

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
DIEGO HENRIQUE FREITAS BARRETO DE GODOI

**Papel do gás natural na transição energética**

São Paulo  
2025

DIEGO HENRIQUE FREITAS BARRETO DE GODOI

**Papel do gás natural na transição energética**

**Versão Corrigida**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
à Escola Politécnica da Universidade de São  
Paulo para obtenção do diploma de Engenharia  
de Petróleo.

Área de concentração: Engenharia de Petróleo

Orientadora: Prof. Dra. Patrícia Helena Lara  
dos Santos Matai

São Paulo  
2025

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Godoi, Diego Henrique Freitas Barreto de  
O papel do gás natural na transição energética / D. H. F. B. Godoi -- São Paulo, 2026.  
63 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo.

1.GÁS NATURAL 2.ENERGIA 3.ENGENHARIA DE PETRÓLEO  
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo II.t.

Nome: GODOI, Diego Henrique Freitas Barreto de  
Título: O papel do gás natural na transição energética  
Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola Politécnica para obtenção do diploma de Engenharia de Petróleo

Aprovado em: 01/12/2025

Banca Examinadora

Prof.(a) Dr.(a) Patrícia Helena Lara dos Santos Matai

Instituição: Universidade de São Paulo

Julgamento: aprovado

Prof.(a) Dr.(a) Elsa Vásquez Alvarez

Instituição: Universidade de São Paulo

Julgamento: aprovado

Prof.(a) Dr.(a) Ricardo da Silva Viana

Instituição: Jubarte Capital

Julgamento: aprovado

## **AGRADECIMENTOS**

Gostaria de destinar os primeiros agradecimentos aos meus pais, Aldeci e Ricardo, que, com muito esforço, me deram a oportunidade de estudar para que eu pudesse chegar até aqui.

Agradeço também à minha orientadora, a Profª. Dra. Patrícia, por todas as orientações e por me guiar durante a construção deste trabalho, e à Camila, que esteve ao meu lado durante os dias de trabalho e noites em claro, me suportando e dando suporte para que eu pudesse concluir mais esta etapa da minha formação.

Agradeço também aos meus avós, às minhas tias e tios, que contribuíram muito com meu crescimento e desenvolvimento pessoal.

## RESUMO

GODOI, D. H. F. B. **O papel do gás natural na transição energética.** 2025. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia de Petróleo) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2025.

Este trabalho discute o papel do gás natural (GN) na transição energética e pergunta em que condições ele pode, de fato, ser tratado como “combustível de transição”. A pesquisa é qualitativa e se baseia na leitura de dezenove artigos recentes, organizados em cinco temas: GN como combustível de transição, disponibilidade e demanda global, integração com renováveis e flexibilidade do sistema, perspectivas regionais (especialmente China, Europa e Brasil) e inovações tecnológicas ligadas ao GN e à sua infraestrutura. Os resultados mostram que o GN tende a reduzir emissões quando substitui carvão e óleo e ajuda a dar flexibilidade a sistemas com muitas fontes renováveis, mas também traz riscos importantes de criação de ativos encalhados e de desviar investimentos de alternativas renováveis e de eficiência energética. Conclui-se que o GN só faz sentido como combustível de transição quando seu uso é claramente limitado no tempo, focado em substituir combustíveis mais poluentes e alinhado a metas de neutralidade de carbono e à expansão de renováveis. O trabalho contribui ao organizar essa literatura dispersa em um quadro comparativo e ao oferecer subsídios para o debate sobre planejamento energético e políticas públicas, com atenção especial ao caso brasileiro.

**Palavras-chave:** Gás natural. Transição energética. Carbon lock-in. Revisão literária.

## ABSTRACT

GODOI, D. H. F. B. **The role of natural gas in the energy transition.** 2025. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia de Petróleo) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2025.

This study discusses the role of natural gas (NG) in the energy transition and asks under which conditions it can truly be considered a “transition fuel”. It adopts a qualitative approach based on nineteen recent scientific articles, grouped into five themes: NG as a transition fuel, global availability and demand, integration with renewables and system flexibility, regional perspectives (with a focus on China, Europe and Brazil), and technological innovations related to NG and its infrastructure. The results indicate that NG can help reduce emissions when it replaces coal and oil and when it provides flexibility in power systems with high shares of renewables, but it also involves important risks of stranded assets and diverting investments away from renewables and energy efficiency. The study concludes that NG only makes sense as a transition fuel when its use is clearly time-limited, aimed at displacing more carbon-intensive fuels and aligned with net-zero targets and the expansion of renewable sources. The main contribution is to organize a scattered body of literature into a comparative framework and to offer inputs for energy planning and public policy discussions, with particular attention to the Brazilian context.

**Keywords:** Natural gas. Energy transition. Carbon lock-in. Literature review.

## **LISTA DE FIGURAS**

Figura 1 - Gráfico de Participação do GN na Produção de Energia Primaria .....	24
Figura 2 - Gráfico de Matriz Energética em Pequim.....	25
Figura 3 - Produção de Energia Primária por Combustível .....	26

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 - Gás Natural como Combustível de Transição.....	32
Tabela 2 - Disponibilidade e Demanda Global por GN .....	37
Tabela 3 - Integração do GN com Energias Renováveis .....	41
Tabela 4 - Perspectivas Regionais para GN .....	43
Tabela 5 - Inovações Tecnológicas referentes ao GN .....	45

## **LISTA DE SIGLAS**

- ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
- ASEAN – Association of Southeast Asian Nations
- CAPEX – Capital Expenditure
- CBAM – Carbon Border Adjustment Mechanism
- CCGT – Open-Cycle Gas Turbine
- CCS – Carbon Capture and Storage
- CHP – Combined Heat and Power
- CNP – Conselho Nacional do Petróleo
- CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
- COP – Conferência das Partes
- DREEM – Dynamic high-Resolution dEmand-sidE Management
- DSM – Demand-Side Management
- ENTSOG – European Network of Transmission System Operators for Gas
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética
- ETS – Emissions Trading System
- FSRU – Floating Storage and Regasification Unit
- FV – Fotovoltaico
- GEE – Gases de Efeito Estufa
- GN – Gás Natural
- GNL – Gás Natural Liquefeito
- HMM – Hidden Markov Model
- HP – Heat Pump

IEA – International Energy Agency

INMET – Instituto Nacional de Meteorologia

MME – Ministério de Minas e Energia

MILP – Mixed-Integer Linear Programming

NGCC – Natural Gas Combined Cycle

NDCs – Contribuições Nacionalmente Determinadas

OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

OCGT - Combined-Cycle Gas Turbine

ODS – Objetivos de Desenvolvimento Sustentável

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PEM – Polymeric Electrolyte Membrane electrolyser

PIB – Produto Interno Bruto

PNMC – Política Nacional sobre Mudança do Clima

PPA – Power Purchase Agreement

P2G – Power-to-Gas

RE – Renewable Energy

REMIND - Regional Model of Investment(s) and Development

REMod - Renewable Energy Model

SIN – Sistema Integrado Nacional

SOMS – Straits of Malacca and Singapore

SNG – Synthetic Natural Gas

UE – União Europeia

VRE – Variable Renewable Energy

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO .....	13
1.1. Objetivo.....	14
1.2. Justificativa .....	14
1.3. Escopo .....	15
1.4. Organização do trabalho.....	15
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	17
2.1. Contexto histórico do gás natural no Brasil .....	17
2.2. O Gás Natural como Combustível de Transição .....	18
2.3. Disponibilidade Futura e Demanda Global .....	19
2.4. Integração com Energias Renováveis e Flexibilidade.....	20
2.5. Perspectivas Regionais.....	21
2.6. Inovações Tecnológicas e Futuro .....	22
2.7. Análise Comparativa de Cenários Energéticos .....	23
2.8. Implicações Econômicas e Sociais .....	23
2.9. Dados estatísticos comparativos — produção/consumo de GN .....	24
2.9.1. Brasil .....	24
2.9.2. China .....	25
2.9.3. União Europeia .....	25
2.9.4. Comparativo: Brasil, China e UE.....	26
3. MÉTODO .....	28
3.1. Tipo de Pesquisa .....	28
3.2. Estratégia de Busca e Seleção de Fontes .....	28
3.3. Análise e Organização dos Dados .....	28
3.4. Apresentação dos Resultados através de Tabelas Analíticas.....	29
4. RESULTADOS .....	30
4.1. Lista de artigos selecionados .....	30
4.2. Tabelas .....	32
4.3. Análise e discussão dos resultados apresentados nas tabelas 1, 2, 3, 4 e 5 .....	47

5. CONCLUSÃO.....	57
5.1. Contribuições do trabalho.....	58
5.2. Sugestões para trabalhos futuros .....	59
REFERÊNCIAS .....	61

## 1. INTRODUÇÃO

A transição energética de matrizes fósseis para matrizes renováveis e mais limpas se faz cada vez mais importante na medida em que os níveis de temperatura do globo se elevam de maneira acelerada ano após ano. Em 2024 o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) registrou no Brasil uma média de 25,02°C, 0,79°C acima da média histórica, e temperatura elevada no Brasil desde 1961 (INMET, 2025).

Entretanto modificar a matriz energética é uma tarefa complexa. Do ponto de vista tecnológico, já que ainda não existe um substituto que possa ser aplicado em larga escala, que seja capaz de suprir a crescente demanda por energia. Segundo a agência internacional de energia, o interesse de diversos países pela continuidade da utilização dos combustíveis fósseis também é um obstáculo, visto que a cadeia de produção e refino de combustíveis fósseis lucra bilhões todos os anos (*Internacional Energy Agency*, IEA, 2023).

O compromisso internacional com a descarbonização é formalizado por meio de acordos e metas. O Acordo de Paris, em 2015, reuniu 195 países no objetivo de limitar o aquecimento global a 2°C, com meta de 1,5°C, acima dos níveis pré-industriais, por meio de Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs) para a redução de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE). Fóruns como as Conferências das Partes (COPs), a exemplo da COP28 em Dubai, continuam reforçando esses compromissos, com acordos para triplicar a capacidade de energia renovável globalmente até 2030 e iniciar a transição para longe dos combustíveis fósseis. A busca pela neutralidade de carbono (*Net Zero*) até meados do século se tornou uma meta para muitas economias, sinalizando uma reestruturação energética sem precedentes (IEA, 2023).

Neste contexto, o GN pode surgir como a solução para dar um primeiro passo em direção às fontes limpas e renováveis de energia. Por emitir menos dióxido de carbono do que o carvão e o óleo em diversas aplicações e por contar com infraestrutura já instalada em muitos países, o GN é frequentemente apresentado como um “combustível de transição”, capaz de reduzir emissões no curto prazo sem comprometer a segurança de suprimento. Além disso, sua flexibilidade operacional na geração de eletricidade permite acomodar a variabilidade de fontes como a eólica e a solar, funcionando como uma espécie de “amortecedor” enquanto essas tecnologias ganham escala. No entanto, vazamentos de metano ao longo da cadeia de produção e transporte podem reduzir os ganhos climáticos esperados, e grandes investimentos em gasodutos, terminais de gás natural liquefeito (GNL) e usinas termelétricas tendem a criar dependência de longo prazo em relação ao GN. Em países que já possuem matrizes relativamente limpas ou

elevado potencial renovável, como o Brasil, a expansão do gás pode inclusive significar um retrocesso em termos de emissões, caso substitua fontes de baixa intensidade de carbono em vez de combustíveis mais poluentes. Assim, mais do que assumir o GN como solução automática, torna-se necessário investigar em que condições ele contribui efetivamente para a transição energética e em quais contextos sua adoção tende a reforçar novos bloqueios de carbono e a atrasar a descarbonização estrutural dos sistemas energéticos.

## 1.1. Objetivo

O objetivo geral deste trabalho é analisar o papel do GN na transição energética, investigando em que medida ele pode ser considerado um combustível de transição em direção a matrizes mais limpas e quais são os limites, contradições e riscos associados a essa função, com base na literatura científica recente. Para isso, o estudo se apoia em uma revisão bibliográfica sistematizada em temas, contemplando benefícios ambientais de curto prazo, riscos de *carbon lock-in*, disponibilidade e demanda global de GN, integração com fontes renováveis variáveis e perspectivas regionais em países e regiões selecionados.

Como objetivos específicos, o trabalho busca articular esses diferentes eixos em uma leitura dos cenários possíveis para o GN na transição energética, considerando tanto aspectos técnicos (flexibilidade operacional, segurança de suprimento, inovações tecnológicas e uso da infraestrutura existente) quanto dimensões econômicas, políticas e institucionais (investimentos, políticas climáticas, metas de neutralidade e risco de ativos encalhados); dessa forma, pretende-se também avaliar em que condições o GN tende a atuar como aliado transitório da descarbonização e em quais contextos sua expansão pode representar um obstáculo às metas climáticas de médio e longo prazo.

## 1.2. Justificativa

A transição para matrizes energéticas de baixa emissão é a condição central para o cumprimento das metas climáticas assumidas internacionalmente, o que exige reduzir rapidamente o uso de combustíveis fósseis mais intensivos em carbono, como o carvão e o óleo. Nesse contexto, o gás natural é frequentemente apresentado como “combustível de transição”, por combinar menor intensidade de emissões em várias aplicações e alta flexibilidade operacional, especialmente em sistemas elétricos com crescente participação de renováveis. Ao mesmo tempo, a literatura recente aponta controvérsias importantes: vazamentos de metano,

investimentos em infraestrutura de longa vida útil e a possibilidade de *carbon lock-in* colocam em dúvida até que ponto o gás contribui para a descarbonização ou a retarda.

No caso brasileiro, essa discussão tem relevância particular. De um lado, o país dispõe de grande potencial renovável e de uma matriz elétrica historicamente limpa; de outro, a descoberta de reservas significativas de gás associado ao pré-sal e à agenda de expansão de termelétricas recolocam o GN no centro do planejamento energético. A justificativa de analisar de forma sistemática o papel do gás natural na transição, reunindo evidências sobre benefícios ambientais, riscos, disponibilidade, integração com renováveis, especificidades regionais e inovações tecnológica, se dá tanto pela necessidade de qualificar o debate acadêmico quanto pelo potencial de subsidiar escolhas de políticas públicas e investimentos mais coerentes com as metas de longo prazo.

### **1.3. Escopo**

Este trabalho tem como escopo uma análise qualitativa, baseada em revisão bibliográfica, do papel do gás natural na transição energética, a partir de um conjunto delimitado de dezenove artigos científicos recentes. Esses estudos são organizados em cinco eixos temáticos, correspondentes às cinco tabelas desenvolvidas no Capítulo 4 deste trabalho: 1) gás natural como combustível de transição; 2) disponibilidade e demanda global de GN; 3) integração do GN com fontes renováveis e flexibilidade do sistema; 4) perspectivas regionais selecionadas, com ênfase em China, Europa e Brasil; e 5) inovações tecnológicas associadas ao GN e à sua infraestrutura. O foco recai sobre o setor energético em um sentido mais amplo, sem esgotar os usos finais e nem a totalidade da literatura disponível, e sem construção de cenários quantitativos próprios, sendo limitado à interpretação crítica dos modelos, hipóteses e resultados apresentados pelas fontes selecionadas, bem como às implicações desses achados para o planejamento energético e para o debate sobre políticas públicas de descarbonização.

### **1.4. Organização do trabalho**

Este trabalho está organizado em cinco capítulos. No Capítulo 1, apresenta-se o tema da pesquisa e seu enquadramento no contexto da transição energética, bem como o problema de pesquisa, os objetivos gerais e específicos, a justificativa, o escopo e a organização do texto.

O Capítulo 2 reúne o referencial teórico e a revisão de literatura sobre transição energética e gás natural, abordando conceitos como combustível de transição, *carbon lock-in*,

disponibilidade e demanda de GN, integração com fontes renováveis, além de discutir a partir de estudos e documentos internacionais o enquadramento do gás nas estratégias de descarbonização.

O Capítulo 3 descreve os procedimentos metodológicos adotados, explicitando o caráter qualitativo da pesquisa, os critérios de seleção dos dezenove artigos analisados, a forma de sistematização da literatura em matrizes temáticas e a construção das Tabelas 1 a 5.

O Capítulo 4 apresenta e discute os resultados da análise das tabelas, sintetizando os cenários possíveis para o gás natural em cada eixo temático, com destaque para as implicações técnicas, econômicas e político-institucionais identificadas, bem como para as principais limitações do estudo e sugestões de aprofundamento em pesquisas futuras.

Por fim, no Capítulo 5 encontra-se a conclusão do trabalho.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1. Contexto histórico do gás natural no Brasil

A trajetória do GN no Brasil inicia-se na década de 1940, a partir de descobertas no Recôncavo Baiano, ainda antes da criação da Petrobras, quando empresas privadas nacionais e com acionistas brasileiros, autorizadas pelo Conselho Nacional do Petróleo (CNP), podiam explorar o insumo. Em 1953, a Lei 2.004 instituiu o monopólio da União sobre a pesquisa e lavra de jazidas, refino (exceto para refinarias já existentes) e transporte marítimo de petróleo, e criou a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras para executar esse monopólio. Até 1981, a participação do gás na matriz energética foi modesta ( $\leq 1\%$ ); o salto associou-se às descobertas na Bacia de Campos na década de 1980, que ampliaram a disponibilidade e o consumo interno de GN (ANP, 2020).

A Constituição de 1988 redefiniu o arranjo federativo ao atribuir aos Estados o monopólio da distribuição de gás canalizado, por meio de empresas públicas estaduais. Em 1995, emendas constitucionais autorizaram que Estados concedessem a privados os serviços de gás canalizado e flexibilizaram o monopólio da Petrobras, permitindo à União contratar atividades do setor com empresas estatais ou privadas. A Lei 9.478/1997 (“Lei do Petróleo”) consolidou a propriedade da União sobre depósitos de petróleo e gás, estabeleceu princípios da política energética, criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), além de normas para a participação de outras empresas na indústria, fixando o marco regulatório que sustentaria a expansão do GN (ANP, 2020).

Com a Lei 11.909/2009 (“Lei do Gás”), o país ganhou legislação específica para GN, regulando transporte, tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização, e atribuindo novas competências à ANP sobre essa cadeia. Posteriormente, a “Nova Lei do Gás” atualizou o marco, aprofundando a abertura e a competição no segmento (ênfase em acesso a infraestruturas e estímulo a investimentos), consolidando a transição de um regime verticalizado para um mercado de gás mais aberto e concorrencial (ANP, 2020).

