

**アジア諸国の  
エネルギー安定供給に関する  
情報収集・確認調査報告書**

2022年1月

**独立行政法人  
国際協力機構（JICA）**

**一般財団法人日本エネルギー経済研究所（IEEJ）**

社基
JR
22-003

(空白のページ)

# 目次

要約.....	1
第1章 エネルギー・セキュリティの概念.....	13
1.1 定義と重要性.....	13
1.2 エネルギー・セキュリティの構成要素.....	15
1.3 世界のエネルギー安全保障政策.....	21
1.4 アジア各国エネルギー・セキュリティ政策の評価とリスク.....	32
第2章 エネルギー・電源ミックスの評価.....	47
2.1 エネルギー・電源ミックスの評価基準.....	47
2.2 アジア各国のエネルギー・ミックスの評価.....	70
2.3 アジア各国の電源ミックスの評価.....	90
第3章 主要国のエネルギー・セキュリティ確保のための課題.....	101
3.1 一次エネルギー安定供給に係る課題.....	101
3.2 電力の安定供給に係る課題.....	107
第4章 ベトナムにおける課題分析と支援策.....	117
4.1 エネルギー需給概要.....	117
4.2 エネルギー政策の所管省庁.....	120
4.3 エネルギー供給企業.....	121
4.4 エネルギー・ミックス・電源ミックスの目標.....	124
4.5 新型コロナウイルスの影響.....	125
4.6 支援案件.....	126
4.7 ネットゼロ達成に向けたロードマップ.....	136
第5章 カンボジアにおける課題分析と支援策.....	141
5.1 エネルギー需給概要.....	141
5.2 エネルギー政策の所管省庁.....	144
5.3 エネルギー供給企業.....	144
5.4 エネルギー・ミックス・電源ミックスの目標.....	145
5.5 新型コロナウイルスの影響.....	147
5.6 支援案件.....	148
5.7 ネットゼロ達成に向けたロードマップ.....	155
第6章 フィリピンにおける課題分析と支援策.....	159
6.1 エネルギー需給概要.....	159
6.2 エネルギー政策の所管省庁.....	161
6.3 エネルギー供給企業.....	161
6.4 エネルギー・ミックス・電源ミックスの目標.....	163

6.5 新型コロナウイルスの影響 .....	168
6.6 支援案件.....	169
6.7 ネットゼロ達成に向けたロードマップ .....	181

## 表 目次

表 0-1	アジア各国のエネルギー・ミックスの評価（実績）	4
表 0-2	アジア各国のエネルギー・ミックスの評価（見通し）	5
表 1-1	エネルギー・セキュリティの評価指標	33
表 1-2	指標産出に用いる統計データ	34
表 1-3	時期区分と対象年	34
表 2-1	ブラジルにおける新規水力発電案件	67
表 2-2	各種電源構成見通しを示す文書で扱われた評価基準	69
表 2-3	エネルギー・ミックスの評価指標とその数値幅	71
表 2-4	各国のエネルギー・ミックス評価における得点（2010年代）	89
表 2-5	各国のエネルギー・ミックス評価における得点	90
表 2-6	アジア各国における発電容量計画	94
表 2-7	本スタディにおける発電コスト単価想定（2030年時点）	96
表 2-8	アジア各国の電源ミックスの評価のまとめ	99
表 3-1	調査対象国の基本情報	101
表 4-1	ベトナムの一次エネルギー供給	117
表 4-2	ベトナムの年次電力統計	119
表 4-3	ベトナムのLNG受入基地計画	123
表 4-4	統合型モデルと分散型モデルの長所と短所	130
表 5-1	カンボジアにおける一次エネルギー供給	141
表 5-2	カンボジアの発電電力量の構成	143
表 5-3	カンボジアの発電容量見通し	146
表 5-4	中国によるカンボジアでのガスインフラ計画	152
表 6-1	フィリピンの一次エネルギー供給	159
表 6-2	フィリピンの電源ミックス	160
表 6-3	フィリピンで計画されているLNG輸入計画	163
表 6-4	政府のエネルギー見通しにおける2つのシナリオの目標	164
表 6-5	フィリピン政府による一次エネルギー需要見通し	164
表 6-6	フィリピン政府による電源ミックスの見通し（発電電力量）	166
表 6-7	主要国のネットゼロ目標	178

## 図 目次

図 0-1	アジア各国の一次エネルギー自給率.....	2
図 0-2	アジア各国の一次エネルギー供給の多様性.....	2
図 0-3	アジア各国の経済のエネルギー集約度.....	3
図 1-1	世界のチョークポイント.....	17
図 1-2	レジリエンスのイメージ.....	18
図 1-3	日本の原油供給に占める中東依存度.....	23
図 1-4	日本の資源輸入における自主開発比率の推移.....	24
図 1-5	豪州の石油生産量と消費量.....	25
図 1-6	豪州のガスパイプライン網.....	27
図 1-7	米国内の石油備蓄量の推移.....	29
図 1-8	EU のロシア産ガス輸入量とその全体のガス需要に対する比率.....	31
図 1-9	アジア各国の一次エネルギー供給における自給率.....	38
図 1-10	アジア各国の石油供給における自給率.....	39
図 1-11	アジア各国の天然ガス供給における自給率.....	40
図 1-12	アジア各国の石炭供給における自給率.....	41
図 1-13	アジア各国の電力供給における自給率.....	41
図 1-14	アジア各国の一次エネルギー供給における多様性.....	42
図 1-15	アジア各国の発電電力量における多様性.....	43
図 1-16	アジア各国の電力へのアクセス率.....	44
図 1-17	アジア各国の経済のエネルギー集約度.....	45
図 2-1	EU28 か国の一次エネルギー供給構成.....	48
図 2-2	一次エネルギー供給の見通し（英国）.....	50
図 2-3	電力供給の見通し（英国）.....	50
図 2-4	炭素予算と二酸化炭素排出量の見通し.....	51
図 2-5	一次エネルギー供給の見通し（ドイツ）.....	53
図 2-6	電力供給と純輸入量の見通し（ドイツ）.....	54
図 2-7	米国とカリフォルニア州、ワイオミング州の発電量シェア（2019 年）.....	55
図 2-8	一次エネルギー供給の見通し（アメリカ）.....	56
図 2-9	電力供給の見通し（アメリカ）.....	57
図 2-10	CO2 排出量の見通し（アメリカ）.....	58
図 2-11	ENTSO-E の電源構成見通し.....	59
図 2-12	ENTSO-E の電源構成シェア見通し.....	59
図 2-13	National Grid による Future Energy Scenario のシナリオ枠組み.....	61
図 2-14	英国の電源構成見通し.....	61
図 2-15	ドイツの電源構成シナリオ.....	62
図 2-16	北米（米国・カナダ）の電源構成見通し.....	63
図 2-17	New England の電源構成見通し（2020 年、2029 年）.....	63

図 2-18	主要地域送電機関 (RTO) の電源シェア見通し .....	64
図 2-19	New York ISO “Gold Book” による夏季電源構成見通し .....	64
図 2-20	New York ISO “Gold Book” による夏季電源構成シェア .....	65
図 2-21	日本の電源構成見通し .....	65
図 2-22	ブラジルの電源構成見通し .....	67
図 2-23	ブラジルの 2026 年までの新規電源計画 (2019 年までの契約分) .....	67
図 2-24	アルゼンチンの 2030 年までの電源構成シナリオ .....	68
図 2-25	バングラデシュのエネルギー・セキュリティ指標の変化 .....	72
図 2-26	カンボジアのエネルギー・セキュリティ指標の変化 .....	73
図 2-27	カンボジアのエネルギー・セキュリティ指標の変化の見通し .....	74
図 2-28	インドのエネルギー・セキュリティ指標の変化 .....	75
図 2-29	インドのエネルギー・セキュリティ指標の変化の見通し .....	76
図 2-30	インドネシアのエネルギー・セキュリティ指標の変化 .....	77
図 2-31	インドネシアのエネルギー・セキュリティ指標の変化の見通し .....	78
図 2-32	ラオスのエネルギー・セキュリティ指標の変化 .....	79
図 2-33	ラオスのエネルギー・セキュリティ指標の変化の見通し .....	79
図 2-34	マレーシアのエネルギー・セキュリティ指標の変化 .....	80
図 2-35	マレーシアのエネルギー・セキュリティ指標の変化の見通し .....	81
図 2-36	ミャンマーのエネルギー・セキュリティ指標の変化 .....	82
図 2-37	ミャンマーのエネルギー・セキュリティ指標の変化の見通し .....	82
図 2-38	パキスタンのエネルギー・セキュリティ指標の変化 .....	83
図 2-39	フィリピンのエネルギー・セキュリティ指標の変化 .....	84
図 2-40	フィリピンのエネルギー・セキュリティ指標の変化の見通し .....	85
図 2-41	タイのエネルギー・セキュリティ指標の変化 .....	86
図 2-42	タイのエネルギー・セキュリティ指標の変化の見通し .....	86
図 2-43	ベトナムのエネルギー・セキュリティ指標の変化 .....	87
図 2-44	ベトナムのエネルギー・セキュリティ指標の変化の見通し .....	88
図 2-45	東京電力管内の電力需要純負荷持続曲線分析 (2019 年) .....	91
図 2-46	フィリピンの 2040 年までの一次エネルギー供給見通し .....	93
図 2-47	フィリピンの 2040 年までの電源新設計画 .....	93
図 2-48	アジア各国の発電容量シェア見通し .....	95
図 2-49	アジア各国の電源ミックス目標における経済性 .....	96
図 2-50	アジア各国の電源ミックス目標における多様性 .....	97
図 2-51	アジア各国の電源ミックス目標における輸入依存度 .....	98
図 2-52	アジア各国の電源ミックス目標における CO2 排出度 .....	98
図 3-1	調査対象国の国内エネルギー生産量と自給率 (2018 年時点) .....	102
図 3-2	調査対象国のエネルギー輸出入 (2018 年時点) .....	102
図 3-3	調査対象国の一次エネルギー供給ミックス (2018 年時点) .....	103
図 3-4	調査対象国の電力量に占める非化石電力のシェア (2018 年) .....	103
図 3-5	調査対象国の非電力部門のエネルギー供給シェア (2018 年) .....	105

図 3-6	調査対象国のエネルギー集約度（2000 年～2018 年）	106
図 3-7	調査対象国の発電電力量（2018 年時点）	108
図 3-8	米国における電源種別電源新設状況と見込み	109
図 3-9	調査対象国における変動型再生可能エネルギー（風力・太陽光）の電力量	109
図 3-10	Dynamic Containment の応答設計	111
図 3-11	イタリアにおける発電量・電力消費量	113
図 3-12	EU、日本、米国、中国の住宅用電気料金と卸価格の差	114
図 3-13	EU とその他 G20 諸国の住宅用電気料金と卸価格の差	114
図 3-14	インドの 5 ヶ年計画の目標と実施状況	115
図 4-1	ベトナムの一次エネルギー供給	117
図 4-2	ベトナムの発電電力量推移	119
図 4-3	ベトナム商工省の組織図	120
図 4-4	ベトナムの電気事業の体制	122
図 4-5	ベトナムの一次エネルギー供給量の見通し	124
図 4-6	ベトナムの発電容量構成の見通し	125
図 4-7	ベトナムにおけるネットゼロに向けたロードマップ	139
図 5-1	カンボジアの一次エネルギー供給	141
図 5-2	カンボジアの発電電力量推移	143
図 5-3	カンボジアの一次エネルギー供給見通し	146
図 5-4	カンボジアにおけるネットゼロに向けたロードマップ	157
図 6-1	フィリピンの一次エネルギー供給	160
図 6-2	フィリピンの発電電力量の推移	161
図 6-3	フィリピン政府による一次エネルギー供給見通し	165
図 6-4	フィリピン政府による電源ミックスの見通し（発電電力量）	166
図 6-5	コミットされている電源開発計画（2018 年 12 月時点）	167
図 6-6	NREP において導入が計画されている再エネ電源（2020 年-2040 年）	167
図 6-7	フィリピンにおける天然ガス需要の推移	170
図 6-8	フィリピンの天然ガスの用途（2018 年実績）	171
図 6-9	フィリピンにおけるネットゼロに向けたロードマップ	183



## 略語表

ADGSM	The Australian Domestic Gas Security Mechanism
APS	Alternative Policy Scenario
ASEAN	Association of South - East Asian Nations
BAU	Business As Usual
BECCS	Bio Energy Carbon Capture and Storage
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A.
CBM	Coal Bed Methane
CCS	Carbon Capture and Storage
CCUS	Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage
CDM	Clean Development Mechanism
CES	Clean Energy Scenario
CNG	Compressed Natural Gas
CNOOC	China National Offshore Oil Corporation
CNPA	Cambodian National Petroleum Authority
CNPC	China National Petroleum Corporation
COP	Conference of the Parties
COVID	Coronavirus Disease
DACS	Direct Air Capture and Storage
DEEP	Discovery of Efficient Electricity Price
DG	Distributed Generation
DOE	Department of Energy
EAC	Electricity Authority of Cambodia
EDC	Electricite du Cambodge
ENTSO	The European Network of Transmission System Operators
EOR	Enhanced Oil Recovery
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPTC	Electric Power Trading Company
ERC	Energy Regulatory Commission
ERIA	Economic Research Institute for ASEAN and East Asia
EU	European Union
EVN	Vietnam Electricity
FIT	Feed-In Tariff
FIT-CfD	Feed in tariff – Cash for Difference
FSRU	Floating Storage and Regasification Unit
GCA	Global Climate Action
GDP	Gross Domestic Product
GHG	Greenhouse Gas
HHI	Hahfindhal and Hirschman Index
Hz	Hertz
IEA	International Energy Agency

INDC	Intended Nationally Determined Contribution
IPP	Independent Power Producer
ISO	Independent System Operator
JSC	Joint Stock Company
LED	Light Emitting Diode
LNG	Liquefied Natural Gas
LPG	Liquefied Petroleum Gas
MJ	Mega Joule
MME	Ministry of Mines and Energy
MOF	Ministry of Finance
MOIT	Ministry of Industry and Trade
MONRE	Ministry of National Resources and Environment
MOST	Ministry of Science & Technology
MPI	Ministry of Planning and Investment
mtoe	million tons of oil equivalent
MW	Mega Watt
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NGCP	National Grid Corporation of the Philippines
NLDC	National Load Dispatch Center
NPC	National Power Corporation
NPTC	National Power Transmission Corporation
NREB	National Renewable Energy Board
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
PAT	Perform Achieve and Trade scheme
PDP	Power Development Plan
PNOC	Philippine National Oil Company
PNOC-EC	PNOC Exploration Corporation
PPA	Power Purchase Agreement
PSC	Production Sharing Contract
PtX	Power to x
PVEP	PetroVietnam Exploration and Production
RES	Reference Scenario
RoCoF	Rate of Change of Frequency
ST	Sustainable Transition
STATCOM	Static Synchronous Compensator
TPES	Total Primary Energy Supply
TSO	Transmission System Operator
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
VAEI	Vietnam Atomic Energy Institute
VRE	Variable Renewable Energy

## 要約

### エネルギー・セキュリティの概念

本調査においては、エネルギー・セキュリティの概念を、「国家が経済運営を行う上で十分な量のエネルギー供給が安定的に確保できている状態」と定義する。

エネルギー・セキュリティには大きく分けて 5 つの構成要素がある。その中でも最も重要視される条件の一つが自給率である。これは、輸入依存度の低さと言い換えてもよい。国家単位でのエネルギーの安定供給を確保する上では、その供給をできるだけ自国内で完結させ、他国の情勢に依存しない状態を作りあげることがより望ましい。

次に、自給率と並んで重要視される構成要素が、エネルギー供給における多様性の確保である。これは供給源の分散化と言い換えてもよい。多様性の確保が重要なのは、いうまでもなく、特定のエネルギー供給源に過度に依存すると、その供給源からの供給が遮断された時の影響が大きいからである。

三つ目の構成要素としては、供給レジリエンスが挙げられる。これは、エネルギー供給に関する問題が発生することを完全に事前に防ぐのではなく、想定外の問題は遅かれ早かれ発生するという前提として、その問題が発生した際の影響度を最小化し、且つ短期間で復旧できるようにする能力を指す。エネルギー供給におけるレジリエンスは、「影響の最小化」、「復旧の早期化」という 2 つの要素に分解できる。影響の最小化は、供給面での問題が発生しても、その影響が社会経済に対し大きな影響を及ぼさないような体制を事前に作っておくことである。

四つめに、エネルギー供給を他国からの輸入に依存している場合には、その輸入源における地政学的リスクの水準もエネルギー・セキュリティを構成する重要な要素となる。エネルギー供給源を多様化する際に、政治的に安定した供給源から不安定な供給源に分散するのであれば、多様性は高まるものの供給の安定性自体は低下し、エネルギー・セキュリティはむしろ悪化する可能性がある。

五つ目に、エネルギーの需給状況に関する正確な情報が提供されていることもエネルギー・セキュリティの重要な構成要素である。まずエネルギー供給に関する問題が、国外で発生した事象に起因する場合、当該地で何が原因となって問題が発生し、また復旧に要するにはどれくらいの期間を要するのかという情報を正確かつタイムリーに入手することは、その問題に対する適切な対応策を講じる上で不可欠な条件となる。

### アジア各国のエネルギー・セキュリティの状況

アジア途上国のエネルギー・セキュリティの評価において、上記の構成要素のうち入手可能なデータで検証できるのが自給率、多様性、供給レジリエンスの 3 つの構成要素である。まず一次エネルギー供給の自給率については、対象とした国全てにおいて、一次エネルギー供給の自給率は 50%以上あり、現時点では比較的望ましい状態にある（図 0-1）。しかし、多くのアジア諸国では今後も高いエネルギー需要の拡大が見込まれており、その需要に見合った形で国産のエネルギー供給（化石燃料もしくは再生可能エネルギー）を増や

し、現在の高い自給率を維持し続けられるかどうかは不確実である。

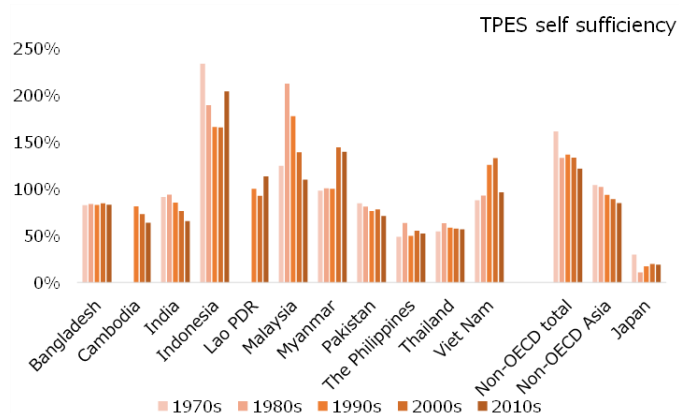


図 0-1 アジア各国の一次エネルギー自給率

(出所) International Energy Agency, *Energy Balances of the World 2020 edition*

次に、一次エネルギー供給の多様性については、バングラデシュを除く全ての国において多様性の改善がみられている (図 0-2)。これらの国々では、過去には石油が主要なエネルギー源であったが、石炭や天然ガス、水力などの利用を進めることで段階的に多様性を改善させてきた。ただし、現在は多くの国において一次エネルギー供給に占める伝統的バイオマスのシェア (2018 年実績) が高いが、これは今後商業エネルギーに取って代わられる可能性が高く、その際に選択される代替エネルギーによっては、多様性が逆に悪化していく可能性もある。

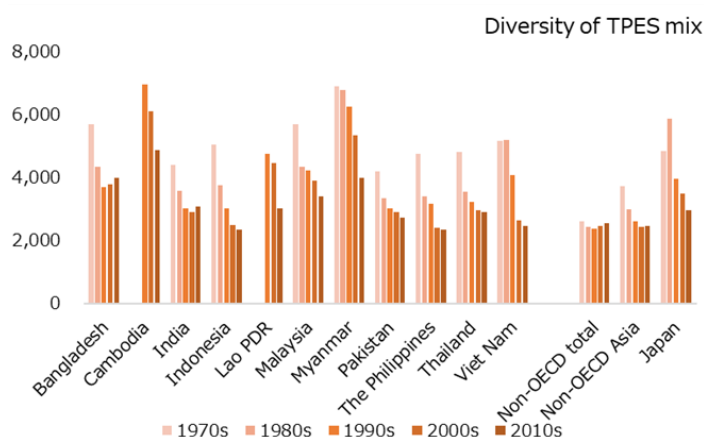


図 0-2 アジア各国の一次エネルギー供給の多様性

(注) 図中の値は Herfindahl Hirschman Index で数値が低いほど多様性が高い。

(出所) International Energy Agency, *Energy Balances of the World 2020 edition*

経済活動を行う上でどの程度のエネルギーを必要としているかを示す経済のエネルギー集約度は想定外の供給途絶が発生した際のレジリエンスを図る一つの有効な指標となる。経済のエネルギー集約度は、多くの国で改善傾向が見られる（図 0-3）。アジアでは、日本の省エネルギー制度を参考にしてている国が多く、エネルギー多消費産業の報告義務やエネルギー管理士制度、建物や機器のエネルギー消費基準とラベリング制度、省エネ教育、などを導入する例が多い。こうした努力が近年のエネルギー集約度の改善に寄与している。

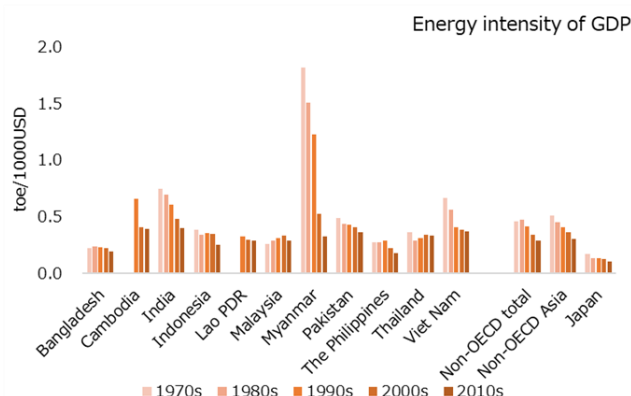


図 0-3 アジア各国の経済のエネルギー集約度

(出所) International Energy Agency, *Energy Balances of the World 2020 edition*

### アジア各国のエネルギー・ミックスの評価

本調査では、アジア各国のエネルギー・ミックスについては、① TPES self sufficiency、② Oil self sufficiency、③ Natural gas self sufficiency、④ Coal self sufficiency、⑤ Electricity self sufficiency、⑥ Diversity of TPES mix、⑦ Diversity of power generation mix、⑧ Access to electricity、⑨ Energy intensity of GDP、⑩ CO2 intensity of GDP の 10 の指標に基づいた評価を行う。評価の対象国は、Cambodia、India、Lao、Thailand、Bangladesh、Pakistan、Myanmar、Philippines、Malaysia、Indonesia、Vietnam の 11 か国である。各指標は、それぞれの指標の取りうる最大値と最小値を元に 1～10 の相対値でスコアを付けている。

上記 11 か国の各評価項目に対する 2010 年代の評価ポイントを表 0-1 に示す。まず表を横に評価項目別にみていくと、アジア各国のエネルギー・ミックスにおいては、一次エネルギー供給の自給率、天然ガスの自給率、電力の自給率、電化率などは、世界的にみても高い水準にあることがわかる。ただし、一次エネルギー供給の自給率の高さは、多くのアジア諸国において依然として伝統的なバイオマスエネルギーが多く利用されているためであり、今後商業用エネルギーの普及拡大によって自給率は低下していく可能性が高い。

他方、相対的に低い水準にあるのが、石油と石炭の自給率と電源構成の多様性である。前者の石油と石炭の自給率は、各国の賦存する資源量に依存する部分が大いため、政策的に自給率を引き下げることは容易ではない。これらの燃料の需要を抑制するとともに、輸入に依存している国においては、その供給源を可能な限り分散化するというのが主な対

策となる。このほか、アジア各国として、今後改善を図るべき指標は電源構成の多様性である。国によって依存度を引き下げていく電源は異なるが、例えば水力や石炭への依存度を引き下げる上では、天然ガスの有効活用や再生可能エネルギーの導入等が有力な対応策となろう。

表 0-1 アジア各国のエネルギー・ミックスの評価（実績）

	BGL	CAM	IND	IDN	LAO	MAL	MYA	PAK	PHI	THA	VTN
TPES self sufficiency	8.3	6.4	6.5	10.0	10.0	2.0	10.0	7.1	5.2	5.7	9.6
Oil self sufficiency	0.6	0.0	2.1	5.8	0.0	10.0	1.9	1.8	0.5	3.7	8.9
Gas self sufficiency	10.0		6.0	10.0		10.0	10.0	8.9	10.0	7.1	10.0
Coal self sufficiency	3.0	0.2	7.0	10.0	10.0	1.0	7.9	2.5	3.7	2.8	9.9
Power self sufficiency	9.5	6.6	7.0	10.0	10.0	10.0	9.5	10.0	10.0	8.9	9.7
Diversity of TPES mix	6.1	5.2	7.0	7.8	7.1	6.7	6.1	7.3	7.7	7.2	7.6
Diversity of power gen. mix	3.3	6.1	4.5	6.5	3.3	6.2	5.1	7.3	7.1	5.0	6.7
Access to electricity	7.5	4.9	7.9	8.8	9.1	10.0	3.0	7.3	9.0	9.9	9.9
Energy intensity of GDP	8.3	6.1	6.0	7.6	7.2	7.2	6.8	6.4	8.5	6.7	6.3
CO2 intensity of GDP	8.3	7.9	4.1	7.2	6.8	6.3	8.5	7.1	8.3	6.9	5.4
<b>Total</b>	<b>64.9</b>	<b>43.4</b>	<b>58.1</b>	<b>83.7</b>	<b>63.4</b>	<b>69.3</b>	<b>68.7</b>	<b>65.8</b>	<b>70.0</b>	<b>63.8</b>	<b>84.1</b>

(注) BGL: Bangladesh; CAM: Cambodia; IND: India; IDN: Indonesia; LAO: Lao; MAL: Malaysia; MYA: Myanmar; PAK: Pakistan; PHI: Philippines; THA: Thailand; VTN: Vietnam. 表中空欄箇所はデータの制約によって指標の計算ができなかった箇所。

表中、緑色は 8.0 以上の得点、褐色は 4.0 以下の得点を示す。

(出所) 日本エネルギー経済研究所

表を縦に国別にみていくと、まず全ての評価項目において、平均（得点 5）かそれ以上のポイントを獲得しているのが、インドネシアとベトナムであり、これら 2 か国は、全体的にバランスの取れた優れたエネルギー・ミックスを有しているといえる。その他の国については、評価項目によってそのポイントの水準が大きく異なっている国が多く、各項目で満遍なく高い水準を満たすエネルギー・ミックスを構築することが難しいという事実が改めて浮き彫りになっている。国によっては、多くの項目においてエネルギー・ミックス上の課題を有している国があり、例えばバングラデシュであれば、石油・石炭の自給率に加えて電源構成の多様性を進める必要があり、カンボジアについては、石油・石炭の化石燃料の自給率に加えて一次エネルギー供給の多様性、電力アクセスがエネルギー・ミックス上の課題となる。

本調査においては、現時点でのエネルギー・ミックスだけではなく、将来のエネルギー・ミックスの見通しについても、同様の手法を用いて評価を行った。見通しの数字は、Economic Research Institute for East Asia and ASEAN (ERIA) が作成する「Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2020」の数値を参照した。同アウトLOOKを採用する理由は、各国の政府関係者が参画して作成されているため、各国個別の要因がより適切に反映された信頼性の高い見通しであるためである。同アウトLOOKでは2050年までの需給見通しが示されているため、2040年、2050年の見通しの値を採用する。他方、この見通しは東アジアサミット諸国のみを対象としているため、バングラデシュやパキスタンの見通しは含まれない。加えて、見通しの評価は、入手可能な需給見通しデータの制約から Diversity of TPES mix、Diversity of power generation mix、Energy intensity of GDP、CO2 intensity of GDP の4項目となる。

次に、各国の一次エネルギー供給ミックスにおける将来見通しを表 0-2 に示す。ここでは、ERIA の見通しの中でも先進的なエネルギー環境政策の導入が進む代替政策シナリオ (Alternative Policy Scenario: APS) における 2050 年時点でのスコアを示しているが、これは近年の脱炭素化に対する関心の高まるを考慮すると、APS の方がより実際のエネルギー需給の将来に近くなると思われるからである。

表 0-2 アジア各国のエネルギー・ミックスの評価 (見通し)

	CAM	IND	IDN	LAO	MAL	MYA	PHI	THA	VTN
Diversity of TPES mix	7.6	7.5	7.3	7.5	6.6	6.8	7.7	6.7	7.4
Diversity of power gen. mix	6.7	6.8	7.1	5.3	6.2	6.4	7.1	5.5	6.0
Energy intensity of GDP	7.7	9.0	9.1	8.6	8.0	9.4	9.2	8.7	7.5
CO2 intensity of GDP	7.4	8.7	8.9	8.0	7.6	9.3	8.9	8.8	6.2
Total	<b>29.4</b>	<b>32.0</b>	<b>32.4</b>	<b>29.4</b>	<b>28.4</b>	<b>31.9</b>	<b>32.9</b>	<b>29.6</b>	<b>27.1</b>

(注) 表中、緑色は 8.0 以上の得点を示す。バングラデシュ、パキスタンは見通しの数字がないため含めない。2050 年代 APS の値。インドネシアについては 2050 年時点の数字は、「Long-Term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience 2050」の「Low Carbon Scenario Compatible with Paris Agreement target」を参照

(出所) 日本エネルギー経済研究所

まず、指標別にみていくと、一次エネルギー供給と電力部門における多様性については各国とも概ね 6 点台から 7 点台の水準に収まっており、将来的にはこれらの国の多様性は似通った水準に収れんしていく可能性を示唆している。その中でも、ラオスとタイのスコアが相対的に低いですが、これはそれぞれ水力とガス火力の電源構成シェアが 2050 年時点で 60%を超えると予測されていることによる。他方、経済のエネルギー集約度および炭素集約度は今後大きく改善することが予想される。対象国の中ではベトナムの炭素集約度のスコアが相対的に低い (CO2 の排出が多い) が、これは 2050 年時点においても一次エネ

ギー供給全体に占める石炭のシェアが 11%と高く想定されていることによる。

次に、国別にみていくと、総得点が最も高いのがフィリピンであり、インドネシア、インド、ミャンマーが続く。フィリピンは一次エネルギー供給、電力供給面で高い多様性が確保されている点その理由である。インドネシアも多様性、エネルギー集約度、CO<sub>2</sub>集約度のいずれにおいてもバランスの取れた見通しとなっている。インドとミャンマーについてはエネルギー効率と炭素集約度の改善が大きく寄与する見通しとなっており、特に炭素集約度については、2050年時点に向けて水力と再生可能エネルギーの導入が進むと見通されていることが大きく効いている。

### アジア主要国のエネルギー・ミックスにおける課題と支援策：ベトナム

本調査では、ベトナム、カンボジア、フィリピンの 3 か国のエネルギー・ミックスを改善させるための具体的な日本との協力案件について、より詳しい検討を行った。

まず、ベトナムに関しては、今後の協力活動に対しは以下の 3 つの目的を設定する。一つ目は、現実的な形で石炭への依存度を低下させることである。本調査における 3 つの分析対象国の中で、ベトナムの石炭への依存度は際立って高い。発電部門だけではなく産業や民生部門においても石炭が多く用いられている。これは言うまでもなく石炭を利用することが、経済的には最適な選択だったためである。今後、世界的に気候変動対策が求められるようになる中では、この石炭への依存度を低減させていく必要があるものの、その一方で、安価な石炭への依存度を急激に低下させることはベトナム経済に対しても大きな損失を生じさせる可能性がある。このため、現実的な解として、少なくともエネルギー転換における移行期においては、石炭から天然ガスへの転換を促すことが、現状の高い石炭依存度の低減にとって、現実的で受け入れ可能な方策である。従って、日本とベトナムとの間の協力活動においても、石炭から天然ガスへの代替を促すことが、一つの柱になるべきである。

二つ目は、より詳細な非電力分野でのエネルギー政策を整備するということである。ベトナムにおいては、電力部門については、定期的な電源開発計画が作成されており、その計画の内容は、エネルギー安全保障や気候変動対策、経済性の観点のすべての面においてバランスの取れた非常に優れたものとなっている。しかし、その他の非電力部門については、長期的な計画の策定が十分になされているとは言えない。今後はベトナムも、経済的に合理的で且つ安定的なエネルギー供給を確保しつつ、気候変動対策も進めるという、3Eのバランスの取れたエネルギー・ミックスを構築していかなければならず、そのためには、電力部門だけではなく、非電力部門においても同様の詳細なエネルギー供給やインフラ整備に関するロードマップが必要である。

三つ目は、競争力があり、かつ透明性の高いエネルギー産業構造を構築することである。ベトナムでは、電力市場においては既にシステム改革が行われており、電力の安定供給と投資の確保において大きな効果を上げている。効率的なエネルギー産業構造を構築することは、エネルギー供給の効率性を確保するとともに、経済のエネルギー集約度を引き下げることによって、エネルギーの供給レジリエンスを向上させることにも資する。ベトナムでは電



力市場のシステム改革がすでに行われているが、ガス市場のシステム改革はやや遅れ気味であり、電力市場相当の改革が進められるべきである。具体的には、ガス市場における産業構造や、政府、国営会社、民間会社の責任分担や、末端の電力ガス価格の決定方式などについても、明確なルールが設定されることが望ましい。そうしたシステム改革は、今後のガス供給のインフラ整備に対する投資を確保する上でも重要となる。

上記の課題を克服することを目的として、本報告書では、ベトナムに対する今後の国際協力案件として、LNG バリューチェーンスタディ、ガス分野を中心とする技術協力プロジェクト、非電力分野におけるガスの利用促進計画の3件を提示する。

### (1) LNG バリューチェーンスタディ

一つ目の協力案件は、LNG のバリューチェーンスタディである。このスタディは、経済成長に伴うエネルギー需要拡大に対し、十分かつ経済的なエネルギー供給の確保と気候変動対策を両立するために、安定的かつ経済性のある LNG を輸入可能とする産業構造を検討することを目的とする。

具体的な支援の項目としては、まず最新の国際 LNG 市場における需給・技術・契約のトレンドについての情報収集を行い、ベトナム政府・国営石油会社・国営電力会社などのステークホルダーとの意見交換を行う。国際 LNG 市場においては、情勢が頻繁に変化するため、調査期間中の意見交換は随時行うものとする。

次に、LNG に関連する産業構造やビジネスモデルを提示するためには、既に LNG バリューチェーンが構築され且つ、成熟した市場を有する諸外国を対象としたモデル検証を実施することが有効である。ベトナムは国内で一定規模の天然ガス生産がある一方、隣国とのガスパイプラインの接続はなく、また国内のガスパイプライン網も南部にしか存在しないという点で、数ある LNG 輸入国の中でもユニークな存在となる。このため LNG が恒常的な天然ガス供給源となっており、比較的情報の入手が容易な欧州や東アジアの LNG 輸入国の事例を対象にビジネスモデルの抽出を行う。

そして、今後ベトナムにおける LNG の受入・利用拡大を図る上では、そうしたガス市場のシステム改革の可能性についても検討する必要があるため、ビジネスモデルの分析と併せて、諸外国の事例を参考にしながら、ベトナムで適用可能な天然ガス市場政策の内容を検討する。

### (2) LNG 利活用にかかる技術協力プロジェクト

本協力案件は、ベトナム政府ないしは国営企業の関係者に対して、LNG の受入・利活用に関する包括的な知識を習得してもらうことである。これら政府・国営企業のキャパシティビルディングが進むことで、ベトナムにおける円滑で効率的な LNG の受入と需要拡大を進めやすくなることが期待される。

具体的な協力項目としては、ベトナム政府及び国営企業の対象者に対する LNG 受入事業を含めた包括的な研修プログラムを提供し、それを体系的に習得してもらうことが中心となる。プログラムについては、LNG 受入基地を中心とした利活用を実体験できる研修場

所として本邦での研修を想定し、既存の本邦電力事業者やガス事業者の知見を活用することで、より実践的な研修を行う。具体的な研修プログラムの内容としては、下記の様な項目が考えられる。

- 既存の LNG 事業に関する法規制（安全・環境・衛生）の検証及び更新の提案
- LNG・天然ガスの用途（発電用・産業用・民生用・輸送用）
- LNG 受入・利活用インフラのファイナンス
- LNG 売主との調達契約
- LNG 再ガス化施設の建設契約、基地運用事業者との操業契約
- LNG 受入基地と関連設備の訓練プログラム、マニュアル作成、演習など

この他、LNG の利活用に対し多くの供給事業者を参入させるための LNG 受け入れ基地に対する第三者アクセス制度の設計・運用や、LNG 受入基地の有効活用を図るための LNG の冷熱の活用についても、必要に応じ、協力プログラムの中に盛り込む。

### (3) 非電力部門でのガスの利用促進計画

本協力案件は、ベトナムの経済成長を支える産業部門、輸送部門、民生部門といった非電力部門における安定的・経済的且つ低炭素のエネルギー供給計画を作成するものである。特に現在、石炭や石油系燃料、伝統的なバイオマス燃料に依存している部門において、安価で利便性の高い天然ガスが供給されることで環境負荷の軽減と低炭素社会の実現を通じた国民の福利向上が可能となる。

具体的な協力項目としては、産業部門、輸送部門、民生部門における将来の需要見通しを地域別に作成し、その需要を満たすために必要となるインフラの整備、インフラの種類（パイプライン、LNG サテライト施設など）、インフラ整備に要する金額などを分析する。インフラ整備面においては、地方政府や民間事業者が商業用地を含んだ都市計画や市街地再開発計画の作成する際に、地方政府や立案事業者へ対して天然ガス利用を想定したガスインフラの導入するような計画時点での働きかけも有効であり、この協力案件では、そうした一連の政策メニューの提示を行う。また長期的にはベトナムにおいてもガス事業の脱炭素化の観点から水素の活用も想定されるため、水素パイプラインへの転用を考慮したパイプライン網の整備を行うことで、将来的にも、効率的なインフラ整備が可能となる。

### アジア主要国のエネルギー・ミックス上の課題と支援策：カンボジア

本調査におけるもう一つの調査対象国のカンボジアについては、2 つのエネルギー・ミックス上の課題がある。一つは、国民に対し安定的且つ近代的なエネルギーの供給を確保することである。上記の通り、カンボジアでは伝統的なバイオマス燃料への依存度が依然として高く、電化率もまだ低い。今後、国民生活の水準を改善していくためにも、どのようにして近代的なエネルギー供給体制を整備していくのか、そのためのエネルギーインフラをどのように開発していくのかという、長期的なエネルギー需給計画が不可欠である。

もう一つは、低炭素化・脱炭素化への対応である。現在、カンボジアの発電部門においては石炭火力の導入が進みつつあり、また輸送部門では、モータリゼーションの進展に伴

い石油需要の増加も予想されている。これに対し、世界規模で気候変動対策に向けた取り組みが加速している現在、今後はカンボジアに対しても低炭素化・脱炭素化に向けた取り組みが求められることは確実である。そうした状況下においては、カンボジア国内における再生可能エネルギー資源の見極めやその活用に向けた政策的な対応やインフラの整備が進められる必要があり、仮に化石燃料を利用する際にも、より温室効果ガスの排出が少ない天然ガスの利活用に関する対応が求められる可能性が高い。長期的な再生可能エネルギーの主力電源化と、移行期における天然ガスの利活用をパッケージ化した包括的なエネルギー・ミックスの形成に向けた協力が必要である。

上記の目的を踏まえ、本報告書では、カンボジア向けの協力案件として、エネルギー転換に向けたマスタープランの策定と LNG・天然ガス利用のための人材育成、の2点が有意義であると考えられる。

### (1) エネルギー転換に向けたマスタープラン

本協力案件の目的は、カンボジアにおけるエネルギー転換のマスタープランを策定することにある。長期的には再生可能エネルギーの主力電源化を図るとともに、移行期においては天然ガスの利活用を進める具体的な計画を作成することで、今後の経済成長を支え、かつ不安定な電力供給事情の改善を図ることができる。

具体的な協力項目としては、まず、2050年までの長期の一次エネルギー需給見通しを作成する。今後のエネルギー転換を見据えたインフラの償却期間を考慮すれば、2040年ないしは2050年を視野に入れたより長期のエネルギー需給の見通しが不可欠である。本協力案件では、まず長期のエネルギー需要見通しを作成し、その中で特に天然ガスの需要動向については発電、産業、民生など部門別の詳細な見通しを作成する。

将来の長期的なエネルギー需要の見通しができた段階で、移行期間において重要な役割を果たすことが期待される天然ガス・LNG関連インフラと、将来的には国内の主力エネルギー源となる再生可能エネルギー導入に係るインフラ計画を作成する。そうしたインフラ計画が完成した時点で、優先順位が高く、かつより国際協力の必要性の高い資金需要の大きいインフラ開発プロジェクトを特定する。

最後に、本マスタープラン策定の成果として、政策提言とエネルギー転換に向けたロードマップを作成する。政策提言としては、移行期におけるガス導入にあたっての事業法を含む諸制度・規制の整備、投資関連制度、国内のガス火力発電を含むガス関連事業に関する政府組織の新設など多岐にわたる分野の政策を展開する必要性が考えられる。また、長期的には再生可能エネルギーの主力電源化に関する政策が含まれる。ロードマップについては、2050年までを目途とし、2030年、2040年などの基準となる年における需要構成やインフラ整備計画などを含める。

### (2) LNG・天然ガスの利活用に向けた技術協力プロジェクト

本プロジェクトでは天然ガスや LNG に関する専門知識を習得し、カンボジアでの天然ガスや LNG をスムーズに導入するための人材を育成する。

プロジェクトに含まれる項目として、まず LNG を含む天然ガス利用および天然ガスインフラ整備に関する専門知識の習得が挙げられる。今後の天然ガス・LNG の利用を拡大する上で、政策当局者として身に付けておくべき基礎的な情報や商取引、操業、技術に関する見識を深めてもらう。次に含まれる項目が、実際に天然ガス・LNG を導入する上で、整備しなければならない法制度、規制体系である。諸外国の事例も交え、いくつかのオプションを提示しながら、現地政府関係者と望ましい法制度、規制体系を整備する支援を行う。そして、三つ目に、操業サイドにおける諸基準や操業面でのノウハウに関する知識である。前者については、現状天然ガス・LNG の利用がないカンボジアにおいては、ゼロからの基準の整備が必要となる。操業面のノウハウについては、一義的には当該事業を行う企業が責任をもって行うこととなるが、政策当局者として実際にどのような操業を行っているのかについての知識を習得してもらうことも、より効果的・効率的な政策の立案・遂行には重要となる。

#### アジア主要国のエネルギー・ミックス上の課題と支援策：フィリピン

最後に、3つ目の本スタディにおける調査対象国であるフィリピンについても、3つのエネルギー・ミックス上の課題が存在する。一つは、短期的な課題として、2024年に生産停止が予定されている国内の Malampaya ガス田からの供給の代替供給確保を支援することである。このことは、電源ミックスの20%以上を占める燃料の供給が停止してしまうことを意味しており、代替のエネルギー源を確保することはフィリピンのエネルギー供給にとって喫緊の課題である。同ガス田から産出されるガスのほとんどは発電用に用いられているが、生産停止時期までの期間と今後の長期的な温室効果ガスの排出抑制の必要性を考慮すると、現実的には LNG の導入と、長期的にはその導入に要するインフラを有効活用するという観点から、新規のガス火力発電所の建設が重要となる。

二つ目は、現実的な石炭依存度の低減を図ることである。フィリピンでは、2008年から2018年にかけて発電用の需要が大きく伸びたことにより、同期間で石炭の需要が2.6倍に増加した。さらに、現時点でコミットされている新規の火力電源もそのほとんどが石炭火力となっている。このような石炭に偏った電源開発は、環境面だけでなく、エネルギー安全保障面からも望ましくないため、現実的な石炭依存度の低減を図るためにも、LNG の導入による石炭依存度の低減が必要である。

三つ目には、長期的な再生可能エネルギー導入の道筋を明確に示すことである。上述の通り、今後フィリピンにおいては石炭を始めとする化石燃料の導入が進むことが予想されており、フィリピン政府による長期見通しでも、最も化石燃料への依存度が低いシナリオでも、2040年時点での化石燃料のシェアは68%と、現状の水準からほとんど変わらない。フィリピンでは水力発電のシェアが低く、地熱発電の開発も停滞していることから、今後化石燃料への依存度を低減するには、国内の風力や太陽光発電、原子力発電、アンモニアを含む水素の利活用に向けた長期需給計画が必要であり、そのための国際協力が重要と考えられる。

上記3点の目的に基づき、本スタディでは、天然ガス利用マスタープラン、天然ガス利

活用にかかる技術協力プロジェクト、ネットゼロシナリオの作成、の3つの協力案件を提案する。

### (1) 天然ガス利用マスタープラン

本協力案件では、天然ガス利用拡大に向けたマスタープランの作成を提案する。長期の天然ガス利用計画を作成し、フィリピンに提案することで、フィリピンが計画的に国内のエネルギー・ミックス及び電源ミックスに天然ガスの導入を進め、その結果として国内に経済的、環境親和的、かつ安定したエネルギー・電力が供給されることが期待される。

具体的な支援項目としては、まず 2050 年までを視野に入れた長期的なエネルギー・電源ミックスの需給見通しが挙げられる。この見通しの作成においては、異なるエネルギー・環境関連技術の進展度合いや政策的な対応によって複数のシナリオが発生しうることを想定し、2050 年を目途にそれぞれのシナリオにおいて、フィリピンのエネルギー・天然ガス需要がどのように変化するかという点について定量的な分析を行う。次に、インフラの整備計画を立案する。作成された具体的な天然ガスの需要見通しに基づき、その利用形態可能になるために必要なインフラを特定し、その整備計画を提示する。具体的なインフラとしては、LNG の受入施設（浮体式貯蔵・再ガス化施設（Floating Storage and Regasification Unit: FSRU）もしくは陸上受け入れ基地）、受入に要する港湾設備、受入施設から発電所ないしは最終消費者までのパイプライン網、ガス火力発電施設、必要に応じ首都マニラまでの天然ガスパイプライン網、離島地域に供給される小型 LNG の配送施設（LNG Hub）、各離島における LNG の受入施設・火力発電所などが含まれる。さらにこれらのインフラ整備に要する資金需要についても概算する。

本格的な天然ガス利用を進めていく上では、そのような事業の拡大を担う活力ある天然ガス事業者が国内に存在していることが望ましい。他方、行き過ぎた市場の自由化は、将来の事業不確実性を高めることで、ガスの利用拡大に向けた投資を抑制してしまう懸念もある。本協力案件における三つ目の支援項目としては、フィリピン国内において本格的な天然ガスの利用を進めていく上での、ガス産業のあり方やそのための市場システム改革の素案を、フィリピンの国内事情を考慮し、また諸外国における事例によりながら、検証し提示する。

最後に四つ目の項目として、今後のフィリピン国内における天然ガスの利用拡大に向けたロードマップの作成と、フィリピン政府並びに国営企業（PNOC）に対する政策提言がある。ロードマップについては、長期の天然ガスの需要見通しを基に、2030 年、2040 年、2050 年断面におけるフィリピン国内における天然ガスの利用形態を示し、その実現に要する政策やインフラの整備を整理する。

### (2) 移行期間における LNG を中心とする天然ガス利活用にかかる技術協力プロジェクト

本協力案件の目的は、フィリピン政府ないしは国営石油会社の関係者に対する LNG の受入・利活用に関する様々な分野の知見を包括的に習得してもらうことで、フィリピンが円滑な LNG の受け入れと需要の拡大を実現させることにある。

具体的な支援項目としては、まず、LNGに関連する様々な分野の関連知識を、フィリピン政府および国営会社の関係者に身に付けてもらうことであり、まず LNG の受け入れ・利活用に関する法制度や規制枠組みの素案を提供することである。フィリピンでは、これまで行ったことのなかった LNG の受入事業に際して、その事業に対する許認可や政府の権限の範囲、監督機能、受け入れた LNG の価格の国内市場への反映の仕方など、LNG の導入にあたり十分にクリアになっていない項目が多く残されている。この協力案件では、まず LNG の受入に関する諸規定をまとめた LNG 事業法（仮称）とそれに関する諸規制についての基本的な枠組みを提示する。

加えて、安全・環境・衛生に関する関連規制の枠組みも提供する。実際の LNG の受け入れの現場における安全・環境・衛生に関する諸規制についても、フィリピンでは、これまで LNG を受け入れた経験がないため、体系だった規制が整備されていない。LNG は言うまでもなくその取り扱いを誤れば大事故を起こしかねない危険物である。十分な操業面での知識を持たない操業員などが受け入れや払い出しの実務を行うことには多くの安全・環境・衛生面でのリスクが存在する。本協力案件では、そうした安全・環境・衛生面での諸規制の素案を提供し、また実際の操業面でのノウハウなどについてもマニュアルを整備することで、安全かつ安定的な LNG の受け入れを可能にする。

### (3) フィリピンにおけるネットゼロシナリオの作成

本協力案件では、フィリピンにおける現実的なネットゼロ達成に向けたシナリオとロードマップを作成することで、マクロ経済やエネルギーの安定供給などに過度な負担をかけない形で長期的なネットゼロに向けた国際公約の素案を提示する。

具体的な支援項目としては、まず異なる時間軸やエネルギー・環境技術に関する前提条件に基づく複数のネットゼロへ到達するシナリオの提示である。その際の主な変数としては、1) ネットゼロ達成の時間軸（2050年、2070年など）並びに、2) エネルギー・環境技術のコスト低減の度合いの 2 つの変数を想定する。そしてその異なる変数の組み合わせによるシナリオを複数作成する。次に期待される成果として、上記の複数のシナリオにおいて必要となる経済的なコストを算出する。各シナリオにおいては、固有の道筋をたどった上でのネットゼロの状態が実現されるが、そのネットゼロの達成プロセスにおいて必要となるカーボンプライスを理論的に算出し相互に比較することで、異なるシナリオの下でのフィリピンにとってのネットゼロ達成に要するコストを数値化して示す。その上で、フィリピンにとって最も望ましいネットゼロに向けた排出削減経路に関する提言を行う。最後に、今後のネットゼロを実現する上で、最も望ましい削減経路を特定した上で、それを実現する上で、とりわけ重要な排出削減策の実施について、日本との国際協力が可能な分野についての検討を行う。

## 第1章 エネルギー・セキュリティの概念

### 1.1 定義と重要性

#### 1.1.1 定義

本調査においては、エネルギー・セキュリティの概念を、「国家が経済運営を行う上で十分な量のエネルギー供給が安定的に確保できている状態」と定義する<sup>1</sup>。エネルギー・セキュリティは多様な定義がなされる概念であり、その内容に含められる要素もまた様々である<sup>2</sup>。例えば、エネルギー・セキュリティの必要条件として、物理的な供給量やその安定性と共に、その供給価格が合理的な水準であることを含める定義もある<sup>3</sup>。また、近年の気候変動対策の重要性に鑑み、エネルギー供給構成における持続可能性（非化石燃料エネルギーの供給）をエネルギー・セキュリティの要件に含める議論もみられる<sup>4</sup>。ただ、これらの追加的な条件や要素は、厳密にはエネルギーの供給量や安定性と相反する効果をもたらす側面もあり、これらの諸要素のバランスは、エネルギー・セキュリティの議論ではなく、エネルギー・ミックスの議論として整理することが妥当と考えられるため、本調査では、エネルギー供給の「量」と「安定性」の2点を、エネルギー・セキュリティの構成要素としてとらえる。

また、最近のエネルギー・セキュリティの議論においては、国内の多様な階層の国民に対してエネルギーが平等に供給されているかどうかという、公平性の概念をエネルギー・セキュリティの要件に含める議論もある<sup>5</sup>。本調査の主たる調査対象国はアジアの開発途上国であり、このような国内におけるエネルギー・アクセスの問題は、広義のエネルギー供給確保に向けた重要な政策目標の一つでもあるため、エネルギー・セキュリティの「量」の問題の一部として含めることとする。

#### 1.1.2 重要性

エネルギー・セキュリティは、いうまでもなく、国の健全な経済運営にとって、重要な前提条件の一つである。エネルギー・セキュリティが、国の政策の中でも取り立てて重要な位置づけを有している理由は、エネルギーという財の持つ性質に起因する。エネルギー

---

<sup>1</sup> 同様の定義を行っているものとして、Jonna Nyman, “Red Storm Ahead: Securitization of Energy in U.S. - China relations,” *Millennium - Journal of International Studies*, Vol. 43, p. 44; Congressional Budgetary Office, *Energy Security in the United States*. (Washington D.C.: Congress of the United States, 2012); Christian Winzer, “Conceptualizing Energy Security,” *Energy Policy*, Vol. 46., No. 1 (2012), p. 36 など。

<sup>2</sup> そうした多様な定義を一覧表形式で整理したものとして、Christian Winzer, “Conceptualizing Energy Security,” *Energy Policy*, Vol. 46., Non. 1 (2012), pp. 42-43 を参照。

<sup>3</sup> 例えば、Daniel Yergin, “Ensuring energy security,” *Foreign Affairs*, (2006) Vol .85, No. 2, p. 69 など。

<sup>4</sup> 例えば、Benjamin K. Sovacool and Ishani Mukherjee, “Conceptualizing and measuring energy security: A synthesized approach,” *Energy* (2011) Vol. 36, No. 8, p. 5343; Bert Kruyt, D.P.vanVuuren, H. J. M. de Vries, ad H. Groenenberg, “Indicators for Energy Ssecurity,” *Energy Policy*, Vol. 37, No. 6 (2009), pp. 2169-70 など

<sup>5</sup> Benjamin K. Sovacool, “An International Assessment of Energy Security Performance,” *Ecological Economics* Vol. 88 (2013), p. 150.

財（石炭、石油、天然ガス、LNG など）の多くは、自由な国際市場で取引がなされているという意味で、市況商品という性格を持つ。これは、取引を行うための国際市場やその取引慣行が確立されており、少なくとも必要な金額を支払えば、必要な量を確保できる商品であるということの意味している。

しかしその一方で、エネルギー財は多くの場合、代替財に限られ、需要の価格弾性値が低いという性格も有している。例えば、電力の供給が予期せず遮断されてしまった場合、それまで電力が提供していた様々なサービス（照明、空調、通信、調理など）を、電力に代替して供給できる大体のエネルギー源を短期間で確保するのは困難である。また普段、自家用車で通勤をしている人が、ガソリン価格が上昇したからと言って、公共の交通機関での通勤に振り替えることができるかという点、これも現実的には難しいことが多い。普段自家用車で通勤をしている人は、そうした公共の交通機関が利用できない場所に住んだり、またそうした場所に通勤したりしている場合が多いからである。従って、相当程度ガソリンの価格が上昇したとしても、短期的には普段自動車通勤をしている人は引き続きガソリンを購入し車を利用し続けざるを得ない。エネルギー財は、確かにお金を出せば調達はできるという市況商品という性格を持つものの、その一方で、需給がひっ迫し価格が著しく上昇した場合であっても代替物を確保することが難しく、時に国内経済に対して大きなダメージをもたらす可能性があるという意味において、戦略財という性格も有している。このことが、各国の政府にとって、エネルギーの安定供給の確保が重要な政策目標と位置付けられていることの大きな理由である。

なお今後、中長期的なカーボンニュートラル達成に向けた取り組みが進む中、安定供給を確保するための要因が多様化していく可能性がある。今後脱炭素化に向けた対応が各国で進められる中で、少なくとも移行期においては化石燃料が重要な役割を果たすことが考えられることから、1.2 において述べるエネルギー・セキュリティの構成要素は本質的には変わることはない。しかし、今後はエネルギー・ミックスにおける電化が進み、また電源ミックスにおいても変動型の再生可能エネルギー（Variable Renewable Energy: VRE）のシェアが高くなることが確実視される中で、そうしたVRE特有の間欠性への対応や電源構成における慣性力の低下への対応、低炭素のベースロード電源の確保などといった問題が、安定供給の確保において大きな課題となることが予想される。また、需要サイドにおいても、電化に伴う全体的な電力需要の増大（ワットアワーの問題）と従来化石燃料が担っていた需要（産業、輸送、民生）が電化することに伴う需要変動への対応（ワットの問題及びデルタワットの問題）の観点から、最適なグリッド運用、送配電網や水素・蓄電池などの貯蔵分野への投資や技術開発がますます重要となってくる。さらには、これらの問題以外にも、再生可能エネルギーの供給に不可欠なクリティカル・ミネラルの問題など、これまではさほど重大視されてこなかった多様な課題が深刻化する可能性もある。これらの新たな課題に対し、世界はまだ手探り状態でその解決策を模索している段階であり、現時点では、それらの課題を定量的に評価し、十分な解決策を提示する段階には至っていない。今後のエネルギー安定供給を考える上では、そうした現在進行形の課題とその解決策を見つける取り組みにも、十分に注意を払っておく必要がある。



## 1.2 エネルギー・セキュリティの構成要素

1.1において定義した、エネルギー・セキュリティの2つの構成要素である「量」と「安定性」を確保するには、いくつかの条件が満たされている必要がある。そうしたエネルギー・セキュリティの条件ないし構成要素には大きく分けて、自給率、多様性、供給レジリエンス、地政学的リスクの低さ、情報の入手可能性の5つがある。

### 1.2.1 自給率

エネルギー・セキュリティの構成要素として最も重要視される条件の一つが自給率である。これは、輸入依存度の低さと言い換えてもよい。国家単位でのエネルギーの安定供給を確保する上では、その供給をできるだけ自国内で完結させ、他国の情勢に依存しない状態を作りあげることがより望ましい。

自給率の中でも、特に石油の自給率の引き上げは、世界的にみても、伝統的なエネルギー・セキュリティ対策の中では、最も中核的な目標とみなされてきたといってもよい。軍事用の燃料としても重要な石油の自給体制の確保は、狭義の安全保障政策においても、重要な位置づけを占めている。また1970年代の石油危機以降は、多くの国々において、省エネの推進と併せて国産エネルギーの開発による石油の輸入依存度の引き下げが模索されてきた<sup>6</sup>。1980年代以降、いわゆる逆オイルショックと呼ばれる大幅な石油需給の緩和によって国際原油価格が長期にわたり低位で安定した動きを見せるようになると、石油は効率的な国際市場から調達するのが最も効果的だとの認識が広まることで、エネルギー・セキュリティ政策における自給率の重要性は相対的に低下した。しかし、エネルギー・セキュリティにおける自給率は、近年改めてその重要性が増してきているように見える。その主な理由として挙げられるのが、地政学的リスクの高まりである。

日本が石油供給の多くを依存する中東地域はかねてよりその政情の不安定さが問題視されてきているが、イランによる核開発問題に対する周辺国の警戒感の高まりや、イエメンやシリア、レバノンなどで続く武力対立は一層混迷の度合いを増しており、その域内の政治情勢は悪化の一途をたどっている。特に、2019年9月のサウジアラビアにおけるAbuqaiq石油集積基地に対する巡航ミサイルとドローンによる攻撃は<sup>7</sup>、同国からの石油供給が、地政学的要因によって大規模かつ長期にわたって途絶する事態が今後も十分に発生する可能性があるということを示唆している。また日本の近海においても、中国による積極的な海洋進出が続く中、南シナ海や東シナ海、台湾情勢などをめぐる地政学的な緊張が高まっており、エネルギーを国外からの供給に依存しないことの価値が近年高まりつつある。

自給率を引き上げるための具体的な対応策としては、自給率の分母（国内のエネルギー需要）を抑える省エネの推進や、自給率の分子（国内のエネルギー生産）を引き上げる国

<sup>6</sup> 資源エネルギー庁、「主要国エネルギー安全保障政策の変遷」（同、『エネルギー白書2010年版』  
<https://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2010html/1-1-3.html>. Accessed on 8 January 2021.

<sup>7</sup> Ben Hubbard, Palko Karasz and Stanley Reed, “Two Major Saudi Oil Installations Hit by Drone Strike, and U.S. Blames Iran,” *The New York Times*. 14 September 2020.

内資源の開発の促進や再生可能エネルギー・原子力の推進などといった政策がとられる。特に後者の対応策に関しては、いわゆる非化石エネルギーの国内生産を引き上げることは気候変動対策にも資するため、今後さらにその政策的な重要性が増していくことが考えられる。

## 1.2.2 多様性

エネルギー・セキュリティを確保する上で、自給率と並んで重要視される条件がエネルギー供給における多様性の確保である。これは供給源の分散化と言い換えてもよい。多様性の確保が重要なのは、いうまでもなく、特定のエネルギー供給源に過度に依存すると、その供給源からの供給が遮断された時の影響が大きいからである。実際に、多様性の確保は、長らくエネルギー・セキュリティの要諦とみなされてきた。第一次世界大戦開戦前に、当時英国の海軍大臣であった Winston Churchill は、艦船の燃料として需要が高まりつつあった石油の確保について「安全かつ確実な石油を確保するには、とにかくその多様性を確保することだ (Safety and certainty in oil lie in variety and variety alone.)」と述べたことは広く知られている<sup>8</sup>。この多様性の確保は、今日のエネルギー・セキュリティを考える上でも引き続き高い重要性を有している。後述する EU の電力供給におけるリスクシナリオで採用されている「N-1 原則」も、基本的には、この多様性を確保するための一つの基準として考えられる。

なお、この多様性を評価する指標としては、ハーフィンダール・ハーシュマン指数と (Herfindhal and Hirschman Index: HHI) 呼ばれる数値が用いられることが多い。これは、各供給源の全体に対するシェアを二乗した数値を足し合わせたものであり、理論上、ゼロから最大で 10,000 までの間をとりうるが (独占状態の場合)、ゼロに近い方がより多様性が確保されているという事になる。実際の適用例については後述する。

エネルギー・セキュリティにおいて確保すべき多様性にはいくつかの「層」がある。その中でも、一つ目の層は、一次エネルギーの種類である。例えば石油への依存度が高い国であれば、想定外の石油供給途絶や急激な石油価格の上昇といった事態に対し脆弱なエネルギー供給構造を有しているといえる。電力供給においても、例えば水力に大きく依存している国は、電力供給の安定性が、その年々の雨量によって大きく左右される。今後、太陽光や風力への依存度が高まれば、日照時間などの気象条件によって電力供給が不安定になる機会も多くみられるようになるだろう。もちろん闇雲に一次エネルギー源の分散化を図ることは賢明ではないが、それぞれの一次エネルギー供給の特性を踏まえた多様性の確保が、エネルギー・セキュリティにおける最も重要な構成要素の一つである。

多様性における二つ目の層は、地理的なエネルギー供給源である。同じ石油であっても、単独の供給源から全量供給を受ける場合と、複数の供給源から少量ずつ供給を受ける場合では、後者の方がより安定した供給を受けられているといえる。これは、どこか一つの供

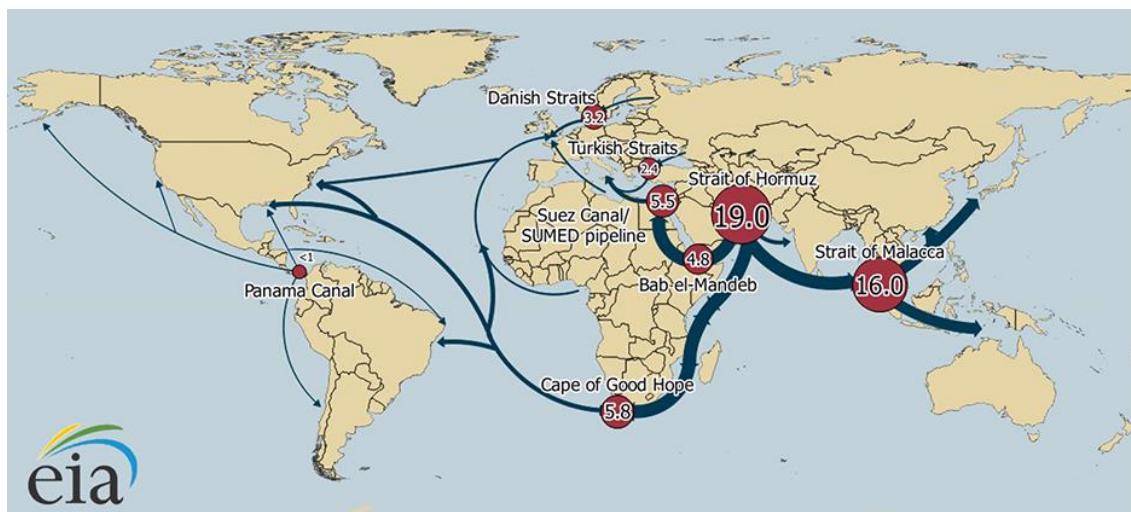
---

<sup>8</sup> 引用は、Daniel Yergin, “Ensuring energy security,” *Foreign Affairs*. (2006) Vol .85, No. 2. p. 69.による。

給源で途絶が起きてもその他の供給源からの供給を増やすなどして柔軟に対応ができるからである。近年、EU が加盟国に対し、他国との相互接続（interconnectedness）を拡充させることを要求しているが、こうした体制を整備することには、域内のエネルギー市場の統合を進めるだけではなく、加盟国のお互いが地理的な供給源を多様化することで相互のエネルギー・セキュリティを高めるという効果も期待できる。この他にも、多様な供給源を確保できているということは、より経済的に望ましい調達条件を交渉する上でも、エネルギーの買い手にとっても有利な要素となる。

多様性における三つ目の層は、二つ目の層とも関連するが、輸送・ロジスティクス分野での多様性である。エネルギー資源の国際輸送には船舶が用いられることが多いが、エネルギーの輸送に利用される航路の中には、地理的な条件から、船舶が輻輳し事故が発生する可能性が高い、いわゆるチョークポイントと呼ばれる地点がある（図 1-1）。こうしたチョークポイントの中には、政治的に不安定な地域も含まれており、エネルギー資源の安定輸送を確保するためには、こうしたチョークポイントへの依存も抑制することが望ましい。

なお、石油や天然ガスの輸送面での多様性という観点では、国際パイプラインによる供給か船舶による供給かという輸送手段の違いも存在する。パイプラインは、いったん建設してしまえば、変動費の操業コストを大きく抑制できるという利点があるが、何らかの理由で供給途絶が発生した場合には、船舶による供給と比べて供給源の選択の余地が少ない分、消費国側は他の供給手段に振り替えることが難しいという欠点もある。輸送手段の選択は、消費国の地理的条件やインフラ整備の経済性に左右される部分が大きいため、一律的にどちらのオプションがより望ましいかという議論はできないものの、エネルギー・セキュリティという観点では、過度に特定のパイプライン供給に依存している国は、それに代替する供給手段を確保することで供給面での柔軟性が高まり、結果として供給の安定性も改善する可能性が高いため、代替手段の導入について検討する余地は大いにある。

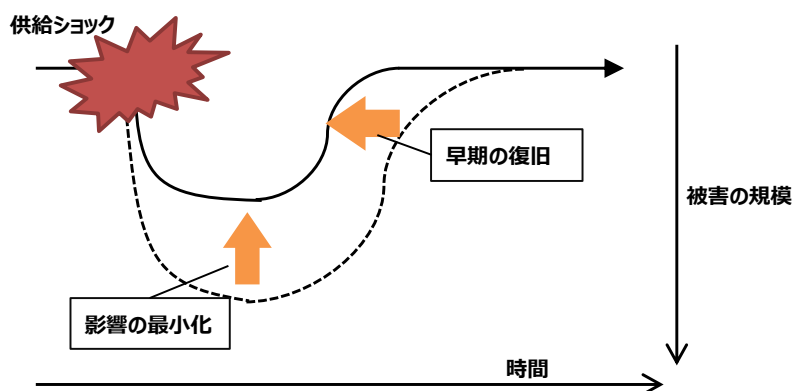


(注) 図中の値は 2016 年実績の石油の輸送量で単位は 100 万バレル/日  
 (出所) U. S. Information Administration, "WORLD OIL TRANSIT CHOKEPOINTS." 25 January 2017.

