

電力中央研究所 研究資料

NO. Y19501

**2050年のCO₂大規模削減を実現するための
経済およびエネルギー・電力需給の定量分析**

2019年4月

一般財団法人 電力中央研究所

IR

CRIEPI

**Central Research Institute of
Electric Power Industry**

2050年のCO₂大規模削減を実現するための 経済およびエネルギー・電力需給の定量分析

浜潟 純大^{*1} 永井 雄宇^{*2} 稲村 智昌^{*1}
朝野 賢司^{*3} 田頭 直人^{*3,*4}

*1 社会経済研究所 事業制度・経済分析領域 主任研究員
*2 社会経済研究所 エネルギーシステム分析領域 主任研究員
*3 社会経済研究所 エネルギーシステム分析領域 上席研究員
*4 社会経済研究所 副所長 兼 エネルギーシステム分析領域 領域リーダー 上席研究員

背景

2016年3月に閣議決定された地球温暖化対策計画では「2050年までに80%の温室効果ガスの排出削減を目指す」とされ、CCUS（Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage）等の新技術の活用が示されているが、経済や新技術を含むエネルギー需給の全体像についての定量的な検討は不十分である。

目的

再生可能エネルギー（以下、再エネ）が最大規模で導入されるとした場合における、2050年のCO₂排出量80%減を達成するエネルギー・電力需給の全体像および選択肢を示す。

主な成果

1. 2050年にCO₂排出量80%減を実現するための前提とエネルギー・電力需給の姿

経済成長率は、2030年までを長期エネルギー需給見通しの年率1.7%増と、その後2050年までを足元の経済の実力である潜在成長率や人口減少を反映して年率0.5%^{注1)}増とそれぞれ想定し、以下の結果を得た。

1-1. エネルギー・電力需要

2030年以降の最終エネルギー消費原単位の改善（省エネ）が、足元の20年間（1996～2015年）の平均値（年率1.3%）の約2倍となる、年率2.7%とならなければ、CO₂排出量の80%減は達成されない。この時、2050年の電力需要は1.11兆kWhと2030～50年の20年間で約700億kWh増加し、CO₂排出量は非電力部門で約1.82億t-CO₂（2013年度比、約74%減）、電力部門で約6,500万t-CO₂（同、約88%減）となる（図1）。

1-2. 電源構成

上記CO₂排出量を制約とし、再エネの出力制御をしない前提のもと、再エネポテンシャルが最大規模で実現する場合、ゼロエミッション電源比率は84%（そのうち原子力発電比率は18%：2,200億kWh）となり、残る16%はLNG火力となる（図2）。

この達成のためには、蓄電池の大量導入や、その際に生じる系統制約の解消が必要になる。さらに、前述の原子力の発電電力量を得るには、極めて高い設備利用率（86.7%^{注2)}を想定したとしても、2,900万kWという設備容量（表1の④以上）が必要となる。これは、60年運転を可とした場合に全ての原子力発電所が再稼働するだけでは足りず、新增設がなければ達成することができないことを意味する。

2. 設置許可申請済の原子力発電所のみでCO₂80%減達成に向けて取り得る選択肢

2019年2月時点での設置許可申請済の原子力発電所のみ（表1の③以下）で、80%減を達成するために、以下の二つの方策を想定した。

（1）CCUSを実施する場合、2050年に国内で3,000万t-CO₂を回収し、貯留・利用しなければならない。これは、鉄鋼や化学、窯業・土石といった素材系産業からのCO₂排出量の約3分の1に相当し、非常に大規模なCCUSの実施が求められることになる。

（2）CCUSの新技術が活用できない場合、2030～50年の経済成長率がゼロ（2050

年時点における実質 GDP の約 10%減となる約 78 兆円) となるほどに生産活動が停滞しなければならない。これは 2017 年における製造業の生産額の約 3 割程度となるほどの実質 GDP の減少に相当する。

政策的含意

蓄電池の大量導入により再エネの余剰電力を全て活用した場合に、CO₂ 排出量をこれ以上増やさずに、CCU (Carbon dioxide Capture and Utilization) 技術の一つであるメタネーションを大規模に利用するとすれば、水素の輸入もしくは水素製造のために用いられるゼロエミッション電源の上積みが必要となる。大規模な CCUS を実施できない場合、本分析では原子力の新增設が必要となることが示されており、2050 年を射程とすれば、その是非を検討する時間的猶予は長くない。

第 5 次エネルギー基本計画では、こうした様々な選択肢について総力戦対応などと言及されているが、個々の選択肢を実現するための時間軸は異なる。したがって、各選択肢について、機を逸せず政策意思決定を行うことが求められる。

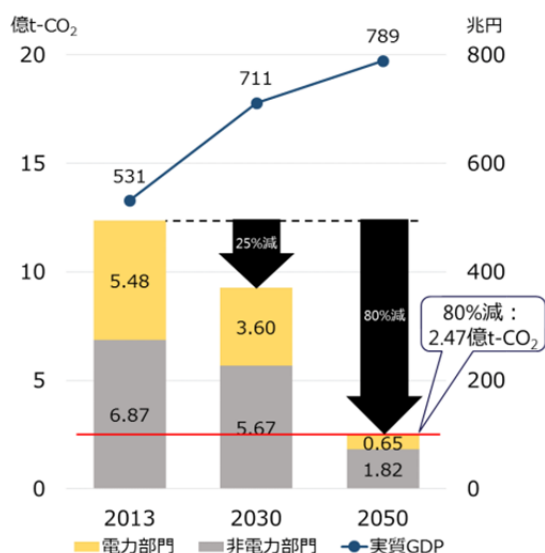


図 1 実質 GDP と CO₂ 排出量の推移

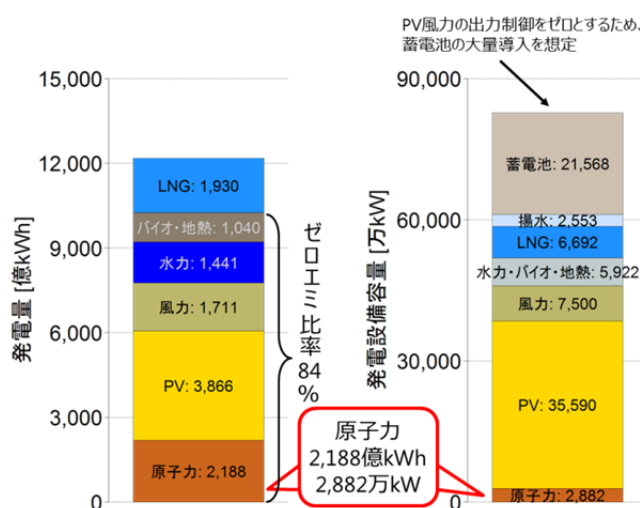


図 2 CO₂80%減を達成する際の 2050 年の電源構成

表 1 60 年運転を前提とした場合の稼働パターンごとの 2050 年に該当する原子力発電所と設備容量

全て60年運転可	該当する発電所	2050年の設備容量 (万kW)
① 2019年2月現在稼働中の発電所	大飯3・4、伊方3、玄海3・4の計5基	561
② + 再稼働許可済	①+ 柏崎6・7の計7基	832
③ + 審査中は全て稼働	②+ 泊2・3、大間、東通1 (東北)、女川2、浜岡4、志賀2、島根3の計15基	1,684
④ + 未申請も全て稼働	③+ 女川3、柏崎3・4、浜岡5、志賀1の計20基	2,178
⑤ + 計画段階も含めて全て稼働	④+ 東通1 (東京)、東通2 (東北)、敦賀3・4、上関1・2、川内3の計27基	3,196

