

共食い効果を考慮した太陽光・風力発電の 導入評価モデルの検討

2022年1月26日

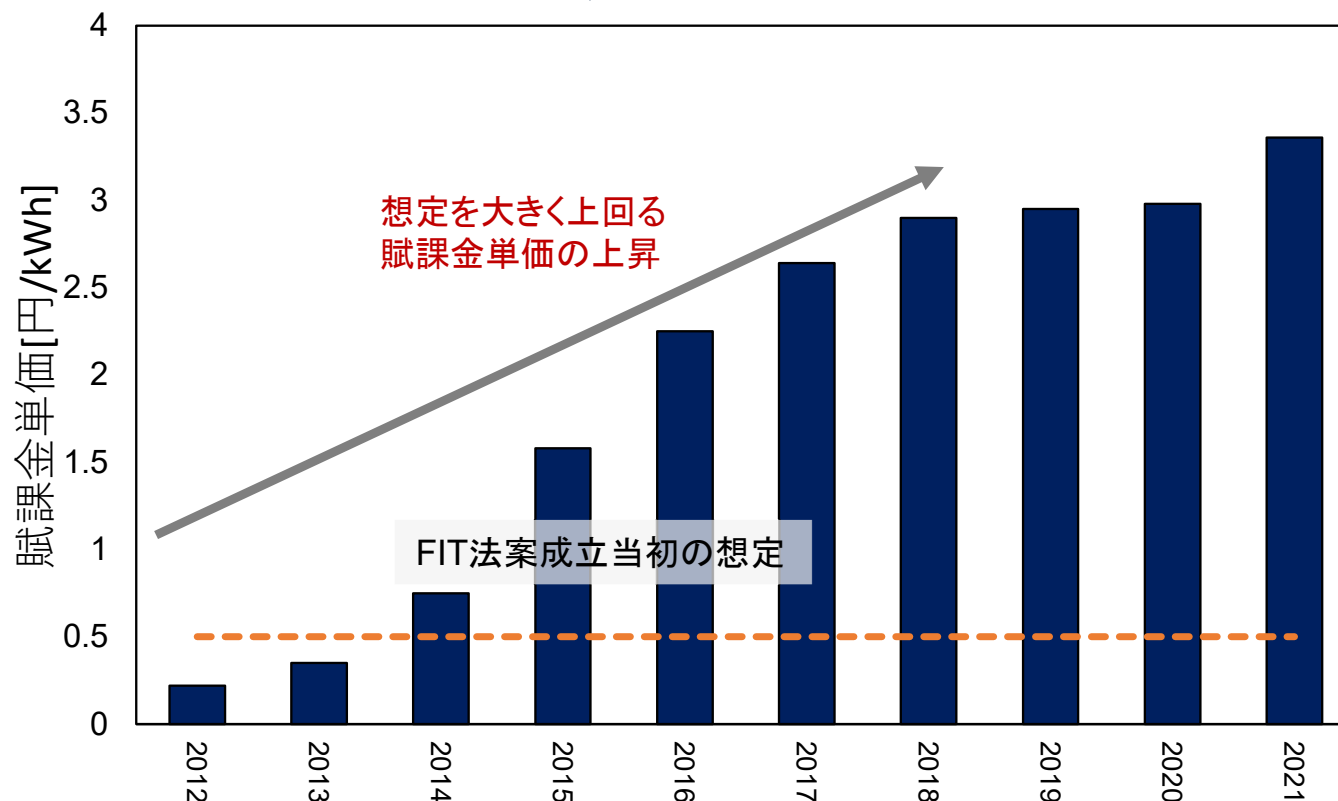
第38回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス

尾羽 秀晃* 遠藤 聖也（一般財団法人 日本エネルギー経済研究所）
松尾 雄司（立命館アジア太平洋大学）
玄海 亨 長尾 吉輝（株式会社JERA）

本研究の背景

太陽光・風力発電への期待が高まっている一方で、補助政策(FIT)の賦課金による**国民負担の増大が問題**となっている。

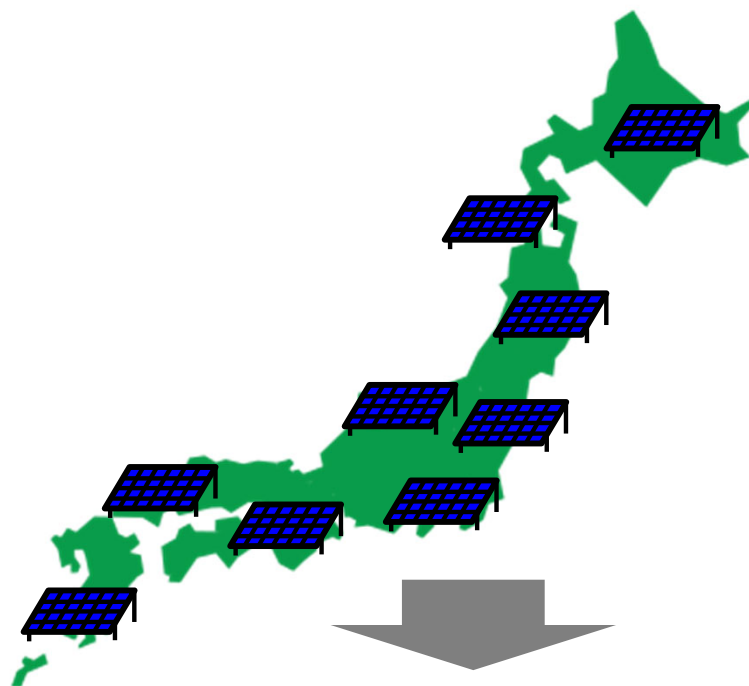
FIT賦課金単価の推移



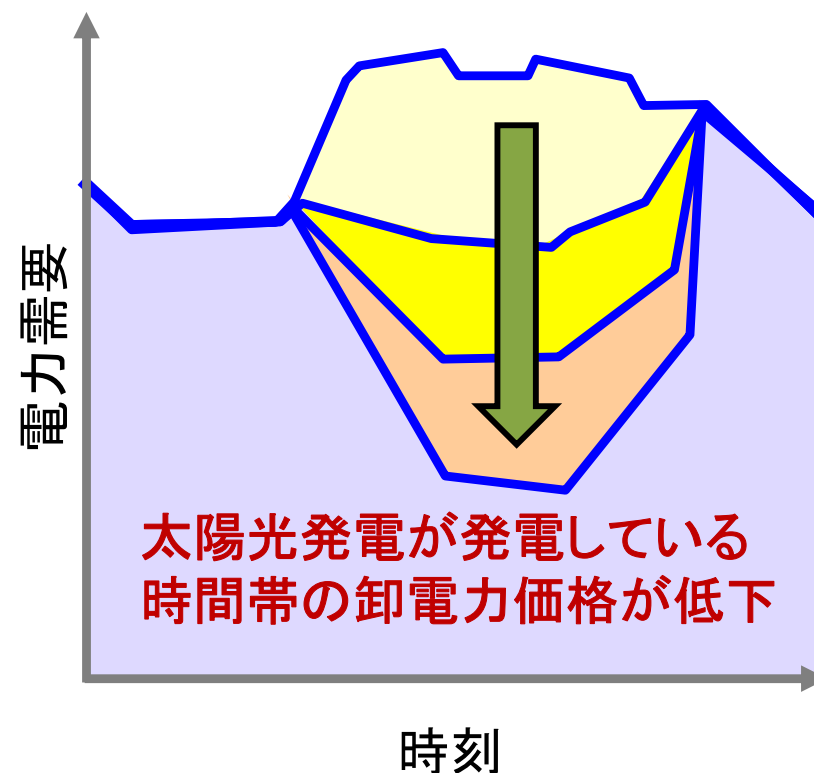
各電源の大量導入を想定する場合には、補助政策から脱却を目指すことを想定し、**経済合理性を考慮した各電源の導入可能性**を評価することが重要。