## 2.2. O Gás Natural como Combustível de Transição

A literatura contemporânea sobre transição energética apresenta uma terminologia que merece análise aprofundada: o GN como "combustível de transição". Esta designação, embora amplamente aceita no meio acadêmico, revela uma percepção quase consensual de que o GN pode funcionar como uma ponte entre a atual matriz energética, mesmo que predominantemente baseada em combustíveis fósseis, e um futuro esperadamente dominado por fontes renováveis.

Mohammad *et al.* (2021) fundamentam essa classificação principalmente nas características de combustão do GN, apresentando dados sobre emissões significativamente menores de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), material particulado e óxidos de nitrogênio quando comparado ao carvão e ao petróleo. Os dados revelam que a substituição do carvão por GN na geração elétrica pode resultar em reduções substanciais nas emissões de gases de efeito estufa, tornando-se uma opção particularmente atrativa para países que enfrentam pressão internacional para descarbonizar rapidamente suas matrizes energéticas no curto e médio prazo.

Entretanto, essa narrativa otimista encontra resistência em análises mais críticas. Gürsan e de Gooyert (2021) levantam uma questão fundamental que desafia a simplicidade da solução: a utilização do GN realmente facilita a transição energética, ou pode, paradoxalmente, dificultar? Esta dúvida introduz complexidades que atravessam os benefícios imediatos de emissões. Os autores apresentam o conceito de "efeito de aprisionamento de carbono" (*carbon lock-in*), um fenômeno que opera de forma traiçoeira. Quando uma sociedade investe bilhões em gasodutos, terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL) e usinas termelétricas (infraestruturas com vida útil de 30 a 50 anos), uma forte inércia econômica e política é criada. Esta inércia pode perpetuar a dependência de combustíveis fósseis muito além do período necessário, desviando recursos que poderiam ser direcionados para alternativas verdadeiramente renováveis.

Papantonis *et al.* (2025) intensificam essa preocupação ao sugerir que a dependência contínua do GN pode representar uma oportunidade perdida para uma transição energética realmente transformadora. Segundo esses pesquisadores, estratégias focadas em eletrificação direta e eficiência energética demonstram maior eficácia a longo prazo para alcançar a descarbonização completa.

Um aspecto frequentemente subestimado no debate público, mas que se revela fundamental na análise técnica, são as emissões fugitivas de metano (CH<sub>4</sub>) ao longo de toda a cadeia de valor do GN. Stern (2020) enfatiza que o metano possui um potencial de aquecimento global aproximadamente 25 vezes maior que o CO<sub>2</sub> em um horizonte de 100 anos, chegando a impressionantes 84 vezes em um período de 20 anos.

Esta característica implica que vazamentos durante a extração, transporte e distribuição podem comprometer significativamente os benefícios climáticos proclamados do GN. A questão exige um monitoramento rigoroso e desenvolvimento de tecnologias de mitigação, evidenciando que não basta simplesmente substituir carvão por GN, é fundamental garantir que toda a cadeia produtiva seja otimizada para minimizar essas emissões fugitivas.

### **2.3. Disponibilidade Futura e Demanda Global**

A questão da disponibilidade futura de GN apresenta-se simultaneamente tranquilizadora e inquietante. Ediger e Berk (2023) conduziram uma investigação meticulosa que se destaca pela abordagem metodológica rigorosa. Utilizando análises de razão Reserva/Produção e a curva de Hubbert, os pesquisadores chegaram a uma conclusão que pode parecer reconfortante: os recursos globais de GN, incluindo tanto reservas convencionais quanto não convencionais, demonstram suficiência para atender à demanda global projetada até 2050.

Esta conclusão, contudo, é acompanhada de uma ressalva que não pode ser negligenciada. A exploração desses recursos exige investimentos consideráveis e o impacto ambiental é bastante dependente do controle das emissões fugitivas de metano. Configura-se uma situação em que a abundância de recursos não garante automaticamente uma solução sustentável.

A análise da demanda global revela variações dramáticas entre regiões, refletindo contextos econômicos, políticos e energéticos. A IEA (2023), projeta um crescimento contínuo da demanda por eletricidade, influenciando indiretamente a demanda por GN, especialmente em países que dependem dele para geração termelétrica.

O caso chinês ilustra perfeitamente essa complexidade regional. Zhao *et al.* (2023) argumentam que a China, que é historicamente dependente do carvão, necessitará aumentar significativamente sua utilização de GN nos próximos 15-20 anos. Trata-se de uma estratégia pragmática para facilitar a transição do carvão, embora crie novas dependências. Yin e Lam (2022) acrescentam uma dimensão geopolítica importante: essa transição intensificou dramaticamente a dependência chinesa nas importações de GNL, criando vulnerabilidades em termos de segurança energética anteriormente inexistentes.

O cenário europeu se desenvolve atrelado às metas de descarbonização e às limitações geopolíticas. Brunsch *et al.* (2025) oferecem uma análise perspicaz sobre como a crise energética recente remodelou o panorama europeu. Observa-se que, embora a demanda por GN possa se manter relativamente estável até 2030, as projeções indicam um declínio acelerado após essa

data, especialmente se as metas de neutralidade de carbono forem rigorosamente implementadas.

## 2.4. Integração com Energias Renováveis e Flexibilidade

A capacidade do GN de complementar a natureza intermitente das fontes renováveis constitui um dos argumentos mais convincentes em seu favor na transição energética. Esta característica revela-se fundamental para compreender o papel potencial do GN no futuro energético.

A intermitência das fontes solar e eólica representa um desafio técnico que não pode ser subestimado. Mohammad *et al.* (2021) destacam que as usinas termelétricas a GN possuem uma capacidade de "rampa" excepcional, permitindo aumentar ou diminuir rapidamente a produção em resposta às flutuações na geração renovável e na demanda. Essa flexibilidade garante o equilíbrio entre oferta e demanda na rede elétrica, aspecto crucial para a estabilidade do sistema.

Singh, Clarke e Chadee (2022) apresentam um estudo de caso particularmente esclarecedor: a transição de Trinidad e Tobago, uma economia baseada quase inteiramente em GN, para um sistema que incorpora energias renováveis. O estudo demonstra que a inclusão de energia solar fotovoltaica em larga escala pode gerar economias substanciais de GN e reduzir emissões de CO<sub>2</sub>, quando comparada com fontes fósseis, enfatizando simultaneamente a necessidade de sistemas de gestão energética inteligentes.

Danieli *et al.* (2022) introduzem uma perspectiva relevante: a sinergia entre GN e hidrogênio. Os pesquisadores demonstram como a infraestrutura existente de GN pode ser adaptada para transportar e armazenar hidrogênio, criando uma ponte tecnológica para um futuro energético totalmente renovável. A possibilidade de injetar hidrogênio na rede de GN ou converter parte da infraestrutura para transporte exclusivo de hidrogênio oferece estratégias que podem otimizar a gestão da demanda e minimizar custos de armazenamento.

Uma vantagem subestimada está na capacidade de armazenamento do GN. Diferentemente da eletricidade, que apresenta dificuldades e custos elevados para armazenamento em grandes quantidades, o GN pode ser estocado por longos períodos, tanto em reservatórios subterrâneos quanto na forma de GNL. Esta característica é valiosa para a gestão da demanda sazonal e para garantir segurança energética.

O conceito de *Power-to-Gas* (P2G) emerge como uma tecnologia promissora. Manfren, Gonzalez e Bahaj (2024) abordam como a conversão de eletricidade excedente de fontes

renováveis em hidrogênio ou metano sintético, e sua posterior injeção na rede de GN, pode resolver simultaneamente os problemas de intermitência e armazenamento de energia renovável.

No contexto brasileiro, Vahl e Filho (2015) discutem aspectos relevantes para a realidade nacional: embora o Brasil possua uma matriz predominantemente hidrelétrica, observa-se a crescente participação de termelétricas a GN. Essa expansão, se bem planejada, pode oferecer a flexibilidade necessária para complementar a geração hidrelétrica em períodos de baixa pluviosidade ou para integrar novas fontes renováveis em expansão no país. Os autores alertam, contudo, para a necessidade de políticas que garantam que essa expansão não comprometa a menor intensidade de carbono da hidroeletricidade.

## **2.5. Perspectivas Regionais**

Analisando as perspectivas regionais, o caso chinês permanece como um dos mais complexos e influentes globalmente. Como o maior emissor mundial de gases de efeito estufa e uma economia historicamente dependente do carvão, a China enfrenta um grande dilema: equilibrar crescimento econômico com metas ambiciosas de pico de carbono até 2030 e neutralidade de carbono até 2060. Zhao *et al.* (2023) argumentam convincentemente que a China não pode simplesmente "saltar" a fase do GN em sua transição energética, dada a escala de sua dependência histórica do carvão.

A estratégia chinesa de aumentar significativamente o uso de GN nos próximos 15 a 20 anos reflete uma abordagem pragmática que prioriza reduções imediatas de emissões enquanto desenvolve capacidades em energias renováveis. Yin e Lam (2022) destacam, entretanto, que essa estratégia cria novas dependências: a China se tornou um dos maiores importadores mundiais de GNL, com implicações geopolíticas e econômicas significativas.

A Europa apresenta um cenário diferente, moldado tanto por metas climáticas ambiciosas quanto por considerações de segurança energética. A crise energética desencadeada pelo conflito na Ucrânia remodelou o panorama europeu. Brunsch *et al.* (2025) analisam como os eventos geopolíticos recentes forçaram a Europa a repensar rapidamente sua estratégia energética, acelerando tanto a diversificação de fornecedores quanto a transição para renováveis.

Brauers, Braunger e Jewell (2021) focam especificamente no caso alemão, que apresenta complexidade particular. A Alemanha enfrenta o desafio de, ao mesmo tempo, substituir a energia nuclear (em processo de eliminação) e reduzir a dependência de combustíveis fósseis.

Os planos de expansão da infraestrutura de GNL levantam questões fundamentais sobre o risco de *carbon lock-in*.

O Brasil oferece uma perspectiva especialmente interessante devido à sua matriz elétrica já predominantemente renovável. Oliveira da Silva *et al.* (2023) destacam que, embora o país possua uma base hidrelétrica sólida, a variabilidade sazonal das chuvas cria oportunidades para o GN como fonte complementar. Configura-se uma situação única que pode servir de modelo para outros países com recursos hídricos abundantes.

A análise da literatura evidenciou que não existe uma abordagem única para incorporar o GN na transição energética. Cada região enfrenta desafios específicos que moldam suas estratégias de forma particular.

## **2.6. Inovações Tecnológicas e Futuro**

O futuro do GN na transição energética está ligado ao desenvolvimento de tecnologias que podem expandir suas aplicações sustentáveis e mitigar seus impactos ambientais. Esta área apresenta-se particularmente promissora para desenvolvimentos futuros.

Stern (2020) discute a necessidade de uma "narrativa de descarbonização" para o GN, conceito que vai além da simples combustão mais limpa em comparação com outros fósseis. Esta narrativa abrange a mitigação de emissões ao longo de toda a cadeia de valor e o desenvolvimento de gases de baixo ou zero carbono.

Ainda em linha com a busca por tecnologias que podem mitigar os impactos das emissões gerada pelo uso do GN, a Captura e Armazenamento de Carbono (*Carbon Capture and Storage*, CCS) representa uma das fronteiras mais promissoras. Embora ainda enfrente desafios significativos de custo e escala, seu potencial para permitir o uso continuado do GN sem comprometer metas climáticas mostra-se inegável. O conceito de "gás azul", ou seja, GN com CCS, emerge como uma possível ponte para um futuro dominado pelo hidrogênio verde.

Danieli *et al.* (2022) exploram uma perspectiva importante: como a infraestrutura existente de GN pode constituir um ativo valioso para a economia do hidrogênio. A possibilidade de transportar misturas de GN e hidrogênio, ou mesmo converter completamente certas seções da rede para hidrogênio puro, oferece flexibilidade estratégica para a transição.

Uma tecnologia emergente que merece destaque é a pirólise de metano, que produz hidrogênio e carbono sólido, evitando completamente a emissão de CO<sub>2</sub>. Embora ainda em estágios iniciais de desenvolvimento comercial, essa tecnologia oferece a promessa de uma

produção de hidrogênio de baixo carbono a partir do GN, com o subproduto de carbono sólido que pode ter aplicações industriais.

## **2.7. Análise Comparativa de Cenários Energéticos**

A literatura apresenta diferentes cenários para o papel do GN na transição energética, cada um com implicações distintas para políticas e investimentos.

Em cenários de transição energética acelerada, o GN desempenha um papel temporário, mas crucial. Neste contexto, a prioridade concentra-se na substituição rápida do carvão e do petróleo por GN, seguida pela gradual substituição do próprio GN por fontes renováveis e tecnologias de armazenamento mais maduras. Este cenário se mostra particularmente relevante para países como a China, onde a urgência de reduzir emissões justifica uma transição em duas etapas (Zhao *et al.*, 2023).

Um cenário alternativo prevê a integração permanente do GN em sistemas energéticos descarbonizados através de tecnologias como Captura e Armazenamento de Carbono (CCS), produção de hidrogênio azul (produzido a partir do metano) e utilização de biometano (predominantemente metano produzido pela decomposição anaeróbia de matéria orgânica). Neste cenário, a infraestrutura de GN é adaptada e modernizada para acomodar novos vetores energéticos. Mostra-se atrativo para regiões com investimentos substanciais em infraestrutura existente (Stern, 2020).

Em cenários mais ambiciosos de descarbonização completa, o GN é gradualmente eliminado em favor de soluções totalmente renováveis. A viabilidade deste cenário depende de avanços significativos em tecnologias de armazenamento de longo prazo, como baterias de grande escala (Ediger e Berk, 2023) e hidrogênio verde (Danieli *et al.*, 2022).

## **2.8. Implicações Econômicas e Sociais**

A transição energética envolvendo o GN apresenta implicações econômicas e sociais que se revelam fundamentais para o planejamento de políticas energéticas.

Do ponto de vista econômico, o GN oferece vantagens em termos de custos de capital e operacionais em comparação com algumas tecnologias renováveis, especialmente quando considerados os custos de armazenamento e *backup* necessários para sistemas baseados inteiramente em fontes intermitentes (Olleik, Tarhini e Auer, 2025).

A infraestrutura existente de GN representa um ativo econômico significativo que pode ser aproveitado durante a transição. A adaptação dessa infraestrutura pode ser mais econômica que sua substituição completa, especialmente em regiões com redes extensas já estabelecidas (Stern, 2020).

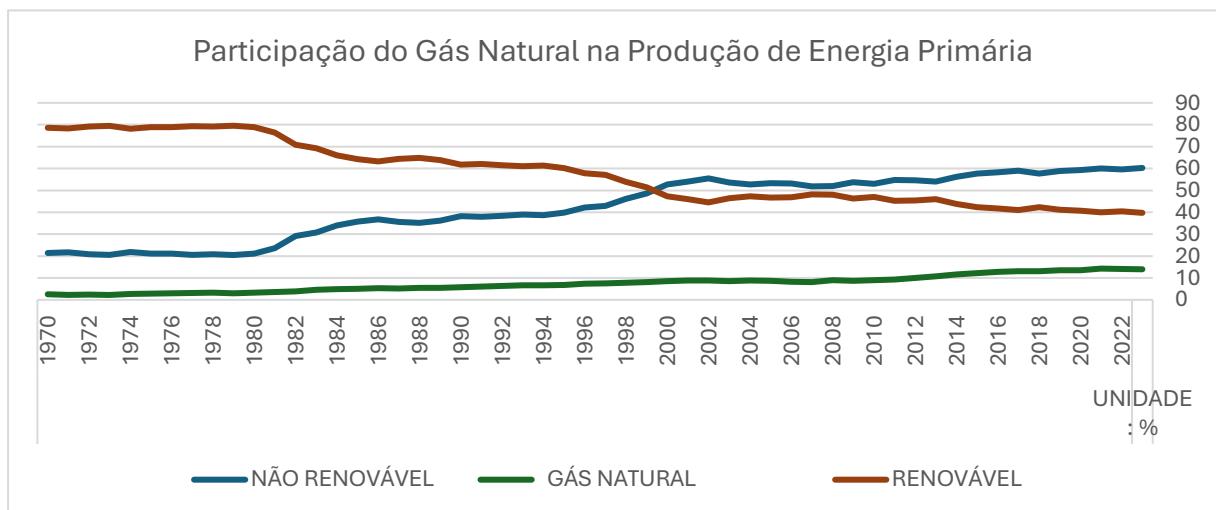
## 2.9. Dados estatísticos comparativos — produção/consumo de GN

### 2.9.1. Brasil

Embora a matriz elétrica siga majoritariamente renovável (88,2%), houve aumento do despacho térmico em 2024, como relatado no Balanço Energético Nacional 2025 (BEN). A geração termelétrica somou 151,2 TWh (+11,4% vs. 2023) e a participação do GN dentro das térmicas cresceu 23,9%, respondendo por 31,6% da geração térmica (a bioeletricidade ficou em 40,6%). A queda de 1,0 p.p. na renovabilidade elétrica decorreu de menor hidráulica/menor importação de Itaipu e maior geração a GN, parcialmente compensadas por eólica/solar. Em termos de sistema, o GN atuou como válvula de ajuste, cobrindo a menor disponibilidade hídrica e a variabilidade das renováveis (BEN, 2025).

A série histórica de produção de GN mostra crescimento de longo prazo com oscilações recentes (compatíveis com ajustes operacionais e disponibilidade), como descrito no gráfico abaixo (figura 1), elaborado a partir dos dados disponíveis no Balanço Energético Nacional 2024.

