



Lisbon School
of Economics
& Management
Universidade de Lisboa

Trabalho Final de Mestrado

Dissertação

O FIM DA DEPENDÊNCIA DO GÁS RUSSO NA UE: ESTRATÉGIAS DE
SUBSTITUIÇÃO E TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

Mestrado em Economia internacional e Estudos Europeus

Alina Yarosh

Orientação: Professor Doutor José Manuel Zorro Mendes

2026

RESUMO

A invasão russa da Ucrânia, em fevereiro de 2022, expôs a vulnerabilidade estrutural da União Europeia face à sua dependência do gás natural russo, que representava 45% das importações europeias de gás em 2021. A presente dissertação analisa as medidas adotadas pela UE para reduzir e eliminar essa dependência, articulando a resposta de emergência com a transição energética de longo prazo.

Através do plano REPowerEU, a UE combinou três estratégias: redução do consumo energético (19,3% em seis meses), diversificação de fornecedores (Noruega, EUA, Norte de África) e investimento acelerado em infraestruturas de GNL (70 bcm de nova capacidade). Em 2025, a quota do gás russo caiu para 12%, sem ruturas de abastecimento. O choque energético gerou inflação recorde de 8,4% em 2022, mas a recessão foi evitada e os preços normalizaram-se progressivamente.

A crise funcionou como catalisador da transição energética: as renováveis ultrapassaram o gás e o carvão no mix elétrico europeu, as metas do Fit for 55 foram reforçadas e o investimento em energias limpas acelerou. No entanto, persistem desafios — o aumento temporário das importações russas em 2024, novas dependências estratégicas (matérias-primas críticas), riscos de lock-in em GNL e tensões entre a rapidez da transição e as garantias ambientais e sociais. A dissertação conclui que a segurança energética e a descarbonização são objetivos convergentes no longo prazo, e que a crise de 2022, não obstante os seus custos, acelerou uma transformação estrutural indispensável.

Palavras-chave: Segurança energética; Gás natural russo; União Europeia; REPowerEU; Transição energética; Dependência energética; Descarbonização; Guerra na Ucrânia; Diversificação de fornecedores; GNL.

ABSTRACT

The Russian invasion of Ukraine in February 2022 exposed the European Union's structural vulnerability regarding its dependence on Russian natural gas, which accounted for 45% of European gas imports in 2021. This dissertation analyzes the measures adopted by the EU to reduce and eliminate this dependence, linking the emergency response with the long-term energy transition.

Through the REPowerEU plan, the EU combined three strategies: reducing energy consumption (19.3% in six months), diversifying suppliers (Norway, USA, North Africa), and accelerating investment in LNG infrastructure (70 bcm of new capacity). By 2025, the share of Russian gas had fallen to 12%, without supply disruptions. Although the energy shock triggered a record inflation rate of 8.4% in 2022, a recession was avoided and prices progressively normalized.

The crisis served as a catalyst for the energy transition: renewables surpassed gas and coal in the European electricity mix, the Fit for 55 targets were reinforced, and investment in clean energy accelerated. However, challenges persist — a temporary increase in Russian imports in 2024, new strategic dependencies (critical raw materials), risks of LNG lock-in, and tensions between the speed of the transition and environmental and social safeguards. The dissertation concludes that energy security and decarbonization are convergent long-term goals, and that the 2022 crisis, despite its costs, accelerated an indispensable structural transformation.

Keywords: Energy security; Russian natural gas; European Union; REPowerEU; Energy transition; Energy dependence; Decarbonization; War in Ukraine; Supplier diversification; LNG.

AGRADECIMENTOS

É impossível colocar um ponto final nesta dissertação sem primeiro reconhecer as pessoas que tornaram este processo possível.

Primeiramente, endereço um agradecimento especial ao meu orientador, o Professor Doutor José Manuel Zorro Mendes, pelo voto de confiança, pela constante disponibilidade e pelo apoio institucional e académico prestado ao longo deste percurso.

Agradeço profundamente aos meus pais por todo o apoio, trabalho, sacrifício e suor que sustentaram a minha educação. Um agradecimento especial ao meu irmão, pelo exemplo de perseverança que representa na minha vida. À minha primeira pátria, a Ucrânia, e à restante família que lá ficou, agradeço por motivarem a minha área de estudo e pela resiliência inspiradora que me demonstram todos os dias.

Aos meus amigos, obrigado pelo incentivo constante e por partilharem todos os meus marcos comigo. Agradeço também ao meu amigo Vasco Duarte, por me ter apresentado o tema desta dissertação.

Aos meus colegas do ActivoBank, deixo um agradecimento pela flexibilidade e compreensão dispensadas, sem as quais não teria sido possível conciliar e concluir esta etapa.

Por fim, ao meu parceiro, Dhimitry, agradeço por seres o pilar mais importante da minha vida. A tua paciência, amor e dedicação incondicionais foram a minha maior fonte de força ao longo de toda esta jornada.

ÍNDICE

ÍNDICE DE TABELAS	6
ÍNDICE DE FIGURAS	6
ABREVIATURAS	7
1. INTRODUÇÃO.....	9
2. ENQUADRAMENTO	10
2.1. O conceito de segurança energética	10
2.2. A realidade energética europeia e a dependência do gás russo.....	10
2.3. A evolução histórica da relação energética UE-Rússia.....	11
2.4. A Alemanha como porta de entrada do gás russo na UE	12
2.5. A política climática e energética da UE antes de 2022	13
2.6. A guerra na Ucrânia e a resposta da UE: REPowerEU.....	13
2.7. O caso português.....	14
3. SUBSTITUIÇÃO DE IMPORTAÇÕES NO CURTO PRAZO	15
3.1. Estratégias adotadas para substituir o gás natural russo.....	15
3.2. Custos associados e evolução ao longo do tempo.....	17
3.3. Síntese.....	20
4. TRANSIÇÃO ENERGÉTICA NO MÉDIO PRAZO	20
4.1. O REPowerEU como catalisador da transição.....	20
4.2. Aceleração das energias renováveis: metas revistas e resultados	20
4.3. Eficiência energética e redução estrutural da procura.....	21
4.4. Investimento e financiamento da transição	22
4.5. Desafios e contradições.....	23
4.6. Síntese	24
5. TRANSIÇÃO ENERGÉTICA NO LONGO PRAZO: O CAMINHO PARA A NEUTRALIDADE CARBÓNICA	24
5.1. O Quadro Jurídico e as Metas Vinculativas para 2040 e 2050	25
5.2. A Descarbonização Profunda do Setor Energético	26

5.3.	O Papel do Hidrogénio Renovável e dos Gases Descarbonizados.....	27
5.4.	Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (CCUS)	27
5.5.	O Mecanismo de Ajustamento Carbónico Fronteiriço (CBAM) e a Competitividade Industrial	28
5.6.	Síntese: Alinhar a Segurança Energética com a Neutralidade Carbónica.....	28
6.	CONCLUSÃO.....	29
	BIBLIOGRAFIA.....	32

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Evolução das importações de gás natural da UE por origem (bcm e %)	16
Tabela 2 - Evolução do preço do gás TTF, da inflação na zona euro e contribuição da energia (2021–2025).	18
Tabela 3 - Metas e resultados da transição energética na UE (2021–2025)	21

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução das importações de gás russo e respetiva quota no total da UE (2021–2025)	16
Figura 2 - Trajetória da Descarbonização da UE (2021-2050)	25

ABREVIATURAS

ACER: European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Agência da União Europeia para a Cooperação dos Reguladores da Energia)

AIE: Agência Internacional da Energia

BCM: Billion Cubic Meters (Bilião de Metros Cúbicos)

CBAM: Carbon Border Adjustment Mechanism (Mecanismo de Ajustamento Carbónico Fronteiriço)

CCUS: Carbon Capture, Utilization and Storage (Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono)

CO₂: Dióxido de Carbono

COMECON: Council for Mutual Economic Assistance (Conselho para Assistência Económica Mútua)

COP28: 28.^a Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas

EIEE: Economia Internacional e Estudos Europeus

EU ETS: European Union Emissions Trading System (Sistema de Comércio de Licenças de Emissão da UE)

FSRU: Floating Storage and Regaseification Unit (Unidade Flutuante de Armazenamento e Regaseificação)

G7: Grupo dos Sete

GNL: Gás Natural Liquefeito

GW: Gigawatt

IRENA: International Renewable Energy Agency (Agência Internacional de Energia Renovável)

kWh: Quilowatt-hora

MWh: Megawatt-hora

NATO: Organização do Tratado do Atlântico Norte

NGEU: Next Generation EU

PNEC: Plano Nacional Energia e Clima

Q2: Second Quarter (Segundo Trimestre)

RNC2050: Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050

RRF: Recovery and Resilience Facility (Mecanismo de Recuperação e Resiliência)

TTF: Title Transfer Facility

UE: União Europeia

UE27: União Europeia (composta por 27 Estados-Membros)

URSS: União das Repúblicas Socialistas Soviéticas

1. INTRODUÇÃO

Os recursos energéticos, em especial os combustíveis fósseis como o petróleo e o gás natural, constituem um pilar essencial ao funcionamento e desenvolvimento das economias modernas, desempenhando funções centrais em setores como a indústria, o aquecimento e os transportes. No entanto, a sua oferta limitada, a distribuição geográfica desigual e o impacto ambiental do seu consumo colocam desafios estruturais às sociedades contemporâneas (Faias, 2022, p. 1).

A União Europeia (UE), enquanto importadora líquida de recursos energéticos, sempre se debateu com uma posição de vulnerabilidade no plano do abastecimento. Em 2019, apenas 39% da energia consumida na UE era produzida internamente, sendo os restantes 61% cobertos por importações de países terceiros. Esta dependência agravou-se pelo facto de um número muito reduzido de parceiros energéticos concentrar a maior parte das importações, com destaque para a Rússia, responsável por 41% das importações europeias de gás natural nesse mesmo ano (Schreurs, 2023). No início da década de 2020, a Rússia era o maior exportador mundial de gás e o segundo maior exportador de petróleo, constituindo o parceiro energético mais importante da Europa (Schreurs, 2023).

A invasão russa da Ucrânia em fevereiro de 2022 veio expor de forma dramática os riscos geopolíticos e económicos decorrentes desta dependência. Moscovo começou a transformar a sua posição dominante no sistema energético europeu numa arma política, reduzindo os fluxos de gás para a Europa já em 2021 e intensificando essa pressão após o início das hostilidades (Falkner, 2023). Confrontada com esta chantagem energética, a UE viu-se forçada a empreender uma reestruturação profunda e urgente da sua política energética. Como observa Falkner (2023), a invasão russa da Ucrânia produziu o maior choque energético na Europa desde as crises petrolíferas dos anos 1970, expondo o erro estratégico de décadas de dependência das importações russas.

