



ゼロカーボン社会構築に必要な 課題

— 電源, 水素, CCS —

2019.6.24

科学技術振興機構 (JST)

低炭素社会戦略センター (LCS)

山田興一

内 容

1. LCS (Center for Low Carbon Society Strategy) について
2. LCSのビジョン:「明るく豊かな低炭素社会」
3. 2050-2070年での排出量ゼロ電源の実現に向けて:
電源構成、コスト、開発課題
4. 炭素循環社会の実現に向けて:
CCS (DACも含む)のコストとエネルギー原単位
5. ゼロカーボン水素の活用に向けたコスト低減の課題
6. ゼロカーボン社会に向けた産業構造の変革:
ゼロカーボン社会変遷途上の産業構造とGDP、
CO₂削減率例

1. LCS(Center for Low Carbon Society Strategy)について



文部科学省が策定した「低炭素社会づくり研究開発戦略」に基づき、2009年12月に低炭素社会戦略センター(LCS)を設置。

【目的・目標】

パリ協定の発効等を受け、我が国の経済・社会の持続的発展を伴う、科学技術を基盤とした明るく豊かな低炭素社会の実現に貢献するため、望ましい社会の姿を描き、その実現に至る道筋を示す社会シナリオ研究を推進し、低炭素社会実現のための社会シナリオ・戦略を提案する。

1. 定量的技術シナリオの研究

- ・低炭素社会実現に貢献する技術の性能やコスト、CO2排出削減効果などの経時発展を定量的に検討。
- ・低炭素技術を組み合わせた電力等のエネルギーシステムや、CCSの定量的技術評価。

2. 定量的経済・社会シナリオの研究

- ・低炭素社会構築に向けて導入すべき経済制度と社会制度を分析・設計し、日本全体の経済効果やCO2排出削減量を定量的に検討。

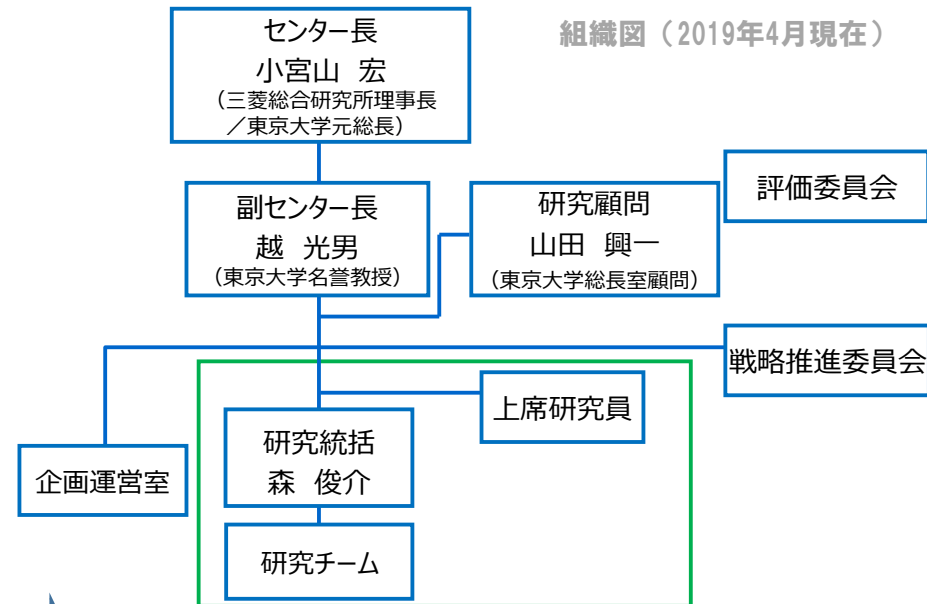
3. 持続可能で活力ある明るい低炭素社会システム・デザインの研究

- ・定量的技術シナリオで試算した技術の性能やコスト等を定量的経済・社会シナリオに導入し、技術導入による経済性の評価を通じて、明るく豊かな低炭素社会像の選択肢の提示。

成果公表
知見提供

- ・イノベーション政策立案提案書の作成・公表
- ・LCSシンポジウム(毎年開催)による成果発表
- ・G20シンクタンク会議(T20)への参加、貢献
- ・JST各事業、文部科学省等への知見提供
etc.