2,900万kWの達成には、④に加え+約700万kWの新增設が必要となる。

注 1) 日本銀行の推計による潜在成長率は、足元で平均すると概ね 0%台後半である。

注 2) 過去の最高実績値 (BWR : 1998 年の 84.6%、PWR : 2002 年の 89.1%) に比べても同等以上の値を想定している。



CRIEPI

**Central Research Institute of
Electric Power Industry**



2050年のCO₂大規模削減を実現するための 経済およびエネルギー・電力需給の定量分析

浜潟 純大・永井 雄宇・稲村 智昌・
朝野 賢司・田頭 直人

電力中央研究所 社会経済研究所

2019年4月

RI 電力中央研究所

© CRIEPI 2019

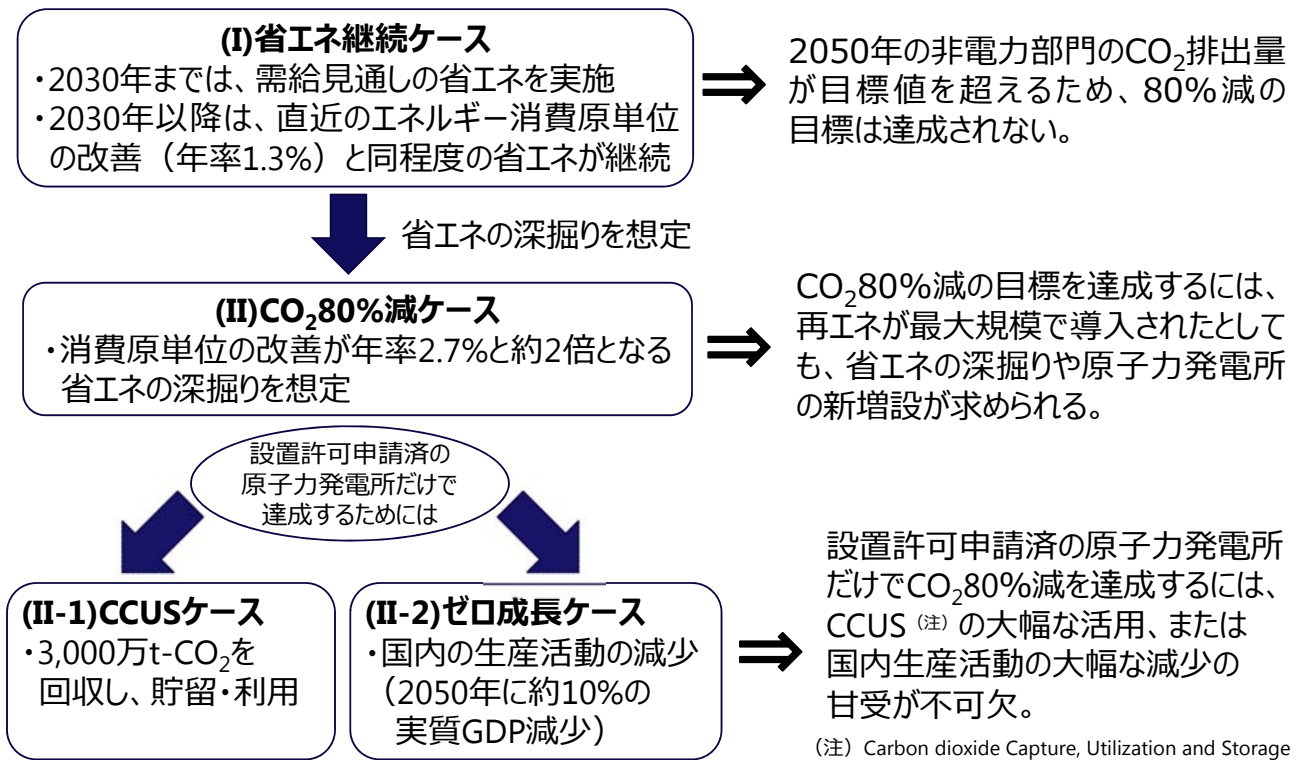


RI 電力中央研究所

目次

分析結果の概要	3
1. 背景と目的	4
2. 利用するモデルの概略と分析の前提	7
3. ゼロエミッション電源の設備容量の見通し	13
4. CO ₂ 排出量80%減を達成するエネルギー・ 電力需給の全体像	19
5. CO ₂ 80%減の達成に向けた選択肢	28
6. 2050年に向けた示唆	37
参考文献	42

分析結果の概要



1. 背景と目的

本研究の背景① 長期低排出発展戦略を巡る政策動向

- ◆ 地球温暖化対策計画において「2050年までに80%の温室効果ガスの排出削減を目指す」ことが閣議決定され（2016年3月）、「長期低排出発展戦略」の策定に向けて、パリ協定長期成長戦略懇談会による提言がなされた（2019年4月）。同提言では、CCUS（Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage）等の新技術の活用が掲げられている。
- ◆ 政府は、この長期戦略を2019年6月に開催されるG20大阪サミットまでに策定するとしているものの、経済や新技術を含むエネルギー需給の全体像についての定量的な検討は不十分である。

本研究の背景② 先行研究における80%減達成のエネルギー需給 および本研究における目的

- ◆ 2050年までの長期にわたり経済成長率を示すような分析は、OECD（2018）や日本経済研究センター（2014）などが公開している。しかし、こうした分析では、経済成長率の数値は示されているものの、その際の産業やエネルギー需給との関係性、これに伴うCO₂排出量は研究対象外であるため示されていない。
- ◆ 2050年に80%減の目標達成を分析したエネルギー需給の先行研究では、省エネ・電化の重要性と電力部門の大幅な低炭素化が指摘されている。2050年の最終エネルギー消費は7.5～8.5EJ（地球環境産業技術研究機構, 2016; Oshiro et al., 2016）と、2010年の約半分へと削減が求められる一方、需要の一部を電化するため、2050年の電力需要は1兆kWhを超える水準となる（Sugiyama et al., 2019）。現状と同等の電力需要を原子力に頼らずに低炭素化するためには、年間1億t-CO₂以上という非常に大規模な貯留量（Kainuma et al., 2015; 地球環境産業技術研究機構, 2016; Oshiro et al., 2016）や、海外からの水素輸入（地球環境産業技術研究機構, 2016; 黒沢他, 2017; Matsuo et al., 2018）などが達成条件となっているが、このような新技術が実際に確立できるかは定かではない。

【本研究の目的】

⇒ 本分析では、将来の経済成長率と整合した産業を想定し、その際のエネルギー需要とCO₂排出量について明らかにする。その上で、2050年までに新技術が大規模導入できない場合を想定し、再エネ・原子力等の既存のゼロエミッション技術を活用する選択肢を検討する。以上により、2050年のCO₂排出量80%減を達成する経済およびエネルギー・電力需給の全体像を示す。

2. 利用するモデルの概略と分析の前提

本分析におけるモデル間の連携



◆ 需要側のモデルでは、想定した経済・産業構造の下での電力需要やCO₂排出量を推計し、供給側のモデルでは、これらの制約を満たすような電源構成を計算している。こうした変数をやり取りすることでモデル間の連携を取っている。

(注) 本分析では、実質GDPを前提とし、また、2030年の電力需要等は長期エネルギー需給見通しの数値が再現されるようにしている。

本分析の前提（マクロ経済）

- ◆ 2030年までの経済成長は、長期エネルギー需給見通し（経済産業省，2015）で想定されていたマクロ経済の姿（年率1.7%増）を踏襲した。
- ◆ 足元での経済の実力を示す我が国の潜在成長率は概ね0%台後半（日本銀行，2019）で推移している。今後、人口減少が進む中で、2050年にかけての経済の実力は足元の推移を上回ることにはないのではないか、との想定から、2030年から2050年までの20年間の**経済成長率は、年率0.5%**となることを前提とした。

実績	実質GDPの想定（兆円）		
	2030年	2040年	2050年
2013年	711	751	789
531	13-30年率	30-40年率	40-50年率
	1.7%	0.5%	0.5%

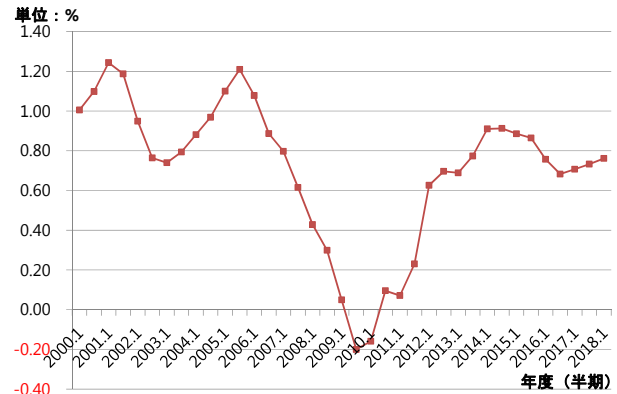


図 2000年以降の潜在成長率の推移

出所：日本銀行（2019）より作成。

（注）日本経済研究センター（2014）の長期予測では、基準となる停滞シナリオで年率0.2%減、出生率が回復し移民受け入れを想定する成長シナリオでは同1.3%増となっており、本分析はこの中間に相当するケースである。

（参考）一人あたり実質GDPの成長率

- ◆ 一人あたり実質GDPの成長率で見ると、本分析の2013～30年は年率2.1%増であり、日本経済研究センター（2014）の成長シナリオの値（同2.0%増）よりも高い。これは、本分析において長期エネルギー需給見通しで想定された高い経済成長率（年率1.7%増）を前提としているためである。
- ◆ 2030年以降の20年間でみると、本分析は年率1.3%増であり、これは、日本経済研究センター（2014）の停滞シナリオ（年率0.7%増）と成長シナリオ（同1.9%増）の中間に相当する。

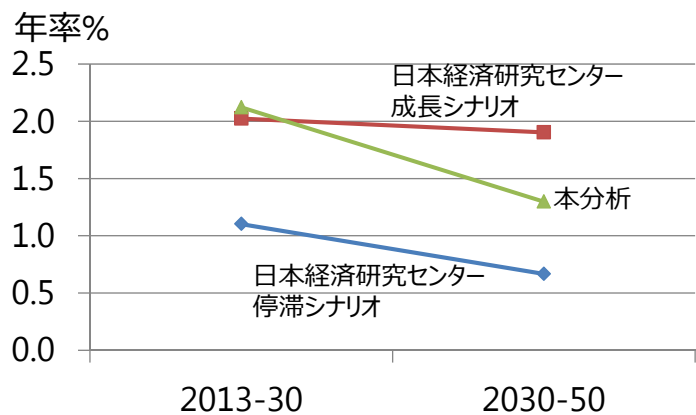


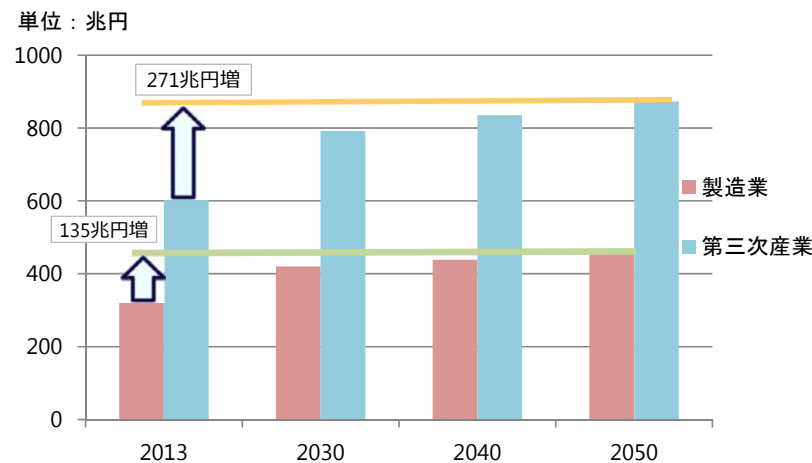
図 一人あたり実質GDPの成長率の比較

出所：日本経済研究センター（2014）より作成。

（注）日本経済研究センターの2013-30の数値は、2010-30のものである。

本分析の前提（産業の姿）

- ◆ 2030年までは、長期エネルギー需給見通しにおける実質GDP成長率の下、足元で進展するサービス化が継続すると想定した。
- ◆ 2030～50年にかけても、成長率は鈍化するものの、人口減少・高齢化を背景とした医療関連サービスの拡大や、技術革新の進む情報関連産業の成長等により、第三次産業の生産額の成長率は、製造業のそれを上回り、サービス業のシェア拡大が続くことを見込んだ。