共食い効果

太陽光・風力発電が大量に導入された場合、発電している時間帯の卸電力価格を低下させ、自らのkWh価値を低下させる**共食い効果**が生じる。



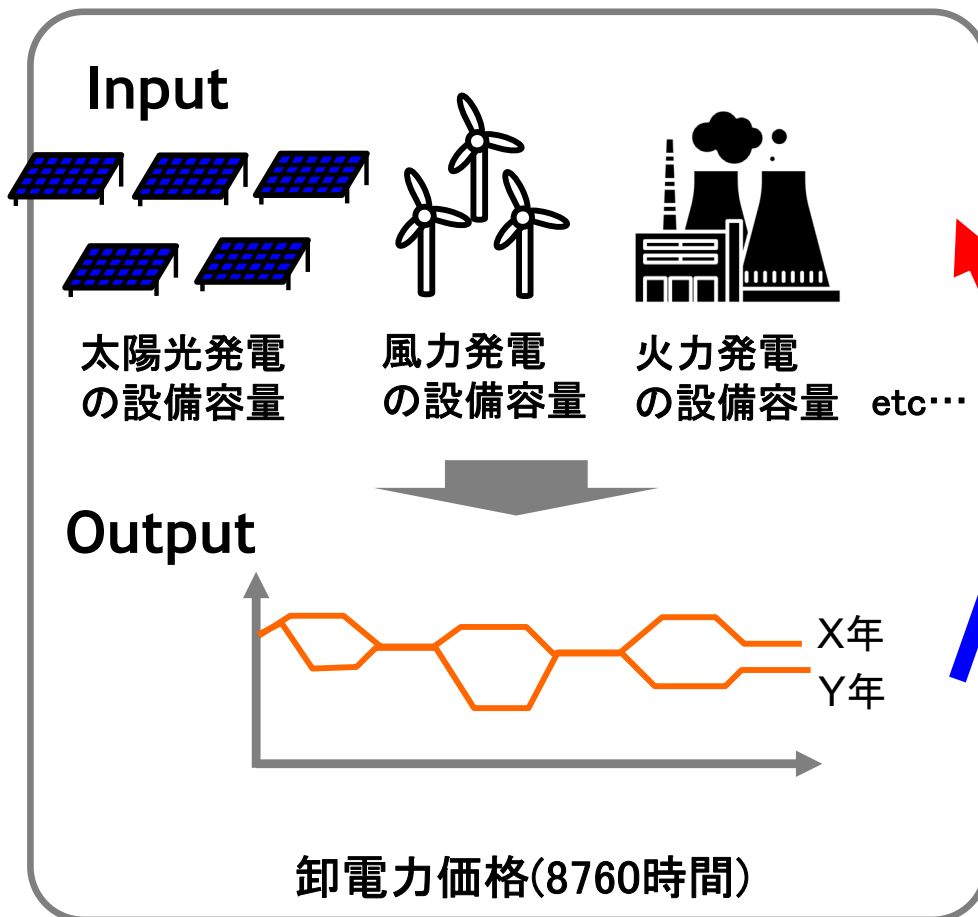
売電収入の減収に伴う投資の停滞



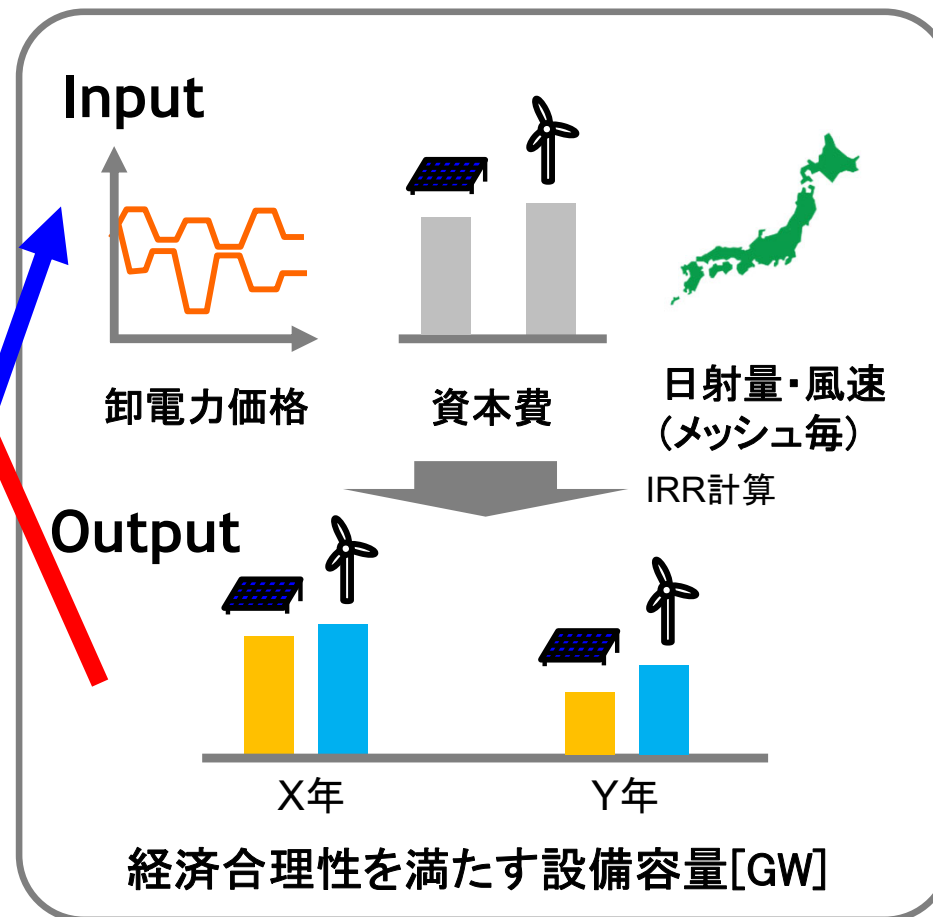
太陽光発電と風力発電の大量導入時における導入可能性を評価する上では、発電設備の資本費の低下に加え、**発電電力の価値の低下**を考慮することが**重要**となる。

共食い効果を考慮した導入評価モデル

電源構成モデル



GIS評価モデル



導入率

→ 経済合理性を満たす設備容量を時系列で評価可能

目的: 共食い効果を考慮した導入評価モデルの検討を行い、太陽光・風力発電の大量導入時における**経済合理性**や**導入可能性**の評価を行う。

本発表の流れ

本研究では、電源構成モデルとGISモデルを統合させることにより、共食い効果を考慮した導入評価モデルの検討を行った。

1. 各モデルの検討

- 電源構成モデルの検討
- GISモデルの検討

統合評価

2. 2030年を対象とした単年評価

- 卸電力価格の推計(電源構成モデル)
- 経済合理性を満たす設備容量の推計(GISモデル)

時系列評価

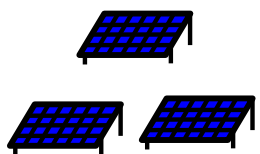
3. 2050年までを対象とした時系列評価

- 卸電力価格の推移
- 経済合理性を満たす設備容量の推移

電源構成モデルの検討

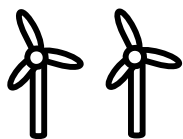
電源構成モデルは、需給運用パターンおよび卸電力価格を評価するモデルである。

Input



太陽光発電
の設備容量

(経済合理性を満たす発電設備のうち5%導入)



風力発電
の設備容量



火力・原子力発電
の設備容量

(既存設備の運転期間より推計)



石炭・石油価格
(IEA WEO2020より)



電力需要
(エネミ見通しより)

Model

$$\min .TC = \sum_i \left(\underbrace{g_i \cdot pf_i \cdot K_i}_{\text{発電設備の固定費}} + \sum_{d,t} \underbrace{pv_i \cdot X_{i,d,t}}_{\text{発電設備の変動費}} \right) + \sum_j \underbrace{CS_j}_{\text{蓄電設備の固定費・変動費}}$$

