



再エネ水素の製造、貯蔵、輸送

広島大学 大学院先進理工系科学研究科
エネルギー変換材料工学研究室
工学部第一類

A-ESG科学技術研究センター

市川 貴之, 宮岡裕樹



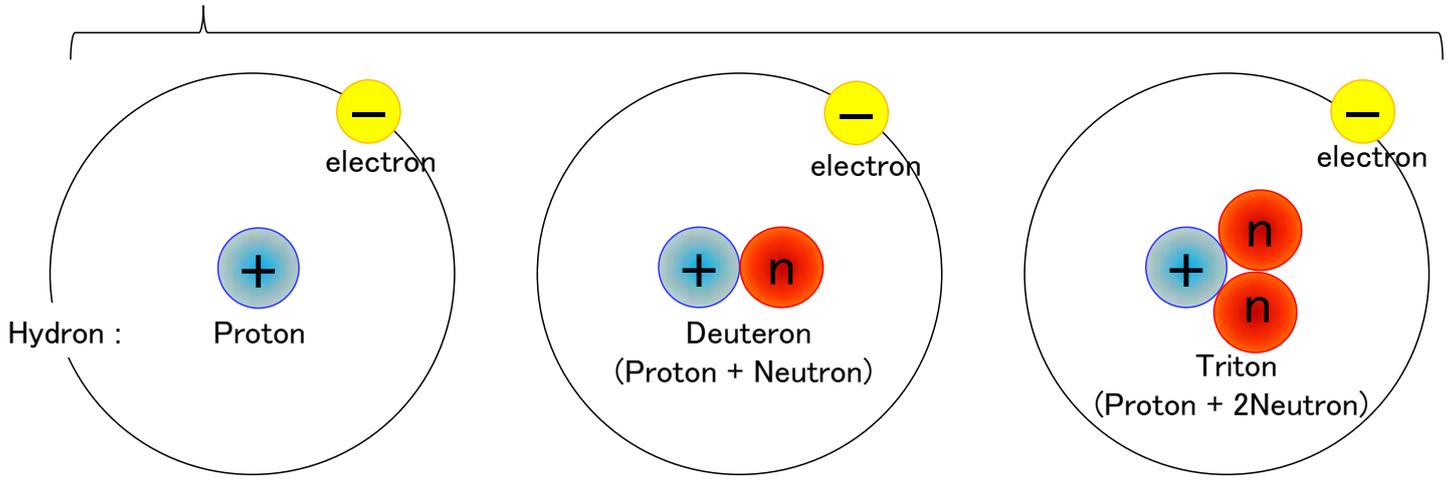
1. 水素の本的性質
2. 水素のコスト
3. 水素製造コスト
4. 貯蔵と輸送

1. 水素の基本的性質



HYDROGEN

原子量: 1.008 (10月8日 :水素・燃料電池デー)



Protium

Deuterium
(安定同位体)

Tritium
(放射性)

天然存在比 99.98%

0.02%

微量

1. 水素の基本的性質



HYDROGEN

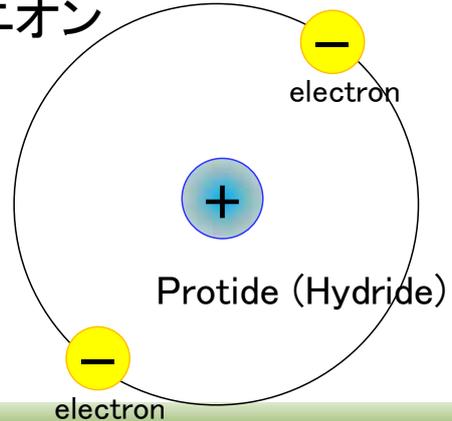
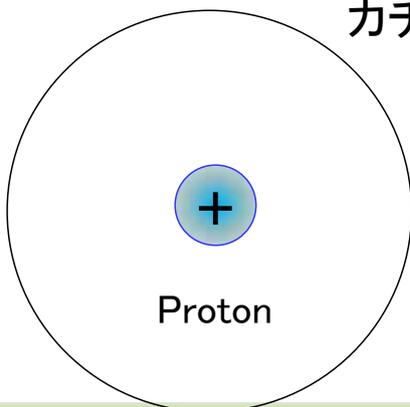
原子量: 1.008 (10月8日 :水素・燃料電池デー)

Periodic Table of the Elements

1 H Hydrogen 1.01																	1 H Hydrogen 1.01	18 He Helium 4.00
3 Li Lithium 6.94	4 Be Beryllium 9.01											5 B Boron 10.81	6 C Carbon 12.01	7 N Nitrogen 14.01	8 O Oxygen 16.00	9 F Fluorine 19.00	10 Ne Neon 20.18	
11 Na Sodium 22.99	12 Mg Magnesium 24.31	3 Sc Scandium 44.96	4 Ti Titanium 47.88	5 V Vanadium 50.94	6 Cr Chromium 51.99	7 Mn Manganese 54.94	8 Fe Iron 55.93	9 Co Cobalt 58.93	10 Ni Nickel 58.69	11 Cu Copper 63.55	12 Zn Zinc 65.39	13 Al Aluminum 26.98	14 Si Silicon 28.09	15 P Phosphorus 30.97	16 S Sulfur 32.06	17 Cl Chlorine 35.45	18 Ar Argon 39.95	
19 K Potassium 39.10	20 Ca Calcium 40.08	21 Sc Scandium 44.96	22 Ti Titanium 47.88	23 V Vanadium 50.94	24 Cr Chromium 51.99	25 Mn Manganese 54.94	26 Fe Iron 55.93	27 Co Cobalt 58.93	28 Ni Nickel 58.69	29 Cu Copper 63.55	30 Zn Zinc 65.39	31 Ga Gallium 69.73	32 Ge Germanium 72.61	33 As Arsenic 74.92	34 Se Selenium 78.09	35 Br Bromine 79.90	36 Kr Krypton 84.80	

カチオン

アニオン





密度: 0.09 g/L(0°C, 1気圧)→空気は1.3 g/L

融点 & 沸点: -259.14°C (14K), -252.87°C (20.3K)

臨界点: 32.97 K, 1.293 MPa

用途: 原料として アンモニア, 塩酸, 油分の固化(マーガリン)
還元剤 鉄鋼, ナイロン, メチルアルコールの製造

爆発限界: 空気中において水素ガス濃度4.0%~75.0%
[ガソリンは, 1.4%~7.6%]

着火: 非常に小さい着火エネルギー(0.02mJ)
[ガソリンは, 0.2mJ]

