

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

技術開発編

低炭素電源システムの安定化と技術・経済性評価
－ 2050年 CO₂ 排出量 80% 削減に向けた日本の電源システムの課題－

平成29年3月

**“Economic Evaluation for Low Carbon Electric Power System
Considering System Stability:**

Technological Issues of Electric Power System toward 80% CO₂ Reduction by 2050 in Japan”

Strategy for Technology Development

Proposal Paper for Policy Making and Governmental Action
toward Low Carbon Societies

国立研究開発法人科学技術振興機構
低炭素社会戦略センター

LCS-FY2016-PP-10

概要

低炭素社会の実現に向けて再生可能エネルギーの大規模導入が期待される一方、自然条件に依存する出力変動は、系統システムの安定運用に悪影響を及ぼすことが懸念されている。このため、出力変動に対応する新しい電源システムの構築が必要となる。本稿では、技術開発と経済性の観点から、低炭素電源システムを評価する。LCS では、将来の技術開発を考慮した独自のデータに基づく定量的技術シナリオの構築手法と、システム安定化を考慮した多地域電源構成モデルを開発している。この手法を用いて、2050 年の低炭素電源システムの技術課題を、CO₂ 排出量とコストの面から評価した。分析対象は 2050 年に電力起源の CO₂ 排出量が 2013 年比で 80%削減となる低炭素電源システムとした。この CO₂ 制約下において、再生可能エネルギーの低コスト化技術、省エネルギー技術、システム安定化に寄与する発電システムの技術開発などを考慮したシナリオ分析から、以下の結果を得た。再生可能エネルギーのコスト低下により、2050 年に電源起源の CO₂ 排出量を 80%削減することは、現状の発電コストと同等で実現可能である。そのためには特に、太陽光発電システム、蓄電池システム、高温岩体地熱発電システムの技術開発が重要である。また、省エネルギーによる電力需要の削減は、発電コストの低下とシステム安定化に寄与する。電源システム系統安定化に重きをおき、短期および長期の出力変動と過渡安定度の維持に寄与する系統安定化のための、技術課題と低炭素電源システムの精緻な評価、および実証と検証を進めていくことが重要である。

Summary

It is essential to assess technology development issues in the electrical grid system for achievement of large-scale introduction of renewable energy in Japan to realize a low carbon society. This paper describes CO₂ emissions and cost of a low carbon power supply system in 2050 by focusing on technological issues. In this study, the LCS database has been used to construct quantitative technology scenarios and a multi-region optimal power generation model considering stability. The target is to reduce 2013 CO₂ emissions from electricity power systems by 80% in 2050. In the scenario analysis, low cost renewable energy technological developments, energy conservation technologies and knowledge of stabilization of the electricity system were taken into account. The following results were obtained. Because of cost reduction of renewable energy technologies, CO₂ emission can be reduced by 80% in 2050 without additional cost. For this purpose, it is particularly important to develop technologies related to photovoltaic power generation, storage batteries and hot dry rock geothermal systems. In addition, energy saving also contributes to reducing power generation costs and improving system stability. Regarding future power grid system stability, it is thus extremely important to evaluate the technical issues of the low carbon electricity system.

目次

概要

1. 緒言	1
1.1 2050 年 CO ₂ 排出量 80%削減に向けて	1
2. 分析手法の特徴	1
2.1 分析手法の概要	1
2.2 多地域電源構成モデルの概要	2
2.3 再生可能エネルギーのコスト低減シナリオ	3
2.4 2050 年 CO ₂ 排出量 80%削減に向けたシナリオの技術条件	4
3. 結果と考察	5
3.1 2050 年 CO ₂ 排出量 80%削減を実現する低炭素電源システム	5
3.2 再生可能エネルギー大量導入時の変動性対策の必要性	8
3.3 今後の課題	9
4. 政策立案のための提案	10
参考文献	10

1. 緒言

1.1 2050 年 CO₂ 排出量 80%削減に向けて

パリ協定の合意から、日本政府も温室効果ガス排出量の削減に向けた取り組みを具体化させ、2030 年に 2013 年比で温室効果ガス排出量 26%減とする、長期エネルギー需給見通しを示している。さらに、2050 年までに温室効果ガス排出量 80%削減を目指すことが明記された、地球温暖化対策計画が、2016 年 5 月に閣議決定された。これを達成するための施策は議論の途上であり、低炭素社会の実現に向けたエネルギーシステム全体の評価と具体的な技術課題の解決が求められる。

エネルギーの低炭素化には、エネルギーあたりの CO₂ 排出量の少ない電力化率を高め、さらに発電における CO₂ 排出量を減らすため、再生可能エネルギーの大規模な導入が有効である。IEA 等の国際機関の示すエネルギー展望、各国や企業の示すエネルギーロードマップにおいても、再生可能エネルギーおよび蓄電池の普及とコスト低下は、既に前提として考慮されている。このような状況を踏まえて、長期戦略を議論することが必要である。

本稿では、低炭素電源システムを構築する技術開発課題を明らかにするため、2050 年に電源システムの CO₂ 排出量 2013 年比 80%削減の実現を目指したときの、経済的・技術的な影響を評価した。具体的には、地域的に偏在し時間的に不安定である再生可能エネルギーが大規模に導入される、低炭素電源システムの構築を前提とし、システム安定化を考慮した多地域電源構成モデルを用いて評価する。第一に、LCS が分析してきた、再生可能エネルギーの電源システムの将来の発電コストと技術指標を用いて、日本の各地域の発電コストを推定する。第二に、2010 年から 2050 年における総電力コストを最小とする最適化計算により、CO₂ 排出量制約における電源構成を推計し、経済性を評価する。第三に、多数の技術シナリオを比較したシナリオ分析から、将来に必要な技術開発課題について考察する。

