

変動性再生可能エネルギー大量導入時の経済性評価

令和4年6月10日 エネルギー問題に発言する会 講演会

立命館アジア太平洋大学/日本エネルギー経済研究所

松尾 雄司

自己紹介

1972年埼玉県生れ

1997年東京大学大学院理学系研究科修了

(財)産業創造研究所を経て、(一財)日本エネルギー経済研究所に勤務
エネルギーシステム分析等に従事

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委員、
OECD/NEA発電コスト評価専門家会合副議長などを務める

2021年10月より立命館アジア太平洋大学アジア太平洋学部准教授、
日本エネルギー経済研究所客員研究員

報告内容

- (1) 統合費用・電源別限界/平均費用の概念
- (2) 発電コスト検証WGにおける電源別限界費用
- (3) 日本の2050年を対象とした統合費用・電源別限界費用の評価例

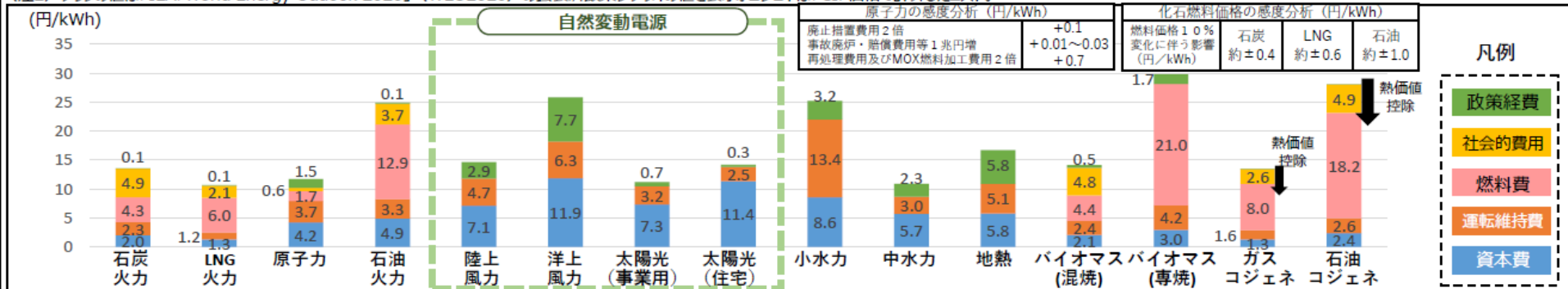
発電コスト検証ワーキンググループによる評価

(出所) 発電コスト検証ワーキンググループ資料

| 電源 | 石炭火力 | LNG火力 | 原子力 | 石油火力 | 陸上風力 | 洋上風力 | 太陽光(事業用) | 太陽光(住宅) | 小水力 | 中水力 | 地熱 | バイオマス(混焼, 5%) | バイオマス(専焼) | ガスコジェネ | 石油コジェネ |
|-------------------------------|--------------------------|--------------------------|------------------|--------------------------|------------------------|----------------|------------------------|------------------------|----------------|---------------|----------------|--------------------------|----------------|------------------------|--------------------------|
| 発電コスト(円/kWh) ※()は政策経費なしの値 | 13.6~22.4 (13.5~22.3) | 10.7~14.3 (10.6~14.2) | 11.7~ (10.2~) | 24.9~27.6 (24.8~27.5) | 9.8~17.2 (8.3~13.6) | 25.9 (18.2) | 8.2~11.8 (7.8~11.1) | 8.7~14.9 (8.5~14.6) | 25.2 (22.0) | 10.9 (8.7) | 16.7 (10.9) | 14.1~22.6 (13.7~22.2) | 29.8 (28.1) | 9.5~10.8 (9.4~10.8) | 21.5~25.6 (21.5~25.6) |
| 設備利用率 | 70% | 70% | 70% | 30% | 25.4% | 33.2% | 17.2% | 13.8% | 60% | 60% | 83% | 70% | 87% | 72.3% | 36% |
| 稼働年数 | 40年 | 40年 | 40年 | 40年 | 25年 | 25年 | 25年 | 25年 | 40年 | 40年 | 40年 | 40年 | 40年 | 30年 | 30年 |

(注1) 表の値は、今回検証で扱った複数の試算値のうち、上限と下限を表示。将来の燃料価格、CO2対策費、太陽光・風力の導入拡大に伴う機器価格低下などをどう見込むかにより、幅を持った試算としている。例えば、太陽光の場合「2030年に、太陽光パネルの世界の価格水準が著しく低下し、かつ、太陽光パネルの国内価格が世界水準に追いつくほど急激に低下するケース」や「太陽光パネルが劣化して発電量が下がるケース」といった野心的な前提を置いた試算値を含む。

(注2) グラフの値は、IEA「World Energy Outlook 2020」(WEO2020)の公表政策シナリオの値を表示。コジェネは、CIF価格で計算したコスト。



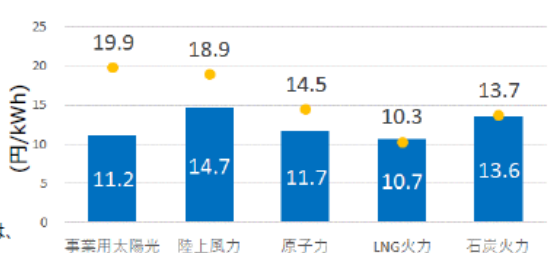
参考① 電源立地や系統制約を考慮しない機械的な試算 (2015年の手法を踏襲)

「系統が日本全国で大幅に増強され、日本全体で電力需給が瞬時に調整される」前提を置いていてもなお生じる追加費用 (火力効率低下や揚水活用等の費用) 追加費用として試算。

| 自然変動電源の導入量・割合※1 | 生じる追加費用 |
|-------------------|-------------|
| 1450億kWh (15%) 程度 | 年間8,470億円 |
| 1850億kWh (20%) 程度 | 年間1兆1,580億円 |
| 2350億kWh (25%) 程度 | 年間1兆4,780億円 |

※1 検証時点では、洋上風力の時間変動実データが得られないため、洋上風力の追加費用の計算には、陸上風力の諸元を流用した。

参考② 電源立地や系統制約を考慮した、モデルによる分析・試算 (委員による分析※2)



- 2030年エネルギーミックスが達成された状態から、さらに各電源を微少追加した場合に、電力システム全体に追加で生じるコストを計算し、便宜的に、追加した電源で割り戻してkWh当たりのコスト (統合コストの一部を考慮した発電コスト (仮称)) を算出。
- どの電源を追加しても、電力システム全体にコストが生じる。これを、どう抑制していくのか、誰がどう負担するのかを議論していくことが重要。

青棒: 発電コスト (上の積上げ棒グラフの値と同じ)
黄色ドット: 統合コストの一部を考慮した発電コスト (仮称)

※2 第8回発電コスト検証WGにおける委員発表資料より引用。

- 2021年9月に公表された発電コスト検証WG資料では、均等化発電原価 (Levelized Cost of Electricity: LCOE) の他に、いわゆる統合費用に関する評価結果をも掲載 (参考①及び参考②)。

均等化発電原価（LCOE）とは

- 発電所の建設開始から廃棄物処分に至るライフサイクル全体にわたるコストを運転開始時の現在価値に換算した上で、発電量当りのコストとして示したものの。
- 具体的には下式を満たす定数 p として計算される。

$$p \sum_t \frac{E_t}{(1+r)^t} = \sum_t \frac{C_t}{(1+r)^t} \Rightarrow p = \sum_t \frac{C_t}{(1+r)^t} / \sum_t \frac{E_t}{(1+r)^t}$$

但し E_t ： t 年の発電電力量、 C_t ： t 年に発生するコスト、 r ：実質割引率

- LCOEは発電に係る費用を発電電力量で除した値であり、当該電源種の**平均発電費用**を示す指標と考えることができる。
- 同時にこれは**限界発電費用**でもある。即ち、電源A及びBのLCOEを L_A 及び L_B とし、あるエネルギーミックスの中でAの発電量を x 増加させ、その分Bの発電量を減少させたとき、発電に係る総費用は $(L_A - L_B) x$ だけ増加する。
- このように、LCOEは発電構成の変化に伴う費用の変化を**線形近似して示したもの**と見ることができる。

統合費用の区分

※ 統合費用は以下のように区分することができる。

(出所) Ueckerdt F. et al., 2013, *Energy*, 63, pp.61-75. など

1. バランスコスト：Balancing costs

- ・主に短期の予測誤差に伴って追加的に生じる運用上のコスト。

2. グリッド増強コスト：Grid-related costs

- ・発電設備と電力需要の空間的な乖離に伴って生じるコスト。
- ・発電設備から系統までの接続線と、グリッド自体の増強の2種類が必要となる。
(前者は発電単価 (LCOE) の中に含まれることもあり、ダブルカウントしないよう注意が必要)

3. プロファイルコスト：Profile costs

- ・発電設備と電力需要の時間的な乖離に伴って生じるコスト。以下の項目に細分される。

3-1. 適合コスト (バックアップコスト) : Adequacy costs / Backup costs

3-2. 出力抑制コスト : Overproduction costs

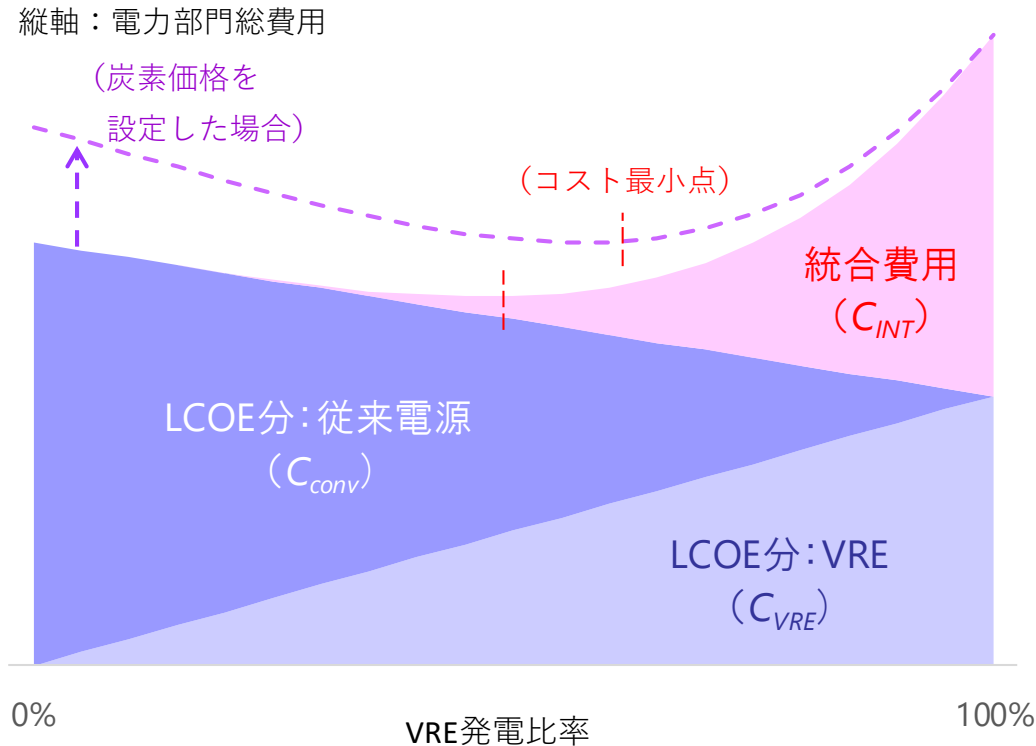
3-3. 設備利用率低下に係るコスト増加分 : Full-load hour reduction

3-4. 計画内の起動・停止回数増加に係るコスト増加分 : Flexibility effect

4. その他

- ・非同期発電機の増加 (慣性の低下) に伴う費用増など

VRE大量導入時の統合費用の概念



- 従来電源のLCOEよりもVREのLCOEの方が安くなった場合、LCOEに比例する費用（従来の発電コスト：図中 $C_{conv}+C_{VRE}$ ）のみで比較すると、VRE導入比率が高くなるほど総費用は小さくなる。
- 但し実際には、VREの大量導入に伴い出力抑制や蓄電システムの設置、グリッドの増強などに係る追加的な費用が発生する。LCOE分以外の追加費用（何に起因するものであれ、全て含めたもの：図中 C_{INT} に相当）を、VRE大量導入に係る**統合費用（Integration cost）**と呼ぶ。

「市場価値」について

- ある電源の「市場価値」を、「発電量」×「市場価格」の合計値として定義する。

$$V_i = \sum_t E_i(t)P(t) \quad E_i: \text{電源 } i \text{ の発電量、 } P: \text{時刻 } t \text{ における市場価格}$$

$$v_i = \sum_t E_i(t)P(t) / \sum_t E_i(t) \quad (\text{価値単価})$$

- P_i としては卸電力価格、容量市場価格などが考えられ、線形計画モデルの上では需給バランス式、供給予備率制約式などのシャドウプライスとして表現される。
- 均衡点（コスト最小となるエネルギーミックス）では、ある電源の価値はそのコスト（LCOE）と一致する。

共食い効果：再エネ大量導入時の課題

◎ 太陽光発電設備が大量に導入された場合

- 晴れた昼間に限界費用（ほぼ）ゼロの電力が大量に供給され、電力市場価値が非常に小さくなる。
- VREの大量導入に伴い、VRE自体の価値が急速に低下する。

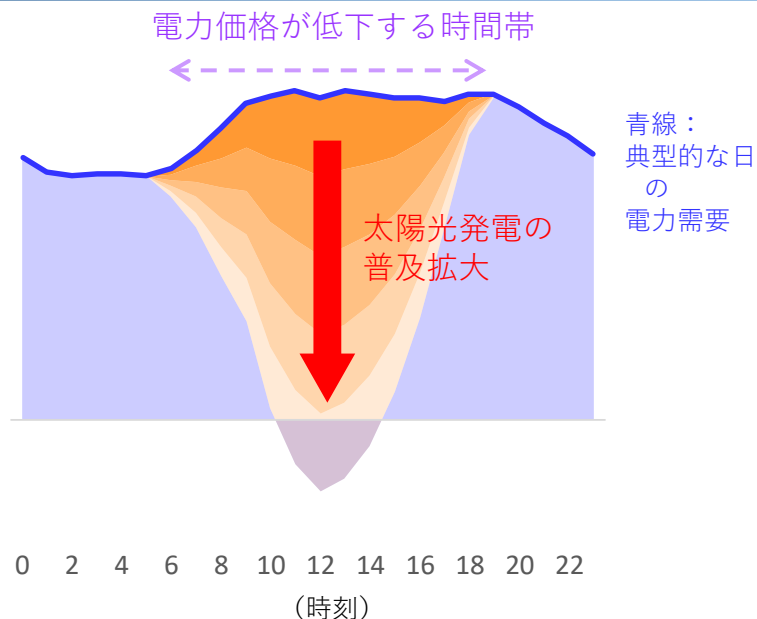
このとき、

太陽光発電設備

- 電力価格が低い時間帯にしか発電できない
- 太陽光発電の普及拡大に伴い、**太陽光発電設備自体の「価値」が低下する**
- 「価値」が「コスト」を下回ると、それ以上の普及拡大がより困難になる

従来型発電設備

- 夜間にも発電が可能なため、「価値」の低下は太陽光発電設備に比べて限定的
- 価格の低下により**設備の投資回収がより困難になる**
- 価格が燃料費を下回る場合には、設備利用率の低い運用が求められる



※ どのような電源であれ、**均衡点を越えて導入を進めた場合には**価値の低下が生じ、コストを下回っている。

統合費用と電源別平均費用・限界費用

統合費用

- 前々頁のピンク色の部分。エネルギーミックスに対して一つ与えられる値。電源別ではない。
- 発電コスト検証WGの参考①に相当。

電源別平均費用

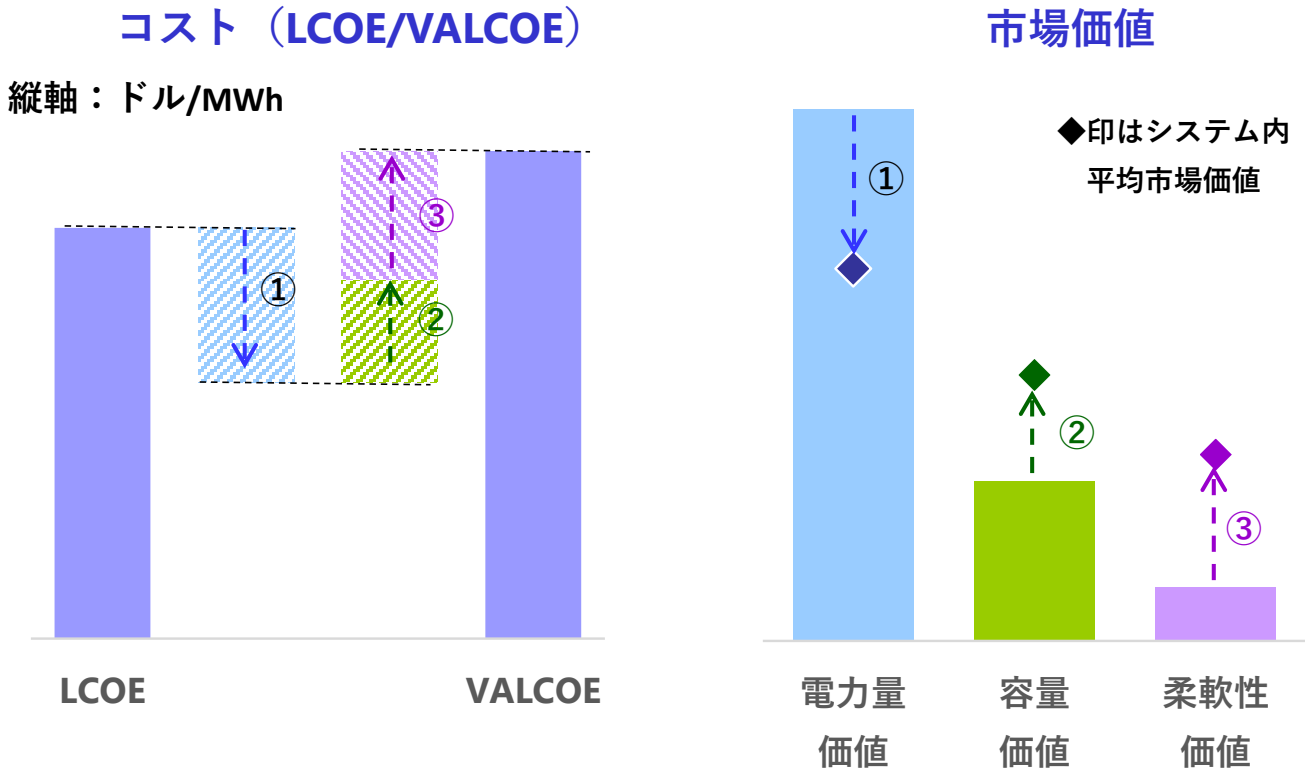
- 統合費用を電源別に割り振り、発電量で除した値。あるエネルギーミックスのもとで各電源について計算可能な値。

電源別限界費用

- ある電源を追加的に1kWh増やす際のコスト。あるエネルギーミックスのもとで各電源について計算可能な値。
- 発電コスト検証WGの参考②に相当。

価値調整済みLCOE (VALCOE) : 電源別限界費用

(出所) OECD/NEA & IEA, Projected costs of generating electricity 2020 Editionを基に作成



- 価値調整済みLCOE (Value-adjusted LCOE: VALCOE) とは、再生可能エネルギーの大量導入等に伴う電力市場の変化を経済性評価に取り入れるためにIEAが考案した指標。ただし後述の通り同様の試みは他にも多くなされており、検討途上の段階にあると言える。
- あるエネルギーミックス内で、各電源の①電力量価値、②容量価値、及び③柔軟性価値を計測。「価値が低い電源」を「相対的にコストが高い」電源と見做し、市場の平均価値から当該電源の価値を引いた値をLCOEに加算することで、価値によるコストの補正を行う。

システムコストを考慮したVALCOE以外の評価指標

1) 統合費用 (Integration cost, System cost)

