

ASEAN の電源ベストミックスとその実現に向けた政策の役割

Electricity Supply Mix and Role of Policy in ASEAN

横田 恵美理 *

Emiri Yokota

This paper aims at suggesting possible policy tool and market design to achieve appropriate power supply mix to ASEAN countries. In the ASEAN countries, increasing electricity demand and relatively lower income level are urging them to develop large-scale power generating capacity in an economically efficient way. In addition, needless to say, it is becoming important more than ever to mitigate environmental burden in these development.

To this goal, by making reference to precedents in major European countries, the study suggests possible market design for ASEAN countries to simultaneously achieve its energy policy while proceeding energy market reform.

Keywords : ASEAN, Electricity Supply Mix, Energy Policy

1. はじめに

ASEAN では、今後の急速な電力需要の拡大に対応して、経済性と環境に配慮した大規模電源の導入が喫緊の課題となっている。一方で、ASEAN の一部の国では電力市場の自由化を進める動きがあるが、先進国の事例を見ると、このことが電源開発投資を困難にする懸念がある。

そのため、ASEAN では、供給力を拡大するための対規模な電源開発を担保するとともに、諸国政府が描く望ましい電源ミックスの実現と電気事業の効率向上という異なる目標を実現するための市場設計が課題となっている。

本稿では、電力市場の自由化で先行する欧州の事例を参考として、ASEAN が目指す電源開発目標の実現に向けてどのようにエネルギー政策を展開していくべきかについての政策提言をまとめた。

2. ASEAN の電力市場構造の現状

ASEAN の中には、フィリピンやシンガポールなどのように発電部門の自由化を達成している国がある一方で、カンボジアやラオスのように国営電力会社が独占して事業を行っている国もあり、市場構造は国によって様々である。

従来多くの ASEAN の国々では国営企業が電源開発の中心となってきた。しかし、これら国営企業のノウハウや人材、資金の不足から、あるいは国営企業の非効率を解消しようとする方針から、市場を自由競争に委ねようとする動きがある。その一つの例が IPP など民間企業の力を利用す

るもので、既に多くの国で実現している。

自由化の動きは、民間活力の利用や事業の効率化といった観点では合理的である。しかし同時に、競争的な環境におかれた民間企業に発電所の開発や選択を委ねることは、政府の市場への影響力を弱め、結果として発電投資の不足や種類の偏りをもたらす懸念も生じさせる。

3. 欧州のエネルギー政策の変遷と電力自由化

自由化が電力市場に及ぼす可能性のある影響を検証するために、1990 年代に電力自由化を達成した欧州の事例を聞き取り調査の結果も踏まえて分析する。

3.1.1 英国の電源ミックスの変遷

英国は化石燃料資源に恵まれた国であり、1970 年代から主流であった石炭に加え 1960~70 年代には北海ガス・石油の開発が本格化し 1980 年代から約 20 年に渡ってエネルギーを自給してきた。しかし、2000 年代に入ると北海ガス・石油田での生産量が減少し始め 2004 年からはエネルギー純輸入国に転じた。

一方で、2008 年には「2008 年気候変動法」施行し、2009 年には EU 再エネ利用促進指令が出された。これを受け、風力やバイオマスを中心とした再エネの導入が進められている。原子力については、2013 年には原子力も含めた低炭素電源への投資促進を目的とした電力市場改革を盛り込んだエネルギー法案が制定され、再エネと原子力の促進が進められている。

* (一財)日本エネルギー経済研究所 主任研究員
〒104-0054 東京都中央区勝どき 1-13-1 イヌイビル・カチドキ
e-mail emiri.yokota@tky.ieej.or.jp

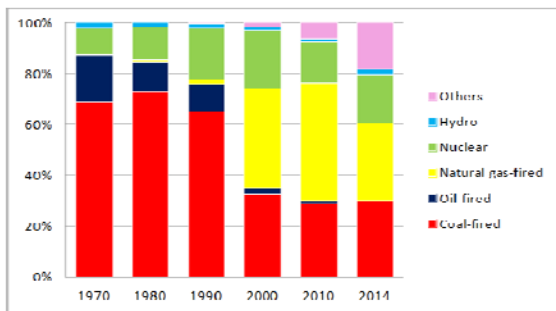


図1 英国の電源ミックスの変遷

3.1.2 英国の電力市場自由化とその影響

英国では、1990年に電力自由化と国営電気事業者の分割・民営化が同時に実施された。自由化によって新規参入が相次ぎ競争が進展するとともに、企業の統廃合が活発になった。その結果、英国の電力市場は、RWE系（ドイツ）、E.ON系（ドイツ）、EDF系（フランス）、SSE系（英国）、イベルドロラ系（スペイン）にBritish Gas（英国）を加えた6大グループに集約された。

