

ウクライナ危機が気候 変動にもたらす影響

2022年6月8日

ネットゼロ競争への戦争の影響について



デイビッド・ページ
マクロ経済リサーチ・ヘッド
マクロ経済リサーチ - コア・インベストメント



オリビエ・ユージン
クライメートリサーチ・ヘッド
ESGリサーチ - コア・インベストメント

キーポイント

ロシアによるウクライナ侵攻はエネルギー市場に著しい混乱を起こし、ロシアの化石燃料への依存を減らすというEU（欧州連合）の動向を加速しました。

欧州委員会は、すでに野心的であった再生可能テクノロジーの実装計画を加速する予定ですが、これは平均炭素排出量の削減ペースを-4.8%から-5.0%に引き上げるものです。

しかし欧州が計画通りの速さでロシアの天然ガスから転換を遂げる能力や再生可能テクノロジー、特に風力の導入目標に関して、当社では懐疑的な見方をしています。そして、計画通りであっても、欧州は2024年までガス供給停止に対して脆弱であり、実際にはその後も長期的にその状態が続く可能性があります。

予想される天然ガスの不足量は石炭発電を含む既存の化石燃料によってまかなうとされています。これは炭素排出量を上昇させ、その範囲は今後10年間にわたり「Fit for 55」または欧州の新計画を上回るとみられます。

1970年代は、石油消費における主な転換期となりました。現在の危機はエネルギー市場にとって、排出量を削減するための一連の新しいテクノロジーへの道を開く、類似した転換期になるかも知れません。

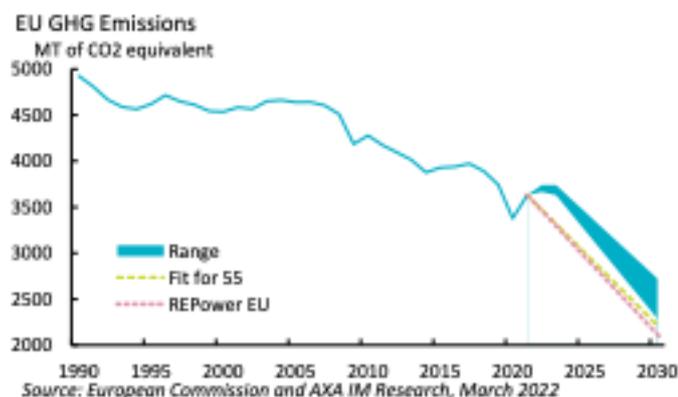
ウクライナ戦争が気候変動との闘いに影響を及ぼす

ロシアがウクライナへの侵攻を決断した背景には、明らかに複数の要素があります。そのひとつは、西側が何らかの制裁を課すとしても、ロシアの化石燃料への欧州の依存 - とりわけ天然ガス - により、その厳しさが限られるとした打算です。そのような判断には欧州のガス備蓄の低さ、高いインフレ圧力、そして欧州の Fit for 55 気候対策計画が、2030年までに温室効果ガスの排出を1990年の水準の55%を削減する目的で、10年をかけてガス輸入の段階的な削減を目指している事実を考慮に入れていたと考えられます。そのような分析ではロシアのガス供給の現在価値を高く見積ったようですが、これは時間の経過とともに薄れていきそうです。

そのような算段は見当外れとなったようです。ロシアへの制裁は多く予想されていたよりも深淵で広範囲に及び、より統一しています。さらにエネルギー価格 - 特に欧州の天然ガス - が必然的に上昇した結果、欧州委員会はロシアの供給に対する欧州の依存を軽減する目的で、ガス輸入のかつてない速さでの移行を提案しました。欧州はロシアの石炭をすでに禁止しましたが、目下ロシアの石油・ガス輸入までも制裁の対象として検討しています。

本書では、ロシアの天然ガスに対する欧州の依存削減計画を見ていきます。欧州へのロシアのガス供給が停止した場合に起こりうる、EU の温室効果ガス排出量への影響を、発電能力の一時的な穴埋めのために使用される代替燃料、より排出量の大きい燃料を考慮して計算します。ただし中期的には、より早く非化石燃料発電に移行した場合、排出量がより早く低下すると考えられます。次に批判的な立場で、これらの仮定の妥当性を評価します。図表1は、EU の新計画が温室効果ガスに及ぼす影響および、排出量が描くと思われるカーブの範囲に関する当社の推定を表します。

図表1: 異なるシナリオ下での温室効果ガス排出推定量



出所: 欧州委員会、アクサIMリサーチ、2022年3月

欧州外への影響も考察していきますが、世界の経済大国の一部にとってエネルギー供給の再編が必要になりそうなこと、そしてそのような再編成には時間がかかる反面、ガス供給に関しては単にメリーゴーランド(堂々巡り)状態となる可能性があることを指摘しておきます。

最後に、価格ショックが再生可能エネルギーの供給にとって何を意味するかを検討します。石油は1970年代に類似のショックを経験し、価格上昇によりその利用が根本的に変わりました。その後需要は一層高い水準に上昇したものの、1973年に頂点に達した石油強度はそれ以来下降しています。

最新のエネルギー価格ショックが再生可能テクノロジーにとって何を意味するか、そしてそれがガス強度の下落を加速させる一因となるかどうかを検討します。

REPowerEU: ロシアの支配を振り払うために

ロシアの侵攻への応酬をより広範にする一環で、欧州委員会は「REPowerEU - より経済的かつ安全で持続可能なエネルギーのための欧州共同行動計画」を公表しました。3月に戦略文書が、5月にはより包括的な実施文書が発表されました。計画は欧州がロシアのガスへの依存から「2030年よりはるかに早く」脱却する実行可能性を示しています。戦略はガス供給の多様化、エネルギー効率の向上(需要の削減)、再生可能エネルギーによる発電の拡大、インフラ障壁への対応を含む、統合型のアプローチを活用します。

課題を広い視野から見ると、欧州のガスネットワークのおよそ40%をロシアが供給しています。これは2021年、合計1,550億立方メートル(155bcm)に上りました¹。委員会は今年、60bcmのガス供給を代替源から得られると想定しています。代替源には10bcmのパイプライン多様化および50bcmの液化天然ガス(LNG)多様化が含まれ、このうち米国が今年に向けて最低15bcmの供給をすでに約束しています。

