

# Segurança do Sistema Eléctrico e Neutralidade Carbónica

## O Papel da Energia Nuclear



por

*João de Jesus Ferreira*

**Engenheiro Conselheiro** - Electrotécnico - Especialista em Energia - [MSc. Eng.º (IST)]<sup>1</sup>

Antigo Professor e Ex- Director do Curso Superior de Engenharia Electrotécnica (Energia) do Instituto dos Pupilos do Exército.

Março de 2026, Cascais, Portugal — [jesus.ferreira@zonmail.pt]

---

<sup>1</sup> O autor escreve, por opção pessoal, de acordo com a antiga ortografia.

## Resumo

A transição energética em Portugal, enquadrada e imposta pelos objectivos europeus de neutralidade carbónica, implica uma transformação estrutural do sistema energético e do sistema eléctrico nacional, em particular. Esta transformação caracteriza-se por uma exagerada e crescente electrificação da economia e por uma elevada e excessiva penetração de fontes renováveis intermitentes, nomeadamente eólica e solar fotovoltaica. Contudo, a redução progressiva da produção térmica baseada em combustíveis fósseis, designadamente gás natural, levanta desafios relevantes ao nível da adequação de potência, da estabilidade do sistema e da eficiência económica global.

O presente artigo analisa o papel potencial da energia nuclear como tecnologia firme descarbonizada no planeamento energético português, utilizando indicadores técnicos de adequação do sistema (ELCC, LOLE e margem de reserva) e uma abordagem económica baseada no conceito de **System LCOE**, que incorpora custos de integração no sistema eléctrico. A análise evidencia que a avaliação baseada exclusivamente no LCOE pode conduzir a conclusões incompletas sobre a estrutura óptima do sistema. Em cenários de elevada penetração renovável, tecnologias firmes de baixa emissão, como a energia nuclear, podem contribuir para melhorar a segurança de abastecimento e reduzir o custo total do sistema eléctrico.

### Palavras-chave:

Energia nuclear; Neutralidade carbónica; Adequação de potência; System LCOE; Planeamento energético.

---

# Power System Security and Carbon Neutrality

## The Role of Nuclear Energy

### Abstract

The energy transition in Portugal, driven by European decarbonisation objectives, is leading to a structural transformation of the national power system. This transformation is characterised by increasing electrification of the economy and a growing share of intermittent renewable energy sources, particularly wind and solar photovoltaic generation. However, the progressive phase-out of fossil-fuel-based thermal generation, notably natural gas, raises significant challenges regarding system adequacy, operational stability and overall economic efficiency.

This paper analyses the potential role of nuclear power as a firm low-carbon technology in the Portuguese electricity system. The analysis is based on technical adequacy indicators such as Effective Load Carrying Capability (ELCC), Loss of Load Expectation (LOLE) and reserve margin, combined with an economic assessment based on the **System Levelised Cost of Electricity (System LCOE)** concept, which incorporates integration costs. Results suggest that evaluations based solely on conventional LCOE metrics may overlook important system costs. In high-renewable scenarios, firm low-carbon technologies such as nuclear power may improve supply security and reduce overall system costs.

### Keywords:

Nuclear energy; Power system adequacy; System LCOE; Energy transition; Decarbonisation.

# 1. Introdução

A política energética europeia, mais política climática que energética, estabelece metas ambiciosas de descarbonização profunda [3] até 2050, visando atingir a neutralidade climática no conjunto da União Europeia [8]. Em Portugal, esta estratégia traduz-se numa transformação acelerada do sistema energético, centrada na electrificação de diversos sectores da economia e na expansão, já excessiva e desnecessária, da produção renovável.

A evolução recente do sistema eléctrico nacional caracteriza-se por três tendências estruturais:

- crescimento da produção renovável intermitente (eólica e solar);
- redução progressiva da produção térmica baseada em combustíveis fósseis;
- aumento esperado da procura eléctrica devido à electrificação da mobilidade, da climatização e de diversos processos industriais.

Neste contexto, a análise das opções tecnológicas não pode limitar-se ao custo médio de produção das diferentes tecnologias. **É necessário avaliar o funcionamento do sistema eléctrico como um todo, considerando os requisitos de segurança de abastecimento, flexibilidade operativa e estabilidade da rede.**

De referir e realçar que esperar que o sistema eléctrico nacional funcione, correctamente, apenas com recurso a fontes renováveis intermitentes é utopia religiosa e não tem qualquer fundamento técnico de engenharia electrotécnica [1] [2] [3]. Considero **missão impossível**. Assim, se se pretender eliminar a utilização de combustíveis fósseis, na produção de electricidade somos obrigados ao recurso da energia nuclear, para garantir segurança no abastecimento e potência firme, no mínimo, igual à potência de ponta solicitada ao sistema electroprodutor, acrescida de uma margem de reserva tecnicamente adequada.

## 2. Evolução esperada da procura eléctrica

A electrificação da economia constitui um elemento central da transição energética [3]. Diversos estudos de planeamento energético apontam para um crescimento significativo do consumo de electricidade nas próximas décadas.

A Tabela 1 apresenta uma estimativa indicativa da evolução da procura eléctrica e da potência de ponta em Portugal.

**Tabela 1 – Evolução indicativa da procura eléctrica em Portugal [1] [2]**

| Ano  | Consumo eléctrico (TWh) | Potência de ponta (GW) |
|------|-------------------------|------------------------|
| 2023 | 50                      | 9,5 <sup>2</sup>       |
| 2030 | 60-65                   | 11-12                  |
| 2040 | 75-85                   | 13-15                  |
| 2050 | 90-100                  | 16-18                  |

Este crescimento resulta essencialmente de [3]:

- mobilidade eléctrica;
- produção de hidrogénio por electrólise;
- centros de dados e digitalização;
- climatização baseada em bombas de calor.

A adequação do sistema eléctrico deverá, portanto, assegurar níveis crescentes de potência disponível nas horas críticas.

## 3. Adequação de potência e indicadores técnicos

A adequação de potência constitui um dos pilares fundamentais do planeamento e da operação de sistemas eléctricos. Trata-se da capacidade do sistema electroprodutor para satisfazer a procura de electricidade em todas as condições previsíveis de funcionamento, incluindo períodos de elevada procura e situações de indisponibilidade de produção.

---

<sup>2</sup> Entretanto, a ponta de consumo do SEN atingiu **10,168 GW** em 6 de Janeiro de 2026

A avaliação desta adequação exige a utilização de indicadores técnicos específicos, que permitem quantificar o nível de segurança de abastecimento e dimensionar correctamente a estrutura tecnológica do sistema.

Para evitar ambiguidades, importa distinguir claramente entre potência instalada nominal, potência disponível técnica e potência firme probabilística (ou equivalente de adequação).

A primeira traduz a soma das potências nominais dos centros electroprodutores; a segunda reflecte indisponibilidades técnicas e restrições operacionais; a terceira corresponde ao contributo efectivo para a segurança de abastecimento nas horas críticas.

### 3.1 Margem de reserva (Reserve Margin – RM)

A margem de reserva representa o excesso de capacidade de produção relativamente à potência máxima esperada de consumo e constitui um indicador determinístico de robustez do sistema [2] [6] [7].

Define-se:

$$RM = \frac{P_{disponível} - P_{ponta}}{P_{ponta}}$$

onde:

- $P_{disponível}$  corresponde à potência firme efectivamente disponível
- $P_{ponta}$  corresponde à potência máxima solicitada pela carga

#### Valores de referência internacionais

Em sistemas eléctricos baseados predominantemente em produção firme:

- RM típica recomendada: **15% a 20%**

Em sistemas com elevada penetração de renováveis intermitentes:

- RM necessária: **30% a 50% ou superior**

Este aumento resulta da variabilidade da produção e da necessidade de garantir segurança em cenários meteorológicos adversos.

## Situação do sistema eléctrico português

Portugal apresenta actualmente:

- potência de ponta recente: cerca de **9,7 GW** em 2024 e **10,168 GW** em Janeiro de 2026.
- potência instalada total: cerca de **24 GW**

A potência instalada **renovável** é cerca de **22,0 GW** (Jan. 2026), a que acresce a capacidade térmica fóssil ainda em exploração; a potência instalada total do sistema situa-se acima de **24 GW**, pelo que importa distingui-la claramente da potência firme.

Contudo, a margem de reserva relevante não é a nominal, mas sim a **margem baseada na potência firme equivalente**.

Em Janeiro de 2026, a capacidade renovável instalada em Portugal ascendia a **22,001 GW**, distribuída por **8,248 GW de hídrica**, **5,965 GW de eólica**, **6,887 GW de fotovoltaica**, **0,684 GW de biomassa**, **0,089 GW de RSU**, **0,094 GW de biogás** e **0,034 GW de geotermia**.

Em condições desfavoráveis (ano seco, vento reduzido e período nocturno):

- hídrica firme  $\approx 3-4$  GW
- eólica firme  $\approx 0,3-0,9$  GW
- solar firme  $\approx 0-0,2$  GW
- biomassa e resíduos renováveis/assimiláveis  $\approx 0,8-1,0$  GW
- gás natural: ordem de grandeza de  $3,5-4,0$  GW de capacidade firme disponível, dependendo da indisponibilidade e do regime de exploração.

**Potência firme total:** aproximadamente entre **8 e 10 GW**, consoante o cenário hidrológico, eólico e a disponibilidade térmica.

Comparando com a ponta:

- **margem firme** potencialmente muito reduzida, podendo **ocorrer défice em cenários severos**, mas não de forma permanente.

Este défice é actualmente compensado por:

- interligações com Espanha
- reservas operativas
- manutenção da produção a gás natural

Com a eliminação progressiva desta produção térmica, o sistema português terá de:

- aumentar significativamente o armazenamento
- instalar produção firme alternativa
- ou aceitar níveis mais elevados de risco de insuficiência.

### 3.2 Effective Load Carrying Capability (ELCC)

O ELCC quantifica o contributo efectivo de cada tecnologia para a segurança de abastecimento, traduzindo a potência que pode ser considerada firme do ponto de vista probabilístico.

Este indicador é particularmente relevante em sistemas com elevada penetração renovável.

Valores típicos [2] [5]:

- nuclear: **90–95%**
- ciclos combinados a gás: **85–90%**
- hídrica de albufeira: **40–60%**
- eólica: **5–15%**
- solar fotovoltaica: **0–10%**

A interpretação prática destes valores é crítica:

- **1 GW nuclear equivale, em termos de adequação, a vários GW solares ou eólicos**
- o aumento da potência renovável instalada não se traduz proporcionalmente em aumento de segurança de abastecimento.

