



2026年3月

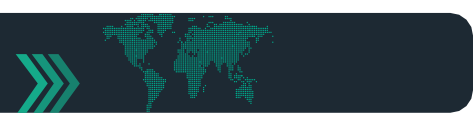
ウォルター・ジェームス || エネルギー経済スペシャリスト、日本
宮本美智代 || エネルギー経済スペシャリスト、日本

日本の多様なLNG調達戦略は、世界的な価格高騰から完全に身を守ることはできない

- 日本政府はホルムズ海峡封鎖の直接の影響を受けないと主張しているが、世界の液化天然ガス（LNG）価格変動にさらされており、依然として複数のリスクを抱えている。
- 日本のLNGの輸入総額は、ロシアのウクライナ侵攻後と同様に、急増する可能性が高い。2021年から2022年にかけて、日本のLNGの輸入額は、輸入量が3%減少したものの、米ドル建てでは65%、日本円建てでは98%増加している。
- 日本でのLNG価格の上昇は、卸売電力市場および小売電力料金に転嫁されると予想されている。複数の電力会社は料金の値上げを計画しており、2026年4月から一般家庭の電気料金は1万5000円（約95米ドル）値上がりすると予測されている。ホルムズ海峡の長期間の閉鎖は、インフレをさらに悪化させ、2026年の国内総生産（GDP）を最大3%押し下げる恐れがある。
- エネルギーの安全保障は、日本の政策立案者にとって依然として重要な懸念事項である。エネルギーショックへの対応力を強化するため、日本は再生可能エネルギーの導入を優先し、電力会社が意欲的な国内再生可能エネルギー導入目標を掲げるよう明確な政策シグナルを発信するとともに、こうした投資を促進するインセンティブを導入すべきである。

中東での紛争とホルムズ海峡の閉鎖を受け、高市政権は、日本の液化天然ガス（LNG）輸入総量のわずか6%しかホルムズ海峡を経由しないこと、また国内に3週間分のLNG在庫を保有していることから、日本は直接的な影響を受けないと [述べた](#)。

しかし、この見解は、ホルムズ海峡の閉鎖が続く場合に生じる複数の間接的なリスクを見落としている。第一に、LNGスポット価格の変動幅が大きくなり、日本への輸入コスト全体が上昇する。第二に、燃料費の高騰は電気料金の値上げにつながり、日本の家庭や企業がすでにインフレに苦しんでいる時期に、その影響はより深刻化する。第三に、こうした価格上昇を抑制しようとする政府の取り組みは、日本のマクロ経済および財政への圧力を悪化させる。



燃料価格の変動が国内の電力価格、マクロ経済、そして財政の安定性に及ぼすリスクは、ロシアによるウクライナ侵攻によって引き起こされた世界的なエネルギー危機において、極めて明白に示されている。そして、イランにおける紛争の結果として、同様の動きが起きつつある。

これらのリスクの深刻度は、ホルムズ海峡の閉鎖期間の長さによる。中長期的には、日本は地政学的な不確実性の中で変動の激しいエネルギー市場に対するヘッジとして、国内のエネルギー源、特に再生可能エネルギーの導入を優先すべきである。

調達先の多様化ではLNG価格変動リスクを軽減できない

LNGは、日本の発電量の[30%以上](#)を占めている。日本のLNG調達戦略の中核をなす柱の一つは、ポートフォリオの多様化である。日本の電力会社や商社は、特定の生産地域における供給集中度を軽減し、供給途絶のリスクをヘッジすべく、地理的に分散した供給元からLNGを調達している。しかし多角化は、深刻な世界的供給ショックに起因する価格変動から日本を守るに及ばない。

この脆弱さは、ロシア・ウクライナ戦争中に日本のLNG輸入コストが急騰した際に明白となった。2021年4月のLNG輸入額は2,213億円であった。ロシアが欧州へのパイプラインガス輸出を制限し始めたことにより、欧州の買い手はより多くのLNGを輸入せざるを得なくなり、世界のLNG価格が上昇した結果、日本の月間LNG輸入額は6000億円近くにまで増加した。侵攻から6か月後の2022年8月までに、日本はLNG輸入に8,780億円以上を費やした。これは2021年4月と比較すると約4倍の増加である。それにもかかわらず、2021年の日本のLNG輸入総量に占めるロシア産LNGの割合はわずか[8.7%](#)だった。ちなみに日本はそれ以降、ロシアからのLNG輸入量を大幅に削減していない。