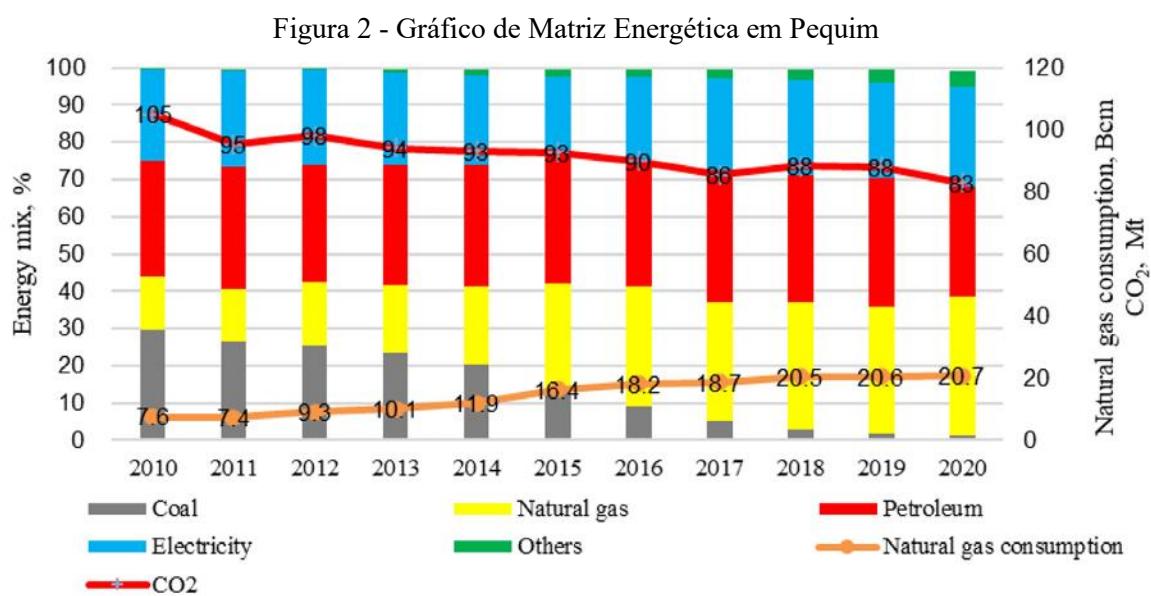
Figura 1 - Gráfico de Participação do GN na Produção de Energia Primária



### 2.9.2. China

O país segue elevando seu consumo de gás. Em 2020, o consumo de GN foi 11,9 EJ ( $\approx 313$  bcm pela conversão energética padrão). Para cumprir pico de carbono em 2030 e neutralidade em 2060, a demanda projetada atinge  $\sim 640$ – $650$  bcm em 2030 (Zhao *et al.*, 2023).

Entre os anos de 2010 e 2020, Pequim, capital da China, apresentou uma redução expressiva do uso de carvão que foi substituído em grande parte pelo uso de gás natural, como pode ser observado na figura 2.



Fonte: Zhao *et al.*, 2023.

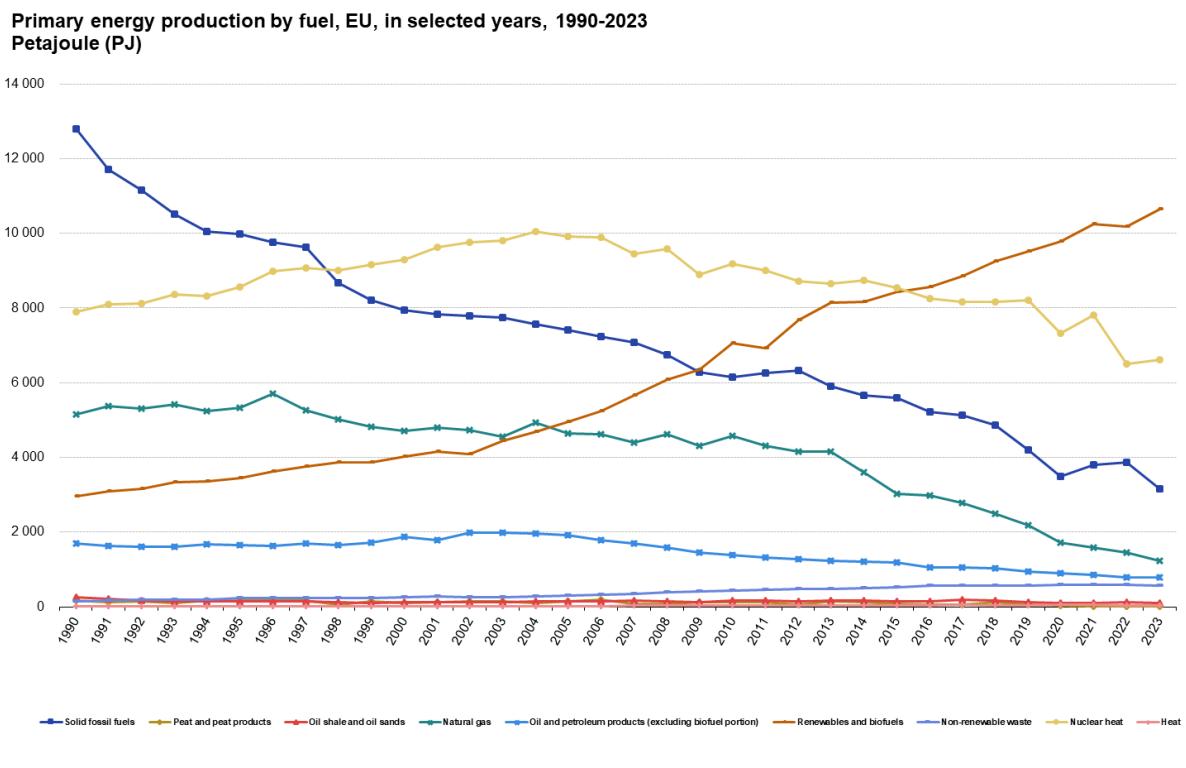
### 2.9.3. União Europeia

A produção doméstica de GN da UE caiu 12,4% em 2024 vs. 2023, para 1.168 pentajoules (PJ),  $\sim 30,7$  bilhões de metros cúbicos (bcm) (Eurostat, 2025).

A demanda/consumo de GN na UE caiu 7,2% em 2023 vs. 2022 e totalizou 12,72 milhões de TJ (12.720 PJ  $\approx 330$ – $335$  bcm). Esse intervalo é consistente com a nota da Comissão Europeia de  $\approx 330$  bcm/ano em 2023–2024 (Eurostat, 2025).

O gráfico a seguir (figura 3) apresenta uma grande redução no uso de combustíveis fosseis e um expressiva elevação na utilização de fontes renováveis de energia.

Figura 3 - Produção de Energia Primária por Combustível



Fonte: Eurostat. *Statistics Explained*. Disponível em: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy\\_statistics\\_-\\_an\\_overview#Primary\\_energy\\_production](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview#Primary_energy_production).

#### 2.9.4. Comparativo: Brasil, China e UE

Magnitude e estrutura:

A China já operava em ~313 bcm (2020) e mira ~640–650 bcm (2030), ordem de grandeza muito superior ao Brasil. O crescimento projetado reflete a substituição de carvão por GN na década de 2020. (Zhao *et al.*, 2023)

A UE consome ≈330–335 bcm (2023), mas produz internamente ~30,7 bcm (2024), sendo ≈10% de cobertura doméstica, evidenciando a dependência estrutural de importações (gasodutos/GNL) (Eurostat, 2025).

O Brasil aparece com produção crescente na série oficial, porém ainda em escala inferior à demanda/consumo dos dois blocos acima. A relevância do GN no Brasil é mais setorial (*backup* e flexibilidade elétrica, indústria) do que sistêmica como na China/UE

#### Dinâmica recente:

A UE reduziu consumo em 2022–2023 e manteve estabilidade em 2024, combinando ajuste de demanda, diversificação e armazenagem. Ainda assim, a produção doméstica segue em queda estrutural (Eurostat, 2025).

A China seguirá aumentando o consumo em direção a 2030, quando deverá ocorrer o pico de CO<sub>2</sub>, com expansão de infraestrutura em gasodutos, GNL e armazenagem (Zhao *et al.*, 2023).

#### Implicações:

Tanto a China quanto a UE operam em patamares de centenas de bcm/ano. O Brasil precisa ser analisado no seu mercado doméstico (produção/oferta interna e papel do GN na matriz elétrica/industrial). Vale destacar, para a UE, a razão produção/consumo ≈ 0,1 (2024/2023), e para a China a meta de consumo ~640–650 bcm (2030).

### 3. MÉTODO

#### 3.1. Tipo de Pesquisa

Este trabalho caracteriza-se como uma pesquisa qualitativa de natureza exploratória e descritiva, baseada em revisão bibliográfica da literatura científica sobre o papel do GN na transição energética. A abordagem adotada tem como base a análise crítica e síntese de conhecimentos existentes, visando compreender o estado atual sobre o tema e identificar tendências, lacunas e perspectivas futuras.

#### 3.2. Estratégia de Busca e Seleção de Fontes

A estratégia de busca utilizou bases de dados acadêmicas (*ScienceDirect e Google Scholar*) complementadas por relatórios de organizações especializadas (IEA, INMET). Os termos (palavras-chave) incluíram "*natural gas energy transition*" e "*gas natural transição energética*".

Foram pesquisadas publicações de 2015 a 2025. Os filtros utilizados focaram estudos sobre o papel do GN na transição energética, integração com energias renováveis e aspectos ambientais, resultando no levantamento de 19 artigos. Todos os artigos se mostraram coerentes com este estudo, portanto todos foram utilizados.

#### 3.3. Análise e Organização dos Dados

A extração utilizou matriz de análise organizando informações em categorias: GN como combustível de transição, disponibilidade e demanda, integração com renováveis, perspectivas regionais e inovações tecnológicas. Para cada estudo, extraíram-se metodologia, principais achados, limitações e contexto geográfico.

Na análise utilizou-se uma abordagem qualitativa de análise de conteúdo, identificando temas centrais e padrões em destaque. A síntese integrou diferentes perspectivas, identificando relações entre estudos e contradições na literatura.

### **3.4. Apresentação dos Resultados através de Tabelas Analíticas**

Os resultados serão apresentados com tabelas analíticas organizando sistematicamente os dados extraídos:

Tabela 1 – Gás Natural como Combustível de Transição: Metodologias, Benefícios Ambientais, Riscos de *Carbon lock-in*, Limitações Identificadas.

Tabela 2 - Disponibilidade e Demanda Global por GN: Projeções regionais, Metodologias de reservas/ofertas, Fatores influenciam a demanda, Cenários futuros.

Tabela 3 - Integração do GN com Energias Renováveis: Flexibilidade operacional, Capacidade de rampa, Tecnologias de armazenamento, Casos práticos.

Tabela 4 - Perspectivas Regionais para GN: Região, Estratégia, Particularidades do sistema/mercado, Desafios específicos, políticas/instrumentos adotados.

Tabela 5 – Inovações Tecnológicas referentes ao GN: Tecnologias emergentes, Estágios de desenvolvimento, Potencial de aplicação, Pré-requisitos/condições, Limitações/risco.

Esta organização tem como objetivo identificação de padrões, convergências, divergências e lacunas na literatura, permitindo análise comparativa.

## 4. RESULTADOS

No presente item estão apresentados a lista dos artigos selecionados (subitem 4.1), as tabelas elaboradas para a sumarização das análises dos artigos avaliados no trabalho (subitem 4.2) e a análise e discussão (subitem 4.3).

### 4.1. Lista de artigos selecionados

Lista de artigos selecionados

ID	Autores	Artigo
<b>A01</b>	Vahl; Casarotto Filho (2015)	<i>Energy transition and path creation for natural gas in the Brazilian electricity mix</i>
<b>A02</b>	Gillessen <i>et al.</i> (2019)	<i>Natural gas as a bridge to sustainability – Infrastructure expansion regarding energy security and system transition</i>
<b>A03</b>	Brauers; Brauner; Jewell (2021)	<i>Liquefied natural gas expansion plans in Germany – The risk of gas lock-in under energy transitions</i>
<b>A04</b>	Danieli <i>et al.</i> (2022)	<i>The potential of the natural gas grid to accommodate hydrogen as an energy vector in transition towards a fully renewable energy system</i>
<b>A05</b>	Singh; Clarke; Chadee (2022)	<i>Transitioning from 100 percent natural gas power to include renewable energy in a hydrocarbon economy</i>
<b>A06</b>	Yin; Lam (2022)	<i>Impacts of energy transition on Liquefied Natural Gas shipping – A case study of China and its strategies</i>
<b>A07</b>	Wang <i>et al.</i> (2023)	<i>Exploring the role of nuclear energy in the energy transition – A comparative perspective of the effects of coal, oil, natural gas, renewable energy, and nuclear power on economic growth and carbon emissions</i>
<b>A08</b>	Xie <i>et al.</i> (2023)	<i>How much natural gas does China need: An empirical study from the perspective of energy transition</i>
<b>A09</b>	Manfren; Gonzalez-Carreon; Bahaj (2024)	<i>Probabilistic modelling of seasonal energy demand patterns in the transition from natural gas to hydrogen for an urban energy district</i>

<b>A10</b>	Ediger; Berk (2023)	<i>Future availability of natural gas: Can it support sustainable energy transition?</i>
<b>A11</b>	Zhao <i>et al.</i> (2023)	<i>Energy transition in China – It is necessary to increase natural gas utilization</i>
<b>A12</b>	Dekker; Misermer (2024)	<i>Resource booms and the energy transition: What can we learn from Dutch economists' response to the discovery of natural gas reserves (1959–1977)?</i>
<b>A13</b>	Olleik; Tarhini; Auer (2025)	<i>Integrating upstream natural gas and electricity planning in times of energy transition</i>
<b>A14</b>	Brunsch <i>et al.</i> (2025)	<i>Midterm perspectives on natural gas after the European gas crisis: Reviewing German energy transition studies</i>
<b>A15</b>	Papantonis <i>et al.</i> (2025)	<i>Towards decarbonisation or lock-in to natural gas? A bottom-up modelling analysis of the energy transition ambiguity in the residential sector by 2050</i>
<b>A16</b>	Mohammad <i>et al.</i> (2021)	<i>Natural gas as a key alternative energy source in sustainable renewable energy transition: A mini review</i>
<b>A17</b>	Stern (2020)	<i>The role of gases in the European energy transition</i>
<b>A18</b>	Harichandan <i>et al.</i> (2022)	<i>Energy transition research – A bibliometric mapping of current findings and direction for future research</i>
<b>A19</b>	Gürsan; de Gooyert (2021)	<i>The systemic impact of a transition fuel: Does natural gas help or hinder the energy transition?</i>

Fonte: elaborada pelo autor

## 4.2. Tabelas

Nesse item estão apresentadas as tabelas 1, 2, 3, 4 e 5 que apresentam a summarização das análises dos artigos avaliados no trabalho.

Tabela 1 - Gás Natural como Combustível de Transição

ID	Metodologia principal	Benefícios ambientais	Riscos de carbon lock-in	Limitações identificadas
A01	Análise de séries históricas e cenários (BR).	Substituição de carvão/óleo por GN reduz emissões; Rampa rápida e despacho flexível para firmar e integrar eólica/solar.	Dominância térmica e expansão de GN como base elevam emissões e criam dependência no SIN <sup>1</sup> .	Dados até 2013; Modelagem por regressão com ajustes variáveis; Incertezas do pré-sal.
A02	Relação entre o modelo de demanda IKARUS <sup>2</sup> com o modelo de transporte de gás GASOPT <sup>3</sup> .	O gás natural é apresentado como “energia-ponte”; A transformação do sistema libera capacidade de transmissão que pode ser convertida para H <sub>2</sub> .	<i>Lock-in</i> evitado se contida a expansão; Sem coordenação, ativos redundantes podem se cristalizar.	Foco em segurança/oferta mais que emissões. Pressupõem realização dos projetos de expansão de rede até 2050.
A03	Análise qualitativa entre material e atores (político, tecnoeconômico e sociotécnico).	Queima de gás natural emite até 60% menos CO <sub>2</sub> do que carvão.	GNL legitima o regime do gás (pressão política/financeira), com <i>lock-in</i> de longo prazo.	Estudo centrado na Alemanha; Escopo e método: estudo qualitativo com 14 entrevistas; Resultados dependem das percepções de atores e do recorte temporal (2019–2021).

<sup>1</sup> Sistema Integrado Nacional.

<sup>2</sup> Modelo de sistema energético por programação linear usado para projetar a demanda final de energia de forma economicamente ótima. Ele considera tendências de população, área habitada, valor agregado bruto e requisitos de transporte.

<sup>3</sup> Modelo de rede de transporte de gás usado no artigo para testar se a malha de gasodutos consegue atender a demanda projetada em diferentes situações de estresse (picos, falhas de rotas de importação, fluxos reversos).

ID	Metodologia principal	Benefícios ambientais	Riscos de carbon lock-in	Limitações identificadas
A04	Modelagem e otimização, em escala nacional, do uso da rede de gás natural como “bateria” para hidrogênio verde.	A rede de gás permite chegar a 65% de participação renovável.	Há riscos técnicos que podem exigir upgrades e consolidar a infraestrutura de gás.	Demandas elétrica e térmica constantes ao longo dos anos; Amostragem temporal reduzida para viabilizar o cálculo.
A05	Simulações com EnergyPLAN <sup>4</sup> usando dados horários de demanda elétrica (2015) e insolação local.	Inclusão de 100–700 MW de solar fotovoltaica (FV) reduziria as emissões do setor elétrico em ~2,6% até ~18,1%.	Reconhece fatores que podem perpetuar a dependência do gás: PPAs <sup>5</sup> vigentes, desenho tarifário e necessidade de usá-lo para firmar a variabilidade solar.	Demanda elétrica: só havia série horária validada de 2015; Dados das cinco termelétricas não são públicos; por isso adotou-se modelagem sistêmica com EnergyPLAN.
A06	Modelagem por Dinâmica de Sistemas escolhida para capturar interações não lineares e integrar dados históricos, políticas e informações de mercado.	A transição caravão para gás e não fósseis como substituição por combustíveis mais eficientes e sustentáveis.	Dependência logística (SOMS <sup>6</sup> ) e contratos de GNL/dutos podem ancorar expansão e emissões.	Dados históricos para calibração/validação até 2019; Hipótese macro: PIB da China de 3,5% a.a. após 2020.
A07	Painel (24 países; 2001–2020); Cointegração dos modelos (PIB e CO <sub>2</sub> ), sustentando relações de longo prazo entre energia e resultados econômicos/ambientais.	O estudo encontra fortes evidências de que energia nuclear e renováveis reduzem emissões de CO <sub>2</sub> no agregado dos 24 países (2001–2020).	Risco de aprisionamento em infraestrutura fóssil se houver dependência prolongada.	Fornece uma análise macroscópica do fenômeno, mas não aprofunda os mecanismos causais essenciais e recomenda pesquisas futuras sobre mecanismos.

<sup>4</sup> Software de modelagem e previsão energética usado para apoiar o planejamento nacional de energia. Ele simula cenários de transição (geração, demanda, emissões, custos) e produz perfis horários, diários, semanais, mensais e anuais do sistema, sendo adequado a análises em nível país/região.