図 1-1 世界のチョークポイント

### 1.2.3 供給レジリエンス

レジリエンス (resilience) とは、エネルギー・セキュリティの構成要素として近年多く利用されるようになった概念であり、エネルギー供給に関する問題が発生することを完全に事前に防ぐのではなく、想定外の問題は遅かれ早かれ発生するという前提として、その問題が発生した際の影響度を最小化し、且つ短期間で復旧できるようにする能力を指す (図 1-2)。日本語では強靱性や復旧力などと訳され、心理学や経営学などの分野でも用いられることのある概念である。



(出所) 日本エネルギー経済研究所

図 1-2 レジリエンスのイメージ

エネルギー供給におけるレジリエンスは、「影響の最小化」、「復旧の早期化」という 2 つの要素に分解できる。影響の最小化は、供給面での問題が発生しても、その影響が社会経済に対し大きな影響を及ぼさないような体制を事前に作っておくことである。

この点でまず重要となるのが、省エネルギーである。経済活動を営む上で必要とされるエネルギー需要が少なければ (経済の体質が省エネ型であれば)、エネルギー供給に支障が生じてもそれが国内経済に悪影響を及ぼす度合いもその分だけ小さくなる。こうした省エネルギーの度合いを示す具体的な指標としては、エネルギーの GDP 集約度 (GDP 当たりのエネルギー需要) が用いられることが多い。省エネルギーは、新たな代替供給源の確保や国産エネルギーの開発と比べて、耳目を集めるいわゆる「目立つ」対策ではないため、エネルギー・セキュリティ対策としては比較的軽視される傾向がある。しかしながら、省エネルギーの推進は、国内の対応のみで実現できること、広範な分野で適用が可能であり且つ個別の分野におけるベストプラクティスが比較的容易に入手可能であること、さらに現在需要の拡大が続く新興国においては、まだ省エネを図る十分な余地が存在していることから、優先順位をあげて取り組むべきエネルギー・セキュリティ対策である。

影響の最小化を図る上でのもう一つの重要な対応策が、冗長性 (余力) の確保である。供給面での問題が発生しても、エネルギー供給面での「余力」を持っておけば、その余力を活用することで、問題のインパクトを和らげることができる。この点でもっとも代表的

な対応策は備蓄の整備である。備蓄は様々なエネルギー源で行うことができるが、その中でも最も多く備蓄がなされているエネルギー源が石油である。石油は貯蔵施設を整備することができれば、比較的容易かつ低コストで備蓄を行うことができる。原油の備蓄は長期間行ってもその品質が劣化しにくいという利点もある。国内に十分な能力の製油所があれば、原油による備蓄がより望ましい備蓄の形態となる。他方、天然ガスはその性質上、枯竭ガス田などの地質的な条件が整わなければ備蓄することが難しいが、例えばフィンランドなどのように、天然ガスの備蓄として同量のエネルギー量を持つ石油を代わりに備蓄している国もある。冗長性の確保は、あらゆる供給チェーンにおいて確保されていることが望ましい。例えばパイプラインでの供給であればその輸送能力面での余力、石油製品であれば配送基地の貯蔵能力や輸送に要するローリー・船舶の確保、電力であれば発電能力における予備率の確保や送電網の余力などが存在していることが望ましい。一方、これらの余力はあくまで緊急時において利用されるものであり、平時にこのような余力を有することは、経済性や効率性の確保という点では望ましくない。このため、国内でこうした余力を確保するには、石油の国家備蓄のように政府が政策として自ら余力を維持する、または規制として事業者に対し余力の確保を義務つけるという対応が必要となる。

影響の最小化には、エネルギーの供給インフラそのものをより強靱にするという対応策も含まれる。日本における事例でみたように、送電網の増強やガス導管の自然災害への耐震性の向上、製油所など沿岸部にある供給インフラにおける災害対策などもレジリエンスの向上策として挙げられる。特に先進国では、過去に建造したインフラの老朽化が進んでいる国も多く、そうした脆弱なインフラをより強靱なものへと増強していくことも今後はますます重要となってくる。

影響の最小化と並ぶ、供給レジリエンスのもう一つの構成要素である早期の復旧には、主として緊急時対応計画の作成や、定期的な訓練などを通じた実際の緊急時における対応能力などのいわゆるソフト面での能力が含まれる。一般に、緊急時が発生した際には、エネルギー供給が急激に低下する一方で、緊急時対応などで追加的なエネルギー需要が局所的に急増するという事象が見られる。一気に希少さを増すエネルギー供給を、最もエネルギーを必要としている需要家に対し、タイムリーにエネルギーを供給するという優先順位付けを行う基準や意思決定システムの整備なども、緊急時における対応に求められる重要な要素である。こうしたソフト面での対応は、数値化して評価することが難しいが、エネルギー・セキュリティを考える上では不可欠な要素の一つである。

#### 1.2.4 地政学的リスクの低さ

エネルギー供給を他国からの輸入に依存している場合には、その輸入源における地政学的リスクの水準もエネルギー・セキュリティを構成する重要な要素となる。エネルギー供給源を多様化する際に、政治的に安定した供給源から不安定な供給源に分散化するのであれば、多様性は高まるものの供給の安定性自体は低下し、エネルギー・セキュリティはむしろ悪化する可能性がある。例えば、石油の供給源の中でも、リビアやナイジェリアなどでは国内の政治情勢が必ずしも安定しておらず、その原油の輸出も頻繁に停止している。

他方、サウジアラビアや UAE などの中東産油国も、これまでは比較的安定した供給を行ってきたが、近年の域内の政治情勢の緊張の高まりは、これらの国々からの供給を巡る地政学的リスクが高まっていることを意味している。

こうした地政学的リスクの定量的な評価については、OECD が発表しているカントリーリスク評価が用いられることが多い<sup>9</sup>。ただ地政学的リスクは、当該国の政治経済社会情勢に関する深い理解が必要であるため、その評価については、ケースバイケースで、個別の国や地域に関する専門的な分析を行うことが望ましい。

この他、一般的な地政学的リスクとは異なるが、供給源となる国が国際的に孤立している場合には、当該国が米国、EU などから経済制裁を課されることで供給が制限されるケースもある。たとえば、イランでは国内の政治情勢は比較的安定しており、石油輸出についても十分な能力を有しているものの、同国の核関連技術の開発を巡り、米国との関係が悪化したことで、米国が同国に対し経済制裁を課し、その影響で第三国も同国からの原油の輸入が行えなくなるという事象が起きている。イラン以外の産油国に対しても、米国はベネズエラにも同様の制裁を課しており、同国からの石油を調達している国は、供給源を振替えるよう米国から外交的な圧力を受けている<sup>10</sup>。こうした米国による制裁が、米国企業だけではなく、第三国の企業活動にも影響を及ぼしているのは、制裁対象となるイランやベネズエラと経済的な取引を有する第三国の企業に対し、米国政府が米国の金融市場に対するアクセスを制限するという制裁を課しているためである。これらの第三国企業は、米国の金融市場へのアクセスができないと、国際的な決済に必要となるドルを利用することができなくなるため、米国の制裁に従わざるを得ない<sup>11</sup>。このため、エネルギーの安定供給に影響を及ぼす地政学的要因という観点では、供給源に対する米国や EU などによる二次制裁の可能性についても考慮する必要がある。

### 1.2.5 情報の入手可能性

エネルギーの需給状況に関する正確な情報が提供されていることもエネルギー・セキュリティの重要な構成要素である。まずエネルギー供給に関する問題が、国外で発生した事象に起因する場合、当該地で何が原因となって問題が発生し、また復旧に要するにはどれくらいの期間を要するのかという情報を正確かつタイムリーに入手することは、その問題に対する適切な対応策を講じる上で不可欠な条件となる。

問題が国内で発生した場合でも、当該地での状況（問題の原因、被害の程度、インフラ

---

<sup>9</sup> Organization of Economic Cooperation and Development, “Country Risk Classifications of the Participants to the Arrangement on Officially Supported Export Credits.” 16 October 2020. <http://www.oecd.org/trade/topics/export-credits/documents/cre-cre-current-english.pdf>. Accessed on 3 January 2021.

<sup>10</sup> ロシアの国営石油会社 Rosneft のトレーディング子会社は、米国の制裁対象となっているベネズエラ石油公社 (PDVSA) との取引を行ったことで、米国財務省から 2020 年 10 月に制裁を受けている。Clare Ribando Seelk, “Venezuela: Overview of U.S. Sanctions,” *In Focus*. 30 October 2020. <https://fas.org/sgp/crs/row/IF10715.pdf>. Accessed on 5 January 2021.

<sup>11</sup> このあたり、米国による経済制裁の詳細なメカニズムについては、杉田弘毅、『アメリカの制裁外交』（岩波書店、2020 年）を参照。

の損傷度合いなど) やエネルギー需給の状況を速やかに把握する必要がある。特に途絶したエネルギー源が電力である場合には、電力を利用する通信手段も同様に遮断されており、その被害の状況や復旧の見通しに関する情報の入手が難しくなるケースも考えられる。このことは、最もエネルギー供給を必要としている地域についてその情報が十分に外部の供給源に伝えられない可能性があるということの意味しており、そうした事態を防ぐべく、緊急時における多様な連絡・情報共有体制が準備されていなければならない。

こうした情報の入手可能性を高める上でまず行うべきは、平時からの情報収集能力の拡充である。国際的な情報収集体制の整備では、各国が個別に在外公館などの機能拡充などを通して整備するいわゆるインテリジェンス能力の拡充と共に、国際機関を介した情報共有体制を強化するという方策が考えられる。エネルギーの分野では長らく国際エネルギー機関が主として先進国の間での情報共有メカニズムとして機能してきたが、新興国のエネルギー需要が増大する今後は、そうした新たなエネルギーの需要国も含めたより包括的な国際的な情報共有メカニズムを整備していく必要がある。

国内での取り組みとしては、統計制度の整備が挙げられる。正確かつタイムリーなエネルギー需給に関する統計データの存在は、的確な政策判断をする上で非常に重要である。さらに、そうした正確な情報は、広く国民に対しても共有される必要がある。正確な需給に関する情報が共有されていないと、虚偽の情報や憶測、噂などによって消費者間でのパニックが発生する可能性があるからである。さらには供給途絶や復旧に関する情報を政府や地方自治体に集約できるような通信手段やその手順についても予め整備しておかなければならない。エネルギー・セキュリティにおける情報の重要性はこれまであまり議論されることはなかったが、統計制度の整備や情報の共有制度、国民に対する発信形態を含め、今後さらにその内容について議論を深めていく必要がある。

以上が、エネルギー・セキュリティを構成する主な5つの要素であるが、これらの諸要素は、お互いに相反する性格を持つものがある。例えば、一次エネルギーの多様性を追求すれば、輸入エネルギーへの依存度が高まる可能性があり、それは自給率の向上にとってはマイナスである。さらに、一つの要素が他の要素を包含する場合もある。例えば多様性の確保や自給率の向上は、ともに供給レジリエンスを改善させる効果ももたらさざらう。エネルギー・セキュリティを高めていく上で重要なことは、これらの諸要素のうちどれか一つのみを徹底的に追求するというよりは、各要素のバランスをとることであり、総合的にみて最も高い水準が確保できるようなバランスとは何かを追求するということである。

### 1.3 世界のエネルギー安全保障政策

本節では 1.1 で定義したエネルギー・セキュリティの状態を確保するために、主として先進国・地域がどのような政策を展開しているかを概観する。

#### 1.3.1 日本

伝統的な日本のエネルギー・セキュリティ政策においては、主たる関心は、輸入石油の安定確保におかれてきた。その背景には、第二次世界大戦中に、日本が連合国側から石油



の禁輸制裁を受けたことで、経済面でも安全保障面でも非常に大きなダメージを受けたという歴史的な経験が存在する。それに加えて、第二次世界大戦後、世界各地で石油生産が本格化し石油の供給量が飛躍的に増加したことで、発電用や工業用の燃料、化学品の原料が石炭から石油へと転換するいわゆる「エネルギー流体革命」が進み、国内の石油需要が1970年代初頭にかけて飛躍的に増加したことも大きく作用している。特に、1960年から1970年にかけての10年間で、日本国内の石油需要は1.5倍に増大した。

こうした石油需要の増大は、主として中東を始めとする海外からの輸入で賄われていたため、1960年代の後半頃から、石油備蓄の整備（冗長性の確保）と日本企業による海外での油田開発（自主開発原油）（供給レジリエンスとある意味では自給率の確保）の双方が、主なエネルギー・セキュリティの確保策として認識されるようになった。石油備蓄は、1967年の第三次中東戦争において、（日本はその対象に含まれていなかったものの）中東のアラブ産油国が西側諸国に対する原油の禁輸を行ったことを契機として、その必要性が議論されるようになり、1972年に民間石油会社に一定量の石油の備蓄を義務付ける民間石油備蓄制度が始まった。いわゆる第一次石油危機が発生した1973年時点での日本の一次エネルギー供給に占める石油の依存度は75%、同年の日本の発電電力量における石油火力発電への依存度も73%と極めて高い水準に達しており、石油危機以降、1980年代から1990年代に至るまでの日本のエネルギー・セキュリティ政策の主眼は、この高い石油依存度を引き下げ、かつその地理的な供給源を分散化することにおかれていたといえる。

実際のエネルギー・セキュリティ確保策としては、1975年12月に、石油備蓄法が制定され、既存の民間石油備蓄制度を拡張することで備蓄石油の積み上げを図ると共に、当時の石油公団が主導する形で全国10か所に国家石油備蓄基地が建設され、政府が備蓄原油を保有する国家備蓄制度の整備が進められた。こうした一連の備蓄制度の整備は、石油危機後に発足した先進国間での国際機関である国際エネルギー機関（International Energy Agency: IEA）によって定められた緊急時石油融通制度への対応としても進められた<sup>12</sup>。国際エネルギー機関の創設は、上述の通り情報の入手可能性対策という側面もあった。

なお日本政府による国家備蓄は、石油だけではなく、液化石油ガス（Liquefied Petroleum Gas: LPG）に対しても行われている。これは、LPGは特に地方において家庭用のエネルギーとして重要な役割を果たしており、供給途絶が発生した際の国民生活に対する影響が大きいためである。LPGの国家備蓄は、2007年から整備が開始され、2012年に50日分（140万トン）の備蓄体制が完成している<sup>13</sup>。

一方、液化天然ガス（Liquefied Natural Gas: LNG）として輸入される天然ガスについては、制度としての備蓄はなく、電力会社ないしは都市ガス会社が数週間程度の自社の商業在庫を保有しているのみである。日本は、天然ガスのほとんどをLNGという形態で輸

<sup>12</sup> 緊急時石油融通制度とは、国際エネルギー機関の加盟国が平時にそれぞれ定められた規模の石油備蓄を整備し、加盟国間で石油供給に対する途絶が発生した際には、加盟国が互いに備蓄石油を融通する形で危機対応にあたる制度である。

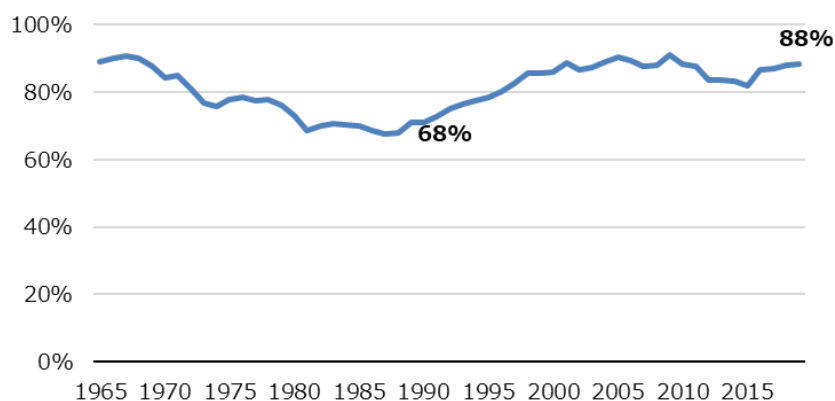
<sup>13</sup> 資源エネルギー庁、「LPガスの供給途絶等に対する万全の備蓄体制を確立しました！～LPガスの国家備蓄目標を達成～」2017年11月2日

<https://www.meti.go.jp/press/2017/11/20171102002/20171102002.html> 2021年1月26日アクセス。



入しているが、LNGは備蓄として長期保存を行うことが極めて難しい（比重が非常に軽い  
ため、超低温で液化して貯蔵していても、一定の比率のガスが大気中に放出され続けてし  
まう）エネルギーであるためである。石炭については、供給源が比較的政情面で安定して  
いる国が多い（豪州、カナダ、インドネシアなど）こともあり、備蓄制度は整備されてい  
ない。

多様性確保の観点から、1970年代における2度にわたる石油危機の後、備蓄の整備とと  
もに進められたのが、中東以外からの石油輸入を拡大させることで石油の地理的な供給源  
を分散化する政策である。中東以外の供給源として、中国やメキシコなどの原油を日本国  
内の石油会社が共同して調達するという制度がつくられ、1980年代半ばころまでは、一定  
の成果を上げてきた（1986年には68%にまで原油輸入の中東依存度が低下した（図1-3）  
。しかし、1990年代に入り、国際原油市場が長期にわたり低位で安定した価格を維持するよ  
うになると、追加的なコストを支払ってまで供給源の分散化を行うことに対する関心が低  
下した。また、中国からの原油については、中国自身の石油需要が増加し、輸出用の原油  
供給に限りが見られるようになってきたことなどから、日本に対する供給量も徐々に低下  
した。こうした地理的供給源の分散化を取り巻く要因の変化によって、中東依存度は1990  
年代には再び9割近くにまで上昇した。近年では、太平洋側からのロシア産原油の輸出が  
開始されたこともあり、一時的に中東依存度は80%台前半にまで低下したが、その後再び  
上昇し、2019年の実績は88%となっている。



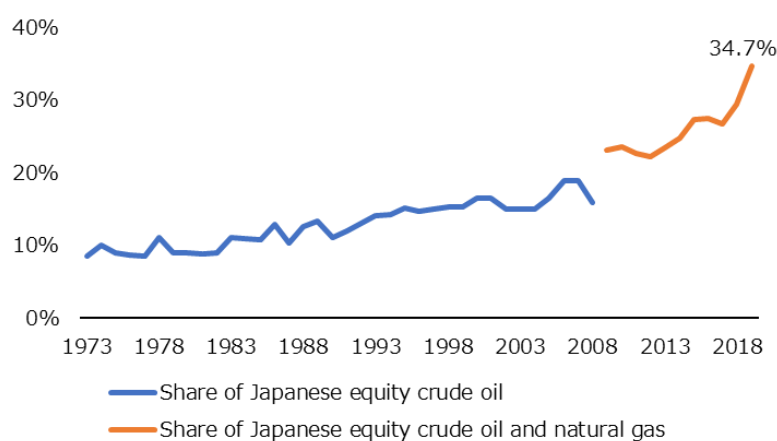
（出所）財務省、「日本貿易統計」

図1-3 日本の原油供給に占める中東依存度

日本のエネルギー・セキュリティ政策においては、自主開発原油の確保も大きな政策目  
標として位置づけられている（自主開発原油とは、日本企業が権益を有する油田から生産  
される原油を指す）。自主開発原油を多く有することで、有事において国際石油市場にお  
ける需給が急速にひっ迫した際には、外国企業からの供給に頼ることなく、日本向けに優  
先的に石油を供給することが可能となる。また自主開発原油を有しておくことで、当該資  
源国との関係を強化し、当該国の安定的な政治経済運営に対し、より深い協力を行うこと

ができる。さらに、井戸元での権益を確保し、原油を販売するポジションを有しておくことで、急激な原油価格の上昇が起こった際にも、その価格上昇分を一部相殺することができる<sup>14</sup>。

自主開発原油の確保については、1967年に1985年までに輸入量の30%を確保するとの数値目標が設定されたが、この数値目標はその後、1985年以降も未達のまま維持され、2010年のエネルギー基本計画の改定時に、天然ガスの上流権益と併せて国内に輸入される石油・天然ガスの40%に相当する権益を2030年までに確保するという目標に改定されている。1970年代以降の自主開発原油比率および石油・天然ガス開発比率を図1-4に示すが、近年は国内の石油・ガス輸入需要の減少（分母の減少）と、日本企業が参画するLNGプロジェクトの新規稼働が続いていることもあり（分子の増加）、2019年時点での自主開発比率は34.7%にまで上昇している。



(注) 2009年から比率は石油と天然ガスの合計値の比率

(出所) 資源エネルギー庁ウェブサイト

図1-4 日本の資源輸入における自主開発比率の推移

この他、近年のエネルギー・セキュリティ政策は、国内のエネルギー供給のレジリエンス（強靭性・復旧力）の確保にも重きが置かれるようになってきている。これは2010年代以降、大地震や大型台風などの自然災害によって、国内の電力やガス、石油燃料などの供給が遮断される事象が相次いでいることによる。レジリエンス対策については、各エネルギー源に応じて個別の対応策がとられており、2021年に予定されているエネルギー基本計画の見直しをめぐる議論においては、電力分野であれば、連系線の増強や発電・送電設備への安全投資、ガス分野であれば、低圧ガス導管の耐震性向上を始めとする設備対策、石油製品分野であれば、製油所の排水能力の強化や護岸の増強など大雨・高潮等への備えや燃料需要インフラである避難所等での備蓄能力強化などが、今後取り組むべき課題として挙げられている<sup>15</sup>。

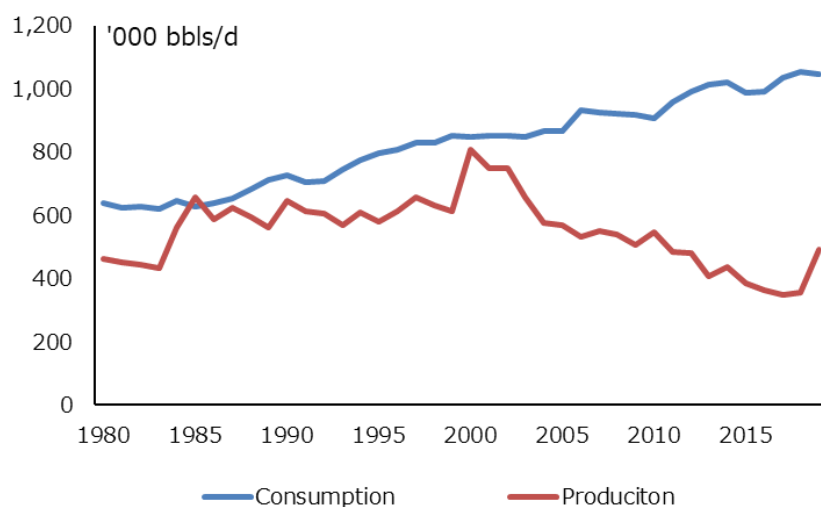
<sup>14</sup> この効果は、垂直統合におけるナチュラルヘッジ効果といわれる。

<sup>15</sup> 資源エネルギー庁、「エネルギー基本計画の見直しに向けて」総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 配布資料（2020年10月13日）pp. 37-42.

### 1.3.2 豪州

豪州は、先進国の中でもとりわけ豊富な鉱物資源に恵まれた国であり、安定供給の確保という観点でのエネルギー・セキュリティに対しては、最近まで高い関心を抱いてこなかった。豪州は、世界最大の石炭とLNGの輸出国であり（2019年時点）、国全体で見ればエネルギーの純輸出国であるため、エネルギー・セキュリティについても、供給の安全保障というよりは、むしろ安定的な輸出需要を確保することの方に強い関心を有していた。しかし近年、石油と天然ガス双方の分野において、今後の安定供給に対する懸念材料が顕在化してきたことから、「供給の安全保障」としてのエネルギー・セキュリティについても政策的な関心を示すようになってきている。

まず石油については、豪州は産油国ではあるものの、その生産量は2000年をピークに減少を続けている（図1-5）。2019年には増産が見られているが、その増産分の多くはLNGの生産プラントから副産物として生産される天然ガス液（Natural gas liquid: NGL）と呼ばれる非常に比重の軽い留分であり、その殆どがLNG生産プラントから直接外国に輸出されてしまう。一方、国内の石油需要は年々増加を続けており、その結果として石油輸入量も増加している。豪州は、石炭と天然ガスでは圧倒的な輸出国であるが、石油に限れば海外からの輸入に対する依存度が年々上昇している。



（出所）BP, Statistical Review of World Energy 2020 edition

図1-5 豪州の石油生産量と消費量

石油の輸入依存度の上昇と共に進行しているのが、豪州国内の製油所の閉鎖である。元々豪州には8か所の製油所が存在していたが、国内の事業環境の悪化と、製油所を操業する国際石油会社（石油メジャー）によるグローバルな精製事業全般の事業縮小策により、豪州国内の製油所の閉鎖が相次いでいる。以前は8か所あった製油所も2020年末時点で

操業している製油所は4か所のみであり、そのうち1か所は現在閉鎖が検討されている<sup>16</sup>。製油所はあくまで原油を石油製品に精製するためのものであり、仮に国内の全ての製油所が閉鎖されたとしても、石油製品の輸入が安定的になされてさえいれば、エネルギー・セキュリティ上の大きな問題は生じない。しかし、国内に製油所が存在していた方が、1) 原油の精製による石油製品の生産と、2) 石油製品の輸入という二つの石油製品供給オプションを持つことができるため、エネルギー・セキュリティ上は望ましい<sup>17</sup>。

こうした状況に対し、豪州政府は燃料セキュリティプログラム（**Fuels security program**）という政策を打ち出している。その内容は、1) 2億ドルを投じて軽油の備蓄施設を整備；2) 国内の石油会社に対し備蓄義務を導入；3) 国内の精製事業者に対する財政支援；4) 供給途絶時における対応体制整備に係る法制度の改正の4点である。備蓄施設については、新たに78万KLの貯蔵施設の整備が計画されており、石油会社への備蓄義務については、2024年までに既存の在庫水準を40%引き上げることが想定されている。製油所への財政支援は、ガソリン、軽油、ジェット燃料の生産1リットルあたり1豪州セントの補助金を供与するというもので、2020年度予算では合計8,350万ドルがこの補助金の予算として割り当てられている。

それと関連して、豪州は国際エネルギー機関の加盟国であるため、石油の純輸入国となった時点で石油備蓄制度を整備する義務が発生している。上述の通り、豪州は1980年代には生産量と消費量との格差がさほど大きくなかったこともあり、石油備蓄制度の整備が遅れている。これに対し、国際エネルギー機関は、豪州に対して早期に石油備蓄制度を整備するよう繰り返し促しており、豪州は、2020年、一定の手数料を支払うことで米国の原油備蓄150万バレルを自国の原油備蓄としてみなすことができる2国間協定を結んでいる<sup>18</sup>。

豪州では近年、石油製品だけではなく、純輸出にあるはずの天然ガスの供給に関しても供給上の懸念事象が発生している。豪州のLNG輸出は主として同国北西部の洋上のガス田から生産されているが、2010年に入り、同国の北東部の石炭層から産出されるガス（炭層メタン）を利用したLNG輸出プロジェクトの開発が進み、2016年から輸出が開始されるようになった。しかし、この輸出が開始された際に、一部の開発会社が、自社の販売するLNGを生産するのに十分な炭層メタンを開発することができなかつたため、国内の卸市場から大量にガスを調達して輸出するという行動に出たため、豪州の東部から南部にかけて広範囲にわたって国内のガス価格が高騰するという事態が生じた。豪州では、東部か

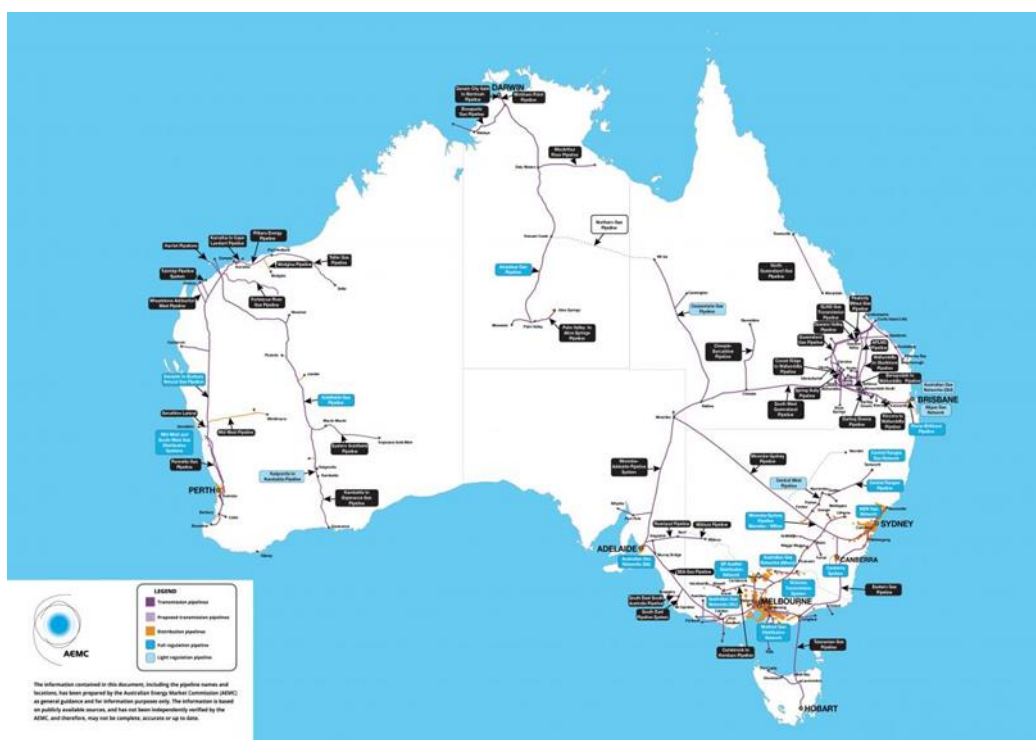
<sup>16</sup> Sonali Paul, “BP to close Australian oil refinery, losses seen outlasting pandemic,” *Reuters*. 30 October 2020.

<sup>17</sup> このほか、石油製品で輸入する場合と原油で輸入する場合とは、1) 原油で輸入した方が大型のタンカーを利用することができるため輸送コストを抑えることができる。2) 国内に製油所を有していた方が、国内に流通する石油製品の品質管理などを行いやすい。さらには、3) 国内に製油所があった方が結果として国内の石油在庫の数量も多くなること、また石油製品ではなく原油の備蓄が可能になるため、エネルギー・セキュリティ上は望ましい。こうした理由から消費（輸入）国は国内に製油所を保有しておくべきとする考え方を消費地精製主義という。

<sup>18</sup> Department of Industry, Science, Energy and Resources, “Australia’s fuel security package” <https://www.energy.gov.au/government-priorities/energy-security/australias-fuel-security-package>. Accessed on 8 January 2021.

ら南部の各地域がパイプラインで接続されているため、北東部におけるガス需給のひっ迫は、南東部の都市部に対しても直接的な影響をもたらす（図1-6）。なお、豪州の主なLNG輸出地である北西部は南東部とはパイプラインで接続されていないため、同地でのガス需給バランスは南東部のガス価格に直接的な影響は及ぼさない。

こうした状況に対し、豪州政府は国内のガス価格の安定性を確保すべく、2017年6月にThe Australian Domestic Gas Security Mechanism（ADGSM）と呼ばれる政策を導入した<sup>19</sup>。この制度は、毎年9月から11月に、産業科学エネルギー資源省が、翌年の天然ガス需給バランスを分析し、需給のひっ迫が予想される場合、まず国内のガス市場関係者（主として企業）にその通知を行い、実際にひっ迫が生じた場合には、LNGの輸出を制限できる権限を発動するというものである。ただし、これまで実際にこの制度が発動された事例はない。



（出所） Australian Pipelines and Gas Association

図1-6 豪州のガスパイプライン網

このように豪州は、これまでエネルギー資源の輸出国として安定供給の確保策としてのエネルギー・セキュリティ政策にはあまり力を入れてこなかったものの、近年の国内の石油・天然ガス需給情勢の変化をうけて、国内のエネルギー供給の安定を確保するための政策的な対応を迫られるようになってきている。

<sup>19</sup> Australian Department of Industry, Science, Energy and Resources, “Australian Domestic Gas Security Mechanism” 8 December 2020. <https://www.industry.gov.au/regulations-and-standards/australian-domestic-gas-security-mechanism>. Accessed on 4 January 2021.

### 1.3.3 米国

世界有数の産油国である米国でも、エネルギー安全保障における主たる関心事は、長らく石油の安定供給であった。これは、シェール革命が始まる前までは、米国は世界最大の石油輸入国であったこと、また車社会の米国では現在でもガソリン価格の水準が国民にとっての重大な関心事であり、時の政権に対する支持率にも大きな影響を及ぼすといった事情による。2012年に発表されたエネルギー・セキュリティに関する米国議会の報告書においても、石油の安定供給確保が、米国のエネルギー・セキュリティにとっての本質的な課題であると位置づけられている<sup>20</sup>。また、海外からのエネルギー供給に依存しないという意味での「エネルギー独立 (Energy independence)」は、石油危機直後の1973年11月に、当時のニクソン大統領が提唱して以降、2021年1月に退任したトランプ大統領に至るまで、全ての大統領によって、エネルギー政策における重要目標の一つとして掲げられている<sup>21</sup>。

石油の安定供給に対する米国政府の政策的な対応としては、石油備蓄の整備が主要な取り組みとして知られているが、それ以外にも、税制面で国内の石油天然ガス開発を促すような政策対応もとられている。

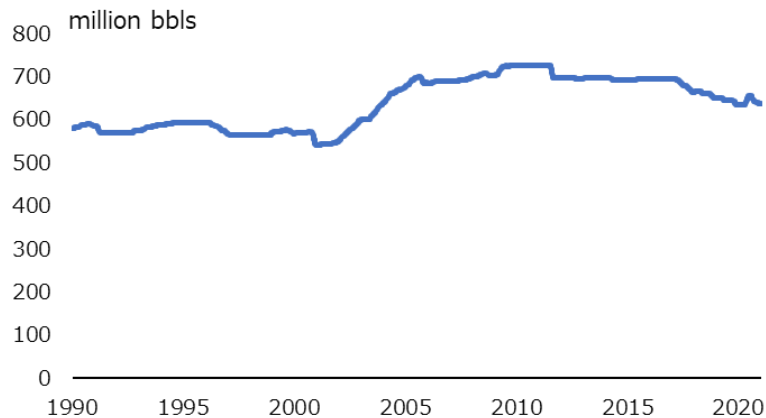
米国の石油備蓄は、主として同国南部に4か所ある石油備蓄基地において行われている。元々、石油備蓄量については、1990年代以降5億バレル台の水準が維持されてきたが、2001年に発足したブッシュ政権が、中東情勢の不確実性が高まったことを理由に、その水準を7億バレル台にまで引き上げた。しかしその後、2010年代に入ると、シェール革命による国内生産量の増加の影響もあり、米国の石油輸入量が減少し始めたことから、石油備蓄量の引き下げが議論されるようになり、2015年には、米国議会が、一定の条件を満たした場合には連邦政府が備蓄原油を売却してもよいとする決議を行った。この決議に基づき、米国エネルギー省は、備蓄原油の売却を行っており、2020年末時点の備蓄数量は6.38億バレルとなっている(図1-7)。

---

<sup>20</sup> Congressional Budgetary Office, “Energy Security in the United States.” May 2012. Washington D.C: Congress of the United States

<sup>21</sup> Charles Homans, “Energy Independence: A short History,” *Foreign Policy*. 3 January 2012. <https://foreignpolicy.com/2012/01/03/energy-independence-a-short-history/> (Accessed on 4 January 2021)





(出所) 米国エネルギー情報局ウェブサイト

図 1-7 米国内の石油備蓄量の推移

なお米国では、元々原油の備蓄のみが行われていたが、2000年代以降、石油製品備蓄の整備も行われており、米国東海岸に民間石油会社のタンクを借り上げる形で、石油製品（ガソリン、低硫黄軽油）が国家備蓄を行なわれている。

この他、米国では、国内の石油や天然ガスの生産量を増産させることで、エネルギー供給の脆弱性を抑制できるという発想から、米国の連邦政府の所有地におけるロイヤルティ率を引き下げたり、増進回収法と呼ばれる技術の導入に対し、税額控除を行ったりといった国内の生産量を引き上げるための政策対応もとられている。天然ガス分野においては、1980年に制定された超過利潤税法（The Windfall Profits Tax Act）によって非在来型天然ガスの開発に対する税額控除制度が導入されており、この制度がシェール革命を実現させる上でも一定の役割を果たしたとされている。また米国政界では、共和党が伝統的に石油産業に対し親和的な政策をとるとされているが、2021年1月に退任したトランプ大統領も、就任後、大統領の権限で実施できる政策として、国内の石油・天然ガス開発を促進させるための国内のインフラ整備促進などといった国内の石油産業に対する支援策をとっている<sup>22</sup>。

近年の米国内でのエネルギー・セキュリティをめぐる議論において強い関心事となっているのが、エネルギー供給インフラに対するサイバー防御である。特に2021年5月には実際に米国のメキシコ湾岸の製油所が集積している地域から東部の消費地まで8,850kmにわたる石油製品パイプラインがサイバー攻撃を受けて稼働を停止し、米国内の石油製品価格が急騰するという事態も起きているため<sup>23</sup>、エネルギー供給インフラを含む重要インフラに対するサイバー攻撃全般に対する防御が、米国政府にとって大きな関心事となっている。特に、今後は社会のデジタル化が進むと共にエネルギー需要の電化が進むことが予想

<sup>22</sup> The White House, “Executive Order on Promoting Energy Infrastructure and Economic Growth” 10 April 2019. <https://www.whitehouse.gov/presidential-actions/executive-order-promoting-energy-infrastructure-economic-growth/> (Accessed on 4 January 2021)

<sup>23</sup> Christopher Bing and Stephanie Kelly, “Cyber attack shuts down U.S. fuel pipeline ‘jugular,’ Biden briefed,” *Reuters*. 8 May 2021. <https://www.reuters.com/technology/colonial-pipeline-halts-all-pipeline-operations-after-cybersecurity-attack-2021-05-08/>. Accessed on 16 August 2021.

されるため、国内の電力供給システムに対するサイバー攻撃の防御の重要性が高まってきた。

#### 1.3.4 欧州連合

欧州連合（European Union: EU）も加盟国全体としてはエネルギーの純輸入にあるため、そのエネルギー・セキュリティ政策は、主としてエネルギーの安定供給の確保に主眼が置かれている。

石油に関しては、EU は独自の石油備蓄規制を有しており、加盟国に対し、一日当たりの純輸入量の 90 日分ないしは同じく消費量の 61 日分のどちらか大きい方の数量の備蓄を保有することが義務づけられている<sup>24</sup>。また EU 加盟国の多くは、同時に国際エネルギー機関の加盟国でもあり、同機関で義務づけられている石油備蓄体制を整備している。

電力・ガス供給の確保に関しては、供給網（送電網・ガスパイプライン網）の整備、供給源の分散化などが、エネルギー・セキュリティ確保のための政策目標として掲げられており、特にその中では、加盟国間及び加盟国と域外国との接続能力（Interconnection）の拡充とその接続能力を活用したエネルギーの相互融通体制の維持拡大を図ることが目指されている。また、供給源の分散化という観点では、太陽光・風力などの再生可能エネルギーの導入促進は、気候変動対策という観点に加えて、エネルギー・セキュリティ上の供給オプションの拡充という観点からも推奨されている<sup>25</sup>。

電力分野においては、EU は、各国の系統運用者（Transmission System Operator: TSO）からなる連系機関である ENTSO に対し、電力供給に関するリスクシナリオを作成し、そのリスクシナリオへの対応策を整備することを求めている。その際に重要視されるのが、自然災害など自然現象によるエネルギー供給の途絶に対する対応策の整備と、「N-1」原則と呼ばれる考え方に基づいた供給確保策の整備である。N-1 原則とは、主要な供給源からの供給が途絶しても代替の供給が確保できる状態を保っておくことを指す<sup>26</sup>。

このほか米国同様、今後 EU 域内でもデジタル化が進んでいくことが確実視されており、その中では、特に電力供給における重要インフラに対するサイバーセキュリティの確保にも近年高い関心が集まっている。欧州委員会は、2019 年 4 月にエネルギーインフラに関するサイバーセキュリティに関する指針（recommendation）を発表しており、その中では、仮に特定のインフラがサイバー攻撃によって利用不能になった場合でも、代替のインフラによって供給が継続できるような体制や、加盟国相互が供給網によって接続されていることで生じる連鎖反応を予防できるような連絡体制、関連分野の最新技術の導入などといった対応策が盛り込まれている<sup>27</sup>。

<sup>24</sup> European Commission, “EU Oil Stocks” 17 March 2020. [https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-security/eu-oil-stocks\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-security/eu-oil-stocks_en). Accessed on 7 January 2021.

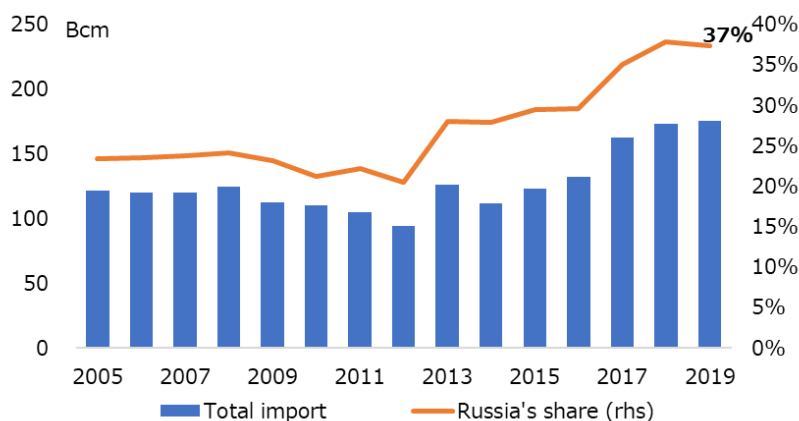
<sup>25</sup> European Commission, “In focus: Energy security in the EU.” 27 April 2020. [https://ec.europa.eu/info/news/focus-energy-security-eu-2020-avr-27\\_en](https://ec.europa.eu/info/news/focus-energy-security-eu-2020-avr-27_en). Accessed on 2 January 2021.

<sup>26</sup> European Commission, “Critical infrastructure and cybersecurity.” 19 October 2020. [https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-security/critical-infrastructure-and-cybersecurity\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-security/critical-infrastructure-and-cybersecurity_en). Accessed on 2 January 2021.

<sup>27</sup> European Commission, “Cybersecurity in the energy sector.” 19 October 2020.



エネルギー供給の地理的供給源の分散化という観点では、EU は近年、LNG の導入にも高い関心を示すようになってきている。EU は、伝統的にロシアからの天然ガス供給に対し、強い警戒感を有する一方、実際の天然ガス供給においては、欧州域内での天然ガス生産量の減産に伴い、ロシア産ガスへの輸入依存が高まってきている。2000 年代には、EU 全体の天然ガス需要に占めるロシア産ガスの比率は 20% 台前半であったが、その後、北海におけるガス生産の減少などもあり、近年はロシア産ガスの比率が 30% 台後半にまで上昇している（図 1-8）。こうした状況下、米国のシェール革命に伴う LNG 供給能力の飛躍的な拡大などの要因も踏まえ、欧州委員会は 2016 年 2 月に「EU Strategy for Liquefied Natural Gas and Gas Storage」を作成している<sup>28</sup>。この中では、LNG の活用をガス供給源の分散化を図る有効策の一つとして位置づけ、域内における LNG 受け入れ施設の建設とその域内の既存ガスパイプライン網や貯蔵施設へのアクセスの改善、域内のガス市場の統合の推進とガスの取引を容易にする取引ハブ機能の強化、カタールやナイジェリア、エジプトなどの LNG 供給国との対話や日本や中国などほかの LNG 輸入国との連携などが、具体的な対応策として盛り込まれている。



(出所) BP Statistical Review of World Energy 2020 edition

図 1-8 EU のロシア産ガス輸入量とその全体のガス需要に対する比率

総じて EU においても、他の先進国同様、供給の確保に重点を置いた政策がとられている。米国に比べると、政策主体（EU）がより細かい政策を展開しており、特に LNG の導入をエネルギー・セキュリティの観点から位置づけている点が興味深い。

### 1.3.5 英国

英国は、2020 年 1 月まで EU の加盟国であったが、EU のエネルギー・セキュリティ政策とは別に、独自のエネルギー・セキュリティ政策体系も有していた。英国のエネルギ

[https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-security/critical-infrastructure-and-cybersecurity\\_en#cybersecurity-in-the-energy-sector](https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-security/critical-infrastructure-and-cybersecurity_en#cybersecurity-in-the-energy-sector) (Accessed on 4 January 2021).

<sup>28</sup> European Commission, “EU strategy for liquefied natural gas and gas storage”

一・気候変動省（Department of Energy and Climate Change）は、2012年11月に「Energy Security Strategy」を作成しており、その中では、エネルギー・セキュリティにおいて確保すべき要件として、1) 国民に対するエネルギー供給によって供されるサービスの確保と、2) エネルギー価格の過度な変動の抑制の2点を挙げ、包括的な対応策を定めている。

具体的な対応策としては、大きく分けて6つの政策が示されており、まず挙げられているのが、エネルギー供給のレジリエンスの確保である。具体的な対応策としては、何らかの供給上の問題が発生した際の緊急対応計画（Contingency Plan）の作成や、想定外の事象に備えた発電用の代替燃料や代替電源の確保、石油・天然ガスの備蓄の整備といった方策が挙げられている。2つ目の対策は省エネルギーの推進であり、需要家間での省エネに関する情報共有を促す仕組みを作ること等がうたわれている。3つ目の対応策は、国内の石油・天然ガス生産量の維持・拡大であり、国内の資源開発に対する税制上の支援などが含まれている。4つ目の対策は、国際市場の機能の確保である。エネルギーの多くを輸入に依存する英国においては、流動性の高い国際市場が機能していることがエネルギー安定供給における大前提であるとの認識の下、そうした流動性の高い市場が機能するための対応策として、産油国・産ガス国との政策対話や、上流技術開発に対する支援などがうたわれている。5つ目は、国内のエネルギー供給網の信頼性の向上であり、国内の供給インフラの老朽化が進む中で、その信頼性に対する評価や必要な投資を促進することなどといった方策が盛り込まれている。最後に、6つ目は脱炭素化の推進である。再生可能エネルギーの導入を促進することで、海外からの輸入に依存しなければならない石油や天然ガスへの需要を低減し、供給面での脆弱性を改善させることがうたわれている。全体として、市場メカニズムを活用する部分（石油・天然ガスの物流分野や国内の電力ガス取引）と、政府が介入すべき分野（備蓄の維持運営、上流・供給網への投資促進、再生可能エネルギーの導入）を整理し、政府の対応が必要な分野には、その都度政策的な支援を行うという建付けとなっている。

#### 1.4 アジア各国エネルギー・セキュリティ政策の評価とリスク

1.3において述べたエネルギー・セキュリティの構成要素は、先進国を含む一般的なエネルギー・セキュリティの構成要素である。本節では、（一部重複するが）その中でもとりわけアジア途上国のエネルギー・セキュリティを考える際に重要となる諸要素を説明し、アジア諸国におけるエネルギー・セキュリティの情勢を評価する。

##### 1.4.1 アジアのエネルギー・セキュリティの評価基準

###### (1) 指標

エネルギー・セキュリティの本質は、経済の発展程度や地域によらず同じであり、1.2で述べた評価基準は、そのままアジア各国のエネルギー・セキュリティ問題を考える際にも適用することができる。ここでは、自給率の指標として全体の一次エネルギー需給、石

油・ガス・石炭・電力の自給率を個別に評価する。また多様性の指標として一次エネルギー供給および電力共有の分散度合いを評価する。さらにレジリエンスの指標として電力アクセスおよび経済のエネルギー集約度を採用する。本来であれば、地政学的リスクの低さと情報の入手可能性についての分析も行うべきであるが、前者については地政学的リスクを判断するための国別の化石燃料の輸入源のデータが入手できない、情報の入手可能性の良しあしを客観的に評価できるデータがないといった制約があるため、ここでは取り上げない。

表 1-1 エネルギー・セキュリティの評価指標

Indicator	Description
1) TPES self sufficiency	非化石エネルギーを含むすべての一次エネルギー供給の自給率
2) Oil self sufficiency	個別のエネルギー源の自給率。高い自給率は対外的なリスクに影響を受けにくい。
3) Natural gas self sufficiency	
4) Coal self sufficiency	
5) Power self sufficiency	
6) Diversity of TPES mix	
7) Diversity of power generation mix	一次エネルギー供給および電力供給における分散度合い。分散しているほど、特定の供給源の遮断リスクが小さい。
8) Access to electricity	国民に対するエネルギー供給の現状を示す指標。アクセス率が高いほど、より強靱なエネルギー供給体制ができていていることを示す。
9) Energy intensity of GDP	経済のエネルギー利用効率（省エネ度合い）を示す。数値が低いほど、エネルギー供給途絶に対する経済の強靱性が高い。

(注) TPES = total primary energy supply

(出所) 日本エネルギー経済研究所

## (2) 統計

抽出した9つの指標は、いずれもエネルギー安全保障の一側面を表すのは当然のことながら、透明性の高い共通の統計によって算定が可能である。各指標の算定に用いる統計を次に示す（表 1-2）。

表 1-2 指標産出に用いる統計データ

Indicator	Statistics
① TPES self sufficiency	IEA, World Energy balances 2020 edition
② Oil self sufficiency	IEA, World Energy balances 2020 edition
③ Natural gas self sufficiency	IEA, World Energy balances 2020 edition
④ Coal self sufficiency	IEA, World Energy balances 2020 edition
⑤ Power self sufficiency	IEA, World Energy balances 2020 edition
⑥ Diversity of TPES mix	IEA, World Energy balances 2020 edition
⑦ Diversity of power generation mix	IEA, World Energy balances 2020 edition
⑧ Access to electricity	IEA, SDG7: Data and projections, Access to electricity
⑨ Energy intensity of GDP	IEA, World Energy balance 2020 edition

(注) IEA: International Energy Agency; SDG: Sustainable Development Goals

(出所) 日本エネルギー経済研究所

### (3) 評価の年次

電力へのアクセス以外の指標は全て、毎年の値を計算することができる。しかし、本評価の目的は短期的な要因による指標の変化を分析することではない。例えば、一時的な景気の後退はエネルギー需要の減少をもたらし、輸入依存度を引き下げる場合がある。また輸入依存度の低下自体は、エネルギー・セキュリティ上、望ましい変化といえるが、背景となる要因が景気後退であれば、永続的な効果を期待することは出来ない。これに対して本分析では、長期的な視点で状態の変化を分析するという視点から、10年間を一つのまとまりととらえ、期間中の平均値を利用する(表 1-3)。なお、採用する IEA のエネルギー統計では、開発途上国のデータは 1971 年以降しか入手できない。また、対象国のうちカンボジアとラオスについては、統計が存在するのは 1995 年以降となる。また、本稿執筆時点(2021 年 1 月)で入手可能な最新統計の年次は 2018 年である。

表 1-3 時期区分と対象年

Estimation period	Covered calendar year
1970s	1971 - 1980
1980s	1981 - 1990
1990s	1991 - 2000
2000s	2001 - 2010
2010s	2011 - 2018

(出所) 日本エネルギー経済研究所

### (4) 指標の算定方法

次に、表 1-2 に示した各指標の算定方法を示す。

### ①～⑤ 自給率 Self sufficiency

化石燃料と非化石燃料を問わず、自国に必要なエネルギーのうちどれだけを自国内の生産で賄っているかを示す自給率は、当該国のエネルギー安全保障上の強みを示す最も基礎的な指標である。本分析では、化石燃料それぞれの自給率と、非化石燃料を加えた総合的な自給率の両方を指標として採用する。アジア諸国では一般的に、輸送用では、石油に対する依存が高いが、発電用では、国によって国産資源の賦存量や利用可能量が異なることを反映し、選好されるエネルギーは異なっている。そうしたなか、アジア諸国ではエネルギー需要全体の増加に伴い、おしなべて化石燃料の輸入量が大きく増えてきており、エネルギー安全保障上のリスクが高まっている。他方、メコン川流域諸国においては、相互に国際的な送電網が整備されており、電力の国際融通がなされている。こうした状況を把握することを目的として、化石燃料それぞれ（石油、天然ガス、石炭）の自給率と電力の自給率を指標として採用する。

対象国の中でも、国によっては水力資源が豊富に利用可能で、高い自給率を実現している国もある。また近年は公害問題や気候変動問題への対応から、太陽光や風力などあたら数再生可能エネルギーの利用を急速に拡大させている国もある。再生可能エネルギーは国産エネルギーであり、エネルギー安全保障の点から望ましいエネルギーであることは言うまでもない。そこで、このような変化もリスクの評価に取り込むべく、化石燃料と非化石燃料の両方を加えた、一次エネルギー供給全体の自給率も指標として採用する。これらの指標の算定式を以下に示す。国内生産量が供給量に占める率を算出するというシンプルなものであり、最大値は100%、最小値は0%となる。

$$\text{Oil self sufficiency} = \frac{\text{Indigenous oil production}}{\text{Oil supply}} \times 100$$

$$\text{Natural gas self sufficiency} = \frac{\text{Indigenous natural gas production}}{\text{Natural gas supply}} \times 100$$

$$\text{Coal self sufficiency} = \frac{\text{Indigenous coal production}}{\text{Coal supply}} \times 100$$

$$\text{Power self sufficiency} = 1 - \frac{\text{Net import of electricity}}{\text{Total final consumption of electricity}} \times 100$$

$$\text{TPES self sufficiency} = \frac{\text{Total indigenous production}}{\text{TPES supply}} \times 100$$

\* TPES = total primary energy supply

### ⑥～⑦ 多様性 Diversity

各エネルギーは資源の量、取引の容易さ、価格、環境負荷といった点でそれぞれ異なる特徴を有する。すべてに秀でたエネルギー源は存在しないため、各々の特徴をうまく活かし、バランス良くエネルギーを使い分けることが重要である。また、あるエネルギーの供給が途絶えたり価格が上昇したりした場合、他のエネルギーで代替することができればそ

の影響を減じることができる。すなわち、エネルギー源を多様化することによって、各エネルギーが有するメリットを取り込むと同時に、各エネルギーが有するデメリットやリスクを低減することができる。

多様化の程度を測る指標としては、ハーフィンダール・ハーシュマン指数 (Herfindahl-Hirschman Index : HHI) を採用する。HHI はある市場における企業の競争状態を測るためによく用いられる。具体的には、市場を構成する各要素のシェア (%) の 2 乗の和として求めることができる。市場が単一の要素で独占されている場合、HHI は最大値の 10,000 (100[%] \* 100[%] = 10,000) となる。多くの要素で市場シェアが分散しているほど HHI は小さくなり、ゼロに近づく。今回の分析ではエネルギーの種類を石炭、石油、天然ガス、原子力、水力、再生可能エネルギー (太陽光、風力、地熱)、その他 (バイオ燃料・廃棄物、他) の 7 つに分類する。この場合、最も多様化が進んだ状態の各エネルギーのシェアは 1/7 ずつであり、このとき HHI は 1,429 となる。

$$HHI = \sum_{1}^{n} (\text{share of energy "n" in TPES or electricity [\%]})^2$$

n = represent seven different energy sources.

TPES = total primary energy supply

### ⑧～⑨ 供給レジリエンス

エネルギーのサプライチェーンの最終段階は、個別の消費者への供給である。国内に頑強な供給インフラがなければ、エネルギー安全保障は担保されない。多くのアジアの途上国では電力へのアクセス向上が優先順位の高いエネルギー政策の一つになっている。これは頑強な供給インフラを構築する第一歩といえる。

本分析における評価の指標としては、まず電力へのアクセス率を指標として採用する。なお電力へのアクセス率には、IEA と世界銀行の統計があるが、両者の間には国によっては大きな差異が見られる。本分析における他の指標では IEA の統計を採用しており、それらと平仄を揃えることができることから、ここでは電力へのアクセス率についても IEA の統計を採用する。

レジリエンスのもう一つの指標として経済のエネルギー集約度を採用する。これは経済活動一単位当たりのエネルギーの消費量が少なければ、エネルギー輸入国の場合には、エネルギーの利用効率が高ければ、輸入量を削減することができ、対外的な要因によって生じる供給途絶の影響を減じることができるためである。指標の評価では、エネルギー消費と GDP の関係は経済構造によって異なる点に注意する必要がある。例えば、鉄鋼業などエネルギー多消費産業が経済の中心となっている国と、金融や観光などサービス業が中心の国とでは、自ずとエネルギー消費量と GDP のバランスが異なる。すなわち、前者の産業構造では単位 GDP 当たりのエネルギー消費量は大きくなる傾向にあり、逆に後者の産業構造では小さくなる傾向にある。IEA の統計によると、2000 年以降 2018 年時点で経済のエネルギー集約度の最大値 (最も成績が悪い) は 0.947 toe/1000 USD (ウクライナ)、

最小値（最も成績が良い）は 0.033 toe/1000 USD（スイス）である。

$$\text{Energy intensity of GDP} = \frac{\text{TPES}}{\text{GDP}} \times 100$$

TPES = total primary energy supply

#### 1.4.2 アジアのエネルギー・セキュリティ評価とリスク

ここでは 9 つの指標ごとに、対象国のエネルギー・セキュリティの状態を分析する。なお対象国は、ブルネイとシンガポールを除く ASEAN 諸国、バングラデシュ、パキスタン、インドとした<sup>29</sup>。また、比較対象として非 OECD 平均、中国を除く非 OECD アジア、日本の試算結果も併記する。

##### ① 一次エネルギー供給の自給率

対象とした国全てにおいて、一次エネルギー供給の自給率は 50%以上あり、現時点では比較的望ましい状態にある（図 1-9）。しかし、第二次大戦後の日本が、経済成長と共に利用するエネルギーが石炭から石油へと変わったことで自給率を大きく落としていったことから類推できるとおり、アジア諸国が今後もこの状態を維持できるとは限らない。多くのアジア諸国では今後もエネルギー需要の拡大が見込まれるが、下記のような要因によって、需要増加に見合った化石エネルギーの増産ができなくなるリスクがある。

- ・ 賦存する資源量の制約
- ・ 経済的に採掘可能な資源量の制約（輸入する方が安くなる可能性）
- ・ 他の資源国との投資誘引競争での劣後
- ・ 気候変動を含む環境対策によるエネルギー選択、資金調達の制約

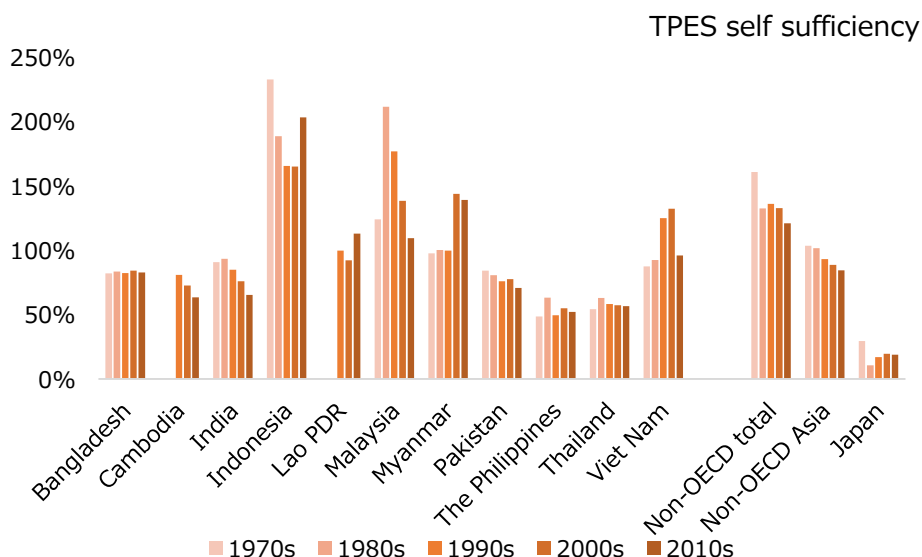
こうした化石エネルギーのリスクに対処する方策として、多くの国では、水力を含む再生可能エネルギーの拡大が目指されている。水力の開発余地が多く残されているのは、ラオス、カンボジア、ミャンマー、カリマンタン（ボルネオ）島（インドネシア、マレーシア）と言われている。ラオスとカンボジアはともにメコン川の水域にあるが、最上流には中国が位置する。国際河川では本流の開発に関係国との調整が必要であるほか、最上流の中国で行う大規模開発が下流の水量に影響を及ぼすリスクがある。また、ダム式の水力発電では住民の移転や環境破壊の副作用もあり、合意形成や資金調達、長いリードタイムが

<sup>29</sup> OECD の Development Assistance Committee が作成する支援対象国リスト（所謂 DAC リスト）の最新版（2021 年適用）によると、ブルネイとシンガポールは支援対象となっていない。  
<http://www.oecd.org/dac/financing-sustainable-development/development-finance-standards/daclist.htm>

電源開発の制約となる場合もある。

水力以外の再生可能エネルギーでは、対象とする国では概ね良好な日射量が得られるため、太陽光発電に対する期待が高い。特にインドでは大規模な開発が進んでいる。一方、風力発電については、対象国においては風況が良い地域に限られているため、太陽光ほどのポテンシャルは存在しないとみられている。なお、対象国の多くは温暖で多雨な気候にある国が多く、植物の生長が早いという特徴を活かしたバイオ燃料の利用拡大を目指す国もある。多くの国では石油製品に対する補助金の抛出が財政面での大きな負担になっており、バイオ燃料の導入にはそうした補助金の負担を軽減する効果も期待されている。

なお、インドでは、一次エネルギー供給に占める率は 1%程度と小さいが、原子力発電も自給率向上の手段として活用されている。他方、インドネシア、フィリピン、タイでも過去に原子力発電の導入に対する検討が行われたが、フィリピンを除けば近年は大きな進展が見られない。ベトナムとマレーシアも以前、原子力を導入する計画を有していたが、それぞれ 2016 年と 2018 年に計画を中止している。



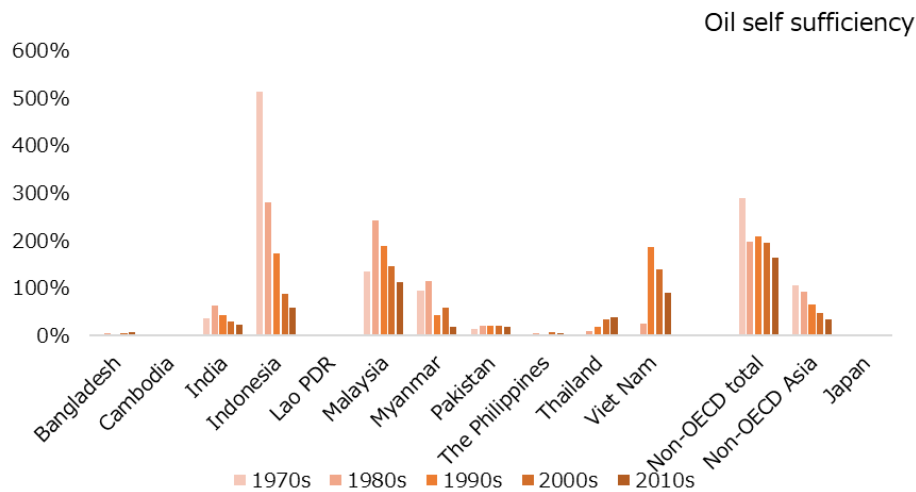
(出所) IEA, *World Energy Balances 2020 edition*. を元に日本エネルギー経済研究所作成

図 1-9 アジア各国の一次エネルギー供給における自給率

## ② 石油の自給率

エネルギーごとにみると、石油では自給率の低下傾向がほぼ全ての国で顕著になっている (図 1-10)。石油はその扱い易さから民生分や産業部門で多く利用されるほか、自動車ではほぼ唯一のエネルギーとして、モータリゼーションの進展とともに需要が大きく増えている一方、残念ながらアジア地域は石油の資源量が乏しく、自給率の大きな改善につながるような大規模な開発の可能性は小さいためである。





(出所) IEA, *World Energy Balances 2020 edition*. を元に日本エネルギー経済研究所作成  
 図 1-10 アジア各国の石油供給における自給率

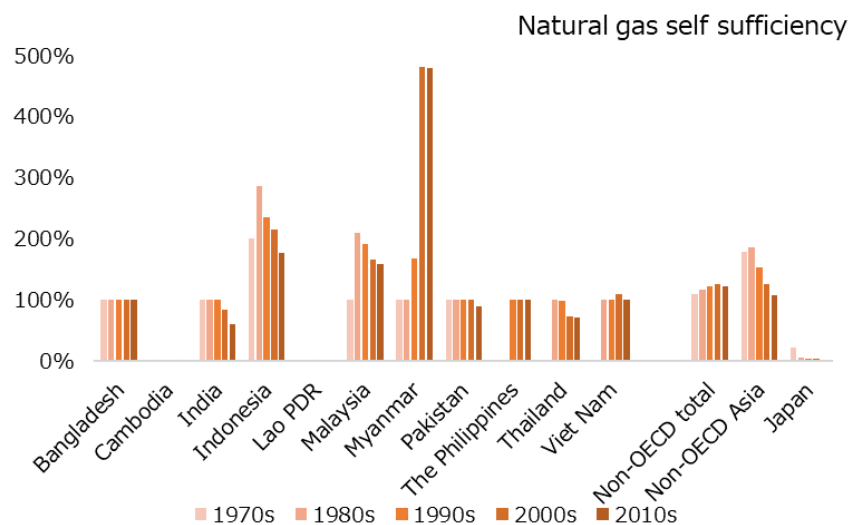
### ③ 天然ガスの自給率

天然ガスでは、インド、インドネシア、マレーシア、パキスタン、タイで自給率の低下傾向が明確になっている（図 1-11）。インドでは 2003 年に、タイでは 1998 年に、それぞれ天然ガスの輸入が始まっている。両国では、国内の天然ガス生産量を増やすべく鉱区の開放や自国石油企業による開発を進めているが、資源量そのものの制約のため大きな増産は実現しにくいとみられている。マレーシアは、天然ガスの純輸出国であるが、天然ガス需給の地理的なギャップ（生産地域と需要地域が遠く離れている）と、LNG 輸出契約の要因から<sup>30</sup>、2003 年からマレー半島部で天然ガスの輸入を始めている。インドネシアは、東西に幅広い島嶼国という特徴から、天然ガス需給の地理的ミスマッチがある。そのため、スマトラ島北部の Arun 液化基地が LNG 受入れ設備に転用されたほか、国内 3 か所で浮体式の LNG 受入れ設備が稼働しており、主としてインドネシア国内で生産された LNG を受け入れている。

その他のバングラデシュ、フィリピン、ベトナムでは、IEA の統計上は、2018 年時点では自給率 100%を維持しているほか<sup>31</sup>、ミャンマーは、中国向けの輸出パイプラインの開通により、輸出量を 2010 年代以降に大きく拡大させている。しかしこれらの国は、国内の資源量や既存の輸出契約の制約から、近い将来に天然ガス自給体制を維持できなくなると考えており、天然ガス（LNG）の輸入に向けた準備を進めている。

<sup>30</sup> LNG 生産能力の全量が輸出用にコミットされている場合、自国用に利用することができない。

<sup>31</sup> バングラデシュについては、実際には 2018 年 8 月から LNG の輸入が開始されている。Jessica Jaganathan and Ruma Paul, “Bangladesh starts operations at country's first LNG terminal,” Reuters, 20 August 2018. <https://www.reuters.com/article/bangladesh-lng-terminal-idUSL3N1VB1ZM>. Accessed on 25 January 2021.

