

電力・都市ガス需給モデルによる 合成メタンの導入可能性分析

Feasibility Study on Synthetic Methane Using an Electricity and City Gas Supply Model

大槻 貴司*・柴田 善朗**
Takashi Otsuki Yoshiaki Shibata

Abstract

Methane synthesis, or methanation, gains great attention in the context of sector integration and climate change mitigation. This study presents a techno-economic assessment on synthetic methane in Japan employing an electricity and city gas supply model. This model, formulated as a linear programming problem, explicitly consider a carbon recycling system, including carbon capture, water electrolysis and Sabatier reaction process. The electricity sector in this model is temporally disaggregated, balancing hourly consumption and supply for a year, to incorporate the intermittent output of solar and wind power (Variable Renewable Energy = VRE). Simulation results imply that cost reduction of renewables combined with a high carbon price, such as 75% cost reduction of VRE (from the level in 2014) and 750 US\$/tCO₂, would be crucial to accelerate synthetic methane. The results also imply that significant amount of VRE capacity would be necessary to decarbonize the both sectors, posing grid operation and social (such as land-use) challenges.

Key words : Synthetic methane, Carbon recycling, Variable renewables, Water electrolysis, Carbon price

1. はじめに

気候変動緩和に向けた道筋が議論される中、低炭素化策として「カーボンリサイクル」が提案されている¹⁾。カーボンリサイクルとはCO₂を資源として捉えて循環的に利用する方策であり、発電所や産業プラント、大気中から分離・回収したCO₂を素材や燃料として固定化又は再利用することを指す。その一つにメタン合成がある。メタンは天然ガスや都市ガスの主成分であることから、既存のエネルギー供給インフラ（LNGタンカーや都市ガス導管、ガス火力発電所等）の有効活用、及び水電気分解を介した電力・都市ガス部門のセクターインテグレーションや低炭素化の観点から期待が高まっている。また、国内再生可能エネルギー（再エネ）由来の水素を用いてメタン合成を行う場合は、水素製造量が天候などの自然条件に左右されるものの、エネルギー自給率向上に資する可能性がある。しかしながら、このような期待の一方で、合成メタンの導入可能性評価はそれ程実施されていない。そこで本研究では、日本の電力・都市ガス部門を統合的に取扱う最適化型モデルを構築し、CO₂回収・水電気分解・メタン合成による炭素循環システムの経済合理性や導入条件を定量分析した。具体的には、炭素税率や太陽光・風力発電費用に関する感度分析を行い、合成メタンの大規模導入に必要な水準を検討した。

* (一財)日本エネルギー経済研究所 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ 兼 計量分析ユニット エネルギー・経済分析グループ 研究員

** (一財)日本エネルギー経済研究所 電力・新エネルギーユニット 新エネルギーグループ マネージャー 研究主幹

2. 研究方法

2.1 モデル概要

本研究では日本を対象とした多地域・高時間解像度・最適化型の電力・都市ガス需給モデルを構築した。このモデルは単年モデルであり、所与の電力・都市ガス需要に対して、コスト最適な電源構成及び都市ガス構成¹⁾（輸入天然ガス又は合成メタン）を計算する。地域数は電力供給区域を基に計9地域（北海道、東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国、九州・沖縄）とした。時間的解像度は1時間値（年間8760時間帯）に設定し、太陽光・風力発電の出力変動性や水電解装置の運用、発電由来CO₂の発生時期を明示的に考慮した。定式化詳細は紙面の都合上割愛する。

モデルのフロー概要を図1に示す（CO₂に係るフローは赤色で表示した）。本モデルでは電力、水素、メタン、発電由来CO₂、産業部門CO₂について年間8760時間帯で需給バランスを確保する仕組みとなっている。発電関連技術としては14種類（太陽光、風力、水力、原子力、石炭火力、石油火力、ガス火力、ガス複合、水素火力、燃料電池、揚水式水力、蓄電池、地域間送電、域内送配電）を、水素製造・貯蔵技術として2種類（水電気分解、圧縮水素貯蔵タンク）を、メタン供給として3種類（LNG輸入、メタン合成、域内送配）を、そして発電・産業部門でのCO₂回収と直接空気回収（Direct Air Capture = DAC）を考慮した。地域間のエネルギー融通は電力のみモデル化した（水素やメタン、CO₂の地域間輸送は考慮していない）。また、風力発

