

(02-4)

# ASEANを対象とした脱炭素ロードマップ分析

## A Study on Decarbonization Roadmaps for ASEAN Countries

---

2023.01.26

第39回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス

○森本壮一<sup>1)</sup>・遠藤聖也<sup>1)</sup>・尾羽秀晃<sup>1)</sup>・下郡けい<sup>1)</sup>・水野有智<sup>2)</sup>・大槻貴司<sup>3)</sup>・松尾雄司<sup>4)</sup>・木村繁<sup>5)</sup>・有馬純<sup>6)</sup>

1) 日本エネルギー経済研究所(IEEJ)

2) エネルギー総合工学研究所

3) 横浜国立大学(及びIEEJ客員研究員)

4) 立命館アジア太平洋大学(及びIEEJ客員研究員)

5) Economic Research Institute for ASEAN and East Asia (ERIA)

6) 東京大学(及びERIA Senior Policy Fellow)

# 序論

COP26を契機に脱炭素化の波は先進国のみならず新興・途上国まで拡がり, ASEANにおいても, インドネシアで2060年まで, タイでは2050年までなど, 多くの国で今世紀半ば頃までのカーボンニュートラル(CN)達成を宣言済み.

エネルギー転換は画一的な手段では達成できないため, ASEAN各国の事情を反映した現実的な脱炭素ロードマップの構築が必要. ASEAN地域では;

- エネルギーシステムの化石燃料への依存度が高い.
- 太陽光や風力のポテンシャルは偏在.
- 経済成長著しく, エネルギー需要も大幅に増加.



日本を対象とした分析に適用実績のある技術選択モデル<sup>1)</sup>を用いて, ASEAN 10か国におけるコスト最適な脱炭素ロードマップを記述することを目的とした分析を実施.

2021年5月に梶山経済産業大臣(当時)が立ち上げたアジア・エネルギー・トランジション・イニシアティブ(AETI)の5つの柱の1つ, 「エネルギー転換のロードマップ策定支援」に貢献.

1) 大槻貴司, 尾羽秀晃, 川上恭章, 下郡けい, 松尾雄司, 水野有智, 森本壮一; 2050年CO2正味ゼロ排出に向けた日本のエネルギー構成—自然変動電源の立地制約を考慮した分析—, 電気学会論文誌B, Vol.142, No.7, pp.334-346, (2022).

# 技術選択モデルの概要及び分析の枠組み

- 線形計画法による技術選択モデルを使用。各国ごとではなく、ASEAN全体での通時最適化。
- 各国1ノードとしてモデル化。域内でのエネルギー融通(国際連系線など)を明示的に考慮。
- 統合費用考慮の観点から、電力需給は4時間間隔で計算。

## 技術選択モデルの概要

### 入力

- エネルギーサービス需要
- エネルギー価格
- 資源賦存量(上限制約)
- 技術諸元(CAPEX, OPEX, 効率)
- 国別CO<sub>2</sub>排出制約

総費用最小化  
(全対象期間, ASEAN全体)

### 出力

- 部門別CO<sub>2</sub>排出
- 最終エネルギー消費
- 電源構成
- 一次エネルギー供給
- CO<sub>2</sub>削減費用

## 分析の枠組み

項目	内容
地域分割	ASEAN 10か国(10ノード)
対象期間	2017, 2030, 2040, 2050, 2060年
割引率	8%
電力需給 解像度	4時間間隔 (年間2190時間帯)
最終消費 部門 (サービス種)	<ul style="list-style-type: none"> <li>産業(鉄鋼, セメント, 化学, 紙パルプ, その他産業)</li> <li>運輸(乗用車, バス・トラック, 鉄道, 航空, 船舶, その他運輸)</li> <li>家庭(電灯・機器, 冷房, 給湯, 厨房)</li> <li>業務(電灯・機器, 冷房, 給湯・厨房)</li> <li>その他(農業・その他需要)</li> </ul>

## モデルにおける低炭素技術の例

再生可能エネルギー	太陽光、陸上風力、洋上風力、水力、地熱、バイオマス
原子力	軽水炉
CCUS	<p><b>CO<sub>2</sub> 回収:</b> 化学吸収、物理吸収、直接空気回収</p> <p><b>CO<sub>2</sub> 利用:</b> メタン合成、FT液体燃料合成</p> <p><b>CO<sub>2</sub> 貯留:</b> 地質学的貯留</p>
水素	<p><b>供給:</b> 電気分解、石炭ガス化、メタン改質、アンモニアからの水素分離、ASEAN諸国間での水素貿易、非ASEAN諸国からの水素輸入</p> <p><b>消費:</b> 水素タービン、天然ガス・水素混焼、FCEV、水素によるDRI-EAF、燃料電池船舶、水素航空機、産業での水素熱利用、燃料合成(メタン、FT液体燃料、アンモニア)</p>
アンモニア	<p><b>供給:</b> アンモニア合成、ASEAN諸国間でのアンモニア貿易、非ASEAN諸国からのアンモニア輸入</p> <p><b>消費:</b> アンモニアタービン、石炭・アンモニア混焼、水素分離</p>
負の排出技術	CCS付き直接空気回収(DACCS)、CCS付きバイオマス火力(BECCS)

