

# 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

森本 壮一\*・遠藤 聖也\*・尾羽 秀晃\*・下郡 けい\*・水野 有智\*\*  
 Soichi Morimoto      Seiya Endo      Hideaki Obane      Kei Shimogori      Yuji Mizuno  
 大槻 貴司\*\*\*・松尾 雄司\*\*\*\*・木村 繁\*\*\*\*\*・有馬 純\*\*\*\*\*  
 Takashi Otsuki      Yuhji Matsuo      Shigeru Kimura      Jun Arima

### Abstract

In this study, we applied a liner programming model to ASEAN 10 countries, and showed cost-optimal results for sectoral CO<sub>2</sub> emissions, primary energy supply, and power generation to decarbonize the region by 2060. We founded that, as pointed out in IPCC AR6, (1) energy efficiency and electrification in the final consumption sector, (2) early decarbonization in the power sector (until 2040), and (3) utilization of negative emission technologies (DAC, BECCS and natural carbon sink) are also important for the region. In addition, it was confirmed that the gas plays important role in the transition period such as 2030 and 2040. Under our standard assumptions, not only renewables such as solar PV, but also thermal power such as gas with CCS and hydrogen/ammonia are also essential in many countries. Although decarbonization inevitably leads to an increase in the total cost of the energy system, it is possible to reduce the cost considerably by achieving the strengthening of natural resource sharing within ASEAN (ex. via the international power grid) and technological innovation including demand side technologies.

**Key words** : ASEAN, Decarbonization, Roadmap, Liner programming model, Hydrogen

## 1. 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)達成を宣言済みである。このような非常に野心的な CO<sub>2</sub> 排出削減にはエネルギーシステムの根本的な変革が必要であるが、同時にエネルギー転換は画一的な手段では達成できない。まず、ASEAN は足元のエネルギーシステムの化石燃料への依存度が高く、ASEAN 全体では一次エネルギー供給に占める化石燃料のシェアは 8 割に達する。中でもベトナムなどは石炭のシェアが 5 割と高い。また、ASEAN 内では太陽光や風力のポテンシャルは偏在しており、特にインドネシアなど低緯度に位置する国々では風力資源のポテンシャルは相対的に小さい。加えて、ASEAN の経済成長は著しく、エネルギー需要も大幅に増加している。言うまでもなく、ASEAN 各国の脱炭素ロードマップは、このような事情を十分に反映したものでなければ現実的なものとはならない。

\* 日本エネルギー経済研究所 (IEEJ)

\*\* エネルギー総合工学研究所

\*\*\* 横浜国立大学 (及び IEEJ 客員研究員)

\*\*\*\* 立命館アジア太平洋大学 (及び IEEJ 客員研究員)

\*\*\*\*\* Economic Research Institute for ASEAN and East Asia

\*\*\*\*\* 東京大学 (及び ERIA Senior Policy Fellow)

そこで、筆者らは、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行った。なお、筆者らの分析は、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)<sup>1)</sup>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」に貢献しており、アジアグリーン成長パートナーシップ閣僚会合(AGGPM)官民フォーラム(2022 年 3 月 14 日)<sup>2)</sup>及び日 ASEAN ビジネスウィーク 2022 (2022 年 5 月 30 日～6 月 3 日)<sup>3)</sup>の場において分析結果の報告がなされている。また、ERIA ウェブサイトでは事業報告書<sup>4)</sup>が公開されている。

以降、図表中で国・地域名は以下の略号を用いる。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。

## 2. 手法

### 2.1 モデル及び前提条件

本研究では、日本を対象とした分析に適用し、基本政策分科会<sup>5),6)</sup>でも分析結果を報告してきた線形計画法による技術選択モデル<sup>7)</sup>を ASEAN 10 か国に適用した。本モデルは、エネルギーサービス需要を所与として、全対象期間・地域のエネルギーシステムの割引後総費用を最小にするような技術の組合せを推計する。各国ごとではなく、ASEAN 全体での通時最適化であることに留意されたい。エネルギ

