

科学研究費助成事業 研究成果報告書

平成 27 年 6 月 19 日現在

機関番号：12601

研究種目：若手研究(B)

研究期間：2013～2014

課題番号：25870176

研究課題名(和文) 多地域最適電源構成モデルによる再生可能エネルギー発電大量導入の分析

研究課題名(英文) Analysis for the integration of variable renewable using dynamic multiregional optimal power generation mix model with high temporal resolution

研究代表者

小宮山 涼一 (Komiya, Ryoichi)

東京大学・工学(系)研究科(研究院)・准教授

研究者番号：60537819

交付決定額(研究期間全体)：(直接経費) 1,100,000円

研究成果の概要(和文)：本研究では、高時間解像度動的最適電源構成モデルを構築し、10分値での電力需給や、多年度での長期にわたる電源構成、太陽光や風力発電の大量導入を分析可能とした。このモデルを用いて、複数の原子力発電のシナリオやCO2削減シナリオの下で、長期的な日本の電源構成のあり方に関して分析を行った。分析の結果、原子力依存度を低減し、CO2排出削減を実現するには、天然ガス複合発電、太陽光発電、風力発電など多様な電源オプション拡大が必要であるとの知見を得た。また、太陽光や風力発電大量導入のためには、蓄電池、出力抑制、デマンドレスポンスをそれらの費用対効果を踏まえ適切に導入することが重要であるとの示唆を得た。

研究成果の概要(英文)：Fukushima nuclear accident has complicated the positioning of nuclear energy in Japan's long-term power generation mix due to its public acceptance and other associated issues such as nuclear waste management; the studies are more required about the maximum grid integration of variable renewables such as PV and wind power which are expected to potentially replace nuclear energy. This paper develops a dynamic high time-resolution optimal power generation mix model, as large-scale linear programming model with 18 million constraints and 8 million endogenous variables, and analyzes the optimal deployment of variable renewables (VR), considering nuclear energy scenario and CO2 regulation policy. As calculated results, rechargeable battery, curtailment control and demand response plays an important role to integrating massive VR in the power grid.

研究分野：エネルギー学

キーワード：再生可能エネルギー 電源構成 エネルギー政策 最適化

1. 研究開始当初の背景

(1) 日本の一次エネルギー供給に占める電気事業者のエネルギー消費量は約 6 割(2012年:62%)を占めるため、エネルギー安全保障対策ならびに気候変動対策を強化するためには、これらに配慮した電源ベストミックスを構築することが最重要課題である。

(2) その中で、電気事業を取り巻く状況は現在、大きな変化を迎えている。電力供給サイドでは、福島原子力発電事故に伴う世論の影響や使用済み核燃料処分問題解決の停滞をうけて、日本の原子力発電の見通しが不確実性を増す一方、固定価格買取制度の実施により、出力間欠性電源である太陽光発電導入が系統内で急速に進み、電力需給運用の再構築の必要性が高まりつつある。また需要サイドでは、デマンドレスポンス導入が今後進めば、需給運用や長期的な電源構成に影響を及ぼす可能性がある。電力政策を円滑に進めるためには、将来起こりうる技術動向を踏まえた上で、電力需給を適切に見通すことが重要である。

2. 研究の目的

(1) 本研究では、太陽光、風力発電の 10 分値での出力変動やデマンドレスポンスの導入可能性を考慮した上で、2050 年までの電力システム総コストの総和を目的関数とし、それを最小化する動的最適電源構成モデルを構築する。そしてこれを用いて、発電出力が不安定な太陽光、風力発電が長期的な電源構成に与える影響を分析する。

(2) 研究代表者らはこれまで、365 日 10 分値での太陽光、風力発電の短周期出力変動を明示的に考慮した上で、1 年間の電力システム総コストを目的関数とした最適電源構成モデルを構築し、太陽光、風力の導入可能性(4)を検討した。しかし、太陽光や風力、蓄電池等の新技術普及を適切に評価するためには、それらの普及パスが電源構成に与える影響を長期的かつ動的に考慮することが、適切な電力供給計画を策定する上で重要である。

