

# 2050 年に向かっての CO<sub>2</sub> 削減と社会構造イノベーション

福岡女子大学名誉教授 藤岡 祐一

## 要 旨

地球温暖化緩和のための COP「パリ協定」が合意されて、日本も低炭素化社会へ舵を切りつつある。日本が「パリ協定」の事務局へ提出した、2030 年度の温室効果ガス排出削減量を 2013 年度排出量の 26%削減とする目標は、これまでの再生エネルギー拡大と省エネルギー政策継続により実現すると考える。しかし、次段階の 2050 年度までに 80%を削減する目標については、再生エネルギーを主体とした大きな社会構造イノベーションが必要である。再生エネルギーの拡大と社会の電力化向上が低炭素社会を招来すると考え、電力スマートグリッド高度化とともに、それを支えるバッテリー、H<sub>2</sub>あるいはメタノール等の燃料貯蔵および CCUS が連携して効果を発揮するエネルギー構成と実現のための課題を考察した。

## 1. はじめに

1992 年にブラジルのリオ・デ・ジャネイロにて開催されたリオサミット(環境と開発に関する国際連合会議)で、国連気候変動枠組条約 (UNFCCC: United Nations Framework Convention on Climate Change) が採択され、温室効果ガス排出削減等の国際的枠組みの協議が始まった。その締約国が参加し、1995 年から毎年開催されている COP (Conference of Parties) にて、会議を主催する議長国と COP 事務局のリードで、温室効果ガス削減の国際的な枠組みが討議されている。1997 年に 2008 年~2012 年の間の CO<sub>2</sub> 削減の取り組みを規定する京都議定書が採択されたものの、米国、中国、インドなどが参加せずに実効性が乏しかった。京都議定書以降の先進国と途上国両者が合意可能な新しい枠組みに関し議論が継続されたが、難航し決着しなかった。2016 年 11 月に、2020 年以降の国際的な枠組みに関し、世界の温室効果ガス排出量の 86% を占める 159 カ国が賛同する「パリ協定」の発効に至った<sup>1)</sup>。温暖化被害を最小限に食い止めるには、1860 年を基準として 2°C 以下に、できれば 1.5°C 以内の温度上昇抑制を数値目標とし、早急に温室効果ガスの排出量と吸収量(海洋・森林)とがバランスする政策を国際的な枠組みで取り組むことになった。

パリ協定の、1.5°C 目標は英国の産業革命が起きた

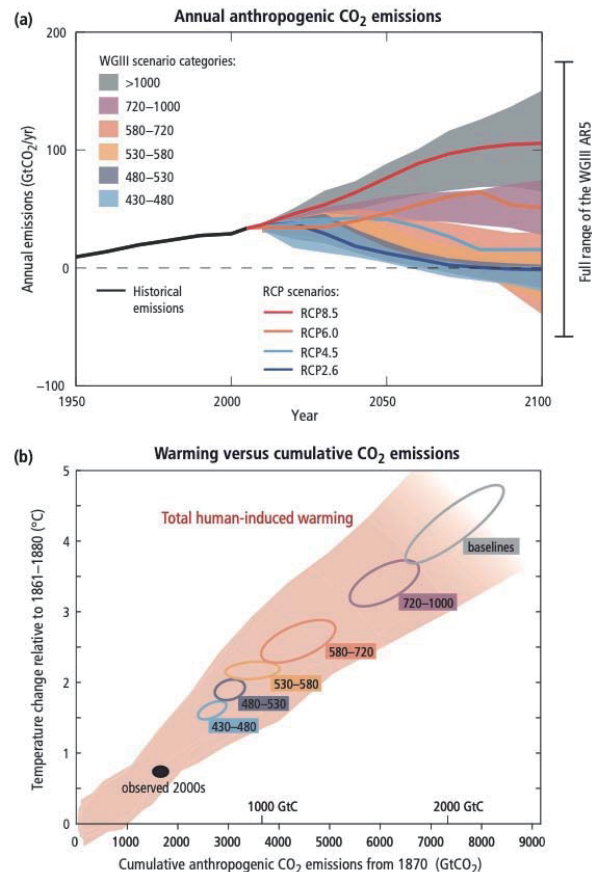


図 1 (a) CO<sub>2</sub> 濃度 450ppm を目指す PCR2.6 シナリオの炭素排出量(濃紺)、(b) 人為起源の CO<sub>2</sub> 累積量と 1860 年からの温度上昇値の関係<sup>2)</sup>

1860年の温度を基準としている。1.5°Cとは、IPCCの報告書<sup>2)</sup>によると、これまでの地球の気象、生態系に大きな影響を与えないと推定される最大温度上昇幅である。

図1(b)に示すように、CO<sub>2</sub>の累積排出量と温度上昇には比例関係が観察された。大気中のCO<sub>2</sub>濃度450ppm以下ならば温度上昇を1.5°C以下にできる可能性が高い。450ppmを超えさせないために、図1(a)に示されたPCR2.6シナリオに沿うように、各国が人為的起源のCO<sub>2</sub>を削減させて行く。2080年以降にはCO<sub>2</sub>排出量ほぼ0が目標である。

パリ協定での温室効果ガス削減対策の一つに、先進国が資金を拠出し、最も温室効果ガス削減効果の大きな対策を途上国へ順次供与し、実施して行くというものがある。途上国へ供与する最先端産業技術が、途上国には生産性や経済性の向上を、技術提供する企業へは経済的メリットをもたらす。

COP事務局は、各国へ2030年までの温室効果ガス削減目標の提出を依頼した。目標の前提となる各国の正確な温室効果ガス排出量の計量方法に関し、京都議定書の改訂内容について議論され、2018年第24回COPポーランドで、国際的に統一された計量方法が合意された。

2019年第25回COPマドリッドでは温室効果ガス削減策を討議したが、決定には至らなかった。また、各国の2030年の削減目標を足し合わせても、図1のPCR2.5シナリオレベルへ至らず、COP事務局は目標削減量の見直しを各国に依頼した。

欧州は、原子力、再生可能エネルギー、天然ガスを主体とした低炭素化への道筋を考えている。温室効果ガス低減を加速させる運動を展開しているマドリッドに集まったNGO等から、日本のCO<sub>2</sub>削減目標値が消極的とか、CO<sub>2</sub>排出量の大きい石炭火力発電から早急に脱却すべきとの批判を浴びた。しかし、日本はエネルギー自給率が低く3E+S(安定:Energy Security、経済:Economic Efficiency、環境:Environmentと安全:Safety)政策を推進せざるをえず、これまで高効率(石炭発電量が電気へ転換される割合)で環境適合性が高い石炭利用技術開発に注力してきており、石炭火力の効率の高

さと、煤塵、SO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub>の低さは、世界トップである。また、CCUS(Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage)技術<sup>3)</sup>を適用して石炭火力のCO<sub>2</sub>発生量を10分の1にする方策もある。