<sup>5</sup> PPA = Power Purchase Agreement (Contrato de Compra e Venda de Energia). É um contrato de longo prazo em que um gerador (ex.: usina solar/eólica/gás) vende energia a um comprador (distribuidora, comercializadora ou empresa “corporate”) com preço, volume e condições previamente definidos.

<sup>6</sup> SOMS = Straits of Malacca and Singapore (Estreitos de Malaca e de Singapura). No artigo, “dependência do SOMS” mede quanto das importações de GNL chega à China por navios que transitam por esse estreito, o que tem implicações de logística e segurança energética (congestionamento, riscos geopolíticos, alternativas por gasoduto etc.).

ID	Metodologia principal	Benefícios ambientais	Riscos de carbon lock-in	Limitações identificadas
A08	Cointegração liga demanda total de energia a PIB, estrutura industrial, urbanização e preço. Markov para evolução estrutural; HMM <sup>7</sup> incorpora PIB como observável.	Gás natural como combustível limpo, eficiente e denso em energia, atuando como vetor intermediário na transição do carvão para renováveis, o que contribui para reduzir poluição do ar e emissões em relação ao carvão e ao óleo.	Inércia de consumo, exigindo cautela para evitar crescimento excessivo da demanda. Aponta a maior dependência de importações e o risco à segurança de suprimento no futuro.	Os autores assumem trajetórias futuras para PIB, estrutura industrial, urbanização e preço, o que condiciona os resultados.
A09	Modelagem distrital probabilística; Aplicação ao <i>Southampton District Energy Scheme</i> , mantendo hipóteses sem expansão de capacidade, eficiência moderada, sem carga extra de mobilidade.	Eletrificação combinada com eficiência e flexibilidade reduz emissões de forma robusta em redes cuja intensidade de carbono cai ao longo do tempo.	A presença de CHP <sup>8</sup> como ativo crítico urbano molda o desenvolvimento de infraestrutura, isto é, pode induzir caminhos dependentes se não houver estratégia clara de conversão para H <sub>2</sub> /baixo carbono.	Caso local; Custos de H <sub>2</sub> /armazenamento incertos; Curto espaço de tempo das janelas estatísticas.
A10	Modelagem de cenários combinando a razão Reserva/Produção e curva de Hubbert <sup>9</sup> .	Gás natural (GN) é o fóssil mais limpo; Atua como combustível-ponte.	Investimentos em gás podem ameaçar as metas do Acordo de Paris e adiar a saída dos fósseis.	Assume taxa de produção constante e nenhuma adição de reservas; Incertezas na geração da curva de Hubbert.

<sup>7</sup> HMM (*Hidden Markov Model*) é um modelo estatístico que estende o Markov “simples” (modelo probabilístico em que o próximo estado de um sistema depende apenas do estado atual). Em vez de observar diretamente os estados do sistema, observa que dependem desses estados “ocultos”. O HMM junta uma cadeia de Markov de estados ocultos e um processo que liga estados ocultos às observações.

<sup>8</sup> *Combined Heat and Power*.

<sup>9</sup> Desenho em “sino” que descreve a produção de um recurso ao longo do tempo. Ela sobe, chega a um pico (quando fica mais difícil expandir), e depois cai à medida que o recurso se esgota.

ID	Metodologia principal	Benefícios ambientais	Riscos de carbon lock-in	Limitações identificadas
A11	Modelo que correlaciona economia energia emissões e análise de cenários.	GN emite menos poluentes carvão/óleo. Despachável e confiável: compensa a intermitência de eólica/solar.	O termo não é usado explicitamente; O texto enfatiza o gás como combustível-ponte.	Resultados dependem das expectativas de PIB e do avanço das renováveis e exige atualizações periódicas.
A12	Análise histórico-de fontes primárias e secundárias.	Não avalia quantitativamente as emissões; Os benefícios discutidos são sobre tudo energéticos/econômicos.	O <i>paper</i> descreve mecanismos de dependência: construção intensiva de infraestrutura e conversão para gás; Políticas com horizonte de longo prazo para uso de gás.	Estudo histórico (1950-1970) e com foco na Holanda.
A13	Modelo de otimização MILP <sup>10</sup> de planejamento elétrico acoplado ao <i>upstream</i> .	O gás produzido e queimado eleva ligeiramente as emissões, mas gera alto valor econômico por tonelada adicional emitida (saldo positivo em relação ao uso de carvão e gás)	O termo não é usado explicitamente.	Oscilações de demanda e geração renovável devem afetar.
A14	Análise de 30 cenários de 6 estudos alemães (2021–2022).	Substituir gás por carvão/óleo (na indústria) aumenta CO <sub>2</sub> e contraria metas climáticas logo, evitar esse retrocesso.	Investimentos pesados e de longo prazo em terminais de GNL egasodutos criam dependência em ativos fósseis.	Exportações projetadas por uma razão exp/imp 2021–2022 que flutua.

<sup>10</sup> Mixed-Integer Linear Programming é um problema de otimização com função objetivo linear e restrições lineares, em que parte das variáveis é contínua (reais) e parte é inteira/binária (0/1). É usado para modelar decisões discretas (ligar usina, escolher projeto, abrir fábrica) acopladas a fluxos contínuos (despacho, produção, transporte). Muito usado em energia, logística e finanças.

ID	Metodologia principal	Benefícios ambientais	Riscos de carbon lock-in	Limitações identificadas
A15	Análise de modelo de demanda (DREEM) <sup>11</sup> .	Eletrificação e eficiência reduzem emissões e custos ao contrário de rotas pró GN.	Expansão de redes de GN cria ativos encalhados e dependência.	Preços e políticas incertos.
A16	Revisão sintética de literatura ( <i>Mini-Review</i> ).	Gás natural emite menos CO <sub>2</sub> e poluentes locais (NO <sub>x</sub> , SO <sub>2</sub> , particulados) que carvão e óleo.	Expansão da infraestrutura regional pode ancorar decisões de longo prazo em gás; Carvão volta a dominar a geração até 2040 no Sudeste Asiático.	Natureza de mini-revisão: dependência de fontes secundárias; sem dados originais.
A17	Estudo analítico de política/mercado baseado em revisão e comparação de cenários e literatura (projeções públicas e estratégias da Comissão Europeia/ENTSOG <sup>12</sup> ).	Substituição de carvão por gás reduz emissões no curto prazo, e o gás pode firmar eólicos e solares intermitentes.	A década de 2020 pode induzir novas importações/infraestrutura, mas a demanda cai após 2030 (risco de <i>lock-in</i> tecnológico/regulatório).	Cenários agregados da UE (sem desagregação robusta por país/região); Incerteza sobre medições de metano.
A18	Revisão bibliométrica e análise de conteúdo com análise de citações e cocitações para mapear tendências, atores e lacunas do campo.	A transição energética “maximiza oportunidades” para melhorar o bem-estar humano e ambiental.	Planejamento inadequado pode “aprisionar” países em sistemas custosos e poluentes, minando ganhos de bem-estar.	Uso de apenas duas bases de dados e um idioma não garante cobertura completa da produção; autores sugerem incluir múltiplos idiomas e bases em estudos futuros.

<sup>11</sup> *Dynamic high-Resolution dEmand-side Management*: modelo para simular demanda de energia e gestão do lado da demanda no setor de edifícios. Ele gera perfis em alta resolução com sazonalidade explícita e arquitetura modular que permite simular muitos edifícios em horizontes de curto, médio e longo prazo.

<sup>12</sup> *European Network of Transmission System Operators for Gas*, associação que reúne os operadores das redes de transporte de gás da Europa.

ID	Metodologia principal	Benefícios ambientais	Riscos de carbon lock-in	Limitações identificadas
A19	Revisão sistemática da literatura sobre gás como combustível de transição e codificação; Elaboração de diagramas qualitativos.	Gás natural emite aproximadamente metade do CO <sub>2</sub> dos combustíveis fósseis mais intensivos.	Investimentos em gás podem desviar capital de renováveis e reforçar a infraestrutura fóssil existente; A dependência em rotas tecnológicas fósseis pode atrasar a difusão de tecnologias zero-carbono.	Modelos apresentados são qualitativos (os autores sugerem quantificação).

Fonte: elaborada pelo autor

Tabela 2 - Disponibilidade e Demanda Global por GN

ID	Projeções regionais (demanda/participação; horizonte)	Metodologias de reservas/oferta	Fatores que influenciam a demanda	Cenários futuros (conclusão)
A01	Dois cenários para térmicas (carvão/óleo/gás): • thermo b (2000–2013): térmicas ultrapassam a hidro já em 2022, com >100 GW instalados; • thermo a (1975–2013): cruzamento apenas em 2050, com ~150 GW térmicos.	O artigo não apresenta metodologia própria de estimativa de reservas; Observa que valores de mercado e quantidades do pré-sal ainda contém incertezas.	Sazonalidade: picos de verão; Hidrologia: relação inversa entre energia hidráulica armazenada e despacho térmico.	Cenários oficiais (EPE 2007a) <sup>13</sup> : projetam queda da participação térmica até 2020/2030; os autores mostram que a trajetória real pós-2006 diverge, com maior dependência térmica.
A02	Demandas de gás atinge pico em 2020 (+7,3% REF / +4,3% EW) e cai até 2050 (-72,1% REF / -55,0% EW).	O artigo não estima nem discute metodologias de cálculo de reservas; Oferta obtida através de importações.	IKARUS deriva a demanda final a partir de tendências de população, área habitada, valor agregado bruto e requisitos de transporte.	Queda robusta da demanda até 2050; O gás pode atuar como ponte.

<sup>13</sup> Referência à Matriz Energética Nacional 2030, publicação do Ministério de Minas e Energia (MME) em colaboração com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), de 2007. É o documento de planejamento que traz metas/projeções da matriz até 2030 e que o artigo usa como base para os alvos de 2020 e 2030.

ID	Projeções regionais (demanda/participação; horizonte)	Metodologias de reservas/oferta	Fatores que influenciam a demanda	Cenários futuros (conclusão)
A05	100–700 MW de solar FV: participação na demanda elétrica de ~2,6% (100 MW) a 18,1% (700 MW).	Não apresenta metodologia de reservas. O foco é oferta elétrica via FV e redução de GN na geração.	Perfil diário: pico de 1.000–1.190 MW às 19–20h e vale pela manhã; já a FV pico ~13h, gerando descasamento que exige coordenação/ <i>smart grid</i> .	Expansão de FV com baterias/coordenação reduz consumo de GN e emissões.
A06	A participação do gás no consumo total cresce, mas não atinge 15% em 2030; Dependência de importação: acelera após 2025, chegando a 54% em 2030.	O estudo realiza estimativas de reservas; Oferta modelada por capacidade e contratos.	Crescimento econômico e transição carvão para gás.	2020–2025: expansão de gasodutos reduz a necessidade de GNL; Pós-2025: produção nacional não acompanha a demanda; GNL volta a crescer e a dependência do SOMS aumenta
A08	Participação do gás em 2035 (3 cenários): 16,5% (HMM), 17,3% (plano) e 13,6% (evolução natural).	Não há metodologia própria de reservas ou oferta (p. ex., curvas de produção, custos, declínio). O estudo foca demanda total (cointegração) e estrutura do mix (Markov/HMM).	Determinantes (cointegração): PIB, estrutura industrial, urbanização e preço da energia têm relação estável com a demanda; Estrutura industrial é o fator mais influente.	Projeção de gás entre ~14–17% do mix em 2035 e ~575–732 bcm de demanda, modelando demanda (não reservas/oferta) e sugerindo políticas de DSM e segurança de suprimento para uma transição ordenada.

ID	Projeções regionais (demanda/participação; horizonte)	Metodologias de reservas/oferta	Fatores que influenciam a demanda	Cenários futuros (conclusão)
A10	Hubbert pico 2028 = 4107,8 Bcm, caindo para 3024,9 Bcm em 2050; oferta acumulada 2021–2050: 113,7 Tcm (Hubbert) vs 84,3 Tcm (R/P).	R/P: razão “reservas provadas/produção anual”; assume produção constante e sem adição de reservas; Curva de Hubbert: ajuste logístico (simétrico) da produção acumulada.	Crescimento puxado por setor elétrico e por economias não-OCDE <sup>14</sup> (consumo absoluto mais que dobra até 2040 em vários cenários); Políticas climáticas (Acordo de Paris/ <i>Green Deal</i> ).	Recursos globais (incl. não convencionais) são suficientes para cobrir a demanda acumulada até 2050, desde que haja fortes investimentos no <i>upstream</i> ; porém, isso eleva emissões e exige alinhamento do setor aos marcos de Paris/ODS <sup>15</sup> .
A11	2030: consumo de gás natural projetado em ~640 Bcm, com pico mantido ≈650 Bcm dadas restrições de oferta. Mudança na matriz vs. 2020: carvão –11 p.p.; gás; 2035 (metas de cenário): não fósseis 31,5% da energia primária; óleo 17,5%; intensidade energética –52% vs. 2015; setor terciário 67% do PIB.	O artigo não apresenta método de estimativa de reservas; Modelo relacional economia–energia–emissões, estatística histórica, ajuste de tendências e análise por metas, com cenários de crescimento, intensidade energética e políticas climáticas.	Crescimento econômico e mudança estrutural; Metas climáticas/regulatórias; Intermitência e complementaridade gás–renewáveis.	Projeta elevação do gás até 2030–2035 (com papel de “ponte” até 2040 na geração), sem detalhar método de reservas/oferta, e ancora a viabilidade em políticas de expansão de suprimento, infraestrutura e preços, sempre em coordenação com renováveis.

<sup>14</sup> Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico.

<sup>15</sup> Objetivos de Desenvolvimento Sustentável são 17 objetivos globais definidos pela ONU na Agenda 2030 (adotada em 2015) com metas até 2030 para acabar com a pobreza, proteger o planeta e promover prosperidade, entre outros.

ID	Projeções regionais (demanda/participação; horizonte)	Metodologias de reservas/oferta	Fatores que influenciam a demanda	Cenários futuros (conclusão)
A14	Faixa de demanda 2030: 455–942 TWh, indicando grande incerteza agregada; Até 2025: em alguns modelos (REMIND <sup>16</sup> /REMod <sup>17</sup> ), a demanda sobe até 2025 e depois cai abaixo de 2022; diferenças decorrem da substituição de carvão por gás na geração elétrica vs. maior uso de Energias renováveis.	O artigo não aplica metodologias de reservas; Oferta projetada: cenário conservador sem Rússia. GNL a 90% da capacidade.	Preços e economia de gás. Relação entre preço do gás e economia é documentada; Residencial/comercial, indústria, estrutura do sistema elétrico.	As projeções de consumo dos estudos recentes não são compatíveis com segurança de suprimento sem ajustes de importação, queda de demanda e aceleração da eletrificação/renováveis.
A16	O artigo não elabora projeções próprias; Tendência BAU: sob <i>Business as Usual</i> , o carvão tende a substituir o gás como fonte dominante de geração até 2040.	<i>Mini-review</i> compila dados de reservas provadas por país; Discute rotas de gás natural sintético e tecnologias a gás, sem modelagem de oferta quantitativa.	Preço e competitividade: maior dependência de importações torna o gás menos competitivo; Políticas públicas.	Papel do gás (curto/médio prazo): vetor-chave da transição na ASEAN; flexibilidade das usinas a gás facilita integrar solar/eólica.
A17	Após 2030, a demanda de gás tende a cair rapidamente, chegando à metade do nível da década de 2010 entre 2040–2050.	Compila cenários públicos (IEA, BP, Equinor, Shell/EC) para projeções de reservas; Oferta/rotas tecnológicas: discute vias de suprimento/descarbonização, não métodos de quantificação.	Política climática (COP21/net-zero); Financiamento público; Boa aceitabilidade ambiental.	Para reter mercado e infraestrutura, a UE precisará escalar gases zero-carbono (biometano, H <sub>2</sub> ) e descarbonizar o metano.

Fonte: elaborada pelo autor

<sup>16</sup> Modelo integrado energia–economia–clima (IAM) global, multirregional, que combina um núcleo macroeconômico de crescimento com um módulo detalhado do sistema energético e resolve um problema intertemporal de investimento/uso de energia sob restrições climáticas e de recursos.

<sup>17</sup> Modelo nacional de sistema de energia (Fraunhofer ISE) com otimização de custos baseada em simulação, hora a hora, que dimensiona geração, armazenamento, conversores e cargas para atender o balanço energético com meta de neutralidade/límite de CO<sub>2</sub> ao menor custo.

Tabela 3 - Integração do GN com Energias Renováveis

ID	Flexibilidade operacional (firming/peak/anciliares)	Capacidade de rampa (indicadores)	Tecnologias de armazenamento / acoplamento	Casos práticos / contexto
A01	GN como <i>backup/peaking</i> e provedor de serviços anciliares para acomodar VRE (Variable Renewable Energy).	Não quantificada no estudo; Indica rampa rápida de térmicas a GN em geral.	Necessidade de armazenamento e smart grids para reduzir dependência do GN.	No Brasil nos picos sazonais (verão), o ONS <sup>18</sup> contrata mais térmicas como plano de contingência.
A04	GN como <i>storage via line-packing</i> torna parte da geração renovável despatchável (até 34% da solar e 4% da eólica), atuando como <i>firming</i> e <i>peak-shaving</i> quando há excedentes.	Resposta do sistema via <i>line-packing</i> .	Armazenamento: própria rede de gás ( <i>line-packing</i> ); Acoplamento setorial ( <i>Power-to-Gas</i> ): PEM eletrolisadores <sup>19</sup> ( $H_2$ pressurizado) + caldeiras/CHP conectadas à rede para converter eletricidade renovável em calor.	Itália (2019–2064): coordenação gás-eletricidade em cenário nacional; Uso da rede como único <i>storage</i> abiliza até 65% de participação renovável.
A05	<i>Firming</i> via gás: com 2.062 MW instalados.	Pico noturno (gás) e pico diurno (solar) implica rampas do parque a gás ao entardecer, mas sem quantificação no estudo.	<i>Smart energy systems</i> que integrem renováveis, <i>storage</i> e tecnologias elétricas do lado do usuário para estabilidade e distribuição eficientes.	Trinidad e Tobago: 100–700 MW FV com ganho econômico e ambiental.

<sup>18</sup> Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é a entidade (privada, sem fins lucrativos, fiscalizada pela ANEEL) que opera, em tempo real, o Sistema Interligado Nacional (SIN), a malha de geração e transmissão de alta tensão do Brasil.

