

A ENERGIA EM PORTUGAL

Passado, presente e futuro

JOÃO DE JESUS FERREIRA



A ENERGIA EM PORTUGAL

Passado, presente e futuro

AUTOR

JOÃO DE JESUS FERREIRA

PREFÁCIO

O meu ilustre colega engenheiro eletrotécnico e grande especialista em energia, João Jesus Ferreira, com muitos anos de atividade e experiência profissional na área da energia, oferece-nos neste seu livro um trabalho extenso, técnico e economicamente exaustivo. Através de críticas muito bem fundamentadas sobre a evolução dos sistemas energéticos no quadro das transições energéticas, que têm ocorrido no mundo, esta obra debruça-se sobre a evolução do sistema energético português e os seus desafios estruturais no quadro da União Europeia (UE). Explica-nos também os impactos económicos e sistémicos da dita transição energética que em muitos casos, como ele explica, é ainda uma adição energética e não uma transição energética. Os seus desafios estruturais e as opções estratégicas para o futuro dos sistemas energéticos, designadamente o português, não se esquecendo de fazer uma comparação extremamente oportuna entre os modelos de funcionamento e regulatório dos sistemas energéticos da UE e dos EUA. Aqui não posso deixar de referir a introdução do gás natural no sistema energético português, que fizemos na década de 90 do século passado, como Ministro da Indústria e Energia, e a tentativa de governos portugueses posteriormente quererem acabar com esta forma de energia em Portugal, para a substituir pelo utópico hidrogénio verde! Felizmente que as realidades da física e da termodinâmica acabaram fatal e inevitavelmente por se impor, pondo em causa os *powerpoints* desses governantes...

Conheci o Eng. João Jesus Ferreira enquanto Ministro da Indústria e Energia do governo português, entre 1987 e 1995. Foi o meu Presidente do Centro de Conservação de Energia, atual Adene. Muito aprendi com ele em termos de políticas de conservação e utilização racional de energia, e também sobre a diferença entre os conceitos de eficiência energética e de poupança energética. Na altura, ele foi o grande responsável pelas políticas públicas inovadoras que lançámos sobre estes temas.

Ficámos então amigos e o Eng. João Jesus Ferreira não parou de me surpreender depois ao longo da vida, ao entrar com grande à-vontade e com grande rigor nos outros temas da política energética, em geral e em particular no sistema elétrico. Surpreendeu-me, aquando do apagão ibérico de 2025, o seu conhecimento do funcionamento dinâmico das máquinas e da rede elétrica e voltou a surpreender-me agora com a sua análise ao que aconteceu recentemente ao nosso sistema elétrico e ao comportamento das linhas de Alta, Média e Baixa Tensão, durante a tempestade Kristin. Também não esqueço a inestimável ajuda que ele me deu, designadamente nos temas da eficiência energética, como membro do Conselho de Energia da CIP, quando eu presidi durante doze anos esse Conselho dessa Confederação Empresarial.

- A energia nuclear, que na UE foi durante muito tempo uma fonte de energia marginalizada por razões ideológicas. Hoje, com a promissora tecnologia dos pequenos reatores modulares (*small modular reactors* - SMR), o autor explica os fundamentos técnicos, económicos e estratégicos de uma possível ressurreição do nuclear num quadro de descarbonização em que as renováveis intermitentes, por si só, não serão capazes de descarbonizar o mundo;
- O mercado marginalista da eletricidade, em que a intermitência da energia eólica e solar obriga à existência de centrais térmicas de backup, no fundo prontos-socorros à intermitência dessas renováveis. Nessas horas, essas centrais fixam o preço no mercado grossista da eletricidade, apesar da enorme capacidade instalada dessas fontes renováveis que, nessas mesmas horas, não produzem;
- A interessante abordagem sobre a descarbonização nos transportes, que contrasta com o fundamentalismo da UE, que confundiu descarbonização com a total eletrificação das frotas;
- A abordagem feita ao setor industrial, no que toca aos preços da energia e à sua utilização, com vista à competitividade empresarial.

O livro termina com oito anexos técnicos extremamente valiosos sobre toda a problemática em termos técnicos e económicos dos sistemas energéticos, e em particular dos sistemas elétricos.

Em síntese, um grande livro de referência e de leitura obrigatória: completo, exaustivo e tecnicamente muito robusto, para todos os que se interessam pelos sistemas energéticos, a sua evolução e a sua contribuição para a competitividade da economia.

Cascais, 8 de Fevereiro de 2026

LUÍS MIRA AMARAL

Engenheiro Eletrotécnico (IST) e Economista (MSc NOVASBE)

Ministro da Indústria e Energia (1987-1995)

ABSTRACT

Energy plays a central role in Portugal's economy, social organisation and strategic sovereignty. Over recent decades, the country has closely followed European policy orientations centred on market liberalisation, accelerated decarbonisation and the strong promotion of renewable energies, particularly variable and intermittent technologies. This trajectory has involved substantial investment in generation capacity, grids and support mechanisms, with significant impacts on system costs, the structure of the energy mix and external dependency.

This book provides a critical, quantitative and integrated analysis of the Portuguese energy system, framed within its European and global context. It reviews the historical evolution of energy in Portugal, examines key macroeconomic and energy indicators, assesses the transformation of the power generation system and analyses the effects of the energy transition on prices, security of supply and overall economic efficiency.

Drawing on official data sources (INE, DGEG, REN, Eurostat, ENTSO-E) and transparent methodologies, the book identifies structural inconsistencies in the current model, including the growing gap between installed capacity and firm capacity, the degradation of system services, the transfer of system costs to consumers, and the frequent confusion between climate ambition and climate effectiveness. Recent critical events, such as the Iberian blackout of 28 April 2025, are analysed as stress tests of the prevailing energy model.

The book concludes with a forward-looking assessment and a set of policy recommendations advocating technological neutrality, system-level planning, internalisation of real system costs, and a renewed focus on security, reliability and economic competitiveness as essential conditions for a sustainable and socially acceptable energy transition.

Keywords: energy system; energy system planning; security of supply; firm capacity; power system costs; ancillary services; energy efficiency; power system resilience.

ÍNDICE

PREFÁCIO.....	5
RESUMO.....	9
ABSTRACT.....	11
SUMÁRIO EXECUTIVO.....	15
I - INTRODUÇÃO.....	21
II - ENQUADRAMENTO MUNDIAL.....	27
III - A ENERGIA EM PORTUGAL - O PASSADO.....	43
IV - A ENERGIA EM PORTUGAL - O PRESENTE.....	73
V - A EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DA ENERGIA.....	91
VI - A ENERGIA EM PORTUGAL - O FUTURO.....	119
VII - ELECTRIFICAÇÃO DA ECONOMIA: ENTRE A EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E O RISCO SISTÉMICO.....	177
CONCLUSÃO GERAL.....	191
POSFÁCIO.....	199
BIBLIOGRAFIA.....	205
ANEXO I - GLOSSÁRIO TÉCNICO AVANÇADO.....	211
ANEXO II - CONCEITOS BÁSICOS.....	217
ANEXO III - METODOLOGIA E FONTES.....	231
ANEXO IV - ESTATÍSTICAS E SÉRIES HISTÓRICAS.....	239
ANEXO V - LEGISLAÇÃO ENERGÉTICA PORTUGUESA E EUROPEIA.....	253
ANEXO VI - ARQUITECTURA INSTITUCIONAL DO SISTEMA ENERGÉTICO PORTUGUÊS E EUROPEU.....	261
ANEXO VII - INDICADORES TÉCNICOS, ECONÓMICOS E ENERGÉTICOS DE REFERÊNCIA.....	267
ANEXO VIII - METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS CUSTOS TOTAIS DO SISTEMA ELÉCTRICO (SYSTEM LCOE).....	277

SUMÁRIO EXECUTIVO

1. Enquadramento e objectivos

A energia constitui simultaneamente um factor essencial de produção, um determinante directo do custo de vida das famílias e um pilar estruturante da soberania económica e estratégica. Em Portugal, as opções energéticas das últimas duas décadas foram fortemente moldadas pelas orientações europeias de liberalização dos mercados, descarbonização acelerada e promoção prioritária das energias renováveis, em particular das tecnologias intermitentes.

Esta trajectória foi acompanhada por um volume muito significativo de investimento em capacidade de produção, redes e mecanismos de apoio económico, com impactos profundos na estrutura do sistema energético, nos custos totais do sistema eléctrico, na formação dos preços finais e na dependência externa. Contudo, os resultados efectivos obtidos divergem de forma relevante dos objectivos declarados, tanto em termos de segurança de abastecimento como de eficiência económica e redução sustentada dos custos para consumidores e empresas.

O presente livro tem como objectivo central proceder a uma avaliação crítica, quantitativa e integrada do sistema energético português, com particular ênfase no **SEN – Sistema Eléctrico Nacional**, enquadrando-o no contexto europeu e global. A análise adopta uma perspectiva sistémica, cruzando dados técnicos, económicos, macroeconómicos e regulatórios, com particular atenção à segurança de abastecimento, à potência firme disponível, aos custos totais do sistema e à sustentabilidade económica e social da transição energética.

2. Evolução histórica e diagnóstico estrutural

A análise histórica evidencia que, apesar de ganhos relevantes em eficiência energética primária (não directamente no consumo e na economia) e da lenta redução gradual da intensidade energética do PIB ², Portugal mantém uma dependência estrutural elevada de energia importada, com valores persistentemente situados entre 65% e 70%. Esta dependência traduz uma vulnerabilidade económica e geopolítica significativa, agravada pela forte exposição aos mercados internacionais de combustíveis fósseis e à volatilidade dos preços.

² A melhoria da eficiência energética primária reflecte sobretudo ganhos tecnológicos nos processos de conversão, transformação e transporte de energia (nomeadamente na produção eléctrica, refinação e redes), não se traduzindo automaticamente numa redução proporcional do consumo final de energia nem numa diminuição directa da intensidade energética da economia. Com efeito, parte significativa destes ganhos é absorvida pelo crescimento da actividade económica, pela electrificação de novos usos e pelo efeito rebound, razão pela qual a intensidade energética do PIB apresenta uma redução lenta e gradual, e não uma quebra estrutural abrupta.

4. Segurança de abastecimento e resiliência do sistema

A segurança de abastecimento emerge como uma das fragilidades crescentes do modelo energético em vigor. A redução progressiva da inércia do sistema eléctrico, a menor disponibilidade de potência síncrona, a crescente dependência de interligações externas e a erosão dos serviços clássicos de sistema **aumentaram significativamente a vulnerabilidade operacional da rede eléctrica.**

O **apagão ibérico de 28 de Abril de 2025** é analisado como **um caso paradigmático de stress sistémico**, revelando limitações técnicas, insuficiências de planeamento e uma subavaliação persistente dos requisitos físicos fundamentais do funcionamento do sistema eléctrico.

A análise demonstra que a fiabilidade do abastecimento eléctrico exige níveis adequados de potência firme, inércia, reservas operacionais e capacidade de resposta dinâmica, que não podem ser assegurados exclusivamente por tecnologias intermitentes, independentemente da sua escala de implantação.

5. Avaliação crítica da transição energética

A obra sustenta que a transição energética não deve ser avaliada apenas em termos de capacidade instalada, quotas renováveis ou emissões evitadas no sector eléctrico, mas numa lógica rigorosa de custo-benefício sistémico, integrando:

- custos de integração;
- custos de rede;
- custos de reserva e flexibilidade;
- impactos macroeconómicos;
- efeitos distributivos e sociais.

Demonstra-se que a confusão recorrente entre ambição climática (excessiva) e eficácia climática compromete a racionalidade económica, a sustentabilidade financeira e a aceitação social das políticas públicas, **podendo conduzir a trajectórias tecnologicamente desequilibradas, economicamente regressivas e socialmente injustas.**

6. Conclusões estratégicas e recomendações

Os indicadores quantitativos e a análise desenvolvida ao longo do livro demonstram que o actual modelo energético português apresenta fragilidades estruturais profundas, tanto do ponto de vista técnico como económico.

A dissociação crescente entre capacidade instalada e potência firme, a escalada dos custos sistémicos não internalizados e a degradação progressiva dos serviços de sistema exigem uma reorientação estratégica da política energética nacional, assente em quatro pilares fundamentais:

Tabela s.1. (continuação)

Indicador estratégico	Valor aproximado	Comentário técnico
Horas anuais com preços ≤ 0 €/MWh	200–400 h	Sintoma de sobre-capacidade
Curtailment estrutural	4–8 % da produção renovável	Tendência crescente
LCOE médio privado (solar + eólica)	30–45 €/MWh	Custo de produção isolado
System LCOE efectivo	55–70 €/MWh	Inclui rede, reservas, flexibilidade, perdas
Sobrecusto sistémico imputável às renováveis	15–30 €/MWh	Custos não internalizados
Custo anual total dos serviços de sistema	600–1 000 M€/ano	Tendência estrutural crescente
Impacto médio anual por consumidor doméstico	120–180 €/ano	Socialização tarifária
Investimento acumulado em renováveis (2005–2024)	> 35 mil M€	Elevado esforço financeiro nacional
Redução estrutural dos preços finais	Nula	Preços reais estagnados

Em síntese, a análise desenvolvida demonstra que o actual modelo energético português apresenta fragilidades estruturais relevantes, tanto do ponto de vista técnico como económico. A dissociação crescente entre capacidade instalada e potência firme, a subida dos custos sistémicos não internalizados e a degradação dos serviços de sistema exigem uma reorientação profunda da política energética, assente em planeamento integrado, neutralidade tecnológica e rigor económico, sob pena de se comprometerem simultaneamente a segurança de abastecimento, a competitividade da economia e a aceitação social da transição energética.

I. INTRODUÇÃO

A energia constitui um dos pilares estruturantes do desenvolvimento económico, da coesão social e da soberania dos Estados modernos. O funcionamento das economias contemporâneas, a competitividade industrial, a mobilidade, o conforto das populações e a própria estabilidade política dependem, de forma directa e indirecta, da disponibilidade de energia em quantidade suficiente, a custos comportáveis e com níveis adequados de segurança de abastecimento.

