

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

## ゼロカーボン電源システムの安定化と技術・ 経済性評価 (Vol.2)

－ 2050年のゼロカーボン電源に向けたシナリオ解析－

令和3年9月

**Economic and Technological Evaluation for Zero Carbon Electric Power  
System Considering System Stability (Vol. 2):**

**Scenario Analysis for the Development of Zero Carbon Electric Power System in 2050**

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-FY2020-PP-17

## 概要

2050年の明るく豊かなゼロカーボン社会の実現に向け、本提案書では定量的技術シナリオに基づく電源構成モデル計算手法を用いて2030年および2050年において経済的な電力を供給する低炭素およびゼロカーボン電源（ZC電源）構成を検討した。また、現在から2050年ZC電源に至る設備投資によってもたらされる経済効果を、シナリオ解析を通じて見積もった。電力の経済性について、2030年の発電燃料由来CO<sub>2</sub>排出量を2013年比で50%削減する場合は電力需要1,700 TWh/y程度まで、70%削減では1,400 TWh/y程度まで現在の電力コスト水準（送電費用を除いて14円/kWh程度）以下で供給できることが分かった。さらに2050年には、電力需要1,600 TWh/yであってもZC電源構成が経済的に構築できる（送電を含めて17円/kWh程度。設備建設に伴うCO<sub>2</sub>排出23 Mt/yの処理費は除く。）ことが明らかとなった。また、設備投資のシナリオ解析により、太陽光発電や風力発電設備、ならびに蓄電池の新設に伴う設備投資額が定量化され、その市場規模の拡大がうかがわれた。以上より、ZC電源達成のために必要となるPV、風力発電の産業育成ならびに、より効率的な蓄電池新技術を政策として推進することを提案する。

## Summary

Towards the bright and affluent zero-carbon society in 2050, low and zero-carbon (ZC) power supply configurations that will supply economical electricity in 2030 and 2050 were examined in this proposal by means of a power supply configuration model calculation method based on quantitative technology scenarios. In addition, the economic impacts brought by capital investment from now to 2050 for ZC power were estimated through scenario analysis. Regarding economic efficiency, the model analysis results suggested that the power supply below the current electricity cost level (about 14 JPY/kWh excluding electricity transmission cost) can be achieved at a maximum of about 1,700 TWh/y of electricity demand (in the case of a 50% reduction in CO<sub>2</sub> from power generation fuel compared to 2013) and at a maximum of about 1,400 TWh/y (70% reduction). Furthermore, it was clarified that in 2050, even with an electricity demand of 1,600 TWh/y, the ZC power supply configuration could be economically constructed (about 17 JPY/kWh including electricity transmission. This cost excludes treatment cost of 23 Mt/y CO<sub>2</sub> emission associated with facility construction). The capital investment associated with the new construction of a photovoltaic (PV) system, wind power system, and secondary battery system was quantified through the scenario analysis, indicating the expansion of their market scale. Based on these outcomes, it is proposed to promote the developments of PV and wind power industries, and the establishment of more efficient new secondary battery technologies as a policy in order to achieve ZC power.

## 目次

### 概要

1. 緒言 .....	1
2. 手法の概要およびシナリオ条件 .....	1
2.1 電源構成モデルを用いた経済性評価の概要 .....	1
2.2 各年の技術とコスト水準 .....	1
2.3 慣性力比率制約 .....	2
2.4 モデル計算条件 .....	3
2.5 電力需要の変化 .....	4
3. 結果と考察 .....	5
3.1 電源構成と電力コスト .....	5
3.2 慣性力比率制約とコスト .....	7
3.3 2050年 ZC 電源に向けた電源構成の変遷 .....	7
4. まとめ .....	10
5. 政策立案のための提案 .....	11
参考文献 .....	11

## 1. 緒言

我が国の2050年の明るく豊かなゼロカーボン社会を実現するためには、現在のCO<sub>2</sub>排出量が極めて多い電源システム [1] を、社会活動に悪影響を与えずに脱炭素化することが求められる。すなわち十分な電力供給能力をもち経済的に成立するゼロカーボン電源（以下、ZC 電源）を構築することが必要である。

低炭素社会戦略センター（以下、LCS）ではこれまで、定量的技術シナリオに基づいて各プロセス技術の進歩とコストを評価し、その結果をもとに電力コストが最小となる電源構成を算出する数理モデル（以下、LCS 電源モデル）を開発し、2050年のZC電源が十分な発電能力のもとで経済的に成立することを示してきた [2, 3]。一方、2050年のゼロカーボン社会実現に向けては、現在から2050年のZC電源に至る約30年間に必要となる電源構成システムの更新の道筋を具体的に想定し、その発電コストや設備更新のための投資、また、設備更新に伴うCO<sub>2</sub>排出量とその処理可能性を評価して、合理的な更新計画を立案する必要がある。

