

地球温暖化対策を考えるためのエネルギー・シナリオ分析：  
2050年とその後を見据えて  
令和元年5月31日

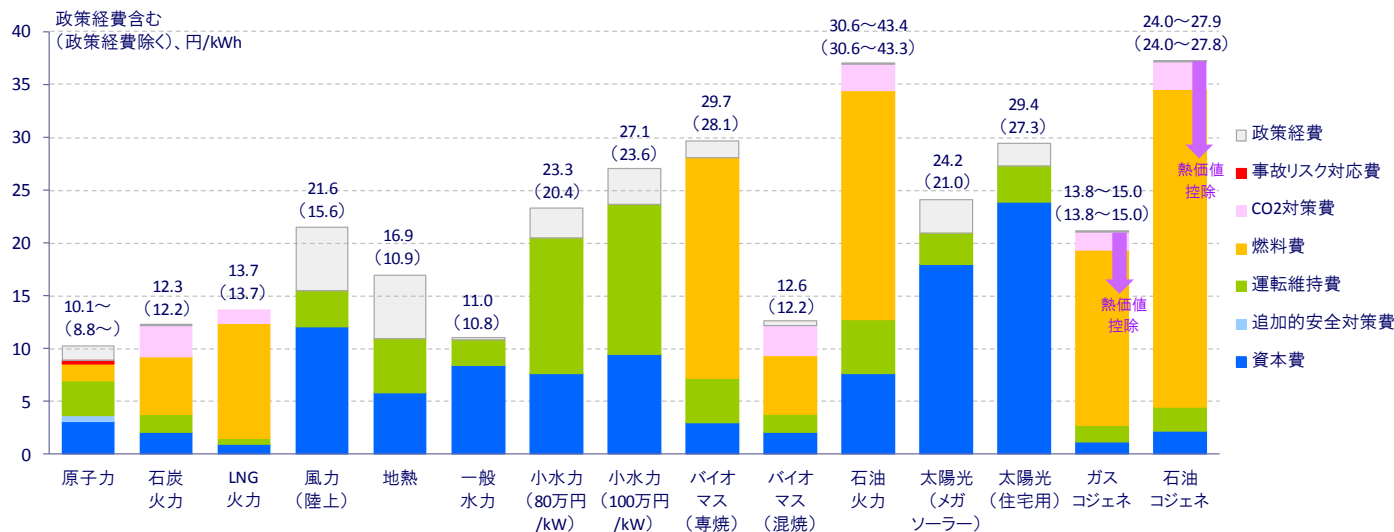
## 電力部門の経済性評価と低炭素化に向けた課題

日本エネルギー経済研究所

松尾 雄司

# 電源別発電コスト(LCOE)の評価: 発電コスト検証ワーキンググループ(2015)

## 2014年モデルプラント

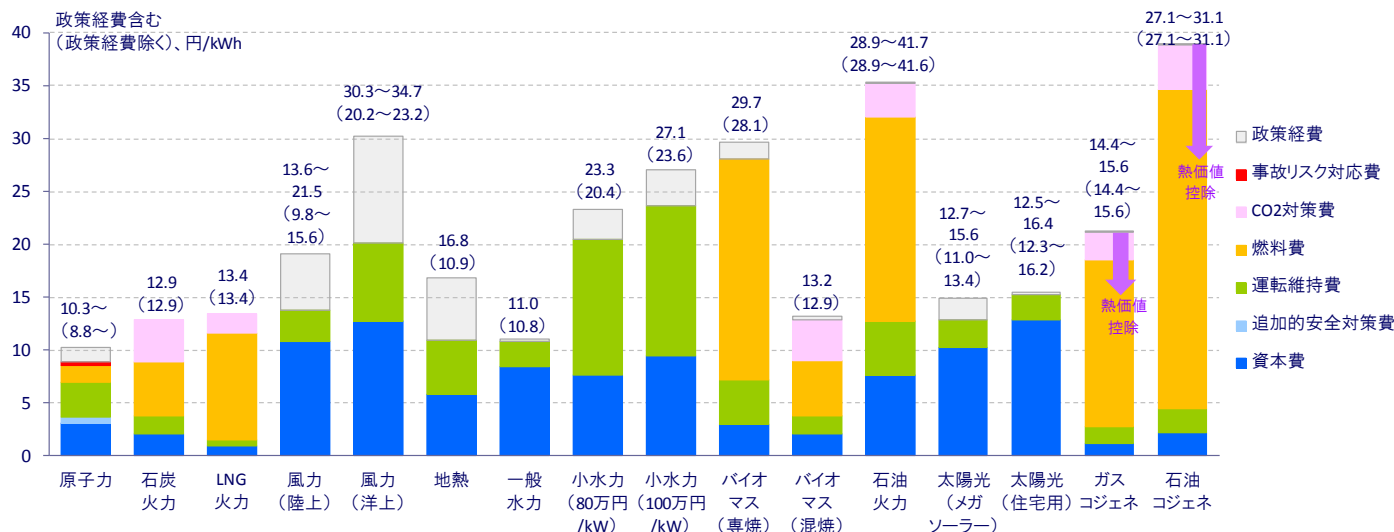


※ 実質割引率3%と想定

・ 各電源の経済性は従来、平準化発電原価 (Levelized cost of energy/electricity: LCOE)として評価されてきた。

・ 2015年2月～5月に行われた発電コスト検証ワーキンググループでは、幅広いデータに基づいてLCOEを詳細に評価。

## 2030年モデルプラント



・ 2014年現在、再生可能エネルギー発電のコストは原子力・火力等比べて高い水準にあるが、将来的には量産効果等により大幅なコスト低減が見込まれる。

・ 一方で風力・太陽光等の「自然変動電源」が大量に導入された場合には、別途系統安定化やバックアップに伴う費用負担が発生する。

# 現時点での要検討事項

## 1) 電源別発電単価の見直し

### 火力発電

- ・化石燃料価格と炭素価格(相当)の見直し？

### 再生可能エネルギー発電

- ・太陽光・風力のコスト低減見通し

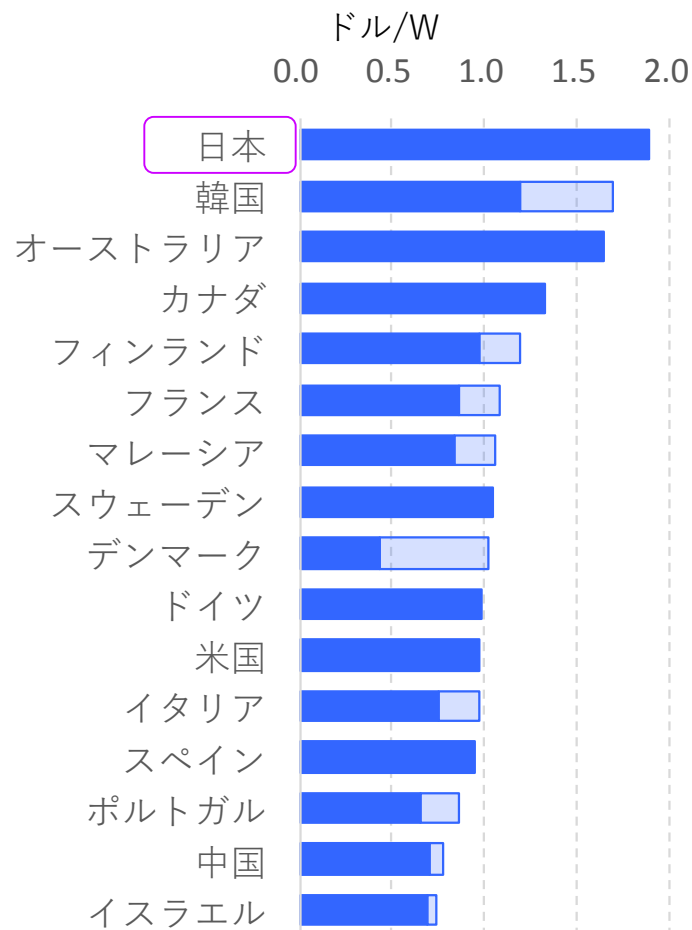
### 原子力発電

- ・追加的安全対策費用・・・最新の状況を踏まえる必要あり
- ・プラント建設費の推移？
- ・事故被害額？

## 2) 変動性再生可能エネルギー(Variable Renewable Energy: VRE)大量導入に伴う追加的費用の評価

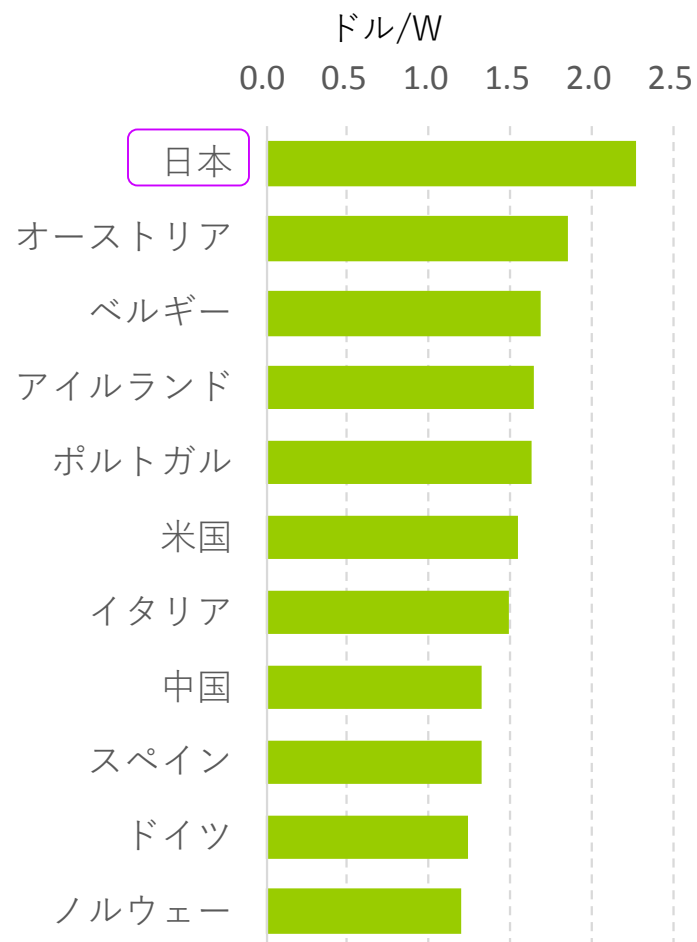
# 太陽光・風力発電の初期費用単価の国際比較

## 事業用太陽光 (2017)



出所: IEA PVPS

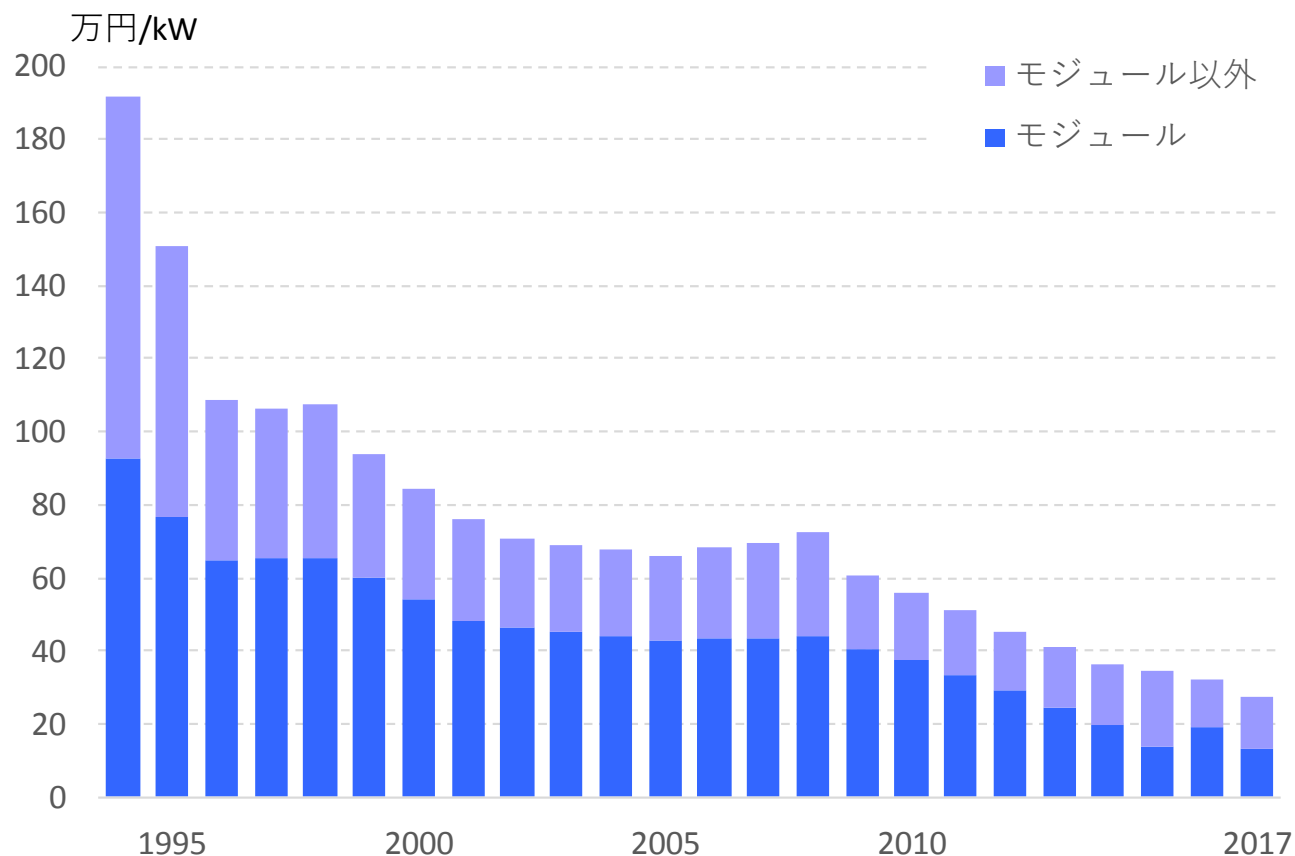
## 陸上風力 (2015)



出所: IEA Wind

・ 太陽光・風力ともに、日本では諸外国よりもコストが高い水準にある。

# 太陽光発電初期費用の推移(日本)



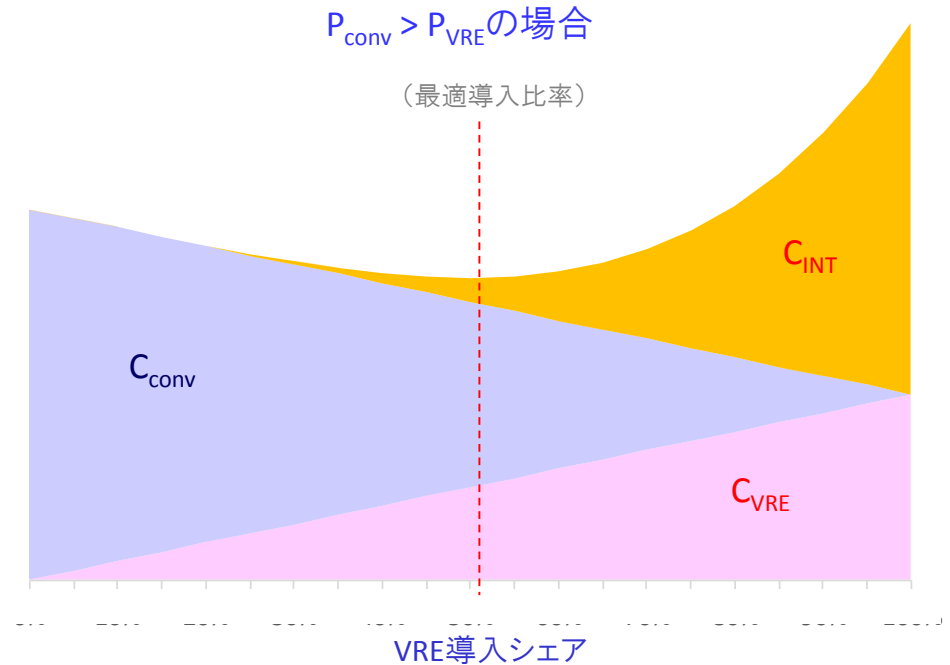
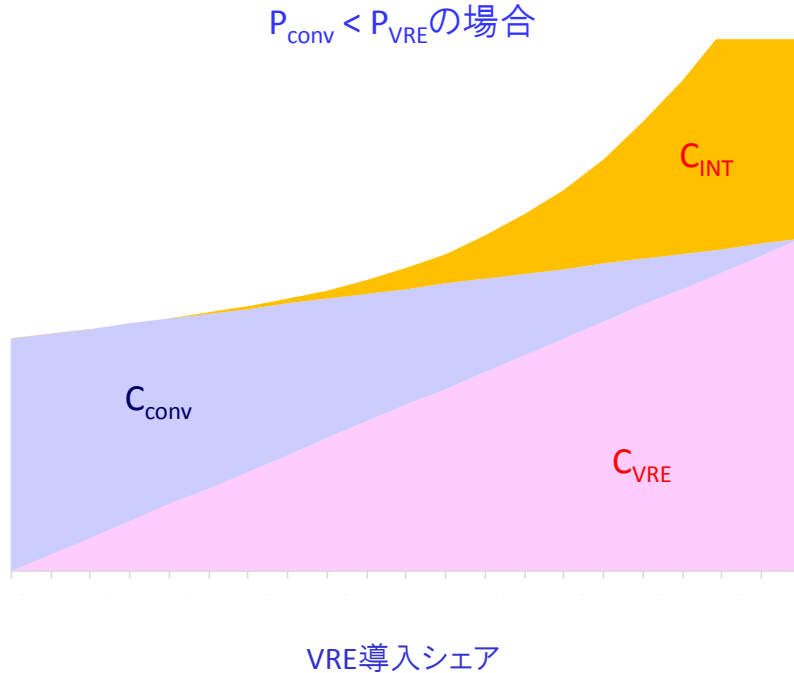
出所: IEA-PVPS

- ・ 但し、日本でも太陽光発電コストは低下しつつある(習熟率:モジュール部分で20%程度、それ以外で15%程度)。
- ・ 政府による目標値は事業用太陽光につき7円/kWh、陸上風力につき8～9円/kWh。