2. 分析手法の特徴

2.1 分析手法の概要

低炭素社会の実現には、再生可能エネルギーのコスト低減が重要であり、LCS ではコスト低減に寄与する将来技術の評価してきた。本稿では、将来の低炭素電源システム構築のための技術課題を明らかにするため、電源システムの技術シナリオを構築し、2050 年の発電コストと CO₂ 排出量および電源構成を算出して評価する。分析には、LCS が開発している、系統安定化と再生可能エネルギーの技術シナリオに着眼した、多地域電源構成モデルを用いている[1]。本手法は、技術開発と CO₂ 排出量削減目標の達成による、定量的な経済影響の評価に対して貢献するものである。多地域電源構成モデルによるコスト最小化計算の分析は多数あるが、独自の技術データを用い、変動制約および系統安定制約を考慮して最適化計算をしていることが特徴である。

具体的には、第一に、LCS で構築した再生可能エネルギーの発電システムの技術評価に基づく、コストなどの経済指標を含む技術シナリオを構築する。将来の再生可能エネルギー発電システムの導入費用の計算には、LCS の開発した「低炭素技術設計・評価プラットフォーム[2]」を用いている。これは 2015 年、2020 年、2030 年に実現可能な技術水準を予測し、それらの技術水準に基づくコストを計算したものである。予測した技術水準の発電システムの普及にかかる時間も考慮して、2050 年までの再生可能エネルギーの発電コストの推移を計算し、複数のシナリオを構築した。第二に、総発電コストを最小とする最適化計算による多地域電源構成モデルを用いて、CO₂ 排出量削減目標を達成するための発電コストを算出した。図 1 に、多地域電源構成モデルの概要を示す。「LCS 技術評価」から「再生可能エネルギー技術シナリオ」を構築してモデルに組み込んでいることが特徴である。第三に、再生可能エネルギーのコスト、技術開発と普及、原子力や

地熱発電システムの導入量、水素、CCS のコストなど、多数の技術シナリオを用いてシナリオ分析をした。定量的技術シナリオおよび多地域電源構成モデルを用いた分析結果から、個別の技術ならびにシステム全体の技術課題を評価する。

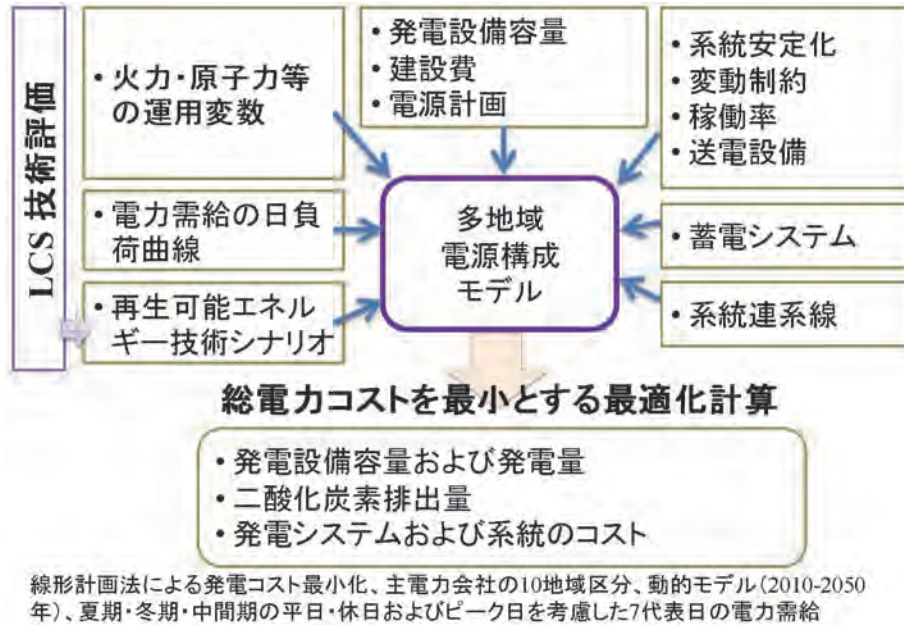


図 1 多地域電源構成モデルの概要

2.2 多地域電源構成モデルの概要

多地域電源構成モデルでは、電力需要、発電設備容量、建設費、変動制約、蓄電システム、系統連系線などのデータを用いて算出した、総電力コストを最小とする最適化計算から、各年の発電コストと CO₂ 排出量を算出している。本稿では 2010 年から 2050 年を対象とした動的モデルを用いた。最適化計算には GAMS¹⁾を用い、約 480,000 の制約式と約 840,000 の変数からなる大規模な線形計画法を解いた。系統連系線については、日本を主要電力会社の区分に従い 10 地域に分割し、現状および計画されている容量を用いた。

