IEEJ：2021年9月掲載 禁無断転載

# ガスの脱炭素化と Energy System Integration

## ― 欧州の動向と我が国への示唆 ―

新エネルギーグループ　柴田善朗　笹川亜紀子　永田敬博

## サマリー

本稿では、欧州におけるガスの脱炭素化と Energy System Integration（Sector Coupling）に向けた取組みを整理し、我が国で進められている取組みや議論に沿って、これらの対策を進めるにあたっての課題や可能性を整理した。

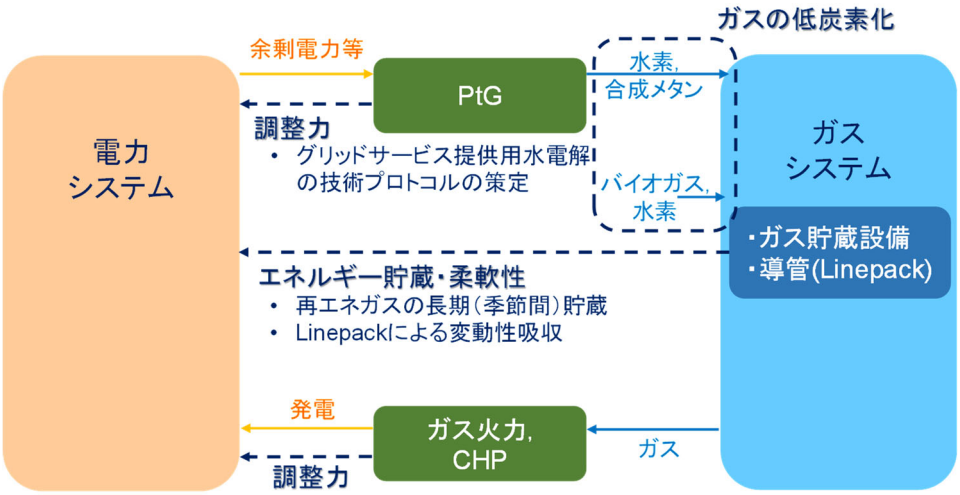
欧州と我が国ではネットワークや制度そのものが大きく異なる点があるものの、ガスの脱炭素化には、バイオガスは量的規模が限定的であり、水素や水素由来の CN メタン（カーボンニュートラルメタン）というオプションに限定されるという事実は変わらない。課題は水素や CN メタンをどのように調達しガスネットワークに導入していくかに尽きる。欧州では、既存ガスネットワークへの水素混合率を段階的に高めていき、その過程で水素 100%への転用や新規水素インフラの構築を目指す。一方、我が国では、CN メタンの都市ガスへの混合を目指す動きが主流であり、標準熱量もメタンの熱量に近い 40MJ/$m^3$ まで引き下げる方向性が固められている。

ガスの脱炭素化には大量の水素や CN メタンが必要となることから、我が国では国外からの調達が必要かもしれない。しかしながら、脱炭素社会の構築に大規模導入が必要とされる国内自然変動再エネ（VRE）の変動緩和に、水電解による Power to Gas（PtG）やコージェネレーションを包含したガスネットワークを活用していき、その過程で VRE を受入れることでガスの脱炭素化も図るという Energy System Integration の考え方も大事である。というのは、大規模 VRE 導入が求められれば、既存の電力ネットワークのみでは対応しきれないからである。地域間連系線の増強や蓄電池等による新たな対策が必要となり、これらの対策では追いつかない場合もあり得る。一方、既存のガスネットワークには、ガス体の物理的特性に起因するエネルギー貯蔵能力や柔軟性が既に備わっており、PtG を組み込むことで、これらの機能を VRE 出力変動対応に利用できるようになる。つまり、ガスネットワークは元来 VRE との親和性が高いネットワークとも言える。勿論、どのような対策が VRE 大量導入に向けて経済合理的かの評価・判断は必要ではあるが、この視点から、“Well-established”な既存ガスネットワークの活用は検討の価値がある。欧州では、Energy System Integration の構築に向けた議論が進められており、エネルギー貯蔵技術の再定義や水電解による調整力の提供の検討も具体化しつつある。ガスの脱炭素化と Energy System Integration を一体的に捉えているとも言える（下図参照）。

また、レジリエンスの観点からも Energy System Integration の価値はある。本来は効率の観点からは PtG で製造した VRE 由来の水素や CN メタンは熱利用が好ましいが、他方で、水電解と CHP を VRE の出力変動緩和に利用しつつ、非常時には貯蔵した水素や CN メタン

を利用することができれば、エネルギーシステム全体でのレジリエンス強化につながる。この場合、電力ネットワークとガスネットワークを連携できれば、より最適な運用が図れる可能性もある。

一方で、Energy System Integration は電力とガスに跨ることから、実現に向けては、エネルギー貯蔵の定義や調整力の活用等、クリアにしなければならない制度的課題が多い。それに先立ち、まずは、ガスホルダや導管の Linepack を含めたガスネットワーク全体の柔軟性の検証が必要となる。




欧州におけるガスの脱炭素化と Energy System Integration のイメージ

## はじめに

2050 年脱炭素社会構築に向けた動きが国内外で加速している。電力の脱炭素化は主に再エネの導入により進められているが、ガスの脱炭素化方策で現在のところ長期的な実績を有するものはバイオガスのみで量的には限定的である。我が国では 2020 年度にガスの脱炭素化に向けた議論が具体化し[1]、ガス業界によるカーボンニュートラルに向けた目標表明が相次ぐ。その中で、水素や水素由来の合成メタン（カーボンニュートラルメタン：CN メタン）が主要なオプションとなっているが、「メタネーション推進官民協議会」が設立されるなど CN メタンへの期待が高い。この背景には、水素と $CO_2$ から生成される CN メタンは、メタンを主原料とする都市ガス既存インフラにおいて水素を利用し易くするための方策であり、CN メタン燃焼時に再排出される $CO_2$ は分離回収された $CO_2$ とオフセットされ、CN メタンの利用は水素の利用と同義である[2]ことが挙げられる。

欧州でもガスの脱炭素化に向けた動きが加速しており、水素や CN メタンの重要な位置付けは我が国と同様であるが、どちらかと言うと水素への比重が大きい点が特徴である。加えて、欧州では、ガスの脱炭素化と併せて、ガスネットワークという既存のインフラが有するエネルギー貯蔵や変動に対する柔軟性等の機能の有効活用により自然変動再エネ（VRE）を効率的に受け入れることで、エネルギーシステム全体の脱炭素化を図る Energy System Integration に向けた動きも加速している。

本稿では、まず、1 章でガスの脱炭素化に向けた欧州の動向を整理する。2 章では、我が国のガス熱量制度とガス脱炭素化に向けた動きとの関連性を整理する。3 章では、Energy System Integration におけるガスネットワークの役割に注目した欧州の動向を整理する。これらに基づき、4 章では我が国の脱炭素化に向けたガス事業の役割について示唆する。

## 1. ガスの脱炭素化に向けた欧州の動向

ガスの脱炭素化対策として、既存の都市ガスインフラを活用できる CN メタンへの期待が高まる一方、欧州では都市ガスインフラへの水素混合を促進させようとする動きもみられる。都市ガス成分を踏まえれば、水素よりも CN メタンの方が適していることは明らかであるにも関わらず、欧州で水素混合が促進されるのは何故か。以下では、その目的や背景を明らかにするために、欧州委員会やガス業界等から公表された文書を踏まえ、都市ガスへの水素混合、CN メタン混合に関する議論や動向を整理する。

[1] 2050 年に向けたガス事業の在り方研究会、経済産業省
[2] 柴田、大槻、“カーボンリサイクル燃料の炭素源に関する試論（1）～（4）”，日本エネルギー経済研究所, 2021 年 5 月

## 1.1. 水素混合

### 1.1.1. 欧州委員会

#### （1）「水素戦略」

欧州では、2050 年までにカーボンニュートラルを達成するための施策の一つとして、太陽光や風力を主とした再エネ由来のグリーン水素の普及が進められている。2020 年 7 月には、「欧州気候中立のための水素戦略（A Hydrogen strategy for a climate-neutral Europe）」が発表され、2050 年までに EU におけるエネルギーミックスの 13～14%を水素とする目標のもと、水素製造のための水電解装置導入やインフラ整備等に関するロードマップが示された[3]。同戦略では、グリーン水素を大規模かつ迅速に普及させることは、EU が温室効果ガスを 2030 年までにコスト効率的に 50～55%削減することにつながると強調している。

こうした戦略のもと、限られた割合の水素を既存の天然ガス網に混合することは、移行期のローカルネットワークにおいてグリーン水素を有効活用するための効率的な手段と位置付けられている。ただし、水素の混合は、ガスの品質を変化させ、ガスインフラの設計、エンドユーザーの用途、および越境的なシステムの相互運用性に影響を及ぼす可能性があることに懸念が示されている。加えて、近隣の加盟国が異なる水準の混合を行い、国境を越えたガスの流通が妨げられた場合、国内市場にも影響を及ぼすリスクがあることも指摘されている。

このような状況を緩和するためには、ガス品質の違いを処理しコストを調整する技術の実現可能性を評価する必要がある[4]。また、欧州諸国間を横断するガスの流れが妨げられないようにするために、国境を越えた調整とシステムの相互運用性の確保が重要となり、そのための機器の強化等が必要となると述べられている。

#### （2）「エネルギーシステム統合戦略」

さらに、欧州委員会は、水素戦略の発表と同日に「エネルギーシステム統合戦略（An EU Strategy for Energy System Integration）」を発表した。この戦略は、EU 域内において、部門横断的に脱炭素化を進めるための道筋を示すものである。電力、ガス、熱、運輸の各部門における脱炭素化の取り組みに加え、電力と他部門を統合し再エネを融通させることで、エネルギーシステム全体の脱炭素化を図ること（エネルギーシステム統合：Energy System Integration）が主な狙いとされている。

本戦略では、電化による脱炭素化が現時点では技術的に困難な船舶、大型道路運輸、鉄道、鉄鋼、石油精製、化学などの部門において、グリーン水素を活用することで、変動再エネを大規模に統合することが可能となると指摘されている。また、Energy System Integration を進めたとしても全部門の $CO_2$ を完全に削減できないため、二酸化炭素回収・貯留技術（CCS）の活用も重要となることに加え、$CO_2$ をグリーン水素と合成することで生成された合成燃料

[3] European Commission,“A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe”, COM(2020)301 final 参照。
[4] *Ibid.*

（synthetic fuels）を、脱炭素化が困難な部門で活用する必要性も強調されている。

水素混合に関しては、5～20%程度の混合であれば、インフラの改修等を行わずに既存のガス網を多くの場合は活用できる見通しが示されている。ただし、水素を大規模に貯蔵する設備や輸送のための専用インフラが必要となる場合も想定されると述べられている。

### 1.1.2. 欧州ガス業界

#### （1）ガス分野の脱炭素化に向けた施策とシナリオ

イタリア、ベルギー、ドイツ、オランダ等欧州 8 ヵ国における 10 の事業者と 2 つのバイオメタン協会が「欧州水素基幹イニシアチブ（European Hydrogen Backbone initiative）」を立ち上げ、2050 年までにガス部門を脱炭素化するために必要となる取り組みと実現に向けた道筋に関する報告書（Gas Decarbonisation Pathways 2020-2050）を 2020 年 4 月に発表した[5]。

