

第4回再エネ講座シンポジウム2023
「再エネ大量導入に向けた電力市場改革」

2050CN目標達成に向けた再エネ大量導入の電力市場への影響シミュレーション
Simulation of the Impact on the Electricity Market from the Massive Introduction
of Renewable Energy Toward the Achievement of the 2050 CN Targets

京都大学大学院 経済学研究科
再生可能エネルギー経済学講座
特 定 助 教
張 砦
Zhang.Tuo.8p@Kyoto-u.ac.jp

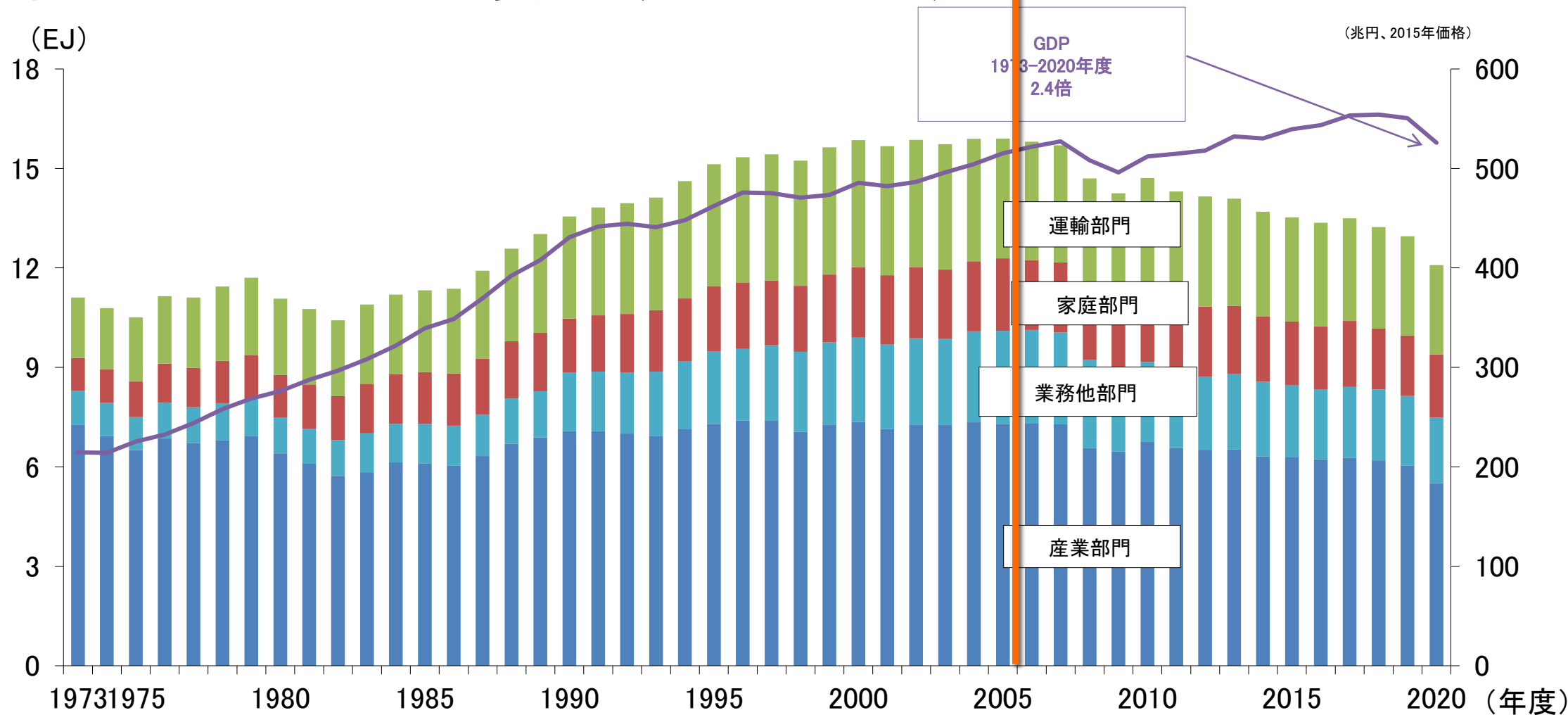


目次

- 1 背景と目的
- 2 最適配電モデル
- 3 PyPSA-Japan 2050 シナリオの設定
- 4 シミュレーション分析結果
- 5 結果から得られた示唆



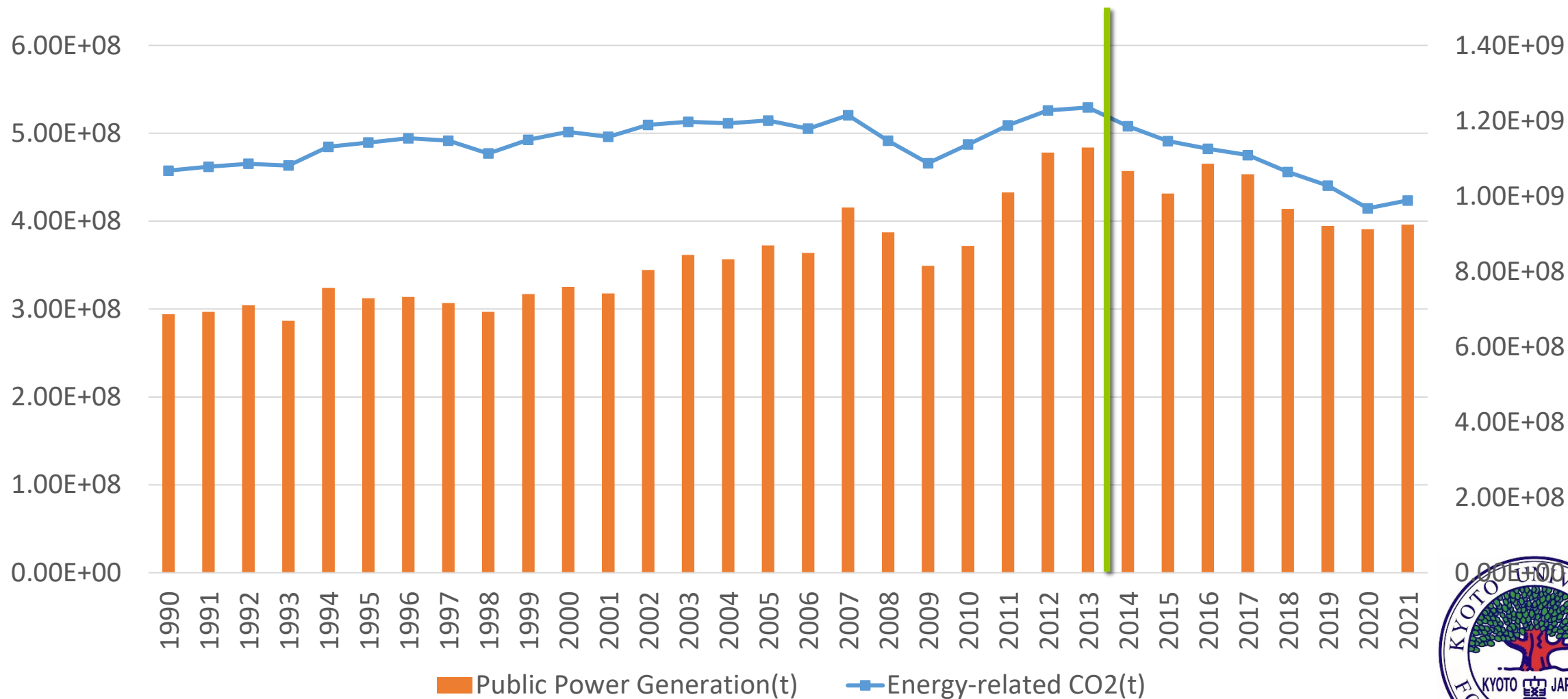
背景： 部門別エネルギー消費量（1973-2020）



出典：資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、内閣府「国民経済計算」を基に作成



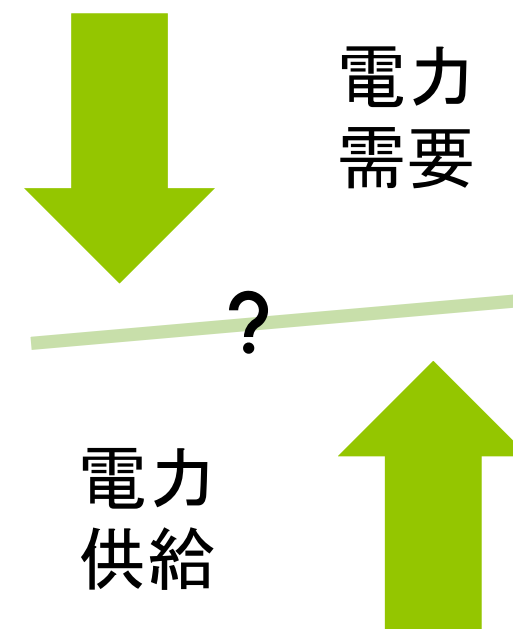
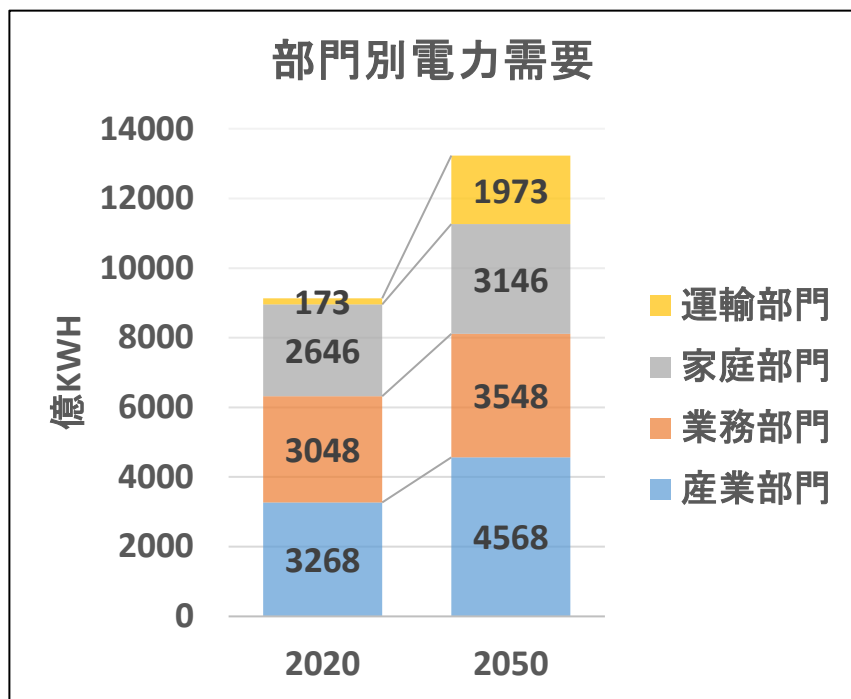
背景： 電力消費量とCO₂排出量（1990-2021）



2050CNシナリオにおける電化率の向上が電力総需要を増加させる 研究課題：需要の増加が電力市場と電力負担に与える影響

電力総需要予測

913TWh, 27%(2020) vs **132TWh**, 63%(2050)



出典：IPCC「Sixth Assessment Report」、電力中央研究所「脱炭素化のために電化にどう向き合うか」を基に作成

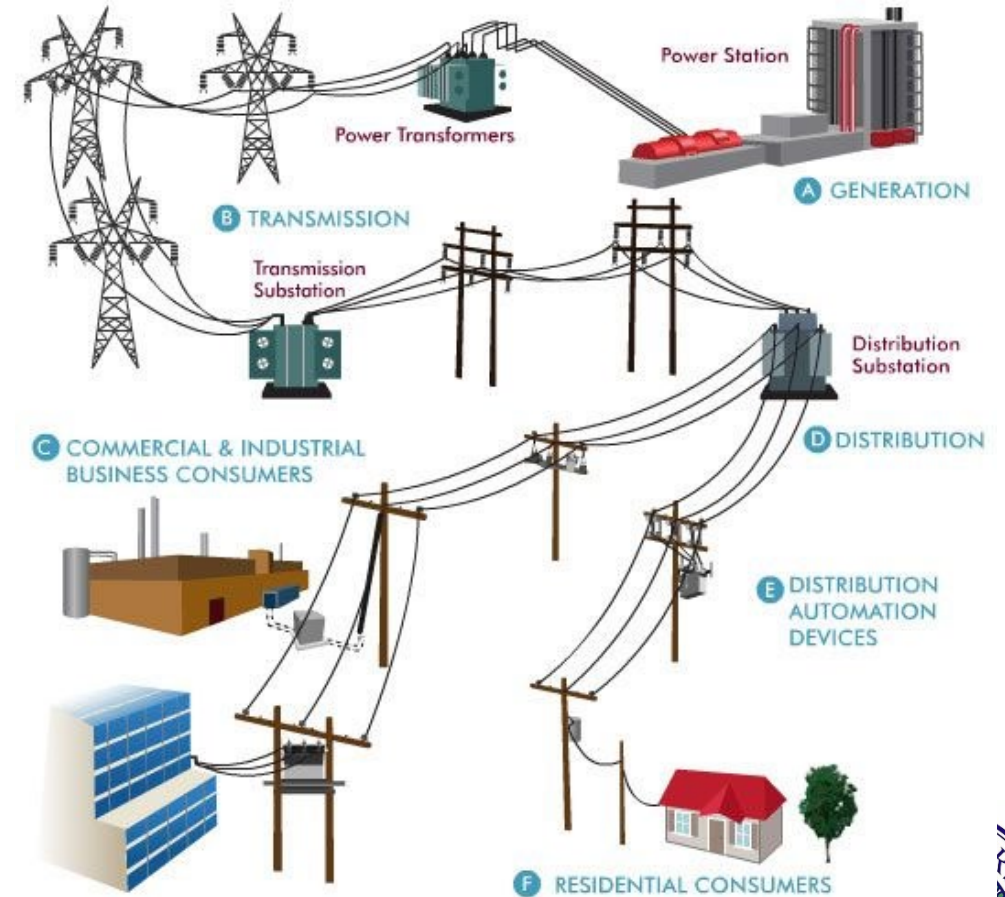


2 最適配電モデル



The Optimal Dispatching Model

- Nonlinear relationships among the essential factors at high spatial and temporal resolutions:
 - Transmission Congestion, Fuel Cost Fluctuation, Installed Capacity, Ramp-up/Down, Renewable Output Variability, Demand Fluctuation
- Widely used for energy planning:
 - Komiyama & Fujii, 2019: EMF35 JMIP
 - 安田陽 & 濱崎博, 2020: TIMES model
 - 内藤克彦, 栗山昭久 *et al.*, 2021: PROMOD