Para o sistema português, isto significa que:

- mesmo com forte crescimento da solar fotovoltaica (por exemplo para 15 ou 20 GW instalados),
- a potência firme adicional nas horas críticas de Inverno poderá situar-se apenas em algumas centenas de MW até, no limite superior, cerca de **1 GW**, dependendo da definição exacta das horas críticas.

### 3.3 Loss of Load Expectation (LOLE)

O indicador LOLE mede o número esperado de horas por ano em que a procura poderá exceder a capacidade disponível de produção [2] [6] [9].

É um indicador probabilístico amplamente utilizado no planeamento de sistemas eléctricos.

Critérios típicos europeus:

- **LOLE  $\leq$  3 horas por ano**

Valores superiores indicam risco significativo de interrupções ou necessidade de medidas de emergência.

#### Implicações para Portugal

Num cenário de forte descarbonização sem produção firme alternativa:

- aumento da variabilidade renovável
- redução da potência térmica disponível
- crescimento da procura eléctrica

poderão conduzir a:

- **LOLE superior a 10 ou mesmo 15 horas por ano**

Para reduzir este valor, o sistema poderá recorrer a:

- armazenamento massivo (com custos muito elevados)
- importações de electricidade (dependência externa)
- introdução de produção firme descarbonizada (por exemplo nuclear).

A análise conjunta dos indicadores RM, ELCC e LOLE evidencia que:

- a segurança de abastecimento não depende apenas da energia anual produzida
- depende fundamentalmente da disponibilidade de **potência firme nas horas críticas**
- sistemas eléctricos com elevada penetração renovável necessitam de tecnologias de base capazes de garantir essa firmeza.

Para o caso português, a eliminação progressiva da produção a gás natural implicará inevitavelmente:

- aumento substancial dos investimentos em armazenamento e redes
- ou a introdução de produção firme alternativa
- sob pena de degradação dos indicadores de adequação do sistema.

### 3.4 Adequação futura do sistema eléctrico português (cenário 2050)

A evolução previsível do sistema eléctrico português nas próximas décadas será fortemente condicionada por três factores estruturais:

- crescimento significativo da procura eléctrica associado à electrificação da economia;
- redução ou eliminação progressiva da produção térmica baseada em combustíveis fósseis;
- aumento substancial da potência instalada em fontes renováveis intermitentes.

Neste enquadramento, a análise da adequação futura do sistema deve ser conduzida com base em cenários quantitativos plausíveis de potência de ponta, estrutura tecnológica e disponibilidade de potência firme.

### 3.4.1 Evolução esperada da potência de ponta

Diversos estudos europeus de planeamento energético apontam para um aumento significativo da potência máxima solicitada ao sistema eléctrico português.

Valores indicativos em cenário de forte electrificação da economia:

- 2026: cerca de **10,2 GW**
- 2030: **11–12 GW**
- 2040: **13–15 GW**
- 2050: **16–18 GW**

Este crescimento resulta da electrificação dos transportes, da produção de hidrogénio verde, da expansão dos centros de dados e da substituição de consumos térmicos fósseis por soluções eléctricas.

A adequação do sistema exigirá, portanto, níveis crescentes de **potência firme disponível nas horas críticas de Inverno**, caracterizadas por elevada procura, produção solar reduzida e possível escassez hídrica.

### 3.4.2 Estrutura provável da capacidade instalada

Num cenário prospectivo de elevada penetração renovável e forte electrificação, é plausível admitir que o sistema eléctrico português possa atingir, em 2045-2050:

- solar fotovoltaica: **15–25 GW instalados**<sup>3</sup>
- eólica: **10–15 GW instalados** (face a uma base actual de cerca de 6,0 GW)
- hídrica: cerca de **8–8,5 GW instalados**
- biomassa, RSU e biogás: ordem de grandeza de **0,8–1,0 GW**
- armazenamento electroquímico e hídrico: **5–10 GW**

Apesar desta elevada potência nominal, a **potência firme equivalente**, em cenário severo de Inverno e sem produção térmica a gás natural, poderá situar-se apenas entre **5 e 8 GW**.

Assim, mesmo com uma potência instalada total superior a **40 ou 50 GW**, o sistema poderá apresentar **défices estruturais de adequação** relativamente a pontas de consumo superiores a 15 GW.

---

<sup>3</sup> Partindo de uma base já próxima de 6,9 GW de potência fotovoltaica instalada em Janeiro de 2026

### 3.4.3 Papel do armazenamento e das interligações

O armazenamento de energia desempenhará um papel relevante na gestão de curto prazo da variabilidade renovável. Contudo:

- sistemas de baterias são eficazes sobretudo para deslocação temporal diária (4–8 horas);
- o armazenamento sazonal apresenta custos muito elevados e limitações tecnológicas;
- a energia armazenada depende sempre da disponibilidade prévia de produção excedentária.

As interligações internacionais poderão contribuir para a segurança de abastecimento, mas apresentam limitações:

- correlação meteorológica regional da produção renovável;
- concorrência por recursos firmes em períodos de escassez generalizada;
- dependência externa em matéria de segurança energética.

Consequentemente, armazenamento e interligações **não substituem integralmente a necessidade de produção firme nacional.**

### 3.4.4 Introdução de produção firme descarbonizada

A adequação futura do sistema eléctrico português poderá ser significativamente melhorada através da introdução de produção firme de baixa emissão de carbono.

A título ilustrativo, a instalação de **3 a 4 GW de capacidade nuclear** permitiria:

- aumentar a potência firme disponível para valores próximos ou superiores à potência de ponta prevista;
- reduzir substancialmente o indicador LOLE para níveis compatíveis com critérios europeus ( $\leq 3$  horas/ano);
- diminuir o sobredimensionamento necessário de capacidade renovável;
- reduzir a necessidade de armazenamento de longa duração;
- melhorar a estabilidade dinâmica do sistema eléctrico.

Neste cenário, a margem de reserva efectiva poderia manter-se em valores tecnicamente adequados (20–25%), garantindo simultaneamente segurança de abastecimento e eficiência económica global [2] [4] [5].

#### **3.4.4.1 Análise quantitativa do impacto da introdução de capacidade nuclear na adequação do sistema**

A avaliação do contributo da energia nuclear para a adequação futura do sistema eléctrico português deve ser sustentada por uma análise quantitativa, ainda que simplificada, baseada em indicadores probabilísticos de segurança de abastecimento e em estimativas plausíveis da evolução da potência firme disponível.

Considera-se, para efeitos ilustrativos de planeamento, um cenário prospectivo para o horizonte 2045-2050 caracterizado por:

- potência de ponta entre **16 e 18 GW**;
- eliminação ou forte redução da produção térmica baseada em combustíveis fósseis;
- elevada penetração de produção renovável intermitente (solar e eólica);
- desenvolvimento significativo de armazenamento electroquímico e hídrico.

Em condições meteorológicas severas de Inverno, caracterizadas por baixa produção solar, vento reduzido e hidraulicidade limitada, a **potência firme equivalente do sistema**, sem produção nuclear, poderá situar-se apenas entre **5 e 8 GW**, valor claramente inferior à potência de ponta prevista.

Para analisar o efeito da introdução de capacidade nuclear, considera-se o coeficiente típico de *Effective Load Carrying Capability (ELCC)* desta tecnologia, situado entre **90 % e 95 %**, bem como níveis de indisponibilidade técnica compatíveis com a prática internacional.

#### **Cenários ilustrativos de adequação**

A Tabela seguinte apresenta uma estimativa simplificada do impacto da introdução de diferentes níveis de capacidade nuclear na potência firme total disponível e nos indicadores determinísticos de adequação.

**Tabela 2 – Impacto ilustrativo da introdução de capacidade nuclear na adequação do sistema**

| Cenário                   | Potência nuclear instalada (GW) | Potência firme adicional (GW) | Potência firme total (GW) | Ponta prevista (GW) | Margem de reserva firme (%) |
|---------------------------|---------------------------------|-------------------------------|---------------------------|---------------------|-----------------------------|
| A – Sem nuclear           | 0                               | 0                             | 7                         | 16                  | -56                         |
| B – Introdução moderada   | 2                               | 1,8                           | 8,8                       | 16                  | -45                         |
| C – Introdução intermédia | 3                               | 2,7                           | 9,7                       | 16                  | -39                         |
| D – Introdução elevada    | 4                               | 3,6                           | 10,6                      | 16                  | -34                         |

Importa salientar que, mesmo com a introdução de **3 a 4 GW** de capacidade nuclear, o sistema eléctrico poderá continuar a apresentar uma margem de reserva firme inferior aos valores de referência típicos em sistemas predominantemente baseados em produção firme. Tal facto evidencia que a adequação futura do sistema não dependerá exclusivamente da introdução de produção nuclear, exigindo igualmente o desenvolvimento de soluções complementares, designadamente armazenamento adicional, reforço das interligações internacionais, mecanismos de gestão activa da procura e eventual manutenção de capacidade térmica estratégica de apoio.

Observa-se que, mesmo com a introdução de **2 GW de capacidade nuclear**, o défice estrutural de potência firme permanece significativo. Contudo, à medida que a capacidade nuclear aumenta para valores da ordem de **3 a 4 GW**, verifica-se uma melhoria substancial dos indicadores de adequação. Mesmo assim, ainda muito longe dos valores de referência (15 a 20%).

Em particular:

- redução significativa do défice de potência firme nas horas críticas;
- melhoria da margem de reserva efectiva;
- diminuição da probabilidade de ocorrência de situações de insuficiência de potência.