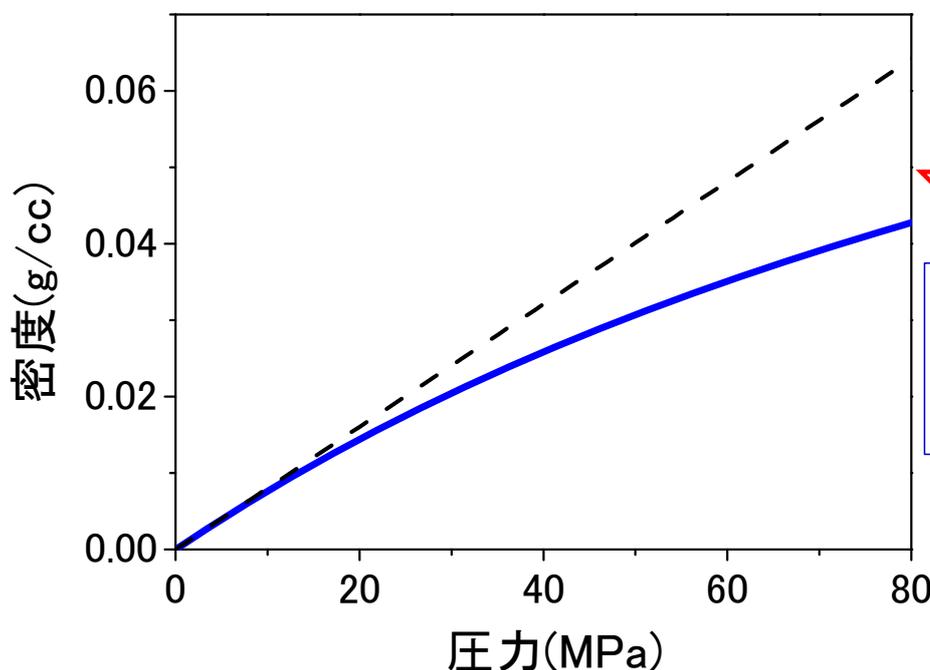
軽くてカサばって爆発しやすい



$$pV = nRT$$

$$\rho = \frac{p}{RT}$$

水素と理想気体の密度



30%

圧縮しても
体積は小さく
ならない



熱伝導率

mW/m·K (@300K)

- H₂ : **186.9**
- He : 156.7
- Air : 26.2
- N₂ : 26.0
- O₂ : 26.3
- Ne : 49.8
- Ar : 17.9



ガスクロマトグラフ測定
において重要な性質

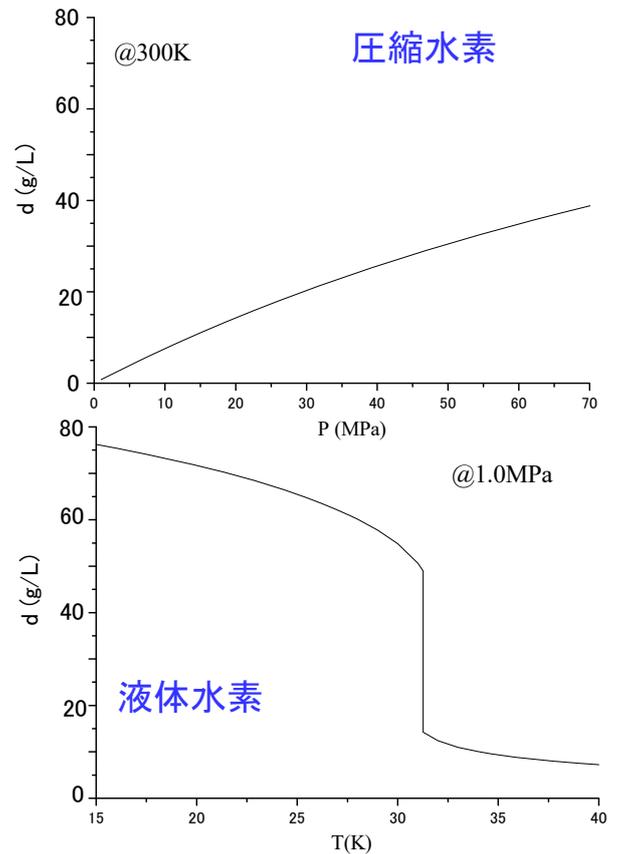
密度

0.0899 g/L
@0°C, 0.1013MPa
(Standard state)
air : 1.293 g/L

70.8 g/L
@20K, 0.1013MPa
water : 997 g/L



理想気体に近いが。。。



融解熱 : 0.117kJ/mol
(固体→液体)

蒸発熱 : **0.904kJ/mol**
(液体→期待)

オルソ→パラ転移の潜熱 : **1.01kJ/mol**

燃焼熱
LHV(H₂→H₂O-Gas) : 240kJ/mol
HHV(H₂→H₂O-Liq.) : 284kJ/mol

燃料	Lower Heating Value (LHV) kJ/g	Higher Heating Value (HHV) kJ/g
水素	120.2	142
天然ガス	47.1	52.2
ガソリン	43.4	46.5
軽油	42.8	45.8
バイオディーゼル	37.5	40.1
石炭	28.6	29.8