本分析の前提（再エネ・蓄電池・省エネ）

- ◆ 再生可能エネルギーのコストは、他の発電方法で発電された電力と比較しても、2050年ではコスト面で競争力のある技術になっている可能性が指摘されていることから（IEA, 2014; Agora, 2015; 尾羽, 2017; NREL, 2016）、想定される**最大規模の再エネが導入**されるとした。
- ◆ 蓄電池もコストの低下が近年進んでいることから（BNEF, 2017）、その傾向は今後も継続すると想定し、再生可能エネルギーの**余剰電力を全て回収する**規模に導入が進むとした。
- ◆ 省エネにより、実質GDPでみたエネルギー消費原単位が低下すると考え、これが毎年継続することを想定した。つまり、経済活動の規模が一定であっても、省エネが継続することで、エネルギー消費量は減少し続けることになる。

3. ゼロエミッション電源の設備容量の見通し

2050年における再エネの考え方

- 各種再エネポテンシャル試算の中で想定されうる、最大規模の再エネが導入される前提とした。
- ◆ 太陽光発電（PV）：3.56億kW
 - 住宅用等PV：2.13億kW（環境省, 2018）
 - 公共系等PV：7,951万kW（環境省, 2018）
 - 地上設置型PV：6,371万kW（尾羽他, 2019）
- ◆ 風力発電：7,500万kW
 - 陸上風力：2,480万kW（尾羽他, 2019）
 - 洋上風力：5,020万kW（陸上・洋上風力の合計が、日本風力発電協会の2050年の目標値、7,500万kWに一致するように想定）
- ◆ その他の再生可能エネルギーは、IEAのWEO2018の持続可能発展シナリオの2040年の発電量を使用
 - 水力：1,420億kWh（IEA, 2018）
 - バイオマス：750億kWh（IEA, 2018）
 - 地熱：280億kWh（IEA, 2018）

2050年における原子力発電の設備容量の考え方

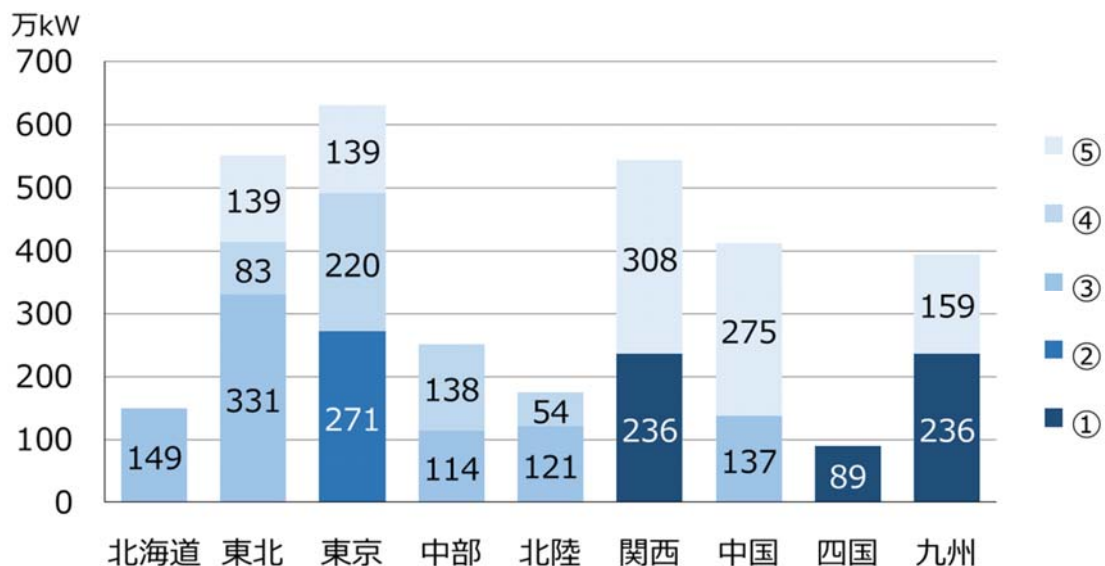
- ◆ 2019年2月現在の再稼働等の状況を踏まえ、各社の個別事情を考慮せず、日本原子力産業協会（2018）および原子力安全推進協会（2018）のデータを基にしてケース分けを行った。
- ◆ 現存する個別の原子力発電所について、運転延長か運転延長せずに廃炉かの判断は行わず、2019年2月現在で廃炉が選択されていない原子力発電所は、運転が継続され、原子炉等規制法第43条の3の32に基づく運転延長申請がなされる前提とした。
- ◆ 2050年を基準として、全ての発電所で60年運転が認められる前提の下に、下記のように場合分けを行った。

全て60年運転可	個別発電所名	2050年の設備容量
① 2019年2月現在稼働中の発電所	大飯3・4、伊方3、玄海3・4の計5基 (+高浜3・4、川内1・2)	561万kW
② +再稼働許可済	①+柏崎6・7の計7基 (+東海第二、美浜3、高浜1・2)	832万kW
③ +審査中は全て稼働のケース	②+泊2・3、大間、東通1（東北）、女川2、 浜岡4、志賀2、島根3の計15基 (+泊1、浜岡3、敦賀2、島根2)	1,684万kW
④ +未申請も全て稼働のケース	③+女川3、柏崎3・4、浜岡5、志賀1の計20基 (+柏崎1・2・5)	2,178万kW
↓ 新增設が必要とされる容量		
⑤ +計画段階も含めて全て稼働のケース	④+東通1（東京）、東通2（東北）、 敦賀3・4、上関1・2、川内3の計27基	3,196万kW

※現在の原子炉等規制法では、80年運転は認められていない。仮に運転期間の見直しが行われ、80年運転が認められれば、2050年に青字の発電所も稼働することとなる。

ケース①～⑤における一般送配電事業者のエリア別原子力発電の設備容量（2050年）

- ◆ ケース①～⑤（60年運転）のそれぞれについて、一般送配電事業者のエリア別にみた原子力発電の設備容量を積み上げたものを以下に示した。



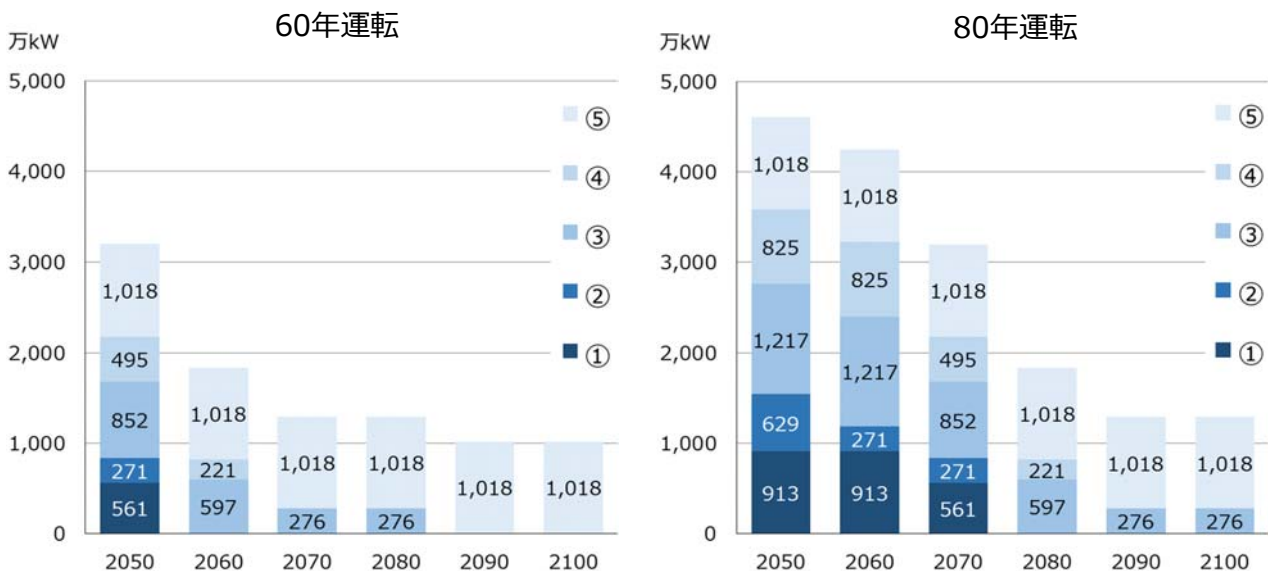
原子力発電所の60年運転や 設備利用率の想定についての補足

- ◆ 再稼働が認められる原子力発電所は**60年運転が可能**と想定
 - 60年運転に向けた運転延長申請は、2019年2月現在において、4基について行われ、全て認可されている。しかし、追加的な安全対策工事がコストに見合わない等の経営判断が下された場合には、運転延長申請は行われず、廃炉が選択されている。
 - 今後も、経営判断として廃炉が選択されることもありうる。しかし、現存する原子力発電所の中で、今後どのように廃炉を選択するかという見通しを示すことは本分析の目的ではないため、廃炉の選択に関する深掘りはせず、全て60年運転可能とした。

- ◆ 設備利用率は**86.7% (13か月運転・2か月定期検査)**と想定
 - 電気事業連合会（2018）では、定期検査期間を3か月で試算している。本分析では、過去の最高実績値（BWR：84.6%（1998年）、PWR：89.1%（2002年））に比べても同等以上の高い値を想定している。
 - 設備利用率が低くなれば、新增設が必要となる原子力発電の設備容量はより大きくなる。