¹⁾都市ガスの成分はメタンやエタン、プロパン、ブタン等であるが、簡単のため、本研究では主成分であるメタンのみを考慮する。

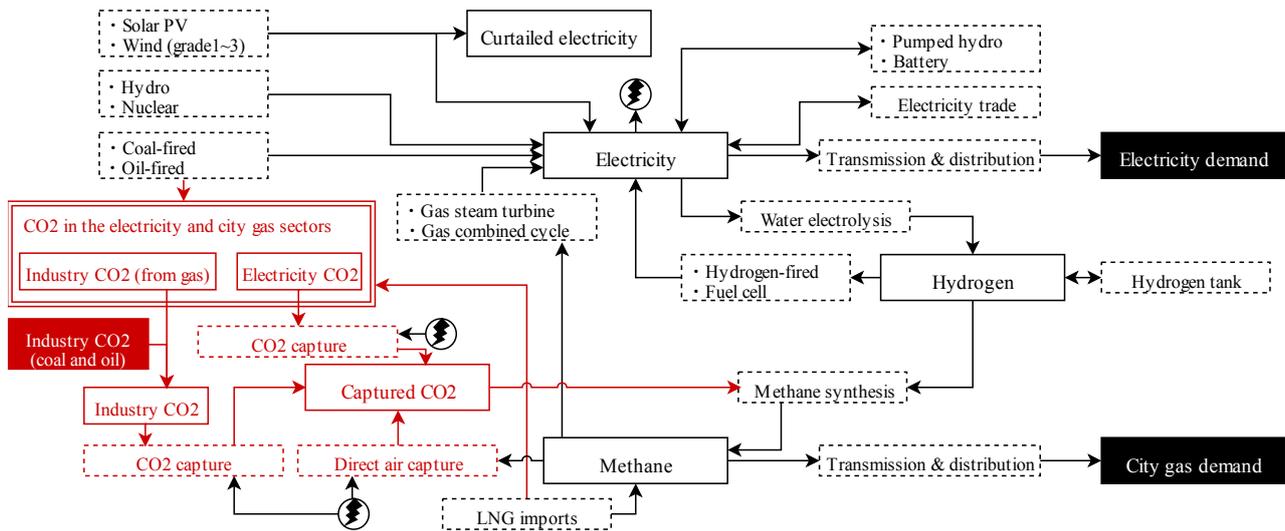


図1 電力・都市ガス需給モデルのエネルギー・CO₂フロー概要

表1 発電・電力貯蔵技術の想定

a. Thermal power plants								b. Renewables			
	Coal-fired	CCGT	Gas ST	Oil-fired	Nuclear	H ₂ turbine	Fuel cell		Hydro	Solar	Wind 1~3
Construction cost [US\$/kW]	2500	1200	1200	2000	4297	1200	2500	Construction cost [US\$/kW]	6400	2940	2840
Lifetime [year]	40	40	40	40	40	40	20	Lifetime [year]	60	20	20
Annual O&M cost rate	0.03	0.02	0.02	0.03	0.04	0.02	0.01	Annual O&M cost rate	0.01	0.01	0.02
Fuel cost [US\$/toe]	136	LNG import price: 396; Synthetic methane cost is determined endogenously			592	19	H ₂ cost is determined endogenously				
Efficiency	0.41	0.56	0.42	0.39	1.00	0.56	0.50	c. Storage			
Own consumption rate	0.06	0.02	0.02	0.05	0.04	0.02	0.02		Pumped	Battery	
Availability	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	Construction cost [US\$/kWh]	230	170	
Maximum ramp-up rate	0.26	0.44	0.44	0.44	0.00	0.44		Lifetime [year]	60	15	
Maximum ramp-down rate	0.31	0.31	0.31	0.31	0.00	0.31		Annual O&M cost rate	0.01	0.01	
Minimum output rate	0.30	0.20	0.20	0.30	0.80	0.20		Cycle efficiency	0.70	0.85	
								Self-discharge rate	0.0001	0.001	
								KWh/kW ratio	6	6	

電は陸上風力のみ想定した。

2.2 主要想定

(1) 電力・都市ガス需要

本モデルでは地域別・時間帯別の電力・都市ガス需要を想定する必要があるが、次の通り設定した。まず、日本全体での電力・都市ガス年間需要として IEA WEO2018²⁾ Sustainable Development Scenario (SDS) の2040年値を参照した。電力需要は927TWh/year, 都市ガスは29Mtoe/yearである。次に、これらの値を都道府県別の需要実績³⁾で按分し、モデル内9地域の年間需要を作成した。最後に、電力需要については2017年度の負荷曲線を基に1時間値の需要に変換した。都市ガスについては1時間値の負荷曲線データが得られなかったため、年間を通して一定と仮定した。