同報告書では、2016 年 11 月に欧州委員会が発表した「クリーン・エネルギー・パッケージ」や、2019 年 12 月の「欧州グリーンディール」に則った政策だけでは、脱炭素化に向けたタイムリーかつコスト効率的な取り組みをガス分野で進めるには不十分かつインセンティブを欠くものであると指摘した上で、ガス分野の脱炭素化を加速するために、以下 4 つの施策を提案している[6]。第一に、Energy System Integration におけるガスインフラの位置付けを EU 規制の枠組みの中で保証すること、第二に、2030 年までに再エネ資源から 10%のガスを生成することを義務化し、水素とバイオメタンの生産を促進すること、第三に、原産地証明システム（Guarantee of Origin system）により水素とバイオメタンの国境を越えた貿易を促進し、水素輸送を含めたグリーン水素とブルー水素の市場ルールを明確化すること、第四に、EU 排出権取引システム（ETS）を強化し対象を絞った期限付きの差額決済取引（CfD）と組み合わせることにより、水素とバイオメタンの需要を促進することである。

こうした施策と併せて提示された「ガス分野における脱炭素化を加速させるシナリオ（Accelerated Decarbonisation Pathway）」では、2050 年までのガスの需要と供給の見通しは、図 1-1 の通り想定されている。本シナリオによると、2020 年～2030 年は、エネルギー効率の向上と電化の拡大によりガスの総需要は減少、一方でバイオメタンなど再エネガスの割合は 10%程度増加する。2030 年からは、ブルー水素（化石燃料＋CCS）と合成燃料の生産が拡大することによりガス供給がわずかに増加するが、2040 年～2050 年にはガス需要が再度減少し、2050 年以降は全てのガスは再エネガスもしくは低炭素ガスにより賄われるという見通しが立てられている。天然ガスの供給が減少の一途を辿る一方で、2030 年以降グリーン水素が大きく拡大するという予測が本シナリオの大きな特徴である。

このようなグリーン水素の拡大を見込むシナリオのもと、水素混合に関しては、2020 年代に水素生産を段階的に拡大し $CO_2$ 削減を図る過程における一時的な手段としては有効と

[5] 本報告書の作成に携わった事業者は、Enagás、Energinet、Fluxys Belgium、Gasunie、GRTgaz、ONTRAS、OGE、Snam、Swedegas、Terégaの 10 事業者と、EBA、Consorzio Italiano Biogas の 2 つのバイオメタン協会である。

[6] Gas for Climate, “Gas Decarbonisation Pathways 2020-2050”, April 2020, p.II

されている。水素混合の比率は、5～20%であれば、既存のガス網を活用し最低限の投資で技術的に可能と見込まれている。ただし、混合の実際の実現可能性は、混合ガスの燃焼特性等を踏まえた最終用途における個別機器の水素の受容性に依存する。より高い混合率へと移行するには、既存のガス網に加え、最終消費者の機器（バーナなど）に変更を加える必要性があることも指摘されている。こうした点に関する検討を要するが、2020 年から 2030 年の間は、既存のガスインフラを活用し、グリーン水素をガス導管へ混合することで限定的な範囲における水素の活用が有効な手段とされている。

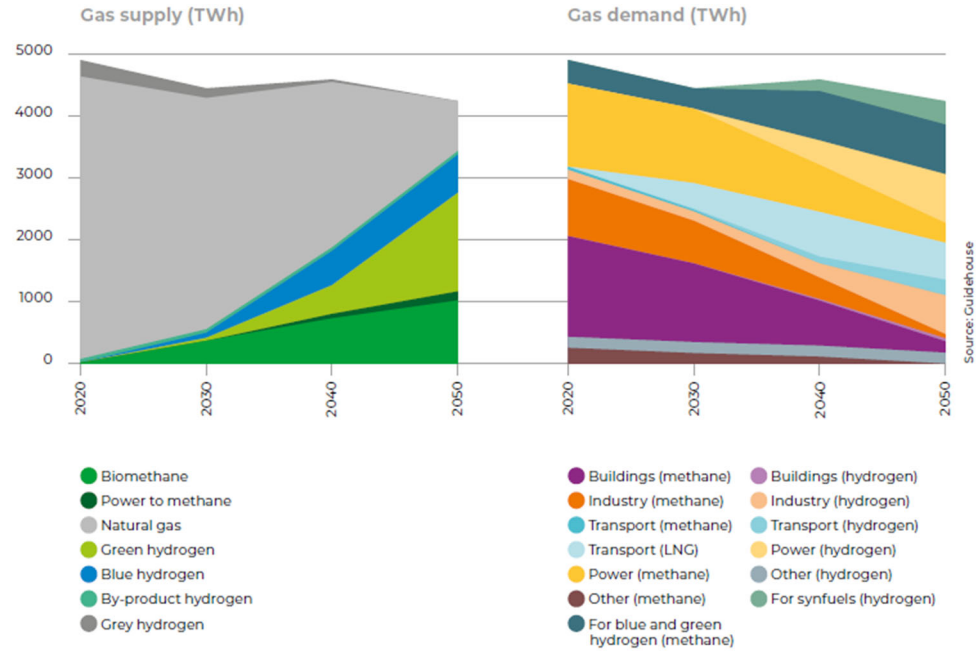



**図 1-1 ガス供給（左）とガス需要（右）予測**（Accelerated Decarbonisation Pathway シナリオ）
出所：Gas for Climate, “Gas Decarbonisation Pathways 2020-2050”, April 2020, p.11 より抜粋

### （2）水素混合のためのインフラ整備

2050 年のカーボンニュートラル実現のために必要とされている水素導入量に対応するには、既存のガスインフラだけでは不十分である。そのため、まずは水素専用のインフラ整備を各国や地域単位で行い、将来的には欧州大の水素インフラを構築する必要性が指摘されている[7]。その実現に向けた規制枠組みの構築を 2024 年までに行い、2030 年までには水素が特に必要とされる地域を特定した上で、それを連系するネットワークの形成を開始し、2050 年までには欧州大の水素インフラを構築するという見通しを、ETNSO-G（The European Network of Transmission System Operators for Gas）は立てている。この欧州大の水素インフラは総延長 22,900km で、そのうち 75%が既存インフラの改善、残り 25%は新たな水素パイプライン敷設が想定されている[8]。

[7] Gas for Climate (2020), *op.cit.*
[8] Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga,

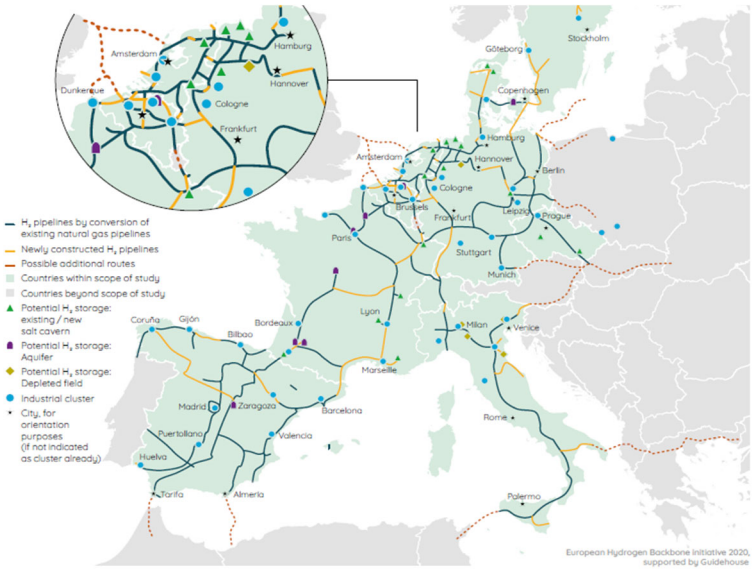



図 1-2　2040 年に想定される水素パイプライン

出所：Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Terega, “European Hydrogen Backbone”, July 2020, p.8 より抜粋

ENTSO-G が、2020 年 10 月に発表した「2050 年に向けたロードマップ：アクションプラン（ENTSOG 2050 Roadmap: Action Plan）」によると、各国と EU レベルの双方で策定を進めている「ネットワーク開発 10 年プラン（TYNDPs）」の枠組みにおいて、水素専用インフラの開発は進められる[9]。その際には、欧州委員会による「エネルギーシステム統合戦略」を踏まえ、電力部門との相互連関性を考慮に入れた開発が行われる。また、ENTSO-G によるアクションプランでは、水素混合に対する需要家のニーズを特定し、欧州大での活用の調整を図るために、ガス品質処理を円滑に実施するためのデジタル化されたシステム設計なども計画されている。

### 1.1.3.　欧州主要国

欧州主要国に目を転じると、多くの国では水素混合割合は 2%までとされているが、ドイツでは、最大 10%（ただし、インフラに CNG 充填ステーションが接続されていない場合に限る）、フランスでは 6%、スペインでは 5%、オーストリアでは 4%のより高い混合割合が許可されている[10]。以下では、特に高い混合割合を認めているドイツとフランスにおける水素混合に関する取り組みや事例を概観する。

#### （1）ドイツにおける水素混合の動向

“European Hydrogen Backbone”, July 2020

[9] ENTSOG, “2050 Roadmap: Action Plan”

[10] IEA, “The future of Hydrogen: Seizing today’s opportunities”, June 2019, p.73 参照。

ドイツでは、天然ガス網への水素混合に関する国内法規制は存在せず、ガス導管、ガス配管、ガス貯蔵、エンドユーザー各々における主要機器の性能を踏まえ検証を行った結果として水素混合割合が決められている。具体的には、CNG 充填ステーションが接続されている場合は 2%未満まで、校正済水素測定システムが設置されていない場合は 0.2%未満まで、それ以外は 10%まで許可されている[11]。ドイツのガス事業者 MARCOGAZ によると、ガス網への水素混合は、事例ごとに検証する必要があり、天然ガスの質や自治体の許認可にも依存するという[12]。

Power to Gas（PtG）の分野において世界を先導してきたドイツでは、多くの企業が PtG の実証事業を進めており、2019 年末までに公表された PtG 計画における水電解装置の容量は、600MW 近くまで増加している。2020 年 6 月には、ドイツ政府は「国家水素戦略」を策定し、2030 年までに水電解装置の容量を 5GW へ拡大し、グリーン水素 35 万トン（14TWh）の供給を目指す方針を示した。また、2040 年までに、水電解装置の容量を 10GW とする目標も掲げている。

こうした目標の下でドイツ国内で積極的に進められている水素製造実証事業の一つが、Reallabor Westküste 100 プロジェクトである[13]。同プロジェクトは、ドイツの最北端に位置する州（シューレスヴィヒ・ホルシュタイン州）の西岸に設置された洋上風力発電による再エネ電力を活用して水素を製造し、産業・運輸部門の低炭素化及び水素の貯蔵を行う実証事業である。Stadtwerke Heide（電力・ガス・水・熱の公益企業）、EDF Deutschland（エネルギー企業）、OGE（送電事業者）、Ørsted Deutschland（洋上風力発電事業者）、Raffinerie Heide（石油精製事業者）など 10 社が共同事業体を組成し参加しており、既に同州に存在している産業インフラを活用し、異なる産業間での新たな資源循環を生み出すことが狙いとされている。事業開始から 5 年以内に、30MW の水電解装置を設置し、運用やメンテナンス面などから検証を行った上で、将来的には 700MW まで規模を拡大することが予定されている。本実証事業で生成されたグリーン水素は、水素専用パイプラインを介して Heide 公益公社へ輸送され、同社から天然ガス網へ水素混合が行われる。最大 20%までガス管への水素混合が可能とされており、2050 年までには 100%の水素供給が目指されている。

### （2）フランスにおける水素混合の動向

フランスでは、2018 年 6 月に策定された「エネルギートランジションのための水素普及計画」等を踏まえ、2019 年 6 月、ガス事業者 9 社が共同で水素混合に関する技術的・経済的条件に関する分析を行い、報告書（Technical and economic conditions for injecting hydrogen into natural gas networks）を発表した。同報告書によると、水素混合に関しては、事例ごとに