Portugal, enquanto país estruturalmente importador de energia e com reduzida dotação de recursos fósseis endógenos, apresenta características específicas que tornam a análise do seu sistema energético particularmente relevante. Ao longo das últimas décadas, o país atravessou profundas transformações no seu modelo energético, influenciadas por factores externos – choques petrolíferos, integração europeia, liberalização dos mercados, objectivos climáticos – e por opções puramente políticas, ideológicas e regulatórias internas, nem sempre coerentes ou consistentes no tempo.

Neste contexto, o presente trabalho pretende oferecer uma análise estruturada, crítica e fundamentada da evolução da energia em Portugal, enquadrando-a numa perspectiva histórica, avaliando a situação actual e discutindo, de forma realista, os principais desafios e opções para o futuro.

1.1. Objectivos do documento

Os principais objectivos deste trabalho são:

- Caracterizar a evolução histórica do sistema energético português, identificando tendências estruturais, rupturas e continuidades;
- Analisar o enquadramento internacional e global das transições e adições energéticas, contextualizando a experiência portuguesa;
- Avaliar a situação actual do sistema energético nacional, com particular atenção à dependência externa, ao mix energético, à segurança de abastecimento e aos custos sistémicos;
- Discutir criticamente os principais discursos e opções estratégicas em curso, confrontando-os com dados empíricos e evidência técnica;
- Identificar desafios, riscos e oportunidades para o futuro energético de Portugal, considerando dimensões técnicas, económicas, regulatórias e geopolíticas.

Princípios metodológicos fundamentais

A análise desenvolvida neste livro assenta numa abordagem sistémica integrada, privilegiando a avaliação conjunta da oferta, da procura, das redes, dos serviços de sistema e dos custos totais. A metodologia baseia-se na distinção entre custos privados e custos sistémicos, materializada no conceito de **System LCOE**, e na centralidade da potência firme como indicador estrutural da segurança de abastecimento. Sempre que possível, são utilizados dados oficiais e validação cruzada de fontes, procurando assegurar rigor quantitativo, transparência metodológica e coerência macroeconómica.

1.4. Fontes de informação e enquadramento institucional

As principais fontes de informação utilizadas incluem:

- **REN – Redes Energéticas Nacionais**, nomeadamente dados relativos ao sistema eléctrico, segurança de abastecimento e planeamento;
- **DGEG – Direcção-Geral de Energia e Geologia**, para estatísticas energéticas nacionais;
- **ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos**, no que respeita a enquadramento regulatório, tarifas e funcionamento dos mercados;
- **Eurostat**, para dados comparativos europeus;
- **ENTSO-E**, no contexto do sistema eléctrico europeu e interligações;
- Documentação da Comissão Europeia, OCDE, Agência Internacional de Energia (IEA) e outras entidades internacionais relevantes.

A diversidade de fontes permite cruzamento de informação e validação dos dados utilizados, reduzindo o risco de leituras parciais ou enviesadas.

1.5. Estrutura do documento

O documento encontra-se organizado da seguinte forma:

- O **Capítulo II** apresenta o enquadramento mundial, abordando as transições e adições energéticas e os choques petrolíferos;
- O **Capítulo III** analisa a evolução histórica da energia em Portugal, organizada por décadas;
- O **Capítulo IV** centra-se na situação actual do sistema energético português, com foco na década de 2020;
- O **Capítulo V** discute os principais desafios e opções para o futuro energético de Portugal;
- O **Capítulo VI** pretende discutir quais as melhores propostas e soluções de futuro, para Portugal e para a Europa;
- O **Capítulo VII** apresenta os pros e contras da electrificação da economia;
- Os **Anexos** reúnem conceitos básicos, glossário, metodologia, séries estatísticas e enquadramento legislativo.

II. ENQUADRAMENTO MUNDIAL

2.1. As Transições Energéticas no Mundo

O conceito de *transição energética* é frequentemente utilizado para descrever as transformações estruturais no modo como as sociedades produzem, transportam e consomem energia. No entanto, a sua utilização corrente tende a ser excessivamente simplificada, muitas vezes apresentada como um processo linear, rápido e orientado por objectivos normativos. Uma análise histórica rigorosa mostra que as transições energéticas reais foram processos longos, cumulativos e profundamente condicionados por factores económicos, tecnológicos e geopolíticos.

Historicamente, as grandes transições energéticas corresponderam à **introdução de novas fontes de energia primária** que permitiram aumentar significativamente a disponibilidade de energia útil, reduzir custos unitários e sustentar novos modelos produtivos. Estas transições não ocorreram por substituição imediata das fontes anteriores, mas sim por sobreposição progressiva, ao longo de várias décadas.

A **primeira grande transição energética de escala global** ocorreu com a passagem gradual da biomassa tradicional (lenha e resíduos agrícolas) **para o carvão mineral**, associada à Revolução Industrial a partir do século XVIII. O carvão permitiu uma densidade energética superior, maior controlo do processo produtivo e a mecanização em larga escala da indústria e dos transportes ferroviários. Ainda assim, a biomassa manteve um papel relevante durante longos períodos, especialmente fora dos grandes centros industriais.

A **segunda grande transição** ocorreu no final do século XIX e início do século XX, com a **ascensão do petróleo** e, posteriormente, **do gás natural**. O petróleo revelou-se particularmente adequado ao sector dos transportes, devido à sua elevada densidade energética, facilidade de armazenamento e transporte, e versatilidade de utilização. O gás natural ganhou relevância mais tarde, sobretudo na produção de electricidade, aquecimento urbano e usos industriais, beneficiando de redes de transporte dedicadas e de menores emissões locais de poluentes.

Paralelamente, desenvolveu-se a electrificação das economias, não como fonte primária de energia, mas **como vector energético fundamental**. A electricidade permitiu dissociar geograficamente a produção do consumo, melhorar a eficiência final e criar novas apli-

A inclusão da dimensão **emissões-intensidade energética** evidencia um aspecto central das transições energéticas históricas:

apesar da **redução sistemática da intensidade energética e, em alguns casos, da intensidade carbónica**, as **emissões globais continuaram a aumentar**, impulsionadas pelo crescimento económico, demográfico e pelo aumento da procura total de energia.

Este padrão histórico é essencial para compreender:

- Os limites de abordagens exclusivamente baseadas na eficiência;
- A diferença entre redução de intensidade e redução absoluta de emissões;
- A complexidade das actuais estratégias de descarbonização.

Esta leitura reforça a necessidade de distinguir claramente **transições energéticas, adições energéticas e resultados ambientais líquidos**, preparando a análise desenvolvida no subcapítulo seguinte.

Esta tabela evidencia que as **transições energéticas históricas**:

- Foram processos longos e cumulativos;
- Não implicaram substituição rápida das fontes anteriores;
- Ocorreram em contextos de crescimento da procura total de energia;
- Foram impulsionadas sobretudo por vantagens económicas, funcionais e tecnológicas.

Esta leitura prepara directamente o terreno conceptual para o **subcapítulo 2.2 – As Adições Energéticas no Mundo**, onde a distinção entre transição e acumulação será aprofundada com dados empíricos recentes.

Segue uma **tabela quantitativa complementar**, concebida para apoiar o **subcapítulo 2.1**, com valores **indicativos e comparáveis** de **intensidade energética** e **intensidade carbónica** por grandes períodos históricos.

Os valores apresentados são **ordens de grandeza**, amplamente utilizados na literatura internacional (IEA, Maddison Project, Energy Institute), e devem ser entendidos como **indicadores estruturais**, não como medições exactas.

coexistência prolongada entre fontes antigas e novas. Nenhuma transição energética relevante resultou numa substituição rápida e global das fontes previamente dominantes.

Por contraste, o conceito de adições energéticas, desenvolvido no subcapítulo 2.2, descreve o modo como o sistema energético mundial tem crescido sobretudo por acumulação de novas capacidades, acompanhando o aumento contínuo da procura de energia. A introdução de novas fontes tem servido, maioritariamente, para satisfazer consumo incremental, e não para eliminar capacidade existente. Esta dinâmica explica por que razão o consumo absoluto de combustíveis fósseis se manteve elevado — e em muitos casos crescente — mesmo em períodos de forte investimento em energias renováveis.

A tensão entre estas duas leituras é particularmente visível quando se confronta o discurso político com a realidade empírica. Narrativas que assumem uma substituição rápida das fontes fósseis ignoram a persistência estrutural destas fontes no sistema energético global, sustentada por factores como a densidade energética, a fiabilidade, a versatilidade de uso e a existência de infra-estruturas maduras e amortizadas. As Tabelas 2.1 e 2.2 mostram claramente que, apesar da redução da intensidade energética e, mais recentemente, da intensidade carbónica, as emissões globais de CO₂ continuaram a crescer durante a maior parte do período analisado.

Um dos equívocos recorrentes no debate público reside na confusão entre redução de intensidade e redução absoluta. A diminuição da intensidade energética do PIB ou da intensidade carbónica da energia é frequentemente apresentada como prova de sucesso da transição energética. No entanto, como a evidência histórica demonstra, estas melhorias coexistiram com um aumento das emissões absolutas, impulsionado pelo crescimento económico, demográfico e pela expansão do acesso à energia. Esta distinção é essencial para evitar conclusões precipitadas ou excessivamente optimistas.

Outro elemento frequentemente negligenciado é o papel da energia incremental. Novas tecnologias energéticas tendem a viabilizar novos usos, serviços e modelos económicos, ampliando a procura total. A electrificação, a digitalização e, mais recentemente, a expansão de centros de dados e aplicações de inteligência artificial são exemplos de como a disponibilidade de energia adicional estimula novos consumos. Neste contexto, as energias renováveis modernas têm sido, em grande medida, absorvidas por esta procura incremental, reforçando o carácter aditivo do sistema.

Importa ainda reconhecer que a dinâmica entre transições e adições energéticas varia significativamente entre regiões. Em economias maduras, com crescimento lento da procura, é possível observar reduções absolutas do consumo de determinadas fontes. Em contrapartida, nas economias emergentes, onde a prioridade é o desenvolvimento económico e o acesso à energia, as adições energéticas dominam claramente, com forte recurso a combustíveis fósseis, complementados por renováveis quando economicamente viáveis.

Esta análise não invalida a eventual necessidade de políticas de descarbonização nem o papel controlado e regulado das energias renováveis. Contudo, sugere que uma abordagem

2. Diversificação das fontes energéticas

- Redução progressiva da dependência do petróleo;
- Desenvolvimento do gás natural;
- Reforço da energia nuclear em vários países;
- Valorização da energia hídrica e, mais tarde, de outras renováveis.

3. Promoção da eficiência energética

- Programas estruturais de utilização racional da energia;
- Normas técnicas e regulamentos de eficiência energética nas utilizações finais;
- Alteração de comportamentos e práticas industriais.

4. Reforço do planeamento energético

Em vários países europeus foram criados ou reforçados organismos técnicos de planeamento energético, com visão integrada da oferta, da procura, das infra-estruturas e da segurança de abastecimento.

Estas medidas permitiram, nas décadas seguintes, uma redução significativa da intensidade energética das economias europeias, bem como uma maior resiliência face a choques externos.

2.4.5. Respostas e impactos em Portugal

Portugal, enquanto país altamente dependente de importações energéticas, foi particularmente afectado pelos choques petrolíferos.

Os impactos foram imediatos:

- agravamento significativo da balança de pagamentos;
- aumento dos custos de produção;
- pressão inflacionista;
- forte exposição da economia à volatilidade externa.

Em resposta, Portugal adoptou um conjunto de medidas, com graus de sucesso diferenciados:

1. Promoção da eficiência energética

- Criação de estruturas dedicadas à conservação e utilização racional da energia;
- Desenvolvimento de auditorias energéticas;
- Sensibilização gradual para a gestão da energia enquanto factor de produção.

2. Diversificação do mix energético

- Reforço da energia hídrica;
- Introdução do carvão na produção eléctrica;
- Posterior aposta no gás natural;
- Desenvolvimento das energias renováveis, sobretudo a partir dos anos 2000.

3. Planeamento energético nacional

O período pós-choques petrolífero conduziu à elaboração do último verdadeiro Plano Energético Nacional estruturado, no início da década de 1990, com abordagem integrada da oferta, da procura, das infra-estruturas e da segurança de abastecimento.

4. Criação de reservas estratégicas

Portugal passou a integrar o sistema europeu de reservas estratégicas de petróleo, reduzindo a exposição a interrupções imediatas de abastecimento.

Apesar destes avanços, muitas das respostas portuguesas foram reactivas, fragmentadas e descontinuadas, perdendo-se, ao longo do tempo, a lógica de planeamento energético estruturado que os choques petrolíferos haviam tornado evidente.

2.4.6. Lições estruturais duradouras

Os choques petrolíferos deixaram um conjunto de lições que mantêm plena actualidade:

- a energia é um factor estratégico e não apenas uma mercadoria;
- a dependência energética externa é uma vulnerabilidade estrutural;
- a eficiência energética é o instrumento mais eficaz e económico de mitigação do risco;
- a diversificação do mix energético deve obedecer a critérios técnicos e económicos rigorosos;
- a ausência de planeamento energético amplifica os efeitos das crises.

Estas lições são particularmente relevantes no contexto actual, marcado por elevada volatilidade geopolítica, transições tecnológicas incertas e novas formas de dependência energética.

Tabela 2.3. Choques Petrolíferos: Preços, Impactos e Respostas (Europa e Portugal)

Choque / Período	Variação do preço do petróleo (ordem de grandeza)	Principais impactos macroeconómicos	Impactos energéticos estruturais	Respostas na Europa	Medidas adoptadas em Portugal
1.º Choque Petrolífero (1973–1974)	≈ 3 USD → 12 USD/barril (×4, valores nominais)	Forte inflação; recessão; deterioração da balança comercial; desemprego; quebra da competitividade	Revelação da dependência petrolífera; fim da energia barata; crise de abastecimento	Criação de reservas estratégicas; início de políticas de eficiência energética; diversificação do mix; reforço do planeamento energético	Primeiras políticas de conservação de energia; reforço da hídrica; consciência da dependência externa

III. A ENERGIA EM PORTUGAL – O PASSADO

A evolução do sistema energético português ao longo das últimas décadas deve ser analisada à luz de um conjunto de características estruturais que condicionaram, de forma persistente, as opções políticas, regulatórias e de investimento. Entre estas, destaca-se a elevada dependência energética externa, a reduzida dotação de recursos fósseis endógenos e a necessidade permanente de assegurar o abastecimento energético de uma economia em transformação.