(参考) 年別の原子力発電の設備容量

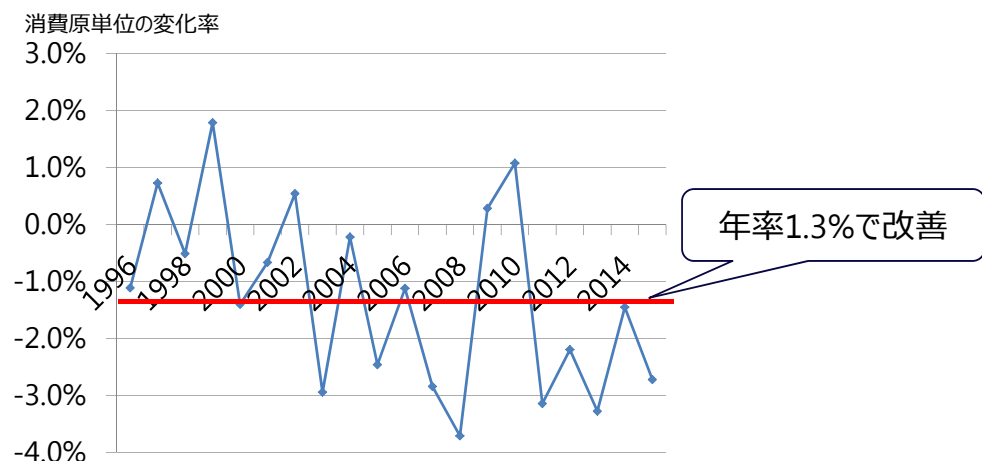
- ◆ 本分析は2050年を射程としているが、2050年以降の原子力の設備容量を以下に示した。60年運転の場合、2050～60年にかけて1,360万kW減少することとなり、2050年以降の原子力の在り方についての検討も重要である。



4. CO₂排出量80%減を達成する エネルギー・電力需給の全体像

(I)省エネ継続ケースの前提

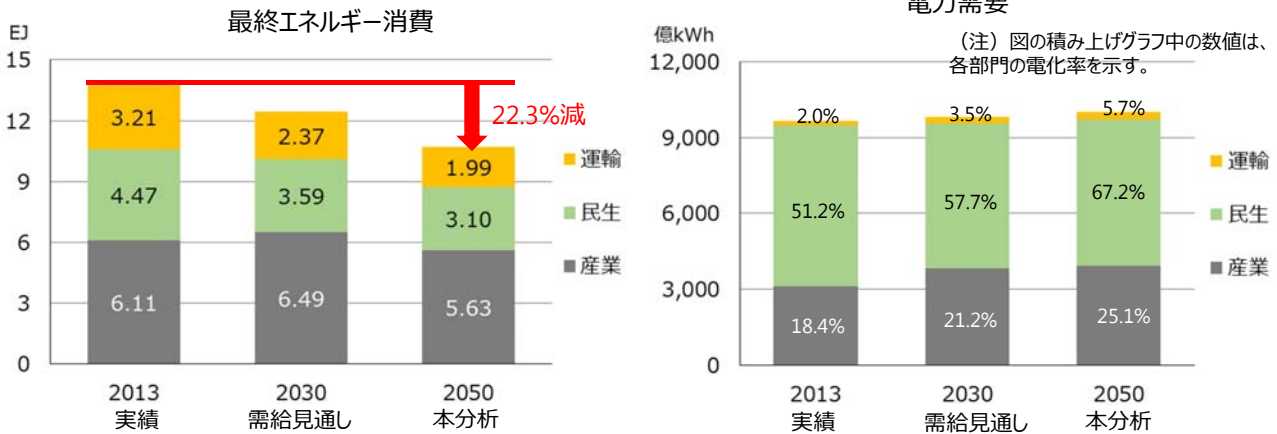
- ◆ 基準となる(I)省エネ継続ケースは、2030年までは需給見通し並みの省エネが実施されるとした。この時、実質GDPでみた2030年までのエネルギー消費原単位の低下は年率2.3%と、非常に厳しい省エネが課されている。
- ◆ 下図に示すように、直近の20年間（1996～2015年）における消費原単位の平均的な改善率は年率1.3%であり、2030年以降はこれが継続すると想定した。



(注) 運輸部門では、欧州諸国における政策動向を踏まえ、2050年に乗用車の新車販売が、電気自動車・プラグインハイブリッド自動車 (EV・PHV) のみになると想定した。

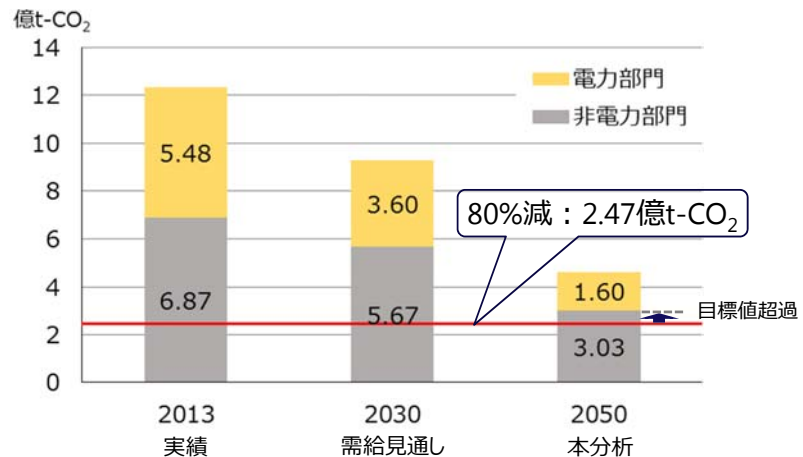
最終エネルギー消費と電力需要の見通し (I)省エネ継続ケース

- ◆ 2050年の最終エネルギー消費は、13年度比で3.1EJ減少（22.3%減）し、10.7EJとなる。
- ◆ 2050年の電力需要は約1.00兆kWhとなり、2030～50年の20年間で218億kWh増加する。2030年以降は経済成長が鈍化する一方で、エネルギー消費原単位の改善は続き、この間、全体の電化率は、2030年の28.4%から、2050年には33.7%へと上昇する。



CO₂排出量の見通し (I)省エネ継続ケース

- ◆ 2050年の非電力部門のCO₂排出量は、2013年のエネルギー起源CO₂排出量（12.35億t-CO₂）の80%減である2.47億t-CO₂を上回る。
- ⇒この結果は、電力排出分が仮にゼロであっても排出量目標が達成できないことを示している。



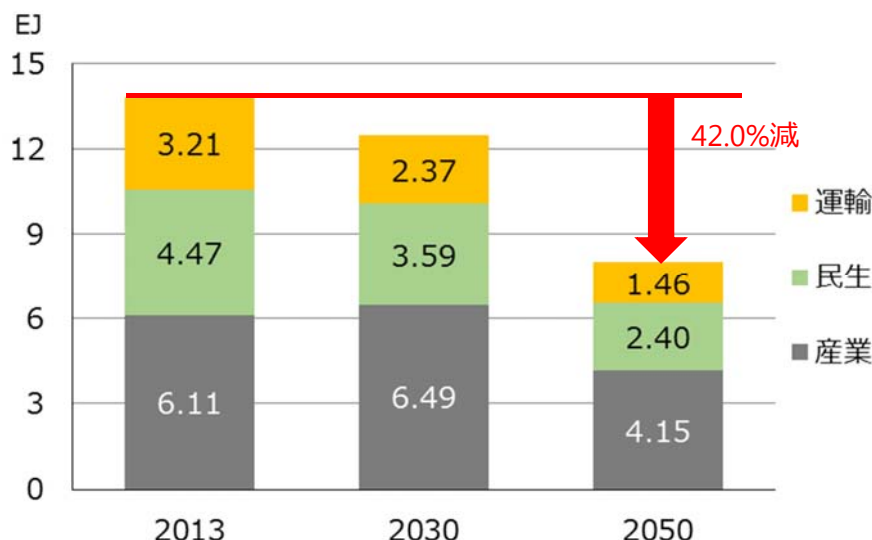
⇒ 80%減の目標を達成するためには、さらなる省エネの深掘りが必要。

CO₂80%減に向けたさらなる省エネの前提

- ◆ CO₂80%減に向けて、2030年以降にエネルギー消費原単位の改善が年率2.7%と、スライド20の省エネ継続ケースと比較して約2倍となる省エネの深掘りを想定した。
- ◆ 例えば、
 - (1) 産業部門では、製造プロセスにおける電化技術の導入が進む
 - (2) 民生部門では、2050年に電化率100%に達する
 - (3) 運輸部門では、内燃機関車の効率がさらに向上する
 などを考慮した。
- ◆ なお、長期エネルギー需給見通しにおける消費原単位の改善は年率2.3%であり、本分析での前提はこれをも上回っている。

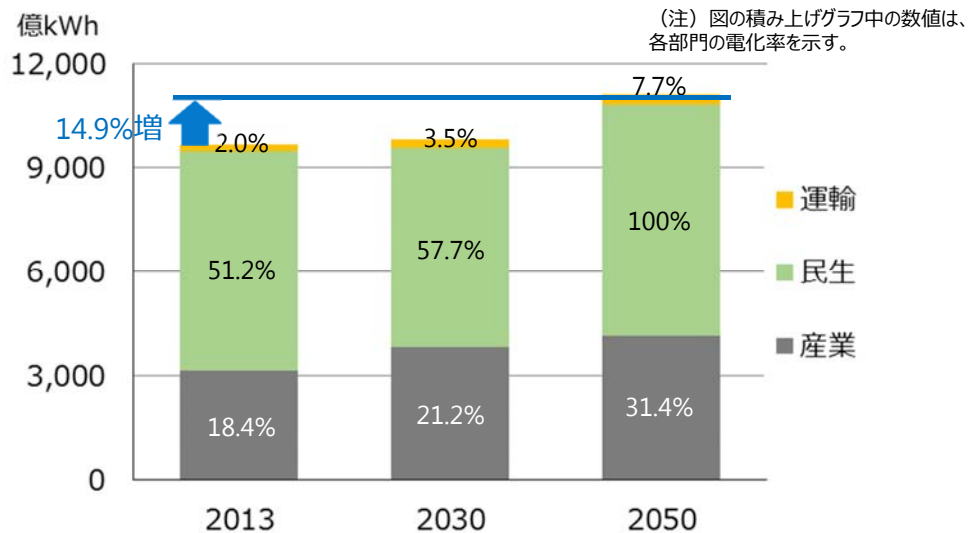
2050年の最終エネルギー消費 (II)CO₂80%減ケース

- ◆ (II)CO₂80%減ケースでは、省エネがさらに深掘りされた結果、2050年の最終エネルギー消費は8.00EJと、13年度比で5.8EJ減少（42.0%減）する。
- ⇒ CO₂の大規模削減には、省エネ・電化を活用したエネルギー消費の大幅な減少が必要となる。