3. 研究の方法

(1) 本研究では 1 年間の分析対象とした最適電源構成モデルを、多年度の電源構成および需給を同時最適化する動的モデルに拡張する。これまで、10 分値での高時間解像度での需給を分析できる動的な最適電源構成モデルは構築されておらず、本研究は高時間解像度動的最適電源構成モデルを構築し、技術評価を実施した点に、既往研究には見られない特徴がある。なお、従来の最適電源構成モデルよりも時間解像度が高いという意味で、本研究では高時間解像度という表現を

用いている。

(2) 本研究では、2010 年から 2050 年までの割引現在価値換算後の総コストを目的関数として、これを最小化する動的最適電源構成モデルを構築した。本研究では多時点を同時最適化するという意味で動的という表現を用いている。モデル化、最適化手法は、線形計画法に基づく。制約条件数 1800 万本、内生変数 800 万個の大規模線形計画問題として定式化した。本研究では 10 分間を 1 時点とし 1 年間の 52,560 時点(24[時間/日]×6[時点/時間]×365[日])としている。

(3) 電力開発計画期間は、1 期 10 年として、2010 年から 2050 年までとする。目的関数は計画期間内の割引現在価値換算後の電力システム総コストの総和とし、これを制約条件の下で最小化することで、日本の電源ベストミックスを求める。その際、代表期間のコストは、各代表期のコストを内挿して近似する。

min. J

$$= \sum_{y=0}^{T-1} \left\{ \int_{year_y}^{year_{y+1}} \frac{(year_{y+1} - \tau) \times TC_y + (\tau - year_y) \times TC_{y+1}}{year_{y+1} - year_y} \times \frac{1}{(1+\gamma)^{\tau-2010}} d\tau \right\}$$

$$TC_y = \sum_{i=1}^{10} (g_i \times pf_{i,y} \times K_{i,y} + \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T pv_{i,y} \times X_{i,d,t,y}) + \sum_{j=1}^2 CS_{j,y}$$

g_i : 電源 i の年経費率, $pf_{i,y}$: 電源 i の年 y での建設単価(\$/kW), $pv_{i,y}$: 電源 i の年 y での可変費用 (\$/kWh), $CS_{j,y}$: 電力貯蔵設備 j の年 y での電力貯蔵コスト(\$), γ : 割引率(5%)

(蓄電池による電力貯蔵コスト)

$$CS_{j,y} = (gs1_j \cdot pfs1_{j,y} \cdot KS1_{j,y}) + (gs2_j \cdot pfs2_{j,y} \cdot KS2_{j,y}) + (pfs3_{j,y} \cdot \frac{TCha_{j,y}}{cycle_{j,y}})$$

$$TCha_{j,y} = \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T Cha_{j,d,t,y}$$

$gs1_j$: 電力貯蔵設備 j の固定費用(kW での費用)の年経費率, $pfs1_{j,y}$: 電力貯蔵設備 j の年 y での固定費用(\$/kW), $gs2_j$: 電力貯蔵設備 j の年 y での固定費用(kWh での費用)の年経費率, $pfs2_{j,y}$: 電力貯蔵設備 j の年 y での固定費用 (\$/kWh), $pfs3_{j,y}$: 電力貯蔵設備 j の年 y での可変費用(電極, 電解質等の消耗財の費用)(\$/kWh), $cycle_{j,y}$: 電力貯蔵設備 j の年 y での最大充電回数, $TCha_{j,y}$: 電力貯蔵設備 j の年 y での年間電

力貯蔵量(GWh/year)

表 1. 内生変数.

J : discounted total cost from 2010 to 2050 (\$)
 TC_y : annual total cost in year y (\$/year)
 $X_{i,d,t,y}$: output of i -th power plants in day d at time t and year y (GW)
 $K_{i,y}$: capacity of i -th power plant in year y (GW)
 $AvK_{i,d,y}$: available capacity of i -th power plant in day d , year y (GW)
 $MtK_{i,m,y}$: unavailable capacity of i -th power plant in m -th maintenance schedule in year y (GW)
 $Nk_{i,y}$: Newly constructed capacity of i -th power plant in year y (GW)
 $Cha_{j,d,t,y}$: input of j -th storage facility in day d at time t , year y (GW)
 $Dis_{j,d,t,y}$: output of j -th storage facility in day d at time t , year y (GW)
 $Supp_{i,d,t,y}$: suppressed output of i -th type of power plants in day d , year y at time t (GW)
 $SS_{j,d,t,y}$: stored energy of j -th storage in day d at time t , year y (GWh)
 $KS1_{j,y}$: kW capacity of j -th power storage facility in year y (GW)
 $KS2_{j,y}$: kWh capacity of j -th power storage facility in year y (GWh)
 $Nks1_{j,y}$: Newly constructed kW capacity of j -th power storage facility in year y (GW)
 $Nks2_{j,y}$: Newly constructed kWh capacity of j -th power storage facility in year y (GWh)