電力部門の総費用からLCOE比例分を差し引いたもの。世界各地域を対象に多数の評価例あり。

2) System value

IEAによる概念（例えば“Next generation wind and solar power” (2016)）。

3) Levelized avoided cost of electricity (LACE)

米国エネルギー省（DOE/EIA）による指標。Annual Energy Outlookで用いられている。

4) Enhanced levelized cost/Wider system impact

英国ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）による評価指標。電源別限界費用。

5) System LCOE (Hirth et al., 2016)

電源別限界費用。電源の価値単価と需要の価値単価の差をLCOEに加算して推計。

6) Marginal system LCOE (Ueckerdt et al., 2013; Reichenberg et al., 2018)

電源別限界費用。2技術系にのみ適用される。

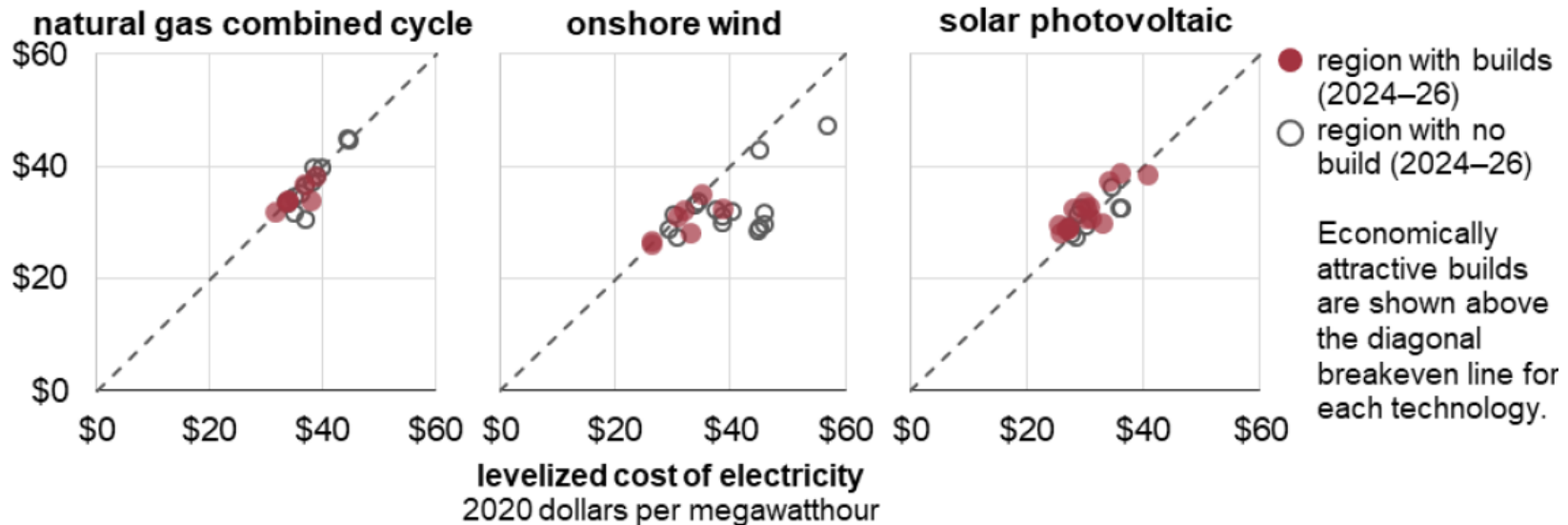
7) 相対限界System LCOE/平均System LCOE (Matsuo and Komiyama, 2021)

電源別限界費用と平均費用。

米エネルギー省（DOE）による平準化回避費用 （Levelized avoided cost of electricity: LACE）

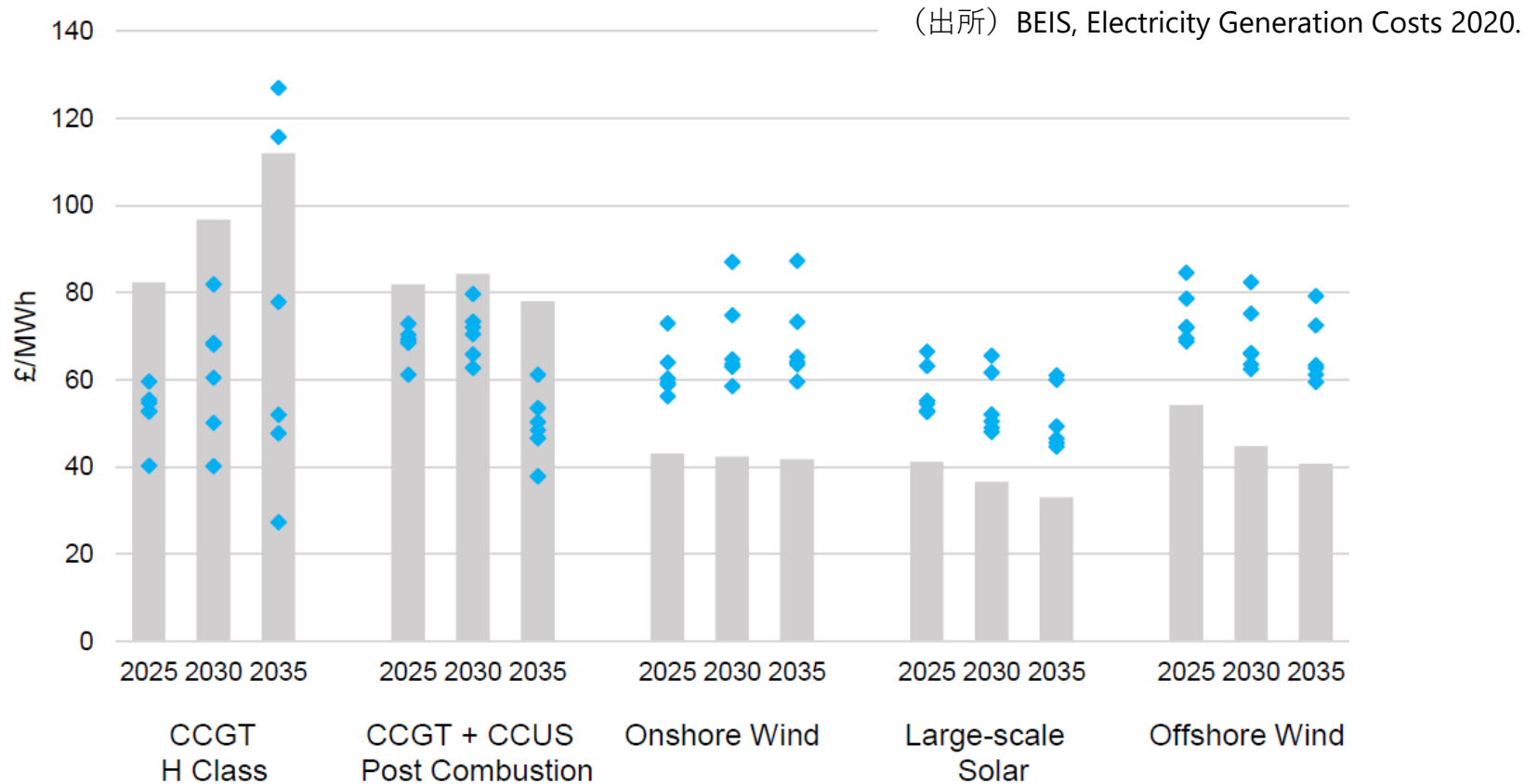
（出所） DOE/EIA, Levelized costs of new generation resources in the Annual Energy Outlook 2021.

levelized avoided cost of electricity
2020 dollars per megawatthour



- 米エネルギー省・エネルギー情報局（Department of Energy, Energy Information Administration）は電源の市場価値単価を平準化回避費用（LACE）と名付け、LCOEとは別途評価を行っている。
- LACEはエネルギーミックスによって異なり、また地域によっても異なる。ある電源のLACEがLCOEを上回れば、それを追加的に導入することが経済合理性をもつ。

英BEISによる拡張平準化コスト (Enhanced levelized cost)



- 英ビジネス・エネルギー・産業戦略省 (BEIS) は従来のLCOE (図中灰色) に加えて、①卸電力市場、②容量市場、③アンシラリーサービス市場、及び④電力系統への影響を加味した“Enhanced levelized cost”を評価 (図中◆印)。
- これらの影響は、当該電源をどのようなエネルギーミックスの中に追加するかによって大きく異なる。ここでは、2050年に電力部門を脱炭素化する6つのシナリオ (再エネ偏重ケース/原子力偏重ケース/中庸ケース×電力需要低位/高位) について評価を実施。

System LCOE_HUE (Hirth et al., 2016)

Hirth, Ueckerdt及びEdenhoferによるシステムLCOEは以下の式で定義される。

$$\text{SysLCOE_HUE}_i = c_i - v_i + v_L$$

c_i : 電源 i のLCOE (エネルギーミックス上での設備利用率を想定したもの)

v_i : 電源 i の市場価値

v_L : 電力需要の市場価値
(\doteq 全電源の平均市場価値)

$$v_L = \frac{\sum_t D(t)P(t)}{\sum_t D(t)}$$

D : 電力需要
 P : 電力価格

- System LOCE_HUEは、従来のLCOEを**システム価値分**で**補正**しようとするもの。VALCOEと本質的に同等の指標であることが指摘される。
- **均衡点では全ての電源のSystem LCOE_HUEが同一の値をとり**、需要の価値 (v_L) に一致する。
- System LOCE_HUEは**各電源のコストではなく、「均衡点からの乖離」を示す指標**と考えることができる。また、連系線の増強費用を適切に織り込むことが不可能であることが指摘される。

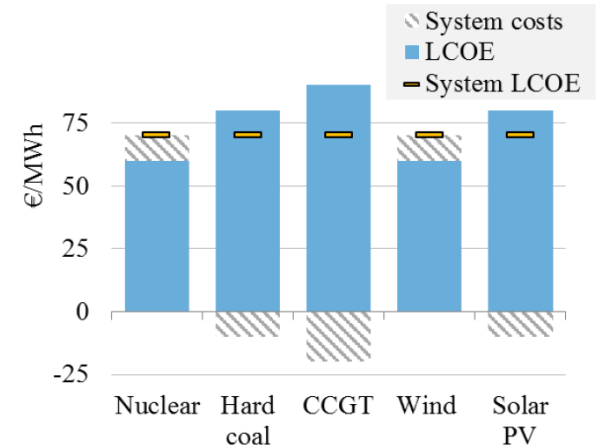
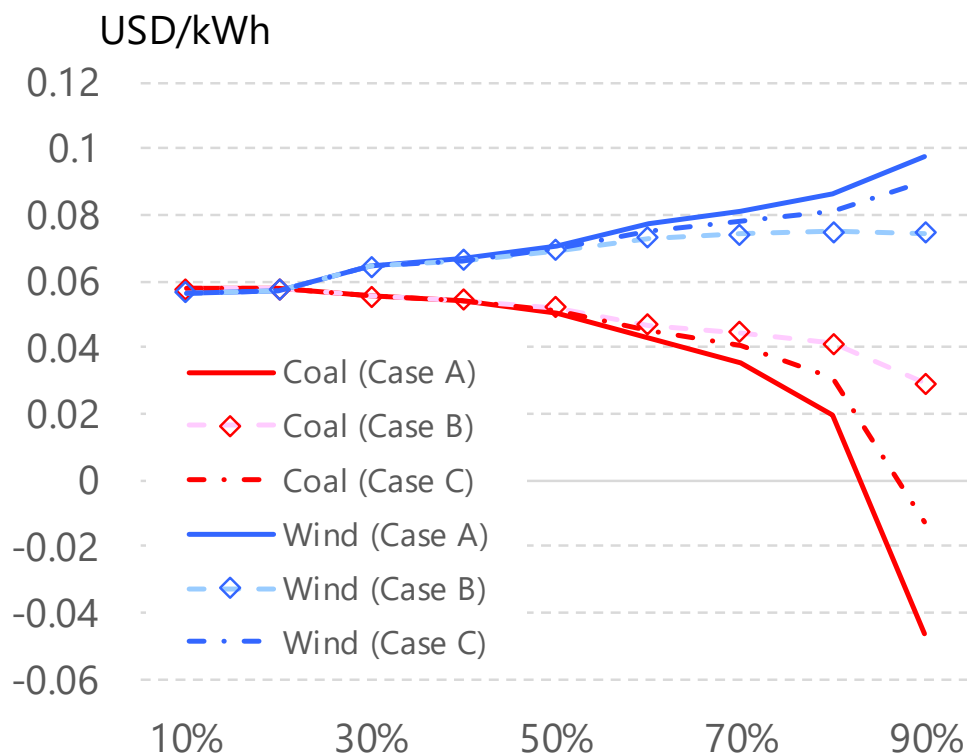


Figure 5: LCOE, variability costs, and System LCOE in the long-term economic equilibrium (levels are illustrative).

System LCOE_HUEの検討

2技術系での簡易モデル試算



- 2技術系簡易モデルにより、VRE発電比率10%～90%に対しSystem LCOE_HUEを計算（制約の入れ方でケース分け： A 火力発電量で制約、B VRE発電量で制約、C シェアで制約）。
- 例えばVREを制約した場合、火力のVALCOEは需要の平均価値に一致する。
- VRE比率90%になると**火力の価値が急上昇し、そのSystem LCOE_HUEは負の値**となる。また、ほぼ同じVRE比率90%ケースでも、**制約式の入れ方によって値が大きく変化**する。

System LCOE_HUEに関する論点

2電源間の代替に関する議論

- あるエネルギーミックスの中で、太陽光発電量を dx 増加させるとし、それに応じてガス火力発電が $dx' = Rdx$ 減少するとする。
- このとき、総費用のうち太陽光発電に関するコストは $c_{PV}dx$ (c_{PV} は太陽光のLCOE)増加し、その他の部分は $v_{PV}dx$ 減少する ($v_{PV}dx$ は太陽光の価値単価)。従って総費用 C は $(c_{PV} - v_{PV})dx$ 上昇する。
- 同様に、ガス火力発電発電量が減少することにより、総費用 C は $-(c_{gas} - v_{gas})dx'$ 上昇する。
- 従って、もし $dx = dx'$ であれば、

$$dC/dx = (c_{PV} - v_{PV}) - (c_{gas} - v_{gas}) = SysLCOE_{PV} - SysLCOE_{gas}$$

となる。但し、一般的には $dx = dx'$ は成り立たない。

「可分性」の問題

- 大分県内にPVを設置したとする。このとき、「電力需要の価値単価 v_D 」はこれを大分県内で測定するか、九州内で測定するか、あるいは日本で測定するかによって異なる。つまり、**System LCOE_HUEはそもそも一意に定義できない。**

平均System LCOEと相対限界System LCOE

Y. Matsuo and R. Komiyama, (2021). *Sustain. Sci.*, 16, 449-461.

平均System LCOE

- あるエネルギーミックスにおいて統合費用 C_{INT} を計算し、更に、それをある方法によって電源別に割り当てる。
- 割り当てられた統合費用を、当該電源の発電量（を電力量損失に関して補正したもの）で除することにより、平均System LCOEを計算することができる。

相対限界System LCOE

- あるエネルギーミックスにおいて**2種類の電源の発電量を代替した際に全体の総システム費用が上昇するか・低下するかを計測**することにより、それらの電源の相対的な経済性を評価する指標。
- ある「基準技術」（例えばその系で支配的な火力発電）の相対限界System LCOEは一定値 L_0 を取るとする。その上で、基準電源0を1kWh分電源 i で代替した際の総費用の上昇を L_I とし、電源 i の相対限界System LCOE L_i を $L_i = L_0 + L_I$ で定義する。

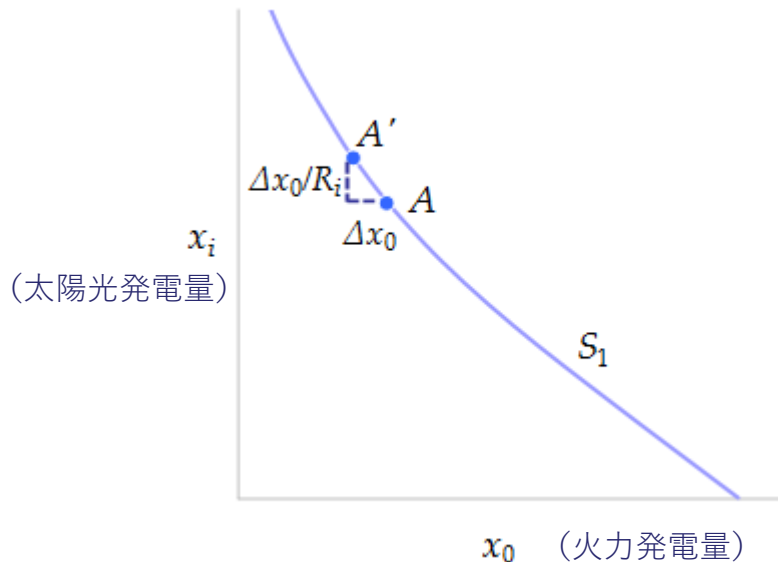
相対限界System LCOE

- 相対限界System LCOE LR_i を以下の式で定義することにより、 $dC = (LR_0 - LR_i) dx_i$ が成り立つ。

$$LR_i = \frac{1}{R_i} \frac{\partial C}{\partial x_i} - \frac{\partial C}{\partial x_0} + LR_0$$

x_0 : 基準電源の発電量、 x_i : 電源iの発電量、
 R_i : 代替による発電量比、 LR_0 : 基準電源の相対限界System LCOE

- LR_0 としては差当たりどのような値を用いてもよく、電源間の相対限界System LCOEの差のみが意味をもつ。
- $R_i=1$ の場合には、相対限界System LCOE (の差) はSystem LCOE_HUE (の差) と一致する。



平均System LCOE

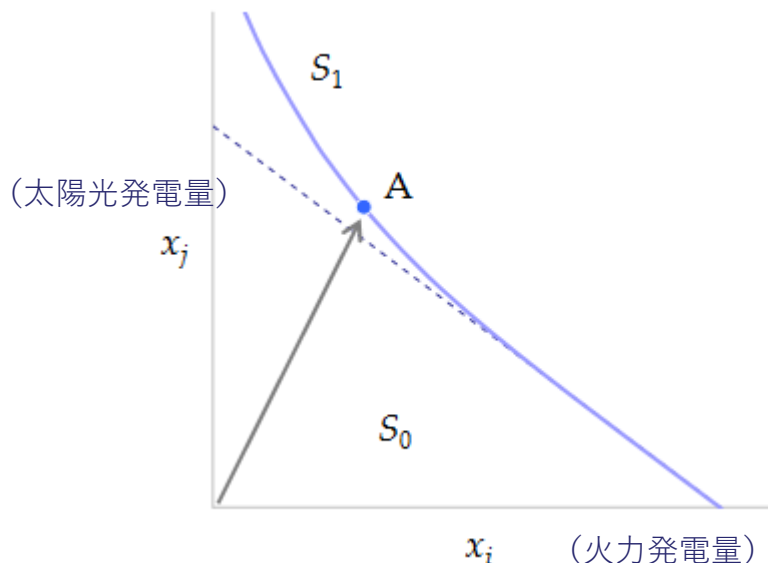
- 平均System LCOE LA_i は、総費用 C （もしくは統合費用 I ）を各電源に割り振り、それを各電源の発電量で除することにより算出される。

- C または I は、原点（=無限に柔軟でコストのかからない仮想的な電源によって全ての電力が供給されている状態）から下図に示す直線的なパスで以下の積分を取ることで、各電源に分配される。

