定が 2030 年に停止する場合でも、炭素制約と組み合わせれば、その後も太陽光発電の導入は促進され、80%目標達成における電力の低炭素化に貢献する結果となった。一方、FIT なしで 80%目標達成を達成する場合、太陽光発電の導入が進まず、初期費用の低下が起こらなくなり、風力発電への依存度が高まる結果となった。そのため、地域間連系線の増強といった追加的な対策が必要となり、80%削減時の CO_2 価格は、FIT ありの 48.0 千円/t-CO_2 から、62.8 千円/t-CO_2 まで増加する結果となった。以上より、短期的に再生可能エネルギー設備の導入を促し、初期費用低下に繋げるためには、FIT は有効な対策であることが示唆された。

FIT ありの場合、80%目標に相当するシナリオにおいては、電力の調達に伴う賦課金は最大で約 4.1 円/kWh に達し、家庭 1 世帯あたりに換算すれば、約 1.8 万円/世帯・月の負担増をもたらす結果となった。ただし、FIT 停止の 2030 年過ぎから賦課金単価は減少し、2050 年には 0.8 円/kWh まで低下する。また、80%目標を達成するシナリオでは、需要側における省エネが進むため、世帯当たりの電気料金総額は、賦課金負担を含めても最大で 11.1 万円/世帯・月となり、2010 年度実績の 12.4 万円/世帯・月よりは低い水準となる。したがって、FIT 等の再生可能エネルギー普及政策のみならず、省エネルギーを促進する政策を併せて実施することが、FIT 導入による電気料金負担の低減において重要であることが示唆された。

(2)　今後の課題

本章における分析に関わる課題としては、まず、習熟効果による初期費用低下の考え方に関する点が挙げられる。今回は、習熟効果による費用低減をもたらす累積生産量は、日本国内の導入量のみを用いて算出したが、実際には再生可能エネルギー設備の輸出入が行われる可能性もあり、日本の導入量だけで初期費用が決まるわけではない。そのため、日本国内での導入が進まなくとも、海外での導入が進めば、初期費用低下が起こる可能性はある。加えて、本研究では習熟率等のパラメータは先行研究に倣い外生的に設定したものの、異なる想定の下では、太陽光・風力発電のバランスが変化する可能性も考えられることから、外生パラメータに関する感度分析を、追加的に実施することが望ましい。

また、世帯当たりの電力支出は、全世帯平均の電力消費量より算出したが、実際には世帯

人員数、所得、年齢層、省エネの度合い等によって、電力消費量は異なる。特に、省エネ技術導入が進みづらいとされる低所得者層では、賦課金による電気料金負担が、平均的な世帯より高める可能性もある。現実においては、このような世帯属性の差も踏まえたエネルギー政策が講じられる必要があるだろう。

第7章　結論

本章では、各章における主要な結果を踏まえ、本研究の包括的な結論、および今後の課題について記す。

7.1.　本研究のまとめ

本研究では、日本の長期的な温室効果ガス排出削減に向けた低炭素エネルギー普及方策の検討に向けて、将来のエネルギー需給・温室効果ガス排出量の推計に用いるエネルギー技術モデルの改良を行った。さらに、改良したモデルを用いて、2050 年までを対象としたシナリオ分析を実施し、温室効果ガス排出削減に向けた個々の低炭素エネルギーの役割を明らかにするとともに、低炭素エネルギーの一つである再生可能エネルギーの導入拡大に向けた対策・方策の評価を行った。

第 3 章では、本研究で実施したエネルギー技術モデルの多地域化・時間帯別の電力需給バランスの考慮によって、再生可能エネルギーの大幅増に必要となる電力需給調整対策の評価が可能となった。結果として、80%目標達成に向けた再生可能エネルギーの普及拡大には、地域間連系線の増強が有効であることが示された。また、第 4 章では、需要側における需給調整策による、エネルギーシステムの変革が有効であることが示された。加えて、改良したモデルを用いた分析より、80%目標の達成は、仮に原子力の再稼働が起こらずとも、技術的には可能であることが示された。その際、省エネルギーの促進により、最終エネルギー消費量は現状比で約半減し、一次エネルギー供給量の約 4 割を再生可能エネルギーが占める結果となった。

第 5 章では、低炭素エネルギー（原子力・CCS・再生可能エネルギー）のうち、いずれか 2 つ以上の技術利用が制約された場合、80%目標の達成は困難になることが示された。特に CCS 利用制約の影響は大きく、CCS ゼロの場合、80%減に達するケースの数は急減する結果となった。また、再生可能エネルギー導入が低水準に留まる場合も、80%減に達するケースの数は半減する結果となった。原子力は依存度低減の方向。CCS も社会受容性のリスクを伴うため、少なくとも再生可能エネルギーの着実な普及拡大が重要であることが示唆された。

第 6 章では、再生可能エネルギーの長期的な普及拡大が重要となることを踏まえ、エネルギー技術モデルを改良し、その普及策の一つである固定価格買取制度の効果・影響分析を行った。結果として、特に太陽光発電の早期からの普及拡大・習熟効果による費用低減をもたらすため、固定価格買取制度は有効な対策であることが示された。ただし、賦課金負担を抑制するため、再生可能エネルギー普及策のみならず、需要側の省エネも同時に進めていくことが重要であることが示唆された。

80%目標の達成には、多くの場合において、低炭素エネルギーが 2050 年における発電電力量のほぼ全量を占める結果となったことから、低炭素エネルギーの導入促進は、80%目標の達成に不可欠であるといえる。さらに、2050 年の最終エネルギー消費は 2010 年比で 40%減を下回る水準となったことから、低炭素エネルギーの促進に加え、省エネルギーも重要な対策である。

特に再生可能エネルギーは、80%目標を達成する多くのケースにおいて、発電電力量が原子力・CCS よりも高まる結果となった。さらに、原子力・CCS と比較して、安全面等におけるマイナス面の影響が少ないことからも、中長期的に主要な低炭素エネルギー源と位置づけられる。再生可能エネルギーの普及拡大に向けた障壁の一つである太陽光・風力の出力変動に関しては、本研究で改良したエネルギー技術モデルを適用したことで、電力系統の増強や、需要側の電力需給調整策の活用により、その影響を低減することが可能であることが示された。加えて、現在は初期費用の高さが普及障壁となっているが、FIT 等の政策を適切に講じることで、初期費用の低減をもたらすことが可能であることが示された。

ただし、再生可能エネルギーのみでは、80%目標に必要となる低炭素エネルギー源を賄うことは困難であり、原子力・CCS の少なくともいずれか片方の導入が必要となることが示された。これらの技術は、安全性、放射性廃棄物の処理や、CO_2 貯留地の確保、社会受容性に関する課題を抱えていることから、技術開発や制度構築、安全性確保も同時に進めることが、80%目標の確実な達成において重要となる。

低炭素エネルギーは、いずれも普及拡大に向けた課題を抱えているものの、80%目標達成におけるその役割は極めて重要となる。一方で、いずれの低炭素エネルギーも、過度に依存すれば様々なリスクが顕在化するリスクがある。橘川 (2013)にて指摘されているように、日本のエネルギー問題を巡る議論の一つの問題点は包括性の欠如にあり、ある一つのエネルギー源を推奨する論者は、それ以外のエネルギー源のデメリットを指摘するといった側面がある。低炭素エネルギーに関しても、各々が抱えるリスク・デメリットを踏まえ、バランスのとれた低炭素エネルギー普及策を講じることが望ましい。

7.2.　本研究にて実施したモデル分析の限界と課題

本研究で用いたエネルギー技術モデルでは、低炭素エネルギーの普及拡大に対応するための改良を行ったものの、根本的なモデル構造や、データの入手可能性等の制約による限界、課題が残されている。本節では、これらの課題に対処するため、検討の余地がある項目についてまとめる。

(1)　発電部門に関するより詳細な検証

各章においても課題として述べてきたように、本研究で用いたモデルでは、日本全体を 10 地域に区分した上で、3 時間単位の区分にて、電力需給がバランスするようモデル化されている。したがって、太陽光・風力発電の分単位での出力変動や、地域内の送電網に関する制約については、発電部門のみを対象とした詳細なモデルと比較すれば、単純化された仮定を置いた上で分析を行っている。実際に、太陽光発電や風力発電が、本研究で示されたシナリオと同規模まで普及した場合に必要となる電力需給調整の程度は、Ashina and Fujino (2009) などに示されている、より詳細な電源計画モデルを用いて検証を行うことが望ましい。

(2)　世界を対象とした低炭素エネルギーの導入分析

本研究で用いたモデルは、日本一国を対象としたモデルである。したがって、世界全体、あるいは他国・他地域と比較した限界削減費用の比較や、対策導入の程度に関する比較に基づいた考察を行うことが難しい。ただし、技術積上型のモデルを用いる場合、仮に世界全体を対象としたモデルであっても、エネルギーサービス需要が外生的に与えられるモデルの場合は、排出制約による産業の海外移転によるリーケージや、化石燃料の需要変化に伴う輸入価格の変動は、通常は考慮されない。そのため、本研究のように積上型のエネルギー技術モデルを用いて、日本一国を対象として、排出削減の水準を外生的に決定した上で推計を行う場合は、世界モデルではなく一国モデルを用いることによるデメリットは比較的小さいと考えられる。むしろ、これらの課題は、後述する経済モデルを用いた分析を行う際に考慮すべきであろう。

しかしながら、低炭素エネルギーの普及拡大は、日本のみならず世界全体においても重要な対策である。また再生可能エネルギーの出力変動も、日本固有の問題ではないことから、同様の分析を世界全体に拡大して実施することは、今後の気候変動対策検討において重要と考えられる。

(3)　2050 年までの途中経路、あるいは 2050 年以降を対象とした分析

第 3 章にて述べたように、本研究では逐次動学型のモデルを用いている。ゆえに、2050 年に至る途中経路においては、CO_2 価格を一定の仮定に基づいて設定していることから、推計された排出パスは、必ずしも 2050 年までの累積費用を最小化するものではない。したがって、本研究で示された、2020 年や 2030 年といった途中経路における温室効果ガス排出削減量は、80%目標を達成するために最も費用効果的な削減量の目安を提示するものではなく、また、目標を達成するために最低限な削減量を示すものでもなく、あくまで参考値の一つとして捉えられるべきである。しかしながら、2050 年のみならず、途中年における目標検討に役立つ情報を提示するためには、逐次動学型のモデルだけではなく、Ashina et al. (2012)にて用いられているような、フォワードルッキング型のモデルを用いた分析を行うことが望ましい。

また、実際の技術選択においては、必ずしも長期を見据えた最適化がなされるとは限らないものの、家庭における省エネ技術選択に比べれば、電源計画等においては比較的長期を対象として、燃料価格や電力需要の変動を考慮した上で投資が行われる場合が多い。したがって、政策への貢献の視点だけでなく、技術選択のメカニズムを反映するためにも、逐次動学型ではなくフォワードルッキング型のモデルを用いるメリットは小さくない。

加えて、2050 年以降を対象とした分析の意義についても触れておきたい。本研究では、国の温室効果ガス削減目標が設定されている 2050 年までを対象とした分析を行った。しかしながら、IPCC AR5 では、450ppm シナリオ、500ppm シナリオのように、2100 年の排出削減量がマイナスに達する可能性のある排出経路も示されている(IPCC 2014b)。日本においても、2100 年までに温室効果ガス排出量をゼロまたはマイナスとする必要に迫られる可能性もあることから、より長期を対象とした分析も課題となる。排出量をゼロ以下とする場合、CCS は貯留制約の問題から累積利用可能量に制約が生じる可能性があることから、再生可能エネルギーへの依存がさらに高まる可能性もある。一方で、2050 年までは想定していなかった新技術も考慮すれば、追加的な削減余地も拡大すると考えられる。いずれにしても、低炭素エネルギーの重要性は 2050 年以降も変わらないと考えられるため、同様の分析を、2050 年以降を対象に実施する意義は大きいであろう。

(4)　対策導入による経済影響分析

本研究では、経済指標として、各ケースについて CO_2 価格、累積の対策費用、化石燃料輸入額を提示した。しかしながら IPCC AR5(IPCC 2014b)や、中央環境審議会(中央環境審議会地球環境部会 2012)でも示されているように、経済影響として、GDP ロスや家計消費ロス、電力価格の上昇など、様々な指標を併せて提示することが、政策検討においては有益となるであろう。そのため、今回用いた積上型のエネルギー技術モデルのみならず、トップダウン型の CGE モデルを併せて適用し、多面的な評価を行うことが課題として残されている。

さらに、本研究で用いた積上型のエネルギー技術モデルでは、エネルギーサービス需要を

外生的に設定しており、炭素制約やエネルギー価格上昇のフィードバックが考慮されていない。しかしながら、第 6 章にて示されたように、FIT 導入による影響のみを考慮した場合でも、電力料金の 1 割程度の上昇につながる可能性がある。このような変化がエネルギー需要の水準に及ぼす影響について、価格弾力性を踏まえた分析を行うことも課題として残されている。

(5)　モデル分析による実績値の再現性の検証

本研究では、3.4.1 において、原子力発電の稼働率低下のショックを与えた場合における、発電電力量構成の再現性についてチェックを行ったものの、それ以外の部門については、データの入手可能性に関する制約から、十分な検証が困難であった。しかしながら、今後省エネルギー技術の普及率等の統計データが拡充されれば、モデルの再現性に関する検証を実施することも容易になると考えられる。統計データの拡充に応じて、モデルの再現性の検証および改良を積み重ねることが望ましい。

7.3.　今後の展望

最後に、今後のエネルギー・環境システム分野における研究の方向性、それに基づくエネルギー・気候変動政策の展望について、本研究を踏まえた発展的な展望を記す。

まず、モデル分析の出発点となるデータの拡充、精度の向上の必要性について触れておきたい。本研究で用いたエネルギー技術モデルは、基準年あるいはそれ以前の数年におけるエネルギー関連技術、温室効果ガス排出技術の保有量・販売量、稼働率、価格等のパラメータを収集して、日本全体のエネルギー需給・温室効果ガス排出の実態を把握することが出発点となる。したがって、データの量・精度は極めて重要である。

日本は、京都議定書の附帯書 I 国に属することもあり、比較的詳細なエネルギー需給・温室効果ガス排出に関する実績データが入手可能ではあるが、それでもまだ不十分な点は多い。電力会社別の 365 日×24 時間の日負荷曲線は、福島第一原子力発電事故後の電力需給逼迫を受けて、ようやくデータが公開されるようになったものの、部門別の内訳は不明である。総合エネルギー統計(資源エネルギー庁 2013a)およびその元となっている特定業種石油等消費統計(経済産業省 2010b)についても、産業部門の業種別×燃料種別×地域別のデータが十分に得られないという課題がある。また、そもそも業務部門についてはエネルギー消費実態が十分に把握されていないという課題もある。

データの秘匿性等の課題はあるものの、実態把握の進展は、本研究のモデル分析を深める上では非常に重要な課題の一つである。

本研究のようなモデル分析は、ある程度物理法則等に基づく予測が立てやすい自然科学系の研究分野とは異なり、家庭や企業、政府の選択によって結果が大きく左右される。そのため、第 3 章でも述べたように、本研究より導き出される結果は、唯一の予測結果ではなく、数多あるうちの一つのシナリオとして捉えられるべきである。とはいえ、すべてのとり得る選択肢を提示することは難しいため、社会経済活動量や原子力稼働量といった外生変数は、分析者の主観によって、1 ～数ケースに絞り込まれる。ゆえに、分析の前提条件には、少なからず分析者の主観が反映される。一方で、研究成果としては結果がより重点的に着目される場合が多く、これらの前提条件については必ずしも十分に示されない事例も多い。

今後も、長期を対象としたシナリオ研究は引き続き行われるものと考えられるが、前提条件の設定に関する比較を可能とするため、研究成果を提示する際には、これらの前提条件を可能な限り詳細に記述することが望ましい。

また、多くのモデルは、現状までの実績を反映してモデルを作成することから、時間が経過すれば、それまでの見通しとは異なる現象が起きることも考えられる。したがって、モデル分析は一時点で終わることなく、最新のデータに基づき継続的に実施されることが望ま

しい。ただし、特に地域別の詳細なエネルギー消費データは、必ずしも毎年集計・公表が行われていない。この場合、過年データや関連指標より補正を行い、エネルギー消費データを推計することが必要となる。このような補正・推計手法の改良も課題となる。

加えて、IT 化などの革新的な技術開発等が行われれば、将来のエネルギー技術シナリオにも大きく影響を及ぼし得ることから、現状のトレンドの延長だけでなく、様々なイノベーションを如何にして将来推計に取り込むか、という点も課題の一つである。

Appendix I　エネルギー技術モデルの概要

以降に、本研究で用いたエネルギー技術のモデルを構成する方程式群、内生・外生変数の一覧を示す。本モデルは、国立環境研究所が開発した AIM/Enduse をベースとしているが、多地域化に伴い改変を加えているほか、計算負荷低減のため、使用しない変数、式を削除している。オリジナルのモデル構成については Akashi et al. (2007), Kainuma, Matsuoka, and Morita (2003)を参照されたい。

本モデルは逐次動学型の最適化モデルに分類されることから、推計は t=2010 年から、推計の最終年である 2050 年まで、一年ずつ繰り返し最適化計算が行われる。