年間ベースでは、米ドル建てで見ると、日本のLNG輸入総額は2021年から2022年の間に[65%](#)増加したが、輸入量は3%減少している。円建てで見ると、円安の影響で日本のLNG輸入額は同期間に[98%](#)増加した。Kplerのデータによると、2025年のLNG輸入量は4年前より880万トン少なかったにもかかわらず、日本の年間LNG支出額は2021年の水準を上回っている。これは、供給源の多様化が、世界的なLNG価格の高騰から日本を守る上でほとんど効果がないことを示している。

日本のLNGスポット価格も同様の傾向を示した。2021年2月には[100万英国熱量単位 \(MMBtu\) あたり5米ドル](#)だった日本のガス価格は、欧州のガス価格の上昇により、2021年10月には[1MMBtuあたり56米ドル](#)まで上昇した。ロシア・ウクライナ戦争の勃発後、2022年にはスポット価格が1MMBtuあたり70米ドルを超える水準にまで急騰した。日本はLNGのほぼ全てを長期契約で調達しているが、スポット価格の変動が激しいため、日本の買い手はスポット市場に頼らざるを得ない場合には、そのコストを負担しなければならない。

LNG価格の高騰に直面し、日本では調達多様化の一環として米国からのLNG調達を拡大すべきかという議論も行われている。2025年には、日本企業は米国企業と年間750万トン相当の新規LNG契約を締結した。これらの契約はヘンリーハブ価格に連動しており、2024年の2.19米ドル/MMBtuに比べ、今後5年間で平均5米ドル/MMBtuまで上昇すると[予想されている](#)（2024年には[2.19米ドル/MMBtu](#)）。また、米国[エネルギー情報局](#)は、ヘンリーハブ価格の年間平均が2025年の3.53米ドル/MMBtuから2027年には4.40米ドル/MMBtu近くまで上昇すると予測している。



図1：日本のLNG輸入額と輸入量



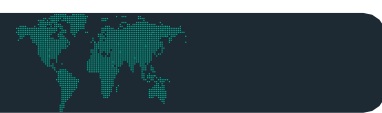
出典：財務省貿易統計

2026年2月下旬に始まったイラン紛争の後、同様の動きは既に現れ始めている。ホルムズ海峡の閉鎖以来、アジアのLNGスポット価格の指標である日韓マーカ（JKM）は2倍以上に上昇し、供給の逼迫と、利用可能な貨物をめぐるアジアとヨーロッパ間の競争激化を反映している。

日本のLNG供給ポートフォリオは依然として高度に多様化しており、長期契約のほとんどは原油価格に連動しているが、日本のバイヤーたちは中東における供給途絶の影響を大きく受けやすい状況にある。