2050 年に向けた技術開発も考慮したモデルとするため、2010 年から 2050 年の変遷と地域性を分析することに重きをおいた。1 年間の需要変動は、夏期・中間期・冬期のそれぞれ平日と休日に分けた 6 区分にピーク日を加えた 7 代表日に集約した需要曲線を、2010 年の実績値を用いて推計した。電源システムには、火力（石炭、LNG、石油）、水力（流れ込み式、貯留式）、原子力、地熱（熱水系、高温岩体）、バイオマス、風力、太陽光が含まれ、蓄電システムとして、揚水発電、蓄電池、水電気分解システム、水素タービンが含まれる。1 時間毎の電力需要に対して、対象期間においてコスト最小となる発電システムから発電量が計算される。太陽光発電と風力発電システムは、気象データから 7 代表日における出力曲線を推計した。2010 年から 2015 年の設備容量および発電量を与え、2020 年以降の設備容量と発電量を計算した。原子力発電と水力発電は既設のみを考慮した。CO₂ 排出量は運用における排出量を計算し、化石燃料を燃焼した CO₂ 排出量の総和を計算している。蓄電システムについては、日変動は揚水発電および蓄電池で蓄電し、季節

¹⁾ GAMS(General Algebraic Modeling System)は最適化計算に適した数値計算プログラムである。最適化アルゴリズムには複数のソルバーがあるが、ここでは CPLEX を用いて計算した

変動は火力および水素ガスタービンにより調整するものとする。モデルで用いた主な制約条件を以下に記す。

- ・需給バランス制約
- ・設備容量制約
- ・供給予備率制約
- ・出力変化率制約
- ・蓄電システム制約
- ・負荷追従運転制約
- ・過渡安定度制約

過渡安定度制約とは、従来手法では用いられていないが、システム内の慣性により安定度を保つ制約である。電力システムは交流により制御されており、同期発電機の慣性力により安定性を担保されている。太陽光発電や風力発電は直流によるインバータ電源システムであり、慣性を持たないことから、システムの安定性が脆弱になることが懸念されている。ここでは慣性を持つ同期発電機の電源を発電量の 50%以上稼働するという制約条件をおいている。過渡安定度に対するシステム運用の制約については、様々な研究や運用事例から検証していく必要があり、今後の課題として進めていく。LCS でも電源システムの中の過渡安定度に対する研究を進めている[3]。実際の運用としては、アイルランドのシステム運用事例なども着目されており[4]、現状の制約条件の参考とした。

2.3 再生可能エネルギーのコスト低減シナリオ

以上に述べたように、変動性を考慮した多地域電源構成モデルを用いて、LCS が独自に計算した再生可能エネルギーのコスト低減シナリオを用いた結果から、2050 年に 80%削減を達成する電源システムを評価していることが本研究の特徴である。各電源システムのコストについては、火力、原子力、水力の発電設備は、発電コスト検討ワーキンググループのデータ[5]を、燃料費は IEA の新政策シナリオ[6]に基づいて計算した。再生可能エネルギー技術シナリオおよび蓄電池のシステムコストについては、技術 A～C の 3 つの技術水準を設定し、それぞれの技術水準に応じた要素技術の性能指標を推計して発電コストを計算した。技術 A（高コスト）は、現在推計されている発電コストの代表例として文献[5]を参照し、2030 年の発電コストを試算している。LCS が提案するコスト低減技術を含まないため、比較して「高コスト」と称する。技術 B（停滞）では、2020 年技術水準までで、技術開発が停滞することを想定する。2020 年技術水準とは、既存技術の延長により既に量産体制での導入が見込まれている技術として推計した。技術 C（促進）では、2030 年技術水準が普及するとした。2030 年技術とは、コスト低減を実現するための挑戦的な技術開発を達成した技術として推計した。これら技術の普及時間も含めて、技術 A～C が 2050 年までに普及するよう線形補間して、各年の発電コストを計算する。発電コストおよび CO₂ 排出量は、運用時間、設備利用率により異なる。基準設備利用率を設定したときの、発電コストおよび CO₂ 排出量を表 1 に示す。CO₂ 排出量は運用時の燃料起源のみを計上している。発電コストは、建設費、年経費率、燃料費、熱効率、送電費用から計算した年間総経費を、年間発電量で割った値として計算した。年経費率は、減価償却、金利、補修、運用の費用を含めた建設費に比例する割合である。ここで発電コストとは、ほかの発電コスト試算[5],[7]にある、社会費用、企業利益は含まれていない原価を計算したものである。

表 1 各発電システムと技術水準から計算した発電コスト（円/kWh）と CO₂ 排出量原単位（g-CO₂/kWh）

	基準 設備 利用率※	発電コスト [円/kWh]				CO ₂ 排出量原単位 [g-CO ₂ /kWh]	
		2015 年	技術 A (高コスト)	技術 B (停滞)	技術 C (促進)	2015 年	2050 年
原子力	70%	8.8	8.8	8.8	8.8	-	-
水力	54%	10.8	10.8	10.8	10.8	-	-
石炭	70%	7.7	7.8	7.8	7.8	864	810
LNG	70%	10.8	11.4	11.4	11.4	376	341
石油	70%	16.7	17.9	17.9	17.9	695	695
太陽光	11%	16.0	14.1	9.5	5.7	-	-
風力	23%	14.1	13.8	10.2	8.4	-	-
地熱	70%	12.5	12.5	12.5	8.0	-	-
バイオマス	70%	33.6	28.1	10.9	10.9	-	-