Lower Heating Value : エンジン燃焼
Higher Heating Value : PEFC利用時

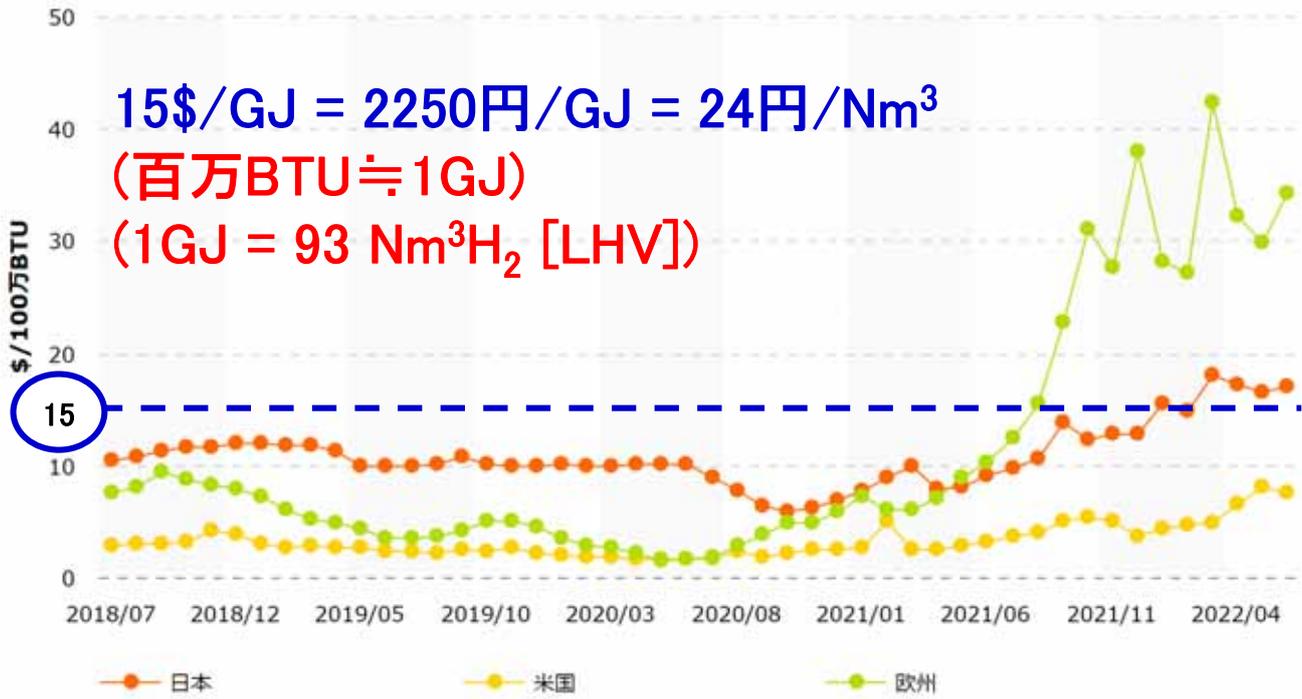
まとめると

- 0°C , 1気圧(標準状態) 22.4L : 2.0 g
→ 1Nm^3 : 89.3 g
- LHV換算で, 燃焼熱は 120kJ/g
- 1Nm^3 の水素製造に必要な電力量は, 5kWh
→ 5kWh = 18.0MJ/Nm³ の電力投入
→ (LHV換算) 10.7MJ/Nm³ の燃焼熱
(蓄電効率は熱→電力の変換効率も考慮すべき)

1. 水素の基本的性質
2. 水素のコスト
3. 水素製造コスト
4. 貯蔵と輸送



天然ガス価格の推移 (\$/mmbtu)



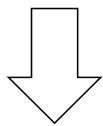
天然ガスの取引価格が水素製造コスト目標の根拠



アンモニア

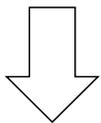
全て低発熱量(LHV)

200~400 \$/ton



@150円/\$

30~60 円/kg

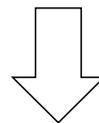


18.6MJ/kg

1600~3200 円/GJ

メタノール

25~50 円/kg



20.0 MJ/kg

1250~2500円/GJ

アンモニアおよびメタノールの熱量換算価格は LNG(2250円/GJ)と同等

CO₂→メタノール

$$\Delta H = -49.4 \text{ kJ/mol (発熱)} \quad 200 \sim 300^\circ\text{C}$$
CO₂ : 44kg→水素 : 67Nm³必要

→32kgのメタノールが生成。

1kgのメタノールを作るには, 2.1Nm³の水素を必要とし, 1.4kgのCO₂を処理できる。

水素が20円/Nm³
→42円/kg

N₂→アンモニア

$$\Delta H = -45.9 \text{ kJ/mol (発熱)}$$

1tonあたりで42800円(389\$)

N₂ : 3295円H₂ : 39520円N₂ : 11.2Nm³→水素 : 33.6Nm³必要

→17kgのアンモニアが生成

1tonのアンモニアを作るには1976Nm³の水素と659Nm³の窒素を必要とする

水素 : 20円/Nm³
窒素 : 5円/Nm³(現状, 大量製造時)



エネルギー貯蔵の本命は蓄電池か水素か？

貯めたエネルギーの電力供給コストで比較

蓄電池: 5万円/kWh → 50円/回@千回, 10円/回@五千回
年間100~500回の利用
→ ほぼ毎日利用する事で成立する？

水素: 2023年3月のLNG価格を水素供給コストに換算
→ 24円/Nm³
20円/Nm³@2050年, 30円/Nm³@2030年
→ 概ね目標通りの供給コストであれば、常識的な電力供給コストとなる



1. 水素の本的性質
2. 水素のコスト
3. 水素製造コスト
4. 貯蔵と輸送



製造能力： x [Nm³/h] → 300 ~ 30,000 ~ [Nm³/h]

設備利用率： $100y$ [%] → 5% ~ 13% ~ 20% ~ 30% ~

耐用年数： N [年] → 10 ~ 20 [年]

電力単価： z [円/kWh] → ~ 1 ~ 10 ~ 20 [円/kWh]

人件費：1000万 × M [円/年] → ??

維持費率： $100r$ [%] → 50% ~ 150% (?)

電解装置コスト： A [円/kW] → 5万円 ~ 20万円

17



$$\text{水素製造原価} = \frac{\text{設備費} + \text{運用費} + \text{維持費}}{\text{水素製造量}}$$

設備費：初期の建築費等
 運用費：電気代，人件費等
 維持費：修繕費等

製造能力： x [Nm³/h]
 設備利用率： $100y$ [%]
 耐用年数： N [年]
 電力単価： z [円/kWh]
 人件費：1000万
 × M [円/年]
 維持費率： $100r$ [%]
 電解装置コスト
 ： A [円/kW]

トータルの水素製造量 [Nm³]

$$x \text{ [Nm}^3\text{/h]} \times 24 \text{ [h]} \times 365 \text{ [日]} \times y \times N \\ = 8760xyN$$

18

3. 水素製造コスト



水素・燃料電池戦略ロードマップ～水素社会実現に向けた産学官のアクションプラン～ (全体)

供給	化石+CCS	水素コスト 30円/Nm ³ @2030 20円/Nm ³ @将来	20年代前半	<ul style="list-style-type: none"> 製造：褐炭ガス化による製造コスト (数百円/Nm³→12円/Nm³) 貯蔵・輸送：液化水素タンクの規模 (数千mi→5万mi) 水素液化効率 (13.6kWh/kg→6kWh/kg) 	<ul style="list-style-type: none"> 褐炭ガス化炉の大型化・高効率化 液化水素の効率的な輸送・大型化
	再生水素	水電解システムコスト 5万円/kW@将来	2030年	<ul style="list-style-type: none"> 水電解装置のコスト (20万円/kW→5万円/kW) 水電解効率 (5kWh/Nm³→4.3kWh/Nm³) 	<ul style="list-style-type: none"> 浪江実証成果を活かしたフィールド実証 水電解装置の高効率化・耐久性向上 地域資源を活用した水素サプライチェーン構築

水電解の効率



$$1.8 \times 96500 \times 2 \text{ [J]} = 347.4 \text{ [kJ]}$$

製造能力: x [Nm³/h]
 設備利用率: $100y$ [%]
 耐用年数: N [年]
 電力単価: z [円/kWh]
 人件費: 1000万
 × M [円/年]
 維持費率: $100r$ [%]
 電解装置コスト
 : A [円/kW]
 トータル水素
 : $8760xyN$ [Nm³]