サービス需要以外に必要なデータとして、エネルギー価格、資源賦存量及び技術諸元(資本費、運転維持費、効率)などの整備が必要である。分析の枠組みを表 1 に示す。ASEAN 各国を 1 ノードとしてモデル化しているため、ASEAN 内でのエネルギー融通(国際連系線など)を明示的に考慮している。電力需給について、モデルは最大 1 時間間隔で計算することが可能であるが、計算時間節減のため本分析では 4 時間間隔に設定した。なお、モデルの開発途中において 1 時間間隔での計算も実施したが、最適解に大きな差異は見られなかった(本分析で示すケースの結果に対して差異がないことを保証するものではない)。技術は 350 以上を想定しており、再エネ(太陽光、陸上風力、洋上風力、水力、地熱、バイオマス)や原子力(軽水炉)に加え、CCUS(CCS、メタン合成、Fischer-Tropsch (FT)合成)、水素・アンモニアの供給技術(電気分解、石炭ガス化、メタン改質、アンモニア合成、ASEAN 外からの直接輸入など)・消費技術(発電、燃料電池自動車(FCEV)、水素直接還元製鉄、水素船舶・航空、産業用熱利用など)及び負の排出技術(直接大気回収・炭素貯留(DACCS)、バイオエネルギー・炭素回収貯留(BECCS))を考慮した。水素・アンモニアの発電利用については、専焼技術だけでなく混焼技術(石炭・アンモニア混焼(混焼率 20%)、ガス・水素混焼(混焼率 20%、40%、60%、80%))も用意した。最終消費部門のモデル化は主として IEA のエネルギーバランス表<sup>8)</sup>に基づくほか、鉄鋼<sup>9)</sup>やセメント<sup>10)</sup>については文献も参照した。

表 1 分析の枠組み

項目	内容
地域分割	ASEAN 10 各国(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>

入力データについて、将来のエネルギーサービス需要は ERIA<sup>11)</sup>及び IEEJ<sup>12)</sup>による見通しに基づき設定した。石炭及びガス価格は足元の国内価格(石炭：インドネシア、ガス：タイ)を IEA World Energy Outlook 2020<sup>13)</sup>の Sustainable Development Scenario (SDS)の見通しで延長し、輸入水素・アンモニア価格は日本政府の目標<sup>14)</sup>に基づき、1Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>あたり、それぞれ、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 セントと想定した。技術諸元は各種文献に基づき想定し、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した。技術資本費の想定例を表 2 に示す。

表 2 技術資本費の想定例(インドネシア)

	2017	2030	2040	2050	2060
太陽光発電 (\$/kW) <sup>15)</sup>	790	560	485	410	382
リチウムイオン電池 (\$/kWh) <sup>16)</sup>	370 (2020)	208	182	156	135
直接大気回収 (\$/tCO <sub>2</sub> /yr) <sup>17)</sup>	2776	1735	1041	694	620

(注) 2019 年実質価格。

CO<sub>2</sub> 排出制約を除く主な制約条件について、太陽光(ASEAN 全体で 3513GW)、陸上風力(同 313GW)及び洋上風力(同 1241GW)の導入上限は、GIS データを基に地理的条件及び土地利用状況を考慮して設定した(表 3)。例えば太陽光については、森林や 4%以上の傾斜地などは不適地として除外している。水力(ASEAN 全体で 282GW)、地熱(同 34GW)及びバイオマス火力(同 71GW)の導入上限は各種文献<sup>18)</sup>などに基づき設定した。ここで、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、需要の中心からは海を隔てて離れているため、当該資源を用いて製造した電力は送電線には接続できないが、水素製造用としては利用できると想定した。原子力の導入は政策的な不確実性が大きい。本分析ではインドネシア(2050 年以降最大 35GW)及びフィリピン(同 0.63GW)のみで導入可能とした。水素・アンモニアの ASEAN 外からの輸入は 2040 年以降解禁とし、輸入量の上限は各国 Baseline ケース(排出制約を課さないケース)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%)を上限とした。CCS については、国別ではなく ASEAN 全体での年間 CO<sub>2</sub> 貯留上限を設定し、2030 年で 10 MtCO<sub>2</sub>/年、2040 年で 687 MtCO<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 1138 MtCO<sub>2</sub>/年(同 25%)、2060 年で 1610 MtCO<sub>2</sub>/年(同 30%)とした。なお、文献<sup>19)</sup>によればインドネシア、マレーシア、フィリピン、タイ及びベトナムを合わせた累積 CO<sub>2</sub> 貯留ポテンシャルは約 75 GtCO<sub>2</sub> と評価されており、2060 年の年間上限はポテンシャルの 2.1%に相当する。国際連系線については、モデル内で最適な設備容量が決定されるが、現行の計画<sup>20)</sup>などに基づき上限を設けた(ASEAN 全体で 54GW)。なお、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した。