なお、特に記載のない限り、最適化計算における外生変数は大文字、内生変数は小文字で表記する。

(1)　インデックス一覧

記号	意味	インデックスの種類
r	地域	北海道、東北、関東、中部、北陸、関西、中国、四国、九州、沖縄
i	部門	発電、エネルギー転換（発電以外）産業、業務、家庭、運輸、非エネルギー
j	キャリア（出力・サービス）	－
k	キャリア（入力・エネルギー）	－
l	機器	－
m	温室効果ガス種	CO_2、CH_4、N_2O、HFCs、PFCs、SF_6
$v_{j,k}$	中間サービス・エネルギーの対応（中間キャリアの制約式において、同一として扱うサービス種を定義）	－

(2)　目的関数

本モデルでは、外生的に与えられたエネルギーサービス需要を満たすような技術の組み合わせを、外生的に設定したサービス需要，エネルギー価格や CO_2 価格，エネルギー源別の供給制約、対策技術の導入・普及制約の下で、総費用を最小化するよう、1 年ごとに技術選択が行われる（Eq. I-1）。対策技術の導入は初期費用の増加を伴うため、対策によるエネルギー費用低減が初期費用増を上回らない限り、対策は導入されない。しかし、CO_2 価格が増加すれば、エネルギー費用低減に加えて、排出価格の低下が起こるため、削減費用の安い対策から順に導入が進む。

なお、McCollum et al. (2013)にて指摘されているように、緩和策の導入は大気汚染減少や

エネルギーセキュリティ向上といったコベネフィットをもたらす場合がある。ただし、本モデルでは緩和策導入に伴うコベネフィットや負の副次効果は、技術選択の目的関数に含めていないことに留意されたい。

Eq. I-1　目的関数

$$TC = \sum_{r}\left[\sum_{l}\left(c_{i,l,r} \times R_{i,l,r}\right) + \sum_{k}\left(g_{i,k,r} \times e_{i,k,l,r} \times X_{i,l,r}\right) + \sum_{m}\left(\zeta_{i}^{m} \times Q_{i,r}^{m}\right)\right] \rightarrow min$$

TC: 年間総費用
$c_{i,l,r}$: 機器 l の初期費用(年価換算)（外生変数）
$R_{i,l,r}$: 機器 l の年間新規導入量
$g_{i,k,r}$: エネルギー種 k の価格（外生変数）
$e_{i,k,l,r}$: 機器 l によるエネルギー種 k の消費原単位（外生変数）
$X_{i,l,r}$: 機器 l の稼働量
ζ_{i}^{m}: 温室効果ガス種 m の排出価格（外生変数）
$Q_{i,r}^{m}$: 温室効果ガス種 m の年間排出量

Eq. I-2　初期費用の年価換算式

$$c_{i,l,r} = b_{i,l,r} \times \frac{\alpha_{i,l,r} \times \left(1 + \alpha_{i,l,r}\right)^{t_l}}{\left(1 + \alpha_{i,l,r}\right)^{t_l} - 1}$$

$b_{i,l,r}$　：機器 l の初期費用（外生変数）
$\alpha_{i,l,r}$　：割引率（外生変数）
t_l　：機器 l の寿命（外生変数）

(3)　温室効果ガス排出量

温室効果ガスは、エネルギー消費量に温室効果ガス種ごとの温暖化係数を乗じることで算出される。

Eq. I-3　温室効果ガス排出量の算出式

$$Q_{i,r}^{m} = \sum_{k}\left(f_{i,k}^{m} \times e_{i,k,l,r} \times X_{i,l,r}\right)$$

$f_{i,k}^{m}$　：温室効果ガス別の温暖化係数（外生変数）

(4)　キャリアの入力・出力バランス

Eq. I-4 では、出力されるサービスが、外生的に設定したサービス量を上回るよう制約を設

けている。なお、出力されるサービスに乗じている ϕ は、将来のサービス効率を外生的に修正する場合（例：自動車 1 台当たりの走行量変化、世帯当たりの冷暖房や給湯量変化）にゼロ以外の値をとる。

また、中間キャリアに関しては、Eq. I-5 に示すように、対応する中間キャリアの出力量が入力量を上回るよう制約を設けている。なお、本研究では地域間の電力融通を考慮するため、中間キャリアの制約式は、同一地域内でのバランスに関する式と、全地域でのバランスに関する式に区別している。

Eq. I-4　サービス需要の制約式

$$d_{i,j,r} \leq \sum_{l} \left[\left(1 + \phi_{i,j,l,r}\right) \times a_{i,j,l,r} \times X_{i,l,r} \right]$$

$a_{i,j,l,r}$ ：機器 l によるサービス種 j の出力原単位（外生変数）
$\phi_{i,j,l,r}$ ：基準年比のサービス出力原単位の変化（外生変数）
$d_{i,j,r}$ ：サービス需要（外生変数）

Eq. I-5　中間キャリアの制約式

$$\sum_{j \in v_{j,k}} \left\{ \sum_{l} \left[\left(1 + \phi_{i,j,l,r}\right) \times a_{i,j,l,r} \times X_{i,l,r} \right] \right\} \geq \sum_{k \in v_{j,k}} \left\{ \sum_{l} \left[\left(1 + \xi_{i,k,l,r}\right) \times e_{i,k,l,r} \times X_{i,l,r} \right] \right\}$$

$$\sum_{j \in v_{j,k}} \left\{ \sum_{l,r} \left[\left(1 + \phi_{i,j,l,r}\right) \times a_{i,j,l,r} \times X_{i,l,r} \right] \right\} \geq \sum_{k \in v_{j,k}} \left\{ \sum_{l,r} \left[\left(1 + \xi_{i,k,l,r}\right) \times e_{i,k,l,r} \times X_{i,l,r} \right] \right\}$$

$\xi_{i,k,l,r}$ ：基準年比のエネルギー消費原単位の変化（外生変数）

エネルギー供給量については、特に再生可能エネルギー等、供給量に制約が生じる場合、Eq. I-6 に基づき制約を設けている。

同一のサービスを供給する機器のシェアについては、その上限・下限を設ける場合、Eq. I-7 の通り制約を設けている。
機器一台当たりの稼働量については、$\theta_{i,j,l,r}^{min}$ ：サービスシェアの最小値（外生変数）

Eq. I-8 のとおり最大稼働率を外生的に設定し、その値を超えない範囲において稼働量が決定される。

Eq. I-6　エネルギー供給制約式

$$\sum_{i,l,r} \left[\left(1 + \xi_{i,k,l,r}\right) \times e_{i,k,l,r} \times X_{i,l,r} \right] \leq \hat{e}_k$$

$\hat{e}_k$ ：エネルギー供給量の最大値（外生変数）

Eq. I-7　サービスシェア制約式

$$\theta_{i,j,l,r}^{max} \times \sum_{l} \left[\left(1 + \phi_{i,j,l,r}\right) \times a_{i,j,l,r} \times X_{i,l,r} \right] \geq \left[\left(1 + \phi_{i,j,l,r}\right) \times a_{i,j,l,r} \times X_{i,l,r} \right]$$

$$\theta_{i,j,l,r}^{min} \times \sum_{l} \left[\left(1 + \phi_{i,j,l,r}\right) \times a_{i,j,l,r} \times X_{i,l,r} \right] \leq \left[\left(1 + \phi_{i,j,l,r}\right) \times a_{i,j,l,r} \times X_{i,l,r} \right]$$

$\theta_{i,j,l,r}^{max}$ ：サービスシェアの最大値（外生変数）
$\theta_{i,j,l,r}^{min}$ ：サービスシェアの最小値（外生変数）

Eq. I-8　機器稼働率の制約式

$$X_{i,l,r} \leq \left(1 + \lambda_{i,l,r}\right) \times S_{i,l,r}$$

$1+\lambda_{i,l,r}$ ：機器 l の最大稼働率（$-1 \leq \lambda \leq 0$）（外生変数）
$S_{i,l,r}$ ：機器 l のストック量

(5)　機器ストックのバランス

機器のストック量は、前年のストック量から退役分を差し引いた分と、当該年の新設導入量の和によって表現される（Eq. I-9）。AIM/Enduse では、導入年別の機器ストック量は、導入後の経過年数と機器の残存率がワイブル分布に従うと仮定して算出されるが、本研究では計算負荷低減のため、退役分は前年ストックに機器寿命の逆数を乗じることで算出している。したがって、厳密には機器のコホートは考慮されない。

機器の新規導入量、ストック導入量に上限を設ける場合は、Eq. I-10、Eq. I-11 にしたがい制約条件を設定する。

Eq. I-9　機器ストック量の更新

$$S_{i,l,r} = (1 - t_l^{-1}) \times \bar{s}_{i,l,r} + R_{i,l,r}$$

$\bar{s}_{i,l,r}$ ：前年の機器保有量

Eq. I-10　新規導入量の制約式

$$\tau_l^{max} \geq R_{i,l,r}$$

τ_l^{max} ：機器 l の新規導入量上限（外生変数）

Eq. I-11　機器ストックの制約式

$$\rho_l^{max} \geq S_{i,l,r}$$

ρ_l^{max} ：機器 l のストック導入量上限（外生変数）

(6)　機器のエネルギー効率・サービス効率の更新

将来的に、同一機器のフロー効率向上を外生的に設定する機器については、新規設備の導入が行われた場合、ストック効率を毎年更新する必要がある。ストック効率は、残存機器と新設機器の効率の加重平均にて算出される（Eq. I-12）。

Eq. I-12　エネルギー効率・サービス効率の更新式

$$a_{i,j,l,r} = \frac{(1 - t_l^{-1})\bar{s}_{i,l,r} \times \bar{a}_{i,j,l,r} + R_{i,l,r} \times \dot{a}_{i,j,l,r}}{S_{i,l,r}}$$

$$e_{i,k,l,r} = \frac{(1 - t_l^{-1})\bar{s}_{i,l,r} \times \bar{e}_{i,k,l,r} + R_{i,l,r} \times \dot{e}_{i,k,l,r}}{S_{i,l,r}}$$

$\bar{a}_{i,j,l,r}$　：前年のストック平均サービス出力原単位

$\dot{a}_{i,j,l,r}$　：当年のフロー平均サービス出力原単位

$\bar{e}_{i,k,l,r}$　：前年のストック平均エネルギー消費原単位

$\dot{e}_{i,k,l,r}$　：当年のフロー平均エネルギー消費原単位

Appendix II　　社会経済活動量の設定

本研究で用いる AIM/Enduse は、社会経済活動量を外生パラメータとして与える必要があることから、素材生産量や世帯数、交通需要といったパラメータについて、2050 年までの推計を行った。ここでは、各パラメータの推計手法について記す。

なお、社会経済活動量は、主に第 3 章、第 4 章で用いる基準ケースに加えて、第 5 章で用いる SSPs をベースとした 5 つのケースについて推計を行った。なお、以降は特に記載のない限り、人口に国立社会保障・人口問題研究所の出生中位・死亡中位ケース、GDP に中央環境審議会地球環境部会 (2012)の想定を用いたケース（以降基準ケースと呼ぶ）の推計結果を示す。

主要な説明変数となる人口・GDP の想定を図 A II-1、図 A II-2 に示す。なお、GDP は IIASA (2012b)における OECD の ENV-Growth (Chateau and Dellink 2012)による推計結果を示している。

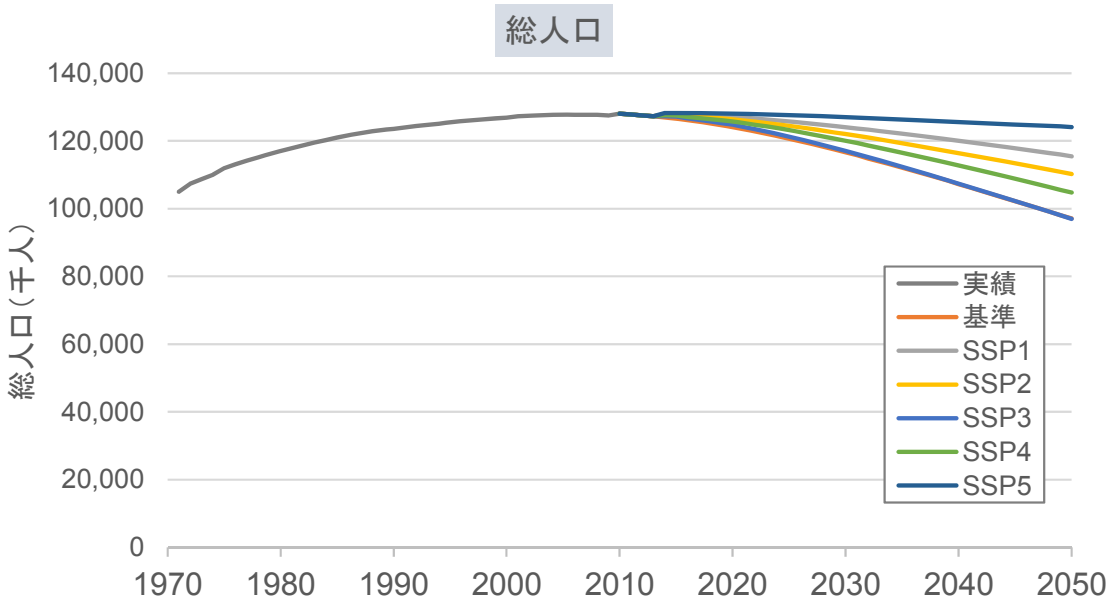


図 A II-1　総人口の推移

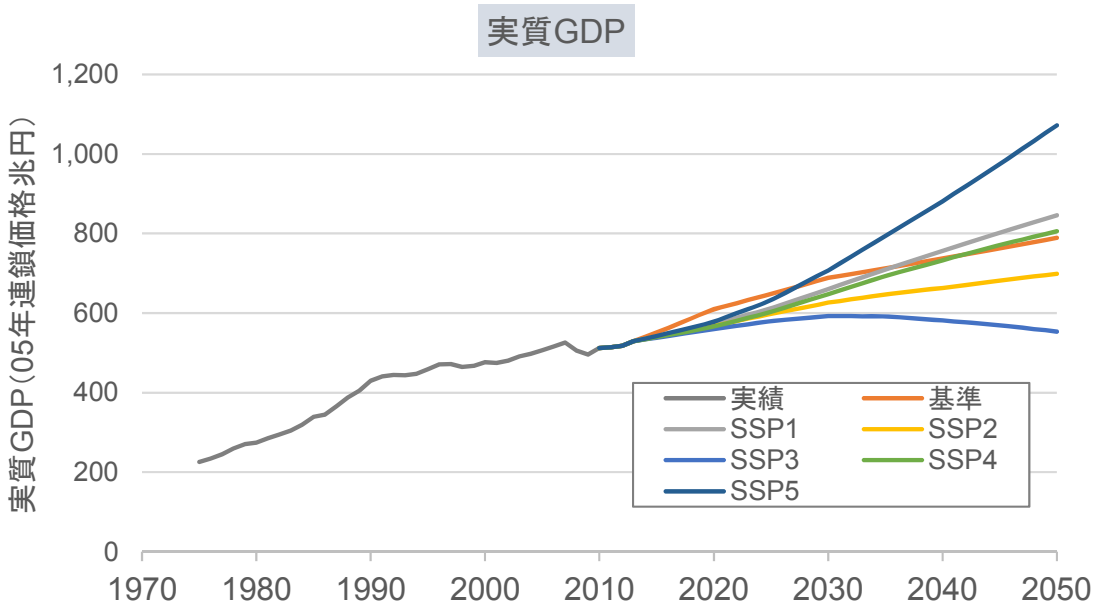


図 A II-2　実質 GDP の想定

AII.1　世帯数

人口については、国立社会保障・人口問題研究所 (2013)にて 2060 年までの都道府県別推計結果が得られる一方、世帯数は 2035 年以降の値が得られないため、別途推計を行った。

(1)　モデルの概要

本モデルは、国立環境研究所が開発した AIM/Population and Households Model (PHM) (Akashi et al. 2007)をベースに、前提となるデータに国立社会保障・人口問題研究所の最新の推計値(国立社会保障・人口問題研究所 2013, 2014)を用いたものである。

(2)　モデル構成

人口、世帯数は、図 A II-3 に示したフローに基づいて推計を行った。まず、基準年の人口と、国立社会保障・人口問題研究所推計の将来出生率・生残率・移動率を用いて、次期の出生者数、死亡者数、移動者数を推計し、次期の人口を算出する。世帯数は、各期における人口に、世帯主率を掛け合わせることで算出する。

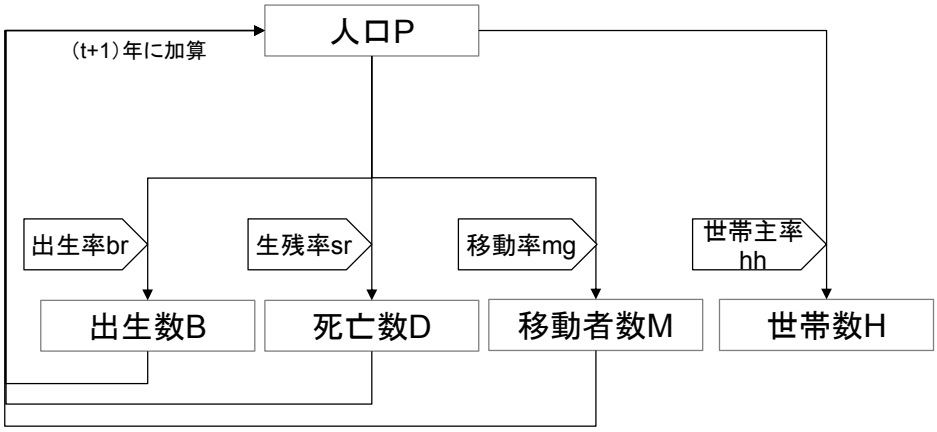


図 A II-3　人口・世帯数の推計フロー

$$P_{t+1}^{r,s,y} = P_t^{r,s,y} + B_t^{r,s,y} - D_t^{r,s,y} + M_t^{r,s,y}$$
$$B_{t+1}^{r,s,y} = P_t^{r,s,y} \times br_t^{r,s,y}$$
$$D_{t+1}^{r,s,y} = P_t^{r,s,y} \times \left(1 - sr_t^{r,s,y}\right)$$
$$M_{t+1}^{r,s,y} = P_t^{r,s,y} \times mg_t^{r,s,y}$$
$$H_{t+1}^{r} = \sum_{s,y} \left(P_t^{r,s,y} \times hh_t^{r,s,y}\right)$$