[11] MARCOGAZ, “ENTSO-G Workshop on Principles for EU Gas Quality, Handling of Hydrogen and CO2 Transportation” 29 April 2020.
[12] *Ibid.*
[13] Reallabor Westküste 100 プロジェクトに関しては、Westküste 100 の HP（ https://www.westkueste100.de/en/）参照。

検証の必要はあるが、現状のガス関連機器の仕様を踏まえると、最大 6%の水素混合が可能とされている。今後、研究開発が進むと共に機器性能の適合性が高まることで、2030 年までには 10%の水素混合が可能となる見通しであるが、20%以上となると、多額の投資が必要となり、合理的な判断かどうかは慎重に見極める必要があるとされている[14]。

フランス政府は、2020 年 9 月に「国家水素戦略」を発表しており、2030 年までに、6.5GW の電解装置の設置と年間 60 万トンのグリーン水素生産を目標として掲げている。また地方自治体も水素普及に向けた取り組みを積極的に進めている。例えば、フランス南部のプロヴァンス・コート・ダジュール地域にあるフォス・シュル・メール市では、太陽光や風力発電の電力を活用して水素を製造する Jupiter 1000 プロジェクトが行われている[15]。同プロジェクトは、フランスのガス網に実際に連結し実施された初の実証事業として国内外より注目を集めている。GRTgaz 社（ガス事業者）、Rte 社（配電事業者）、CNZ（再エネ発電事業者）など 9 社が共同事業体を組成し参加しており、2 つの異なる水電解装置（各 0.5MW）を使用した実証が行われている。一つが、再エネ水素を製造し、その水素をそのままガス網へ混合する方法で、もう一つが、再エネ水素を製造し、メタネーションした上で CN メタンをガス網へ混合するものである。どちらの方法でも、既存の天然ガス輸送パイプラインを本事業の設備に迂回させ、水素と CN メタンの双方に関し混合が可能であることが示されている。

### 1.2. CN メタンの混合

CN メタンに関しては、既存の天然ガスインフラに大きな障壁なく混合することができる。そのため、水素のように混合割合や関連機器との整合性などに関する精緻な検証や新規インフラ整備といった追加的な負担を伴わずに、都市ガスを低炭素化させる手法として期待が高まっている。一方で、特に $CO_2$ の供給やメタン化装置の設置などに膨大なコストがかかるため、高コストな選択肢となる点が大きな課題とされている[16]。

また、合成メタンが完全にカーボンニュートラルなメタン（CN メタン）として認められるためには、$CO_2$ がバイオマスもしくは大気中からのものである必要があると欧州委員会は指摘する[17]。加えて、合成メタンの生成に関連した $CO_2$ の排出と削減量を適切にモニタリング及び報告する仕組みを導入することで、実際の $CO_2$ 排出量を正確に把握することが重要としている[18]。$CO_2$ のトレーサビリティーを保証する仕組みとして、「循環型経済アクションプラン」で提唱されているような「炭素除去証明メカニズム（carbon removal certification mechanism）」を導入することで、合成燃料を市場に取り込むインセンティブ醸成の重要性も

[14] GRTgaz, GRDF, Teréga, Storengy France, Géométhane, Elengy, Réseau GDS, Régaz-Bordeaux, SPEGNN, “Technical and economic conditions for injecting hydrogen into natural gas networks” June 2019 参照。
[15] Jupiter 1000 プロジェクトに関しては、Jupiter 1000 プロジェクト HP（https://www.jupiter1000.eu/single-post/2017/11/14/ladaptation-du-r%C3%A9seau-en-action）参照。
[16] IRENA, “Hydrogen: A renewable energy perspective”, September 2019 参照。
[17] 2018 年 11 月「EU 脱炭素化長期戦略ビジョン」や、2020 年 7 月「エネルギーシステム統合戦略」参照。
[18] European Commission, “Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration”, COM(2020)299 final 参照。

強調している[19]。

このように、合成メタンの製造に必要な $CO_2$ の考え方は、$CO_2$ の発生源も含めた低炭素化を求める傾向が欧州ではみられる。そのため、合成メタンを利用するにあたっては、$CO_2$ の発生源を含むバリューチェーン全体の炭素強度を考慮する必要性がある点に留意を要する。しかし、合成メタンにはコスト削減の余地があることに加え、船舶、鉄道、化学、鉄鋼、石油精製など脱炭素化が困難な部門において、再エネ由来の水素と $CO_2$ を合成して生成された燃料として活用できることから、より幅広い部門における脱炭素化を進めることができると期待されている。こうした期待を踏まえ、欧州ガス業界の報告書では、2030 年～2050 年には、 カーボンニュートラルな水素由来の合成メタンの幅広い利用が見込まれており、2040 年からは合成メタンの製造拡大に伴いガス網への混合も行われると予測されている[20]。

### 1.3. 欧州の動向に関するまとめ

以上のとおり、欧州では、都市ガスの低炭素化対策として、既存の都市ガスインフラを活用できる CN メタンへの期待が高まる一方、都市ガスインフラへの水素混合を促進させようとする動きもみられる。欧州では、現状、5～20%程度の水素混合であれば、投資コストや新たなインフラ開発に伴うリスクを負担することなく、水素供給の拡大を一定程度まで可能とする有効な手段とされており、実際にドイツやフランスをはじめ多くの取り組みが進められている。一方で、水素混合の課題として、混合ガス全体のエネルギー密度を低下させることや、混合割合の変動により、設備運用や製造品へ悪影響を及ぼす可能性等が指摘されている。

こうした課題により、現状では混合割合が限定的であるにも関わらず、水素混合を促進する動きが欧州でみられる背景には、2050 年までのカーボンニュートラル実現に向け、グリーン水素普及の加速化が目指されている中、グリーン水素を大規模に普及させてエネルギーシステムに統合するための初期段階（2020 年代）の効率的な取り組みとして、水素混合が有用とされていることがある。また、将来的に天然ガス需要の減少が見込まれる中、既存のガスインフラを座礁資産化させないためにも、脱炭素化への転換に向けたガス分野の役割を引き出す一助として有効と考えられていることも挙げられる。

今後、水素混合を促進するためには、ガス品質の違いの処理、コスト調整、混合拡大に必要な投資のリスクを低減する施策の策定、各国ごとに異なる混合割合の規制の調整、そして国境を越えたシステムの相互運用性の確保等が重要となる。また、こうした取り組みを後押しするには、ガス事業者がグリーン水素を活用するインセンティブ付与の枠組みも必要とされる。更に、CN メタンについては、コスト低減のために実証事業などを行い、技術進展を支援する必要がある。

---

[19] *Ibid.*

[20] Gas for Climate, “Gas Decarbonisation Pathways 2020-2050”, April 2020, p.40 参照。

## 2. 我が国のガス熱量制度とガス脱炭素化との関連性

我が国においても、欧州と同様に 2050 年のカーボンニュートラルに向けてガスの脱炭素化が課題となっている。2020 年度に経済産業省で設置された「2050 年に向けたガス事業の在り方研究会」[21]では、脱炭素化と並んでレジリエンス強化や経営基盤強化も併せて、今後のガスの役割・取組が整理され、脱炭素化についてはメタネーションや水素の重要性が示された。これを受けて、2021 年 6 月に経済産業省が「メタネーション推進官民協議会」を立ち上げ、メタネーションを中心した技術的・経済的・制度的課題の解決に向けて、官民一体となった取組が始まったところである。

一方、この動きに先立つ 2018 年から開始された、総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 ガス事業制度検討ワーキンググループ（以下、ガス事業制度検討 WG）では、2017 年 4 月のガス小売り全面自由化の結果を踏まえつつ、より競争的なガス市場整備を目指した制度改革の検討が進められており、ガス熱量制度の見直しについても議論されてきた。

本章では、我が国におけるガス熱量制度の改革とガスの脱炭素化に向けた動きの関連性を整理する。

### 2.1. 熱量制度に関する議論の概要

#### （1）熱量制度の議論の背景・経緯

我が国の都市ガスは、ガスの供給条件として単位体積当たりの熱量の標準値（毎月の算術平均値の最低値）を定め、熱量の変動を制限する「標準熱量制」によりガスを供給している。この標準熱量制により一定の熱量のガスが供給されることで、燃焼機器の安全性や効率性、公平な課金といった需要家メリットを確保し、ガス利用の普及・高度化が進められてきた。しかし、我が国に輸入される LNG は産地毎に熱量が異なっており、標準熱量制によりガスの熱量を一定のものにするためには、都市ガスを製造する工程において、熱量調整設備で LNG に LPG を添加するなどして熱量を調整することが必要であり、当該設備を保有しない事業者は、当該事業者自らが熱量調整設備を整備するか、設備を保有している他の事業者にガスの製造を委託することになるなど、ガス小売事業への参入障壁であるとの声も聞かれていた。

加えて、昨今のカーボンニュートラルへ向けた動きの加速に応じて、都市ガスの低炭素化の手段として CN メタンや水素のガス導管への注入についても着目されてきている。これらのガスは、現状の都市ガスに比べて熱量が小さくなるため、現行の熱量制度の見直しについて、ガス事業制度検討 WG で検討されてきた。以下、ガス事業制度検討 WG での議論を概説し、CN メタンや水素混合（導管注入）についてその可能性等をまとめる。

最近の熱量制度に関する議論は、ガス事業制度検討 WG の立ち上げ（2018 年 9 月）にあ

[21] https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/2050_gas_jigyo/index.html

たって、ガス小売全面自由化の競争活性化の課題の一つとして取り上げられ、

① 熱量バンド制に移行した場合のガス機器への安全面・性能面等の影響、影響のある燃焼機器の対応策の検討等に関する調査

② 諸外国における熱量バンド制に関する実態調査

などを踏まえ、検討を行っていくことになった。その後、熱量変動によるガス機器への影響については、ガスエンジン、工業炉、空調機、家庭用・業務用燃焼機器、燃料電池といった幅広いガス機器への影響調査が行われ、表 2-1 に示す結果が得られた。