where. $i \in \{1: \text{Nuclear}, 2: \text{Coal fired}, 3: \text{Gas CC}, 4: \text{Gas fired}, 5: \text{Oil fired}, 6: \text{Biomass}, 7: \text{Hydro}, 8: \text{Geothermal}, 9: \text{PV}, 10: \text{Wind}\}$
 $j \in \{1: \text{Pumped-hydro}, 2: \text{Battery(stationary sodium-sulfur battery)}\}$
 $d \in \{1, 2, \dots, D\}$ D : number of the day per year ($D=365$ or 366)
 $t \in \{1, 2, \dots, T\}$ T : number of the time steps per day ($T=24 \times 6=144$)
 $y \in \{0, 1, 2, 3, Y\}$ Y : number of the yearly steps ($Y=4$),
 $year_0=2010, year_1=2020, year_2=2030, year_3=2040, year_4=2050$

(4) 制約条件は、電力需給バランス、新規建設容量と総設備容量のバランス制約、設備容量利用可能量制約、設備容量制約、設備容量上下限制約、供給予備力制約、負荷追従制約、最低出力制約(火力発電)、電力貯蔵制約、二酸化炭素排出制約等から構成される。

<需給バランス制約>

$$\sum_{i=1}^{10} X_{i,d,t,y} + \sum_{j=1}^2 (Dis_{j,d,t,y} - Cha_{j,d,t,y}) = load_{d,t,y}$$

$load_{d,t,y}$: 日 d , 時刻 t , 年 y における電力負荷 (GW)

<新規建設容量と総設備容量のバランス制約>

各年の総設備容量は、耐用年数を考慮した上で、計画期間内の新規建設容量の総和と等しい。

$$K_{i,y} = kini_{i,y} + \sum_{k=0}^y rem_i(y,k) \times Nk_{i,k} \quad (i=1,2,\dots,10)$$

$$KS1_{j,y} = kslini_{j,y} + \sum_{k=0}^y rems_j(y,k) \times Nks1_{j,k} \quad (j=1,2)$$

$$KS2_{j,y} = ks2ini_{j,y} + \sum_{k=0}^y rems_j(y,k) \times Nks2_{j,k} \quad (j=1,2)$$

$kini_{i,y}$: 電源 i の年 y での残存容量, $kslini_{i,y}$: 電力貯蔵設備 i の年 y での kW 残存容量, $ks2ini_{i,y}$: 電力貯蔵設備 i の年 y での kWh 残存容量, $rem_i(y,y')$: 年 y での電源 i の年 y' に建設された設備の残存率(年 y で残存の

場合:1、残存しない場合:0), $rem_s(y,y')$: 年 y での電力貯蔵設備 j の年 y' に建設された設備の残存率(年 y で残存の場合:1、残存しない場合:0)

<設備容量利用可能量に関する制約>

本稿では需要の季節間の変動を踏まえ、定検スケジュールに季節性を考慮している。

$$AvK_{i,d,y} + \sum_{m=1}^4 (ur_{m,d} \times MtK_{i,m,y}) = K_{i,y} \quad (i=1,2,\dots,6)$$

$$\sum_{m=1}^4 (urs_m \times MtK_{i,m,y}) = (1 - upa_i) \times K_{i,y} \quad (i=1,2,\dots,6),$$

$$urs_m = (1/D) \times \sum_{d=1}^D ur_{m,d}$$

$$\sum_{m=1}^4 (ur_{m,d} \times MtK_{i,m,y}) \geq (1 - upp_i) \times K_{i,y} \quad (i=1,2,\dots,6)$$

$ur_{m,d}$: 日 d , 定検スケジュール m での電源の停止確率(図 1 参照), upa_i : 電源 i の年平均稼働率, upp_i : 電源 i の最大稼働率, urs_m : 定検スケジュール m での電源の年平均停止確率