組織図(2019年4月現在)



2. LCSのビジョン:「明るく豊かな低炭素社会」

LCSが目指す明るく豊かな低炭素社会

- ・2100年での上昇温度努力目標:1.5°C
- ・温室効果ガスの排出:
 - 2050年以降の早い時期にゼロエミッションを達成
- ・明るい豊かさの実現:一定の経済成長の実現

⇒取り組むべき課題

- ・ CO₂排出量ゼロ電源の早期実現
(必要個別技術提示とそれらの事前定量評価)
- ・ 発電可能量の増大と電力有効利用
- ・ ゼロカーボン社会に向けた産業構造の変革

世界経済成長率、CO₂/GWP低下率の上昇温度への影響

2100年での上昇温度1.5°Cの達成と年2~3%のグローバルな経済成長の両立に向けては、CO₂/GWP(Mt-CO₂/B\$/y)を過去の1.5倍以上の速度で低下させ、2067年にはゼロカーボンを実現する必要がある。

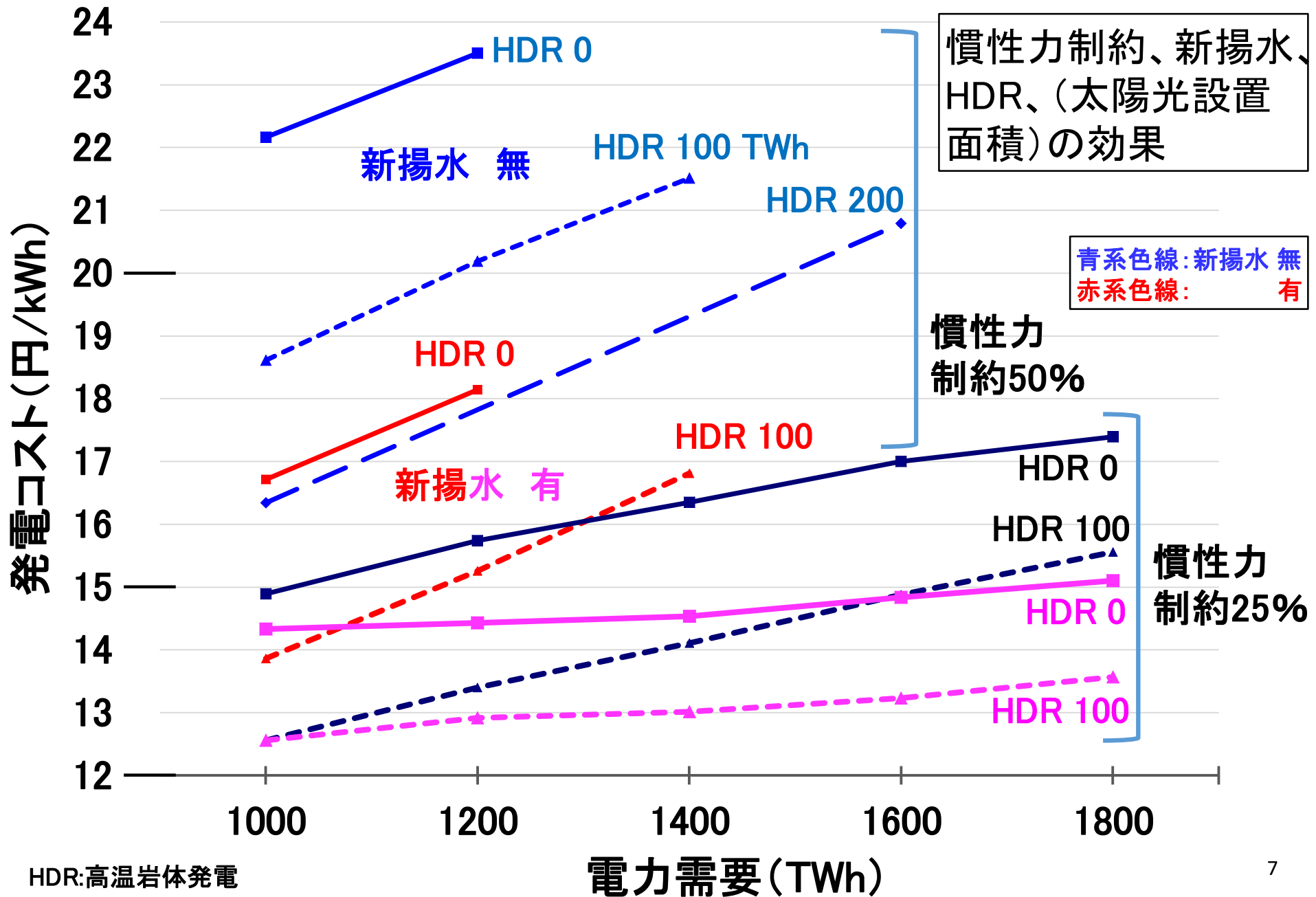
CO ₂ /GWPの年低下率 (Mt-CO ₂ /B\$/y)	GWP 成長率 (%/y)	2100年での 上昇温度(°C)
① 0.0049 (過去100年の平均値)の低下率でCO ₂ 排出量は2104年にゼロになる。	2.0	2.0
	3.0	2.5
	4.0	3.4
② 0.0067 (過去40年平均値)でCO ₂ 排出量は2080年にゼロ。	2.0	1.6
	3.0	1.8
	4.0	2.1
③ 0.0083 CO ₂ =0 in 2067	2.0	1.4
	3.0	1.5

