



天然ガス投資で損をするアジア

Photo: Tom-Krich

アジアは、今なお天然ガス市場が成長する数少ない地域の一つである。化石燃料業界とその支持者らは、アジアに天然ガスのターミナルやパイプライン、発電所を整備する計画を推し進めており、その規模は今後10年間で3,790億米ドルに上る（図1参照）。世界各地で開発段階にある液化天然ガス（LNG）輸入ターミナル全体のうち、約4分の3がアジア向けに計画されている¹。こうした積極的な開発は、ある紛れもない事実を無視している。

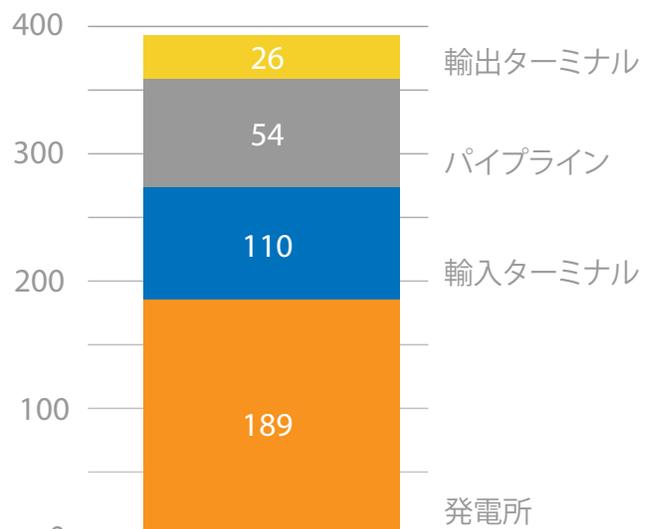
再生可能エネルギーは廉価で、その価格は下がり続けている。中国、インド、タイ、ベトナムではすでに、新設の発電所では太陽光が最も安い新たなエネルギー源となっている。再生可能エネルギーは、2030年を待たずにアジア全体で最も廉価な電

天然ガス・LNGインフラ開発への国別投資額 アジア上位10カ国

国名	計画中のインフラ費用 (10億米ドル)
中国	130.5
ベトナム	58.6
インドネシア	31.8
インド	29.5
タイ	19.9
バングラデシュ	16.5
韓国	16.1
フィリピン	14
日本	13
ミャンマー	12.3

出典：グローバルエナジーモニター

図1：アジアで計画段階にある天然ガス・LNGインフラ
(10億米ドル)



出典：グローバルエナジーモニター

源となるだろう。送配電網の整備や管理の高度化が進んでいる上に電力貯蔵コストもますます低下していることから、再生可能エネルギーは手頃かつ安定した電力源としてクリーンエネルギー経済を支える柱となり得る。

エネルギー市場では技術革新や政策改革が加速して気候政策の強化も進んでおり、この状況で天然ガスのインフラを新たに確保しようとする動きは、クリーンエネルギーの導入を阻害してしまいかねない。また、支払いが困難になるほど高額な長期契約に各国政府や電力消費者を縛り付ける恐れがある。



長期契約は危険な賭け

各国政府や関連機関が化石燃料の利用削減に向けて動き、それに伴う気候政策の変更でクリーンエネルギーの急速な拡大に拍車がかかる中で、今後数十年にわたって天然ガスの供給を確保しようとする動きは極めて危険である。

天然ガスのインフラ開発事業は高コストで、何十億ドルとかかることも珍しくない。インフラ整備に必要な資金を調達するため、事業主は設備容量の大部分について長期契約を結ばなければならない。LNGの輸出事業の場合、こうした契約により通常20年以上にわたり毎年一定量のLNGを購入することが企業に求められる。契約の多くは「テイクオアペイ (take or pay)」形式であるため、天然ガスを実際に使用したかどうかにかかわらず買い手はその分の代金を支払う義務を負うことになる。