表 2-1　熱量変動によるガス機器への影響について

| | | | 性能 | | | 安全性 | | | 製品品質※1 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 43-45MJ/m³ ±2% | 42-46MJ/m³ ±5% | 40-46MJ/m³ ±7% | 43-45MJ/m³ ±2% | 42-46MJ/m³ ±5% | 40-46MJ/m³ ±7% | 43-45MJ/m³ ±2% | 42-46MJ/m³ ±5% | 40-46MJ/m³ ±7% |
| ガスエンジン[出力:200～9000ｋW] | | | ▲ | × | × | ▲ | × | × | ▲ | × | × |
| 工業炉 | 工業炉(一般) | 工業用燃焼炉(一般) | ▲ | ▲ | ▲ | ▲ | ▲ | ▲ | ▲ | ▲ | ▲ |
| | | 鉄鋼加熱炉/銅加熱炉/RTバーナ | ▲ | ▲ | ▲ | ▲ | ▲ | ▲ | ▲ | ▲ | ▲ |
| | | セラミック/窯業関連工業炉※2 | ▲ | ▲ | ▲ | ▲ | ▲ | × | ▲ | ▲ | × |
| | 雰囲気ガス発生装置(浸炭用) | | ▲ | ▲ | ▲ | ▲ | ▲ | ▲ | ▲ | × | × |
| | ガラス炉 | | × | × | × | × | × | × | × | × | × |
| 空調機 | 吸収冷温水機 | | × | × | × | ▲ | × | × | × | × | × |
| | GHP | | ▲ | × | × | ▲ | × | × | ▲ | × | × |
| 業務用燃焼機器 | レンジ | | ▲ | ▲ | × | ○※3 | ○※3 | ▲ | ▲ | ▲ | × |
| | 立体炊飯器 | | ▲ | ▲ | ×× | ○※3 | ○※3 | ○※3 | ▲ | × | ×× |
| | 連続炊飯装置 | | ▲ | × | × | ○※3 | ○※3 | ○※3 | ▲ | × | × |
| | 麺ゆで器 | | ▲ | ▲ | × | ○※3 | ○※3 | ○※3 | ▲ | ▲ | × |
| | ｽﾁｰﾑｺﾝﾍﾞｸｼｮﾝｵｰﾌﾞﾝ | | ▲ | ▲ | × | ○※3 | ○※3 | ○※3 | ▲ | ▲ | × |
| | 小型焼物器 | | ▲ | ▲ | × | ○※3 | ○※3 | ○※3 | ▲ | ▲ | × |
| | 大型連続焼物器 | | ▲ | ▲ | × | ○※3 | ○※3 | ○※3 | ▲ | × | × |
| 家庭用燃焼機器 | こんろ | | ○ | ▲ | ×× | ○ | ○ | ▲ | ○ | ▲ | ×× |
| | 炊飯器・ガスオーブン | | ○ | ○ | ▲ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ▲ |
| | 温水機器 | | ○ | ▲ | ×× | ○ | ▲ | ×× | ○ | ▲ | ×× |
| | ガス暖房機器 | | ○ | ▲ | × | ○ | ○ | ○ | ○ | ▲ | × |
| | 衣類乾燥機 | | ○ | ▲ | × | ○ | ○ | ○ | ○ | ▲ | × |
| 燃料電池 | 家庭用・業務・産業用 | | ▲ | ×× | ×× | ○※4 | ○※4 | ○※4 | ▲ | ×× | ×× |

○：影響なし　▲：影響の可能性がある　×：影響あり（ヒアリング結果）　××：影響あり（実機検証結果）

※1：工業炉、業務用燃焼機器については、該当製品を用いて製造される商品。空調機などは、コントロールされる空気。
※2：ガラス炉を除く
※3：第三者認証品など、家庭用の基準であるJIS S 2103 等の規格に準拠するよう開発されている機器に限る。
※4：不安全な状態に至る前に自動停止となるシステムとなっているため、「影響なし」の評価(運転が継続できず本来の機能が発揮できない)
※5：表に記載のガス機器は、安全面・性能面等の影響が大きいと考えられる主な燃焼機器例であり、国内で使用されている全てのガス機器を網羅している訳ではない。
※6：当該評価は、機器毎の大半を占める評価を表しているものであり、中には異なる評価の機器も存在する。

出所：熱量バンド制に関する機器調査への影響調査報告（2019 年 12 月 25 日、資源エネルギー庁）、p.5

その後の中間整理（第 13 回 ガス事業制度検討 WG、2020 年 7 月 10 日）では「燃焼機器への影響調査と熱量バンド制に移行した場合の対策コスト試算等の調査に基づき、現在の標準熱量制を基準として、標準熱量引き下げや、熱量バンド制の 4 つのバンド幅の選択肢を比較すると、バンド幅が大きくなればなるほど、効果に比べてコストがより大きく超過することがわかった」との形でまとめられた。

また、諸外国における熱量バンド制に関する実態調査に関しては、韓国、欧州、米国における熱量バンド制での課金方法や熱量計の設置等について調査が行われ、中間整理では「諸外国の実態調査からは、日本と熱量バンド制を導入している欧州とでは天然ガスの調達方法や導管網の整備状況等が異なること、欧州でも一部の需要家に熱量安定化のための対策が必要になっていることがわかった」との形でまとめられた。

その後は、標準熱量の引き下げ（44MJ/m$^3$ 等）及び小さいバンド幅（44~46MJ/m$^3$、43～

45MJ/m$^3$）の 3 つの選択肢について、課金方法、対策コストの費用負担者、実施までのスケジュール等の検討が行われた。対策コストに関しては、表 2-2 に示すように、標準熱量の引き下げに比べ熱量バンド制では一桁上回る費用がかかり、また移行までの期間を 10 年に設定するのに比べ、20 年以上に設定することにより機器対策コストを大幅に低減できることが明らかになった。

**表 2-2　効果及び必要なコストについて**

（標準熱量引き下げ：44MJ/m$^3$、熱量バンド制：44～46MJ/m$^3$・43～45MJ/m$^3$）

（単位：億円）
※括弧内は再精査前のコスト

| | | | 移行前 | | | | | 移行後 | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 初期コスト | | | | | 効果（年） | 維持管理コスト（年） | | | | 合計（年） |
| | | | 機器対策コスト | 製造設備・導管設備・料金システムの新設・改修コスト | 熱量計・流量計設置コスト | 周知コスト | 合計 | 増熱材（LPG）添加コスト低減 | 機器コスト | 減熱材（窒素）添加コスト | 熱量計・流量計設置コスト | 製造設備・導管設備・料金システムの新設・改修コスト | |
| 移行までの期間10年 | 熱量標準 | 引き下げ44MJ/㎥ | 4,605 (2,880) | 67 | 0 | 39 | **4,711 (2,986)** | ▲17 | 0 | 0.027 | 0 | 9 | **▲8** |
| | 熱量バンド制 | 44～46MJ/㎥ | 86,761 (84,511) | 1,117 | 971 | 112 | **88,961 (86,710)** | ▲17 | 38 | 0 | 42 | 166 | **229** |
| | | 43～45MJ/㎥ | 86,758 (84,508) | 1,229 | 971 | 112 | **89,070 (86,819)** | ▲42 | 38 | 0.0013 | 42 | 177 | **215** |
| 移行までの期間20年 | 熱量標準 | 引き下げ44MJ/㎥ | 104 (295) | 67 | 0 | 39 | **211 (401)** | ▲17 | 0 | 0.027 | 0 | 9 | **▲8** |
| | 熱量バンド制 | 44～46MJ/㎥ | 5,139 | 1,117 | 971 | 112 | **7,339** | ▲17 | 52 | 0 | 42 | 166 | **243** |
| | | 43～45MJ/㎥ | 5,142 | 1,229 | 971 | 112 | **7,454** | ▲42 | 52 | 0.0013 | 42 | 177 | **229** |
| 移行までの期間30年 | 熱量標準 | 引き下げ44MJ/㎥ | 103 (295) | 67 | 0 | 39 | **209 (401)** | ▲17 | 0 | 0.027 | 0 | 9 | **▲8** |
| | 熱量バンド制 | 44～46MJ/㎥ | 2,104 | 1,117 | 971 | 112 | **4,304** | ▲17 | 57 | 0 | 42 | 166 | **248** |
| | | 43～45MJ/㎥ | 2,108 | 1,229 | 971 | 112 | **4,420** | ▲42 | 57 | 0.0013 | 42 | 177 | **234** |

※四捨五入により各項目の合計値と合計欄の値は一致しない。
※標準熱量引き下げ及び熱量バンド制（43～45MJ/㎥）の場合、減熱設備の導入が必要になる可能性があるが、導入費用は計上していない。
※定性的な効果は計上していない。

14

出所：熱量バンド制に関する検討（2021 年 2 月 16 日、資源エネルギー庁）、p.14

### （2）熱量バンド制の検討結論

上記のような検討に加え、ガスの低炭素化の有効な手段として考えられる CN メタン（熱量：40MJ/m$^3$）の都市ガス導管への注入を想定し、2021 年 3 月にガス事業制度検討 WG の「熱量バンド制に関する検討の結論」がまとめられた[22]。主なポイントを以下に示す。

- 熱量バンド制に比べて標準熱量の引き下げがより適切な熱量制度である
- 移行期間は 15～20 年
- 現時点では 40MJ/m$^3$ へ標準熱量を引き下げることが合理的
- 2045～2050 年に標準熱量の引き下げを実施することとし、事前の検証を行った上で 2030 年に移行する最適な熱量制度を確定させる

[22] 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 ガス事業制度検討ワーキンググループ 熱量バンド制に関する検討の結論については次の URL 参照
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/gas_jigyo_wg/20210407_report.html

## 2.2. 熱量制度及びガスの低炭素化に関する考察

### （1）熱量バンド制の検討の結論

熱量制度に関する議論では、将来的なCNメタンによる都市ガス低・脱炭素化が図れ、且つできるかぎりコストを抑えて熱量転換を図っていくため、バンド制ではなく熱量引き下げを15～20年の移行期間を持って取り組んでいく方向が提示された。

電力の脱炭素化に関しては、再エネや原子力などのゼロエミッション電源により発電を行っても出力される電力は化石燃料により発電された電力と本質的に変わらず、それらをミックスしても問題が少ないことに比べ、ガスは熱量や組成が違うものを供給するとエンドユーズでの対策が必須になる点が大きく異なる。

元々、都市ガスは石炭や石油をガス化して作られ、メタンの他、水素、$CO_2$等も含んだ形の今より低カロリーのガスとして供給されていた。そこから現在のメタン主体のガスをLNGとして輸入し、より高カロリーのガスを供給できるようになった。ただ、その熱量転換においては、需要家1軒1軒の機器調整を行い、数年をかけて転換が図られた経緯がある。熱量を変更する場合は、このような取組みに準じた過程を踏む必要がある。経済的に転換を行っていくためには、機器仕様変更の検討等を十分に行い、最終的な熱量への転換を1段階で行うことにした、今回の結論は合理的と言える。

### （2）我が国における水素供給（水素混合）の可能性

欧州では1章で示したように水素活用に向けた動きが活発になってきているが、我が国においても水素活用や水素混合に関する議論が出てきている。

CNメタンを製造するためには、グリーン水素の製造に加え、水素と$CO_2$からメタンを合成するためのエネルギーやコストが発生する。そのため、水素を直接利用できればCNメタンを活用する必要はないが、水素の活用に関しては以下のような障壁がある。

① 水素利用機器の開発・普及：水素の燃焼特性は現行のメタン主体の都市ガスと大きく異なるため、水素燃焼を前提とした機器開発が必須となる。現在、発電分野においては水素やアンモニア混焼、さらにはそれからの専焼に向けたタービン等の開発が行われてきているが、広く水素を普及させるためには、その他の分野における水素燃焼機器及びその普及政策が必要となる。

② 水素供給（水素混合）：LNG導入（1969年）以前の都市ガスは水素を含んでおり、現行のガス導管である程度水素を含んだガスの供給は可能と考えられる。しかしながら、先述したように、熱量やガス組成が変わった場合は、エンドユーズの機器において調整が必須のため、段階的に水素混合率を上げていくことは、安全性の上からもコストの面からも現実的とは考えられない。一方で純水素の供給について、先述したようにそれに則した機器開発や普及が前提となることに加え、導管に関しても水素脆性[23]防

[23] 水素原子が金属に吸蔵されることで、金属が脆くなる現象。

止や分子量の小さいガスの輸送に適した導管の設計が必要と考えられる。なお、欧州では水素供給の動きが日本に比べて活発なのは、導管網の整備状況の差によるとも考えられる。欧州の方が日本より導管網の敷設率が高く[24]、グリーン水素の供給源である再エネ適地へのアクセスが容易なことなども要因と考えられる。

メタネーションによるCNメタンの利用・供給に関しては、熱量の変更等によるガス機器の調整は必要であるが、水素利用機器の開発・普及に比べれば軽微なものであり、また供給そのものについては、追加的な対策はほとんどないと考えられる。

一方、現在、福島県で地域を限定した水素プロジェクトが実施されているが、このような形で地域を限定して水素の活用を広げていくことや、発電分野など大規模な設備において水素化を進めて行くことは重要であり、複線的なエネルギートランジションの姿を描き、ガスの低炭素化を図っていくことが重要と考えられる。