<設備容量制約>

$$X_{i,d,t,y} \leq AvK_{i,d,y} \quad (i=1,2,\dots,6)$$

$$X_{i,d,t,y} \leq uc_{i,d,t} \times K_{i,y} \quad (i=7,8)$$

$$uf_{i,d,t,y} \times K_{i,y} = X_{i,d,t,y} + Supp_{i,d,t,y} \quad (i=9,10)$$

$$Cha_{j,d,t,y} + Dis_{j,d,t,y} \leq us1_{j,d} \times KS1_{j,y}$$

$$SS_{j,d,t,y} \leq us2_{j,d} \times KS2_{j,y}$$

$uc_{i,d,t}$: 電源 i の設備利用率, $us1_{j,d}$: 電力貯蔵設備 j の kW での設備利用率, $us2_{j,d}$: 電力貯蔵設備 j の kWh での設備利用率, $uf_{i,d,t,y}$: 太陽光, 風力の設備利用率

<設備容量上下限制約>

$$K_{i,y} \geq K_{0i,y}, K_{i,y} \leq K_{upper,i,y}$$

$$KS1_{j,y} \geq KS1_{0j,y}, KS1_{j,y} \leq KS1_{upper,j,y}$$

$$KS2_{j,y} \geq KS2_{0j,y}, KS2_{j,y} \leq KS2_{upper,j,y}$$

$K_{0i,y}, KS1_{0j,y}, KS2_{0j,y}$: 設備容量の下限值, $K_{upper,i,y}, KS1_{upper,j,y}, KS2_{upper,j,y}$: 設備容量の上限値

<供給予備力制約>

$$\sum_{i=1}^6 AvK_{i,d,y} + \sum_{i=7}^8 uc_{i,d,t} \times K_{i,y} + \sum_j us1_{j,d} \times KS1_{j,y} \geq (1 + \delta) \times load_{d,t,y}$$

δ : 供給予備率 (=5~8%).

<負荷追従制約>

各電源の単位時間での発電出力調整可能量を制約する。本稿では電源の発電出力は 1 単位時間前

の発電出力とその設備量の加重平均に依存すると仮定し、 λ はその加重平均の重みの比率を表す。

$$X_{i,d,t+1,y} \leq X_{i,d,t,y} + \text{increase}_i \times \{(1-\lambda_i)X_{i,d,t,y} + \lambda_i \cdot AvK_{i,d,y}\} \quad (i=1,2,\dots,6)$$

$$X_{i,d,t+1,y} \geq X_{i,d,t,y} - \text{decrease}_i \times \{(1-\lambda_i)X_{i,d,t,y} + \lambda_i \cdot AvK_{i,d,y}\} \quad (i=1,2,\dots,6)$$

$$X_{i,d,t+1,y} \leq X_{i,d,t,y} + \text{increase}_i \times \{(1-\lambda_i)X_{i,d,t,y} + \lambda_i \cdot uc_{i,d,t} \cdot K_{i,y}\} \quad (i=7,8)$$

$$X_{i,d,t+1,y} \geq X_{i,d,t,y} - \text{decrease}_i \times \{(1-\lambda_i)X_{i,d,t,y} + \lambda_i \cdot uc_{i,d,t} \cdot K_{i,y}\} \quad (i=7,8)$$

increase_i : 電源 i の発電調整可能率(増加)の上限値, decrease_i : 電源 i の発電調整可能率(減少)の上限値, λ_i : 電源 i の発電設備容量の重み付係数 (=0.5)

<最低出力制約(火力発電)>

火力の最低出力制約を想定する。火力の発電前後2日間の最大発電量($DMax$)の内、DSSモードの火力設備量(比率: dss)を引き、最低出力比率(mol)を乗じて、DSSモード以外の火力の最低出力を算定する。LNG発電、LNG複合発電、石油火力発電をDSS運転可能とする。

$$X_{i,d,t,y} \geq (DMax_{i,d,y} - dss_i \cdot AvK_{i,d,y}) \cdot mol_i$$

$$DMax_{i,d,y} \geq X_{i,d,t,y}$$

$$DMax_{i,d,y} \geq X_{i,d+1,t,y}$$

$DMax_{i,d,y}$: 日 $d,d+1$, 年 y の電源 i の最大発電量(kWh), dss_i : 電源 i の日間起動停止運転(DSS運転)する設備容量比率, mol_i : 電源 i での最低出力比率