3. 水素製造コスト



供給	化石+CCS	水素コスト 30円/Nm ³ @2030 20円/Nm ³ @将来	20年代前半	<ul style="list-style-type: none"> 製造：褐炭ガス化による製造コスト (数百円/Nm³→12円/Nm³) 貯蔵・輸送：液化水素タンクの規模 (数千mi→5万mi) 水素液化効率 (13.6kWh/kg→6kWh/kg) 	<ul style="list-style-type: none"> 褐炭ガス化炉の大型化・高効率化 液化水素の効率的な輸送・大型化
	再生水素	水電解システムコスト 5万円/kW@将来	2030年	<ul style="list-style-type: none"> 水電解装置のコスト (20万円/kW→5万円/kW) 水電解効率 (5kWh/Nm³→4.3kWh/Nm³) 	<ul style="list-style-type: none"> 浪江実証成果を活かしたフィールド実証 水電解装置の高効率化・耐久性向上 地域資源を活用した水素サプライチェーン構築



$$1.8 \times 96500 \times 2 \text{ [J/mol]} = 347.4 \text{ [kJ/mol]}$$

(1Nm³の水素には)

$$\begin{aligned}
 &\rightarrow 347.4/0.0224 \text{ [kJ/Nm}^3\text{]} \\
 &= 347.4/(0.0224 \times 3600) \text{ [kWh/Nm}^3\text{]} \\
 &= 4.3 \text{ [kWh/Nm}^3\text{]}
 \end{aligned}$$

製造能力: x [Nm³/h]
 設備利用率: $100y$ [%]
 耐用年数: N [年]
 電力単価: z [円/kWh]
 人件費: 1000万
 × M [円/年]
 維持費率: $100r$ [%]
 電解装置コスト
 : A [円/kW]
 トータル水素
 : $8760xyN$ [Nm³]

3. 水素製造コスト



供給	化石系CS	水素コスト 30円/Nm ³ @2030 20円/Nm ³ @将来	20年代前半	<ul style="list-style-type: none"> 製造：褐炭ガス化による製造コスト (数百円/Nm³→12円/Nm³) 貯蔵・輸送：液化水素タンクの規模 (数千mi→5万mi) 水素液化効率 (13.6kWh/kg→6kWh/kg) 	<ul style="list-style-type: none"> 褐炭ガス化炉の大型化・高効率化 液化水素タンクの断熱性向上・大型化
	再生水素	水電解システムコスト 5万円/kW@将来	2030年	<ul style="list-style-type: none"> 水電解装置のコスト (20万円/kW→5万円/kW) 水電解効率 (5kWh/Nm³→4.3kWh/Nm³) 	<ul style="list-style-type: none"> 浪江実証成果を活かしたモデル地実証 水電解装置の高効率化・耐久性向上 地域資源を活用した水素サプライチェーン構築



$$1.8 \times 96500 \times 2 \text{ [J/mol]} \\ = 347.4 \text{ [kJ/mol]}$$

(1Nm³ の水素には)

$$\rightarrow 347.4/0.0224 \text{ [kJ/Nm}^3\text{]} \\ = 347.4 / (0.0224 \times 3600) \text{ [kWh/Nm}^3\text{]} \\ = 4.3 \text{ [kWh/Nm}^3\text{]} \\ \rightarrow B \text{ [kWh/Nm}^3\text{]}$$

製造能力:	x [Nm ³ /h]
設備稼働率:	$100y$ [%]
耐用年数:	N [年]
電力単価:	z [円/kWh]
人件費:	1000万 $\times M$ [円/年]
維持費率:	$100r$ [%]
電解効率:	B [kWh/Nm ³]
電解装置コスト:	A [円/kW]
トータル水素:	$:8760xyN$ [Nm ³]

3. 水素製造コスト



電解装置コスト

x [Nm³/h] の水素を発生させるために
 $\rightarrow xB$ [kW] の電解設備が必要
 \rightarrow 電解設備に xAB [円] が必要

製造能力:	x [Nm ³ /h]
設備利用率:	$100y$ [%]
耐用年数:	N [年]
電力単価:	z [円/kWh]
人件費:	1000万 $\times M$ [円/年]
維持費率:	$100r$ [%]
電解効率:	B [kWh/Nm ³]
電解装置コスト:	A [円/kW]
トータル水素:	$:8760xyN$ [Nm ³]

水素1[Nm³] のコストに対する電解装置の寄与

$$xAB \text{ [円]} \div 8760xyN \text{ [Nm}^3\text{]} \\ = AB / (8760yN) \text{ [万円/Nm}^3\text{]}$$

3. 水素製造コスト



HIROSHIMA UNIVERSITY

電気代の寄与

1 [Nm³]の製造に**B** [kWh]

必要なので,

水素1[Nm³] のコストに対する
電力価格の寄与

$$zB \text{ [円/Nm}^3\text{]}$$

人件費の寄与

$$10,000,000My' / (8760xy) \\ = 1142My' / (xy) \text{ [円/Nm}^3\text{]}$$

製造能力:	x [Nm ³ /h]
設備利用率:	$100y$ [%]
耐用年数:	N [年]
電力単価:	z [円/kWh]
人件費:	1000万 $\times M$ [円/年]
維持費率:	$100r$ [%]
電解効率:	B [kWh/Nm ³]
電解装置コスト	A [円/kW]
トータル水素	$: 8760xyN$ [Nm ³]

3. 水素製造コスト



HIROSHIMA UNIVERSITY

水素1[Nm³]のコスト

$$AB(1+r)/(8760yN) + zB + 1142M/(xy) + \alpha$$

設備+維持

電気代

人件費

その他

その他: 土地代, 金利, 税金, 保険

再生水素

水電解システムコスト
5万円/kW@将来

2030年

- 水電解装置のコスト (20万円/kW→5万円/kW)
- 水電解効率 (5kWh/Nm³→4.3kWh/Nm³)

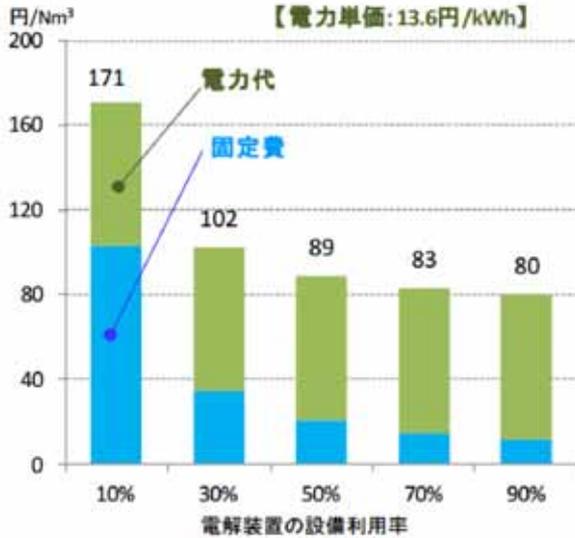
電気代は1~2円/kWhでも
4~10円/Nm³の寄与

製造能力:	x [Nm ³ /h]
設備利用率:	$100y$ [%]
耐用年数:	N [年]
電力単価:	z [円/kWh]
人件費:	1000万 $\times M$ [円/年]
維持費率:	$100r$ [%]
電解効率:	B [kWh/Nm ³]
電解装置コスト	A [円/kW]
トータル水素	$: 8760xyN$ [Nm ³]