LNGの契約は供給側の天然ガス価格と連動させることが多いため、顧客は世界全体の需給関係の影響を受ける。先頃の天然ガス価格の急騰は、LNG取引特有のボラティリティ（価格の変動性）を露呈するとともに、長期的なエネルギー源として天然ガスに注力することのリスクを浮き彫りにした²。

契約費用は通常、容量支払や電力購入契約（PPA）、規制当局との交渉によるその他の契約を通じて電力会社から電力需要家に転嫁される³。企業はこうした長期的な支払契約に依存して、大規模な資本集約型事業のための市場を保障しているのである。

図2: 開発事業者に利益をもたらし、消費者に高い電気代を負わせるLNGの20年契約

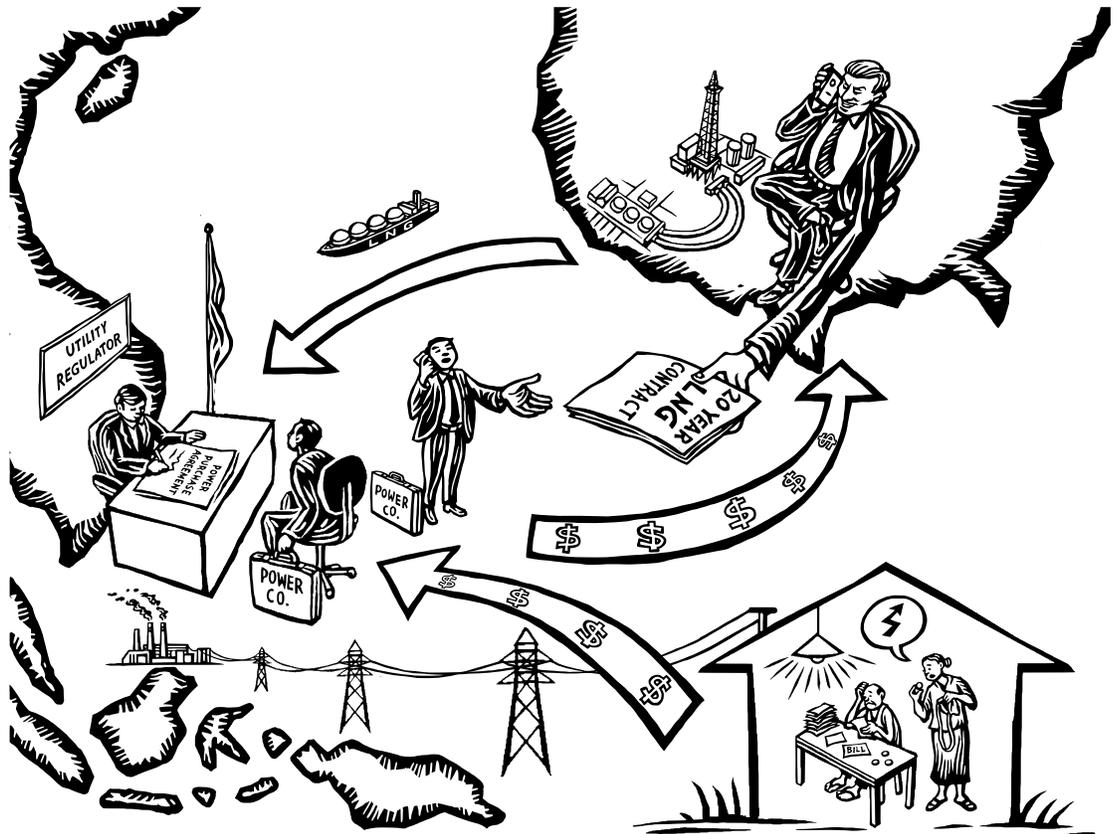


イラスト:ハリス・イヒワン

バングラデシュやパキスタン、インドネシアといった国々は、新型コロナウイルス感染症による危機以前から、電力セクターの過剰容量という問題を抱えている。石炭や天然ガスの発電所の設備利用率は50%を下回り、40%に届かないこともある⁴。経済成長が進んで電力需要が高まるという期待が行き過ぎた結果による部分大きい。