# 再生可能エネルギー大量導入時の追加的費用負担

(Grid-level system costs / Integration costs, 「系統対策費用」「統合費用」「システムコスト」)

Ueckerdt et al. (2013) System LCOE: What are the costs of variable renewables?, *Energy*, 63, pp.61-75を改変



$P_{\text{conv}}$ : 従来型電源のLCOE、 $P_{\text{VRE}}$ : VRE(自然変動電源)のLCOE

$E_{\text{conv}}$ : 従来型電源の発電量、 $E_{\text{VRE}}$ : VREの発電量、 $E_{\text{TOT}} = E_{\text{conv}} + E_{\text{VRE}}$ : 総発電量

$C_{\text{conv}} = P_{\text{conv}} \times E_{\text{conv}} = P_{\text{conv}} \times (E_{\text{TOT}} - E_{\text{VRE}})$ : 従来型電源の発電費用、 $C_{\text{VRE}} = P_{\text{VRE}} \times E_{\text{VRE}}$ : VREの発電費用

$C_{\text{TOT}} = C_{\text{conv}} + C_{\text{VRE}} + C_{\text{INT}}$ : 総費用、 $C_{\text{INT}}$ : LCOE分以外にかかる費用全て(何に起因するものであれ)

最適化条件:  $dC_{\text{TOT}}/dE_{\text{VRE}} = 0$

$$\rightarrow dC_{\text{conv}}/dE_{\text{VRE}} + dC_{\text{VRE}}/dE_{\text{VRE}} + dC_{\text{INT}}/dE_{\text{VRE}} = 0$$

$$\rightarrow -P_{\text{conv}} + P_{\text{VRE}} + dC_{\text{INT}}/dE_{\text{VRE}} = 0$$

$P_{\text{INT}} = dC_{\text{INT}}/dE_{\text{VRE}}$  とすると、最適化条件は  $P_{\text{conv}} = P_{\text{VRE}} + P_{\text{INT}}$  となる。この右辺を [System LCOE](#) と呼ぶ。

# 統合費用の区分

Ueckerdt F. et al., 2013. System LCOE: What are the costs of variable renewables?, *Energy*, 63, pp.61-75. などより作成