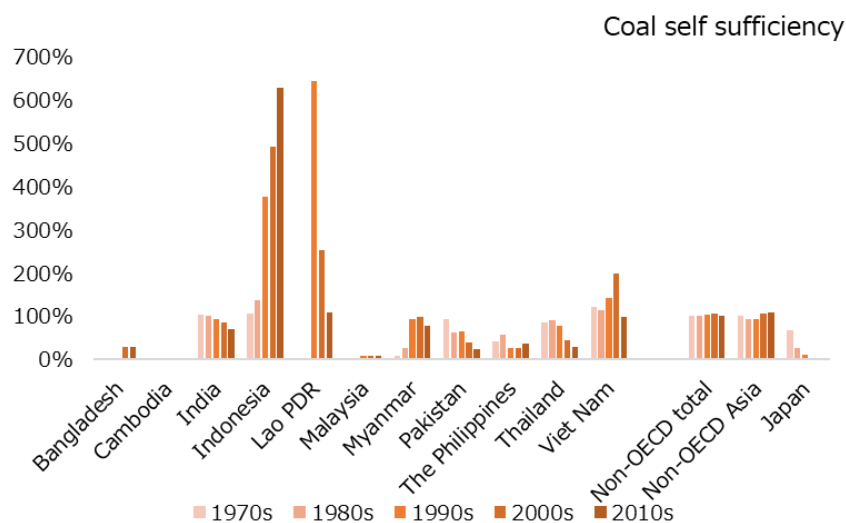


(出所) IEA, *World Energy Balances 2020 edition* を元に日本エネルギー経済研究所作成  
 図 1-11 アジア各国の天然ガス供給における自給率

#### ④ 石炭の自給率

アジア地域には石炭資源が比較的豊富にあり、なかでもインドネシアの資源量が大きく、輸出量も際立って大きい(図 1-12)。インドネシアは、豊富な石炭資源を有するものの、増大する国内石炭火力発電向けの供給を確保する目的から、生産量の一定割合を国内供給向けにすることを義務付けている(Domestic market obligation)。しかし実際には、好調な石炭生産と国内需要の伸び悩みから、輸出量が大きく増える結果になっている。一方、ラオスの自給率が大きく変動しているが、これは、もともとラオスは少量の石炭を生産し、その大部分を輸出し、残りを国内のレンガ工場などで消費していたが、2009年にタイの民間企業と合弁会社を設立し、2016年に同国西部のホンサ(Hongsa)炭田開発(褐炭)とその山元での石炭火力発電所の操業を開始したことで、国内生産と消費がおおよそ均衡した状態となっている。なお発電した電力の大部分はタイに輸出されている。ラオスでは、水量によって発電可能量が大きく変動する水力発電を補うため、石炭火力の能力を増やす方向にあり、石炭火力発電の能力拡大と歩調を合わせた石炭生産量の引き上げが今後の電力供給の確保におけるカギとなる。

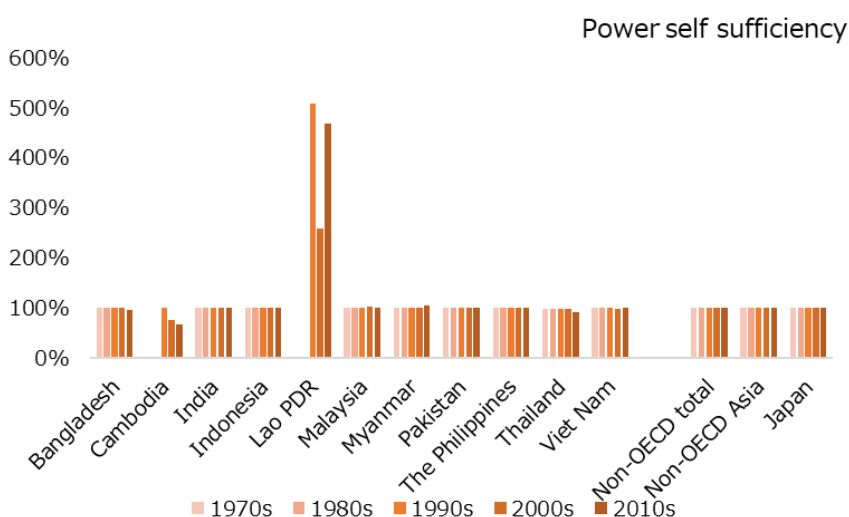
一方、インド、パキスタン、タイでは自給率の低下傾向が確認できる。インドは豊富な石炭資源を有するが開発が思うように進まず、需要に応えるだけの供給ができていない。そのため、炭田の開発に加え、輸送効率の改善や高効率利用技術の普及など、石炭自給率向上に向けた投資を行う方針にある。パキスタンでは石炭の生産量は増えているが、需要の拡大速度がそれを上回り、結果として自給率が低下している。



(出所) IEA, *World Energy Balances 2020 edition*. を元に日本エネルギー経済研究所作成  
 図 1-12 アジア各国の石炭供給における自給率

### ⑤ 電力の自給率

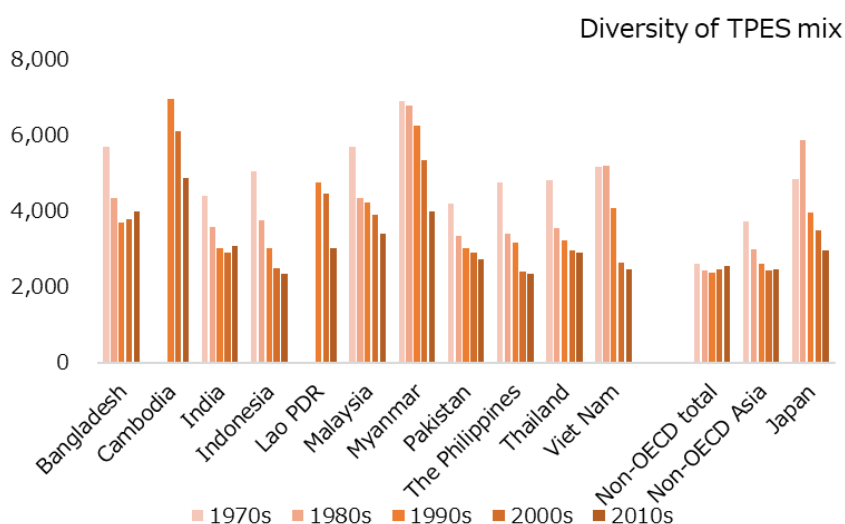
電力の自給率は、対象の多くの国で 100%を維持している (図 1-13)。特筆すべきはラオスであり、統計が入手できる 1990 年代以降は一貫して純輸出国のポジションを維持している。他方、自給率が 100%を下回っている国は、バングラデシュ、カンボジア、タイ、ベトナムであり、前者はインドから、後三者はラオスからの輸入に依存している。なかでもカンボジアについては、国内の水力発電の稼働率などの要因により、その輸入依存度が大きく変動しており、エネルギー安全保障の観点からは、自国産電源開発の必要性が非常に高い。



(出所) IEA, *World Energy Balances 2020 edition*. を元に日本エネルギー経済研究所作成  
 図 1-13 アジア各国の電力供給における自給率

## ⑥ 一次エネルギー供給の多様性

バングラデシュを除く各国では、一次エネルギー供給（total primary energy supply : TPES）の多様化が進んでいる（図 1-14）。これらの国々では、過去には石油が主要なエネルギー源であったが、石炭や天然ガス、水力などの利用を進めることで段階的に石油への依存度が低下してきた。実際、多様化という観点では、原子力発電の利用が激減したことで石炭や天然ガスへの依存を高めざるを得なくなった日本よりも成績の良い国もある。ただし、今後については注意を要する。例えば、日本よりも成績の良いインドネシア、フィリピン、ベトナムは、一次エネルギー供給に占めるバイオマスのシェア（2018 年実績）がそれぞれ 15%、14%、11%と依然高い。これは今後商業エネルギーに取って代わられるものであり、選択するエネルギーによっては多様性を損なう可能性がある。同様のことは、バイオマスの比率が更に高いパキスタン（33%、2018 年実績）についても言える。



（注）数値は HHI の値を示しており、数字が低い方が多様化が進んでおり、エネルギー・セキュリティ上望ましい。

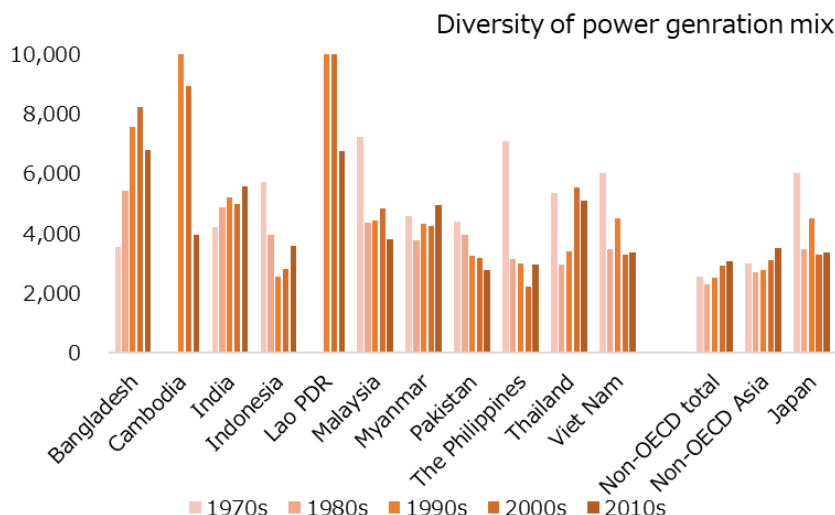
（出所）IEA, *World Energy Balances 2020 edition*. を元に日本エネルギー経済研究所作成

図 1-14 アジア各国の一次エネルギー供給における多様性

## ⑦ 発電の多様性

発電の多様性では、悪化している国が見られる。インド、インドネシア、フィリピンは石炭に、タイは天然ガスに、ミャンマーは水力への依存が高まることで、多様性が後退する傾向がある（図 1-15）。ただし、これらの動きはいずれも国産エネルギーの利用を増やし自給率を高めようとする動きでもあり、エネルギー安全保障への影響評価は慎重に行う必要がある。またインドやインドネシアの石炭のように、国内に安価な資源が豊富に存在する場合であれば、この石炭への依存度の上昇は、供給安定性や経済性にも資するものとなる。ただし、国産資源の利用と供給安定性は常に同義とは限らないことも踏まえておく必要がある。インドやインドネシアの石炭を例にとれば、豪雨による炭田の水没や石炭輸送用鉄道の事故など国内の要因に起因する事象によって供給支障が起こる可能性は否定で

きない。また、石炭へ傾注する一方で、気候変動問題への対応圧力が急速に高まることがあれば、国内の石炭関連資産が座礁資産化してしまうリスクもある。



(注) 数値は HHI の値を示しており、数字が低い方が多様化が進んでおり、エネルギー・セキュリティ上望ましい。

(出所) IEA, *World Energy Balances 2020 edition*. を元に日本エネルギー経済研究所作成

図 1-15 アジア各国の発電電力量における多様性

発電の多様化に向けては、どの国も共通して再生可能エネルギーの利用拡大を目指している。国産エネルギーであることに加え、近年導入コストの低下が進み、また環境負荷の低下や温室効果ガスの排出削減にも効果があるためである。ただし経済性については、今後その導入量が増えていけば、太陽光や風力などいわゆる変動型再生可能エネルギーの系統への統合コストが上昇する可能性がある。いずれの国も全体としては統合コストが問題になるようなレベルには至っていないが、離島など小規模な独立系統における導入では、その系統運用コストの水準には注意をする必要がある。

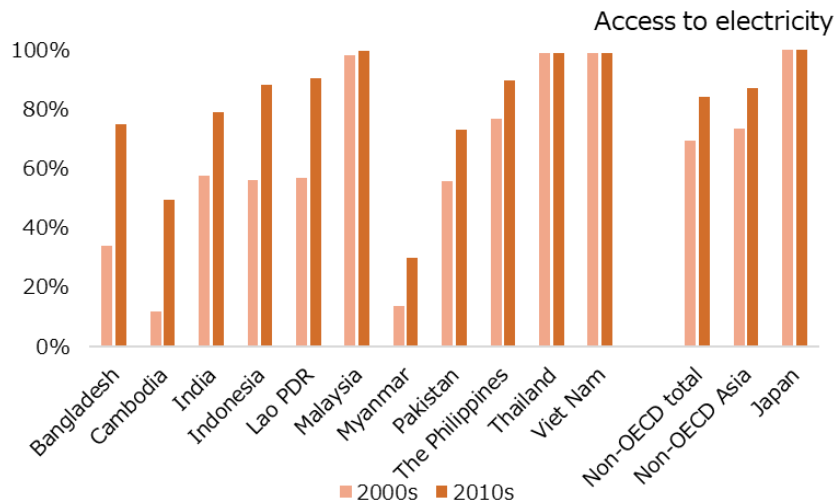
他のエネルギー利用分野に比べて、発電部門は燃料の使い分けが容易な分野である。多様なエネルギーによる発電設備があれば、その時々燃料の利用可能量や価格などを元に柔軟に供給構造を変えることができる。この柔軟性こそがエネルギー安全保障の要諦であり、その重要性を国内に保持していることの価値は大きい。

### ⑧ 電力へのアクセス

電力へのアクセスはここ 20 年で大きく改善している。図 1-16 では表現できていないが、2019 年時点 (IEA) でインド、インドネシア、ラオス、マレーシア、フィリピン、タイで 95%を超えている。このほかのバングラデシュ (87%)、カンボジア (75%)、ミャンマー (51%)、パキスタン (79%) も急速に改善する傾向にある。

一方、商業用エネルギーへのアクセスという観点では、統計には表れにくい調理用エネルギーの問題が残されている。統計上はバイオマスに分類されるが、消費量の計測が難し

く、その実態は不確かな部分が多い。薪や炭などを利用した調理による健康被害の可能性も指摘されており、国民の健康状態を改善させるという意味でも、クリーンなエネルギーへと切り替えていく必要がある。



(注) データの入手可能性の制約から 2000 年以降のみの値を示す。

(出所) IEA, *SDG7 Data and Projections: Access to Electricity*; World Bank, *World Bank Open Data: Access to electricity* を元に日本エネルギー経済研究所作成

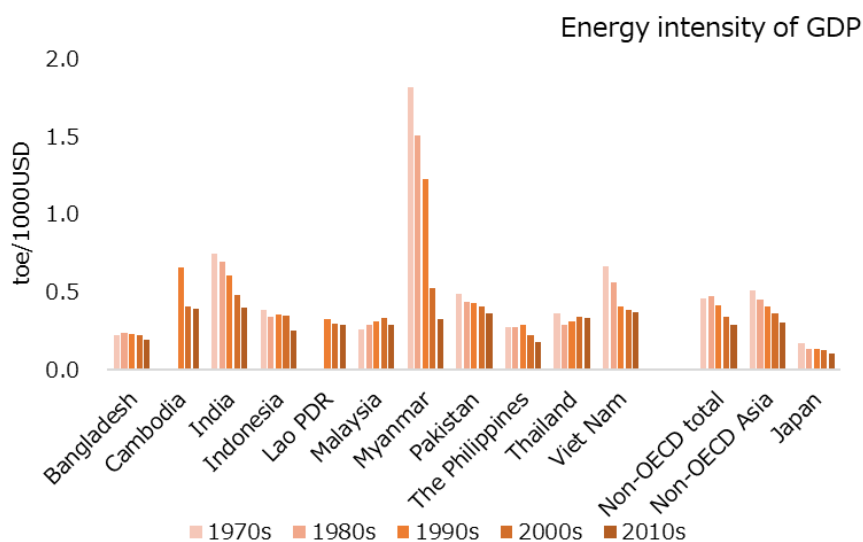
図 1-16 アジア各国の電力へのアクセス率

### ⑨ 経済のエネルギー集約度

経済のエネルギー集約度は、多くの国で改善傾向が見られる (図 1-17)。ただしデータを見る際には、産業構造の違いに注意する必要がある。エネルギーを多く消費する製造業の比率が多い国ほどその数値は相対的に悪くなりやすく、逆にサービス業主体の国ではその数値が良く見える。アジアでは、日本の省エネルギー制度を参考にしている国が多く、エネルギー多消費産業の報告義務やエネルギー管理士制度、建物や機器のエネルギー消費基準とラベリング制度、省エネ教育、などを導入する例が多い。目を引く制度例としては、インドの省エネ取引制度 (Perform Achieve and Trade scheme : PAT) を挙げることができる。これは、エネルギー多消費産業の工場ごとに省エネ目標を定め、超過達成分を未達工場に販売できるというものである。こうした制度を導入することで、省エネが進んでいる事業者が目標を達成した時点で省エネ努力をやめてしまうのではなく、さらなる省エネを進めるインセンティブを持ちやすくなる。また同じくインドの例としては、照明分野において LED 電球への交換が政策的に進められている。

今後の課題として挙げられるのが、補助金によって低位に据え置かれた国内のエネルギー価格である。国内のエネルギー価格が、国際価格を反映しておらず、低位な状態に置かれているがゆえに、エネルギーを利用する産業や消費者に対し、十分な省エネルギーの経済的インセンティブを与えることができていない国が多い。また、エネルギー価格が低位

に置かれていることで、省エネ機器へ転換する経済的メリットも少額となりがちであり、初期投資負担の重い高効率機器の購入や省エネ改修を躊躇わせる要因になっている。今後はこうした省エネによるメリットが適正に認識される価格体系や、省エネ投資に向けた資金供給面での制約要因を取り除いていくことが重要となる。



(注) GDP のドル価値は 2015 年の実質値

(出所) IEA, *World Energy Balances 2020 edition*. を元に日本エネルギー経済研究所作成

図 1-17 アジア各国の経済のエネルギー集約度

(空白のページ)



## 第2章 エネルギー・電源ミックスの評価

### 2.1 エネルギー・電源ミックスの評価基準

#### 2.1.1 世界各国のエネルギー・ミックス政策

ここでは、先進国を中心とした主要国のエネルギー・ミックス政策を整理する。具体的には、EU、英国、ドイツ、アメリカを取り上げる。

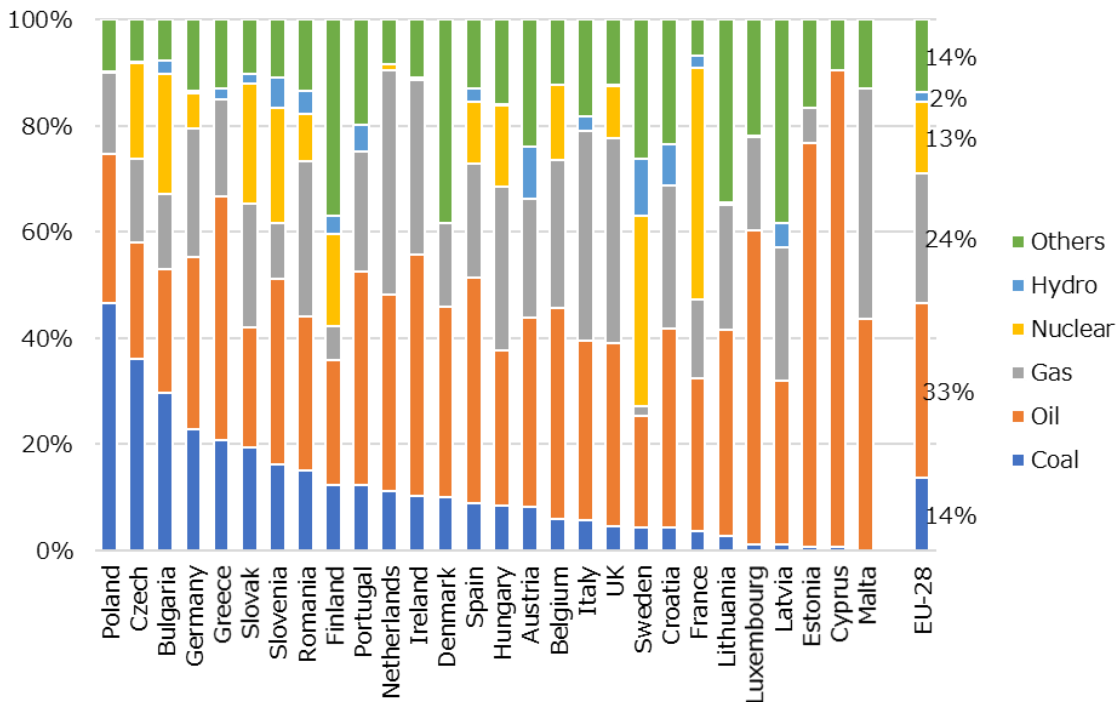
##### ① EU

EU では、エネルギー・ミックスに係る決定権限は加盟各国に属しており、欧州委員会がそれを加盟国に指示することはできない。ただし一つだけ例外となっているのが、再生可能エネルギーの導入目標である。EU は、EU 全体の導入目標と加盟国に割り当てる目標とを加盟国との協議の上で、定めている。目標の配分では加盟国ごとに異なる資源保有状態や現在のエネルギー需給構造、コスト負担能力などが加味されていると考えられる。EU 全体の再生可能エネルギー導入目標としては、2030 年までに最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの比率を 32%以上とすることが、2018 年 6 月に欧州議会と欧州委員会の間で合意されている<sup>32</sup>。この目標に対しては、2021 年 7 月に、欧州委員会が同目標を 32%から 40%に引き上げる提案を行っており<sup>33</sup>、今後欧州議会や欧州理事会においてこの引き上げ目標についての議論がなされる予定である。

EU のエネルギー・ミックスで興味深いのは、前述の通り再生可能エネルギー以外のエネルギーの選択が加盟各国に委ねられているにも関わらず、結果として、EU 全体でみると非常にバランスの良いエネルギー・ミックスを構築できていることである（図 2-1）。加盟国間 EU は石油供給網やガスパイプライン、送電線といったインフラで密に連結されており、EU 全体であたかも 1 か国であるかのように機能する。すなわち国境を跨いだエネルギーインフラは、平時はエネルギー需給バランスの調整装置として日々商業的に活用され、非常時にはエネルギーの安定供給を維持するためのバックアップ装置として機能する。このように EU は、加盟国間を密に連結することによって、1 か国では成し得ない強靱なエネルギー需給構造を構築しているのである。それが故に EU のエネルギー安全保障政策は連結性の増強を重視しており、EU はネットワークの弱い部分には資金を供給して連結能力の拡充を進めている。

<sup>32</sup> European Parliament, “Energy: new target of 32% from renewables by 2030 agreed by MEPs and ministers” 14 June 2018. [https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-renewable-energy-directive-2030-climate-target-with-annexes\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-renewable-energy-directive-2030-climate-target-with-annexes_en.pdf). Accessed on 25 January 2021.

<sup>33</sup> European Commission, “Commission presents Renewable Energy Directive revision,” 14 July 2021. [https://ec.europa.eu/info/news/commission-presents-renewable-energy-directive-revision-2021-jul-14\\_en](https://ec.europa.eu/info/news/commission-presents-renewable-energy-directive-revision-2021-jul-14_en). Accessed on 10 August 2021.



(注) UK: United Kingdom. 2018 年時点での数値であり、EU-28 には英国を含む。

(出所) IEA, *World Energy Balances 2000 edition*. を元に日本エネルギー経済研究所作成

図 2-1 EU28 各国の一次エネルギー供給構成

## ② 英国

英国のエネルギー・ミックスは、国産エネルギーの生産と深く関係している。18 世紀後半以降の産業革命の原動力となった国内炭は、長く英国のエネルギー供給の中心を占めていた。1960 年代半ばに、北海で大規模な石油および天然ガス田が発見されたことを契機に、英国は、それまで輸入に頼っていた原油を国産原油に、石炭から製造したガスを利用して来たガス (town gas) を国産天然ガスに置き換えていった。その後、1970 年代の石油危機による石油価格の上昇によって、発電における石油利用は抑制されることになったが、1990 年代に入ると、国内炭生産量の減退傾向が顕著になり始めたこと、国内の天然ガスパイプライン網整備が進んだことによって、電力を始めとする各エネルギー分野では、石炭や石油から天然ガスへのシフトが起こった。このように英国のエネルギー・ミックスは、自給率の観点から、基本的には国内で産出するエネルギーが最大限活用されるという形でこれまで変化してきた。

多様性の確保という観点では、原子力も大きな役割を果たしている。英国が原子力発電の利用を始めたのは 1950 年代と古いのが、最後の原子力発電所が建設されたのは、1995 年と 25 年以上も前になる。多くの原子炉が寿命を迎えつつあるなかで、新增設は進まず、既設炉の運転期間延長でしのいでいる。英国政府は、電力の安定供給と気候変動対策の観点から原子力発電を推進する方針にあり、新設の原子力発電計画に対しては有利な料金モデルの適用を検討している。英国は核兵器保有国であり、軍事的な観点からも原子力の利用

を維持するインセンティブがあるとされる。

環境面では、英国は欧州の中でも気候変動対策に積極的な国であり、近年は再生可能エネルギーの供給量が大きく増えている。供給量が多い順に固形バイオマス（8.0mtoe）、風力（6.5mtoe）、バイオガス（2.8mtoe）となっている<sup>34</sup>。最大の供給源である固形バイオマスは、政府の再エネ支援策のもとで発電用を中心に利用が増えてきたが、近年は供給の半分近くを輸入に依存していること、また食料との競合や森林の破壊といった問題からネガティブな見方も強まりつつある。一方、風力は国産エネルギーであり、コスト低下もあり、特に洋上風力に対しては、英国国内でも期待が高まっている。

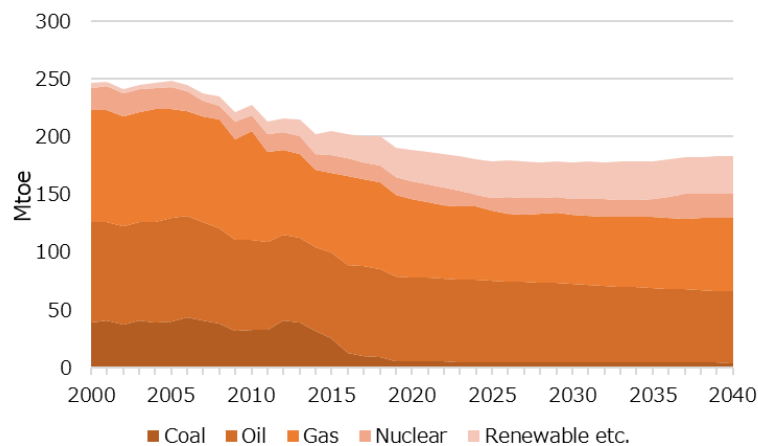
エネルギーシステムの冗長性という点では、英国は北海油ガス田と大陸欧州とのガスパイプラインおよび送電線の接続という強みを持つ。また、今後脱炭素化が進む中では、北海油ガス田からの石油・天然ガスに対する需要が減退していくことが予想されるが、このことは、これらの資源量自体が残され、ある意味では非常時の備蓄エネルギー源として活用できることを意味している。また大陸欧州と接続するエネルギーインフラは、両市場間の需給および価格の不均衡解消に役立つばかりでなく、非常時はバックアップ供給源として機能する。

将来のエネルギー選択では、環境要因、すなわち CO2 排出量の低減が大きな決定要因となる。英国のビジネス・エネルギー・産業戦略省（Department for Business, Energy & Industrial Strategy: BEIS）は 2013 年から毎年、将来のエネルギー需給や CO2 排出量の見通しを複数のシナリオで示す「Energy and Emission Projection」を発表している<sup>35</sup>。これによると、一次エネルギー供給量は 2040 年にかけて概ね横ばいで推移する。背景には、産業と運輸でエネルギー需要が減る一方、民生部門では需要が増加することで両者が打ち消し合うとの見通しがある。エネルギー・ミックスでは、原子力発電の利用がやや増える以外は際立った変化が見られない（図 2-2）。一方の発電部門では石炭火力の廃止や再生可能エネルギーの大幅の増加といった、脱炭素化に向けた着実な変化を見通している（図 2-3）。

---

<sup>34</sup> IEA, World Energy Balances 2000 edition.

<sup>35</sup> 分析は 2020 年 3 月に完了しており、すなわち新型コロナウイルスの需要への影響は考慮されていない。

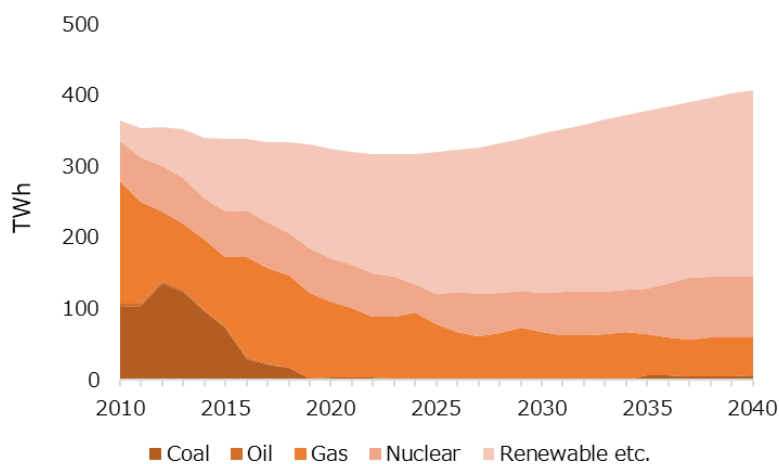


(注1) レファレンスシナリオ

(注2) 再エネ他には電力輸入を含む。

(出所) Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS), *Updated energy and emissions projections: 2019* を元に日本エネルギー経済研究所作成

図 2-2 一次エネルギー供給の見通し (英国)



(注1) レファレンスシナリオ

(注2) 再エネ他には電力輸入を含む。

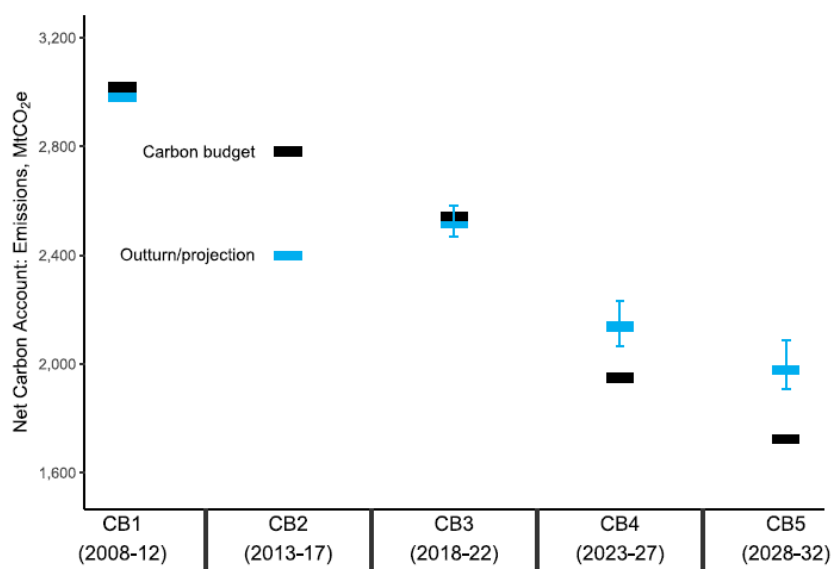
(出所) BEIS, *Updated energy and emissions projections: 2019* を元に日本エネルギー経済研究所作成

図 2-3 電力供給の見通し (英国)

これらを考え合わせると、熱需要の脱炭素化が目標よりも遅れていることがうかがえる。実際に Updated Energy and Emission Projection 2019 では、2050年カーボンニュートラルに向けた炭素予算<sup>36</sup>と CO2 排出量見通しを比較して、炭素予算の第4期(2023年-2027

<sup>36</sup> 英語で Carbon budget。ある5年間に排出してもよいCO2の量を定め、これを「予算」と見たたもの。炭素予算は2050年カーボンニュートラルに向けて段階的に切り下げられていく。政府はある期間内

年)と第5期(2028年-2032年)は排出量が予算を超過すると予測している(図2-4)。英国は2020年11月に、2030年に国内でガソリン車およびディーゼル車の新車販売を禁止すると発表した。この目標は、自動車は産業と並んで多くの熱を消費している部門であり、この電動化によって輸送部門の脱炭素化を加速し、CO<sub>2</sub>の排出量を炭素予算内に抑えようとする試みと理解することもできる。



CB = carbon budget

(出所) BEIS, *Updated energy and emissions projections: 2019*

図2-4 炭素予算と二酸化炭素排出量の見通し

### ③ ドイツ

ドイツのエネルギー・ミックスの主役は、英国と同様に長く国内炭であった。国内に豊富な褐炭資源があり、これを発電や産業、鉄道、一般家庭などで最大限に活用することで戦後復興の一助としてきた。利便性の高い石油やクリーンな天然ガスの利用が広まることでエネルギー・ミックスにおける石炭の比率は次第に低下したが、2015年前後までおよそ25%を占める重要なエネルギーの一つであった。この背景には、国内の石炭産業、特に旧東ドイツの石炭産業に対する配慮もあった。東西ドイツが統一された1990年当時、東西ドイツの所得格差(一人当たりGDPの差)は4倍程度と大きかった。その後、かなり縮小したとはいえ、現在でも経済格差は残っている<sup>37</sup>。石炭利用の廃止は旧東ドイツの経済にとって痛手であり、失業率の高まりは社会や政治の不安定化も招きかねない。ドイツは脱炭素に熱心な国であるにも関わらず2019年になるまで脱石炭火力の方針を固めることができなかつたのには、こうした背景がある。

のCO<sub>2</sub>排出量が予算内となるように対策を講じていく。

<sup>37</sup> 三菱UFJリサーチ&コンサルティング(2020年1月), 東西統一から30年が経過したドイツ経済の課題

他の多くの国と同様ドイツにおいても、工業化やモータリゼーションの進展、生活水準の向上によって石油の消費量が増えた。特に、自動車用の石油需要は 1999 年にかけて増え続けたが、産業用や民生用では石油危機以降に、原油価格の高騰とエネルギー供給源の多様化の観点から、天然ガスへの転換が進んだため、総需要は減少傾向で推移することとなった。運輸部門以外で石油を代替することになった天然ガス消費量は、1990 年代にかけて大きく増えることになった。天然ガスは主にロシアからパイプラインで輸入しているが、数次にわたるウクライナ経由ガス供給の停止を経験し、エネルギー供給上のリスクとなっている。これに対しては、供給ルートの分散化の観点から周辺国と接続するパイプライン能力の拡張やロシアから直接ガスを受け入れる Nord Stream パイプラインの整備、LNG 輸入計画を進めてきた。

近年対照的な動きを見せているのが、再生可能エネルギーと原子力である。再生可能エネルギーは脱炭素に向けた主力エネルギーとして、固定価格買い取り制度や優先給電など手厚い保護を受けて供給量が順調に増えている。他方の原子力は、政策方針の紆余曲折を経て、2011 年に、全ての原子力発電所を 2022 年までに廃止することが決められた。ドイツの反原発運動の歴史は 1970 年代まで遡ることができる。当初政策的には原子力発電を推進する方向にあったが、1986 年のチェルノブイリ原子力発電所事故をきっかけに脱原子力の方針を取るようになった。その後 2009 年にメルケル政権は化石燃料代替の必要性や経済性から一度は原子力推進に方向転換したが、2011 年の福島第 1 原子力発電の事故を受け、2022 年までの原子力廃止を決定した。

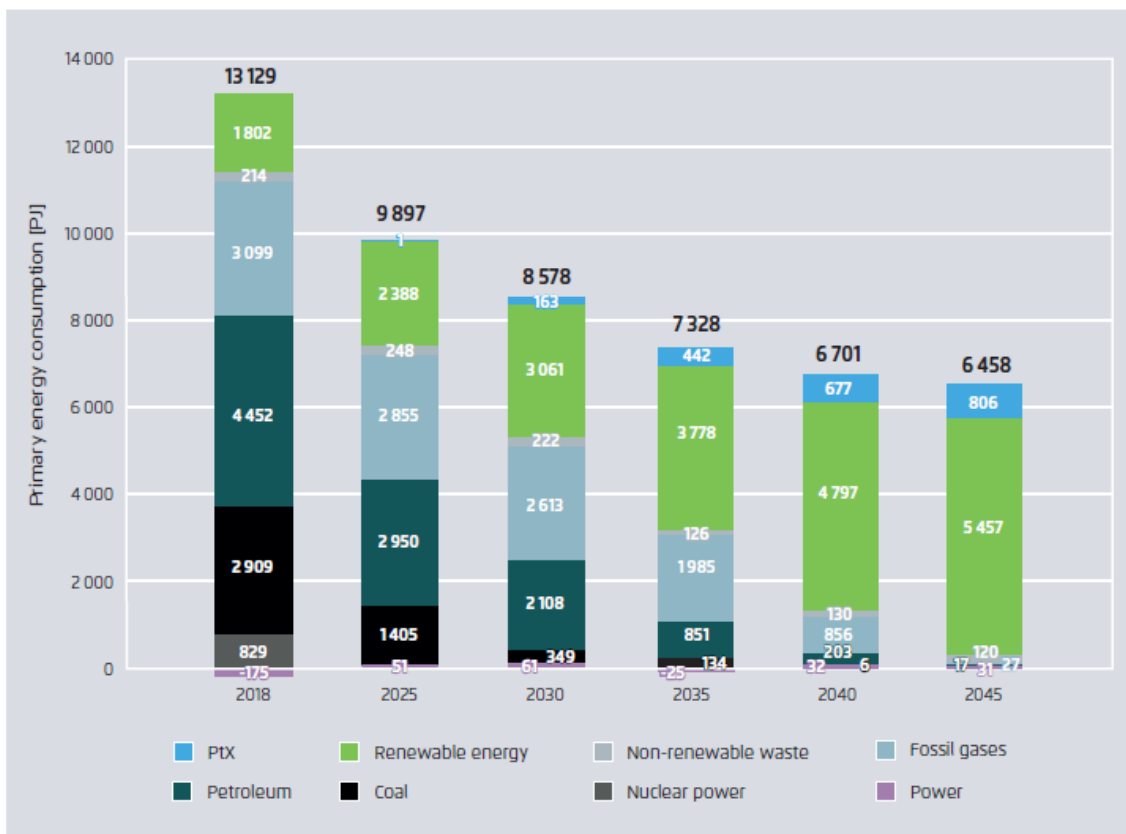
エネルギーシステムの冗長性という点では、ドイツは地理的に欧州の中央に位置することが強みである。冒頭の EU の項でも触れた通り、国境を越えたエネルギーインフラの密な接続が EU 加盟国のエネルギー安全保障の要の一つである。ドイツは周辺国とガスパイプラインおよび送電線で接続することで、平時の需給調整における柔軟性ととも、非常時のバックアップ供給を確保している。

ドイツの将来のエネルギー・ミックスを規定する最も重要な要素も、英国同様、CO<sub>2</sub> の排出量である。2021 年 6 月に議会は、カーボンニュートラルの達成時期を 2045 年と明記した改正気候行動法 (Climate Action Law) を可決した<sup>38</sup>。エネルギー需給構造はこの野心的な目標の達成に向けて劇的に変化していく。

ドイツ連邦政府は公式なエネルギー・ミックス目標を公表していないことから、シンクタンクによる分析 (Agora Energiewende et al., 2021) を参照する。同分析によると、ドイツのエネルギー・ミックスは、2045 年に向けて再生可能エネルギーを中心とした供給構造へと大きく変化していく (図 2-5)。再生可能エネルギーの中では特に太陽光発電設備の追加を多く見込んでいる。自動車や建物を含むあらゆる分野で利用するエネルギーを電力に置き換えてゆき、そこに再生可能エネルギーによる電力を供給するためである。そして豊富な再生可能電力をもとに、水素も製造する (図中の PtX が該当)。水素、あるいは水素を起点とした合成燃料は発電や産業、貨物車で利用する。原子力発電は 2022 年まで

<sup>38</sup> Clean Energy Wire (2021.6.25), Germany passes new Climate Action Law, pulls forward climate neutrality target to 2045

に、石炭火力は 2038 年までに廃止することが決まっている。これらに加えて天然ガスも 2045 年には消費量が非常に少なくなる。現在は暖房用に天然ガスが多く利用されているが、それらは電気ヒートポンプに置き換えられていく。セメント製造など一部の産業では化石燃料の利用が続くが、CCS を備えることで CO2 の排出を無くす。



(注) PtX = power to x : 再エネ電力を元に製造する各種二次エネルギーを指す

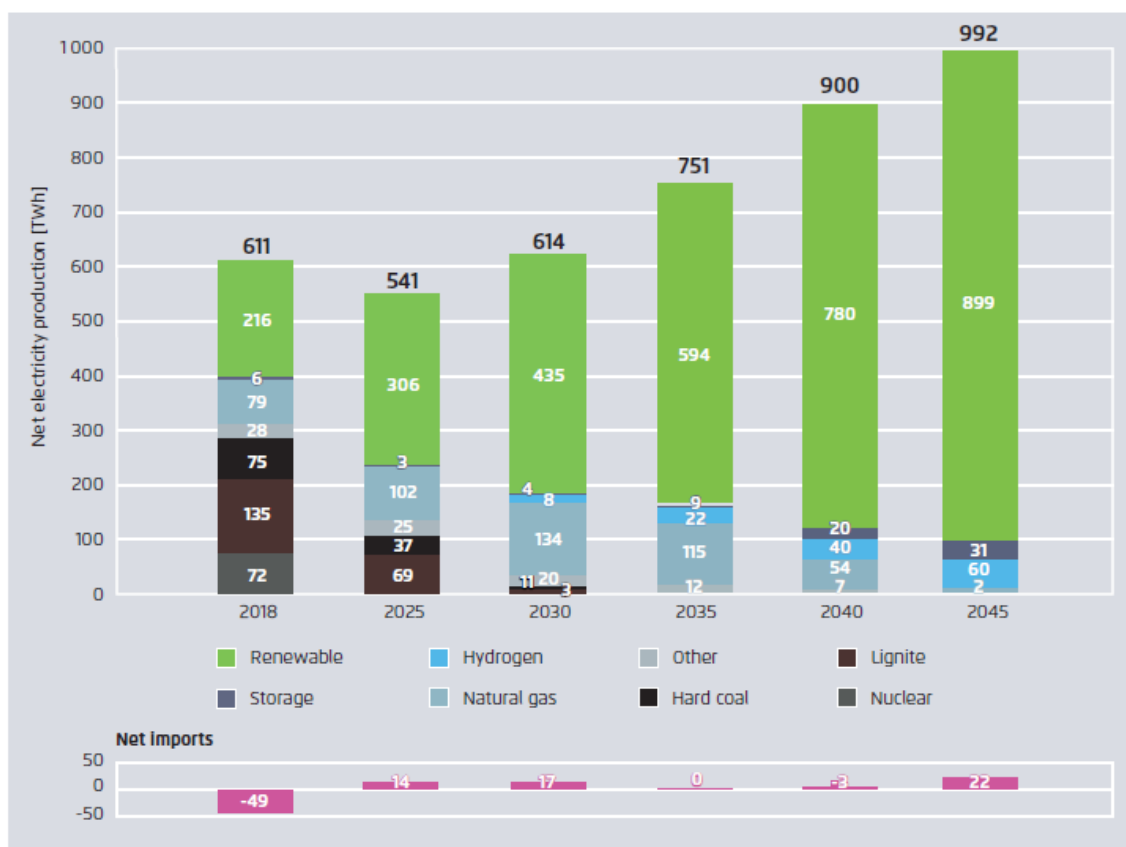
(出所) Agora Energiewende (2021.6), Toward a Climate-Neutral Germany by 2045

図 2-5 一次エネルギー供給の見通し (ドイツ)

なお電力については、図 2-6 の下段にあるとおり電力の輸出入を見込んでいる。出力の変動する再生可能エネルギー (variable renewable energy : VRE) の利用ではいかに需給をバランスさせるかが大きな課題となる。ドイツの場合は PtX や各種電力貯蔵技術による需給調整を想定しているが、それらに加えて周辺国との電力貿易も効果的な手段となる。ただし容易に想像できるように、周辺国との電力貿易はその国が置かれた地理的状況に依存し、全ての国が利用できるものではないことに留意する必要がある。すなわち、周辺国の送電連系が無い国では、国内でより多くの需給調整機能を持つか、あるいは VRE の利用に制約が生じることになる。

シンクタンクが分析する 2050 年のエネルギー・電力ミックスを実現できれば、ドイツはネットで自給率が 100%に近い強靱なエネルギー需給構造を手に入れることになる。電

力や水素の輸出入は必要だが、それらの大部分は共同体を形成する EU 加盟国との貿易になると考えられる。EU はエネルギーの単一市場を標榜しており、中東・北アフリカ諸国からの原油輸入やロシアからの天然ガス輸入などにおける地政学的リスクは大きく低減させることができる。



(出所) Agora Energiewende (2021.6), Toward a Climate-Neutral Germany by 2045

図 2-6 電力供給と純輸入量の見通し (ドイツ)

#### ④ アメリカ

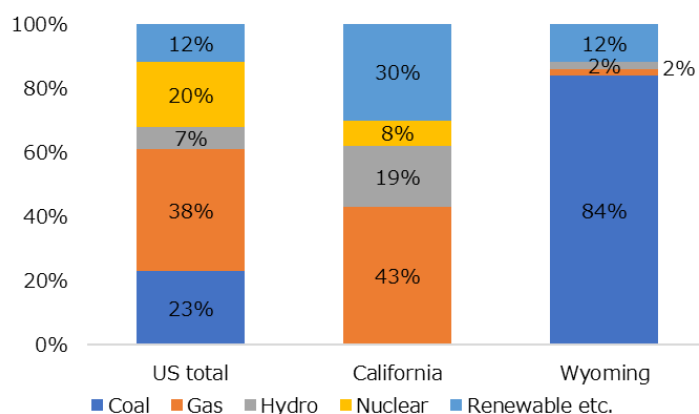
アメリカのエネルギー政策の特徴は、市場原理の機能を重視している点と、連邦と州による二重構造を持つという点にある。これまで連邦政府は、エネルギー・ミックスそのものには積極的に関与してこなかった。その背景には、国内の豊富な化石エネルギー資源の存在がある。アメリカは古くから石炭と天然ガスを概ね自給できる状態にあり、政府による特段の関与がなくとも、民間企業の自由な経済活動によって安定したエネルギー供給が得られ、エネルギー安全保障上の懸念が生じなかったためである。例外は石油で、1970年代以降に自給率は下がり始め、2000年代半ばには35%にまでなった。そのため、アメリカのエネルギー政策の中心は石油のセキュリティに置かれるようになった。これを端的に反映したのは、アラブ諸国から禁油措置を受けるという危機を経験した後の、IEA創設(1974年)で発揮されたリーダーシップと戦略石油備蓄の構築(1975年)である。シェー



ル革命は原油の大增産をもたらし、2020年にはついに全ての化石エネルギーで自給率100%以上となった。石油危機以降アメリカが長く追い求めてきた「エネルギー独立（Energy Independence）」が実現したのである。

市場原理の下でエネルギーが選択されていることを端的に示しているのは、電力市場である。2000年代に入り、シェール革命によって安価な天然ガスが豊富に供給されるようになると、ガス火力の価格競争力が高まった。それまで電力供給の50%程度を占めていた石炭火力は2005年をピークに減少に転じ、2019年の発電電力量は2005年に比べて60%減少し、電力供給のシェアも20%にまで低下した。一方、ガス火力は、2019年の発電電力量は2005年の2.1倍、シェアは39%まで急拡大した。ガス火力の競争力は原子力発電でも太刀打ちできないレベルになっており、天然ガス価格の低下を一因とした原子力発電所の閉鎖が起こっている。

連邦と州による二重構造は、州によって特徴的なエネルギー・ミックスを生み出している。州政府はエネルギー政策についても強い権限を持っており、独自の政策を展開している。州政府の独立性の高さは、連邦政府を欧州委員会や欧州議会、州政府をEU加盟国、となぞらえれば分かり易いかもしれない。州ごとの特徴が出やすい電力ミックスをみると、アメリカ全体では石炭、天然ガス、水力、原子力、再エネ他は順に23%、38%、7%、20%、12%の構成である（2019年、以下同様）<sup>39</sup>。これに対して、2045年までに電力を脱炭素することを目指しているカリフォルニア州では0%、43%、19%、8%、30%と、ゼロエミッション発電の率が57%にもなっている。逆に石炭の一大産地で知られるワイオミング州は84%、2%、2%、0%、12%と、化石燃料発電が86%にもなる（図2-7）。このように、州ごとの電力ミックスは資源の保有状況や政策によって大きく異なる。



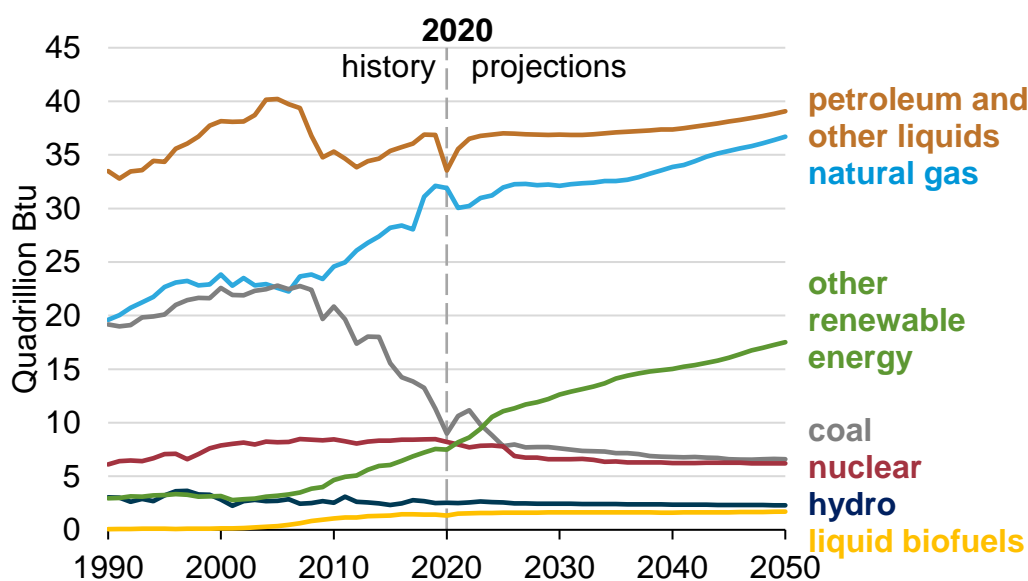
(出所) EIA, Detailed preliminary EIA-923 monthly and annual survey data

図2-7 米国とカリフォルニア州、ワイオミング州の発電量シェア（2019年）

将来のエネルギー・ミックスに目を転じると、連邦エネルギー省のエネルギー情報局

<sup>39</sup> EIA, Detailed preliminary EIA-923 monthly and annual survey data

(EIA) が 2021 年 2 月に発表した *Annual Energy Outlook 2021* によると、コスト低下によって太陽光発電を中心に再生可能エネルギーの供給が大きく増えるものの、2050 年時点でも現在と同様に石油と天然ガスが主要なエネルギーとなる見通しである (図 2-8 および図 2-9)。石炭と原子力は、現在見られる漸減傾向が続く。シナリオによって多寡はあるものの、この全体感に違いはない。この見通しの背景には、2050 年にかけてエネルギー消費量が最も増える産業部門で引き続き天然ガスが最も競争力のあるエネルギーであり続けること。また自動車用エネルギーでは、現在の政策の下では電動化は進まず、石油が太宗であり続けるとの見方がある。建物では需要の電力化が進むものの、電力と天然ガスの 2 本柱という構造を劇的に変えるものではない。

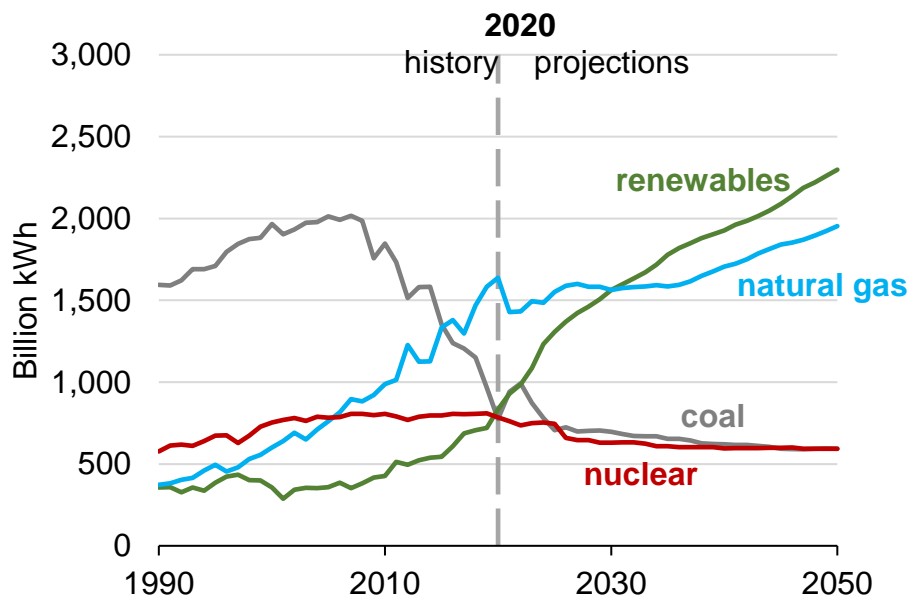


(注 1) レファレンスケース

(注 2) Quadrillion =  $10^{15}$ , Btu = 1.05506 kJ

(出所) Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2021*

図 2-8 一次エネルギー供給の見通し (アメリカ)



(注1) レファレンスケース

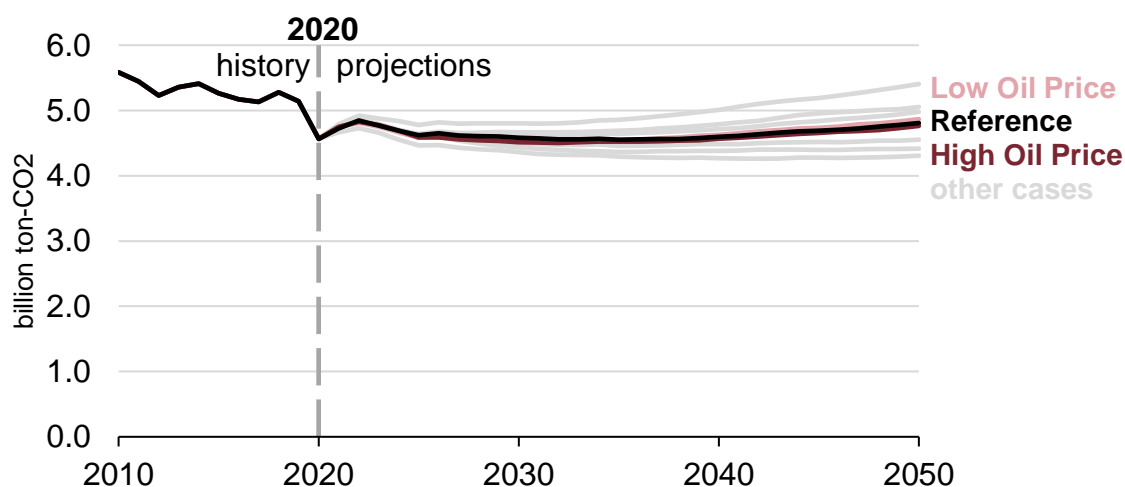
(注2) Quadrillion =  $10^{15}$ , Btu = 1.05506 kJ

(出所) Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2021*

図 2-9 電力供給の見通し (アメリカ)

エネルギー供給の炭素集約度の改善が緩やかななか、総エネルギー需要が増えていくことから、CO<sub>2</sub>の排出量は概ね横ばいで推移する見通しである (図 2-10)。

ただし、ここで引用する EIA の見通しが発表されたのは 2021 年 2 月であり、分析作業自体は気候変動対策に対して後ろ向きであったトランプ政権の下で行われた点に留意する必要がある。バイデン大統領は 2021 年 4 月に、2030 年までに 2005 年比で 50-52%削減するという NDC を発表しているが、この EIA による分析との間には大きな乖離がある。そのためバイデン政権の政策が将来のエネルギー・ミックスに与える影響をみるには、2022 年に発表される新しい見通しを待つ必要がある。ただし、アメリカではこれまでも、政権交代に伴うエネルギー・気候政策の極端な振れがみられてきた。4 年もしくは 8 年という政権交代とそれに伴う大幅な政策変更のサイクルは、エネルギーインフラの長い投資サイクルと整合しにくい。このため、やはり米国のエネルギー・ミックスの今後は、そうした政策の変更というよりは、市場原理と州政府の政策方針の方がより大きな影響力を持つと考える方がよいだろう。



(出所) Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2021*

図 2-10 CO2 排出量の見通し (アメリカ)

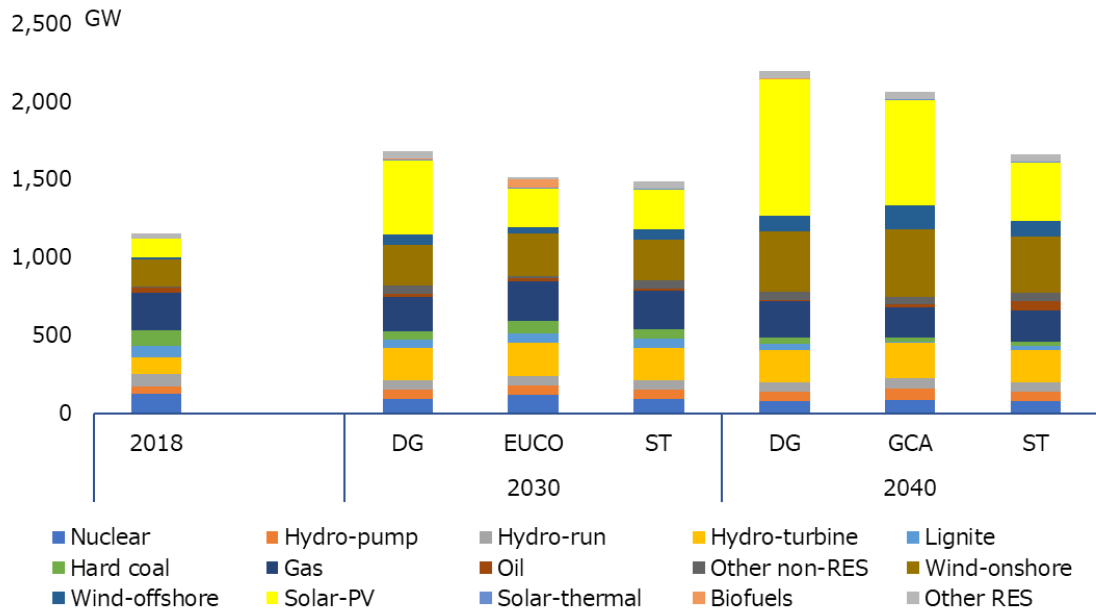
## 2.1.2 世界各国の電源ミックス政策

### (1) 先進諸国の電源ミックス政策

#### ① 欧州

主要な先進諸国では、発電部門においては、投資が自由化されているため、再生可能エネルギー発電の導入拡大目標を設定する以外は政府が特定の電源ミックスを指定した政策を掲げることはなくなった。その一方で、送電部門においては、用地の取得など送電設備の建設には一定の時間を要することから、将来的に必要となる送電設備を特定する目的で、将来の電源ミックスの想定を作成・公表している。

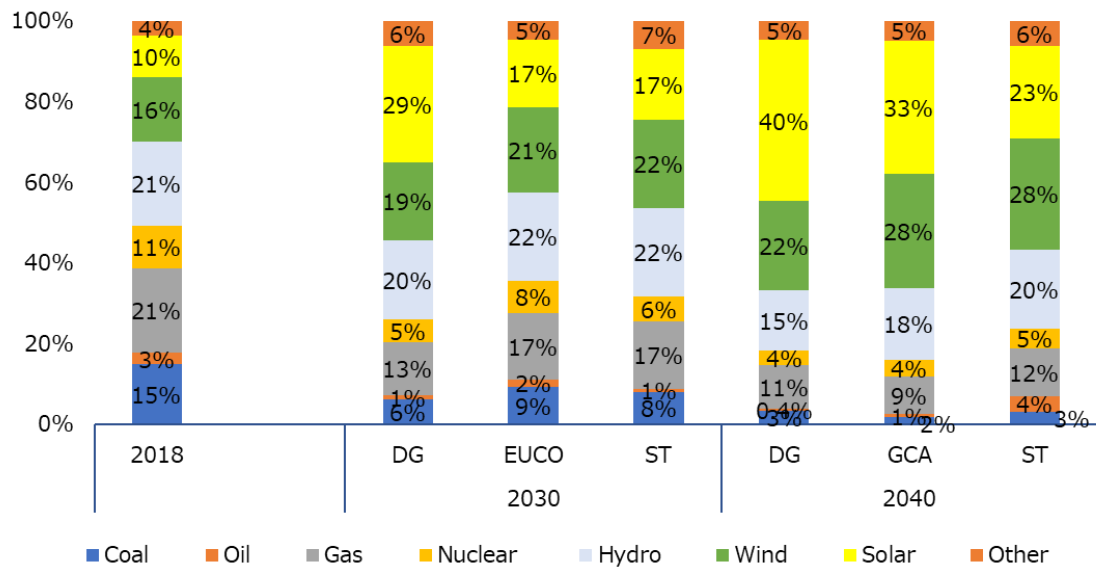
欧州では、送電事業者団体で ENTSO-E (the European Network of Transmission System Operators) が、2年毎に Ten-Year Network Development Plan (通称、TYNDP) と呼ばれる送電設備計画を公表しており、その送電設備計画の前提条件として、複数の電源構成シナリオを公表している。同見通しでは、シナリオとして、1) Sustainable Transition (ST) シナリオ (国内規制、排出権取引、補助金を通じて温暖化目標を達成し、既存のインフラを最大限に活用する)、2) Distributed Generation (DG) シナリオ (小規模発電、蓄電池及び燃料切替を行うプロシューマーが中心となる)、3) Global Climate Action (GCA) シナリオ (世界規模での脱炭素化が進み、電力とガスの両部門で大規模な再生可能エネルギーの開発が進展する) の3つのシナリオが示されており、各シナリオの下での 2030 年および 2040 年時点での発電容量の見通しが想定されている (図 2-11 および図 2-12)。



(注) DG: Distributed Generation scenario; EUCO: European Commission 2030 scenario 2014年に欧州委員会が採用した 2030年時点でのエネルギー見通しに基づいたシナリオ; GCA: Global Climate Actino scenario; T: Sustainable Development scenario

(出所) ENTSO-E, "ENTSO Scenario 2018 Generation Capacities" 2018より作成

図 2-11 ENTSO-E の電源構成見通し



(出所) ENTSO-E, "ENTSO Scenario 2018 Generation Capacities" 2018より作成

図 2-12 ENTSO-E の電源構成シェア見通し

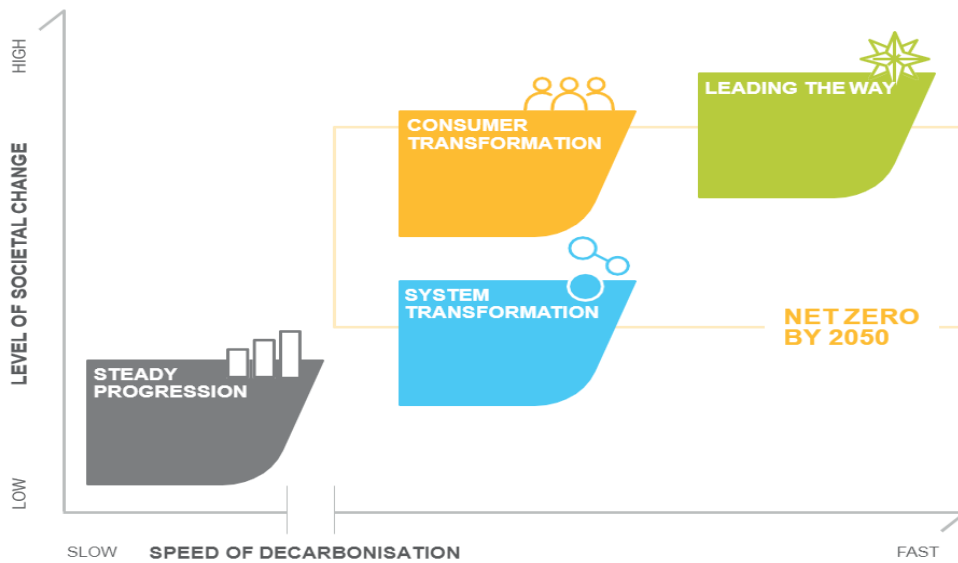
EUにおける電力の安定供給に対する基本方針としては、改正EU電力規則（Regulation on the internal market for electricity (EU) 2019/943）により、欧州供給力アデカシー（Adequacy: 供給力の十分性）評価を通じて供給力不足の懸念が明らかになった場合の

み、容量メカニズムの導入を許容するという方式が採用されている。欧州供給力アデカシー評価（正式な名称は **European Resource Adequacy Assessment**）は **ENTSO-E** が実施するもので、10 年先までの供給力アデカシーのモデル分析を行う。欧州供給力アデカシー評価の方法論は 2020 年 10 月 2 日に **ACER**（**European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators**：欧州各国の独立規制機関の代表で構成される組織）が承認したばかりであり、欧州供給力アデカシー評価の第一版は 2021 年末頃に公表される予定になっている。同評価で供給力不足の懸念が明らかになり、容量メカニズムを導入したとしても一時的な措置であり認可期限は 10 年であること、2025 年 7 月まで石炭火力の容量メカニズムへの参加は許容されるがそれ以降の参加は不可、2025 年 7 月以降は石炭火力の容量メカニズムへの参加は年間の CO<sub>2</sub> 排出量を 350kg 以内にするよう稼働時間が制限されるといった制限が課せられている。

本規則の考え方が適用された例としてはイタリアがあり、2018 年に 2 月に欧州委員会がイタリアへの容量市場導入を認可し、2019 年に **Ministerial Decree of June 28, 2019** で導入が決定した。第一回オークションは 2019 年 11 月に開催され、2022 年受渡容量及び 2023 年受渡容量の取引が実施された。なおイタリアには石炭火力は設置されておらず、石炭火力に関する要件を満たしている。

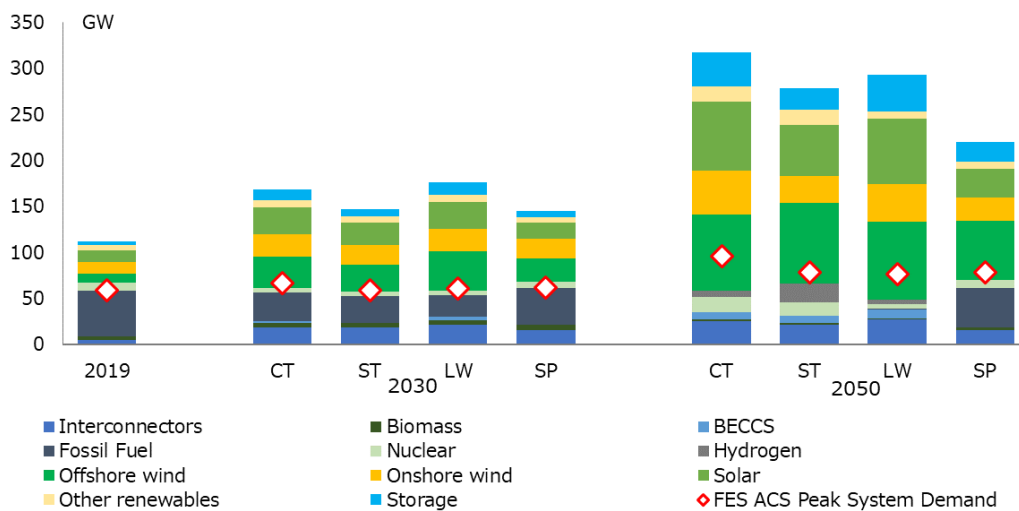
## ② 英国

同様の電源構成の見通しは、欧州の各国でも作成されている。英国では、送電系統運用者である **National Grid ESO** が、毎年 **Future Energy Scenario** という複数の将来シナリオを公表しており、それぞれのシナリオを元に送電設備計画を作成し、送電設備所有者の投資決定に対する判断材料を提供している。2020 年に作成された **Future Energy Scenario** では、社会構造の変革度と脱炭素化の進展度合いの 2 つの軸を元に、**Consumer Transformation** シナリオ、**System Transformation** シナリオ、**Leading the Way** シナリオ及び **Steady Progression** シナリオという 4 つのシナリオを想定し（図 2-13）、2050 年までの電源構成を想定している（図 2-14）。これらのシナリオの中では、輸送部門の電化（電気自動車の導入拡大）や熱利用における電化（ヒートポンプ利用の増加）といった低炭素化に伴うエネルギー需要の電化の影響についても考慮し、輸送部門におけるエネルギー利用や各需要部門での熱利用についての分析といった統合的な需給分析も行われている。



(出所) National Grid ESO, "Future Energy Scenario Framework", June 2020

図 2-13 National Gridによる Future Energy Scenario のシナリオ枠組み



(注) CT: Consumer Transformation Scenario; ST: System Transformation Scenario; LW: Leading the Way Scenario; SP: Steady Progression Scenario

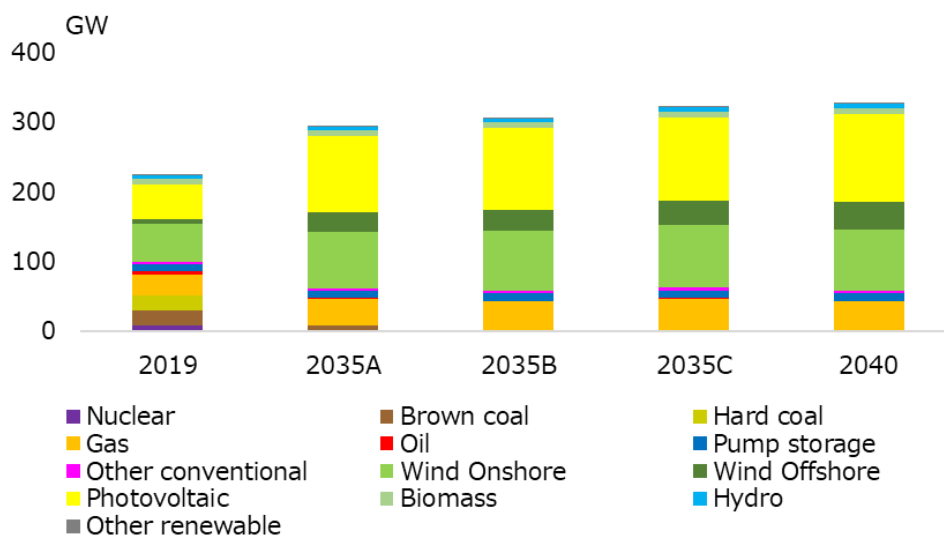
(出所) National Grid ESO, "Future Energy Scenario 2020", June 2020.