<sup>19</sup> *Polymeric Electrolyte Membrane* ou membrana de troca de prótons é um eletrólito polimérico sólido que conduz prótons ( $H^+$ ), isola elétrons e barra gases ( $H_2/O_2$ ). Os eletrolisadores PEM conseguem modular rapidamente para absorver picos de renováveis e injetar  $H_2$  pressurizado na rede, ajudando em *firming/peak-shaving*.

ID	Flexibilidade operacional (firming/peak/anciliares)	Capacidade de rampa (indicadores)	Tecnologias de armazenamento / acoplamento	Casos práticos / contexto
A09	Eletrificação pode elevar a coincidência de cargas e pressionar a rede em picos elétricos, pedindo medidas de flexibilidade e armazenamento de curto prazo no desenho futuro do sistema.	Não há métricas de rampa (MW/min, <i>ramp-rate</i> ) nem análise de gradientes intra-diários; a escala do trabalho é mensal.	Armazenamento de longo prazo: o texto aponta <i>pumped-hydro</i> como tecnologia mais difundida, porém geograficamente limitada; Indica hidrogênio como a principal alternativa escalável para armazenamento de longo prazo.	Reino Unido (distrito): planejamento urbano-energético; CHP mais eficiente (célula a combustível), eletrificação parcial com HP e eletrificação completa (sem CHP).
A13	O modelo despecha geração hora a hora com balanço carga-geração e limite máximo por tecnologia.	Não há parâmetros/indicadores de rampa; o despacho é agregado por hora.	Armazenamento elétrico ou de gás: não modelado; Acoplamento tratado é “gás-para-energia” com integração do <i>upstream</i> .	Líbano: CCGT/OCGT <sup>20</sup> , PV e eólica onshore; metas de 18% e 30% de renováveis em 2030.
A16	Define o gás natural como altamente flexível e cita turbinas de pico (“ <i>peaking combustion turbines</i> ”) aptas a seguir variações de demanda e de geração renovável intermitente.	Indicador qualitativo: as turbinas a gás podem aumentar/reduzir a geração em menos de 1 hora para responder a flutuações de carga e de solar/eólica.	Infraestrutura existente de gás (inclui armazenamento, transporte e distribuição) como alavanca para integrar combustíveis renováveis gasosos (ex.: biogás).	Tailândia: forte base a gás viabiliza integrar solar em escala utilidade graças à flexibilidade do sistema; Brunei e Cingapura: alta participação de gás abre caminho para eólica offshore e para atuarem como hubs flexíveis de eletricidade e gás.

<sup>20</sup> Open-Cycle Gas Turbine (OCGT): usina térmica com turbina a gás em ciclo aberto; Combined-Cycle Gas Turbine (CCGT): usina térmica com turbina a gás em ciclo combinado.

ID	Flexibilidade operacional (firming/peak/anciliares)	Capacidade de rampa (indicadores)	Tecnologias de armazenamento / acoplamento	Casos práticos / contexto
A17	Gás como “backup” para eólica e solar, para firmar a geração variável, sobretudo nos anos 2020.	Não apresenta métricas ou indicadores de rampa.	<i>Power-to-Gas</i> (P2G): uso de excedentes eólico-solar para eletrolisar água e produzir H <sub>2</sub> ; Conversão parcial de redes gás para hidrogênio e um possível “hydrogen backbone”.	UK e Holanda: únicos países com consideração séria a reforma de metano + CCS para H <sub>2</sub> em larga escala; Itália e Espanha: avaliando importar H <sub>2</sub> renovável do Norte da África.
A19	O estudo atribui “confiabilidade energética” em três itens: intermitência, flexibilidade e demanda de pico e afirma que usinas a gás podem acompanhar renováveis para suavizar a intermitência e estabilizar a rede.	O artigo não fornece indicadores quantitativos de rampa.	Vetores energéticos para armazenamento: baterias elétricas, água represada ( <i>pumped hydro</i> ) e hidrogênio.	O artigo não cita casos práticos de integração do GN com energia renovável.

Fonte: elaborada pelo autor

Tabela 4 - Perspectivas Regionais para GN

Região	Estratégia (2030–2050)	Particularidades do sistema/mercado	Desafios específicos	Políticas/instrumentos adotados	IDs
China	Curto prazo: ampliar GN para substituir carvão ( <i>coal-to-gas</i> ) e garantir segurança; médio/longo: crescer <i>Renewable Energy</i> (RE) e preparar malha (dutos/hubs/armazenagem)	Alta dependência de importação (~54% em 2030); SOMS 39–40% (2020–25) com tendência de alta depois; sensibilidade do GNL ±~17 Mt para ±5% na demanda; estrutura	Volatilidade de preços externos/fretes; riscos geopolíticos; <i>overbuild</i> de dutos/armazenagem; conciliar metas <i>dual carbon</i> com segurança; necessidade de <i>Demand-Side</i>	<i>Coal-to-gas / oil-to-gas</i> ; metas <i>dual carbon</i> ; expansão de dutos/hubs/armazenagem e <i>peak-shaving</i> ; diversificação de origens (ex.: efeitos de Qatar –0,5 p.p.; Yamal ~nulo).	A11, A08, A06

Região	Estratégia (2030–2050)	Particularidades do sistema/mercado	Desafios específicos	Políticas/instrumentos adotados	IDs
	para reduzir intensidade de carbono. Âncoras numéricas: ~640–650 bcm (2030); 2035: 575–732 bcm; participação 16,5–17,3%.	setorial: urbano ~170 bcm, indústria ~180 bcm, geração >250 bcm (<2040).	<i>Management</i> (DSM).		
Europa (UE)	Curto prazo (2023–30): poupança ~17,6%, manter fluxos de gasodutos (nível 2022), uso criterioso de GNL; H <sub>2</sub> não substitui GN no curto prazo. Longo prazo (2050): portfólio com biometano + P2G (~100–150 bcm) e H <sub>2</sub> a partir de metano (CCS/pirólise); repurpose de redes.	Demanda concentrada em poucos países; N-1 depende de estoques (Kmax=291 TWh) e elevada utilização de GNL (~90%) nos cenários; contratos de metano sem abatimento ficam difíceis pós-2030; declínio da produção regional.	<i>Gaps</i> 28/30 cenários sem medidas; <i>lock-in</i> via expansão de GNL; incerteza geopolítica; custos e rampa de eletrólise; necessidade de certificação de gases.	ETS <sup>21</sup> /Preço de carbono, possível CBAM <sup>22</sup> ; EU Hydrogen Strategy (6 GW 2020–24; 40 GW até 2030; investimentos: €24–42 bi em eletrólise; €220–340 bi para 80–120 GW RE dedicadas; €11 bi CCS; €65 bi em redes/armazenamento); campanhas de poupança e diversificação.	A14, A17, A02, A03

<sup>21</sup> *Emissions Trading System* (sistema de comércio de emissões): define-se um teto de CO<sub>2</sub>e e emite-se um número finito de permissões. Cada emissor deve entregar permissões iguais às suas emissões medidas/relatadas/verificadas, podendo comprar ou vender no mercado. É o caso do EU ETS (União Europeia).

<sup>22</sup> CBAM (*Carbon Border Adjustment Mechanism*) é o mecanismo da UE que cobra um preço de carbono sobre bens importados com altas emissões incorporadas, para igualar o custo de carbono dos produtos estrangeiros ao dos produzidos na UE (evita *carbon leakage*).

Região	Estratégia (2030–2050)	Particularidades do sistema/mercado	Desafios específicos	Políticas/instrumentos adotados	IDs
Brasil	Diretriz: usar GN como <i>flex/peaking</i> para firmar RE e cobrir hidrologia, evitando base; expandir RE/armazenamento e smart grids.	Sistema hidro-térmico com variabilidade hidrológica e acionamento térmico em secas; potencial do pré-sal com incertezas; dependência da malha elétrica interligada.	Risco de dominância térmica e aumento de emissões se GN virar base; ativos encalhados em expansão térmica; cumprimento do PNMC <sup>23</sup> ; volatilidade de preço de GN.	Instrumentos de geração distribuída (ex.: Res. ANEEL 482/2012), PDE/EPE; leis de geração; priorização de armazenamento e integração VRE; uso do GN como backup.	A01

Fonte: elaborada pelo autor

Tabela 5 - Inovações Tecnológicas referentes ao GN

ID	Tecnologia emergente (foco)	Estágio de desenvolvimento	Potencial de aplicação	Pré-requisitos/condições	Limitações/risco
A02	Conversão de dutos que transportam GN para H <sub>2</sub> .	Pré-projeto/planejamento (modelagem de capacidade).	Converter/adequar gasodutos e estações para H <sub>2</sub> ; Reduzir <i>over-build</i> de nova rede.	Planejamento de expansão integrado a cenários de transição ( <i>Energiewende</i> <sup>24</sup> ), considerando segurança energética (importação, suprimento, custo) e risco de ativos encalhados.	<i>Lock-in</i> : investir hoje em aparelhos a gás pode gerar custos de troca e travar a transição.

<sup>23</sup> Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC), é a lei-quadro brasileira para clima, que organiza metas, planos e instrumentos para mitigação de GEE e adaptação.

<sup>24</sup> *Energiewende* é a transição energética alemã, um conjunto de políticas, metas e instrumentos para transformar o sistema energético do país rumo a baixas emissões. Tem foco em expansão de renováveis na eletricidade e em calor e transportes, eficiência energética, saída de combustíveis fósseis e redução estrutural do uso de gás ao longo do tempo, desativação da energia nuclear, eletrificação e acoplamento setorial.

ID	Tecnologia emergente (foco)	Estágio de desenvolvimento	Potencial de aplicação	Pré-requisitos/condições	Limitações/risco
A03	Gases sintéticos e H <sub>2</sub> ( <i>power-to-gas</i> ). .	Ausência de planos concretos para gases sintéticos pela incerteza de mercado consumidor.	Uso de H <sub>2</sub> /sintéticos como justificativa para expandir GNL; possível ponte discursiva.	Governança que vincule H <sub>2</sub> a metas/clima; evitar subsídios que perpetuem GN.	Risco de <i>lock-in</i> se H <sub>2</sub> virar “álibi” para ativos fósseis; Custos/escala incertos.
A04	<i>Power-to-Gas</i> (P2G) com eletrólisadores PEM para produzir H <sub>2</sub> .	Piloto/demonstração (otimização com limites físicos).	<i>Firming</i> e <i>peak-shaving</i> de VRE; redução de <i>curtailment</i> ; Rede atua como armazenamento.	Eletrolisadores, interligação gás-eletricidade, limites de <i>blending</i> ; operação coordenada.	Demandas agregadas; Troca de componentes e ajustes para receber H <sub>2</sub> .
A09	H <sub>2</sub> para armazenamento sazonal; Célula combustível CHP; HP ( <i>heat pump</i> ).	Piloto/pré-comercial (escala distrital).	H <sub>2</sub> para usos onde a eletrificação é difícil; flexibilidade em picos sazonais.	Infraestrutura de gás deve evoluir para misturas GN+H <sub>2</sub> ; Integração térmica local.	Custos de H <sub>2</sub> e CCS incertos; Necessidade de buffers térmicos.
A14	Uso de FSRUs <sup>25</sup> e previsão de terminais terrestres; H <sub>2</sub> como possível substituto do GN.	FSRUs já comissionadas; terminais fixos em construção/planejamento; <i>ramp-up</i> de H <sub>2</sub> incerto até 2030.	GNL: reforço da segurança de suprimento no curto/médio prazo; H <sub>2</sub> em indústria e em turbinas para eletricidade/calor.	GNL: capacidade, licenciamento e aceitação social; H <sub>2</sub> : exigiria aceleração de infraestrutura.	Risco sistêmico de suprimento: 28 de 30 cenários apresentam <i>gap</i> de gás em pelo menos um ano até 2030; Ambientais: metano (vazamentos).

<sup>25</sup> *Floating Storage and Regasification Unit* (FSRU) é um navio que funciona como terminal flutuante de GNL. Ele armazena GNL nos tanques criogênicos e regaseifica a bordo, enviando o gás por um duto até a costa/rede.

ID	Tecnologia emergente (foco)	Estágio de desenvolvimento	Potencial de aplicação	Pré-requisitos/condições	Limitações/risco
A16	Geração avançada a gás: NGCC (ciclo combinado a gás natural), CCS (captura e armazenamento de carbono); Hidrogênio de GN + CCS; Gás natural sintético (SNG)/ <i>power-to-gas</i> .	Classifica NGCC/células/microturbinas/híbridos como tecnologias avançadas sem quantificar estágio; H <sub>2</sub> de GN + CCS em estágio conceitual/demonstrativo; SNG, há base comercial/estabelecida.	Infraestrutura de GN existente facilita integrar combustíveis gasosos renováveis; SNG de biomassa/resíduos pode ser injetado na rede após <i>upgrade</i> .	Políticas e marcos: expandir estruturas para usar o GN como mediador da integração renovável; Planejamento regional: gasodutos.	CCS: implantação limitada por aceitação social/política; Barreiras econômicas: alto CAPEX, financiamento e retorno de gasodutos/LNG; risco de perda de competitividade com importações.
A17	Reforma de metano + CCS para produzir H <sub>2</sub> (distribuição em rede); <i>Power-to-Gas</i> (P2G) por eletrólise; Conversão de gasodutos/redes para transportar H <sub>2</sub> .	H <sub>2</sub> por reforma + CCS para distribuição em rede seria desenvolvimento inédito em grande escala.	H <sub>2</sub> P2G ~50 bcm em 2050; Aplicação em rede (residencial/comercial/industrial) via conversão/novas redes de H <sub>2</sub> .	Se optar por H <sub>2</sub> em rede, é preciso converter redes/clientes para H <sub>2</sub> ou metanizar H <sub>2</sub> (com perdas de eficiência e custos).	Custos de H <sub>2</sub> várias vezes acima do gás natural; Barreiras políticas (CCS <i>onshore</i> ), logística ( <i>offshore</i> ), e engenharia/regulatórias (converter redes/qualidade do H <sub>2</sub> ).

Fonte: elaborada pelo autor

#### 4.3. Análise e discussão dos resultados apresentados nas tabelas 1, 2, 3, 4 e 5

A Tabela 1 sintetiza como os dezenove artigos selecionados tratam o GN como “combustível de transição”, confrontando, em cada caso, benefícios ambientais de curto prazo com riscos de *carbon lock-in* e as principais limitações metodológicas dos estudos. Em conjunto, os resultados apontam para um cenário ambíguo: o GN aparece, simultaneamente, como instrumento relevante para reduzir emissões no curto prazo, principalmente onde substitui diretamente o carvão, e como vetor de novos bloqueios estruturais caso sua expansão seja acompanhada de grandes investimentos em infraestrutura com vida útil de várias décadas.

Os artigos que trabalham com sistemas elétricos ou matrizes dominadas historicamente por fontes mais intensivas em carbono enfatizam os ganhos imediatos. Nos estudos em que o GN substitui diretamente carvão e óleo em geração elétrica ou aquecimento, acontece uma redução clara de emissões específicas de CO<sub>2</sub> e a melhora relativa de indicadores ambientais. Nesses contextos, o GN é descrito como uma ponte que permite ganhos rápidos de qualidade do ar e redução da intensidade de carbono sem rompimentos bruscos na segurança energética ou nos custos para consumidores e indústria. Essa visão é bastante nítida em cenários que projetam o gás como elo intermediário entre um passado fóssil pesado em carvão e um futuro com maior participação de renováveis e, eventualmente, hidrogênio de baixo carbono (hidrogênio produzido através da eletrólise da água e eletricidade renovável, por exemplo oriunda de energia solar fotovoltaica e eólica).

Por outro lado, a Tabela 1 mostra que essa leitura favorável não é universal dentro dos artigos consultados. Em contextos como o sistema elétrico brasileiro (A01), em que a base histórica de geração é predominantemente hídrica, a expansão do GN não significa “descarbonizar o carvão”, mas sim substituir uma fonte de baixas emissões por térmicas a gás. Os resultados mostram que, nesse tipo de matriz, o GN tende a aumentar as emissões agregadas ao invés de reduzir, ao mesmo tempo em que cria um novo caminho tecnológico baseado em térmicas e gasodutos, em contraste com os cenários oficiais mais “verdes”. A literatura analisada sugere, portanto, que o balanço ambiental do GN depende fortemente do ponto de partida de cada país ou região e do que está sendo efetivamente substituído.

A dimensão do *carbon lock-in* aparece de forma recorrente na Tabela 1, ainda que com intensidades diferentes entre si. Os artigos apontam que gasodutos, terminais de GNL, usinas a ciclo combinado e redes de distribuição são ativos com horizontes de retorno prolongados, que tendem a influenciar decisões futuras. Uma vez construídos, eles criam incentivos econômicos e políticos para manter altos níveis de utilização do GN, mesmo quando alternativas renováveis se tornam tecnologicamente maduras e até mais baratas. Estudos dedicados a terminais de GNL e à expansão de infraestrutura em países já avançados na transição (como os casos europeus incluídos) mostram que o gás pode deixar de ser “ponte” e transformar-se em um obstáculo, especialmente quando discursos sobre futuros usos com hidrogênio ou gases sintéticos são mobilizados para legitimar investimentos que, na prática, reforçam a dependência fóssil por décadas.

Do ponto de vista metodológico, a Tabela 1 revela uma predominância de estudos de cenários e modelagens (regressões de séries históricas, modelos energéticos *bottom-up*, otimizações de rede, modelos em painel econométrico, dinâmicas de sistemas), frequentemente

calibrados com dados mais recentes e projeções de organismos internacionais. Essa diversidade metodológica é importante, pois permite observar o GN a partir de diferentes lentes (técnicas, econômicas, geopolíticas). Ao mesmo tempo, as limitações registradas (como janelas temporais curtas, dependência de hipóteses sobre crescimento do PIB e custo das tecnologias, incertezas em reservas e emissões de metano) indicam que os resultados devem ser lidos como cenários condicionais, e não como previsões deterministas.

Em resumo, a Tabela 1 sugere que o cenário mais provável para o GN, com base na literatura selecionada, não é o de uma “ponte neutra” e universalmente benéfica, mas o de um combustível cuja contribuição para a transição dependerá de três condições centrais: em que medida substitui fontes mais intensivas em carbono, em vez de deslocar renováveis consolidadas; o quanto seu uso é delimitado no tempo e em termos de infraestrutura, para evitar bloqueios de longo prazo; e que políticas são adotadas para controlar emissões de metano, orientar investimentos e garantir que o papel transitório não se torne um novo regime de dependência fóssil.

