

アジアにおける 次世代 Gas-to-Power プロジェクトファイナンス

レイサムアンドワトキンス

1. はじめに

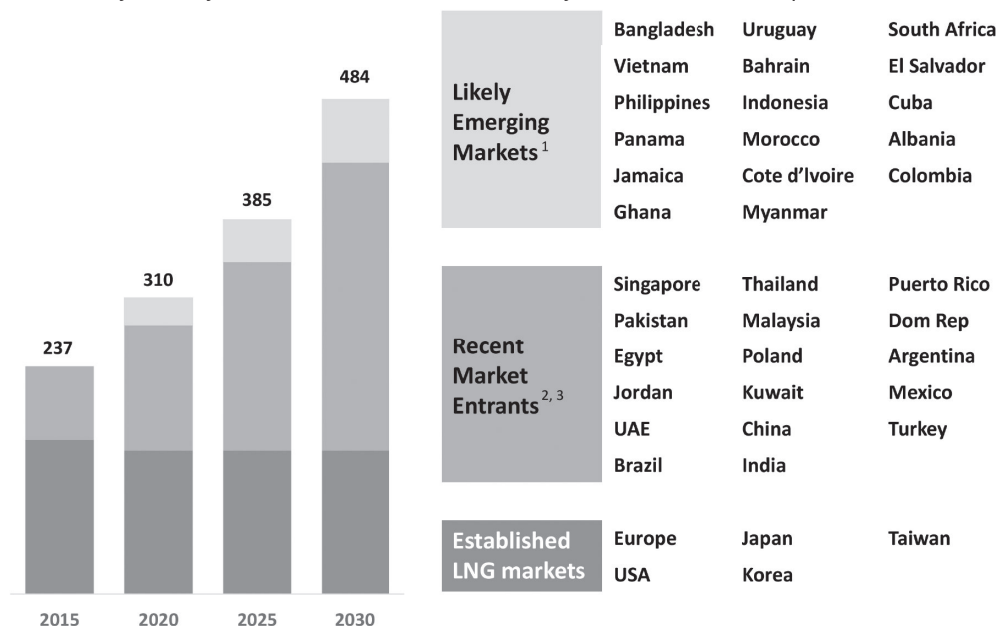
発電施設とガス関連施設を一体として開発する Gas-to-Power プロジェクトへの関心は世界的に高まっており、アジアもその例外ではない。インドネシア、フィリピン、ベトナムおよびミャンマーをはじめとするアジア諸国において、大規模 Gas-to-Power プロジェクトの検討が進んでいる。本稿は、アジアにおいて Gas-to-Power プロジェクト開発への関心が高まっている理由を解説するとともに、プロジェクトを開発するスポンサー、プロジェクトファイナンスを提供するレンダーおよびホスト国それぞれの観点から、かかるプロジェクト開発を魅力的にするとともに困難なものとする課題について検討するものである。

2. アジアにおける Gas-to-Power プロジェクトの現状

アジアにおいて Gas-to-Power プロジェクト開発へ向けた取り組みがかつてないほどに進んでいることにはさまざまな理由がある。最大の理由のひとつが、グローバルのガス市場における供給と価格にある。多くの地域において、LNG（液化天然ガス）の価格下落と中長期のガス供給過剰のため、火力発電燃料としてのガスを LNG タンカー積載ガスのスポット取引により調達することがますます容易になってきている。

ほかの要因としては、アジア地域、特にその新興国市場において、電力の需要が高まり続けていることがあげられる。また特に、国際的な環境社会配慮に関心の高い政府金融機関（輸出信用機関・開発金融機関）の支援を受けるプロジェクトにおいては、環境への配

図表 1 NG demand by country for established, recent and likely market entrants, Mtpa



¹ Including South East Europe; ² Egypt (Zohr) and Argentina (unconventional gas), both of which currently import LNG but are not forecast to do so in 2030 due to recovering domestic production; ³ Including Other Latin America & Baltics

出所：McKinsey Energy Insights資料をもとに作成

慮も重要な考慮要素となる。温室効果ガス削減に向けた世界各国の取り組みのもと、政府金融機関は石炭火力発電所開発支援のためのファイナンスについて著しく消極的になっている。

また革新的技術の実用化も進んでいる。その代表例は、洋上でのLNG貯蔵および再ガス化を可能とする浮体式LNG貯蔵・再ガス化施設（Floating Storage and Re-gasification Unit=FSRU）である。FSRUは、陸上の再ガス化施設に比して、少額の費用と短い期間で建設することができるのが一般的である。天然ガス発電所の建設により、各国における長期の電気供給量を増加させるとともに、電源構成の多様化を通じて電気供給の安定性を高めることができることから、アジアの多くの国にとってFSRUの建設は魅力的な選択肢となっている。