内生変数	外生変数	添字
P :人口	br :出生率	r :地域
B :出生数	sr :生残率	s :性別
D :死亡数	mg :移動率	y :年齢（5 歳区分）
M :移動者数	hh :世帯主率	t :年（5 年区分）
H :世帯数		

(3)　入力データ

外生パラメータである出生率、生残率、移動率、世帯主率は、国立社会保障・人口問題研究所(国立社会保障・人口問題研究所 2013, 2014)のデータを用いた。ただし、世帯主率は 2040 年以降の推計データが存在しないため、2040 年以降の地域・年齢・性別ごとの世帯主率は、2035 年値で固定することとした。

(4)　推計結果

モデルを用いた世帯数の推計結果を図 A II-4 に示す。人口が最も多い SSP5 の場合では、世帯数は 2020 年頃に 5,600 万世帯に達し、その後もほぼ同水準で推移する。それ以外のケースでは、世帯数は 2020 年～2025 年をピークに減少に転じ、基準ケースでは 2050 年に 4,500 万世帯まで低下する。

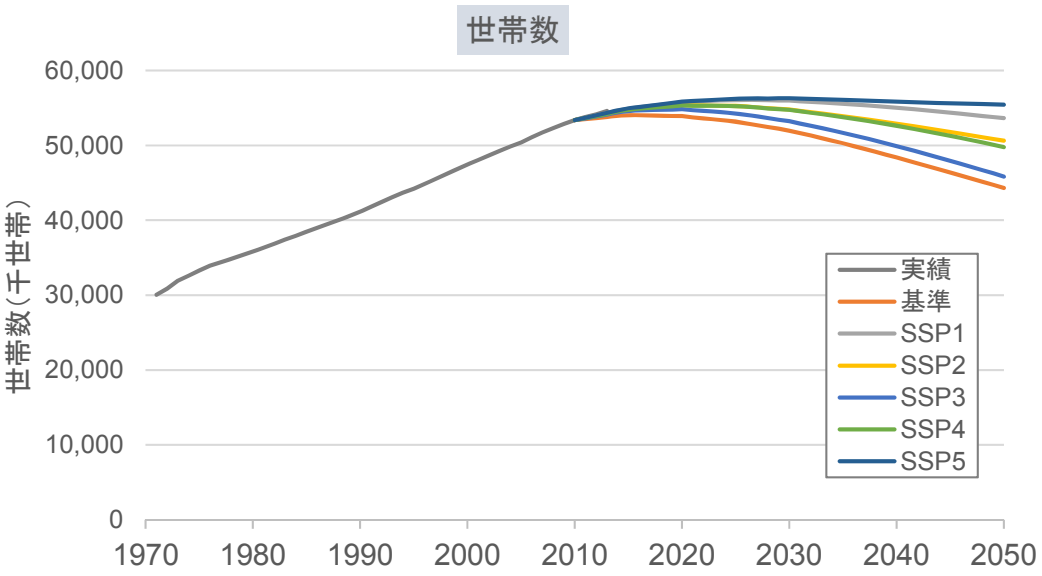


図 A II-4　世帯数の推計結果

AII.2　旅客輸送需要

本モデルは、国立環境研究所が開発した AIM/Transport Demand Model (TDM)(Akashi et al. 2007)をベースに改良を行ったものである。主な改良点は大きく二点ある。第一に 2010 年の最新データを用いて、インプットデータの更新を行った。第二に、次世代自動車普及における連続航行距離の制約を技術選択において反映するため、自動車輸送について連続航行距離帯別に交通需要を推計した。

(1)　モデルの構成

本モデルで用いられているパラメータや定式については、Akashi et al. (2007)とほぼ同一であるが、連続航行距離の区分に応じた交通需要を算出するため、パラメータや式に一部変更を加えている。また、従来のモデルでは輸送機関別に平均輸送距離が異なるという想定を置いていたが、本モデルでは、地域内輸送のみ平均輸送距離は移動目的のみに影響されるものとし、輸送機関には差を設けていない。

連続航行距離については、IEA の ETP 2012 では、車種別のエネルギー効率と連続航行距離の関係について示されており、EV の連続航行距離はおよそ 100-300km となっている(IEA 2012)。連続航行距離は、走行条件等によって多様であると考えられるが、本研究では往復トリップあたりの連続航行距離が 200km 未満（片道 100km 未満）となる範囲において、EV が導入可能となるものと想定し、200km 未満・以上の区分を新たに設けた。

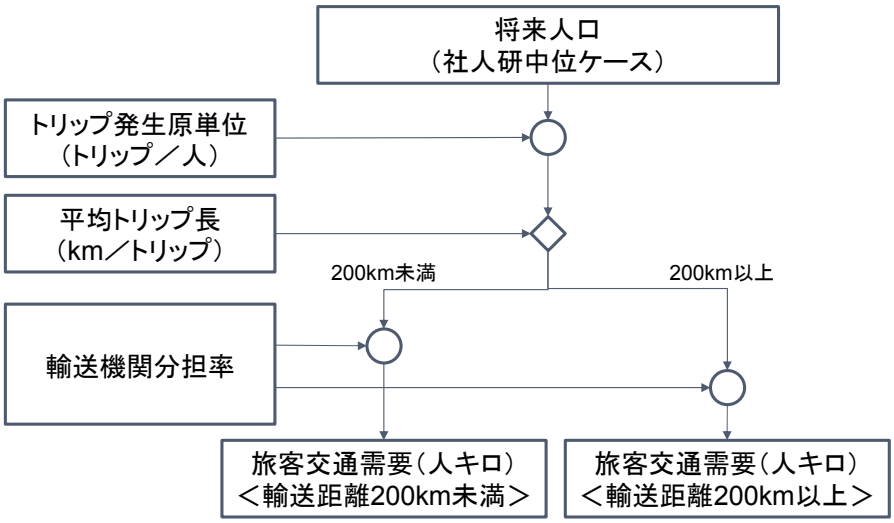


図 A II-5　旅客輸送量の推計フロー

モデルにおいて用いた変数、式の一覧を以下に示す。

インデックス

d	：曜日（平日・休日）
l	：都市圏区分（三大都市圏、地方中枢都市圏、地方中核都市、その他都市地域、平野農業地域、中山間地域）
pw	：移動目的（地域内）
pb	：移動目的（地域間）
mw	：輸送手段（地域内）
mb	：輸送手段（地域間）
m	：輸送手段（全地域）
x	：免許保有の有無
e	：就業の有無
s	：性別
a	：年齢（15 歳未満、15～24 歳、25～65 歳、65～74 歳、75 歳～）
tr	：輸送距離帯（200km 未満・200km 以上）
pr	：都道府県
t	：推計年（2010～2050、5 年間隔）

外生変数

$wr_pop(pr,l,s,a,e,x,t)$	：人口
$lic(pr,s,a,x,t)$	：免許保有数
$n_d(d)$	：年間日数
$q_{2010}(m)$	：輸送需要 2010 年実績値（人 km）
$v_{2010}(m)$	：輸送需要 2010 年実績値（台 km）
$emp(s,a,e,t)$	：就業率
$c_w(l,d,s,a,e,x,pw,tr,t)$	：トリップ発生原単位（地域内）
$l_w(l,d,pw,tr,t)$	：トリップあたり輸送距離（地域内）
$t_w(l,d,pw,tr,mw,t)$	：輸送機関別シェア（地域内）
$c_b(pr,pr,d,pb,tr,mb,t)$	：トリップ発生原単位（地域間）
$l_b(mb,pr,pr)$	：輸送機関別トリップあたり輸送距離（地域間）
$pss(l,d,pw,tr,mw,t)$	：乗車率

内生変数

WR_TRIP(pr,l,s,x,e,d,pw,tr,t)	：トリップ発生回数
$Q_W(pr,tr,mw,t)$	：地域内輸送需要（人 km）
$Q_{WV}(pr,tr,mw,t)$	：地域内輸送需要（台 km）
$Q_B(pr,tr,mb,t)$	：地域間輸送需要（人 km）
$Q_{BV}(pr,tr,mb,t)$	：地域間輸送需要（台 km）
Q(pr,tr,m,t)	：輸送需要（人 km）
$Q_V(pr,tr,m,t)$	：輸送需要（台 km）

推計式

＜トリップ数＞

トリップ数は、各年における地域別・属性別の人口に、トリップ発生原単位を掛けることで算出される。

$$WR_TRIP(pr,l,s,x,e,d,pw,tr,t) = \sum_{a}[wr_pop(pr,l,s,a,e,x,t) \times c_w(l,d,s,a,e,x,pw,tr,t)]$$

＜地域内輸送需要＞

地域内輸送需要は、トリップ数にトリップあたり輸送距離、輸送機関別シェア、日数を掛けることで算出される。

$$\begin{aligned} Q_w(pr,tr,mw,t) &= \sum_{l,s,x,e,d,pw}[WR_TRIP(pr,l,s,x,e,d,pw,tr,t) \times l_w(l,d,pw,tr,t) \\ &\times t_w(l,d,pw,tr,t) \times n_d(d)] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{wv}(pr,tr,mw,t) &= \sum_{l,s,x,e,d,pw}[WR_TRIP(pr,l,s,x,e,d,pw,tr,t) \times l_w(l,d,pw,tr,t) \\ &\times t_w(l,d,pw,tr,t) \div pss(l,d,pw,tr,mw,t) \times n_d(d)] \end{aligned}$$

＜地域間輸送需要＞

地域間輸送需要は、人口にトリップ発生原単位、日数、輸送機関別のトリップあたり輸送距離を掛けることで算出される。

$$Q_b(pr,tr,mb,t) = \sum_{pr,d,pb}\left[\sum_{l,s,a,e,x}\{WR_POP(pr,l,s,a,e,x,t)\} \times c_b(pr,pr,d,pb,tr,mb,t) \times n_d(d) \times l_b(mb,pr,pr)\right]$$

$$Q_{bv}(pr,tr,mb,t) = \sum_{pr,d,pb}\left[\sum_{l,s,a,e,x}\{WR_POP(pr,l,s,a,e,x,t)\} \times c_b(pr,pr,d,pb,tr,mb,t) \times n_d(d) \times l_b(mb,pr,pr) \div pss(l,d,pb,tr,mb,t)\right]$$

＜輸送需要の合計＞

合計輸送需要は、地域内・地域間輸送距離の和より算出される。

$$Q(pr,tr,m,t) = \sum_{mw=m}[Q_w(pr,tr,mw,t)] + \sum_{mb=m}[Q_b(pr,tr,mb,t)]$$

(2)　パラメータの設定

【トリップ数、輸送距離等】

地域内輸送需要は、全国都市交通特性調査(国土交通省 2010c)の値を用いた。地域間輸送は、全国幹線旅客純流動調査(国土交通省 2010b)の値を用いた。

【都道府県・都市圏別人口】

AII.1 にて示した人口・世帯モデルによる 2050 年までの市区町村別将来人口を、都市圏別・都道府県別に再区分した。

【免許保有数】

国土交通省　道路の将来交通需要推計に関する検討会(国土交通省 2008)の手法に従い、都道府県別に 2050 年までの免許保有数を推計した。

免許保有数実績値は、運転免許統計(警察庁 2010)の都道府県別・年齢別・性別・種類別免許保有者数の値を用い、将来の免許保有率変化率は道路の将来交通需要推計に関する検討会(国土交通省 2008)の値を用いた。

免許保有数は、以下の式に基づき推計を行った。

$$lic(pr,s,a,x,t) = \sum_{l,e}[wr_pop(pr,l,s,a,e,x,t)] \times lr(pr,s,a,t)$$

lr (*pr*,*s*,*a*,*t*)：免許保有率

将来の免許保有率は、年齢階層別に表 A II-1 の方法を用いて推計した。

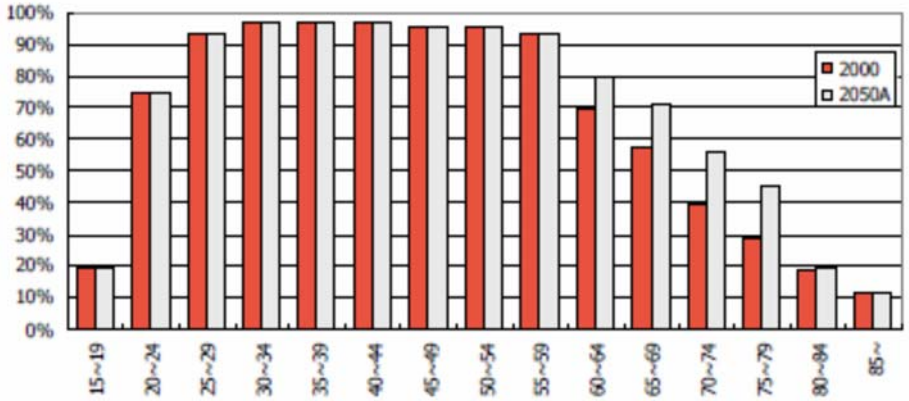
表 A II-1　免許保有率の変化率

年齢階層	変化率適用の考え方
16-34 歳	年齢階層毎に、同年齢階層の５年間の免許保有率の変化率を乗じて、各年齢階層の５年後の免許保有率を推計。但し、35-39 歳を上回らないものとする。
35-39 歳	全国の成長率曲線で推計した伸び率を各地域別保有率に適用する。
40 歳-	各コホートの免許保有率の５年間の変化率を５年前の免許保有率に乗じて、免許保有率を推計する。 但し、35-39 歳を上回る場合は 35-39 歳の保有率とする。

（出所）国土交通省 (2008)

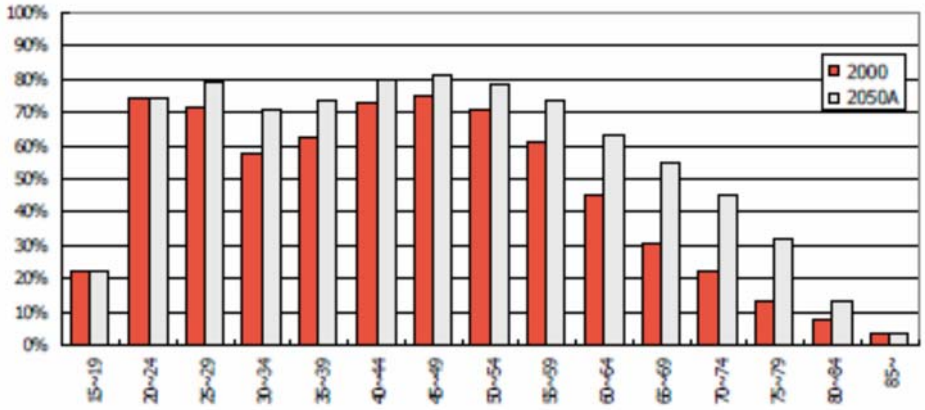
【就業率】

基準年（2010 年）の就業者数実績は、(総務省統計局 2010)の値を用いた。また、2050 年の就業率は、2050 日本低炭素社会シナリオチーム(2050 日本低炭素社会シナリオチーム 2009)の想定（ビジョン A）を用いた（図 A II-6、図 A II-7）。



（出所）2050 日本低炭素社会シナリオチーム (2009)

図 A II-6　2050 年の就業者率想定（男性）



（出所）2050 日本低炭素社会シナリオチーム (2009)

図 A II-7　2050 年の就業者率想定（女性）

【輸送機関別シェア】

今回は基準年のシェア固定で推計した。

【基準年（2010 年）の輸送需要実績】

2010 年までの輸送需要実績は、日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット (2014a)、国土交通省の自動車輸送統計調査年報(国土交通省 2010a)の値を用いた。自動車輸送統計調査年報は 2010 年 10 月以降統計調査方法が変更されており、それ以前との連続性が担保できないため、2010 年は日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット (2014a)の推計値を用いている。

(3)　推計結果

基準ケースにおける輸送機関別の交通需要（人 km ベース）推計結果を図 A II-8 に示す。ドライビングフォースである人口が減少する想定であるため、2050 年の交通需要はすべての輸送機関において 2010 年比で減少する結果となった。なお、2050 年の推計値は 2013 年小委　技術 WG(中央環境審議会地球環境部会 2012)の想定をやや下回るものの、脱温暖化 2050 プロジェクトのシナリオ B の想定に近い値となっている（図 A II-9）。