Em resposta, a União Europeia lançou um conjunto ambicioso de medidas. Logo em março de 2022, a Comissão Europeia delineou o plano REPowerEU, com o objetivo de reduzir as importações de gás russo em dois terços até ao final do ano e eliminar a dependência bem antes de 2030 (Schreurs, 2023). Este plano veio articular-se com o já existente Pacto Ecológico Europeu (European Green Deal) e com o pacote Fit for 55, que estabelecia a meta de redução das emissões de gases com efeito de estufa em 55% até 2030, relativamente aos valores observados em 1990 (Comissão Europeia, 2021).

O presente trabalho tem como objetivo analisar as medidas adotadas pela União Europeia desde o início da guerra na Ucrânia para reduzir e, progressivamente, eliminar a dependência do gás natural russo. Especificamente, pretende-se: (i) avaliar como a diminuição das importações foi alcançada; (ii) identificar as estratégias que continuam em implementação; (iii) compreender de que forma estas políticas se articulam com a transição energética e os compromissos de descarbonização, nomeadamente o Fit for 55 e o REPowerEU; e (iv) examinar as consequências económicas deste processo, em particular o aumento dos custos de produção

para as empresas europeias, uma preocupação especialmente premente para setores como o químico, o dos fertilizantes e o da cerâmica, para os quais o gás constitui um fator de produção difícil de substituir (Falkner, 2023).

O trabalho encontra-se estruturado em cinco capítulos. Após esta introdução, o segundo capítulo apresenta o enquadramento teórico e histórico da relação energética UE-Rússia. O terceiro capítulo analisa as estratégias de substituição de importações no curto prazo. O quarto capítulo examina a transição energética nos médio e longo prazos, articulando-a com os compromissos de descarbonização. O quinto capítulo conclui com uma síntese dos principais resultados e perspetivas futuras.

2. ENQUADRAMENTO

2.1. O CONCEITO DE SEGURANÇA ENERGÉTICA

A segurança energética afirma-se como uma questão central na definição das políticas energéticas dos Estados, dado que a disponibilidade de um fornecimento energético ininterrupto é condição necessária ao bem-estar económico e social das comunidades.

A Agência Internacional da Energia (AIE) define segurança energética como a disponibilidade ininterrupta de recursos energéticos a um preço acessível. Esta definição, adotada pela UE na sua Estratégia de Segurança Energética Europeia de 2014, constitui o referencial teórico mais adequado ao presente estudo, na medida em que a segurança energética europeia constitui o objeto central da análise, sendo reconhecida como parte fundamental da prosperidade e da segurança da União.

Nas últimas décadas, o conceito evoluiu para integrar novas dimensões, como a aceitabilidade ambiental e a sustentabilidade, ultrapassando a abordagem clássica centrada exclusivamente no abastecimento estável de petróleo a preços acessíveis. Como sublinham Cherp e Jewell (2014) o interesse académico na segurança energética reemergiu com a necessidade de responder a disrupções no fornecimento de gás natural à Europa e à pressão para descarbonizar os sistemas energéticos. Schreurs (2023) acrescenta que a invasão russa da Ucrânia demonstrou como uma crise de segurança internacional pode ter impactos profundos nas políticas energéticas e climáticas, levando a alterações que, em circunstâncias normais, teriam levado anos ou mesmo décadas a concretizar.

2.2. A REALIDADE ENERGÉTICA EUROPEIA E A DEPENDÊNCIA DO GÁS RUSSO

A UE27 apresenta um mix energético diversificado, mas fortemente dependente de combustíveis fósseis. Em 2019, os produtos petrolíferos e o gás natural representavam, cada um, 36% da energia disponível na União (Comissão Europeia, 2021). A produção interna de energia, contudo, já era maioritariamente orientada para fontes com menor teor de carbono, com as renováveis a representarem 37% da produção doméstica e a energia nuclear 32% (Comissão Europeia, 2021).

A discrepância entre o consumo e a produção interna explica a elevada taxa de dependência energética da UE. Cerca de 17 dos 27 Estados-Membros apresentam uma dependência superior a 50%, o que significa que importam significativamente mais energia do que produzem (Comissão Europeia, 2021). Os padrões de dependência variam consideravelmente: enquanto Malta, Luxemburgo e Chipre apresentam níveis superiores a 90%, enquanto a Alemanha se situa num patamar intermédio de 67%, e a Estónia regista uma baixa dependência de importações de energia primária (cerca de 5%, devido ao uso de xisto betuminoso doméstico), embora mantivesse elevada vulnerabilidade face aos fornecimentos russos (Comissão Europeia, 2021).

A situação é particularmente crítica no setor do gás natural. A Rússia era, em 2019, responsável por 41% das importações europeias de gás, e a Alemanha destacava-se como o maior importador de gás natural da União e a maior compradora estrangeira de gás russo (Comissão Europeia, 2021). Schreurs (2023) contextualiza que, em 2019, a Rússia fornecia à Europa perto de metade das suas importações de combustíveis sólidos, mais de 40% do gás natural e mais de um quarto do petróleo bruto, enquanto a Noruega, o segundo maior fornecedor, representava apenas 16% do gás e 7% do petróleo importados pela UE.

Como observam Rokicki et al. (2023), a dependência da UE em relação às importações russas já era considerável antes do conflito, e as restrições às importações de gás natural foram comparativamente menos severas do que as aplicadas ao petróleo e aos combustíveis sólidos após o início da guerra. Halser e Paraschiv (2022), analisando o caso alemão, sublinham que a elevada dependência das importações russas tornou a Alemanha particularmente vulnerável a uma interrupção do fornecimento, motivando a implementação de medidas regulatórias para mitigar uma potencial escassez de gás.

2.3. A EVOLUÇÃO HISTÓRICA DA RELAÇÃO ENERGÉTICA UE-RÚSSIA

A interdependência energética entre a UE e a Rússia não é um fenómeno recente, antes resulta de um longo processo histórico que remonta ao período da Guerra Fria (Högselius, 2013). O início desta relação surgiu com o fornecimento doméstico de gás natural aos países da Europa Central e de Leste integrantes da União Soviética, no âmbito do COMECON (Högselius, 2013).

A descoberta de grandes campos de gás na Sibéria, a existência de complementaridades tecnológicas entre o Leste e o Ocidente, e o período de détente dos anos sessenta do século XX permitiram o início das exportações de gás soviético para a Europa Ocidental. Entre 1968 e meados dos anos setenta, as exportações começaram a fluir em direção à Áustria, República Federal Alemã, Finlândia, Itália e França, graças à construção de um vasto sistema de gasodutos que pavimentou o caminho para a interdependência existente na atualidade (Faías, 2022, p. 13). Durante a Guerra Fria, como sublinha Siddi (2020), o setor energético foi o único suficientemente robusto para desafiar a lógica de confronto, mesmo com todas as divisões ideológicas da época.

A dissolução da URSS (União das Repúblicas Socialistas Soviéticas) em 1991 não interrompeu estas dinâmicas; pelo contrário, as exportações de gás russo para a Europa aumentaram exponencialmente durante os

anos noventa, aprofundando a dependência europeia (Högselius, 2013). Schreurs (2023) recorda que, já durante a Guerra Fria, se iniciaram as primeiras trocas comerciais de gás por tecnologia de gasodutos, e que, nas décadas seguintes, foram lançados sucessivos projetos de extensão dos gasodutos Yamal, que transportavam gás da Península de Yamal e da Sibéria Ocidental para a Europa Ocidental, via Bielorrússia, Polónia e Ucrânia.

No entanto, a chegada de Vladimir Putin ao poder marcou uma viragem. O Estado russo consolidou o controlo sobre o setor energético, nomeadamente através da aquisição de 51% da Gazprom, e adotou uma postura externa mais assertiva (Belyi, 2015). As interpretações divergentes do conceito de segurança energética entre a UE e a Rússia acentuaram as tensões: enquanto a UE privilegiava a segurança do aprovisionamento através da diversificação de fornecedores, a Rússia focava-se em assegurar a procura das suas exportações através de contratos de longo prazo (Siddi, 2018). As sucessivas crises do gás na Ucrânia, em 2006 e 2009, intensificaram as preocupações europeias, mas, em vez de conduzirem a um afastamento, levaram ao aprofundamento da relação energética, incluindo a construção de novas rotas que evitassem os países de trânsito (Falkner, 2023).

2.4. A ALEMANHA COMO PORTA DE ENTRADA DO GÁS RUSSO NA UE

A Alemanha desempenhou um papel determinante na construção e manutenção da dependência europeia do gás russo. Desde o período da Guerra Fria que a política externa alemã, inspirada na Ostpolitik lançada pelo chanceler Willy Brandt, procurou aprofundar a interdependência económica com a Rússia, como forma de garantir a coexistência pacífica e, mais tarde, a reunificação alemã (Schreurs, 2023). Como recorda Schreurs (2023), quando o Muro de Berlim caiu em 1989, a Alemanha já importava cerca de um terço do seu gás da União Soviética.

A noção de "Wandel durch Handel" (transformação através do comércio) tornou-se um pilar da política externa alemã, segundo a qual os ganhos mútuos do comércio teriam um efeito transformador e pacificador sobre a Rússia (Falkner, 2023). Esta estratégia foi prosseguida tanto pelo chanceler Gerhard Schröder (1998–2005), que apoiou decisivamente os gasodutos Nord Stream, como por Angela Merkel (2005–2021), que manteve o apoio aos projetos mesmo após a anexação russa da Crimeia em 2014 (Schreurs, 2023).

A construção dos gasodutos Nord Stream I e II ilustra de forma paradigmática esta dinâmica. O Nord Stream I foi inaugurado em 2011 por Merkel e pelo presidente russo Medvedev, com o objetivo de enviar gás russo diretamente para a Alemanha através do Mar Báltico, contornando os países de trânsito da Europa Central e de Leste (Schreurs, 2023). A construção do Nord Stream II teve início em 2015, poucos meses após a anexação russa da Crimeia, e foi concluída em 2021. Polónia, Estados Bálticos e Ucrânia advertiram que o projeto ameaçava a segurança energética europeia ao tornar a Europa excessivamente dependente do gás russo (Falkner, 2023; Schreurs, 2023).

O foco excessivo alemão no aprofundamento da interdependência económica germano-russa, em paralelo com a Ostpolitik, conduziu a Alemanha a negligenciar repetidamente a segurança do aprovisionamento

energético, tanto a nível nacional como europeu (Dyson, 2016). Como conclui Faias (2022, p. 44), a Alemanha beneficiou da sua relação histórico-comercial com a Rússia, mas a sua posição no seio da UE conferiu-lhe um peso determinante nas dinâmicas energéticas europeias, dificultando a adoção de uma posição europeia coesa em matéria de segurança energética.

