

# 分散型コージェネのカーボンニュートラルメタン利用による再エネ出力変動緩和

## Grid Flexibility Offered by Distributed Combined Heat and Power Using Carbon-neutral Methane Produced from Renewable Surplus Electricity

柴田 善朗\*  
Yoshiaki Shibata

This study evaluated a renewable energy grid integration model (CNM-CHP) that provides grid flexibility by ramping up output margin of combined heat and powers (CHPs), when renewable energy output reduces, using city gas decarbonized by carbon-neutral methane (CNM) blended into city gas network. CNM is produced through methanation reacting electrolytic hydrogen from renewable surplus electricity and CO<sub>2</sub> from facilities like fossil fuel-fired power plants, biomass power plants and industries. CNM being able to utilize the existing city gas network has economic advantages over hydrogen that requires new infrastructure to be delivered. CHPs expected as Virtual Power Plant (VPP) to provide grid flexibility need decarbonized way. With an assumption that 300 GW of solar photovoltaics, 100 GW of wind power and 34 GW of CHP are deployed in Japan, it was revealed that CNM-CHP shows economics same as or superior to grid flexibility offered by battery. Power to Gas system using existing infrastructure has advantages in decarbonizing the entire energy system over battery that can discharge only a fraction of stored electricity due to grid constraint when large scale renewables are deployed.

**Keywords** : Grid flexibility, CHP, Power to Gas, Methanation, CCU

### 1. はじめに

カーボンニュートラルメタン (CN メタン) は、水電解によって再エネから製造される水素と、バイオマス発電、火力発電所、大規模産業等からの排出 CO<sub>2</sub> から生成 (メタネーション) されることから、系統統合対策としての PtG (Power to Gas) と CCU (Carbon Capture and Utilization) の組合せによって製造される“再生可能合成燃料”と言える。CN メタンは一度排出された CO<sub>2</sub> を再利用することから、2019年6月に資源エネルギー庁が策定した「カーボンリサイクル技術ロードマップ」でも注目されている。

水素の利用形態として都市ガスインフラへの注入があるが<sup>1)</sup>、水素の体積あたりの熱量が小さいことから都市ガスの低炭素化効果は限定的であり、また炭素を必要とする金属浸炭や超高温加熱炉等の特殊用途への対応やガス機器の熱量調整という課題もある。一方、都市ガスの原料になる CN メタンは都市ガスインフラへの注入に対する障壁が小さく、都市ガスの低炭素化技術としても期待されている<sup>2)</sup>。日本での CN メタンの製造ポテンシャルは大きく、新たなインフラを必要とする水素よりも供給コストを抑制できるとの分析事例<sup>3),4)</sup>もある。これらの特長を背景に、ドイツをはじめとする欧州諸国で先行していた CN メタンの実証等の取組みが近年わが国でも進められている<sup>5),6),7),8)</sup>。

一方で、多くが都市ガスを利用している分散型コージェネ (CHP: Combined Heat and Power) には VPP (Virtual Power Plant) として再エネの出力変動緩和が期待されている。つまり、通常の熱電併給運転と併せて再エネ出力減少時に CHP 供給余力を活用した出力増加によって出力変動をオフセットする。CHP の総合効率が高いことから、LNG 火力による出力変動緩和より CO<sub>2</sub> 排出削減が期待できるものの、CHP は都市ガスを利用するので一定の CO<sub>2</sub> 排出を伴う。しかしながら、再エネ発電出力増加によって発生する余剰電力から CN メタンを製造し、CHP が都市ガスインフラを経由して CN メタンを利用することで、より低炭素な出力変動緩和を実現できる可能性がある。また、需要家への熱電併給という本来の目的で導入された CHP の出力変動緩和への活用は追加的な導入が必要な他のエネルギー貯蔵技術による出力変動緩和と比べて経済性に優れる可能性もある。そこで、本研究では、CN メタンを利用する CHP による再エネ出力変動緩和への貢献並びに電力と都市ガスの低炭素化の可能性について分析を行う。

### 2. 分析フロー

#### 2.1 CNM-CHP モデルの定義

以上の考え方に基づき、本研究では、“分散型コージェネの CN メタン利用による再エネ出力変動緩和” (以下“CNM-CHP”と表記) を次のように定義する (図 1 参照)。

- 出力変動型再エネ (太陽光発電と風力発電) の余剰電

\* (一財) 日本エネルギー経済研究所 新エネルギーグループ  
マネージャー 研究主幹

力由来水素と、バイオマス発電、産業部門、火力発電から集約的に排出されるCO<sub>2</sub>からCNメタンを製造し都市ガスインフラに注入（都市ガスの低炭素化）。