## 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

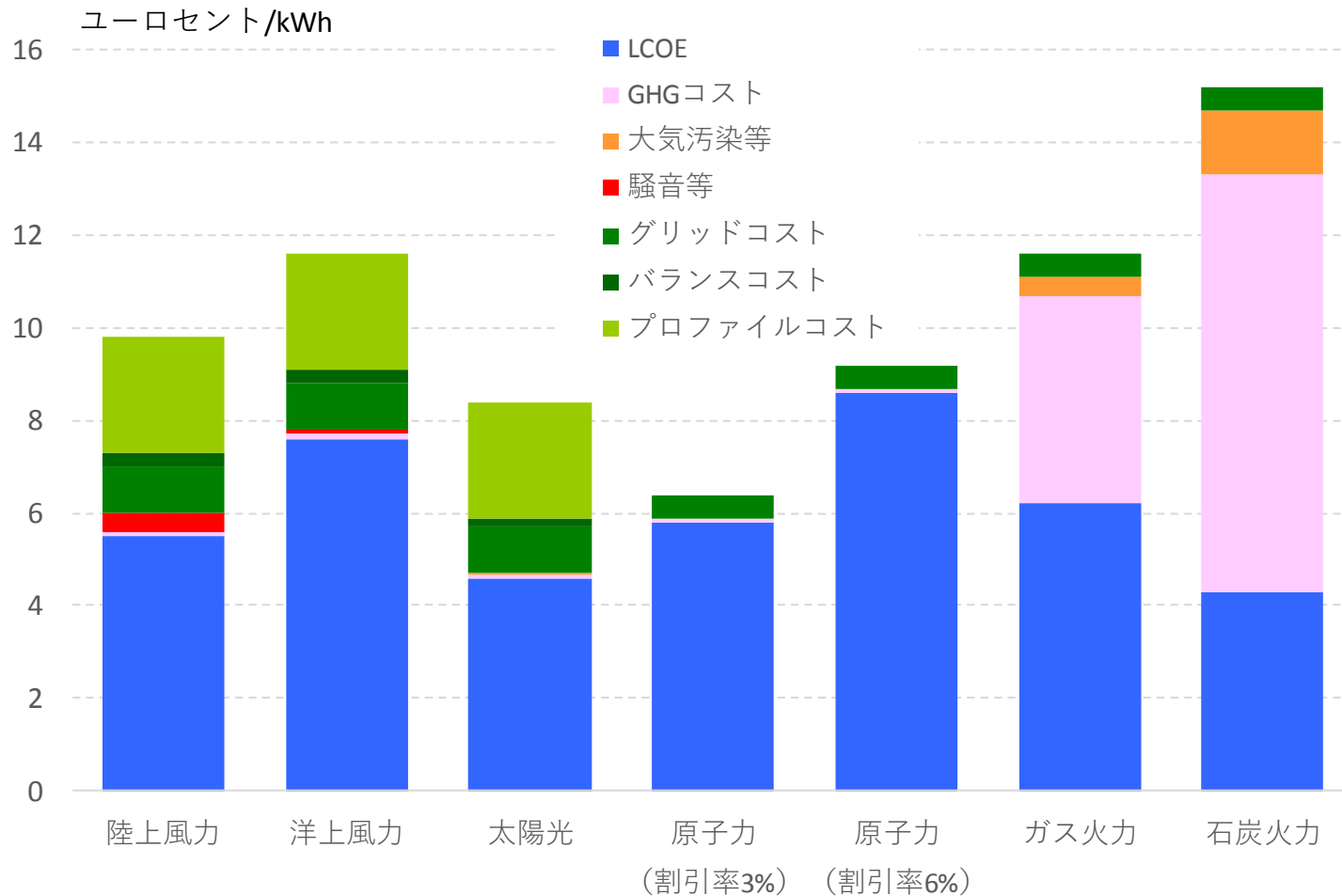
3-4. 計画内の起動・停止回数増加に係るコスト増加分: Flexibility effect

## 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

# 統合コスト評価例(欧州:2040年)

Samadi S, 2017. The social costs of electricity generation—categorising different types of costs and evaluating their respective relevance. *Energies*, 10(3), 356.



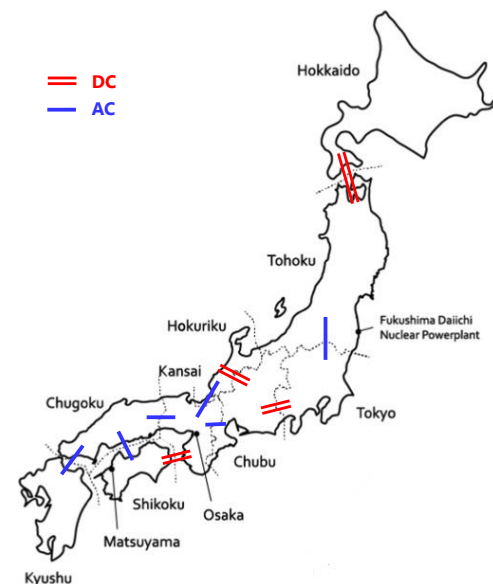
※風力導入率35%、太陽光導入率15%と想定



# 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

Matsuo Y, Endo S, Nagatomi Y, Shibata Y, Komiyama R, Fujii Y. (2018) A quantitative analysis of Japan's optimal power generation mix in 2050 and the role of CO<sub>2</sub>-free hydrogen. *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

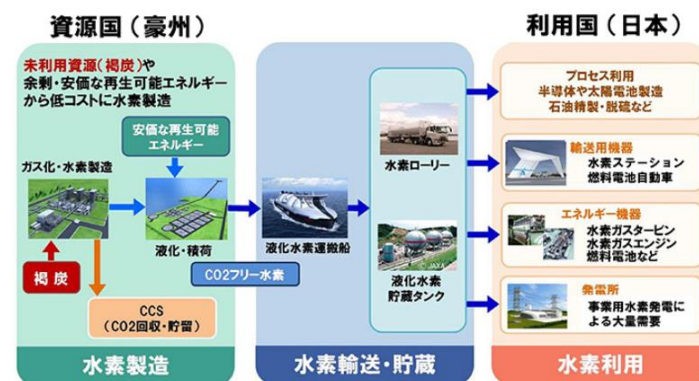
原子力

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



(出所)川崎重工業

# 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     |

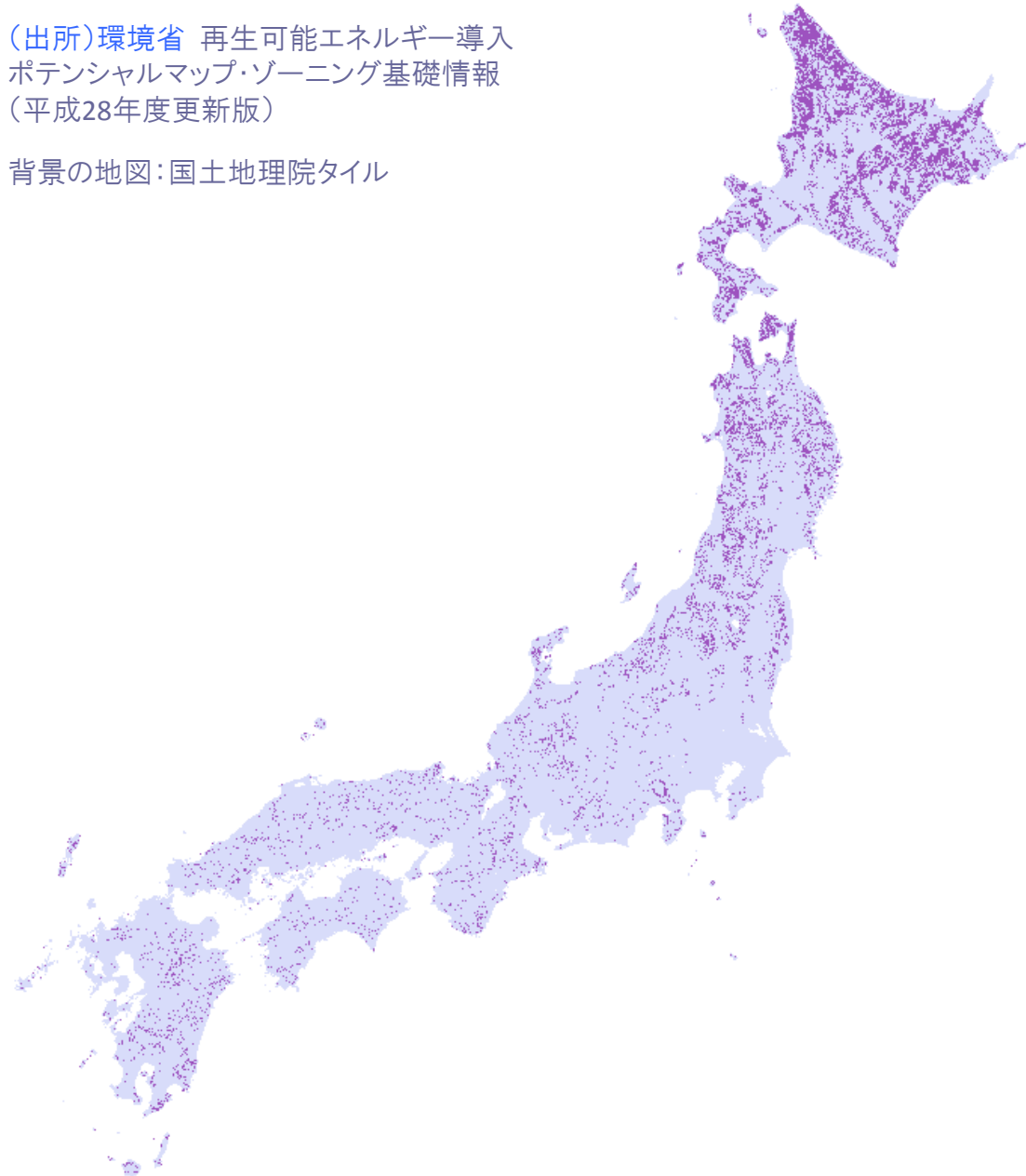
環境省によれば、日本国内には太陽光・風力の莫大なポテンシャルが存在。そのうち、FIT制度により合理的に導入可能な地点だけでもかなりの量となる。

今回、上表の「FIT」相当を太陽光・風力の上限として設定。

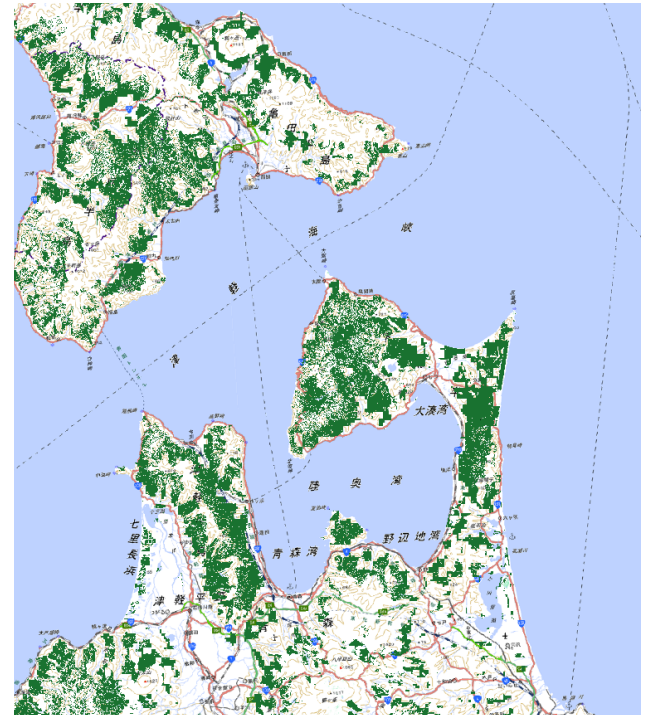
# 風力導入ポテンシャル:GISデータ

(出所)環境省 再生可能エネルギー導入  
ポテンシャルマップ・ゾーニング基礎情報  
(平成28年度更新版)