2.5. A POLÍTICA CLIMÁTICA E ENERGÉTICA DA UE ANTES DE 2022

Paralelamente às dinâmicas de dependência do gás russo, a UE foi desenvolvendo uma arquitetura política climática cada vez mais ambiciosa. Em 2005, foi lançado o Sistema de Comércio de Licenças de Emissão da UE (EU ETS), o primeiro sistema internacional de cap-and-trade do mundo. Seguiram-se o Pacote Energia-Clima 2020 (metas 20-20-20), o Pacote Energia-Clima 2030 e, em 2019, o Pacto Ecológico Europeu (European Green Deal), que estabeleceu o objetivo de neutralidade carbónica até 2050 e deu origem à Lei Europeia do Clima (2021) e ao pacote Fit for 55.

O Fit for 55, apresentado em 2021, alinhou toda a legislação europeia de clima e energia com a nova meta de redução de 55% das emissões até 2030, incluindo a revisão do EU ETS, a Diretiva das Energias Renováveis, a Diretiva da Eficiência Energética e a criação do Mecanismo de Ajustamento Carbónico Fronteiriço (CBAM). Schreurs (2023) sublinha que, quando a guerra começou, já estavam em curso esforços para promover a eficiência energética, a expansão das renováveis e o desenvolvimento do hidrogénio verde no âmbito do Green Deal. Como observa, a visão de uma economia circular e neutra em carbono já havia sido formulada, e a agressão de Putin abriu uma janela de oportunidade para acelerar e ampliar o alcance dessa transição.

2.6. A GUERRA NA UCRÂNIA E A RESPOSTA DA UE: REPOWEREU

A invasão russa da Ucrânia em 24 de fevereiro de 2022 marcou um ponto de viragem radical na política energética europeia (Schreurs, 2023). Ao contrário das incursões anteriores da Rússia na Geórgia (2008) e na Crimeia (2014), que suscitaram reações moderadas, a invasão em grande escala gerou uma resposta ocidental sem precedentes (Schreurs, 2023). Putin terá calculado que a Europa, dependente do gás russo, acabaria por ceder; em vez disso, a sua agressão fortaleceu a NATO e levou a um repensar profundo do significado da segurança energética na Europa (Schreurs, 2023).

A Alemanha, o país mais exposto, protagonizou a maior surpresa política. A 22 de fevereiro de 2022, horas depois de a Rússia reconhecer a independência das autoproclamadas repúblicas de Donetsk e Lugansk, o chanceler Olaf Scholz anunciou que não certificaria o Nord Stream II. Dois dias depois, Putin lançou a guerra, abalando definitivamente a posição alemã e levando a uma reavaliação radical da relação com a Rússia (Schreurs, 2023).

Em resposta à crise, a UE lançou o plano REPowerEU em maio de 2022. Como explica Falkner (2023), o plano procurava alcançar uma redução de dois terços no consumo de gás russo até ao final de 2022, eliminar

a dependência das exportações energéticas russas e avançar com os objetivos da política climática, através de três eixos fundamentais: redução do consumo energético, diversificação de fornecedores e aceleração do investimento em energias renováveis. Ainda em março de 2022, a Comissão Europeia declarou que a aposta para uma rápida transição para energias limpas nunca tinha sido tão forte e clara (Falkner, 2023).

A diversificação de fornecedores revelou-se mais difícil para o gás do que para o petróleo e o carvão, dado que a construção de novos gasodutos leva anos e vários países careciam de infraestruturas de importação de GNL. No entanto, a velocidade da resposta surpreendeu: a Alemanha, que não dispunha de capacidade de importação de GNL, construiu o primeiro terminal em Wilhelmshaven em menos de 200 dias (Falkner, 2023). A Europa beneficiou ainda de condições favoráveis no mercado global, com a fraca procura asiática a facilitar a diversão de carga de GNL para clientes europeus, e os EUA a aumentar rapidamente as exportações de energia para a Europa (Falkner, 2023). No final de 2022, as empresas americanas forneciam metade das importações europeias de GNL (Falkner, 2023).

A redução do consumo foi igualmente impressionante. Em agosto de 2022, a UE apelou a uma redução de 15% no consumo de gás e, entre agosto de 2022 e janeiro de 2023, o consumo de gás na UE caiu 19,3%, em comparação com a média do período 2017-2022 (Falkner, 2023). As sanções evoluíram rapidamente: a quinta ronda de sanções (abril de 2022) proibiu as importações de carvão russo; a sexta ronda (junho de 2022) introduziu uma proibição total do petróleo bruto russo transportado por via marítima, cobrindo 90% das importações de petróleo da Rússia (Schreurs, 2023).

Para a transição energética, o impacto foi paradoxal. No curto prazo, o recurso ao carvão e a construção de novas infraestruturas de GNL levantaram receios de um retrocesso climático. No entanto, Falkner (2023) conclui que a guerra galvanizou os líderes europeus para reafirmar o compromisso com a neutralidade carbónica e acelerar a descarbonização. No final de 2022, a capacidade eólica e solar produzia um recorde de 22% da eletricidade na UE, ultrapassando o gás (20%) e o carvão (16%). Schreurs (2023) reporta que as emissões da UE caíram 2,5% em 2022 comparativamente a 2021, sugerindo que a aceleração da transição energética já estava a ter um impacto climático positivo.

2.7. O CASO PORTUGUÊS

Portugal alinhou-se desde cedo com os objetivos climáticos europeus. O Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050, publicado em 2019, definiu a visão e as trajetórias de redução de emissões, enquanto o Plano Nacional Energia e Clima (PNEC 2030) estabeleceu metas ambiciosas para 2030. Na COP28 (28.ª Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas), em 2023, Portugal anunciou a antecipação da meta de neutralidade carbónica para 2045. O PNEC 2030, atualizado em 2023 para alinhar com o REPowerEU, fixou a redução das emissões em 55% face aos valores de 2005 e a quota de renováveis no consumo final bruto de energia em 51% até 2030. Em 2023, as renováveis já representavam 63% da produção de eletricidade, colocando Portugal no 4.º lugar da UE neste indicador.

3. SUBSTITUIÇÃO DE IMPORTAÇÕES NO CURTO PRAZO

3.1. ESTRATÉGIAS ADOTADAS PARA SUBSTITUIR O GÁS NATURAL RUSSO

Com o lançamento do plano REPowerEU em maio de 2022, a UE embarcou num programa abrangente para eliminar a dependência do gás russo e tornar o sistema energético europeu mais resiliente. O plano estabeleceu três eixos fundamentais: redução do consumo energético, diversificação de fornecedores externos e aceleração do investimento em energias renováveis (Falkner, 2023). O objetivo imediato era reduzir em dois terços o consumo de gás russo até ao final de 2022.

A redução do lado da procura foi o primeiro e mais rápido instrumento. Em agosto de 2022, o Conselho da UE apelou a uma redução voluntária de 15% no consumo de gás por parte dos Estados-Membros (Falkner, 2023). O resultado superou as expectativas: entre agosto de 2022 e janeiro de 2023, o consumo de gás na UE caiu 19,3% face à média do período 2017–2022 (Falkner, 2023). Esta redução foi conseguida através de campanhas de sensibilização pública, redução da temperatura em edifícios públicos e privados, e medidas de eficiência energética na indústria (Schreurs, 2023).

Antes de analisar as estratégias concretas de substituição, importa distinguir as duas formas de importação de gás natural. O gás por gasoduto (pipeline) é transportado em estado gasoso através de infraestruturas fixas terrestres ou submarinas, dependendo de rotas geograficamente definidas e de relações bilaterais de longo prazo. Já o Gás Natural Liquefeito (GNL) é arrefecido a -162°C , reduzindo o seu volume 600 vezes, e transportado por navios criogénicos, podendo ser adquirido em mercados globais (EUA, Qatar, Nigéria) e regaseificado em terminais portuários. Esta distinção é central para compreender as diferentes velocidades e custos da substituição de importações.

A diversificação de fornecedores revelou-se mais complexa para o gás natural do que para o petróleo e o carvão. A construção de novos gasodutos leva anos e vários países europeus careciam de infraestruturas de importação de Gás Natural Liquefeito (GNL). No entanto, a velocidade da resposta institucional surpreendeu: a Alemanha, que não dispunha de qualquer capacidade de importação de GNL, decidiu construir terminais portuários de raiz. O primeiro terminal flutuante de armazenamento e regaseificação (FSRU) em Wilhelmshaven foi concluído em menos de 200 dias e entrou em operação a 17 de dezembro de 2022 (Falkner, 2023).

No conjunto da UE, entre 2022 e 2024 foram encomendados 12 novos terminais de GNL e seis projetos de expansão, adicionando 70 bcm de capacidade de importação, elevando a capacidade total para 242 bcm por ano em 2025 (Comissão Europeia, 2026). Cerca de 75% da capacidade de importação de GNL adicionada desde 2022 corresponde a unidades FSRU, que podem ser realocizadas ou reaproveitadas caso a sua utilização diminua significativamente (ACER, 2024).

Os Estados Unidos tornaram-se o fornecedor dominante de GNL para a Europa. Em 2022, as empresas americanas forneceram metade das importações europeias de GNL e 12% do petróleo (Falkner, 2023). Em 2025, os EUA foram responsáveis por 56% das importações de GNL da UE, enquanto a quota da Rússia caiu para 14% (Eurostat, 2026). A Noruega manteve-se como o maior fornecedor global de gás da UE, representando 31% do total das importações europeias de gás (89 bcm) em 2025 (Comissão Europeia, 2026).

