

ASEANパワー・グリッドにおける再エネ輸出入の課題



MITSUI & CO.
GLOBAL STRATEGIC
STUDIES INSTITUTE

—ガス需要との補完関係を踏まえて—

三井物産戦略研究所
国際情報部アジア・大洋州室
川村藍

Summary

- ASEANパワー・グリッド（APG）は1997年に地域内の電力融通・システム統合を目的に開始され、2000年代から再エネ統合も加わり進められてきた。再エネ輸出入に関連する制度的な遅れに対しては、2025年10月のASEAN会議で、各国がこれらの課題解決のため制度整備や標準化に向けて議論する予定である。
- 越境再エネ取引には電力購入契約（PPA）や再エネ証書（REC）制度、電力トレーサビリティの整備が不可欠である。しかし、ASEAN各国で取引制度のばらつき、制度の信頼性や所有権の保証に課題が残る。
- 天然ガスは「移行エネルギー」と認識されるが、二酸化炭素回収・貯留（CCS）や原発など再エネを補完する技術の検討やエネルギー移行を統合的に捉えることがAPG成功のカギとなる。

1. ASEANパワー・グリッドの進展と制度の空白

ASEANパワー・グリッド（以下APG）とは、域内電力の安定供給、ASEAN諸国間を電力網で接続し、持続可能なエネルギー制度の構築を目指すプロジェクトである。くわえて、ネット・ゼロ達成に向け、ASEAN諸国では脱炭素化や再エネの導入が喫緊の課題となっており、APGの果たす役割は高まっている。本章では、ASEAN地域での再エネを電力市場に組み込む「再エネ統合」を目指すAPG構想を起点に、ASEAN地域の再エネ電力の輸出入動向を整理し、APGの現状を明らかにする。

1-1. APG構想の沿革

1997年始動のAPGは、2000年代からASEANへの再エネ普及に注力した（図表1）。2040年までに18の送電プロジェクト完了を目指す。現在までに18事業のうち9事業が実行されているが、実際に多国間接続が稼働しているのはラオス・タイ・マレーシア・シンガポール相互電力統合プロジェクト（LTMS-PIP）のみである。APGはEU型の市場統合ではなく、各国の主権を尊重しつつ、最適な再エネ統合を図る構想である¹。

¹ EUもASEANも地域全体での電力市場統合を目指し、ASEANはEUのような多国間電力取引の実現に向けて取り組む。ASEANの政策立案者はEUの事例を参照し、電力市場の費用便益の共有、規制の調和などを調整する。ただし、EUは欧州委員会など超国家的な権限機関が市場ルールを形成し、既に完全に統合された電力市場を持ち、一方のASEANの再エネ統合はASEAN加盟国各国の政府間合意と自主的な協力で依存する。そのため、ASEANはEUモデルを参考にしつつ、独自の政治的経済的背景からAPGモデルを構築している。

図表1 APG構想の沿革

年	会議	概要
1997	第2回ASEAN非公式首脳会議	ASEANビジョン2020およびハノイ行動計画（Hanoi Plan of Action）にてAPG構想が最初に提示（再エネは明示されず）
1999	第17回ASEANエネルギー大臣会議（AMEM）	2004-2009年までのASEANエネルギー協力行動計画（APAEC）が策定
2002	第20回AMEM	「ASEAN/パワー・グリッド・ロードマップ」が合意され、再エネ統合についても言及
2003	第21回AMEM	ASEAN相互接続マスター・プラン研究（AIMS）の最終報告書が承認され、APG構想の指針となる。長期的な再エネ統合の方向性を明確化。
2015	APAEC 2016-2025 Phase II: 2021-2025	APG構想において再エネ統合が主要目標となる
2021	第39回AMEM	AIMAⅢにて再エネ送電インフラ整備が明記

出所：ASEAN エネルギー・センターから三井物産戦略研究所作成

1-2. APG構想の課題

制度整備上の課題として、国際送電における電力購入契約（PPA）の法的保証の欠如、電力量の越境トラッキング制度（計量、認証、属性証明など）の不整備、各国の規制料金制度の乱立がある。