欧州の「Fit for 55」気候行動計画はすでに、2030年までにガス消費100bcmの削減を計画していました。REPowerEUはこの削減を加速する目的で、ガス供給の多様化および天然ガスへの需要を減らすための対策との組み合わせを提案しています。図表2は委員会が提案する対策およびガス需要の推定削減量を示しています。

図表2: ガス削減のための REPowerEU 提案

Measure	FF55 Ambition (bcm)	Post Ukraine Proposals	
		By end 2022 (bcm)	By 2030 (bcm)
Biomethane production	17	3.5	18
Renewable hydrogen production	9-18.5	-	25-50
Energy efficient measures	38	13	10
Solar rooftops	(inc. in 170 below)	2.5	26
Heat pumps	35	1.5	frontloaded
Wind and solar capacities	170	20	26

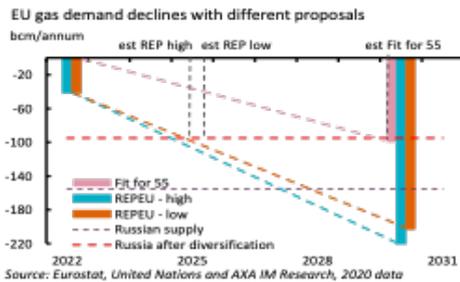
出所: 欧州委員会、アクサIMリサーチ、2022年3月、5月

委員会の提案は、今年の需要を41.5bcm削減できるとしています。2030年までの移行期に対する影響を評価するにあたり、当社ではいくつかの前提を設定しました。

¹ 「REPowerEU: より経済的かつ安全で持続可能なエネルギーのための欧州共同行動」、欧州委員会、2022年3月8日。

まず、Fit for 55が2030年までに段階的に100bcmの需要削減を実現したとします。次に、追加的な長期的削減（2030年までに合計53〜78bcmに上ると3月の文書で推定）が、これも徐々に起こるとします。図表3は、ガス需要の推定削減量を表します。簡略化した前提によれば、EUのガス需要が2025年頃にはロシアへの依存から脱却できる可能性があることを示唆しています。これは、今年から来年にかけてEUが最も脆弱になることを示唆しています。

図表3：ガス消費の推定削減量



出所：Eurostat、国際連合、アクサ IM リサーチ、2020年データ

このことはまた、それ以前にロシアからの供給が停止した場合、EUはガス不足に直面する可能性が高いことも示しています。当社の前提に基づけば、不足分は今年でおよそ55bcm、2023年では30bcm、2024年では15bcmに匹敵すると見られます。現時点ではEUがロシアからのガス供給を引き下げる動きを止めるものはなく、この場合、排出量への影響は比較的限られるでしょう。ただし決済通貨に関する対立や自発的輸入禁止、供給の中断などを反映しガス供給が停止した場合、EUはこの差異を埋め合わせなければならなくなります。

EUがどのように埋め合わせをするかは、ガスをどのように利用するかで決まります。ガスの1/3はエネルギー部門により発電・発熱に利用され、1/4は家計による消費、そして1/10は店舗や公共機関で、どちらも多くが暖房に利用されます。これらの利用者にとって、エンドユーザーが補足的な電力でまかなうことで、ガス不足は代替燃料を利用した発電など、その他の燃料に切り替えられるでしょう。残りの1/4強は工業生産での利用です。一部の産業では低温暖房など、電力用のガス代替策を見い出せると想定します-これには代替設備が必要であり、これ自体に時間がかかる可能性があります。別の産業では直接ガスを使用（例えば化学工業）しているか、鉄工所や製鋼所など、より根本的な資金の借り換えを必要とする高温炉を使用する理由から、中期的に代替策を見い出すことができないと予想されます。当社では天然ガス利用の20%弱を代替不可能な工業利用と推定しています。

今年のガス不足55bcmは、電力換算で2022年には266TWh（EU全体消費量の約10%）、2023年には150TWh、2024年には25TWhに相当します²。この不足分が供給、価格設定、かくして需要にもたらす影響は複雑です。しかしこの1/4はエネルギー効率の向上、コストの上昇または非代替性を反映した需要の低下により補われると当社は想定します。この追加生産量はREPowerEUの前提ですすでに加速を織り込み済みであるため、いずれも追加の再生可能エネルギー容量によりまかなえられないことがないことも前提に入れます。

発電量を見ると、2021年の原子力発電は2019年に比べて33TWh低下していますが、これには欧州最大の原子力発電所であるÉlectricité de France (EDF) 所有の原子炉に発生した問題が一部加担しています³。しかし当社では、原子力発電は今年以降回復する余地があるとし、2019年の水準に戻る可能性があるかと想定しています。

石炭火力発電も2017年から188TWhも大きく減少しています。この減少は操業上の問題というよりも、戦略的な撤退を表すと考えられます。この石炭火力発電設備の一部はこの間に廃止処分になっているため、生産量の増大がより困難になっています。しかしながら、石炭火力発電は休止状態にあったプラントの再稼働および、一時的に稼働率を上げた操業を組み合わせることで、2017年の生産水準を取り戻す能力があると当社は予想しています。実際、欧州委員会は、「既存の石炭火力発電能力を、当初予定よりも長く使うかもしれない」と付け加えています。

需要の低下がガス不足の1/4を補うとすれば、原子力発電および石炭火力発電の復活が電力需要の同等の上昇に対応すると考えられます。ただし需要が十分に低減しない場合 - 政府がエネルギーコストの上昇を補填するなどの理由から - より明白な需要管理の実施がおそらく必要とされるでしょう。



² 国際エネルギー機関 (IEA) は純粋なエネルギーの変換比率として、ガス1bcmにつき10.28TWhを提示しています。IEAではガス発電所の効率を45〜57%とし、1kWhの発電に7.24立方フィートのガス、つまり4.96TWh/1bcmと推定しています。