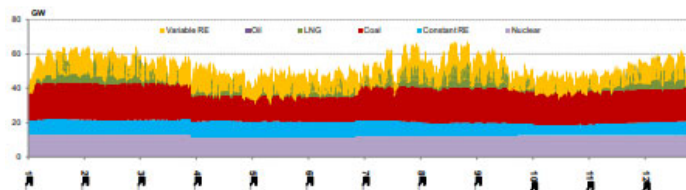
発電設備の固定費

発電設備の変動費

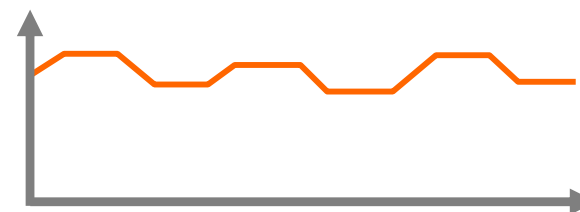
蓄電設備の固定費・変動費

→ 最小化

Output



需給運用パターン



卸電力価格(エリア・時間別)

GISモデルの検討

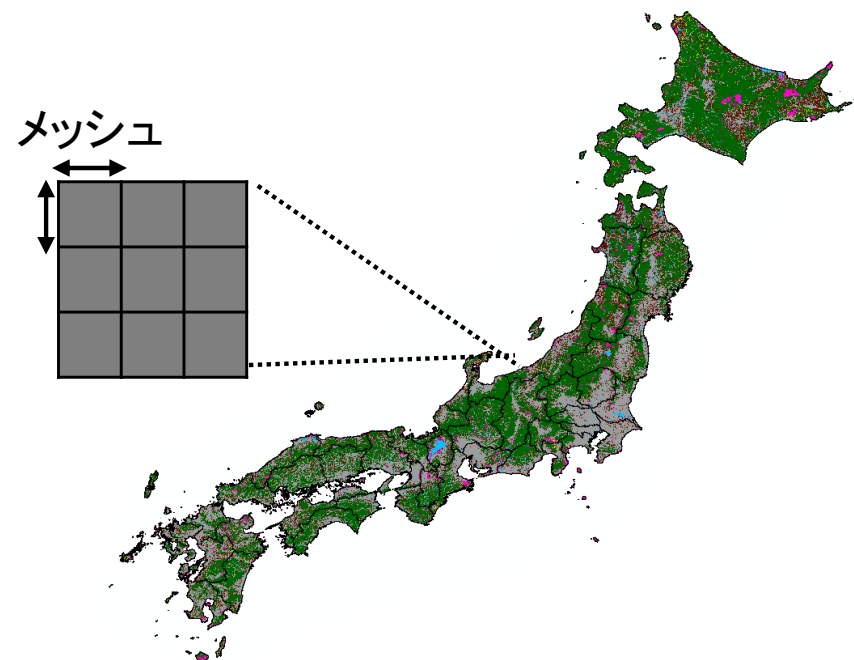
GISモデルは卸電力価格や、各メッシュの日射量・風速データなどからIRRを計算し、**経済合理性を満たす発電設備の設備容量を出力するモデル**である。

データ	内容
土地利用	森林・河川・雑草地など
自然条件	風速・日射量など
卸電力価格	電源構成モデルより推計
年間発電量	自然条件より計算
IRR	モデル内で計算

Model

$$\sum_{t=1}^{30} \frac{CF_t}{(1+r)^t} - CI = 0$$

→ キャッシュフロー
 (発電量・卸電力価格に依存)
 → 初期投資
 (資本費に依存)
 → **IRR**



**設置対象となる土地・海域のうち
一定のIRR以上のメッシュを抽出**
 (太陽光:5%, 陸上風力:7%, 洋上風力10%)

**経済合理性を満たす
発電設備の設備容量[GW]**

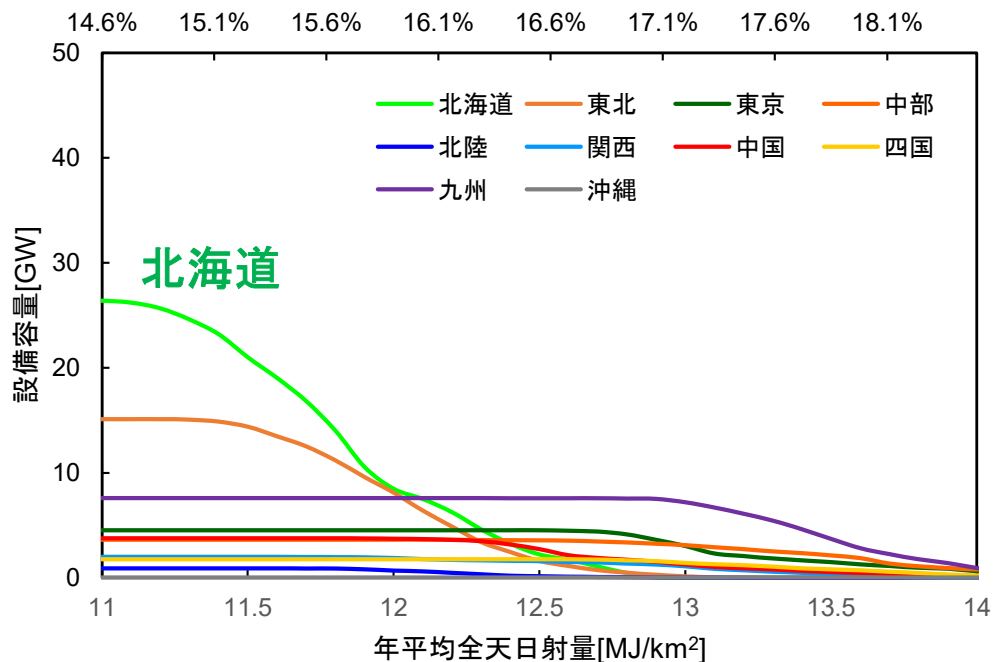
地上設置型太陽光・陸上風力の導入量上限

太陽光・陸上風力は、雑草地・裸地・しの地・荒廃農地(再生困難)のみに設置するとし、各電源の導入量の上限を**太陽光65.7 GW**、**陸上風力23.4 GW**とした。

太陽光・陸上風力の導入量上限(自然条件別)[GW]

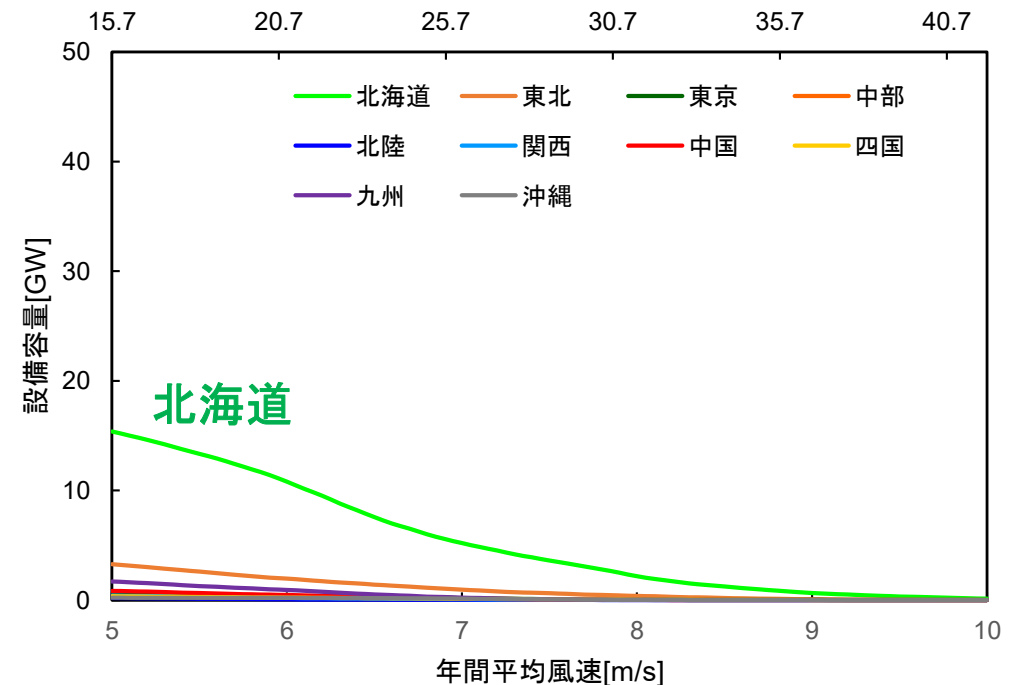
(A) 太陽光発電

設備利用率換算値[%]



(B) 陸上風力

設備利用率換算値[%]