技術的には接続可能でも、制度が障壁となって取引が実現しないマレーシアとシンガポール間の送電接続の課題などが指摘される。

さらに政治・経済的課題もある。ラオスの水力発電の電力料金は比較的安く、タイは他国に電力を売るために通過させるより、自国で消費したい意向だ。そのため、2024年以降のLTMS-PIPの送電はラオスからタイで停止している状況である。くわえて、越境電力PPAの送電中断時の補償義務や契約履行の強制といった法的な補償が不十分なことで投資が進まない障壁にもなっている。

他にも、APGの個別プロジェクトで、それぞれの課題が指摘されている（図表2）。

図表2 越境送電プロジェクトとそれぞれの課題

越境送電プロジェクト	課題
ジョホール州Pasi Budan-シンガポールのイーシュン地区	電力価格をマレーシア電力公社（TNB）が一方的に決定し、シンガポールには交渉権がない。TNB独占ではなく特別交渉型の仕組みが必要とされる。
サラワク州・サバ州（マレーシア）-シンガポール	サバ州・サラワク州からシンガポールまでの海域でインドネシアの領海があるため交渉が複雑化
ブルネイ-インドネシア-マレーシア-フィリピン 送電プロジェクト（BIMP-EAGA）	米国国際開発庁（USAID）の撤退により資金援助が停止し、一部事業が停滞中

出所：シンガポールでの聞き取り調査から三井物産戦略研究所作成

1-3. APG新協定の概要

ASEANは、越境電力取引の課題に対応するため、2025年10月の第43回ASEANエネルギー大臣会合（AMEM）で、多国間送電網の法的枠組み、技術標準、料金制度、資金調達枠組みであるASEANパワー・グリッド金融ファシリティ（APGF）などの整備について議論された（図表3）。

図表3 第43回AMEMの主な議題

主要な予定	内容
APGの強化に向けた覚書（MoU署名式）	本覚書は越境送電プロジェクトの実施にむけた基本的な法的枠組みとしてASEAN域内の電力統合を加速させる
APGF公式立ち上げ	アジア開発銀行（ADB）、世界銀行、ASEANエネルギー・センター、ASEAN事務局などが連携し、APGの資金調達を支援する新たな枠組みであるAPGFの発足
エネルギー協力の見直し	ASEAN石油セキュリティ協定（APSA）のフォローアップ、再エネ証書（REC）の枠組み、エネルギー効率データベースなどの優先課題の見直し
ASEANエネルギー行動計画（APAEC）の移行	2021-2025年フェーズⅡから2026-2030年フェーズⅢへの移行に向けた準備と戦略の策定
テーマ別の議論と連携強化	ASEAN国際エネルギー・環境会議（AICEE）やASEANエネルギー・ビジネスフォーラム（AEBF）などで政策・企業・民間との連携促進を行う

出所：ASEAN事務局および現地報道から三井物産戦略研究所作成

2. 再エネ輸出入の制度的課題とその影響

本章では、越境再エネ取引が成立する条件をもとに、制度的障壁が再エネ取引の停滞を招いている背景を整理する。その上で、ASEANでの再エネ移行に、現実的な方策としてどのような議論が展開されているのか明らかにする。

2-1. 越境再エネ取引の制度的課題

越境再エネ取引が成立する制度的な前提条件として、①越境PPA、②再エネ認証制度（REC）の確立、③電力トレーサビリティ（電力がどこでどのように作られたかを追跡する仕組み）がある。

①越境PPAは、LTMS-PIPの実績が既にある。しかし、送電や小売りの自由化など各国の電力市場規制が異なる。越境PPAの普及には制度整備が必要であり、特に民間企業が直接契約するには送電網へのアクセス権や価格設定の透明性の確保が課題である。こうした制度的不備が、民間主導の再エネ取引拡大を阻む要因となっている。