近年、再エネ、原子力、CCS付火力など低炭素電源へシフトするエネルギー政策を推し進めているが、再エネや原子力、CCS付き火力といった高コストな発電所は、競争市場での実現は難しく、これらの導入を目的とした特別な政策なしには開発はされない環境にある。

また、競争市場には多くの不確定要素があるため、投資が手控えられている。特に英国では、外国資本が電気事業の多くを担うという構造から、それら外国資本の本国での事情が英国での開発計画に直接的に影響を与える結果となっており、中長期的には供給力が大幅に不足することが懸念されている。

石炭火力では、現在は新設の計画がなく、また欧州委員会が定める石炭火力に対する総運転時間の上限に達した英国の旧式火力が2012年以降相次いで閉鎖されている。その結果、英国の電力予備率は減少を続け、2014年には5%を割る水準まで落ち込んだ。

英国政府はこれらの問題に対処するため、電力市場改革（EMR: Electricity Market Reform）を実施することを決定した。EMRでは、可能な限り低廉なコストで低炭素、電力安定供給、再エネ促進の目標を達成することを目指しており、以下4つの政策から構成される。

- (1) 再エネ・原子力・CCS向けFIT制度（CfD: Contract for Difference）
- (2) 容量市場（Capacity Market）の導入
- (3) 最低炭素価格制度（CPF: Carbon Price Floor）
- (4) CO2排出直接規制（EPS: Emission Performance Standard）

これらは電力市場自由化の持つ問題を補うための政策である。英国政府は電力自由化とその後に進めてきた気候

変動対策を踏まえ、現在は規制を強化する方向へ向かうことで、安定供給、価格適正化、温暖化対策等の問題に同時に対応しようとしている。

3.2.1 ドイツの電源ミックスの変遷

ドイツ政府は、石油危機を契機に石炭産業を保護し有効活用を図ってきた。1996年に国内炭の引取義務は廃止されたが、その後も補助金の形で保護策が継続されている。

また、石油危機を契機として原子力の導入も開始された。1975年の初号機運開以降、開発がすすめられた結果として、発電電力量における原子力発電の比率は1970年の5%から1985年には約27%へと大幅に増加し、石炭に次ぐシェアを占めるに至った。

しかし、2011年に発生した福島第一原子力発電の事故を契機に脱原子力へ方向転換し、2022年までに原子力を段階的に廃止することを決めた。

原子力に代わる電源として、政府は再エネとコージェネレーションの開発を推進している。1991年の電力買取法および2000年の再エネ開発促進法（EEG）によって固定価格買取制度（FIT）を導入、電力会社に対してこれらの電源からの発電電力量を高い価格で買い取ることを義務付けた。その結果、太陽光や洋上風力を中心に再生可能エネルギーの開発が進んだ。さらに、2020年までに発電に占める再エネの割合を少なくとも35%まで引き上げることを計画している。

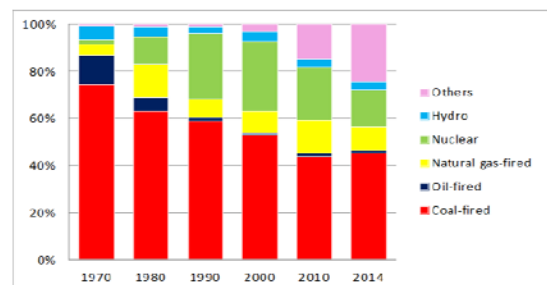


図2 ドイツの電源ミックスの変遷

3.2.2 ドイツの電力市場自由化とその影響

ドイツでは1998年に新しいエネルギー事業法が施行され全面自由化が実施され、電力小売りを中心に100社を超える新規事業者が生まれた。既存電力会社はそれに対抗する事業戦略を取り、設備投資を抑えてコスト削減を図ることで小売価格を低く設定する方策を取った。その結果、新規事業者の倒産が相次ぎ、大手電力会社による寡占化が進んだ。大手電力会社間でも統合が進み、現在は発送電配電と小売りを担うE.ON、RWE、EnBW、Vattenfallの4大事業者に集約され、小売シェアの約70%を占めるようになった。

2005年に政府は託送料金制度を見直し、送配電料金の

認可制を導入し、2009年には送電会社の法的分離を行うなどの改革を実施した。しかし、新規参入の活性化、価格抑制の観点では大きな成果は挙げられていない。

また、再生可能エネルギーによる電力を増やすことを目的としたFIT等の補助政策が、新たな補助の必要性を生み出すこととなっている。不安定な再生可能電力を安定化させるためにはバックアップ火力が必須であるが、市場の自由化やFIT制度の結果として進行している既存火力発電の廃止は、電力の安定供給にとって憂慮すべきことである。