Ao contrário de países com abundantes recursos energéticos próprios, Portugal construiu o seu sistema energético num contexto de forte exposição a choques externos, como os choques petrolíferos analisados no capítulo anterior, e sob crescente influência do enquadramento europeu, quer em termos de mercado, quer de política energética e ambiental. Esta realidade conferiu ao sector energético um carácter estratégico, frequentemente reconhecido em discurso, mas nem sempre traduzido em políticas de planeamento consistentes e de longo prazo.

A análise do passado recente do sistema energético português será desenvolvida neste capítulo segundo cinco eixos fundamentais, aplicados de forma sistemática a cada uma das décadas em análise, permitindo uma leitura coerente, comparável e estrutural.

1) Dependência energética

A dependência energética externa constitui uma das vulnerabilidades estruturais mais marcantes da economia portuguesa. Ao longo das décadas analisadas, Portugal apresentou valores de dependência significativamente superiores à média europeia, resultantes da forte importação de petróleo, gás natural e carvão.

Esta dependência teve impactos directos:

- na balança comercial;
- na exposição a volatilidade de preços internacionais;
- na estabilidade macroeconómica;
- na segurança de abastecimento.

- o papel dos incentivos públicos;
- a continuidade ou descontinuidade das estratégias adoptadas.

A forma como Portugal investiu — e deixou de planear — no sector energético é um elemento-chave para compreender a situação actual.

5) Infra-estruturas críticas

As infra-estruturas energéticas críticas constituem a base física do sistema energético nacional. Redes eléctricas, centrais de produção, terminais de gás natural, armazenamento e interligações internacionais condicionam directamente a segurança de abastecimento, a flexibilidade do sistema e a sua capacidade de resposta a crises.

A evolução destas infra-estruturas reflecte:

- decisões de investimento de longo prazo;
- opções estratégicas sobre autonomia e interdependência;
- a capacidade de adaptação a novos paradigmas energéticos.

A análise histórica das infra-estruturas permite identificar estrangulamentos, redundâncias e vulnerabilidades que continuam a influenciar o sistema energético português.

3.1. A Década de 1990

A década de 1990 constituiu um período charneira na evolução do sistema energético português. Trata-se de uma fase marcada pela transição entre um modelo fortemente centralizado e orientado pelo planeamento estatal e um novo enquadramento progressivamente liberalizado, influenciado pela integração europeia, pela abertura dos mercados e pelas primeiras orientações comunitárias em matéria de energia e ambiente. Este período ocorre num contexto internacional ainda fortemente condicionado pelos ensinamentos dos choques petrolíferos das décadas anteriores e pela necessidade de reduzir a dependência energética externa, assegurando simultaneamente o abastecimento de uma economia em crescimento e em processo de modernização.

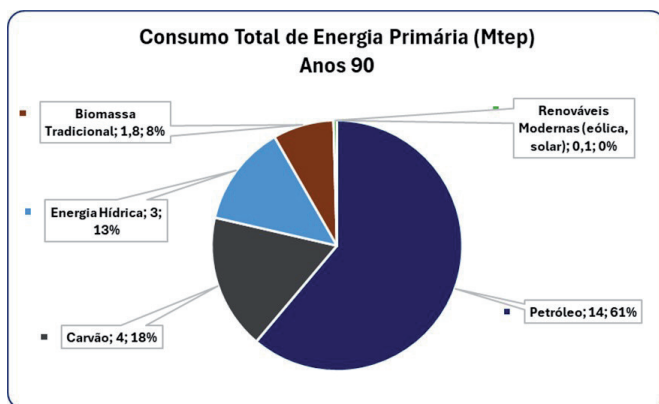


Figura 3.1. Estrutura do Consumo Total de Energia Primária em Portugal, típico da década de 90

Entre as principais iniciativas destacam-se:

- o reforço e modernização das redes eléctricas de transporte e distribuição;
- a preparação da rede nacional de gás natural, incluindo infra-estruturas de importação e distribuição;
- a melhoria da capacidade de gestão e operação do sistema eléctrico.

Estas infra-estruturas aumentaram significativamente a robustez do sistema energético nacional e permitiram a integração futura de novas fontes de energia, embora tenham também criado dependências de longo prazo relativamente a determinadas opções tecnológicas.

3.1.6. Síntese crítica da década de 1990

Em síntese, a década de 1990 foi marcada por:

- forte dependência energética externa;
- mix eléctrico ainda dominado por fontes fósseis e hídrica;
- papel central do Estado e do planeamento;
- investimento estruturante em infra-estruturas críticas;
- preparação institucional para a liberalização e integração europeia.

Apesar das fragilidades existentes, este período caracterizou-se por uma abordagem relativamente coerente e estratégica do sector energético, assente numa lógica de planeamento que viria a ser progressivamente abandonada nas décadas seguintes.

A compreensão desta década é essencial para interpretar as transformações ocorridas a partir dos anos 2000 e para avaliar, com rigor, as opções que moldaram o sistema energético português contemporâneo.

Segue uma tabela de síntese com valores característicos do sistema energético português no final da década de 1990 (≈ 1999), concebida para encerrar o subcapítulo 3.1 e facilitar a leitura comparativa com as décadas seguintes.

Os valores apresentados são ordens de grandeza representativas, adequadas à análise estrutural e histórica (não a estatística fina), coerentes com as séries da DGEG, REN e Eurostat da época.

Tabela 3.1. Indicadores Característicos do Sistema Energético Português no Final da Década de 1990 (≈ 1999)

Indicador	Situação em 1999 (ordem de grandeza)	Leitura estrutural
Dependência energética externa	$\approx 85\% - 90\%$	Vulnerabilidade estrutural elevada; forte exposição a choques externos
Consumo de energia primária	$\approx 22-24$ Mtep	Crescimento sustentado associado à modernização económica

Segue uma tabela específica e estruturante com os consumos de energia primária e de energia final em Portugal em 1999, incluindo a estrutura percentual por fonte, adequada para fechar o subcapítulo 3.1 – A Década de 1990 e servir de referência comparativa para as décadas seguintes.

Os valores apresentados são ordens de grandeza consolidadas, coerentes com as séries históricas da DGEG / Eurostat do final da década de 1990, e apropriadas à análise estrutural.

Tabela 3.2. Consumo de Energia Primária e Final em Portugal (1999)

A) Consumo de Energia Primária

Fonte de energia primária	Consumo (Mtep)	Estrutura (%)	Leitura estrutural
Petróleo	≈ 14,0	≈ 60 %	Fonte dominante; base do sector dos transportes
Carvão	≈ 4,0	≈ 17 %	Essencial para produção eléctrica
Energia hídrica	≈ 3,0	≈ 13 %	Forte dependência da hidrologia
Biomassa tradicional	≈ 1,8	≈ 8 %	Uso disperso, sobretudo residencial
Gás natural	≈ 0,0	0 %	Ainda não introduzido
Renováveis modernas (eólica, solar)	< 0,1	< 1 %	Expressão residual
Total energia primária	≈ 23 Mtep	100 %	Elevada dependência externa

B) Consumo de Energia Final

Fonte de energia final	Consumo (Mtep)	Estrutura (%)	Sectores dominantes
Produtos petrolíferos	≈ 11,5	≈ 58 %	Transportes, indústria
Electricidade	≈ 4,2	≈ 21 %	Indústria, serviços, residencial
Biomassa	≈ 2,1	≈ 11 %	Residencial (aquecimento)
Carvão e coque	≈ 1,4	≈ 7 %	Indústria pesada
Gás natural	≈ 0,0	0 %	Não disponível
Calor / outros	≈ 0,5	≈ 3 %	Usos específicos
Total energia final	≈ 19,7 Mtep	100 %	Forte peso dos transportes

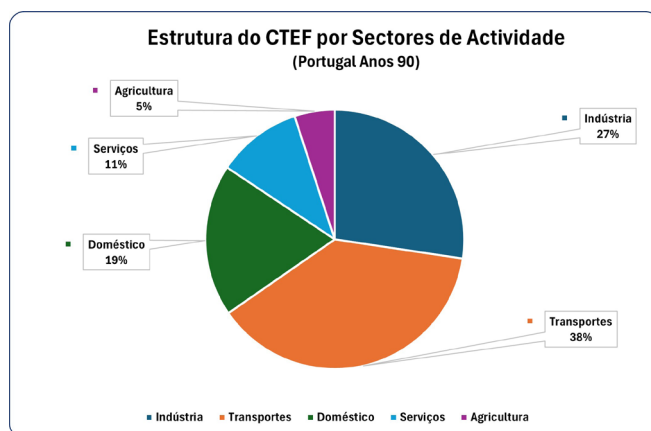


Figura 3.3. Estrutura do Consumo Total de Energia Final em Portugal, típico da década de 90

Nota interpretativa

Em 1999, a estrutura do consumo energético português evidencia de forma clara:

- Domínio absoluto do petróleo, quer na energia primária quer na energia final;
- Presença ainda reduzida do gás natural, introduzido em Portugal em 1997, cuja expansão seria determinante na década seguinte;
- Peso ainda relevante da biomassa tradicional, sobretudo no sector residencial;
- Electricidade em crescimento, mas ainda longe de assumir o papel central que viria a ter nas décadas seguintes;
- Dependência energética externa estruturalmente elevada, com implicações macroeconómicas significativas.

A comparação entre energia primária e energia final mostra também as perdas de conversão associadas à produção eléctrica térmica, sublinhando a importância das escolhas tecnológicas no parque electroprodutor.

Esta caracterização estabelece uma linha de base quantitativa fundamental para a análise da Década de 2000, em particular no que respeita à expansão do gás natural, à alteração do mix eléctrico e à evolução da dependência energética.

Segue uma tabela estruturada das principais centrais electroprodutoras em serviço em Portugal continental em 1999, adequada para fechar o subcapítulo 3.1 e servir de referência histórica e comparativa para as décadas seguintes.

A tabela inclui designação, tecnologia, localização e potência instalada, com valores representativos e consolidados da situação no final da década de 1990 (REN / EDP Produção / DGEG), já após a entrada do gás natural e antes da expansão das renováveis modernas.

A Tabela 3.5 evidencia que, ao longo da década de 1990:

- A intensidade energética primária do PIB permaneceu elevada e praticamente estagnada;
- Os ganhos de eficiência foram marginais, apesar do crescimento económico;
- O aumento do consumo de energia acompanhou de perto o crescimento do PIB;
- Portugal manteve uma ineficiência estrutural persistente face à média europeia.

Esta evolução confirma que, embora a década de 1990 tenha sido marcada por planeamento energético estruturado e investimento em infra-estruturas, não se verificou uma redução significativa da intensidade energética, reforçando a importância atribuída, à época, à eficiência energética como instrumento estratégico — importância essa que viria a ser retomada com maior intensidade nas décadas seguintes.

Justificação técnica

1. Prática estatística da época

- Durante os anos 1990 e início dos anos 2000, o INE, a DGEG e o Eurostat utilizavam predominantemente 1995 como ano-base para séries de PIB real.
- As primeiras contas nacionais harmonizadas após a adesão ao euro foram construídas com base em 1995 = 100.

2. Coerência temporal

- Usar 1995 como ano-base:
 - coloca o ano de referência dentro da década analisada;
 - evita distorções associadas a re-expressões retroactivas (ex.: 2010 ou 2015);
 - é metodologicamente mais correcto para um capítulo histórico.

3. Comparabilidade interna

- Para comparar 1990–1999, o ano-base deve ser:
 - fixo;
 - contemporâneo;
 - coerente com as estatísticas energéticas então disponíveis.

Todas as tabelas e indicadores apresentados neste subcapítulo utilizam metodologias homogéneas e coerentes com as estatísticas energéticas e económicas da década de 1990. O PIB é expresso a preços constantes de 1995, em euros, sem PPC, garantindo comparabilidade interna e rigor histórico.

Tabela 3.3 – Centrais Electroprodutoras em Serviço (1999) Nota metodológica

A tabela apresenta as principais centrais electroprodutoras em serviço em Portugal Continental em 1999. As potências instaladas correspondem à potência nominal bruta. Incluem-se apenas centrais com relevância sistémica. As pequenas produções dispersas são agregadas por tipologia.

Tabela 3.4 – Intensidade Energética Primária do PIB (1999) Nota metodológica

A intensidade energética primária do PIB é calculada como o rácio entre o consumo de energia primária (Mtep) e o PIB real, expresso a preços constantes de 1995, em euros, sem PPC. A comparação com a média da UE-15 é meramente indicativa e visa enquadramento estrutural.

Tabela 3.5 – Evolução da Intensidade Energética Primária (1990–1999) Nota metodológica

A intensidade energética primária resulta do rácio anual entre o consumo de energia primária e o PIB real. O PIB encontra-se expresso a preços constantes de 1995, em euros, sem ajustamento por PPC. Os valores apresentados são ordens de grandeza coerentes com as séries históricas nacionais e europeias, adequadas à análise estrutural e comparativa ao longo da década.

3.2. A Década de 2000

A década de 2000 corresponde a um período de transformação profunda e acelerada do sistema energético português. Trata-se de uma fase marcada pela conjugação de três factores estruturantes: a liberalização dos mercados energéticos, a introdução do gás natural e a aposta política clara nas energias renováveis, em particular na produção eléctrica.

Estas transformações ocorreram num contexto europeu caracterizado pela consolidação do mercado interno da energia, pela crescente integração dos sistemas eléctricos nacionais e pelo reforço das políticas ambientais e climáticas. Em Portugal, este período assinala o abandono progressivo de uma lógica de planeamento energético integrado, substituída por uma combinação de mecanismos de mercado, incentivos regulatórios e metas sectoriais.

3.2.1. Dependência energética

Apesar das mudanças estruturais ocorridas durante a década de 2000, Portugal manteve níveis muito elevados de dependência energética externa, que em vários anos ultrapassaram os valores registados na década anterior.

A expansão e consolidação do gás natural, introduzido em Portugal em 1997, permitiram diversificar as fontes de energia primária, reduzindo parcialmente o peso relativo do petróleo. Contudo, esta diversificação não se traduziu numa redução significativa da dependência externa, uma vez que o gás natural passou igualmente a ser maioritariamente importado.