図 2-14 英国の電源構成見通し

### ③ ドイツ

ドイツでも、送電投資を決めるために、将来に向けての電源構成シナリオが策定されている。このシナリオは、連邦ネットワーク庁の主催の下で行われる多様な利害関係者との議論を踏まえて策定されるもので、毎年更新がなされている。2020年6月に策定された電源構成シナリオは、異なる温暖化対策のシナリオに基づき、2035年時点では3種類の電源構成（シナリオA～C）、そして2040年時点では1種類の電源構成を想定している（図2-

15)。これらのシナリオは、ドイツにおける連邦気候保護法の再生可能エネルギー拡大目標と気候保護プログラム 2030 の CO2 削減目標を踏まえて作成されており、2020 年 8 月に正式に発効した脱石炭火力法の内容も反映されている。



(注) 2035 年の年数の後のアルファベットはシナリオの種類を指す。

(出所) Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, "Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035", 2020 年 6 月

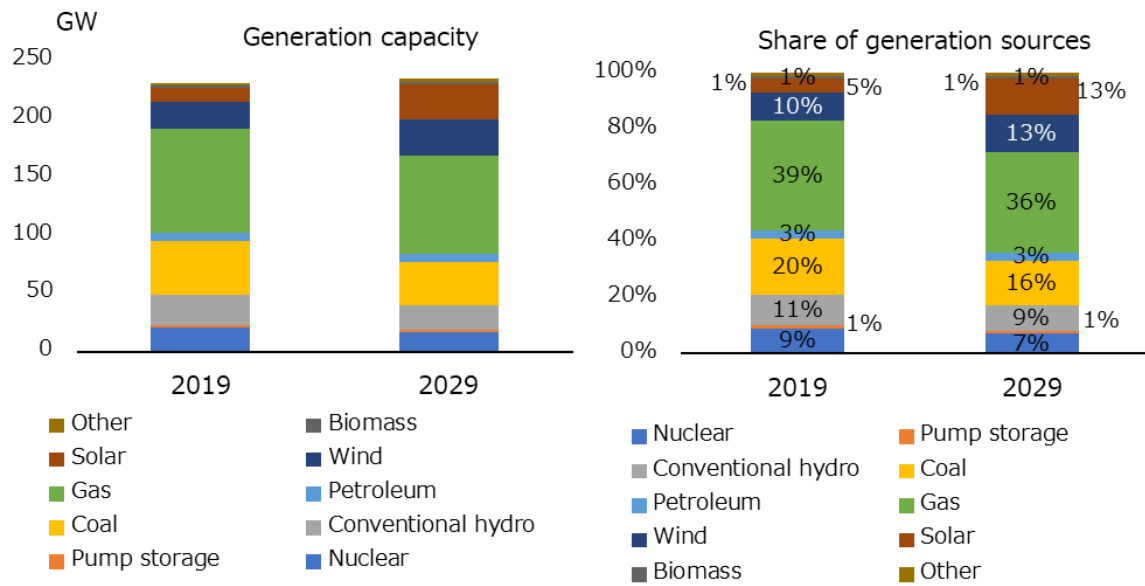
図 2-15 ドイツの電源構成シナリオ

#### ④ 米国

米国では、電力信頼度機関である NERC (North American Electric Reliability Corporation) が、今後 10 年間の北米における電力系統における供給力の十分性 (Adequacy) を評価する報告書 (長期信頼度評価報告書) を毎年公表しており、その中で北米全体の電源構成見通しが示されている (図 2-16)。この報告書における十分性の評価は、各地域の信頼度機関から提出された情報を取りまとめて NERC が行うが、幾つかの地域では、電力市場が自由化されているため、電源への投資には不確実性が存在する。このため、各電源を確実性の水準に応じて、1) 既存の発電設備容量、2) 建設中・認可済の容量 (Tier 1 capacity addition)、3) 確実性の高い廃止容量 (公式に廃止の認可を受けたもの) ならびに計画・申請はあるが未認可の容量 (Tier 2 capacity addition)、4) 調査・分析で廃止の可能性のある容量、の 4 つの区分に分類して評価している。NERC への電源構成見通しの提出には、確実性が求められるため、地域の電源構成見通しでは、New England、PJM、ERCOT などは<sup>40</sup>、既存の発電設備容量に 2~3 年分の確実性の高い電源新設と廃止を反映させるのみで、それ以降は横這いで推移すると想定した電源構成見通しを提出している。一例として図 2-17 に New England の電源構成見通し、また米国内の主要地域送電機関による電源構成の見通しを図 2-18 に示す。

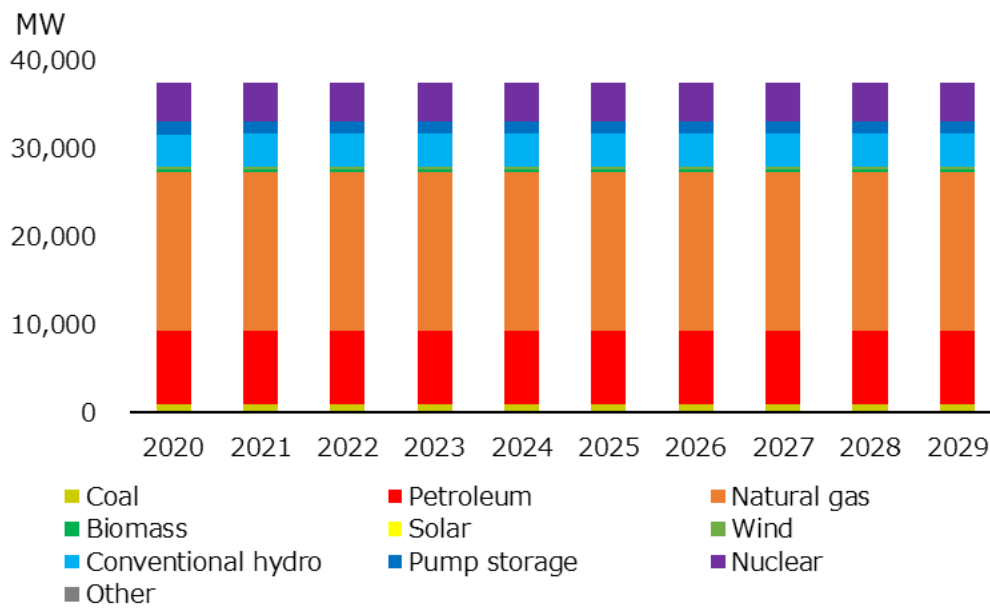
<sup>40</sup> PJM は東部 Pennsylvania 州、New Jersey 州、Maryland 州の電力市場。ERCOT (Electric Reliability Council of Texas) は南部 Texas 州の電力市場





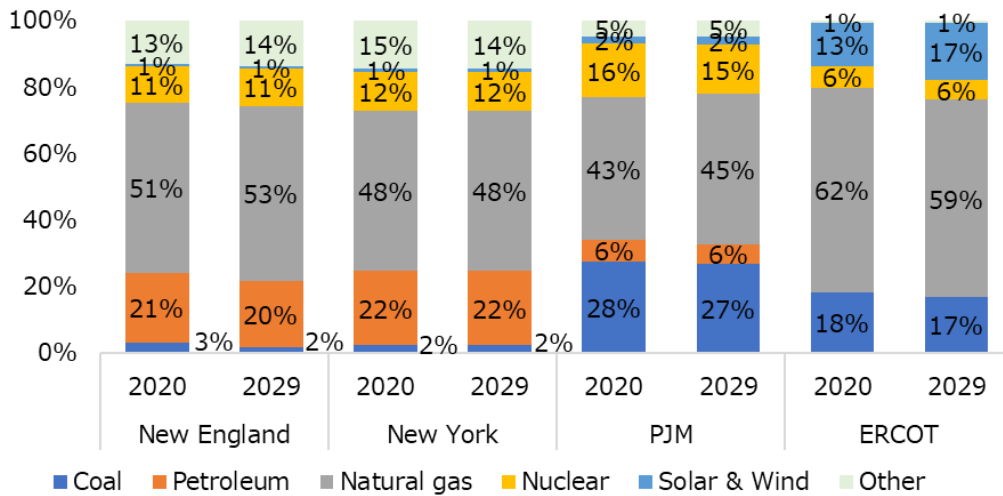
(出所) NERC, "2019 Long-Term Reliability Assessment" December 2019

図 2-16 北米（米国・カナダ）の電源構成見通し



(出所) NERC, "2019 Long-Term Reliability Assessment" December 2019

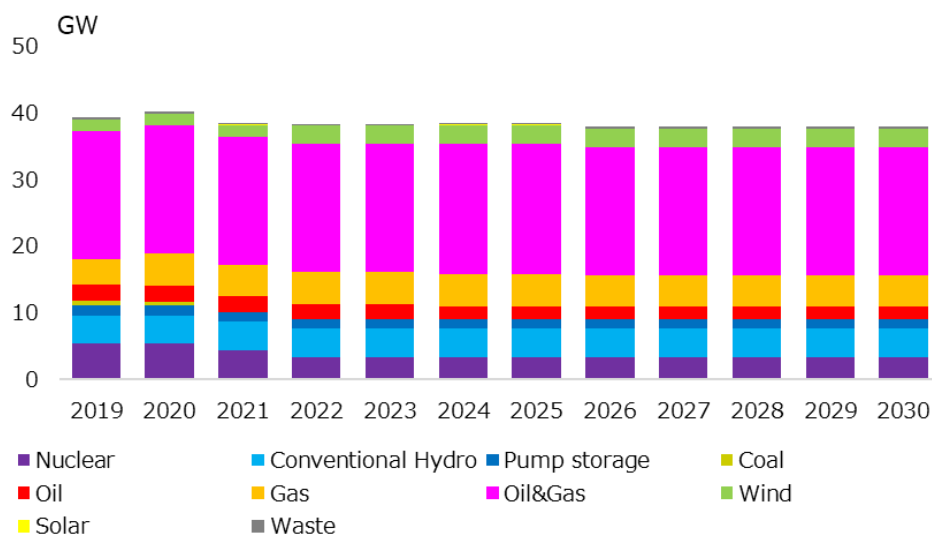
図 2-17 New Englandの電源構成見通し（2020年、2029年）



(出所) NERC, "2019 Long-Term Reliability Assessment" December 2019

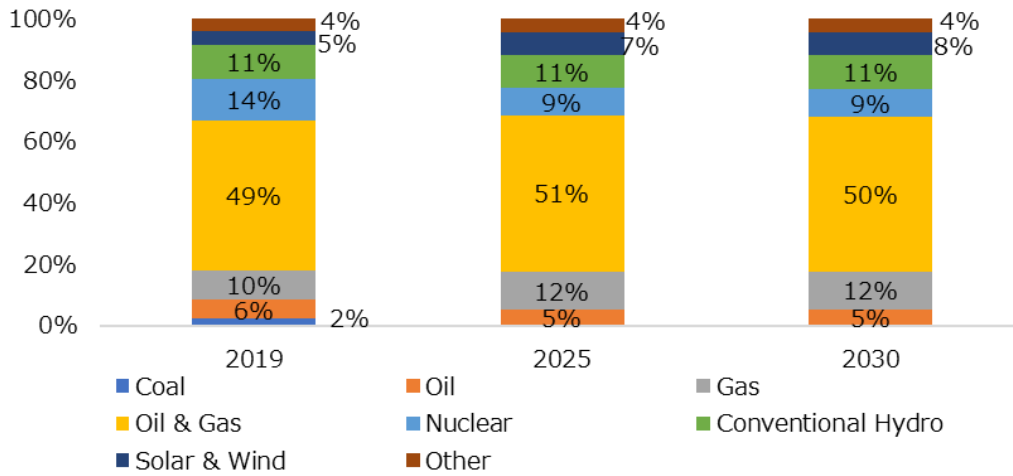
図 2-18 主要地域送電機関 (RTO) の電源シェア見通し

なお、各地域の組織が独自に作成する電源構成見通しは、上記の理由により、NERC へ提出したものとは異なっている。図 2-19 および図 2-20 は、New York ISO が毎年作成している 10 年先までの需要と電源構成を分析した Gold Book で示された夏季の電源構成とそのシェアである。NERC への提出版では、2029 年時点でも全体の 2% の石炭火力が残るとされているが、Gold Book では、2021 年以降の容量はゼロとなっている。また、NERC への提出版では、2021 年以降横這いとされている風力発電も、2024 年まで増加するとされている。このように、自由化された先進諸国では将来の電源構成には不確実性を伴うため、どの程度の確実性のある電源投資・廃止を見込むかで見通しが異なってくることに留意が必要である。



(出所) New York ISO, "Gold Book", April 2020.

図 2-19 New York ISO "Gold Book"による夏季電源構成見通し

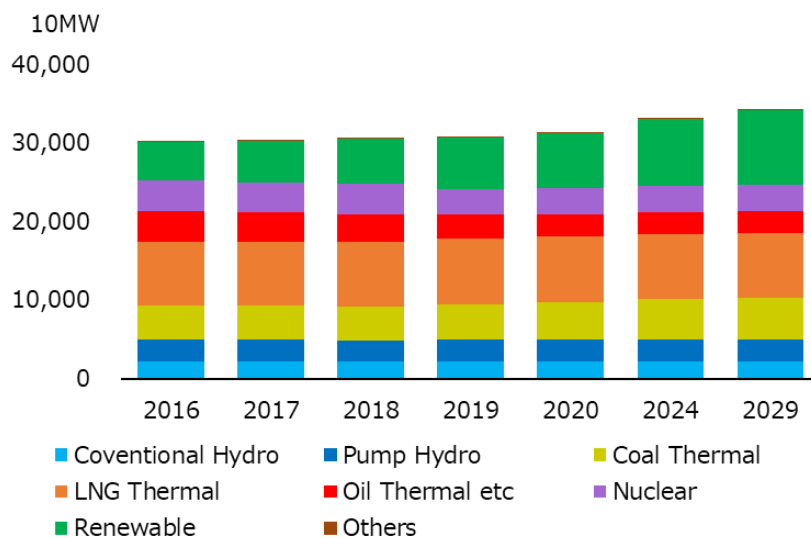


(出所) New York ISO, "Gold Book", April 2020.

図 2-20 New York ISO "Gold Book"による夏季電源構成シェア

### ⑤ 日本（電力広域的運営推進機関）

日本では、電気事業法を通じて小売電気事業者及び発電事業者に向こう 10 年間の電力需給見通しを電力広域的運営推進機関に提出する義務が課せられている。電力広域的運営推進機関は、この提出された計画に基づき毎年「供給計画の取りまとめ」を公表し、その中で 10 年先までの電源構成を示している（図 2-21）。同供給計画は、将来の需給バランスの評価にも使用されており、同機関の広域系統整備委員会における基幹送電線の増強可否判定においても活用されている。



(出所) 電力広域的運営推進機関「2020 年度供給計画の取りまとめ」2020 年 3 月

図 2-21 日本の電源構成見通し

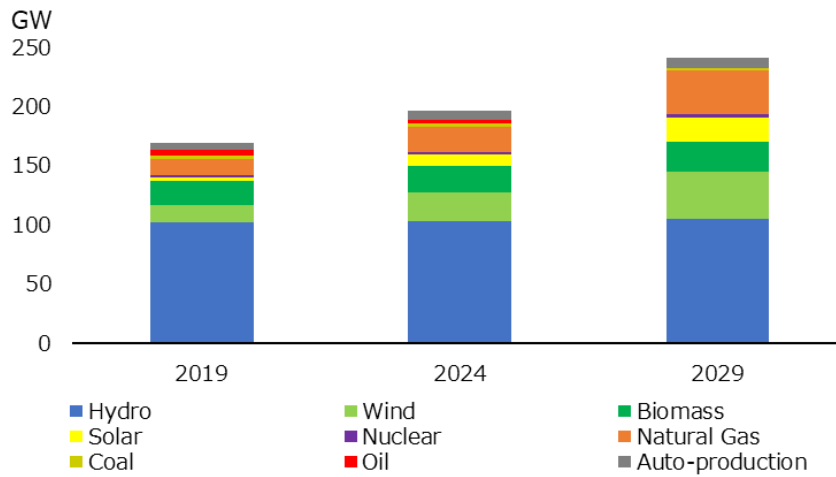
## (2) 途上国の電源ミックス政策

電力需要が増え続けている途上国では、元々電力需要に見合った供給力への投資を確保する目的で、中長期の電源構成見通しが作成されてきた。これらの見通しでは、政府が中心となって、燃料の調達可能性や再生可能エネルギー発電等の分散型供給力の普及状況を考慮して、将来の電源構成が定められてきた。近年では、世界銀行などが、電源開発への融資を行う条件として電力市場の構造改革を要求することが多く、途上国であっても発送電分離や独立発電事業者（Independent Power Producer: IPP）制度を導入している国が増えている。このため、従前は、国営電力会社の発電投資計画という意味合いが強かった途上国における電源構成見通しは、徐々に民間からの発電投資を促す指標という色彩が強くなっている。アジアの途上国における電源ミックス政策については本報告書の第三章以降において述べるため、それ以外の地域で英語での資料が入手可能な南米の 2 か国（ブラジル・アルゼンチン）のミックス政策について述べる。

### ① ブラジル

ブラジルでは、既に電力システム改革が行われており、発電部門への投資はオークション形式で決定される仕組みが採用されている。オークションは、運転開始 4 年前と 6 年前に開催され、水力発電は 30 年契約、その他は 20 年契約を結ぶことができる。契約は電力供給を担う配電会社と競争的小売事業者との間で結ばれる。

ブラジルでは、ブラジル鉱山エネルギー省傘下の国営シンクタンクである EPE（Empresa de Pesquisa Energética）が、今後 10 年間のエネルギー拡張計画（Ten-Year Energy Expansion Plan）を策定している（図 2-22）。同計画は政府と連携して作成され、将来のエネルギー開発や調達を考慮したものとなっている。6 年先までの電源開発計画は、オークションを通じて確定されるため、電源構成見通しは、電力需要の増加を踏まえ、オークションの結果と電源廃止計画を元にして作成されている。特に水力発電は、水利権の獲得が必要となり開発に長い期間を要するため、その運転開始時期については、ある程度の推定を加えながら電源構成見通しが作成されている（表 2-1、図 2-23）。それ以外の電源は、送電能力の増強計画と立地ポテンシャルを考慮して想定を行っている模様である。

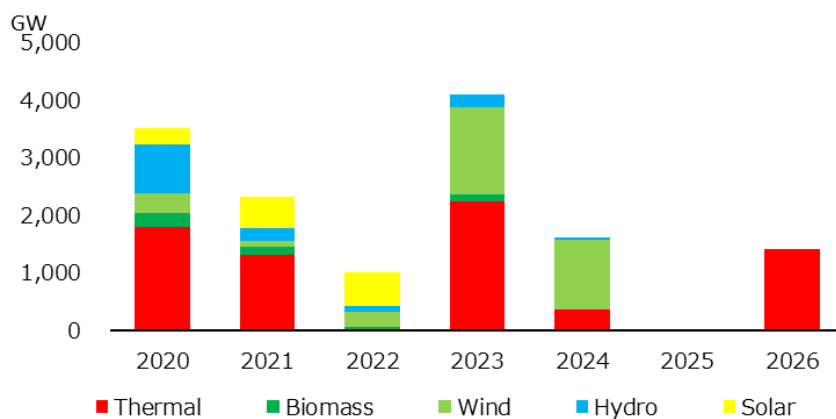


(出所) Empresa de Pesquisa Energética, “Ten-Year Energy Expansion Plan 2029”, June 2020.  
 図 2-22 ブラジルの電源構成見通し

表 2-1 ブラジルにおける新規水力発電案件

サイト名	設備容量 (MW)	運転開始年
Telemaco Borba	118	2026
Tabajara	400	2027
Apertados	139	2027
Ercilandia	87	2027
Bem Querer	650	2028
Castanheira	140	2028
Comissario	140	2029

(出所) Empresa de Pesquisa Energética, “Ten-Year Energy Expansion Plan 2029” June 2020.

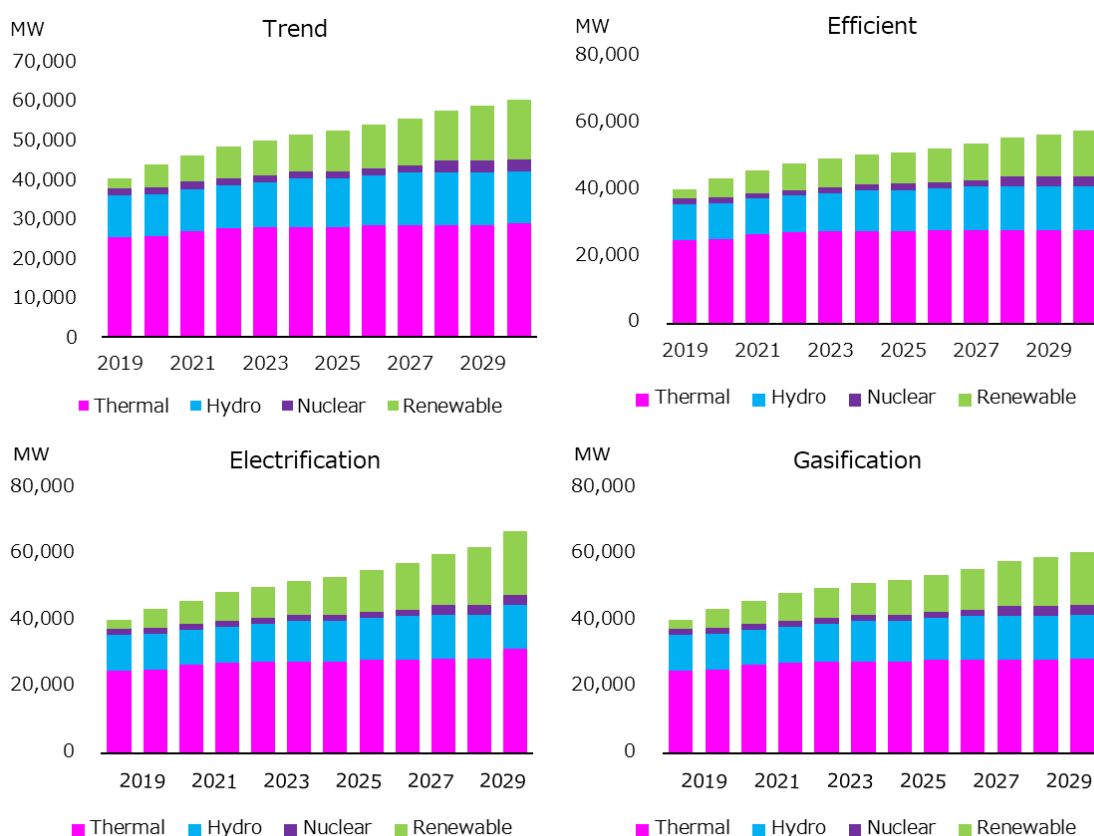


(出所) Empresa de Pesquisa Energética, “Ten-Year Energy Expansion Plan 2029” June 2020.  
 図 2-23 ブラジルの 2026 年までの新規電源計画 (2019 年までの契約分)

## ② アルゼンチン

アルゼンチンにおいても、既に電力システム改革が行われており、CAMMESA

(Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A.) と呼ばれるスポット市場を通じて卸電力市場が運営されている。アルゼンチンには、ブラジルのような長期契約を保証するオークション制度はなく、再生可能エネルギー発電に関しては国際入札制度を通じた買い取りが実施されている。そのため将来の電源構成は不確実性が高く、先進諸国で行われている手法と同様に、複数のシナリオを設定して将来の電源構成見通しを作成している。エネルギー市場における現行の政策を反映した **Trend** シナリオと **Efficiency** シナリオ、そして代替政策として天然ガスによる工業化シナリオ (**Gasification**) と電化 (**Electrification**) シナリオを設定して、電力を含むエネルギー需要の分析を行った上で、計画に基づく水力発電と原子力発電を組み込み、追加的に必要な発電投資の算定を行うという形で将来の電源構成見通しを作成している (図 2-24)。この見通しは、将来的に必要なとなる発電投資を呼び込む目的として参照・利用されている。



(出所) Secretariat of Energy Planning, “Escenarios Energéticos 2030”, 2019年11月

図 2-24 アルゼンチンの 2030 年までの電源構成シナリオ

### (3) 先進諸国・南米新興国の電源ミックス評価基準

前項で示した電源構成見通しを作成する際に参照されている評価基準を表 2-2 にまとめる。先進諸国では、電力需要の大幅な増加が見込めないことや、火力発電は将来的に減少傾向となることから、エネルギー・セキュリティに係る燃料制約に係る事項の評価は行われていないことがわかる。また電力市場はいずれの国もすでに自由化されているため、経

済性に関する評価もなされていない。

先進国の供給哲学の違いとしては、まず米国・カナダの信頼度機関である NERC と日本の電力広域的運営推進機関は、実際の投資計画を参考に確実性を重視したボトムアップ式に将来の電源開発計画を策定しているが、欧州では実際の投資計画の有無にはこだわらず、特定の CO2 削減目標を達成するために必要となる電源構成という、いわばバックキャスト的な観点で策定されている点が大きな違いである。また、それとも関連するが、欧州では CO2 削減量が主な基準として採用されている一方で、米国・カナダの信頼度機関である NERC や日本は、供給力の十分性評価に重点がおかれている。

一方、南米新興国であるブラジルやアルゼンチンでは、電力システム改革を行ったことで、発電投資の多くは民間資本に委ねられているが、将来のエネルギー需要の変化や燃料調達の実現性という従来型の電源構成の評価基準に加え、CO2 排出量も評価の対象とされている。

なお、近年は燃料価格が比較的低位で推移していることもあり、燃料価格の変動をシナリオ上で考慮する国は、減少する傾向にある。

表 2-2 各種電源構成見通しを示す文書で扱われた評価基準

検討主体	電源構成見通しを示す文書	評価基準
ENTSO-E (EU)	Ten Years Development Plan	<ul style="list-style-type: none"> <li>CO2 削減量</li> <li>電力コスト</li> <li>再エネ抑制量</li> <li>供給支障量</li> </ul>
National Grid ESO (英)	Future Energy Scenario	<ul style="list-style-type: none"> <li>CO2 削減量 (信頼度を維持するようシナリオを設定)</li> <li>供給力の弾力性</li> <li>ガス・水素調達量</li> </ul>
連邦ネットワーク庁 (独)	Scenario framework	<ul style="list-style-type: none"> <li>CO2 削減量</li> </ul>
NERC (米・加)	Long-Term Reliability Assessment	<ul style="list-style-type: none"> <li>供給力の十分性 (信頼度)</li> <li>供給力の弾力性</li> </ul>
電力広域的運営推進機関 (日)	供給計画とりまとめ	<ul style="list-style-type: none"> <li>供給力の十分性 (信頼度)</li> </ul>
EPE (ブラジル)	Ten-Year Energy Expansion Plan	<ul style="list-style-type: none"> <li>供給力の弾力性</li> <li>ガス調達量、石油調達量、エタノール調達量</li> <li>CO2 排出量</li> </ul>
Secretariat of Energy Planning (アルゼンチン)	Energy Scenarios	<ul style="list-style-type: none"> <li>ガス調達量、石油調達量</li> <li>ガス価格、石油価格</li> <li>CO2 排出量</li> </ul>

(出所) 各種資料より日本エネルギー経済研究所作成

なお安定供給の指標としては、従来から供給力の十分性が用いられている。これまでは、想定される最大電力に対し、十分な供給余力を確保できているかという観点から、最大電

力発生時点で期待できる発電設備の供給力（発電設備容量に対し期待停止容量を減じたもの）を積み上げることでその水準が評価されてきた。しかし、変動型再生可能エネルギー発電の導入拡大により、積み上げ型での定量評価が困難になったため、現在は確率論的評価へ移行しつつある。日本でも、必要予備力の算定にはこの確率論的評価が採用されている。この方式では、1年 8,760 時間を対象に需要と供給力の確率論的変動を考慮し、供給信頼度の基準値（年間停電時間や停電電力量）を満たすために必要な供給予備力を算定し、またそれと同様に、将来の電源構成を基に再生可能エネルギー発電の発電パターン等に特定のシナリオを与えることで、確率論的に年間停電時間や停電時間を算定するという評価が行われている。再生可能エネルギー発電の発電パターンは過去実績を基に与えることが多いが、この評価法については、所与として設定される発電パターンにより結果が異なることから、必ずしも方法論として十分に確立されているとは言い難い面があるが、現在は試行錯誤を続けながらもその方式の採用が進んでいる。

例えば、英国では容量市場で調達する容量を算定する際に、ベースケース×感度分析＋4 シナリオ（Gone Green、Slow Progressive、No Progressive、Consumer Power）、LOW WIND：厳冬時の風力低出力、HIGH WIND：厳冬時の風力高出力、COLD：厳冬、WARM：暖冬、HIGH AVAIL：発電設備の利用可能性高、LOW AVAIL：発電設備の利用可能性低、HIGH DEMAND：電力需要高、LOW DEMAND：電力需要低、NON DEL：40 万 kW 刻みで最大 360 万 kW の脱落という複数のシナリオを設定し、期待停電確率年間 3 時間以上となる水準での調達容量の算定が行われている。

## 2.2 アジア各国のエネルギー・ミックスの評価

本節ではアジア各国のエネルギー・ミックスに対する評価を行う。エネルギー・ミックスの評価は、過去の実績値とその時系列的な推移と将来の見通しの二種類を行う。将来の見通しの評価では、ERIA（Economic Research Institute for ASEAN and East Asia）の Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2020 を用いる。この見通しは、一部例外を除いて当該国の専門家が作成しており、各国の政策を色濃く反映しているという特徴がある。ただし、ERIA の将来見通しはバングラデシュ、パキスタンを含んでいないことから、これらの国については実績の評価のみとなる。

### 2.2.1 アジア各国のエネルギー・ミックスの評価基準

ここでは、下表に示す指標を元に、その変化を国ごとに整理、分析する。分析に際しては、算定した指標を一定の基準のもとで点数化している。これは、1-4-1 項で算定した指標値のままでは変化の方向や程度がまちまちなため、指標間の比較が難しいためである。例えば、電力へのアクセスは 0% から 100% の範囲にあるが、本分析において分散度合いを示す HHI は、ゼロに近い数字から 10,000 の値を取り得る。また例えば、自給率は値が大きいほど良い成績となるが、分散度合いを表す HHI は値が小さいほど良い成績となる。具体的には、各指標が取り得る最小値と最大値を定め、それぞれを 0 点と 10 点とする。そして、算定した指標が最小と最大の間どこにあるのかを算出し、それを 0 点から 10 点まで



の間で点数化とした。なお、最小値と最大値の取り方によっては0点未満、あるいは10点を超える場合がある。その場合は、各々0点と10点とした（表2-3）。

表2-3 エネルギー・ミックスの評価指標とその数値幅

Indicator	Range of value		Description
	Minimum Score=0	Maximum Score=10	
① TPES self sufficiency	0%	100%	
② Oil self sufficiency	0%	100%	
③ Natural gas self-sufficiency	0%	100%	
④ Coal self sufficiency	0%	100%	
⑤ Electricity self sufficiency	0%	100%	
⑥ Diversity of TPES mix	Close to 0*	10,000	
⑦ Diversity of power generation mix	Close to 0*	10,000	
⑧ Access to electricity	0%	100%	
⑨ Energy intensity of GDP	0.947	0.033	The best and the worst in 2018 (IEA)
⑩ CO <sub>2</sub> intensity of GDP	1.84	0.05	The best and the worst in 2018 (IEA)

\*理論値であり、本項での評価対象国の最小値は、一次エネルギー・ミックス（TPES）の場合で、2,320（インドネシアの2010年代）、電源ミックスの場合で2,230（フィリピンの1990年代）となる。

（出所）日本エネルギー経済研究所

本評価には見通しの値も含めるが、政府が一次エネルギー供給のミックスの見通しを示している国がほとんどないため、見通しの数字は、Economic Research Institute for East Asia and ASEAN（ERIA）が作成する「Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2020」の数値を参照する。同アウトルックでは2050年までの需給見通しが示されているため、2040年、2050年の見通しの値を採用する、また同見通しでは基準的なケース（Reference case）と併せて、各国で先進的なエネルギー・環境政策が採用された場合のケース（Alternative policy scenario: APS）が示されている。なお、この見通しは東アジアサミット諸国のみを対象としているため、バングラデシュやパキスタンの見通しは含まない。加えて、見通しの評価は、入手可能な需給見通しデータの制約から次の4項目についてのみとなる。

- ・ Diversity of TPES mix
- ・ Diversity of power generation mix

- Energy intensity of GDP
- CO2 intensity of GDP

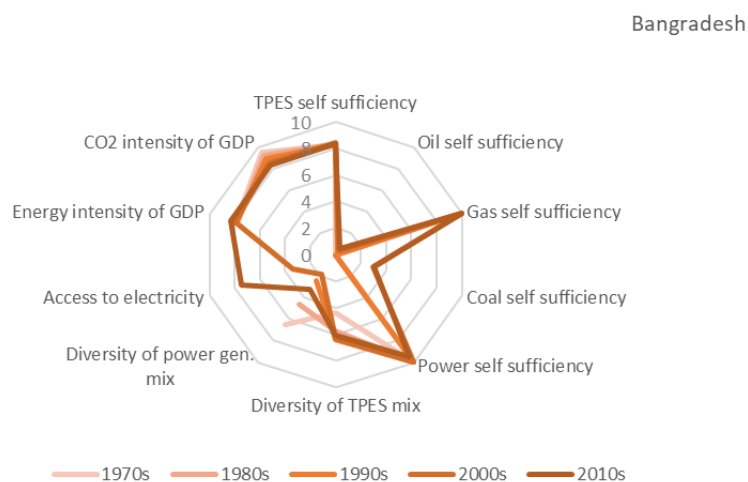
## 2.2.2 アジア各国のエネルギー・ミックスの評価

### (1) バングラデシュ

バングラデシュはこれまで比較的高い一次エネルギー供給の自給率を維持している。石油は生産量が増えているものの、増え続ける需要を賄うには大きく不足する。石炭は生産量が少ないが、現状ではまだ需要が小さいため、一定の自給率があるように見えている。バングラデシュの一次エネルギー供給構成は天然ガスへの依存度が高いため、少なくとも短期的には天然ガスの生産量を維持することがエネルギー・セキュリティ上は重要となる。

エネルギーの多様性では、一次エネルギーと電力の両方で天然ガスへの依存が高まっていることから、点数は徐々に悪化する傾向にある。特に電力は、その81%（2010年代）が天然ガスであり、天然ガスの供給支障が即座に電力供給に甚大な影響を与えかねない状態となっている。2000年代以降に石炭火力を増やすことで発電の部分的な多様化を実現してきたが、気候変動問題への対応がさらに強化されるとの前提に立てば、今後この石炭の導入による多様化策を本格的に活用していくことは難しくなる可能性がある。そのため、天然ガスを活用しつつもその供給源の多様化や、現在では利用のほとんどない再生可能エネルギーの利用拡大などが多様性確保に向けた有効な選択肢となる。

その他は、電力へのアクセスは着実に向上しており、2019年時点で87.2%（IEA）となっている。経済のエネルギー集約度は、低下しつつあるものの、改善の速度が遅い。炭素集約度は、期間を通じて一貫して悪化する傾向にある。これは、伝統的なバイオマスから炭素排出が不可避な商業エネルギーへの転換が続いていることが影響していると考えられる。（図2-25）。



（出所）IEA, *World Energy Balances 2020 edition* 等を元に日本エネルギー経済研究所作成

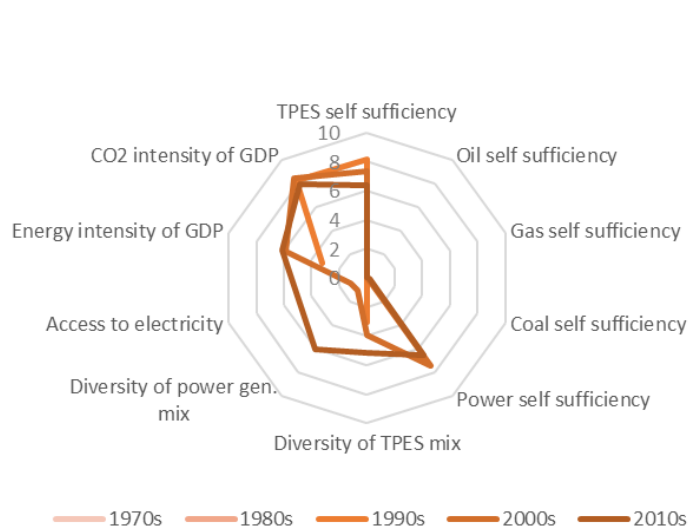
図2-25 バングラデシュのエネルギー・セキュリティ指標の変化

## (2) カンボジア

カンボジアは、化石エネルギー資源に恵まれず、2010年代にわずかに石炭の生産が見られる程度である。一方、全体の自給率は2010年代でも64%と比較的高い水準を維持しているが、これは薪など伝統的なバイオマスの利用が多く残っているためである。伝統的なバイオマスの利用は今後経済成長とともに縮小し、電力や石油といった商業エネルギーの利用へと移行していく。そのため、今後は自給率が低下していく可能性が高く、エネルギー・セキュリティ上のリスクは高まっていく。なお電力の自給率については統計が入手可能な1990年代以降、一貫して低下傾向が続いている。2010年代（2011～19年平均）では66%にまで低下しており、この水準は本調査の対象国の中で最低水準である。電力の自給率の引き上げは、カンボジアにとっての主要なエネルギー・セキュリティ上の大きな課題であるといえる。

一方、電力を含むエネルギー利用の多様化という点では、カンボジアは近年、大きな改善を見せている。その理由は、2000年代以降に始まった水力発電および石炭火力発電の活用である。従来カンボジアの一次エネルギー供給は、伝統的なバイオマスと石油にのみ依存した構造であった。中でも電力供給はほぼ石油のみであったが、水力発電と石炭火力の開発が進んだことで、その供給リスクの分散を実現している。

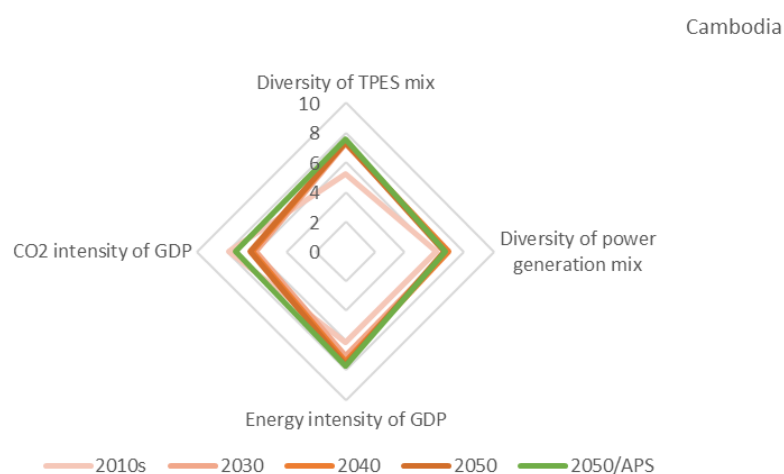
その他、電力へのアクセスは改善する傾向にあるが、2019年時点で74.8%（IEA）と、依然改善の余地が多く残されている。経済のエネルギー集約度は、着実に低下しつつある一方、経済の炭素集約度は、石炭火力の利用が拡大したことによって悪化している。石炭火力の利用はエネルギーの安定供給とエネルギーコストの抑制という点では有効であるが、今後気候変動問題への対応が世界で強化されていくなかでは、その導入には一定の制約が課せられる可能性が高い（図2-26）。



（出所）IEA, *World Energy Balances 2020 edition* 等を元に日本エネルギー経済研究所作成

図2-26 カンボジアのエネルギー・セキュリティ指標の変化

将来を見通すと、伝統的なバイオマスの利用が商業エネルギーに置き換わってゆき、また現在は利用がほとんどない天然ガスが増えていくことが予想されている。これらの変化によって一次エネルギー供給の多様性が高まり、リスクの分散が図られるようになるが、その一方で、石炭利用が増えていくため経済の炭素集約度が高まり、環境面での問題が生じる。これに対しては、より強力な省エネルギーと再生可能エネルギーの利用増を想定するAPSシナリオでは、他の3つの指標を毀損することなく、経済の炭素集約度を引き下げることができる可能性を示している。カンボジアがAPSシナリオの方向性を目指すべきであるのは明白である（図2-27）。



(注) APS = Alternative policy scenario: 省エネや低炭素政策の強化を想定したシナリオ

(出所) ERIA, *Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2020* を元に日本エネルギー経済研究所作成

図2-27 カンボジアのエネルギー・セキュリティ指標の変化の見通し

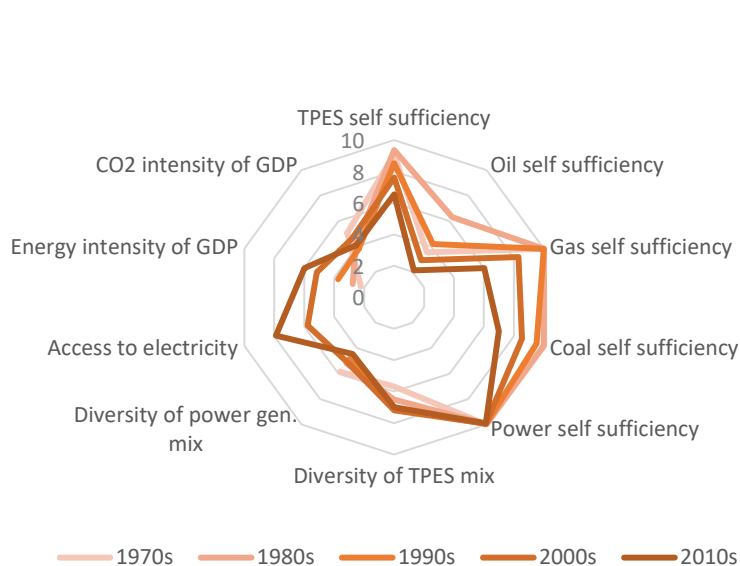
### (3) インド

インドは石油、天然ガス、石炭のいずれの化石エネルギーも国内の生産があるが、それらの全てにおいて自給率の低下傾向が見て取れる。石油と天然ガスは、国内の需要が大きく増えていることに加え、生産量が伸び悩んでいる。石炭生産量は増えているものの、需要の増加速度に追い付くことが出来ていない。今後も輸入依存度の高まりに応じて安全保障上のリスクが増していく蓋然性は高いと考えられる。

エネルギー源の多様性は、一次エネルギーと発電の両面において、2000年代から2010年代にかけて悪化する傾向にある。この原因は、石炭火力の増加による石炭依存度の高まりである。特に発電部門では石炭の比率が73%（2010年代）にもなっており、供給安定性と環境負荷の点でリスクの高い状態となっている。これを改善する手段としては、エネルギーの多様性を高めつつ、低・脱炭素化が可能な天然ガスもしくは再生可能エネルギーの利用拡大などが考えられよう。

その他については、電力へのアクセスは順調に向上し、2019年時点で99.6%（IEA）と

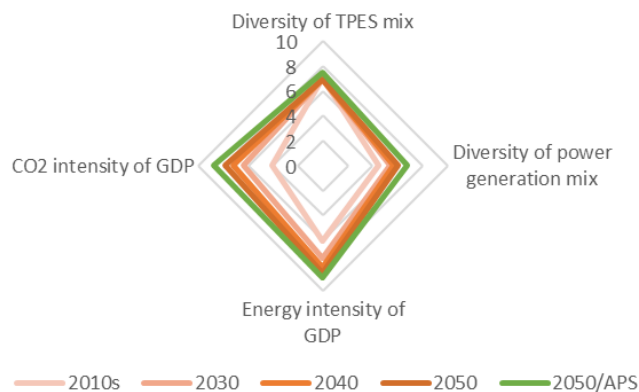
なっている。経済のエネルギー集約度は改善する傾向にあるものの、依然として高い水準にあるため、その得点も低い。炭素集約度は、横ばいかむしろ悪化する傾向にあるが、これは上述の通り、石炭火力が増えているためである。石炭に過度に依存した電力供給構造を見直さない限り、この指標における劇的な改善は難しい（図 2-28）。



（出所）IEA, *World Energy Balances 2020 edition* 等を元に日本エネルギー経済研究所作成

図 2-28 インドのエネルギー・セキュリティ指標の変化

将来を見通すと、エネルギー効率が改善すると同時に、発電において再生可能エネルギーが石炭火力を置き換えていく。それによって、電力供給の多様性が高まることに加え、経済のエネルギー集約度、経済の炭素集約度も大きく改善していく。一次エネルギー供給では、石油需要の増加が著しく、発電部門における多様性改善効果を打ち消してしまう結果となっている。そのためインドがエネルギー安全保障を強化していく上では、石油需要の抑制と、ガスや電力など他のエネルギーへの転換を促すことが重要となる（図 2-29）。



(注) APS = Alternative policy scenario : 省エネや低炭素政策の強化を想定したシナリオ  
 (出所) ERIA, *Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2020* を元に日本エネルギー経済研究所作成

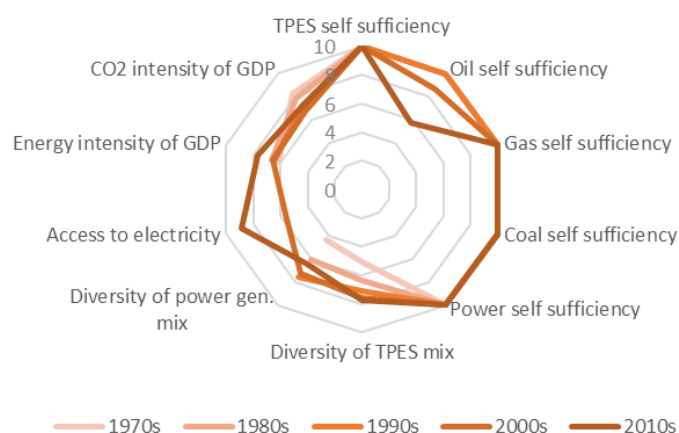
図 2-29 インドのエネルギー・セキュリティ指標の変化の見通し

#### (4) インドネシア

インドネシアは、豊富な化石エネルギー資源を有するが、石油については需要の増加と生産量の減少傾向が止まらず、輸入依存度が高まってきている。国内の石油資源は残されているものの、開発難易度が高いとされており、今後石油自給率の大きな回復は見込めないとの見方が多い。そのため、一次エネルギー供給の安定確保という観点では、石油の供給セキュリティがインドネシアにとって最も重要な課題である。

一次エネルギー供給ベースで見た多様性は、改善傾向にあり、比較的良い数値となっている。発電における石炭利用が増えた結果、化石エネルギー間のバランスが比較的取れ、また再生可能エネルギーの利用も 9% (2010 年代) と着実に増えていることが貢献している。一方、発電ベースで見た多様性については、2010 年代に石炭が発電量の 53% とその依存度が高まってきている。他と比較して発電は利用するエネルギーを転換しやすい部門であり、例えば石油の供給が途絶えた場合は石炭火力やガス火力による発電量を増やすなど、システムの柔軟性を発揮する部分となる。そのため発電部門における特定の電源への過度な集中はエネルギーシステム全体の柔軟性を損なうことに成りかねず、これ以上の石炭依存度の高まりには注意を要する。

その他については、電力へのアクセスは順調に向上し、2019 年時点で 99.5% (IEA) となっている。経済のエネルギー集約度は次第に改善する傾向にある。一方、経済の炭素集約度は、発電における石炭利用の増加に合わせて、過去には大きく悪化する局面もみられている。電力システムの柔軟性ととも炭素集約度の高まりの解決が、インドネシアにおける当面の課題と言えそうである (図 2-30)。

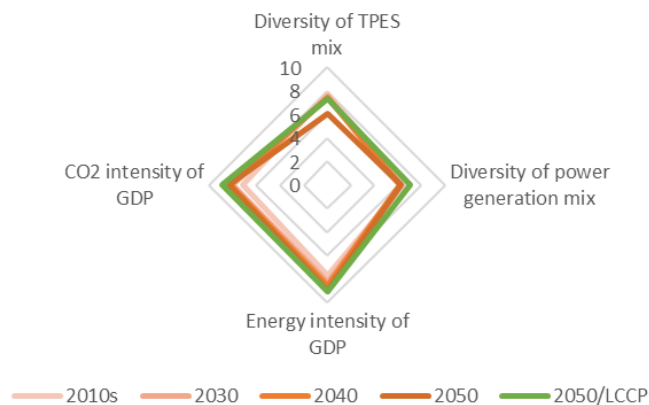


(出所) IEA, *World Energy Balances 2020 edition* 等を元に日本エネルギー経済研究所作成

図 2-30 インドネシアのエネルギー・セキュリティ指標の変化

インドネシアの長期見通しについては、将来を見通すと、発電分野における多様性は、石炭の伸びが鈍化する一方で天然ガスが大きく増えるためゆるやかに改善していく。しかし一次エネルギー供給ベースで見た多様性は、著しい増加が続く石油の率が高まることで、悪化する。一方、経済の炭素集約度については、発電における天然ガス比率の高まりによって低下（改善）していき、また省エネルギーの進展によって、経済のエネルギー集約度も改善する。なお、インドネシア政府は 2021 年 7 月に 2060 年時点でのネットゼロを踏まえた 2050 年までのエネルギー需給見通しである「Long-Term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience 2050」を発表しており、その中の「Low Carbon Scenario Compatible with Paris Agreement target (LCCP)」では再生可能エネルギーのシェアが約 3 分の 1 程度にまで増加する一方、石炭のシェアは同じく 3 分の 1 程度に抑制される見通しとなっており、より温室効果ガスの排出をコントロールした見通しとなっている。(図 2-31)。





(注) LCCP = Low Carbon Scenario Compatible with Paris Agreement target

(出所) ERIA, *Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2020*. The Government of Indonesia, *Long-Term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience 2050* を元に日本エネルギー経済研究所作成

図 2-31 インドネシアのエネルギー・セキュリティ指標の変化の見通し

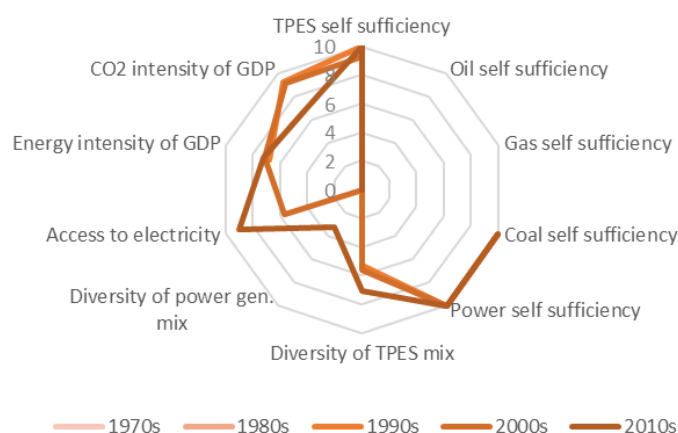
#### (5) ラオス

ラオスは、石油と天然ガスを産出せず、それらの自給率は 0% である。石炭は発電用を中心に近年利用量が大きく増えているが、依然として純輸出のポジションにある。またラオスは豊富な水力発電も持ち合わせており、これら二つの資源の効果によって、一次エネルギー合計で純輸出バランスとなっている。

多様性では、一次エネルギーと発電の双方において、石炭の利用が進んだことによって改善する傾向がみられている。従来発電では、水力のみによる供給構造であったことから、電力の供給力は季節間の降雨量の変化に大きな影響を受けていた。そのため、供給力の調整が可能な石炭火力の追加は、特に渇水期の電力の供給安定性向上に大きく貢献している。

その他については、電力へのアクセスは順調に改善し、2019 年時点で 94.8% (IEA) となっている。経済のエネルギー集約度は改善する傾向にあるが、その速度は緩やかである。一方、経済の炭素集約度は 2010 年代になって大きく悪化した。これは一重に石炭火力の利用が始まったことによる。ラオスは石炭火力によって電力の供給安定性を手に入れたが、他方で、特に点数の高かった電力の低炭素性を失う結果となった (図 2-32)。

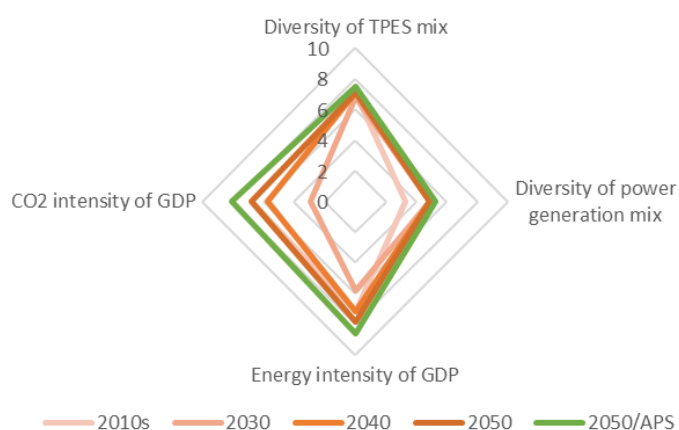




(出所) IEA, *World Energy Balances 2020 edition* 等を元に日本エネルギー経済研究所作成

図 2-32 ラオスのエネルギー・セキュリティ指標の変化

将来を見通すと、石炭火力の利用が増えることで電力供給の多様性は比較的短期間のうちに改善するが、その後は電力ミックスに大きな変化がなく、改善も停滞する。一次エネルギー供給では石炭と水力のシェア低下、石油のシェア上昇、という変化が起こるものの、全体のバランスは大差なく、結果として指標の改善はごくわずかとなる。また、エネルギー効率の改善によって経済のエネルギー集約度と炭素集約度は大きく改善する (図 2-33)。



(注) APS = Alternative policy scenario: 省エネや低炭素政策の強化を想定したシナリオ

(出所) ERIA, *Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2020* を元に日本エネルギー経済研究所作成

図 2-33 ラオスのエネルギー・セキュリティ指標の変化の見通し

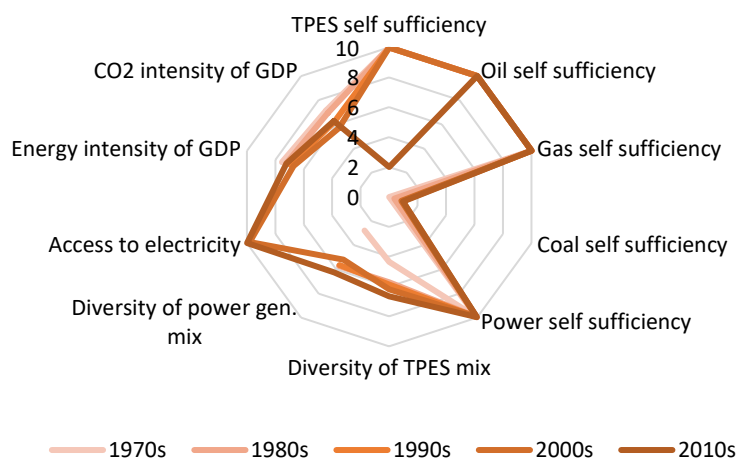
## (6) マレーシア

マレーシアは、石油と天然ガスの純輸出国であり、全体としては高い自給率を実現できている。ただし、人口と経済活動がマレー半島部に集中する一方、石油、天然ガス資源はボルネオ島（カリマンタン島）に賦存しており、地理的なミスマッチがある。そのため、ボルネオ島から LNG を輸出する一方、マレー半島では LNG の輸入が行われている。

エネルギー源の多様性では、従来は石油への依存が非常に高かったが、段階的に天然ガスや石炭の利用を増やすことで徐々に改善がみられてきた。改善は、特に発電部門で著しく、2010年代の発電の主力は天然ガスと石炭がおおよそ半分ずつとなっている。今後は、化石エネルギーだけでは、これ以上の多様性の改善を期待することは出来ず、さらに数値を改善しようとするれば、再生可能エネルギーなど新しいエネルギーの利用を大きく増やすことが必要となる。

その他については、電力へのアクセスは、期間を通じて高く、2019年時点で100%（IEA）を達成している。一方、経済のエネルギーおよび炭素集約度は、悪化もしくは横ばいの傾向にある。エネルギー利用効率の改善が遅れているほか、再生可能エネルギーの利用が進んでいないことがその大きな要因と考えられる。今後は、エネルギーの多様性向上と炭素集約度の両面で、再生可能エネルギーの利用を拡大することが、今後のマレーシアによるエネルギー・セキュリティの強化において不可欠な要素になると考えられる（図2-34）。

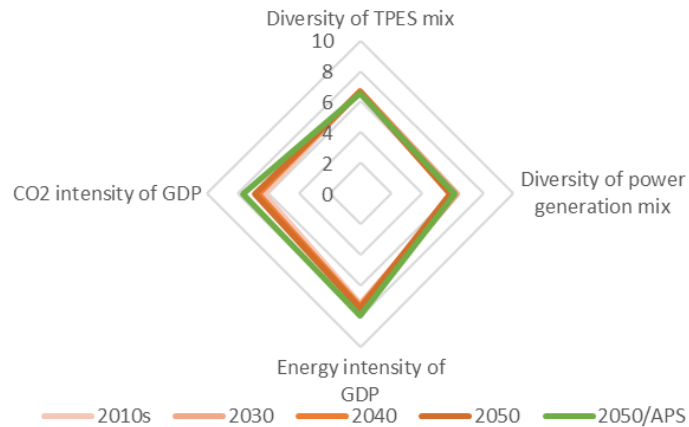
## Malaysia



（出所）IEA, *World Energy Balances 2020 edition* 等を元に日本エネルギー経済研究所作成

図 2-34 マレーシアのエネルギー・セキュリティ指標の変化

将来を見通すと、発電で天然ガスの比率が高まることによって、電力供給の多様性は緩やかに悪化していく。一次エネルギー供給ではエネルギー・ミックスの構造があまり変わらず、その得点は横ばいとなる。一方で、電力ミックスにおける天然ガス比率の高まりによって経済の炭素集約度が改善されていく（図2-35）。



(注) APS = Alternative policy scenario : 省エネや低炭素政策の強化を想定したシナリオ

(出所) ERIA, *Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2020* を元に日本エネルギー経済研究所作成

図 2-35 マレーシアのエネルギー・セキュリティ指標の変化の見通し

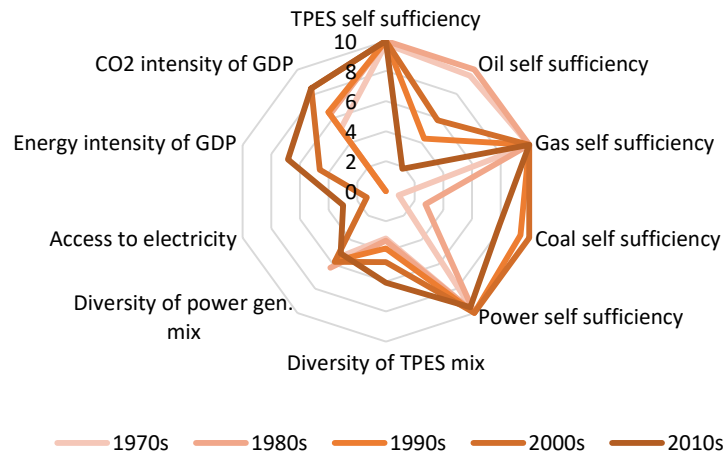
#### (7) ミャンマー

ミャンマーは、化石エネルギーの資源国ではあるものの、その自給状況は資源によって異なる。石油については、需要が急増する一方で生産量の減退が著しく、自給率が低下している。規模は小さいものの発電用の利用が増えている石炭についても、同様の傾向が見られる。一方、天然ガスは、現時点では純輸出体制を維持できているものの、需要の拡大傾向に対して足元では生産量の減少傾向が見られ、将来自給を維持できなくなるリスクがある。

エネルギー源の多様性では、一次エネルギー供給と発電では異なる方向の変化が起こっている。一次エネルギー供給では、過去の石油偏重の供給構造から、天然ガスや水力、石炭を加えたよりバランスの良いミックスへの変化が見られている。一方、発電では、2000年代以降の水力発電の急増によって多様性はむしろ後退している。2010年代は発電に占める水力の比率が62%にもなっており、自給率およびCO2排出という観点では望ましい状態にあるものの、河川の水量変化が電力の安定供給上の大きなリスクとなっている。

その他については、電力へのアクセスは、順調に向上しているが、2019年時点で50.6% (IEA) と依然として低い水準にあり、改善の余地は非常に大きい。経済のエネルギー集約度は大きく改善する傾向にある。炭素集約度も改善しているものの、2000年代以降は石炭火力の利用が増えたこともあり、改善が滞っている (図 2-36)。

## Myanmar

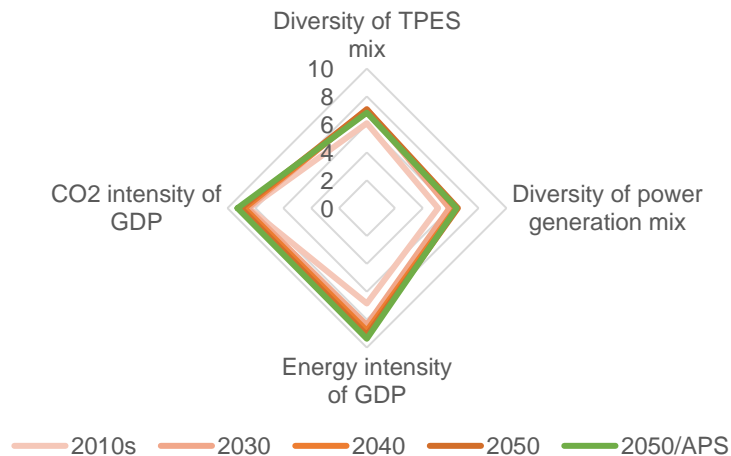


(出所) IEA, *World Energy Balances 2020 edition* 等を元に日本エネルギー経済研究所作成

図 2-36 ミャンマーのエネルギー・セキュリティ指標の変化

将来を見通すと、主に発電の水力依存が緩和されることで、一次エネルギー供給と電力供給の多様性は改善する。エネルギー効率の改善によって経済のエネルギー集約度が低下する一方、経済の炭素集約度は発電における天然ガスと石炭の増加が相互にその効果を打ち消しあうことで横ばいとなる (図 2-37)。

## Myanmar



(注) APS = Alternative policy scenario : 省エネや低炭素政策の強化を想定したシナリオ

(出所) ERIA, *Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2020* を元に日本エネルギー経済研究所作成

図 2-37 ミャンマーのエネルギー・セキュリティ指標の変化の見通し

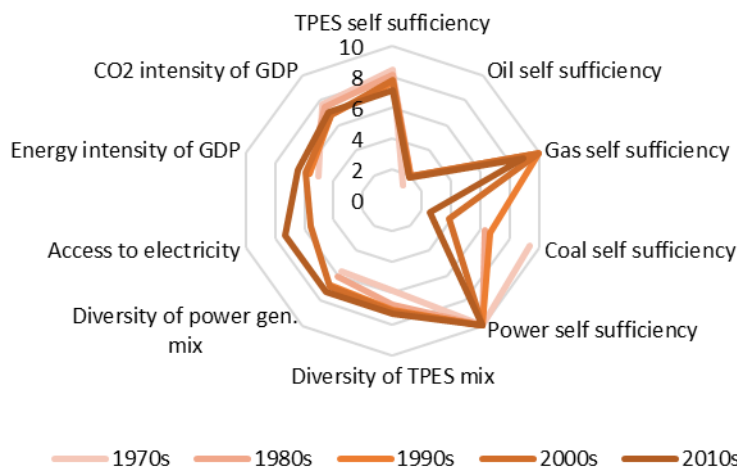
## (8) パキスタン

パキスタンは化石エネルギー資源を有し、中でも天然ガスが豊富である。しかし、天然ガス生産量は 2012 年をピークに減少に転じ、近年は自給率が急速に悪化している。これに対して石炭と石油は、期間を通じて概ね生産量を増やし続けているが、需要の拡大速度はそれを上回り、結果として自給率が低下する傾向にある。

エネルギーの多様性では、一次エネルギー供給は過去の伝統的なバイオマスへの高い集中から複数の化石エネルギーへの転換が進んだことで、成績が向上してきた。2010 年代時点では良いバランスとなっているが、伝統的なバイオマスの商業エネルギーへの転換は今後も進むため、将来は特定の化石エネルギーへの集中が進んで成績を落とす可能性がある。発電では、過去には水力と天然ガスに集中していたものが、石炭火力の利用を増やすことで多様化が進んできた。

その他については、電力へのアクセスは順調に向上しているが、2019 年時点で 79.2% (IEA) と、依然として改善の余地が残されている。経済のエネルギー集約度は、省エネルギーの効果もあり改善する傾向にある。一方、経済の炭素集約度は、伝統的なバイオマスから商業エネルギーへの転換が進み、また石炭火力の利用が増えたことから悪化する傾向にある。伝統的なバイオマスは 2018 年時点でも一次エネルギー供給のおよそ 3 割を占めており、エネルギーの多様性および経済の炭素集約度の面で、今後どのようなエネルギーを選択するかが重要となる (図 2-38)。

### Pakistan



(出所) IEA, *World Energy Balances 2020 edition* 等を元に日本エネルギー経済研究所作成

図 2-38 パキスタンのエネルギー・セキュリティ指標の変化

## (9) フィリピン

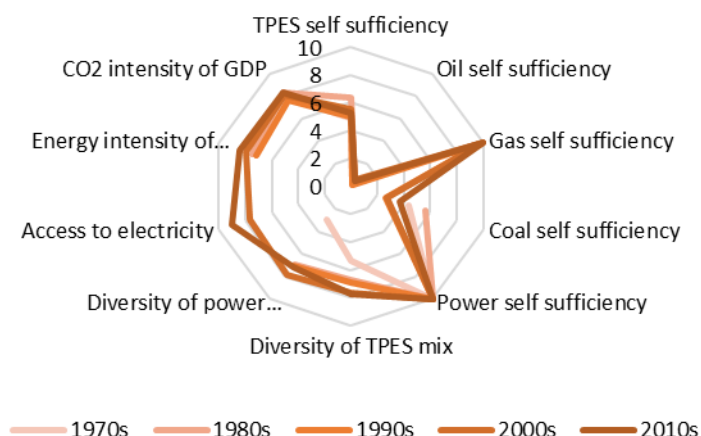
フィリピンは、国内の化石エネルギー資源に乏しく、石油の自給率は期間を通じて 5% 以下である。天然ガスは 100%の自給体制となっているが、これはフィリピン唯一の

Malampaya ガス田で生産したガスを、生産量に応じてほぼ全量を Batangas の火力発電所で利用しているためである。ガス田は、2024 年の生産停止が予定されており、国産ガスに将来のエネルギー供給を期待することは出来ない。石炭は生産量を伸ばしているが、需要の伸びが早いために、結果として自給率は低下している。

エネルギー源の多様性では、過去の高い石油依存が解消されてきている。その変化は、発電部門で顕著であり、石油への依存を大きく引き下げた一方、石炭火力やガス火力、再生可能エネルギーを増やしてきた。特にフィリピンでは、他の対象国に比べて再生可能エネルギーの比率が 18%（2010 年代）と高いことが特徴である。ただし、発電部門全体で見れば、石炭火力の比率が 45%まで高まっており、これが更に上昇すれば、電力システムの柔軟性の低下、環境負荷の高まりといったリスクが顕在化してくる。

その他については、電力のアクセスは着実に向上しており、2019 年時点で 96.4%（IEA）となっている。経済のエネルギーおよび炭素集約度はともに改善する傾向にある。特にエネルギー集約度は良い成績となっているが、これはサービス部門を中心とした産業構造が影響していると考えられる（図 2-39）。

## The Philippines

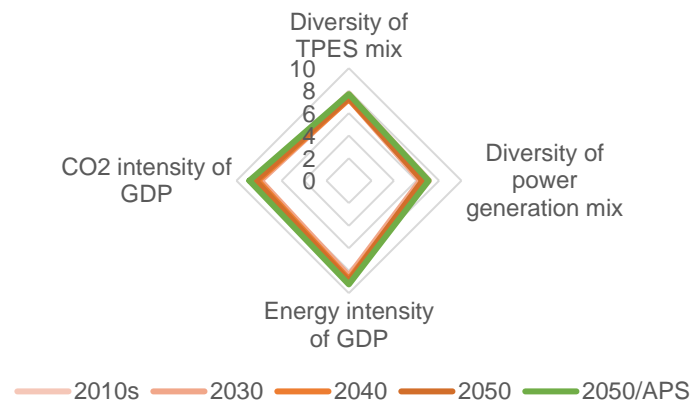


（出所）IEA, *World Energy Balances 2020 edition* 等を元に日本エネルギー経済研究所作成

図 2-39 フィリピンのエネルギー・セキュリティ指標の変化

将来を見通すと、一次エネルギー供給や電力供給の構造に変化は生じるものの、現在と同様に石炭と石油に高度に依存した状態から抜け出すには至らず、多様性は緩やかな悪化傾向となる。エネルギー効率は改善していくが、その程度は小さい（図 2-40）。

## The Philippines



(注) APS = Alternative policy scenario: 省エネや低炭素政策の強化を想定したシナリオ

(出所) ERIA, *Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2020* を元に日本エネルギー経済研究所作成

図 2-40 フィリピンのエネルギー・セキュリティ指標の変化の見通し

### (10) タイ

タイは、過去には天然ガスと石炭をほぼ自給していたが、近年は、共に生産量の減少から自給率は低下する傾向にある。一方、石油は若干の増産に成功して自給率を高めたが、その水準は 37%にとどまっている。全体としては、化石燃料の安定的な輸入の確保が、エネルギー・セキュリティ上の重要課題となっている。

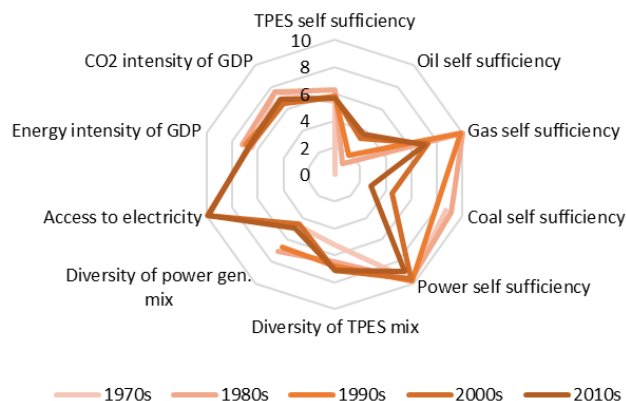
エネルギー源の多様性では、一次エネルギー供給では改善が小幅なものにとどまっており、電力ではむしろ悪化する傾向が見られる。タイでは、1980 年代に天然ガスと石炭の利用拡大によって過度な石油依存から抜け出したが、その後はエネルギー・ミックスの多様化が進んでいない。電力では逆に天然ガスへの依存が 68% (2010 年代) と非常に高くなっており、天然ガス供給への依存が電力部門におけるリスク要因となっている。タイ政府は、石炭火力の新設でこれを解消しようとしたものの、国民の合意形成で大きな壁にぶつかっている。そのため、今後の多様性の確保に際しては、天然ガスの安定供給を維持しつつ、再生可能エネルギーなど新たなエネルギーの利用を拡大することが重要となる。

その他については、電力へのアクセスは、2019 年時点で 100% (IEA) となっている。経済のエネルギーおよび炭素集約度は、ともに改善が滞っている。エネルギー利用効率の向上が遅れていることのほか、再生可能エネルギーの拡大速度が他と比較して遅いことが考えられる。またタイについてもう一点注目されるのが電力輸入の増加である。2000 年代までは、電力の最終消費量に占める輸入量のシェアは数%にすぎなかったが、直近の 2019 年の統計データでは、13%にまで増加している。欧州などで見られるように電力の輸入自体は必ずしもエネルギー・セキュリティ上のリスクであるとは言えないものの、急速かつ一方的な輸入量の拡大は、十分な輸入元での電源開発やインフラ整備がなされない場合には、輸入国における電力需給のひっ迫を起し、エネルギー・セキュリティを損なう結果