そこで本提案書ではまず、CO<sub>2</sub>排出削減の中間目標年として提示される機会の多い2030年<sup>a)</sup> [4-7]、ならびに2050年に化石燃料に由来するCO<sub>2</sub>排出（燃料CO<sub>2</sub>）量を制約条件として設定し、コストが最小となる電源構成を明らかとした。また、その結果を踏まえて、現在から2030年を経由して2050年ZC電源に至る電源構成の設備更新シナリオを幅広い条件下で作成し、総電力コストや新規設備投資額、ならびに新規設備建設に伴うCO<sub>2</sub>排出（建設CO<sub>2</sub>）量を含めた総CO<sub>2</sub>排出量を算出し、相互比較を行った。以上の結果を踏まえ、2050年のZC電源の実現に向けた設備更新に対する見通しを示した。

## 2. 手法の概要およびシナリオ条件

### 2.1 電源構成モデルを用いた経済性評価の概要

LCS 電源モデルを用いた経済性評価の詳細については既報 [2] にて報告しているが、概要は次のとおりである。まず全国を、地域間連系線が接続されていない沖縄電力を除く9つの電力会社の地域区分に分け、それぞれの地域で、季節ごとの代表日（夏季・冬季・中間期・夏季ピークそれぞれにおいて晴天・雨天、および平日・休日を区別）の1時間ごとの電力需要を入力値とした。一方で、地域ごと、1時間ごとの各発電機および蓄電設備の発電・蓄電能力、化石燃料からのCO<sub>2</sub>排出量、費用、ならびに地域間送電可能量を踏まえ、CO<sub>2</sub>排出量上限および慣性力を有する同期発電機による発電量比率（詳細は後述）を制約とし、発電コストが最小となる電源構成を線形計画法により求め、その構成に必要な送電費用を加算した。

### 2.2 各年の技術とコスト水準

2030年、および2050年の電源構成システムは、それぞれ2025年、および2030年の技術・コスト水準で構成されるものとした。また、それぞれのコスト水準はLCSの最新の定量的技術シナリオに基づいて決定した。原子力発電のコストは近年の安全対策費の変化 [8] や、核燃料廃棄に要する費用 [9-11] を加味して設定した。

再生可能エネルギー関連技術では、2030年までは既設の水力発電所のほか、太陽光発電（PV）、

<sup>a)</sup> 例えば、2050年のゼロカーボンに向けた2030年のCO<sub>2</sub>排出量削減として、IPCCは「1.5°C目標」にて全世界で2010年比45%削減としている [4]。2030年の電源構成に対して、資源エネルギー庁の2030年エネルギーミックス展望 [6] では、2030年の電力由来CO<sub>2</sub>を3.6億トンとする目標が示された。自然エネルギー財団は2030年の自然エネルギー目標を45%程度とした [5]。さらに同財団は45%自然エネルギー電力での電力コストが2019年度を下回る可能性を示している [7]。

陸上風力、地熱、木質バイオマス（以下、バイオマス）による発電が行われるものとした。2030年以降は洋上風力発電 [12]、高温岩体地熱発電 [13]、および PV と風力発電の電力による水の電気分解にて得る  $H_2$  を原料として製造するアンモニアを用いたアンモニア燃焼タービン（以下、 $NH_3$  タービン）発電 [14] が導入されると仮定した。また、LCS が提案する既設の多目的ダムを活用した新しいタイプの揚水発電 [15]（以下、新揚水発電）も 2030 年以降導入されるものとした。

電力の需給に大きな役割を果たす地域間連系線については、2030 年の地域間連系線容量は経済産業省の資料 [16] をもとに決定した。2030 年以降は、さらに必要に応じて強化されるものと仮定した。

今回の電源構成モデルでは、昨年度までの LCS 電源モデルで使用していたいくつかのパラメータを、最近の知見をもとに更新した。例えば水力発電や新揚水発電、バイオマス発電等の賦存量を見直した。また、昨年までは水素タービンの導入を想定していたが、本提案書では前述のように  $NH_3$  タービンの導入を仮定した。

### 2.3 慣性力比率制約

交流電力システムで周波数を安定に保つことは、その安定化のために重要である [17]。電源システムにおける極めて短周期の負荷変動に対しては、同期発電機の有する慣性力により周波数変化率 (RoCoF) を抑制するとともに、周波数低下最大偏差を縮小している [18]。これはシステムの過渡安定度と呼ばれる。一方、PV や風力等のインバータ電源（非同期電源）の導入が増加すると、これまで火力や水力等の同期電源により確保していた発電機全体の慣性力・同期化力が低下し、電力システムの安定性が低下する [19]。

LCS の電源構成モデルでは、昨年度までに引き続き、全国を 3 地域（北海道、東日本（東北・東京）、西日本（中部、北陸、関西、中国、四国、九州））に分割し、1 時間ごとの電力需要に対する慣性力を有する同期発電機（火力、水力（揚水発電含む）、バイオマス、 $NH_3$  タービン）の発電量の比率下限（以下、慣性力比率）を制約条件とした。なお、同モデルでは二次調整力と呼ばれるシステム安定化負荷周波数制御（Load Frequency Control、LFC）運転も加味している。