## 3. 欧州の Energy System Integration におけるガスネットワークの役割

欧州では、1章で整理したガスの脱炭素化に向けた動向と並行して、エネルギーシステム全体の脱炭素化に向けてガスネットワークが本来的に有している機能の有効活用を試みる動きも見られる。これらの動きは、エネルギーシステムの脱炭素化には、自然変動再エネ（VRE）の大規模導入が必要であり電力系統における柔軟性（Flexibility）向上が必須であるが、柔軟性をガスネットワークからも提供すると同時にガスの低炭素化も図る Energy System Integration や Sector Coupling と呼ばれる概念に基づいている。

### 3.1. ガスネットワークによるエネルギーシステムの柔軟性向上

Energy System Integration は、電力ネットワークと他の部門やネットワークを連結することで（Sector Coupling）、エネルギーシステム全体の柔軟性を向上させ、VRE の大規模導入を図る概念[25]である。他の部門やネットワークの有力な候補として欧州で考えられているのは、“Well-established”[26]なガスネットワークである。電気自動車等による運輸部門での VRE の活用や、ガスから電力に転換した熱需要への VRE の活用も Energy System Integration のオプションとして考えられるが、欧州では既存のガスネットワークは電力ネットワークと同様に広域・高密度に整備されており、かつエネルギー貯蔵能力も備わっていることから、充分な柔軟性を有しており、PtG を通じた VRE の受け入れ先として期待されている。

#### （1）ガスネットワークによる VRE の受入

VRE の導入を拡大すると、電力系統では受け入れることのできない VRE が余剰電力とし

[24] 天然ガスインフラの現況、高速道路における天然ガスパイプライン ガスパイプライン設置に関する技術的課題検討委員会（第1回）、2016年8月
[25] 柴田, “我が国における Power to Gas の可能性”, エネルギー経済　第42巻　第1号（2016年3月）
[26] IEA “World Energy Outlook” 2019

て発生するが、この余剰電力を PtG により水素や CN メタンに変換し、ガスネットワークで利用する概念は従前から検討されている。わが国を例に取ると、都市ガス需要規模は電力需要規模の半分程度[27]と比較的大きく、VRE 由来の水素や CN メタンを受入れる容量として期待できる。

既往研究[28]では、PtG によりガスネットワークを活用した VRE の季節間貯蔵を行うことで、柔軟性向上に貢献することを示している。また、既往研究[29]では、VRE 導入拡大に伴い調整力としての必要性が高まるガス火力を、ガスネットワークに具備されているガス貯蔵設備を活用しつつ電力ネットワークと協調運用することで、VRE の導入を効率的に実現できる可能性を示している。

このように、柔軟性向上に貢献するのは大きなガス需要規模自体やガスネットワークが有するエネルギー貯蔵能力である。特に、ガスネットワークのエネルギー貯蔵設備は、枯渇ガス田や空洞岩塩などの地下貯蔵施設やガスホルダが代表的であり、欧州の地下貯蔵施設の貯蔵容量は非常に大きい[30]。これらのエネルギー貯蔵施設は、比較的長周期の VRE 変動性を吸収できるという意味で柔軟性を発揮できる。

### （2）ガス導管の Linepack の柔軟性

一方で、ガス導管の Linepack を活用した比較的短周期の柔軟性向上の可能性もある。Linepack とは、主に高圧ガス導管が保有できる[31]、または保有しているガスの量[32]であるが、本稿では、前者を Linepack Capacity、後者を Linepack と呼ぶこととする。供給から需要までのガス配送にかかる時間は電力と比べて長いことから、ガス需要の急激な変動に対応するためには導管内にある一定量のガス、つまり Linepack を保有していなければならない。ガスの圧力が高いほど Linepack Capacity も大きくなる。Linepack の量は時間によって変動する。一般に、ガス需要の少ない夜間に Linepack Capacity にガスが充填され（Linepack が増加し）、朝・昼間のガス需要の増加とともに、Linepack が減少することで Linepack Capacity に空き（裕度）が生じる。季節別に見ると、ガス需要の大きい冬期は夏期に比べて Linepack Capacity の空き容量が大きくなる。元来、ガス導管の Linepack Capacity は時間帯別・季節別のガス需要の変動に対応できるように設計されており、変動に応じた柔軟性が具備されていると見なすことができる。

---

27 柴田, “水素による再生可能エネルギーの貯蔵”, 日本エネルギー学会機関誌 えねるみくす, 100, 161-167 (2021)

28 Stephen Clegg, Pierluigi Mancarella, “Storing renewables in the gas network: modelling of power-to-gas seasonal storage flexibility in low-carbon power systems”, IET Generation, Transmission & Distribution, 2016, Vol. 10, Iss. 3, pp. 566–575

29 Hossein Ameli, Meysam Qadrdan, Goran Strbac , “Value of gas network infrastructure flexibility in supporting cost effective operation of power systems”, Applied Energy 202 (2017) 571–580

30 柴田, “我が国における Power to Gas の可能性”, エネルギー経済　第 42 巻　第 1 号（2016 年 3 月）

31 “FLEXIBILITY IN THE ENERGY TRANSITION, A Toolbox for Gas DSOs”, CEDEC, eurogas, GEOED, February 2018

32 “Flexibility in Great Britain’s gas networks: analysis of linepack and linepack flexibility using hourly data”, UK Energy Research Centre, May 2019

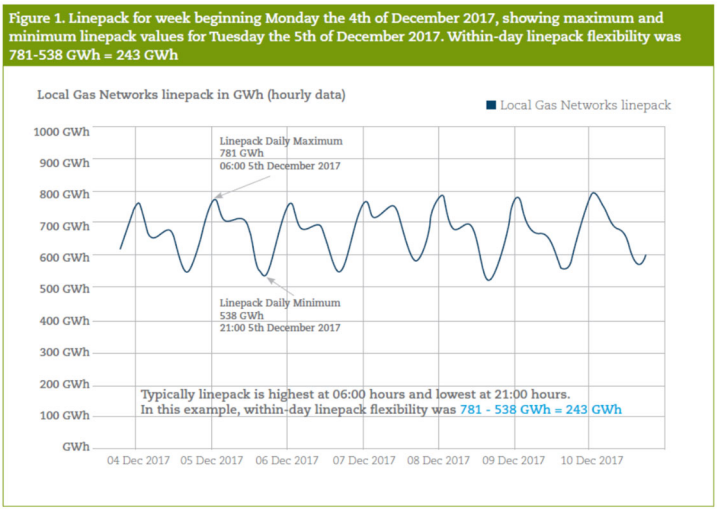



**図 3-1　英国のガス distribution network における Linepack の変動（12 月の 1 週間の例）**

出所：“Flexibility in Great Britain’s gas networks: analysis of linepack and linepack flexibility using hourly data”, UK Energy Research Centre, May 2019

図 3-1 に、英国のガス distribution network における 12 月のある 1 週間の毎時の Linepack の状況を例示する。毎日のガス需要に対応するために毎朝（6：00 頃）に Linepack が最大（Linepack Capacity の空き容量が最小）となり、暖房需要が最大となる夜間（21：00 頃）に Linepack が最小（Linepack Capacity の空き容量が最大）となることがわかる。この Linepack の最大と最小の差をガス導管の Linepack Capacity が有する柔軟性の指標としている。

電力システムでは、同期系発電機の持つ慣性力や調整力が電力需給の同時同量を保つことで安定的に周波数や電圧を維持している。毎時の需要と供給は一致しているが、送配電線には需給バランスを保つ能力はない[33]。一方、ガスシステムの場合は、ガスの需要と供給源が導管というバッファー（＝圧力や流量の変化によるガス体が有する慣性力）によって繋がれており、供給（製造・注入）と需要（払出）は同時同量ではない[34]（図 3-2、図 3-3）。ガス需要を満たすためにガス供給源が瞬時に反応するのではなく、まずは導管内の Linepack が押し出されて需要に到達するイメージである。少なくとも需給バランスは毎時で一致させる必要はなく、日単位（Within-day）[35, 36]でバランスできればいい。つまり、ガス導管に

[33] ちなみに、需要と供給をつなげる送配電線が長いほど同期安定性は低くなる。
[34] わが国のガスシステム改革小委員会におけるガスの小売全面自由化の制度設計に関する議論（～2016 年度）では、当時運用されていたガスの同時同量制度（ガスの注入量と払出量の乖離率を 1 時間あたり 10%以内とするというルールを託送供給依頼者に求めるもの）の改革について検討され、新規参入ガス小売事業者のガス注入パターンを、当該ガスネットワーク全体のガス注入パターンと連動させる「ロードカーブ託送方式」が導入された。ここで言う同時同量は制度面での考え方であり、物理的には、ガスの供給（製造・注入）と需要（払出）は同時同量（毎時の供給量＝毎時の需要量）にはなっていない。
[35] “Flexibility in Great Britain’s gas networks: analysis of linepack and linepack flexibility using hourly data”, UK Energy Research Centre, May 2019
[36] “FLEXIBILITY IN THE ENERGY TRANSITION, A Toolbox for Gas DSOs”, CEDEC, eurogas, GEOED, February 2018

はガス需給を自動的に調整できる機能が備わっており、需要の変動と供給の変動をある程度デカップリングできる特徴がある。

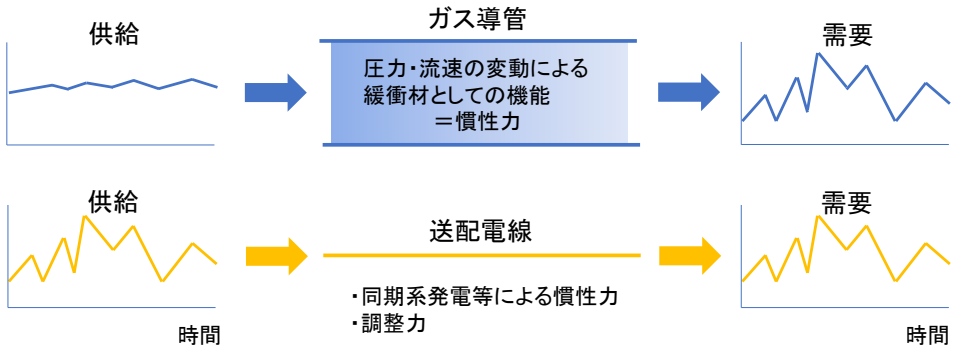



図 3-2　ガスと電力における毎時需給バランス確保の比較イメージ

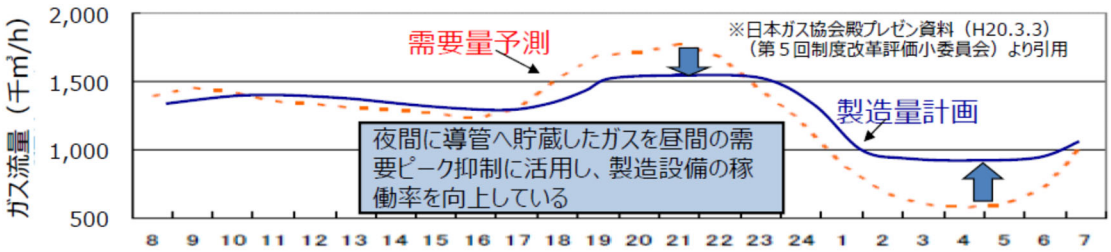



図 3-3　我が国におけるガス需要とガス製造の毎時プロファイルのイメージ

出所：第 25 回ガスシステム改革小委員会資料 4「小売全面自由化の詳細制度設計等について」平成 27 年 11 月 10 日

図 3-4 には、Linepack によるガスの供給変動と需要変動のデカップリングの様子を示した事例を示す。これは、大規模風力発電が導入された場合の調整力として求められるガス火力のガス消費とガス供給パターンのシミュレーション結果例である（ガスネットワークと電力ネットワークがガス火力を通じて連結されている前提）。“MISOCP”と“MILP”は Linepack を踏まえた最適運用結果、“No linepack”は Linepack を考慮しない運用結果である。“No linepack”のケースでは、ガスの消費と供給がほぼ同じパターンを示しているが（下段の図(f)参照）、“MISOCP”と“MILP”のケースでは、Linepack へのガスの charge・discharge が行われて（上段の図(a)、図(b)参照）、ガス消費の変動と比べてガス供給パターンはほぼフラットになっていることがわかる（下段の図(d)、図(e)参照）。