(2) 発電・電力貯蔵技術と地域間連系線

発電技術と電力貯蔵技術の想定を表1に示す。発電所の建設単価や寿命、運転維持費(O&M費)、発電効率、所内率、出力調整能力は経産省⁴⁾や杉山⁵⁾を参照し、地域に依らず共通とした(為替は1US\$=100円で換算し、発電効率や燃料熱量は低位発熱量ベースで示している)。建設単価は2014年モデルプラント⁴⁾に相当する。なお、太陽光・風力発電の建設単価は将来低減されることが期待されるが、本研究では、第2.3節で記す通り、費用低減を想定した分析

表2 水電気分解と圧縮水素貯蔵タンクの想定

	Electrolyzer	Hydrogen tank
Construction cost	700 US\$/kW	700 US\$/kW for compressor; 15 US\$/kWh for storage tank
Lifetime [year]	20	15
Annual O&M cost rate	0.01	0.01
Efficiency	0.70	0.9 (cycle efficiency)

表3 メタン合成の想定

		CH ₄ synthesis
Annualized construction cost [US\$/toe/year]		100
Input	Hydrogen [toe]	1.2
	CO ₂ [tCO ₂]	2.3
	Electricity [MWh]	0.37

表4 CO₂回収装置の想定

		CO ₂ capture		Direct Air Capture
		Power plant	Industry	
Annualized construction cost [US\$/tCO ₂ /year]		42	42	195
Input	Electricity [MWh/tCO ₂]	0.22	0.22	0.37
	Methane [toe/tCO ₂]	--	--	0.125

を行う。燃料費はIEEJ⁶⁾の2040年値を参照し、域内送配電ロス率は7.6%とした。発電技術や電力貯蔵技術の設備容量は、下限値として2016年度実績値を与えており、水力・原子力・揚水式水力を除いて最適化計算で決定される。水力・原子力・揚水式水力の設備容量は2016年度の値で所与とした。原子力発電は運転可能と想定した。

太陽光・風力発電の出力波形(1時間値)は文献⁷⁾から

各地域の代表都市のものを取得した。風力発電については3つの資源グレード(G1~G3)を設け、設備利用率や資源量で差を設けた。G1は設備利用率20%以下、G2は20~30%、G3は30%以上の資源と定義し、環境省⁸⁾を基に各グレードの資源量を設定した。

地域間連系線の設備容量は2016年の実績値⁹⁾で所与(外生変数)とした。地域間連系線の運用は熱容量や周波数維持、同期安定性等の様々な要因を考慮する必要があるが、本研究ではOCCTO⁹⁾に基づいて運用容量上限も制約した。

(3) 水素製造・貯蔵技術

水電気分解と圧縮水素貯蔵タンクの想定はFCHJU¹⁰⁾や小宮山¹¹⁾から設定した(表2)。本モデルの圧縮水素貯蔵タンクは圧縮機と貯蔵タンクを分けて定式化しており、それらの設備容量比率は最適化計算で決定される。

(4) メタン合成

メタン合成プロセスとしてはサバティエ反応を想定する。サバティエ反応とは高温高压下で触媒を用いて、4Nm³の水素と1Nm³のCO₂から、1Nm³のメタンと2Nm³の水を合成する化学反応である。メタン1Nm³合成に補機動力0.32kWhが必要であり¹²⁾、メタン1toe合成あたりの水素消費は1.2toe、CO₂は2.3tCO₂、補機動力は0.37MWhとなる(表3)。建設単価は50万円/(Nm³-CH₄/hour)と想定し¹²⁾、年経費率15%と熱量単位への換算で100US\$/(toe/year)とした。

(5) CO₂分離・回収技術と発電・産業部門CO₂

発電・産業部門でのCO₂回収は簡単のため燃焼後回収のみを想定し、設備費や電力消費はRITE¹³⁾から設定した(表4)。DACの諸元はKeith¹⁴⁾を参照し、煏焼プロセス向けの熱として天然ガス消費を想定した。

発電部門のCO₂生成量や時期は火力発電の運用に基づいて内生的に決定される。一方、本モデルは電力・都市ガス需給モデルであり、産業部門における石炭・石油由来のCO₂は捕捉できない。そこで本分析ではWEO2018 SDS²⁾の産業部門における2040年の石炭・石油消費量を基に、それら

のCO₂生成量を推計してシナリオとして与えた(年間85MtCO₂。図1の赤色塗潰し部分)。時間毎の排出量は年間を通して一定と仮定した。また、産業部門には鉄鋼やセメント等の業種が含まれるが、本研究では集約的に取扱う。