- o reforço das redes eléctricas de transporte e distribuição;
- o aumento das interligações eléctricas com Espanha.

Estas infra-estruturas aumentaram significativamente a segurança de abastecimento e a flexibilidade do sistema, mas implicaram investimentos de grande escala e compromissos financeiros de longo prazo.

3.2.6. Síntese crítica da década de 2000

Em síntese, a década de 2000 caracteriza-se por:

- transformação estrutural do mix eléctrico;
- expansão e consolidação do gás natural como vector central;
- forte crescimento das energias renováveis, em especial da eólica;
- liberalização formal dos mercados, coexistindo com forte intervenção regulatória;
- abandono progressivo do planeamento energético integrado;
- aumento significativo dos custos fixos e das rendas regulatórias do sistema.

Esta década lançou as bases técnicas e institucionais do sistema energético actual, mas também introduziu desequilíbrios estruturais que se tornariam mais visíveis na década seguinte, nomeadamente ao nível dos custos para os consumidores, da gestão da intermitência e da sustentabilidade económica do sistema.

A compreensão da década de 2000 é, por isso, essencial para interpretar criticamente a evolução posterior do sector energético português.

Seguem as tabelas de síntese para o final da década de 2000 (≈ 2009), estruturalmente idênticas às de 1999, com metodologia homogénea (PIB a preços constantes de 1995, sem PPC), permitindo comparação directa entre as duas décadas.

Os valores apresentados correspondem a ordens de grandeza consolidadas, coerentes com séries DGEG / REN / Eurostat do período.

Tabela 3.6. Indicadores Característicos do Sistema Energético Português no Final da Década de 2000 (2009)

Indicador	Situação em 2009 (ordem de grandeza)	Leitura estrutural
Dependência energética externa	$\approx 80\% - 82\%$	Ligeira redução face a 1999, mas estruturalmente elevada
Consumo de energia primária	≈ 26 Mtep	Crescimento significativo na década
Peso do petróleo na energia primária	$\approx 52\%$	Redução relativa, mas ainda dominante
Produção eléctrica total	$\approx 50-52$ TWh	Forte crescimento da electricidade
Mix de produção eléctrica		
– Hídrica	$\approx 25\% - 30\%$	Variabilidade hidrológica persistente
– Carvão	$\approx 25\% - 30\%$	Ainda central na base do sistema

3.3.4. Investimento e planeamento energético

A década de 2010 caracterizou-se por um volume elevado e diversificado de investimento energético, com destaque para:

- desenvolvimento de capacidades renováveis, em particular eólica e solar;
- reforço de infra-estruturas de rede e de interligação;
- investimento em mecanismos de armazenamento e medidas de resposta à intermitência (embora ainda incipientes).

Contudo, o planeamento energético nacional perdeu progressivamente a sua função estruturante integrada, dando lugar a um conjunto de iniciativas pontuais ou sectoriais, por vezes com objectivos concorrentes ou fragmentados.

Esta fragmentação teve, como consequência prática:

- sobreposição de mecanismos de incentivo;
- multiplicação de instrumentos regulatórios com impacto assinalável nos custos do sistema;
- lacunas estratégicas no alinhamento entre investimento, procura e infra-estruturas.

3.3.5. Infra-estruturas críticas

Durante a década de 2010, as infra-estruturas energéticas de Portugal consolidaram-se e expandiram-se, nomeadamente:

- Reforço das interligações eléctricas com Espanha, melhorando a segurança de abastecimento e a integração de mercados;
- Expansão da rede de transporte e distribuição eléctrica, para acomodar a crescente penetração de renováveis;
- Desenvolvimento de pontos de regaseificação e infra-estruturas de gás natural, embora com utilização inferior à prevista em alguns períodos;
- Início de estudos e projectos de armazenamento de energia (baterias, hidrogénio e outros vectores), ainda em fase embrionária.

Estas infra-estruturas aumentaram a resiliência do sistema, mas também exigiram investimentos significativos, com impacto nos custos fixos e na tarifa média suportada pelos consumidores.

3.3.6. Síntese crítica da década de 2010

A década de 2010 pode ser caracterizada como um período de consolidação e complexificação do sistema energético português, com os seguintes aspectos centrais:

- Crescimento expressivo das renováveis intermitentes no mix eléctrico;
- Redução relativa da dependência de combustíveis fósseis, mas manutenção da vulnerabilidade externa;

A crise energética europeia de 2021–2022 evidenciou de forma clara que a redução da dependência no sector eléctrico não é, por si só, suficiente para garantir segurança energética global, quando sectores como os transportes e parte da indústria permanecem fortemente dependentes de importações.

4.2. Mix de produção eléctrica

No presente, o mix de produção eléctrica português caracteriza-se por uma elevada penetração de fontes renováveis, em particular eólica, hídrica e, de forma crescente, solar fotovoltaica.

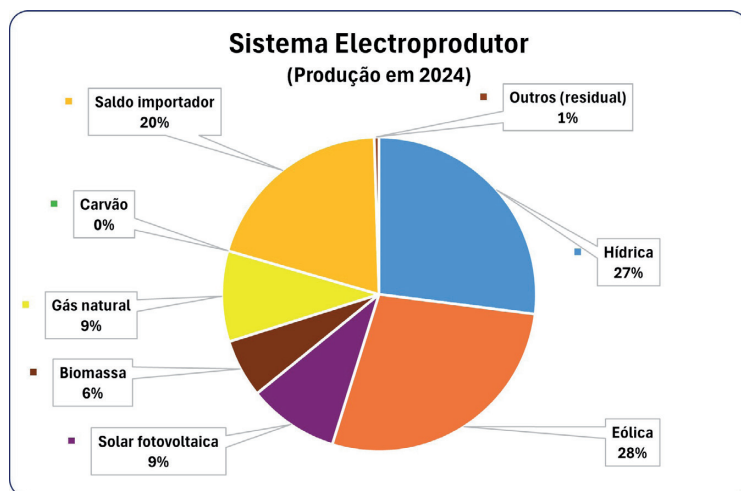


Figura 4.3. Estrutura da Produção de Energia Eléctrica em Portugal, em 2024

Em anos hidrologicamente favoráveis, a produção renovável pode representar uma parte muito significativa do consumo eléctrico nacional. Contudo, esta realidade esconde desafios técnicos e económicos relevantes:

- elevada intermitência das fontes eólica e solar;
- dependência de condições meteorológicas;
- necessidade permanente de capacidade de reserva e de flexibilidade, assegurada sobretudo por centrais a gás natural e por importações;
- aumento da complexidade da operação do sistema eléctrico.

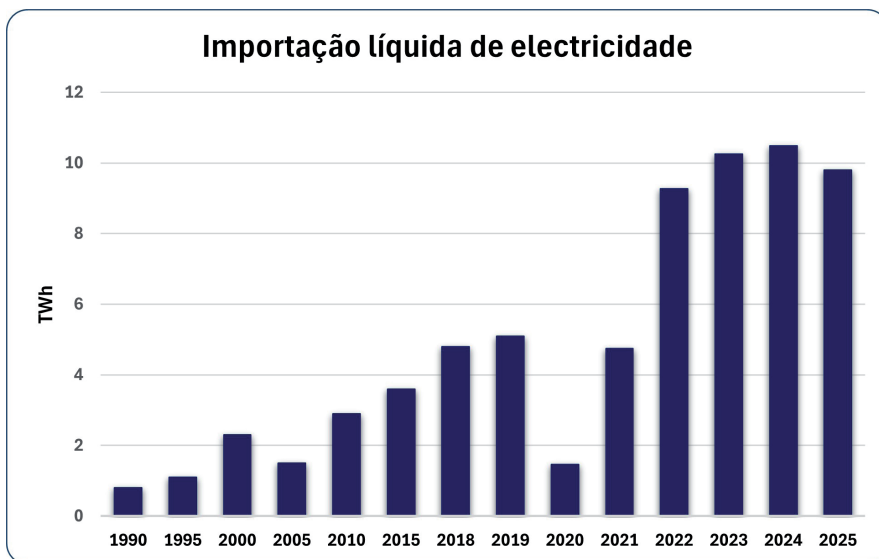


Figura 4.4. Importação Líquida de Energia Eléctrica em Portugal

O sistema eléctrico português é, assim, simultaneamente mais “limpo” do ponto de vista das emissões, mas mais exigente em termos de gestão técnica e mais oneroso em termos de custos sistémicos.

4.3. Liberalização, mercado ibérico e enquadramento europeu

Portugal encontra-se plenamente integrado no Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) e no mercado interno europeu da energia. Esta integração trouxe benefícios claros, como:

- maior eficiência marginal na formação de preços;
- aumento da liquidez dos mercados;
- possibilidade de troca de energia entre sistemas com perfis complementares.

Todavia, a crise energética recente demonstrou também os limites do modelo marginalista em contextos de elevada volatilidade dos preços dos combustíveis fósseis, evidenciando a transmissão quase imediata de choques externos aos preços finais da electricidade.

A resposta europeia, através de medidas de emergência, revelou a necessidade de mecanismos de protecção dos consumidores e de reflexão sobre a adequação do modelo de mercado a sistemas eléctricos com elevada penetração de renováveis.

4.4. Segurança de abastecimento e resiliência do sistema

A segurança de abastecimento assume, no presente, uma dimensão mais complexa do que no passado. Já não se trata apenas de garantir capacidade instalada suficiente, mas de assegurar:

- firmeza num sistema dominado por fontes intermitentes;
- resiliência face a eventos extremos (climáticos, geopolíticos, tecnológicos);
- capacidade de resposta rápida a variações abruptas da procura e da produção.

O sistema eléctrico português depende crescentemente:

- da flexibilidade das centrais a gás natural;
- da gestão das interligações com Espanha;
- de soluções ainda incipientes de armazenamento e gestão da procura.

Os eventos recentes demonstraram que a segurança de abastecimento não pode ser tratada como um subproduto automático da transição energética, exigindo planeamento técnico rigoroso e investimento adequado.

4.5. Custos sistémicos, tarifas e impacto económico

Um dos aspectos mais sensíveis do presente é o aumento dos custos sistémicos do sistema energético, reflectido nas tarifas suportadas por consumidores domésticos e empresariais.

Entre os factores explicativos destacam-se:

- encargos associados a regimes de remuneração garantida;
- custos de redes e infra-estruturas;
- custos de capacidade e de serviços de sistema;
- exposição a preços internacionais do gás natural.

Apesar e uma parte significativa destes custos não se reflectir directamente no preço grossista da electricidade, o seu impacto acumulado é relevante, com implicações para:

- a competitividade da economia;
- a pobreza energética;
- a aceitação social das políticas energéticas.

4.6. Crises recentes e lições estruturais

A década de 2020 foi marcada por um conjunto de crises sucessivas — pandemia, crise energética, tensões geopolíticas — que funcionaram como testes de esforço ao sistema energético português.

Estas crises evidenciaram:

- a persistência da dependência externa;
- a vulnerabilidade a choques de preço;
- a importância crítica da coordenação europeia;
- a necessidade de recuperar uma visão estratégica e integrada do planeamento energético.

Mais do que episódios conjunturais, estas crises revelaram fragilidades estruturais que condicionam as opções futuras e reforçam a importância de uma abordagem realista, tecnicamente fundamentada e economicamente sustentável à política energética.

4.7. Síntese do presente

Em síntese, o presente caracteriza-se por um sistema energético que:

- é mais limpo e tecnologicamente avançado;
- permanece estruturalmente dependente do exterior;
- apresenta crescente complexidade técnica;
- suporta custos sistémicos elevados;
- carece de uma visão integrada de planeamento energético.

Esta situação constitui o ponto de partida para a reflexão desenvolvida no capítulo seguinte, dedicado ao futuro da energia em Portugal, onde serão analisados cenários, opções estratégicas e riscos associados às trajectórias actualmente em curso.

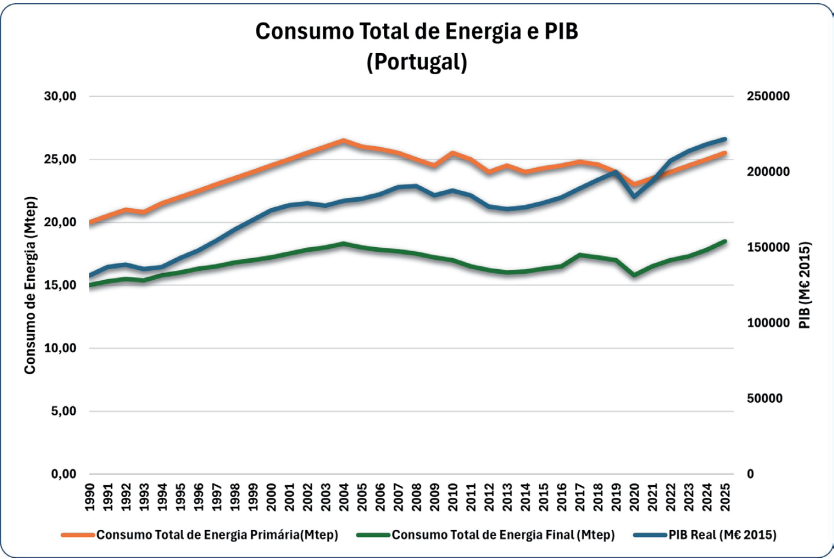


Figura 4.5. Consumo Total de Energia Primária e Final vs Economia (PIB) em Portugal

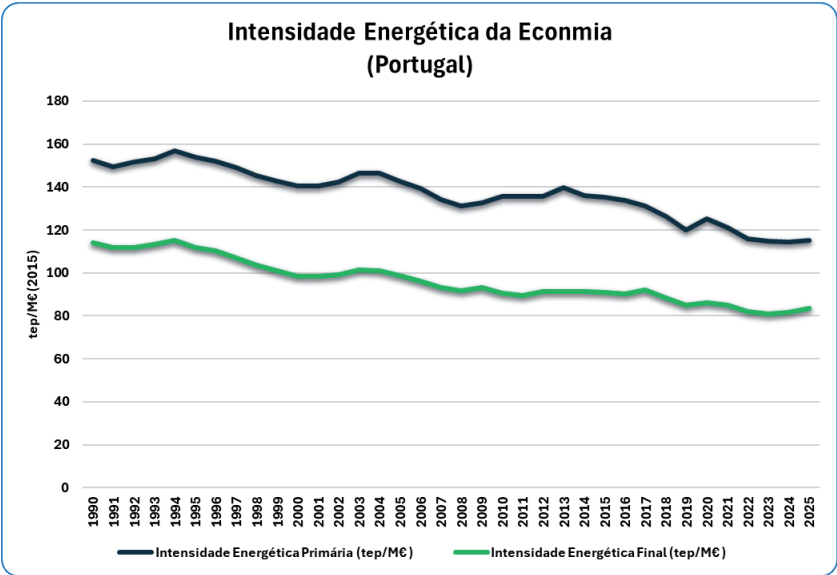


Figura 4.6. Evolução da Intensidade Energética da Economia em Portugal

Segue o conjunto de tabelas de síntese quantitativa para o período 2020–2024, construído à semelhança das décadas anteriores (1999, 2009, 2019), com metodologia homogênea, linguagem técnica e valores apresentados como ordens de grandeza representativas, adequadas a análise estrutural do presente.