## 2.4 モデル計算条件

本提案書でのLCS電源モデル計算条件を表1に示す。2030年は4ケース、2050年は1ケースについて、それぞれ電力需要を変化させた場合の最小コストとなる電源構成を求めた。CO<sub>2</sub>排出量36～70%削減(2030年)あるいは100%削減(2050年)、慣性力比率を主に25%と低く設定した。また、「3. 結果と考察」以降では、主に電力需要1,000～2,000 TWh/yの範囲での計算結果を示す。

表1 本提案書での電源構成モデル計算条件

ケース	A	B	C	D	E
年	2030				2050
コスト水準[年]	2025				2030
発電燃料由来CO <sub>2</sub> 削減[%](2013年比)	36		50	70	100
慣性力比率下限[%]	25	50	25		25
電力需要上限[TWh/y]*	2,125	2,055	1,705	1,385	2,770
LNG発電	有				無
原子力発電	有**		無		無
石炭火力発電	有		無		無
PVポテンシャル[GW]	693				1,386
陸上風力発電ポテンシャル[GW]	262				262
洋上風力発電(着床)ポテンシャル[GW]	0				95
洋上風力発電(浮体)ポテンシャル[GW]	0				538
バイオマス発電賦存量[TWh/y]	34				40
新揚水発電ポテンシャル[GW]	0				282
高温岩体発電ポテンシャル[GW]	0				21.7
NH <sub>3</sub> タービン	無				有
地域間送電網強化	無				有

\* 各ケースのCO<sub>2</sub>削減および慣性力制約にて達成できる電力需要の上限(5 TWh/y刻みで確認)

\*\* 一部、無で計算(詳細は後述)

## 2.5 電力需要の変化

2050年に向けた電力需要の変化は重要なパラメータの一つとなる。2030年および2050年の電力需要を想定し、前述の燃料CO<sub>2</sub>排出量削減率と組み合わせて、表2の6つのシナリオを想定した。シナリオ1～3は電力需要が現状(1,000 TWh/yと仮定)のまま推移する「低電力需要」シナリオ群であり、4～6は2030年に1,200 TWh/y、2050年に1,600 TWh/yにそれぞれ増加する「高電力需要」シナリオ群である。

各シナリオでは、2030年および2050年の電源コストのほか、電源に係る年間総経費、新規設備投資、ならびに前述の建設CO<sub>2</sub>も含めた総CO<sub>2</sub>排出量の経年変化を計算した。計算において2021年の送電を除く電力コストは13.9円/kWh(後述表3の2018年の値)とした。建設CO<sub>2</sub>排出量は、LCSの定量的技術シナリオに基づき計算したが、建設によって生じるCO<sub>2</sub>をその設備の稼働年数で除して各年のCO<sub>2</sub>排出量とし、稼働開始から稼働終了まで均等に排出されるものとした。また、2021年のCO<sub>2</sub>排出量は500 Mtと仮定した。

表2 2050年までの電源構成シナリオ

シナリオ	ケース		電力需要 [TWh/y]		燃料CO <sub>2</sub> 排出削減 [%-2013年]	
	2030年	2050年	2030年	2050年	2030年	2050年
1	A	E	1,000	1,000	36	100
2	C				50	
3	D				70	
4	A		1,200	1,600	36	
5	C				50	
6	D				70	

### 3. 結果と考察

#### 3.1 電源構成と電力コスト

表1に示した各ケースの、電力需要1,000～2,200 TWh/yの範囲での電力コストを図1に示す。また、代表的な電力需要のもとでの電源構成の内訳を、2018年のコストとともに表3に示す。