2.3 ケース設定

本研究では太陽光・風力発電(Variable Renewable Energy = VRE)の建設単価と炭素税に関する感度分析を行い、合成メタンがコスト優位となる条件を明らかにする。水電解由来水素でメタン合成を行う場合、コスト構造の中で支配的となる要素は発電原価であるため(付録)、ここではVRE費用を感度分析対象として選択した。具体的な分析ケースとしては、VRE建設単価について5通り(現状=2014年モデルプラント価格、25%減、50%減、75%減、90%減)と、炭素税率について8通り(US\$/tCO₂単位で0、100、200、300、400、500、750、1000)の合計5×8=40ケースを想定した。VRE建設単価の想定にあたっては、表1の値から両技術を一律で低減させた。以下、ケース名の表記は、VRE建設単価が現状ケースをVRE_Ref、25%低減ケースをVRE_25%red等とする。炭素税率については、炭素税無しケースをCpr_0\$, 100US\$ケースをCpr_100\$等と記す。なお、炭素税率は発電・都市ガス部門のCO₂正味排出分(図1の赤色二重線部分:石炭・石油火力の発電燃料や輸入LNGに含まれる炭素)に課される。合成メタンとして再利用したCO₂には税率が課されないようにモデル化を行った。

3. シミュレーション結果

3.1 合成メタン導入量

図2に全ケースにおけるメタンの年間需給を示す。合成メタンの大規模導入にはVRE建設単価の大幅な低減と共に相当高額な炭素税が必要となる可能性が示唆されている。VRE_RefやVRE_25%redでは、Cpr_1000\$の条件下においても合成メタンの導入は限られた。炭素価格の比較対象として、大気中CO₂換算濃度450~480ppm安定化シナリオで

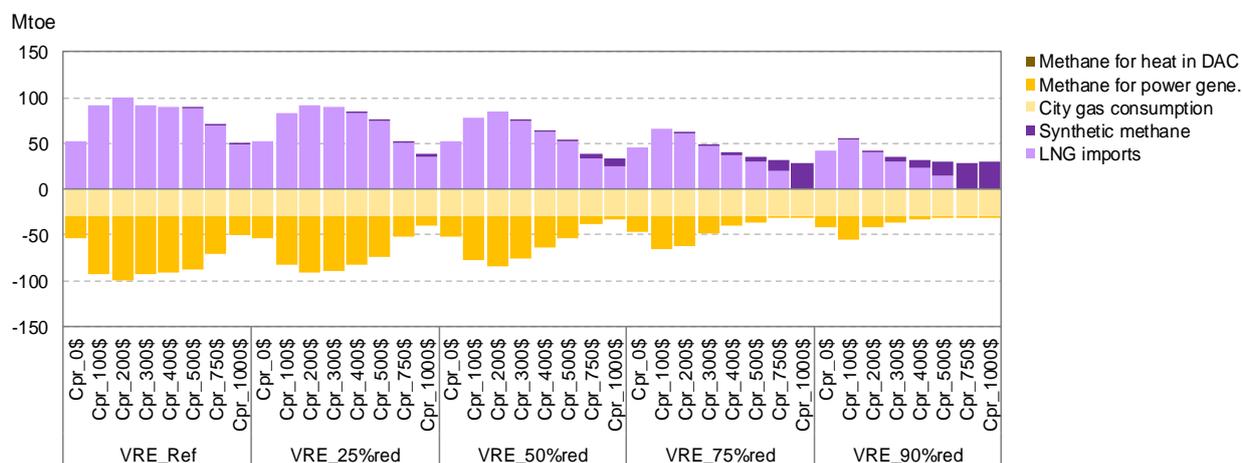


図2 日本全体でのメタンの年間需給

(注) 正の値はメタン供給、負はメタン消費を示す。参考としてLNG輸入量(2018年)は101Mtoe。DAC=直接空気回収。

は、複数モデルの中央値で2050年に200~300 US\$/tCO₂とされる¹⁵⁾。その水準と比較して1000 US\$/tCO₂は相当高額であるが、VREが高価な状況では水電解水素もコスト的に不利となり、その水素を原料とするサバティエ反応も十分なコスト競争力を持たなかったと考えられる。