本稿では、日本に適したCO<sub>2</sub>発生量をほぼ0とする社会へ至るための、2050年のエネルギー構成を俯瞰的に想定し、その道筋への課題を考察する。

## 2. パリ協定と日本のCO<sub>2</sub>削減目標

2017年の最終エネルギー消費量は、経産省のエネルギー白書2019<sup>4)</sup>によると図2のように年間13,382PJである。

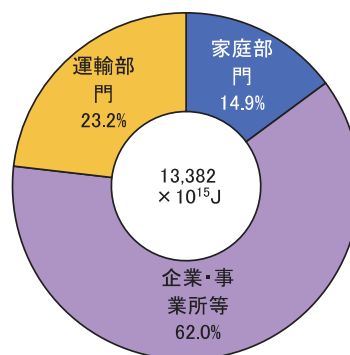


図2 2017年度の日本の最終エネルギー消費量<sup>4)</sup>

一方、環境省の報告<sup>5)</sup>によると、2017年度CO<sub>2</sub>排出量は13.1億トンとなり、その排出源分類が図3である。図3の左側の部門別分類では、火力発電所では燃料エネルギーは、需要家への送電電力と、発電のために自家消費するエネルギーと、電力ロスに3つに変換される。CO<sub>2</sub>を送電電力量と自家消費エネルギー量とで比例配分して、需要家は間接的に送電電力量に相当するCO<sub>2</sub>を発生していると思われている。

ある部門で使用した全エネルギーの中に占める電力の割合を電力化率と呼ぶ。図3から、「家庭」と「業務その他」では、電力化率が大きく、「産業」と「運輸」では小さなことがわかる。

パリ協定の締約準備のために、2014年度に内閣府は2030年度の日本の温室効果ガス削減目標値を2013年度排出量の26%削減、2050年度は80%削減と定めた。

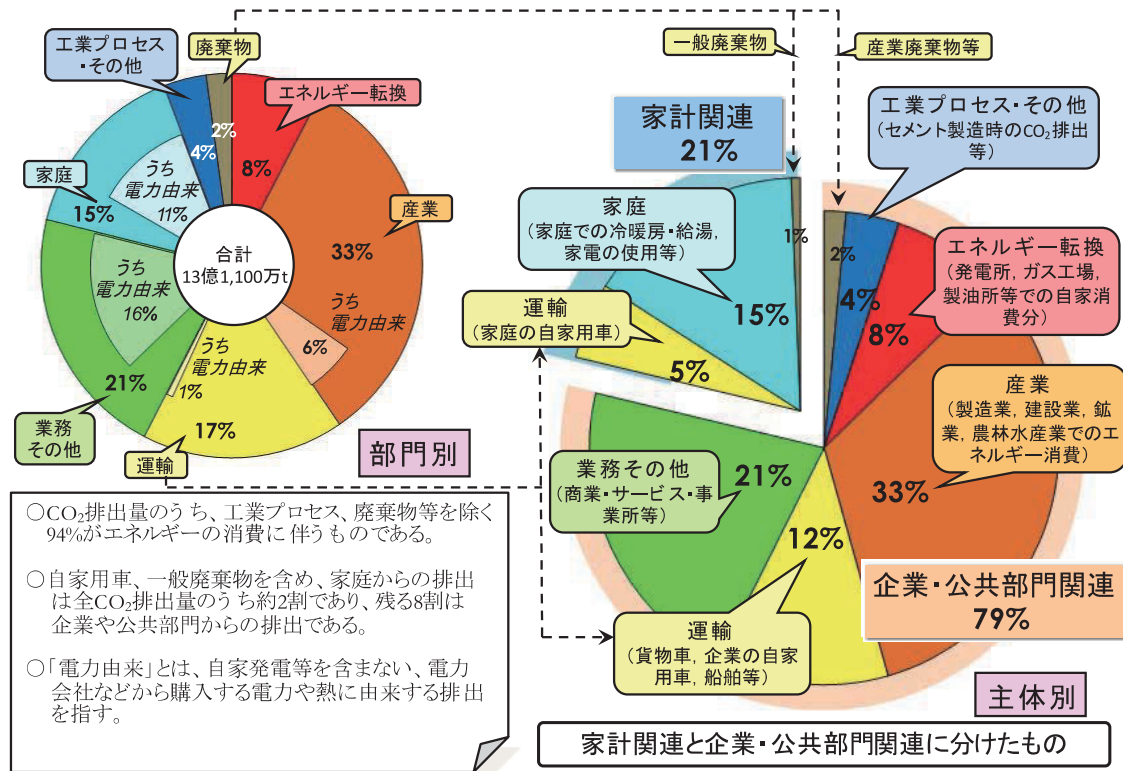


図3 2017年度のCO<sub>2</sub>排出量の内訳<sup>5)</sup>

その達成に向けた基本方針は、2018年7月の第5次エネルギー基本計画<sup>6)</sup>に記載され、その解説が資源エネルギー庁のホームページ<sup>7)</sup>にある。

2030年のCO<sub>2</sub>削減施策の骨子は、①省エネルギー技術の促進と、②再生エネルギー拡大、および③信頼性の高い原子力を再稼働させる、である。

施策の①の省エネルギーによるエネルギー削減率として採用された値は、日本が石油ショック後の1990年代頃の実績数値に等しく、その頃はモーターや照明、発電効率向上、工場における熱回収等により大きく伸びた。今後の、それら技術革新に匹敵する削減率達成は、普及が期待される電力ネットワーク(スマートグリッド)に関連したIoT分野であると思う。施策②の再生エネルギーは昨今の太陽光発電や風力発電のコストが低減しており、その路線の継続であり、順調に進展している。施策③の原子力に関しては安全性の議論や最終処分等が収束しておらず、未だ先行きが定まっていないと感じる。

最終エネルギー消費とは二次エネルギーの消費量で、一次エネルギー総供給量からエネルギー産業での

転換損失と自家消費分、それに輸送損失を除いた値を指し、電気、都市ガス、コークス、ガソリン、灯油、重油などである。図4は日本の最終消費エネルギーの、そして図5は温室効果ガス発生量のトレンドに、政府の2030年と2050年の目標値をプロットした。最終エネルギー消費は年を追って線形的に下がり、温室効果ガスは2030年～2050年間に急減する。これらから、上述の①～③の施策以外に、2050年度目標達成には大幅なCO<sub>2</sub>削減施策導入がある。

2016年の環境省「気候変動長期戦略懇談会」<sup>8)</sup>において、「2050年80%削減が実現した社会の絵姿(一例)」として、①可能な限りのエネルギー需要を削減(高効率機器の利用や都市構造の変革等)、②エネルギーの低炭素化(電力は再エネ等の低炭素電源を9割以上としCO<sub>2</sub>排出ほぼゼロ)、③電化の促進を骨子として、エネルギー供給と利用方法までを変革する「社会構造イノベーション」が必要と提言されている。

2050年の温室効果ガス80%削減は、CO<sub>2</sub>換算で2.8億トン/年だが、エネルギー起源CO<sub>2</sub>以外は、人為的に制御が難しい。代替フロンは0となると仮定し、N<sub>2</sub>O、メ