上記の分析事例は、ガス火力を介したガスネットワークと電力ネットワークの Energy System Integration に関する分析であるが、このように、ガス導管の Linepack には元来ガスの需給バランスの維持に対応するための柔軟性“inherent linepack flexibility of the (gas) grid”

[37]が備わっており、PtG で製造したガスのガスネットワークでの利用を踏まえた Energy System Integration の評価の際にも、Linepack の要素を考慮すべきとの指摘も見られる[38]。

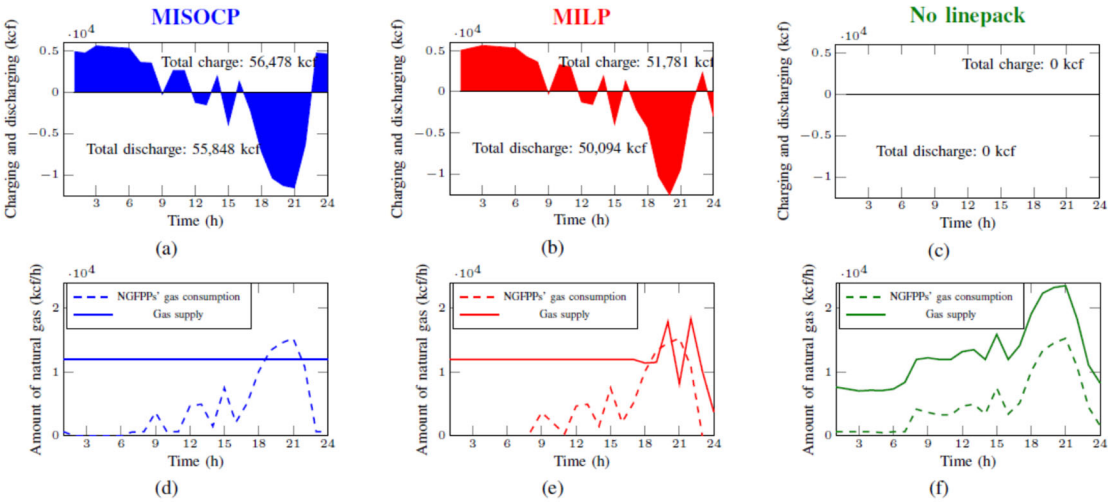



**図 3-4　Linepack 有無における調整用ガス火力のガス消費・ガス供給パターンの変化**

出所：Schwele, Anna; Ordoudis, Christos; Kazempour, Jalal; Pinson, Pierre, “Coordination of Power and Natural Gas Systems: Convexification Approaches for Linepack Modeling”, Proceedings of IEEE PES PowerTech 2019
注：MISCOP は Mixed-Integer Second-Order Cone Program（混合整数 2 次錐計画法）、MILP は Mixed-Integer Linear Program （混合整数線形計画法）を指す。なお、風力発電 50%導入時のシミュレーションである。

わが国のガス導管のエネルギー貯蔵容量を踏まえた PtG による VRE 由来水素と、CN メタンの都市ガスへの混合の経済性や $CO_2$ 排出削減効果の分析事例[39]では、簡易的にガスホルダ等と同様のエネルギー貯蔵施設と見なしたガス導管に対し、VRE 由来ガスの瞬時の貯蔵・払出（＝都市ガス需給の同時同量バランス）量を前提にしたシミュレーションを行っている。しかしながら、都市ガス導管の Linepack の貯蔵能力がもたらす需給調整力のより正確な評価には、ガスの圧力や流量を踏まえた流体力学に基づく分析が求められる[40]。

## 3.2.　水電解によるグリッドサービスの提供

ガスの脱炭素化の一翼を担う水素（や CN メタン）の製造には水電解が必要であるが、水電解の DR（ディマンドレスポンス）としての運用により調整力等のグリッドサービス提供の可能性を分析した事例は従前から見られる[41]。水電解で水素を製造しつつグリッドサービ

[37] Christopher J. Quarton, Sheila Samsatli, “Power-to-gas for injection into the gas grid: What can we learn from real-life projects, economic assessments and systems modelling?”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 98 (2018) 302–316
[38] *Ibid.*
[39] 柴田，永田, “既存都市ガスネットワークへの水素混合とカーボンニュートラルメタン混合の経済性分析”，第 37 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, 2021 年 1 月
[40] Jing Liu, Wei Sun and Jinghao Yan, “Effect of P2G on Flexibility in Integrated Power-Natural Gas-Heating Energy Systems with Gas Storage”, Energies 2021, 14, 196.
[41] 柴田, “時間軸を踏まえた Power to Gas の ビジネスモデル ー調整力の提供 複数用途 への活用 再エネ主力電源化への貢献”, 2018 年 8 月，日本エネルギー経済研究所

スを提供し対価を得ることで、水素製造全体でのコスト抑制を図るアイデアである。グリッドサービスにより得られる対価を含めた水素製造コストの削減と当時に、VRE 導入拡大によって求められる電力系統の柔軟性向上にも貢献できる。

近年、欧州では、このアイデアの社会実装に向けた動きが具体化しつつある。2017 年に開始した QualyGridS[42],[43]という EU のプロジェクト（FCH2 JU：Fuel Cell and Hydrogen 2 Joint Undertaking の枠組みで実施）では（図 3-5）、水電解をグリッドサービス提供に利用するために求められる技術的要件の標準化を目指すために、水電解テストプロトコルの策定を検討してきており、2020 年 6 月にその案が取りまとめられている[44]。同時に、テストプロトコルや性能評価に関する国際標準化に向けた議論も ISO/TC 197（Hydrogen technologies）[45]で進められている。

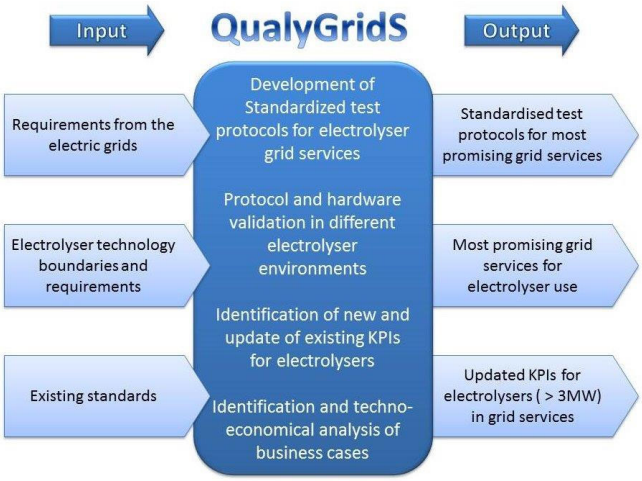



図 3-5　QualyGridS の概要

出所：https://www.qualygrids.eu/

水電解は、表 3-1 に示すように欧州の TSO や DSO が調達するグリッドサービスの多くに技術的に対応可能であり、水素製造とグリッドサービスを組合せる方策は水素製造コスト削減の観点からも非常合理的と考えられる。このような観点から、FCH2 JU 支援により、HyBalance[46]や Demo4Grid[47]などの実証試験も実施されている。

[42] https://www.qualygrids.eu/
[43] Shi You et al. “Facilitating Water electrolysers for electricity-grid services in Europe through establishing standardized testing protocols”, Clean Energy, 2020, Vol. 4, No. 4, 379–388
[44] “Qualifying tests of electrolysers for grid services, Finalized testing protocol”, QualyGridS
[45] ISO/AWI TR 22734-2 - Hydrogen generators using water electrolysis − Part 2: Testing guidance for performing electricity grid service
[46] http://hybalance.eu/
[47] https://www.demo4grid.eu/

表 3-1　水電解からのグリッドサービス提供の可能性

| Service requester | Service name | Requirements identified by most service requesters | Justification | WE potential |
|---|---|---|---|---|
| TSO | FCR | Capacity ≥1MW, activation time ≤30s, duration ≥15 min, high ramping requirement, auto symmetrical and dynamic response. | Service designed for generator, normally requires very rapid auto symmetrical dynamic response. In UK, the required activation time for a new service so-called enhanced frequency control is less than 1s. Technically, WEs can meet the requirements if they are designed for such purpose, e.g. running the WEs at 50% load in order to meet the requirements on identical up/down regulation. | Medium |
| | aFRR | Capacity ≥ 1MW, activation time (second to 15 min) slower than FCR, duration ≥15 min, ramping requirement, auto/remote-controlled symmetrical/asymmetrical dynamic response. | Requires less critical dynamic characteristics than FCR, but higher capacity and longer duration. Technically viable for MW class WEs, provided some technical improvements are made. Use an aggregation-based portfolio to provide such service is feasible. The market might be dominated by generators and large loads. | High |
| | mFRR | Capacity ≥ several MW, activation ≤15, min duration ≥15 min (up to hours), no ramping requirement, manual controlled messaged-based asymmetrical dynamic/non-dynamic response. | Requires less critical dynamic characteristics than aFRR, but higher capacity and longer duration. Technically viable for MW class WEs, provided some technical improvements are made. Use an aggregation-based portfolio to provide such service is feasible. The market might be dominated by generators and large loads. | High |
| | RR | Capacity ≥ several MW, activation from 15min to hours, duration ≥15 min (up to hours), no ramping requirement, manual controlled messaged-based asymmetrical static response. | Requires slower response than mFRR, but can be higher capacity and longer duration. Technically viable for electrolysis. | High |
| | DSR | Requirements are case dependent, can to large extent resemble FCR, aFRR, mFRR and RR. | Tailored for demand to provide TSO services. For countries like UK, DSR is started to be used to provide different kinds of balancing services. | Very high |
| | Congestion management | Requirements can to certain degree resemble RR. Capacity requirement is normally high. | The remuneration scheme is usually not clear due to the service is very location dependent. This implies only a few large-case WEs sited in designated locations can provide this service. | Medium |
| | Capacity management | Requirements can to certain degree resemble RR. May also need storage-alike abilities for load shifting etc. | Normally acquired through TSO tailored DSR. | Medium |
| | Voltage control | Requires WEs to offer reactive power support. | Location dependent. Normally offered by designated large scale units. Remuneration scheme is not clear. | Low |
| DSO | Congestion management | Requirements can to certain degree resemble RR, but the capacity required will be much lower (e.g. tens of kWs to several MW) and location dependent. | Normally implemented through DSO tailored DSR, are relevant for both MW scale and kW scale WEs. | High |
| | Capacity management | Requirements can to certain degree resemble RR. May also need storage-alike abilities for load shifting etc. | Normally acquired through DSO tailored DSR. | High |
| | Voltage control | Requires location dependent WEs to offer reactive power support. | Can be relevant for WEs in microgrids, may require improved ability of grid inverters and the associated control logic. | Medium |
| | PQ | Location-based service, requirements depend on the specific criteria of PQ service, such as unbalance, voltage management etc. | For WEs, this may require improved ability of grid inverters and the associated control logic. It is possible that the grid operators include the PQ requirements in grid codes, so it is an obligation for WEs to meet the corresponding PQ requirements. | Low |
| BRP, P2P and other service requesters | Self-balancing | Depends on the requester's portfolio, SCADA and EMS systems etc. Requirements on the dynamic characteristics can be comparable to aFRR, mFRR, and RR when services are about self-balancing. Energy trading oriented energy management will need to consider characters related to unit commitment (e.g. capacity, start/stop time, must on/off duration) and optimal dispatch (e.g. the ability of being modulated). | Notable examples of using WEs to avoid wind curtailment, to improve the portfolio performance (e.g. an integrated wind-hydrogen system) exist. Today, this is one of the major applications for using WEs to support renewable integration. | Very high |
| | Portfolio optimization | | | |
| | Energy trading | | | |