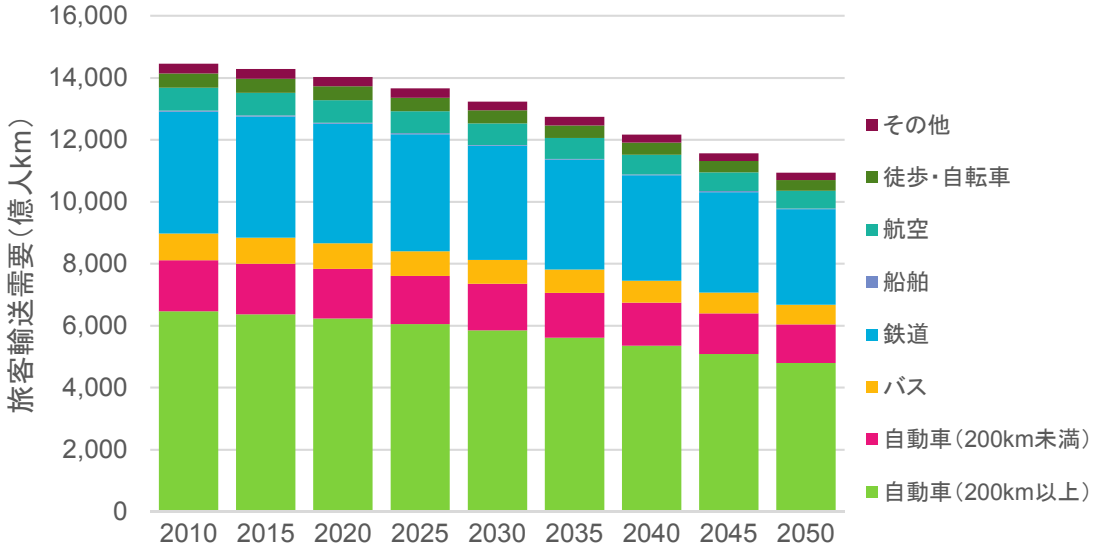
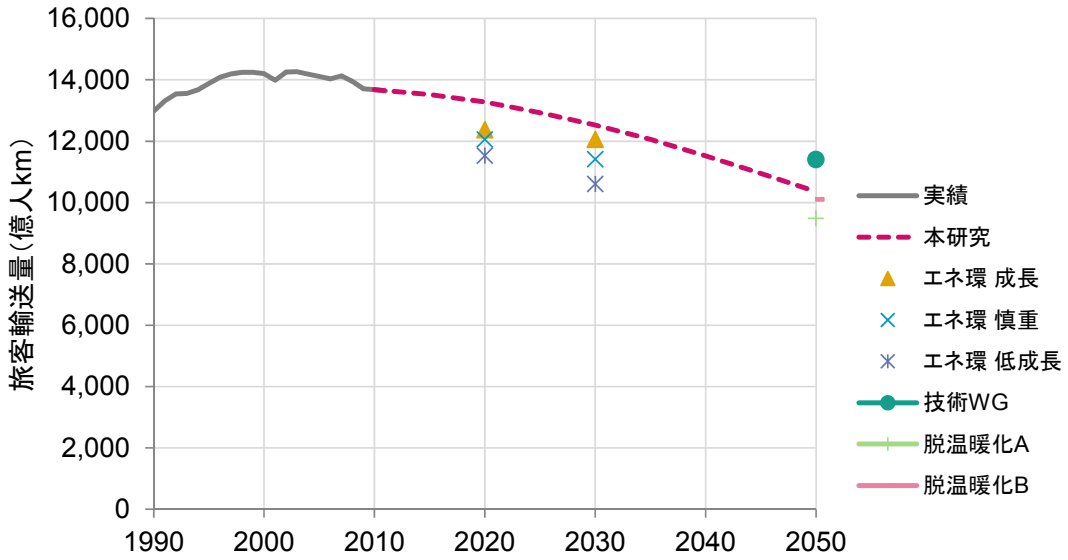


図 A II-8　旅客交通需要推計結果（基準ケース、輸送機関別）



（出所）中央環境審議会地球環境部会 (2012), エネルギー・環境会議 (2012a), (藤野, 日比野, 榎原 2007b)

※エネルギー環境会議、中環審想定は、自家用貨物分を除く値。

図 A II-9　旅客交通需要の推移

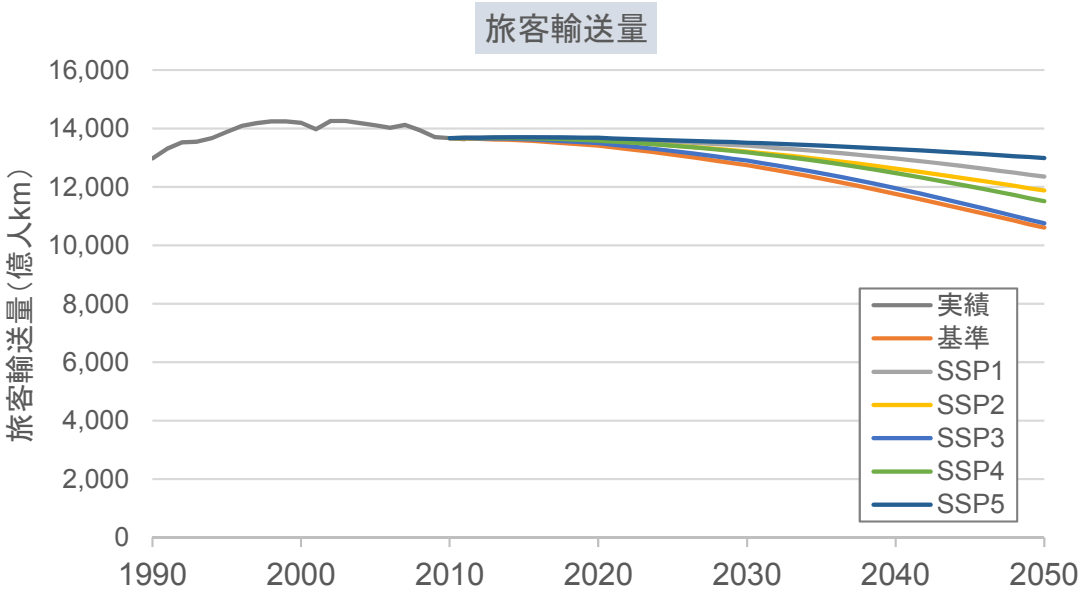


図 A II-10　旅客輸送量の推計結果

AII.3　貨物輸送部門

(1)　モデルの構成

本モデルは、国土交通省の推計モデル(国土交通省 2008)を参考に作成した。推計には、TSP5.1 を用いた。

まず、各種社会経済活動量指標から、農林水産品、鉱産品、金属・金属製品、機械、化学工業品、その他（軽工業品、雑工業品、その他の合計）の輸送量（トン数）を、表 AII-2 の説明変数を用いて財別に推計する。輸送量実績は、交通経済統計要覧(国土交通省総合政策局情報管理部 2013)の値を用いた。

表 AII-2　貨物輸送量の説明変数一覧

財区分	説明変数
農林水産品	人口、タイムトレンド
鉱産品	建設業生産額
金属・金属製品	建設業生産額、機械工業 IIP、タイムトレンド
機械	機械工業 IIP
化学工業品	エチレン生産量、タイムトレンド
その他	実質 GDP

次に、貨物地域流動調査(国土交通省 2014)より、輸送量を自動車、鉄道、船舶輸送に分割した。分割に際しては、過去 5 年の平均シェアが将来にわたり固定されると仮定した。また、自動車輸送については、自動車輸送統計調査(国土交通省 2010a)より、普通・小型・軽貨物に分割した。

以上の手順で推計された財別・輸送機関別の輸送量に、交通経済統計要覧より求められる輸送機関別の平均輸送距離を乗じることで、トンキロベースの輸送量を推計した。なお、自動車については財ごとに異なる平均輸送距離を用いた。

基準ケースの推計結果を図 AII-11 に示す。

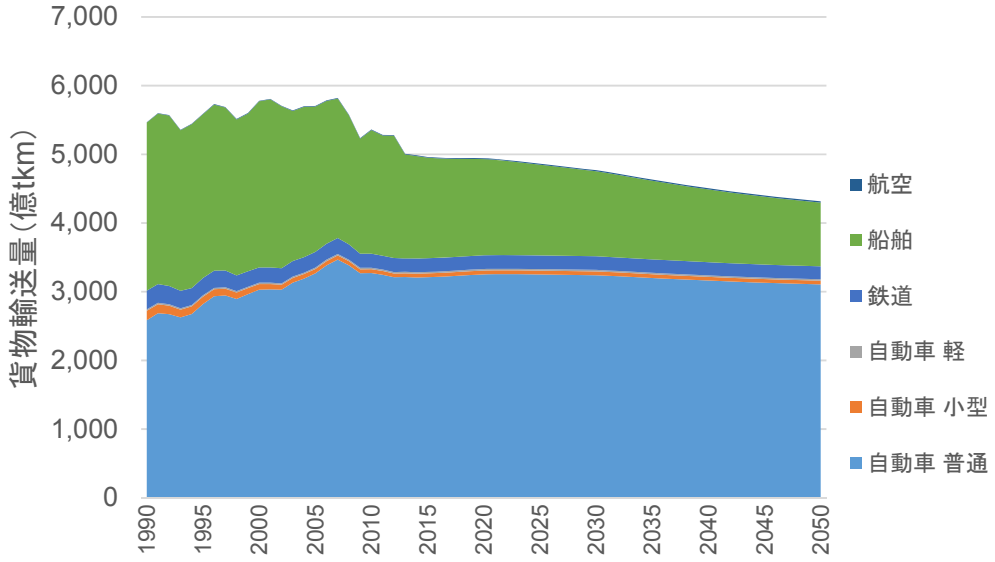


図 A II-11　輸送機関別貨物輸送量の推計結果

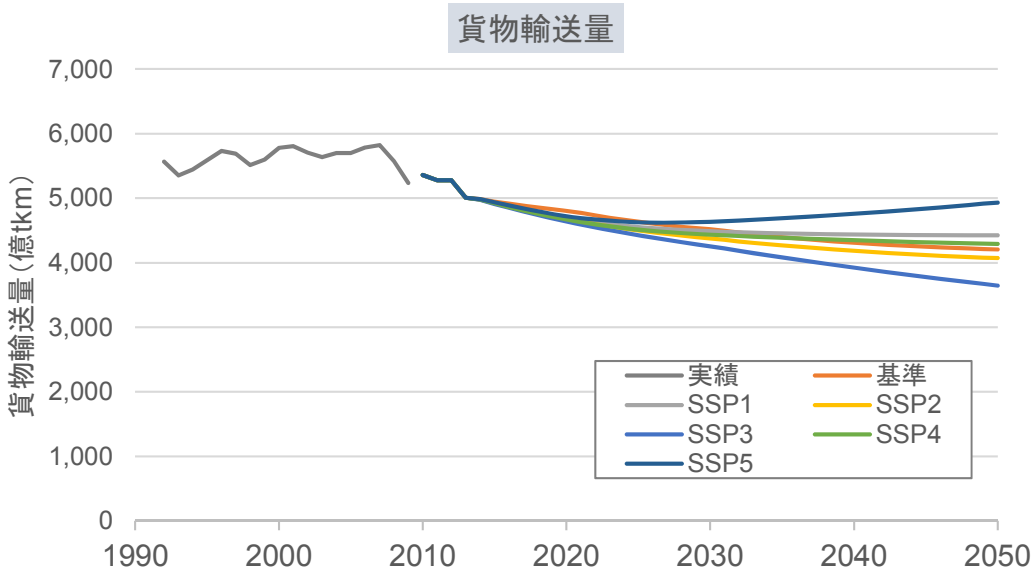


図 A II-12　貨物輸送量の推計結果

AII.4　家庭・業務部門

まず、活動量として家庭部門は世帯数・業務部門は床面積の推計を行う（世帯数については AII.1 を参照）。さらに、世帯数・床面積あたりの用途別有効エネルギー需要は、GDP 等を説明変数とした重回帰分析を作成し、2050 年までの推計を行った。なお、推計には TSP5.1 を用いた。

(1)　業務床面積

日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット (2014a)の延床面積実績値は、事務所・ビル、卸小売、デパート・スーパー、飲食店、学校、ホテル・旅館、病院、娯楽場、その他に区分されていることから、この業種区分ごとに将来の延床面積の推計を実施した。なお、デパート・スーパーは全体に占める比率がごく僅かであるため、卸小売に統合した。

延床面積はトレンド成分が強いことから、説明変数には前期の延床面積に加え、GDP や人口といった変数を用いている。

表 A II-3　業種別の延床面積説明変数

業種区分	説明変数
事務所・ビル	実質 GDP、15-64 歳人口比率
卸小売	総人口
飲食店	総人口
学校	0-14 歳人口
ホテル・旅館	実質 GDP、15-64 歳人口比率
病院	65 歳以上人口
娯楽場	実質 GDP
その他	実質 GDP

基準ケースの推計結果を図 A II-13 に示す。事務所・ビル等は実質 GDP の伸びに伴い 2030 年以降も増加を続け、病院は高齢者人口の増加に伴い大幅に増加するが、人口減少により総延床面積は 2030 年以降やや減少に転じる結果となっている。

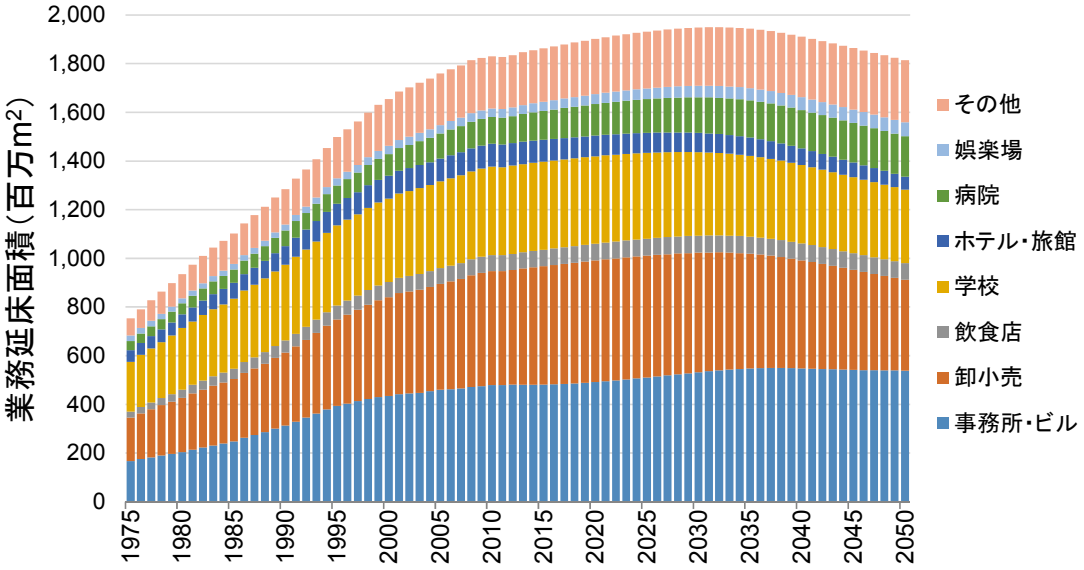


図 A II-13　業種別床面積の推計結果

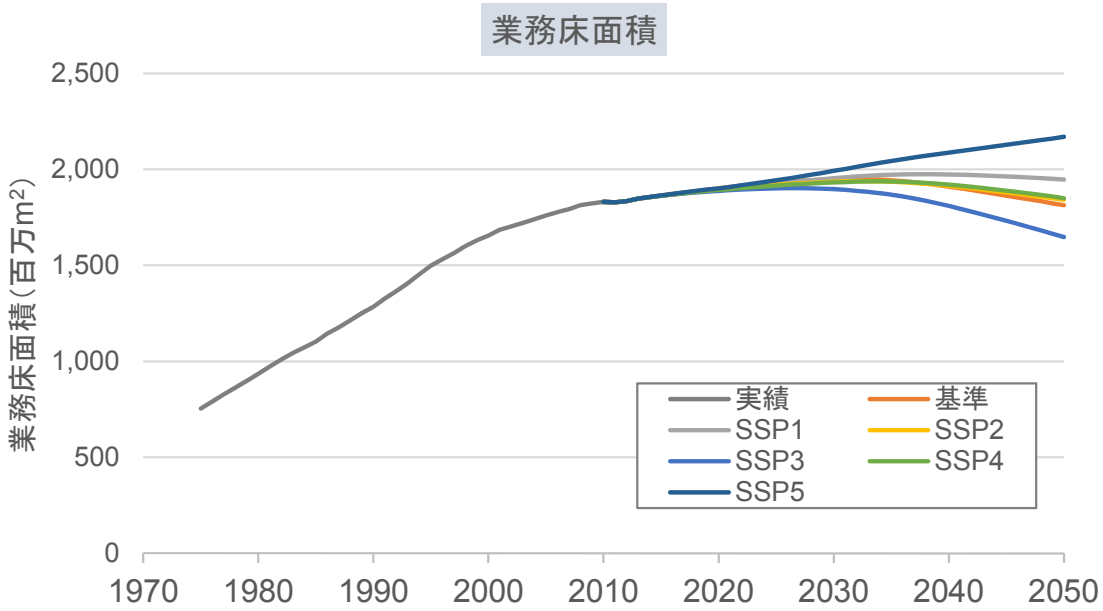


図 A II-14　業務床面積の推計結果

【事務所・ビル】
（床面積）=-0.69+0.89×（床面積（前期））+0.11×（実質 GDP）+0.18×（生産年齢人口）
R^2=1.00、DW=1.61

【卸小売】
（床面積）=-1.47+0.95×（床面積（前期））+0.15×（人口）
R^2=1.00、DW=1.00

【飲食店】
（床面積）=0.93×（床面積（前期））+0.03×（人口）
R^2=1.00、DW=1.23

【学校】
（床面積）=0.95×（床面積（前期））+0.03×（15 歳未満人口）
R^2=1.00、DW=1.79

【ホテル・旅館】
（床面積）=-2.62+0.86×（床面積（前期））+0.07×（一人あたり実質 GDP）+0.28×（生産年齢人口）
R^2=1.00、DW=1.03