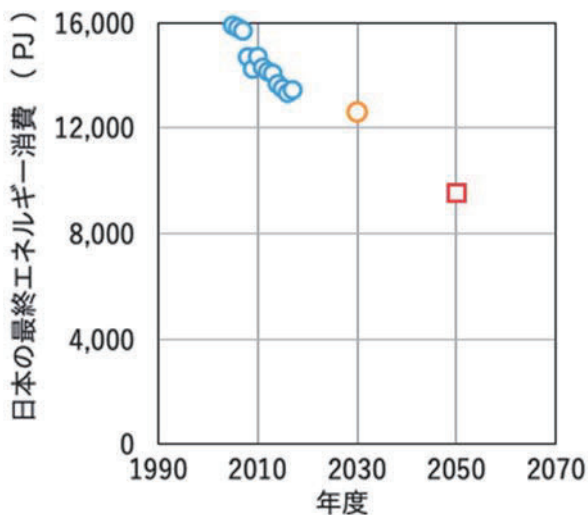


図4 最近の日本の最終エネルギー消費量と2030年と2050年の目標値

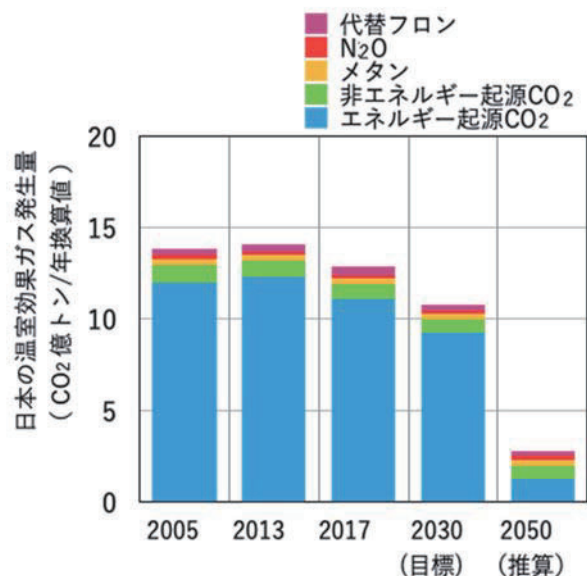


図5 最近の日本の温室効果ガス発生量と2030年と2050年の目標値

タン、非エネルギー起源のCO<sub>2</sub>は農業や自然現象ゆえに大幅な減少が期待できず2030年と同等となると仮定すると、2050年度のエネルギー起源CO<sub>2</sub>削減目標は2013年度排出量の87%以上の削減が必要で、1.6億トン/年以下となる。

表1の資源エネルギー庁の発電コスト試算<sup>9)</sup>によると、2030年の発電コストで10~15円/kWhと予測されるのは、原子力、石炭、LNG、風力(陸上)、一般水力、ガスコジェネである。水力と地熱は、地形的に適した場所が少なく大幅な伸びが期待できない。持続可能なエネルギーという観点では、今後大幅な伸びが期待できるのは、太陽光と風力(陸上)となる。

太陽電池発電コストは表1の見通しよりも、技術進歩が上回り、更に安価になる可能性がある。2012年から、家庭用太陽電池の発電コストと家庭用電力料金24円/kWhとの差額の補助として、太陽光FIT価格(電力固定買取価格)が40円/kWhで開始された。2018年には発電コストが家庭用電力料金と同等となり、2019年に補助制度が終了した。事業用の10kW~2000kWの大規模太陽発電の発電コストは18円/kWhであり、業務用電力料金15円/kWhに近づいて来た。(一社)太陽光発電協会は2030年代には7円/kWh到達と試算<sup>10)</sup>している。

太陽光発電のポテンシャル推算是、経産省、農水省、環境省で行っている。ポテンシャル量とは、自然要因と法規制で開発不可能地を除いて算出した値であり、設備利用率も最大にはならない。最も新しいNEDO<sup>12)</sup>の調査では、2013年に「支柱を立てて営農を継続する太陽光発電設備などについての農地転用許可制度上の取り扱いについて」により、農地の一部が条件付きではあるが、利用可能となった。これにより、住宅で1.56億kW、公共建築・工場等で1.58億kW、農業・ダム・道路・水処理場などで5.67億kWの合計8.8億kWである。農地が3.8億kWと大きな値を占める。

風力発電のポテンシャルは、陸域が3億kW、洋上が15億kWと推定されている<sup>11)</sup>。それぞれのポテンシャル量から、設備利用率を太陽光は9%、陸域風力と洋上風力は15%と仮定し、年間の発電量を計算する。太陽光は2,500PJ、陸域風力は1,400PJ、洋上風力は7,100PJとなる。15円/kWh以下と推定される太陽光と陸域風力の発電量の和3,900PJは2017年の最終エネルギー消費の約30%に相当する。

原子力は、現状のウランの可採埋蔵量から100年程度であるが、石油と同様に燃料価格が上昇すれば可採埋蔵量は2倍から5倍に増加するとの主張がある<sup>12)</sup>。燃料コストの発電価格の影響は小さく、また、燃料

表 1 2030 年の発電コスト推算値（資源エネルギー庁 発電コスト検証 WG）<sup>9)</sup>

## 2030年モデルプラント試算結果概要、並びに感度分析の概要(案)

電源	原子力	石炭火力	LNG火力	風力(陸上)	風力(洋上)	地熱	一般水力	小水力 80万円/kW	小水力 100万円/kW	バイオマス (専焼)	バイオマス (混焼)	石油火力	太陽光 (畑)	太陽光 (住宅)	ガス コジェネ	石油 コジェネ
設備利用率稼働年数	70% 40年	70% 40年	70% 40年	20~23% 20年	30% 20年	83% 40年	45% 40年	60% 40年	60% 40年	87% 40年	70% 40年	30~10% 40年	14% 30年	12% 30年	70% 30年	40% 30年
発電コスト 円/kWh	10.3~ (8.8~)	12.9 (12.9)	13.4 (13.4)	13.6 ~21.5 (9.8 ~15.6)	30.3 ~34.7 (20.2 ~23.2)	16.8 (10.9)	11.0 (10.8)	23.3 (20.4)	27.1 (23.6)	29.7 (28.1)	13.2 (12.9)	28.9 ~41.7 (28.9~ 41.6)	12.7 ~15.6 (11.0~ 13.4)	12.5 ~16.4 (12.3~ 16.2)	14.4 ~15.6 (14.4~ 15.6)	27.1 ~31.1 (27.1~ 31.1)
2011コスト 等検証委	8.9~	10.3	10.9	8.8~ 17.3	8.6~ 23.1	9.2~ 11.6	10.6	19.1 ~22.0	19.1 ~22.0	17.4 ~32.2	9.5 ~9.8	25.1~ 38.9	12.1~ 26.4	9.9~ 20.0	11.5	19.6

の備蓄が容易である。

2050年では、まだ国産の再生エネルギーだけで電力を賄える社会インフラが完成していないと予想し、準国産燃料として原子力の維持が必要と考える。

天然ガス火力、石炭火力とも高効率化が図られ、高効率化は CO<sub>2</sub> 削減の有力な手段である。また、発電所内で CO<sub>2</sub> を分離回収して大気への排出を 90%削減する CCS ( Carbon dioxide Capture & Storage )の 2030 年頃の商用運転開始を目指し、技術開発が進展している。CCS による石炭微粉炭燃焼発電の分離・回収・貯留コストは 4,000 円/CO<sub>2</sub>-ton 程度と見積もられ、電力 1kWh の上昇コストは 3.6 円/kWh 程度であり、一つの選択肢となりうる。

再生エネルギー、特に太陽光発電の導入で昼間の負荷が需要を上回るので、負荷変動を補完するための天然ガス火力あるいは石炭火力だけではなく、CO<sub>2</sub> 発生を伴わないバッテリーあるいは揚水発電のような電力貯蔵装置が欠かせない。太陽光発電の余剰分を、①蓄電するためのバッテリーを増加させるか、②余剰電力を水素の製造に使用し、水素を貯蔵し、電力が必要な時に水素 FC(Fuel Cell:燃料電池)で発電する。どちらかのオプションが必要である。

リチウム電池製造コストが 1.9 万円/kWh と推定されており<sup>13)</sup>、新しい電極材料への技術革新無しでは販売価格低下が起きないと考えて、バッテリーシステムの価格を 3 万円/kWh とする。太陽光発電のみに依存する「オフグリッド」生活の試行例を参考にして、太陽光発電 1 kW 当たり 10 kWh のバッテリーが必要との仮定を立てる。2050 年に太陽光発電の設備が、10 万円/kWh、バッテリーが 3 万円/kWh として、「オフグリッド」的な運用を