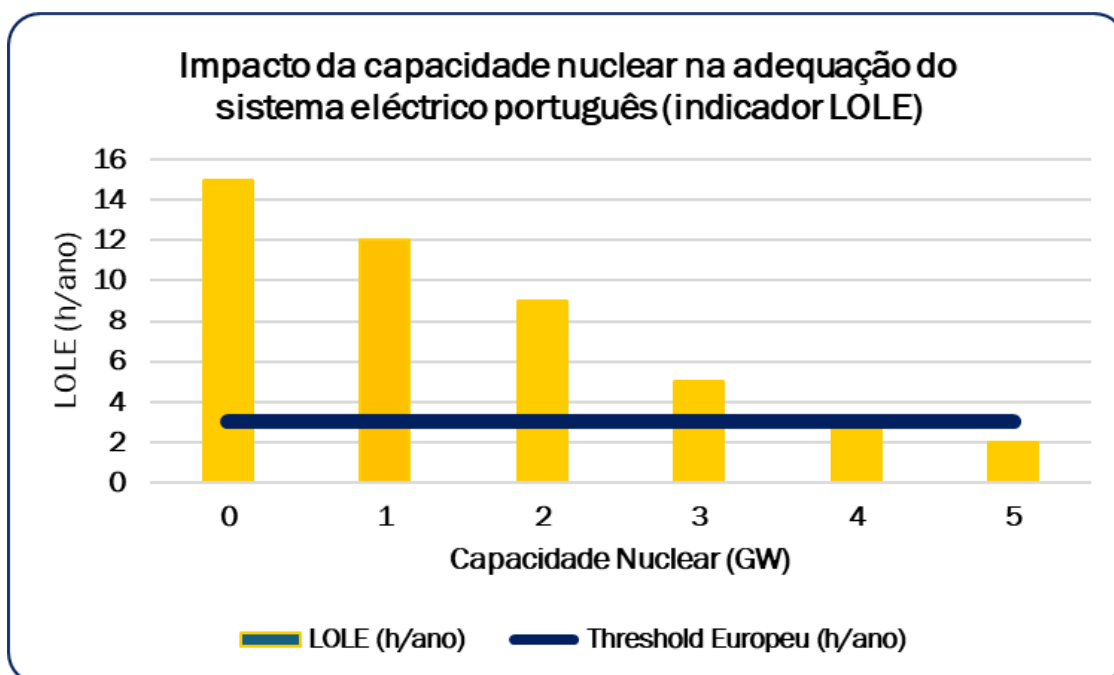
#### **Impacto esperado no indicador LOLE**

Embora a determinação rigorosa do indicador *Loss of Load Expectation* (LOLE) exija modelização probabilística detalhada, é possível estabelecer ordens de grandeza indicativas com base em estudos europeus de adequação.

Num cenário sem produção firme alternativa ao gás natural, o sistema português poderá apresentar valores de **LOLE superiores a 10–15 horas por ano**.

A introdução progressiva de capacidade nuclear poderá permitir:

- com cerca de **2 GW nuclear**: redução do LOLE para valores da ordem de **8–10 horas/ano**;
- com **3 GW nuclear**: redução para aproximadamente **4–6 horas/ano**;
- com **4 GW nuclear**: aproximação aos critérios europeus típicos de segurança de abastecimento (**≈ 3 horas/ano**).



**Figura 1** - Impacto da capacidade nuclear na adequação do sistema eléctrico português (indicador LOLE)

Estes resultados evidenciam que a energia nuclear pode desempenhar um papel determinante na garantia da adequação futura do sistema eléctrico nacional, sobretudo num contexto de forte electrificação da economia e de elevada dependência de produção renovável intermitente.

## Interpretação sistémica dos resultados

A análise quantitativa evidencia que:

- o aumento da potência instalada renovável não se traduz proporcionalmente em aumento de potência firme;
- a introdução de capacidade nuclear contribui directamente para a robustez estrutural do sistema;
- a adequação futura dependerá da combinação entre produção firme descarbonizada, armazenamento e interligações internacionais.

Assim, a introdução de **3 a 4 GW de capacidade nuclear** surge como uma ordem de grandeza tecnicamente plausível para assegurar níveis adequados de segurança de abastecimento no horizonte 2045-2050, reduzindo simultaneamente a necessidade de sobredimensionamento da capacidade renovável e de armazenamento de longa duração.

Os valores apresentados devem ser interpretados como estimativas indicativas de planeamento, destinadas a ilustrar tendências estruturais do sistema eléctrico português.

### 3.4.4.2 Papel das centrais a gás natural como tecnologia de transição

No processo de descarbonização do sistema eléctrico, as centrais de ciclo combinado a gás natural poderão desempenhar um papel relevante como tecnologia de transição. Estas unidades apresentam elevada flexibilidade operativa, capacidade de resposta rápida às variações da produção renovável e contributo significativo para a estabilidade do sistema.

Embora a sua utilização possa tender a reduzir-se progressivamente no horizonte de neutralidade carbónica, a manutenção de uma capacidade térmica estratégica poderá revelar-se necessária durante o período de transição energética, contribuindo para assegurar níveis adequados de segurança de abastecimento até à plena maturidade de soluções firmes descarbonizadas, incluindo o eventual desenvolvimento de produção nuclear e de tecnologias avançadas de armazenamento.

### 3.4.5 Síntese do cenário a 2050

A análise prospectiva evidencia que:

- a potência instalada nominal deixará de ser um indicador relevante de segurança do sistema;
- a adequação dependerá fundamentalmente da disponibilidade de **potência firme descarbonizada**;
- a eliminação completa dos combustíveis fósseis exigirá soluções tecnológicas capazes de assegurar produção contínua e previsível.

Neste contexto, a introdução de produção nuclear surge como uma opção tecnicamente consistente para garantir a robustez estrutural do sistema eléctrico português no horizonte 2040-2050.

Os valores apresentados devem ser interpretados como ordens de grandeza indicativas de planeamento.

## 4. Limitações da análise baseada no LCOE

O *Levelised Cost of Electricity* (LCOE) representa o custo médio de produção de electricidade ao longo do ciclo de vida de uma instalação [3].

$$LCOE = \frac{\sum(CAPEX + OPEX + combustível)}{\sum energiaproduzida}$$

Embora seja uma métrica útil para comparar tecnologias de geração, o LCOE não incorpora diversos custos sistémicos relevantes, designadamente [4] [7]:

- custos de integração de renováveis;
- reforço de redes de transporte;
- armazenamento de energia;
- reservas operativas e capacidade de backup;
- custos associados à estabilidade da rede.

Consequentemente, a comparação directa entre tecnologias baseada apenas no LCOE pode conduzir a conclusões incompletas.

## 5. Custos Sistémicos e Modelação Integrada do Sistema Eléctrico

### 5.1 Enquadramento metodológico

A avaliação técnico-económica de cenários de descarbonização profunda dos sistemas eléctricos tem evoluído significativamente na literatura internacional, passando de abordagens centradas no custo unitário de produção de cada tecnologia para metodologias de optimização do custo total do sistema. Esta evolução resulta da crescente penetração de produção renovável variável e da consequente necessidade de assegurar flexibilidade operacional, adequação de potência e estabilidade dinâmica da rede.

Estudos recentes desenvolvidos por entidades internacionais, designadamente a Agência de Energia Nuclear da OCDE e o Departamento de Energia dos Estados Unidos, têm demonstrado que a comparação entre tecnologias de geração eléctrica deve considerar o conjunto dos custos sistémicos associados à sua integração. Estes incluem, entre outros, os custos de reforço e expansão das redes, os investimentos em armazenamento de energia, a necessidade de capacidade de reserva e backup, os custos de curtailment e os impactos no valor de mercado da electricidade.

Neste contexto, a análise baseada exclusivamente no *Levelised Cost of Electricity (LCOE)* de cada tecnologia revela-se insuficiente para suportar decisões de planeamento energético de longo prazo. Torna-se necessário adoptar abordagens integradas que permitam optimizar simultaneamente a estrutura tecnológica do sistema, o perfil temporal da produção e o nível de fiabilidade pretendido.

### 5.2 Componentes dos custos sistémicos

A modelação integrada de sistemas eléctricos descarbonizados evidencia que o custo total do sistema depende de múltiplas variáveis interdependentes. Entre as principais componentes dos custos sistémicos destacam-se:

- custos de investimento em nova capacidade de geração firme e variável;
- custos de reforço e expansão das redes de transporte e distribuição;
- custos associados à flexibilidade operacional, incluindo armazenamento electroquímico, hídrico e térmico;
- custos de capacidade de reserva e mecanismos de adequação de potência;
- custos decorrentes da limitação ou desperdício de produção renovável (curtailment);
- custos associados à variabilidade do valor de mercado da electricidade;

- custos de interligações internacionais e dependência de importações em períodos críticos.

A consideração simultânea destas componentes permite avaliar de forma mais rigorosa o impacto económico da estrutura tecnológica adoptada e identificar soluções que minimizem o custo global do sistema ao longo do ciclo de vida dos activos.

### **5.3 Procura eléctrica futura e necessidade de potência firme**

Os cenários de neutralidade carbónica analisados em diversos estudos europeus apontam para um crescimento significativo da procura eléctrica até meados do século, resultante da electrificação dos transportes, da climatização de edifícios, da produção de hidrogénio de origem renovável e da descarbonização de processos industriais. Esta evolução traduz-se não apenas num aumento do consumo anual de energia eléctrica, mas também numa maior exigência em termos de potência disponível nas horas críticas.

Em sistemas com elevada penetração de produção renovável variável, a cobertura destas necessidades exige a existência de capacidade firme suficiente para compensar períodos prolongados de baixa produção eólica e solar. A ausência de tal capacidade pode conduzir a aumentos substanciais dos custos sistémicos, devido à necessidade de sobredimensionamento da capacidade instalada, ao aumento do recurso a armazenamento de longa duração e à maior dependência de importações.

### **5.4 Optimização do mix tecnológico em cenários de descarbonização**

A modelação de cenários de longo prazo tem demonstrado que a minimização dos custos globais do sistema tende a resultar de combinações tecnológicas diversificadas, integrando produção renovável variável, recursos hídricos, interligações internacionais e tecnologias firmes de baixa emissão de carbono. Estas últimas contribuem para reduzir a necessidade de sobredimensionamento da capacidade renovável, limitar o volume de energia não aproveitada e assegurar níveis adequados de fiabilidade.

Neste enquadramento, a energia nuclear surge em diversos estudos como uma opção capaz de contribuir para a optimização do mix tecnológico, proporcionando produção previsível, elevada disponibilidade e reduzidos custos sistémicos de integração. A avaliação do seu papel deve, contudo, ser realizada no âmbito de uma análise integrada do sistema eléctrico, considerando simultaneamente aspectos técnicos, económicos e ambientais.

## 5.5 Valor económico decrescente da produção renovável variável

A crescente penetração de produção renovável variável, em particular eólica e solar fotovoltaica, introduz alterações estruturais no funcionamento dos mercados eléctricos e na formação dos preços de curto prazo. Em sistemas eléctricos onde a capacidade instalada destas tecnologias atinge níveis elevados relativamente à procura, verifica-se uma tendência para a redução progressiva do valor económico marginal da energia produzida por estas fontes.

Este fenómeno, frequentemente designado na literatura como “efeito de canibalização” ou **redução do valor de captura de mercado**, resulta da coincidência temporal da produção renovável. Em períodos de elevada disponibilidade de recurso eólico ou solar, a injeção simultânea de grandes volumes de energia no sistema conduz a descidas significativas dos preços de mercado, podendo mesmo originar preços nulos ou negativos em determinadas horas. Consequentemente, o valor médio obtido pelos produtores renováveis tende a diminuir à medida que aumenta a sua penetração no mix energético.