そのためドイツ政府は、卸電力市場価格や火力発電設備の稼働率が低下しても発電事業者が発電所を維持できるように、火力発電に対する補助を導入する必要に迫られている。

このように、ドイツの例は、ある電源に対する補助が市場を歪め、その結果、その他の電源に対して新たな補助を行う必要が生まれるというジレンマを発生させる可能性を示している。ドイツ政府は発送電分離と電力自由化を進めてきたが、脱原子力およびそれに伴う再生可能エネルギーの増加などその後の状況変化を踏まえ、現在は規制を強化する方向へ向かうことで、安定供給、価格適正化、温暖化対策等の問題に同時に対応しようとしている。

3.3 英国、ドイツの聞き取り調査結果

電力自由化を既に経験した欧州諸国のこれまでの経験と課題に関する聞き取り調査から、次のような知見を得た。

- (1) 電力自由化を実施する以前に必要な条件は何か
 - ・ 自由化の導入に当たり、送電ネットワークなどのインフラ整備が必要となる。これらの整備が不十分な状態では、制度上自由化を行っても競争は起こりえない。
 - ・ 自由化を進める前に、国営企業の民営化や垂直統合企業の分割などを行い、新規IPPが参入しやすい環境を構築する必要がある。
 - ・ 英国やドイツの例が示すように、現実の市場では競争の結果、市場で寡占化が進む可能性がある。寡占化した市場に再び活発な競争を呼び込むのは容易でない。
- (2) 市場の成熟度に鑑みどのような市場構造を取ることが推奨するか
 - ・ 独占企業体では投資回収のメカニズムが保障されているため、投資を呼び込みやすくなる。
 - ・ 英国やドイツなどでは自由競争に曝される前に大規模なインフラが整備された。
 - ・ 電力インフラの整備や市場参加者の成熟度がすすむにつれ、段階的に垂直統合型の企業を分離していくことによって自由競争を促すことが可能となる。

(3) インフラ開発とエネルギー政策執行の観点から市場自由化後に何が問題となったか

- ・ 市場が自由化し競争が行われるようになると、採算性の良い電源への投資が多くなり、国の電源構成に偏りが発生した。
- ・ 電源構成の偏りを是正するために新規発電所建設に政府がインセンティブを与えたとしても、自由化された市場では長期的な見通しが立てにくく、投資家がなかなか現れないという問題もある。

(4) 自由化した市場において政策に沿った電源開発を達成するためにどのような種類の政策実施ツールを取ることができるか

- ・ 欧州の事例が示していることは、政策に沿った電源開発を達成するためには、半ば規制的な手法を使わざるを得ない、ということである。

4. ASEANへの提言

4.1 欧州事例からの教訓

欧州の事例からわかるとおり、現在のところ3E(Energy security, Economic efficiency, Environmental sustainability)を同時に達成可能な電力自由化のモデルを見出すことは難しい。欧州とASEANでは環境が大きく異なるが、ASEANが自国市場の自由化を目指すに際しては、こうした点に十分に留意すべきであろう。

4.2 ASEANにおける市場モデルの得失

ASEANでは、伝統的な垂直統合型の電力システムから徐々に構造改革が進展しているが、国によって市場構造とエネルギーの利用状況は様々であり、その国に応じた市場構造の導入が必要となってくる。

EAS(東アジアサミット)地域に現存する市場モデルなどを参考に、a) National monopoly model, b) Private regional monopoly model, c) Liberalized power generation sector + single buyer model, d) Fully liberalized modelの4つ市場モデルに整理した。そのうえで、ASEANの電気事業に対する三つの要請に応えることが出来るか否かを評価した。

要請1) 大規模な電源開発を実現していくための投資を呼びこむ (Financial capability)

要請2) 政府が目標とする電源ミックスを達成する (Energy policy implementation)

要請3) 電気事業の効率を向上する (Economic efficiency)

表1 市場モデルとその特徴

		National monopoly model	Private regional monopoly model	Liberalized power gen. sector + single buyer model	Fully liberalized model
		a	b	c	d
要請1	Financial capability	high	high	low	low
要請2	Energy policy implementation	very easy	easy	difficult	difficult
要請3	Economic efficiency	low	medium	medium	high