Mantêm-se os critérios acordados:

- Portugal Continental;
- Energia em Mtep / TWh;
- PIB a preços constantes de 1995, em euros;
- Sem PPC;
- Dados coerentes com séries DGEG / REN / Eurostat / ENTSO-E.

Tabelas de Síntese – O Presente (2020–2024)

Tabela 4.1. Indicadores Característicos do Sistema Energético Português (2020–2024)

Indicador	2020	2021	2022	2023	2024*	Leitura estrutural
Dependência energética externa (%)	66,3	67,1	71,3	66,7	64,3	Vulnerabilidade estrutural persistente
Consumo de energia primária (Mtep)	20,56	20,82	21,32	20,62	20,35	Recuperação pós-pandemia
Consumo de energia final (Mtep)	15,32	16,16	16,52	16,83	16,71	Procura estável
Consumo de energia eléctrica (TWh)	48,81	49,50	50,36	50,74	51,36	Procura estável

- redução da inércia do sistema;
- maior volatilidade de frequência;
- aumento dos requisitos de serviços auxiliares;
- crescimento estrutural dos custos de integração.

A) Térmicas a Gás Natural

Central	Tecnologia	Localização	Potência (MW)
Ribatejo	CCGT	Carregado	1 176 MW
Tapada do Outeiro	CCGT	Gondomar	990 MW
Lares	CCGT	Figueira da Foz	826 MW
ElecGas	CCGT	Abrantes	837 MW
Subtotal	CCGT		3 829 MW

B) Hídrica e Bombagem

Central	Tipo	Potência (MW)
Alqueva I+II	Bombagem	520 MW
Frades I+II	Bombagem	1 180 MW
Gouvães	Bombagem	880 MW
Alto Rabagão	Bombagem	68 MW
Venda Nova I+II+III	Bombagem	736 MW
Salamonde II	Bombagem	207 MW
Castelo de Bode	Regularização	159 MW
Bemposta I+II	Regularização	240 MW
Picote I+II	Regularização	240 MW
Miranda I+II	Regularização	198 MW
Outros aproveitamentos	Regularização	3 957 MW
Total hídrica		8 385 MW
dos quais bombagem		≈ 3 585 MW

C) Renováveis “Modernas”

Tecnologia	Potência instalada (MW) – 2024
Eólica onshore	5 408 MW
Solar fotovoltaica	3 885 MW
Biomassa	707 MW
Subtotal renováveis modernas	10 000 MW

Dependência estrutural:

- bombagem,
- interligações,
- importação,
- serviços de sistema.

C) Relação intermitentes / ponta

$$\frac{6,22 + 5,86}{9,74} \approx 1,24$$

Já acima do limiar clássico de integração segura ($\sim 1,2 \times$ ponta) Explica estruturalmente:

- Curtailment;
- preços negativos;
- exportação forçada;
- instabilidade sistémica.

Segue uma tabela comparativa global 1999–2009–2019–2024, concebida como fecho transversal do Capítulo IV e como síntese estruturante de toda a evolução analisada desde o passado recente até ao presente.

Tabela 4.7. – Evolução Comparativa do Sistema Energético Português
(1999–2009–2019–2024)

Indicador	1999	2009	2019	2024*	Leitura estrutural
Dependência energética externa (%)	87,9	81,2	74,9	64,3	Redução lenta; vulnerabilidade persistente
Consumo de energia primária (Mtep)	22,9	26,3	24,9	20,35	Crescimento até 2009, depois estagnação
Consumo de energia final (Mtep)	19,6	22,1	20,1	16,71	Electrificação não reduz consumo total
Peso do petróleo na energia primária (%)	≈ 61	≈ 52	≈ 45	≈ 42	Queda relativa, sobretudo no sector eléctrico
Peso do gás natural na energia primária (%)	0	≈ 19	≈ 20	≈ 22	Substituição parcial do petróleo
Carvão na energia primária (%)	≈ 17	≈ 16	≈ 8	0	Eliminação recente
Renováveis na energia primária (%)	≈ 21	≈ 12	≈ 27	≈ 35	Crescimento estrutural
Consumo energia eléctrica (TWh)	≈ 42	≈ 51	≈ 50	≈ 51	Estabilização da procura

Tabela 4.7. – (continuação)

Indicador	1999	2009	2019	2024*	Leitura estrutural
Renováveis na produção de energia eléctrica (%)	40,2	37,9	51,2	71,5	Forte penetração intermitente
Capacidade eléctrica instalada (GW)	6,5	17,2	20,1	22,8	Sobre-capacidade crescente
Capacidade firme fóssil (GW)	≈ 3,5	≈ 5,5	≈ 5,6	≈ 3,8	Dependência do gás
PIB real (mil M€ – 1995)	≈ 110	≈ 123	≈ 132	≈ 136	Crescimento moderado
Intensidade energética primária (tep / mil €)	0,21	0,21	0,19	0,15	Melhoria lenta
Modelo dominante de política energética	Plana- men- to	Metas + incenti- vos	Clima + merca- do	Gestão de crises	Fragmentação cres- cente
Principal vulnerabilidade sistémica	Petró- leo	Custos e sobre- capaci- dade	Inter- mitên- cia	Gás e preços	Vulnerabilidade estru- tural

* 2024: valores provisórios / estimados.

Notas metodológicas da tabela 4.7

1. Energia primária e final: valores obtidos dos Balanços Energéticos Nacionais (DGEG) e Eurostat, arredondados a uma casa significativa.
2. Produção de energia eléctrica e renováveis: dados REN; percentagem refere-se à quota da produção renovável na produção interna.
3. Capacidade instalada e ponta: valores REN (potência instalada bruta e ponta anual do consumo).
4. Dependência energética externa (%) – Percentagem da energia total disponível no país que é satisfeita por importações líquidas, calculada como o rácio entre importações líquidas de energia e consumo bruto de energia. Indicador adoptado pelo Eurostat para avaliar a segurança de abastecimento e a vulnerabilidade energética externa.
5. PIB real: INE / Eurostat, preços constantes (base 1995), para coerência com séries históricas longas.
6. Arredondamentos: valores apresentados como aproximações tecnicamente consistentes (ordem de grandeza), sem prejuízo da análise estrutural.

A Tabela 4.7 permite retirar um conjunto de conclusões estruturais claras:

1. A dependência energética externa diminuiu apenas marginalmente em 25 anos, mantendo-se como vulnerabilidade central da economia portuguesa.

2. O sistema eléctrico transformou-se radicalmente, com forte incorporação de renováveis, mas à custa de:
 - Sobre-instalação de capacidade;
 - aumento da complexidade operacional;
 - maior dependência de flexibilidade térmica e importações.
3. O petróleo continua dominante nos usos finais, apesar de duas décadas de políticas de transição.
4. A intensidade energética melhorou lentamente, sem ruptura estrutural clara.
5. O modelo de governação energética evoluiu do planeamento para a fragmentação, culminando numa gestão reactiva de crises no presente.

Esta leitura transversal confirma a tese central desenvolvida ao longo dos capítulos III e IV: as transformações tecnológicas ocorridas não eliminaram as vulnerabilidades estruturais do sistema energético português, antes as deslocaram e complexificaram.

Esta síntese constitui a ponte natural para o Capítulo V – A Energia em Portugal – O Futuro, onde se discutirão cenários, riscos e opções estratégicas à luz destas evidências.

4.9. Conclusões do Capítulo IV

O sistema energético português no presente caracteriza-se por quatro traços estruturais dominantes:

1. Electrificação limitada da economia, com estagnação prolongada do consumo eléctrico;
2. Desalinhamento crescente entre potência instalada e necessidades reais do sistema, gerando sobrecustos sistémicos;
3. Impacto estrutural reduzido da transição eléctrica sobre a matriz energética global;
4. Persistência de elevada dependência energética externa, com vulnerabilidades estratégicas significativas.

Estes factores constituem a base empírica essencial para a análise crítica desenvolvida nos capítulos seguintes, onde se demonstrará que o modelo actual de transição energética europeia e nacional conduz a ineficiências económicas, riscos sistémicos e fraca eficácia climática real.

Estas conclusões fecham quantitativamente o Capítulo IV – O Presente, criando a base factual necessária para o Capítulo V – O Futuro, onde se discutirão cenários, riscos e opções estratégicas.

V. A EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DA ENERGIA

A evolução dos preços da energia constitui um dos aspectos mais sensíveis, económica e socialmente relevantes, da política energética. Para além do seu impacto directo nos consumidores domésticos e industriais, os preços da energia influenciam de forma decisiva a competitividade da economia, a pobreza energética, as decisões de investimento e a aceitação social das políticas energéticas.

Ao contrário de uma visão simplificada, os preços da energia não reflectem apenas custos de produção. Resultam de uma combinação complexa de factores, incluindo:

- estrutura do sistema energético;
- custos de infra-estruturas e de redes;
- mecanismos de mercado;
- enquadramento regulatório e fiscal;
- políticas públicas e subsídios;
- exposição a mercados internacionais de combustíveis.

Este capítulo analisa a evolução dos preços da energia em Portugal nas últimas décadas, com enfoque particular na electricidade – nos segmentos doméstico e industrial – e nos combustíveis, abordando de forma crítica o papel desempenhado pela crescente penetração de fontes renováveis intermitentes na dinâmica dos preços.

Todos os preços apresentados neste capítulo correspondem a preços finais médios anuais pagos pelos consumidores, incluindo impostos, taxas, encargos regulados e tarifas de acesso às redes. As séries foram harmonizadas com base nos dados do Eurostat e deflacionadas para euros constantes de 2020 através do índice harmonizado de preços no consumidor (HICP), garantindo coerência intertemporal e comparabilidade internacional.

5.1. Considerações gerais sobre a formação dos preços da energia

Os preços da energia podem ser analisados em três níveis distintos:

1. Preço da energia primária, determinado em mercados internacionais (petróleo, gás natural, carvão);

2. Preço grossista da electricidade, formado em mercados organizados (MIBEL), segundo regras específicas;
3. Preço final ao consumidor, que incorpora custos adicionais significativos.

No caso da electricidade, o preço final inclui:

- custos de produção;
- custos de redes (transporte e distribuição);
- custos de serviços de sistema;
- encargos regulatórios e políticas públicas;
- impostos e taxas.

A evolução dos preços deve, por isso, ser analisada numa perspectiva sistémica, evitando interpretações simplistas baseadas apenas no custo marginal das tecnologias.

5.2. A evolução dos preços da electricidade para consumidores domésticos

Os preços da electricidade para consumidores domésticos em Portugal registaram, ao longo das últimas duas décadas, uma tendência estrutural de crescimento, apesar da forte expansão das energias renováveis no sistema eléctrico.

Entre os factores explicativos destacam-se:

- aumento dos custos fixos do sistema eléctrico;
- encargos associados a regimes de remuneração garantida;
- custos de redes decorrentes da expansão e reforço das infra-estruturas;
- custos de serviços de sistema associados à intermitência;
- fiscalidade crescente sobre a electricidade.

Embora em determinados períodos se tenham verificado reduções no preço grossista, essas reduções nem sempre se traduziram em diminuições equivalentes no preço final pago pelos consumidores domésticos, evidenciando um desfasamento crescente entre mercado e tarifa final.

A volatilidade recente dos preços grossistas, em particular durante a crise energética de 2021–2022, demonstrou ainda a fragilidade dos consumidores domésticos face a choques externos, exigindo intervenções públicas de emergência para mitigar impactos sociais.

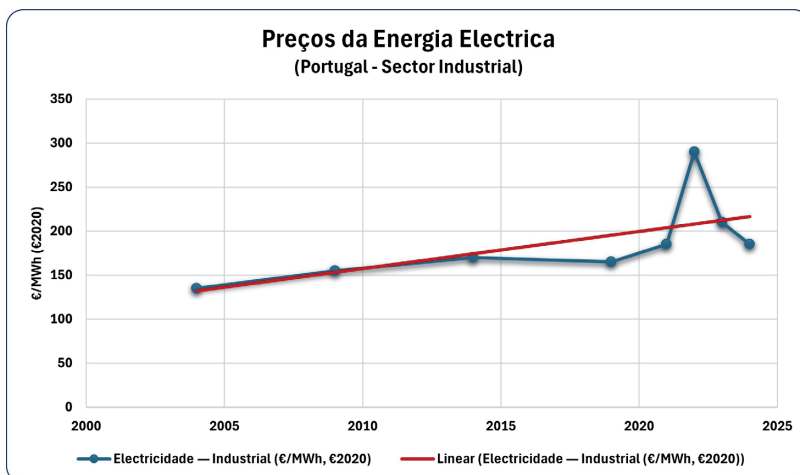


Figura 5.2. Evolução do preço da Energia Eléctrica, no sector industrial em Portugal

5.4. A evolução dos preços dos combustíveis

Ao contrário da electricidade, os preços dos combustíveis líquidos e gasosos são fortemente determinados por mercados internacionais, estando sujeitos a elevada volatilidade.

Em Portugal, a evolução dos preços dos combustíveis é influenciada por:

- preços internacionais do petróleo e do gás;
- taxa de câmbio;
- carga fiscal elevada e relativamente rígida;
- custos logísticos e margens comerciais.