3. 2050年排出量ゼロ電源の実現に向けて： 電源構成、コストと開発課題

ゼロカーボン社会の実現に向け、排出量ゼロの実現が可能な電源については、2050年でのゼロカーボン実現を目指す

- 慣性力制約を50%としても、現在の電力需要(1000TWh/y)の充足は14円/kWhで実現可能となる。その際のポイントは、
① 太陽光発電量 830TWh/y, ② 新揚水発電追加 250TWh/y, ③ 高温岩体発電追加 100TWh/y が必要となる。
- 慣性力制約を25%とし再生可能エネルギーの追加導入を進めると、他産業エネルギー源の電力への転換、情報化の進展等に伴う電力需要が増加したとしても、1800TWh/yの電力需要の充足は16円/kWhで実現可能。その際のポイントは、太陽光発電量1400TWh/y の増加に対応することである。

ゼロカーボン電源の発電コストと電力需要



4. 炭素循環社会の実現に向けて:

ゼロ炭素に向かうための、DACを含むCCSの重要性

CO₂回収・輸送・貯留コスト（100%回収,貯留）

対象	CO ₂ 直接空気回収(DAC)		石炭火力発電排ガス
プロセス	KOH - CaCO ₃ 法		アミン法 + DAC
回収率	100%		100%(アミン99,DAC1%)
CO ₂ 回収濃度	400ppm → 107ppm		13.4% → 0.16%, 107ppm
立地・貯留場所	国内	海外	国内
回収エネルギー消費 (MJ/kg-CO ₂)	8.8	8.8	3.3
建設・操業コスト (円/kg-CO ₂)	39.3	28.9	6.0
貯留コスト (円/kg-CO ₂)	1.3	1.3	1.3
計 (円/kg-CO ₂)	40.6	30.2 (NG価格差)	7.3

5. ゼロカーボン水素の活用に向けたコスト低減の課題

石炭+CCSによる水素製造は、PV+蓄電池と同等のコストで成立

水素製造コスト(CO₂排出量=0)

エネルギー源 コスト	PV+蓄電池 (3時間分) (8円/kWh)	バイオマス (10円/kg)	石炭(10円/kg) (豪製造,海上輸送)
製造コスト	円/MJ-H ₂		
変動費計	3.3	1.3	1.5(水素製造)
			1.1(液化・輸送・基地)
固定費計	2.3	0.6	1.2(水素製造)
			1.9(液化・輸送・基地)
合計	5.6	1.9	5.7(内CCS 1.0)