発電所が十分に利用されなければ、多くの場合、消費者や納税者は発電所にかかるコストを背負わされたまま身動きが取れなくなる。容量支払契約を通じて、発電事業者は供給量だけでなく設備容量に対しても対価を受け取る。2021年3月、ジャーナリストのクラム・フセイン氏は、パキスタンが抱える過剰容量の問題について次のように書いている。

「余剰電力に対する容量支払の増加が予測される中、この先数年で補助金の請求額はさらに急増するだろう。政府はいずれ賄いきれなくなり、電気料金をさらに引き上げざるを得ない局面に追い込まれる。結果的に消費者への負担が増して、インフレが起き、パキスタンの輸出電力には世界市場としては桁外れな高値がつくことになるだろう⁵⁾」

天然ガスの供給と天然ガス火力発電容量を確保する動きは、条件が揃った最良のタイミングでさえ危険を伴う。だが現状は、気候危機の加速に伴って政策が進化し技術開発が進んでいる。そのため、今日締結する契約の期間内に天然ガスの発電所やLNGターミナルが座礁資産と化すリスクはこれまで以上に高い。

LNGに突き進んだ結果、 暗礁に乗り上げた 日本企業



Photo: Thossaphol

2011年の福島原子力発電所の事故の後、全国に広がった原子炉の稼働停止の穴を埋めるべく、日本の電力会社は石炭に目を向けると同時にLNGの長期契約を次々に結んだ。その結果LNGの契約供給量は、2010年の年間340万トンから2012年には1,810万トンに跳ね上がり、その後の数年間にもさらに契約が相次いだ。JERAや関西電力などの企業が締結したこうした契約は、2030年代初頭以降まで継続するものが大半である。

しかし日本のLNG需要は、電力需要の低下や原子力発電所の稼働再開、再生可能エネルギーの発電容量の増加が相まって減少し始めている。多くの電力会社は今や、需要のないLNG供給を抱えて身動きが取れなくなっている。2019年には、約450万トンのLNGが日本の電力会社により転売された。ブルームバーグ・ニュー・エナジー・ファイナンス (BNEF) によると、余剰契約供給量は2025年までに4倍になると推定されている。

日本企業は、東南アジアでLNG輸入能力の拡大と天然ガス発電所の建設への投資を進めているが、こうした契約供給の余剰分を押しつけることも目的の一つなのである。日本政府は、アジアのLNG市場拡大のために200億米ドルの支援を約束し、このような日本企業を後押ししている。エネルギー移行を進める各国の支援を装ってはいるが、LNG拡大に向けた日本の動きは、企業の利益に突き動かされている部分大きい。

この事例は、「テイクオアペイ」の長期契約を結ぼうとしている企業への警告となる。気候変動が加速し、その対応として様々なクリーンエネルギー技術が台頭する中、電力セクターでは今後数十年、これまでの10年よりもはるかに大きなイノベーションや破壊的変化、ボラティリティが生じることが見込まれる⁶⁾。この先の10年で長期契約に縛られるような事業は明らかに危険である。



天然ガスよりも廉価な再エネ、なお続くコスト低下

ユーティリティ規模の風力・太陽光発電にかかるコストは、過去10年で劇的に低下した(図3参照)。新設の発電所では、ユーティリティ規模の太陽光や陸上風力は世界人口の3分の2超、世界全体の発電量の91%を占める国々で最も廉価な電力供給源となっている⁷。

現時点でデータを入手できるすべてのアジアの国において、天然ガスを使用した新設のコンバインドサイクル・ガスタービン(CCGT)発電所よりもユーティリティ規模の新設の太陽光・風力発電所の電力の方が今後5年以内に安くなる(図4参照)。