A Tabela 2 organiza as evidências dos artigos sobre a disponibilidade física de GN, as projeções de demanda e participação na matriz energética, as metodologias de análise de reservas e os principais fatores que influenciam o consumo futuro. Em termos gerais, os estudos convergem para um diagnóstico importante: do ponto de vista geológico e de reservas comprovadas, incluindo recursos não convencionais, não há escassez iminente de GN até meados do século XXI. Ou seja, o limite à expansão do gás não é especialmente físico, mas sim político, climático e econômico.

Os trabalhos que se dedicam diretamente a reservas e disponibilidade global mostram que, mesmo sob cenários conservadores, a razão reservas/produção e as curvas de Hubbert indicam volumes suficientes para sustentar níveis significativos de consumo até 2050, se não houver restrições climáticas mais rígidas. Em paralelo, cenários produzidos por empresas e agências (BP, IEA, IRENA, entre outras) projetam faixas de demanda global que, mesmo sendo divergentes entre si, permanecem em patamares compatíveis com essa base de recursos. Esses resultados são reforçados por estudos regionais, como os que falam da demanda chinesa de GN até 2035, sugerindo trajetórias em que o gás aumenta sua participação na matriz primária, atingindo dois dígitos percentuais antes de estabilizar ou recuar em função de políticas de neutralidade de carbono.

Contudo, a Tabela 2 também mostra que essas projeções de demanda são bastante sensíveis às hipóteses sobre ritmo de descarbonização, eletrificação e políticas climáticas. No caso chinês, por exemplo, os modelos indicam que a combinação de crescimento econômico, urbanização, substituição de carvão em setores intensivos em energia e metas de “duplo

carbono”<sup>26</sup> criam uma trajetória em que o consumo de GN cresce de forma expressiva até 2030 e se estabiliza ou declina apenas a partir do momento em que renováveis, eficiência e eletrificação conseguem conter o avanço da demanda agregada. Em cenários europeus, a crise de gás recente e os compromissos com neutralidade até 2050 fazem com que a literatura mostre um pico de consumo já na década de 2020, seguido de queda relativamente rápida, ainda que com incertezas relevantes quanto à velocidade desse ajuste.

Quanto à metodologia, a Tabela 2 contempla abordagens mais variadas: desde modelos de cointegração e cadeias de Markov para projetar a estrutura energética, até modelos dinâmicos que integram oferta interna, importações por gasoduto, GNL e choques de demanda. Algo comum é o uso de cenários múltiplos (*business as usual*, transição moderada, transição acelerada) que explicitam o papel das escolhas políticas. Em muitos casos, as incertezas em torno de reservas não estão tanto na existência física do recurso, mas na viabilidade econômica de sua exploração em diferentes regimes de preço e regulação ambiental.

A Tabela 2 evidencia ainda que os fatores que impulsionam ou freiam a demanda de GN são contextuais. Em economias emergentes, a substituição do carvão em geração elétrica e aquecimento urbano, a expansão industrial e a busca por melhoria da qualidade do ar tendem a sustentar o crescimento do gás nas próximas décadas. Em regiões maduras, como a Europa, os fatores que contêm o consumo são mais visíveis: metas de emissões cada vez mais restritivas, eletrificação de transportes e aquecimento, ganhos de eficiência energética e, mais recentemente, o choque de preços e de oferta associado a crises geopolíticas. As tabelas mostram que, à medida que os países anunciam metas de neutralidade, aumenta a probabilidade de o GN enfrentar uma espécie de pico de aceitação política.

A síntese da Tabela 2 sugere um cenário em que o GN permanece relevante até 2030–2040, mas dificilmente poderá ser consumido na totalidade de suas reservas estimadas se os compromissos de Paris forem levados a sério. Isso implica um risco crescente de ativos encalhados, tanto no *upstream* quanto na infraestrutura de transporte e regaseificação, e reforça que a discussão sobre “disponibilidade” não pode ser lida apenas como abundância geológica, mas

---

<sup>26</sup> A expressão “duplo carbono” (*shuang tan*) designa o conjunto das duas metas nacionais anunciadas pelo governo da China: atingir o pico das emissões de dióxido de carbono antes de 2030 e alcançar a neutralidade de carbono até 2060. A expressão passou a ser usada como atalho para a agenda de reformas energéticas e industriais orientadas por essas metas, incluindo mudanças na matriz elétrica, expansão de fontes renováveis, maior uso de gás natural, desenvolvimento de tecnologias de baixo carbono e instrumentos de mercado, como sistemas de comércio de emissões. Metas parecidas também existem em outros países, utilizando outros rótulos que não “duplo carbono” (por exemplo: *net-zero*, *carbon neutrality etc.*)

deve incorporar o teto de emissões que sociedades e reguladores estarão dispostos a tolerar nas próximas décadas.

A Tabela 3, que trata da integração com as energias renováveis, focaliza o papel do GN na integração de fontes renováveis variáveis (eólica, solar fotovoltaica) e em sistemas energéticos híbridos, destacando flexibilidade operacional, capacidade de rampa, tecnologias de armazenamento/acoplamento e estudos de caso. A partir da comparação dos artigos, emerge um quadro em que o GN cumpre, no curto e médio prazo, um papel importante como “amortecedor” da variabilidade renovável, mas progressivamente cede espaço a outras formas de flexibilidade (armazenamento elétrico, hidrogênio, demanda gerenciável) enquanto a transição avança.

Nos sistemas elétricos analisados, o GN aparece de forma recorrente como a tecnologia capaz de oferecer serviços de *firming*, *peaking* e reserva girante, graças à rapidez de partida, à capacidade de modular carga em curtos intervalos de tempo e à infraestrutura já disponível. Em contextos em que a matriz é fortemente fóssil, como em países cuja geração é 100% a gás, a introdução de usinas solares de grande porte reduz o uso de GN, libera volumes para exportação ou uso industrial de maior valor agregado e diminui emissões, sem comprometer a confiabilidade do sistema. Nesse tipo de cenário, as simulações mostram que o GN passa a operar mais como *backup* e complemento da solar e menos como base de carga.

Em outros momentos, os artigos exploram arranjos em que a própria rede de GN é utilizada como mecanismo de armazenamento energético, por meio da produção de hidrogênio verde via eletrólise (*Power-to-Gas*) em momentos de excedente e da injeção desse H<sub>2</sub> na malha de gás natural. Os resultados desses modelos indicam que o sistema consegue absorver variações sem grandes investimentos adicionais em participações renováveis ainda moderadas. Porém, em níveis mais altos de penetração de renováveis, o acoplamento entre eletricidade e gás torna-se essencial para evitar desperdício de geração (*curtailment*) e garantir o abastecimento térmico. Nessa leitura, o GN e sua infraestrutura passam a ser menos um fim em si e mais um meio para viabilizar um sistema dominado por renováveis, desde que se aceite algum grau de mistura GN+H<sub>2</sub> e se prepare a rede para essa transição.

A Tabela 3 também mostra que, no nível urbano e distrital, as combinações entre GN, cogeração (CHP), bombas de calor e hidrogênio produzem trajetórias bastante diferentes de demanda sazonal e de pico. Em cenários de eletrificação intensiva sem planejamento de flexibilidade, a demanda elétrica pode aumentar significativamente nos meses frios, pressionando a rede e exigindo reforços de infraestrutura. Quando CHP a gás ou a hidrogênio e soluções de armazenamento térmico entram no cenário, é possível suavizar esses picos, reduzir a

necessidade de capacidade de geração puramente elétrica e fazer um uso mais eficiente do combustível. Nesses casos, o GN e seus derivados aparecem como peças de um mosaico mais complexo de tecnologias, e não como solução isolada.

Um elemento importante evidenciado pela Tabela 3 é que muitos estudos não quantificam de forma detalhada a “capacidade de rampa” em termos clássicos (MW/min, *ramp-rate*), mas tratam a flexibilidade de maneira mais agregada (por exemplo, comparando configurações de portfólio, custos de operação e necessidade de reserva em cenários com diferentes combinações de GN e renováveis). Ainda assim, a mensagem central é consistente: o GN facilita a integração inicial de renováveis, reduz custos de transição e oferece uma “margem de segurança” operacional. Ao mesmo tempo, vários trabalhos alertam que, se essa flexibilidade for usada para justificar a construção de grandes volumes adicionais de capacidade fóssil, em vez de acelerar o desenvolvimento de alternativas de armazenamento e gestão de demanda, a médio prazo o resultado pode ser uma dependência prolongada do GN e uma transição mais lenta do que o necessário.

Dessa forma, a leitura da Tabela 3 sugere que, nas próximas décadas, o GN tende a ocupar um papel de tecnologia ponte de flexibilidade: relevante e, em muitos sistemas, ainda indispensável para acomodar a expansão de renováveis, mas gradualmente substituível por soluções mais compatíveis com a neutralidade de carbono. O desafio indicado pela literatura é usar essa flexibilidade a favor da transição, reduzindo emissões e viabilizando renováveis, e não como justificativa para adiar investimentos em armazenamento, redes inteligentes e eletrificação eficiente dos usos finais.

A Tabela 4, focada nas perspectivas regionais do GN, organiza as contribuições dos artigos segundo recortes regionais, com ênfase em China, Europa e Brasil, permitindo comparar estratégias, particularidades estruturais, desafios específicos e políticas associadas ao GN em cada contexto. A partir dessa síntese, torna-se claro que não existe um caminho único para o GN na transição energética. O papel atribuído ao gás é profundamente moldado pela matriz de origem, pela disponibilidade de recursos, pela geopolítica e pelas metas climáticas de cada região.

No caso chinês, a Tabela 4 revela uma narrativa relativamente coerente entre diferentes estudos. O GN é visto como peça central de uma estratégia de curto e médio prazo para reduzir a dependência de carvão, melhorar a qualidade do ar urbano e, ao mesmo tempo, sustentar o crescimento econômico. As projeções indicam aumento expressivo do consumo de GN até por volta de 2030–2035, com elevação da participação do gás na matriz primária e forte concentração do consumo em três grandes blocos: centros urbanos, indústria e geração elétrica. Ao

mesmo tempo, os artigos apontam para a crescente vulnerabilidade associada a esse movimento: aumento da dependência de importações, expansão do GNL e exposição a gargalos logísticos e rotas estratégicas de transporte. A resposta combina diversificação de fornecedores, expansão de gasodutos, estímulo à produção doméstica (inclusive gás não convencional) e, mais recentemente, coordenação com metas de pico de carbono e neutralidade.

Na Europa, o quadro é mais ambivalente e mais tenso. Os estudos reunidos na Tabela 4 mostram que, por um lado, o GN foi historicamente promovido como combustível de transição, associado à substituição de carvão, à flexibilidade para firmar renováveis e à segurança energética baseada em gasodutos e GNL. Por outro lado, a crise de gás recente e a necessidade de reduzir rapidamente emissões colocaram dúvidas sobre essa narrativa. Cenários pós-crise, especialmente para países como a Alemanha, colocam a possibilidade de lacunas de oferta em vários anos até 2030, mesmo considerando a nova infraestrutura de GNL e o uso intensivo de estoques, o que pressiona políticas de redução estrutural da demanda. Em paralelo, estudos sobre terminais de GNL e redes de transporte alertam para o risco de *lock-in* se a expansão da infraestrutura for maior do que o compatível com trajetórias de neutralidade de carbono: ativos podem ficar ociosos ou pressionar por prolongamento do uso do GN além do que era desejável. Assim, ganha força a ideia de gases descarbonizados (biometano, hidrogênio) como forma de preservar, em parte, a utilidade da infraestrutura existente, ainda que com desafios relevantes de custo, certificação de emissões e aceitação regulatória.

O Brasil, por sua vez, apresenta uma situação singular entre as grandes economias. O país parte de uma matriz elétrica historicamente limpa, fortemente baseada em hidreletricidade, e descobre reservas volumosas de GN associadas ao pré-sal ao longo das últimas décadas. A Tabela 4 mostra em Vahl e Casarotto (2015) que o caso brasileiro enfatiza a tensão entre a oportunidade de monetizar essas reservas e usar GN como garantia de suprimento em períodos de seca ou de crescimento da demanda, assim como o risco de degradar o perfil de emissões de um sistema que, até aqui, era referência de baixa intensidade carbônica. As projeções para a expansão de térmicas a gás indicam que, mantida a trajetória de leilões e políticas atuais, o Brasil pode caminhar para uma matriz elétrica mais dependente de fósseis, em contraste com a imagem “verde” projetada oficialmente e com as ambições de transição anunciadas internacionalmente.

Comparando os três recortes, a Tabela 4 sugere que o GN tende a cumprir funções diferentes: na China, é ponte necessária entre carvão e um futuro mais renovável; na Europa, é combustível em processo de reavaliação acelerada, cujo espaço está sendo comprimido por metas climáticas e por choques geopolíticos; no Brasil, é potencial vetor de re-fossilização de uma

matriz relativamente limpa, caso prevaleçam decisões de curto prazo centradas na exploração de reservas e na expansão térmica. Em todos os casos, porém, a literatura aponta que o cenário futuro do GN dependerá menos da geologia e mais das escolhas políticas e regulatórias, em especial da capacidade de definir limites temporais e setoriais claros para o uso do gás, de articular sua expansão ou retração com metas climáticas e de evitar que a lógica de investimentos de longo prazo transforme o combustível de transição em um novo regime de dependência estrutural.

A Tabela 5, que apresenta as inovações tecnológicas referentes ao GN sintetiza as principais inovações tecnológicas associadas ao gás natural identificadas na literatura analisada, organizando-as em tipo de tecnologia, estágio de desenvolvimento, potencial de aplicação, pré-requisitos e limitações/risco. Diferente das tabelas anteriores, que eram mais centradas em cenários, demanda, integração com renováveis e recortes regionais, esta tabela foca na frente de inovação que pode definir o papel do gás na transição energética. Ao invés de tratar apenas do GN fóssil convencional, os estudos passam a discutir gases de baixo carbono (hidrogênio, biometano, metano sintético), processos de *power-to-gas*, reuso da infraestrutura existente, tecnologias mais eficientes de conversão e modelos de planejamento integrados entre eletricidade e gás. Em conjunto, esses elementos permitem imaginar um cenário no qual o sistema gasífero deixa de ser apenas vetor de combustíveis fósseis e passa a ser também uma plataforma para a circulação de novos vetores energéticos.

Um primeiro grupo de inovações abordadas na Tabela 5 fala do reaproveitamento e adaptação da infraestrutura de gás natural. Vários artigos exploram a possibilidade de utilizar a rede existente de gasodutos, estações de compressão e instalações de armazenamento para misturas GN+H<sub>2</sub> ou para transporte de hidrogênio em proporções crescentes. Os estudos que modelam sistemas nacionais (como o caso italiano) mostram que, até certos limites de participação renovável e fração de H<sub>2</sub> na mistura, a rede pode funcionar como meio de armazenamento energético, aliviando picos de geração e reduzindo *curtailment*. Ao mesmo tempo, trabalhos focados na Europa discutem o potencial de, no futuro, direcionar a capacidade de transmissão hoje dedicada ao GN para gases de baixo carbono, em vez de construir extensas novas infraestruturas. No entanto, a Tabela 5 registra que essa perspectiva esbarra em requisitos técnicos (compatibilidade de materiais, limites de *blending*, necessidade de *retrofit* em níveis elevados de H<sub>2</sub>) e regulatórios (padrões de qualidade, certificação, tarifação), além do risco de que a promessa futura de infraestrutura pronta para hidrogênio seja usada apenas como justificativa para manter investimentos em ativos fósseis.

Um segundo eixo de inovação apontado na Tabela 5 envolve as rotas de produção de gases de baixo carbono associadas ao GN. Os artigos mencionam o hidrogênio produzido por eletrólise a partir de eletricidade renovável (*green hydrogen*), o hidrogênio obtido por reforma do metano com captura e armazenamento de carbono (*blue hydrogen*), o biometano, o metano sintético produzido por rotas termoquímicas, bioquímicas ou eletroquímicas (*power-to-gas*), e mesmo rotas como a pirólise do metano. Em termos de potencial, a Tabela 5 destaca que essas tecnologias poderiam, supostamente, permitir uma descarbonização molecular do sistema gasífero, substituindo gradualmente o gás natural fóssil por gases de baixo carbono nos mesmos usos finais (geração elétrica, aquecimento, indústria). Ao mesmo tempo, os estudos são cautelosos ao sublinhar que essas rotas se encontram, em grande medida, em estágios de demonstração ou início de difusão, com elevados custos de investimento, necessidade de escala e múltiplas incertezas quanto a desempenho ambiental real, sobretudo no caso de rotas que dependem de captura de carbono.

A Tabela 5 também destaca um conjunto de inovações ligadas às tecnologias de conversão e uso final em sistemas multienergia. Em cenários de aquecimento urbano e distrital, diversos trabalhos compararam combinações entre cogeração a gás (CHP), células a combustível, bombas de calor elétricas e uso de hidrogênio, indicando que as escolhas tecnológicas afetam não apenas as emissões locais, mas também a sazonalidade da demanda e o perfil de carga do sistema elétrico. Em contextos de alta penetração de renováveis, a literatura aponta que soluções baseadas em CHP e hidrogênio podem funcionar como complementos à eletrificação, oferecendo flexibilidade e armazenamento sazonal, enquanto bombas de calor representam a rota mais direta de descarbonização quando a geração elétrica já é limpa. Do ponto de vista da transição, a Tabela 5 sugere que essas tecnologias não substituem automaticamente o GN, mas tendem a reconfigurar seu papel. Em vez de combustível dominante, o gás passa a integrar arranjos híbridos, em que eletricidade, calor e combustíveis gasosos são articulados de forma mais coordenada.

Outro aspecto relevante, ainda que de natureza distinta, é a presença, na Tabela 5, de inovações metodológicas de planejamento, como modelos que integram simultaneamente expansão do sistema elétrico, oferta de gás natural e participação estatal na renda do recurso. Embora não sejam tecnologias energéticas no sentido estrito (equipamentos ou processos físicos), esses modelos representam inovações importantes na forma como se avaliam as trajetórias possíveis do GN e das renováveis. Ao internalizarem custos e receitas do *upstream* de gás, metas de renováveis, restrições orçamentárias e compromissos climáticos, tais ferramentas permitem comparar cenários em que gás e renováveis se complementam, explicitando *trade-offs*

entre custo, emissões e segurança de suprimento. A Tabela 5 indica que, sem esse tipo de abordagem integrada, há o risco de subestimar tanto a contribuição potencial do GN em determinadas configurações quanto o custo efetivo de manter sua participação elevada em sistemas que buscam neutralidade de carbono.