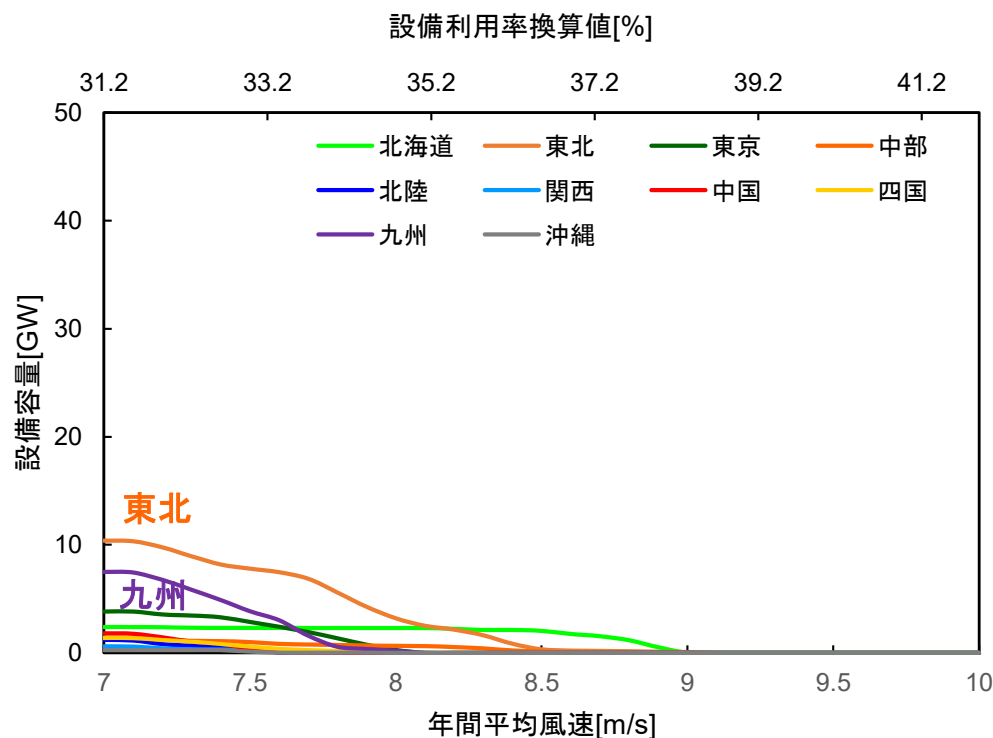
太陽光発電・陸上風力の設置対象場所は、**北海道エリア**に多く存在する。

洋上風力の導入量上限

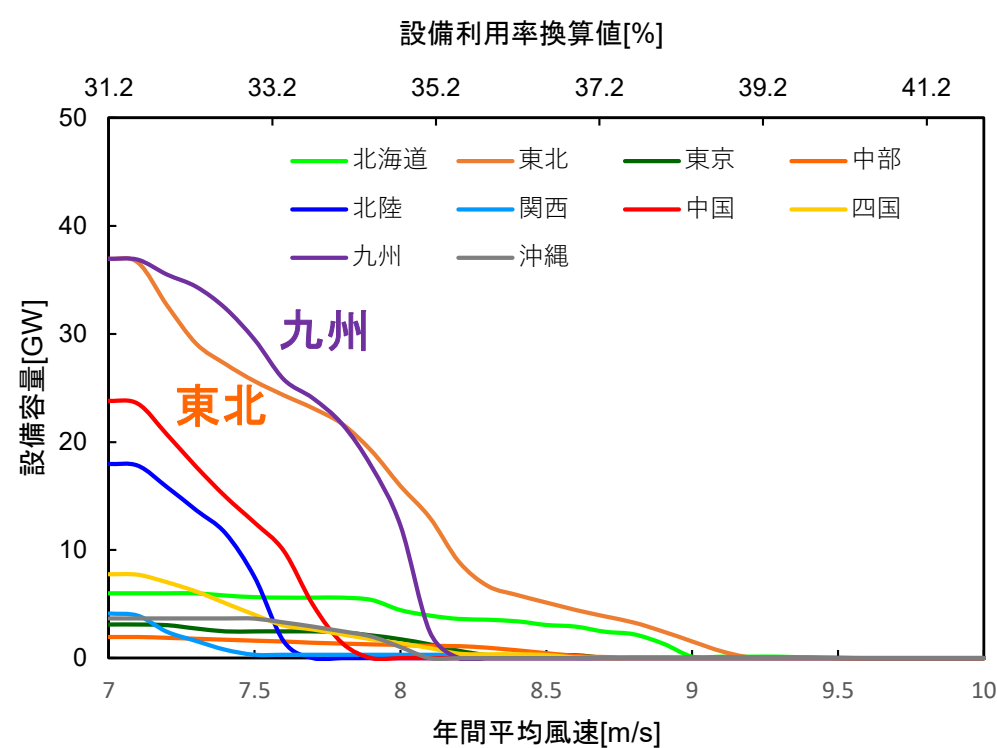
洋上風力は、再エネ海域利用法の「促進区域」の指定要件を満たす海域のうち、離岸距離5 km以上、船舶通行量21隻/月未満、漁業権が設定されていない海域に設置するとし、導入量の上限を**着床式30.8 GW**、**浮体式142.3 GW**とした。

洋上風力の導入量上限(自然条件別)[GW]

(A) 着床式洋上風力



(B) 浮体式洋上風力



洋上風力の設置対象となる海域は**東北・九州**に多く存在する。

本発表の流れ

本研究では、電源構成モデルとGISモデルを統合させることにより、共食い効果を考慮した導入評価モデルの検討を行った。

1. 各モデルの検討

- 電源構成モデルの検討
- GISモデルの検討

統合評価



2. 2030年を対象とした単年評価

- 卸電力価格の推計(電源構成モデル)
- 経済合理性を満たす設備容量の推計(GISモデル)