³ EDFは2022年に向けて330〜330TWhの発電量を示唆しています（2015年以前の水準は400TWh強）。

ガスにまつわる大きなメリーゴーランド

当社の分析では、排出量の低いガス供給の短期的な低下を補うために、排出量が比較的高い石炭火力発電が短期的に増大する可能性があるとしています。しかし LNG 市場を掘り下げて考察すると、問題がより複雑であることが分かります。

REPowerEU プロジェクトでも、今年 EU が LNG を 50bcm 増量することで、ロシアからのガス輸入脱却に向けて多様化することを目指しています。2020年の世界 LNG 市場規模は488bcmでした⁴。ということは REPowerEU が今年、LNG 市場全体の10%を超える転換を示唆していることとなります。以下ではこの前提に対するリスクおよびそのようなシフトが生み出す結果を考察していきます。

EU がこの水準の多様化を達成できるかどうかについての疑問があります。EU は LNG の輸入を50bcm上昇する能力があるように見えます。EU による LNG の合計輸入能力は157bcm⁵であり、ロシアからのガス輸入量とほぼ同じ量です。2021年には、EU の13国が LNG を80bcm 輸入しました。これは平均でおよそ50%の設備利用率にあたります。2021年12月には、設備利用率が60%を超えていました。2022年の輸入量が50bcm増大するには、年間の設備利用率が平均して約83%に上る必要があります。2020年4～6月期に見られた前回ピーク時の70%を上回ります。

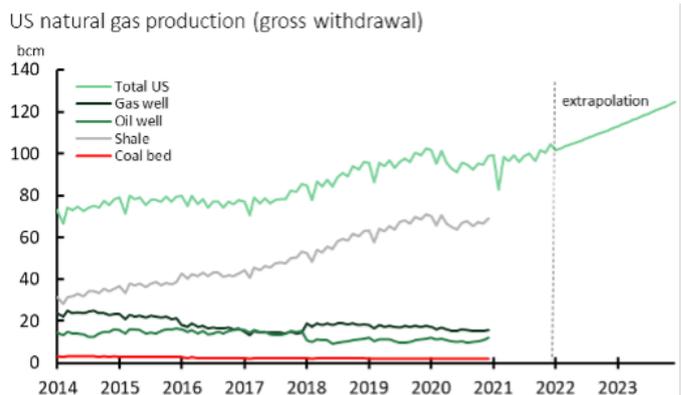
しかし EU で現在予備として使える LNG 容量の一部は「不適切な場所」にあります。このうち最も著名な例はスペインのおよそ34bcmですが、同国からフランスにつながるパイプラインは7.5bcm分に過ぎません。この予備容量を理論的なものでなく実用的なものにするには、スペインと大陸の他の国々とのつながりをスケールアップすることが必要となるでしょう。これらの障壁はいずれも乗り越えることが不可能ではありませんが、年内に能力を増大するという難題をさらに増幅させる可能性があります。

長期的には LNG の輸入能力が拡大する予定です。ドイツはブルンスビュッテルおよびシュターデに新たな LNG ターミナルの建設を計画しており、フランスではル・アーヴルに浮体式ターミナルを検討している旨が報告されています。ただし、すべてに時間がかかります。ドイツのターミナルが2024年および2026年の竣工計画である一方、フランスのネットワーク業者は浮体式ターミナルの接続に2年を必要とします⁶。では、誰が追加の LNG を供給するのでしょうか？その候補として最も明らかなのが米国です。米国は何と言っても世界最大級の天然ガス埋蔵量の保有

者であり、2020年の生産量は世界最大（ロシアより40%多い）を誇り、2022年の年末までにはオーストラリアおよびカタールを抜いて世界最大の LNG 輸出能力をもつと予想されています。バイデン米大統領は3月25日、欧州への50bcmのガス供給を2030年までに限って増加すると発表しました。今年については最低15bcmを確約しています。

短期的に見ると15bcmは著しい貢献ですが、米国の生産量の著しい上昇をも示しています。米国のガス総生産量（総採掘量）は再び上昇をはじめ、パンデミック期に低下し（図表4）、シェールガスが最近になって生産の伸びに貢献しています。現在のトレンドを外挿すると、ガスの総生産量は無理なくさらに15bcm拡大する可能性がありますが、サプライチェーン問題や労働・気候上の法律制定により価格上昇に対する部門の反応が鈍くなっているという懸念に左右されます。

図表4：ロシア/ウクライナとの直接取引関係



出所：Eurostat、国際連合、アクサ IM リサーチ、2020年データ

それでも追加的な LNG 15bcmを今年度に輸出できるということは、また別のことです。米国では近年 LNG プラントの計画・建設が遅延していましたが、LNG 輸出能力は今年再び上昇する計画であり、ピーク時の能力は（2021年の約100bcmから）約140bcmに拡大すると見られています。さらにこれは、シェール層から LNG ターミナルや LNG 船舶へのパイプライン容量を含めて、輸送上の制約がないと前提した上でのことです。

米国は15bcmの追加輸出分の生産が困難となれば、現行の他の仕向地から単にルート変更を行うかも知れません。図表5は米国の近年の LNG 輸出を仕向地別に示したものです。しかしながら欧州への供給を引き上げるために、例えばアジアへの LNG 供給を減らした場合、単にアジア経済がガス不足の打撃を受ける結果となる可能性

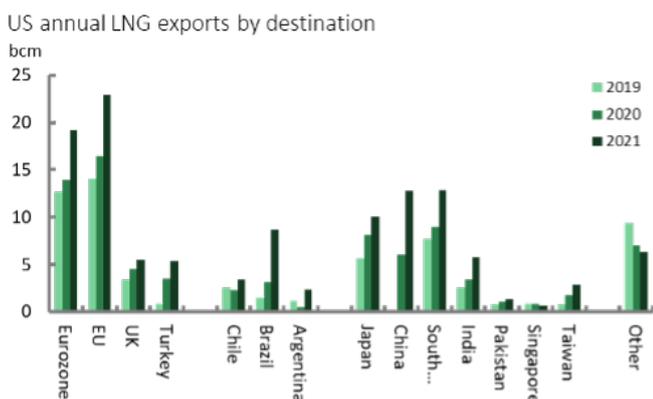
⁴ 「Statistical Review of World Energy 2021」、BP、2021年7月。