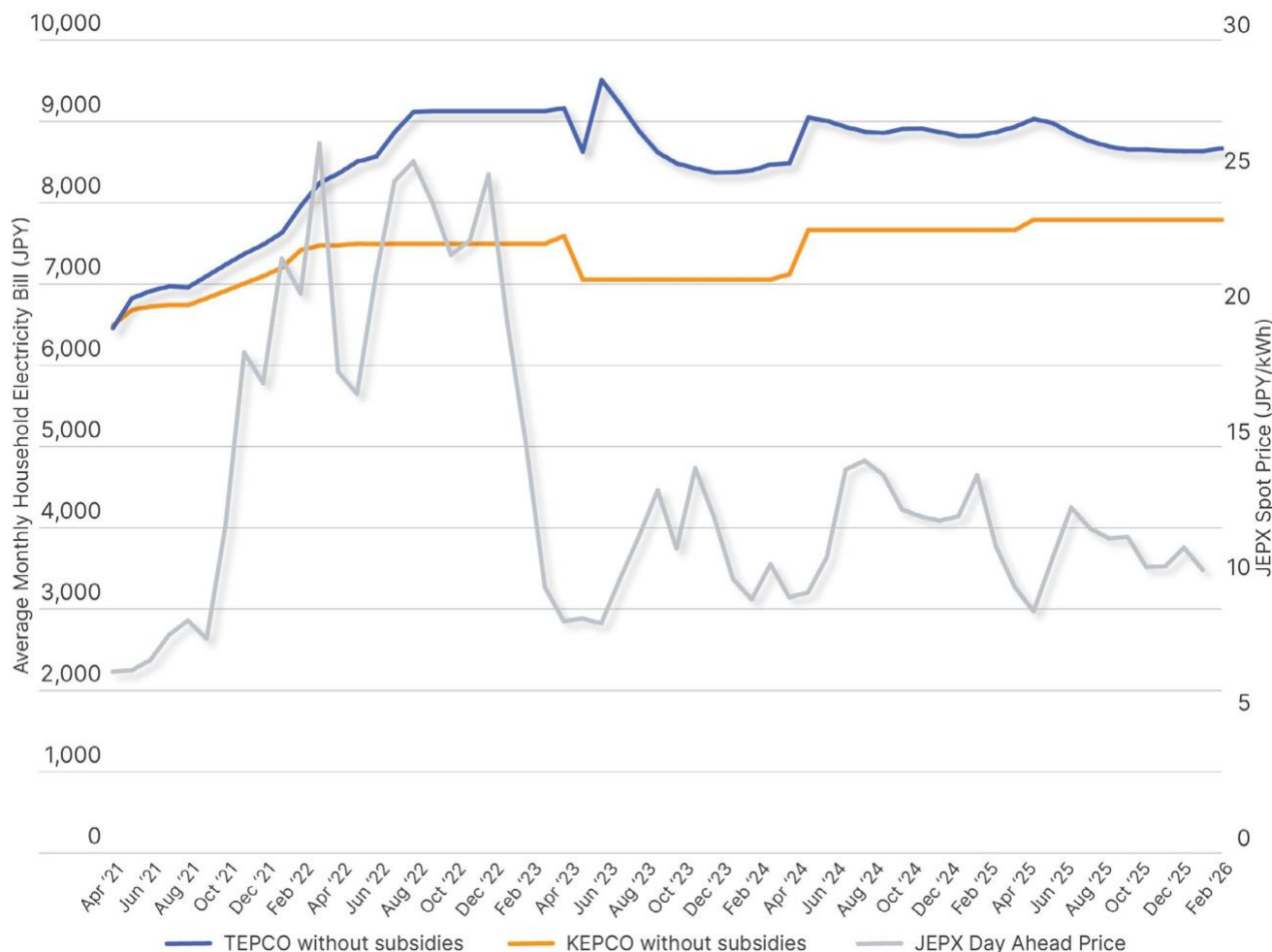
燃料費の高騰が電気料金の上昇を招く

LNG価格と輸入コストの上昇は、国内の電気料金の上昇に直接つながる。2022年のLNG価格の上昇は、日本の卸売電力市場と小売料金に直ちに転嫁された。日本電力取引所（JEPX）の卸売市場における年間平均システム価格は、2021年度の1キロワット時（kWh）あたり13.43円から2022年度には20.41円に上昇し、燃料価格の極端な変動時には一時的に65円/kWhを超える高騰も見られた。卸売市場からの短期的な調達に依存している小売業者は、コストの大幅な増加に直面した。2023年3月までに、195社の電力小売業者（2021年4月までの登録業者数の約27.6%）が契約を停止、撤退、または市場から退出しており、これは前年の31社から6.3倍の増加である。



燃料価格の高騰は、既存の電力会社にも大きな負担をかけることとなった。日本の主要電力会社10社のうち9社は、LNG調達のコスト高騰に伴い、2022年4月から12月までの期間に純損失を計上した。電気料金には燃料費調整制度が含まれているが、規制料金に設けられた上限が価格高騰時における電力会社のコスト全額回収を妨げた。