時系列評価



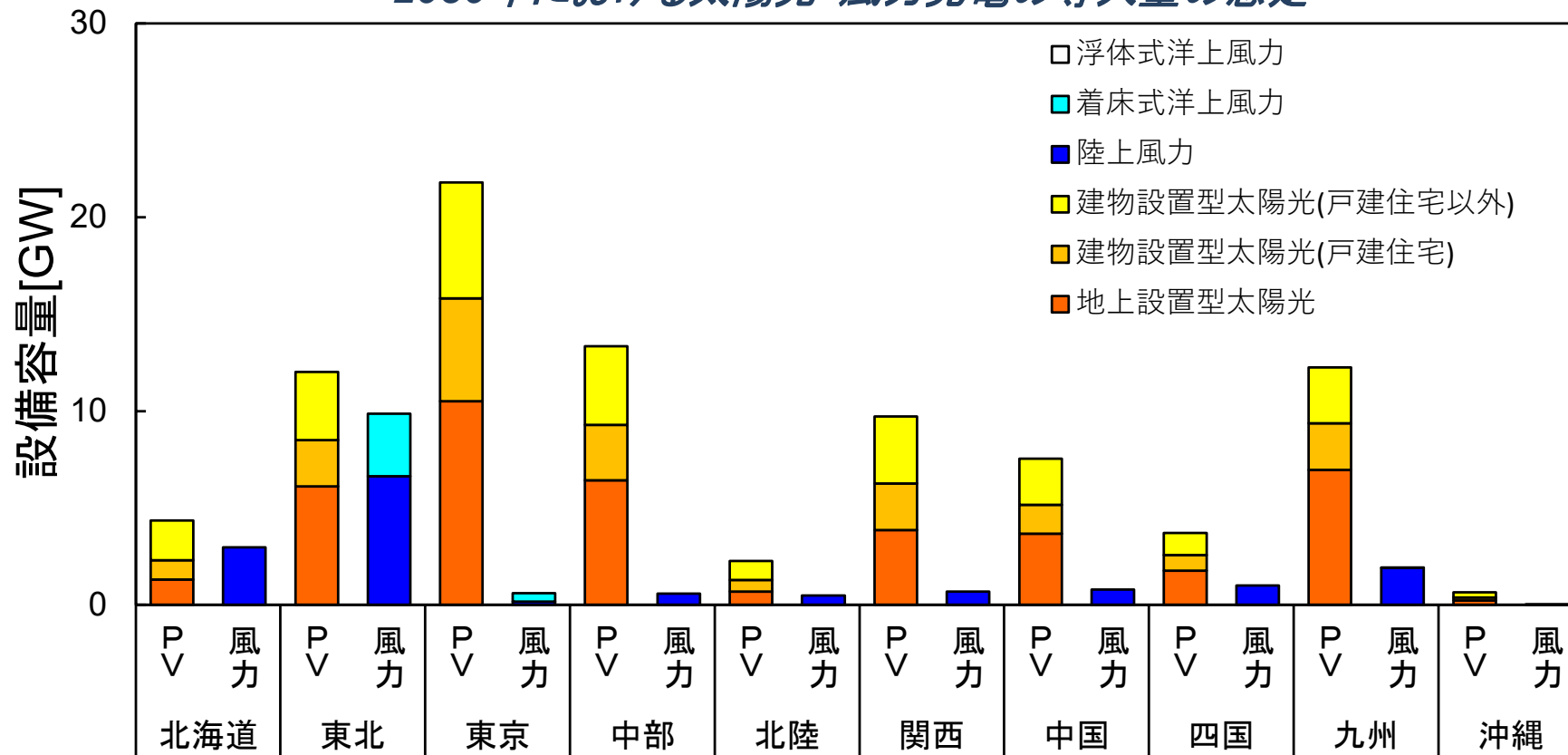
3. 2050年までを対象とした時系列評価

- 卸電力価格の推移
- 経済合理性を満たす設備容量の推移

2030年における導入量の想定

- エネルギー基本計画における導入見通しを参考に、2030年時点で**太陽光87.7GW**、**風力19.0GW**が導入される想定とした。

2030年における太陽光・風力発電の導入量の想定



* 各エリアの導入量は、各エリアのFIT認定量および環境アセスメントの準備書・配慮書提出済み案件より按分して推計。

FIPプレミアム価格の想定

太陽光・風力発電によって発電された電力は、卸電力価格に加えてFIPプレミアム価格が**上乗せ**されることを想定し、FIPプレミアム価格に応じた4種類のシナリオ設定を行った。ただし、洋上風力のプレミアム価格は高価な設定であることに留意が必要。

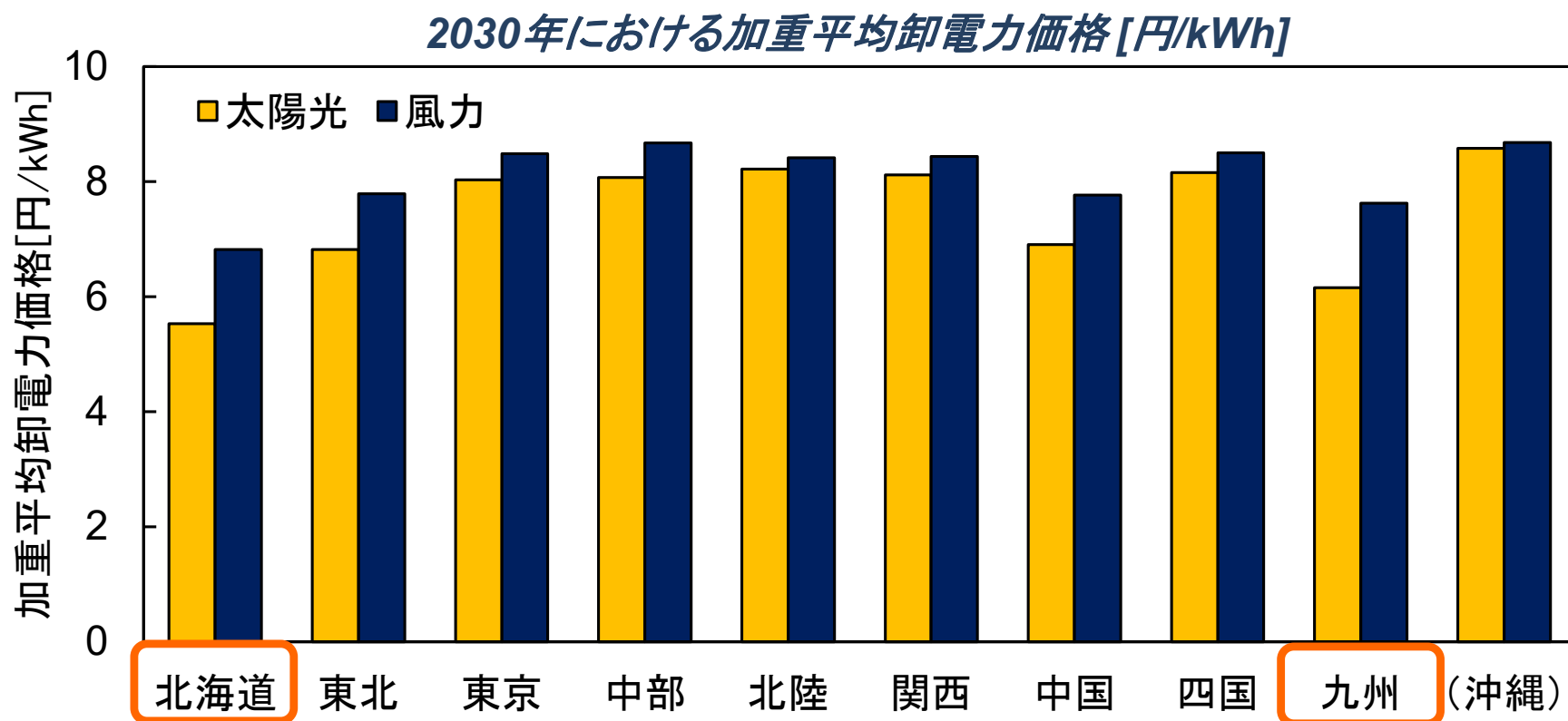
各シナリオにおけるFIPプレミアム価格の想定[円/kWh]

	地上設置型太陽光	陸上風力	洋上風力 (着床式)	洋上風力 (浮体式)
① 現状FIT 水準	3	9	24	28
② 現状2/3 水準	2	6	16	18
③ 現状1/2 水準	1.5	4.5	12	14
④ FIPなし	0	0	0	0