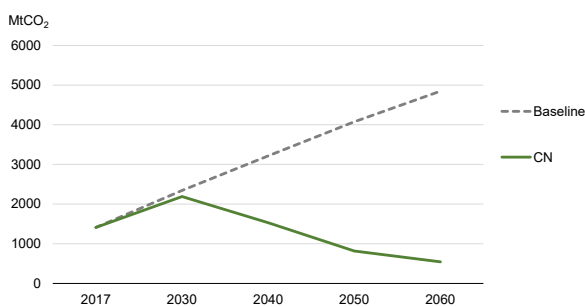
表3 太陽光・風力・水力発電の導入上限(GW)

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

(注) 括弧内の数値(内数)は水素製造用と想定

## 2.2 排出制約及びケース設定

エネルギー起源CO<sub>2</sub>排出制約は代表年別・国別に設定し、ASEAN 全体では2060年にCNを達成するものとした(図1)。ここで、エネルギー起源CO<sub>2</sub>の排出制約は、インドネシア、マレーシア、ミャンマー、タイ及びベトナムにおいて、土地利用変化及び林業(LULUCF)部門CO<sub>2</sub>排出量を考慮して設定した(表4)。LULUCF部門CO<sub>2</sub>排出量の想定は、各国の長期戦略、NDC及び排出インベントリに基づく(例えばインドネシアは2050年以降、年間-300MtCO<sub>2</sub>と想定)。ただし、森林等吸収源のポテンシャルが大きい国でも、エネルギー起源CO<sub>2</sub>削減目標は2017年排出量の50%以上を削減するよう設定した。なお、本来植林・再植林の対策費用もゼロではないが、エネルギー起源CO<sub>2</sub>の削減費用と比べれば0~240ドル/tCO<sub>2</sub><sup>21)</sup>と相対的に低コストと思われる。

図1 エネルギー起源CO<sub>2</sub>排出制約(ASEAN)表4 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
CN達成年	2050	2050	2060	2050	2050
削減目標	100%	100%	50%	100%	50%
	MMR	PHL	SGP	THA	VNM
CN達成年	2060	2060	2050	2050	2050
削減目標	60%	100%	100%	50%	70%

計算ケースは表5に示す7ケースを設定した。BaselineはCO<sub>2</sub>排出制約を課さないケース、CNは排出制約を課すケースである。また、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)を設定した。

表5 ケース設定

ケース名	内容
Baseline	CO <sub>2</sub> 排出制約なし
CN	CO <sub>2</sub> 排出制約あり
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	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
Combo	PowerInov, CCSInov, H2Inov及びDemInovの組合せ