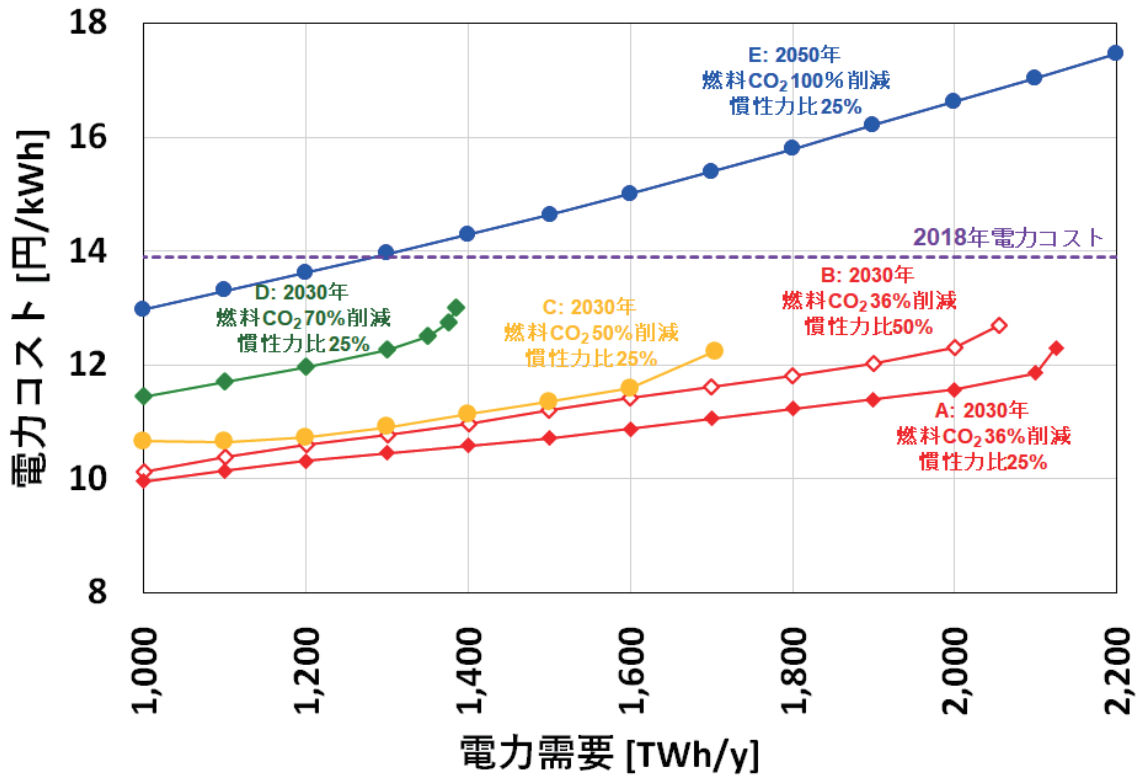


図1 2030年と2050年における各条件下での電力需要と最小電力コスト（送電除く）の関係

#### (1) 電力の経済性

2030年では、図1に示したように、表1の電力需要上限以下の全てのケースで2018年の電力コスト（13.9円/kWh [2]）を下回った。また、いずれのケースでも、電力需要上限に近づくると急激なコスト上昇がみられた。これは、PV導入量が限界に近づき、結果として、より高価な風力発電や、蓄電池の設備容量が増加したためである。

ケースAでは原子力発電を可能としたものの、電力需要1,600 TWh/yでは発電量は0 TWh/yであった。一方、電力需要を100 TWh/y刻みで変化させて計算したところ、電力需要1,700 TWhから電力需要の増加とともに増加し、需要1,900 TWh/yでは149 TWh/yの発電量となった。電力需要1,900 TWh/yで原子力発電の有無がコストに与える影響を計算したところ、原子力を運用（149 TWh）した場合の11.4円/kWhに対し、導入なしの場合11.6円/kWhであり、差は0.2円/kWhと小さかった（表3）。

石炭火力発電を一選択肢とした燃料CO<sub>2</sub> 36%削減のケースAでは、電力需要の増加に伴い石炭火力発電による発電量が減少した。需要100 TWh/y刻みの計算にて、需要1,500 TWh/y以上で石炭火力による発電量が0 TWh/yとなった。

2050年のケースEで電力需要1,300 TWh/yまでは、送電を除く電力コストは2018年の水準とほぼ同程度かそれ以下となった（図1）。送電費用を含めると電力需要1,000 TWh/yで2018年と



同程度の 15 円 /kWh となり、現在の電力需要と同程度であれば現在と同程度のコストの ZC 電源が得られる。一方、電力需要 1,600 TWh/y では、送電費用を除いて 15 円 /kWh、送電費用を含めると 17 円 /kWh で、2018 年の 15 円 /kWh より前者で 1 円 /kWh、後者で 2 円 /kWh 高くなった。

## (2) 2030 年までの新規導入設備の規模

ケース D では電力需要 1,200 TWh/y では新設 LNG による発電量は既設 LNG の発電量より低い (表 3) が、100 TWh/y 刻みの計算では 1,300 TWh/y で逆転し、1,385 TWh/y では既設 LNG 発電量 199 TWh/y に対して新設 LNG 発電量 240 TWh/y となった (表 3)。設備総出力は、電力需要 1,000 TWh/y で、新設 56 GW に対して既設 55 GW と同程度であった。今回の計算では、LNG の建設時期から稼働年数を考慮して 2030 年にも稼働している LNG 発電所のみを既設としたが、仮に 2020 年時点で稼働中のもの全てと計画中のものを合計すると合計出力は約 80 GW であり、新設は約 30 GW (出力 0.5 GW/ 基であれば 60 基) となる。

一方、再生可能エネルギー導入の増加に伴う蓄電池量の増加が目立った。例えば表 3 中最も少ないケース C の電力需要 1,000 TWh/y であっても蓄電池設備容量は 141 GWh であり、例えば市販 EV 車の搭載バッテリーを 50 kWh と仮定すると、およそ 300 万台分に相当する。最大の 1,357 GWh ではその 10 倍弱になる。これにリチウムイオン電池を用いるとすれば Li や Co 資源確保が大きな課題となる。Li のリサイクル技術や新たな蓄電技術の推進とともに、今後は蓄電池の設置可能量を設定し、2030 年までは既存の揚水発電、バイオマス発電や陸上風力発電を、2030 年以降はそれらに加えて新揚水発電や NH<sub>3</sub> タービンをより多く活用するケースなども想定して、それぞれの経済性を評価していく必要がある。