【病院】
（床面積）=-0.95×（床面積（前期））+0.03×（65 歳以上人口）
R^2=1.00、DW=0.90

【娯楽施設】
（床面積）=-1.05+0.89×（床面積（前期））+0.11×（実質 GDP）
R^2=1.00、DW=1.08

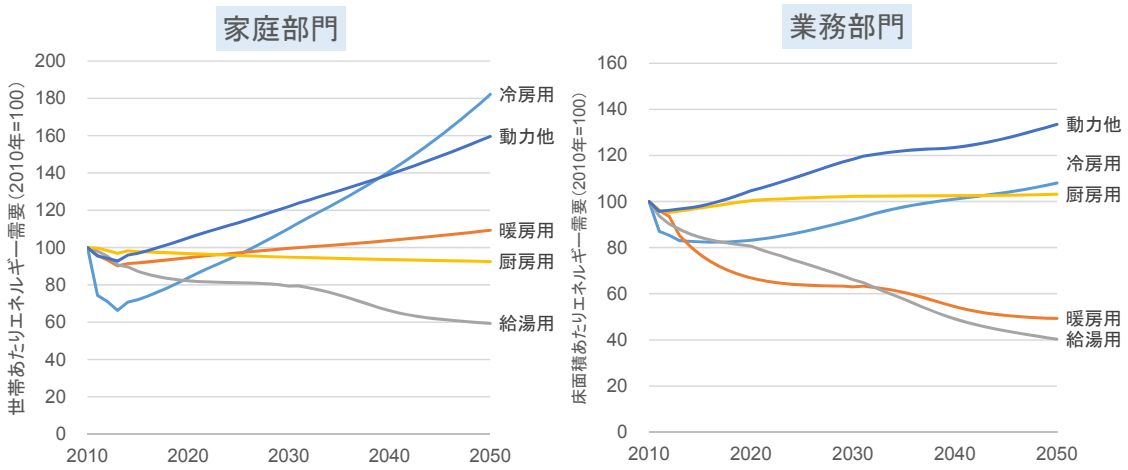
【その他】
（床面積）=0.13+0.92×（床面積（前期））+0.02×（実質 GDP）
R^2=1.00、DW=1.59

(2)　有効エネルギー需要原単位

家庭・業務部門は、活動量指標に加えて冷房、暖房といった用途別の有効エネルギー需要を設定する必要がある。

有効エネルギーとは、日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット (2011)によれば、エネルギー消費量をエネルギー効率で割り戻した値として表現され、例えば熱源機器の場合は供給熱量を表す。本研究では、将来の有効エネルギー需要を、世帯当たり民間消費支出、冷暖房でグリーデー、エネルギー価格等を用いた重回帰分析を行い設定した。

基準ケースの推計結果を図 A II-15 に示す。家庭・業務とも、民間消費の伸び等に伴い冷房、家電/動力の伸びが大きくなっている一方で、給湯需要については、世帯人員の減少等に伴い減少する結果となった。なお、実際には照明、家電機器や OA 機器のエネルギー効率が向上すれば、排熱の減少による冷房負荷の減少・暖房負荷の増加を伴うことが考えられるが、本研究ではそれらのフィードバックは考慮していない。



※2012 年度までは実績値

図 A II-15　家庭・業務部門の有効エネルギー需要原単位の推計結果

AII.5　産業部門

産業部門の活動量は各種文献(室田, 伊藤, 越国, 2005, 猿山, 蓮見, 佐倉, 2010, 小宮山他, 2012)を参考に、GDP の各支出項目等を説明変数とする重回帰分析により設定した。

基準ケースにおける素材生産量の推計結果を図 A II-16～図 A II-19 に示す。粗鋼生産量は 2050 年まで、1 億トンをやや上回る水準で推移するが、紙パルプは 2020 年頃をピークに減少に転じ、エチレン、セメントについては近年の減少傾向が将来にわたり継続する結果となっている。

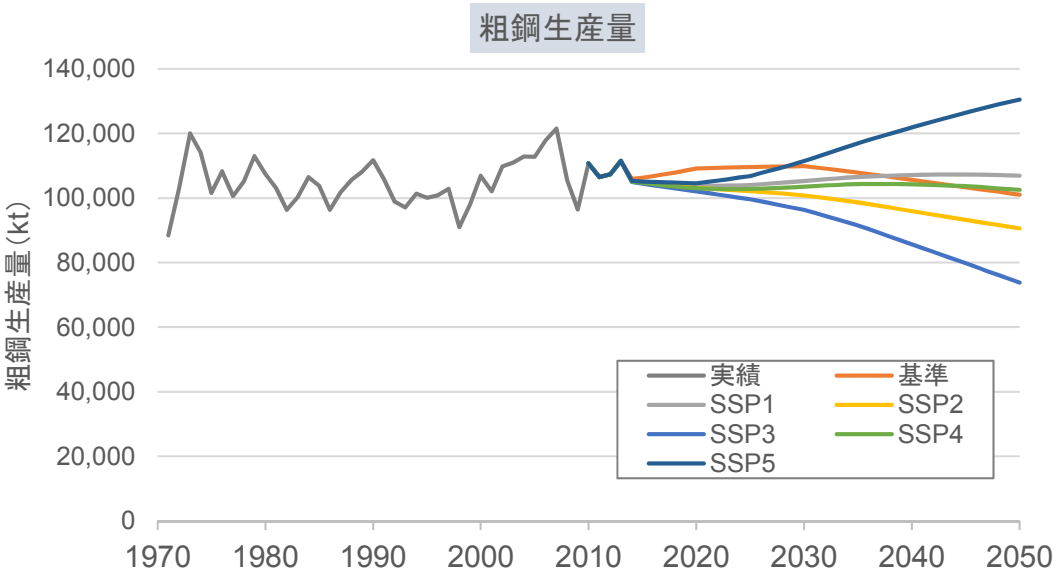


図 A II-16　粗鋼生産量の推計結果

（粗鋼生産量）=7.12+0.24×（輸出額）+0.50×（製造業 IIP）-0.15×（タイムトレンド）
R^2=0.60、DW=0.74

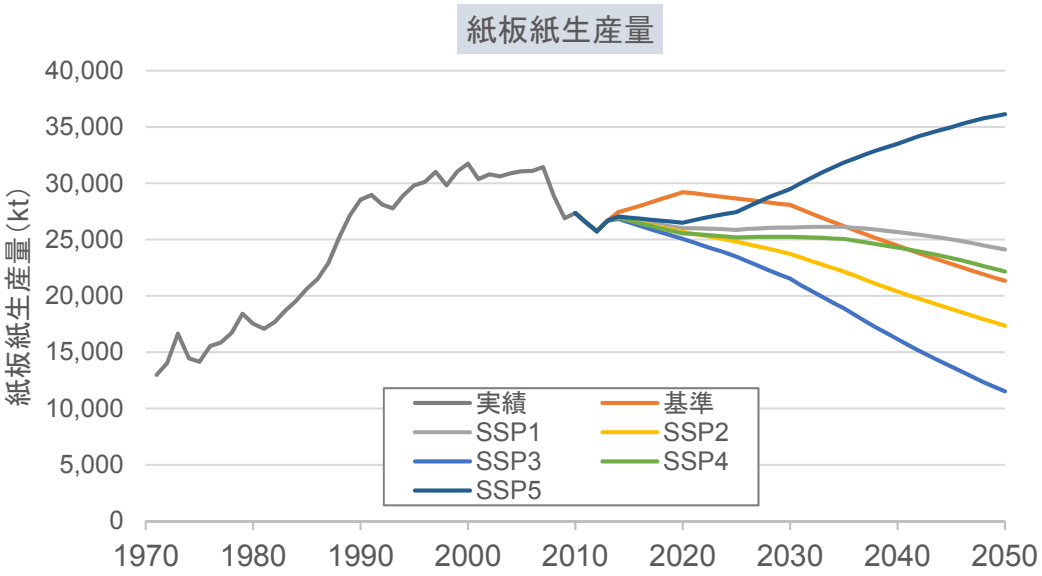


図 A II-17　紙板紙生産量の推計結果

（紙板紙生産量）=3.53+1.46×（製造業 IIP）

R^2=0.90、DW=0.68

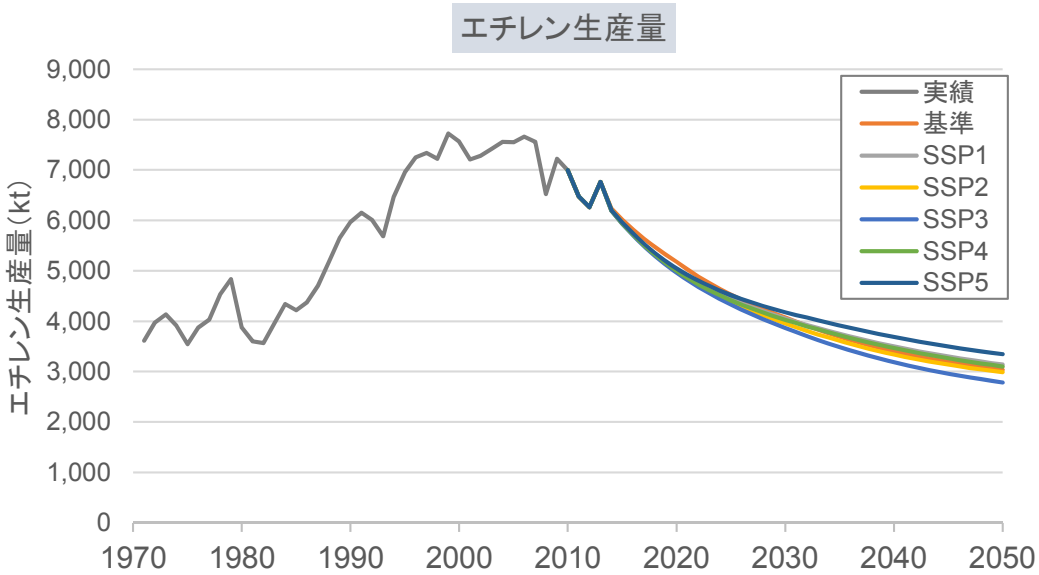


図 A II-18　エチレン生産量の推計結果

（エチレン生産量）=0.92+0.48×（製造業 IIP）-0.04×（原油価格）+0.93×（エチレン生産量（前期））

R^2=0.96、DW=2.31

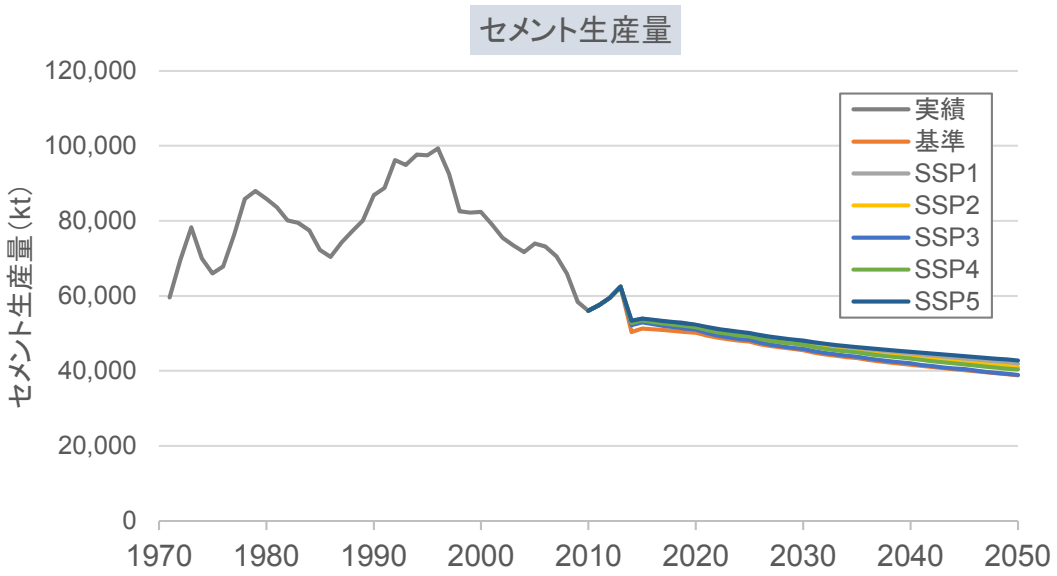


図 A II-19　セメント生産量の推計結果

（セメント生産量）=4.33+0.35×（住宅投資）+0.35×（公共投資）

R^2=0.83、DW=0.40

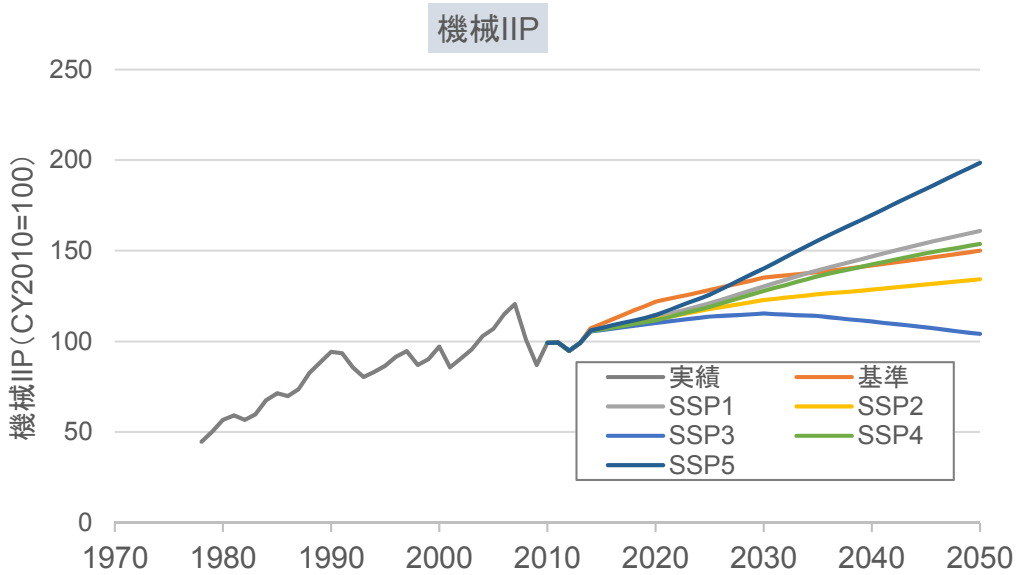


図 A II-20　鉱工業指数（機械）の推計結果

（機械 IIP）=-2.69+0.50×（民間企業設備投資）+0.16×（輸出額）

R^2=0.96、DW=1.19

素材生産業以外の業種については、活動量として IIP（鉱工業指数）を用いた（図 A II-21）。機械工業のみ、2050 年にかけて増加を続ける結果となったが、それ以外の業種については、微増からやや減少する結果となっている。

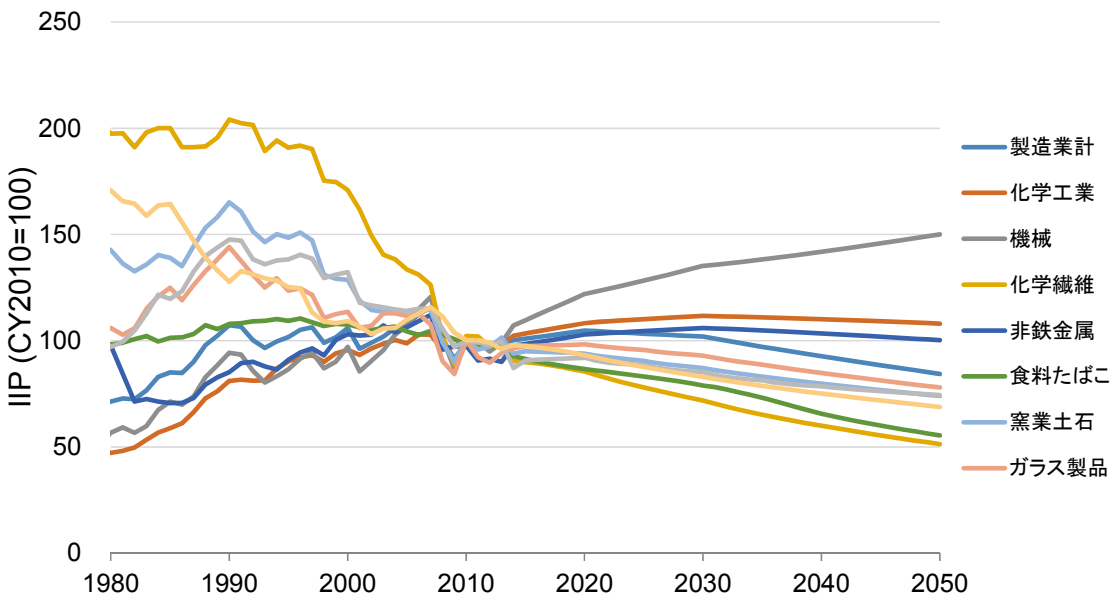


図 A II-21　産業別 IIP の推計結果（基準ケース）

参考文献

2050 日本低炭素社会シナリオチーム. 2007. 2050 日本低炭素社会シナリオ：温室効果ガス 70%削減可能性検討.

2050 日本低炭素社会シナリオチーム. 2009. 低炭素社会叙述ビジョンの構築.

「選択する未来」委員会. 2014. 未来への選択　-人口急減・超高齢社会を超えて、日本発　成長・発展モデルを構築-. 経済財政諮問会議　専門調査会「選択する未来」委員会.