Os choques petrolíferos históricos e a crise recente demonstram que os combustíveis continuam a ser um dos principais vectores de transmissão de choques energéticos para a economia portuguesa, afectando transportes, indústria e consumo privado.

A ausência de alternativas maduras e economicamente competitivas aos combustíveis líquidos nos transportes limita a capacidade de reduzir esta vulnerabilidade no curto e médio prazo.

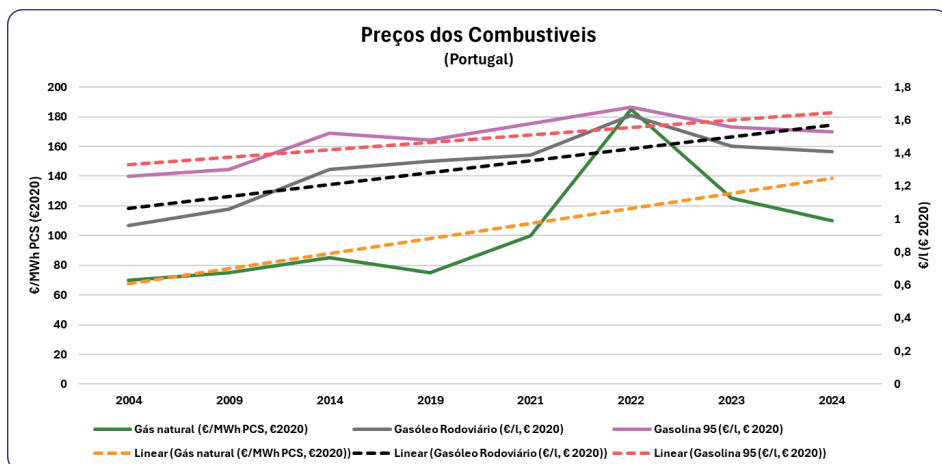


Figura 5.3. Evolução do preço dos Combustíveis em Portugal

5.5. O papel das renováveis intermitentes na evolução dos preços da electricidade

A crescente penetração de fontes renováveis intermitentes, como a eólica e a solar fotovoltaica, teve efeitos contraditórios na evolução dos preços da electricidade.

Por um lado:

- contribuiu para reduzir o preço marginal em períodos de elevada produção;
- diminuiu as emissões associadas à produção eléctrica.

Por outro lado:

- aumentou os custos de integração no sistema;
- exigiu maior investimento em redes e serviços de sistema;
- reforçou a necessidade de capacidade de reserva térmica;
- introduziu maior volatilidade nos preços grossistas.

Este conjunto de efeitos explica por que razão a expansão das renováveis intermitentes não se traduziu numa redução estrutural dos preços finais da electricidade, e, de facto, contribuiu para o seu aumento.

A análise dos preços deve, assim, considerar não apenas o custo de produção das tecnologias, mas o custo total do sistema, incluindo os encargos indirectos associados à intermitência.

5.6. Síntese crítica

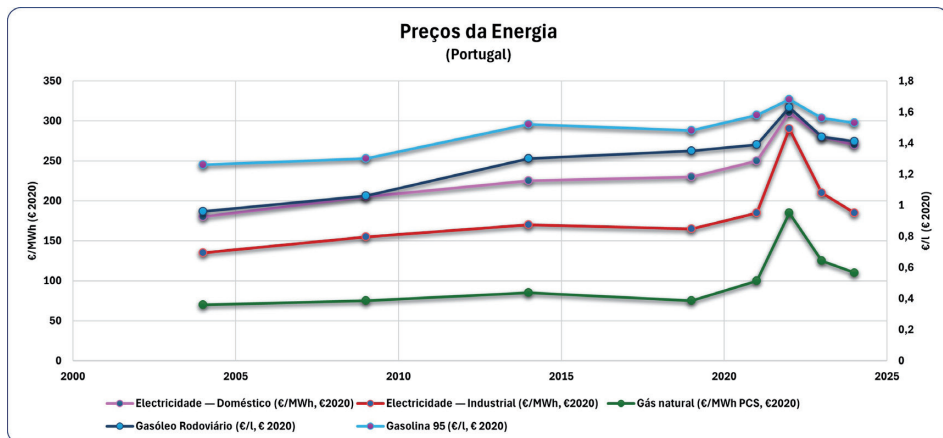


Figura 5.4. Evolução Recente dos Preços da Energia em Portugal

A evolução dos preços da energia em Portugal revela um paradoxo central:

- o sistema eléctrico tornou-se tecnologicamente mais “limpo”;
- os preços finais para consumidores domésticos e industriais mantiveram-se elevados ou cresceram;
- a volatilidade aumentou;
- a exposição a choques externos persiste.

Este paradoxo resulta de opções políticas e ideológicas estruturais, sem fundamento técnico nem científico que privilegiaram metas de incorporação tecnológica sem uma avaliação suficientemente rigorosa dos impactos técnicos e físicos, dos custos sistémicos e dos impactos económicos de longo prazo.

A compreensão desta evolução é essencial para enquadrar as escolhas futuras em matéria de política energética, garantindo que os objectivos, mais climático-carbónicos do que ambientais, não sejam prosseguidos à custa da competitividade económica, da coesão social e da insegurança dos sistemas energéticos.

Em suma:

- Sobrecusto sistémico, desnecessário: 15-30 €/MWh
- Custo anual adicional dos serviços de sistema: 600-1 000 M€
- Impacto excessivo médio anual por consumidor: 120-180 €
- Redução estrutural dos preços finais: nula

Tabela 5.3. Evolução do Preço dos Combustíveis Líquidos
(€/litro, preços constantes de 2020)

Ano	Gasóleo rodoviário (€/l, € 2020)	Gasolina 95 (€/l, € 2020)
2004	0,96	1,26
2005	1,12	1,37
2006	1,20	1,47
2007	1,21	1,48
2008	1,33	1,46
2009	1,06	1,30
2010	1,18	1,40
2011	1,38	1,56
2012	1,45	1,64
2013	1,38	1,57
2014	1,30	1,52
2015	1,18	1,44
2016	1,11	1,36
2017	1,23	1,45
2018	1,33	1,52
2019	1,35	1,48
2020	1,24	1,39
2021	1,39	1,58
2022	1,63	1,68
2023	1,44	1,56
2024	1,41	1,53

Preço médio anual final ao consumidor, incluindo todos os impostos, taxas e encargos Unidade: €/litro, euros constantes de 2020

Fonte base nominal: DGEG – Preços médios anuais dos combustíveis rodoviários Deflactor: IPC / HICP Portugal (INE / Eurostat), base 2020 = 100

Os preços dos combustíveis rodoviários correspondem a preços médios anuais finais ao consumidor, incluindo todos os impostos, taxas e demais encargos, conforme dados oficiais da DGEG. Os valores foram convertidos para euros constantes de 2020 utilizando o índice harmonizado de preços no consumidor (HICP), garantindo coerência intertemporal e comparabilidade macroeconómica.

O vector eléctrico foi aquele que mais encareceu estruturalmente em Portugal nas últimas duas décadas, em termos reais, superando claramente os combustíveis rodoviários e aproximando-se da volatilidade extrema do gás natural.

Esta constatação reforça quantitativamente:

- a crítica ao modelo marginalista europeu;
- o impacto sistémico da penetração maciça de renováveis intermitentes;
- a fragilidade estrutural da política energética portuguesa.

Estas evidências quantitativas sustentam a análise crítica desenvolvida no Capítulo V – A Evolução dos Preços da Energia, em particular no que respeita ao impacto indirecto das renováveis intermitentes e à fragilidade do modelo de formação de preços.

5.7. O ano de 2022 como *stress test* do sistema energético

O ano de 2022 constitui um ponto de ruptura excepcional na evolução dos preços da energia em Portugal e na Europa, assumindo a natureza de um verdadeiro *stress test* ao sistema energético, aos modelos de mercado e às opções de política seguidas nas últimas décadas. As variações extremas observadas nesse ano não resultam de uma tendência estrutural normal, nem podem ser explicadas por um único factor isolado. Pelo contrário, decorrem da convergência simultânea de choques externos, amplificados por fragilidades estruturais pré-existentes do sistema energético europeu.

Por esta razão, os valores de preços registados em 2022, apresentados nas tabelas deste capítulo, devem ser interpretados como excepcionais, não representando um novo equilíbrio de longo prazo, mas antes um episódio extremo de instabilidade sistémica.

5.7.1. O choque geopolítico no mercado do gás natural

O factor dominante da crise energética de 2022 foi o choque abrupto no mercado europeu do gás natural, na sequência da guerra na Ucrânia e da redução significativa dos fornecimentos russos à União Europeia. Este evento provocou uma disrupção sem precedentes num mercado que, até então, era percepcionado como relativamente estável. As consequências foram imediatas e profundas:

- explosão dos preços do gás natural nos mercados europeus;
- volatilidade extrema nos mercados *spot* e nos contratos futuros;
- ruptura das referências históricas de preço, com valores nunca observados.

O gás natural passou, assim, de combustível de transição a principal vector de instabilidade do sistema energético europeu, com impacto transversal sobre a electricidade, a indústria e os consumidores finais.

5.7.2. Transmissão directa ao preço da electricidade: o efeito marginalista

Num mercado eléctrico marginalista, como o MIBEL e o mercado interno europeu, o preço da electricidade é determinado pela última tecnologia necessária para satisfazer a procura, que, em 2022, foi com elevada frequência uma central a gás natural.

Este mecanismo implicou que:

- os preços grossistas da electricidade passassem a reflectir directamente os preços extremos do gás;
- tecnologias com custos marginais muito baixos (hídrica, eólica, solar) fossem remuneradas a preços excepcionalmente elevados;
- o preço da electricidade se desligasse ainda mais dos custos médios reais do sistema.

A crise de 2022 demonstrou, assim, que a elevada penetração de energias renováveis intermitentes não impede a transmissão de choques de preço, quando a tecnologia marginal permanece dependente de combustíveis fósseis voláteis.

5.7.3. Amplificação pelas fragilidades estruturais do sistema eléctrico

Os efeitos do choque de 2022 foram amplificados por fragilidades estruturais acumuladas ao longo do tempo, designadamente:

- forte dependência do gás natural para assegurar flexibilidade e ponta;
- encerramento acelerado de centrais térmicas convencionais sem substituição por capacidade firme equivalente;
- crescimento da intermitência associada à elevada penetração de renováveis;
- insuficiência de mecanismos robustos de capacidade e de desacoplamento de preços.

Estas fragilidades não criaram a crise, mas aumentaram significativamente a sua intensidade e duração, revelando limitações profundas no desenho do sistema e do mercado.

5.7.4. Impacto diferenciado nos preços finais

Os impactos da crise de 2022 manifestaram-se de forma distinta nos vários segmentos de consumo:

Electricidade doméstica

O aumento dos preços foi parcialmente amortecido por medidas públicas excepcionais, incluindo mecanismos de limitação de preços e apoios directos. Ainda assim, registou-se um aumento real significativo, conduzindo à consolidação de um novo patamar estrutural de preços, superior ao período pré-crise.

Electricidade industrial

A indústria foi particularmente afectada, com aumentos abruptos e imediatos dos custos energéticos. Sectores electro-intensivos perderam competitividade de forma súbita, levando, em alguns casos, à redução ou suspensão de actividade produtiva.

- Gasóleo rodoviário:
 - Portugal: $\approx 1,41 \text{ €/L}$
 - EUA: $\approx 0,95 \text{ €/L}$
 - +48%

Esta divergência não é conjuntural, nem resulta de factores fiscais isolados. Ela reflecte diferenças estruturais profundas, motivadas por políticas e ideologias desajustadas:

a) Disponibilidade e custo da energia primária

Os EUA beneficiam de:

- abundância de gás natural barato,
- capacidade nuclear instalada significativa,
- produção térmica flexível e resiliente,
- redes robustas e amplamente amortizadas.

Em contraste, a Europa tornou-se:

- fortemente dependente de importações energéticas,
- excessivamente dependente de fontes de energia intermitentes e de fraco factor de capacidade
- excessivamente exposta ao gás natural marginal,
- vulnerável a choques geopolíticos.

b) Modelo regulatório e filosofia de planeamento

O modelo norte-americano caracteriza-se por:

- forte planeamento de longo prazo,
- neutralidade tecnológica pragmática,
- prioridade à segurança e à acessibilidade económica.

O modelo europeu, pelo contrário, adoptou:

- um quadro fortemente ideológico,
- enviesamento tecnológico explícito,
- planeamento carbónico fragmentado e não energético,
- e subordinação sistemática da eficiência económica a obsessivos objectivos climáticos normativos.

O resultado é inequívoco:

A “política energética” europeia, ou melhor, a *política climática europeia* criou um diferencial estrutural de custos que penaliza severamente a competitividade do continente.

2) A posição relativa de Portugal na Europa

No contexto europeu, Portugal apresenta uma posição paradoxal:

- está entre os países mais caros,
- e permanece sistematicamente acima dos países estruturalmente mais competitivos.

VI. A ENERGIA EM PORTUGAL – FUTURO

O futuro energético de Portugal e da Europa está a ser desenhado num contexto de profunda incerteza tecnológica, instabilidade geopolítica, pressão climática crescente e transformação estrutural das economias. Este conjunto de factores impõe uma abordagem integrada, sistémica e estrategicamente prudente, muito distinta das lógicas sectoriais e ideológicas que têm dominado o debate público nas últimas décadas.

A análise prospectiva do sistema energético português não pode limitar-se à extrapolação das tendências recentes, nem à simples adopção das trajectórias políticas definidas no quadro europeu. A complexidade crescente dos sistemas energéticos modernos, a interdependência estrutural entre produção, redes, armazenamento e consumo, e a natureza física do sistema eléctrico impõem uma abordagem integrada, tecnicamente fundamentada e economicamente rigorosa.

Nas últimas duas décadas, o debate sobre o futuro da energia em Portugal tem sido dominado por uma narrativa fortemente normativa, centrada em metas de descarbonização acelerada, quotas de incorporação de energias renováveis e objectivos administrativos de electrificação. Esta abordagem, politicamente inconsistente e desadequada, tem frequentemente negligenciado aspectos fundamentais do funcionamento real dos sistemas energéticos, nomeadamente os seus limites físicos, os custos sistémicos induzidos e os impactos macroeconómicos de longo prazo.