* 2021年時点のFIT買取価格と回避可能費用(8円/kWh)と想定の差分を参考として決定。

2030年における加重平均卸電力価格

電源構成モデルを用いることにより、2030年において太陽光・風力発電が発電している時間帯における卸電力価格の加重平均値の推計を行った。

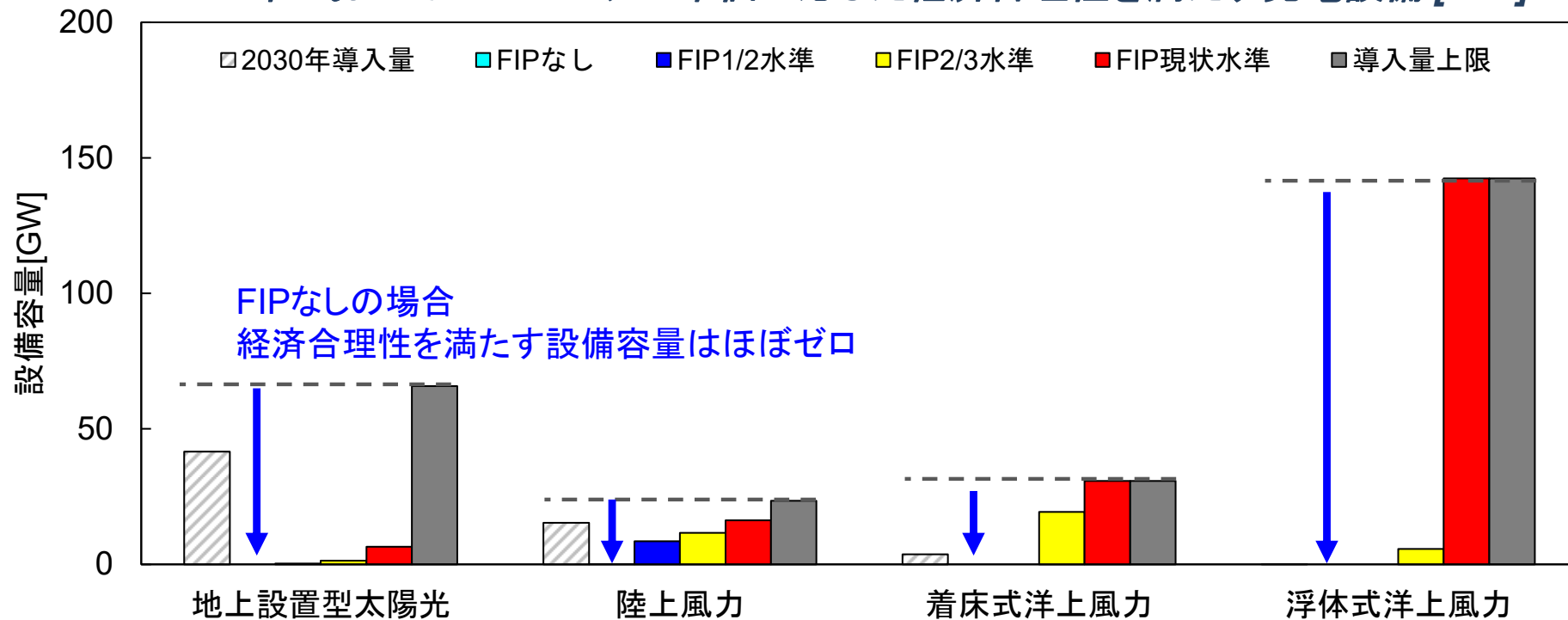


電力需要に対して太陽光発電が多く導入される北海道エリア・九州エリアでは、相対的に加重平均卸電力価格が小さくなる傾向が示された。

2030年において経済合理性を満たす発電設備[GW]

2030年における卸電力価格を基に、経済合理性を満たす発電設備の設備容量を推計した。

2030年においてFIPプレミアム単価に応じた経済合理性を満たす発電設備[GW]



FIPによる補助がない場合、**経済合理性を満たす設備容量はほぼゼロ**と推計された。
 → 2030年時点ではFIPなどの補助政策からの脱却は困難であることが示唆される。

本発表の流れ

本研究では、電源構成モデルとGISモデルを統合させることにより、共食い効果を考慮した導入評価モデルの検討を行った。

1. 各モデルの検討

- 電源構成モデルの検討
- GISモデルの検討

統合評価



2. 2030年を対象とした単年評価

- 卸電力価格の推計(電源構成モデル)
- 経済合理性を満たす設備容量の推計(GISモデル)