Para além do impacto nos preços de mercado, a elevada produção renovável simultânea pode implicar a necessidade de limitar ou reduzir a produção disponível, através de mecanismos de **curtailment**, sempre que a capacidade de absorção do sistema seja insuficiente. Esta situação ocorre tipicamente em períodos de baixa procura e elevada produção, ou quando existem restrições operacionais nas redes de transporte e interligações internacionais. A energia não aproveitada representa um custo sistémico adicional, associado ao sobredimensionamento da capacidade instalada necessária para garantir níveis adequados de segurança de abastecimento.

Adicionalmente, a variabilidade temporal da produção renovável conduz a perfis de **carga residual** mais acentuados, caracterizados por rampas de subida e descida mais exigentes para as tecnologias despacháveis. Este comportamento aumenta a necessidade de recursos flexíveis e de capacidade firme capazes de assegurar a cobertura da procura nas horas críticas, quando a produção renovável é reduzida ou inexistente. Nestes contextos, o valor económico das tecnologias firmes tende a aumentar, reflectindo o seu contributo para a fiabilidade do sistema e para a mitigação da volatilidade dos preços.

A consideração destes efeitos é fundamental na avaliação comparativa de cenários de descarbonização. Estudos de modelação integrada do sistema eléctrico têm demonstrado que a minimização do custo total do sistema resulta frequentemente de combinações tecnológicas diversificadas, nas quais a produção renovável variável é complementada por fontes de produção firme de baixa emissão de carbono. Estas tecnologias contribuem para

estabilizar os preços de mercado, reduzir o volume de energia não aproveitada e limitar os investimentos adicionais em armazenamento e infra-estruturas de rede.

Neste enquadramento, a análise do valor económico da produção renovável deve ser realizada numa perspectiva sistémica e dinâmica, considerando a evolução da penetração tecnológica, a estrutura da procura e o grau de interligação do sistema eléctrico. A integração equilibrada de diferentes tecnologias de geração constitui, assim, um elemento central para assegurar simultaneamente a sustentabilidade ambiental, a segurança de abastecimento e a eficiência económica de longo prazo.

## 6. Avaliação Económica Sistémica de Cenários de Descarbonização

### 6.1 Limitações da comparação baseada em custos unitários

A avaliação económica de tecnologias de produção eléctrica baseada exclusivamente em indicadores de custo unitário, como o *Levelised Cost of Electricity* (LCOE), não permite capturar de forma adequada os impactos económicos associados à sua integração em sistemas eléctricos com elevada penetração de produção renovável variável. Em particular, o LCOE não reflecte custos adicionais relacionados com a necessidade de capacidade de reserva, reforço de redes, armazenamento de energia ou perdas de valor de mercado decorrentes da variabilidade da produção.

Em cenários de descarbonização profunda, caracterizados por uma forte electrificação da economia e por elevados níveis de penetração renovável, a optimização económica deve ser realizada ao nível do sistema eléctrico como um todo, considerando simultaneamente o perfil temporal da procura, a disponibilidade dos recursos energéticos e os requisitos de fiabilidade.

### 6.2 System LCOE como métrica de decisão

O conceito de *System Levelised Cost of Electricity* (System LCOE) permite incorporar os custos sistémicos associados à integração de diferentes tecnologias de geração. Esta abordagem considera não apenas os custos de investimento e operação das centrais, mas também os custos adicionais necessários para assegurar o funcionamento seguro e eficiente do sistema eléctrico.

Entre estes custos incluem-se:

- investimentos em armazenamento de energia de curta e longa duração;
- reforço e expansão das redes de transporte e distribuição;
- sobredimensionamento da capacidade instalada para garantir adequação de potência;
- custos associados a mecanismos de capacidade e serviços de sistema;
- custos decorrentes de curtailment e de redução do valor de mercado da energia produzida.

A consideração integrada destes factores permite avaliar de forma mais rigorosa o impacto económico das diferentes trajectórias tecnológicas e identificar combinações de geração que minimizem o custo total do sistema ao longo do horizonte de planeamento.

### **6.3 Impacto económico da variabilidade renovável**

À medida que a penetração de produção renovável variável aumenta, o sistema eléctrico enfrenta necessidades crescentes de flexibilidade operacional e de capacidade firme. A cobertura de períodos prolongados de baixa produção eólica e solar pode exigir investimentos significativos em armazenamento de longa duração ou em tecnologias despacháveis de baixa emissão de carbono.

Adicionalmente, o sobredimensionamento da capacidade renovável necessário para garantir a produção anual de energia pode conduzir a volumes crescentes de energia não aproveitada, com impacto nos custos globais do sistema. Estes factores tendem a reduzir a vantagem económica aparente das tecnologias renováveis quando avaliadas apenas com base no LCOE.

### **6.4 Contributo económico das tecnologias firmes de baixa emissão**

Tecnologias de produção firme com baixas emissões de carbono podem desempenhar um papel relevante na optimização económica de sistemas eléctricos descarbonizados. A sua elevada disponibilidade e previsibilidade permitem reduzir a necessidade de capacidade renovável adicional, limitar o recurso a armazenamento de longa duração e diminuir os custos associados à volatilidade dos preços de mercado.

Entre estas tecnologias, a energia nuclear apresenta características que podem contribuir para a redução do custo sistémico global, nomeadamente através da diminuição do curtailment renovável, da estabilização do perfil de carga residual e da redução da

dependência de importações em períodos críticos. A sua integração deve, contudo, ser avaliada no contexto de análises económicas abrangentes, considerando diferentes cenários de evolução da procura, dos custos tecnológicos e das condições de mercado.

## 6.5 Optimização económica do mix tecnológico

A modelação económica de longo prazo tem demonstrado que a minimização do custo total do sistema eléctrico resulta frequentemente de combinações tecnológicas diversificadas, nas quais a produção renovável variável é complementada por recursos firmes e por soluções de flexibilidade. A definição do mix tecnológico óptimo depende de factores como o perfil de procura, o potencial de armazenamento, o grau de interligação internacional e as trajectórias de evolução dos custos de investimento.

Neste enquadramento, a avaliação de cenários alternativos de descarbonização deve basear-se em critérios de eficiência económica sistémica, assegurando simultaneamente níveis adequados de fiabilidade e segurança de abastecimento. A consideração integrada destes elementos constitui um requisito fundamental para o planeamento energético sustentável de longo prazo.

## 7. Conceito de System LCOE

O conceito de **System LCOE** procura incorporar os custos adicionais associados à integração das tecnologias no sistema eléctrico [4].

De forma simplificada:

$$\textit{System LCOE} = \textit{LCOE} + C_{\textit{integração}} + C_{\textit{rede}} + C_{\textit{flexibilidade}} + C_{\textit{adequação}}$$

Esta abordagem permite avaliar o custo total suportado pelo sistema e, em última análise, pelo consumidor.

## 8. Comparação económica ilustrativa

A Tabela 3 apresenta valores indicativos de LCOE e System LCOE para diferentes tecnologias.

Tabela 3 – Comparação indicativa de custos [3] [4] [11]

| Tecnologia                         | LCOE (€/MWh)    | Custos sistémicos (€/MWh) | System LCOE (€/MWh) |
|------------------------------------|-----------------|---------------------------|---------------------|
| Solar fotovoltaica (utility-scale) | 25 – 50         | 45 – 90                   | 70 – 140            |
| Eólica onshore                     | 35 – 65         | 35 – 80                   | 70 – 145            |
| Eólica offshore                    | 75 – 120        | 35 – 70                   | 110 – 190           |
| Hídrica de albufeira               | 50 – 90         | 10 – 25                   | 60 – 115            |
| Ciclo combinado a gás natural      | 70 – 110        | 5 – 20                    | 75 – 130            |
| Nuclear (grande escala)            | 80 – 110        | 5 – 20                    | 85 – 130            |
| <b>SMR – FOAK</b>                  | <b>80 – 120</b> | <b>5 – 20</b>             | <b>85 – 140</b>     |
| <b>SMR – NOAK</b>                  | <b>40 – 85</b>  | <b>5 – 20</b>             | <b>45 – 105</b>     |
| Armazenamento electroquímico       | 140 – 250       | –                         | 140 – 250           |

Os intervalos apresentados resultam da síntese de diversas fontes internacionais (*Fraunhofer ISE, Lazard, IEA, IRENA e OECD/NEA*), complementadas por estudos recentes de modelação de custos sistémicos em cenários de elevada penetração renovável.

Observa-se que, quando considerados os custos de sistema, as diferenças entre tecnologias tendem a reduzir-se.

Os valores apresentados correspondem a ordens de grandeza indicativas obtidas a partir de estudos internacionais recentes (IEA, OECD-NEA, DOE, ENTSO-E), devendo ser interpretados como intervalos típicos de planeamento e não como custos específicos de projectos individuais.

No caso dos **Small Modular Reactors (SMR)** <sup>4</sup>, distingue-se entre projectos **FOAK (first-of-a-kind)**, associados a custos iniciais mais elevados, e projectos **NOAK (nth-of-a-kind)**, beneficiando de aprendizagem industrial, padronização e economias de série. Estudos

<sup>4</sup> No caso dos Small Modular Reactors (SMR), é habitual distinguir entre projectos **FOAK** (First-of-a-Kind) e **NOAK** (Nth-of-a-Kind). Os projectos FOAK correspondem às primeiras unidades de uma nova tecnologia ou de um novo desenho industrial, estando geralmente associados a maiores custos de investimento, prazos de construção mais longos, maior risco tecnológico e menores economias de escala. Em contraste, os projectos NOAK referem-se a unidades subsequentes, construídas após a fase inicial de demonstração e industrialização, beneficiando de efeitos de aprendizagem (*learning-by-doing*), padronização de componentes, maturidade da cadeia de fornecimento e optimização dos processos construtivos. Como consequência, os custos nivelados de produção de electricidade (LCOE) tendem a diminuir significativamente na transição de FOAK para NOAK, podendo aproximar-se dos valores observados em tecnologias nucleares maduras, embora continuem dependentes de factores como o custo do capital, o enquadramento regulatório e o regime de financiamento dos projectos.

recentes do *U.S. Department of Energy* indicam que o custo nivelado do novo nuclear avançado pode variar significativamente em função do custo *overnight* de construção, do financiamento e dos incentivos fiscais, podendo situar-se aproximadamente entre **44 e 105 €/MWh**, dependendo do nível de maturidade tecnológica e industrial.