天然ガス: 1.6円/MJ

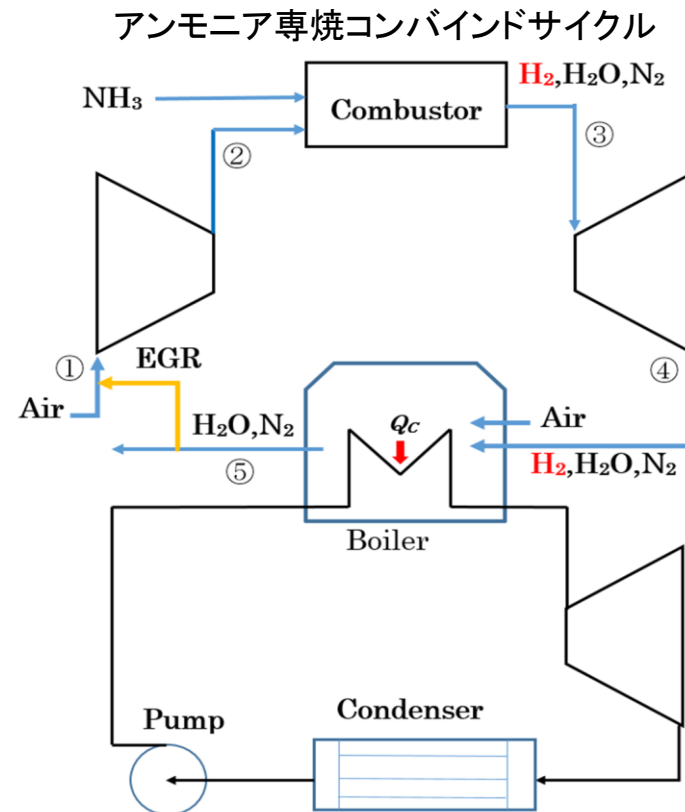
次世代高効率・クリーンコンバインドサイクル

アンモニアは水素よりも経済性、安全性の面で発電に有利

	水素	アンモニア	
課題	逆火・燃焼振動 NOx濃度	低燃焼速度	
HRSG (Heat Recovery System Generator)	燃焼排ガスの排熱	NH3リッチ燃焼での排出H2の燃焼	
タービン入口温度(=燃焼器出口温度)の制約	NOx排出基準	タービン耐熱温度(1700°C)	
出力代表例 注	全出力(Mw)	174	234
	燃料流量(Nm ³ /s)	32.5	50.9
	燃焼器圧力(bar)	25	25
	当量比	0.4	1.2
	EGR	0.5(H2O)	0.5(N2)
	排出NO濃度(ppm)	540	3.7
	熱効率	0.64	0.70

- ・ガス流量 300 kg/s、スチームタービン 600°C級 USC(25MPa) で計算
- ・水素発電の脱硝費 0.3円/kWh

海外製造、日本へ輸送コスト : 水素 (製造費 3.7+ 輸送費 1.1 = 4.8円/MJ)
アンモニア (2.9+0.3 = 3.2円/MJ)



6. ゼロカーボン社会に向けた産業構造の変革:

産業の変化から日本全体のCO₂排出量を計算する手法を開発した
産業連関分析結果

ケース		2013年 実績	2050年(電力部門のCO ₂ 排出量98%減)				
			0	1	2	3	4(統合)
計算条件	電力需要[TWh]	982	1023	1029	1082	1287	1514
	鉄鋼			高炉0.5倍 電炉1.5倍 輸出0.5倍			高炉0.5倍 電炉1.5倍 輸出0.5倍
	EV車, RS普及					EV100% RS50%	EV100% RS50%
	都市ガス						100%電化
	訪日旅行者, 医療費				旅行者10兆増 医療30兆円増		旅行者10兆増 医療30兆円増
計算結果	GDP[兆円]	503	510	509	552	511	554
	輸出[兆円]	77	77	76	93	77	92
	輸入[兆円]	92	84	83	88	78	80
	CO ₂ 排出削減 率(2013年比)[%]	-	40	44	36	51	56

まとめ

- ・2067年までにゼロエミッションを達成できれば、経済成長率3%でも2100年における気温上昇を1.5°Cに抑制可能である。
- ・新技術(慣性力、新揚水、高温岩体地熱)を導入できれば、電力需要が1.8倍まで伸びた場合でも、現在とほぼ同水準の発電コスト(15円/KWH)を維持することが可能である。
- ・日本全体のCO₂排出を明らかにする必要がある、産業の変化から計算する手法を開発した。例としてCO₂を1/2程度削減する産業構造を示した。

以下參考資料

温度上昇計算式

$$C_t / \text{GDP}_t = 0.42 - \text{ADR} (t - 2016) \quad (t = \text{AD})$$

$$\text{GDP}_t = 77,400 (1 + \text{GDP年成長率})^{t - 2016}$$

$$\Delta T = 0.41 (2.20 + 10^{-6} \sum_{2016}^t C_t) \quad (\Delta T: 1870年以降の温度上昇, ^\circ\text{C}) \quad \text{※}$$