表3 代表的な電源構成の発電量とコスト

ケース		A						C			D			E		
年	2018	2030												2050		
燃料由来CO <sub>2</sub> 排出量削減率 (2013年比)		36%						50%			70%			100%		
電力需要 [TWh/y]	1,107	1,000	1,200	1,600	1,900	1,900**	1,000	1,200	1,600	1,000	1,200	1,385	1,000	1,600	2,000	
発電量 [TWh/y]	原子力	62	0	0	0	149	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	石炭	924*	237	138	0	0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	既設LNG	—	110	277	376	355	356	285	292	251	238	230	199	—	—	
	新設LNG	—	273	337	559	580	580	443	440	480	204	210	240	—	—	
	水力	78	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	
	太陽光	65	299	373	536	636	656	214	393	648	401	579	671	491	1,142	1,363
	風力 (陸上)	11	29	35	119	186	296	0	36	221	119	165	284	443	558	558
	風力 (洋上)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	66	214	569
	地熱	2	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
	木質バイオマス	20	0	0	0	0	21	0	0	0	0	28	53	50	35	
合計	1,162	1,050	1,262	1,693	2,008	2,010	1,044	1,263	1,702	1,064	1,287	1,525	1,256	2,166	2,727	
量 利用 [TWh/y]	蓄電池	—	72	90	132	177	209	10	83	240	140	249	297	176	385	423
	揚水	10	0	0	0	0	2	0	0	1	0	1	8	93	247	370
	NH <sub>3</sub> タービン	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	11	32	35
蓄電池設備容量 [GWh]	—	265	316	463	618	822	141	313	865	500	889	1,145	521	1,211	1,357	
発電コスト [円/kWh]	13.9	10.0	10.3	10.9	11.4	11.6	10.7	10.7	11.6	11.4	12.0	13.0	13.0	15.0	16.6	
送電費用 [円/kWh]	1.0	0.6	0.7	0.6	0.6	0.7	0.5	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	1.6	2.0	1.9	

\* 石油等も含む

\*\* 原子力発電稼働不可として計算

### 3.2 慣性力比率制約とコスト

2030年のCO<sub>2</sub>削減量36%での慣性力比率25% (ケースA) と50% (ケースB) を比較すると、電力需要1,000TWhで0.1円/kWh程度の差があり、電力需要の増加に伴ってその差が大きくなった (図1)。このように慣性力比率の低減は、特に電力需要が増加した場合にコストダウンに効果的である。一方、慣性力比率の低減に伴う過渡安定度の低下は、PVや風力発電導入における課題であり、低い慣性力比率であっても安定的に電力供給ができるシステムが望まれる。最近では年間総発電量に対するPVと風力の発電量が、アイルランドでは40% (2020年) に英国では38%、(2019年) に達している [19]。同期発電機による慣性力提供の状態は、SNSP<sup>b)</sup> によっても表現される [19]。アイルランドは、2018年第1四半期、世界で初めて、電源システムにおいていかなる時間断面においてもSNSP=65%を可能とし [20]、さらに2020年におけるSNSP75%を計画し [21]、2030年までに95%に上げる目標を設定している [19]。例えば電源システムの安定化に関するシミュレーション<sup>c)</sup> [19]等を積み重ね、PVや風力発電の大量導入を可能とするシステム対策を促進する必要がある。

### 3.3 2050年ZC電源に向けた電源構成の変遷

#### (1) 設備投資

各シナリオの2021年から2050年にかけての年間総経費 (送電費用を除く) の推移を図2に示す。低電力需要シナリオ (シナリオ1~3) では、2021年から2030年にかけて年間総経費が14兆円から10~11兆円に低下した。その後2050年に向かって増加するが、現在より低い13兆円となった。一方で、高電力需要シナリオ (シナリオ4~6) では、2021年から2030年にかけて総額は微増 (シナリオ6) あるいは微減 (シナリオ4、5) し、その後2050年には19兆円となった。

b) System Non-Synchronous Penetration、非同期電源比率、SNSP = {非同期電源出力 + 輸入 (直流連系線)} ÷ {需要 + 輸出 (直流連系線)} [19]。輸出入を無視すれば、慣性力比率 [%] = 100% - SNSP [%] となる。

c) 我が国の慣性力と電力システムの安定化については、例えば電力広域的運営推進機関 (OCCTO) は2030年、東日本 (東北・東京) での約47GW需要時、その4.3%にあたる2GWの同期電源が脱落した場合、SNSP約70%を超えるとインバータ電源一斉脱落の可能性があるとシミュレーション結果を示している [19]。