Importa ainda salientar que o **LCOE não incorpora integralmente os custos sistémicos**, designadamente os associados à integração de produção renovável intermitente, armazenamento, reservas operativas e reforço das redes eléctricas, razão pela qual a análise baseada no conceito de **System LCOE** permite uma avaliação mais completa do custo global do sistema eléctrico.

## 9. Impacto da produção nuclear na estrutura do sistema

A eventual introdução de capacidade nuclear no sistema eléctrico português deve ser analisada numa perspectiva sistémica, considerando não apenas a produção anual de energia, mas sobretudo os efeitos estruturais ao nível da adequação de potência, da operação do sistema, da necessidade de armazenamento e da formação de preços no mercado grossista.

Em sistemas eléctricos caracterizados por elevada penetração de produção renovável intermitente, a introdução de capacidade firme descarbonizada pode alterar significativamente o equilíbrio técnico-económico global, contribuindo para a optimização da estrutura tecnológica do sistema.

### 9.1 Redução da necessidade de armazenamento de longa duração

A variabilidade intrínseca das fontes renováveis intermitentes conduz à necessidade de mecanismos de compensação temporal entre períodos de excedente e de défice de produção. Em cenários com forte dependência de solar fotovoltaica e eólica, esta compensação tende a exigir volumes crescentes de armazenamento de energia, particularmente para cobrir períodos prolongados de baixa produção renovável.

A introdução de produção nuclear, caracterizada por elevada disponibilidade e produção previsível, permite reduzir a amplitude destes défices estruturais, diminuindo a energia que necessita de ser deslocada temporalmente. Como consequência:

- reduz-se a potência instalada necessária em sistemas de armazenamento electroquímico;
- diminui o volume de energia a armazenar em soluções de armazenamento hídrico ou outras tecnologias emergentes;
- atenua-se o investimento global em infra-estruturas de armazenamento sazonal, tipicamente associado a custos muito elevados.

## 9.2 Diminuição do curtailment de produção renovável

Em sistemas com elevada capacidade instalada renovável, a produção em períodos de baixa procura pode exceder a capacidade de absorção do sistema, conduzindo a fenómenos de **curtailment**, isto é, limitação ou desperdício de energia potencialmente disponível.

A presença de produção firme de base, operando com níveis relativamente estáveis, contribui para uma melhor optimização do despacho económico e para uma redução do sobredimensionamento necessário da capacidade renovável. Assim:

- reduz-se o número de horas em que a produção renovável excede a procura;
- diminui o volume anual de energia renovável não aproveitada;
- melhora o factor de utilização efectivo dos activos renováveis instalados.

Este efeito é particularmente relevante em sistemas com forte crescimento da solar fotovoltaica, cuja produção se concentra em períodos diurnos de baixa procura relativa.

## 9.3 Melhoria da estabilidade dinâmica e da segurança operacional

As centrais nucleares, sendo unidades síncronas de grande dimensão, contribuem para a **inércia rotacional do sistema eléctrico**, desempenhando um papel relevante na estabilidade de frequência e na resposta a perturbações súbitas.

Num sistema com elevada penetração de geração baseada em electrónica de potência (eólica e solar), a redução da inércia natural pode conduzir a:

- maiores taxas de variação de frequência (RoCoF);
- necessidade acrescida de serviços auxiliares de regulação;
- maior complexidade operacional.

A introdução de produção nuclear pode contribuir para:

- aumento da robustez dinâmica do sistema;
- redução da necessidade de soluções artificiais de inércia sintética;
- melhoria da segurança operacional em cenários de contingência severa.

## 9.4 Redução da volatilidade de preços no mercado grossista

A estrutura do mercado eléctrico grossista, baseada no despacho por ordem de mérito, conduz frequentemente a elevada volatilidade de preços em sistemas com grande dependência de produção renovável intermitente e de centrais térmicas de apoio.

A presença de produção nuclear, caracterizada por custos marginais relativamente baixos e produção contínua, pode contribuir para:

- redução da amplitude das variações horárias de preços;
- diminuição da frequência de preços extremamente elevados em períodos de escassez de produção renovável;
- maior previsibilidade dos custos de electricidade para consumidores e agentes económicos.

Experiências internacionais demonstram que sistemas eléctricos com uma componente significativa de produção firme descarbonizada tendem a apresentar maior estabilidade de preços e menor exposição a choques energéticos externos.

## 9.5 Impacto global na optimização do sistema

A análise integrada evidencia que a introdução de capacidade nuclear pode contribuir para:

- melhoria dos indicadores probabilísticos de adequação do sistema (nomeadamente LOLE);
- redução do sobredimensionamento necessário da capacidade renovável;
- diminuição dos investimentos em armazenamento de longa duração;
- reforço da estabilidade dinâmica da rede;
- maior eficiência económica global do sistema eléctrico.

Neste contexto, a eventual instalação de **3 a 4 GW de capacidade nuclear** constitui uma ordem de grandeza tecnicamente plausível para assegurar níveis adequados de

segurança de abastecimento no horizonte 2045-2050, devendo, contudo, ser objecto de avaliação detalhada através de modelos probabilísticos de planeamento energético de longo prazo.

Estudos recentes realizados para a Suíça e Países Baixos [4] [9] evidenciam igualmente que cenários Net Zero com elevada penetração renovável tendem a apresentar menores custos sistémicos quando incluem capacidade nuclear firme.

## 9.6 Limitações e desafios associados à opção nuclear

Apesar das vantagens técnicas associadas à produção nuclear firme descarbonizada, a eventual adopção desta tecnologia envolve desafios relevantes que devem ser considerados em análises de planeamento energético de longo prazo. Entre estes destacam-se os elevados custos iniciais de investimento, os riscos associados aos prazos de construção, as exigências regulatórias, a necessidade de aceitação social e os aspectos relacionados com a gestão do combustível irradiado e dos resíduos radioactivos.

Adicionalmente, a viabilidade económica de novos projectos nucleares depende fortemente do enquadramento de mercado, do custo do financiamento e da estabilidade das políticas energéticas. A avaliação integrada destes factores constitui condição essencial para uma decisão informada sobre o eventual papel da energia nuclear no sistema eléctrico português.

## 10. Conclusões

A concretização dos objectivos de neutralidade carbónica implica uma transformação profunda da estrutura do sistema electroprodutor português, caracterizada por uma electrificação crescente da economia e por uma elevada penetração de fontes renováveis intermitentes. Esta evolução, sendo tecnicamente possível do ponto de vista energético anual, levanta, contudo, desafios estruturais críticos ao nível da **adequação de potência, da estabilidade dinâmica da rede e da segurança de abastecimento**.

Num sistema eléctrico, o critério fundamental de funcionamento seguro consiste em garantir, em permanência, a disponibilidade de potência firme igual ou superior à potência de ponta, solicitada pela carga, acrescida de margem de reserva técnica ( $\approx 15-20\%$ ). Este requisito resulta directamente das leis físicas que regem a operação dos sistemas eléctricos síncronos e não pode ser contornado por opções políticas ou por metas ambientais.

As tecnologias renováveis intermitentes, apesar do seu contributo relevante para a produção de energia anual e para a redução de emissões, apresentam **coeficientes de firmeza reduzidos e forte dependência das condições meteorológicas**, não podendo, por si só, assegurar a cobertura da procura nas horas críticas de consumo. Mesmo com elevados níveis de sobredimensionamento da potência instalada e com recurso a armazenamento de energia, persistem riscos significativos de insuficiência de potência em períodos prolongados de baixa produção renovável.

Historicamente, esta função de garantia de potência firme tem sido desempenhada por centrais térmicas a combustíveis fósseis, em particular ciclos combinados a gás natural, que asseguram simultaneamente flexibilidade operativa, capacidade de regulação e contributo para a estabilidade do sistema. Contudo, a eliminação progressiva destas centrais, no âmbito das políticas de descarbonização, cria um **vazio estrutural na arquitectura do sistema eléctrico**, cuja resolução exige a introdução de tecnologias alternativas capazes de fornecer potência firme descarbonizada.

Neste contexto, a energia nuclear surge como uma das tecnologias firmes descarbonizadas actualmente disponíveis à escala industrial, podendo contribuir de forma relevante para a garantia da adequação de potência e para a optimização técnico-económica do sistema eléctrico nacional. A energia nuclear reúne simultaneamente as seguintes características essenciais:

- elevada disponibilidade e factor de capacidade superior a 90%;
- contributo significativo para a inércia rotacional e estabilidade de frequência;
- produção previsível e independente das condições meteorológicas;
- emissões de carbono praticamente nulas;
- reduzidos custos sistémicos de integração no sistema eléctrico.

A análise baseada no conceito de **System LCOE** [4] evidencia que sistemas eléctricos excessivamente dependentes de produção renovável intermitente tendem a apresentar custos globais mais elevados, devido à necessidade de investimentos adicionais em armazenamento, reforço de redes, reserva estratégica e sobredimensionamento da capacidade instalada. A introdução de produção nuclear pode contribuir para **optimizar a estrutura tecnológica do sistema, reduzir custos totais e melhorar os indicadores probabilísticos de adequação**, como o LOLE.

Assim, caso se pretenda efectivamente eliminar a utilização de combustíveis fósseis na produção de electricidade, torna-se tecnicamente inevitável considerar o recurso à energia

nuclear como tecnologia de base, capaz de garantir níveis adequados de potência firme e assegurar a segurança de abastecimento do sistema eléctrico nacional [2] [4] [5].

A decisão sobre a eventual adopção desta tecnologia em Portugal deverá resultar de uma avaliação técnico-económica rigorosa, baseada em modelos probabilísticos de planeamento energético de longo prazo e numa análise integrada dos custos sistémicos, riscos operacionais e benefícios estratégicos associados [2] [5].

Ignorar o contributo potencial da energia nuclear no contexto da transição energética poderá conduzir a soluções estruturalmente instáveis, economicamente onerosas e tecnologicamente insuficientes para garantir o funcionamento seguro e eficiente do sistema electroprodutor português [2].

## Referências bibliográficas

- [1] REN – *Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN*, edições 2023-2025.
- [2] ENTSO-E – *European Resource Adequacy Assessment (ERAA)*.
- [3] IEA / NEA – *Projected Costs of Generating Electricity, 2020/2025*.
- [4] OECD-NEA – *The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables, 2019*.
- [5] MIT Energy Initiative – *The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World, 2018*.
- [6] ACER – *Security of Electricity Supply in Europe*.
- [7] Eurelectric – *Power System Adequacy and Flexibility in Europe*.
- [8] IPCC – *AR6 Working Group III – Mitigation of Climate Change, Energy Systems*.
- [9] RTE France – *Bilan Prévisionnel / Futurs Énergétiques*.
- [10] Red Eléctrica de España – *Informe de Cobertura de la Demanda*.
- [11] U.S. Department of Energy – *Pathways to Commercial Liftoff: Advanced Nuclear, 2024*.