図2：東京電力と関西電力のモデル化された平均月額家庭電気料金とJEPXの電気料金

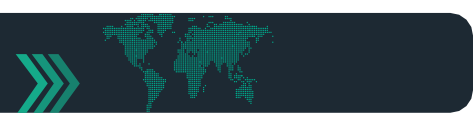


出典：東京電力、関西電力、日本卸電力取引所（[JEPX.](https://www.jepx.co.jp/)）

注：標準的な規制料金体系では、電力会社は燃料費調整メカニズムを通じて、燃料価格の上昇分を電気料金に転嫁することができる。しかし、消費者を保護するため、調整額には上限が設けられており、その上限額は電力会社によって異なる。2022年、関西電力（KEPCO）は5月に、東京電力（TEPCO）は9月に上限に達し、電力会社は追加の燃料費を負担せざるを得なくなった。

この期間、家庭の光熱費も急激に増加した。消費者物価指数（CPI）によると、2022年の家庭用電気料金は20%上昇しており、これは日本の燃料依存型電力システムにおける燃料費上昇分が価格に転嫁されたことを反映している。東京電力の月平均電気料金は、2021年4月の6,546円から2022年末には9,126円に上昇し、関西電力は6,499円から7,497円に上昇した。燃料費の高騰に伴い、2022年末から2023年初頭にかけて電力会社7社が規制対象の小売料金の改定を申請したため、規制当局は最新の燃料価格と卸売市場価格に基づいて料金の前提条件を再評価することになった。

イラン紛争の影響で燃料費が再び高騰する中、東京電力と中部電力は、2026年4月から燃料費の上昇分を小売料金に早期に転嫁する計画である。原油価格が1バレルあたり97米ドルと仮定すると、年間家庭電気料金は15,000円（95米ドル）高騰すると予測される。



価格ショックはさらなるインフレと財政負担につながる

電気料金と燃料費の高騰は消費と経済成長の重荷となり、円安（2021年の1米ドル=109.78円から2022年には131.37円、2023年には140.5円、そして2024年以降は150円を超える）によってその影響はさらに増幅され、輸入エネルギーのコストを直接的に上昇させている。通貨安と燃料価格の高騰により、日本の化石燃料輸入総額は2021年の17兆円から2022年には33兆7000億円へとほぼ倍増した。この増加により、貿易赤字は過去最高の20兆円超に達した。その後価格は落ち着き、LNGの輸入量も減少したが、化石燃料の輸入額は2025年時点で約22兆円にとどまり、2022年以前の水準を大きく上回った。

2020年と2021年にはマイナスだった日本のCPIは、2022年には2.5%に上昇し、長年来初めて日本銀行の目標である2%を上回った。エネルギー価格と輸入コストの上昇が消費者物価に転嫁されたため、2023年と2025年も3.2%という高い水準にとどまった。

中東情勢の緊張が続き、ホルムズ海峡の閉鎖が継続すれば、価格にさらなる上昇圧力がかかる可能性が高い。例えば、原油価格が10ドル上昇すると、インフレ率は0.3~0.4ポイント上昇すると推定されており、日本がエネルギー価格ショックに引き続き脆弱であることを示している。ブレント原油価格は、2月27日の1バレルあたり72米ドルから、3月17日には103米ドルに上昇した。イランは、原油価格が1バレルあたり200米ドルまで上昇する可能性があるとして警告している。

金融政策を積極的に引き締めた米国や欧州連合とは異なり、日本銀行は2022年のエネルギー危機の間もマイナス金利とイールドカーブ・コントロールを維持した。政策の正常化は始まっており、金利は2026年初頭に0.75%に達したが、日本銀行は地政学的な不確実性を背景に依然として慎重な姿勢を崩しておらず、財政措置を主要な緩衝策としている。

国内総生産（GDP）の成長率は低迷が続いており、2022年には0.9%、2024年にはわずか0.1%に減速した。原油価格が10%上昇すると、短期的にはGDPが0.1~0.3ポイント減少する可能性がある。燃料価格が2倍になるような長期的なショックは、2026年のGDPを3%縮小させ、現在進行中の緩やかな回復を覆す可能性がある。