そして、地理的な制約も考慮要素のひとつである。アジアの一部の国は、国内の石油・ガス資源の枯渇により、エネルギー資源の輸出国から輸入国に転落している。輸入するLNGで、国内の資源と再生可能エネルギーを補うことができれば、ピーク時の電力供給を賄う選択肢が増えることになる。

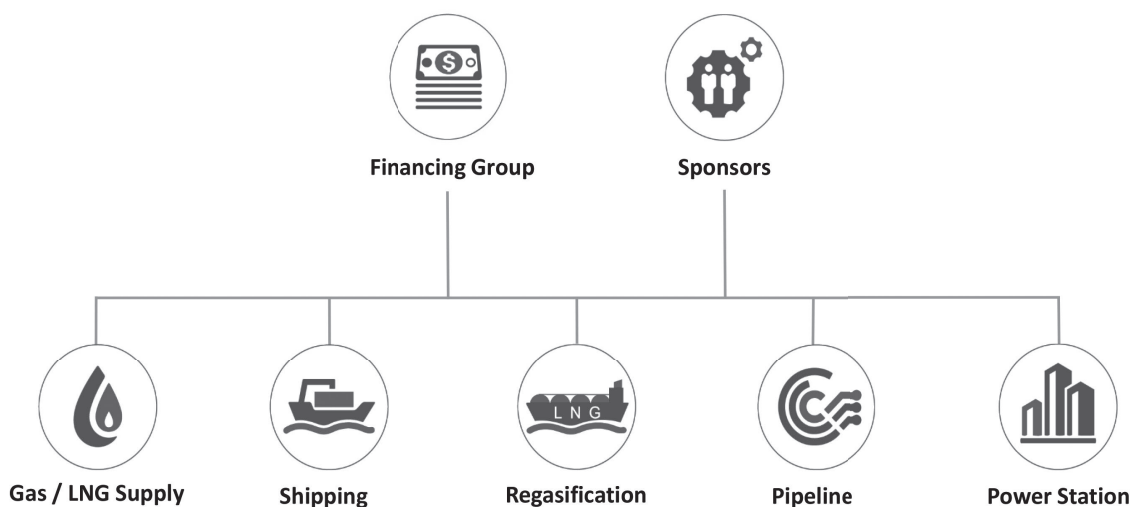
3. Gas-to-Powerプロジェクトのストラクチャリング—上流・下流統合モデルと非統合モデル

Gas-to-Powerプロジェクトにおいては、上流から下流までのそれぞれの工程のためのインフラを並行して開発することが求められることから、Gas-to-Power

プロジェクトのストラクチャリングは複雑なものとならざるを得ない。こうしたインフラとしては、たとえば、上流の燃料ガス採掘施設、燃料ガスをLNG（およびほかのユーザーに売却される原油成分）にする液化施設、ガスを下流施設まで運搬するLNGタンカーやガス・パイプラインなどの中流施設、LNGの再ガス化施設や気化されたガスを発電所に運搬するパイプラインなどの下流施設、そして発電所から消費先への配電網への送電線などがある。これらを一括開発するGas-to-Powerプロジェクトは、既存インフラのない新興国市場において特に魅力的である。しかしながら、同時に、Gas-to-Powerプロジェクトは、これを開発するスポンサーおよびプロジェクトファイナンスの提供者に、コスト、複雑さ、複数プロジェクトの接続リスクといったさまざまな課題を突きつける。

Gas-to-Powerプロジェクトのストラクチャリングの方法はさまざまであるが、大きく分けて、上流・下流の「統合モデル」と「非統合モデル」、そしてその中間に位置するさまざまなかたちのハイブリッド・モデルがある。統合モデルは、単一のスポンサーグループが保有するプロジェクト・カンパニーが、必要なガス・電力のインフラすべてを開発・建設し操業するものである。プロジェクト・カンパニーは、別々の銀行団から融資を受ける複数のボロワー法人というかたちをとることもある。しかし、単一のスポンサーグループがそれらの法人を保有するため、プロジェクトのそれぞれの工程と、ほかの工程との間でスポンサー間の利益相反を生じさせることはない（図表2）。