となる可能性がある（図 2-41）。

### Thailand

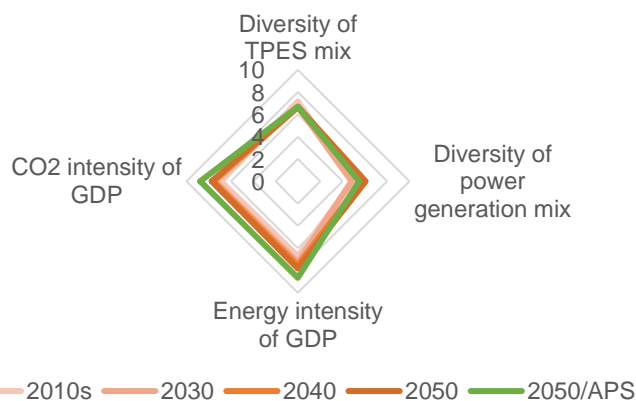


（出所）IEA, *World Energy Balances 2000 edition* 等を元に日本エネルギー経済研究所作成

図 2-41 タイのエネルギー・セキュリティ指標の変化

将来を見通すと、発電では再エネや石炭の増加によって天然ガス依存が低下し、電力供給の多様性が改善する。他方の一次エネルギー供給は、石油のシェアが現在よりも更に高まることで多様性が悪化する。エネルギー効率が改善することによって、経済のエネルギー集約度と炭素集約度は改善していく。エネルギー効率の更なる向上とともに石炭火力の伸びの大幅な抑制を想定する APS シナリオでは、電力ミックスの多様性を多少犠牲にするものの、経済のエネルギー集約度と炭素集約度の改善を期待できる（図 2-42）。

### Thailand



（注）APS = Alternative policy scenario : 省エネや低炭素政策の強化を想定したシナリオ

（出所）ERIA, *Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2020* を元に日本エネルギー経済研究所作成

図 2-42 タイのエネルギー・セキュリティ指標の変化の見通し

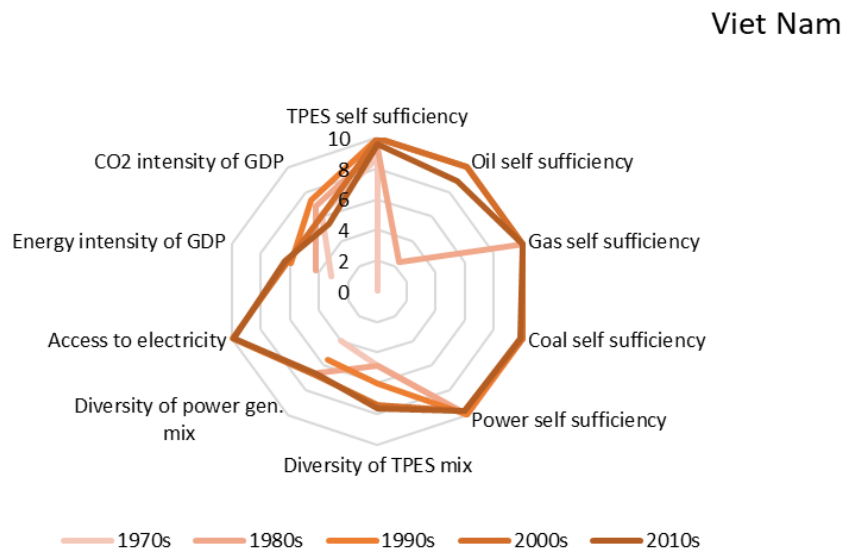


## (11) ベトナム

ベトナムは、石油、天然ガス、石炭のいずれでも、比較的高い自給率を維持している。ただし、将来は必ずしも楽観できない。石油と天然ガスは、国内の需要増が顕著な中、生産量が減少する傾向にあるからである。石炭は、生産量こそ維持しているものの、発電を中心とした需要の拡大ペースが非常に大きく、今後国内生産の増産が実現しなければ、輸入依存度が急速に高まり、外的要因に対する脆弱性が高まる可能性がある。

エネルギー源の多様性では、一次エネルギーと電力の両方とも改善する傾向にある。一次エネルギー供給では、現在は比較的多様なエネルギーが利用されているが、これは過渡的な状態であると考えられる。例えば、現時点では、伝統的なバイオマスの利用が依然として 20%もあり、これが多様化の指標を良く見せているが、今後商業エネルギーの利用が拡大すれば、その他の化石燃料への依存度が高まる可能性が高い。また比較的人口の多いベトナムでは、運輸部門における石油需要が、今後大きく増えていく可能性があり、一次エネルギー・ミックスの多様性を低下させる要因となり得る。発電では、過去には石炭に多くを依存する構造であったが、水力をベースに石炭と天然ガスが概ねバランスよく利用される構造へと変化してきた。しかし、近年は石炭火力が大きく増える一方でガスの利用が減っている。この傾向が今後も続くようであれば、石炭偏重のリスクの高い電力ミックスとなりかねない。

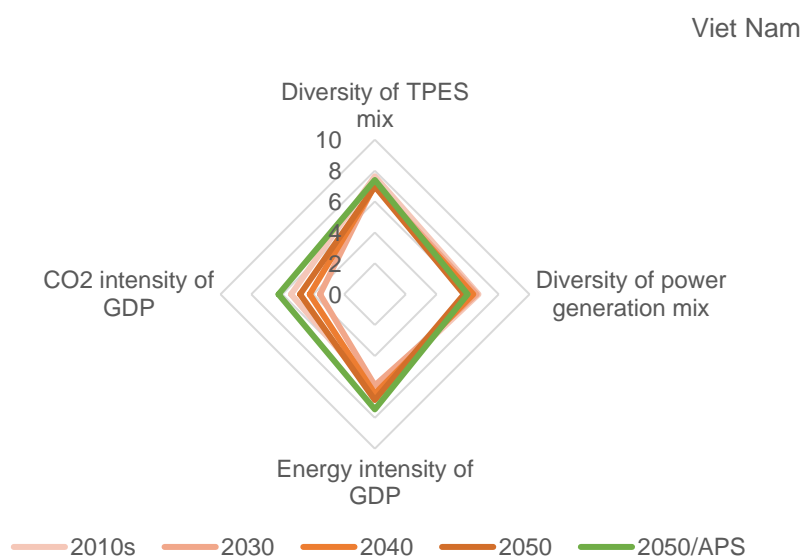
その他は、電力へのアクセスは、2019年時点で 99.2% (IEA) まで向上している。経済のエネルギー集約度は緩やかだが改善しつつある一方、炭素集約度は悪化している。石炭火力の利用増加が起因していると考えられる (図 2-43)。



(出所) IEA, *World Energy Balances 2000 edition* 等を元に日本エネルギー経済研究所作成

図 2-43 ベトナムのエネルギー・セキュリティ指標の変化

将来を見通すと、一次エネルギー供給では石炭と石油への集中が進み、発電では天然ガスへの集中が進むことで、多様性は共に悪化する。エネルギー効率は向上するものの、経済の炭素集約度については、増加するエネルギー需要を満たすための当初は石炭が、その後は天然ガスが多く利用されることで、今後短期間のうちに急速に悪化し、その後徐々に改善に向かう。このため、今後の課題としては、エネルギー利用効率全般の改善によるエネルギー需要の抑制を図りつつ、その中でも、できるだけ化石燃料の利用を抑制する、もしくは化石燃料を使用するにしても、より温室効果ガスの排出が少ない天然ガスの活用を検討する必要がある。



(注) APS = Alternative policy scenario : 省エネや低炭素政策の強化を想定したシナリオ

(出所) ERIA, *Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2020* を元に日本エネルギー経済研究所作成

図 2-44 ベトナムのエネルギー・セキュリティ指標の変化の見通し

## (12) まとめ

上記 11 か国の各評価項目に対する 2010 年代の評価ポイントを表 2-4 に示す。まず表を横に評価項目別にみていくと、アジア各国のエネルギー・ミックスにおいては、一次エネルギー供給の自給率、天然ガスの自給率、電力の自給率、電化率などは、世界的にみても高い水準にあることがわかる。ただし、既に繰り返し指摘した通り、一次エネルギー供給の自給率の高さは、多くのアジア諸国において依然として伝統的なバイオマスエネルギーが多く利用されているためであり、今後商業用エネルギーの普及拡大によって自給率は低下していく可能性が高い。

他方、相対的に低い水準にあるのが、石油と石炭の自給率と電源構成の多様性である。前者の石油と石炭の自給率は、各国の賦存する資源量に依存する部分が大きいため、政策的に自給率を引き下げることが容易ではない。これらの燃料の需要を抑制するとともに輸

入依存している国においては、その供給減を可能な限り分散化するというのが主な対策となるだろう。このほか、アジア各国として、今後改善を図るべき指標は電源構成の多様性である。国によって依存度を引き下げていく電源は異なるが、例えば水力や石炭への依存度を引き上げる上では、天然ガスの有効活用や再生可能エネルギーの導入等が有力な対応策となる。

表を縦に国別にみていくと、まず全ての評価項目において、平均（得点5）かそれ以上のポイントを獲得しているのが、インドネシアとベトナムであり、これら2か国は、全体的にバランスの取れた優れたエネルギー・ミックスを有しているといえる。その他の国については、評価項目によってそのポイントの水準が大きく異なっている国が多く、各項目で満遍なく高い水準を満たすエネルギー・ミックスを構築することが難しいという事実が改めて浮き彫りになっている。国によっては、多くの項目においてエネルギー・ミックス上の課題を有している国があり、例えばバングラデシュであれば、石油・石炭の自給率に加えて電源構成の多様性を進める必要があり、カンボジアについては、石油・石炭の化石燃料の自給率に加えて一次エネルギー供給の多様性、電力アクセスがエネルギー・ミックス上の課題となる。

表 2-4 各国のエネルギー・ミックス評価における得点（2010年代）

	BGL	CAM	IND	IDN	LAO	MAL	MYA	PAK	PHI	THA	VTN
TPES self sufficiency	8.3	6.4	6.5	10.0	10.0	2.0	10.0	7.1	5.2	5.7	9.6
Oil self sufficiency	0.6	0.0	2.1	5.8	0.0	10.0	1.9	1.8	0.5	3.7	8.9
Gas self sufficiency	10.0		6.0	10.0		10.0	10.0	8.9	10.0	7.1	10.0
Coal self sufficiency	3.0	0.2	7.0	10.0	10.0	1.0	7.9	2.5	3.7	2.8	9.9
Power self sufficiency	9.5	6.6	7.0	10.0	10.0	10.0	9.5	10.0	10.0	8.9	9.7
Diversity of TPES mix	6.1	5.2	7.0	7.8	7.1	6.7	6.1	7.3	7.7	7.2	7.6
Diversity of power gen. mix	3.3	6.1	4.5	6.5	3.3	6.2	5.1	7.3	7.1	5.0	6.7
Access to electricity	7.5	4.9	7.9	8.8	9.1	10.0	3.0	7.3	9.0	9.9	9.9
Energy intensity of GDP	8.3	6.1	6.0	7.6	7.2	7.2	6.8	6.4	8.5	6.7	6.3
CO2 intensity of GDP	8.3	7.9	4.1	7.2	6.8	6.3	8.5	7.1	8.3	6.9	5.4
<b>Total</b>	<b>64.9</b>	<b>43.4</b>	<b>58.1</b>	<b>83.7</b>	<b>63.4</b>	<b>69.3</b>	<b>68.7</b>	<b>65.8</b>	<b>70.0</b>	<b>63.8</b>	<b>84.1</b>

(注) BGL: Bangladesh; CAM: Cambodia; IND: India; IDN: Indonesia; LAO: Lao; MAL: Malaysia; MYA: Myanmar; PAK: Pakistan; PHI: Philippines; THA: Thailand; VTN: Vietnam. 表中空欄箇所はデータの制約によって指標の計算ができなかった箇所。

表中、緑色は8.0以上の得点、褐色は4.0以下の得点を示す。

(出所) 日本エネルギー経済研究所

次に、各国の一次エネルギー供給ミックスにおける将来見通しを表 2-5 に示す。ここでは、先進的なエネルギー環境政策の導入が進む APS ケースにおける 2050 年時点でのスコアを示しているが、これは近年の脱炭素化に対する関心の高まるを考慮すると、APS ケースの方がより実際のエネルギー需給の将来に近くなると思われるからである。

まず、指標別にみていくと、一次エネルギー供給と電力部門における多様性については各国とも概ね 6 点台から 7 点台の水準に収まっている。ラオスとタイのスコアが相対的に低い、これはそれぞれ水力とガス火力の電源構成シェアが 2050 年時点で 60%を超える、と予測されていることによる。他方、経済のエネルギーおよび炭素集約度は今後大きく改善することが予想される。対象国の中ではベトナムの炭素集約度の値が相対的に低い（CO<sub>2</sub> の排出が多い）が、これは 2050 年時点においても一次エネルギー供給全体に占める石炭のシェアが 11%と高く想定されていることによる。

次に、国別にみていくと、総得点が最も高いのがフィリピンであり、インドネシア、インド、ミャンマーが続く。フィリピンは一次エネルギー供給、電力供給面で高い多様性が確保されている点その理由である。インドネシアは多様性、エネルギー集約度、CO<sub>2</sub> 集約度のいずれにおいてもバランスの取れた見通しとなっている。インドとミャンマーについてはエネルギー効率と炭素集約度の改善が大きく寄与する見通しとなっており、特に炭素集約度については、2050 年時点に向けて水力と再生可能エネルギーの導入が進むと見通されていることが大きく効いている。

表 2-5 各国のエネルギー・ミックス評価における得点

	CAM	IND	IDN	LAO	MAL	MYA	PHI	THA	VTN
Diversity of TPES mix	7.6	7.5	7.3	7.5	6.6	6.8	7.7	6.7	7.4
Diversity of power gen. mix	6.7	6.8	7.1	5.3	6.2	6.4	7.1	5.5	6.0
Energy intensity of GDP	7.7	9.0	9.1	8.6	8.0	9.4	9.2	8.7	7.5
CO <sub>2</sub> intensity of GDP	7.4	8.7	8.9	8.0	7.6	9.3	8.9	8.8	6.2
Total	29.4	32.0	32.4	29.4	28.4	31.9	32.9	29.6	27.1

(注) 表中、緑色は 8.0 以上の得点を示す。バングラデシュ、パキスタンは見通しの数字がないため含めない。2050 年代 APS の値。インドネシアについては 2050 年時点の数字は、「Long-Term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience 2050」の「Low Carbon Scenario Compatible with Paris Agreement target」を参照

(出所) 日本エネルギー経済研究所

## 2.3 アジア各国の電源ミックスの評価

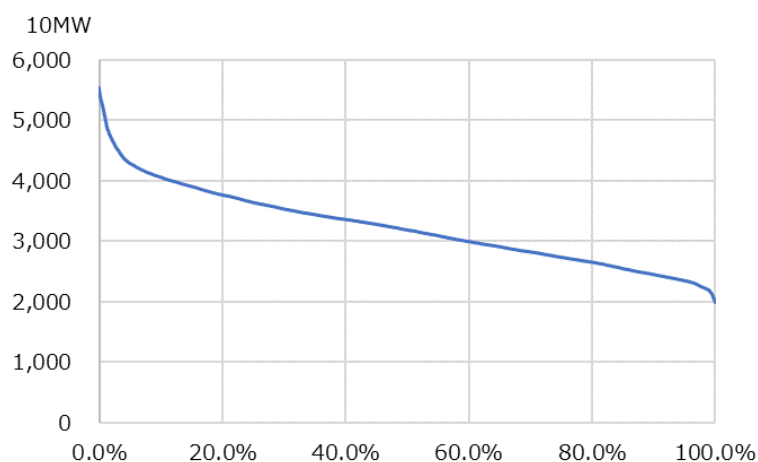
### 2.3.1 電源ミックスを作成する際の留意事項

国内の電力需要が拡大し、従来型の発電設備の新設を進める必要のあるアジア各国では、

先進諸国とは状況が異なり、燃料選択、燃料調達の制約から決まる立地条件、および系統増強の必要性を踏まえた開発地点の選択をふまえた電源開発計画の策定が求められる。多くのアジア各国では、送電分離を行いつつも国営電力会社体制を維持し、IPP 制度で民間資本を活用している国が多いことから、燃料選択と開発地点の選定を含めた電源構成見通しの作成は重要である。

### (1) 電源構成見通しの手順

一般的に、電源構成見通しは、1) 電力需要負荷持続曲線分析、2) 最適電源計画の検討、3) 2)での課題の検討を踏まえた最小費用での電源構成の試算、という3つのステップを踏んで行われる。1)の電力需要負荷持続曲線分析は、1年間の時間別電力消費量を大きい順に並べたものであるが、計画対象期間において、需要構成の変化や各需要種別の消費パターンの変化を踏まえた想定を行う必要がある(図2-45)。この電力需要負荷持続曲線分析では、風力発電や太陽光発電といった負荷追従が困難な供給力拡大を想定するのであれば、電力消費から想定される風力発電と太陽光発電の出力を引いた純負荷を用いて算定することが必要となる。そうした分析を行うことで、ベース供給力として期待される水力発電や原子力発電、石炭火力発電が、どの程度追加的に必要となるのか判断することができる。



(出所) 電力広域的運営推進機関、「系統情報サービス」より作成

図2-45 東京電力管内の電力需要純負荷持続曲線分析(2019年)

次に、2)最適電源計画の検討では、想定される燃料価格の変化と、各種電源の建設までのリードタイム、環境政策等の影響を一次エネルギー供給という観点から評価を行う。石炭やガスの調達、他のエネルギー需要とも関係するため、各需要部門の動向を踏まえた検討が必要となる。特に、今後は運輸部門の電化も射程に入ることになるため、これまでは電力消費量が小さかった運輸部門での検討も重要になる。また、電源開発のための資本費の金額も考慮する必要があり、国営企業でその資金を賄えるのか民間資本の活用が必要になるのかという点についても精査が必要である。さらに気候変動対策として政府がどの程度の再生可能エネルギー発電の導入を目標とするかという点についても考慮しなければ

ならない。

最後に、3)の最小費用での電源構成の試算では、各種課題を制約条件として、特定の電源選択に重きを置いたシナリオを複数設定し、想定される時間別電力需要と送電設備構成から最小費用となる電源運用の試算を行う。その際に送電制約が発生することも予想されるため、必要になる送電設備費用も想定に加えることで、全体として必要となる設備投資費用が明らかになる。これらシナリオ別の電源構成の検討することで、目指すべき将来の電源構成を特定化することができる。

## (2) 電源ミックス設定時の検討事項例

アジア各国では、前項で示した電源構成見通しの策定プロセスを採用している国が多い。例えば、マレーシアでは Peninsular（マレー半島）と Sabah（ボルネオ島）の二地域に分かれて電力供給が行われているため、それぞれで電力供給見通しの策定を行っている。電源ミックスの策定においては下記の指標が参考にされている：

- 1) 需要予測
- 2) 送電系統信頼度基準
- 3) 最適予備力マージン
- 4) COP21 気候変動コミットメント
- 5) 政府の指示（2025年再エネ20%目標、省エネイニシアティブ、石炭依存度低減、原子力なし）
- 6) その他技術的原則（電源多様性、計画外停止、燃料価格方針など）<sup>41</sup>

また、フィリピンでは、エネルギー省が長期エネルギー計画を策定しているが、この計画でも前項で示した枠組みに従って計画策定が行われている（図2-46）。2018年～2040年の計画では、下記の基本方針に基づいた電源計画が作成されている<sup>42</sup>（図2-47）。

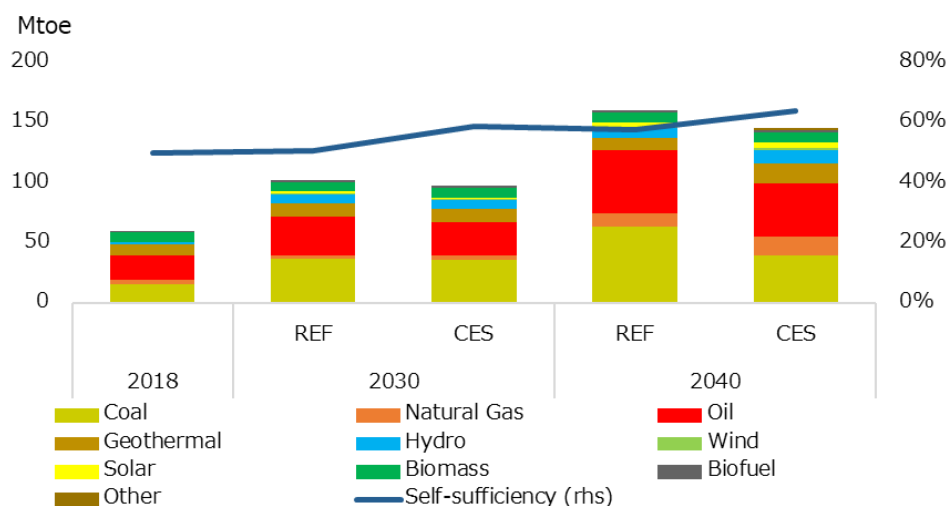
- 1) 全フィリピンにおける電気へのアクセス向上
- 2) 最適エネルギー・ミックスのため技術中立的アプローチの採用
- 3) 2040年までの需要を満たす信頼的な供給の改善
- 4) Malampaya ガス田の枯渇を見越し LNG プロジェクトの実施を加速
- 5) 2021年までの Mindanao-Visayas 連系線プロジェクトの完成及び小さな島への連系プロジェクト実施
- 6) 配電部門でのプロシューマー化

---

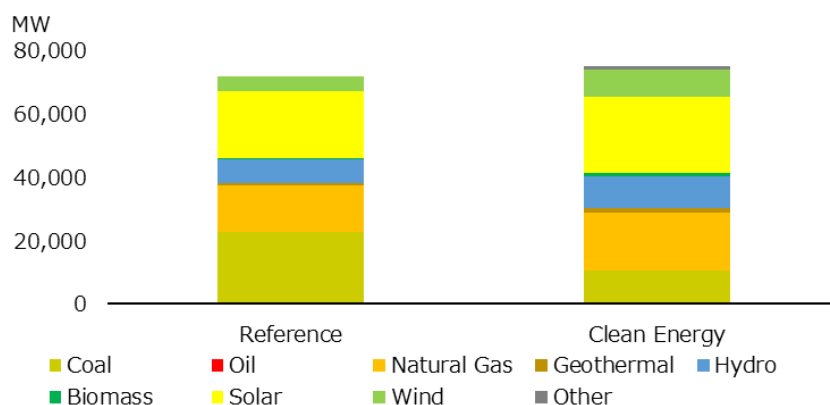
<sup>41</sup> Energy Commission, “Sabah Electricity Supply Industry Outlook 2019” February 2020. p.24  
[https://www.st.gov.my/en/contents/files/download/106/SABAH\\_ELECTRICITY\\_SUPPLY\\_INDUSTRY\\_OUTLOOK\\_2019.pdf](https://www.st.gov.my/en/contents/files/download/106/SABAH_ELECTRICITY_SUPPLY_INDUSTRY_OUTLOOK_2019.pdf). Accessed on 21 January 2021.

<sup>42</sup> Department of Energy, “Philippines Energy Plan 2018-2040” p. viii-ix.

- 7) 国内完了形式主義を削減するための国内政策合理化
- 8) 電力部門資産・負債管理公社（Power Sector Assets and Liabilities Management Corporation: PSALM）民営化
- 9) 電力消費の省エネ推進に向けた消費者啓発



(出所) Department of Energy Republic of the Philippines, "Philippines Energy Plan 2018-2040"  
 図 2-46 フィリピンの 2040 年までの一次エネルギー供給見通し



(出所) Department of Energy Republic of the Philippines, "Philippines Energy Plan 2018-2040"  
 図 2-47 フィリピンの 2040 年までの電源新設計画

### 2.3.2 アジア各国の電源ミックスの評価

#### (1) 各国の電源ミックスとその評価

本項では、アジア各国の電源ミックス目標を評価する。2.2.2 においては、アジア各国の一次エネルギー・ミックスについて、その実績を元に評価を行ったが、ここでは実績ではなく（実績の分析はすでに前景のエネルギー・ミックス分析において含まれているため）



アジア各国の政府が発表している将来の電源開発計画を元に評価を行う。

評価の対象国は、バングラデシュ、カンボジア、インド、インドネシア、マレーシア、ミャンマー、フィリピン、スリランカ、タイ、ベトナムの10か国とする。ブルネイ、ラオス、パキスタン、フィリピン、シンガポールについては、政府ないしはそれに準ずる公的機関による将来の燃料別・電源別の発電容量計画が入手できないため、評価の対象からは外す。分析の対象となる電源ミックスは、各国の電源開発政策（ないしは同様の政策文書）において示されている将来の発電容量計画のうち、最も遠い将来のものとする。国によって2040年以降の目標が設定されている国と2030年より前の目標しか設定されていない国があるが、ここではその時間軸の違いは問わない。なお、電源ミックスの評価は、本来、実際の電力供給の値を示す発電電力量によって評価されるべきであるが<sup>43</sup>、そうした電力量の見通しを計画に含めている国が少ないため、ここではより多くの国の電源ミックスを評価の対象とすることを優先し、発電容量に基づいたミックスの評価を行う。評価対象となる各国の電源計画における将来の発電容量の目標年とその数値を表2-6に、その数値をシェアに換算したものを図2-48に、それぞれ示す。

表2-6 アジア各国における発電容量計画

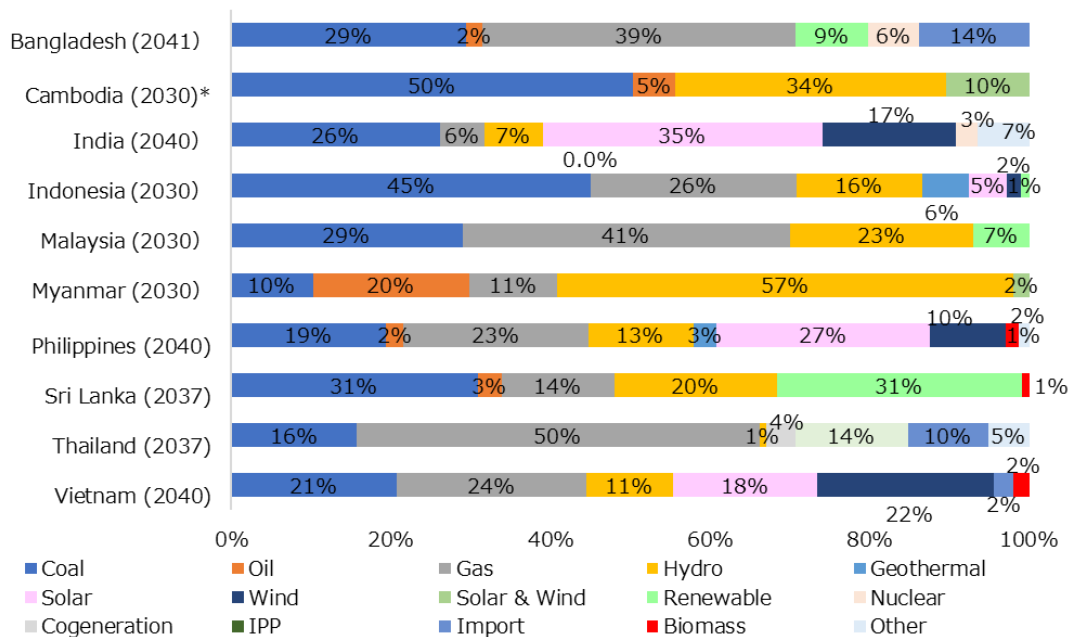
Unit: GW	Bangladesh	Cambodia	India	Indonesia	Malaysia (Share only)	Myanmar	Philippines	Sri Lanka	Thailand	Vietnam
Year	2041	2030	2040	2030	2030	2030	2040	2037	2037	2040
Coal	25.5	2.4	330.0	44.7	0.3	1.6	18.2	3.4	9.2	48.4
Oil	1.8	0.3				3.0	2.0	0.3		
Gas	34.0		70.0	25.6	0.4	1.7	21.7	1.5	29.5	55.7
Thermal										
Hydro		1.6	92.0	15.6	0.2	8.8	12.3	2.2	0.5	25.3
Geothermal				5.8			2.8			
Solar			443.0	4.7			25.0			42.3
Wind			210.0	1.8			8.9			51.9
Solar & Wind		0.5				0.3				
Renewable	7.9			1.0	0.1			3.3		
Nuclear	5.5		34.0							
Cogeneration									2.1	
IPP									8.3	
Import	12.0								5.9	5.7
Biomass							1.6	0.1		4.5
Other			82.0				1.2		3.0	
<b>Total</b>	<b>86.7</b>	<b>4.7</b>	<b>1,261.0</b>	<b>99.2</b>	<b>1.0</b>	<b>15.3</b>	<b>93.5</b>	<b>10.9</b>	<b>58.5</b>	<b>233.8</b>

(注) カンボジアの「Coal」にはガスも含まれる（以下同様、経済性などの算出では石炭とガスの内訳を半分ずつとして想定）。インドネシアの「Gas」には若干の石油も含まれる

(出所) (バングラデシュ) Bangladesh Power Division, "Revisiting Power System Master Plan 2016"; (カンボジア) Ministry of Mines and Energy, "Cambodia Basic Energy Plan"; (インド) NITI Aayog, "Draft National Energy Policy" (BAU シナリオ); (インドネシア) PLN, "Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) (2021~2030)"; (マレーシア) Energy Commission, "Report on Peninsular Malaysia Generation Development Plan 2019 (2020-2030)"; (ミャンマー) National Energy Management Committee, "Myanmar Energy Master Plan"; (フィリピン) Department of Energy, "Philippines Energy Plan 2018-2040"; (スリランカ) Ceylon Electricity Board, "Long Term Generation Expansion Plan 2018-2037"; (タイ) Ministry of Energy of Thailand, "Power Development Plan, 2018-2037"; (ベトナム) The 8th Power Development Plan.

<sup>43</sup> 日本のエネルギー基本計画におけるエネルギーミックス（実際には電源ミックス）の目標値も発電電力量のシェアによる目標値である。





(注) Renewable は水力、太陽光、風力を含む。  
 (出所) 表 2-5 と同様

図 2-48 アジア各国の発電容量シェア見通し

電源ミックスの評価は、いわゆる 3E の評価軸に基づいて行う。Economic efficiency については、発電コストの理論値、Energy Security については、電源の多様性と燃料を含む輸入依存度、Environment については、発電量当たりの CO2 排出量で評価する。電源ミックスの評価は、本来は 1.2 や 2.3.1 で示したような多様な指標に基づいて多面的に行うべきであるが、ここでは、各国横並びでの比較を行うことを目的としていること、またそのためにデータの入手可能性が国によって大きく異なることといった理由から、上記 4 つの指標による簡便法によって各国の電源ミックスを評価する。

## (2) 電源ミックスの評価① 経済性

まず電源の経済性を評価する。電力の供給コストは本来、発電電力量を元に算出されなければならないが、ここでは入手データの制約から発電容量に基づいた評価を行う<sup>44</sup>。評価は、各電源の発電単価を各電源のシェアで加重平均した数値で行う。発電単価は、2015 年に資源エネルギー庁の発電コスト検証ワーキンググループによって作成された単価を用いる (表 2-7)。同単価を採用する理由は、将来のコスト低下分を含んだ各種電源を横並びで評価したものであることと、ガス火力のコストについては、今後アジアでの利用拡大が予想される輸入 LNG を燃料としたコストが算出されているためである。ただし太陽光などの再生可能エネルギーの発電コストには、その電源ミックスにおけるシェア拡大に伴う

<sup>44</sup> 対象国で発電電力量の見通し値を示しているのは、ミャンマー、フィリピン、ベトナムの 3 か国のみである。

統合費用が含まれていないため、注意を要する。

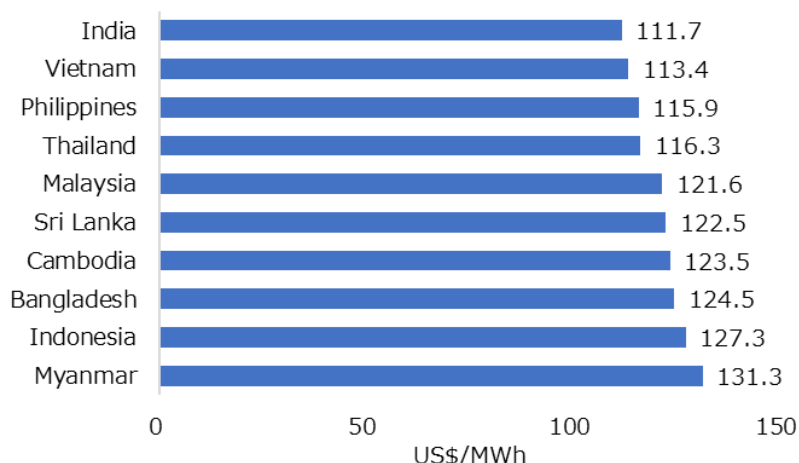
表 2-7 本スタディにおける発電コスト単価想定（2030 年時点）

Unit: \$/MWh												
Coal	Oil	Gas	Thermal	Hydro	Geo-thermal	Solar	Wind	Renewable	Co-generation	IPP	Import	Biomass
163.9	238.8	112.4	138.1	93.6	149.8	84.3	98.3	92.1	89.0	101.8	93.6	168.6

（注）輸入電力は水力の発電コスト単価、Renewable は、水力・水力・太陽光の単純平均値、タイの IPP はガス火力と太陽光・風力の発電コストの単純平均値、Cogeneration はガスコジェネのコスト単価で算出。

（出所）資源エネルギー庁発電コスト検証グループ、基本政策分科会に対する発電コスト等の検証に関する報告（令和 3 年 7 月 13 日）を基に作成

表 2-7 に示す発電単価のうち、その下限値を元に各国の電源ミックスで加重平均した数値を算出したのが図 2-49 である。インドやベトナムとフィリピンのコストが低水準であるのは、電源の中でもコストの低い太陽光への依存度が大きいことが寄与している。他方、ミャンマーのコストが高いのは石油火力への依存度が 20% と高いため、インドネシアのコストが高いのは、地熱や石炭など比較的高コスト電源への依存度が高くなると見込まれているためである。



（注）図中の値は、発電容量のシェアを元に加重平均しているため、実際の発電コストとは異なる。発電単価の水準に影響を与える各国固有の要因は考慮していない

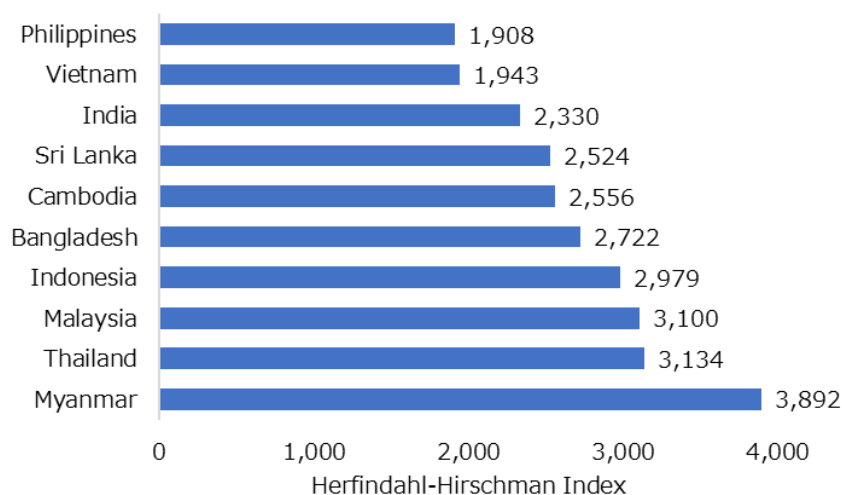
（出所）日本エネルギー経済研究所による推定

図 2-49 アジア各国の電源ミックス目標における経済性

### (3) 電源ミックスの評価② 多様性

次にエネルギー・セキュリティの多様性を示す指標として、ハーフィンダール・ハーシュマン指数 (Herfindahl-Hirschman Index: HHI) を比較する。HHI は、市場における集約度を算出する目的でよく用いられる指標であるが、ここでは電源の分散度合いを評価する目的で利用する。その算出結果を図 2-50 に示すが、多様な電源からの供給をバランスよく想定しているフィリピンやベトナムの HHI が最も低く、多様性の面で優れている計画が作られていることがうかがえる。スリランカについても最大の電源（石炭）への依存度

が 31%であり、相対的に電源の分散化ができています。他方、ミャンマーについては、最大電源への依存度が 50%前後と高いことから、HHI の値も高い（多様性の面で劣後する）結果となっている。



(注) 図中の値は HHI であり、数値が低いほうが多様性に富んでおり望ましい。

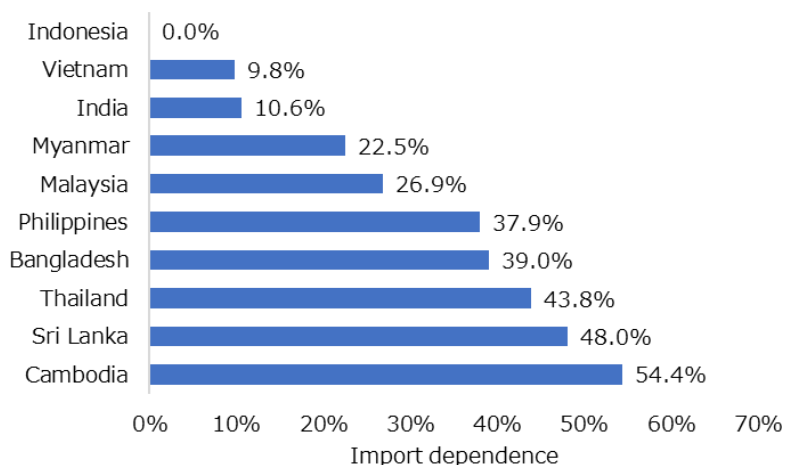
(出所) 日本エネルギー経済研究所による推定

図 2-50 アジア各国の電源ミックス目標における多様性

#### (4) 電源ミックスの評価③ 輸入依存度

次に、多様性と並ぶ Energy Security の指標として電力の輸入依存度を示す。この指標は、2.2 で示したような単純な電力そのものの輸入依存度ではなく、火力発電で使用する化石燃料の輸入依存度も含めた総合的な依存度である。すなわち、火力発電については各国における燃料（石炭・石油・ガス）の直近（2018 年実績）の輸入依存度を電源のシェアで加重平均した値に、電源計画に海外からの輸入が見込まれている場合にはその輸入電源のシェアを足し合わせた数値で算出する。電源ミックスで想定されている将来の時点では、各国における燃料の輸入依存度が変化している可能性があるが、ここでは輸入依存度は 2018 年実績の水準と同じ水準であると想定する。図 2-51 にその算出結果を示すが、石炭と天然ガスの純輸出国であるインドネシアの輸入依存度が特に低いことがわかる。インドネシアは、実際には若干の石油火力が含まれるため、完全な自給体制にはならないものの、再生可能エネルギーの導入も進むため、ほぼ電源ミックスに関してはほぼ自給に近い体制を確立できると考えられる。電源構成において 0.4%を占める石油火力の燃料である石油の輸入依存度分が、電源全体の輸入依存度の数値として表れている。インドについては、石炭とガスを輸入に依存しているが、それらの輸入依存度がさほど高くないことと（それぞれ 30%、49%）、電源構成における石炭火力とガス火力のシェアも比較的低い水準であるため（それぞれ 37%、4%）、全体の輸入依存度の値も低い値となっている。他方、燃料のほぼ全量を輸入に依存する石炭火力やガス火力のシェアが高くなると想定されているカンボジアや、2030 年時点で全体の電源構成における 17%の容量を輸入によって賄うことを

想定しているタイの依存度の数字が、各国の中でも高い値として算出されている。

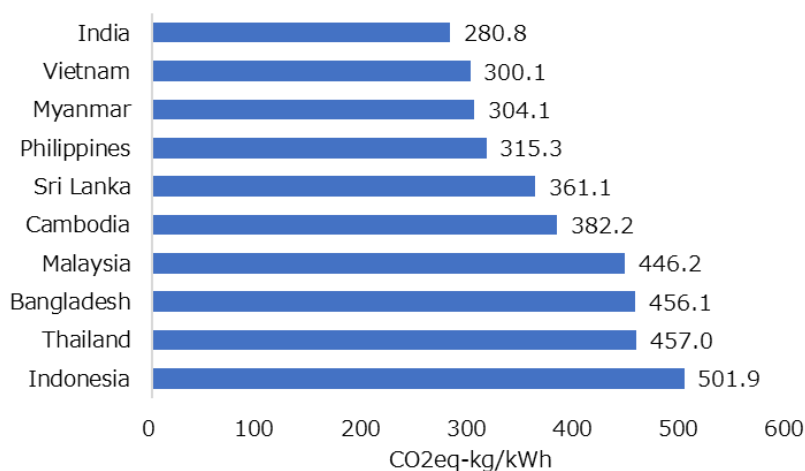


(出所) 日本エネルギー経済研究所による推定

図 2-51 アジア各国の電源ミックス目標における輸入依存度

#### (5) 電源ミックスの評価④ CO2 排出

最後に Environment の指標として電源ミックスからの CO2 排出の度合いを評価する。この指標は、各種電源における kWh あたりの CO2 排出量の数字を、電源ミックス目標のシェアで加重平均することで算出する。(繰り返しになるが) 本来この数字は、発電容量ではなく発電電力量のシェアで加重平均すべきであるが、ここでは発電容量のシェアを用いて算出する。図 2-52 にその算出結果を示すが、水力を含む再生可能エネルギーのシェアが大きいインドやベトナム、ミャンマーにおける排出度合いが低く、化石燃料への依存度が大きいインドネシア、タイ、バングラデシュなどの CO2 の排出度合いが高い水準となっている。



(注) kWh あたりの CO2 排出単位と発電容量のシェアを元に加重平均で算出

(出所) 日本エネルギー経済研究所による推定

図 2-52 アジア各国の電源ミックス目標における CO2 排出度

(6) まとめ

上記の4つの指標について、各国相互の相対的な評価を行う。ここでは、対象の10か国の中で、全体の1~2位に当たる国を「A」、3~4を「B」として順番にランクをつけ、最後の9~10位に当たる国を「E」として整理したのが表2-8である。このランキングは、あくまで対象の10か国の間での相対的な評価であるため、「A」~「E」の評価は必ずしも絶対的な評価ではないことに注意が必要である。表中、カンボジアとバングラデシュ、マレーシアは、「A」ないし「B」に相当する指標がなく、全体的に低位な評価となっており、既存の電源開発計画には改善の余地がありそうである。他方、ベトナムやインド、フィリピンなどは、相対的にみてバランスの取れた電源開発計画が作成できているといえる。

表 2-8 アジア各国の電源ミックスの評価のまとめ

Country	Economic efficiency	Diversity	Import dependence	CO2
Bangladesh	D	C	D	D
Cambodia	D	C	E	C
India	A	B	B	A
Indonesia	E	E	A	E
Malaysia	C	D	C	D
Myanmar	E	E	B	B
Philippines	B	A	C	B
Sri Lanka	C	B	E	C
Thailand	B	D	D	E
Vietnam	A	A	A	A

(出所) 日本エネルギー経済研究所

(空白のページ)

## 第3章 主要国のエネルギー・セキュリティ確保のための課題

### 3.1 一次エネルギー安定供給に係る課題

#### 3.1.1 基本情報

表 3-1 は、2017-2018 年時点での重点調査対象国 3 か国の基本情報を示している。人口規模ではフィリピンとベトナムが大きい。一人当たりの一次エネルギー供給量が多いのはベトナムの 0.82toe/人で、他の 3 か国には大きな差はない。一人当たりエネルギー起源 CO2 排出量は、一次エネルギー供給に占める石炭の割合が高いフィリピン、ベトナムが多く、一次エネルギー供給に占めるバイオマスの割合が高く、電源ミックスにおいても水力への依存度が相対的に高いカンボジアが低くなっている。

表 3-1 調査対象国の基本情報

	Cambodia	Philippines	Vietnam
Population (thousand)(2018)	16,250	106,600	94,580
Area (km <sup>2</sup> )	181,035	299,404	331,230
GDP per capita (US\$) (2018)	1,509	3,104	2,551
Real GDP growth (%) (2018)	7.3	6.2	7.1
Total Primary Energy Supply (million toe) (2018)	8	58	78
Total Primary Energy Supply per capita (toe/capita) (2018)	0.51	0.55	0.82
Energy self-sufficiency (%)	58	49	85
CO2 emissions from fuel consumption (Mt) (2018)	10.8	126.5	191.2
CO2 emissions per capita (t/capita) (2018)	0.7	1.2	2.0

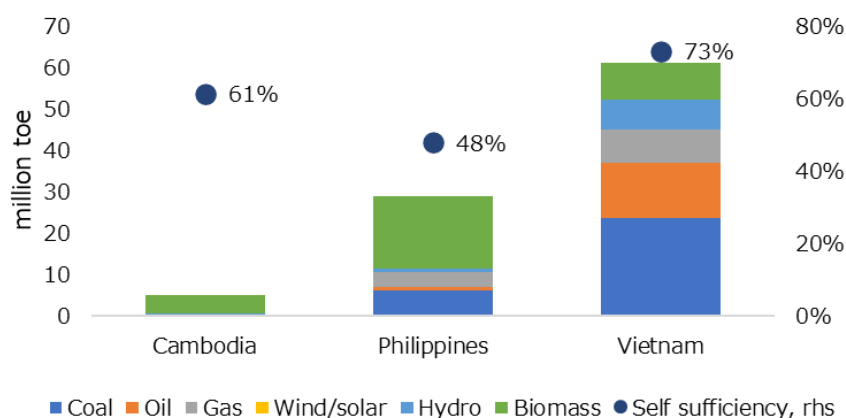
(注 toe: tons oil equivalent; Mt: million tons)

(出所) International Monetary Fund, *World Economic Outlook Database*; International Energy Agency, *World Energy Statistics and Balances 2019*; International Energy Agency, *CO2 Emissions from Fuel Combustion*

#### 3.1.2 自給率

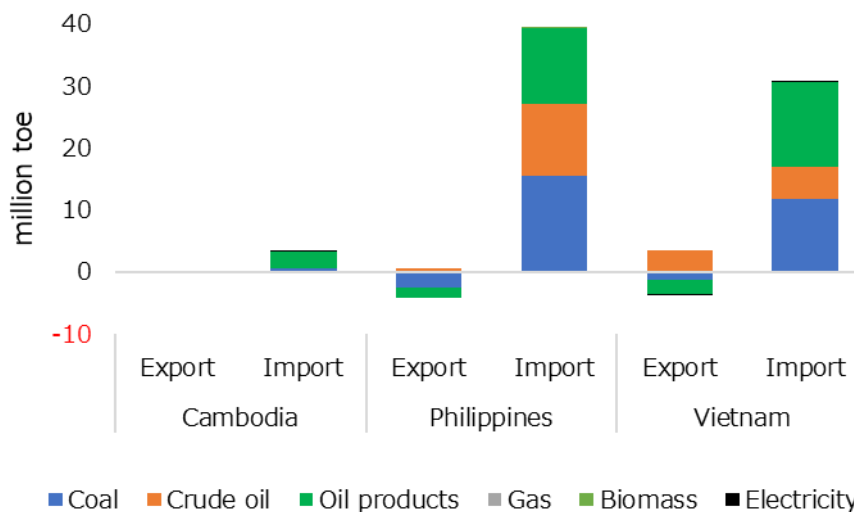
エネルギーの自給率という観点では、3 か国ともエネルギーの輸入国である。比較的自給率が高いベトナムで自給率は 73%となっており、カンボジアとフィリピンのエネルギー自給率は、それぞれ61%、48%である (図 3-1)。ベトナムはエネルギー資源国でもあり、石炭、石油、天然ガスを生産している。原油については、輸入と輸出の双方がなされているが、これはベトナムの原油は品質が良いため (硫黄分が低いため) 国際市場において高値で販売することができ、その代わり安価な低品質の中東原油を輸入して精製した方が、経済性が良いからである。フィリピンにおいても石炭とガスが生産されているが、天然ガスについては主力 Malampaya ガス田の生産の減退が進んでいるため、今後自給率は低下する見込みである。図 3-2 は対象国のエネルギー輸出入量と自給率を示しているが、フィリピンを除くと石油製品の輸入が多い。これらの国々においては、国内の石油需要が増加する一方で、巨額の投資が必要となる製油所の建設が進んでいないためである。各国とも、

今後エネルギー需要の拡大が予想される中、国内資源の開発が伸び悩んでおり、今後の需要の伸びの多くの部分を輸入エネルギーで賄わざるを得ない。その中では、化石燃料の中でも相対的に温室効果ガスの排出が少なく、また近年多様な供給源（北米、オセアニア、東南アジア、ロシア、中東、東アフリカなど）において新規案件が検討されている LNG の導入も、有力なオプションの一つとなる。



(出所) IEA, *World Energy Balances 2020 edition*

図 3-1 調査対象国の国内エネルギー生産量と自給率（2018 年時点）



(出所) IEA, *World Energy Balances 2020 edition*

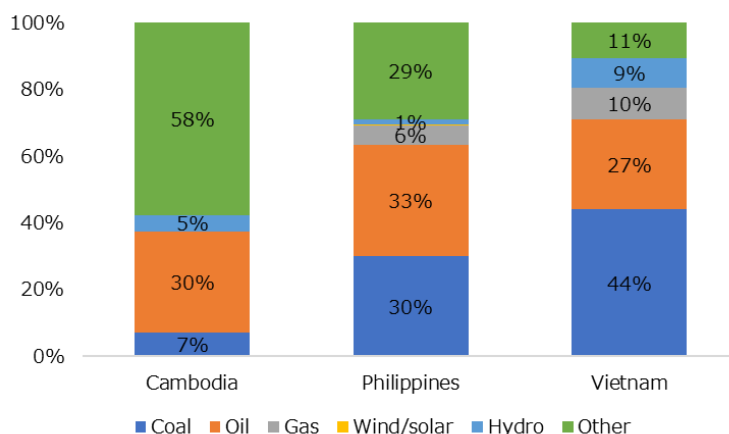
図 3-2 調査対象国のエネルギー輸出入（2018 年時点）

### 3.1.3 エネルギー源の多様化

次に、多様化動向に関して、図 3-3 に 2018 年時点での対象国の一次エネルギー供給とその構成を示す。フィリピンについては相対的にエネルギー源の多様化が進んでいるが、ベトナムについては石炭、カンボジアに関してはバイオマスへの依存度が高いことがわかる。



今後さらに一次エネルギー供給の多様化を進める上では、各国とも太陽光や風力といった再生可能エネルギーや天然ガスの利用度が少ないため、これらのエネルギーの導入を進めていくことで、石油や石炭への依存度を低減し、さらにバランスの取れたエネルギー・ミックスを実現することができる。

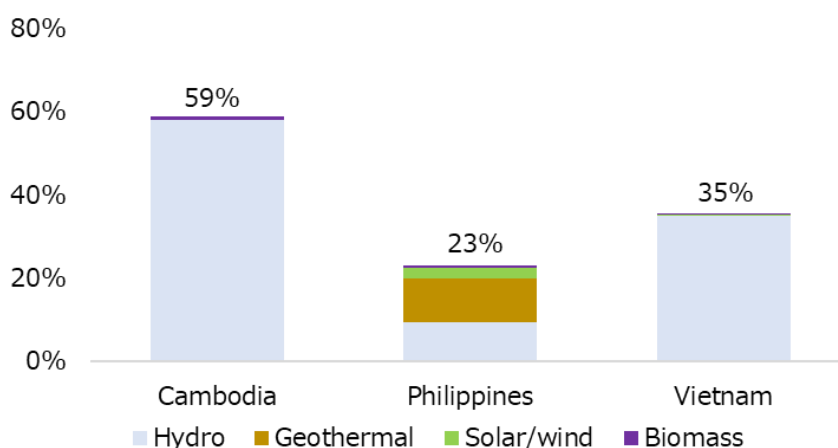


(出所) IEA, *World Energy Balances 2020 edition*

図 3-3 調査対象国の一次エネルギー供給ミックス (2018 年時点)

### 3.1.4 低炭素化動向

対象国の低炭素化動向について、まず電力部門についてであるが、図 3-4 に示す通り、発電電力量に占める非化石電源のシェアは、一番低いフィリピンでも 25%となっている。フィリピンを除き、各国とも非化石電源のほとんどが水力発電である。今後国内の電力需要が大きく伸びていく中では、化石燃料を用いる火力発電に対しても一定程度依存していかなければならないため、各国の非化石電源のシェアは低下する可能性がある。



(注) 図中の数値は非化石電源による発電電力量のシェアの総和

(出所) IEA, *World Energy Balances 2020 edition*

図 3-4 調査対象国の電力量に占める非化石電力のシェア (2018 年)

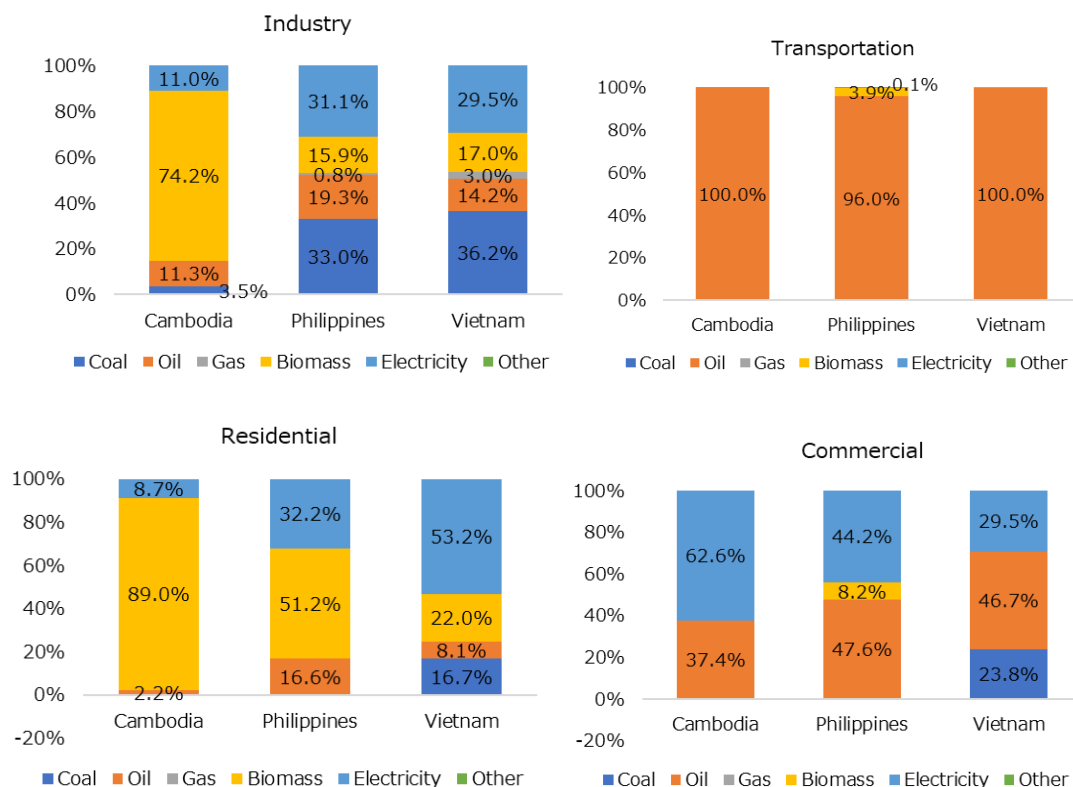
次に、図 3-5 に、産業・輸送・家庭・商業部門のエネルギー供給構成を示す。産業部門のエネルギー供給構成では、伝統的バイオマスに大きく依存するカンボジアを除く 2 か国では、化石燃料（石炭・石油・ガス）のシェアがいずれも 50%を越えている。産業部門は大量の熱を必要とするという性質上、ほかの部門と比べて低炭素化を進めていきにくい分野ではあるものの、現在利用されている石炭や石油を天然ガスへ転換することができれば、相対的に CO<sub>2</sub> の発生を抑制していくことができる。その意味では、いずれの国においても、産業部門におけるガス転換による低炭素化の余地は大きい。

輸送部門では、石油が圧倒的なシェアを有しており、少なくとも最新の統計が入手可能な 2018 年時点では、これらの重点調査対象国では、低炭素化はほとんど進んでいないといってよい。輸送部門における低炭素化を進めていく上では、電気自動車や燃料電池自動車といったいわゆる電動車の普及を進めていく必要があるが、相対的に高い車体価格の問題や、給電・給水素のためのインフラ整備という課題を克服してかなければならない。総体的に国民所得が低い、これらのアジア対象国で輸送部門の脱石油と低炭素化を進めていくのは必ずしも容易ではない。

家庭部門のエネルギー利用構成は、国によって大きく異なる。依然として薪炭などの伝統的バイオマスの利用が多いカンボジアなどでは、当面は低炭素化もさることながら、LPG の普及拡大など商業的エネルギーの利用を進めていくことが、エネルギー政策上の優先課題となろう。ある程度商業的なエネルギーの利用拡大が進んでいるフィリピンやベトナムでは、家庭部門の低炭素化を進めていくためには、電化をさらに推進することで、家庭部門における化石燃料の利用を徐々に抑制していく必要がある。

最後に、商業部門においては、比較的電化が進んでいることもあり、電源構成を低炭素化していくことができれば、商業部門全体のエネルギー供給の低炭素化にも大きく寄与する。また、4 か国とも石油の依存度が比較的高いが、その多くが調理用の燃料であると推測されるため、これを天然ガスへと転換させていくことができれば、さらに低炭素化の効果を積み上げることができる。

以上のように、多様性、自給率、低炭素化という観点では、発電、産業、民生分野において、現時点ではまだ利用量が少ない風力や太陽光などの再生可能エネルギーの活用を図るとともに、少なくとも移行期における低炭素エネルギー源として天然ガスの利用促進を図ることが、これらの 3 か国のエネルギー・セキュリティ確保にとって、大きな貢献効果をもたらすといえる。



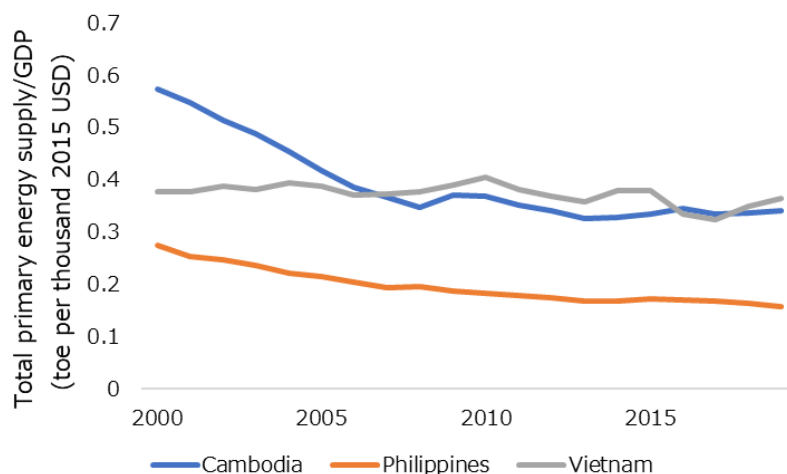
(注) カンボジアの産業部門における Biomass のシェアが大きいが、Economic Research Institute for ASEAN and East Asia (ERIA) の推定値 (2015 年時点) では、この数字よりも低く、58%となっている。Economic Research Institute for ASEAN and East Asia (2016), *Cambodia National Energy Statistics*, p. 31 and p. 44

(出所) IEA, *World Energy Balances 2020 edition*

図 3-5 調査対象国の非電力部門のエネルギー供給シェア (2018 年)

### 3.1.5 エネルギー集約度

最後に、調査対象国のエネルギー集約度 (Energy intensity) について概観する。各国のエネルギー集約度の推移を下図に示す。絶対的な集約度の水準では、フィリピンの値が最も低く、効率的にエネルギーを利用している。カンボジアとベトナムに関しては、以前はカンボジアの集約度が高かったものの、近年は両者の集約度の値は伯仲している。過去のトレンドについてみてみると、フィリピンは一貫して集約度の低下がみられ、年々エネルギーの利用が効率的になっている。他方、ベトナムは 2000 年以降の集約度の数字に大きな改善は見られない。カンボジアについては 2008 年ごろまでは改善がみられたものの、それ以降は改善傾向が停滞している。



(出所) IEA, *World Energy Balances 2020 edition*

図 3-6 調査対象国のエネルギー集約度 (2000 年～2018 年)

国別にみても、カンボジアについては、2008 年以降、集約度の水準が停滞しているが、この時期はカンボジアにおける化石燃料の利用度が上昇し始めた時期と重なっている。カンボジアでは 2000 年から 2008 年にかけて一次エネルギー需要に占める化石燃料のシェアが 21%から 28%まで上昇しているが、その後この上昇のペースが上がり、2018 年には 49%にまで上昇している。この化石燃料への依存度が高まるとともに、非効率な石炭の利用が増加することで、全体のエネルギー利用効率の改善が停滞した可能性がある。ただ、カンボジアにおいては、エネルギー利用効率の改善は重要な政策課題としてみなされており、2013 年には EU と協力して、*National Policy, Strategy, and Action Plan on Energy Efficiency in Cambodia* を作成しており<sup>45</sup>、2020 年には ERIA と共に *Energy Efficiency and Conservation Master Plan* を作成するなど<sup>46</sup>、その改善に対する努力を続けている。

フィリピンについては、堅調なエネルギー利用効率の改善がみられているが、その一つの理由は、フィリピンのエネルギー市場が自由化されており、国内のエネルギー価格が市場メカニズムに基づいて決まるため、省エネルギーのインセンティブがより強く作用するためである。加えて、フィリピン政府のエネルギー利用効率改善の取り組みももう一つの理由である。フィリピン政府は、2013 年に「*Philippine Energy Efficiency Roadmap*」を公表しており<sup>47</sup>、2011 年から 2030 年までの間に最終エネルギー消費量を 10%削減する目標を掲げている。またこの Roadmap の中では、2030 年までに、産業、輸送、商業用建物、

<sup>45</sup> Royal Government of Cambodia, *National Policy, Strategy, and Action Plan on Energy Efficiency in Cambodia*. May 2013. [https://data.opendatacambodia.net/laws\\_record/national-policy-strategy-and-action-plan-on-energy-efficiency-in-cambodia/resource/649b99b2-4c59-484f-97f6-06cb88e22922](https://data.opendatacambodia.net/laws_record/national-policy-strategy-and-action-plan-on-energy-efficiency-in-cambodia/resource/649b99b2-4c59-484f-97f6-06cb88e22922). Accessed on 28 November 2021.

<sup>46</sup> Economic Research Institute of ASEAN and East Asia, *Energy Efficiency and Conservation Master Plan in Cambodia*, July 2020. <https://think-asia.org/bitstream/handle/11540/12326/Energy-Efficiency-and-Conservation-Master-Plan-of-Cambodia.pdf?sequence=1>. Accessed on 28 November 2021.

<sup>47</sup> Department of Energy of the Philippines, *Philippine Energy Efficiency Roadmap*. December 2013. [https://policy.asiapacificenergy.org/sites/default/files/energy\\_efficiency\\_and\\_conservation\\_roadmap2014-2030.pdf](https://policy.asiapacificenergy.org/sites/default/files/energy_efficiency_and_conservation_roadmap2014-2030.pdf). Accessed on 28 November 2021.

家庭用需要で、2030年まででエネルギー集約度を40%改善する目標を掲げている。具体的には、車両の燃費基準や、道路通行税、産業用機器の利用効率基準、などの政策が含まれている。こうしたロードマップやアクションプランなどの政策的な取り組みも、フィリピンの堅調なエネルギー原単位の改善を実現させる。

ベトナムについては、2000年以降の集約度の改善が、他の二か国と比べて少ないが、これは発電部門や鉄鋼・セメントなどの産業部門において、非効率な石炭の利用が多いことがその一因として挙げられる。そうした産業の企業が国営組織であるという点も、省エネ技術の導入が遅れている理由であるとする見方もある<sup>48</sup>。政策的な取り組みとしては、2006年にVietnam National Energy Efficiency Programが策定されており、同プログラムはその後改訂されることで（最新版は2018年に改訂されている）、ベトナムのエネルギー効率改善政策の主要文書と位置付けられている。

## 3.2 電力の安定供給に係る課題

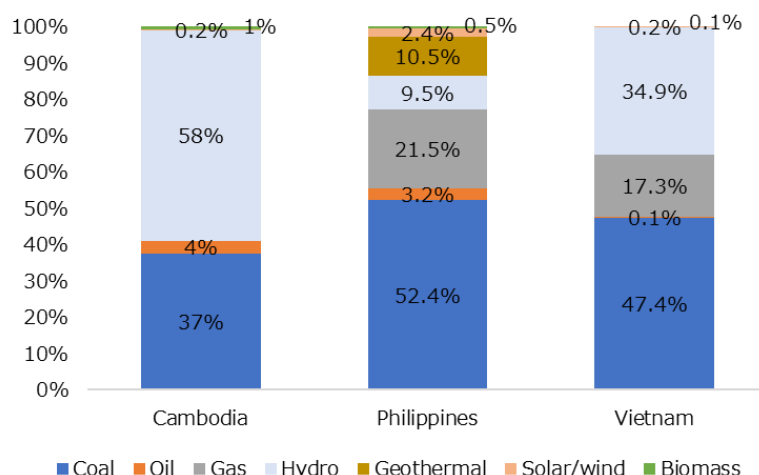
本節では、調査対象国における電力の安定供給に係る課題について、関連する先進国の事例も交えながらまとめていく。

### 3.2.1 電源構成における多様性の確保

図3-6に2018年時点の重点対象国の発電電力量の構成を示す。いずれの国も最大の電力供給源に4割以上を依存しており、電源構成の多様化という観点では、課題を抱えている。ただその中でも比較的分散化が進んでいるのがフィリピンである。フィリピンは電力供給の半分を石炭に依存しているが、その他の電力供給は天然ガス、水力、地熱とバランスが取れている。他方、カンボジアについては、水力と石炭と2つの電源に9割以上の電力供給を依存するやや偏った電源ミックスとなっている。

---

<sup>48</sup> Nikos Tsafos and Lachlan Karey, Energy Transition Strategies Vietnam's Low-Carbon Development Pathway, July 2020. [https://csis-website-prod.s3.amazonaws.com/s3fs-public/publication/200731\\_EnergySecurity\\_Vietnam\\_FullReport\\_v4\\_WEB%20FINAL\\_1.pdf](https://csis-website-prod.s3.amazonaws.com/s3fs-public/publication/200731_EnergySecurity_Vietnam_FullReport_v4_WEB%20FINAL_1.pdf). Accessed on 28 November 2021.