(注) FCEV: 燃料電池自動車, DRI-EAF: 直接還元鉄-電炉,

# 入力データ及び主な制約条件 CO<sub>2</sub>排出制約については後述

項目	設定方法
エネルギーサービス需要	<ul style="list-style-type: none"> <li>ERIA及びIEEJによる見通しに基づき設定               <ul style="list-style-type: none"> <li>ERIA; Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2020, (2021).</li> <li>IEEJ; IEEJ Outlook 2021, (2020).</li> </ul> </li> </ul>
エネルギー価格	<ul style="list-style-type: none"> <li>化石燃料: IEA WEO 2020のSDSの見通しに基づき設定</li> <li>輸入水素・アンモニア: 日本政府の目標に基づき設定(1Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>あたり, 2040年で25セント・17セント, 2050年で20セント・16セント, 2060年で17.5セント・16セント)</li> </ul>
技術諸元	<ul style="list-style-type: none"> <li>各種文献に基づき設定(発電技術などデータが利用可能な場合は国ごとに技術費用を設定)</li> </ul>
再エネ導入上限	<ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光・風力はGISデータを基に評価, その他再エネは各種文献に基づき設定</li> <li>ジャワ島及びスマトラ島以外のインドネシア領及びマレー半島以外のマレーシア領に位置する太陽光, 風力及び水力資源は水素製造用と想定</li> </ul>
原子力導入上限	<ul style="list-style-type: none"> <li>インドネシア(2050年以降最大35GW)及びフィリピン(同0.63GW)のみ</li> </ul>
水素・アンモニア輸入上限	<ul style="list-style-type: none"> <li>各国Baselineケースの一次エネルギー供給総量に対し, 2040年で15% (インドネシアは5%), 2050年以降で30% (インドネシアは7.5%)を上限</li> </ul>
年間CO <sub>2</sub> 貯留上限	<ul style="list-style-type: none"> <li>2030年で10MtCO<sub>2</sub>/年, 2040年で687MtCO<sub>2</sub>/年(Baselineケースのエネルギー起源CO<sub>2</sub>排出量の20%相当), 2050年で1138MtCO<sub>2</sub>/年(同25%), 2060年で1610MtCO<sub>2</sub>/年(同30%)</li> </ul>
国際連系線開発上限	<ul style="list-style-type: none"> <li>現行の計画などに基づき設定(ASEAN全体で54GW)               <ul style="list-style-type: none"> <li>IEA; Establishing multilateral power trade in ASEAN, (2019).</li> </ul> </li> <li>標準想定ではミャンマーからタイへの電力輸出はゼロで制約</li> </ul>

## 技術諸元及び再エネ導入上限

太陽光発電, リチウムイオン電池など主要技術は将来の資本費低減を想定。

## 技術資本費の想定例(インドネシア) (2019年実質価格)

	2017	2030	2040	2050	2060
太陽光発電 <sup>1)</sup> (\$/kW)	790	560	485	410	382
リチウムイオン電池 <sup>2)</sup> (\$/kWh)	370 (2020)	208	182	156	135
直接空気回収 <sup>3)</sup> (\$/tCO <sub>2</sub> /yr)	2776	1735	1041	694	620

1) Danish Energy Agency; Technology Data for the Indonesian Power Sector Catalogue for Generation and Storage of Electricity, (2021).

2) Wesley Cole and A. Will Frazier; Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2020 Update, NREL/TP-6A20-75385, (2020).

3) M. Fasihi, O. Efimova, and C. Breyer; Techno-economic assessment of CO2 direct air capture plants, J. Cleaner Production, 224 (2019), pp.957–980.

## 太陽光・風力・水力発電の導入上限(GW)

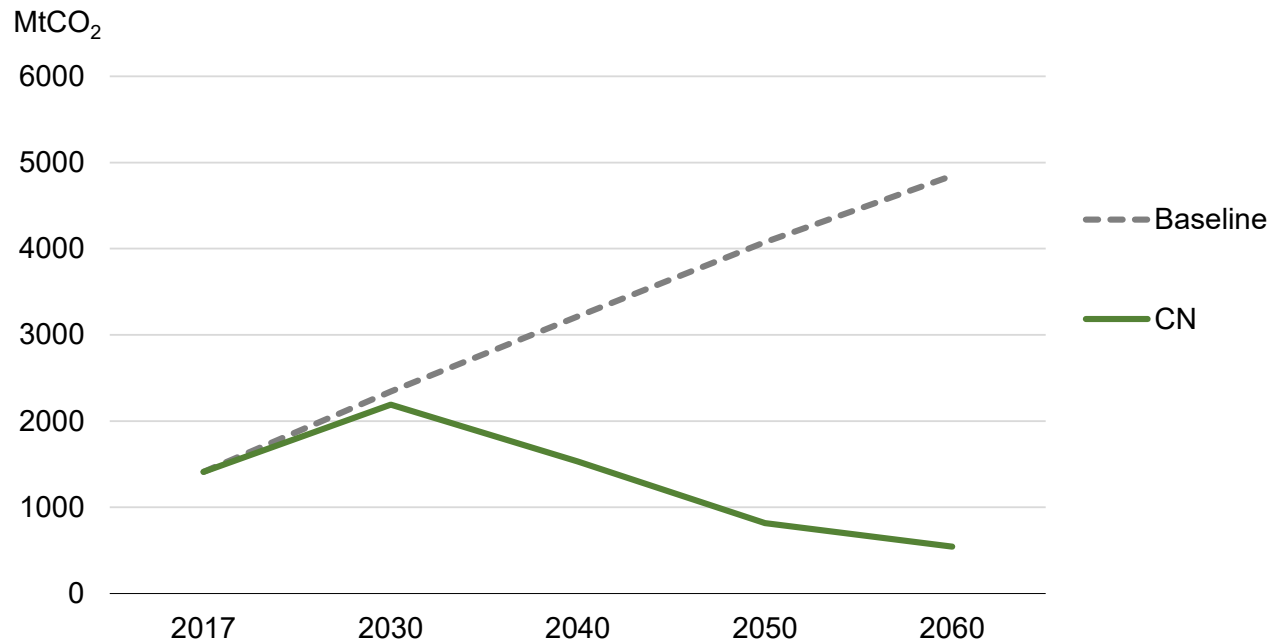
	BRN	KHM	IDN	LAO	MYS	MMR	PHL	SGP	THA	VNM	合計
太陽光	2	350	1493 (1014)	89	195 (117)	524	287	2	280	291	3513
陸上風力	–	14	19 (13)	50	0	1	92	–	70	66	313
洋上風力	–	2	224 (152)	–	–	–	576	–	3	435	1241
水力	–	10	75 (55)	26	26 (20)	100	4	–	6	35	282