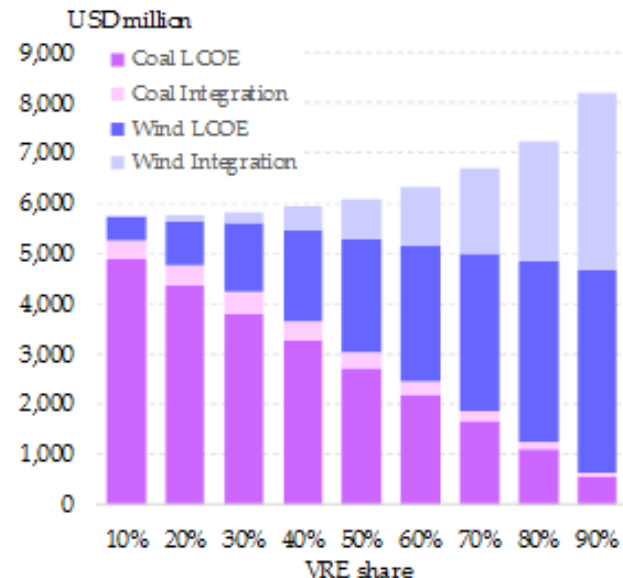
$$C = \sum_{i \geq 0} C_i = \sum_{i \geq 0} \int \frac{\partial C}{\partial x_i} dx_i$$

- この割り振られた C_i を発電量 x_i で除することで LA_i が計算されるが、その際、発電量 x_i は発電量比 R_i によって補正される必要があることに注意。

積分パス

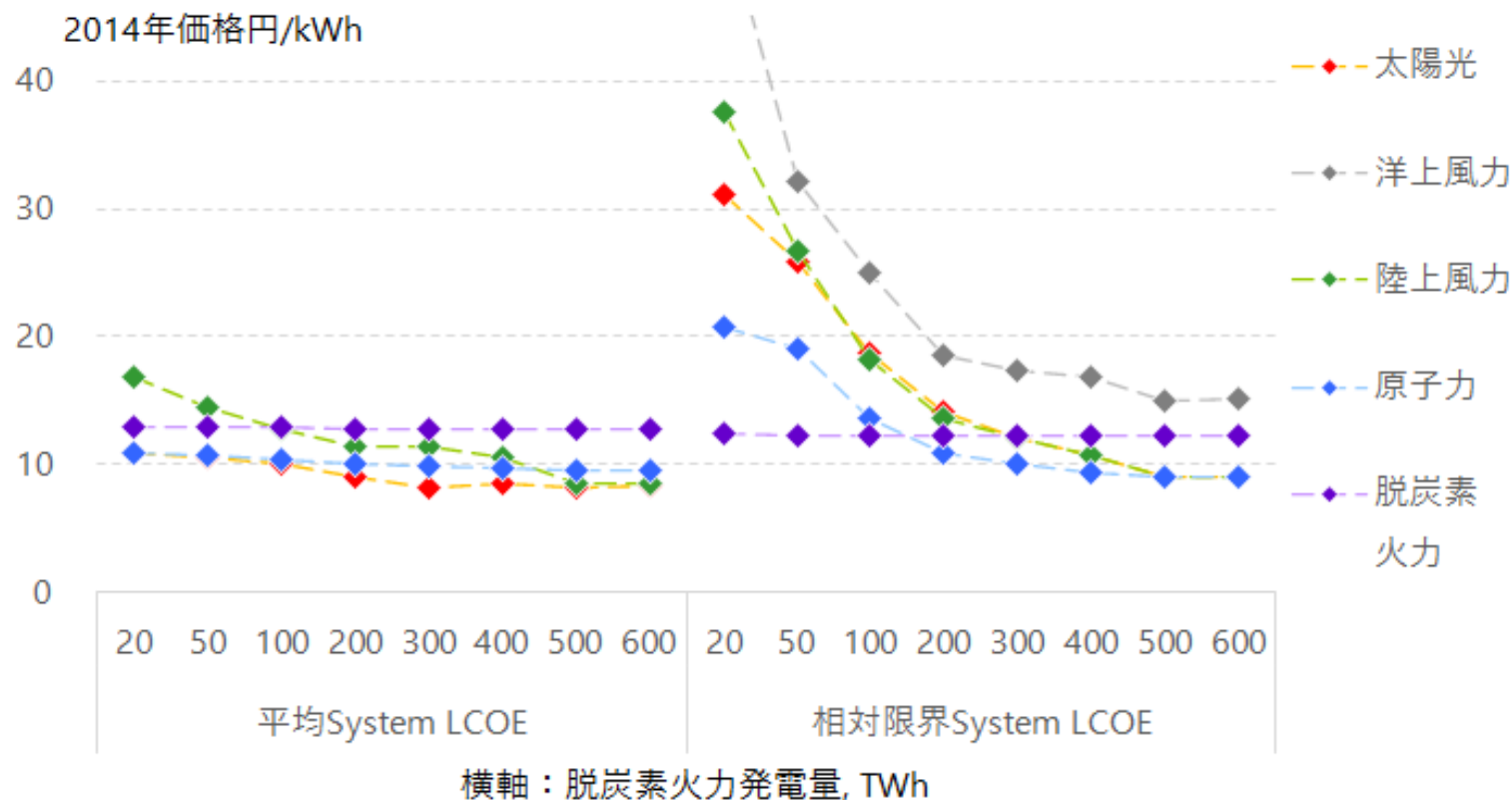


火力とVREへの割り振り例



日本の2050年評価例：平均費用と限界費用

Y. Matsuo and R. Komiyama, (2021). *Sustain. Sci.*, 16, 449-461.



- 2050年に日本で電力部門の脱炭素化を実現することを想定し、(1)変動性再生可能エネルギー、(2)その他の再生可能エネルギー、(3)原子力、(4)脱炭素火力（水素など）によって全電力を供給することを想定。脱炭素火力を基準電源として表示。
- 火力発電量が小さくなり、再生可能エネルギー比率が高まるにつれて、太陽光・風力の限界費用は顕著に上昇する。

電源別限界費用から得られる示唆

※ 統合費用を考慮した電源別限界費用の評価により、以下のような理解が得られる。

- 各電源のコスト（経済性）は単一の値によって示されるものではなく、**それが存在するエネルギーミックスの状況に応じて変化する**。
- ある電源の限界費用が他電源よりも低い場合にはその導入量を拡大させることが経済合理性をもち、高い場合には経済合理性を失う。換言すれば、「最適なエネルギーミックス」においては理論上、全ての電源の限界費用が同じ値をもつ。
- ある電源の導入量が小さい場合にはその限界費用は比較的安く、**導入量が大きくなるにつれて限界費用は上昇する**。特に、均衡点（＝最適なエネルギーミックスにおける導入量）を超えて導入を進めると限界費用が著しく上昇し得るため、**単一の電源に過度に依存するシナリオは多くの場合、総コストの上昇を招く**。
- 資源制約や社会的要因等によって導入が均衡点以前で抑えられている電源は、他電源よりも低い限界費用をもつ。逆に、政策的理由により均衡点を超えて導入が進められている電源は、他電源よりも高い限界費用をもつ。
- このようなことから、一般的な条件のもとに計算を行った場合、**ゼロ・エミッション火力発電をゼロにするエネルギーミックスは最適にはならない**ように思われる（但しこの結論がどの程度頑強であるかについては、今後も継続的に議論が必要）。もしそうであれば、原子力発電はその発電コストがゼロ・エミッション火力発電よりも低い限りにおいて、エネルギーミックスの中で重要な役割を果たし得る。

(1) 統合費用・電源別限界/平均費用の概念

(2) 発電コスト検証WGにおける電源別限界費用

(3) 日本の2050年を対象とした統合費用・電源別限界費用の評価例

2030年の相対限界System LCOE (LCOE*) : 解析方法

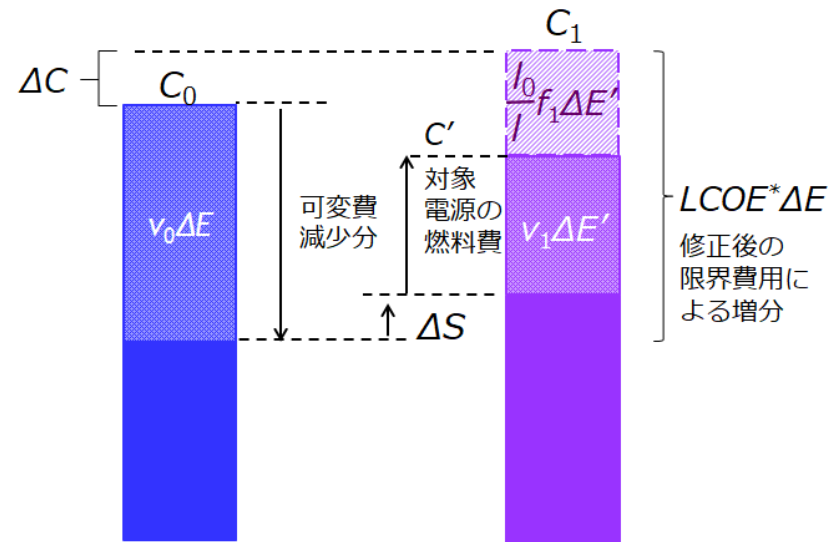
- 長期エネルギー需給見通し（2015年試算及び2021年試算）における**2030年エネルギーミックス**の中で、大規模太陽光・陸上風力・原子力・LNG火力・石炭火力の相対限界System LCOEを評価。
- 混合整数計画モデルである（株）J-POWERビジネスサービスのMRを利用。全国を10地域に区分、国内全てのプラントを模擬して起動・停止を含めた需給運用を推計。
- 発電設備は固定、**運用のみをシミュレート**。即ち、2030年時点での発電設備は既存計画に従いほぼ確定しているものと想定し、そこに微量の新規設備を追加したときの電力システムの変化を評価。具体的には、ベースシナリオの太陽光発電量の2%・5%に相当する発電量分に対応する各電源の設備を追加導入し、概ね整合的であることを確認した上で2%の値を採用。
- 太陽光・風力の設備容量は長期エネルギー需給見通しに従うが、その地域区分は電力広域的運営推進機関（OCCTO）の見通しに準じて案分。原子力・火力は電力需要に比例して案分。
- 追加した原子力は出力を固定し、変動できないと想定して試算。
- 揚水は既存設備相当を想定、**蓄電池やEV・DRは想定せず**（別途想定した場合について試算を実施、論文投稿中）。
- 地域間連系線は計画に準じて固定。二次調整力（LFC：負荷周波数制御）の確保を考慮。

2030年の相対限界System LCOE (LCOE*) : 解析方法

- エネルギーミックス内に微小電源を追加した場合の、追加前後の運用費用（下図 C_0 および C' ）と、追加電源による火力発電電力量の減少分（下図 ΔE ）を評価。
- C' に追加電源の資本費である $l_0/l f_1 \Delta E'$ を加えた値が追加後の総費用 C_1 となるため、これを C_0 と比較して相対限界System LCOEを評価。
- 下図より $C_1 - LCOE^* \Delta E = C_0 - v_0 \Delta E$ となり、両辺を ΔE で除して $LCOE^* = (C_1 - C_0)/\Delta E + v_0$ と計算される。
- 電源追加時の**火力発電減少量 ΔE** は、**一般的には追加電源の発電量 $\Delta E'$ よりも小さい**ことに注意（出力抑制や送電ロス・揚水損失に相当）。
- v_0 の選択に任意性**があり、LCOE*の絶対値は厳密には固定されない。

記号

| | |
|-------------------------|----------------------------------|
| C_0, C_1 | : ベースの運用費用、電源追加後の総費用 |
| C' | : 電源追加後の運用費用 |
| $\Delta C (=C_1 - C_0)$ | : 電源追加による総費用の変化 |
| ΔS | : 系統安定化のためのディスパッチ等費用 |
| ΔE | : 追加電源の有効な発電電力量 (火力の発電電力量減少分) |
| $\Delta E'$ | : 追加電源の本来の発電電力量 |
| v_0 | : ベースのエネルギーミックスにおける 限界運用費の単価 |
| f_1, v_1 | : 追加電源の固定費・可変費の単価 |
| l | : モデル計算時の追加電源の設備利用率 |
| l_0 | : 均等化費用LCOE算出時の想定設備利用率 |
| LCOE, LCOE* | : 均等化費用と統合を反映した電源別限界コスト |

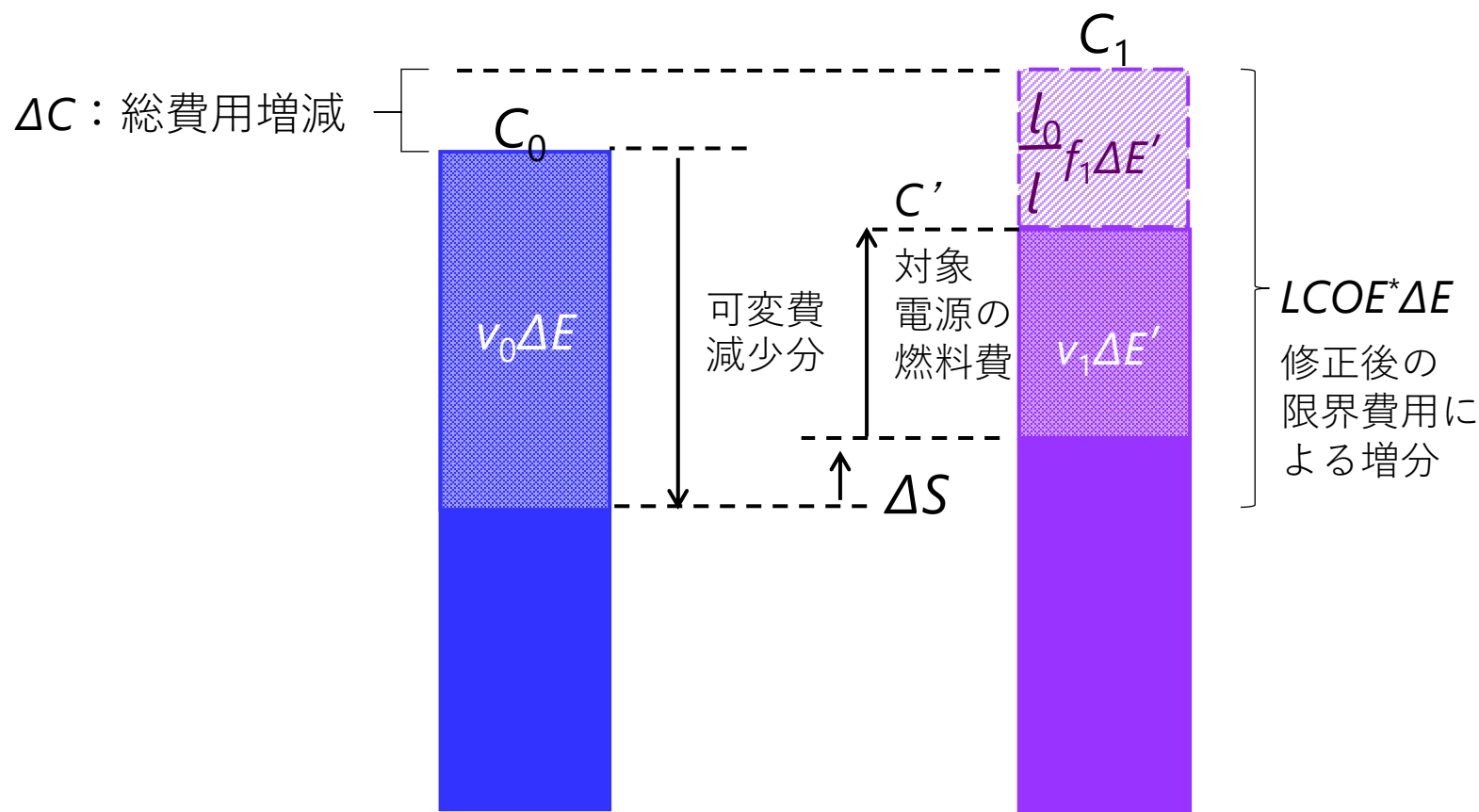


燃料費がある場合の年間の総費用のイメージ
(PV、風力の場合は、 $v_1 \Delta E$ はゼロとなる)

LCOE* : 原子力の場合

(ベースの総費用)

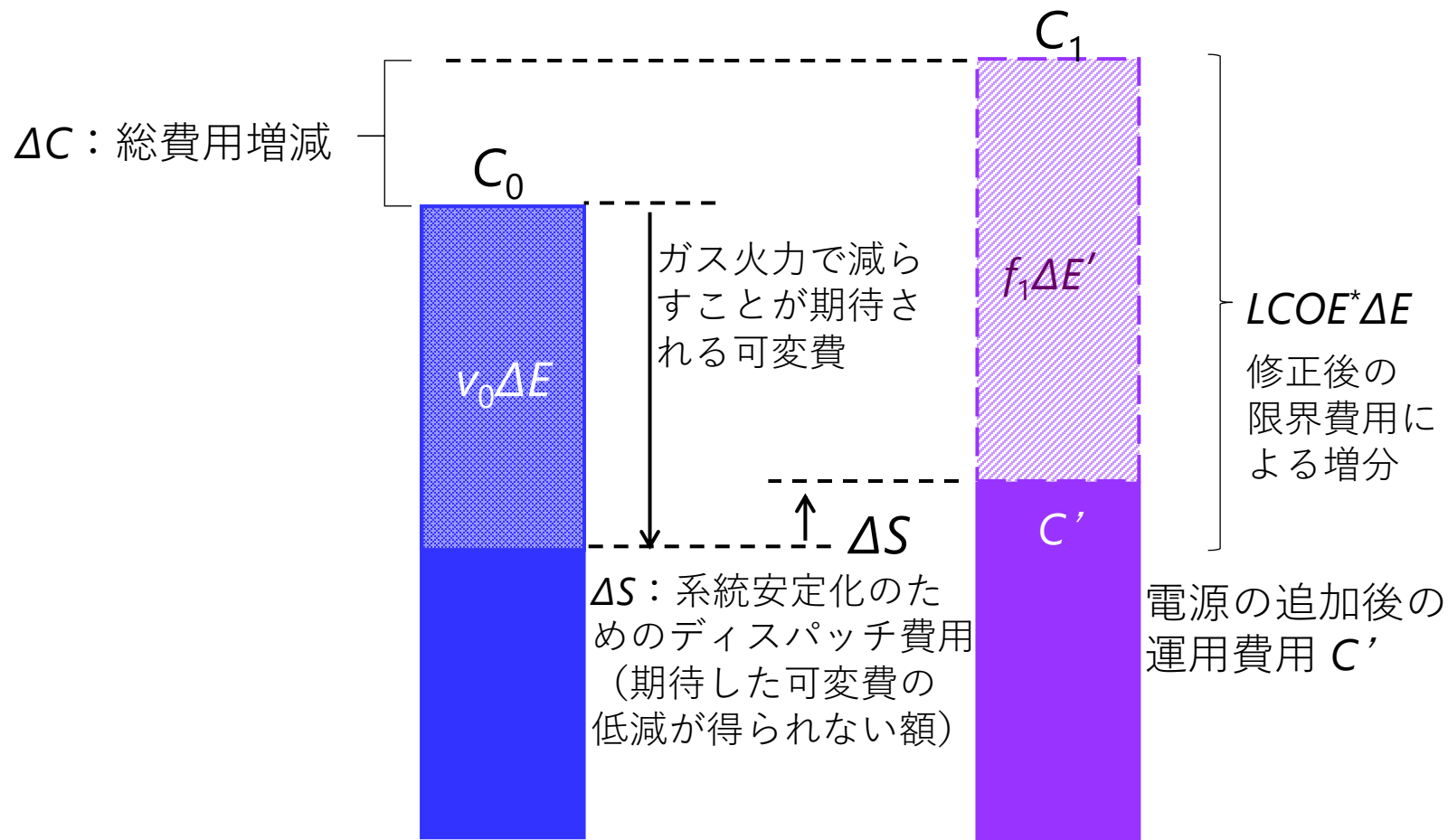
(追加後の総費用)



LCOE* : 太陽光・風力の場合

(ベースの総費用)