<電力貯蔵制約>

(充放電制約)

$$SS_{j,d,t+1,y} = (1-sd_j) \cdot SS_{j,d,t,y} + (\sqrt{\text{eff}_{\text{storage},j}} \text{Cha}_{j,d,t,y} - \frac{1}{\sqrt{\text{eff}_{\text{storage},j}}} \text{Dis}_{j,d,t,y}) \times Tw$$

(電力貯蔵設備制約)

$$SS_{j,d,t,y} \leq m_{\text{storage},j} \times us1_{j,d} \times KS1_{j,y}$$

sd_j : 自己放電率, $\text{eff}_{\text{storage},j}$: 電力貯蔵設備 j の充放電効率, $m_{\text{storage},j}$: 電力貯蔵設備 j の設備容量当たりの電力貯蔵可能量, Tw : 単位時間幅(=10分/60分=1/6)

<二酸化炭素排出制約>

$$\sum_{i=2}^5 (\text{carbon}_i \times \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T X_{i,d,t,y}) \cdot Tw \leq \text{co2upper}_y$$

carbon_i : 電源 i の燃料の CO_2 排出原単位, co2upper_y : 年 y での CO_2 排出上限量

(5) 動的的最適電源構成モデルにおいて CO_2 制約、原子力発電の見通しに関してケース設定を行う。 CO_2 制約に関しては、以下のケースを設定する。

- 「 CO_2 制約なし」: CO_2 制約を課さない基準ケース。
- 「 CO_2 制約あり」: 発電部門の CO_2 排出量を2050年にかけて2010年比で30%、50%、80%削減する制約を設定する。2010年から2050年の間の各年排出上限量は、2010年の排出量と2050年の排出上限量を直線で内挿して設定する。

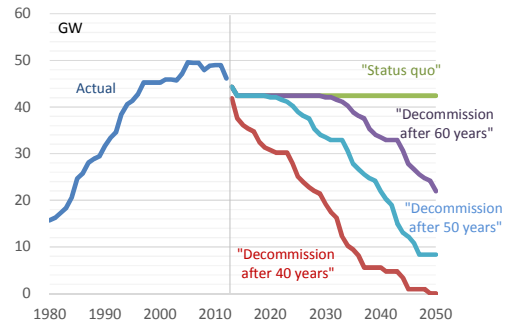


図1 原子力発電シナリオ

原子力発電に関しては、以下のケースを設定する(図1)。

- 「現状維持」: 福島第一、第二発電所(910万kW)の廃炉、着工中の原発の新規建設、既設原発の運転維持を想定する(2010年: 48GW、2020年~: 42GW)。
- 「廃炉」: 福島第一、第二発電所の廃炉と、2050年にかけて、稼働年数40年、50年、60年経過後の原子炉の運転停止を想定する。稼働年数40年の場合、2050年の原発設備容量は0となる(2030年: 19GW、2050年 0GW)。

(6) 太陽光や風力発電の出力変動パターンは気象データ(気象庁 AMeDAS)を元に算出し、外生的に想定している。図2に日本全体で想定した365日間、10分値での太陽光発電出力、図3に同じく日本全体で想定した365日間、10分値での風力発電出力を示す。

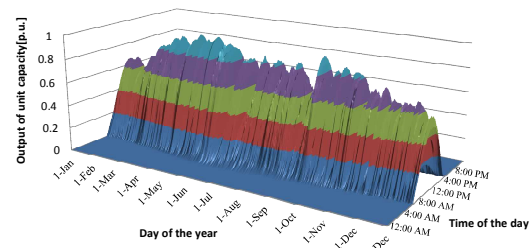


図2 太陽光発電出力

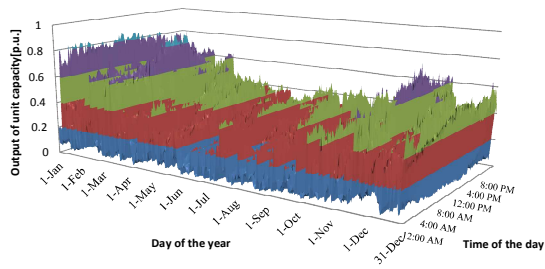


図3 風力発電出力

4. 研究成果

(1) CO₂ 制約および原子力発電の各ケースの下での高時間解像度動的最適電源構成モデルによる発電量および設備量の見通しを図4～図11に示す。「CO₂制約なし」、原発「現状維持」(図4、図8)では、経済優位性のある石炭火力と天然ガス複合発電や、原子力が電力供給の大半を担う。原発「現状維持」の下でCO₂制約が課された場合(図5、図9)、石炭火力が2050年にかけて新規建設されず、石炭代替電源として、天然ガス複合発電や太陽光、風力発電、デマンドレスポンスが徐々に拡大する。2050年にかけて風力発電は建設上限量(63GW)まで建設される。