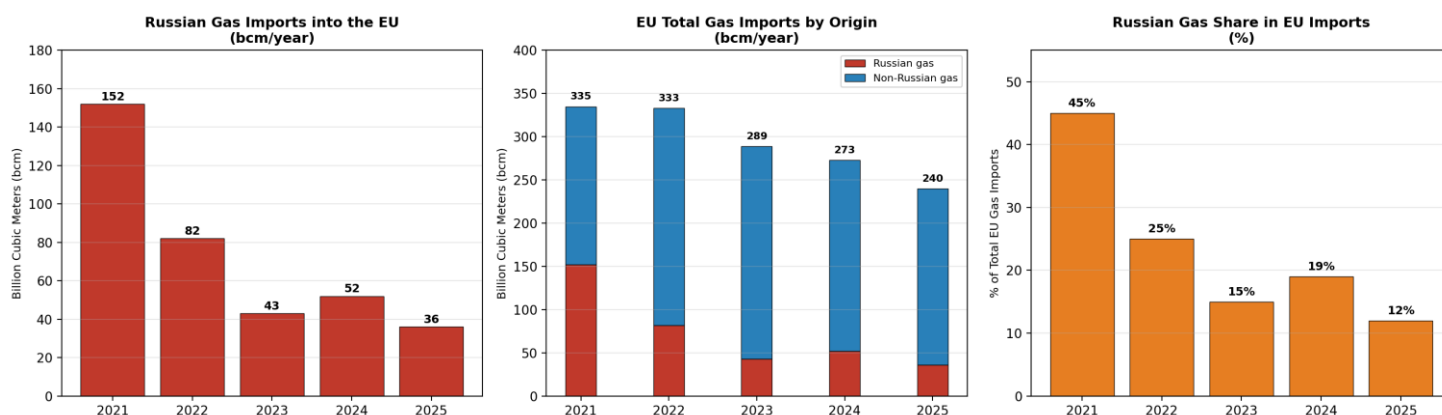
Tabela 1 - Evolução das importações de gás natural da UE por origem (bcm e %)

Origem		2021	2022	2023	2024	2025
Rússia	Total	152 bcm (45%)	82 bcm (25%)	43 bcm (15%)	52 bcm (19%)	36 bcm (12%)
	Pipeline	133 bcm	60 bcm	25 bcm	32 bcm	16 bcm
	GNL	19 bcm	22 bcm	18 bcm	20 bcm	20 bcm
Noruega		75 bcm (22%)	85 bcm (25,5%)	90 bcm (31%)	90 bcm (33%)	89 bcm (31%)
EUA (GNL)		10 bcm (3%)	55 bcm (16,5%)	60 bcm (21%)	46 bcm (17%)	62 bcm (26%)
Norte de África		40 bcm (12%)	38 bcm (11%)	40 bcm (14%)	38 bcm (14%)	31 bcm (13%)
Outros		58 bcm (18%)	73 bcm (22%)	56 bcm (19%)	47 bcm (17%)	22 bcm (18%)
Total		335 bcm (100%)	333 bcm (100%)	289 bcm (100%)	273 bcm (100%)	240 bcm (100%)

Fonte: Comissão Europeia (2022, 2025, 2026); Eurostat (2026); Ember (2025); ACER (2024). Valores de 2025 são projeções/preliminares baseados nos dados disponíveis até Q2 2025. Nota: A categoria “Outros” inclui Qatar, Azerbaijão, Reino Unido, Nigéria e outros fornecedores pontuais de GNL.

Figura 1 - Evolução das importações de gás russo e respetiva quota no total da UE (2021–2025)

EU Reduction of Russian Natural Gas Dependence (2021-2025)



Fonte: Comissão Europeia (2026); Eurostat (2026); Conselho da UE (2025). Os valores para 2025 são estimativas baseadas nos dados disponíveis até ao segundo trimestre.

A Tabela 1 e o Gráfico 1 revelam uma trajetória de redução expressiva, ainda que com algumas flutuações. A queda mais acentuada ocorreu entre 2021 e 2023, com as importações de gás russo a diminuírem

de 152 bcm para 43 bcm, uma redução superior a 70% (Falkner, 2023; Rokicki et al., 2023). No entanto, em 2024 registou-se um aumento inesperado para 52 bcm, impulsionado por um crescimento de 26% nas importações por pipeline (de 25 para 32 bcm) e de 12% no GNL russo (de 18 para 20 bcm) (Conselho da UE, 2025). Este aumento deveu-se sobretudo a maiores importações por parte de Itália, República Checa e França (Ember, 2025). Já em 2025, com o fim do trânsito de gás russo via Ucrânia e a entrada em vigor de novas medidas, a quota russa caiu para 12% (Comissão Europeia, 2026).

Em 2025, o gás russo representou 12% das importações totais de gás da UE, contra 45% em 2021. As importações de petróleo bruto russo caíram de 27% (2022) para 2% (2025), e o carvão russo foi totalmente eliminado do mix energético europeu (Comissão Europeia, 2026).

3.2. CUSTOS ASSOCIADOS E EVOLUÇÃO AO LONGO DO TEMPO

A substituição do gás russo teve custos económicos significativos, tanto ao nível dos preços de energia como dos investimentos em infraestruturas.

Preços do gás:

O choque energético de 2022 fez disparar os preços do gás para níveis históricos. Em agosto de 2022, o preço no hub TTF (Title Transfer Facility) holandês atingiu um recorde de 300 €/MWh, comparado com cerca de 20 €/MWh em 2020 (Falkner, 2023). A inflação na UE ultrapassou os 10% em 2022 e o crescimento económico estagnou (Falkner, 2023). Na Alemanha, o preço médio da eletricidade para um agregado familiar saltou de 32,16 cêntimos/kWh em 2021 para 40,07 cêntimos/kWh no segundo semestre de 2022 (Schreurs, 2023).

Os custos adicionais para consumidores e indústria foram substanciais, forçando os governos a intervir com limites de preço e subsídios (Schreurs, 2023). Falkner (2023) observa que, embora o crescimento económico tenha estagnado, a recessão temida não se materializou: algumas indústrias conseguiram reduzir o consumo de gás sem quebrar a produção, graças a ganhos de eficiência e à substituição de combustíveis. Para setores como o químico, o dos fertilizantes e o da cerâmica, o gás permanece um fator de produção difícil de substituir, podendo levar à redução da produção ou à realocização fora da Europa (Falkner, 2023).

Halser e Paraschiv (2022), analisando especificamente o caso alemão, estimaram um potencial de substituição de importações a curto prazo de 13 bcm através da instalação atempada de FSRU, e identificaram uma capacidade máxima de redução da procura de 24,1 bcm nos setores elétrico, industrial e doméstico. Mesmo no cenário mais otimista de redução da procura industrial, os autores apontavam para um défice de importação de 9 bcm num horizonte de um ano, defendendo um adiamento do phase-out do carvão e da energia nuclear como medidas de curto prazo (Halser & Paraschiv, 2022).

Investimentos em infraestruturas:

A Comissão Europeia estimou que a implementação total do REPowerEU exigiria investimentos cumulativos de €300 mil milhões entre 2022 e 2030, para além das propostas do Fit for 55 (Comissão Europeia, 2022; Conselho da UE, 2025). No entanto, a mesma análise concluiu que, com as medidas combinadas do Fit for 55 e do REPowerEU, a UE poderia poupar €80 mil milhões por ano em importações de gás e €11 mil milhões por ano em importações de carvão (Conselho da UE, 2025).

Evolução recente dos preços:

Após o pico de 2022, os preços grossistas do gás começaram a descer, embora mantendo-se acima dos níveis pré-crise. Em fevereiro de 2023, o preço do gás natural europeu caiu para mínimos de 18 meses, aliviando as preocupações de uma recessão prolongada (Falkner, 2023). No segundo trimestre de 2025, os preços grossistas diminuíram 24% face ao trimestre anterior e os preços retalhistas 2%, embora ainda se situassem 5% e 9% acima dos valores homólogos, respetivamente (Comissão Europeia, 2025). A descida dos preços foi sustentada pelo aumento da oferta global de GNL, pela redução da procura europeia e pela expansão contínua das energias renováveis (Comissão Europeia, 2025).

Tabela 2 - Evolução do preço do gás TTF, da inflação na zona euro e contribuição da energia (2021–2025)

Indicador	2021	2022	2023	2024	2025
Preço grosso gás TTF (média anual, €/MWh)	47	~133	41	35	~33
Inflação anual zona euro (% , IHPC)	2,6	8,4	5,5	2,4	2,2
Contribuição da energia para a inflação (pp)	n.d.	~4,5	-0,7 (dez.)	+0,01 (dez.)	-0,18 (dez.)
Inflação energética (% , variação homóloga)	n.d.	~35 (nov.)	-3,6 (dez.)	-2,4 (dez.)	-2,0 (dez.)

Fonte: BCE (2023); Eurostat (2022, 2024, 2025, 2026); Comissão Europeia, DG Energy (2024, 2025). Valores de 2025 são preliminares. O preço TTF de 2022 é estimado com base nos preços mensais reportados por Falkner (2023) e pela CE; o de 2025 é parcial (Q1–Q2). pp = pontos percentuais; n.d. = não disponível; ~ = aproximadamente; Q = trimestre (quarter).

O impacto do choque energético na inflação foi profundo e visível em toda a economia europeia. A inflação anual da zona euro saltou de 0,3% em 2020 para 2,6% em 2021 e disparou para 8,4% em 2022, o valor mais elevado desde a criação do euro (BCE, 2023). A energia e os produtos alimentares (cuja produção é intensiva em energia) foram responsáveis por mais de dois terços desta inflação recorde (BCE, 2023). Em novembro de 2022, a inflação energética atingiu 34,9% na zona euro (Eurostat, 2022).

A partir de 2023, com a descida dos preços do gás, a contribuição da energia para a inflação tornou-se negativa ou residual. Em dezembro de 2023, a componente energética contribuía com -0,68 pontos percentuais

(pp) para a inflação total; em dezembro de 2024, com +0,01 pp; e em dezembro de 2025, com -0,18 pp (Eurostat, 2024, 2025, 2026). Em contraste, o setor dos serviços manteve uma contribuição elevada (1,54 pp em dezembro de 2025), refletindo a rigidez dos salários e a transmissão diferida dos custos energéticos ao longo da cadeia de valor (Eurostat, 2026). A inflação na zona euro regressou ao objetivo de 2% durante 2025, fixando-se em 1,9% em dezembro desse ano (Eurostat, 2026).

Países mais dependentes do gás russo, como a Alemanha e a Itália, registaram aumentos particularmente acentuados no preço da energia ao consumidor em 2022 — 35% e 51%, respetivamente (CaixaBank Research, 2026). Os países bálticos (Estónia, Letónia, Lituânia) chegaram a registar taxas de inflação superiores a 20% em 2022, refletindo a sua elevada exposição ao choque energético (CaixaBank Research, 2026).

Receitas russas e impacto orçamental:

Nos primeiros seis meses do conflito, a Rússia obteve €158 mil milhões em receitas de exportação de combustíveis fósseis, das quais as importações da UE representaram 54% (€85 mil milhões) (Falkner, 2023). Com a progressiva redução das importações europeias e a imposição de um teto de preço ao petróleo russo por parte do G7, Moscovo perdeu uma parte significativa destas receitas, tendo de recorrer ao seu fundo soberano para cobrir um défice orçamental crescente (Falkner, 2023). Schreurs (2023) acrescenta que a eficácia das sanções foi atenuada pelo aumento das compras de petróleo e gás russos por parte da China, Índia e Turquia.

O paradoxo de 2024:

O aumento inesperado das importações de gás russo em 2024 (de 43 para 52 bcm) revelou a persistência de vulnerabilidades estruturais. Rokicki et al. (2023) já tinham identificado que, embora as sanções tivessem reduzido drasticamente as importações de petróleo e carvão russos, as restrições ao gás natural eram comparativamente menos severas. Ember (2025) documentou que o aumento se deveu sobretudo ao crescimento das importações de GNL russo para Itália, França e República Checa, tendo-se verificado ainda a prática de "whitewashing" do GNL russo, que entrava no mercado europeu através de portos de outros Estados-Membros sem restrições diretas (Ember, 2025).