- CHPは他の用途（熱需要など）と同様に、都市ガスインフラ経由で、CNメタンにより低炭素化された都市ガスを利用する。
- CHPは通常の熱電併給運転をベースとする。併せて、再エネ出力低下時に、供給余力を活用した出力上昇（CHP出力UP運転=下げDRに相当）を行う。



図1 CHPのCNメタン利用による再エネ出力変動緩和

## 2.2 シミュレーションの構造と前提条件

### (1) 電源構成シミュレーションの構造・電源の運用方法

本研究では単純化のため仮想的に日本を一地域とする。分析粒度は1時間、対象期間は1年間とする。電源の運用方法を以下に示す。

#### [共通運用]

- ベース電源（原子力、水力、地熱、バイオマス）とCHP通常運転はマストランとする（全国一地域モデルでベース電源の出力抑制が無いことを確認）。
- 調整力用（LFC用）火力は毎時電力需要の10%を賄うとする。
- 余剰電力に対しては、まず揚水発電を活用する。揚水発電からの放電が可能な状況であれば即座に放電する。

#### [CNM-CHP]

- 上記の“共通運用”において吸収できない出力変動型再エネの余剰電力から水素を製造する。毎時の水素製造可能量と集約的CO<sub>2</sub>排出量（時間別CO<sub>2</sub>排出量は後述）の多寡を踏まえて製造可能なCNメタンを推計する。CNメタン製造に必要なCO<sub>2</sub>が不足する場合は余剰電力は出力抑制（捨電）される。
- 再エネ発電出力が低下し系統側の受入余地があり、かつCHP側に供給余力がある場合のみCHP出力UPを行う。
- 電力需要-（ベース電源+調整力火力+出力変動再エネ+揚水発電からの放電+CHP出力UP）は火力発電で賄う。

#### [蓄電池]（後述する経済性の比較で検討する）

- 上記の“共通運用”において吸収できない出力変動型再エネに対しては、蓄電池容量（kWh）の範囲内で充電する。満蓄電時に発生する余剰電力は出力抑制（捨電）される。
- 蓄電池からの放電が可能な状況であれば即座に放電する。
- 電力需要-（ベース電源+調整力火力+出力変動再エネ+揚水放電+蓄電池放電）は火力発電で賄う。

### (2) 電力需要・発電設備容量

長期的な電化傾向や省エネを踏まえ、電力需要は現在から約10%増加の1.04兆kWhを想定する。原子力発電は「長

期エネルギー需給見通し」の2030年の導入量を、中小水力発電、バイオマス発電、地熱発電は2030年の導入量に少し付加する水準（各々1,300万kW、800万kW、300万kW）を想定する。大規模水力発電と揚水発電の新設は想定しない。長期的な観点から火力発電は全てLNG火力を仮定する。

CHPの通常運転はマストランとする。CHP出力UP運転は供給余力がある場合（定格出力未満の運転時）のみとする。また、系統側の受入可能量（kW）を上限とする（揚水発電の再エネ充放電運転を優先させる）。なお、CHP導入量は、政府やガス業界の目標である業務・産業用3,000万kW+家庭用燃料電池530万台≒0.34億kWとする。

太陽光発電は7,000万kW～5億kW、風力発電は1,000万kW～3億kWでシナリオを設定する。

### (3) 時間帯別集約的CO<sub>2</sub>排出量

バイオマス発電と産業部門に関しては、全国の年間集約的排出CO<sub>2</sub>を既往研究<sup>2),3)</sup>に基づき特定する。バイオマス発電は一定出力運転を想定し、年間CO<sub>2</sub>排出量を時間帯別に展開する。産業部門の時間帯別CO<sub>2</sub>排出量は全電力需要パターンとの相似形を想定し時間帯別へ展開する。火力発電は、電源構成シミュレーションに基づく運転パターンから毎時のCO<sub>2</sub>排出量を特定する。

### (4) CHPの通常運転パターンの特定と技術仕様

CHP出力UP運転の可能性を特定するため通常の熱電併給運転パターンを把握する。家庭用CHPは既往研究<sup>9),10)</sup>の実測データからPEFCの運転パターンを推計する。SOFCは通年の定格運転を想定する（現在、ガス会社によるSOFC発電電力の逆潮買取が実施されている）。家庭用CHPは全て燃料電池（定格出力は0.7kW）とし、PEFCとSOFCの導入台数の比率は1:1とする。業務用CHPは既往研究<sup>11)</sup>の業種別×季節別×平日・休日別の実測データを業種別ガスCHP導入実績<sup>12)</sup>によって加重平均し業務部門全体の運転パターンとする。産業用に関しては、専門家ヒアリングに基づき昼間は定格出力の80%、夜間は65%運転と想定する。