図表2 統合モデル（LNG／FSRU）



出所：レイサムアンドワトキンス

これに対し非統合モデルは、複数のプロジェクト・カンパニーが、一連のガス・電力インフラのうちの一部をそれぞれ開発・建設し操作するものである（図表3）。たとえば、LNGの採掘および液化施設を担当するプロジェクト・カンパニー、LNGの運搬および再ガス化施設を担当するプロジェクト・カンパニーならびに発電および電力販売契約に基づきオフテイカーへの売電を担当するプロジェクト・カンパニー（それぞれ別々のスポンサーに保有される）からなるストラクチャーが非統合モデルに該当する。

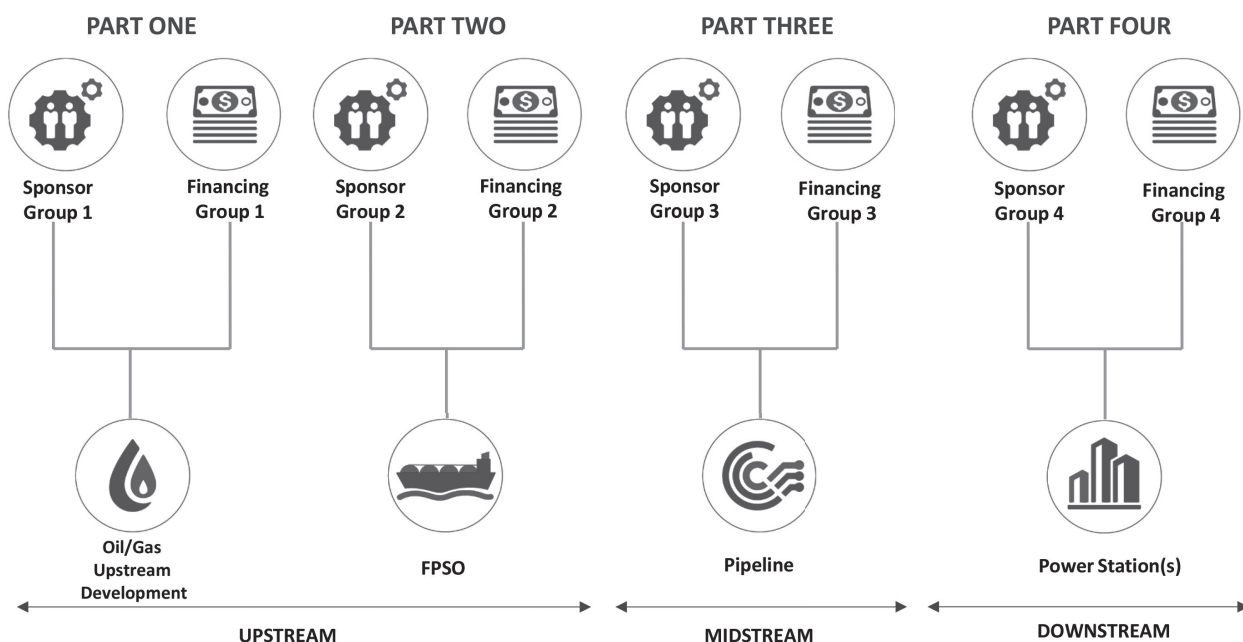
それぞれのモデルにはメリット・デメリットがあり、いずれを採用するかを判断するためにはさまざまな要素を考慮に入れる必要がある。たとえば、スポンサー自身の要望（希望する出資額および出資対象施設がスポンサーごとに異なる可能性がある）、ホスト国政府の援助の程度（政府保証やサポートレターの有無、外国為替の利用可能性の保障など）、法令（それぞれの施設についての外資による保有・出資の制限、輸入ガス・電力の専売制、税制など）、ガスなどの供給元およびマーケットなどが考慮対象となる。レンダーの観点からは、統合モデルによるストラクチャーのほうが、従来型のプロジェクトファイナンスに近い構造であることから、より融資をしやすいといえる。しかしながら多くの場合、上記の要素に加え、ホスト国の法規制のために、統合モデルによるGas-to-Powerプロジェ

クトは不可能ないし非現実的となることもある。たとえば、アジアの多くの国において、輸入燃料の専売制がとられていることから、発電所向けLNGの調達について完全な統合モデルを採用することは困難である。こうした場合、Gas-to-Powerプロジェクト施設の開発・建設および操作は複数のプロジェクト・カンパニーが別々に行う必要がある。Gas-to-Powerプロジェクトのストラクチャリングには決まった正解があるわけではなく、各プロジェクトの置かれた状況を考慮して最適なストラクチャーを選択する必要がある。