Akashi, Osamu, Shuichi Ashina, Tomoki Ehara, Junichi Fujino, Takeshi Fujiwara, Tatsuya Hanaoka, Naota Hanasaki, Hideo Harasawa, Go Hibino, Yasuaki Hijioka, Mikiko Kainuma, Reina Kawase, Toshihiko Masui, Yuzuru Matsuoka, Maho Miyashita, Koji Shimada, Priyadarshi Ramprasad Shukla, and Kiyoshi Takahashi. 2007. *Aligning climate change and sustainability : scenarios, modeling and policy analysis*, *CGER-report*,. Tsukuba, Japan: Center for Global Environmental Research, National Institute for Environmental Studies.

Akashi, Osamu, and Tatsuya Hanaoka. 2012. "Technological feasibility and costs of achieving a 50 % reduction of global GHG emissions by 2050: mid- and long-term perspectives." *Sustainability Science* 7 (2):139-156. doi: 10.1007/s11625-012-0166-4.

Akashi, Osamu, Tatsuya Hanaoka, Toshihiko Masui, and Mikiko Kainuma. 2014. "Halving global GHG emissions by 2050 without depending on nuclear and CCS." *Climatic Change* 123 (3-4):611-622. doi: 10.1007/s10584-013-0942-x.

Akimoto, Keigo, Hironori Kotsubo, Takayoshi Asami, Xiaochun Li, Motoo Uno, Toshimasa Tomoda, and Takashi Ohsumi. 2004. "Evaluation of carbon dioxide sequestration in Japan with a mathematical model." *Energy* 29 (9–10):1537-1549. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2004.03.058.

Akimoto, Keigo, Fuminori Sano, Takashi Homma, Junichiro Oda, Miyuki Nagashima, and Masanobu Kii. 2010. "Estimates of GHG emission reduction potential by country, sector, and cost." *Energy Policy* 38 (7):3384-3393. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.02.012.

Akimoto, Keigo, Fuminori Sano, Takashi Homma, Kohko Tokushige, Miyuki Nagashima, and Toshimasa Tomoda. 2014. "Assessment of the emission reduction target of halving CO2 emissions by 2050: Macro-factors analysis and model analysis under newly developed socio-economic scenarios." *Energy Strategy Reviews* 2 (3–4):246-256. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.esr.2013.06.002.

Akimoto, Keigo, Toshimasa Tomoda, Yasumasa Fujii, and Kenji Yamaji. 2004. "Assessment of global warming mitigation options with integrated assessment model DNE21." *Energy Economics* 26 (4):635-653. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2004.04.021.

Ashina, Shuichi, and Junichi Fujino. 2009. "Feasibility Study for Low-Carbon Grid with Renewables in Japan." 2009 Int.Energy Workshop.

Ashina, Shuichi, and Junichi Fujino. 2013. "Methodology for Designing Quantitative Roadmaps towards Low-Carbon Societies using a Backcasting Approach." *Global Environmental Research* 17

(1):99-107.

Ashina, Shuichi, Junichi Fujino, Toshihiko Masui, Tomoki Ehara, and Go Hibino. 2012. "A roadmap towards a low-carbon society in Japan using backcasting methodology: Feasible pathways for achieving an 80% reduction in CO2 emissions by 2050." *Energy Policy* 41:584-598. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.020.

Ashina, Shuichi, Junichi Fujino, Toshihiko Masui, Kazuya Fujiwara, Go Hibino, Mikiko Kainuma, and Yuzuru Matsuoka. 2010. "Japan roadmaps toward low-carbon society by backcasting: Optimal CO2 reduction pathways and investment timing for low-carbon technologies." *Journal of Renewable and Sustainable Energy* 2 (3). doi: doi:http://dx.doi.org/10.1063/1.3298020.

Bauer, Nico, Lavinia Baumstark, and Marian Leimbach. 2012. "The REMIND-R model: the role of renewables in the low-carbon transformation—first-best vs. second-best worlds." *Climatic Change* 114 (1):145-168. doi: 10.1007/s10584-011-0129-2.

Bennaceur, K., D. Gielen, T. Kerr, International Energy Agency, and C. Tam. 2008. *CO2 capture and storage: a key carbon abatement option*: OECD/IEA.

Boden, T.A., G. Marland, and R.J. Andres. 2013. Global, Regional, and National Fossil-Fuel CO2 Emissions. Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, U.S. Department of Energy, Oak Ridge, Tenn., U.S.A.

Brenkert, Antoinette L., Son H. Kim, Adrian J. Smith, and Hugh M. Pitcher. 2003. Model documentation for the MiniCAM. Richland: Pacific Northwest National Laboratory.

Chateau, Jean, and Rob Dellink. 2012. LONG-TERM ECONOMIC GROWTH AND ENVIRONMENTAL PRESSURE: REFERENCE SCENARIOS FOR FUTURE GLOBAL PROJECTIONS. OECD,.

Domenichini, Rosa, Luca Mancuso, Noemi Ferrari, and John Davison. 2013. "Operating Flexibility of Power Plants with Carbon Capture and Storage (CCS)." *Energy Procedia* 37:2727-2737. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.157.

Edenhofer, Ottmar, Brigitte Knopf, Terry Barker, Lavinia Baumstark, Elie Bellevrat, Bertrand Chateau, Patrick Criqui, Morna Isaac, Alban Kitous, Socrates Kypreos, Marian Leimbach, Kai Lessmann, Bertrand Magne, Serban Scrieciu, Hal Turton, and Detlef P. van Vuuren. 2010. "The Economics of Low Stabilization: Model Comparison of Mitigation Strategies and Costs." *The Energy Journal* Volume 31 (SI). doi: 10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol31-NoSI-2.

EIA. 2013. *International Energy Outlook 2013 With Projections to 2040*. Washington, DC: Energy Dept., Energy Information Administration, Office of Energy Analysis.

European Commission. 2014. European Council (23 and 24 October 2014)-Conclusions.

Fishbone, Leslie G., and Harold Abilock. 1981. "Markal, a linear-programming model for energy systems analysis: Technical description of the bnl version." *International Journal of Energy Research* 5 (4):353-375. doi: 10.1002/er.4440050406.

Fujimori, Shinichiro, Mikiko Kainuma, Toshihiko Masui, Tomoko Hasegawa, and Hancheng Dai. 2014.

"The effectiveness of energy service demand reduction: A scenario analysis of global climate change mitigation." *Energy Policy* 75:379-391. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2014.09.015.

Fujimori, Shinichiro, Toshihiko Masui, and Yuzuru Matsuoka. 2014. "Development of a global computable general equilibrium model coupled with detailed energy end-use technology." *Applied Energy* 128:296-306. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.04.074.

Fujino, Junichi, Go Hibino, Tomoki Ehara, Yuzuru Matsuoka, Toshihiko Masui, and Mikiko Kainuma. 2008. "Back-casting analysis for 70% emission reduction in Japan by 2050." *Climate Policy* 8 (sup1):S108-S124. doi: 10.3763/cpol.2007.0491.

Gabriel, Steven A., Andy S. Kydes, and Peter Whitman. 2001. "The National Energy Modeling System: A Large-Scale Energy-Economic Equilibrium Model." *Operations Research* 49 (1):14-25. doi: 10.1287/opre.49.1.14.11195.

GIO. 2014a. National GHGs Inventory Report of JAPAN.

GIO. 2014b. "日本の温室効果ガス排出量データ（1990～2013 年度速報値）." Accessed 2014/12/5. http://www-gio.nies.go.jp/aboutghg/data/2014/L5-7gas_preliminary_2015-gioweb_J1.0.xlsx.

Griffin, Bradford, Pierre Buisson, Patrick Criqui, and Silvana Mima. 2014. "White Knights: will wind and solar come to the rescue of a looming capacity gap from nuclear phase-out or slow CCS start-up?" *Climatic Change* 123 (3-4):623-635. doi: 10.1007/s10584-013-0963-5.

Höhne, Niklas, Michel den Elzen, and Donovan Escalante. 2013. "Regional GHG reduction targets based on effort sharing: a comparison of studies." *Climate Policy* 14 (1):122-147. doi: 10.1080/14693062.2014.849452.

Holmgren, Kristina. 2006. "Role of a district-heating network as a user of waste-heat supply from various sources – the case of Göteborg." *Applied Energy* 83 (12):1351-1367. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2006.02.001.

Homma, Takashi, and Keigo Akimoto. 2013. "Analysis of Japan's energy and environment strategy after the Fukushima nuclear plant accident." *Energy Policy* 62:1216-1225. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.07.137.

IEA. 2010. *Energy Technology Perspectives 2010*. Paris: OECD/IEA.

IEA. 2012. *Energy Technology Perspectives 2012*. Paris: OECD/IEA.

IEA. 2013a. *Energy Balances of Non-OECD Countries 2013*. Paris: OECD/IEA.

IEA. 2013b. *Energy Balances of OECD Countries 2013*. Paris: OECD/IEA.

IEA. 2013c. *Global Action to Advance Carbon Capture and Storage Accelerating the Transition to Clean Energy Technologies A Focus on Industrial Applications*. Paris: OECD/IEA.

IEA. 2013d. *Redrawing The Energy Climate Map, World Energy Outlook 2013 Special Report*. Paris: OECD/IEA.

IEA. 2013e. *World Energy Outlook 2013*. Paris: OECD/IEA.

IEA. 2014a. *Energy Technology Perspectives 2014*. Paris: OECD/IEA.

IEA. 2014b. *The Power of Transformation Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems*. Paris: OECD/IEA.

IEA. 2014c. *Tracking Clean Energy Progress 2014*. Paris: OECD/IEA.

IEA. 2014d. *World Energy Outlook 2014*. Paris: OECD/IEA.

IIASA. 2012a. *Global Energy Assessment - Toward a Sustainable Future*. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria.

IIASA. 2012b. SSP Database (version 0.93).

IPCC. 2000. *Special Report on Emissions Scenarios*. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press.

IPCC. 2005. *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press.

IPCC. 2007. "Policies, Instruments and Co-operative Arrangements. In Climate Change 2007: Mitigation." In *Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, edited by Gupta Sujata, Tirpak Dennis A., Burger Nicholas, Gupta Joyeeta, Höhne Niklas, Ivanova Boncheva Antonina, Mohammed Kanoan Gorashi, Kolstad Charles, Kruger Joseph A., Michaelowa Axel, Murase Shinya, Pershing Jonathan, Saijo Tatsuyoshi and Sari Agus. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press.

IPCC. 2011. *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press.

IPCC. 2013. *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press.

IPCC. 2014a. *Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Part A: Global and Sectoral Aspects. Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Field, C.B., V.R. Barros, D.J. Dokken, K.J. Mach, M.D. Mastrandrea, T.E. Bilir, M. Chatterjee, K.L. Ebi, Y.O. Estrada, R.C. Genova, B. Girma, E.S. Kissel, A.N. Levy, S. MacCracken, P.R. Mastrandrea, and L.L. White (eds.)]*. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press.

IPCC. 2014b. *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press.

IPCC. 2014c. *Climate Change 2014: Synthesis Report*. Cambridge, United Kingdom and New York, NY,

USA: Cambridge University Press.

Kainuma, Mikiko, Yuzuru Matsuoka, and Tsuneyuki Morita. 2003. *Climate policy assessment : Asia-Pacific integrated modeling*. Tokyo ; New York: Springer.

Kainuma, Mikiko, Kyoko Miwa, Tomoki Ehara, Osamu Akashi, and Yumiko Asayama. 2013. "A low-carbon society: global visions, pathways, and challenges." *Climate Policy* 13 (sup01):5-21. doi: 10.1080/14693062.2012.738016.

Kannan, Ramachandran, and Hal Turton. 2013. "A Long-Term Electricity Dispatch Model with the TIMES Framework." *Environmental Modeling & Assessment* 18 (3):325-343. doi: 10.1007/s10666-012-9346-y.

Kanudia, Amit, Maryse Labriet, and Richard Loulou. 2014. "Effectiveness and efficiency of climate change mitigation in a technologically uncertain World." *Climatic Change* 123 (3-4):543-558. doi: 10.1007/s10584-013-0854-9.

Kanudia, Amit, and Richard Loulou. 1998. "Robust responses to climate change via stochastic MARKAL: The case of Québec." *European Journal of Operational Research* 106 (1):15-30. doi: http://dx.doi.org/10.1016/S0377-2217(98)00356-7.

Kawakami, Yasuaki, Yuhji Matsuo, Masayuki Kako, Toshiaki Hachiuma, and Akira Yanagisawa. 2013. The economic impact of the introduction of hydrogen into Japan's energy system towards 2050. edited by Japan The Institute of Energy Economics.

Kiviluoma, Juha, and Peter Meibom. 2011. "Methodology for modelling plug-in electric vehicles in the power system and cost estimates for a system with either smart or dumb electric vehicles." *Energy* 36 (3):1758-1767. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2010.12.053.

Krey, Volker, Gunnar Luderer, Leon Clarke, and Elmar Kriegler. 2014. "Getting from here to there – energy technology transformation pathways in the EMF27 scenarios." *Climatic Change* 123 (3-4):369-382. doi: 10.1007/s10584-013-0947-5.

Kriegler, Elmar, JohnP Weyant, GeoffreyJ Blanford, Volker Krey, Leon Clarke, Jae Edmonds, Allen Fawcett, Gunnar Luderer, Keywan Riahi, Richard Richels, StevenK Rose, Massimo Tavoni, and DetlefP van Vuuren. 2014. "The role of technology for achieving climate policy objectives: overview of the EMF 27 study on global technology and climate policy strategies." *Climatic Change* 123 (3-4):353-367. doi: 10.1007/s10584-013-0953-7.

Kuramochi, Takeshi, Jusen Asuka, Hanna Fekete, Kentaro Tamura, and Niklas Höhne. 2014. Japan's medium- and long-term GHG mitigation pathways under the carbon budget approach. In *IGES Working Paper*.

Kypreos, Socrates, and Olivier Bahn. 2003. "A MERGE Model with Endogenous Technological Progress." *Environmental Modeling & Assessment* 8 (3):249-259. doi: 10.1023/A:1025551408939.

Li, Xiaochun, Takashi Ohsumi, Hitoshi Koide, Keigo Akimoto, and Hironori Kotsubo. 2005. "Near-future perspective of CO2 aquifer storage in Japan: Site selection and capacity." *Energy* 30 (11–

12):2360-2369. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2004.08.026.

Loulou, Richard, Gary Goldstein, and Ken Noble. 2004. Documentation for the MARKAL Family of Models. IEA ETSAP,.

Loulou, Richard, and Maryse Labriet. 2008. "ETSAP-TIAM: the TIMES integrated assessment model Part I: Model structure." *Computational Management Science* 5 (1-2):7-40. doi: 10.1007/s10287-007-0046-z.

Luderer, Gunnar, Christoph Bertram, Katherine Calvin, Enrica De Cian, and Elmar Kriegler. 2013. "Implications of weak near-term climate policies on long-term mitigation pathways." *Climatic Change*:1-14. doi: 10.1007/s10584-013-0899-9.

Luderer, Gunnar, Volker Krey, Katherine Calvin, James Merrick, Silvana Mima, Robert Pietzcker, Jasper Van Vliet, and Kenichi Wada. 2014. "The role of renewable energy in climate stabilization: results from the EMF27 scenarios." *Climatic Change* 123 (3-4):427-441. doi: 10.1007/s10584-013-0924-z.

Lund, H., B. Möller, B. V. Mathiesen, and A. Dyrelund. 2010. "The role of district heating in future renewable energy systems." *Energy* 35 (3):1381-1390. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2009.11.023.

Lund, Henrik, and Willett Kempton. 2008. "Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G." *Energy Policy* 36 (9):3578-3587. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.06.007.

Manne, Alan, Robert Mendelsohn, and Richard Richels. 1995. "MERGE: A model for evaluating regional and global effects of GHG reduction policies." *Energy Policy* 23 (1):17-34. doi: http://dx.doi.org/10.1016/0301-4215(95)90763-W.

Masui, Toshihiko. 2005. "Policy evaluations under environmental constraints using a computable general equilibrium model." *European Journal of Operational Research* 166 (3):843-855. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.ejor.2004.07.002.

Masui, Toshihiko, Kenichi Matsumoto, Yasuaki Hijioka, Tsuguki Kinoshita, Toru Nozawa, Sawako Ishiwatari, Etsushi Kato, P. R. Shukla, Yoshiki Yamagata, and Mikiko Kainuma. 2011. "An emission pathway for stabilization at 6 Wm−2 radiative forcing." *Climatic Change* 109 (1-2):59-76. doi: 10.1007/s10584-011-0150-5.

Matsuo, Yuhji, Yasuaki Kawakami, Yoshiaki Shibata, Shigeru Suehiro, and Akira Yanagisawa. 2014. "Analysis of Japan's Long-term Energy Supply and Demand up to 2050 and Imported Hydrogen Introduction Scenarios Using Integrated Energy-economic Model." *Journal of Japan Society of Energy and Resources* 35 (2):23-32.

McCollum, David, Volker Krey, Peter Kolp, Yu Nagai, and Keywan Riahi. 2014. "Transport electrification: A key element for energy system transformation and climate stabilization." *Climatic Change* 123 (3-4):651-664. doi: 10.1007/s10584-013-0969-z.

McCollum, David, Volker Krey, Keywan Riahi, Peter Kolp, Arnulf Grubler, Marek Makowski, and Nebojsa Nakicenovic. 2013. "Climate policies can help resolve energy security and air pollution challenges." *Climatic Change* 119 (2):479-494. doi: 10.1007/s10584-013-0710-y.