出所：Deliverable Report Electrical Grid Service Catalogue for Water Electrolyser (D1.1), QualyGridS

## 4. 我が国への示唆

欧州では、主に水素や CN メタンによるガスの脱炭素化に向けた取組みと同時に、既存ガスネットワークが有するエネルギー貯蔵や柔軟性を VRE の変動緩和に活用することを目指している。つまり、図 4-1 に示すように、電力ネットワークとガスネットワークを包括的にエネルギーシステムと捉え、VRE を軸とした脱炭素社会を目指している。この概念はまさに Energy System Integration である。

以下では、ガスの脱炭素化と VRE 導入拡大に向けたガスネットワークの活用の各々について、欧州の動向から得られる示唆に基づき、我が国に適用する場合の課題と可能性を議論する。

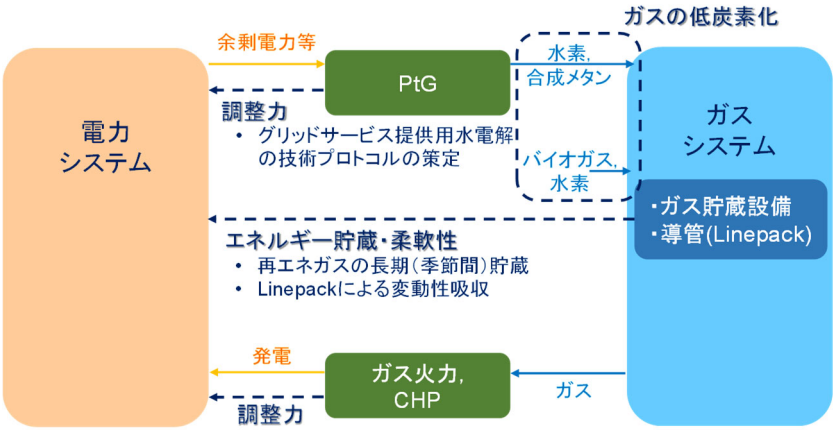



図 4-1 欧州における Energy System Integration のイメージ

### 4.1. ガスの脱炭素化：水素・CN メタンの都市ガスへの混合

ガスの脱炭素化については、欧州では水素、我が国では CN メタンという印象が強い。当然のことながら、現在需要されているガスを全て代替するために必要な水素や CN メタンの量は膨大になることから、その調達には長い年月を要する。したがって、水素や CN メタンを現在のガスインフラに少しずつ混合していくという方策が一般的である。実際、フランスの計画（1.1.3 参照）で見られるように、欧州においては、水素混合率を経年で増加させていき、その過程で既存ガスインフラの水素への転用や水素 100%の新規インフラの構築を視野に入れている。しかしながら、ガスへの水素の混合には 2 章で示した多様な障壁があり、欧州もその障壁や課題は認識しつつも、手探りで進めていき、課題があれば都度修正していくスタンスかと推察される。VRE 由来の水素の場合、水素製造規模は VRE 導入規模に依存することから水素混合率の経年変化への対応が必要となる。併せて、時間的変動や地理的差異への対応も課題である。後述のように、Energy System Integration において、ガスネットワークが有する柔軟性をどこまでこの変動性対応に活用できるのかの検証が必要となる。

一方、我が国では、主に都市ガスへの CN メタンの混合を目指しており、混合に関する技

術的障壁は小さく、またガス熱量制度では標準熱量をメタンの熱量に近い 40MJ/$m^3$ への引き下げとなり（2 章参照）、更に混合が容易になる。しかしながら、CN メタン製造には、水素製造に加えて $CO_2$ 分離回収とメタン合成のプロセスを伴うことから、製造コストは水素より高いというデメリットがある。もっとも、メタネーション推進官民協議会を中心とした検討では、CN メタンの国内製造ではなく、輸入に力点が置かれているが、既存 LNG インフラ活用を前提としているため、輸入源の分散化という観点からはエネルギーセキュリティーの改善には貢献しないことに留意が必要である。また、CN メタンの利用時には $CO_2$ の再排出を伴うことから、その帰属に関する制度設計も複雑化する[48]。特に輸入 CN メタンの場合は、二国間のルール作りや国際的な認証等も必要になる。これら制度設計には時間を要する点に留意が必要である。

上述の、既存ガスネットワークへの水素混合及び段階的な混合率の引き上げにおける課題、並びに CN メタンの経済性や制度設計に関するリスクの両方を回避する方法として、図 4-2 に示すオプションもあり得る。現在は、輸入 LNG を都市ガスインフラに供給し需要家で $CO_2$ を排出しているが、まずこの形態を Step 1 に示すような形態に変更する。つまり、LNG 輸入基地近傍において LNG を改質することで水素を製造し、別途構築する水素 100%インフラに供給する。$CO_2$ は改質過程で放出されることから、需要家が消費する水素はグレー水素で、$CO_2$ の排出場所が異なるだけであり、本質的には現在の形態と同じである。次に、現在進められているカーボンニュートラル LNG の輸入（Step 2）、将来的には輸入水素（Step 3）へ移行していく。このように脱炭素化に先行して、水素 100%インフラを先行整備することで、入り口の輸入燃料を変更するだけで、将来的な脱炭素化に対応できる。また、本オプションの最大のポイントは、国内再エネ由来の水素（グリーン水素）を何の障壁も無しに、水素 100%インフラに混合できる点にある。現在の都市ガスにとって、熱量や燃焼特性が大きく異なる水素は“異物”であり混合が困難であるが、水素に水素を混合することには何の問題もない。異種のガスの“混合”という行為が生み出す多様な課題を回避できる。また、CN メタン製造に必要な $CO_2$ 分離回収やメタン合成も不要となる。

勿論、どの地域においても水素 100%インフラを容易に整備できるわけではない。大規模都市の都市ガスインフラを水素インフラに変更するには多くの課題があり、時間・費用もかかる。したがって、地域限定的に、エネルギー需要密度が高く新規水素インフラ構築が比較的容易と推察される地域（例えば工業地域等）を特定して、本スキームの導入を検討する価値はある。もっとも、工業地域の需要家の中に、化石燃料由来のカーボンを必要とする産業用特殊用途（金属浸炭、超高温加熱炉等）がある場合には、オンサイト LPG 調整等の個別対応は必要になる可能性はある。

[48] 柴田、大槻、“カーボンリサイクル燃料の炭素源に関する試論（1）～（4）”，日本エネルギー経済研究所, 2021 年 5 月

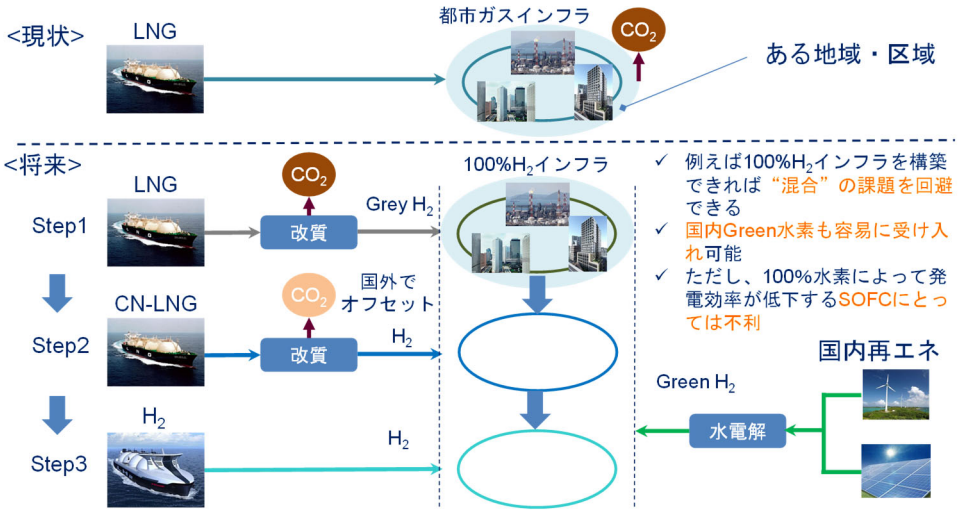



図 4-2　水素 100%インフラ先行整備のメリット

出所：柴田,”新燃料の意義と課題　－水素の多様な利用形態－”, エネルギー・資源学会「2050 年に向けた日本のエネルギー需給」研究委員会 2020 年度第 2 回シンポジウム（第 10 回 ESI シンポジウム）, 2021 年 2 月 4 日

## 4.2.　Energy System Integration の可能性と課題

欧州では、電力ネットワークとガスネットワークを包括的に捉えた Energy System Integration を進める動きが見られるが、ガスネットワークが有するエネルギー貯蔵等の柔軟性の機能を、VRE 導入拡大に活用すると同時にガスの脱炭素化も目指すという背景が窺える。2018 年には ENTO-E と ENTSO-G が PtG による Energy System Integration に向けて取り組むとの共同声明[49]も出しており、これに連動する形で多数の実証試験も行われている[50]。

### （1）新たな制度設計の必要性：PtG によるエネルギー貯蔵等

しかしながら、PtG による Energy System Integration は技術的には可能であるものの、制度的な課題がある。2021 年 2 月に ACER（European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators）と CEER（Council of European Energy Regulators）が、2020 年 7 月に発表された欧州委員会の「エネルギーシステム統合戦略（An EU Strategy for Energy System Integration）」（1.1.1 参照）を受けて、PtG による Energy System Integration の推進にあたり法制度の観点からの課題を整理した基本的な方針に関する提言を行っている[51]。この提言に基づくと、EU が基本とする技術中立性及び競争市場での技術選択を前提としつつ、PtG による Energy System Integration は電力とガスの領域に跨ることから、まずは PtG や競合技術の機能や役割の再整理・再定義が必要としている。特に問題となる機能や役割はエネルギー貯蔵である。

[49] Power to Gas – A Sector Coupling Perspective, ENTSO-E – ENTSOG Joint Paper, October 2018
[50] “再エネからの水素製造　—Power to Gas のあるべき姿—”, 愛知県『水素エネルギー社会形成研究会 2019 年度第 2 回セミナー』, 2019 年 11 月 28 日
[51] Regulatory Treatment of Power-to-Gas “European Green Deal” Regulatory White Paper series (paper #2) relevant to the European Commission’s Hydrogen and Energy System Integration Strategies, 11 February 2021

PtG 設備自体はエネルギー貯蔵ではないが、PtG の下流まで含めるとエネルギー貯蔵に資することから、2019 年の“Electricity Directive”[52]で定められたエネルギー貯蔵の定義（電力システム内において、発電電力を発電時間帯より後の時間帯に利用・貯蔵するもので、再変換後の形態は電力またはその他のエネルギーキャリア）を改訂すべきとしている。また、PtG をエネルギー貯蔵として定義するにあたっては、PtG 設備が、電力ネットワークのみに接続されているのか（例えば工場内での水素需要を賄うためのオンサイト水電解）、電力ネットワークとガスネットワークの両方に接続されているのかを区別する必要がある。前者の場合は、PtG 設備は単なる電力消費機器に過ぎないが、後者の場合は PtG 設備は電力とガスを統合する要素となり、エネルギーシステム全体での運用が可能であり、「エネルギーシステム統合戦略（An EU Strategy for Energy System Integration）」の概念に適合するとしている。