4. プロジェクト接続リスクおよびその他のリスクのアロケーションと軽減策

Gas-to-Powerプロジェクトにおいて、慎重なデューデリジェンスを要する主要リスクのひとつが、プロジェクト接続リスク（project-on-project risk）である。統合モデル、非統合モデルいずれにおいても、Gas-to-Powerプロジェクトを構成する複数の施設を並行して開発することから、プロジェクト全体のリスクも複合的なものとなる。プロジェクトのなかで複数の施設が接続され相互に依存するため、その建設、コミッショニングおよび操作は、単一施設のプロジェクトに比して困難なものとなる。その結果、通常のプロジェクトにはないリスクが重大なものとなる可能性があり、こうしたリスクを適切にアロケーションするとともに軽

図表3 非統合モデル（石油など）



出所：レイサムアンドワトキンス

減策をとることが、プロジェクトへのファイナンスを実現するうえで必須となる。

レンダーにとっては、各建設契約のもとでプロジェクトの各施設が連携・協調して適切に機能するよう設計されており、完工テストはプロジェクトが全体として機能することを確認するのに十分なものであるとの確証が得られることが必要であり、そのために技術面および法務面での詳細なデューデリジェンスが求められる。建設遅延や予備費金額・予定損害賠償額・保険金額の妥当性などに伴うリスクは、プロジェクト全体についてみる必要があり、個別の施設についてそれらを検討すれば足りるものではない。リスクアロケーションおよびその軽減方法も、主要プロジェクト契約全体にわたり検討する必要がある。検討対象となる契約には、建設（EPC）契約、LNG購入契約、用船契約（FSRUを用いる場合）、LNG輸入基地利用契約、操業・保守委託（O&M）契約、ガス供給契約、売電契約などがある。

統合モデルのGas-to-Powerプロジェクトがファイナンスの対象となる場合、プロジェクト各施設の完工は連動して適切に設定される可能性が高いことから、レンダーとしてプロジェクト接続リスクについて問題なしと判断することは比較的容易である。しかし、非統合モデルの場合はもちろん、統合モデルの場合であってもしばしば、レンダーは完工リスクをとることができないと判断することがある。これは、複数のプロジェクト・カンパニーがそれぞれEPCコントラクターを起用して各施設を建設し、これらが接続されるプロジェクトにおいては、完工リスクを十分に軽減する方法がないためである。こうした場合、プロジェクトファイナンスの融資金額をカバーする完工保証が提供されない限り、Gas-to-Powerプロジェクトをファイナンスの対象とすることができない可能性が高い。また、いずれの場合においても、現在のマーケットにおいては何らかのスポンサーサポートの差入れが必要とされる場合が多い。

加えて、Gas-to-Powerプロジェクトにおいては、単一施設のプロジェクトファイナンスの場合と同様に、デューデリジェンス上問題となるリスクが多数ある。これには、技術・完工リスク（EPCコントラクターの選択、建設ストラクチャー、タンカー新造など）、キャッシュフローリスク（売電・ガス販売およびLNG輸入基地利用の枠組みのもとでの収益の確実性、サプライヤーおよびオフテイカーの信用力、マーケティング・

オフテイクの量、契約上の価格のコントロール）、操業リスク、環境・社会配慮、政治リスク、その他のリスクが含まれる。Gas-to-Powerプロジェクトにおいては上述のとおり、プロジェクトが複雑であることからリスクが大きくなるのみならず、接続されるプロジェクト契約およびその相手方のどこからでもリスクが発生する可能性があるため、これらのリスクを分析し軽減することは困難である。考慮に入れる必要のある要素はほかにも、価格リスク、コスト転嫁、天災地変による長期操業停止、プロジェクト施設の損傷、保険をかけていない（ないしは保険がかけられない）リスクの現実化、早期解約、担保パッケージおよびステップイン・ライト（介入権）の範囲などがあげられる。

5. アジア各国でのGas-to-Powerプロジェクト

A. ミャンマー

ミャンマーは、Gas-to-Powerプロジェクトの開発に積極的に取り組んできている。ただ、法制の不安定な新興国市場のため、投融資を得るのは容易ではない。

ミャンマーのGas-to-Powerプロジェクトは、国内の石油・ガスの探査・生産・輸送を行う国営石油ガス企業であるMOGE（Myanmar Oil and Gas Enterprise）および国営の電力専売企業EPGE（Electric Power Generation Enterprise）の協力を得て実施する必要がある。MOGEは、ミャンマーへのガス輸入を独占しており、FSRUは、MOGEが輸入したLNGをMOGEから購入し、気化したガスをMOGEに売却する。