「CO₂制約なし」、原発「廃炉(40年経過後廃炉)」(図6、図10)では、原発代替電源として、石炭火力が建設上限まで増加した上で、天然ガス複合発電が一層拡大する。2050年に天然ガス複合火力が総発電量の6割を占め、天然ガスへの依存度が急増する。この原発「廃炉」の下でCO₂制約を課すと(図7、図11)、原発代替電源として、風力発電が上限まで増加した上で、天然ガス複合発電の導入が進み、2030年以降、太陽光発電、蓄電池の導入拡大が進む。2050年において太陽光発電は2億kW以上、風力発電は6300万kW導入される(太陽光、風力が総発電量に占める比率は4割)。これらの間欠性電源の設備量は日本の現在の系統規模(2億kW)以上まで拡大するが、バッテリー導入量は1億kW以下に留まり、間欠性電源導入量に比べ小さくなる。このように蓄電池の導入量は、間欠性電源の導入量に比べ小さくなる傾向が見られた。

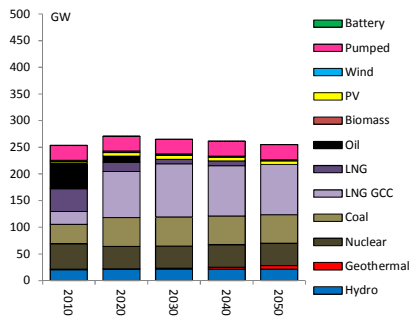


図4 設備容量(原発：現状維持、CO₂制約：なし)

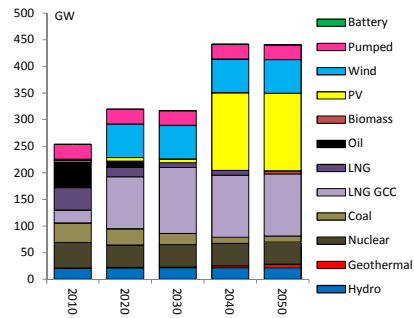


図5 設備容量(原発：現状維持、CO₂制約：80%削減)

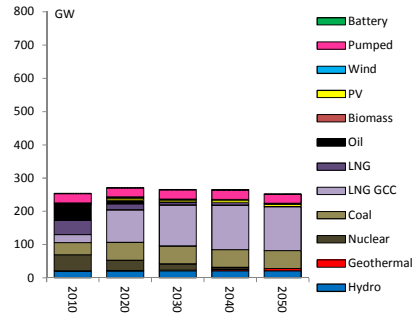


図6 設備容量(原発：廃炉、CO₂制約：なし)

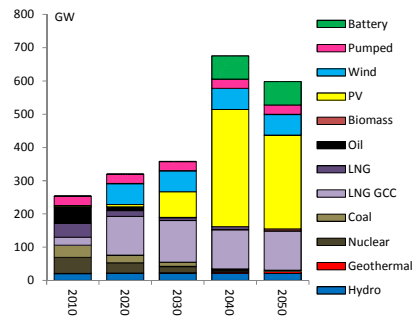


図7 設備容量(原発：廃炉、CO₂制約：80%削減)

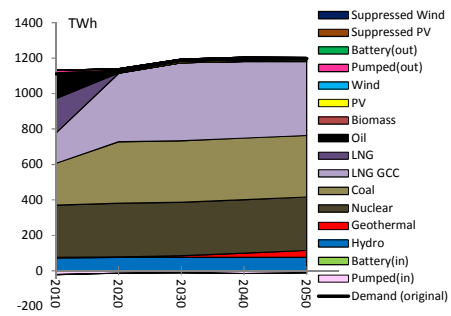


図8 発電量(原発：現状維持、CO₂制約：なし)