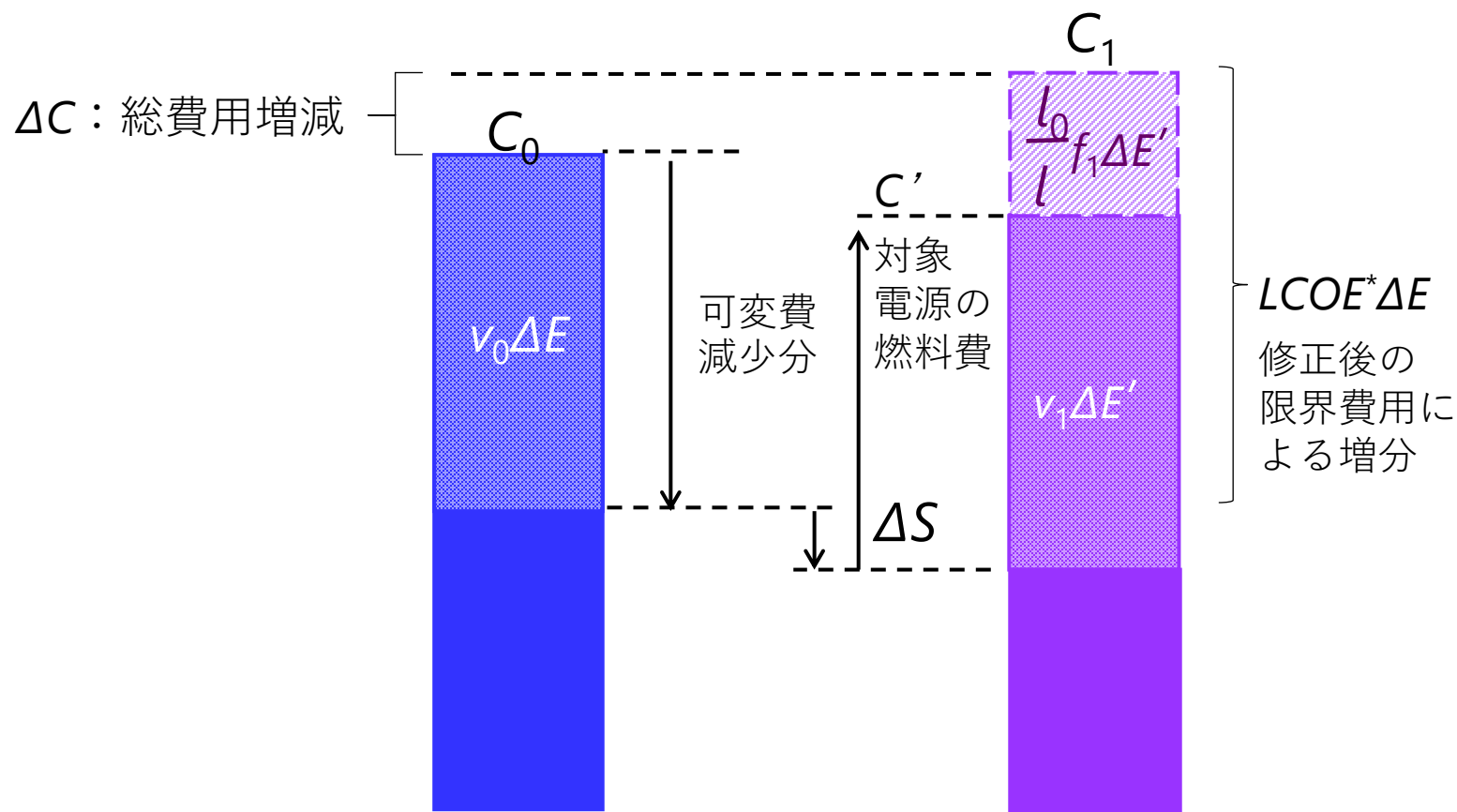
(追加後の総費用)



LCOE* : ガス火力の場合

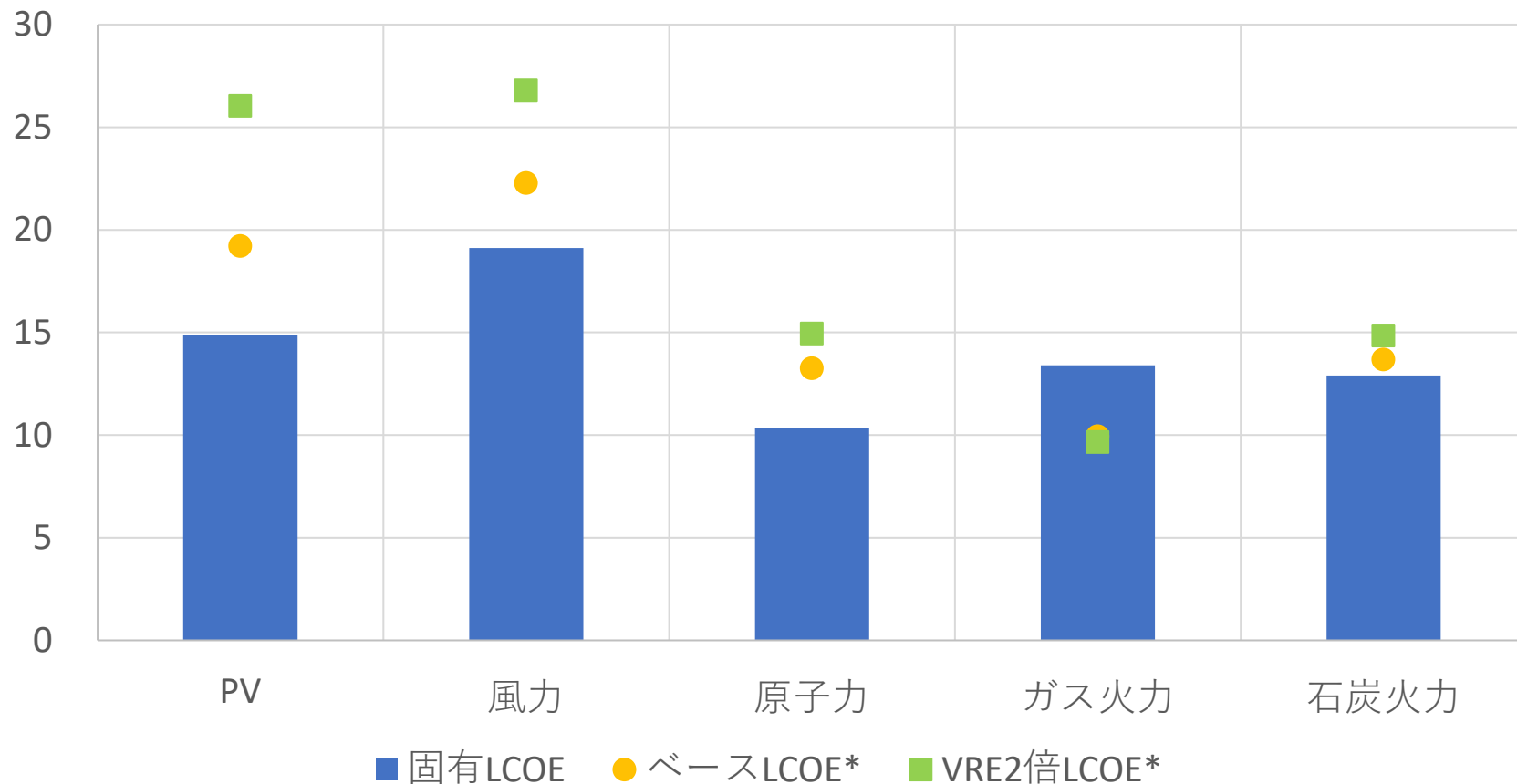
(ベースの総費用)

(追加後の総費用)



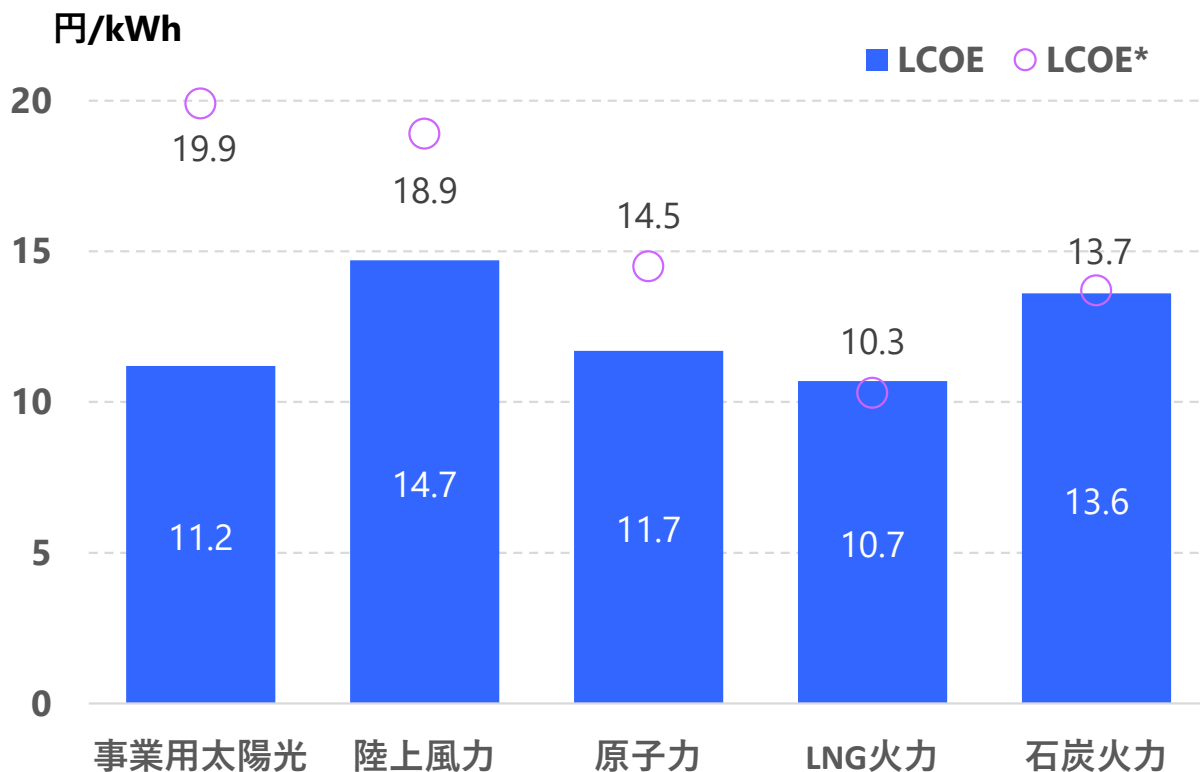
解析結果：前回コストWGに準じた試算値

固有LCOEとシステム統合を反映したLCOE*（円/kWh）



Base：前回2030年ミックス(2015年試算)、VRE2倍：PV・風力2倍

解析結果：今回試算



- 太陽光・風力・原子力はLFC調整力を出せないと想定しているため、これらを導入した際には、エネルギーミックスの中で石炭火力からLNG火力への代替が生じ、コストが上昇する。
- 太陽光・風力では更に電力ロス拡大によりLCOE*が上昇する。
- LNG火力は高い調整力を持ちLCOE*は低下するが、他方で高い設備利用率では稼働しないため、（設備利用率70%を想定した）LCOE 10.7円/kWhに比べると上昇寄与となり、差し引きでほぼLCOE=LCOE*となる（後述）。

LCOE*の要素分解

$LCOE = f_1 + v_1$ に対し、

$LCOE^* = (C_1 - C_0)/\Delta E + v_0$ は ΔS の導入により以下のように分解される。

$LCOE^* \cdot \Delta E = \Delta S + v_1 \Delta E' + l_0/l \times f_1 \Delta E'$ (下図参照) より、

$$LCOE^* = \Delta S/\Delta E + \Delta E'/\Delta E (v_1 + l_0/l \times f_1)$$

$$= LCOE + \textcircled{1}(\text{ディスパッチ等}) + \textcircled{2}(\text{発電電力量}) + \textcircled{3}(\text{設備利用率})$$

① $\Delta S/\Delta E$

ディスパッチ (燃料種※・運転点・起動停止など) による費用の変化

※ 調整力の差による石炭からガスへの代替など

② $(v_1 + l_0/l \times f_1)(\Delta E'/\Delta E - 1)$

均等化費用(LCOE)算定時とモデル計算時の設備

利用率の差異により固定費分を補正したLCOE

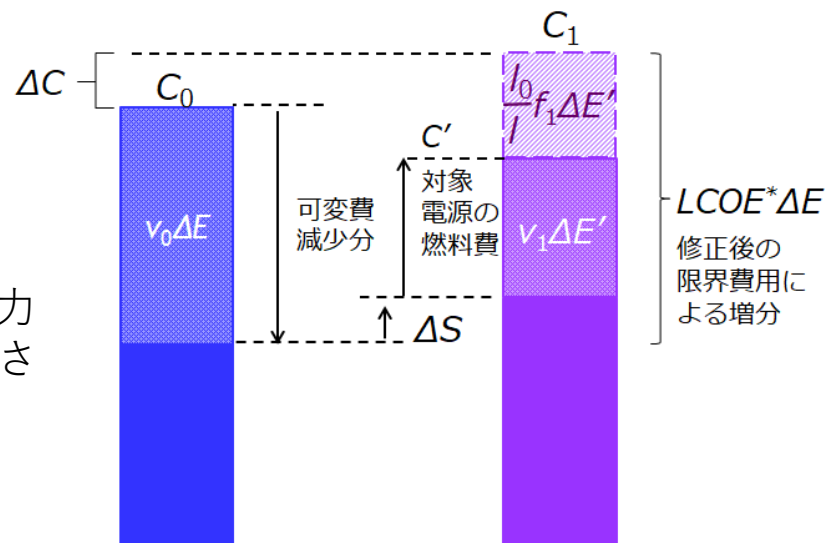
$(v_1 + l_0/l \times f_1)$ に対する**有効な発電電力量率による補正**

揚水発電の損失や連系線などの損失、PVや風力の出力抑制により ΔE が減少すると、 $LCOE$ が増加方向に補正される。

③ $f_1(l_0/l - 1)$

②の補正に用いた設備利用率の差異による

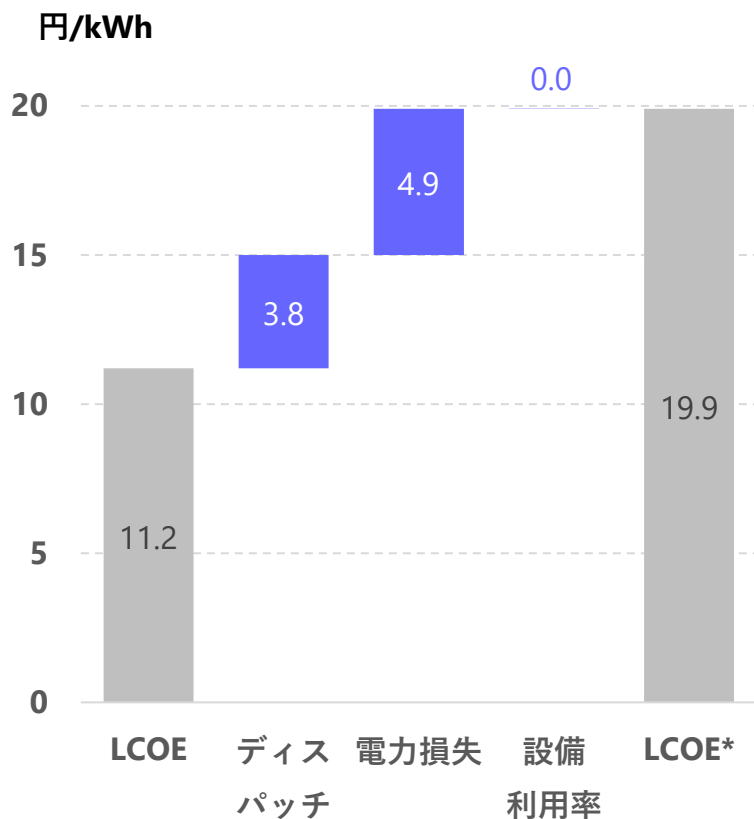
均等化費用(LCOE)の固定費分に対する補正



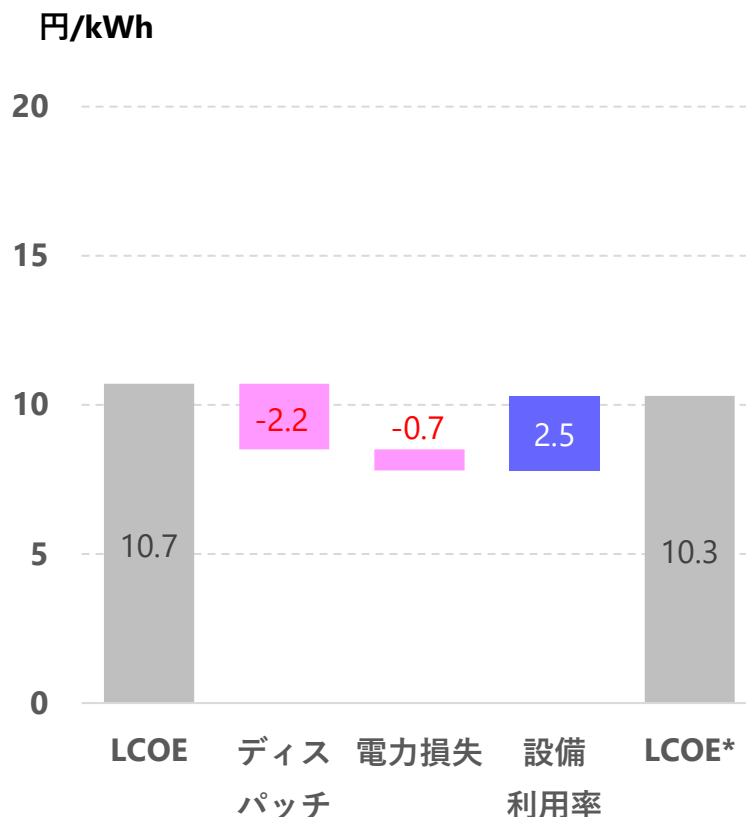
燃料費がある場合の年間の総費用のイメージ (再掲)

LCOE*の要素分解

事業用太陽光



LNG火力



- LNG火力以外の電源は相対的に調整力が低く、①ディスパッチが上昇要因となる。
- また、VRE（太陽光・風力）は導入により出力抑制や揚水損失・送電損失が発生するため、②電力損失が大きなコスト上昇要因となる。

まとめと今後の課題

- 従来用いられてきた均等化発電原価（LCOE）ではVRE大量導入時の電源別の経済性を評価することが不可能であり、新たな評価指標の確立が望まれる。
- 2030年のBrownfield（既設設備が残る電力システム）における評価では、電力需給解析モデルにおいて各電源の発電量を微小に変化させることにより、電源別限界費用（LCOE*）を算出することができる。
- 電源別限界費用は、調整力の差などによるコスト変化のほか、出力抑制や揚水損失等の電力量の変化に影響される。特に、ある特定の電源（例えばVRE）を大量に導入すると、その電源のLCOE*が急速に上昇する。このため、バランスのとれたエネルギーミックスを目指すことが政策的に重要となる。
- 電気自動車による電力需給の安定化（VtoG）によって太陽光のLCOE*が19.9円/kWhから大幅に低下するとの試算結果もあり（荻本ら, 論文投稿中）、LCOE*は**必ずしも特定電源（再エネ等）の導入の難しさのみを示すものではなく**、「どのようにすれば導入を促進することができるのか」を検討するための方法として用いられることが望ましい。

報告内容

- (1) 統合費用・電源別限界/平均費用の概念
- (2) 発電コスト検証WGにおける電源別限界費用
- (3) 日本の2050年を対象とした統合費用・電源別限界費用の評価例**