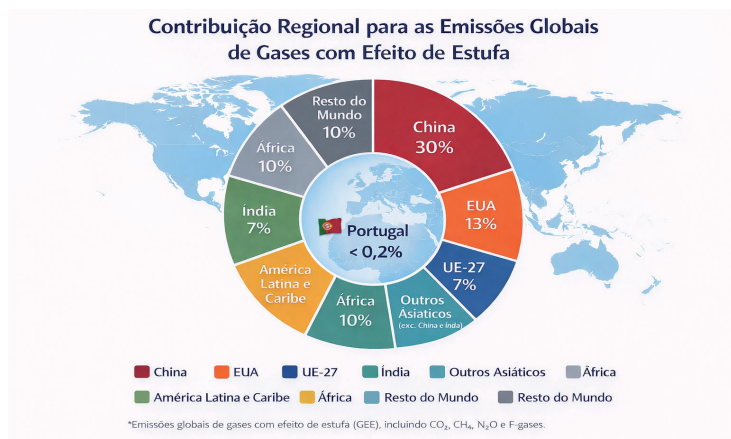


Figura 6.1. Repartição Mundial das emissões de Gases de Efeito de Estufa (GEE)

O futuro energético de Portugal deve ser analisado à luz de quatro dimensões estruturantes:

1. A segurança de abastecimento, entendida como a capacidade do sistema garantir energia em quantidade suficiente, com qualidade técnica adequada e em continuidade temporal, mesmo em condições adversas;
2. A viabilidade técnica, assente nos princípios físicos que regem a produção, transporte, armazenamento e consumo de energia, particularmente no sistema eléctrico;
3. A racionalidade económica, que exige a minimização do custo total do sistema, incluindo investimentos, exploração, integração e riscos sistémicos;
4. A sustentabilidade ambiental, avaliada não apenas em termos de emissões evitadas, mas numa lógica de custo-benefício global e de eficácia climática real.

A dissociação crescente entre capacidade instalada e potência firme, a degradação progressiva dos serviços de sistema, o aumento estrutural dos custos de integração e a transferência sistemática desses custos para os consumidores revelam a existência de fragilidades profundas no modelo energético actualmente seguido. Estas fragilidades tornaram-se particularmente evidentes no contexto do apagão ibérico de 28 de Abril de 2025, que expôs, de forma inequívoca, os limites técnicos de um sistema excessivamente dependente de fontes intermitentes e de interligações externas.

Neste contexto, o presente capítulo procura desenvolver uma análise prospectiva crítica e fundamentada, estruturada em três eixos principais:

- Avaliação das tendências estruturais da procura energética, com especial atenção ao processo de electrificação profunda da economia e às suas implicações sistémicas;
- Análise dos limites físicos, técnicos e económicos do modelo electroprodutor dominante, incluindo uma avaliação rigorosa do papel atribuído ao hidrogénio verde;
- Construção de cenários alternativos coerentes, baseados na neutralidade tecnológica, no planeamento sistémico e na prioridade à segurança, à fiabilidade e à competitividade económica.

O objectivo não é propor um modelo fechado ou dogmático, mas antes fornecer uma base analítica sólida para um debate informado, tecnicamente rigoroso e desideologizado sobre o futuro energético de Portugal. Só uma abordagem assente na engenharia, na economia real e na compreensão profunda do funcionamento dos sistemas energéticos permitirá construir trajetórias sustentáveis, socialmente aceitáveis e estrategicamente robustas.

6.1. Enquadramento geral: O futuro energético como problema sistémico

A política energética europeia tem vindo a confundir, de forma crescente, ambição climática com eficácia climática, substituindo progressivamente a análise técnica e económica por metas administrativas, frequentemente desligadas da realidade física dos sistemas eléctricos e da racionalidade macroeconómica.

da procura eléctrica, podendo representar acréscimos superiores a 10-15 TWh/ano, em cenários ambiciosos.

Tabela 6.1. Síntese quantitativa indicativa

Sector	Acréscimo potencial de consumo eléctrico até 2050
Transportes	+6 a +9 TWh
Edifícios	+4 a +7 TWh
Indústria directa	+6 a +10 TWh
Hidrogénio verde	+15 a +30 TWh
Total potencial	+31 a +56 TWh

Este intervalo indica que a procura eléctrica nacional poderá aumentar cerca de 60%, podendo, no limite superior, aproximadamente duplicar face aos valores actuais,, dependendo da intensidade da electrificação e do papel atribuído ao hidrogénio.

A avaliação isolada de tecnologias, desligada da sua integração sistémica, conduz inevitavelmente a diagnósticos incompletos, decisões subóptimas e custos ocultos transferidos para os consumidores e para a sociedade.

6.2.3. O paradoxo da electrificação: eficiência local, ineficiência sistémica

A electrificação é frequentemente apresentada como solução universal de eficiência energética. Contudo, uma análise sistémica rigorosa revela um paradoxo fundamental:

A electrificação melhora a eficiência local dos consumos finais, mas tende a agravar a ineficiência energética global do sistema.

Este paradoxo resulta de três factores principais:

1. Conversão múltipla de energia, sobretudo no caso do hidrogénio;
2. Sobredimensionamento estrutural da produção renovável, para compensar intermitência;
3. Multiplicação de infra-estruturas redundantes, com baixos factores de utilização.

O caso extremo é o do hidrogénio verde, onde a cadeia completa apresenta rendimentos globais inferiores a 30%, conduzindo a uma multiplicação da energia primária necessária para fornecer a mesma energia útil final.

Assim, a electrificação profunda, quando não acompanhada de planeamento sistémico rigoroso, pode conduzir a:

- aumento do consumo total de energia primária,
- agravamento dos custos de sistema,
- pressão crescente sobre redes e reservas,
- maior vulnerabilidade estrutural.

- os custos de investimento são elevados;
- a capacidade total armazenável permanece insuficiente face às necessidades sazonais.

C) Hidrogénio como pseudo-armazenamento sazonal

O hidrogénio é frequentemente apresentado como solução de armazenamento sazonal. Todavia,:

- o rendimento global do ciclo é inferior a 30%;
- os custos são muito elevados;
- as infra-estruturas são complexas e dispendiosas;
- os riscos industriais são significativos.

Na prática, o hidrogénio não constitui uma solução viável de armazenamento energético em larga escala, mas sim um vector químico para aplicações industriais muito específicas, tema que será desenvolvido no subcapítulo seguinte.

Cada limitação física do sistema traduz-se, inevitavelmente, em custos económicos adicionais, sob a forma de reservas, redes, armazenamento, serviços auxiliares e investimentos redundantes.

6.3.5. O paradoxo da sobre-capacidade estrutural

A conjugação de:

- intermitência elevada,
- baixos créditos de capacidade,
- limitações do armazenamento,
- exigência de potência firme próxima da ponta máxima, conduz inevitavelmente à criação de um sistema com sobre-capacidade estrutural muito elevada, caracterizado por:
- factores médios de utilização reduzidos;
- investimentos duplicados;
- custos fixos crescentes;
- degradação progressiva da eficiência económica global.

Este paradoxo — mais capacidade instalada, menor robustez e maior custo — constitui uma das principais contradições do modelo energético actualmente seguido.

No contexto da transição energética, a segurança de abastecimento tem sido frequentemente relegada para um plano secundário, subordinada a objectivos administrativos de descarbonização e incorporação de renováveis. Esta inversão de prioridades tem conduzido a um enfraquecimento progressivo da robustez estrutural do sistema eléctrico, agravando a sua vulnerabilidade a perturbações internas e externas.

A análise da segurança de abastecimento no horizonte 2025–2050 deve, por isso, recentrar-se nos princípios fundamentais da engenharia de sistemas, integrando de forma explícita os conceitos de potência firme, inércia, reserva operacional, resiliência e autonomia estratégica.

A resiliência de um sistema eléctrico não se mede pela sua eficiência média, mas sim pela sua capacidade de resistir a eventos extremos e recuperar rapidamente sem colapsos sistémicos.

6.5.1. Conceito alargado de segurança de abastecimento

A segurança de abastecimento não se reduz à simples existência de capacidade instalada suficiente. Trata-se de um conceito multidimensional que integra:

1. Disponibilidade física de energia em quantidade suficiente;
2. Qualidade técnica do fornecimento, assegurando estabilidade de frequência e tensão;
3. Continuidade temporal, incluindo resposta a eventos extremos e perturbações prolongadas;
4. Resiliência estrutural, entendida como a capacidade do sistema resistir, absorver e recuperar rapidamente de choques;
5. Autonomia estratégica, minimizando dependências externas críticas.

Neste enquadramento, a segurança de abastecimento depende fundamentalmente de:

- existência de potência firme suficiente;
- robustez da rede de transporte e distribuição;
- adequação dos serviços de sistema;
- diversificação equilibrada do mix energético;
- capacidade de resposta rápida a incidentes.

A progressiva substituição de tecnologias síncronas por fontes intermitentes tem alterado profundamente este equilíbrio, criando vulnerabilidades estruturais.

6.5.2. Fragilização induzida pela elevada penetração de renováveis intermitentes

A elevada penetração de fontes renováveis intermitentes introduz no sistema eléctrico um conjunto de fragilidades intrínsecas:

A segurança de abastecimento, outrora pilar central da política energética, foi progressivamente subalternizada em nome de objectivos simbólicos de descarbonização, criando uma vulnerabilidade sistémica crescente.

O apagão ibérico de 28 de Abril de 2025 deve ser interpretado como um alerta estrutural, impondo uma reavaliação profunda das prioridades estratégicas.

A transição energética só poderá ser sustentável se for construída sobre sistemas robustos, resilientes e tecnicamente coerentes, onde a segurança de abastecimento volte a ocupar o lugar central que lhe é devido.

A necessidade de reforçar estruturalmente a potência firme síncrona conduz, de forma logicamente inevitável, à reavaliação do papel da energia nuclear como pilar central da estabilidade eléctrica futura.

6.6. Impactos económicos e sociais do modelo energético futuro

A avaliação do futuro energético de Portugal não pode limitar-se a critérios ambientais ou tecnológicos. A energia constitui um factor transversal de competitividade económica, determinante dos custos de produção, da atractividade do investimento, do poder de compra das famílias e da coesão social. Qualquer transformação estrutural do sistema energético implica, portanto, impactos macroeconómicos e sociais profundos, que devem ser cuidadosamente avaliados.

A trajetória actualmente seguida, caracterizada por electrificação acelerada, forte penetração de renováveis intermitentes, expansão massiva das redes, integração forçada do hidrogénio verde e crescente complexificação operacional, conduz inevitavelmente a um aumento estrutural do custo total do sistema energético. Este aumento manifesta-se através de múltiplos canais, frequentemente invisíveis no preço grossista da electricidade, mas plenamente reflectidos nas tarifas finais pagas pelos consumidores.

Energia estruturalmente cara e instável traduz-se inevitavelmente em:

- inflação persistente,
- perda de competitividade externa,
- redução do investimento produtivo,
- desindustrialização,
- menor crescimento potencial.

6.6.1. Custos totais do sistema eléctrico: uma leitura integrada

A análise económica do sector eléctrico tem sido tradicionalmente dominada por métricas simplificadas, como o LCOE (Levelized Cost of Electricity) das tecnologias individuais. Embora úteis para comparações tecnológicas pontuais, estas métricas não capturam os custos sistémicos induzidos pela integração em larga escala de fontes intermitentes.

Impõe-se, por conseguinte, uma reorientação estratégica profunda, baseada na engenharia de sistemas, na economia real, no planeamento energético integrado e na neutralidade tecnológica plena.

6.10.1. Princípios estruturantes da nova política energética

A política energética futura deve assentar num conjunto claro de princípios orientadores:

1. Primado da segurança de abastecimento

Nenhuma meta climática ou tecnológica pode justificar a fragilização estrutural do fornecimento energético.

2. Primado da física e da engenharia sobre a ideologia

O funcionamento real dos sistemas eléctricos impõe limites objectivos que não podem ser ignorados por narrativas políticas.

3. Primado do custo total do sistema sobre métricas parciais

As decisões devem basear-se no custo global, incluindo redes, reservas, integração, curtailment e riscos sistémicos.

4. Neutralidade tecnológica plena

Todas as tecnologias de baixo carbono devem ser consideradas em pé de igualdade, incluindo nuclear, hídrica, renováveis intermitentes, gás com CCS e cogeração.

5. Planeamento energético integrado e vinculativo

A fragmentação decisória deve ser substituída por planeamento sistémico estruturado de longo prazo.

6. Centralidade da competitividade económica e da coesão social

Energia cara e instável compromete o desenvolvimento económico e fragiliza a coesão social.

6.10.2. Recomendações estratégicas para Portugal

A) Recuperar urgentemente o planeamento energético nacional

Portugal deve elaborar um Plano Energético Nacional Integrado, com horizonte mínimo de 25– 30 anos, juridicamente vinculativo, assente em:

- projecções realistas da procura;
- modelação sistémica da oferta;
- avaliação quantitativa dos custos totais do sistema;
- integração explícita da segurança de abastecimento;
- análise de risco sistémico.

Este plano deve substituir definitivamente a actual governação fragmentada baseada em metas administrativas e instrumentos avulsos.

VII. ELECTRIFICAÇÃO DA ECONOMIA: ENTRE A EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E O RISCO SISTÉMICO

7.1. Enquadramento e objectivos

A electrificação da economia constitui actualmente um dos eixos estruturantes das políticas (energéticas) climáticas da União Europeia. É apresentada como o principal instrumento para a descarbonização dos consumos finais, para o aumento da eficiência energética e para a modernização tecnológica dos sistemas produtivos, assentando na substituição progressiva dos combustíveis fósseis por electricidade nos sectores dos transportes, da indústria, dos edifícios e dos serviços.

Para avaliarmos a importância e o alcance destas políticas, convém realçar alguns aspectos que são importantes:

- O debate contemporâneo sobre as alterações climáticas assenta, em larga medida, na premissa de que o aumento das emissões antropogénicas de dióxido de carbono constitui a causa principal — e, em muitos discursos, praticamente exclusiva — das variações climáticas observadas nas últimas décadas. Esta premissa é hoje frequentemente apresentada como um consenso científico estabelecido, servindo de base quase incontestada à formulação de políticas públicas energéticas e ambientais (mais climáticas) de grande alcance económico e social.