行うための太陽光発電+バッテリー価格は 40 万円/kWh となる。

これは、現状の家庭用の太陽光発電と同等の電力単価 24 円/kWh 程度で、この高価格は 2050 年のバッテリー付設置太陽光発電システム拡大を阻害する。しかし、BEV (Battery Electric Vehicle:電気自動車)の普及で、その搭載バッテリーが電力ネットワークに繋がると、太陽光発電の蓄電装置としても併用され、経済的な蓄電が確保可能と想定される。

水素 FC の 2025 年の開発目標コスト<sup>14)</sup> が 25 円/kWh(数 kW から数十 kW 級)である。水素 FCG(Fuel Cell Cogeneration)は、熱と電力を併給でき、産業や家庭での小規模用途でもエネルギー高効率利用が可能となる。固体高分子型燃料電池(PEFC)は電極の貴金属触媒の低減・代替による低価格化、固体電解質型燃料電池(SOFC)は量産技術に課題がある。また、H<sub>2</sub> タンクあるいは水素パイプラインの安全性と低価格化が課題である。水素による蓄電システム導入により、蓄電の冗長性が高くなり、かつ将来の BEV のバッテリーだけでバックアップを賄えなくなる時期に備えて、水素蓄電技術の早期の実用化を期待する。BEV や水素蓄電の拡大により、再生エネルギーを積極的に取り入れる「社会構造イノベーション」を考える。本稿では、再生エネルギー拡大に風力も大きな役目を果たすものの、太陽光の拡大ほど風力は他のエネルギーとの連携が難しくないと考え、太陽光に焦点を当てて技術課題の抽出を試みる。

現在、化石エネルギーから動力や熱に変換して利用している機器が、上記の考察のように 2050 年度は BEV、水素 FCG、ヒートポンプ等に置き換え、電力から動力への変換効率の高さが、2050 年度の最終エネルギー消

費量を低減する。次章では、運輸、産業、家庭部門における、エネルギー転換状況と、発電部門の変化を検討する。

### 3. 2050年の最終エネルギー構成とCO<sub>2</sub>排出量

#### 3.1 運輸部門の低炭素化

現在の自動車のガソリンエンジンは、最も熱効率(運動エネルギー/エネルギー熱量×100)が高い運転条件で、30%程度である。市街地運転では加速・減速して刻々と運転条件が異なり、熱効率は低下する。自動車エンジンは、熱力学的な理論値へ近づけるべく、サイクル、熱ロス、摩擦ロスの低下あるいはエネルギー回収等の様々な改良で熱効率向上への取り組みが行われている。最近では、ガソリンエンジンの熱効率が50%を達成する試作品が出てきた。しかし、熱エネルギーを直接運動エネルギーへ変化するエンジン形式では、熱効率50%を大きく超える伸びは期待できない。常に最も高い熱効率を実現できる運転条件で、エンジンに直結された発電機で発電した電力でモーターを駆動するHEV(ハイブリッドカー)であれば、加速・減速のロスを大幅に低減でき、ほぼ熱効率50%で実運用できる。

2050年を想定して、HEVと、バッテリーを搭載したBEV、水素を燃料とするFCEV(燃料電池車)の動力当たりの炭素排出係数を比較する。燃料の炭素排出係数(g-C/MJ)は、資源エネルギー庁と環境省では採用する数値が、少し異なっており、ここでは資源エネルギー庁の定めた値を使用した。ガソリンエンジンと燃料電池の熱効率は55%と仮定した。石炭発電所および天然ガス発電所の効率、送電ロス、ガソリンエンジンおよび水素燃料電池の効率に関しては、表2に示す数値を用いた。CCSにおける排ガス中のCO<sub>2</sub>の分離回収割合は90%とした。

自動車の形式と駆動エネルギーおよびCCS設置の有無による動力当たりの炭素排出係数の比較結果を表2に示す。石炭を燃料とするCO<sub>2</sub>回収なしの火力発電所の電力を使用して製造した水素を使用するFCEVあるいは電力で駆動するBEVは、ガソリンを燃料とするHEVよりも炭素排出係数が大きくなる。発電時にCO<sub>2</sub>回

収があれば、FCEVとBEVは、ガソリンを燃料とするHEVよりも炭素排出係数が小さくなる。

FCEVは長距離走行のために、高圧水素タンク搭載を指向している。300気圧の高圧ポンプあるいはタンクを街中に設置することになり、材料の腐食等の長期的なリスク管理が必要である。FCGは常圧のH<sub>2</sub>パイプラインでよく、普及のハードルが低い。

リチウム電池はフル充電までに時間を要し、走行距離がガソリン車よりも短い。貨物等の走行距離が長い車へは、高速道路などで有線あるいは無線で走行しながら充電する技術開発が待たれる。

以上から、CCS設置の発電システムの電力を使用した、BEVが運輸システムの中核に据わる「社会構造のイノベーション」の一つの重要な技術になると想定する。

表2 燃料と自動車仕様による炭素排出量比較

燃料	発電所 CCS 有無	自動車 仕様	炭素 排出 係数 (g-C/MJ)	発電 効率 (%)	送電 ロス (%)	CCS による 炭素 回収率 (%)	自動車 での 変換 効率 (%)	動力 当たり 炭素 排出 係数 (g-C/MJ)
ガソリン	-	HEV	18.71	-	-	-	55	34.0
石炭	無し	FCEV	24.29	47	5	0	55	98.9
石炭	無し	BEV	24.29	47	5	0	95	57.3
天然ガス	無し	FCEV	13.87	60	5	0	55	44.2
天然ガス	無し	BEV	13.87	60	5	0	95	25.6
石炭	有り	FCEV	24.29	42	5	90	55	11.1
石炭	有り	BEV	24.29	42	5	90	95	6.4
天然ガス	有り	FCEV	13.87	55	5	90	55	4.8
天然ガス	有り	BEV	13.87	55	5	90	95	2.8

現在、日本の自動車は貨物、乗合、乗用の3つに分類され、またその中で普通、小型、軽と分類があり、その総数は表3に示すように約7,600万台である。

図5は、全国のHEVとBEVとPHEVの和の累積台数の伸びを示している。これまでのHEV累積台数の伸びは、ほぼ7年で10倍となった。これからのBEVの台数の伸びをHEVと同様になるとして予測すると、2027年には100万台、2034年には1,000万台となる。全国車がBEVとなる、7,600万台は、早ければ2040年前後には到達する。

2050年には自動車が全てBEVになり、自動車の型式に応じ、積載するバッテリー容量を表3のように推定

表 3 日本の自動車保有台数と潜在的な電池容量

用途	車種	保有台数 (台)	電池容量 (kWh/台)	電池容量 (万kWh)
貨物	普通車	2,409,120	200	48,182
	小型車	3,512,380	40	14,050
	軽自動車	8,379,691	16	13,408
	小計	14,301,191	-	75,639
乗合	普通車	112,286	200	2,246
	小型車	120,364	100	1,204
	小計	232,650	-	3,449
乗用	普通車	19,543,441	60	117,261
	小型車	19,931,393	40	79,726
	軽自動車	22,659,367	16	36,255
	小計	62,134,201	-	233,241
合計		76,668,042	-	312,330