The Optimal Dispatching Model: Cost Minimization under Constraints

- **The Transmission System Operator (TSO)'s Problem:**
 - To **minimize** the generation cost through optimal dispatch in order to meet the **demand**
- **Mathematical Form:**

$$\min_{\{\text{Outputs of dispatchable Plants } i\}} \text{Total Cost} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n \text{costs of individual dispatchable plants}$$

$$\text{subject to} \left\{ \begin{array}{l} \sum \text{Demand}_m = \sum \text{Supply}_n \quad \text{for Node } i \quad (1) \\ \sum \text{flow}_i \leq \text{Transmission_Capacity}_t \quad \text{for each branch } t \quad (2) \\ \text{Other Constraints...} \end{array} \right.$$



Lagrange multipliers methods & Kuhn-Tucker Conditions

$$\min_{\{\text{Outputs of dispatchable Plants } i\}} TC = \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^n \text{costs of individual dispatchable plants}$$

$$\text{subject to } \begin{cases} \sum Demand_m = \sum Supply_n & \text{for Node } i & (1) \leftarrow \lambda \\ \sum flow_i \leq Transmission_Capacity_t & \text{for each branch } t & (2) \leftarrow \mu \\ \text{Other Constraints...} \end{cases}$$

- (1) is Equality Constraint; (2) is Inequality Constraint
- The existence and the uniqueness of the solution are ensured by the convex conditions for the generating cost functions, and the decreasing marginal utility assumptions for the demand functions

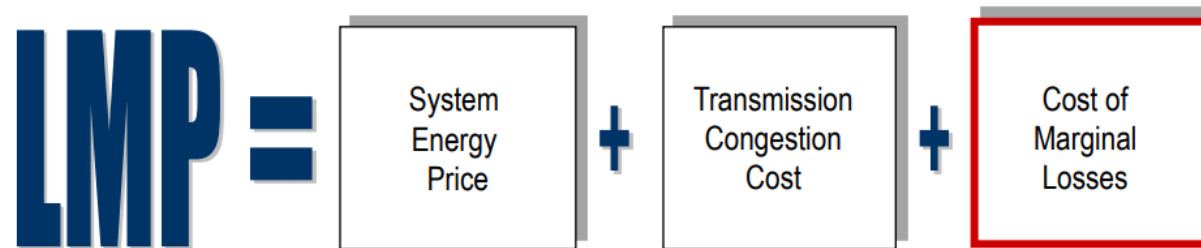


Shadow Energy Price: Locational Marginal Price(LMP)

- LMP is defined as the least cost to **service the next increment of demand** at that location consistent with all power system operating constraints(Fu & Li, 2006).

$$LMP_{it} \triangleq \frac{\partial Cost_{it}^*(Q_{it}, \dots)}{\partial Q_{it}^*}$$

- LMP could be decomposed into three components, including the system energy price, the transmission congestion price, and the cost of marginal losses.



- LMP is comparable with the wholesale price in the electricity market
 - The wholesale price equals the highest marginal cost of the generators at serving

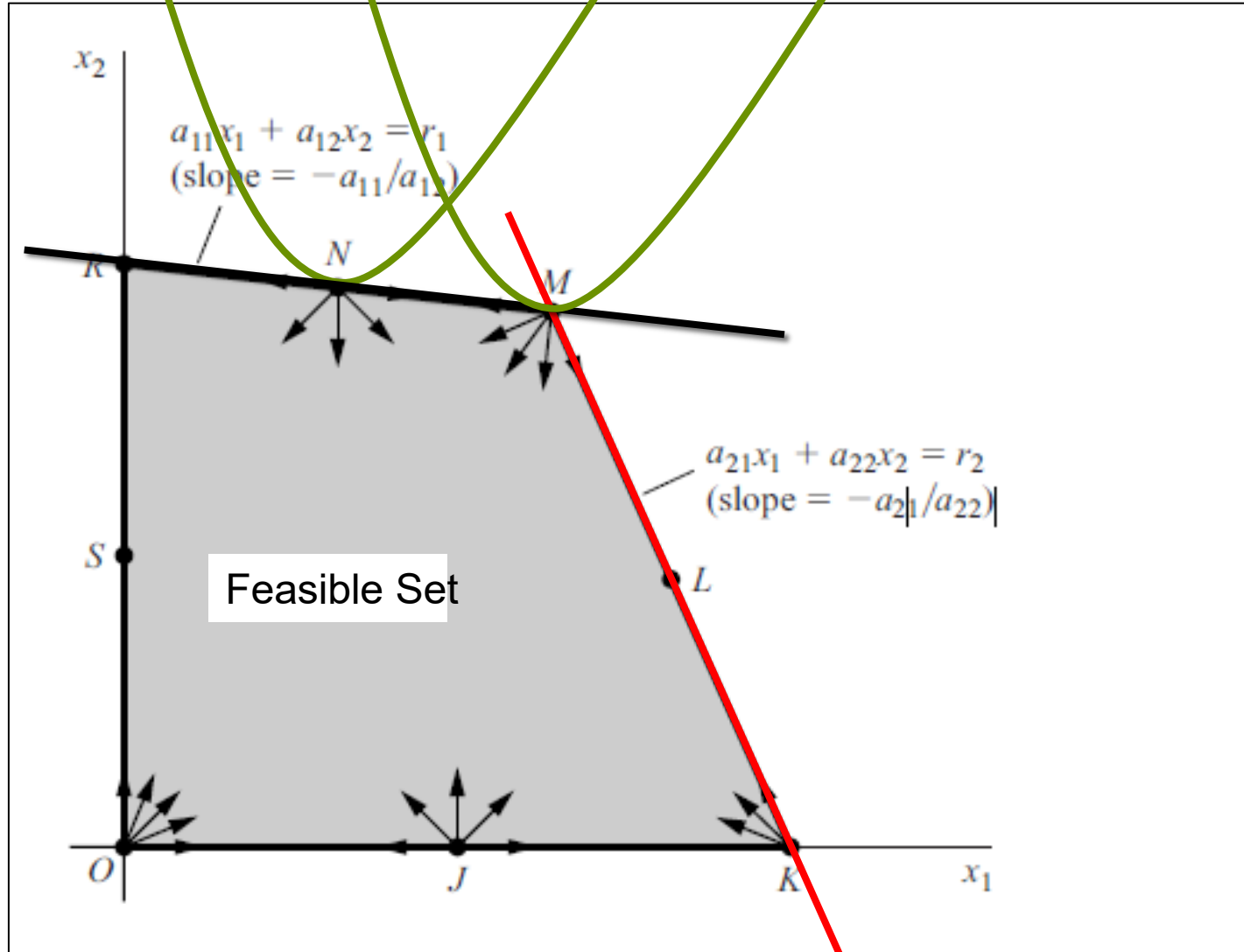


The Shadow Prices: λ and μ

- λ is the shadow price of an incremental amount of supply.
 - Known as the “Locational Marginal Price” or “Nodal Price”: the least cost to service the next increment of demand at that location consistent with all power system operating constraints
 - λ could be zero, positive or even negative.
 - “Nodal Price” vs “Zonal Price”: The economic scarcity of the transmission capacity within the “zone”
- μ is the shadow price of the transmission
 - Inequality Constraints and the complimentary slackness
 - If the inequality is not bunding, which means that there are still room for increase the power flow in this branch, then $\mu=0$ (no economic scarcity)
 - Otherwise, $\mu >0$