# ANEXO TÉCNICO A

## Limitações de Cenários Baseados em Renováveis Variáveis, Baterias e Hidrogénio como Substitutos da Produção Firme

### A.1 Objectivo do anexo

Este anexo tem como objectivo quantificar, ainda que em termos simplificados, mas tecnicamente plausíveis, as limitações estruturais de cenários em que a segurança de abastecimento do sistema eléctrico português dependeria essencialmente de:

- produção renovável variável;
- armazenamento electroquímico;
- eventual armazenamento sob a forma de hidrogénio.

Pretende-se demonstrar que, embora estas tecnologias possam desempenhar funções relevantes de flexibilidade e apoio à operação, **não constituem, por si só, um substituto economicamente razoável nem tecnicamente equivalente da produção firme convencional**, designadamente nuclear, gás natural ou carvão. Esta conclusão decorre de quatro ordens de razões:

- reduzida firmeza intrínseca das renováveis variáveis;
- necessidades muito elevadas de energia armazenada em episódios prolongados de baixa produção;
- custos de investimento e perdas energéticas muito significativos;
- incapacidade de assegurar, isoladamente, o mesmo nível de adequação probabilística e robustez operacional de tecnologias térmicas síncronas.

## A.2 Critérios técnicos de adequação

A segurança de abastecimento de um sistema electroprodutor não depende apenas da energia anual produzida, **mas sobretudo da capacidade de garantir, em permanência, potência disponível suficiente para satisfazer a carga.**

Os indicadores mais utilizados são:

### Margem de Reserva (RM)

$$RM = \frac{P_{disp} - P_{ponta}}{P_{ponta}}$$

onde:

- **RM** – Margem de reserva do sistema (adimensional ou em %).
- **$P_{disp}$**  – Potência firme efectivamente disponível no sistema (MW ou GW). Inclui apenas a potência que pode ser considerada tecnicamente garantida nas horas críticas, após dedução de indisponibilidades forçadas e manutenção programada.
- **$P_{ponta}$**  – Potência máxima solicitada ao sistema (MW ou GW), correspondente à ponta anual de carga.

Em sistemas predominantemente firmes, valores de referência típicos são da ordem de:

- **15% a 20%**

Em sistemas com elevada penetração de renováveis variáveis, a margem necessária tende a ser superior, devido à incerteza e à variabilidade da produção.

### Loss of Load Expectation (LOLE)

O indicador LOLE exprime o número esperado de horas por ano em que a procura pode exceder a capacidade disponível:

$$LOLE = \sum_{t=1}^{8760} Pr(P_{disp,t} < P_{load,t}) \cdot \Delta t$$

onde:

- **LOLE** — número esperado de horas por ano em que a procura excede a capacidade disponível (h/ano).
- $Pr(P_{disp,t} < P_{load,t})$  — probabilidade de insuficiência de potência no instante  $t$ .
- $P_{disp,t}$  — potência disponível no sistema no instante  $t$ , considerando:
  - produção firme,
  - contribuição probabilística das renováveis,
  - indisponibilidades aleatórias.
- $P_{load,t}$  — potência solicitada pela carga no instante  $t$ .
- $\Delta t$  — intervalo temporal de análise (tipicamente 1 hora).

Critérios europeus típicos:

- **LOLE  $\leq$  3 horas/ano**

Este indicador reflecte directamente o risco de interrupção por insuficiência estrutural de capacidade.

### Effective Load Carrying Capability (ELCC)

O ELCC mede o contributo efectivo de cada tecnologia para a adequação:

$$ELCC_i = \frac{\Delta P_{carga}}{P_{inst,i}}$$

onde:

- $ELCC_i$  — contributo efectivo da tecnologia  $i$  para a adequação de potência (adimensional ou %).
- $\Delta P_{carga}$  — aumento da carga máxima que o sistema pode suportar mantendo o mesmo nível de fiabilidade (MW ou GW).
- $P_{inst,i}$  — potência nominal instalada da tecnologia  $i$  (MW ou GW).

Valores típicos usados no corpo principal do estudo:

- solar fotovoltaica: **0–10%**
- eólica: **5–15%**
- nuclear: **90–95%**
- ciclos combinados a gás: **85–90%**

Logo, a substituição de 1 GW firme por renováveis variáveis requer **vários** GW de potência instalada e, adicionalmente, armazenamento e redes.

### A.3 Caso de estudo simplificado: Portugal 2050

Adopta-se um cenário prospectivo plausível para Portugal em 2050, alinhado com o corpo do estudo :

- consumo anual: **90 TWh**
- potência de ponta: **17 GW**
- carga média:

$$P_{média} = \frac{90 \text{ TWh}}{8760 \text{ h}} \approx 10,3 \text{ GW}$$

Admita-se ainda um sistema com:

- muito elevada penetração solar e eólica;
- reduzida ou nula produção térmica fóssil;
- necessidade de assegurar abastecimento durante episódios severos de baixa produção renovável no Inverno.

## A.4 Energia necessária para alimentar o sistema em episódios de baixa produção renovável

A literatura europeia e a experiência recente mostram a ocorrência de episódios de baixa produção simultânea eólica e solar, frequentemente designados por **dunkelflaute** <sup>5</sup>, com durações de vários dias.

A energia necessária pode ser estimada por:

$$E = P_{médio} \times T$$

onde:

- **E** – energia a fornecer durante o episódio (MWh ou TWh).
- $P_{médio}$  – potência média necessária durante o episódio (MW ou GW).
- **T** – duração do episódio (horas ou dias).

Este cálculo permite estimar a dimensão do armazenamento sazonal necessário.

Admitindo que, durante esses episódios, o sistema necessita de garantir uma potência líquida média de cerca de:

- **9 a 10 GW**

tem-se:

### Cenário A – 5 dias

$$E = 10 \text{ GW} \times 120 \text{ h} = 1200 \text{ GWh} = 1,2 \text{ TWh}$$

### Cenário B – 7 dias

$$E = 10 \text{ GW} \times 168 \text{ h} = 1680 \text{ GWh} = 1,68 \text{ TWh}$$

---

<sup>5</sup> **Dunkelflaute** – termo de origem alemã (literalmente “calma escura”) utilizado na análise de sistemas eléctricos para designar períodos meteorológicos prolongados caracterizados por baixa disponibilidade simultânea de vento e radiação solar.

Estes episódios, que podem durar vários dias ou mesmo semanas, conduzem a uma redução significativa da produção de energia eólica e fotovoltaica, aumentando a necessidade de recorrer a capacidade firme despachável, armazenamento energético ou importações para assegurar a continuidade do abastecimento eléctrico. A ocorrência de dunkelflaute constitui um factor crítico na avaliação da adequação de potência, da segurança de abastecimento e dos custos sistémicos em sistemas eléctricos com elevada penetração de renováveis variáveis.

### Cenário C – 10 dias

$$E = 10 \text{ GW} \times 240 \text{ h} = 2400 \text{ GWh} = 2,4 \text{ TWh}$$

### Cenário D – 15 dias

$$E = 10 \text{ GW} \times 360 \text{ h} = 3600 \text{ GWh} = 3,6 \text{ TWh}$$

### Conclusão intermédia

Para assegurar a segurança de abastecimento em Portugal num cenário altamente renovável, **sem potência firme convencional**, seria necessário dispor de armazenamento útil da ordem de:

- 1,2 TWh para 5 dias;
- 1,7 TWh para 7 dias;
- 2,4 TWh para 10 dias;
- 3,6 TWh para 15 dias.

Estes valores são várias ordens de grandeza superiores à capacidade actualmente instalada em baterias, quer em Portugal quer na maioria dos sistemas europeus.

## A.5 Custos do armazenamento electroquímico em larga escala

Assuma-se, para baterias de iões de lítio de grande escala, valores típicos de investimento total instalado:

- 300 a 500 €/kWh
- valor central de referência: 400 €/kWh

Então:

1,2 TWh

$$1,2 \times 10^9 \text{ kWh} \times 400 \text{ €/kWh} = \mathbf{480 \text{ mil milhões €}}$$

1,7 TWh

$$1,68 \times 10^9 \text{ kWh} \times 400 \text{ €/kWh} \approx \mathbf{672 \text{ mil milhões €}}$$

2,4 TWh

$$2,4 \times 10^9 \text{ kWh} \times 400 \text{ €/kWh} = \mathbf{960 \text{ mil milhões €}}$$

3,6 TWh

$$3,6 \times 10^9 \text{ kWh} \times 400 \text{ €/kWh} = \mathbf{1,44 \text{ biliões}^6 \text{ €}}$$

Síntese

| Episódio | Energia útil necessária | CAPEX estimado a 400 €/kWh |
|----------|-------------------------|----------------------------|
| 5 dias   | 1,2 TWh                 | 480 mil M€                 |
| 7 dias   | 1,68 TWh                | 672 mil M€                 |
| 10 dias  | 2,4 TWh                 | 960 mil M€                 |
| 15 dias  | 3,6 TWh                 | 1,44 biliões €             |

Mesmo admitindo reduções significativas de custo, a ordem de grandeza permanece extraordinariamente elevada.

## A.6 Comparação com produção firme nuclear

Considere-se uma central nuclear de grande escala com:

- potência líquida: **1,6 GW**
- factor de capacidade: **90%**

Produção anual:

$$E_{\text{anual}} = 1,6 \times 8760 \times 0,90 \approx \mathbf{12,6 \text{ TWh/ano}}$$

Com investimento típico da ordem de:

- **8 a 12 mil milhões €** por unidade

---

<sup>6</sup> Milhões de milhões -  $10^{12}$

então:

### 2 centrais (3,2 GW)

- produção anual:  $\approx 25$  TWh
- investimento: **16 a 24 mil M€**

### 3 centrais (4,8 GW)

- produção anual:  $\approx 38$  TWh
- investimento: **24 a 36 mil M€**

### Comparação directa

Mesmo 3 centrais nucleares de grande escala:

- custariam **uma pequena fracção do custo de 2–4 TWh de baterias;**
- forneceriam produção firme contínua;
- reduziriam o sobredimensionamento renovável;
- diminuiriam curtailment;
- dispensariam parte importante do armazenamento sazonal.