- 中国、インド、タイ、ベトナムでは、太陽光がすでに最も廉価な電力源となっている。
- フィリピン、マレーシア、インドネシアでは、2022年までに新設の天然ガス発電所よりも新設の太陽光発電所の方が安く発電できるようになる。
- 日本では、2024年までに風力、2026年までに太陽光が天然ガスの発電コストを下回るようになる。
- 韓国では、2025年には風力と太陽光の両方が天然ガスより安くなる。

つまり、アジアの電力需要の大半を占めるこれらの国々すべてで、2025年までに新設の天然ガス発電所よりも新設の再生可能エネルギー発電所の方が安く発電できるようになる。残すところ3年と少した。

さらに、天然ガスや石炭といった化石燃料を使用する既存の発電所と比べると、そのランニングコストだけを見ても、近いうちに風力・太陽光発電所の方が安く発電できるようになる⁹。つまり、運用や維持管理にかかる費用のみを負担する負債のない化石燃料の発電所よりも、建設にかかった資金の返済が続く

風力・太陽光発電所の方がじきに安く発電できるようになるということだ。

実際に、LNGの標準的な20年契約を今日締結したとしても、石炭が非常に安価な国も含むすべての国で、契約満了を迎える前に新設の太陽光発電所の電力が最も安くなる⁸。中国とインドでは、これがすでに現実となっている。

このデータから明らかなように、発電目的で天然ガスを輸入・供給するためのインフラ整備に何千億ドルもつぎ込むことは、アジアの電力需要家にとって極めて危険である。多くの国ですでに再生可能エネルギーの方が安く発電できるようになっている。

その上再生可能エネルギーは、今日締結されるLNGの20年契約が満了を迎えるずっと前に、同等かより低いコストで、天然ガスと石炭を合わせた既存の発電容量を賄えるようになる。今回は分析対象になっていないが、天然ガスの拡大を計画中のバングラデシュやパキスタンなどの国でもよく似た状況になる可能性が高い^{9,10}。

風力や太陽光の出力変動は、実用面でも財務面でも、石炭や天然ガスをクリーンエネルギーに置き換える上で障壁にはならない。電力貯蔵や送配電網の管理に追加投資を行うことで、電力系統が強化され、天然ガスより低コストで安定的にクリーンエネルギーを供給できるようになる。多くの国では、今のうちから風力や太陽光に投資しておき、2020年代後半に見込まれる電力貯蔵など補完技術のコスト低下に乗じることもできる¹¹。