特殊用途車、二輪車は除く（国土交通省統計より作成、2019年10月）

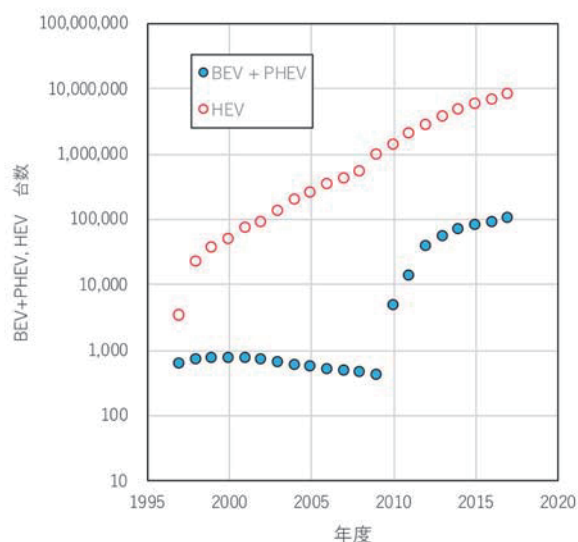


図 5 HEV と BEV+PHEV の累積台数

すると、総バッテリー容量は 31 億 kWh となる。乗用車の平均走行時間は 500 時間/年と言われており電力ネットワークに繋がれている時間が長い。乗用車ユーザーがバッテリーを再生エネルギーの蓄電装置として提供するメリットを備えた仕組みができて、大きな蓄電ポテンシャル出現を想定する。

運輸部門で消費される 2017 年のエネルギー総量は 3,099 PJ で、その内訳を表 4 に示す。2050 年の総自動車数は、2017 年と変わらない。2050 年には、飛行機や特殊車両などに使用されていたジェット燃料、重油、潤滑油は、植物由来あるいは CO<sub>2</sub> と H<sub>2</sub> からの合成品が出てくると思われる。しかし、ここでは石油由来のままとした。

鉄道等で使用の電力はそのままとし、表 4 中では新規電力増とはならないとして「継続」と記した。以上のように考えて、ガソリン、軽油、LPG を使用していた自動車が BEV に代替すると、電力は 680 PJ/年(1,888 億 kWh/年)の増大となる。

表 4 運輸部門の 2050 年度推算値

運輸部門	2017年度 (PJ)	転換運用方針	2050年電力 増加量 (PJ)	2050年エ ネルギー 消費量 (PJ)
ジェット燃料・重油	152	継続	0	152
潤滑油	2	継続	0	2
電気	63	継続	0	63
船舶	101	継続	0	101
旅客（ガソリン+軽油+LPガス）	1,646	燃料→動力変換効率を22%、電力の送電ロスを5%、充放電ロスを5%と仮定	402	402
貨物（ガソリン+軽油+LPガス）	1,135		277	277
合計	3,099		680	998
2050年の電力増加量合計（億kWh）			1,888	

### 3.2 産業部門の低炭素化

産業部門では、図 3 の環境省の CO<sub>2</sub> 発生量の仕分けと、エネルギー白書の最終エネルギー消費量の仕分けは、次のように異なっている。環境省の「産業」は、「工業プロセスその他」と「廃棄物」は含まれておらず、別途それぞれ独立させた項目で取り扱っている。エネルギー白書では「企業・事業所他部門」とは、「産業部門」と「業務他部門（第三次産業）」との合計である。「産業部門」を、さらに「製造業」と「農林水産鉱業建設業」に分割して取り扱っている。

「企業・事業所他部門」はエネルギー白書では 6,186 PJ のエネルギーを消費している。そのうち製造業に分類される、鉄鋼、化学、窯業土石、紙パルプが 5,802 PJ と大きな割合を占める。図 3 の環境省の CO<sub>2</sub> 発生仕分けでは「業務その他」は 21%と大きな割合を占めるが、エネルギー白書では非素材系は「業務他部門（第三次産業）」に対応し、エネルギー消費量は 384 PJ と小さな値である。これは、「業務他部門（第三次産業）」で使用する電力を、発電部門で計上するためである。

産業部門では、これまで電力化率が年々増大する傾

向にある。この傾向を拡大していく。

これまで石油は、低沸点分はガソリンや工業原料として、その残渣の重質成分は発電用燃料とし、さらにその燃焼排ガスから廃熱回収ボイラで蒸気を発生させて利用した。発電用燃料は再生エネルギー由来の水素へ転換し FCG を導入する、蒸気は電力で駆動するヒートポンプへ転換する。

2050 年には、ガソリンやプラスチック等の工業原料は全て、紙、木工品、バイオ原材料からの合成品に代替する。

製鉄は溶鉄炉に代わって H<sub>2</sub> 製鉄の導入を図るか、石炭を利用するコークス炉と高炉等の全てから CO<sub>2</sub> 回収を行い、CO<sub>2</sub> 削減を図る。コークス炉ガスには芳香族化合物が多量に含まれており、それらはバイオマスの熱分解生成物に置き換える。

表 5 企業・事業所他部門のエネルギー変化

企業・事業所等部門	2017年度 (PJ)	転換運用方針	2050年電力増加量 (PJ)	2050年エネルギー消費量 (PJ)		
製造部門	再生エネルギー	28	継続	0	28	
	蒸気	885	プロセス廃熱による蒸気発生がなくなる。H <sub>2</sub> コージェネ・電気駆動ヒートポンプに代替。COPは3%。	311	311	
	石炭・石炭製品	1358	水素製鉄を導入。石炭製品は、バイオマス由来物質か、またはH <sub>2</sub> とCO <sub>2</sub> から合成。H <sub>2</sub> は電力で製造。	1,358	1,358	
	石油	2001	現状、石油から合成原料へ85%。残り15%は重質油で発電利用と推算。合成原料はバイオマス代替。重質油からの電力は業務用発電へ置換。	120	120	
	天然ガス・都市ガス	326	H <sub>2</sub> に転換。H <sub>2</sub> は電力から製造。	326	326	
	電力	1203	継続	0	1,203	
	廃棄物	上記数値に計	排ガスのCO <sub>2</sub> は、CCUで石油製品代替原料化	0		
	セメント製造	上		0		
	農林水産部 建設部門	農林水	246	農機具、漁船、暖房の電動化	55	55
		鉱業	19	機器の電動化	4	4
建設業		120	機器の電動化	27	27	
業務・他部門	電力	1607	継続	0	1607	
	非電力	500	H <sub>2</sub> コージェネ、ヒートポンプに代替。COPは5。	105	105	
合計 (PJ)	8,293		2,306	5,144		
			2050年の電力増加量合計 (億kWh)	6,405		

農林水産業、建設業、鉱業は使用する機器を全て電化する。水素 FCG を導入し、電力と熱を活用する。

廃棄物とセメント工業は、一つ一つの装置が小さく、CO<sub>2</sub> 分離回収トラックでの輸送は割高になる。大規模な CO<sub>2</sub> 貯留施設が近ければ、回収した CO<sub>2</sub> パイプラインで貯留施設へ輸送する。一方、運送コストが高価な立地場所では、CO<sub>2</sub> ドライアイスや CO<sub>2</sub> ガスの製造所、あるいは電気分解で生成させた H<sub>2</sub> と CO<sub>2</sub> とから、メタノールあるいはメタン合成を行う。メタノールやメタンは貯蔵やトラック輸送が容易なので、それらを産業用原料として販売する。このような考えで、電力エネルギー導入と CO<sub>2</sub> 削減を図ると、表 5 のようなエネルギー構成となる。