⁵ 「Liquified natural gas」、Eurostat、2022年2月。

⁶ フランスの浮体式 LNG 再ガス化ターミナル「GRTgaz」計画 - 2022年3月9日

があります。こうなると今度は他国が発電のために排出量の高い燃料に頼らざるを得なくなる可能性が出てきます。確かにこれが昨年中国に起こったことで、電力不足のために、同国の長期的な排出量削減目標への影響にもかかわらず、同国の石炭の生産・利用が増大しました。

図表5: 米国のLNG輸出



出所: EIA、アクサ IM リサーチ、2022年4月

米国が約束した追加の15bcmの輸出は、欧州が今年抱える需要全体のまだ1/3にもなりません。カタールとオーストラリアが同量を供給できたとしても、欧州が今年望む50bcmにはまだ達しません。しかしこれらの輸出国もまた、天然ガスの生産、発送、輸出面で問題に直面する可能性があり、ガスの輸出先を変更した場合、今度は他の地域で不足を起こす可能性があります。

皮肉なことに、ロシアのガス供給そのものがこの圧力を緩和するかも知れません。中国の習近平国家主席とロシアのプーチン大統領は戦争前、ロシアから中国へのガス供給を年間10bcm拡大するという新たな取り決めを含め、複数の事業&エネルギー合意を発表しました。これらは一連の取り決めの中で最新であり2014年の合意に後続するものですが、前回の合意の結果が、契約上の38bcmを2025年までに中国に届けるためのパイプライン「Power of Siberia (シベリアの力)」の建設でした。ロシアは最大44bcmを届けるこの最初のパイプラインへの容量を構築中です。新たな取り決めは、中国へのロシアの供給を48bcmに引き上げます。

市場からの最新情報

国際エネルギー機関 (IEA)⁷によると、欧州のLNG輸入量は2022年1~3月期にすでに18bcm増加しており、通年では25bcmの増加を見込んでいます。

価格高騰によりアジアからの需要が減少する中、欧州は新たに数量と市場シェアの両方を獲得しています



ロシアはまたモンゴルを通るパイプラインを経由して、現在欧州に供給しているヤマル半島を中国に接続しようとしており、およそ50bcmになると推定されます⁸。これに関する正式合意はありません。これは元々、欧州および中国双方に対する交渉のより強力な切り札となるはずでした。この広大なガス生産地からの輸送は、どちらにも切り替えが効いたからです。欧州がロシアのガス削減を加速する意向であるなら、中国は今やより良い条件で供給を確保できる可能性があります。しかし中国は自国の排出量削減目標を高く掲げており、世界のガス供給量や価格の魅力が下がる一方で、ガスに対する需要は早急に上昇すると考えられます。

中国が唯一の買い手ではなさそうです。インドが大幅に割引されたロシアの石油やガスを購入予定であることが報道され、その他のアジア経済もまた関心を寄せている可能性があります。制裁が重要な役割を担います。目下、ロシアのエネルギー輸出は制裁対象になっていません。しかし長期契約には、この状況が持続するという確証が必要です。最近の事象は、将来のロシアの行動が制裁の拡大を引き起こす可能性があるというリスクを示しています。さらに、ロシアのエネルギーをより広範な制裁から除外するという西側の意欲はすでに薄れており、一旦ロシアの供給からの依存が断ち切れたときに、より積極的になる可能性があります。このため諸国は二次的な制裁のリスクを負うか、将来合意を破る決断をした場合にエネルギー供給の減少を強いられる可能性があります。これはあらゆる長期契約の価格に黙示的に含まれていると考えられるリスクです。

⁷ Gas Market Report, Q2-2022, April 2022

⁸ 「Russia and China Expand Their Gas Deal: Key Implications」、オックスフォードエネルギー研究所、2022年3月。

より長期的視野では、国際的なガス供給の再編成に達するための余地がはるかに広がります。米国による欧州向け供給50bcm増大への長期コミットメントは、2030年までに実現できそうに見えます。その時までにはロシアが他の国と追加的な供給契約を交わしている可能性もあります。ガスの生産に関して、全体的に大きなメリーゴーランドが起こる可能性があります。ロシアは西側への供給を減らすが東側に向けて増やす、東側は米国からの LNG ガスへの需要を減らし、米国は欧州への輸出を増やす、といったように。こうなれば伸びるガス需要を満たすために供給が増大し、世界の別の地域で、より排出量の高いエネルギーの生産が減少することを示唆しています。かくしてガス消費の最終水準は究極的に、戦争前と類似の水準に戻る可能性があります。しかしこれには長期の供給契約の締結、LNG ターミナル容量の増強、新たなパイプラインの建設など、実用的なハードルが可能にならない限りはなりません。

このことから、グローバルなガス供給の再編成は長期的視野で妥当性があります。しかしこれは少なくとも3~5年続きそうな調整局面を見込んだ上でのことです。この調整局面の間に欧州経済だけでなく多くの国が、逼迫したガス供給およびエネルギーコストの上昇に直面する可能性があります。これにより今度はそれらの国が、クリーンエネルギー投資の加速計画が実施中であっても、排出量は高いが直ちに入手できる発電にますます頼らざるを得ないことになりかねません。

温室効果ガス排出量の見直しへの影響

欧州の一次エネルギー供給および燃料構成の潜在的シフトが気候にもたらす結果と排出量への影響は、根本に燃料の炭素含有量に結びついています。石炭の燃焼は天然ガスの燃焼より内在的に炭素強度が高いものの、すべてのガスが同じではありません。以下の表は生産地別の天然ガスのカーボン・フットプリントおよび、発電の相対的炭素強度を表します：

図表6：発電の炭素強度

g CO2e / kWh	Emissions	Source
Coal	760	IPCC
Coal	1014	US EIA
Lignite	1010	Coaltrans
Coal	1094	RWE
Natural Gas	370	IPCC
Natural Gas	414	US EIA
Natural Gas	424	RWE
Natural Gas	366	Iberdrola