背景の地図:国土地理院タイル

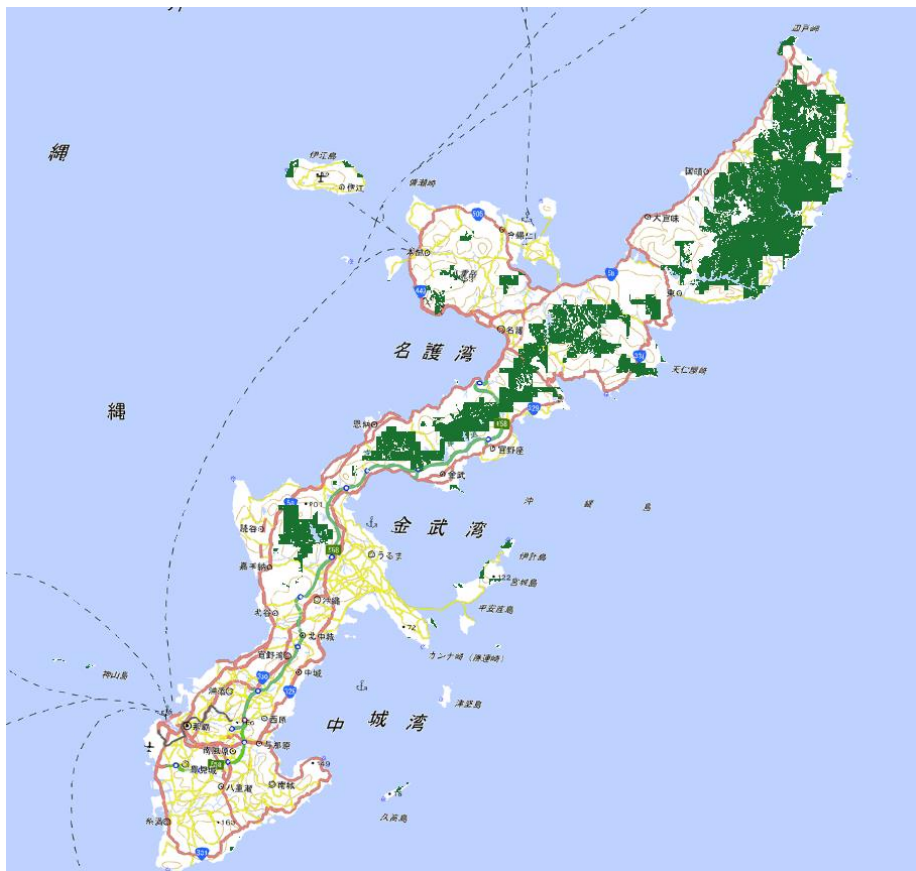


導入ポテンシャル  
(青森～北海道)

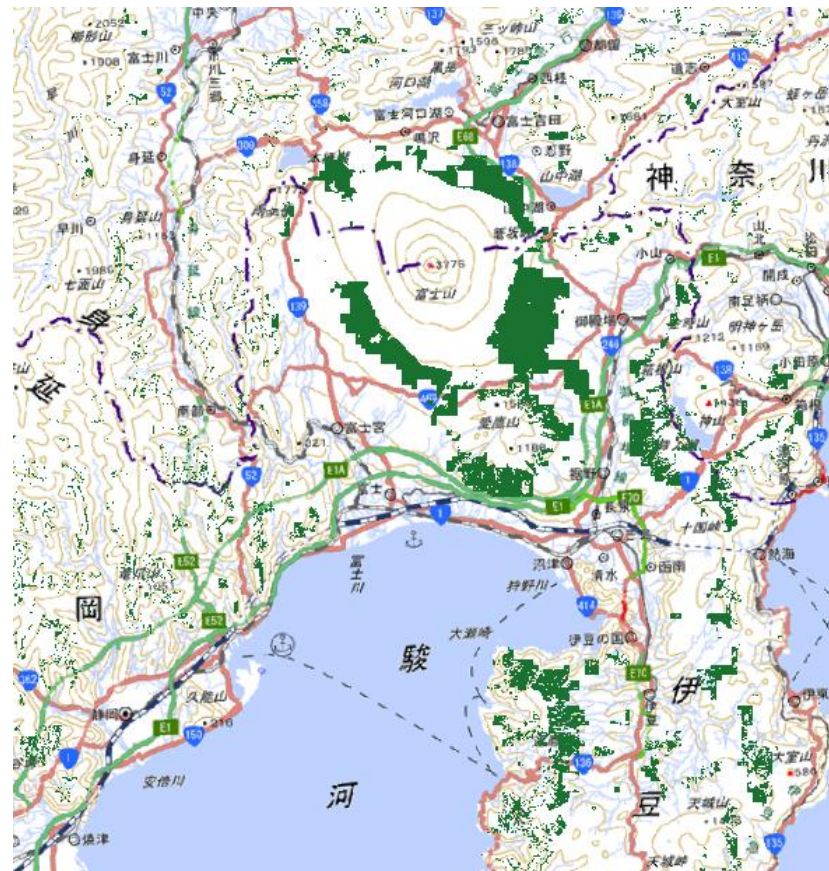


# 風力導入ポテンシャル:GISデータ

(沖縄本島)



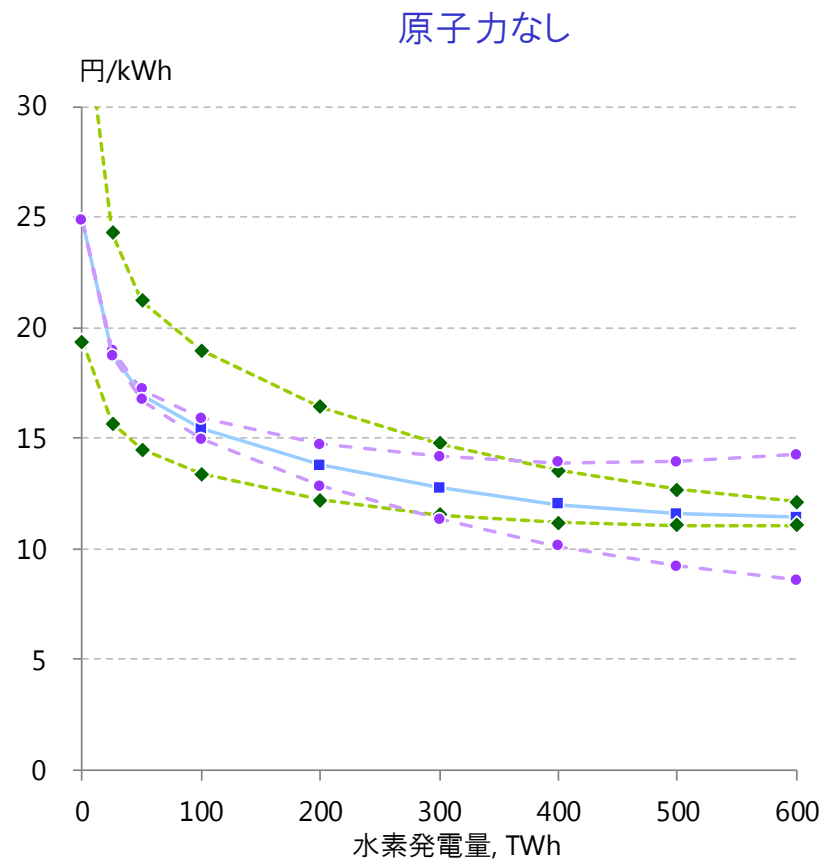
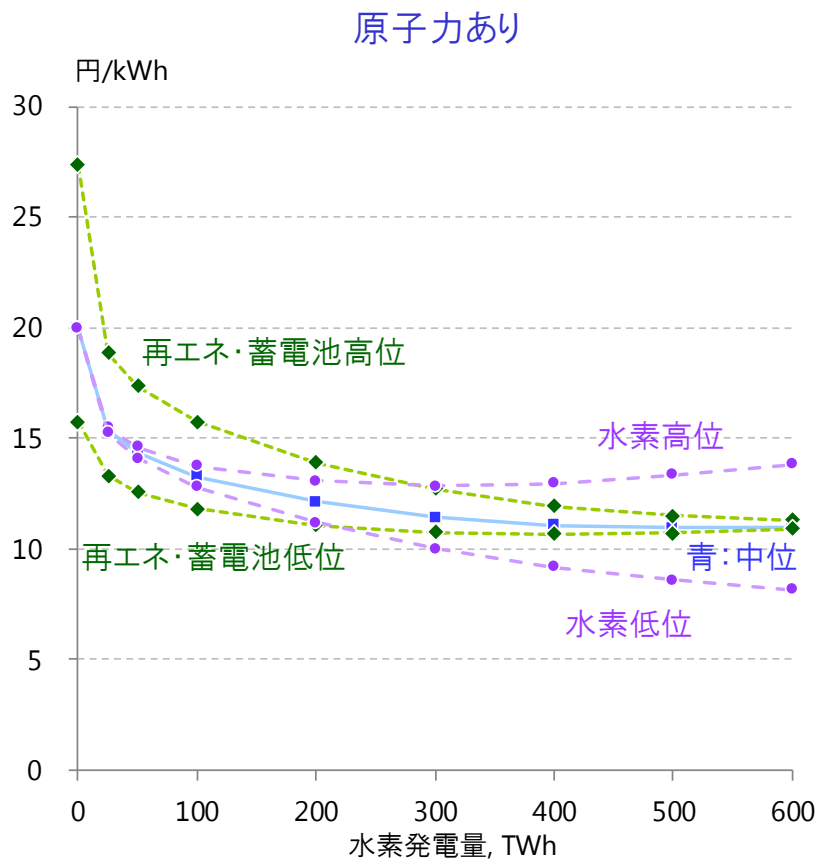
(富士山近辺)



(出所)環境省 再生可能エネルギー導入ポテンシャルマップ・ゾーニング基礎情報 (平成28年度更新版)