日本の試算例： 「ゼロ・エミッション」電源による発電構成の評価

Y. Matsuo et al. (2018), *Energy*, 165, pp. 1200-1219.

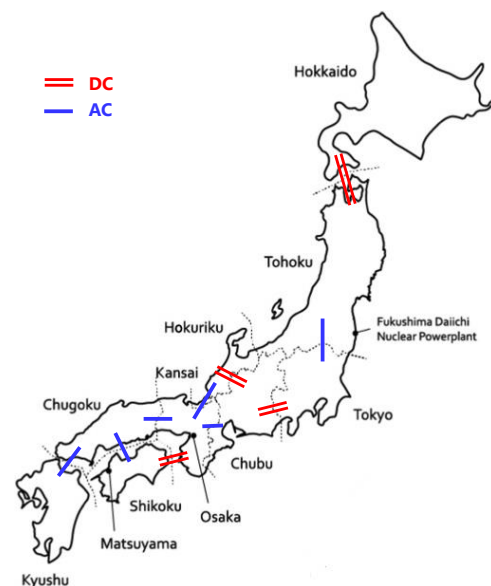
- ・ 日本全体を9地域に区分、各地域内の風力・太陽光発電量をAMeDASデータ（2012年）から15分間隔で推計。
- ・ 需要に見合う電力を供給できるような発電・蓄電・送電設備の導入量及びその運用に対し、全国の総システムコスト（資本費、運転維持費、燃料費等の合計値）を推計。
- ・ 総コストが最小になる（＝「最適な」）設備構成及びその運用を線形計画法（Linear programming: LP）により評価。
- ・ 2050年の「ゼロ・エミッション」化を想定し、以下の4種の電源をモデル化。

変動性再生可能エネルギー（VRE） 風力（陸上・洋上）、太陽光

再生可能エネルギー（その他） 水力、地熱、バイオマス

原子力 軽水炉。あり（上限25GW）、なし（0GW）を想定。

ゼロ・エミッション火力 CCS付き火力発電
または輸入水素発電



太陽光・風力導入ポテンシャル

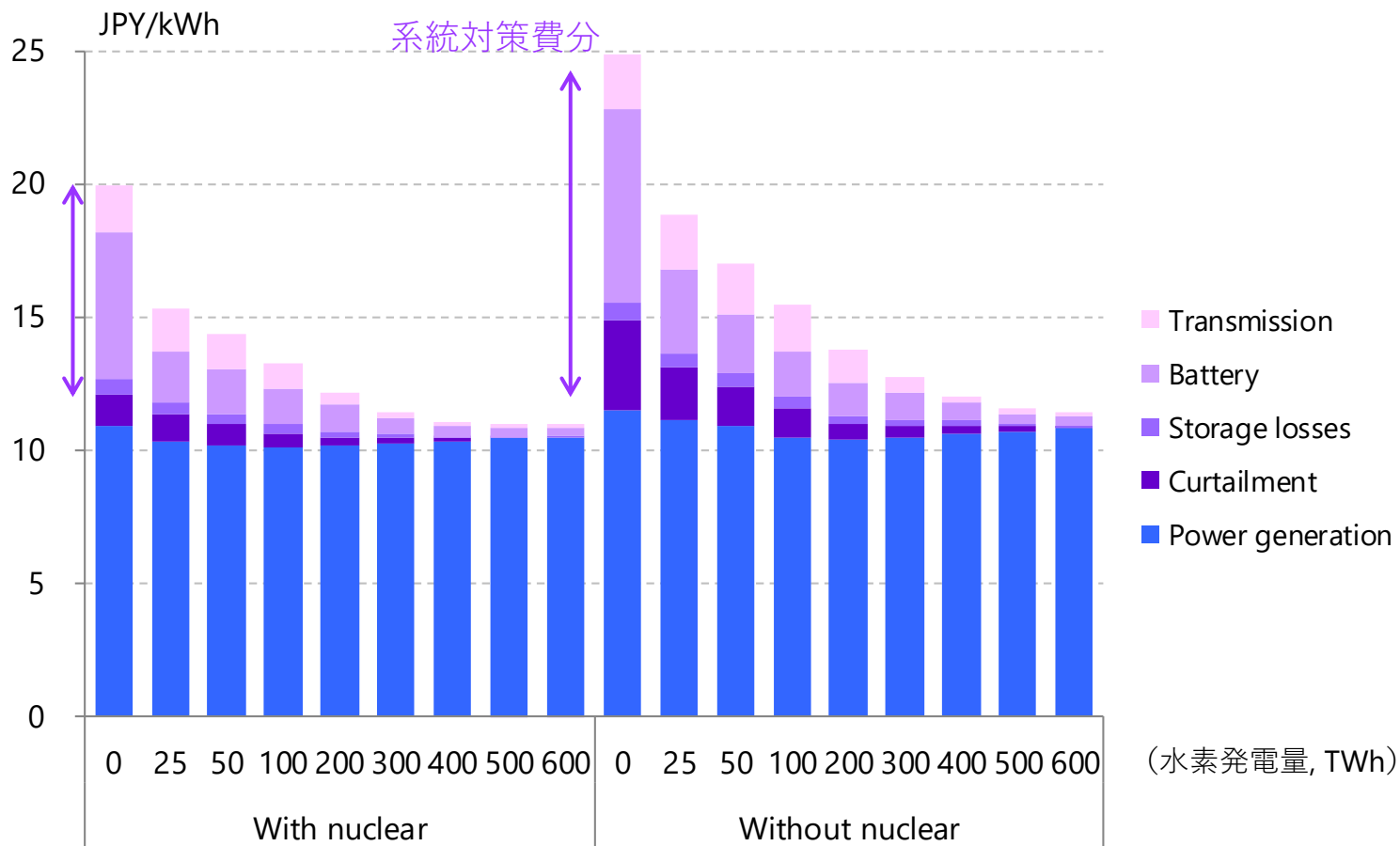
Unit: GW

| | Solar PV | | Onshore wind | | Offshore wind | |
|----------|----------|-----------|--------------|-----------|---------------|-----------|
| | FIT | Potential | FIT | Potential | FIT | Potential |
| Hokkaido | 15 | 20 | 146 | 152 | 177 | 399 |
| Tohoku | 25 | 46 | 67 | 69 | 34 | 215 |
| Tokyo | 52 | 81 | 4 | 4 | 39 | 82 |
| Chubu | 38 | 50 | 11 | 11 | 23 | 40 |
| Hokuriku | 9 | 17 | 5 | 5 | 0 | 43 |
| Kansai | 26 | 39 | 11 | 11 | 0 | 30 |
| Shikoku | 13 | 18 | 5 | 5 | 2 | 46 |
| Chugoku | 24 | 33 | 9 | 9 | 0 | 120 |
| Kyushu | 37 | 53 | 16 | 17 | 2 | 359 |
| Total | 239 | 356 | 271 | 281 | 277 | 1,339 |

環境省によれば、日本国内には太陽光・風力の莫大なポテンシャルが存在。そのうち、FIT制度により合理的に導入可能な地点だけでもかなりの量となる。

今回、上表の「FIT」相当を太陽光・風力の上限として設定。

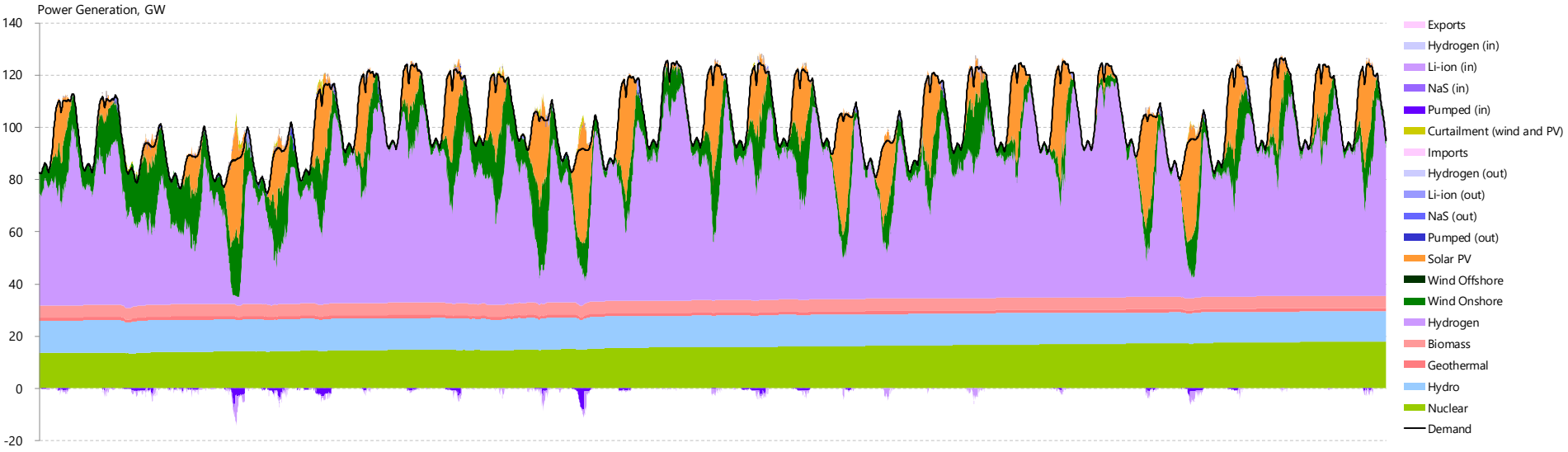
試算結果：発電単価内訳（コスト中位ケース）



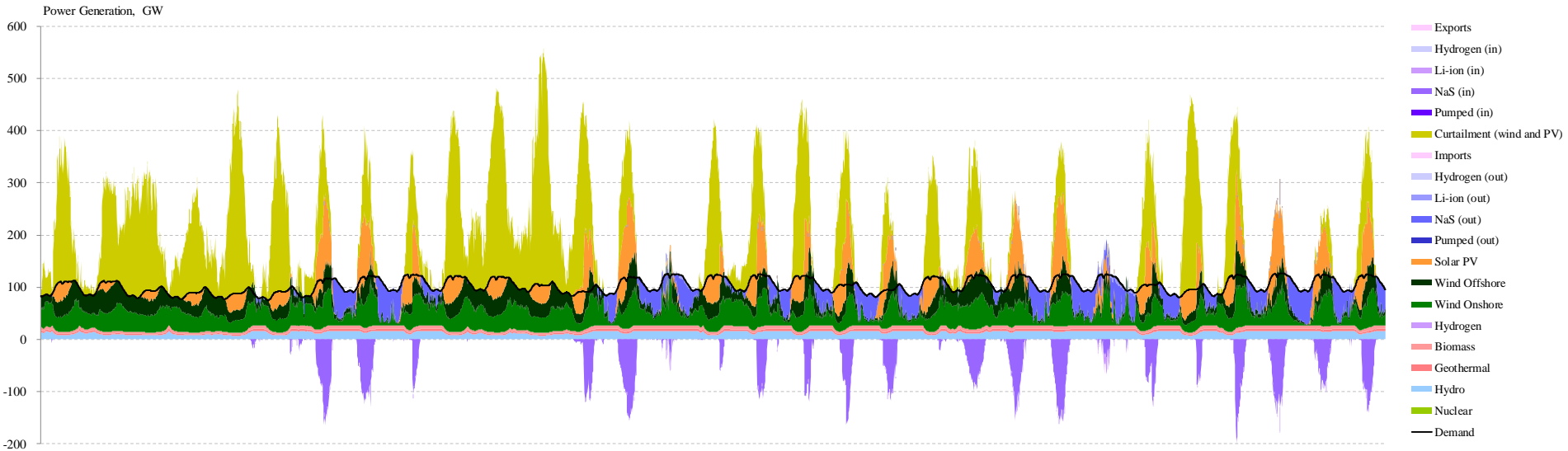
- ・ 系統対策コストは蓄電池分、出力抑制分、地域間連系線分及び蓄電ロスに伴う余剰発電分からなる。
- ・ 水素0 TWhの「原子力なし」ケースでは再エネの発電設備容量が増大し、出力抑制分が非常に大きくなる。