出所：IPCC、EIA、Coaltrans、RWE、Iberdrola、アクサIMリサーチ、2022年5月

図表7：フランスにパイプライン輸送で納品された天然ガスおよび LNG の炭素強度、燃焼前

g CO2e / kWh	Emissions	Type
Norway	9	Pipeline
Norway	23	LNG
Russia	40	LNG
Nigeria	52	LNG
Qatar	58	LNG
Russia	59	Pipeline
Algeria	66	Pipeline
Algeria	80	LNG
USA	85	LNG

出所：Carbone 4、アクサIMリサーチ、2022年5月

ガスから石炭へのシフトは、炭素排出量の面で著しくマイナスです。石炭火力発電所からの現実の排出量は、ガス火力発電所の2倍以上に上ります。ドイツの公益事業会社 RWE による実際の強度に基くと、ガスの代わりに石炭から1kWhを発電した場合、CO₂の排出量が0.67kg増える結果になります。EU がガス供給の低下をまかなうために石炭火力発電を188TWh増加させた場合、CO₂排出量は126MT上昇し、EU全体で温室効果ガス排出量が3~4%上昇する計算になります。

EUが追加の50bcmのロシアのガスから代替 LNG への乗り換えに成功したとしても、これもにまた温室効果ガス排出量への影響があります。ロシアのガスはEUにパイプラインで届けられます。ガスのパイプライン輸送において Gazprom の温室効果ガスの効率は最高ではありません⁹が、パイプ輸送されたガスは通常、LNG よりも炭素排出量が低くなります。これらの問題に対する国際エネルギー機関 (IEA) の2018年の研究¹⁰では、パイプ輸送されたガスの平均強度は原油1バレルあたりのCO₂換算で95.5kgなのに対し、LNGの平均は118.3kgです。この差異はLNGの液化、運送、再ガス化に必要なエネルギーから生じるものです。このためパイプ輸送のガスからLNGへのシフトもまた、追加排出量がEU内ではなく大半はガスが生産され液化される場所で発生するとしても、地球の気候にマイナスの結果をもたらすことになります。

⁹ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-06-18/gazprom-admits-to-massive-methane-leaks>

¹⁰ 世界のエネルギー展望2018年

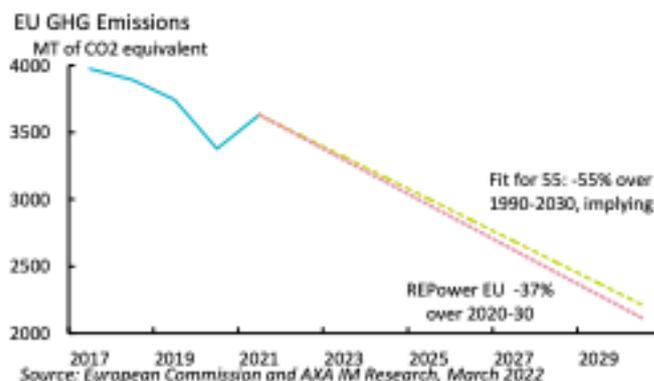
さらに、ガスはその生産地によってカーボン・フットプリントに大きな差異があります。差異が生じる主な要因は、特に生産および輸送の過程におけるメタンの排出水準です。天然ガスの主要成分であるメタンが石炭のおよそ80倍の影響をもつ強力な温室効果ガスであることから、このことが問題になっています。図表6は業務操作の品質、輸送距離、メタン漏出量を大きく反映するこの差異を示しています。ノルウェーが効率の模範として有名な一方、ロシアおよび米国の業務は大量のメタンを漏出するとして知られています。¹¹図表6は、ロシアのガスを部分的に置き換える目的で米国のLNGを利用すると、炭素の排出がEUよりも米国に割り当てられるとしても、世界の排出量を増大させることになることを示唆しています。

とは言うものの、物事は大局的に見る必要があります。入手可能なデータによれば、ロシアのパイプ輸送ガスから米国のLNGへのシフトが26g CO₂/kWhの増加につながるのに対し、ガスから石炭へのシフトは670g CO₂/kWhの増加と、25倍大きくなることを示しています。できる限りクリーンなガス供給を得ることは重要ですが、EUがさらなる石炭の燃焼を避けることがより重要になります。



図表8はREPowerEU計画を考察し、温室効果ガスが描くカーブとして可能性の高いバリエーションを推定したものです。エネルギー利用および燃料構成において予想されるシフトを考慮し、ベースラインのFit for 55カーブと対比させています。REPowerEUはすでに厳しい目標のハードルをさらに上げたものですが、輸送業界など排出量の高い部門がこの新たなイニシアチブの影響を受けないため、効果が限定されます。それでも違いの規模は注視に値します。排出量は1990年～2020年にかけて31%低下しましたが、現在の目標はこれを超える排出量を1/3の時間で削減することです。最後に、簡略化の目的で直線に調整して表示していますが、後半の5年間に加速される可能性が高くなっています。

図表8: REPowerEU 温室効果ガスのカーブ



出所: 欧州委員会、アクサIMリサーチ、2022年3月

EU目標実現に向けた現実的な課題

上記で主要な考察結果は、今後2～3年はEUがエネルギー構成を調整するため排出量が高くなる一方、2020年代の後半には再生可能エネルギーによる発電への投資の加速に応じて排出量が急降下し、2030年までに170bcmの削減が予想されています。このため再生可能エネルギーによる発電能力が不足した場合、より大量の化石燃料が燃焼されることになるため、温室効果ガス排出量の増加および/または需要管理措置の強化につながります。次に、投資ペースのこの加速がどれくらい現実的に実行可能であるかを考察します。

Fit for 55ではすでに900GWの再生可能発電容量(風力発電で380GW、太陽光発電で420GW)の導入を計画していました。目標は再生可能エネルギーをEUの一次エネルギー消費の40%、つまり現在の水準の2倍に拡大することです。REPowerEU計画は、これを45%に引き上げ、おもに太陽光発電により160GW引き上げ、約600GWの能力達成が予想されています。これは実際には2030年までに建設される設備能力の3倍以上、および新規設備の年間平均水準では風力発電で53GW、太陽光発電で65GW以上を意味します。規模を示すと、2021年の世界の風力発電は94GW、太陽光発電は168GWでした。