## 3. 結果と考察

### 3.1 Baseline及びCNケース

ASEAN全体の部門別のCO<sub>2</sub>排出は図2に示すとおり、当該地域の経済成長に伴うエネルギー需要増を反映し、Baselineケースでは2017年から2060年にかけて3.4倍に増加する。とりわけ、産業及び運輸部門からの排出はそれぞれ4.6倍及び4.5倍に急増する。これに対し、2060年までにASEAN全体で、エネルギー起源CO<sub>2</sub>とLULUCF部門CO<sub>2</sub>排出を合わせてネットゼロを目指すCNケースでは、2040年時点で発電部門からの排出がゼロに近接し、2050年以降はBECCSにより負の排出源になる。加えて、2050年以降はDACCSの導入も見られ、2060年にはBECCSとDACCSを合わせて1GtCO<sub>2</sub>を超える負の排出源となる。最終消費部門の排出もBaselineケースに比べれば大きく減少するが、運輸部門(大型車を中心とした長距離輸送)や産業部門(高温の熱需要)を中心に残存した排出量は上述の

BECCS, DACCS 及び LULUCF 部門における負の排出によってオフセットされる姿が最適解となる。このように、削減が難しい最終消費部門の排出は残存しつつ、負の排出でオフセットしてネットゼロを達成する姿は、IPCC AR6<sup>21)</sup>で示されるシナリオとも整合的である。

CN ケースでは最終エネルギー消費の省エネ・電化が進み、総量は2060年にBaseline比17%減、電力の比率は33%となる(図3)。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、前述のとおり大型車等による消費が残存する。

一次エネルギー供給(図4、原子力及び再生可能エネルギーの転換率はIEAエネルギーバランス表の取扱いに準拠)を見ると、CN ケースの2060年において、再生可能エネルギーのシェアは38%に達する一方、輸入水素・アンモニアも14%を占める。ここで、2060年の水素・アンモニアの需給バランスを確認すると、供給側は輸入73%、電気分解24%、石炭ガス化3%、需要側は発電85%、産業用熱利用9%、FC船4%となっており、概して輸入燃料が発電に利用される構図となる。ガスは、CN ケースにおいても発電及び産業部門の重要な燃料として選択され、移行期間である2030年や2040年の断面でみると、石炭代替のため、ガス需要はBaseline ケースよりもむしろ増加する。昨今の世界的なガス価格の高騰が当該地域のエネルギートランジションへ与える悪影響は大きいと言える。

CN ケースの発電量は、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、Baseline ケースのそれに比べ大幅に増加し、2060年には2017年の6.5倍に達する(図5)。大量に導入される太陽光及び風力(2060年に1628GW)の間歇性を補うため、バッテリー及び火力発電の最適導入によりエネルギーシステム全体でのコスト最小化が図られた結果、バッテリーは大規模に導入されつつ(2060年に1365GWh)、火力発電のシェアも4~5割程度が維持される。火力発電は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の低炭素技術も活用しつつ、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していく。ただし、2060年の電源構成は国別に見ると大きく異なっている(図6)。ミャンマー、カンボジア及びラオスは国内需要に比べ資源量に余裕があるため、再生可能エネルギーが発電量の95%以上を占める。なお、タイは2060年時点で、電力需要の18%をラオスからの輸入で賄っており、ラオスの発電量の65%がタイに輸出されている。タイ-ラオス間の連系線容量は2050年時点で開発上限25GWに到達している。一方で、マレーシア、フィリピン、シンガポール及びブルネイの4か国では再生可能エネルギーのシェアは3分の1以下にとどまっている。マレーシアは風力資源に恵まれておらず、また、太陽光や

水力資源の多くはエネルギー需要の小さいボルネオ島に集積している(表3)。本分析では当該資源は水素製造用のみに利用可能と想定したが、輸入水素・アンモニアの方がコスト優位であるため国内製造はほぼ行われない。フィリピンの太陽光・風力資源量は豊富であるが、フィリピン政府提供データに基づけば、風力発電の導入コストがインドネシアと比べ高く、風力発電がほとんど導入されない。国土面積が小さいシンガポール及びブルネイではガス火力及び水素火力が主要な電源となる。