ADR : C_t / GDP の年間減少率 (Mt-CO₂/B\$/y)

GDP_t : 2016年以降の世界総生産 (B\$/y)

C_t : CO₂ 排出量 (Mt-CO₂/y)

世界経済成長率とADRを仮定すると温度上昇 ΔT が計算できる。

日本：2050年発電コスト(円/kWh)

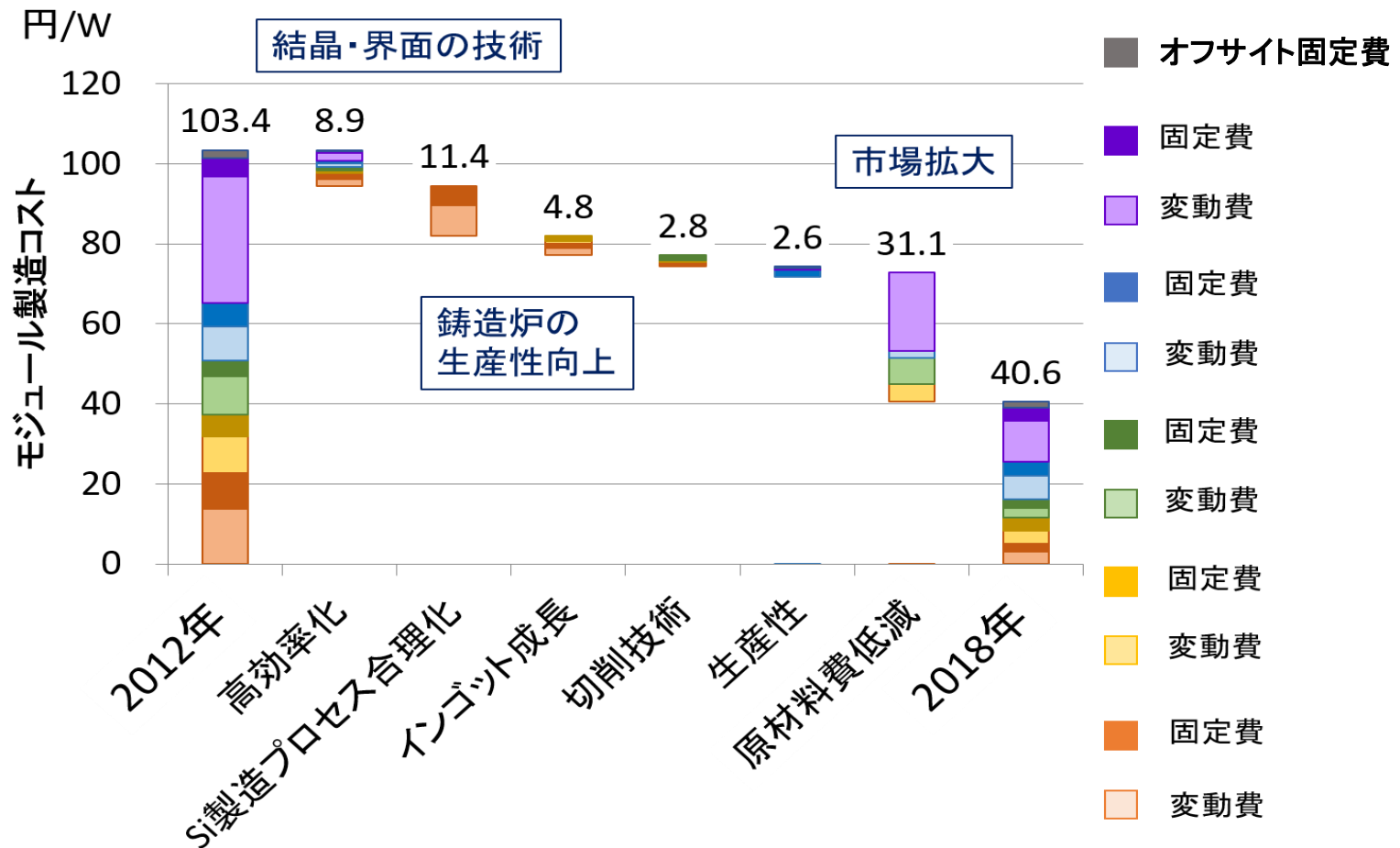
	設備 単価 (¥/W)	年経費 率	所内率	基準 稼働率	発電コスト(¥/kWh)		
					設備	燃料	合計
原子力	740	0.12	4.0%	70%	14.7	1.4	15.9
一般水力	640	0.08	0.8%	54%	10.8	0	10.8
石炭	250	0.08	6.1%	70%	3.3	4.5	7.8
LNG	200	0.08	2.0%	70%	2.6	8.4	11.0
石油	200	0.08	4.5%	70%	2.6	15.4	18.7
太陽光	47	0.1	0	11.4%	4.7	—	4.7
風力(陸上)	180	0.1	0	25%	8.4	—	8.4
地熱	425	0.1	10%	80%	6.7	—	6.7
HDR地熱	442	0.1	20%	75%	8.4	—	8.4
バイオマス(専焼)	398	0.11	16%	80%	7.2	2.9	10.1