水素1[Nm³]のコスト

$$\underbrace{AB(1+r)/(8760yN)}_{\text{設備+維持}} + \underbrace{zB}_{\text{電気代}} + \underbrace{1142M/(xy)}_{\text{人件費}} + \alpha_{\text{その他}}$$



設備利用率は50%以上を堅持する必要がある

製造能力: x [Nm³/h]
 設備利用率: $100y$ [%]
 耐用年数: N [年]
 電力単価: z [円/kWh]
 人件費: 1000万 × M [円/年]
 維持費率: $100r$ [%]
 電解効率: B [kWh/Nm³]
 電解装置コスト: A [円/kW]
 トータル水素: $8760xyN$ [Nm³]

再生可能エネルギーからの水素製造の経済性に関する分析
 日本エネルギー経済研究所 柴田 善朗氏



コスト低減のために必要なこと

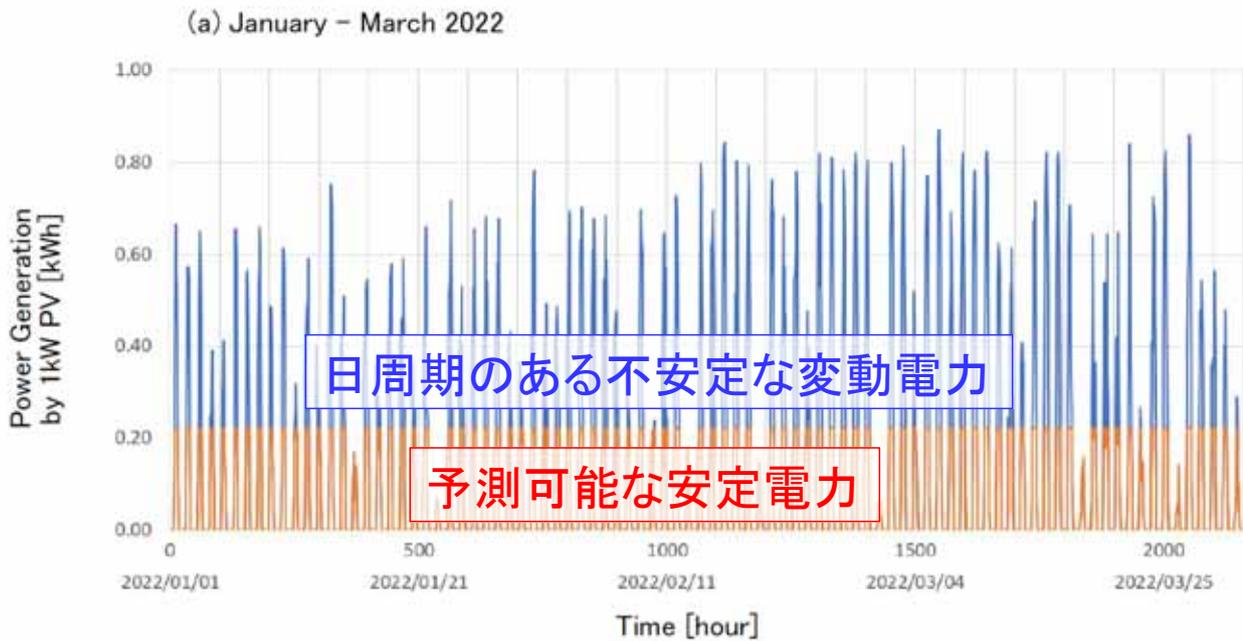
- 1. 電力単価の低減 → 1~2円以下
 - 2. 設備利用率の向上 → 60%以上
- 同時に成立させる

製造能力: x [Nm³/h] → 300~30,000 [Nm³/h]
 設備利用率: $100y$ [%] → 5%~13%~20%~30%
 耐用年数: N [年] → 10~20 [年]
 電力単価: z [円/kWh] → 1~10~20 [円/kWh]
 人件費: 1000万 × M [円/年] → ??
 維持費率: $100r$ [%] → 50%~150%
 電解装置コスト: A [円/kW] → 5万円~20万円

$$\underbrace{AB(1+r)/(8760yN)}_{\text{設備+維持}} + \underbrace{zB}_{\text{電気代}} + \underbrace{1142M/(xy)}_{\text{人件費}} + \alpha_{\text{その他}}$$



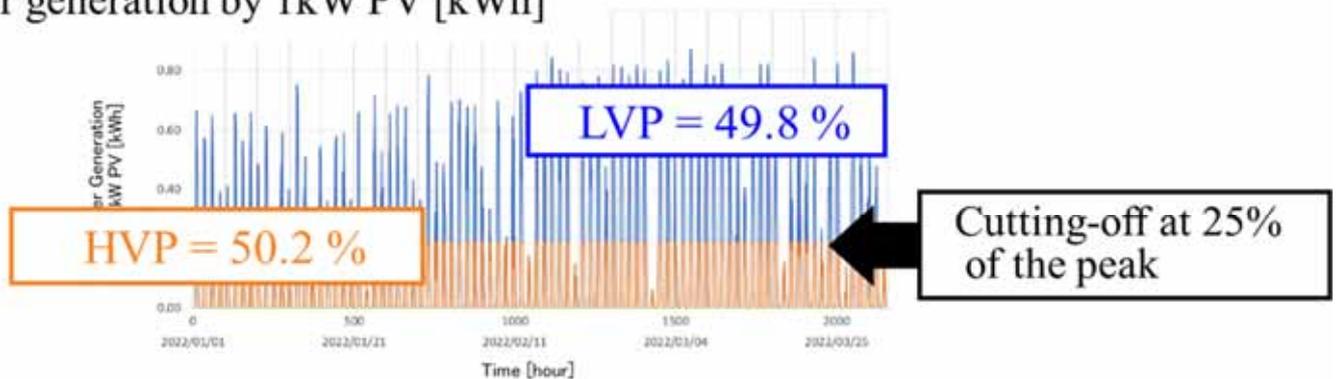
- PVのフル容量のうち、25%でカットして「高価値電力」として利用(過積載)し、残る75%を「低価値電力(余剰電力)」として運用する