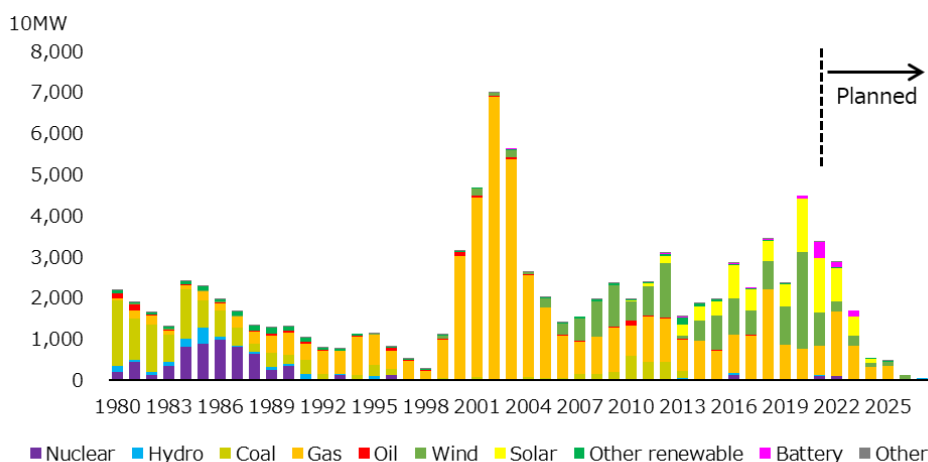


(出所) IEA, *World Energy Balances 2020 edition*

図 3-7 調査対象国の発電電力量 (2018 年時点)

現在、多くのアジア各国では、電力システム改革を行う国が増えている。こうした場合、市場取引で利益が得られる電源種が限定され、特定のエネルギー源に電源投資が集中することがある。例えば、2000 年代前半には先進諸国の多くで **Dash for Gas** と呼ばれる大量のガス火力投資が行われた。その後、リーマンショック後に電力需要が低迷したことと、政府による再生可能エネルギー発電促進政策により再生可能エネルギー発電投資への偏りが生じた。図 3-7 は米国における電源種別の電源新設状況であるが、2000 年代前半はほとんどの発電投資がガス火力となっていた。卸電力市場による自由化を採用したシンガポールでも石油火力発電が中心であったものが一部再エネを除きガス火力へ転換が進み、その結果として発電所の稼働率が低くなり、ガス火力発電の固定費回収が困難になったことはよく知られている。今後これら 3 か国において電力システム改革が行われる場合には、そうした特定の電源に投資が集中しないよう配慮することが大きな課題となる。

また、電源の低炭素化を目指す英国では、非同期再生可能エネルギー発電の導入拡大に伴う慣性力低下や安定電源としての役割を考慮し、原子力発電を **FIT-CfD (Feed in tariff – Cash for Difference)** という枠組みで買い取る契約を通じて原子力発電投資を促す施策を採用しているが、電源多様化の観点から特定の電源種に政策的支援を与えることも重要である。電源の低炭素価値や供給力の弾力性・電圧安定化への貢献等、未だ十分に価値化されていない電源の価値も多く存在することから、いたずらに kWh 価値の安さのみを指標とする市場原理のみを重視すべきではないと考える。



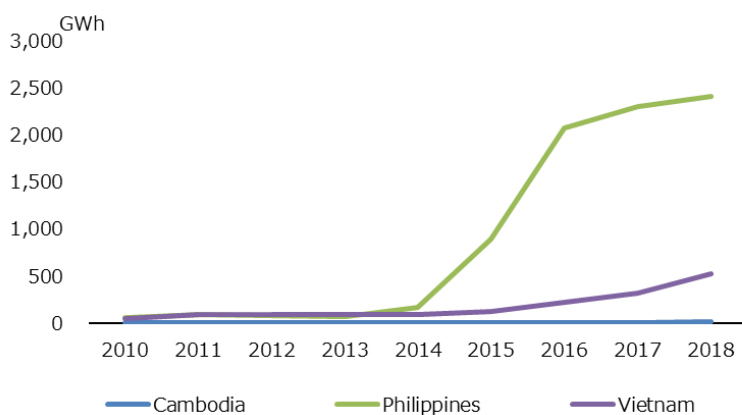
(出所) U.S. Energy Information Administration, “Preliminary Monthly Electric Generator Inventory” August 2020

図 3-8 米国における電源種別電源新設状況と見込み

### 3.2.2 変動型エネ増加に伴う系統不安定化

#### (1) 変動型再生可能エネルギーの導入状況

3 か国におけるいわゆる変動型再生可能エネルギーの電力量の動向を示したのが、図 3-8 である。2010 年代半ばから、フィリピンにおける電力量が大きく伸びているが、これは同国で 2012 年 7 月に固定価格買取制度 (Feed-in-tariff: FIT) が導入されたことによる。その他の国においては、再生可能エネルギーの導入量は依然低調であるため、当面系統不安定化の問題が起きそうなのはフィリピンになると考えられる。



(出所) IEA, “Energy Balances of the World 2020”

図 3-9 調査対象国における変動型再生可能エネルギー（風力・太陽光）の電力量

#### (2) 系統連系要件の整備

変動型再生可能エネルギー発電を導入するにあたっては、周波数の維持・電圧安定化に

向けた系統連系要件を整備した上で、その導入を進めることが重要である。日本でも、2016年に系統事故によって周波数が低下した際に、僅かな周波数低下に対して早期に脱落した太陽光発電があったため、系統事故の規模に比して周波数低下幅が大きくなった事象が発生した。これは周波数低下リレーの設定値の問題であるが、技術要件を定めている規定が幅を持った値とされており、必ずしも下限値に設定されていなかったことによるものである。このため、2019年5月に考え方が整理され、各地域で定めた周波数低下リレーの値に各発電設備が見直されることになった。さらに、再生可能エネルギー発電の大量導入に向けて、2020年9月から電力広域的運営推進機関で非同期型再生可能エネルギー発電の系統連系要件の見直しの検討が開始された。

再生可能エネルギー発電の導入が拡大した欧州では、EU 電力規則の「COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631, a network code on requirements for grid connection of generator」において、各国が整備すべき発電設備の系統連系要件が定められ、各国が国内法化を進めている<sup>49</sup>。その中では1) 運転可能範囲（周波数・電圧）、2) 電力品質（電圧フリッカ、高調波、電圧ゆらぎ）、3) 電圧制御のための無効電力供給、4) 周波数制御、5) 系統故障時のふるまい（保護機能、事故時運転継続機能）、6) 有効電力変化制限（特に並列後・解列前）、7) シミュレーションモデルの提供（系統故障時の過渡応答解析用）、8) 有効電力マネジメント（需給調整、系統安定化用）、9) データ伝送（監視、有効電力制御、調整力指令）、10) 保護機能（発電機保護、系統への事故波及防止）について規定されている。

米国でも、連邦エネルギー規制委員会が2016年6月に発表した「Order No. 827」において、非同期発電機への無効電力要件が定められており<sup>50</sup>、2018年2月に発表した「Order No. 842」では、同期機・非同期機に関わらず（原子力を除く）、一時周波数応答（調定率5%、デッドバンド±0.036Hz）を供することを接続要件とすることが規定される等<sup>51</sup>、変動型再エネの高度化に関する規程の整備が進められている。

こうした変動型再生可能エネルギー発電の高機能化は、再生可能エネルギー発電の導入拡大によりいずれかの段階で必要になるものであり、既に幾つかの国・地域では実装されていることからアジア各国でも導入可能だと考えられる。

### (3) 慣性力低下への対応

アイルランド、英国、米国テキサス州の ERCOT、北欧及びオーストラリアでは非同期型再生可能エネルギー発電の導入拡大による慣性力（Inertia）の低下が問題になっている。これらの国・地域は、同期系統の規模が小さく、非同期型再生可能エネルギー発電の増加で系統事故に伴う周波数の低下速度（RoCoF：Rate of Change of Frequency）が大きくな

<sup>49</sup> European Commission, “COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631, a network code on requirements for grid connection of generator” April 2016. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN>. Accessed on 17 January 2021.

<sup>50</sup> Federal Energy Regulatory Commission, “Order No. 827” 16 June 2016.

[https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/E-1\\_68.pdf](https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/E-1_68.pdf). Accessed on 17 January 2021.

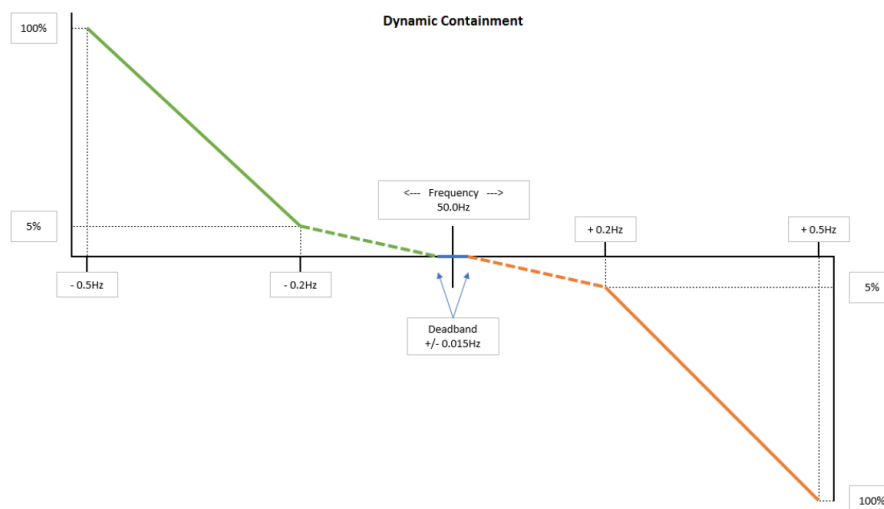
<sup>51</sup> Federal Energy Regulatory Commission, “Order No. 842” 15 February 2018.

<https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-06/Order-842.pdf>. Accessed on 17 January 2021.



り、発電機が装備している RoCoF リレー（周波数の変化率が一定値を超えると発電機を停止させるリレー）の設定値を超えて大規模停電を招くリスクが高まっている。この RoCoF リレーは、通常 2 Hz/秒程度に設定されているが、英国では古い自家発電設備の RoCoF リレーが 0.125Hz/秒であったり（現在は 1 Hz/秒）、アイルランドの再生可能エネルギー発電の RoCoF リレーが 0.5Hz/秒と設定されていた（現在は 1 Hz/秒へ変更）ため早期に問題化したものである。

アジアには島国が多く、単独での系統規模が小さい。そうした国・地域で非同期型再生可能エネルギー発電の導入が拡大すると、同様に慣性力の問題が顕在化する可能性がある。この慣性力への対策は難しく、慣性力の低下が予見される場合には、容易に非同期型再生可能エネルギー発電の抑制ができるよう、再生可能エネルギー発電の買取条件を定めておくか、そうでなければ応答性の速い蓄電池を準備する必要がある。英国では、2020 年 10 月から Dynamic Containment という周波数応答の調達を開始されたが、これはデッドバンドを  $\pm 0.015\text{Hz}$  とし、 $\pm 0.2\text{Hz}$  で登録出力の 5%を維持、 $\pm 0.5\text{Hz}$  に達した場合に最大 1 秒でフル応答することが求められる（遅くとも 0.5 秒で応答開始）。また周波数の計測は 0.05 秒間隔である必要がある。National Grid ESO は、現在 25 万 kW の調達を行っているが、2021 年には 100 万 kW へ拡大する方針を示している。これまでのところ Dynamic Containment へ応札しているのは全て蓄電池である。



(出所) National Grid ESO, “EBGL Article 26: Proposal for Defining and Using Specific Products for balancing energy and balancing capacity”

図 3-10 Dynamic Containment の応答設計

慣性力低下対策としては、同期調相機や調相設備（STATCOM 等）の設置も考えられるが、これらの設備は、本来は電圧対策設備であり、慣性力と電圧調整の組み合わせで商品設計する必要がある。しかし、電圧提供に関する価値化は、先進諸国でも難しく、英国で 2020 年 1 月に Stability Pathfinder プロジェクトとして慣性力維持、電圧管理及び系統安

定度維持という複数の用途で6年契約を結んだ事例<sup>52</sup>しか実現していない。この慣性力低下の問題は、特にアジアにおいてはまだ十分な認識がなされておらず、今後の再生可能エネルギーの導入の促進にあたっては、この分野で先行する先進国での事例を参考にしながら効果的な対応策を講じていく必要がある。

### 3.2.3 電力国際融通等の観点からのリスク軽減

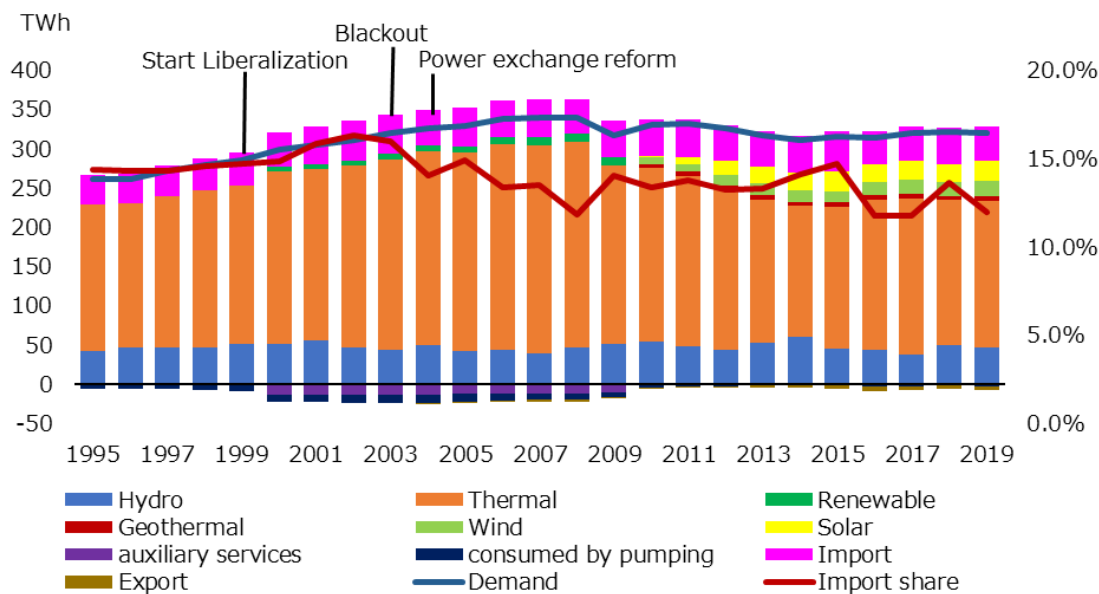
異なる国や地域を連系線で結ぶことには幾つかのメリットがある。石炭火力や原子力発電等のスケールメリットのある電源の開発においては、複数の国・地域で利用可能とすることで電源開発を進めやすくなる。ガス火力についても、LNG 設備を使用するガス発電の場合、LNG 基地に付随して設置するガス火力発電機の機数を増やすことでスケールメリットを享受することができる。また再生可能エネルギー発電についても、気象条件で出力が変動するため、受電可能な系統規模を大きくすることで出力変動を吸収しやすくなる。

その一方で、化石燃料を大きく輸入に依存しており、かつ化石燃料の購入価格が他国に比べ高価になっている場合、国際連系線の容量を大きくすると電気の輸入量が増加し、国内の電力産業を経営的に圧迫する結果を招くことがある。例えばイタリアの場合、化石燃料を輸入に依存しているが、ガスの供給においてもガス生産国からみても遠方に属する国になることから、他国よりもガスの輸入価格は高くなりやすい。その一方で国際連系線を介した電気の輸入には関税や追加的託送料金の課金が無いため、他国でのガス発電からの電気を輸入する方が、イタリアでガス発電を行うよりも安価になる。そのため、電力自由化を進めた結果、イタリアの電気の輸入依存度が高まる結果となった。2003年に発生したイタリア大停電は、電気の輸入が高まる中で国際連系線の事故により大停電に至ったものであり、その意味では、国際連系線を結んだことで、電力の供給セキュリティがより脆弱になってしまったといえるかもしれない。なお、イタリアではその後、取引システムの見直し等を通じて地域別の卸価格形成を細分化することで、安価な輸入価格が全国へ波及することを防止したこと、国内で太陽光発電の導入が進んだことから、電気の輸入依存度はやや低下している（図 3-11）。

国際的な連携性を整備する上では、連系する国・地域が、異なった卸電力取引の仕組みを採用している場合も注意を要する。例えば、フィンランドとロシアは国際連系しているが、元々フィンランドがロシアから電気を輸入していたのに対し、電気の輸出入を自由化した結果、逆にフィンランドは、ロシアに対し電気を輸出するポジションへと転換した。これは、ロシアでは電力市場が自由化されており、容量市場も整備されているが、フィンランドにはそうした容量市場が無いため、フィンランドからロシアへ電気を輸出する場合、通常の限界原理で決まる kWh 単位の卸取引に加え、追加的に容量価値（供給力としての kW 価値）も受け取ることができるため、フィンランドが輸出ポジションと転換したのである。

---

<sup>52</sup> Drax Generation Enterprise、Rassau Grid Services、Deeside Power (UK)、Uniper UK、Statkraft UK が落札した。



(注) 2013 年版報告書なし、2000 年～2003 年の輸入は純輸入

(出所) Terna, “Provisional Data on Operation of the Italian Power System” 各年版

図 3-11 イタリアにおける発電量・電力消費量

アジアにおいて各国間での国際連系を行う場合には、相対契約を結ぶことが多いため、こうした市場取引の仕組みによる問題は生じる可能性は低い。しかし、カンボジアやベトナムなどにおいて、将来的に国際的な卸電力取引の自由化を進めようとする場合には、各国間の取引の仕組みを揃えることも検討する必要がある。

### 3.2.4 脱石炭火力に伴う問題

多くのアジア諸国では、低コストの燃料調達ができる石炭火力発電への投資計画を抱える国が多い。しかしその一方で、石炭火力発電への投資に対する融資に慎重な姿勢を示す金融機関が増えていることや、地元の反対リスク、再生可能エネルギー発電のコスト競争力の向上等で石炭火力発電投資に関するリスクが高まっているという報告書が増えている<sup>53</sup>。このため、既述のような手法に基づいて最適な電源構成を特定しても、その最適な構成から石炭火力の比率を下げ、再生可能エネルギーの導入を増やす方向に政策転換する国が増える可能性がある。なお欧州や米国では、再生可能エネルギー発電の系統連系要件を系統安定化に貢献する要件に設定する国・地域が増えているが、アジア各国では未導入である。このため、多くのアジア諸国では、石炭火力の有する系統安定化機能（周波数安定化や電圧安定化）が価値として評価されないまま、kWh コストが比較されている。このた

<sup>53</sup> 例えば、InfluenceMap 「アジアにおける石炭火力発電所への投資リスクの分析」（2019 年 10 月）  
<https://influencemap.org/site/data/000/420/%E3%82%A2%E3%82%B8%E3%82%A2%E3%81%AB%E3%81%8A%E3%81%91%E3%82%8B%E7%9F%B3%E7%82%AD%E7%81%AB%E5%8A%9B%E7%99%BA%E9%9B%BB%E6%89%80%E3%81%B8%E3%81%AE%E6%8A%95%E8%B3%87%E3%83%AA%E3%82%B9%E3%82%AF%E3%81%AE%E5%88%86%E6%9E%90.pdf>. Accessed on 17 January 2021.

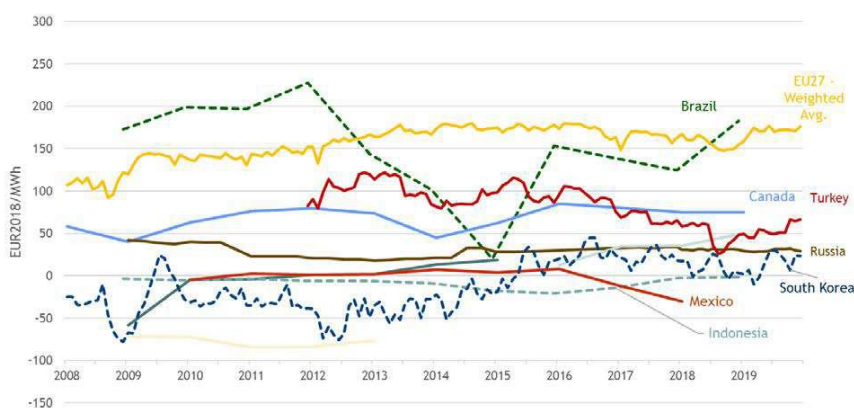
め、再生可能エネルギー発電の導入拡大を進めると、電圧調整器の設置等といった追加的な系統対策費用が必要になる。

さらに、脱石炭を進めることによる発電コストの上昇も大きな課題である。図 3-12 と図 3-13 は、主要国・地域における住宅用電気料金と卸電力価格の価格差を分析したものであるが、中国やインドネシアでは、住宅用の電気料金が安価に設定されているため、住宅用電気料金から卸電力価格を差し引いた差額がマイナス（住宅用料金が卸価格よりも安い）となっている。他のアジア各国も同様の傾向にあり、今後脱石炭によって発電費用が上昇していけば、電気事業全体の収支をさらに悪化させる要因となる。このため、脱石炭火力を進めるのであれば、その供給費用を反映させた電気料金体系への転換を進めなければならない。韓国等も、従来は住宅用電気料金を安価に設定していたが、徐々にそのバランスを修正させてきており、アジア諸国においても類似の対応が必要になろう。



(出所) European Commission, “Study on energy prices, costs and their impact on industry and households,” p. 75

図 3-12 EU、日本、米国、中国の住宅用電気料金と卸価格の差

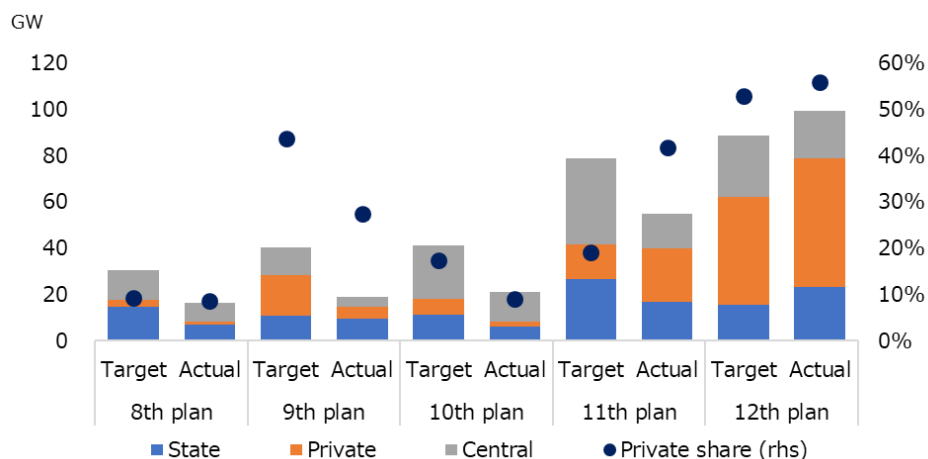


(出所) European Commission, “Study on energy prices, costs and their impact on industry and households,” p. 76

図 3-13 EU とその他 G20 諸国の住宅用電気料金と卸価格の差

### 3.2.5 計画の実現性

最後に、アジア各国では、様々な国の支援を受けながら最適電源構成見通しの作成に向けた分析手法を採用している国が増加している。その一方で、そのような最適電源構成見通しを作成しても、実際にそれを実現できるかどうかという課題も存在する。例えば、インドは5年毎に向こう5年間の電源種別の発電投資と送電投資を特定化するため5ヵ年計画を策定しているが、過去の5ヵ年計画では、図3-14に示す通り、目標値（Target）に比べて実現した発電投資（Actual）が大きく下回るものが多かったことが分かる。実際に、この計画と実績との格差が、インドの電力不足を引き起こした原因となった。インドでは、電力システム改革によって、送配電部門の分離や送配電網へのオープンアクセスが認められており、発電部門は、7年間以上の配電会社との購入契約を結び、1～5年間の供給については、DEEP（Discovery of Efficient Electricity Price）と呼ばれる入札を通じた配電会社による発電調達が行われ、それよりも短期の取引は相対や India Energy Exchange や Exchange India Limited といった卸電力取引所で売買することが可能となっている。こうした取引制度や市場のあり方が、近年増加しつつある民間資本による投資の呼び込みには重要となる。



（出所）Central Electricity Authority, "Draft National Electricity Plan (Volume 1) Generation", December 2016

図3-14 インドの5ヵ年計画の目標と実施状況

(空白のページ)

## 第4章 ベトナムにおける課題分析と支援策

### 4.1 エネルギー需給概要

#### 4.1.1 一次エネルギー供給

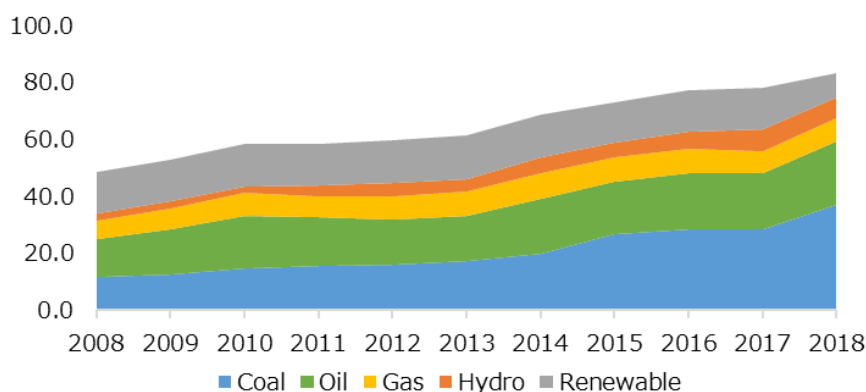
##### (1) 総供給量

ベトナムの2018年における一次エネルギー供給量は、83百万石油換算トン（million tons equivalent: mtoe）であり、2008年の供給量である49 mtoeと比較すると、この10年間で60%増加するなど非常に高い伸びを示している（表4-1および図4-1）。2018年時点でのエネルギー源別のシェアでは、石炭が44%と最も大きく、石油が27%と続き、再生可能エネルギーが11%となっている。特に近年は、石炭のシェアがとりわけ伸びている。天然ガスは10%を占めているが、全量を自国生産で賄っているため、輸入はない。しかし、今後国内の天然ガス需要が発電用を中心に増加していくことが予想される上、国産ガスの生産量は2015年頃より停滞しているため、現在LNGの輸入が検討されている。

表4-1 ベトナムの一次エネルギー供給

	Coal	Oil	Gas	Hydro	Renewable
2008	11.7	13.4	6.4	2.2	14.7
2009	12.6	15.8	7.1	2.6	14.7
2010	14.7	18.3	8.1	2.4	14.7
2011	15.6	17.0	7.6	3.5	14.9
2012	15.8	16.0	8.3	4.5	15.0
2013	17.2	15.9	8.5	4.5	15.2
2014	19.9	19.2	9.1	5.1	15.3
2015	26.8	18.0	8.8	4.9	14.4
2016	28.5	19.5	8.8	5.7	14.7
2017	28.2	19.8	7.8	7.7	14.4
2018	36.7	22.5	7.9	7.2	9.0

（出所）International Energy Agency (IEA), *World Energy Balances 2020 edition*



（出所）IEA, *World Energy Balances 2020 edition*

図4-1 ベトナムの一次エネルギー供給

## (2) 石油

石油に関しては、ベトナムは2018年に13.2 mtoeの原油を生産しており、このうち2.5 mtoeが輸出されている。原油の輸入量は2018年にNghi Son製油所が稼働を開始したことで増加基調にあり、2019年の原油輸入量は、前年より47.1%増え、7.6 mtoeであった。なおNghi Son製油所の輸入原油は、同製油所の親会社の一つでもあるKuwait Petroleum Corporationが供給するクウェート原油である。同製油所が稼働を開始したため、ベトナムの石油製品輸入量は減少し、2017年時点で15.2 mtoeであった輸入量は、2019年時点で9.8 mtoeと約3分の2の水準にまで低下した。製品の主な輸入源は、マレーシア、韓国、シンガポール、タイ、中国となっている。

ベトナムにはDung Quat製油所とNghi Son製油所の2つの製油所がある。操業開始と原油処理能力は、はそれぞれ2009年、14.5万B/Dと2018年、20万B/Dである。Dung Quat製油所は、18億ドルを投じて原油処理能力を14.5万B/Dから19万B/Dに増強する計画があり、2021年8月の着工を予定している。Dung Quat製油所は、国産のBach Ho原油を処理原油としているが、もう一方のNghi Son製油所は、クウェート産の輸入原油を処理原油としている。2018年のNghi Son製油所の操業開始により、ベトナムの石油製品輸入は減っているが、ゼロにはなっておらず、2つの製油所で国内の石油製品需要全てを賄うまでの能力はない。

## (3) 天然ガス

天然ガスに関しては、2017年のベトナムの天然ガス生産量は、8.0Bcm (7.8 mtoe)であり、そのうち87%が国内のガス火力発電所で利用され、残りは産業部門（特に石油化学部門）で利用されている。天然ガスは沖合のガス田からパイプラインで輸送されている。10年間の国内のエネルギー需要の伸び（年率平均6%）に比べてガスの伸び率は国産ガスの生産量の制約から低水準となっており（同2%）、このガスの供給制約が石炭の利用拡大を促す一因ともなっている。ガス火力発電所は、ベトナム南部のVung Tau、Ca Mau、Dong Nai、Can Thoに立地しており、国内のガス火力の総発電容量は、7.7GWになる。第7次電源開発計画の進捗報告書によると、ガス火力発電所として承認されているものが6.8GW、計画が発表されているものが18.4GWある<sup>54</sup>。

## (4) 石炭

石炭に関しては、ベトナムは無煙炭を生産しており、2017年の石炭生産量は、21.4 mtoe（石炭換算で約3,200万トン）、石炭の輸入量は、無煙炭が2.3 mtoe（同約370万トン）、一般炭が5.4 mtoe（同約870万トン）、輸出が1.1 mtoe（同約170万トン）であった。48%の石炭が、国内の石炭火力発電所で消費されており、発電電力量構成に占める石

<sup>54</sup> Ministry of Industry and Trade, “Report on the Implementation of Progress of Power projects in the Revised Power Development Plan7,” 4 June 2019. [http://vepg.vn/wp-content/uploads/2019/06/MOIT\\_Report\\_58\\_BC\\_BCT.pdf](http://vepg.vn/wp-content/uploads/2019/06/MOIT_Report_58_BC_BCT.pdf). Accessed on 20 January 2021.



炭火力の割合は34%であった。ベトナムの石炭は、国営炭鉱の Vinacomin がベトナム北部の Red River Delta Coal Basin を中心に生産しており、日本が保安技術協力を行っている。

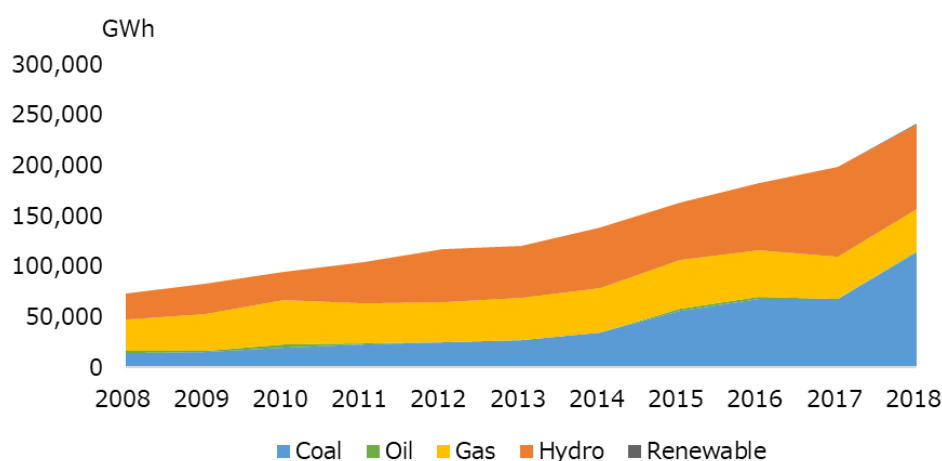
#### 4.1.2 電源ミックス

ベトナムの2018年における発電電力量は241 TWhであり、2008年の73 TWhと比較すると、この10年間で2.3倍に急増している。発電燃料は石炭が最大で約半分（47%）のシェアを占めており、その他には水力（35%）、天然ガス（17%）が続く。同国における電力需要が急速に増加しているなか、主要電源である水力発電における発電量が水位低下により減少し、電力供給を確保するために石炭火力発電が利用拡大されたことで、2017年と比較すると電源構成が大きく変化している。また、再生可能エネルギーは0.3%とまだ少ないが、2017年比で見ると62%の増加が見られており、導入が加速しつつある（表4-2および図4-2）。

表4-2 ベトナムの年次電力統計

	石炭		石油		天然ガス		水力		再エネ		合計	
2008	14,723	20.1%	1,569	2.1%	31,062	42.3%	25,986	35.4%	56	0.1%	73,396	100%
2009	14,979	18.0%	1,785	2.1%	36,358	43.7%	29,981	36.0%	72	0.1%	83,175	100%
2010	19,690	20.7%	3,410	3.6%	44,148	46.5%	27,550	29.0%	105	0.1%	94,903	100%
2011	22,429	21.6%	1,749	1.7%	38,827	37.3%	40,924	39.3%	142	0.1%	104,071	100%
2012	24,855	21.1%	372	0.3%	39,426	33.5%	52,795	44.9%	143	0.1%	117,591	100%
2013	27,192	22.6%	424	0.4%	40,862	33.9%	51,955	43.1%	144	0.1%	120,577	100%
2014	34,602	25.0%	515	0.4%	43,263	31.3%	59,841	43.2%	145	0.1%	138,366	100%
2015	56,469	34.6%	1,293	0.8%	48,147	29.5%	57,174	35.0%	194	0.1%	163,277	100%
2016	68,211	37.4%	1,910	1.0%	46,055	25.3%	65,722	36.1%	286	0.2%	182,184	100%
2017	67,558	34.0%	700	0.4%	41,020	20.6%	88,982	44.8%	399	0.2%	198,659	100%
2018	114,182	47.4%	258	0.1%	41,729	17.3%	84,125	34.9%	646	0.3%	240,940	100%

（出所）IEA, *World Energy Balances 2020 edition*



（出所）IEA, *World Energy Balances 2020 edition*

図4-2 ベトナムの発電電力量推移

### 4.1.3 低炭素化に向けた取り組み

ベトナムは気候変動に対応するために 2008 年 12 月に「気候変動に対応するための国家目標プログラム (National Target Program to Respond to Climate Change)、2011 年 12 月に国家気候変動戦略 (National Climate Change Strategy)、2012 年 9 月にベトナム国家グリーン成長戦略 (Vietnam National Green Growth Strategy) を承認した。また、ベトナムは 2015 年 9 月、UNFCCC 事務局に INDC (Intended Nationally Determined Contribution) を提出した。INDC の目標は、温室効果ガス排出量を国際支援を受けながら 2030 年までに BAU に比べて 25%削減 (国際支援を得られない場合は 8%の削減) する。2015 年 6 月時点で、ベトナムには CDM 理事会によって認定された 254 のクリーン開発メカニズム (CDM) プロジェクトがある。ベトナムはプロジェクト数で世界第 4 位にランクされており、クレジット期間中の GHG 削減量の合計は CO2 換算約 1 億 3,740 万トンに達する。254 のプロジェクトのうち、エネルギープロジェクトが 87.6%、廃棄物処理が 10.2%、再植林と植林が 0.4%、その他のプロジェクトが 1.8%となっている。

## 4.2 エネルギー政策の所管省庁

電力、新エネルギー・再生可能エネルギー、石炭、石油・ガス産業など、全てのエネルギー産業は商工省 (Ministry of Industry and Trade: MOIT) によって統括されている。MOIT はこれらエネルギー産業に関する法律、政策、開発戦略、マスタープラン、年次計画の策定ならびに首相への提出、発行・認可の責務を負い、エネルギー部門の指導・管理も行う。



(出所) Ministry of Industry and Trade, “Organizational Chart of Ministry of Industry and Trade” <https://moit.gov.vn/web/web-portal-ministry-of-industry-and-trade/organization>. Accessed on 20 January 2021.

図 4-3 ベトナム商工省の組織図

MOIT 以外のエネルギーに関連する代表的な省庁は、以下の通りである。

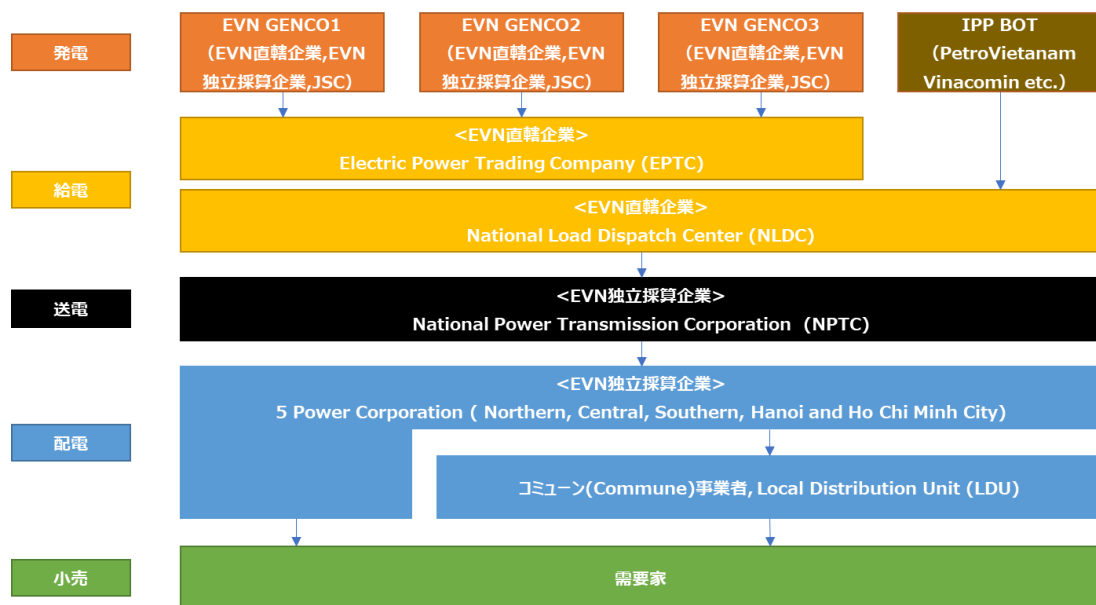
- 投資計画省 (Ministry of Planning and Investment: MPI)
  - 各省庁から提出されたプロジェクトに対して国の投資資金配分等を調整し、外資導入の調整等の権限を有する。
- 天然資源環境省 (Ministry of National Resources and Environment : MONRE)
  - 環境規制、エネルギーや環境保護に関する研究開発を担う。
- 財務省 (Ministry of Finance : MOF)
  - エネルギー関連の関税や課税を管轄する。
- 科学技術省 (Ministry of Science & Technology : MOST)
  - MOST の傘下にはベトナムの原子力関連組織として、ベトナム原子力庁 (Vietnam Atomic Energy Agency)、ベトナム原子力研究所 (Vietnam Atomic Energy Institute: VAEI)、ベトナム放射線・原子力安全機構 (Vietnam Agency for Radiation and Nuclear Safety) がある。

### 4.3 エネルギー供給企業

#### 4.3.1 電力

ベトナム電力総公社 (EVN) は、ホールディングス企業として主要発電所、給電指令所、送電会社、配電会社等を保有・管理している。子会社の形態は、EVN が 100% 保有し予算も EVN が割り振る「直轄企業」、EVN が 100% 保有するも独立採算形式をとる「独立採算企業」(GENCO1~3 等)、及び EVN が部分的に株式を保有する株式会社「Joint Stock Company (JSC)」に分けられる (図 4-4)。

- 電力取引会社 (Electric Power Trading Company: EPTC)
  - EVN 直轄企業の EPTC は電力売買契約 (PPA) 締結など EVN の電力取引にかかる窓口の役割を担う。
- 中央給電指令所 (National Load Dispatch Center: NLDC)
  - EVN 直轄企業の NLDC は、北部・中部・南部の各地域にある「地域給電指令所」と調整を取りつつ系統運用を行っている。主要業務は 110kV、220kV、500kV 系統の運用や発電所への運転指令でありベトナム全土における需給調整の要である。
- 国家送電会社 (National Power Transmission Corporation: NPTC)
  - EVN 独立採算企業の NPT はベトナム全体の 220-500kV 送電設備を保守・運用管理しており、送電設備の拡充計画や増強計画などの建設投資も請け負う。
- 配電・小売事業者 (Power Corporation: PC)
  - EVN 独立採算企業である PC5 社 (①北部配電会社、②南部配電会社、③中央配電会社、④Ho Chi Minh City 配電会社、⑤Ha Noi City 配電会社) が地域別に設置され、各地域の需要家や Commune 事業者へ電力を供給している。また、110kV 以下の送配電線の運転・保守、料金収集などの営業業務、地方電化などを実施している。



(出所) 海外電力調査会、『海外諸国の電気事業 第2編 2020年版』を元に作成  
 図 4-4 ベトナムの電気事業の体制

#### 4.3.2 石油

ベトナムにおける石油供給において中心的な役割を果たしているのが国営石油企業の Vietnam Oil and Gas Group (Petro Vietnam) である。同社は、石油・ガス・炭層メタンガス (CBM) の探鉱・生産、貯蔵、処理・輸送、石油化学製品の製造、石油製品の輸出入、販売を行い、上流部門及び下流部門にそれぞれ子会社を保有している。ベトナムの上流部門 (石油開発・生産) では、PetroVietnam Exploration and Production (PVEP) が、外国企業などと合弁企業を形成したり、生産物分与契約 (Production Sharing Contract: SC) を締結したりすることで操業を行っている。1990年代末からは、海外での上流事業にも進出しており、アジアの近隣諸国や南米・中東・アフリカなどでも事業を行っている。ベトナムの下流部門では、Petro Vietnam Oil Corporation (PV Oil) が原油・石油製品の輸入販売を行っている。精製部門では、日本の出光興産が Petro Vietnam、Kuwait Petroleum Company、三井化学と共に、同国中央部のニソン (Nghi Son) において、2018年12月から製油所の操業を行っている。製品販売部門では、PV Oil だけではなく別の国営石油会社である Vietnam National Petroleum Group (通称 Petrolimex、Petrovietnam とは資本関係なし) も石油製品・石化製品の輸出入、販売を行なっている。同社には 2016年5月に、日本の ENEOS ホールディングスが 8%の資本参加を行っている。

#### 4.3.3 ガス

ガス事業でも国内で主要な役割を果たしているのが国営石油企業の Petro Vietnam である。上流の天然ガス生産は、同国南東部の沖合からの生産が主であるが、近年その生産量

は伸び悩んでいる。ベトナムにおけるガスの物流・販売事業を担っているのは、Petro Vietnam 傘下の Petro Vietnam Gas Joint Stock Corporation (PV Gas) である。

Petro Vietnam は 2017 年 7 月に、「2025 年までのガス産業発展基本計画及び 2035 年までの方針」を公表した。政府はガス産業を国の電力発展戦略と結合させ温室効果ガスの排出が少ないクリーンなエネルギーとして効果的に使用する方向を打ち出しており、これに向けて国内での取り組みと国際協力を拡大するとしている。特に発電部門においては、国産天然ガスの生産量が停滞する中で、LNG 火力に対する関心が高まってきており、国内の北部・南部を中心として LNG 受入基地の建設が検討されている（表 4-3）。さらに、2020 年 12 月に開催された、日米戦略エネルギーパートナーシップ (JUSEP) においても、ベトナムにおける LNG バリューチェーン開発に関する活発な意見交換がなされており、今後の進捗が注目される。

表 4-3 ベトナムの LNG 受入基地計画

受入基地名 (建設地)	ガス化能力 (100 万 ton)	稼働予定時期
FSRU LNG terminal	0.2~0.5	2026~2030 年
Hai Phong LNG Terminal (Cat Hai)	1~3	2030~2035 年
Binh Thuan LNG Terminal (Son My)	6	2022~2025 年
Khanh Hoa LNG Terminal (My Giang)	3	2030~2035 年
Southeast LNG Terminal	4~6	2022~2025 年
Vung Tau LNG Terminal (Thi Vai)	1~3	2020~2022 年
Southwest LNG Terminal	1	2021~2030 年

(出所) Ministry of Industry and Trade, “Vietnam Gas Industry Master Plan” July 2018. [https://www.jccp.or.jp/country/docs/4\\_CPJ-5-18\\_MOIT.pdf](https://www.jccp.or.jp/country/docs/4_CPJ-5-18_MOIT.pdf). Accessed on 20 January 2021.

#### 4.3.4 再生可能エネルギー

2020 年 2 月に公表された「国家エネルギー開発戦略方針」では、迅速で持続可能なエネルギー開発が強調されており、再生可能エネルギーやクリーンエネルギーの開発がベトナムのエネルギー政策においても優先事項となっている。同戦略方針では、一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの目標比率を 2030 年時点で 15~20%、2045 年時点で 25~30%と設定している。また、ベトナムでは再生可能エネルギー発電の促進政策として、固定価格買取制度 (FIT) が既に導入されている。

##### (1) 太陽光発電

MOIT は 2019 年 7 月、2019 年から 2025 年までのルーフトップ型の太陽光発電発展の推進計画を承認した。これは 2025 年末までに全国で、設備容量 1,000MW に相当する 10 万セットのルーフトップ型太陽光発電装置を設置し、活用することを目標に掲げている。日射量・日照時間で地理的に優位性のある中部や南部地域において太陽光発電への取り組みが活発に進められており、2019 年の太陽光発電の設備容量は前年比 5,589MW 増の 5,695MW となった。FIT の導入効果もあり、近年急速な普及拡大が進んでいる。

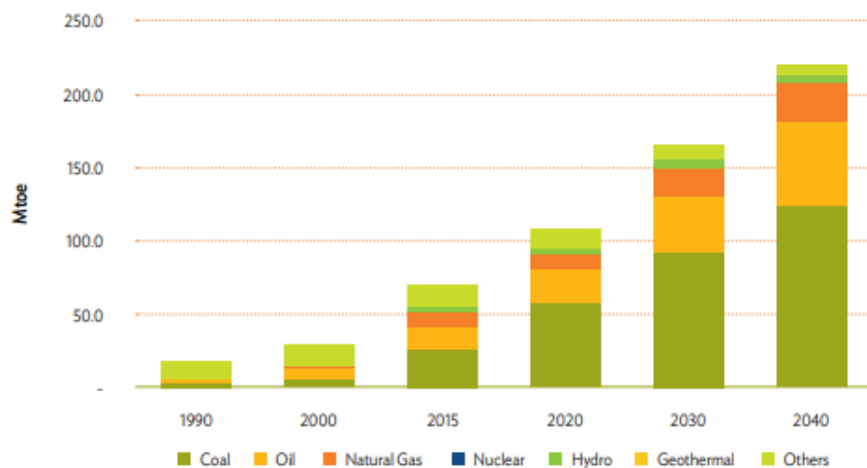
## (2) 風力発電

MOIT は 2020 年 4 月、2025 年までに 12GW 弱の風力発電導入を目指す計画を公表した。また 2020 年 10 月には、デンマークエネルギー庁と洋上風力発電開発について協定を締結した。同国における風力発電に対しては、海外企業も高い関心を示している。特に同国南中部の海岸線および内陸の山岳地帯において風力発電のポテンシャルが高いとみられており、2020 年 6 月には 7GW 規模の風力発電プロジェクトが認可された。2019 年末時点での陸上風力発電の設備容量は 275MW（前年比 138MW 増）、同じく洋上風力発電の設備容量は 99MW であった。

## 4.4 エネルギー・ミックス・電源ミックスの目標

ベトナム政府は正式なエネルギー・ミックス目標は公表していない。

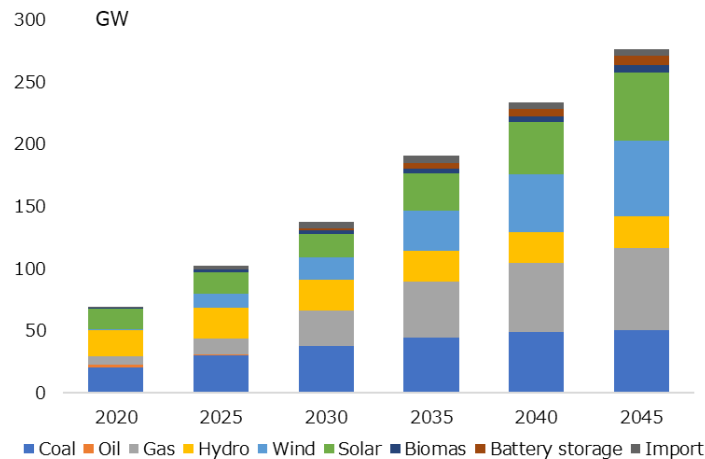
2019 年に Economic Research Institute of ASEAN and East Asia (ERIA) が公表した長期見通し「Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2019<sup>55</sup>」によると、ベトナムの一次エネルギー供給量は基準シナリオにおいて 2040 年にて 219.9mtoe まで増加する。最も急速に拡大するのは石炭であり、2015 年に占める割合は 35.9%であったが、2040 年には 56.2%へと増加する見通しであり。一方、天然ガスは 13.7%から 12.1%、水力も 7.8%から 3.1%へ減少することが想定されている（図 4-5）。増加する一次エネルギー供給をいかに低炭素なエネルギーで満たしていくのがベトナムにとっては今後の大きな課題である。



(出所) ERIA, *Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2019*

図 4-5 ベトナムの一次エネルギー供給量の見通し

<sup>55</sup> Economic Research Institute of ASEAN and East Asia (ERIA), *Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2019*. 22 February 2019. <https://www.eria.org/research/energy-outlook-and-energy-saving-potential-in-east-asia-2019/>. Accessed on 18 January 2021.



(出所) 8th Power development plan

図 4-6 ベトナムの発電容量構成の見通し

2021年に発表されたPDP8（第8次国家電源開発計画）のドラフトにおいて、発電容量ベースでのミックスの見通しが示されている（図4-6）。全体の発電設備容量は、2030年に143GW、2045年に282GWが目標とされている。2016年に作成されたPDP7（第7次国家電源開発計画）に比べると低炭素・脱炭素電源がより多く見積もられており、2030年時点での比較では、石炭火力のシェアは43%から27%に引き下げられている一方、ガス火力のシェアは15%から21%、太陽光・風力のシェアは21%から29%へと上方修正されている。

## 4.5 新型コロナウイルスの影響

### 4.5.1 サプライチェーンへの影響

ベトナムにおいては、エネルギーのサプライチェーンに対する新型コロナウイルスによる顕著な影響は見られない。2020年の国内の一次エネルギー需要は、前年比で3%の減少を見た。エネルギー源別では、石油需要が前年比11.9%、天然ガス需要が11.8%の減少であったが、電力需要は反対に前年比で2.3%の増加であった<sup>56</sup>。石油と天然ガスの需要減は、経済活動の低下によるものである。電力に関しては、コロナ下にあっても需要が堅調に増加していることから判断しても、電力供給自体は問題なく継続されていたと推測される。

### 4.5.2 設備投資や既存設備の運転管理への影響

既存のサプライチェーンに対しては特に大きな影響は出ていないものの、エネルギー分野における設備投資にはコロナウイルスの影響がみられている。例えば、現在ベトナムにおいては、記述の通り再生可能エネルギー電源への投資が進んでいるが、そのうち風力に関する投資については、コロナウイルスの影響による経済の減速や、外国の機器メーカーの生産活動の停止によって発電用機器の納入が遅れており、その結果として投資計画に遅

<sup>56</sup> BP, The BP Statistical Review of World Energy. July 2021



延が生じている事例がみられる<sup>57</sup>。また同様の理由から、EVN が所管する送配電部門における新規投資についても、当初の計画より遅延がみられている模様である<sup>58</sup>。

#### 4.5.3 コロナ対応としての課題

ベトナムにおける電力需要自体は、コロナウィルスの影響があっても大きな減少は見られていない。また、国営電力公社（EVN）についても、昨年の上期においてはコロナウィルスの影響により、経済的に影響を受けた消費者層に対する電気料金の減免措置などが導入されたため、収支は一時的に悪化したものの、その持ち直し、2020年の通年では、2019年比で、売り上げは3%増加、純利益に至っては49%増の14.48兆ドン（6.3億米ドル）であった<sup>59</sup>。その他の電力関連事業者の動向については、詳細な財務情報が入手できないものの、本調査のために実施した現地政府関係者との面談内容から判断すると、ベトナム国内での電力事業のバランスシートに対するコロナウィルスの影響はあまり大きくないと判断できる。設備投資については若干の遅延がみられるもの操業・保全分野には目立った悪影響は確認できない。このため、新型コロナウイルスによる対応という観点での国際協力のニーズは、少なくとも電力部門においては限定的ではないかと考えられる。

#### 4.6 支援案件

上述の分析を元に、今後のベトナムに対する支援としては以下の3つの目的を設定する。一つ目は、現実的な形で石炭への依存度を低下させることである。本章および前章においてみたように、今回の分析対象国の中では、ベトナムの石炭への依存度は際立って高い。発電部門だけでなく産業や民生部門においても石炭が多く用いられている。これは言うまでもなく石炭を利用することが、経済的には最適な選択だったためである。今後、世界的な気候変動対策への関心が高まる一方で、安価な石炭への依存度を急激に低下させることはベトナム経済に対しても大きな損失を生じさせる可能性がある。このため、現実的な解として、少なくともエネルギー転換における移行期においては、石炭から天然ガスへの転換を促すことが、現状の高い石炭依存度の低減にとって、現実的で受け入れ可能な方策である。ベトナムに対する支援の目的も、石炭から天然ガスへの代替を促すことが、一つの柱になるべきである。

二つ目は、より詳細な非電力分野でのエネルギー政策の立案支援を行うという点である。特にベトナムにおいては、電力部門については、定期的な電源開発計画が作成されており、

---

<sup>57</sup> Viet Nam News (2020-05-11) “Investors concern about wind power development” <https://vietnamnews.vn/economy/716482/investors-concern-about-wind-power-development.html>. Accessed on March 29, 2021.

<sup>58</sup> Vietnam Energy (2020-05-07) “Many power grid projects are behind schedule due to the impact of COVID-19 pandemic” <http://nangluongvietnam.vn/news/en/electricity/many-power-grid-projects-are-behind-schedule-due-to-the-impact-of-COVID-19-pandemic.html>. Accessed on March 29, 2021.

<sup>59</sup> Anh Minh, “EVN Posts 49pct Profit Rise,” *VN Express*, July 5, 2021. <https://e.vnexpress.net/news/business/companies/evn-posts-49-pct-profit-rise-4304586.html>. Accessed on August 19, 2021.



その計画の内容は、エネルギー安全保障や気候変動対策、経済性の観点からも非常に優れた計画である点は、第2章において述べたとおりであるが、その他の非電力部門については、長期的な計画の策定が十分になされているとは言えない。このため、非電力部門におけるエネルギー供給政策やインフラ整備に関する支援を行う余地があると考えられる。

三つ目は、競争力があり、かつ透明性の高いエネルギー産業構造を構築することである。上述の通り、ベトナムでは、電力市場においては既にシステム改革が行われており、電力の安定供給と投資の確保において大きな効果を上げている。これに対し、ガス市場のシステム改革はやや遅れ気味であり、電力市場相当の改革が進められるべきである。具体的には、ガス市場における産業構造や、政府、国営会社、民間会社の責任分担や、末端の電力ガス価格の決定方式などについても、明確なルールが設定されることが望ましい。そうしたシステム改革は、今後のガス供給のインフラ整備に対する投資を確保する上でも重要となる。

上記の目的に基づき、本報告書では、ベトナムに対する今後の国際協力案件として、LNG バリューチェーンスタディ、ガス分野を中心とする技術協力プロジェクト、非電力分野におけるガスの利用促進計画の3件を提示する。

#### 4.6.1 LNG バリューチェーンスタディ

##### (1) 課題と背景

ベトナムの2020年における実質GDP成長率は、COVID-19の感染拡大が大きく影響したため2.9%の成長に留まった。しかし、インドネシア(-2.1%)シンガポール(-5.4%)、マレーシア(-5.6%)、タイ(-6.1%)がマイナス成長であったことを踏まえると、COVID-19禍においても同国の経済は比較的好調であるといえる。アジア開発銀行が2021年7月に発表したAsian Development Outlookによると、2021年におけるベトナムのGDP成長率は5.8%と想定されている<sup>60</sup>。

ベトナムでは、経済成長と共に国内の電力需要も急速に拡大している。ベトナムは以前、水力発電を主要電源としていたが、水位の低下による発電量の減少に伴い、近年は石炭火力が低廉な電源としてシェアを拡大している。実際に、電源ミックスにおける2008年の石炭火力シェアは20.1%であったが、2018年には47.4%まで急激に拡大した。しかし、気候変動対策に対して世界的な注目が集まる中、石炭火力への依存度を高めることはリスクが内在している。商工省(Ministry of Industry and Trade: MOIT)が2021年にそのドラフトが公表された第8次電源開発計画(The 8th Power Development Plan: PDP8)においては、将来石炭火力のシェアは減少する一方、ガス火力のシェアは拡大すると想定されており、化石燃料の中でも低炭素エネルギーと位置付けられている天然ガスの活用が期待されている。

ベトナムは国内で天然ガスを生産しており、その生産量の約9割が発電用燃料として利

<sup>60</sup> アジア開発銀行 Asian Development Outlook July 2021

<https://www.adb.org/sites/default/files/publication/715491/ado-supplement-july-2021.pdf>

用されている。今後、PDP8 に基づいてガス火力が新設される場合、原料となる天然ガスは、国内生産では賄うことが厳しいため、LNG として国外から輸入する必要がある。このため現在、PV Gas などの企業による LNG の受入基地が計画、建設されており、早ければ 2022 年には同国最初の LNG カーゴを受け入れる予定である。

ベトナム国内において LNG に対する関心が高まっているが、ベトナムではこれまで LNG の受け入れに関する知見がないため、その受け入れについて誰がどのような責任をもってどの部分のサプライチェーンを行うのかというビジネスモデルを、ベトナム固有の政治的・経済的・社会的な予見に応じた形でゼロから構築していかなければならない。他方、LNG は巨額の投資が必要となること、またそれがゆえに石油や石炭とは異なるリスク管理を行う必要が出てくること、近年国際 LNG 市場をめぐる情勢が大きく変わっていることなども踏まえながらそうしたビジネスモデルを構築していく必要もある。このため、ベトナムに対する協力案件として、今後ベトナムにおける円滑な LNG の導入と利用拡大を図るために最適なビジネスモデルに関する検討を行うことは、ベトナムにとっても我が国にとっても非常に有意義であると考えられる。

## (2) 目的

本協力案件は上記の背景を勘案し、このスタディは、経済成長に伴うエネルギー需要拡大に対し、十分かつ経済的なエネルギー供給の確保と気候変動対策を両立するために、安定的かつ経済性のある LNG を輸入可能とする産業構造を検討することを目的とする。

## (3) 期待される成果

この協力案件を進めることで期待される成果は下記の 3 点である。

### 成果① ビジネスモデルのありかたに影響を及ぼす外的要因の整理

ベトナムにおける LNG の受入・利用に係るビジネスモデルを検討する上で影響を及ぼしうる外的な要因を整理する。具体的には、国際 LNG 市場における取引形態、契約のトレンド、技術開発動向、将来の需給見通し、脱炭素化技術の導入情勢などが挙げられる。

### 成果② 最適なビジネスモデルの特定

2 つ目に期待される成果は、ベトナムにおける最適なビジネスモデルの特定である。まず主要な LNG 輸入国における LNG 受け入れに関する事例を整理することで、MOIT や PV Gas などの政府・国営企業関係者に対しベトナムで考えられる LNG ビジネスモデルのオプションを提示する。その上で、ベトナム国内の政治・経済・エネルギー情勢や既存の法制度などの整合性などに留意し、同国における LNG 受け入れと利用拡大を促すために最適なビジネスモデルを特定する。

### 成果③ 国内の天然ガス政策への示唆

3 つ目に期待される成果は LNG の受入利用拡大を踏まえた国内の天然ガス政策への示唆

である。将来的に天然ガス・LNG の更なる利用拡大を図るためには、既存の国営事業者の業務範囲の確認・整理や新規事業者の参入促進策、また LNG 受け入れ・利用に関連する法制度の整備が重要となる。ベトナムにおける天然ガスに関する既存の産業政策を分析・評価し、さらにこの分野においても諸外国における関連政策を先行事例として参考にしながら、同国に適合した天然ガス政策のブラッシュアップを行う。

#### (4) 必要となる活動

##### 成果①（外的要因の整理）

最新の国際 LNG 市場における需給・技術・契約のトレンドについての情報収集を行い、ベトナム政府・国営石油会社・国営電力会社などのステークホルダーとの意見交換を行う。国際 LNG 市場においては、情勢が頻繁に変化するため、調査期間中の意見交換は随時行うものとする。

##### 成果②（最適なビジネスモデルの特定に必要な活動）

LNG に関連するビジネスモデルを提示するためには、既に LNG バリューチェーンが構築され且つ、成熟した市場を有する諸外国を対象としたモデル検証を実施することが有効である。ベトナムは国内で一定規模の天然ガス生産がある一方、隣国とのガスパイプラインの接続はなく、また国内のガスパイプライン網も南部にしか存在しないという点で、数ある LNG 輸入国の中でもユニークな存在となる。このため LNG が恒常的な天然ガス供給源となっており、比較的情報の入手が容易な欧州や東アジアの LNG 輸入国の事例を対象にビジネスモデルの抽出を行う。この段階では、調査は主として関連文献のレビューを行うことで進めるが、その他にもベトナムで LNG 事業を検討している事業者やアジアの LNG 需給分析を行っている各種調査研究機関、コンサルタントなどとのヒアリング調査も実施する。

次に、ベトナムにおける最適なビジネスモデルの特定を図るために、抽出されたモデルをいくつかのグループに分類する。一つの分類法としては、「統合型モデル」と「分散型モデル」の 2 つの分類が考えられる。これは各バリューチェーンの統合の度合いを基に分類を行うものであり、統合型モデルについてはいわゆる Gas & Power の様に、単独の事業者がバリューチェーン全体を統合的に開発する一方、分類型モデルでは個別の事業者が LNG 受入基地、パイプライン、発電設備などの各バリューチェーンをそれぞれ開発する。両モデルには表 4-4 のような特徴が挙げられる。

このほか、最適なバリューチェーンの特定に当たっては、LNG 調達に関する政府関与の有無や水準、バリューチェーンに応じた各事業者の責任の明確化を図ることが重要である。また、行政における簡便さやベトナム経済に応じた立地の選定、法規則に適合しているかどうか、投資促進の観点なども考慮する必要がある。

表 4-4 統合型モデルと分散型モデルの長所と短所

	統合型モデル (Gas & power)	分類型モデル
長所	<ul style="list-style-type: none"> <li>プロジェクト管理が容易である</li> <li>他のプロジェクトと被るリスクが低い</li> <li>外国人投資家や金融機関の関心が高い</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>バリューチェーン毎にコスト競争力やオペレーションの専門性を有した最適なコンストラクターを選択することが可能である</li> <li>より透明性の高いコスト構造である</li> </ul>
短所	<ul style="list-style-type: none"> <li>各バリューチェーンのコスト構造は分類型モデルほど明確ではない</li> <li>バリューチェーンを一括にて開発するため、様々な規制要件をクリアする必要がある</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>各バリューチェーンを同時に開発する必要がある</li> <li>プロジェクト会社やコンストラクター間の調整負担が増加する</li> <li>各バリューチェーンの活動に対する政府管理が複雑化する</li> <li>部分最適化が必ずしも全体最適化に繋がらない可能性がある</li> </ul>

(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

また、LNG バリューチェーンに関する知見や技術の共有化、ビジネスモデルの円滑な事業化を図るために、現地政府をはじめとするステークホルダーと調整を行う必要がある。しかし、各ステークホルダーへ対して調整を行うことは、労力や時間などのコストが多分に必要となる。そこで、(仮称) ビジネスモデル検討委員会といったワーキンググループを設立し、LNG に関する知識の共有化や現状分析、ビジネスモデルの評価について議論することにより、ベトナムに最適なビジネスモデルについて効率的に検討・特定を図る。

#### 成果③ (国内の天然ガス・LNG 産業政策の分析) に必要な活動

ベトナム国内の天然ガス開発は Petro Vietnam、ガス物流・販売事業は Petro Vietnam 傘下の PV Gas が担っており、同国における天然ガス事業は、国営企業が大きな役割を果たしている。しかし、今後の LNG バリューチェーンの構築を進めていく上では、民間投資や民間事業者の参入も重要な要素であることを踏まえると、上記で特定したビジネスモデルを実現する上で、政府や国営企業の権限をどのように設定するのかという点も重要な検討事項となる。また、ベトナムではすでに電力市場でシステム改革が行われているが、今後ベトナムにおける LNG の受入・利用拡大を図る上では、そうしたガス市場のシステム改革の可能性についても検討する必要があるため、ビジネスモデルの分析と併せて、諸外国の事例を参考にしながら、ベトナムで適用可能な天然ガス市場政策の内容を検討する。

### 4.6.2 LNG 利活用にかかる技術協力プロジェクト

#### (1) 課題と背景

ベトナムでは 2021 年 9 月時点では、Petro Vietnam グループなどの政府系企業を中心として FSRU 計画を含めた合計 7 件の LNG 受け入れ計画が進められており、早ければ 2022 年の第 2 四半期に最初の LNG の受け入れが実現する見込みである。加えて民間企業による LNG 受け入れ計画も進められており、これら政府系企業と民間企業を含めると 10 件以上のプロジェクトがある。

ベトナムではこれまで国産の天然ガスが利用されてきたため、ベトナム国内には天然ガ

スの取り扱いに関する知見は蓄積されている。しかし、海外から LNG を輸入した経験はないため、LNG の持つ物理的な特徴や国際的な商取引を含めた専門的技術や知識の習得が必要となる。LNG 関連の規制や行政手続きの整備状況については、過去に制定された諸規制や基準があるものの、当時は FSRU が想定されていなかったなど現状にそぐわない部分もあるため、ベトナム政府によって更新作業が鋭意進められている。そうした LNG の受け入れに関する知見の共有については、大きく分けて技術・規制面での共有と、商業・操業面での協力が考えられるが、本調査では、ベトナムに対する国際協力案件として、後者の商業・操業面に関する知見の共有やキャパシティビルディングを行う提案する。特にこの協力案件においては、今後増大していくと考えられる LNG の受入・利活用と現状のベトナム国内における知見とのギャップを早期に埋めるべく、バリューチェーン全体にわたる包括的な LNG の受け入れ・利活用に関する技術協力を実施する。技術協力の対象は、MOIT と Petro Vietnam の職員とするが、必要に応じその他の政府・国営企業職員も対象に含める。

## (2) 目的

本協力案件の主な目的は、ベトナム政府ないしは国営企業の関係者に対して、LNG の受入・利活用に関する包括的な知識を習得して頂くことである。これら政府・国営企業のキャパシティビルディングが進むことで、ベトナムにおける円滑で効率的な LNG の受入と需要拡大が進みやすくなる。

## (3) 期待される効果

本協力案件においては、以下の 3 つの成果を上げることが期待される。

### 成果① LNG 受入以降の統合的なガスネットワークの計画・運営能力の強化

まず、本協力案件での期待される成果の一つは、ベトナム政府 (MOIT) と国営企業の関係者に対し、LNG の受入から最終的な消費段階に至るすべてのバリューチェーンに関する包括的な知識を身に付けて頂くことである。ベトナムにおいては、天然ガス自体の取り扱いには精通しており、既に安全・環境・衛生に関する諸規制も整備されているが、LNG の様な  $-162^{\circ}\text{C}$  という超低温物質の取り扱いについては十分な知見が蓄積されていない。特にこうした LNG の受入や再ガス化、払い出しについての安全・環境・衛生関連の実務を通して、初期段階から保安を確保した適切な運用方法を習得することが期待される。

### 成果② 第三者アクセスの導入に関する法制度や規制枠組みの素案の提供

次の期待される成果が、第三者基地利用制度を利用した LNG 受入基地の効率的な活用である。LNG 受入基地の建設プロジェクトが今後多数実現すれば、末端の天然ガス利用拡大の観点から、LNG 受入基地への第三者アクセスが政策的な課題となる可能性がある。第三者アクセスについては、天然ガス供給事業における新規参入を促進する効果が期待される一方で、制度の運用方法次第では、受入基地そのものへの投資意欲をそいでしまう可能

性が有る。この協力案件では、諸外国の第三者アクセス制度の事例を参照しつつ、現状の国産ガスに関する法規制との整合性を保ちながら、ベトナムで考えられる第三者アクセス制度の素案を提示する。

#### 成果③ LNG 受入基地を活用した周辺事業の提示

第三の期待される成果は、LNG 受入基地を活用した周辺事業の提示である。現在、ベトナムで検討されている LNG の受入業務は主として天然ガス火力発電用途に供されるものであるが、LNG は天然ガスを液化した極低温物質であり、燃焼による熱エネルギーだけでなく、冷熱を利用することでクリーンに無駄なくその資源を活用することが出来る。本協力案件では、冷熱を利用した日本で活用されているビジネスモデルを照会することで、LNG 受入基地の更なる高付加価値化を可能にする方策を提示する。

#### (4) 必要となる活動

##### 成果①（統合的なガスネットワークの計画・運営能力の強化）に必要な活動

成果①を実現させる活動としては、ベトナム政府及び国営企業の対象者に対する LNG 受入事業を含めた包括的な研修プログラムを提供し、それを体系的に習得してもらうことが中心となる。プログラムについては、LNG 受入基地を中心とした利活用を実体験できる研修場所として、LNG を取り扱っている電力事業者やガス事業者の承諾が得られた場合には、これらの事業者の知見を活用することで、より実践的な研修を行うことが可能となる。

具体的な研修プログラムの内容としては、下記のような項目が考えられる。

- 既存の LNG 事業に関する法規制（安全・環境・衛生）の検証及び更新の提案
- LNG・天然ガスの用途（発電用・産業用・民生用・輸送用）
- LNG 受入・利活用インフラのファイナンス
- LNG 売主との調達契約
- LNG 再ガス化施設の建設契約、基地運用事業者との操業契約
- LNG 受入基地と関連設備の訓練プログラム、マニュアル作成、演習など

##### 成果②（第三者アクセスの導入に関する法制度や規制枠組み）に必要な活動

次に成果②に必要な活動としては、成果①と同様に研修プログラムを組み、実際の研修を行うことが挙げられる。この研修においては第三者基地利用を実行する上での詳細な規制体系や契約内容などについて知見を吸収してもらうことを目的とし、必要に応じ、講師は企業の実務担当者や外部のコンサルタントなどへの要請も検討する。

具体的な研修プログラムの内容としては下記のような項目が考えられる。

- 第三者アクセス制度の概要、目的とその期待される効果
- 第三者による LNG 受入基地利用を所管する事業法（事業に対する許認可、事業活動に対する政府の権限、事業者の果たすべき義務、政府の監督機関など）
- 第三者基地利用を所管する監督機関
- ガス受託製造約款（LNG 受入基地とガス供給及びガス小売事業の連携）

- 第三者基地利用における余力の考え方や料金、保安上の注意点。製造設備余力（設備余力の判定方法、余力情報の開示）、基地利用料金（料金算定方法、料金情報の開示）、利用申込に必要な情報など

#### 成果③（LNG 受入基地を活用したビジネスモデルの提供）に必要な活動

成果③のビジネスモデルの提供についても、研修が主体となるが、ここではコロナの収束度合いであるものの、現地政府、国営企業関係者に対する本邦研修が不可欠な活動となる。日本の LNG 基地においてはその天然ガスの可燃性を利用した燃焼以外にも、極低温性を利用した事業があり、その取り扱いについても長年の経験がある。通常は LNG の持つ冷熱エネルギーのほとんどは、海水や空気などの加温流体に伝導され、LNG 1 トンを再ガス化する際に約 48MJ（約 20,000 kcal）にも達するエネルギーが放出されている。この冷熱エネルギーは未利用エネルギーとして有望ではあるが、如何にして可能な限り有効利用するかは周辺も含めた立地環境や LNG 利用量によって選択肢が異なる。冷熱利用方法としては、LNG の冷熱をそのまま利用した直接用途と、液体窒素の生成を介した間接用途の 2 種類に分けられる。具体例として、直接利用は冷熱発電、冷凍倉庫、空気液化分離、ドライアイス製造などがあり、間接利用は食品や金属スクラップ等の低温粉碎、冷凍食品の製造などが実用化されている。

冷熱利用後の気化ガスは発電用や産業用の燃料ガスとして送出されるため、一般的に需要量が低下する夜間帯などのガス利用量が上限となり制約を受けることになる。これら冷熱を効率的に利用するには、予め周辺産業との一体開発や用地確保が重要となるため、今後 LNG が普及していく前段階から十分な情報を蓄積しておくことが望ましい。

具体的な研修プログラムの内容としては下記のような項目が考えられる。

- LNG 冷熱を利用した事業に関する法規制（事業法、関連諸規制、安全・環境・衛生）
- LNG 冷熱管理に関する能力向上プログラム（冷熱売買契約、冷熱関連設備）
- LNG 冷熱の利活用事業者の協力を得ながらの本邦での研修・実習など

この他、LNG の受け入れ・利活用に従事する職員に対する操業マニュアルや定期的な研修プログラムの素案の提示も行う。

### 4.6.3 非電力部門でのガスの利用促進計画

#### (1) 課題と背景

ベトナムは天然ガス産出国であるが、その生産量の約 9 割は既存ガス火力へ供給され発電用途として消費されている。国内経済の発展に伴うエネルギー需要量の拡大を満たすために、クリーンなエネルギーである天然ガスへ対する注目度は徐々に高まっており、今後は発電用途だけではなく非電力部門である産業部門や商業部門などでも天然ガスの利用促進が検討されてもよい。特に現在ベトナムでは、これらの部門における石炭や石油製品への依存度が高く、環境性が高い天然ガスへの転換を図るポテンシャルを十分に有している

天然ガスは、相対的に少ない温室効果ガスの排出に加え、安全性においても他燃料と比較すると優位性がある。石油製品は漏洩した際に土壤汚染や水質汚濁の可能性があるが、天然ガスは空気よりも軽く、液体燃料の様に地上に滞留することなく上方に拡散するためそのような懸念はない。また燃料下限界が他燃料と比べて高く、自然発火温度も高いという特徴があり、天然ガスを採用することによって各部門における安全性向上にも寄与する。安定的かつ安価な LNG を継続的に輸入するためには、電力部門における需要拡大のみならず、非電力部門である産業部門や輸送部門、民生部門などにおいても国内需要を創出することで供給者に対する交渉力を確保することも重要である。こうした問題関心に基づき、この協力案件においては、非電力部門である上述 3 部門のガス利用促進を図ることを目的として、政策メニューやインフラ的視点における開発計画の策定を実施する。

## (2) 目標

本協力案件の主な目的は、ベトナムの経済成長を支える産業部門、輸送部門、民生部門において安定的な低炭素エネルギーを供給することである。現在、石炭や石油系燃料、伝統的なバイオマス燃料に依存している部門において、安価で利便性の高い天然ガスが供給されることで環境負荷の軽減と低炭素社会の実現を通じた国民の福利向上が可能となる。

## (3) 期待される効果

### 成果① 産業部門におけるガス需要の開発計画

一つ目の期待される成果は、非電力部門における需要開拓先としては、まず集中的に大量の需要を確保できる可能性が有る産業部門が最優先の開拓先となる。大型の産業用需要を確保することで、インフラの整備も可能となりその周辺での非電力需要の開拓も容易となる。産業部門は他部門と比較するとエネルギー消費量が大きいため、天然ガスへの転換が進むことで、ベトナムの GHG 排出量削減にも大きく寄与することが期待される。

### 成果② 輸送部門におけるガス需要の開発計画

二つ目の成果は、輸送部門におけるガス需要の開発計画である。輸送部門において、現状のガソリン、軽油や重油などの石油系燃料から天然ガス燃料に切り替えが期待される部門として、陸上輸送、海運及び航空部門が挙げられる。その中でも特に、陸上輸送部門における CNG (Compressed Natural Gas : 圧縮天然ガス) 車への利用拡大が期待される。これは既存の石油系燃料から天然ガス燃料に転換することで、燃焼時に硫黄酸化物や窒素酸化物、二酸化炭素排出量を低減でき、今後環境負荷への緩和に加えて低炭素化社会を実現する上で有効な手段となる。

### 成果③ 民生部門におけるガス需要の開発計画

三つ目の成果は、民生部門におけるガス需要の開発計画である。民生部門には家庭部門と商業部門が含まれるが、本協力では家庭部門における天然ガス需要の創出は、個々の家



庭まで広範な導管網を整備する必要があり現実的には厳しいという認識の下、主に商業部門に焦点を当てる。省エネ基準の検討や補助金制度の新設などによる天然ガスの利活用促進に資する制度面の整備や、地方政府・民間事業者との都市開発時における協力支援によりガスインフラの導入検討も行う。

#### (4) 必要となる活動

成果① (産業部門におけるガス需要の開発計画) に必要な活動

産業部門において石炭、石油、バイオマスはエネルギー供給構成の 67%を占めており、相対的に低炭素エネルギーとされている天然ガスへ燃転するポテンシャルを十分に有しているといえる。しかし、産業部門におけるボイラや工業炉などは非常に高額な設備であり、民間企業が天然ガスへ燃転する際の設備投資コストは大きな負担となる。そのため、燃転に必要な設備投資コストの一部費用負担や、ファイナンスに係る利子補填など国・地方政府にて政策的対応として検討することが必要と考えられる。また、企業が天然ガスを自主的に消費エネルギーとして新規採用することや、他燃料から燃転を促進することを目的として税制における低炭素化インセンティブも有効である可能性がある。さらに、省エネ基準の導入や、エネルギー政策へ産業部門の天然ガスシフトに関する記載を促すことにより、業界全体の方向性を定めることも一案である。

上記の政策的対応に加えて、インフラ整備の検討も合わせて実施する。ガス供給の方法はパイプライン供給と、LNGトラックを用いたサテライト供給が考えられる。パイプラインの新規建設はサテライト供給のインフラ形成と比較すると初期投資が大きいため、需要量と輸送距離の関係から経済性を算出し、適当な供給方法、インフラ設備の分析を行う。また、効率的利用を可能とするインフラ整備を目的として、産業団地の様な需要地が集積する新規事業案件へ、天然ガスの利用を折り込むことで関連インフラの整備についても検討する。

成果② (輸送部門におけるガス需要の開発計画) に必要な活動

輸送部門において、近年の経済発展からベトナム国内では自家用車数が大幅に増加しており、大気汚染が深刻な問題となっている。特に、ベトナム最大の都市であるホーチミン市においては、世界で最も大気汚染に悩まされている都市の一つとされており<sup>61</sup>、環境対策として 2011 年に CNG バスの試験利用が開始され<sup>62</sup>、2016 年には初めて 1 路線に正式導入された。その後、2019 年にはホーチミン市で運航されている約 2,457 台のバスの内、2 割の 428 台が CNG バスに置き換えられるなど、全体の需要規模からすると微量ではあるものの輸送部門における CNG 利用が進んでいる<sup>63</sup>。また、首都ハノイ市においても 2018

<sup>61</sup> “Greener city transport ahead.” *Vietnam Investment Review* October 1, 2020.