(注) 括弧内の数値(内数)は水素製造用と想定

BRN:ブルネイ, KHM:カンボジア, IDN:インドネシア, LAO:ラオス, MYS:マレーシア, MMR:ミャンマー,  
PHL:フィリピン, SGP:シンガポール, THA:タイ, VNM:ベトナム

エネルギー起源CO<sub>2</sub>排出制約

- エネルギー起源CO<sub>2</sub>排出制約は代表年別・国別に設定 (ASEAN全体では2060年にCNを達成)
- 土地利用変化及び林業(LULUCF)部門によるカーボンシンクを考慮 (例. インドネシアは2050年以降, 年間-300MtCO<sub>2</sub>と想定). ただし, エネ起CO<sub>2</sub>削減率としては2017年比50%を下限.

エネルギー起源CO<sub>2</sub>排出制約(ASEAN)CN達成年及びエネ起CO<sub>2</sub>削減目標(2017年比)

	BRN	KHM	IDN	LAO	MYS	MMR	PHL	SGP	THA	VNM
CN達成年	2050	2050	2060	2050	2050	2060	2060	2050	2050	2050
削減目標	100%	100%	50%	100%	50%	60%	100%	100%	50%	70%

BRN:ブルネイ, KHM:カンボジア, IDN:インドネシア, LAO:ラオス, MY:マレーシア, MMR:ミャンマー, PHL:フィリピン, SGP:シンガポール, THA:タイ, VNM:ベトナム



# 手法

## ケース設定

排出制約なし(Baseline), あり(CN)に加え, CNケースに対する感度分析として, 分野別に, 更なる国際協力(ASEAN内での電力融通の強化)や技術イノベーション(各種技術費用の低減及び年間CO<sub>2</sub>貯留上限引き上げ)が達成された場合として5ケース(PowerInov~Combo)を設定.

### ケース設定

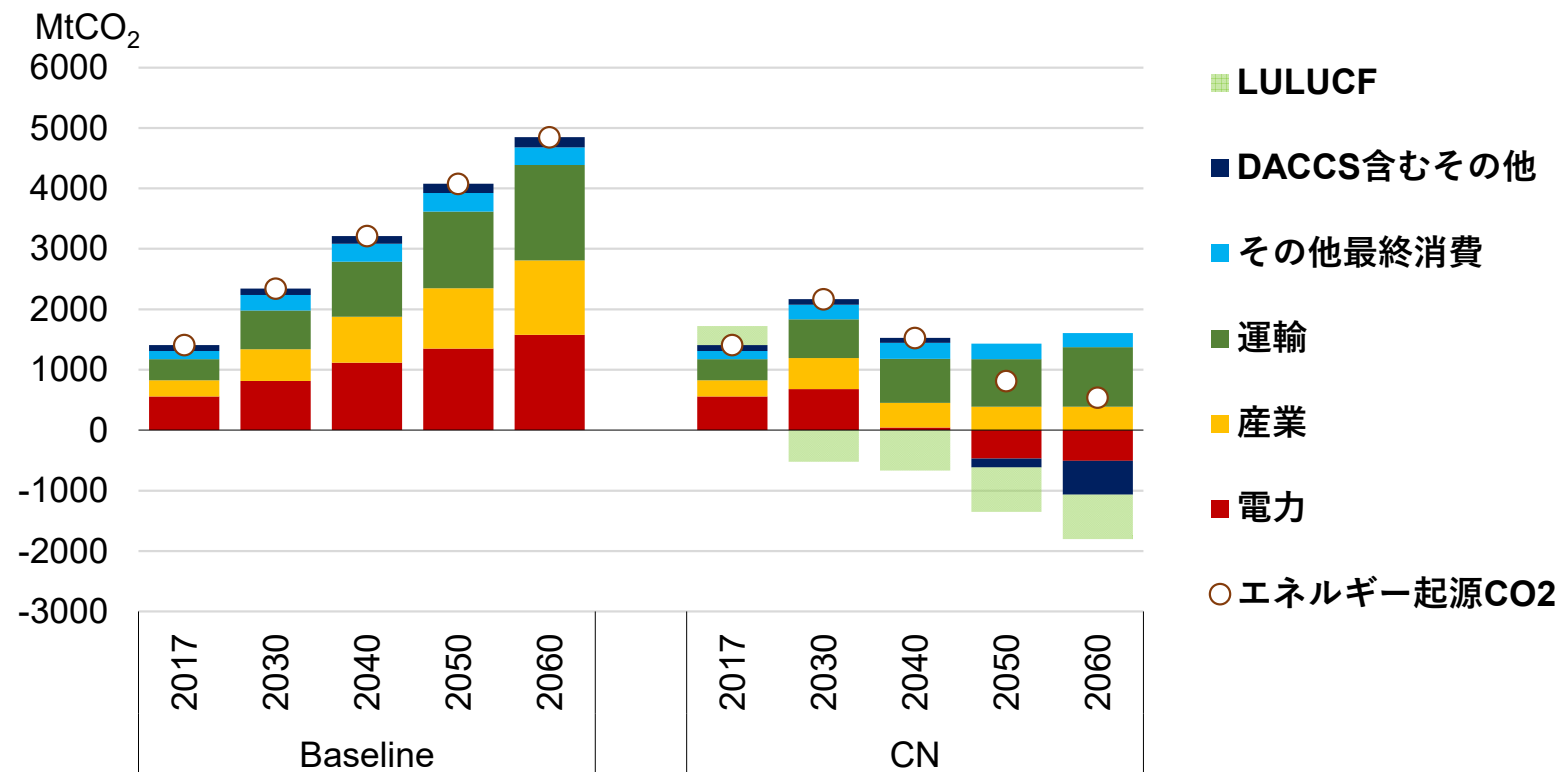
ケース名	内容
Baseline	<ul style="list-style-type: none"> <li>CO<sub>2</sub>排出制約なし</li> </ul>
CN	<ul style="list-style-type: none"> <li>CO<sub>2</sub>排出制約あり</li> </ul>
PowerInov	<ul style="list-style-type: none"> <li>リチウムイオン電池の資本費を2040年に25%減, 2050年以降50%減</li> <li>国際連系線開発費用半減, 開発上限なし</li> <li>ミャンマーからタイへの輸出許可</li> </ul>
CCSInov	<ul style="list-style-type: none"> <li>DACの資本費を2040年に25%減, 2050年以降50%減</li> <li>年間CO<sub>2</sub>貯留上限を2050年に2.3GtCO<sub>2</sub>/年, 2060年に2.7GtCO<sub>2</sub>/年に引き上げ</li> </ul>
H2Inov	<ul style="list-style-type: none"> <li>供給: 石炭ガス化, メタン改質, 電気分解, 水素タンクの資本費を2040年に25%減, 2050年以降50%減</li> <li>需要: 水素還元製鉄及びFC船の資本費を2040年に25%減, 2050年以降50%減, FCEVの資本費を2060年にHEVと同等まで引き下げ</li> </ul>
DemInov	<ul style="list-style-type: none"> <li>需要側(産業, 運輸, 民生)先進技術の資本費の従来技術との差分を2040年以降50%減</li> </ul>
Combo	<ul style="list-style-type: none"> <li>PowerInov, CCSInov, H2Inov及びDemInovの組合せ</li> </ul>