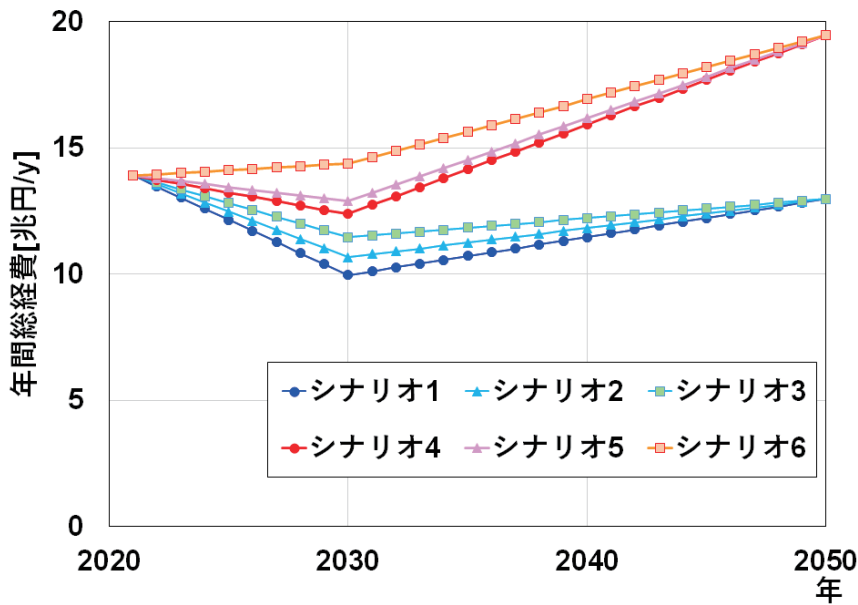


図2 各シナリオでの2020～2049年の発電に係る年間総経費の推移例

各シナリオにおける2021～2029年および2030～2049年の新規設備投資額を表4に示す。ここではケースA、C、DおよびEで求めた2030年と2050年の電源構成を構築するため、2021～2029年、さらに2030～2049年の期間でそれぞれ毎年均等に設備の増強がなされるよう、寿命により廃棄される分も加味して新規設備が導入されるものと仮定して設備投資額を計算した。表4より、特に2021～2029年の期間で、燃料CO<sub>2</sub>削減率36、50%のシナリオ1、2、あるいは4、5に比べて、燃料CO<sub>2</sub>削減率70%のシナリオ3あるいは6で新規設備投資額が大きくなった。2049年までの総額を比較すると、2030年の燃料CO<sub>2</sub>排出量を70%削減するシナリオ3、6では、例えば燃料CO<sub>2</sub>排出量36%削減のシナリオ1、4の約1.1～1.2倍程度となる。総額で、21～43兆円の差である。CO<sub>2</sub>排出量削減を36%から70%とすることで、関連の市場が大きく活性化されることが分かる。なお、低電力需要で2030年のCO<sub>2</sub>削減量50%のシナリオ2に比べて、削減量36%のシナリオ1で新規設備投資額が大きくなったが、これは総発電コストを最小化する設定において、CO<sub>2</sub>排出許容量362 Mtをより安価な石炭発電に割り当てた結果、火力発電による発電量が減少し、設備投資を伴うPVや風力発電が結果的により多く必要となったためである。

PVの設備投資額は両期間ともに大きい。特に2021～2029年ではシナリオ6で設備投資額が最も高く、この期間で41兆円であった。風力発電は、2021～2029年ではシナリオ1、2、4、5では大量には導入されないが、シナリオ3では投資12兆円、シナリオ6では設備投資額が18兆円となった。また、2030～2049年ではいずれのシナリオでもPVより風力発電（この期間は洋上風力も含む）の設備投資が大きくなり、シナリオ1～3では40兆円、シナリオ4～6では64兆円となった。蓄電池は、2021～2029年では、燃料CO<sub>2</sub>削減率が高いシナリオ3で11兆円、シナリオ6で19兆円の設備投資となった。2030～2049年ではシナリオ1～3で約10兆円、シナリオ4～6で設備投資額が22～25兆円となった。2030～2049年におけるそのほかには高温岩体発電や新揚水発電、NH<sub>3</sub>タービンが含まれており、これらへの設備投資額も大きくなっている。

以上の設備投資を先ず国産技術で進めることが重要である。経済的な電力供給達成とともに、これらの産業技術の育成も将来のゼロカーボン社会を明るく豊かなものに導くこととなる。

表4 2021～2049年の新規設備投資額 [兆円]

シナリオ		1	2	3	4	5	6
2021～ 2029年	LNG	12	14	9	15	15	12
	太陽光	20	14	28	26	27	41
	風力	2	0	12	3	3	18
	蓄電池	6	3	11	7	7	19
	その他	0	0	0	0	0	0
	小計額	41	31	60	51	53	91
2030～ 2049年	LNG	0	0	0	0	0	0
	太陽光	24	24	24	56	56	56
	風力	40	40	40	64	64	64
	蓄電池	10	9	11	22	22	25
	その他	31	31	31	53	53	53
	小計額	104	104	105	194	194	197
合計額		145	135	166	245	247	288

(2) 総 CO<sub>2</sub> 排出量

各シナリオでの2021～2049年の建設CO<sub>2</sub>、燃料CO<sub>2</sub>、およびその合計を表5に示す。また、2021年、2030年、2050年のCO<sub>2</sub>排出量を表6に示す。

表5 2021～2049年のCO<sub>2</sub>排出量 [Gt/29年]