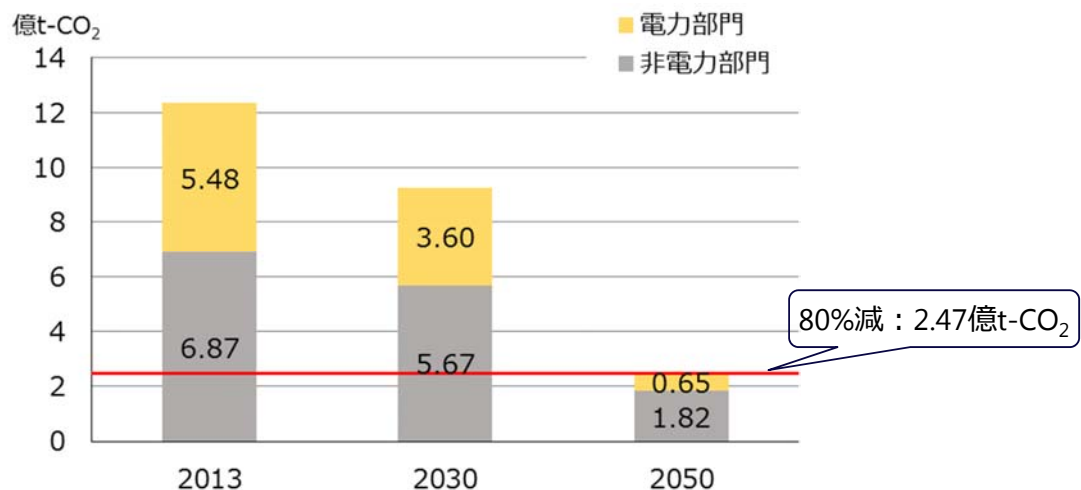
2050年の電力需要 (II)CO₂80%減ケース

- ◆ 省エネの深掘り（年率2.7%）を想定し、CO₂80%減を達成した場合、2050年の電力需要は約**1.11兆kWh**となり、2030～50年の20年間で、683億kWh増加する。
- ◆ 全体の電化率は、2030年の28.4%から、2050年には50.0%へ上昇する。



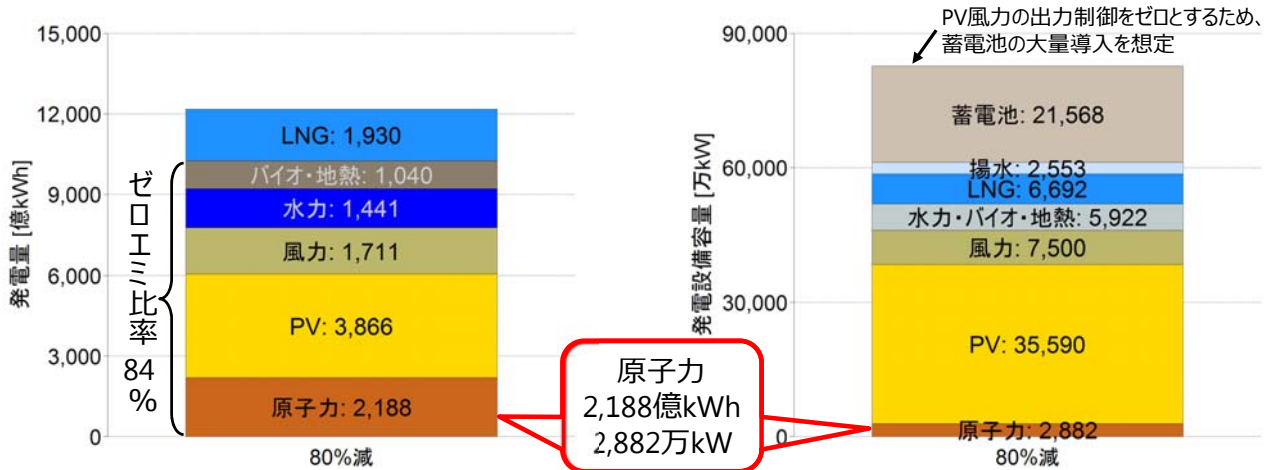
2050年のCO₂排出量 (II)CO₂80%減ケース

- ◆ 目標達成に向け、長期エネルギー需給見通しを上回る省エネの深掘りにより、大幅にエネルギー消費が減少し、2050年の排出量は非電力部門で約1.82億t-CO₂、電力部門で約6,500万t-CO₂となる。
- ◆ この排出規模は、基準年（2013年度比）に比べ、非電力部門で73.5%減、電力部門では非電力部門を上回る88.1%減となっている（スライド50参照）。



2050年の電源構成 (II)CO₂80%減ケース

- ◆ 電力部門の排出量を2050年に約6,500万t-CO₂とする条件の下での電源構成を検討した。最大規模の再エネ導入ポテンシャルが実現し、出力制御をしないという前提の下でも、原子力発電の発電電力量は約2,200億kWh（設備利用率を86.7%と想定した場合、設備容量では約2,900万kW）必要となる。
- ◆ 厳しいCO₂排出量制約により、火力はLNGのみとなり、2050年の発電電力量は約1,900億kWhとなる。



5. CO₂80%減の達成に向けた選択肢

「原子力2,900万kW」の政策的な含意

60年運転が認められた場合の原子力の設備容量との比較（2050年）

- ◆ (II)CO₂80%減ケースにおいて、必要となる原子力の設備容量は2,900万kWであり、以下の①～⑤に沿い、60年運転が認められた場合の2050年の設備容量と比較を行う。

全て60年運転可	2050年の設備容量	基数
① 2019年2月現在稼働中の発電所	561万kW	5
② +再稼働許可済	832万kW	7
③ +審査中は全て稼働のケース	1,684万kW	15
④ +未申請も全て稼働のケース ↓ 新增設が必要とされる容量	2,178万kW	20
⑤ +計画段階も含めて全て稼働のケース	3,196万kW	27

- ◆ 2,900万kWという規模は、④未申請も全て稼働ケースと⑤計画段階も含めて全て稼働ケース、の間にある。
⇒未申請分も全て稼働し、かつ、約700万kW分の新增設が必要となる。

(参考) 各ケースにおける2050年における
原子力発電の設備容量

- ◆ 運転期間の延長や出力向上、長期サイクル運転の活用などにより、2,900万kW（発電電力量は2,200億kWh）を達成しようとする、赤枠で示す箇所に相当する。全て80年運転が認められた場合には、新增設は不要だが120万kW程度の未申請分が稼働する容量に相当する。

全て60年 運転可	2050年の設備容量 (万kW)		2050年の発電電力量(億kWh)	
	設備容量	出力7%向上 (注1)	13か月運転 (設備利用率86.7%)	24か月運転 (注2) (設備利用率92.3%)
①	561 (5基)	600	426	454
②	832 (7基)	891	632	673
③	1,684 (15基)	1,802	1,278	1,361
④	2,178 (20基)	2,331	1,654	1,761
⑤	3,196 (27基)	3,420	2,427	2,585

全て80年 運転可	2050年の設備容量 (万kW)		2050年の発電電力量 (kWh)	
	設備容量	出力7%向上	13か月運転 (設備利用率86.7%)	24か月運転 (設備利用率92.3%)
①	913 (9基)	977	693	738
②	1,542 (15基)	1,650	1,171	1,247
③	2,759 (27基)	2,953	2,095	2,231
④	3,584 (35基)	3,835	2,721	2,898
⑤	4,602 (42基)	4,924	3,494	3,721

(注1) 出力7%向上は、米国原子力規制委員会による原子炉熱出力向上方式の一つであるストレッチ型を考慮した。詳細は、スライド31参照。
(注2) 24か月運転は、実用炉規則第48条にて認められている最大月数の運転期間を指す。詳細はスライド32を参照。

(参考) 原子炉熱出力の向上について

- ◆ 米国原子力規制委員会は、原子炉熱出力向上の方式を以下の3つの方式に区分している（資源エネルギー庁, 2012）。
 - ✓ ストレッチ型：一般的に大きな設備改造は伴わず、プラントの性能範囲内で熱出力向上を実施する。典型的には7%程度までの熱出力増加。
 - ✓ 設備拡張型：主要機器の改造を実施し、熱出力増加。増加量はストレッチ型より大きく、20%程度まで増加。
 - ✓ 測定精度改善：原子炉出力計測に使用される給水流量計を現状より高精度のものに変更し、安全解析で考慮される原子炉出力の計測誤差などの程度（原子炉出力計算の不確定性）を減らし、出力計算の不確かさに対する余裕の範囲内で出力を向上。2%以下の熱出力増加。
- ◆ 本分析では、大きな設備改造を伴わないストレッチ型による出力向上の値である、7%を用いた。

(参考) 長期サイクル運転について

- ◆ 現行法令の下でも、定期検査期間の間隔を現行の13か月から24か月まで延長することは可能である（実用炉規則第48条）。ただし、2019年2月現在において、13か月を超える長期サイクル運転を行った原子力発電所はない。
- ◆ 長期サイクル運転の制度整備の際の検討会（検査の在り方に関する検討会）において、「事業者における点検時のデータの蓄積や経年劣化の管理、状態監視の導入の見通しを踏まえ、慎重に対応する観点から、技術評価によって24か月以上の定期検査間隔の妥当性が示された場合であっても、施行後に多くのプラントが3サイクル程度の運転を実施するまでの期間は、24か月の指定が行われない仕組み」とするような制限が課されている（原子力安全・保安院, 2008）。
- ◆ 2050年において24か月運転を行うためには、上記の制限を考慮して、2050年よりも前の時点から段階的に準備を行う必要がある。