### 3.3 家庭部門での低炭素化

2017 年の家庭部門のエネルギー消費は、1,994 PJ であり、電気が半分を占める。残り半分の都市ガス、LP ガス、灯油は、料理、暖房と給湯用途を水素 FCG に置き換える。2050 年は表 6 のようなエネルギー構成となる。

表 6 家庭部門のエネルギー変化

家庭部門	2017年度 (PJ)	転換運用方針	2050年電力増加量 (PJ)	2050年エネルギー消費量 (PJ)
電気	987	継続	0	987
都市ガス	429	寒地暖房用は水素、他の暖房・給湯は電力、COP=5。電力：水素=3：1	電力として 150	150
LPガス	209			
灯油	359		水素として 250	250
太陽熱他	10	継続	0	10
合計	1,994		400	1397
2050年の電力増加量合計 (億kWh)			1,111	

### 3.4 2050 年の最終エネルギー消費

2050 年度の電力消費は表 4～表 6 の合計値である 9,410 億 kWh 増加する。一方、電力化率の向上がエネルギー利用効率を引き上げるので、図 6 のように最終エネルギー消費は減少して、7,539 PJ となり、2017 年度の 56%となる。



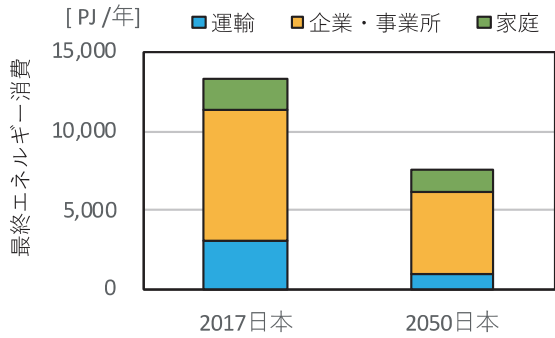


図6 2050年の日本の最終エネルギー量

### 3.5 2050年の電力構成

10 電力会社それぞれについて検討すべきであるが、本稿では電力需要、人口、自動車台数がほぼ10分の1である九州電力を取り上げて、2050年の状況を推定する。九州電力の2018年の発電設備の最大容量は2,982万kWで、電力容量は、原子力16%(470万kW)、石炭火力13%(390万kW)、天然ガス火力17%(500万kW)、石油11%(330万kW)、一般水力6%(180万kW)、揚水8%(230万kW)、再生エネルギー29%(地熱21万kW、風力51万kW、太陽光800万kW)である<sup>15)</sup>。年間販売電力量は722億kWhであり、その中で

火力発電量は37%を占める。日本の電力会社の中では、再生エネルギーと原子力の比率が高く、低炭素化が進んでいる。

電力会社はピーク需要が最大となる夏場に合わせて発電設備容量を決めていた。図7は九州電力の電力利用が最大となる夏の例である。図7に記載されたように、安定運転と発電コスト最小化の両立を目的に、各電源を組み合わせて発電している。

太陽エネルギーの導入割合が小さな時代は、夜間の需要量の低下が運用上の課題で、それを火力発電の負荷調整と、揚水発電への蓄電で対応していた。火力発電による負荷調整は、急速な起動ができる天然ガス発電所と、発電コストが安価な石炭を上手に使い分けた。過去実績の平均では、石炭:天然ガス比が、発電熱量ベースで1:1程度である。

太陽光発電の割合が増すと、太陽光発電の出力規制という新たな課題が生まれた。太陽光発電は、春期と秋期に、夏期よりも出力が大きくなる傾向がある。図8は2018年の九州電力の722億kWh/年の1日の平均値19,800kWhの需要と電源構成を模式的に示している。5月の例で、エアコンの使用が少なく夏場のように正午前後のピークが立ち上がらない。

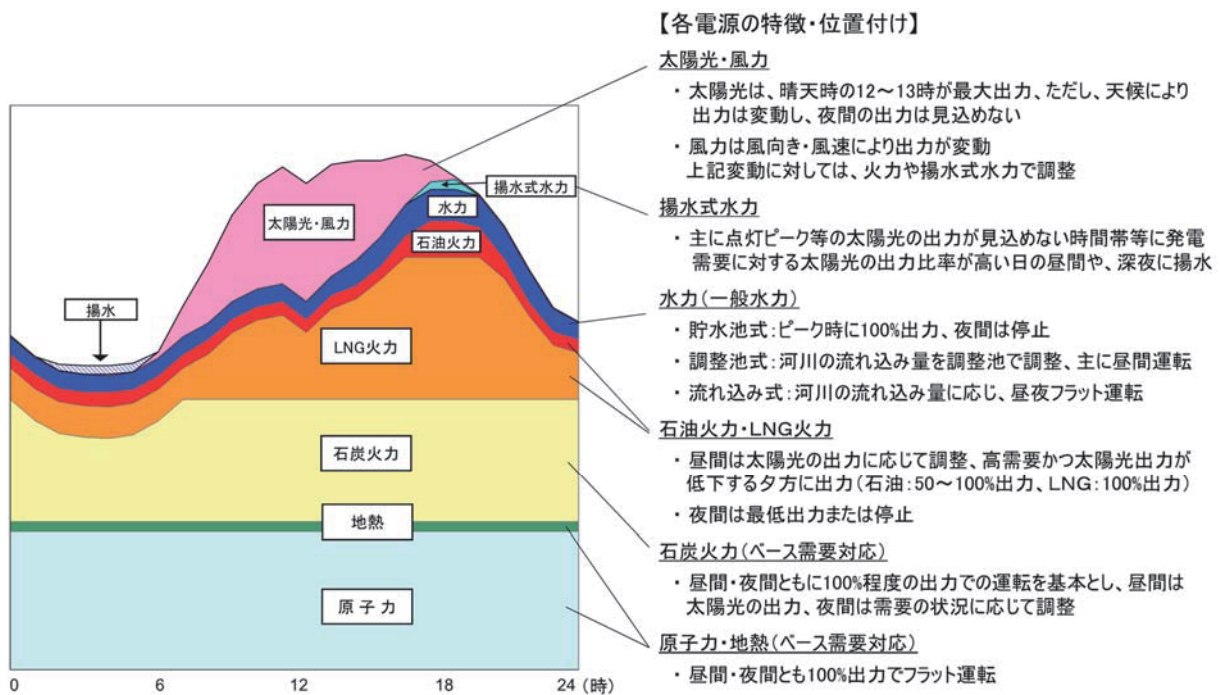


図7 夏の典型的な電力需要と電源の組み合わせ<sup>15)</sup>

昼間の太陽光発電増大により需要オーバーする余剰電力のピークカットを、九州電力は揚水発電を活用している。昼間の余剰電力で揚水池へ水を汲み上げ、最大1,600万kWh程度が蓄電可能である。朝と夕方の電力需要が大きくなる時間帯に、1,100万kWh程度の水力発電により負荷調整する。水の汲み上げ電力と発電の差は、水の汲み上げ時に30%程度の電力ロス発生のためである。

2050年に向かって、太陽光発電の増大には、さらなる蓄電量増加が必要であるが、揚水発電は経済的な適地が残っていない。本稿では、2050年は、揚水発電に加え、BEVのバッテリーが電力ネットワークを介して使用可能になり、大幅なバッテリー導入の組み込みが完了していると仮定する。