※表内の発電量単位当たりの計算に用いた設備利用率。モデル内では地域、稼働状況により異なる。

2.4 2050 年 CO₂ 排出量 80%削減に向けたシナリオの技術条件

本稿では、多数の技術条件の組み合わせから、シナリオを構築し、その結果を比較する。2050 年の電力起源の CO₂ 排出量を 2013 年比 80%削減する制約をおいた。本稿の説明では、電源システムを電源 1 類～電源 3 類の 3 種に区分して説明する。運用時に CO₂ を排出する火力を電源 1 類とする。現状は大半を火力に依存しているのに対し、CO₂ 排出量 80%削減の制約下では、大幅に火力を削減したシナリオを検討することとなる。自然状況に依存して出力変動が大きい太陽光発電システム、風力発電システムを電源 2 類とする。この電源 2 類はインバータにより出力するため、慣性力がないことから過渡安定度制約により利用量が制限される。その他の電源は電源 3 類とした。この電源 3 類は運用時に CO₂ を排出しない低炭素電源であり、同期発電機であるためシステム安定化にも寄与することが可能である。

技術条件として、特に再生可能エネルギーの技術水準、システム安定化に寄与する低炭素電源（電源 3 類）の導入量、省エネルギーによる電力需要の 3 つの技術に着目して説明する。再エネ技術水準では A 高コスト、B 停滞、C 促進の 3 種（2.3 節に詳述）、電源 3 類導入量では(1)低位、(2)中位、(3)高位の 3 種、電力需要では電力需要一定と省エネの 2 種を設定した（表 2）。さらに、各技術条件の特徴を説明するため、代表的なシナリオとして、(i)基準、(ii)再エネ高コスト、(iii)電源 3 類低位、(iv)省エネ、の 4 つのシナリオを比較する。代表的な 4 つのシナリオの特徴と技術条件を表 3 に示す。

再生可能エネルギーの技術水準は、2.3 節に述べたように設定する技術水準から推計し、発電コストおよび賦存量に関する変数に影響する。電源 3 類のうち、水力、原子力および高温岩体を含む地熱については、技術開発や政策による不確実性があり、それぞれに導入量制約を設定した。電源 3 類のうち、原子力発電の耐用年数、高温地熱岩体の技術開発と普及から導入量の条件は、(1)高位、(2)中位、(3)低位の 3 種を設定した。水力発電、原子力発電と高温地熱岩体の導入量の和は、(1)高位：約 350TWh/y、(2)中位：約 250TWh/y、(3)低位：約 140TWh/y となる。電力需要は現状の約 1000TWh/y から、2050 年の設定値まで線形で推移するとした。基準シナリオでは、電力需要は電力化率が上昇する一方で省エネも進むことから電力需要を一定とし、2050 年まで年間電力需要を 1000TWh/y とした。省エネのシナリオでは、2050 年に年間電力需要 800TWh/y と現状より 20%低下するシナリオを設定した。

表 2 対象とした技術条件

再エネ技術水準	A 高コスト	B 停滞	C 促進
電源 3 類*導入量	(1) 高位	(2) 中位	(3) 低位
電力需要	一定		省エネ

*電源 1 類：運用時に CO₂ を排出する火力
 電源 2 類：自然状況に依存して出力変動が大きい太陽光発電システム、風力発電システム
 電源 3 類：1,2 類以外の電源（運用時に CO₂ を排出しない低炭素電源であり、同期発電機であるためシステム安定化にも寄与することが可能。）

表 3 2050 年に CO₂ 排出量 80%削減を達成する代表的なシナリオの特徴と技術条件

シナリオ名	(i) 基準	(ii) 再エネ 高コスト	(iii) 電源 3 類 低位	(iv) 省エネ
シナリオの特徴、 基準シナリオとの相違点	LCS の提案する 再エネ技術開発 の実現と普及	再エネコスト 低減技術を 考慮しない	原子力や地熱 の技術開発・政 策の不確実性	省エネルギーを 促進。電力需要 は 20%減
再エネ技術水準	C 促進	A 高コスト	C 促進	C 促進
電源 3 類導入量	(2)中位	(2)中位	(3)低位	(2)中位
2050 年の電力需要	1000 TWh/y	1000 TWh/y	1000 TWh/y	800 TWh/y

3. 結果と考察

3.1 2050 年 CO₂ 排出量 80%削減を実現する低炭素電源システム

複数の技術条件が異なるシナリオとして、前項の表 2 に示した再エネ技術 3 種、電源 3 類の導入量 3 種、電力需要の割合 2 種の組み合わせから計 18 種のシナリオの計算結果として、発電コストを図 2 に示す。縦軸は発電コストであり、2050 年の発電に必要な年間総経費を年間発電量で割った値である。横軸は制約条件を含む電源 3 類の導入量の条件である。再生可能エネルギーの技術条件を各色の線で示す。電力需要の条件 2 種については、需要一定シナリオの結果を実線で、省エネシナリオの発電コストを点線で示す。また、代表的なシナリオとして取り上げた 4 つのシナリオの計算結果を“◆”で示す。