非統合モデルのプロジェクトをファイナンスの対象とすることは難しい。売電契約の相手方（EPGE）と、再ガス化施設の契約相手方（一義的にはMOGE）には信用リスクに差がある。さらに、FSRUに対するLNGの供給をMOGEに依存することから、FSRUにとっての供給リスクが避けられないことに加え、発電施設側も上流でのLNG供給に問題があれば影響を受けるというプロジェクト接続リスクを負うことになる。また、MOGEは、気化したガスをFSRUから購入して発電施設に売却するのみならずほかのユーザーにも売却することとしており、発電施設とほかのユーザーのいずれが優先的にガス供給を得られるかという点も交渉事項となる。

B. ベトナム

ベトナムのGas-to-Powerプロジェクト開発は、ガスを供給するベトナム国営石油ガスグループ(PetroVietnam=PVN) およびオフテイカーとなるベトナム電力総公社 (Vietnam Electricity=EVN) の協力を得て行う必要がある。Gas-to-Powerプロジェクトの発電施設は、ガス供給をPVNに依存することになり、そのリスクは売電契約上のリスクアロケーションに反映される。かかるLNG供給リスク（およびPVNの信用リスク）は、必要な量のLNGをPVNが供給できない場合（より望ましくは、供給価格が高い場合）にガスをプロジェクト・カンパニーが自ら輸入する権利を得ることができれば軽減可能である。石炭火力発電の分野においては、石炭を輸入する国営企業 Vinacominとの間で、プロジェクトに適した品質の石炭をVinacominが供給できない場合に、プロジェクト・カンパニーが石炭を自ら輸入する権利を持つことが認められた案件がある。

なお、ベトナムの発電プロジェクトでは、EVNが売電量に対して支払いをするのみであって、最低購入保証はないのが通例である。Gas-to-Powerプロジェクトにおいて、EVNが最低購入保証をすることになるのか、PVNないしFSRU側でリスクを負担しなければならないかは、今のところ不明である。

現時点のベトナムにおいて最適な枠組みは、Gas-to-Powerプロジェクトを政府保証のもとで建設し、操業した後政府に譲渡するBOT (Build Operate Transfer) 方式である。プロジェクトが政府保証の対象とならず、接続されるプロジェクトのなかでPVNと

EVN双方の信用リスクをとらなければならないとしたら、かかるプロジェクトがファイナンスの対象となるかは疑わしい。もっとも、BOT方式による電力案件を対象とする政府保証法制は比較的確立されたものであるところ、これがGas-to-Powerプロジェクト全体を対象とするといえるかは明確でなく、この点がスポンサーおよびレンダーにて検討を要する事項となっている。

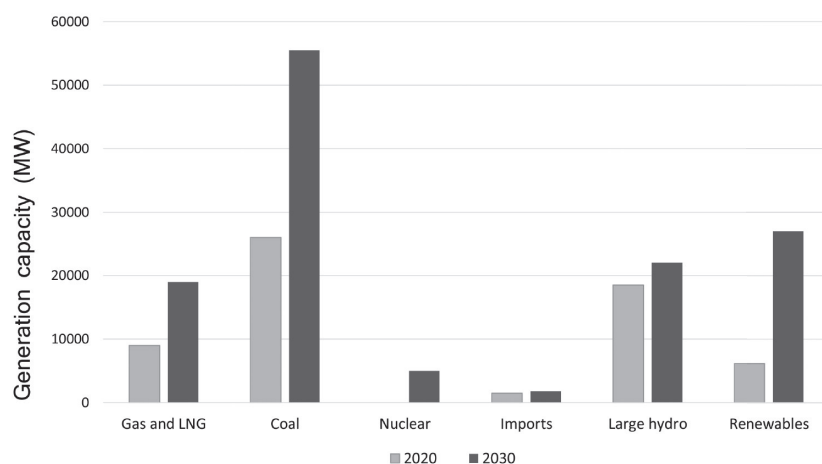
図表4が示唆するとおり、ベトナム政府は、ガス・LNG火力発電が、電源構成のなかで重要かつ拡大する要素となること期待している。