シナリオ	1	2	3	4	5	6
建設由来	0.20	0.17	0.24	0.35	0.35	0.44
発電化石燃料由来	7.74	6.60	4.96	7.74	6.60	4.96
合計	7.94	6.76	5.20	8.09	6.95	5.40

表5より、2021年～2049年の総排出量は、低電力需要ではシナリオ1で7.94 Gtであり、シナリオ3 (5.20 Gt) の1.5倍となった。高電力需要ではシナリオ4の8.09 Gtは、シナリオ6 (5.40 Gt) の1.5倍となり、CO<sub>2</sub>総排出量は大きく異なった。また、双方ともに差はおよそ2.7 Gtであった。一方、前節で示した設備投資額 (表4) は、シナリオ1に対してシナリオ3で21兆円、シナリオ4に対してシナリオ6で43兆円高く、CO<sub>2</sub>削減量拡大のために、シナリオ1→3では8円/kg-CO<sub>2</sub>、高電力需要では16円/kg-CO<sub>2</sub>の設備投資を行うことになる。

表6 2021年、2030年、2050年のCO<sub>2</sub>排出量

シナリオ	CO <sub>2</sub> 排出量[Mt/y]						CO <sub>2</sub> 排出率[% of 2013]						
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	
2013	565												
2021	設備	1	0	1	1	1	2						
	燃料	500	500	500	500	500	500						
	合計	501	500	501	501	501	502	88.6	88.6	88.7	88.7	88.7	88.8
2030	設備	6	4	9	8	8	14						
	燃料	362	283	170	362	283	170						
	合計	368	287	178	370	291	183	65.1	50.8	31.5	65.4	51.5	32.4
2050	設備	11	11	11	23	23	23						
	燃料	0	0	0	0	0	0						
	合計	11	11	11	23	23	23	1.9	1.9	1.9	4.1	4.1	4.1

表6より2050年のCO<sub>2</sub>排出量は、燃料CO<sub>2</sub>は0である一方で、建設CO<sub>2</sub>は低電力需要のシナリオ1～3で11 Mt (2013年比1.9%) (シナリオ3)、高電力のシナリオ4～6で23 Mt (同4.1%)であった。いずれのシナリオも、2050年には設備建設に伴うCO<sub>2</sub>のみが残留する。ZC電源の実現に向け、建設CO<sub>2</sub>を抑制する産業面でのこれからの技術開発がより重要になってくる。

#### 4. まとめ

2030年の発電燃料由来のCO<sub>2</sub>排出量を2013年比で36、50、および70%削減する電源システム、および2050年のZC電源システムを最小コストで達成する構成をLCS電源モデルにより定量化した。また、設備投資額や設備建設に伴うCO<sub>2</sub>排出についてもシナリオを用いた評価を行った。

電力コストについて、2030年は発電機の慣性力比率下限25%のもとでは、再生可能エネルギー発電以外をLNGのみとし、燃料由来CO<sub>2</sub>排出量を50%減とした場合に電力需要1,705 TWh/yまで、70%減とした場合電力需要1,385 TWh/yまで2018年水準のコスト以下で電力が供給できることが分かった。また、燃料CO<sub>2</sub>排出をゼロとする2050年のZC電源のコストは、電力需要1,000 TWh/yで送電費用を含めて2018年のコストと同程度の15円/kWh、電力需要1,600 TWh/yであっても17円/kWhであった。

2050年のZC電源に至るシナリオ解析から、2030年の発電燃料由来CO<sub>2</sub>削減率を36%から70%に強化することで、特に2021～2029年の新規設備投資総額として20～40兆円程度増加することが分かった。また、2050年ZC電源において設備建設によって生じるCO<sub>2</sub>が11～23 t残留することが分かった。ZC電源システムを実現に向け、これらのCO<sub>2</sub>排出量を削減するには、アミン吸収・DAC (Direct Air Capture) [22]を導入する方法がある。必要コストについては条件設定を含め別途検討中である。

## 5. 政策立案のための提案

今回の検討で、ZC 電源構築に向けて、現状の発電コストを大きく変えることなしに PV、および風力発電産業の市場規模が今後拡大し、経済成長に果たす役割がますます重要になることが分かった。一方で、我が国の設備生産ポテンシャルに目を向けると、例えば 2019 年の世界の PV モジュール生産 (140 GW) における日本のシェアは 0.7% であり、中国の 70.3% はもとより、韓国の 6.0% に対しても極めて低い水準にある [23]。海外市場のさらなる拡大も視野に入れつつ、まず ZC 電源達成のために必要となる今後の国内市場の拡大を見据えた PV の戦略的な産業育成が重要である。風力発電に関しては昨年度の提案書 [12] に詳細が記載されているが、世界の風車製造の寡占的状況を踏まえた産業育成が課題となる。また蓄電池に関しても大きな需要が見込まれる一方で、現状のリチウムイオン電池では Li 資源枯渇による価格高騰も予測される。Li の安価で効率的なリサイクル技術や新たな蓄電技術の推進とともに、大規模な蓄電システムを実現するための政策の推進が求められる。