②REC制度は、シンガポールとマレーシアで制度化され、ベトナム、インドネシア、フィリピンでも制度整備が進む。シンガポールでは国際的な制度であるInternational Renewable Energy Certificate (I-REC) とTradable Instrument for Global Renewables (TIGR) が存在する。再エネ証書の実務規範であるSingapore Standard 673に基づくREC制度が確立され、発電設備や発電量などデータに基づいた証明が必須である。I-RECはマイクロソフトなど、RE100²に企業が続々と加盟しており、取引量が増えている。マレーシアには自国の太陽光・水力発電を対象にするmREC³があり、国内外の企業が取引可能である。

しかし、越境REC取引は国際的な環境報告のルールが不十分であり、環境に良い影響を与えているかという追加性⁴やトレーサビリティの課題が残る。また、ASEAN全体で統一されたRECの認証機関は存在せず、各国における制度のばらつきが、国境を超えた再エネの環境価値の証明を困難にしている。再エネ輸入の法制度が未整備であると、送電網整備への投資インセンティブが低下し、インフラ整備の遅れにつながる可能性がある。これらの課題の克服に向け、投資の収益性と環境価値を両立するグリーンファイナンスを促進させ、REC認証で投資家が再エネ事業の環境価値を定量的に評価できる仕組みを構築することが求められる。

③電力トレーサビリティは、RECの信頼性を確保するため、発電所の種類や場所、発電方法などの属性情報を記録・管理する仕組みである。ASEAN地域ではEvident RegistryやI-TRACKなど国際的なトラッキングシステムが導入され、企業が環境報告を実施する際に、使用した電力がどの発電所から供給されたのか証明する手段として活用されている。しかし、越境送電における電力とRECのひもづけは技術的・制度的な複雑さから国境を超える電力取引の流れを追跡できるREC制度の整備が必要である⁵。

以上のような、越境再エネ取引における課題が、再エネの越境取引の信頼性を損なう要因となる。課題解決には、資金調達や投資環境の整備とともに、制度の実効性を高める制度設計が不可欠である。

2-2. 再エネ導入の現状と天然ガスの位置付け

再エネ輸出入に対する法的整備はマレーシアとシンガポールで着実に進められている。特にマレーシアでは、固定価格買取制度 (FIT) から余剰電力を電力会社に送り電気代を削減するネット・エネルギー・メータリング (NEM) 制度への移行が進み、太陽光や水力など多様なエネルギー源の活用が進展している⁶。同

² RE100は、2014年に結成された事業を100%再エネ電力で賄うことを目標とする企業連合を指す。

³ mREC制度 (Malaysia Renewable Energy Certificate) は、マレーシア国営電力会社テナガ・ナショナル (TNB) の完全子会社のTNBXが運営するmGATS (Malaysia Green Attribute Trading System) を通じて商業取引が開始されており、国際基準にも準拠している。マレーシアの越境電力販売制度 (CBES) により、認証済み再エネ電力がジョホールからシンガポールへ送電されている。制度整備は進行中で、追加性 (Additionality) を重視した評価が行われている。

⁴ 追加性は、再エネ電力を購入することで、再エネ導入や普及拡大を促す効果が期待されることを指す。

⁵ [Powering ASEAN's clean energy future: Business-driven pathways to regional integration](#)

⁶ [Renewable energy trade among the ASEAN countries and the road to net-zero carbon emissions](#)では、ASEAN諸国では国境を越えた電力取引で、高価な蓄電池エネルギー貯蔵システムに依存せず、太陽光や水力による発電が最も費用対効果が高いとされる。

国では、2025年に国家気候変動法案の可決が予定され、国際電力接続や再エネ推進の法的枠組みが整備される見込みである。マレーシア・ジョホール州では、再エネ取引の専用ゾーンの構想も進められ、国際連携による再エネ取引の議論が活発になっている⁷。一方のシンガポールでは、データセンター需要が急増し、電力需要が2030年に12GWに達する見通しである。再エネ比率は4.7%と低く、国内導入には限界があるため、越境取引による補完が不可欠である。このため、ジョホール州は太陽光を中心とする再エネを隣接するシンガポールへ輸出するため、越境インフラ整備も視野に入れる。こうした動きは、再エネ需給の国内でのミスマッチを補完するASEAN域内での越境取引の重要性を浮き彫りにしている。