イノベーションケース



Baseline及びCNケース: 部門別CO<sub>2</sub>排出量

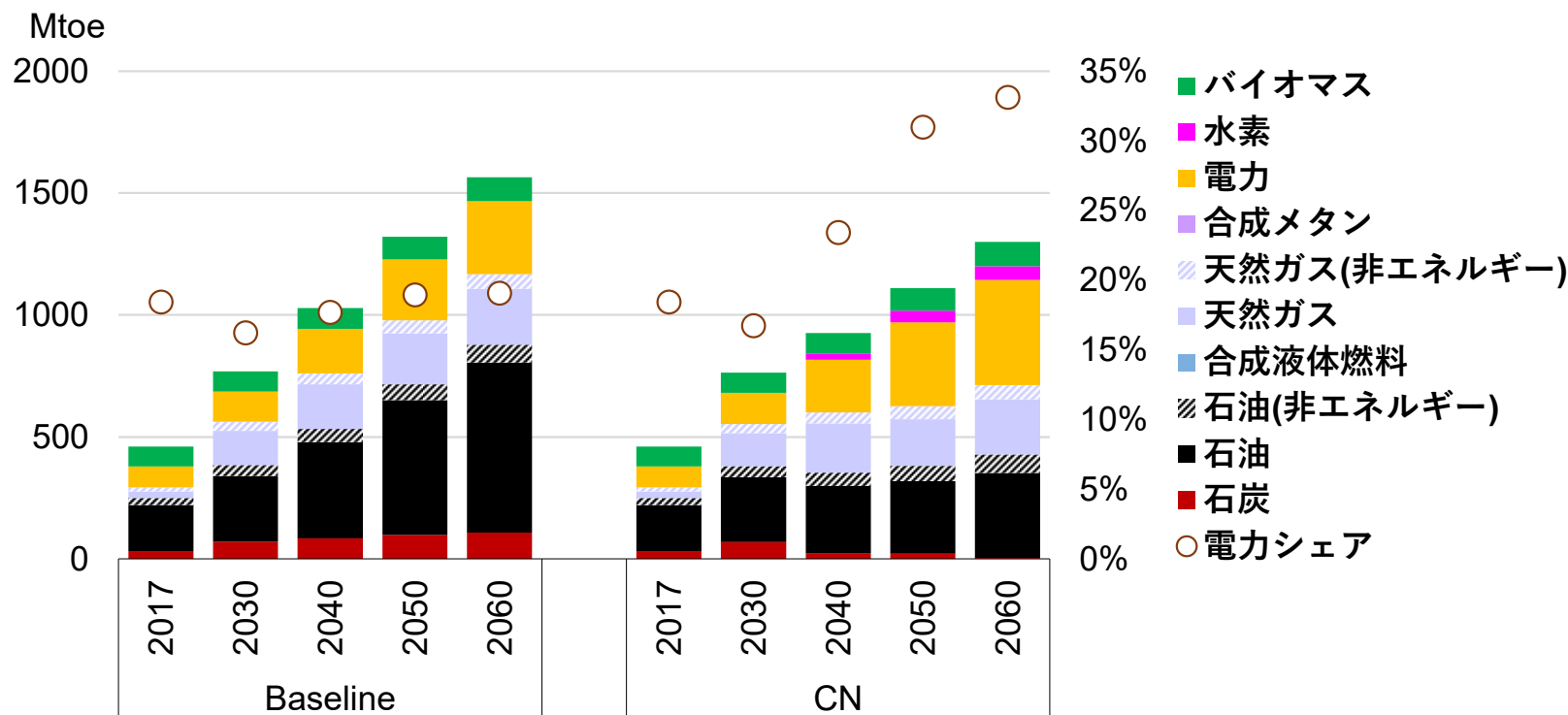
Baselineでは2017年から2060年にかけて3.4倍に増加するが、CNでは2040年で発電部門からの排出はほぼゼロ。2060年で運輸部門や産業部門を中心に残存する排出はBECCS, DACCS及びLULUCF部門における負の排出によってオフセット。

部門別CO<sub>2</sub>排出量(ASEAN)