2050年は、日本全体の電力化率向上で発電量が9,410億kW/年増加する。九州はその10分の1として、941億kWh/年の増加となり、2018年の実績値722億kWh/年と合わせて年間発電量は1,663億kWh/年になる。これは、1日の平均値が25,800kWh/日となり、1日の需要変化の傾向が2018年の九州電力と同様として、**図8**をベースに書き加えたのが、**図9(a)**である。2050年の太陽光発電導入にあたり、最小でも火力の負荷が100万kWを維持できるように100~200万kWの間で運用すると、夜間の時間帯にバッテリー放電できる量は、12,350kWhとなる。このバッテリーにより、昼間の余剰電力を13,000万kWhを蓄電できると、太陽光発電3,600万kWを導入可能である。**図9(b)**のように、太陽光発電3,600万kWを導入して運用した年間の電源構成を「2050九州S」ケースと呼ぶ。それに対して、2018年の九電の年間の電源構成を「2018九電」ケースと呼ぶ。

「2018九電」の太陽光発電800万kWに対し、「2050九州S」は約4.5倍である。「2018九電」の設備利用率の実績値11.8%に対し、「2050九州S」では13%を採用した。年間の電源構成では、太陽光発電量が「2018九電」の4.9倍、年間太陽光発電量が409億kWhとなる。日本全国の再生エネルギー量を、「2050九州S」の太陽光発電量を10倍した4,090億kWh(1,470PJ)を日本全国の再生エネルギー量とみなす。

NEDOの試算で導入可能な太陽光と陸域風車のポ

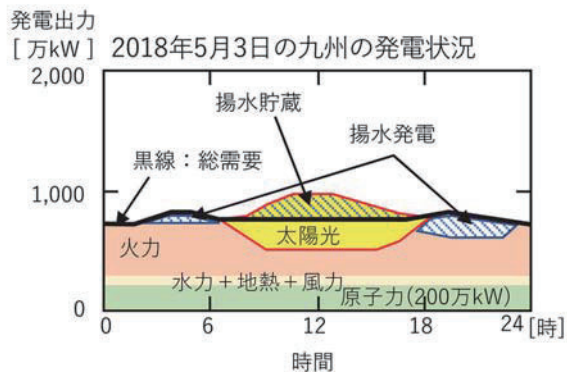


図8 太陽光発電の余剰電力が発生するパターン例

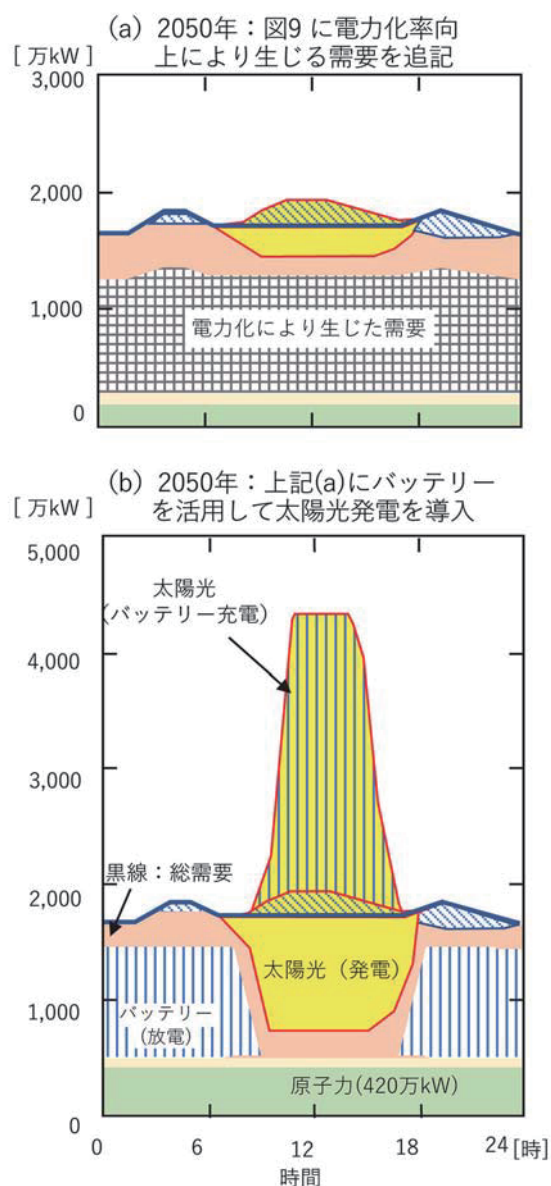


図9 2050年を想定した電力パターン例

テンシヤル値の合計が 3,900PJ であり、「2050 九州 S」は、その推算ポテンシヤルの半分以下である。

九州の乗用車台数は全国の 10 分の 1 なので、車載バッテリー量も 10 分の 1 と仮定すると、23,000 万 kWh となる。負荷調整に必要なバッテリー量 13,700 万 kWh は、その約 60%に当たる。

図 10 の「2050 九州 2S」は、「2050 九州 S」の 2 倍の太陽光発電を導入するケース、「2050 九州 3S」は 3 倍の太陽光発電を導入するケースである。

「2050 九州 3S」では再生エネルギー導入量は、NEDO の再生エネルギー推算ポテンシヤル量(太陽光 8.8 億 kW+陸域風車 3 億 kW)よりやや少ない。推算には利用率が低いところも含まれており、満足できるかどうかという範囲である。将来は、経済性の良い海域風車の参入もありえるので、資源量的には満足すると思われる。

「2050 九州 S」ケースを越えて太陽光発電を増加させると、太陽光発電の余剰分を BEV バッテリーだけで賄えなくなる。その際に火力の発電量を抑制するには、①専用バッテリー増加と、②水素を製造・貯蔵の両方を採用する。③再生エネルギーからの炭化水素合成も、石油代替原料の炭素源の確保にもなり、価格次第で採用となる。

2017 年の石炭・石油製品のエネルギー換算量は 3,000 PJ 程度である。2017 年の日本の森林蓄積量は 50.7 億 m<sup>3</sup>、総成長量は 7,000 万 m<sup>3</sup>/年である<sup>16)</sup>。総成長量をエネルギー換算すると、735 PJ/年であり、大きくはない。化石エネルギーからの CO<sub>2</sub> が得られなくなる 2050 年よりさらに将来、食糧廃棄物や有機廃棄物を炭素源とすることも視野に入れるべきである。

### 3.6 2050 年度の CO<sub>2</sub> 発生量

全国の CO<sub>2</sub> 発生量も、エネルギーと同様に九州での CO<sub>2</sub> 発生量の 10 倍を日本全体とみなす。

図 11 は火力に CCS を設置しない場合である。「2050 九州 S」では、運輸、産業からほとんど化石エネルギーを無くしたが、火力発電が再生エネルギーをバックアップする運用で 2.4 倍に伸びた。電力部門での火力発電を再生エネルギーのバックアップに使用していると、2050 年の CO<sub>2</sub> 発生量はパリ協定を達成できない。CCS

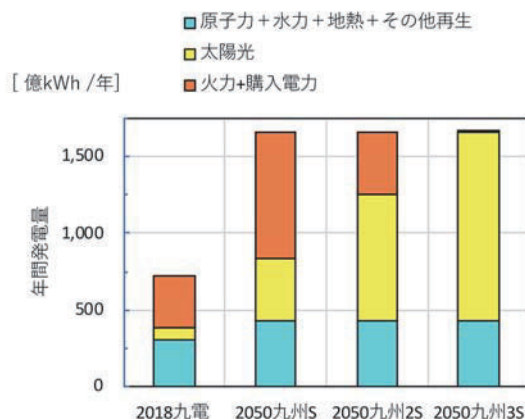


図 10 九州の太陽光発電導入量ごとの電源構成例

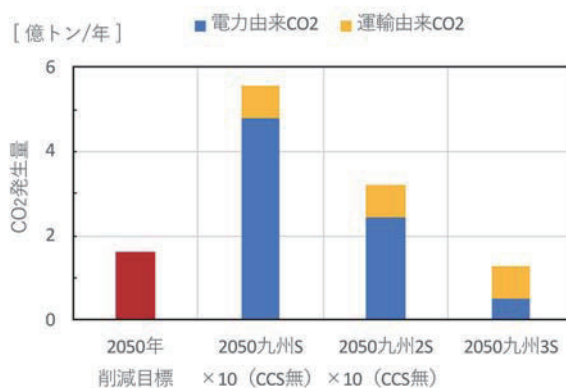


図 11 CO<sub>2</sub>削減目標値と再生エネルギー導入量ごとの CO<sub>2</sub> 発生量 (火力発電に CCS 設置なし)