ASEAN諸国では、石炭火力依存からの脱却に向けて再エネ導入が進められているが、電力の安定供給を補完する電源として天然ガスの重要性が高まっている。ASEANのエネルギー移行を日本が主導するアジア・ゼロエミッション共同体（AZEC）構想では、「現実的なエネルギー移行」を掲げている。欧米型の化石燃料から再エネへの急速な移行は、現実的でないと言われ、天然ガスが再エネへの移行の重要な電源として位置付けられている。ASEAN諸国でも、天然ガスは「移行エネルギー」として認識され、将来的な需要予測や二酸化炭素回収・貯留（CCS）との組み合わせによるASEAN各国の脱炭素方針が新たに設定されている⁸。カーボンニュートラルの実現に向け、CCS技術と天然ガスのインフラが融合することが重要となり、ASEANのガス生産国におけるCCS導入を視野に入れた動きが今後活発化することも予想される⁹。

第8版ASEAN Energy Outlook（AE08）の主要エネルギーシナリオにおいて、2050年までASEAN諸国の電源構成において天然ガスが2割から3割を占めることが想定されている（図表4）¹⁰。

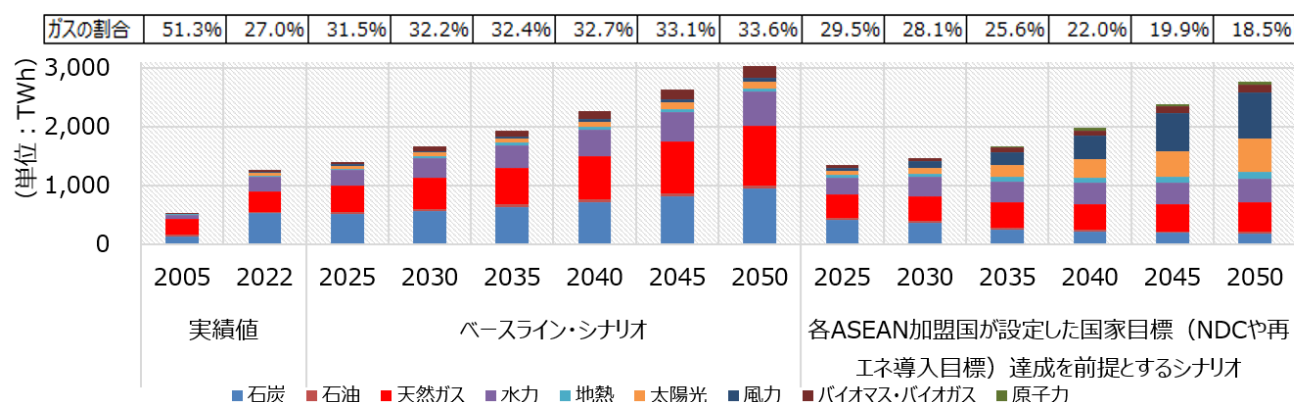
⁷ マレーシア・ジョホール州の南部にSouthern Johor Renewable Energy Corridor（SJREC）のゾーンが構想されている。シンガポールとの越境電力取引を視野に入れた戦略的地域であり、大規模太陽光発電や蓄電池（BESS）などのプロジェクトを中心に国内外の再エネ需要に対応する予定である。ジョホール・シンガポール経済特区（JS-SEZ）事業の一部として位置づけられている。

⁸ CCS導入に向けた実証実験はマレーシアやインドネシアで進むが、ASEANの他国では導入に向けた調整は未定である。また2050年のカーボンニュートラル目標は、マレーシア、タイ、ベトナムの4カ国だけ、ネットゼロはタイ（2065年まで）とインドネシア（2060年かその前、カーボンニュートラルの目標はなし）、ベトナム・シンガポール・ブルネイ・カンボジア（2050年）、ラオス（2050年かその前）。ミャンマーは林業などに限定してネットゼロ（2040年）で設定しており、地域によってカーボンニュートラルやネットゼロの目標設定は経済性などを背景に多様である。