¹¹ Eugene, O.著「A climate change conundrum: Is there a sweet spot for natural gas in the energy transition?」、アクサIMリサーチ、2021年9月

業界団体の展望¹²を見ると、2022年～2026年にかけて予定された風力発電設備は年間21GWであるのに対し、太陽光発電のペースは2021年の年間26GWから2025年に50GW、2030年には80GWに拡大すると予想されています。太陽光業界は、EUの目標（2025年の中間目標である320GWおよび2030年の目標）に沿って進んでいるようですが、風力業界は著しい遅れを取っています。

再生可能（グリーン）水素¹³もまた、ロシアのガス25～50bcmの代替策として提案されています。計画では最大5百万トン（MT）の現地生産および最大10MTの輸入を提唱しています。EUの文書に記載がないものの、これはエタノールをガソリンにブレンドすることでガソリンの量を削減するのと似た方法で、水素を天然ガスのネットワークに導入することで天然ガスの需要が抑えられるよう、水素を天然ガスと混合することのようです。一部の工業用途では天然ガスの代わりに純粋の水素を燃焼させることが考えられますが、施設の適応または変更が不可欠なため、短期的には必ずしも実用的ではありません。さらに視野を広げると、グリーン水素を生産するための電力要件を理由に、少数の特殊な用途を除き、グリーン水素は概して最も効率的な代替策ではないと当社は主張します。当社はEUが高い野心をもつことを認めますが、余裕がなく、目標の達成可能性は低いという結論に達しています。

REPowerEUはバイオメタンの拡大利用も計画し、今年3.5bcm、2030年までに35bcmの増加を目標としています。欧州バイオガス協会（EBA）によると、欧州（英国およびスイスを含む）におけるバイオガスとバイオメタン¹⁴の生産は2021年によりやく19bcmに達し、そのうちバイオメタンは3bcm近くになります。EBAは1,023のバイオメタン生産工場を数え、これは18カ月間強で300の増加を表しますが、2050年までに1,000TWhまたは95bcmのバイオガスおよびバイオメタンに達する可能性を前面に出しています。2021年に発表された研究報告ではEngieがより大規模に、エネルギー中間作物が開発されたとして見込まれる462TWhを含み、バイオメタンの潜在能力を1,700TWhと推定しています¹⁵。



このようにEUの2030年の35bcm目標は野心的ですが、達成は可能に思えます。ただし2022年だけで3.5bcmの増加は、本質的にEUの現在の能力の2倍以上を必要とすることから、はるかに困難です。

最後に、この野心的な変換を達成するにはEU全体のコーディネーションを向上させる必要があります。EU Green Deal（グリーンディール）は正しい方向への一歩ですが、規則や慣行を調和させるための努力が必要です。ロシアのウクライナ侵攻は行動をより良くコーディネートするための転機となるかも知れず、そして、最近のREPowerEU計画のアップデート¹⁶は、基本ルールを変更する意図が明らかに強くなっていることを示しています。特に、風力発電と太陽光発電の許認可を迅速に行うことを優先し、再生可能エネルギーを「優先的な公共の利益」と宣言しようとしていることを、当社は歓迎します。共通ルールが土台になりますが、各国が実現に向けて本格的に行動に乗り出す必要があります。EUの広範な戦略と各国の政治の衝突が起きる可能性があります。2030年までには8年しかなく、特に風力発電でペースの加速が不可欠です。今から3～4年後に多数のプロジェクトが発動するのでない限り、およそ間に合いません。さらに広く見て、EUは欧州共通の規則を開発するにあたり英国、スイス、ノルウェーを含む隣国とも足並みを揃えるべきでしょう。とりわけ英国政府が2022年4月6日にエネルギー新戦略を発表した際、新規の洋上風力発電基地の計画承認期間を4年からわずか1年に短縮することを目指しているのは良い知らせでした。

¹² Windeurope-Wind-energy-in-Europe-2021-statistics.pdf
EU Market Outlook for Solar Power (solarpowereurope.org)

¹³ 再生可能電力を使用し、水の電気分解を通して生産

¹⁴ バイオガスはバイオメタン（通常50～70%）とその他のガス、特にCO₂との混合物です。バイオメタンはバイオガスの精製によって得られます

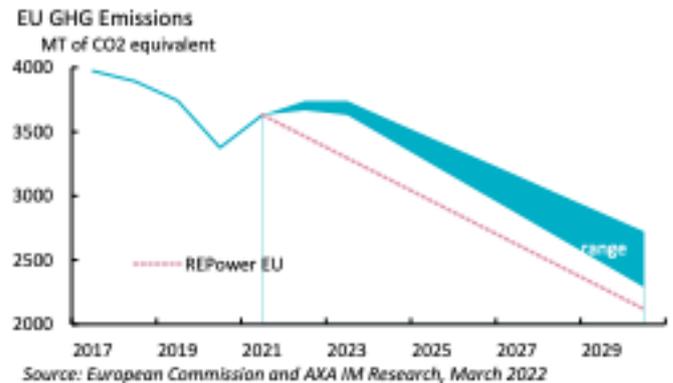
¹⁵ ENGIE_2021_June_Biogas_potential_and_costs_in_2050

¹⁶ “REPowerEU: A plan to rapidly reduce dependence on Russian fossil fuels and fast forward the green transition”, European Commission, 18 May 2022



EUが再生可能エネルギーへの投資の加速に関するすべての目標を実現できる可能性は低いと当社は見ています。特に風力発電が懸念材料となっています。再生可能エネルギーによる発電量が不足した場合、需要管理の強化または化石燃料の継続的利用など、その他の手段による発電が必要になるでしょう。エネル財団 (Enel Foundation) は2020年に発表された研究報告¹⁷で、一次エネルギー構成の中で再生可能エネルギーが1%増加すると、それが石炭に代わった場合は温室効果ガス77MT、天然ガスに代わった場合は32MTの削減につながると推定しています。上述のように、Fit for 55 は2030年までに再生可能エネルギーの20パーセントポイントの増加を見込んでいます。さらに、ロシアのガス供給に代わる石炭利用の一時的な拡大は炭素排出量を引き上げるはずですが、ドイツでは明らかに選択肢となっています¹⁸。こうして図表9は、実際の炭素排出量に対する当社の予想範囲を、REPowerEU計画に沿った場合の排出量が意味する結果と比較して示しています。