背景の地図:国土地理院タイル

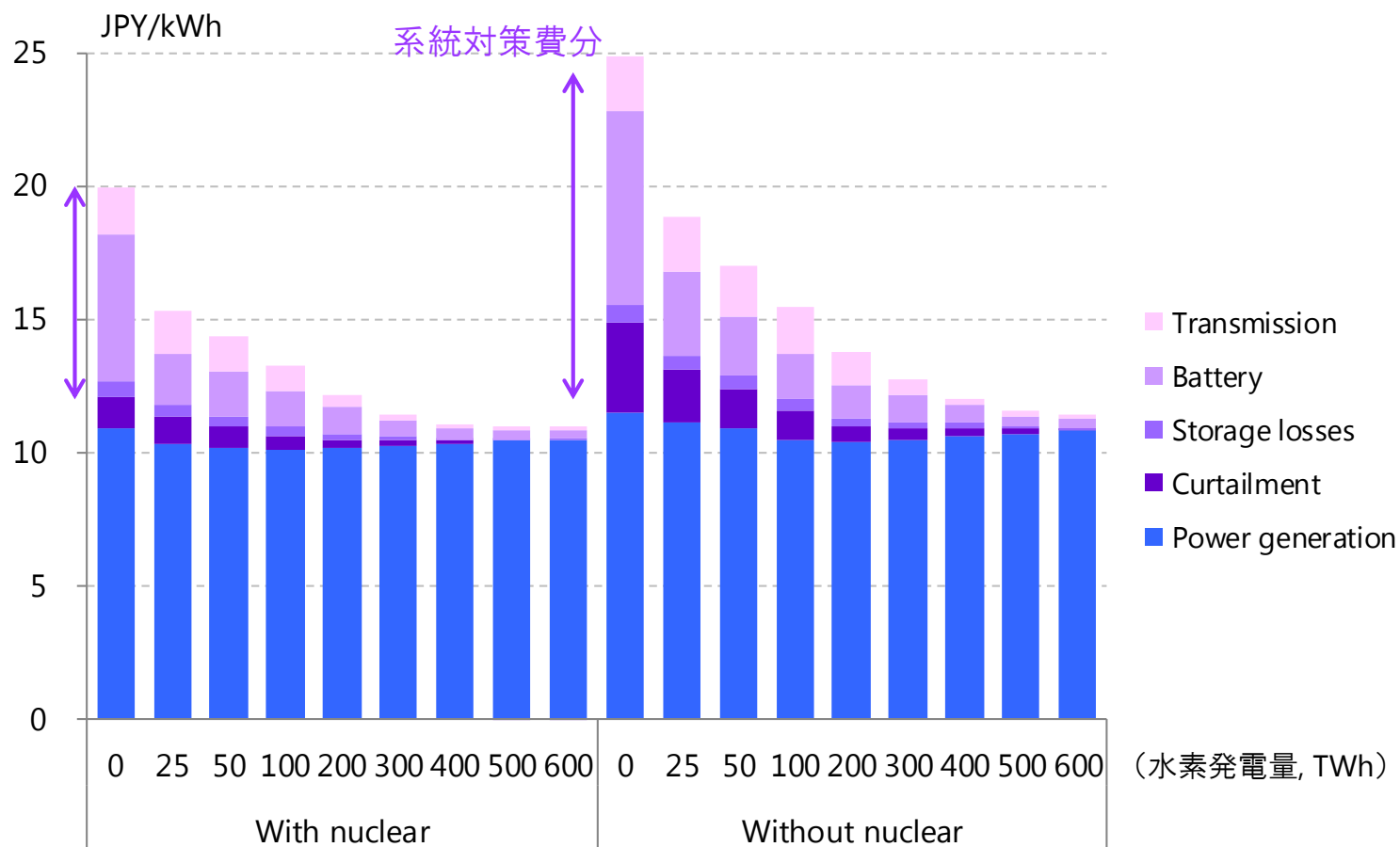
# 試算例：電源構成によるコスト変化



- ・ 2050年を想定し、原子力あり(180TWh程度)の場合・なしの場合それぞれについて、火力発電量(ここでは水素発電と表示)を0TWh～600TWhまで変化させたときの電力システム単価を試算  
→ VRE比率85%～6%程度に相当。
- ・ 火力発電量がゼロになると、電力システム単価が大きく上昇する。また「原子力あり」の場合は「なし」の場合に比べてコスト上昇の度合いが小さくなる。



## 試算結果：発電単価内訳（コスト中位ケース）

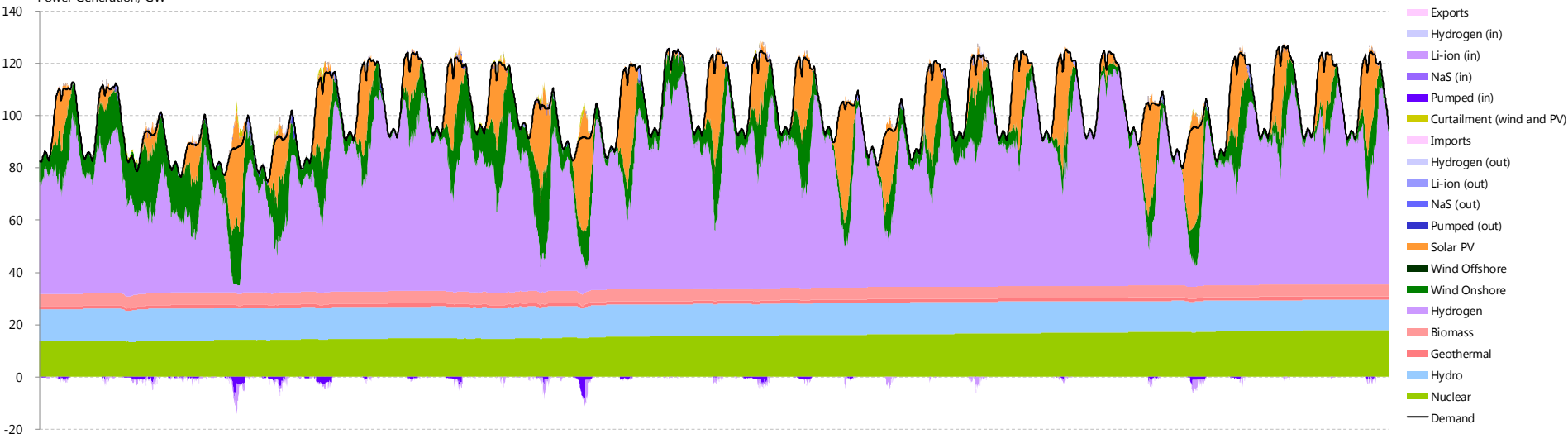


- ・ 系統対策コストは蓄電池分、出力抑制分、地域間連系線分及び蓄電ロスに伴う余剰発電分からなる。
- ・ 水素0 TWhの「原子力なし」ケースでは再エネの発電設備容量が増大し、出力抑制分が非常に大きくなる。