⁹ 実際マレーシアやインドネシアではCCS導入に向けた政策の策定が近年活発化している。

¹⁰ 図表4に記載したベースライン・シナリオ、「ASEAN加盟国が設定した国家目標（NDCや再エネ導入目標）達成を前提とするシナリオ（通称、AMS ターゲット・シナリオ）の他に、地域目標と最小コスト最適化を統合したASEAN全体の脱炭素シナリオ（Regional Aspiration Scenario, RAS）と2050年までにASEANがネットゼロを達成することを想定したシナリオ（Carbon Neutrality Scenario, CNS）もAE08で想定されている。

図表4 AEO8の想定するASEAN諸国の2025年～2050年までの電源構成に関する主要シナリオ



出所：AEO 8 から三井物産戦略研究所作成

図表4でも示した通り、天然ガスは2050年も再エネの主な補完電力として残ることが想定されている。たとえ、再エネが普及しても、天然ガスは調整力電源として不可欠である。一方、制度整備が進まない場合には、再エネの導入が限定的となり、結果としてガス火力への依存が継続、もしくは強まる可能性が高い。そのため、天然ガス取引の安定化と再エネ統合電力市場の構築に向けた制度調整が求められる。

3. ASEAN統合電力市場の展望

3-1. 多国間送電網の将来像

まず、2025年に採択予定のAPG新協定によって制度標準化の進展が期待できる。具体的には、多国間PPAの枠組み整備による越境電力契約の合法化、送電料金精算の共通ルール、技術標準化や統一化が進展する見込みである。これにより、ASEAN域内の電力取引がより効率的かつ透明性の高いものとなり、再エネの越境利用が現実的な選択肢となる（図表5）。

図表5 APG関連の標準化

項目	内容	標準化の目的
規制の標準化	各国の電力市場におけるルールや法制度の調整	越境電力取引の透明性と予測可能性を向上させる
技術要件の整合性	送電網のインフラ仕様、接続基準、運用プロトコルの統一	グリッド間の互換性を確保し、安定した電力供給を実現
財務モデルの確立	APGFなどADBや世銀と連携した投資枠組み	ADBや世銀などの支援を受け、民間投資を呼び込む仕組みを構築
地域規制機関の設置	ASEAN全体を俯瞰する「ASEANレギュレーター」の創設案	各国間の調整役として制度運用の一貫性を担保する
海底ケーブルプロジェクトの整備指針	サラワク州などからの水力送電を含むインフラ整備の指針	新規プロジェクトの技術・環境・法的課題への対応を支援
APG関連機関の役割を明確化	ASEANパワー・グリッド諮問委員会（APGCC）、ASEANエネルギー規制当局ネットワーク（AERN）、ASEAN電力事業者代表者会議（HAPUA）などの職務定義を明確化	実務運営の効率化と責任分担の明確化

出所：ASEAN事務局から三井物産戦略研究所作成

3-2. 再エネとガスの補完的戦略に基づく脱炭素インフラ整備

調整力電源としてガス火力の制度的な位置付けは、再エネの不安定性を補完する上で重要である。再エネと天然ガスをバランスよく取り入れた電力市場整備やAPG新協定による法的枠組みの構築などの制度設計と段階的な市場統合が進めば、APG構想の実現可能性が高まる。特に、天然ガスのインフラやCSS技術との連携によって、天然ガスを移行エネルギーとして活用できる脱炭素インフラ整備が現実的なエネルギー移行だと考えられる。その意味では、再エネ移行と天然ガスの利用を統合的に捉えて、脱炭素インフラ整備を進める必要がある。

当レポートに掲載されているあらゆる内容は無断転載・複製を禁じます。当レポートは信頼できるとされる情報ソースから入手した情報・データに基づき作成していますが、当社はその正確性、完全性、信頼性等を保証するものではありません。当レポートは執筆者の見解に基づき作成されたものであり、当社および三井物産グループの統一した見解を示すものではありません。また、当レポートのご利用により、直接的あるいは間接的な不利益・損害が発生したとしても、当社および三井物産グループは一切責任を負いません。レポートに掲載された内容は予告なしに変更することがあります。