図2は、CHP導入目標（0.34億kW）が実現された場合の夏期における代表的な1週間の部門別のCHP発電パターンと供給余力（=定格出力-発電出力）を示す。CHPは昼間の運転が主であり、供給余力は夜間の方が大きい。全体で、昼間は概ね700～1,000万kW、夜間はおよそ1,700万kWのCHP出力UPが物理的に可能である。

CHPの発電効率は単純化のため、導入機種・年代を問わず一律55%を想定する。排熱回収効率は通常運転時は35%、出力UP運転時は25%とする（専門家へのヒアリングによると、CHPの夜間停止は安価な夜間電気料金が原因であり、熱需要の不足が主な理由ではないことから、CHPの夜間稼

働でも熱需要がある程度 CHP 排熱を吸収できると判断)。

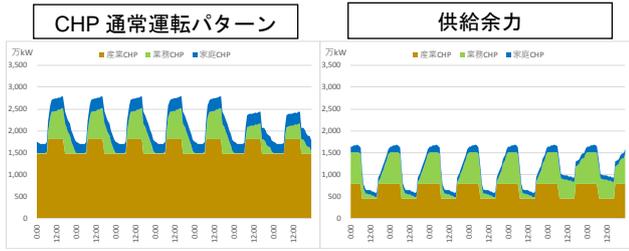


図2 CHP 運転パターンと供給余力

注: 夏期の代表的な1週間を例示. 産業用 2,272 万 kW, 業務用 728 万 kW, 家庭用 371 万 kW 導入時 (=3,000 万 kW+530 万台)。

(5)CO2 分離回収・CN メタン製造の技術仕様

CCSに必要な電力消費のうち最も大きいのはCO<sub>2</sub>の昇圧(貯留地までの輸送効率化を目的にCO<sub>2</sub>を臨界状態にするため7MPaまで昇圧)であるが、メタネーションには高い昇圧が不要である(0.1~0.5MPa)。既往研究<sup>13)</sup>における将来見込み値に基づく、CO<sub>2</sub>分離回収用電力消費量は10kWh/t-CO<sub>2</sub>、熱量は1,800MJ/t-CO<sub>2</sub>となる。CNメタン製造時は再エネ余剰電力が発生していることからCNメタン製造原単位(18.32kWh/Nm<sup>3</sup>-CH<sub>4</sub><sup>2)</sup>にCO<sub>2</sub>分離回収用の電力消費量を加えると18.34kWh/Nm<sup>3</sup>-CH<sub>4</sub>となる。都市ガスからの必要熱量の供給を想定すると、4,436kJ/Nm<sup>3</sup>-CH<sub>4</sub>の消費量となる(ボイラ効率80%を想定)。なお、CO<sub>2</sub>分離・回収率は90%とする。

3. CNM-CHP モデルの分析結果

図3に夏期における代表的な1週間のシミュレーション結果を例示する。余剰電力の一部がCNメタン製造に利用されているが、その規模は利用可能なCO<sub>2</sub>量(図4)に依存し、残りは出力抑制されている。CHP出力UPは主に供給余力のある夜間に行われていることがわかる(図5)。ただし、夜間も発電する風力発電が導入拡大するとCHP出力UPの余地は減少する。図6に電源構成を示す。再エネ導入量拡大によって余剰電力の規模と発生頻度が多くなり、かつ揚水発電からの放電を優先させることから、系統側のCHP出力UPの受入れ余地が小さくなる。この傾向はCHP供給余力の利用状況を示した図7に詳しい。

図8には、都市ガス消費量と都市ガスのCN化率(=CNメタン製造量/都市ガス需要量)を示す。ここでの都市ガスとは従来の都市ガスとCNメタンのブレンドである。再エネ導入規模が小さい場合は、CHP出力UPが大きくそれに伴う都市ガス需要の増分も大きい。CNメタン製造量が少ない。逆に、再エネ導入が拡大するとCHP出力UPは小さくなるが、CNメタン製造量が多くなる。CNメタン製造量は太陽光3億kW+風力1億kWで84億Nm<sup>3</sup>-CH<sub>4</sub>、太陽光5億kW+風力3億kWで225億Nm<sup>3</sup>-CH<sub>4</sub>であり、2016