# 5月の電力需給(全国計)

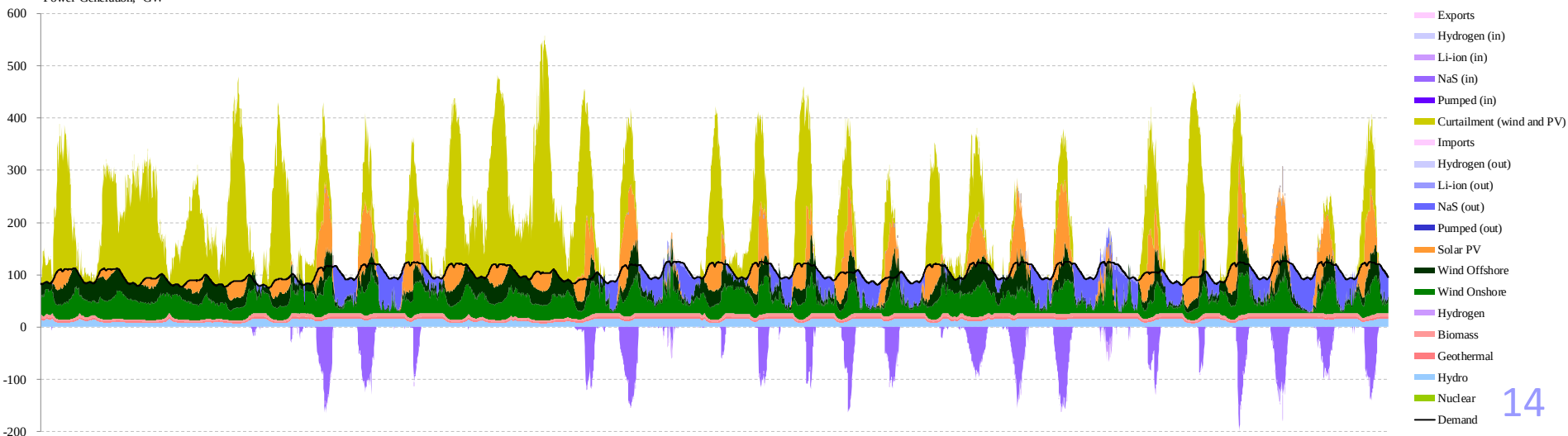
## 最適化

Power Generation, GW



## 火力・原子力なし

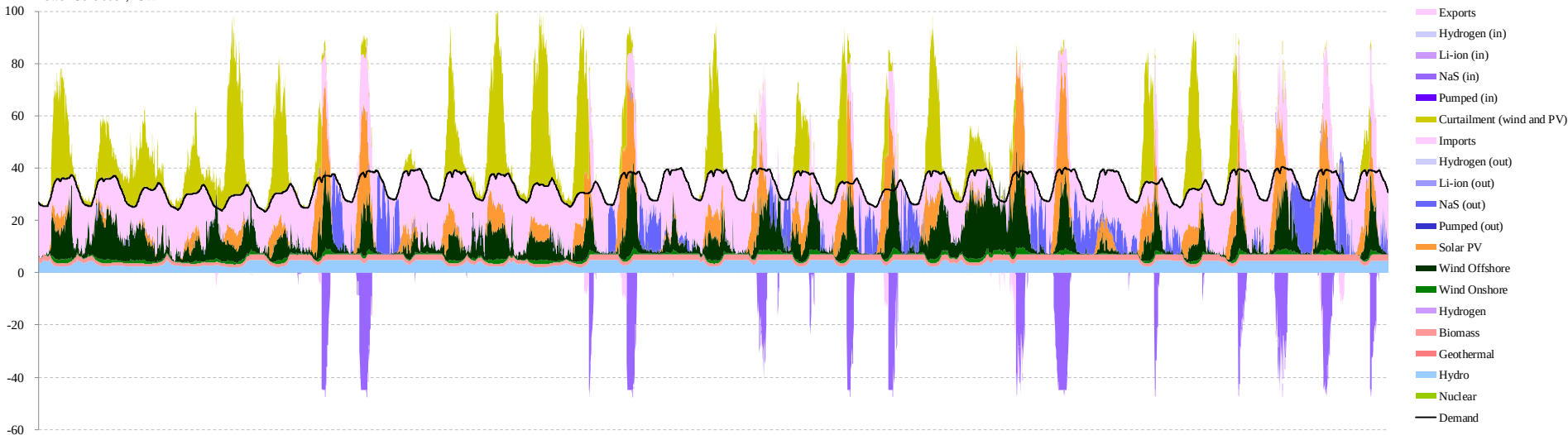
Power Generation, GW



# 5月の電力需給(火力・原子力なし)

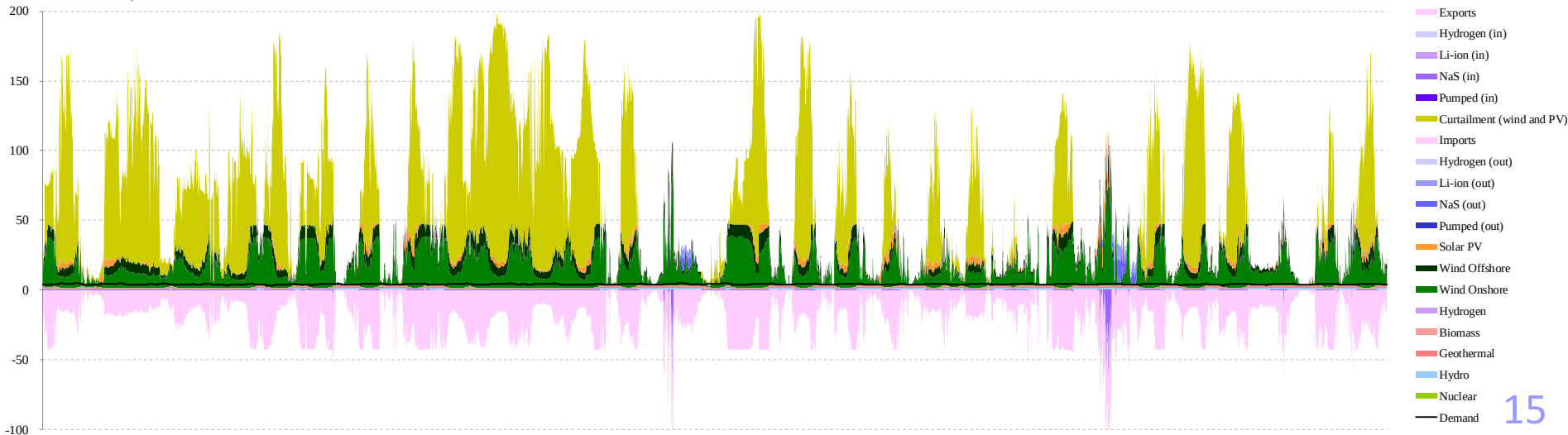
## 東京

Power Generation, GW



## 北海道

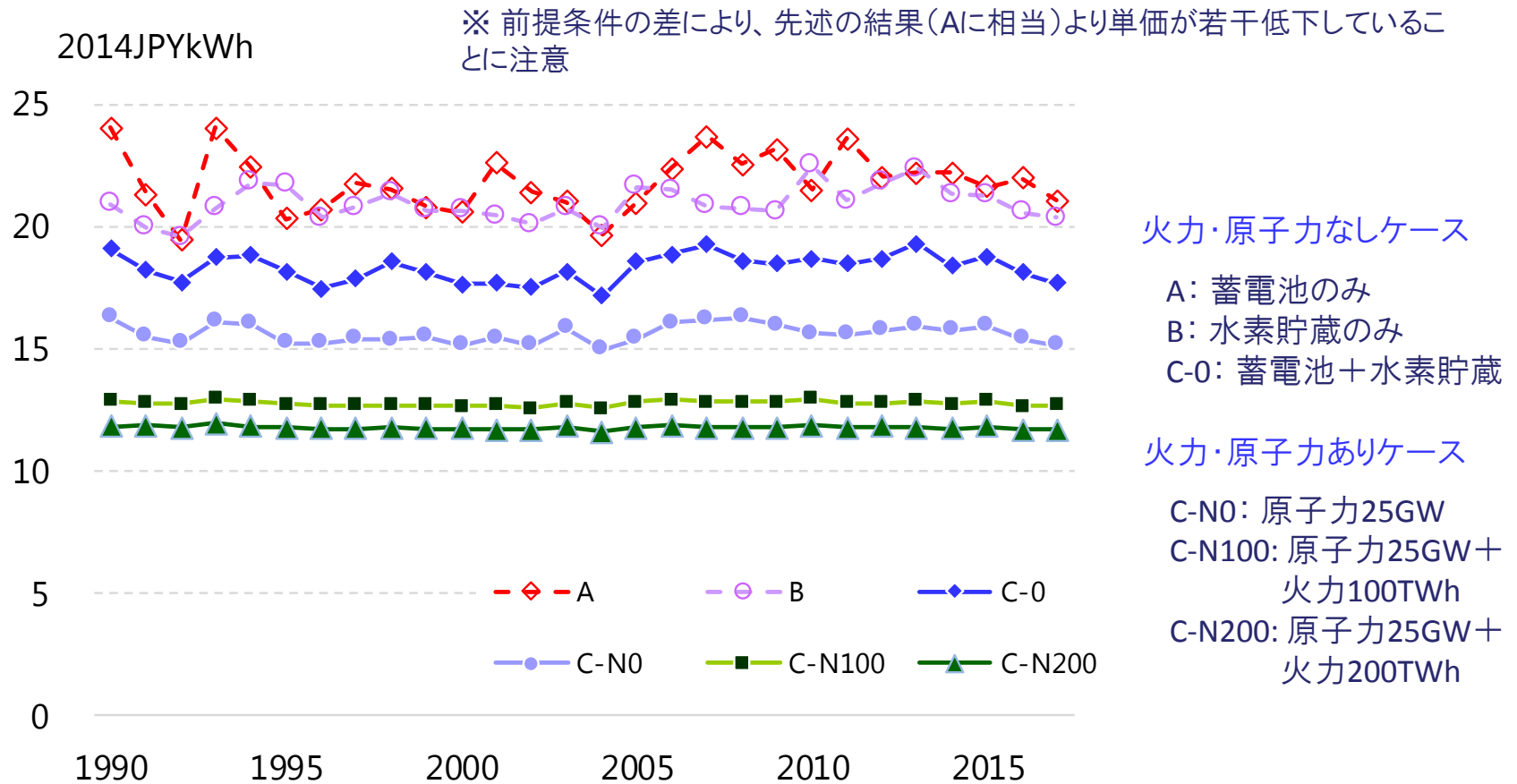
Power Generation, GW





# 気象条件の変化による影響

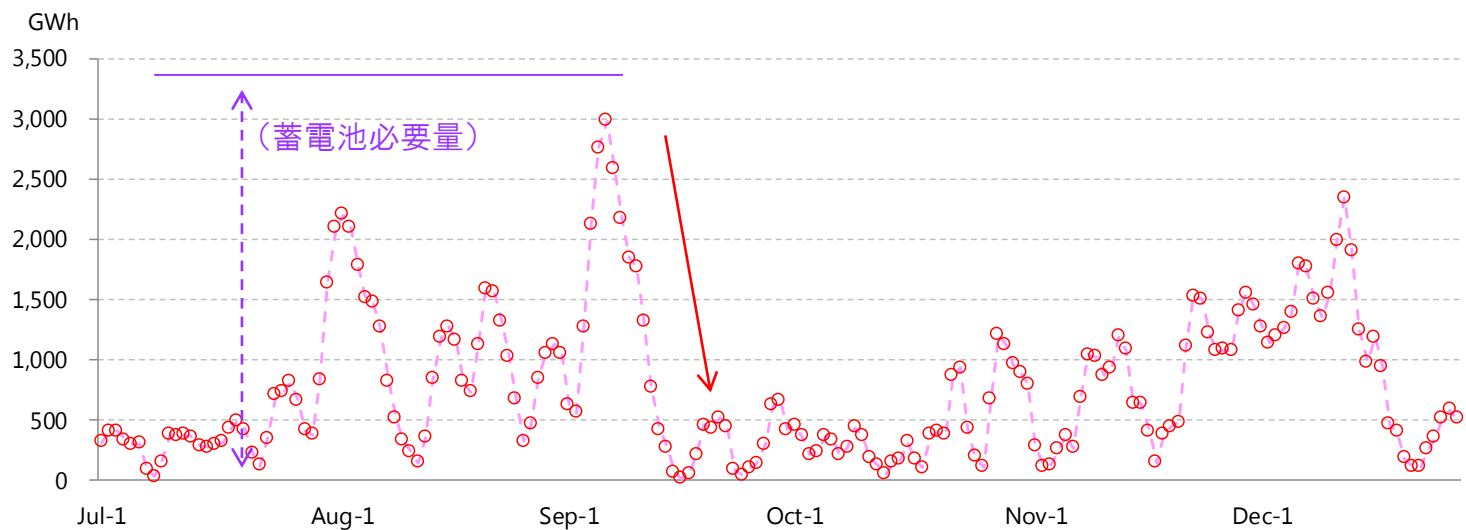
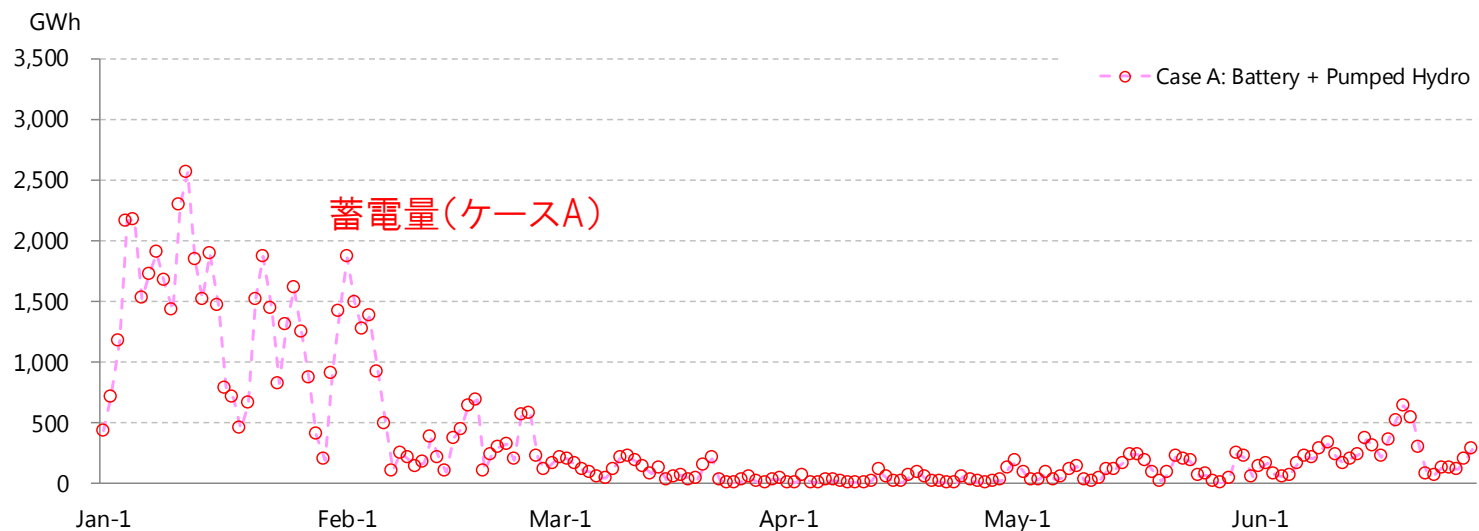
Matsuo Y et al. : Under review