Em termos de ordem de grandeza, o sistema “renováveis + baterias sazonais” **representa várias ordens de grandeza mais oneroso** do que um sistema com produção firme nuclear.

## A.7 Hidrogénio como vector de armazenamento

O hidrogénio é frequentemente apresentado como alternativa ao armazenamento electroquímico para períodos prolongados. Contudo, a sua utilização para armazenamento eléctrico sazonal sofre de perdas energéticas elevadas.

A eficiência round-trip pode ser expressa como:

$$\eta_{H2} = \eta_{elect} \times \eta_{comp} \times \eta_{reconv}$$

onde:

- $\eta_{H_2}$ — eficiência global do ciclo eléctrico-hidrogénio-eléctrico.
- $\eta_{elect}$ — eficiência da electrólise.
- $\eta_{comp}$ — eficiência do armazenamento e transporte.
- $\eta_{reconv}$ — eficiência da reconversão em electricidade.

### Eficiência em cadeia típica

- electrólise: **65–75%**
- compressão / armazenamento / transporte: **90–95%**
- reconversão eléctrica (turbina ou fuel cell): **45–60%**

Eficiência round-trip aproximada:

$$\eta_{H_2} \approx 0,70 \times 0,92 \times 0,50 \approx 0,32$$

Ou seja: apenas **30–35%** da energia eléctrica originalmente produzida é recuperada no retorno à electricidade.

### Exemplo

Para dispor de **2,4 TWh úteis** de electricidade:

$$E_{entrada} = \frac{2,4}{0,32} \approx 7,5 \text{ TWh}$$

Logo, seria necessário produzir previamente **7,5 TWh adicionais** de electricidade renovável apenas para carregamento do sistema de hidrogénio.

### Implicações

Isto exige:

- muito maior sobredimensionamento da capacidade renovável;
- novos electrolisadores;
- cavernas ou reservatórios de armazenamento;
- centrais de reconversão;
- reforços adicionais de rede.

O hidrogénio pode ser útil:

- como vector industrial;
- como matéria-prima;
- como complemento de flexibilidade sazonal;

mas **não constitui um substituto simples, directo e económico da produção firme convencional.**

## A.8 Carga residual e necessidade de potência despachável

A carga residual define-se por:

$$P_{res}(t) = P_{load}(t) - P_{VRE}(t)$$

onde:

- $P_{res}(t)$ — carga que deve ser satisfeita por produção firme ou armazenamento (MW).
- $P_{load}(t)$ — carga total do sistema no instante  $t$ .
- $P_{VRE}(t)$ — produção das renováveis variáveis (solar e eólica) no instante  $t$ .

À medida que a penetração renovável aumenta:

- os vales tornam-se mais profundos;
- os picos residuais tornam-se mais críticos;
- as rampas de subida e descida tornam-se mais severas.

Consequentemente, mesmo com muita potência renovável instalada, o sistema continua a necessitar de:

- potência firme;
- inércia;
- reservas operativas;
- capacidade despachável síncrona.

As baterias podem ajudar em:

- regulação primária;
- arbitragem intradiária;
- controlo de rampas;
- serviços de sistema de curta duração;

mas não substituem, em escala de dias ou semanas, o papel estrutural da produção firme.

## A.9 Comparação qualitativa entre soluções

| Critério                   | Renováveis + baterias   | Renováveis + H <sub>2</sub> | Nuclear / gás / carvão  |
|----------------------------|-------------------------|-----------------------------|-------------------------|
| Potência firme contínua    | Fraca                   | Moderada                    | Elevada                 |
| Autonomia multi-dia        | Muito limitada          | Possível, mas ineficiente   | Elevada                 |
| Eficiência round-trip      | 80–90%                  | 30–35%                      | Não aplicável           |
| Custo para escala TWh      | Muito elevado           | Muito elevado               | Muito inferior          |
| Inércia e estabilidade     | Reduzida                | Reduzida                    | Elevada                 |
| Dependência meteorológica  | Muito elevada           | Muito elevada               | Muito baixa             |
| Segurança de abastecimento | Insuficiente sem backup | Insuficiente sem backup     | Estruturalmente robusta |

## A.10 Comparação técnico-económica entre armazenamento em larga escala, nuclear e ciclos combinados a gás natural

A avaliação da viabilidade de cenários eléctricos altamente descarbonizados exige a comparação directa entre diferentes soluções capazes de assegurar **potência firme, adequação probabilística e continuidade de abastecimento**.

Para além da energia nuclear, os **ciclos combinados a gás natural (CCGT)** constituem actualmente a tecnologia térmica despachável de referência em sistemas eléctricos europeus, devido à sua elevada eficiência, flexibilidade operacional e custos de investimento relativamente reduzidos.

## A.10.1 Características técnicas comparativas

### Centrais nucleares

- Potência unitária típica: **1,0 – 1,6 GW**
- Factor de capacidade: **85–92%**
- Disponibilidade técnica: **>90%**
- ELCC: **90–95%**
- Vida útil: **60–80 anos**
- Emissões directas: **≈ 0 gCO<sub>2</sub>/kWh**

### Ciclos combinados a gás natural

- Potência unitária típica: **400 – 900 MW**
- Rendimento eléctrico: **58–62%**
- Factor de carga variável
- ELCC: **85–90%**
- Vida útil: **30–40 anos**
- Emissões directas: **350–400 gCO<sub>2</sub>/kWh**

Os CCGT apresentam elevada capacidade de seguimento de carga e são particularmente adequados para:

- cobertura de pontas;
- apoio à integração renovável;
- serviços de reserva.

## A.10.2 Comparação de custos de investimento

Valores típicos internacionais:

| Tecnologia              | CAPEX específico |
|-------------------------|------------------|
| Nuclear grande escala   | 5000–7000 €/kW   |
| SMR (FOAK) <sup>7</sup> | 6000–9000 €/kW   |
| CCGT                    | 700–1200 €/kW    |
| Baterias Li-ion         | 300–500 €/kWh    |

Assim, para instalar **4 GW de potência firme**:

### Opção nuclear

- Investimento: **20–28 mil milhões €**
- Produção anual: **≈ 30 TWh**

### Opção CCGT

- Investimento: **3–5 mil milhões €**
- Produção dependente do despacho
- Necessidade de combustível importado

### Opção baterias para 10 dias

- Investimento: **≈ 960 mil milhões €**
- Energia útil: **2,4 TWh**
- Sem produção contínua

---

<sup>7</sup> **SMR (FOAK)** – sigla para –Small Modular Reactor – First-Of-A-Kind. Refere-se a um reactor nuclear modular de pequena potência (tipicamente entre 50 e 300 MW eléctricos por unidade) na sua primeira implementação comercial ou protótipo industrial.

A designação FOAK indica que o projecto ainda não beneficiou de efeitos de aprendizagem, padronização industrial ou economias de série, apresentando por isso custos de investimento, prazos de construção e riscos tecnológicos superiores aos esperados em fases posteriores de implantação. À medida que a tecnologia amadurece e se acumulam unidades construídas (NOAK – Nth-Of-A-Kind), prevê-se uma redução progressiva dos custos específicos e maior previsibilidade técnica e financeira.

### A.10.3 Comparação do custo sistémico

O custo total do sistema eléctrico inclui:

- investimento em produção;
- reforço de redes;
- armazenamento;
- reservas operativas;
- custos de combustível;
- custos de carbono.

#### Sistema com forte nuclear

- menor necessidade de sobredimensionamento renovável;
- menores custos de armazenamento;
- maior estabilidade de preços;
- custos de sistema mais baixos.

#### Sistema com forte CCGT

- menor investimento inicial;
- elevada flexibilidade;
- mas exposição a:
  - volatilidade do preço do gás;
  - dependência geopolítica;
  - custos de CO<sub>2</sub> crescentes.

#### Sistema VRE + armazenamento massivo

- investimento estrutural muito elevado;
- curtailment significativo;
- maior custo total do sistema;
- risco de insuficiência energética em episódios extremos.

Estudos da **OECD-NEA** e da **IEA** indicam que cenários com elevada penetração nuclear podem reduzir os custos sistémicos em:

**10–30% face a cenários dominados exclusivamente por renováveis variáveis.**

## A.10.4 Comparação funcional

| Critério                   | Nuclear       | CCGT                    | VRE + Baterias        |
|----------------------------|---------------|-------------------------|-----------------------|
| Potência firme             | Muito elevada | Elevada                 | Limitada              |
| Autonomia multi-dia        | Total         | Total (com combustível) | Limitada ao stock     |
| Custos de investimento     | Elevados      | Reduzidos               | Extremamente elevados |
| Custos de combustível      | Muito baixos  | Elevados e voláteis     | Nulos                 |
| Emissões CO <sub>2</sub>   | Muito baixas  | Elevadas                | Muito baixas          |
| Segurança de abastecimento | Muito elevada | Média                   | Baixa                 |
| Vida útil                  | Muito longa   | Média                   | Curta                 |

## A.10.5 Implicações para Portugal

Num sistema português altamente eletrificado e descarbonizado:

- o nuclear surge como solução estrutural de base;
- os CCGT podem desempenhar papel transitório ou de reserva estratégica;
- as baterias devem ser vistas como tecnologia complementar de flexibilidade de curto prazo.

A otimização técnico-económica sugere um mix com:

- produção nuclear firme;
- renováveis variáveis;
- armazenamento limitado;
- capacidade térmica de reserva.

## A.10.6 Conclusão

A comparação quantitativa evidencia que:

- as baterias não constituem alternativa estrutural à produção firme;
- os ciclos combinados oferecem solução flexível, mas com dependência de combustível e emissões;
- a energia nuclear combina firmeza, estabilidade económica e descarbonização.

Assim, em cenários de neutralidade carbónica, a produção nuclear apresenta vantagens sistémicas significativas face a soluções baseadas exclusivamente em renováveis variáveis e armazenamento electroquímico.

## A.11 Conclusão do anexo

A análise técnico-económica desenvolvida no presente anexo evidencia que a substituição integral da produção firme convencional por sistemas baseados predominantemente em renováveis variáveis, armazenamento electroquímico e hidrogénio implica desafios estruturais de elevada magnitude.

Em primeiro lugar, a reduzida firmeza intrínseca das tecnologias eólica e solar implica que a adequação de potência do sistema não possa ser assegurada apenas através do aumento da potência instalada destas fontes. Mesmo com níveis muito elevados de penetração renovável, a ocorrência de episódios prolongados de baixa produção simultânea obriga à existência de capacidade despachável estruturalmente disponível.