No que se refere a pré-requisitos e condições de difusão, a síntese da Tabela 5 mostra que o avanço dessas inovações depende de um conjunto de fatores que vai além do puramente tecnológico. Marcos regulatórios claros para gases de baixo carbono, mecanismos de certificação de emissões (especialmente de metano), políticas de incentivo e desincentivo alinhadas a metas de longo prazo, coordenação entre planejamento de gás e eletricidade, e estruturas de governança capazes de evitar que a retórica da inovação sirva apenas para prolongar o uso de combustíveis fósseis. Muitos estudos chamam atenção para o risco da promessa em torno de tecnologias ainda incertas, em especial quando projetos de grande escala (como terminais de GNL ou gasodutos transnacionais) são justificados com base em usos futuros com hidrogênio ou metano sintético que, do ponto de vista técnico-econômico, permanecem distantes.

Por fim, as limitações e riscos associados a essas inovações listadas na Tabela 5 reforçam que o futuro do gás natural na transição energética está longe de ser linear. Se, por um lado, a possibilidade de adaptar a infraestrutura existente, produzir gases de baixo carbono e integrar novos equipamentos de conversão amplia o leque de caminhos para descarbonizar parte do sistema energético, por outro, a literatura alerta que essas mesmas inovações podem ser apropriadas de maneira a estender a vida útil do GN fóssil, capturando recursos financeiros e políticos que poderiam ser direcionados a uma expansão direta de fontes renováveis e de soluções de eficiência. Quanto ao cenário, a análise da Tabela 5 indica que as tecnologias associadas ao gás se situam em uma encruzilhada. Podem contribuir para transformar o sistema gasífero em plataforma de vetores energéticos de baixo carbono, ou podem funcionar como argumento para novos ciclos de investimento fóssil sob o rótulo de “preparação para o hidrogênio”. O resultado concreto dependerá da forma como políticas públicas, agentes econômicos e sociedade orientarão o desenvolvimento, a regulação e o uso dessas inovações ao longo das próximas décadas.

## 5. CONCLUSÃO

A partir da revisão bibliográfica e da síntese em cinco eixos temáticos, este trabalho conclui que o gás natural ocupa, de fato, uma posição ambígua na transição energética. De um lado, os artigos analisados convergem ao reconhecer que, ao substituir carvão e óleo em geração elétrica e usos industriais específicos, o GN proporciona reduções relevantes de emissões no curto prazo, além de oferecer flexibilidade operativa aos sistemas elétricos com alta participação de fontes renováveis variáveis. De outro, a mesma literatura analisada alerta que essa ponte é estreita. A expansão de infraestrutura de longa vida útil, os vazamentos de metano ao longo da cadeia e os incentivos econômicos à continuidade dos combustíveis fósseis criam risco de *carbon lock-in* e de atraso na descarbonização estrutural das matrizes energéticas.

No transcorrer do trabalho, verificou-se que o enquadramento do GN como “combustível de transição” é sempre condicionado a recortes temporais e institucionais. Ele tende a ser benéfico quando junto de metas claras de redução de emissões, a políticas que limitem seu uso no longo prazo e a estratégias explícitas de substituição posterior por renováveis e eficiência energética. Ficou também evidente que, embora haja recursos de gás suficientes para sustentar cenários de expansão no médio prazo, a combinação entre incertezas de demanda futura, custos de infraestrutura e metas climáticas torna arriscada a aposta em grandes projetos de GNL, gasodutos e usinas termelétricas concebidos sob horizontes de utilização prolongada. Em outras palavras, a disponibilidade física do recurso não se traduz automaticamente em sustentabilidade econômica ou climática.

Quanto à integração do GN com as energias renováveis, os estudos reforçam que o GN cumpre papel relevante de *back-up* e de suporte à flexibilidade, seja por meio de usinas de despacho rápido, seja acoplado a outras soluções, como armazenamento e resposta da demanda. Contudo, conforme aumenta a participação de renováveis e se difundem tecnologias de armazenamento e gestão de carga, também cresce o risco de que ativos a gás se tornem subutilizados ou economicamente inviáveis. Nesse sentido, o gás aparece menos como solução permanente e mais como elemento de oportunidade, cuja utilidade depende de planejamento coordenado entre expansão renovável, desenho de mercado e regulação de capacidade.

Os recortes regionais e setoriais mostram que não existe um papel universal do GN na transição. Em países europeus, marcados pela crise do gás e pela necessidade de diversificação, o combustível passa a ser visto com mais cautela. Na China, a expansão do gás se articula tanto a preocupações com qualidade do ar quanto a estratégias industriais e de segurança energética.

Já em contextos como o brasileiro, a presença de uma matriz elétrica relativamente limpa convive com o interesse em monetizar o gás associado ao pré-sal e em reforçar a segurança de suprimento em períodos de seca. Esses contrastes indicam que o potencial de contribuição do GN à transição depende da combinação entre estrutura da matriz, disponibilidade de recursos renováveis, arcabouço institucional e trajetória de investimentos em cada país ou região.

Por fim, ficou evidente que inovações tecnológicas associadas ao GN (como CCS, metano sintético, hidrogênio de baixo carbono e adaptação de gasodutos) podem tanto ampliar as possibilidades de descarbonização vinculadas à infraestrutura existente quanto funcionar como justificativa para novos ciclos de investimento fóssil, sob a promessa de usos futuros ainda incertos. A literatura destaca que o futuro do gás se encontra em uma encruzilhada. Ele pode ser gradualmente reconfigurado em plataforma para vetores energéticos de baixo carbono, ou pode perpetuar o uso de GN fóssil caso essas tecnologias sejam mobilizadas sobretudo como argumento político e financeiro para prolongar o status quo.

Em suma, os resultados apontam que o gás natural só pode ser coerentemente interpretado como combustível de transição quando sua expansão ocorre em trajetórias explicitamente alinhadas a metas de neutralidade de carbono, com horizonte de uso limitado, foco na substituição de combustíveis mais intensivos em emissões e forte coordenação com a expansão de renováveis, eficiência energética e outras fontes de flexibilidade. Fora desses parâmetros, a probabilidade de *lock-in*, de ativos encalhados e de desvio de recursos de alternativas mais sustentáveis se torna significativa. As próprias limitações deste estudo, como recorte qualitativo de dezenove artigos, ênfase em determinados contextos regionais e ausência de modelagem própria, reforçam que o debate sobre o papel do GN permanece aberto, dependendo da evolução das políticas climáticas, da economia política da energia e do desenvolvimento tecnológico nas próximas décadas.

## **5.1. Contribuições do trabalho**

Este trabalho pretende contribuir ao reunir e organizar de forma sistemática um conjunto de estudos recentes sobre gás natural e transição energética, que frequentemente aparecem dispersos entre abordagens técnico-econômicas, análises de políticas públicas e estudos de caso regionais. A estruturação da literatura em cinco eixos temáticos, expostos nas Tabelas 1 a 5, permite mostrar de maneira comparativa como diferentes autores tratam questões como benefícios ambientais, riscos de *lock-in*, disponibilidade e demanda, integração com renováveis e inovações tecnológicas, favorecendo uma leitura integrada de resultados que, se estivessem

isolados, poderiam parecer contraditórios ou sem ligação. Essa sistematização busca oferecer um mapa conceitual útil tanto para estudantes e pesquisadores quanto para profissionais envolvidos no planejamento energético.

Em segundo lugar, o trabalho procura explicitar as condições sob as quais o gás natural atua como aliado transitório da descarbonização e aquelas em que tende a reforçar a dependência de combustíveis fósseis. Trabalhando evidências sobre emissões, infraestrutura, segurança de suprimento, modelos de expansão de oferta e ferramentas de flexibilidade do sistema, a análise contribui para qualificar a discussão sobre o GN, afastando leituras simplificadoras, tanto as que o apresentam como energia limpa em sentido amplo, quanto as que descartam qualquer papel de transição. No contexto brasileiro, em particular, o enquadramento crítico aqui proposto pode auxiliar a avaliar propostas de expansão de termelétricas, de infraestrutura de gás e de projetos associados a hidrogênio e CCS, à luz de metas de longo prazo para a matriz energética e para a política climática.

## **5.2. Sugestões para trabalhos futuros**

As limitações assumidas neste estudo indicam algumas possibilidades de aprofundamento em trabalhos futuros. Uma primeira linha consiste em combinar a abordagem qualitativa aqui adotada com modelos quantitativos de planejamento energético como, por exemplo, aplicando modelos de otimização ou simulação a cenários específicos para o Brasil, para testar com mais precisão os efeitos de diferentes trajetórias de expansão do GN sobre emissões, custos do sistema, risco de ativos encalhados e interação com renováveis. Outra possibilidade é ampliar o conjunto de fontes, incorporando outros estudos recentes, relatórios de agências internacionais e análises de políticas nacionais, para atualizar continuamente o diagnóstico sobre o papel do gás em um contexto de rápida mudança tecnológica e regulatória, incluindo o acontecimento da COP30.

Uma segunda direção de pesquisa envolve aprofundar dimensões pouco exploradas nas fontes aqui analisadas, como os impactos distributivos e sociais de diferentes estratégias de uso do GN, os efeitos sobre emprego e cadeias produtivas e as implicações para a justiça climática. Estudos de caso detalhados sobre projetos específicos (termelétricas, gasodutos, terminais de GNL ou hubs de hidrogênio) poderiam examinar em maior profundidade como decisões de investimento são tomadas, quais atores se beneficiam ou são prejudicados e como narrativas sobre “combustível de transição” e “inovação” são mobilizadas no debate público. Por fim, trabalhos futuros podem explorar de modo comparativo o papel do gás natural em outros setores

além da geração elétrica, como transporte e indústria de processos, contribuindo para uma visão ainda mais abrangente dos caminhos e dos limites do GN na transição para uma economia de baixa emissão de carbono.

## REFERÊNCIAS

BRAUERS, H., BRAUNGER, I., JEWELL, J. Liquefied natural gas expansion plans in Germany: The risk of gas lock-in under energy transitions. **Energy Research & Social Science**, v. 76, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102059>. Acesso em: 14 nov. 2025.

BRUNSCH, D., RADEK J., OSTMEIER, L., WEBER, C. Midterm perspectives on natural gas after the European gas crisis: Reviewing German energy transition studies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 210, 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.115223>. Acesso em: 14 nov. 2025.

DANIELI, P., LAZZARETTO, A., AL-ZAILI J., SAYMA, A., MASI, M., CARRARO, G. The potential of the natural gas grid to accommodate hydrogen as an energy vector in transition towards a fully renewable energy system. **Applied Energy**, v. 313, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118843>. Acesso em: 14 nov. 2025.

DEKKER, H-J., MISSEMER A. Resource booms and the energy transition: What can we learn from Dutch economists' response to the discovery of natural gas reserves (1959–1977)? **Energy Economics**, v. 134, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2024.107636>. Acesso em: 14 nov. 2025.

EDIGER, V. S., BERK, I. Future availability of natural gas: Can it support sustainable energy transition? **Resources Policy**, v. 85, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2023.103824>. Acesso em: 14 nov. 2025.

EUROSTAT. Energy statistics – an overview. **Statistics Explained**. 2025. Disponível em: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy\\_statistics\\_-\\_an\\_overview#Primary\\_energy\\_production](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview#Primary_energy_production). Acesso em: 20 dez. 2025.

GILLESSEN, B., HEINRICHS, H., HAKE, J.-F., ALLELEIN, H.-J. Natural gas as a bridge to sustainability: Infrastructure expansion regarding energy security and system transition. **Applied Energy**, v. 251, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113377>. Acesso em: 14 nov. 2025.

GÜRSAN, C., DE GOOYERT, V. (2021). The systemic impact of a transition fuel: Does natural gas help or hinder the energy transition? **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 138, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110552>. Acesso em: 14 nov. 2025.

HARICHANDAN, S., KAR, S. K., BALATHANIGAIMANI, M. S., BANSAL, R., MISHRA, S. K., DASH, M. Energy transition research: A bibliometric mapping of current findings and direction for future research. **Cleaner Production Letters**, v. 3, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.cpl.2022.100026>. Acesso em: 14 nov. 2025.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA. Ano de 2024 é o mais quente no Brasil desde 1961. **Ministério da Agricultura e Pecuária**. 02 jan. 2025. Disponível em: <https://portal.inmet.gov.br/noticias/2024-%C3%A9-o-ano-mais-quente-da-s%C3%A9rie-hist%C3%B3rica-no-brasil>. Acesso em: 10 mai. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Investments 2023**. 2023 Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/8834d3af-af60-4df0-9643-72e2684f7221/WorldEnergyInvestment2023.pdf>. Acesso em: 10 mai. 2025.

MANFREN, M., GONZALEZ-CARREON, K. M., BAHAJ, A. S. Probabilistic modelling of seasonal energy demand patterns in the transition from natural gas to hydrogen for an urban energy district, **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 51, p. 398-411, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.337>. Acesso em: 14 nov. 2025.

MOHAMMAD, N., ISHAK, W. W. M., MUSTAPPA, S. I., AYODELE, B. V. Natural gas as a key alternative energy source in sustainable renewable energy transition: A mini review. **Frontiers in Energy Research**, v. 9, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.625023>. Acesso em: 14 nov. 2025.

OLIVEIRA DA SILVA, V., RELVA, S. G., MONDRAGON, M., MENDES, A. B., NISHIMOTO, K., PEYERL, D. Building Options for the Brazilian Pre-salt: A technical-economic and infrastructure analysis of offshore integration between energy generation and natural gas exploration. **Resources Policy**, v. 1, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2023.103305>. Acesso em: 14 nov. 2025.

OLLEIK, M., TARHINI, H., AUER, H. Integrating upstream natural gas and electricity planning in times of energy transition. **Applied Energy**, v. 377, 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124490>. Acesso em: 14 nov. 2025.

PAPANTONIS, D., STAVRAKAS, V., TZANI, D., FLAMOS, A. Towards decarbonisation or lock-in to natural gas? A bottom-up modelling analysis of the energy transition ambiguity in the residential sector by 2050. **Energy Conversion and Management**, v. 324, 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.119235>. Acesso em: 14 nov. 2025.

SINGH, R. R., CLARKE, R. M., CHADEE, X. T. Transitioning from 100 percent natural gas power to include renewable energy in a hydrocarbon economy. **Smart Energy**, v. 5, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.segy.2021.100060>. Acesso em: 14 nov. 2025.

STERN, J. The role of gases in the European energy transition. **Russian Journal of Economics**, v. 6, p. 390-405, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.32609/j.ruje.6.55105>. Acesso em: 14 nov. 2025.

UNITED NATIONS. COP 28: What Was Achieved and What Happens Next? **United Nations Framework Convention on Climate Change**. Disponível em: <https://unfccc.int/cop28/5-key-takeaways>. Acesso em: 10 mai. 2025.

VAHL, F. P., CASAROTTO FILHO, N. Energy transition and path creation for natural gas in the Brazilian electricity mix. **Journal of Cleaner Production**, v. 86, p. 221-229, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.08.033>. Acesso em: 14 nov. 2025.

WANG, Q., GUO J., LI R., JIANG, X-T. Exploring the role of nuclear energy in the energy transition: A comparative perspective of the effects of coal, oil, natural gas, renewable energy, and nuclear power on economic growth and carbon emissions. **Environmental Research**, v.

221, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.envres.2023.115290>. Acesso em: 14 nov. 2025.

XIE, M., YI, X., LIU, K., SUN, C., KONG, Q. How much natural gas does China need: An empirical study from the perspective of energy transition. **Energy**, v. 266, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.126357>. Acesso em: 14 nov. 2025.

YIN, Y., LAM J. S. L. Impacts of energy transition on Liquefied Natural Gas shipping: A case study of China and its strategies. **Transport Policy**, v. 115, p. 262-274, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.tranpol.2021.11.008>. Acesso em: 14 nov. 2025.

ZHAO, S., LUA, J., YAN, J., WUA, H., GUAN, C. Energy transition in China: It is necessary to increase natural gas utilization. **Energy Reports**, v. 10, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.08.087>. Acesso em: 14 nov. 2025.



# **PAPEL DO GÁS NATURAL NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA**

Diego Henrique Freitas Barreto de Godoi

Orientador: Prof. Patrícia Helena Lara dos Santos Matai

Artigo Sumário referente à disciplina PMI3349 – Trabalho de Conclusão de Curso II

Este artigo foi preparado como requisito para completar o curso de Engenharia de Petróleo na Escola Politécnica da USP.

Template versão 2021v01.

## **Resumo**

Este trabalho discute o papel do gás natural (GN) na transição energética e pergunta em que condições ele pode, de fato, ser tratado como “combustível de transição”. A pesquisa é qualitativa e se baseia na leitura de dezenove artigos recentes, organizados em cinco temas: GN como combustível de transição, disponibilidade e demanda global, integração com renováveis e flexibilidade do sistema, perspectivas regionais (especialmente China, Europa e Brasil) e inovações tecnológicas ligadas ao GN e à sua infraestrutura. Os resultados mostram que o GN tende a reduzir emissões quando substitui carvão e óleo e ajuda a dar flexibilidade a sistemas com muitas fontes renováveis, mas também traz riscos importantes de carbon lock-in, de criação de ativos encalhados e de desviar investimentos de alternativas renováveis e de eficiência energética. Conclui-se que o GN só faz sentido como combustível de transição quando seu uso é claramente limitado no tempo, focado em substituir combustíveis mais poluentes e alinhado a metas de neutralidade de carbono e à expansão de renováveis. O trabalho contribui ao organizar essa literatura dispersa em um quadro comparativo e ao oferecer subsídios para o debate sobre planejamento energético e políticas públicas, com atenção especial ao caso brasileiro.

## **Abstract**

This study discusses the role of natural gas (NG) in the energy transition and asks under which conditions it can truly be considered a “transition fuel”. It adopts a qualitative approach based on nineteen recent scientific articles, grouped into five themes: NG as a transition fuel, global availability and demand, integration with renewables and system flexibility, regional perspectives (with a focus on China, Europe and Brazil), and technological innovations related to NG and its infrastructure. The results indicate that NG can help reduce emissions when it replaces coal and oil and when it provides flexibility in power systems with high shares of renewables, but it also involves important risks of carbon lock-in, stranded assets and diverting investments away from renewables and energy efficiency. The study concludes that NG only makes sense as a transition fuel when its use is clearly time-limited, aimed at displacing more carbon-intensive fuels and aligned with net-zero targets and the expansion of renewable sources. The main contribution is to organize a scattered body of literature into a comparative framework and to offer inputs for energy planning and public policy discussions, with particular attention to the Brazilian context.