エネルギー貯蔵に関しては、託送料金の制度設計が課題となる。既往研究[53]によると、欧州ではエネルギー貯蔵技術に対して、託送料金の免除・優遇制度を導入している国が多いが、PtG の場合は、製造されたガスが都市ガスや運輸部門等の電力以外の部門でも利用されることから、そのエネルギー貯蔵としての機能に関する解釈が複雑になる。PtG を含めたエネルギー貯蔵の再整理・再定義においては、Energy System Integration は電力とガスを包括的に取扱う概念であることを踏まえる必要がある。

このように、Energy System Integration における主な課題は PtG によるエネルギー貯蔵の位置付けであるが、その他にも、3 章で紹介したガスネットワークが有する柔軟性や調整力等や、電力ネットワークとガスネットワークにおいて共有できる機能とできない機能を整理する作業が必要となる。現在、個別に行われている電力とガスの制度設計を、部分的に統合して行う必要が出てくるかもしれない。

### （2）経済性とその他の便益を踏まえた Energy System Integration の模索

経済性の観点からの Energy System Integration の在り方を検討することは必須である。例えば、PtG で製造した水素を電力に再変換する場合と蓄電池を比較すると、前者の roundtrip 効率は 50%弱（水電解の 80%×燃料電池の発電効率 60%）であるが、後者は 80%（充電 90%×放電 90%）と、圧倒的に前者が非効率であり、水電解で製造する水素を発電に利用することは非合理的であることは明らかである。したがって、燃料電池発電の場合は排熱利用・分散型・レジリエンスのメリットを、水素ガスタービン発電の場合は同期系による慣性力提供[54]等のメリットを踏まえた評価が求められる[55]。

---

[52] DIRECTIVES DIRECTIVE (EU) 2019/944 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU

[53] 柴田, “時間軸を踏まえた Power to Gas の ビジネスモデル －調整力の提供 複数用途 への活用 再エネ主力電源化への貢献”, 2018 年 8 月, 日本エネルギー経済研究所

[54] 川上, “低炭素エネルギーシステムにおけるエネルギー貯蔵の役割：非同期電源比率を考慮したエネルギーシステム最適化モデルによる検討”, 電気学会論文誌 B（電力・エネルギー部門誌）IEEJ Transactions on Power and Energy, Vol.141 No.5 pp.326-335

[55] 柴田, “2050 年カーボンニュートラルに向けて求められる Power to Gas の姿”, エネルギー・資源学会 2021 年度第 3 回エネルギー政策懇話会「カーボンニュートラルに向けた Power to Gas と水素キャリアへの

もっとも、PtG による Energy System Integration は、水電解で製造する VRE 由来の水素を電力以外の部門・用途で利用することが基本であることを忘れてはいけない。しかしながら、VRE 由来の水素や CN メタンを既存ガスネットワークで、例えば民生部門に配送し熱需要に利用する場合は PtG による Energy System Integration と言えるが、その場合には、VRE をそのまま電力で熱需要に利用する場合との経済性の比較が必要である。前者の効率は約 70%（水電解の 80%×給湯器の 90%）、後者の効率は 90%～300%（電気温水器～ヒートポンプ給湯機）と前者が圧倒的に非効率である。

このように、エネルギー利用における効率や経済性のみに着目すると、PtG による Energy System Integration の意義を見出すことは困難である。したがって、3 章で示したように、“Well-established”（IEA）な既存のガスネットワークが有するエネルギー貯蔵機能や柔軟性を如何に価値化し、VRE 大規模導入時に必要となる変動緩和対策に活用するかという視点が求められ、それを実現させるための制度設計も必要となる[56]。ただし、それに先立ち、ガスホルダ、地域によっては地下空洞貯蔵（我が国では新潟等）、導管の Linepack 等が有する柔軟性の機能を技術的に評価することが課題となる。

加えて、重要な視点はレジリエンスである。電力ネットワークとガスネットワークを統合的に運用することで得られるエネルギーシステム全体のレジリエンスの強化は、Energy System Integration がもたらす便益として「2050 年に向けたガス事業の在り方研究会」においても示されている。

### （3）短期的な視点：水電解による需給調整

ガスネットワークの有する柔軟性やレジリエンス強化の評価には、必要なデータ整備、分析体系の構築等、数多くの作業が発生し、更にその先の制度設計を含めると、かなりの時間を要する。まずは、短期的に検討すべきことは、PtG の中核技術である水電解を如何に電力の需給調整力として利用するかということである（3 章参照）。我が国でも NEDO の実証試験が行われている。VRE 大規模導入に伴い必要となる調整力をガスコージェネレーション（CHP）から提供するアイデアはガス業界を中心に検討が進むが、これと併せて、水電解による需給調整の早期の実現を目指す必要がある。水電解のデマンドレスポンスによる調整力の提供は、得られる対価によって水素製造コストを削減できる効果がある[57]。

### （4）その他の留意点

#### ○再エネ余剰電力の価値

上記のように、水電解を需給調整に利用する場合は、系統電力を投入することになるが、

期待と課題」2021 年 9 月 17 日

[56] 柴田, “水素による再生可能エネルギーの貯蔵”,日本エネルギー学会機関誌 えねるみくす, 100, 161-167 (2021)

[57] 柴田, “時間軸を踏まえた Power to Gas の ビジネスモデル ー調整力の提供 複数用途 への活用 再エネ主力電源化への貢献”, 2018 年 8 月, 日本エネルギー経済研究所

製造される水素の $CO_2$ 排出係数は電源構成に依存する。電源が充分に脱炭素化されていれば問題ないが、$CO_2$ 排出係数の低い水素を製造するためには VRE 余剰電力の利用が理想である。特に、Energy System Integration を考える場合には、VRE は電力に優先的に利用すべきで、電力ネットワークで余剰となる VRE 由来電力をガスネットワークで受入れることが合理的である。ここで注意しなければならない点は、余剰電力の価格である。余剰電力が発生している時間帯では卸電力価格が 0 やマイナスになることから余剰電力は安価であり、余剰電力を利用すれば水素製造コストは大幅に削減できるとの解釈が頻繁に見受けられる。しかしながら、安価な余剰電力を調達できるのは、電力の需給に影響を与えない程度の小規模の水電解装置の場合のみであり、水電解の導入規模が拡大すれば、余剰電力発生時間帯の電力需要が増加することになり、卸電力価格が上昇することに留意が必要である。

つまり、余剰電力から水素を製造するという行為は、余剰電力を需要していることになるため、その時点で“余剰”でなくなり、価格が上昇する。したがって、Energy System Integration において、例えばガスの脱炭素化を実現させる程の大規模な水素を製造する場合には、安価な余剰電力の確保が成立せず、結局、経済性の観点から VRE の発電コスト自体の大幅な削減が求められる。

**〇再エネの追加性**：Additionality

上記で、水素製造には余剰電力利用が理想的と述べた理由には追加性の議論[58]がある。ここで言う追加性とは、再エネから水素を製造する際には、追加的に導入する再エネを利用しなければならないという考え方である。既に導入され電力の低炭素化に貢献している再エネを水素製造に利用すると、その分の発電量を賄うために他の電源からの供給が必要になり、本末転倒となる。この事態を避けるために、既に 2017 年頃からドイツ等では、関連する規格策定の動きが見られる[59]。厳格な基準作りは困難であり、再エネ設備の年数に基づく基準となっている。

一方、余剰電力の場合は、電力ネットワークで受入れることができず捨電される電力であることから、追加性の議論を回避することができる。ただし、余剰電力を利用する場合も、PtG と蓄電池や地域間連系線の活用等他の系統統合対策との経済性の比較が求められる。

---

[58] 柴田，”低炭素社会に向けた Power to Gas・メタネーションの役割”，「未来を拓く無機膜　環境・エネルギー技術シンポジウム」, RITE, 2019 年 11 月 7 日

[59] ドイツの第三者試験認証機関 TÜV SÜD CMS 70 Standard (12/2017)の Green Hydrogen の基準では、再エネ電力のうち、新規再エネ設備（建設から 3 年以内）からの電力が一定割合以上（30%以上）を占めなければならない、としている。また、Clean Energy Partnership の基準では、少なくとも 1/3 は建設から 6 年未満の再エネ設備、1/3 は 12 年未満でなければならないとしている。

## まとめ

本稿では、欧州におけるガスの脱炭素化と Energy System Integration に向けた取組みを整理し、我が国で進められている取組みや議論に沿って、これらの対策を進めるにあたっての課題や可能性を整理した。

欧州と我が国ではネットワークや制度そのものが大きく異なる点があるものの、ガスの脱炭素化には、バイオガスは量的規模が限定的であり、水素や水素由来の CN メタン（カーボンニュートラルメタン）というオプションに限定されるという事実は変わらない。そこでの課題は、水素や CN メタンをどのように調達しガスネットワークに導入していくかに尽きる。欧州では、既存ガスネットワークへの水素混合率を段階的に高めていき、その過程で水素 100%への転用や新規水素インフラの構築を目指す。一方、我が国では、CN メタンの都市ガスへの混合を目指す動きが主流であり、標準熱量もメタンの熱量に近い 40MJ/$m^3$ まで引き下げる方向性も固められている。

ガスの脱炭素化には大量の水素や CN メタンが必要となることから、我が国では国外からの調達が必要かもしれない。しかしながら、脱炭素社会の構築に大規模な導入が必要とされる国内 VRE の出力変動対応に、水電解による Power to Gas やコージェネレーションを包含したガスネットワークを活用していき、その過程で VRE を受入れガスの脱炭素化も図るという Energy System Integration の考え方も大事である。というのは、大規模に VRE 導入が求められれば、既存の電力ネットワークのみでの対応が困難になるからである。地域間連系線の増強や蓄電池等による新たな対策のみでは追いつかない場合もあり得る。一方、既存のガスネットワークには、ガス体の物理的特性に起因するエネルギー貯蔵能力や柔軟性が既に備わっており、Power to Gas を組み込むことで、これらの機能を VRE 出力変動緩和に利用できるようになる。つまり、ガスネットワークは元来 VRE との親和性が高いネットワークとも言える。勿論、どのような対策が VRE の大量導入に向けて経済合理的かの評価は必要ではあるが、この視点から、“Well-established”な既存ガスネットワークの活用は検討価値がある。欧州では、Energy System Integration の構築に向けた議論が進められており、エネルギー貯蔵技術の再定義や水電解による調整力の提供の検討も具体化しつつある。

また、レジリエンスの観点からも Energy System Integration の価値はある。本来は効率の観点からは PtG で製造した VRE 由来の水素や CN メタンは熱利用が好ましいが、他方で、水電解と CHP を VRE の出力変動緩和に利用しつつ、非常時には貯蔵した水素や CN メタンを利用することができれば、エネルギーシステム全体でのレジリエンス強化につながる。この場合、電力ネットワークとガスネットワークを連携できれば、より最適な運用が図れる可能性もある。

一方で、Energy System Integration は電力とガスに跨ることから、実現に向けては、エネルギー貯蔵の定義や調整力の活用等、クリアにしなければならない制度的課題が多い。それに先立ち、まずは、ガスホルダや導管の Linepack を含めたガスネットワーク全体の柔軟性の検証が必要となる。



お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp