

# 再生可能エネルギー社会におけるシステム構成 と水素利用ならびに経済波及効果

## 北海道水素地域づくりプラットフォーム



北海道職業能力開発大学校  
近久 武美

2019年11月25日

# 身近に迫る異常気象



<http://ef81hokutosei.way-nifty.com/blog/2014/08/27...>

頻発する集中豪雨や土砂崩れ



<http://www.47news.jp/47topics/e/229018.php>

竜巻



<http://jp.reuters.com/article/topNews/idJPTYE89002V20121001>

魚類生息地の変化



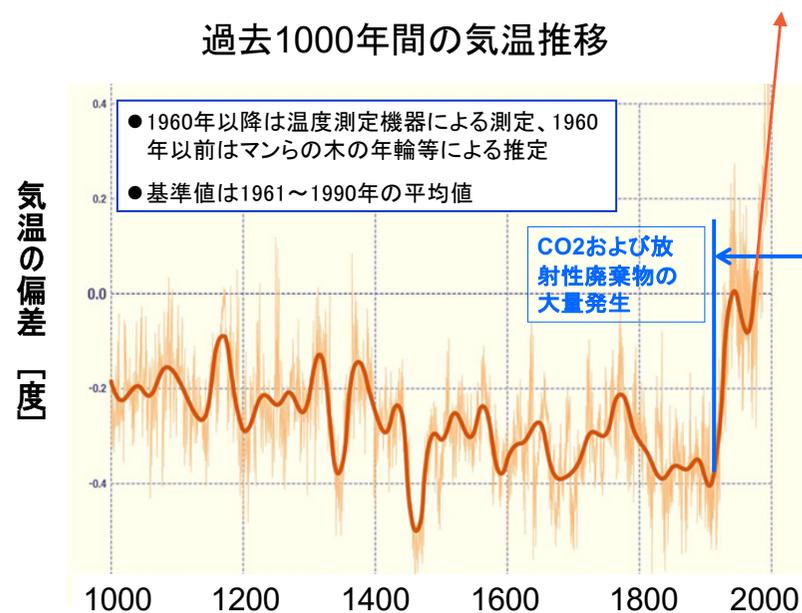
<http://www.atlanta.us.emb-japan.go.jp/nihongo/mosquitowarning.html>

北上するデング熱媒介蚊

# 地球温暖化に対する大きな危惧

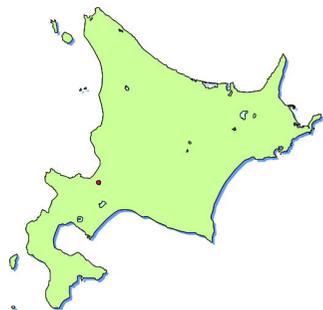


# 過去1000年間の気温推移



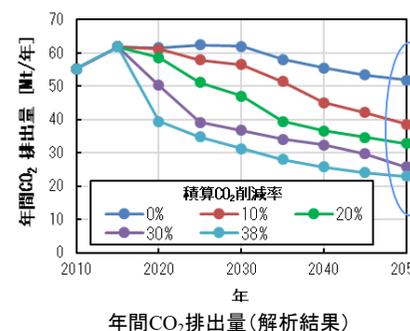
## CO<sub>2</sub>削減限界とエネルギー構成

～北海道を対象とした分析からわかるもの～



## ケース設定とCO<sub>2</sub>排出量

2050年までの積算CO<sub>2</sub>排出量の制約条件を変化させた複数のケースを設定

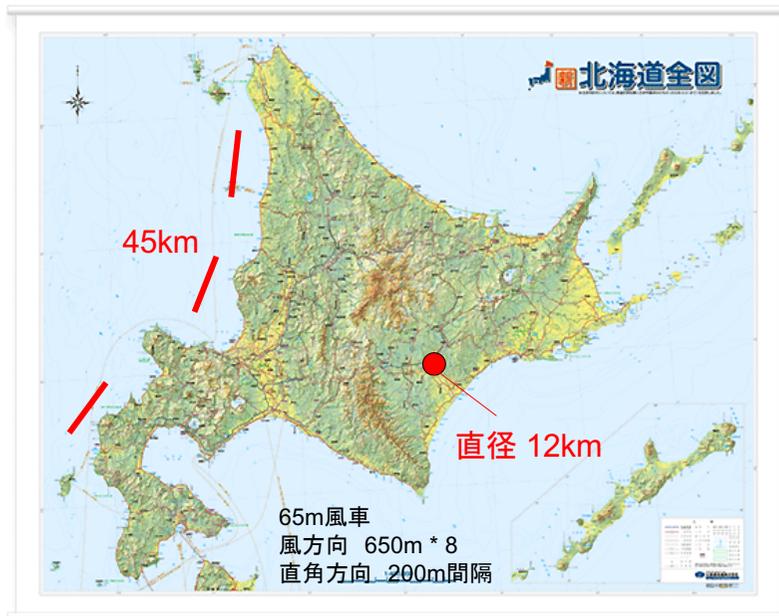


積算CO<sub>2</sub>削減率 (ケース設定)    2013年比削減率 (2050年)

0%	18.0%
10%	39.1%
20%	48.2%
30%	59.4%
38%	63.8%

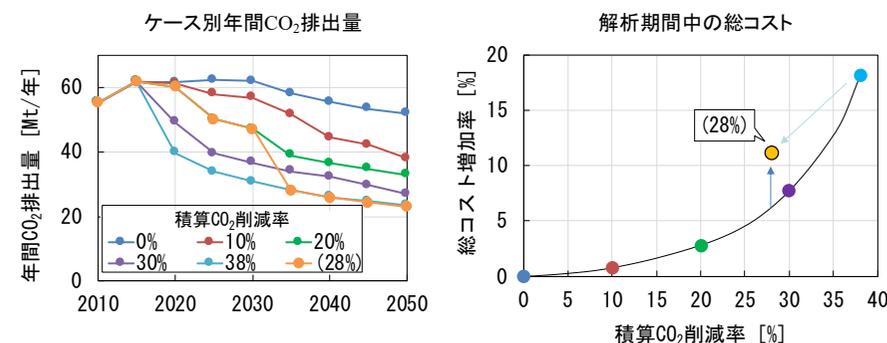
- 積算削減率0% (BASE) ケースとは、CO<sub>2</sub>削減制約を与えずにコストが最小となるエネルギーシステム構成を選択したものを。
- その他のケースの積算削減率は、コスト最小ケースから2050年までの積算でCO<sub>2</sub>を何%削減したかを表す。

## 自然エネルギーに必要な面積はわずか



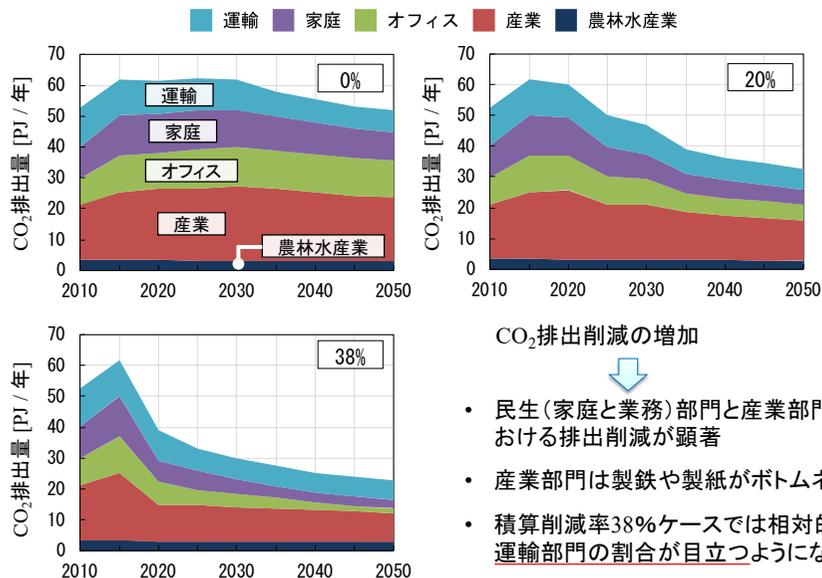
6

## CO<sub>2</sub>排出量制約と総コスト変化



- CO<sub>2</sub>積算削減率を増大させるほど、早期から排出削減が行われる。
- 2020～2030年の新規設備導入を抑制し、その後限界量まで減らす場合 (黄色線のケース)、水色ケースと比べて少ないコストで2050年の削減率を同一にできる。ただし、積算CO<sub>2</sub>を減らすには早期から削減対策を行う方がよい。

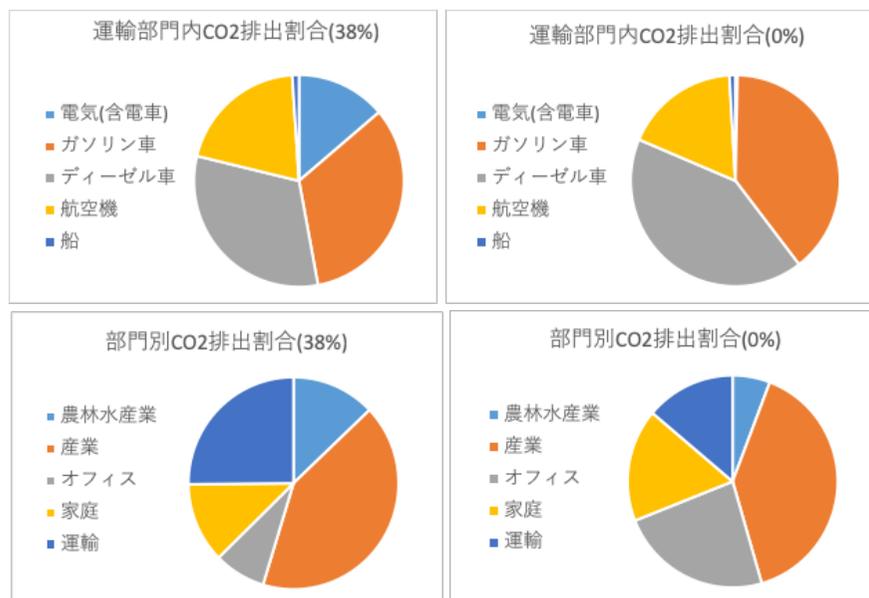
## 部門別CO<sub>2</sub>排出量



## 長期エネルギー解析による知見

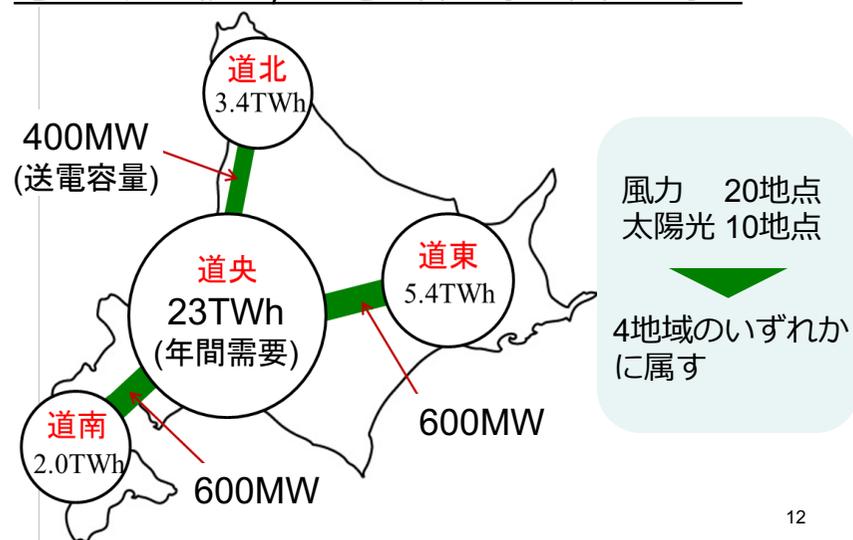
- 比較的小さいコストで長期間にわたるCO<sub>2</sub>を減らすには、早期にCO<sub>2</sub>削減に有効な設備を導入するのがよい。
- 2010～2050年の積算CO<sub>2</sub>削減率が20%（2050年の削減率50%）までは比較的容易であるが、投入コストを増やしても、積算CO<sub>2</sub>削減率38%（64%@2050）以上にできない。
- CO<sub>2</sub>総量の削減制約を与えると、電力部門の低炭素化が大きく進行し、特に民生部門の低炭素化が進む。
- ただし、製鉄等を含む特定産業部門で炭酸ガス排出が残るほか、運輸部門の低炭素化が十分に進まず、特にディーゼル車の炭酸ガス排出が課題として残る。

## 運輸部門内CO<sub>2</sub>排出構成



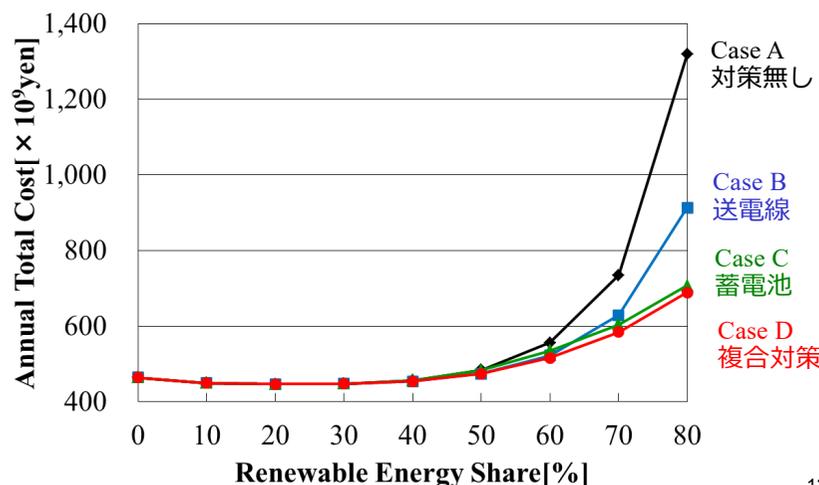
## 自然エネルギーの可能性詳細分析

電力需要の偏り，送電線容量等の制約を考慮



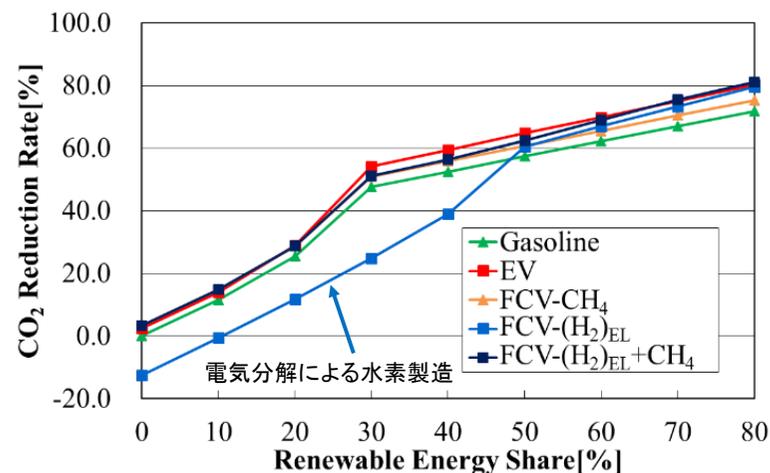
## 社会コストはそれほど上がらない

2030年予想価格を用いた総コスト比較



13

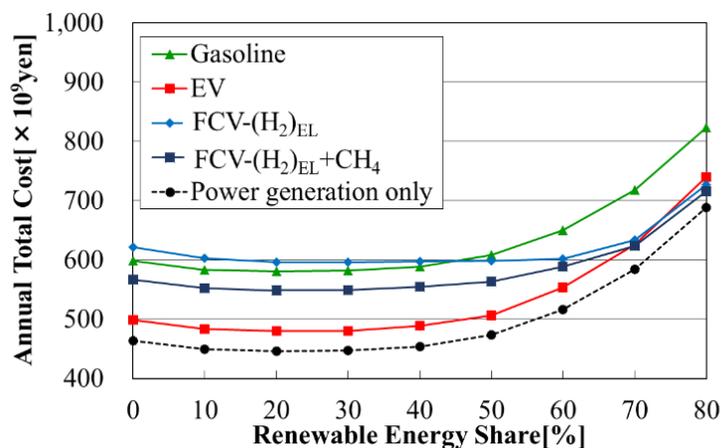
## 運輸エネルギー別CO<sub>2</sub>削減効果



余剰電力による水素製造 > 天然ガス水素製造 >> 系統電力による水素製造

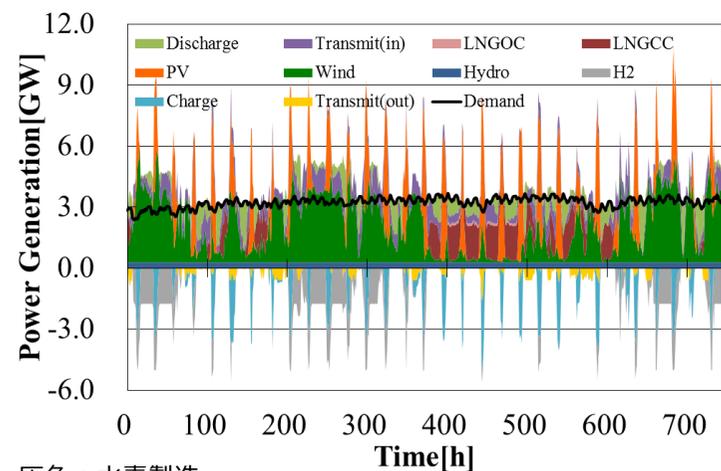
## 発電および乗用車部門の総コスト

縦軸: (系統電力供給コスト) + (乗用車用燃料コスト) ※輸送部門を全部は含んではいない  
横軸: 全系統電力に占める風力および太陽電池の割合  
(10%を占める水力は横軸に含まれていない)



## 蓄電池と水素変換の運転パターン例

Case C, 再生可能エネルギー80%, 1月

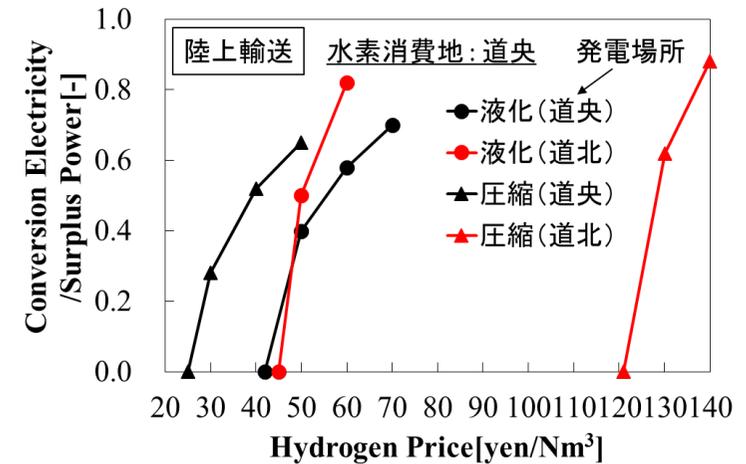


灰色: 水素製造

## 地域・時間分解解析による知見

- 経済産業省資源エネルギー課による2030年のコスト推計値を用いた場合、再生可能エネルギー割合が50%程度までは余剰電力の発生は少なく、社会コスト増加もわずかである。
- 再生可能エネルギー大量導入時の余剰電力発生によるコスト上昇は、蓄電池導入と送電線増強を適切に組み合わせることにより抑制できる。
- この余剰電力を用いて水素製造し、運輸部門で利用することが社会コストおよび利便性の点で望ましい。その場合には、再生可能エネルギーが主体となった社会を形成可能である。

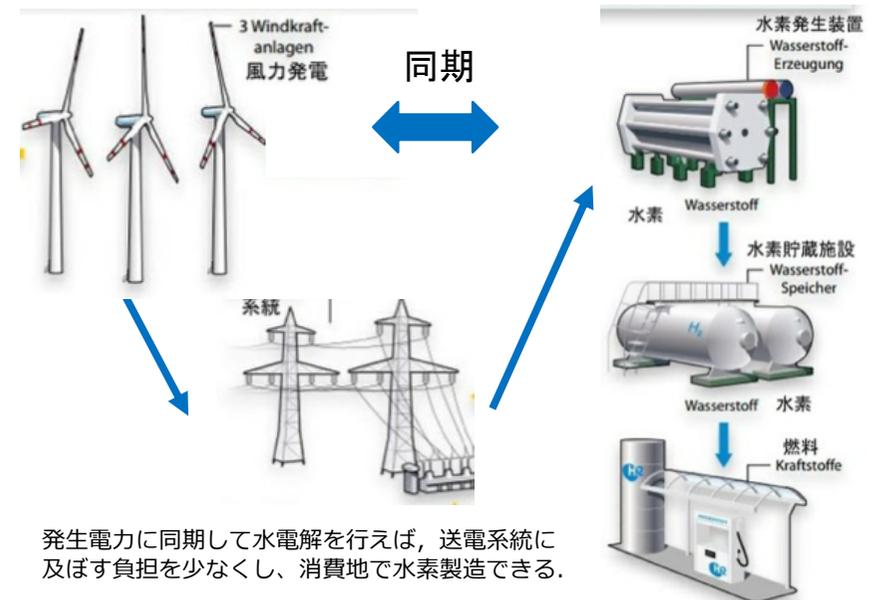
## 水素輸送法とコスト



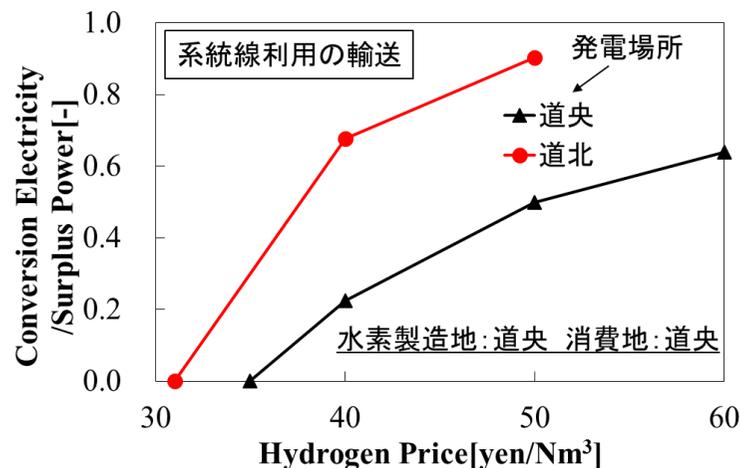
## 余剰電力利用の最適水素製造・利用法



## 低系統電力負荷・水素製造の提案



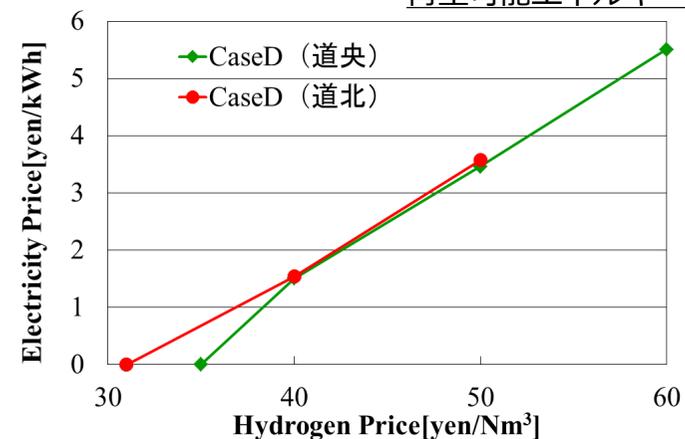
## 系統線利用 水素製造のコスト比較



道央で水素製造・消費する場合、道北の余剰電力利用が有利

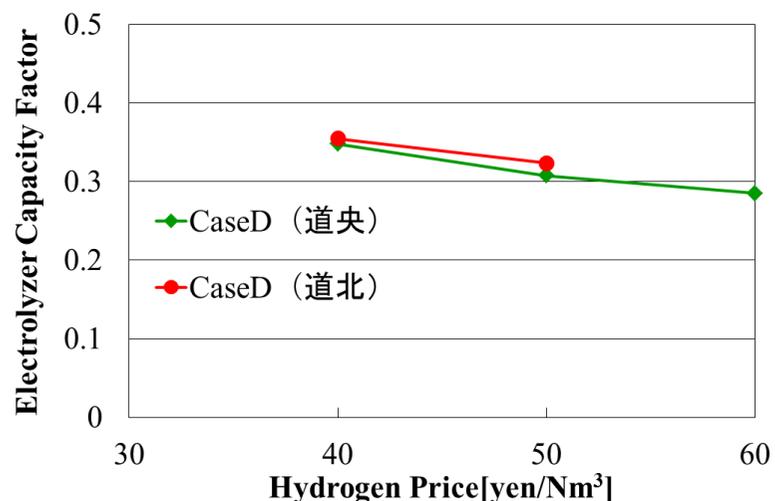
## バランスする水素製造電力価格

再生可能エネルギー割合80%



- 35円/Nm³程度の水素価格とするためには、余剰電力がほぼ無料で利用可能でなくてはならない。
- 余剰電力価格が5円/kWh程度の場合には、水素価格は60円/Nm³程度まで上昇する。

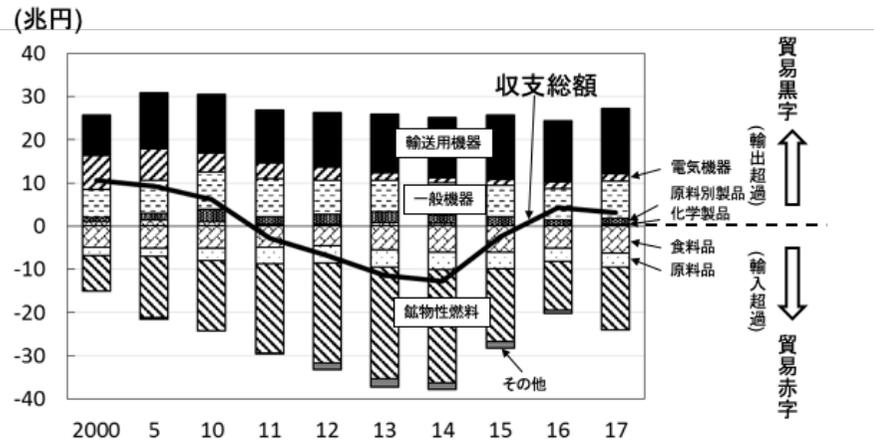
## 水電解設備利用率



## 水素製造・輸送解析による知見

- 電気自動車は社会コスト的に有利であり、水素燃料電池と同程度のCO<sub>2</sub>削減効果があるが、再生可能エネルギーの変動緩和効果はない。
- 余剰電力を利用した水素製造は、コストおよびCO<sub>2</sub>削減の点から意義があり、長距離バス・トラックで将来用いるべきである。
- 水素製造地からステーションまで70km以内では圧縮水素が有利であり、それ以上の長距離輸送では液体水素が適している。また、発電変動に同期した水素製造を遠隔地で行うことは、系統負担が少なく有望と思われる。
- 水素製造装置の稼働率は概略30~35%程度であり、水電解に用いる余剰電力価格が0円/kWhでは水素製造価格は35円/Nm³程度、5円/kWhでは60円/Nm³程度となる。

## 輸入の大部分はエネルギー



経済産業省製造産業局 H30. 3. 19 資料より 25

## まとめ

- 再生可能エネルギーを主体とした地産地消型エネルギーインフラ形成はお金の地域循環を促し、雇用創出、エネルギー自給、環境保全の点で有利となる。
- CO<sub>2</sub>削減制約を大きくすると、風力および太陽光が増加し、天然ガス火力はバックアップ運用となる。この際、変動に伴う余剰電力により水素製造し、運輸部門で利用するのが最も合理的である。
- 水素製造地からステーションまで70km以内では圧縮水素が、それ以上では液体水素が適している。また、発電変動に同期した水素製造を遠隔地で行うことも有望な選択である。
- こうした社会づくりには政治のリードが最も重要である。

27

## 自然エネルギーは地域を豊かにする

- 市民による投資
- お金の地域循環



少々高くてもいいじゃないか



26

## 総コストと余剰電力の定義

Slide 28 of 32

### 総コスト (全電力事業者によるコストの総和)

電力供給設備, 変動対策設備において1年間で消費するコストの合計

- 発電設備, 蓄電池, 送電線に要する費用の総和
- 設備費 (金利3%), 運用費, 燃料費を考慮
- 再生可能エネルギーが十分安価になった2030年の値
- 蓄電池はNaS電池を想定

### 余剰電力

$$= [\text{再エネ発電量}] - [\text{電力需要への再エネ供給量}]$$

(充放電ロス, 送電ロス含む)

経済産業省・資源エネルギー庁  
 発電コスト検証ワーキンググループ 2030年推定

	Hydro	Coal	LNGCC	LNGOC	Wind	PV
Initial cost [10 <sup>3</sup> yen/kW]	640	250	120	83.8	252	222
Fixed O&M cost [10 <sup>3</sup> yen/kW/year]	9.1	10	3.7	0.74	5.3	3.2
Variable cost [yen/kWh]	0.20	9.1	14	16	0.30	0.20
Useful life [year]	40	40	40	40	20	30

風力発電（設備利用率25%）の発電コストは12円/kWh程度に相当

アルカリ水電解装置コスト

Electrolyzer	
Initial cost[yen/kW]	75.2 × 10 <sup>3</sup>
O&M cost[yen/kW/year]	2.26 × 10 <sup>3</sup>
Conversion efficiency[Nm <sup>3</sup> /kWh]	0.222（電解効率 79%）
Lifetime	30

NaS電池

Cost items	NaS battery <sup>[1]</sup>
Initial cost[10 <sup>3</sup> yen/kW]	47.4
Initial cost[10 <sup>3</sup> yen/kWh]	38.6
Fixed O&M[10 <sup>3</sup> yen/kW/year]	3.38
Variable O&M[yen/kWh]	0.233
Useful life[year]	15

[1] B. Zakeri, S. Syri, Renew. Sustainable Energy Rev, 42, 569–596, (2015)

送電線

Cost items	Transmission line
Initial cost[10 <sup>3</sup> yen/kW]	1315
Fixed O&M[10 <sup>3</sup> yen/kW/year]	9.9
Useful life[year]	15

車両・水素製造

仮定：ガソリン車の50%→燃料電池車またはEV  
 燃料電池需要を満たすように水素を製造  
 4地域での人口に比例し車両を配分

輸送方法 地域内→圧縮水素 地域外→液化水素

液化水素	液化	28.6[yen/Nm <sup>3</sup> ]
	輸送	1.6[yen/50km・Nm <sup>3</sup> ]
圧縮水素	圧縮	5.97[yen/Nm <sup>3</sup> ]
	輸送	18.25[yen/50km・Nm <sup>3</sup> ]

それぞれの地域(道央以外)の燃料電池車の水素需要を満たす分を  
 地域内で消費, それより多く水素が作られた場合は道央に送る