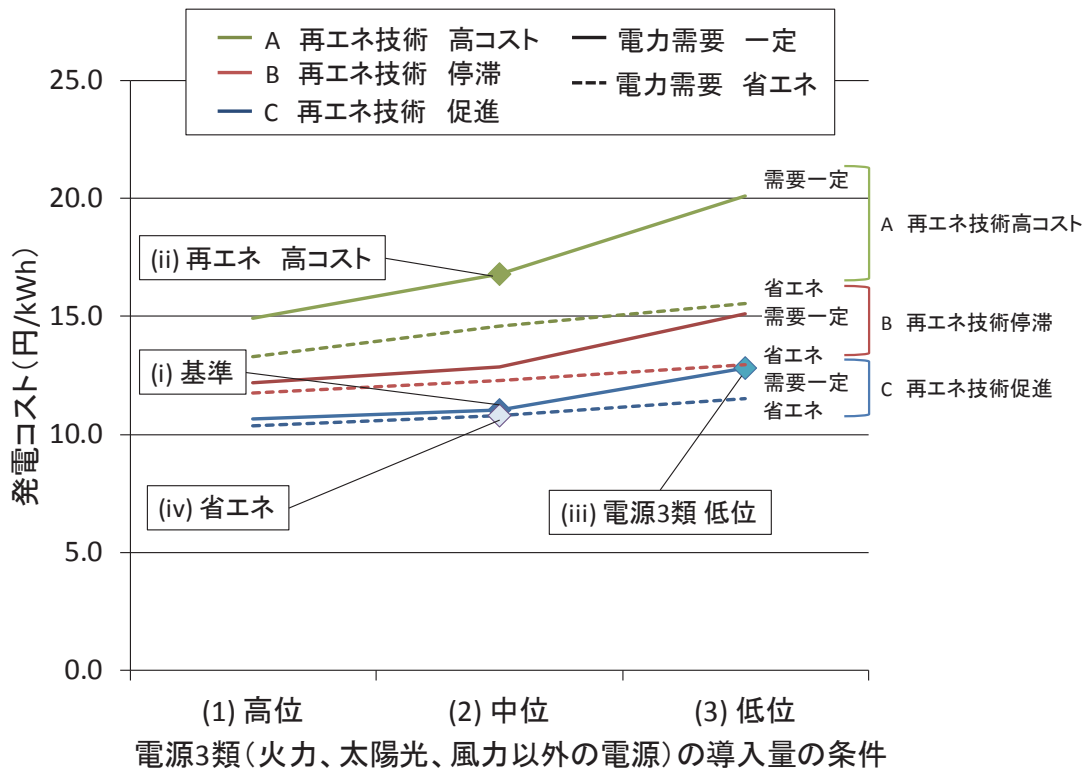


図2 2050年にCO₂排出量80%削減を達成するシナリオの発電コスト比較

(1) 再生可能エネルギーの技術開発

(i)基準シナリオは、C：再エネ技術促進、電源3類の導入量が(2)中位、電力需要一定とするシナリオで図2に青色“◆”で示しており、発電コストは11.0円/kWhであった。このモデルの計算基準を用いると2015年の発電コストは12.9円/kWhと試算されているが、青色で示したC：再エネ技術促進のシナリオでは、電源3類の導入量、電力需要によらず、いずれも2015年の発電コストより低下する。系統連系システムの追加費用の検討も必要ではあるが、系統制約下における再生可能エネルギーの不安定性を考慮したモデルでも、再生可能エネルギーの技術開発によって、経済的に成り立つ低炭素電源システムの構築の実現可能性が、示唆されている。

一方で、再生可能エネルギーの技術開発が進まず高コストとなる場合は、(ii)再エネ高コストシナリオの発電コストは16.8円/kWhと高くなる。これは、(i)基準シナリオより発電の年間総経費では約5.8兆円高くなる。再エネの技術開発のコストに対する影響は大きい。

2050年にCO₂排出量80%という低炭素電源システムを実現するには、対象とした18のシナリオの分析結果から、太陽光発電設備が約300~600GW、高温岩体地熱発電設備が約10~30GW、蓄電池システム容量は約400~800GWhが必要であることが計算された。シナリオの条件により詳細は異なるが、いずれのシナリオでも、これらの技術の寄与が大きいと言える。具体的な技術開発については、LCS提案書に示している。例えば太陽光発電システムではコスト低減の技術評価の重要性と、種々の太陽電池のコスト低減の技術、特に高効率化に向けたタンデム化の技術開発の必要性を提示している[8]。また、蓄電池システムではコスト低減可能性を示し、高容量密度活物質の利用などの研究開発の重要性を示している[9]。高温岩体地熱発電システムでは、水回収率の向上などから発電コストの低減が可能であることを示し、開発を促す提案をしている[10]。

(2) 系統安定化と省エネルギーによる効果

再生可能エネルギーの同じ技術水準(図2の各色の線)では、発電コストは、電力需要や電源

3 類の制約条件により、1~6 円/kWh 程度の差がある。コスト低減技術開発のみではなく系統安定性による影響も大きい。(iii)電源 3 類低位シナリオでは、12.8 円/kWh と高くなる。電源 3 類の導入量は同じで原子力や地熱の割合の違いについても感度解析をしているが、その影響は 0.3 円/kWh 以下と小さい。

一方、図 2 の実線と点線を比較すると、省エネのシナリオでは相対的に系統安定化に寄与する電源割合が増加するため、発電コストも下がる。(i)基準シナリオと比較すると、(iv)省エネシナリオの発電コストは 10.8 円/kWh と 0.2 円/kWh の差ではあるが、電力需要の削減により、総 CO₂ 排出量が削減する。特に電源 3 類が(3)低位のシナリオでは、電力需要 1000TWh/y 一定のシナリオでは発電コストが約 2~4 円/kWh 上がるが、電力需要 800TWh/y の省エネシナリオでは、その上昇は 1~2 円/kWh 程度に留まる。このため、節電等による電力消費量の削減も重要である。