こうした圧力は財政政策の余地を狭める。日本の政府債務は2025年時点でGDP比235%と見込まれており、これは先進国の中で最も高い水準である。それにもかかわらず、2022年から2025年までのエネルギー補助金の総額は13兆4,000億円に達した。2026年2月のイラン紛争直前に新たに承認された5兆円の支援パッケージでは、ガソリン価格の安定化に2.2兆円が割り当てられた。2026年3月、国内ガソリン価格が過去最高水準に達したため、首相は1リットルあたり170円に上限を設けるための補助金制度を発表した。このような措置は原油価格の高騰による影響を緩和する可能性がある一方で、日本の長期的な財政の持続可能性に対する懸念も高める。

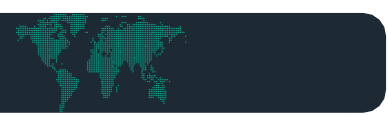


表1：日本のエネルギー補助金、2022年～2026年

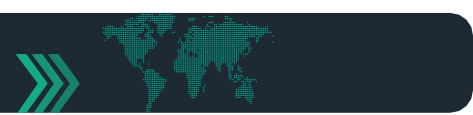
Period	Program	Budget measures	Subsidy details
Jan-Mar 2022	Fuel price mitigation (petrol)	JPY 89.3 billion	Maximum subsidy JPY 5 per liter (L)
Mar-Apr 2022	Fuel price mitigation (petrol)	JPY 3.6 trillion	Subsidy cap raised to JPY 25/L
Apr-Dec 2022	Fuel price mitigation (petrol)	JPY 2.8 trillion + JPY 1.7 trillion	Additional increases partly subsidized
Jan-Aug 2023	Electricity & gas price relief	JPY 3.1 trillion	Electricity subsidy JPY 7.0/kWh
Sep-Dec 2023	Electricity & gas price relief		Subsidy reduced to JPY 3.5/kWh
2023	Fuel price mitigation (petrol)	JPY 1.3 trillion	Subsidy gradually adjusted
Jan-Apr 2024	Electricity & gas price relief	JPY 741.6 billion	Subsidy JPY 3.5/kWh
May 2024	Electricity & gas price relief		Subsidy reduced to JPY 1.8/kWh
2024	Fuel price mitigation (petrol)	JPY 0.3 trillion	Partial subsidies maintained
Aug-Sep 2024	Electricity relief (summer support)	JPY 213 billion	Subsidy reinstated at JPY 4.0/kWh
Oct 2024	Electricity relief		Subsidy reduced to JPY 2.5/kWh
Jan-Mar 2025	Winter electricity & gas relief	JPY 319.4 billion	Subsidy 2.5/kWh → 1.3/kWh
2025	Fuel price mitigation (petrol)	JPY 0.15 trillion + JPY 0.8 trillion	Subsidies gradually reduced
Jul-Sep 2025	Summer electricity relief	JPY 288.1 billion	Subsidy 2.0-2.4/kWh
Jan-Mar 2026	Winter support package	JPY 529.6 billion	Electricity subsidy 4.5/kWh → 1.5/kWh; gas subsidy included
Total budget	Electricity & gas price relief	JPY 5.2 trillion	
	Fuel price mitigation (petrol)	JPY 8.2 trillion	
Total energy price support		JPY 13.4 trillion	

出典：電気・ガス料金軽減については、[2023年1月から2024年10月](#)までの期間については会計検査院、[2025年1月から3月](#)、[2025年7月から9月](#)、[2026年1月から3月](#)の期間については経済産業省（METI）。ガソリン価格抑制策：[資源エネルギー庁（METI）](#)。

国内再生可能エネルギーは日本のエネルギー安全保障に不可欠である

日本の政策立案者たちは、中東からのLNG輸入への物理的な依存度が限られていることや、国内にLNG在庫があることを理由に、日本はホルムズ海峡の閉鎖による最も深刻な影響から守られていると主張している。こうした主張は市場を安心させるのに役立つかもしれないが、日本が直面するリスクの深刻さを過小評価している可能性もある。