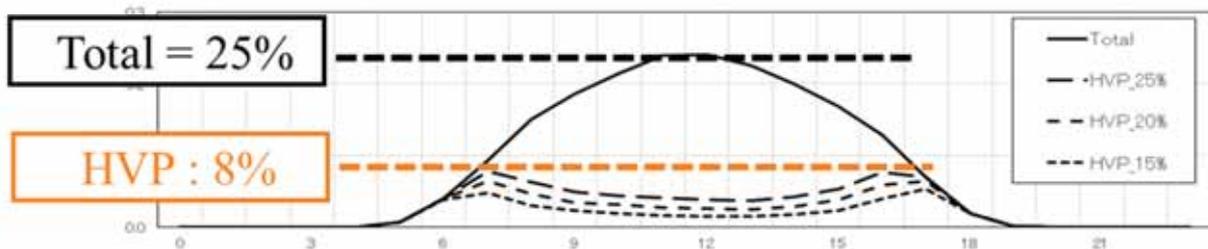
日照データ: 岩国市玖珂



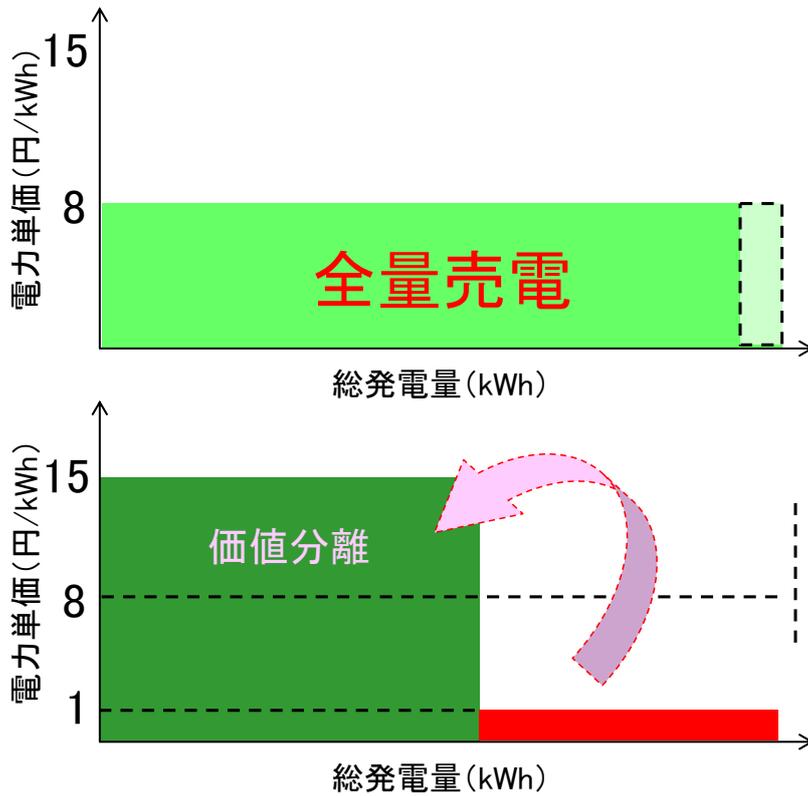
Power generation by 1kW PV [kWh]



Standard deviations in each hour of a day for HVP and LVP



☆電力単価の低減



- 一部制限により買取不可
- 変動が大きく, 送電容量の増強が必須
- 蓄電池による変動対策
- 電力の需要地で自家消費あるいはオンサイトPPA
- 変動が小さく, **ベースロード**的な扱い→**再エネ率向上**
- **変動の大きな低コスト電力を有効利用**

1. 水素の本質的性質
2. 水素のコスト
3. 水素製造コスト
4. 貯蔵と輸送

4. 貯蔵と輸送



圧縮水素

水素吸蔵合金
(常圧で保持可能)

LaNi₅系

輸送できる水素量: 約250kg

1 wt% → 100t/1t H₂
5000円/kg → 5億円/100t

1000円@1kgとして、
積荷の値段は25万円

水素貯蔵材料

MgH₂

6 wt% → 17t/1tH₂
5000円/kg → 8.5千万円/17t

※水素放出に300°C

水素の持つエネルギーの30%の熱量

ガス水素の輸送はパイプライン以外コスト的に困難

4. 貯蔵と輸送



液体水素 (liq. H₂) @ -253°C

- 単純で高純度水素

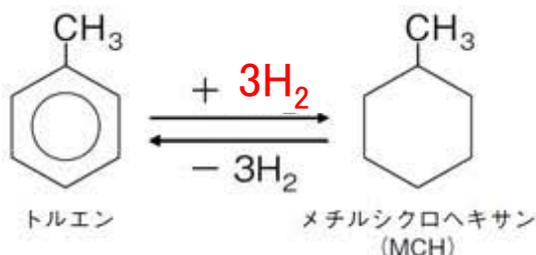
液化メタン (CH₄) @ -162°C

- LNG技術を利用可能

液化アンモニア (NH₃) @ -33°C

- 肥料, 素材としての技術を利用可能, 備蓄も可

メチルシクロヘキサン @ RT (101°C)