他方、VRE_75%red では Cpr_750\$以降で、VRE_90%red では Cpr_500\$以降で合成メタンが拡大した。例えば、VRE90%red かつ Cpr_1000\$の条件では合成メタン製造量が29.4Mtoeに達し、都市ガス需要の全量を賄う姿となっている。図3は各ケースにおけるVREの加重平均発電費用(太陽光・風力の発電費用合計を発電出力合計で除したもの)であるが、VRE_75%red では41~59 US\$/MWh, VRE_90%red では18~24 US\$/MWhの水準に低減した。tCO₂あたり500US\$や750US\$といった炭素税率は依然として高額ではあるものの、VRE 発電費用がこういった水準まで低減した場合には合成メタンの導入機会が拡大する可能性がある。なお、図3中では炭素税率によって加重平均発電費用が大きく変化する場面があるが(例えば、VRE_RefにおけるCpr_100\$とCpr_200\$)、これは風力導入によってVRE内訳が大きく変化したことに因る。

合成メタンの原料となるCO₂は何れのケースにおいても産業部門CO₂が選択され、発電部門CO₂や直接空気回収

(DAC)は導入されなかった。発電部門では炭素税率強化と共にVREが増加し(第3.2節)、CO₂の供給が困難になったと推測される。また、本分析で再利用されたCO₂は最大でも年間68MtCO₂(VRE_90%red かつ Cpr_1000\$のケース)であるが、産業部門CO₂で十分に供給できる量であったため、DACも導入されなかったと考えられる。但し、本稿では産業部門CO₂を集約的に取扱っている点には留意されたい。業種や産業プラントの規模等によってはCO₂回収が難しい場合も考えられ、産業部門でのCO₂回収ポテンシャルについては今後詳細な検討が必要である。仮に産業部門CO₂が十分に利用できない場合にはDACが必要となる可能性がある。

3.2 発電部門の傾向

図4に日本全体の発電電力量を、図5に設備容量を示す。これらの図ではVRE費用低減や炭素税率増加に伴って太陽光発電が拡大する様子が窺える。風力発電も増加したものの、日本全体へ有意な影響を及ぼすまでには至らなかった。本分析では地域間連系線増強を想定しておらず、地域偏在性が高い風力資源の導入制約となったと考えられる。

合成メタンが大規模に導入されたケース(VRE75%redでのCpr_1000\$や、VRE90%redでのCpr_750\$やCpr_1000\$の3ケース)では発電量総計が電力需要を大幅に超えている

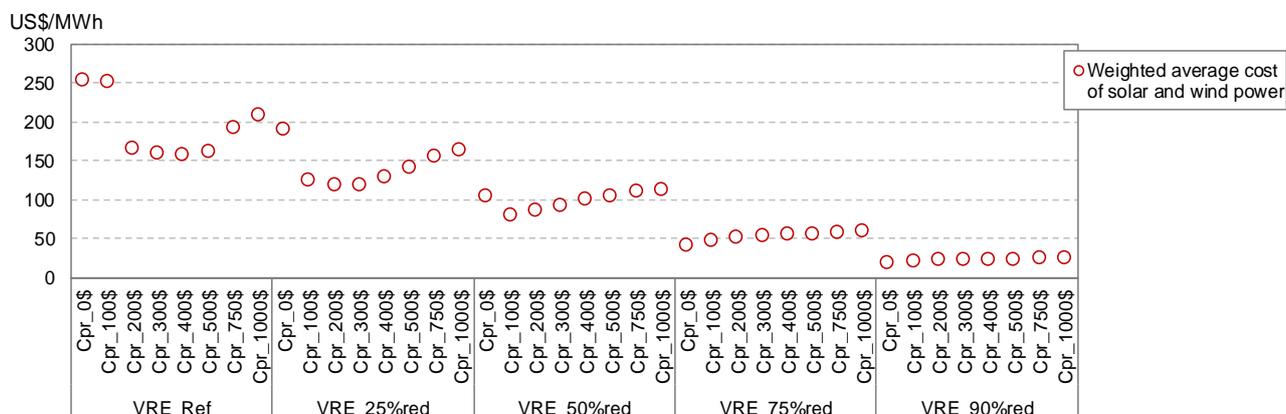


図3 太陽光・風力発電の加重平均発電費用(日本全体の平均値)