C. インドネシア

インドネシアは、LNGおよびFSRUを用いるGas-to-Powerプロジェクトの開発に積極的に取り組んできている。しかし、統合モデル（通常は非統合モデルより好まれる）の採用は、インドネシア法のもと困難である。たとえば、インドネシア法のカボタージュ（内航海運は自国船に限る）規制のもと、FSRU（船舶扱いされる）の所有権の50%超はインドネシアの出資者が保有する必要がある。したがって、統合モデルの場合、Gas-to-Powerプロジェクト全体についても50%超をインドネシアのスポンサーが保有する必要がある。そうしたプロジェクトにおいては、プロジェクトリスクおよびスポンサー信用リスクが懸念され、海外スポンサーからの出資（少数持分に対する出資となる）や海外レンダーからの融資および海外政府金融機関の支援を得られる可能性は低い。

さらに、PLN（インドネシアの国営電力会社）がオフテイカーとなるガス火力発電所にガスを納入するFSRUについて規制がなされている。たとえば、売電契約終了時にFSRUをPLNに譲渡することが求められる。しかし現在までに、売電契約終了時にPLNから支払われる清算金のなかに、プロジェクトファイナンス返済費用および発電所閉鎖コストに加えてFSRUの譲渡価格が含まれた事例はない。そのため、FSRUに対するプロジェクトローンの完済前に売電契約が早期解約される場合にローンが返済されない可能性がある。さらに、売電契約が早期解約される場合（解約理由を問わず、PLNの債務不履行に基づく解約による場合も含め）、

図表4 Projected installed Capacity in Vietnam (MW)



出所：RenewEconomy.com.au資料をもとに作成

PLNが、FSRUの締結している用船契約・再ガス化サービス契約をPLNに譲渡するよう求めてくる可能性がある。

これらの理由により、海外スポンサーおよび海外レンダー双方が、非統合モデルの採用を求める可能性が高い。FSRUを保有するプロジェクト・カンパニーはインドネシアのスポンサーが50%超を保有せざるを得ないものの、非統合モデルのもと、発電施設を保有するプロジェクト・カンパニーは別法人としてその50%超を海外スポンサーが保有することとなり、各プロジェクト・カンパニーへのファイナンスも別々に行うこととなる。ただこの場合、FSRUを保有するプロジェクト・カンパニーが融資を得られるかは不明であり、その結果、プロジェクト全体について融資が得られない可能性もある。

D. フィリピン

フィリピンにおけるGas-to-Powerプロジェクトは、統合モデル・非統合モデルいずれも検討されているが、なお流動的な状態である。フィリピン国内の金融機関は大規模な発電プロジェクトに対し、質および量ともに競争力のあるプロジェクトファイナンスを提供する能力を有しており、アジアのほかの新興国とはマーケットの状況が異なる。

6. 終わりに

このように、LNG価格の下落と、費用効率の高いLNG貯蔵・再ガス化・発電技術の開発といった要因を背景として、LNGのバリューチェーンと下流の発電施設を結合するGas-to-Powerプロジェクトの検討が進

み、これに対するファイナンスが、プロジェクトファイナンスの実務家の関心を集めている。

Gas-to-Powerプロジェクトは、特に新興国において、電力インフラを構築するにあたり時間・費用の両面で効率的な方策となり得ると考えられている。しかし、技術面およびストラクチャー面で複雑なプロジェクトとなるのは避けられない。Gas-to-Powerプロジェクトのスポンサーおよびレンダーにとっては、プロジェクトおよびホスト国特有の事情を考慮して、プロジェクトおよびファイナンスのストラクチャリングをするとともに、プロジェクトに伴うリスクをデューデリジェンスを通じて洗い出し、適切にリスクアロケーションをすることが必須といえる。

ガスのマーケットと電力のマーケットを一体として投融資の対象とするという枠組みは画期的であるが、これを可能とする法律・行政規制の体制がまだ整っていない国がほとんどである。Gas-to-Powerプロジェクトへの投融資に取り組むスポンサー及びレンダーは、さまざまな局面で「初めての試み」を経験することになることが予想される。

*本稿は2017年9月28日開催のJOIセミナーを、一部加筆の上記事化したものです（共催：レイサムアンドワトキンス、後援：JBIC）。



*著者一覧



スティーブン・マックウィリアムス
シンガポールオフィス
パートナー



小林 広樹
東京オフィス
パートナー



リチャード・キム
東京オフィス
カウンセラー

※著者であるレイサムアンドワトキンス (Latham & Watkins) のスティーブン・マックウィリアムス (Stephen McWilliams)、小林広樹およびリチャード・キム (Richard Kim) は長年にわたり、アジア太平洋地域をはじめとする世界各国のプロジェクトファイナンスおよびプロジェクト開発案件を手がけている。