O quadro regulatório para 2026–2027:

Em resposta a estas fragilidades, a UE adotou em fevereiro de 2026 o Regulamento REPowerEU para o Gás, que torna vinculativa a eliminação progressiva das importações russas. O regulamento estabelece o fim das importações de GNL russo até ao final de 2026 e das importações por gasoduto até 30 de novembro de 2027, com um sistema harmonizado de sanções e salvaguardas para garantir o cumprimento (Comissão Europeia, 2026).

3.3. SÍNTESE

Em suma, a substituição de importações de gás russo no curto prazo foi alcançada através de uma combinação de três estratégias: redução do consumo (que superou as metas iniciais), diversificação de fornecedores (com destaque para o GNL americano e o gás norueguês) e investimento acelerado em infraestruturas de importação de GNL. Esta transição teve custos elevados, preços recorde em 2022, inflação superior a 10% e investimentos de centenas de milhares de milhões, mas a UE conseguiu evitar ruturas de abastecimento no inverno de 2022–2023 e reduziu a quota russa de 45% para 12% em quatro anos.

No entanto, o aumento inesperado das importações em 2024 demonstrou que a eliminação total da dependência exigirá um quadro jurídico vinculativo, agora consagrado no Regulamento REPowerEU para o Gás de 2026. A descida dos preços grossistas a partir de 2023 e o crescimento da oferta global de GNL sugerem que os custos desta transição, embora elevados no curto prazo, tenderão a diminuir.

4. TRANSIÇÃO ENERGÉTICA NO MÉDIO PRAZO

4.1. O REPOWEREU COMO CATALISADOR DA TRANSIÇÃO

Desde o início da guerra na Ucrânia, a UE sublinhou que a resposta à crise energética não poderia ser dissociada dos objetivos climáticos de longo prazo. Em março de 2022, a Comissão Europeia declarou que, após a invasão da Ucrânia, o argumento a favor de uma transição rápida para energias limpas nunca tinha sido tão forte e claro (Falkner, 2023). O REPowerEU, apresentado formalmente em maio de 2022, não era apenas um plano de emergência para substituir o gás russo — era também um acelerador da transição energética já em curso no âmbito do Pacto Ecológico Europeu e do Fit for 55.

Como observam Pavlenko e Cherp (2025), o REPowerEU representou uma novidade histórica ao "securitizar" as energias renováveis como um meio para reduzir a dependência das importações russas, associando pela primeira vez a segurança energética à aceleração da descarbonização. No entanto, os mesmos autores concluem que o plano teve um impacto moderado: manteve, mais do que transformou, a trajetória de transição já existente, com efeitos desiguais entre tecnologias. A energia solar, já em aceleração antes da crise, poderá ultrapassar as metas; a eólica onshore manteve o seu crescimento estável; e a eólica offshore continua condicionada por incertezas económicas e institucionais (Pavlenko & Cherp, 2025).

4.2. ACELERAÇÃO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS: METAS REVISTAS E RESULTADOS

O REPowerEU propôs aumentar a meta de energias renováveis no consumo final de energia de 40% para 45% até 2030, relativamente ao previsto no Fit for 55, e elevar o objetivo de eficiência energética para uma redução de 13% no consumo face aos níveis de 2020 (Pérez de las Heras, 2024). Em resposta, a Diretiva das Energias Renováveis e a Diretiva da Eficiência Energética foram alteradas para refletir estas metas mais ambiciosas (Schreurs, 2023). A Alemanha foi mais longe, aprovando em julho de 2022 o "Pacote de Páscoa"

(*Easter Package*), que aumentou a quota de renováveis no setor elétrico para 80% até 2030 e obrigou os Estados federados a reservar 2% do seu território para parques eólicos (Schreurs, 2023).

Os resultados foram significativos. No final de 2022, a capacidade eólica e solar produzia um recorde de 22% da eletricidade na UE, ultrapassando o gás (20%) e o carvão (16%) (Falkner, 2023). A energia solar fotovoltaica cresceu 47% em 2022, com 41,4 GW instalados, contra 28,1 GW em 2021, com os maiores aumentos na Alemanha, Espanha, Polónia, Países Baixos e França (Schreurs, 2023). Breyer et al. (2022) estimam que, num cenário de aceleração, a energia solar fotovoltaica poderá representar entre 61% e 63% da geração total de eletricidade na Europa até 2050, posicionando-se como o pilar central de uma economia *power-to-X* baseada em hidrogénio verde e captura direta de CO₂.

França, por seu lado, aprovou o *Renewable Energy Acceleration Bill*, com o objetivo de simplificar os processos de licenciamento e aumentar a produção de eletricidade renovável para o equivalente ao consumo total de eletricidade do país em 2022, o que implicará um aumento de dez vezes na capacidade solar (100 GW) e 40 GW de eólica offshore (Schreurs, 2023).

Em 2023, a quota de renováveis no consumo final bruto de energia da UE atingiu 24,5%, e as emissões de gases com efeito de estufa da UE caíram 2,5% em 2022 face a 2021, sugerindo que a aceleração da transição já estava a ter um impacto climático positivo (Falkner, 2023; Schreurs, 2023).

Tabela 3 - Metas e resultados da transição energética na UE (2021–2025)

Indicador	2021	2022	2023	Meta 2030
Quota de renováveis no consumo final de energia (%)	19,20%	20,40%	24,50%	45% (REPowerEU)
Capacidade solar instalada (GW/ano)	28,1 GW	41,4 GW	~55 GW	—
% de eletricidade de eólica e solar na UE	~18%	22%	~27%	80% (Alemanha, setor elétrico)
Redução do consumo de gás (vs. 2017–2022)	—	—	19,3% (ago-jan)	13% de eficiência (vs. 2020)
Investimento anual em renováveis (estimativa)	—	—	—	€210 mil milhões até 2027

Fonte: Falkner (2023); Schreurs (2023); Pérez de las Heras (2024); SolarPower Europe (2022, citado por Schreurs, 2023).

~ = aproximadamente.

4.3. EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E REDUÇÃO ESTRUTURAL DA PROCURA

Para além das renováveis, a redução estrutural do consumo energético tornou-se um dos pilares da resposta europeia. Entre agosto de 2022 e janeiro de 2023, o consumo de gás na UE caiu 19,3% face à média

do período 2017–2022, ultrapassando a meta voluntária de 15% (Falkner, 2023). Esta redução resultou de campanhas de sensibilização, medidas de eficiência na indústria e redução da temperatura em edifícios públicos e privados (Schreurs, 2023).

O REPowerEU estabeleceu uma meta vinculativa de redução do consumo energético de, pelo menos, 13% até 2030, relativamente aos níveis de 2020 (Pérez de las Heras, 2024). A Diretiva do Desempenho Energético dos Edifícios foi revista, para acelerar a renovação do parque imobiliário europeu e incluir a obrigatoriedade de instalações solares em edifícios novos e existentes entre 2027 e 2030 (Pérez de las Heras, 2024).

A intensidade energética da economia europeia continuou a melhorar. O Plano Industrial do Pacto Ecológico, apresentado em 2023, veio reforçar a competitividade da indústria europeia no setor das tecnologias limpas, enquanto o Mecanismo de Ajustamento Carbónico Fronteiriço (CBAM) começou a ser implementado para evitar a deslocalização de emissões (carbon leakage) e incentivar a descarbonização da produção industrial (Pérez de las Heras, 2024).

4.4. INVESTIMENTO E FINANCIAMENTO DA TRANSIÇÃO

A implementação do REPowerEU exigirá investimentos cumulativos estimados em €300 mil milhões entre 2022 e 2030, para além das dotações já previstas no Fit for 55 (Conselho da UE, 2025; Pérez de las Heras, 2024). Deste montante, espera-se que €210 mil milhões sejam aplicados em projetos de energias renováveis e infraestruturas até 2027 (Pérez de las Heras, 2024).

O financiamento será assegurado através de vários instrumentos. A maior fatia (€225 mil milhões) virá do Mecanismo de Recuperação e Resiliência (RRF), o principal instrumento do *Next Generation EU* (NGEU), que exige que cada plano nacional inclua um capítulo específico dedicado ao REPowerEU (Pérez de las Heras, 2024). O restante será coberto por fundos estruturais, receitas do leilão de licenças adicionais do EU ETS (cerca de €20 mil milhões) e pela Política Agrícola Comum (Pérez de las Heras, 2024). O Quadro Financeiro Plurianual 2021–2027 e o NGEU representam, em conjunto, €1,8 biliões, dos quais 30% estão afetos a projetos relacionados com o clima (Pérez de las Heras, 2024). A Comissão Europeia estima que, com as medidas combinadas do Fit for 55 e do REPowerEU, a UE poderá poupar €80 mil milhões por ano em importações de gás (Conselho da UE, 2025).

A transição tem também um impacto significativo no emprego. No setor das energias renováveis, a UE empregava 1,8 milhões de pessoas em 2023, com tendência de forte crescimento, especialmente nas áreas solar e eólica. O Plano Nacional Energia e Clima português (PNEC 2030) prevê a criação de até 250 mil empregos verdes no horizonte de 2030. A nível global, a IRENA (Agência Internacional de Energia Renovável) estima que possam ser criados entre 24 e 70 milhões de novos empregos até 2050 no setor das renováveis e da eficiência energética.

4.5. DESAFIOS E CONTRADIÇÕES

A aceleração da transição não está isenta de tensões. Pérez de las Heras (2024) argumenta que, embora as medidas do REPowerEU tenham potencial para acelerar a independência energética da UE, algumas revelaram-se contraditórias com os objetivos ambientais e sociais do Pacto Ecológico Europeu.

Em primeiro lugar, a reabertura de centrais a carvão na Alemanha, França, Áustria e Países Baixos e a reclassificação de investimentos em gás e nuclear como "verdes" no âmbito da taxonomia europeia representam um recuo temporário face aos objetivos climáticos (Pérez de las Heras, 2024). Embora a capacidade adicional a carvão tenha permanecido em grande parte por utilizar, a medida sinalizou uma priorização da segurança energética de curto prazo sobre a descarbonização (Falkner, 2023).

Em segundo lugar, a diversificação de fornecedores de GNL (EUA, Qatar, Argélia, Azerbaijão) e a construção de novas infraestruturas de importação de GNL correm o risco de prolongar a dependência europeia dos combustíveis fósseis para além do necessário, criando novas dependências de países nem sempre alinhados com os valores europeus (Pérez de las Heras, 2024). Vezzoni (2023, citado por Pérez de las Heras, 2024) alerta para o risco de *lock-in* criado pelos investimentos em infraestruturas de GNL.