# Baseline及びCNケース:最終エネルギー消費

省エネ・電化が進み、総量は2060年にBaseline比17%減、電力の比率は33%。石油は、乗用車の電化などにより2060年にはBaselineに比べて半減するが、大型車等による消費が残存。

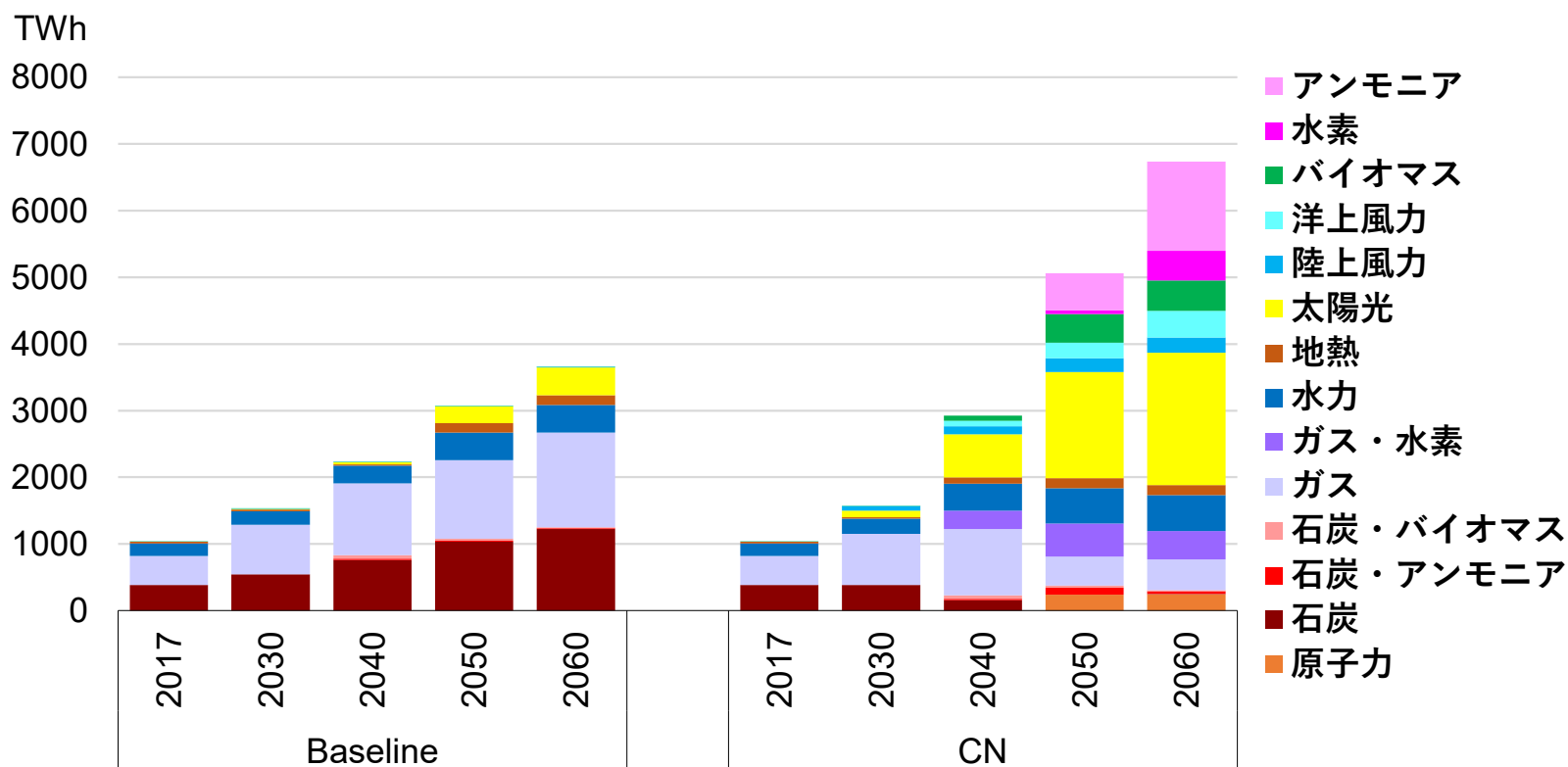
最終エネルギー消費(ASEAN)



# Baseline及びCNケース：発電

- 総発電量：最終消費部門の電化及びDACによる需要(2060年で962TWh)に牽引され、2060年には2017年の6.5倍。
- 発電シェア：再エネ(太陽光+風力：2060年に1628GW)、バッテリー及び火力発電の最適導入。
- 火力発電：石炭火力からガス火力へのシフト、水素・アンモニア混焼などを経て、最終的にはCCS付きガス火力ないし水素・アンモニア専焼火力へと段階的に脱炭素化。2040年以降、石炭火力とガス火力の大部分はCCS付き。