・ 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。

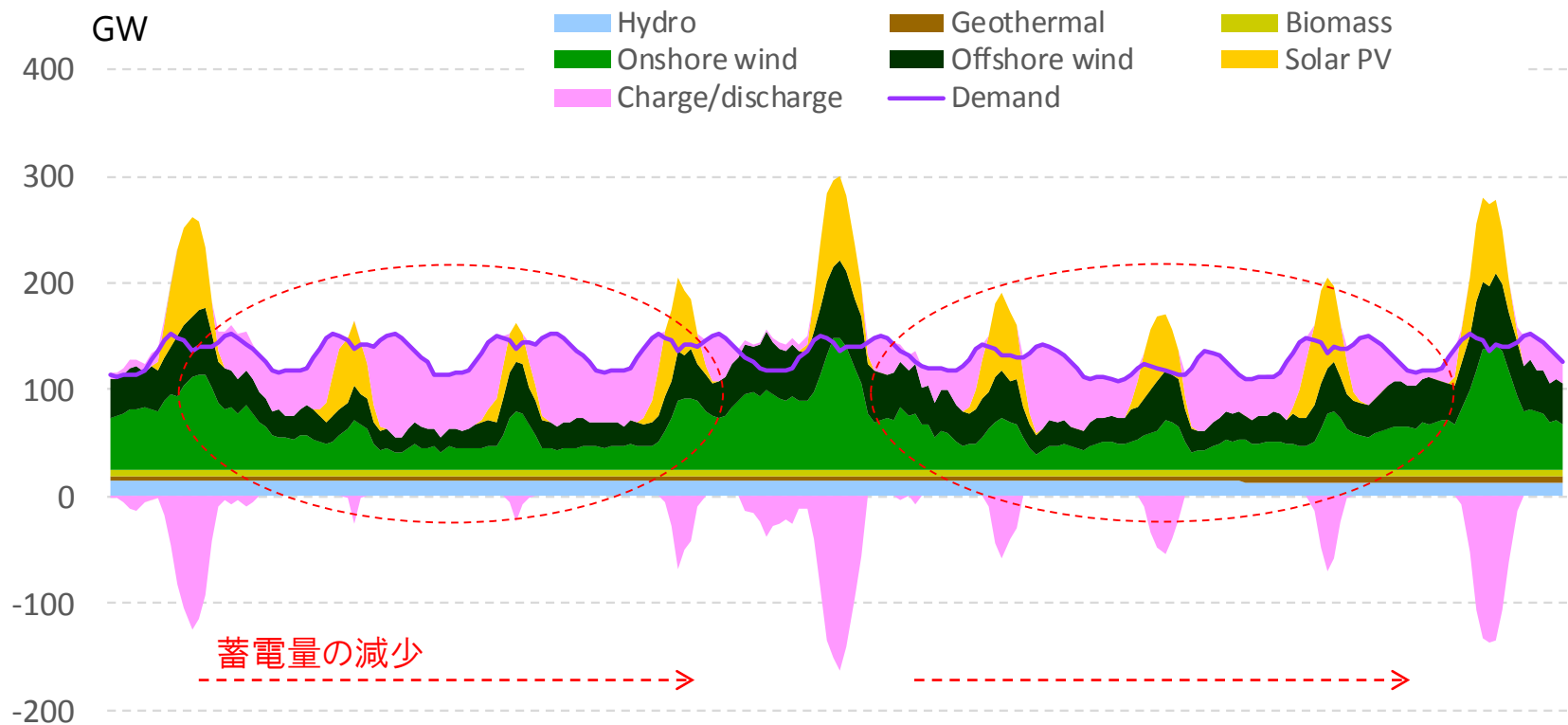
・ 再生可能エネルギー大量導入時の経済性は気象条件によって大きく変動する。1990年～2017年のデータを用いた推計では、蓄電池+水素貯蔵併用ケース(C-0)でも電力単価は標準偏差0.6円/kWh程度で変動。

# 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・無光」期間

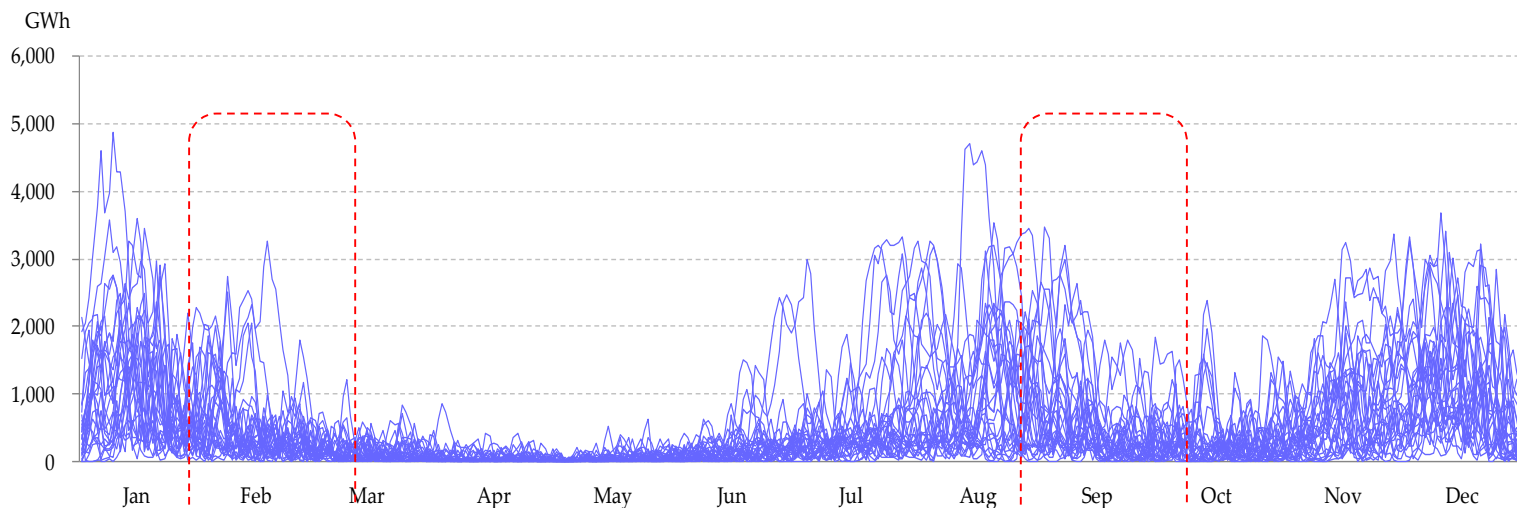


・ 1年のうち1度か2度、風力・太陽光の発電量が極めて小さくなる時期(無風期間・“Dark doldrums”と呼ばれる)が生じる。

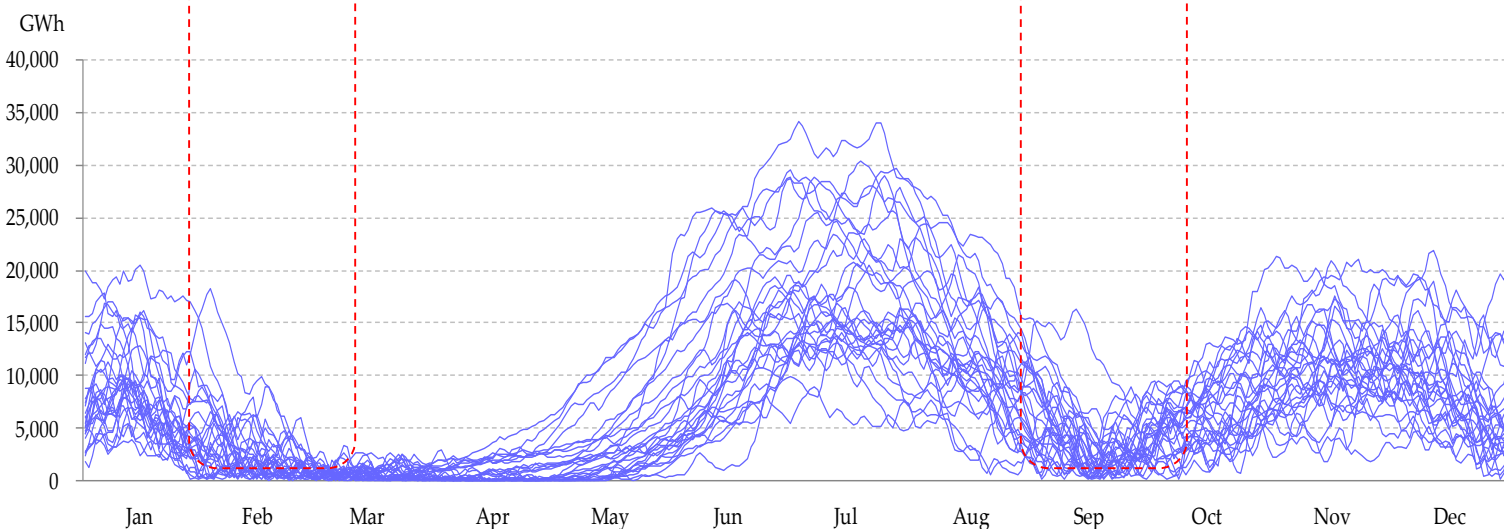
→ この「無風期間」の電力需要を賄うために必要な電力量が、蓄電池の必要量となる。

# 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)

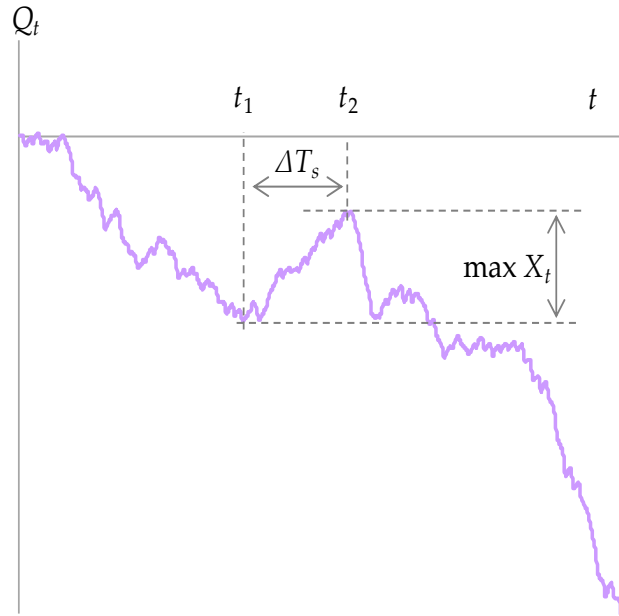


- 28年間のデータを用いた試算により、「無風期間」は概ね冬(2月頃)及び夏～秋(8～9月)に発生し、それに備えた電力貯蔵が必要となることがわかる。

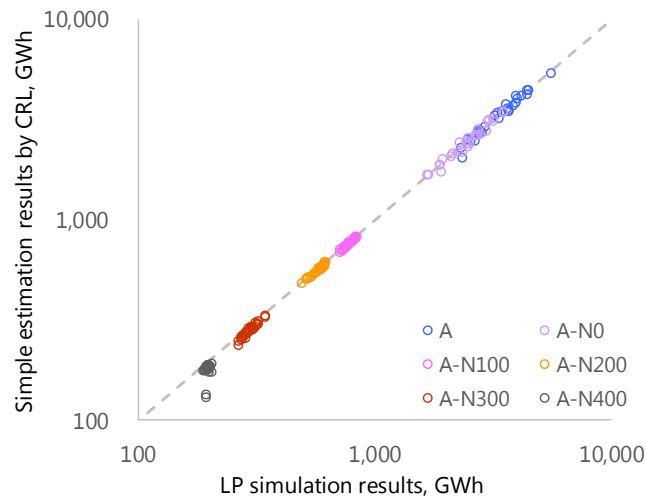
- 本試算は完全予見性を想定しているが、実際にはいつ、どの程度の「無風期間」が生じるかは予測できないことに注意。