<https://vir.com.vn/greener-city-transport-ahead-79595.html>. Accessed on September 3, 2021.

<sup>62</sup> Green Growth (2018/03) [https://sdghelpdesk.unescap.org/sites/default/files/2018-03/Vietnam%20%20CNG\\_Buses\\_in\\_HoChiMinhCity.pdf](https://sdghelpdesk.unescap.org/sites/default/files/2018-03/Vietnam%20%20CNG_Buses_in_HoChiMinhCity.pdf)

<sup>63</sup> Vietnam News (2019/07/24) <https://vietnamnews.vn/society/523062/cng-buses-in-hcm-city-could-lose-fuel-supply.html>

年7月より3路線にCNGバスが導入され、既存のディーゼル燃料と比べてランニングコストの低下と大気環境の改善などで効果が確認されている。しかし、CNG車の適用は未だ一部の大都市や少数路線に留まっていることから、いかに他地域にCNGを効率的に適用させていくかを天然ガス供給インフラ構築の面から検討する。また現状は、韓国Hyundai製のCNG車やガスエンジンの導入が先行していることから、省エネ性や環境性能に優れた日本製CNG車の導入の促進策も併せて検討する。

上記の天然ガスインフラ対応に加えて、狭義の天然ガスではないものの、将来のネットゼロ社会へ向けた輸送用の水素インフラ整備の検討も合わせて実施する。特に、水素自動車の到来を見据えることで、水素パイプラインへの転用を考慮したパイプライン網の整備が水素インフラを効率的に整備する面でも有効となる。パイプラインは数十年に渡って利用できることから、天然ガスと水素の両方の利用が可能な導管網を整備することで効率的なインフラ整備が可能となる。

#### 成果③（民生部門におけるガス需要の開発計画）に必要な活動

2018年時点におけるベトナムにおける家庭部門におけるエネルギー供給構成は、電気（53%）、バイオマス（22%）、石炭（17%）、石油（8%）となっており、天然ガスは利用されていない。石炭やバイオマスについては、農村人口の減少や都市部の住宅仕様の変化に伴い、将来的に電気やLPGへエネルギー転換されることが予測される。また温暖な気候により給湯需要や暖房需要はあまり見込めないため、家庭部門における天然ガス需要創出の見通しは厳しい状況にある。

商業部門においても、2018年時点でのエネルギー供給構成は石油（47%）、電気（30%）、石炭（24%）であり、天然ガスは使用されていない。しかし、商業部門においてはガスヒートポンプなどの空調設備や業務用の厨房設備、ガスコージェネレーション設備などの給湯以外の用途であるガス需要を創出することが可能である。上記を達成するために、新設・既設の商業建物に対する省エネ規制の導入が有効であり、商業建物に対するエネルギー効率の引き上げを規制的に図ることで石油や石炭から省エネに資する天然ガス利用の転換を促すことができる。また、上記の対応に対する補助金制度の新設や石油や石炭の一部利用規制も検討する。インフラ整備面においては、地方政府や民間事業者が商業用地を含んだ都市計画や市街地再開発計画の作成する際に、地方政府や立案事業者へ対して天然ガス利用を想定したガスインフラの導入するような計画時点での働きかけも有効であり、この協力案件では、そうした一連の政策メニューの提示を行う。

#### 4.7 ネットゼロ達成に向けたロードマップ

最後に、今後のベトナムにおいて温室効果ガスの排出量を実質ゼロにする上でのロードマップを図4-7に示す。このロードマップは、2060年時点で実質ゼロの状態を達成すると仮定し、現状のベトナムにおけるエネルギー需要構成からバックキャスト的な手法によつ

て作成したものである<sup>64</sup>。

ネットゼロへの道筋は大きく、①再生可能エネルギーによる電化の推進、②電化ができない需要部門における非化石燃料の導入、③完全に排除できない化石燃料の使用によって生じるCO<sub>2</sub>排出のネガティブ排出技術による相殺、の3つの手法によって構成される。まず電力部門での取り組みであるが、まずは現行の第8次電源開発計画において、すでに投資の意思決定がなされているものを除いた石炭火力の天然ガス火力ないしは再生可能エネルギー発電への転換が望まれる。その上で、2030年時点で新規の石炭火力発電建設を廃止し、かつ既存の石炭火力に対する脱炭素化策として燃料アンモニアの混焼が開始されるべきである。当初は10%程度の混焼から始まり、2050年にかけて全ての石炭火力において60%程度まで混焼率を引き上げていく。ベトナムにおいては現状最終エネルギー消費に占める電力のシェアが30%台と高いが、これを徐々に引き上げ、2040年には40%、2050年には50%とし、2060年に向けてさらにその上積みを図る。

新規の電源開発については、当然のことながら、再生可能エネルギーの導入が最優先される。現状、ベトナムでは再生可能電源のシェアが4割近くあるが、そのほとんどが水力発電であり、水力のシェアは今後国内の電力需要が増加するにつれて相対的に低下していくことが想定される。したがって今後主力となる再生可能エネルギーは風力と太陽光の双方となり、水力と併せた再生可能電源のシェアは2040年時点で50%程度、2060年時点で80%程度になることが想定される。ベトナムの地理的要因や産業構造などを考慮すると、再生可能電源のシェアは電源を完全に再生可能エネルギーにすることは難しく、2割程度は水素（アンモニア）やCCUS付きの火力発電になると考えられる。

再生可能電源の導入と共に火力発電の脱炭素化も同時並行的に進められる。石炭火力については2060年にはすべての石炭火力の操業を停止する。ガス火力については、再生可能エネルギーのバックアップや電源構成における慣性力の確保といった観点から、継続して利用することとし、そのための脱炭素化策として2050年には、ガス火力全体の20%にCCUSを導入し、2060年時点ではすべてのガス火力においてCCUSを導入する。

非電力部門について、まず産業部門においては、短期的な対応策として、今後の産業部門における脱炭素化計画の策定と厳格なエネルギー効率基準の導入、実現可能な分野では現状全体の産業用エネルギー需要の約半分を占める石炭や石油からガスや電気ないしは再生可能エネルギーへの転換を図る。産業部門におけるエネルギー効率基準については、その後も定期的に基準を強化することで徹底的な省エネを実現する。また、2040年を目途に、国内の新たに整備される全ての産業施設において、将来的なネットゼロに向けた対応が可能な状態（いわゆるNet-Zero ready）を義務付ける。具体的には電化ないしは水素のような非化石燃料の利用を前提とするか、排出されるCO<sub>2</sub>をすべて回収する炭素回収装置の設置、後述するネガティブエミッション技術の併用を設備投資計画に盛り込むこととし、2060年には最低でも80%以上の産業施設において実質ゼロ化を実現する。

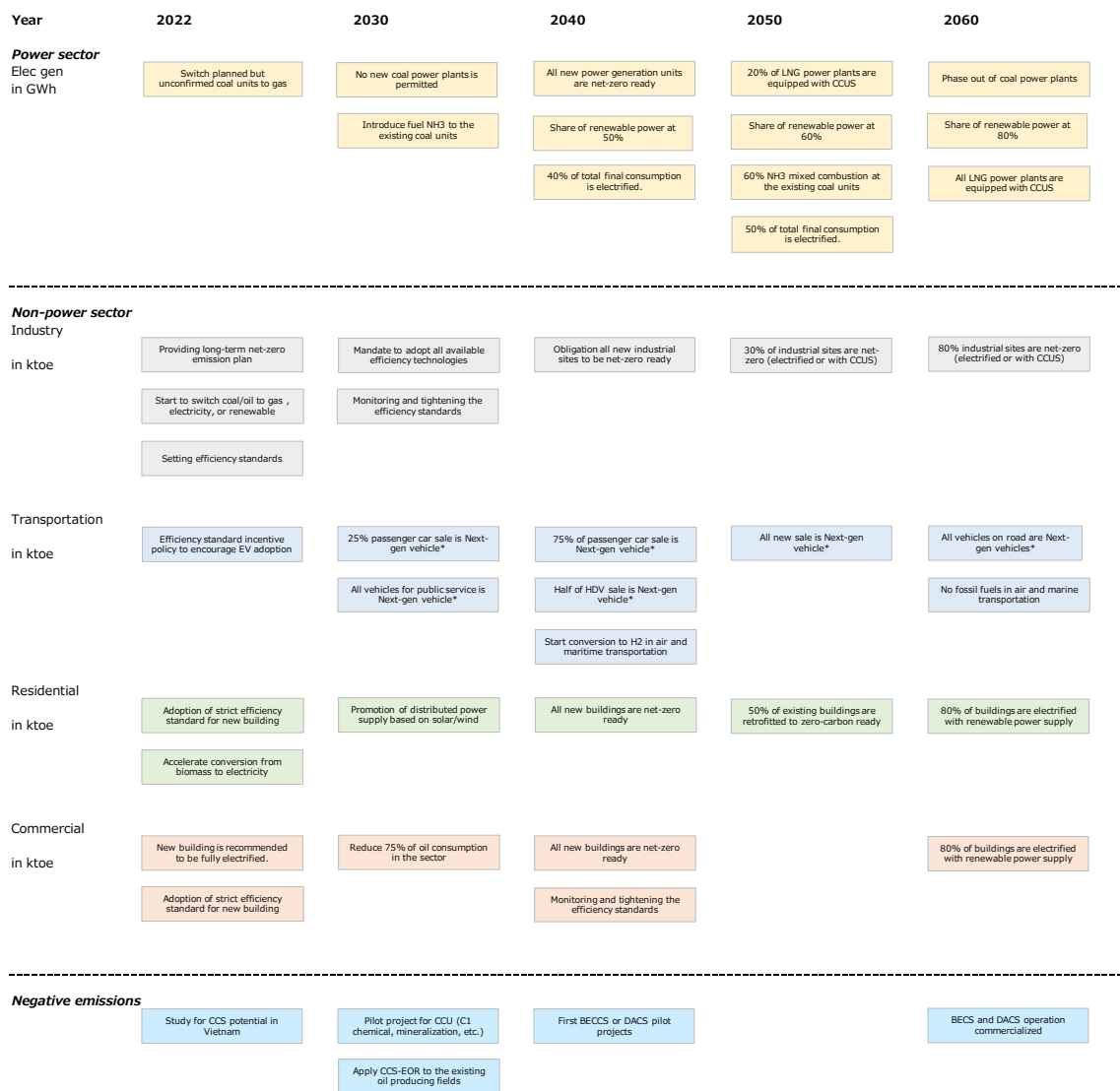
---

<sup>64</sup> 従って、その実現に要するコストや技術的な実用可能性については、厳密に検証したものではない点に留意が必要である。

輸送部門においては、基本的には電化を進め、電化が難しい分野においては水素による代替を進める。まずは手始めとして厳格な燃費基準の導入を進めつつ、税制などのインセンティブメカニズムを導入することで、電気自動車の導入を促す。さらに2030年頃より、国内における自動車の新車販売に占める次世代自動車（電気自動車、燃料電池自動車、水素エンジン自動車など）のシェアを規制によって徐々に引き上げていき、2050年にはすべての新車販売を次世代自動車とする。また、航空機や船舶などの電化がしにくい輸送手段については、2040年頃より水素への転換を進め、2060年時点では、輸送手段はすべて電気ないしは水素（またはそのほかのゼロエミッション燃料）とする。

家庭部門、商業部門を含む民生部門においても、輸送部門同様、基本的には電化を主としたエネルギー転換を進める。家庭用においては、住居に対するエネルギー効率基準を導入し、新築の住居からエネルギー効率の優れた住居施設への入替を促す。加えて地方では伝統型バイオマスから太陽光や風力などによる分散型の電源導入を進めることで、商業的エネルギーの供給と脱炭素化を同時に実現させる。2030年以降は徐々に再生可能エネルギーや一部水素を利用した住宅部門の実質ゼロ化を進め、2060年には最低でも80%の住宅における実質ゼロ化を達成する。商業部門においても、新築に対するエネルギー効率基準の適用や電化の推進を行うことで、脱炭素化しやすいインフラ整備を進める。さらに、現在商業用では最大のエネルギー源となっている石油についても再生可能エネルギーや電力への転換も進める。2040年以降は新築の建物についても、電化を前提とした建設を行うことを義務付けることで、2060年時点で限りなく実質ゼロに近い状態を実現する。

最後に、上記の一連の取り組みでも残ってしまうCO<sub>2</sub>排出を相殺するネガティブエミッション技術については、まずベトナム国内でのCO<sub>2</sub>の貯留ポテンシャルの調査を開始する。同国内には枯渇ガス田が存在することから、まずはそうしたガスの貯留層のポテンシャルを評価し、その後、帯水層への貯留ポテンシャルについても合わせて調査する。CO<sub>2</sub>を増進回収として用いるCCS-EORについては経済性が確保できるものから順次国内の油田で適用する。他方、CCUについても2030年をめどにメタノールや鉱物化など相対的に低コストで導入が可能な技術の導入可能性を評価し、将来の社会実装に向けた検討を開始する。2050年時点では、直接大気回収ないしは国内のバイオ燃料の利用とCCSを組み合わせたDirect Air Capture and Storage (DACCS) ないしはBio Energy Carbon Capture and Storage (BECCS) 技術の導入可能性に関するスタディを開始し、2060年に実用化を目指す。



(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

図 4-7 ベトナムにおけるネットゼロに向けたロードマップ

(空白のページ)

## 第5章 カンボジアにおける課題分析と支援策

### 5.1 エネルギー需給概要

#### 5.1.1 一次エネルギー供給

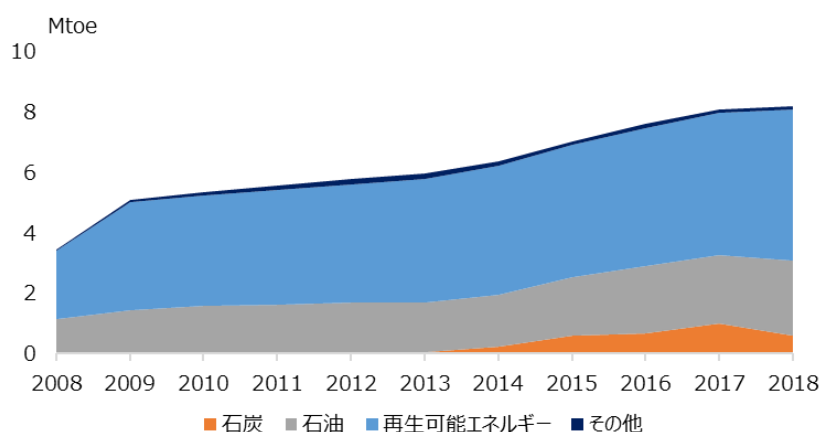
##### (1) 総供給量

カンボジアの一次エネルギー供給量は2018年時点で8 million toe (mtoe) と僅少であるが、2008年からの年率の伸び率は9%と高い。一次エネルギー供給ベースでは、再生可能エネルギーのシェアが61%と最も大きく（その多くは薪炭などのいわゆる伝統的バイオマス）、石油が30%で続いている。2008年～2018年の期間では天然ガスの利用はない（表5-1および図5-1）。

表5-1 カンボジアにおける一次エネルギー供給

	石炭	石油	天然ガス	再生可能エネルギー	その他	合計
2008	0	1,142	0	2,279	24	3,445
2009	8	1,412	0	3,604	62	5,086
2010	13	1,580	0	3,622	117	5,332
2011	15	1,592	0	3,795	141	5,543
2012	16	1,662	0	3,933	180	5,791
2013	52	1,655	0	4,078	195	5,980
2014	242	1,708	0	4,260	156	6,366
2015	587	1,928	0	4,391	131	7,037
2016	679	2,202	0	4,572	136	7,589
2017	1,009	2,252	0	4,701	127	8,089
2018	589	2,473	0	5,008	134	8,204
2018年シェア	7%	30%	0%	61%	2%	100%

(出所) International Energy Agency (IEA), *World Energy Balances 2020 edition*



(出所) IEA, *World Energy Balances 2020 edition*

図5-1 カンボジアの一次エネルギー供給

##### (2) 石油

石油に関しては、カンボジアは、元々国内の石油生産はない。沖合のブロック A で

KrisEnergy（シンガポール）によって開発計画が進められていたが、十分な生産量が確保できないことが判明したため、同社によってカンボジア政府に対し、開発事業の生産が申請されている<sup>65</sup>。

石油の下流部門に関しては、カンボジアには製油所がなく、石油製品はすべて輸入に頼っている。2017年にカンボジアが輸入した石油製品は2.4 mtoeであった。主な輸入石油製品は、軽油とガソリンであり、シンガポール、タイ、ベトナムなどから輸入されている。なおカンボジアは石油市場が自由化されており、近隣諸国よりも高値で販売されているため、統計に表れない密輸も多く存在するとされている。

今後の石油関連のインフラ投資としては、南部 Kampot 州と Preah Sihanouk 州にまたがる地域に製油所が建設されている。この製油所の原油処理の能力は10万BDとされており、カンボジアの民間企業である Cambodian Petrochemical Company (CPC) と中国の国営石油会社である China National Petroleum Corporation (CNPC) 傘下の Northeast Refining and Chemical Engineering との合弁事業として建設が進められている。投資額は6億2,000万ドルであり、2017年5月に着工され2019年初頭に完成する予定であったが、現地の天候や設備の仕様変更などの要因で遅延が相次いで発生しており、現時点での完成予定は2022年となっている<sup>66</sup>。この製油所の装置構成は、輸入原油を精製する構成となっており、国内の Apsara 油田から生産される API 比重 40 度という軽質原油とは適合しないため、同原油は主として輸出されるとみられている。

### (3) 石炭

石炭に関しては、2017年のカンボジアの石炭生産量は27 ktoe（石炭換算で約4万トン）である。この生産規模は、個人事業者が数人で採掘するような非常に小さい規模で、全国に石炭を流通させるような事業規模ではない。

#### 5.1.2 電源ミックス

2018年の発電量は8,172GWhと少ないが、2008年からの10年間でみると、5.5倍増と急激に増加している。発電燃料の中心は元々石油であったが、2009年からは石炭火力が稼働を開始し、また2010年代に入ると再生可能エネルギー（水力）電源による供給が増えてきている、2018年時点での水力の発電量シェアは59%であり、石炭は37%となっており、石油火力のシェアは4%にまで低下している（表5-2および表5-3）。

<sup>65</sup> Kevin Foster, "Singapore's Kris collapses as Cambodia oil falls short," *Argus Media*. 7 June 2021. <https://www.argusmedia.com/en/news/2222136-singapores-kris-collapses-as-cambodia-oil-falls-short>. Accessed on 27 November 2021.

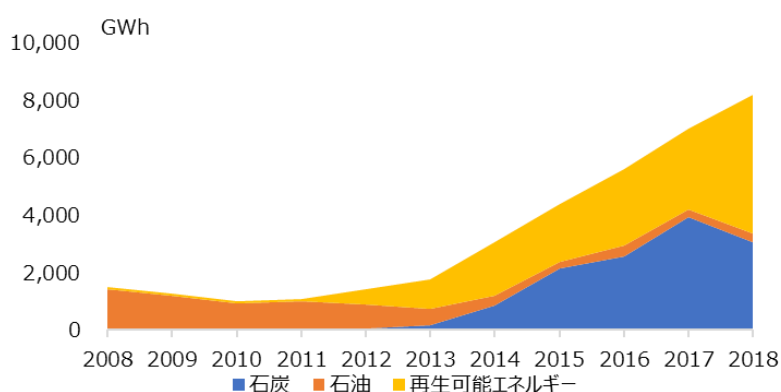
<sup>66</sup> Jason Boken, "Oil refinery project on hold again," *Khmer Times*. 10 December 2020. <https://www.khmertimeskh.com/50791450/oil-refinery-project-on-hold-again/>. Accessed on 14 January 2021



表 5-2 カンボジアの発電電力量の構成

	石炭	石油	天然ガス	再生可能エネルギー	合計
2008	-	1,417	0	65	1,482
2009	28	1,170	0	68	1,266
2010	31	914	0	55	1,000
2011	34	951	0	75	1,060
2012	37	857	0	540	1,434
2013	169	579	0	1,030	1,778
2014	863	327	0	1,872	3,062
2015	2,128	228	0	2,041	4,397
2016	2,551	379	0	2,664	5,594
2017	3,911	297	0	2,790	6,998
2018	3,057	299	0	4,816	8,172
2018年シェア	37%	4%	0%	59%	100%

(出所) IEA, *World Energy Balances 2020 edition*



(出所) IEA, *World Energy Balances 2020 edition*

図 5-2 カンボジアの発電電力量推移

### 5.1.3 低炭素化に向けた取り組み

カンボジアでは、環境省とカンボジア王立農業大学、日本の京都大学、地球環境戦略研究機関、国立環境研究所が共同研究で「Low Carbon Development Strategy for Cambodia toward 2050」を策定している。これは、カンボジアが GHG 排出を軽減し、経済成長と環境の持続可能な戦略を目的としている。これまでの共同研究では、以下の 4 つの政策が特定されている。

- 政策 1：グリーン環境
- 政策 2：グリーン経済、社会、文化の調和
- 政策 3：ブルーエコノミー
- 政策 4：エコビレッジ

政策 1 のグリーン環境では、森林保全を目的とした森林管理戦略、廃棄物削減を目的とした廃棄物管理戦略、エコ農業や収穫率の向上を目的とした農業管理戦略の 3 つの戦略が

ら構成されている。政策 2 のグリーン経済、社会、文化の調和では、輸送エネルギーの削減を目的とした交通管理戦略、再生可能エネルギーや省エネルギー奨励を目的としたエネルギー管理戦略、旅行でのエネルギーや廃棄物の削減を目的とした旅行管理戦略の 3 つの戦略から構成されている。政策 3 のブルーエコノミーでは、海洋を管理する目的とした海洋および持続可能な沿岸域管理戦略が設定されている。政策 4 のエコビレッジでは、主に道路を改善していく低炭素インフラ開発戦略、省エネ建物を目的とした建物設計と建設戦略の 2 つの戦略から構成されている。

## 5.2 エネルギー政策の所管省庁

鉱業・エネルギー省 (Ministry of Mines and Energy : MME) が、エネルギー政策の策定、電源開発計画の策定、電力技術・安全・環境基準の制定を行っている。同省内の主な部署としては、エネルギー総局 (General Department of Energy) 及び石油総局 (General Department of Petroleum) がある。エネルギー総局は、エネルギー・電力部門の計画やデータ収集を所管しており、その下部組織として、エネルギー開発部、新・再生可能エネルギー部、原子力エネルギー技術部、火力部、技術・エネルギー事業政策部及び水力発電部がある。エネルギー開発部がエネルギー戦略策定や政策の実施を担当し、同部のエネルギー計画室がエネルギー政策策定及び企画を担当している。一方、石油総局は、カンボジア石油庁 (Cambodian National Petroleum Authority : CNPA) を含むカンボジア国内の石油産業全体を所管している。

電力部門は、カンボジア電力庁 (Electricity Authority of Cambodia : EAC) が管轄し、電力部門の事業者の認可 (事業ライセンスの付与) ・管理・指導・調整を担っている。

## 5.3 エネルギー供給企業

### 5.3.1 電力

カンボジアの電力産業の中心的存在は、カンボジア電力公社 (Electricite du Cambodge : EDC) である。EDC は、カンボジアで唯一の発電・系統送電・配電の統合許認可を有する事業体である。発電事業の殆どは、独立系発電事業者 (Independent Power Producers: IPP) が行っている。IPP は、カンボジア企業と外資企業による合弁企業という形態をとる場合が多く、中国華電、中国電力建設、オールドス鴻駿 (中国)、中国重型機械、Leader Energy (マレーシア)、丸紅等が、合弁のパートナー企業として進出している。

### 5.3.2 石油

国内の石油供給は、1998 年に設立された国営の CNPA が中心に行っている。カンボジア国内の上流部門 (探鉱・開発・生産) は、外資企業による直接投資が可能であり、2004 年に Chevron 及び三井石油開発が油田を発見した。その後、Chevron の権益はシンガポール KrisEnergy に引き継がれたが、上述の通り同社は油田開発事業から撤退している。下

流部門（精製・物流・販売）では、2017年に民間企業の Cambodia Petrochemical Company と中国の国営石油会社 China National Petroleum Corporation (CNPC) の子会社が、カンボジア初の製油所建設を開始したが、2020年12月に資金難で建設が中断されていることが報じられている<sup>67</sup>。カンボジア国内の石油製品の輸入・販売は自由化されており、Chevron、Total、PTT（タイ）といった外資会社が進出し、ガソリンスタンドでの販売事業を行っている。

### 5.3.3 ガス

2021年11月時点で、カンボジアでの天然ガスの恒常的な利用は確認されていないが、将来のガス産業の担い手として Cambodian Natural Gas Corp が2015年に設立されている。同社は、カンボジアに対する LNG 輸入、LNG 受入基地の建設、国内の天然ガスパイプラインの運営、国内各地に対する都市ガス供給、国内のガス関連基準の設定等、広範な分野にわたる天然ガス事業に関する許認可を政府から独占的に供与されている<sup>68</sup>。

## 5.4 エネルギー・ミックス・電源ミックスの目標

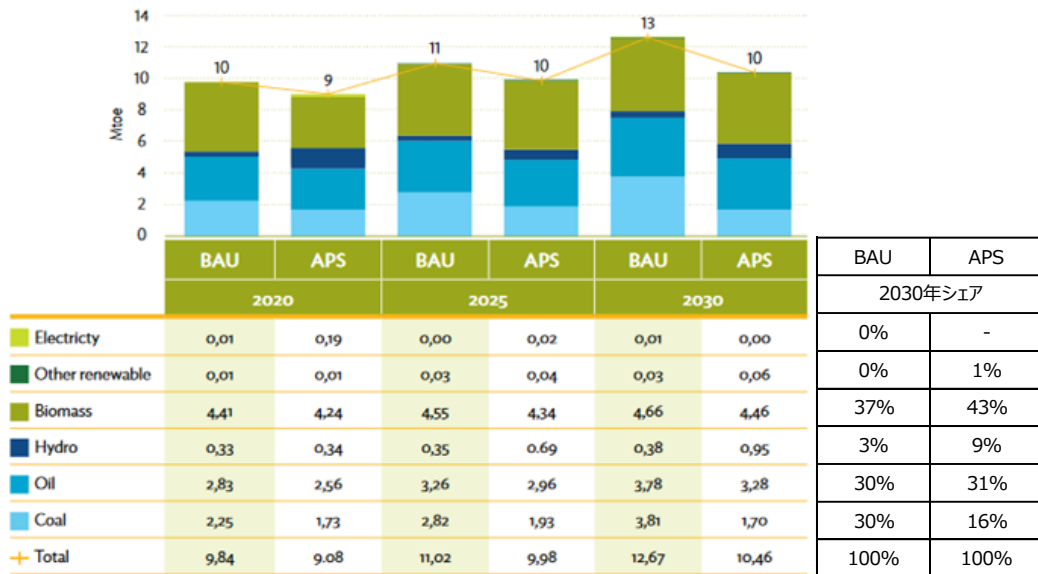
2019年3月に、カンボジアの鉱業・エネルギー省によって策定された Cambodia Basic Energy Plan によると、カンボジアの一次エネルギー供給量は、基準シナリオ (Business as usual: BAU) の場合で2030年に12.67 mtoe にまで増加するが、気候変動対策を強化する代替政策シナリオ (Alternative Policy Scenario: APS) の場合では2030年では、10.46 mtoe にとどまる<sup>69</sup>。バイオマスが中心の一次エネルギー供給構成は変わらないものの、BAU シナリオでは、石油・石炭需要の増加が著しい。その結果、BAU シナリオでの石油・石炭のシェアは、2030年には6割に達するとされている。なお、本計画では、エネルギー供給源の多様性確保の観点から、水力、石炭と並んで、天然ガスも重要であるとされているが、いずれのシナリオにおいても、2030年時点では天然ガス需要は見込まれていない。

---

<sup>67</sup> 「国内初の製油所開発、資金難で中断」NNA、2020年12月10日、<https://www.nna.jp/news/show/2128950> 2021年1月9日アクセス。

<sup>68</sup> Cambodian Natural Gas Corp, “CNGC Profile.” [http://www.cngc-kh.com/About\\_Us/CNGC\\_Profile/](http://www.cngc-kh.com/About_Us/CNGC_Profile/). Accessed on 9 January 2021.

<sup>69</sup> Ministry of Mines and Energy, *Cambodia Basic Energy Plan*. March 2019. [https://www.eria.org/uploads/media/CAMBODIA\\_BEP\\_Fullreport\\_1.pdf](https://www.eria.org/uploads/media/CAMBODIA_BEP_Fullreport_1.pdf). Accessed on 9 January 2021.



(出所) Ministry of Mines and Energy, *Cambodia Basic Energy Plan*. p. 97 に日本エネルギー経済研究所加筆

図 5-3 カンボジアの一次エネルギー供給見通し

カンボジアの発電容量は、2020年の2.5GWから2030年には4.8GWにまで拡張することが計画されている。発電燃料別には石炭/ガスの増加分が最も大きい<sup>70</sup>。一方、2020年時点での石油火力の発電容量は2030年に至るまで増減なしと想定されている(表5-3)。

表 5-3 カンボジアの発電容量見通し

Capacity (MW)\year	2020	2025	2030	2030年シェア
Coal/gas	873	1,773	2,373	6%
Oil	251	251	251	5%
Hydro	1,330	1,506	1,602	34%
Renewable energy (biomass, solar, wind)	72	281	490	10%
Total capacity	2,526	3,811	4,716	100%
Peak demand +20% margin	2,017	3,214	4,776	
Required capacity	0	0	60	

(出所) Ministry of Mines and Energy, *Cambodia Basic Energy Plan*. p. 19 に日本エネルギー経済研究所加筆

<sup>70</sup> 上記エネルギー見通しで天然ガスの需要が見込まれていないことに鑑みれば、「ガス」はLPGの可能性がある。

## 5.5 新型コロナウイルスの影響

### 5.5.1 サプライチェーンへの影響

カンボジアにおいては、エネルギーのサプライチェーンに対する新型コロナウイルスによる影響は確認できない。各発電所においても操業自体は継続的に行われている。発電所の中には、事務所や寮の衛生管理の徹底、頻繁な温度計測、マスク着用の義務などしっかりした感染対策を行っている発電所もみられている<sup>71</sup>。

### 5.5.2 設備投資や既存設備の運転管理への影響

一方、設備投資の分野では、新型コロナウイルスによる影響が多くみられている。これは、物流の停滞や外国からの機器の納入の遅れ、外国メーカーが建設現場に専門家を派遣できないなどといった事情による。具体的には、中国からの ISO コンテナによる LNG の輸入や LNG の受入施設の建設計画、カンボジア国内での LNG の需要開拓といった LNG ・天然ガス関連の設備投資や、それだけではなくプノンペン近郊における廃棄物発電所 (Waste to Electricity) などを始めとする電源開発計画に遅れが出ている<sup>72</sup>。特にカンボジアは中国企業による設備投資が多いため、中国からの物品や技術者の遅延の影響が大きい模様である<sup>73</sup>。

### 5.5.3 コロナ対応としての課題

コロナウイルスによる影響としてまず懸念されるのが、電力事業者の財務悪化である。カンボジア政府は、製造業、農業、商業、サービス業の 4 つの主要部門の企業に対し、2020 年 6 月から 5 ヶ月間、電気料金を引き下げる計画を発表している<sup>74</sup>。また、カンボジアでは低所得者層に対する電気料金の減免措置も発表していることから、カンボジアの電力事業者は、財務上は大きなダメージを受けていることが推察される。現時点では、カンボジア電力公社である EDC (Electricite du Cambodge) は 2020 年度の財務諸表を出していないため、コロナによる財務への影響は確認できていないものの、カンボジア電力部門における財政面での支援ニーズは一定程度存在するものと推察される。

他方、コロナ禍の下であっても、カンボジアの電力部門に対しては、中国企業の投資が相次いでいる。新型コロナウイルスの感染拡大が深刻化し始めた 2020 年 3 月以降の中国系企業の投資案件として主なものは下記の通りである。

---

<sup>71</sup> “China-constructed hydroelectric station powers Cambodia's development against COVID-19,” *Global Times*, May 17, 2020. <https://www.globaltimes.cn/content/1188560.shtml>. Accessed on September 3, 2021.

<sup>72</sup> C. Vannak, “New power supply will miss dry season because of virus,” *The Khmer Times*, March 26, 2020. <https://www.khmertimeskh.com/705761/new-power-supply-will-miss-dry-season-because-of-virus/>. Accessed on March 31, 2021.

<sup>73</sup> H. Pisei, “COVID delays WtE power plant,” *The Phnom Penh Post*, March 9, 2020. <https://www.phnompenhpost.com/business/COVID-delays-wte-power-plant>. Accessed on March 30, 2021.

<sup>74</sup> *The Star Online* May 21, 2020. “Cambodia gives electricity break to four key sectors for five months” <https://www.thestar.com.my/aseanplus/aseanplus-news/2020/05/21/cambodia-gives-electricity-break-to-four-key-sectors-for-five-months>. Accessed on March 29, 2021.

- 2020年3月、Cambodia International Investment Development Group と Huadian Sihanoukville Power Generation 社が、700MW の発電出力を持つ石炭火力発電所の開発計画がカンボジア政府によって承認された<sup>75</sup>。
- 2020年10月、China National Heavy Machinery 社が、カンボジアにおいて3億8,900万米ドルの150MW の水力発電所の開発を政府から承認された<sup>76</sup>。
- 2020年12月、中国系の Rise Energy 社が Battambang 州における60MW の太陽光発電所に4,500万米ドルの資金を調達した<sup>77</sup>。
- 2021年3月、Shanxi Electric Power Engineering が、西北部の Banteay Meanchey 州において39MW の太陽光発電所の稼働を開始<sup>78</sup>

このように、カンボジアの電力事業者自身の財務体質の弱体化が懸念される一方で、それを埋め合わせる形で中国企業によるカンボジアにおける電力市場への進出が活発に続いていることも事実である。コスト競争力を有する中国企業との競合は必ずしも容易ではないが、他方で、後述するように今後カンボジアにおいても、長期的な温室効果ガスの排出をより本格的に実施する必要があると考えられ、その点においては、気候変動対策と経済成長の両立に資するような国際協力へのニーズは依然として高く、日本が貢献できる分野も存在すると考えられる。

## 5.6 支援案件

上記のカンボジア国内におけるエネルギー需給状況を踏まえ、今後の具体的な支援を行う上では下記の3つの目的を設定する。

一つには、国民に対する安定的且つ近代的なエネルギーの供給を確保することである。上記の通り、カンボジアでは伝統的なバイオマス燃料への依存度が依然として高く、電化率もまだ低い。今後、国民生活の水準を改善していくためにも、どのようにして近代的なエネルギー供給体制を整備していくのか、そのためのエネルギーインフラをどのように開発していくのかという、長期的なエネルギー需給計画が不可欠である。

二つには、低炭素化・脱炭素化である。上記の通り、現在発電部門においては石炭火力の導入が進みつつあり、今後輸送部門を中心に石油の需要の増加も予想されている。これに対し、世界規模での気候変動対策を進めていく上では、カンボジアに対しても、今後低

<sup>75</sup> H. Pisei, “CDC greenlights five projects worth \$1.3B,” *The Phnom Penh Post*, March 28, 2020. <https://www.phnompenhpost.com/business/cdc-greenlights-five-projects-worth-13b>. Accessed on April 6, 2021.

<sup>76</sup> “Cambodia signs 150MW hydropower dam implementation agreement,” *Setao*. <https://www.setao.com/details/52344/en.html>. Accessed on April 7, 2021.

<sup>77</sup> T. Vireak, “China firm backs Battambang solar farm,” *The Phnom Penh Post*, December 23, 2020. <https://www.phnompenhpost.com/business/china-firm-backs-battambang-solar-farm>. Accessed on April 6, 2021.

<sup>78</sup> “Banteay Meanchey solar farm adds 39MW to national grid,” *The Phnom Penh Post*, March 11, 2021. <https://www.phnompenhpost.com/business/banteay-meachey-solar-farm-adds-39mw-national-grid>. Accessed on April 7, 2021.

炭素化・脱炭素化に向けた取り組みが求められることは確実である。カンボジア国内における再生可能エネルギー資源の見極めや、仮に化石燃料を利用する際にも、より温室効果ガスの排出が少ない天然ガスの利活用が優先されるべきである。上述の通り、現在カンボジアにおいては天然ガスの恒常的な利用は見られないが、天然ガスを導入することで、一次エネルギー源を分散化できることで、エネルギー安全保障の改善にもつながる。長期的な再生可能エネルギーの主力電源化と移行期における天然ガスの利活用を促すための支援が必要である。

三つには、経済成長とのバランスをとることである。カンボジアでは上述の通り、今後あらゆるエネルギー需要の増加が見込まれているが、そうした需要の拡大が続く中でのごく短期間での急速な脱炭素化策の導入は、その取り組み方を誤ると、カンボジア経済に対して非常に大きな経済的コストを強いる可能性がある。そうした事態を避けるためにも、長期的なネットゼロを視野に入れつつも、それに要する経済的コストとのバランスを踏まえた現実的なエネルギー転換とそのためのインフラ整備計画が作られるべきである。

上記の目的を踏まえ、本報告書では、カンボジア向けの支援案件として、エネルギー・トランジションに向けたマスタープランの策定と LNG・天然ガス利用のための人材育成、の2点が有意義であると考えられる。

## 5.6.1 エネルギー・トランジションに向けたマスタープラン

### (1) 背景と課題

カンボジアの一人当たり GDP は 2019 年時点で 1,713 ドルと ASEAN の中ではミャンマーに次いで低い。一次エネルギーの 6 割はバイオマスで賄われており、上記 Cambodia Basic Energy Plan では 2030 年時点でもバイオマスはエネルギー・ミックスの 37%-43% を占めるとされている。これらバイオマスの大半は薪などの伝統的なバイオマスであると考えられるが、家庭での煮炊き等で生じる煙による健康リスク等に鑑みれば、地方や貧困層のエネルギー・アクセス向上は中長期的な課題である。

一方、電力へのアクセスは大きく改善していることも事実であり、2010 年に 22.9%であった電化率は 2019 年には 74.8%に達した<sup>79</sup>。他方、輸入電力依存度は依然として高く、着実な電源開発による電力安定供給確保は今後とも課題であり続けるだろう。

これまでのカンボジアの電源開発で大きな役割を果たしてきたのが石炭火力である。石炭火力は低廉な電源として今後もカンボジアの電力ミックスで重要な役割を担うことが期待されるが、気候変動等環境負荷を考慮すれば石炭火力への依存度を上げ続けることは難しい。一方、その他の電源については、上記 Cambodia Basic Energy Plan では、水力の発電容量が 2030 年でも 34%を占めるとされているが、渇水による電力安定供給リスクは拭いきれない。他方、同 Plan ではバイオマス<sup>80</sup>・太陽光・風力といった再生可能電源に電

<sup>79</sup> International Energy Agency, *SDG7 Data and Projections: Access Electricity*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/93fd1a56-5c8f-4209-ba6e-7f6ff9fffb19/WEO2020-Electricityaccessdatabase.xlsx>. 2021 年 11 月 28 日アクセス

<sup>80</sup> ここでのバイオマスとは薪など伝統的（非商業的）なものではなく、廃材等が中心である。

源ミックスの 1 割を担わせる計画であり、太陽光は多くの計画が存在する。環境負荷が低いこれら再生可能電源の開発は今後さらに推進されるべきであるが、太陽光のような変動型再生可能電源の増加は電力安定供給にとってリスク要因ともなりうる。

これらの課題に鑑みれば、着実な電源開発とともに電源多様化の必要は明らかである。その中では、再生可能エネルギーの導入を進めることはもちろんのこと、その他にも、主力の水力発電増強のポテンシャルが限定的であること、石炭火力による環境負荷が大きいことを考えると、ミドル電源としてまた再生可能電源のバックアップ電源としてガス火力が果たす役割も大きい。2021年6月に実施したヒアリングでは、カンボジア政府機関もガス火力の重要性を認識していることが確認されており、ガス火力導入の気運は高まっていると言える。その意味で、支援の方向性としては、まずは長期的には再生可能エネルギーの主力電源化によるエネルギー・トランジションを図るとともに、移行期においては、火力発電を中心とする LNG の利活用に重点が置かれるべきである。

現時点で天然ガスの利用がないカンボジアにおいて、新たに LNG による天然ガス導入を進めていくのはまさに国家プロジェクトであり、カンボジア政府は、エネルギー・環境政策上における天然ガスの位置づけを定め、ガス火力発電所のみならず LNG 受入基地等の天然ガスインフラや、将来的には産業用・民生用の都市ガス供給を視野に入れた施設に要する投資や資金調達を計画する必要がある。そうしたゼロからの天然ガス利用に向けたマスタープランの作成は、カンボジアにとっても非常に有用な政策的インプットになると考えられる。

## (2) 目的

本協力案件の目的は、カンボジアにおけるエネルギー・トランジションのマスタープランを策定することにある。長期的には再生可能エネルギーの主力電源化を図るとともに、移行期においては天然ガスの利活用を進める具体的な計画を作成することで、今後の経済成長を支え、かつ不安定な電力供給事情の改善を図ることにある。

## (3) 期待される成果

本協力案件においては以下の4つの成果が期待される。

### 成果①エネルギー及び天然ガスの需要見通し

まず主要な成果として挙げられるのが、2050年までの長期の一次エネルギー及び天然ガスの需給見通しの作成である。現在のカンボジアにおけるエネルギーマスタープランは2030年までの需給見通ししか作成されていない。しかし、エネルギー関連インフラの償却期間を考慮すれば、今後の同国内のエネルギー供給を支えるインフラ投資を検討する上では、2040年ないしは2050年を視野に入れたより長期のエネルギー需給の見通しが不可欠である。本協力案件では、まず長期のエネルギー需要見通しを作成し、その中で特に天然ガスの需要動向については発電、産業、民生など部門別の見通しを作成する。



## 成果②インフラ計画

将来の長期的なエネルギー需要の見通しができた段階で、天然ガス・LNG 関連インフラおよび将来的には国内の再生可能エネルギー導入に係るインフラ計画を作成するのがもう一つの成果物となる。具体的には、移行期においては天然ガス火力、LNG 受け入れ施設、必要に応じ国内のパイプライン網整備などがその計画の内容として含まれ、また長期的には、国内の再生可能エネルギー供給源・能力の特定及びその供給源からの送配電網の整備、物流網の整備などの計画が含まれる。なお、国内の天然ガスインフラ計画に関しては、既に中国企業がカンボジア国内でインフラの整備を検討しているが、その整備計画との整合性についても留意した形で作成する。

## 成果③具体的な開発プロジェクト選定

インフラ計画が完成した時点で、優先順位が高く、かつより国際協力の必要性の高い資金需要の大きいインフラ開発プロジェクトを特定する。

## 成果④政策提言とエネルギー転換に向けたロードマップ

最後に、本マスタープラン策定の成果として、政策提言とエネルギー転換に向けたロードマップの作成がある。政策提言については、移行期におけるガス導入にあたっての事業法を含む諸制度・規制の整備、投資関連制度、国内のガス火力発電を含むガス関連事業に対する政府組織の新設など多岐にわたる分野の政策を展開する必要性が考えられ、長期的には再生可能エネルギーの主力電源化に関する政策が含まれる。ロードマップについては、2050年までを目途とし、2030年、2040年などの基準となる年における需要構成やインフラ整備計画などを含める。

### (4) 成果を達成するために必要となる活動

#### 成果①エネルギー及び天然ガスの需要見通し

需給見通しの作成に当たっては、経済成長の程度（例：高成長及び低成長）や温暖化対策の程度（例：Business as usual、低炭素技術進展、ネットゼロ）に応じて複数のシナリオを設定し、それぞれのシナリオを基に、マクロ経済モデルやエネルギー需給モデル等を用いて長期的なエネルギー転換に向けたエネルギー需要見通しを算出する。なお、移行期におけるカンボジアにおける実際の天然ガス需要開拓という観点では、電力部門以外では、温暖な気候により民生用の需要は限定的であり、需要密度や規模の観点から都市ガス需要開発の中心は産業用となる可能性が高い。しかし、カンボジアの産業用エネルギー需要は2018年時点で1,470ktoe（約125万LNG換算トン）に過ぎない。需要形態、コスト競争力、インフラ制約といった理由で全ての産業用エネルギー需要を天然ガスに転換することは困難である<sup>81</sup>ので、現時点での需要規模を想定すると、産業用天然ガス需要ポテンシャル

<sup>81</sup> 産業用での天然ガス利用が進んでいる米国でも天然ガスは産業エネルギー需要の半分を占めるに過ぎない

ルは最大でも数十万トン/年規模であろう。従って、短期的には産業用需要を担保にして LNG 輸入プロジェクトを立ち上げるのは現実的ではないものの、発電用需要を補完する需要として、ボイラー・工業炉といった産業用熱需要を地道に開発していくことが重要である。

## 成果②インフラ計画

本協力案件では、人口及び産業分布やガス火力発電所建設地点等を考慮し、上記天然ガス需要見通しを部門別及び地域別に細分化する。その上で、LNG 受入基地、パイプライン、LNG サテライト基地等のガスインフラの整備計画を策定する。その際には、既に進行している中国のガスインフラ計画との関連性を考慮する必要があり、報道によると、この計画は 3 つのフェーズからなり、第 1 フェーズではコンテナでの少量の LNG 輸入体制を確立し、第 2 フェーズでガス火力発電所（最大 3,600MW）を建設、第 3 期（2024～2029 年）に 300 万トン/年の LNG 受入基地を建設するとされている<sup>82</sup>。また、時期は不明ながら都市部の 27 ヶ所で LNG 充填設備を設置するとされており、発電用以外での需要開発が視野に入れられている<sup>83</sup>（表 5-4）。

表 5-4 中国によるカンボジアでのガスインフラ計画

Phase 1 (2019-2020 年)	Phase 2 (2021-2023 年)	Phase 3 (2024-2029 年)
ISO コンテナによる LNG 輸入開始	ガス火力発電所 (3,600MW) 及び FSRU (再ガス化能力 55 万ト ン/年) 建設	陸上受入基地 (受入能力 300 万トン/年) 建設

(出所) Khmer Times, *CNOOC Gas & Power sizing up entry into new Cambodia LNG import terminal*, 2021 年 7 月 3 日, <https://www.khmertimeskh.com/50886168/cnooc-gas-power-sizing-up-entry-into-new-cambodia-lng-import-terminal/>

なお最近の動きとしては、2020 年 1 月に ISO コンテナによる LNG が、中国・広西省からシアヌークビルに出荷されている<sup>84</sup>。ただし、この ISO コンテナによる輸出は恒常的なものではなく、需要側のニーズに応じて提供されている小規模なものと考えられる。

長期的なエネルギー転換に向けた再生可能エネルギーに関するインフラについては、国内の風力・太陽光・バイオマスなどの資源の地理的な賦存をふまえた供給源と供給能力を特定した上で、その需要地までの供給に必要なインフラ整備の想定を行う。

い。

<sup>82</sup> Khmer Times, *CNOOC Gas & Power sizing up entry into new Cambodia LNG import terminal*, 2021 年 7 月 3 日, <https://www.khmertimeskh.com/50886168/cnooc-gas-power-sizing-up-entry-into-new-cambodia-lng-import-terminal/>

<sup>83</sup> 同上

<sup>84</sup> IHS Markit, *China launches small-scale LNG exports to Cambodia: Is there room for growth?*, 2020 年 1 月 14 日, <https://ihsmarkit.com/research-analysis/china-launches-small-scale-lng-exports-to-cambodia.html> 2021 年 7 月 26 日アクセス

### 成果③具体的な開発プロジェクト選定

成果②で策定した計画に基づいて、具体的な開発プロジェクトの選定及び投資額の算定を行う。その上で、開発に必要な技術や資金調達形態について検討する。LNG に関しては、上記の通り、2021 年 7 月に中国 CNOOC が受入基地、ガスパイプライン、ガス火力発電所建設等を検討していることが報道されており<sup>85</sup>、既に導入に向けた準備が進められている。しかし、2021 年 6 月に実施した MME General Department of Petroleum へのヒアリングによると、天然ガス需要開拓が進んでいない模様である。報道によると、計画されているガス火力発電容量は、最大 3,600MW とされており、これが実現すれば最大 230 万トン/年程度の LNG 需要が発生するが<sup>86</sup>、Cambodia Basic Energy Plan ではカンボジアの発電容量合計は 2030 年時点でも 4,716MW とされている。従って、3,600MW のガス火力発電容量が実現するにしても、発電容量は電力需要の伸びに応じて段階的に追加され、LNG 需要も段階的に増加することになる。現時点では中国企業主導で進められている LNG 輸入・ガス火力プロジェクトであるが、日本企業の参入の余地がないか引き続き情報収集を進め、参入可能な具体的な開発プロジェクトがあれば、そうしたプロジェクトへの具体的な協力内容（出融資、場合に応じ政府間合意など）を提示する。

### 成果④政策提言とエネルギー転換に向けたロードマップ

上記の成果①～③に基づいて、カンボジアへのエネルギー転換に必要な政策を提言し、具体的な時間軸と政府・産業が担うべき役割などについてまとめたロードマップを作成する。

## 5.6.2 LNG・天然ガス利用人材育成

### (1) 背景と課題

カンボジアは自国のエネルギー及び電源ミックスに天然ガスを導入することを検討している。しかし、天然ガス需要が存在しないカンボジアでは、天然ガスや LNG を利用するノウハウは限定的である。LNG 受入基地やガス火力発電所といった大規模インフラ整備を実行するためには、政府や企業での人材育成が不可欠である。

### (2) 目的

上記背景に鑑み、本人材育成プログラムでは天然ガスや LNG に関する専門知識を習得し、カンボジアでの天然ガスや LNG をスムーズに導入するための人材を育成する。

### (3) 想定される成果

本協力案件では以下の 3 つの成果が期待される。

---

<sup>85</sup> Khmer Times, *CNOOC Gas & Power sizing up entry into new Cambodia LNG import terminal*, 2021 年 7 月 3 日, <https://www.khmertimeskh.com/50886168/cnooc-gas-power-sizing-up-entry-into-new-cambodia-lng-import-terminal/>

<sup>86</sup> 熱効率 61%、利用率 70%と仮定している。

#### 成果① 天然ガス利用及びガスインフラ整備に関する専門知識の習得

まず一つ目に期待される成果が LNG を含む天然ガス利用および天然ガスインフラ整備に関する専門知識の習得であり、今後の天然ガス・LNG の利用を拡大する上で、政策当局者として身に着けておくべき知識や今後必要となる政策的な対応内容についての見識を深めてもらう。

#### 成果② 天然ガス及び LNG に関する法律及び規制体系の策定

次に期待される成果が、実際に天然ガス・LNG を導入する上で、整備しなければならない法制度、規制体系を、カンボジア政府関係者に習得してもらうことである。諸外国の事例も交え、いくつかのオプションを提示しながら、現地政府関係者と望ましい法制度、規制体系を整備する支援を行う。

#### 成果③ 安全・環境マネジメントの基準や操業面でのノウハウ習得

最後に、操業サイドにおける諸基準や知識の習得である。前者については、現状天然ガス・LNG の利用がないカンボジアにおいては、ゼロからの基準の整備が必要となる。操業面のノウハウについては、一義的には当該事業を行う企業が責任をもって行うこととなるが、政策当局者として実際にどのような操業を行っているのかについての知識を習得してもらうことも、より効果的・効率的な政策の立案・遂行には重要となる。

### (4) 成果を達成するために必要となる活動

#### 成果① 天然ガス利用及びガスインフラ整備に関する専門知識の習得

天然ガスの利用には様々な用途があるが、発電用や産業用、民生用の利用を中心に具体的にどのような利用が可能なのかという点について包括的な研修を行う。その際には、個別の分野の政策担当者に対して、より詳細な研修プログラムを提供し、コロナ禍が落ち着いた段階で、実際のサイトビジットなども交えながら、日本国内での研修を行う。

#### 成果② 天然ガス及び LNG に関する法律及び規制体系の策定

天然ガスに関連する法律・規制・契約体系を整備する必要がある。まずは天然ガス・LNG 事業の枠組みを規定する事業法の整備が必要となり、政府による権限やカンボジア国内でガス事業を行う事業者の義務などを体系的に整理する。すでにカンボジアでは、天然ガス関連事業を独占的に行う企業が存在しているが、その企業と政府との間での責任分担などについても、明確に規定する。さらに、実際に LNG を受け入れる際には様々な契約が発生するため、それらの諸契約の内容についての専門知識も身に着けてもらう。具体的には、LNG 受入基地やガス火力発電所といったガスインフラの建設、LNG 調達のための輸入契約、ガスインフラオペレーターとのインフラ運用サービス契約、ガス火力発電所とカンボジア電力公社との売電契約、産業用等ガス需要家とのガス供給契約の内容を理解し、カンボジアの天然ガス導入や活用のために必要な法律・規制・契約体系の整備を促す。また、天然ガス及び LNG 規制のためにカンボジア政府内でどのような組織が必要か提案す

る。研修の一環として、日本の規制当局担当者やガス関連法律専門家との意見交換も検討する。

### 成果③ 安全・環境マネジメントの規制やノウハウ習得

カンボジアでは、これまで天然ガスの利用の経験が少ないため、ゼロからの安全・環境・衛生関連基準の整備が必要となる。日本国内の関連団体や企業などの参画を得ながら、効果的な基準の設定を進めていく必要がある。特に、LNG に関しては、極低温であること、ボイルオフガスの取扱いに注意を要すること、パイプラインの流量や圧力の管理が必要であることなど、操業上、考慮すべきことが多い。本協力項目では、これらの運用・保守・管理に関する専門知識を習得すべく、オペレーションマニュアルの策定や現場担当者へのトレーニングプログラムを提供する。また研修の一環として、現場担当者や責任者を日本に招聘し、LNG 受入基地、ガス火力発電所、ガス輸送・配給網、ガス需要家、ガス機器メーカーを見学することも検討する。

## 5.7 ネットゼロ達成に向けたロードマップ

最後に、今後のカンボジアにおいて温室効果ガスの排出量を実質ゼロにする上でのロードマップを図 5-4 に示す。ベトナムにおいて示したのと同様、このロードマップは、2060 年時点で実質ゼロの状態を達成すると仮定し、現状のカンボジアにおけるエネルギー需要からバックキャスト的な手法によって作成したものである。

ネットゼロへの道筋は大きく、①再生可能エネルギーによる電化の推進、②電化ができない需要部門における非化石燃料の導入、③完全に排除できない化石燃料の使用によって生じる CO<sub>2</sub> 排出のネガティブ排出技術による相殺、の 3 つの手法によって構成される。

まず電力部門について、カンボジアにおいては、最終エネルギー消費に占める電力のシェアは 2018 年時点で 10%に過ぎず、この比率を再生可能エネルギーの導入拡大によって大きく引き上げていかなければならない。目標とされるシェアについては、2040 年で 30%に引き上げ、最終的には 2060 年時点で 50%まで電化を進める必要がある。再生可能エネルギーについては、2018 年時点で国内の電力のおよそ 6 割が水力によってまかなわれているが、今後経済成長に伴う電力需要の増加によってこのシェアは徐々に低下していく可能性が高い。したがって太陽光や風力を中心とする再生可能電源の導入が不可欠であり、水力を含む再生可能電源のシェアは、2040 年時点で 60%、2060 年時点で 90%にまで引き上げる必要がある。残りの 10%は水素または CCUS 付きの天然ガス火力を見込む。

一方、火力発電の取り扱いについては、最初に実施されるべき対応が、現在計画されている石炭火力の新設計画をすでに意思決定がなされたものを除き、天然ガスないしは再生可能エネルギーの新設計画へと転換することである。さらに 2030 年を目途に新設の石炭火力を禁止し、かつ既存の石炭火力に対する脱炭素化策として燃料アンモニアの混焼が開始されるべきである。石炭火力については、2040 年をめぐりに既存石炭火力のすべてにおいてアンモニアの 60%混焼を実現し、2060 年にはすべての石炭火力の利用を禁止する。ガス火力については、再生可能エネルギーのバックアップや電源構成における慣性力の確保と

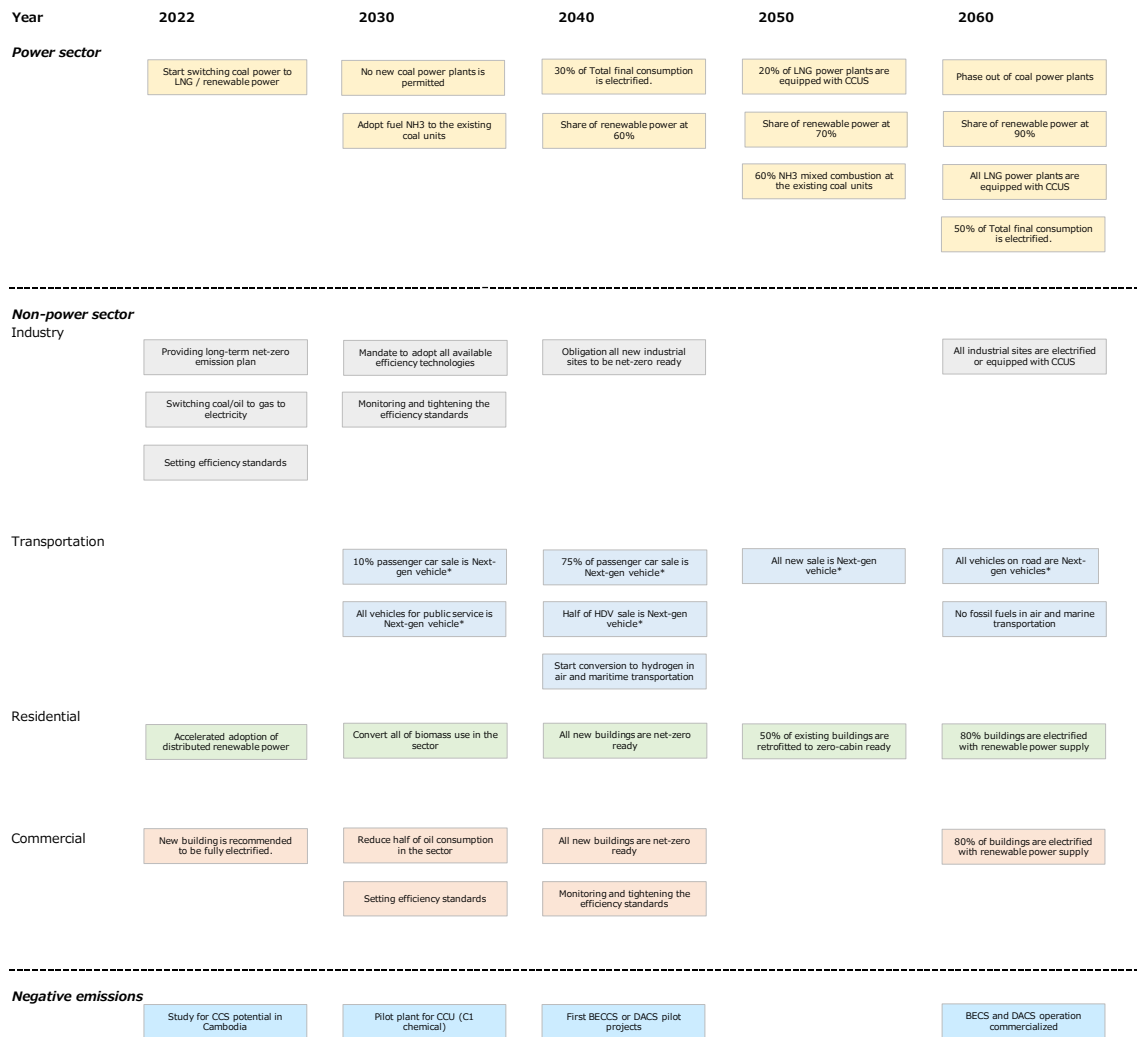
いった観点から、継続して利用されることが望ましいが、そのための脱炭素化策として 2050 年には、20%のガス火力に炭素回収装置を導入し、2060 年時点ではすべてのガス火力において炭素回収装置を導入する必要がある。

実質ゼロを目指す上で、電力部門以上に困難な課題を克服しなければならないのが、非電力部門である。まず産業部門においては、短期的な対応策として、今後の産業部門における脱炭素化計画の策定とエネルギー効率基準の導入、実現可能な分野では化石燃料から電気ないしは再生可能エネルギーへの転換を図ることである。産業部門におけるエネルギー効率基準については、その後段階的に強化し、2040 年以降、新設される産業用施設においては、将来的なネットゼロに向けた対応が可能な状態を確保する。具体的には、電化ないしは水素のような非化石燃料の利用を前提とするか、排出される CO<sub>2</sub> をすべて回収する炭素回収装置の設置、後述するネガティブエミッション技術の併用が計画され、2060 年にはすべての産業施設において排出量の実質ゼロ化が実現する。

輸送部門においても、基本的には電化ないしは水素による石油製品の転換が進められる。まずは国内における自動車の新車販売に占める次世代自動車（電気自動車、燃料電池自動車、水素エンジン自動車など）のシェアを徐々に引き上げていき、2050 年にはすべての新車販売を次世代自動車とする。また政府の政策によって転換しやすい公共交通部門における車両については、それよりも早い段階での転換を進める。さらに、航空機や船舶などの電化がしにくい輸送手段については、2040 年頃より水素への転換を進め、2060 年時点では主力燃料を水素とする。

家庭部門、商業部門を含む民生部門においても、輸送部門同様、基本的には電化を主としたエネルギー転換を行う。家庭用においては太陽光や風力などによる分散型の電化を推進し、伝統型バイオマスからの脱却を促す。また 2030 年以降は徐々に再生可能エネルギーを活用した住宅部門の実質ゼロ化を進め、2060 年には最低でも 80%の住宅における実質ゼロ化を達成する。商業部門においても、現在利用されている石油の利用を徐々に低下するとともに、省エネ基準の厳格化を進める。さらに 2040 年以降は新築の建物についても、電化を前提とした建設を行うことを義務付けることで、2060 年時点で限りなく実質ゼロに近い状態を実現する。

最後に、ネガティブエミッション技術については、短期的な対応としてはカンボジア国内における CO<sub>2</sub> の貯留ポテンシャルの調査を開始する。同国内には枯渇ガス田が存在しないため、帯水層への貯留ポテンシャルを将来に調査する。さらに 2030 年をめぐりに CCU の導入可能性について、メタノール製造や鉱物化など相対的に低コストで導入が可能な CCU 技術に移管する実証試験を行い、将来の可能性を検証する。また、CO<sub>2</sub> の貯留ポテンシャルの評価が終わった段階で、2030 年以降に、直接大気回収ないしは国内のバイオ燃料の利用と CCS を組み合わせた Direct Air Capture and Storage (DACS) ないしは Bio Energy Carbon Capture and Storage (BECCS) 技術の導入可能性に関するスタディを開始し、2050 年から実証試験を行い、2060 年に実用化を目指す。



(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

図 5-4 カンボジアにおけるネットゼロに向けたロードマップ

(空白のページ)



## 第6章 フィリピンにおける課題分析と支援策

### 6.1 エネルギー需給概要

#### 6.1.1 一次エネルギー供給

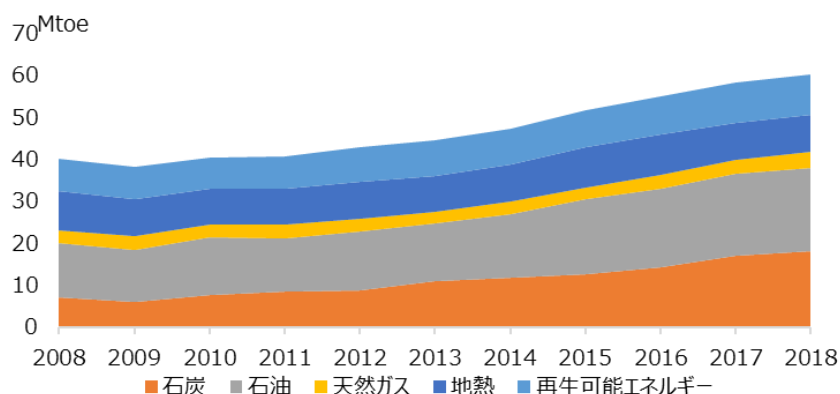
フィリピンの一次エネルギー供給量は 2018 年時点で 60 million toe (mtoe) であり、2008 年以降、10 年間の平均の需要の伸び率は 4.1% である (表 6-1)。2010 年代初頭は経済成長率が比較的安定せずエネルギー需要の増加率も比較的低かったが、2010 年代の半ば以降は、安定的に年率 6% の経済成長率が見られるようになり、一次エネルギー供給も高い伸びを回復している (図 6-1)。2018 年時点での一次エネルギー供給構成では、石油が最も高いシェアを占めており、石炭、再生可能エネルギー (主に伝統的バイオマス) が続く。伸び率では石炭が最も高く、2008 年から 2018 年にかけて供給量が 2.6 倍に増加している。この増加する石炭の供給は、国内炭の増産と併せて輸入の増加によって賄われており、2018 年時点では国内で供給される石炭の 71% が輸入炭となっている。国内で消費される石炭の多くは発電用の燃料として用いられており、全体の 83% が発電用途である。次に伸び率が高いのが石油需要であるが、これはそのほとんどが輸送用の需要であり、経済活動の活発化に伴う人・モノの移動の拡大を反映した需要の伸びが見られている。近年は商業用での石油製品需要 (LPG、軽油) の増加も顕著となっている。天然ガスの供給は全量がルソン島南部の Malampaya ガス田からの供給となっており、ほぼ全量が発電用に用いられている。同ガス田からの生産は、操業を行っている石油会社との操業契約が期限を迎える 2024 年に停止する計画となっており、後述する通り代替の天然ガス供給を確保することが急務となっている。全体的に化石燃料への依存度が高く、一次エネルギー供給に占める化石燃料のシェアも 2008 年から 2018 年にかけて、58% から 69% にまで上昇している。

表 6-1 フィリピンの一次エネルギー供給

(単位: ktoe)

	石炭	石油	天然ガス	地熱	再生可能エネルギー他	合計
2008	6,937	12,984	3,192	9,220	7,776	40,109
2009	6,021	12,251	3,214	8,877	7,827	38,190
2010	7,631	13,602	3,051	8,537	7,580	40,401
2011	8,341	12,718	3,294	8,549	7,768	40,670
2012	8,799	13,774	3,158	8,813	8,212	42,756
2013	10,891	13,711	2,908	8,259	8,510	44,279
2014	11,643	15,064	3,059	8,863	8,620	47,249
2015	12,637	17,679	2,875	9,496	8,835	51,522
2016	14,301	18,547	3,294	9,518	9,149	54,809
2017	16,827	19,649	3,250	8,831	9,569	58,126
2018	17,937	19,991	3,628	8,973	9,523	60,052
2018年シェア	30%	33%	6%	15%	16%	100%

(出所) International Energy Agency (IEA), *World Energy Balances 2020 edition*.