Importa distinguir com rigor entre consenso político, consenso institucional e consenso científico no sentido estrito do termo. A ciência não evolui por unanimidade, mas por confronto permanente de hipóteses, validação empírica, revisão crítica e incorporação progressiva de incerteza. Neste enquadramento, a afirmação de que existe uma prova científica firme e definitiva de que o CO₂ é o motor das alterações climáticas

7.2.2. Eficiência energética final versus eficiência sistémica

Um dos principais argumentos a favor da electrificação reside nos ganhos de eficiência ao nível do uso final. Motores eléctricos, bombas de calor e sistemas electrónicos de potência apresentam rendimentos significativamente superiores aos dos sistemas baseados em combustão directa.

Contudo, a análise não pode limitar-se ao plano do utilizador final. A eficiência energeticamente relevante do ponto de vista macroeconómico é a eficiência sistémica global, resultante da cadeia completa:

1. Conversão da energia primária em electricidade;
2. Transporte e distribuição;
3. Armazenamento e flexibilidade;
4. Utilização final.

Em sistemas eléctricos fortemente dependentes de renováveis intermitentes, as necessidades crescentes de armazenamento, redundância, serviços de sistema e reforço das redes tendem a degradar a eficiência sistémica efectiva, anulando parte significativa dos ganhos obtidos a jusante.

Tabela 7.1. Eficiência energética comparada: uso final vs sistema

Cadeia energética	Rendimento típico global
Combustão directa (caldeira moderna)	85–92 %
Motor térmico automóvel	25–45 %
Motor eléctrico	90–95 %
Bomba de calor (COP)	300–400 %
Electricidade → H ₂ → electricidade	25–35 %
Electricidade → e-fuel → motor	15–20 %

A electrificação directa é energeticamente eficiente; já as cadeias indirectas baseadas em hidrogénio e e-combustíveis implicam perdas maciças, tornando-se opções de último recurso.

7.3. Benefícios potenciais da electrificação

7.3.1. Aumento da eficiência final e redução do consumo útil

A substituição de processos baseados em combustão por soluções eléctricas permite, em numerosos casos, reduzir de forma significativa o consumo energético útil por unidade de serviço. Exemplos paradigmáticos incluem:

- Motores eléctricos em substituição de motores térmicos;
- Bombas de calor em substituição de caldeiras;
- Sistemas electrónicos de controlo em processos industriais.

7.5.2. Reforço das redes eléctricas

A electrificação exige investimentos maciços em redes AT, MT e BT, particularmente nas zonas urbanas, industriais e de elevada penetração de veículos eléctricos.

Tabela 7.4. Ordens de grandeza do CAPEX em redes

Região	Reforço de redes acumulado (mil M€)
Portugal	8–12
UE-27	300–450

7.5.3. Armazenamento, reservas e serviços de sistema

A crescente dependência de fontes intermitentes, associada à electrificação, conduz a:

- redução da inércia síncrona;
- maior volatilidade da frequência;
- dificuldades acrescidas no controlo de tensão;
- necessidade crescente de serviços auxiliares.

Estes factores traduzem-se num aumento estrutural dos custos de sistema, frequentemente socializados através das tarifas de acesso às redes.

O aumento da intermitência, associado à electrificação, exige investimento crescente em:

- armazenamento de curta e média duração;
- reservas rápidas;
- serviços auxiliares.

Tabela 7.5. Investimento em flexibilidade e serviços de sistema

Região	CAPEX acumulado (mil M€)
Portugal	5–10
UE-27	200–300

7.5.4. Impacto nos custos de sistema

A conjugação destes factores traduz-se num aumento estrutural dos custos de sistema, estimado em:

- +15 a +30 €/MWh para sistemas com elevada penetração renovável;
- encargos anuais adicionais da ordem de 600–1 000 M€/ano em Portugal.

O aumento do custo médio da electricidade afecta directamente:

- a competitividade da indústria electro-intensiva;
- o custo de vida das famílias;
- a atractividade do território para investimento produtivo.

7.8. Electrificação industrial intensiva

7.8.1. Estrutura térmica dos processos industriais

A indústria apresenta necessidades térmicas distribuídas por diferentes níveis de temperatura:

- baixa (<100 °C),
- média (100–400 °C),
- alta (>400 °C).

A viabilidade da electrificação decresce rapidamente com o aumento da temperatura de processo.

7.8.2. Benefícios e limitações

A electrificação é tecnicamente viável e economicamente justificável sobretudo nos segmentos de baixa e média temperatura. Nos processos de alta temperatura, as soluções eléctricas apresentam custos muito elevados e desafios tecnológicos significativos.

7.8.3. Impacto na competitividade

O custo da electricidade constitui um factor crítico para a indústria electro-intensiva. A electrificação forçada, sem redução estrutural dos preços eléctricos, pode comprometer seriamente a competitividade do tecido industrial europeu.

7.9. Mobilidade eléctrica em larga escala

7.9.1. Impacto na procura e nas redes

A penetração massiva de veículos eléctricos altera profundamente o perfil diário de carga, criando picos locais significativos, particularmente em redes de baixa e média tensão.

Tabela 7.9. Impacto sistémico dos veículos eléctricos (Portugal)

Penetração VE	Acréscimo TWh	Acréscimo ponta
25 %	+4–5	+0,8–1,0 GW
50 %	+8–10	+1,5–2,0 GW
75 %	+12–15	+2,5–3,0 GW

7.9.2. Benefícios

- Elevada eficiência do motor eléctrico;
- Redução de emissões locais;
- Potencial de flexibilidade através de carregamento inteligente.

CONCLUSÃO GERAL

1. Enquadramento estratégico

A análise desenvolvida ao longo deste livro demonstra que o sistema energético português se encontra num ponto de inflexão estrutural. As opções tomadas nas últimas duas décadas, fortemente condicionadas por orientações ideológicas europeias de liberalização, descarbonização acelerada e promoção prioritária das energias renováveis intermitentes, conduziram a um sistema com elevada complexidade operacional, custos sistémicos crescentes e fragilidades relevantes ao nível da segurança de abastecimento e da estabilidade económica.

Neste contexto, a Conclusão Geral deve assumir uma natureza simultaneamente síntese, crítica e propositiva, traduzindo de forma clara e rigorosa os ensinamentos principais deste trabalho e apresentando uma arquitectura energética alternativa, coerente, tecnicamente robusta e economicamente racional.

2. Síntese integrada dos principais resultados

2.1 Dependência energética e vulnerabilidade externa

Apesar dos investimentos realizados, Portugal mantém uma dependência energética estrutural elevada, situada entre 65% e 70%, expondo a economia nacional a riscos geopolíticos, volatilidade de preços internacionais e instabilidade macroeconómica. Esta realidade confirma que as políticas energéticas seguidas não lograram alterar de forma estrutural o perfil de vulnerabilidade externa do País.

2.2. Dissociação entre capacidade instalada e potência firme

A expansão acelerada das renováveis intermitentes conduziu a um aumento muito significativo da capacidade instalada, que em 2024 correspondia a cerca de 2,34 vezes a ponta máxima anual, sem que tal se tenha traduzido num reforço equivalente da potência firme disponível. Esta dissociação constitui uma das fragilidades estruturais mais graves do sistema eléctrico nacional, com impactos directos na segurança de abastecimento, nos custos de sistema e na estabilidade operacional.

2.3. Escalada dos custos sistémicos não internalizados

A análise do *System LCOE* demonstra que os custos reais do sistema eléctrico português são substancialmente superiores aos custos privados das tecnologias dominantes, em particular das renováveis intermitentes. Os custos associados a redes, serviços de sistema, reservas, flexibilidade e perdas atingem valores da ordem de 15–30 €/MWh, sendo largamente socializados através das tarifas, com impacto directo no custo de vida das famílias e na competitividade das empresas.

2.4. Fragilização da segurança e resiliência do sistema

A redução progressiva da inércia, da potência síncrona e da robustez operacional do sistema aumentou significativamente o risco sistémico, como evidenciado pelo apagão ibérico de 28 de Abril de 2025. Este episódio constitui um sinal inequívoco dos limites técnicos do modelo actualmente em vigor.

3. Lições estruturais fundamentais

Da análise desenvolvida emergem quatro lições estruturais centrais:

1. A segurança de abastecimento deve assumir prioridade absoluta na definição da política energética;
2. A potência firme é a variável estruturante do sistema eléctrico, e não a capacidade instalada nominal;
3. Os custos sistémicos devem ser plenamente internalizados nas decisões de investimento;
4. O planeamento energético integrado é indispensável à sustentabilidade técnica, económica e social do sistema.

4. Arquitectura energética nacional recomendada

A arquitectura proposta baseia-se numa estrutura equilibrada, tecnicamente robusta e economicamente racional, composta por três blocos complementares:

4.1. Bloco de base firme (40–45%)

Constituído por tecnologias capazes de assegurar produção contínua, previsível e estável:

- Energia nuclear (grande nuclear e SMR);
- Grandes aproveitamentos hídricos;
- Centrais térmicas de base altamente eficientes.

Funções principais:

- Garantia estrutural da segurança de abastecimento;
- Fornecimento de inércia e serviços primários de sistema;
- Estabilização estrutural dos preços da electricidade.

4.2. Bloco flexível e regulador (25–35%)

Inclui:

- Ciclos combinados a gás natural de elevada eficiência;
- Hídrica reversível;
- Armazenamento electroquímico de curta e média duração;
- Gestão activa da procura.

Funções principais:

- Seguimento da carga;
- Compensação da variabilidade renovável;
- Prestação de serviços auxiliares e resposta rápida a incidentes.

4.3. Bloco renovável intermitente (25–35%)

Constituído por:

- Eólica onshore e offshore;
- Solar fotovoltaica.

Funções principais:

- Redução da intensidade carbónica;
- Aproveitamento de recursos endógenos;
- Diversificação do mix energético.

A sua penetração deve ser limitada por critérios sistémicos objectivos, nomeadamente a capacidade de absorção da rede, a disponibilidade de flexibilidade e os custos marginais de integração.

Tabela c.1. Síntese da arquitectura-alvo (2035–2050)

Bloco	Potência Indicativa (GW)	Percentagem	Observação Estratégica
Base firme	10–12	40–45%	Nuclear + hídrica + base térmica eficiente
Flexível	7–9	25–35%	CCGT + reversível + armazenamento
Intermitente	8–10	25–35%	Solar + eólica
Total	25–31	100%	Arquitectura equilibrada e resiliente

3.1. Definição e origem histórica

O Paradoxo de Jevons afirma que a melhoria da eficiência no uso de um recurso pode conduzir a um aumento absoluto do seu consumo total, em vez de uma redução.

O conceito foi formulado em 1865 por William Stanley Jevons, na obra *The Coal Question*, onde analisou os efeitos da melhoria da eficiência das máquinas a vapor no consumo de carvão durante a Revolução Industrial britânica.

3.2. Formulação conceptual

Jevons demonstrou que:

- a maior eficiência reduziu o custo do carvão por unidade de trabalho,
- essa redução expandiu as aplicações industriais do carvão,
- o resultado foi um aumento estrutural do consumo total, apesar da maior eficiência técnica.



Figura a.II.4. Representação gráfica do Paradoxo de Jevons.

Síntese conceptual:

a eficiência torna o recurso mais barato, o que expande a sua utilização em toda a economia.

3.3. Relação com o efeito *rebound*

O Paradoxo de Jevons pode ser entendido como o caso limite do efeito *rebound*, quando este ultrapassa 100%.

Tabela a.II.1. Paradoxo de Jevons como o caso limite do efeito *rebound*

Critério	Efeito rebound	Paradoxo de Jevons
Escala	Micro / sectorial	Macro / sistémica
Impacto	Redução parcial da poupança	Aumento absoluto do consumo
Natureza	Empírica	Estrutural
Condição	Rebound < 100%	Rebound ≥ 100%

A ENERGIA EM PORTUGAL

PASSADO, PRESENTE E FUTURO

JOÃO DE JESUS FERREIRA

Sínpse

A energia condiciona o desenvolvimento económico, o custo de vida, a competitividade das empresas e a própria soberania de um país. Contudo, em Portugal, o debate energético tem sido frequentemente reduzido às metas de descarbonização e à expansão das energias renováveis, relegando para segundo plano os custos reais do sistema e os desafios associados à segurança do abastecimento.

Em *A Energia em Portugal — Passado, Presente e Futuro*, João de Jesus Ferreira apresenta uma análise crítica e fundamentada da evolução do sistema energético nacional. Com base em dados oficiais, aborda a dependência energética externa, a transformação do parque eletroprodutor, a evolução dos preços da energia, a eletrificação da economia e os desafios colocados pelas redes, pelo armazenamento e pela integração das energias renováveis.

Mais do que uma descrição do setor, esta obra constitui um contributo para a reflexão sobre a política energética portuguesa, defendendo uma visão assente no planeamento de longo prazo, na neutralidade tecnológica, na segurança do abastecimento e na competitividade económica.

Pela clareza da exposição e pelo rigor da análise, este livro constitui uma leitura de referência para engenheiros, técnicos, gestores, decisores e estudantes das áreas da energia e da engenharia.

Sobre o autor

João de Jesus Ferreira é Engenheiro Eletrotécnico pelo Instituto Superior Técnico, especialista em Energia e Sistemas de Potência, e Mestre em Política, Economia e Planeamento de Energia, bem como em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores.

Membro Conselheiro da Ordem dos Engenheiros e Especialista em Energia, conta com mais de cinquenta anos de experiência nas áreas da política e planeamento energético, economia da energia, eficiência energética, cogeração, certificação energética e avaliação técnico-económica de projetos.

Ao longo da sua carreira exerceu funções de docência, consultoria e direção em organismos públicos e empresas de referência, destacando-se a Direção-Geral de Energia, o Centro para a Conservação de Energia (atual ADENE) e a Climaespaço (Grupo ENGIE). Foi igualmente perito da Comissão Europeia no âmbito do programa THERMIE.

Atualmente, exerce atividade como consultor independente, dedicando-se à investigação, formação e consultoria nas áreas da política, economia e planeamento da energia.

Apoio



Também disponível em formato e-book



ISBN: 978-989-9305-42-7



www.quanticaeditora.pt



engebook