(注) 各ケースにおける太陽光・風力発電の費用合計値を発電量合計値で除して算出した。

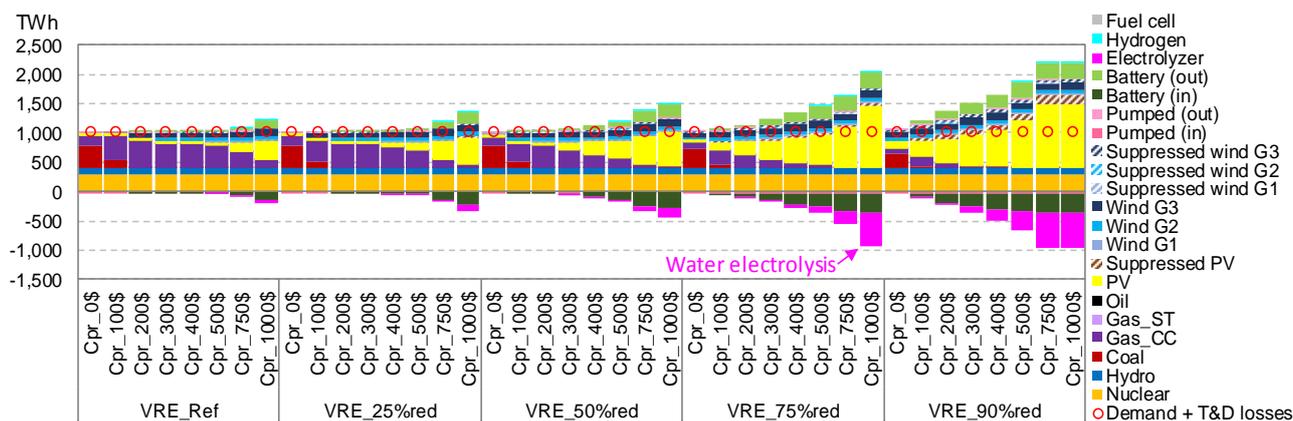


図4 日本全体の発電電力量

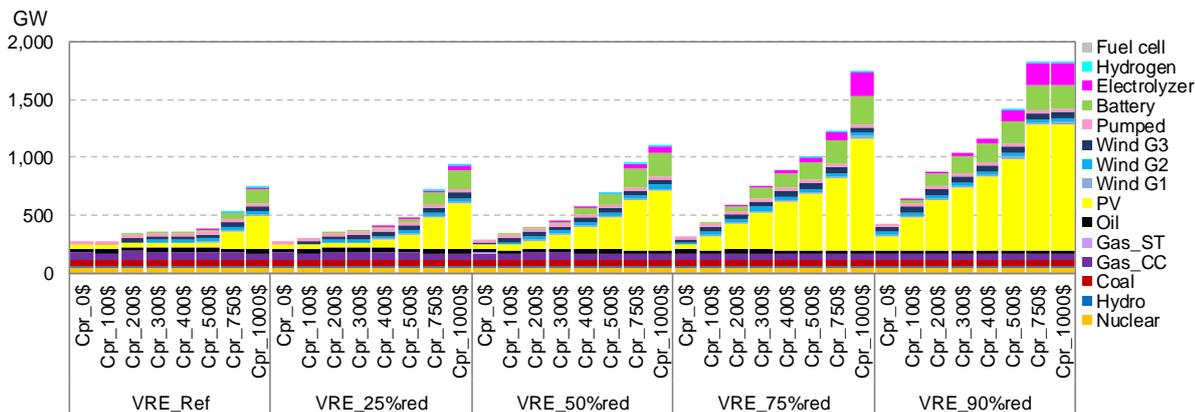


図5 日本全体の発電設備容量

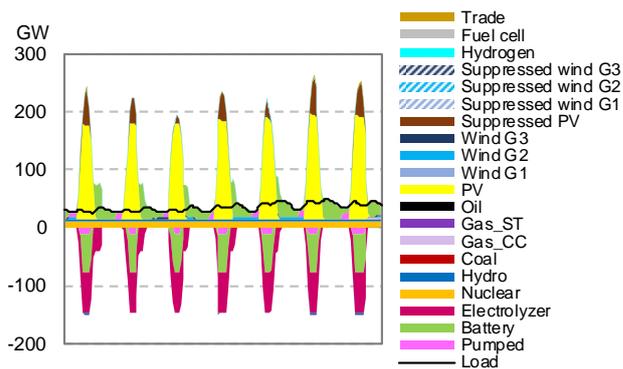
(図4)．これは水素製造（水電気分解）の電力消費のためであり、その量は年間588TWh~608TWhに達した．設備容量(図5)においても、最終消費に加えて水素製造用の太陽光発電設備が必要となることから、総設備容量は1729GW~1819GWと評価されている．2016年の総設備容量(約325GW)と比較して5倍を超える規模である．再エネ水素とメタン合成によるセクターインテグレーション・低炭素化は期待が高いが、仮にそれらで脱炭素化を目指す場合には大量の再エネ開発が必要となること分かる．ところで、本分析では太陽光発電の土地制約は考慮していないが、これ程の設備導入は土地利用状況に影響を及ぼす可能性があり、実現に向けてはその点に留意が必要である．