5月の電力需給（全国計）

最適化

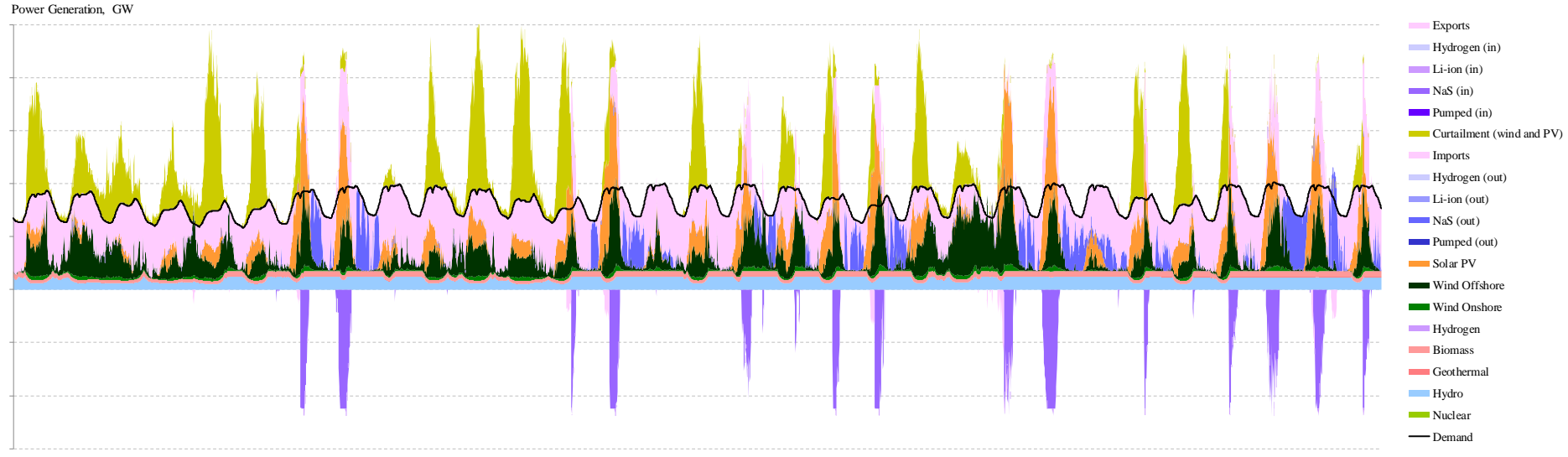


火力・原子力なし

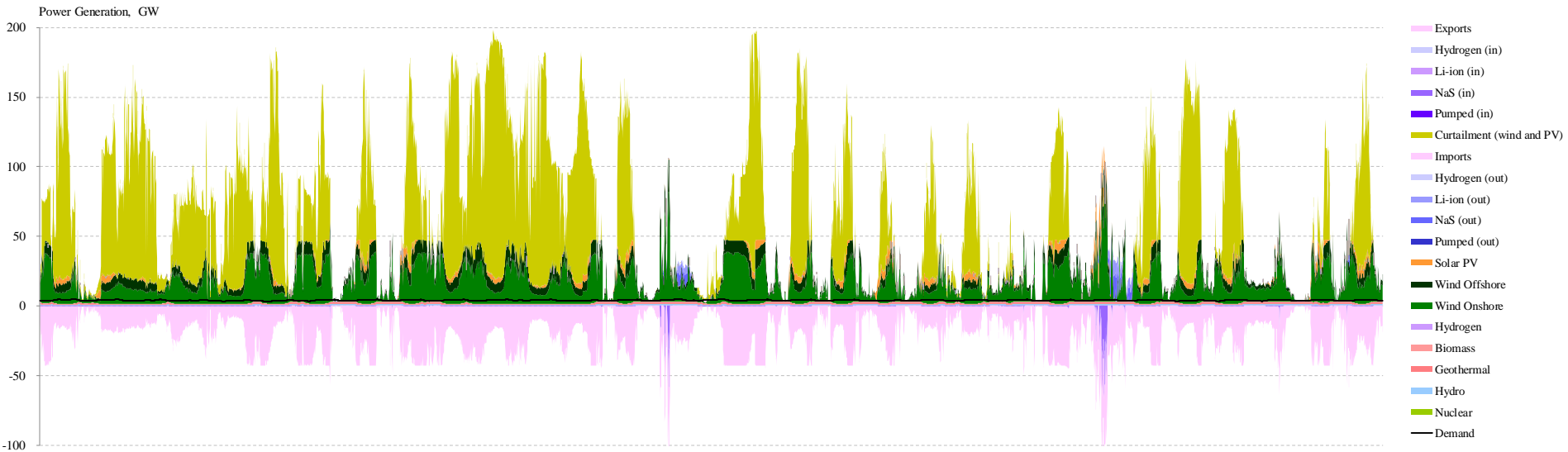


5月の電力需給（火力・原子力なし）

東京

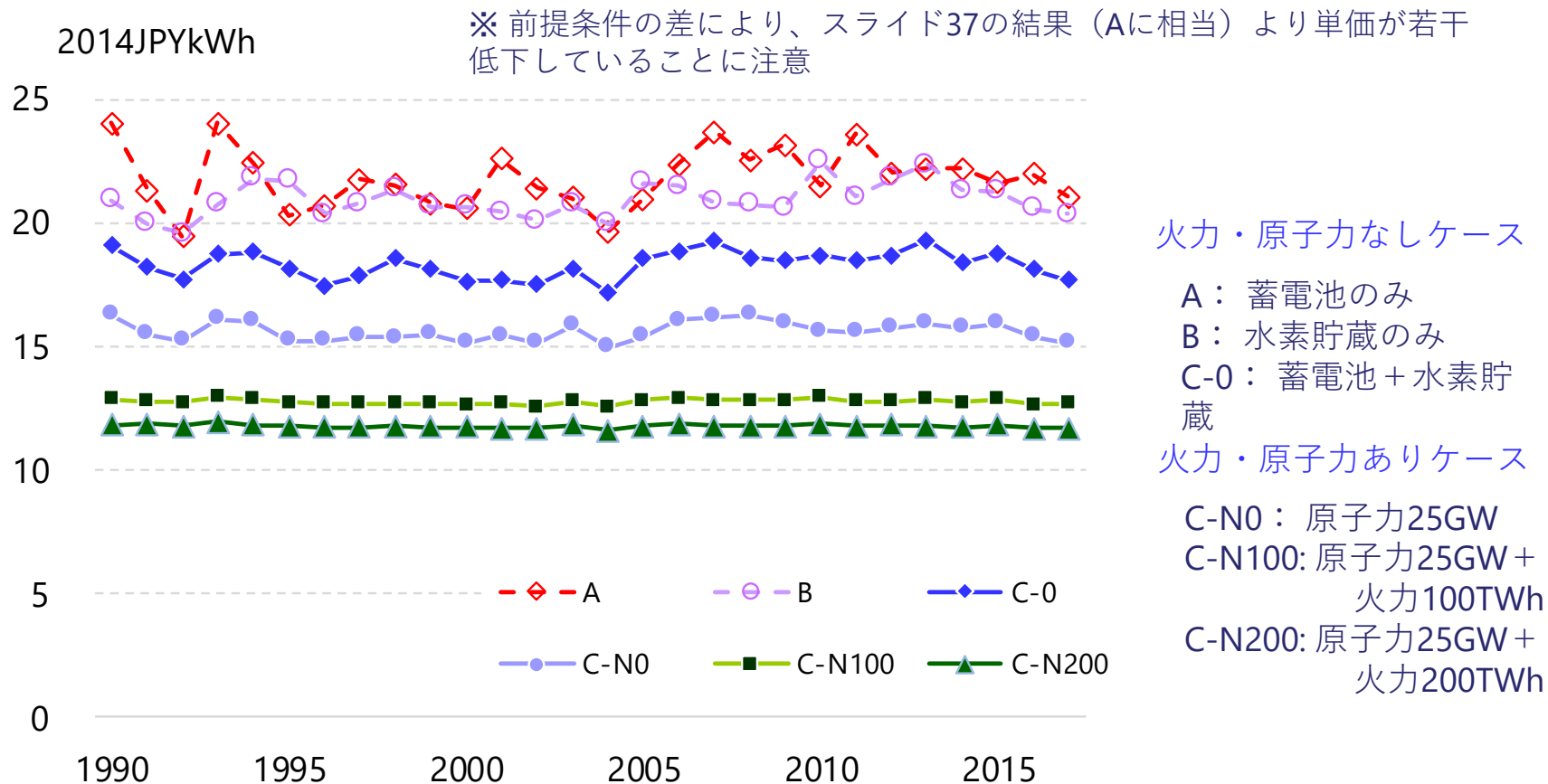


北海道



気象条件の変化による影響

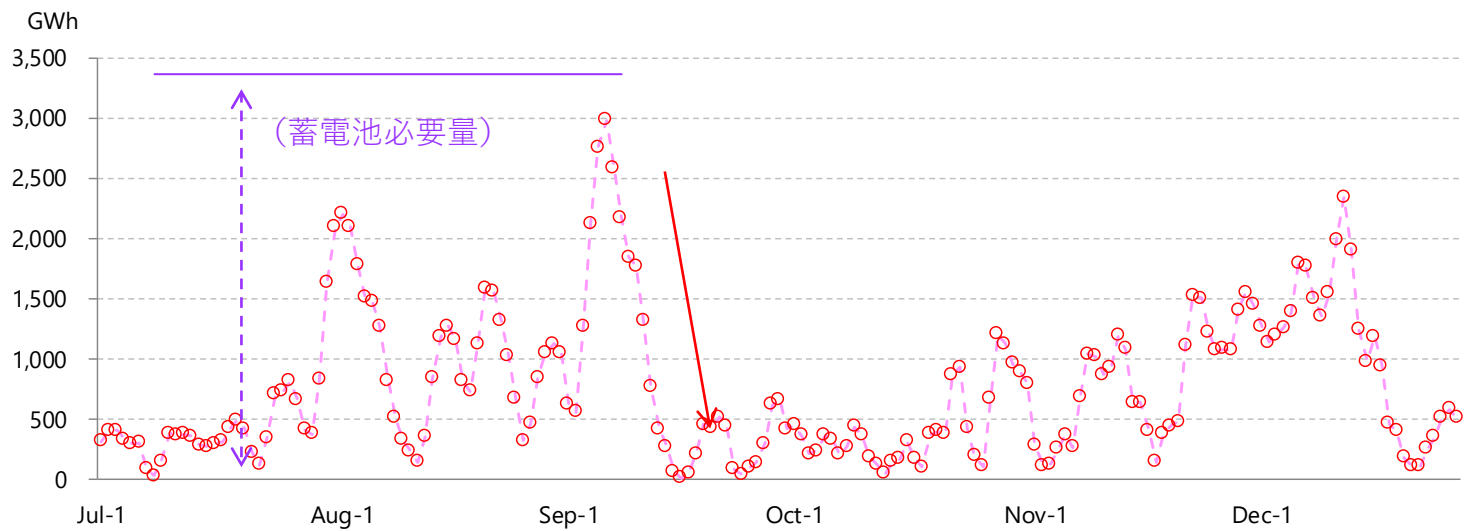
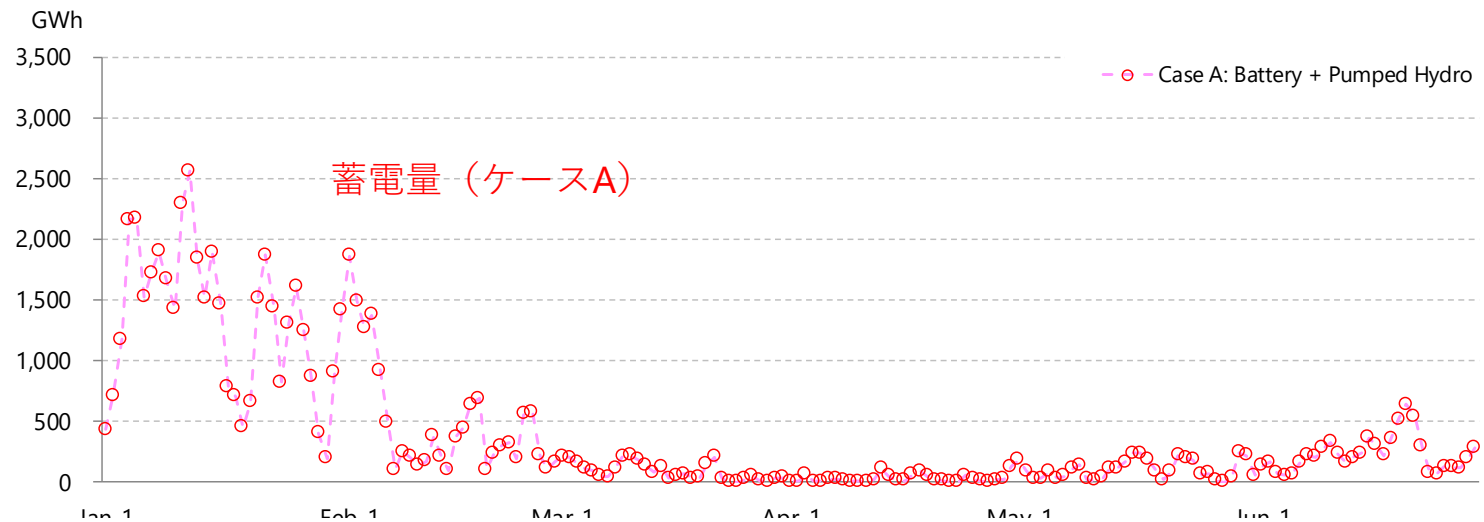
Y. Matsuo et al. (2020), *Applied Energy*, 267, 113956.



・ 蓄電池のみでなく水素貯蔵を併用することにより、再生可能エネルギー大量導入時のコスト上昇を幾分抑制することが可能となる。

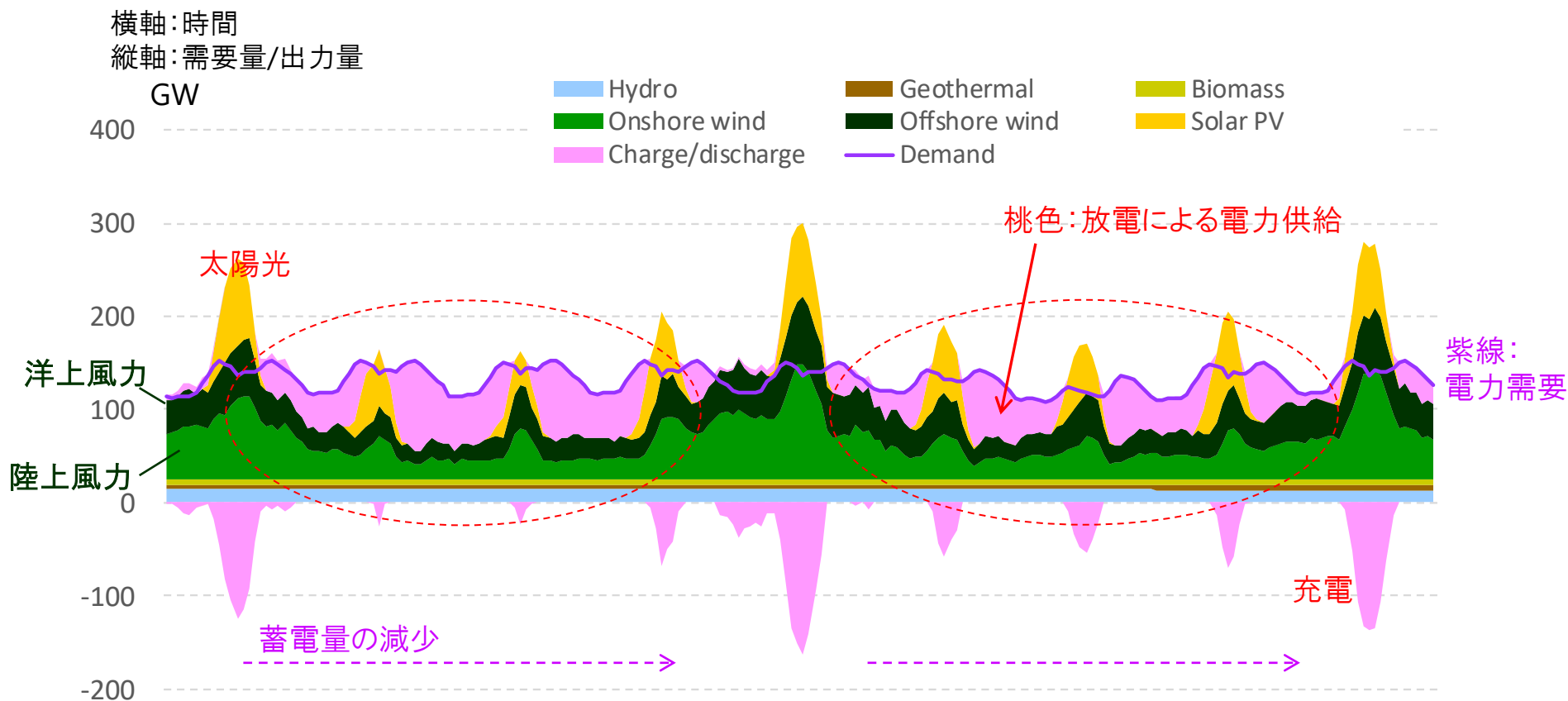
・ 再生可能エネルギー大量導入時の経済性は気象条件によって大きく変動する。1990年～2017年のデータを用いた推計では、蓄電池 + 水素貯蔵併用ケース（C-0）でも電力単価は標準偏差0.6円/kWh程度で変動。

年間蓄電量の推移 (2000年データ、ケースA)



- この例 (2000年データ、火力・原子力なし、水素貯蔵なし) では3,400GWhの蓄電池が必要となる。
- 3,000GWh超の蓄電は年に1度のみ必要とされる。

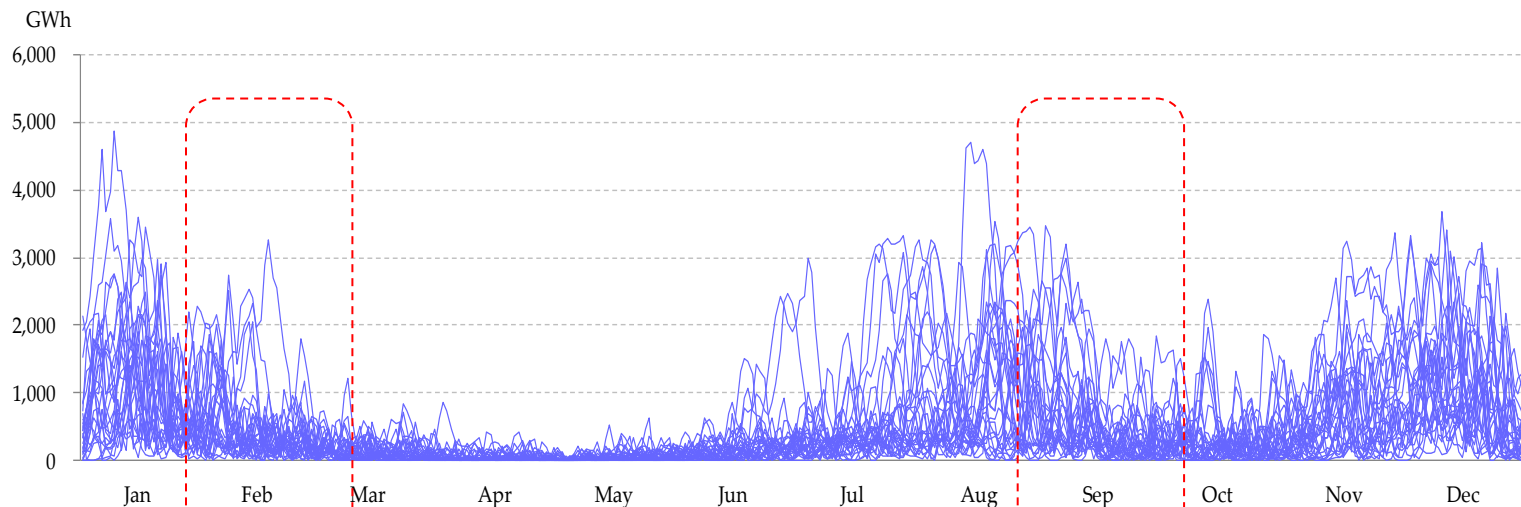
蓄電量を決定する要因：「無風期間」



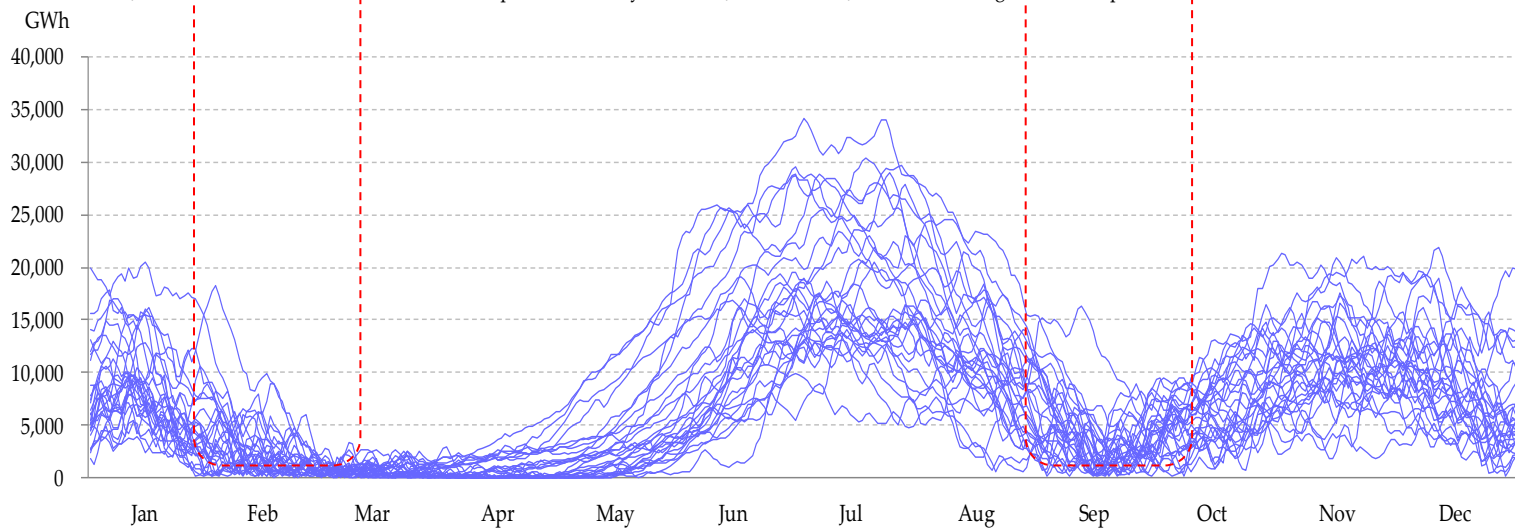
- ・ 風力・太陽光の発電量が極めて小さくなる時期（**無風期間**・“**Dark doldrums**”と呼ばれる）が1年に1～2度程度生じる。
→ この「無風期間」の電力需要を賄うために必要な電力量が、蓄電池の必要量となる。
- ・ 無風期間に対処するための蓄電システムのコストが、長期の将来において非常に高いVRE比率を達成する場合の統合費用を決める大きな要因となる。

年間蓄電量：多年データによる試算結果

ケースA (蓄電池)

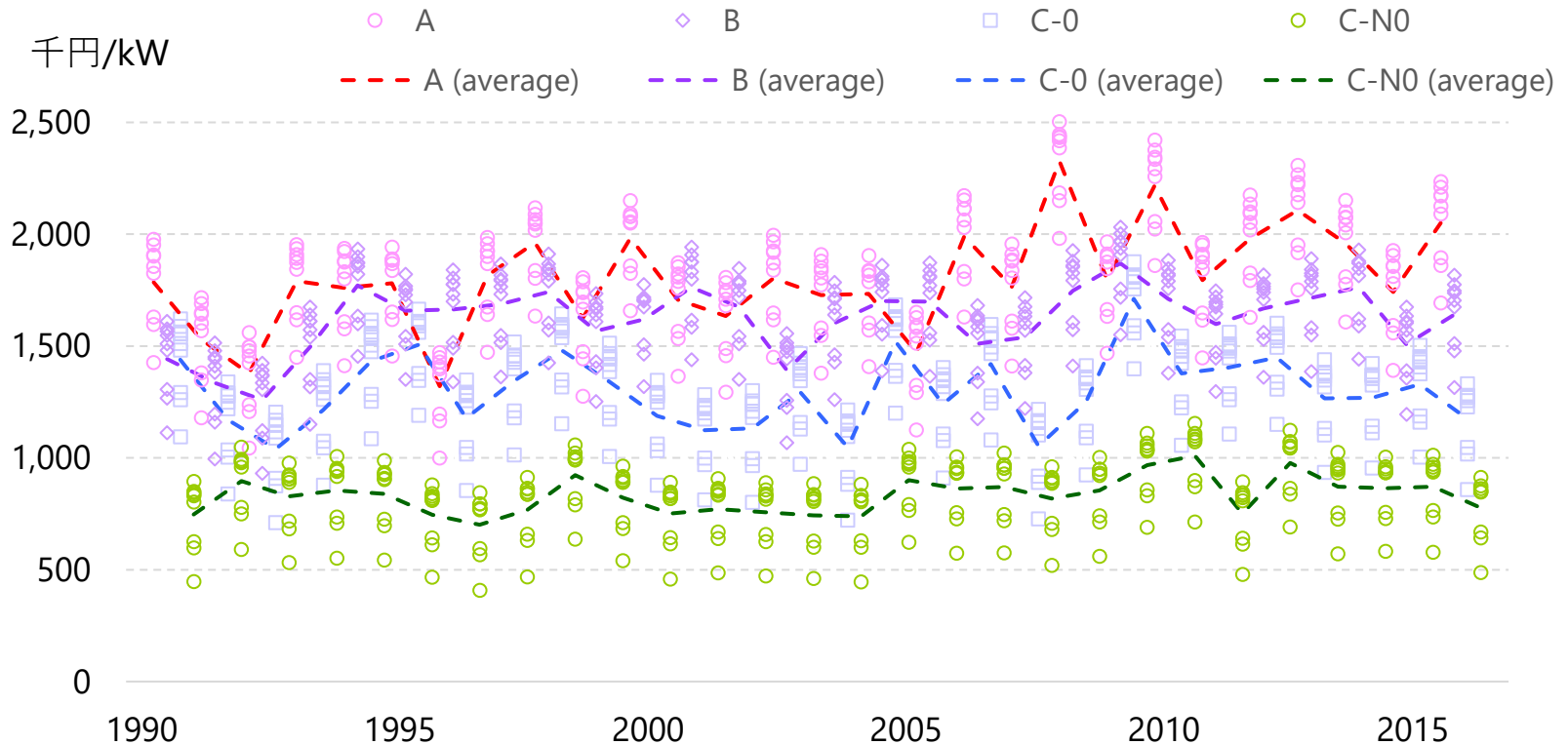


ケースB (水素貯蔵)



- 28年間のデータを用いた試算により、「無風期間」は概ね冬（2月頃）及び夏～秋（8～9月）に発生し、それに備えた電力貯蔵が必要となることがわかる。
- 実際にはいつ、どの程度の「無風期間」が生じるかは予測できないことに注意。

原子力発電設備制約のシャドウプライス



A : 蓄電池のみ
B : 水素貯蔵のみ
C-0 : 蓄電池+水素貯蔵
C-N0 : 原子力あり
(25GW)

・ 原子力発電設備制約のシャドウプライスは、「建設単価が追加的にどの程度上昇するまで原子力発電所の新設は経済合理性をもつか」を示す。

・ 再生可能エネルギー大量導入時のシャドウプライスは非常に高く、特に既設の原子力発電所がない場合には100万円/kWを超える。これは、**無風期間における安定供給を果たすために原子力が貢献し得る**ことを意味している。