Em terceiro lugar, a aceleração das energias renováveis aumentou a procura de matérias-primas críticas (lítio, cobalto, terras raras), cuja produção está fortemente concentrada na China, criando uma nova vulnerabilidade estratégica (Pérez de las Heras, 2024). O *Critical Raw Materials Act*, proposto pela Comissão Europeia em março de 2023, visa aumentar a capacidade de mineração e refinação na UE, mas os processos de licenciamento e a aceitação social constituem obstáculos significativos (Pérez de las Heras, 2024). Schreurs (2023) nota que a guerra levou a Europa a começar a questionar a sua dependência excessiva da China como fornecedora de tecnologias limpas e minerais críticos, tendo-se iniciado novas parcerias com o Canadá e os Estados Unidos neste domínio.

Em quarto lugar, a simplificação dos procedimentos de licenciamento para projetos de energias renováveis, embora necessária para acelerar a implementação, levantou preocupações ambientais e de participação pública. A proposta de alteração da Diretiva das Energias Renováveis permite que os Estados-Membros designem "áreas de aceleração" (*go-to areas*) onde os projetos podem beneficiar de uma isenção de avaliação de impacto ambiental, o que contraria a Diretiva de Avaliação de Impacto Ambiental e a Convenção de Aarhus sobre participação pública e acesso à justiça em matéria ambiental (Pérez de las Heras, 2024). Esta tensão entre velocidade da transição e qualidade democrática do processo decisório constitui um dos dilemas centrais da estratégia REPowerEU.

Finalmente, a dimensão social da transição permanece insuficientemente garantida. O Fundo Social para o Clima, criado no âmbito do Fit for 55 com uma dotação estimada de €72 mil milhões para o período 2025–2032, poderá não ser suficiente para responder às necessidades das famílias mais vulneráveis (Pérez de las Heras, 2024). O peso da energia no orçamento familiar é cerca do dobro para os agregados mais pobres do

que para os mais ricos, e a eliminação progressiva dos combustíveis fósseis terá de ser acompanhada por medidas de compensação social adequadas para manter o apoio público à transição (Pérez de las Heras, 2024).

Para os setores mais expostos ao aumento dos custos energéticos — químico, fertilizantes, cerâmica, vidro — o gás natural permanece um fator de produção difícil de substituir no curto prazo. Como observam Halser e Paraschiv (2022), a indústria alemã, em particular, enfrenta o desafio de conciliar a descarbonização com a manutenção da competitividade internacional, num contexto em que os preços da energia se mantêm acima dos níveis pré-crise.

4.6. SÍNTESE

A transição energética no médio prazo representa o núcleo estratégico da resposta europeia à crise energética. O REPowerEU, articulado com o Fit for 55 e o Pacto Ecológico Europeu, estabeleceu metas ambiciosas para as renováveis e a eficiência energética, mobilizou volumes de investimento sem precedentes e produziu resultados concretos: a energia solar e eólica ultrapassaram o gás e o carvão no mix elétrico europeu, as emissões de CO₂ diminuíram e a dependência do gás russo foi drasticamente reduzida.

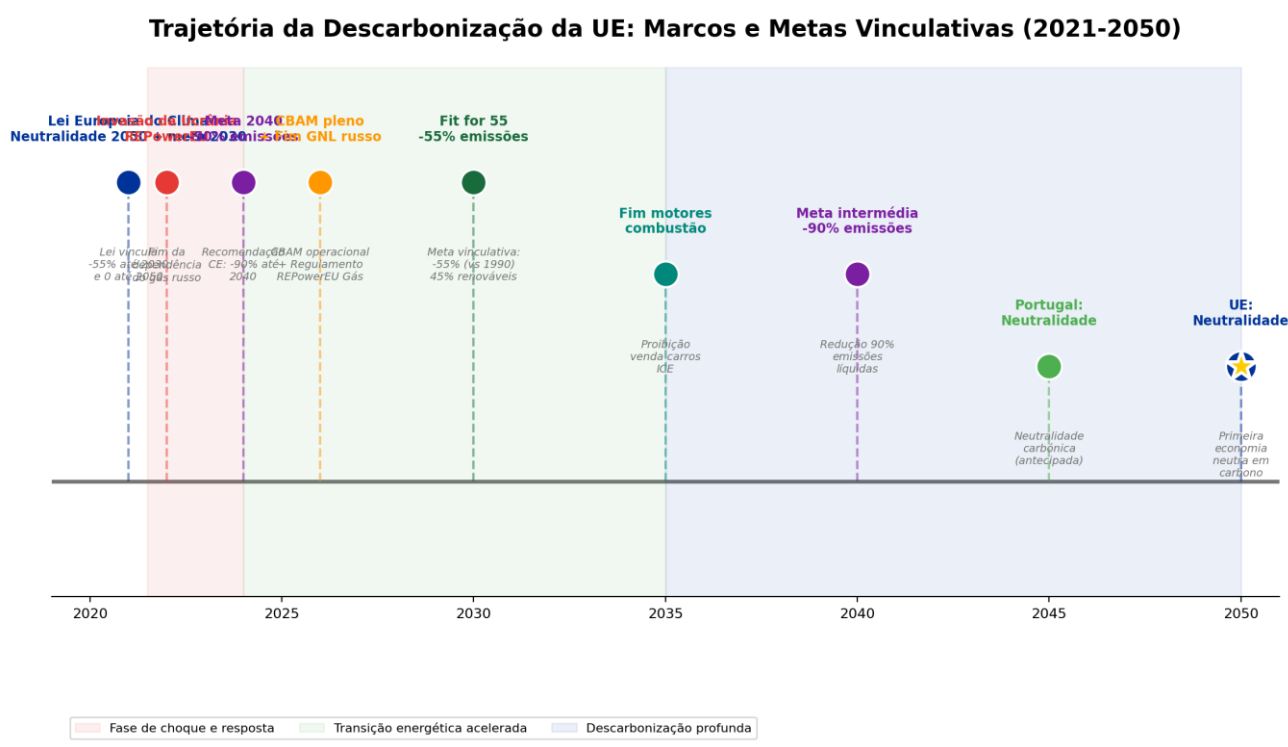
No entanto, o caminho não é linear nem isento de contradições. A reabertura de centrais a carvão, a expansão das infraestruturas de GNL, a aceleração dos processos de licenciamento à custa de garantias ambientais e a persistência de desigualdades sociais na distribuição dos custos da transição revelam as tensões inerentes a uma transformação que terá de conciliar segurança energética, competitividade económica, sustentabilidade ambiental e justiça social. Como concluem Falkner (2023) e Pavlenko e Cherp (2025), os resultados da transição dependerão da capacidade de manter a coerência política entre estes objetivos concorrentes.

5. TRANSIÇÃO ENERGÉTICA NO LONGO PRAZO: O CAMINHO PARA A NEUTRALIDADE CARBÓNICA

Enquanto o capítulo anterior demonstrou como a UE conseguiu substituir as importações de gás russo no curto prazo através da diversificação de fornecedores e da redução do consumo, a verdadeira transformação estrutural do sistema energético europeu reside na transição para uma economia descarbonizada no longo prazo. Como sublinha Falkner (2023), a descarbonização é, em última análise, a melhor estratégia de longo prazo para a segurança energética: reduzir a dependência dos combustíveis fósseis serve, simultaneamente, os objetivos de independência energética e de mitigação das alterações climáticas.

A invasão russa da Ucrânia não fez descarrilar a transição para a neutralidade carbónica; pelo contrário, galvanizou os líderes europeus para reafirmar o seu compromisso e acelerar os esforços de descarbonização (Falkner, 2023). Este capítulo analisa as políticas e estratégias que conduzirão a UE à neutralidade carbónica até 2050 (2045 no caso português), articulando os compromissos climáticos de longo prazo com a segurança energética.

Figura 2 - Trajetória da Descarbonização da UE (2021-2050)



Fonte: Falkner (2023); Schreurs (2023); (Comissão Europeia, 2019); (Comissão Europeia, 2022).

5.1. O QUADRO JURÍDICO E AS METAS VINCULATIVAS PARA 2040 E 2050

O Pacto Ecológico Europeu (European Green Deal), apresentado em dezembro de 2019, constituiu uma mudança de paradigma na política climática e energética da UE, estabelecendo o objetivo de transformar a Europa no primeiro continente neutro em carbono até 2050 (Comissão Europeia, 2019). Pela primeira vez, uma estratégia de crescimento económico foi integralmente condicionada por objetivos de sustentabilidade ambiental e justiça social.

A Lei Europeia do Clima, adotada em junho de 2021, tornou juridicamente vinculativos os objetivos do Pacto Ecológico Europeu: a neutralidade carbónica até 2050 e a redução intermédia das emissões de gases com efeito de estufa em, pelo menos, 55% até 2030, relativamente aos valores de 1990 (Schreurs, 2023). Foi o primeiro instrumento legal internacional a consagrar um compromisso de neutralidade climática com força vinculativa para todos os Estados-Membros.

Em fevereiro de 2024, a Comissão Europeia deu um passo adicional ao recomendar uma nova meta climática para 2040: uma redução de 90% das emissões líquidas de gases com efeito de estufa face aos níveis de 1990. Esta recomendação, que ainda aguarda aprovação legislativa, estabelece a trajetória de descarbonização entre o marco intermédio de 2030 e o objetivo final de 2050. A Comissão destacou igualmente a necessidade de tecnologias de captura, utilização e armazenamento geológico de carbono para alcançar esta meta.

O pacote Fit for 55, apresentado em julho de 2021, alinhou toda a legislação europeia de clima e energia com a nova meta de 2030. Entre as suas medidas mais relevantes contam-se: a revisão do Sistema de Comércio de Licenças de Emissão da UE (EU ETS), a criação de um novo EU ETS para os combustíveis destinados aos edifícios e transportes rodoviários, a revisão da Diretiva das Energias Renováveis e da Diretiva da Eficiência Energética, a criação do Fundo Social para o Clima e a proibição da venda de veículos com motor de combustão interna a partir de 2035.

5.2. A DESCARBONIZAÇÃO PROFUNDA DO SETOR ENERGÉTICO

A descarbonização do setor energético constitui o pilar central da transição de longo prazo. O REPowerEU acelerou significativamente este processo ao propor o aumento da meta de energias renováveis para 45% do consumo final de energia até 2030, superando os 40% inicialmente previstos no Fit for 55 (Comissão Europeia, 2022). A meta de eficiência energética foi igualmente reforçada, com a redução obrigatória de 13% do consumo coletivo de energia até 2030, face aos níveis de 2020.