メタノール

ジメチルエーテル, プロパン

- 化学品としての側面

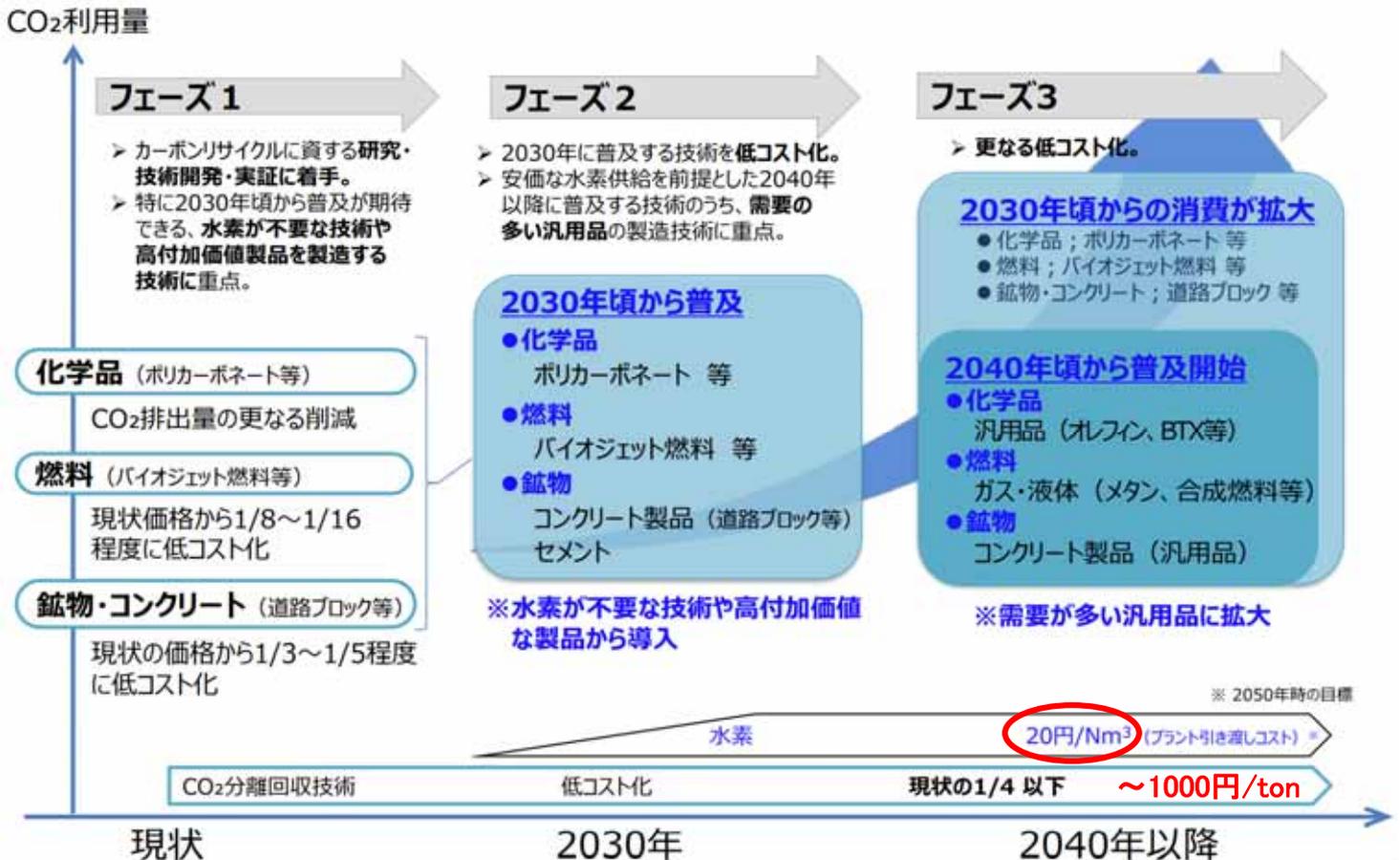
- CO₂取扱いのルール
- 毒性・悪臭
- ブルー水素の先行き
- 現インフラとの接続性

- 石油インフラを利用可能(備蓄)



	エネルギー密度	備考
液化天然ガス	0.46kg/L→25MJ/L@110K	高断熱
液体水素	0.07kg/L→8.5MJ/L@20K	超高断熱 LNGの3割強
液体アンモニア	0.64kg/L→14.4MJ/L@240K	LNGの6割弱
MCH	0.77kg/L→5.7MJ/L@室温	脱水素に1.4MJ/Lの熱が必要
MeOH	0.79kg/L→18.0MJ/L@室温	LNGの7割強 CO ₂ 排出

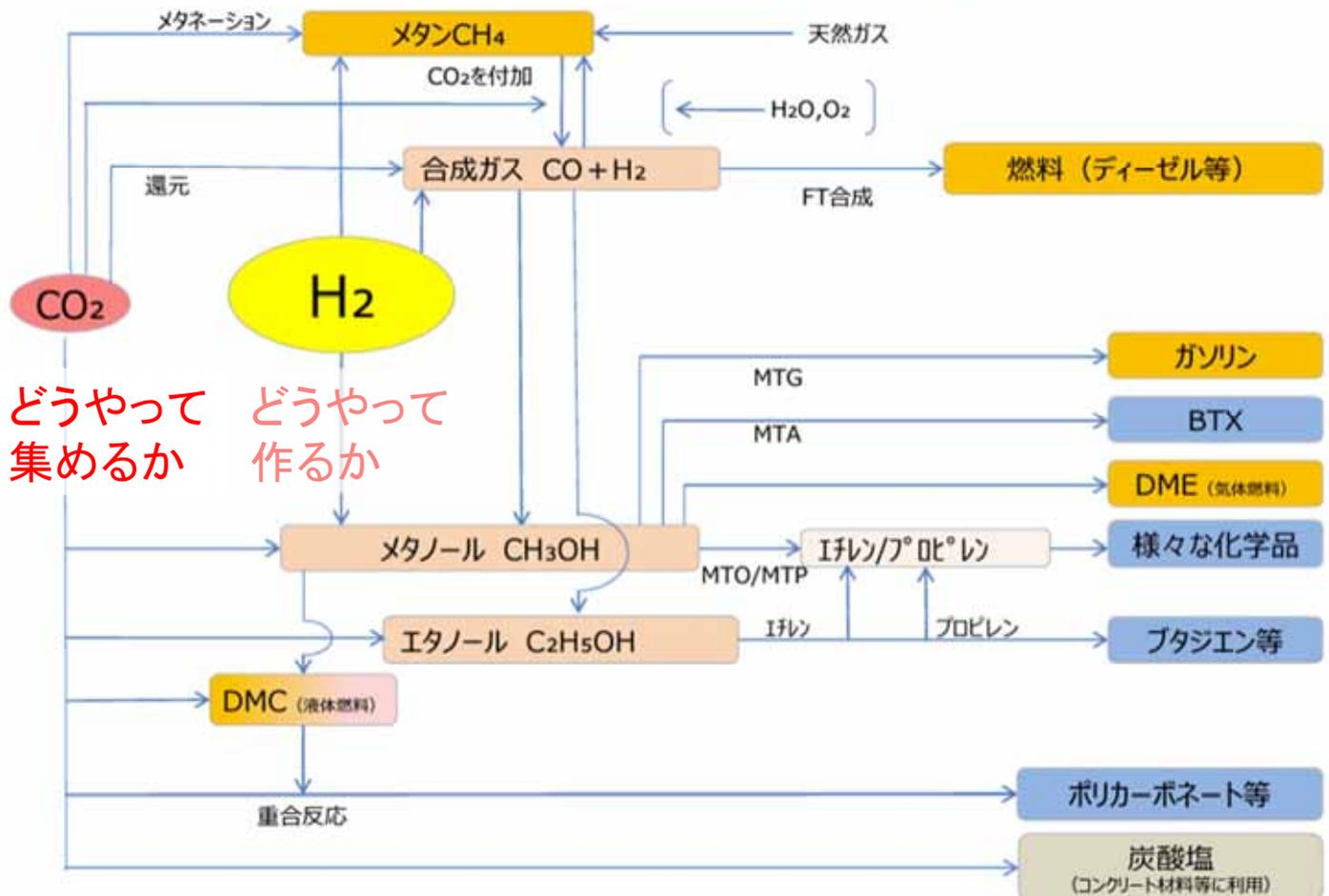
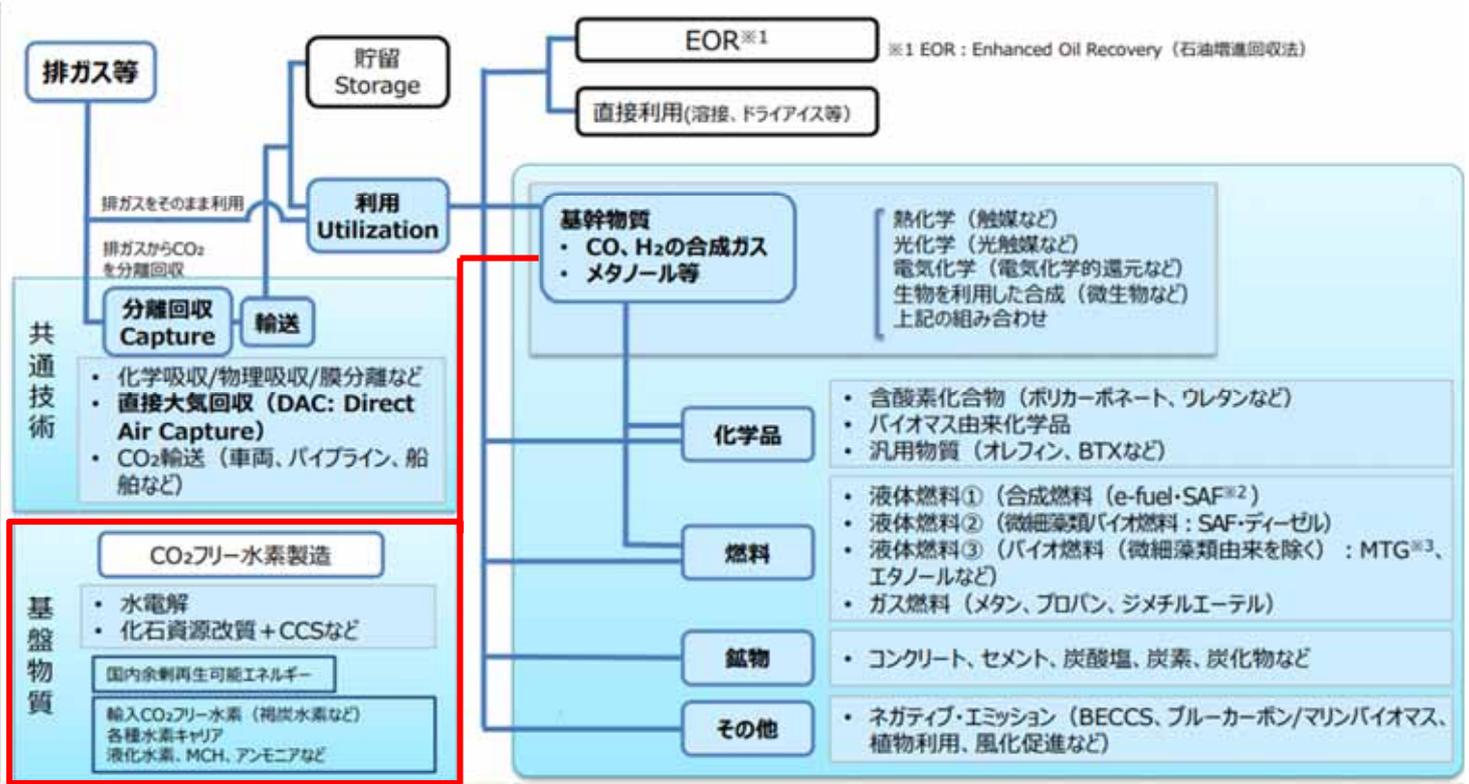
4. 貯蔵と輸送