年度の都市ガス消費量のメタン熱量換算値397億Nm<sup>3</sup>-CH<sub>4</sub>の21%~57%に相当する。なお、CO<sub>2</sub>分離回収に必要な都市ガス消費量が都市ガス消費量全体に占める割合は小さい。

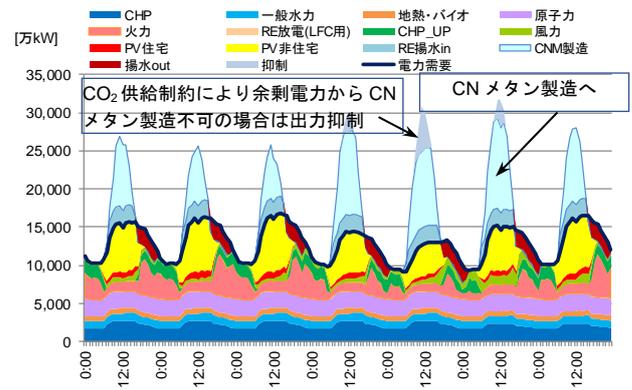


図3 電源運転状況 (CNM-CHP)

注: 夏期の代表的1週間を例示. 太陽光3億kW+風力1億kW

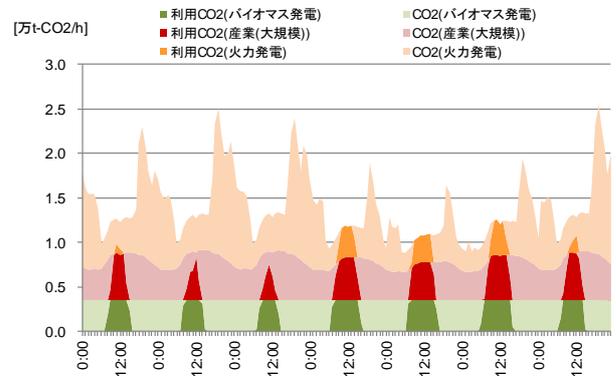


図4 CO<sub>2</sub>利用状況 (CNM-CHP)

注: 夏期の代表的1週間を例示. 太陽光3億kW+風力1億kW

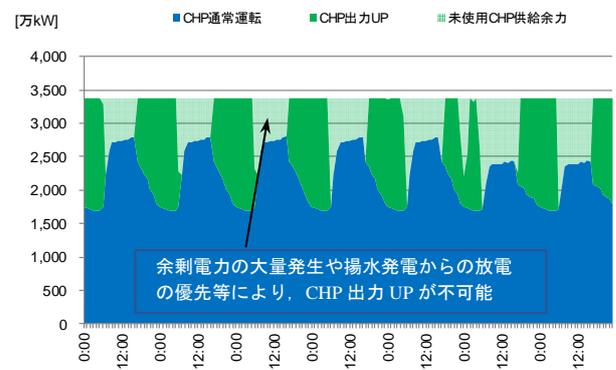


図5 CHP出力UP状況 (CNM-CHP)

注: 夏期の代表的1週間を例示. 太陽光3億kW+風力1億kW

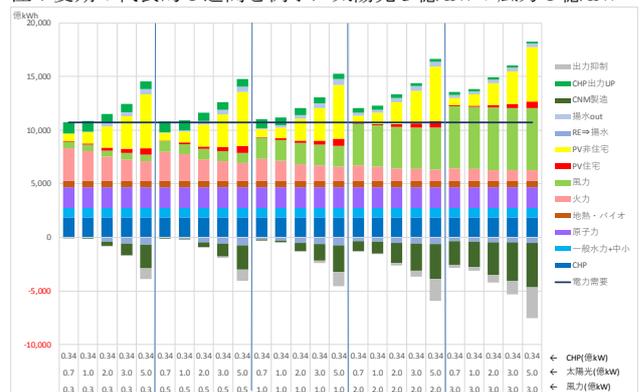


図6 電源構成 (CNM-CHP)

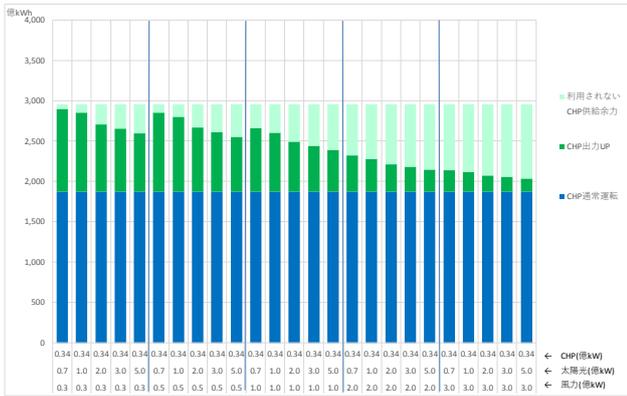


図7 CHP供給余力の利用状況

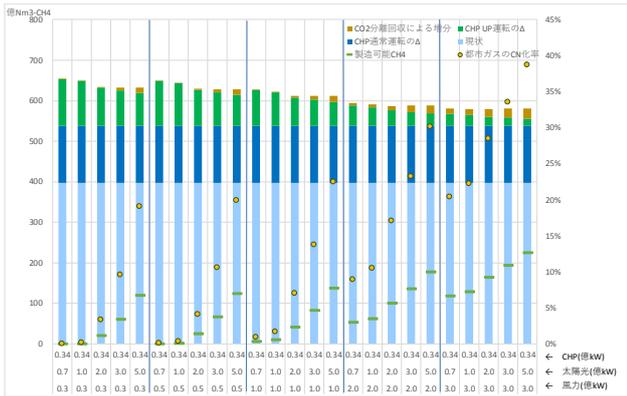


図8 都市ガス消費量とCN化率

注：CN化率=CNメタン製造量/都市ガス需要量。都市ガス消費量はメタン熱量換算である。

#### 4. 経済性分析

CNM-CHPの比較対象を蓄電池とする。現在、周波数調整市場が整備されている欧米を中心に蓄電池の短周期利用が見られるが、蓄電池の価格低下に伴い、CNM-CHPと同様の機能として再エネ余剰電力を充放電する長周期対応への利用も期待される。“CNM-CHPケース”と“蓄電池ケース”の比較にあたって電力と都市ガスの合計のCO<sub>2</sub>排出量を指標とする。両ケースでCHP導入量を0.34億kWに固定し、

- ・ “CNM-CHPケース”では、CHPの供給余力を活用してCHP出力UPによる再エネ出力変動緩和対策を行う
- ・ “蓄電池ケース”では、CHPの通常運転をマストランで、新たに蓄電池を導入して再エネ出力変動緩和を行う(2.2参照)

とする。以下では、“CNM-CHPケース”と“蓄電池ケース”のCO<sub>2</sub>排出量が同水準になる状況における設備規模を特定し経済性を比較する。なお、蓄電池の充放電効率率は90%×90%、自己放電率は0.02%/hを想定する。

##### 4.1 電源の運転状況 (“蓄電池ケース”)

図9に夏期の代表的な一週間の電源運転パターンを示す。再エネ余剰電力の出力抑制は蓄電池容量(kWh)に依存する。図10に電源構成を示す。太陽光+風力が1億kW+0.3億kW、2億kW+0.5億kW、3億kW+1億kW、5億kW+3億kWの4つの導入シナリオに対して、蓄電池容量を0億~5億kWhまで変化させている。

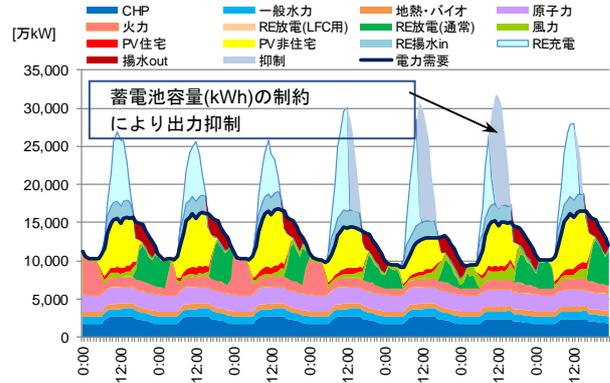


図9 電源運転状況 (“蓄電池ケース”)

注：夏期の代表的1週間を例示。太陽光3億kW+風力1億kWの場合。また、後述の分析結果に基づく蓄電池の規模(3.8億kWh・1.5億kW)を想定。

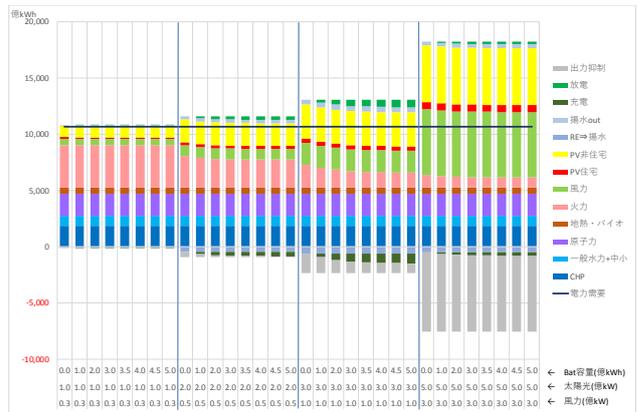


図10 電源構成 (“蓄電池ケース”)

太陽光1億kW+風力0.3億kWの場合は余剰電力量が非常に限定的であり、蓄電池の充放電運転がほとんど行われないことから、蓄電池導入規模の拡大には意味がない。

再エネの導入規模が拡大するにつれて余剰電力が増加することから蓄電池の充放電機会が増え、蓄電池導入拡大による火力発電削減効果が顕著になる。しかしながら、太陽光5億kW+風力3億kW水準の大規模になると蓄電池の導入規模を拡大しても火力発電削減効果は大きくならない。これは通年で余剰電力の量と発生頻度が多くなることで放電機会が大幅に減少することによる。この状況において蓄電池の導入拡大はあまり意味をなさない。

なお、再エネ導入規模が小さい状況において、蓄電池放電よりもCHP出力UPが大きい(図6参照)のは、蓄電量がなくて放電できない蓄電池とは異なり、CHPはCNメタン製造状況とは無関係に出力UPが可能であるからである。

##### 4.2 電力と都市ガスのCO<sub>2</sub>排出量

図11は“CNM-CHPケース”と“蓄電池ケース”におけるCO<sub>2</sub>排出量である。4つのクラスターは太陽光+風力の導入シナリオである。各クラスターにおいて、右端の棒グラフは“CNM-CHPケース”，残りの8つの棒グラフは“蓄電池

ケース”である。太陽光 1 億 kW+風力 0.3 億 kW の場合は余剰電力量つまり CN メタン製造量が極めて少ないが、CHP は CN メタン製造状況とは無関係に出力 UP できることから、CHP 総合効率の LNG 火力発電効率に対する優位性により、CHP 出力 UP によって CO<sub>2</sub> 排出量を削減できる。

再エネ導入規模拡大に伴い余剰電力量が増加し蓄電池の充放電運用が有効となり、蓄電池導入量を拡大することで火力発電代替による CO<sub>2</sub> 排出削減効果も大きくなる。ただし、その効果は漸減する。

太陽光 5 億 kW+風力 3 億 kW の水準まで再エネ導入規模が増大すると、大規模な CN メタン製造を通じた都市ガスの低炭素化によって CO<sub>2</sub> 排出量が大幅に低減する。“蓄電池ケース”では蓄電池容量を増大させても“CNM-CHP ケース”の CO<sub>2</sub> 排出量を下回ることにはできない。

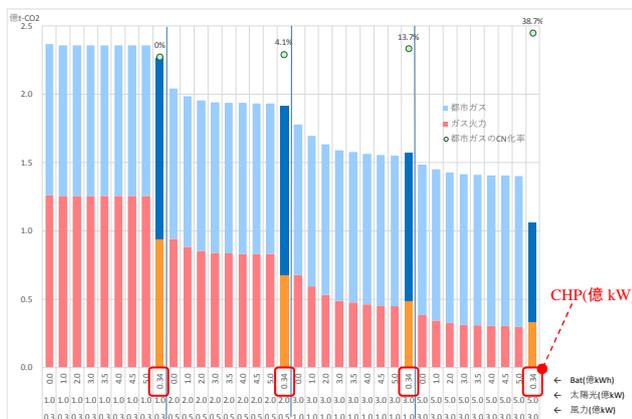


図 11 CNM-CHP ケースと蓄電池ケースの CO<sub>2</sub> 排出量比較

### 4.3 設備規模の特定

太陽光 3 億 kW+風力 1 億 kW のシナリオを例に取り、“CNM-CHP ケース”と“蓄電池ケース”で CO<sub>2</sub> 排出量と同じになる状況を特定する。

電源構成シミュレーションから、毎時 CO<sub>2</sub> 分離回収量の最大値を 1.32 万 t-CO<sub>2</sub>/h と特定し、CO<sub>2</sub> 分離回収率 90% から設備規模は 1.47 万 t-CO<sub>2</sub>/h となる。また、CN メタン製造装置への最大投入電力を 12,265 万 kW と特定し、CN メタン製造原単位から出力規模は 669 万 Nm<sup>3</sup>-CH<sub>4</sub>/h となる。

太陽光 3 億 kW+風力 1 億 kW+CHP0.34 億 kW において、“CNM-CHP ケース”の CO<sub>2</sub> 排出量は 1.57 億 t-CO<sub>2</sub> となる。“蓄電池ケース”で同等の CO<sub>2</sub> 排出量になる状況を電源構成シミュレーションにより特定すると、蓄電池容量は 3.86 億 kWh、定格入出力は 1.53 億 kW となる。

### 4.4 比較分析

#### (1) 前提条件

CN メタン製造については既往研究<sup>3)</sup>や「水素・燃料電池戦略ロードマップ」に基づき表 1 のように想定する。CO<sub>2</sub> 分離・回収関連設備費は既往研究<sup>13)</sup>に基づき表 2 のように

想定する。蓄電池は PCS (Power Conditioner System) を 4 万円/kWh、電池セルを 1~2 万円/kWh と想定する。

表 1 CN メタン製造システム設備費の想定

	設備単価	ユニット数
水電解	21.5 万円/(Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> /h)	4
メタネーション	50 万円/(Nm <sup>3</sup> -CH <sub>4</sub> /h)	1
CN メタン製造システム	136 万円/(Nm <sup>3</sup> -CH <sub>4</sub> /h)	1

表 2 CO<sub>2</sub> 分離・回収関連設備費の想定

設備	項目	想定値	
CO <sub>2</sub> 分離・回収	設備規模	118t-CO <sub>2</sub> /h	
	設備費	66.67 億円	
	年経費 (稼働年数は 15 年)	設備固定費	6.0 億円/年
		吸収液	1.2 億円/年
	計	7.2 億円/年	
単位分離・回収規模あたりの設備費	0.92 億円/(t-CO <sub>2</sub> /h)		
熱供給用ボイラ	設備規模	127t-CO <sub>2</sub> /h (蒸気量 260t- <sub>g</sub> /h に対応)	
	設備費	54.22 億円	
	単位分離・回収規模あたりの設備費	0.43 億円/(t-CO <sub>2</sub> /h)	
合計設備費 (単位分離・回収規模あたり)		1.34 億円/(t-CO <sub>2</sub> /h)	

#### (2) エネルギーコスト

CO<sub>2</sub> 分離回収に必要な電力は再エネ余剰電力から賅うと想定しており、CN メタンの電力消費原単位に反映している。“CNM-CHP ケース”と“蓄電池ケース”において、エネルギー消費量の違いは天然ガスと都市ガスにある。表 3 に“CNM-CHP ケース”と“蓄電池ケース”における都市ガスと天然ガスの需要量を示す。“CNM-CHP ケース”では主に CHP 出力 UP によって都市ガス需要が増加するが、CN メタン製造により天然ガス由来の都市ガス需要量は“蓄電池ケース”よりも少なくなる。一方、ガス火力の天然ガス需要は“CNM-CHP ケース”の方が多い。都市ガスと天然ガスの合計の需要量は両ケースにおいて大きな差がないことから、エネルギーコストの差は捨象する。

表 3 ケース別都市ガス・天然ガス消費量

単位:(億 Nm <sup>3</sup> -CH <sub>4</sub> ) メタン熱量換算	都市ガス需要			天然ガス需要	合計
	都市ガス 需要	うち CN メタン	うち天然 ガス由来	ガス火力	
対策なし	538	0	538	315	853
CNM-CHP	612	84	528	226	754
蓄電池	538	0	538	217	755

#### (3) 設備費の比較

設備費を図 12 に示す。“CNM-CHP ケース”では合計で 11 兆円となる。一方、“蓄電池ケース”では 14 兆円となる (蓄電池セルが 1 万円/kWh まで低下すれば 10 兆円)。

本研究では、日本を一つの地域としているが、実際には、CO<sub>2</sub> 分離・回収設備、CN メタン製造設備、蓄電池は地域分散的に導入されると考えられることから、規模の経済を踏まえた分析が必要となる。しかしながら、ここでの分析結果に基づくと、大規模再エネ導入時の出力変動緩和策として、既存都市ガスインフラや CHP を活用する CNM-CHP

の経済性が蓄電池に匹敵することが示された。

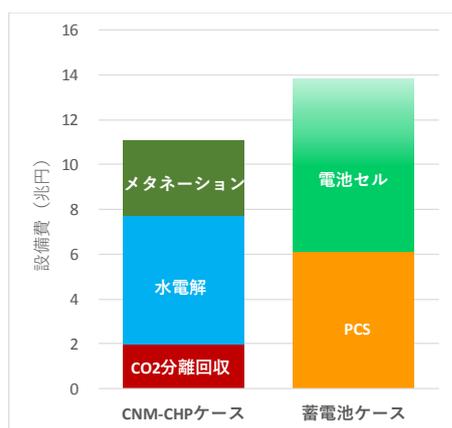


図 12 設備費比較

## 5. まとめ

本研究では、再エネ余剰電力から製造するカーボンニュートラルメタン（CN メタン）を都市ガスに混合することで都市ガスの低炭素化を図りつつ、既導入の CHP の供給余力を活用した出力 UP 運転を行うことで再エネの出力変動緩和を行うモデル（CNM-CHP）を評価した。