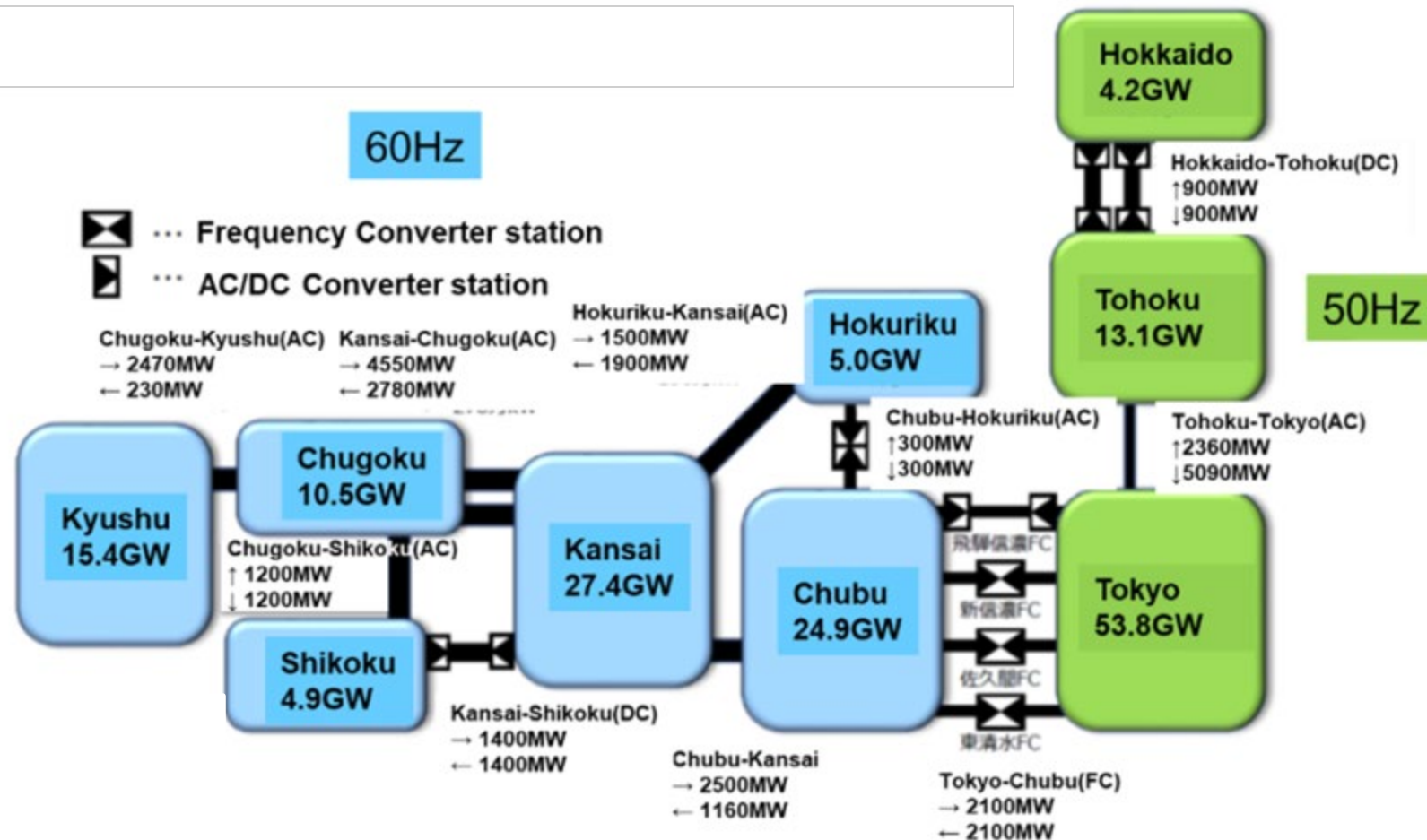
Originality of Nonlinearity



3 PyPSA-Japan 2050 シナリオの設定



電力システムの基礎構造： 9つの地域ノード及び10本の地域間送電線

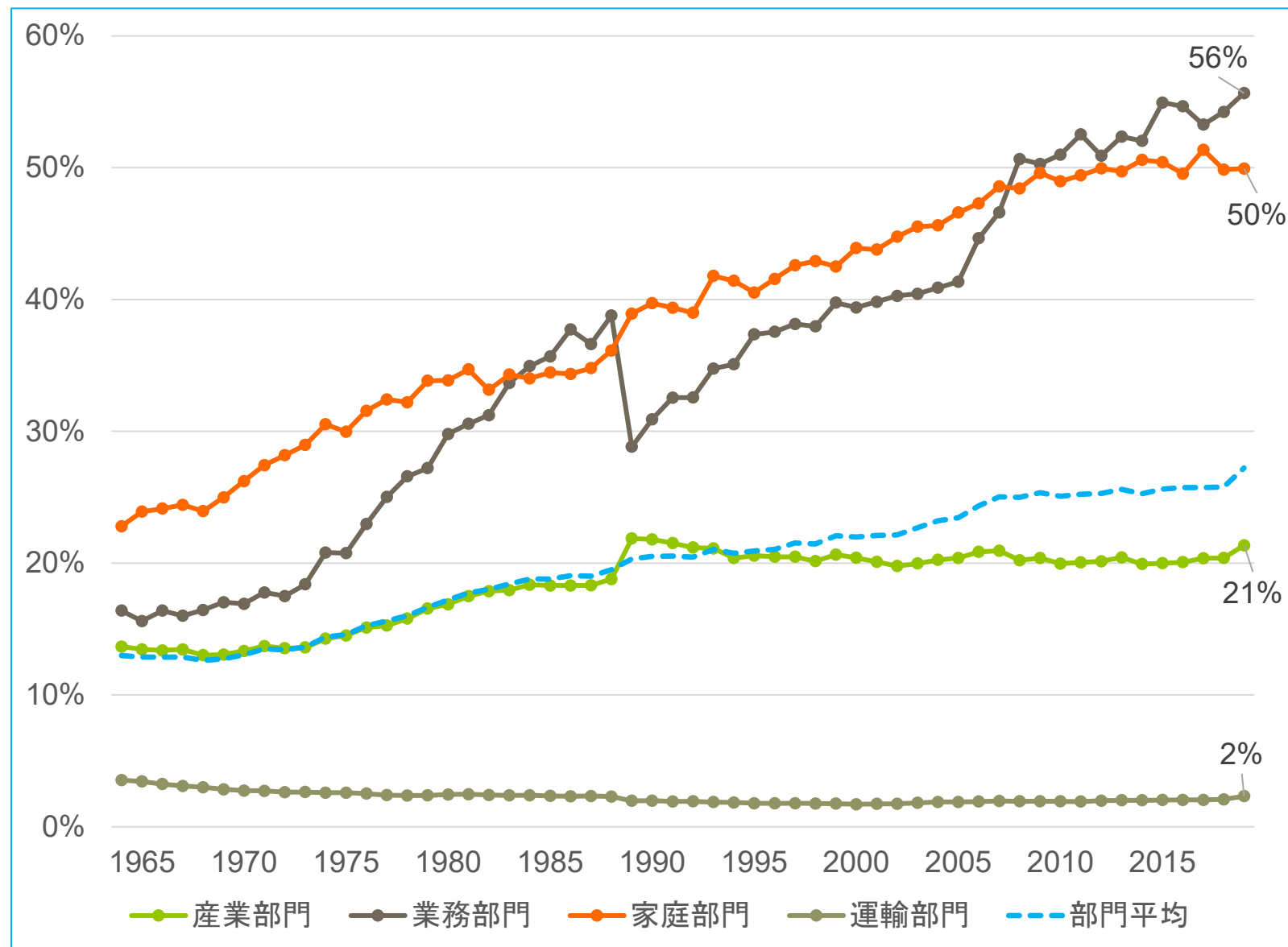


3.1 2050年の電力需要量の想定

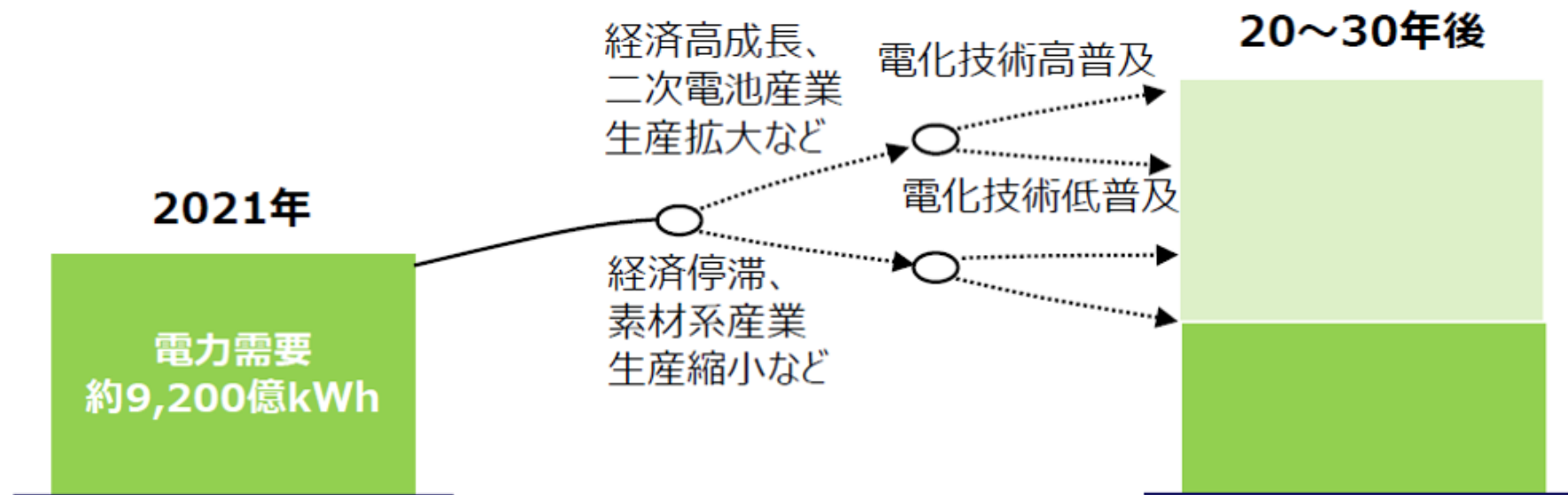


電力化率の歴史

家庭およびビジネス部門の電力化率は近40年間で急速に成長している。一方、産業部門の電力化率は1985年以降ほぼ20%前後で停滞している。交通部門の電力化率は基本的に2%の低い水準で維持されている。



長期電力需要想定シナリオ分析のイメージ



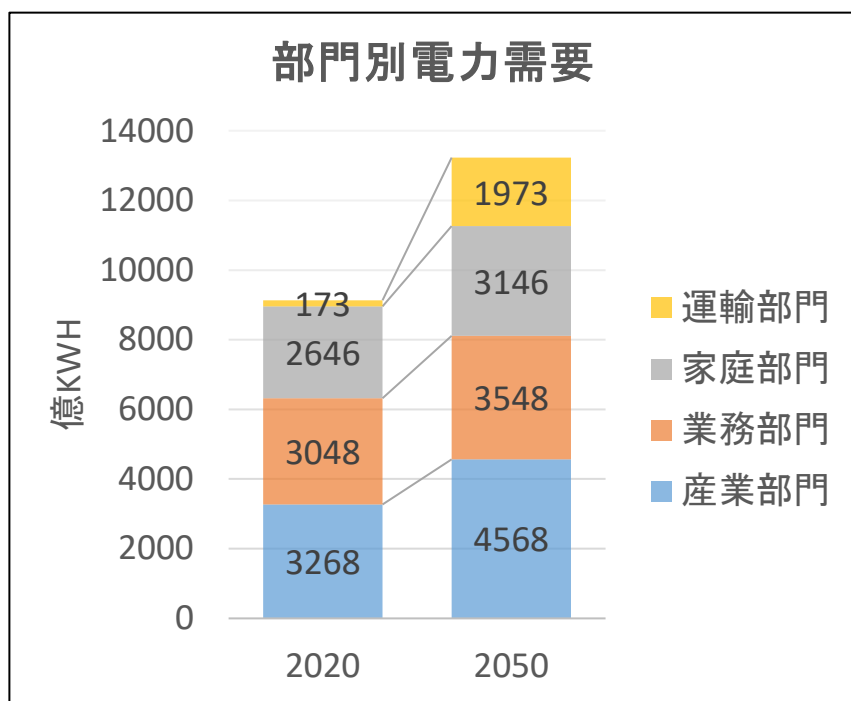
出典：間瀬貴之（2023）.“経済成長・産業構造を中心とした長期需要想定における諸論点.”



2050年の電力需要量の想定： 適度な経済成長と増加する電化率に基づく専門家の予測

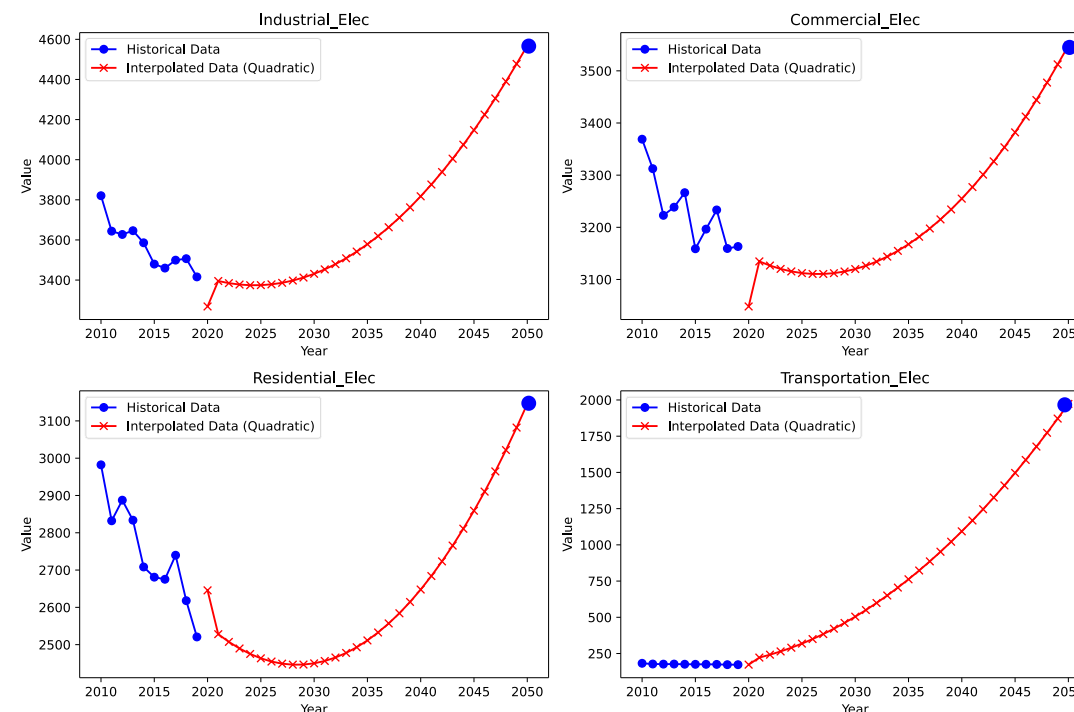
電力総需要予測

913TWh, 27%(2020) vs 132TWh, 63%(2050)

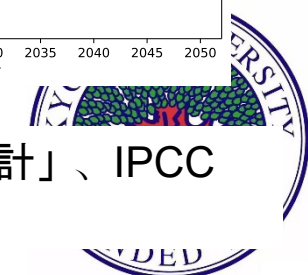


出典： IPCC 「Sixth Assessment Report」、電力中央研究所「脱炭素化のために電化にどう向き合うか」を基に作成

将来の電力需要の増加パスの仮定

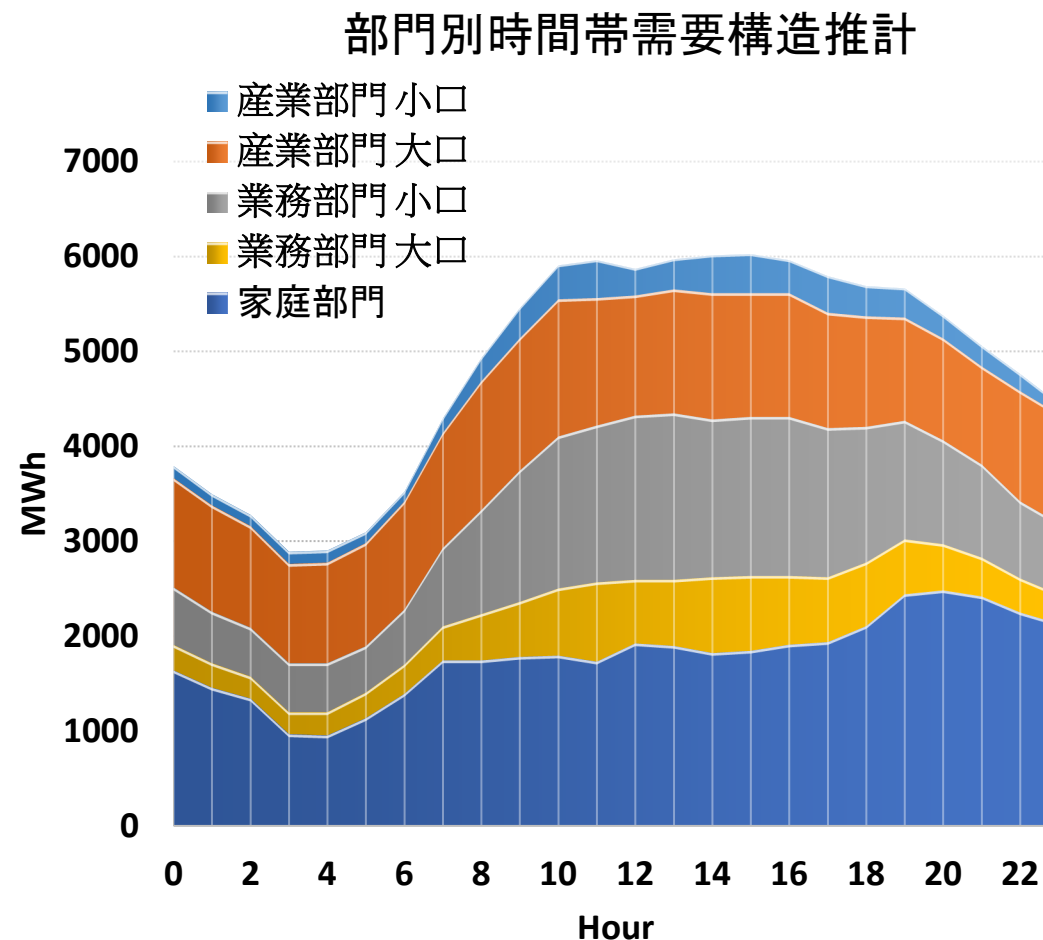


出典： 資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、IPCC 「Sixth Assessment Report」を基に作成