蓄電池 6円/Wh、年経費率 0.15, インバータ 10円/W、
年経費率には償却・補修・運用・金利を含む

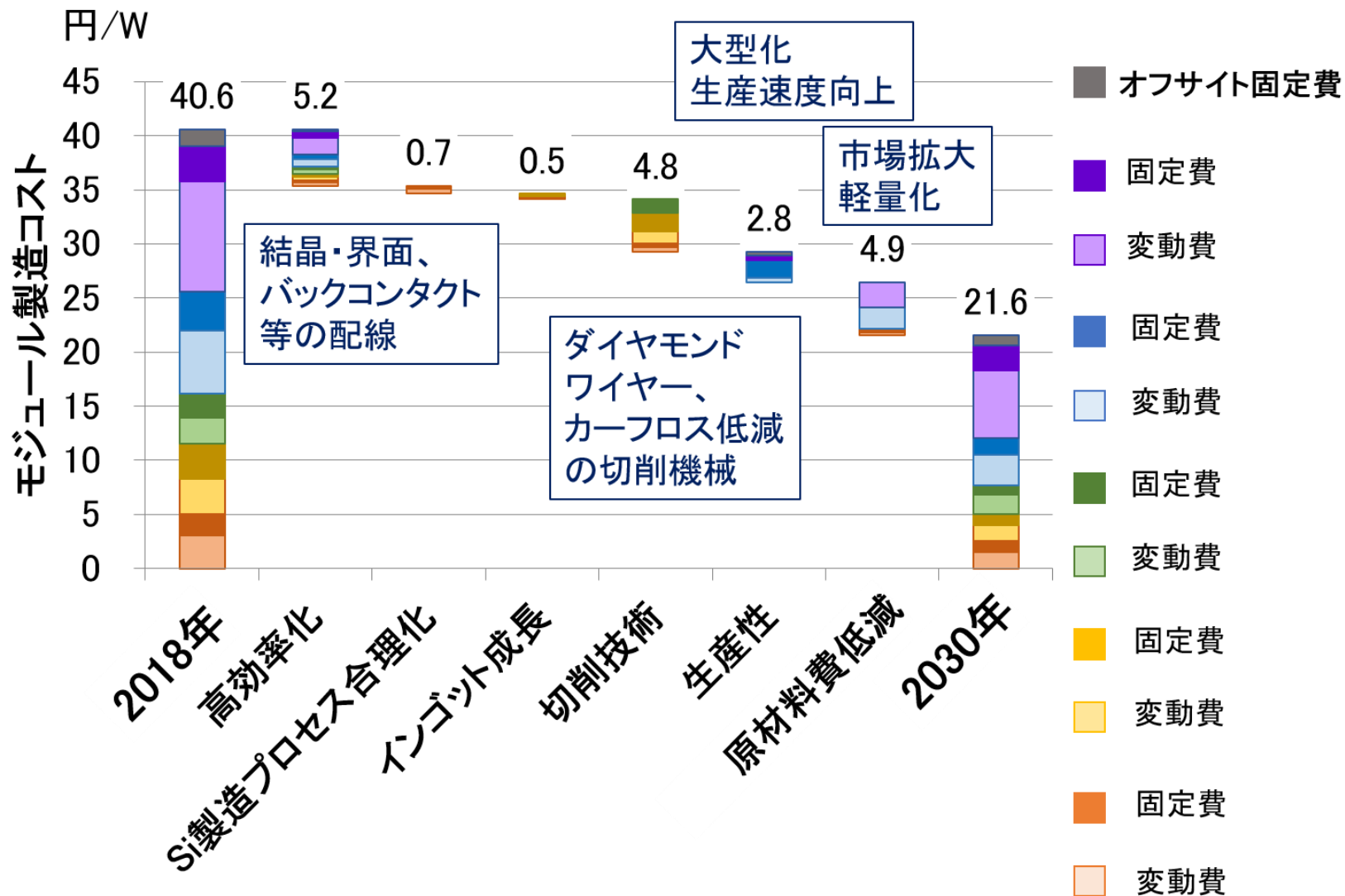
CO2排出量ゼロ電源に向けたコスト低減課題：PVを一例に

- ・2050年時点で幅広くこなれた技術として技術が活用されるためには、2030年技術のコスト削減を目指すことが重要

2012年技術 ⇒ 2018年技術

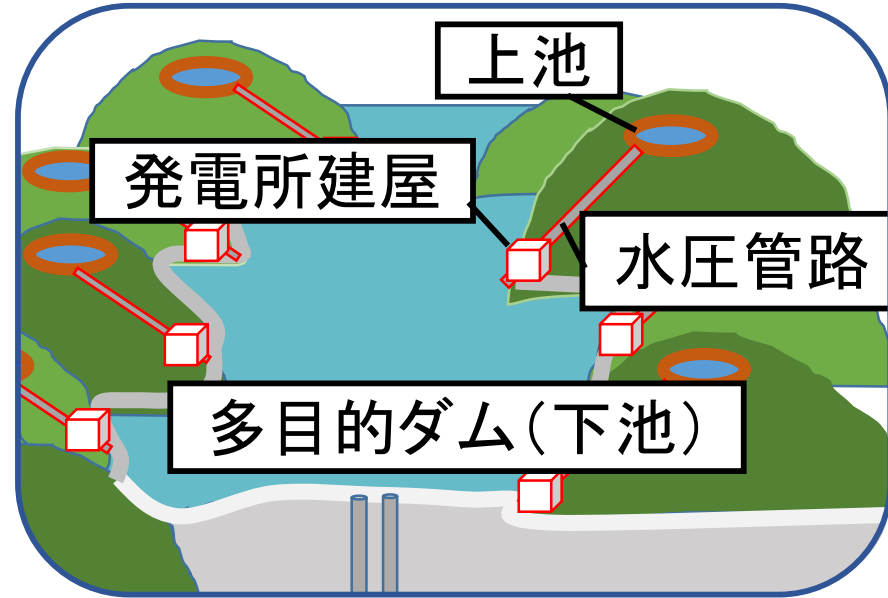


2018年技術 ⇒ 2030年技術



2050年90%削減シナリオ（電力需要1000TWh）と新揚水発電所の導入例

		基準	新揚水追加
年間発電 電力量 (TWh)	LNG	159	159
	太陽光,風力	1294	1080
	他 再エネ	173	173
	合計	1583	1368
利用量 (TWh)	水素	193	68
	揚水	78	206
	蓄電池	206	281
備蓄 容量 (GWh)	揚水	130	287
	蓄電池	902	1005
発電コスト(円/kWh)		18.9	15.9



既存ダムを下池として利用した揚水発電所

新揚水設備容量ポテンシャル
1000～1700GWh
(既設揚水 130GWh)

新揚水追加シナリオの蓄電システムの発電単価
蓄電池 22、揚水 25、水素 50 [円/kWh]

技術改良・開発による電力コスト低下 (現在→2030年)

太陽光発電	改良・開発 切削接合,生産性 (設置場有効利用)	コスト 90→40円/W	電源コスト低下額 3~8兆円/y (電力需要増加対応; 1000→1800TWh/y)
蓄電池	新電極などの 材料、生産性	10→6円/Wh	2~5兆円/y
高温岩体発電	地下構造調査・ 設計	→9円/kWh	2~6
新揚水	多目的ダム上部地 調査・設計	→20円/kWh	1~6
慣性力制約 緩和	システム開発	50%→25%	3~8
(風力)	洋上風力		

石炭ガス化水素製造プロセス