図3:ユーティリティ規模の風力・太陽光発電にかかるコストは世界的に激減

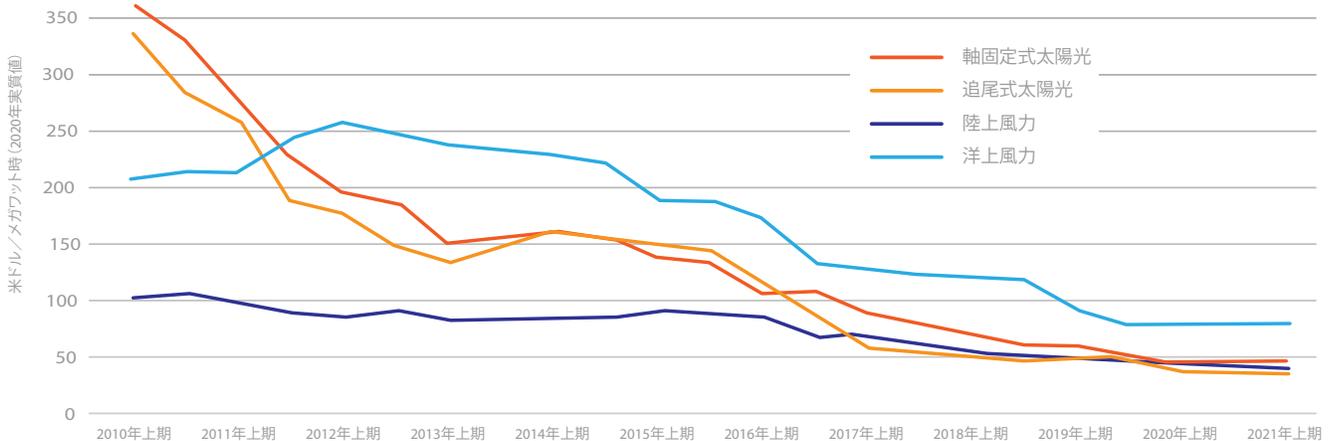
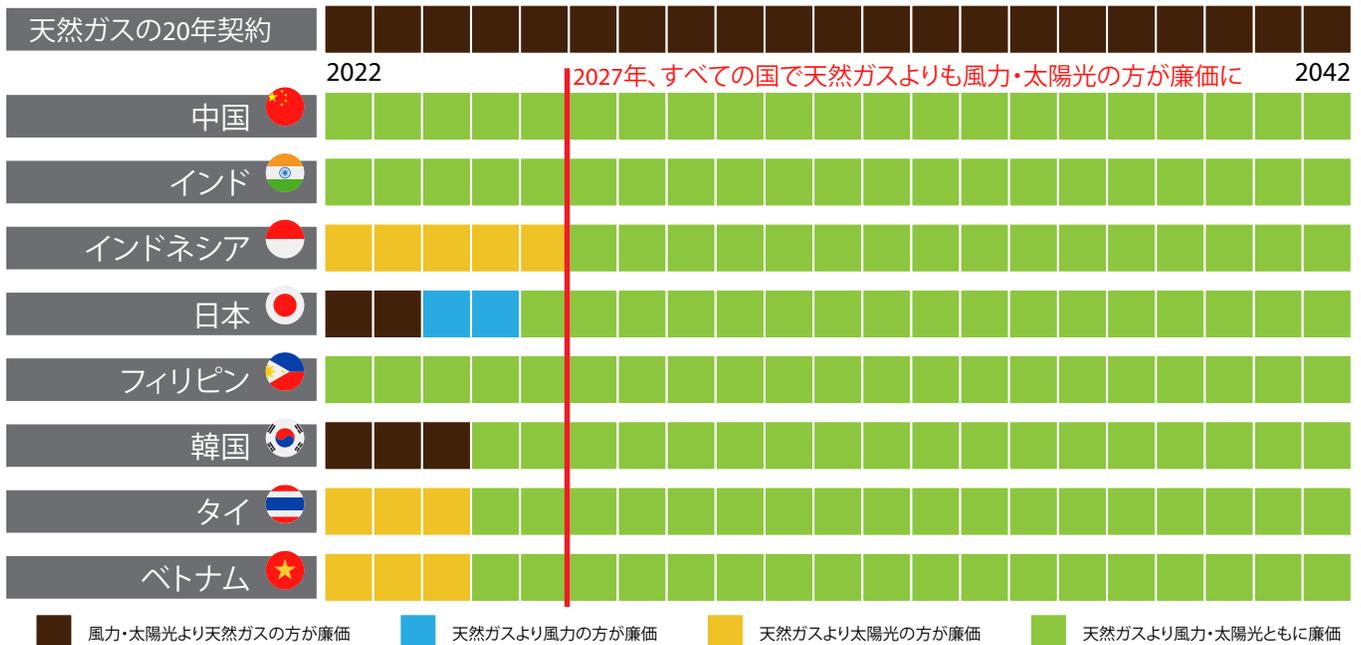


図4:標準的なLNG契約が満了を迎えずと前に、
天然ガスよりも再生可能エネルギーの方が廉価になる



再エネによって座礁資産化のリスクが高まる天然ガス・LNG

電力貯蔵や高度な送配電網管理システムと組み合わせさせた再生可能エネルギーは、エネルギーセクターの希望の星である。気候変動の影響が強まるにつれて、各国の政府や企業はますます再生可能エネルギーに力を入れるようになっていく。市場のスケールメリットの増大により、価格は下がり効率は上がっている。一方、天然ガスの技術は停滞しており、コストは上昇していくとの見方が一般的だ。