(注1) 原子力規制委員会は長期サイクル運転に関する明確な方針を示していないことから、上記の検討会で示された方針が踏襲されているものとした。

(注2) 2019年2月現在、検査制度の見直しが進められており、長期サイクル運転に関しても、明確な方針が今後示される可能性がある。

2050年以降の原子力発電の 発電電力量/設備容量に関する考察

○スライド27の通り、CO₂80%減ケースでは、原子力発電の発電電力量は2,200億kWh、設備容量は2,900万kW必要となるが、以下の点に留意する必要がある。

1. 現状の設備利用率に留まれば、更なる新增設が必要
 - ◆ スライド29で示した通り、設備利用率が86.7%と高い場合でも、未申請の原子力発電所がすべて稼働し、かつ、計画段階のものが一部稼働する必要がある（ケース④とケース⑤の間）。仮に、設備利用率が現状の70%程度に留まると、**ケース⑤を超える新增設の計画も必要**となる。
2. 新增設のための政策判断
 - ◆ 既存の立地点における増設にあたっては、準備工事の完了に加え、新基準に合わせた設計の見直しが必要であり、それに伴う設置変更許可申請の修正も必要。全国各地で同時並行的に工事を行えるだけの要員等を確保できるかどうかは不透明なため、**2050年を射程とすると、時間的な余裕は長くない。**
 - ◆ 新規の立地点における新設には、運開までの期間が30年程度を要する可能性があることから、**喫緊の判断が求められる。**
3. 2050年以降の設備容量の大幅な減少
 - ◆ 60年運転の場合、スライド18でみたように、2050年以降、今世紀後半にかけて設備容量の大幅な減少が見込まれるため、2050年以降の検討も重要である。

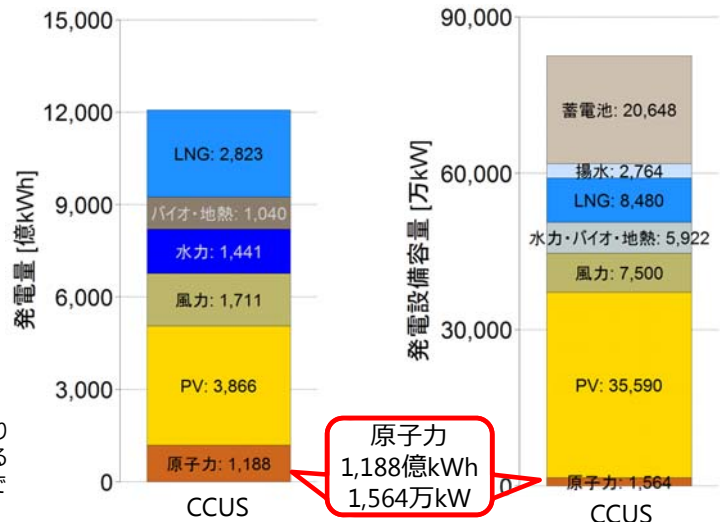
新規制基準の下、設置許可申請済の 原子力発電所だけでCO₂80%減を達成するには

- ◆ 仮に、新規制基準の下、設置許可申請済の原子力発電所だけが稼働している場合（スライド29のケース③に相当）、原子力の設備容量は1,684万kW以下となる。この前提の下、CO₂80%減を達成するために、以下の二つの方策を想定した。
 - CCUSを実施する場合
 - 経済と電力需要の水準を(II)CO₂80%減ケースと同様とし、原子力の設備容量をケース③以下とする。
 - 電力部門で石炭火力ゼロとした上で、どの程度のCO₂排出量を回収し、貯留・利用する必要があるか。
 - 生産活動が停滞する場合
 - 原子力の設備容量をケース③以下とする想定の下、CO₂排出量の制約を満たすためには、生産活動がどの程度まで停滞しなければならないか。

2050年のCO₂排出量と電源構成 (II-1)CCUSケース

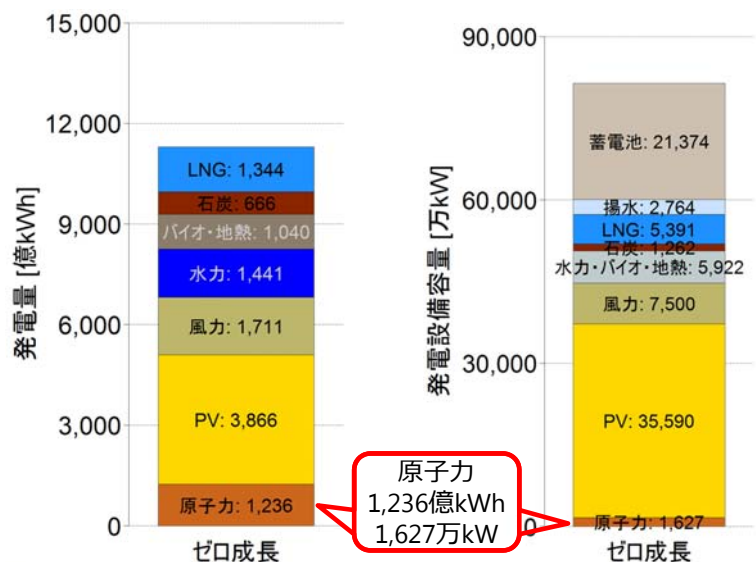
- ◆ 設置許可申請済の原子力発電所のみでCO₂80%減を達成するには、2050年の電力部門から9,500万t-CO₂程度の排出量を許容する必要がある。CO₂80%減ケースと比較し、電力部門の排出量は3,000万t-CO₂増加していることから、国内でのCO₂排出量のうち**3,000万tを回収し、貯留・利用**することが求められる。
- ◆ 3,000万t-CO₂という量は、鉄鋼や化学、窯業・土石といった素材系産業からの排出分の約3分の1に相当し、非常に大規模なCCUSの実施が求められる(注)。

(注) CO₂の具体的な利用方法については、安倍首相より2019年1月23日のダボス会議にてメタネーションに関する言及があり、経済産業省のカーボンサイクル協議会などでも検討が開始されているが、本分析では検討外とした。



2050年のCO₂排出量と電源構成 (II-2)ゼロ成長ケース

- ◆ CCUS等の技術的なオプションが無く、設置許可申請済の原子力発電所のみでCO₂80%減を達成するには、実質GDPの水準が2030年以降横ばい(2030~50年の**経済成長率がゼロ**)となるほどの生産活動の停滞が前提となる。このとき、2050年のCO₂排出量は、非電力部門で1.49億t-CO₂、電力部門で9,800万t-CO₂となる。
- ◆ 2050年の実質GDPの水準は、CO₂80%減ケースの789兆円から711兆円へと、**約78兆円減少**(約10%減)し、CO₂80%減を達成するためには、大きな経済的損失が生じる。



6. 2050年に向けた示唆

2050年にCO₂排出量80%減を達成する際の エネルギー需給の全体像

- ◆ 直近の20年間（1996～2015年）におけるエネルギー消費原単位の平均的な改善（年率1.3%）が2030年以降に継続するとした場合でも、2050年の非電力部門におけるCO₂排出量だけで3.03億t-CO₂と、80%減の排出量目標である2.47億t-CO₂を上回っている。つまり、電力部門の排出分が仮にゼロであっても、80%減を達成できない。
- ◆ そこで、80%減達成のために、消費原単位の改善が年率2.7%と前述の約2倍となる省エネの深掘りを想定した。2050年の排出量は、非電力部門で約1.82億t-CO₂（2013年度比、73.5%減）、電力部門で約6,500万t-CO₂（同88.1%減）となる。
- ◆ この排出量を制約とし、再エネの出力制御をしない前提の下で、再エネポテンシャルが最大規模で実現する場合、ゼロエミッション電源比率は84%、そのうち原子力発電比率は18%となり、残る16%はLNG火力となる。
- ◆ 電力部門では、厳しい排出制約を達成するために、石炭火力が利用されない結果となっているものの、エネルギーセキュリティ上の問題は別途検討が必要である。
- ◆ 蓄電池の大量導入により再エネの余剰電力を全て活用した場合、CO₂排出量をこれ以上増やさずに、CCU（Carbon dioxide Capture and Utilization）技術の一つであるメタネーションを大規模に利用するとすれば、水素の輸入もしくは水素製造のために用いられるゼロエミッション電源の上積みが必要となる。

CO₂80%減の達成に向けて取り得る選択肢

- ◆ 本分析結果からは、最大規模の再エネや蓄電池を導入したとしても、約2,900万kWの原子力が必要となることが明らかになった。この設備容量は原子力の新增設が不可欠であることを意味している。したがって、2050年という射程を考えると、喫緊の判断が求められるといえる。
- ◆ 設置許可申請済の原子力発電所だけで、80%減を達成する方策として、3,000万t-CO₂を回収し、貯留・利用を行うことが考えられる。ただし、この規模は、鉄鋼や化学、窯業・土石といった素材系産業からのCO₂排出量の約3分の1に相当し、非常に大規模なCCUSの実施が求められる。仮に、産業界からの回収や貯留・利用を実施するとした場合には、追加的な負担が生じることも考えられるため、我が国の産業の国際競争力にも影響が及ぶ可能性がある。
- ◆ CCUSの技術的なオプション以外に、設置許可申請済の原子力発電所のみで80%減を達成するには、実質GDPの水準が2030年以降横ばい（2030～50年の経済成長率がゼロ）となるほどの生産活動の停滞が前提となる。この時、CO₂80%減ケースと比較すると、2050年の実質GDPは、約78兆円（約10%）減少する。したがって、排出目標を達成する上で、原子力の設備容量の低下と経済規模の拡大は、トレードオフの関係にあるといえる。