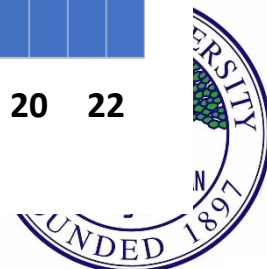


年間の電力需要の増加量を1時間ごとに分解する： 日中の電力需要の変動の影響を考慮する

- 各部門別の電力需要は、一日のうちで異なる波動性を持っている。
- 実際に、需要と生産の変動性は重要である。
 - 家庭用の電力需要は夕方から夜にかけて高峰を迎える；
 - 産業部門の電力需要は一日のうちで基本的に安定している；
 - 一方で、ビジネス部門の電力需要は昼間に高峰を迎える。
- 需要の波動は供給の柔軟性に対して挑戦をもたらしている。



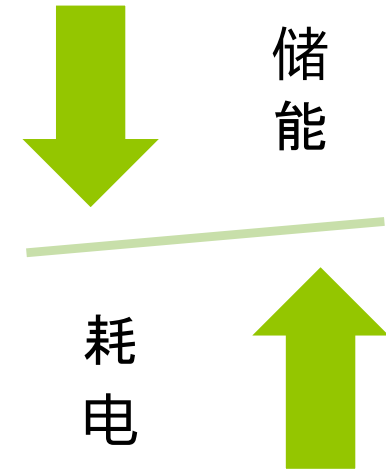
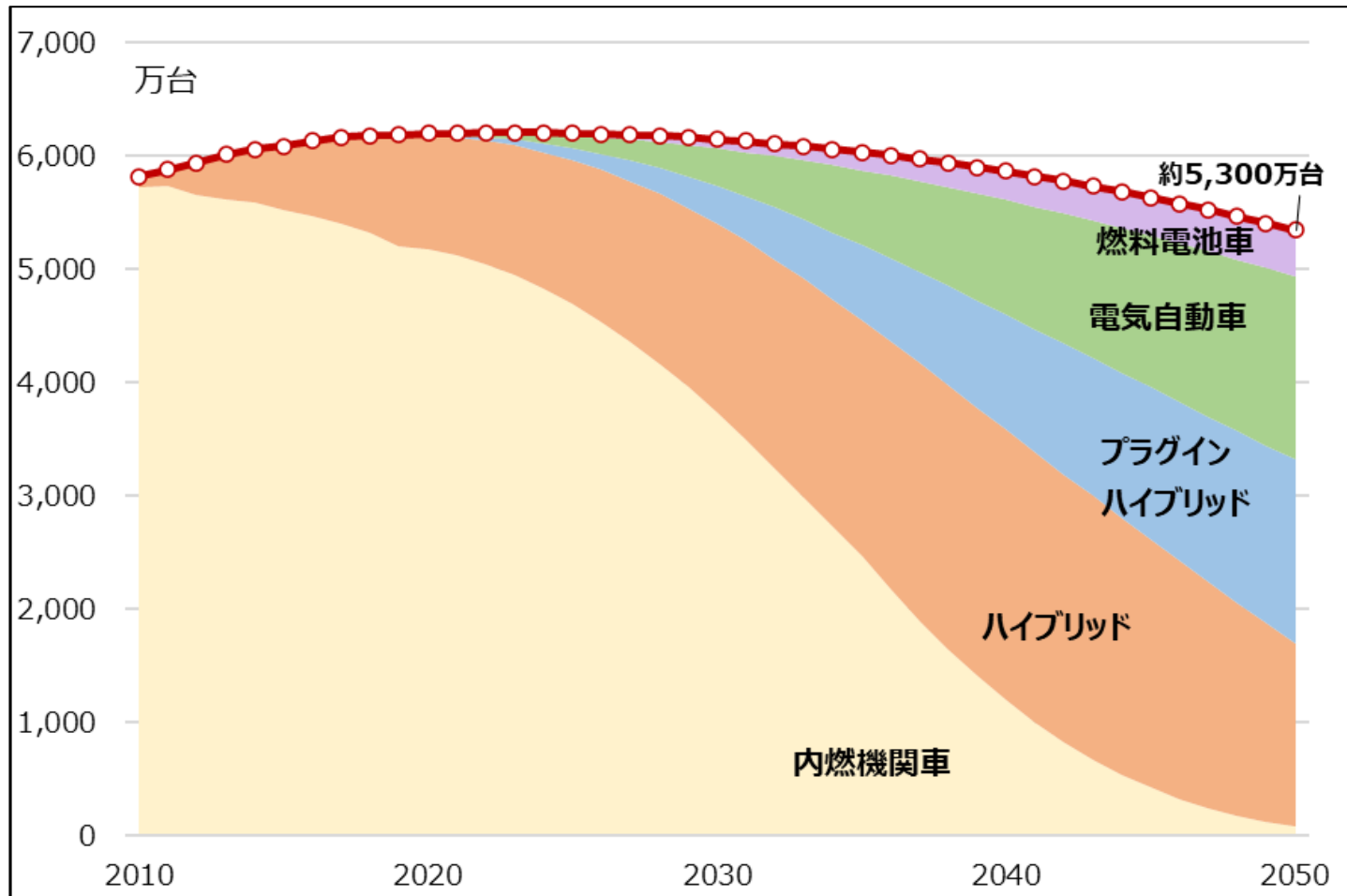
出典：資源エネルギー庁



3.3 運輸部門（乗用車） 新規電力需要の算定方法



乗用車の保有台数：電力化率の想定



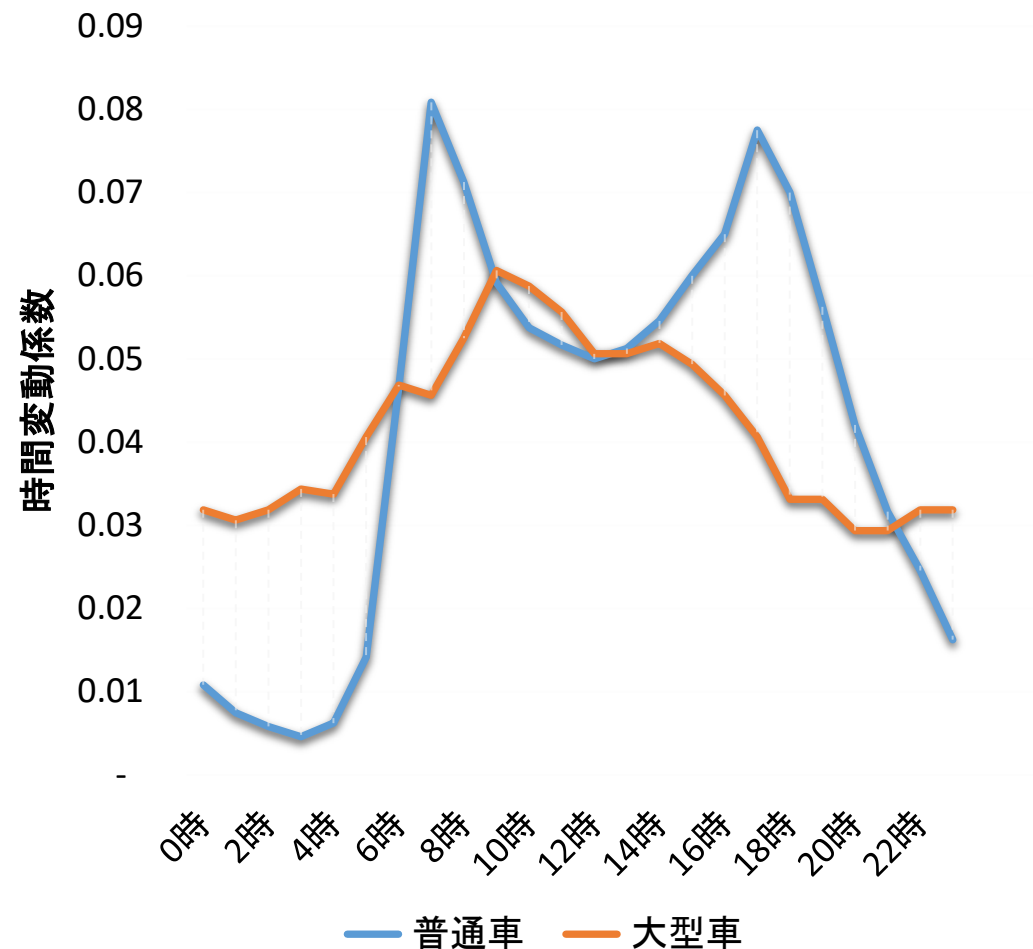
出典：間瀬貴之 (2023). "経済成長・産業構造を中心とした長期需要想定における諸論点."



EVのモデリング(1)

車種別の時間変動パターン

- 他の産業の電力使用状況と同様に、交通部門のエネルギー需要も一日のうちの大きな波動に直面している。
 - 普通車は一般に旅客車を指し、朝のラッシュアワーと夕方のラッシュアワーがある。
 - 大型車は一般に貨物車を指し、日中の運行が多い。
- 交通の電動化と水素エネルギー化は、これを促進することもできる。

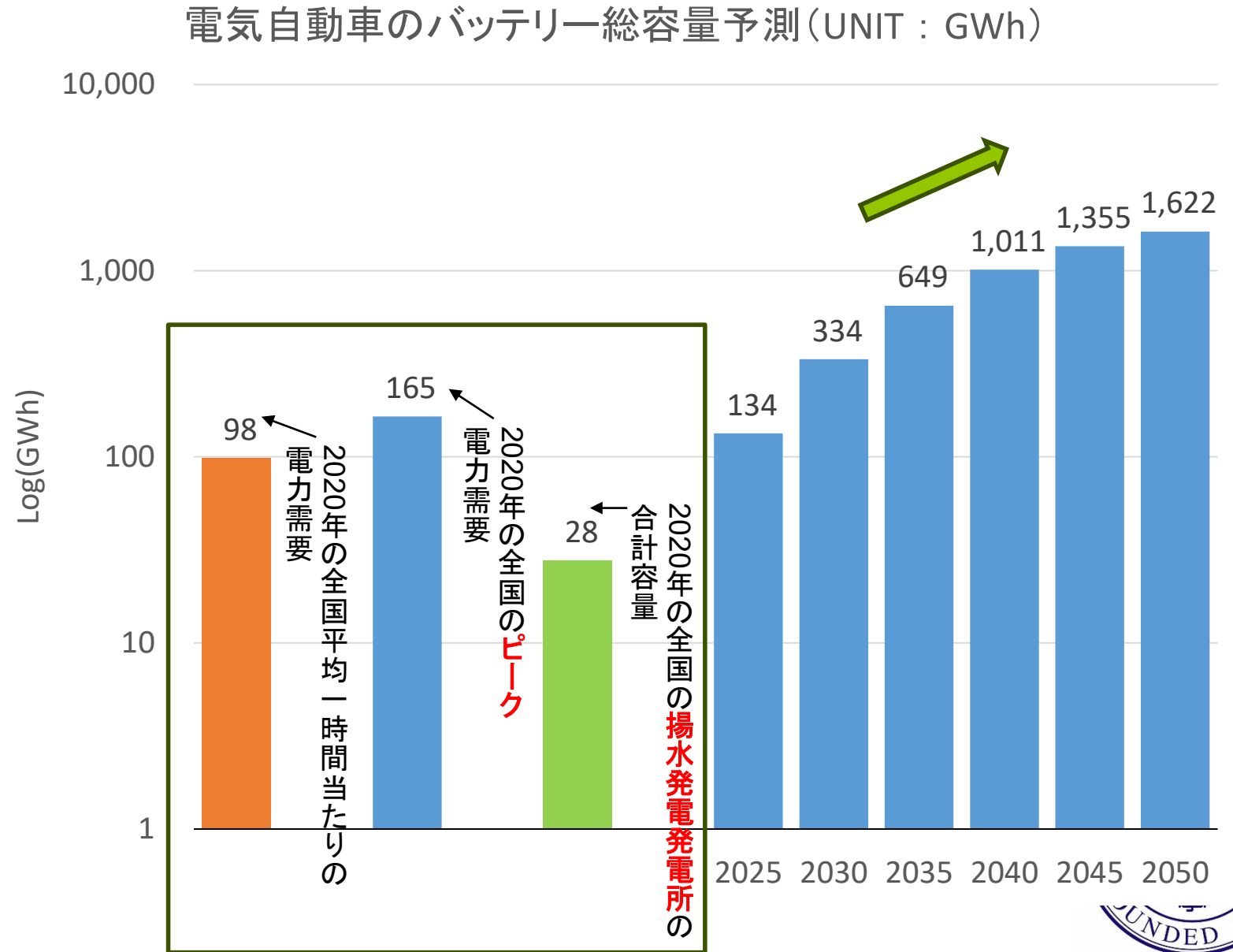


出典：藤田素弘, et al. (2016). "観測交通量からの時間変動係数に基づく時間帯別 OD 交通量の逆推定手法の開発." 交通工学論文集 2(1): 11-20.