業界の支持者は、天然ガスは再生可能エネルギーの仲間だと主張するが、再生可能エネルギーの運用は天然ガスとは全く相容れないものである。電力供給網に占める再生可能エネルギーの比率が増すほど、大規模な天然ガス発電所に電力供給を求めることは少なくなる。つまり多くの天然ガス発電所で、採算の取れない水準まで設備利用率が下がる可能性が高い。LNGの長期輸入契約に縛られている発電所でこれが現実となれば、電力需要家と各国の政府は、決して利用することのない発電設備容量に対する支払いを抱え込むことになる。

風力・太陽光が天然ガス発電所の稼働に影響を及ぼす仕組み

アジアで現在計画中の天然ガス発電所の圧倒的大半は、コンバインドサイクル・ガスタービン（CCGT）発電所である。東南アジアの中でも現在計画中の天然ガス発電所が集中するタイ、ベトナム、インドネシアでは、計画段階にある発電設備容量の95%をCCGTが占めている¹²。CCGTは通常、大規模集中型の発電に用いられ、設備容量は基本的に1ギガワットを超える。これらの天然ガス発電所を運営する事業者にとっては、設備利用率を常に60%以上にしておくことが最適とされる¹³。そうしなければ発電量あたりのコストが高くつき、発電量あたりの維持管理コストも汚染も増大する¹⁴。

そうになってしまう大きな要因が、アイドル状態からタービンを駆動させるまでに要するコストと時間だ。電力網では、燃料費のかからない再生可能エネルギーがますます優先されるようになっており、CCGT発電所は都度停止と起動を行うか、タービンを回転させたまま待機状態にせざるを得ない。CCGT発

電所にとって、この運用方法はコスト効率も悪ければエネルギー効率も悪い。

電力系統運用者が契約を履行するために再生可能エネルギーよりも CCGT 発電所の利用を優先させれば、より高額な上に多くの汚染をまき散らすエネルギーが利用されることになる。このようにして、契約によって固定された天然ガス発電容量は再生可能エネルギーを補完するどころかむしろ妨げとなるものである。

国のエネルギーシステムに占める再生可能エネルギーの割合が大きくなるほど、天然ガス発電所の設備利用率はますます低下する。風力・太陽光発電所の場合、完工し電力網に接続されてしまえば、運用や維持管理にかかるコストは低く抑えられる上、燃料費はかからない。再生可能エネルギーには実質資金がかからないため、電力系統で優先されるようになる。高額な輸入 LNG に縛られる CCGT 発電所が利用されることは少なくなり、設備利用率はやがて採算の取れない水準にまで落ち込むだろう。

しかし、電力需要家が契約に従ってこうした天然ガス発電所に肩入れする場合、発電事業者は気候目標を犠牲にして常時運転するか、アイドル状態を維持するための対価を受け取るかの

いずれかをするようになる。どちらにしても、損をするのは電力需要家だ。

結論

天然ガスや LNG のインフラの大規模な開発により、アジアは、汚染をまき散らす高額なエネルギー源から離れられなくなる恐れがある。こうした開発に必要な巨額の資金は長期契約に依存しており、その契約のもとでは、各国の政府や国民は天然ガスを使用してもしなくても料金の支払い義務に縛られる。

タイミングとしても最悪だ。多くの国で、再生可能エネルギーはすでに化石燃料より安くなっており、今後もコストは下がる一方である。すでに過剰な発電設備容量を抱えている国も多く、これ以上増やす必要はない。今こそ天然ガスから手を引き、クリーンで手頃な価格の再生可能エネルギーに力を注ぐべきである。