注: single buyer とは、規制下にある特定の主体が全ての発電電力を買い取り、配電会社に再販売、卸売を行うモデル。

(1) Financial capability

National monopoly model では、国の信用力で資金調達が可能となる国もある。また国の信用力で資金調達が困難な場合でも政府開発援助（ODA）の使用が可能である。

Private regional monopoly model については、地域独占であることから競争市場よりも高い信頼性を得ることが可能である。その一方で、民間企業であるために ODA は使用できない。

Liberalized power generation sector + Single buyer model や Fully Liberalized model では、資金調達は民間任せとなる。国内の民間企業は国債以上の信用を得ることはできない一方、外国資本を活用する場合は資金調達がより有利に行われる可能性もある。

(2) Energy policy implementation

National monopoly model と Private regional monopoly model では、電力市場に国がある程度介入することが可能であり、政府が掲げるエネルギー政策や電源開発計画を実行しやすいといった利点がある。一方で、Liberalized power generation sector + Single buyer model や Fully Liberalized model では、発電部門は原則自由競争に委ねられるため、政府がエネルギー政策や電源開発計画を反映することが難しくなる。

(3) Economic efficiency

Liberalized power generation sector + Single buyer model や Fully Liberalized model では、発電や新規の発電所建設において競争が行われることで、経済効率性が向上することが期待できる。Private regional monopoly model では、競争はないものの、国の規制に適切に料金審査を行う能力がある場合は一定の経済効率性向上が可能になると思われる。一方、National monopoly model の場合は競争が行われず、経済効率性に劣る可能性が高まる。

4.3 ASEAN への提言

上記3つの観点からの検討を踏まえれば、ASEAN には、自国の政策の優先順位に照らし合わせてより適切な市場モデルを導入することを提言したい。

周知のとおり、一部の例外を除き、ASEAN の多くは発電所や送配電網といった電力インフラを形成する途上にある。また多くの国でエネルギーの輸入依存度の低下、および公害問題や気候変動問題への対応を達成するためにバランスの取れた電力ポートフォリオを構築することがますます重要となっている。

これに対して現在ある自由化モデルは、市場に効率化をもたらす一方で、インフラ投資の偏りや抑制も生む可能性がある。すなわち、ASEAN が抱える政策の要請に応えることが出来ない可能性がある。逆に、インフラ形成が完了し、経済効率性を優先する政策にあるのならば、電力市場自由化は適切な選択肢の一つである。

表2 ASEAN の電力市場構造とエネルギー使用状況

国	電力市場構造		現在のエネルギー使用状況
	発電	小売	
カンボジア	National Monopoly regulated market	Regulated market	・水力、石油、天然ガス、褐炭が未開発、発電の90%以上がディーゼル
ラオス			・水力発電は輸出向け、石炭火力は国内使用目的
ミャンマー	Liberalized market+ Single buyer		・水力発電開発が焦点。
ベトナム			・将来的にエネルギー輸入国に転じる見込み、石油備蓄を検討中。
インドネシア			・2025年目標:石油火力20%以下、天然ガス火力30%超、石炭火力33%、再エネ5%。
タイ			・天然ガス資源はない。石炭火力の開発が困難。
マレーシア			・将来的にエネルギー輸入国に転じる見込み。
ブルネイ	Fully liberalized market	Fully liberalized market	・石油、天然ガスは豊富だが、資源保護政策をとっている。
フィリピン			・水力が重要な資源。開発の余地あり。
シンガポール			・ほぼ100%の一次エネルギーを輸入、石炭火力開発が困難。

このように、ASEAN の実情と各市場モデルの得失を踏まえれば、多くの場合、まずは National monopoly model などを採用することでインフラの整備とバランスの取れた電力ミックスの構築を優先し、その後段階的に経済効率性を重視した制度設計を進めて行くことが望ましいと考えられる。

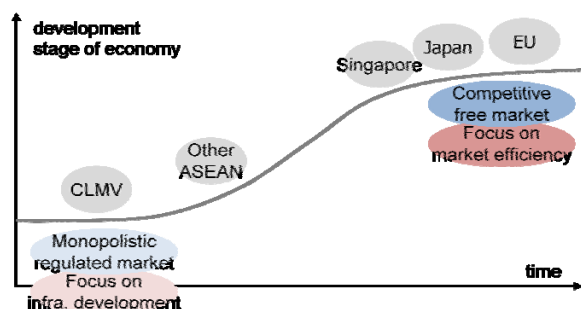


図3 経済段階に応じた市場構造

※本研究にあたり、ご協力いただいた東アジア・ASEAN 経済研究センター（ERIA）ならびに ASEAN メンバーに感謝の意を表します。

参考文献

- 1) 海外電力調査会 海外諸国の電気事業 2015 年度版