排出量削減技術の導入に関する示唆

- ◆ 2050年にかけてイノベーションの成否は不確実であり、CCUSなどを大量に導入する場合にそのコストが安価となっている保証はない。予断なしに新技術の導入可能性を検討していくという観点から、CCUSに限らず新技術の研究開発は重要である。
- ◆ また、そもそも新技術を大量に導入することが可能なのか、あるいは、新技術が導入された場合に生じ得る影響がどのようなものかについても、幅広く検討しておく必要がある。例えば、大量に必要な可能性のある水素をどのように調達するのか、あるいは、再エネの大量導入にあたって、景観や漁業活動との調和をどのように図っていくか、という議論等も呈されている中で、こうした論点は重要である。
- ◆ 新技術に限らず、既存の技術を如何に活用するのか、という視点も重要である。既に指摘したように、原子力の新增設は20～30年等の長期にわたるため、今後数年以内での意思決定が必要となる。加えて、2050年以降は、計画段階の発電所がすべて稼働したとしても、60年運転の場合、大幅な設備容量の低下が見込まれるため（スライド18）、2050年以降に排出量が反動増とならないよう、適切な判断が求められる。

今後の課題

○マクロ経済の想定

- ◆ 本分析では、経済状況の変化に基づく分析は、ゼロ成長ケースにおいて行っているが、その他のケースにおいては、実質GDPの伸び率を共通としている。
- ◆ こうした想定は、先行研究ではあまり見られていない経済影響の感度を明示的に検討し、他の要因との混同を避けるという観点からは有益であると考えられる。
- ◆ 一方、各ケースにおいて、どのように経済状況が変化し得るのか、例えば、急速な省エネの進展に伴い、どの程度の投資が必要となり得るのかなどについては検討がなされておらず、今後の検討課題の一つである。

○コストの問題

- ◆ 燃料価格等はモデル間で共通とし、価格要因を織り込んでいるものの、本分析では、各種の対策コストを明示的に取り扱っていない。例えば、本分析で得られた電源構成の下で運用する場合には系統増強が必要となるが、どの程度のコストで実現できるのか、あるいは、CCUS実施のコストがどの程度となり得るのか、そしてそれは我が国の経済にどういった影響を及ぼすのか、といった点は、本分析では検討外となっており、今後の課題である。

参考文献

参考文献

- ◆ 尾羽他 (2017) 「2050年までの太陽光発電・風力発電の将来コストに関する考察」, 電力中央研究所研究資料, Y17501.
- ◆ 尾羽他 (2019) 「土地利用を考慮した太陽光発電および陸上風力の導入ポテンシャル評価」, 電力中央研究所研究報告, Y18003.
- ◆ 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 (2014) 「平成25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 (2016) 「平成27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 (2018) 「平成29年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開に関する委託業務報告書」.
- ◆ 黒沢他 (2017) 2050年に向けた日本のエネルギー需給検討 : TIMES-Japanを用いたエネルギーシステム全体分析, 第36回エネルギー・資源学会.
- ◆ 経済産業省 (2015) 「長期エネルギー需給見通し」, https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/pdf/report_01.pdf (最終閲覧日2019年3月29日) .
- ◆ 原子力安全推進協会 (2018) 「原子力施設新規規制基準適合性審査状況」, <http://www.genanshin.jp/facility/map/> (最終閲覧日2019年3月29日) .
- ◆ 原子力安全・保安院 (2008) 「保全プログラムを基礎とする検査の導入について」, 総合資源エネルギー調査会原子力安全・保安部会検査の在り方に関する検討会第29回資料2-2.
- ◆ 資源エネルギー庁 (2012) 「これまでの議論を受けて (原子力発電所の出力向上の取組について)」, 総合資源エネルギー調査会第22回基本問題委員会資料5-1.

参考文献

- ◆ 地球環境産業技術研究機構 (2016) 「2℃目標と我が国の2050年排出削減目標との関係」.
- ◆ 電気事業連合会 (2018) 「使用済燃料貯蔵対策の取組強化について (「使用済燃料対策推進計画」) 添付資料2」.
- ◆ 内閣府 (2018) 「国民経済計算年報」.
- ◆ 日本エネルギー経済研究所 (2019) 「IEEJ Outlook 2019」.
- ◆ 日本銀行 (2019) 「需給ギャップと潜在成長率」, https://www.boj.or.jp/research/research_data/gap/index.htm/ (最終閲覧日2019年3月29日) .
- ◆ 日本経済研究センター (2014) 「グローバル長期予測と日本の3つの未来」.
- ◆ 日本原子力産業協会 (2018) 「原子力発電所の運転・建設状況」, <https://www.jaif.or.jp/data/japan-data> (最終閲覧日2019年3月29日) .
- ◆ パリ協定長期成長戦略懇談会 (2019) 「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略策定に向けた懇談会 提言」, 第5回懇談会資料, <http://www.kantei.go.jp/jp/singi/parikyoutei/dai5/siryoku1.pdf> (最終閲覧日2019年4月3日) .
- ◆ Agora (2015) "Current and Future Cost of Photovoltaics", https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/PV_Cost_2050/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf (最終閲覧日2019年4月3日) .
- ◆ BNEF (2017) "Energy Storage Forecast, 2017-30".
- ◆ IEA (2014) "Energy Technology Perspectives".

参考文献

- ◆ IEA (2018) "World Energy Outlook 2018".
- ◆ Kainuma, M. et al. (2015) "Pathways to deep decarbonization in Japan", SDSN-IDDRI.
- ◆ NREL (2016) "A Spatial-Economic Cost-Reduction Pathway Analysis for U.S. Offshore Wind Energy Development from 2015–2030".
- ◆ OECD (2018) "The Long View: Scenarios for the World Economy to 2060", OECD Economic Policy Papers, no.22.
- ◆ Oshiro, K., M. Kainuma, and T. Masui (2016) "Assessing decarbonization pathways and their implications for energy security policies in Japan", *Climate Policy*, vol.16, sup.1, S63-S77.
- ◆ Sugiyama, M., S. Fujimori, K.Wada, S. Endo, Y. Fujii, R. Komiyama, E. Kato, A. Kurosawa, Y. Matsuo, K. Oshiro, F. Sano, and H. Shiraki (2019) "Japan's long-term climate mitigation policy: Multi-model assessment and sectoral challenges", *Energy*, Vol.167, no.15, pp.1120-1131.
- ◆ Matsuo, Y., S. Endo, Y. Nagatomi, Y. Shibata, R. Komiyama, and Y. Fujii (2018) "A quantitative analysis of Japan's optimal power generation mix in 2050 and the role of CO₂-free hydrogen", *Energy*, Vol.165, Part B, no.15, pp.1200-1219.

参考:

1. 分析結果の詳細

電力需要の分析結果 (I)省エネ継続ケース

単位：億kWh カッコ内は電化率	実績	省エネ継続ケース		
		2030年 13-30年率	2040年 30-40年率	2050年 40-50年率
電力需要計	9,666	9,808 (28.4%)	9,914 (30.9%)	10,026 (33.7%)
		0.1%/年	0.1%/年	0.1%/年
産業	3,126	3,824 (21.2%)	3,874 (23.1%)	3,924 (25.1%)
		1.2%/年	0.1%/年	0.1%/年
民生	6,361	5,752 (57.7%)	5,771 (62.3%)	5,790 (67.2%)
		-0.6%/年	0.0%/年	0.0%/年
運輸	179	232 (3.5%)	269 (4.5%)	312 (5.7%)
		1.5%/年	1.5%/年	1.5%/年

直近の20年間（1996～2015年）における消費原単位の平均的な改善率（年率1.3%）が、2030年以降に継続すると想定した「省エネ継続ケース」では、2050年に電力需要が1.00兆kWhと、2030～50年の20年間で年率0.1%増となる。運輸部門は新車販売のみがEV・PHVのみになるとしたが、ストックの入れ替わりには時間を要するため、電化率は大幅には上昇していない。

CO₂排出量の分析結果 (I)省エネ継続ケース

単位：億t-CO ₂ カッコ内は13年度比	実績	省エネ継続ケース	
		2030年 13-30年率	2050年 30-50年率
排出量計	12.35	9.27 (▲24.9%)	4.63 (▲62.5%)
		-1.7%/年	-3.4%/年
非電力部門	6.87	5.67 (▲17.5%)	3.03 (▲55.9%)
		-1.1%/年	-3.1%/年
電力部門	5.48	3.60 (▲34.3%)	1.60 (▲70.8%)
		-2.4%/年	-4.0%/年

省エネ継続ケースでは、2050年のCO₂排出量は非電力部門の排出量だけでも3.03億t-CO₂となり、80%減を達成できない。

電力需要の分析結果 (II)CO₂80%減ケース

単位：億kWh カッコ内は電化率	実績	CO ₂ 80%減ケース		
		2030年 13-30年率	2040年 30-40年率	2050年 40-50年率
電力需要計	9,666	9,808 (28.4%)	10,427 (36.2%)	11,110 (50.0%)
		0.1%/年	0.6%/年	0.6%/年
産業	3,126	3,824 (21.2%)	3,978 (25.5%)	4,138 (31.4%)
		1.2%/年	0.4%/年	0.4%/年
民生	6,361	5,752 (57.7%)	6,180 (76.3%)	6,659 (100.0%)
		-0.6%/年	0.7%/年	0.7%/年
運輸	179	232 (3.5%)	269 (5.2%)	313 (7.7%)
		1.5%/年	1.5%/年	1.5%/年