Em segundo lugar, a garantia de segurança de abastecimento em cenários altamente renováveis exigiria volumes de armazenamento energético de ordem de grandeza dos **TWh**, para assegurar a cobertura de períodos críticos com duração de vários dias. Os investimentos associados a tal capacidade de armazenamento electroquímico seriam extremamente elevados, situando-se potencialmente na ordem das **centenas de milhares de milhões ou mesmo biliões de euros**, valores dificilmente compatíveis com critérios de racionalidade económica e sustentabilidade tarifária.

Em terceiro lugar, a utilização do hidrogénio como vector de armazenamento eléctrico sazonal apresenta limitações relevantes associadas às perdas energéticas ao longo da cadeia de conversão. Eficiências globais da ordem dos **30–35%** implicam a necessidade de sobredimensionamento muito significativo da produção renovável, bem como investimentos adicionais em infra-estruturas de electrólise, armazenamento e reconversão.

Adicionalmente, sistemas eléctricos dominados por produção renovável variável tendem a apresentar maiores custos sistémicos globais, decorrentes do reforço das redes, do aumento do curtailment, da necessidade de reservas operativas acrescidas e da maior volatilidade dos preços de mercado. Estes factores devem ser considerados numa avaliação integrada do custo total do sistema, para além do LCOE directo das tecnologias.

Neste contexto, a comparação com tecnologias de produção firme evidencia diferenças estruturais relevantes. As centrais nucleares oferecem elevada disponibilidade, forte contributo para a adequação de potência, estabilidade dinâmica do sistema e emissões muito reduzidas. Os ciclos combinados a gás natural, embora associados a emissões e dependência de combustível importado, constituem igualmente uma solução

tecnicamente eficaz para assegurar flexibilidade e segurança de abastecimento, em particular em fases de transição energética.

Assim, a descarbonização profunda dos sistemas eléctricos deverá assentar numa abordagem de optimização sistémica baseada num **mix tecnológico equilibrado**, que combine:

- produção renovável variável;
- armazenamento de curta duração;
- interligações reforçadas;
- capacidade firme de base de baixa emissão de carbono.

A energia nuclear assume, neste enquadramento, um papel particularmente relevante, ao permitir reduzir os custos sistémicos globais, limitar a necessidade de armazenamento sazonal em larga escala e assegurar níveis elevados de segurança e robustez operacional do sistema eléctrico.

# FORMULÁRIO UTILIZADO

## Indicadores de adequação de potência

### Margem de Reserva

$$RM = \frac{P_{firm} - P_{peak}}{P_{peak}}$$

onde:

- $RM$ — margem de reserva do sistema, expressa em valor adimensional ou em percentagem;
- $P_{firm}$ — potência firme equivalente efectivamente disponível no sistema, em MW ou GW;
- $P_{peak}$ — potência de ponta da carga, isto é, a potência máxima solicitada ao sistema num determinado horizonte temporal, em MW ou GW.

A margem de reserva mede o excesso de potência firme disponível relativamente à ponta de carga.

### Loss of Load Expectation

$$LOLE = \sum_{t=1}^{8760} Pr(P_{avail,t} < P_{load,t}) \cdot \Delta t$$

onde:

- $LOLE$ — expectativa de perda de carga, isto é, o número esperado de horas por ano em que a potência disponível é insuficiente para satisfazer a procura, expresso em horas por ano;
- $\sum_{t=1}^{8760}$  — soma sobre todas as horas do ano;
- $t$ — índice temporal, correspondente a cada hora do ano;
- $Pr(P_{avail,t} < P_{load,t})$ — probabilidade de, na hora  $t$ , a potência disponível ser inferior à potência solicitada;
- $P_{avail,t}$ — potência efectivamente disponível no sistema na hora  $t$ , em MW ou GW;
- $P_{load,t}$ — potência requerida pela carga na hora  $t$ , em MW ou GW;
- $\Delta t$ — intervalo temporal considerado na discretização do cálculo, normalmente igual a 1 hora.

Este indicador exprime o risco probabilístico de insuficiência de potência.

### Effective Load Carrying Capability

$$ELCC_i = \frac{\Delta P_{load}}{P_{inst,i}}$$

onde:

- $ELCC_i$ — contributo efectivo da tecnologia  $i$  para a adequação de potência, expresso em valor adimensional ou em percentagem;
- $\Delta P_{load}$ — aumento da carga máxima que o sistema consegue suportar sem alterar o nível de fiabilidade, em MW ou GW;
- $P_{inst,i}$ — potência nominal instalada da tecnologia  $i$ , em MW ou GW;
- $i$ — índice identificador da tecnologia considerada, por exemplo solar, eólica, nuclear ou gás natural.

O ELCC mede quanto da potência instalada de uma tecnologia pode ser considerado efectivamente útil para a segurança de abastecimento.

### Carga média do sistema

$$P_{avg} = \frac{E_{annual}}{8760}$$

onde:

- $P_{avg}$ — potência média anual do sistema, em MW ou GW;
- $E_{annual}$ — energia eléctrica consumida ao longo de um ano, em MWh, GWh ou TWh;
- **8760** — número de horas de um ano de 365 dias.

Esta expressão permite converter energia anual em potência média equivalente.

## Energia necessária em episódios críticos

$$E_{stor} = P_{res,avg} \cdot T_{crit}$$

onde:

- $E_{stor}$ — energia útil de armazenamento necessária para atravessar o episódio crítico, em MWh, GWh ou TWh;
- $P_{res,avg}$ — potência residual média que tem de ser assegurada durante o episódio, em MW ou GW;
- $T_{crit}$ — duração do episódio crítico, em horas.

Esta relação permite estimar a energia de armazenamento necessária para compensar défices prolongados de produção renovável.

## Produção anual de uma central nuclear

$$E_{annual} = P_{nuc} \times 8760 \times CF$$

onde:

- $E_{annual}$ — energia eléctrica produzida anualmente pela central, em MWh, GWh ou TWh;
- $P_{nuc}$ — potência líquida instalada da central nuclear, em MW ou GW;
- **8760** — número de horas do ano;
- $CF$ — factor de capacidade da central, adimensional, normalmente expresso em valor entre 0 e 1;
- $CF = 0,90$  significa que a central produz, em média, 90% da sua potência nominal ao longo do ano.

## Armazenamento com hidrogénio

### Eficiência global do ciclo eléctrico-hidrogénio-eléctrico

$$\eta_{rt,H2} = \eta_{el} \cdot \eta_{comp} \cdot \eta_{reconv}$$

onde:

- $\eta_{rt,H2}$ — eficiência global round-trip do ciclo completo de armazenamento com hidrogénio;
- $\eta_{el}$ — eficiência da electrólise, isto é, da conversão de electricidade em hidrogénio;
- $\eta_{comp}$ — eficiência associada à compressão, armazenamento e eventual transporte do hidrogénio;
- $\eta_{reconv}$ — eficiência da reconversão do hidrogénio em electricidade, por turbina ou célula de combustível.

Todas estas eficiências são adimensionais e expressas entre 0 e 1.

### Energia de entrada requerida para obter energia útil

$$E_{input} = \frac{E_{useful}}{\eta_{rt,H2}}$$

onde:

- $E_{input}$ — energia eléctrica inicial necessária para carregar o sistema de hidrogénio, em MWh, GWh ou TWh;
- $E_{useful}$ — energia útil recuperada à saída do sistema, em MWh, GWh ou TWh;
- $\eta_{rt,H2}$ — eficiência global round-trip do sistema de hidrogénio.

Esta expressão mostra que, quanto menor for a eficiência global, maior será a energia renovável necessária para obter uma dada quantidade de electricidade útil.

## Carga residual

$$P_{res}(t) = P_{load}(t) - P_{VRE}(t)$$

onde:

- $P_{res}(t)$ — carga residual do sistema no instante  $t$ , em MW ou GW;
- $P_{load}(t)$ — carga total do sistema no instante  $t$ , em MW ou GW;
- $P_{VRE}(t)$ — potência injectada pelas renováveis variáveis no instante  $t$ , em MW ou GW;
- $t$ — instante temporal considerado.

A carga residual corresponde à potência que tem de ser assegurada por produção firme, armazenamento ou importações.

## LCOE simplificado de um ciclo combinado a gás natural

$$LCOE_{CCGT} = \frac{CAPEX \cdot CRF + OPEX + C_{fuel} + C_{CO2}}{E_{annual}}$$

onde:

- $LCOE_{CCGT}$ — custo nivelado da electricidade produzida por um ciclo combinado a gás natural, em €/MWh;
- $CAPEX$ — investimento inicial de capital da central, em euros;
- $CRF$ — factor de recuperação do capital (Capital Recovery Factor), adimensional;
- $OPEX$ — custos anuais de operação e manutenção, em euros por ano;
- $C_{fuel}$ — custo anual do combustível consumido, em euros por ano;
- $C_{CO2}$ — custo anual associado às emissões de CO<sub>2</sub>, em euros por ano;
- $E_{annual}$ — energia produzida anualmente, em MWh por ano.

## Factor de recuperação do capital

$$CRF = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$$

onde:

- $CRF$ — factor de recuperação do capital;
- $r$ — taxa de desconto anual;
- $n$ — número de anos de vida económica do projecto.

Este factor converte o investimento inicial num encargo anual equivalente.

## System LCOE

$$\text{System LCOE} = \frac{CAPEX + OPEX + C_{fuel} + C_{CO_2} + C_{grid} + C_{storage} + C_{curtail}}{E_{served}}$$

onde:

- $\text{System LCOE}$  - custo nivelado total do sistema eléctrico, em €/MWh;
- $CAPEX$ — custos de investimento em activos de produção, em euros;
- $OPEX$ — custos de operação e manutenção, em euros;
- $C_{fuel}$ — custos de combustível, em euros;
- $C_{CO_2}$ — custos associados às emissões de  $CO_2$ , em euros;
- $C_{grid}$ — custos adicionais de rede (transporte e distribuição), em euros;
- $C_{storage}$ — custos de armazenamento, em euros;
- $C_{curtail}$ — custo económico associado à energia renovável não aproveitada, em euros;
- $E_{served}$ — energia efectivamente fornecida aos consumidores, em MWh.

## Curtailement

$$Curt = \frac{E_{VRE} - E_{used}}{E_{VRE}}$$

onde:

- *Curt*— taxa de curtailement, adimensional ou em percentagem;
- *E<sub>VRE</sub>*— energia total produzida pelas renováveis variáveis, em MWh;
- *E<sub>used</sub>*— energia renovável efectivamente utilizada ou absorvida pelo sistema, em MWh.

Este indicador mede a fracção da produção renovável que é desperdiçada ou limitada por insuficiência de procura, restrições de rede ou excesso de produção.