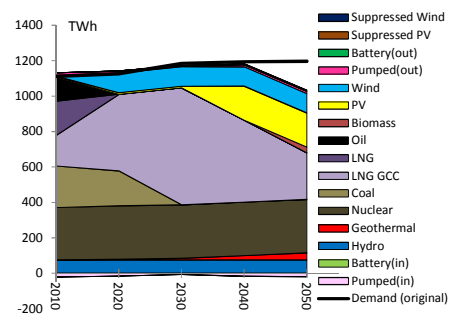


図9 発電量(原発：現状維持、CO₂制約：80%削減)

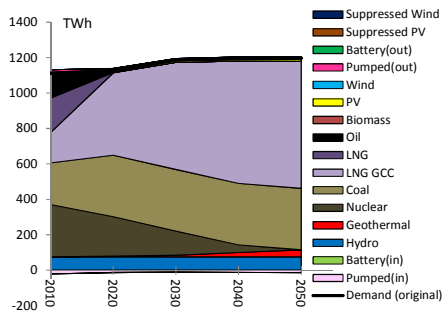


図 10 発電量(原発：廃炉、CO₂制約：なし)

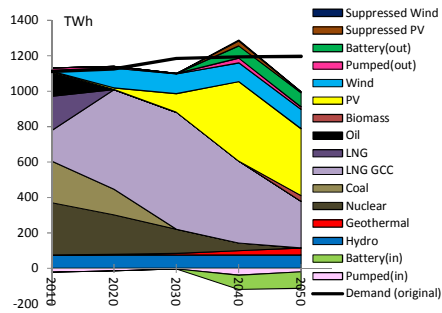


図 11 発電量(原発：廃炉、CO₂制約：80%削減)

(2) 2050年の電力全体の発電コストを分析した結果(図 12)、原子力発電を2050年にかけて稼働年数40年経過後に廃炉し、CO₂排出を現状比80%削減する場合、その発電コストは、原子力発電を維持し、CO₂排出制約を課さない場合に比較して、3倍以上まで上昇する。蓄電池や出力抑制、デマンドレスポンス等により太陽光、風力発電の出力調整を考慮に入れても、過度な原発廃炉や厳しいCO₂削減政策は、発電コストの大幅上昇をもたらす可能性が示された。

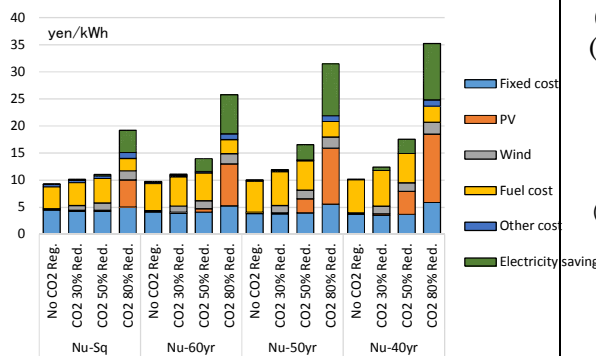


図 12 2050年の発電コスト

(3) 本研究では、太陽光、風力の出力変動を予測可能として外生的に設定したが、実際の需給計画ではこの出力変動の不確実性を考慮する必要がある、その点の克服が重要な課題である。また急な出力変動が系統電圧や周波数に与える影響のモデル化等についても検討を進める必要がある。

5. 主な発表論文等

(研究代表者、研究分担者及び連携研究者には下線)

[雑誌論文(査読有)] (計1件)

- ① Komiyama.R. and Fujii.Y.; Long-term scenario analysis of nuclear energy and variable renewables in Japan's power generation mix considering flexible power resources, Energy Policy, Vol.83, pp.169-184, August 2015
DOI: 10.1016/j.enpol.2015.04.005

[学会発表] (計1件)

- ① Komiyama.R. and Fujii.Y.; Analysis for Extensive Integration of Variable Renewables with Dynamic Multiregional Optimal Power Generation Mix Model, 14th IAEE European Conference, LUISS University, Rome, Italy, October 30, 2014

[図書] (計 件)

[産業財産権]

○出願状況 (計 件)

○取得状況 (計 件)

[その他]

ホームページ等

6. 研究組織

(1)研究代表者

小宮山 涼一 (KOMIYAMA RYOICHI)
東京大学・大学院工学系研究科・准教授
研究者番号：60537819

(2)研究分担者

()

研究者番号：

(3)連携研究者

()

研究者番号：