## 参考文献

- [1] 日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット (編), 日本エネルギー・経済統計要覧, 2020.
- [2] 低炭素社会の実現に向けた政策立案のための提案書, “ゼロカーボン電源システムの安定化と技術・経済性評価 (Vol.1) —安定的かつ経済的なゼロカーボン電力供給のための技術開発課題—”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 令和2年3月.
- [3] 低炭素社会の実現に向けた政策立案のための提案書, “低炭素電源システムの安定化と技術・経済性評価 (Vol.3) —2050年の低炭素電源システムの技術開発課題—”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 平成31年3月.
- [4] IPCC, “Special Report Global Warming of 1.5 °C Summary for Policymakers”, 2018.
- [5] 自然エネルギー財団, “日本政府の2050年カーボンニュートラル宣言について2030年までの45%削減こそが必要”, 2020.
- [6] 資源エネルギー庁, “2030年エネルギーミックス実現へ向けた対応について～全体整理～”, 2018.
- [7] 自然エネルギー財団, “2030年における電力需給バランスとコストの検証”, 2021.
- [8] 朝日新聞 (桑原紀彦、小坪遊), “原発の安全対策に5.2兆円 最安のはずが膨れるコスト”, 朝日新聞デジタル, 2020.
- [9] 石井ゆかり, “行き場を失う原発の使用済み核燃料～5年後に9原発で容量9割が埋まると試算”, Net IB News 2020, <https://www.data-max.co.jp/article/39260?rct=nation>, (アクセス日 2021年1月13日)
- [10] 資源エネルギー庁, “原発のコストを考える”, 2017, <https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/tokushu/nuclear/nuclearcost.html>, (アクセス日 2021年1月13日閲覧)
- [11] 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”, 2015.
- [12] 低炭素社会の実現に向けた政策立案のための提案書, “風力発電システム (Vol.2) —大規模導入を想定した将来の日本型風力発電システムの経済性評価及び技術開発課題—”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 令和2年3月.
- [13] 低炭素社会の実現に向けた政策立案のための提案書, 地熱発電 (Vol.3) —高温岩体発電の水圧破碎エネルギーと開発可能な発電出力—, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 平成29年3月.
- [14] 低炭素社会の実現に向けた政策立案のための提案書, “アンモニア直接燃焼によるガスター

- ビンシステムの提言 (Vol.2)”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 令和2年2月.
- [15] 低炭素社会の実現に向けた政策立案のための提案書, “日本における蓄電池システムとしての揚水発電のポテンシャルとコスト (Vol.2)”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 令和2年3月.
- [16] 経済産業省, “総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会中間整理”, 2019年8月.  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/datsu\\_tansoka/pdf/20190730\\_report.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/datsu_tansoka/pdf/20190730_report.pdf), (アクセス日 2021年9月7日).
- [17] 低炭素社会の実現に向けた政策立案のための提案書, “電力システムの調整力としての SOFC の利用可能性についての分析”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 令和2年3月.
- [18] 一般送配電事業者 (10社), “GF および LFC 運用の現状について”, 第19回需給調整市場検討小委員会資料 2-2, 2020.
- [19] OCCTO 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会事務局, “「再エネ主力電源化」に向けた技術的課題及びその対応策の検討について”, 第55回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料3, 電力広域的運営推進機関, 2020年10月27日, 2020.
- [20] Cunningham, J. “We are the champions” - Ireland hits 65% SNSP, [https://www.cornwall-insight.ie/publications/sem-chart-of-the-week/we-are-the-champions-ireland-hits-65snp/?filter\\_year=2018](https://www.cornwall-insight.ie/publications/sem-chart-of-the-week/we-are-the-champions-ireland-hits-65snp/?filter_year=2018), (アクセス日 2021年1月13日).
- [21] EirGrid and SONI, “Delivering a Secure, Sustainable Electricity System (DS3)”.
- [22] 低炭素社会の実現に向けた政策立案のための提案書, “二酸化炭素の Direct Air Capture (DAC) 法のコストと評価”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 令和2年2月.
- [23] 資源総合システム, “太陽光発電マーケット 2020 ～市場レビュー・ビジネスモデル・将来見通し～”, 2020.

---

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

**ゼロカーボン電源システムの安定化と技術・  
経済性評価 (Vol.2)**

— 2050年のゼロカーボン電源に向けたシナリオ解析 —

令和3年9月

**Economic and Technological Evaluation for Zero Carbon Electric Power  
System Considering System Stability (Vol. 2):**

Scenario Analysis for the Development of Zero Carbon Electric Power System in 2050

Proposal Paper for Policy Making and Governmental Action  
toward Low Carbon Societies,  
Center for Low Carbon Society Strategy,  
Japan Science and Technology Agency,  
2021.9

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 特任研究員 下ヶ橋 雅樹 (SAGEHASHI Masaki)  
フェロー 古木 真 (FURUKI Makoto)
- 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 8階

TEL : 03-6272-9270 FAX : 03-6272-9273

<https://www.jst.go.jp/lcs/>

© 2021 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。