(3) 電源構成の特徴

表 2 で示した代表的な 4 つのシナリオの分析結果として、電源構成と、発電量合計、蓄電池容量、水素利用量、発電コストを図 3 に示した。(i)基準シナリオと各シナリオを比較し、分析の結果から示された将来技術の特徴を記す。(ii)再エネ高コストシナリオでは、電源 2 類の割合は変わらないが、蓄電池容量が少なく、LNG 火力および水素タービンが出力変動の抑制に寄与する。このため、再生可能エネルギーのコストだけでなく、系統運用のコストも増大し、発電コストが高くなっている。(iii)電源 3 類低位シナリオでは電源 2 類の割合が増加し、同じ電力需要に対し約 150TWh/y を出力抑制および蓄電ロスのため多く発電している。(iv)省エネシナリオでは、相対的に電源 3 類の割合が増えることから、系統安定度の制約が小さくなり、発電コストが下がる。低炭素電源システムを実現するためには、様々な技術の組み合わせがあるため、さらに詳細な検討が必要である。

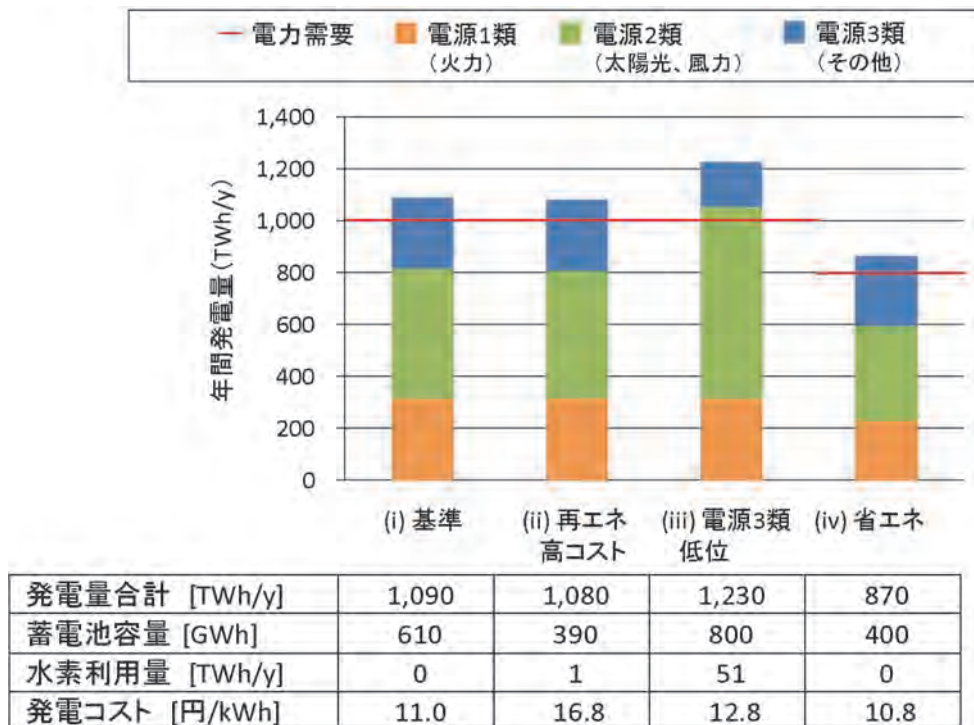


図 3 2050 年に CO₂ 排出量 80%削減を達成する 4 つのシナリオの計算結果

(4) 蓄電システム

低炭素電源システムを実現するために、導入される蓄電池システムの容量は約 400 ～ 800 GWh であり、寄与が大きい。蓄電池システムの発電コストに占める費用は約 0.1～0.5 円/kWh 程度である。蓄電システムについては数 10MWh 規模の実証実験が始まったところであり、2050 年の導入量計算結果はこの 100 倍から 1000 倍の規模の蓄電池の導入に相当する。世界的には各国が導入目標を定めた開発を進めており、これらの数値は現実的に考慮できる範囲である。日本国内でも、このような大規模導入も視野に入れた技術開発の検討が重要である。

本稿のモデルでは、系統安定性と長期の蓄電のために水素利用を想定している。水素の費用については、文献[11]から、余剰電力の電気代をゼロとし、電気分解、タンク貯蔵、タンクローリー輸送（100km 程度）、タービン等の条件を設定して計算した。シナリオ(i)～(iv)では稼働率等の条件も異なるが、水素燃料費約 2～6 円/MJ に相当する。水素の製造技術および輸送・貯蔵技術は様々あるため、今後も検討していく。

(5) 火力発電

電源システムの CO₂ 排出量を 80%削減するためには、火力発電の年間発電量が制約される。CO₂ 排出原単位の小さい LNG 火力発電のみでも年間発電量を約 300TWh/y 程度に、石炭火力発電も含めると年間発電量を 200TWh/y 程度に抑える必要がある。LNG 火力発電は負荷追従速度が速く、再生可能エネルギーが大規模導入された際の出力変動の調整に適しており、LNG は一定量必要となる。特に、電力需要が多い関東、関西地区では、相対的に電源 3 類の割合は小さくなり、火力発電を優先的に設置して系統を安定化させる必要がある。全国の CO₂ 排出制約を満たすためには地域により電源構成の極端な偏りが現れる。北海道、東北、九州などでは、火力発電を用いない電源構成を検討することも必要である。