McDonald, Alan, and Leo Schrattenholzer. 2001. "Learning rates for energy technologies." *Energy Policy* 29 (4):255-261. doi: http://dx.doi.org/10.1016/S0301-4215(00)00122-1.

McJeon, Haewon, Jae Edmonds, Nico Bauer, Leon Clarke, Brian Fisher, Brian P. Flannery, Jerome Hilaire, Volker Krey, Giacomo Marangoni, Raymond Mi, Keywan Riahi, Holger Rogner, and Massimo Tavoni. 2014. "Limited impact on decadal-scale climate change from increased use of natural gas." *Nature* 514 (7523):482-485. doi: 10.1038/nature13837 http://www.nature.com/nature/journal/v514/n7523/abs/nature13837.html#supplementary-information.

Mckinsey & Company. 2011. Pathways to a Low-Carbon Economy Version 2 of the Global Greenhouse Gas Abatement Cost Curve.

Messner, Sabine, and Leo Schrattenholzer. 2000. "MESSAGE–MACRO: linking an energy supply model with a macroeconomic module and solving it iteratively." *Energy* 25 (3):267-282. doi: http://dx.doi.org/10.1016/S0360-5442(99)00063-8.

Mori, Shunsuke. 2012. "An assessment of the potentials of nuclear power and carbon capture and storage in the long-term global warming mitigation options based on Asian Modeling Exercise scenarios." *Energy Economics* 34, Supplement 3:S421-S428. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2012.03.017.

Moss, Richard H., Jae A. Edmonds, Kathy A. Hibbard, Martin R. Manning, Steven K. Rose, Detlef P. van Vuuren, Timothy R. Carter, Seita Emori, Mikiko Kainuma, Tom Kram, Gerald A. Meehl, John F. B. Mitchell, Nebojsa Nakicenovic, Keywan Riahi, Steven J. Smith, Ronald J. Stouffer, Allison M. Thomson, John P. Weyant, and Thomas J. Wilbanks. 2010. "The next generation of scenarios for climate change research and assessment." *Nature* 463 (7282):747-756. doi: http://www.nature.com/nature/journal/v463/n7282/suppinfo/nature08823_S1.html.

O'Neill, BrianC, Elmar Kriegler, Keywan Riahi, KristieL Ebi, Stephane Hallegatte, TimothyR Carter, Ritu Mathur, and DetlefP van Vuuren. 2014. "A new scenario framework for climate change research: the concept of shared socioeconomic pathways." *Climatic Change* 122 (3):387-400. doi: 10.1007/s10584-013-0905-2.

Okagawa, Azusa, Toshihiko Masui, Osamu Akashi, Yasuaki Hijioka, Kenichi Matsumoto, and Mikiko Kainuma. 2012. "Assessment of GHG emission reduction pathways in a society without carbon capture and nuclear technologies." *Energy Economics* 34, Supplement 3:S391-S398. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2012.07.011.

Paltsev, Sergey, and Pantelis Capros. 2013. "COST CONCEPTS FOR CLIMATE CHANGE MITIGATION." *Climate Change Economics* 04 (supp01):1340003.

doi: doi:10.1142/S2010007813400034.

Pollitt, Hector, Seung-Joon Park, Soocheol Lee, and Kazuhiro Ueta. 2014. "An economic and environmental assessment of future electricity generation mixes in Japan – an assessment using the E3MG macro-econometric model." *Energy Policy* 67:243-254. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.12.018.

Riahi, Keywan, Elmar Kriegler, Nils Johnson, Christoph Bertram, Michel den Elzen, Jiyong Eom, Michiel Schaeffer, Jae Edmonds, Morna Isaac, Volker Krey, Thomas Longden, Gunnar Luderer, Aurélie Méjean, David L. McCollum, Silvana Mima, Hal Turton, Detlef P. van Vuuren, Kenichi Wada, Valentina Bosetti, Pantelis Capros, Patrick Criqui, Meriem Hamdi-Cherif, Mikiko Kainuma, and Ottmar Edenhofer. 2015. "Locked into Copenhagen pledges — Implications of short-term emission targets for the cost and feasibility of long-term climate goals." *Technological Forecasting and Social Change* 90, Part A:8-23. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.techfore.2013.09.016.

Riahi, Keywan, Shilpa Rao, Volker Krey, Cheolhung Cho, Vadim Chirkov, Guenther Fischer, Georg Kindermann, Nebojsa Nakicenovic, and Peter Rafaj. 2011. "RCP 8.5—A scenario of comparatively high greenhouse gas emissions." *Climatic Change* 109 (1-2):33-57. doi: 10.1007/s10584-011-0149-y.

Rogelj, Joeri, David L. McCollum, Andy Reisinger, Malte Meinshausen, and Keywan Riahi. 2013. "Probabilistic cost estimates for climate change mitigation." *Nature* 493 (7430):79-83. doi: http://www.nature.com/nature/journal/v493/n7430/abs/nature11787.html#supplementary-information.

Rose, StevenK, Elmar Kriegler, Ruben Bibas, Katherine Calvin, Alexander Popp, DetlefP van Vuuren, and John Weyant. 2014. "Bioenergy in energy transformation and climate management." *Climatic Change* 123 (3-4):477-493. doi: 10.1007/s10584-013-0965-3.

Sano, Fuminori, Keigo Akimoto, and Kenichi Wada. 2014. "Impacts of different diffusion scenarios for mitigation technology options and of model representations regarding renewables intermittency on evaluations of CO2 emissions reductions." *Climatic Change* 123 (3-4):665-676. doi: 10.1007/s10584-013-0896-z.

SDSN, and IDDRI. 2014. Pathways to Deep Decarbonization 2014 Report. edited by Jeffrey Sachs, Laurence Tubiana, Emmanuel Guérin, Carl Mas and Henri Waisman.

Steward, D, G Saur, M Penev, and T Ramsden. 2009. Lifecycle cost analysis of hydrogen versus other technologies for electrical energy storage. US National Renewable Energy Laboratory (NREL).

Sugiyama, Masahiro, Osamu Akashi, Kenichi Wada, Amit Kanudia, Jun Li, and John Weyant. 2014. "Energy efficiency potentials for global climate change mitigation." *Climatic Change* 123 (3-4):397-411. doi: 10.1007/s10584-013-0874-5.

Sullivan, Patrick, Volker Krey, and Keywan Riahi. 2013. "Impacts of considering electric sector variability

and reliability in the MESSAGE model." *Energy Strategy Reviews* 1 (3):157-163. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.esr.2013.01.001.

Tavoni, Massimo, Enrica De Cian, Gunnar Luderer, JanChristoph Steckel, and Henri Waisman. 2012. "The value of technology and of its evolution towards a low carbon economy." *Climatic Change* 114 (1):39-57. doi: 10.1007/s10584-011-0294-3.

The White House. 2014. FACT SHEET: U.S.-China Joint Announcement on Climate Change and Clean Energy Cooperation.

Thomson, Allison M, Katherine V Calvin, StevenJ Smith, G. Page Kyle, April Volke, Pralit Patel, Sabrina Delgado-Arias, Ben Bond-Lamberty, Marshall A Wise, Leon E Clarke, and James A Edmonds. 2011. "RCP4.5: a pathway for stabilization of radiative forcing by 2100." *Climatic Change* 109 (1-2):77-94. doi: 10.1007/s10584-011-0151-4.

Tsuchiya, Haruki. 2012. "Electricity supply largely from solar and wind resources in Japan." *Renewable Energy* 48:318-325. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.05.011.

U.S. Energy Information Administration. 2009. The National Energy Modeling System: An Overview 2009.

UNEP. 2014. *The Emissions Gap Report 2014*. Nairobi: United Nations Environment Programme (UNEP).

UNFCCC. 2014. "Appendix I - Quantified economy-wide emissions targets for 2020." Accessed 11/15. http://unfccc.int/meetings/copenhagen_dec_2009/items/5264.php.

Vaillancourt, Kathleen, Yuri Alcocer, Olivier Bahn, Camille Fertel, Erik Frenette, Hichem Garbouj, Amit Kanudia, Maryse Labriet, Richard Loulou, Mathilde Marcy, Yosra Neji, and Jean-Philippe Waaub. 2014. "A Canadian 2050 energy outlook: Analysis with the multi-regional model TIMES-Canada." *Applied Energy* 132:56-65. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.06.072.

van Vliet, Jasper, AndriesF Hof, Angelica Mendoza Beltran, Maarten van den Berg, Sebastiaan Deetman, MichelG J. den Elzen, PaulL Lucas, and DetlefP van Vuuren. 2014. "The impact of technology availability on the timing and costs of emission reductions for achieving long-term climate targets." *Climatic Change* 123 (3-4):559-569. doi: 10.1007/s10584-013-0961-7.

Wand, Robert, and Florian Leuthold. 2011. "Feed-in tariffs for photovoltaics: Learning by doing in Germany?" *Applied Energy* 88 (12):4387-4399. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.05.015.

Wiedmann, Thomas. 2009. "A review of recent multi-region input–output models used for consumption-based emission and resource accounting." *Ecological Economics* 69 (2):211-222. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.ecolecon.2009.08.026.

Wise, Marshall, G. Page Kyle, James J. Dooley, and Son H. Kim. 2010. "The impact of electric passenger transport technology under an economy-wide climate policy in the United States: Carbon dioxide emissions, coal use, and carbon dioxide capture and storage." *International Journal of Greenhouse Gas Control* 4 (2):301-308. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.09.003.

World Bank. 2012. *Turn Down the Heat: Why a 4°c Warmer World Must be Avoided*. Washington DC:

International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank.

Yamamoto, Hiromi, Masahiro Sugiyama, and Junichi Tsutsui. 2014. "Role of end-use technologies in long-term GHG reduction scenarios developed with the BET model." *Climatic Change* 123 (3-4):583-596. doi: 10.1007/s10584-013-0938-6.

朝野賢司. 2014. "我が国の固定価格買取制度に関する費用負担見通しとその抑制策の検討." *電力中央研究所報告* (Y13031):巻頭 1-3,1-34.

赤井誠. 2013. "2050 年の大幅削減に向けた技術の貢献 : 技術 WG 報告 (特集 3.11 以降の環境・エネルギー戦略 日本の温暖化対策中長期シナリオ(2))." *環境技術* 42 (4):194-200.

芦名秀一, and 藤野純一. 2008. "多地域最適電源計画モデルを用いたわが国電力部門における CO2 削減シナリオの検討." *エネルギー・資源* 29 (1):52.

阿部正憲. 2013. "苫小牧における CCS 大規模実証試験(<小特集>エネルギーの主要選択肢としての天然ガス〜天然ガスの世紀-期待,課題(価格,安定性,多様性,環境)〜)." *日本エネルギー学会誌* 92 (3):266-273.

池田裕一, 荻本和彦. 2013. "再生可能エネルギーの系統連系のための需要の能動化と蓄電装置を用いた発電機起動停止モデル." *電気学会論文誌Ｂ（電力・エネルギー部門誌）* 133 (7):598-605. doi: 10.1541/ieejpes.133.598.

エネルギー・環境会議. 2012a. エネルギー・環境に関する選択肢.

エネルギー・環境会議. 2012b. 革新的エネルギー・環境戦略.

榎原友樹, 藤野純一, 日比野剛. 2007. "低炭素社会検討の前提となる社会経済ビジョンの構築(低炭素社会のビジョンと実現シナリオ)." *地球環境* 12 (2):145-151.

荻本和彦, 片岡和人, 池上貴志, 野中俊介, 東仁, 福留潔. 2012. "将来の電力システムの需給調整力の解析手法." *電気学会論文誌Ｃ（電子・情報・システム部門誌）* 132 (8):1376-1383. doi: 10.1541/ieejeiss.132.1376.

河瀬玲奈, 東章吾, 松岡譲. 2012. "日本における低炭素社会と脱物質化社会構築の可能性について -鉄鋼を例として." *土木学会論文集 G（環境）* 68 (6):II_371-II_381. doi: 10.2208/jscejer.68.II_371.

河瀬玲奈, 東章吾, 松岡譲. 2014. "2050 年における世界の鉄鋼部門からの CO2 排出量削減ポテンシャルの推計." *土木学会論文集 G（環境）* 70 (6 （環境システム研究論文集 第 42 巻）):II_239-II_247.

戒能一成. 2013. エネルギー消費統計の精度改善方策について. RIETI Discussion Paper Series, 13-J-022.

外務省. 2009. ラクイラ・サミット G8 首脳宣言仮訳.

茅陽一, 山地憲治, 秋元圭吾. 2014. *温暖化とエネルギー*: エネルギーフォーラム.

茅陽一, 秋元圭吾, 永田豊. 2008. *低炭素エコノミー*. 東京, Japan: 日本経済新聞出版社.

環境省. 2001. ４つの社会・経済シナリオについて －「温室効果ガス排出量削減シナリオ策定調査報告書」－.

環境省. 2012. 第四次環境基本計画.

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

環境省. 2014a. 平成 25 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報告書.

環境省. 2014b. 平成 26 年度　温室効果ガス排出量算定方法検討会（第 1 回）　資料 2-1　温室効果ガスインベントリ（2013 年度排出量（速報値））における算定方法の新規設定及び従来からの改善について（案）.

環境省、経済産業省. 2013. 東京電力の火力電源入札に関する関係局長級会議取りまとめ.

関西電力. 2012. "過去の電力使用実績データのダウンロード." Accessed 2012/8/4. http://www.kepco.co.jp/corporate/energy/supply/denkiyoho/download.html.

橘川武郎. 2013. *日本のエネルギー問題*. 東京: NTT 出版.

黒沢厚志, 宮近秀人, 安岡理恵子. 2006. "超長期エネルギーモデルによる技術戦略マップのシミュレーション(<総説特集>超長期エネルギー技術ビジョンおよびロードマップ)." *日本エネルギー学会誌* 85 (6):446-450.

経済産業省. 2005. 2030 年のエネルギー需給展望 平成１７年 ３月.

経済産業省. 2008. 長期エネルギー需給見通し　平成 20 年 5 月.

経済産業省. 2009. 長期エネルギー需給見通し（再計算）　平成２１年８月.

経済産業省. 2010a. 2030 年のエネルギー需給の姿.

経済産業省. 2010b. 特定業種石油等消費統計.

経済産業省. 2011. 過去の電力需要実績.

経済産業省. 2014a. エネルギー基本計画.

経済産業省. 2014b. *エネルギー白書 2014*.

経済産業省. 2014c. "経済産業省生産動態統計." Accessed 2014/12/23. http://www.meti.go.jp/statistics/tyo/seidou/result/ichiran/08_seidou.html.

経済産業省. 2014d. 石油化学産業の市場構造に関する調査報告（産業競争力強化法第 50 条に基づく調査報告）.

経済産業省. 2014e. 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 買取制度運用ワーキンググループ（第 1 回）資料 3　回避可能費用の算定方法及び認定制度の在り方について.

経済産業省. 2014f. 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 4 回）　資料 8　直近の認定量が全て運転開始した場合の賦課金等について.

経済産業省. 2014g. 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　買取制度運用ワーキンググループ検討結果.

警察庁. 2010. 運転免許統計（平成 22 年版）.

原子力規制委員会. 2012. 原子力規制委員会設置法要綱.

コージェネレーション・エネルギー高度利用センター. 2014. "エネファームメーカー販売台数." Accessed 2015/2/2. http://www.ace.or.jp/web/works/works_0090.html.

国家戦略室. 2011. コスト等検証委員会報告書（平成 23 年 12 月 19 日）.

国土交通省. 2008. 道路の将来交通需要推計に関する検討会　報告書.

国土交通省. 2010a. 自動車輸送統計調査年報.

国土交通省. 2010b. 第５回(2010 年度)全国幹線旅客純流動調査.

国土交通省. 2010c. 平成 22 年度全国都市交通特性調査.

国土交通省. 2014. 貨物地域流動調査.

国土交通省総合政策局情報管理部. 2013. *交通経済統計要覧*. Vol. 平成 24 年版. 東京, Japan: 運輸政策研究機構.

国立環境研究所 AIM プロジェクトチーム. 2010. 対策導入量等の根拠資料（平成 22 年 12 月 21 日）. 中央環境審議会地球環境部会（第 92 回）　参考資料 1.

国立環境研究所 AIM プロジェクトチーム. 2012. 対策導入量等の根拠資料（2012 年 9 月 12 日改訂版）. In *2013 年以降の対策・施策に関する報告書(平成 24 年 6 月)(地球温暖化対策の選択肢の原案について)*.

国立社会保障・人口問題研究所. 2013. 日本の地域別将来推計人口(平成 25 年 3 月推計).

国立社会保障・人口問題研究所. 2014. 日本の世帯数の将来推計（都道府県別推計）(2014 年 4 月推計）.

財務省. 2014. 貿易統計.

猿山純夫, 蓮見亮, 佐倉環. 2010. JCER 環境経済マクロモデルによる炭素税課税効果の分析. In *JCER Discussion Paper*: 日本経済研究センター.

資源エネルギー庁. 2011a. 平成 22 年度新エネルギー等導入促進基礎調査　太陽光発電システム等の普及動向に関する調査. 委託先：資源総合システム.

資源エネルギー庁. 2011b. 平成 22 年度新エネルギー等導入促進基礎調査事業（太陽光発電及び太陽熱利用の導入可能量に関する調査）調査報告書. 委託先：みずほ情報総研.

資源エネルギー庁. 2012. 再生可能エネルギーの固定価格買取制度について（平成 24 年 7 月）. 資源エネルギー庁新エネルギー対策課,.