合成メタン導入時の電力需給の例として、図6aにVRE_90%redかつCpr_1000\$のケースにおける4月第1週の東京を示す．最終消費を大幅に超える規模の太陽光発電が導入され、蓄電池の日間充放電で需給バランスを確保すると共に、昼間の電力を水電気分解に利用する運用が費用最適となった．図6bは水素貯蔵量である．水素は主に昼間に製造されるが、その時間毎の製造量を均すため、日間～週間周期で水素を貯蔵する様子が窺える．水素需給バランス確保において貯蔵が重要な役割を果たす可能性がある．

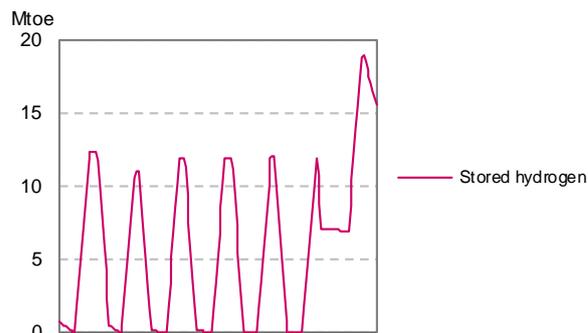
3.3 CO₂排出量

CO₂排出量を図7に示す．塗潰しグラフは電力・都市ガス部門での正味排出量(図1の赤色二重線部分：石炭・石油火力の発電燃料や輸入LNGに含まれる炭素量)を、斜線グラフは合成メタン燃焼に伴うCO₂生成量を示す．ここでの合成メタンの炭素分は産業部門での回収CO₂に由来するものであり、実質的には排出ゼロと見做すことができる．

電力・都市ガス部門の正味排出量は炭素税率と共に減少傾向が窺えるが、VRE_RefやVRE_25%red、VRE_50%redでは1000US\$の税率においてもLNG輸入が選択され、62~121MtCO₂の正味排出が生じている．他方、VRE_75%redやVRE_90%redの高税率下では合成メタン利用により、正味排出量が大幅に抑制された．例えば、VRE_90%redかつCpr_1000\$のケースでは正味排出量が2MtCO₂へ減少して



(a) 電力需給



(b) 水素貯蔵量

図6 東京地域における需給バランス(4月第1週)

いる．カーボンリサイクルによって68MtCO₂の排出が実質的に回避されたことで(図中の斜線部)、ゼロエミッションに近い電力・都市ガス供給となった．この点は合成メタン利用の効果と言える．なお、ここでの議論では合成メタンをカーボンニュートラルと見做し、CO₂削減効果を発電・都市ガス部門でカウントしたが、カーボンリサイクルの社会実装においては再利用したCO₂の帰属—排出源と利用側のどちらに帰属させるか、又は両者で割当てするのか等—が重要論点となる可能性がある．今後は制度的側面からも議論を深めていく必要があろう．