EVのモデリング(1) 化学蓄電は調整力の 確保の仕組みになる

右図では、将来のEVバッテリーの総容量を2023年の電力使用状況と簡単に比較してみる:

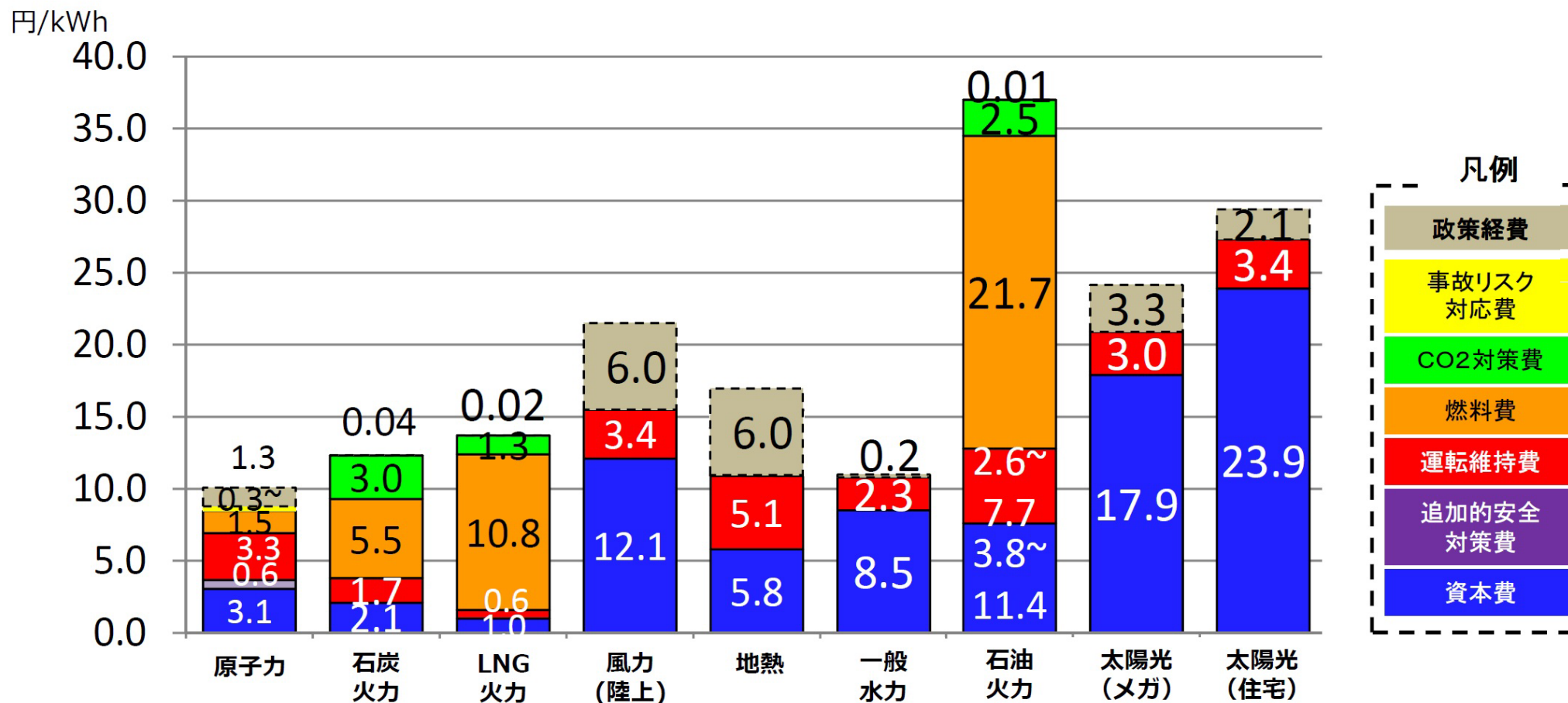
各電気自動車のバッテリー容量を100kWhと仮定すると、2050年には1,622万台のEVが1,622GWhの調整電力を提供することができる。充電効率を20%と仮定し、正午には50%の自動車のみが充電されているとしても、それでも400GWhの調整電力を提供することができ、2020年のピーク時の日間電力消費量(165GWh)を上回る。



3.4 発電コストの想定



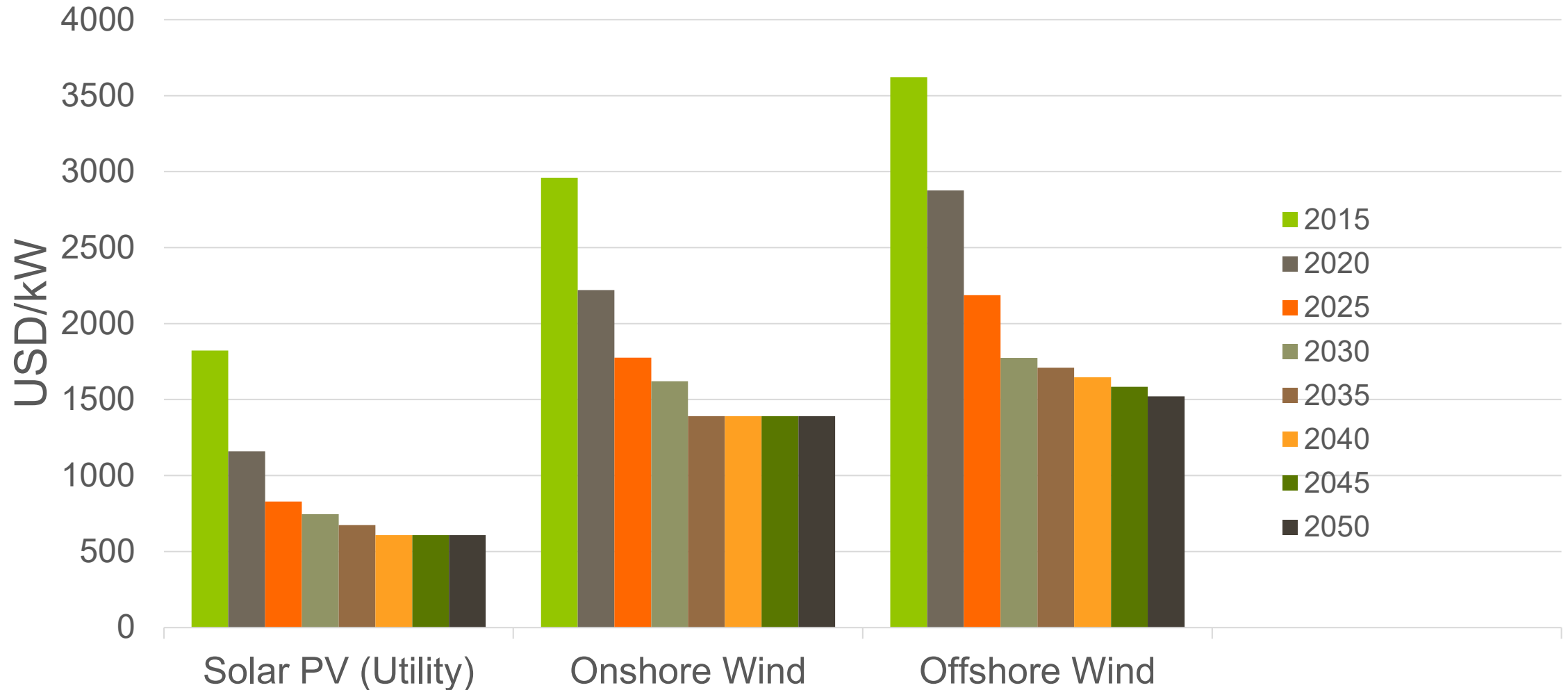
「発電コスト」=「発電原価」+「社会的費用」



出典: 資源エネルギー庁 (2017) 「原発のコストを考える」
 総合資源エネルギー調査会 (2015) 「発電コスト検証ワーキンググループ」

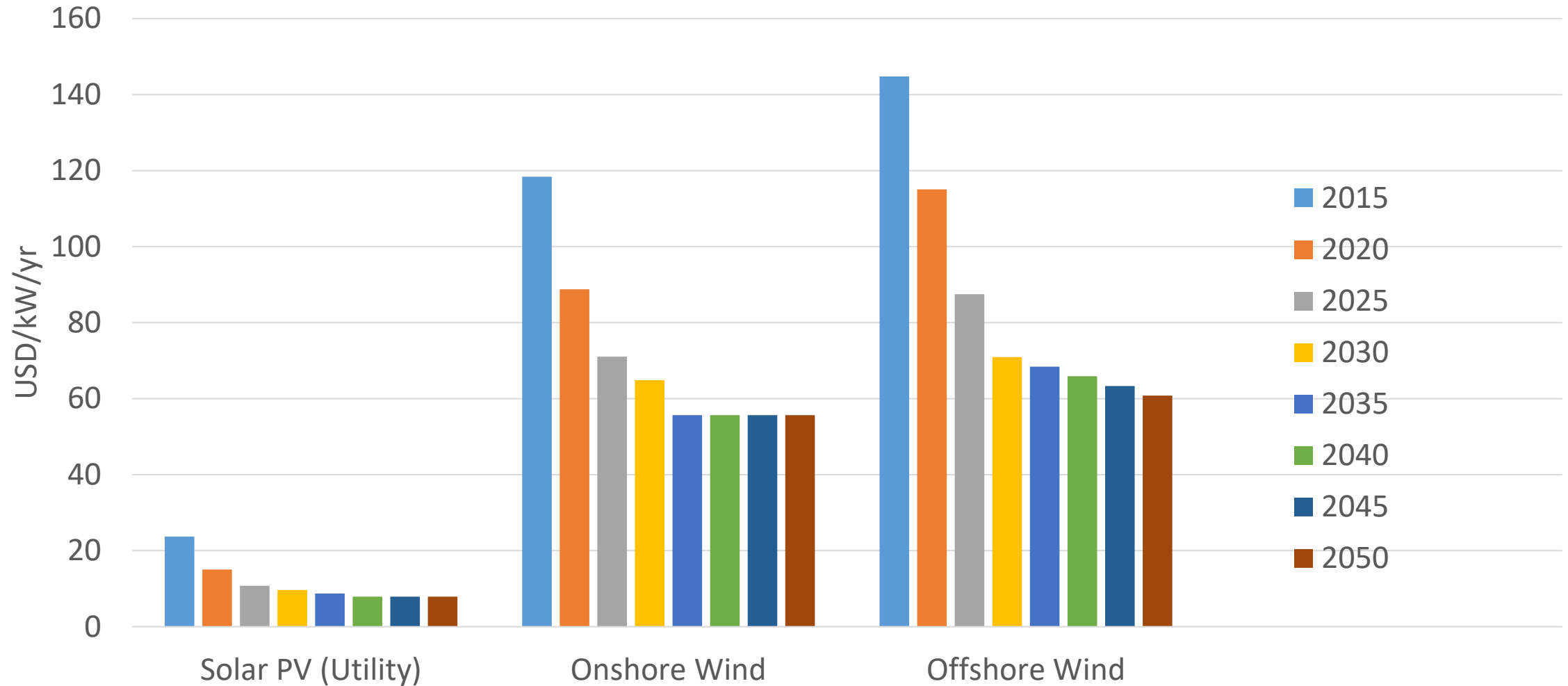


再エネ発電所の建設費の低減設定



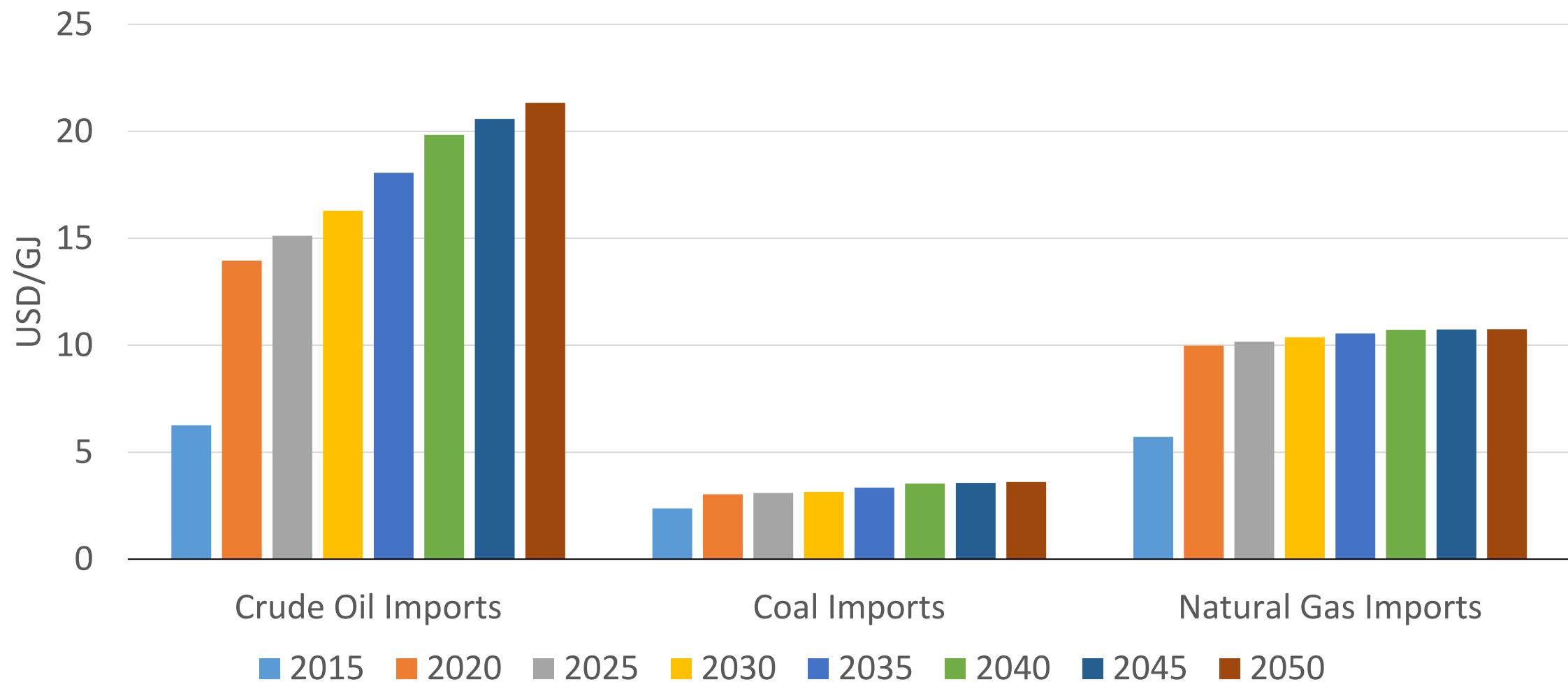
出典: IRENA Renewable Power Generation Costs in 2019、
資源エネルギー庁「各電源の諸元一覧」