資源エネルギー庁. 2013a. 総合エネルギー統計.

資源エネルギー庁. 2013b. 電力調査統計.

資源エネルギー庁. 2013c. 都道府県別エネルギー消費統計.

資源エネルギー庁. 2014a. 再エネ設備認定状況.

資源エネルギー庁. 2014b. "資源エネルギー庁ニュースリリース（平成 26 年 12 月 26 日）." Accessed 2015/1/3. http://www.meti.go.jp/press/2014/12/20141226002/20141226002.pdf.

資源エネルギー庁電力・ガス事業部. 2013. *平成 23 年度　電力需給の概要*. 東京: 中和印刷株式会社出版部.

次世代自動車振興センター. 2014. "電気自動車等保有台数統計." Accessed 2015/2/2.

http://www.cev-pc.or.jp/tokei/hanbai.html.

首相官邸. 2014. "国連気候サミット　安倍総理スピーチ." Accessed 2014/1/2. http://www.kantei.go.jp/jp/96_abe/statement/2014/0923summit_speech.html.

白井大地, 武田史郎, 落合勝昭. 2013. "温室効果ガス排出規制の地域間 CGE 分析." *環境経済・政策研究* 6 (2):12-25.

小宮山涼一, 藤井康正. 2012. "原子力の長期シナリオと太陽光・風力発電の大量導入を考慮に入れた日本の長期エネルギー需給に関する分析." *電気学会論文誌Ｂ（電力・エネルギー部門誌）* 132 (9):780-792. doi: 10.1541/ieejpes.132.780.

新エネルギー・産業技術総合開発機構. 2010. 平成 21 年度成果報告書　セメント産業における革新的 CO2 削減技術開発に関する先導調査.

新エネルギー・産業技術総合開発機構. 2014a. *NEDO 再生可能エネルギー技術白書：再生可能エネルギー普及拡大にむけて克服すべき課題と処方箋.* 第 2 版 ed: 森北出版.

新エネルギー・産業技術総合開発機構. 2014b. 日本における風力発電設備・導入実績.

総合科学技術会議. 2013. 環境エネルギー技術革新計画.

総合資源エネルギー調査会総合部会. 2012. 電力システム改革専門委員会地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会　中間報告書.

総務省. 2013. 住民基本台帳に基づく人口、人口動態及び世帯数（平成 25 年 3 月 31 日現在）.

総務省統計局. 2010. 労働力調査.

太陽光発電協会. 2014. 太陽電池セル・モジュール出荷統計.

太陽光発電普及拡大センター. 2014. 住宅用太陽光発電補助金交付決定件数.

高木正人. 2011. "日本の CO_2 貯留ポテンシャル(<特集>CO_2 排出から貯留までの総合システム)." *日本エネルギー学会誌* 90 (10):941-946.

地球環境産業技術研究機構. 2006. 平成 17 年度　二酸化炭素固定化・有効利用技術等対策事業　二酸化炭素地中貯留技術研究開発成果報告書.

地球環境産業技術研究機構. 2008. 平成 19 年度　二酸化炭素固定化・有効利用技術等対策事業　二酸化炭素地中貯留技術研究開発　成果報告書.

地球環境産業技術研究機構. 2014. 平成 25 年度 地球環境国際連携事業 地球温暖化対策技術の分析・評価に関する国際連携事業成果報告書. 経済産業省委託調査.

中央環境審議会地球環境部会. 2012. 2013 年以降の対策・施策に関する報告書(平成 24 年６月) (地球温暖化対策の選択肢の原案について).

中央環境審議会地球環境部会気候変動に関する国際戦略専門委員会. 2006. CO2 回収・貯留技術（CCS）について（審議経過の整理）.

中期目標検討委員会. 2009. 中期目標検討委員会（第６回）　資料２　本分析結果について. edited by 首相官邸: 地球温暖化問題に関する懇談会,.

調達価格等算定委員会. 2012. 平成 24 年度調達価格及び調達期間に関する意見.

調達価格等算定委員会. 2014. 平成 26 年度調達価格及び調達期間に関する意見.

低炭素電力供給システムに関する研究会. 2009. 低炭素電力供給システムの構築に向けて　低炭素電力供給システムに関する研究会報告書. 経済産業省.

電力系統利用協議会. 2014. 各地域間連系設備の運用容量算定結果-平成 26 年度-.

日本エネルギー経済研究所. 2002. わが国の長期エネルギー需給展望 -環境制約・市場自由化の下での 2020 年までの見通し-.

日本エネルギー経済研究所. 2006. わが国の長期エネルギー需給展望 -環境制約と変化するエネルギー市場の下での 2030 年までの見通し-.

日本エネルギー経済研究所. 2014. エネルギーミックスの選択に向けて.

日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット. 2010. 平成 21 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）報告書. 資源エネルギー庁委託調査.

日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット. 2011. *図解エネルギー・経済データの読み方入門*. 改訂 3 版 ed. 東京, Japan: 省エネルギーセンター.

日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット. 2014a. *EDMC/エネルギー・経済統計要覧 2014 年版*: 省エネルギーセンター.

日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット. 2014b. 平成 25 年度エネルギー環境総合戦略調査（将来のエネルギー需給構造に関する調査研究）-経済産業省資源エネルギー庁委託調査-.

日本ガス協会. 2014. "高効率ガス給湯器（エコジョーズ・エコウィル）の普及実績." Accessed 2015/2/2. http://www.gas.or.jp/collabo/defactken/ecojoese/daisu.html.

日本ガス石油機器工業会. 2014. "ガス石油機器の出荷実績と予測." Accessed 2015/2/2. http://www.jgka.or.jp/industry/toukei/kougyo-toukei/hanbai-jisseki/index.html.

日本冷凍空調冷凍工業会. 2014. "会計年度ベースの冷凍空調機器の国内出荷実績." Accessed 2015/2/2. http://www.jraia.or.jp/statistic/.

内閣府. 2014. 中長期の経済財政に関する試算（平成 26 年 7 月 25 日 経済財政諮問会議提出）.

永田豊. 2011. "地域性を考慮した日本のエネルギー需給分析モデル(J-REM)の開発." *電力中央研究所報告* (Y10015):1-24,巻頭 1～3.

花岡達也, 明石修, 日比野剛. 2010. "温暖化緩和策における投資回収期間と対策費用に関する評価." *環境システム研究論文発表会講演集* 38:297-305.

肱岡靖明, 高橋潔, 花崎直太. 2009. "統合評価モデルを用いた日本を対象とした温暖化影響の総合評価 (地球温暖化--日本における影響の総合評価)." *地球環境* 14 (2):127-133.

日引聡, 庫川幸秀. 2013. "再生可能エネルギー普及促進策の経済分析～固定価格買取（FIT）制度と再生可能エネルギー利用割合基準（RPS）制度のどちらが望ましいか？～." *経済産業研究所ディスカッションペーパー* 13-J-070.

日比野剛, 松岡譲, 甲斐沼美紀子. 2004. "技術選択モデルによる京都議定書達成に要する炭素税率と政策分析." *環境経済・政策学会年報* 9:68-79.

藤野純一. 2013. "アジア太平洋統合評価モデルを用いた定量的な温暖化対策立案支援 (特集 3.11

以降の環境・エネルギー戦略 日本の温暖化対策中長期シナリオ(1))." *環境技術* 42 (3):137-142.

藤野純一, 日比野剛, 榎原友樹. 2007a. "低炭素社会に向けたエネルギー選択に関する考察 (低炭素社会のビジョンと実現シナリオ)." *地球環境* 12 (2):171-178.

藤野純一, 日比野剛, 榎原友樹. 2007b. "低炭素社会のシナリオとその実現の可能性 (低炭素社会のビジョンと実現シナリオ)." *地球環境* 12 (2):153-160.

藤森真一郎, 増井利彦. 2013. "将来の気候変化を評価するための温室効果ガス排出経路と社会経済シナリオ(<特集>地球温暖化の気候科学とエネルギー)." *日本エネルギー学会誌* 92 (3):196-203.

増井利彦. 2013. "経済モデル AIM/CGE による評価報告 (特集 3.11 以降の環境・エネルギー戦略 日本の温暖化対策中長期シナリオ(2))." *環境技術* 42 (4):222-227.

増井利彦, 松岡譲, 日比野剛. 2007. "バックキャスティングによる脱温暖化社会実現の対策経路 (低炭素社会のビジョンと実現シナリオ)." *地球環境* 12 (2):161-169.

増井利彦, 日比野剛, 大城賢. 2014. "技術選択を考慮した応用一般均衡モデルによるわが国の温室効果ガス排出削減目標の評価." *土木学会論文集 G（環境）* 70 (5):I_137-I_146.

松尾雄司, 小宮山涼一, 永富悠, 末広茂, 沈中元, 森田裕二, 伊藤浩吉. 2011. "2050 年の低炭素社会実現に向けたアジア・世界のエネルギー需給見通しに関する分析." *エネルギー・資源* 32 (5):315.

松尾雄司, 川上恭章, 柴田善朗, 末広茂, 柳澤明. 2014. "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* 35 (2):23-32.

松岡譲, 原沢英夫, 高橋潔. 2001. "地球環境問題へのシナリオアプローチ." *土木学会論文集* 2001 (678):1-11. doi: 10.2208/jscej.2001.678_1.

松橋啓介, 村山麻衣, 増井利彦, 原澤英夫. 2013. "持続可能社会への転換に向けた叙述シナリオの構築に関する試み －生産活動の観点から－." *環境科学会誌* 26 (3):226-235. doi: 10.11353/sesj.26.226.

松村敏弘. 2014. "経済教室「再生エネ普及の条件（上） 大手、需要開拓努力が不足――『買い取り』、設計の失敗 枠の確保に入札制導入を」." *日本経済新聞 2014 年 11 月 4 日朝刊.* http://www.nikkei.com/article/DGKKZO79204610R01C14A1KE8000/.

室田泰弘, 伊藤浩吉, 越国麻知子. 2005. *パソコンによる経済予測入門： マクロ・産業連関分析のための.* 第 3 版 ed: 東洋経済新報社.

安井至. 2012. *地球の破綻：21 世紀版"成長の限界" = Bankruptcy of the earth*: 日本規格協会.

安井至. 2013. "2050 年の日本社会はどのような形か：マクロフレーム WG 報告 (特集 3.11 以降の環境・エネルギー戦略 日本の温暖化対策中長期シナリオ(2))." *環境技術* 42 (4):215-221.

山地憲治. 2007. *システム数理工学, 新・電気システム工学.* 東京, Japan: 数理工学社, サイエン

ス社 (発売).
山本博巳, 杉山昌広, 筒井純一. 2012. "エンドユース技術を組み込んだ世界統合評価モデル(BETモデル)の開発." *電力中央研究所報告* (Y11005):巻頭 1-3,1-45.
柳澤明. 2008. "わが国の長期エネルギー需給展望 : 環境制約と変化するエネルギー市場の下での 2030 年までの見通し." *エネルギー・資源* 29 (6):340-344.

研究業績

１．査読付き原著論文

1) 大城賢, 増井利彦, わが国を対象とした多地域エネルギー技術選択モデルによる 2050 年までの温室効果ガス削減シナリオ分析, エネルギー・資源, Vol. 35, No. 4, 2014.7
2) 大城賢, 増井利彦, 低炭素エネルギー技術の不確実性を考慮したわが国の長期温室効果ガス削減シナリオ分析, 土木学会論文集 G（環境）, Vol.70, No.6（環境システム研究論文集 第 42 巻）, II_207-II_215, 2014.
3) Ken Oshiro, Toshihiko Masui, Diffusion of low emission vehicles and their impact on CO2 emission reduction in Japan, Energy Policy (in Press), doi: 10.1016/j.enpol.2014.09.010
4) 増井利彦, 日比野剛, 大城賢, 技術選択を考慮した応用一般均衡モデルによるわが国の温室効果ガス排出削減目標の評価, 土木学会論文集 G（環境） , Vol. 70, No. 5, I_1-I_12

２．研究発表・講演

1) Ken Oshiro, Multi-Regional Enduse model in Japan, The 18th AIM International Workshop, 2012.12.15
2) 大城賢, 増井利彦, 多地域技術選択モデルを用いたわが国の CO_2 削減シナリオの分析, 環境経済・政策学会 2013 年大会（神戸大学六甲キャンパス）, 2013.9.21
3) Ken Oshiro, Regional model: Feasibility of 80% emission reduction in Japan, The 19th AIM International Workshop, 2013.12.14
4) 大城賢, 増井利彦, 長期温室効果ガス排出削減シナリオにおける電力需給調整対策の役割, 環境経済・政策学会 2014 年大会（法政大学多摩キャンパス）, 2014.9.14
5) 大城賢, 伏間丈悟, 増井利彦, 輸送距離別将来交通需要を考慮した次世代自動車普及による長期 CO_2 排出削減効果, 環境科学会 2014 年会（つくば国際会議場）, 2014.9.18
6) 大城賢, 増井利彦, 低炭素エネルギー技術の不確実性を考慮したわが国の長期温室効果ガス削減シナリオ分析, 土木学会第 42 回環境システム研究論文発表会（産業技術総合研究所　つくば中央共用講堂）, 2014.10.5
7) 大城賢, 日本の DDPs の概要, 低炭素社会は実現できるか？ DDPP（Deep Decarbonization Pathways Project）報告セミナー及び 環境省環境研究総合推進費 2-1402 報告会（東京工業大学蔵前会館 1F くらまえホール）, 2014.10.7
8) 藤野純一, 芦名秀一, 増井利彦, 日比野剛, 松井重和, 大城賢 (2012) 日本の 2020 年・2030 年エネルギー・温暖化シナリオシミュレーション分析：技術モデルによる東京電力福島第一原子力発電所事故後のエネルギーの選択肢づくり. 環境経済･政策学会 2012 年大会, 2012.9.15
9) Mikiko Kainuma, Toshihiko Masui, Ken Oshiro, Go Hibino, Transitioning sustainable economies to achieve deep cut of GHG emissions in Japan, Sustainable Science Congress 2014, (Radisson

Blu Falconer Hotel & Conference Center, Copenhagen), 2014.10.22

３．上記以外の成果

1) DDPP（大幅な低炭素化に向けた道筋プロジェクト）への分析結果提供・レポートの分担執筆
   a) Mikiko Kainuma, Ken Oshiro, Go Hibino, Toshihiko Masui, Pathway to deep decarbonization interim 2014 report: PART III Country Chapter Japan, UN SDSN and IDDRI, 2014.7
      < http://unsdsn.org/wp-content/uploads/2014/07/DDPP_interim_2014_report.pdf >
   b) Mikiko Kainuma, Ken Oshiro, Go Hibino, Toshihiko Masui, Pathway to deep decarbonization 2014 report, PART III Country Chapter Japan, UN SDSN and IDDRI, 2014.9 < http://unsdsn.org/wp-content/uploads/2014/09/DDPP_Digit.pdf >
2) 雑誌等への掲載
   a) 気候変動に挑む５ 次世代に残せ豊かな地球, 日刊工業新聞 2014.11.25, 1 面
   b) 低炭素社会は実現できるか? －DDPP 報告セミナー及び環境省環境研究総合推進費 2-1402 報告会－, 国立環境研究所地球環境研究センターニュース 2014 年 12 月号, 25 (9), 8-11, 2014
   c) DDPP, 日経エコロジー 2015 年 3 月号, p122, 2015.2

謝辞

筆者が、社会人学生として業務に従事する傍ら、本論文を執筆できたのは、多くの方のお力添えのおかげである。ここに、本研究を遂行する上でお世話になった方々に御礼を申し上げたい。

指導教員の増井利彦教授には、本研究の構想から実施、投稿論文の添削にわたり、ご多忙の中、丁寧なご指導を頂いた。筆者が、社会人学生として研究を実施することを受け入れて下さり、3 年間ご指導を頂いたことに、御礼を申し上げたい。

肥田野登教授、中井検裕教授には、学位論文発表会での審査をお引き受け頂き、本研究を進める上でのご助言を頂くとともに、個別に研究ゼミの機会を設けて頂き、論文のまとめ方について丁寧なご指導を頂いた。松井知己教授、坂野達郎教授には、学位論文発表会での審査を通じて、ご指導を頂いた。

国立環境研究所 AIM プロジェクトチームの皆様には、AIM モデルを用いた分析を行うに当たり、随所に渡りご助言を頂いた。国立環境研究所社会環境システム研究センターの甲斐沼美紀子フェローには、本研究の成果の一部を、国際的なプロジェクトである DDPP（大幅な炭素排出削減に向けた道筋プロジェクト）にて発表する機会を与えて頂いた。また、藤野純一主任研究員、花岡達也主任研究員、金森有子主任研究員、芦名秀一主任研究員、藤森真一郎研究員には、モデル分析に関して多くのご助言を頂いた。
みずほ情報総研の日比野剛氏には、モデル分析に関してご助言を頂くとともに、社会人学生として通学することに対し、理解を示して頂いたことに感謝したい。
また、DDPP への成果報告に際しては、国連持続可能な開発ソリューションネットワーク（SDSN）の Associate Director である Emmanuel Guerin 氏よりアドバイスを頂いた。

増井研究室の棟居洋介助教、木下恵美子秘書、学生の皆様には、様々な場面でお世話になった。筆者は平日に登校することが稀であったため、ご迷惑をお掛けした場面が多かったと思うが、3 年間サポートして頂いたことに御礼を申し上げたい。

なお、本論文に残された誤りがあれば、それは筆者の責に帰するものである。