O plano REPowerEU estimou investimentos cumulativos de €300 mil milhões até 2030 para implementar as suas medidas, dos quais €210 mil milhões destinados a projetos e infraestruturas de energias renováveis. Grande parte deste financiamento é canalizada através do Mecanismo de Recuperação e Resiliência (MRR), no qual pelo menos 30% das despesas são obrigatoriamente afetadas a projetos relacionados com o clima.

Os resultados desta aceleração já são visíveis. No final de 2022, a energia eólica e solar produziram um recorde de 22% da eletricidade na UE, ultrapassando o gás (20%) e o carvão (16%) (Falkner, 2023). As emissões da UE caíram 2,5% em 2022 comparativamente a 2021, sugerindo que a aceleração da transição energética já estava a ter um impacto climático positivo (Schreurs, 2023).

A nível nacional, vários Estados-Membros anunciaram compromissos ainda mais ambiciosos. A Alemanha, após a decisão do Tribunal Constitucional de 2021 que considerou insuficiente a sua lei climática original, antecipou a meta de neutralidade carbónica para 2045 e estabeleceu objetivos intermédios de redução de 65% até 2030 e 88% até 2040 (Schreurs, 2023). Portugal, por seu lado, anunciou na COP28, em 2023, a antecipação da sua meta de neutralidade carbónica para 2045.

5.3. O PAPEL DO HIDROGÉNIO RENOVÁVEL E DOS GASES DESCARBONIZADOS

O hidrogénio renovável (ou "hidrogénio verde") assume um papel central na estratégia de descarbonização de longo prazo da UE, particularmente nos setores de difícil eletrificação, como a indústria pesada (siderurgia, química, fertilizantes), os transportes pesados e o armazenamento sazonal de energia.

A Estratégia Europeia para o Hidrogénio, apresentada em 2020, estabeleceu metas progressivas para a produção de hidrogénio renovável: 1 milhão de toneladas até 2024 e 10 milhões de toneladas até 2030. O REPowerEU reforçou estas ambições, duplicando a meta para 20 milhões de toneladas até 2030, das quais metade proveniente de produção doméstica e metade de importações. A criação do Banco Europeu do Hidrogénio, no âmbito do Plano Industrial do Pacto Ecológico (2023), visa apoiar financeiramente a produção e o consumo de hidrogénio renovável.

Paralelamente, o Regulamento para a Descarbonização dos Mercados do Gás e do Hidrogénio, adotado em 2024, cria um quadro jurídico específico para o desenvolvimento do mercado do hidrogénio, incluindo regras para o transporte, armazenamento e comercialização. A construção do European Hydrogen Backbone — uma rede transeuropeia de gasodutos dedicados ao hidrogénio — constitui um dos projetos de infraestrutura mais emblemáticos da década de 2030.

O biometano desempenha igualmente um papel complementar relevante. Portugal aprovou em 2024 o Plano de Ação para o Biometano 2024-2040, visando a redução acelerada das emissões associadas ao consumo de gás natural através da produção e injeção de biometano na rede nacional de gás. A estratégia portuguesa de descarbonização do gás assenta em três eixos: substituição do gás natural por eletricidade nos edifícios, transportes e indústria; substituição por biometano; e incorporação de quantidades crescentes de hidrogénio no sistema nacional de gás.

5.4. CAPTURA, UTILIZAÇÃO E ARMAZENAMENTO DE CARBONO (CCUS)

As tecnologias de captura, utilização e armazenamento geológico de carbono (CCUS) são reconhecidas como indispensáveis para alcançar a neutralidade carbónica, especialmente nos setores industriais onde as emissões residuais são difíceis de eliminar — cimenteiras, siderurgia e produção química.

A recomendação da Comissão Europeia para a meta de 2040 sublinhou explicitamente a necessidade de recorrer a estas tecnologias para compensar as emissões residuais. O Plano Industrial do Pacto Ecológico (Green Deal Industrial Plan), apresentado em 2023, inclui medidas para apoiar o desenvolvimento de capacidade de captura e armazenamento de carbono na UE, num contexto de crescente concorrência global pela liderança tecnológica limpa.

O Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050) português prevê que a compensação das emissões residuais — entre 85% e 90% de redução até 2050 face aos valores de 2005 — seja alcançada através do uso do solo, florestas e, quando necessário, de tecnologias de captura de carbono.

5.5. O MECANISMO DE AJUSTAMENTO CARBÓNICO FRONTEIRIÇO (CBAM) E A COMPETITIVIDADE INDUSTRIAL

A transição energética de longo prazo coloca desafios significativos à competitividade industrial europeia. O risco de "fuga de carbono" (carbon leakage) — a realocação da produção intensiva em carbono para jurisdições com políticas climáticas menos exigentes — levou a UE a criar o Mecanismo de Ajustamento Carbónico Fronteiriço (CBAM).

O CBAM, que entrou em fase transitória em outubro de 2023 e tornar-se-á plenamente operacional em 2026, exige que os importadores de determinados produtos intensivos em carbono (aço, alumínio, cimento, fertilizantes, eletricidade e hidrogénio) adquiram certificados correspondentes ao preço do carbono no EU ETS. Este mecanismo visa igualar as condições de concorrência entre produtores europeus e estrangeiros, evitando que a ambição climática da UE seja neutralizada por importações de países com políticas ambientais menos rigorosas.

A reforma do EU ETS, no âmbito do Fit for 55, acelerou a trajetória de redução das licenças de emissão, elevando o preço do carbono e reforçando o sinal de preço para investimentos em descarbonização. A European Environment Agency estimou que as emissões de gases com efeito de estufa na Alemanha caíram 1,9% em 2022, apesar do aumento temporário do uso de carvão, graças ao crescimento acelerado das energias renováveis (Schreurs, 2023).

A dimensão social da transição é igualmente central. O Fundo Social para o Clima, criado no âmbito do Fit for 55, mobilizará recursos significativos para apoiar os cidadãos e as empresas mais afetados pela transição energética, nomeadamente no que respeita ao aumento dos custos de aquecimento e transporte.

5.6. SÍNTESE: ALINHAR A SEGURANÇA ENERGÉTICA COM A NEUTRALIDADE CARBÓNICA

A análise deste capítulo demonstra que a segurança energética e a política climática, longe de serem objetivos contraditórios, são mutuamente reforçadoras no longo prazo. Como conclui Falkner (2023), se existe um trade-off entre independência energética e política climática na Europa, ele existe apenas no curto prazo; no longo prazo, apenas uma mudança determinada para longe do carvão, do petróleo e do gás pode servir ambos os objetivos estratégicos.

A guerra na Ucrânia funcionou como um catalisador, não como um obstáculo, à aceleração da transição energética europeia. O REPowerEU, ao mesmo tempo que respondia à emergência do corte de fornecimento russo, reforçou as metas do Pacto Ecológico Europeu e acelerou o investimento em energias renováveis. A convergência entre a agenda de segurança energética e a agenda climática criou uma janela de oportunidade política que permitiu avançar mais rapidamente do que seria possível em circunstâncias normais (Schreurs, 2023).

No entanto, persistem riscos significativos. A aceleração da transformação energética aumentou a dependência da UE em relação à mineração e processamento de matérias-primas críticas noutros países, principalmente a China. A isenção de avaliação de impacto ambiental para instalações renováveis em determinadas áreas representa um recuo em termos de transparência e democracia climática. Como advertem os analistas, o REPowerEU deve ser aperfeiçoado antes da sua implementação total, incorporando uma abordagem mais integrada que considere consistentemente as preocupações ambientais, económicas e sociais, em linha com o objetivo transversal da UE de promover o desenvolvimento sustentável.

A trajetória para 2050 exige uma ação coordenada em múltiplas frentes: a eletrificação maciça da economia baseada em fontes renováveis; o desenvolvimento do hidrogénio verde e dos gases descarbonizados para os setores de difícil eletrificação; a implementação de tecnologias de captura de carbono para as emissões residuais; e a garantia de uma transição justa que distribua equitativamente os custos e benefícios da descarbonização. A crise energética de 2022-2023, embora dolorosa, pode ter sido a oportunidade de que a UE precisava para acelerar uma transição que, em circunstâncias menos pressionantes, poderia não ter conseguido alcançar tão rapidamente.

6. CONCLUSÃO

A presente dissertação analisou o processo de redução e eliminação da dependência do gás natural russo por parte da União Europeia, no contexto da invasão russa da Ucrânia em fevereiro de 2022, articulando a resposta de emergência de curto prazo com a transição energética de médio e longo prazo.

A análise realizada ao longo dos capítulos anteriores permite concluir que a UE conseguiu uma transformação estrutural do seu aprovisionamento energético numa velocidade historicamente sem precedentes. Em apenas quatro anos, as importações de gás russo caíram de 45% do total em 2021 para 12% em 2025, com o carvão russo totalmente eliminado e o petróleo bruto reduzido a 2%. Esta redução foi alcançada através de três estratégias complementares que operaram em simultâneo.

Em primeiro lugar, a redução do consumo revelou-se o instrumento mais rápido e eficaz. A meta voluntária de 15% de redução do consumo de gás, estabelecida pelo Conselho da UE em agosto de 2022, foi superada: entre agosto de 2022 e janeiro de 2023, o consumo caiu 19,3% face à média do período 2017–2022, através de campanhas de sensibilização, redução de temperatura em edifícios e medidas de eficiência industrial.

Em segundo lugar, a diversificação de fornecedores foi conseguida através de uma reconfiguração profunda das rotas de abastecimento. A Noruega consolidou-se como o maior fornecedor global de gás da UE (31% em 2025), enquanto os Estados Unidos se tornaram o fornecedor dominante de GNL, passando de 3% das importações em 2021 para 26% em 2025. Este processo foi viabilizado por um investimento acelerado em infraestruturas de GNL, com a adição de 70 bcm de nova capacidade de importação entre 2022 e 2025, dos

quais 75% em unidades FSRU. O caso alemão é paradigmático: um país sem qualquer terminal de GNL construiu o primeiro em Wilhelmshaven em menos de 200 dias.

Em terceiro lugar, o plano REPowerEU, apresentado em maio de 2022, funcionou como catalisador da transição energética, articulando a resposta de emergência com os objetivos climáticos de longo prazo consagrados no Pacto Ecológico Europeu e no Fit for 55. As metas de renováveis foram revistas em alta para 45% do consumo final de energia até 2030, e a eficiência energética passou a exigir uma redução de 13% face aos níveis de 2020. Os resultados são expressivos: no final de 2022, a energia solar e eólica produziram um recorde de 22% da eletricidade na UE, ultrapassando o gás (20%) e o carvão (16%). A capacidade solar instalada cresceu de 28,1 GW em 2021 para 41,4 GW em 2022, e as emissões de CO₂ caíram 2,5% nesse mesmo ano.