図表9：排出量はより長期にわたりより高いレベルに停滞する模様



出所：欧州委員会、アクサIMリサーチ、2022年3月

当社は2022～23年について、再生可能エネルギーの展開の加速があってもそのペースは依然として遅すぎるものであり、パンデミック後の経済活動の回復に加えて少なくともドイツで石炭火力発電が復活するといった理由から、温室効果ガスの減少はおそらくないと想定しています。その後の数年は排出量が減少すると予想されますが、特に風力発電の出遅れから、減少のペースはEUが目指すよりも遅くなるでしょう。

当社は根本的に、ガバナンスであれ、明らかな工業開発であれ、投資フローであれ、Fit for 55やREPowerEUでEUが掲げる野心に匹敵するものがあると思いません。最近の発表は、規則の変更、協力およびイノベーションの促進、資金調達の面でポジティブなものです。今後10年の後半にこういったことが加速したとしても不思議ではありません。

EUの炭素排出量は1990～2020年にかけて、複合年間成長率(CAGR)で年1.2%のペースで減少しました。過去10年間のCAGRは-2.3%でしたが、2020年の新型コロナウイルスによる急落を除けばわずか-1.5%に過ぎません。Fit for 55は2020～30年にかけて年に-4.8%のCAGRを見込んでおり、2021年に排出量が7%強増加したことから、REPowerEUはより早急な平均-5%の減少を意味すると当社は推定しています。当社が現実的なカーブと見ているのは年-2.8%～-4.5%の範囲で、EU目標よりは低いですが、それでも過去30年間よりはかなり大きなものです。この見通しについては著しい不確実性が存在することから、より詳細な発表事項を見守っていきます。また、当社は、EU目標を実現する最も重要な要素として、許認可に関する規制変更も注視していきます。

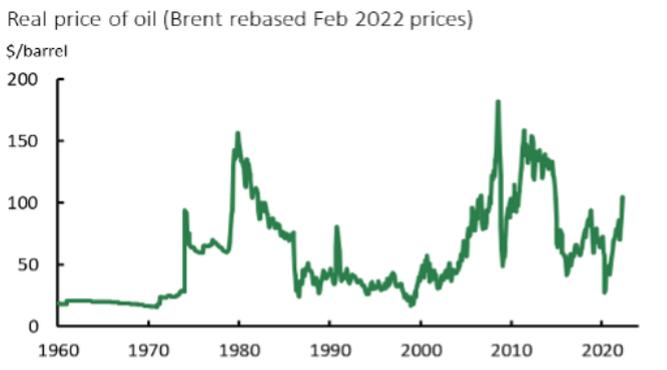
¹⁷ Circular Europe: how to transition from a linear to a circular economy - enelfoundation.org

¹⁸ ドイツのオペレーターが、停止された石炭火力発電所の操業延長を準備 | Clean Energy Wire

1970年代からの教訓およびテクノロジーの採用

より広義には、いくつかの点で1970年代のオイルショックと明らかに似ていることがわかります。図表10は石油の実質価格を示し、1973年と1979年にオイルショックに関連して価格が明らかに急騰したことを示しています。石油の実質価格は双方のショック後に達した水準を上回っています。変化の急激さは例をみないほどですが。

図表10：1970年代が石油に対する認識を変えた

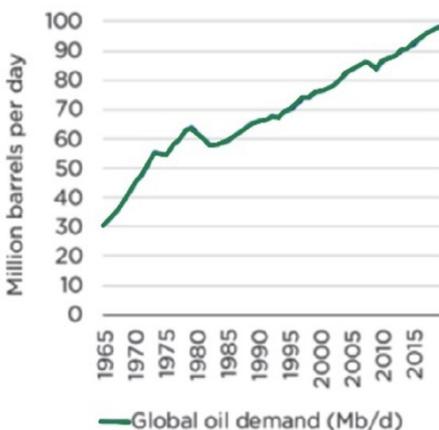


出所：Refinitiv、アクサ IM リサーチ、2022年4月

1970年代の石油価格ショックは、安価で頼りになり、揮発性のない燃料源というそれまでの石油のイメージを変えました。図表11はわずかな期間に石油の実質消費が低下した後、石油需要の上昇は高い価格により止まらなかったことを表します（需要ははるかに遅いペースで下降しましたが）。

図表11：需要は上昇を継続

b. Global oil demand



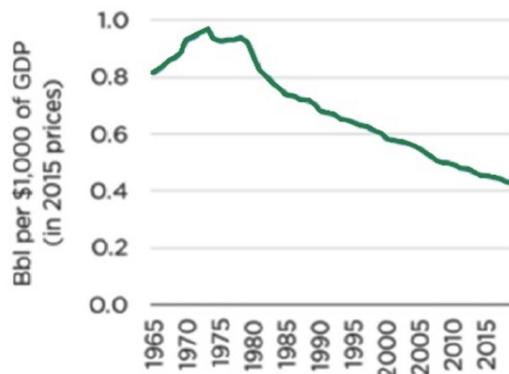
出所：BP Statistical Review of World Energy 2021
アクサ IM リサーチ、2022年4月

しかし図表12はその後に石油利用の強度が下がり続けたことを示します。このことは、石油が天然ガスと同じく暖房や発電用の燃料となるだけでなく、輸送燃料やプラスチックにも不可欠であるという利用の相対的な複雑さにより、なおさら特筆すべき現象と言えます。

現在のショックが天然ガス市場にとって類似の転機となることは確かに考えられます。世界における排出量削減目標は、排出量の高い燃料からの移行期燃料としてのガスの需要を高い水準に維持することになります。非化石燃料の生産がこの必要を完全に排除するまでは、このことは、ガスの強度が上昇を続けることさえも意味する可能性があります。しかしながらガス価格の上昇、そのボラティリティ、供給の安全性に関する懸念の浮上により、再生可能テクノロジーへの移行がさらに加速する模様です。