脚注

- 1 Rozansky, Robert, Global Energy Monitor. [Asia's Gas Lock-In Proposed Gas Infrastructure Expansions Are Poor Investments For The Region—And The World](#), October 2021.
- 2 Jessica Jaganathan, Reuters, [APPEC Asian LNG prices set to spike more this winter on low inventories](#), 28 September 2021.
- 3 Dentonsの [The Development & Financing of LNG-to-Power Projects](#)内の 'Charging and credit issues' を参照のこと。24 November 2017.
- 4 Simon Nicholas, Institute for Energy Economics and Financial Analysis, [Pakistan Risks Locking in Long-term Overcapacity & Expensive Power](#), September 2020.
- 5 Husain, Khurram, [Analysis: Pakistan pays heavy price for excess power generation capacity Third Pole](#), 10 March 2021.
- 6 Bond, Kingsmill, Arunabha Ghosh, Edward Vaughan, and Harry Benham. [Reach for the sun: The emerging market electricity leapfrog. A Carbon Tracker-CEEW report](#). London: Carbon Tracker, 14 July 2021.
- 7 [ブルームバーグ・ニュー・エナジー・ファイナンス](#)、2021年上期「均等化発電原価(LCOE: Levelized Cost Of Electricity)」報告より。LCOEは、発電所の資金調達、建設、運用、維持管理、燃料にかかる費用に基づいて、補助金を除いた発電量あたりの平均ライフタイムコストを異なる技術ごとに算出した値。
- 8 新設の太陽光や風力発電所におけるLCOEを既存の天然ガス・石炭火力発電所と比較した場合。化石燃料の発電所については、ランニングコスト(人件費、維持管理費、燃料費)のみを計上(該当する場合は炭素価格も計上)し、基準を非常に低く設定した。実際には、近年建設された発電所や今後数年で建設される発電所については、資金の返済が続くことになる。留意すべきは、既存の天然ガス発電所のランニングコストは時間が経つにつれて通常上昇すると予測される一方、石炭のコストは多くの場合低いままで、さらに低下する可能性もある点である。その理由としては、国内に石炭資源を豊富に有する国が多く(天然ガスの大半は輸入)、また世界的な石炭利用の縮小により石炭価格に影響が出ると予想されることが考えられる。カーボンプライシングなど石炭利用を制限するための制度が影響すると想定され、基本的に石炭発電所の利用は、新設の再生可能エネルギー発電所と比べて魅力が劣る選択肢となる。
- 9 IEEFA, [New power and energy master plan must be designed in Bangladesh's interest not Japan's](#), 24 May 2021.
- 10 World Bank, [Renewable Energy is the Future for Pakistan's Power System](#), 10 November 2020.
- 11 International Institute for Sustainable Development, [Step Off the Gas: International Public Finance, Natural Gas, and Clean Alternatives in the Global South](#), June 2021.
- 12 Yeoh Jun Jie, [Bloomberg New Energy Finance](#), Uncertain Role for Gas in Southeast Asia Power Transition, 29 July 2021. Subscription Only
- 13 Stockman, Lorne, Oil Change International, [Burning the Gas Bridge Fuel Myth: Why Gas is not Clean, Cheap, or Necessary](#), May 2019
- 14 Welch, Michael and Andrew Pym, [Improving the Flexibility and Efficiency of Gas Turbine-Based Distributed Power Plants](#), 14 September 2015

その他の参考資料

[オイル・チェンジ・インターナショナル HP の天然ガス関連ページ](#)

グローバルエナジーモニター

[Asia's Gas Lock-In 2021: Proposed Gas Infrastructure Expansions are Poor Investments for the Region - and the World](#) (2021年)

持続可能な開発のための国際研究所(IISD)
[Step Off the Gas: International Public Finance, Natural Gas, and Clean Alternatives in the Global South](#) (2021年6月)

エネルギー・エコロジー開発研究所(CEED)
[Philippine Fossil Gas Landscape](#) (2021年7月)

エネルギー経済・財務分析研究所(IEEFA)
[Gas and LNG Price Volatility To Increase in 2021: Buyer Beware](#) (2021年1月)