再エネ発電所の年運転維持費の低減設定



出典: ACEC report

化石燃料費の設定



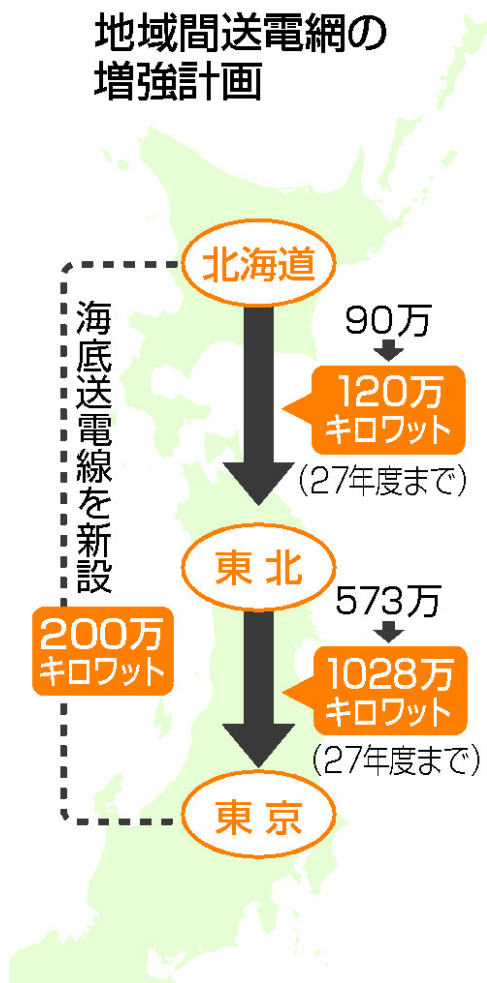
出典：APEC 7th Energy Outlook



地域間連系線の増強の想定

2035年まで、
経済産業省

さらに、九州地区から中国地区への連系線および東日本電力網と西日本電力網間の連系線の増強もモデルにおいて仮定している。



2035年
以降

- 2035年以降の地域間連系線の強化について、モデルの中で2040年、2045年にそれぞれ既存の地域間連系線の容量を強化すると仮定している。
- 連系線の増強に関連する建設コストなどのパラメータも同様に導入されている。

2030年度の再エネ 導入見込量

陽光発電は約50GW
増加し、毎年約5GW
ずつ増加する。

陸上風力発電は約
13GW増加し、毎年
約1.3GWずつ増加す
る。

洋上風力発電は約
6GW増加する見込み
である。

GW(億kWh)	2019年度導入量	改訂ミックス水準
太陽光	55.8GW (690)	103.5~117.6GW (1,290~1,460)
陸上風力	4.2GW (77)	17.9GW (340)
洋上風力	-	5.7GW (170)
地熱	0.6GW(38)	1.5GW (110)
水力	50.0GW (796)	50.7GW (980)
バイオマス	4.5GW (262)	8.0GW (470)
発電電力量	1,853億kWh	3,360~3,530億kWh 程度

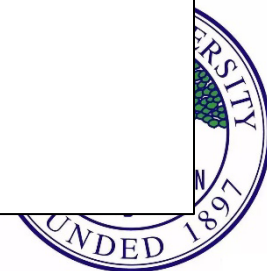
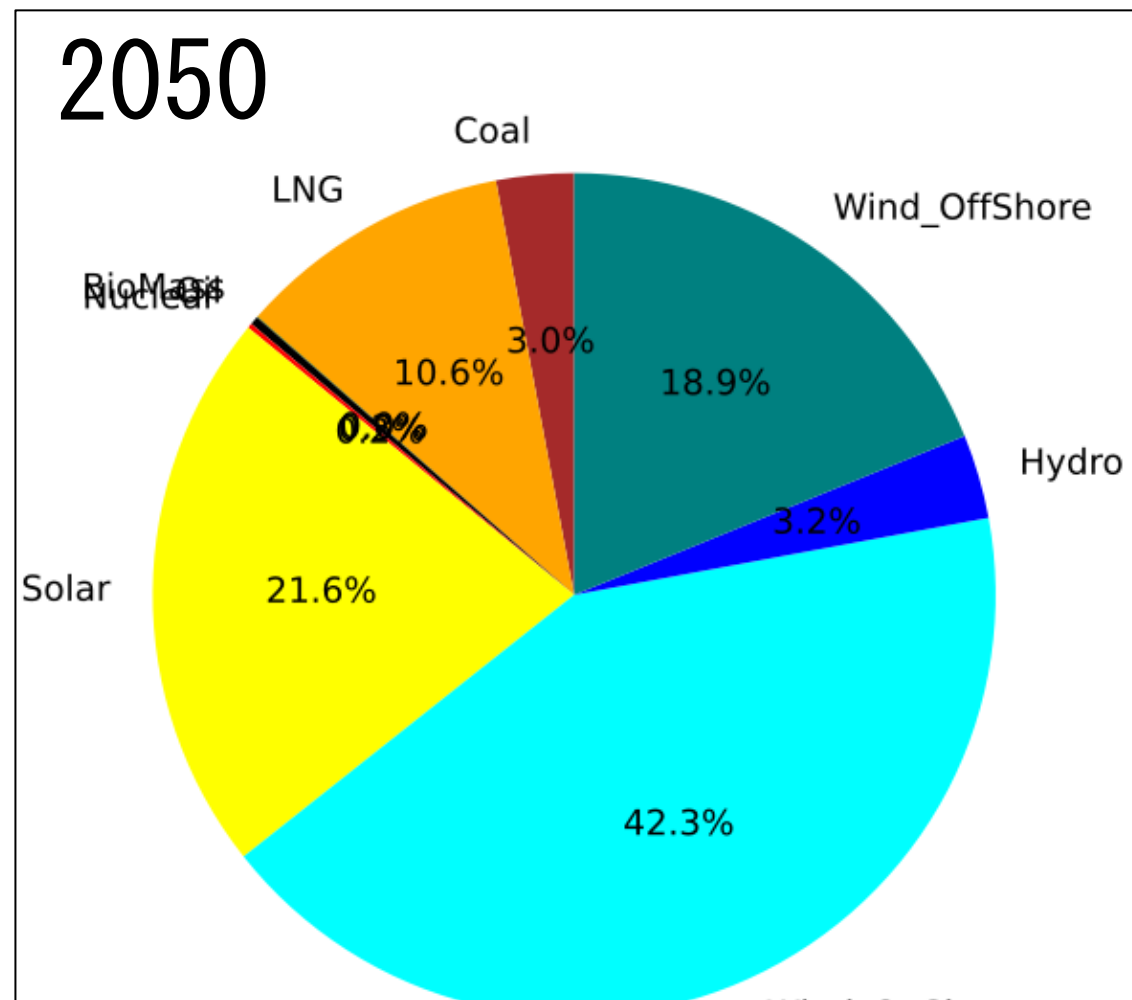
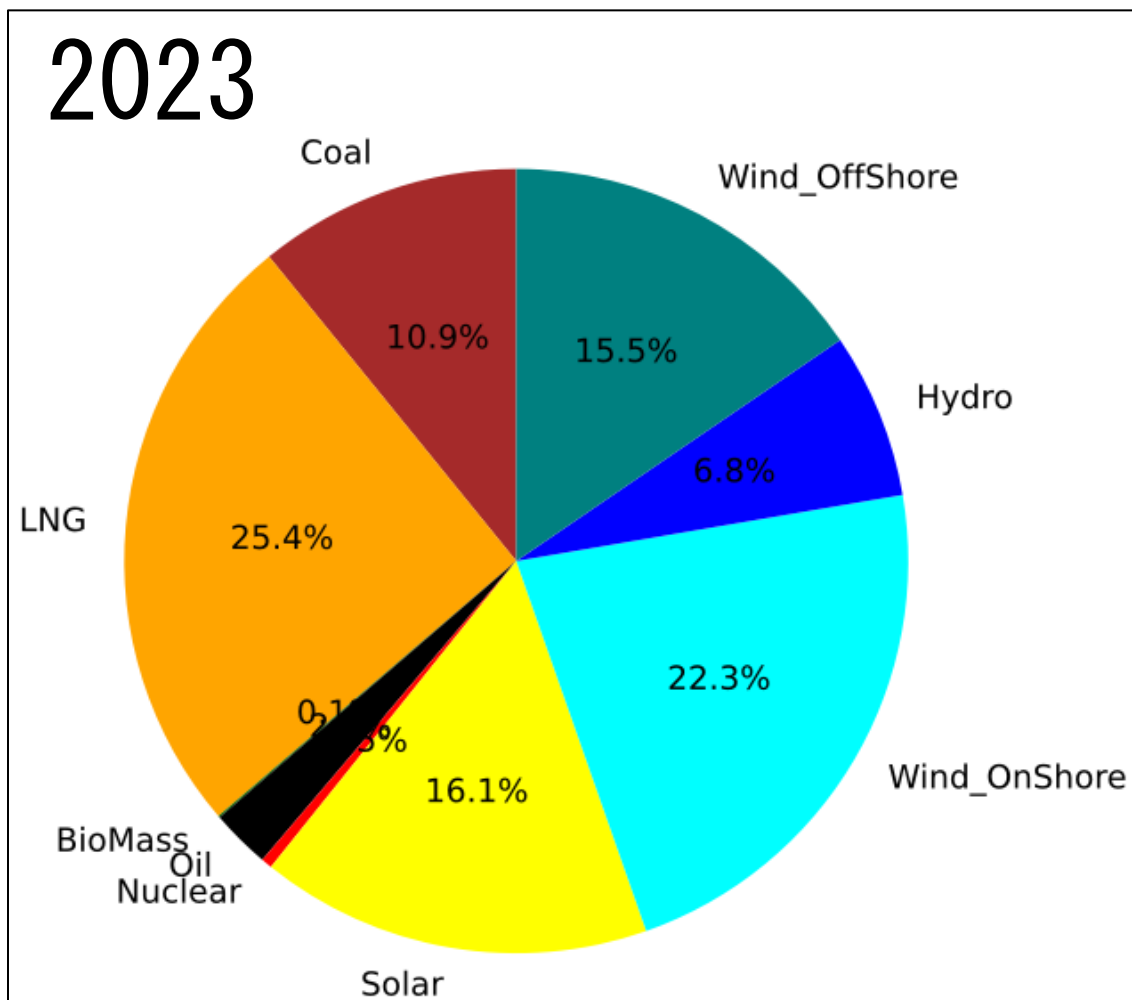
出典:「第6次エネルギー基本計画(2020)」