## **1. Introdução**

A transição energética de matrizes fósseis para matrizes renováveis e mais limpas se faz cada vez mais importante ao passo que os níveis de temperatura do globo se elevam de maneira acelerada ano após ano. Em 2024 o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) registrou no Brasil uma média de

25,02°C, 0,79°C acima da média histórica, e temperatura mais quente no Brasil desde 1961 (INMET, 2025).

Entretanto modificar a matriz energética é uma tarefa complexa. Do ponto de vista tecnológico, ainda não existe um substituto que possa ser aplicado em larga escala, que seja capaz de suprir a crescente demanda por energia. Segundo a agência internacional de energia, o interesse de diversos países pela continuidade da utilização dos combustíveis fósseis também é um obstáculo, visto que a cadeia de produção e refino de combustíveis fósseis lucra bilhões todos os anos (International Energy Agency, IEA, 2023).

O compromisso internacional com a descarbonização é formalizado por meio de acordos e metas. O Acordo de Paris, em 2015, reuniu 195 países no objetivo de limitar o aquecimento global a 2°C, com meta de 1,5°C, acima dos níveis pré-industriais, por meio de Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs) para a redução de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE). Fóruns como as Conferências das Partes (COPs), a exemplo da COP28 em Dubai, continuam reforçando esses compromissos, com acordos para triplicar a capacidade de energia renovável globalmente até 2030 e iniciar a transição para longe dos combustíveis fósseis. A busca pela neutralidade de carbono (Net Zero) até meados do século se tornou uma meta para muitas economias, sinalizando uma reestruturação energética sem precedentes (IEA, 2024).

Neste contexto, o Gás Natural (GN) pode surgir como a solução para dar um primeiro passo em direção às fontes limpas e renováveis de energia. Por emitir menos dióxido de carbono do que o carvão e o óleo em diversas aplicações e por contar com infraestrutura já instalada em muitos países, o GN é frequentemente apresentado como um “combustível de transição”, capaz de reduzir emissões no curto prazo sem comprometer a segurança de suprimento. Além disso, sua flexibilidade operacional na geração de eletricidade permite acomodar a variabilidade de fontes como a eólica e a solar, funcionando como uma espécie de “amortecedor” enquanto essas tecnologias ganham escala. No entanto, vazamentos de metano ao longo da cadeia de produção e transporte podem reduzir os ganhos climáticos esperados, e grandes investimentos em gasodutos, terminais de GNL e usinas termelétricas tendem a criar dependência de longo prazo em relação ao GN. Em países que já possuem matrizes relativamente limpas ou elevado potencial renovável, como o Brasil, a expansão do gás pode inclusive significar um retrocesso em termos de emissões, caso substitua fontes de baixa intensidade de carbono em vez de combustíveis mais poluentes. Assim, mais do que assumir o GN como solução automática, torna-se necessário investigar em que condições ele contribui efetivamente para a transição energética e em quais contextos sua adoção tende a reforçar novos bloqueios de carbono e a atrasar a descarbonização estrutural dos sistemas energéticos.

## 2. Metodologia

Este trabalho caracteriza-se como uma pesquisa qualitativa de natureza exploratória e descriptiva, baseada em revisão bibliográfica da literatura científica sobre o papel do GN na transição energética. A abordagem adotada tem como base a análise crítica e síntese de conhecimentos existentes, visando compreender o estado atual sobre o tema e identificar tendências, lacunas e perspectivas futuras.

### 2.1. Estratégia de Busca e Seleção de Fontes

A estratégia de busca utilizou bases de dados acadêmicas (ScienceDirect e Google Scholar) complementadas por relatórios de organizações especializadas (IEA, INMET). Os termos incluíram "natural gas energy transition" e "gas natural transição energética".

Foram pesquisadas publicações de 2015 à 2025. Os filtros utilizados focaram estudos sobre o papel do GN na transição energética, integração com energias renováveis e aspectos ambientais, resultando no levantamento de 19 artigos. Todos os artigos se mostraram coerentes com este estudo, portanto todos foram utilizados.

## 2.2. Análise e Organização dos Dados

A extração utilizou matriz de análise organizando informações em categorias: GN como combustível de transição, disponibilidade e demanda, integração com renováveis, perspectivas regionais e inovações tecnológicas. Para cada estudo, extraíram-se metodologia, principais achados, limitações e contexto geográfico.

Na análise utilizou-se uma abordagem qualitativa de análise de conteúdo, identificando temas centrais e padrões emergentes. A síntese integrou diferentes perspectivas, identificando relações entre estudos e contradições na literatura.

## 2.3. Apresentação dos Resultados através de Tabelas Analíticas

Os resultados serão apresentados com tabelas analíticas organizando sistematicamente os dados extraídos:

Tabela 1 – Gás Natural como Combustível de Transição: Metodologias, Benefícios Ambientais, Riscos de Carbon lock-in, Limitações Identificadas.

Tabela 2 - Disponibilidade e Demanda Global por GN: Projeções regionais, Metodologias de reservas/ofertas, Fatores influenciam a demanda, Cenários futuros.

Tabela 3 - Integração do GN com Energias Renováveis: Flexibilidade operacional, Capacidade de rampa, Tecnologias de armazenamento, Casos práticos.

Tabela 4 - Perspectivas Regionais para GN: Região, Estratégia, Particularidades do sistema/mercado, Desafios específicos, políticas/instrumentos adotados.

Tabela 5 – Inovações Tecnológicas referentes ao GN: Tecnologias emergentes, Es-tágios de desenvolvimento, Potencial de aplicação, Pré-requisitos/condições, Limitações/risco.

Esta organização tem como objetivo identificação de padrões, convergências, di-vergências e lacunas na literatura, permitindo análise comparativa.

## 3. Resultados

### 3.1. Lista de artigos selecionados

ID	Autores	Artigo
A01	Vahl & Casarotto Filho (2015)	Energy transition and path creation for natural gas in the Brazilian electricity mix
A02	Gillessen et al. (2019)	Natural gas as a bridge to sustainability – Infrastructure expansion regarding energy security and system transition
A03	Brauers; Braunger; Jewell (2021)	Liquefied natural gas expansion plans in Germany – The risk of gas lock-in under energy transitions
A04	Danieli et al. (2022)	The potential of the natural gas grid to accommodate hydrogen as an energy vector in transition towards a fully renewable energy system
A05	Singh; Clarke; Chadee (2022)	Transitioning from 100 percent natural gas power to include renewable energy in a hydrocarbon economy
A06	Yin; Lam (2022)	Impacts of energy transition on Liquefied Natural Gas shipping – A case study of China and its strategies
A07	Wang et al. (2023)	Exploring the role of nuclear energy in the energy transition – A comparative perspective of the effects of coal, oil, natural gas, renewable energy, and nuclear power on economic growth and carbon emissions

A08	Xie et al. (2023)	How much natural gas does China need: An empirical study from the perspective of energy transition
A09	Manfren; Gonzalez-Carreon; Bahaj (2024)	Probabilistic modelling of seasonal energy demand patterns in the transition from natural gas to hydrogen for an urban energy district
A10	Ediger; Berk (2023)	Future availability of natural gas: Can it support sustainable energy transition?
A11	Zhao et al. (2023)	Energy transition in China – It is necessary to increase natural gas uilizaion
A12	Dekker; Missemmer (2024)	Resource booms and the energy transition: What can we learn from Dutch economists' response to the discovery of natural gas reserves (1959–1977)?
A13	Olleik; Tarhini; Auer (2025)	Integrating upstream natural gas and electricity planning in times of energy transition
A14	Brunsch et al. (2025)	Midterm perspectives on natural gas after the European gas crisis: Reviewing German energy transition studies
A15	Papantonis et al (2025)	Towards decarbonisation or lock-in to natural gas? A bottom-up modelling analysis of the energy transition ambiguity in the residential sector by 2050
A16	Mohammad et al. (2021)	Natural Gas as a Key Alternative Energy Source in Sustainable Renewable Energy Transition: A Mini Review
A17	Stern (2020)	The role of natural gas and decarbonised gases in Europe's energy transition
A18	Harichandan et al. (2022)	Energy transition research – A bibliometric mapping of current findings and direction for future research
A19	Gürsan; de Gooyert (2021)	The systemic impact of a transition fuel: Does natural gas help or hinder the energy transition?

### 3.2. Análise

A Tabela 1 sugere que o cenário mais provável para o GN, com base na literatura selecionada, não é o de uma “ponte neutra” e universalmente benéfica, mas o de um combustível cuja contribuição para a transição dependerá de três condições centrais: em que medida substitui fontes mais intensivas em carbono, em vez de deslocar renováveis consolidadas; o quanto seu uso é delimitado no tempo e em termos de infraestrutura, para evitar bloqueios de longo prazo; e que políticas são adotadas para controlar emissões de metano, orientar investimentos e garantir que o papel transitório não se torne um novo regime de dependência fóssil.

A Tabela 2 sugere um cenário em que o GN permanece relevante até 2030-2040, mas dificilmente poderá ser consumido na totalidade de suas reservas estimadas se os compromissos de Paris forem levados a sério. Isso implica um risco crescente de ativos encalhados, tanto no upstream quanto na infraestrutura de transporte e regaseificação, e reforça que a discussão sobre “disponibilidade” não pode ser lida apenas como abundância geológica, mas deve incorporar o teto de emissões que sociedades e reguladores estarão dispostos a tolerar nas próximas décadas.

A leitura da Tabela 3 sugere que, nas próximas décadas, o GN tende a ocupar um papel de tecnologia ponte de flexibilidade: relevante e, em muitos sistemas, ainda indispensável para acomodar a expansão de renováveis, mas gradualmente substituível por soluções mais compatíveis com a neutralidade de carbono. O desafio indicado pela literatura é usar essa flexibilidade a favor da transição, reduzindo emissões e viabilizando renováveis, e não como justificativa para adiar investimentos em armazenamento, redes inteligentes e eletrificação eficiente dos usos finais.

A Tabela 4 sugere que o GN tende a cumprir funções diferentes: na China, é ponte necessária entre carvão e um futuro mais renovável; na Europa, é combustível em processo de reavaliação acelerada, cujo espaço está sendo comprimido por metas climáticas e por choques geopolíticos; no Brasil, é potencial vetor de re-fossilização de uma matriz relativamente limpa, caso prevaleçam decisões de curto prazo centradas na exploração de reservas e na expansão térmica. Em todos os casos, porém, a literatura aponta que o cenário futuro do GN dependerá menos da geologia e mais das escolhas políticas e regulatórias, em especial da capacidade de definir limites temporais e setoriais claros para o uso do gás, de articular sua expansão ou retração com metas climáticas e de evitar que a lógica de investimentos de longo prazo transforme o combustível de transição em um novo regime de dependência estrutural.

As limitações e riscos associados a essas inovações listadas na Tabela 5 reforçam que o futuro do gás natural na transição energética está longe de ser linear. Se, por um lado, a possibilidade de adaptar a infraestrutura existente, produzir gases de baixo carbono e integrar novos equipamentos de conversão amplia o leque de caminhos para descarbonizar parte do sistema energético, por outro, a literatura alerta que essas mesmas inovações podem ser apropriadas de maneira a estender a vida útil do GN fóssil, capturando recursos financeiros e políticos que poderiam ser direcionados a uma expansão direta de fontes renováveis e de soluções de eficiência. Quanto ao cenário, a análise da Tabela 5 indica que as tecnologias associadas ao gás se situam em uma encruzilhada. Podem contribuir para transformar o sistema gasífero em plataforma de vetores energéticos de baixo carbono, ou podem funcionar como argumento para novos ciclos de investimento fóssil sob o rótulo de “preparação para o hidrogênio”. O resultado concreto dependerá da forma como políticas públicas, agentes econômicos e sociedade orientarão o desenvolvimento, a regulação e o uso dessas inovações ao longo das próximas décadas.

## 4. Conclusão

Os resultados apontam que o gás natural só pode ser coerentemente interpretado como combustível de transição quando sua expansão ocorre em trajetórias explicitamente alinhadas a metas de neutralidade de carbono, com horizonte de uso limitado, foco na substituição de combustíveis mais intensivos em emissões e forte coordenação com a expansão de renováveis, eficiência energética e outras fontes de flexibilidade. Fora desses parâmetros, a probabilidade de lock-in, de ativos encalhados e de desvio de recursos de alternativas mais sustentáveis se torna significativa. As próprias limitações deste estudo, como recorte qualitativo de dezenove artigos, ênfase em determinados contextos regionais e ausência de modelagem própria, reforçam que o debate sobre o papel do GN permanece aberto, dependendo da evolução das políticas climáticas, da economia política da energia e do desenvolvimento tecnológico nas próximas décadas.

## 5. Referências

- BRAUERS, H., BRAUNGER, I., JEWELL, J. Liquefied natural gas expansion plans in Germany: The risk of gas lock-in under energy transitions. *Energy Research & Social Science*, v. 76, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102059>. Acesso em: 14 nov. 2025.
- BRUNSCH, D., RADEK J., OSTMEIER, L., WEBER, C. Midterm perspectives on natural gas after the European gas crisis: Reviewing German energy transition studies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 210, 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.115223>. Acesso em: 14 nov. 2025.
- DANIELI, P., LAZZARETTO, A., AL-ZAILI J., SAYMA, A., MASI, M., CARRARO, G. The potential of the natural gas grid to accommodate hydrogen as an energy vector in transition towards a fully renewable energy system. *Applied Energy*, v. 313, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118843>. Acesso em: 14 nov. 2025.
- DEKKER, H.-J., MISSEMER A. Resource booms and the energy transition: What can we learn from Dutch economists' response to the discovery of natural gas reserves (1959–1977)? *Energy Economics*, v. 134, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2024.107636>. Acesso em: 14 nov. 2025.
- EDIGER, V. S., BERK, I. Future availability of natural gas: Can it support sustainable energy transition? *Resources Policy*,

- v. 85, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2023.103824>. Acesso em: 14 nov. 2025.
- GILLESSEN, B., HEINRICH, H., HAKE, J.-F., ALLELEIN, H.-J. Natural gas as a bridge to sustainability: Infrastructure expansion regarding energy security and system transition. **Applied Energy**, v. 251, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113377>. Acesso em: 14 nov. 2025.
- GÜRSAN, C., DE GOOYERT, V. (2021). The systemic impact of a transition fuel: Does natural gas help or hinder the energy transition? **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 138, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110552>. Acesso em: 14 nov. 2025.
- HARICHANDAN, S., KAR, S. K., BALATHANIGAIMANI, M. S., BANSAL, R., MISHRA, S. K., DASH, M. Energy transition research: A bibliometric mapping of current findings and direction for future research. **Cleaner Production Letters**, v. 3, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.clpl.2022.100026>. Acesso em: 14 nov. 2025.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Investments 2023**. 2023 Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/8834d3af-af60-4df0-9643-72e2684f7221/WorldEnergyInvestment2023.pdf>. Acesso em: 10 mai. 2025.
- MANFREN, M., GONZALEZ-CARREON, K. M., BAHAJ, A. S. Probabilistic modelling of seasonal energy demand patterns in the transition from natural gas to hydrogen for an urban energy district, **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 51, p. 398-411, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.337>. Acesso em: 14 nov. 2025.
- MINISTÉRIO DA AGRICULTURA E PECUÁRIA. Ano de 2024 é o mais quente no Brasil desde 1961. **Instituto Nacional de Meteorologia**. 02 jan. 2025. Disponível em: <https://portal.inmet.gov.br/noticias/2024-%C3%A9-o-ano-mais-quente-da-s%C3%Arte-hist%C3%B3rica-no-brasil>. Acesso em: 10 mai. 2025.
- MOHAMMAD, N., ISHAK, W. W. M., MUSTAPA, S. I., AYODELE, B. V. Natural gas as a key alternative energy source in sustainable renewable energy transition: A mini review. **Frontiers in Energy Research**, v. 9, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.625023>. Acesso em: 14 nov. 2025.
- OLLEIK, M., TARHINI, H., AUER, H. Integrating upstream natural gas and electricity planning in times of energy transition. **Applied Energy**, v. 377, 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124490>. Acesso em: 14 nov. 2025.
- PAPANTONIS, D., STAVRAKAS, V., TZANI, D., FLAMOS, A. Towards decarbonisation or lock-in to natural gas? A bottom-up modelling analysis of the energy transition ambiguity in the residential sector by 2050. **Energy Conversion and Management**, v. 324, 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.119235>. Acesso em: 14 nov. 2025.
- SINGH, R. R., CLARKE, R. M., CHADEE, X. T. Transitioning from 100 percent natural gas power to include renewable energy in a hydrocarbon economy. **Smart Energy**, v. 5, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.segy.2021.100060>. Acesso em: 14 nov. 2025.
- STERN, J. The role of gases in the European energy transition. **Russian Journal of Economics**, v. 6, p. 390-405, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.32609/j.ruje.6.55105>. Acesso em: 14 nov. 2025.
- UNITED NATIONS. COP 28: What Was Achieved and What Happens Next? **United Nations Framework Convention on Climate Change**. Disponível em: <https://unfccc.int/cop28/5-key-takeaways>. Acesso em: 10 mai. 2025.
- VAHL, F. P., CASAROTTO FILHO, N. Energy transition and path creation for natural gas in the Brazilian electricity mix. **Journal of Cleaner Production**, v. 86, p. 221-229, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.08.033>. Acesso em: 14 nov. 2025.
- WANG, Q., GUO J., LI R., JIANG, X-T. Exploring the role of nuclear energy in the energy transition: A comparative perspective of the effects of coal, oil, natural gas, renewable energy, and nuclear power on economic growth and carbon emissions. **Environmental Research**, v. 221, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.envres.2023.115290>. Acesso em: 14 nov. 2025
- XIE, M., YI, X., LIU, K., SUN, C., KONG, Q. How much natural gas does China need: An empirical study from the perspective of energy transition. **Energy**, v. 266, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.126357>. Acesso em: 14 nov. 2025.
- YIN, Y., LAM J. S. L. Impacts of energy transition on Liquefied Natural Gas shipping: A case study of China and its strategies. **Transport Policy**, v. 115, p. 262-274, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.tranpol.2021.11.008>. Acesso em: 14 nov. 2025.
- ZHAO, S., LUA, J., YAN, J., WUA, H., GUAN, C. Energy transition in China: It is necessary to increase natural gas utilization. **Energy Reports**, v. 10, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.08.087>. Acesso em: 14 nov. 2025.