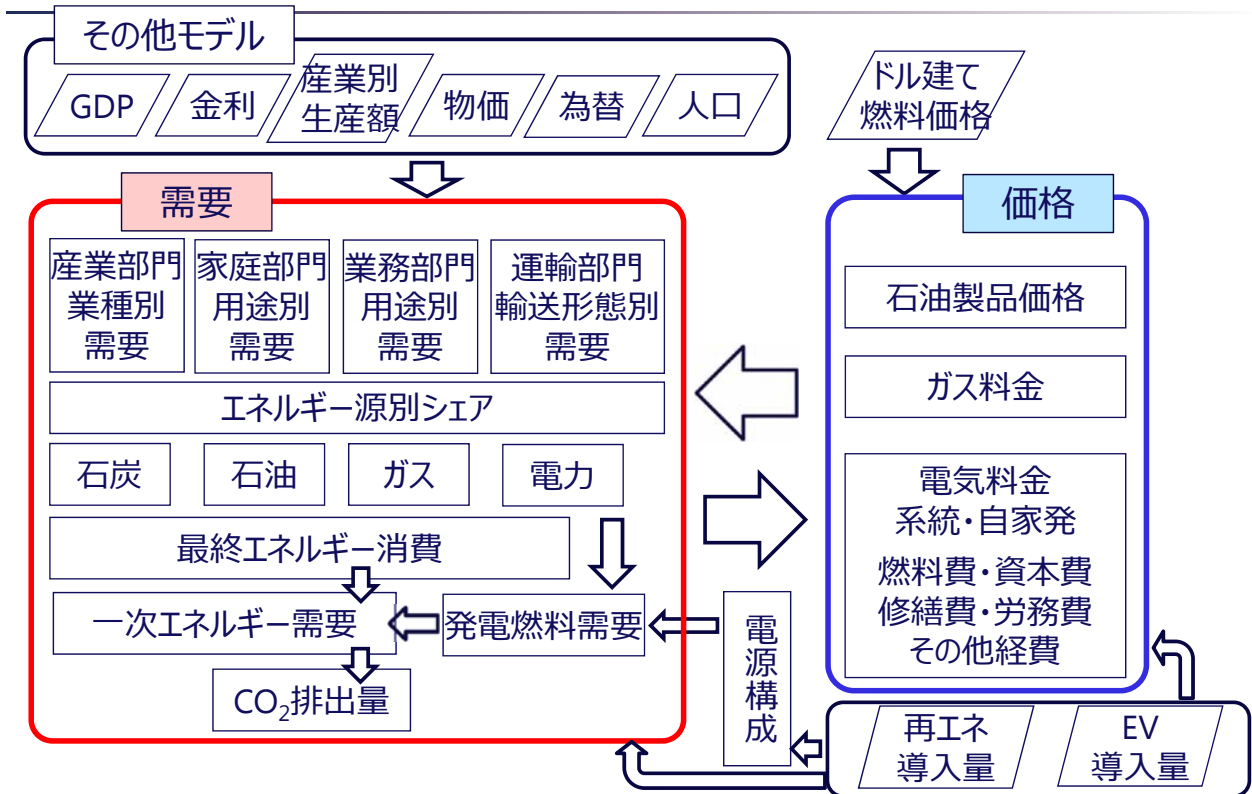
2030年以降、省エネの深掘りが進みCO₂80%減を達成する「CO₂80%減ケース」では、2050年に電力需要が1.11兆kWhとなり、2030～50年の20年間で年率0.6%増となる。

CO₂排出量の分析結果 (II)CO₂80%減ケース

単位：億t-CO ₂ カッコ内は13年度比	実績	CO ₂ 80%減ケース	
		2030年 13-30年率	2050年 30-50年率
排出量計	12.35	9.27 (▲24.9%)	2.47 (▲80.0%)
		-1.7%/年	-6.4%/年
非電力部門	6.87	5.67 (▲17.5%)	1.82 (▲73.5%)
		-1.1%/年	-5.5%/年
電力部門	5.48	3.60 (▲34.3%)	0.65 (▲88.1%)
		-2.4%/年	-8.2%/年

CO₂80%減ケースでは、非電力部門の2050年のCO₂排出量は1.82億t-CO₂となり、電力部門の排出量は0.65億t-CO₂となった。

エネルギー間競合モデルの構造



長期供給アデカシー評価モデルにおける主な設定

		詳細
需要	電力需要	マクロ経済・産業構造の結果
	需要曲線	2016年度の需要データ
アデカシー	アデカシー確保必要量	年間最大需要+10%
同期化力	同期化力確保必要量	系統需要の50%
調整力	LFC制約	系統需要の2%
予備力	上げ方向運転予備力	系統需要の8%
	下げ方向運転予備力	考慮せず
連系線	東京中部間連系設備	運用容量：300万kW
計算期間	年	7期間（2020～80年、10年単位）
	週	6週間（4月,6月,8月,10月,12月,2月の代表週）
	時間	1日12区分（2時間刻み）

火力電源と再生可能エネルギーの設定

- ◆ 石炭火力の導入可能量
 - 2030年は長期エネルギー需給見通しの発電量とし、必要な設備容量をモデル上で計算
 - 2030年以降は、設備更新のみ認める
- ◆ LNGCCの導入可能量
 - 2020年の導入量は計画値
 - 2030年以降は、過去の10年間最大建設量の2倍
 - 2030年の導入量の、1.5倍を上限とする
- ◆ 太陽光・風力
 - 2030年は目標値に合わせて導入
 - 2050年はエリア別の導入上限値まで導入
- ◆ 水力・バイオマス・地熱
 - 2030年はエネルギーミックスの目標値
 - 2040年と2050年はIEAのWEO2018のSDシナリオ（スライド57参照）

2050年における太陽光・風力のエリア別導入量

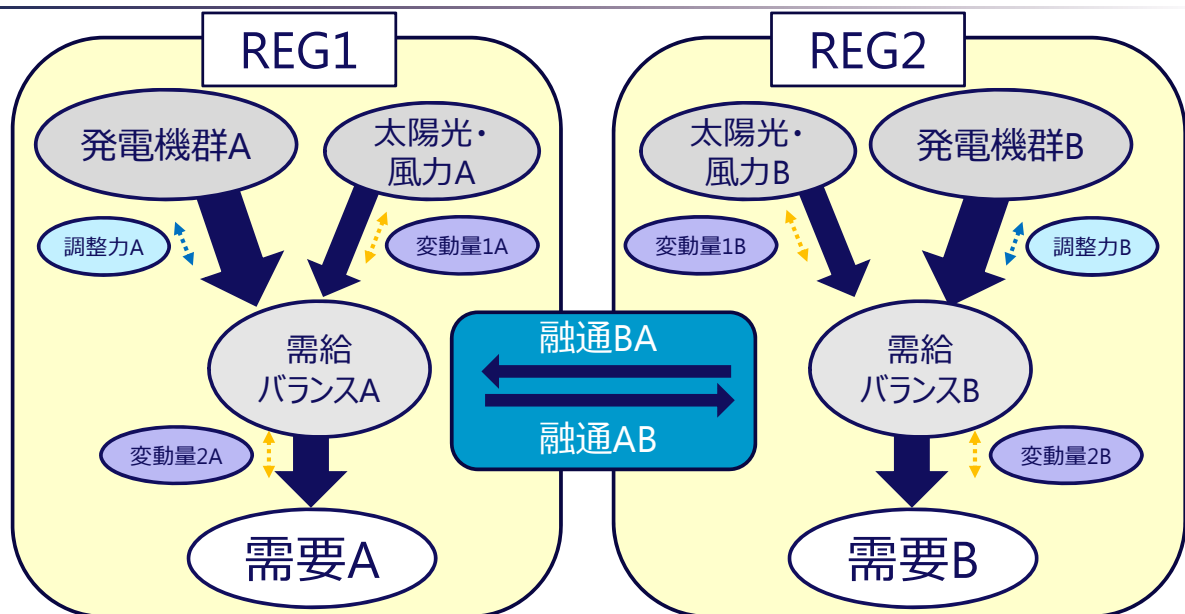
[万kW]	住宅用PV	メガソーラー	陸上風力	洋上風力	合計
北海道	927	2,855	1,643	1,163	6,588
東北	2,123	2,957	280	835	6,194
東京	4,934	3,463	56	311	8,764
中部	2,282	2,325	24	194	4,825
北陸	467	565	45	192	1,269
関西	1,924	2,074	62	257	4,317
中国	1,174	1,469	78	365	3,085
四国	661	743	52	217	1,673
九州	2,019	2,363	216	1,140	5,738
沖縄	138	128	22	350	637
合計	16,649	18,941	2,477	5,023	43,090

出所：尾羽他（2019）、環境省（2013）、環境省（2014）、環境省（2016）より作成。

他機関の電力シナリオ（発電量）

[TWh]	IEA World Energy Outlook 2018 (2040年)				IEEJアウトルック 2019 (2050年)	
	New Policies	Current Policies	Sustainable Development	Future is Electric	レファレンス	技術進展
原子力	233	176	299	261	132	215
石炭	240	319	23 (23)	255	295	181
LNG	285	335	128 (15)	400	330	270
石油	10	13	4	10	8	6
水力	103	100	142	116	91	91
バイオマス	48	46	75	48	61	79
地熱	21	19	28	21	12	18
PV	88	81	148	109	131	168
風力	31	28	125	38	31	50
その他	7	1	11	7	21	21
合計	1,066	1,118	983	1,265	1,112	1,099

長期供給アデカシー評価モデルの概念図



	REG1	REG2
需給バランス	需要A+融通AB = 発電機群A+太陽光・風力A+融通BA	需要B+融通BA = 発電機群B+太陽光・風力B+融通AB
LFC調整力バランス	(変動量1A+変動量2A) ≤ 調整力A	(変動量1B+変動量2B) ≤ 調整力B

長期供給アデカシー評価モデルの特徴

- ◆ 長期供給アデカシー評価モデルによる計算は、下記の特長を有する。
 - 最適（費用最小）な電源構成と電源種別の供給パターンを算定
 - 電源の設備寿命以前の早期廃棄を考慮
 - 安定供給の確保に重要な運用制約(調整力・予備力・同期化力)を考慮
 - 部分負荷運転による発電効率低下と年代別熱効率を考慮
 - 期間ごとのCO₂排出量制約を考慮した評価

- ◆ 目的関数

$$TC = \sum_{PER,REG,PP} (FC_{PER,REG,PP} + VC_{PER,REG,PP})$$

- TC：総発電費用
- FC：固定費（資本費・人件費・修繕費等）
- VC：燃料費（ウラン、石炭、LNG、石油）
- PER：期間（2020-80年、10年単位）
- REG：地域（東日本、西日本、沖縄）
- PP：電源（原子力、火力、水力、再エネ、揚水式水力、蓄電池）

[不許複製]

編集・発行人 一般財団法人 電力中央研究所
社会経済研究所長
東京都千代田区大手町1-6-1
e-mail src-rr-ml@criepi.denken.or.jp

著作 一般財団法人 電力中央研究所
東京都千代田区大手町1-6-1