時系列評価

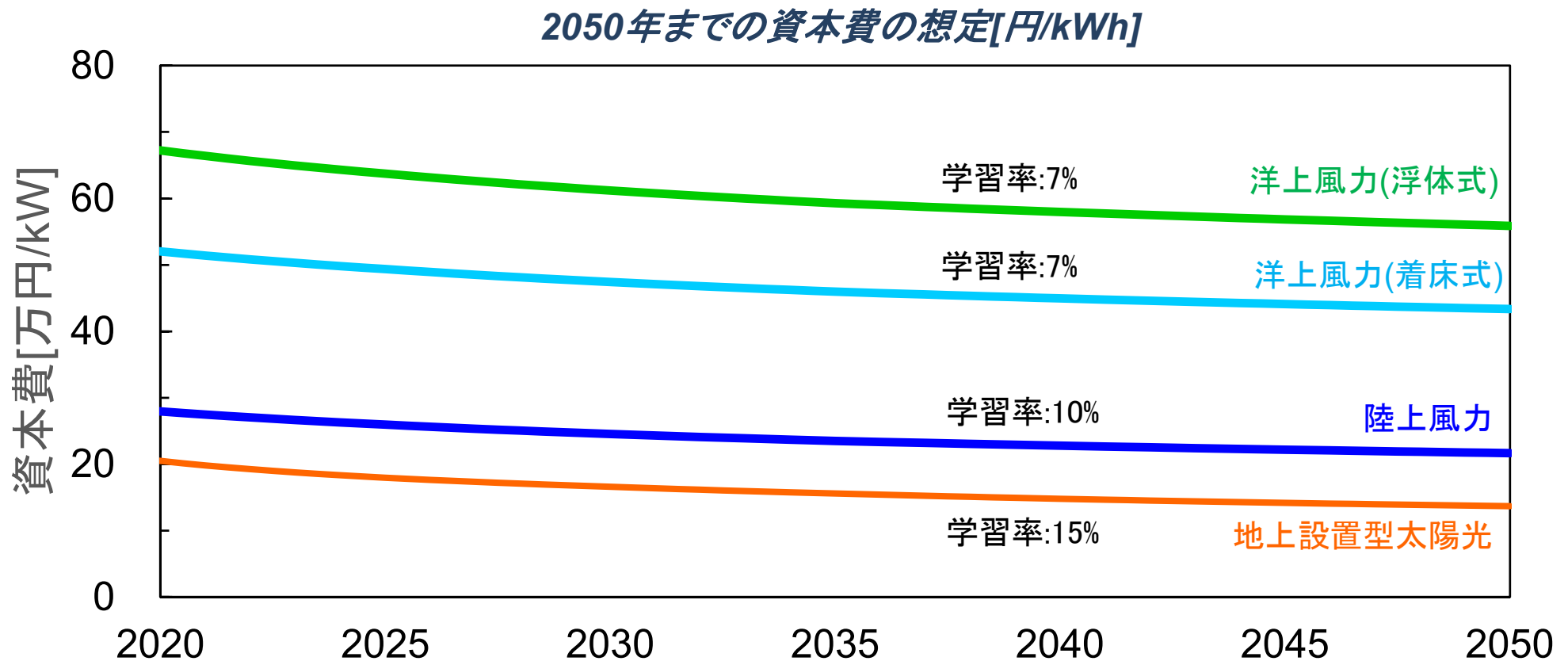


3. 2050年までを対象とした時系列評価

- 卸電力価格の推移
- 経済合理性を満たす設備容量の推移

2050年までの資本費の想定

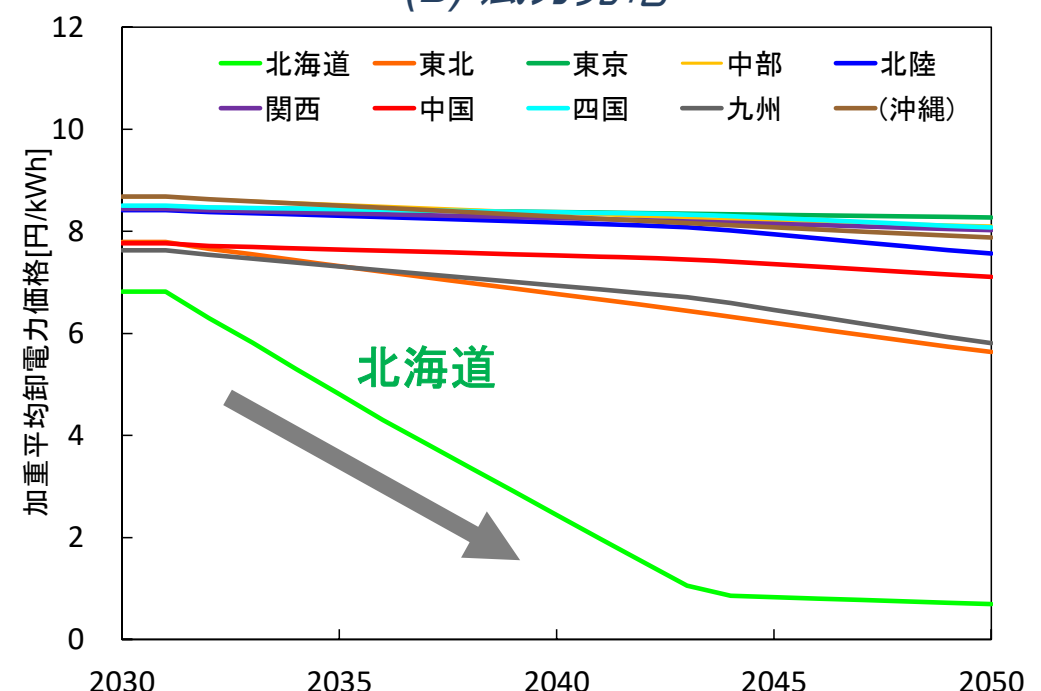
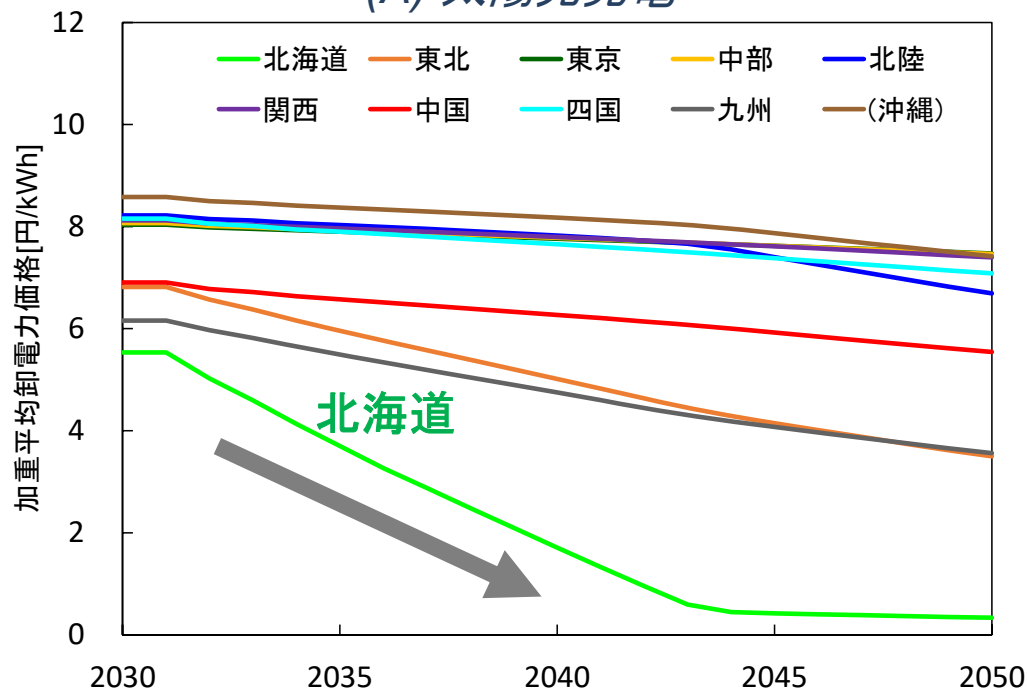
- 調達価格等算定委員会で示されている実績値/想定値を基に、**学習曲線に基づいて発電設備の資本費が減少する**想定とした。



2050年までの加重平均卸電力価格の推移

一定の太陽光・風力の導入を促進するため、FIPのプレミアム価格が現状のFIT水準の2/3となるシナリオの下、2050年までの加重平均卸電力価格の時間変化の評価を行った。

2050年までの加重平均卸電力価格(FIP 現状2/3水準ケース)[円/kWh]
(A) 太陽光発電 (B) 風力発電

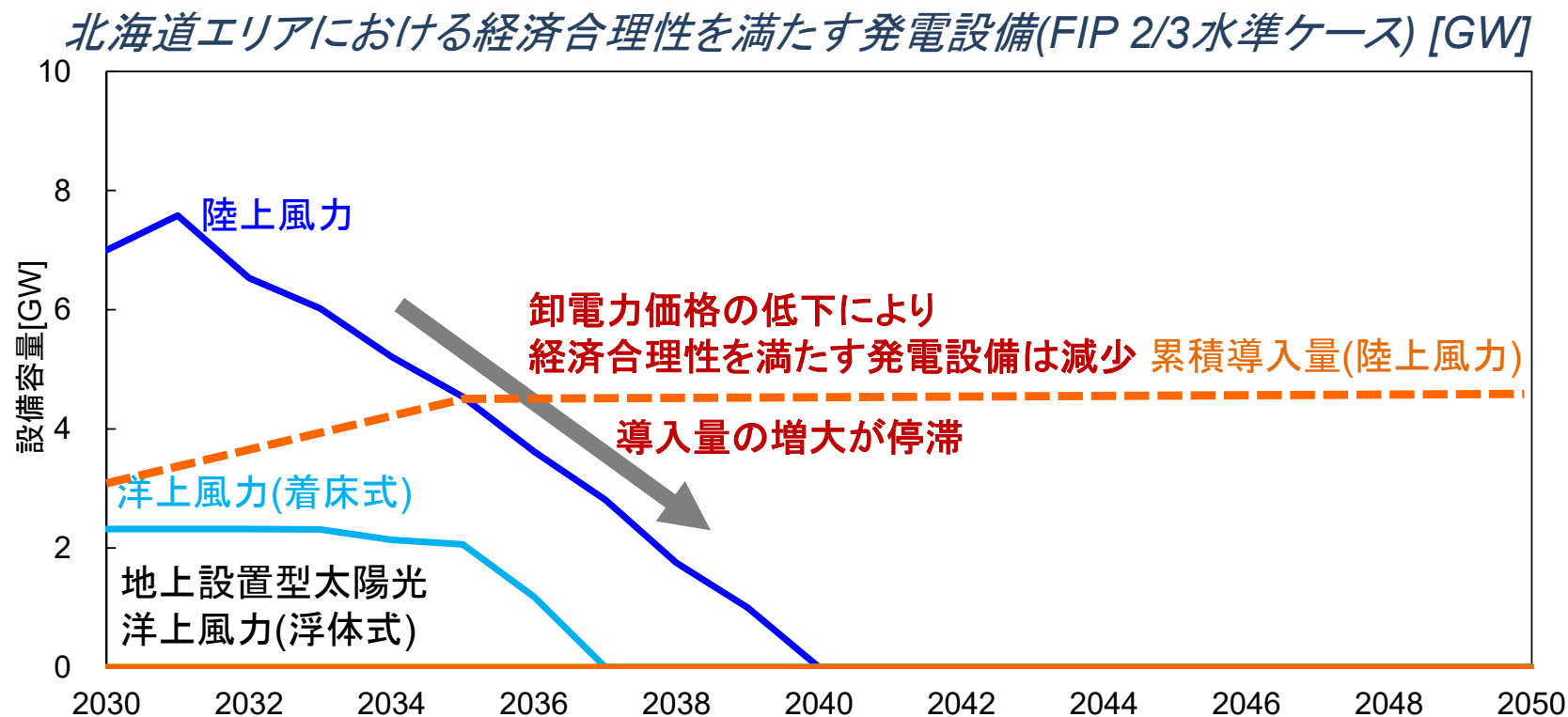


* FIPプレミアム価格: 太陽光:2円/kWh, 陸上風力:6円/kWh, 洋上風力(着床式): 16円/kWh, 洋上風力(浮体式): 18円/kWh

太陽光発電・風力発電ともに電力需要が少ない**北海道エリア**において、特に加重平均卸電力価格が減少する傾向が示された。

経済合理性を満たす発電設備(北海道エリア)