# 「累計残存需要」による蓄電池必要量の推計

累計残存需要の概念図



LP解との比較



「残存需要」 $R_t$ は以下の通り定義される。

$$R_t = D_t - F_t - H_t \quad (1)$$

但し  $D_t$ : 電力需要、 $F_t$ : VRE発電量、  
 $H_t$ : その他(水力等)発電量

補正残存需要 $R'_t$ を以下で定義する。

$$R'_t = \begin{cases} R_t & \text{if } R_t \geq 0 \\ e_c R_t & \text{if } R_t < 0 \end{cases} \quad (2)$$

但し  $e_c$ : 蓄電池のサイクル効率

累計残存需要(Cumulative residual load: CRL)は

$$Q_t = \sum_{T=1}^t R'_t \quad (3)$$

局所蓄電所要量  $X_t$  は

$$X_t = Q_t - \min_{T \leq t} Q_T \quad (4)$$

これを用いて、蓄電池所要量  $L$  (単位: GWh)は以下の通り計算される。

$$L = \max_t X_t \div r \div l_s \quad (5)$$

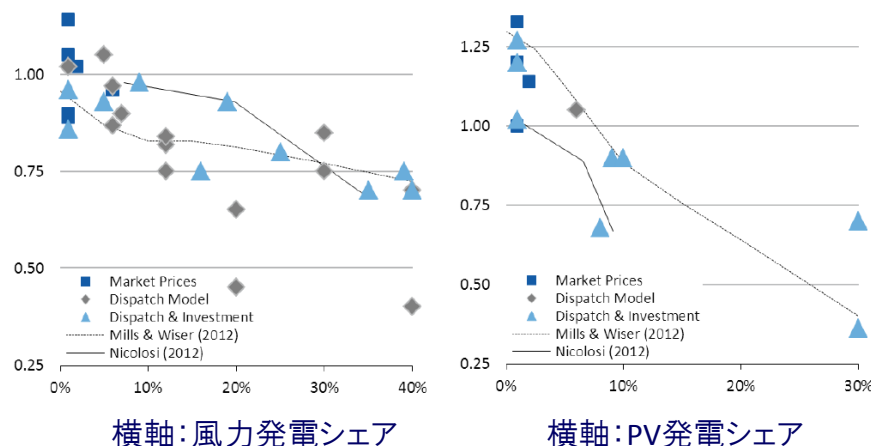
但し  $r$ : 自己放電係数、  
 $l_s$ : 蓄電池の設備利用率

# 再生可能エネルギーの「カニバリズム」効果

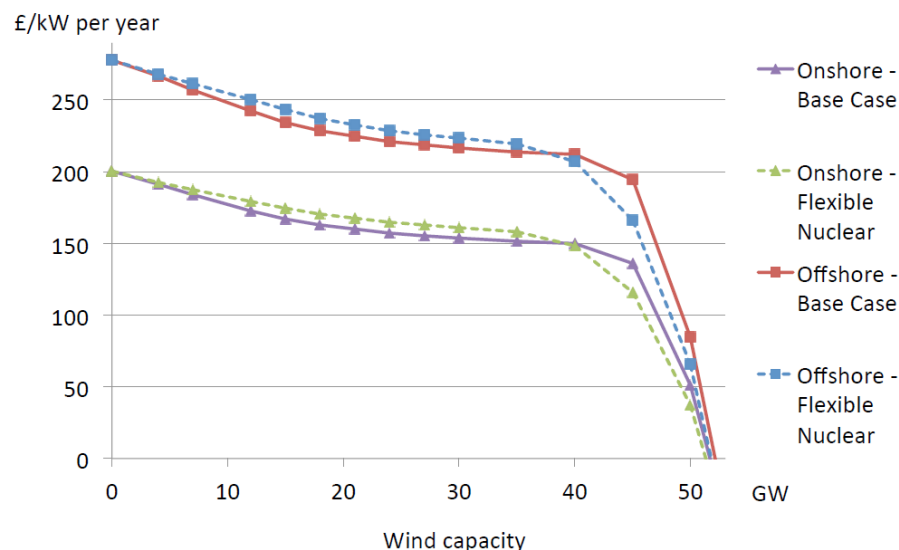
Green R J and Léautier T-O, (2015). Do costs fall faster than revenues? Dynamics of renewables entry into electricity markets. SE Working Papers 15-591, Toulouse School of Economics (TSE).

Hirth L, (2013). The market value of variable renewables: The effect of solar and wind power variability on their relative price, Energy Economics, 38, pp.218-236.

風力・太陽光の価値低下  
(Hirth, 2013)

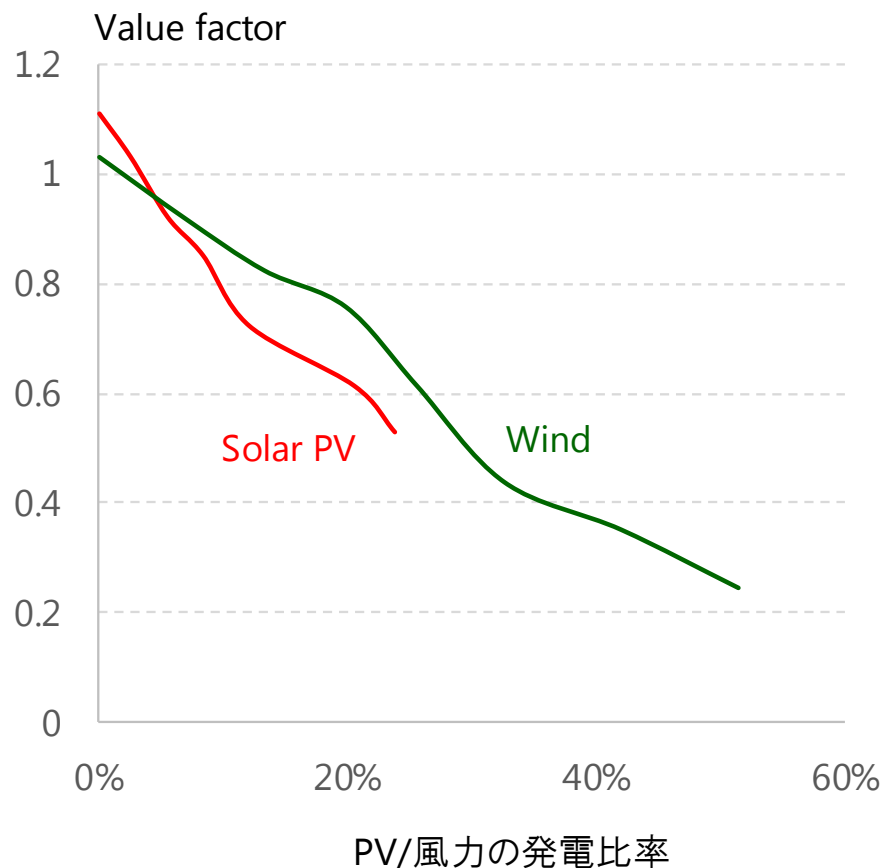


英国における風力発電の限界価値  
(Green and Léautier, 2015)



- ・ VRE(風力・太陽光)発電が大量に導入された場合、多くの発電機が同時に発電を行うため、一時的に電力価格が極度に低下する。
- ・ この場合、新たに導入されるVRE発電機によって発電される電力の価値は非常に小さいものとなる。
- ・ 太陽光発電は電力需要と正の相関を持つため(=暑い昼間に多く発電する)、導入量が小さい領域では他発電よりも高い価値を持つが、導入が進むにつれて価値が急速に低下する(Hirth, 2013)。Green and Léautier (2015) は英国を対象とした分析を行い、この問題により、仮に将来風力発電のコストが大幅に低下したとしても再生可能エネルギーへの補助は「いつまでもなくなるかもしれない」とした。

# VREのシステム価値の低下



- ・ 太陽光発電量は晴れた昼間に大きいため、電力需要と正の相関が見られる。  
→ 価値係数(PVの価値を、全電源平均の価値で除した値)は1よりも大きい。
- ・ しかし太陽光発電は発電機同士の出力の相関が非常に高いため、導入が進むにつれて価値が急速に低下する。
- ・ 電力価格の低下は再生可能エネルギーのみの経済性に影響するものではなく、火力発電・原子力発電設備の最適な設備利用率の低下に結びつき、その経済性にも影響を与えることに注意が必要。

# まとめ

- ・ 変動性再生可能エネルギー(VRE)大量導入に伴う電力部門の経済性の変化は現在、世界の多くの国で重要な課題と認識されており、多くの研究が進められている。
- ・ モデル分析結果によれば、供給ポテンシャルが十分に存在する(＝立地制約が問題にならない)限りにおいてVREの大量導入は経済的に可能。但しそれに伴う課題も存在する。
- ・ 短中期的には、発電機ごとの出力の相関による価値低下(「カニバリズム効果」)が大きな課題。これにより、仮に太陽光発電単体の発電単価(LCOE)が他電源よりも低下したとしても、太陽光に対する何らかの政策的支援は依然として必要となり得る。
- ・ VRE大量導入に伴う電力価格の低下は再生可能エネルギーのみならず、火力・原子力発電の経済性にも影響を与える。このため、発電設備や電力系統の柔軟な運用が重要となる。
- ・ 長期的には、VRE比率が極度に上昇した場合には、「無風期間」における電力供給途絶リスクへの対処が最大のコスト上昇要因となり得る。
- ・ 現状の評価においてモデル化されていない事項は多数存在する(VRE設備設置面積拡大による影響、地域内連系線、配電網の拡充、電力系統の慣性など)。電気事業者や他の専門家による知見も援用しつつ、より正確なモデル分析を行うことが必要。
- ・ 一方で、政策担当者や一般市民に正しい情報を伝えることが重要。そのために、まず第一段階として、研究者自身が偏りのない情報発信を行うことが極めて重要であると言える。