(出所) IEA, *World Energy Balances 2020*.

図 6-1 フィリピンの一次エネルギー供給

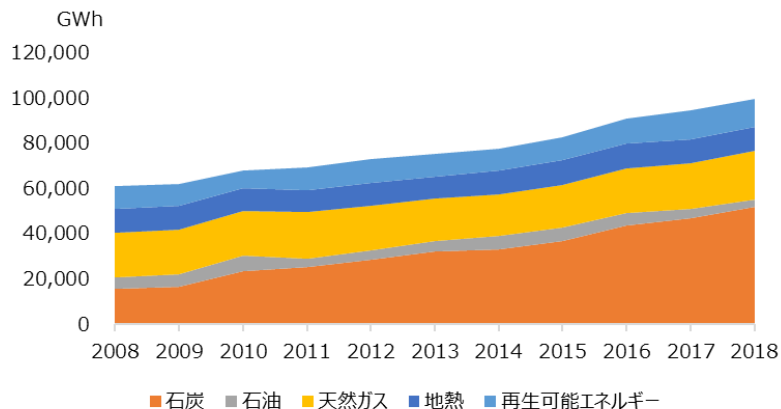
### 6.1.2 電源ミックス

2018年の発電量は99,192GWhで、2008年からの10年間の増加量は1.6倍となっており、本調査の対象国の中では比較的低い伸びになっている。主力電源は2018年時点で全体の半分以上を占める石炭火力であり、天然ガス、再生可能エネルギー（主として水力）、地熱が続く（表6-2）。過去の10年間の伸び率が最も高いもの石炭火力であり、フィリピンは過去10年間の電力需要の伸びをほとんど石炭火力の増設で賄ってきている。その他の電源は、再生可能エネルギーの中でも太陽光や風力の発電量が増えている以外は特に大きな伸びは見られない（図6-2）。石油火力については、近年減少が続いているがこれは現在同国内の石油火力の多くが小規模かつ老朽化したものであること、このため石炭や再生可能エネルギー電源に比べて相対的に高コストになってきていることが原因であると考えられる。

表 6-2 フィリピンの電源ミックス

	石炭	石油	天然ガス	地熱	再生可能エネルギー	合計
2008	15,749	4,868	19,576	10,723	9,905	60,821
2009	16,476	5,381	19,887	10,324	9,853	61,921
2010	23,301	7,101	19,518	9,929	7,893	67,742
2011	25,342	3,398	20,591	9,942	9,903	69,176
2012	28,265	4,254	19,642	10,250	10,510	72,921
2013	32,081	4,491	18,791	9,605	10,298	75,266
2014	33,054	5,708	18,690	10,308	9,502	77,262
2015	36,686	5,886	18,878	11,044	9,919	82,413
2016	43,303	5,661	19,854	11,070	10,909	90,797
2017	46,847	3,787	20,547	10,270	12,919	94,370
2018	51,932	3,173	21,334	10,435	12,318	99,192
2018年シェア	52%	3%	22%	11%	12%	100%

(出所) IEA, *World Energy Balances 2020*.



(出所) IEA, *World Energy Balances 2020*.

図 6-2 フィリピンの発電電力量の推移

## 6.2 エネルギー政策の所管省庁

フィリピンにおいてエネルギー政策を所管しているのはエネルギー省 (Department of Energy : DOE) である。同省は、国内のエネルギー部門における全ての計画を策定・施行・管理し、エネルギー資源の探鉱・開発や活用、省エネルギーを推進する。電力分野においては、地方の電力を進める組織として国家電化庁 (National Electrification Administration) がある。このほか、エネルギー規制委員会 (Energy Regulatory Commission: ERC) は電力市場の監視、電力料金規制、事業許可を行っており、電力だけではなく国内のガス料金規制も行っている。

この他、国家再生可能エネルギー局 (National Renewable Energy Board : NREB) は、民間部門における再生可能エネルギーの導入促進や CDM の活用、研究開発の奨励を図っている。また 環境天然資源省 (Department of Environment and Natural Resources) は、持続可能な発展を実現するため、環境と天然資源に関する政策を決定し、開発行為と環境管理のバランスをとることを任務としている。

## 6.3 エネルギー供給企業

### 6.3.1 電力

フィリピンでは、国営電力会社 NPC (National Power Corporation) が発送電部門を独占していたが、2001 年に行われた電気事業改革によってアンバンドリングを行い、発電事業は NPC と独立発電事業者 (Independent power producer: IPP) が行っている。NPC は民営化までの期間の既存発電所の運営と小規模発電事業 (Small Power Utilities Group) による送配電系統から遠く離れた地域の電化の役割を担っており、2019 年時点では 139 の発電施設を有し、遠隔地の送配電資産の操業管理も行っている。送電部門では、国営送電公社 (National Transmission Corporation: TransCo) が、国内の送電網の操業管理を行っている。この他、民間のフィリピン国家送電会社 (National Grid Corporation of the Philippines: NGCP) も、国有の送電資産の開発と維持運営を行っている。配電事業もア

ンバンドリングされており、首都圏では民間の配電会社マニラ電力会社（Manila Electric Company : Meralco）が事業を行っている。

新型コロナウイルス対策として、フィリピン政府は 2020 年 3 月、エネルギー大臣による通達（Memorandum）として、国営・民間電力会社に対し、強化されたコミュニティ隔離措置（Enhanced Community Quarantine）以降、30 日間の支払い義務の延長を求めた。この通達では、その延期された期間の利子の支払いについても免除されるとされている。

### 6.3.2 石油

フィリピンの石油産業において、上流部門では、国営石油会社 Philippine National Oil Company (PNOC)（子会社 PNOC Exploration Corporation(PNOC-EC)）が主要なプレイヤーであり、外資企業と提携をすることで国内の探鉱・生産事業（Exploration and Production）事業を行っている。主要な鉱区は、Malampaya ガス田の下に発見された Malampaya 鉱区であり、Shell（45%、オペレーター）、Chevron（45%）、PNOC（10%）の 3 社による合弁事業体が操業を行っている。同鉱区では、天然ガスの随伴生産物（Associated products）として原油生産が行われている。しかし、2018年時点でのフィリピン国内の原油生産量は、643 石油換算千トン（ktoe）と少なく、国内の石油需要の 3.2% 程度にしか過ぎない。

石油精製部門では、Pilipinas Shell Petroleum と Petron の 2 社がそれぞれ Tabango 郡（municipality）と Limay 郡において製油所を操業していたが、新型コロナウイルスの感染拡大に伴う石油需要の減少によって、Shell が操業する製油所は 2020 年 5 月以降、稼働を停止し、その後 2020 年 8 月に同社は恒久的に同製油所を閉鎖することを明らかにした。同社は製油所を輸入基地に転換し、国内の石油製品供給は精製から製品輸入へとシフトさせる方針である。フィリピンは、国内で消費される石油のほぼ 100%を輸入に依存している。輸入は原油と石油製品の双方で行われており、原油の輸入元はサウジアラビア、クウェート、UAE の 3 か国で半分以上を占める。石油製品の輸入は中国や韓国などから行われている。

国内の石油販売市場では、石油製品需要の拡大に伴い、事業者数の拡大が見られており、2018 年の事業者数は、前年比 14%増の 325 事業者となっている。これらの事業者は、燃料の小売りや輸送、油槽所の運営や給油などの事業を行っている。

1998 年 3 月の石油下流産業規制緩和法施行後、フィリピン国内の石油製品市場は自由化されており、PTT、Petronas、Total など多くの外資・民間企業が石油製品市場にフィリピン市場に参入している。国内のガソリン価格は、その多くが製品輸入で賄われていることもあり、シンガポールにおける国際指標にリンクした形で値付けがされている<sup>87</sup>。

---

<sup>87</sup> Department of Energy, Philippines Energy Plan 2017-2040, p. 16

### 6.3.3 ガス

フィリピン国内では、2018年時点で、国内で生産されたガスの92%がBatangasの発電所において消費されているため、ガス市場における主要な企業は上述の通り、Malampayaガス田を操業しているShell、Chevron、PNOCの3社である。同ガス田からの天然ガスは発電燃料として利用されており、海底パイプライン（Malampaya-Batangas、504km）を経て、Luzon（Batangas州）にある3ヶ所の発電所Ilijan(1,000MW)、Santa Rita(1,000MW)、San Lorenzo(560MW)へ供給されている。フィリピン政府は、国内の洋上石油天然ガス資源の開発を進めるべく、外資の誘致を行っているが、大きな進展は見られていない。

生産を停止するMalampayaガス田からの天然ガス供給を補完すべく、2021年8月時点では計6件の液化天然ガスの輸入プロジェクトが検討されている（表6-3）。当初は陸上基地が構想されていたが、2021年4月現在ではすべてが浮体式貯蔵再ガス化施設（Floating Storage and Regasification Unit: FSRU）による輸入計画となっている。2019年時点でMalampayaガス田から生産されている天然ガス生産量は、LNG換算で310万トン程度であるが、現在計画されている輸入計画は6件で、その輸入能力の合計は2,000万トンを超える。

表 6-3 フィリピンで計画されている LNG 輸入計画

Proponent	Partner	Capacity (million tons per annum)	Estimated start up	Supply direction
FirstGen	Tokyo Gas	5.26	Q3 2022	Power generation
Atlantic Gulf & Pacific	Osaka Gas	3.00	Q2 2022	Power generation
Excelerate	Topline Energy & Power Dev Corp	4.40	Q3 2022	Small scale LNG, whole sale by third-party access
Shell Energy	-	3.00	Q3 2022	Power generation, industry
Energy World Gas Operations	-	3.00	Q4 2022	Power generation
Bataangas Clean Energy	LCT Energy and Resources	3.00	Q4 2025	Power generation, industry

（出所）Department of Energy, “Developments of LNG Infrastructure in the Philippines”（2021年4月）

## 6.4 エネルギー・ミックス・電源ミックスの目標

### 6.4.1 エネルギー・ミックス

フィリピン政府は2040年までのエネルギー・電源ミックスの見通しを発表しており、その中では、基準ケース（Reference Scenario: RES）とクリーンエネルギーシナリオ（Clean Energy Scenario: CES）の2つのシナリオの下での見通しを発表している（表6-4）

表 6-4 政府のエネルギー見通しにおける 2 つのシナリオの目標

	基準シナリオ (Reference Scenario: RES)	クリーンエネルギーシナリオ (Clean Energy Scenario: CES)
エネルギー需要	<ul style="list-style-type: none"> <li>国内のインフラ整備期計画である「Build, Build, Build」計画と長期経済開発計画である「AmBisyon Natin 2040」計画に示された対応項目を実施</li> <li>2040 年までバイオ軽油の 2%混合とガソリンに対するバイオエタノール 10%混合を継続</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2040 年までに道路部門において 10%の EV が導入</li> <li>2018 年から 2040 年まで天然ガス需要が年率平均で 3.0%増加</li> <li>2040 年までに合計で石油消費・電力消費 5%の省エネが実現</li> </ul>
エネルギー供給	<ul style="list-style-type: none"> <li>2018 年 12 月時点でコミットされている電源開発計画を考慮</li> <li>少なくとも 2040 年までに 20GW の再エネ電源を投入</li> <li>2030 年までに電源ミックスにおける再エネのシェアを 35%にまで引き上げ</li> <li>25%の供給予備力 (Reserve margin) を確保</li> <li>国内全体で 70%の設備利用率を想定</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>高効率の発電設備の導入</li> <li>追加的に 2040 年までに 10GW の再エネ電源導入</li> <li>2035 年までに 1,200 MW 相当のその他の電源を導入</li> </ul>

(出所) Department of Energy, Philippine Energy Plan 2017-2040, p26

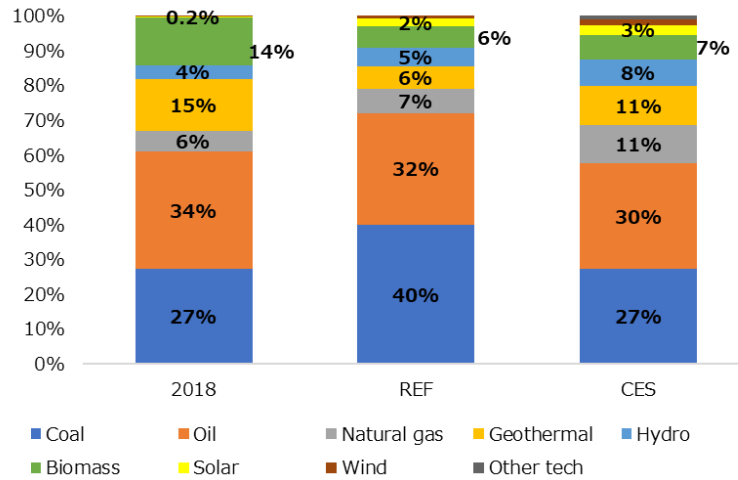
この 2 つのシナリオの下で作成されているのが、表 6-5 に示すエネルギー需要見通しである。基準ケースとなる RES (Reference scenario) においては、全体の一次エネルギー供給は 2018 年から 2040 年にかけて 2.7 倍に増加するが、CES (Clean Energy scenario) ではその増加分はやや抑制され 2.4 倍となる。2018 年時点では、石油が全体の 34%のシェアを占める最大のエネルギー供給源であるが、RES シナリオにおいては石炭の導入が進むことで、2040 年時点では石炭が全体の 40%を占める最大のエネルギー供給源となる。一方、CES においては省エネの進展や再生可能エネルギーの導入によって石炭のシェア上昇は抑制され、石油が最大のエネルギー源であり続ける。

表 6-5 フィリピン政府による一次エネルギー需要見通し

Unit: million tons oil equivalent (MTOE)

	Actual	Reference (REF)		Clean Energy (CES)	
	2018	2030	2040	2030	2040
Coal	16.35	38.10	64.17	35.84	39.77
Oil	19.99	32.69	51.78	28.20	44.19
Natural gas	3.60	2.92	11.19	3.91	15.88
Geothermal	8.97	10.62	10.18	11.04	16.38
Hydro	2.34	7.95	8.67	7.19	11.11
Biomass	8.20	9.01	9.96	8.76	10.48
Solar	0.11	1.84	3.47	1.56	3.96
Wind	0.10	0.55	1.29	0.64	2.32
Other tech					1.63
Total	59.66	103.68	160.71	97.14	145.72
Self sufficiency	50.2%	55.3%	40.4%	58.0%	63.5%

(出所) Department of Energy, Philippine Energy Plan 2017-2040, p26



(注) REF: Reference scenario; CES: Clean Energy scenario

(出所) Department of Energy, Philippine Energy Plan 2017-2040, p26

図 6-3 フィリピン政府による一次エネルギー供給見通し

CES においては、国全体のエネルギー集約度（GDP 一単位当たりのエネルギー消費量）は、省エネルギーの技術の進展とエネルギー効率の改善によって 2018 年の 6.4 石油換算トン/GDP100 万ペソから 2040 年には 3.0 石油換算トン/GDP100 万ペソと半分以下の水準にまで低下することが予想されている。一方、経済成長と商業用エネルギーの普及によって、人口一人当たりのエネルギー消費量は 2018 年の 0.6 石油換算トンから 2040 年には 1.0 石油換算トンにまで増加すると見込まれている。

エネルギー自給率については、双方のシナリオにおいて異なるトレンドが予測されている。RES においては 2018 年時点で 50.2%の自給率が国内の水力資源の開発などによって 2030 年時点で 55.3%にまで改善するも、その後は石炭や石油、天然ガスの輸入が増加することで、2040 年時点では 40.4%にまで下落する。一方、CES においては国内の太陽光や風力といった再生可能エネルギーの導入量が増える一方で、国内の省エネが進むこともあり、自給率は 2030 年時点で 58.0%、2040 年時点で 63.5%にまで上昇すると見込まれている。このうち石油の輸入依存度の上昇については、その対応策として石油の消費量を抑制すべくバイオ燃料の導入や電気自動車の導入推進などが今後進められる方針であり、また緊急事態が発生した際の石油製品の供給を確保するため、石油備蓄の整備などを進める方針が示されている。

#### 6.4.2 電源ミックス

フィリピン政府は一次エネルギー供給見通しと共に電源ミックスに関する見通しについても作成している（表 6-6、図 6-4）。経済成長と国内の電化の推進によって今後フィリピン国内の電力需要は非常に高い伸びが期待されており、RES では、2018 年から 2040 年にかけて国内の電力需要は約 4.0 倍、CES でも約 3.8 倍の需要の増加が見込まれている。電源ミックスは、RES では現状と大きく変わらず石炭火力が半分以上を占め、それにガス火



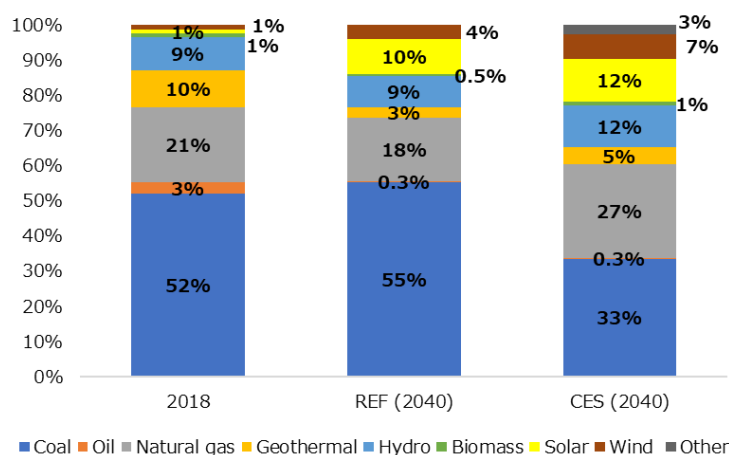
力が続く。一方、国内の地熱発電の発電量は 2040 年はほぼ同じであり、その結果シェアが低下する一方で、太陽光の占めるシェアが 2018 年時点の 1%から、2040 年には 10%にまで増加する。CES においては、省エネの推進と再生可能エネルギーの導入によって、RES に比べると石炭のシェアは大きく低下し、2040 年時点で 33%となっている（それでも国内では最大の電源である）。一方、太陽光と風力を併せたシェアは 2018 年の 2%から 2040 年時点では 19%にまで拡大する。このほか、「その他」の電源として全体の 3%に相当する電源が 2040 年までに導入される見通しである。

表 6-6 フィリピン政府による電源ミックスの見通し（発電電力量）

U: TWh

	Actual	Reference (REF)		Clean Energy (CES)	
	2018	2030	2040	2030	2040
Coal	51.93	129.63	218.34	121.13	126.39
Oil	3.17	1.35	1.23	1.35	1.23
Natural gas	21.33	18.28	71.14	24.40	100.78
Geothermal	10.44	12.35	11.84	12.84	19.05
Hydro	9.38	31.92	34.82	28.89	44.64
Biomass	1.10	1.81	1.81	1.48	4.15
Solar	1.25	21.39	40.35	18.19	46.11
Wind	1.15	6.39	14.99	7.41	26.96
Other					9.49
Total	99.75	223.12	394.52	215.69	378.80

(出所) Department of Energy, Philippines Energy Plan 2017-2040, p219-220



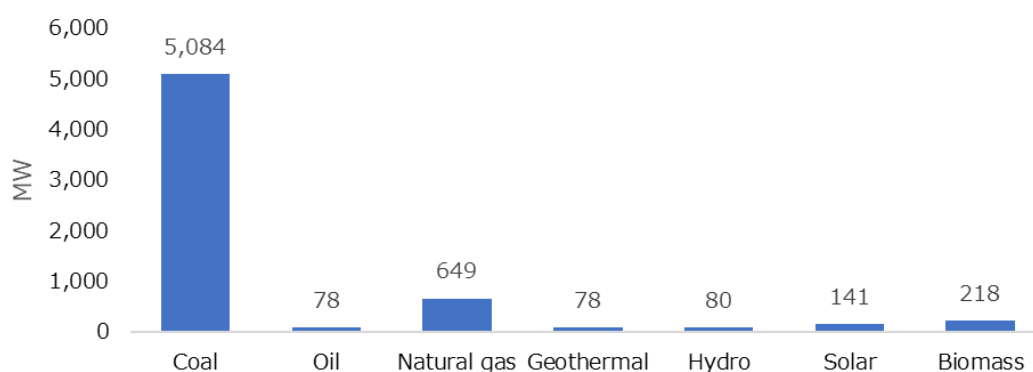
(出所) Department of Energy, Philippines Energy Plan 2017-2040, p219-220

図 6-4 フィリピン政府による電源ミックスの見通し（発電電力量）

RES においてはすでにコミットされている電源開発計画がベースとなっているが、その多くは石炭火力である（図 6-5）。その次に大きいのが、LNG の輸入と併せて計画されている天然ガス火力であり、全体としては化石燃料による火力発電が、電源開発の主軸とな



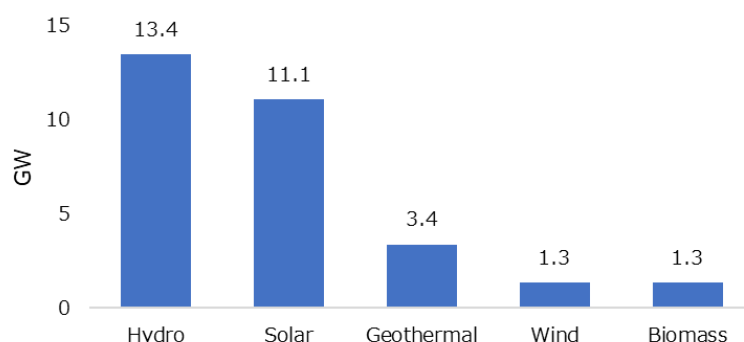
っている。



(出所) Department of Energy, Philippine Energy Plan, p114

図 6-5 コミットされている電源開発計画 (2018 年 12 月時点)

電源ミックスに対する再生可能エネルギーの導入については、RES では 2040 年時点で、容量ベースで 50%、発電電力量ベースで 33%が再生可能電源によって賄われるとされており、CES では、同じく 2040 年時点での容量ベースで 54%、発電電力量ベースにおいて 37.3%が再生可能電源になると予想されている。なお、現在ドラフトが作成されている「National Renewable Energy Program (NREP)」においては、2020 年から 2040 年の間で 30GW 以上の再エネ電源を導入するという目標が盛り込まれており (図 6-6)、その意味では、再生可能エネルギーに関しては、RES ではなく CES の数字がより現実味の強い数字となりつつある。



(出所) Philippines Energy Plan 2017-2040, p102

図 6-6 NREP において導入が計画されている再エネ電源 (2020 年-2040 年)

なお CES における「その他」の電源は、特定の電源は想定されていないが可能性があるのは原子力と水力である。原子力については、すでに 1980 年代にほぼ完成した Bataan 原子力発電所があるが、1986 年に発生したチェルノブイリ原発事故の影響で稼働が見送られたままとなっている。しかし 2020 年 10 月には、ドゥテルテ大統領が同原子力発電所の再稼働の検討をエネルギー省に指示しており、今後のフィリピンにおける原子力発電の動向

について注目が集まっている。

水素については、フィリピンエネルギー省は 2021 年 1 月、豪州の民間企業 Star Scientific Limited との間でフィリピン国内での水素利用についての覚書を交わしており、同社の水素燃焼技術を発電用に利用する計画である<sup>88</sup>。具体的には、フィリピン国内で太陽光・風力資源を活用したグリーン水素の製造と、フィリピン国内の石炭火力発電所において水素を利用する技術を導入することを検討している。このほか、両者はフィリピン国内で海水の淡水化も検討するとしている<sup>89</sup>。

## 6.5 新型コロナウイルスの影響

### 6.5.1 サプライチェーンへの影響

フィリピンにおいても、エネルギーのサプライチェーンに対する新型コロナウイルスによる顕著な影響はみられていない。2020 年の国内の一次エネルギー需要は、前年比で 9.7%の減少を見た。エネルギー源別では、石油需要が前年比 17.7%、天然ガス需要が 9.1%の減少であったが、電力需要の落ち込みは小さく前年比で 0.9%の減少にとどまった<sup>90</sup>。特に電力供給については、Meralco が電力需要の下落によるコスト増加から顧客と自社を守るため、隔離期間中に不可抗力条項 (force majeure) を発動する可能性があったが、実際には同条項が発動されることはなかった。フィリピンのその他の電力会社もロックダウン下においても通常通りの操業を継続したことで、サプライチェーン上は大きな支障が生じることなく、安定的なエネルギー供給がなされた。

### 6.5.2 設備投資や既存設備の運転管理への影響

設備投資については、外国人のコントラクターや労働者を建設現場に集めることができないため、いくつかの案件では遅延がみられている。さらに、世界的な工業生産活動の低下によって、発電や配電プロジェクトなどのエネルギー施設に必要な輸入機器や部品の納入が遅れているという問題も生じている<sup>91</sup>。こうした事情を反映して、Meralco は、2020 年のインフラプロジェクトへの資本支出は、年初に当初予定していた 178 億ペソから 93 億ペソ (1 億 8,338 万米ドル) に削減されると発表した<sup>92</sup>。他方、設備の運転管理に関しては、目立った悪影響は見られない。

---

<sup>88</sup> Department of Energy, Philippine Energy Plan 2017-2040. p 169

<sup>89</sup> Star Scientific Limited Press Release, January 2021. (<https://starscientific.com.au/star-scientifics-cutting-edge-hydrogen-innovation-to-help-drive-philippines-sustainable-economic-development/>) Accessed on 2 May 2021.

<sup>90</sup> BP, The BP Statistical Review of World Energy. July 2021

<sup>91</sup> T. Cordero, “Energy chief flags delays in power investments due to Luzon lockdown,” *GMA News*, March 19, 2020. <https://www.gmanetwork.com/news/money/economy/730404/energy-chief-flags-delays-in-power-investments-due-to-luzon-lockdown/story/>. Accessed on March 30, 2021.

<sup>92</sup> A. Calonzo, “Manila Electric Halves Spending as Lockdown Weakens Power Demand,” *Bloomberg*, April 27, 2020. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-04-27/manila-electric-halves-spending-as-lockdown-weakens-power-demand>. Accessed on March 31, 2021.

### 6.5.3 コロナ対応としての課題

上述の通り、フィリピンにおける電力需要は前年比で微減し、またコロナウィルスの影響を受けた消費者に対する電気料金の減免措置などで、電力会社の収益は悪化した。例えば、Meralco の場合にはその純利益額は前年比で約 9%の低下<sup>93</sup>、また FirstGen の場合でも前年比で 15%の低下がみられている<sup>94</sup>。他方、フィリピン国内の電力需要は回復の兆しがみられていることもあり、2020 年の業績悪化は、今後の設備投資や操業を進める上で深刻な影響を及ぼすほどではない。設備投資の遅延も、財務的な制約というよりは、資機材や人材の調達面での制約が主であり、コロナウィルスが収束すれば、比較的容易に以前の状態に戻るものと推測される。このため、コロナ対応という観点では、緊急性の高い国際協力ニーズはさほど高くないものと考えられる。

## 6.6 支援案件

上記のフィリピン国内におけるエネルギー需給状況を踏まえ、今後の具体的な支援を行う上では下記の 3 つの目的を設定する。一つは、短期的な課題として、2024 年に生産停止が予定されている国内ガス田からの供給の代替供給確保を支援することである。このことは、電源ミックスの 20%以上を占める燃料の供給が停止してしまうことを意味しており、大体のエネルギー源を確保することはフィリピンのエネルギー供給にとって喫緊の課題である。同ガス田から産出されるガスのほとんどは発電用に用いられているが、生産停止時期までの期間と今後の長期的な温室効果ガスの排出抑制の必要性を考慮すると、現実的には LNG の導入と、今後はそれを用いた火力発電の建設が重要となる。

二つ目には、現実的な石炭依存度の低減を図ることである。上述の通り、フィリピンでは過去 10 年間で発電用の需要が大きく伸びたことにより、石炭の需要が 2.6 倍に増加している。また、現時点でコミットされている新規の火力電源もそのほとんどが石炭火力となっている。このような石炭に偏った電源開発は、環境面だけでなく、エネルギー安全保障面からも望ましくないため、現実的な石炭依存度の低減を図るためにも、LNG の導入による石炭依存度の低減が必要である。

三つ目には、長期的な再生可能エネルギー導入の道筋を明確に示すことである。上述の通り、今後フィリピンにおいては石炭を始めとする化石燃料の導入が進むことが予想されており、フィリピン政府の見通しでは、最も化石燃料への依存度が低い CES においても、2040 年時点での化石燃料のシェアは 68%と、現状の水準からほとんど変わらない。フィリピンでは水力発電のシェアが低く、地熱発電の開発も停滞していることから、今後化石燃料への依存度を低減するには、国内の風力や太陽光発電、原子力発電、アンモニアを含む

<sup>93</sup> Meralco, *2020 Annual Report*. May 24, 2021, p5. [https://meralcomain.s3.ap-southeast-1.amazonaws.com/2021-05/meralco\\_2020\\_annual\\_report\\_for\\_web2\\_1.pdf](https://meralcomain.s3.ap-southeast-1.amazonaws.com/2021-05/meralco_2020_annual_report_for_web2_1.pdf). Accessed on August 19, 2021.

<sup>94</sup> Jordeene B. Lagare, "First Gen books \$393.7 million income in 2020," *The Manila Times*, March 19, 2021. <https://www.manilatimes.net/2021/03/19/business/business-top/first-gen-books-393-7-million-income-in-2020/853057>. Accessed on August 19, 2021.

水素の利活用に向けた長期需給計画が必要であり、そのための支援が重要と考えられる。

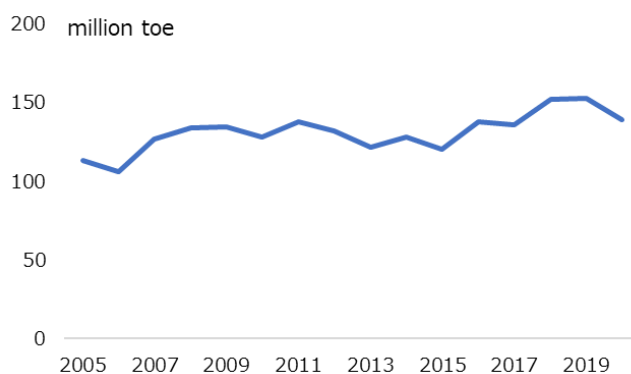
上記 3 点の目的に基づき、本スタディでは、天然ガス利用マスタープラン、技術協力プロジェクト、ネットゼロシナリオの作成、の 3 つの支援案件を提案する。

## 6.6.1 天然ガス利用マスタープラン

### (1) 背景と課題

フィリピンは現在、石炭への依存度が高く、電源構成においてはその半分以上、一次エネルギー供給ベースでも約 3 割を石炭に依存している。そうした高い石炭依存度を踏まえ、既存の電源開発計画においてもガス火力の導入促進が盛り込まれているが、実際の導入を進めていく上では、全体の電源ミックスにおける経済性、太陽光や風力などの変動型再生可能エネルギーの導入に対するバックアップ電源としての役割、導入拡大に要するインフラの整備費用などといった多様な要因を考慮に入れた、最適な形での導入が進められる必要がある。また、フィリピンの離島部においては石油火力が主力の電源として利用されているが、これらの多くが軽油を用いた小型火力発電であると考えられ、経済性やエネルギー効率の観点からもガス火力への転換の効果は大きいいため、これらの分野でのガス火力の利用促進も引き続き検討していく必要がある。

他方、フィリピンにおける天然ガス需要は、全体のエネルギー需要が増加を続けている中では、これまで非常に安定的に推移している（図 6-7）。これは、これまでフィリピンの天然ガス供給は、国内の特定のガス田のみが供給源となっており、そのガス田の生産量に国内の需要が制限されていたためである。フィリピンは四方を海に囲まれた島国であり、国際的なパイプラインなどは有しておらず、天然ガスの輸入もこれまでは一切行っていない。

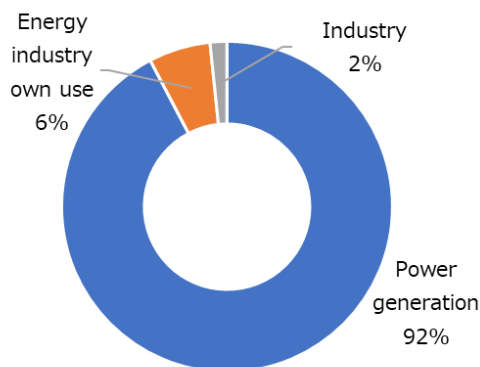


(出所) IEA, Energy Balances of the World 2020 edition

図 6-7 フィリピンにおける天然ガス需要の推移

国内の天然ガスの用途としては、実にその 92%が発電用であり、残りの 6%がルソンエネルギー産業の自己消費（多くが天然ガスの生産に要するエネルギーと推察される）、そしてわずかに 2%がルソン島南部の Batangas 近辺に存在する産業向けの燃料として利用されているのみである（図 6-8）。その他のフィリピンにおける非電力部門においては、天然

ガスは全く利用されていない。この意味では、フィリピンのエネルギー需要構成においては、天然ガスの利用拡大ポテンシャルが多く残されているといえる。



(出所) IEA, Energy Balances of the World 2020 edition

図 6-8 フィリピンの天然ガスの用途 (2018 年実績)

このように、石炭や石油に対する依存度の低減、エネルギー・ミックス・電源ミックスにおける分散化の必要性、アフォーダビリティの観点からある程度の価格帯でまとまった量が提供できるエネルギー源の必要性、既存ガス田からの生産量の減退といった、現在のフィリピンが抱えるエネルギー・環境面での課題を解決する上では、LNG の導入を進めることの意義は大きい。エネルギー政策における基本原則である、3E+S の観点から、バランスの取れたエネルギー・電源ミックスを実現する上でも、フィリピンのエネルギー部門に対する国際協力の重要な柱として、LNG の導入拡大を据えることが不可欠である。そうした LNG の導入を支援していく上では、天然ガス・LNG の供給からその輸送、発電や産業など各分野における需要の開拓、インフラの整備までを含めたマスタープランの立案が重要になると考えられる。

## (2) 目的

上記の背景を基に、本協力案件では、今後のフィリピンに対する国際協力の一つとして、天然ガスの利用拡大に向けたマスタープランの作成を提案する。その支援案件の目的は、長期の天然ガス利用計画を作成し、フィリピンに提案することで、フィリピンが、計画的に国内のエネルギー・ミックス及び電源ミックスに天然ガスの導入を進め、その結果として国内に経済的、環境親和的、かつ安定したエネルギー・電力が供給されることを可能にすることにある。

## (3) 期待される成果

この協力案件を進めることで期待される成果は以下の四点である。

#### 成果① エネルギー・電源ミックスに関する需給見通しの作成

まず本調査案件を実施することで得られる主要なアウトプットとして、2050年までを視野に入れた長期的なエネルギー・電源ミックスの需給見通しが挙げられる。この見通し作成においては、異なるエネルギー・環境関連技術の進展度合いや政策的な対応によって複数のシナリオが発生しうることを想定し、2050年を目途にそれぞれのシナリオにおいて、フィリピンのエネルギー・天然ガス需要がどのように変化するかという点について定量的な分析を行う。

#### 成果② インフラ整備計画

二つ目の成果としてはインフラの整備計画が挙げられる。成果①で作成された具体的な天然ガスの需要見通しに基づき、その利用形態が可能になるために必要なインフラを特定し、その整備計画を提示する。具体的なインフラとしては、LNGの受入施設（浮体式貯蔵・再ガス化施設（Floating Storage and Regasification Unit: FSRU）もしくは陸上受け入れ基地）、受入に要する港湾設備、受入施設から発電所ないしは最終消費者までのパイプライン網、ガス火力発電施設、必要に応じ首都マニラまでの天然ガスパイプライン網、離島地域に供給される小型LNGの配送施設（LNG Hub）、各離島におけるLNGの受入施設・火力発電所などが含まれる。さらにこれらのインフラ整備に要する資金需要についての概算も行う。

#### 成果③ 国内の天然ガス市場システム改革案

本格的な天然ガス利用を進めていく上では、そのような事業の拡大を担う活力ある天然ガス事業者が国内に存在していることが望ましい。他方、行き過ぎた市場の自由化は、将来の事業不確実性を高めることで、ガスの利用拡大に向けた投資を抑制してしまう懸念もある。本協力案件における三つ目の成果としては、フィリピン国内において本格的な天然ガスの利用を進めていく上での、ガス産業のあり方やそのための市場システム改革の素案を、フィリピンの国内事情を考慮し、また諸外国における事例によりながら、検証し提示する。

#### 成果④ ロードマップと政策提言：

最後に四つ目の成果として、今後のフィリピン国内における天然ガスの利用拡大に向けたロードマップの作成と、フィリピン政府並びに国営企業（PNOC）に対する政策提言がある。ロードマップについては、成果①で得られた天然ガスの需要見通しを基に、2030年、2040年、2050年断面におけるフィリピン国内における天然ガスの利用形態を示し、その実現に要する政策やインフラの整備を整理する。またその実現に必要な資金需要も明示し、国際ドナーや民間投資家の投資を誘致するために活用する。

#### (4) 必要となる活動

次に上掲の4つの成果を上げるために必要となる活動について以下に示す。

#### 成果①（需給シナリオの作成）に関して必要となる活動

まず需給シナリオの作成について必要となる活動であるが、「シナリオ・プランニング」の手法を用いて、2～3つの将来のシナリオと、その複数のシナリオの分岐点となる要因ならびにその分岐点が到来する時期についての議論を行う。このシナリオ作成は、コンサルタントが行うだけではなく、フィリピンの現地政府関係者に議論に加わっていただき、現地政府関係者自身が抱えている問題関心を述べてもらうことで、よりフィリピンの現地の実情に即した形でのシナリオの作成を試みる。

現時点で想定される技術面での分岐点要因としては、化石燃料の価格（石油・天然ガス）、蓄電池やグリッド面での対応などの統合コストも含めた再エネコスト、フィリピン国内における原子力の導入可能性、国際的なCO<sub>2</sub>取引制度の実現可能性などの要因が考えられる。こうした要因の変化がフィリピンの将来のエネルギー需給にもたらす変化の可能性などを現地政府の高官を交えて議論を行いながら定性的なシナリオを作り上げていく。

シナリオが完成した時点で、定量的な分析を行う。これは計量経済モデルを活用することで（Simple-Eのような簡素なモデルでも可）異なるシナリオの下での一次エネルギー供給、電源構成を予測し、その中での天然ガスの需要見通しを作成する。特に天然ガスの需要見通しの作成に当たっては、発電・産業・民生の3つの部門での需要見通しを分けて作成するだけではなく、北部、中部、南部といった地域別の天然ガス需要を詳細に作成する。

定性的なシナリオ及び定量的な需要見通しの素案が完成した時点で、現地政府関係者・国営企業関係者などとの間で検討委員会を立ち上げ、作成したシナリオと需給見通しの内容の妥当性についてコメントをもらうとともに、今後のフィリピンにおけるエネルギー・ミックス・電源ミックスにおける天然ガスの位置づけや、優先的な利用部門・利用地域などについての認識の共有を図る。

#### 成果②（インフラ整備計画）に関して必要となる活動

インフラ整備計画については、成果①の定量的なガス需要の見通しによって、各地域における用途別の天然ガス需要の見通しが得られるので、その需要を実現するのに必要となるインフラを特定する。また需要の動態に合わせて各インフラの規模と完成時期についても示した整備計画を作成する。整備計画に含まれる具体的なインフラとしては下記のことを想定する。

- LNG受け入れ基地（FSRUもしくは陸上基地）
- ガス火力発電所
- 国内のガス輸送パイプラインネットワーク
- 離島へのLNG輸送を行うための配給施設（LNG Hub）
- LNGトラックによる配送インフラ・サテライトターミナル、など

#### 成果③（ガス市場システム改革支援）に関して必要となる活動

現在、フィリピン国内の天然ガス供給は、国営石油会社である **Philippines National Oil Company (PNOC)** が主として行っているが、今後のフィリピンにおける天然ガスの利用拡大を図る上では、民間の投資や民間事業者の参入を誘致することも重要となってくる。

他方、天然ガスの利用は大規模なインフラ（受入施設・パイプライン網の整備など）が必要となることもあり、過度に市場の自由化を進めると十分な投資が確保できない可能性もあるため、政府や国営企業による役割は一定程度残す必要がある。そのようなフィリピン国内の天然ガス産業について、どのような市場システムが望ましいのか、政府と民間事業者との役割分担はどのようにあるべきかという点についての分析を行う。分析にあたっては、政府や PNOC に加えて、国内の発電事業者、将来的なガスの利用者となる可能性のある産業界などからのヒアリングなども行う。

また、LNG という、これまでフィリピンが取り扱ったことのないエネルギー供給源の利用を拡大していくにあたり、政府の規制当局としてどのような組織をフィリピン政府の中のどのポジションに設ければよいのかという組織面での提案についても提示する。

#### 成果④政策ロードマップと提言

最後にロードマップの作成を行う。ロードマップの内容については、定性的なシナリオ、定量的な需給分析、インフラの整備計画、各地点での市場の産業構造のあり方（自由化の程度、民間企業の権限のまとめ）をまとめたものを作成する。時間軸としては、現時点から 2050 年程度を視野に入れたものとするが、必要に応じて、さらに長期の需給目標や政策対応などについてもロードマップの内容に盛り込む。

### 6.6.2 移行期間における LNG を中心とする天然ガス利活用にかかる技術協力プロジェクト

#### (1) 背景と課題

現在、フィリピンにおいて LNG の受け入れが急がれている背景には、国内のエネルギー需要が堅調な伸びを見せていること、そしてこれまでフィリピン国内の天然ガス供給を支えてきた Malampaya ガス田の生産量が減退しつつあり、早ければ 2024 年にはその生産が停止してしまう可能性があるためである。少なくとも現在同ガス田から供給を受けているガス火力発電所や一部の産業ユーザー向けに対し、代替のエネルギーを確保する必要がある、フィリピンをして早期の LNG の導入を動機付けている。

他方、フィリピンではこれまで国産の天然ガスを、発電部門を中心に利用してきたが、海外から LNG を輸入した経験はない。LNG は、その物理的な性質から、供給チェーンを構築するには巨額の投資が必要になるため、その国際的な商取引や価格付けの面でも特殊な性格を有している。また超低温での天然ガスの受け入れを行うこともあり、安全面や操業面においても、在来型の天然ガス田からのガスの供給とは、全く異なる留意点も存在する。このため、今後フィリピンにおいて LNG の受け入れが拡大していく中では、その受け入れや国内での利用拡大に向けた需要開拓を進めていくために、LNG の操業面、取引面、契約面、法制度面などにおける専門知識の習得が必要となる。さらには、フィリピンが競争力のある価格での LNG の調達を図る上では、国際的な LNG 市場の構造についての理解や、今後の LNG 需給の分析を自力で行えるような能力を身につけることも重要となってくる。

フィリピンは大小さまざまな島からなる国であること、台風などの自然災害が多いこと、



国産ガスの生産停止以降は主として LNG によるガスの供給体制へと移行すること、などといった要因を踏まえると、フィリピンの置かれている条件は日本と多くの共通点を有する。このため、今後のフィリピンにおける LNG の導入拡大を図る上での、将来の需給計画の作成、インフラ計画と整備、国内における天然ガス物流の在り方、天然ガスの取引市場や産業構造の在り方、価格決定メカニズム、操業面での安全・環境・衛生に係る諸規制など、あらゆる分野において、日本の知見が有効となる部分が多い。

この協力案件においては、今後増大していくと考えられる LNG の受け入れ・利活用と現状のフィリピン国内における知見とのギャップを早期に埋めるべく、包括的な LNG の受け入れ・利活用に関する技術協力を実施する。技術協力の対象は、フィリピンエネルギー省とフィリピン石油公社（PNOC）の職員とする。

## (2) 目的

本協力案件の目的は、フィリピン政府ないしは国営石油会社の関係者に対する LNG の受入・利活用に関する様々な分野の知見を包括的に習得してもらうことで、フィリピンが円滑な LNG の受け入れと需要の拡大を実現させることにある。

## (3) 期待される効果

本協力案件においては、以下の3つの成果を上げることが期待される。

### 成果① 政府・国営石油会社のキャパシティビルディング

まず、この協力案件で最も重要な成果が、フィリピン政府（主としてエネルギー省）と国営石油会社（PNOC）の関係者に対して、LNG に関する包括的な知識を習得してもらうことにある。本案件では、LNG に関連する様々な分野の関連知識を、フィリピンの関係者に身に付けてもらうことで、フィリピンの LNG の導入拡大をいわば、知識面・ソフト面の観点から促すことが可能になる。

### 成果② LNG の受け入れ・利活用に関する法制度や規制枠組みの素案の提供

次の成果として挙げられるのが、LNG の受け入れ・利活用に関する法制度や規制枠組みの素案の提供である。フィリピンでは、これまで行ったことのなかった LNG の受入事業に際して、その事業に対する許認可や政府の権限の範囲、監督機能、受け入れた LNG の価格の国内市場への反映の仕方など、LNG の導入にあたり十分にクリアになっていない項目が多く残されている。この協力案件では、まず LNG の受入に関する諸規定をまとめた LNG 事業法（仮称）とそれに関する諸規制についての基本的な枠組みを提示する。

### 成果③ 安全・環境・衛生に関する関連規制の枠組み

上記成果②は、行政的続き上の権限などの定めるものであるが、実際の LNG の受け入れの現場における安全・環境・衛生に関する諸規制についても、フィリピンでは、これまで LNG を受け入れた経験がないため、体系だった規制が整備されていない。LNG は言う

までもなくその取り扱いを誤れば大事故を起こしかねない危険物であり、十分な操業面での知識を持たない操業員などが受入や払い出しの実務を行うことには多くの安全・環境・衛生面でのリスクが存在する。本協力案件では、そうした安全・環境・衛生面での諸規制の素案を提供し、また実際の操業面でのノウハウなどについてもマニュアルを整備することで、安全かつ安定的な LNG の受け入れを可能にする。

#### (4) 必要となる活動

##### 成果①（キャパシティビルディング）に必要な活動

本成果を実現させる活動としては、基本的には対象者に対する体系的な研修プログラムを整備し、それを実施することが中心となる。かような研修プログラムを実施する上では、それに要する詳細なプログラムと講師の手配が重要となる。ただ仮に、現在すでに LNG の受入を行っている電力会社やガス会社が本件のコンサルタントを務める場合には、自社の社内教育のプログラムを活用することが可能である。それ以外の事業者が本件のコンサルタントを務める場合には、下記のような項目を含めた研修プログラムを作成することで、包括的な LNG に関する知見をフィリピン政府・国営石油会社の関係者に身に付けてもらうことが可能となる。

##### ● 研修プログラムの素案

- LNG の供給チェーン（総論）
- LNG・天然ガスの用途（発電用・産業用・民生用・輸送用）
- LNG の受け入れ操業実務・・・FSRU の場合（座学）
- LNG の受け入れ操業実務・・・陸上基地の場合（座学＋サイトビジット）
- 世界の LNG 需給動向・国際 LNG 市場の分析方法
- 諸外国の LNG 利用方法
- LNG 受け入れ・利活用インフラのファイナンス（先進国及び途上国での事例紹介）
- LNG 事業における契約の実務（LNG 取引実務において交わされる下記の各種契約の内容と政府による監督の必要性）
- LNG 事業に関する法規制（事業法、関連諸規制）
- LNG 事業に関する法規制（安全・環境・衛生）など

##### 成果②（法規制の整備）に必要な活動

次に成果②（法規制の整備）において必要となる活動としては、成果①と同様に研修プログラムを組み、実際の研修を行う必要がある。ただこの研修においてはより詳細な規制体系や実際の LNG 取引における契約内容などについて専門的な知見を吸収してもらうことを目的とし、必要に応じ、講師は政府の関連部署の実務担当者に要請する。具体的な研修プログラムの内容としては下記のような項目が考えられる。

- LNG 事業を所管する事業法（事業に対する許認可、事業活動に対する政府の権限、

事業者の果たすべき義務、政府の監督機関など)

- 諸外国の事例（欧州、日本、韓国など、LNG 導入で先行する諸外国の LNG 事業法制を概観し、フィリピンでの法制度の立案の参考としてもらう）
- LNG 事業を所管する監督機関（独立した規制機関を設けるか、政府部内に設けるか、監督機関に与える権限の範囲など）
- LNG 再ガス化施設の建設契約
- LNG 売り主との調達契約
- 受け入れ施設の操業を行う事業者との操業契約
- 発電事業者との間の電力売買契約
- 非電力部門におけるガス卸売りに要する契約など

成果③（安全・環境・衛生規制整備）に必要な活動

成果③の安全・環境・衛生に関する諸規制については、フィリピンにおいては、天然ガスそのものの取り扱いについては長年の経験があり、安全・環境・衛生に関する諸規制も整備されているが、天然ガスを超低温で輸送し、それを港湾で荷役するという作業については必ずしも十分な知見が蓄積されていない。かような受入の実務は、当面は受入事業を請け負うオペレーターが責任をもって行うことが考えられるものの、将来的にはフィリピン側が独自で陸上基地の運営などを行う可能性があるため、LNG の受け入れや再ガス化、払い出しについての安全・環境・衛生関連の実務についても、今の段階からフィリピン現地政府側に十分な知見が蓄積されておくことが望ましい。

LNG に関する当該分野においては、特に下記の分野においては基準の整備が必要であるため、本協力案件においては、LNG の受入実務を行ったことのある事業者の協力を得ながら研修・実習を行う。

- バリューチェーン全体の全体的な安全・環境・衛生に関する基本的な考え方
- LNG 荷役施設の操業面での安全基準
- LNG 揚荷数量の検尺から数量の確定、通関の手順の整理
- 国内におけるパイプライン操業の安全・環境・衛生基準
- LNG 貯蔵施設の安全基準

この他、LNG の受け入れ・利活用に従事する職員に対する操業マニュアルや定期的な研修プログラムの素案の提示も行う。

### 6.6.3 フィリピンにおけるネットゼロシナリオの作成

#### (1) 目的と背景

2015 年のパリ協定の合意以降、温室効果ガスの排出の増加に伴う様々な悪影響に対する国際的な認識が醸成される中、長期的な温室効果ガスの排出削減を実質ゼロにするいわゆるネットゼロ目標が、より多くの国によって支持され宣言されるようになってきている（表 6-7）。ASEAN の中でも、インドネシアは Siti Nurbaya Bakar 環境・森林大臣が 2021

年 4 月に、気候変動枠組み条約（United Nations Framework Convention on Climate Change: UNFCCC）へ提出予定の長期戦略に、2070 年までのネットゼロ達成に関するシナリオが含まれると発表している。こうした動きが国際的に拡大する中、インドネシア以外の他の ASEAN 諸国においても、将来的には、長期的な温室効果ガスの排出を実質ゼロ化する道筋を真剣に検討することが求められるようになる可能性が高い。フィリピンとしても、今後国際社会における存在感を高めていく上でも、将来的なネットゼロに関するビジョンや計画を持っておくことが望ましい。

表 6-7 主要国のネットゼロ目標

Country	Net zero target year	Target by 2030	Announced date
UK	2050	68% reduction from 1990	26 Jun 2019
Germany	2050	65% reduction from 1990	23 Sep 2019
France	2050	40% reduction from 1990	08 Nov 2019
EU	2050	55% reduction from 1990	06 Mar 2020
China	2060	60-65% reduction of CO2 intensity from 2005	22 Sep 2020
Japan	2050	46% reduction from 2013	26 Oct 2020
Korea	2050	24.4% reduction from 2017	28 Oct 2020
Brazil	2050	43% reduction from 2005	09 Dec 2020
United States	2050	50-52% reduction from 2005	27 Jan 2021
Indonesia	2060	29-42% reduction compared to BAU	12 Apr 2021
Russia	2060	70% reduction from 1990	13 Oct 2021
Saudi Arabia	2060	Reduction of 278 million tons of CO2	25 Oct 2021
India	2070	Reduction of CO2 intensity of GDP by 33%-35% from 2005	02 Nov 2021

（注）発表日はネットゼロ目標の発表日

（出所）日本エネルギー経済研究所作成

他方、先進国とは異なり、経済成長途上のフィリピンにおいては、一律に先進国と同様の長期ビジョンを掲げることは必ずしも適正ではない。ネットゼロに向けた国際的な世論をけん引する欧米諸国と ASEAN 諸国においては、ネットゼロを目指す上での難易度について非常に大きな差異が存在する。例えば、先進国の多くにおいては、エネルギー需要が成熟しており、今後大きなエネルギー需要の拡大の可能性は低い。またこれらの国々では、国民の平均所得も高く、ネットゼロに向けたエネルギー転換に要する追加的な費用（例えばカーボンプライスなど）も負担できるだけの経済的な余力がある。一方、ASEAN 諸国を含む多くの新興国においては、今後安定的な経済成長を図るために、ますます多くのエネルギーを確保しなければならないこと、またその際に調達するエネルギーは、今後のエネルギー需要の増加を賄うだけの供給量が十分に確保できるだけでなく、相対的に低い国民所得を考慮すると、合理的な価格で供給されなければならない。このため、多くの新興国では、エネルギー源の選択をする際には、先進国のような「贅沢」をいう余裕が限られ、その意味において、ネットゼロを実現する上では、高い難易度を抱えている。従って、新興国におけるネットゼロへの道筋を検討する際には、一律に先進国と同様の目標が設定

されるのではなく、新興国の実情に見合った、段階的かつ現実的なネットゼロに向けた道筋が示されるべきである。

また、長期的なエネルギー・気候変動対策に関するビジョンや計画を作成する際にもう一点、考慮すべきことは、将来の脱炭素化に関する技術開発に関する不確実性である。現在、広くメディアなどでも共有されている長期的な排出削減に関するビジョンの多くは、排出削減に要する技術開発やその技術開発がもたらす経済効果に関して、一定の前提を置いている。しかし、こうした前提条件については高い不確実性が存在しており、特にエネルギー供給に要するインフラの整備を行うことが求められる政府にとっては、新設したインフラが座礁し参加するリスクも十分に念頭に入れながら、政策を展開する必要がある。

かような要因から、長期のエネルギー需給に関するビジョンや計画を作成するには、定量的なエネルギー需給分析と定性的なシナリオ分析を組み合わせることが望ましく、フィリピンに対するこの分野における協力においても、定量的・定性的双方のアプローチに基づいた分析やアウトプットを提示しなければならない。

## (2) 目的

本協力案件では、フィリピンにおける現実的なネットゼロ達成に向けたシナリオとロードマップを作成することで、マクロ経済やエネルギーの安定供給などに過度な負担をかける形での長期的なネットゼロに向けた国際公約の素案を提示する。

## (3) 期待される効果

### 成果① 複数のエネルギー・電力需給見通しのシナリオ

本協力案件で期待される主要な成果としては、異なる時間軸やエネルギー・環境技術に関する前提条件に基づく複数のネットゼロへ到達するシナリオの提示である。その際の主な変数としては、1) ネットゼロ達成の時間軸（2050年、2070年など）並びに、2) エネルギー・環境技術のコスト低減の度合いの2つの変数を想定する。そしてその異なる変数の組み合わせによるシナリオを複数作成する。

### 成果② 各シナリオにおける経済的なコストの算出と最適削減経路の特定

二つ目に期待される成果として、上記の複数のシナリオにおいて必要となる経済的なコストを算出する。各シナリオにおいては、固有の道筋をたどった上でのネットゼロの状態が実現されるが、そのネットゼロの達成プロセスにおいて必要となるカーボンプライスを理論的に算出し相互に比較することで、異なるシナリオの下でのフィリピンにとってのネットゼロ達成に要するコストを数値化して示す。その上で、フィリピンにとって最も望ましいネットゼロに向けた排出削減経路に関する提言を行う。

### 成果③ ネットゼロの実現に向けて国際協力が必要となる具体的なプロジェクトの特定

三つ目に期待される成果としては、今後のネットゼロを実現する上で、最も望ましい削減経路を特定した上で、それを実現する上で、とりわけ重要な排出削減策の実施について、

日本との国際協力が可能な分野についての検討を行う。

#### (4) 必要となる活動

##### 成果①（シナリオの作成）で必要となる活動

成果①を作成する上で必要となる活動としては、まずシナリオの諸元となるネットゼロの目標達成年をいつに設定するのか、またそのほかのシナリオの変数としては何を用いるべきかを、実際の作業を行うコンサルタントだけではなく、フィリピン現地国政府の関係者などと十分に意見交換を行った上で設定する。こうした意見交換を複数回行うことで、現地国政府関係者に対し、ネットゼロ目標達成に関する理解を深め、より現実的な政策課題としての認識を深めてもらうことが可能となる。

そうした意見交換を基に、シナリオを実現するための諸元（目標達成年およびそのほかの重要なシナリオ変数）が決まったら、バックキャスト的な定量分析を行うことで、今後のネットゼロを実現するために必要な将来のフィリピンにおけるエネルギー需給の動態展望を作成する。シナリオのアウトプットとしては、各基準年（2030年、2040年など）における一次エネルギー供給構成、電源構成、温室効果ガス（CO<sub>2</sub>）の排出量を定量的に示したものを作成する。

##### 成果②（経済的なコストの算出と最適目標の特定）で必要となる活動

各シナリオで想定されるネットゼロの状態を実現するためには、一定程度のカーボンプライスが必要となる。これは、再生可能エネルギーを始めとする様々な異なるCO<sub>2</sub>の排出削減技術のコストが、仮に今後大きく下がったとしても、それだけでは、既存の化石燃料の利用を代替し、その利用に伴うCO<sub>2</sub>の排出を実質的にゼロにすることが難しいからである。特に産業部門や長距離輸送部門など、既存の化石燃料からの転換が難しいとされる部門（Hard-to-abate sectors）には、カーボンプライスという形で化石燃料の利用にペナルティを課すことも、実質的な排出ゼロを実現させるためには必要との見方もある。各シナリオにおいて、そうしたカーボンプライスを理論的に算出することで、シナリオ実現に要する経済的なコストを算出する。

フィリピンにとっての最適な長期的なネットゼロ目標は、政治・経済・社会面での様々な条件を踏まえた上で決定される。本協力案件では、その中の一つの要因としての経済的要因について、上記のカーボンプライスを算出することで、フィリピンによるネットゼロ目標設定の材料の一つを提供する。

##### 成果③で必要となる活動

ネットゼロを目指す上でのシナリオが特定された時点で、それらの長期的なエネルギー需給バランスの実現を目指すために特に重要となるインフラや技術の開発などの分野を特定する。具体的な協力分野の候補としては、蓄電池や水素などの再生可能エネルギーの貯蔵技術や、燃料アンモニアのような既存化石燃料関連インフラの有効活用を可能にする技術、さらにはCCUSやCO<sub>2</sub>の国際移送のような排出を直接的に削減するような技術分野

などが考えられる。またそうしたインフラや技術開発を行う上で必要となるファイナンス面での支援についても併せて検討する。

## 6.7 ネットゼロ達成に向けたロードマップ

最後に、今後フィリピンにおいて温室効果ガス排出量を実質ゼロにするためのロードマップを図 6-9 に示す。前掲 2 か国のロードマップ同様、このロードマップは、2060 年時点で実質ゼロの状態を達成すると仮定し、現状のフィリピンにおけるエネルギー需要からバックキャスト的な手法によって作成したものである。

まず電力部門については、最終エネルギー消費におけるシェアを、2018 年時点での 21% から 2030 年には 30% に引き上げ、その後 2060 年には 50% を電力によって賄う体制を作り上げる。電源開発における対応策としては、まず再生可能エネルギーの導入を優先的に進め、原子力についてもゼロエミッションのベースロード電源としてその導入を真剣に検討する。2018 年時点でのフィリピンの再生可能電源のシェアは 23% であり、その約半分が地熱である。今後は適地の制約もあり、その相対的なシェアが低下していくことが想定され、太陽光や風力を中心とした電源が導入されていくことになると考えられる。電源構成に占める再生可能電源のシェアは、2040 年時点で 40%、2060 年時点で 80% をみこむ。地理的な制約はバックアップ電源の必要性の観点から、残りの 2 割や水素や CCUS 付きの天然ガス火力になると考えられる。

火力発電については、既に投資の意思決定がなされている案件以外の石炭火力については、より CO<sub>2</sub> 排出の少ない天然ガス火力ないしは再生可能エネルギー発電への転換を検討し、少なくとも 2030 年時点ではすべての新規の石炭火力発電計画を廃止する。それまでに建設・操業されている石炭火力については燃料アンモニアの混焼による脱炭素化を行い、2050 年にかけて全ての石炭火力において 60% 程度まで混焼率を引き上げる。2060 年時点では、石炭火力はすべて廃止し、ガス火力については、再生可能エネルギーのバックアップや電源構成における慣性力の確保といった観点から、継続して利用することとする。そのための脱炭素化策として 2050 年には、20% の LNG 火力に炭素回収装置を導入し、2060 年時点ではすべての LNG 火力において炭素回収装置を導入する。

非電力部門について、産業部門においては、前に述べた 2 か国と同様、短期的な対応策として、今後の各産業部門における実質ゼロに向けた計画を策定すると同時に、厳格な省エネ基準を導入し、現状全体の産業用エネルギー需要の 6 割以上を占める石油依存度の低減を電力ないしは再生可能エネルギーへの転換によって行う。産業部門における省エネ基準については、その後も定期的に基準を強化することで徹底的な省エネを行う。また、2040 年を目途に、国内のすべての新設の産業施設において、将来的なネットゼロに向けた対応が可能な状態を義務付ける。具体的には、前に述べた 2 か国における対応のように電化ないし非化石燃料の導入か、もしくは排出される CO<sub>2</sub> を回収する炭素回収装置の設置、さらに後述するネガティブエミッション技術の併用を設備投資計画に盛り込むこととする。こうした対応策を導入することで、2060 年には最低でも 80% 以上の産業施設において実質ゼロ化を実現する。

輸送部門においては、フィリピンでも同様に電化と水素による代替を進める。まずは国内において厳格な燃費基準の導入を進めつつ、税制などのインセンティブメカニズムを導入することで、電気自動車の導入を促す。さらに 2030 年頃より、国内における自動車の新車販売に占める次世代自動車（電気自動車、燃料電池自動車、水素エンジン自動車など）のシェアを規制によって徐々に引き上げていき、2050 年にはすべての新車販売を次世代自動車とする。また、航空機や船舶などの電化がしにくい輸送手段については、2040 年代から本格的な水素への転換を進め、2060 年時点では、輸送手段はすべて電気ないしは水素（またはそのほかのゼロエミッション燃料）とする。

家庭部門、商業部門を含む民生部門においても、輸送部門同様、基本的には電化を主としたエネルギー転換を進める。家庭用においては、住居に省エネ基準を導入し、新築の住居からエネルギー効率の優れた住居施設の入れ替えを促す。加えて地方では伝統型バイオマスから太陽光や風力などによる分散型の電源を進めることで商業的エネルギー供給と脱炭素化を同時に実現させる。2030 年以降は徐々に再生可能エネルギーや一部水素を利用した住宅部門の実質ゼロ化を進め、2060 年には最低でも 80%の住宅における実質ゼロ化を達成する。商業部門においても、新築に対する省エネ基準の適用や電化の推進を行うことで、脱炭素化しやすいインフラ整備を進める。さらに、現在商業用では最大のエネルギー源となっている石油についても再生可能エネルギーや電力への転換も進める。2040 年以降は新築の建物についても、電化を前提として建設を行うことを義務付けることで、2060 年時点で限りなく実質ゼロに近い状態を実現する。

最後に、ネガティブエミッション技術については、まずベトナム国内での CO<sub>2</sub> の貯留ポテンシャルの調査を開始する。同国内での Malampaya ガス田での貯留可能性やそれ以外の帯水層への貯留ポテンシャルについても合わせて詳細に調査する。他方、CCU についても 2030 年をめどにメタノールや鉱物化など相対的に低コストで導入が可能な技術の導入を評価し将来の社会実装に向けた検討を開始する。2050 年時点では、直接大気回収ないしは国内のバイオ燃料の利用と CCS を組み合わせた Direct Air Capture and Storage (DACs) ないしは Bio Energy Carbon Capture and Storage (BECCS) 技術の導入可能性に関するスタディを開始し、2060 年に実用化を目指す。



Year	2022	2030	2040	2050	2060
<b>Power sector</b>					
Elec gen in GWh	Switch planned but unconfirmed coal units to gas and renewable	No new coal power plants is permitted	All new power generation units are net-zero ready	20% of LNG power plants are equipped with CCUS	Phase out of coal power plants
	Explore geothermal potential	Introduce fuel NH3 to the existing coal units	Share of renewable power at 40%	Share of renewable power at 60%	Share of renewable power at 80%
			30% of total final consumption is electrified.	60% NH3 mixed combustion at the existing coal units	All LNG power plants are equipped with CCUS
					50% of Total final consumption is electrified.
<hr/>					
<b>Non-power sector</b>					
Industry Input in ktoe	Providing long-term net-zero emission plan	Mandate to adopt all available efficiency technologies	Obligation all new industrial sites to be net-zero ready	30% of industrial sites are net-zero (electrified or with CCUS)	80% industrial sites are net-zero (electrified or with CCUS)
	Start to switch coal/oil to gas, electricity, or renewable	Monitoring and tightening the efficiency standards			
	Setting efficiency standards				
Transportation Input in ktoe	Efficiency standard incentive policy to encourage EV adoption	25% passenger car sale is Next-gen vehicle*	75% of passenger car sale is Next-gen vehicle*	All new sale is Next-gen vehicle*	All vehicles on road are Next-gen vehicles*
		All vehicles for public service is Next-gen vehicle*	Half of HDV sale is Next-gen vehicle*		No fossil fuels in air and marine transportation
			Start conversion to H2 in air and maritime transportation		
Residential Input in ktoe	Adoption of strict efficiency standard for new building	Promotion of distributed power supply based on solar/wind	All new buildings are net-zero ready	50% of existing buildings are retrofitted to zero-carbon ready	80% buildings are electrified with renewable power supply
	Accelerate conversion from biomass to electricity				
Commercial Input in ktoe	New building is recommended to be fully electrified.	Reduce 75% of oil consumption in the sector	All new buildings are net-zero ready		80% of buildings are electrified with renewable power supply
	Adoption of strict efficiency standard for new building		Monitoring and tightening the efficiency standards		
<hr/>					
<b>Negative emissions</b>					
	Study for CCS potential in Vietnam	Pilot project for CCU (C1 chemical, mineralization, etc)	First BECCS or DACS pilot projects		BECS and DACS operation commercialized
		Apply CCS-EOR to the existing oil producing fields			

(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

図 6-9 フィリピンにおけるネットゼロに向けたロードマップ