O choque energético de 2022 teve custos económicos significativos, mas a recessão temida não se materializou. O preço do gás TTF atingiu um recorde de 300 €/MWh em agosto de 2022, a inflação na zona euro atingiu 8,4% e a contribuição da energia para a inflação chegou a 4,5 pontos percentuais. No entanto, a partir de 2023 os preços grossistas iniciaram uma trajetória descendente sustentada, e em 2025 a inflação regressou ao objetivo de 2%. Os investimentos cumulativos do REPowerEU, estimados em €300 mil milhões até 2030, são compensados por poupanças anuais de €80 mil milhões em importações de gás e €11 mil milhões em importações de carvão.

Não obstante estes sucessos, a análise revelou tensões e contradições significativas que qualificam o otimismo da narrativa dominante.

O aumento inesperado das importações russas em 2024, de 43 para 52 bcm, demonstrou que a eliminação total da dependência não é linear. Este aumento, impulsionado por maiores importações italianas, checas e francesas e pela prática de whitewashing do GNL russo, evidenciou a necessidade de um quadro jurídico vinculativo, agora consagrado no Regulamento REPowerEU para o Gás de 2026, que estabelece o fim do GNL russo até ao final de 2026 e do gás por gasoduto até novembro de 2027.

A nível estrutural, persistem quatro desafios fundamentais. Primeiro, o risco de lock-in em infraestruturas de GNL: os 70 bcm de nova capacidade de importação correm o risco de prolongar a dependência europeia dos combustíveis fósseis para além do necessário, criando novas dependências de fornecedores como os EUA, o Qatar e a Argélia. Segundo, a aceleração das renováveis aumentou a procura de matérias-primas críticas (lítio, cobalto, terras raras) cuja produção está fortemente concentrada na China, substituindo uma dependência energética por outra de carácter estratégico e mineral. Terceiro, a simplificação dos procedimentos de licenciamento para projetos renováveis, incluindo a criação de áreas de aceleração isentas de avaliação de impacto ambiental, levantou preocupações legítimas quanto à compatibilidade com a Diretiva de Avaliação de Impacto Ambiental e a Convenção de Aarhus. Quarto, a dimensão social da transição permanece insuficientemente garantida: o Fundo Social para o Clima, com uma dotação de €72 mil milhões para 2025–

2032, poderá não ser suficiente para responder às necessidades das famílias mais vulneráveis, num contexto em que o peso da energia no orçamento familiar é cerca do dobro para os agregados mais pobres.

No plano de longo prazo, a dissertação conclui que a segurança energética e a política climática, longe de serem objetivos contraditórios, são mutuamente reforçadoras. Como demonstrado no capítulo 5, a descarbonização é a melhor estratégia de longo prazo para a segurança energética: reduzir a dependência dos combustíveis fósseis serve, simultaneamente, os objetivos de independência energética e de mitigação das alterações climáticas. A trajetória para 2050 exigirá uma ação coordenada em múltiplas frentes — a eletrificação maciça da economia baseada em fontes renováveis, o desenvolvimento do hidrogénio verde e dos gases descarbonizados para os setores de difícil eletrificação, a implementação de tecnologias de captura de carbono para as emissões residuais e a garantia de uma transição justa que distribua equitativamente os custos e benefícios da descarbonização.

O caso português, analisado na secção 2.7, ilustra bem esta dinâmica. Com a antecipação da neutralidade carbónica para 2045, uma quota de renováveis de 63% na produção elétrica em 2023 e o Plano de Ação para o Biometano 2024–2040, Portugal posiciona-se como um dos Estados-Membros mais avançados na transição, embora permaneça exposto às dinâmicas e tensões identificadas a nível europeu.

Em suma, a crise energética de 2022–2023 funcionou como uma janela de oportunidade política que permitiu à UE acelerar uma transformação estrutural, a qual, em condições normais, teria levado décadas a concretizar. A guerra na Ucrânia não fez descurrir a transição para a neutralidade carbónica; pelo contrário, galvanizou os líderes europeus para reafirmar o compromisso e acelerar os esforços de descarbonização. Como observam Pavlenko e Cherp (2025), o REPowerEU sustentou, mais do que transformou, a trajetória de transição já existente, mas fê-lo num contexto de emergência que lhe conferiu uma legitimidade e uma urgência política que dificilmente teriam sido alcançadas em circunstâncias normais.

O desafio para o futuro será manter a coerência entre os quatro objetivos concorrentes que a crise colocou no centro da política energética europeia: segurança energética, competitividade económica, sustentabilidade ambiental e justiça social. A resolução destas tensões determinará se a crise de 2022 representa uma aceleração duradoura da transição energética europeia ou apenas uma interrupção temporária de uma trajetória de dependência que ainda não foi totalmente superada.

BIBLIOGRAFIA

- (1) ACER. (2024). EU LNG imports might be near its peak. European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. <https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/acers-monitoring-shows-eu-lng-imports-might-be-near-its-peak>
- (2) BCE (2023). *One year since Russia's invasion of Ukraine – the effects on euro area inflation*. Blog do BCE, 24 fevereiro 2023. <https://www.ecb.europa.eu/press/blog/date/2023/html/ecb.blog20230224~3b75362af3.en.html>
- (3) Belyi, A. (2015). *Transnational Gas Markets and Euro-Russian Energy Relations*. 1ª Edição: Palgrave Macmillan.
- (4) Breyer, C., Bogdanov, D., Ram, M., Khalili, S., Vartiainen, E., Moser, D., Román, E., Masson, G., Aghahosseini, A., Mensah, T. N. O., Lopez, G., Schmela, M., Rossi, R., Hemetsberger, W., & Jäger-Waldau, A. (2022). Reflecting the energy transition from a European perspective and in the global context—Relevance of solar photovoltaics benchmarking two ambitious scenarios. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 31(12), 1349–1371. <https://doi.org/10.1002/pip.3659>
- (5) CaixaBank Research (2026). *The differing speeds of inflation: a differential calculation for the ECB*, fevereiro 2026.
- (6) Cherp, A., & Jewell, J. (2014). The concept of energy security: Beyond the four As. *Energy Policy*, 75, 415–421. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.09.005>
- (7) Comissão Europeia. (2019). *O Pacto Ecológico Europeu*. COM(2019) 640 final. <https://eur-lex.europa.eu>
- (8) Comissão Europeia. (2021). *Shedding light on energy in the EU: a guided tour of energy statistics*. [online]. Available at: https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy_2021/index.html?lang=en
- (9) Comissão Europeia. (2022). *REPowerEU Plan*. COM(2022) 230 final. https://commission.europa.eu/topics/energy/repowereu_pt
- (10) Comissão Europeia, DG Energy (2024). *Quarterly Report on European Gas Markets — Annual Overview 2024*.
- (11) Comissão Europeia. (2025a). *New Quarterly Report on European Gas Markets Q2 2025*. DG Energy. https://energy.ec.europa.eu/document/download/4aebec79-01e9-4a06-927e-8dd42fc4f9a8_en
- (12) Comissão Europeia. (2025b). *Market analysis — Quarterly Report on European Gas Markets Q2 2025*. DG Energy. https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/market-analysis_en
- (13) Comissão Europeia. (2026). *REPowerEU — 4 years on*. DG Energy. https://energy.ec.europa.eu/strategy/repowereu-phase-out-russian-energy-imports/repowereu-4-years_en
- (14) Conselho da UE. (2025). *Roadmap towards the full phase-out of Russian energy imports*. ST-8686-2025-REV-1. <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-8686-2025-REV-1/en/pdf>
- (15) Dyson, T.; Konstadinides, T. (2016). Enhancing Energy Security in the European Union: Pathways to Reduce Europe's Dependence on Russian Imports. *European Law Review* 41 (4), 535-556.

- (16) Ember. (2025). *The final push for EU Russian gas phase-out*. Ember Energy. <https://ember-energy.org/latest-insights/the-final-push-for-eu-russian-gas-phase-out/>
- (17) Eurostat (2022). *Euro area annual inflation down to 10.0%*. News release, novembro 2022.
- (18) Eurostat (2024). *Annual inflation up to 2.4% in the euro area*. News release, 17 janeiro 2025 (dados de dezembro 2024).
- (19) Eurostat (2025). *Annual inflation down to 1.9% in the euro area*. News release, 19 janeiro 2026 (dados de dezembro 2025).
- (20) Eurostat. (2026). *EU imports of energy products — latest developments*. Statistics Explained. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?oldid=551127&title=EU_imports_of_energy_products_-_latest_developments
- (21) Faias, I. A. C. (2022). *A Alemanha como porta de entrada para o gás natural russo na União Europeia* [Dissertação de mestrado, ISEG - Lisbon School of Economics & Management, Universidade de Lisboa]
- (22) Falkner, R. (2023). Weaponised energy and climate change: Assessing Europe's response to the Ukraine war. *LSE Public Policy Review*, 3(1), 1–8. <https://doi.org/10.31389/lseppr.78>
- (23) Halser, C., & Paraschiv, F. (2022). Pathways to overcoming natural gas dependency on Russia—The German case. *Energies*, 15(14), 4939. <https://doi.org/10.3390/en15144939>
- (24) Högselius, P. (2013). *Red Gas: Russia and the Origins of European Energy Dependence*. 1ª Edição, Nova Iorque: Palgrave Macmillan.
- (25) Pavlenko, A. N., & Cherp, A. (2025). Do energy security crises accelerate decarbonisation? The case of REPowerEU. *Energies*, 19(1), 200. <https://doi.org/10.3390/en19010200>
- (26) Pérez de las Heras, B. (2024). EU green transition in times of geopolitical pressures: Accelerating or slowing the pace towards climate neutrality? *European Journal of Sustainable Development*, 13(2), 1–11. <https://doi.org/10.14207/ejsd.2024.v13n2p1>
- (27) Rokicki, T., Bórawski, P., & Szeberényi, A. (2023). The impact of the 2020–2022 crises on EU countries' independence from energy imports, particularly from Russia. *Energies*, 16(18), 6629. <https://doi.org/10.3390/en16186629>
- (28) Schreurs, M. A. (2023). Implications of the Russian war on Ukraine for climate policy and the geopolitics of energy. *Canadian Journal of European and Russian Studies*, 16(2), 90–113. <https://doi.org/10.22215/cjers.v16i2.2765>
- (29) Siddi, M. (2018). The Role of Power in EU-Russia Energy Relations: The Interplay between Markets and Geopolitics. *Europe-Asia Studies* 70 (10), 1552-1571.
- (30) Siddi, M. (2020). EU-Russia Energy Relations. In: Knodt, M; Kemmerzell, J. (Eds) *Handbook of Energy Governance in Europe*, 1ª Edição, Cham: Springer.
- (31) Vezzoni, R. (2023). REPowering Europe with fossil fuels? A political economy and treadmill of production analysis of the EU response to the 2022 energy crisis. *Energy Research & Social Science*, 106