4. まとめ

本研究では日本を対象とした多地域・高時間解像度・最適化型の電力・都市ガス需給モデルを開発し、合成メタン

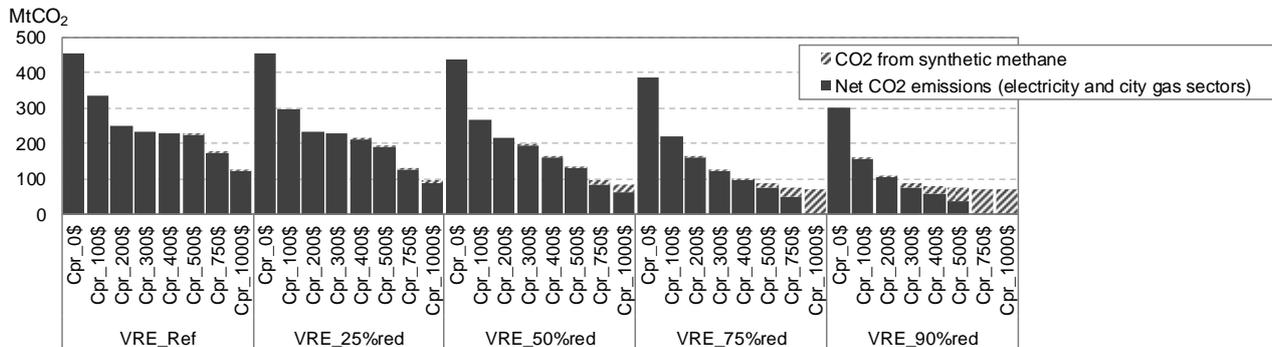


図7 電力・都市ガス部門のCO₂排出量

の技術経済的な導入条件を検討した。合成メタン製造費用の中で支配的であるVRE費用、及び、炭素税率に関する感度分析の結果、合成メタンの大規模拡大にはVRE費用の大幅な低減と高価な炭素税率の両者が必要であることが示唆された。再エネ費用低減に向けた技術開発と環境政策の強化が合成メタン普及の鍵を握ると言えよう。他の興味深い結果として、再エネと水素製造、そして合成メタンで電力・都市ガスを低炭素化する場合、最終消費に加えて水素製造用の発電設備が必要となるため、再エネ設備導入が相当量に達することも示された。

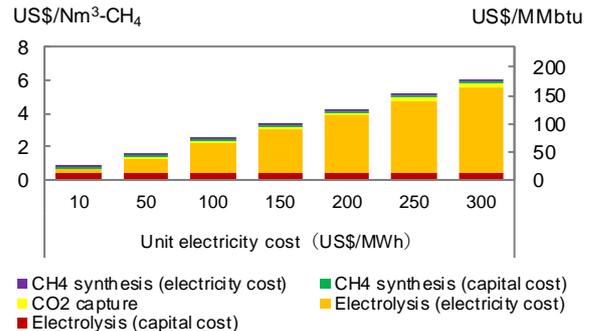
今後の研究課題としては想定の子微化や、革新的技術のモデル化と分析が挙げられる。具体的には産業部門の各業種におけるCO₂回収可能性を考慮した検討や、共電解等の新たな技術によるメタン製造の可能性評価が挙げられる。

付録 合成メタン製造の費用構造

第2.2節に示した水電解装置やCO₂回収（発電・産業）、メタン合成に係る費用想定を基に、合成メタン製造費用を試算した結果が付図1である。水電解装置の設備利用率は30%、メタン合成装置では80%を想定し、CO₂や水素の輸送費用は考慮していない。電力原価で感度分析を行った結果、50US\$/MWh以上の場合は水電解向けの電力費が支配的であることが分かる。その要因としてメタン1Nm³合成に4Nm³の水素が必要なることが挙げられる。また、日本のLNG輸入価格（2017年度実績は1US\$=100円換算で9.4US\$/MMBtu）と比較すると、10US\$/MWhの場合でも合成メタン費用は輸入LNGの2.6倍となり、コスト面の課題も示唆されている。

参考文献

- METI; カーボンリサイクル技術ロードマップ, (2019).
- IEA; World Energy Outlook 2018, (2018).
- METI; 都道府県別エネルギー消費統計, (2018).
- METI; 長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告, (2015).
- 杉山達彦, 小宮山涼一, 藤井康正; 全国の電力基幹系



付図1 合成メタン製造の費用構造

統を考慮した最適電源構成モデルの開発と太陽光・風力発電大量導入に関する分析, 電気学会論文誌B 136巻12号 pp.864-875, (2016).

- IEEJ; IEEJ アウトルック, (2018).
- Renewables.ninja; <https://www.renewables.ninja/>, (アクセス日: 2019年10月23日).
- 環境省; 平成24年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書, (2013).
- 電力広域的運営推進機関; 広域メリットオーダーシミュレーションの概要, (2016).
- FCHJU; Development of Water Electrolysis in the European Union Final Report, (2014).
- 小宮山涼一, 大槻貴司, 藤井康正; 再生可能エネルギー余剰電力の水素貯蔵を考慮に入れた最適電源構成の検討, 電気学会論文誌B 134巻10号 pp.885-895, (2014).
- 柴田善朗, 木村謙仁; カーボンニュートラルメタンの将来ポテンシャル -PtGとCCUの活用: 都市ガスの低炭素化にむけて-, (2018).
- RITE; DNE21+の概要, <https://www.rite.or.jp/system/global-warming-ouyou/modeltoday/overviewdne21/>, (アクセス日: 2019年10月23日).
- D.W. Keith, G. Holmes, D. St. Angelo, K. Heidel; A Process for Capturing CO₂ from the Atmosphere, Joule, Vol.2 Issue 8 pp.1573-1594, (2018).
- IPCC; Technical Summary of WG3 in the 5th Assessment Report, (2014).