カタールからのLNG貨物輸送の停止は、世界のLNG供給量の20%減少を意味し、欧州とアジア間の競争を再燃させ、価格上昇圧力を高めることになる。日本のLNGの輸入総コストは、2022年のロシアによるウクライナ侵攻後と同様、LNG輸入量が減少したにもかかわらず、急騰する可能性が高い。LNG輸入コストの上昇は、円安によってさらに悪化している。



ホルムズ海峡の閉鎖が続いた場合、液化天然ガス（LNG）価格の高騰は、2026年、2027年まで家庭や企業の電気料金の上昇を招き続ける可能性がある。政府は補助金によって高騰する電気料金の負担を軽減しようとするかもしれないが、そうすることで、すでに脆弱な国のマクロ経済および財政状況にさらなる負担がかかることになる。

これらのリスクは、日本のLNGの多角化戦略の限界を浮き彫りにしている。この戦略では、地政学的な混乱が引き起こす世界的な価格ショックから日本を守ることはできない。中期的に、日本政府は原子力発電所の再稼働を加速させることで、エネルギー安全保障の強化を図る可能性がある。ブルームバーグ・ニュー・エナジー・ファイナンスの最近の分析によると、日本最大の原子力発電所である柏崎刈羽原発6号機を再稼働させれば、2025年にはペルシャ湾から輸入される液化天然ガス（LNG）の10%を代替できる可能性があるという。再開は2026年1月に予定されていたが、[技術的な不具合](#)により延期されている。これらの遅延は、日本の原子力発電所を再稼働させるプロセスが複雑かつ長期にわたることを示している。

日本のエネルギー安全保障は、国内の再生可能エネルギー発電規模を拡大することによって最も効果的に確保される。しかし現在、複数の要因が大規模再生可能エネルギーの迅速な導入を阻害している。課題の一つは、[東京ガスやJERA](#)といった日本の大手電力会社が、再生可能エネルギーへの取り組みを縮小していることだ。2021年から2023年の間に、大手電力会社が追加した再生可能エネルギー容量は[2ギガワット（GW）未満](#)であった。これは、手厚い固定価格買取制度が実施されていた期間に設置された10GWを超える太陽光発電容量と比べると、非常に少ない。

もう一つ、より根本的な障壁となっているのは、電力会社の投資戦略を左右する政策の曖昧さが依然として続いていることである。特に、日本のGX戦略では、LNG、水素、アンモニアの混焼を再生可能エネルギーと同等のものとして位置づけており、再生可能エネルギー導入へのインセンティブを制限している。第7次エネルギー基本計画は、再生可能エネルギーが停滞するシナリオを盛り込むことで、この曖昧さをさらに強めているが、これは、供給不足を補うためにLNG輸入への依存度が高まることを示唆している。

エネルギーの安全保障は、日本の政策立案者にとって最重要課題である。再生可能エネルギーを優先し、電力会社が意欲的な国内再生可能エネルギー導入目標を設定するよう明確な政策シグナルを示し、これらの投資を支援するためのより強力なインセンティブを導入することにより、世界的なエネルギーショックから国を守ることができるのである。



IEEFAについて

エネルギー経済・金融分析研究所（IEEFA）は、エネルギー市場、動向、政策に関連する問題を調査している。同研究所の使命は、多様で持続可能かつ収益性の高いエネルギー経済への移行を加速させることである。<http://www.ieefa.org/>

著者について

ウォルター・ジェームス

ウォルター・ジェームスは、IEEFAのエネルギー金融スペシャリストであり、特に日本のLNG、再生可能エネルギー、エネルギー貯蔵、データセンターを専門とする。wjames@ieefa.org

宮本美智代

宮本美智代は、IEEFAのエネルギー金融スペシャリストであり、アジアのエネルギー市場、特に日本を専門とする。気候変動政策、市場分析の経験に加え、日本および世界的な脱炭素化への動きに対する強い関心を持っている。mmiyamoto@ieefa.org