卸電力価格が特に減少した北海道エリアに着目し、各電源の経済合理性を満たす発電設備の設備容量の推計を行った。



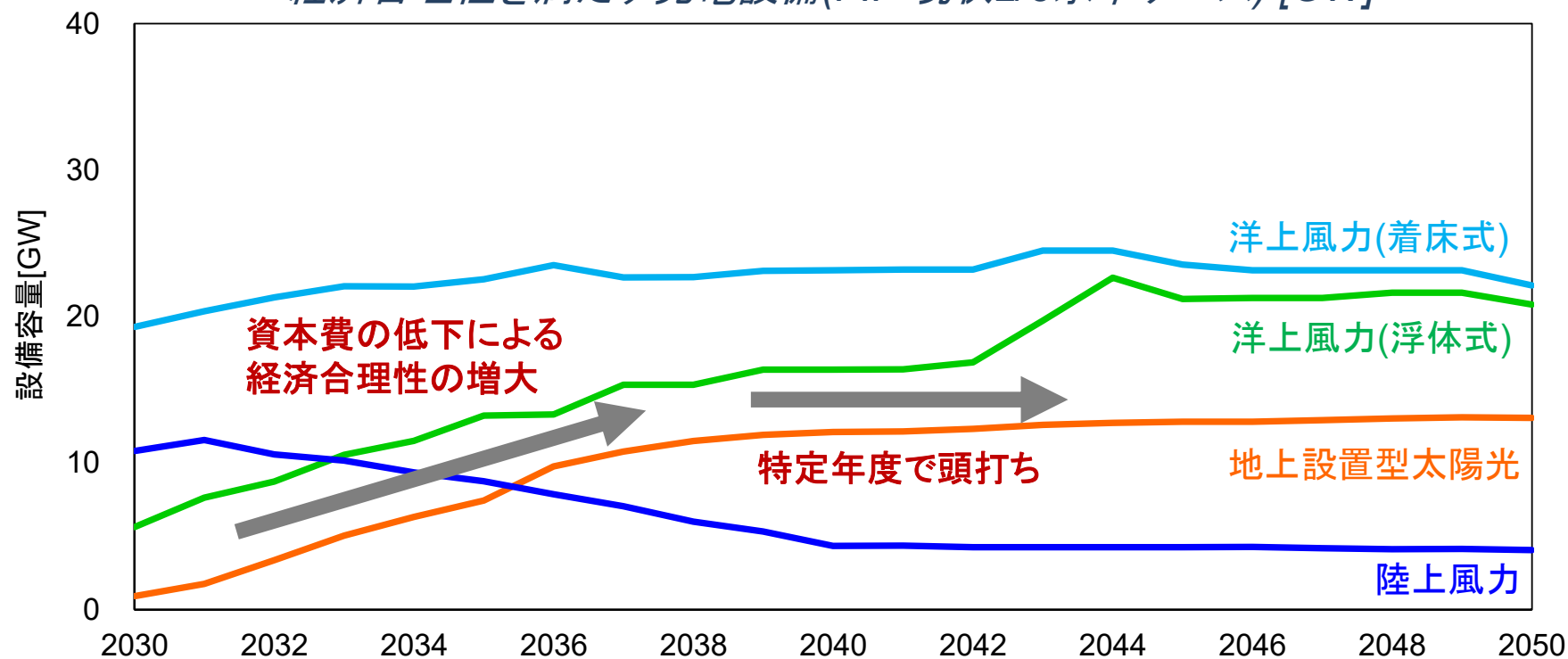
* FIPプレミアム価格: 太陽光:2円/kWh, 陸上風力:6円/kWh, 洋上風力(着床式): 16円/kWh, 洋上風力(浮体式): 18円/kWh

北海道エリアにおいては発電設備の資本費低下よりも卸電力価格低下に伴う売電収益減少の影響が上回り、**経済合理性を満たす発電設備は時間経過とともに減少**。
→ 電源への投資が抑制されることが予想される。

経済合理性を満たす発電設備(全国)

全国において、各電源の経済合理性を満たす発電設備の設備容量の推計を行った。

経済合理性を満たす発電設備(FIP 現状2/3水準ケース) [GW]



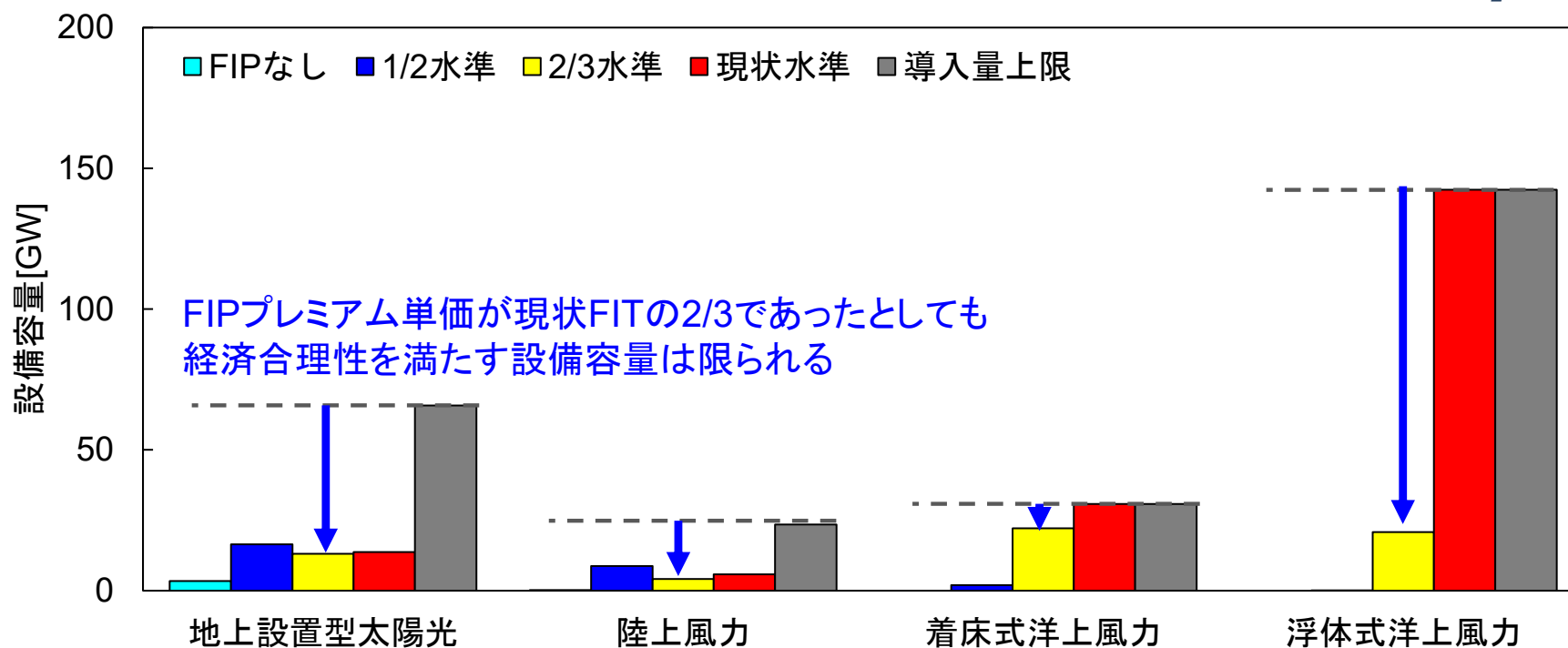
* FIPプレミアム価格: 太陽光:2円/kWh, 陸上風力:6円/kWh, 洋上風力(着床式): 16円/kWh, 洋上風力(浮体式): 18円/kWh

太陽光と洋上風力(浮体式)は資本費の減少に伴い経済合理性を満たす発電設備は時間経過に伴い増大するが、卸電力価格の低下により特定年以降で頭打ちとなる。

2050年において経済合理性を満たす発電設備[GW]

2050年において経済合理性を満たす発電設備の設備容量を推計した。

2050年においてFIPプレミアム単価に応じた経済合理性を満たす発電設備[GW]



* FIP2/3水準ケース: 太陽光:2円/kWh, 陸上風力:6円/kWh, 洋上風力(着床式): 16円/kWh, 洋上風力(浮体式): 18円/kWh

FIPプレミアム単価を現状の2/3水準に維持したとしても、卸電力価格の減少の影響が大きいいため、**経済合理性を満たす設備容量は大きく限られる。**

→ 自立的な導入には、これまでの学習効果を大幅に上回るコストダウンが必要。

結論

本研究では、電源構成モデルとGISモデルを統合させることにより、共食い効果を考慮した導入評価モデルの検討を行った。

導入評価モデルの検討

- ※ 本モデルを用いることによって、太陽光・風力発電の導入拡大による卸電力価格の減少および各電源の経済合理性へ与える影響を時系列的に評価可能である。

ケーススタディ

- ※ 今後卸電力価格を基準とした売電が行われる場合、経済合理性を満たす発電設備は限られており、導入の停滞が引き起こされる可能性が示唆された。
(FIPのプレミアム価格を現状2/3水準としたケースでも同発電設備は大きく増大しない)
- ※ 太陽光・風力発電が自立した電源となるためには、これまでの学習効果を大幅に上回るペースでのコストダウンが必要となることが示唆された。