再エネ導入規模の拡大に伴い、電力系統側の CHP 出力 UP 運転の受入れ余地が狭まるが、CN メタン製造量が増大するというトレードオフが生じる。しかしながら、CHP 出力 UP 余地が減少しても、CN メタンは CHP 以外の都市ガス用途にも利用でき、大きな低炭素効果が得られることが明らかになった。これは、再エネ導入拡大に伴い充電できても放電機会が減少する蓄電池にはない特長である。

また、太陽光 3 億 kW+風力 1 億 kW+CHP0.34 億 kW 導入を前提とした経済性分析においては、CNM-CHP モデルは蓄電池による再エネ出力変動緩和モデルと同等の経済性を有することがわかった。

蓄電池は、再エネ系統統合に対して一定程度の役割を果たすが、再エネ大規模導入に対する貢献には限度がある。これは、電力系統という閉鎖系において再エネ統合を考える Power to Power の限界に由来する。一方、再エネ余剰電力を電力系統から都市ガスや運輸部門に流す Power to Gas は Sector Integration の概念を持ち、Power to Power 特有の限界を超えて、エネルギーシステム全体で大規模再エネを受入れつつ低炭素化を図ることができる。Power to Gas の中では、水素と異なり CN メタンには既存都市ガスインフラを活用できるという利点がある。また、VPP として期待される CHP が CN メタンを利用することで、より低炭素な供給余力を活用した系統統合を図ることができる。

CN メタンには、水電解やサバティエ反応の効率向上のみならず SOEC 共電解やバイオリクターの適用など技術的に検討すべき課題はあるものの、本研究で示したようにエネルギーシステムの低炭素化に向けた貢献度は大きい。

現在の都市ガスインフラには、ガスパイプライン、サテライト基地、ガス製造所という巨大なエネルギー貯蔵施設、並びに CHP という放電設備が既に備わっており、再エネ充電設備として機能する CN メタン製造システムのみを追加すれば、低炭素な再エネ出力変動緩和に資するとともに、電力と都市ガスの低炭素化を目指すことができる。

## 参考文献

- 1) “The Future of Hydrogen”, IEA, June 2019
- 2) 一般社団法人 日本ガス協会 “都市ガス・天然ガスを活用した長期地球温暖化対策への貢献の絵姿” (<https://www.gas.or.jp/kouken/>)
- 3) 柴田, 木村, “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向けて–”, 日本エネルギー経済研究所, 2018 年 2 月
- 4) 柴田, “カーボンニュートラルメタンのポテンシャルと経済性 –PtG と CCU の活用–”, 第 35 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, 2019 年 1 月
- 5) NEDO「再エネ水素と排ガス CO2 によるメタン合成および都市ガスグリッド利用を目指した Power to Gas システムの研究開発」, 日立造船
- 6) NEDO「石炭火力発電所から排出される CO2 の有効利用技術開発」, IAE, RITE, 国際石油開発帝石, JFE スチール, 日立造船
- 7) CCR 研究会 <https://ccr-tech.org/>
- 8) 環境省: 二酸化炭素の資源化を通じた炭素循環社会モデル構築促進事業「清掃工場から回収した二酸化炭素の資源化による炭素循環モデルの構築実証」, 日立造船, エックス都市研究所
- 9) 山本, 住吉, “スマートタウンにおける HEMS データを用いた家庭用燃料電池の実態分析”, 日本建築学会技術報告書 第 24 巻 第 57 号 727-732, 2018 年 6 月
- 10) 山本, “ライフスタイルの違いが家庭用燃料電池の省エネルギー効果に与える影響”, 九州大学博士論文, 2018/1
- 11) 岡本, 中村, 業務用コージェネレーション設備 の性能評価手法高度化に向けた調査, その 1 導入 状況および 状況および 運転状況等の把握のためのアンケート調査
- 12) コージェネ財団, 民生用 建物用途別 導入実績一覧
- 13) 「平成 17 年度 二酸化炭素固定化・有効利用技術等対策事業 二酸化炭素地中貯留技術研究開発 成果報告書」(平成 18 年 3 月) 財団法人 地球環境産業技術研究機構