CO<sub>2</sub>削減費用について、CN ケースの限界削減費用は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%に達する(図7)。ここで、ASEAN全体の限界削減費用は、各国の限界削減費用を一次エネルギー供給量で加重平均することで算出した。後者については、現在世界最高水準にあるスウェーデンの炭素税率が130ドル<sup>23)</sup>であることなどを想起すれば、CNに向けた費用負担は大きい。なお、IPCC AR6<sup>22)</sup>では2050年における世界全体のCO<sub>2</sub>限界削減費用を、2°Cシナリオで210(140~340)ドル、1.5°Cシナリオで630(430~990)ドル(2015年価格)と見積もっており、費用の規模感とは本分析と整合的である。また、本分析では、電力の限界費用(年間2190時間帯の限界費用の単純平均)もCN ケースでは2060年に基準年比で倍増すると推計されたが、IEAのネットゼロ分析<sup>24)</sup>では、家計のエネルギー負担をトータルで考えれば、電気代は増加する一方ガソリン代は(EV化で)ゼロになるなど、可処分所得に占めるエネルギー関連支出の割合は増加しない可能性を指摘している。ただし、脱炭素化によってエネルギーシステム全体の費用は確実に増大する点は留意が必要である。

### 3.2 イノベーションケース

2060年における、CN ケースと5つのイノベーションケースの電源構成の比較を図8に示す。再生可能エネルギーのシェアはPowerInov ケースにおいて最大の76%となり、CN ケース(同56%)に比べ、太陽光及び水力が増加している。火力系のシェアが低下する一方、バッテリーの導入量はCN ケース比で3.1倍に増加する。国際連系線の拡張上限を撤廃したことでASEAN域内の発電量の45%が輸出に回ることとなり、域内再生可能エネルギー資源の偏在を是正している。対照的に、CCSInov ケースでは年間CO<sub>2</sub>貯留可能量が増加するため、(CCS付き)ガス火力のシェアが36%まで増加する。PowerInov及びCCSInov ケースともに、増加した再生可能エネルギーやガス火力に代わり、輸入水素・アンモニアを用いた火力は減少している。H2Inov及びDemInov ケースでは、最終消費部門の電力消費が、水素へのシフトや効率改善により減少し、かつ重量車向けFCEV

の普及による石油の減少に伴い DAC の電力投入も減少するため、CN ケースに比べ総発電量が 1 割程度減少する。4 つのイノベーションケースの組合せである Combo ケースでは、太陽光とガス火力が CN ケースより増加する代わりに、相対的に高コストである水素・アンモニア火力及び風力はほぼ淘汰される。

イノベーションケースにおける 2060 年の CO<sub>2</sub> 削減費用について、CN ケースと Combo ケースを比較すると、限界削減費用、平均削減費用ともに大幅に低下している(図 9)。一方、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 CCSInov ケースである一方、平均削減費用が

最も低下するのは DemInov ケースであり、両者は一致していない。DemInov ケースは元より幅広い需要側技術の資本費低下を見込んでいるため当然の結果にも見えるが、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す波及効果も大きい面もある。モデルは総費用の最小化を目的関数としていることから、一義的には総費用の最小化が最も重要と考えているが、一方で市場原理のベースとなる限界費用の低減も重要な指標ではある。ここでみたように、必ずしも両者は相関しないことに留意する必要がある。

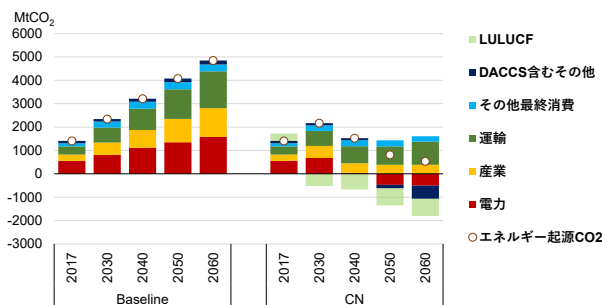


図 2 部門別 CO<sub>2</sub> 排出(ASEAN)