図表12：石油強度は継続的に低下

a. Global oil intensity, 1965-2019



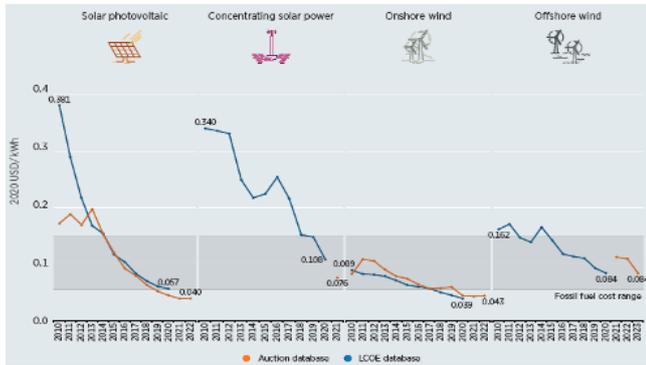
出所：BP Statistical Review of World Energy 2021、アクサ IM リサーチ、2022年4月

より多くの再生可能発電テクノロジーが競争力を高める

より広義には、いくつかの点で1970年代のオイルショックと明らかに似ていることがわかります。再生可能な発電源が著しい競争力を得てきており、補助金がもはや不要になっていることが、多くの研究で明らかになっています。国際再生可能エネルギー機関 (IRENA) はコスト分析を定期的に公開しています (図表13¹⁹)。

¹⁹ 再生可能発電原価 2020年～2021年6月

図表13: 均等化した再生可能発電原価



出所: “Renewable power Generation,- Costs in 2020”, International Renewable Energy Agency (IRENA) - Cost Database, 2021年6月

現地の条件やバリューチェーンの発展状況により地域的差異が存在しますが、化石燃料ベースの発電技術に先んじて、再生可能エネルギーが規定の選択肢となるべきです。再生可能エネルギーの競争力は、炭素コストが含まれるとさらに有力になります。そしてこの結論は、欧州における現在のエネルギー危機により強化される一方です。

しかしながら、再生可能エネルギーの生産コストを考慮に入れるだけでは不十分です。風力や太陽光が間欠的な発電源であるのに対し、原子力は一定水準の生産量を提供し、石炭・ガスベースの発電は需要に応じて生産できます。再生可能エネルギーが市場シェアを伸ばすにつれて、電力ネットワークの機能がシフトし、変更が必要になります。このため発電の限界費用の他に、補足的なシステム費用も考慮に入れる必要があります。

数多くの研究がこのテーマを扱っており²⁰、再生可能電力の拡大により何らかの時点でネットワーク内に、とりわけ相互接続および貯蔵面で追加投資が必要になると結論を出しています。供給スイングを管理するためのノードやバッファーを多くもち、電力ネットワークが良く維持された柔軟なシステムではシステム費用が比較的低くなります。化石燃料ベースの発電ではこういった追加費用が発生しませんが、再生可能発電にはない追加の炭素コストがかかります。このため公正な比較をするには、再生可能発電に対する追加的システム費用および化石燃料発電所に対するkWh毎の炭素コストの比較が必要になります。

さらに、風力および太陽光による電力はエネルギーの自立という追加の利点を（この価格設定は難しいとしても）提供します。

長期的視野では水の電気分解やヒートポンプなど、相対的コストが改善するにつれてショックが機会となりそうな他の脱炭素化技術も検討することも有効でしょう。より広義には、ウクライナ戦争の政治的ショックと相まった価格ショックは、イノベーションが繁栄できるような機会や新たな状況を創り出しそうです。グリーン水素や炭素の回収・貯留技術のように、以前から知られていながら今頃やっと脚光を浴びつつある補足的なテクノロジーやソリューションがあります。開発のまだ早期段階にある他の技術もまた、最近の展開から触発され、挑戦者として出現するかも知れません。

現在のウクライナ危機は今後、脱炭素化のアニマル・スピリットを刺激する可能性もあり、EUはこれを促すよう注力すべきです。

²⁰ 英国エネルギー研究所 - Intermittency Report - 2017年2月
Projected Costs of Generating Electricity - IEA & OECD - 2020年

A systematic review of the costs and impacts of integrating variable renewables into power grids | Nature Energy - 2021年

投資リスク及び費用について

当社が提供する戦略は、主に有価証券への投資を行いますが、当該有価証券の価格の下落により、投資元本を割り込む恐れがあります。また、外貨建資産に投資する場合には、為替の変動によっては投資元本を割り込む恐れがあります。したがって、お客様の投資元本は保証されているものではなく、運用の結果生じた利益及び損失はすべてお客様に帰属します。

また、当社の投資運用業務に係る報酬額およびその他費用は、お客様の運用資産の額や運用戦略（方針）等によって異なりますので、その合計額を表示することはできません。また、運用資産において行う有価証券等の取引に伴う売買手数料等はお客様の負担となります。

【ご留意事項】

当資料は、アクサ・インベストメント・マネージャーズの情報提供に基づき、アクサ・インベストメント・マネージャーズ株式会社が翻訳・作成した資料です。英文の原文と翻訳内容に齟齬がある場合には原文が優先します。

当資料は、情報提供を目的としたものであり、特定の有価証券その他の投資商品についての投資の勧誘や売買の推奨を目的としたものではありません。

当資料は、信頼できると判断された情報等をもとに作成しておりますが、正確性、完全性を保証するものではありません。当資料の内容は、作成日時点のものであり、将来予告なく変更されることがあります。当資料に記載された運用実績等に関するグラフ・数値等はあくまでも過去の情報であり、将来の運用成果等を保証するものではありません。

当資料を事前の了承なく複製または配布等を行わないようにお願いします。

アクサ・インベストメント・マネージャーズ株式会社

金融商品取引業者登録番号: 関東財務局長（金商）第16号

加入協会: 一般社団法人日本投資顧問業協会、一般社団法人投資信託協会、一般社団法人第二種金融商品取引業協会、日本証券業協会