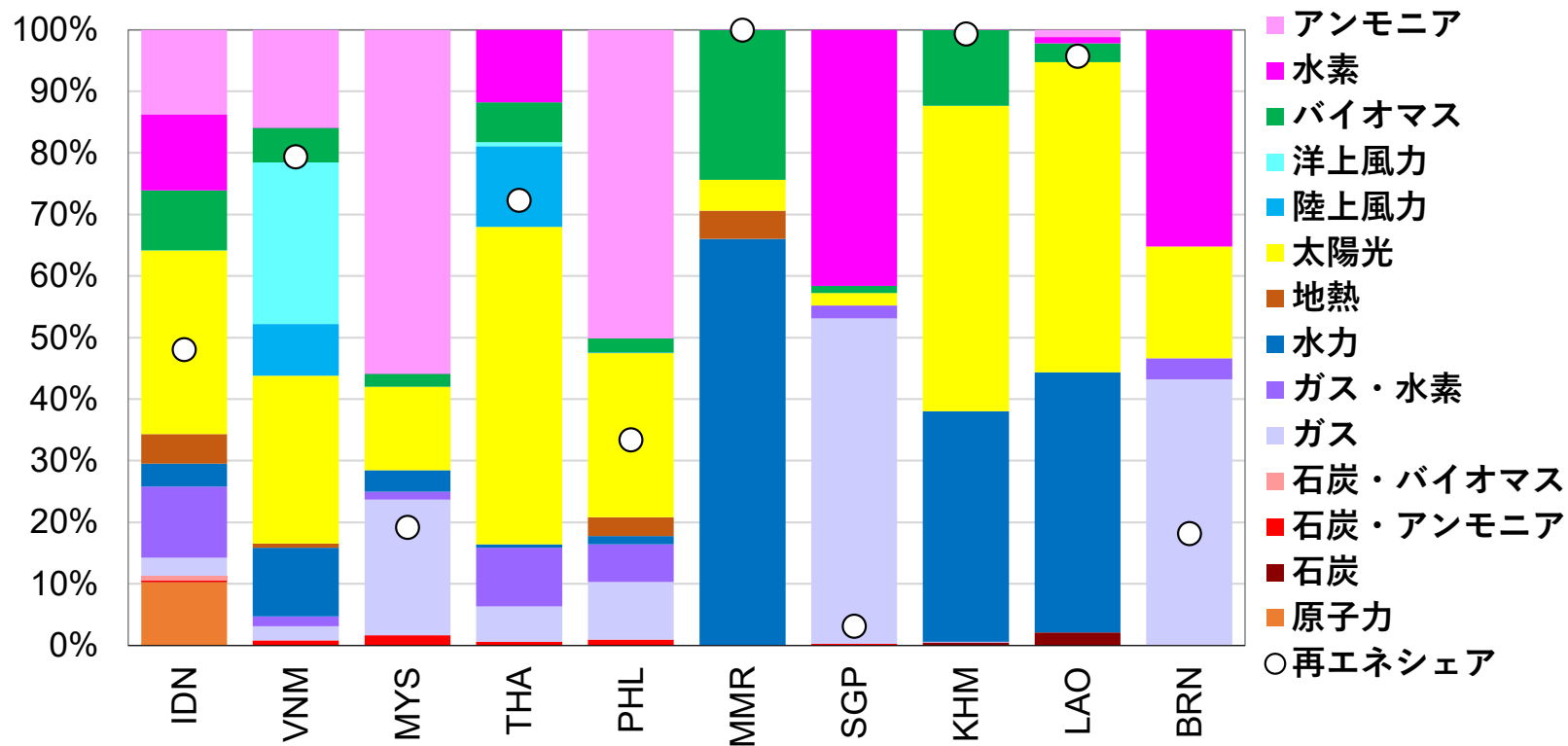
発電(ASEAN)



# Baseline及びCNケース: 国別発電シェア

- 資源量と需要, 発電コストの違いなどを反映し, 国別の電源構成は大きく異なる.
- ミャンマー, カンボジア及びラオス: 再エネが発電量の95%以上.
- マレーシア, フィリピン, シンガポール及びブルネイ: 再エネのシェアは3分の1以下.

国別発電シェア(CNケース, 2060年)

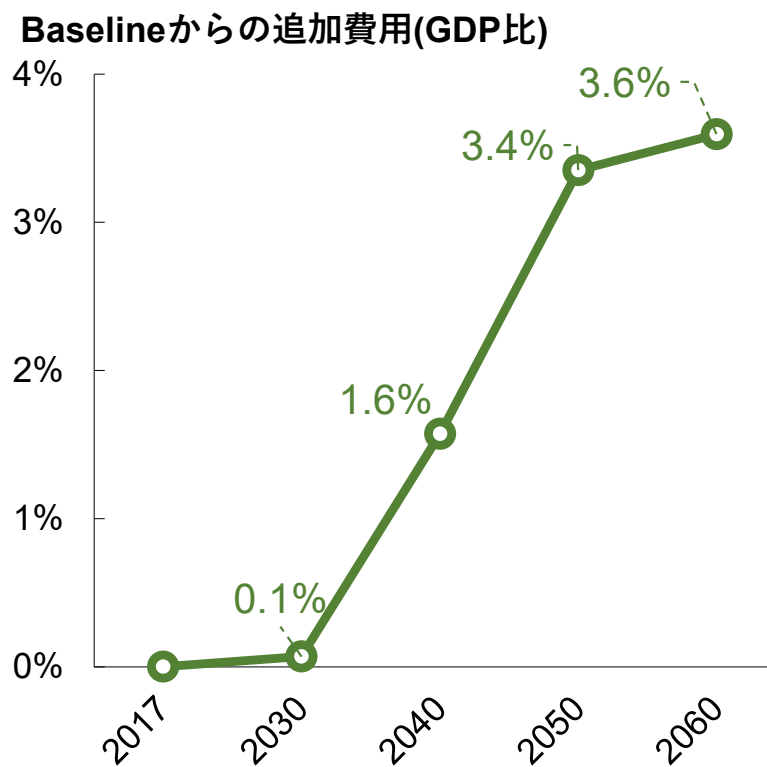
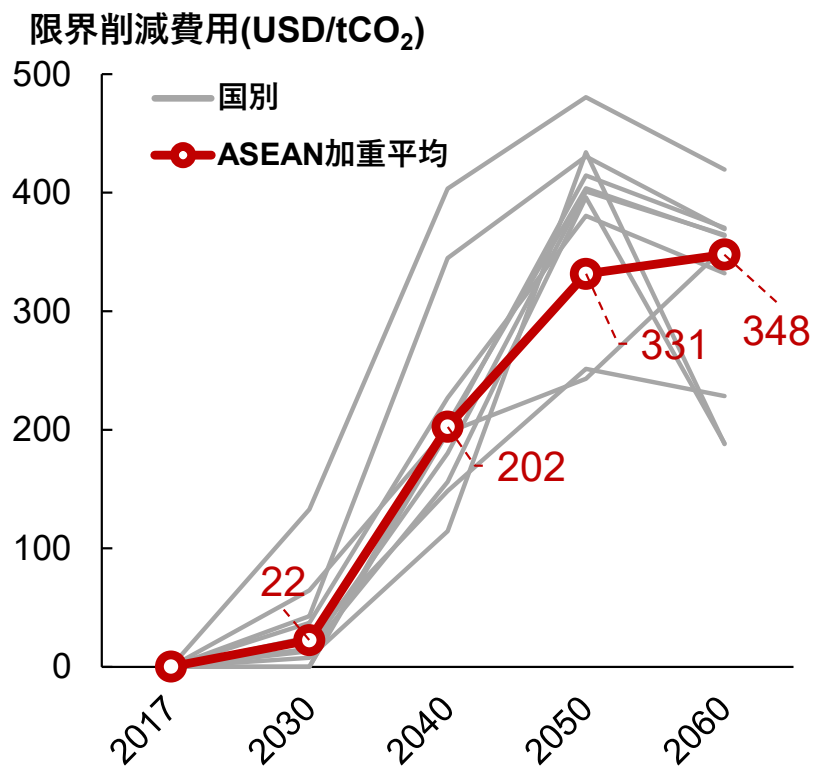