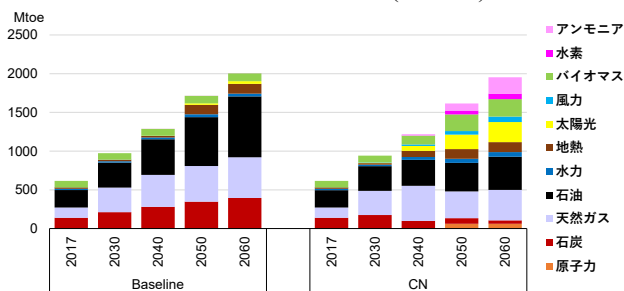


図 4 一次エネルギー供給(ASEAN)

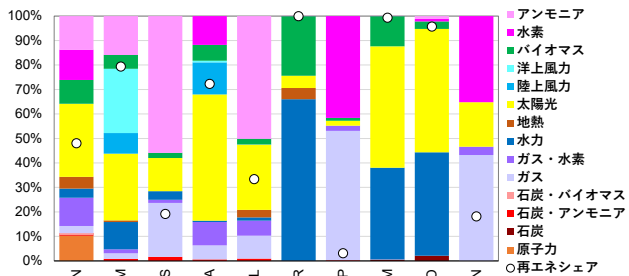


図 6 発電シェア(CN, 2060年)

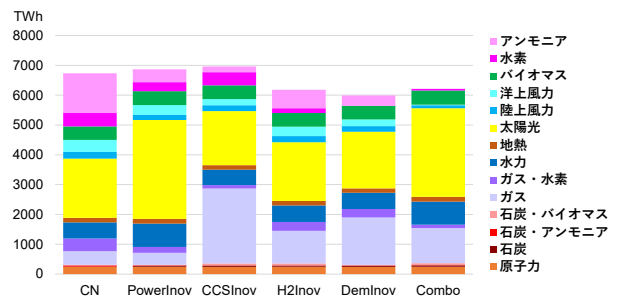


図 8 イノベケース発電(ASEAN, 2060年)

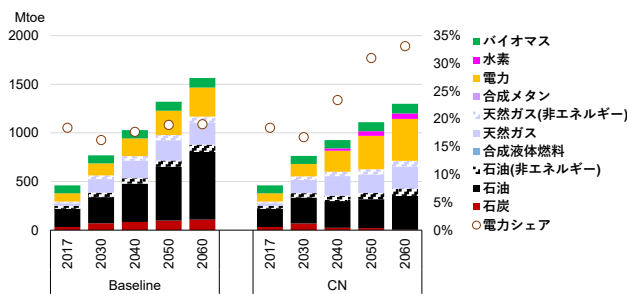


図 3 最終エネルギー消費(ASEAN)

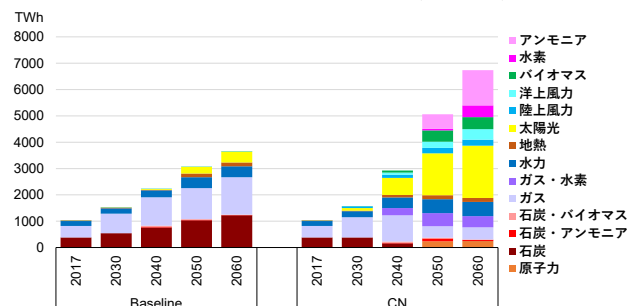


図 5 発電(ASEAN)

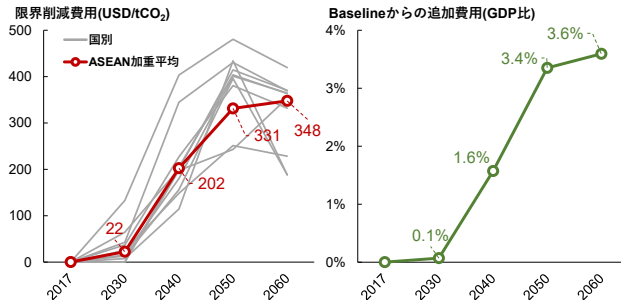


図 7 CO<sub>2</sub> 削減費用(CN, ASEAN)