CR技術の全体像

CR製品の製造コストは水素の供給コストに強く依存





CO₂ → **メタン** (メタネーション; サバティエ反応)



$\Delta H = -164.9 \text{ kJ/mol}$ (発熱) 250~550°C

CO₂ : 44kg

→ 水素 : 90Nm³ 必要

メタンの燃焼熱は 50kJ/g(LHV)

→ 0.76MMBTUのメタンが生成

1MMBTUあたりで **2850円 (26 \$)**

CO₂ : 464円 (4.2 \$)

H₂ : 2380円 (22 \$)

1MMBTUのメタンを作るには, 119Nm³の水素を必要とし,
58kgのCO₂を処理できる。

水素 : 20円/Nm³

二酸化炭素 : 5000円/トン



CO₂ → **メタノール**



$\Delta H = -49.4 \text{ kJ/mol}$ (発熱) 200~300°C

CO₂ : 44kg

→ 水素 : 67Nm³ 必要

→ 32kgのメタノールが生成。

1kgあたりで **49円**

CO₂ : 7円

H₂ : 42円

1kgのメタノールを作るには, 2.1Nm³の水素を必要とし,
1.4kgのCO₂を処理できる。

水素 : 20円/Nm³

二酸化炭素 : 5000円/トン

CO₂→エタノール

$$\Delta H = -174.1 \text{ kJ/mol} (\text{発熱})$$
CO₂ : 44kg→水素 : 67Nm³必要

→23kgのエタノールが生成

エタノールの密度は0.79kg/Lなので、

23kgのエタノールは29Lとなる

1Lあたりで**54円**CO₂ : 7.5円H₂ : 46円

1Lのエタノールを作るには2.3Nm³の水素を必要とし、
1.5kgのCO₂を処理できる

水素 : 20円/Nm³

二酸化炭素 : 5000円/トン

CO₂→メタン

全てLHVで試算

水素が20円/Nm³→26 \$ /MBTU→2700円/GJ

(7 ~ 12 \$ /MBTUで推移→730 ~ 1250円/GJ)

CO₂→メタノール水素が20円/Nm³→49円/kg→2500円/GJ

(25 ~ 50円/kgで推移→1280 ~ 2500円/GJ)

CO₂→エタノール水素が20円/Nm³→54円/L→2600円/GJ

(126 ~ 128円/Lで推移→6100円/GJ)

水素20円/Nm³は1851円/GJ

エネルギー的にはほぼ等価で、原料としての側面で価格が決まる

メタノール(の可能性)

- メタノールはオクタン価が高く, 高効率燃料になりうる
- 大崎上島 MGCターミナル(株): 23,500kL × 4基, 115kL
- 化学用途: 酢酸, ホルマリンなどの化学原料, 溶媒として
- 燃料用途: DMFCの燃料
- 脱水反応によりDMEを合成可能, LPGとDMEは混合して利用可能
- DMEはセタン価が高く(55~60, 軽油: 40~55)軽油代替の可能性

まとめ

- 水素の製造コスト目標は天然ガスの取引価格で決まっている
- アンモニアおよびメタノールの取引価格も天然ガスと同程度(熱量当たり)
- (石炭は100ドル/トン→600円/GJで天然ガスの1/3程度)
- エネルギーとしての液体水素およびMCHのマーケットはまだない
- 水素を目標コストかつ必要量製造可能か?