(相対)限界System LCOEの評価：ケース設定

※ 2050年を想定して6つのケースを設定。

ケース6：太陽光・風力発電コストが概ね過去のトレンドに従って低減するケース

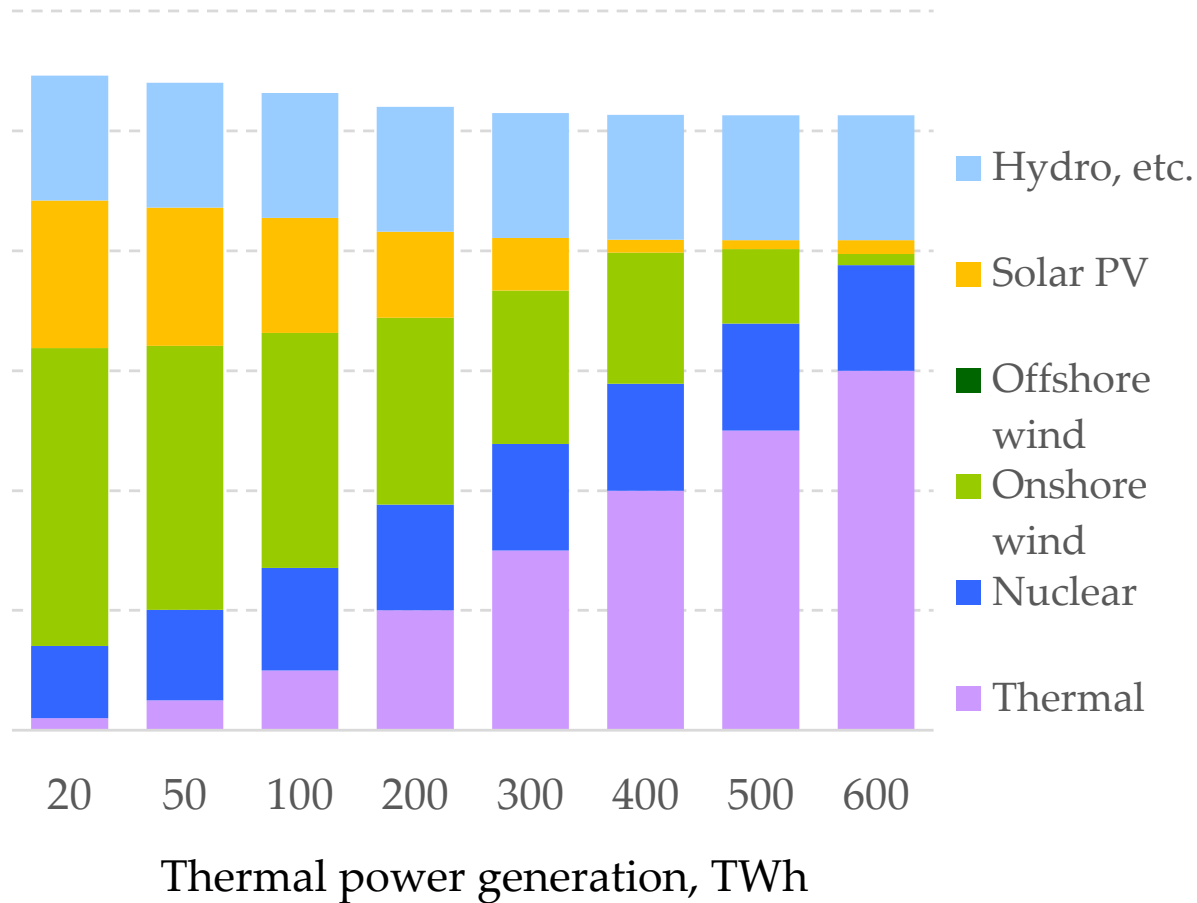
ケース5：経産省による現行目標（太陽光：2025年に7.0円/kWh、陸上風力：2030年に8～9円/kWh）を遅れて達成するケース

ケース4：経産省による現行目標が達成され、更にコスト低減が進むケース

単位：2014年価格円/kWh

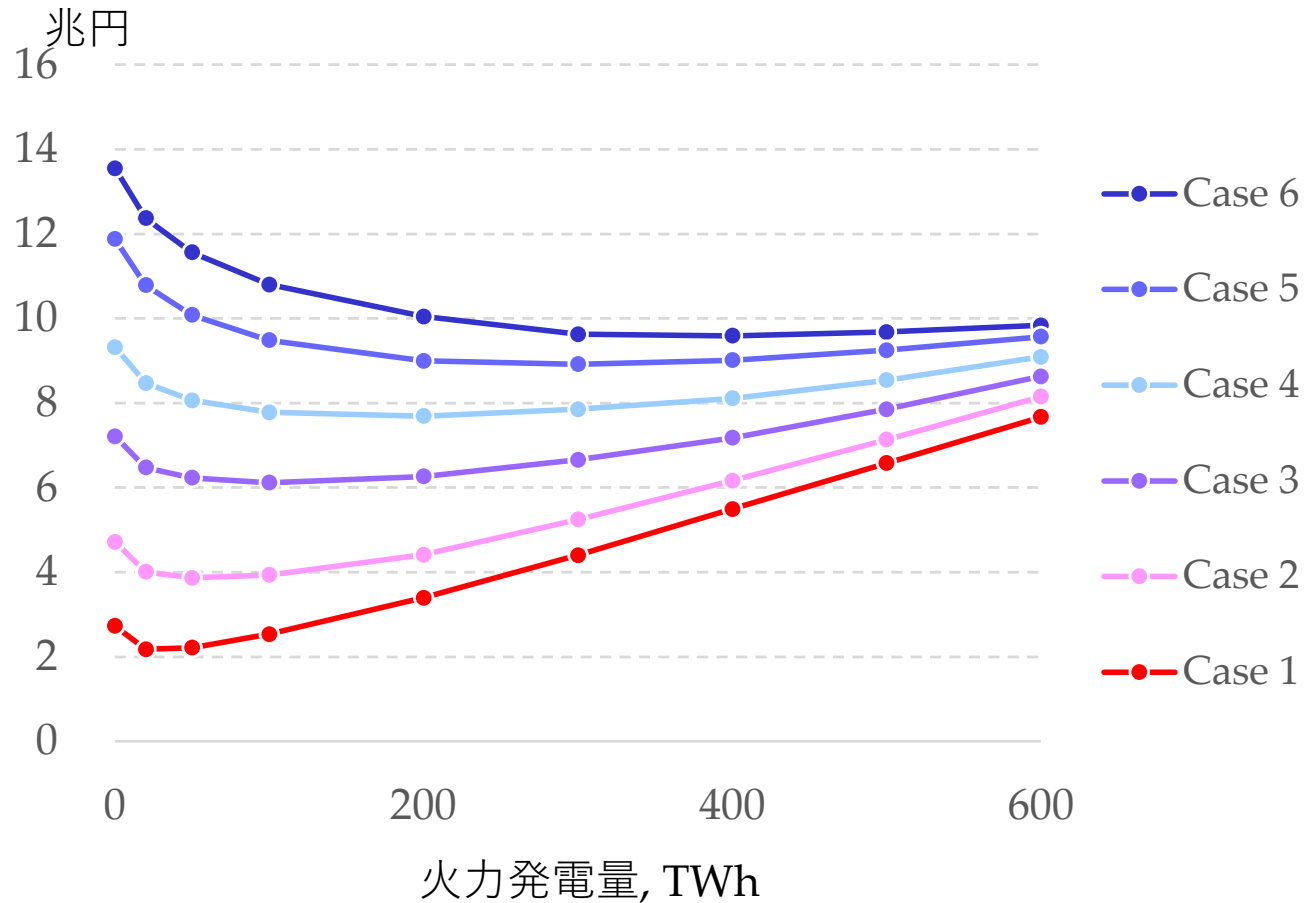
| | 太陽光 | 陸上風力 | 洋上風力 |
|------|------|------|------|
| ケース1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| ケース2 | 1.0 | 1.0 | 1.8 |
| ケース3 | 3.0 | 3.0 | 5.3 |
| ケース4 | 5.0 | 5.0 | 8.9 |
| ケース5 | 7.0 | 8.0 | 14.3 |
| ケース6 | 10.6 | 9.1 | 16.3 |

発電構成（ケース6）



日本全体の火力発電量を20TWh～600TWhで固定した各ケースについて推計。

各ケースの発電総費用



総費用が最小となる火力発電量：

ケース6： 370 TWh

ケース3： 110 TWh

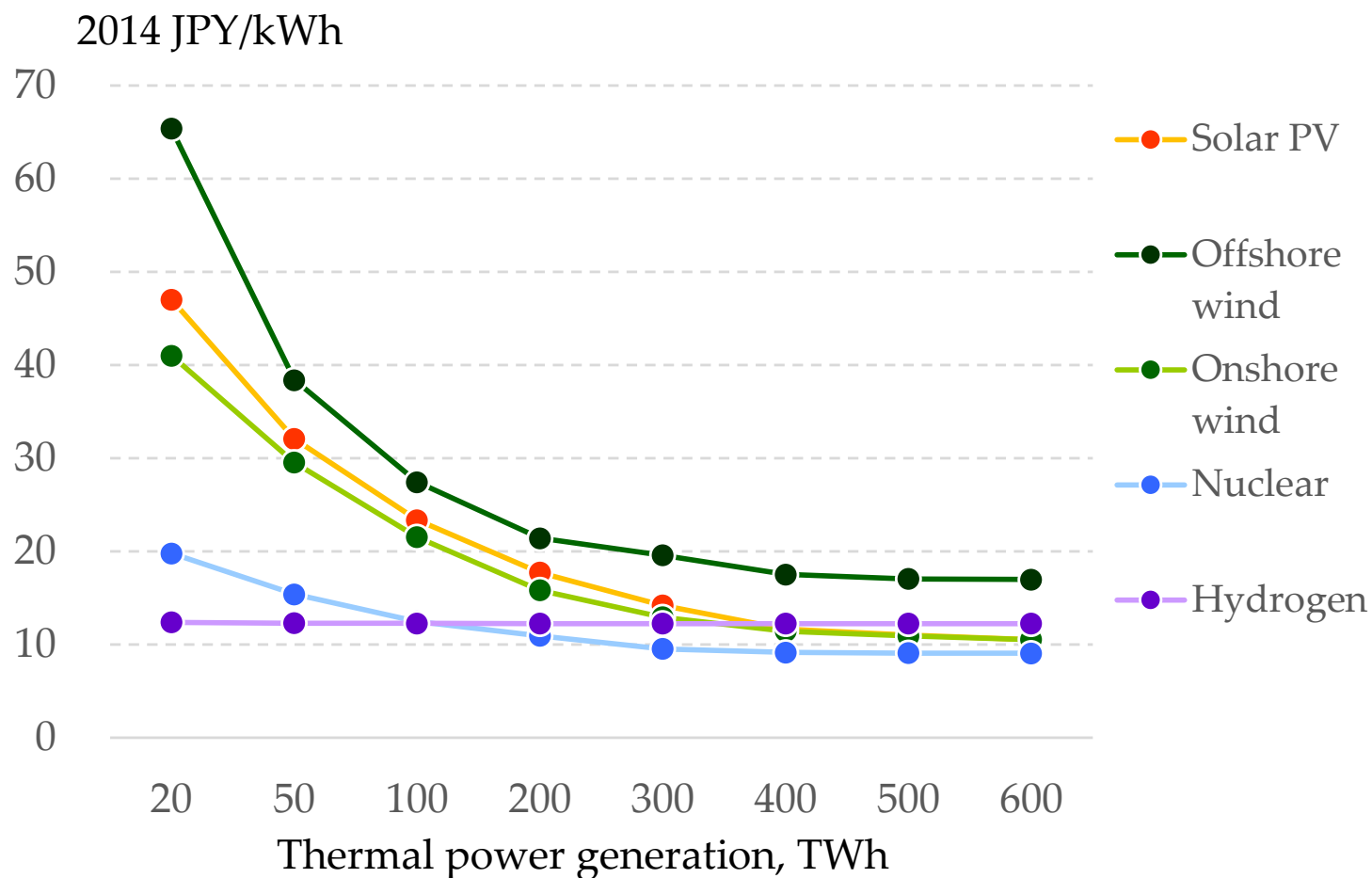
ケース5： 290 TWh

ケース2： 70 TWh

ケース4： 200 TWh

ケース1： 30 TWh

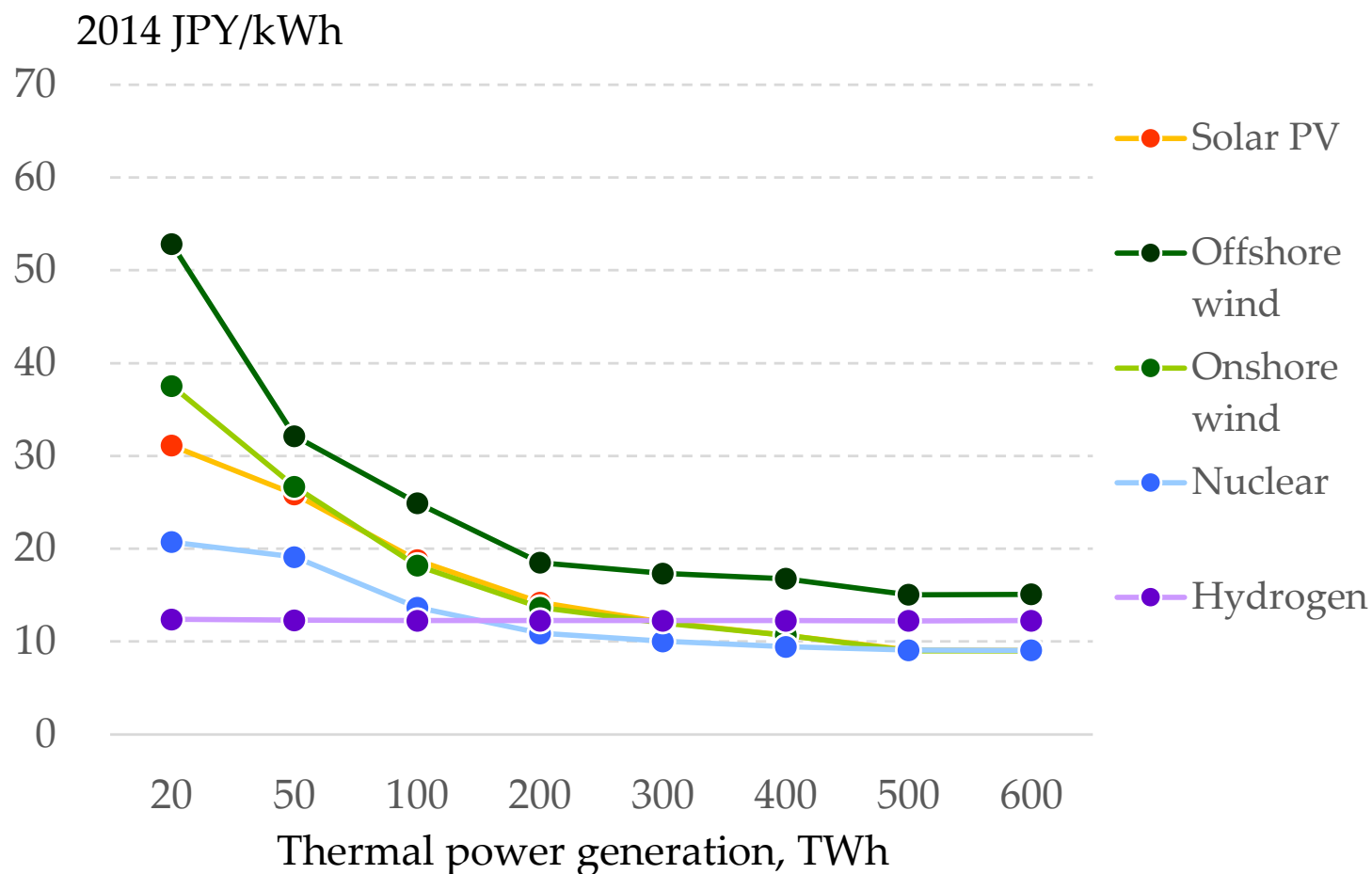
限界System LCOE：ケース6 (PV：10.6円/kWh、陸上風力：9.1円/kWh)



火力発電量20TWh時の限界System LCOE：

太陽光・・・47.0円/kWh、陸上風力・・・41.0円/kWh

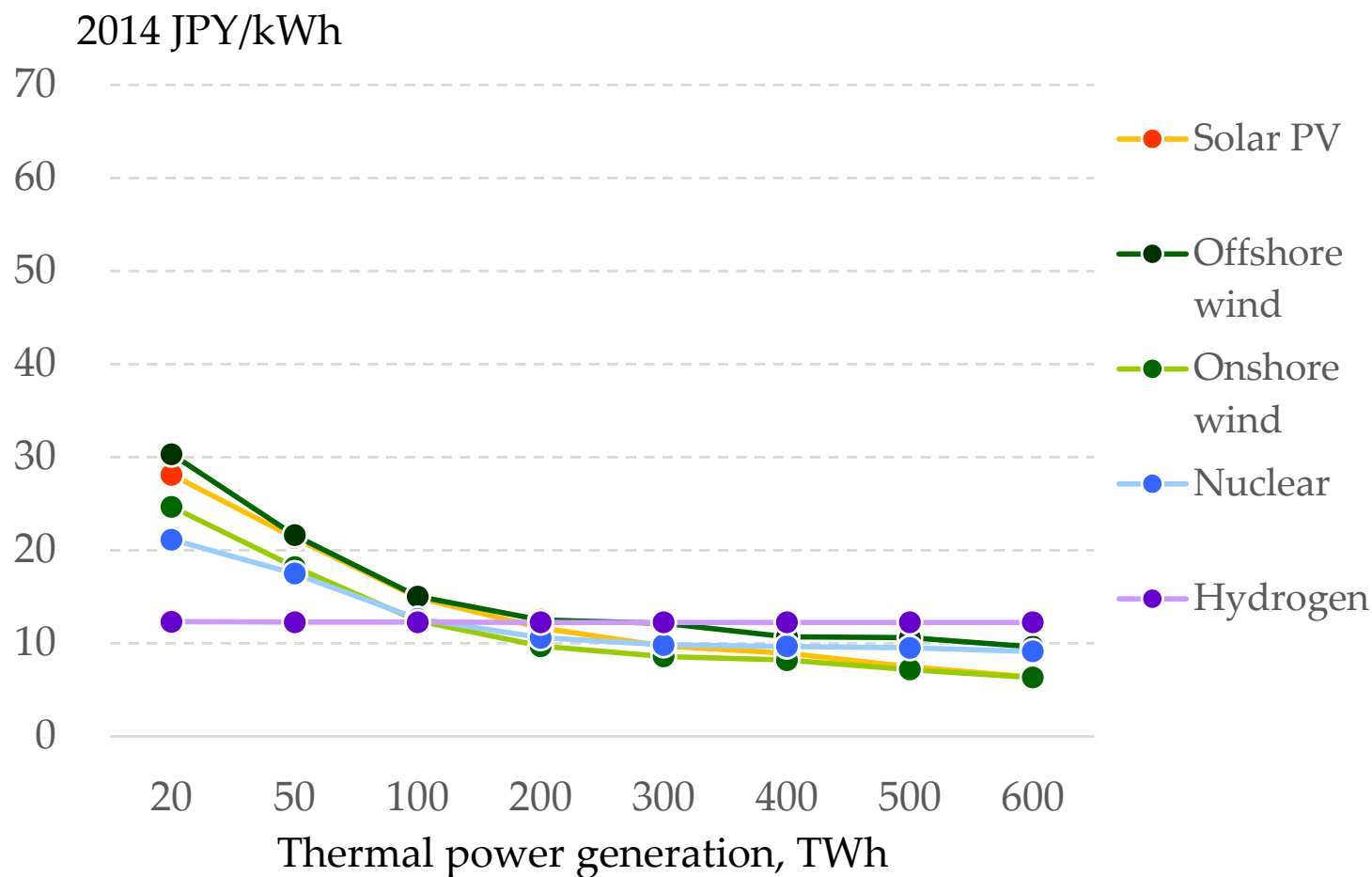
限界System LCOE：ケース5 (PV：7.0円/kWh、陸上風力：8.0円/kWh)