3.2 再生可能エネルギー大量導入時の変動性対策の必要性

多地域電源構成モデルでは、電力需要と発電量を 1 時間間隔で計算している。1 日の電力需要について、電源 2 類の割合が高く電源 3 類を低位としたシナリオ(iii)の 2050 年夏季ピーク日の電力需給バランス（図 4）を例に説明する。発電・送電・蓄電のロスを含み、発電と需要の需給バランスを実現する。このとき、各発電システムの出力特性に応じた時系列の制約を含む。蓄電システムには、揚水・蓄電池・水素を用いる。1 時間以下の短期変動には、負荷追従のための調整力²⁾を考慮している。系統安定化のためには慣性力を持つ回転同期発電機を一定割合（50%以上）必要とし、電源 2 類の太陽光発電・風力発電が大規模導入されると、系統安定のための火力に代わり水素ガスタービンが稼働する。

本モデルでは、変動制約として負荷追従に必要な調整力を火力・水力・蓄電池で、過渡安定などの系統不安定性を慣性力のある同期発電機で、それぞれ制御できると仮定した。このための追加費用は含めていない。今後、低炭素電源システムの実現に向けては、地域ごとに異なる特性に応じて、極端な事例研究なども進めていくことが必要となる。

²⁾ 定常時に周波数を維持するため、短時間（10 分程度以内）に負荷周波数制御、ガバナフリー運転などの制御がされている。この制御を可能とする発電能力をここでは調整力と示す。

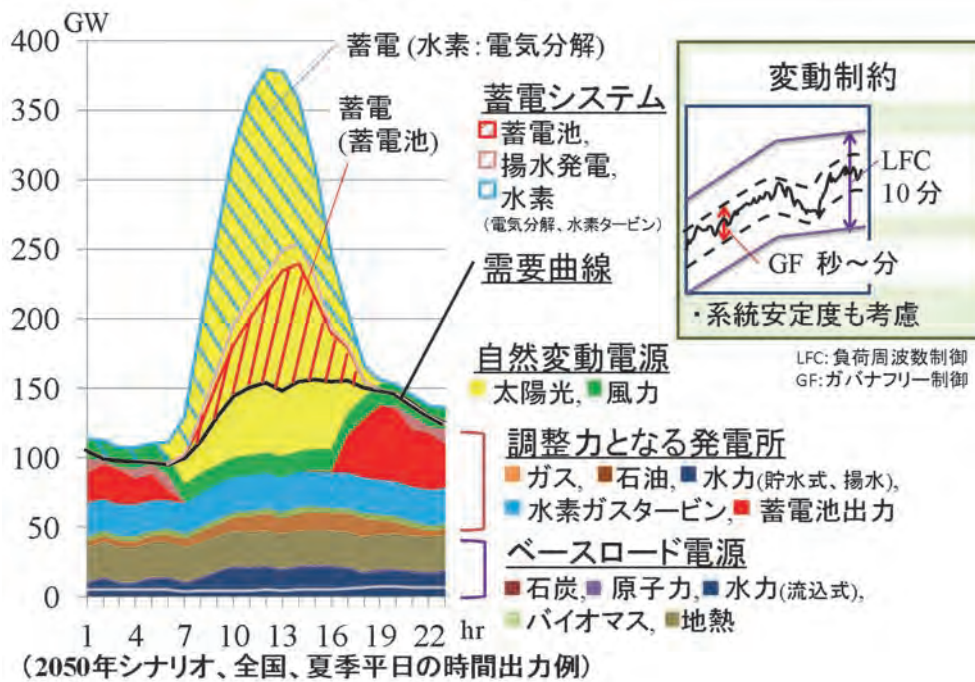


図 4 1 日の電力需要と発電量 (2050 年 CO₂ 排出量 80%削減 シナリオ(iii)の夏季ピーク日の例)

3.3 今後の課題

本稿では、過渡安定制約を新たに加えた多地域電源構成モデルを用いて系統安定性を考慮した分析をしているが、制約条件の検証を進める必要がある。過渡安定度に寄与する慣性力の供給に、水素タービンを用いて評価したが、ほかにも同期発電機、フライホイール、仮想同期発電機（蓄電池による疑似的慣性力）などの技術も研究されている。代替技術を含めて、経済的なメリットや、広域における慣性力の供給可能性などを評価していく必要があり、今後の研究課題である。

再生可能エネルギーの推定発電出力は都道府県ごとの 1 地点データを用いて推計しており、エリア内での平滑効果が十分に評価できていない。このため、蓄電池容量が過剰に見積もられる。系統運用や送電線の技術についても幅広く検討していく必要がある。

本稿で用いた多地域電源構成モデルは、10 地域、2010～2050 年、7 代表日としたが、変動性を詳細に評価するため、24 時間×365 日のモデルにおける開発も進めている。対象範囲を増やすと計算時間が膨大になるため、評価目的に応じたモデル開発とその妥当性についても評価していく。

2050 年の低炭素電源の実現に向けては、2030 年以降に再生可能エネルギーの大規模な導入を促進することが重要であり、普及のための時間も含めると 2030 年までに再生可能エネルギーのコストを下げるのが肝要である。このため、中長期の技術評価を同時に進めていくことが必要となる。