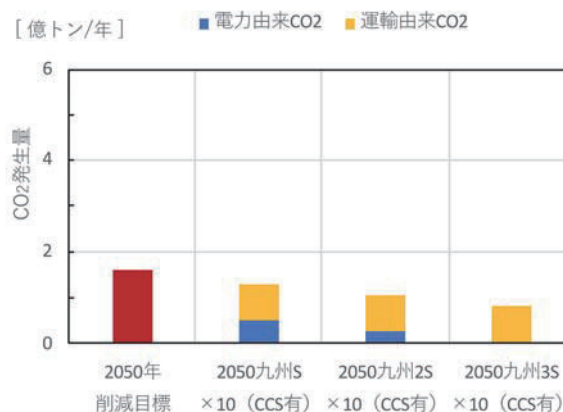


図 12 CO<sub>2</sub>削減目標値と再生エネルギー導入量ごとの CO<sub>2</sub> 発生量 (火力発電に CCS 設置あり)

を設置しないと、「2050 九州 3S」まで拡大となるが、30年間でそこまで達成するのは難しいと思われる。

図 12 は全ての火力に CCS を設置した場合である。CCS を設置すれば「2050 九州 S」ケースでも、2050 年パリ協定の目標を達成できる。また、CCS は火力発電が非常に小さくなり炭素源不足が予想される低炭素社会で、炭素源を供給するために必要な技術となる。さらに、カーボンニュートラルな燃料排ガスからの CCS は、間接的に大気中の CO<sub>2</sub> 削減にもなる。

2050 年の CO<sub>2</sub> 削減は、産業構造と住宅とエネルギーと食糧のあり方まで影響を及ぼす。経済を重視した再生エネルギーの拡大のためには、工業、農林水産業の国土利用配分までも変更を考えた「社会構造イノベーション」が必要で、様々な仕組みに影響を与え、デメリットを抱え込まざるを得ない人々を生む可能性もある。そのような方々にも配慮をするには、幅広い関係者が垣根を取り払って 3E+S の視点から知恵を出し合って検討を行う必要がある。

#### 4. まとめ

2050 年の最終エネルギー消費が、ほぼ電力に依存した社会では、再生エネルギーの大幅な導入を支えるハードとして、車載バッテリー、CCUS、水素関連装置(水素燃料電池コージェネレーション、水素パイプライン、H<sub>2</sub> と CO<sub>2</sub> からの炭化水素合成)が重要である。電力需要者である運輸、産業、家庭部門がそれぞれの分野で最適化を図るのではなく、IoT を活用した全国を一体化した電力ネットワークで連携して運用する必要がある。そのような CO<sub>2</sub> 削減のために「社会構造イノベーション」ロードマップ策定を、経済、環境、産業、運輸、農林分野の関係者が一体となって取り組む時期に至っていると考える。

#### 参考文献

- 1) 外務省 HP, 2020 年以降の枠組み:パリ協定, [https://www.mofa.go.jp/mofaj/ic/ch/page1w\\_000119.html](https://www.mofa.go.jp/mofaj/ic/ch/page1w_000119.html) 2020 年 3 月ダウンロード
- 2) Climate Change 2014: Summary for Policy-makers, <https://ar5-syr.ipcc.ch> 2020 年 3 月ダウンロード
- 3) 経産省 HP, CCS を取り巻く状況 CCS の実証および調査事業のあり方に向けた有識者検討会, 2018 年 6 月 11 日, [https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/sangi/ccs\\_jissho/pdf/001\\_05\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/sangi/ccs_jissho/pdf/001_05_00.pdf)
- 4) 経産省 HP, 「平成 30 年度エネルギーに関する年次報告」(エネルギー白書 2019)PDF 版, 2019 年 6 月, <https://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2019pdf/>
- 5) 環境省 HP, 温室効果ガス排出・吸収量等の報告 2017 年度(平成 29 年度)温室効果ガス排出量 2.1 二酸化炭素排出量全体, 2019 年 4 月, <https://www.env.go.jp/earth/ondanka/ghg-mrv/emissions/results/>
- 6) 資源エネルギー庁 HP, 第 5 次エネルギー基本計画 平成 30 年 7 月 3 日, [https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic\\_plan/](https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/)
- 7) 「パリ協定」のもとで進む、世界の温室効果ガス削減の取り組み ①から⑦ ～日本の目標と進捗は?、資源エネルギー庁 2019-05-14 ～2019-6-25, [https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/p ariskyotei\\_sintyoku1.html](https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/p ariskyotei_sintyoku1.html)
- 8) 環境省 総合環境政策 気候変動長期戦略懇談会 平成 28 年 2 月, <http://www.env.go.jp/policy/kikouhendou/kondan.html>
- 9) 経産省資源エネルギー庁 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 長期エネルギー需給見通し小委員会 発電コスト検証ワーキンググループ(第 7 回 平成 27 年 5 月 11 日(月)), [https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/cost\\_wg/007/](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/007/)
- 10) 太陽光発電の現状, 2018 年 10 月 24 日, [https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/039\\_01\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/039_01_00.pdf)
- 11) NEDO HP, NEDO 再生可能エネルギー技術白書第 2 版 pdf 版, 2014 年 10 月 26 日, [https://www.nedo.go.jp/library/ne\\_hakusyo\\_index.html](https://www.nedo.go.jp/library/ne_hakusyo_index.html)
- 12) IAEA News, Global Uranium Resources to Meet Projected Demand, 2006 年 6 月 2 日, <https://www.iaea.org/newscenter/news/global-uranium-resources-meet-projected-demand>
- 13) 低炭素社会の実現に向けた 技術および経済・社会の定量的シナリオに基づくイノベーション政策立案のための提案書, 独立行政法人科学技術振興機構, 2014 年 3 月, <https://www.jst.go.jp/lcs/pdf/fy2013-pp-03.pdf>
- 14) 経産省 HP, 水素・燃料電池技術開発戦略, 2019 年 9 月 18 日, <https://www.meti.go.jp/press/2019/09/20190918002/20190918002-1.pdf>
- 15) 九州電力 HP, 企業・IR 情報, 九州電力データブック 2019, [http://www.kyuden.co.jp/var/rev0/0231/5384/data\\_book\\_2019\\_all\\_d.pdf](http://www.kyuden.co.jp/var/rev0/0231/5384/data_book_2019_all_d.pdf)
- 16) 林野庁 HP, 森林・林業統計要覧 2019(目次)I 国民経済及び森林資源, 2019 年 9 月 20 日, [https://www.rinya.maff.go.jp/j/kikaku/toukei/attach/pdf/yo uran\\_mokuzi2019-4.pdf](https://www.rinya.maff.go.jp/j/kikaku/toukei/attach/pdf/yo uran_mokuzi2019-4.pdf)