BRN:ブルネイ, KHM:カンボジア, IDN:インドネシア, LAO:ラオス, MYS:マレーシア, MMR:ミャンマー, PHL:フィリピン, SGP:シンガポール, THA:タイ, VNM:ベトナム

# Baseline及びCNケース: CO<sub>2</sub>削減費用

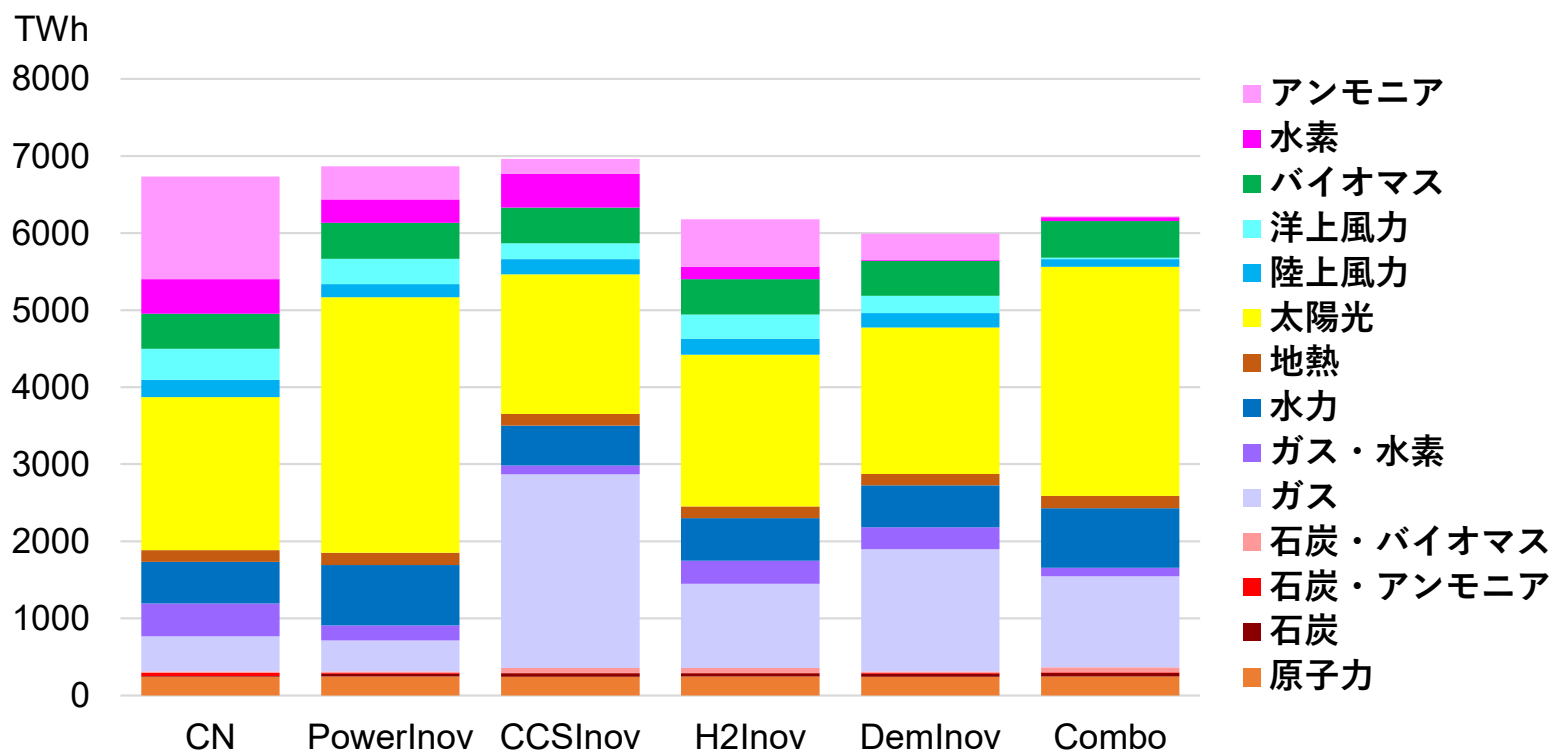
- 限界削減費用は2060年に348ドル/tCO<sub>2</sub> (国別には188~419ドル), Baselineケースからの追加費用はGDP比で2060年に3.6%. 費用の規模感はIPCC AR6 (世界全体)と整合的.
- 電力の限界費用もCNケースでは2060年に基準年比で倍増.