CO₂ 排出量を設備製造起源も含めて計算したライフサイクル CO₂ 排出量は、現状では運用時の燃料起源の CO₂ 排出量と比較すると数%と小さいが、低炭素電源が増えてくるとこれらも無視できない数値となる。国別の統計では境界条件の設定が難しく、ライフサイクル CO₂ 排出量は評価されていないが、再生可能エネルギー、蓄電池、水素、CCS などの新しいシステムを考慮するときには、ライフサイクルでの評価も必要となる。

本モデルでは、コスト最小化という前提から計算してきた。これは、受益者負担の原則を想定すると、一部に負担が偏ることもあり、社会普及やインフラ整備なども含めた総合的な評価が必

要となる。LCS では技術と社会を連携した分析をしており、技術に基づく評価から、社会へとつなぐ分析も今後の課題である。

4. 政策立案のための提案

LCS では、技術開発を考慮した再生可能エネルギーの発電コスト試算と技術評価を進めている。電力需要、原子力、CO₂ 排出量制約などのシナリオと、LCS が独自に計算した再生可能エネルギーの技術評価を踏まえた再生可能エネルギー技術シナリオから、多数のシナリオを分析した。その結果から、以下のことを示した。

- 2050 年発電システムの CO₂ 排出量 80%削減は、経済性を考慮しても実現可能であり、再生可能エネルギーの技術開発を進めていくことが重要である。特に、太陽光発電、蓄電池システム、高温岩体地熱発電の寄与が大きい。LCS 提案書[8]-[10]などに示しているような各発電システムの技術開発を進めていくことが必要である。
- 電力需要の削減により、総 CO₂ 排出量が削減する。また、相対的に系統安定化に寄与する電源が増加するため、発電コストも下がる。このため、節電等による電力消費量の削減は重要である。
- 系統安定化、特に過渡安定度を考慮したより詳細な分析が必要であり、極端なケースも含めた新しい電力システムの実証と検証を進めていく必要がある。
- 現在進んでいる火力発電の新規設備については、その規模や設置個所が 2050 年の電源システムのコストへ及ぼす影響が大きい。将来電源シナリオを考慮した発電所設置計画を立てることが重要である。

低炭素電源システムのために、経済性を考慮した大規模な再生可能エネルギー導入の可能性を評価している。今後は、さらに、再生可能エネルギー大量導入時における系統を強化するための技術との関係を明確にし、詳細な検討とモデル改良を続けていく。特に、蓄電池、水素、CCS などを含めた新しいシステムの技術的・経済的な影響について、日本全体および地域ごとに広範囲な条件下で、詳細な分析を進めていく。

参考文献

- [1] T. Inoue, S. Matsuda, H. Iwasaki, K. Yamada, “Economic evaluation for stable electric power system with high ratio of photovoltaic power system - Toward more than 90% CO₂ emissions reduction of electric power system in Japan”, PVSEC 2016.
- [2] 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、技術開発編, “「低炭素技術設計・評価プラットフォーム」の構築”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2014 年 3 月.
- [3] 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、技術普及編, “九州地域における太陽光発電大量導入と過渡安定度を考慮した電力システムの新しい経済的負荷配分制御の研究”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2016 年 3 月.

- [4] 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向けて克服すべき課題と処方箋 第2版”, NEDO, 森北出版, pp635, 2014.
- [5] 総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループ, “長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告”, 経済産業省資料, 2015,
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/#cost_wg (2017年3月8日アクセス).
- [6] “WEIO 2014-Power Generation Investment Assumptions”, IEA, 2014.
- [7] “Projected Costs of Generating Electricity 2015 edition”, IEA, pp215, 2015.
- [8] 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, 技術開発編, “太陽光発電システム (Vol.4) 定量的技術シナリオに基づく太陽電池モジュールの製造コスト低下要因分析”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2017年3月.
- [9] 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, 技術開発編, “蓄電池システム (Vol.2) 高容量化活物質を用いた蓄電池のコスト試算と将来展望”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2015年3月.
- [10] 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, 技術開発編, “地熱発電 (Vol.2) 高温岩体発電の発電コスト試算”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2016年3月.
- [11] 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, 技術開発編, “カーボンフリー水素の経済性と CO₂ 排出量”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2017年3月.

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

技術開発編

低炭素電源システムの安定化と技術・経済性評価
— 2050年 CO₂ 排出量 80% 削減に向けた日本の電源システムの課題 —

平成 29 年 3 月

**“Economic Evaluation for Low Carbon Electric Power System
Considering System Stability:**

Technological Issues of Electric Power System toward 80% CO₂ Reduction by 2050 in Japan”

Strategy for Technology Development,
Proposal Paper for Policy Making and Governmental Action
toward Low Carbon Societies,
Center for Low Carbon Society Strategy,
Japan Science and Technology Agency,
2017.3

国立研究開発法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター

本提案書に関するお問い合わせ先

- 提案内容について・・・低炭素社会戦略センター 研究員 井上 智弘 (Toshihiro INOUE)
- 低炭素社会戦略センターの取り組みについて・・・低炭素社会戦略センター 企画運営室

〒102-8666 東京都千代田区四番町5-3 サイエンスプラザ4階
TEL : 03-6272-9270 FAX : 03-6272-9273 E-mail : lcs@jst.go.jp
<http://www.jst.go.jp/lcs/>

© 2017 JST/LCS

許可無く複写・複製することを禁じます。
引用を行う際は、必ず出典を記述願います。