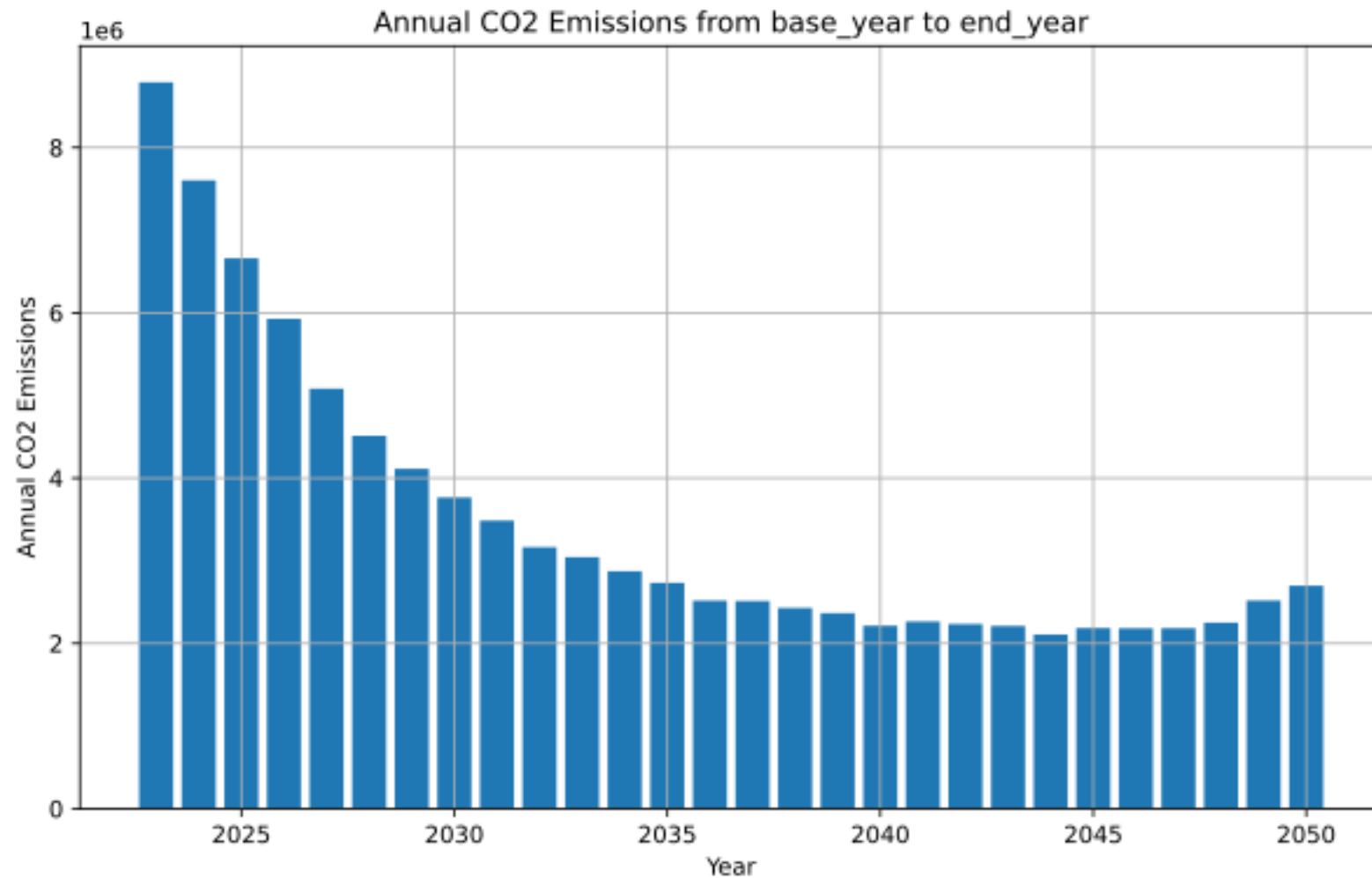
4. PyPSA-Japan2050による シミュレーション分析結果



発電電力量の電源別割合



電力部門の年間二酸化炭素排出量

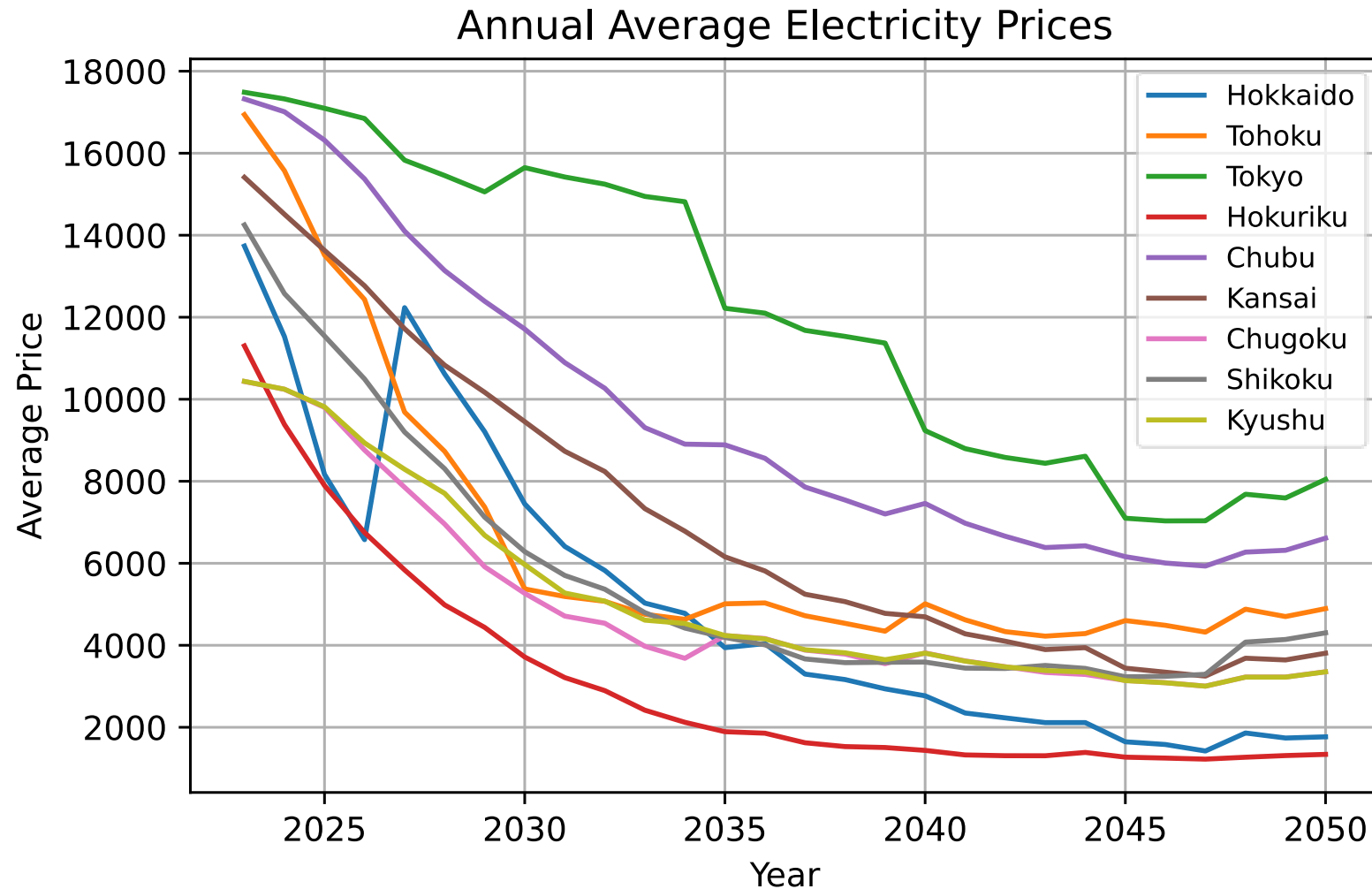


- 電力システムのCO2排出量の削減見積もりでは、2023年から2050年までに約66%減少すると予測されている。



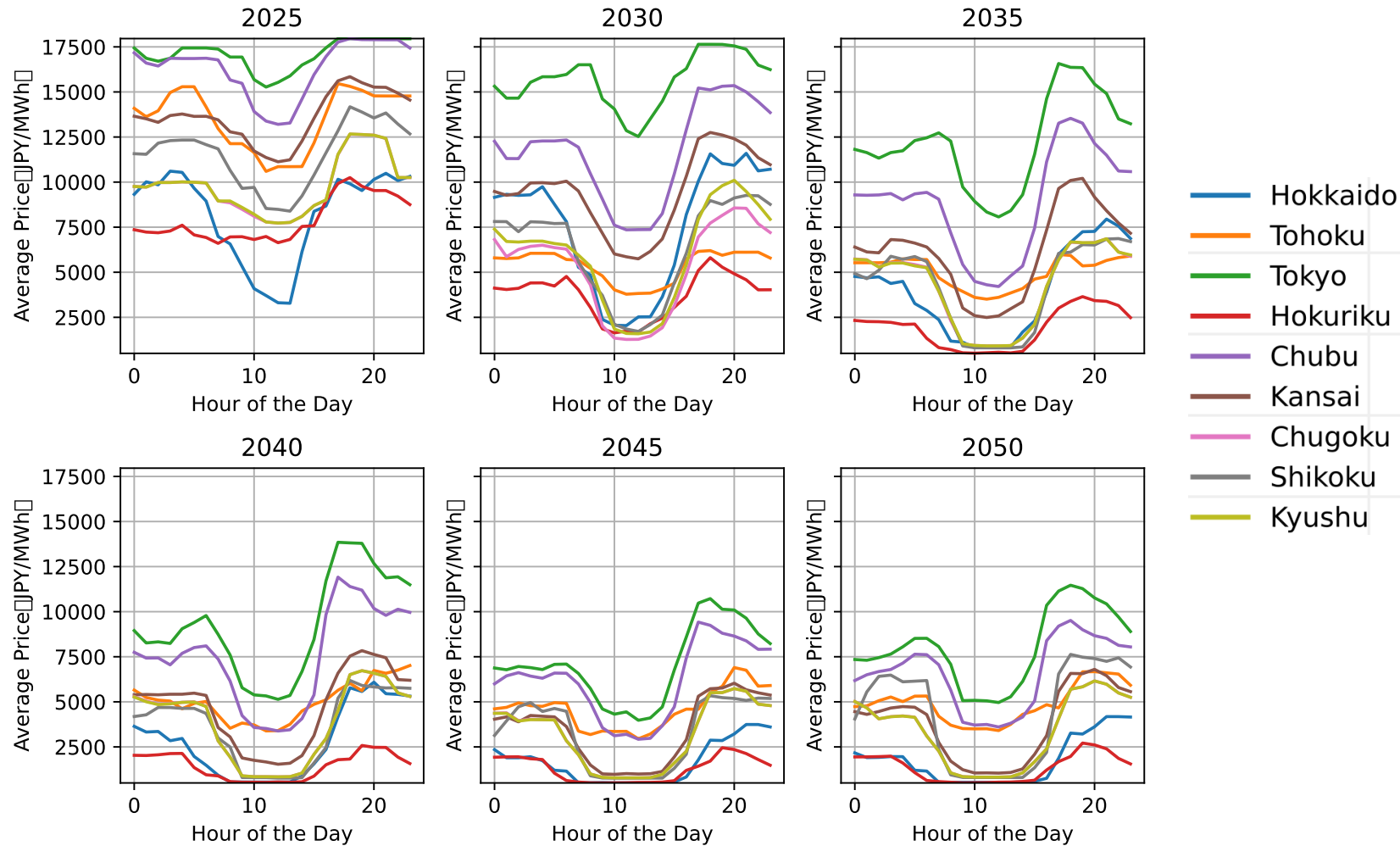
地域別年平均電気価格の変動

Average Locational Marginal Prices

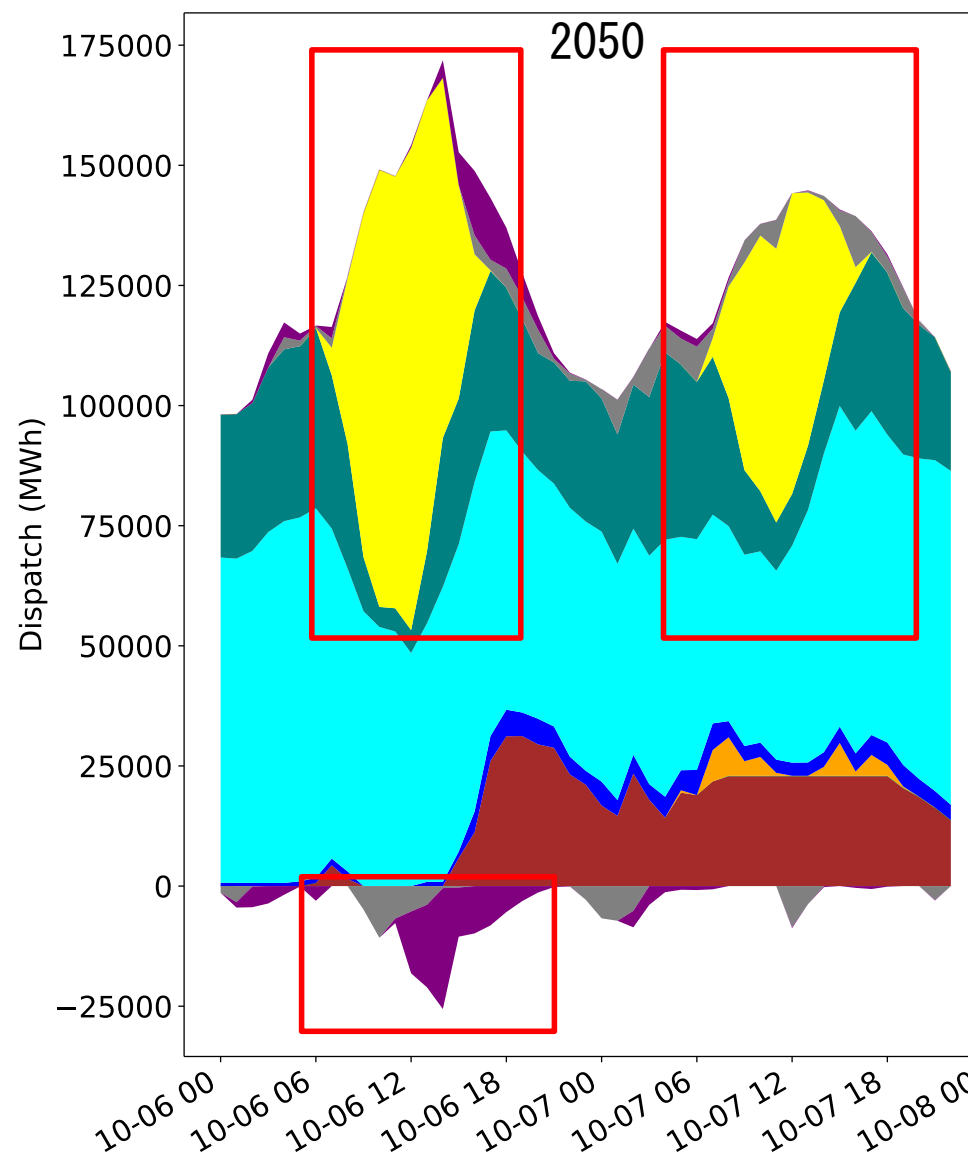
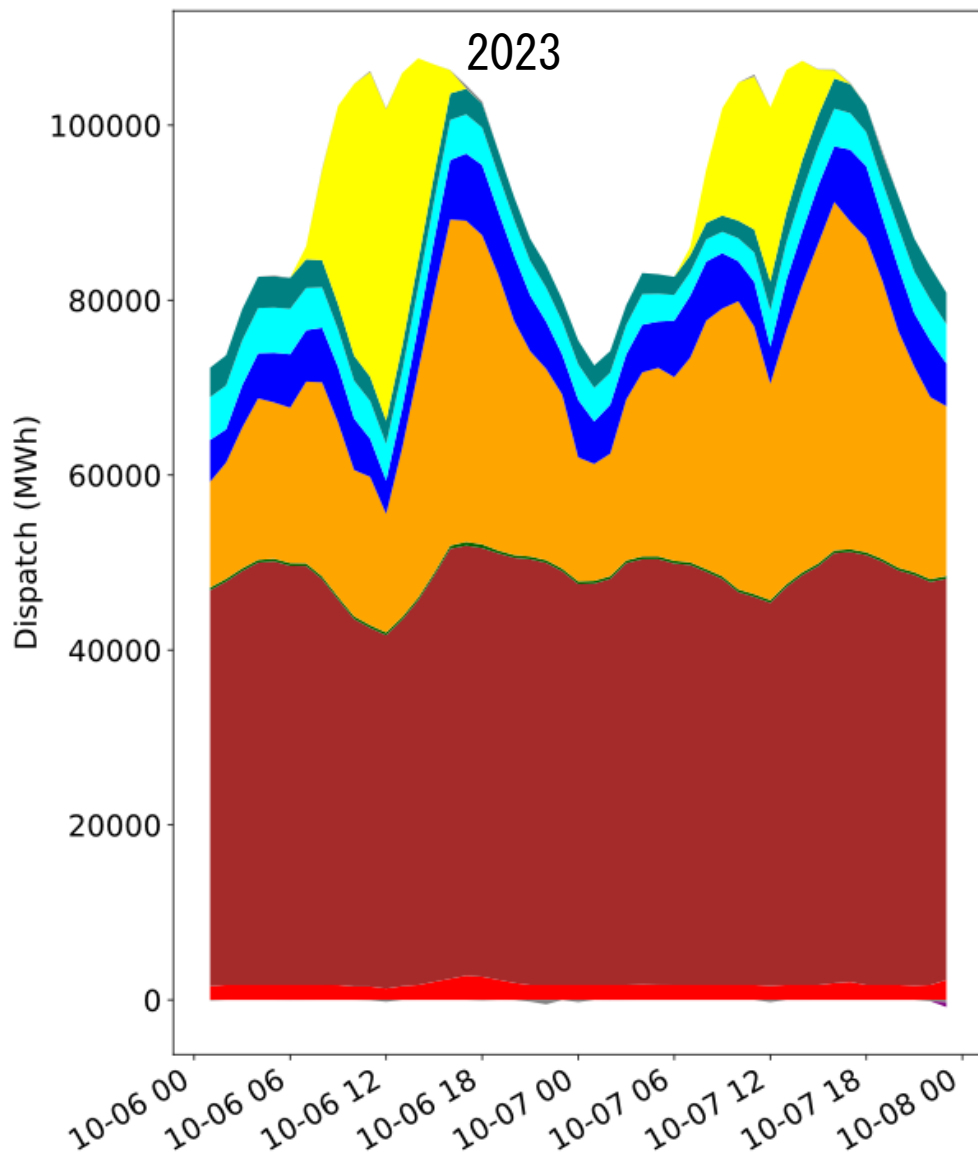