火力発電量20TWh時の限界System LCOE：

太陽光・・・31.1円/kWh、陸上風力・・・37.5円/kWh

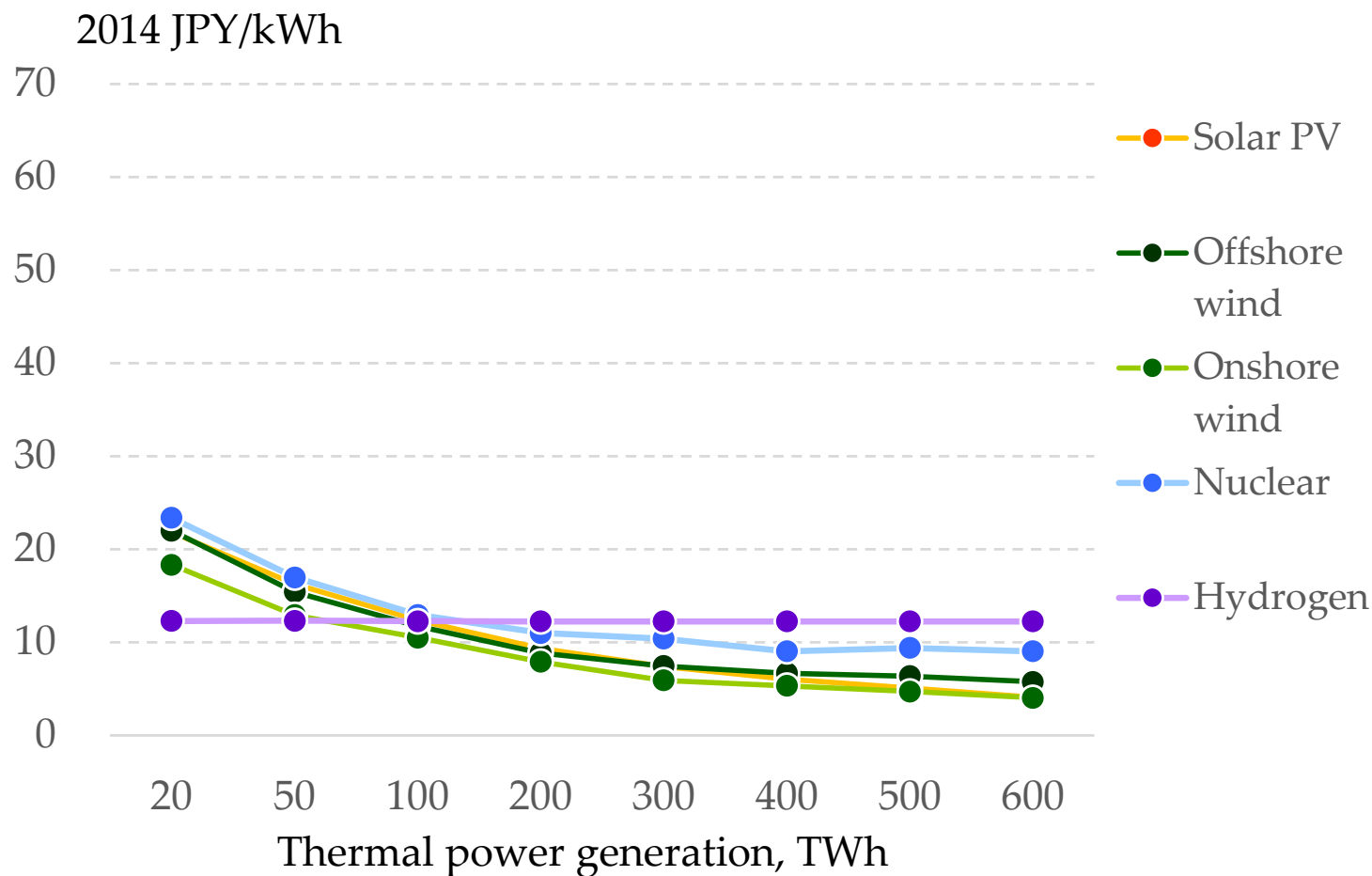
限界System LCOE：ケース4 (PV：5.0円/kWh、陸上風力：5.0円/kWh)



火力発電量20TWh時の限界System LCOE：

太陽光・・・28.1円/kWh、陸上風力・・・24.7円/kWh

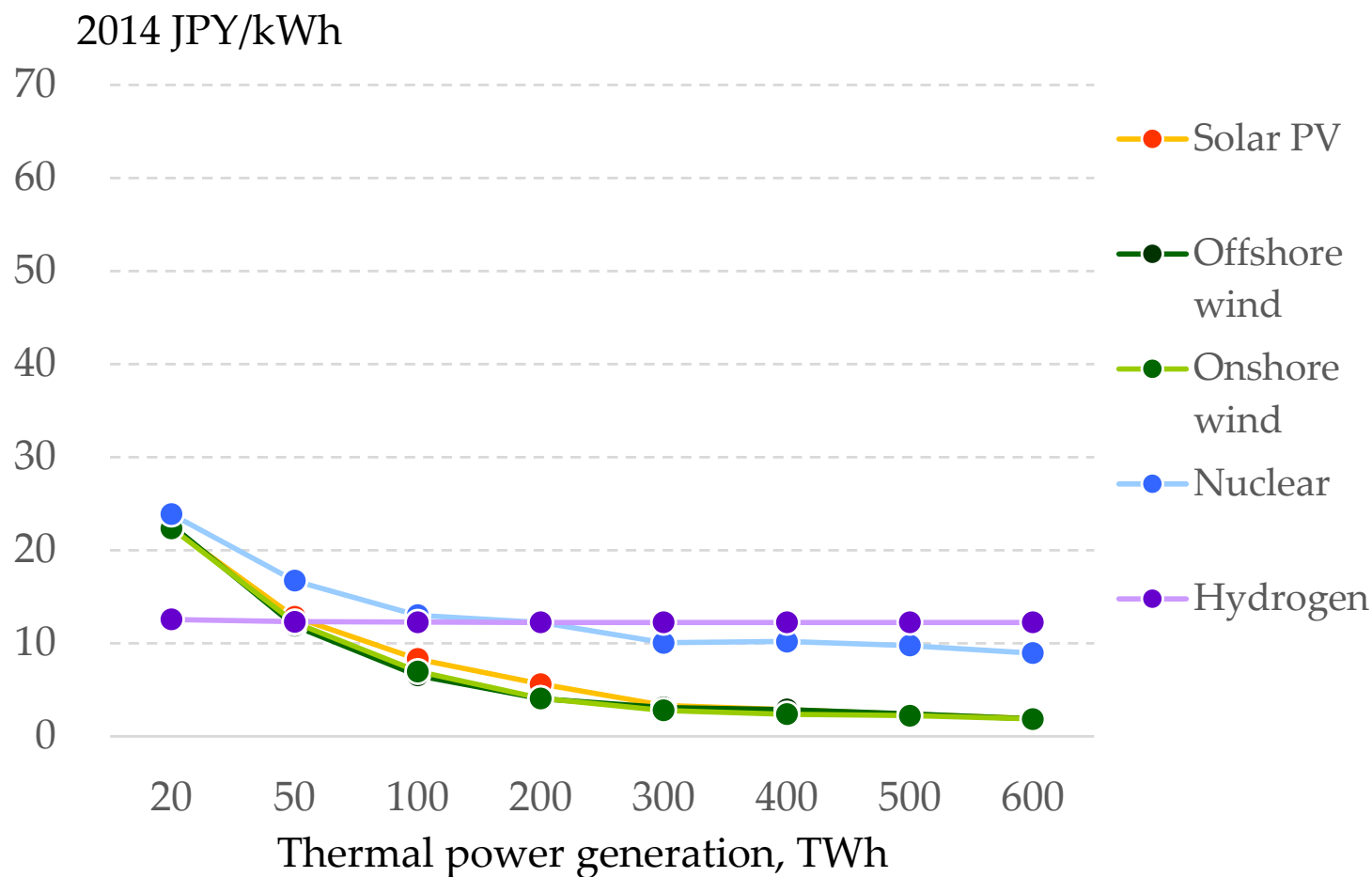
限界System LCOE：ケース3 (PV：3.0円/kWh、陸上風力：3.0円/kWh)



火力発電量20TWh時の限界System LCOE：

太陽光・・・21.8円/kWh、陸上風力・・・18.3円/kWh

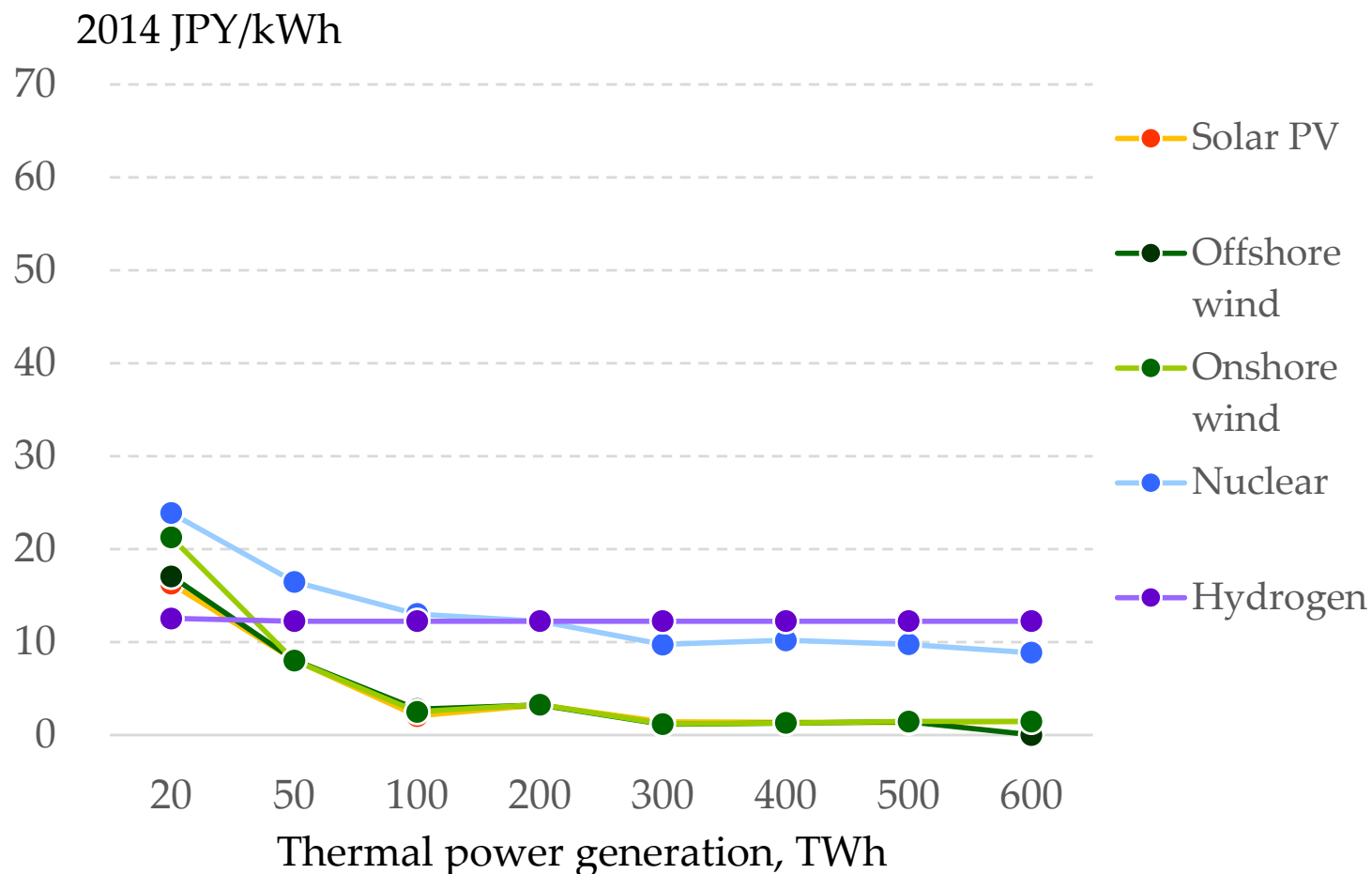
限界System LCOE：ケース2 (PV：1.0円/kWh、陸上風力：1.0円/kWh)



火力発電量20TWh時の限界System LCOE：

太陽光・・・22.4円/kWh、陸上風力・・・22.3円/kWh

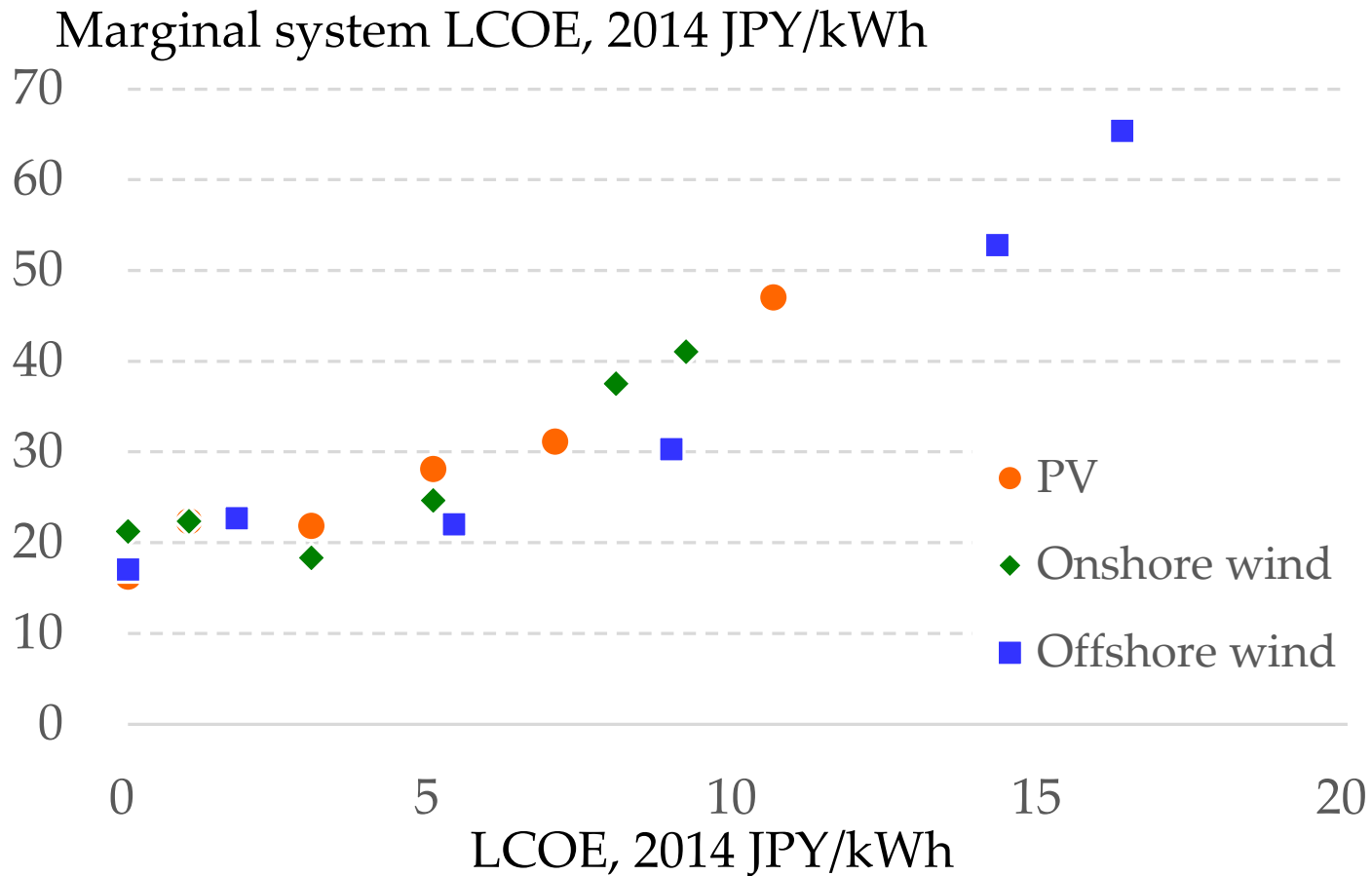
限界System LCOE：ケース1 (PV：0円/kWh、陸上風力：0円/kWh)



火力発電量20TWh時の限界System LCOE：

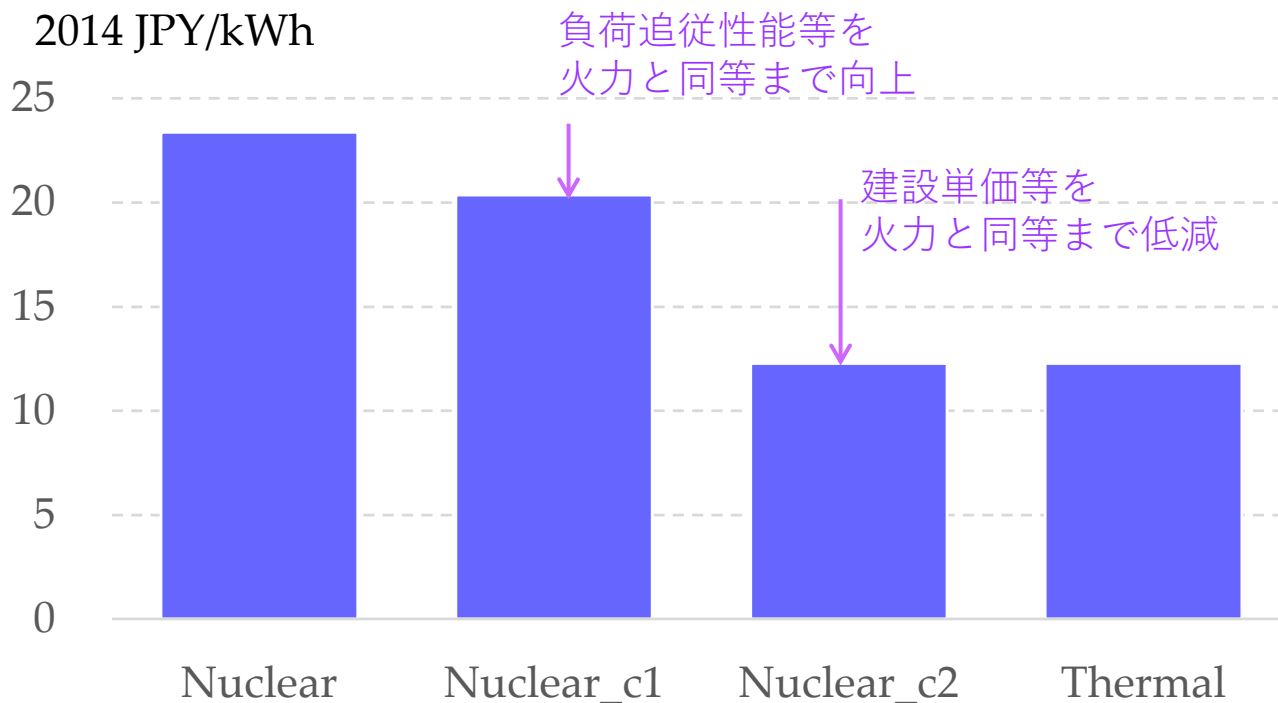
太陽光・・・16.3円/kWh、陸上風力・・・21.2円/kWh

火力発電量20TWh時の限界System LCOE



LCOEの低下に伴い限界System LCOEも低下するが、最低でも概ね20円/kWh前後の水準となる（気象条件やその他の条件に強く依存する）。

原子力発電の限界System LCOE (ケース3：火力発電量 20TWh)



- ・火力発電量が小さいケースで原子力の限界System LCOEが上昇するのは、**設備利用率が低下して火力に比した相対的優位性が劣る**状況となることによる。
- ・このため、建設単価（kW当りの建設費）を低減させることが、再エネ大量導入時の原子力の経済性向上にとって重要となる。

まとめ

- 将来仮にVRE（太陽光・風力）のコストが急速に低減した場合、日本においても大量に導入される可能性がある。但し、VRE比率が高まるにつれてその限界費用（限界System LCOE）は上昇し、非常に高いVRE比率では火力を上回る。
- VREの限界費用上昇の要因として、「無風期間」における電力供給途絶リスクへの対処の必要性が挙げられる。即ち、1年もしくは数年に1度発生する「無風期間」に対処するためには、設備利用率が極めて低い蓄電システムを備える必要があり、電力システム全体でのコスト上昇につながる。
- この状況下にあっては、原子力発電の役割は「低炭素電源を安定的に供給する」ための手段として、電力供給途絶リスク、もしくは電力システムの総費用を低減させることにある。このため、VRE大量導入下において原子力発電の貢献を高めるためには、**①必要時に安定的に発電を行うこと、及び②建設単価を可能な限り低減させること**、の2点が重要となる。この2点が確保されない限り、原子力発電は将来、経済合理性を失う可能性がある。