CO<sub>2</sub>削減費用(CN, ASEAN)

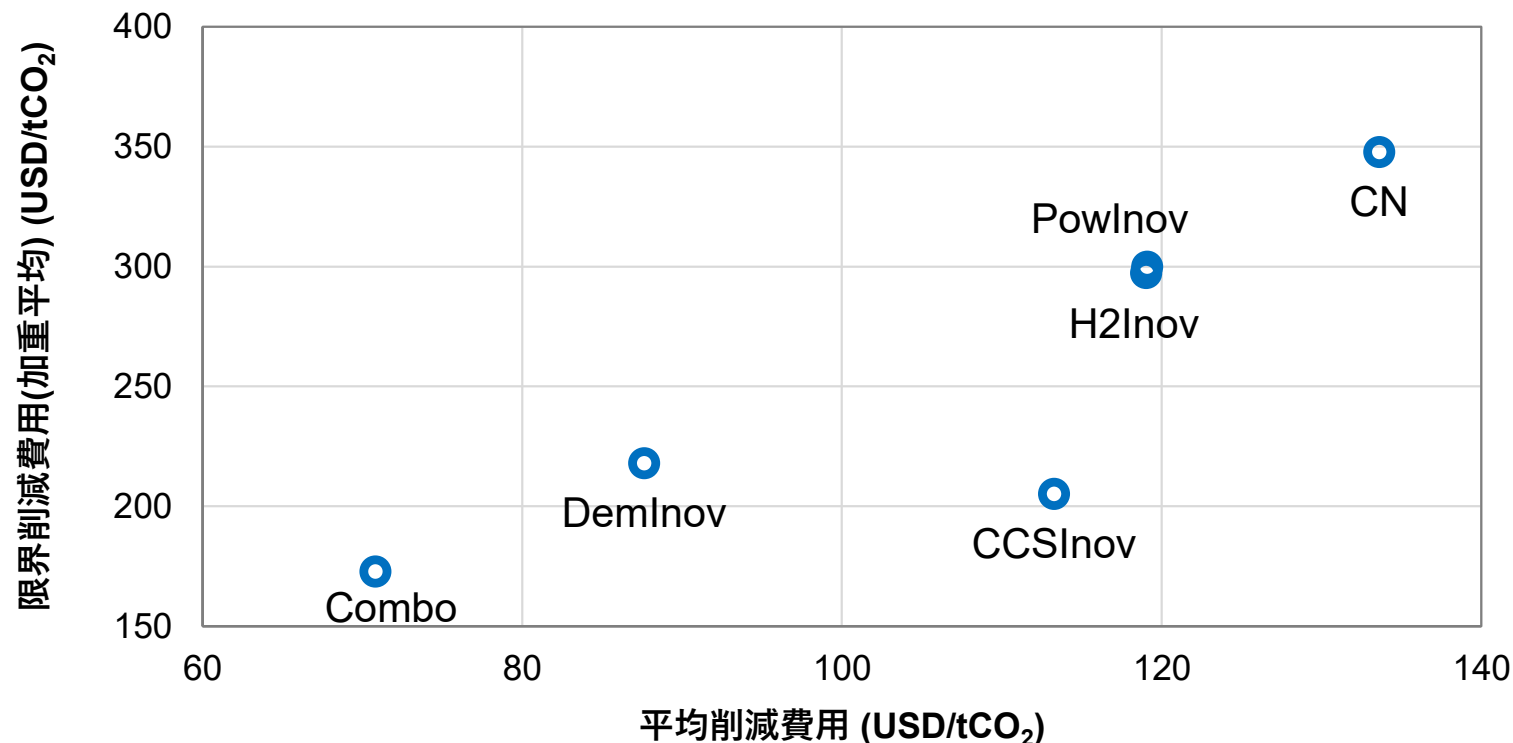


- | PowerInov: 再エネシェア76%. 域内の発電量の45%が輸出. 水素・アンモニア火力減少.
- | CCSInov: (CCS付き)ガス火力のシェア36%. 水素・アンモニア火力減少.
- | H2Inov及びDemInov: 発電量1割程度減. 最終消費部門における水素へのシフトや効率改善及び、重量車向けFCEVの普及による石油の減少に伴うDACの電力投入減少が要因.

イノベケース発電(ASEAN, 2060年)



- Combo以外のケースをみると、限界削減費用が最も低下するのはCCSI<sub>nov</sub>ケース、平均削減費用が最も低下するのはDem<sub>nov</sub>ケースで両者は一致しない。
- Dem<sub>nov</sub>ケースは幅広い需要側技術の資本費低下を見込んでいるため総費用低下に効くのは当然ではあるが、需要側技術のイノベーションは需要側固定費削減のみならず、燃料費及び供給側固定費の削減をもたらし波及効果が大い面もある。

イノベケースCO<sub>2</sub>削減費用(ASEAN, 2060年)



- | ASEAN 10か国を対象に、線形計画法による技術選択モデルを適用し、脱炭素の達成に向けてコスト最適な部門別CO<sub>2</sub>排出、一次エネルギー供給及び電源構成などを提示。
- | IPCC AR6でも指摘されるように、①最終消費部門の省エネ・電化、②電源の早期ゼロエミッション化(2040年頃まで)、③負の排出技術の活用(DACC, BECCS及び森林等吸収源)は当該地域にとっても重要。
- | 2030年、2040年といった移行期間においてはガスが重要な役割。
- | 太陽光を中心とした再生可能エネルギーの重要性は言うまでもないが、多くの国ではCCS付きガス火力や水素・アンモニア火力も必要不可欠。
- | 脱炭素化に伴いエネルギーシステム総費用の増加は不可避であるが、国際連系線などを通じたASEAN内での資源融通の強化や需要側を含む技術イノベーションを達成することで費用は相当程度削減することが可能。

本報告はERIAにより実施された研究プロジェクトの成果に基づくものであり、関係各位に謝意を表します。