「ダックカーブ」式平均電気価格

Duck-Curve Style Average Electricity Price within a day



一日のうちのディスパッチ・パターン EVバッテリーが重要な調整力になる

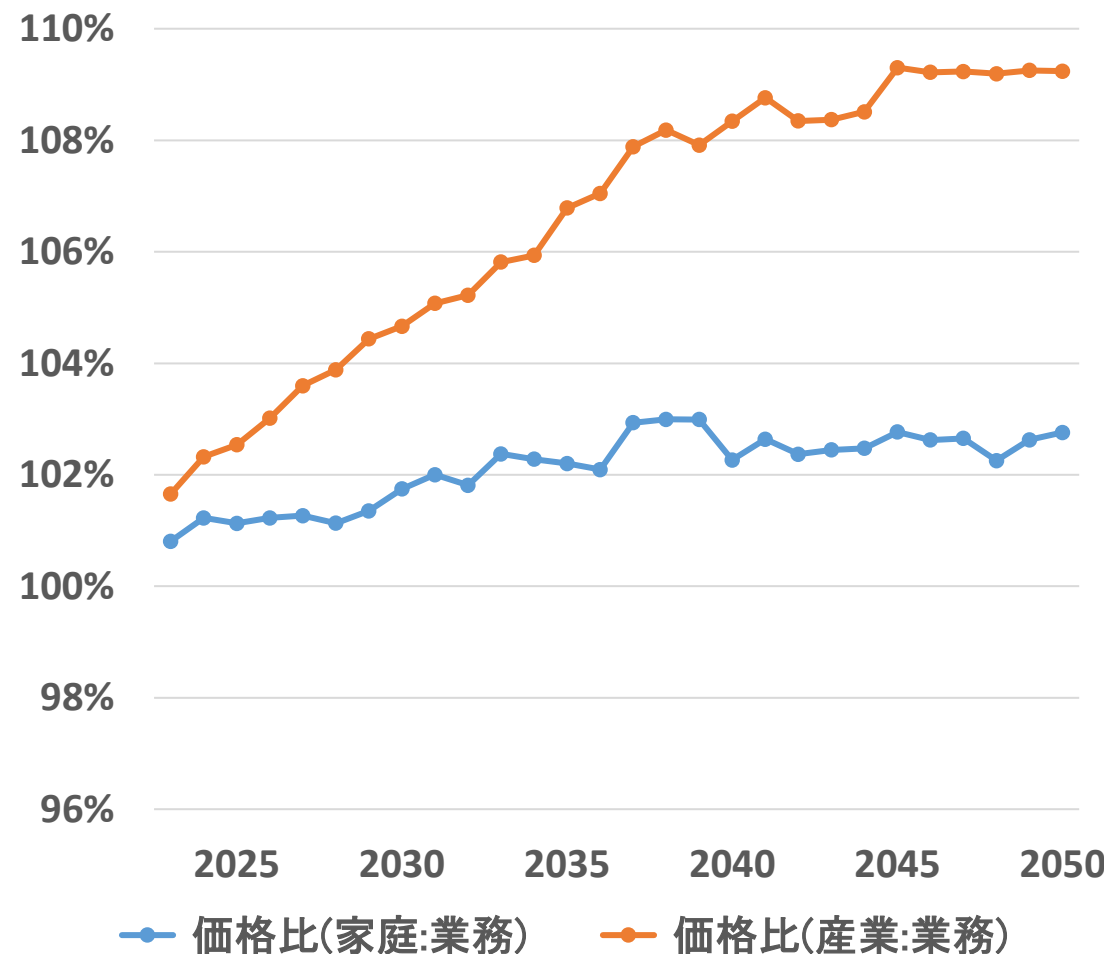


- Nuclear
- Coal
- Oil
- BioMass
- LNG
- Hydro
- Wind_OnShore
- Wind_OffShore
- Solar
- Pumped_Hydro_Discharge
- EV_Battery_Discharge
- Pumped_Hydro_Charge
- EV_Battery_Charge



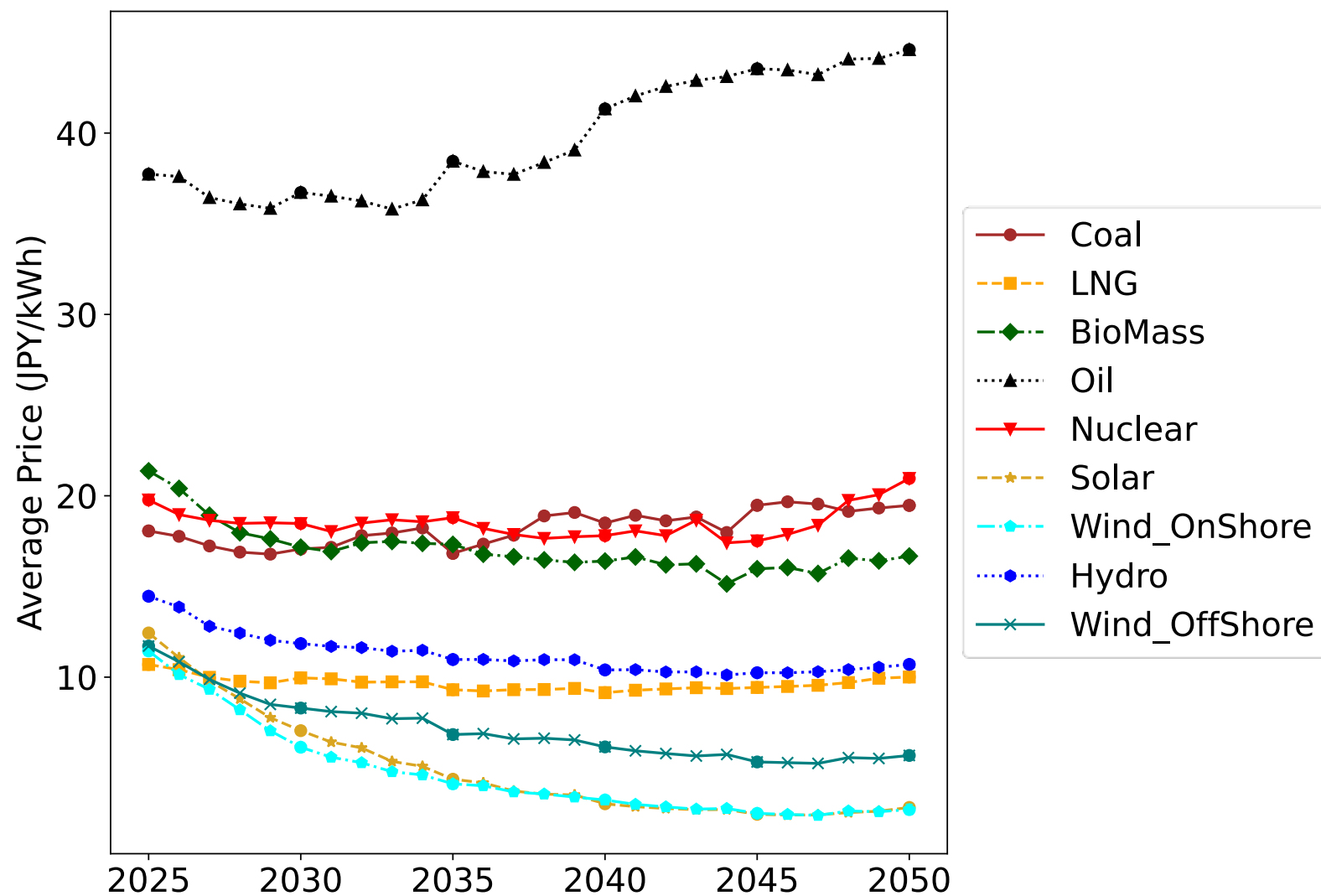
部門別用電負担の影響

- 一般的に、三つの電力使用部門の中で、**家庭部門の単価が最も高く、ビジネス部門の単価が最も低い。**
- 再生可能エネルギーの導入により、これら三つの部門の平均単価は下がることになる。
- しかし、異なる電力使用部門の電力使用行動や一日のうちでのエネの変動などの要因が電力市場価格に与える影響により、**家庭部門の電気単価は商業部門に比べて約9%程度上昇することになる。**



電源別に1kWh当たりの電力市場で得られる収益

- 太陽光発電と陸上風力発電の電気価格は急速に下落していることがわかった。
- 一方、化石燃料の平均電気価格はほぼ横ばいだ。石油発電は石油価格の上昇により、その平均電気価格が増加している。
- 再生可能エネルギーは、電力市場からの資本コストを回収できるだろうか。



5. 結果から得られた示唆 (Key Findings)



示唆 (Key Findings)

- 本研究は、IPCC第6次評価報告書 (AR6 2022年4月) のシナリオ群 (約600本) の予測に基づき、日本の今後30年間の電力需要を計算し、それを基に最適配電モデルを利用して未来の電力システムと電力市場をシミュレーションした。
- 再生可能エネルギーの導入に伴い、全体的な社会の電力コストは低下する:
 - **需要面**から見ると、異なる産業が電力を使用するタイミングの違いにより、電力コストが変化する。
 - **発電面**から見ると、太陽光発電は柔軟性が低いため、電力市場から得られる単位発電収益が低下する。
 - **調整力**については、化学エネルギー蓄積市場の拡大、EVやHVが重要な調整力になる。
- これらは、将来のさまざまな調整力メカニズムが大きな可能性を持つことを示している。
- 将来的には、このモデルを利用して、次のような研究を行うことができる:
 - 再生可能エネルギーが全社会の異なる産業の総エネルギー負担に与える影響
 - 再生可能エネルギーのシステムLCOEの計算



参考文献

- Shiraki, H., et al. (2021). "The role of renewables in the Japanese power sector: implications from the EMF35 JMIP." Sustainability Science **16(2): 375-392.**
- Komiyama, R. and Y. Fujii (2019). "Optimal integration assessment of solar PV in Japan's electric power grid." Renewable Energy **139: 1012-1028.**
- Komiyama, R. and Y. Fujii (2021). "Large-scale integration of offshore wind into the Japanese power grid." Sustainability Science **16(2): 429-448.**
- Kuriyama, A., et al. (2023). "Importance of long-term flexibility in a 100% renewable energy scenario for Japan." Sustainability Science: 1-23.
- 栗山昭久, et al. (2023). 実潮流に基づく電力系統運用シミュレーションを用いた日本の再生可能エネルギー実質100%シナリオにおける電力需給構造分析. 大阪, 公益財団法人地球環境戦略研究機関. **IGES Working Paper.**
- 内藤克彦, et al. (2021). 東日本送電網の2030年のLMP分析—LMPを用いた送電混雑の分析. 京都, 京都大学大学院経済学研究科再生可能エネルギー—経済学講座. DP No. 39
- 藤田素弘, et al. (2016). "観測交通量からの時間変動係数に基づく時間帯別OD交通量の逆推定手法の開発." 交通工学論文集 2(1): 11-20.
- 永富悠 (2012). "昨夏の節電対策に見る部門別時間帯別節電率に関する検討." ALIA news: 快適な住空間をめざして(129): 15-18.



ご清聴ありがとうございました