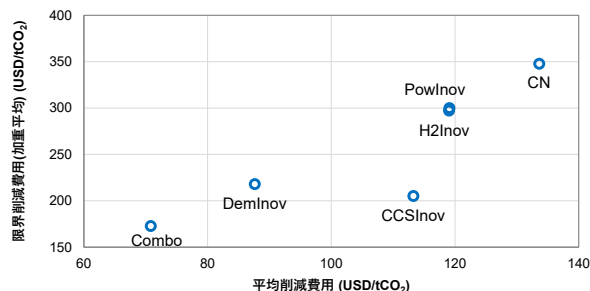


図 9 イノベケース CO<sub>2</sub> 削減費用(ASEAN, 2060年)

#### 4. 結論

本報告では、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示した。結果、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と言える。また、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を果たすことが確認された。電源構成について、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である。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となる。

#### 謝辞

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。

#### 参考文献

- 1). 経済産業省; 梶山経済産業大臣が「アジア・エネルギー・トランジション・イニシアティブ (AETI)」を新たに表明しました  
<https://www.meti.go.jp/press/2021/05/20210528007/20210528007.html> (アクセス日 2022.10.3)
- 2). 経済産業省; アジアグリーン成長パートナーシップ 閣僚会合 (AGGPM) 官民フォーラムを初開催します  
<https://www.meti.go.jp/press/2021/03/20220314005/20220314005.html> (アクセス日 2022.10.3)
- 3). 日 ASEAN ビジネスウィーク 2022;  
[https://ameicc.org/aseanjapan\\_businessweek/2022/](https://ameicc.org/aseanjapan_businessweek/2022/) (アクセス日 2022.10.3)
- 4). Shigeru Kimura, Yoshiaki Shibata, Soichi Morimoto, Kei Shimogori and Yuji Mizuno; Decarbonisation of ASEAN Energy Systems: Optimum Technology Selection Model Analysis up to 2060, ERIA Research Project Report, No. 5 (2022).
- 5). 松尾雄司, 大槻貴司, 尾羽秀晃, 川上恭章, 下郡けい, 水野有智, 森本壮一; 2050 年カーボンニュートラルのモデル試算, 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会(第 44 回会合) 資料 6, (2021)
- 6). 松尾雄司, 遠藤聖也, 尾羽秀晃, 森本壮一, 柳澤明, 大槻貴司; 2030 年・2050 年の脱炭素化に向けたモデル試算, 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会(第 50 回会合) 資料 2, (2022)
- 7). 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 CO<sub>2</sub> 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).
- 8). IEA; World Energy Balances.
- 9). World Steel Association; Steel Statistical Yearbook 2019 Concise Version, (2019).
- 10). Global Cement and Concrete Association; GCCA Getting the Numbers Right Project Report, (2019).
- 11). ERIA; Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2020, (2021).
- 12). IEEJ; IEEJ Outlook 2021, (2020).
- 13). IEA; World Energy Outlook 2020, (2020).
- 14). 内閣官房ほか; 2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略, (2021).
- 15). Danish Energy Agency; Technology Data for the Indonesian Power Sector Catalogue for Generation and Storage of Electricity, (2021).
- 16). Wesley Cole and A. Will Frazier; Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2020 Update, NREL/TP-6A20-75385, (2020).
- 17). M. Fasihi, O. Efimova, and C. Breyer; Techno-economic assessment of CO<sub>2</sub> direct air capture plants, J. Cleaner Production, 224 (2019), pp.957–980.
- 18). pwc; Power In Indonesia: Investment and Taxation Guide November 2018 6th Edition, (2018).
- 19). Global CCS Institute; Global Storage Portfolio: A Global Assessment of the Geological CO<sub>2</sub> Storage Resource Potential, (2016).
- 20). IEA; Establishing multilateral power trade in ASEAN, (2019).
- 21). IPCC; Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change, (2022).
- 22). IMF; World Economic Outlook, October 2022, (2022).
- 23). World Bank; State and Trends of Carbon Pricing 2022, (2022).
- 24). IEA; Net Zero by 2050, (2021).